



**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

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

**“ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA POWER OIL DEL CAMPO LAGO  
AGRIO”**

**PROYECTO DE GRADO**

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN PETRÓLEOS**

Presentado por:

**CLARK RENATO PLÚA PLÚA  
FRANCISCO JOSUÉ RIVAS SEGURA**

GUAYAQUIL - ECUADOR

2018

## DEDICATORIA

El presente proyecto se lo dedico principalmente a Jehová, a quien agradezco todas las oportunidades. A mi familia que supo apoyarme en todo momento durante mi vida universitaria, entre ellos mi madre y mi padre que respectivamente estuvieron aportando a mi vida más de lo que merezco. A mis hermanos, como una muestra de que la superación no es opcional sino obligatoria. A mi mami Tita porque siempre ha estado pendiente de mí y a mi mami Amanda, quien ahora no está conmigo físicamente pero sí en mi mente y corazón. Finalmente, así como he perdido personas importantes en este proceso, he ganado una persona muy especial en mi vida, María Fernanda Jaya.

Clark Renato Plúa Plúa

## DEDICATORIA

A mi madre Rina quien me ha apoyado siempre, y a quien le debo todo.

A mi papá, hermanas y hermano por darme ánimos y desearme buenos deseos durante mi carrera politécnica.

A mis sobrinos y sobrinas, para que tengan un claro ejemplo de que con esfuerzo se pueden lograr muchas cosas sin importar las adversidades.

A la Comunidad Politécnica Dauleña, grandes amigos quienes han estado conmigo en los buenos y malos momentos.

A Kevin F. y Kevin Z., por la gran amistad que hemos forjado.

Y a Karen, por supuesto, por su amor incondicional.

Francisco Josué Rivas Segura

## **AGRADECIMIENTO**

Nuestros más sinceros agradecimientos al Ing. Fernando Sagnay Sares, quien dio en nuestra carrera el impulso necesario para seguir adelante y enfrentar varias realidades del país, por ser un pilar fundamental en nuestra formación académica y para inculcarnos a marcar una diferencia poniendo en primer lugar lo que es moral, honesto y correcto en la vida profesional.

Agradecemos a Petroamazonas por mantener las puertas abiertas y permitir la realización de este proyecto. Finalmente, a nuestra alma mater, ESPOL.

# **TRIBUNAL DE GRADUACION**

---

**MSc. XAVIER VARGAS GUTIERREZ**  
**COORDINADOR DE LA CARRERA**

---

**MSc. FERNANDO SAGNAR SARES**  
**PROFESOR DE MATERIA INTEGRADORA**

---

**MSc. DANILO ARCENTALES BASTIDAS**  
**TUTOR DE MATERIA INTEGRADORA**

## **DECLARACION EXPRESA**

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Francisco Rivas, Clark Plúa, y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Clark Renato Plúa Plúa

Francisco Josué Rivas Segura

# EVALUADORES

.....  
**MSc. Fernando Sagnay Ares**

PROFESOR DE LA MATERIA

.....  
**MSc. Danilo Arcentales**

PROFESOR TUTOR

## RESUMEN

Ubicado al noreste del Ecuador, en el bloque 56, provincia de Sucumbíos, el campo Lago Agrio es considerado un campo maduro, cuya producción, principalmente, proviene del reservorio Hollín desde 1967; en la actualidad, también produce de la arena T y Basal Tena a través de los 24 pozos productores que posee, de los cuales 13 son explotados por un mecanismo de levantamiento artificial denominado bombeo hidráulico. El presente trabajo tiene como objetivo la optimización del campo Lago Agrio, mediante el análisis nodal de los pozos que se encuentren operando bajo el sistema Power Oil, como su tipo de levantamiento artificial, para aumentar la rentabilidad del campo. El Sistema Power Oil abastece a las bombas Jet de subsuelo para su desempeño eficiente, estas a su vez deben estar diseñadas a las condiciones actuales de pozo, tales como: presión de reservorio, presión de fondo fluente, completación de pozo y además de las propiedades de fluido. Para el análisis, se desarrolló un algoritmo en Python que generó las curvas de Outflow de las bombas Jet Claw y la curva de Inflow del pozo a condiciones actuales tomando en consideración flujo multifásico en tubería. Se estableció una comparación entre varias geometrías para un mismo pozo y se concluyó con la óptima, la cual, generalmente, fue la que se encuentra operativa. Basados en la relación entre el caudal de producción e inyección, se identificaron los pozos candidatos a cambio de geometría, pozos con una producción óptima y los pozos no óptimos.

**Palabras clave:** bombeo hidráulico, flujo multifásico, análisis nodal, diseño de geometría

## **ABSTRACT**

Located northeast of Ecuador, in block 56, province of Sucumbíos, the Lago Agrio field is considered a mature field, whose production, mainly, comes from the Hollín reservoir since 1967; At present, it also produces the Tena basal T sand through the 24 wells it possesses, of which 13 are exploited by an artificial lift mechanism called hydraulic pumping. The objective of this work is to optimize the Lago Agrio field, by means of the nodal analysis of the wells that are operating under the Power Oil system, as its type of artificial lift, to increase the profitability of the field. The Power Oil System supplies the subsoil Jet pumps for their efficient performance, these in turn must be at the current well conditions, such as: reservoir pressure, flowing bottom pressure, well completion and in addition to the properties of fluid. For the analysis, an algorithm was proposed in Python that generated the Outflow curves of the Jet Claw pumps and the well flow curve in real conditions taking into account multiphase flow in the pipeline. A comparison was made between several geometries for the same well and it was concluded with the optimum one, which, generally, was the one that is operative. Based on the relationship between production flow and injection, candidate wells were identified for geometry change, wells with optimal production and non-optimal wells.

Keywords: hydraulic pumping, multiphase flow, nodal analysis, geometry design

# INDICE GENERAL

ABREVIATURAS.....	VI
SIMBOLOGIA .....	VII
INDICE DE FIGURAS .....	VIII
INDICE DE TABLAS.....	X
CAPÍTULO 1.....	1
1. INTRODUCCION .....	2
1.1 Descripción del problema .....	2
1.2 Justificación del problema .....	3
1.3 Objetivos .....	4
1.1.1. Objetivo general.....	4
1.1.2. Objetivos específicos .....	4
1.4 Marco Teórico .....	4
1.4.1 Descripción del campo Lago Agrio .....	4
1.4.1.1 Antecedente .....	4
1.4.1.2 Ubicación geográfica .....	4
1.4.1.3 Estratigrafía .....	5
1.4.1.4 Reservas .....	5
1.4.1.5 Facilidades de superficie .....	7
1.4.2 Propiedades del fluido y yacimiento.....	8
1.4.3 Tipos de levantamiento artificial.....	10
1.4.4 Bombeo Hidráulico.....	11
1.4.4.1 Fluido Motriz.....	11
1.4.4.2 Equipos de Superficie .....	12
1.4.4.3 Equipos de Subsuelo .....	13
1.4.4.4 Sistemas de Inyección .....	14

1.4.5	Bomba Tipo Jet.....	14
1.4.5.1	Funcionamiento.....	14
1.4.5.2	Efecto Venturi.....	14
1.4.5.3	Partes de la bomba Jet .....	15
1.4.5.4	Cavitación en la bomba Jet .....	16
1.4.6	Análisis nodal.....	16
1.4.6.1	Componentes del sistema de producción.....	17
1.4.6.2	Índice de productividad .....	18
1.4.6.3	Curva de Inflow y Outflow.....	19
CAPÍTULO 2.....		20
2.	METODOLOGIA.....	21
2.1	Datos del campo Lago Agrio .....	21
2.1.1	Red De Alimentación De Las Bombas Power Oil Lago Central .....	21
2.1.2	Red de distribución de fluido motriz Power Oil Lago Norte .....	22
2.1.3	Sistema De Bombas Power Oil De La Estación Lago Central. ....	22
2.1.4	Bombas Del Sistema Power Oil De Lago Norte.....	23
2.2	Datos por pozo .....	23
2.3	Desarrollo del software para diseño de geometría óptima. ....	28
2.3.1	Curva del Inflow .....	29
2.3.2	Curva del Outflow .....	29
2.3.2.1	Gradiente de presión de Hagedorn & Brown.....	33
CAPÍTULO 3.....		38
3.	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	39
3.1	LGA-009.....	39
3.2	LGA-017.....	41
3.3	LGA-018.....	43
3.4	LGA-022.....	44

3.5	LGA-024.....	47
3.6	LGA-031.....	48
3.7	LGA-035.....	49
3.8	LGA-036.....	50
3.9	LGA-038.....	51
3.10	LGA-040.....	54
3.11	LGA-041.....	56
3.12	LGA-045.....	58
CAPÍTULO 4.....		60
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	61
4.1	Conclusiones.....	61
4.2	Recomendaciones.....	63
APÉNDICE .....		64
BIBLIOGRAFÍA.....		65

## ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute
BAFD	Barriles de agua por día
BFPD	Barriles de fluido por día
BIPD	Barriles de inyección por día
BPPD	Barriles de petróleo por día
BSW	Basic Sediment and Water
FR	Factor de recobro
GOR	Gas Oil Relation
IPR	Inflow Performance Relationships
MMBBLs	Millones de barriles
P <sub>c</sub>	Presión de cabeza
P <sub>m</sub>	Presión de manifold
P <sub>s</sub>	Presión de separador
PIP	Pump Intake Pressure
P <sub>r</sub>	Reservoir Pressure
SCF	Standard cubic feet
STB	Stock tank barrel
VLP	Vertical Lift Performance
P <sub>wf</sub>	Well Flowing Pressure
P <sub>ws</sub>	Well Static Pressure

## SIMBOLOGIA

$q_o$	Caudal de crudo
$q_b$	Caudal al punto de burbuja
$\rho_m$	Densidad de la mezcla
$\rho_o$	Densidad del crudo
$\rho_g$	Densidad del gas
$\rho_L$	Densidad del líquido
$\beta_o$	Factor Volumétrico
$g_o$	Gradiente de petróleo
$g_s$	Gradiente de succión
$\gamma_w$	Gravedad específica del agua
$\gamma_o$	Gravedad específica del crudo
$\gamma_g$	Gravedad específica del gas
$\emptyset$	Porosidad
$R_s$	Solubilidad
$\mu_m$	Viscosidad de la mezcla
$\mu_o$	Viscosidad del crudo
$\mu_g$	Viscosidad del gas
$\mu_{OD}$	Viscosidad del petróleo muerto

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación del Campo Lago Agrio .....	5
Figura 1.2 Estructura interna de una bomba tipo pistón .....	13
Figura 1.3 Efecto Venturi en una bomba Jet .....	15
Figura 1.4 Partes de una bomba Jet .....	16
Figura 1.5 Diferenciales de presión en un sistema de producción .....	18
Figura 1.6 Punto de referencia o nodo .....	18
Figura 1.7 Curva inflow y outflow.....	19
Figura 2.1 Distribución del fluido motriz de pozos de Lago Central desde su locación .	21
Figura 2.2 Distribución del fluido motriz de pozos de Lago Norte desde su locación ....	22
Figura 2.3 Comportamiento de la presión de acuerdo con la zona sur del Reservorio Basal Tena .....	25
Figura 2.4 Comportamiento de la presión de acuerdo con la zona II del Reservorio T .	25
Figura 2.5 Historial de producción del pozo LGA-009 Arena Ti.....	27
Figura 2.6 Historial de producción del pozo LGA-022 Arena BT .....	27
Figura 2.7 Historial de producción del pozo LGA-031 Arena T.....	28
Figura 2.8 Historial de producción del pozo LGA-041 Arena Ti.....	28
Figura 3.1 LGA009 – 9I Arena T.....	39
Figura 3.2 LGA009 – 9G Arena T .....	40
Figura 3.3 LGA017 – 8G Arena HS .....	41
Figura 3.4 LGA017 – 10I Arena HS.....	42
Figura 3.5 LGA018 – 9H Arena HS+HI.....	43
Figura 3.6 LGA018 – 10I – 11J Arena HS+HI .....	44
Figura 3.7 LGA022 – 11J Arena BT .....	45
Figura 3.8 LGA022 – 11K Arena BT.....	46
Figura 3.9 LGA024 – 10I Arena HI .....	47
Figura 3.10 LGA031 – 9H Arena TS+TI .....	48
Figura 3.11 LGA035 – 9H Arena HS .....	49
Figura 3.12 LGA035 – 9H Arena HS .....	50
Figura 3.13 LGA036 – 10I Arena HS.....	51
Figura 3.14 LGA038 – 9H Arena HS .....	52
Figura 3.15 LGA038 – 9H Arena HS .....	53

Figura 3.16 LGA040 – 9G Arena Hs [Elaborado por: Francisco Rivas – Clark Plúa] ....55  
Figura 3.17 LGA040 – 11j Arena Hs [Elaborado por: Francisco Rivas – Clark Plúa] ....56  
Figura 3.18 LGA041 – 8G Arena TI.....57  
Figura 3.19 LGA045 – 10l Arena Hs [Elaborado por: Francisco Rivas – Clark Plúa] ....59

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Reservas probadas del campo Lago Agrio .....	6
Tabla 1.2 Reservas probables del campo Lago Agrio .....	6
Tabla 1.3 Reservas posibles del campo Lago Agrio.....	6
Tabla 1.4 Facilidades de producción de la Estación Lago Central .....	7
Tabla 1.5 Facilidades de Producción de la estación Lago Norte .....	8
Tabla 2.1 Bombas disponibles para sistema Power Oil de la región Lago Central.....	22
Tabla 2.2 Bombas disponibles para sistema Power Oil de la región Lago Norte .....	23
Tabla 2.3 Datos de producción de los pozos hidráulicos.....	23
Tabla 2.4 Datos de inyección de operación de los pozos hidráulicos.....	24
Tabla 2.5 Datos de presión de los pozos hidráulicos .....	24
Tabla 2.6 Geometrías de bomba Jet Claw .....	30
Tabla 2.7 Coeficientes para CNL.....	36
Tabla 3.1 Parámetros de operación LAG009 – 9I .....	39
Tabla 3.2 Parámetros de operación LAG009 – 9G.....	40
Tabla 3.3 Parámetros de operación LAG017 – 8G.....	41
Tabla 3.4 Parámetros de operación LAG017 – 10I .....	42
Tabla 3.5 Parámetros de operación LAG018 – 9H.....	43
Tabla 3.6 Parámetros de operación LAG018 – 10I – 11J.....	44
Tabla 3.7 Parámetros de operación LAG022 – 11J.....	45
Tabla 3.8 Parámetros de operación LAG022 – 11K.....	46
Tabla 3.9 Parámetros de operación LGA024 – 10I .....	47
Tabla 3.10 Parámetros de operación LAG024 – 10J, 11J, 11K.....	47
Tabla 3.11 Parámetros de operación LAG031 – 9H.....	48
Tabla 3.12 Parámetros de operación LAG035 – 9H.....	49
Tabla 3.13 Parámetros de operación LAG035 – 9H Corregido .....	50
Tabla 3.14 Parámetros de operación LAG035 – 10I .....	51
Tabla 3.15 Parámetros de operación LAG038 – 9H.....	53
Tabla 3.16 Parámetros de operación LAG040 – 9G.....	55
Tabla 3.17 Parámetros de operación LGA040 – 11J.....	56
Tabla 3.18 Parámetros de operación LGA041 – 8G.....	58
Tabla 3.19 Parámetros de operación LGA045 – 10I .....	59
Tabla 4.1 Relación Producción-Caudal por pozo .....	61

# **CAPÍTULO 1**

# 1. INTRODUCCION

El bombeo hidráulico es un método de levantamiento artificial de petróleo que ha sido muy utilizado debido a que es un sistema relativamente sencillo, y aplicable a un amplio rango de caudales de producción y profundidades de pozo. Este sistema se basa en la transmisión hidráulica de energía al fluido de producción mediante la inyección de un fluido motriz a alta presión, y una bomba hidráulica de fondo. Un correcto diseño del sistema de bombeo hidráulico es crucial para obtener una máxima eficiencia, un mayor recobro de petróleo, y, por tanto, rentabilidad económica del proyecto aceptable.

A medida que un yacimiento es drenado, las condiciones iniciales como presión de fondo, BSW, y las propiedades del fluido de producción tienden a cambiar con el tiempo por la disminución de la energía natural del yacimiento. Esta modificación de las condiciones iniciales del pozo podría afectar la eficiencia del levantamiento artificial instalado, por lo que resulta necesario hacer un análisis de su eficiencia, con el fin de determinar nuevos parámetros de diseño que se ajusten a las condiciones actuales del pozo.

El Lago-1 fue el primer pozo de petróleo perforado en la Amazonía ecuatoriana, y con el que se dio inicio a una nueva era de exploración y explotación petrolera en el oriente de nuestro país, el 29 de marzo de 1967. A partir de este evento histórico, se continuó desarrollando lo que hoy en día es el campo Lago Agrio, ubicado en la Provincia de Sucumbíos, y cuenta con 62 pozos hasta el 2018.

## 1.1 Descripción del problema

El diseño del sistema Power Oil del campo Lago Agrio fue realizado bajo condiciones de yacimiento diferentes a las actuales. Variables de diseño como diámetro de nozzle y garganta, caudal de inyección, potencia de bomba de superficie y bomba de subsuelo, son calculados para satisfacer el caudal de retorno deseado, de acuerdo con los parámetros del fluido de producción y características del pozo, que determinan la capacidad de aporte del yacimiento.

A medida que un yacimiento es drenado, las condiciones de este cambian paulatinamente, lo cual se evidencia principalmente en el caudal de producción. Los sistemas de producción se diseñan en base a las condiciones del yacimiento en ese instante, y si estas condiciones son diferentes en un tiempo futuro, como normalmente ocurre, es necesario realizar una estimulación y rediseño del sistema para cumplir con los nuevos parámetros.

Las consecuencias del cambio en las condiciones del yacimiento es que el sistema de producción se encuentre sobredimensionado o subdimensionado y, en el caso del sistema Power Oil, requiera un alto caudal de inyección para mantener el caudal de retorno deseado. También podría ocurrir que el sistema instalado sea de una capacidad menor a la requerida, principalmente después de realizar alguna estimulación al yacimiento.

## **1.2 Justificación del problema**

En un ambiente de precios volátiles del barril de petróleo, agotamiento de las reservas de petróleo de nuestro país, y la necesidad de recursos económicos para mejorar la calidad de vida de los ecuatorianos, es imprescindible la explotación de los yacimientos de manera eficiente, reduciendo los costos de operación y aumentando el factor de recobro de petróleo.

Por lo antes expuesto, surge la necesidad de realizar un análisis y optimización del sistema Power Oil del campo Lago Agrio operado por la empresa estatal Petroamazonas EP, con el fin de aumentar la productividad del campo, extender su vida útil, y aumentar la rentabilidad de este.

Cabe señalar que este proyecto goza de factibilidad técnica gracias al aporte de información de los pozos por parte de la empresa Petroamazonas EP, y a que las alternativas propuestas estarán basadas en tecnología existente, que ha sido aplicada y probada.

## 1.3 Objetivos

### 1.1.1. Objetivo general

Mejorar la productividad y eficiencia del campo Lago Agrio mediante la optimización del sistema Power Oil, para aumentar su rentabilidad.

### 1.1.2. Objetivos específicos

1. Desarrollar un algoritmo para el diseño de las bombas Jet.
2. Desarrollar un análisis nodal a los pozos que producen mediante el sistema Power Oil.
3. Realizar cambios o modificaciones en el sistema de producción, de acuerdo con los resultados obtenidos.
4. Analizar el diseño de las completaciones de cada pozo ingresado al sistema.

## 1.4 Marco Teórico

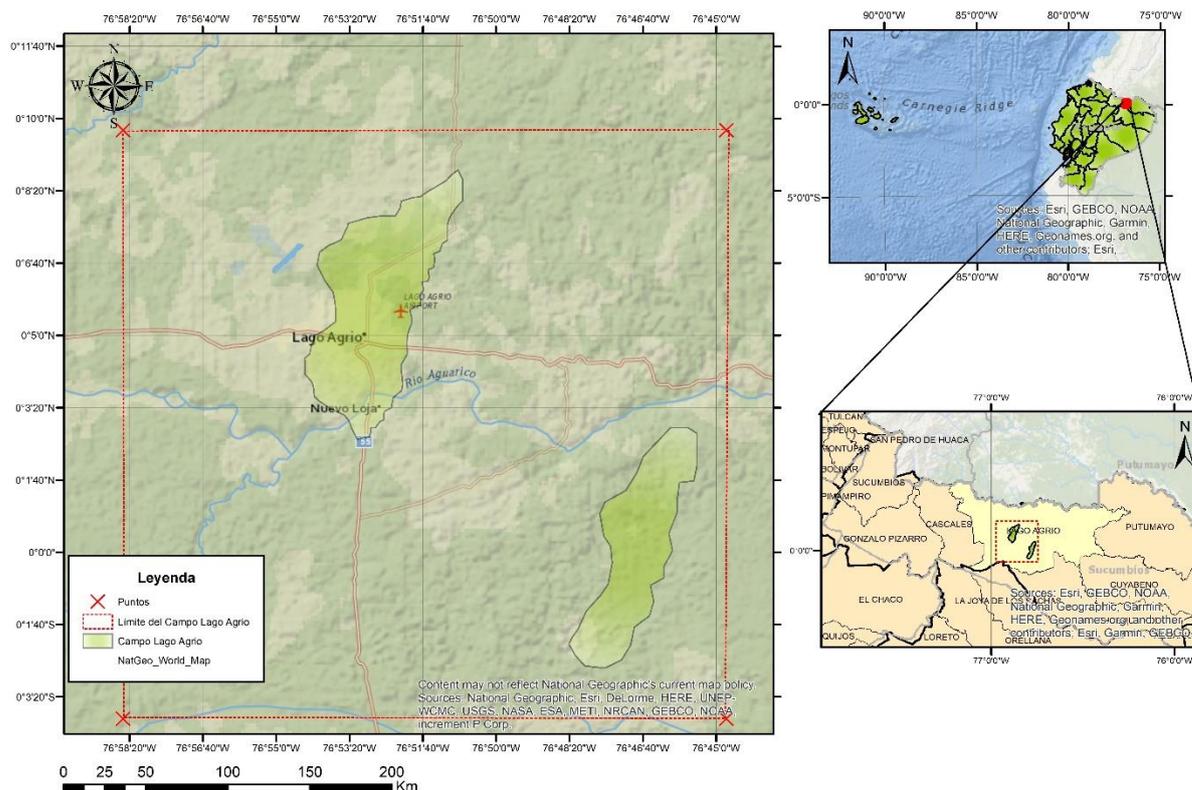
### 1.4.1 Descripción del campo Lago Agrio

#### 1.4.1.1 *Antecedente*

El campo Lago Agrio, localizado en el oriente ecuatoriano, fue descubierto en el año 1967 por el consorcio norteamericano Texaco-Gulf. El primer pozo perforado llegó a una profundidad de 10,175 pies en la formación Hollín, con una producción de crudo de alrededor de 2995 BPPD, 29° API y a flujo natural (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004). A partir de esto, el área del campo Lago Agrío se ha ido desarrollando con la perforación de 62 pozos hasta el 2018.

#### 1.4.1.2 *Ubicación geográfica*

El campo Lago Agrío se encuentra ubicado en la región Oriental del Ecuador, provincia Sucumbíos, noroccidente de la Cuenca Amazónica, junto a Nueva Loja. El área de Producción Lago Agrio comparte su ubicación con los campos petroleros Guanta-Dureno y Parahuacu operados por Petroamazonas EP. El campo Lago Agrio forma parte del Activo Lago Agrio (Petroamazonas, 2018).



**Figura 1.1 Ubicación del Campo Lago Agrio**

[Elaborado por: Clark Plúa – Francisco Rivas]

### 1.4.1.3 Estratigrafía

El campo lago agrio está conformado por un anticlinal fallado de 11 km de largo y 3.8 km de ancho, con un área de 41.8 km<sup>2</sup>. La litología está comprendida por las areniscas Hollín Superior e Inferior, Napo "T", Napo "U" y Tena Basal, las cuales forman los yacimientos productivos del campo. El área total del campo Lago Agrio es de 9,491.11 Acres.

### 1.4.1.4 Reservas

#### 1.4.1.4.1 Reservas probadas

Se define como el volumen de hidrocarburo contenido en el yacimiento que puede ser producido comercialmente.

En la siguiente tabla se muestran las reservas probadas del campo Lago Agrio:

**Tabla 1.1 Reservas probadas del campo Lago Agrio**

[Fuente: Petroamazonas EP]

ARENA	RESERVAS (MMBBLs)
HOLLIN SUPERIOR	21.179.527
HOLLIN INFERIOR	11.920.243
TOTAL	33.099.770

**1.4.1.4.2 Reservas probables**

Son los volúmenes estimados de hidrocarburos no probados contenidos en el yacimiento que han sido determinadas con menor certeza que las reservas probadas.

En la siguiente tabla se muestran las reservas probables del campo Lago Agrio:

**Tabla 1.2 Reservas probables del campo Lago Agrio**

[Fuente: Petroamazonas EP]

ARENA	RESERVAS (MMBBLs)
HOLLIN SUPERIOR	1.302.710
HOLLIN INFERIOR	1.053.308
TOTAL	2.356.018

**1.4.1.4.3 Reservas posibles**

Las reservas posibles es el volumen de hidrocarburos contenidos en el yacimiento que tienen una probabilidad de éxito menor al 10%.

En la siguiente tabla se muestran las reservas posibles del campo Lago Agrio:

**Tabla 1.3 Reservas posibles del campo Lago Agrio**

[Fuente: Petroamazonas EP]

ARENA	RESERVAS (BBLs)
HOLLIN SUPERIOR	-
HOLLIN INFERIOR	176.614
TOTAL	176.614

#### **1.4.1.5 Facilidades de superficie**

Después de 51 años, el campo Lago Agrio produce de 25 pozos, los cuales direccionan su producción a las dos estaciones que posee el campo, Lago Central y Lago Norte.

La estación Lago Central recibe la producción de 7 pozos, 4 por bombeo hidráulico y 3 por bombeo electrosumergibles. Mientras que, la estación Lago Norte, capta la mayor producción del campo con 18 pozos, de los cuales 9 producen por bombeo hidráulico, 8 por bombas electrosumergibles, y 1 con bombeo mecánico.

A continuación, se describe el equipo y las facilidades correspondientes a cada estación de producción.

**Tabla 1.4 Facilidades de producción de la Estación Lago Central**

[Fuente: Petroamazonas EP]

Cantidad	Componente	Descripción
2	Batería de manifolds	2 baterías de 5 manifolds
1	Bomba recirculación	Serie 0599-3105*B
1	Bomba booster de reinyección de agua	Bomba Serie 402877
1	Bomba motor inyección de químicos	Bomba Texas Houston
1	Bomba booster para bombeo al oleoducto.	Bomba Serie 239834
1	Bomba del sumidero	Bomba Durco Seri 475902
2	Bomba booster para sistema Power Oil	Motor 100 HP
4	Contadores de entrega ACTS	Contador INVA. Modelo W-315
1	Medidor de gas	Medidor marca Nuflo
4	Cámara de espuma	
1	Calentador con bomba	Bomba Serie 453266
1	Separador de prueba	Capacidad 10000 bls.
1	Separador de producción	Capacidad 15000 bls.
1	Tanque de reposo	Capacidad 15120 bls.
1	Tanque de lavado	Capacidad 14690 bls.
1	Tanque empernado	Capacidad 10000 bls.

**Tabla 1.5 Facilidades de Producción de la estación Lago Norte**

[Fuente: Petroamazonas EP]

Cantidad	Elemento	Descripción
1	<b>Booster de reinyección de agua</b>	<b>Posee 2 motores eléctricos</b>
1	<b>Booster del sistema Power Oil</b>	<b>Motor 100 HP, Bombas Durco 4 x 3</b>
1	<b>Booster</b>	<b>Motor 100 HP, Bomba Durco 6 x 4</b>
1	<b>Bomba de recirculación</b>	<b>Motor 25 HP, Bomba Durco 4 x 3</b>
1	<b>Bomba del calentador de agua</b>	<b>Motor 10 HP, Bomba 3 x 2</b>
2	<b>Baterías de manifolds</b>	<b>5 manifolds</b>
1	<b>Batería de manifold</b>	<b>10 manifolds</b>
2	<b>Compresor de gas</b>	<b>Serie</b>
1	<b>Compresor de aire</b>	<b>Serie 879523</b>
2	<b>Bombas de Químico</b>	<b>Motor ¼</b>
1	<b>Bomba Centrilift</b>	<b>Reinyección de agua</b>
1	<b>Bomba Reda</b>	<b>Motor 50 HP, Reinyección de agua</b>
1	<b>Sumidero</b>	<b>2 bombas Durco 15 HP</b>
1	<b>Sistema contra incendios</b>	<b>Perquins Serie U 553394x</b>
4	<b>Bombas de químico</b>	<b>Separadores</b>
2	<b>Separador de producción</b>	<b>Capacidad 15000 bls. Y 10000 bls</b>
1	<b>Separador de prueba</b>	<b>Capacidad de 10000 bls</b>
1	<b>Separador de gas</b>	<b>Capacidad de 5000 bls</b>

#### **1.4.2 Propiedades del fluido y yacimiento**

##### ***Presión del punto de burbuja***

Es una condición de presión a la cual sale la primera burbuja del gas en la solución de petróleo. Todo yacimiento posee algún gas en solución. Generalmente, el petróleo se denomina saturado cuando este gas se encuentra libre en el yacimiento. Caso contrario, se denomina subsaturado cuando se encuentra por encima de la presión de burbuja.

##### ***Compresibilidad***

Es la relación entre el cambio porcentual de volumen y el cambio en la presión aplicada a un fluido o una roca. Se expresa como el cambio de volumen por unidad de volumen de fluido por psi de cambio de presión. El gas tendrá mayor compresibilidad que el líquido.

### ***Viscosidad***

La viscosidad es la oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales. Un fluido que no tiene viscosidad se llama fluido ideal. Pero en realidad todos los fluidos conocidos presentan algún tipo de viscosidad, siendo el modelo de viscosidad nula una aproximación bastante buena para ciertas aplicaciones.

*Viscosidad absoluta:* es la resistencia que presentan los fluidos al desplazamiento de sus capas intermoleculares. Se representa por la letra griega  $\mu$ .

*Viscosidad relativa:* es la relación que hay entre la viscosidad absoluta de un líquido problema y la viscosidad del agua.

*Viscosidad cinemática:* representa las características propias del líquido, despreciando las fuerzas que generan su movimiento.

### ***Gravedad Específica***

Es la relación existente entre la densidad absoluta de una sustancia y la densidad de una sustancia de referencia, donde esta última para el caso de los líquidos es el agua y para los gases es el aire.

### ***Gravedad API***

Denota la relación correspondiente de peso específico y de la fluidez de los crudos con respecto al agua. Los crudos se clasifican, según la gravedad API, por la siguiente escala:

Extrapesados < 9,9

Pesados 10 – 21,9

Medianos 22,0 – 29,9

Livianos 30 – 39,9

Condensados > 40

La ecuación de para determinar los grados API conociendo Gravedad Específica es:

$$^{\circ}API_{@60^{\circ}F} = \frac{141.5}{GE} - 131.5 \quad (2.2)$$

### ***Relación gas en solución***

Se define como el volumen de gas en solución en pies cúbicos normales que pueden disolverse en un barril normal de petróleo a determinada condición de presión y temperatura.

### ***Factor de recobro***

Cantidad recuperable de hidrocarburos existente en el lugar, normalmente expresada como un porcentaje. El factor de recuperación es una función del mecanismo de desplazamiento. Un objetivo importante de la recuperación de petróleo mejorada es incrementar el factor de recuperación.

$$FR = \frac{N_p}{N} \times 100 \quad (2.3)$$

### **1.4.3 Tipos de levantamiento artificial**

Usualmente, los pozos producen a flujo natural durante su vida inicial de producción; es decir, el yacimiento tiene la energía suficiente para empujar el fluido de producción hasta superficie. A medida que el yacimiento es drenado, y dependiendo de su mecanismo de empuje, su energía natural disminuye, y resulta necesario aplicar un método de levantamiento artificial. Los métodos de levantamiento artificial son utilizados para proporcionar al fluido de producción la energía requerida para vencer la columna de presión hidrostática hasta la superficie. En ocasiones, el levantamiento artificial es implementado desde el inicio de la producción del pozo para producir a caudales mayores, con el fin de recuperar el capital invertido en un tiempo menor.

Los principales tipos de levantamiento artificial son:

- Gas Lift
- Bombeo Mecánico
- Bombeo Hidráulico
- Bombeo Electrosumegible

- **Bombeo por Cavidades Progresivas**

Son varios los factores que determinan el tipo de levantamiento artificial que debe ser implementado en un pozo, entre los más importantes están la presión y productividad del reservorio, propiedades del fluido de producción, facilidades de superficie, y el desempeño futuro del yacimiento.

El objeto del presente estudio es el sistema Power Oil del campo Lago Agrio, que es un método de levantamiento artificial por bombeo hidráulico.

#### **1.4.4 Bombeo Hidráulico**

El bombeo hidráulico es un método de levantamiento artificial de petróleo que ha sido muy utilizado debido a que es un sistema relativamente sencillo, y aplicable a una variedad de condiciones de pozo. Su operación se basa en la transmisión hidráulica de energía al fluido de producción mediante la inyección de un fluido motriz a alta presión, y una bomba hidráulica de fondo. Es un sistema flexible porque el caudal de producción puede ser regulado en un amplio rango mediante el control del caudal de inyección.

##### **1.4.4.1 Fluido Motriz**

El fluido motriz hace funcionar la bomba de subsuelo, y puede ser agua o crudo de producción. La efectividad de la operación está altamente influenciada por la calidad del fluido de inyección, y para ello se requiere un tratamiento adecuado de este fluido en superficie, con el objetivo de eliminar gas, sólidos, u otros materiales abrasivos que pueden afectar de manera adversa los equipos de subsuelo y en superficie (Frick & Taylor, 1962).

El fluido motriz también sirve como una vía de inyección de químicos para el control de corrosión, parafinas, bacterias, y emulsiones. Cuando se desea producir crudos pesados, puede servir como un solvente para reducir la viscosidad del crudo, e inclusive puede ser inyectado caliente para obtener mejores resultados (Fretwell, 2006).

El uso de agua como fluido motriz es adecuado en plataformas offshore y en aplicaciones donde el BSW del fluido producido es alto. Además, las pruebas de producción son más exactas dado que todo el crudo de retorno es el producido por el pozo.

## **1.4.4.2 Equipos de Superficie**

### **1.4.4.2.1 Bombas**

**Bombas Booster.** El objetivo de una bomba Booster es aumentar la presión del fluido motriz, cuando la presión hidrostática en el tanque de almacenamiento no es suficiente para superar la presión de succión requerida por la bomba de alta presión.

**Bombas de inyección.** Proporcionan la energía hidráulica al fluido motriz para hacer funcionar la bomba de subsuelo. Las bombas de desplazamiento positivo, Triplex o Quintuplex, han sido ampliamente usadas para este fin cuando se requiere bombear a pocos pozos. Las bombas centrífugas de múltiples etapas, HPS (Horizontal Pumping Systems), son más efectivas cuando se requiere bombear a varios pozos desde una estación central.

### **1.4.4.2.2 Tuberías**

Dado que la presión en las líneas de flujo varía considerablemente, las tuberías que se utilizan en el sistema de bombeo hidráulico son de dos tipos: baja presión y de alta presión.

Las líneas de baja presión están instaladas desde los tanques de almacenamiento de fluido motriz hasta las bombas de inyección, y desde el cabezal del pozo hasta la estación de producción. Las tuberías de baja presión que se encuentran en el campo Lago Agrio son de acero al carbón según la norma API 5L/ASTM A53/A106 cédula 20, 40.

Las líneas de alta presión llevan el fluido motriz desde la descarga de las bombas de inyección hasta el cabezal del pozo. En la mayoría de los casos, tienen una presión de operación máxima de 5000 psi.

### **1.4.4.2.3 Cabezal**

Generalmente, los cabezales de bombeo hidráulico están configurados de tal manera que se puede cambiar la dirección del fluido de inyección (tubing o anular) mediante la manipulación de las válvulas wing, y la que conecta con el anular. De la misma manera se puede direccionar el fluido que retorna del pozo. Por ejemplo, si se inyecta por directa, es decir por el tubing, el fluido debe retornar por el anular.

### **1.4.4.2.4 Válvulas de control**

**Válvula reguladora de flujo.** Sirve para regular el caudal que es inyectado al pozo. Se instalan entre la bomba de inyección y el cabezal del pozo.

**Válvula de cuatro vías.** Es una válvula que se instala en el cabezal del pozo y sirve para direccionar el fluido de inyección por el tubing o por el anular según sea el caso, con solo maniobrar una palanca hacia arriba o hacia abajo.

**Válvula de seguridad (Relief).** Es una válvula de control de presión que se acciona cuando la presión en el sistema alcanza un valor máximo para el cual está configurada la válvula.

### 1.4.4.3 Equipos de Subsuelo

#### 1.4.4.3.1 Bomba

La bomba de fondo actúa como transformador de energía en presión del fluido producido, y puede ser bomba reciprocante o tipo Jet. La bomba reciprocante consiste en dos pistones unidos entre sí, donde uno de ellos es actuado por el fluido de inyección, y el otro bombea el fluido de producción.

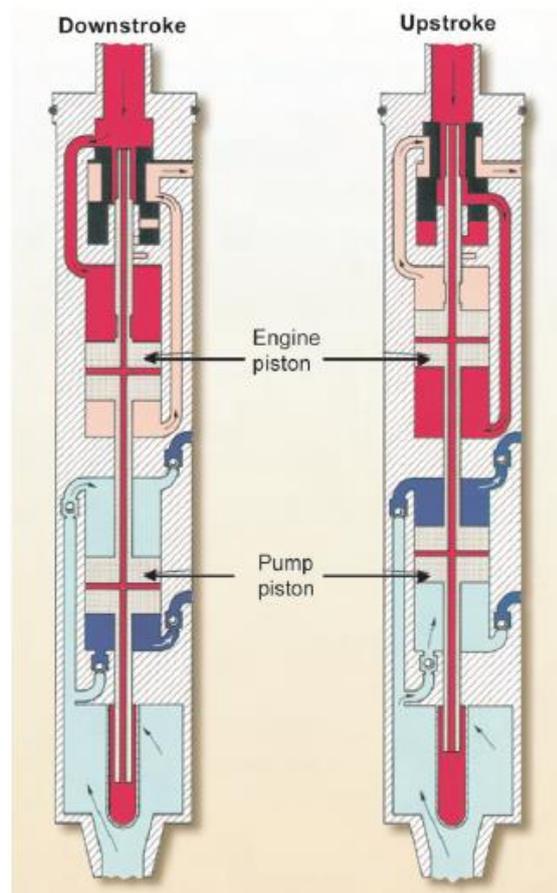


Figura 1.2 Estructura interna de una bomba tipo pistón

[Referencia: Petroleum Engineering Handbook]

#### **1.4.4.4      *Sistemas de Inyección***

En bombeo hidráulico, existen dos tipos de sistemas de inyección de fluido motriz: abierto y cerrado.

##### **1.4.4.4.1      *Sistema de fluido motriz abierto***

El sistema de fluido motriz abierto tiene la característica general de que todos los fluidos, de producción y de inyección, retornan mezclados a la superficie mediante la misma tubería. Este tipo de configuración es común cuando se usa bomba de subsuelo tipo jet.

##### **1.4.4.4.2      *Sistema de fluido motriz cerrado***

El principio de transferencia de energía en el bombeo tipo Jet requiere de la mezcla entre el fluido motriz y el fluido de producción. Por su parte, las bombas reciprocantes mantienen los fluidos separados durante la transferencia de energía debido a que hay un pistón para cada fluido. Mediante la instalación de una tubería paralela, se puede retornar los fluidos, motriz y producido, por tuberías separadas. La principal ventaja del sistema de fluido motriz cerrado es que solo el fluido producido necesita pasar por las facilidades de separación, reduciendo la capacidad de tratamiento requerida.

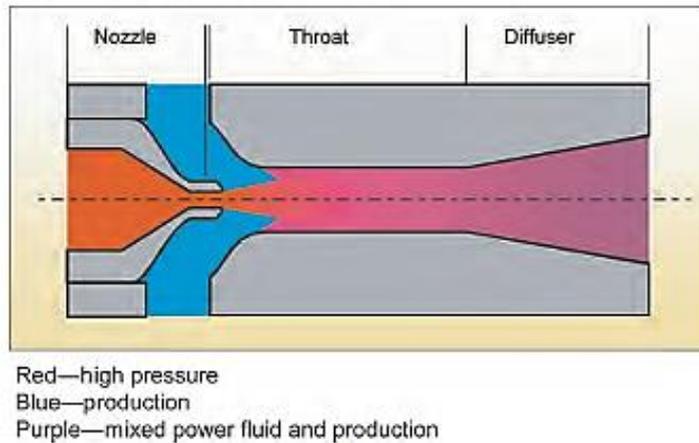
#### **1.4.5    Bomba Tipo Jet**

##### **1.4.5.1      *Funcionamiento***

Son el tipo de bomba de fondo que puede ser usada en sistemas de bombeo hidráulico en vez de la bomba reciprocante de pistón. La característica más significativa es que no posee partes móviles. La acción de bombeo se logra por medio de la transferencia de energía entre dos flujos de fluidos, el fluido de inyección y el de producción, y a un fenómeno física denominado efecto Venturi.

##### **1.4.5.2      *Efecto Venturi***

Consiste en que un fluido que fluye por un conducto de una determinada sección disminuye su presión al pasar por un área de sección menor. Este fenómeno se debe a que la energía hidráulica del fluido (presión) se convierte en energía cinética cuando aumenta su velocidad por la disminución de sección en el conducto.



**Figura 1.3 Efecto Venturi en una bomba Jet**

[Referencia: Petroleum Engineering Handbook]

En la bomba jet, el fluido motriz bombeado desde superficie a alta presión atraviesa una reducción de diámetro conocido como tobera. Debido al efecto Venturi en la tobera, se crea un gradiente de presión positivo hacia la salida de la tobera y los fluidos del pozo se mezclan con el fluido motriz en un tubo que se encuentra siguiente a la tobera llamado garganta. La mezcla de fluido motriz y del pozo posee alta energía cinética, que luego es convertida en presión por medio de una expansión del área llamado difusor. Ahora la presión del fluido es suficiente para fluir hasta la superficie desde la bomba de fondo (Petrie, 1987).

Debido a la mezcla de fluido a alta velocidad, la turbulencia que se forma es significativa y conlleva a menores eficiencias comparado con la bomba reciprocante tipo pistón.

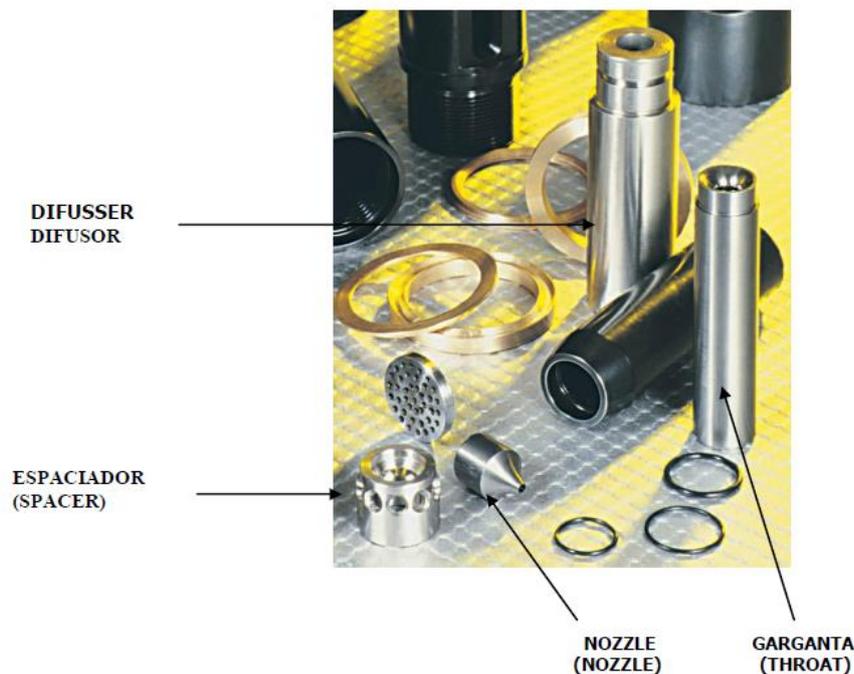
#### **1.4.5.3 Partes de la bomba Jet**

**Nozzle (Tobera).** Disminución de diámetro que produce un chorro a alta presión tipo Jet del fluido inyectado.

**Throat (Garganta).** Es un tubo de área constante donde se mezcla el fluido inyectado y el producido.

**Espaciador.** Se encuentran entre la boquilla y la garganta. Sirve de entrada para los fluidos producidos e inyectado.

**Difusor.** Aumento de área para convertir la energía cinética de la mezcla en presión.



**Figura 1.4 Partes de una bomba Jet**

**[Manual de operación de la bomba Jet Claw]**

#### **1.4.5.4 Cavitación en la bomba Jet**

La cavitación en el flujo de fluidos es un fenómeno que se caracteriza por la formación de burbujas debido a la caída de presión por debajo de la presión de vapor del fluido.

La presión a la entrada de la garganta es siempre menor que la presión de succión del fluido de producción, y si esta presión disminuye por debajo de la presión de vapor el fluido de inyección, ocurrirá la cavitación. El colapso de las burbujas en la pared de la garganta puede causar daño severo debido a las ondas de choque que producen las burbujas al colapsar. Por tal motivo, la predicción del punto de cavitación es importante en la aplicación de bombas Jet.

#### **1.4.6 Análisis nodal**

El análisis nodal\* se define como una herramienta analítica utilizada para pronosticar el desempeño de los elementos que integran el sistema de completación y producción de un pozo independientemente del tipo de empuje o sistema de levantamiento artificial que utilice dicho pozo (Schlumberger, 2018).

Entre los objetivos del análisis nodal se encuentra:

- Determinar el caudal óptimo y económicamente viable de producción del pozo.
- Seleccionar el sistema de levantamiento artificial ideal.
- Evaluar restricciones innecesarias.

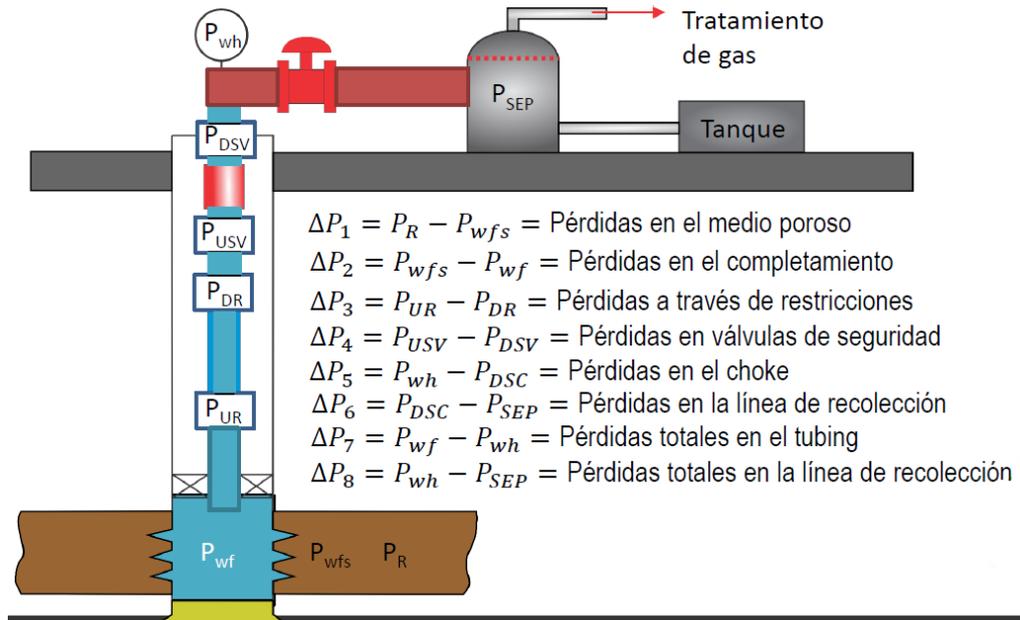
#### **1.4.6.1 Componentes del sistema de producción**

El Análisis NODAL ha sido usado por varios años para analizar el desempeño de un sistema compuesto por componentes que interactúan entre sí. Circuitos eléctricos, redes de tuberías complejas y sistemas de bombas centrífugas son analizados mediante la utilización de este método (Schlumberger, 2018).

El procedimiento consiste en la selección de un punto de división o nodo en el pozo que permita dividir el sistema. Generalmente, este nodo es localizado en la cara del yacimiento, en el cabezal o en el separador en superficie. Todos los componentes upstream o aguas arriba corresponden al inflow, mientras que el outflow consiste en todos los componentes aguas abajo del nodo. La relación entre la tasa de flujo y la caída de presión debe estar disponible para cada elemento del sistema. La tasa de flujo a través del sistema puede ser determinada bajo los siguientes requerimientos:

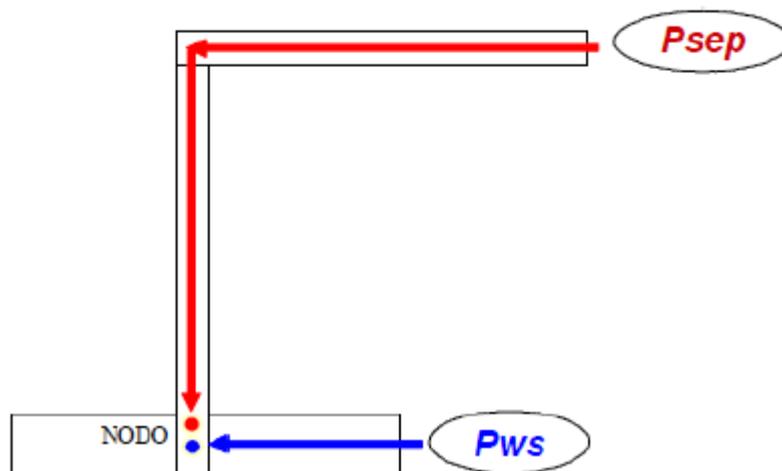
1. El flujo que ingresa al nodo es igual al flujo que sale del nodo
2. Solo una presión puede existir en el nodo.

El análisis nodal busca calcular una relación entre el flujo que pasa por el nodo y la caída de presión de este (Beggs, 2003).



**Figura 1.5 Diferenciales de presión en un sistema de producción**

Si el nodo se ubica en el fondo del pozo:



**Figura 1.6 Punto de referencia o nodo**

$$Presion\ de\ llegada\ la\ nodo\ P_{wf}(oferta) = P_{ws} - \Delta P_1 - \Delta P_2$$

$$Presion\ de\ salida\ del\ nodo\ P_{wf}(demanda) = P_{sep} - \Delta P_8 - \Delta P_7$$

#### 1.4.6.2 Índice de productividad

El índice de productividad es una medida del potencial o habilidad del pozo para producir. Es comúnmente conocida como la propiedad de un pozo representada por el símbolo J. El índice de productividad es la relación entre la velocidad de flujo total de una superficie y la reducción de la presión en el punto medio del

intervalo de producción. Las unidades generalmente están en unidades de campo, stb/d/psi como se muestra en la ecuación:

$$\text{Indice de productividad} = J = \frac{Q}{P_e - P_{wf}} ; Ec. ()$$

Donde Q es el caudal de superficie en condiciones estándar, la presión del radio del límite externo es  $P_e$ , y  $P_{wf}$  es la presión de fondo fluente.

### 1.4.6.3 Curva de Inflow y Outflow

La representación gráfica de la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción se denomina Curva de Oferta de energía del yacimiento (Inflow Curve), y la representación gráfica de la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción se denomina Curva de Demanda de energía de la instalación (Outflow Curve). Si se elige el fondo del pozo como el nodo, la curva de oferta es la IPR (“Inflow Performance Relationships”) y la de demanda es la VLP (“Vertical Lift Performance”)

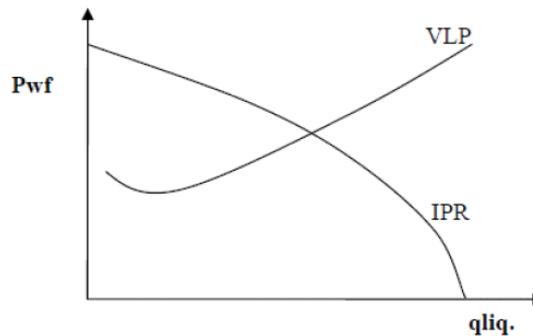


Figura 1.7 Curva inflow y outflow

## **CAPÍTULO 2**

## 2. METODOLOGIA

Para la optimización del sistema Power Oil del campo Lago Agrio, se dividirá la metodología en dos puntos importantes.

1. Levantamiento de la información de campo
2. Desarrollo de un software para el diseño de las bombas hidráulicas

La recolección de información de los pozos se realiza en la locación del campo, en donde se identifican los puntos críticos de un sistema Power Oil descentralizado y los aspectos de mejora del sistema, considerando los pozos que producen con bombeo hidráulico a la fecha de presentación del proyecto integrador.

Para el desarrollo del software se utiliza el lenguaje de programación libre Python, y que, mediante el algoritmo, permite realizar el análisis nodal de un pozo graficando el inflow y outflow de una geometría dada a diferentes presiones y caudales de succión.

### 2.1 Datos del campo Lago Agrio

El sistema Power Oil del campo está dividido por dos zonas principales, Central y Norte. Cada zona posee una distribución de fluido motriz para cada uno de los pozos que utilizan este tipo de levantamiento artificial.

#### 2.1.1 Red De Alimentación De Las Bombas Power Oil Lago Central

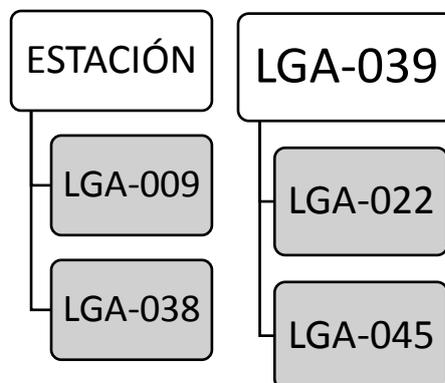


Figura 2.1 Distribución del fluido motriz de pozos de Lago Central desde su locación

[Fuente: Petroamazonas EP]

## 2.1.2 Red de distribución de fluido motriz Power Oil Lago Norte

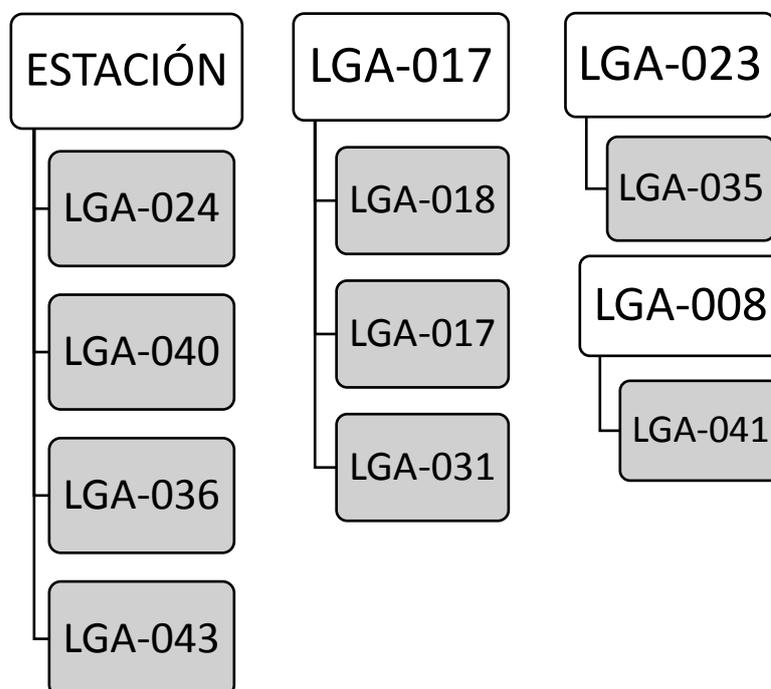


Figura 2.2 Distribución del fluido motriz de pozos de Lago Norte desde su ubicación

[Fuente: Petroamazonas EP]

## 2.1.3 Sistema De Bombas Power Oil De La Estación Lago Central.

Tabla 2.1 Bombas disponibles para sistema Power Oil de la región Lago Central

[Fuente: Petroamazonas EP]

BOMBA	PRESIÓN		UBICACIÓN	CAPACIDAD (BPD)	POTENCIA
	SUCCIÓN	DESCARGA			
Triplex National Oilwell J-165	275	3550	ESTACIÓN	2468	148.5
Triplex National Oilwell 165-I-5	145	3550	ESTACIÓN	2468	148.5
HPS REDA 3F44	140	3855	LGA-039	4114	450
HPS REDA 30033	140	3900	LGA-039	4114	500

## 2.1.4 Bombas Del Sistema Power Oil De Lago Norte.

**Tabla 2.2 Bombas disponibles para sistema Power Oil de la región Lago Norte**

[Fuente: Petroamazonas EP]

BOMBA	PRESIÓN		UBICACIÓN	CAPACIDAD (BPD)	POTENCIA
	SUCCIÓN	DESCARGA			
HPS GE 3XL9	150	5000	ESTACIÓN	8297	900 HP
Quintuplex PZ8 8000	145	3855	ESTACION	8000	800 HP
HPS REDA 252N	150	5000	LGA-008	3000	3750 PSI
HPS REDA SN 3600	140	3750	LGA-023	3500	500 HP
Triplex National Oilwell Varco	60	3700	LGA-023	2200	148 HP

## 2.2 Datos por pozo

De acuerdo con la metodología planteada, se inicia con la información de los pozos seleccionados para la optimización de bombeo hidráulico en el campo Lago Agrio.

**Tabla 2.3 Datos de producción de los pozos hidráulicos**

[Fuente: Petroamazonas EP]

Pozo	PRODUCCIÓN			
	BPPD	BAPD	BSW	API
LGA-009	175	10,4	5,6	28,3
LGA-017HS	80,4	53,6	40	29,1
LGA-018	87	217	71,4	28,4
LGA-022	305	9	2,9	28,1
LGA-024	157	725	82	28,5
LGA-031	92	0	0,5	29,3
LGA-035	113	26	18,5	28,3
LGA-036	151	34	18,5	29,3
LGA-038	320	71	18,1	26,8
LGA-040	134	322	70,6	29,2
LGA-041	56	55	49,5	28,3
LGA-045	95	78	44,9	29,1

Posterior a la identificación de los pozos que producen con bombeo hidráulico se profundiza en las características de este para recopilar la mayor data existente.

**Tabla 2.4 Datos de inyección de operación de los pozos hidráulicos**

[Fuente: Petroamazonas EP]

Pozo	DATOS INYECCION			TIPO DE BOMBA	GAS	GOR	SALINIDAD ppmCL-
	BIPD	BSW	API				
LGA-009	1210	0,3	28,1	JET 8A-	75	428	43000
LGA-017HS	1270	0,2	29,5	JET 8G	76	945	12500
LGA-018	1530	0,2	29,5	JET PL-II 9H	71	817	8000
LGA-022	2490	0,2	27,7	JET 11J	86	282	9600
LGA-024	1720	0,2	29,4	JET 10I	114	726	7600
LGA-031	1281	0,5	29	JET 9H	64	699	24000
LGA-035	1340	0,3	29,6	JET9H	56	497	24000
LGA-036	1695	0,2	29,5	JET 10I	50	332	15500
LGA-038	1453	0,2	27,9	JET 9H	55	172	4000
LGA-040	1575	0,2	29,5	JET 9G	66	492	10000
LGA-041	1320	0,2	29,5	JET 8G	55	988	43500
LGA-045	1860	0,2	27,8	JET 10I	35	202	10444

**Tabla 2.5 Datos de presión de los pozos hidráulicos**

[Fuente: Petroamazonas EP]

Pozo	PRESIONES				
	Planta	INY.	Pc.	Pm.	Ps.
LGA-009	3750	3500	65	25	24
LGA-017HS	3600	3550	88	26	23
LGA-018	3600	3490	78	28	23
LGA-022	3700	3550	120	25	24
LGA-024	3800	3600	74	28	23
LGA-031	3500	3500	100	25	23
LGA-035	3500	3350	38	26	24
LGA-036	3800	3280	86	28	23
LGA-038	3740	3350	88	28	26
LGA-040	3800	3740	75	28	24
LGA-041	3610	3500	84	28	22
LGA-045	3750	3500	62	26	23

Al ser un campo maduro, Lago Agrio cuenta con presiones de reservorio cercanas al punto de burbuja del yacimiento. Para estimar las presiones de

reservorios actuales se utilizan gráficas de Presión Vs Producción Acumulada de acuerdo con la zona de la arena, teniendo:

### Reservorio BT

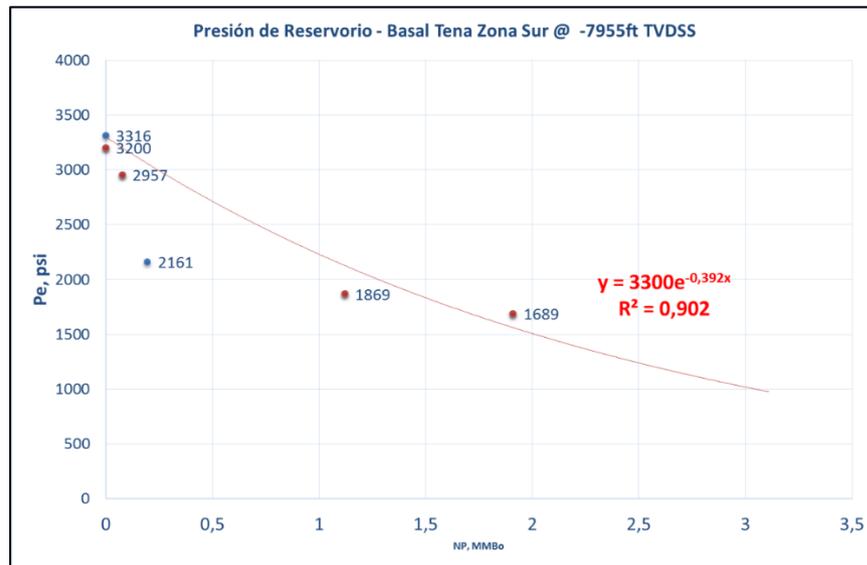


Figura 2.3 Comportamiento de la presión de acuerdo con la zona sur del Reservorio Basal Tena

[Fuente: Petroamazonas EP]

### Reservorio T

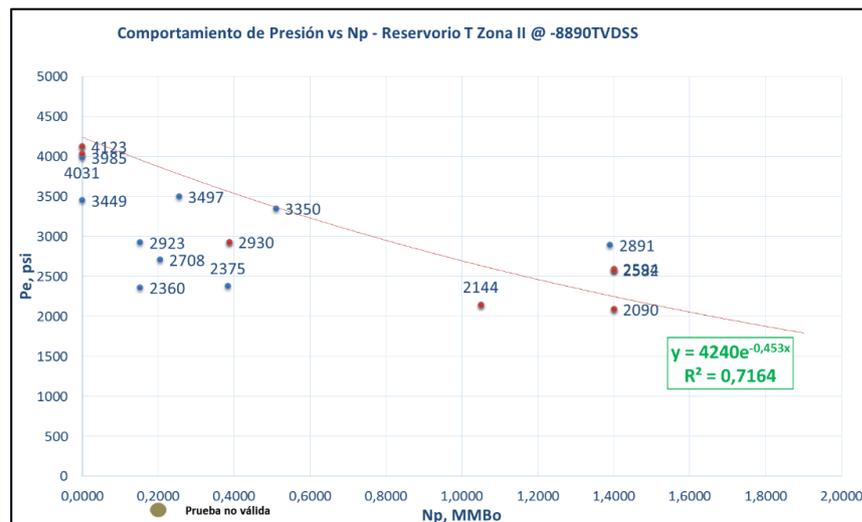


Figura 2.4 Comportamiento de la presión de acuerdo con la zona II del Reservorio T

[Fuente: Petroamazonas EP]

Las funciones proporcionadas por las curvas permiten la estimación de la presión de reservorio de acuerdo con la producción acumulada de cada arena productora.

Para la arena Hollín, el gráfico de presiones es disperso, por lo que no se optó por utilizar este método para la estimación de la presión de reservorio.

Es importante aclarar que este método gráfico solo se utilizará en los pozos que no posean un registro de presiones de fondo actualizado.

Los pozos candidatos para este procedimiento son:

- LGA-009 produce de Ti
- LGA-022 produce de BT
- LGA-031 produce de T
- LGA-041 produce de Ti

Para pozos productores de la arena T se tiene la siguiente ecuación:

$$y = 4240 * e^{-0,453x} \quad (2. 1)$$

Y, para pozos productores de la arena Basal Tena se tiene la ecuación:

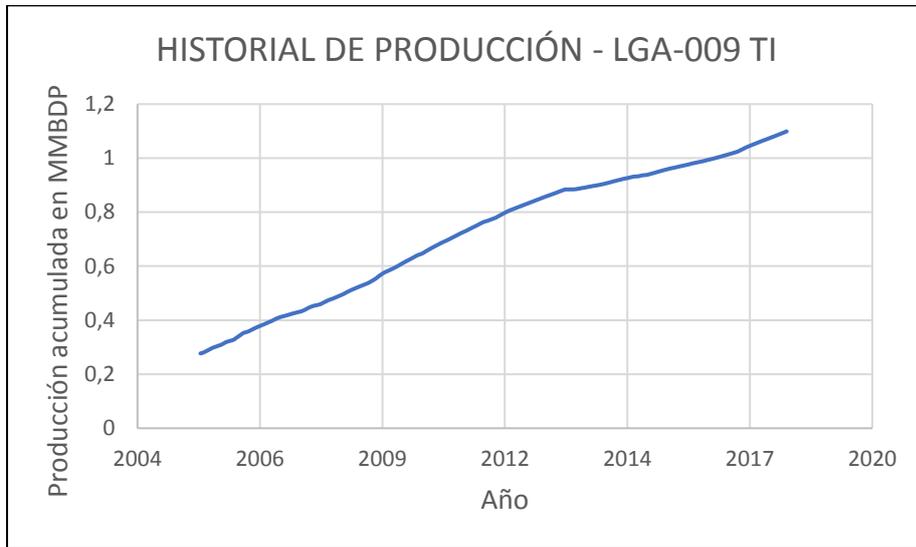
$$y = 3300 * e^{-0.392x} \quad (2. 2)$$

$x =$  Producción acumulada en MMbdp

$y =$  Presión de reservorio, psi

Donde

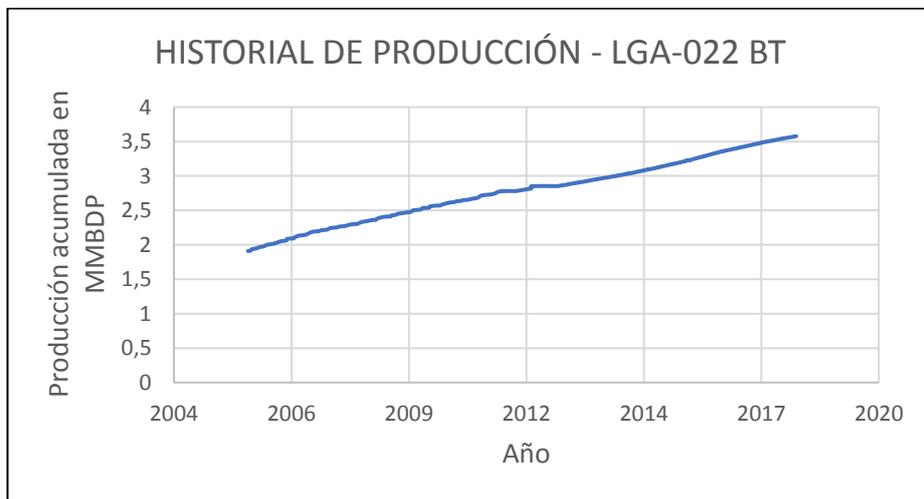
**LGA-009**



**Figura 2.5** Historial de producción del pozo LGA-009 Arena Ti

[Fuente: Petroamazonas EP]

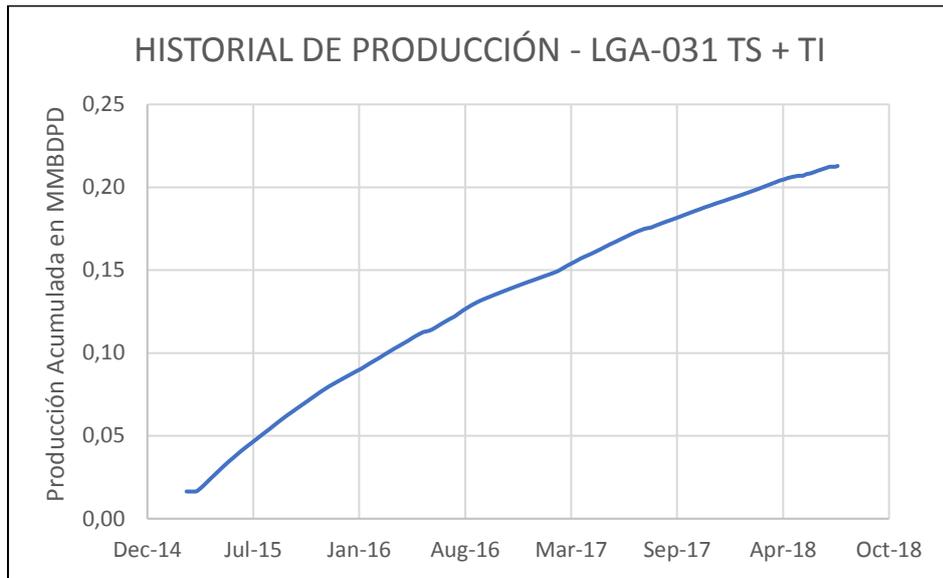
**LGA-022**



**Figura 2.6** Historial de producción del pozo LGA-022 Arena BT

[Fuente: Petroamazonas EP]

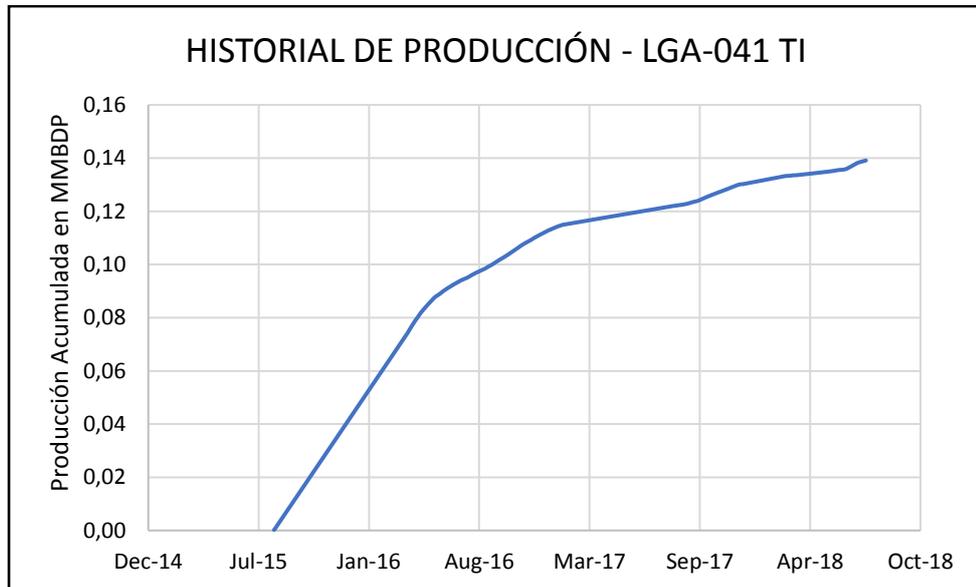
**LGA-031**



**Figura 2.7** Historial de producción del pozo LGA-031 Arena T

[Fuente: Petroamazonas EP]

### **LGA-041**



**Figura 2.8** Historial de producción del pozo LGA-041 Arena Ti

[Fuente: Petroamazonas EP]

### **2.3 Desarrollo del software para diseño de geometría óptima.**

Para un correcto diseño de un sistema de levantamiento artificial es necesario conocer los caudales de aportación del reservorio a través de un pozo

determinado. Este tipo de comportamiento del pozo se grafica en la curva IPR donde se tienen las relaciones entre las presiones de fondo con las respectivas tasas de producción de fluido de la arena.

### 2.3.1 Curva del Inflow

Generalmente, en campos maduros, que han alcanzado el punto de burbuja del yacimiento o producen a una presión de reservorio muy cercana al mismo, se debe aplicar la siguiente correlación.

Voguel para yacimientos saturados

$$\frac{q_o}{q_{o\ max}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_R} - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (2.3)$$

Donde:

$Q_o$  = Tasa de producción a la presión de fondo, bpd.

$Q_{omax}$  = Máxima tasa de producción, bdp

$P_r$  = Presión promedio del reservorio, psi

Voguel para yacimientos subsaturados

$$\frac{q_o}{q_{o\ max}} = q_b + (q_{max} - q_b) \left[ 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_R} - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \quad (2.4)$$

$$q_b = IP(P_R - P_b) \quad (2.5)$$

$$IP = \frac{q}{P_R - P_b + \frac{P_b}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_R} - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]} \quad (2.6)$$

### 2.3.2 Curva del Outflow

Para construir la curva de Outflow se establecerán parámetros fijos como presión de inyección a una misma geometría dada, esto permitirá variar el caudal de inyección con la presión de succión de la bomba de tal forma de generar una curva que corte la curva del Inflow en el caudal óptimo de operación. Los datos que se deben ingresar son:

- Presión de inyección deseada, psi

- Presión de fondo fluuyente estimada, psi
- Presión de burbuja, psi
- Caudal deseado, bppd
- Nozzle seleccionado, número
- Garganta seleccionada, letra
- °API del fluido motriz
- Viscosidad del fluido motriz, cp
- Presión de cabeza, psi
- Temperatura de superficie, °F
- Temperatura de reservorio, °F
- Gravedad específica del gas
- Gravedad específica del agua
- °API del crudo producido
- Relación gas-petróleo, scf/stb
- Viscosidad del gas, cp
- Diámetro interno del casing, in
- Diámetro externo del tubing, in
- Diámetro interno del tubing, in
- Profundidad de la bomba, ft
- Profundidad de la media de los perforados, ft
- Tensión superficial del crudo, 30
- Tensión superficial del agua, 70

El procedimiento considerado es el siguiente:

Se elige un área de nozzle y garganta tentativa de la siguiente tabla que muestra las geometrías más comunes.

**Tabla 2.6 Geometrías de bomba Jet Claw**

**[Fuente: Sertecpet]**

CLAW			
THROAT		NOZZLE	
Tamaño	AREA	Tamaño	AREA
G	0,0311	7	0,0108
H	0,0376	8	0,0122
I	0,0447	9	0,0148

J	0,0526	10	0,0175
K	0,0654	11	0,0239

El software determina si el área del nozzle cumple con el área de cavitación mínima a un caudal deseado mediante las siguientes ecuaciones

Gradiente del Petróleo

$$g_o = 0.433 * \gamma_o \quad (2.7)$$

Determinación del gradiente de presión de succión

$$g_s = g_o * (1 - Wc) + g_w * Wc \quad (2.8)$$

Donde

$$Wc = \text{corte de agua}$$

$$g_w = 0,443$$

Área de cavitación mínima de succión de nozzle

$$A_{cm} = q_s \left( \frac{1}{691} \sqrt{\frac{g_s}{P_{ps}}} + \frac{(1 - Wc) * R}{24650 * P_{ps}} \right) \quad (2.9)$$

Donde:

$$P_{ps} = \text{Presión de succión de la bomba}$$

$$R = GOR$$

A partir de este punto, se empieza un proceso iterativo para calcular la presión del nozzle

1. Se asume que no hay perdidas por fricción para elegir una presión de inyección inicial

$$P_n = P_s + g_n * h_b \quad (2.10)$$

Donde:

$$P_n = \text{Presión en el nozzle, psi}$$

$$P_s = \text{Presión de operación, psi}$$

$$h_b = \text{Profundidad de bomba, ft}$$

$$g_n = \text{gradiente de fluido en la succión, psi/ft}$$

- Mediante el cálculo del factor de fricción de Moody se determinan las pérdidas por fricción en la tubería vertical. Durante este proceso el fluido motriz es crudo por lo tanto se utiliza el gradiente monofásico.

$$f_1 = \frac{1}{\left(2 \left( \log \frac{e}{3.71 * d} + \frac{2.51}{Re * (f_0)^{\frac{1}{2}}} \right)\right)^2} \quad (2.11)$$

El gradiente de presión monofásico

$$\frac{\Delta P}{\Delta H} = \left( \frac{f_m \rho_L v_L^2}{2d g_c} \right) \quad (2.12)$$

Se obtiene una presión en el nozzle definitiva con la que se empieza un segundo proceso iterativo para determinar el caudal deseado correcto.

- Determinar el caudal de retorno:

$$q_{\text{retorno}} = q_{\text{inyección}} + q_{\text{deseado}}$$

- Determinar la relación gas-líquido de la mezcla

$$GLR = \frac{\frac{q_{\text{deseado}}}{q_{\text{inyección}}} * GOR * (1 - BSW)}{1 + \frac{q_{\text{deseado}}}{q_{\text{inyección}}}} \quad (2.13)$$

- Determinar una presión de descarga de la bomba. Para este paso se utiliza la correlación de Hagedorn & Brown para fluido multifásico, el proceso es explicado más adelante.
- Calculo de razón de presiones

$$H = \frac{P_{\text{descarga}} - P_{\text{intake}}}{P_{\text{nozzle}} - P_{\text{descarga}}} \quad (2.14)$$

- Mediante la curva de la geometría de la bomba obtener un valor de razón de masa M, a partir del H calculado en el paso anterior. A su vez, tomar un valor de eficiencia correspondiente a la bomba.

6. Comparar el valor de M obtenido de la gráfica con el calculado con la siguiente ecuación:

$$M = \frac{qd * \left[ 1 + 2 - 8 * \left( \frac{GOR}{P_{intake}} \right)^{1.2} (1 - Wc) + Wc \right] * gs}{q_{iny} * gn} \quad (2. 15)$$

Donde:

$P_{intake}$  = presión de succión de la bomba, psi

$Wc$  = Corte de agua

$Qd$  = Caudal deseado, bppd

$Q_{iny}$  = Caudal de inyección

$Gn$  = Gradiente de fluido en succión

7. Se calcula un nuevo caudal deseado y se compara con el anterior, se repite la iteración hasta que los caudales converjan.

$$Q_{nuevo} = Q_{deseado anterior} * \frac{M_{gráfica}}{M_{ecuación}}$$

Una vez determinado el caudal deseado y la presión de inyección se procede a calcular la potencia de la bomba de superficie.

$$HP = 1.7 \times 10^{-5} * Q_{iny} * P_{iny} \quad (2. 16)$$

### **2.3.2.1 Gradiente de presión de Hagedorn & Brown**

Las propiedades de los fluidos que se encuentran con el petróleo influyen altamente en las diferentes actividades del hidrocarburo, tales como producción, manejo y transporte. Para determinar dichas propiedades, se emplean técnicas de laboratorio mediante la experimentación PVT o a su vez pueden ser estimadas mediante correlaciones desarrolladas.

Para este proceso de diseño de bomba hidráulica se ha considerado el uso de correlaciones para flujo multifásico a través de las líneas, esto permite determinar valores tales como densidad bifásica, considerar velocidades superficiales, tensión superficial etc. Entre las consideraciones para la correlación de Hagedorn & Brown se encuentra:

- Considera el deslizamiento entre fases
- La ecuación de gradiente de presión incluye la energía cinética.
- No están considerados los patrones de flujo.
- Se usa el diagrama de Moody para determinar el factor de fricción.
- Las pérdidas de presión se ven altamente influenciadas por la viscosidad líquida en un flujo bifásico.
- La fracción de volumen de la tubería que ocupa el líquido está en función de cuatro números adimensionales: número de velocidad de gas, número de velocidad líquida, número del diámetro de tubería y número de la viscosidad líquida.

La ecuación para determinar el gradiente de presión es:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right) = \frac{1}{144} \left[ \rho_m + \frac{f_m \rho_f V_m^2}{2g_c d} + \frac{\rho_m \Delta(V_m)^2}{2g_c \Delta H} \right] \quad (2.17)$$

### 2.3.2.1.1 Flujo Multifásico: ecuaciones fundamentales

Solubilidad

$$R_s = \gamma_g \left[ \frac{p}{18} \times \frac{10^{0.0125(^{\circ}API)}}{10^{0.0091(T)}} \right]^{1/0.83} \quad (2.18)$$

Viscosidad del petróleo muerto

$$\mu_{OD} = 10^x - 1 \quad (2.19)$$

Donde

$$x = yT^{-1.163}, \text{ donde } T = ^{\circ}F$$

$$y = 10^z$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023^{\circ}API$$

Viscosidad del petróleo

$$\mu = A\mu_{OD}^B \quad (2.20)$$

Donde

$$A = 10.715(R_s + 100)^{-0.515}$$

$$B = 5.44(R_s + 150)^{-0.338}$$

Factor Volumétrico de Formación del Petróleo

$$B_o = 0.972 + 0.000147 F^{1.175} \quad (2. 21)$$

donde

$$F = R_s \left( \frac{y_g}{y_o} \right)^{0.5} + 1.25 T$$

Viscosidad de la mezcla

$$\mu_m = \mu_L H_L + \mu_g (1 - H_L) \quad (2. 22)$$

Densidad de la mezcla

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L) \quad (2. 23)$$

### 2.3.2.1.2 Procedimiento

Para calcular Hold Up:

$$LB = 1.071 - \frac{0.2218 V_m^2}{d} \quad (2. 24)$$

Donde LB debe ser:

Si  $\frac{V_{sg}}{V_m} < LB$ , existe patrón de burbuja, entonces se usa la correlación de Griffith:

$$H_L = 1 - 0.5 \left[ 1 + \frac{V_m}{V_s} - \sqrt{\left( 1 - \frac{V_m}{V_s} \right)^2 - 4 \left( \frac{V_{sg}}{V_s} \right)} \right] \quad (2. 25)$$

$$V_s = 0.8 \text{ ft/seg}$$

(Orkiszewski, 1967)

Si  $\frac{V_{sg}}{V_m} > LB$ ,  $H_L$  está en función de números adimensionales

$$NLV = 1.938 V_{sl} \left( \frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{1/4} \quad (2.26)$$

$$NGV = 1.938 V_{sg} \left( \frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{1/4} \quad (2.27)$$

$$ND = 120.872 d \left( \frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{1/2} \quad (2.28)$$

$$NL = 0.15726 \mu_L \left( \frac{1}{\sigma_L^3 \rho_L} \right)^{1/4} \quad (2.29)$$

Donde:

$$\rho_L = \rho_o(1 - W_c) + \rho_w W_c \quad (2.30)$$

$$\sigma_L = \sigma_o(1 - W_c) + \sigma_w W_c \quad (2.31)$$

Las velocidades del líquido y gas:

$$v_{sl} = \frac{5.615 q_L}{86400 A_p} \left( B_o \frac{1}{1 + WOR} + B_w \frac{WOR}{1 + WOR} \right) \quad (2.32)$$

$$v_{sg} = \frac{q_L \left( GLR - R_s \left( \frac{1}{1 + WOR} \right) \right)}{86400 A_p} \frac{14.7 T_k z}{p 520} \quad (2.33)$$

Con NL se obtiene CNL a partir de la siguiente ecuación

$$CNL = C_0 + C_1 \log(NL) + C_2 (\log(NL))^2 + \dots \quad (2.34)$$

Donde los coeficientes son:

**Tabla 2.7 Coeficientes para CNL**

COEFICIENTE	VALOR
$C_0$	-1.93565953153

$C_1$	-0.149078681496
$C_2$	-1.87907830349
$C_3$	-8.16189071362
$C_4$	-18.134934767
$C_5$	-21.0627105031
$C_6$	-14.1647815099
$C_7$	-5.76192950961
$C_8$	-1.40168276048
$C_9$	-0.187791683544
$C_{10}$	-0.0106535356774

Calcular  $H$

$$H = \frac{N_{LV}}{N_{GV}^{0.575}} \left( \frac{p}{14.7} \right)^{0.1} \frac{CN_L}{N_D} \quad (2.35)$$

Calcular  $\frac{H_L}{\psi}$

$$\frac{H_L}{\psi} = \sqrt{\frac{0.0047 + 1123.32H + 729489.64H^2}{1 + 1097.1566H + 722153.97H^2}} \quad (2.36)$$

Finalmente se calcula:

$$B = \frac{N_{GV} N_{LV}^{0.38}}{N_D^{2.14}} \quad (2.37)$$

$$\psi = \begin{cases} 27170B^3 - 317.52B^2 + 0.5472B + 0.9999 & \text{si } B \leq 0.025 \\ -533.33B^2 + 58.524B + 0.1171 & \text{si } B > 0.025 \\ 2.5714B + 1.5962 & \text{si } B > 0.055 \end{cases} \quad (2.38)$$

(Trina, 2010)

Luego

$$H_L = \left( \frac{H_L}{\psi} \right) \psi \quad (2.39)$$

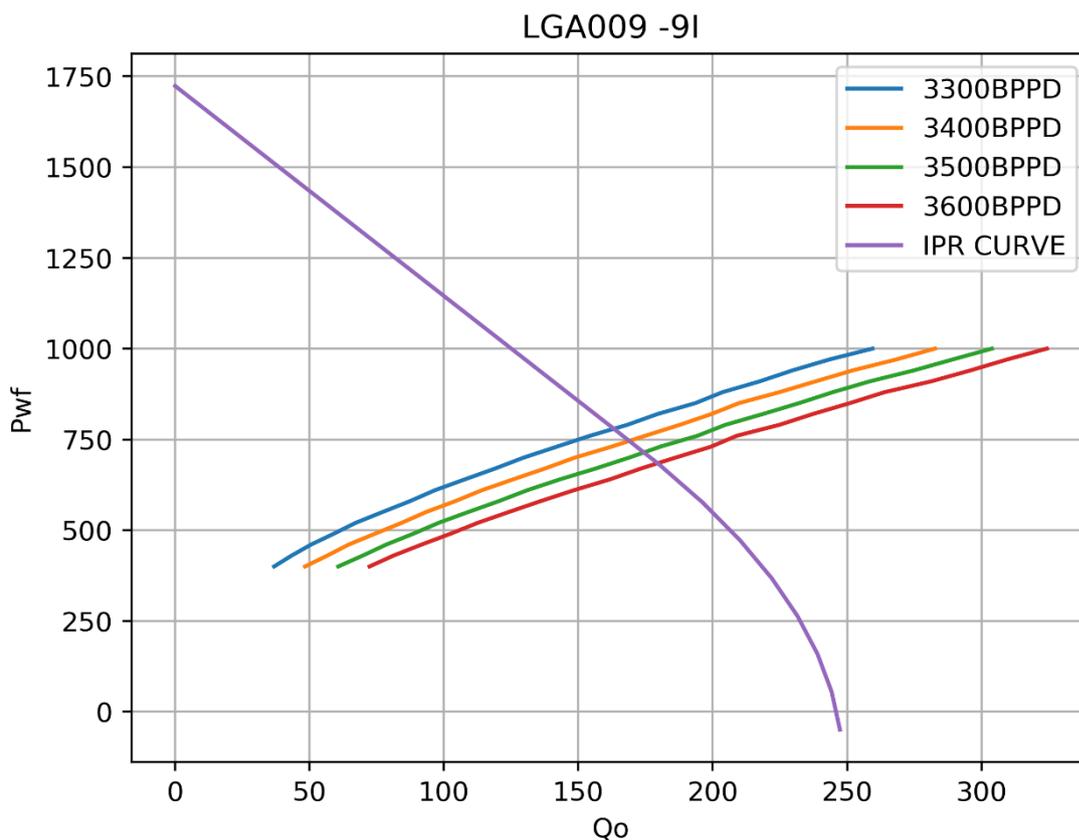
(Hagedorn & Brown, 1965)

# **CAPÍTULO 3**

### 3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

#### 3.1 LGA-009

El pozo LGA-009 se encuentra operando con una bomba con geometría 8A-, que es equivalente a una geometría 9I en los modelos de Jet Claw. Con los datos de campo se obtiene el punto de operación:



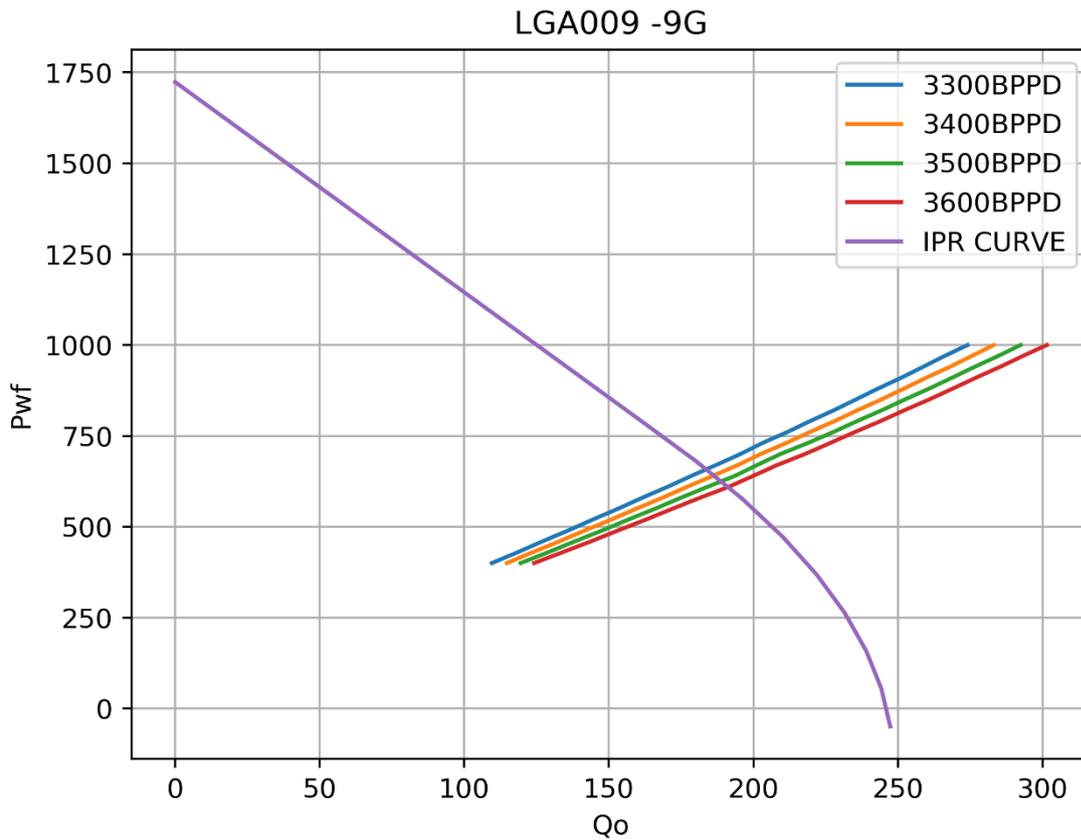
**Figura 3.1 LGA009 – 9I Arena T**

[Elaborado por: Francisco Rivas – Clark Plúa]

A una presión de inyección de 3500 psi, la bomba opera con una presión intake de 745 psi, y con un caudal deseado de 175 BPPD.

**Tabla 3.1 Parámetros de operación LAG009 – 9I**

Piny	PIP	Qd	Pd	Eff%	Pot	Qiny	Qcav
3500	760	194.34	3508.41	24.46	84.23	1415.66	550.07



**Figura 3.2 LGA009 – 9G Arena T**

[Elaborado por: Francisco Rivas – Clark Plúa]

**Tabla 3.2 Parámetros de operación LAG009 – 9G**

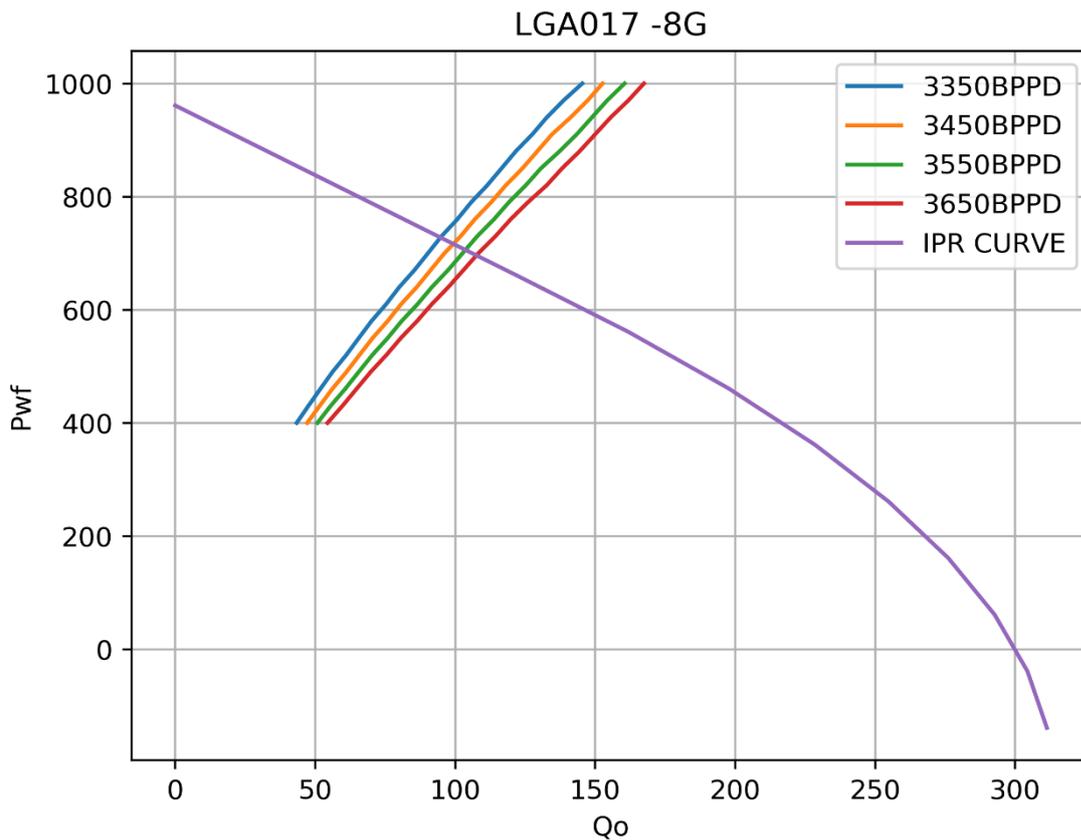
Piny	PIP	Qd	Pd	Eff%	Pot	Qiny	Qcav
3500	625	227.47	3489.66	28.29	84.23	1420	300

Con la geometría 9G se obtiene un mayor caudal de producción, a la misma presión de inyección, pero con menor presión de intake. El caudal de cavitación es menor comparado con la geometría 8A-, pero aún se encuentra dentro del rango óptimo de operación.

Geometría Actual	8A-
Geometría Recomendada	9G

### 3.2 LGA-017

La geometría 8G de este pozo fue cambiada reciente, anteriormente trabajaba con una 10I. Esto debido a la erosión que presentaba la garganta en la bomba debido a presencia de sólidos.

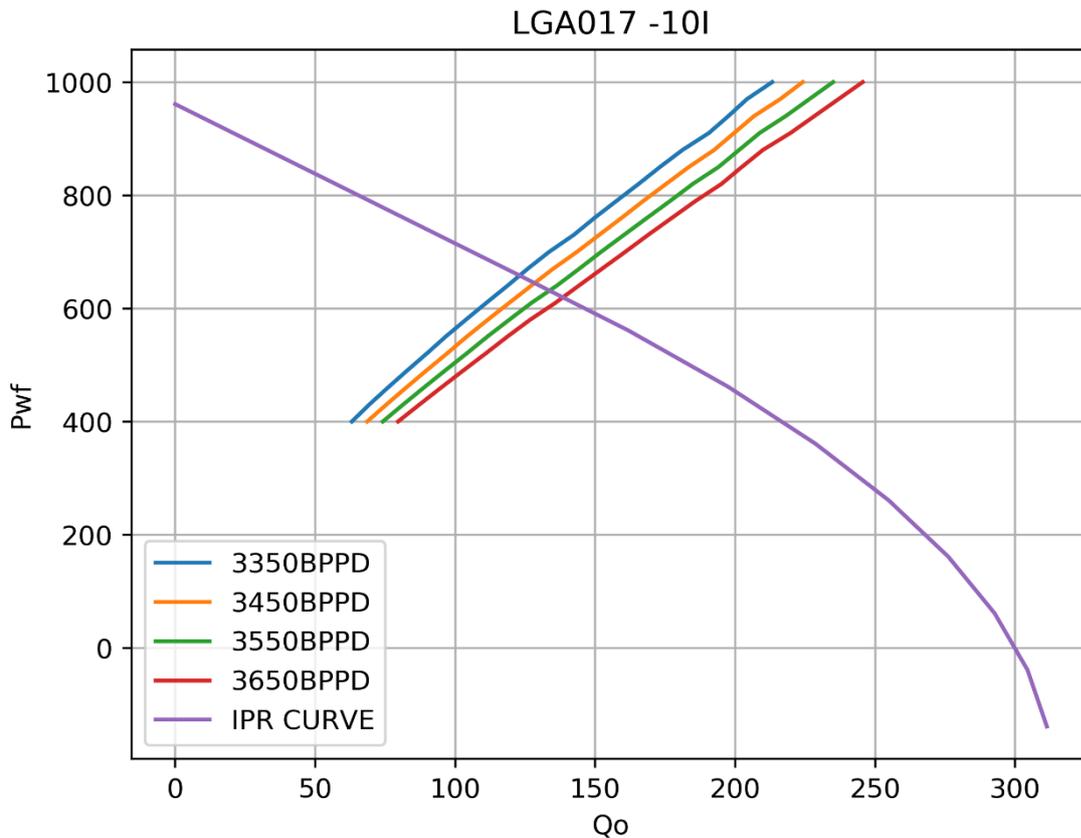


**Figura 3.3 LGA017 – 8G Arena HS**

[Elaborado por: Francisco Rivas – Clark Plúa]

**Tabla 3.3 Parámetros de operación LAG017 – 8G**

Piny	PIP	Q	Pd	Eff%	Pot	Qiny	Qcav
3550	850	130.62	3536.68	29.51	69.51	1151.73	321.71



**Figura 3.4 LGA017 – 10I Arena HS**

[Elaborado por: Francisco Rivas – Clark Plúa]

**Tabla 3.4 Parámetros de operación LAG017 – 10I**

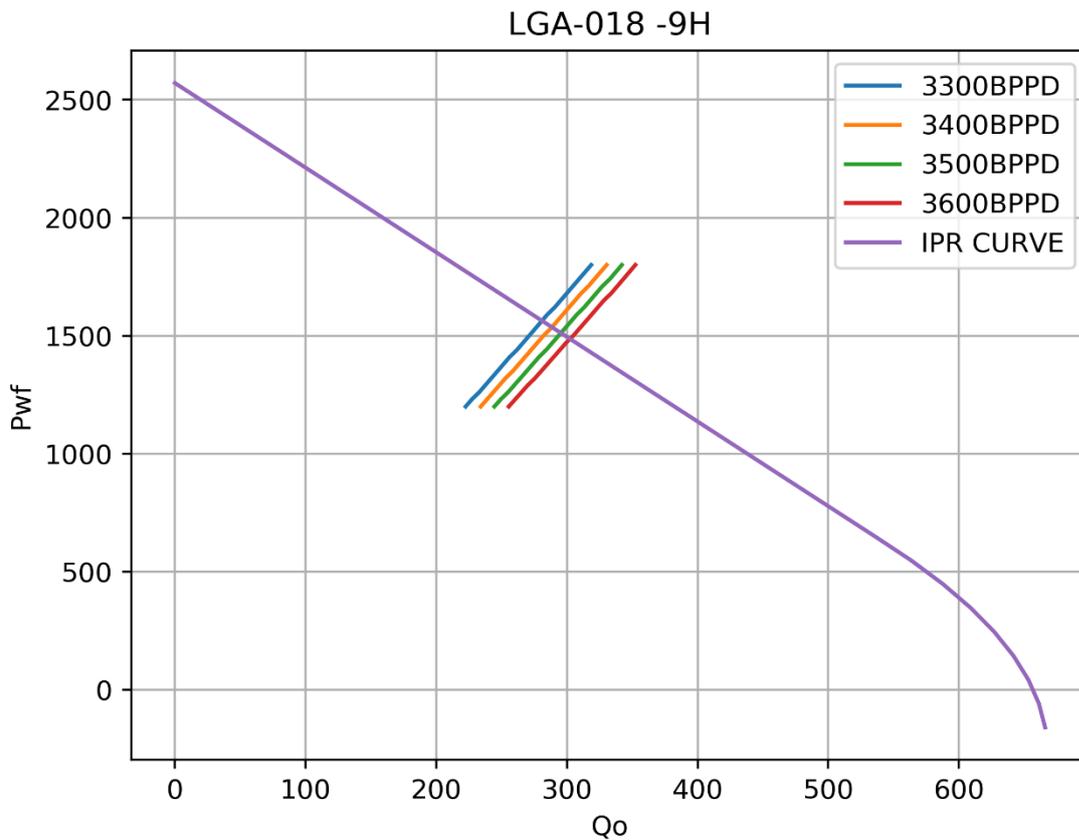
Piny	PIP	Q	Pd	Eff%	Pot	Qiny	Qcav
3550	850	194.08	3486.54	29.8	99.55	1649.48	462.99

Con la geometría 10I para este pozo se tendría un caudal de producción mayor en aproximadamente 60 BDF adicionales, pero se requerirían 500 BDP de inyección adicionales, por lo que no es recomendable utilizar esta geometría. Además, con esta geometría se tuvieron problemas de desgaste ocasionados por presencia de sólidos, debido a la menor presión de intake de la bomba.

Los datos de operación de la bomba 8G muestran que se encuentra en rangos óptimos, por lo que se recomienda mantener la geometría de la bomba.

### 3.3 LGA-018

El pozo LGA-018 se encuentra operando con una bomba con geometría 9H. Para este pozo no se tienen disponibles datos de presión de reservorio ni de prueba estabilizada para crear la curva IPR. Sin embargo, se tomó el promedio de la presión de reservorio de varios pozos de este campo que producen de la misma arena, y mediante la curva de rendimiento de la bomba y producción actual de fluido se generó la curva IPR que se muestra en la Figura 3.5.



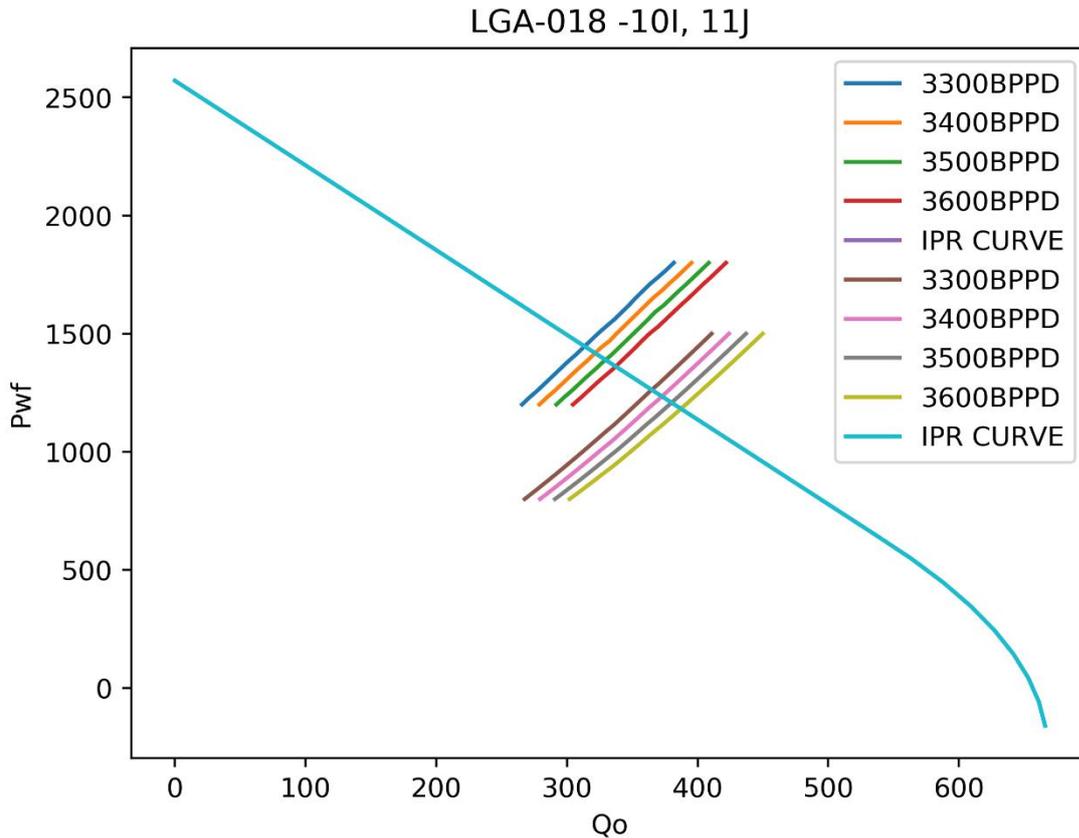
**Figura 3.5 LGA018 – 9H Arena HS+HI**

[Elaborado por: Francisco Rivas – Clark Plúa]

**Tabla 3.5 Parámetros de operación LAG018 – 9H**

Piny	PIP	Q	Pd	Eff%	Pot	Qiny	Qcav
3500	1500	302.99	3562.88	30.57	77.82	1307.83	756.82

Este pozo posee un alto corte de agua (aprox. 72%) por lo que no se recomienda aumentar la producción de fluido, dado que en el campo Lago Agrio existe una limitación de facilidades para el almacenamiento y/o reinyección del agua de formación. Por lo antes expuesto, se recomienda mantener la geometría de la bomba instalada.



**Figura 3.6 LGA018 – 10I – 11J Arena HS+HI**

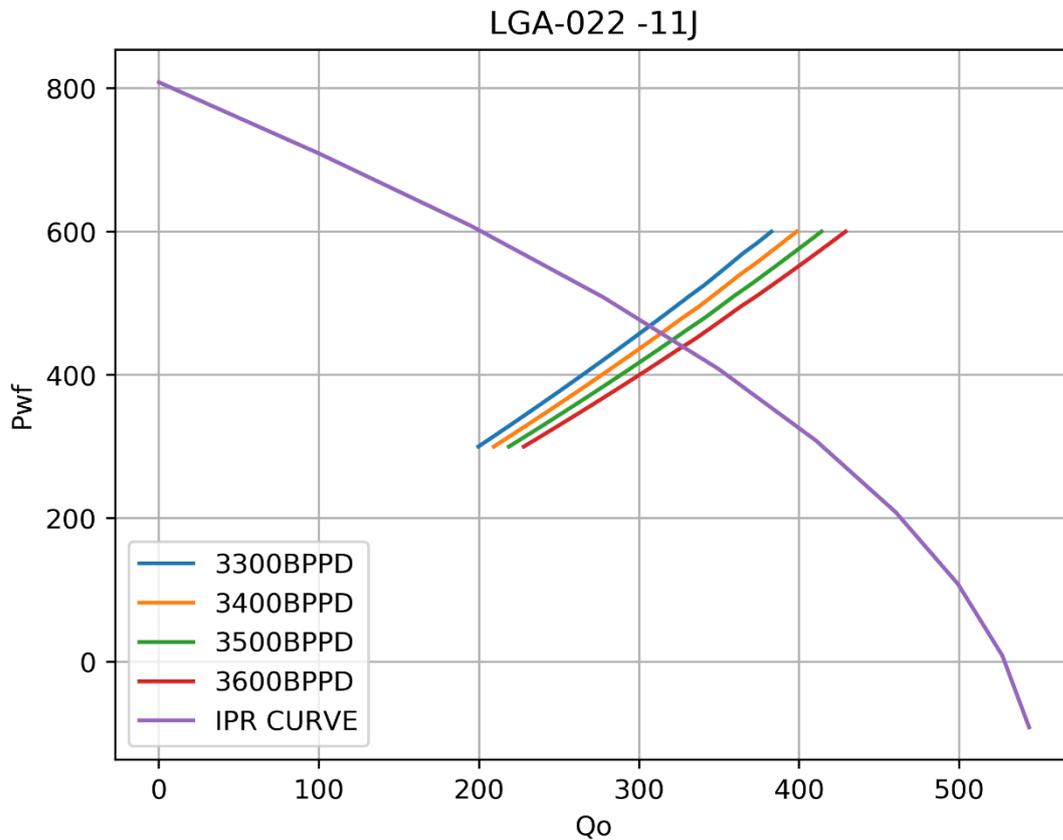
[Elaborado por: Francisco Rivas – Clark Plúa]

**Tabla 3.6 Parámetros de operación LAG018 – 10I – 11J**

	Piny	PIP	Q	Pd	Eff%	Pot	Qiny	Qcav
10I	3500	1450	362.06	3546.7	30.62	91.93	1545.09	902.88
11J	3500	1395	416.99	3536.1	28.35	127.08	2135.82	890.41

### 3.4 LGA-022

El pozo LGA-022 se encuentra operando con una bomba con geometría 11J. Con los datos de campo se obtiene el punto de operación:



**Figura 3.7 LGA022 – 11J Arena BT**

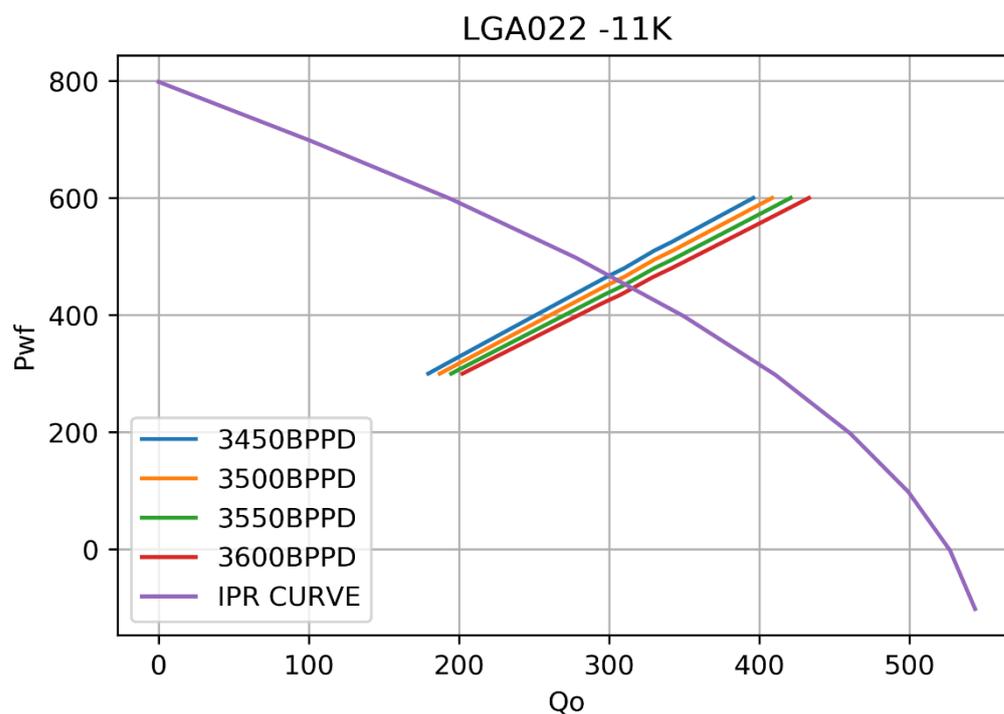
[Elaborado por: Francisco Rivas – Clark Plúa]

**Tabla 3.7 Parámetros de operación LAG022 – 11J**

Piny	PIP	Q	Pd	Eff%	Pot	Qiny	Qcav
3550	450	327.93	3246.52	29	137.44	2277.45	426.76

En los parámetros de operación que se muestran en la Tabla 3.7, se observa que el caudal de producción estimado es ligeramente superior al real, y es cercano al caudal de cavitación, por lo que la bomba presenta desgaste por cavitación.

Para evitar el problema de cavitación, se requiere aumentar el área anular de succión.



**Figura 3.8 LGA022 – 11K Arena BT**

[Elaborado por: Francisco Rivas – Clark Plúa]

**Tabla 3.8 Parámetros de operación LAG022 – 11K**

Piny	PIP	Q	Pd	Eff%	Pot	Qiny	Qcav
3550	450	309.08	3238.99	27.03	137.27	2274.59	619

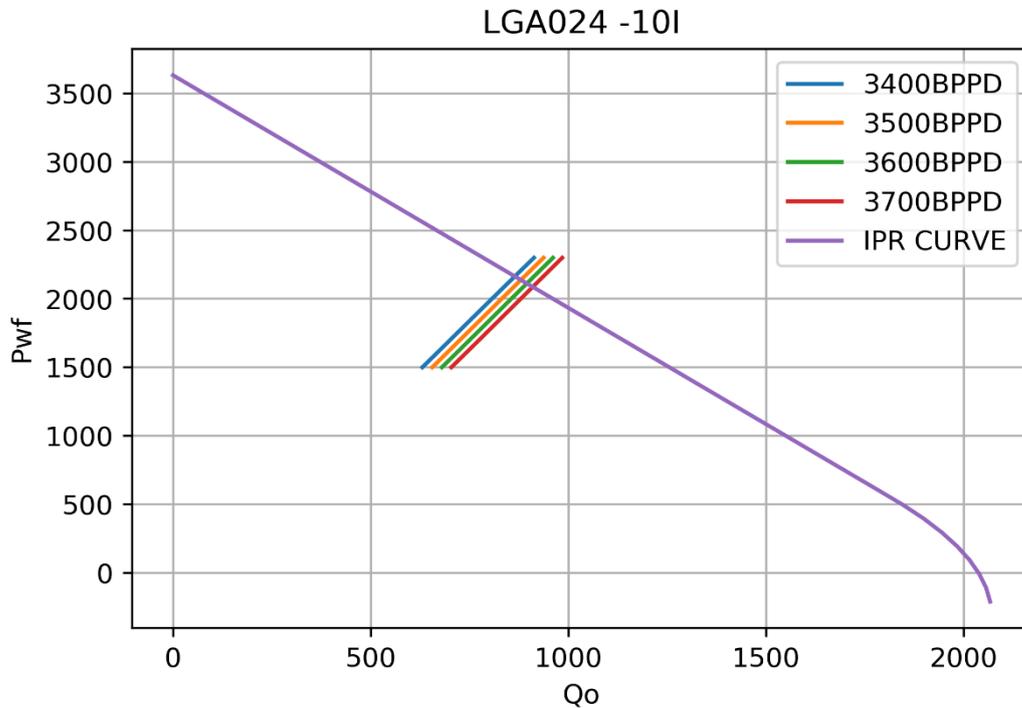
Con la geometría 11k se logra un caudal de producción bastante cercano al real (314 BDPP), y aumenta el caudal de cavitación permitido, por lo que esta geometría es menos propensa a sufrir cavitación.

Se recomienda cambiar la geometría 11J por una 11K, con el propósito de disminuir la cavitación en la garganta de la bomba, y prolongar su vida útil.

Geometría Actual	11J
Geometría Recomendada	11K

### 3.5 LGA-024

El pozo LGA-024 se encuentra produciendo con una bomba Jet 10I. Con los datos de campo se obtiene el punto de operación:



**Figura 3.9 LGA024 – 10I Arena HI**

[Elaborado por: Francisco Rivas – Clark Plúa]

**Tabla 3.9 Parámetros de operación LGA024 – 10I**

Piny	PIP	Q	Pd	Eff%	Pot	Qiny	Qcav
3600	2060	876.5	3571.44	28.67	103.07	1684.14	1152.8

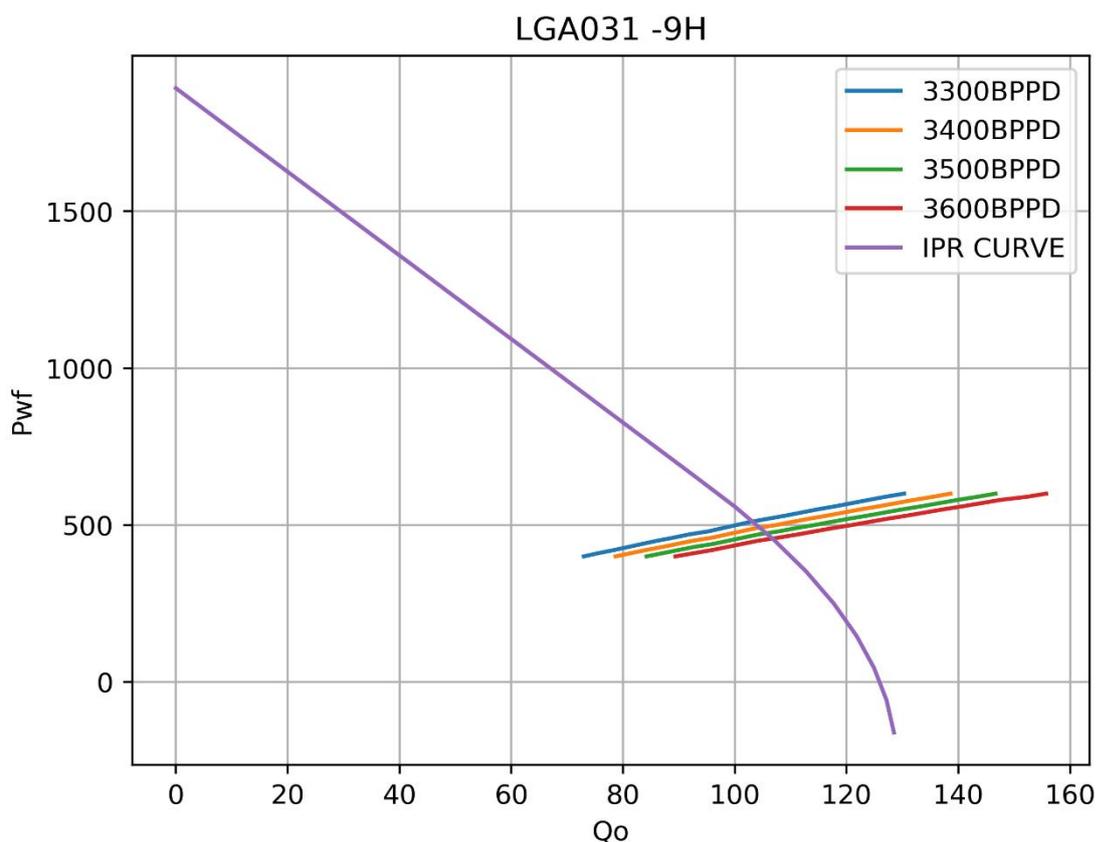
Se realiza un análisis nodal con las geometrías 10J, 11J, y 11K con el objetivo de evaluar el potencial de producción y los parámetros de operación requeridos para obtener un mayor caudal de producción.

**Tabla 3.10 Parámetros de operación LAG024 – 10J, 11J, 11K**

	Piny	PIP	Q	Pd	Eff%	Pot	Qiny	Qcav
10J	3600	2050	961.92	3571.32	31.64	103.18	1686.02	1483.61
11J	3600	2000	1007.36	3576.17	25.43	141.21	2307.27	1196.59
11K	3600	1800	1095.87	3576.86	31.16	143.9	2351.33	1631.71

### 3.6 LGA-031

Los datos que se usan para la curva IPR de este pozo fueron tomados en febrero del 2015. Según la FIGURA el pozo debería estar dando un caudal de 105 BPPD, más actualmente se encuentra produciendo alrededor de los 90 BPPD, esto podría deberse a una declinación natural en las presiones de reservorio y fluyente por tratarse de la arena T y no contar con un acuífero que le provea energía.



**Figura 3.10 LGA031 – 9H Arena TS+TI**

[Elaborado por: Francisco Rivas – Clark Plúa]

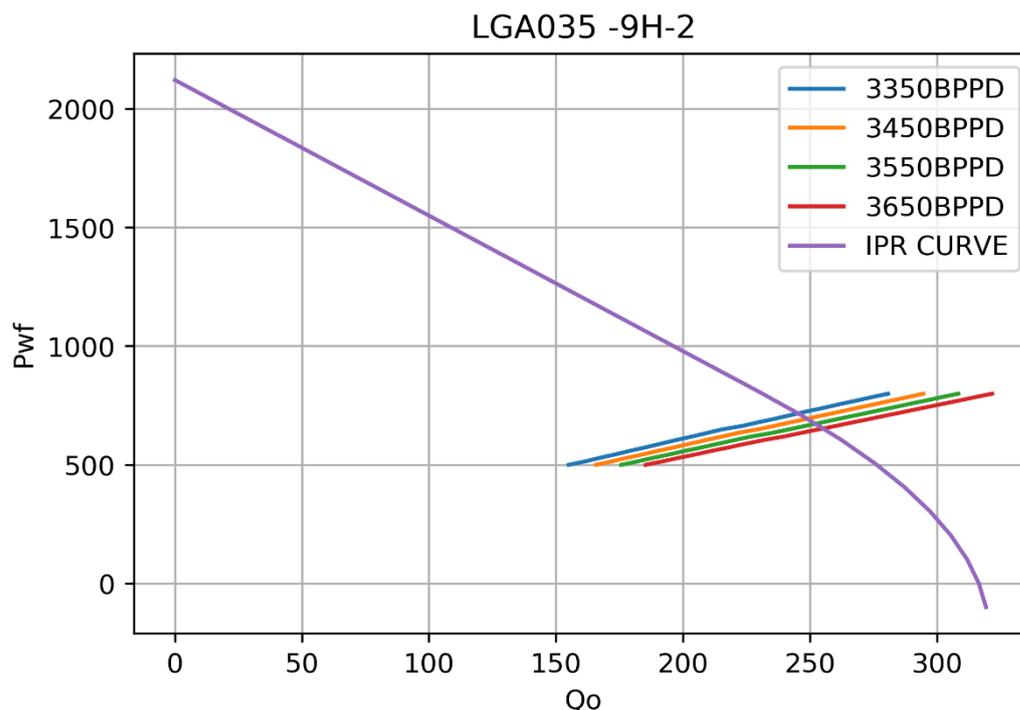
**Tabla 3.11 Parámetros de operación LAG031 – 9H**

Piny	PIP	Q	Pd	Eff%	Pot	Qiny	Qcav
3500	470	104.22	3430.25	27.93	96.27	1617.95	231.01

También, se puede destacar el punto de operación de la bomba cercano al caudal máximo de producción. Por lo tanto, no se recomendará una geometría mayor porque el pozo no está en capacidad de aportar el fluido necesario.

### 3.7 LGA-035

El pozo LGA-035 se encuentra operando con una bomba con geometría 9H. La curva IPR fue creada a partir de los datos del último Build Up realizado al pozo en el año 2013:



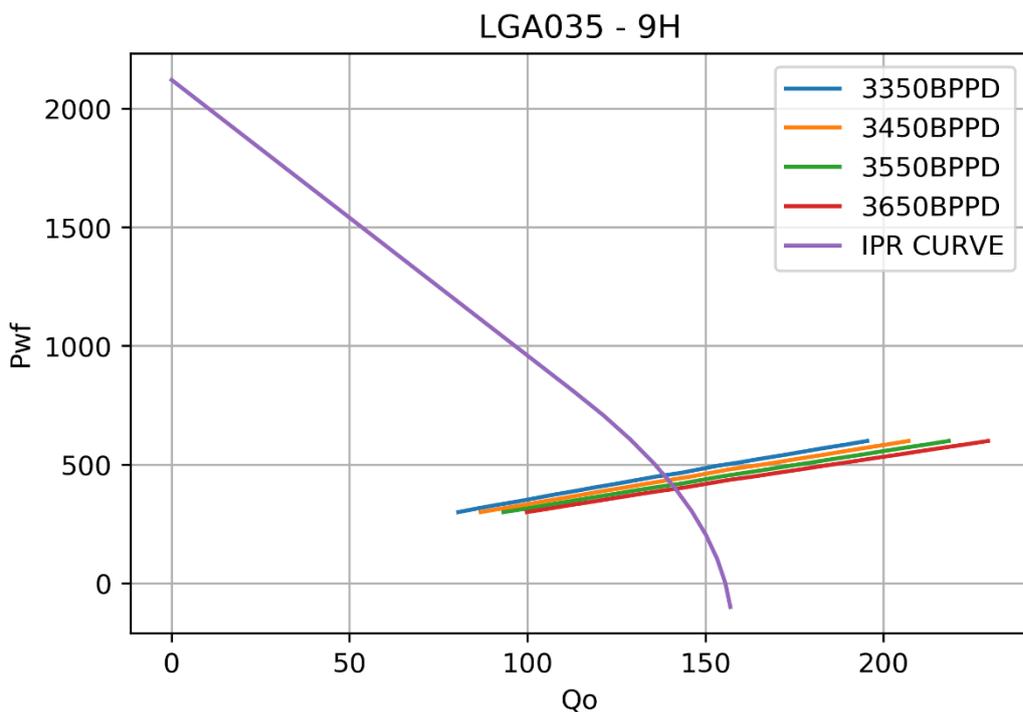
**Figura 3.11 LGA035 – 9H Arena HS**

[Elaborado por: Francisco Rivas – Clark Plúa]

**Tabla 3.12 Parámetros de operación LAG035 – 9H**

Piny	PIP	Q	Pd	Eff%	Pot	Qiny	Qcav
3350	725	248.47	3386.61	29.5	90.05	1581.12	403.94

Como se muestra en la tabla, los parámetros de operación de la bomba no concuerdan con los datos reales, debido a que la curva IPR no representa el rendimiento actual yacimiento. Se modificaron los datos de la prueba manteniendo la presión de reservorio del año 2003 debido a que la formación Hollín posee empuje por acuífero. Los datos de prueba que se utilizaron para generar la nueva curva IPR son  $Q_o=138$  BPPD y  $P_{wf}=563$  psi.



**Figura 3.12 LGA035 – 9H Arena HS**

[Elaborado por: Francisco Rivas – Clark Plúa]

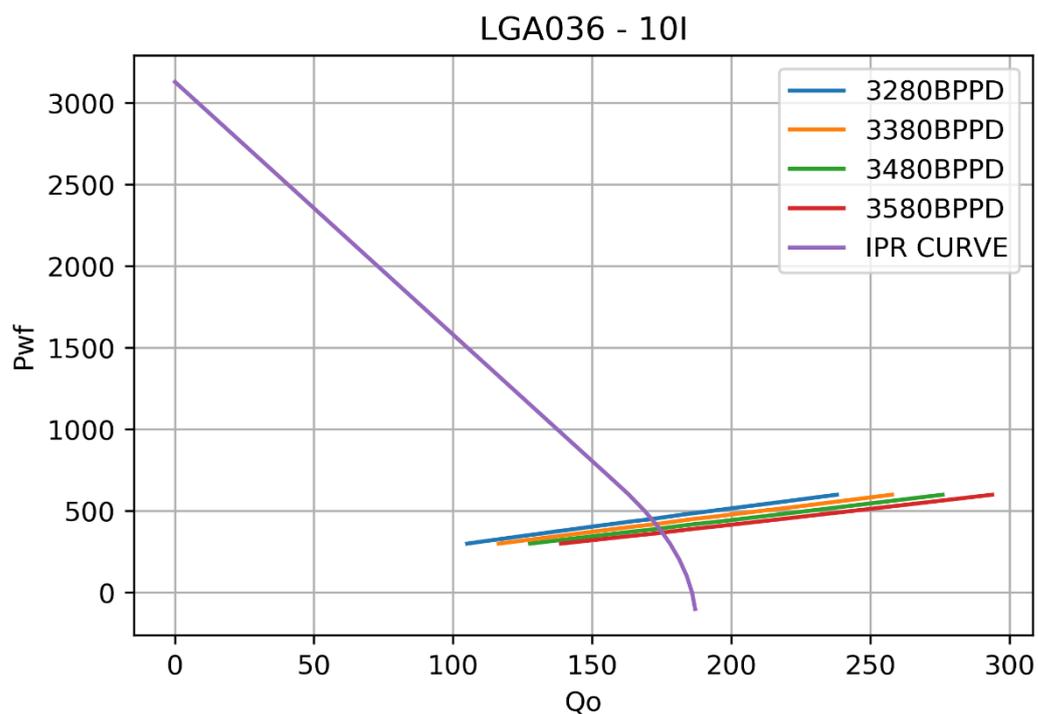
**Tabla 3.13 Parámetros de operación LAG035 – 9H Corregido**

Piny	PIP	Q	Pd	Eff%	Pot	Qiny	Qcav
3350	450	136.16	3472.17	26.82	91.99	1615.25	287.18

El pozo LGA-035 posee un bajo potencial de aporte, y el caudal de producción actual es muy cercano al caudal máximo. Por lo anterior, se concluye que la bomba 9H instalada en el pozo es la más adecuada y se recomienda mantener esta geometría.

### 3.8 LGA-036

El pozo LGA-036 se encuentra operando con una bomba con geometría 10l. Con los datos de campo se obtiene el punto de operación:



**Figura 3.13 LGA036 – 10I Arena HS**

[Elaborado por: Francisco Rivas – Clark Plúa]

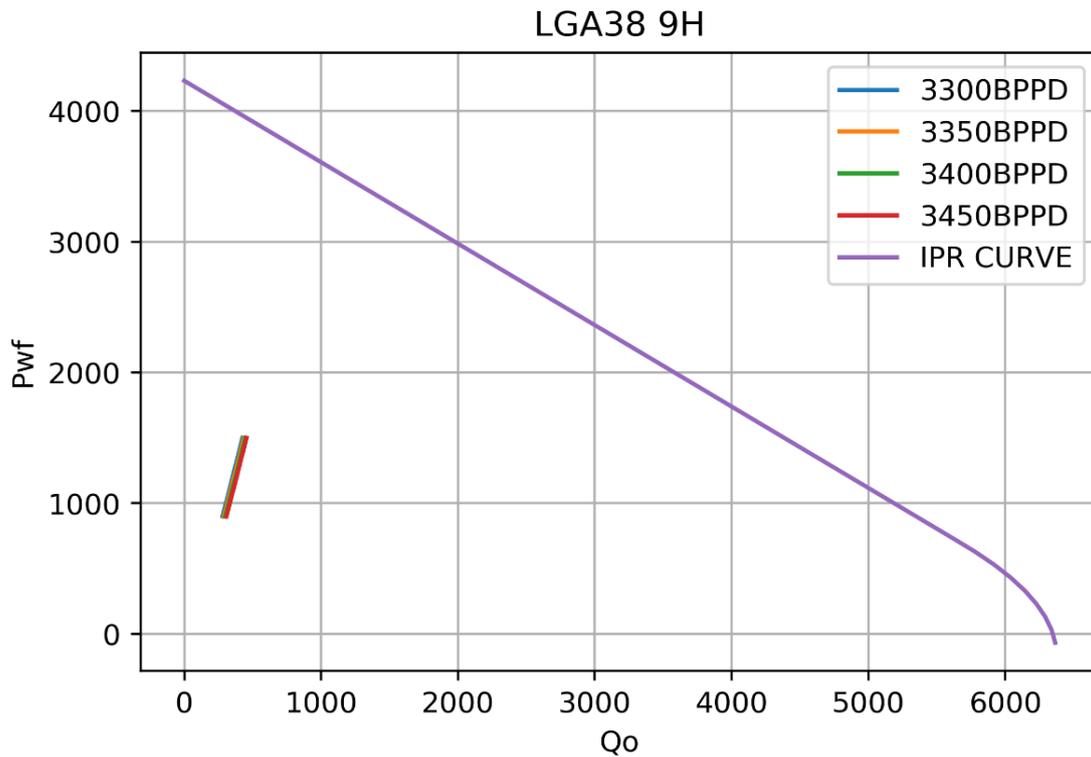
**Tabla 3.14 Parámetros de operación LAG035 – 10I**

Piny	PIP	Q	Pd	Eff%	Pot	Qiny	Qcav
3280	435	163.39	3631.76	22.83	106.02	1901.4	395.72

Este pozo presenta un bajo índice de productividad y el caudal que produce actualmente se encuentra muy cerca del caudal máximo. Por lo anterior, se concluye que la bomba 10I instalada en el pozo es la más adecuada y se recomienda mantener esta geometría.

### 3.9 LGA-038

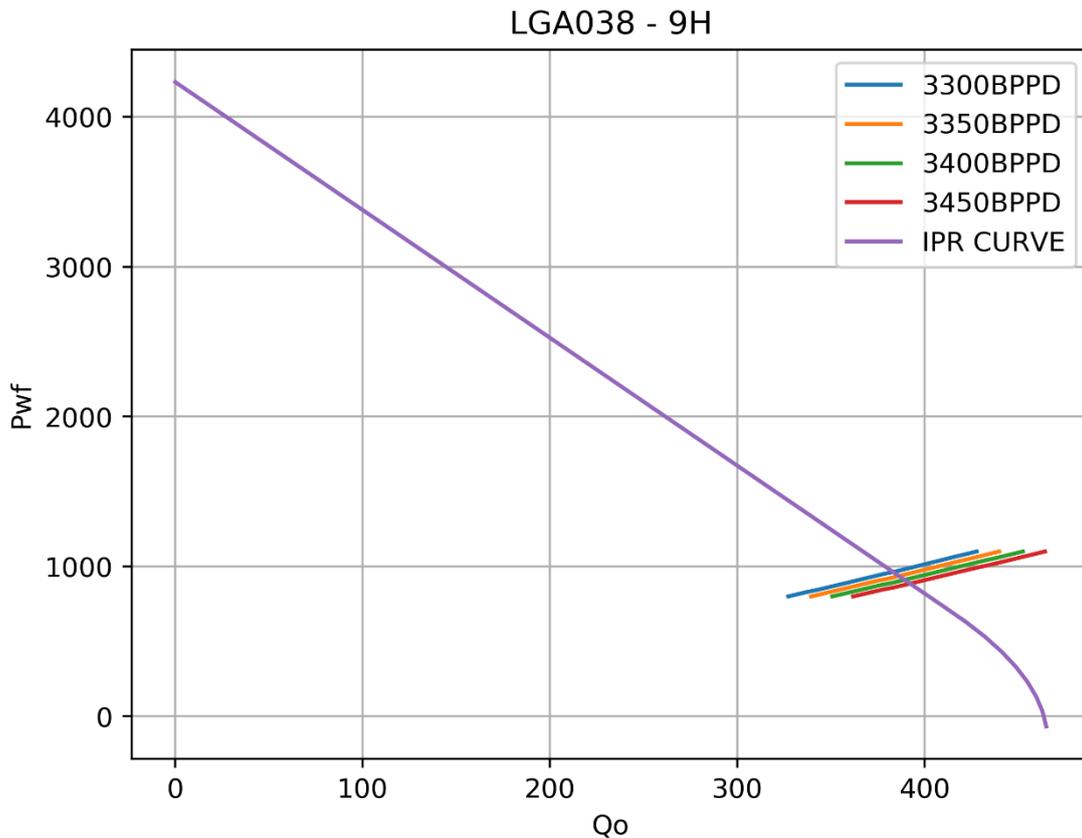
Se genera la curva IPR, creada a partir de los datos del Build Up tomado en octubre del 2017, y la curva de rendimiento de la bomba Jet con geometría 9H. Como se muestra en la FIGURA, no existe punto de intersección entre la curva IPR y la curva de la bomba con que produce actualmente. Sin embargo, la producción actual está en el rango de caudales que maneja la geometría.



**Figura 3.14 LGA038 – 9H Arena HS**

**[Elaborado por: Francisco Rivas – Clark Plúa]**

Esto significa que la curva IPR no representa el rendimiento real del pozo por lo que se ajusta utilizando los datos de producción, tales como la presión de inyección, caudal de inyección y caudal de retorno, con los cuales se puede inferir la presión intake de la bomba 9H con la que se encuentra operando.



**Figura 3.15 LGA038 – 9H Arena HS**

[Elaborado por: Francisco Rivas – Clark Plúa]

La gráfica generada muestra el punto de operación con una presión de entrada de la bomba cercana a los 955 psi y un caudal deseado de 392 BPPD.

**Tabla 3.15 Parámetros de operación LAG038 – 9H**

Piny	PIP	Q	Pd	Eff%	Pot	Qiny	Qcav
3350	955	390	3731.02	27.7	88.74	1558	640

Mediante los cálculos realizados se puede notar que la bomba instalada se encuentra trabajando en un rango óptimo de operación, y que el desgaste que se produce en la misma no se debe a cavitación, sino por la presencia de sólidos que se evidencia en los cambios de bomba realizados en ese pozo.

Se realizaron simulaciones con diferentes geometrías manteniendo la presión de inyección constante, y se puede resumir lo siguiente:

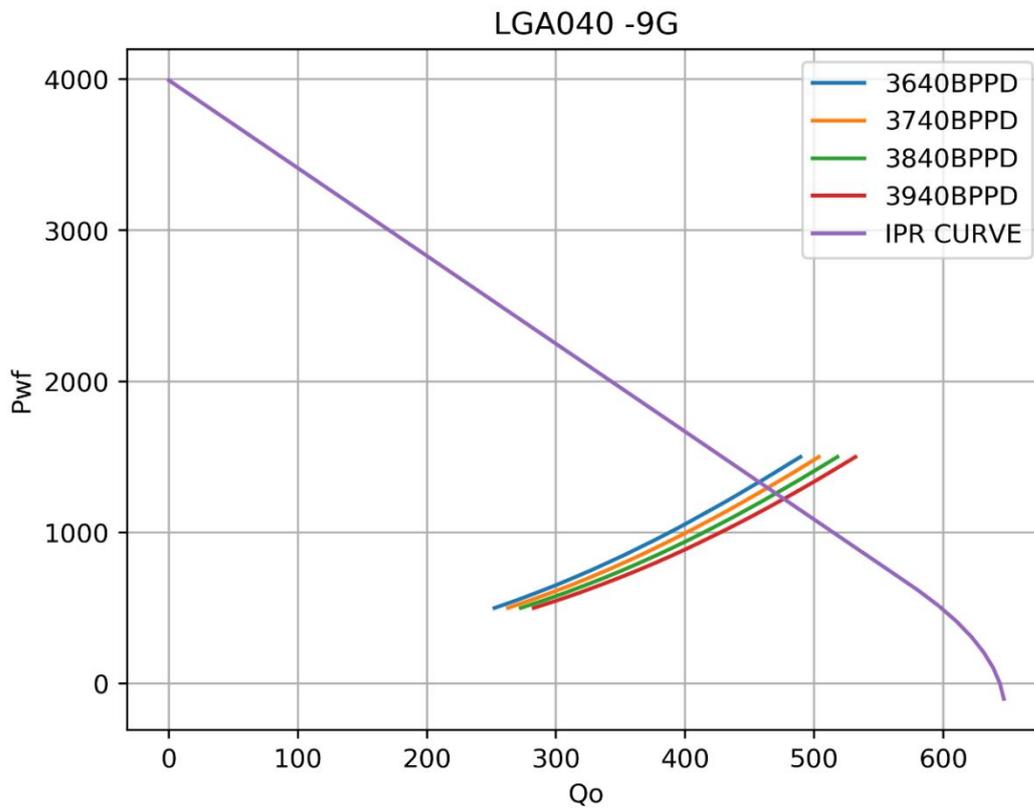
- Con la geometría 10H requiere inyectar 320 BPPD adicionales para producir 20 BFPD adicionales.
- Con la geometría 10I requiere inyectar 312 BPPD adicionales para producir 7 BFPD adicionales.
- Con la geometría 11J requiere inyectar 1040 BPPD adicionales para producir 50 BFPD adicionales.

Mediante el análisis realizado se puede concluir que no es eficiente un aumento de caudal de producción debido a que la relación producción\inyección es baja.

Para este caso se recomienda mantener la geometría de la bomba instalada en el pozo.

### **3.10 LGA-040**

La geometría 9G, utilizada actualmente en el pozo, corta la curva IPR generada de los datos de prueba de presión del LGA040 tal como se aprecia en la Figura 3.16. El caudal óptimo de la bomba es de 456 BFPD, comparando con el historial de producción, el pozo se encuentra produciendo su caudal óptimo a la geometría dada.



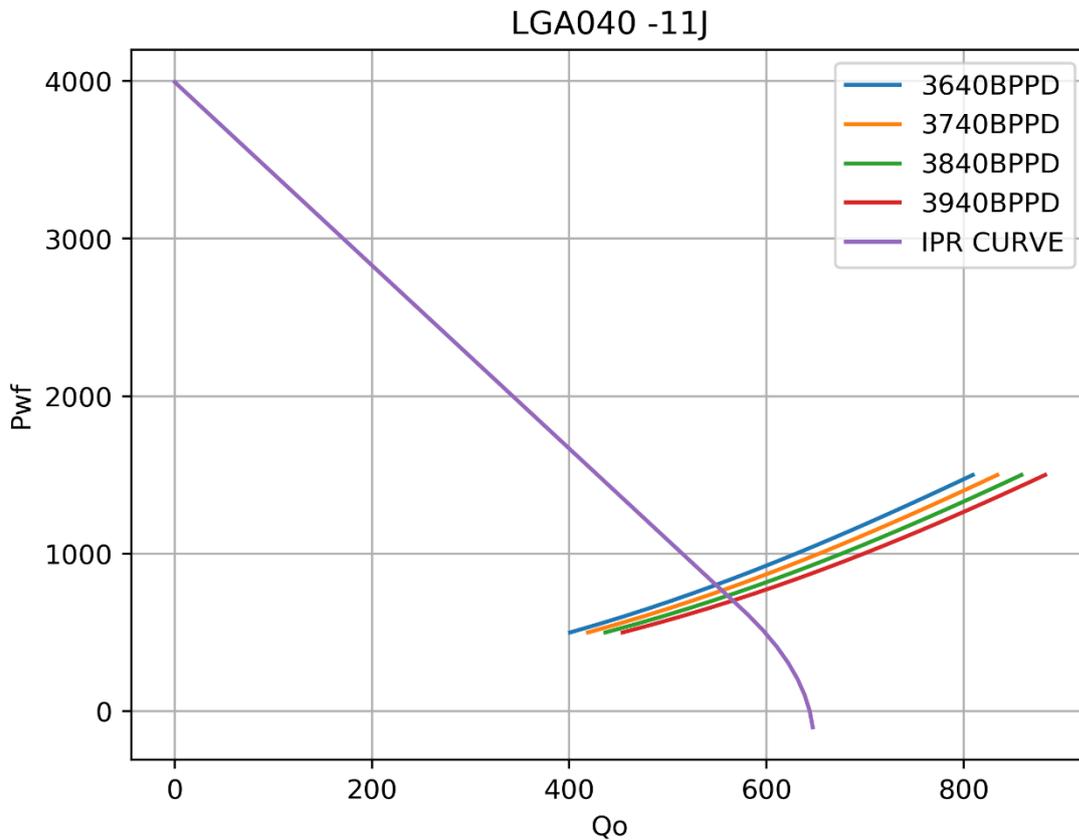
**Figura 3.16 LGA040 – 9G Arena Hs**

[Elaborado por: Francisco Rivas – Clark Plúa]

**Tabla 3.16 Parámetros de operación LAG040 – 9G**

# Piny	PIP	Q	Pd	Eff%	Pot	Qiny	Qcav
3740	1250	454.69	3781.56	28.02	100.2	1575.95	519.36

Se puede observar que la presión de fondo fluyente es lo suficientemente grande para probar una geometría más grande.



**Figura 3.17 LGA040 – 11j Arena Hs**

[Elaborado por: Francisco Rivas – Clark Plúa]

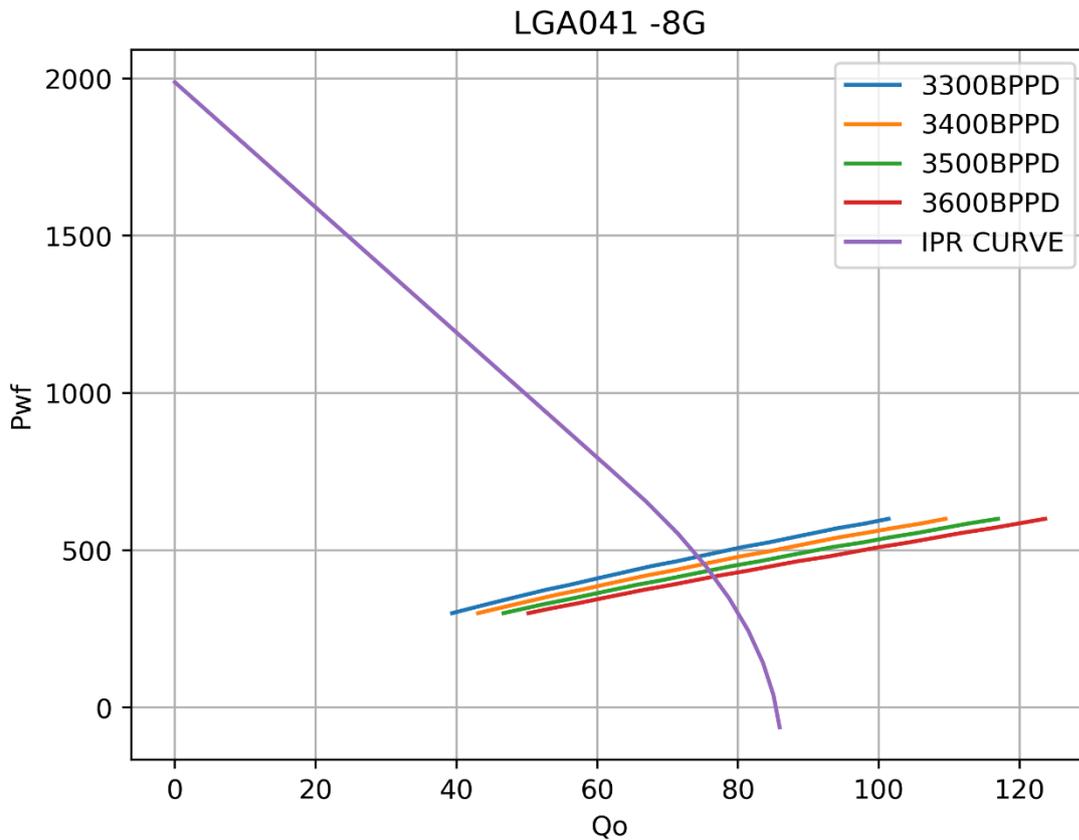
**Tabla 3.17 Parámetros de operación LGA040 – 11J**

Piny	PIP	Q	Pd	Eff%	Pot	Qiny	Qcav
3740	800	569.99	3772.32	28.85	166.79	2623.38	705.53

Con esta geometría, el caudal de inyección aumenta considerablemente y frente a la poca disponibilidad de fluido motriz del campo, no es recomendable cerrar otro pozo para abastecer la geometría 11J, considerando la producción mínima de 56 BPPD del peor pozo contra los 30 BPPD adicionales por aumento de fluido motriz al pozo LGA040.

### 3.11 LGA-041

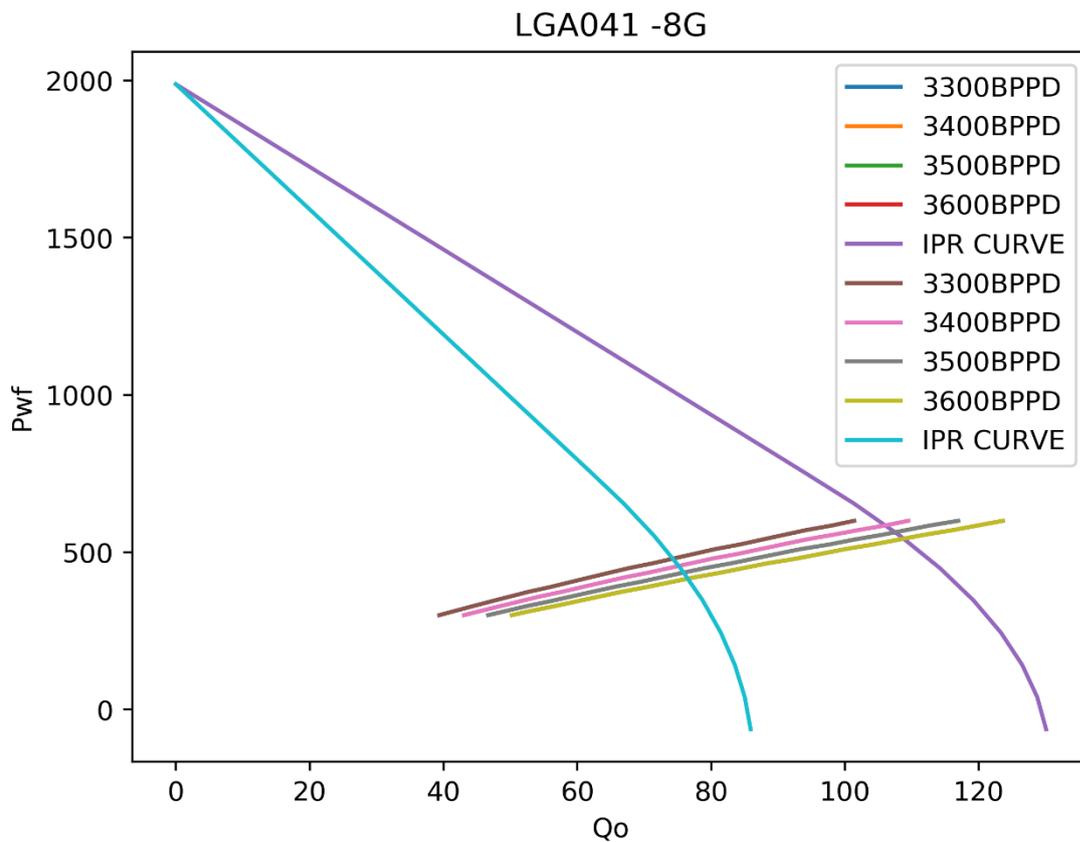
Para el pozo LGA-041 se observa un caudal de máximo de producción menor al caudal actual. Esto se debe a que los datos de la última prueba de presión fueron tomados en el mes de marzo del 2018 y durante el mes de mayo del 2018 se realizó una estimulación a la arena Ti, también se realizó un tratamiento antiescala con inhibidor de incrustaciones.



**Figura 3.18 LGA041 – 8G Arena TI**

**[Elaborado por: Francisco Rivas – Clark Plúa]**

La estimulación permitió al pozo aumentar su presión de fondo fluyente y de esta manera obtener una mejor producción. Sin embargo, posterior al tratamiento no se han bajado memorias para conocer la Pwf actual del pozo. La FIGURA compara las dos IPR, antes y después del tratamiento.



**Figura 3.17 LGA041 – 8G Arena Ti**

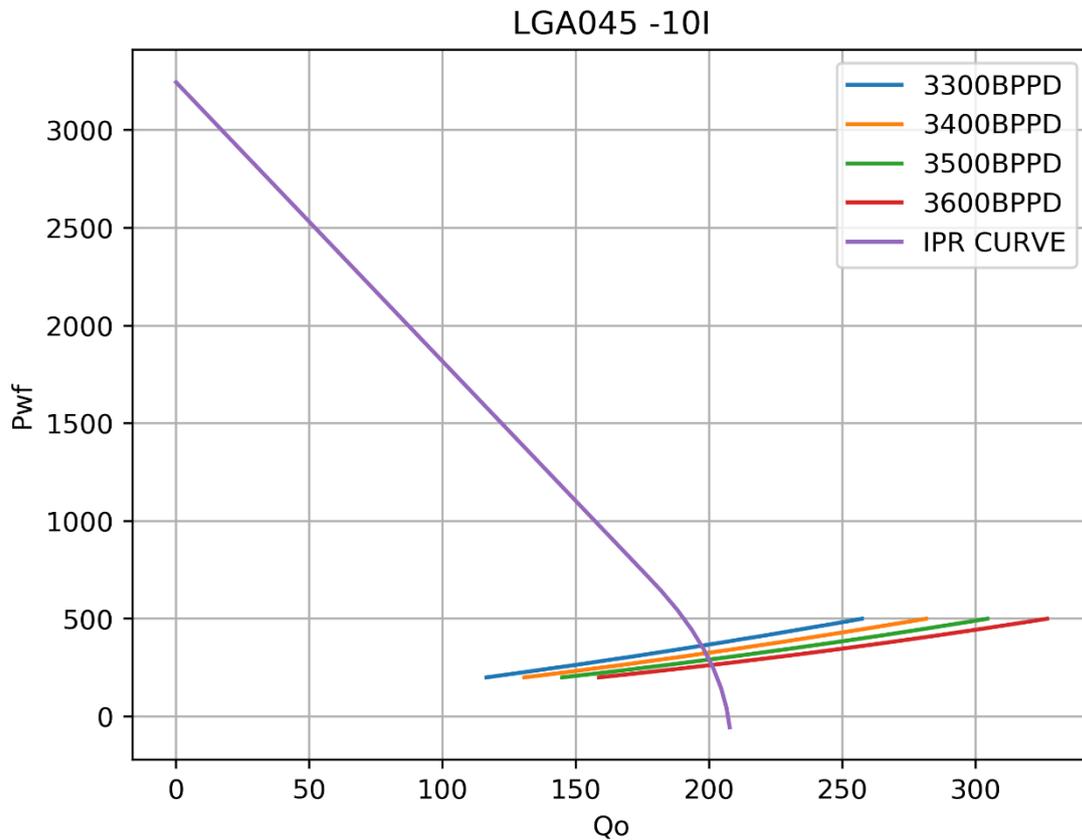
[Elaborado por: Francisco Rivas – Clark Plúa]

**Tabla 3.18 Parámetros de operación LGA041 – 8G**

# Piny	PIP	Q	Pd	Eff%	Pot	Qiny	Qcav
3500	570	109.06	3574.47	27.55	79.61	1338.02	252.45

### 3.12 LGA-045

El pozo LGA-045 fue recientemente cambiado a bombeo hidráulico, se encuentra en estado de evaluación con una bomba 10l en subsuelo. La FIGURA nos muestra el índice de productividad del pozo.



**Figura 3.19 LGA045 – 10I Arena Hs**

[Elaborado por: Francisco Rivas – Clark Plúa]

**Tabla 3.19 Parámetros de operación LGA045 – 10I**

Piny	PIP	Q	Pd	Eff%	Pot	Qiny	Qcav
3500	245	172.92	3763.62	21.25	116.9	1964.73	349.06

A pesar de que aún el yacimiento tiene energía, la presión de fondo fluente es baja siendo muy poca efectiva para el funcionamiento de la bomba. Además, el caudal inyectado es bastante significativo comparado con lo que está produciendo el pozo de crudo. La relación de barril producido y barril de inyección es baja, siendo uno de los pozos candidatos a cierre.

# **CAPÍTULO 4**

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1 Conclusiones

La selección de pozos disponibles para optimización se definirá de acuerdo con la relación del caudal de producción sobre el caudal en inyección. La relación de todos los pozos es la siguiente:

**Tabla 4.1 Relación Producción-Caudal por pozo**

**[Elaborado por: Francisco Rivas – Clark Plúa]**

POZO	Relación P/I
LGA-009	0.14473626
LGA-017HS	0.06330709
LGA-018	0.05686275
LGA-022	0.12248996
LGA-024	0.09127907
LGA-031	0.07181889
LGA-035	0.08432836
LGA-036	0.08908555
LGA-038	0.220234
LGA-040	0.08507937
LGA-041	0.04242424
LGA-045	0.05107527

Los pozos que poseen una mejor relación petróleo producido/inyectado son:

- LGA-009
- LGA-022
- LGA-024
- LGA-038

El LGA-009 tiene una bomba Jet 8A, equivalente a una 9I Jet Claw. Los resultados de este pozo permitieron la simulación con la geometría 9G, a una PIP de 625 psi y una presión de inyección de 3500 psi, la eficiencia aumenta de 24% a 28% y el caudal de inyección necesario sería el mismo. El caudal de cavitación se mantiene con un 30% por encima del caudal de producción de 227 BFPD como se evidencia en la Tabla 3.2. Por lo tanto, la geometría propuesta cumple con las condiciones para ser implementada.

El LGA-024 se encuentra operando con una bomba Jet 10I que produce un caudal de 876 BFPD con 1684 BIPD, se probó con la geometría 10J obteniendo un caudal de producción de 962 BFPD, que, con un BSW del 82%, significaría un aumento de 18 BPPD. Para áreas de nozzle mayores el fluido de inyección aumenta considerablemente, más su producción de crudo no resulta significativa.

Los demás pozos tienen rendimientos regulares produciendo entre un rango de 100-200BFPD a diferentes caudales de inyección. Este es el caso de los pozos:

- LGA017
- LGA-031
- LGA-035
- LGA-036
- LGA-040

La diferencia de este grupo son sus puntos de operación, la mayoría de ellos se encuentran trabajando cerca de sus caudales máximos y a una presión de fondo fluyente bajas. Las geometrías empleadas son las que aprovechan de mejor manera la presión del pozo y obtiene el mejor caudal posible.

Finalmente se encuentran los pozos con la relación más baja, estos pozos son:

- LGA018
- LGA041
- LGA045

Lo que difiere a estos pozos, es la cantidad de fluido motriz que se utiliza para recuperar mínimas cantidades de crudo. Esto se debe a curvas IPR con baja productividad y que a pesar de cualquier trabajo de mantenimiento que se desee realizar, con torre o sin torre, no sería recomendable. El fluido motriz utilizado en estos pozos puede ser ocupado para futuros cambios de levantamiento artificial de pozos que producen mediante el sistema BES actualmente, o a su vez, si se realizaran trabajos de estimulación de pozos en donde se requieran mayores caudales de inyección para una mayor

producción. De manera general, se están inyectando 4710 BPPD, para producir 238 BPPD, siendo actualmente viable por la disponibilidad de fluido motriz.

## 4.2 Recomendaciones

- Realizar pruebas de presión fluyente y estática a los pozos LGA017, LGA018 y LGA035 para obtener curvas que representen el comportamiento actual del yacimiento porque no se cuenta con registro de presiones actualizados, lo que dificulta cualquier diseño de levantamiento artificial.
- Dar seguimiento al pozo LGA045 por posible erosión en la garganta de la bomba Jet debido a que se encuentran registros de presencia de arena en el pozo.
- Mantener el LGA024 produciendo con la bomba Jet debido a la alta posibilidad de aumento del corte agua a mayor caudal de producción. Además, se puede considerar la evaluación de la arena U como arena productora alternativa
- Se recomienda la geometría 11K para el LGA022 por encontrarse operando a un caudal de producción cercano al caudal de cavitación lo cual se ha visto reflejado en los constantes cambios de bomba.
- Se recomienda cambiar la geometría 8A- del pozo LGA009 por la geometría 9G que permite un aumento 30BPPD a la misma tasa de inyección.
- Continuar con la producción de los pozos LGA017, LGA018, LGA031, LGA035, LGA036, LGA038, LGA041

# APÉNDICE

Pozo	Presión Reservorio	Presión Burbuja	T°R	Gravedad Gas	IP	Q	PWF	Profundidad Bomba	Profundidad Reservorio
LGA-009	1774	770	204	1.2807	0.087	185	700	9762	9890
LGA-017HS	1151	725	205	1.4124	0.216	134	530	9630	9980
LGA-018	2700	725	205	1.4124	0.234	304	1400	9578	9945
LGA-022	900	810	194	1.2248	5.180	315	550	8727	8965
LGA-024	3844	750	205	1.4124	0.589	750	2570	9440	9926
LGA-031	2054	770	202	1.2807	0.075	77	1028	9431	9840
LGA-035	2679	894	205	1.4124	0.072	92	1400	9678	9931
LGA-036	3231	750	205	1.4124	0.139	446	14.4247762	9707	9963
LGA-038	4300	750	205	1.4124	0.117	392	955	9860	10030
LGA-040	4095	750	205	1.4124	0.172	462	1409	9941	10180
LGA-041	2051	770	204	1.2807	0.040	110	365	9770	9930
LGA-045	3830	750	205	1.4124	0.124	264	1700	9900	10025

# BIBLIOGRAFÍA

- ACE INTERNATIONAL. (2018). Optimización del Sistema de Producción: Análisis Nodal Colombia.
- Beggs, D. (2003). *Production Optimization Using NODAL Analysis*. Tulsa: OGCI and Petroskills Publications.
- Corbetta, P. (2003). *Metodología y técnicas de investigación social*.
- Fretwell, J. (2006). Hydraulic Pumping in Oil Wells. En *Petroleum Engineering Handbook* (págs. 713-714). Society of Petroleum Engineers.
- Frick, T. C., & Taylor, R. W. (1962). *Petroleum production handbook*. Dallas: Society of Petroleum Engineers.
- Hagedorn, A. R., & Brown, K. E. (1965). Experimental study of pressure gradients occurring during continuous two-phase flow in small-diameter vertical conduits. *Journal of Petroleum Technology*. SPE-940-PA, 475–484.
- Labogeo. (1995). *Estudio sedimentológico de las Areniscas U y T. Campo Libertador: Informe técnico Petroproducción n° PPR-GL-346*. Guayaquil.
- Orkiszewski, J. (1967). Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipe. *Journal of Petroleum Technology* SPE-1546-PA.
- Petrie, H. (1987). Hydraulic Pumping. En *Petroleum Engineering Handbook* (pág. 634). Society of Petroleum Engineers.
- Sampieri, R. (2006). *Metodología de la investigación*. Mexico: McGraw Hill.
- Schlumberger. (2018). *Oilfield Glossary*. Obtenido de <http://www.glossary.oilfield.slb.com>
- Trina, S. (2010). *An integrated horizontal and vertical flow simulation with application to wax precipitation*. Memorial University of Newfoundland.

