

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO FICT-01,
MEDIANTE EL ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO HIDRÁULICO Y
ELECTROSUMERGIBLE.”**

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEOS

Presentada por:

**CARLOS ANDRÉS CANO DELGADO
JEFFERSON ENRIQUE SARMIENTO ORDÓÑEZ**

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2016

AGRADECIMIENTO

Expresamos nuestro agradecimiento al MSc. Fidel Vladimir Chuchuca, nuestro Director del Proyecto Integrador, por toda su colaboración y entrega para guiarnos a la culminación de éste proyecto.

Queremos extender una mención de gratitud a cada uno de los profesores y directivos que forman parte de la Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra.

Finalmente a nuestros amigos y compañeros de carrera quienes de una u otra manera han colaborado a lo largo de nuestra formación universitaria.

DEDICATORIA

Dedico éste proyecto a mi madre, Ubaldina Delgado y a mi padrastro Yasmani Ponce por la motivación y el apoyo brindado durante toda mi carrera universitaria.

A mis tíos Gustavo Woelke, Ángela Cano y a mí novia Melanie Franco por depositar su confianza en mí.

Carlos Andrés Cano Delgado.

DEDICATORIA

El presente proyecto está dedicado a mi madre, Janneth Ordoñez, por su esfuerzo, su sacrificio a lo largo de mi formación profesional, el apoyo incondicional que siempre me ha brindado y por fundar en mí valores de responsabilidad, gratitud y deseos de superación.

A mis hermanas, abuelos, amigos y mi novia cuyo aliento y respaldo me impulsaron a alcanzar este objetivo.

Jefferson Enrique Sarmiento Ordóñez.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

MSc. Fidel Vladimir Chuchuca
DOCENTE TUTOR

MSc. Kenny Escobar Segovia
DOCENTE EVALUADOR

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

Carlos Andrés Cano Delgado

Jefferson Enrique Sarmiento Ordóñez

RESUMEN

El proyecto tiene como objetivo realizar una optimización de la producción del pozo FICT-01, mediante el análisis de los sistemas de levantamiento artificial por Bombeo Hidráulico y Electrosumergible, como antecedente se tiene que el mencionado pozo poseía Bombeo Hidráulico (Bomba tipo pistón con sistema power oil) como Sistema de Levantamiento Artificial, actualmente el pozo requiere de un Workover debido a que presenta una comunicación tubing-casing.

En el capítulo 1 se describe generalidades del campo donde está localizado el pozo FICT 001, luego se hace un resumen sobre el funcionamiento y los componentes del Bombeo Electro Sumergible e Hidráulico.

En el capítulo 2 se realiza un análisis técnico de la producción que se obtendrá en el caso que se utilice BES o BHP como Mecanismo de Levantamiento Artificial, utilizando los datos actuales tanto del inflow como del outflow del pozo, los mismos que son analizados por medio de software de ingeniería usados actualmente en la industria hidrocarburífera.

En el capítulo 3 se escoge en base a los resultados obtenidos y comparaciones realizadas, el nuevo Sistema de Levantamiento Artificial que

nos permita levantar una óptima cantidad de fluido neto sin reducir la vida útil del pozo y tomando en cuenta todas las ventajas y desventajas del mismo.

Finalmente en el cuarto capítulo se presentan las conclusiones y recomendaciones para éste proyecto

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	VI
ABREVIATURAS	X
SIMBOLOGÍA	XII
INTRODUCCIÓN	XVII
CAPÍTULO 1	
1. GENERALIDADES	1
1.1. Descripción del problema	1
1.2. Justificación	2
1.3. OBJETIVOS	4
CAPÍTULO 2	
2. DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO FICT Y FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO HIDRÁULICO Y ELECTROSUMERGIBLE. 6	
2.1. Generalidades del Campo FICT	6
2.2. Levantamiento Artificial	15
2.3. Bombeo Electrosumergible	32
2.4. Análisis Nodal	50
2.5. Softwares Empleados en el Diseño de los Sistemas de Levantamiento Artificial	56
CAPÍTULO 3	
3. ANÁLISIS PVT Y NODAL DEL POZO FICT-01	60
3.1. Análisis PVT de los Fluidos del Reservoirio Arena ‘T’ Inferior	62
3.2. Cálculo y Análisis IPR	69
CAPÍTULO 4	
4. DISEÑO Y SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ÓPTIMO PARA EL POZO FICT-01	72
4.1. Diseño del Bombeo Hidráulico Tipo Jet	72
4.2. Diseño del Bombeo Electrosumergible	80
4.3. Selección del SLA Óptimo para el Pozo FICT-01	87

CAPÍTULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	92
5.1.CONCLUSIONES.....	92
5.2.RECOMENDACIONES	94

BIBLIOGRAFÍA**ANEXOS**

ABREVIATURAS

AOF	=	Caudal Máximo de Fluido
°API	=	Grados API del petróleo
BN	=	Barriles a condiciones normales
BY	=	Barriles a condiciones del yacimiento
“BT”	=	Arena Basal Tena
BBL, BLS	=	Barriles
BES	=	Bombeo Electrosumergible
BHA	=	Completación de fondo del pozo
BHP	=	Brake Horse Power
BPD	=	Barriles por día
BSW	=	Porcentaje de Agua y Sedimentos Básicos
B'UP	=	Prueba de Restauración de Presión.
BAPD	=	Barriles de agua por día
BPPD	=	Barriles de petróleo por día
BFPD	=	Barriles de fluido por día
BIPD	=	Barriles inyectados por día
Csg	=	Casing
DE, OD	=	Diámetro Externo
DI	=	Diámetro Interno
Gal, Gls	=	Galones
GOR	=	Relación Gas- Petróleo
GPM	=	Galones por Minuto
“Hs” o “H sup”	=	Arena “Hollín Superior”
“Hi” o “H inf”	=	Arena “Hollín Inferior”
HP	=	Horse Power (Caballos de Potencia)
IP	=	Índice de Productividad
IPR	=	Relación del Índice de Productividad
MLE	=	Motor Lead Extension (Cable de extensión)
NVL	=	Net Vertical Lift
PVT	=	Presión, Volumen, Temperatura
RPM	=	Revoluciones por minute
SLA	=	Sistema de Levantamiento Artificial
Tbg	=	Tubing
TDH	=	Cabeza Dinámica Total
“Ti” o “T inf”	=	Arena “T inferior”
“Ts” o “T sup”	=	Arena “T superior”
“Us” o “U sup”	=	Arena “U superior”
“Ui” o “U inf”	=	Arena “U inferior”

TVD	=	True Vertical Depth
VSD	=	Variador de Frecuencia
WO	=	Workover

SIMBOLOGÍA

A	=	Área
Amp	=	Amperaje
Atm	=	Atmosfera
Swi	=	Saturación de agua inicial
BHT, Tf	=	Temperatura de Fondo del Pozo
C	=	Factor de Rugosidad
Co	=	Compresibilidad del Petróleo
Cp	=	Centipois
EUE	=	Tipo de Rosca
FR	=	Factor de Recobro
°F	=	Grados Fahrenheit
Ft	=	Pies
FT	=	Factor de Fricción
Hz	=	Hertz
K	=	Permeabilidad
Km	=	Kilómetros
Kw	=	Kilovatios
Md	=	Milidarcys
Min	=	Minuto
MD	=	Measured Depth
Mw	=	Megavatios
KVA	=	Kilovoltio-amperio
Pb	=	Presión de Burbuja
Pc	=	Presión de Cabeza
Pi	=	Presión Inicial
PSIA	=	Libra fuerza/ pulgada cuadrada absoluta
PSI	=	Libra fuerza/ pulgada cuadrada
Pr	=	Presión de Reservoirio
Ppm	=	Partes por millón
Pmp	=	Profundidad media de los punzonados
PCS, SCF	=	Pies cúbicos estándar
Pwf	=	Presión de fondo fluyente
Pws	=	Presión de fondo estática
Pvc	=	Pérdidas de voltaje en el cable
Q	=	Caudal
Qo	=	Caudal de petróleo
Qw	=	Caudal de agua
Rs	=	Relación de solubilidad

Qf	=	Caudal de fluido
MPCD	=	Miles de pies cúbicos por día
V	=	Voltaje
Uw	=	Viscosidad del agua
Uo	=	Viscosidad del petróleo
Ug	=	Viscosidad del gas
Tsup	=	Temperatura de superficie
SGw	=	Gravedad específica del agua
SGo	=	Gravedad específica del petróleo
SGg	=	Gravedad específica del gas
Sg	=	Saturación de gas
So	=	Saturación de petróleo
T	=	Temperatura
Tf	=	Temperatura de Yacimiento
S	=	Daño de Formación
Sw	=	Saturación de agua
Bg	=	Factor Volumétrico del Gas
Bo	=	Factor Volumétrico del Petróleo
Boi	=	Factor Volumétrico Inicial del Petróleo
Bw	=	Factor Volumétrico del Agua
Φ	=	Porosidad
'	=	Pies
''	=	Pulgadas
%	=	Porcentaje

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1	Columna Estratigráfica Generalizada del Campo FICT.....	10
Figura 2	Equipo de Superficie para Bombeo Hidráulico.....	20
Figura 3	Bomba Tipo Pistón.....	23
Figura 4	Bomba Tipo Jet.....	24
Figura 5	Principio de Operación Bomba Jet.....	25
Figura 6	Relación Tobera-Garganta y Producción-Levantamiento.....	28
Figura 7	Equipo de Bombeo Electrosumergible (BES).....	33
Figura 8	Transformador Primario o Reductor.....	35
Figura 9	Transformador Secundario o Elevador.....	35
Figura 10	Caja de Unión o Venteo.....	36
Figura 11	Tablero de Control.....	37
Figura 12	Controlador de Variación de Velocidad.....	38
Figura 13	Sensor de Fondo.....	39
Figura 14	Motor Eléctrico.....	40
Figura 15	Sello o Protector.....	40
Figura 16	Entrada o Intake.....	41
Figura 17	Separador de Gas e Intake.....	42
Figura 18	Bomba Centrifuga Multietapas, Impulsor y Difusor.....	44
Figura 19	Cable Eléctrico.....	44
Figura 20	Curvas de Comportamiento de Bombas Electrosumergibles.....	45
Figura 21	Componentes de la Columna Dinámica Total, TDH.....	48
Figura 22	Esquema del Sistema de Producción de un Pozo.....	52
Figura 23	Componentes Básicos del Sistema de Análisis Nodal.....	54
Figura 24	Curva Inflow vs Outflow.....	55
Figura 25	Diagrama del Ensamblaje Hidráulico de Fondo del Pozo FICT-01.....	73
Figura 26	Diagrama del Ensamblaje de Fondo con BES del Pozo FICT-01.....	80

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I	Propiedades de las Rocas Reservorios del Área FICT.....	14
Tabla II	Propiedades PVT del Fluido del Campo FICT.....	15
Tabla III	Características del Fluido Motriz Ideal.....	17
Tabla IV	Eficiencia de los Separadores de Gas.....	43
Tabla V	Datos Mecánicos del Pozo FICT-01.....	60
Tabla VI	Datos del Reservorio.....	61
Tabla VII	Datos del Fluido de Yacimiento.....	61
Tabla VIII	Propiedades de los Fluidos del Reservorio.....	62
Tabla IX	Resultados del Análisis IPR.....	69
Tabla X	Ensamblaje Hidráulico de Fondo para el Pozo FICT-01.....	72
Tabla XI	Parámetros Generales del Sistema de Bombeo Hidráulico y del Fluido Motriz.....	74
Tabla XII	Datos de Producción de Bombeo Hidráulico con MTU.....	76
Tabla XIII	Resultados del Diseño de la Bomba Jet Claw®.....	77
Tabla XIV	Ensamblaje de Fondo con BES para el Pozo FICT-01.....	79
Tabla XV	Datos de Producción de BES para el Pozo FICT-01.....	81
Tabla XVI	Resultados del Diseño de la Bomba BES.....	83
Tabla XVII	Parámetros Finales de Operación de la Bomba Seleccionada TD-850 para el Pozo FICT-01.....	84
Tabla XVIII	Resultados de Producción esperada con cada SLA.....	85
Tabla XIX	Costos Estimados del WO # 3 del Pozo FICT-01.....	87

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1	Comportamiento del Factor Volumétrico del Petróleo [β_o]	63
Gráfica 2	Comportamiento de la Densidad del Petróleo [ρ_o]	63
Gráfica 3	Comportamiento de la Viscosidad del Petróleo [μ_o]	64
Gráfica 4	Comportamiento de la Razón de Gas Disuelto en el Fluido [R_s]	64
Gráfica 5	Comportamiento del Factor de Desviación del Gas [z]	65
Gráfica 6	Comportamiento del Factor Volumétrica del Gas [β_g]	65
Gráfica 7	Comportamiento de la Densidad del Gas [ρ_g]	66
Gráfica 8	Comportamiento de la Viscosidad del Gas [μ_g]	66
Gráfica 9	Comportamiento del Factor Volumétrica del Agua [β_w]	67
Gráfica 10	Comportamiento de la Densidad del Agua [ρ_w]	67
Gráfica 11	Comportamiento de la Viscosidad del Agua [μ_w]	68
Gráfica 12	Curva de IPR – Inflow del Pozo FICT-01	69
Gráfica 13	Curva Inflow-Outflow del Pozo FICT-01 con Bomba BES TD-850	85

INTRODUCCIÓN

Al momento de producir un pozo de petróleo existen varios métodos que actualmente se suelen usar, el más económicamente factible es el flujo natural, pero éste método se lo usa por lo general en yacimientos no depletados, es decir que gran mayoría de los pozos en su primera etapa de vida son capaces de producir así; pero una vez finalizada ésta, se necesita seleccionar un método de levantamiento Artificial, el mismo que se lo escogerá después de realizar un análisis técnico económico.

Existen varios métodos de levantamiento artificial disponibles como el bombeo Mecánico, Hidráulico, por Gas, Electrosumergible, de Cavidad Progresiva y demás; se debe realizar un análisis técnico y económico para poder seleccionar el método más óptimo, es decir que permita obtener la máxima producción de la manera más rentable posible, por ende genere un gran beneficio económico y al mismo tiempo que se cuida el yacimiento de manera que no se produzca de manera abrupta ya que eso podría ocasionar el taponamiento de las perforaciones.

Los diferentes sistemas de levantamiento artificial por el desgaste que sufren o debido a cambios en las condiciones de operación rutinaria ven

reducida su eficiencia con el pasar del tiempo, llegando a un instante en el que deben ser reemplazados o reparados. Cuando llega este momento se debe volver a evaluar las alternativas factibles disponibles para seguir con la producción del pozo.

Cada sistema de levantamiento artificial posee ciertas características y requerimientos particulares propios de cada uno, por lo que al realizar el análisis técnico se introducen una gran cantidad de variables las mismas que deben ser consideradas, además de sus respectivas ventajas y desventajas, las cuales deben ser evaluadas por el departamento de ingeniería.

CAPÍTULO 1

1. GENERALIDADES

1.1. Descripción del problema

El pozo Fict-01 perteneciente al campo FICT actualmente se encuentra cerrado debido a que presentó una comunicación tubing – casing por lo que se encuentra a la espera de un workover.

El pozo Fict-01 antes del cierre se encontraba produciendo aproximadamente 300 BFPD con Bombeo Hidráulico tipo Pistón como Sistema de Levantamiento Artificial. Se realizó un Build Up al pozo mencionado anteriormente para luego obtener un análisis nodal del mismo, del cual se pudo evidenciar que éste pozo presenta un potencial de producción mucho mayor al caudal de crudo obtenido antes del cierre, por lo que se requiere realizar un análisis técnico para evaluar la factibilidad de instalar otro SLA que permita obtener un caudal de producción que se acerque al potencial que ofrece el pozo Fict-1.

1.2. Justificación

La vida útil de un reservorio es inversamente proporcional a los años de explotación del mismo, éste efecto es reflejado en el factor de recobro, en las tasas de producción y en la falta de energía de los pozos para levantar los fluidos de forma natural hacia la superficie o su régimen de producción es bajo, en ésta etapa del ciclo de vida llamada etapa de depleción los pozos requieren de un Sistema de Levantamiento Artificial para lograr el objetivo de producir Petróleo o aumentar su producción.

“El objetivo al aumentar la productividad de los pozos es lograr un aumento en el recobro de hidrocarburos, con lo cual se extiende la vida útil del campo y se mejora la rentabilidad del mismo”.¹

Más del 90% de los pozos productores de petróleo requieren alguna forma de levantamiento artificial. La mayoría de estos pozos se encuentran ubicados en campos maduros. En general “los campos son considerados maduros cuando llevan operando más de 20 años, muestran una declinación

¹ GIL, EDISON y ALEXANDER CHAMORRO. «Técnicas Recomendadas para el Aumento de la Producción en Campos Maduros.» [OilProduction.Net](#) (2009).

constante en la producción y un recobro de crudo cercano al 30%. Estos campos aportan un 70% de la producción mundial.”²

Para aumentar la producción y la recuperación de hidrocarburos de un pozo, existen varias opciones y cada una con diferentes costos, grado de dificultad y tiempo de respuesta. Una de las principales alternativas para la optimización de producción es el cambio del SLA, ya que con el paso del tiempo la eficiencia del mismo se ve afectada por diversos factores tales como: daños de los equipos, aumento en la producción de agua y gas, entre otros.

Es indudable la importancia de nuestro proyecto, ya que en el campo FICT, se encuentra presente el pozo Fict-01 que requiere de workover, entonces se aprovechará para realizar un análisis técnico de la factibilidad del cambio del SLA con Bombeo Hidráulico Tipo Pistón, que actualmente se encuentra en el pozo Fict-01 a Bombeo Hidráulico Tipo Jet o Bombeo Electrosumergible, con el objetivo de optimizar la producción de Hidrocarburos.

² GIL, EDISON y ALEXANDER CHAMORRO. «Técnicas Recomendadas para el Aumento de la Producción en Campos Maduros.» OilProduction.Net (2009).

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. Objetivo general

- Optimización de la producción del pozo FICT-01, mediante el análisis de los sistemas de levantamiento artificial por Bombeo Hidráulico y Electrosumergible.

1.3.2. Objetivos específicos

- Explicar las generalidades del Campo FICT y del Pozo FICT-01.
- Describir generalidades, características, partes, funcionamiento, ventajas y desventajas de los sistemas de levantamiento por bombeo hidráulico y electrosumergible (BES).
- Realizar un análisis PVT de las propiedades de los fluidos contenidos en la arena "T" inferior.
- Realizar un análisis nodal para el pozo FICT-01 y calcular el potencial de producción.
- Diseñar el SLA por bombeo hidráulico tipo Jet y electrosumergible.
- Escoger uno de los dos SLA basándonos en la producción estimada.
- Elaborar una cotización aproximada del reacondicionamiento para pozo FICT-01.

- Plantear un procedimiento de operación a seguir en el reacondicionamiento del Pozo FICT-01

CAPÍTULO 2

2. DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO FICT Y FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO HIDRÁULICO Y ELECTROSUMERGIBLE

2.1. Generalidades del Campo FICT

El campo FICT se encuentra en la región Amazónica del Ecuador, es una de las áreas petrolíferas más importantes del país, la producción de hidrocarburos es de 75653 BPPD con un API de 27.5°API y un BSW de 52%, los datos mencionados anteriormente son un promedio general del campo FICT.

Estructura Geológica

Estructuralmente constituye un anticlinal asimétrico de bajo relieve fallado al Oeste, con su eje principal en dirección NE – SO y su eje secundario bajo un cierre vertical contra la pendiente regional de la cuenca (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2004).

Los principales yacimientos productores del Campo son Hollín Superior e Inferior, Napo “T”, Napo “U” y Basal Tena” (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2004).

2.1.1. Estratigrafía

A continuación se presenta la descripción estratigráfica de los principales reservorios del campo.

Reservorio Hollín inferior.

Corresponde al Cretácico inferior, ambiente de depósito fluvial, está constituida por una arenisca cuarzosa, parda oscura clara, consolidada, de grano fino, medio y muy fino (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2004).

Reservorio Hollín superior

Es una arenisca cuarzosa parda oscura, gris oscura o gris verdosa, translúcida, consolidada, dura y de grano muy fino. Presenta buena saturación de hidrocarburos (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2004).

Reservorio Napo “T” inferior

Este yacimiento es una arenisca cuarzosa, café clara, con cemento silicio, de grano medio a fino, localmente grano grueso, con buena saturación de hidrocarburos (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2004).

Reservorio Napo “T” superior.

Es una arenisca cuarzosa, gris, translúcida, grano muy fino a fino, cemento calcáreo, inclusiones de glauconita y manchas de hidrocarburo café oscuro (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2004).

Reservorio Napo “U” inferior.

Está constituida por una arenisca cuarzosa, de color marrón o café clara, de grano fino a muy fino, selección regular, con cemento silicio. Posee una buena saturación de hidrocarburos (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2004).

Reservorio Napo “U” superior.

Constituida de una arenisca cuarzosa, blanca translúcida, transparente, de grano fino a muy fino, matriz calcárea, cemento silicio, inclusiones de glauconita y pirita (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2004).

Reservorio Basal Tena

Corresponde al Maastrichtiano, constituida por areniscas cuarzosas translúcidas, de grano medio subangular a subredondeado, con clasificación regular, cemento calcáreo. Presenta una buena saturación de hidrocarburos (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2004).

El siguiente gráfico muestra una descripción de la columna estratigráfica generalizada del campo FICT.

ERA	PERÍODO	FORMACIÓN	TOPE FORMACIONAL	ESPESOR	AMBIENTE	LITOLOGÍA	DESCRIPCIÓN
CENOZOICO	PALEOGENO	ORTEGUAZA	5.313 '	900 '	CONTINENTAL MARINO		Lutitas semiduras, semifisiles, gris a gris verde claro Limolitas blanquecinas Arenisco cuarzosa, translucido o transparentes, friable, grano fino o
		TIYUYACU	6.212 '	1.485 '	FLUVIAL		Arenisca cuarzosa, translúcida, grano muy fino o fino, cemento Arcillolitas grises, café ladrillo, moteado de blanco Conglomerado con clastos de Chert, cemento arcilloso
	MEZOZOICO	CRETACICO	TENA	7.827 '	840 '	CONTINENTAL	
MEZOZOICO	CRETACICO	NAPO	8.667 '	605 '	MARINO		Lutita gris, oscura o negra, laminar, arcillosa. Caliza gris o gris negra Caliza, blanca, crema masiva tizosa
			9.272 '	60 '			Arenisca cuarzosa translúcida, grano fino a medio
			9.332 '	195 '			Caliza gris oscura, medio dura a dura, blanca. Ligeramente fosilifera. Arenisca, grano fino
			9.527 '	30 '			Caliza dura, gris clara o crema
			9.557 '	50 '			Arenisco cuarzosa, gris clara, friable, grano fino - media bien
			9.607 '	175 '			Lutita negra dura
		HOLLIN	9.782 '	216 '	CONTINENTAL		Caliza dura, negra piritizada Arenisca cuarzosa, grano fino medio, cemento silicio, buena saturación de HC's

Figura 1. Columna Estratigráfica Generalizada del Campo FICT.

Fuente: Archivo Campo Sacha, Dep. De Geociencias (Departamento de Geociencias, Sacha, 2001).

2.1.2. Principales Mecanismos de Producción de Hidrocarburos del Campo FICT.

El campo FICT está regido por dos Mecanismos de Producción: por Empuje Hidráulico y por Gas en Solución.

Empuje Hidráulico

El mecanismo de empuje hidráulico, se define como la energía que contribuye a la recuperación de petróleo proveniente de un acuífero contiguo a la zona de petróleo. La energía del empuje, se debe a la expansión del agua (Cortes & Lavayen, 2013).

Empuje por Gas en Solución

El mecanismo de Empuje por Gas en Solución, se da cuando el gas disuelto en el petróleo comienza a liberarse, ocasionando que el crudo que contiene este gas también salga expulsado. Este tipo de mecanismo se da cuando la presión del yacimiento es menor que la presión de burbuja (Cortes & Lavayen, 2013).

2.1.3. Mecanismos de Producción de las Formaciones del campo FICT

Formación Basal Tena

La formación Basal Tena, tiene como principal mecanismo de producción el empuje por gas en solución, expansión de la roca y fluido, y empuje parcial de agua, debido a la existencia de tres acuíferos laterales (Reservorios, 2012).

Formación Napo (Arenas “U” y “T”)

En el Área Sacha, se ha identificado la presencia de acuíferos laterales para los yacimientos de la formación Napo (Reservorios, 2012).

La arena “U” Inferior, presenta dos acuíferos laterales. En la arena “T” Inferior, existe un acuífero lateral (Reservorios, 2012).

El empuje por Gas en Solución, es el principal mecanismo de producción de las arenas Napo “U” y Napo “T”, por tal razón, los pozos productores de estas arenas presentan valores de GOR altos y con cortes de agua bajos (Reservorios, 2012).

Formación Hollín

En la formación Hollín, se tiene la influencia de dos acuíferos; el primero, un acuífero lateral para la formación Hollín Superior, que está conectado en los flancos occidental y oriental del campo; y el segundo, un acuífero activo de fondo para la formación Hollín Inferior, debido a la acción de este acuífero, la presión en el reservorio permanece prácticamente constante con el tiempo, y la producción de agua de los pozos productores pertenecientes a esta arena es alta (Reservorios, 2012).

El acuífero presente en la formación Hollín Inferior, es de tipo artesiano, que presenta un afloramiento en superficie y se recarga constantemente en la cordillera (Reservorios, 2012).

De manera despreciable se encuentra el mecanismo por expansión de roca y los fluidos, debido a que la presión se mantiene alta (Reservorios, 2012).

2.1.4. Propiedades de la roca del campo FICT

Los yacimientos del Campo FICT corresponden a tres formaciones claramente identificadas que son:

- La Formación Tena con una sola arena productora: Basal Tena (Cortes & Lavayen, 2013).
- La Formación Napo que posee dos arenas productoras: Napo “T” y Napo “U” (Cortes & Lavayen, 2013).
- La Formación Hollín que se divide en dos areniscas productoras: Hollín Inferior y Hollín Superior (Cortes & Lavayen, 2013).

Las características y propiedades promedias de estas rocas productoras, se detallan en las siguientes tablas:

Tabla I. Propiedades de las Rocas Reservorios del Área FICT.

PARÁMETROS	Hollín Superior	Hollín Inferior	“T”	“U”	Basal Tena
Porosidad, Φ [%]	14.2	17.1	14.5	16.7	18.2
Temperatura de Formación [°F]	225	225	216	211	181
Profundidad Promedio [ft]	8975	9230	8765	8530	7800
Espesor Neto Promedio [ft]	10-40	30-130	23-65	22-86	9-12
Saturación de Agua, S_w [%]	30-40	30-40	15-20	20-25	23.2
Factor de Recobro, F_r [%]	32.33	32.33	38.26	39.92	20.84
Permeabilidad, K [mD]	130	350	240	425	433

Fuente: Departamento de Geociencias – Sacha (**Departamento de Geociencias, Sacha, 2001**).

Tabla II. Propiedades PVT del Fluido del Campo FICT.

PARÁMETROS	Hollín Superior	Hollín Inferior	Arena "T"	Arena "U"	Basal Tena
Presión Inicial, Pi [psia]	4450	4450	4146	4054	3587
Presión de Burbuja, Pb [psia]	550	78	1310	1170	807
Densidad API del Petróleo, [°API]	27.3	29.0	30.3	26.7	24.1
Factor Volumétrico Inicial del Petróleo, Boi [rb/STB]	1.1334	1.1625	1.3726	1.2302	1.096
Gravedad Específica del Gas, SGg	1.3511	1.5767	1.2518	1.1324	1.099
Salinidad Cl, [ppm]	1000-4000	<1000	10000-20000	20000-25000	18000-30000
Viscosidad del Agua, μ_w [cp]	0.2-0.3	0.2-0.3	0.2-0.3	0.2-0.3	0.2-0.3
Viscosidad del Petróleo, μ_o [cp]	1.4	3.7	1.6	1.8	2.5
Contenido de Azufre. [%]	1.1	0.4	0.9	1.2	-
Relación Gas-Petróleo, GOR [SCF/STB]	124	24	436	270	150
Saturación de Agua Inicial, Swi [%]	30-40	30-40	15-20	20-25	25.1
Compresibilidad del Petróleo, c [x10psi]	9.2	5.7	9.02	8.02	7.0

Fuente: Departamento de Geociencias - Sacha (**Departamento de Geociencias, Sacha, 2001**).

2.2. Levantamiento Artificial

El levantamiento artificial funciona de dos formas, ya sea disminuyendo la densidad del fluido que se produce o añadiendo energía extra en el pozo. Las técnicas más comunes incluyen la inyección de gas o Gas Lift, el Bombeo Mecánico (BM), Hidráulico (BHP) y las Bombas Electrosumergible (BES) (Cortes & Lavayen, 2013).

Los sistemas de levantamiento más relevantes para éste proyecto son: el sistema electrosumergible e hidráulico.

2.2.1. Bombeo Hidráulico

El principio fundamental en el que se basa el bombeo hidráulico es la ley de Pascal, que indica: "la presión aplicada en cualquier punto sobre un líquido contenido en un recipiente se transmite con igual intensidad a cada porción del líquido y a las paredes del recipiente que lo contiene". El uso de este principio permite transmitir la presión desde un sistema superficial central a través de una tubería llena de líquido a cualquier número de puntos debajo de la superficie en un pozo (Ortiz, 2009).

El líquido presurizado conocido como fluido motriz, es enviado a la bomba instalada en el fondo del pozo, la bomba se utiliza para incrementar la presión del fluido producido añadiendo energía al sistema hidráulico, para mover el fluido de una zona de menor presión a otra de mayor presión. (Ortiz, 2009)

Fluido Motriz

Los fluidos empleados con más frecuencia son agua o crudos livianos provenientes del pozo, pero todo depende de las condiciones del mismo. Por

condiciones ambientales y de seguridad es preferible utilizar agua (Ortiz, 2009).

La inyección del fluido de potencia requiere de un sistema hidráulico instalado en superficie, que posee un equipo de tratamiento para eliminar el gas y los sólidos indeseados que se encuentren en el fluido a ser inyectado (Ortiz, 2009).

En general las características ideales que debe poseer un fluido motriz son las siguientes:

Tabla III. Características del Fluido Motriz Ideal.

Características ideales del fluido Motriz	
API	29
SG	0,88
Agua [%volumen]	0,1
Contenido de Sedimentos [%Peso]	0,012
Contenido de Sedimentos [%volumen]	0,0052
BSW	0,1
Contenido Sales [Lb/1000Bls]	8,8
Contenido de Azufre [%Peso]	0,723

Fuente: Bradley, H. B. Petroleum Engineering Handbook. SPE 1992 (**Bradley**)

Sistemas de operación

Existen básicamente dos sistemas de operación dentro del bombeo hidráulico: Sistema de fluido motriz abierto y Sistema de fluido motriz cerrado (Ortiz, 2009).

Sistema de Fluido motriz abierto

Éste sistema es el más sencillo y económico. El fluido motriz retorna a la superficie mezclado con el petróleo producido. Éste sistema presenta ventajas como: la adición de fluido motriz limpio en pozos que contienen alto porcentaje de agua salada, con lo que se reduce el efecto de corrosión. Así mismo, la adición de petróleo ligero puede reducir la viscosidad en pozos productores de petróleo pesado (Ortiz, 2009).

Sistema de Fluido motriz cerrado

Este sistema es el método más completo que existe en la actualidad, en el cual, el fluido motriz retorna a la superficie, independientemente del petróleo producido, fluyendo nuevamente hasta el tanque de almacenamiento y formando un circuito cerrado. La principal ventaja es la medición exacta de los fluidos producidos por el pozo (Ortiz, 2009).

2.2.2. Elementos de superficie

Tubería de alta y baja presión

Utilizadas para la conducción del fluido motriz hasta el pozo, y el retorno de la mezcla hasta la estación. La tubería de alta presión soporta hasta 5000 psi, mientras las tuberías de baja de 500 a 800 Psi (Ortiz, 2009).

Unidad de potencia

La potencia que requiere el sistema para la inyección del fluido motriz, es proporcionada por una unidad constituida por una bomba reciprocante del tipo triplex o quintuplex, accionada por un motor eléctrico o de combustión interna (Ortiz, 2009).

Cabezal de distribución o Manifold

El fluido que proviene de la bomba superficial, es regulado mediante el cabezal de distribución o manifold. Los cabezales están provistos de

medidores de desplazamiento positivo que permiten determinar el volumen de fluido motriz inyectado (Ortiz, 2009).

Cabezal de pozo

Todo pozo posee un cabezal, dentro del bombeo hidráulico los cabezales de pozo tienen el mismo sistema de funcionamiento (Ortiz, 2009).

A continuación se presenta una figura con todos los elementos de superficie empleados en un SLA por bombeo Hidráulico.

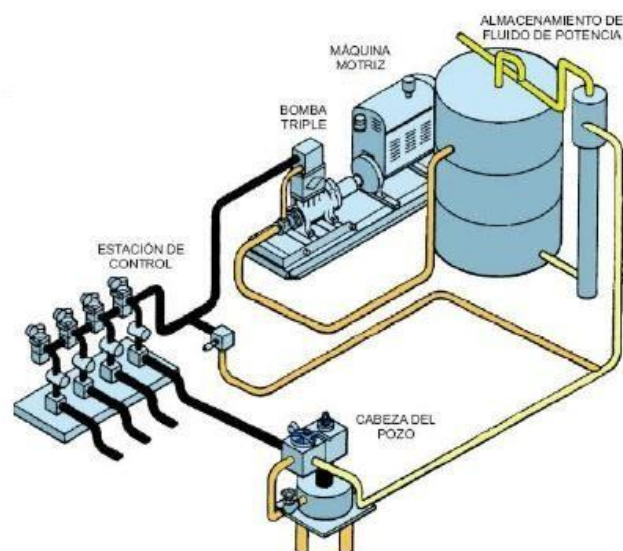


Figura 2. Equipo de Superficie para Bombeo Hidráulico.

Fuente: Bradley, H. B. Petroleum Engineering Handbook. SPE 1992 (Bradley).

2.2.3. Elementos de Fondo

Cavidad

Es un conjunto de extensiones, camisas y acoples con agujeros dispuestos de manera especial para un determinado tipo de bomba (pistón o jet). En el interior de la cavidad se aloja la bomba (Ortiz, 2009).

Válvula de pie (Standing Valve)

Son necesarios en sistemas abiertos para crear el efecto "U" y prevenir que el líquido que está circulando regrese de nuevo al reservorio (Ortiz, 2009).

Bomba

En un sistema abierto la unidad de bombeo no está conectada a ninguna de las tuberías, por lo que puede ser asentada por circulación del fluido motriz y desasentada por circulación inversa (Ortiz, 2009).

Camisas

Son herramientas que van colocadas directamente en el intervalo de la zona o arena productora y que tiene como objetivo permitir que solo el fluido de la zona o arena en que dicho elemento se encuentra ingrese a través de él y llegue hasta la cavidad (Ortiz, 2009).

2.2.4. Bombeo hidráulico tipo Pistón

Generalidades

En este tipo de bombeo se inyecta el fluido motriz, accionando los pistones tanto del motor como de la bomba, instalada abajo del nivel del fluido producido por el pozo. Consiste de un grupo de pistones recíprocos acoplados, el pistón motor accionado por la presión del fluido motriz que transmite el movimiento al pistón bomba que levanta los fluidos del pozo hacia la superficie (Ortiz, 2009).

Operación de la bomba tipo pistón

El fluido motriz entra a la unidad por la parte superior hasta un extremo del cilindro motriz, forzando al pistón hacia el otro extremo; cuando el pistón termina su carrera, la válvula motriz, accionada por la varilla de la válvula, cambia automáticamente el sentido del fluido motriz, de tal forma que envía a éste a un extremo del cilindro y permite la salida por el otro extremo y así en

forma alternativa. Este movimiento es transmitido al pistón de producción, desplazando al fluido producido de la formación, que entra por la parte inferior de la sección de producción, tal como se muestra en la figura 3 (Ortiz, 2009).

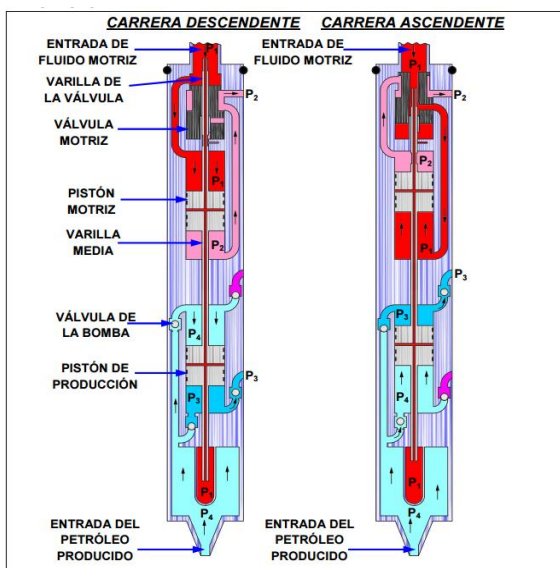


Figura 3. Bomba Tipo Pistón.

Fuente: Manual de Bombeo Hidráulico. Ing. Luis Fernando E.R.

2.2.5. Bombeo Hidráulico tipo Jet

El bombeo tipo jet es una variante del bombeo hidráulico, el cual ha incrementado su aplicación debido a su flexibilidad y durabilidad. El principio básico de este sistema de levantamiento artificial, es inyectar un fluido a alta

presión hacia el fondo del pozo para transferir energía a la bomba de fondo y de esta manera poder operarla. El bombeo hidráulico tipo jet tiene la ventaja de que se puede aplicar en pozos profundos y desviados, no ocupa partes móviles y el bombeo se realiza por medio de transferencia de energía entre el fluido motriz y los fluidos producidos (Ortiz, 2009).

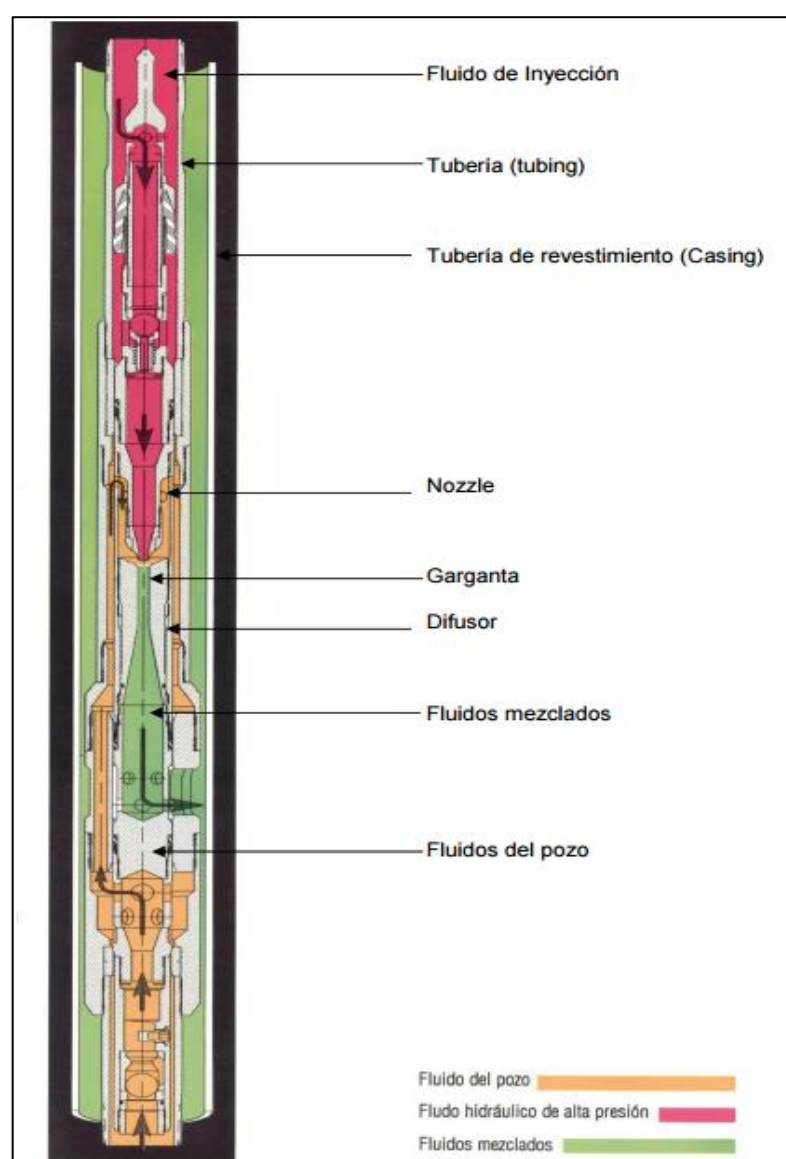


Figura 4. Bomba Tipo Jet.

Fuente: Bombeo Hidráulico Jet, Víctor Castillo (Castillo, 2009).

Principio de funcionamiento

Se basa en el efecto Venturi, que consiste en el paso de un fluido a través de un área reducida, donde se produce un cambio de energía potencial a cinética originado a la salida del nozzle o boquilla, provocando una succión del fluido de formación. Estos fluidos entran en un área constante llamada garganta, luego la mezcla de fluidos sufre un cambio de energía cinética a potencial a la entrada de un área expandida llamada difusor, donde la energía potencial es la responsable de llevar el fluido hasta la superficie (Ortiz, 2009).

El principio de operación de la bomba Jet se puede observar en la Figura 6.

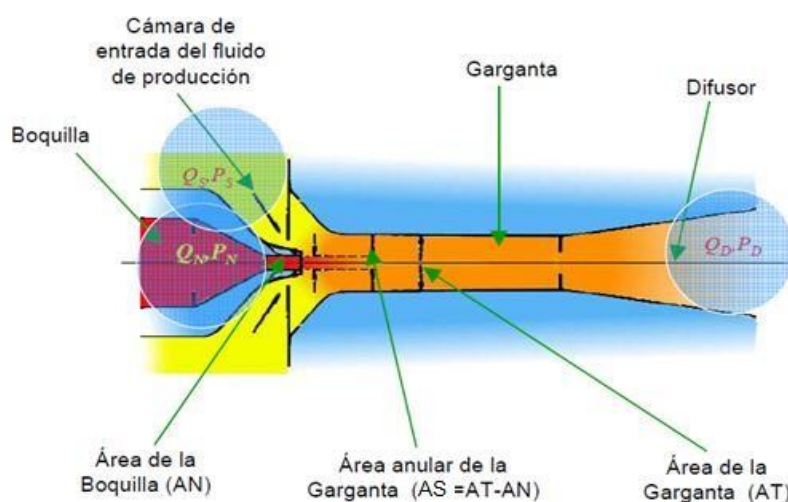


Figura 5. Principio de Operación Bomba Jet.
Fuente: Bombeo Hidráulico Jet, Víctor Castillo (Castillo, 2009).

Dónde:

P_s = Presión del fluido de succión
 P_n = Presión de la boquilla
 P_d = Presión del fluido de descarga por el difusor
 Q_s = Caudal de succión
 Q_n = Caudal de inyección por la boquilla
 Q_d = Caudal de descarga por el difusor
 A_N = Área de la boquilla
 A_t = Área de la garganta A_s = Área de succión.

Operación bombeo hidráulico tipo jet

El fluido motriz entra por la parte superior de la bomba y pasa a través de la boquilla, que descarga un chorro en la cámara de entrada de los fluidos del pozo, la cual tiene comunicación con la formación. En la cámara de mezclado cuyo diámetro es mayor al de la boquilla, se mezclan los fluidos producidos y el fluido motriz. Al mismo tiempo que se efectúa la mezcla, el fluido motriz pierde energía que es ganada por los fluidos del pozo. Después, la mezcla pasa al difusor, que es la última sección de trabajo, en donde la energía que en su mayor parte es conservada en forma de velocidad se convierte en presión estática; cuando esta presión es mayor que la ejercida por la columna de fluidos en el espacio anular, se establece el flujo hacia la superficie (Ortiz, 2009).

Relaciones Boquilla / Gargantas en volumen y Presión bomba jet

La relación entre el área de la boquilla y el área de la garganta, es una variable importante, porque determina el intercambio entre la cabeza de levantamiento y la tasa de flujo de producción (Ortiz, 2009).

Dónde:

A_N = Área de la boquilla

A_t = Área de la garganta

Las bombas jet pueden ser equipadas con boquillas de diámetros entre 0,05" a 0.6" y gargantas con diámetros entre 0.8" a 1". Si para una tobera dada se selecciona una garganta de modo que el área de la tobera (A_N), sea del 60% del área de la garganta (A_t), existirá un caudal de producción grande y una cabeza de levantamiento pequeño. Existirán grandes cabezas de levantamientos si entre la garganta y la tobera se selecciona un (A_S) pequeño. Como se ilustra en la figura 6 (Ortiz, 2009).

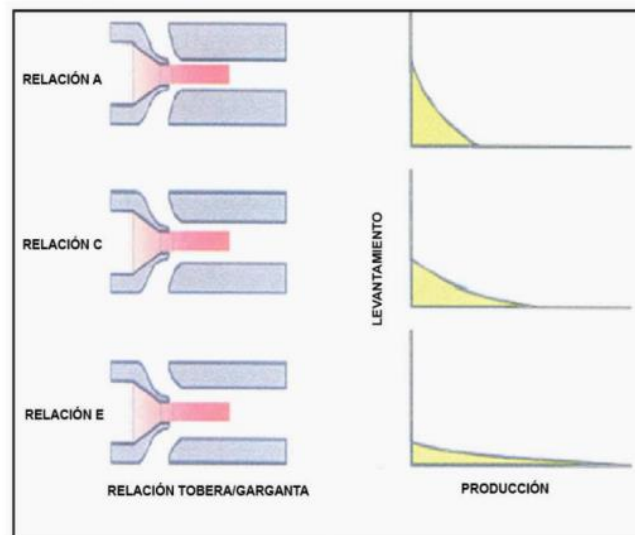


Figura 6. Relación Tobera-Garganta y Producción-Levantamiento.

Fuente: Manuel de Bombeo Hidráulico. Ing. Luis Fernando E.R. (Ing Luis Fernando, 2006).

Cavitación en bombas jet

El fluido es acelerado hasta una velocidad de 200 a 300 pie/seg para entrar a la garganta, la presión estática del fluido cae hasta llegar a la presión de vapor del fluido a altas velocidades. Esta baja presión causa que se formen las cavidades bajas de vapor llamada también cavitación (Ortiz, 2009).

2.2.6. Ventajas y Desventajas del Bombeo Hidráulico tipo Pistón y Jet

Ventajas del sistema tipo Jet respecto al tipo Pistón

- Confiabilidad en el equipo sub-superficial, debido a la ausencia de partes móviles (Pérez, 2013).
- Mayor tolerancia a la presencia de arena gracias a los materiales resistentes a la abrasión (Pérez, 2013).
- Es capaz de producir mayores volúmenes que la tipo Pistón (Pérez, 2013).

Desventajas del sistema Jet respecto del Pistón

- Requiere más potencia que las de embolo (Pérez, 2013).
- La Eficiencia disminuye notablemente con bajas presiones de entrada (Pérez, 2013).

Limitaciones para bombas tipo Jet:

- Las instalaciones de superficie presentan mayor riesgo, debido a las altas presiones (Pérez, 2013).

- Corrosión (Pérez, 2013).
- En pozos con alto corte de agua, se requiere inyectar químicos para bajar la emulsión producida por la Jet (Pérez, 2013).
- Requiere de una gran cantidad de fluido motriz (Pérez, 2013).
- La eficiencia de la bomba Jet es baja, por lo general varía entre 26% a 33% (Pérez, 2013).

Ventajas y Desventajas del Bombeo Hidráulico

Ventajas del bombeo hidráulico

- Producción de altos caudales desde mayores profundidades (Pérez, 2013).
- Flexibilidad para acoplarse a los cambios de caudales de producción (Pérez, 2013).
- Las bombas hidráulicas (sistema libre) no requieren de torre de reacondicionamiento para ser reemplazadas (Pérez, 2013).
- Las bombas Pistón poseen una mejor eficiencia a grandes profundidades que una bomba de varillas porque no existe el problema de elongación (Pérez, 2013).
- Pueden accionarse desde una sola fuente de fluido motriz.

- Las bombas jet manejan fácilmente grandes relaciones de gas y petróleo (Pérez, 2013).
- Las bombas jet requieren menor mantenimiento por su reducido número de partes, además estos equipos se los puede reparar en la locación (Pérez, 2013).
- Las bombas jet pueden producir altos volúmenes de fluido y además pueden manejar sólidos dentro de su producción (Pérez, 2013).

Desventajas del bombeo hidráulico

- El complejo diseño de la bomba requiere de asesoramiento técnico constante para optimizar el tiempo de vida de los equipos de subsuelo (Pérez, 2013).
- La reparación de las bombas pistón se las realiza en un taller (Pérez, 2013).
- Requieren de altas presiones de trabajo (Pérez, 2013).
- Se requiere que el fluido motriz sea limpio (Pérez, 2013).
- Los pozos que producen con bomba jet y poseen un BSW alto, tendrán mayor consumo de químicos (desmulsificante), las unidades de power oil trabajarán a mayores revoluciones por minuto por lo que consumirá mayor cantidad de combustible (Pérez, 2013).

- La principal desventaja de este sistema es el gran volumen de fluido que debe ser tratado en la superficie para obtener el petróleo limpio necesario para continuar la operación (Pérez, 2013).

2.3. Bombeo Electrosumergible

Generalidades

El Bombeo Electrosumergible, es un sistema eléctrico integrado de levantamiento artificial, considerado como un medio efectivo y poco económico para levantar altos volúmenes de fluido a grandes profundidades. Estos equipos han obtenido excelentes resultados en la producción de fluidos de alta y baja viscosidad, en pozos gasíferos, en pozos con fluidos abrasivos, en pozos de altas temperaturas y de diámetro reducido (Vaca Guevara, 2012).

Levanta el fluido por medio de rotación centrífuga de la bomba electrosumergible. La potencia requerida por dicha bomba es suministrada por un motor eléctrico que se encuentra ubicado en el fondo del pozo; la corriente eléctrica, necesaria para el funcionamiento de dicho motor, es

suministrada desde la superficie, y conducida a través del cable de potencia hasta el motor (Vaca Guevara, 2012).

Existen diversos parámetros para la aplicación de este sistema, los cuales son:

- Temperatura: limitado por $< 350^{\circ}\text{F}$ para motores y cables especiales.
- Presencia de gas: saturación de gas libre $< 10\%$
- Presencia de arena: < 200 ppm (preferiblemente 0)
- Viscosidad: limite cercano a los 200 cps
- Tipo de completación: Tanto en pozos verticales, como desviados.

Posee la capacidad de manejar grandes volúmenes hasta 100.000 barriles por día (BPD), desde profundidades mayores a los 5.000 pies. Además de esto, el sistema BES permite controlar y programar la producción dentro de los límites del pozo, a través del empleo del variador de frecuencia (Vaca Guevara, 2012).

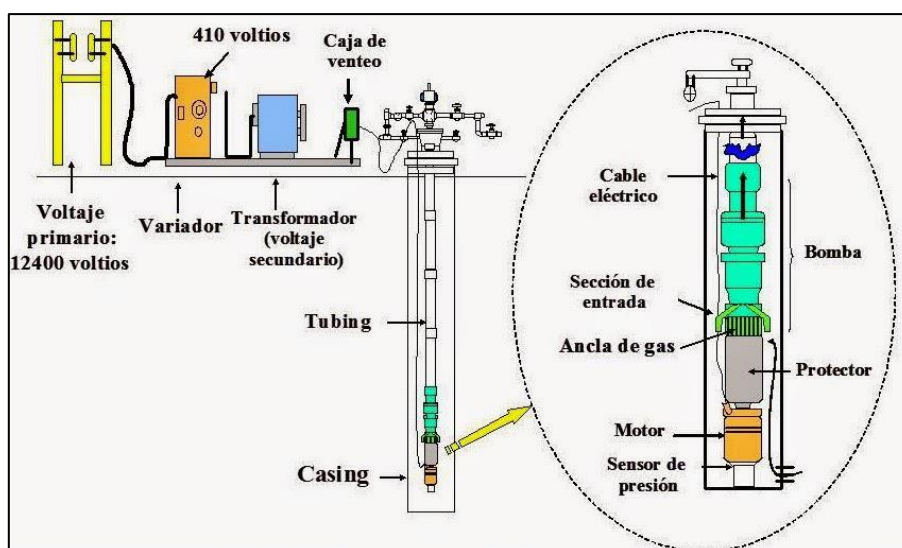


Figura 7. Equipo de Bombeo Electrosumergible (BES).
Fuente: Métodos de Levantamiento Artificial. Blogger.

2.3.1. Elementos de superficie

El equipo de superficie, es el que suministra la energía eléctrica, el voltaje y amperaje que requiere el motor electrosumergible, además de proteger, controlar y monitorear su funcionamiento (Vaca Guevara, 2012).

Transformador

Tiene como función principal, convertir el voltaje que entrega la red de distribución, al requerido por los equipos, tanto de superficie como de fondo (Vaca Guevara, 2012).

Los transformadores se clasifican en:

Transformador Primario o Reductor. Es utilizado para reducir el voltaje proveniente de la red de distribución de 13800 voltios a 480 voltios, utilizado por el Variador de Frecuencia o el Tablero de Control (Vaca Guevara, 2012).



Figura 8. Transformador Primario o Reductor.
Fuente: "REDA", Schlumberger (Schlumberger, 2016).

Transformador Secundario o Elevador. El Transformador Secundario se instala entre el panel de control y el motor de fondo. El voltaje de entrada en el Transformador Secundario es de 480 voltios y lo eleva entre 1500 a 4000 voltios, dependiendo del voltaje requerido por el motor eléctrico (Vaca



Guevara, 2012).

Figura 9. Transformador Secundario o Elevador.
Fuente: "REDA", Schlumberger (**Schlumberger, 2016**).

Cable de Superficie

El Cable de Superficie se encarga de transmitir toda la potencia eléctrica y el voltaje necesario para que todo el sistema trabaje (Vaca Guevara, 2012).

Caja de Unión o Venteo

La Caja de Venteo provee una conexión del Cable de Potencia desde el Tablero de Control hacia el motor de fondo; además, permite ventear cualquier cantidad de gas que haya migrado a través del Cable de Potencia desde el fondo del pozo a la superficie (Vaca Guevara, 2012).



Figura 10. Caja de Unión o Venteo.
Fuente: "REDA", Schlumberger (Schlumberger, 2016).

Elementos de Monitoreo y Control

Tablero de Control. Puede ser usado como un arrancador suave para el motor, y lo protege de altas y bajas cargas, desbalances de corriente y arranques excesivos. Posee la capacidad de monitorear el sistema de producción (Vaca Guevara, 2012).



Figura 11. Tablero de Control.
Fuente: "REDA", Schlumberger (Schlumberger, 2016).

Controlador de Variación de Velocidad VSD. Permite regular la velocidad del motor de fondo, con el fin de tener una tasa de producción óptima. Además, provee una relación constante entre Voltaje y Frecuencia, para mantener condiciones apropiadas de operación (Vaca Guevara, 2012).



Figura 12. Controlador de Variación de Velocidad.
Fuente: “REDA”, Schlumberger (Schlumberger, 2016).

2.3.2. Elementos de subsuelo

Centralizadores

Se utilizan en pozos ligeramente desviados, se utilizan para centrar la bomba. Al utilizar centralizadores se debe tener cuidado de que estos no giren o muevan hacia arriba o hacia abajo la tubería de producción (Vaca Guevara, 2012).

Sensor de fondo

Este sensor va conectado a la parte inferior del motor y proporciona los datos de presión y temperatura de fondo, la información es enviada a superficie a través del cable de energía (Vaca Guevara, 2012).



Figura 13. Sensor de Fondo.

Fuente: Schlumberger, REDA (Schlumberger, 2016).

Motor Eléctrico

Colocado sobre el sensor, este recibe la energía desde una fuente superficial, a través del cable de potencia. Los motores están llenos de aceite refinado que provee alta resistencia dieléctrica y conductividad térmica que disipan el calor generado hacia el housing del motor (Vaca Guevara, 2012).

La longitud del motor puede tener aproximadamente 30 pies de largo cuando es sencillo, y desarrollar de 200 a 250 caballos de fuerza (hp), mientras que otros integrados alcanzan hasta 100 pies de largo y desarrollan 1000 (hp). Los requerimientos de corriente pueden Los requerimientos de corriente

pueden variar de 12 -130 amperios. La profundidad de colocación es determinante en la selección del Voltaje del Motor (Vaca Guevara, 2012).

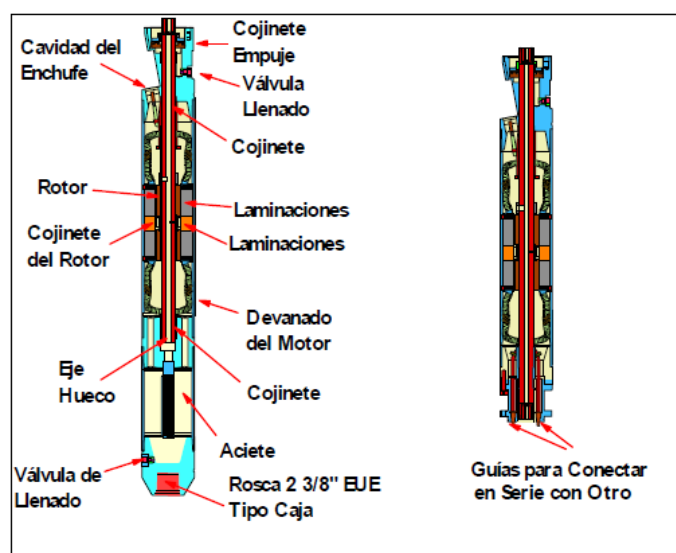


Figura 14. Motor Eléctrico.

Fuente: Schlumberger, REDA (Schlumberger, 2016).

Sello o protector del motor

El protector está ubicado entre el intake y el motor, está diseñado principalmente para igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo. Es una pieza vital en el ensamblaje y si no es seleccionada apropiadamente puede reducir la vida útil del equipo (Vaca Guevara, 2012).



Figura 15. Sello o Protector.
Fuente: Schlumberger, REDA (Schlumberger, 2016).

Sección de Entrada o Intake

La mayoría de los diseños de la BES se hacen con la finalidad de producir la máxima cantidad posible de petróleo sin comprometer el rendimiento del equipo. Una de las razones que degradan el rendimiento del sistema es la cantidad de gas libre a la entrada de la bomba. Dependiendo de la cantidad de gas esperada en la sección de entrada a las condiciones de diseño se determina el uso de una sección de entrada simple "Intake" o un Separador de Gas (Vaca Guevara, 2012).



Figura 16. Entrada o Intake.
Fuente: Schlumberger, REDA (Schlumberger, 2016).

Separador de gas

Los separadores de gas son también secciones de entrada pero tienen algunos componentes adicionales diseñados para evitar el paso de gas libre hacia la bomba ya que la capacidad de la bomba centrífuga para el manejo eficiente del gas, es limitada. “El diseño de la bomba electrosumergible le permite operar normalmente con un porcentaje de gas libre de hasta el 10% por volumen, de lo contrario afectará su funcionamiento e incrementará la posibilidad de cavitación o bloqueo por gas en la bomba (Vaca Guevara, 2012).

El separador de gas es un componente opcional construido integralmente con la bomba, normalmente se coloca entre ésta y el protector. El gas libre se desvía de la succión hacia el espacio anular, de manera que el uso del separador de gas permite una operación de bombeo más eficiente en pozos gasificados. Básicamente se usan dos métodos para separar el gas libre: Estático y Dinámico (Vaca Guevara, 2012).

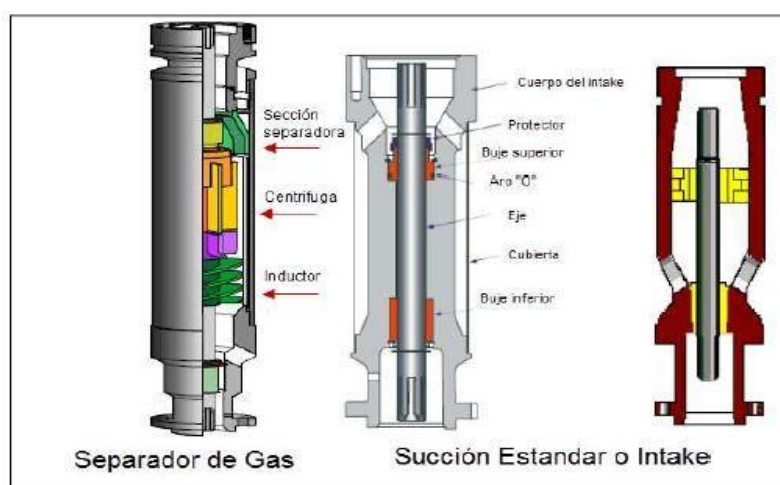


Figura 17. Separador de Gas e Intake.
Fuente: Schlumberger, REDA (Schlumberger, 2016).

A continuación se presentará una tabla con la eficiencia de los diferentes tipos de separadores de gas que pueden ser instalados en una bomba electrosumergible.

Tabla IV. Eficiencia de los Separadores de Gas.

Tipo de Separador	Eficiencia del Separador (%)	Gas que ingresa a la bomba (%)
Intake	0-20	80-100
Separador Estático	25-50	50-75
Separador Dinámico	80-95	5-10

Fuente: Elaborador por: Los Autores

Bomba Centrifuga Sumergible

Su función básica es dar a los fluidos del pozo el incremento de presión necesario para hacer llegar a la superficie, el caudal requerido con presión suficiente en la cabeza del pozo. Las bombas centrífugas son de múltiples etapas y cada etapa consiste de un impulsor giratorio y un difusor estacionario, como se muestra en la figura18 (Vaca Guevara, 2012).

La presión desarrollada por una bomba centrífuga sumergible, depende de la velocidad periférica del impulsor y es independiente del peso del líquido bombeado. La presión desarrollada convertida a longitud de columna hidráulica que levanta la bomba, es la misma (Vaca Guevara, 2012).



Figura 18. Bomba Centrífuga Multietapas, Impulsor y Difusor.
Fuente: Schlumberger, REDA (Schlumberger, 2016).

Cable eléctrico

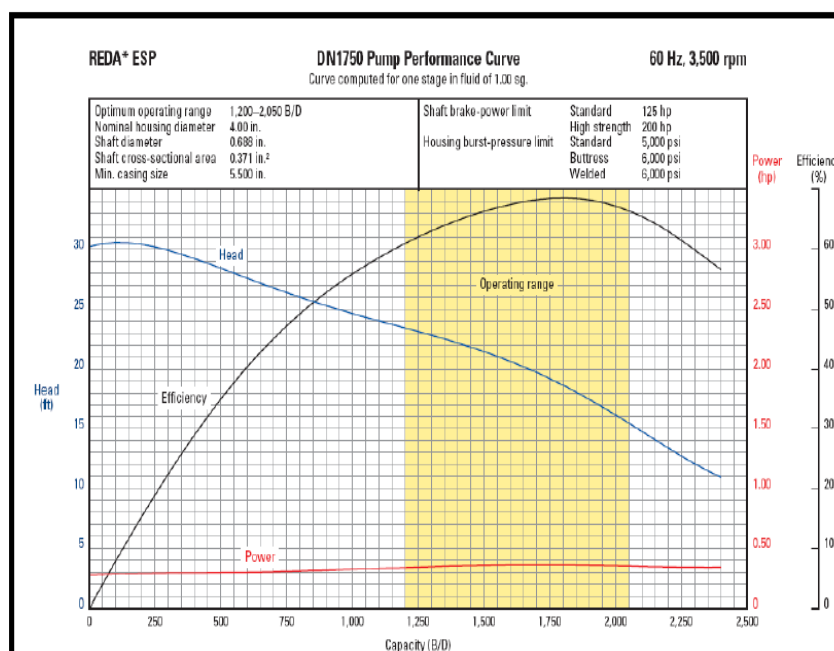
Éste es el encargado de transmitir la energía necesaria hacia el motor y debe ser diseñado específicamente para cada aplicación. Los cables eléctricos son cuidadosamente aislados y pueden ser de tipo plano o redondo, para trabajar en temperaturas que pasan los 300 °F (Vaca Guevara, 2012).



Figura 19. Cable Eléctrico.
Fuente: Schlumberger, REDA (Schlumberger, 2016).

2.3.3. Curvas características de las bombas centrífugas

Las curvas de comportamiento de varios modelos de bombas fueron presentadas por Brown. Las bombas son divididas en grupos de acuerdo al mínimo tamaño de casing dentro del cual la bomba puede correr. Pero aun dentro del mismo grupo cada comportamiento de la bomba es diferente. Las curvas de comportamiento (Figura 14) representan la variación de la altura de la columna (Head), la Potencia, y Eficiencia vs. Capacidad. La capacidad se refiere al volumen de caudal producido. Estas curvas son graficadas para 60 o 50 Hz, y pueden ser cambiadas con un variador de frecuencia (Cortes &



Lavayen, 2013).

Figura 20. Curvas de Comportamiento de Bombas Electrosumergibles.
Fuente: REDA, "Catalogo Bombas Electrosumergibles" (Schlumberger, 2016).

Curva de levantamiento (Head)

El levantamiento de hidrocarburos de una bomba centrífuga es indiferente del tipo y de la gravedad específica del fluido bombeado. Esta curva se traza utilizando datos reales de desempeño. Cuando la capacidad de flujo aumenta, el levantamiento total se reduce (Cortes & Lavayen, 2013).

Curva de Potencia (BHP)

Las curvas de comportamiento de las bombas dan la potencia por etapa basadas en una gravedad específica del fluido igual a 1. Esta potencia debe ser multiplicada por la gravedad específica del fluido. De acuerdo con el diseño de la bomba, la curva de potencia puede tener variaciones en su forma a partir del punto de máximo rendimiento, si la potencia disminuye la curva disminuye sin sobrecarga, de lo contrario aumenta a partir de dicho punto con el aumento de caudal, por lo cual la curva será de sobrecarga (Cortes & Lavayen, 2013).

Curva de eficiencia de la bomba

Los valores de la curva de eficiencia son variables con el diseño y tamaño de la bomba; en general puede manifestarse que aumenta con el tamaño de la bomba, debido a que hay menores pérdidas por la fricción del fluido (Cortes & Lavayen, 2013).

Rango de operación

En este rango de operación la bomba opera con mayor eficiencia, en la figura 21, se puede observar este rango en la zona pintada de amarillo. “Si la bomba se opera a la izquierda del rango de operación a una tasa de flujo menor, la bomba sufrirá desgaste por empuje descendente conocido como Downthrust. Si la bomba opera a la derecha del rango de operación a una tasa de flujo mayor, la bomba puede sufrir desgaste por empuje ascendente conocido como Upthrust (Cortes & Lavayen, 2013).

Columna dinámica total (TDH)

Es la altura dinámica total que se requiere para bombear la cantidad de fluido deseada a superficie. Este valor se utiliza para determinar el número de etapas necesarias para levantar la columna de fluido, y se obtiene mediante la siguiente ecuación: (Cortes & Lavayen, 2013).

$$\text{TDH (pies)} = \text{LNV} + \text{Ft} + \text{Pc}$$

Dónde:

LNV = Levantamiento Vertical Neto (ft).

Ft = Pérdidas por Fricción (ft).

Pc = Presión de Cabeza en pies (ft).

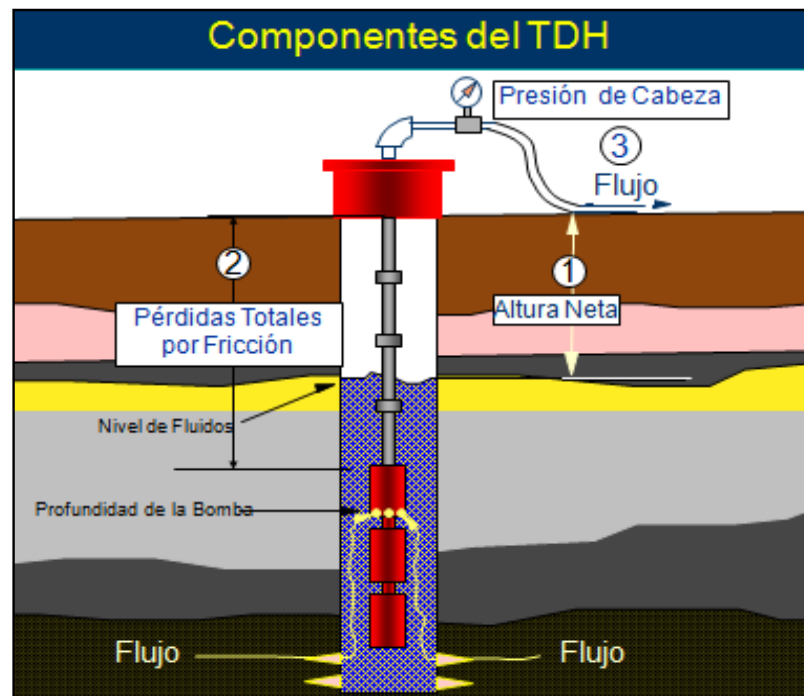


Figura 21. Componentes de la Columna Dinámica Total, TDH.
Fuente: REDA, "Curso avanzado de BES" (Schlumberger, 2016).

2.3.4. Ventajas y Desventajas del Sistema de Levantamiento por Bombeo Electrosumergible

Ventajas del sistema electrosumergible

- Son capaces de producir altas de flujo (Vaca Guevara, 2012)
- Son de fácil diseño (Vaca Guevara, 2012)

- Tienen un amplio rango de tasas de producción, siendo aplicable para cualquier pozo (Vaca Guevara, 2012)
- Se puede tener información sobre su funcionamiento en cualquier momento y en tiempo real (Vaca Guevara, 2012).
- Pueden ser usadas a baja presión de fondo (Vaca Guevara, 2012).
- Pueden operar en forma confiable en pozos desviados (Vaca Guevara, 2012).
- Operan a condiciones extremas, como altas temperaturas de fondo (Vaca Guevara, 2012).
- Pueden ser usadas en medios corrosivos y con producción de escala (Vaca Guevara, 2012).
- Pueden manejar cierta cantidad de gas (Vaca Guevara, 2012).
- Levantan grandes volúmenes de fluido, con altos cortes de agua (Vaca Guevara, 2012).

Desventajas del sistema electrosumergible

- La inversión inicial que requiere este tipo de levantamiento es elevado. (Vaca Guevara, 2012)
- Uso de Tableros de Control a Velocidad Constante, limita la flexibilidad de variar tasas de flujo para ajustar la producción (Vaca Guevara, 2012).

- Alto contenido de gas, puede limitar la capacidad del sistema, no es conveniente su aplicación en pozos con alto GOR (Schlumberger, 2016).
- Alto contenido de sólidos, puede causar rápido desgaste de los componentes y producir fallas prematuras (Schlumberger, 2016).
- Para reparar cualquiera de sus componentes, es necesario sacar todo el equipo de fondo (Schlumberger, 2016).
- El consumo de energía eléctrica es elevado (Schlumberger, 2016).
- Se requiere contar con personal especializado para el control del equipo (Schlumberger, 2016).

2.4. Análisis Nodal

Una de las técnicas más utilizadas para optimizar sistemas de producción es el Análisis Nodal; con la aplicación de esta técnica se adecua la infraestructura tanto de superficie como de subsuelo, para reflejar el verdadero potencial de producción de los pozos. En otras palabras, se logra cerrar la brecha existente entre la producción obtenida de los pozos y la producción que deberían exhibir de acuerdo a su potencial real de producción. El Análisis Nodal básicamente consiste en detectar restricciones

al flujo y cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción total del sistema (Maggiolo, 2008).

El principal objetivo de la ingeniería de producción es diseñar y fijar los parámetros de operación de un pozo, ya sea nuevo, o se encuentre en producción y se requiera cambiar su tipo de completación, de una manera segura y eficiente, generalmente relacionada a lograr la máxima producción.

Concepto de Análisis Nodal

El análisis nodal de un sistema de producción, realizado en forma sistemática, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, y consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como gasto de los fluidos producidos, y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento (Maggiolo, 2008).

Como resultado de este análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el

diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y línea de descarga por el cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo y presión para diferentes condiciones de operación.

Componentes del Análisis Nodal

El proceso de producción en un pozo comprende el recorrido de los fluidos desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación de flujo, como se muestra en la figura (Maggiolo, 2008).

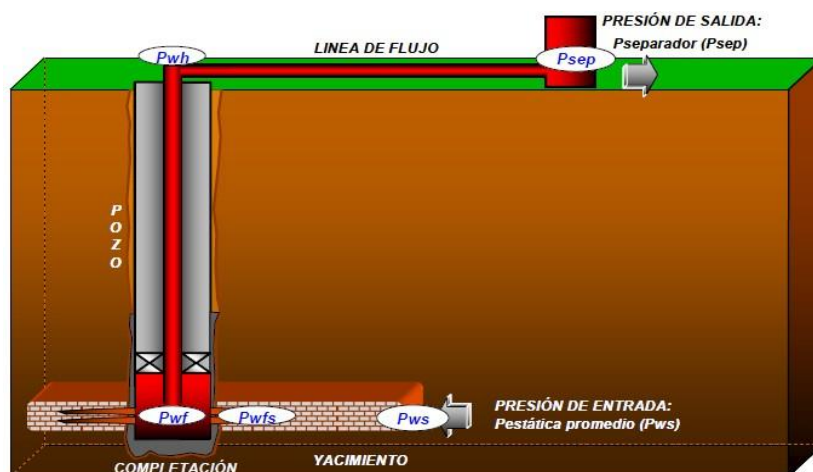


Figura 22. Esquema del sistema de producción de un Pozo.
Fuente: MAGGILOLO, R. Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal (Maggiolo, 2008).

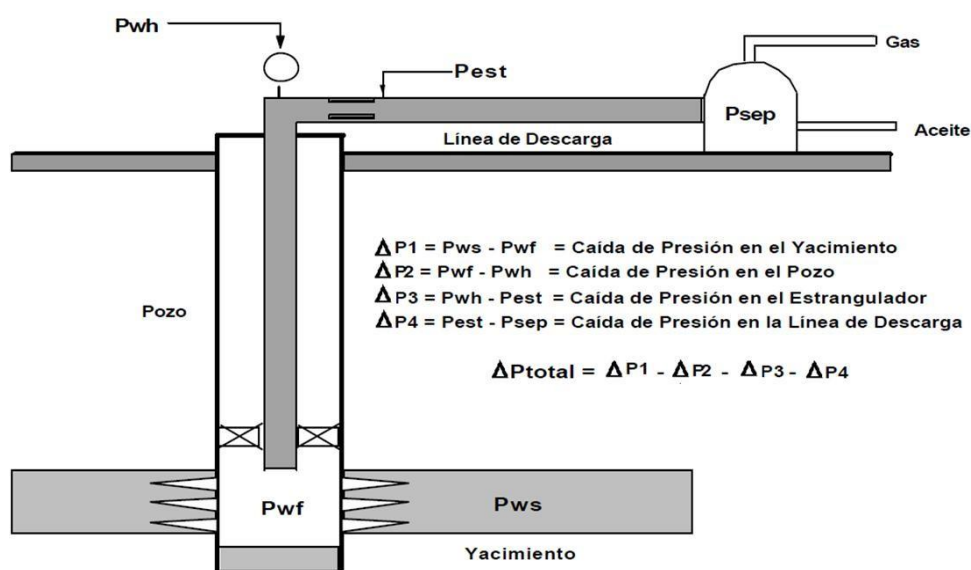
Recorrido de los fluidos en el sistema

- a. **Transporte en el yacimiento:** El movimiento de los fluidos comienza en el yacimiento a una distancia r_e del pozo donde la presión es P_{ws} , viaja a través del medio poroso hasta llegar a la cara de la arena o radio del hoyo (r_w) donde la presión es P_{wfs} . En este módulo el fluido pierde energía en la medida que el medio sea de baja capacidad de flujo ($K_o.h$), presente restricciones en la cercanías del hoyo (daño, S) y el fluido ofrezca resistencia al flujo (μ_o).
- b. **Transporte en las perforaciones:** Los fluidos aportados por el yacimiento atraviesan la completación que puede ser un revestidor de producción cementado y perforado, entonces la pérdida de energía se debe a la sobrecompactación o trituración de la zona alrededor del túnel perforado y a la longitud de penetración de la perforación. Al atravesar la completación los fluidos entran al fondo del pozo con una presión P_{wf} .
- c. **Transporte en el pozo:** Ya dentro del pozo los fluidos ascienden a través de la tubería de producción venciendo la fuerza de gravedad y la fricción

con las paredes internas de la tubería. Llegan al cabezal del pozo con una presión P_{wh} .

- d. **Transporte en la línea de flujo superficial:** Al salir del pozo si existe un reductor de flujo en el cabezal ocurre una caída brusca de presión, a la descarga del reductor la presión es (P_{lf}) luego atraviesa la línea de flujo superficial llegando al separador en la estación de flujo, con una presión igual a la presión del separador (P_{sep}).

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente. Este procedimiento comprende la asignación de nodos



en varias de las posiciones claves dentro del sistema (Figura 23).

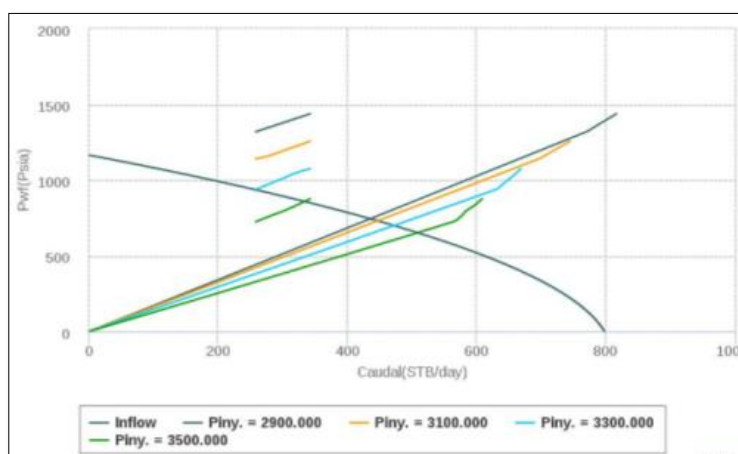
Figura 23. Componentes básicos del sistema de análisis nodal.

Fuente: MAGGILOLO, R. Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal (Maggiolo, 2008).

Para realizar el balance de energía en el nodo se asumen convenientemente varias tasas de flujo y para cada una de ellas, se determina la presión con la cual el yacimiento entrega dicho caudal de flujo al nodo, y la presión requerida en la salida del nodo para transportar y entregar dicho caudal en el separador con una presión remanente igual a la presión del separador (P_{sep}) empleando el método y correlación de flujo multifásico que se considere adecuado dependiendo de las características de los fluidos.

2.4.1. Curvas Inflow / 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”) (Maggiolo, 2008).

Figura 24. Curva Inflow vs Outflow.
Fuente: Software SYAL Sertecpet (Sertecpet, 2016).

2.5. Softwares Empleados en el Diseño de los Sistemas de Levantamiento Artificial

2.5.1. Software SYAL (Artificial Lift System) para Bombeo Hidráulico Tipo Jet

Es un software web desarrollada por la empresa Sertecpet, que permite la selección óptima del sistema de bombeo hidráulico más conveniente para los pozos petroleros de campos maduros, crudo pesado y otros a través de la selección optima del bombeo hidráulico (Sertecpet, 2016).

Características:

SYAL es una herramienta de simulación matemática para ingeniería del

petróleo e ingeniería hidráulica que facilita el análisis del levantamiento artificial. Cuenta con las siguientes aplicaciones:

- Disminuye el tiempo de respuesta del Ingeniero de campo para analizar los datos del pozo.
- Mejora la precisión de la selección del levantamiento artificial.
- Modela las propiedades de los fluidos del reservorio mediante análisis PVT.
- Permite simular el flujo monofásico y flujo multifásico (petróleo y gas) de tuberías en cada etapa del levantamiento artificial.
- Permite diseñar completaciones de fondo, detallando las herramientas y elementos instalados en el pozo.
- Calcula las capacidades del pozo IPR combinado con el comportamiento del levantamiento de flujo VLP.
- Simula el funcionamiento de una bomba jet (inyector) para llevar el petróleo desde el fondo del pozo hasta la superficie.
- No requiere de complejos sistemas informáticos.
- El sistema está diseñado para realizar análisis en varios sistemas de unidades.
- Puede usarse desde cualquier lugar del mundo.

2.5.2. Software WellFlo para Bombeo Electrosumergible

El software de análisis de sistemas WellFlo es una producción de Weatherford, es una aplicación autónoma, poderosa y simple de usar para diseñar, modelar, optimizar e identificar problemas de pozos individuales de crudo y gas, ya sean naturalmente fluyentes o levantados artificialmente. Con este software, el ingeniero construye modelos de pozos, usando una interfaz de configuración de pozos paso a paso. Estos modelos precisos y rigurosos muestran el comportamiento del influjo del reservorio, tubing del pozo y flujo de la tubería de superficie, para cualquier fluido del reservorio (Weatherford, 2008).

Aplicaciones:

El paquete de software WellFlo es una herramienta de pozo único que usa técnicas de análisis para modelar el influjo del reservorio y el desempeño de flujo de salida del pozo. El modelado WellFlo puede ser aplicado para diseñar, optimizar e identificar problemas de pozos individuales. Las aplicaciones específicas para las cuales este software puede ser usado incluyen:

- Diseño de configuración de pozo para máximo desempeño a lo largo de la vida útil del pozo.

- Diseño de completación para maximizar el desempeño del pozo a lo largo de la vida útil del mismo.
- Diseño de levantamiento artificial.
- Predicción de temperaturas y presiones de flujo en pozos y líneas, así como en equipos de superficie para cálculos de diseño óptimo.
- Monitoreo de reservorio, pozo y línea de flujo.
- Generación de curvas de desempeño de levantamiento vertical para uso en simuladores de reservorio.

Así como estas aplicaciones, el software tiene también dos sub-aplicaciones internas clave que pueden ser usadas de manera autónoma del resto del programa y ofrecer así al usuario un excelente kit de herramientas de ingeniería.

Modelado detallado de desempeño de influjo de reservorio

- Múltiples modelos de completación y perforación.
- Análisis detallado de skin.

Modelado detallado de PVT de fluidos

- Modelos de crudo negro para petróleo y gas.
- Modelos de Ecuación de Estado para crudo condensado y volátil.

- Ajuste de data de laboratorio.
- Predicción de comportamiento del fluido.

CAPÍTULO 3

3. ANÁLISIS PVT Y NODAL DEL POZO FICT-01

Para realizar el diseño de los dos sistemas de levantamiento artificial para el Pozo FICT-01, primero realizamos un Análisis PVT y luego un Análisis Nodal del mismo, para ello contamos con los siguientes datos:

Tabla V: Datos Mecánicos del Pozo FICT-01.

DATOS MECÁNICOS DEL POZO	
Tipo de Pozo	Pozo Vertical
Tubería de Revestimiento 1 (Casing)	OD = 9.625" ID = 8.681" 47 lbs/pie
Tubería de Revestimiento 1 (Liner)	OD = 7" ID = 6.276" 26 lbs/pie
Tubería de Producción (Tubing)	OD = 3.5" ID = 2.992" 9.3 lbs/pie
Profundidad del CIBP 7"	9750'
Profundidad total del pozo	10062'

Fuente: Elaborado por los Autores

.Tabla VI: Datos del Reservorio.

DATOS DEL RESERVORIO	
Formación	Arena "T" inferior
Intervalos perforados	Intervalo 1: 9650'-9670' [20 ft] Intervalo 2: 9684'-9694' [10 ft]
Profundidad promedio de las perforaciones	9672'
Presión inicial (Pr)	1371.57 [psia]
Presión de fondo fluyente (Pwf)	1250 [psia]
Permeabilidad (K)	140 [mD]
Daño (S)	- 1.2

Fuente: Elaborado por los Autores.

Tabla VII: Datos del Fluido de Yacimiento.

DATOS DEL FLUIDO	
Tipo de Fluido	Petróleo, Gas y Agua
Corte de Agua (BSW)	3.3 [%]
Relación Gas - Petróleo (GOR)	436 [scf/STB]
Solubilidad del Gas Inicial (RS)	436 [scf/STB]
Grado API	28.5 [°API]
Gravedad Específica del petróleo (SGo)	0.884
Gravedad Específica del agua (SGw)	1.001
Gravedad Específica del gas (SGg)	1.252
SG mezcla	0.888
Gradiente de la mezcla (Gavg)	0.3846 [psi/ft]
Temperatura de fondo (Tf)	223 [°F]
% N2	0
% H2S	0
% CO2	0

Fuente: Elaborado por los Autores.

3.1. Análisis PVT de los Fluidos del Reservorio Arena 'T' Inferior

Para realizar el Análisis PVT de los fluidos del reservorio, se usó el software 'SYAL: Artificial Lift System' perteneciente a la Empresa Sertecpet, una empresa ecuatoriana muy reconocida en la Industria Petrolera.

Usando: los datos de las Tablas 5-6-7, el Modelo Black Oil, la correlación de Al-Marhoun para calcular el Punto de Burbuja (Pb), las correlaciones de Viscosidad de Kartoatmodjo, Carr y Van Wingen para el petróleo, gas y agua respectivamente, en el software mencionado se obtuvo las siguientes propiedades de los fluidos:

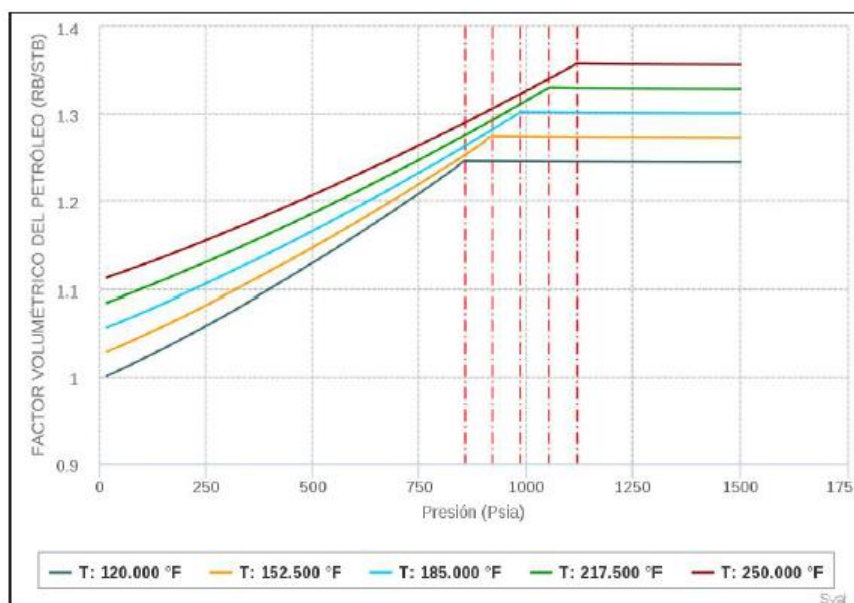
Tabla VIII: Propiedades de los Fluidos del Reservorio.

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL RESERVORIO			
Propiedades	Petróleo	Agua	Gas
Punto de Burbuja [Pb]	1064.55 [Psia]		
Densidad [lb/ ft ³]		59.983	11.438
Factor Volumétrico	1.333 [rb/STB]	1.041 [rb/STB]	0.008 [ft ³ /scf]
Viscosidad [cp]	0.947	0.270	0.0019
		Rs [scf/STB]	435.92

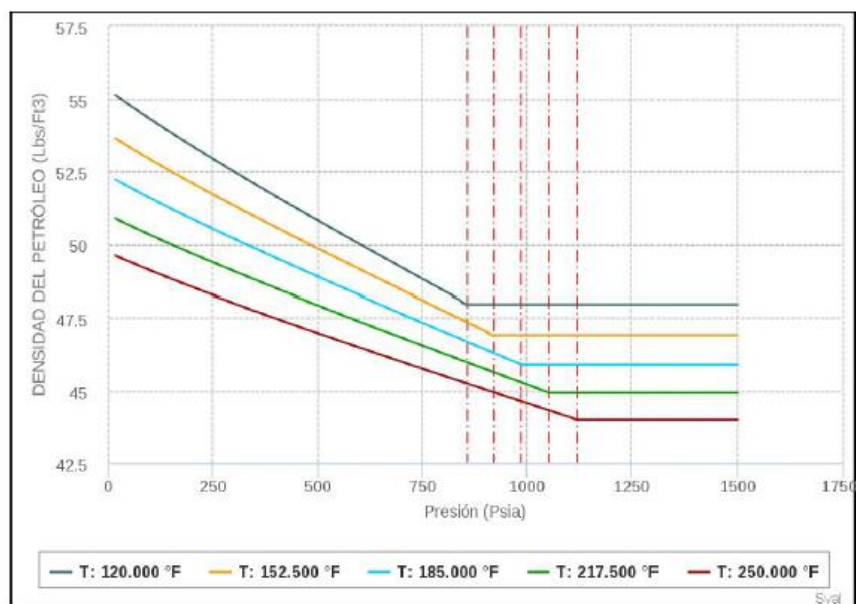
Fuente: Elaborado por los Autores (Syal).

Al realizar el análisis PVT de las propiedades de la Tabla 8, se obtuvo las siguientes gráficas, las cuales describen el comportamiento de las

propiedades de los fluidos (Petróleo, Gas y Agua) con respecto a la Presión a distintas Temperaturas.



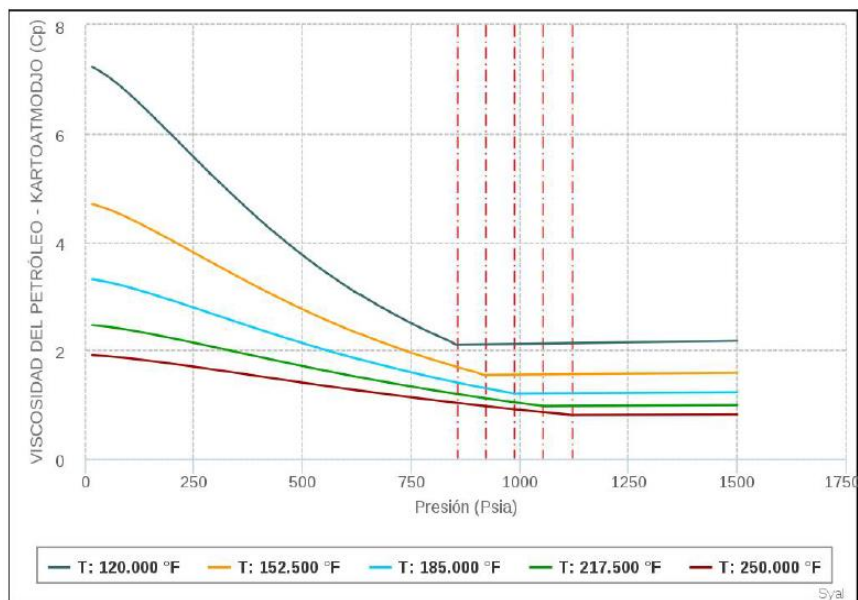
Gráfica 1: Comportamiento del Factor Volumétrico del Petróleo [β_0].
Fuente: Elaborado por los Autores.



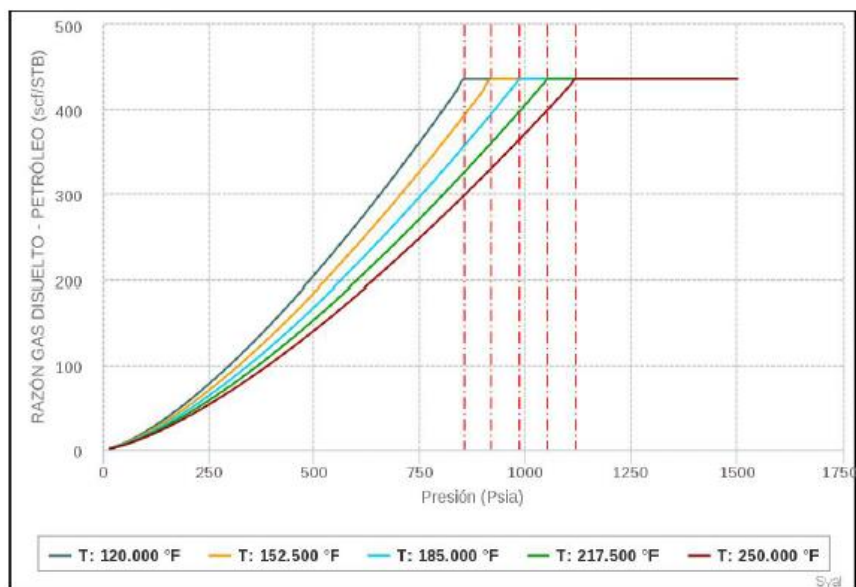
2:

Gráfica

Comportamiento de la Densidad del Petróleo [ρ_0].
Fuente: Elaborado por los Autores.

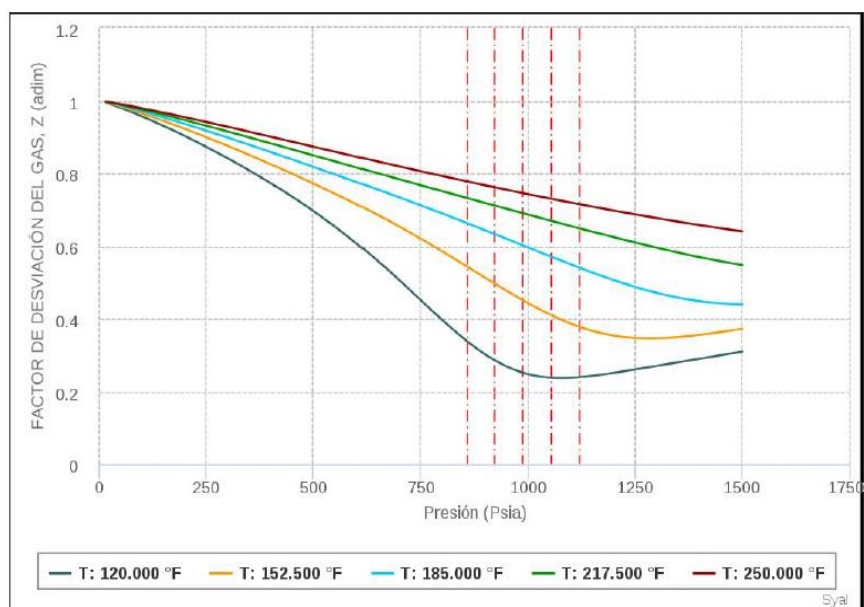


Gráfica 3: Comportamiento de la Viscosidad del Petróleo [μ_0].
Fuente: Elaborado por los Autores.



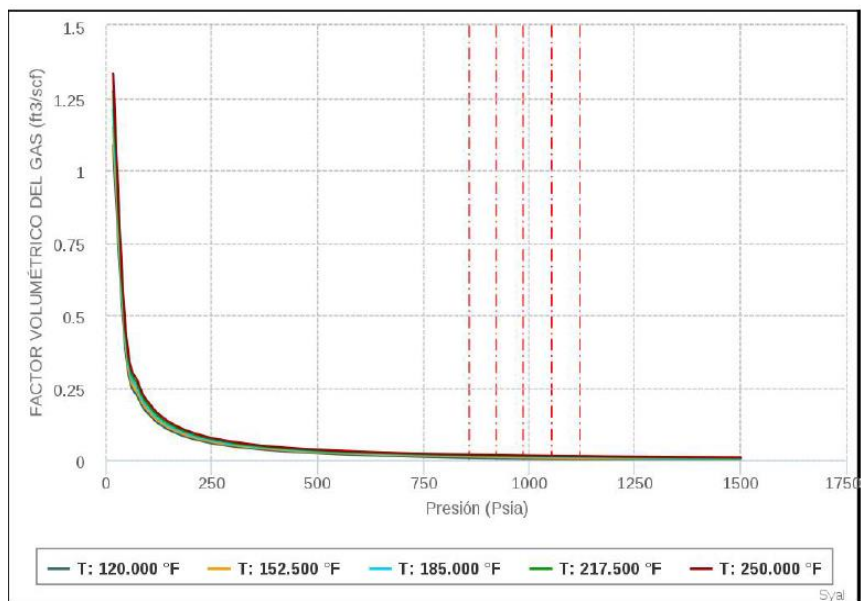
Gráfica 4: Comportamiento de la Razón de Gas Disuelto en el Fluido [Rs].

Fuente: Elaborado por los Autores.



Gráfica 5: Comportamiento del Factor de Desviación del Gas [z].

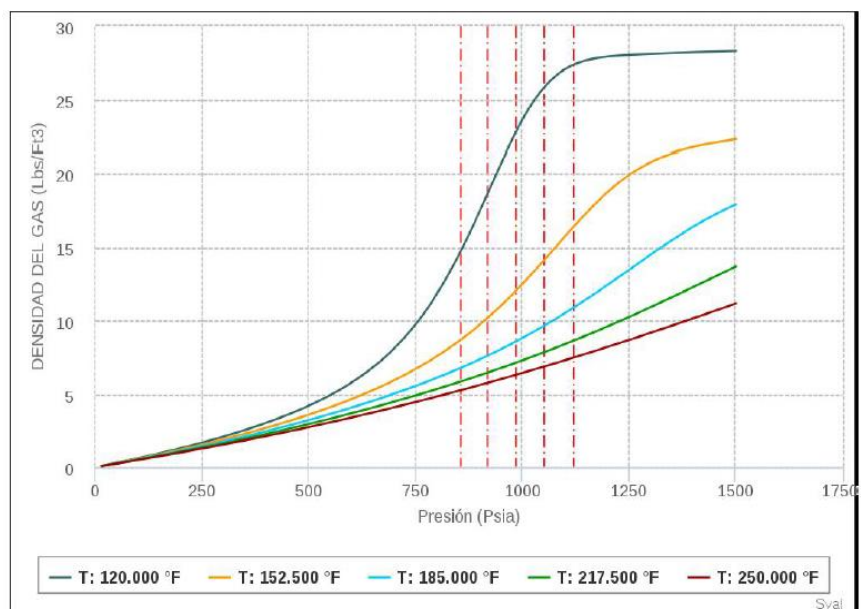
Fuente: Elaborado por los Autores.



Gráfica

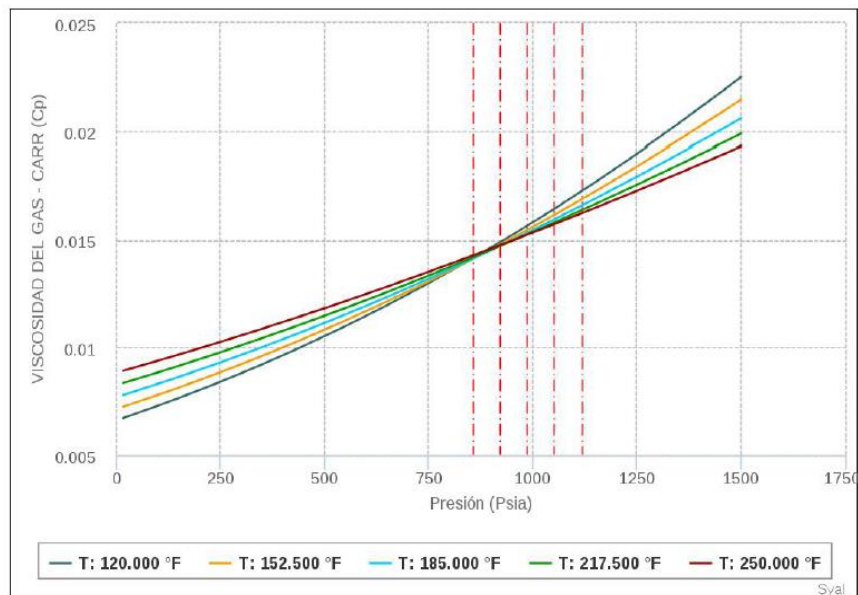
6:

Comportamiento del Factor Volumétrica del Gas $[\beta_g]$.
Fuente: Elaborado por los Autores.



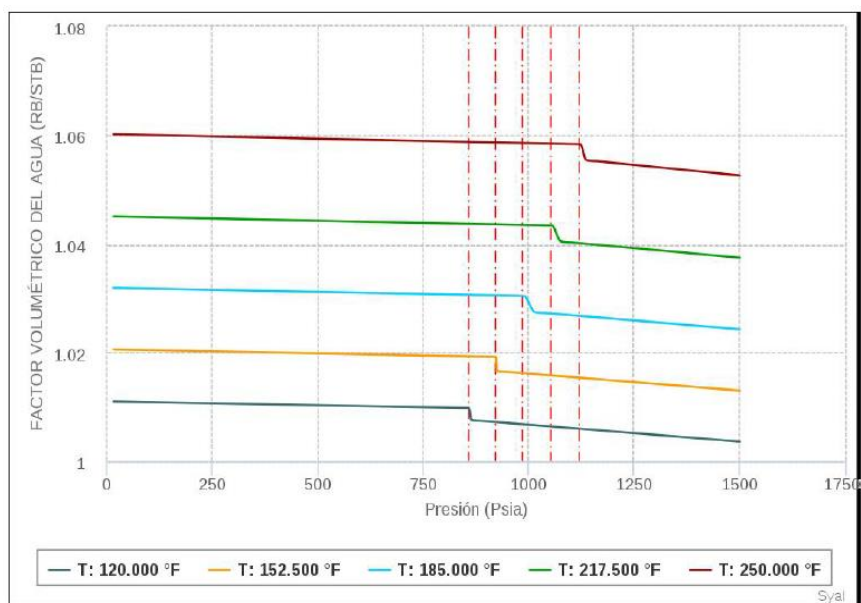
Gráfica 7: Comportamiento de la Densidad del Gas $[\rho_g]$.

Fuente: Elaborado por los Autores.

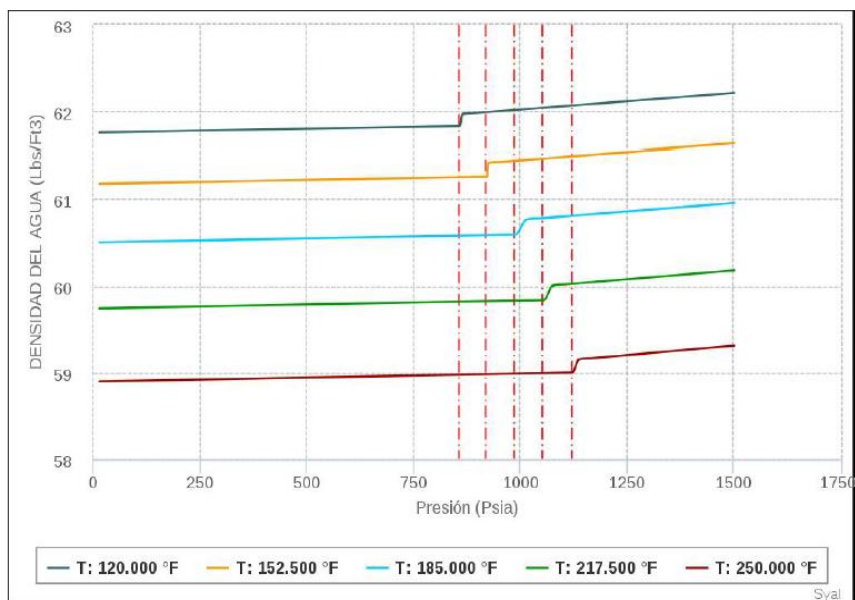


Gráfica 8: Comportamiento de la Viscosidad del Gas [μg].

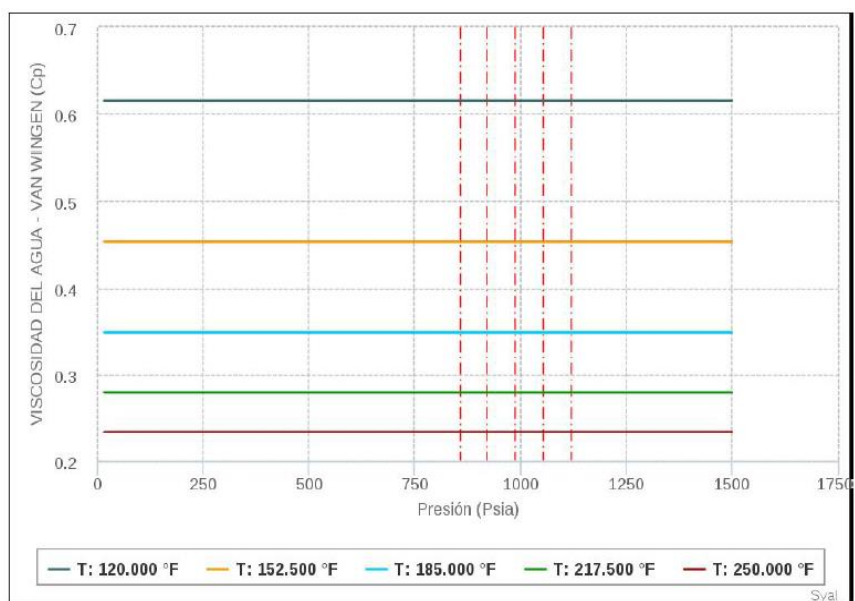
Fuente: Elaborado por los Autores.



Gráfica 9: Comportamiento del Factor Volumétrica del Agua [β_w].
Fuente: Elaborado por los Autores.



Gráfica 10: Comportamiento de la Densidad del Agua [ρ_w].
Fuente: Elaborado por los Autores.



Gráfica 11: Comportamiento de la Viscosidad del Agua [μ_w].

Fuente: Elaborado por los Autores.

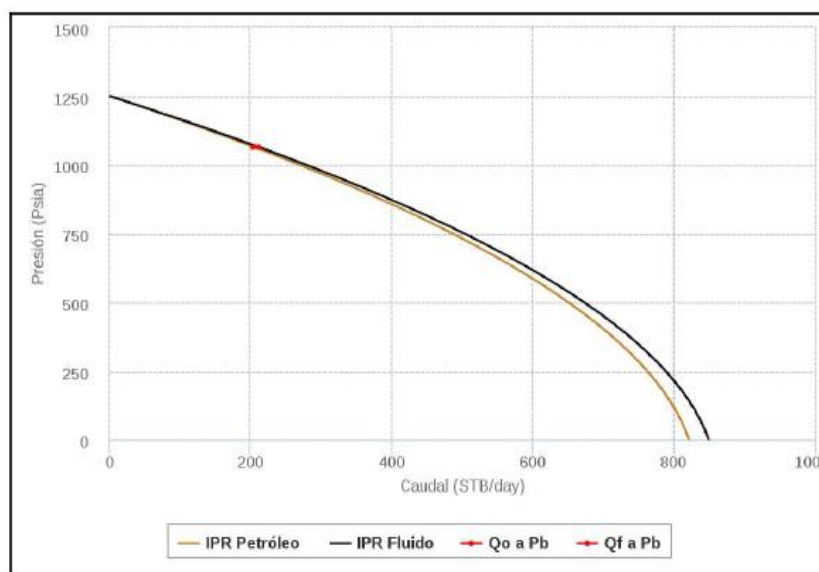
3.2. Cálculo y Análisis IPR

Con ayuda de los datos de las Tablas 6-7-8, el Modelo IPR de Vogel y los datos de una Prueba de Producción ejecutada al pozo de resultado: **$Q_p=323$ Bpd @ $P_{wf}=955$ Psia**, se realizó el cálculo, análisis y gráfico de la Curva de Comportamiento de Afluencia del Pozo FICT-01 (IPR), por medio del software ‘SYAL’ se obtuvo los siguientes resultados:

Tabla IX: Resultados del Análisis IPR.

RESULTADOS IPR	
Índice de Productividad del Fluido (IPf)	1.223 [BFPD/psia]
Caudal Máximo del Fluido (AOF)	849.456 [BFPD]
Índice de Productividad del Petróleo (IPo)	1.18 [BFPD/psia]
Caudal Máximo del Petróleo ($Q_{o\max}$)	821.424 [BPPD]
Presión del Punto de Burbuja (Pb)	1064.5 [psia]
Caudal al Punto de Burbuja (Qb)	212.61 [BFPD]

Fuente: Elaborado por los Autores.



Gráfica 12: Curva de IPR – Inflow del Pozo FICT-01.
Fuente: Elaborado por los Autores.

En la Gráfica 12 se observa la Curva de Comportamiento de Afluencia (IPR)³ del Pozo FICT-01 o también llamada Curva de Inflow (oferta de la formación), usando las ecuaciones del Modelo de Vogel se obtiene los datos (Tabla 9) que permiten trazarla, la misma que se utiliza para determinar las Presiones de Fondo Fluyente (P_{wf})⁴ correspondientes a distintas Tasas de Producción de Fluido (Q_f) y de Petróleo (Q_o) o viceversa.

Entonces como ejemplo, si se desea que el pozo aporte una Producción de: $Q_f=500$ Bls/día o en este caso ($S_w=3.3\%$) $Q_o=483.5$ Bls/día y

³ Revisar **Anexo 1:** Reporte completo del Análisis IPR de la Arena 'T' inferior para pozo FICT-01, obtenido por medio del Software 'Syal'.

⁴ La Presión de Fondo Fluyente (P_{wf}) es tomada a la profundidad de las perforaciones realizadas en la Arena 'T' inferior.

$Q_w=16.5$ Bls/día, por medio de la Gráfica 12 se puede determinar un valor aproximado de Presión de Fondo Fluyente del pozo para dicha producción, la cuál sería: $P_{wf} \approx 790$ psia.

CAPÍTULO 4

4. DISEÑO Y SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ÓPTIMO PARA EL POZO FICT-01

4.1. Diseño del Bombeo Hidráulico Tipo Jet

Se diseñó la Bomba Jet usando nuevamente el Software 'SYAL', junto con los Datos de las Tablas 6-7-8-9 y las Curvas de las Figuras 10 hasta la 21, siguiendo los siguientes pasos:

4.1.1. Diseño de la Completación Hidráulica de Fondo

Se desarrolló una completación Hidráulica de fondo para el pozo FICT-01, con las siguientes características y herramientas:

Tabla X. Ensamblaje Hidráulico de Fondo para el Pozo FICT-01.

ENSAMBLAJE HIDRÁULICO DE FONDO					
#	Componente	ID [in]	Longitud [ft]	Base MD [ft]	
1	3 1/2" EUE Tubing N-80 9.3 lbs/pie	2.992	9400	9400	
2	3 1/2" Camisa	2.810	3	9403	
3	3 1/2" EUE Tubing N-80 9.3 lbs/pie	2.992	30	9433	

4	3 1/2" No-Go	2.810	1	9434
5	3 1/2" EUE Tubing N-80 9.3 lbs/pie	2.992	60	9494
6	3 1/2" Unión On-Off	2.810	5	9499
7	3 1/2" EUE Tubing N-80 9.3 lbs/pie	2.992	60	9559
8	7" x 3 1/2" Packer Mecánico	2.992	7	9566
9	3 1/2" EUE Tubing N-80 9.3 lbs/pie	2.992	60	9626
10	3 1/2" Pata de Mula	2.323	4	9630

Fuente: Elaborado por los Autores (Syal).

4.1.2. Diagrama del Ensamblaje de Fondo ⁵

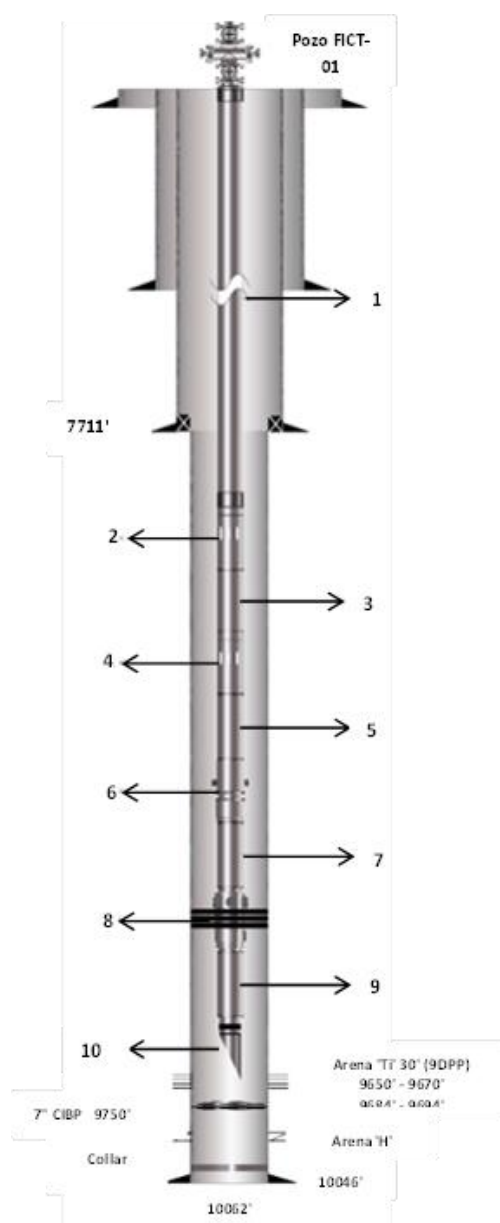


Figura 25. Diagrama del Ensamblaje Hidráulico de Fondo del Pozo FICT-01.

Fuente: Elaborado por los Autores.

⁵ Revisar **Anexo 2:** Reporte completo del Ensamblaje Hidráulico de fondo del pozo FICT-01: componentes y diagrama, obtenido por medio del Software 'Syal'.

4.1.3. .Diseño de Producción de la Bomba Hidráulica Tipo Jet

Para diseñar una Bomba Hidráulica tipo Jet para el Pozo FICT-01 se siguió los siguientes pasos:

- a. Se seleccionó los parámetros generales del sistema y del fluido motriz.

Tabla XI. Parámetros Generales del Sistema de Bombeo Hidráulico y del Fluido Motriz.

PARÁMETROS DEL SISTEMA Y DEL FLUIDO MOTRIZ	
Sistema de bombeo Hidráulico	MTU
Tipo de Bomba	Jet Claw® Directa (Sertecpet)
Profundidad de la Bomba (MD)	9403' (Profundidad de Camisa)
Profundidad Promedio del Reservorio	9672'
Eficiencia de la Bomba de Superficie	80 [%]
Modo de Cálculo	Presión de Inyección Fija
Presión de Inyección Inicial	2900 [psia]
Incremento de Presión de Inyección	200 [psi]
Presión de Inyección Final Fija	3500 [psia]
Caudal de Inyección (MTU)	1752.6 [STB/D]
BSW de Inyección	95 [%]
Salinidad	1500 [ppm]
Gravedad Específica del Agua	1.001
Temperatura de Inyección	110 [°F]
API del Fluido de Inyección	28.5 [°API]
Coficiente de Pérdida en la Boquilla (kn)	0.150
Coficiente de Pérdida Garganta-Difusor (ktd)	0.190
Coficiente de Pérdida en la Succión (ks)	0.000

Fuente: Elaborado por los Autores.

- b. Se determinó la producción promedio a obtener con la Bomba Jet.

Analizando los datos de la Tabla 9, donde se calculó que la Tasa de Producción(Q_b) al Punto de Burbuja (P_b) es de **212.61 Bls/día**, se pudo plantear que la Tasa de Producción óptima para diseñar la bomba Jet Claw® fue: $Q_f=300$ Bls/día, la cual se encuentra ligeramente sobre la tasa al P_b , eso se debe a que el campo FICT-01 está en fase de desarrollo por lo que los pozos y las formaciones que lo componen son muy estudiados y conocidos, entonces empíricamente se escogió dicho caudal de diseño, el mismo que es 88 Bls/día aproximadamente mayor a Q_b , debido a que normalmente para ésta formación se diseñan las bombas Jet de 50 a 100 BFD sobre el Q_b y el gas liberado resulta manejable para la bomba, ya que en base al análisis PVT realizado a los fluidos de la Arena productora, se calculó que a la altura de la entrada de la bomba Jet Claw® habrá solo el **35% de Gas Libre** en promedio.

Habiendo explicado lo anterior, se plantea los siguientes datos de producción:

Tabla XII. Datos de Producción de Bombeo Hidráulico con MTU.

DATOS DE PRODUCCIÓN DE BOMBEO HIDRÁULICO CON MTU	
Caudal de Fluido deseado (Qf)	300 [BFPD]
Caudal de Petróleo (Qo)	290.1 [BPPD]
Caudal de Agua (Qw)	9.9 [BAPD]
Presión de Fondo Fluyente (Pwf) al caudal deseado	978.7 [psi]
Presión de Cabeza (Pc)	70 [psi]
Temperatura de Superficie (Tsup)	120 [°F]
Temperatura del Separador (Tsep)	110 [°F]

Fuente: Elaborado por los Autores.

c. Se determinó la Geometría de la Bomba Jet Claw® con todo los parámetros resultantes⁶ por medio del Software Syal.

Tabla XIII. Resultados del Diseño de la Bomba Jet Claw®.

Geometría	Presión de inyección Psia) (3)	Caudal de inyección (STB/day) (2)	Caudal de diseño (STB/day) (1)	Pwf (Psia) (9)	Presión de entrada a la bomba (Psia) (7)	Presión de descarga Psia) (6)	Caudal de cavitación (STB/day)	Eficiencia mecánica de la bomba jet (%)	Potencia requerida (HP)	Tipo de bomba jet
8I	3500.000	1123.149	300.000	1949.987	1865.301	3876.556	1161.838	19.224	83.534	Directa
8H	3500.000	1161.536	300.000	1563.578	1478.902	3881.686	777.205	22.257	86.389	Directa
8G	3500.000	1204.740	300.000	1094.665	1009.865	3889.578	450.782	26.296	89.603	Directa
9I	3500.000	1474.039	300.000	986.308	900.527	3651.176	682.416	20.418	109.632	Directa
9J	3500.000	1373.635	300.000	1860.676	1775.992	3906.209	1307.927	16.812	102.164	Directa
10I	3500.000	1752.604	300.000	880.710	793.918	3940.289	583.202	21.942	130.350	Directa
10J	3500.000	1685.356	300.000	1401.884	1317.212	3932.533	992.685	16.999	125.348	Directa
10K	3500.000	1606.591	300.000	1964.964	1880.277	3926.759	1721.479	13.909	119.490	Directa
11L	3500.000	2248.567	300.000	1660.969	1576.291	3964.196	1779.304	11.794	167.237	Directa
11M	3500.000	2160.987	300.000	2124.772	2040.081	3960.283	2723.377	9.842	160.723	Directa
11N	3500.000	2097.762	300.000	2443.030	2358.331	3957.270	3670.240	8.427	156.021	Directa

Fuente: Elaborado por los Autores.

Revisar **Anexo 3:** Reporte completo del Diseño y Selección de Bomba Jet para el pozo FICT-01, obtenido por medio del Software 'Syal'.

En la **Tabla XIII** se muestran los resultados de todos los parámetros de diseño de una Bomba Jet Claw®, en la misma se puede apreciar todas las iteraciones realizadas con diferentes tipos de combinaciones de Boquilla y Garganta. La Geometría de la bomba más óptima escogida para producir el Pozo FICT-01 fue la '**10I**', es decir una Boquilla '10' y una Garganta 'I'.

La Bomba Jet 10I fue elegida por las siguientes razones:

- ✓ El caudal de inyección es de 1752.60 BPD, el cual es manejable para una unidad MTU normal.
- ✓ La presión de fondo fluyente es menor que el punto de burbuja con una diferencia aceptable de 184 psi, lo que generará que se libere gas pero en bajo porcentaje (35%) manejable para la bomba.
- ✓ La presión en la entrada de la bomba (793.92 psia) es el más bajo de la Tabla XIII. Se escoge una bomba con dicha presión baja debido a que se requiere que el diferencial de presión entre la entrada de la bomba y su boquilla (presión aproximada a cero, produce efecto de succión) sea pequeño, para evitar la cavitación y el efecto de flujo supersónico del fluido que deteriora las piezas de la bomba de manera más acelerada a lo habitual.

- ✓ La presión de descarga de la bomba es una de las más altas (3940.29 psia) y el caudal de producción de fluido esperado (300 BPD) es menor al caudal de cavitación calculado de la bomba (583.20 BPD).
- ✓ La eficiencia mecánica de la bomba (21.94%) es la tercera más alta de la Tabla XIII, y está por encima del 20%.

4.2. Diseño del Bombeo Electrosumergible

Se diseñó la Bomba Electrosumergible (BES) usando el Software 'WELLFLO' (propiedad de la Compañía de Servicios Petroleros *Weatherford*), junto con los Datos de las Tablas 6-7-8-9 y las Curvas de las Figuras 10 hasta la 21, siguiendo los siguientes pasos:

4.2.1. Diseño de Completación de Fondo con BES

Se desarrolló una completación de fondo para el pozo FICT-01, con las siguientes características y herramientas:

Tabla XIV. Ensamblaje de Fondo con BES para el Pozo FICT-01.

ENSAMBLAJE DE FONDO CON BES				
#	Componente	ID [in]	Longitud [ft]	Base MD [ft]
1	3 1/2" EUE Tubing N-80 9.3 lbs/pie	2.992	9400	9400
2	3 1/2" Camisa	2.810	3	9403
3	3 1/2" EUE Tubing N-80 9.3 lbs/pie	2.992	60	9463
4	3 1/2" No-Go	2.810	1	9434
5	3 1/2" EUE Tubing N-80 9.3 lbs/pie	2.992	60	9494
6	3 1/2" Unión On-Off	2.810	5	9499
7	3 1/2" EUE Tubing N-80 9.3 lbs/pie	2.992	60	9559
8	X Over + Acople / Descarga	BES	1	9560
9	Bomba REDA		40	9600
10	Separador de Gas / Intake		7	9607
11	Protectores (2)		20	9627
12	Motor REDA		25	9652
13	Sensor de Presión y Temperatura		3	9655
14	Centralizador		3	9658

Fuente: Elaborado por los Autores. (Wellflo).

4.2.2. Diagrama del Ensamblaje de Fondo con BES

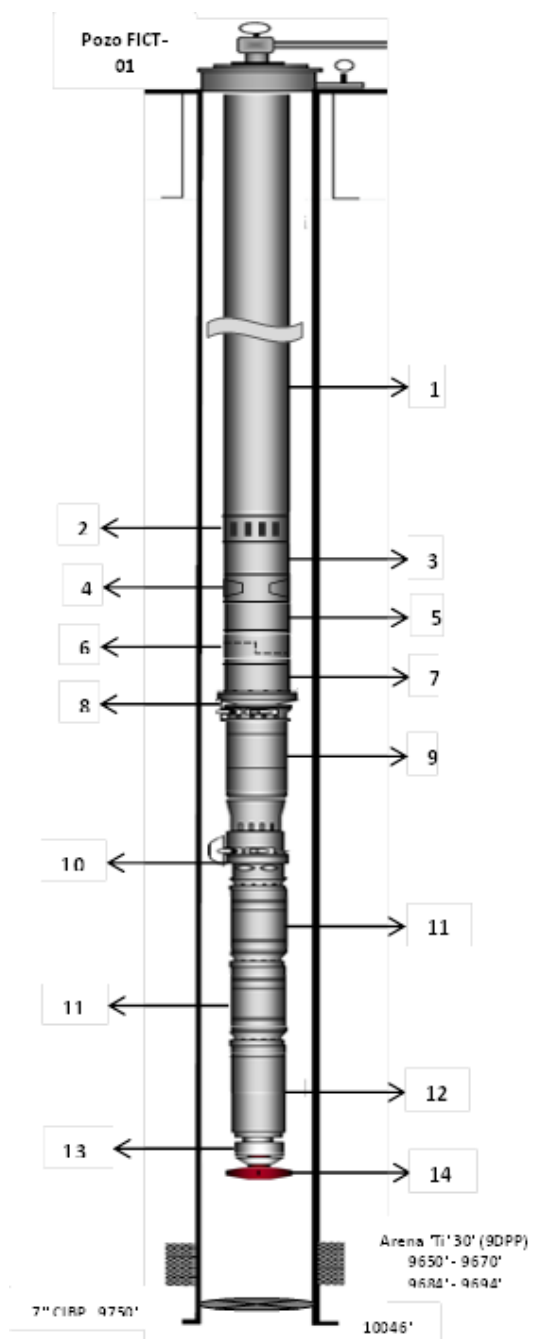


Figura 26. Diagrama del Ensamblaje de Fondo con BES del Pozo FICT-01.

Fuente: Elaborado por los Autores (GE Oil- & Gas).

4.2.3. Diseño de Producción de la BES

Para diseñar una BES para el Pozo FICT-01 se siguió los siguientes pasos:

- a. Se determinó la producción promedio a obtener con la BES.

En base a los datos de producción obtenidos del análisis IPR realizado en el capítulo anterior del proyecto, se seleccionó los siguientes datos de producción:

Tabla XV. Datos de Producción de BES para el Pozo FICT-01.

DATOS DE PRODUCCIÓN DE BES	
Caudal del Fluido Deseado (Qf)	600 [BFPD]
Caudal de Petróleo (Qo)	580.2 [BPPD]
Caudal de Agua (Qw)	19.8 [BAPD]
Presión de Fondo Fluyente (Pwf) al Caudal Deseado	615 [psia]
Presión de Cabeza (Pc)	70 [psia]
Temperatura de Superficie (Tsup)	120 [°F]
Temperatura de Manifold (Tmf)	110 [°F]

Fuente: Elaborado por los Autores.

Se escogió una producción de fluido de **600 BPD**, debido a que para una BES dicha tasa es muy manejable y la misma no representa una tasa ni mínima ni máxima de producción (con respecto a la Gráfica IPR), al contrario se encuentra alrededor del promedio y es el doble de la producción que el pozo ha tenido durante años con Bombeo Hidráulico Tipo Pistón (300 BPD).

Además, con esa tasa se genera un porcentaje de **Gas libre del 26%**, el cual se controlará por medio del uso de un Separador de Gas ubicado entre el Intake y la Bomba.

A continuación se detallan los cálculos del porcentaje de Gas Libre del volumen total de fluidos en la entrada del Intake⁷:

$$\text{GasTota1} = \text{GOR} * \text{Qo deseado (SCF/DAY)}$$

$$\text{GasTota1} = (436)*(580.2) = 252,967.2 \text{ (SCF/DAY)}$$

$$\text{GasSo1ución} = \text{Rs} * \text{Qo deseado (SCF/DAY)}$$

$$\text{GasSo1ución} = (185)*(580.2) = 107,337 \text{ (SCF/DAY)}$$

$$\text{GasLibre} = \text{GasTota1} - \text{GasSo1ución}$$

$$\text{GasLibre} = (252,967.2 - 107337) = 145,630.2 \text{ (SCF/DAY)}$$

$$V_o = \text{Qo deseado} * B_o$$

$$V_o = 580.2 * 1.215 = 704,94 \text{ (BBL/DAY)}$$

$$V_g = \text{Gas Libre} * B_g$$

$$V_g = 145,630.2 * 0.010 = 1,456.30 \text{ (FT}^3\text{/DAY)}$$

$$V_g = 5,097.05(\text{FT}^3\text{/DAY}) * (1\text{BBL}/5.615\text{FT}^3) = 259.36(\text{BBL/DAY})$$

$$V_w = \text{Q}_w * B_w$$

$$V_w = 19.8 * 1.046 = 20.71 \text{ (BBL/DAY)}$$

⁷ Revisar **Anexo 4**: Valores de Rs, Bg, Bo y Bw a la presión y temperatura de entrada del Intake de la BES, representados en las diferentes Gráfica PVT del fluido contenido en la Arena 'Ti'.

$$V_{\text{Total}} = V_o + V_g + V_w$$

$$V_{\text{Total}} = 704,94 + 259.36 + 20.71 = 985.01 \text{ (BBLS/DAY)}$$

$$\% \text{Gas Libre} = \frac{V_{\text{Gas}}}{V_{\text{Total}}} * 100 = (259.36 / 985.01) * 100 = \mathbf{26.33\%}$$

Siendo el porcentaje de gas libre a la entrada del Intake mayor al 10%, vamos a requerir el uso de un separador de gas con el objetivo de mantener la mayor eficiencia de la bomba.

- b. Se determinó la BES a usar, las etapas, el tipo de motor, la potencia que requiere el sistema y otros parámetros resultantes.

La BES se la diseñó a una frecuencia de **60Hz**, se usó correcciones por gas y por viscosidad. Con ayuda de los datos de Tabla 15 se obtuvo los siguientes resultados:

Tabla XVI. Resultados del Diseño de la Bomba BES.

RESULTADOS DE DISEÑO DE BES		
Distribuidor de Bomba		GE Oil & Gas Company
Modelo de Bomba		TD-850
Número de Etapas		265
Rango de Flujo	Mínimo	550 [BPD]
	Máximo	1020 [BPD]
Distribuidor de Motor		GE Oil & Gas Company
Modelo de Motor		Serie Estándar 500
Parámetros de Motor		260 [hp], 2250 [V], 67 [A]

Fuente: Elaborado por los Autores (*Wellflo*).

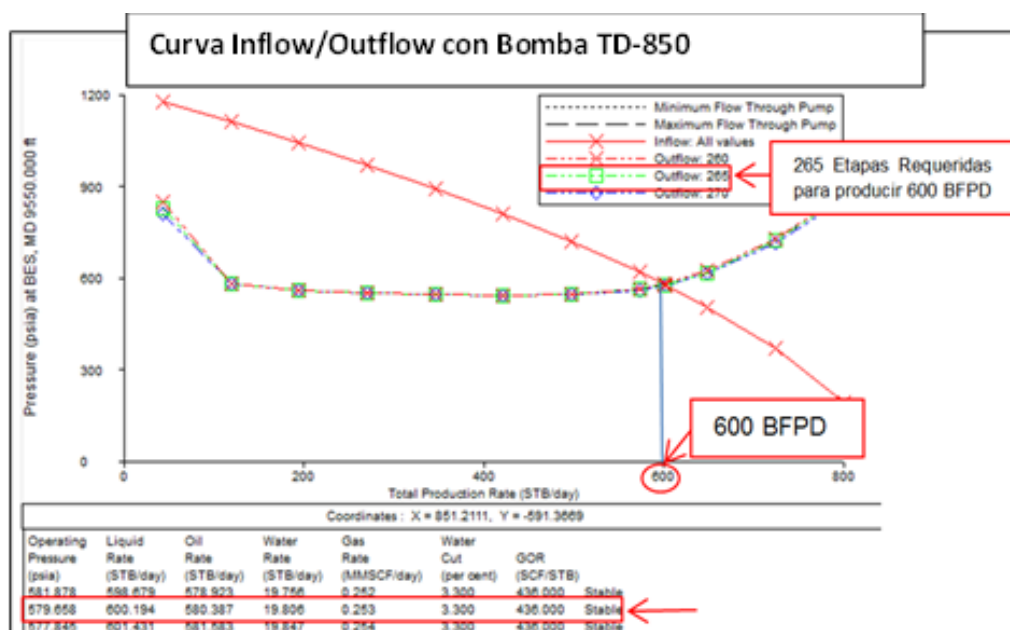
Luego se calculó diferentes parámetros finales de operación de la bomba TD-850, como son los siguientes:

Tabla XVII. Parámetros Finales de Operación de la Bomba Seleccionada TD-850 para el Pozo FICT-01.

PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE LA BOMBA		
Presión de Intake	579.66 [psia]	
Temperatura de Intake	222.94 [°F]	
Tasa de Flujo	Fluido	600.19 [BPD]
	Petróleo	580.38 [BPD]
	Gas	253.00 [Mscf/d]
	Agua	19.81 [BPD]
Corriente	13.29 [A]	
Potencia	57.61 [hp]	
Velocidad del Fluido	0.856 [ft/seg]	

Fuente: Elaborado por los Autores (*Wellflo*).

Entonces luego de diseñar la BES, también se pudo realizar una Gráfica del Inflow-Outflow del Pozo FICT-01:



Gráfica 13. Curva Inflow-Outflow del Pozo FICT-01 con Bomba BES TD-850.

Fuente: Elaborado por los Autores (*Wellflo*).

Se puede notar fácilmente que el punto de intersección entre el inflow y el outflow (punto de operación) del pozo, coincide con una bomba TD-850⁸ de **265 etapas** con una producción de **600 BFPD**.

4.3. Selección del SLA Óptimo para el Pozo FICT-01

Luego de realizar el diseño completo de los dos SLA por medio de software para el Pozo FICT-01 se obtuvo los siguientes resultados en lo referente a la producción esperada de fluido:

⁸ Revisar **Anexo 5:** Curva de Comportamiento y Producción Final de la BES: TD-850.

Tabla XVIII. Resultados de Producción esperada con cada SLA.

SLA	PRODUCCIÓN ESPERADA [BPD]		
	Fluido	Petróleo	Agua
BH tipo Jet	300	290.1	9.9
BES	600	580.2	19.8

Fuente: Elaborado por los Autores (*Syal y Wellflo*).

Entonces ya que en este proyecto se requiere Optimizar la Producción del Pozo FICT0-01, en base a los resultados obtenidos y presentados en la **Tabla XVIII**, se **seleccionó** al Sistema de Levantamiento Artificial por **Bombeo Electrosumergible** como el **MÁS ÓPTIMO** ya que con éste se conseguirá una MAYOR PRODUCCIÓN.

Para poder instalar la BES seleccionada se necesita que el Pozo entre a Reacondicionamiento (WORKOVER 'WO'), en este caso sería el tercero (WO#3) realizado al Pozo FICT-01 desde que se puso en producción.

A continuación se detallan:

- Presupuesto estimado del WO#3 completo para instalar la BES seleccionada en el Pozo FICT-01.
- Procedimiento de operación guía del WO completo para el Pozo FICT-01.

4.3.1. Presupuesto estimado del Reacondicionamiento

A continuación se presentan los costos estimados para las diferentes actividades a realizar y materiales a usar dentro del WO#3 del Pozo FICT-01, basado en precios promedios de varias empresas de servicios:

Tabla XIX. Costos Estimados del WO # 3 del Pozo FICT-01.

COSTOS ESTIMADOS WO#3			
POSIBLE COMPAÑÍA	SERVICIO	MATERIAL	INVERSIÓN [USD]
CCDC	Movimiento de la Torre		7,500.00
	Trabajo de la Torre (7 días)		60,000.00
BAKER HUGHES		Químicos de Control Especial	55,000.00
WTF/SERTECPET	BHA de Limpieza		12,000.00
MISSION PETROLEUM		Modificación / Mantenimiento de Cabezal	15,000.00
BAKER/SLB/GE	Instalación	Equipo BES	400,000.00
B&S	SPOOLER + Inst. de Protectores	Protectores	5,000.00
Subtotal			554,500.00
Contingencias (+/-15%)			83,175.00
TOTAL			637,675.00

Fuente: Elaborado por los Autores.

4.3.2. Procedimiento de Operación del Reacondicionamiento

A continuación se detalla un procedimiento guía para el WO#3 del Pozo FICT-01:

1. Mover torre de reacondicionamiento a la locación del pozo.
2. Controlar el pozo con fluido especial de 8.3 LPG y máxima turbidez de 5 NTU circulando a través de 3 ½" cavidad a 9387'.
3. Desarmar cabezal. Instalar BOP, probar. Desasentar packer 'Hydrow' a 9512'. Sacar completación anterior de bombeo hidráulico (Pistón) en 3 ½" tubería quebrando tubo a tubo hasta superficie. Chequear posible hueco en tubería sobre la cavidad, reportar.
4. Armar y bajar BHA de limpieza para liner de 7" en 3 ½" tubería clase "A" subiendo tubo a tubo, midiendo, calibrando y probando hasta 9740' (No topar 7" CIBP a 9750'), circular con fluido especial. Sacar BHA en paradas hasta superficie.
5. Armar equipo BES de acuerdo al diseño, bajar en 3 ½" tubería midiendo longitud, calibrando, probando y midiendo continuidad eléctrica del cable cada 2000' hasta la profundidad de diseño. Nota: Colocar los protectores del cable.
6. Instalar conector bajo el hanguer. Desarmar BOP. Armar cabezal eléctrico, probar. Instalar conector en superficie.

7. Encender equipo BES y realizar prueba de producción de Arena "Ti" por 8 horas.
8. Finalizar operaciones.

CAPÍTULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

1. Se realizó un Análisis PVT a los fluidos contenidos en la Arena 'Ti', obteniendo diferentes gráficas tales como: Factor Volumétrico del Petróleo, Gas y Agua así como también la Solubilidad del Gas respecto versus la Presión, a diferentes Temperaturas.
2. Realizar el análisis nodal al Pozo FICT-01 permitió obtener el índice de productividad y la producción máxima actual del pozo después de años de producción continua (**IP=1.223 BFPD/psia y AOF=849.456 [BFPD]**), y con éste resultado se propuso nuevas alternativas de sistemas producción de Hidrocarburos.
3. Con ayuda de los resultados del análisis PVT realizado, se calculó el porcentaje de gas libre respecto al volumen total de fluidos en la entrada

de las bombas Hidráulica y Electrosumergible (Intake), siendo éstos valores de **35%** y **26%**, respectivamente.

4. Se diseñó el SLA por bombeo hidráulico con bomba tipo Jet Claw® en fondo y unidad MTU en superficie, utilizando el Software SYAL de la empresa de servicios petroleros Sertecpet, la cual resultó levantar **300 [BFPD]** con la geometría de bomba '**10I**'.
5. Se diseñó el SLA por Bombeo Electrosumergible empleando el Software WellFlo de la empresa de servicios petroleros Weatherford, éste SLA resultó levantar **600 [BFPD]** con la bomba modelo **TD-850** y un motor eléctrico trifásico **serie 500** estándar de **260 [HP]**,
6. Se seleccionó el SLA por bombeo electrosumergible (**BES**) como el más Óptimo para el pozo FICT-01, debido a la producción mayor de fluidos, aproximadamente **300 [BFPD]** más que lo producido por el bombeo tipo Jet.
7. Para Instalar la BES seleccionada en este proyecto, es necesario efectuar un reacondicionamiento al Pozo FICT-01 (WO#3), el mismo que requerirá de una inversión aproximada de **637,675.00 USD** y de un tiempo estimado de trabajo de **7 días**.

5.2. RECOMENDACIONES

1. Realizar análisis PVT a los pozos del campo FICT con el fin de actualizar los datos existentes y tener mejor información para el diseño de los equipos, debido que los datos son muy antiguos.
2. Durante el reacondicionamiento del Pozo FICT-01, se recomienda antes de bajar la BES, acondicionar el TOL (profundidad del colgador del liner) con
3. En las operaciones de bombeo Electrosumergible, se recomienda tener mucha cautela en las etapas de instalación y operación, con el objetivo de prevenir y evitar fallas del sistema aumentando el rendimiento y Confiabilidad del Equipo.
4. Al momento del ensamblaje, instalación y bajada de la BES, es recomendable colocar Bandas en reemplazo de los protectores del cable Cannon y Mid Joint en la sección del tubing que quedará en el interior del Liner de 7", debido a que al bajar la completación, los protectores pueden engancharse en el colgador del liner y esto puede provocar que el cable de poder o el capilar sufra algún daño.

5. Se recomienda una supervisión frecuente al funcionamiento del equipo BES, para de esta manera actuar de inmediatamente ante alguna falla y evitar así posibles daños al equipo.

6. Se recomienda optimizar la producción de más pozos del campo FICT, debido al aumento de producción obtenido en el campo FICT-01.

6.

7.

BIBLIOGRAFÍA

1. Alvarado , D., & Banzér, C. (2002). *Recuperación Térmica de Petróleo*. Caracas: Dr. Adafel Rincón Mora.
2. Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragan, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Quito: Editores Científicos.
3. Bradley, H. B. (s.f.). *Petroleum Engineer Handbook*. 1992: SPE.
4. Castillo, V. (2009). *Bombeo Hidráulico Jet*. Maracaibo, Venezuela.
5. Cortes, J. G., & Lavayen, D. R. (Enero de 2013). *Estudios de los resultados del cambio de sistema de levantamiento hidráulico a electrosumergible en el Campo Sacha y Definición de riterios para la selección de pozos*. Quito: Cortes, Jorge Guerrón; Lavayen, Danny Robalino.
6. Departamento de Geociencias, Sacha. (2001). *Estratigrafía Campo Sacha*. Quito: Departamento de Geociencias, Sacha. Recuperado el 23 de 02 de 2016, de <http://www.she.gob.ec/biblioteca/>
7. Ing Luis Fernando, E. R. (2006). Relación de Tobera-Garganta. En *Manual de Bombeo Hidráulico* (págs. 38-42).
8. Jaillard, E. (1997). *Síntesis estratigráfica* . Quito: Orstom.

9. Maggiolo, R. (2008). *Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal*. Lima: Workshop International.
10. Manrique, V. A. (2010). *Enhanced Oil Recovery: Field Planning and Development Strategies*. Amsterdam: Elsevier.
11. Ortiz, C. (2009). *Diseño de Completaciones Duales para un Sistema de Bombeo Hidráulico; Tesis de Ingeniería. Dept. Ing. Ciencias de la Tierra, Univ. Escuela Superior Politécnica del Litoral*. Gayaquil, Ecuador: Ortiz, Carlos.
12. Palomino, J. F. (2014). *Estudio de Recuperación de crudos pesados en el Campo Pungarayacu mediante inyección de vapor de agua utilizando tecnología actual*. Quito: UTE.
13. Pérez, J. C. (2013). *Alternativas en el Bombeo Hidráulico tipo Jet para Optimizar la Producción de Hidrocarburos. Tesis de Ingeniería. Dept. Ing. Univ. Nacional Autónoma de México*. México D.F.
14. Reservorios, D. d. (2012). *Mecanismos de Producción del Campo Sacha*. Quito: ORNCEM.
15. Satter, A. I. (2008). *Practical Enhanced Reservoir Engineering: Assisted with Simulation Software*. PennWell.
16. Schlumberger. (2016). *Services and Products*. Schlumberger. Recuperado el 29 de 08 de 2016, de http://www.slb.com/services/production/artificial_lift/submersible.aspx

17. Sertecpet. (01 de 01 de 2016). *Softwares SYAL & RTM: SYAL*. Recuperado el 21 de 08 de 2016, de <http://www.sertecpet.net/syal-rtm/#1457666390963-b08c335c-6a1a>
18. Vaca Guevara, L. (2012). *Análisis Técnico Económico para el cambio de Sistema de Levantamiento Artificial de Bombeo Hidráulico a Bombeo Electrosumergible en pozos con alto Potencial en el Área Sacha para Incrementar la Producción. Tesis de Ingeniería. Ing. en Geo. y Petró. EPN. Quito.*
19. Weatherford. (01 de 01 de 2008). *WellFlo™ Software de Ingeniería Petrolera*. Recuperado el 20 de 08 de 2016, de http://www.academia.edu/15785371/WellFlo_Software_de_Ingenier%C3%ADa_Petrolera

8.

9.

ANEXOS

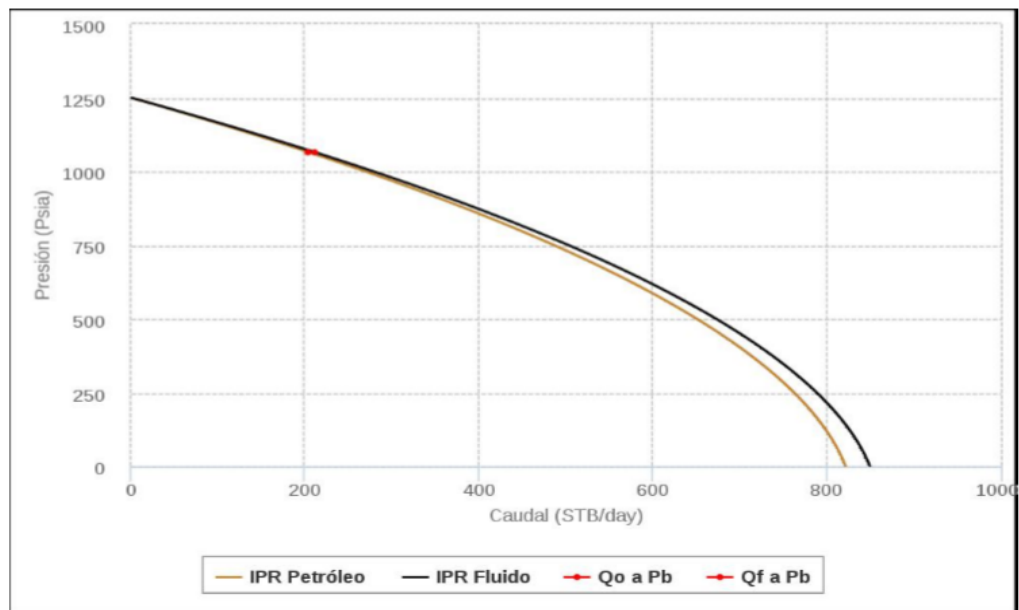
ANEXO I. Reporte de IPR.

MODELO IPR: VOGEL

DATOS DEL POZO		
Formación:	Arena 'inferior'	
Fluido:	Petróleo y agua	
Correlación PVT:	Al-Marhoun	
DATOS DEL RESERVORIO		
Presión:	1371.570	Psia
Temperatura:	223.000	°F
Gravedad API:	28.500	°API
Gravedad específica del agua:	1.001	adim
Gravedad específica del gas:	1.252	adim
RGP en solución:	436.000	scf/STB
Presión de burbuja:	1064.554	Psia
FLUIDO Y RESERVORIO		
Presión de Reservorio:	1250.000	Psia
Presión de fondo fluyente (Pwf):	955.000	Psia
Caudal del fluido de prueba (Qf):	323.000	STB/day
Caudal de prueba a nivel del reservorio:	No	
Corte de agua / BSW:	3.300	%
Profundidad MD del reservorio:	9672.000	ft

RESULTADOS IPR		
Presión de reservorio:	1250.000	Psia
Índice de productividad del fluido:	1.223	STB/day/psia
Caudal máximo del fluido:	849.456	STB/day
Índice de productividad del petróleo:	1.183	STB/day/psia
Caudal máximo del petróleo:	821.424	STB/day

ANÁLISIS DE DATOS		
Presión de fondo fluyente:	753.644	Psia
Caudal de fluido:	500.000	STB/day
Caudal de petróleo:	483.500	STB/day
Caudal de agua:	16.500	STB/day



Fuente: Elaborado por los Autores.

Anexo II. Reporte de Completación Hidráulica de Fondo

DATOS DEL POZO							
Tipo de pozo:	Vertical	Punto de referencia:	Cabezal				
Elevación sobre el nivel del suelo:	0.000 ft	Elevación del punto de referencia:	0.000 ft				
Elevación del suelo:	0.000 ft	Nivel promedio del mar:					
#	Revestimiento	OD (in)	ID (in)	Grado (Adim)	Peso (lb/ft)	Tope, MD (ft)	Base, MD (ft)
1	CASING	20.000	19.124	H-40	94.000	0.000	420.000
2	CASING	13.375	12.415	110 SS, TRC 110	68.000	0.000	4520.000
3	CASING	9.625	8.681	110 SS, TRC 110	47.000	0.000	7711.000
4	CASING	7.000	6.276		0.000	7678.000	10032.000
#	Ensamblaje de fondo			OD (in)	ID (in)	Longitud (ft)	Base, MD (ft)
1	3 1/2" EUE Tubing N-80 9.3 lbs/pie			3.500	2.992	9400.000	9400.000
2	3 1/2" Camisa			3.500	2.810	3.000	9403.000
3	3 1/2" EUE Tubing N-80 9.3 lbs/pie			3.500	2.992	30.000	9433.000
4	3 1/2" No-Go			3.500	2.810	1.000	9434.000
5	3 1/2" EUE Tubing N-80 9.3 lbs/pie			3.500	2.992	60.000	9494.000
6	3 1/2" Unión On-Off			3.500	2.810	5.000	9499.000
7	3 1/2" EUE Tubing N-80 9.3 lbs/pie			3.500	2.992	60.000	9559.000
8	7" x 3 1/2" Packer "Hydrow"			7.000	2.992	7.000	9566.000
9	3 1/2" EUE Tubing N-80 9.3 lbs/pie			3.500	2.992	60.000	9626.000
10	3 1/2" Pata de Mula			2.875	2.323	4.000	9630.000
Intervalos de disparo							
#	MD inicial (ft)	MD final (ft)	Espesor (ft)	Punto medio de disparo, MD (ft)	Descripcion		
1	9650.000	9670.000	20.000	9660.000	Zona 1		
2	9684.000	9694.000	10.000	9689.000	Zona 2		
3	9882.000	9898.000	16.000	9890.000	Zona cerrada		
#	Accesorios			Profundidad, MD (ft)	Profundidad, TVD (ft)		
1	Guide shoe			10048.000	10049.000		
2	Float collar			10004.000	10004.000		
3	Casing irretrievable bridge plug (CIBP)			9752.000	9752.000		
4	Guide shoe			420.000	420.000		
5	Guide shoe			4520.000	4520.000		
6	Guide shoe			7712.000	7712.000		
7	Liner hanger			7709.000	7709.000		

Fuente: Elaborado por los Autores.

Anexo III. Completación Hidráulica de Fondo



Fuente: Elaborado por los Autores.

Anexo IV. Diseño y Selección de Bomba Jet Claw®

DATOS DEL POZO	
Formación:	Arena 'T inferior'
Fluido:	Petróleo y agua
Correlación PVT:	Al-Marhoun
Viscosidad del petróleo:	Kartoatmodjo
Viscosidad del agua:	Van Wingen
Viscosidad del gas:	Carr
Flujo monofásico:	Moody
Flujo multifásico:	Beggs and Brill

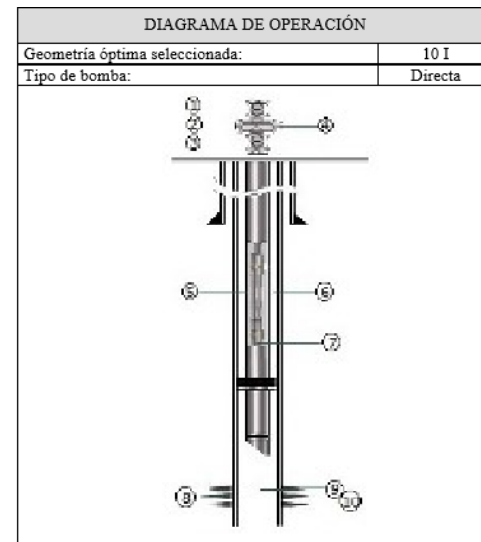
DATOS DEL RESERVORIO		
Presión:	1371.570	Psia
Temperatura:	223.000	°F
Gravedad API:	28.500	°API
Gravedad específica del agua:	1.001	adim
Gravedad específica del gas:	1.252	adim
RGP en solución:	436.000	scf/STB

PARÁMETROS DEL FLUIDO MOTRIZ		
Sistema de bombeo hidráulico:	MTU	
Modo de cálculo:	Presión de inyección fija	
Presión de inyección:	3500.000	Psia
Temperatura de inyección:	110.000	°F
Caudal de inyección:	1752.604	STB/day
BSW de inyección:	95.000	%
Salinidad:	1500.000	ppm
Gravedad específica del agua:	1.001	adim
API del fluido de inyección:	28.500	°API

PARÁMETROS MECÁNICOS POZO		
Tipo de bomba jet:	Directa	
Profundidad de la bomba, MD: (5)	9403.000	ft
Profundidad del reservorio, MD: (8)	9672.000	ft
Profundidad del sensor, MD:	0.000	ft

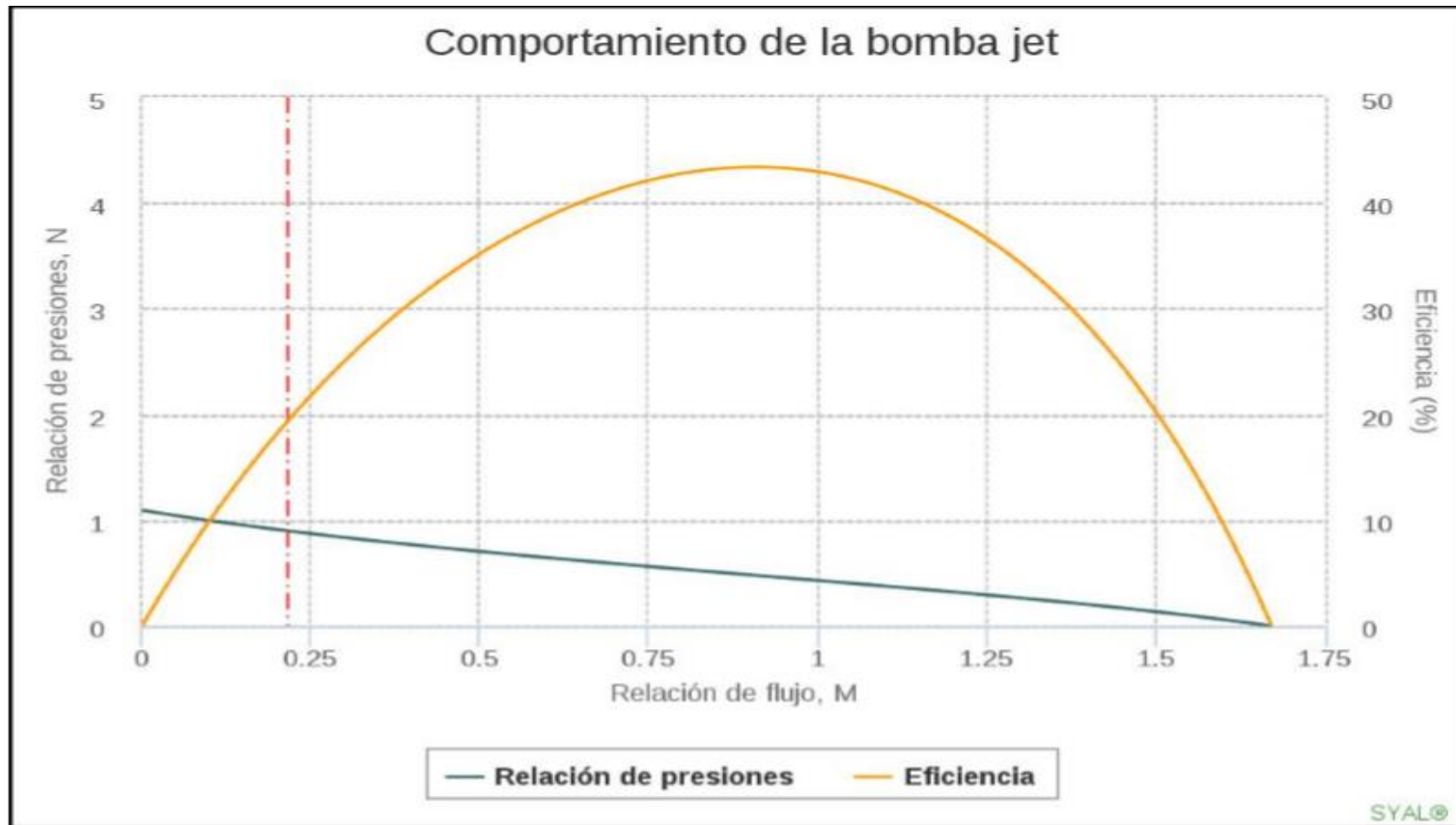
PARÁMETROS PRODUCCIÓN		
Caudal de diseño:	300.000	STB/day
Presión de cabeza: (4)	70.000	Psia
Presión de fondo fluyente:	880.710	Psia

BOMBA DE SUPERFICIE		
Eficiencia de la bomba de superficie:	80.000	%



Fuente: Elaborado por los Autores.

Anexo V. Curva de Comportamiento de la Bomba

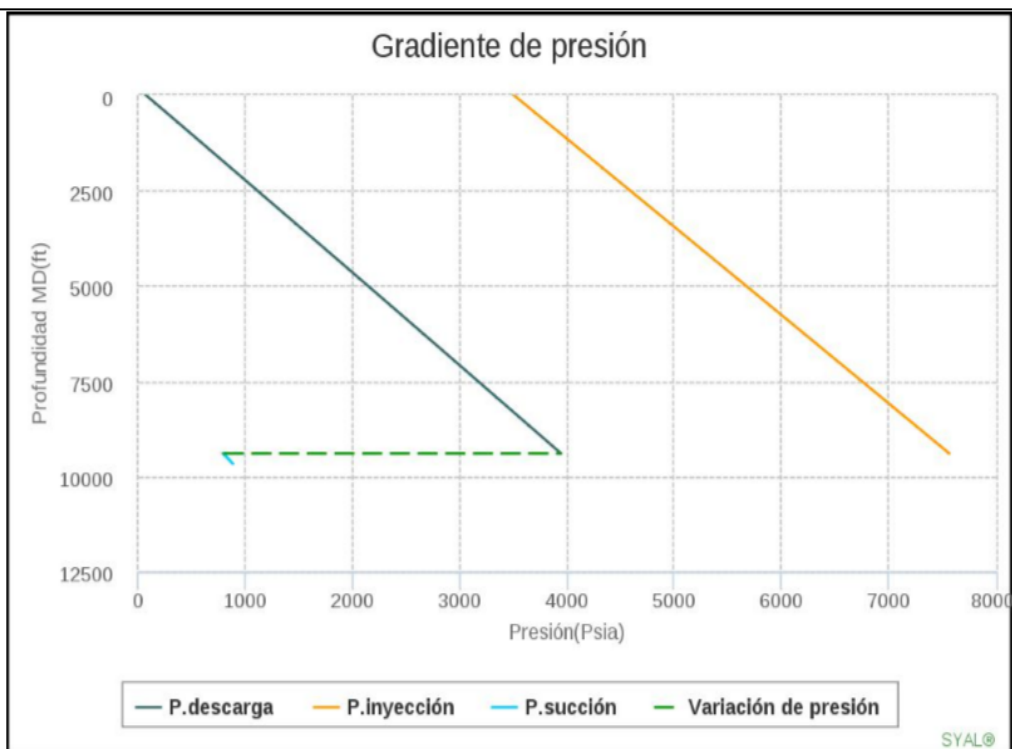


Fuente: Elaborado por los Autores.

Anexo VI. Gradiente de Presión

Profundidad MD (ft)	Presión de descarga (Psia)	Presión de inyección (Psia)
0.000	70.000	3500.000
482.205	271.196	3708.948
1205.513	571.187	4022.300
1687.718	771.014	4231.142
2411.026	1070.396	4544.291
3134.333	1369.330	4857.281
3375.436	1468.872	4961.571
3616.538	1568.362	5065.840
4098.744	1767.182	5274.312
4580.949	1965.786	5482.689
4822.051	2065.006	5586.842
5063.154	2164.171	5690.968
5786.462	2461.328	6003.191
6027.564	2560.267	6107.210
7233.077	3054.101	6626.881
7474.179	3152.694	6730.726
8438.590	3546.897	7145.802
8920.795	3743.711	7353.153
9403.000	3940.289	7560.364

Profundidad MD (ft)	Presión de producción (Psia)
9403.000	793.918
9432.889	803.609
9462.778	813.288
9492.667	822.955
9522.556	832.610
9552.444	842.254
9582.333	851.886
9612.222	861.506
9672.000	880.710

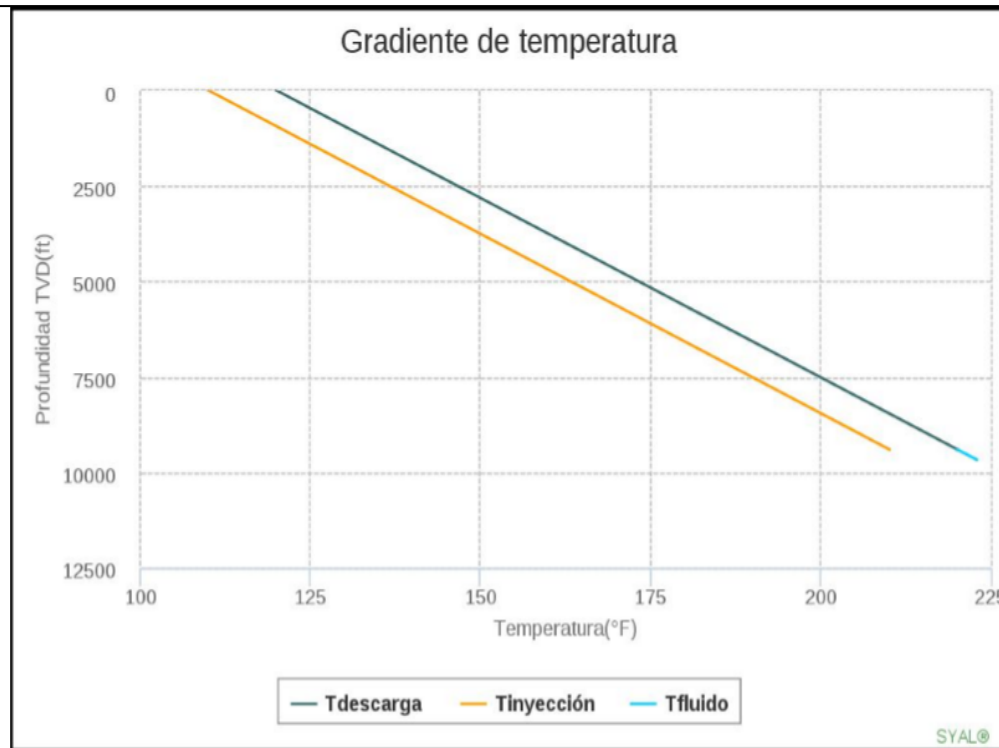


Fuente: Elaborado por los Autores.

Anexo VII. Gradiente de Temperatura

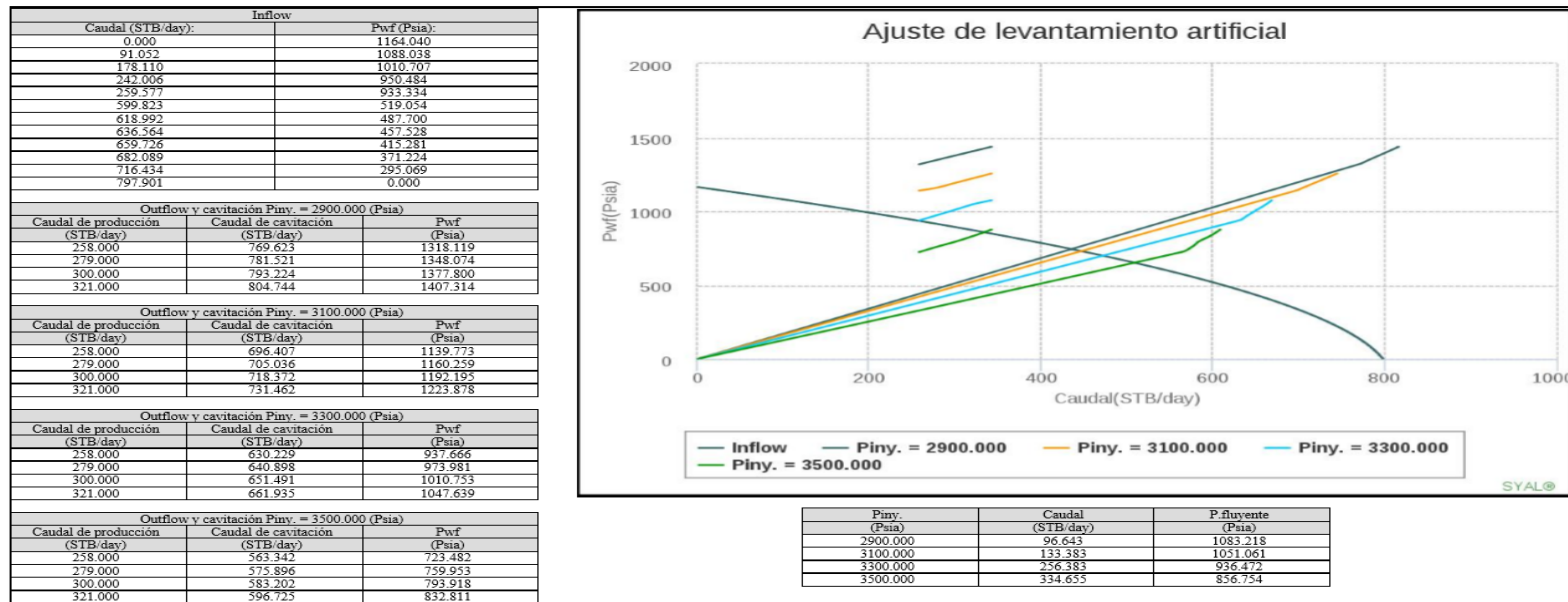
Profundidad TVD (ft)	Temperatura de descarga (°F)	Temperatura de inyección (°F)
0.000	120.000	110.000
241.103	122.567	112.567
964.410	130.267	120.267
1446.615	135.401	125.401
1687.718	137.967	127.967
1928.821	140.534	130.534
2169.923	143.101	133.101
2893.231	150.801	140.801
3375.436	155.935	145.935
3616.538	158.502	148.502
3857.641	161.068	151.068
4580.949	168.769	158.769
5786.462	181.603	171.603
6027.564	184.169	174.169
6268.667	186.736	176.736
7474.179	199.570	189.570
7715.282	202.137	192.137
8197.487	207.270	197.270
8679.692	212.404	202.404
9403.000	220.104	210.104

Profundidad TVD (ft)	Temperatura de producción (°F)
9403.000	220.104
9432.889	220.422
9462.778	220.741
9492.667	221.059
9522.556	221.377
9552.444	221.695
9582.333	222.013
9612.222	222.332
9672.000	222.968



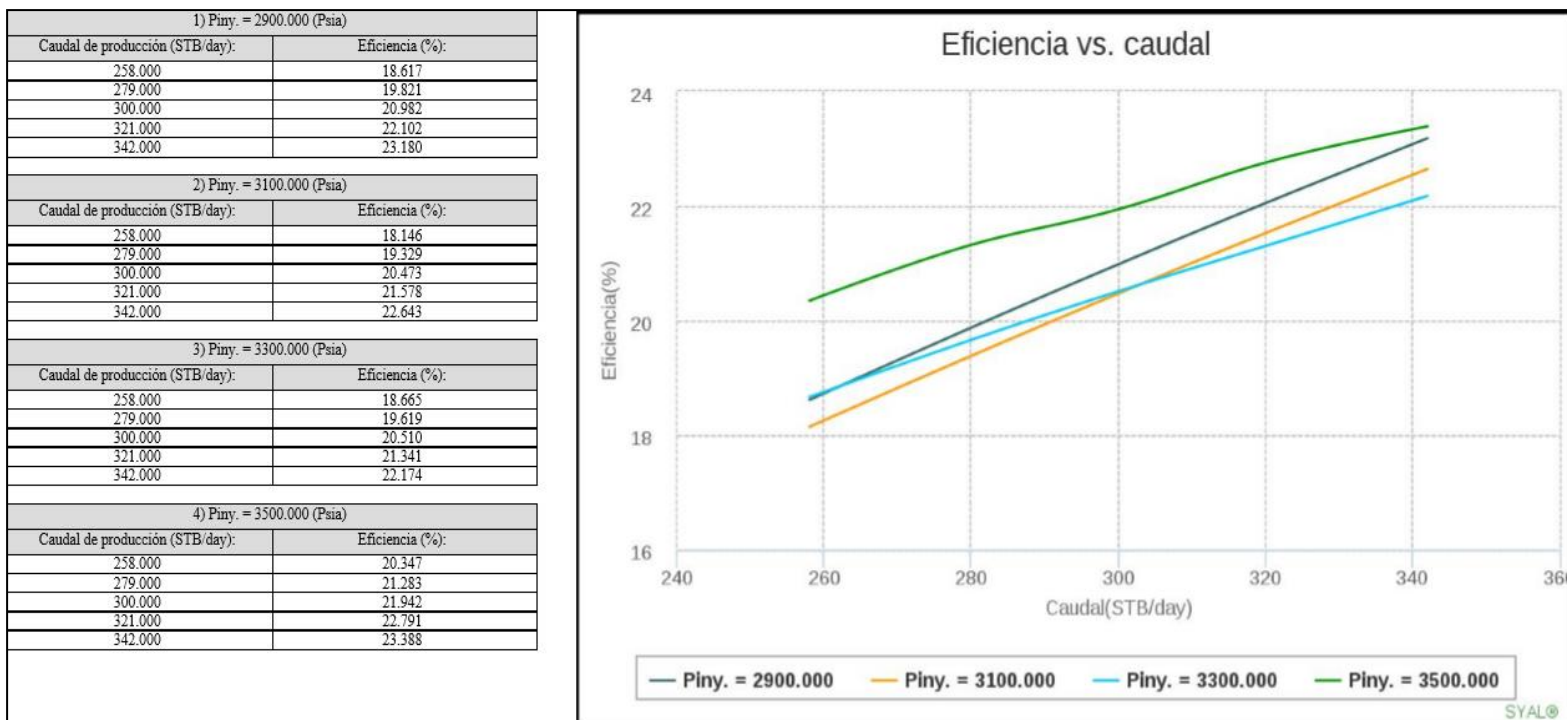
Fuente: Elaborado por los Autores.

Anexo VIII. Ajuste del Levantamiento Artificial



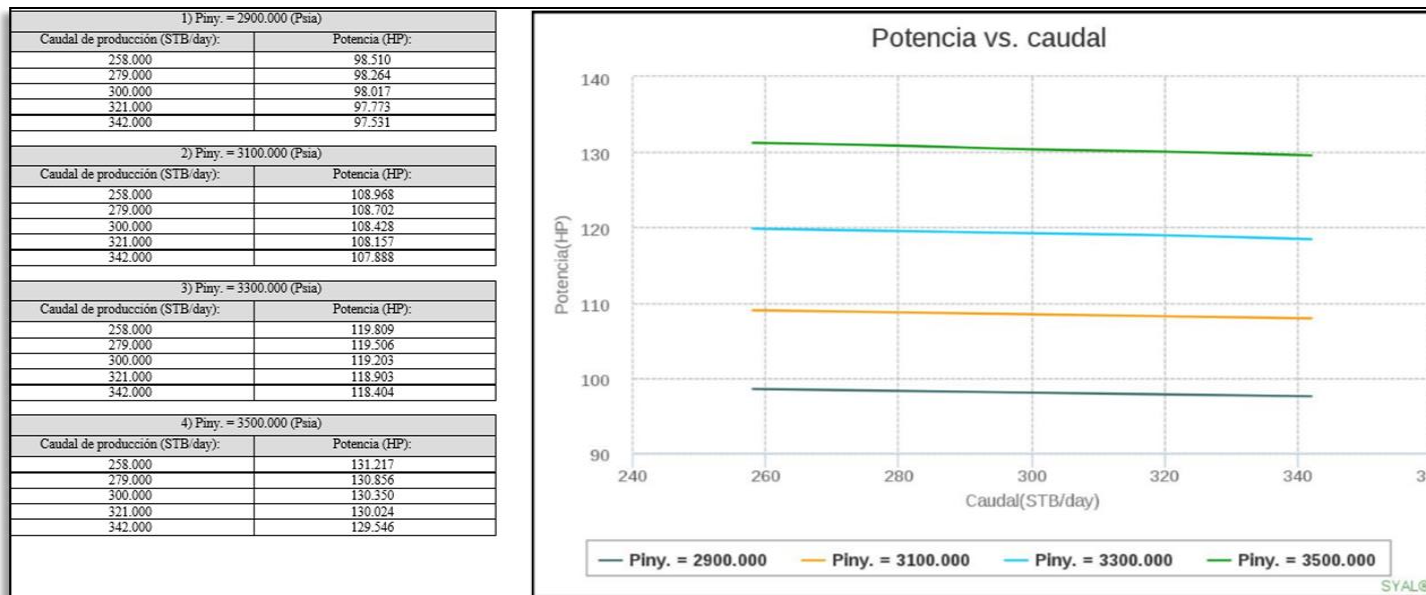
Fuente: Elaborado por los Autores.

Anexo IX. Eficiencia del Sistema con Respecto al Caudal.



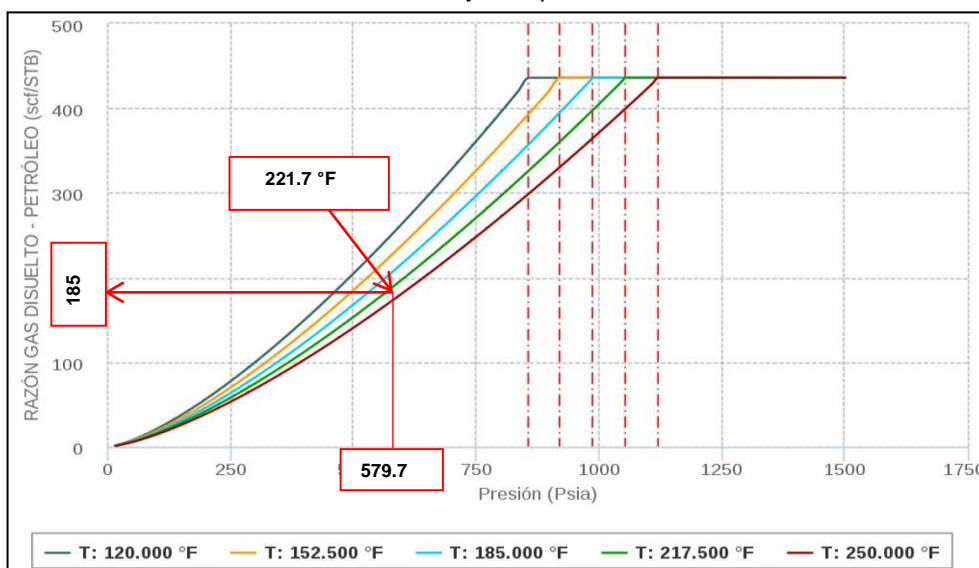
Fuente: Elaborado por los Autores.

Anexo X. Potencia de la Bomba con Respecto al Caudal.



Fuente: Elaborado por los Autores.

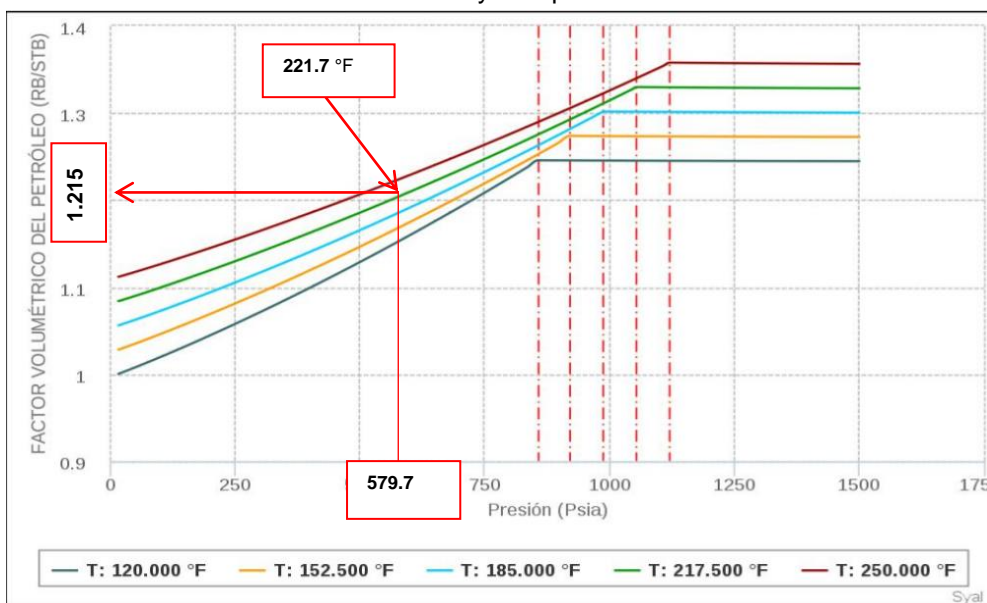
Anexo XI. Rs a la Presión y Temperatura de Intake de la BES



El valor de Rs es 185 [scf/STB]

Fuente: Elaborado por los Autores.

Anexo XII. Bo a la Presión y Temperatura de Intake de la BES



El valor de Bo es 1.21 [rb/STB]

Fuente: Elaborado por los Autores.

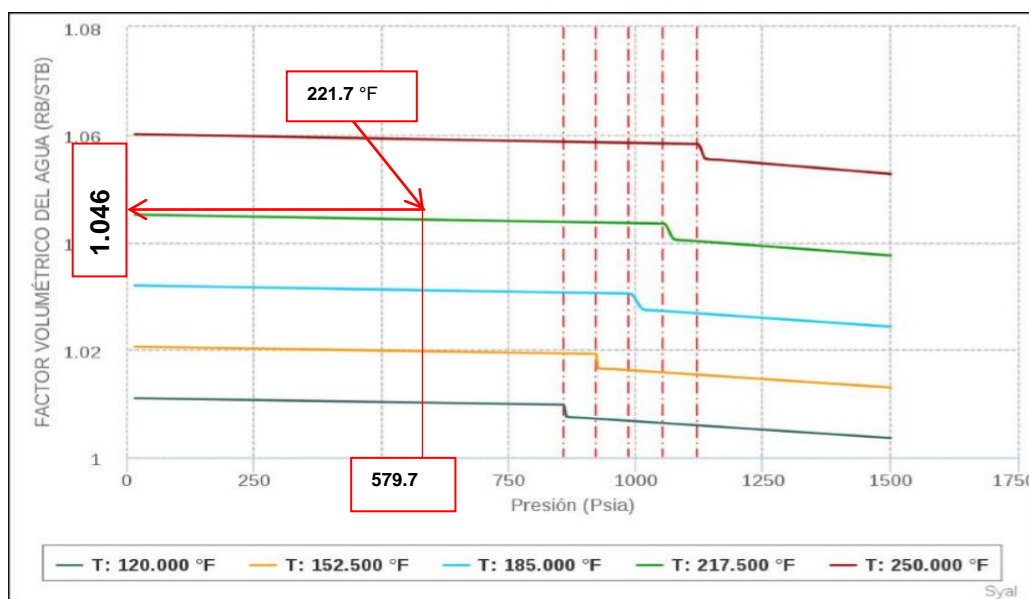
Anexo XIII. Bg a la Presión y Temperatura de Intake de la BES



El valor de Bg es 0.01 [ft³/scf]

Fuente: Elaborado por los Autores

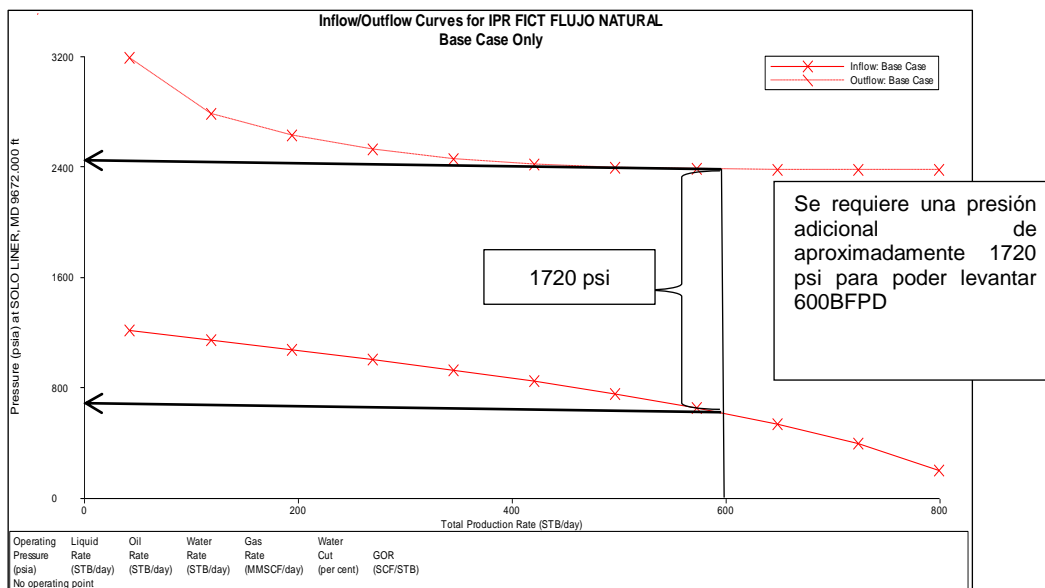
Anexo XIV. Bw a la Presión y Temperatura de Intake de la BES



El valor de Bw es 1.046 [rb/STB]

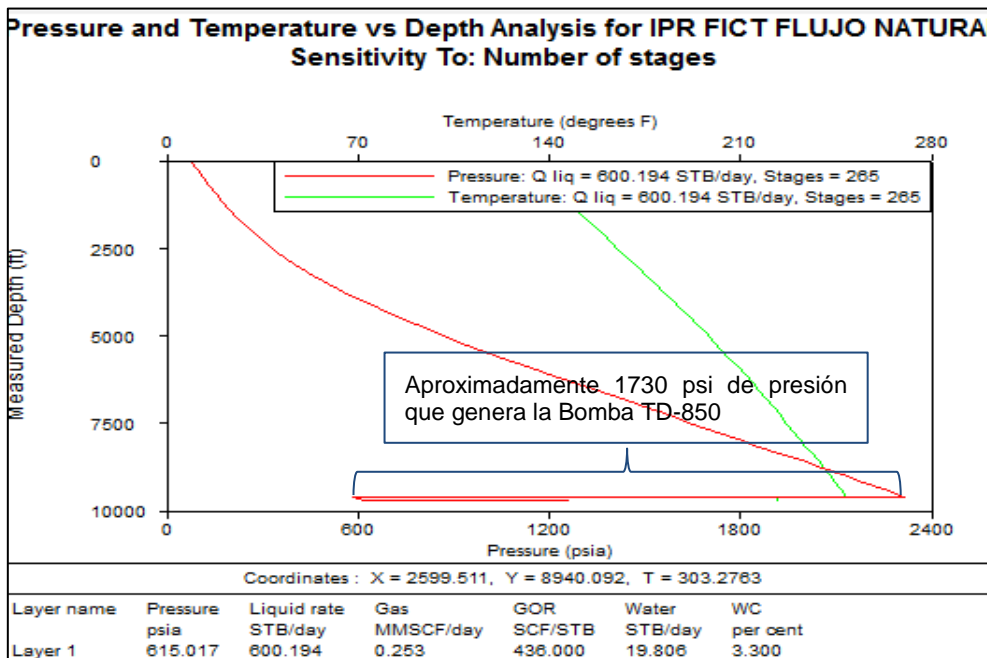
Fuente: Elaborado por los Autores

Anexo XV. Curva INFLOW/OUTFLOW para flujo natural



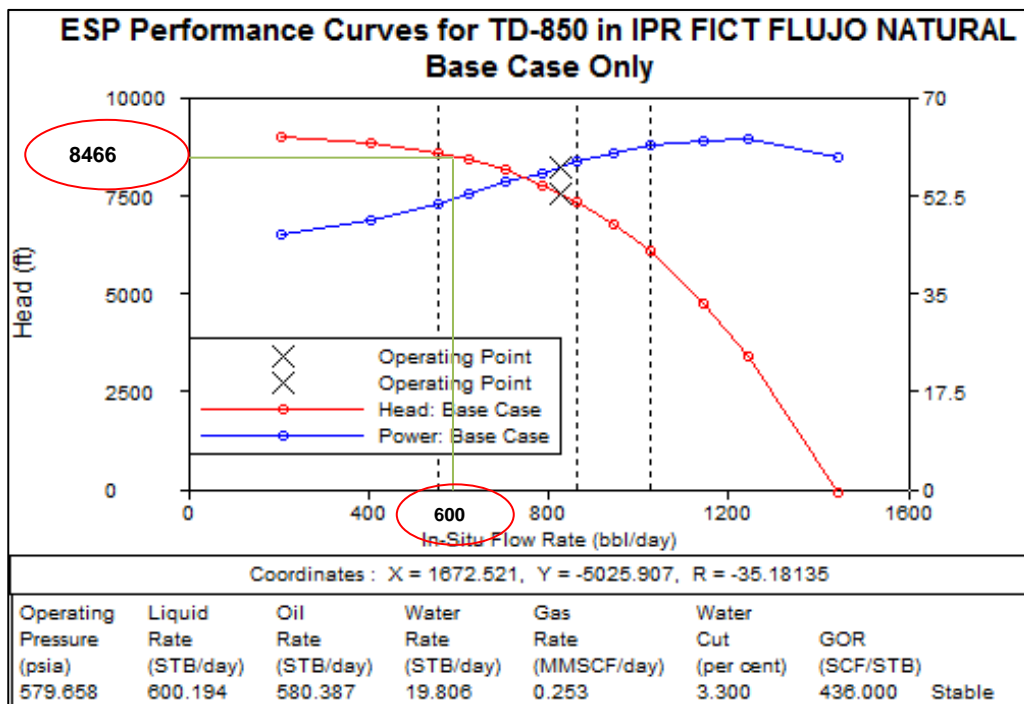
Fuente: Elaborado por los Autores.

Anexo XVI. Curva del Comportamiento de Presión y Temperatura respecto a la Profundidad cuando se emplea la Bomba TD-850



Fuente: Elaborado por los Autores.

Anexo XVII. Curva del Comportamiento de la Bomba TD-850



Fuente: Elaborado por los Autores.