

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL DEL CAMPO TIPUTINI, PARA LA OPTIMIZACIÓN DE
LA PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE ENERGÍA**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEOS**

OPCIÓN: TRABAJO TÉCNICO-EXPERIMENTAL

OSWALDO RAMIRO ORDOÑEZ CALERO

ramiro.ordo_ez@outlook.com

DIRECTOR: MSc. VINICIO RENÉ MELO GORDILLO

vinicio.melo@epn.edu.ec

Quito, marzo 2021

DECLARACIÓN

Yo, Oswaldo Ramiro Ordoñez Calero, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Oswaldo Ramiro Ordoñez Calero

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Oswaldo Ramiro Ordoñez Calero, bajo mi supervisión.

MSc. Vinicio René Melo Gordillo
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradezco a Dios, por darme fortaleza y sabiduría en los momentos más difíciles, de las diferentes etapas de mi vida; por bendecirme con la salud que es lo más importante y necesario para vivir.

A mi abuelita Carmen que partió de nuestro lado y a las personas cercanas que ya no están en este mundo, quienes con sus consejos supieron guiarnos por el camino del bien.

A mi padre Daniel Ordoñez por todo el apoyo que me ha brindado desde el día de mi nacimiento, por el esfuerzo que ha hecho para mantener a flote a toda la familia, por sus palabras y por su comprensión en cada instante.

A mi madre Juana Calero por quien llegue a este mundo, por sus cuidados y por el amor que ha sabido transmitirme, por enseñarme a ser fuerte, responsable y luchar a cada instante buscando el bienestar de todos sin importar su ideología.

A mi tía Irene Calero quien me ha brindado el amor de una segunda madre, sus consejos, su apoyo incondicional me han ayudado a sobrellevar de mejor manera las adversidades presentadas.

A mi tío Oswaldo, a mi tío Wilmer; que también me han apoyado en muchas circunstancias, quienes con su carisma hacen que el entorno se perciba de forma diferente.

A mis hermanos Christian y David, quienes me impulsaron a creer que todo es posible, y que gracias a ellos busque esforzarme con más ímpetu para cimentar el inicio de una nueva realidad.

A mi hija Isabel Daniela, quien se ha convertido en el eje principal de mi vida, ella me ha enseñado a ser más paciente y tolerante a pesar de su corta edad, a su madre Verónica una persona especial en mi vida que me brinda la comprensión necesaria para seguir adelante.

A todas y cada una de las personas que me han brindado su amistad y apoyo tanto dentro como fuera de la Universidad.

Al Departamento de Levantamiento Artificial de PETROAMAZONAS EP, hoy EP PETROECUADOR, pero especialmente a su coordinador, al Ingeniero Carlos Eduardo Ortiz; quién me guio y me facilito las herramientas necesarias para la realización del presente trabajo.

Al Ingeniero Vinicio Melo, director del presente trabajo de titulación por la confianza, por la predisposición y el asesoramiento para la culminación de este estudio.

A la Escuela Politécnica Nacional, especialmente a la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos; por haberme acogido en sus aulas, que junto a sus profesores y demás colaboradores me han permitido formar social y académicamente.

Oswaldo Ramiro Ordoñez Calero

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado:

Para mis padres Juana y Daniel, quienes me aconsejan, me alientan y me brindan su apoyo.

A su esfuerzo, constancia y unión.

Para mi hija Isabel Daniela, quién; con su ternura, su inocencia, y amor llena de felicidad todo nuestro entorno. Además, de ser la fuerza motriz, que me motiva a ser cada día mejor.

CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
CONTENIDO.....	VI
RESUMEN.....	XVI
PRESENTACIÓN.....	XVII
CAPÍTULO 1.....	1
MARCO TEÓRICO	1
1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL BLOQUE 43	1
1.1.1 UBICACIÓN	1
1.1.2 RESEÑA HISTÓRICA DEL BLOQUE 43.....	2
1.2 GENERALIDADES DEL CAMPO DE ESTUDIO.....	3
1.2.1 GEOLOGÍA DEL BLOQUE 43.....	5
1.2.2 CAMPO TIPUTINI	8
1.2.2.1 Breve Historia del Campo Tiputini	8
1.2.2.2 Estratigrafía del Campo.....	8
1.2.2.3 Características de los Reservorios.....	9
1.3 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	10
1.3.1 INTRODUCCIÓN.....	10
1.3.2 SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)	10
1.3.2.1 Principio de Funcionamiento	11
1.3.3 COMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	11
1.3.3.1 Equipo de Subsuelo	13
1.3.3.2 Equipo de Superficie	15
1.3.3.3 Componentes Complementarios	16
1.3.3.4 Curvas de Rendimiento de las Bombas Electrosumergibles	18
1.3.4 APLICACIÓN DEL SISTEMA BES CONVENCIONAL CON SUS VENTAJAS Y DESVENTAJAS.....	20
1.3.5 BES CON TECNOLOGÍA POWER SAVE	21
1.3.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS EQUIPOS POWER SAVE	22
1.3.6.1 Ventajas.....	22
1.3.6.2 Desventajas	22
1.4 PARÁMETROS GENERALES.....	22
1.5 ANÁLISIS NODAL	25

1.6	FUNDAMENTOS GENERALES	28
1.6.1	LEY DE DARCY	28
1.6.2	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)	29
1.6.3	EFICIENCIA DE FLUJO (EF)	30
1.7	FACTORES DE FORMA QUE AFECTAN LA CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS IPR O DE AFLUENCIA	31
1.8	MÉTODOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS IPR O DE AFLUENCIA	32
1.9	FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS.....	50
1.10	CURVA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA (OUTFLOW)	55
1.11	PARÁMETROS ELÉCTRICOS BÁSICOS	56
CAPÍTULO 2.....		58
METODOLOGÍA Y SELECCIÓN DE LOS POZOS		58
2.1	METODOLOGÍA.....	58
2.1.1	SELECCIÓN DE LOS POZOS	58
2.1.2	APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL.....	59
2.1.3	ANÁLISIS OPERACIONAL DE LOS POZOS	60
2.1.4	ANÁLISIS TÉCNICO-ÉCONÓMICO	60
2.2	SELECCIÓN DE LOS POZOS	61
2.2.1	CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE E ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	62
2.2.2	DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE A UTILIZARSE	63
2.2.2.1	Secuencia ilustrativa sobre el empleo del software	64
2.2.2.2	Ejecución del Análisis Nodal mediante el Software	75
CAPÍTULO 3.....		78
ANÁLISIS OPERACIONAL Y OPTIMIZACIÓN DE LOS POZOS		78
3.1	ANÁLISIS DEL POZO TPT 1.....	78
3.1.1	SUMARIO DE OPERACIONES REALIZADAS EN EL POZO TPT 1	79
3.1.2	INFORMACIÓN ADICIONAL DEL POZO TPT 1.....	80
3.1.3	APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL CON SENSIBILIDADES AL POZO TPT 1	80
3.1.4	ANÁLISIS OPERACIONAL POZO TPT 1	82
3.2	ANÁLISIS DEL POZO TPT 2.....	84
3.2.1	SUMARIO DE OPERACIONES REALIZADAS EN EL POZO TPT 2	85
3.2.3	APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL CON SENSIBILIDADES AL POZO TPT 2.....	86

3.2.3 ANÁLISIS OPERACIONAL DEL POZO TPT 2	88
3.3 ANÁLISIS POZO TPT 3.....	90
3.3.1 SUMARIO DE OPERACIONES REALIZADAS EN EL POZO TPT 3	91
3.3.2 INFORMACIÓN ADICIONAL DEL POZO TPT 3.....	92
3.3.3 APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL CON SENSIBILIDADES AL POZO TPT 3.....	92
3.3.4 ANÁLISIS OPERACIONAL DEL POZO TPT 3	94
3.4 ANÁLISIS POZO TPT 4.....	96
3.4.1 SUMARIO DE OPERACIONES REALIZADAS EN EL POZO TPT 4	97
3.4.2 INFORMACIÓN ADICIONAL DEL POZO TPT 4.....	98
3.4.3 APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL CON SENSIBILIDADES AL POZO TPT 4.....	98
3.4.4 ANÁLISIS OPERACIONAL DEL POZO TPT 4	100
3.5 ANÁLISIS POZO TPT 5.....	102
3.5.1 SUMARIO DE OPERACIONES REALIZADAS EN EL POZO TPT 5	103
3.5.2 INFORMACIÓN ADICIONAL DEL POZO TPT 5.....	104
3.5.3 APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL CON SENSIBILIDADES AL POZO TPT 5.....	105
3.5.4 ANÁLISIS OPERACIONAL DEL POZO TPT 5	107
3.6 OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE ENERGÍA...	109
3.6.1 OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	109
3.6.2 CONSUMO DE ENERGÍA.....	110
CAPÍTULO 4.....	112
ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO.....	112
4.1 ANÁLISIS TÉCNICO	112
4.1.1 ANÁLISIS POZO POR POZO.....	112
4.1.2 ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE ENERGÍA	113
4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	114
4.2.1 INDICADORES FINANCIEROS	115
4.2.2 EGRESOS.....	116
4.2.3 INGRESOS	116
4.3 ESCENARIOS DE APLICACIÓN Y CONSIDERACIONES.....	116
4.4 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO	117
4.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS	120

CAPÍTULO 5.....	121
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	121
5.1 CONCLUSIONES.....	121
5.2 RECOMENDACIONES.....	122
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	123
GLOSARIO.....	127
ANEXOS.....	129

LISTA DE TABLAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Coordenadas (x, y) UTM de los vértices del Bloque 43	1
1.2	Pozos perforados por Petroamazonas EP en el Bloque 43	4
1.3	Componentes de un Sistema de Bombeo Electrosumergible	13
1.4	Ventajas y desventajas del sistema BES convencional	21
1.5	Rango de valores para el índice de productividad (J)	30
1.6	Constantes para Sukarno y Wisnogroho	43
1.7	Patrones de flujo para tubería vertical y horizontal	53
1.8	Correlaciones para flujo multifásico	55
2.1	Pozos seleccionados del Campo Tiputini Bloque 43	61
2.2	Parámetros generales del Campo Tiputini	61-62
2.3	Cálculo del gradiente de la mezcla	63
2.4	Cálculo de la presión de fondo fluyente e índice de productividad	63
3.1	Historial de producción mensual del pozo TPT 1	78
3.2	Principales operaciones realizadas en el pozo TPT 1	79
3.3	Información adicional del pozo TPT 1	80
3.4	Datos de una prueba de producción diaria del pozo TPT 1	80
3.5	Valores del análisis de sensibilidad de la frecuencia (TPT 1)	82
3.6	Valores del análisis de sensibilidad del corte de agua (TPT 1)	82
3.7	Comparación de datos reales vs Análisis Nodal del pozo TPT 1	83
3.8	Historial de producción mensual del pozo TPT 2	84
3.9	Principales operaciones realizadas en el pozo TPT 2	85
3.10	Información adicional del pozo TPT 2	86
3.11	Datos de una prueba de producción diaria del pozo TPT 2	86
3.12	Valores del análisis de sensibilidad de la frecuencia (TPT 2)	87
3.13	Valores del análisis de sensibilidad del corte de agua (TPT 2)	88
3.14	Comparación de datos reales vs Análisis Nodal del pozo TPT 2	89
3.15	Historial de producción mensual del pozo TPT 3	90
3.16	Principales operaciones realizadas en el pozo TPT 3	91-92
3.17	Información adicional del pozo TPT 3	92
3.18	Datos de una prueba de producción diaria del pozo TPT 3	92
3.19	Valores del análisis de sensibilidad de la frecuencia (TPT 3)	93
3.20	Valores del análisis de sensibilidad del corte de agua (TPT 3)	94
3.21	Comparación de datos reales vs Análisis Nodal del pozo TPT 3	95
3.22	Historial de producción mensual del pozo TPT 4	96
3.23	Principales operaciones realizadas en el pozo TPT 4	97-98
3.24	Información adicional del pozo TPT 4	98
3.25	Datos de una prueba de producción diaria del pozo TPT 4	98
3.26	Valores del análisis de sensibilidad de la frecuencia (TPT 4)	99
3.27	Valores del análisis de sensibilidad del corte de agua (TPT 4)	100
3.28	Comparación de datos reales vs Análisis Nodal del pozo TPT 4	101
3.29	Historial de producción mensual del pozo TPT 5	102
3.30	Principales operaciones realizadas en el pozo TPT 5	103-104
3.31	Información adicional del pozo TPT 5	104

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.32	Datos de una prueba de producción diaria del pozo TPT 5	105
3.33	Valores del análisis de sensibilidad de la frecuencia (TPT 5)	106
3.34	Valores del análisis de sensibilidad del corte de agua (TPT 5)	107
3.35	Comparación de datos reales vs Análisis Nodal del pozo TPT 5	107
3.36	Especificaciones de la bomba Power Save	109
3.37	Comparación de datos reales con los de Análisis Nodal	110
3.38	Cuadro referencial para el análisis del consumo de energía	111
4.1	Datos reales comparados con los estimados por optimización	114
4.2	Criterios de Interpretación del Valor Actual Neto (VAN)	116
4.3	Consideraciones para el análisis económico	117
4.4	Resultados escenario pesimista	118
4.5	Resultados escenario realista	118-119
4.6	Resultados escenario optimista	119
4.7	Resultados de los indicadores financieros	120

LISTA DE FIGURAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Mapa de ubicación del Bloque 43	2
1.2	Comportamiento de la producción del Bloque 43	5
1.3	Mapa de perfil sísmico del Bloque 43	6
1.4	Mapa estructural del ITT- Tope arenisca Napo M1	7
1.5	Equipos de subsuelo y superficie de un sistema BES	12
1.6	Curva de rendimiento de una bomba electrosumergible	19
1.7	Curva tipo tornado para una etapa bomba SN3600	20
1.8	Curvas generadas por Análisis Nodal	26
1.9	Ubicación de los nodos	27
1.10	Curva del índice de productividad	29
1.11	Factores de forma	31
1.12	Curva IPR - Gilbert comportamiento lineal	32
1.13	Curva IPR - Gilbert comportamiento no lineal	33
1.14	Curva IPR Vogel	34
1.15	Curvas IPR adimensionales - Standing	36
1.16	Resultado de una prueba de flujo tras flujo	37
1.17	Curva IPR por el método de Fetkovich	38
1.18	Análisis de una prueba de flujo - pozo de petróleo	39
1.19	Curva IPR de Klins & Majcher con efecto de la presión de burbuja	41
1.20	Curva IPR por el método de Sukarno y Wisnogroho comparado con otros	44
1.21	Curva IPR por el método de Elías, et al. comparado con otros.	45
1.22	Curva IPR compuesto (para el cálculo de la Pwf).	46
1.23	Curva IPR compuesto (para el cálculo del qt).	48
1.24	Esquema general de flujo	50
1.25	Patrones de flujo para tubería vertical	54
1.26	Patrones de flujo para tubería horizontal	54
1.27	Rangos de la curva de demanda	56
2.1	Proceso de la metodología	58
2.2	Creación de un nuevo proyecto en PIPESIM	64
2.3	Pestañas para el ingreso de datos	65
2.4	Pestaña para cargar los datos generales del pozo	65
2.5	Ingreso de los datos de la tubería (Casing-Tubing)	66
2.6	Ingreso de los datos del survey del pozo modelo	67
2.7	Selección del equipo de fondo del pozo modelo	67
2.8	Selección del sistema de levantamiento artificial	68
2.9	Selección del modelo de la bomba instalada	69
2.10	Ingreso de datos de una nueva ESP al catálogo	70
2.11	Datos de transferencia de calor del pozo modelo	70
2.12	Ingreso de datos de completación del pozo modelo	71
2.13	Selección del fluido del pozo modelo	72
2.14	Ingreso de las propiedades del pozo modelo	72
2.15	Ingreso de la viscosidad del fluido del pozo modelo	73

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.16	Ajuste de las propiedades del fluido del pozo	74
2.17	Pestaña para el ingreso de los datos del equipo de superficie	74
2.18	Selección para la aplicación de Análisis Nodal	75
2.19	Ingreso de la Pwh y botón de inicio de la simulación	76
2.20	Resultados del Análisis Nodal del pozo modelo	76
2.21	Opciones para el análisis de sensibilidades	77
3.1	Historial de producción mensual del pozo TPT 1	79
3.2	Resultados Análisis Nodal (Sensibilidad - Frecuencia)	81
3.3	Resultados Análisis Nodal (Sensibilidad - Corte de Agua)	82
3.4	Curva de rendimiento bomba WE1500 - 104 Etapas	83
3.5	Historial de producción mensual del pozo TPT 2	85
3.6	Resultados Análisis Nodal (Sensibilidad - Frecuencia)	87
3.7	Resultados Análisis Nodal (Sensibilidad - Corte de Agua)	88
3.8	Curva de rendimiento bomba SN3600 – 108 Etapas	89
3.9	Historial de producción mensual del pozo TPT 3	91
3.10	Resultados Análisis Nodal (Sensibilidad - Frecuencia)	93
3.11	Resultados Análisis Nodal (Sensibilidad - Corte de Agua)	94
3.12	Curva de rendimiento bomba SN3600 – 184 Etapas	95
3.13	Historial de producción mensual del pozo TPT 4	97
3.14	Resultados Análisis Nodal (Sensibilidad - Frecuencia)	99
3.15	Resultados Análisis Nodal (Sensibilidad - Corte de Agua)	100
3.16	Curva de rendimiento bomba TE2700 – 180 Etapas	101
3.17	Historial de producción mensual del pozo TPT 5	103
3.18	Resultados Análisis Nodal (Sensibilidad - Frecuencia)	105
3.19	Resultados Análisis Nodal (Sensibilidad - Corte de Agua)	106
3.20	Curva de rendimiento bomba NHV (790-1000) H - 186 etapas	108

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
A	Área	L^2
Bls, bbl	Barriles	L^3
BAPD	Barriles de agua por día	L^3/t
b/d, bbl/d	Barriles por día	L^3/t
BFPD	Barriles de fluido por día (agua y petróleo)	L^3/t
BPPD	Barriles de petróleo por día	L^3/t
BPPM	Barriles de petróleo por mes	L^3/t
BSW	Contenido de Agua libre	
cm	Centímetros	L
cP	Centipoises	M/Lt
CPT	Central de Procesos Tiputini	
ft	pies	L
ft ³ /bbl	Pies cúbicos por barril	
g/cm ³	Gramos masa por centímetro cúbico	M/L ³
H	Altura neta productora	L
ID	(Inner diameter); Diámetro interno	L
IP = J	Índice de productividad	L^4t/M
k	Permeabilidad absoluta	L^2
km	Kilómetro	L
km ²	Kilómetros cuadrados	L^2
m	Metro	L
m ³	Metros Cúbicos	L^3
mD	Milidarcys (0.001 Darcys)	L^2
mg	Miligramos	M
mg/l	Miligramos por litro	M/L ³
M	Abreviatura utilizada para indicar miles	
MM	Abreviatura utilizada para indicar millones	
MD	Profundidad medida	L
mol	Unidad que mide la cantidad de sustancia	N
NNE	Norte Noroeste	
NE	Noreste	
lb	Libras	M
P	Presión	M/Lt ²
Pb	Presión de burbuja	M/Lt ²
ppm	Partes por millón	
Pi	Presión inicial	M/Lt ²
Pr	Presión de reservorio	
psi	Libras fuerza por pulgada cuadrada	M/Lt ²
psia	Libras fuerza por pulgada cuadrada absolutas	M/Lt ²
Pwh	Presión de cabeza	M/Lt ²
Pwf	Presión de fondo fluyente	M/Lt ²
Pws	Presión de fondo estática	M/Lt ²

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
OD	(Outer diameter); Diámetro exterior	L
PVT	Presión - Volumen - Temperatura	
q	Tasa de producción	L ³ /t
q _g	Tasa de producción de gas	L ³ /t
q _o	Tasa de producción de petróleo	L ³ /t
q _w	Tasa de producción de agua	L ³ /t
RB	Barriles del reservorio	L ³
RPM	Revoluciones por minuto	1/t
R _s	Razón gas disuelto – petróleo (solubilidad del gas en el petróleo)	
R _w	Resistividad del agua de formación	ML ³ /tQ ²
SO	Sur oeste	
SSE	Sur sureste	
T	Temperatura	T
TVD	Profundidad vertical verdadera	L
USD	Dólares de Estados Unidos	
V	Volumen	L ³
V	Voltaje	
λ	Movilidad (k/μ)	L ³ t/M
λ _g	Movilidad del gas	L ³ t/M
λ _o	Movilidad del petróleo	L ³ t/M
λ _w	Movilidad del agua	L ³ t/M
μ	Viscosidad	M/Lt
μ _g	Viscosidad del gas	M/Lt
μ _o	Viscosidad del petróleo	M/Lt
μ _w	Viscosidad del agua	M/Lt
ρ	Densidad	M/L ³
ρ _g	Densidad del gas	M/L ³
ρ _o	Densidad del petróleo	M/L ³
ρ _w	Densidad del agua	M/L ³
φ	Porosidad	
°C	Grados Celsius	T
°F	Grados Fahrenheit	T
°R	Grados Rankine	T
°API	Grados API	
%	Tanto por ciento	

RESUMEN

Analizar el desempeño del sistema de Levantamiento Artificial permite conocer las condiciones de operación de los equipos de bombeo electrosumergible y con ello evaluar, planificar, e implementar acciones que ayuden a optimizar su funcionamiento; por tal razón en el presente trabajo se realiza un análisis de la actual operación de algunos de los equipos de bombeo instalados en pozos del Campo Tiputini Bloque 43, con el objetivo de estimar el estado operativo como también se plantea una alternativa para mejorar su rendimiento.

El presente trabajo se inicia con una descripción general del Bloque 43 Campo Tiputini como: ubicación, reseña histórica, geología, características de los reservorios, entre otros detalles que definen la zona de estudio. Se expone un resumen de los fundamentos teóricos sobre los sistemas de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible, fundamentos teóricos generales, análisis nodal, un breve resumen de los principales métodos para la construcción de las curvas de afluencia o IPR; con el fin de conocer la evolución de los diferentes estudios realizados para la interpretación de la interacción de todos los componentes involucrados en la producción de los pozos de petróleo. Además, se revisa conceptos de flujo multifásico en tuberías y se finaliza con un repaso conceptual de los parámetros eléctricos básicos.

Se explica las consideraciones de los pozos que son analizados, los diferentes datos necesarios para la ejecución del Análisis Nodal, junto con una descripción del software PIPESIM; y, la secuencia de su aplicación.

Luego se muestra las tablas correspondientes: a la producción, a las principales operaciones realizadas, y es anexada información adicional perteneciente a cada pozo escogido para el estudio. Se exponen los resultados obtenidos mediante el software; correspondientes a la aplicación del Análisis Nodal describiendo la operación actual de los equipos, que junto con una interpretación por sensibilidades muestran los puntos operativos en las curvas de rendimiento de cada bomba electrosumergible. Adicionalmente se realiza una interpretación breve de las gráficas mostradas y se finaliza con un análisis para la optimización de la producción mediante el estudio por sensibilidades y el consumo de energía que es estimado de forma cualitativa.

Posteriormente se realiza un análisis técnico, exponiendo un resumen pozo por pozo de la operación actual, como también de la producción y consumo de energía, que se daría por efectos de la optimización propuesta para cada pozo y se verifica la viabilidad mediante un análisis económico que involucra tres indicadores financieros con escenarios estimados para el precio de venta del barril de petróleo.

Finalmente se emite criterios acordes a los datos obtenidos de los resultados de la secuencia de análisis que se apegan a la realidad productiva y operativa de los pozos.

PRESENTACIÓN

Mediante un convenio entre la Escuela Politécnica Nacional y la Empresa Pública PETROAMAZONAS EP; fusionada por absorción a la Empresa Pública EP PETROECUADOR que opera desde el mes enero del año 2021, en la cual; el Departamento de Levantamiento Artificial propone realizar el presente trabajo de titulación a través de un estudio que permita estimar el desempeño de los sistemas instalados en cinco pozos del Campo Tiputini pertenecientes al Bloque 43 del oriente ecuatoriano, con el objetivo de optimizar la producción y el consumo de energía.

El presente trabajo se enfoca en conocer la operación actual de las bombas electrosumergibles, para lo cual se hizo uso del software PIPESIM de la compañía Schlumberger. Dicha herramienta ofrece una gama de comandos de modelamiento para flujo multifásico, transferencia de calor, y comportamiento de los fluidos que permiten la optimización de la producción.

Con el fin de conocer el estado en el que se encuentran operando los diferentes modelos de bombas electrosumergibles de los pozos de estudio, se realizó mediante el software un Análisis Nodal, junto con la opción del análisis por sensibilidades al valor de la frecuencia y al valor del corte de agua. Para ello se requirió datos de completación, datos del fluido, y datos de producción.

Se utilizó los datos proporcionados por el Departamento de Levantamiento Artificial y por el Departamento de Operaciones de PETROAMAZONAS EP, Bloque 43 Campo ITT; quienes por acuerdo de confidencialidad de la información sugieren el cambio de los nombres asignados a cada pozo. Por lo tanto, los pozos adoptan los nombres genéricos TPT 1, TPT 2, TPT 3, TPT 4, y TPT 5.

El resultado del análisis efectuado a cada uno de los pozos nos facilita identificar los inconvenientes presentes y plantear alternativas acordes con el petróleo que se produce en el campo Tiputini, como también con el criterio de los departamentos encargados del monitoreo de los equipos como de la producción de los pozos.

Es así, como este trabajo pretende constituirse en una guía práctica para tomar decisiones acertadas en cuanto a futuros planes de cambio de los sistemas BES, debido a que se puede prevenir intervenciones y cambios que no representan una mayor producción ni tampoco un ahorro energético. Además, de ser un referente teórico para el uso de los estudiantes que pretenden realizar proyectos de optimización.

CAPÍTULO 1

MARCO TEÓRICO

1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL BLOQUE 43

El Bloque 43 está localizado al este de la región amazónica, en la provincia de Orellana, abarca una superficie de 189,889 hectáreas (1898.89 km²) aproximadamente (Secretaría de Hidrocarburos , 2017)

El río Napo es la principal unidad fluvial que lo atraviesa, también los ríos Yasuní, Salado y Tiputini que son afluentes del Napo. La topografía es suave con altitudes de aproximadamente 180 metros sobre el nivel del mar. El Bloque 43, denominado también como el Campo ITT, se forma por las áreas Ishpingo, Tiputini Norte, Tiputini, y Tambococha, que son territorios con grandes extensiones dentro del “Parque Nacional Yasuní” (PETROAMAZONAS EP , 2018-2019).

1.1.1 UBICACIÓN

En la tabla 1.1 encontramos los puntos de la localización geográfica en coordenadas (x, y) UTM de la ubicación del Bloque 43.

TABLA 1.1
COORDENADAS (x, y) UTM DE LOS VÉRTICES DEL BLOQUE 43

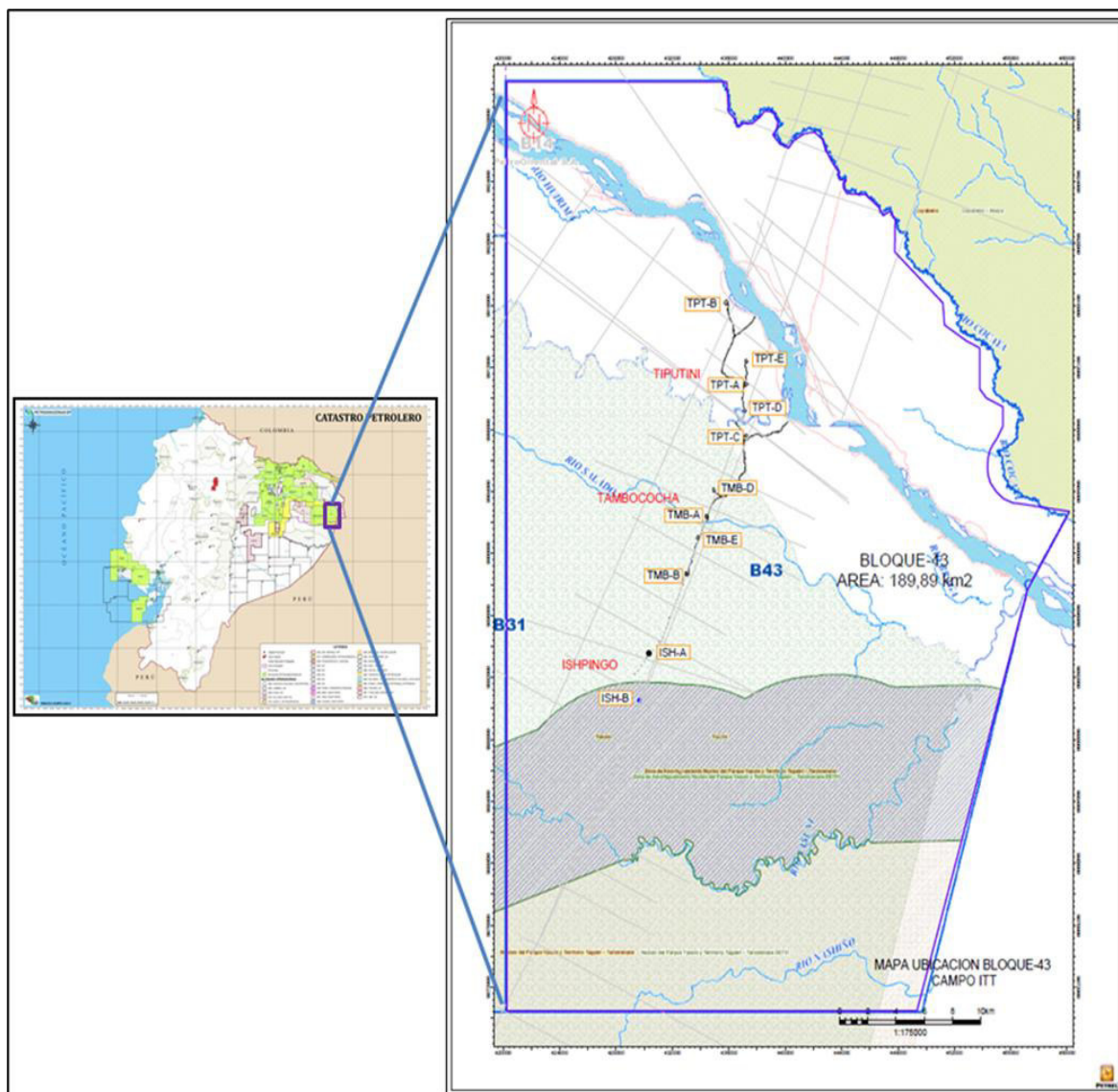
PUNTO	VÉRTICES	
	X	Y
P 01	420255,86	9930436,88
P 02	435872,99	9930436,88
P 03	460225,86	9902719,02
P 04	457168,34	9897654,54
P 05	449325,30	9870436,88
P 06	420225,86	9870436,88

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

El Campo ITT (Ishpingo, Tiputini, y Tambococha) se encuentra ubicado en el extremo este de la cuenca oriente, en el cantón Francisco de Orellana. El Bloque 43 está limitando al sureste con la frontera del país vecino Perú, el límite en la parte noreste es la “Reserva de Producción de Fauna Cuyabeno”; al oeste limita con el Bloque 31 o Apaika – Nenke y al sur con la zona intangible del Parque Nacional Yasuní (PETROAMAZONAS EP, 2020).

En la figura 1.1 se muestra la ubicación del Bloque 43.

FIGURA 1.1 MAPA DE UBICACIÓN DEL BLOQUE 43



Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020
Elaborado por: PETROAMAZONAS EP

1.1.2 RESEÑA HISTÓRICA DEL BLOQUE 43

Localizado en el extremo este de la cuenca oriente, fue descubierto a partir de la campaña de gravimetría que desarrolló la compañía holandesa Shell entre el año 1939 hasta el año 1946 y de un levantamiento sísmico realizado a partir del año 1943 hasta el año 1949, con lo cual se logró determinar la extensión de lo que llamaron el gran trend de crudos pesados, actualmente llamado proyecto ITT (Ishpingo, Tiptutini, y Tambococha); o también conocido como el “trend Yasuní – Lorocachi”, comprendido entre el río Aguarico al norte y el río Curaray al sur (PETROAMAZONAS EP, 2018-2019).

En el año 1948 se inicia el campo con la primera perforación en el área de Tiputini, luego en el año 1970 acontece la segunda perforación con un gran potencial en crudo pesado; posteriormente CEPE (Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana), realiza varias campañas sísmicas que cubren toda la zona, con esta información se definen dos nuevas estructuras al sur de Tiputini, denominadas Tambococha e Ishpingo, perforando el pozo Ishpingo 01 en el año 1992, el cual alcanzó una profundidad de 6190 pies y produjo un promedio de 4730 barriles de petróleo con bomba jet. El pozo Ishpingo 02 fue perforado en el año 1993, alcanzó los 5980 pies, pero por problemas operativos no se lo pudo probar y se lo abandonó. Entre abril y mayo del año 1993 se perforó el pozo Tambococha 01, obteniéndose una producción promedio de 2170 barriles de petróleo con bomba jet. En el año 2001 se perforó el pozo Ishpingo 04, desviado desde la plataforma del Ishpingo 02 y dirigido hacia el oeste, lo cual confirmó la presencia de hidrocarburos hacia el occidente de la estructura. En el año 2002 se perforó el pozo Ishpingo 03; desde la plataforma del Ishpingo 01. Dicho pozo es direccional y está dirigido hacia el oeste de la estructura, con el cual se obtuvo buenos resultados en las pruebas de producción (PETROAMAZONAS EP, 2018-2019).

Se han elaborado varios estudios técnicos de la zona, además de modelos de simulación matemática. En julio de 1995 PETROPRODUCCIÓN con la asistencia técnica de la compañía francesa de consultoría y software Beicip Franlab, evaluó reservas y propuso un plan de desarrollo, basado en un modelo geológico, pero solo con los pozos perforados hasta esa fecha. En julio del 2003, OXY presentó un estudio de simulación incluyendo los dos nuevos pozos, Ishpingo 03 y 04. Beicip Franlab, en septiembre del año 2004, actualiza el “Modelo Geológico del Campo ITT (Ishpingo, Tambococha, Tiputini)”, con la información de los dos últimos pozos perforados ubicados en el flanco oeste de la estructura Ishpingo. PETROAMAZONAS EP en el año 2014 elaboró un modelo de simulación matemática utilizado como base para la primera certificación de reservas del campo. A partir del año 2015 se iniciaron los trabajos de facilidades en el área de Tiputini, con la certificación de reservas y recursos contingentes realizada por la empresa de consultoría petrolera Ryder Scott que tiene su sede en Houston Texas (EE. UU.), lo que permitió en julio del año 2016 plantear el plan de desarrollo del Bloque 43 (PETROAMAZONAS EP, 2016-2017).

1.2 GENERALIDADES DEL CAMPO DE ESTUDIO

Mediante Resolución 315 del 22 de mayo del año 2014 el Ministerio del Ambiente otorga la Licencia Ambiental a PETROAMAZONAS EP, para la ejecución del proyecto de “Desarrollo y Producción de las áreas de Tiputini y Tambococha” del Bloque 43 ubicado en la provincia de Orellana de la región amazónica del Ecuador. El 07 de enero del año 2014 con oficio Nro. SHE-2014-0008-OF la SECRETARIA DE HIDROCARBUROS DEL ECUADOR asigna el Bloque 43 a PETROAMAZONAS EP para la exploración y/o explotación de hidrocarburos y sustancias asociadas. El artículo número uno (1) de dicho oficio señala: “Asignar el Bloque 43 (ITT) a la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos PETROAMAZONAS EP” para la exploración y/o explotación de hidrocarburos y sustancias asociadas, de conformidad con la Constitución de la

República del Ecuador, Ley de Hidrocarburos y demás normativas aplicables (PETROAMAZONAS EP, 2016-2017).

PETROAMAZONAS EP inició la perforación en el campo ITT el 28 de marzo del año 2016 en la plataforma Tiputini C, la misma que a diciembre del año 2019 cuenta con ochenta y siete (87) pozos perforados. La producción inició en el mes de agosto del año 2016 con la instalación de facilidades temporales, luego se inició la perforación en el área Tambocochoa el 8 de enero del año 2018 con la plataforma Tambocochoa D, que actualmente cuenta con 68 pozos perforados y completados (PETROAMAZONAS EP, 2016-2017).

Petroamazonas EP a octubre del año 2020, tiene en el Campo ITT ciento cincuenta y nueve (159) pozos perforados, de los cuales ciento trece (113) son productores, catorce (14) reinyectores; y treinta y dos (32) están cerrados (PETROAMAZONAS EP , 2020).

A continuación, se muestra la tabla 1.2 con el resumen del número de pozos por plataforma.

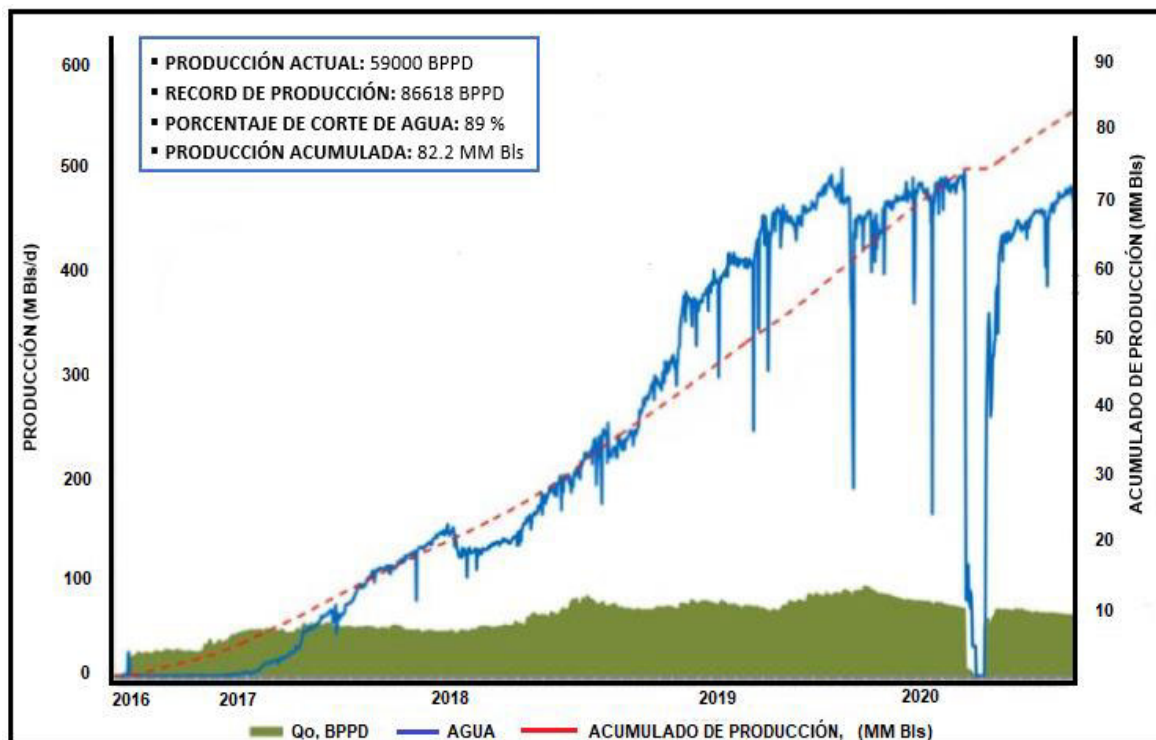
TABLA 1.2
POZOS PERFORADOS POR PETROAMAZONAS EP EN EL BLOQUE 43

PLATAFORMAS	NÚMERO DE POZOS
CPT	5
TAMBOCOCHA A	20
TAMBOCOCHA B	11
TAMBOCOCHA D	24
TAMBOCOCHA E	11
TIPUTINI A	20
TIPUTINI B	3
TIPUTINI C	35
TIPUTINI D	13
TIPUTINI E	11
POZOS NUEVOS (TAMBOCOCHA)	4
TOTAL	159

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

El principal reservorio en la actualidad es Napo M1, a futuro con la continuidad del desarrollo del proyecto ITT se obtendrá producción de los reservorios Napo U y M2, en octubre del año 2019 se alcanzó el récord de producción del Campo ITT reportando 86618 BPPD con una producción acumulada de 82.2 MMbbls, hasta octubre del año 2020; la producción actual es de 59000 BDPD con el 89% de producción de agua, lo que se muestra en la figura 1.2 (PETROAMAZONAS EP, 2020).

FIGURA 1.2 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL BLOQUE 43



Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020
 Elaborado por: PETROAMAZONAS EP

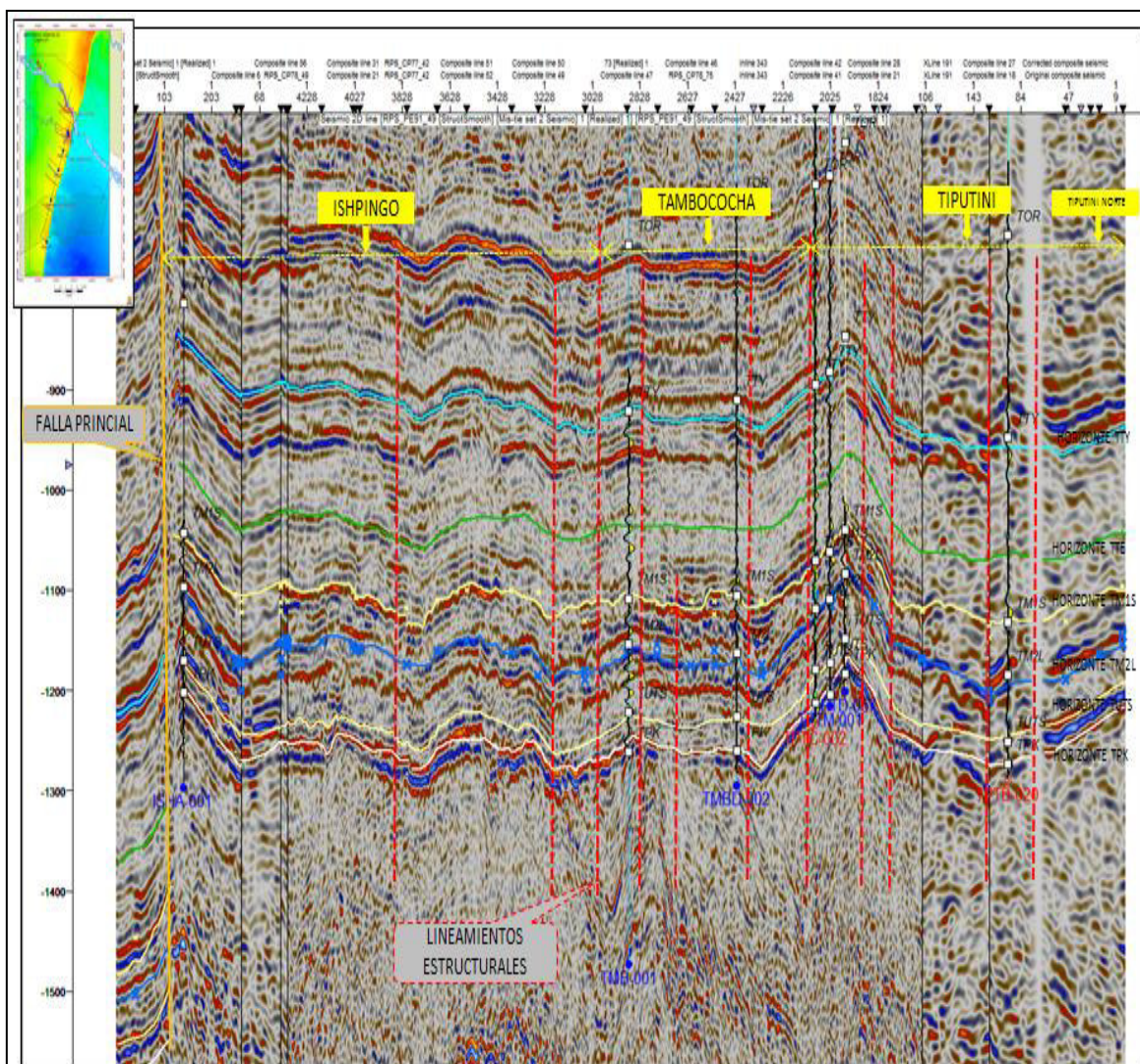
1.2.1 GEOLOGÍA DEL BLOQUE 43

El tren estructural del Campo ITT se extiende hacia el norte hasta Imuya, es un sistema transcurrente asociado a un sistema de fallas de orientación NNE – SSO. La falla principal es de alto ángulo hacia la superficie, disminuyendo su buzamiento y tornándose lítrica bajo la secuencia cretácica. El anticlinal de Tiputini muestra características de pliegues en escalón o echelon, ya que su eje cambia de dirección NE – SO a una dirección NNO, por lo que la falla principal es transcurrente dextral (PETROAMAZONAS EP, 2016-2017).

Paralelos a los altos estructurales principales en el lado levantado de la falla se encuentran expresiones geomorfológicas en el lado hundido de la falla. En profundidad se los observa como pequeñas estructuras con orientación NNO-SSE. Las estructuras son de edad eocénica temprana, como muestra la deformación semisedimentaria de la formación Tiyuyacu Inferior, aunque parece que en el Cetáceo temprano hubo ya una débil inversión. Una fuerte reactivación actual, que se inició hace aproximadamente 10 millones de años, tiene expresión geomorfológica, controlada por la falla que alcanza la superficie y cuya acción de arrastre produce una erosión creciente de las formaciones recientes como Curaray en dirección a la cresta de los anticlinales. El tren estructural se desarrolló sobre un sistema de semigrabens, formados en el Jurásico temprano (PETROAMAZONAS EP, 2016-2017)

Se definieron los siguientes altos estructurales que conforman el Campo ITT; los mismos que se muestran en la figura 1.3 donde se puede ver que corresponden a una estructura anticlinal bien definida (PETROAMAZONAS EP, 2016-2017).

FIGURA 1.3 MAPA DE PERFIL SÍSMICO DEL BLOQUE 43



Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020
Elaborado por: PETROAMAZONAS EP

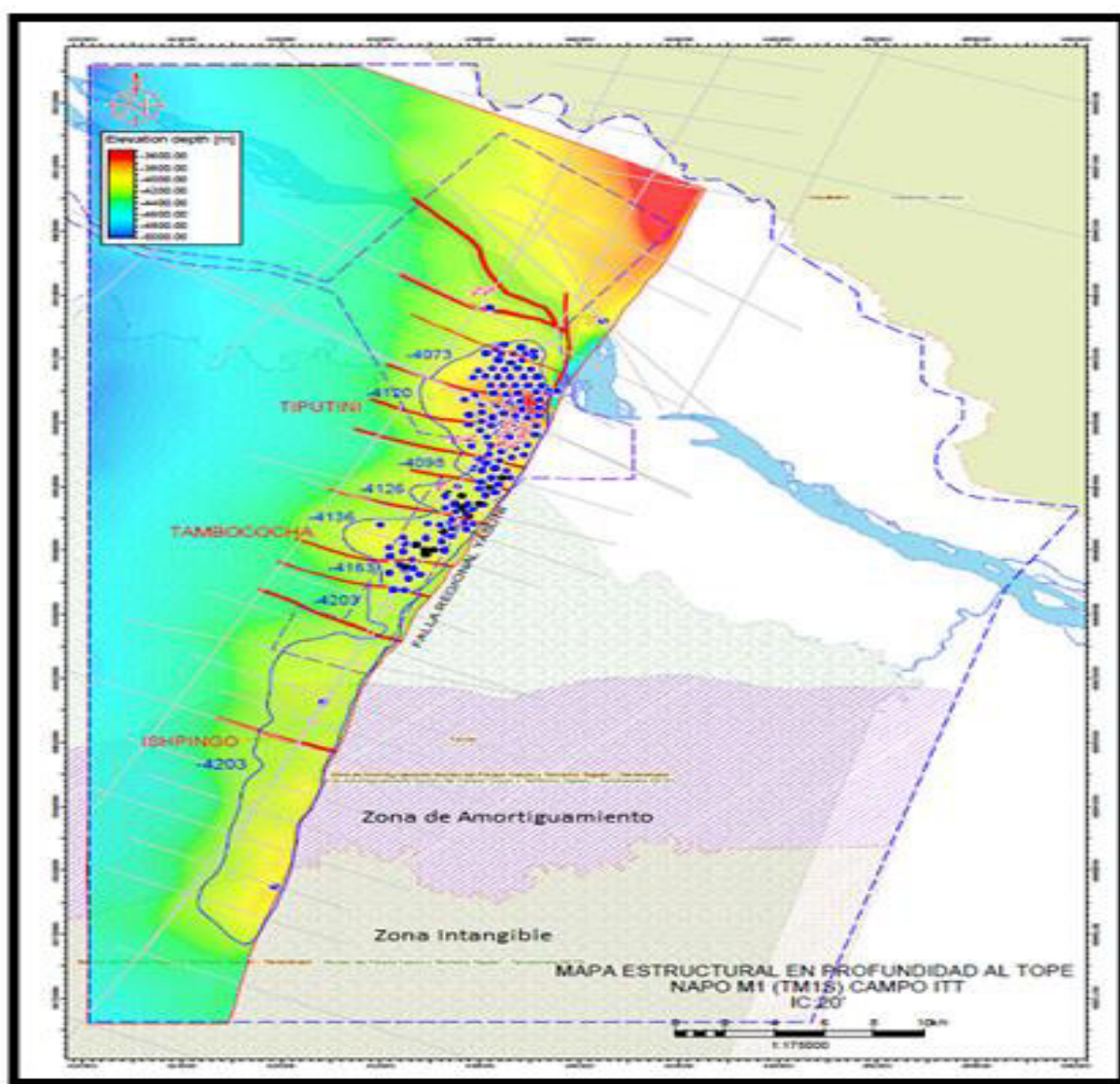
Los tres altos estructurales son:

1. Ishpingo, compuesto por dos culminaciones, una hacia el sur, probada por los pozos Ishpingo 01 y 03, otra hacia el norte, verificada por los pozos Ishpingo 02 y 04, separadas por un bajo estructural suave. Siendo la primera de mayor área, aproximadamente 12 Km de largo por 3.9 km de ancho y la segunda de 5.8 km de largo por 3.1 km de ancho.
2. Tambococha, hacia el norte de Ishpingo, probado por el pozo Tambococha 01, de 3.7 km de largo por 1.6 km de ancho.

- Tiputini, ubicado al norte, compuesto por dos culminaciones separadas por un bajo estructural, la primera comprobada por el pozo Tiputini 01 Minas y la segunda al norte del pozo perforado por la compañía Shell con una extensión aproximada de 7 km de largo, por 2.7 km de ancho.

En la figura 1.4 se muestra los altos estructurales que conforman el Bloque 43, comprobados con la perforación de los pozos, están alineados a lo largo de un tren de 45 Km de suroeste a noreste, corresponden a una prolongada elongación del anticlinal limitado al este por la falla inversa regional Yasuní, la misma que atraviesa la zona de amortiguamiento y la zona intangible del Parque Nacional Yasuní (PETROAMAZONAS EP, 2018-2019).

FIGURA 1.4 MAPA ESTRUCTURAL DEL ITT - TOPE ARENISCA NAPO M1



Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020
Elaborado por: PETROAMAZONAS EP, 2020

1.2.2 CAMPO TIPUTINI

El campo Tiputini presenta un cuerpo arenoso saturado de hidrocarburo intercalado con lutita que se desarrolla al tope de la formación Napo y que por análisis se lo definió como Napo M1 y está conformado por cuatro (4) locaciones que son las plataformas: Tiputini A, Tiputini B, Tiputini C, Tiputini D. Produce principalmente de la formación Napo M1 donde ha presentado permeabilidades entre dos a cinco Darcys, además de que existe presencia de crudo en las formaciones Napo U y M2 (PETROAMAZONAS EP , 2018-2019).

El campo produce un crudo que esta entre 14 y 15 °API con un porcentaje de agua entre 15% a 89%. Además, con la incorporación de información de los nuevos pozos y datos de producción se ha determinado una salinidad que va entre 5000 a 12000 ppm de Cloruro de Sodio (ClNa), y la presencia de (S) azufre con una concentración de hasta el 9% (PETROAMAZONAS EP , 2020).

1.2.2.1 Breve Historia del Campo Tiputini

El campo Tiputini se inicia en 1949 cuando la Compañía Shell perforó el pozo Tiputini 01, ubicado al oeste de la falla, en el lado levantado cerca del banco del río Napo, el cual alcanzó los 5595 pies de profundidad, luego se abandonó al declararlo no productivo en el mes de octubre del mismo año, puesto que su producción mediante bomba jet fue de 4 barriles de petróleo de 11 °API. En 1970 la Compañía norteamericana Minas y Petróleos luego de realizar una campaña de sísmica perforó el pozo Tiputini 01 Minas, localizado a 7.3 Km al suroeste del pozo perforado por Shell, junto al río Tiputini, alcanzando una profundidad de 5340 pies, y dio como resultado promedio de 228 barriles de petróleo de 15 °API, con lo que se da por descubierto el Área Tiputini. En los años posteriores se realizan estudios en zonas cercanas al área Tiputini, pero es el 28 de marzo del año 2016 cuando PETROAMAZONAS EP inició la campaña de perforación construyendo la plataforma Tiputini C (TPTC), luego en septiembre del mismo año la plataforma Tiputini B (TPTB), y en noviembre la plataforma Tiputini A (TPTA), con un total de veinticuatro (24) pozos (PETROAMAZONAS EP, 2016-2017).

En el año 2018 se perforaron treinta (30) pozos y en el año 2019 cuatro (4). (PETROAMAZONAS EP , 2020)

1.2.2.2 Estratigrafía del Campo

Para el análisis del reservorio principal Napo M1, se corrió varios atributos entre ellos el de mínima amplitud; este evidenció la continuidad tanto este-oeste como norte-sur del reflector principal, sin embargo, por su resolución vertical no se puede establecer el comportamiento de los cuerpos que conforman el reservorio. Con la poca densidad de información sísmica aún no es factible establecer límites de las secuencias de depósito de estos cuerpos (PETROAMAZONAS EP , 2018-2019)

Por su ubicación al extremo este de la cuenca Oriente, la estratigrafía del Campo es particular, no se desarrolló la formación Hollín, las formaciones cretácicas y

terciarias disminuyen en espesor, especialmente la formación Tena y desaparecen algunos de los marcadores conocidos en el resto de la Cuenca, como el tope Napo y las calizas A, B y C. Además, del reservorio Basal Tena el cual puede ser interpretado como tal, pero que por datación de las muestras tomadas de los núcleos del pozo Tiputini 1 Minas por medio del análisis de cristales de circonio, se lo definió como formación Napo M1 al cuerpo arenoso saturado de hidrocarburo; intercalado con lutita que se desarrolla al tope de la formación Napo (PETROAMAZONAS EP , 2018-2019).

1.2.2.3 Características de los Reservorios

Napo M1

Desarrollado en todo el Campo ITT. Formada por varias capas de arenisca intercaladas con lutita. Hacia el tope se presenta una arenisca hialina, blanca, transparente, translúcida, friable en partes suelta, grano medio a fino, en partes muy fina, cuarzosa, subangular, subredondeada, moderado sorteo, matriz argilacea, cemento no visible, no visible porosidad. Regular presencia de hidrocarburo. Manchas de hidrocarburos en puntos y parches de color café oscuro (PETROAMAZONAS EP , 2018-2019).

Arenisca: Hialina, café claro, transparente, translúcida, suelta, grano medio a grueso, cuarzosa, subangular a angular, buen sorteo, matriz no visible, cemento no visible, con porosidad no visible. Regular presencia de hidrocarburo, con manchas de hidrocarburos en parches y de color café oscuro. Lutita; negra, gris oscura, moderadamente dura a suave, fisil, laminar, subblocosa, cerosa, ligeramente calcárea (PETROAMAZONAS EP , 2018-2019).

Napo M2

Arenisca: Cuarzosa, clara, blanca, gris oscura, subtransparente, subtranslúcida, suelta a friable, de grano muy fino a fino, en parte grano medio, grano subredondeado, moderadamente clasificado, en parte con inclusiones de glauconita, cemento calcáreo, matriz argilacea, con escasas manchas puntuales de hidrocarburo color café oscuro (PETROAMAZONAS EP , 2018-2019).

Con intercalaciones de lutita gris oscura, en menor cantidad gris clara, firme a muy firme, en bloques, en parte subfísil, ocasionalmente quebradiza, no calcárea a ligeramente calcárea. En los pozos perforados en la plataforma Tiputini A (TPTA), se observa presencia de hidrocarburo residual (PETROAMAZONAS EP , 2018-2019).

Napo U

Formado por capas de arenisca de variable espesor intercaladas por delgadas capas de lutita.

Arenisca; Cuarzosa, hialina, clara, en parte gris oscura, suelta a friable, de grano medio, ocasionalmente grano grueso, subredondeado, subangular, moderadamente buena clasificación, cemento calcáreo en parte, matriz no visible, corte rápido amarillo verdoso pálido en forma circular, película residual con fluorescencia amarillo-pálida, película residual color café clara en luz natural, presencia regular a pobre de hidrocarburos. Con intercalaciones de lutita gris oscura, en parte gris clara, firme a muy firme, en bloques a sub-bloques, subfísil a físil, astillosa, quebradiza, no calcárea (PETROAMAZONAS EP , 2018-2019).

1.3 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

1.3.1 INTRODUCCIÓN

A través del tiempo la alta demanda de energía a provocado que sea necesario utilizar sistemas eficientes para extraer mayor cantidad de hidrocarburo en menor tiempo, además que cuando los pozos alcanzan cierto tiempo de vida productiva la energía natural de los reservorios decrece considerablemente y no es posible levantar los fluidos desde el subsuelo a la superficie, surgiendo en ese momento la necesidad de aplicar métodos artificiales que permitan suplir esa falta de energía.

Históricamente la primera patente para una bomba eléctrica relacionada con el petróleo fue dada en el año 1894 a Harry Pickett quien utilizó un motor eléctrico rotatorio y una bomba de embolo, luego de dos décadas en el año 1918 Robert Newcomb recibió una patente por su motor electromagnético que impulsaba una bomba de émbolo alternativo, pero no fue hasta que en el año 1926 se emitió la primera patente comercial para una ESP (Electrical Submersible Pump) operable y fue concedida a Armais Arutunoff. Este inventor nacido en Tiflis que era parte del antiguo imperio ruso en donde construyó su primera ESP en el año 1916, luego en el año 1923 emigra a California en Estados Unidos donde no encuentra apoyo financiero para fabricar el diseño de su bomba, pero posteriormente se muda a Oklahoma donde conoce a Frank Phillips, director de Phillips Petroleum Company quien le motiva a perfeccionar el diseño de la bomba y a probarla en un pozo petrolero. La bomba dio un resultado muy exitoso lo que llevó al autor a crear la empresa Russian Electrical Dynamo de Arutunoff o REDA PUMP que luego de algunos años fue adquirida por Schlumberger (Technology, Journal of Petroleum, 2014).

1.3.2 SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

La Aplicación de los diferentes métodos de Levantamiento Artificial permite que la producción de hidrocarburo se realice de manera óptima, eficiente y rentable, siendo el Sistema de Bombeo Electrosumergible (BES) uno de de los más usados

a nivel mundial debido a que permite levantar altos volúmenes de fluido desde grandes profundidades con distintas configuraciones y condiciones de los pozos.

En la industria de los hidrocarburos esto representa un alto índice de producción, quizás es el sistema más versátil de los principales métodos de levantamiento artificial para la producción de petróleo (Bradley , et al., 1992).

El sistema está integrado por un motor eléctrico ubicado en el fondo de un pozo por encima de los intervalos cañoneados, la energía necesaria para el funcionamiento de este motor procede de una fuente colocada en la superficie y es llevada a través de un cable de tres conductores montado a lo largo de la tubería.

1.3.2.1 Principio de Funcionamiento

Está basado en la conversión de la energía mecánica producida por la rotación del eje de un motor trifásico de inducción a energía cinética o de presión, esto se consigue mediante la conformación de la denominada bomba centrífuga que consta de un impulsor giratorio y un difusor estacionario los cuales conforman una etapa.

El cambio a energía de presión se logra cuando el líquido que se bombea rodea al impulsor y a medida que el impulsor gira, imparte un movimiento giratorio al líquido, entonces aparecen dos componentes en este movimiento; uno es en dirección radial hacia afuera desde el centro del impulsor, causado por la fuerza centrífuga, el otro se da en dirección tangencial al diámetro exterior del impulsor, el resultado de estos dos componentes origina la dirección real del flujo. La función del difusor es convertir parte de la energía de alta velocidad en energía de presión (Centrilift, 1997).

Una bomba centrífuga de múltiples etapas perpendicularmente montadas da como resultado un sistema BES. Para que el fluido pueda llegar a la superficie empieza su recorrido por la primera etapa en donde el impulsor transmite energía cinética mientras que el difusor propicia la energía potencial, y esto se repite en cada par impulsor-difusor haciendo que el fluido gane mayor presión hasta llegar al caudal deseado (Centrilift, 1997).

1.3.3 COMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Un sistema BES completo; tiene tanto componentes de fondo como de superficie, el equipo consta de una bomba centrífuga multietapa, un motor eléctrico que proporciona energía mecánica a la bomba y un sello mecánico que comunica el eje de la bomba con el motor, además que aísla los fluidos del depósito, entre otras funciones.

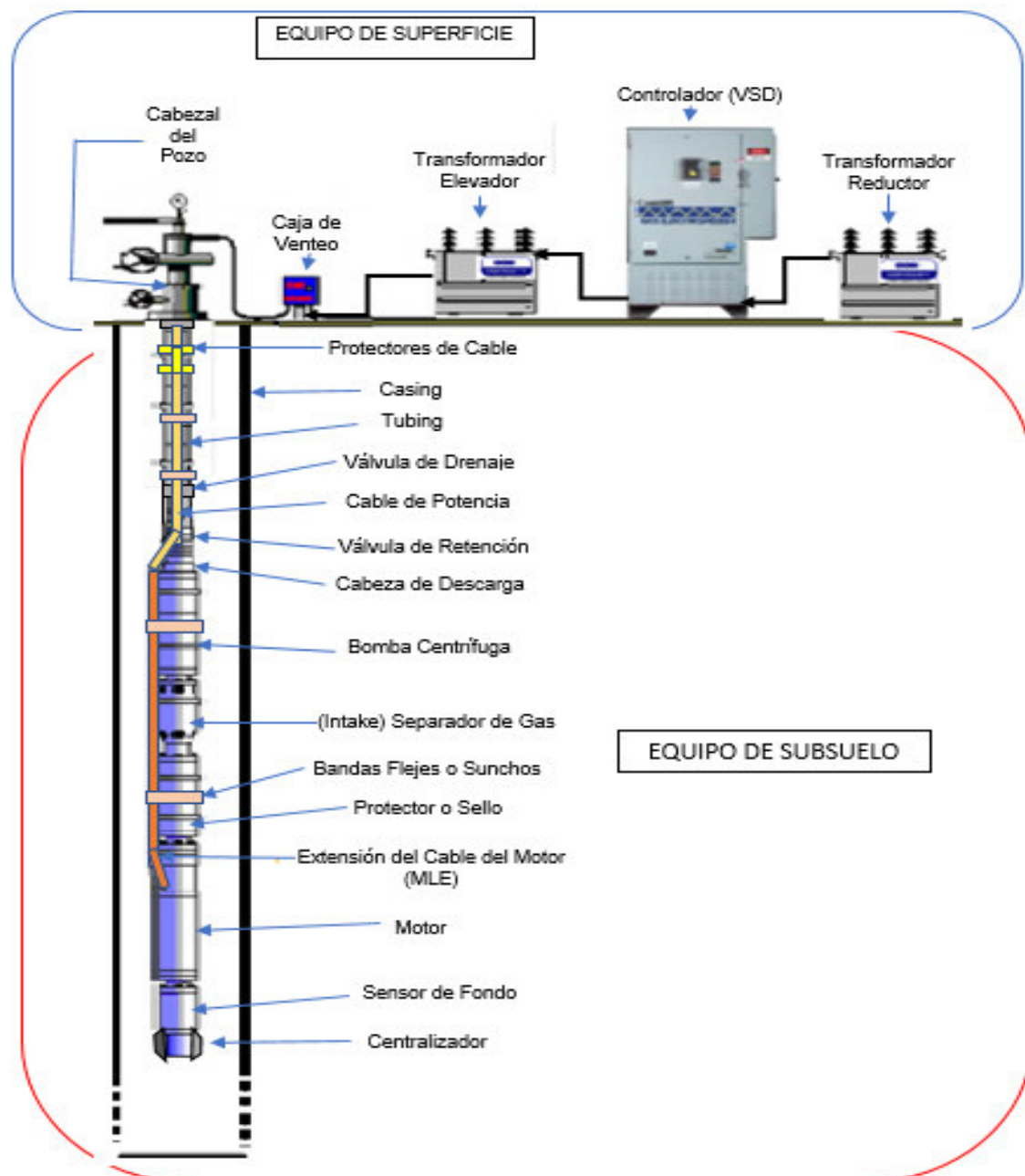
En superficie hay un transformador, un variador de frecuencia, la caja de conexiones y el cabezal del pozo cuya función es operar el equipo inferior para alimentar y controlar el motor de forma remota a través de un cable de alimentación.

La mayoría de los inversores nuevos tienen módulos que permiten el control, la protección y el almacenamiento automatizado de los datos de los sensores.

Los componentes de fondo son principalmente el cable conductor, el motor, y la bomba; aunque existen muchos otros componentes que conforman un equipo de bombeo los cuales realizan diferentes funciones dentro del sistema permitiendo que el equipo trabaje de manera más óptima.

La figura 1.5 muestra los equipos que integran un sistema de bombeo electrosumergible.

FIGURA 1.5 EQUIPOS DE SUBSUELO Y SUPERFICIE DE UN SISTEMA BES



Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2016
Modificado por: Oswaldo Ordoñez

La instalación de un conjunto de sensores en la base del motor es una práctica común de los fabricantes de sistemas BES, para proporcionar información en tiempo real sobre la ganancia de presión (altura), la temperatura del fluido en la entrada, la temperatura del motor y otras variables para monitorear el equipo, como vibración y consumo de corriente (Bannwart, Penelet , Lotton, & Dalmont, 2013).

La tabla 1.3 muestra los diferentes componentes de un equipo de Bombeo Electrosumergible.

TABLA 1.3
COMPONENTES DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

COMPONENTES DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	Equipo de Subsuelo	Sensor de Fondo
		Motor
		Extensión del cable del motor
		Protector o sello
		Intake o separador de gas
		Bomba Centrífuga
	Equipo de Superficie	Cabezal del Pozo
		Caja de Venteo
		Controlador (VSD)
		Tablero de Control
		Transformador
	Complementarios	Cable de Potencia
		Bandas, Flejes o Sunchos
		Protectores de Cable
		Cabeza de Descarga
		Válvula de Retención
		Válvula de Drenaje
Centralizadores		

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

1.3.3.1 Equipo de Subsuelo

Llamamos equipo de subsuelo o de fondo a todos los componentes que se encuentran dentro del pozo; los cuáles van alojados en el interior del casing y se encuentran suspendidos de la tubería de producción o tubing; estos elementos permiten levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie.

Sensor de Fondo

Dispositivo electrónico conectado a la parte inferior del motor que mediante el cable de potencia o alimentación; permite el monitoreo y control constante de los parámetros de operación de la bomba, su función es transmitir en tiempo real lecturas de presión de succión y descarga de la bomba, temperatura del motor y del fluido, vibración, amperaje, entre otros. Todos estos parámetros ayudan a

configurar el trabajo óptimo de la bomba y definir la velocidad adecuada de la misma (Halliburton , 2019).

Motor

El motor eléctrico es trifásico, de inducción, de corriente alterna alimentado desde la superficie a través del cable de potencia; consta de un estator que puede ser bobinado o con imanes permanentes, se ubica sobre el sensor; y el rotor es quien proporciona el movimiento a la bomba centrífuga mediante la configuración disponible para cada equipo, entre ellos la manipulación de la frecuencia. Los motores se refrigeran mediante el fluido que circula por la parte externa, mientras que en el interior se coloca aceite dieléctrico para disminuir la temperatura de los componentes y potenciar el rendimiento del motor. Los componentes del motor están diseñados para soportar altas temperaturas de hasta 550 °F (288 °C). La eficiencia de los motores de bobinado esta entre el 80% al 90 %; mientras que para el de imanes permanentes esta sobre el 90% (Bremner, et al., 2007).

Extensión del Cable del Motor

Se emplea una sección de cable diferente con una longitud mínima de seis (6) pies sobre la cabeza de descarga del equipo de bombeo; es decir cubre la longitud de la bomba, del separador de gas, del protector y culmina con la conexión en el motor. También es llamado MLE (Motor Lead Extensión), esta recubierto con una armadura de monel; y posee una parte llamada Pothead que es la que conecta al motor; y el otro extremo se conecta o empalma al cable de potencia que viene desde la superficie (Halliburton , 2019).

Protector o Sello

Constituido por diferentes partes y configuraciones mecánicas internas es quien acopla al motor por la parte inferior con la succión de la bomba por la parte superior, transmite el torque generado por el motor hacia la bomba, proporciona capacidad adicional de almacenamiento para la expansión del aceite del motor por efecto de la temperatura, evita el ingreso de cualquier fluido al interior del motor, además permite igualar las presiones que se producen en la parte interna del motor con las que se producen en el exterior o en el anular.

Admisión o Separador de Gas

La sección de admisión (Intake) desempeña el papel de un colector de succión que alimenta el fluido del pozo a la entrada del impulsor de la bomba, esto depende de las condiciones del pozo. En aplicaciones de alto GOR y baja presión de fondo en el pozo, el fluido del pozo puede contener cantidades significativas de gas libre que pueden tener un efecto perjudicial en el rendimiento de la bomba; en tales casos, la sección de admisión se reemplaza por un separador de gas. Los separadores de gas están diseñados para separar el gas libre del fluido del pozo antes de que

ingrese a la bomba. A medida que el fluido del pozo (que consiste en gas y líquido; libres) pasa a través del impulsor. Está sometido a la acción de fuerzas centrífugas que se generaran por la rotación del eje que viene conectado desde el rotor del motor. Al ser el líquido de mayor densidad, se lanza hacia la periferia del impulsor mientras que el gas forma un núcleo cerca del centro. El gas se ventila al espacio anular mientras que el líquido libre de gas entra en el ojo del impulsor de la bomba (Yongwu, 2011).

Bomba centrífuga

Es el componente de mayor importancia del sistema de bombeo. Formada por un conjunto de etapas apiladas verticalmente entre difusores estacionarios que se fijan a la carcasa, en cuyo interior rota un impulsor que está montado al eje que conecta con los demás componentes al rotor del motor. El fluido incrementa la energía de velocidad mediante el impulsor por acción de la fuerza centrífuga, mientras que el difusor transforma el incremento de energía cinética en potencial elevando la presión, lo que permite que la producción llegue a la superficie. El número y el tamaño de las etapas determina el volumen de producción que se desea levantar y en base a éstas se establecerá la potencia y presión que suministra un equipo de bombeo. La fabricación de las bombas es a base de materiales muy resistentes a la abrasión; y el tamaño dependerá del fluido a ser levantado en cada pozo (General Electric Company, 2015).

1.3.3.2 Equipo de Superficie

Son todos los componentes que transmiten la energía necesaria para el funcionamiento del equipo, permitiendo el monitoreo constante de todos los parámetros de operación.

Cabezal del pozo

Es todo el arreglo mecánico permanente sobre el pozo, que conecta a la tubería de revestimiento, sella la comunicación entre tuberías, además de soportar el peso de los equipos de fondo juntamente con los tubos colgantes. Por la parte superior ofrece soporte para acoplar los accesorios que permiten controlar y monitorear el flujo que se levanta por la tubería de producción. Cuenta también con el terminal para la conexión del cable de potencia y del tubo capilar para inyección de químicos (Bremner, et al., 2007).

Caja de Venteo

Es una caja ubicada entre el cabezal del pozo y el tablero de control; que permite la conexión del cable que sale del controlador con el cable que ingresa al pozo y conecta al motor, permite ventear o liberar el gas que podría haber migrado a través del cable de potencia. En este punto es posible evaluar diferentes parámetros eléctricos para controlar el funcionamiento del equipo de fondo.

Controlador (VSD)

El controlador de un motor electrosumergible VSD (Variable Speed Driver), es un regulador industrial que se ubica entre la alimentación energética y el motor. La energía de la red pasa por el controlador o variador, y es regulada antes de que está ingrese al motor, para luego ajustar la frecuencia y la tensión en función del procedimiento a efectuarse. El variador de frecuencia regula la velocidad de los motores eléctricos para que la electricidad que llega al motor se ajuste a una demanda real de la aplicación, reduciendo así el consumo energético del motor entre un 20% a un 70% (Asea Brow Boweri, 2010).

Tablero de Control

Es una estructura metálica tipo caja; en cuyo interior se colocan paneles sobre los cuales se montan instrumentos para la conexión, control, maniobra, protección, medida, señalización y distribución, por lo cual desde este componente es posible la gobernanza de todo el sistema (Harper, 2002).

Transformador

Es un dispositivo que permite aumentar o disminuir la tensión de un circuito eléctrico, manteniendo la potencia. En algunos casos es necesario el uso de dos tipos de transformadores; uno reductor para convertir el voltaje de llegada o primario para que pueda ser admitido por el variador de frecuencia; y otro del tipo elevador para poder suministrar la tensión necesaria para el funcionamiento del motor de fondo (Takacs, 2009).

1.3.3.3 Componentes Complementarios

Son los accesorios que complementan al equipo de bombeo los cuales permiten sujetar, acoplar, y conectar los diferentes componentes. Existen diferentes accesorios complementarios para las diferentes configuraciones de los equipos BES como: el cable de potencia, las bandas o sunchos, los protectores de cable, la cabeza de descarga, las válvulas, guías de motor, adaptadores de diámetro, entre otros.

Cable de Potencia

Su importancia y sensibilidad lo hacen uno de los componentes de mayor relevancia dentro del sistema, la función es transmitir la energía eléctrica desde la superficie, conectando el tablero de control con el transformador elevador en algunos casos, luego con el cabezal del pozo y posteriormente es sumergido sujetado cada cierta distancia a la tubería y a los diferentes componentes de fondo, hasta llegar a conectar con la extensión del cable del motor (Ramírez, 2004).

Todas las señales para el monitoreo del equipo de fondo llegan a través de este cable, el cual está diseñado para soportar elevadas presiones y temperaturas mediante una armadura o cubierta aislante de acero inoxidable, acero galvanizado o monel. Es un cable de tres conductores de cobre o aluminio con diferentes capas aislantes cuya disposición puede ser redonda o plana, además en la actualidad se instala con uno o dos tubos capilares que facilitan la inyección de químicos (Centrilift, 1997).

Bandas Flejes o Sunchos

Correas metálicas usadas para la sujeción del cable de extensión del motor, como también del cable de potencia. Evitan un pandeo en el cable por deslizamiento al tenerlo sujetado cada cierto tramo a la tubería y a los componentes del equipo.

Protectores de Cable

Piezas metálicas que se sujetan a la tubería por la parte superior y la parte inferior a través de una muesca que permite introducir una correa o un pasador. El tamaño varía por lo general entre uno a cinco pies, están diseñados para presionar al cable y al capilar contra la tubería gracias a un canal que permite su alojamiento.

Se instalan en las uniones de un tubo con otro y también en medio de las mismas protegiendo mecánicamente al cable de potencia de golpes o aplastamiento. Son muy utilizados cuando se baja equipos de bombeo en pozos desviados (Keller, 1999).

Cabeza de Descarga

Es un acople de tubería con las mismas características de fabricación que el resto del equipo de bombeo, cuyo extremo superior roscado permite la conexión con el resto de la tubería de producción, mientras que por la parte inferior presenta una brida que acopla por medio de pernos a la salida de la bomba centrífuga (Brookbank III, 1986).

Válvula de Retención

Es un tipo de válvula que permite al fluido circular en una sola dirección evitando el flujo cuando se tenga una circulación contraria. Evita que la columna de fluido que está en la tubería pueda escurrirse a través de la bomba y otros componentes cuando el motor pare su funcionamiento, previniendo así los daños de las partes y piezas del sistema de bombeo. Se ubica por lo general entre 60 a 90 pies sobre la descarga de la bomba (Traylor & Nelson, 2000).

Válvula de Drenaje

Ubicada a una distancia de entre 30 a 90 pies sobre la válvula de retención, es la encargada de comunicar el espacio anular con el tubing cuando se realiza una extracción de toda la sarta de producción. La comunicación se realiza cuando se deja caer una barra desde la superficie lo que abre una cavidad que permite que el fluido se drene al espacio anular (Dillon, Olson , & Tetzlaff, 2001).

Centralizadores

Son armazones de acero fabricados con diferentes diseños y tamaños, los cuáles tienen aletas que permiten a la tubería posicionarse concéntricamente con la tubería de revestimiento. Pueden ser dispuestos en la tubería cada cierta distancia o también pueden disponerse al final de la sarta para mantener el equipo de bombeo centrado (Sun & Liu, 2013).

1.3.3.4 Curvas de Rendimiento de las Bombas Electrosumergibles

Son graficas generadas específicamente para cada bomba por medio de diversas pruebas de trabajo, desarrolladas con el propósito de mostrar la capacidad que presenta una bomba para desplazar un fluido. El trabajo de una etapa en particular se da en forma de curva de desempeño o rendimiento donde el eje “X” representa la tasa de flujo a través de la etapa y el eje “Y” representa la altura diferencial que producirá la etapa. Esta curva representa el rendimiento de la etapa para el agua con gravedad específica de 1 y una velocidad de rotación de 3600 RPM. También se representan la eficiencia y la potencia de entrada requerida (Wilson & Liu, 1985).

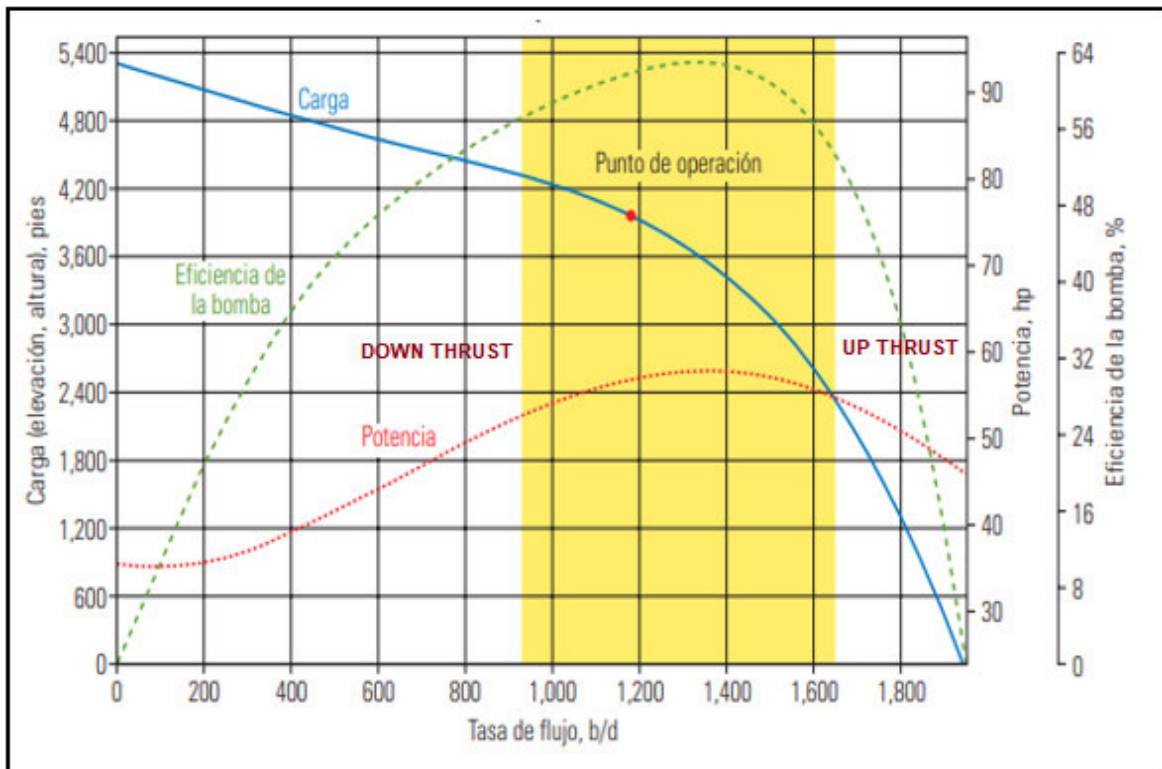
El rendimiento total de la bomba es un múltiplo del rendimiento de una sola etapa para un caudal específico. A excepción de los casos que involucran fluidos de alta viscosidad o de corte de gas, se puede considerar que todas las etapas están operando en el mismo punto en la curva de desempeño o rendimiento de la etapa (Wilson & Liu, 1985).

En la figura 1.6 se muestra un modelo del desempeño de una bomba donde se exhibe las curvas de comportamiento en función de la tasa de flujo; ilustrando:

1. La capacidad de carga, elevación o altura con una curva de color azul.
2. La eficiencia con una curva de color verde (línea entrecortada).
3. La potencia requerida con una curva formada por puntos de color rojo.
4. La gráfica muestra un punto rojo de mayor tamaño que indica un rango óptimo de trabajo.
5. Se puede observar que la parte coloreada de amarillo indica el rango recomendado para una operación eficiente y divide a la gráfica en dos partes:

- La parte que está a la izquierda se denomina la zona de empuje descendente (DOWNTHRUST).
- Y la parte que está a la derecha se denomina la zona de empuje ascendente (UPTHRUST) (Bremner, et al., 2007).

FIGURA 1.6 CURVA DE RENDIMIENTO DE UNA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE



Fuente: Bremner, et al., 2007

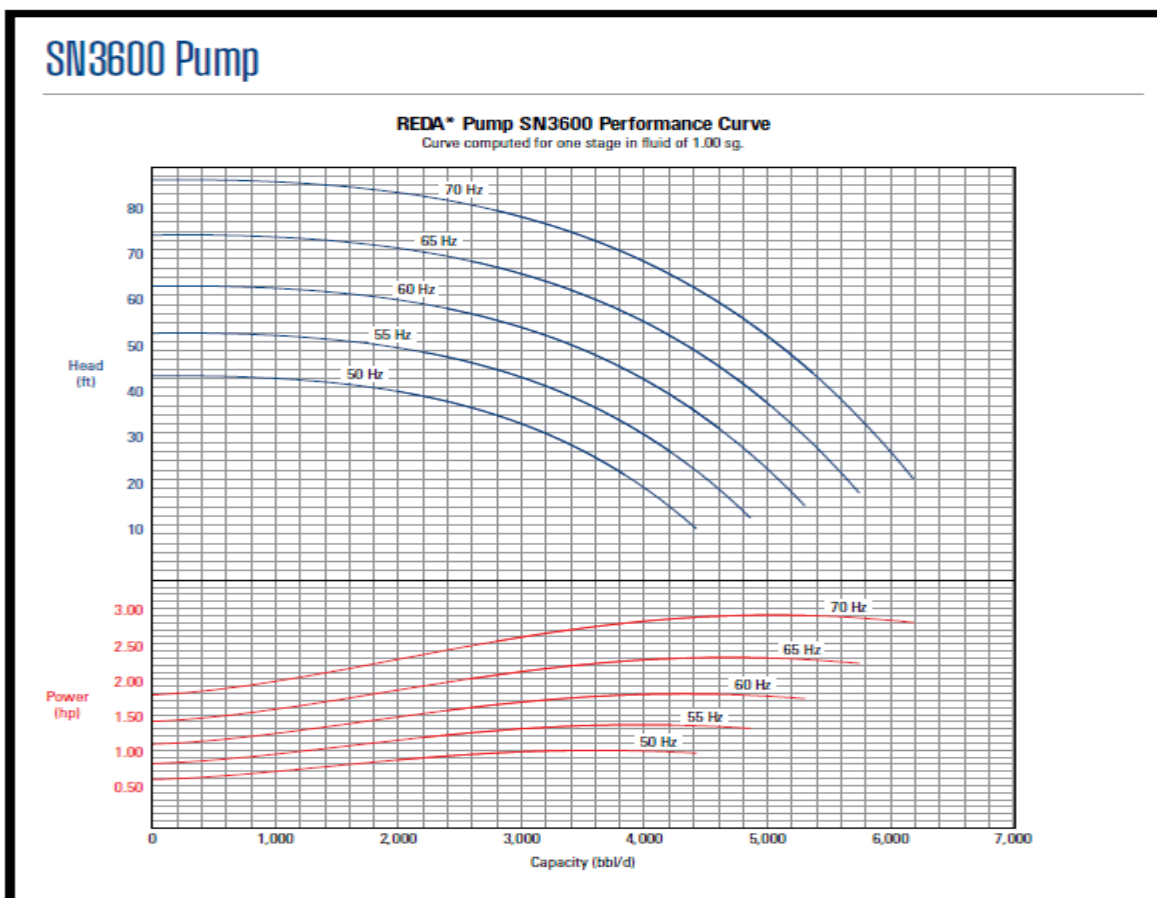
Modificado por: Oswaldo Ordoñez

La parte más relevante de esta gráfica de rendimiento es la curva de capacidad de carga; que muestra la relación que existe entre la carga dinámica total y la capacidad de flujo de una bomba específica (Bremner, et al., 2007).

El parámetro principal que se puede variar en el funcionamiento de los sistemas de bombeo electrosumergible es la frecuencia, con la cual incrementamos o disminuimos el número de revoluciones del motor, permitiendo de esta manera elevar o reducir el caudal de elevación del equipo de bombeo.

Las diferentes frecuencias de operación de una bomba se puede determinar a partir de la denominada "Curva Tornado" mostrada en la figura 1.7, la cual también es una curva de rendimiento.

FIGURA 1.7 CURVA TIPO TORNADO PARA UNA ETAPA BOMBA SN3600



Fuente: Schlumberger Artificial Lift, 2020

Elaborado por: Schlumberger Artificial Lift, 2020

1.3.4 APLICACIÓN DEL SISTEMA BES CONVENCIONAL CON SUS VENTAJAS Y DESVENTAJAS

Es importante conocer todos los beneficios e inconvenientes que presenta un sistema que aporta energía adicional al pozo para levantar los fluidos desde el fondo hasta la superficie, un escenario ideal para la aplicación del Sistema de Bombeo Electrosumergible se daría en pozos que cuenten con:

- Elevada productividad.
- Relación de gas en solución baja
- Y presenten bajas presiones en el fondo.

Por lo tanto, es importante tener en cuenta los factores positivos y negativos para la elegibilidad de este método (Modahi, 2012).

La tabla 1.4 muestra las ventajas y desventajas que se presentan al optar por un sistema BES Convencional.

TABLA 1.4
VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA BES CONVENCIONAL

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Costos bajos para levantar grandes volúmenes	Costo Inicial elevado
Levanta grandes volúmenes con alto BSW	Daños en el cable al bajar los equipos
Aplicable en cualquier geometría del pozo	Necesidad de una fuente de potencia eléctrica alta y estable
Maneja un alto porcentaje de gas	Deficiente en pozos con alto GOR
No presenta partes móviles en la superficie	Canalización del gas a superficie a través del cable de potencia
Bajo impacto ambiental	Para reparaciones se necesita extraer todo el equipo de subsuelo
Soporta altas temperaturas	Deterioro del aislamiento del cable de potencia por lo que es indispensable conocer la temperatura limitante
Corrosión y abrasión reducida	Limitaciones en la temperatura del sello y del motor
Monitoreo con controladores automatizados	Necesidad de personal capacitado
La vida útil puede ser considerablemente alta	Severa afectación por la presencia de arena
Facilidad para aplicar tratamientos anticorrosivos y de formación de escamas	
Bajos costos de mantenimiento	Partes y piezas costosas

Fuente: Modahi, 2012

NOTA 1: Los sistemas BES convencionales son los que presentan entre sus componentes un motor de inducción con un estator bobinado y rotor tipo jaula de ardilla.

1.3.5 BES CON TECNOLOGÍA POWER SAVE

Las bombas electrosumergibles con esta tecnología de ahorro de energía están diseñadas con etapas fabricadas a base de pulvimetalurgia lo cual mejora el rendimiento de cada etapa hasta en un 70%, presentando hidráulicamente menores pérdidas, he incrementado la eficiencia del proceso de bombeo. Dichas etapas están fabricadas a base de polvo de hierro, grafito y cobre que son sinterizados creando enlaces muy fuertes entre las partículas con una gran cohesión lo que permite crear diseños con formas diversas y complicadas que mejoran el flujo del fluido. Está constituido por un motor con estator convencional o bobinado y tiene un rotor de imanes permanentes el cual reduce la formación de armónicos previniendo la pérdida de energía en el sistema (Refaie, et al., 2013).

1.3.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS EQUIPOS POWER SAVE

Los motores PMM (Permanent Magnet Motor) a diferencia de los sistemas BES convencionales presentan las siguientes ventajas y desventajas.

1.3.6.1 Ventajas

- El transformador es de menor potencia reduciendo el consumo de energía.
- Manejan mayor cantidad de gas hasta un 85% dependiendo del separador instalado.
- Son más resistentes a la corrosión y a la abrasión manejando alto contenido de sólidos.
- Son más pequeños y con menor peso que los convencionales y la eficiencia se ubica alrededor del 90% al 94%.
- El consumo de energía absoluto de todo el sistema se puede reducir entre el 25% y el 30% del gasto de un sistema convencional, debido a que los PMM exhiben un factor de potencia igual a uno.
- La reducida corriente permite reducir el calor producido en el cable, transformador y variador.
- Funcionan muy bien en ambientes severos de flujo inestable con petróleo de alta viscosidad.
- Ofrece amplios rangos de regulación de la frecuencia entre 50 Hz a 90 Hz, con velocidades de rotación de 100-1000, 1000-4200, y 3000-6000 rpm.
- El cable de potencia es de menor tamaño (Refaie, et al., 2013).

1.3.6.2 Desventajas

- Requieren de un variador de frecuencia especial con menor potencia nominal, no es posible utilizar el modelo convencional.
- Presenta problemas cuando la carga es menor a la mitad de su capacidad, pero puede operar en lazo abierto con una carga de entre el 50% al 60% con una eficiencia razonable.
- Si presenta corriente muy elevada por baja carga se ve forzado a apagarse; debido a que el control de corriente dispara el sensor de alerta.
- Alto costo por el rotor de imanes permanentes cuyo precio representa el 30% del valor total del equipo (Refaie, et al., 2013).

1.4 PARÁMETROS GENERALES

Entre los principales parámetros que caracterizan a los hidrocarburos tenemos: la viscosidad, el factor de compresibilidad del gas, el factor volumétrico del petróleo, la gravedad específica del gas, la gravedad específica del petróleo y la relación gas petróleo. Todas estas propiedades forman parte de un conjunto de propiedades llamadas PVT.

Viscosidad

Propiedad física que caracteriza a los fluidos; la cual mide la resistencia de estos a fluir y presentar deformaciones, también llamada viscosidad dinámica, es inversamente proporcional al valor de la temperatura cuando se trata de líquidos y es directamente proporcional cuando se trata de gases. La unidad de medida en el sistema internacional es el pascal por segundo (Pa/s), pero es más usada la equivalencia en centipoise (cP) (Streeter, Wylie, Bedford, & Saldarriaga, 1988).

La viscosidad permite conocer el tipo de fluido que tenemos dentro del reservorio depende de la presión, de la temperatura, de la gravedad del petróleo y de la solubilidad del gas; ya que esta propiedad controla el flujo del fluido desde la roca productora hasta la superficie (Paris de Ferrer, 2009).

Factor de compresibilidad del gas Z

Es un factor de corrección adimensional introducido en la ecuación general de los gases que relaciona el volumen real de un gas con el volumen ideal del mismo gas a las mismas condiciones de presión y de temperatura. Ajusta la ley de los gases ideales para describir el comportamiento de un gas real (Cengel & Boles , 2009).

Ecuación general de los gases con el factor de compresibilidad:

$$PV = ZnRT \quad (1.1)$$

Donde:

P = Presión (*psia*)

V = Volumen (ft^3)

R = Constante universal de los gases $\left(10.728 \frac{psia ft^3}{lb mol ^\circ R}\right)$

T = Temperatura ($^\circ R$)

n = Cantidad de sustancia (lb mol)

$$Z = \frac{V_{real}}{V_{ideal}} \quad (1.2)$$

Z = Factor de compresibilidad

V_{real} = Volumen real del gas (ft^3)

V_{ideal} = Volumen ideal del gas (ft^3)

Factor volumétrico del petróleo (B_o)

Definido como el volumen que ocupa un barril normal de petróleo a condiciones de yacimiento (gas libre y crudo con gas en solución) dividido para el volumen que ocupa un barril a condiciones de superficie o estándar (Bánzer S., 1996).

Ecuación del factor volumétrico del petróleo (B_o):

$$B_o = \frac{BY}{BN} \quad (1.3)$$

Donde:

BY = Barril a condiciones de yacimiento (bbl)
 BN = Barril a condiciones normales o estándar (bbl)

Condiciones estándar:

P_{sc} = Presión estándar (14.7 psia)
 T_{sc} = Temperatura estándar (60 °F = 520 °R)

Gravedad específica del gas (γ_g)

Relaciona la densidad de un gas con la densidad del aire medidos a condiciones estándar de presión y temperatura (Beggs, 1991).

Ecuación de la gravedad específica del gas (γ_g):

$$\gamma_g = GE = \left(\frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \right)_{P_{sc}, T_{sc}} = \frac{\frac{M_g}{RT}}{\frac{M_{aire}}{RT}} = \frac{M_g}{M_{aire}} \quad (1.4)$$

Donde:

GE = Gravedad específica de un gas (1)
 ρ_g = Densidad de un gas $\left(\frac{lb}{ft^3} \right)$
 ρ_{aire} = Densidad del aire $\left(\frac{lb}{ft^3} \right)$
 M_g = Peso Molecular del gas $\left(\frac{lbm}{lb\ mol} \right)$
 M_{aire} = Peso Molecular del aire $\left(28.97 \frac{lbm}{lb\ mol} \right)$
 P_{sc} = Presión estándar (14.7 psia)
 T_{sc} = Temperatura estándar (60 °F = 520 °R)
 R = Constante universal de los gases $\left(10.728 \frac{psia\ ft^3}{lb\ mol\ ^\circ R} \right)$
 T = Temperatura (°R)

Gravedad específica del petróleo (γ_o)

Es un valor adimensional definida como la relación entre la densidad del petróleo con la densidad del agua medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura (Bánzer S., 1996).

Ecuación de la gravedad específica del petróleo medida a presión atmosférica y temperatura de $\frac{60^\circ F}{60^\circ F}$:

$$\gamma_o = \left(\frac{\rho_o}{\rho_w} \right) \quad (1.5)$$

Donde:

$$\begin{aligned} \rho_o &= \text{Densidad del petróleo} \left(\frac{lb}{ft^3} \right) \\ \rho_w &= \text{Densidad del agua} \left(62.4 \frac{lb}{ft^3} \right) \end{aligned}$$

En la industria del petróleo se usa la gravedad en grados API (American Petroleum Institute) definido con la siguiente ecuación:

$$^\circ API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (1.6)$$

Relación gas petróleo (GOR)

Es una medida tomada en campo que relaciona el volumen de gas que se produce en el cabezal del pozo con el valor unitario de petróleo producido en un corto intervalo de tiempo, se mide en condiciones de superficie (Bidner , 2001).

Ecuación de la relación gas petróleo:

$$GOR = RS = \left[\frac{SCF}{STB} \right] \text{ o } \left[\frac{m^3}{m^3} \right] \quad (1.7)$$

Donde:

$$\begin{aligned} GOR &= \text{Relación gas petróleo (Gas Oil Ratio)} \\ SCF &= \text{Pies cúbicos estándar} \\ STB &= \text{Barril a condiciones estándar o de superficie} \end{aligned}$$

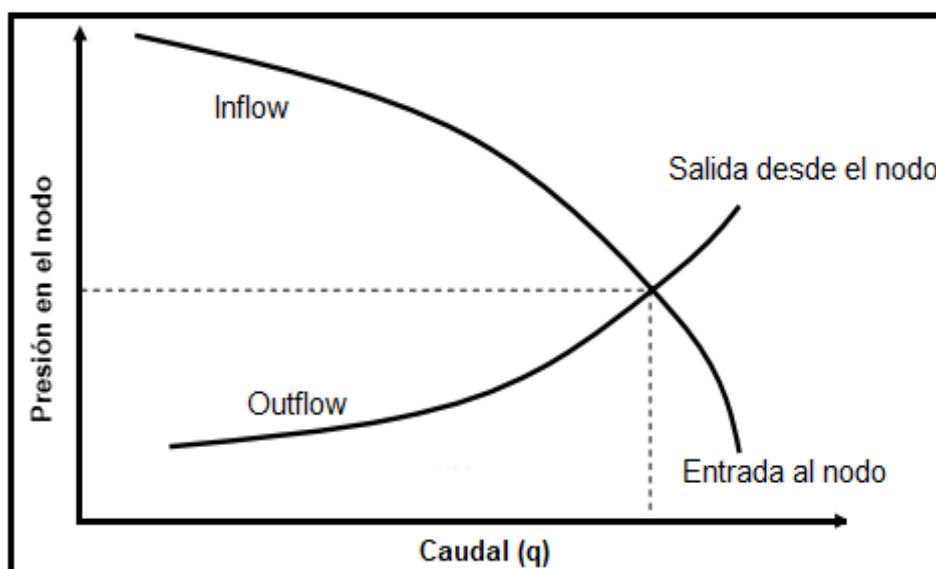
1.5 ANÁLISIS NODAL

La técnica de Análisis Nodal fue propuesta en el año 1954 en el documento "Flowing and Gas-Lift Well Performance" realizado por Gilbert, luego en el año 1964 fue revisado en la publicación "Principle of Oil Well Production" hecha por Nind, y 30 años después el término se normalizó con el estudio "The Technology of Artificial Lift Methods" realizado por Brown en el año 1984. El Análisis Nodal permite realizar una evaluación integra tanto del sistema de superficie como de subsuelo de cada pozo, esta técnica se ha utilizado a lo largo de muchos años convirtiéndose en un instrumento para pronosticar y analizar inconvenientes en el desempeño de los sistemas de producción de pozos de gas y petróleo con el fin de optimizar la

operación de los diseños planteados de acuerdo al potencial productivo del reservorio, además facilita el análisis del desempeño de los pozos inyectoros (Beggs, 1991).

El Análisis Nodal está basado en la construcción de dos curvas, a partir de la determinación de un nodo o punto de referencia, el mismo que divide el sistema en dos partes, los componentes que están aguas arriba del nodo (Upstream) dan lugar a una curva denominada de la oferta o aporte, técnicamente conocida como IPR (Inflow Performance Relationships); y los componentes aguas abajo (Downstream) forman la curva de la demanda o VLP (Vertical Lift Performance) o comúnmente llamada Outflow. En la figura 1.8 se muestran las curvas que se obtiene aplicando la técnica de Análisis Nodal.

FIGURA 1.8 CURVAS GENERADAS POR ANÁLISIS NODAL



Fuente: Beggs, 1991

Modificado por: Oswaldo Ordoñez

Ubicando el nodo en el fondo en un pozo productor, la curva de aporte relaciona la declinación de la presión con el caudal desde la formación hasta el nodo; mientras que la curva de la demanda relaciona la caída de presión con el caudal desde el nodo hasta el separador. De la misma manera ubicando el nodo en el fondo en un pozo inyector, la curva de aporte relaciona la declinación de presión con el caudal desde el equipo de bombeo de inyección en superficie hasta el nodo; en cambio la curva de la demanda relaciona la caída de presión con el caudal desde el nodo hasta la formación (Hirschfeldt, 2014).

Al realizar una división del sistema tenemos básicamente cinco nodos principales los mismos que se muestran en la figura 1.9 y en base a estos puntos se relaciona las diferentes ecuaciones para evaluar el comportamiento del sistema. La caída de presión en cualquier instante en todo el sistema será la diferencia entre la presión inicial, P_r (Presión de reservorio) y la presión final P_{sep} (Presión del separador) (Takacs, 2018).

Al escribir todas las ecuaciones involucradas resulta la siguiente expresión:

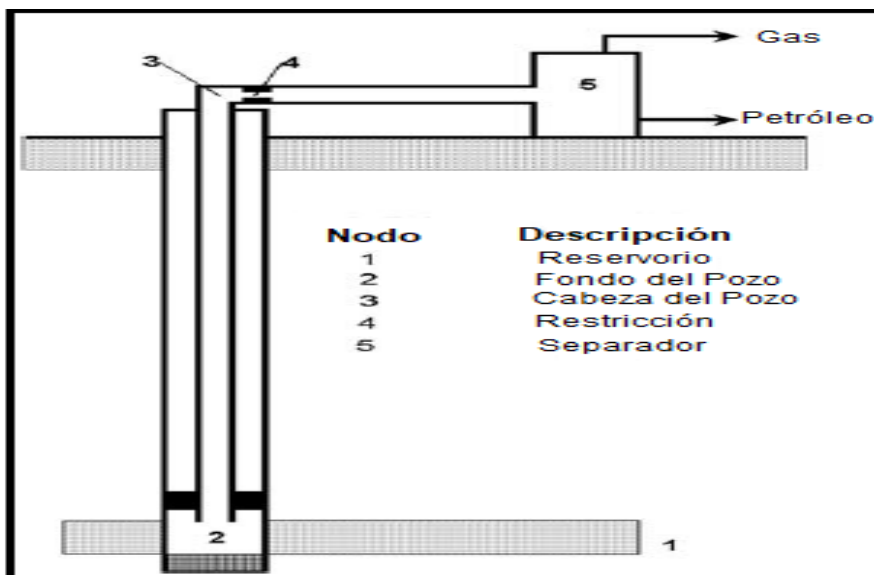
$$P_r - P_{sep} = \Delta P_{res} + \Delta P_T + \Delta P_p + \Delta P_{LF} \quad (1.8)$$

$$P_r - P_{sep} = (P_r - P_{wfs}) + (P_{wfs} - P_{wf}) + (P_{wf} - P_{wh}) + (P_{wh} - P_{sep}) \quad (1.9)$$

Donde:

- ΔP_{res} = Caída de presión en el reservorio (psi)
- ΔP_T = Caída de presión en la cara del pozo (psi)
- ΔP_p = Caída de presión en el pozo (psi)
- ΔP_{LF} = Caída de presión en la línea de flujo (psi)

FIGURA 1.9 UBICACIÓN DE LOS NODOS



Fuente: Takacs, 2018

Modificado por: Oswaldo Ordoñez

De acuerdo con el punto escogido se obtendrá diferentes ecuaciones para su estudio, por ejemplo, al escoger el punto de referencia en el fondo del pozo donde la presión del nodo es **P_{wf}** , por lo tanto, el sistema se divide en dos partes; el reservorio y el sistema de flujo a superficie, todo esto da como resultado las siguientes expresiones para la construcción de las curvas:

- Inflow

$$P_r - \Delta P_{res} = P_{wf} \quad (1.10)$$

- Outflow

$$P_{sep} + \Delta P_{línea\ de\ flujo} + \Delta P_{tubing} = P_{wf} \quad (1.11)$$

Donde:

- P_r = Presión de reservorio (psi)
- ΔP_{res} = Diferencial en la Presión de reservorio (psi)
- P_{wf} = Presión de fondo fluyente (psi)
- P_{sep} = Presión en el separador (psi)
- $\Delta P_{línea\ de\ flujo}$ = Diferencial de presión en la línea de Flujo (psi)
- ΔP_{tubing} = Diferencial de presión en el tubing (psi)

Para la aplicación de la técnica de "Análisis Nodal" se debe conocer:

- Los fundamentos generales del desarrollo de las ecuaciones partiendo desde la ley de Darcy, el índice de productividad, la eficiencia de flujo.
- Los factores de forma que afectan la construcción de las curvas.
- Los diferentes métodos desarrollados para la construcción de las curvas de afluencia o IPR.
- Y el flujo multifásico en tuberías.

1.6 FUNDAMENTOS GENERALES

1.6.1 LEY DE DARCY

Establece que: "La velocidad de un fluido de carácter homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a su viscosidad" (Hubert, 1956).

En el año 1856 Henry Darcy propuso una ecuación que relaciona la velocidad aparente de un fluido con la caída de presión a través de un medio filtrante, dicha ecuación se convirtió en una ley experimental que en términos de flujo volumétrico se expresa con la ecuación 1.12 (Beggs, 1991).

$$q = - \frac{k A dp}{\mu dx} \quad (1.12)$$

Donde:

- k = Permeabilidad del medio poroso (Darcy)
- q = Tasa de flujo volumétrico $\left(\frac{cm^3}{s}\right)$
- A = Área de flujo (cm^2)
- $\frac{dp}{dx}$ = Gradiente de presión en dirección del flujo (negativo)
- μ = Viscosidad del fluido (cP)

1.6.2 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)

Es un indicador que mide la capacidad de producción de un pozo de petróleo, matemáticamente relaciona los barriles de fluido producidos por día por libra diferencial entre la presión de fondo estática y la que fluye (Haider, 1936).

También se lo representa mediante la letra J. La ecuación que resume esta relación es:

$$q = IP(P_r - P_{wf}) \quad (1.13)$$

$$IP = J = \frac{q}{P_r - P_{wf}} \quad (1.14)$$

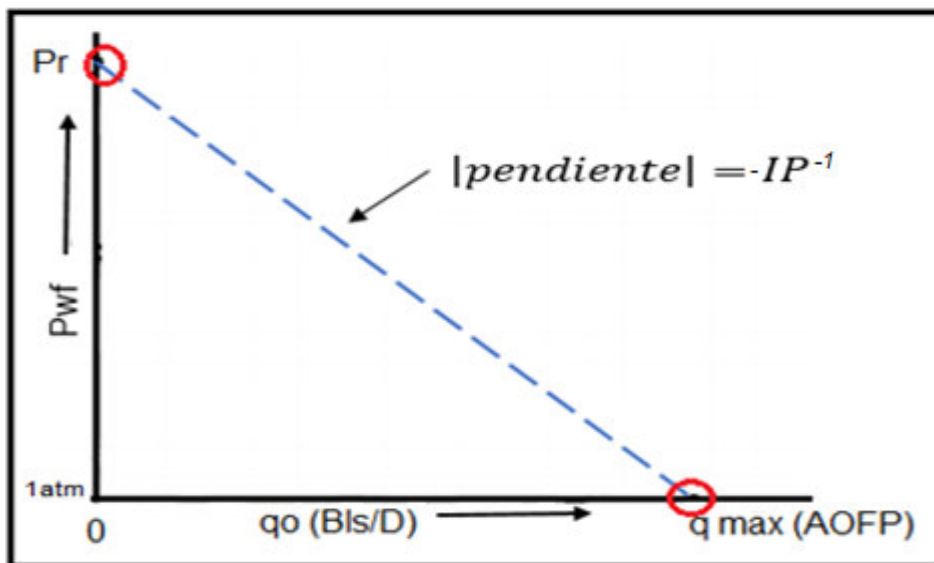
Donde:

- q = Caudal producido (BFPD)
- P_r = Presión de reservorio (psi)
- P_{wf} = Presión de fondo fluyente (psi)

Representado en un plano de coordenadas con el eje x para el caudal, el eje y para la presión, esta expresión describe una línea recta en flujo de una sola fase, el punto máximo en el eje de la presión representa la presión de reservorio (P_r) a caudal cero y el punto máximo en el otro eje representa el potencial de flujo abierto absoluto AOFP (Absolute Open Flow Potential) cuando la presión de reservorio es cero (Hirschfeldt, 2014).

En la figura 1.10 se puede observar lo descrito anteriormente

FIGURA 1.10 CURVA DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD



Fuente: Hirschfeldt, 2014.

Modificado por: Oswaldo Ordoñez

Este indicador se cumple cuando se presenta una presión de fondo fluyente (P_{wf}) mayor a la presión del punto de burbuja (P_b), flujo radial alrededor del pozo, distribución homogénea de la permeabilidad, y saturación completa de fluido en la formación. Pero la mayoría de los pozos tienen flujo bifásico donde la presión de fondo fluyente es menor a la de burbuja; lo que llevo a definir el inicio de los métodos o modelos presentados por muchos autores para la construcción de las curvas IPR (Beggs, 1991).

Este indicador está definido para cierto nivel de productividad de los pozos y se muestra en la tabla 1.5.

TABLA 1.5
RANGO DE VALORES PARA EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (J)

ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	PRODUCTIVIDAD
$J < 0.5$	Baja
$0.5 < J < 1$	Media
$1 < J < 2$	Alta
$J > 2$	Muy Alta

Fuente: Beggs, 1991

1.6.3 EFICIENCIA DE FLUJO (EF)

Este término fue introducido por Standing en los años setenta, quién propuso el estudio de los efectos del daño de formación; para lo cual relacionó en una ecuación el índice de productividad ideal entendiéndose que es cuando no existe daño en el pozo con el índice real; que se da cuando se toma en cuenta el daño existente en el pozo (Standing , 1970).

Ecuación para calcular la eficiencia de flujo:

$$EF = \frac{\ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right) + S} = \frac{J}{J'} \quad (1.15)$$

$EF < 1$ Pozo que presenta daño en la formación

$EF > 1$ Pozo estimulado

Donde:

J = Índice de productividad ideal

J' = Índice de productividad real

r_e = Radio de drenaje efectivo (ft)










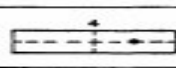
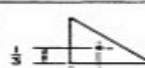
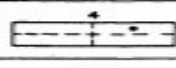


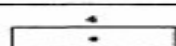
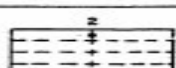

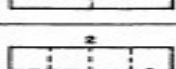

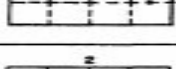

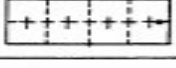

r_w = Radio del pozo (ft)

S = Factor de daño en la formación

1.7 FACTORES DE FORMA QUE AFECTAN LA CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS IPR O DE AFLUENCIA

Un gran número de las ecuaciones para la construcción de las curvas de afluencia o IPR están basadas en una geometría radial, lo que implica que el área de drenaje de los pozos de estudio presenta una forma circular donde el pozo se encuentra ubicado en el centro. Por lo general la mayor parte de los pozos en su vida productiva se encuentran en estado pseudoestacionario; por tal razón para predecir su rendimiento se toma en cuenta la ecuación para el cálculo del índice de productividad que parte de la aplicación de la ley de Darcy la misma que se desarrolló para una área de drenaje circular y que se emplea en la mayoría de los métodos para la obtención de curvas IPR; por tanto aplicar las ecuaciones desarrolladas para áreas de drenaje no circulares llevaría a la obtención de cálculos erróneos. Basado en el estudio presentado por Matthews y Russell en el año 1967 que describía el flujo pseudoestacionario para pozos con un área de drenaje no circular; Odeh presento los factores de forma que se muestran en la figura 1.11 los mismos que consideran diferentes geometrías de flujo que se introducen en la ecuación 1.16 derivada de la ley de Darcy (Odeh, 1978).

FIGURA 1.11 FACTORES DE FORMA

SYSTEM	X	SYSTEM	X
	$\frac{r_e}{r_w}$		$\frac{0.966 A^{\frac{1}{2}}}{r_w}$
	$\frac{0.571 A^{\frac{1}{2}}}{r_w}$		$\frac{1.44 A^{\frac{1}{2}}}{r_w}$
	$\frac{0.565 A^{\frac{1}{2}}}{r_w}$		$\frac{2.206 A^{\frac{1}{2}}}{r_w}$
	$\frac{0.604 A^{\frac{1}{2}}}{r_w}$		$\frac{1.925 A^{\frac{1}{2}}}{r_w}$
	$\frac{0.61 A^{\frac{1}{2}}}{r_w}$		$\frac{6.59 A^{\frac{1}{2}}}{r_w}$
	$\frac{0.678 A^{\frac{1}{2}}}{r_w}$		$\frac{9.36 A^{\frac{1}{2}}}{r_w}$
	$\frac{0.668 A^{\frac{1}{2}}}{r_w}$		$\frac{1.724 A^{\frac{1}{2}}}{r_w}$
	$\frac{1.368 A^{\frac{1}{2}}}{r_w}$		$\frac{1.794 A^{\frac{1}{2}}}{r_w}$
	$\frac{2.066 A^{\frac{1}{2}}}{r_w}$		$\frac{4.072 A^{\frac{1}{2}}}{r_w}$
	$\frac{0.884 A^{\frac{1}{2}}}{r_w}$		$\frac{9.523 A^{\frac{1}{2}}}{r_w}$
	$\frac{1.485 A^{\frac{1}{2}}}{r_w}$		$\frac{10.135 A^{\frac{1}{2}}}{r_w}$
			

Fuente: Odeh, 1978

Elaborado por: Odeh, 1978

$$IP = \frac{q}{Pr - Pwf} = \frac{7.08 \cdot 10^{-3} kh}{B_o \mu_o (\ln x - 0.75 + S)} \quad (1.16)$$

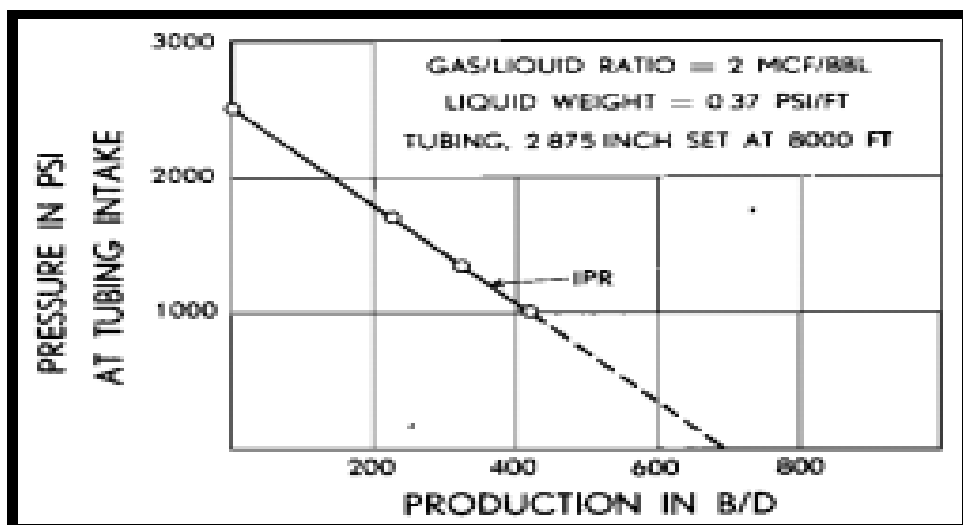
Donde:

- q = Caudal producido (BFPD)
- P_r = Presión de reservorio (psi)
- P_{wf} = Presión de fondo fluyente (psi)
- k = Permeabilidad del medio poroso (mD)
- μ_o = Viscosidad del petróleo (cP)
- S = Factor de daño en la formación
- h = Espesor (ft)
- X = Factor de forma

1.8 MÉTODOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS IPR O DE AFLUENCIA

El concepto de las curvas se mencionó en el año 1935 en el texto de Rawlins y Schellhardt, luego en el año 1954 W. Gilbert resume que para estimar las capacidades individuales de los pozos se debe tomar en cuenta todas las condiciones que conciernen al flujo de fluidos a través de la tubería desde el reservorio, para lo cual introduce el término del comportamiento de afluencia o IPR. Este autor presenta un método para graficar la curva de afluencia para un cierto diámetro de tubería y profundidad de forma empírica aplicado a pozos que flúan naturalmente tomando en cuenta el caudal de producción (q), la presión de fondo fluyente (P_{wf}), la relación gas-líquido (RGL), la presión de reservorio (P_r), y la presión de cabeza (P_{wh}), además aporta que las gráficas presentan un comportamiento lineal (figura 1.12) y no lineal (figura 1.13) dependiendo de la cantidad de gas y líquido (Gilbert, 1954).

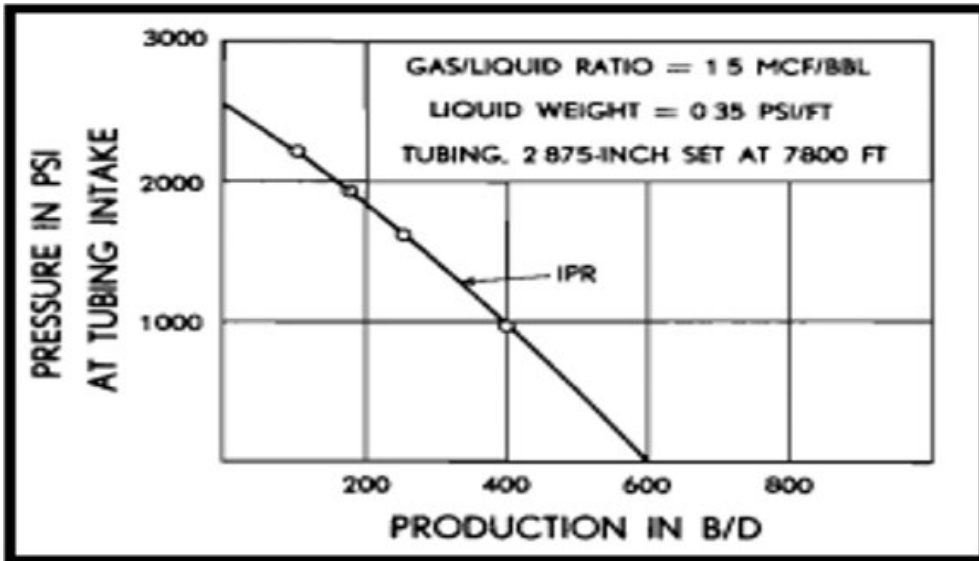
FIGURA 1.12 CURVA IPR - GILBERT COMPORTAMIENTO LINEAL



Fuente: Gilbert, W. 1954

Elaborado por: Gilbert, W. 1954

FIGURA 1.13 CURVA IPR - GILBERT COMPORTAMIENTO NO LINEAL



Fuente: Gilbert, W. 1954

Elaborado por: Gilbert, W. 1954

Posteriormente Weller en el año 1966 en el estudio sobre el “Rendimiento del yacimiento durante el flujo de dos fases” (yacimientos con gas en solución), que fue abordado con derivadas parciales para su demostración, introduce nuevamente el término del comportamiento de afluencia tomando en cuenta las propiedades del gas.

Después de los conceptos introducidos, nuevos autores han creado diferentes métodos para la construcción de las curvas asumiendo distintos parámetros y propiedades de la roca y del fluido.

Vogel

Uno de los principales métodos utilizados para yacimientos saturados es el método de Vogel quien simplificó el estudio de Weller dejando fuera algunos parámetros que caracterizan al gas y propuso en el año 1968 la construcción de curvas que describían formas similares al realizar experimentos empíricos con presiones bajo el punto de burbuja ($P_{ws} \leq P_b$) (Vogel, 1968).

La ecuación 1.17 encontrada por el autor describe el comportamiento de las curvas y es válida para pozos con porcentajes de agua de hasta un 30% considerando flujo de dos fases (gas-liquido) (Vogel, 1968).

Ecuación encontrada por Vogel:

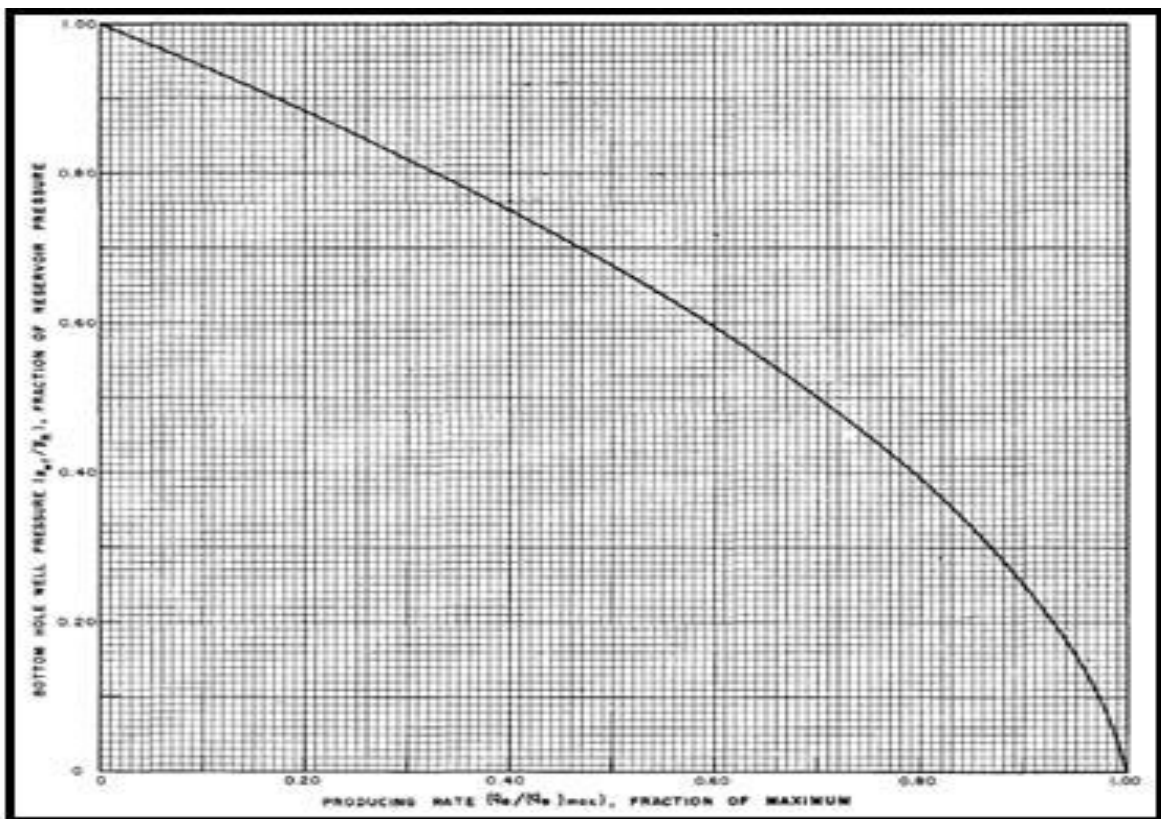
$$\frac{q_o}{(q_o)_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (1.17)$$

Donde:

- q_o = Caudal de petróleo (BPPD)
 $(q_o)_{max}$ = Caudal de petróleo máximo a $P_{wf} = 0$ (BPPD)
 P_r = Presión de reservorio (psi)
 P_{wf} = Presión de fondo fluyente (psi)

Para graficar la curva de afluencia propuesta por Vogel se necesita medir el caudal del fluido a una determinada presión de fondo fluyente (P_{wf}), luego se asume presiones de fondo fluyente menores a la presión del reservorio (P_r) para obtener los correspondientes caudales; se considera nulo el daño en la formación ($S = 0$) y cuando la $P_{wf} = 0$ se obtiene el caudal máximo. La figura 1.14 muestra la curva obtenida por Vogel.

FIGURA 1.14 CURVA IPR-VOGEL



Fuente: Vogel, 1968

Elaborado por: Vogel, 1968

El método de Vogel también abordó el caso de los reservorios subsaturados donde la curva IPR cambia su comportamiento lineal al llegar al punto de burbuja cuando el reservorio entra en la etapa de saturación empezando la liberación del gas en solución. Para la elaboración de la curva es necesario conocer los datos de una prueba de flujo, la presión de reservorio (P_r) y la presión de burbuja (P_b), luego se debe calcular el índice de productividad (J) que puede ser para cuando:

- Se tiene una presión de fondo fluyente de prueba mayor a la presión de burbuja ($P_{wf_p} \geq P_b$) (Vogel , 1968).

$$J = \frac{q_{oP}}{Pr - P_{wf_p}} \quad (1.18)$$

- Se tiene una presión de fondo fluyente de prueba menor a la presión de burbuja ($P_{wf_p} < P_b$) (Vogel , 1968).

$$J = \frac{q_{oP}}{Pr - P_b + \frac{P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf_p}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf_p}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad (1.19)$$

Donde:

- q_{oP} = Caudal de petróleo de la prueba de flujo (BPPD)
- Pr = Presión de reservorio (psi)
- P_{wf_p} = Presión de Fondo Fluyente (psi)
- P_b = Presión de burbuja (psi)

Una vez obtenido el índice de productividad se asume presiones de fondo fluyente para calcular el caudal de producción a la presión de burbuja con la ecuación 1.20.

$$q_b = J(Pr - P_b) \quad (1.20)$$

La curva resultante presenta un comportamiento lineal hasta la presión de burbuja (P_b) empezando en la de reservorio (Pr) y un comportamiento no lineal hasta tener una presión de fondo fluyente igual a cero ($P_{wf} = 0$) iniciando en la presión de burbuja. La ecuación obtenida por Vogel es la ecuación 1.21.

$$q_o = q_b + \frac{J P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (1.21)$$

Donde:

- q_o = Caudal de petróleo (BPPD)
- q_b = Caudal de petróleo en el punto de burbuja (BPPD)
- Pr = Presión de reservorio (psi)
- P_{wf_p} = Presión de Fondo Fluyente (psi)
- P_b = Presión de burbuja (psi)

Standing

Propuso una modificación al método de Vogel al Introducir la eficiencia de flujo en el año 1970; la cual toma en cuenta la alteración en la permeabilidad por daño o estimulación alrededor del pozo.

La ecuación 1.15 dada anteriormente para la eficiencia de flujo expresa la propuesta hecha por Standing, además propuso diferentes ecuaciones para la

construcción de las curvas IPR. Las ecuaciones 1.22 y 1.23 obtenidas por este autor le permitieron construir curvas IPR adimensionales con un factor de eficiencia diferente de cero que se muestran en la figura 1.15 (Standing , 1970).

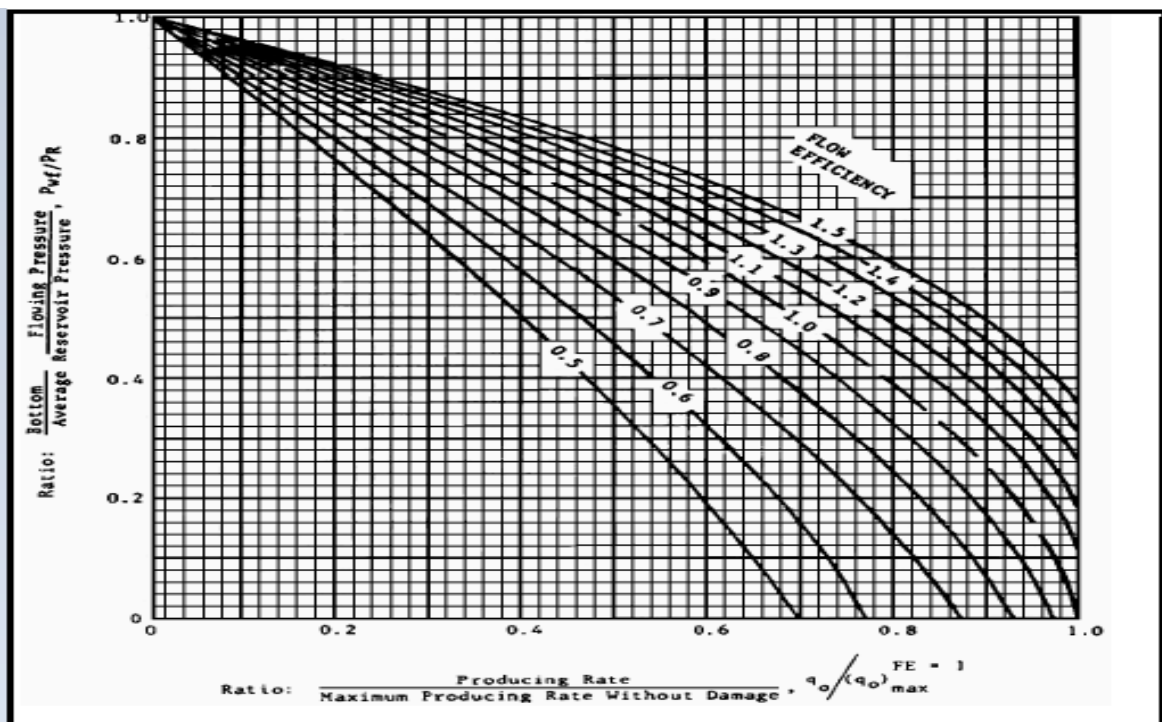
$$\frac{q_o}{q_o^{EF=1}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (1.22)$$

$$\frac{P_{wf}}{P_r} = 1 - EF + EF \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) \quad (1.23)$$

Donde:

- EF = Eficiencia de flujo
- q_o = Caudal de petróleo (BPPD)
- $q_o^{m\acute{a}x}$ = Caudal de petróleo máximo a $P_{wf} = 0$ (BPPD)
- P_r = Presión de reservorio (psi)
- P_{wf}' = Presión de Fondo Fluyente con $EF = 1$ (psi)
- P_{wf} = Presión de Fondo Fluyente (psi)

FIGURA 1.15 CURVAS IPR ADIMENSIONALES PROPUESTAS POR STANDING



Fuente: Standing , 1970

Elaborado por: Standing , 1970

Fetkovich

En 1973 propuso utilizar en pozos de petróleo las ecuaciones usadas para calcular las curvas IPR en pozos de gas, debido a que se comportan de forma similar; el procedimiento fue verificado con pruebas isocronales y pruebas flujo tras flujo con

permeabilidades de 6 milidarcys hasta más de 1000 milidarcys, asumió también que el gas en solución es el mecanismo para la producción del pozo y que la movilidad del petróleo tiene un comportamiento lineal con la presión del reservorio (Beggs, 1991).

La ecuación utilizada se muestra a continuación:

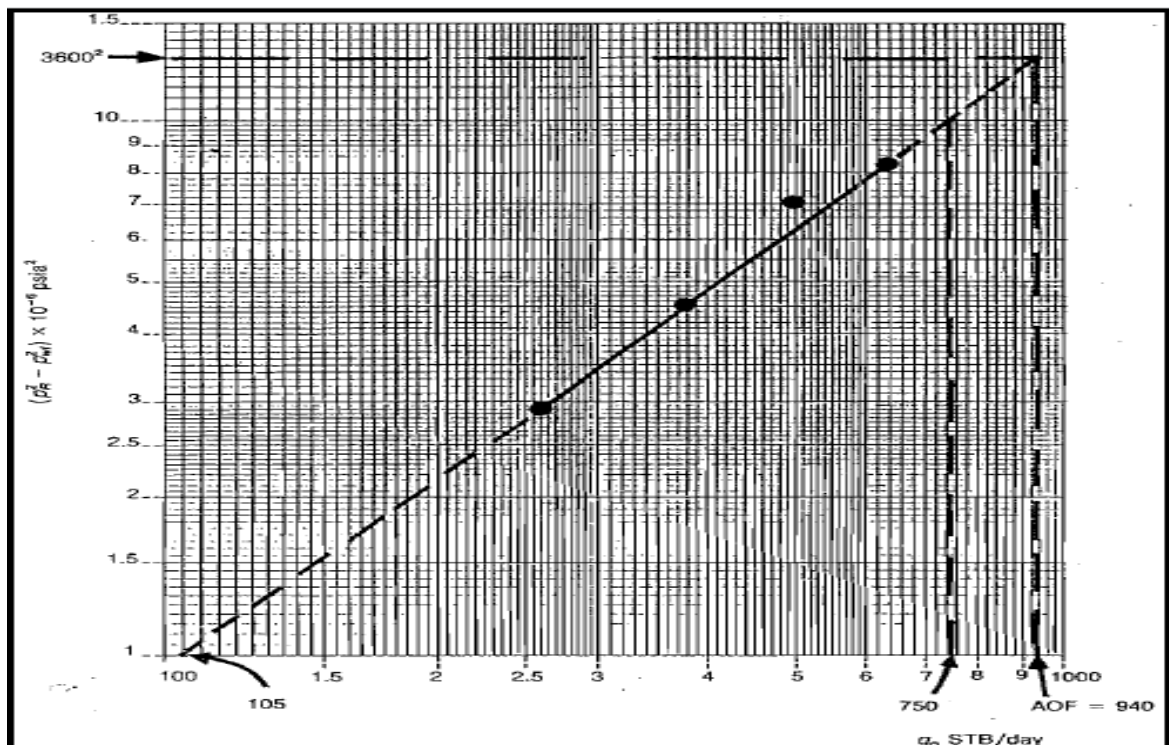
$$q_o = C(P_r^2 - P_{wf}^2)^n \quad (1.24)$$

Donde:

- C = Coeficiente de flujo (ordenada al origen de la gráfica q_o vs $(P_r^2 - P_{wf}^2)$ en escala log-log)
- n = Pendiente de la gráfica q_o vs $(P_r^2 - P_{wf}^2)$ en escala log-log cuyo valor esta entre 0.5 y 1
- q_o = Caudal de petróleo (BPPD)
- P_r = Presión de reservorio (psi)
- P_{wf} = Presión de Fondo Fluyente (psi)

El inconveniente de este método es que se necesita contar con una prueba isocronal o de flujo tras flujo actual que se debe realizar al pozo que se va a intervenir. La figura 1.16 muestra el resultado en escala log-log de una prueba de flujo tras flujo y la figura 1.17 muestra la curva IPR obtenida.

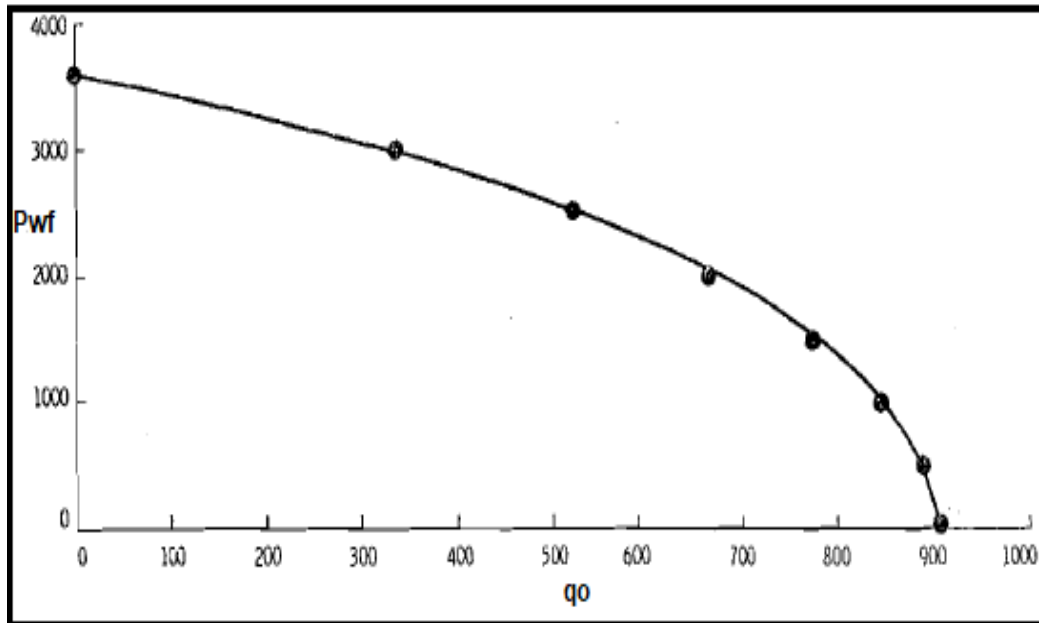
FIGURA 1.16 RESULTADO DE UNA PRUEBA DE FLUJO TRAS FLUJO



Fuente: Beggs, 1991

Elaborado por: Beggs, 1991

FIGURA 1.17 CURVA IPR POR EL MÉTODO DE FETKOVICH



Fuente: Beggs, 1991

Elaborado por: Beggs, 1991

Jones, Blount y Glaze

Propuesto en 1976 para predecir la relación que existe entre la pérdida de presión y los efectos de la turbulencia en las cercanías del fondo del pozo o por daño en la formación; debido a una terminación parcial o un cambio en la geometría (cañoneo convencional o empaque con grava). Utiliza las pruebas de producción en lugar de pruebas de acumulación, es aplicable a la mayoría de los pozos de gas y a los pozos de petróleo con alto índice de flujo (Jones, Blount, & Glaze, 1976).

La ecuación propuesta para pozos de petróleo es:

$$\frac{P_{ws} - P_{wf}}{q} = C + Dq \quad (1.25)$$

$$C = \frac{\mu B}{1.127 \cdot 10^{-3} (2\pi kh)} * \left(\ln 0.472 \frac{r_e}{r_w} + S \right) \quad (1.26)$$

$$D = \frac{9.08 \cdot 10^{-13} B B^2 \rho}{4\pi^2 h^2 r_w} \quad (1.27)$$

Donde:

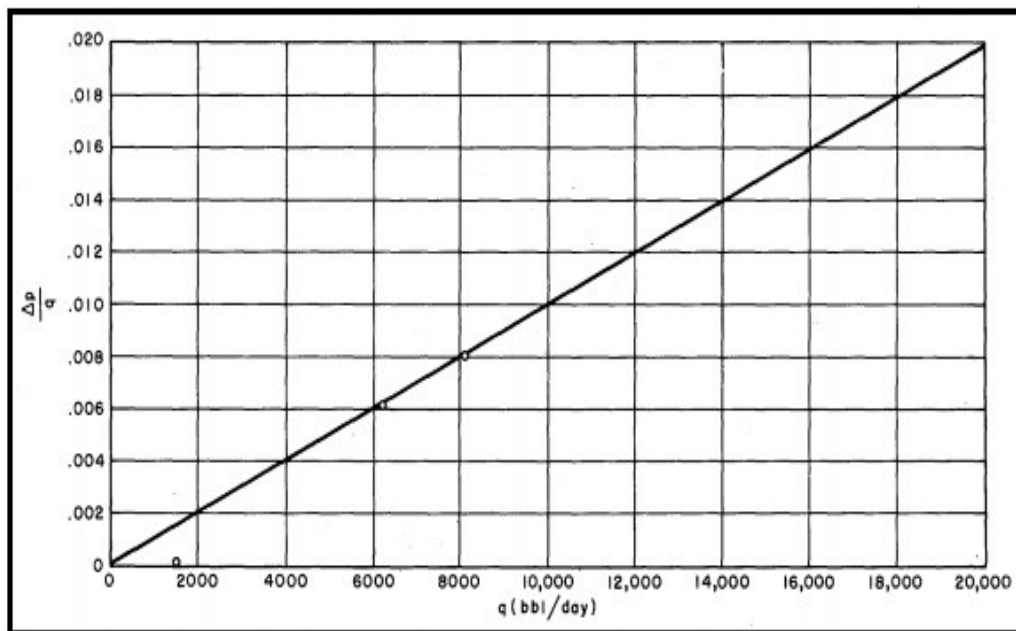
P_{ws} = Presión de reservorio (psi)

P_{wf} = Presión de Fondo Fluente (psi)

- q = Caudal de petróleo (STB/D)
 k = Permeabilidad (mD)
 B = Factor volumétrico del petróleo $\frac{RB}{STB}$
 ρ = Densidad del fluido $\frac{lb}{ft^3}$
 h = espesor de la formación productora (ft)
 S = Daño
 re = Radio de drenaje (ft)
 rw = Radio del pozo (ft)
 C = Coeficiente de flujo laminar para pozos de petróleo o gas
 D = Coeficiente de turbulencia para pozos de petróleo o gas

La figura 1.18 muestra el análisis de una prueba de flujo de un pozo de petróleo de alto caudal que se grafica en coordenadas cartesianas (eje $X = \frac{\Delta P}{q} = \left(\frac{P_{ws} - P_{wf}}{q}\right)$ y eje $Y = q$).

FIGURA 1.18 ANÁLISIS DE UNA PRUEBA DE FLUJO - POZO DE PETRÓLEO



Fuente: Jones, Blount, & Glaze, 1976

Elaborado por: Jones, Blount, & Glaze, 1976

Joshi

Presento en el año 1988 un método para calcular la productividad en pozos horizontales con área de drenaje elíptica comprendida por la longitud de la sección del radio de drenaje y la sección horizontal que componen la elipse; mostrando que esta clase de pozos son adecuados para reservorios delgados y que la productividad en reservorios de 100 pies de espesor con pozos horizontales es de dos a cinco veces mayores que en pozos verticales o inclinados no estimulados, en cambio en reservorios con espesores de 400 pies de espesor los pozos inclinados

funcionan mejor que los pozos horizontales si la permeabilidad vertical es menor que la horizontal. En su estudio analiza los efectos de la anisotropía, el daño en la formación incluyendo análisis de flujo vertical y horizontal (Joshi, 1988).

Las ecuaciones dadas a continuación muestran la propuesta hecha por Joshi.

$$q_H = \frac{\frac{2\pi K_H h (P_{ws} - P_{wf})}{\mu}}{\frac{B_o}{\ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right] + \frac{\beta^2 h}{L} \ln \left(\frac{h}{2rw} \right) + S}} \quad (1.28)$$

Ecuación que involucra la geometría del pozo:

$$\beta = \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \quad (1.29)$$

Ecuación que involucra la Anisotropía:

$$a = \left(\frac{L}{2}\right) \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2re}{L}\right)^4}} \quad (1.30)$$

Donde:

- P_{ws} = Presión de reservorio (psi)
- P_{wf} = Presión de Fondo Fluyente (psi)
- q_H = Caudal de petróleo pozo horizontal (STB/D)
- k_H = Permeabilidad horizontal (mD)
- k_V = Permeabilidad vertical (mD)
- B_o = Factor volumétrico del petróleo $\left(\frac{RB}{STB}\right)$
- L = Longitud horizontal del yacimiento (ft)
- h = Espesor de la formación productora (ft)
- S = Daño
- μ = Viscosidad (cP)
- re = Radio de drenaje (ft)
- rw = Radio del pozo (ft)

Klins y Majcher

Desarrollaron en el año 1992 un estudio fundamentado en el método de Vogel para mostrar el comportamiento de afluencia de pozos que presentan empuje de gas en solución concluyendo que la presión del punto de burbuja y el agotamiento influyen en mayor medida en la construcción de las curvas IPR mientras que la permeabilidad, la saturación de petróleo y gas, la gravedad API tienen un efecto

menor. Además, el daño y la extensión del reservorio tienen un impacto mayor en curvas no normalizadas (Klins & Majcher, 1992).

Las ecuaciones desarrolladas son:

$$\frac{q_o}{q_{o \max (S=0)}} = 1 - 0.295 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.705 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^n \quad (1.31)$$

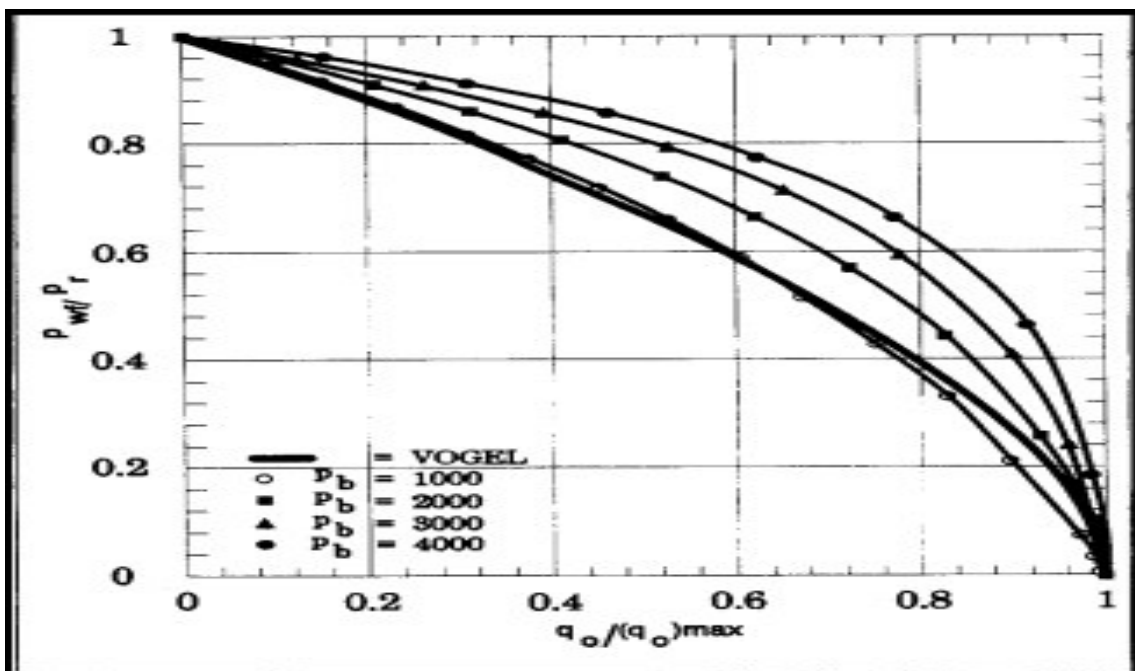
$$n = \left(0.28 + 0.72 \frac{P_r}{P_b} \right) (1.235 + 0.001 P_b) \quad (1.32)$$

Donde:

- P_r = Presión de reservorio (psi)
- P_{wf} = Presión de Fondo Fluyente (psi)
- P_b = Presión de Burbuja (psi)
- q_o = Caudal de petróleo (BPPD)
- $q_{o \max}$ = Caudal de petróleo máximo ($P_{wf} = 0$) (BPPD)
- S = Daño
- n = Coeficiente introducido por Klins y Majcher

La figura 1.19 muestra el efecto de la presión de burbuja en la curva IPR desarrollada por Klins y Majcher.

FIGURA 1.19 CURVA IPR DE KLINS & MAJCHER CON EFECTO DE LA PRESIÓN DE BURBUJA



Fuente: Klins & Majcher, 1992

Elaborado por: Klins & Majcher, 1992

Wiggins

En el año 1993 desarrollo un modelo de curvas IPR generalizadas para flujo de tres fases (agua petróleo y gas). Este modelo computacional produce estimaciones adecuadas del comportamiento de la presión en pozos de petróleo que producen de reservorios homogéneos y delimitados durante el flujo dominado por los límites (reservorios cerrados). Utiliza una prueba de flujo y realiza la simulación numérica en estos reservorios asumiendo que no existe entrada de agua, que no se presenta efectos gravitacionales ni de capilaridad. Hace un análisis separado para el flujo de agua y petróleo proponiendo las ecuaciones 1.33 y 1.34. Además, propone las ecuaciones 1.35 y 1.36 para calcular la eficiencia de flujo con un daño de formación igual a cero debido a que las pruebas de flujo se realizan en pozos con daño. (Wiggins , 1993).

$$\frac{q_o}{q_{o \max}} = 1 - 0.519167 \left(\frac{P_{wf}}{Pr} \right) - 0.481092 \left(\frac{P_{wf}}{Pr} \right)^2 \quad (1.33)$$

$$\frac{q_w}{q_{w \max}} = 1 - 0.722235 \left(\frac{P_{wf}}{Pr} \right) - 0.284777 \left(\frac{P_{wf}}{Pr} \right)^2 \quad (1.34)$$

$$EF = \frac{\ln \frac{re}{rw} - \frac{3}{4}}{\ln \frac{re}{rw} - \frac{3}{4} + S} \quad (1.35)$$

$$EF = \frac{q_{o \max} (EF \neq 1)}{q_{o \max} (EF = 1)} \quad (1.36)$$

Donde:

- Pr = Presión de reservorio (psi)
- P_{wf} = Presión de Fondo Fluyente (psi)
- q_o = Caudal de petróleo (BOPD)
- q_w = Caudal de agua (BWPD)
- $q_{o \max}$ = Caudal de petróleo máximo ($P_{wf} = 0$) (BOPD)
- $q_{w \max}$ = Caudal de agua máximo (BWPD)
- EF = Eficiencia de flujo
- re = Radio de drenaje (ft)
- rw = Radio del pozo (ft)

Sukarno y Wisnagroho

En el año 1995 desarrollaron una correlación para la construcción de curvas IPR basados en el resultado de la simulación numérica de reservorios; toma en cuenta la variación de la eficiencia de flujo causada por el flujo dependiente del factor de

daño y del cambio de la presión en el fondo del pozo. La ecuación fue desarrollada utilizando análisis de regresión no lineal.

Para esto los autores proponen una tabla de constantes que sirven para el desarrollo de la solución de la ecuación planteada (Sukarno & Wisnagroho , 1995).

La tabla 1.6 muestra las constantes utilizadas por estos autores y la ecuación 1.37 juntamente con la ecuación 1.38 y 1.39 son las desarrolladas para la generación de la curva IPR.

TABLA 1.6
CONSTANTES PARA SUKARNO Y WISNOGROHO

	b_0	b_1	b_2	b_3
a_0	1.03940	0.12657	0.01350	-0.00062
a_1	0.01668	-0.00385	0.00217	-0.00010
a_2	-0.08580	0.00201	-0.00456	0.00020
a_3	0.00952	-0.00391	0.00190	-0.00001

Fuente: Sukarno & Wisnagroho , 1995

$$\frac{q_o \text{ actual}}{q_o \text{ max } S=0} = EF \left[1 - 0.1489 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0.4416 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 - 0.4093 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^3 \right] \quad (1.37)$$

$$EF = a_0 + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) + a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 + a_3 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^3 \quad (1.38)$$

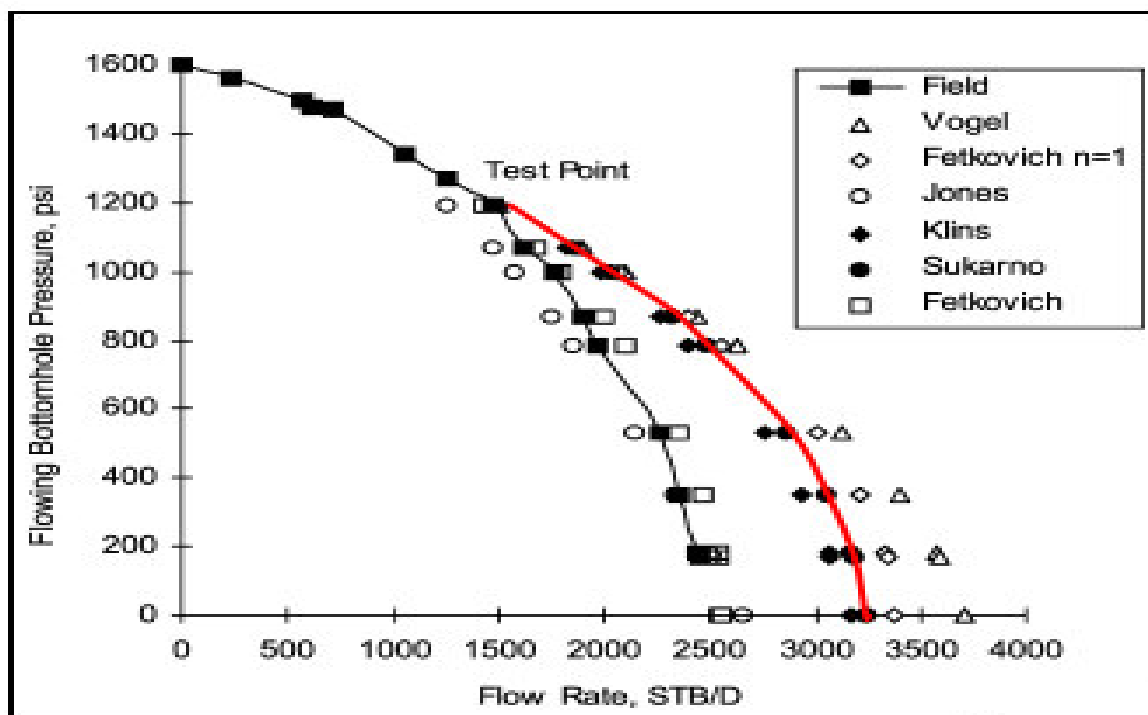
$$a_R = b_0 + b_1 S + b_2 S^2 + b_3 S^3 \quad (1.39)$$

Donde:

- Pr = Presión de reservorio (psi)
- P_{wf} = Presión de Fondo Fluyente (psi)
- EF = Eficiencia de flujo
- a y b = Constantes propuestas por Sukarno & Wisnagroho

La figura 1.20 muestra un caso de la generación de una curva IPR comparada con algunos métodos entre los cuales tenemos: Vogel, Fetkovich con $n=1$ y $n \neq 1$, Jones Blount y Glaze, Klins y Majcher, y Sukarno y Wisnagroho (línea de color rojo) (Gallice & Wiggins , 2004).

FIGURA 1.20 CURVA IPR POR EL MÉTODO DE SUKARNO Y WISNOGROHO COMPARADO CON OTROS.



Fuente: Gallice & Wiggins, 2004
Modificado por: Oswaldo Ordoñez

Elías, et al.

En el año 2009 con la ayuda de un simulador 3D plantearon un nuevo método para la construcción de las curvas IPR considerando el perfil obtenido de la relación entre la movilidad del petróleo y la presión de reservorio, concluyendo que presentan una relación recíproca en todas las pruebas realizadas a pozos verticales con diferentes tasas de producción. Para la realización de la gráfica IPR se debe contar con una prueba de flujo para calcular el caudal máximo ($q_{o\ max}$), luego a diferentes presiones de fondo fluente (P_{wf}) menores a la presión de reservorio (Pr) se obtiene los caudales de petróleo. Además, se debe calcular el parámetro IPR del petróleo (α), considerando si la presión de reservorio es mayor o menor a 1600 psia (Elías, El-Banbi, Fattah, & El-Tayeb, 2009).

La ecuación 1.40 y 1.41 nos permiten calcular el parámetro α propuesto por el estudio de Elías, et al. y la ecuación 1.42 muestra la ecuación propuesta para la construcción de la curva IPR.

Ecuación si la $Pr \leq 1600$ psi:

$$\alpha = \frac{1}{-0.981 Pr - 152.585} \quad (1.40)$$

Ecuación si la $P_r > 1600$ psi; Con $E = 10$

$$\alpha = -0.0043065 + 4.98E^{-6}P_r - 2.41E^{-9}P_r^2 + 5.69E^{-13}P_r^3 - 6.48E^{-17}P_r^4 + 2.85E^{-21}P_r^5 \quad (1.41)$$

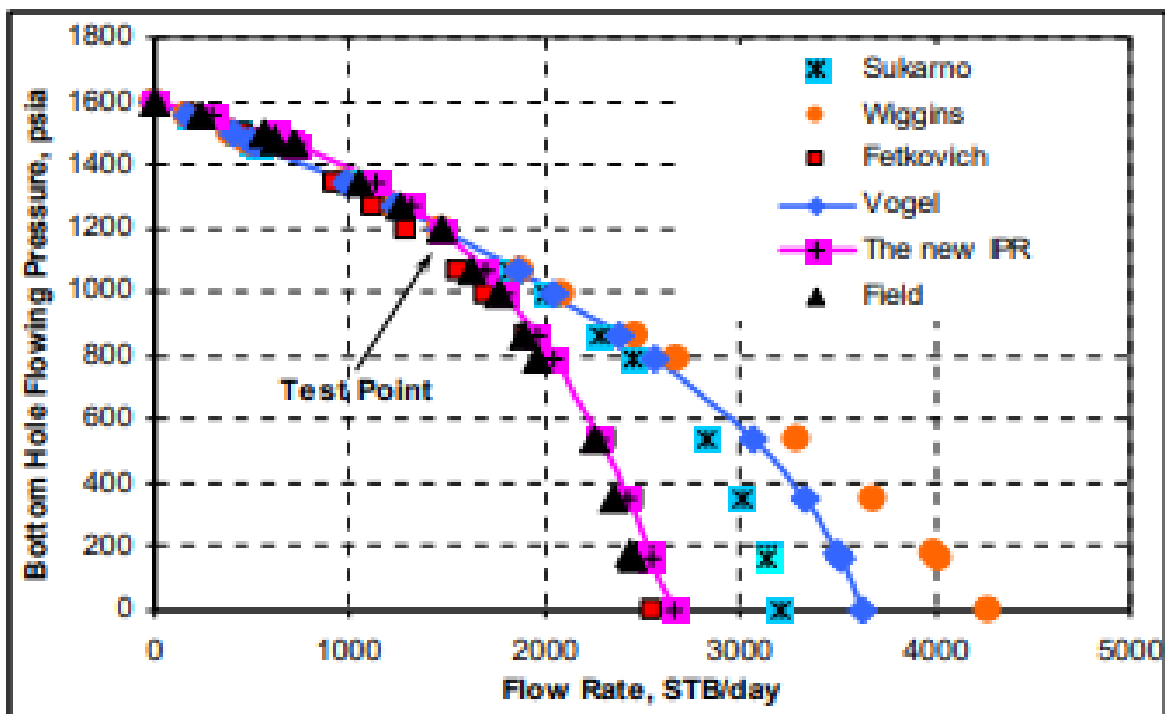
$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - \frac{\ln(\alpha P_{wf} + 1)}{\ln(-\alpha P_r + 1)} \quad (1.42)$$

Donde:

- P_r = Presión de reservorio (psi)
- P_{wf} = Presión de Fondo Fluyente (psi)
- q_o = Caudal de petróleo (BOPD)
- $q_{o\max}$ = Caudal de petróleo máximo ($P_{wf} = 0$) (BOPD)
- α = Parámetro IPR del petróleo propuesto por Elías, et al

La figura 1.21 muestra una curva IPR por el método de Elías, et al. comparada con los métodos de construcción propuestos por Sukarno y Wisnagroho, Fetkovich, Vogel y Wiggins. Según los autores este nuevo método comparado en doce pruebas arrojó un porcentaje de error del 6.6%, destacando la superioridad frente a los demás.

FIGURA 1.21 CURVA IPR POR EL MÉTODO ELÍAS, ET AL. COMPARADO CON OTROS.



Fuente: Elías, et al, 2009

Elaborado por: Elías, et al, 2009

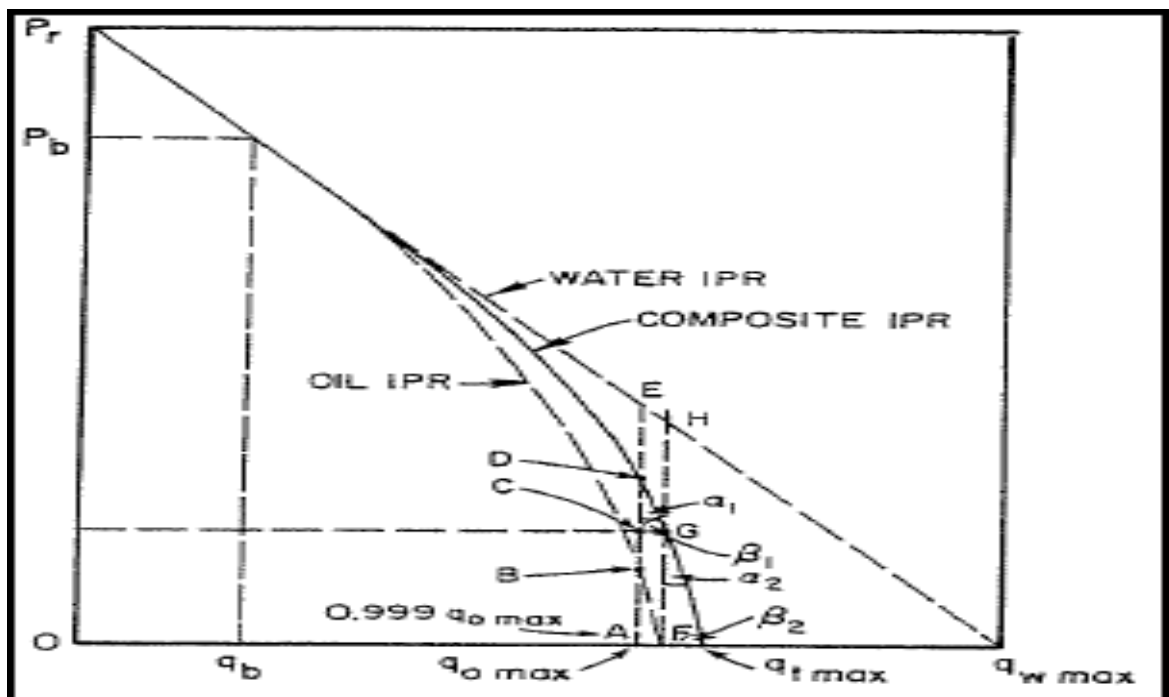
IPR Compuesto

Es uno de los métodos más usados para la construcción de curvas IPR que toma en cuenta la producción de agua. Fue desarrollado por Petrobras y está basado en una combinación del índice de productividad para el flujo de agua y el método de Vogel para el flujo de petróleo, se considera las fracciones de agua y de petróleo y presenta dos casos para determinar la curva: (a) Cálculo de la presión de fondo fluyente a ciertos caudales totales, (b) Cálculo del caudal total a determinadas presiones de fondo (Brown, 1984).

a. Cálculo de la presión de fondo fluyente a ciertos caudales totales.

Se utiliza la figura 1.22 de donde se saca las ecuaciones correspondientes para este caso dividiéndola en tres intervalos.

FIGURA 1.22 CURVA IPR COMPUESTO (Para el cálculo de la P_{wf}).



Fuente: Brown, 1984

Elaborado por: Brown, 1984

1. El primer intervalo entre cero y el caudal a la presión del punto de burbuja ($0 < q_t < q_b$) donde se calcula la presión de fondo fluyente con la ecuación 1.43.

$$P_{wf} = P_r - \frac{q_t}{J} \quad (1.43)$$

2. El segundo intervalo entre el caudal en el punto de burbuja y el caudal máximo de petróleo ($q_b < q_t < q_{o\ max}$) donde se emplea la ecuación 1.44.

$$Pwf = f_w \left(Pr - \frac{q_t}{J} \right) + f_o(0.125)Pb \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left\{ \frac{q_t - q_b}{q_{o\ max} - q_b} \right\}} \right] \quad (1.44)$$

3. El tercer intervalo entre el caudal máximo de petróleo y el caudal máximo total ($q_{o\ max} < q_t < q_{t\ max}$) donde la curva IPR presentaría una pendiente constante debido a la influencia de la producción de agua, para el cálculo correspondiente se sigue los siguientes pasos:

- Se debe tomar un caudal total que este muy cerca del caudal máximo de petróleo.

$$q_t = 0.999 q_{o\ max} \quad (1.45)$$

- Al formarse un triángulo rectángulo se tiene las siguientes relaciones

$$\tan \beta_1 = \frac{CD}{CG} \quad \tan \alpha_1 = \frac{CG}{CD} \quad \text{con} \quad CD = Pwf_D - Pwf_C \quad (1.46)$$

$$CD = f_w \left(Pr - \frac{0.001 q_{o\ max}}{J} \right) + f_o(0.125)Pb \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left\{ \frac{0.999 q_{o\ max} - q_b}{q_{o\ max} - q_b} \right\}} \right] \quad (1.47)$$

$$CG = q_{o\ max} - 0.999 q_{o\ max} = 0.001 q_{o\ max} \quad (1.48)$$

- Para el cálculo de la presión de fondo fluyente se emplea la ecuación 1.49 y para calcular el caudal total máximo de flujo la ecuación 1.50.

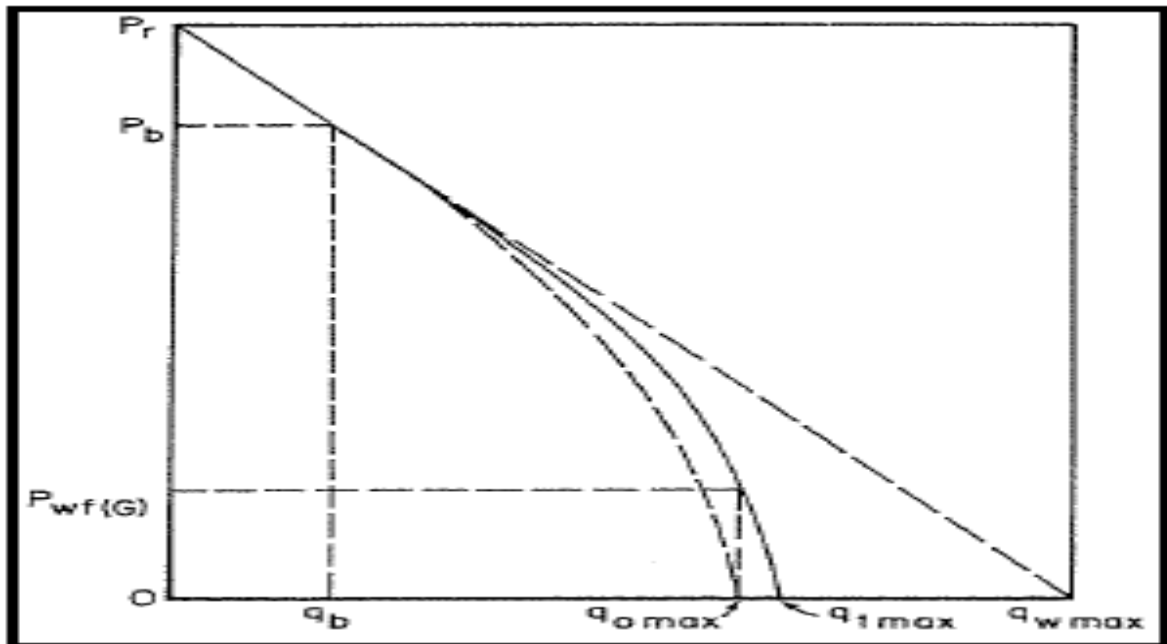
$$Pwf = f_w \left(Pr - \frac{q_{o\ max}}{J} \right) - \left(q_t - \frac{q_{o\ max}}{J} \right) (\tan \beta) \quad (1.49)$$

$$q_{t\ max} = q_{o\ max} + f_w \left(Pr - \frac{q_{o\ max}}{J} \right) (\tan \alpha) \quad (1.50)$$

b. Cálculo del caudal total a determinadas presiones de fondo

Para este procedimiento se utiliza la figura 1.23 la misma que se la divide en tres intervalos de donde se derivan las ecuaciones a utilizarse.

FIGURA 1.23 CURVA IPR COMPUESTO (Para el cálculo del q_t).



Fuente: Brown, 1984

Elaborado por: Brown, 1984

1. El primer intervalo para presiones entre la presión de reservorio (P_r) y la presión del punto de burbuja ($P_b < P_{wf} < P_r$) en donde se puede calcular el caudal total con la siguiente ecuación.

$$q_t = J (P_r - P_{wf}) \quad (1.51)$$

2. El segundo intervalo para presiones entre la presión del punto de burbuja y la presión de fondo fluente ($P_{wf_G} < P_{wf} < P_b$), donde el caudal de flujo total es igual al caudal máximo de petróleo. Para encontrar el flujo total de petróleo se encuentra empleando las siguientes ecuaciones:

$$q_t = \frac{-C + \sqrt{C^2 - 4B^2D}}{2B^2} \quad \text{sí } B \neq 0 \quad (1.52)$$

$$q_t = \frac{D}{C} \quad \text{sí } B = 0 \quad (1.53)$$

Con:

$$A = \frac{Pwf + 0.125f_oPb - f_wPr}{0.125f_oPb} \quad (1.54)$$

$$B = \frac{f_w}{0.125f_oPbJ} \quad (1.55)$$

$$C = 2AB + \frac{BD}{q_{o\ max} - q_b} \quad (1.56)$$

$$D = A^2 - 80 \frac{q_b}{q_{o\ max} - q_b} - 81 \quad (1.57)$$

3. El tercer intervalo para presiones entre Pwf_G y *cero* ($0 < Pwf < Pwf_G$) donde se puede calcular el caudal total empleando la ecuación 1.58

$$q_t = \frac{Pwf_G + q_{o\ max}(\tan \beta) - Pwf}{\tan \beta} \quad (1.58)$$

Variables ocupadas para los dos métodos:

- Pr = Presión de reservorio (psi)
- Pwf = Presión de Fondo Fluyente (psi)
- Pb = Presión de burbuja (psi)
- q_t = Caudal total de petróleo (BOPD)
- q_b = Caudal en el punto de burbuja
- $q_{t\ max}$ = Caudal total máximo (BFPD)
- $q_{o\ max}$ = Caudal de petróleo máximo (BOPD)
- J = Índice de productividad
- f_w = Fracción de agua
- f_o = Fracción de petróleo
- α y β = Ángulos

NOTA 2: La realización de un resumen con los principales métodos anteriormente descritos, para la construcción de las curvas de afluencia o IPR; tiene un carácter informativo, con el objetivo de conocer los principales estudios presentados hasta la aparición de los diferentes softwares que incluyen en sus algoritmos partes de los métodos desarrollados por los diferentes autores.

1.9 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS

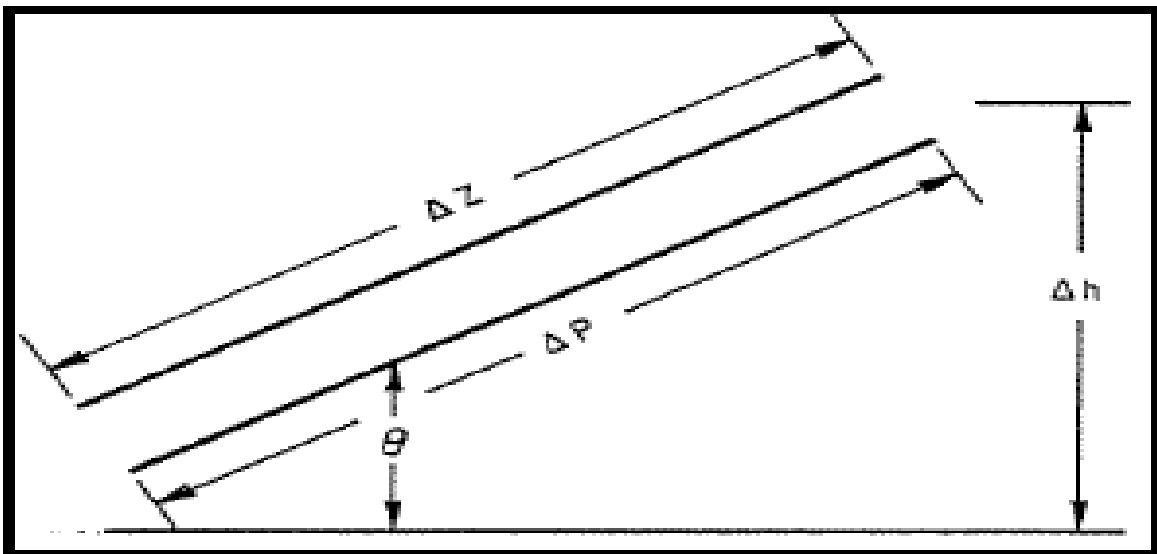
Se lo define como el estudio del movimiento simultáneo de los fluidos a través de las tuberías utilizadas para la producción con el objetivo de determinar la pérdida de energía en el recorrido del fluido. Los fluidos que se encuentran implicados en la industria del petróleo son mezclas multicomponentes con un comportamiento de fase compleja que son difíciles de predecir debido a la cantidad de propiedades que caracterizan al fluido (Brill, 1987).

Las ecuaciones para el estudio del flujo de fluidos parten de la figura 1.24 que representa un esquema general de flujo, el cual fue introducido para explicar la ecuación general de la energía en función del gradiente de presión. Esta ecuación es válida para flujo de una sola fase y multifásico con cualquier tipo de fluido y grado de inclinación (Brown, 1984).

$$\frac{dP}{dz_{Total}} = \frac{dP}{dz_{elevacion}} + \frac{dP}{dz_{fricción}} + \frac{dP}{dz_{aceleración}} \quad (1.59)$$

La ecuación describe que la pérdida total de la presión es causada por la suma de las pérdidas producidas por fricción, elevación y aceleración.

FIGURA 1.24 ESQUEMA GENERAL DE FLUJO



Fuente: Brown, 1984

Elaborado por: Brown, 1984

Remplazando en terminos del balance de energía la ecuacion final es:

$$\frac{dP}{dz_{Total}} = \frac{g}{g_c} \rho_m \sin \theta + \frac{f_m \rho_m (V_m)^2}{2g_c d} + \frac{\rho_m V_m (dV_m)}{g_c (dz)} \quad (1.60)$$

Donde:

$$g = \text{Aceleración de la gravedad } \left(32.2 \frac{ft}{s^2}\right)$$

$$g_c = \text{Factor de conversión de la gravedad } \left(32.2 \frac{bm-ft}{lb-f-s^2}\right)$$

$$\rho = \text{Densidad del fluido } \left(\frac{lbm}{ft^3}\right)$$

$$\frac{dP}{dz} = \text{Gradiente de presión } \left(\frac{PSI}{ft}\right)$$

$$f = \text{Factor de fricción adimensional}$$

$$V = \text{Velocidad del fluido } \left(\frac{ft}{s}\right)$$

$$d = \text{Diámetro ID } (ft)$$

$$m = \text{Propiedades de la mezcla}$$

$$\theta = \text{Ángulo de inclinación } (\theta = 90^\circ \text{ flujo vertical; } \theta = 0^\circ \text{ flujo horizontal})$$

Se han estudiado condiciones verticales, horizontales, inclinadas y direccionales que incluyen una serie de cálculos para determinar el factor de fricción que depende del número de Reynolds el cual identifica el tipo de flujo (laminar o turbulento), se introduce también el termino Hold Up (colgamiento) para determinar el cambio producido por la diferencia de densidades, puesto que tanto el gas como el líquido presentan diferencia de velocidades; lo que origina un deslizamiento o resbalamiento entre las fases (liquido-gas), para lo cual se analiza propiedades de las mezclas como la tensión superficial, la densidad, la velocidad superficial, la viscosidad, entre otras (Brill & Mukherjee, 1999).

Para el estudio de los fenómenos de flujo multifásico dentro de las tuberías conjuntamente con los cambios en las propiedades del fluido se han desarrollado diferentes correlaciones a través del tiempo; las mismas que incluyen diferentes parámetros en sus ecuaciones como: los patrones de flujo, el diámetro de la tubería y la inclinación (Brill & Mukherjee, 1999).

Conceptos y ecuaciones para flujo Monofásico

Número de Reynolds

$$N_{Re} = \frac{\rho v d}{\mu} \quad (N_{Re} < 2000 \text{ Flujo Laminar; } N_{Re} > 2100 \text{ Flujo Turbulento}) \quad (1.61)$$

Factor de fricción

$$f_F = \frac{16}{N_{Re}} \quad \text{Flujo Laminar} \quad (1.62)$$

$$\frac{1}{f} = -2 \log \left\{ \frac{\varepsilon}{d} + \frac{21.25}{N_{Re}^{0.9}} \right\} \quad \text{Flujo Turbulento} \quad (1.63)$$

$$\text{Rugosidad; } \quad \varepsilon = \frac{\delta}{d} \quad (1.64)$$

Conceptos y ecuaciones para flujo Multifásico

$$H_L = \frac{V_L}{V} \quad \text{Hold up del líquido} \quad (1.65)$$

$$H_G = 1 - H_L \quad \text{Hold up del gas} \quad (1.66)$$

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} = \frac{V_{SL}}{V_m} \quad \text{Hold up del líquido sin resbalamiento} \quad (1.67)$$

$$\lambda_G = 1 - \lambda_L = \frac{q_g}{q_L + q_g} \quad \text{Hold up del gas sin resbalamiento} \quad (1.68)$$

$$\rho_L = \rho_o f_o + \rho_w f_w \quad \text{Densidad del líquido} \quad (1.69)$$

$$f_o = \frac{q_o B_o}{q_o B_o + q_g B_g} \quad \text{Fracción de petróleo} \quad (1.70)$$

$$f_w = 1 - f_o \quad \text{Fracción de agua} \quad (1.71)$$

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g H_G \quad \text{Densidad de la mezcla} \quad (1.72)$$

$$\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_g \lambda_g \quad \text{Densidad de la mezcla sin resbalamiento} \quad (1.73)$$

$$V_{SL} = \frac{q_L}{A} \quad \text{Velocidad superficial del líquido} \quad (1.74)$$

$$V_{Sg} = \frac{q_g}{A} \quad \text{Velocidad superficial del gas} \quad (1.75)$$

Con A = área de la sección transversal

$$V_m = V_{SL} + V_{Sg} \quad \text{Velocidad de la mezcla} \quad (1.76)$$

$$V_s = V_g + V_L \quad \text{Velocidad de resbalamiento} \quad (1.77)$$

Con: V_g = Velocidad del gas; V_L = Velocidad del líquido

$$\mu_L = f_o \mu_o + f_w \mu_w \quad \text{Viscosidad del líquido} \quad (1.78)$$

$$\mu_m = \lambda_L \mu_L + \lambda_g \mu_g \quad \text{Viscosidad de la mezcla sin resbalamiento} \quad (1.79)$$

$$\mu_s = \mu_L H_L + \mu_g H_G \quad \text{Viscosidad de la mezcla con resbalamiento} \quad (1.80)$$

$$\sigma_L = f_o \sigma_o + f_w \sigma_w \quad \text{Tensión superficial} \quad (1.81)$$

*(σ_o para el petróleo; σ_w para el agua)
(o = petróleo; w = agua)*

NOTA 3: No todas las correlaciones trabajan con las ecuaciones antes descritas puesto que cada autor ha desarrollado diferentes relaciones en las que se omiten o agregan parámetros según el caso de estudio, además cada correlación maneja sus propias ecuaciones, simbología y unidades para interpretar este amplio campo de estudio.

Patrones de flujo

En el flujo de los fluidos a lo largo de las tuberías se debe considerar los cambios simultáneos de cada una de las fases que intervienen en dicho proceso, estos cambios en la forma de la distribución de las fases dependen de la posición en la que se encuentra la línea de flujo, por ello se han identificado a estos cambios como regímenes de flujo los mismos que se describen a continuación en la tabla 1.7.

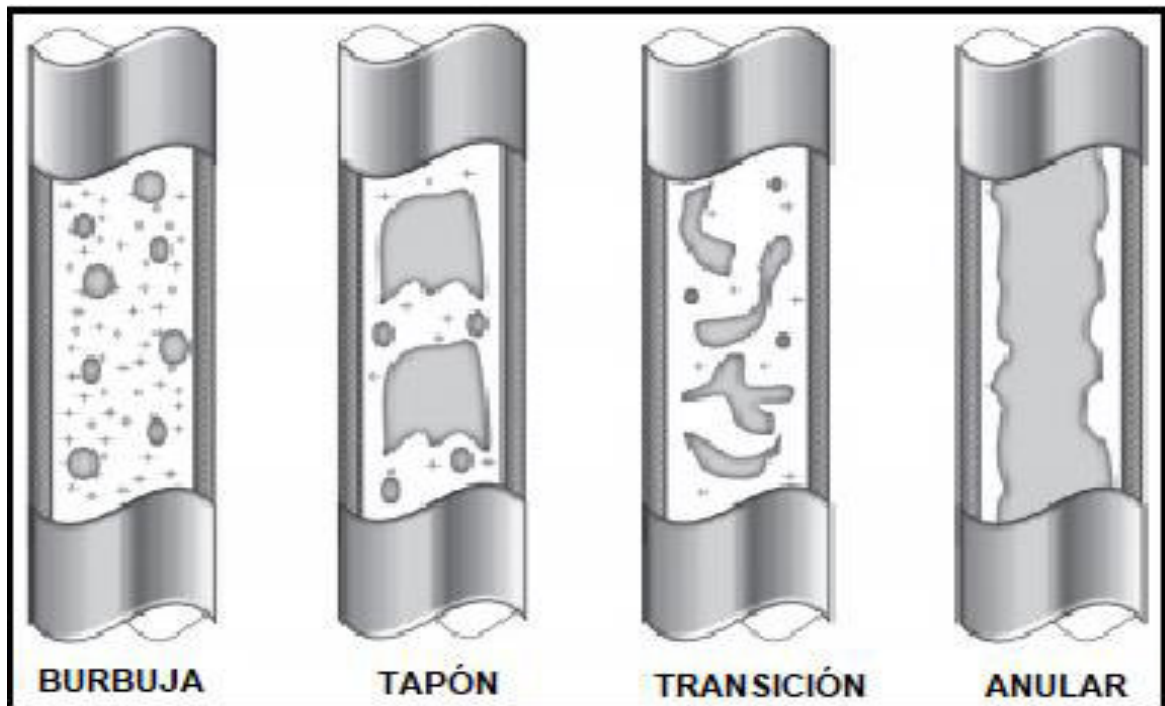
TABLA 1.7
PATRONES DE FLUJO PARA TUBERÍA VERTICAL Y HORIZONTAL

BURBUJA (Horizontal y vertical)	El gas libre se presenta en pequeñas burbujas que se mueven a diferentes velocidades con el líquido llenando casi toda la tubería
TAPÓN (Horizontal y vertical)	Es muy inestable, las burbujas de gas experimentan coalescencia llegando a ocupar la sección transversal de la tubería casi por completo
CHURN O TRANSICIÓN (Vertical)	Solamente presente en el flujo vertical hacia arriba, donde las burbujas de gas se unen y permiten el ingreso de líquido. El gas continúa siendo la fase con mayor presencia.
ANULAR (Horizontal y vertical)	El líquido fluye cubriendo las paredes de la tubería dejando al gas circular por el centro.
NIEBLA (Horizontal y vertical)	El volumen de la tubería es cubierto en su totalidad por el gas y el líquido se encuentra disperso en el gas en pequeñas gotas.
ESTRATIFICADO (Horizontal)	Ocurre cuando las velocidades superficiales líquido-gas son pequeñas y el efecto de la gravedad hace que el líquido se ubique en la parte inferior de la tubería.
ESTRATIFICADO ONDULADO (Horizontal)	El líquido se moviliza describiendo ondas en la interfase líquido-gas a medida que la velocidad aumenta.

Fuente: Simancas & Rojas Sosa , 2011

La figura 1.25 muestra los principales patrones de flujo para tubería vertical y la figura 1.26 para tubería horizontal.

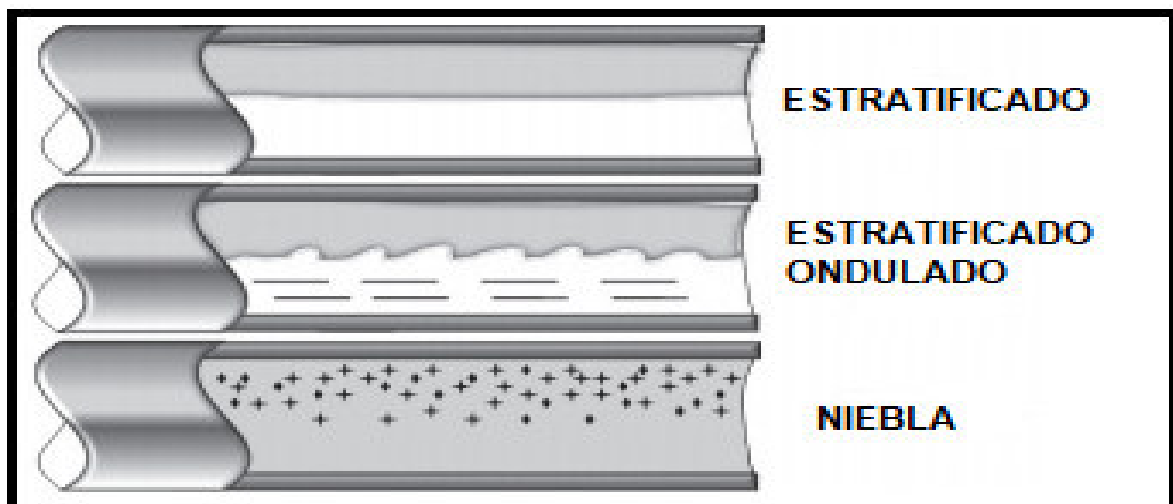
FIGURA 1.25 PATRONES DE FLUJO PARA TUBERÍA VERTICAL



Fuente: Simancas & Rojas Sosa , 2011

Elaborado por: Simancas & Rojas Sosa , 2011

FIGURA 1.26 PATRONES DE FLUJO PARA TUBERÍA HORIZONTAL



Fuente: Simancas & Rojas Sosa , 2011

Elaborado por: Simancas & Rojas Sosa , 2011

La tabla 1.8 muestra un resumen de las principales correlaciones desarrolladas con sus respectivas fechas de presentación. Todas estas correlaciones como ya se mencionó tienen sus propias ecuaciones que toman en cuenta diferentes parámetros para su estudio.

TABLA 1.8
CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFÁSICO

CORRELACIÓN	TIPO DE FLUJO	TIPO DE FLUIDO	FECHA
Davis & Weidner	Vertical	Gas-agua	1914
Poettman & Carpenter	Vertical	Petróleo	1952
Gilbert	Vertical	Gas-agua	1954
Griffith & Wallis	Vertical, horizontal	Aire-agua	1961
Duns & Ros	Vertical	Todos	1961
Fancher & Brown	Vertical	Gas-agua	1963
Hagedorn & Brown	Vertical	Gas-petróleo	1963
Orkiszewski	Vertical	Petróleo-agua-gas	1967
Govier & Aziz	Vertical	Todos	1972
Beggs & Brill	Vertical, horizontal direccional	Petróleo-agua-gas	1973
Gray	Vertical	Gas y condensado	1974

FUENTE: Brown, 1977

La correlación de Hagedorn & Brown para flujo vertical como también la correlación de Beggs & Brill para flujo horizontal han tenido los mejores resultados en muchos de los estudios realizados, por lo tanto, serán usadas en este trabajo.

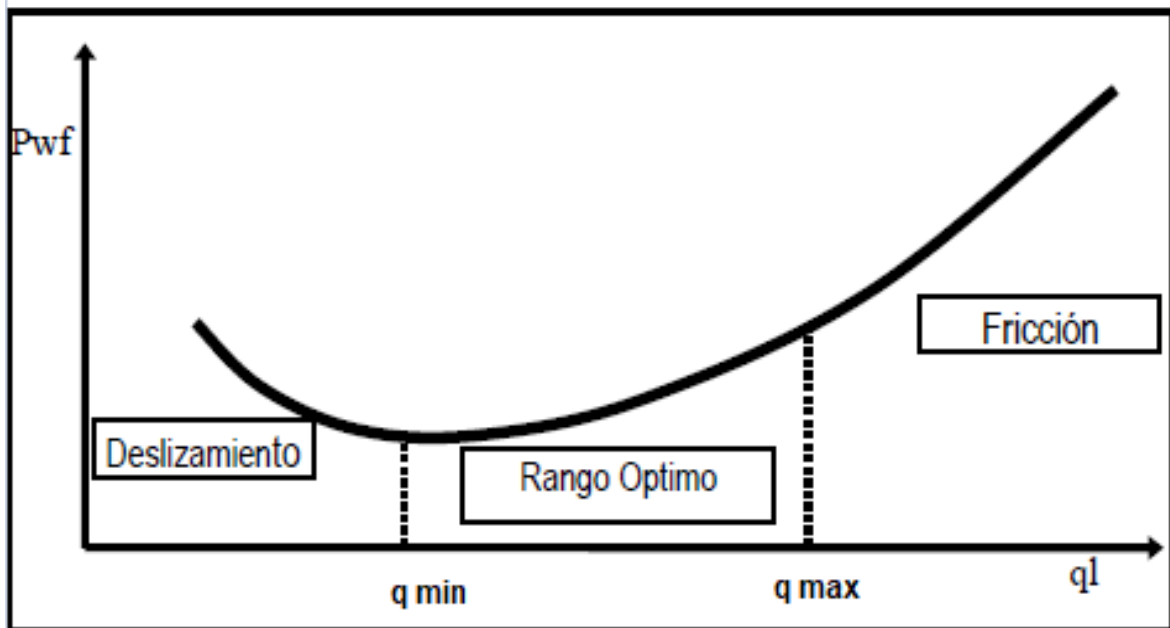
1.10 CURVA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA (OUTFLOW)

En el fondo del pozo representa la capacidad que tiene el pozo para extraer los fluidos del reservorio.

Para obtener la curva de demanda de energía se debe evaluar las presiones de fondo fluyente o de cabeza versus distintos caudales de producción y graficar en coordenadas cartesianas con el caudal el eje "X" y la presión el eje "Y".

Existe un rango óptimo en el caudal de producción que puede ser transportado eficazmente para un tamaño fijo de tubería vertical. Se presenta un deslizamiento (baja velocidad) en caudales menores al rango óptimo y fricción (alta velocidad) en caudales mayores al rango óptimo, lo que provoca el aumento en la demanda de energía por acumulación de líquido o por pérdida de energía respectivamente, este fenómeno se muestra en la figura 1.27 (Maggiolo , 2008).

FIGURA 1.27 RANGOS DE LA CURVA DE DEMANDA



Fuente: Maggiolo , 2008

Elaborado por: Maggiolo , 2008

1.11 PARÁMETROS ELÉCTRICOS BÁSICOS

Existen diferentes parámetros para poder analizar el funcionamiento de una máquina y/o dispositivo que funciona con energía eléctrica (alterna o continua) haciendo que esta cambie; incrementando o disminuyendo como es el caso de un transformador, o se transforme en otro tipo de energía como lo hace un motor.

Entre los indicadores básicos que permiten cuantificar la variación de la energía eléctrica tenemos: la tensión, la corriente y la potencia. Mientras que para medir la velocidad de desplazamiento de la onda de corriente alterna se definió el término de frecuencia.

Tensión o Voltaje (V)

Denominado también como diferencia de potencial entendiéndose como la diferencia de energía potencial entre dos puntos definidos en un circuito o físicamente expresado como el trabajo aplicado para mover cargas entre dos puntos determinados. Esta fuerza que impulsa a los electrones a moverse de un punto a otro involucra al Joule como unidad básica de energía dividido para el Coulomb como unidad de carga dando como resultado el Volt, por lo tanto, la tensión se mide en Voltios (Fowler , 1994).

Corriente (I)

Es una reacción al voltaje aplicado que mide la cantidad de cargas eléctricas que pueden circular a través de un conductor por unidad de tiempo. La unidad de medición es el Amperio (A) que relaciona al Coulomb (C) como unidad de carga dividido para el tiempo. Se representa con la letra "I" mayúscula derivada de la palabra francesa Intensité (Intensidad) (Floyd, 2007).

La corriente puede ser continua cuando los electrones fluyen de forma constante en la misma dirección, y alterna cuando los electrones fluyen cíclicamente dibujando una onda senoidal.

Potencia (P)

Definida como la cantidad de energía que es transferida o transformada en el tiempo. También se puede expresar como la rapidez en el uso de la energía para producir trabajo. Involucra al Joule como unidad básica de energía y al segundo como unidad básica de tiempo, por lo tanto, la relación es la energía dividida para el tiempo que en unidades se expresaría como Joule sobre segundo dando origen al Watt (Fowler , 1994).

La potencia se puede expresar en horsepower (HP) o caballos de fuerza, pero usualmente se usa los kilovatios para expresar la potencia. Los usos más comunes son: $1 \text{ HP} = 0.746 \text{ kW}$, y $1 \text{ kW} = 1000 \text{ W}$

Frecuencia (Fr)

Es la cantidad de veces que se repite un movimiento periódico como puede ser una onda senoidal de voltaje o de corriente en un determinado intervalo de tiempo o periodo. Cada inversión completa de una onda se llama ciclo.

La unidad básica para medir la frecuencia es el Hertz o hercio que es igual a un ciclo por segundo ($1 \text{ Hz} = 1 \text{ cps}$). La frecuencia de los sistemas eléctricos y de los dispositivos y/o máquinas eléctricas esta estandarizada a nivel mundial en 50 Hz para Europa y en 60 Hz para Norteamérica (Tomasi, 2003).

CAPÍTULO 2

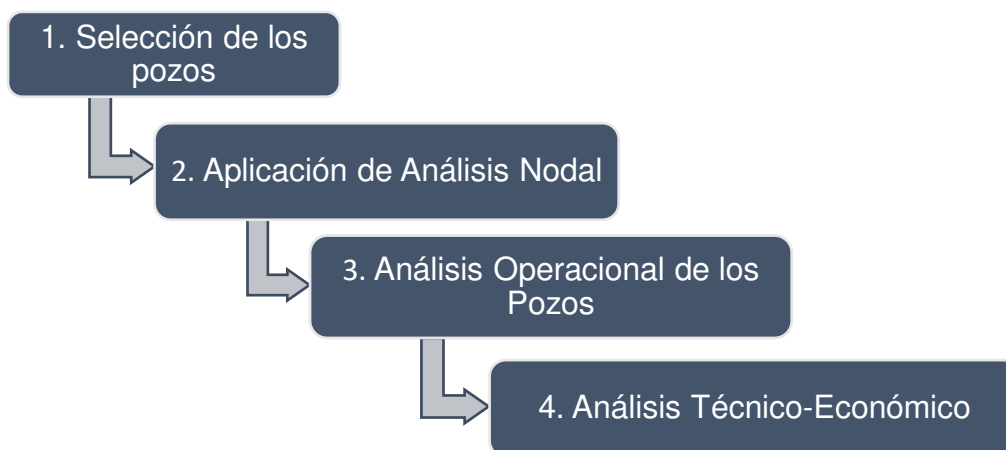
METODOLOGÍA Y SELECCIÓN DE LOS POZOS

2.1 METODOLOGÍA

Conocer el punto de operación del Sistema de Bombeo Electrosumergible dentro del pozo constituye el pilar fundamental para evaluar el desempeño de los componentes que lo integran, esto es posible gracias a las curvas de rendimiento que permiten identificar la zona en la cual se encuentra trabajando cualquier tipo de bomba, además las pruebas productivas nos arrojan datos de carácter hidráulico y eléctrico los mismos que sirven para verificar el desenvolvimiento del diseño.

Una técnica que nos ayuda a estimar el desempeño es el Análisis Nodal, el mismo que da a conocer las condiciones en las que se encuentra el sistema de producción empleado en un determinado pozo, por medio de las interacciones de los componentes es factible optimizar eficazmente la forma de producir el reservorio. Por lo tanto, para el presente trabajo se utiliza el proceso descrito en el esquema dado a continuación en la figura 2.1, que acoge todos los criterios antes mencionados.

FIGURA 2.1 PROCESO DE LA METODOLOGÍA



Elaborado por: Oswaldo Ordoñez

2.1.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS

Para el presente trabajo se toma en consideración los pozos del Bloque 43 que presentan las siguientes particularidades:

- Pozos que producen por medio de un sistema de Bombeo Electrosumergible
- Pozos que presentan trabajos de redimensionamientos por baja producción.

- Pozos que presentan problemas operativos singulares y reportan cambios bruscos en su producción.

2.1.2 APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL

Para el uso de esta técnica es necesario conocer:

- Principios básicos de Análisis Nodal en Sistemas con Bombeo Electrosumergible para construir las curvas de comportamiento del pozo (IPR).

Los datos necesarios para el uso de Análisis Nodal se resumen a continuación:

- Tipo de tubería utilizada para el casing y el tubing
- Profundidades:
 - Del pozo y de los disparos
 - Asentamiento y descarga de la bomba
 - De la base y del tope de la arena
- Presiones de:
 - Fondo fluyente (P_{wf})
 - Intake (PIP)
 - Burbuja (P_b)
 - Reservorio o estática (P_r o P_e)
 - Cabeza (P_{wh})
- Caudal de producción (q)
- Corte de agua (BSW)
- Temperaturas:
 - Del Reservorio (T_r)
 - Del fluido
- Relación gas-petróleo (GOR)
- La viscosidad (μ)
- La compresibilidad
- Gravedades específicas del:
 - Agua
 - Petróleo y
 - Gas
- °API del petróleo
- Tipo de bomba
- Número de etapas
- Frecuencia de operación

Para la aplicación de la técnica de Análisis Nodal se usó el software PIPESIM versión 2017 desarrollado por la compañía Schlumberger.

2.1.3 ANÁLISIS OPERACIONAL DE LOS POZOS

En esta fase se analiza de manera general la tendencia de producción de los pozos seleccionados tomando el historial de producción de los meses previos a este estudio y graficando los acumulados de las producciones mensuales de agua, petróleo y gas.

Luego se realiza un resumen de las principales operaciones realizadas en el pozo tomando las fechas más representativas en cuanto a pruebas iniciales de producción, cambios de equipos, fallas, y producciones reportadas.

Posteriormente con la información de una prueba de producción perteneciente a cada pozo se procede a aplicar la técnica de Análisis Nodal mediante el uso del software antes mencionado para obtener las curvas de operación del sistema; referente al desempeño de los equipos de bombeo electrosumergible. Se revisa los datos referentes a la producción, rango operativo, valores de presión, los valores de frecuencia y la eficiencia a la cual trabaja el equipo.

Se ajusta los valores de la permeabilidad, del daño de formación, de la viscosidad de la mezcla, del radio de drenaje y de la presión de cabeza para apegarnos a la producción real de los pozos considerando los valores referenciales.

Se hace un análisis entre los valores reales de operación con los valores obtenidos mediante el software; estos valores no deben sobrepasar el 3% de error para considerar que el software tiene un ajuste adecuado.

Con los resultados obtenidos mediante el software se evalúa los posibles inconvenientes presentes en los equipos de bombeo de cada pozo. Al mismo tiempo, se realiza la aplicación de sensibilidades al valor de la frecuencia como también al valor del corte de agua con el objetivo de estimar posibles escenarios de operación referenciales los cuáles ayuden a escoger la mejor alternativa para optimizar el desempeño de los equipos de bombeo electrosumergible.

Se finaliza con una comparación de las producciones actuales y las propuestas mediante el análisis de sensibilidades que optimizan la producción de los pozos y además se evalúa de forma cualitativa el consumo de energía que se presentaría con el posible escenario escogido.

2.1.4 ANÁLISIS TÉCNICO-ÉCONÓMICO

Con los resultados obtenidos en el anterior apartado se realiza un análisis técnico de cada pozo, luego se analiza la producción y consumo de energía para determinar si la alternativa planteada optimiza el funcionamiento de los sistemas BES y se analiza la factibilidad del proyecto usando los principales indicadores financieros (TIR, VAN, PRI).

2.2 SELECCIÓN DE LOS POZOS

Se selecciona cinco pozos del Bloque 43, los mismos que producen con Sistema de Bombeo Electrosumergible (BES), presentan una reducción significativa en la producción, presentan trabajos anteriores de rediseño o redimensionamiento por bajo aporte, y apagones imprevistos. Se adopta nombres genéricos por acuerdo de confidencialidad de la información.

En la tabla 2.1 se detallan los principales aspectos de los pozos seleccionados a la fecha de producción tomada para este estudio.

TABLA 2.1
POZOS SELECCIONADOS DEL CAMPO TIPUTINI BLOQUE 43

POZO	FORMACIÓN	BFPD	BPPD	BAPD	% BSW	GAS (MSCFD)	GOR	°API	NÚMERO Y FECHA DEL ÚLTIMO WORKOVER	
TPT 1	M1	235	194	41	17	7	36.0	14	2	05/05/2019
TPT 2	M1	1243	285	958	77	8	28.1	14.3	2	21/04/2017
TPT 3	M1	2332	662	1670	72	15	22.7	14	2	04/06/2018
TPT 4	M1	784	281	503	64	4	14.2	14.6	1	29/05/2018
TPT 5	M1	763	286	477	63	9	31.5	14.2	2	29/06/2020

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

Parámetros Generales

En la tabla 2.2 se muestra los principales parámetros que caracterizan al reservorio y al fluido los cuales provienen de pruebas generales y pruebas de producción tomadas en la estación de transferencia, las mismas que son generalizados para la aplicación en los pozos seleccionados.

TABLA 2.2
PARÁMETROS GENERALES DEL CAMPO TIPUTINI

Presión de Burbuja promedio (P_b)	214 (psia)
Gravedad específica del agua (γ_w)	1.02
Temperatura Promedio del Reservorio (Tr)	186 (°F)
Gravedad específica del gas (γ_g)	1.14
Viscosidad del gas (μ_g)	0.01 (cP)
Factor de Compresibilidad del gas (Z)	0.994

TABLA 2.2 CONTINUACIÓN

(%) FRACCIONES MOLARES DE LOS CONTAMINANTES							
CO ₂	0.6	H ₂ S	0.7	N ₂	0.6	CO	0.4
VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO MUERTO (μ_o)							
Temperatura (°F)			158	176	200	212	220
Viscosidad (cP)			362	219	108	60	51

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

Se adjunta también en el Anexo No. 1 una tabla del comportamiento determinado en laboratorio entre la temperatura y la gravedad API del petróleo del campo.

2.2.1 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE E ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

Como no se dispone de las presiones de fondo fluyente de los pozos seleccionados se procede a realizar el cálculo utilizando la presión de entrada a la bomba o PIP (Pump Intake Pressure) para lo cual; primero se obtiene la gravedad específica del petróleo con la ecuación 2.1 dada en el anterior capítulo, y luego se aplica las ecuaciones dadas a continuación.

$$\gamma_m = \left[\gamma_o * \left(1 - \frac{\% BSW}{100} \right) \right] + \left(\gamma_w * \frac{\% BSW}{100} \right) \quad (2.1)$$

$$\nabla_m = \gamma_m * 0.433 \quad (2.2)$$

$$P_{wf} = PIP + (\nabla_m * \Delta h) \quad (2.3)$$

$$\Delta h = hmd - h(Intake) \quad (2.4)$$

Donde:

γ_m	= Gravedad específica de la mezcla
γ_w	= Gravedad específica del agua
γ_o	= Gravedad específica del petróleo
∇_m	= Gradiente de la mezcla $\left(\frac{psi}{ft} \right)$
Δh	= Variación de las profundidades (ft)
hmd	= Profundidad media de los disparos (ft)
$h(Intake)$	= Profundidad de Intake (ft)

La tabla 2.3 muestra lo resultados obtenidos para el gradiente de la mezcla y la tabla 2.4 muestra los resultados obtenidos para las respectivas presiones de fondo

donde también se incluye las presiones de reservorio que se han tomado de las últimas presiones de cierre y de pozos cercanos.

Además, se muestra el cálculo del índice de productividad dado anteriormente para identificar el potencial actual de los pozos.

TABLA 2.3
CÁLCULO DEL GRADIENTE DE LA MEZCLA

POZO	°API	PIP (psia)	% BSW	γ_o	γ_m	$\nabla_m \left(\frac{psi}{ft} \right)$
TPT 1	14	453	17	0.973	0.981	0.425
TPT 2	14.3	541	77	0.971	1.009	0.437
TPT 3	14	386	72	0.973	1.007	0.436
TPT 4	14.6	412	64	0.969	1.002	0.435
TPT 5	14.2	224	63	0.971	1.002	0.434

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

TABLA 2.4
CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE E ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

POZO	Altura base de los disparos (TVD, ft)	Altura del tope de los disparos (TVD, ft)	Altura media de los disparos (TVD, ft)	Altura de Intake (TVD, ft)	Diferencia de alturas (ft)	Pwf (psia)	Pr (psia)	IP
TPT 1	4549.76	4510.00	4529.88	4254.01	275.87	570.16	980	0.57
TPT 2	4602.00	4556.22	4579.11	4212.20	366.91	701.24	1180	2.60
TPT 3	4640.16	4604.12	4622.14	4401.77	220.37	482.06	1250	3.04
TPT 4	4602.44	4571.21	4586.83	4285.76	301.07	542.56	1200	1.19
TPT 5	4293.96	4293.38	4293.67	4028.62	265.05	338.96	950	1.25

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

2.2.2 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE A UTILIZARSE

PIPESIM fue lanzado por primera vez en el año 1984 por la empresa Schlumberger, con el propósito de diseñar un sistema de producción para pozos con entornos muy complejos y con el pasar del tiempo se han incorporado nuevos estudios científicos para mejorar la interfase de esta herramienta logrando obtener mejores predicciones para optimizar las operaciones de producción (Schlumberger, 2018).

2.2.2.1 Secuencia ilustrativa sobre el empleo del software

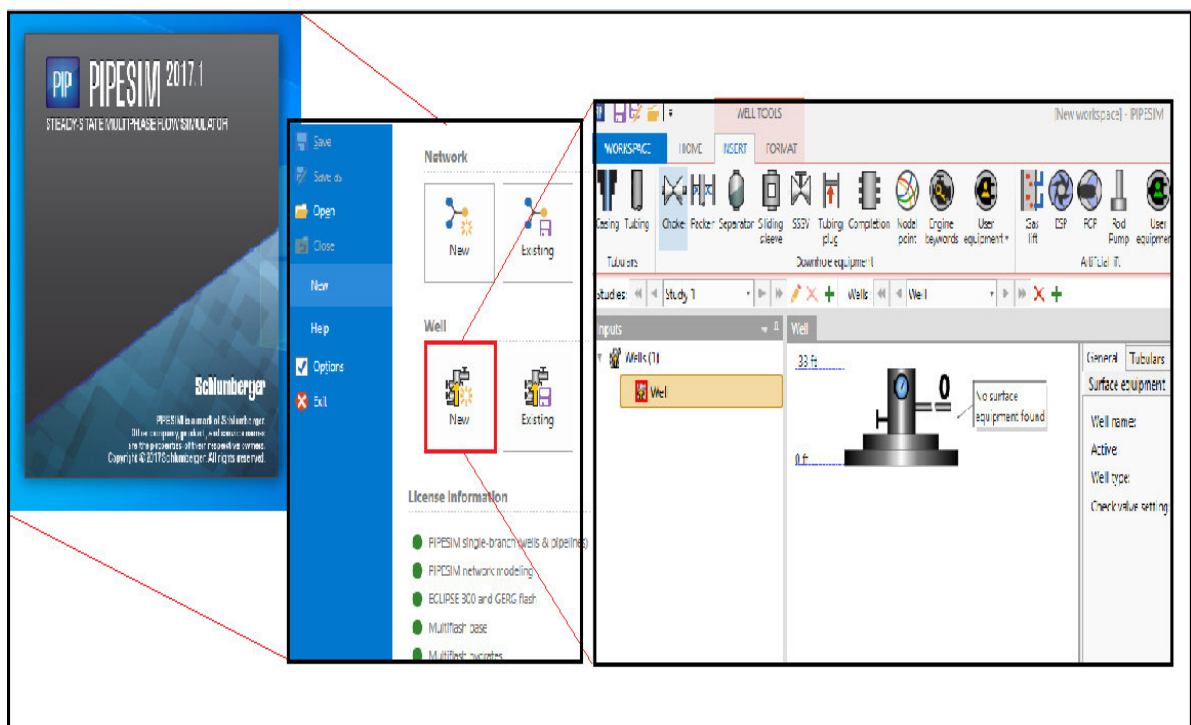
Se usa la versión PIPESIM 2017 para el presente estudio y se toma como modelo base al pozo TPT 2 para someterlo al respectivo análisis.

Se procede a iniciar el software como se muestra en la figura 2.2, una vez iniciado se tiene diferentes comandos donde al escoger la opción **New** presenta dos alternativas:

- Network para modelos de red
- Well para pozos individuales

Se escoge New en la opción Well para el presente estudio, debido a que el análisis se lo hará pozo por pozo lo cual habilita la interfase principal de esta herramienta que es mostrada a continuación.

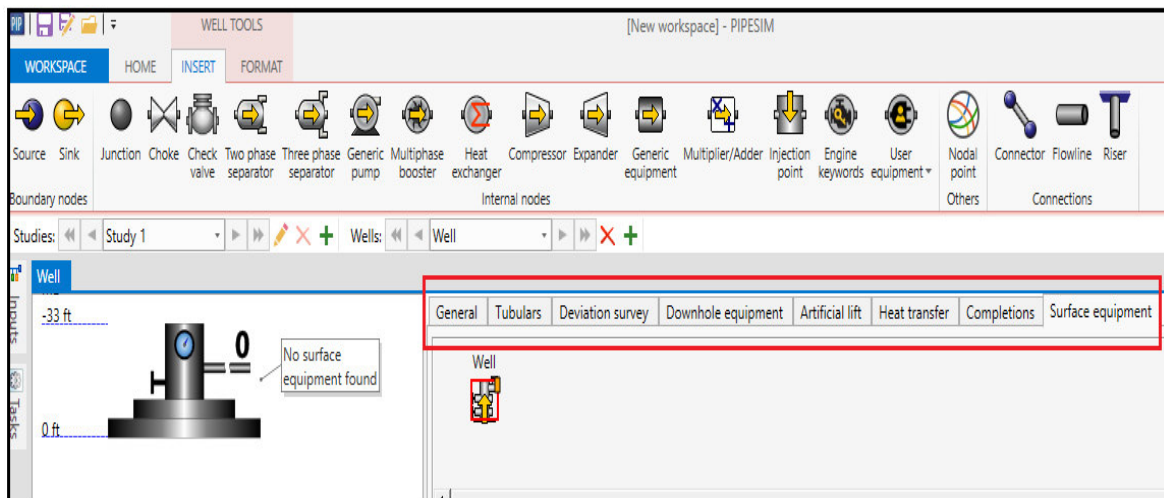
FIGURA 2.2 CREACIÓN DE NUEVO PROYECTO EN PIPESIM



Fuente: PIPESIM, 2017

En la interfase principal se encuentran las diferentes opciones para el ingreso de la información del pozo de estudio, donde se dispone de ocho pestañas: **General**, **Tubulars**, **Deviation Survey**, **Downhole equipment**, **Artificial lift**, **Head transfer Completions** y **Surface Equipment** mostradas en la figura 2.3; las mismas que despliegan una ventana en cada caso para el llenado de los datos correspondientes.

FIGURA 2.3 PESTAÑAS PARA EL INGRESO DE DATOS



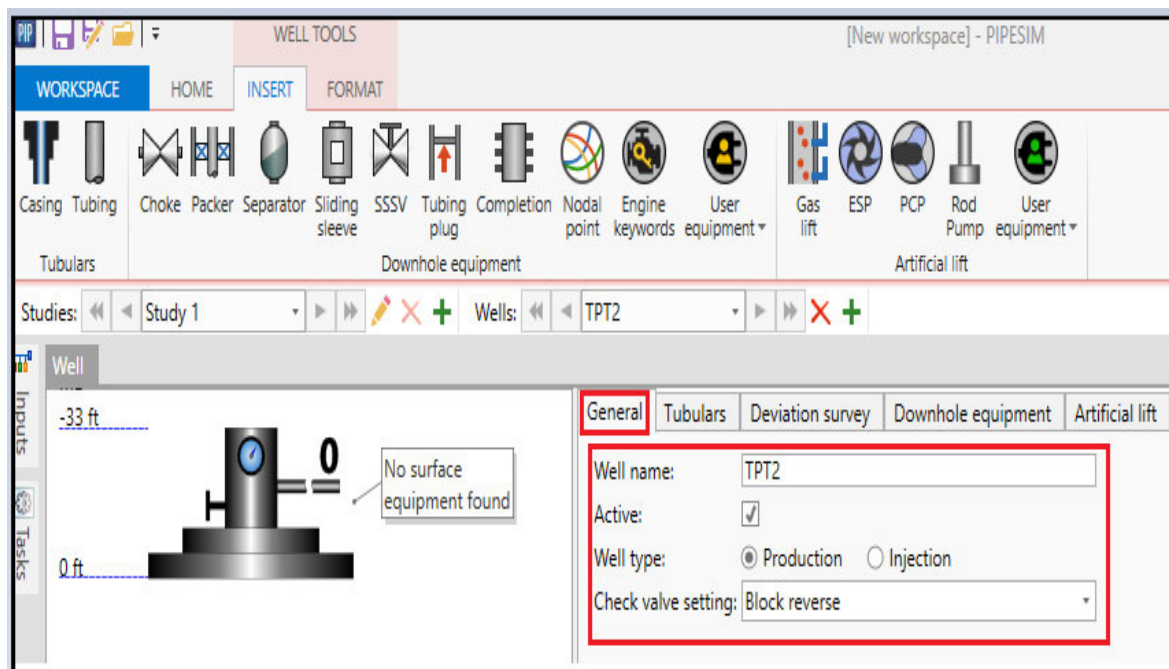
Fuente: PIPESIM, 2017

En la primera pestaña **General** se ingresa los datos generales del pozo como:

- Nombre: TPT2
- Estado: Casilla llena (pozo activo)
- Se escoge el tipo, entre inyector y productor: para el presente caso pozo productor
- En la Configuración de la válvula check optamos por: Block reverse

La figura 2.4 muestra lo descrito anteriormente.

FIGURA 2.4 PESTAÑA PARA CARGAR LOS DATOS GENERALES DEL POZO



Fuente: PIPESIM, 2017

En la segunda pestaña Tubulars se ingresa los datos referentes a la tubería de revestimiento y producción.

- En la opción modo se escoge detallado
- En la opción de dimensión se escoge OD

Luego se ingresa los topes y las bases de las tuberías, así como también los diámetros, el peso, el grado, y la rugosidad.

La figura 2.5 muestra el ingreso de los datos de las tuberías como también el esquema ilustrativo del pozo.

FIGURA 2.5 INGRESO DE LOS DATOS DE LA TUBERÍA (CASING-TUBING)

Section type	Name	From MD	To MD	ID	OD	Roughness	
		ft	ft	in	in	in	
1	Casing	Casing Surface	0	478	12.415	13.375	0.001
2	Casing	Intermediate...	0	5305.8	8.435	9.625	0.001
3	Liner	Liner	5305.8	5771	5.92	7	0.001

Name	To MD	ID	OD	Roughness	
	ft	in	in	in	
1	Tubing	5064.77	3.476	4	0.001

Fuente: PIPESIM, 2017

En la tercera pestaña Deviation survey se ingresa datos de survey del pozo (puntos medidos) que indican la trayectoria que siguió el pozo en su construcción.

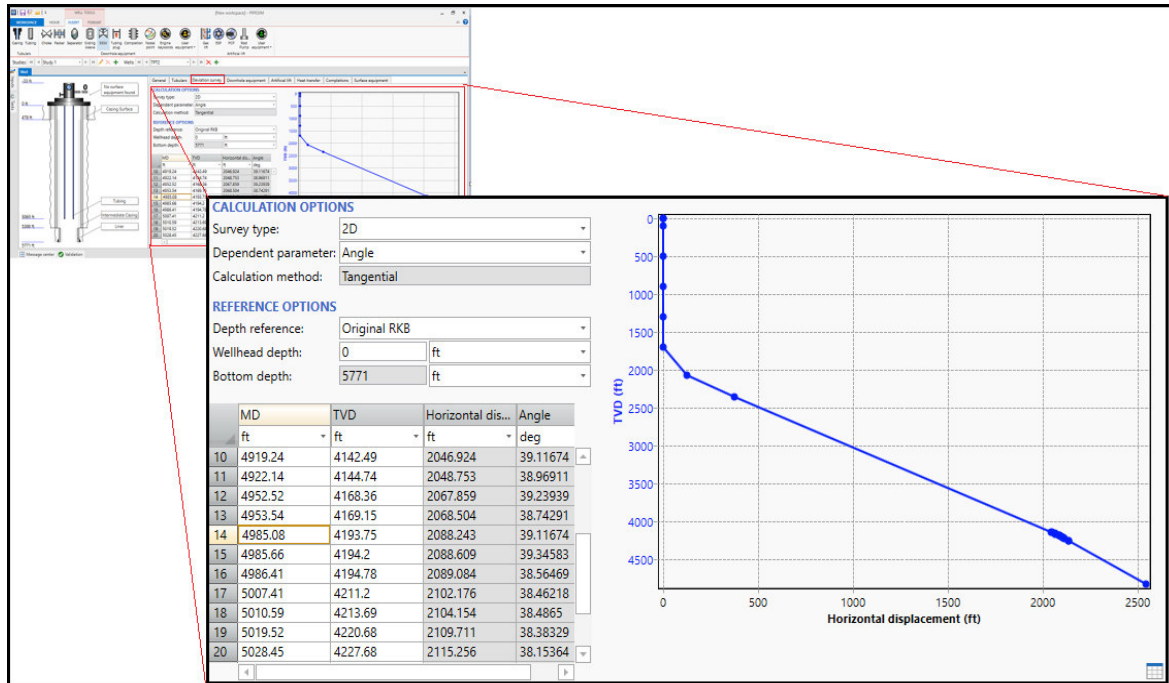
En las opciones de cálculo se tiene el tipo de survey (Vertical, 2D y 3D), parámetro del que depende (MD, TVD, ángulo) y método de cálculo (tangencial).

Para este estudio se elige:

- Tipo de survey: 2D
- Parámetro del que depende: Ángulo
- Método de cálculo: Tangencial

La figura 2.6 muestra la tabla del software donde se registra los datos de TVD, MD, desplazamiento horizontal y ángulo; así como también la gráfica que se dibuja de acuerdo con los puntos o medidas ingresadas.

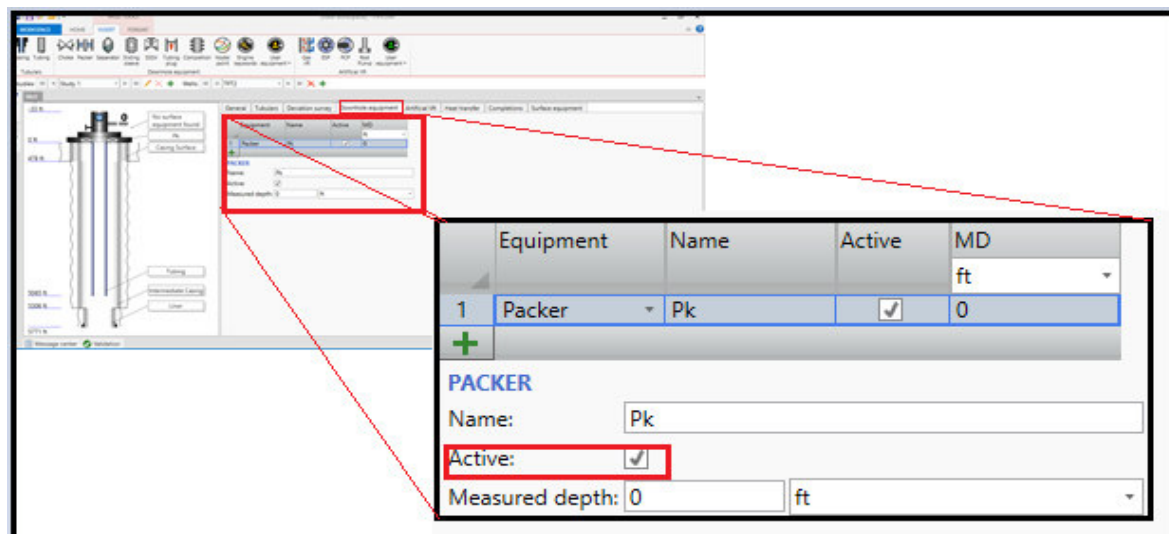
FIGURA 2.6 INGRESO DE LOS DATOS DEL SURVEY DEL POZO MODELO



Fuente: PIPESIM, 2017

La figura 2.7 muestra la cuarta pestaña **Downhole equipment** donde se selecciona un packer debido a que el flujo se da solamente por la tubería de producción. Se puede colocar la profundidad a la que está colocado el packer o solo escoger la opción Active que significa packer activo. Para este estudio se utilizó la opción de packer activo.

FIGURA 2.7 SELECCIÓN DEL EQUIPO DE FONDO DEL POZO MODELO

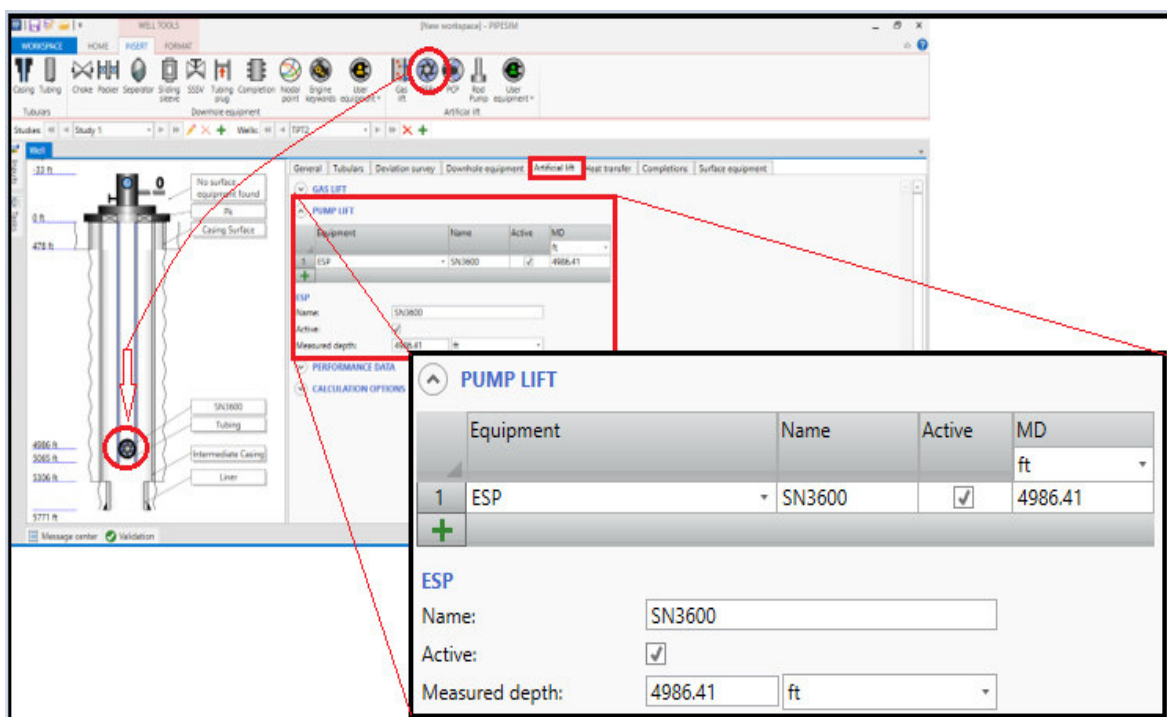


Fuente: PIPESIM, 2017

En la quinta pestaña **Artificial lift** se dispone de dos opciones: gas lift y pump lift; se seleccionó la opción pump lift que corresponde a levantamiento artificial por bomba, debido a que este estudio se lo hace para pozos que producen por medio de bombeo electrosumergible.

Se coloca en el diagrama ilustrativo un sistema ESP que lo podemos tomar de la barra de herramientas (grupo Artificial Lift) ubicado en la parte superior o seleccionando en Equipment la opción ESP, luego se ingresa el nombre del equipo de bombeo, se selecciona el estado y se ingresa la profundidad a la cual se encuentra el equipo. La figura 2.8 muestra los descrito anteriormente.

FIGURA 2.8 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL



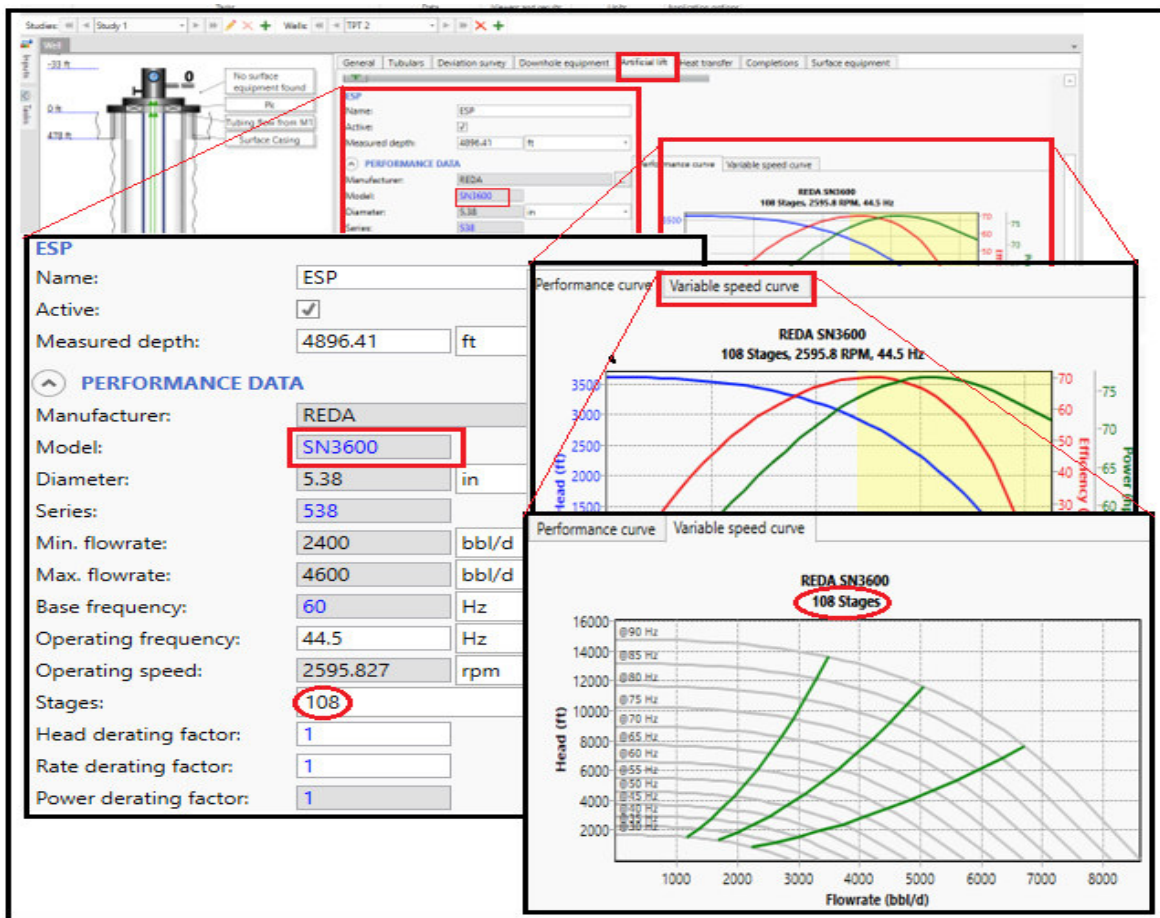
Fuente: PIPESIM, 2017

En **Performance Date** se ingresa los datos correspondientes a la bomba electrosumergible, los mismos que pueden ser anexados al catálogo que tiene el software; si este dispone de la bomba que se encuentra instalada en el pozo.

Estos datos corresponden a: fabricante, modelo, diámetro, serie, caudal de operación, etapas y frecuencia. Además, se puede seleccionar para observar la curva de rendimiento de la bomba y la curva de variación de la velocidad en las pestañas correspondientes las cuales muestran la gráfica para el número de etapas seleccionado.

En la figura 2.9 se muestra los pasos descritos donde se escoge para el pozo ejemplo una bomba modelo SN3600.

FIGURA 2.9 SELECCIÓN DEL MODELO DE LA BOMBA INSTALADA EN EL POZO



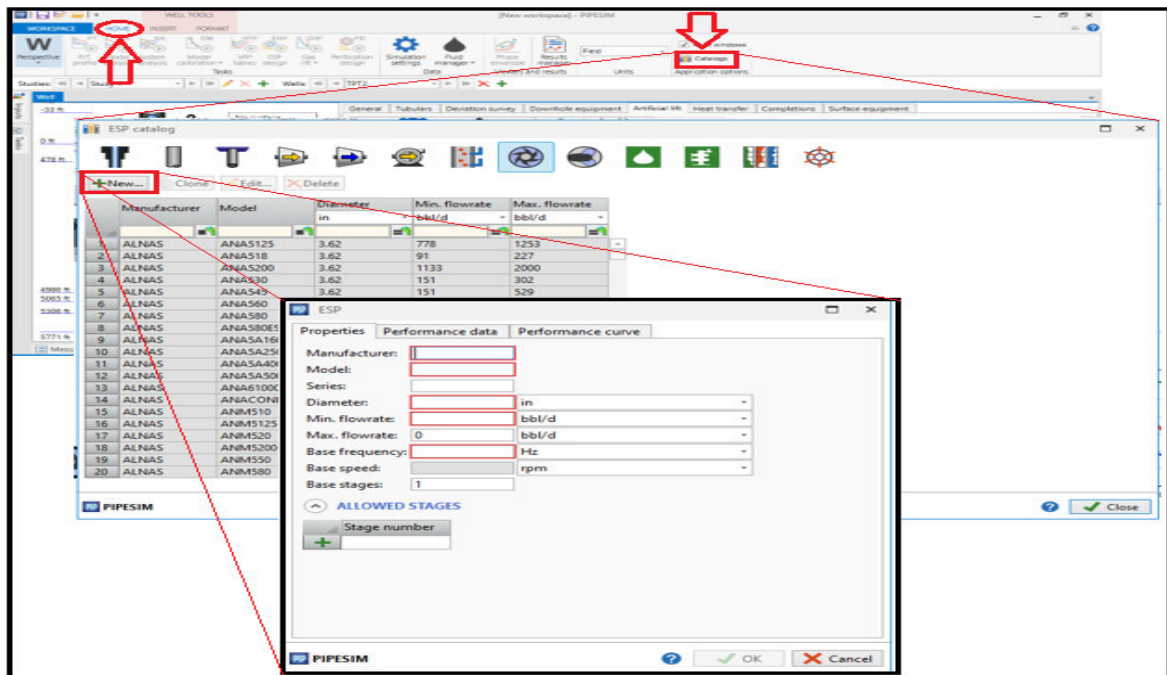
Fuente: PIPESIM, 2017

Cuando no se dispone del modelo de la bomba dentro del catálogo del software este permite cargar un nuevo modelo en la opción **HOME** de la interfase principal.

Al seleccionar dicho comando aparece en la parte superior derecha la pestaña **Catalogs**, la cual lleva a otra ventana donde se escoge el ícono para equipo ESP y luego se selecciona en la opción **New** para ingresar los datos referentes a la curva de rendimiento de la bomba que se encuentra instalada en el pozo .

La figura 2.10 muestra este proceso.

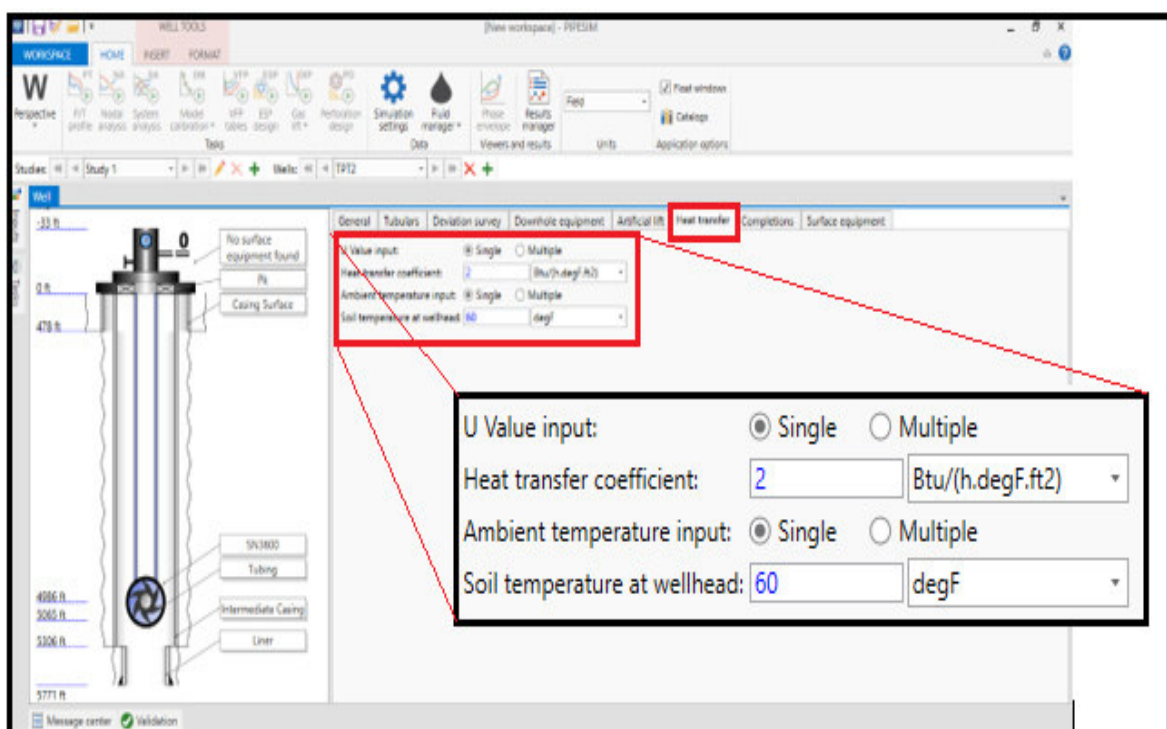
FIGURA 2.10 INGRESO DE DATOS DE UNA NUEVA ESP AL CATÁLOGO



Fuente: PIPESIM, 2017

La sexta pestaña mostrada en la figura 2.11; denominada **Heat transfer** permite ingresar los datos referentes al coeficiente de transferencia de calor y temperatura en la superficie. Para este estudio se deja los datos proporcionados por el software.

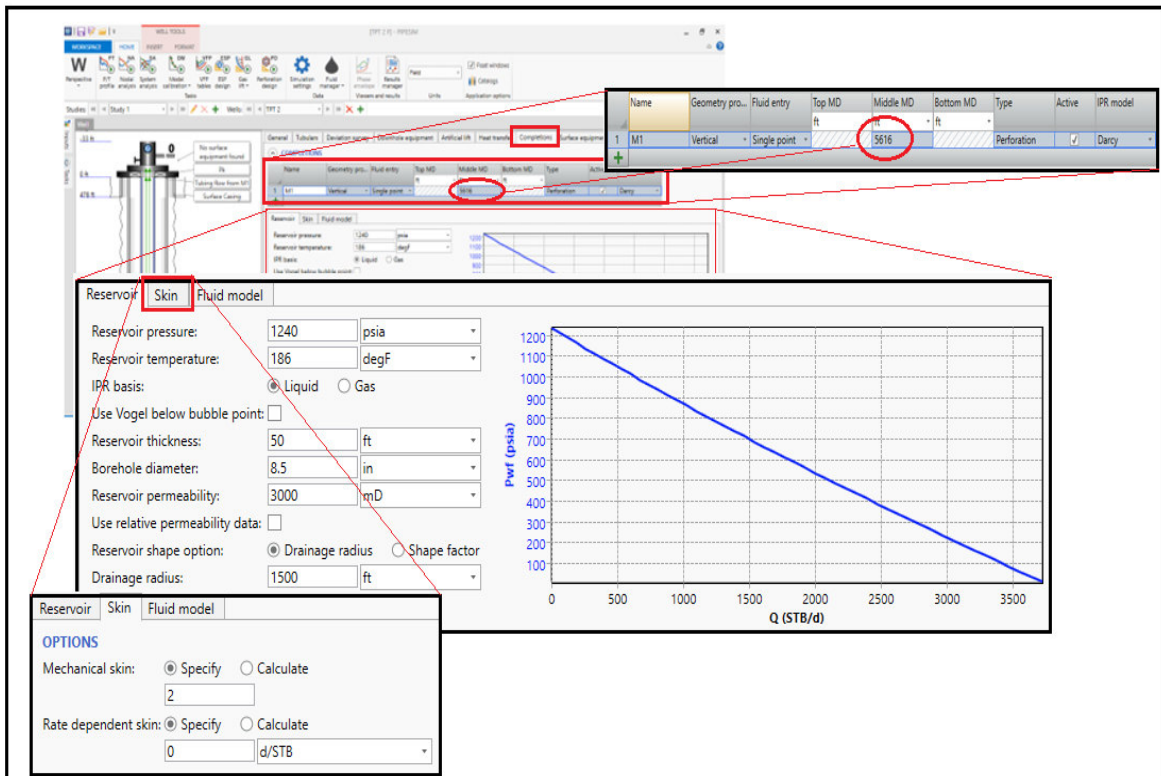
FIGURA 2.11 DATOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR DEL POZO MODELO



Fuente: PIPESIM, 2017

En la séptima pestaña **Completions** mostrada en la figura 2.12 se ingresa los siguientes datos: el nombre de la arena productora, la profundidad media a la que fue realizado el cañoneo, se escoge la geometría de la completación que puede ser horizontal o vertical, se selecciona el modelo para la construcción de la curva IPR, se ingresa datos del reservorio (presión y temperatura), el índice de productividad, la altura de la arena productora, el diámetro del pozo, la permeabilidad y el daño el cual depende del modelo escogido para la IPR.

FIGURA 2.12 INGRESO DE DATOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO MODELO



Fuente: PIPESIM, 2017

PIPESIM 2017 ofrece los siguientes modelos de acuerdo con las completaciones o geometrías presentes en cada pozo:

Para completaciones verticales:

- Índice de productividad de pozos (IP) (solo gas)
- Pozo IP (líquido, con y sin tener en cuenta la corrección de Vogel y la corrección por fase acuosa)
- Fetkovich (solo líquido)
- Jones (gas y líquido)
- Vogel (solo líquido)
- Backpressure (solo gas)
- Forchheimer (solo gas)
- Modelo de fractura hidráulica (gas y líquidos con y sin cálculo de flujo transitorio)

- Modelo de Darcy
 - Modelos transitorios y de estado pseudoestacionario
 - Opciones a base de gas que incluyen formulaciones de presión al cuadrado y pseudopresión.
 - Las opciones de base líquida incluyen la corrección de Vogel por debajo del punto de burbuja y el uso de tablas de permeabilidad relativa petróleo / agua.
 - Tablas de permeabilidad relativa
- Tablas de conificación para tener en cuenta los efectos de conificación de agua y gas (Schlumberger , 2018).

Para completaciones horizontales (modelos de IP de un solo punto)

- Modelo de Joshi de estado pseudoestacionario para el cálculo de las curvas de rendimiento de flujo o IPR basado en líquidos y gases
- Modelo de Babu y Odeh de estado pseudoestacionario para cálculos de IPR basados en líquidos y gas (Schlumberger , 2018).

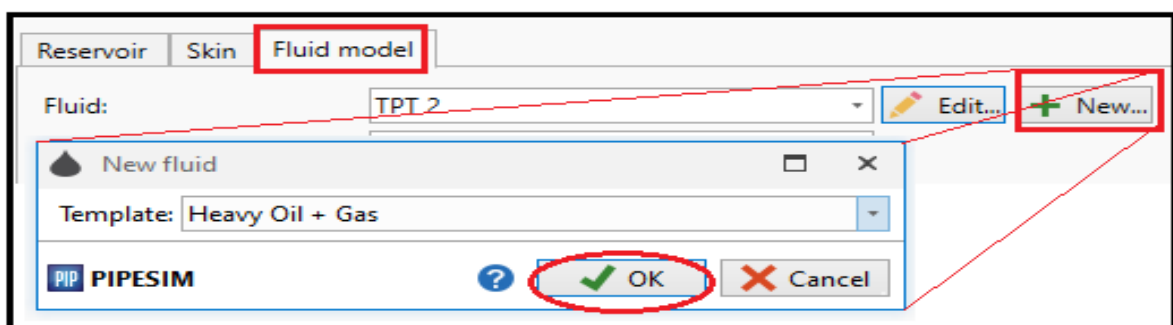
Para completación horizontal (modelos IP distribuidos que tienen en cuenta la introducción de fluidos a lo largo del intervalo de terminación horizontal)

- Modelo de Joshi de estado estacionario para el cálculo de IPR basado en gas y líquido
- Modelo de Babu y Odeh de estado pseudoestacionario para cálculos de IPR basados en líquidos y gas.
- Modelo IP distribuido simple (Schlumberger , 2018).

Para este estudio se escogió el modelo de Darcy, para los pozos direccionales tipo “J ” y el modelo de Joshi para el pozo horizontal y se tomó las permeabilidades obtenidas en estudios anteriores que están en un promedio de 3 a 3.2 Darcys.

Posteriormente se ingresa los datos que caracterizan al fluido en la pestaña **Fluid Model** mostrada en la figura 2.13 seleccionando la opción **New**, la cual despliega una ventana donde escogemos la opción “Heavy Oil + Gas”.

FIGURA 2.13 SELECCIÓN DEL FLUIDO DEL POZO MODELO



Fuente: PIPESIM, 2017

A continuación, se despliega la ventana mostrada en la figura 2.11 donde se ingresa en la pestaña de propiedades; los datos de corte de agua, GOR, gravedades específicas de los fluidos (agua y petróleo), y el porcentaje en moles de los contaminantes (CO_2 , H_2S , N_2 , CO) que fueron tomados de pruebas recientes de laboratorio.

FIGURA 2.14 INGRESO DE LAS PROPIEDADES DEL POZO MODELO

The screenshot shows the 'Edit BOFluid' window in PIPESIM. The 'Properties' tab is selected, showing the following data:

STOCK TANK PROPERTIES			CONTAMINANT MOLE FRACTIONS	
Watercut	80	%	CO2 fraction:	0.2
GOR	27.6	SCF/STB	H2S fraction:	0.03
Gas specific gravity:	1.14		N2 fraction:	0.6
Water specific gravity:	1.02		H2 fraction:	0
API	14.3	dAPI	CO fraction:	0.2

Fuente: PIPESIM, 2017

En la pestaña mostrada en la figura 2.15, que trata de la viscosidad del fluido se ingresa los datos tomados de una prueba de laboratorio realizada al petróleo producido que para el caso del software se ingresa en la opción “DEAD OIL”.

FIGURA 2.15 INGRESO DE LA VISCOSIDAD DEL FLUIDO DEL POZO MODELO

The screenshot shows the 'Edit BOFluid 3' window in PIPESIM. The 'Viscosity' tab is selected, showing the following data:

DEAD OIL		
Correlation:	User defined table	
	Temperature	Viscosity
	degF	cP
1	158	362
2	176	219
3	200	108
4	212	60
5	220	51

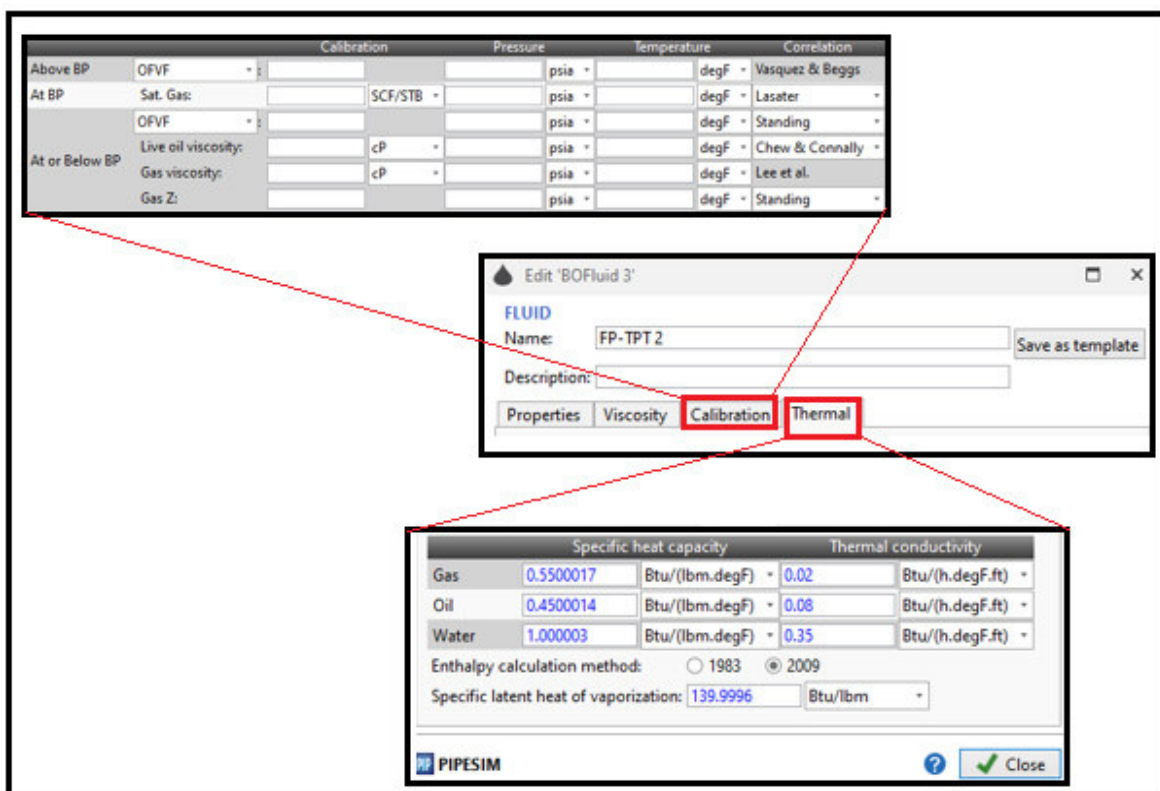
Fuente: PIPESIM, 2017

En la pestaña de **Calibration** se ingresa datos de pruebas PVT; sobre, bajo y en la presión de burbuja.

NOTA 4: Para este trabajo se consideró diferentes valores obtenidos de pruebas de pozos cercanos que no se incluyen en este estudio por acuerdo de confidencialidad.

En la pestaña **Thermal** se conserva los valores dados por el software que corresponde a las capacidades caloríficas de los fluidos y al grado de conductividad de los mismos. La figura 2.16 muestra las dos pestañas mencionadas.

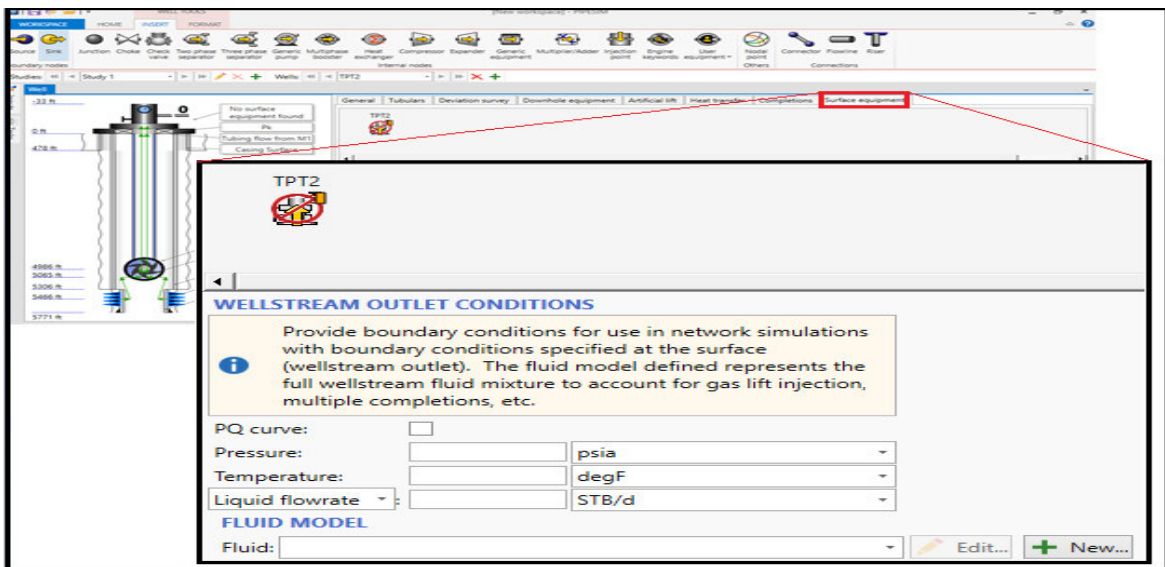
FIGURA 2.16 AJUSTE DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO DEL POZO



Fuente: PIPESIM, 2017

En la octava y última pestaña **Surface equipment** mostrada en la figura 2.17 se debe ingresar los datos correspondientes al equipo de superficie que para este no fueron considerados debido a que el análisis se hace desde el reservorio hasta la cabeza del pozo.

FIGURA 2.17 PESTAÑA PARA EL INGRESO DE LOS DATOS DEL EQUIPO DE SUPERFICIE

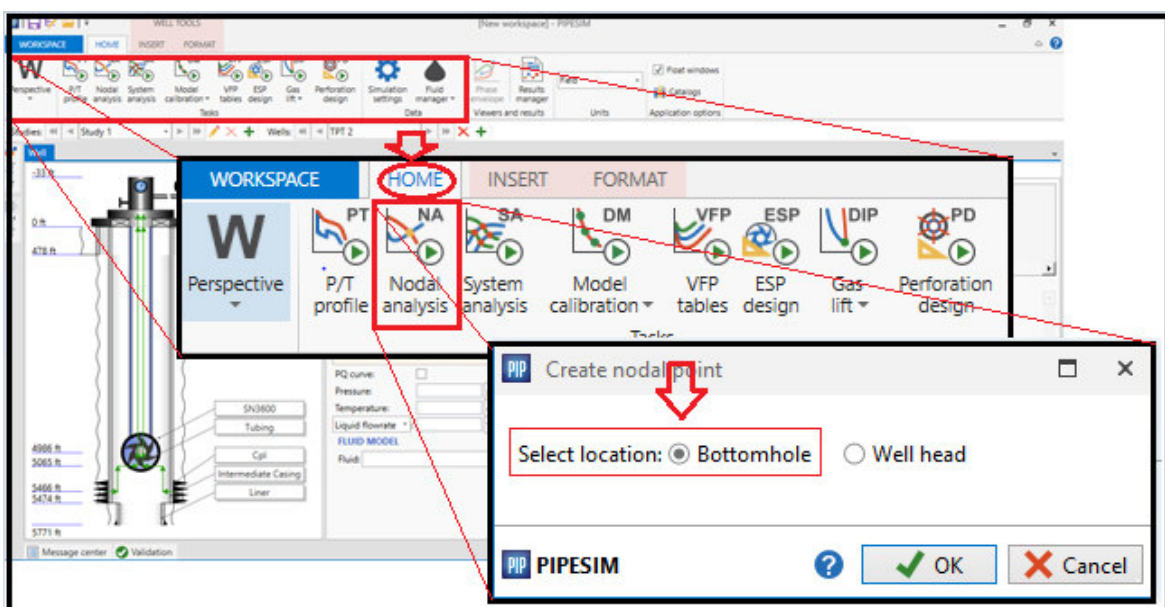


Fuente: PIPESIM, 2017

2.2.2.2 Ejecución del Análisis Nodal mediante el Software

Para efectuar la simulación se selecciona en la pestaña **HOME** de la interfase principal la opción **Nodal analysis** como se muestra en la figura 2.18, este paso lleva a una ventana donde se escoge la ubicación para el nodo que puede ser en el fondo o en la cabeza del pozo, optando por "Bottomhole" debido a que el análisis se llevara a cabo en el fondo del pozo.

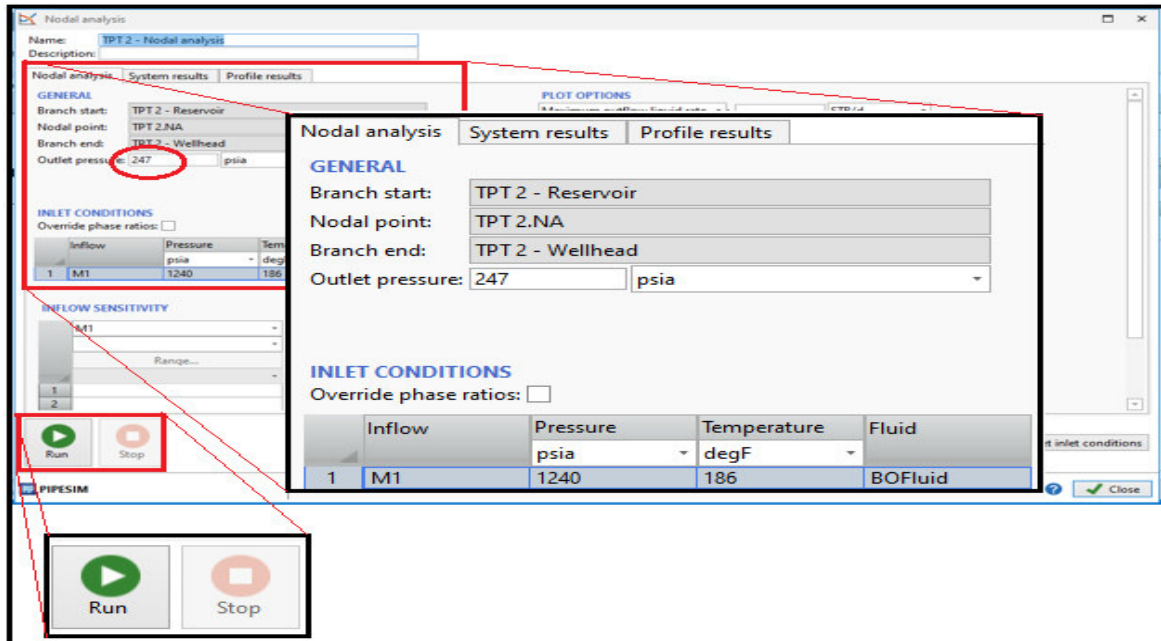
FIGURA 2.18 SELECCIÓN PARA LA APLICACIÓN DEL ANÁLISIS NODAL



Fuente: PIPESIM, 2017

Luego se ingresa la presión de salida que es la presión de cabeza como se muestra en la figura 2.19 y se da clic en RUN para correr el programa.

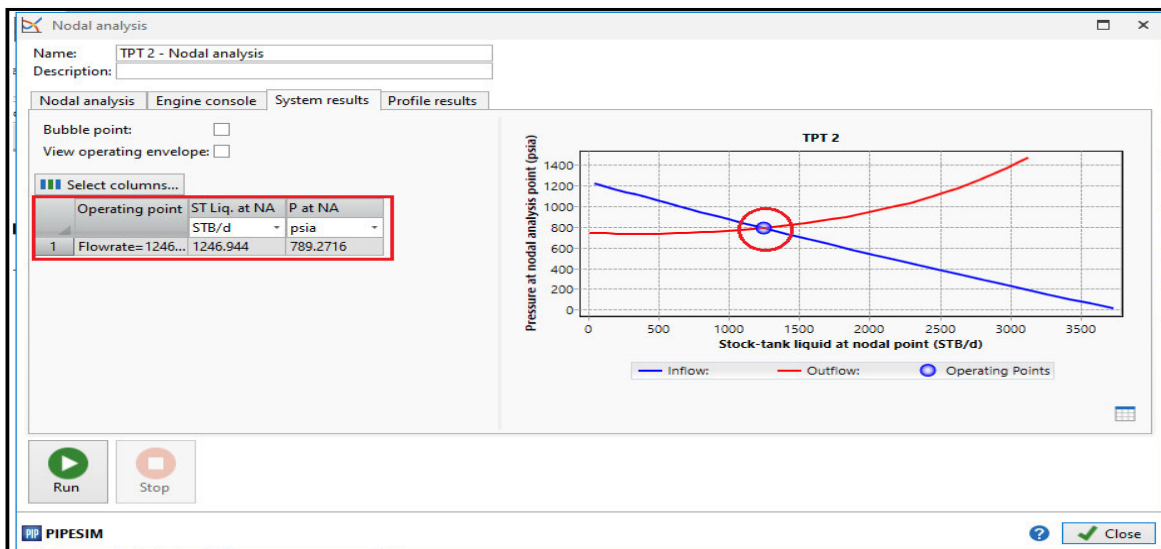
FIGURA 2.19 INGRESO DE LA Pwh Y BOTÓN DE INICIO DE LA SIMULACIÓN



Fuente: PIPESIM, 2017

En la figura 2.20 se muestra la gráfica con los resultados del “Análisis Nodal” la misma que permite saber el estado productivo del pozo, así como también el desempeño del equipo de bombeo electrosumergible en los principales parámetros considerados y con ello decidir la mejor alternativa para la optimización de la producción.

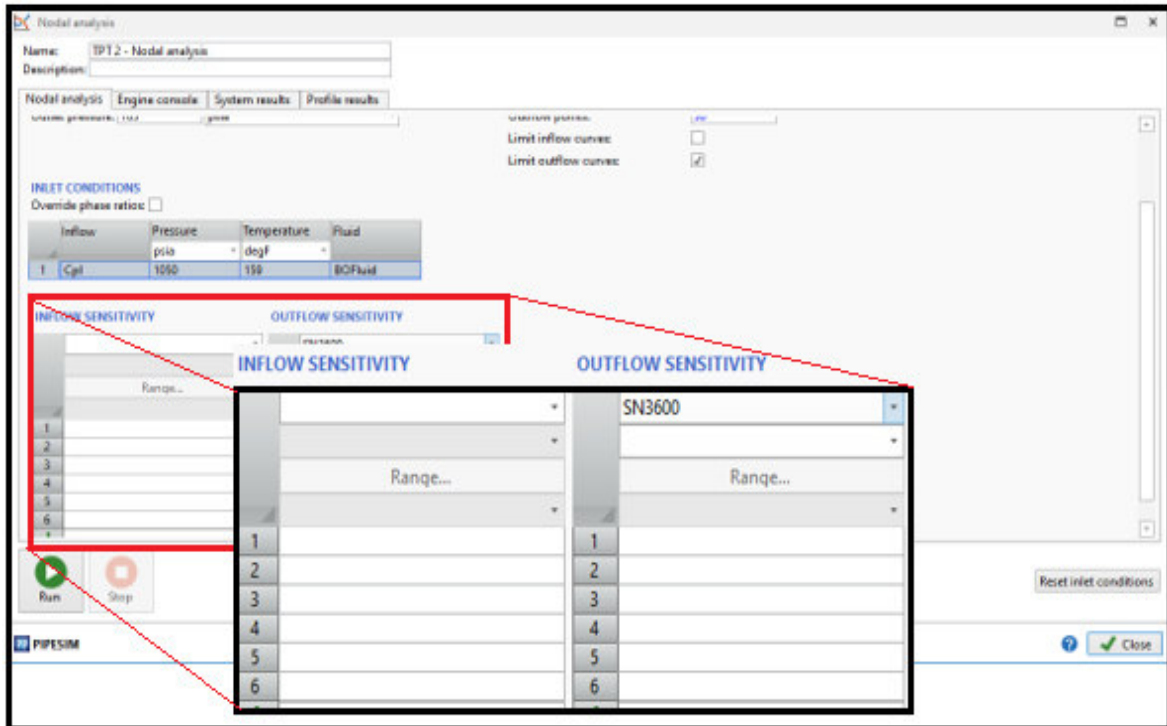
FIGURA 2.20 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO MODELO



Fuente: PIPESIM, 2017

Para la optimización de la producción el software permite realizar un análisis de sensibilidades tanto a la curva de INFLOW como también de la curva de OUTFLOW, esto se encuentra en la parte inferior de la misma ventana de **Nodal analysis** y se muestra en la figura 2.21.

FIGURA 2.21 OPCIONES PARA EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES



Fuente: PIPESIM, 2017

En el presente estudio se realiza un análisis de sensibilidades a las curvas OUTFLOW e INFLOW escogiendo como parámetros de modificación la frecuencia de la bomba electrosumergible y el corte de agua respectivamente.

Fórmula para el cálculo del porcentaje de error

Para calcular el error entre los datos reales y los arrojados por el software se utiliza la ecuación 2.5.

$$\% \text{ Error} = \left| \frac{\text{Valor real} - \text{Valor calculado (Análisis Nodal)}}{\text{Valor real}} \right| * 100 \quad (2.5)$$

NOTA 5: Los diagramas Mecánicos referentes a cada pozo cuya información se ingresó en el software se encuentran en el Anexo No 2.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS OPERACIONAL Y OPTIMIZACIÓN DE LOS POZOS

3.1 ANÁLISIS DEL POZO TPT 1

El pozo TPT 1 es un pozo direccional tipo J, cuya perforación fue realizada el 2 de julio del año 2016.

La tabla 3.1 muestra el historial de producción mensual de petróleo agua y gas, los mismos que fueron tomados para graficar la producción que el pozo presentaba antes de la primera falla.

TABLA 3.1
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN MENSUAL DEL POZO TPT 1

FECHA	BFP	BPP	BAP	Gas (MSCF)	% BSW	DÍAS ON
31-ago-19	3391	2703	688	144	20	31
30-sep-19	3473	2758	715	76	21	30
31-oct-19	4648	3858	790	41	17	31
30-nov-19	4135	3440	695	89	17	26
31-dic-19	6024	4954	1070	184	18	26
01-ene-20	6377	5211	1166	224	18	29
29-feb-20	5010	4100	910	230	18	21

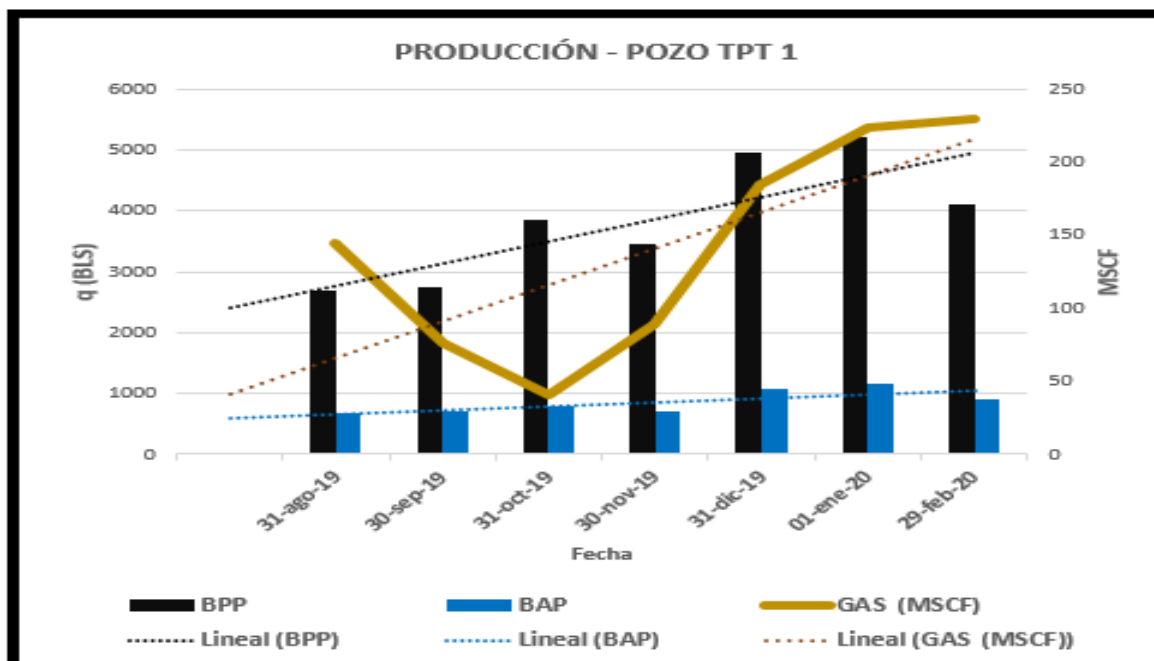
Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

El historial de producción mensual describe de manera general que el pozo:

- Presentaba una tendencia creciente en la producción de petróleo y gas, mientras que el agua describía una tendencia decreciente.
- Se puede observar en la tabla 3.1 que el pozo presentó problemas de operación durante los cuatro últimos meses, los cuales se dieron por alta temperatura del motor.
- El equipo BES se encuentra trabajando actualmente de forma intermitente controlado por el sensor de temperatura del motor.

La figura 3.1 muestra el historial de producción mensual basado en la tabla 3.1.

FIGURA 3.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN MENSUAL DEL POZO TPT 1



Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

1.8.1 SUMARIO DE OPERACIONES REALIZADAS EN EL POZO TPT 1

El pozo presenta la siguiente información que se muestra en la tabla 3.2 donde se resume las principales operaciones realizadas en el pozo.

TABLA 3.2
PRINCIPALES OPERACIONES REALIZADAS EN EL POZO TPT 1

FECHA	DESCRIPCIÓN	BFPD	% BSW	Fr (Hz)	TIPO DE BOMBA
01-dic-16	OPERACIÓN INICIAL	3718	7	57	D3500N
03-ene-17	PRUEBA 1	2384	10	55	RANGO DE OPERACIÓN 2400-4500
07-feb-17	PRUEBA 2	1334	29	57	
01-may-19	WORKOVER POR CAMBIO DE BOMBA (EJE ROTO) Y REDIMENSIONAMIENTO POR BAJA PRODUCCIÓN				
05-may-19	OPERACIÓN INICIAL	2200	100	55	TIPO DE BOMBA
19-jun-19	PRUEBA 1	1389	72	55	WE1500
04-jul-19	PRUEBA 2	671	20	49	
15-sep-19	PRUEBA 3	576	18	46	RANGO DE OPERACIÓN
05-ene-20	PRUEBA 4	245	18	45.7	200-2300
22-feb-20	PRUEBA 5	235	18	45.7	
05-mar-20	EQUIPO APAGADO POR ALTA TEMPERATURA DEL MOTOR				

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

3.1.2 INFORMACIÓN ADICIONAL DEL POZO TPT 1

La tabla 3.3 mostrada a continuación contiene la información adicional del pozo, la misma que se utiliza para la aplicación del Análisis Nodal.

TABLA 3.3
INFORMACIÓN ADICIONAL DEL POZO TPT 1

SALINIDAD	7000 (ppm)
ESPESOR NETO DE LA ARENA (H)	42 (ft)
PRESIÓN DE CABEZA (Pwh)	256 (psia)
MODELO DE LA BOMBA	WE1500
NÚMERO DE ETAPAS	104
CAUDAL ÓPTIMO DE OPERACIÓN (q_{optimo})	200 -2300 (BFPD)
PRODUCCIÓN APROBADA ($q_{O Aprobado}$)	1600 (BPPD)

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

3.1.3 APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL CON SENSIBILIDADES AL POZO TPT 1

Se toma como referencia los siguientes datos de una prueba de flujo estabilizada realizada al pozo y que se muestran en la tabla 3.4

TABLA 3.4
DATOS DE UNA PRUEBA DE PRODUCCIÓN DIARIA DEL POZO TPT 1

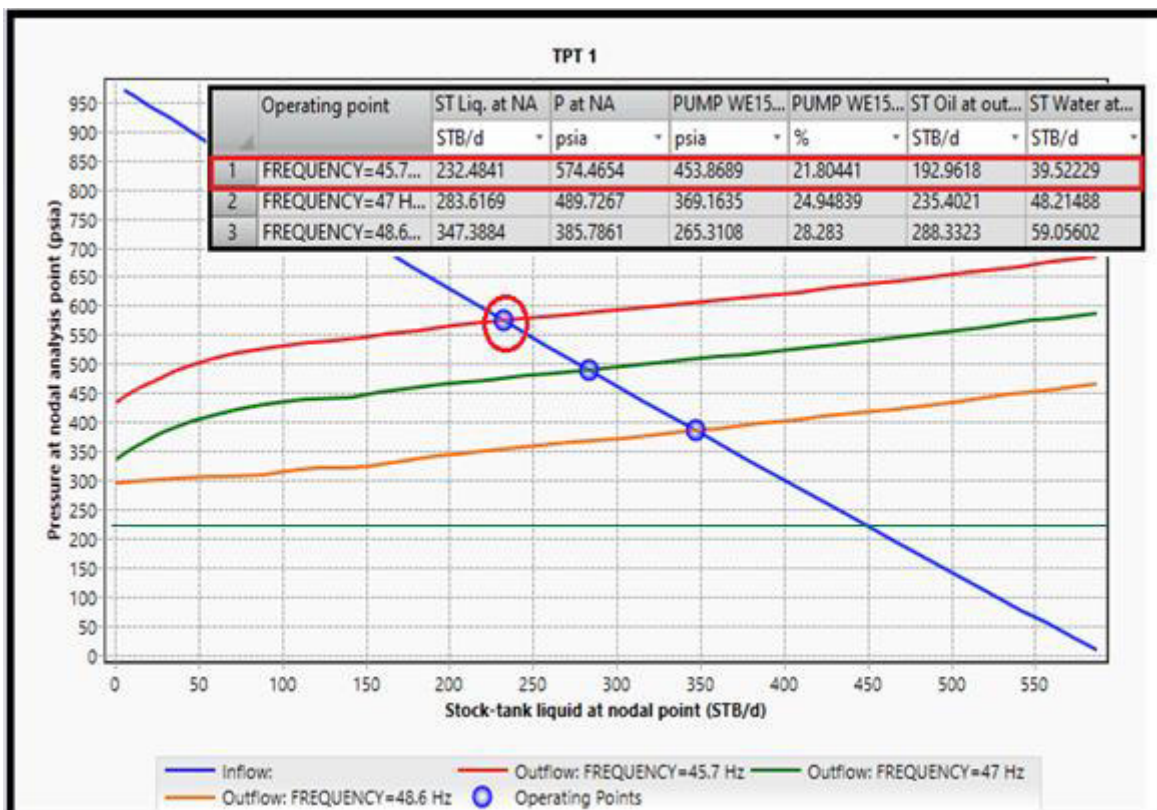
FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	GAS (MSCFD)	% BSW	PIP (psia)	Fr (Hz)	°API
22-feb-20	235	194	41	7	17	453	45.7	14

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

La figura 3.2 muestra los resultados obtenidos con la aplicación del software los cuales describen que a una presión de 574.47 psia produce un total de 232.48 BFPD.

Además, en la misma figura se muestra un análisis de sensibilidad ajustando el valor de la frecuencia cuyos datos están descritos en la tabla 3.5.

FIGURA 3.2 RESULTADOS ANÁLISIS NODAL (Sensibilidad - Frecuencia)



Fuente: PIPESIM, 2017

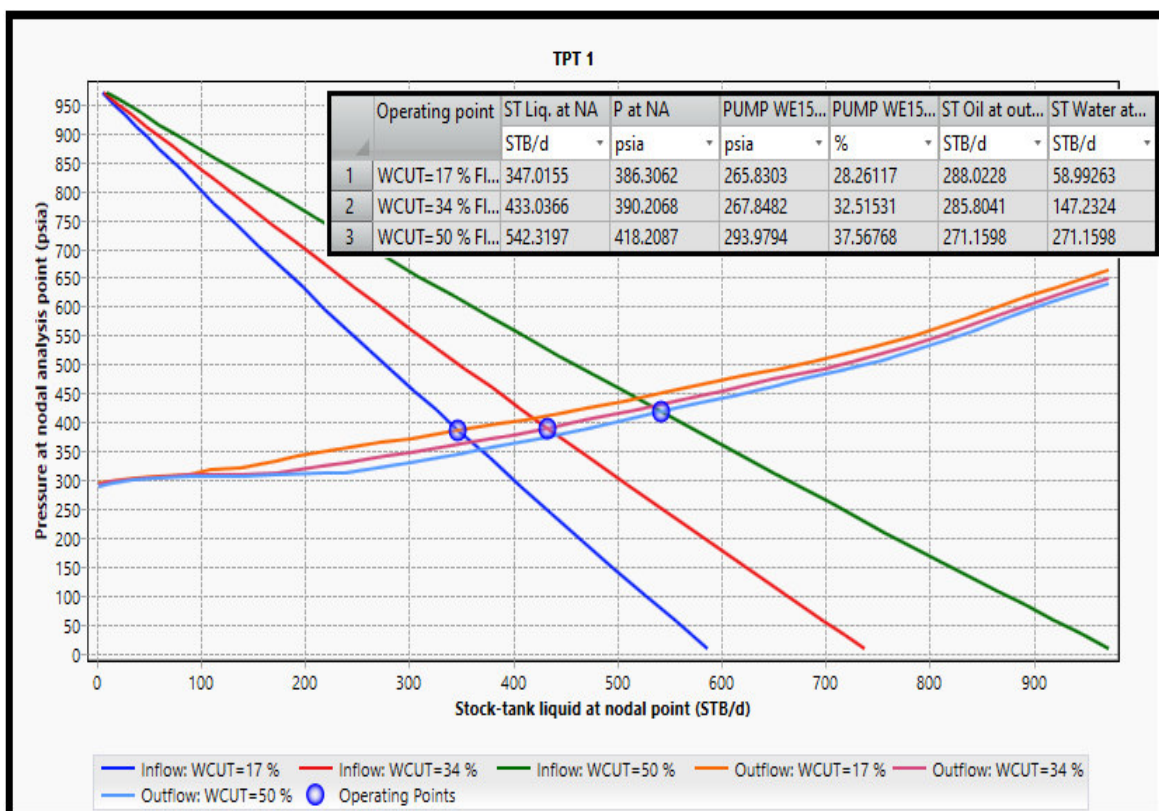
**TABLA 3.5
VALORES DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA FRECUENCIA (TPT 1)**

VALOR	Fr (Hz)	BFPD	BPPD	BAPD	PIP (psia)	Pwh (psia)	% Eficiencia	Incremento (BPPD)
Referencial	45.7	232	193	40	454	259	21.80	0
Variación 1	47	284	235	48	369		24.94	42
Variación 2	48.6	347	288	59	266		28.28	95

Fuente: PIPESIM, 2017

Se realiza también un análisis de sensibilidad al corte de agua que se muestra en la figura 3.3 tomando como base fija el valor mayor del análisis de sensibilidad de la frecuencia, lo cual se describe en la tabla 3.6

FIGURA 3.3 RESULTADOS ANÁLISIS NODAL (Sensibilidad - Corte de Agua)



Fuente: PIPESIM, 2017

**TABLA 3.6
VALORES DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL CORTE DE AGUA (TPT 1)**

VALOR	% BSW	BFPD	BPPD	BAPD	PIP (psia)	Pwh (psia)	Fr (Hz)	% Eficiencia	Incremento (BPPD)
Referencial	17	347	288	59	266	259	48.6	28.28	95
Variación 1	34	433	286	147	268			32.51	93
Variación 2	50	542	271	271	294			37.56	78

Fuente: PIPESIM, 2017

3.1.4 ANÁLISIS OPERACIONAL POZO TPT 1

Operación del equipo BES antes de su apagado

La tabla 3.7 muestra el error entre los valores reales comparados con los obtenidos mediante el software empleado para el análisis nodal, los mismos que se encuentran en un rango aceptable puesto que son menores al 2%.

TABLA 3.7
COMPARACIÓN DE DATOS REALES vs ANÁLISIS NODAL DEL POZO TPT 1

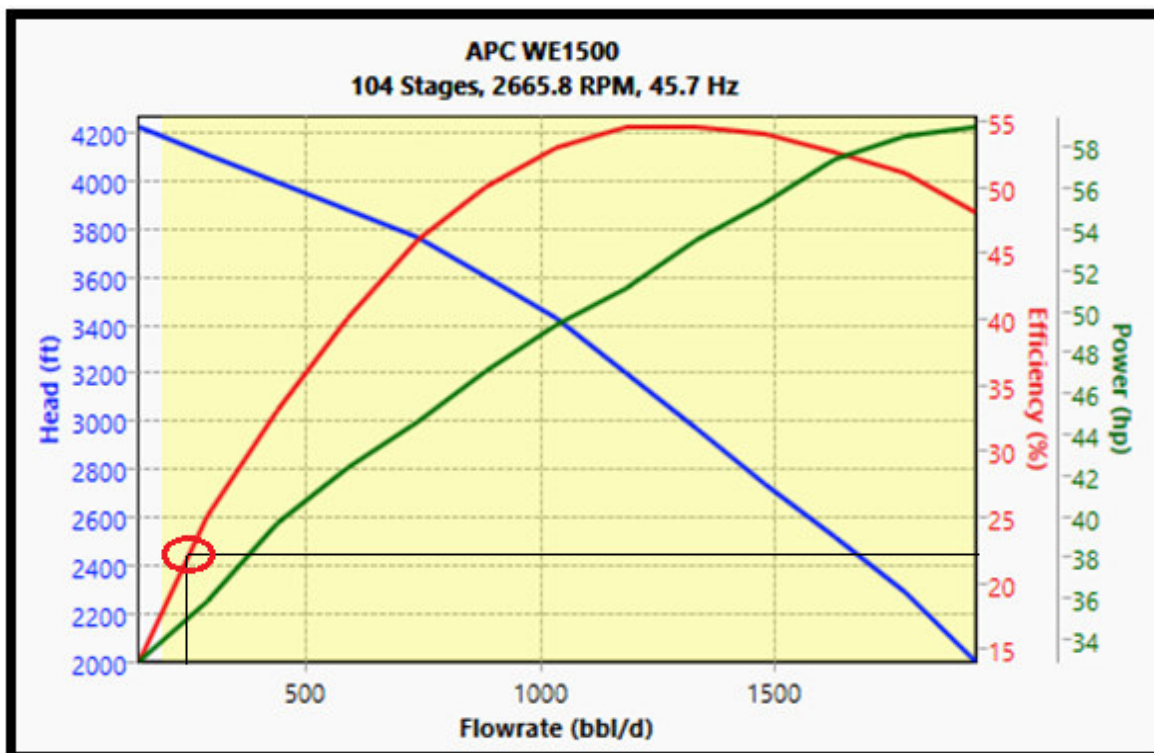
VALOR	Fr (Hz)	BFPD	BPPD	Pwh (psia)	PIP (psia)
Real	45.7	235	194	256	453
Análisis Nodal	45.7	232	193	259	454
Error %	0	1.3	0.5	1.2	0.2

Elaborado por: Oswaldo Ordoñez

En base a los resultados obtenidos por el software se estableció que:

- El Pozo TPT 1 presentaba una producción muy alejada del caudal óptimo sobre el caudal mínimo entre la región de desgaste por compresión y la región flotante del impulsor que se muestra en la figura 3.4 generada por el software para las 104 etapas.
- La eficiencia alcanzada por la bomba era del 22 % al inicio de la falla por temperatura.
- La bomba trabajaba fuera de rango, muy cerca de la región DOWNTHRUST.

FIGURA 3.4 CURVA DE RENDIMIENTO BOMBA WE1500 - 104 ETAPAS



Fuente: PIPESIM, 2017

NOTA 6: Los datos de la figura 3.4 que muestran la curva de rendimiento de la bomba fueron cargados al catálogo del software debido a que no se disponía del modelo de la bomba dentro del mismo, la curva de rendimiento base para una etapa se encuentra en el Anexo No. 3.

Operación Aplicando Sensibilidades

En cuanto a las sensibilidades aplicadas se establece que:

- Se puede variar la frecuencia hasta un valor máximo de 48.6 Hz con una producción de 347 BFPD incrementando 53 BPPD, considerando una PIP de 50 psia sobre la presión de burbuja promedio.
- La eficiencia de la bomba sería del 28%.
- En cuanto a la sensibilidad del corte de agua se observa que, a un mayor porcentaje de agua, mayor eficiencia de la bomba y se obtendría mayor producción de petróleo.

3.2 ANÁLISIS DEL POZO TPT 2

El pozo TPT 2 es un pozo direccional tipo J, que se perforó el 29 de julio del año 2016. Presenta la siguiente información respecto a la producción mensual de agua petróleo y gas que se muestran en la tabla 3.8.

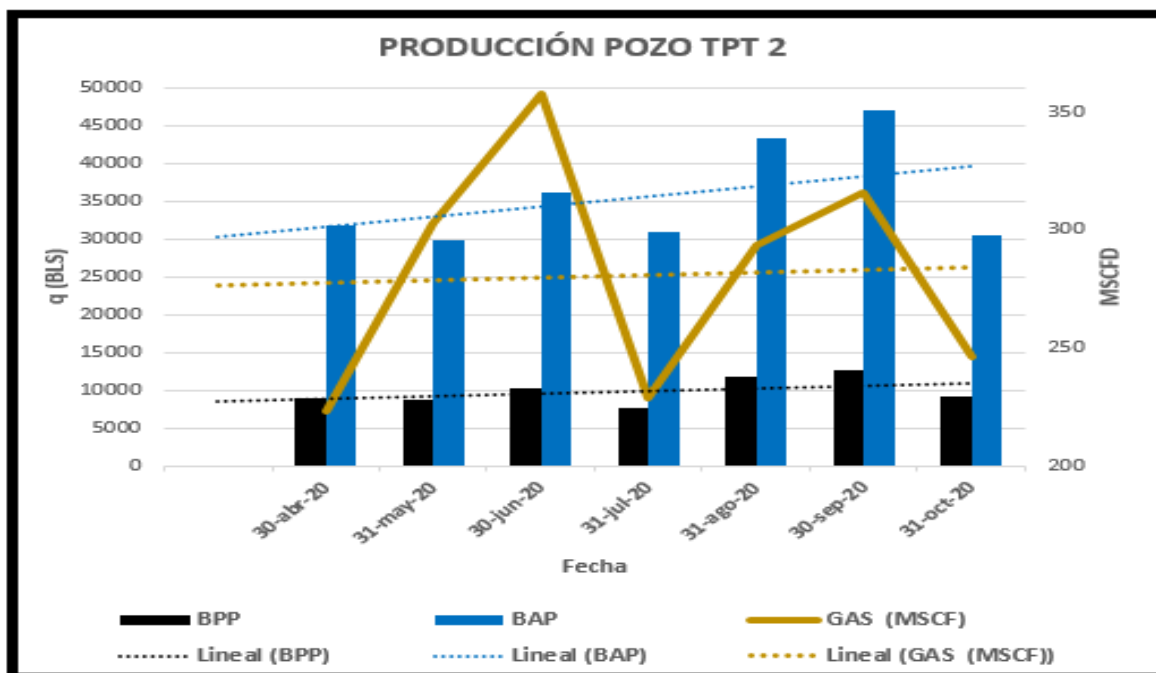
TABLA 3.8
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN MENSUAL DEL POZO TPT 2

FECHA	BFP	BPP	BAP	Gas (MSCF)	% BSW	DÍAS ON
30-abr-20	40776	9001	31776	223	78	30
31-may-20	38517	8638	29879	303	78	31
30-jun-20	46542	10295	36247	358	78	30
31-jul-20	38574	7578	30996	229	80	31
31-ago-20	55144	11729	43415	293	79	31
30-sep-20	59663	12672	46991	316	79	30
31-oct-20	39708	9199	30509	246	77	31

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

La figura 3.5 generada a partir de la tabla 3.8 muestra el historial de producción mensual del pozo.

FIGURA 3.5 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN MENSUAL DEL POZO TPT 2



Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

La figura describe de manera general que el pozo:

- Presenta una tendencia constante pero baja en cuanto a la producción de petróleo y gas, alta afluencia de agua con una tendencia de incremento.

3.2.1 SUMARIO DE OPERACIONES REALIZADAS EN EL POZO TPT 2

La tabla 3.9 resume las principales operaciones realizadas en el pozo.

TABLA 3.9
PRINCIPALES OPERACIONES REALIZADAS EN EL POZO TPT 2

FECHA	DESCRIPCIÓN	BFPD	% BSW	Fr (Hz)	TIPO DE BOMBA
02-ago-16	INICIO DE OPERACIÓN	8590	18	57	S8000N
03-ene-17	PRUEBA 1	2451	47	54	RANGO DE OPERACIÓN
12-mar-17	PRUEBA 2	2230	68	54	3500-10500
18-abr-17	WORKOVER POR CAMBIO DE BOMBA (REDIMENSIONAMIENTO POR BAJA PRODUCCIÓN)				
21-abr-17	PRUEBA INICIAL	3420	100	53	TIPO DE BOMBA
13-jul-19	PRUEBA 1	3234	83	53	SN3600
06-ene-20	PRUEBA 2	1718	80	44.5	RANGO DE OPERACIÓN
21-feb-20	PRUEBA 3	1259	79	44.5	2400-4600
31-oct-20	PRUEBA 4	1243	77	44.5	

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

3.2.2 INFORMACIÓN ADICIONAL DEL POZO TPT 2

El pozo presenta la siguiente información mostrada en la tabla 3.10 la misma que es de utilidad para la aplicación del Análisis Nodal.

TABLA 3.10
INFORMACIÓN ADICIONAL DEL POZO TPT 2

SALINIDAD	8500 (ppm)
ESPEJOR NETO DE LA ARENA (H)	50 (ft)
PRESIÓN DE CABEZA (Pwh)	250 (psia)
MODELO DE LA BOMBA	SN3600
NÚMERO DE ETAPAS	108
CAUDAL ÓPTIMO DE OPERACIÓN	2400-4600 (BFPD)
PRODUCCIÓN APROBADA	3200 (BPPD)

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

3.2.3 APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL CON SENSIBILIDADES AL POZO TPT 2

Se toma como referencia los datos mostrados en la tabla 3.11

TABLA 3.11
DATOS DE UNA PRUEBA DE PRODUCCIÓN DIARIA DEL POZO TPT 2

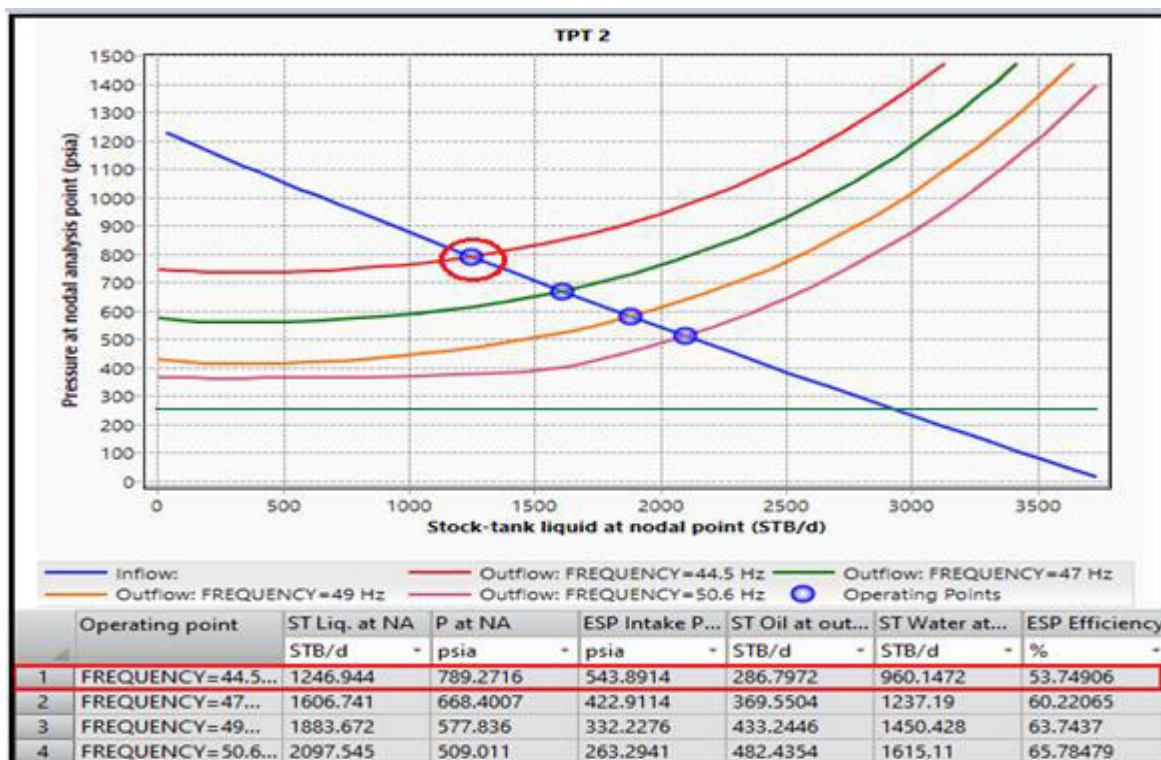
FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	GAS (MSCFD)	% BSW	PIP (psia)	Fr (Hz)	°API
31-oct-20	1243	285	958	8	77	541	44.5	14.3

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

La figura 3.6 muestra los resultados obtenidos por el software describiendo que a una presión de 789.27 psia produce un caudal de 1246.9 BFPD.

Además, en la misma figura se muestra la aplicación de un análisis de sensibilidad para el valor de la frecuencia cuyos datos se describen en la tabla 3.12

FIGURA 3.6 RESULTADOS ANÁLISIS NODAL (Sensibilidad - Frecuencia)



Fuente: PIPESIM, 2017

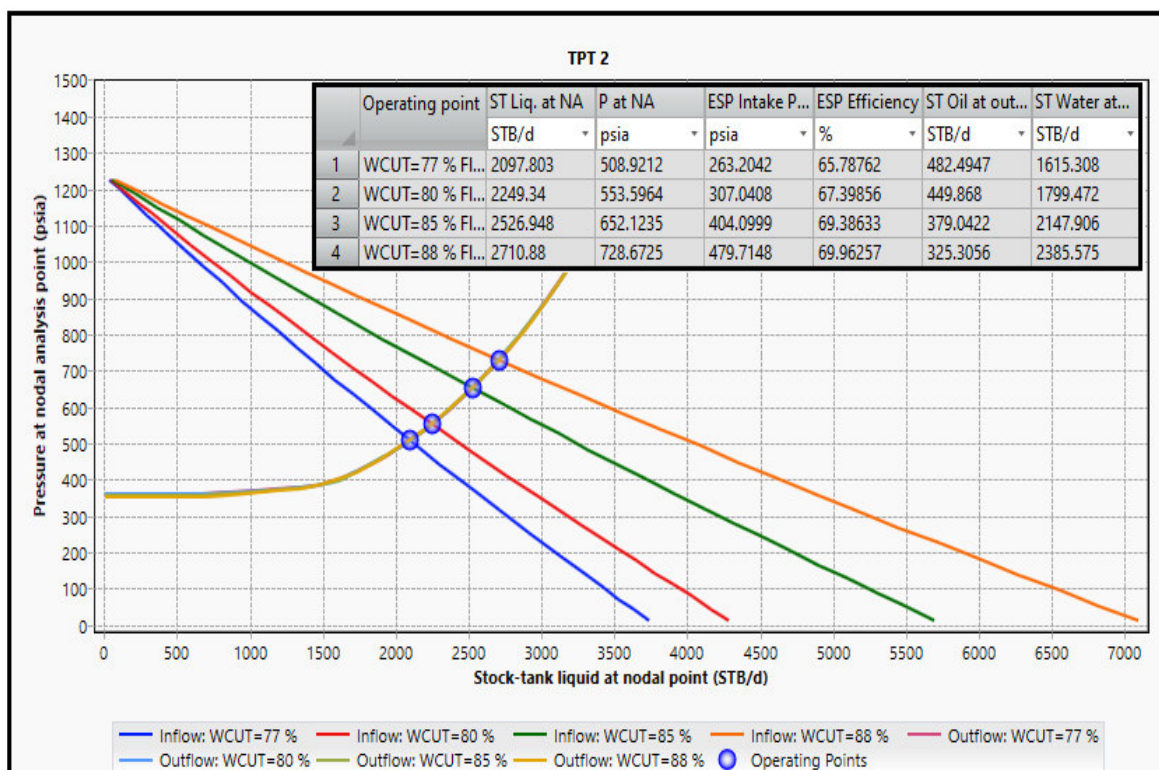
**TABLA 3.12
VALORES DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA FRECUENCIA (TPT 2)**

VALOR	Fr (Hz)	BFPD	BPPD	BAPD	PIP (psia)	Pwh (psia)	% Eficiencia	Incremento (BPPD)
Referencial	44.5	1247	287	960	544	247	53.74	0
Variación 1	47	1607	370	1237	423		60.22	83
Variación 2	49	1884	433	1451	332		63.74	146
Variación 3	50.6	2098	482	1616	264		65.78	195

Fuente: PIPESIM, 2017

Con el valor mayor fijo del análisis de sensibilidad de la frecuencia se aplica un análisis de sensibilidad al valor del corte de agua que se muestra en la figura 3.7 y cuyos valores se describen en la tabla 3.13.

FIGURA 3.7 RESULTADOS ANÁLISIS NODAL (Sensibilidad - Corte de Agua)



Fuente: PIPESIM, 2017

**TABLA 3.13
VALORES DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL CORTE DE AGUA (TPT 2)**

VALOR	% BSW	BFPD	BPPD	BAPD	PIP (psia)	Pwh (psia)	Fr (Hz)	% Eficiencia	Incremento (BPPD)
Referencial	77	2098	482	1616	264	247	50.6	65.78	195
Variación 1	80	2249	450	1799	307			67.39	163
Variación 2	85	2526	379	2147	404			69.38	92
Variación 3	88	2710	325	2385	509			69.96	38

Fuente: PIPESIM, 2017

3.2.3 ANÁLISIS OPERACIONAL DEL POZO TPT 2

Operación actual

Previamente se hace una comparación de resultados mostrados en la tabla 3.14 entre los datos reales con los obtenidos por el software empleado, los mismos que reflejan un error menor al 2% indicando que el análisis realizado por el software tiene una certeza adecuada.

TABLA 3.14
COMPARACIÓN DE DATOS REALES vs ANÁLISIS NODAL DEL POZO TPT 2

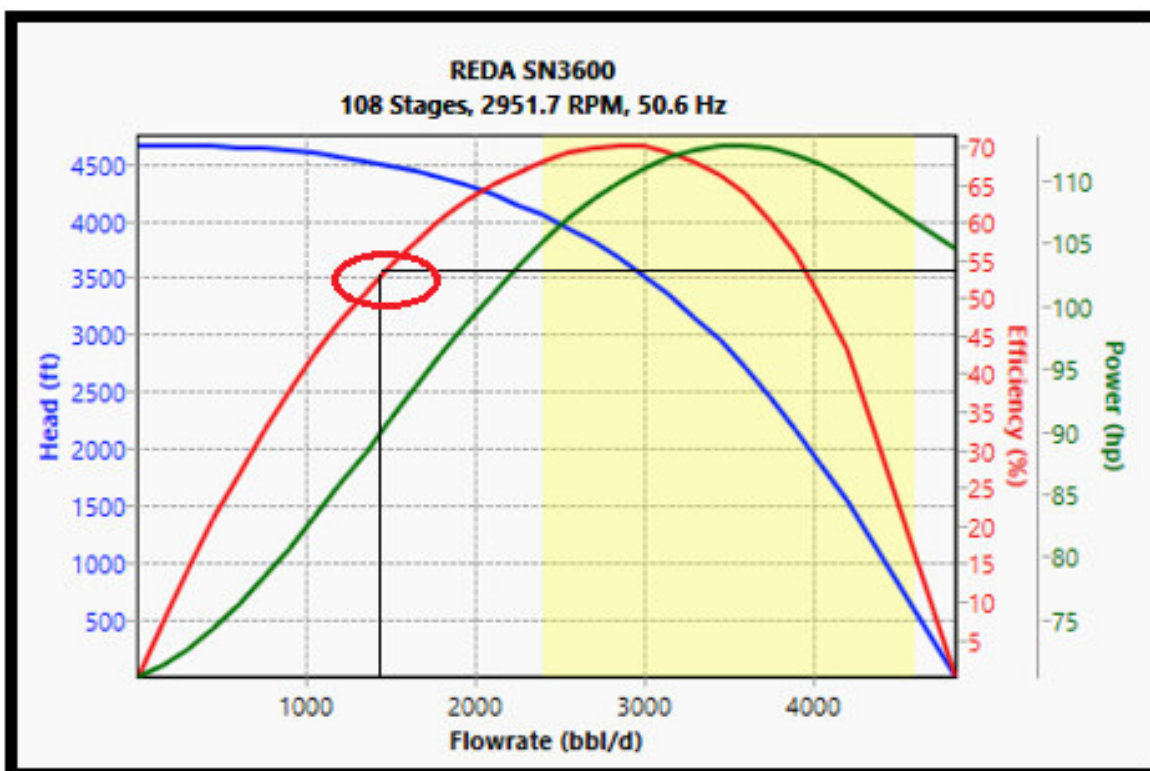
VALOR	Fr (Hz)	BFPD	BPPD	Pwh (psia)	PIP (psia)
Real	44.5	1243	285	250	541
Análisis Nodal	44.5	1247	287	247	544
Error %	0.0	0.3	0.7	1.2	0.6

Elaborado por: Oswaldo Ordoñez

En base a los resultados obtenidos por el software se establece que:

- El equipo de bombeo electrosumergible se encuentra operando muy por debajo del rango óptimo, en la región DOWNTHRUST de la curva de rendimiento de la bomba que se muestra en la figura 3.8
- La eficiencia alcanzada por la bomba es del 53.74%.

FIGURA 3.8 CURVA DE RENDIMIENTO BOMBA SN3600 – 108 ETAPAS



Fuente: PIPESIM, 2017

NOTA 7: La curva de rendimiento de la bomba para una etapa se encuentra en el Anexo No. 3

Operación Aplicando Sensibilidades

En cuanto a las sensibilidades aplicadas se establece que:

- Se puede realizar una variación de la frecuencia hasta un valor máximo de 50.6 Hz con una producción de 2098 BFPD incrementando 195 BPPD, considerando una PIP de 50 psia mayor a la presión de burbuja promedio.
- La eficiencia de la bomba sería del 65.78%.
- En cuanto a la sensibilidad del corte de agua se considera que a 88% de corte de agua se alcanzaría la eficiencia máxima de la bomba con un incremento del caudal de petróleo de 38 barriles, y a menores cortes de agua con menor eficiencia de la bomba se obtendría mayor cantidad de petróleo.

3.3 ANÁLISIS POZO TPT 3

El pozo TPT 3 es un pozo direccional tipo J, que se perforó el 30 de mayo del año 2017.

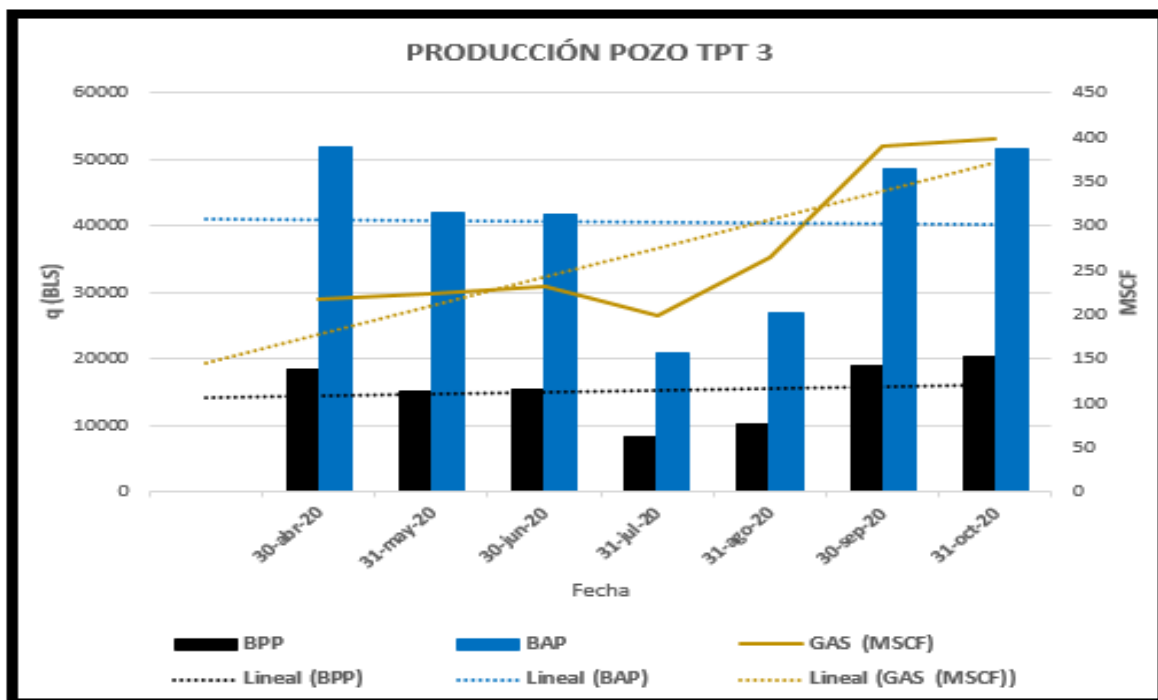
Presenta la siguiente información respecto a la producción mensual de petróleo, agua y gas que se muestra en la tabla 3.15, con los cuales se gráfica la tendencia productiva del pozo mostrada en la figura 3.9

TABLA 3.15
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN MENSUAL DEL POZO TPT 3

FECHA	BFP	BPP	BAP	GAS (MSCF)	% BSW	DÍAS ON
30-abr-20	70522	18610	51912	347	74	30
31-may-20	57339	15273	42066	325	73	31
30-jun-20	57270	15602	41668	311	73	30
31-jul-20	29105	8264	20841	199	72	18
31-ago-20	37090	10246	26844	264	72	21
30-sep-20	67531	18916	48615	389	72	30
31-oct-20	71918	20387	51531	398	72	31

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

FIGURA 3.9 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN MENSUAL DEL POZO TPT 3



Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

El historial de producción mensual del pozo TPT 3 muestra de manera general que:

- El agua presenta una tendencia de producción decreciente, el gas refleja un incremento considerable; y el petróleo indica una tendencia de producción constante.
- Se puede observar en la tabla 3.15 los días de operación del pozo mostrando dos meses con menor cantidad de días de trabajo del equipo que se deben a problemas de vibración de la bomba por incremento en la presencia de gas y temperatura del motor.

3.3.1 SUMARIO DE OPERACIONES REALIZADAS EN EL POZO TPT 3

La tabla 3.16 resume las principales operaciones realizadas en el pozo.

TABLA 3.16
PRINCIPALES OPERACIONES REALIZADAS EN EL POZO TPT 3

FECHA	DESCRIPCIÓN	BFPD	% BSW	Fr (Hz)	TIPO DE BOMBA
13-jun-17	INICIO DE OPERACIÓN	8590	80	57	S8000N
24-ago-17	PRUEBA 1	7578	70	54	RANGO DE OPERACIÓN
15-abr-17	PRUEBA 2	5389	68	54	3500-10500
29-may-18	WORKOVER POR CAMBIO DE BOMBA (REDIMENSIONAMIENTO POR BAJA PRODUCCIÓN)				

TABLA 3.16 CONTINUACIÓN

04-jun-18	PRUEBA INICIAL	4387	98	55	TIPO DE BOMBA
09-jun-19	PRUEBA 1	3928	82	53	SN3600
18-ene-20	PRUEBA 2	2567	73	43	RANGO DE OPERACIÓN
21-feb-20	PRUEBA 3	2389	72	43	2400-4600
30-oct-20	PRUEBA 4	2332	72	43	

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

3.3.2 INFORMACIÓN ADICIONAL DEL POZO TPT 3

El pozo presenta la siguiente información mostrada en la tabla 3.17 necesarios para la aplicación del Análisis Nodal.

**TABLA 3.17
INFORMACIÓN ADICIONAL DEL POZO TPT 3**

SALINIDAD	6500 (ppm)	
PERMEABILIDAD (k)	3100 (mD)	
ESPELOR NETO DE LA ARENA (H)	64 (ft)	
PRESIÓN DE CABEZA (Pwh)	280 (psia)	
MODELO DE LA BOMBA	SN3600	
NÚMERO DE BOMBAS	2	
NÚMERO DE ETAPAS	SUPERIOR	92
	INFERIOR	92
CAUDAL ÓPTIMO DE OPERACIÓN	2400-4600 (BFPD)	
PRODUCCIÓN APROBADA	3200 (BPPD)	

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

3.3.3 APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL CON SENSIBILIDADES AL POZO TPT 3

Se toma como referencia los datos mostrados en la tabla 3.18

**TABLA 3.18
DATOS DE UNA PRUEBA DE PRODUCCIÓN DIARIA DEL POZO TPT 3**

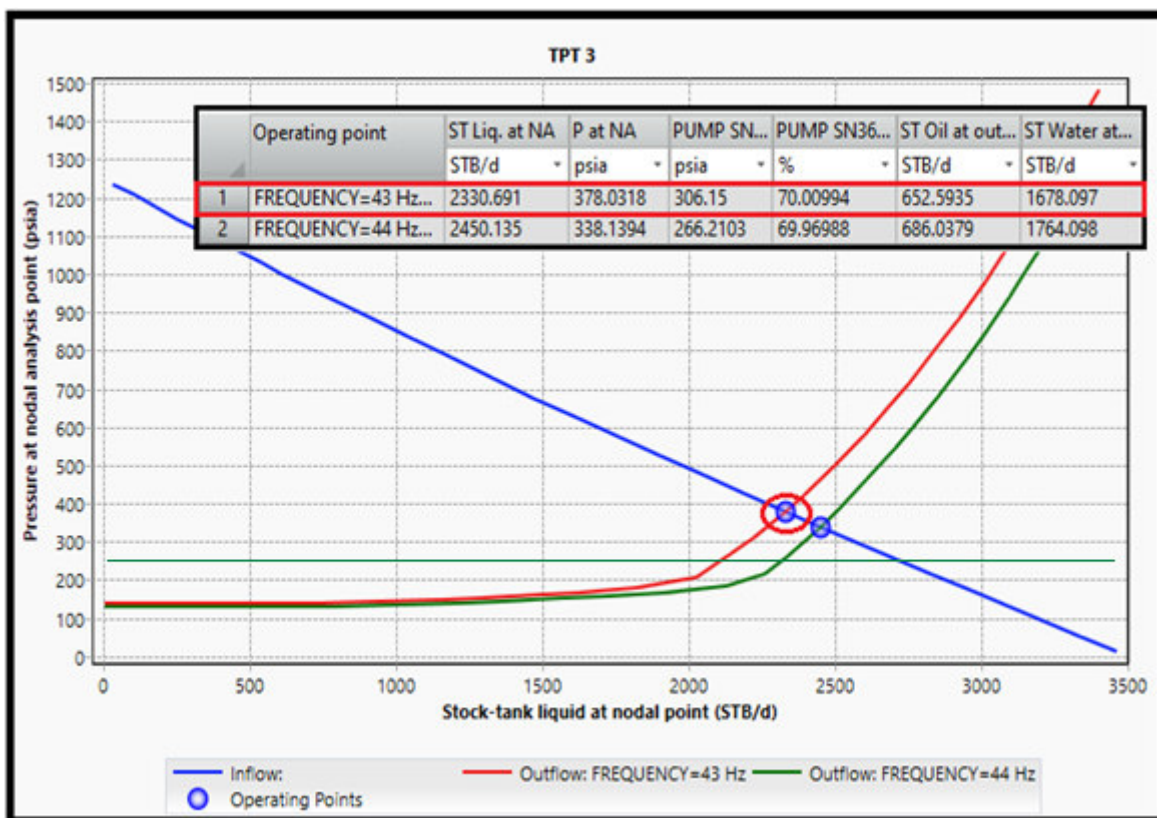
FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	GAS (MSCFD)	% BSW	PIP (psia)	F (Hz)	°API
30-oct-20	2332	662	1670	15	72	312	43	14

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

La figura 3.10 muestra los resultados obtenidos por el software describiendo que a una presión de 378 psia produce un caudal de 2331 BFPD.

Se muestra también en la misma figura la aplicación de un análisis de sensibilidad para el valor de la frecuencia cuyos datos se presentan en la tabla 3.19.

FIGURA 3.10 RESULTADOS ANÁLISIS NODAL (Sensibilidad - Frecuencia)



Fuente: PIPESIM, 2017

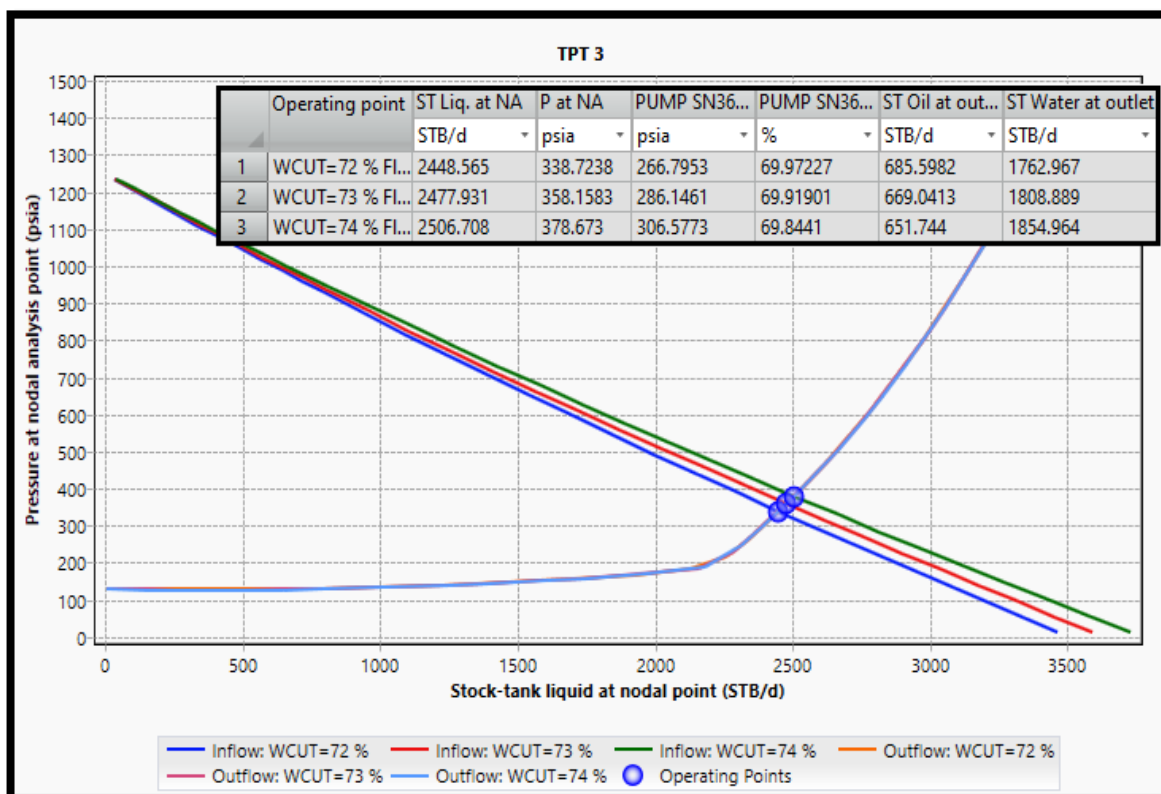
TABLA 3.19 VALORES DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA FRECUENCIA (TPT 3)

VALOR	Fr (Hz)	BFPD	BPPD	BAPD	PIP (psia)	Pwh (psia)	% Eficiencia	Incremento (BPPD)
Referencial	43	2331	653	1678	306	285	70	0
Variación 1	44	2450	686	1764	267		69.96	33

Fuente: PIPESIM, 2017

Adicionalmente se realiza un análisis de sensibilidad al valor del corte de agua que se muestra en la figura 3.11 y los datos correspondientes al análisis se describen en la tabla 3.20

FIGURA 3.11 RESULTADOS ANÁLISIS NODAL (Sensibilidad - Corte de Agua)



Fuente: PIPESIM, 2017

**TABLA 3.20
VALORES DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL CORTE DE AGUA (TPT 3)**

VALOR	% BSW	BFPD	BPPD	BAPD	PIP (psia)	Pwh (psia)	Fr (Hz)	% Eficiencia	Incremento (BPPD)
Referencial	72	2450	686	1764	267	285	44	69.96	33
Variación 1	73	2478	669	1809	286			69.92	16
Variación 2	74	2507	652	1855	286			69.84	-1

Fuente: PIPESIM, 2017

3.3.4 ANÁLISIS OPERACIONAL DEL POZO TPT 3

Operación actual

Previamente se hace una comparación de los resultados obtenidos mediante la aplicación del software con los resultados reales mostrados en la tabla 3.21, los mismos que reflejan un error menor al 2% indicando que el análisis realizado por el software tiene un ajuste adecuado.

TABLA 3.21
COMPARACIÓN DE DATOS REALES vs ANÁLISIS NODAL DEL POZO TPT 3

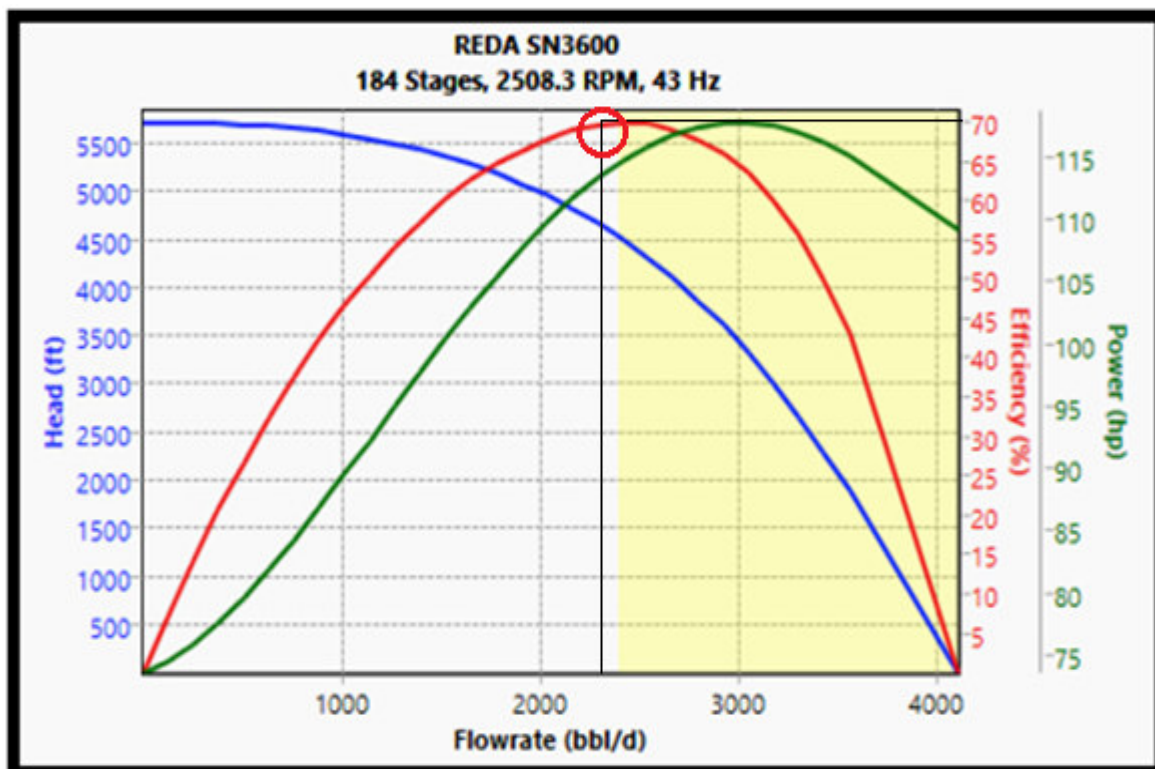
VALOR	Fr (Hz)	BFPD	BPPD	Pwh (psia)	PIP (psia)
Real	43	2332	662	280	312
Análisis Nodal	43	2331	653	285	306
Error %	0.0	0.04	1.4	1.8	1.9

Elaborado por: Oswaldo Ordoñez

Basados en los resultados obtenidos por el software se considera que:

- El equipo de bombeo electrosumergible se encuentra dentro de un rango mínimo de la zona de DOWNTHRUST que se muestra en la figura 3.12 de la curva de rendimiento de la bomba generada por el software para las 184 etapas, con una eficiencia alcanzada por la bomba del 70%.

FIGURA 3.12 CURVA DE RENDIMIENTO BOMBA SN3600 – 184 ETAPAS



Fuente: PIPESIM, 2017

NOTA 8: La curva de rendimiento de la bomba para una etapa se encuentra en el Anexo No. 3

Operación Aplicando Sensibilidades

De acuerdo con las sensibilidades aplicadas se establece que:

- Es posible aumentar hasta 74 Hz el valor de la frecuencia dejando un margen de 50 psia sobre la presión de burbuja promedio, con este valor de frecuencia se obtendría una producción de 2450 BFPD con un incremento de 33 BPPD.
- La bomba entraría en la región de operación óptima con una eficiencia del 69.96%
- Respecto a la sensibilidad del corte de agua se considera que es posible manejar un máximo de 73%, con lo cual se produciría 2478 BFPD con un incremento en la producción de petróleo de 16 barriles, la eficiencia de la bomba sería de 69.84%. A mayor % BSW se obtendrá menor producción de petróleo que la actual.

3.4 ANÁLISIS POZO TPT 4

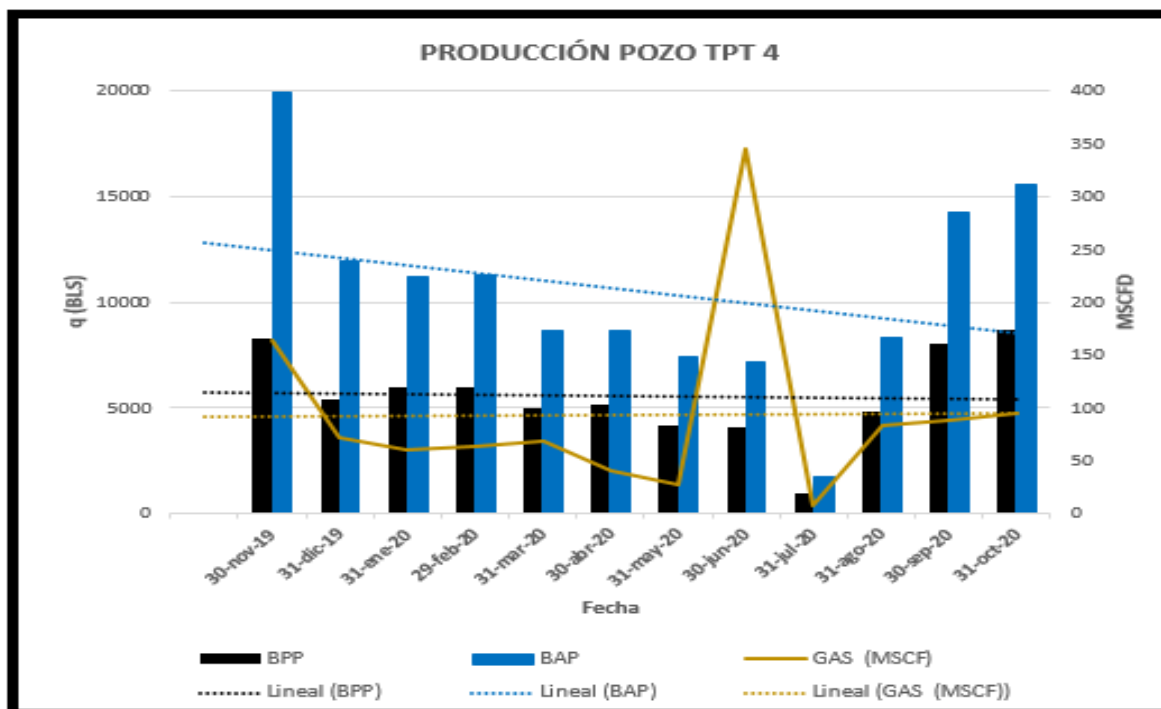
El pozo TPT 4 es un pozo direccional tipo J, que se perforó el 29 de mayo del año 2018. Cuenta con la información mostrada en la tabla 3.22 respecto a la producción mensual de petróleo, agua y gas con lo que se gráfica la tendencia productiva del pozo mostrada en la figura 3.13

TABLA 3.22
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN MENSUAL DEL POZO TPT 4

FECHA	BFP	BPP	BAP	Gas (MSCF)	% BSW	DÍAS ON
30-nov-19	28288	8301	19987	164	71	30
31-dic-19	17378	5407	11971	73	69	31
31-ene-20	17224	6002	11223	60	65	31
29-feb-20	17266	5970	11295	63	65	29
31-mar-20	13661	4960	8701	68	64	31
30-abr-20	13857	5192	8664	41	63	30
31-may-20	11560	4145	7414	28	64	31
30-jun-20	11329	4119	7209	345	64	30
31-jul-20	2648	943	1705	7	64	7
31-ago-20	13172	4806	8366	83	64	20
30-sep-20	22347	8044	14304	89	64	30
31-oct-20	24240	8689	15551	95	64	31

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

FIGURA 3.13 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN MENSUAL DEL POZO TPT 4



Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

El historial de producción mensual del pozo TPT 4 muestra de manera general que:

- El petróleo presenta una tendencia de producción constante.
- El gas muestra una tendencia inicial decreciente en los primeros meses de operación del equipo BES, el mayor pico de producción en el mes de junio del año 2020 y una tendencia creciente en los últimos meses del mismo año.
- El agua describe una tendencia decreciente.

3.4.1 SUMARIO DE OPERACIONES REALIZADAS EN EL POZO TPT 4

La tabla 3.23 mostrada anteriormente resume las principales operaciones realizadas al pozo.

TABLA 3.23
PRINCIPALES OPERACIONES REALIZADAS EN EL POZO TPT 4

FECHA	DESCRIPCIÓN	BFPD	% BSW	Fr (Hz)	TIPO DE BOMBA
02-jun-18	INICIO DE OPERACIÓN	3193	97	51	TE2700
02-nov-18	PRUEBA 1	2623	90	49	
02-abr-19	PRUEBA 2	1763	83	42	
30-nov-19	PRUEBA 3	915	71	39	RANGO DE OPERACIÓN
29-feb-20	PRUEBA 4	595	65	36	

TABLA 3.23 CONTINUACIÓN

30-jun-20	PRUEBA 5	378	64	36	750-3300
31-ago-20	PRUEBA 6	660	64	36	
30-sep-20	PRUEBA 7	746	64	36	
31-oct-20	PRUEBA 8	784	64	36	

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

3.4.2 INFORMACIÓN ADICIONAL DEL POZO TPT 4

El pozo presenta la siguiente información mostrada en la tabla 3.24 necesaria para la aplicación del Análisis Nodal.

**TABLA 3.24
INFORMACIÓN ADICIONAL DEL POZO TPT 4**

SALINIDAD	9600 (ppm)	
PERMEABILIDAD (k)	3200 (mD)	
ESPELOR NETO DE LA ARENA (H)	30 (ft)	
PRESIÓN DE CABEZA (Pwh)	264 (psia)	
MODELO DE LA BOMBA	TE-2700 AR	
NÚMERO DE BOMBAS	2	
NÚMERO DE ETAPAS	SUPERIOR	90
	INFERIOR	90
CAUDAL ÓPTIMO DE OPERACIÓN	750-3300 (BFPD)	
PRODUCCIÓN APROBADA	2200 (BPPD)	

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

3.4.3 APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL CON SENSIBILIDADES AL POZO TPT 4

Para la aplicación del análisis se toma como referencia los datos mostrados en la tabla 3.25

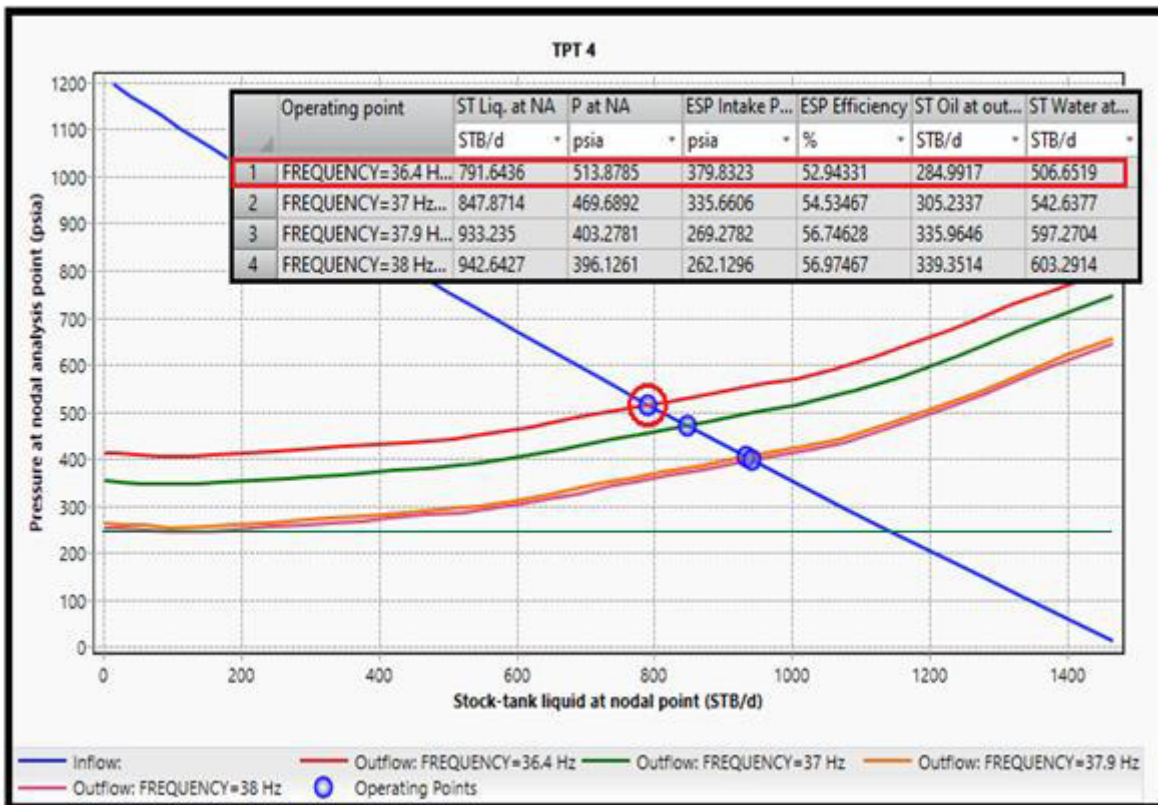
**TABLA 3.25
DATOS DE UNA PRUEBA DE PRODUCCIÓN DIARIA DEL POZO TPT 4**

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	GAS (MSCFD)	% BSW	PIP (psia)	Fr (Hz)	°API
31-oct-20	784	281	503	4	64	375	36	14.6

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

La figura 3.14 muestra los resultados obtenidos por el software describiendo que a una presión de 378 psia produce un caudal de 2331 BFPD, además de mostrar la aplicación de un análisis de sensibilidad para el valor de la frecuencia cuyos datos se presentan en la tabla 3.26

FIGURA 3.14 RESULTADOS ANÁLISIS NODAL (Sensibilidad - Frecuencia)



Fuente: PIPESIM, 2017

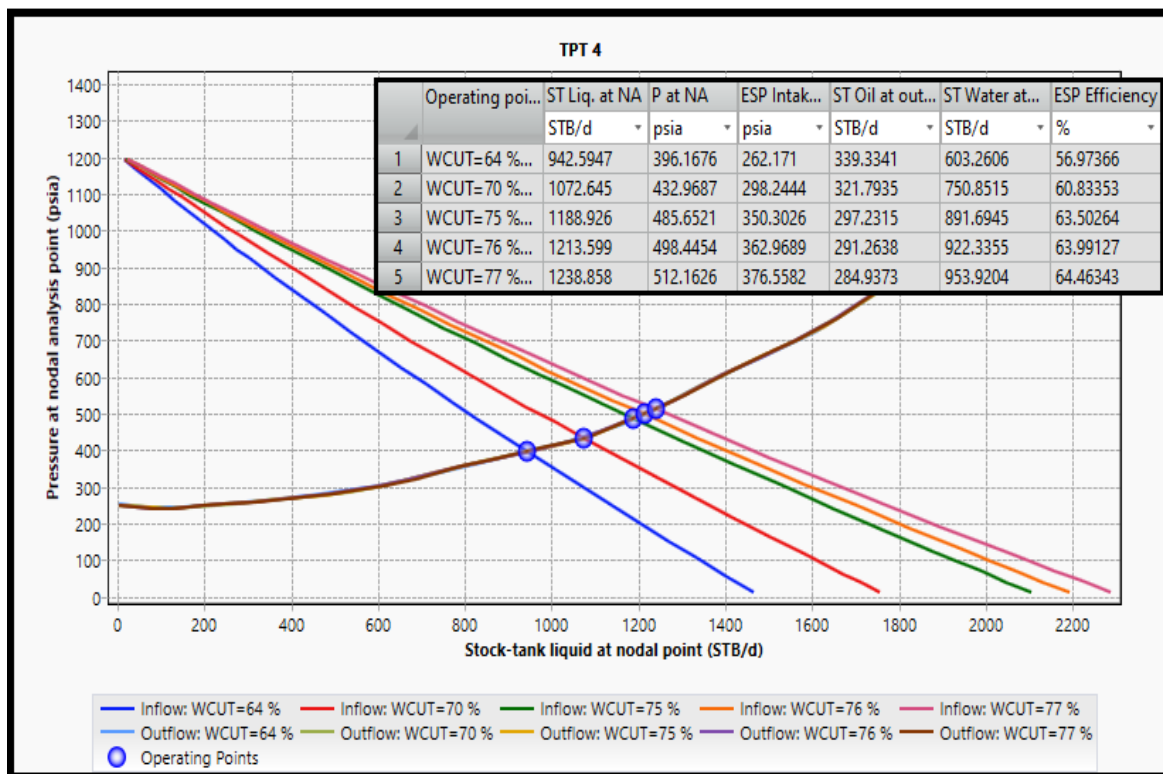
TABLA 3.26 VALORES DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA FRECUENCIA (TPT 4)

VALOR	Fr (Hz)	BFPD	BPPD	BAPD	PIP (psia)	Pwh (psia)	% Eficiencia	Incremento (BPPD)
Referencial	36	792	285	507	380	260	52.94	0
Variación 1	37	848	305	543	336		54.53	20
Variación 2	37.9	933	336	597	269		56.75	51
Variación 3	38	942	339	603	262		56.97	54

Fuente: PIPESIM, 2017

Se realiza también un análisis de sensibilidad al valor del corte de agua manteniendo fijo el valor mayor del análisis de la frecuencia, lo cual se muestra en la figura 3.15; y los datos correspondientes del análisis se describen en la tabla 3.27

FIGURA 3.15 RESULTADOS ANÁLISIS NODAL (Sensibilidad - Corte de Agua)



Fuente: PIPESIM, 2017

TABLA 3.27 VALORES DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL CORTE DE AGUA (TPT 4)

VALOR	% BSW	BFPD	BPPD	BAPD	PIP (psia)	Pwh (psia)	Fr (Hz)	% Eficiencia	Incremento (BPPD)
Referencial	64	942	339	603	262	260	38	56.97	54
Variación 1	70	1073	322	751	298			60.83	37
Variación 2	75	1189	297	892	350			63.50	12
Variación 3	76	1213	291	922	363			63.99	6
Variación 4	77	1239	285	954	377			64.46	0

Fuente: PIPESIM, 2017

3.4.4 ANÁLISIS OPERACIONAL DEL POZO TPT 4

Operación actual

Para el respectivo análisis se compara previamente los resultados obtenidos mediante la aplicación del software con los resultados reales mostrados en la tabla 3.28, los mismos que reflejan un error menor al 2% indicando que el análisis realizado por el software se ajusta adecuadamente.

TABLA 3.28
COMPARACIÓN DE DATOS REALES vs ANÁLISIS NODAL DEL POZO TPT 4

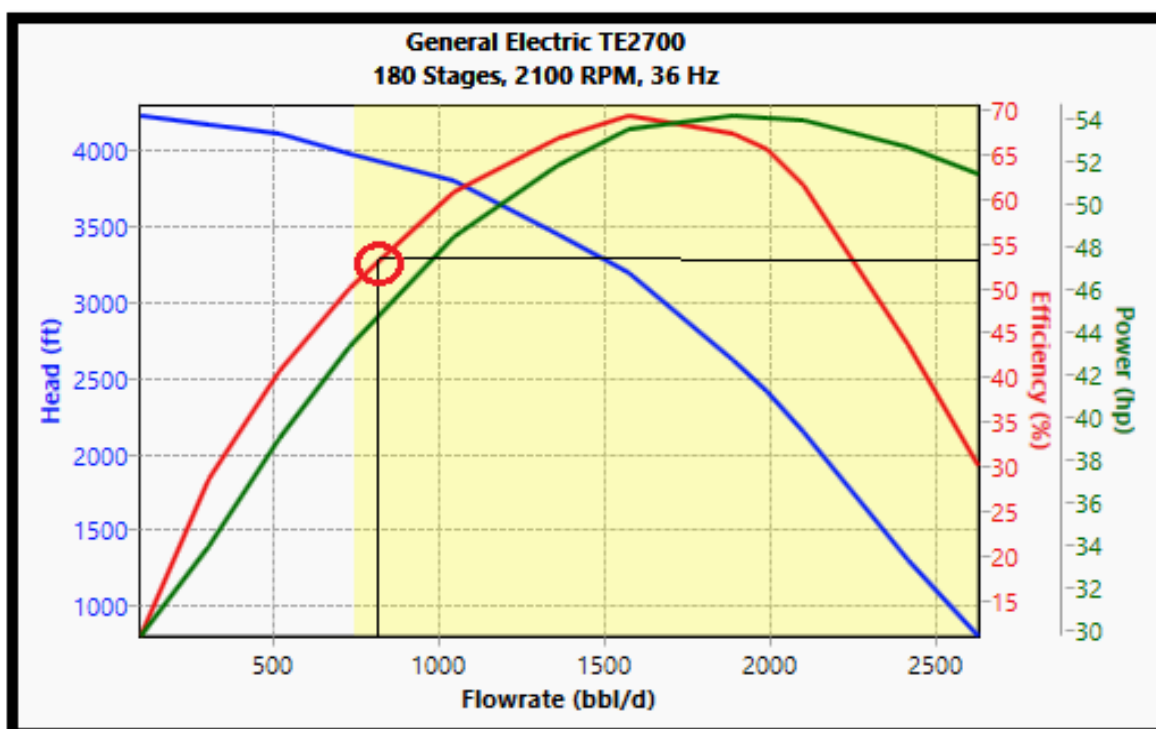
VALOR	Fr (Hz)	BFPD	BPPD	Pwh (psia)	PIP (psia)
Real	36	784	281	264	375
Análisis Nodal	36	792	285	260	380
Error %	0.0	1.0	1.4	1.5	1.3

Elaborado por: Oswaldo Ordoñez

En base a los resultados obtenidos por el software se considera que:

- De acuerdo con la curva de rendimiento de la bomba generada por el software para las 180 etapas y comparada con la de una etapa dada por el fabricante, el equipo de bombeo electrosumergible se encuentra operando entre las zonas de compresión y el inicio modular de resistencia a la abrasión. La eficiencia alcanzada por la bomba es del 52.94%

FIGURA 3.16 CURVA DE RENDIMIENTO BOMBA TE2700 – 180 ETAPAS



Fuente: PIPESIM, 2017

NOTA 9: La curva de rendimiento de la bomba para una etapa se encuentra en el ANEXO No.3

Operación Aplicando Sensibilidades

De acuerdo con las sensibilidades aplicadas se establece que:

- Es posible aumentar el valor de la frecuencia hasta 38 Hz, dejando un margen de 48 psia sobre la presión de burbuja promedio con ello se obtendría 942 BFPD con un incremento de 54 barriles en la producción petróleo.
- La bomba entraría en la región modular de resistencia a la abrasión con una eficiencia del 56.97%
- Con respecto a la sensibilidad aplicada al corte de agua se considera que se obtendría un incremento en la PIP, como también en la eficiencia del equipo con mayor producción de agua, pudiendo llegar hasta un 77% de corte de agua con 1239 BFPD.

3.5 ANÁLISIS POZO TPT 5

El pozo TPT 5 es un pozo horizontal, que se perforó el 11 de noviembre del año 2017. Cuenta con la información mostrada en la tabla 3.29 respecto a la producción mensual de petróleo, agua y gas.

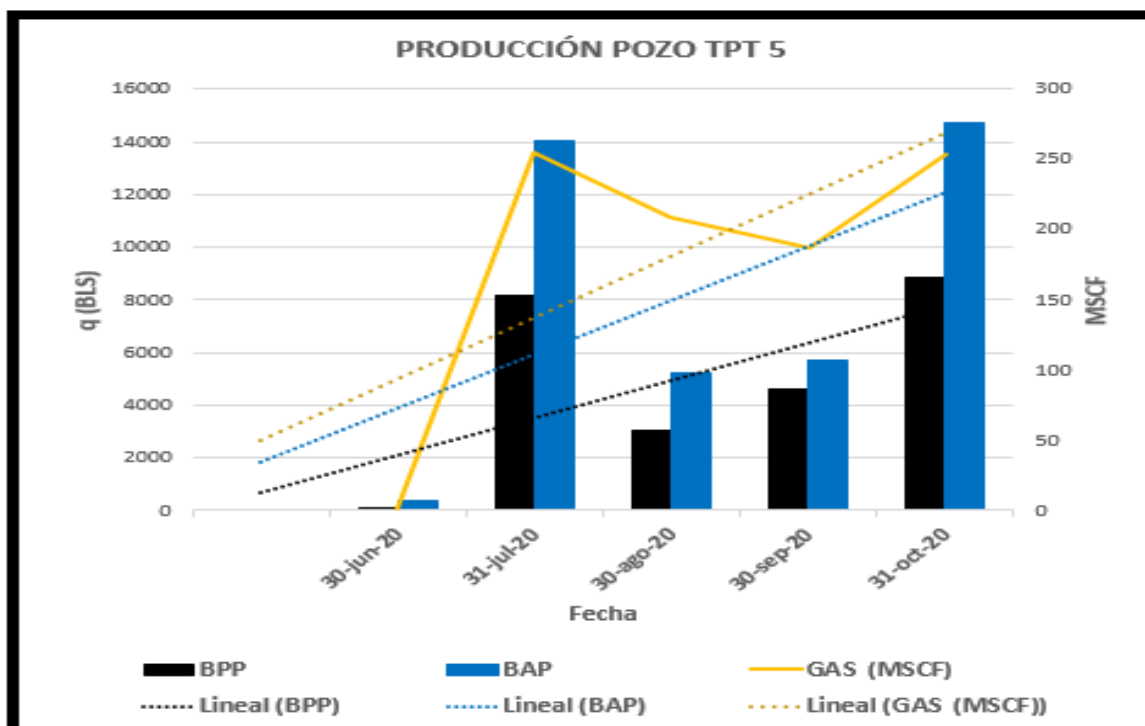
TABLA 3.29
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN MENSUAL DEL POZO TPT 5

FECHA	BFP	BPP	BAP	GAS (MSCF)	% BSW	DÍAS ON
30-jun-20	366	9	357	1	98	1
31-jul-20	22221	8180	14041	255	63	31
30-ago-20	8220	3027	5193	209	63	23
30-sep-20	10319	4624	5695	187	63	21
31-oct-20	23606	8846	14760	254	63	31

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

Con los datos de la tabla se gráfica la tendencia productiva del pozo mostrada en la figura 3.17. Además, el pozo presenta una completación con un sistema Power Save.

FIGURA 3.17 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN MENSUAL DEL POZO TPT 5



Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

El historial de producción mensual del pozo TPT 5 muestran de manera general que:

- La producción de petróleo, agua y gas presentan una tendencia creciente.
- El pozo tiene una producción inestable con pocos días de operación del equipo de bombeo.
- De la tabla 3.29 se observa que existen meses con menor cantidad de días de operación del sistema BES, los cuales se deben a problemas por exceso de vibración.

3.5.1 SUMARIO DE OPERACIONES REALIZADAS EN EL POZO TPT 5

La tabla 3.30 resume las principales operaciones o pruebas realizadas al pozo.

TABLA 3.30
PRINCIPALES OPERACIONES REALIZADAS EN EL POZO TPT 5

FECHA	DESCRIPCIÓN	BFPD	% BSW	Fr (Hz)	TIPO DE BOMBA
11-ago-17	INICIO DE OPERACIÓN	1730	98	69	NH (1000-1600) H
23-dic-17	PRUEBA 1	1670	79	69	
ENERO DICIEMBRE 2018	PRUEBA 2	1200	63	65	
	PRUEBA 3	965	65	60	

TABLA 3.30 CONTINUACIÓN

ENERO DICIEMBRE 2019	PRUEBA 4	684	64	57	RANGO DE OPERACIÓN 880-2186
	PRUEBA 5	523	63	51	
17-may-20	PRUEBA 6	377	63	50	
26-jun-20	WORKOVER POR CAMBIO DE BOMBA (REDIMENSIONAMIENTO POR BAJA PRODUCCIÓN)				
29-jun-20	PRUEBA INICIAL	360	98	65	TIPO DE BOMBA
24-jul-20	PRUEBA 1	717	69	64	NHV (790-1000) H
23-ago-20	PRUEBA 2 (Apagado problemas de vibración)	359	63	64	RANGO DE OPERACIÓN 440-1409
20-sep-20	PRUEBA 3 (Apagado problemas de vibración))	357	63	64	
30-oct-20	PRUEBA 4	763	63	64	

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

3.5.2 INFORMACIÓN ADICIONAL DEL POZO TPT 5

El pozo presenta la siguiente información mostrada en la tabla 3.31 necesarios para la aplicación del Análisis Nodal.

**TABLA 3.31
INFORMACIÓN ADICIONAL DEL POZO TPT 5**

SALINIDAD	9600 (ppm)	
PERMEABILIDAD (k)	2700 (mD)	
ZONA NETA DE PAGO (L)	622 (ft)	
ESPESOR NETO DE LA ARENA (H)	14 (ft)	
PRESIÓN DE CABEZA (Pwh)	144 (psia)	
MODELO DE LA BOMBA	NHV (790-1000) H	
NÚMERO DE BOMBAS	2	
NÚMERO DE ETAPAS	SUPERIOR	93
	INFERIOR	93
CAUDAL ÓPTIMO DE OPERACIÓN	528 - 1057 (BFPD)	
PRODUCCIÓN APROBADA	900 (BPPD)	

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

3.5.3 APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL CON SENSIBILIDADES AL POZO TPT 5

Para la aplicación del análisis se toma como referencia los datos mostrados en la tabla 3.32 tomados de una prueba estabilizada.

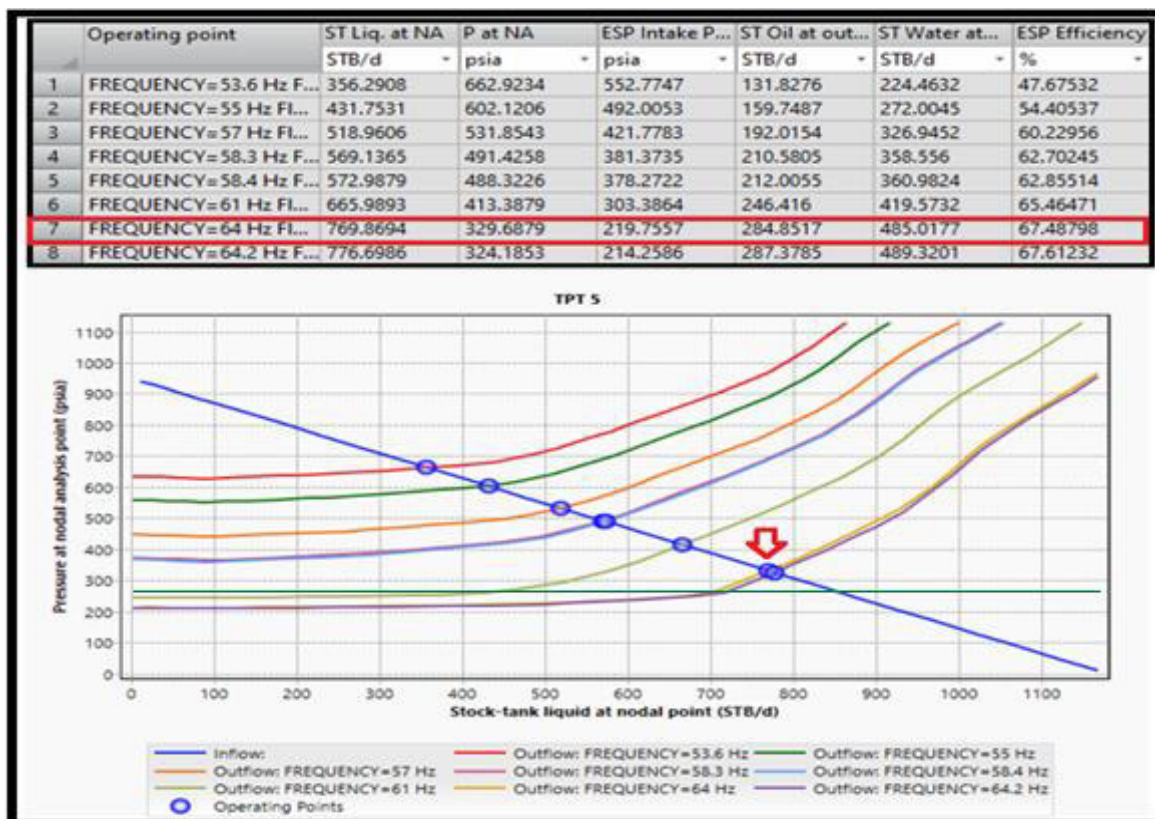
TABLA 3.32
DATOS DE UNA PRUEBA DE PRODUCCIÓN DIARIA DEL POZO TPT 5

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	GAS (MSCFD)	% BSW	PIP (psia)	F (Hz)	°API
30-oct-20	763	286	477	8	63	224	64	14.2

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

La figura 3.18 muestra los resultados obtenidos por el software describiendo que a una presión de 330 psia produce un caudal de 769 BFPD, además de mostrar la aplicación de un análisis de sensibilidad para el valor de la frecuencia cuyos datos se presentan en la tabla 3.33.

FIGURA 3.18 RESULTADOS ANÁLISIS NODAL (Sensibilidad - Frecuencia)



Fuente: PIPESIM, 2017

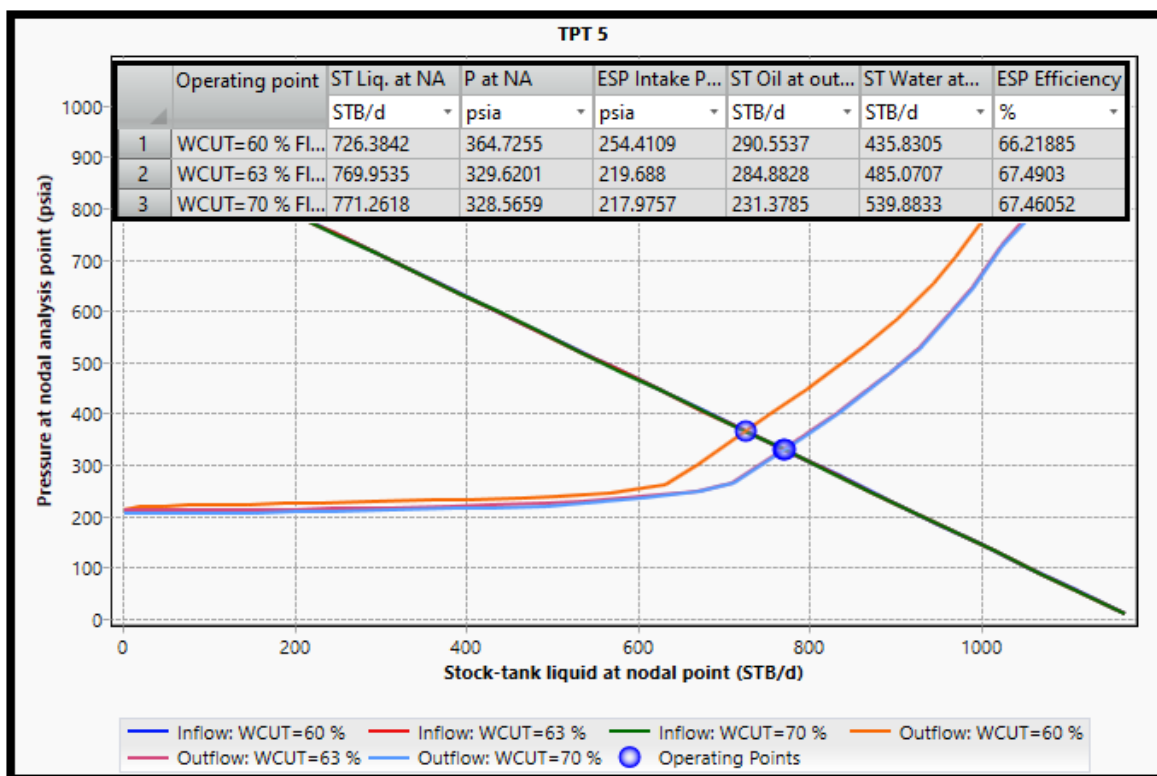
TABLA 3.33
VALORES DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA FRECUENCIA (TPT 5)

VALOR	Fr (Hz)	BFPD	BPPD	BAPD	PIP (psia)	Pwh (psia)	% Eficiencia	Incremento (BPPD)
Variación 1	53.6	356	132	224	553	250	47.67	-153
Variación 2	55	432	160	272	492		54.41	-125
Variación 3	57	519	192	327	422		60.23	-93
Variación 4	58.3	569	211	358	381		62.70	-74
Variación 5	58.4	573	212	361	378		62.86	-73
Variación 6	61	666	246	420	303		65.46	-39
REFERENCIAL	64	770	285	485	220		67.49	0
Variación 1	64.2	776	287	489	214		67.61	2

Fuente: PIPESIM, 2017

Se realiza también un análisis de sensibilidad al valor del corte de agua con la frecuencia actual de operación, lo cual se muestra en la figura 3.19 y los datos correspondientes del análisis se describen en la tabla 3.34

FIGURA 3.19 RESULTADOS ANÁLISIS NODAL (Sensibilidad - Corte de Agua)



Fuente: PIPESIM, 2017

TABLA 3.34
VALORES DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL CORTE DE AGUA (TPT 5)

VALOR	% BSW	BFPD	BPPD	BAPD	PIP (psia)	Pwh (psia)	Fr (Hz)	% Eficiencia	Incremento (BPPD)
Variación 1	60	726	290	436	254	250	64	66.22	5
REFERENCIAL	63	770	285	485	220			67.49	0
Variación 1	70	771	231	540	217			67.46	-54

Fuente: PIPESIM, 2017

3.5.4 ANÁLISIS OPERACIONAL DEL POZO TPT 5

Operación actual

Para el respectivo análisis se compara previamente los resultados obtenidos mediante la aplicación del software con los resultados reales mostrados en la tabla 3.35, los mismos que reflejan un error menor al 3% indicando que el análisis realizado por el software tiene un ajuste válido.

TABLA 3.35
COMPARACIÓN DE DATOS REALES vs ANÁLISIS NODAL DEL POZO TPT 5

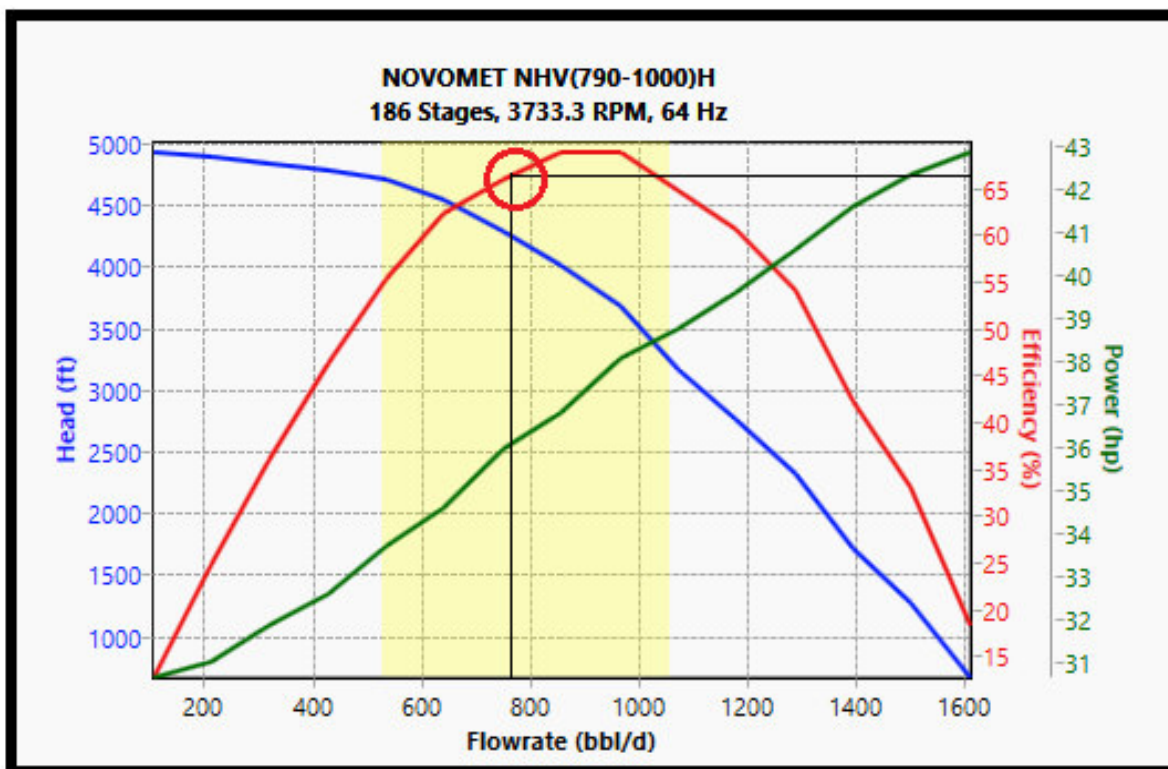
VALOR	Fr (Hz)	BFPD	BPPD	Pwh (psia)	PIP (psia)
Real	64	763	286	257	224
Análisis Nodal	64	770	285	250	220
Error %	0.0	0.9	0.4	2.7	1.8

Elaborado por: Oswaldo Ordoñez

En base a los resultados obtenidos por el software se considera que:

- De acuerdo con la curva de rendimiento dada por el fabricante para una etapa y comparada con la curva generada por el software para las 186 etapas mostrada en la figura 3.20; el equipo de bombeo electrosumergible se encuentra operando en un rango óptimo, sin embargo presenta apagones por vibración debido a que la producción del pozo es inestable y se debe considerar que el equipo BES está constituido por un motor de imanes permanentes cuyo desempeño también es regido por la carga aplicada al motor que no debe ser menor al 50%.
- La eficiencia alcanzada por la bomba es del 67.49%, y la PIP se encuentra cerca de la presión de burbuja promedio con un valor de 220 psia.

FIGURA 3.20 CURVA DE RENDIMIENTO BOMBA NHV (790 - 1000) H - 186 ETAPAS



Fuente: PIPESIM, 2017.

Nota 10: La curva de rendimiento de la bomba para una etapa se encuentra en el Anexo No. 3

Operación Aplicando Sensibilidades

De acuerdo con las sensibilidades aplicadas se establece que:

- No es posible aumentar el valor de la frecuencia debido a se encuentra cerca del valor de la presión de burbuja promedio.
- Se debe disminuir el valor de la frecuencia considerando las especificaciones de la bomba mostradas en la tabla 3.36. De acuerdo con dichas especificaciones se puede disminuir el valor de la frecuencia a un valor de 58.3 Hz con lo que se entraría en el menor rango de operación recomendado, como también dentro del rango mínimo para la capacidad de carga, con un desgaste severo a moderado; considerando que el pozo tiene picos de producción muy bajos para el rango actual, evitando la aparición de altas vibraciones por baja carga y alejándonos de la presión de burbuja promedio.

TABLA 3.36
ESPECIFICACIONES DE LA BOMBA POWER SAVE

MODELO		NHV (790 - 1000) H		H/SERIE 406 (4.06 in)			
RPM	RANGO DE OPERACIÓN		Fr (Hz)	CAPACIDAD DE CARGA			
	Recomendado	Óptimo		RANGO	(q (BFPD))	%	Desgaste
2910	440-880	629	50-60	Mínimo	360-570	50-60	Severo-Moderado
3640	553-1101	786	61-78	Promedio	528-1057	60-70	Moderado-Normal
4660	704-1409	1006	> 79	Máximo	1057-1200	70-80	Moderado-Severo

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2020

- La eficiencia de la bomba alcanzaría el 62.70%.
- Con respecto a la sensibilidad aplicada al corte de agua se considera que una mayor producción de agua generaría mayor eficiencia de la bomba.

NOTA 11: Los días de operación de cada equipo reportado en las tablas del historial de producción de cada pozo como DIAS ON están basados en la suma de las horas (24 horas = Un día ON); de encendido de cada bomba electrosumergible, debido a que el límite de apagado de los equipos es de máximo ocho horas dentro del campo.

3.6 OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE ENERGÍA

3.6.1 OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

Para la optimización de la producción se compara los datos obtenidos mediante la aplicación del análisis nodal y los obtenidos mediante el análisis de sensibilidades los cuales se muestran en la tabla 3.37. Además, se muestra la producción total diaria de los cinco pozos con la respectiva frecuencia de operación y el RUN LIFE de los equipos instalados.

TABLA 3.37
COMPARACIÓN DE DATOS REALES CON LOS DE ANÁLISIS NODAL

POZO	RUN LIFE	ANÁLISIS NODAL				APLICANDO SENSIBILIDADES				Incremento
	DÍAS	Fr (Hz)	BFPD	BPPD	BAPD	Fr (Hz)	BFPD	BPPD	BAPD	BPPD
TPT 1	282	45.7	232	193	39	48.6	347	288	59	95
TPT 2	1109	44.5	1247	287	960	50.6	2098	482	1616	195
TPT 3	887	43	2331	653	1678	44	2450	686	1764	33
TPT 4	820	36	792	285	507	38	942	339	603	54
TPT 5	107	64	770	285	485	58.3	569	211	358	-74
		TOTAL	5372	1703	3669		6406	2006	4400	303

Elaborado por: Oswaldo Ordoñez

Basados en los resultados de la tabla 3.37 se obtendría un incremento en la producción diaria de petróleo de 303 barriles.

Con respecto a la producción de agua no se presentaría inconvenientes debido a que cuatro de los cinco pozos de estudio; presentan reacondicionamientos anteriores por baja producción.

3.6.2 CONSUMO DE ENERGÍA

Con relación al consumo de energía se recopiló la información de los principales parámetros eléctricos de operación de los diferentes equipos de bombeo electrosumergible instalados en los pozos de estudio.

Para esto se consideró tanto las pruebas iniciales como las pruebas estabilizadas, con lo cual se elaboró tablas referenciales para cada pozo las mismas que se encuentran en el Anexo No. 4; y están basadas en las frecuencias de operación, en el voltaje, el amperaje y la potencia leída en superficie; a la entrada del transformador elevador.

De acuerdo con dichas tablas se elaboró un cuadro referencial o la tabla 3.38 con la cual se realizó un análisis cualitativo que indica la dirección que tomarían los principales parámetros eléctricos al realizar un cambio en el valor de la frecuencia de operación.

TABLA 3.38
CUADRO REFERENCIAL PARA EL ANÁLISIS DEL CONSUMO DE ENERGÍA

FRECUENCIA	VOLTAJE	AMPERAJE	POTENCIA	PIP
Hertz	Voltios	Amperios	Kilowatios	psia
				

Elaborado por: Oswaldo Ordoñez

No se realiza un análisis detallado del consumo de energía debido a que, los valores referentes al consumo de los equipos de generación en superficie son manejados por las prestadoras de servicios, tienen carácter confidencial y no se adjuntan a este estudio.

Conforme a la aplicación de sensibilidades realizado en el análisis operacional de cada pozo se concluye que: en cuatro de los cinco pozos de estudio es posible elevarse el valor de la frecuencia de operación de los equipos de bombeo electrosumergible y en un pozo debe disminuirse para una operación más eficiente.

De acuerdo con la tabla 3.31 se aumentaría el consumo de energía para los pozos TPT 1, TPT 2, TPT 3 y TPT 4; mientras que para el pozo TPT 5 se presentaría una reducción.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

4.1 ANÁLISIS TÉCNICO

El objetivo del análisis técnico del presente estudio es conocer el desempeño que presentan los equipos de bombeo electrosumergible dentro de los pozos, comparando la producción de petróleo actual con la propuesta estimada por optimización.

4.1.1 ANÁLISIS POZO POR POZO

- El pozo TPT 1 de acuerdo con el historial de operaciones muestra; que en cuanto a la cantidad de fluido levantado por la bomba se estima una reducción de alrededor del 75%, pasando de un promedio de 1400 BFPD a levantar 237 BFPD desde la instalación del equipo de bombeo electrosumergible.

También se evidencia un cambio en la cantidad de la afluencia de agua pasando del 72% al 18% con una reducción en el valor de la frecuencia desde los 55 Hz a los 45.7 Hz. Con respecto a la aplicación del Análisis Nodal se determina que la bomba se encuentra operando fuera de las condiciones óptimas; en una zona de desgaste severo; y, de acuerdo con la aplicación de las sensibilidades se estima que es posible realizar un incremento en el valor de la frecuencia de operación.

- El pozo TPT 2 de acuerdo con el historial de operaciones describe una reducción de la cantidad de fluido levantado por la bomba de alrededor del 60% pasando de levantar un promedio de 3300 BFPD a 1247 BFPD desde el inicio de su operación. Además, muestra un cambio en la cantidad de afluencia de agua pasando de un promedio de 90% al 77%, con una reducción en el valor de la frecuencia de 53 Hz a 44.5. Respecto a la aplicación del Análisis Nodal se describe que la bomba se encuentra trabajando en la región DOWNTHRUST; y, conforme a la aplicación de las sensibilidades es posible el incremento del valor de la frecuencia de operación.
- El pozo TPT 3 de acuerdo con el historial de operaciones describe una reducción de la cantidad de fluido levantado por la bomba de alrededor del 40% pasando de levantar un promedio de 4000 BFPD a 2332 BFPD desde el inicio de su operación. Además, muestra un cambio en la cantidad de afluencia de agua pasando de un promedio de 95% al 72%, con una reducción en el valor de la frecuencia de 55 Hz a 43 Hz.

Respecto a la aplicación del Análisis Nodal se describe que la bomba se encuentra trabajando en una zona mínima de la región DOWNTHRUST; y acorde a la aplicación de las sensibilidades es posible el incremento del valor de la frecuencia de operación.

- El pozo TPT 4 de acuerdo con el historial de operaciones describe una reducción de la cantidad de fluido levantado por la bomba de alrededor del 70% pasando de levantar un promedio de 2700 BFPD a 784 BFPD desde el inicio de su operación. Muestra un cambio en la cantidad de afluencia de agua pasando de un promedio de 94% al 64%, con una reducción en el valor de la frecuencia de 46 Hz a 36 Hz.

Respecto a la aplicación del Análisis Nodal se describe que la bomba se encuentra trabajando en una zona de desgaste moderado a severo; y con la aplicación de las sensibilidades es posible el incremento del valor de la frecuencia de operación.

- El pozo TPT 5 de acuerdo con el historial de operaciones describe mayormente una producción variable con picos muy bajos en la cantidad de fluido levantado por la bomba. La cantidad de afluencia de agua se mantiene en un promedio entre el 60% al 70%, con una frecuencia de operación promedio de 64 Hz.

Respecto a la aplicación del Análisis Nodal se describe que la bomba se encuentra operando en un rango óptimo. Considerando los inconvenientes presentados en la operación del equipo debido a picos muy bajos en la cantidad de fluido levantado, se debería optar por la reducción en el valor de la frecuencia de operación.

NOTA 12: Adicionalmente, se realiza un resumen pozo por pozo que se encuentra en el Anexo No. 5 de la operación actual y la propuesta para la optimización de los equipos de bombeo electrosumergible.

4.1.2 ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE ENERGÍA

La tabla 4.1 muestra la producción actual comparada con la que se podría obtener con la optimización, describiendo que el error frente a la producción real de petróleo es menor al 1%, con lo cual se estima que la aplicación del análisis nodal es acertada y el incremento teórico sería de 302 BPPD.

TABLA 4.1
DATOS REALES COMPARADOS CON LOS ESTIMADOS POR OPTIMIZACIÓN

POZO	PRODUCCIÓN			ERROR	PRODUCCIÓN		CONSUMO DE ENERGÍA (Final)
	ACTUAL	CON ANÁLISIS NODAL	DIFERENCIA		CON OPTIMIZACIÓN	INCREMENTO TEÓRICO REAL	
	BPPD	BPPD	BPPD		%	BPPD	
TPT 1	194	193	-1	0.5	288	95	MAYOR
TPT 2	285	287	2	0.7	482	194	MAYOR
TPT 3	662	653	-9	1.4	686	33	MAYOR
TPT 4	281	285	4	1.4	339	53	MAYOR
TPT 5	286	285	-1	0.4	211	-74	MENOR
TOTAL	1708	1703	-5	0.3	2006	302	

Elaborado por: Oswaldo Ordoñez

4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

Conocer el estado financiero de una secuencia de análisis es la parte fundamental de la factibilidad de los proyectos con lo que se puede determinar si una propuesta es económicamente rentable (Padilla, 2013).

Para este análisis se consideran diferentes indicadores financieros que permiten estimar el escenario propuesto con la variación de las frecuencias de operación de los equipos de bombeo electrosumergible.

NOTA 13: No se realiza un análisis más detallado de la parte económica de los pozos estudiados en este trabajo debido a que estos presentan producciones variables, además un aumento en el valor de la frecuencia es manejado internamente por personal de operaciones y se lo considera una recuperación en la producción. Pero para efectos de estudio se realiza un análisis con la producción estimada por variación de la frecuencia suponiendo que se realizará una consultoría externa a una prestadora de servicios. Se manejará costos promedios reales tomando como base los resultados del análisis operacional complementados con el análisis técnico para la determinación de los ingresos y egresos.

4.2.1 INDICADORES FINANCIEROS

Para establecer la viabilidad e indicar si es o no rentable la ejecución del proyecto se usará tres indicadores financieros que son el TIR, el VAN, y el PRI.

La Tasa Interna de Retorno (TIR)

Revela la tasa de interés o de rentabilidad que un proyecto puede describir período a período durante su vida útil. Operativamente es la tasa de descuento que hace que el VAN del proyecto sea igual a cero o que los flujos de efectivo igualen al monto de la inversión. (Padilla, 2013)

$$VAN = -F_o + \sum_{t=0}^n \frac{F_n}{(1+TIR)^t} = -F_o + \frac{F_1}{(1+TIR)^1} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n} \quad (4.1)$$

Donde:

$$\begin{aligned} F_o &= \text{Inversión Inicial} \\ F_{1,2,3,n} &= \text{Flujos netos de caja} \\ t &= \text{Período para evaluar} \end{aligned}$$

Los criterios de elegibilidad dependen de la tasa de interés de oportunidad (TIO) o actualización.

- Si un proyecto tiene $TIR > TIO$, se puede aceptar
- Si la $TIR < TIO$, se rechaza
- Si la $TIR = TIO$, el proyecto es indiferente ni pérdidas ni ganancias.

El Valor Actual Neto (VAN)

Permite calcular el valor actual de un determinado número de flujos de caja futuros originados por una inversión. Definido como la diferencia entre los ingresos netos y la inversión inicial (Padilla, 2013).

$$VAN = VPN = -F_o + \sum_{t=0}^n \frac{F_n}{(1+i)^t} = -F_o + \frac{F_1}{(1+i)^1} + \frac{F_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+i)^n} \quad (4.2)$$

Donde:

$$\begin{aligned} F_o &= \text{Inversión Inicial} \\ F_{1,2,3,n} &= \text{Flujos netos de caja} \\ i &= \text{Tasa de interés o descuento} \\ t &= \text{Período de evaluación} \end{aligned}$$

Los criterios para la interpretación se muestran en la tabla 4.2

TABLA 4.2
CRITERIOS DE INTERPRETACIÓN DEL VALOR ACTUAL NETO (VAN)

VALOR	DESCRIPCIÓN	Decisión para ejecutar
VAN > 0	La inversión produciría ganancias sobre la rentabilidad exigida	El proyecto puede aceptarse
VAN < 0	La inversión produciría ganancias por debajo de la rentabilidad exigida	El proyecto debería rechazarse
VAN = 0	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas	El proyecto no agrega valor puede hacerse o no

Fuente: Formulación y Evaluación de Proyectos, Padilla, 2013

El Período de Recuperación de la inversión (PRI)

Método que permite calcular el tiempo que se requerirá para recuperar la inversión inicial neta, o los años, meses o días en los cuales el flujo de efectivo igualará al monto de la inversión inicial (Morales Castro & Morales Castro , 2009).

$$PRI = \frac{\text{Inversión}}{\text{Flujo neto de efectivo}} \quad (4.3)$$

4.2.2 EGRESOS

Se considera los costos que involucran la producción de un barril de petróleo que para el bloque 43 está estimado por PETROAMAZONAS EP, a diciembre del año 2020 en un valor promedio de USD 17.96 (diecisiete dólares americanos con noventa y seis centavos), el valor de la consultoría externa para el cambio en las frecuencias de operación con un valor promedio de USD 2900 (dos mil setecientos dólares americanos) y los costos para la logística con un valor promedio de USD 1600 (mil seiscientos dólares americanos). Además, se estima por contingencias un valor promedio de USD 1000 (mil dólares americanos) adicionales.

4.2.3 INGRESOS

Se estiman por la comercialización del petróleo producido mensualmente de los pozos seleccionados, tomando como referencia el precio de un barril de petróleo tipo WTI (West Texas Intermediate) corregido para el petróleo ecuatoriano.

4.3 ESCENARIOS DE APLICACIÓN Y CONSIDERACIONES

- Se estiman tres escenarios hipotéticos para la evaluación del proyecto tomando como referencia el costo del barril ecuatoriano reportado en enero

del 2021 por EP PETROECUADOR en USD 44.99 (cuarenta y cuatro dólares americanos con noventa y nueve centavos) para un petróleo de un promedio de 23 °API o el llamado crudo Oriente.

- Se considera para el campo ITT tiene una depreciación promedio del 38% en el valor del precio del petróleo frente al crudo Oriente que se convierte en el escenario realista, dos escenarios adicionales uno pesimista con un valor de USD 18 (dieciocho dólares americanos) por barril y uno optimista con un valor de USD 10 (diez dólares americanos) sobre el valor promedio para el barril del campo ITT (PETROAMAZONAS EP, 2020).
- El tiempo considerado para la aplicación del estudio es de un lapso de 12 meses.
- Se considera una declinación promedio en la producción mensual (30 días) para los pozos seleccionados en este trabajo tomada de estudios anteriores cuyo valor es del 5.43 % y una tasa de actualización mensual con un valor del 1.17 % (PETROAMAZONAS EP , 2020).

NOTA 14: No se realiza un análisis más profundo de la declinación mensual de cada pozo, debido a que los pozos seleccionados tienen una producción variable con picos productivos fuera del rango establecido dentro de las diferentes plataformas.

4.4 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

Con las consideraciones descritas anteriormente y resumidas en la tabla 4.3 se realiza el análisis económico para los tres escenarios.

TABLA 4.3
CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

Costo Operacional para la para la producción de un barril en el campo ITT	\$17.96
Producción diaria (BPPD)	2006
Días de Operación	30
Declinación Mensual	5.43%

Elaborado por: Oswaldo Ordoñez

Escenario Pesimista

En la tabla 4.4 se muestra el contexto considerando un precio de USD 18 (dieciocho dólares americanos) para el barril de petróleo producido en el campo ITT.

TABLA 4.4
RESULTADOS ESCENERIO PESIMISTA

PERÍODO	MES	PRODUCCIÓN MENSUAL ACUMULADA (BPPM)	INGRESOS (USD)	EGRESOS (USD)	Flujo de Caja Actualizado (USD)	Flujo de Caja Acumulado (USD)
0	1	-	0	\$10,923.92	-\$10,923.92	-\$10,923.92
1	2	60071	\$1,081,279.34	\$1,078,876.49	\$2,402.84	-\$8,521.08
2	3	56809	\$1,022,565.87	\$1,020,293.50	\$2,272.37	-\$6,248.71
3	4	53724	\$967,040.54	\$964,891.56	\$2,148.98	-\$4,099.73
4	5	50807	\$914,530.24	\$912,497.95	\$2,032.29	-\$2,067.44
5	6	48048	\$864,871.25	\$862,949.31	\$1,921.94	-\$145.50
6	7	45439	\$817,908.74	\$816,091.16	\$1,817.57	\$1,672.07
7	8	42972	\$773,496.29	\$771,777.41	\$1,718.88	\$3,390.95
8	9	40639	\$731,495.45	\$729,869.90	\$1,625.55	\$5,016.50
9	10	38432	\$691,775.24	\$690,237.96	\$1,537.28	\$6,553.78
10	11	36345	\$654,211.85	\$652,758.04	\$1,453.80	\$8,007.58
11	12	34372	\$618,688.14	\$617,313.28	\$1,374.86	\$9,382.44
Tasa Interna de Retorno (TIR)					2%	
Valor Actual Neto (VAN)					\$2,554.53	
Período de Recuperación de la Inversión (PRI)					12.09	

Elaborado por: Oswaldo Ordoñez

Escenario Realista

En la tabla 4.5 se muestra el escenario considerando un precio de USD 28.34 (veintiocho dólares americanos con treinta cuatro centavos) por el barril de petróleo para el campo ITT.

TABLA 4.5
RESULTADOS ESCENERIO REALISTA

PERÍODO	MES	PRODUCCIÓN MENSUAL ACUMULADA (BPPM)	INGRESOS (USD)	EGRESOS (USD)	Flujo de Caja Actualizado (USD)	Flujo de Caja Acumulado (USD)
0	1	-	0	\$10,923.92	-\$10,923.92	-\$10,923.92
1	2	60071	\$1,702,414.24	\$1,078,876.49	\$623,537.75	\$612,613.83
2	3	56809	\$1,609,973.15	\$1,020,293.50	\$589,679.65	\$1,202,293.48
3	4	53724	\$1,522,551.61	\$964,891.56	\$557,660.05	\$1,759,953.53
4	5	50807	\$1,439,877.06	\$912,497.95	\$527,379.10	\$2,287,332.63
5	6	48048	\$1,361,691.73	\$862,949.31	\$498,742.42	\$2,786,075.05
6	7	45439	\$1,287,751.87	\$816,091.16	\$471,660.71	\$3,257,735.76
7	8	42972	\$1,217,826.94	\$771,777.41	\$446,049.53	\$3,703,785.29

TABLA 4.5 CONTINUACIÓN

8	9	40639	\$1,151,698.94	\$729,869.90	\$421,829.04	\$4,125,614.33
9	10	38432	\$1,089,161.69	\$690,237.96	\$398,923.72	\$4,524,538.05
10	11	36345	\$1,030,020.21	\$652,758.04	\$377,262.17	\$4,901,800.22
11	12	34372	\$974,090.11	\$617,313.28	\$356,776.83	\$5,258,577.04
Tasa Interna de Retorno (TIR)					369%	
Valor Actual Neto (VAN)					\$4,875,826.08	
Período de Recuperación de la Inversión (PRI)					0.04	

Elaborado por: Oswaldo Ordoñez

Escenario Optimista

La tabla 4.6 muestra el escenario considerando un precio de USD 38.34 (treinta y ocho dólares americanos con treinta y cuatro centavos) por el barril de petróleo para el campo ITT.

**TABLA 4.6
RESULTADOS ESCENERIO OPTIMISTA**

PERÍODO	MES	PRODUCCIÓN MENSUAL ACUMULADA (BPPM)	INGRESOS (USD)	EGRESOS (USD)	Flujo de Caja Actualizado (USD)	Flujo de Caja Acumulado (USD)
0	1	-	0	\$10,923.92	-\$10,923.92	-\$10,923.92
1	2	60071	\$2,303,124.98	\$1,078,876.49	\$1,224,248.49	\$1,213,324.57
2	3	56809	\$2,178,065.30	\$1,020,293.50	\$1,157,771.80	\$2,371,096.37
3	4	53724	\$2,059,796.35	\$964,891.56	\$1,094,904.79	\$3,466,001.16
4	5	50807	\$1,947,949.41	\$912,497.95	\$1,035,451.46	\$4,501,452.62
5	6	48048	\$1,842,175.76	\$862,949.31	\$979,226.45	\$5,480,679.07
6	7	45439	\$1,742,145.61	\$816,091.16	\$926,054.45	\$6,406,733.52
7	8	42972	\$1,647,547.11	\$771,777.41	\$875,769.69	\$7,282,503.21
8	9	40639	\$1,558,085.30	\$729,869.90	\$828,215.40	\$8,110,718.61
9	10	38432	\$1,473,481.27	\$690,237.96	\$783,243.30	\$8,893,961.91
10	11	36345	\$1,393,471.23	\$652,758.04	\$740,713.19	\$9,634,675.10
11	12	34372	\$1,317,805.75	\$617,313.28	\$700,492.47	\$10,335,167.57
Tasa Interna de Retorno (TIR)					539%	
Valor Actual Neto (VAN)					\$9,588,854.65	
Período de Recuperación de la Inversión (PRI)					0.02	

Elaborado por: Oswaldo Ordoñez

4.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS

En la tabla 4.7 se describe el resumen de los resultados obtenidos con la aplicación de los indicadores financieros en los diferentes escenarios, describiendo que para las tres posibles circunstancias es factible la recuperación de la inversión inicial ya que los indicadores son positivos.

TABLA 4.7
RESULTADOS DE LOS INDICADORES FINANCIEROS

PRECIO (USD) / Barril de Petróleo			ESCENARIO	INDICADOR FINANCIERO		
WTI	ORIENTE	ITT		TIR	VAN	PRI
39.6 °API	Promedio 23 °API	14 °API				
43.23	34.65	\$18.00	PESIMISTA	2%	\$2,554.53	12 meses, 3 días
53.57	44.99	\$28.34	REALISTA	369%	\$4,875,826.08	2.5 días
63.57	54.99	\$38.34	OPTIMISTA	539%	\$9,588,854.65	1 día

Elaborado por: Oswaldo Ordoñez

Acorde con los resultados se puede observar que para los escenarios realista y optimista la recuperación de la inversión es inmediata mientras que para el pesimista es de alrededor de un año.

Se realiza también una proyección de la producción actual sin modificar el valor de la frecuencia cuyos resultados se encuentran en el ANEXO No. 6

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Para el presente trabajo se escoge solamente la alternativa de la variación del valor de la frecuencia debido a que:
 1. Los pozos seleccionados presentan una producción muy inestable con una significativa declinación productiva desde la instalación inicial de los equipos, además cuatro de los cinco pozos ya han sido rediseñados para manejar caudales menores.
 2. El objetivo planteado por el departamento de producción para un rediseño de los equipos de bombeo electrosumergible es incrementar la producción de los pozos, sin embargo, no es factible realizar dicho cambio debido a que los nuevos equipos deben ser redimensionados para manejar caudales menores a los actuales.
- De acuerdo con el análisis de sensibilidades realizado al valor de la frecuencia se establece que en los pozos TPT 1, TPT 2, TPT 3, y TPT 4 es factible realizar un incremento de la misma; para mejorar la eficiencia de los equipos de bombeo electrosumergible y al mismo tiempo obtener una mayor producción.
- Para el equipo instalado en el pozo TPT 5 se establece; que se debería disminuir el valor de la frecuencia de operación debido a que presenta picos de producción muy bajos, con una PIP cercana a la presión de burbuja promedio lo que produce alta vibración causando problemas en la operación.
- Una mayor cantidad de afluencia de agua (% BSW), incrementaría de manera significativa el rendimiento de las bombas instaladas en los pozos.
- Con la propuesta de optimización por variación del valor de la frecuencia se corrige el funcionamiento de los cinco equipos de bombeo electrosumergible, pese a ello, los equipos de los pozos TPT 1 y TPT 2 seguirán operando en una región de desgaste severo.
- De acuerdo con los indicadores económicos se establece que la propuesta para la optimización es viable y que la recuperación de la inversión inicial para los escenarios optimista y realista o actual es inmediata.

NOTA 15: No se plantea trabajos de mantenimiento, limpieza o estimulación para los pozos seleccionados debido a que el presente trabajo es netamente del departamento de Levantamiento Artificial.

5.2 RECOMENDACIONES

- Contar con pruebas de Build Up actualizadas o pruebas de restauración de presión para realizar un mejor ajuste dentro del software y obtener mejores resultados debido a que se asumió el valor del daño de formación de pozos cercanos.
- Realizar un redimensionamiento previo para el pozo TPT 2 que presenta alto Run Life. Aunque es un pozo cuya bomba no ha presentado problemas de operación; se debe considerar la evaluación de la útil, debido a que equipos similares han tenido un Run Life promedio de 1520 días dentro del campo.
- Se recomienda evaluar el comportamiento de todas las bombas a medida que se varíe el valor de la frecuencia. Pero se debe prestar mayor atención al equipo de bombeo electrosumergible instalado en el pozo TPT 1; debido a que el mismo presenta una vida útil (Run Life= 282 días), relativamente baja y problemas de alta temperatura del motor.
- Se debe considerar que, si las condiciones posteriores al cambio de frecuencia en el pozo TPT 1 no son alentadoras, este debe ser sometido a un reacondicionamiento para descartar problemas internos en el motor.
- En el caso de redimensionar los equipos instalados en los pozos con baja producción se recomienda hacerlo teniendo en cuenta bombas electrosumergibles con tecnología de ahorro de energía o realizar un rediseño tomando en cuenta el número de etapas de cada bomba.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Asea Brow Boweri, A. (2010). Handbook, Drive IT, Low Voltage AC Drives. Zúrich, Suiza: ABB.
2. Bannwart, F. C., Penelet , G., Lotton, P., & Dalmont, J. P. (2013). Measurements of the Impedance Matrix of a Thermoacoustic Core: Applications to the Design of Thermoacoustic Engines . The Journal of the Acoustical Society of America, Vol. 133; No. 5, pag. 2650-2660.
3. Bánzer S., C. (1996). Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo.
4. Beggs, H. D. (1991). Production Optimization Using Nodal Analysis. Tulsa, Oklahoma : Oil & Gas Consultants International INC.
5. Bidner , M. S. (2001). Propiedades de la Roca y los Fluidos en Reservorios de Petróleo. Argentina : Eudeba, Universidad de Buenos Aires.
6. Bradley , H. B., Gipson, F. W., Mortada , M., Odeh, A. S., Smith , G. L., & Sizer, P. S. (1992). Petroleum Engineering Hanbook. United States of America: Society of Petroleum Engineers.
7. Bremner, C., Harris , G., Kosmala, A., Nicholson , B., Ollre, A. C., Percy , M., Solanki, S. C. (2007). Tecnologías en Evolución: Bombas Eléctricas Sumergibles. Oilfield Review, Vol. 18, No. 4, Pag. 34'49.
8. Brill, J. P. (1987). Multiphase Flow in Wells . Tulsa: Journal of Petroleum Technology, SPE-16242.
9. Brill, J. P., & Mukherjee, H. (1999). Multiphase Flow In Wells. Texas: Society of Petroleum Engineers of AIME.
10. Brookbank III, E. B. (1986). Cable Suspended Submersible Pumping System with Safety Valve. Patent No. 4,621,689, Patent Trademark Office, 2-3.
11. Brown, K. E. (1977). The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 1. Tulsa: PennWell.
12. Brown, K. E. (1984). The Technology of Artificial Lift Methods. Volume 4. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books.
13. Cengel, Y. A., & Boles , M. A. (2009). Termodinámica . México: McGraw-Hill Septima Edición .
14. Centrillift, B. H. (1997). Submersible Pump Handbook. Oklahoma: Centrillift.
15. Dillon, D., Olson , D., & Tetzlaff, S. (2001). Production Tubing Shunt Valve, Patent No. 6,289,990. Patent and Trademark, 18.

16. Elías, M., El-Banbi, A., Fattah, K. A., & El-Tayeb, M. A. (2009). New Inflow Performance Relationship for Solution-Gas Drive Oil Reservoirs. Cairo University: SPE, 124041.
17. Floyd, T. L. (2007). Principios de Circuitos Eléctricos Octava Edición . Pearson Educación.
18. Fowler , R. J. (1994). Electricidad Principios y Aplicaciones . Reverté.
19. Gallice , F., & Wiggins , M. L. (2004). A Comparison of Two-Phase Inflow Performance Relationships. Oklahoma: SPE.
20. General Electric Company. (2015). Electrical Submersible Pump and Pump System Including Additively Manufactured Structure and Method of Manufacture. EE.UU: Patent Application Publication.
21. Gilbert, W. E. (1954). Flowing and Gas-Lift Well Performance. American Petroleum Institute.
22. Haider, M. L. (1936). Productivity Index. California U.U.E.E: American Petroleum Institute .
23. Halliburton . (2019). Artificial Lift Integrated Solutions: Enhance Daily Well Production and Total Reservoir Recovery . Artificial Life.
24. Harper, G. E. (2002). ABC de las Instalaciones Eléctricas Industriales . Limusa.
25. Hirschfeldt, M. (2014). Análisis de un Sistema de Producción y Análisis Nodal . Argentina : OilProduction.net .
26. Hubert, M. K. (1956). Darcy's Law and the Field Equations of the Flow of Underground Fluids. Transactions of the AIME.
27. Jones, L. G., Blount, E. M., & Glaze, O. H. (1976). Use of Short term Multiple Rate Flow Tests to Predict Performance of Wells Having Turbulence. SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition.
28. Joshi, S. D. (1988). Augmentation of Well Productivity with Slant and Horizontal Wells. Journal of Petroleum Technology: (Includes Associated Papers 24547 and 25308).
29. Keller, M. A. (1999). Wellbore Cable Protector. Washington DC: U.S: Patent and Trademark Office.
30. Klins , M. A., & Majcher, M. W. (1992). Inflow Performance Relationships for Damaged or Improved Wells Producing Under Solution-Gas Drive. Journal of Petroleum Technology.
31. Maggiolo , R. (2008). Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. Work Shop International, ESP OIL (pág. 104). International Training Group.

32. Modahi, M. H. (2012). The Importance of Electrical Submersible Pumps (ESPs) in Maximizing Oil Recovery. Nova Scotia: Halifax: Dalhousie University Halifax.
33. Morales Castro , A., & Morales Castro , J. A. (2009). Proyectos de Inversión Evaluación y Formulación . México: McGraw-Hill/Interamericana Editores, S.A.
34. NOVOMET. (2013). ESP Product Catalog .
35. Odeh, A. S. (1978). Pseudosteady-State Flow Equation and Productivity Index for a Well with Noncircular Drainage Area. Journal of Petroleum Technology, SPE-7108.
36. Padilla, M. C. (2013). Formulación y Evaluación de Proyectos . Ecoe Ediciones .
37. Paris de Ferrer, M. (2009). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos . Maracaibo Venezuela: Astro Data S.A.
38. PETROAMAZONAS EP . (2018-2019). Resumen de Informes Técnicos, Departamento de Operaciones . Quito.
39. PETROAMAZONAS EP . (2020). Informes Técnicos de Operación, Departamento de Levantamiento Artificial . Quito.
40. PETROAMAZONAS EP. (2016-2017). Informe Bloque 43 Campo ITT. Quito.
41. PETROAMAZONAS EP. (2020). Informe Activo ITT. Quito.
42. Ramírez, M. (2004). Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. In Workshop International. WorkShop Internacional. Venezuela: ESP OIL Engineering Consultants.
43. Refaie, A., Abdou, H. A., Seleim, A., Biasin, G., Pet, A., Reda , W., & Letunov, D. (2013). Permanent Magnet Motor Application for ESP Artificial Lift In north Africa; Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. SPE 164666, Novomet Company.
44. Schlumberger . (2018). PIPESIM 2017 Steady-State Multiphase Flow Simulator . Technical Reference, Schlumberger.
45. Schlumberger. (2018). PIPESIM 2017, Steady-State Multiphase Flow Simulator, Technical Reference.
46. Secretaría de Hidrocarburos . (2017). Bloques Petroleros . Quito, Ecuador .
47. Simancas, M., & Rojas Sosa , G. (2011). Estudio Comparativo entre las Correlaciones Empíricas y los Modelos Mecánicos para Flujo Multifásico en Pozos Horizontales de Inyección de Vapor. Fuentes: El Reventón Energético, Vol. 9 N. 2.

48. Standing , M. B. (1970). Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution Gas Drive. *Journal of Petroleum Technology* .
49. Standing , M. B. (1970). Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution-Gas Drive. *Journal of Petroleum Technology*. SPE 3237.
50. Streeter, V. L., Wylie, E. B., Bedford, K. W., & Saldarriaga, J. G. (1988). *Mecánica de los Fluidos* . Colombia : McGraw-Hill.
51. Sukarno , P., & Wisnogroho , A. (1995). Generalized Two-Phase IPR Curve Equation Under Influence of Non-Linear Flow Efficiency. Soc of Indonesian Petroleum Engineers Production Optimization Intl. Symposium.
52. Sun , H., & Liu, Q. (2013). Reasonable Spacing Calculation of Centralizers of Submersible Pump Lifting String in Highly Deviated Well. China: *Acta Petrolei Sinica*.
53. Takacs, G. (2009). *Electrical Submersible Pumps Manual, Design, Operations, and Maintenance*. USA: Elsevier.
54. Takacs, G. (2018). *Electrical Submersible Pumps Manual: Design, Operations, and Maintenance. Second Edition*. Gulf Professional Publishing.
55. Technology, *Journal of Petroleum*. (2014). Reda Pumps. *Journal of Petroleum Technology*.
56. Tomasi, W. (2003). *Sistemas de Comunicaciones Electrónicas* . Pearson Educación.
57. Traylor, L., & Nelson, J. (2000). Submersible Well Pumping System. Patent No. 6,017,198 Patent and Trademark Office, 2-3.
58. Vogel , J. V. (1968). Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells . *Journal of Petroleum technology*.
59. Wiggins , M. L. (1993). Generalized Inflow Performance Relationships For Three-Phase Flow. University of Oklahoma: SPE 25458.
60. Wilson, B. L., & Liu, J. C. (1985). Electrical Submersible Pump Performance Using Variable Speed Drives. In SPE Production Operations Symposium. Society of Petroleum Engineers.
61. Yongwu, Z. H. (2011). Research on the Testing Technology for Oil-Gas Separator of the Electric Sumersible Pump . *China Petroleum Machinery*, Vol. 39, No. 10, Pag. 7-9.

GLOSARIO

TÉRMINO	DEFINICIÓN
Arenisca	Roca Sedimentaria clástica de grano fino a medio compuesta principalmente de cuarzo.
Anisotropía	Propiedad de la materia que estudia su comportamiento físico y mecánico en diferentes direcciones.
Caliza	Roca Sedimentaria compuesta por carbonatos (al menos el 50% de carbonato de calcio (CaCO ₃)).
Cuarzo	Es un material muy duro y resistente a la meteorización en la superficie terrestre compuesto de sílice (SiO ₂).
Coordenadas UTM	Sistema Universal Transversal de Mercator; son coordenadas geográficas a partir de una proyección cilíndrica que representa la tierra sobre el plano, cuyas magnitudes se expresan en metros.
EP	Empresa Pública.
Estratigrafía	Rama de la geología que estudia e interpreta las características y disposición de las rocas.
Falla Transcurrente Dextral	Falla de desplazamiento lateral en la que el bloque se desplaza a lo largo de la falla con un movimiento relativo hacia la derecha.
Fisil	Capacidad de una roca para dividirse por capas.
Friable	Comportamiento de las rocas o del suelo cuya consistencia no es estable y se desmorona fácilmente.
Glaucionita	Mineral de color verdoso que pertenece a los filosilicatos (micas), se encuentra en las rocas sedimentarias con una tasa de sedimentación lenta y presencia a de material orgánico.
Hialina	Roca piroclástica formada por material Vidrioso

TÉRMINO	DEFINICIÓN
Matriz Argilacea	Rocas muy finas de sedimentos clásticos en su mayor parte detritos de rocas silicatadas o limo fino cuyo tamaño es de 1-2 micrones.
Falla Lítrica	Que presenta alto buzamiento en la superficie o una curvatura muy pronunciada.
Lutita	Roca Sedimentaria Clástica de grano muy fino formada por la consolidación de las partículas del tamaño de la arcilla y el limo cuyas capas son relativamente impermeables.
OXY	(Occidental Petroleum Corporación); Empresa petrolera.
Semigrabens	Estructuras formadas por fallas normales en zonas de extensión.
Trend Yasuní - Lorocachi	Extensión del Corredor de la estructura que contiene crudo pesado.
Workover	Mantenimiento o reparación de un pozo mediante técnicas y equipos especializados con el objetivo de mantener y mejorar la producción de un pozo.

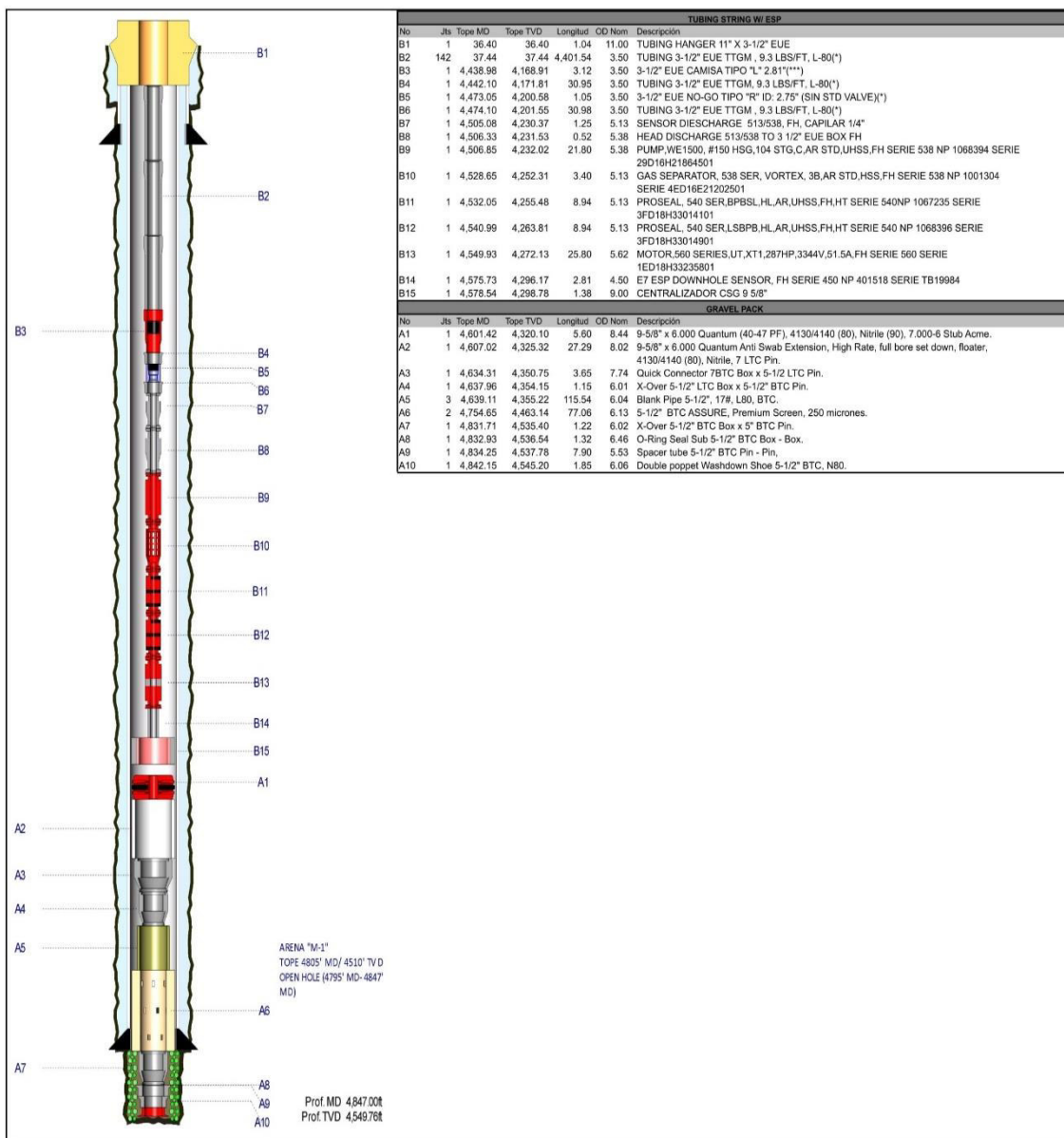
ANEXOS

ANEXO No. 1
COMPORTAMIENTO DE LA GRAVEDAD °API CON
RESPECTO A LA TEMPERATURA DEL CRUDO DEL
CAMPO TIPUTINI REALIZADA EN LABORATORIO

Temperatura (°F)	°API
60	14.3
70	15.1
86	15.7
104	16.7
122	17.7
140	18.7
158	19.7
159	20.6
176	21.2
196	22.8
212	23.5
220	24.4

ANEXO No. 2
DIAGRAMAS MECÁNICOS DE CADA POZO CON
DENOMINACIONES DIFERENTES

POZO TPT 1

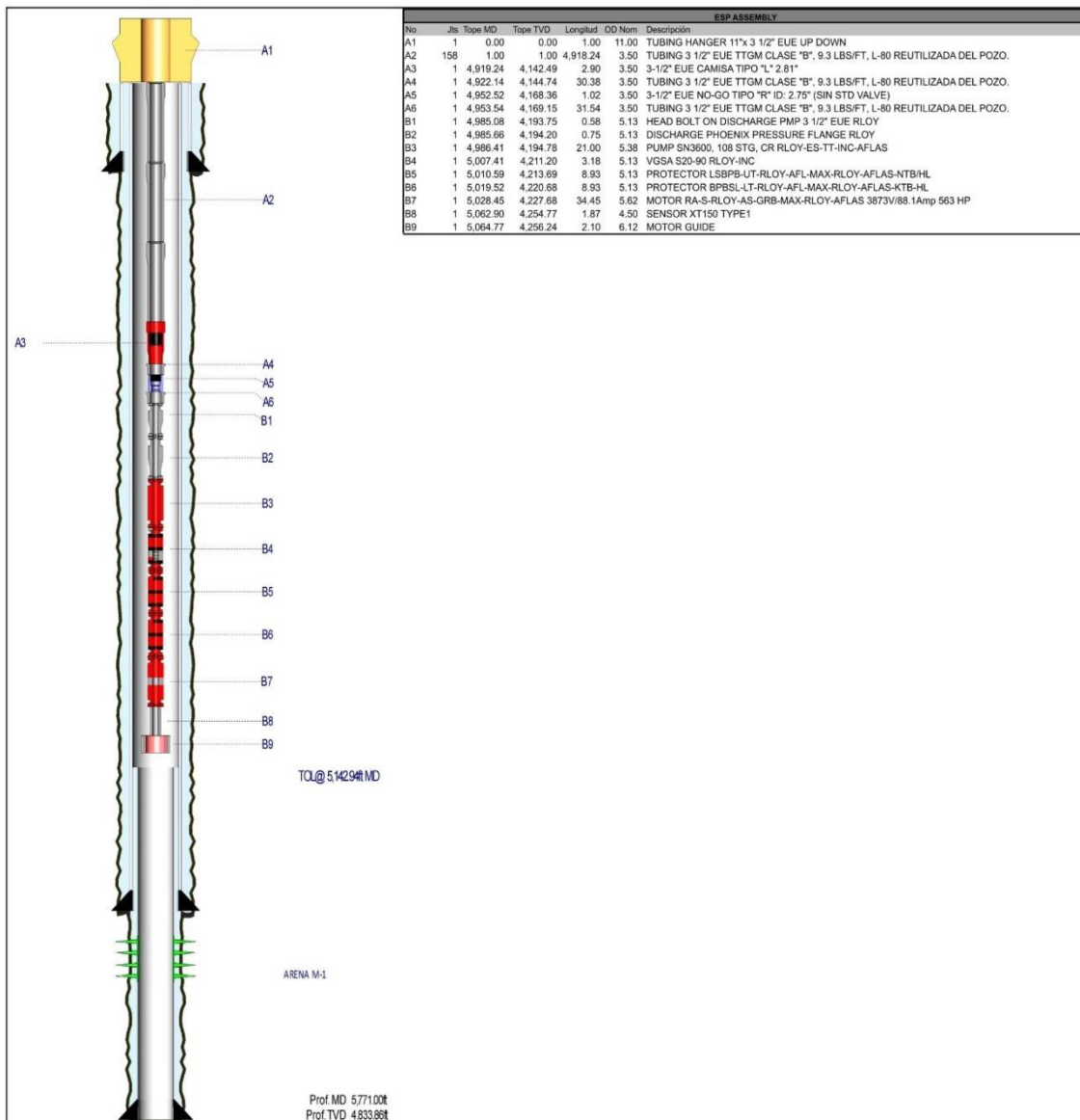


DETALLE CASING						COMPONENTES ÚLTIMO CASING / LINER				
Nombre	Base MD (ft)	OD (in)	Grado	Peso	Comentarios	Descripción	Nom. OD (in)	Tope MD (ft)	Btm MD (ft)	Comentarios
SURFACE CASING	554.8	13.375	K-55	68						
INTERMEDIATE CASING	4,795.2	9.625	N-80	47						

ELEVACIONES				CABEZAL		MATERIALES USADOS/ COMENTARIOS
Nombre	Elevación (ft)	Is Default	Taladro	Tipo:	Modelo:	MATERIAL UTILIZADO:
ORIGINAL KB	638.80	Y	SINOPEC 248	SIMPLE	NULTIBOHL 13.375 X 5 K	142 TUBOS 3-1/2" EUE (*)
GROUND LEVEL	602.40		SINOPEC 248		CABE:VÁLVULAS DEL PACIFICO	2 TUBOS BHA TOTAL TUBOS 144 (**)
Diferencia (EMR)	36.40				Presión (psi): 5,000.00	1 CAMISA 3-1/2" EUE NUEVA (***)
					Tamaño (in): 13.54	1 NO-GO RE-ULTILIZADO (*)
						1 STD. VALVE DE 2.75" RECUPERADO Y DEVUELTO A BODEGA CON GUIA DE REMISION No 001-001-000022869
						7 JUNTAS DE 2 7/8" UTILIZADAS PARA TRATAMIENTO DEVUELTAS CON GUIA DE REMISION No-001-001-000022817
						CODIGO SIGNIFICADO:
						(*) REUTILIZADO
						(**) MATERIAL NO STOCK
						(***) MATERIAL DE BODEGA
						(****) MATERIAL POR SERVICIO

	Pozo: TPT 1 Tipo de Pozo: Direccional Tipo J No. Trabajo: 02 Evento: WORKOVER Completación: B.E.S SIMPLE	Fecha Inicio Operación: 05/01/2019 Preparado por: MARCO CALDERON Aprobado por: MARCELO IBARRA Max Ang. Dev. & Max DLS: 26.02° @3,784.24ft MD & 14.55°/100ft @4,804.80ft MD Fecha Fin Perforación: 07/02/2016 Fecha Fin Completación: 07/05/2016	Fecha Fin: 05/05/2019 Revisado por: PEDRO DAVILA Fecha Aprobación: Taladro en Operación: TRIBOILGAS, TRIBOILGAS-105, Taladro Perforación: SINOPEC 248
--	---	--	--

POZO TPT 2



No	Jts	Topo MD	Topo TVD	Longitud	OD Nam	Descripción
A1	1	0.00	0.00	1.00	11.00	TUBING HANGER 11"x 3 1/2" EUE UP DOWN
A2	158	1.00	1.00	4,918.24	3.50	TUBING 3 1/2" EUE TTGM CLASE "B", 9.3 LBS/FT, L-80 REUTILIZADA DEL POZO.
A3	1	4,919.24	4,142.49	2.90	3.50	3-1/2" EUE CAMISA TIPO "L" 2.81"
A4	1	4,922.14	4,144.74	30.38	3.50	TUBING 3 1/2" EUE TTGM CLASE "B", 9.3 LBS/FT, L-80 REUTILIZADA DEL POZO.
A5	1	4,952.52	4,168.36	1.02	3.50	3-1/2" EUE NO-GO TIPO "R" ID: 2.75" (SIN STD VALVE)
A6	1	4,953.54	4,169.15	31.54	3.50	TUBING 3 1/2" EUE TTGM CLASE "B", 9.3 LBS/FT, L-80 REUTILIZADA DEL POZO.
B1	1	4,985.08	4,193.75	0.58	5.13	HEAD BOLT ON DISCHARGE PMP 3 1/2" EUE RLOY
B2	1	4,985.66	4,194.20	0.75	5.13	DISCHARGE PHOENIX PRESSURE FLANGE RLOY
B3	1	4,986.41	4,194.78	21.00	5.38	PUMP SN3600, 108 STG, CR RLOY-ES-TT-INC-AFLAS
B4	1	5,007.41	4,211.20	3.18	5.13	VGSA S20-90 RLOY-INC
B5	1	5,010.59	4,213.69	8.93	5.13	PROTECTOR LSPB-UT-RLOY-AFL-MAX-RLOY-AFLAS-NTBHL
B6	1	5,019.52	4,220.68	8.93	5.13	PROTECTOR BPBSL-LT-RLOY-AFL-MAX-RLOY-AFLAS-KTBHL
B7	1	5,028.45	4,227.68	34.45	5.62	MOTOR RA-S-RLOY-AS-GRB-MAX-RLOY-AFLAS 3873/88.1Amp 563 HP
B8	1	5,062.90	4,254.77	1.87	4.50	SENSOR XT150 TYPE1
B9	1	5,064.77	4,256.24	2.10	6.12	MOTOR GUIDE

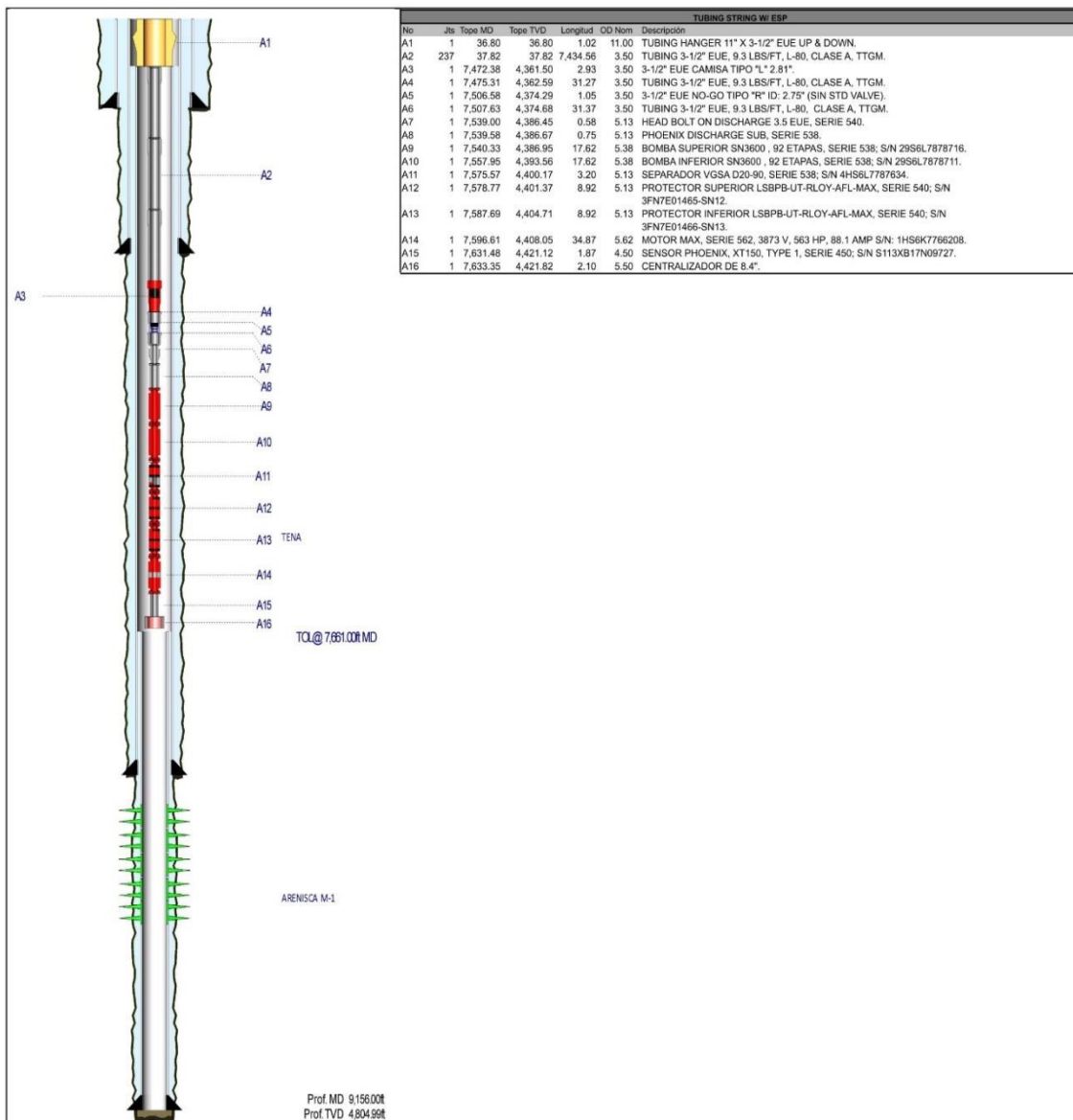
INTERVALOS CAÑONEADOS													
Formación	Topo MD (ft)	Topo TVD (ft)	Base MD (ft)	Base TVD (ft)	Longitud (ft)	Densidad (DPP)	Cargas	Fase	Penetración	Diámetro Disparo	Fecha	Estado	Comentarios
ARENA M-1	5,438.00	4,556.22	5,468.00	4,580.72	30.00	12.00	POWER JET NOVA 4505 HMX	135.00	1.73	0.82	07/31/2016	OPEN	4.5 POWERJET NOVA 4512 HMX, 135/45" PHAS
ARENA M-1	5,474.00	4,585.63	5,494.00	4,602.00	20.00	12.00	POWER JET NOVA 4505 HMX	135.00	1.73	0.82	07/31/2016	OPEN	4.5 POWERJET NOVA 4512 HMX, 135/45" PHAS

DETALLE CASING				COMPONENTES ÚLTIMO CASING / LINER						
Nombre	Base MD (ft)	OD (in)	Grado	Peso	Comentarios	Descripción	Nom. OD (in)	Topo MD (ft)	Btm MD (ft)	Comentarios
SURFACE CASING	478.0	13.375	K-55	68		FLOAT COLLAR	7.000	5,766.24	5,769.10	
INTERMEDIATE CASING	5,305.8	9.625	N-80	47		LANDING COLLAR	7.000	5,690.57	5,691.61	
LINER	5,769.1	7.000	P 110	26						

ELEVACIONES			CABEZAL		MATERIALES USADOS/ COMENTARIOS
Nombre	Elevación (ft)	Is Default	Taladro	Modelo	
ORIGINAL KB	638.80	Y	SINOPEC 248	Tipo: SIMPLE	- 158 JUNTAS DE TUBING 3-1/2" EUE TTGM CLASE "B", 9.3 LBS/FT, L-80 (REUTILIZADAS DEL MISMO POZO).
GROUND LEVEL	602.00		SINOPEC 248	Modelo: 13-5/8" 5000 x 3-1/8" 5000	- 157 PROTECTORES CANNON.
Diferencia (EMR)	36.80			Marca: VALVULAS DEL PACÍFICO	- 156 MID JOINTS.
				Presión (psi): 5,000.00	- 42 BANDAS (EQUIPO BES + BHA DE PRODUCCION).
				Tamaño (in): 13.63	- 2 PROTECTOR LIZER.
					TOTAL QUEDA EN POZO 42 BANDAS + 5 FLATCABLE.

	Pozo: TPT 2 Tipo de Pozo: Direccional Tipo J No. Trabajo: 01 Evento: WORKOVER Completación: B.E.S SIMPLE	Fecha Inicio Operación: 04/16/2017 Fecha Fin: 04/21/2017	Preparado por: LENIN GARCÍA Revisado por: LENIN GARCÍA	Aprobado por: DAVID BARONA Fecha Aprobación: 04/22/2017	Max Ang. Dev. & Max DLS: 43.04' @ 2,473.73# MD & 6.02°/100# @ 5,323.48# MD Taladro en Operación: PETROTECH, PETROTECH 04,	Fecha Fin Perforación: 07/29/2016 Fecha Fin Completación: 08/02/2016 Taladro Perforación: SINOPEC 248
--	---	---	---	--	---	---

POZO TPT 3



No	Jts	Topo MD	Topo TVD	Longitud	OD Nom	Descripción
A1	1	36.80	36.80	1.02	11.00	TUBING HANGER 11" X 3-1/2" EUE UP & DOWN.
A2	237	37.82	37.82	7,434.56	3.50	TUBING 3-1/2" EUE, 9.3 LBS/FT, L-80, CLASE A, TTGM.
A3	1	7,472.38	4,361.50	2.93	3.50	3-1/2" EUE CAMISA TIPO "L" 2.81".
A4	1	7,475.31	4,362.59	31.27	3.50	TUBING 3-1/2" EUE, 9.3 LBS/FT, L-80, CLASE A, TTGM.
A5	1	7,506.58	4,374.29	1.05	3.50	3-1/2" EUE NO-GO TIPO "R" ID: 2.75" (SIN STD VALVE).
A6	1	7,507.63	4,374.68	31.37	3.50	TUBING 3-1/2" EUE, 9.3 LBS/FT, L-80, CLASE A, TTGM.
A7	1	7,539.00	4,386.45	0.58	5.13	HEAD BOLT ON DISCHARGE 3.5 EUE, SERIE 540.
A8	1	7,539.58	4,386.67	0.75	5.13	PHOENIX DISCHARGE SUB, SERIE 538.
A9	1	7,540.33	4,386.95	17.62	5.38	BOMBA SUPERIOR SN3600 , 92 ETAPAS, SERIE 538; S/N 29S6L7878716.
A10	1	7,557.95	4,393.56	17.62	5.38	BOMBA INFERIOR SN3600 , 92 ETAPAS, SERIE 538; S/N 29S6L7878711.
A11	1	7,575.57	4,400.17	3.20	5.13	SEPARADOR VGSA D20-90, SERIE 538; S/N 4HS6L787854.
A12	1	7,578.77	4,401.37	8.92	5.13	PROTECTOR SUPERIOR LSBPB-UT-RLOY-AFL-MAX, SERIE 540; S/N 3FN7E01465-SN12.
A13	1	7,587.69	4,404.71	8.92	5.13	PROTECTOR INFERIOR LSBPB-UT-RLOY-AFL-MAX, SERIE 540; S/N 3FN7E01466-SN13.
A14	1	7,596.61	4,408.05	34.87	5.62	MOTOR MAX, SERIE 562, 3873 V, 563 HP, 88.1 AMP S/N: 1HS6K7766208.
A15	1	7,631.48	4,421.12	1.87	4.50	SENSOR PHOENIX, XT150, TYPE 1, SERIE 450; S/N S113XB17N09727.
A16	1	7,633.35	4,421.82	2.10	5.50	CENTRALIZADOR DE 8.4".

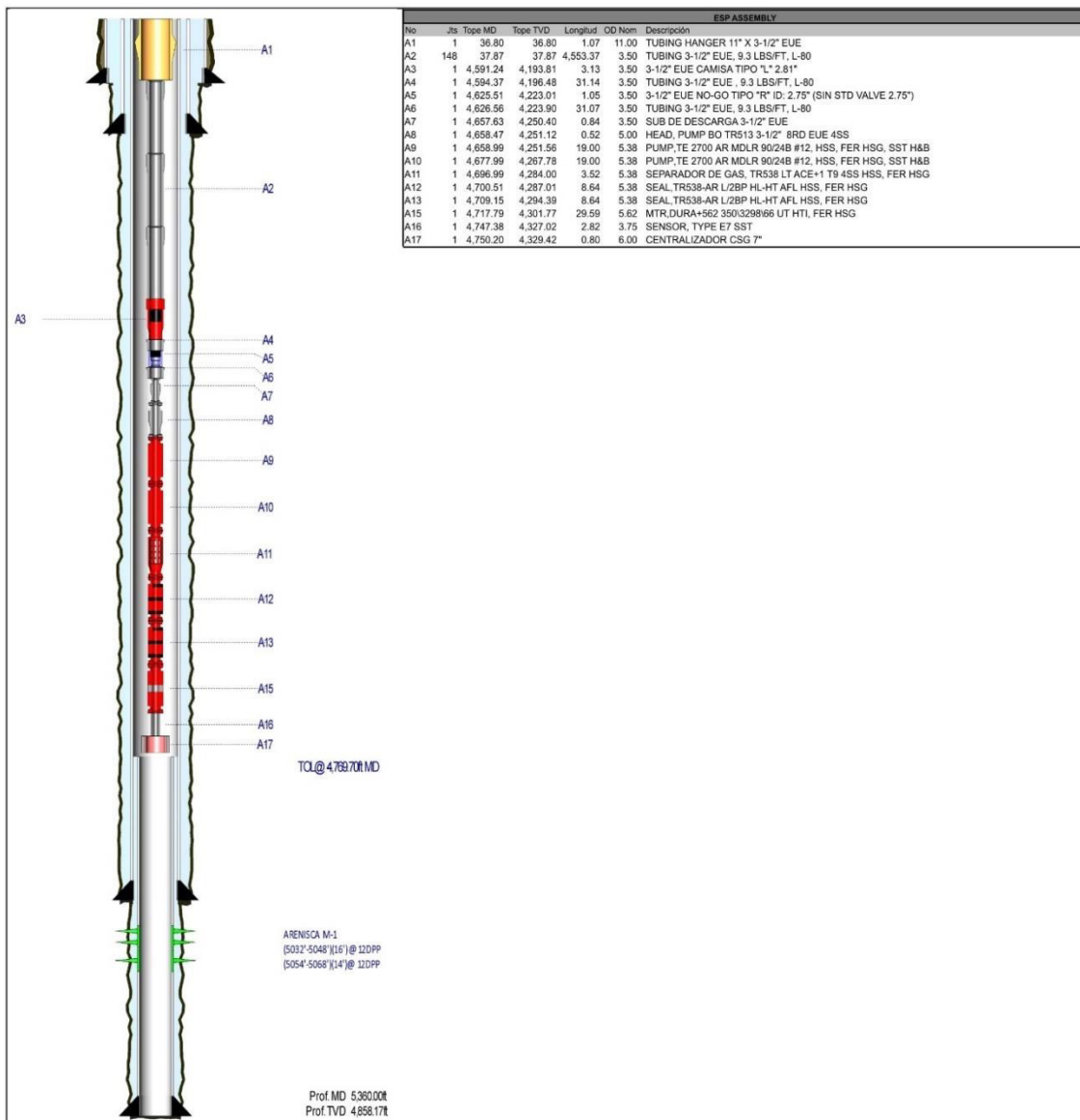
INTERVALOS CAÑONEADOS													
Formación	Topo MD (ft)	Topo TVD (ft)	Base MD (ft)	Base TVD (ft)	Longitud (ft)	Densidad (OPP)	Cargas	Fase	Penetración	Diámetro Disparo	Fecha	Estado	Comentarios
ARENISCA M-1	8,137.00	4,604.12	8,150.00	4,608.25	13.00	12.00	POWER JET NOVA 4512	135.00	2.63	0.36	06/11/2017	OPEN	
ARENISCA M-1	8,188.00	4,613.88	8,175.00	4,616.05	7.00	12.00	POWER JET NOVA 4512	135.00	2.63	0.36	06/11/2017	OPEN	
ARENISCA M-1	8,188.00	4,620.04	8,195.00	4,622.17	7.00	12.00	POWER JET NOVA 4512	135.00	2.63	0.36	06/11/2017	OPEN	
ARENISCA M-1	8,214.00	4,627.88	8,227.00	4,631.73	13.00	12.00	POWER JET NOVA 4512	135.00	2.63	0.36	06/11/2017	OPEN	
ARENISCA M-1	8,232.00	4,633.20	8,256.00	4,640.16	24.00	12.00	POWER JET NOVA 4512	135.00	2.63	0.36	06/11/2017	OPEN	
ARENISCA M-1	8,096.00	4,590.82	8,100.00	4,592.14	4.00	64.00	POWER JET NOVA 4505	135.00	0.36	06/02/2017	SQUEEZED	DISPAROS DE SQUEEZE (CERRADOS)	
ARENISCA M-1	8,396.00	4,677.80	8,400.00	4,678.80	4.00	64.00	POWER JET NOVA 4505	135.00	0.36	06/02/2017	SQUEEZED	DISPAROS DE SQUEEZE (CERRADOS)	

DETALLE CASING						COMPONENTES ÚLTIMO CASING / LINER				
Nombre	Base MD (ft)	OD (in)	Grado	Peso	Comentarios	Descripción	Nom. OD (in)	Topo MD (ft)	Btm MD (ft)	Comentarios
CONDUCTOR CASING	248.0	20.000	K55	94		LANDING COLLAR	7.000	8.997.13	8.998.17	
SURFACE CASING	5,417.0	13.375	K-55	68		ZAPATO EXCENTRICO	7.000	9,074.17	9,077.02	
INTERMEDIATE CASING	7,896.0	9.625	N-80	47						
LINER	9,077.0	7.000	P-110	26						

ELEVACIONES				CABEZAL		MATERIALES USADOS/ COMENTARIOS	
Nombre	Elevación (ft)	Is Default	Taladro	Tipo:	Modelo:	-	
ORIGINAL KB	638.86	Y	SINOPEC 248	SIMPLE	VP MULTIBOWL 13-5/8" x 3-1/8"	- 236 PROTECTORES CANNON 3500 A-13	
GROUND LEVEL	602.00	N	SINOPEC 248	Marca:	CABE-VÁLVULAS DEL PACÍFICO	- 237 MID JOINTS C-13	
Diferencia (EMR)	36.86			Presión (psi):	5,000.00	- 24 BANDAS (11 EN BHA, 11 EN EQUIPO Y 8 EN TUBERIA)	
				Tamaño (in):	13.63	- 10 PROTECTORES LOW PROFILE EN EQUIPO BES	
						- 237 JUNTAS DE TUBING 3-1/2" EUE L80 9.3 LBS/FT + 2 JTS EN BHA.	

	Pozo: TPT 3 Tipo de Pozo: Direccional Tipo J No. Trabajo: COM Evento: DEV COMPLETION Completación: B.E.S SIMPLE	Fecha Inicio Operación: 05/30/2017 Fecha Fin: 06/13/2017	Preparado por: WLADIMIR PEÑA Revisado por: DAVID BARONA	Aprobado por: MARTINA GREFA Fecha Aprobación: 06/18/2017	Max Ang. Dev. & Max DLS: 84.19' @9.074.99ft MD & 3.51"/100ft @3,218.68ft MD Taladro en Operación: SINOPEC, SINOPEC 248,	Fecha Fin Perforación: 05/30/2017 Fecha Fin Completación: 06/13/2017 Taladro Perforación: SINOPEC 248
--	--	---	--	---	---	--

POZO TPT 4



ESP ASSEMBLY						
No	Jts	Topo MD	Topo TVD	Longitud	OD Nom	Descripción
A1	1	36.80	36.80	1.07	11.00	TUBING HANGER 11" X 3-1/2" EUE
A2	148	37.87	37.87	4,553.37	3.50	TUBING 3-1/2" EUE, 9.3 LBS/FT, L-80
A3	1	4,591.24	4,193.81	3.13	3.50	3-1/2" EUE CAMISA TIPO "L" 2.81"
A4	1	4,594.37	4,196.48	31.14	3.50	TUBING 3-1/2" EUE, 9.3 LBS/FT, L-80
A5	1	4,625.51	4,223.01	1.05	3.50	3-1/2" EUE W-90 TIPO "R" ID: 2.75" (SIN STD VALVE 2.75")
A6	1	4,626.56	4,223.90	31.07	3.50	TUBING 3-1/2" EUE, 9.3 LBS/FT, L-80
A7	1	4,657.63	4,250.40	0.84	3.50	SUB DE DESCARGA 3-1/2" EUE
A8	1	4,658.47	4,251.12	0.52	5.00	HEAD, PUMP BO TR513 3-1/2" 8RD EUE 4SS
A9	1	4,658.99	4,251.56	19.00	5.38	PUMP, TE 2700 AR MDLR 90/248 #12, HSS, FER HSG, SST H&B
A10	1	4,677.99	4,267.78	19.00	5.38	PUMP, TE 2700 AR MDLR 90/248 #12, HSS, FER HSG, SST H&B
A11	1	4,696.99	4,284.00	3.52	5.38	SEPARADOR DE GAS, TR538 LT ACE+1 T9 HSS, FER HSG
A12	1	4,700.51	4,287.01	8.64	5.38	SEAL TR538-AR L/2BP HL-HT AFL HSS, FER HSG
A13	1	4,709.15	4,294.39	8.64	5.38	SEAL TR538-AR L/2BP HL-HT AFL HSS, FER HSG
A15	1	4,717.79	4,301.77	29.59	5.62	MTR, DURA+562 350/3298/66 UT HTI, FER HSG
A16	1	4,747.38	4,327.02	2.82	3.75	SENSOR, TYPE E7 SST
A17	1	4,750.20	4,329.42	0.80	6.00	CENTRALIZADOR CSG 7"

INTERVALOS CAÑONEADOS													
Formación	Topo MD (ft)	Topo TVD (ft)	Base MD (ft)	Base TVD (ft)	Longitud (ft)	Densidad (DPP)	Cargas	Fase	Penetración	Diámetro Diaparo	Fecha	Estado	Comentarios
ARENISCA M-1	5,032.00	4,571.21	5,048.00	4,585.08	16.00	12.00	HSD PJ NOVA 4512 HMX	45.00	1.74	0.42	05/31/2018	OPEN	
ARENISCA M-1	5,054.00	4,590.29	5,068.00	4,602.44	14.00	12.00	HSD PJ NOVA 4512 HMX	45.00	1.74	0.42	05/31/2018	OPEN	

DETALLE CASING					
Nombre	Base MD (ft)	OD (in)	Grado	Peso	Comentarios
CONDUCTOR CASING	105.0	20.000	K-55	94	
SURFACE CASING	440.0	13.375	K-55	54.5 / 68	
INTERMEDIATE CASING	4,911.0	9.625	L-80	47	
PRODUCTION LINER	5,358.0	7.000	P-110	26	

COMPONENTES ÚLTIMO CASING / LINER				
Descripción	Nom. OD (in)	Topo MD (ft)	Btm MD (ft)	Comentarios
ZAPATO NARIZ EXCENTRICA 7"	7.000	5,355.18	5,358.00	
LANDING COLLAR	7.000	5,278.79	5,279.83	

ELEVACIONES			
Nombre	Elevación (ft)	Is Default	Taladro
ORIGINAL KB	638.96	Y	SINOPEC 248
GROUND LEVEL	602.00	N	SINOPEC 248
Diferencia (EMR)	36.86		

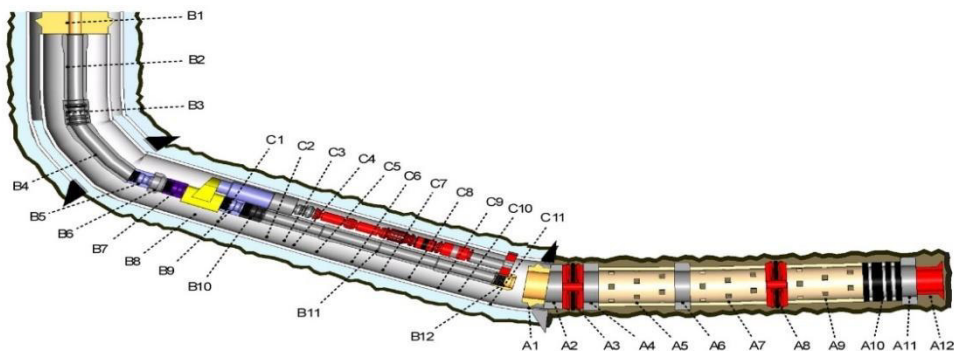
CABEZAL	
Tipo: SIMPLE	
Modelo: MULTIBOWL 13-5/8" X 3-1/8"	
Marca: CABE-MISSIONPETROLEUM S A	
Presión (psi): 5,000.00	
Tamaño (in): 13.63	

MATERIALES USADOS/ COMENTARIOS
COMPLETACION: - 148 JTS TBG 3.5" EUE L-80 9.3# EN COMPLETACION ; 2 JT TBG 3.5" EUE L-80 9.3# USADO DE LANDING JOINT; TUBERIA PROPORCIONADO POR SINOPEC DE ACUERDO A CONTRATO C0372-PAM-EP-2016. - 145 PROTECTORES CANNON 3590-A76 A CARGO DE LEV. ARTIFICIAL PAM - 149 MID JOINTS 3590-C76 A CARGO DE LEV. ARTIFICIAL PAM - 76 BANDAS 3/4" (48 EN EQUIPO BES+ 15 EN BHA+ 13 EN TUBING) - 5 PROTECTORES LIZER (MOTOR-SELLO; SELLO-SELLO; SEPARADOR GAS-BOMBA; BOMBA BOMBA, BOMBA DESCARGA) - 9 GUARDACABLES - CABLE INFERIOR REEL-72-82968 CANTIDAD UTILIZADA 2650' CABLE #1 DOBLE CAPILAR, CABLE SUPERIOR REEL- L778-125805 CANTIDAD UTILIZADA 2027.38' DE CABLE #1 CAPILAR SENSILLO, TOTAL 4677.38' + 70' MLC. + CAPILAR EXTERNO 3/8" RELL-L772-85671 CANTIDAD UTILIZADA 2027.38'.

	Pozo: TPT 4 Tipo de Pozo: Direccional Tipo J No. Trabajo: COM Evento: DEV COMPLETION Completación: B.E.S SIMPLE	Fecha Inicio Operación: 05/29/2018 Preparado por: SANTIAGO MONTAÑO Aprobado por: MARCELO IBARRA	Max Ang. Dev. & Max DLS: 31.84' @3,858.51ft MD & 3.13"/100ft @1,707.27ft MD	Fecha Fin Perforación: 05/29/2018 Fecha Fin Completación: 06/02/2018
	Fecha Fin: 06/02/2018 Revisado por: ANDRES BRAVO	Fecha Aprobación: Taladro en Operación: SINOPEC, SINOPEC 248,	Taladro Perforación: SINOPEC 248	

POZO TPT 5

ARENISCAM1
SECCIÓN NAVEGADA 5613 ft – 6295 ft (712 ft)
ZONANETA DE PAGO: 622ft



Prof. MD: **6,325.0ft**
 Prof. TVD: **4,283.8ft**

TUBING STRING							
No	Jts	Tope MD	Tope TVD	Longitud	OD Nom	Descripción	
B1	1	36.54	36.54	1.06	3.50	HANGER 11" X 3-1/2" EUE (*)	
B2	70	37.60	37.60	2,206.31	3.50	TUBERÍA EUE 3-1/2"EUE, 9.3 LBS/FT, L-80 CLASE B (*)	
B3	1	2,243.91	2,243.96	3.14	3.50	CAMISA DE CIRCULACIÓN 3-1/2" EUE SIR SAC 0087, (*)	
B4	72	2,247.05	2,246.88	2,210.15	3.50	TUBERÍA EUE 3-1/2"EUE, 9.3 LBS/FT, L-80 CLASE B (*)	
B5	1	4,457.20	4,007.26	1.06	3.50	NO-GO 3-1/2" TIPO "R" (ID 2.75") (SIN STD VALVE 2.75")(*)	
B6	1	4,458.26	4,007.74	0.81	3.93	X-OVER 3-1/2" EUE 9.3# BOX UP X 3-1/2" 9.2# PMJ BOX DOWN(*)	
B7	1	4,459.07	4,008.10	5.41	3.56	HANDING SUB 3-1/2" PMJ PIN UP X 3-1/2" PMJ PIN DOWN(*)	
B8	1	4,464.48	4,010.51	1.41	8.13	Y-TOOL ASSEMBLY 3-1/2" PMJ BOX UP X 3-1/2" PMJ BOX UP, 3-1/2" EUE PIN DOWN (*)	
B9	1	4,465.89	4,011.14	0.86	3.87	LOW TORQUE NIPPLE 2.312" CON BLANKING PLUG PL 2.312"(*)	
B10	1	4,466.75	4,011.52	3.30	3.87	TELESCOPICO, ADJUSTABLE UNIÓN CW PUP JOINT, 3-1/2" PMJ PIN UP X 2-7/8" 6.4# PTJ PIN DOWN(*)	
B11	2	4,470.05	4,012.99	59.25	2.87	BY PASS 2-7/8" 6.4# PTJ BOX X PIN, 180 PSL02(*)	
B12	1	4,529.30	4,039.24	12.00	2.88	2-7/8" 6.4# PTJ BOX RE-ENTRY GUIDE(*)	
ESP ASSEMBLY							
No	Jts	Tope MD	Tope TVD	Longitud	OD Nom	Descripción	
C1	1	4,465.89	4,011.14	9.43	3.53	PUMP SUB 3-1/2" PMJ PIN UP X PIN DOWN	
C2	1	4,475.32	4,015.34	2.30	3.91	X-OVER 3-1/2" PMJ BOX UP X 3-1/2" EUE PIN DOWN	
C3	1	4,477.62	4,016.37	0.72	3.50	DISCHARGE PRESSURE SUB CR3	
C4	1	4,478.34	4,016.89	0.88	4.06	BOLT-ON HEAD CR3	
C5	1	4,479.02	4,016.99	12.58	4.06	PUMP, NHV(790-1000)H, CMP, AR2, CR2C, S14, 93STG, HSG #7SERIE 406 NS2006001007008	
C6	1	4,491.60	4,022.58	12.58	4.06	PUMP, NHV(790-1000)H, CMP, AR2, CR2C, S14, 93STG, HSG #7SERIE 406 NS17060123561	
C7	1	4,504.18	4,028.15	0.94	4.06	INTAKE N406I CR3 0.87" HSS S/N 140600999, SERIE 406	
C8	1	4,505.12	4,028.57	14.98	4.06	PROTECTOR N406TMP LSPBP-SBPBSL CR2C S13 HT HL, S/N 18050901317 / 18050901318 SERIE 406	
C9	1	4,520.10	4,035.19	8.75	5.12	MOTOR ` MOTOR, N460PM, 6000RPM, 105HP/2530V/21.3A, CR2, HTS/N18060601864, SERIE 460	
C10	1	4,528.85	4,039.04	2.10	4.06	SENSOR ` NDS2, 378, 5800PSI, CR2, MOD0, SERIE378, S/N 18072802396	
C11	1	4,530.95	4,039.97	5.42	6.00	CENTRALIZER 7"CSG / GUIDE TUBE, CR2	
LINER RANURADO							
No	Jts	Tope MD	Tope TVD	Longitud	OD Nom	Descripción	
A1	1	4,953.62	4,197.74	18.98	9.63	X-PAK HANGER 9-5/8" x 7"	
A2	14	4,972.60	4,203.14	517.61	7.00	LINER 7" OD, 26 LB/FT, GRADO P - 110 BLANCK	
A3	1	5,490.21	4,283.33	10.57	7.00	SWELL PACKER 7"	
A4	1	5,500.78	4,284.14	36.28	7.00	7" OD, 26 LB/FT, GRADO P - 110 BLANCK	
A5	2	5,537.06	4,287.15	73.78	7.00	LINER 7" OD, 26 LB/FT, GRADO P - 110 RANURADO	
A6	1	5,610.84	4,293.96	36.89	7.00	7" OD, 26 LB/FT, GRADO P - 110 BLANCK	

	Pozo: TPT 5 Tipo de Pozo: Horizontal No. Trabajo: 02 Evento: WORKOVER Completación: SIMPLE CON Y-TOOL	Fecha Inicio Operación: 06/25/2020 Fecha Fin: 06/29/2020	Preparado por: MARCO CALDERON Revisado por: PEDRO DAVILA	Aprobado por: MARCELO IBARRA Fecha Aprobación: 07/07/2020	Max Ang. Desv. & Max DLS: 92.87' @5.955.63# MD & 5.1"/100# @5.303.20# MD Taladro en Operación: TRIBOILGAS, TRIBOILGAS-107,	Fecha Fin Perforación: 11/05/2017 Fecha Fin Completación: 11/08/2017 Taladro Perforación: SINOPEC 219
--	--	---	---	--	---	---

ANEXO No. 3
CURVAS DE RENDIMIENTO DE LAS BOMBAS
INSTALADAS EN CADA POZO

POZO TPT 1:

BOMBA MODELO WE1500

DATOS TÉCNICOS



538 Series WE-1500 Pump (60Hz - API Units)

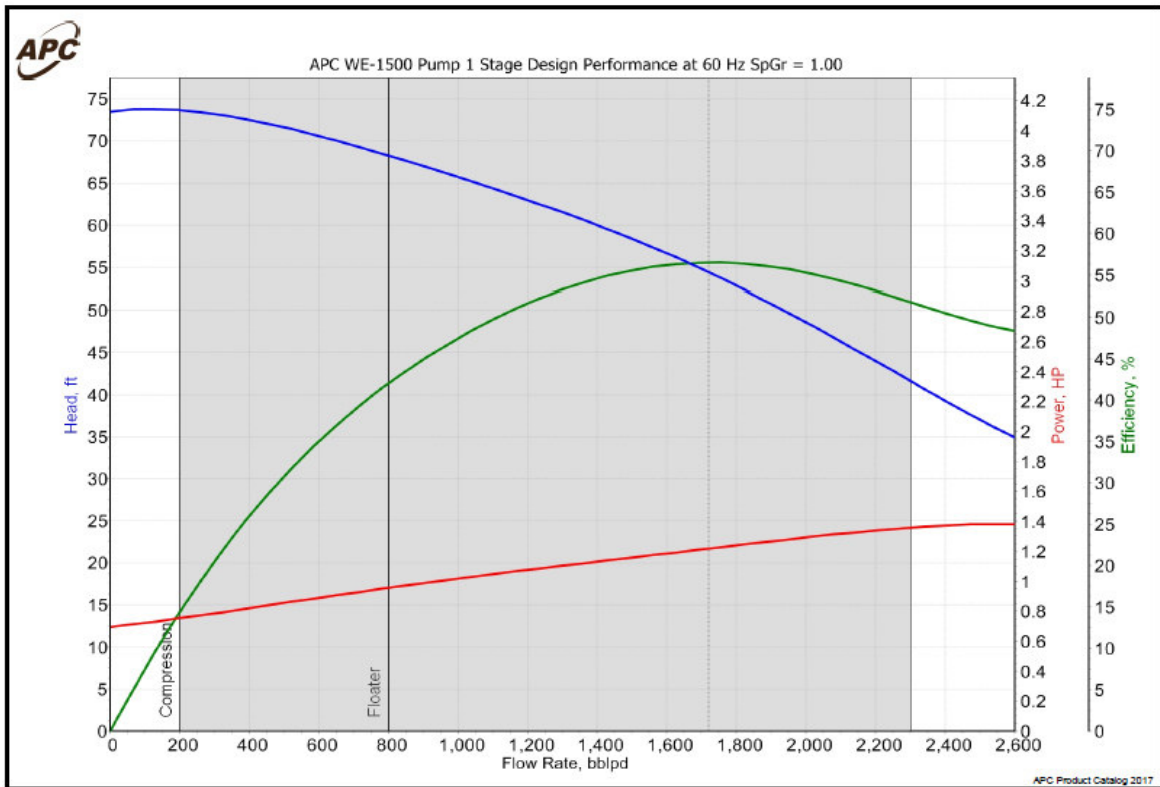
Stage type	Mixed flow
Housing diameter, in	5.38
Shaft diameter, in	0.875
Min. casing size, in	7
Burst pressure, psi	6000

Shaft material	HP Limit
Standard (Monel, 100 ksi)	250
High Strength (Inconel 718, 160 ksi)	400
Ultra High Strength (Inconel 718, 200 ksi)	500

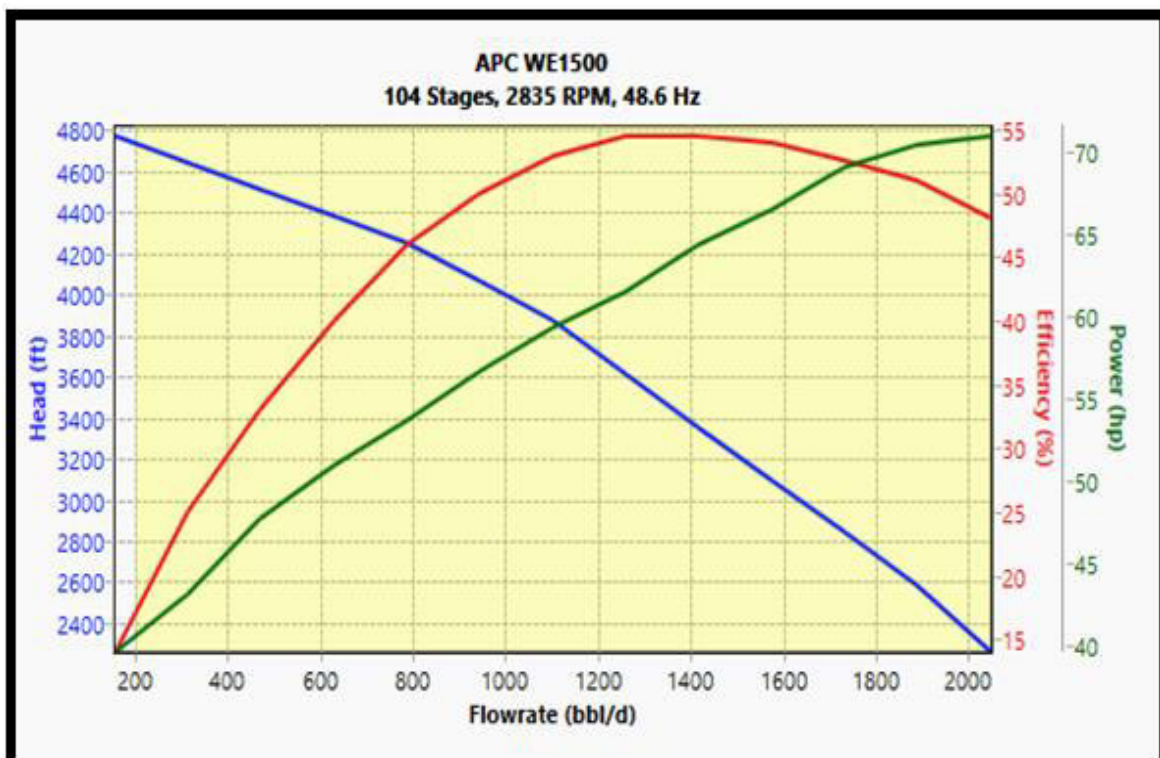
Hsg.	STANDARD PUMP						ABRASION RESISTANT PUMP					
	Length		Weight		Floater		Compression		Floater		Compression	
	Feet	Meters	Lbs.	Kgs	Stages	Part N	Stages	Part N	Stages	Part N	Stages	Part N
10	2.1	0.6	117	53	5	1020700	4	1020715	5	1020728	4	1020743
20	3.5	1.1	178	81	12	1020701	11	1020716	12	1020729	11	1020744
30	4.9	1.5	245	111	19	1020702	18	1020717	19	1020730	18	1020745
40	6.3	1.9	312	142	27	1020703	26	1020718	27	1020731	26	1020746
50	7.7	2.4	373	169	34	1020704	33	1020719	34	1020732	33	1020747
60	9.1	2.8	440	200	41	1020705	40	1020720	41	1020733	40	1020748
70	10.5	3.2	502	228	48	1020706	47	1020721	48	1020734	47	1020749
80	11.9	3.6	569	258	55	1020707	54	1020722	55	1020735	54	1020750
90	13.3	4.1	635	288	62	1020708	61	1020723	62	1020736	61	1020751
100	14.7	4.5	697	316	69	1020709	68	1020724	69	1020737	68	1020752
110	16.1	4.9	764	347	77	1020710	76	1020725	77	1020738	76	1020753
120	17.5	5.3	825	374	84	1020711	83	1020726	84	1020739	83	1020754
130	18.9	5.8	892	405	91	1020712	90	1020727	91	1020740	90	1020755
140	20.3	6.2	959	435	98	1020713	97	1020970	98	1020741	97	1020972
150	21.8	6.6	1021	463	105	1020714	104	1020971	105	1020742	104	1020973
FREQUENCY							60 Hz.			50 Hz.		
Recommended Operating Range							BFPD			M3/D		
							800 (200)*	1720	2300	106 (27)*	227	305
MAXIMUM STAGING: SHAFT												
Standard:							180 Stages			260 Stages		
High Strength:							289 Stages			416 Stages		
MAXIMUM STAGING: THRUST BEARING (540 Series ProSeal / Compression Pump)												
High Load - 250°F / 121°C BHT							317 Stages			456 Stages		
MAXIMUM STAGING: HOUSING												
Standard:							156 Stages			224 Stages		
High Pressure:							187 Stages			270 Stages		
Rotational Direction:							CCW			CCW		

* - min ROR for compression pump

CURVA DE RENDIMIENTO PARA UNA ETAPA DADA POR EL FABRICANTE



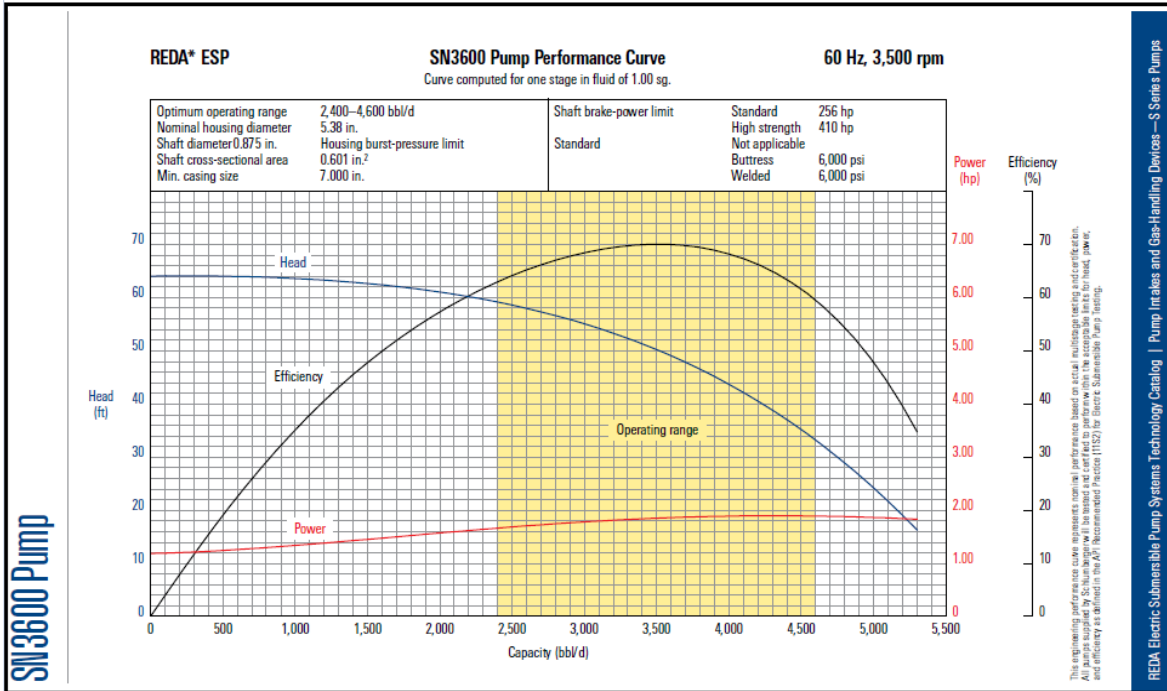
CURVA DE RENDIMIENTO PARA 104 ETAPAS DADA POR EL SOFTWARE



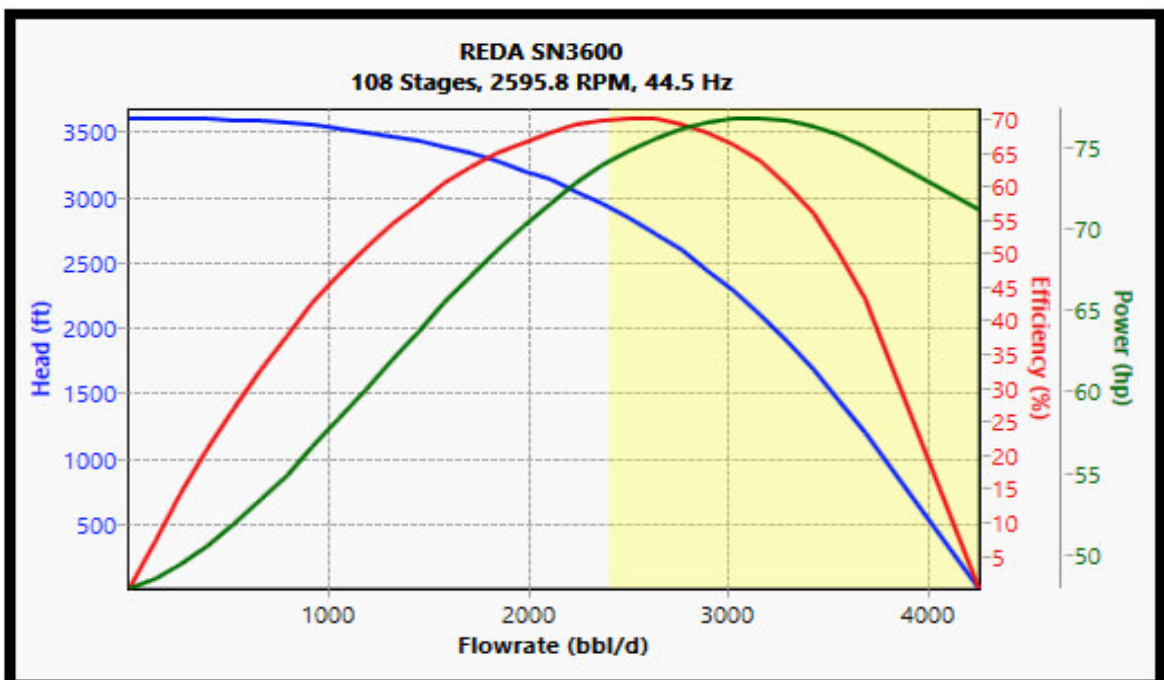
POZO TPT 2 Y TPT 3:

BOMBA MODELO SN3600

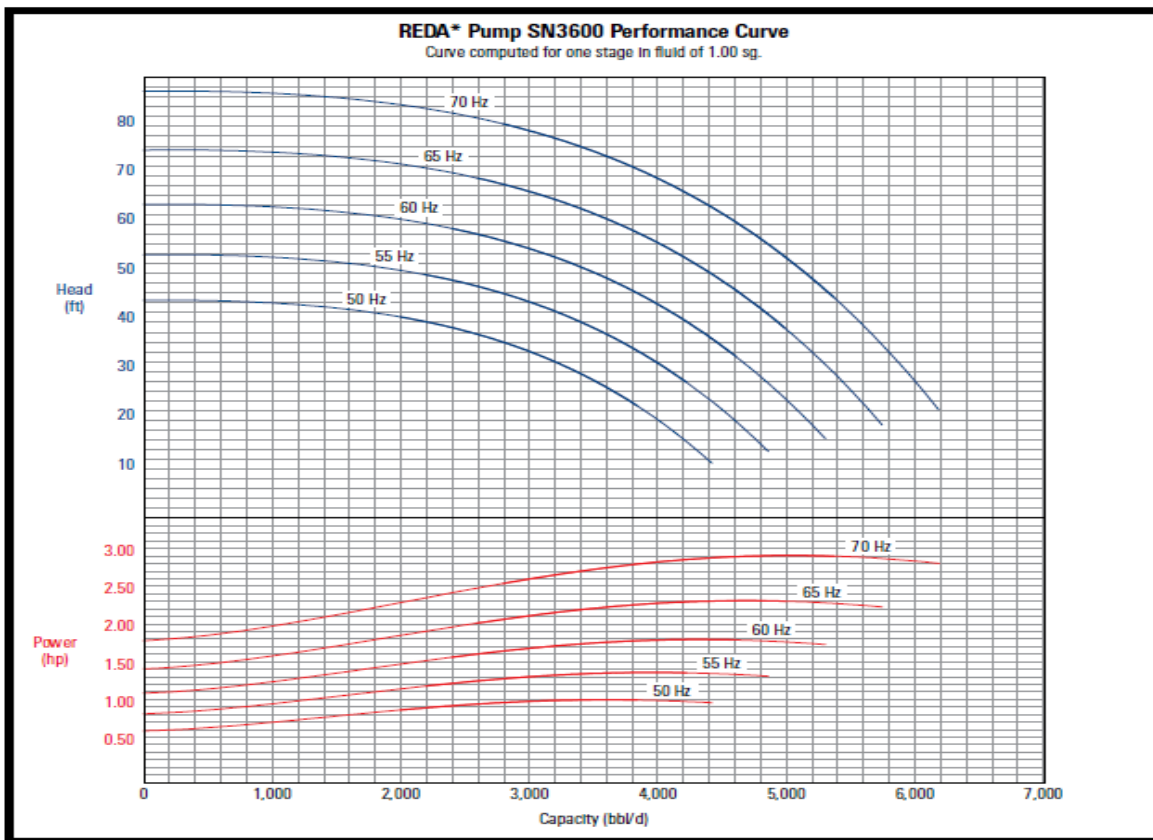
CURVA DE RENDIMIENTO PARA UNA ETAPA DADA POR EL FABRICANTE



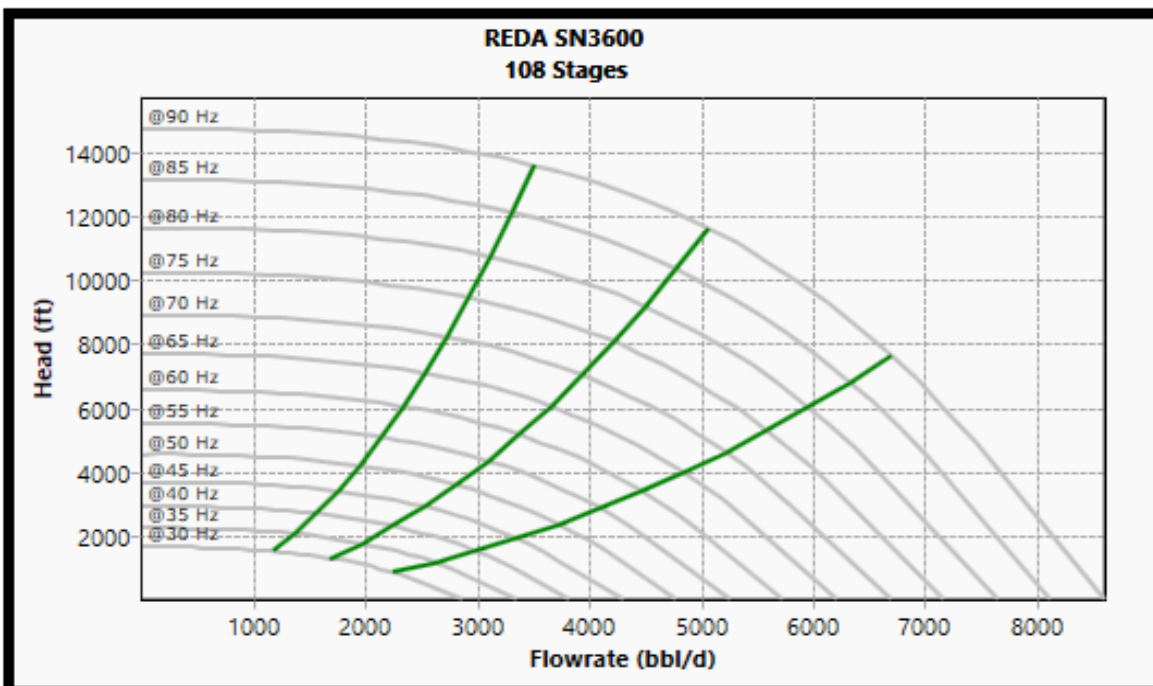
CURVA DE RENDIMIENTO PARA 108 ETAPAS DADA POR EL SOFTWARE
POZO TPT 2



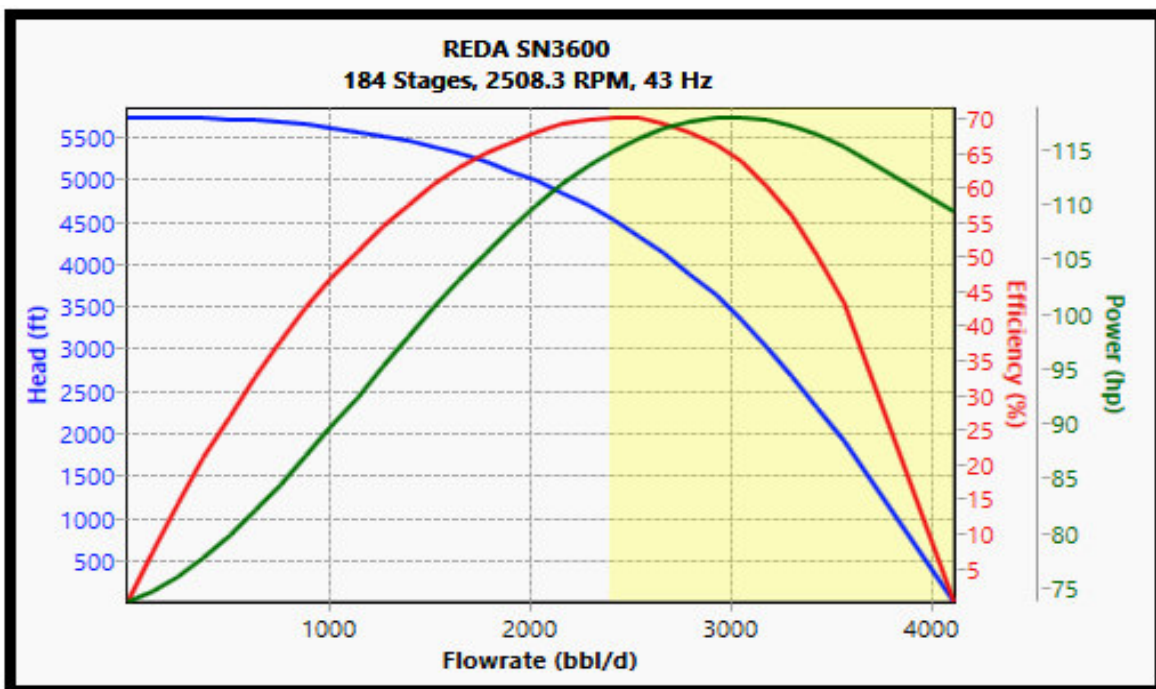
CURVA TIPO TORNADO DADA POR EL FABRICANTE PARA UNA ETAPA



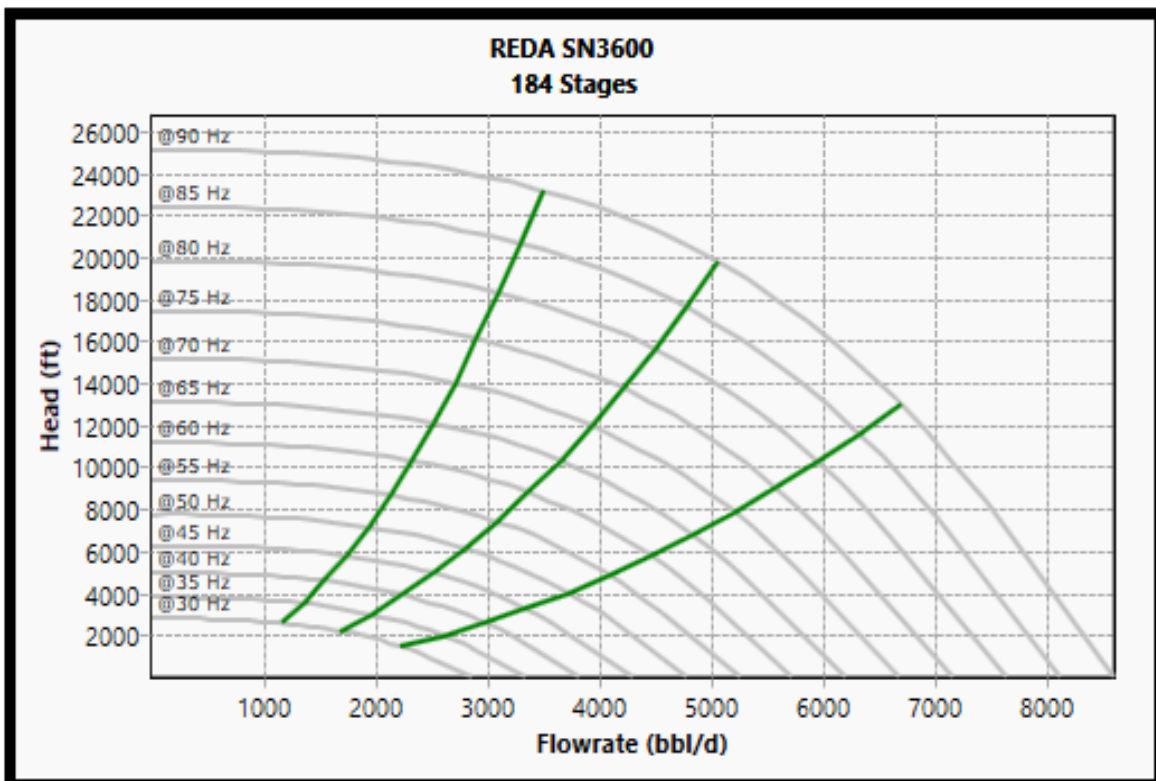
CURVA TIPO TORNADO DADA POR EL SOFTWARE PARA 108 ETAPAS POZO TPT 2



CURVA DE RENDIMIENTO PARA 184 ETAPAS DADA POR EL SOFTWARE POZO TPT 3



CURVA TIPO TORNADO DADA POR EL SOFTWARE PARA 184 ETAPAS POZO TPT 3



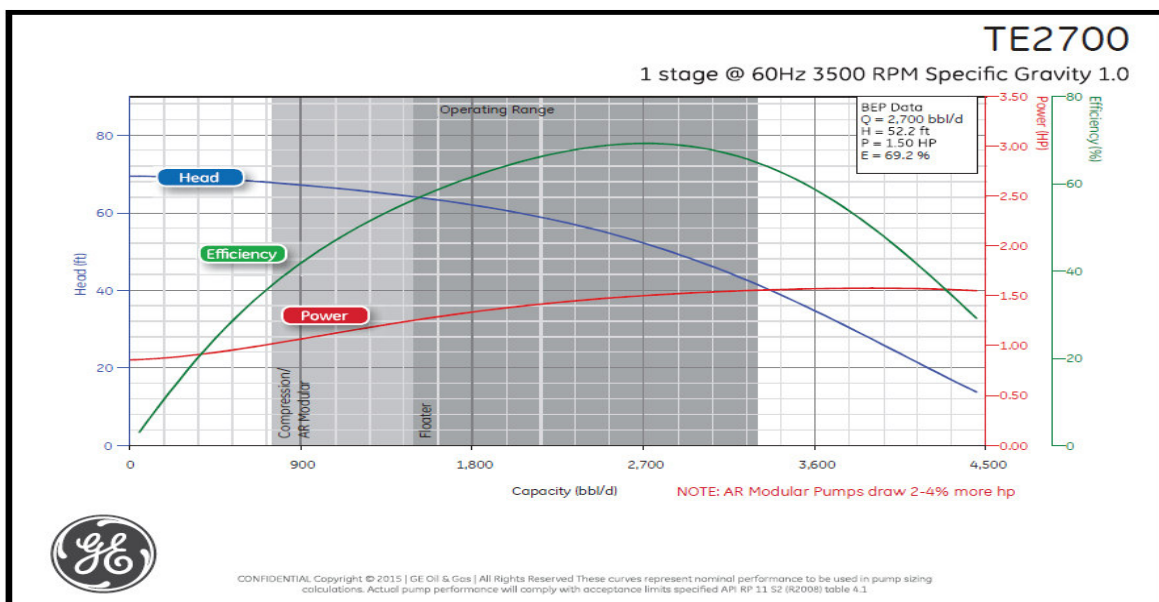
POZO TPT 4:

BOMBA MODELO TE2700 AR

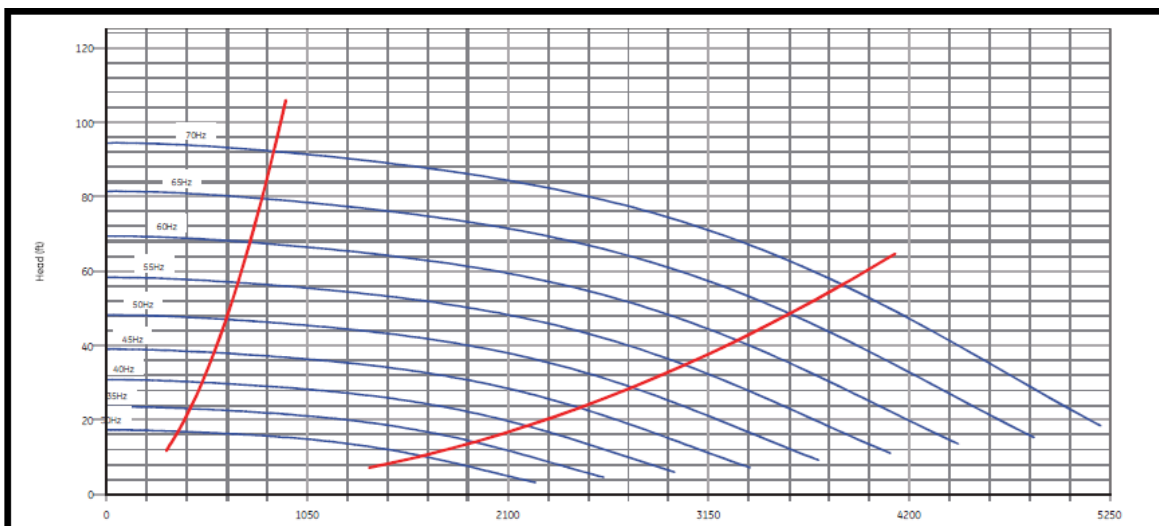
DATOS TÉCNICOS

Operating Range (Floater)	1,500 - 3,300 bbl/d	Shaft HP Limit	Standard	256 HP
Operating Range (Compression/AR Modular)	750 - 3,300 bbl/d		High Strength	410 HP
Best Efficiency Point	2,700 bbl/d		Ultra-High Strength	522 HP
Min Casing Size	7 in	Housing Pressure Limit	Standard	6,000 psig
Nominal Housing Diameter	5.37 in		High Pressure	
Shaft Diameter	7/8 in		Ultra-High Pressure	

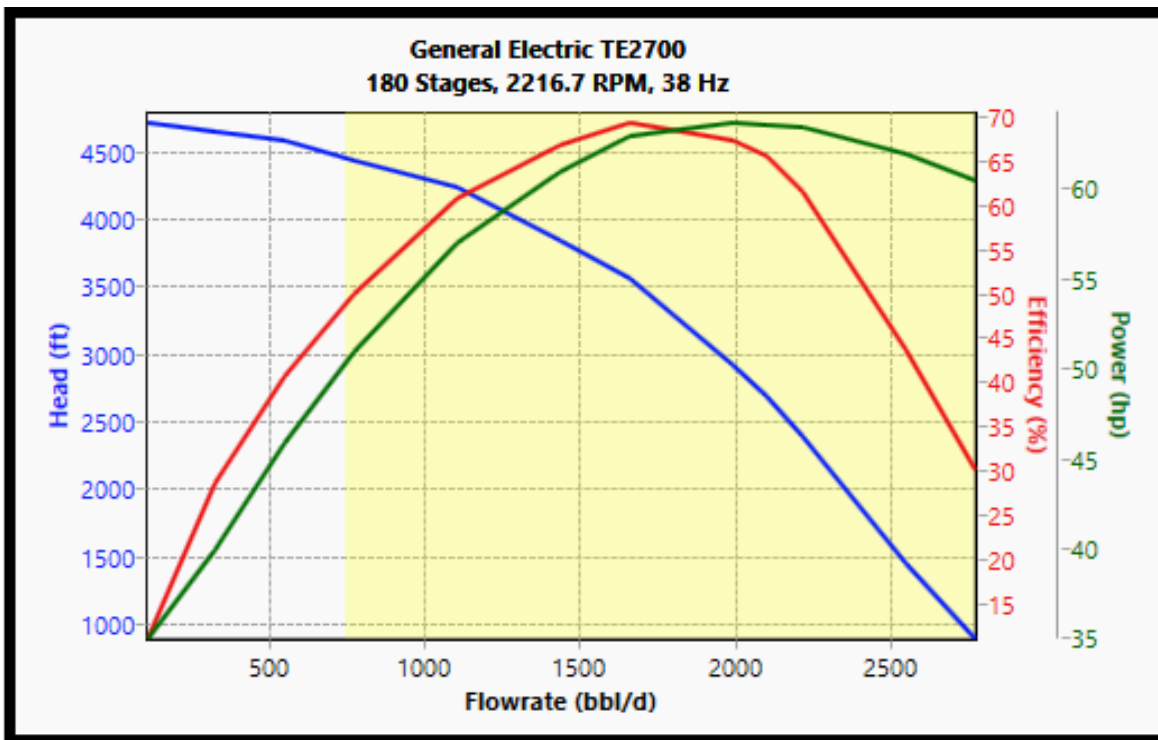
CURVA DE RENDIMIENTO PARA UNA ETAPA DADA POR EL FABRICANTE



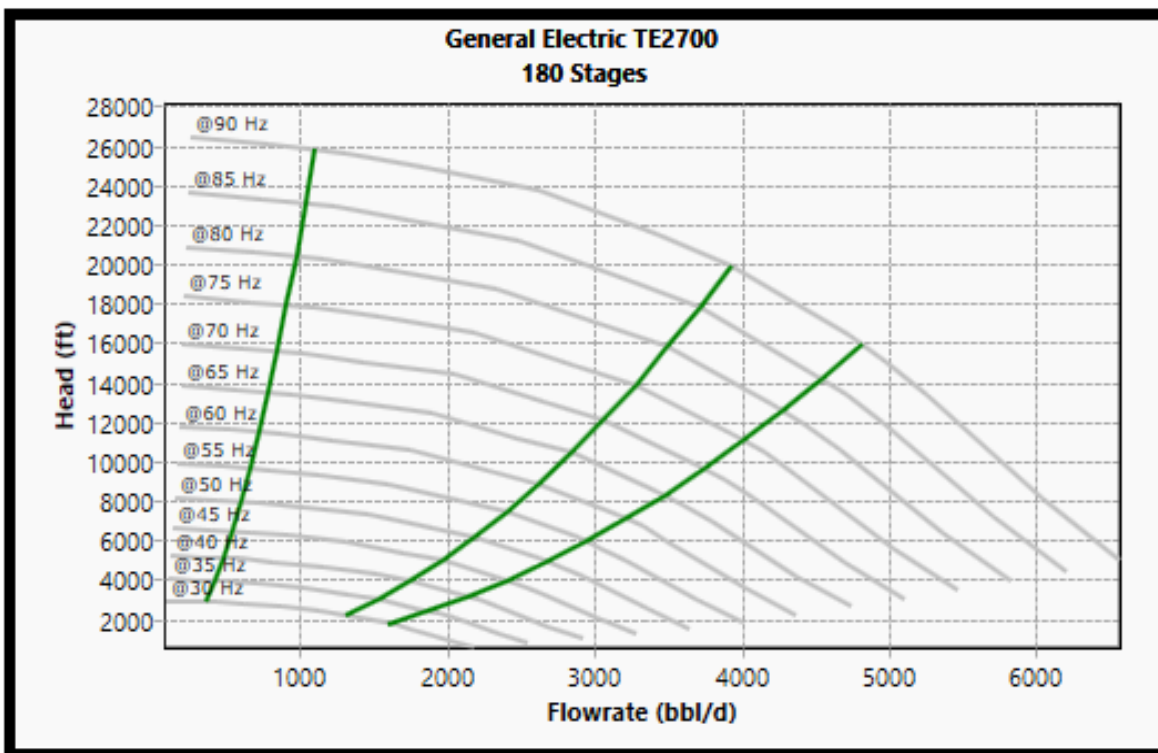
CURVA TIPO TORNADO DADA POR EL FABRICANTE PARA UNA ETAPA



CURVA DE RENDIMIENTO PARA 180 ETAPAS DADA POR EL SOFTWARE



CURVA TIPO TORNADO PARA 180 ETAPAS DADA POR EL SOFTWARE



POZO TPT 5:

BOMBA MODELO NHV(790-1000)H

DATOS TÉCNICOS

ENGINEERING DATA NHV(790-1000)H, 60HZ

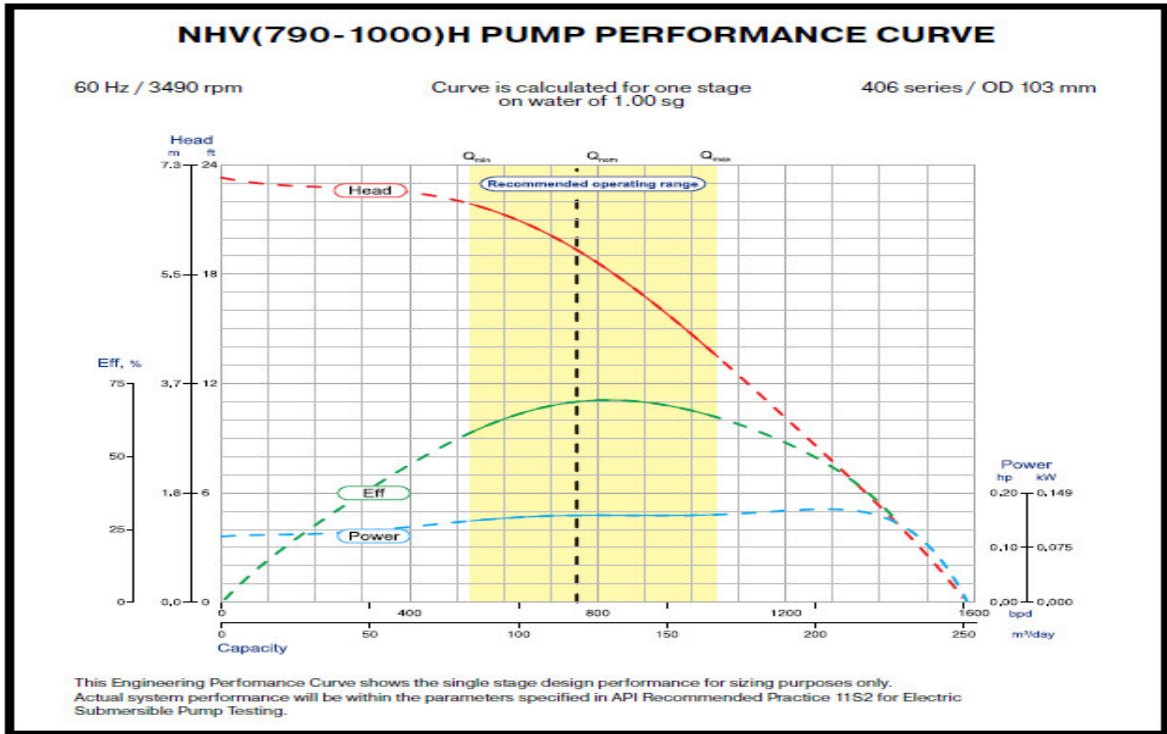
Maximal ESP System OD (incl. MLE AWG#6, 4kV)	4.91 in	124.8 mm	Rotational Direction	CW	
Housing Diameter	4.06 in	103 mm	Shaft Power Limit	Standard (S13)	105 hp / 78 kW
Recommended Operating Range	528-1057 bpd	84-168 m ³ /day		High Strength (S14)	121 hp / 90 kW
Shaft Diameter	0.55 in	14 mm		Ultra High Strength (S16)	137 hp / 102 kW
Shaft Cross Sectional Area	0.24 in ²	154 mm ²	Housing Burst Pressure Limit		5547 psi / 382 bar

NOVOMET®		ESP CATALOG		ENGINEERING TABLES										
"POWER SAVE" PUMP ENGINEERING DATA. Metric system. Continued														
Model	Rotation speed, rpm	Shaft with involute splines			Max pump downthrust per stage of FLT and SCMP design @ operating Hz, kg	Max pump downthrust per stage of CMP design @ operating Hz, kg	Load limit for HL Thrust Brg, kg	Maximum Number of Stages Using						
		Diameter, mm	Area, mm ²	BHP limit, kW				HL Thrust Brg (Ref Protector)	Shaft with involute splines		Housing (depending on Housing Burst Pressure Limit)			
H/ 406 series (OD 103 mm)														
NHV(790-1000)H	2910	14	154	63	73	82	0.8	4.3	2400	3714	844	974	1104	848
	3640			79	91	103	1.2	6.7		2396	428	493	559	502
	4660			101	117	131	2.0	11.0		1462	204	236	267	307

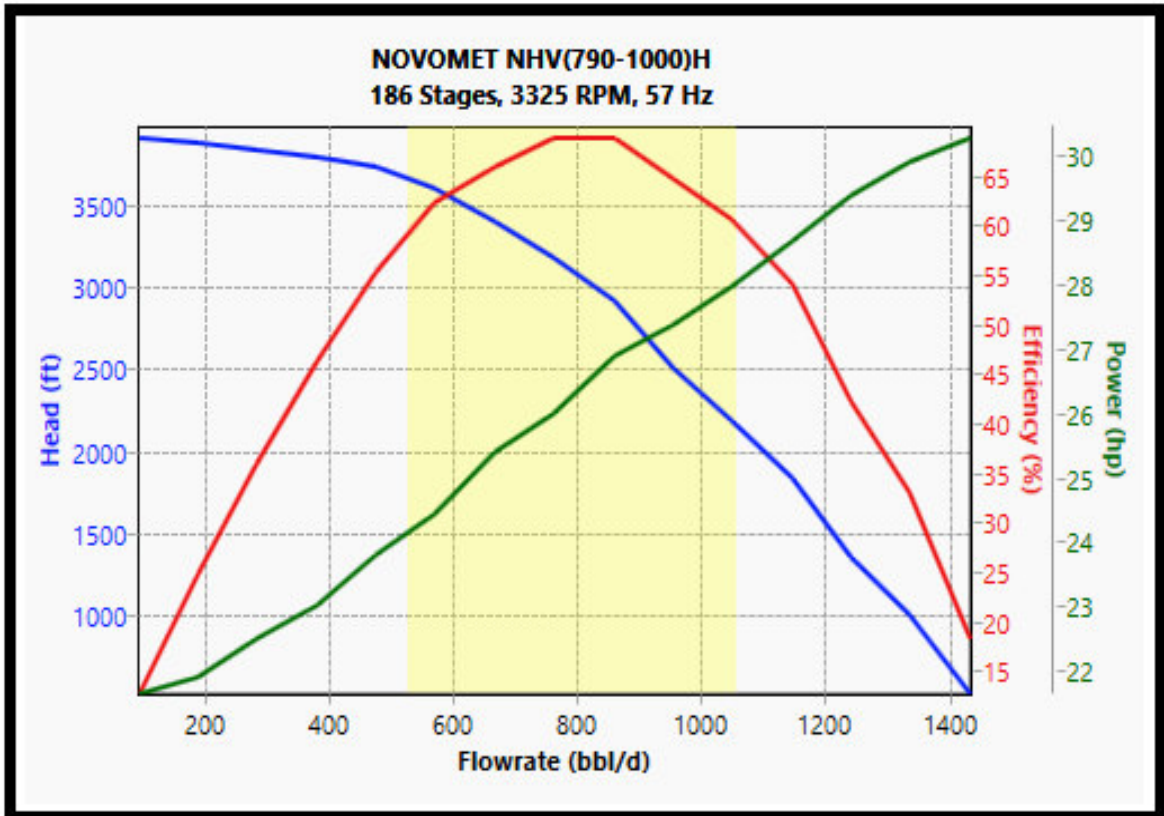
NOVOMET®		ESP CATALOG		ENGINEERING TABLES							
"POWER SAVE" PUMP ENGINEERING DATA. Imperial system. Continued											
Model	Rotation speed, rpm	Recommended Operating Range, bpd	Recommended capacity at BEP, bpd	Power per stage, hp	Head per stage, ft	Pump Design			Stage Design*	Housing pressure limit, psi	Maximum ESP System OD, in
						FLT	SCMP	CMP			
H/ 406 series (OD 4.06")											
NHV(790-1000)H	2910	440-880	629	0.10	13.8	+		+	MV, C		
	3640	553-1101	786	0.20	21.3			+			
	4660	704-1409	1006	0.43	35.1			+			

**** Min. Capacity 370-570/ min. Load/50-60 percent

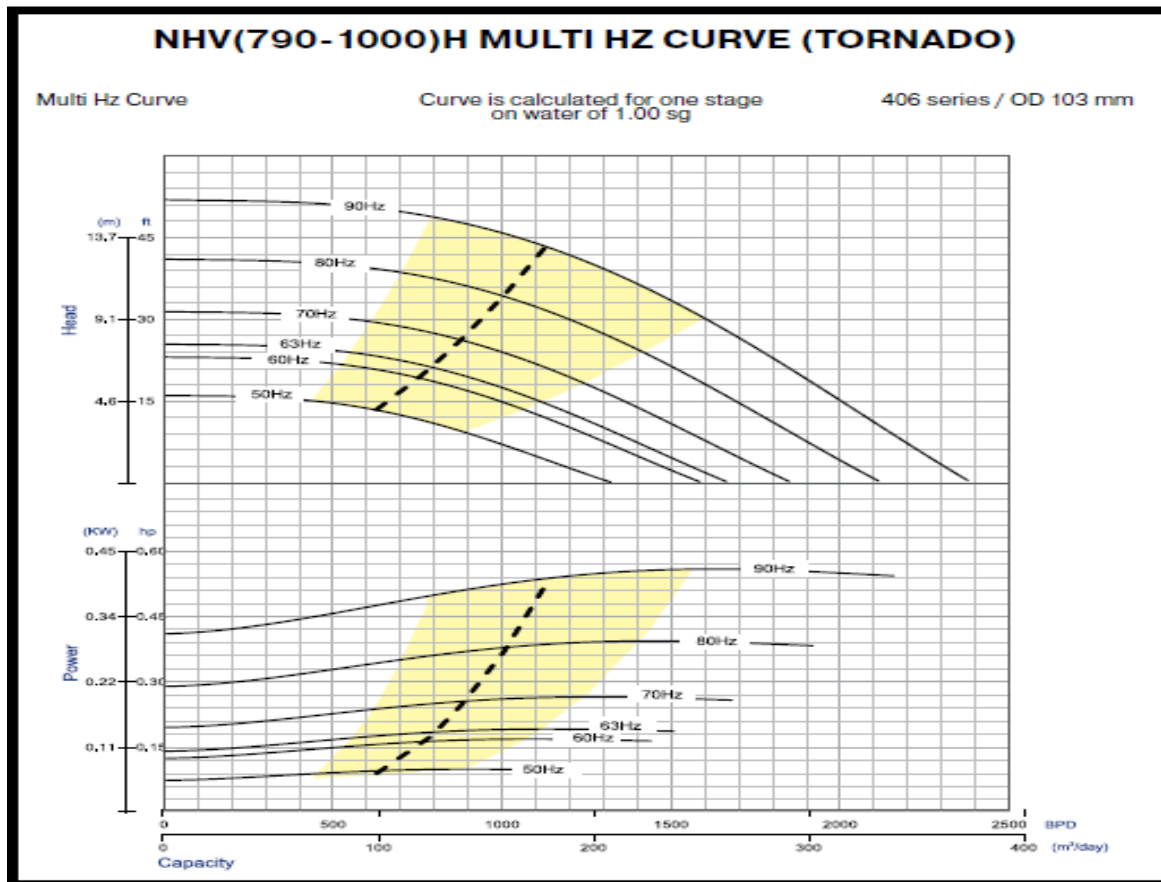
CURVA DE RENDIMIENTO PARA UNA ETAPA DADA POR EL FABRICANTE



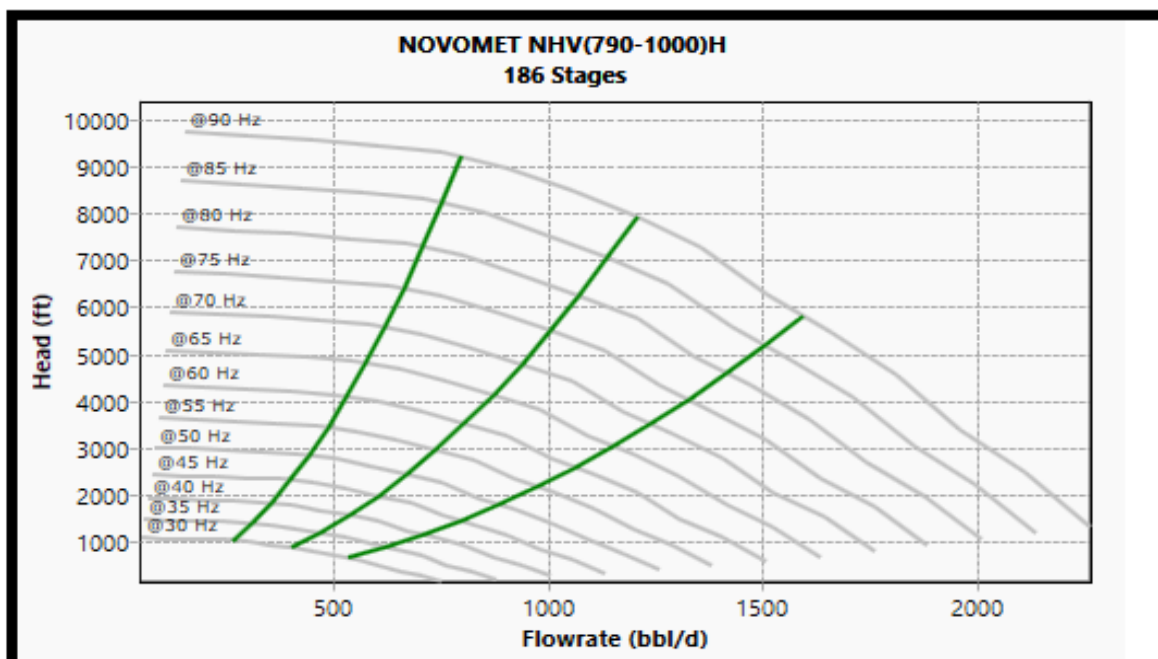
CURVA DE RENDIMIENTO PARA 186 ETAPAS DADA POR EL SOFTWARE



CURVA TIPO TORNADO DADA POR EL FABRICANTE PARA UNA ETAPA



CURVA TIPO TORNADO PARA 186 ETAPAS DADA POR EL SOFTWARE



ANEXO No. 4
PRINCIPALES PARÁMETROS MEDIDOS EN PRUEBAS
ESTABILIZADAS

POZO	Frecuencia	Voltaje	Amperaje	Potencia	PIP	BSW
	Hz	V	A	kW	psia	%
TPT 1	44	363	23	8.34	518	23
	45	369	23	8.34	458	17
	46	373	24	8.57	403	18
MODELO DE LA BOMBA	47	376	24	8.57	367	23
	48	379	24	8.57	268	23
	49	383	25	8.78	256	19
	50	387	37	18.23	723	98
WE1500	51	418	42	16.23	618	94
	52	423	42	15.63	612	84
	53	426	42	15.22	583	73
	54	427	46	12.93	521	72
TPT 2	55	432	46	12.95	492	77
	44	438	29	10.64	539	76
	45	442	29	10.64	507	76
	46	447	30	11.03	476	79
MODELO DE LA BOMBA	47	449	30	11.03	421	75
	48	451	31	12.93	275	81
	49	454	32	12.93	331	83
	50	456	32	12.93	283	80
SN3600	51	458	35	13.32	386	89
	53	461	37	14.41	623	99
	55	464	36	14.32	616	87
	57	467	39	14.17	654	99
TPT 3	58	471	39	15.03	663	99
	43	474	46	17.63	312	72
	45	474	47	17.63	532	98
	46	475	48	17.63	517	95
MODELO DE LA BOMBA	47	475	48	17.86	507	93
	48	476	48	17.86	573	86
	49	477	49	17.78	561	87
	50	477	49	17.78	569	85
SN3600	51	478	49	18.42	554	85
	52	479	49	18.42	549	85
	53	479	51	18.95	521	82
	54	480	51	19.08	538	97
	55	481	51	19.08	543	98

POZO	Frecuencia	Voltaje	Amperaje	Potencia	PIP	BSW
	Hz	V	A	kW	psia	%
TPT 4	36	314	38	9.12	375	64
	37	316	38	9.12	373	66
	38	319	38	9.55	297	70
	39	326	40	9.55	307	71
MODELO DE LA BOMBA	40	328	40	9.55	358	76
	42	337	40	10.27	364	83
	44	339	42	10.32	429	90
	46	344	42	10.91	439	92
TE2700	48	348	42	11.43	431	92
	49	353	44	12.17	455	95
	50	355	44	12.67	468	96
	51	363	44	12.68	473	97
TPT 5	36	314	38	9.12	375	64
	37	316	38	9.12	373	66
	38	319	38	9.55	297	70
	39	326	40	9.55	307	71
MODELO DE LA BOMBA	40	328	40	9.55	358	76
	42	337	40	10.27	364	83
	44	339	42	10.32	429	90
	46	344	42	10.91	439	92
NHV (790-1000) H	48	348	42	11.43	431	92
	49	353	44	12.17	455	95
	50	355	44	12.67	468	96
	51	363	44	12.68	473	97

ANEXO No. 5
TABLA COMPARATIVA DEL DESEMPEÑO ACTUAL DE
OPERACIÓN Y EL PROPUESTO POR OPTIMIZACIÓN

DESEMPEÑO ACTUAL					RANGO DE PRODUCCIÓN	ALTA	Mayor a 1000 BPPD
						MEDIA	Mayor a 500 BPPD
						BAJA	Menor a 500 BPPD
POZO	OPERACIÓN	% EFICIENCIA	DESGASTE	PRODUCCIÓN (BPPD)	RANGO DE OPERACIÓN (BFPD)		OBSERVACIONES
					OPTIMO	ACTUAL	
TPT 1	Cerca de la zona DOWNTHRUST	22	Severo	Baja (194 BLS)	200-2300	235	Sobredimensionada
	Bomba con trabajo intermitente						Bajo Run Life (282 días)
	Apagado por falla de temperatura						
TPT 2	Fuera de rango en la zona de DOWNTHRUST	53.74	Severo	Baja (285 BLS)	2400-4600	1243	Sobredimensionada Alto Run Life (1109 días)
TPT 3	Dentro de un rango mínimo de la zona de DOWNTHRUST	70	Moderado	Media (662 BLS)	2400-4600	2332	Sobredimensionada Alto Run Life (887 días)
TPT 4	Entre las zonas de compresión y el inicio modular de resistencia a la abrasión.	53.94	Moderado Normal	Baja (281 BLS)	750-3300	784	Sobredimensionada Alto Run Life (820 días)
TPT 5	Rango óptimo	67.49	Moderado Normal	Media (286 BLS)	528-1057	763	Sobredimensionada
	Apagado por vibración						Bajo Run Life (107 días)

DESEMPEÑO PROPUESTO POR OPTIMIZACIÓN							
POZO	OPERACIÓN	% EFICIENCIA	DESGASTE	PRODUCCIÓN (BPPD)	RANGO DE OPERACIÓN (BFPD)		OBSERVACIONES
					OPTIMO	PROPUESTA	
TPT 1	Incremento en el valor de la frecuencia	28	Severo	Baja (288 BLS)	200-2300	347	Sobredimensionada
	Margen de seguridad de 50 psia sobre el valor de la presión de burbuja promedio						Mayor producción con mayor consumo de energía
	Operación más alejada de la zona de DOWNTHRUST						Mayor eficiencia
TPT 2	Incremento en el valor de la frecuencia	65.78	Severo	Baja (482 BLS)	2400-4600	2098	Sobredimensionada
	Margen de seguridad de 50 psia sobre el valor de la presión de burbuja promedio						Mayor producción con mayor consumo de energía
	Fuera de rango en la zona de DOWNTHRUST						Mayor eficiencia
TPT 3	Incremento en el valor de la frecuencia	69.96	Normal	Media (686 BLS)	2400-4600	2450	Mayor producción con mayor consumo de energía
	Margen de seguridad de 50 psia sobre el valor de la presión de burbuja promedio						Mayor eficiencia
	En un rango ÓPTIMO						

DESEMPEÑO PROPUESTO POR OPTIMIZACIÓN							
POZO	OPERACIÓN	% EFICIENCIA	DESGASTE	PRODUCCIÓN (BPPD)	RANGO DE OPERACIÓN (BFPD)		OBSERVACIONES
					OPTIMO	PROPUESTA	
TPT 4	Incremento en el valor de la frecuencia	56.97	Normal	Media (339 BLS)	750-3300	942	Mayor producción con mayor consumo de energía
	Margen de seguridad de 48 psia sobre el valor de la presión de burbuja promedio						Mayor eficiencia
	En un rango ÓPTIMO						
TPT 5	Reducción en el valor de la frecuencia	62.70	Moderado	Media (211 BLS)	Por capacidad de Carga 360-570 Rango Mínimo	569	Menor producción
	Margen de seguridad mayor a 50 psia sobre el valor de la presión de burbuja promedio						Menor eficiencia de la bomba
	En un rango ÓPTIMO			Mayor eficiencia en la capacidad de carga con mayor vida útil del equipo y evitar apagones			
	Mayor valor en el rango mínimo de la capacidad de carga						

ANEXO No. 6
PROYECCIÓN ECONÓMICA DE LA PRODUCCIÓN
ACTUAL

Costo operacional para la producción de un barril			\$17.96	Costo del barril de petróleo	Promedio 23 °API	
Producción diaria (BPPD)			1708		\$44.99	
Días de operación			21		ITT (14 °API)	
Declinación mensual			5.43%		\$28.34	
PERÍODO	MES	PRODUCCIÓN MENSUAL ACUMULADA (BPPM)	INGRESOS (USD)	EGRESOS (USD)	Flujo de Caja Actualizado (USD)	Flujo de Caja Acumulado (USD)
0	1	35868	\$1,016,631.83	\$644,189.28	\$372,442.55	\$372,442.55
1	2	35775	\$1,014,003.11	\$642,523.59	\$371,479.52	\$743,922.07
2	3	33833	\$958,942.74	\$607,634.56	\$351,308.18	\$1,095,230.26
3	4	31996	\$906,872.15	\$574,640.00	\$332,232.15	\$1,427,462.41
4	5	30258	\$857,628.99	\$543,437.05	\$314,191.94	\$1,741,654.35
5	6	28615	\$811,059.74	\$513,928.42	\$297,131.32	\$2,038,785.67
6	7	27061	\$767,019.20	\$486,022.11	\$280,997.09	\$2,319,782.76
7	8	25592	\$725,370.05	\$459,631.11	\$265,738.95	\$2,585,521.71
8	9	24202	\$685,982.46	\$434,673.14	\$251,309.32	\$2,836,831.03
9	10	22888	\$648,733.61	\$411,070.39	\$237,663.23	\$3,074,494.26
10	11	21645	\$613,507.38	\$388,749.26	\$224,758.11	\$3,299,252.37
11	12	20470	\$580,193.93	\$367,640.18	\$212,553.75	\$3,511,806.12