

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN APLICANDO LA
TECNOLOGÍA PCP EN LOS CAMPOS DEL ACTIVO CUYABENO**

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

MARCO ANTONIO PINTA SARANGO
pintamarco2012@gmail.com

DIRECTOR: MSc. ING. VINICIO MELO G.
vinicio.melo@epn.edu.ec

Quito, Septiembre 2017

DECLARACIÓN

Yo, Marco Antonio Pinta Sarango, 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.

MARCO PINTA S.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente Trabajo de Titulación fue desarrollado por Marco Antonio Pinta Sarango, bajo mi supervisión.

MSc. ING. VINICIO MELO G.
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Agradezco primeramente a Dios, por brindarme la fortaleza, sabiduría y paciencia necesaria para poder culminar uno de mis mayores anhelos.

A mis padres Fernando y María, que con su esfuerzo y cariño me brindan su apoyo incondicional, a mis hermanos, tíos, primos y amigos que con sus consejos siempre estuvieron presentes durante toda mi preparación académica.

A la Escuela Politécnica Nacional, en especial a la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, por el excelente apoyo logístico proporcionado en la elaboración del presente trabajo.

Al Ing. Vinicio Melo, por su paciencia, tiempo y acertada Dirección durante el desarrollo de este Trabajo de Titulación.

DEDICATORIA

Dedico este Trabajo de Titulación a mis padres, quienes a lo largo de mi vida han velado por mi bienestar, su lucha y tenacidad han hecho de ellos un gran ejemplo a seguir por mí y por mis hermanos, gracias por todo su amor.

A mis hermanos Henry, Jenny y Joffre, por todos los momentos compartidos con ustedes, a mi sobrino Ismael, que vino a alegrar y fortalecer los lazos amistad y hermandad en nuestra familia.

A mis demás familiares y amigos, ya que con sus consejos he logrado ser la persona que soy, gracias por no solo ayudarme a concluir una etapa más de mi vida, sino por todos los hermosos momentos que compartimos.

A todos ellos les dedico el presente trabajo, porque han fomentado en mí el deseo de superación y triunfo, espero contar siempre con su apoyo incondicional.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
CONTENIDO.....	VI
RESUMEN	XVI
PRESENTACIÓN	XVII
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL ACTIVO CUYABENO..	1
1.1.1 GENERALIDADES.....	1
1.1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	2
1.1.3 ESTRUCTURA.....	3
1.1.4 FORMACIONES PRODUCTORAS.....	6
1.1.5 PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDO.....	6
1.1.6 RESERVAS.....	7
1.1.6.1 Petróleo Original in Situ (POES).....	8
1.1.6.2 Reservas Probadas	8
1.1.6.3 Reservas Probables	10
1.1.6.4 Reservas Posibles	10
1.2 ESTADO ACTUAL DEL ACTIVO CUYABENO.....	10
1.2.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	12
1.3 SELECCIÓN DE LOS POZOS DE ESTUDIO.....	14
1.3.1 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS CAMPO TIPISHCA-HUAICO	14
1.3.2 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS CAMPO VINITA	16
1.3.3 POZOS SELECCIONADOS.....	17
CAPÍTULO 2: SISTEMA DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS Y SU DIMENSIONAMIENTO.....	18
2.1 GENERALIDADES	18
2.2 FUNDAMENTOS DE LA PCP	18
2.2.1 PRINCIPIO DE OPERACIÓN	19
2.2.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS	20
2.2.2.1 Ventajas.....	20
2.2.2.2 Desventajas.....	21

2.3 TIPOS DE SISTEMAS PCP.....	21
2.3.1 SISTEMA RDPCP	22
2.3.2 SISTEMA ESPCP	23
2.4 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE POZOS.....	24
2.4.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	24
2.4.2 MODELO COMPUESTO.....	24
2.5 DISEÑO DEL SISTEMA ESPCP	26
2.5.1 INFORMACIÓN DEL POZO.....	26
2.5.2 ALTURA DINÁMICA TOTAL (TDH)	27
2.5.2.1 Levantamiento Neto.....	28
2.5.2.2 Pérdidas de Presión por Fricción en la Tubería.....	28
2.5.2.3 Presión de Descarga en la Cabeza del Pozo	29
2.5.3 PRESIÓN DE ENTRADA DE LA BOMBA (PIP).....	30
2.5.4 PRESIÓN DE DESCARGA DE LA BOMBA (PDB)	30
2.5.5 INGRESO DE GAS A LA BOMBA	30
2.5.6 SELECCIÓN DE LA BOMBA PCP	31
2.5.6.1 Parámetros para la Selección de la Bomba PCP	32
2.5.6.2 Selección del Elastómero	33
2.5.6.3 Análisis de la Selección de la Bomba PCP	34
2.5.7 SELECCIÓN DEL MOTOR	34
2.5.7.1 Serie y Modelo	35
2.5.7.2 Potencia Requerida	35
2.5.7.3 Lubricación	36
2.5.8 SELECCIÓN DEL SELLO	36
2.5.9 CONJUNTO DE EJE FLEXIBLE	37
2.5.10 SELECCIÓN DEL CABLE DE POTENCIA.....	37
2.5.10.1 Temperatura de Operación.....	38
2.5.10.2 Caída de Voltaje	38
2.5.11 SELECCIÓN DEL VARIADOR DE FRECUENCIA.....	39
2.5.11.1 Voltaje Requerido en Superficie	39
2.5.11.2 Potencia Aparente	39
2.6 DISEÑO DEL SISTEMA RDPCP	40
2.6.1 INFORMACIÓN DEL POZO.....	40

2.6.2 SELECCIÓN DE LA BOMBA PCP	40
2.6.3 SELECCIÓN DEL ELASTÓMERO	41
2.6.4 CÁLCULO DEL CAUDAL TEÓRICO.....	41
2.6.5 CÁLCULO DEL NIVEL DINÁMICO	43
2.6.6 CÁLCULO DE LA PRESIÓN SOBRE LA BOMBA.....	43
2.6.7 CÁLCULO LA POTENCIA CONSUMIDA.....	44
2.6.8 CÁLCULO DE TORQUE	44
2.6.9 CÁLCULO DE ESFUERZOS AXIALES.....	45
2.6.10 CÁLCULO DE LOS ESFUERZOS COMBINADOS.....	46
2.6.11 CÁLCULO DEL ESTIRAMIENTO DE LAS VARILLAS.....	48
CAPÍTULO 3: MANUAL DE USUARIO	49
3.1 INTRODUCCIÓN.....	49
3.2 MANUAL DE USUARIO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDADES PROGRESIVAS	49
3.3 MANUAL DE USUARIO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS.....	51
CAPÍTULO 4: ANÁLISIS ECONÓMICO	53
4.1 ANÁLISIS ECONÓMICO	53
4.1.1 CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	53
4.1.1.1 Valor Actual Neto (VAN).....	53
4.1.1.2 Tasa Interna de Retorno (TIR).....	54
4.1.1.3 Relación Beneficio – Costo.....	54
4.1.2 INGRESOS	55
4.1.3 EGRESOS	55
4.1.4 INVERSIÓN	56
4.1.5 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN.....	56
4.1.6 HIPÓTESIS PARA EL ANÁLISIS.....	56
4.1.7 ANÁLISIS ECONÓMICO POZO VNT-001M1	57
4.1.7.1 Análisis Económico Realizando Adquisición de los Equipos	57
4.1.7.2 Análisis Económico Realizando Arrendamiento de los Equipos	60
4.1.8 ANÁLISIS ECONÓMICO POZO VNT-002M1	63
4.1.8.1 Análisis Económico Realizando Adquisición de los Equipos	63

4.1.8.2	Análisis Económico Realizando Arrendamiento de los Equipos	63
4.1.9	ANÁLISIS ECONÓMICO POZO HUAA-001TS	64
4.1.9.1	Análisis Económico Realizando Adquisición de los Equipos	64
4.1.9.2	Análisis Económico Realizando Arrendamiento de los Equipos	65
4.1.10	ANÁLISIS ECONÓMICO POZO TPSB-009M1	66
4.1.10.1	Análisis Económico Realizando Adquisición de los Equipos	66
4.1.10.2	Análisis Económico Realizando Arrendamiento de los Equipos ..	67
CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		68
5.1	CONCLUSIONES	68
5.2	RECOMENDACIONES	69
GLOSARIO.....		71
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		73
ANEXOS		75

ÍNDICE DE CUADROS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Reservorios productores del Activo Cuyabeno	6
1.2	Resumen de análisis de datos PVT	7
1.3	POES por arenas productoras y campos	9
1.4	Reservas probadas, probables y posibles del Activo Cuyabeno	11
1.5	Producción del Activo Cuyabeno por estaciones	12
1.6	Producción del Activo Cuyabeno por el sistema de bombeo electrosumergible	13
1.7	Producción del Activo Cuyabeno por el sistema de bombeo hidráulico	14
1.8	Estado actual de los pozos productores del campo Tipishca	15
1.9	Estado actual de los pozos productores del campo Vinita	16
1.10	Pozos seleccionados para el análisis	17
2.1	Tipos de elastómeros	33
2.2	Lubricación utilizada en el motor	36
4.1	Costos del barril de petróleo	55
4.2	Análisis económico del pozo VNT-001M1 realizando la adquisición de los equipos del sistema RDPCP	58
4.3	Análisis económico del pozo VNT-001M1 realizando la adquisición de los equipos del sistema ESPCP	59
4.4	Resultados análisis económico pozo VNT-001M1 realizando la adquisición de los equipos	60
4.5	Análisis económico del pozo VNT-001M1 realizando arrendamiento de los equipos del sistema RDPCP	61
4.6	Análisis económico del pozo VNT-001M1 realizando arrendamiento de los equipos del sistema ESPCP	62
4.7	Resultados análisis económico pozo VNT-001M1 realizando arrendamiento de los equipos	60
4.8	Resultados análisis económico pozo VNT-002M1 realizando la adquisición de los equipos	63

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
4.9	Resultados análisis económico pozo VNT-002M1 realizando arrendamiento de los equipos	64
4.10	Resultados análisis económico pozo HUAA-001TS realizando la adquisición de los equipos	65
4.11	Resultados análisis económico pozo HUAA-001TS realizando arrendamiento de los equipos	66
4.12	Resultados análisis económico pozo TPSB-009M1 realizando la adquisición de los equipos	66
4.13	Resultados análisis económico pozo TPSB-009M1 realizando arrendamiento de los equipos	67

ÍNDICE DE FIGURAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Mapa de bloques del Activo Cuyabeno	1
1.2	Mapa de ubicación geográfica del Activo Cuyabeno	3
1.3	Mapa estructural del campo Cuyabeno-Sansahuari	5
1.4	Producción de petróleo por levantamiento artificial del Activo Cuyabeno	12
1.5	Producción histórica del campo Tipishca-Huaico	15
1.6	Producción histórica del campo Vinita	16
2.1	Clasificación de las bombas PCP según su geometría	19
2.2	Movimiento Rotor-Estator	19
2.3	Diagrama del sistema RDPCP	22
2.4	Diagrama del sistema ESPCP	23
2.5	Altura dinámica total	28
2.6	Nomenclatura de la PCP Baker Hughes	32
2.7	Tipos de bombas PCP	32
2.8	Curva de rendimiento de la PCP	35
2.9	Adición de HP por efectos de viscosidad	36
2.10	Movimiento del conjunto de eje flexible	37
2.11	Tipos de cable de potencia y sus componentes	37
2.12	Caída de voltaje para la selección del cable	38
2.13	Nomenclatura de la PCP NETZSCH	41
2.14	Geometría de la bomba PCP	42
2.15	Eficiencia de la bomba PCP	45
4.1	Costo por barril producido	55
4.2	Período de recuperación de la inversión del pozo VNT-001M1 considerando la adquisición de los equipos	57
4.3	Período de recuperación de la inversión del pozo VNT-002M1 considerando la adquisición de los equipos	64
4.4	Período de recuperación de la inversión del pozo HUAA-001TS considerando la adquisición de los equipos	65
4.5	Período de recuperación de la inversión del pozo TPSB-009M1 considerando la adquisición de los equipos	67

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
A	Área	L^2
A	Amperios	A
BES	Bombeo electrosumergible	
BF	Barril Fiscal	L^3
BI	Barriles	L^3
B_g	Factor volumétrico del gas	
B_o	Factor volumétrico del petróleo	
BAPD	Barriles de agua por día	L^3/t
BFPD	Barriles de fluido por día	L^3/t
BPPD	Barriles de petróleo por día	L^3/t
BSW	Porcentaje de agua del líquido	
cst	Centistoke	M^2/t
cp	Centipoise	M/Lt
C	Constante volumétrica	L^4/t^2
cm	Centímetro	L
cP	Centipoises	M/Lt
d	Diámetro del rotor	L
D	Diámetro del estator	L
D	Longitud del niple de paro	L
E	Excentricidad del rotor	L
Eff	Eficiencia	
ft	Pérdidas de presión por fricción	
ft	Pies	L
F_T	Carga axial total	ML/t^2
F_1	Carga axial debido al peso de las varillas	ML/t^2
F_2	Carga axial debido a la presión sobre la bomba	ML/t^2
GOR	Relación gas petróleo	
H_d	Levantamiento neto	L
HHP	Potencia hidráulica	ML^2/t^3

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
HP	Potencia requerida	ML^2/t^3
ID	Diámetro interno	L
IPR	Inflow performance relationship	
J	Índice de productividad	L^4t/M
J_p	Momento de inercia polar	L^4
k	Permeabilidad	L^2
kg	Kilogramo	M
kVA	Kilo Voltio Amperio	
lb	Libra	M
l_o	Longitud de la sarta de varillas	L
m	Metro	L
M_{Torsor}	Torque calculado	ML^2/t^2
N	Velocidad de rotación	L/t
P	Presión	M/Lt^2
P_b	Presión de burbuja	M/Lt^2
PCP	Progressive Cavity Pumps	
PCS	Pie cúbico estándar	L^3
PDB	Presión de descarga de la bomba	M/Lt^2
P_f	Pérdida de presión por fricción	M/Lt^2
pg	Pulgada	L
PIP	Presión de succión de la bomba	M/Lt^2
P_{nivel}	Presión debido a la columna de líquido a elevar	M/Lt^2
P_{sep}	Presión del separador	M/Lt^2
psi	Libra fuerza por pulgada cuadrada	M/Lt^2
P_{wf}	Presión de fondo fluyente	M/Lt^2
P_{wh}	Presión de cabeza	M/Lt^2
P_r	Presión del reservorio	M/Lt^2
P_r	Paso del rotor	L
P_s	Paso del estator	L
Q	Tasa de flujo	L^3/t
q_b	Caudal en el punto de burbuja	L^3/t

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
Q_d	Tasa de flujo deseada	L^3/t
q_{tmax}	Caudal de fluido máximo	L^3/t
RPM	Revoluciones por minuto	L/t
R_s	Relación gas-petróleo	
TIR	Tasa interna de retorno	
T_r	Temperatura del reservorio	T
TDH	Altura dinámica total	M/Lt^2
V	Volumen	L^3
VAN	Valor actual neto	
W_t	Módulo de resistencia polar	L^3
Y	Estiramiento total de las varillas	L
Δ_L	Elongación debido a la carga axial	L
Δ_{LT}	Elongación debido a la dilatación térmica	L
γ_g	Gravedad específica del gas	M/Lt
γ_o	Gravedad específica del petróleo	M/Lt
μ_o	Viscosidad del petróleo	M/Lt
ρ_o	Densidad del petróleo	M/L^3
σ	Tensión axial	M/Lt^2
τ	Tensión tangencial	M/Lt^2
ϵ	Módulo de elasticidad del acero	M/L^2
$^{\circ}F$	Grados Fahrenheit	T
$^{\circ}API$	Gravedad API	
%	Porcentaje	

RESUMEN

El presente trabajo de titulación tiene como objetivo evaluar la factibilidad que la tecnología de bombas de cavidad progresiva presenta al momento de ser aplicada en los diferentes campos de estudio, para ello se desarrollaron cinco capítulos que se describen a continuación.

En el primer capítulo se muestra una descripción de las condiciones actuales de los campos que conforman al activo Cuyabeno, su ubicación geográfica, propiedades de roca y fluido, así como las reservas de hidrocarburo cuantificadas al 31 de diciembre de 2016, de esta manera luego de un estudio previo, se seleccionan los pozos para el análisis y diseño de los diferentes sistemas de bombeo, haciendo uso de la bomba PCP.

Posteriormente se explica las ventajas y limitantes del uso de la tecnología PCP, la descripción del equipo de fondo y superficie del sistema de bombeo electrosumergible de cavidades progresivas (ESPCP) y el sistema de bombeo de cavidades progresivas (RDPCP), y el diseño a seguir para el dimensionamiento correcto de los equipos de los sistemas antes mencionados.

En el tercer capítulo debido a la necesidad de un simulador que permita evaluar todas las variables que interviene en el dimensionamiento y análisis de los diferentes sistemas, se desarrolla un manual que explica de una manera clara y simplificada el uso del software implementado para el estudio, detallando los pasos más relevantes para la obtención de resultados de los pozos de estudio.

A continuación, el cuarto capítulo presenta el análisis económico considerando tres escenarios posibles, con la finalidad de determinar la factibilidad de la implementación de los sistemas de levantamiento descritos anteriormente.

Finalmente en el quinto capítulo se presentan las conclusiones y recomendaciones obtenidas en el presente trabajo.

PRESENTACIÓN

En el Ecuador, gran parte de la producción de petróleo proviene de los campos maduros, mismos que con el paso del tiempo muestran una declinación en su producción. Por lo general a medida que transcurre el tiempo un yacimiento empieza a producir más agua que petróleo, razón por la cual los costos de producción aumentan y la misma no se considera rentable.

El activo Cuyabeno cuenta con 93 pozos productores, donde el 61% se encuentra produciendo con tasas entre 156 y 1699 BPPD, y el restante con tasas inferiores a los 120 BPPD, en este contexto los campos Tipishca y Vinita han sido los más afectados, ya que muestran una disminución considerable en su producción debido a los cambios en las propiedades de los fluidos que producen.

La optimización de la producción es más que solo control y análisis, ya que implica un enfoque sistemático para la explotación de las reservas de un modo eficiente, razón por la cual es de gran importancia el estudio de otras tecnologías que permitan solucionar los inconvenientes presentados con los sistemas de levantamiento instalados.

Los sistemas de levantamiento por cavidades progresivas tienen características únicas, por lo cual pueden ser preferidos sobre los métodos de levantamiento artificial, una de estas características es su alta eficiencia que oscila entre 70% y 90%. La presente investigación propone analizar los beneficios que la tecnología PCP otorga al momento de ser utilizada en los distintos pozos de los campos Tipishca y Vinita, teniendo en cuenta las características actuales en las que se encuentran los respectivos pozos.

Este trabajo se enfoca en el desarrollo de un software que permita analizar, identificar y dimensionar que sistema de levantamiento es más factible tanto técnica como económicamente, con el fin de incrementar la producción de petróleo de los diferentes pozos de estudio.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

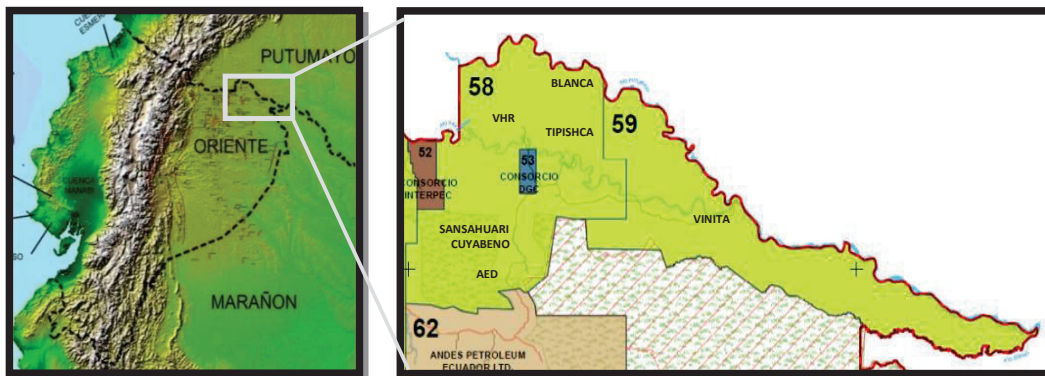
1.1 DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL ACTIVO CUYABENO

1.1.1 GENERALIDADES

El Activo Cuyabeno, está conformado por los campos: Cuyabeno-Sansahuari, Víctor Hugo Ruales (VHR), Blanca, Tipishca-Huaico y Vinita. También incluye al campo Amílcar Espinel Díaz (AED), el cual actualmente no se encuentra en producción y el prospecto VHR Sur que cuenta con recursos hidrocarburíferos que al momento no se consideran reservas.

El Activo Cuyabeno está localizado en la provincia de Sucumbíos de la Región Amazónica Ecuatoriana, en los bloques 58 y 59, según la definición actual de bloques realizada por la Secretaría de Hidrocarburos. La figura 1.1 muestra la distribución de los campos en estos bloques.

FIGURA 1.1 MAPA DE BLOQUES DEL ACTIVO CUYABENO



FUENTE: Departamento de Producción, Petroamazonas EP, 2016.

ELABORACIÓN: Petroamazonas EP.

El pozo Cuyabeno 1 fue perforado en 1972 y el Sansahuari 1 en 1979. Las interpretaciones estructurales iniciales mostraban dos estructuras independientes,

la del Norte se denominó Sansahuari y la del Sur, Cuyabeno. En 1996 una nueva interpretación sísmica y geológica integró las dos estructuras y desde allí se conoce al campo como Cuyabeno-Sansahuari.

El campo VHR, fue descubierto el 17 de Junio del año 1988 con la perforación del pozo Cantagallo-1, como se conocía anteriormente, en la actualidad denominado VHR-01. El campo inició su vida productiva en marzo de 1991.

El campo Blanca, fue descubierto con el pozo exploratorio direccional Blanca-1, perforado en Septiembre del 2004.

El campo Tipishca-Huaico fue descubierto y puesto en producción en el año 1998. El pozo Vinita-1 fue perforado en 1971 y el pozo Vinita-2 fue perforado aproximadamente a 5 km al suroeste del Vinita-1 en el año 1974. En el año 2009 se perforó el pozo Vinita-3.

1.1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Cuyabeno-Sansahuari está localizado en la Región Amazónica Ecuatoriana, aproximadamente a 23 km de la población de Tarapoa, al noreste de la provincia de Sucumbíos, entre las siguientes coordenadas geográficas:

- Longitud: 76° 14' 53.93" E – 76° 17' 57.06" W
- Latitud: 00° 07' 53.93" N – 00° 00' 18.20" S

El campo VHR se encuentra localizado en la provincia de Sucumbíos, a unos 15 km al norte del campo Cuyabeno-Sansahuari, cerca de la frontera con Colombia, entre los ríos San Miguel y Putumayo.

- Longitud: 76° 17' – 76° 19' W
- Latitud: 00° 15' – 00° 24' N

El campo Tipishca-Huaico se encuentra localizado en el Bloque 58, en el cantón Putumayo de la provincia de Sucumbíos, a unos 6 km de la frontera Colombo-Ecuatoriana, entre los campos Blanca y VHR.

Los límites este, norte y sur del entrapamiento vienen dados por el cierre estructural del pliegue, el mapa estructural del campo Cuyabeno-Sansahuari se observa en la figura 1.3.

La estructura del campo VHR, corresponde a un pliegue anticlinal asimétrico limitado al este por una falla inversa y hacia el oeste con una falla tipo tijera. Estas fallas son producto de la reactivación tectónica de zonas de debilidad pre-existente bajo la discordancia Cretácico-Precretácico. La misma, disminuye su salto hacia estratos más jóvenes. El eje de la estructura está orientado en sentido norte-sur y alcanza una extensión de 20 km.

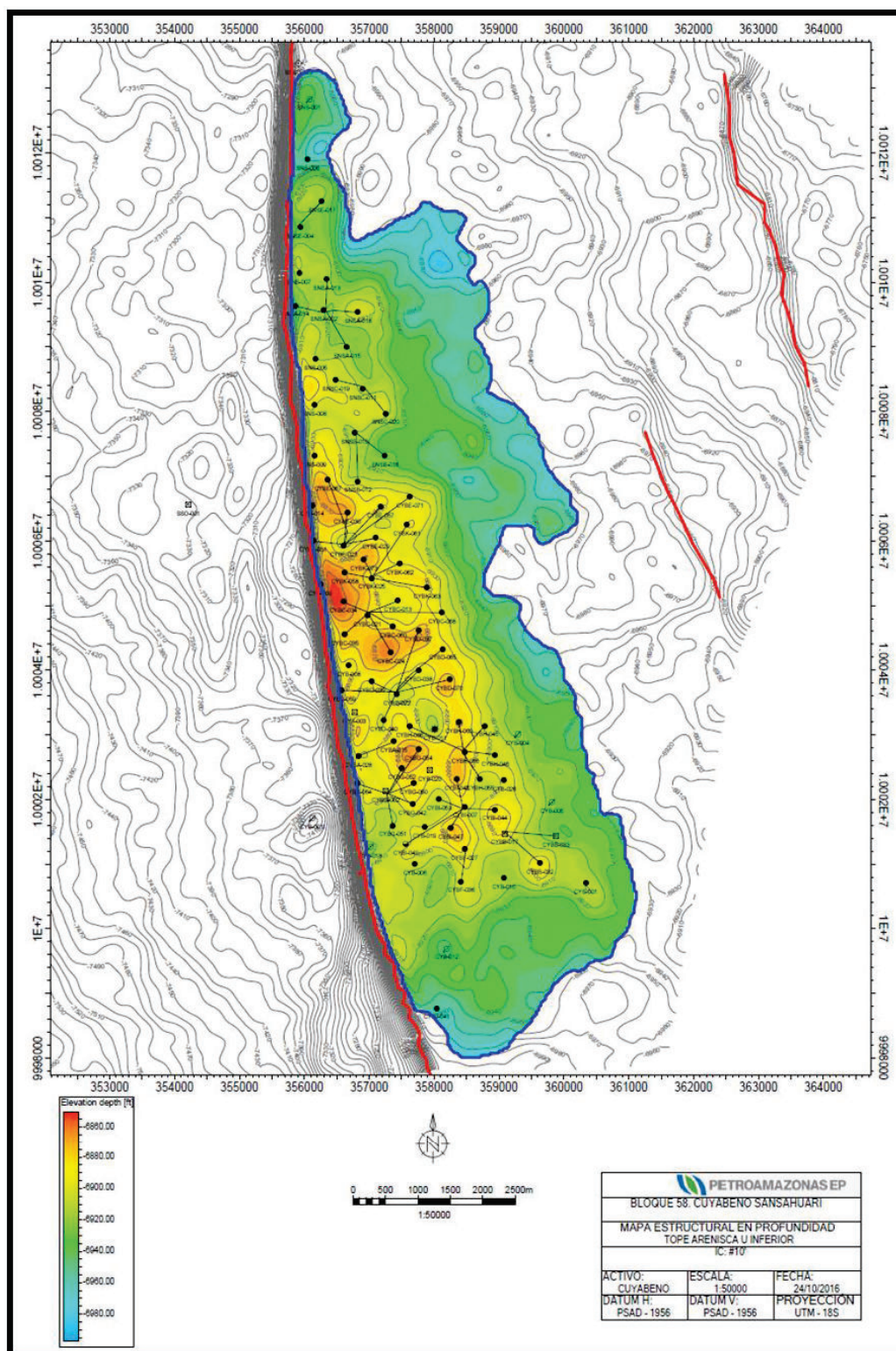
La estructura Blanca corresponde tanto en tiempo como en profundidad, a un monoclinal de dirección predominante norte-sur, buzando hacia el oeste y limitada en su flanco oriental por una falla inversa de dirección norte-sur.

El campo Tipishca-Huaico corresponde, tanto en tiempo como en profundidad, a una nariz estructural de dirección predominante suroeste-noreste, limitada en su flanco occidental por una falla inversa de igual dirección suroeste-noreste.

La estructura Vinita corresponde a una nariz estructural, con hidrocarburos comercialmente explotables de la formación Napo, existen entrapamientos estratigráficos en la Formación "M1" (canales fluviales) cuya extensión se proyecta en forma continua hacia el norte y este de la ubicación de los pozos Vinita.

La interpretación sísmica del campo AED, muestra un alto estructural hacia el oeste de la falla de Cuyabeno. La estructura al tope de la "caliza A" presenta un anticlinal elongado en dirección este-oeste. Este pliegue se encuentra limitado al este por la falla y en otras direcciones por un cierre estructural.

FIGURA 1.3 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI



FUENTE: Petroamazonas EP, 2016.
ELABORACIÓN: Petroamazonas EP.

1.1.4 FORMACIONES PRODUCTORAS

En el Activo Cuyabeno, se han definido los yacimientos productores que se muestran en el cuadro 1.1, además no se descarta la inclusión de nuevos yacimientos según se vaya profundizando el conocimiento geológico y productivo.

**CUADRO 1.1
RESERVIORIOS PRODUCTORES DEL ACTIVO CUYABENO**

Reservorios Productores del Activo Cuyabeno	
Campo	Reservorios
Cuyabeno-Sansahuari	Basal Tena, Us, Um, Ui, Ts y Ti.
Víctor Hugo Ruales (VHR)	Basal Tena, M2, Us, Um, Ui, Ts y Ti.
Blanca	Arenisca Tena y M1.
Tipishca-Huaico	M1, M2, Us, Ui y Ts.
Vinita	M1 y M2.
Amílcar Espinel Díaz (AED)	Basal Tena y M1.

FUENTE: Petroamazonas EP, 2016.
ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

También existen reportes de producción marginales de ciertos horizontes, pero hasta el momento no han sido oficialmente definidos como reservorios, tal es el caso de la arenisca "M1" en Cuyabeno, la arenisca "M1" y la "Caliza A" en VHR y la arenisca "U superior" en Blanca.

1.1.5 PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDO

De acuerdo a la información facilitada por la empresa PETROAMAZONAS EP, se han podido conocer las condiciones actuales en las que se encuentran los campos que conforman al Activo Cuyabeno, las cuales mediante los reportes facilitados, han permitido realizar un resumen general de las características más relevantes de cada uno de los reservorios productores correspondientes a cada campo.

El cuadro 1.2 muestra las propiedades de roca y fluido por campo y reservorios productores.

CUADRO 1.2 RESUMEN DE ANÁLISIS DE DATOS PVT

Campo Cuyabeno-Sansahuari							
Reservorio	Pr [psi]	Bo [b/BF]	μ_o [cp]	Pb [psi]	ppm NaCl	Rs [PCS/BF]	API
Us	3258	1,1358	4,26	570	45000	0,155	24,5
Um	3258	1,1358	4,26	690	45000	0,185	27,3
Ui	3285	1,1600	4,06	690	25000-35000	0,185	27,3
Ts	3338	1,2500	1,85	1005	17000	0,375	29,4
Ti	3338	1,2500	1,85	1005	12000-15000	0,375	29,4
Campo Víctor Hugo Ruales (VHR)							
Reservorio	Pr [psi]	Bo [b/BF]	μ_o [cp]	Pb [psi]	ppm NaCl	GOR [PCS/BF]	API
Basal Tena	3150	1,0852	59,33	700	50000	180	20,0
M-2	3190	1,1237	3,54	480	40000	100	29,2
Us	3250	1,1790	3,57	780	40000	210	32,0
Um	3280	1,1806	3,58	850	40000	260	30,0
Ui	3340	1,2248	3,14	800	40000	230	32,0
T	3400	1,2690	4,56	280	15000	50	31,0
Campo Blanca							
Reservorio	Pr [psi]	Bo [b/BF]	μ_o [cp]	Pb [psi]	ppm NaCl	Rs [PCS/BF]	API
Arenisca Tena	2842	1,0730	1,87	286	52000	42	27,1
M-1	2481	1,0996	28,00	301	52000	83	18,3
Campo Tipishca-Huaico							
Reservorio	Pr [psi]	Bo [b/BF]	μ_o [cp]	Pb [psi]	ppm NaCl	Rs [PCS/BF]	API
M-1	2903	1,0877	135,28	418	45000	72	16,5
M-2	2634	1,1590	5,24	627	31000	147	23,5
Us	3057	1,1425	6,79	681	15000	172	23,5
Ui	3057	1,1435	4,48	409	7600	161	27,5
Ts	3150	1,1550	1,95	600	6700	211	28,8
Campo Vinita							
Reservorio	Pr [psi]	Bo [b/BF]	μ_o [cp]	Pb [psi]	ppm NaCl	Rs [PCS/BF]	API
M-1	2339	1,0760	710,56	345	52000	43	13,0
M-2	2384	1,1000	97,40	520	31000	124	14,0

FUENTE: Petroamazonas EP, 2016.

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

1.1.6 RESERVAS

Las reservas son cantidades de petróleo que se consideran pueden ser recuperadas comercialmente a partir de acumulaciones conocidas a una fecha futura. Todos los cálculos de reservas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad de datos de ingeniería y

geología, confiables y disponibles a la fecha del cálculo y de la interpretación de estos datos. El grado relativo de incertidumbre aplicado determina la ubicación de las reservas en una de las dos clasificaciones principales, probadas o no-probadas. Las reservas no-probadas son menos ciertas a ser recuperadas que las probadas y pueden ser sub-clasificadas como reservas probables y posibles para denotar progresivamente el incremento de la incertidumbre en su recuperación.

La estimación de reservas para los campos del Activo Cuyabeno, se basa en los análisis de curvas de declinación de producción por pozo, las cuales son correlacionadas con los cálculos volumétricos.

1.1.6.1 Petróleo Original in Situ (POES)

De acuerdo a la información otorgada por la empresa PETROAMAZONAS EP, el POES ha sido calculado, utilizando el método volumétrico, el área cero y el volumen total de roca se obtienen de los mapas estructurales en PETREL.

Para los campos Tipishca-Huaico y Blanca, el POES ha sido calculado mediante simulación matemática, por la empresa Geoconsult CS Ltda. en el año 2014, donde las áreas cero se han determinado en base a los contactos agua-petróleo definidos en los modelos estático y dinámico. Además los datos fueron obtenidos en base a la interpretación de registros y a la simulación numérica ajustada al historial de producción de petróleo y agua.

El cuadro 1.3 muestra el cálculo del POES para cada campo con sus respectivos reservorios productores.

1.1.6.2 Reservas Probadas

Las reservas probadas son las cantidades de petróleo que, por análisis de datos de geología e ingeniería, pueden ser determinadas con "razonable certeza" que serán recuperables comercialmente, a partir de una fecha dada, de reservorios conocidos y bajo las condiciones económicas actuales, métodos de operación y regulaciones.

**CUADRO 1.3
POES POR ARENAS PRODUCTORAS Y CAMPOS**

Campo	Reservorio	Volumen Total acre-pie	Área acres	Esesor pies	N/G	Volumen Neto acre-pie	Porosidad φ	Sw	Boi	POES Blis
Cuyabeno-Sansahuari	Basal Tena	114.755,61	6.605,37	7,30	42,02%	48.219,20	14,32%	34,51%	1,0852	32.327,938
	Us	294.217,43	9.827,98	16,57	55,35%	162.849,63	17,25%	32,84%	1,1358	128.864,849
	Um	202.776,62	10.600,41	8,08	42,24%	85.651,31	14,61%	34,74%	1,1358	55.780,091
	Ui	315.302,01	10.517,00	28,00	93,39%	294.476,00	18,33%	25,40%	1,1630	268.609,432
	Ts	269.772,00	9.817,50	23,60	85,88%	231.693,00	15,13%	40,40%	1,1930	135.864,950
	Ti	120.126,47	4.531,39	2,80	10,56%	12.687,89	17,59%	35,87%	1,2500	8.882,932
		1.316.950,14				835.577,03				630.330,192
Víctor Hugo Ruales (VHR)	Basal Tena	247.365,19	9.968,15	8,52	34,34%	84.946,01	15,95%	28,06%	1,0853	69.659,034
	M-2	348.810,00	7.711,29	7,76	17,16%	59.863,96	15,24%	36,56%	1,1805	38.043,299
	Us	226.640,53	7.475,59	13,04	43,02%	97.509,73	16,27%	24,55%	1,1801	78.673,653
	Um	110.342,09	6.910,00	9,25	57,95%	63.946,29	15,07%	29,19%	1,1798	44.862,698
	Ui	297.567,02	7.110,49	18,11	43,28%	128.795,60	16,36%	27,46%	1,2247	96.803,139
	Ts	128.761,95	5.030,03	4,20	16,42%	21.141,83	14,27%	36,19%	1,2480	11.969,267
		1.509.281,52				490.088,95				357.291,616
Blanca	Arenisca Tena	161.943,00	16.194,30	10,00	10,00%	26.729,00	14,00%	42,00%	1,0650	15.810,256
	M-1	62.653,00	4.640,96	13,50	13,50%	21.796,00	16,00%	31,00%	1,0700	17.446,643
		224.596,00				48.525,00				33.256,899
Tipishca-Huaico	M-1	80.426,00	6.933,28	11,60	26,93%	21.660,00	14,18%	41,00%	1,0700	13.138,710
	M-2	112.604,00	9.791,65	11,50	14,18%	15.972,00	13,85%	48,75%	1,1100	7.923,732
	Us	80.074,00	9.765,12	8,20	42,02%	33.644,00	14,80%	34,80%	1,1010	22.875,963
	Ui	94.813,00	4.195,22	20,60	60,20%	57.078,00	15,89%	32,99%	1,0700	44.076,507
		330.917,00				127.354,00				97.994,912
Vinita	Ts	62.878,00	8.613,42	7,30	44,43%	27.937,00	12,94%	42,02%	1,0950	14.848,820
		430.795,00				156.291,00				102.863,731
	M-1	117.234,37	3.216,98	23,80	65,31%	76.564,12	20,65%	18,05%	1,0760	93.415,136
	M-2	16.882,88	380,00	12,58	28,32%	4.781,67	18,42	41,13	1,0990	3.660,264
		134.117,25				81.345,79				97.075,400
Total Activo Cuyabeno										1.220.817.838

FUENTE: Petroamazonas EP, 2016.
ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

1.1.6.3 Reservas Probables

Las reservas probables son las reservas no probadas que el análisis de datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas que las probadas. En este contexto, cuando se usen métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad de 50 % de que la cantidad a ser recuperada será igual o excederá a la suma del cálculo de reservas probadas más las reservas probables.

1.1.6.4 Reservas Posibles

Las reservas posibles son las reservas no probadas que el análisis de los datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas a ser recuperadas que las reservas probables. En este contexto, cuando se utilicen métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad del 10 % de que las cantidades a ser recuperadas sean iguales o excedan la suma de las reservas probadas más las reservas probables y más las reservas posibles.

En el cuadro 1.4 se presenta para cada uno de los yacimientos productores que conforman al activo Cuyabeno, un resumen cuantificado de reservas probadas, reservas probables y reservas posibles.

1.2 ESTADO ACTUAL DEL ACTIVO CUYABENO

En referencia al comportamiento actual, es importante conocer de los campos que conforman al activo Cuyabeno, el estado actual de sus pozos, su respectiva producción, las condiciones actuales del fluido que producen y el sistema de levantamiento artificial con el que se encuentran operando.

La información que se muestra en el cuadro 1.5 corresponde a la producción de los campos por estaciones, la misma que se realizó en base al pronóstico de producción por campo correspondiente al mes de enero del 2017.

**CUADRO 1.4
RESERVAS PROBADAS, PROBABLES Y POSIBLES DEL ACTIVO CUYABENO**

Campo	Reservorio	Factor de Recobro FR		Reserva inicial bi	Producción Acumulada 31/12/2016	RESERVAS bi		TOTAL
		Final del yacimiento	Actual 31/12/2016			Probadas	Probables	
Cuyabeno-Sansahuari	Basal Tena	0,6%	0,6%	187.059	187.059	-	-	-
	Us	46,4%	23,2%	59.791.570	29.861.468	28.951.554	978.547	29.930.101
	Um	33,2%	11,7%	18.518.144	6.513.511	12.004.633	-	12.004.633
	Ui	33,0%	21,0%	88.634.963	56.313.008	32.321.956	-	32.321.956
	Ts	43,0%	25,6%	58.401.723	34.783.800	13.886.603	9.731.322	23.617.925
	Ti	12,5%	12,5%	1.110.089	1.110.089	-	-	-
			20,4%	226.643.548	128.768.934	87.164.746	10.709.869	97.874.615
V́ctor Hugo Ruales (VHR)	Basal Tena	21,8%	13,9%	15.183.758	9.704.150	5.479.608	-	5.479.608
	M-2	21,1%	13,5%	8.039.042	5.146.060	2.892.982	-	2.892.982
	Us	24,9%	18,1%	19.566.729	14.257.721	5.309.008	-	5.309.008
	Um	33,0%	24,5%	14.807.523	10.991.304	3.816.219	-	3.816.219
	Ui	13,0%	10,6%	12.568.998	10.264.744	2.304.254	-	2.304.254
	Ts	14,8%	13,6%	1.768.952	1.630.427	138.525	-	138.525
			5,9%	1.026.825	976.075	50.750	-	50.750
			14,80%	72.961.826	52.970.481	19.991.345	-	19.991.345
Blanca	Arenisca Tena	20,70%	7,7%	3.272.309	1.217.315	1.169.653	885.340	2.054.994
	M-1	4,80%	4,1%	844.146	709.312	134.834	-	134.834
					1.926.627	1.304.487	885.340	2.189.828
	M-1	8,90%	6,6%	1.163.880	867.406	296.474	-	296.474
	M-2	0,70%	0,3%	53.749	26.877	26.872	-	26.872
	Us	11,60%	10,1%	2.662.569	2.315.920	346.648	-	346.648
				5.474.425	2.293.662	-	1.201.214	3.494.877
				417.508	118.350	260.548	-	378.898
Tipishca-Huaico				13.645.906	9.102.137	3.082.006	260.548	1.201.214
	M-1	9,30%	3,1%	8.658.029	2.863.572	3.811.619	991.299	5.794.456
	M-2	0,00%	0,0%	789	789	-	-	-
					2.864.361	3.811.619	991.299	991.539
					195.632.540	115.354.203	-	-
					326.026.553	195.632.540	115.354.203	-
Vinita				8.658.818	2.864.361	3.811.619	991.299	5.794.456
				3,0%	195.632.540	115.354.203	-	130.394.012
Total Activo Cuyabeno								

FUENTE: Petroamazonas EP, 2016.

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

CUADRO 1.5 PRODUCCIÓN DEL ACTIVO CUYABENO POR ESTACIONES

CAMPO	PRODUCCIÓN			BSW %	°API	Promedio Mensual
	BFPD	BPPD	BAPD			
Cuyabeno	67.370,714	14.064,770	53.305,944	79,1	25,8	14432,70
Sansahuari	15.504,793	3.767,000	11.737,793	75,7	24,9	3683,71
VHR	25.677,646	5.164,940	20.512,706	79,9	26,0	5266,07
Blanca	332,972	159,810	173,162	52,0	25,5	160,22
Tipishca-Huaico	4.968,796	370,250	4.598,546	92,5	26,2	366,39
Vinita	1.288,328	580,330	707,998	55,0	15,4	580,13
TOTAL ACTIVO CUYABENO	115.143,249	24.107,100	91.036,149			24.489,22

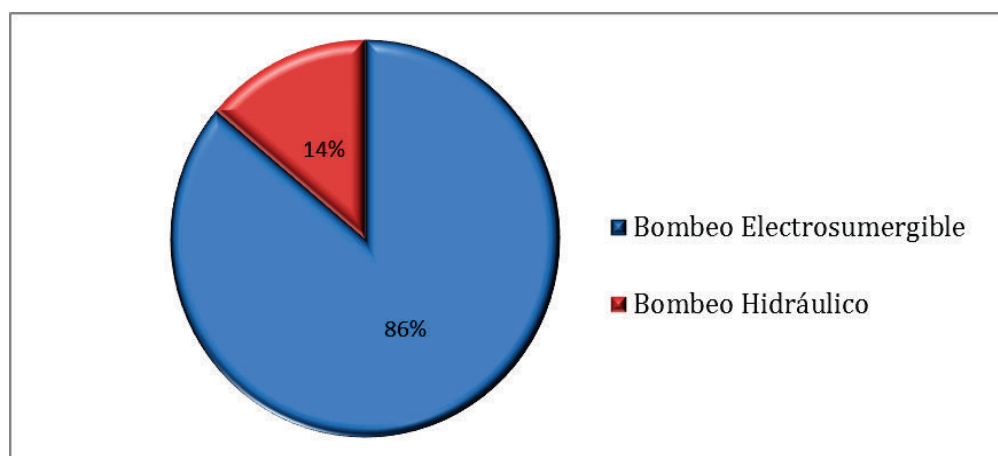
Fuente: Departamento de Producción, Petroamazonas EP, 2017.

Elaboración: Marco Antonio Pinta

1.2.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL ACTIVO CUYABENO

En el activo Cuyabeno, los sistemas de levantamiento artificial que se han implementado son el bombeo electrosumergible (BES) y el levantamiento por bombeo hidráulico, donde según la figura 1.4 se aprecia que el 86% de la producción total de petróleo del activo Cuyabeno es con el sistema de bombeo electrosumergible.

FIGURA 1.4 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DEL ACTIVO CUYABENO



FUENTE: Departamento de Producción, Petroamazonas EP, 2017.

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

El bombeo electrosumergible es un sistema muy eficiente para la producción de altos volúmenes de crudo, su principio se basa en la acción rotacional de una bomba centrífuga de múltiples etapas sumergida en el pozo y accionada por energía eléctrica que es suministrada desde superficie a través del cable de potencia.

Los sistemas de bombeo hidráulico son reconocidos por la flexibilidad y capacidad de operar en ambientes de alto volumen y gran profundidad, su principio se basa en la inyección del fluido motriz, el cual se encarga de llevar los fluidos del yacimiento hacia la superficie.

Los cuadros 1.6 y 1.7 indican la cantidad de pozos que manejan estos sistemas de levantamiento en los respectivos campos, además de la producción correspondiente al mes de enero del 2017.

**CUADRO 1.6
PRODUCCIÓN DEL ACTIVO CUYABENO POR EL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE**

CAMPO	Número de pozos	Bombeo Electrosumergible		
		BFPD	BPPD	BAPD
Cuyabeno	39	57.640,96	11.913,25	45.727,71
Sansahuari	5	9.451,46	2.798,66	6.652,80
VHR	24	25.677,65	5.164,94	20.512,71
Blanca	1	332,97	159,81	173,16
Tipishca-Huaico	3	2.495,40	150,29	2.345,11
Vinita	2	1.288,33	580,33	708,00
TOTAL ACTIVO CUYABENO	74	96.886,77	20.767,28	76.119,49

Fuente: Departamento de Producción, Petroamazonas EP, 2017.

Elaboración: Marco Antonio Pinta

Considerando que el potencial de producción en estos campos ha declinado, el bombeo electrosumergible representa gastos operacionales innecesarios, debido a los cambios en las propiedades del fluido que producen y a sus elevados costos de producción, ya que actualmente debido a las altas tasas de producción a las que opera este sistema, no justifican plenamente su inversión especialmente en pozos con baja gravedad API.

CUADRO 1.7 PRODUCCIÓN DEL ACTIVO CUYABENO POR EL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO

CAMPO	Número de pozos	Bombeo Hidráulico		
		BFPD	BPPD	BAPD
Cuyabeno	10	9.729,75	2.151,52	7.578,23
Sansahuari	6	6.053,34	968,34	5.084,99
VHR	0	0,00	0,00	0,00
Blanca	0	0,00	0,00	0,00
Tipishca-Huaico	3	2.473,40	219,96	2.253,43
Vinita	0	0,00	0,00	0,00
TOTAL ACTIVO CUYABENO	19	18.256,48	3.339,82	14.916,66

Fuente: Departamento de Producción, Petroamazonas EP, 2017.

Elaboración: Marco Antonio Pinta

1.3 SELECCIÓN DE LOS POZOS DE ESTUDIO

En el Ecuador, gran parte de la producción de petróleo proviene de los campos maduros, mismos que con el paso del tiempo muestran una declinación en su producción. Por lo general a medida que transcurre el tiempo un yacimiento empieza a producir más agua que petróleo, razón por la cual los costos de producción aumentan y la misma no se considera rentable.

El activo Cuyabeno cuenta con 93 pozos productores, donde el 61% se encuentra produciendo con tasas entre 156-1699 BPPD (barriles de petróleo por día) y el 39% con tasas entre 22-149 BPPD.

Los campos Tipishca-Huaico y Vinita que actualmente operan con el 62% de sus pozos con bombeo electrosumergible y el 38% con bombeo hidráulico, han sido seleccionados para el análisis, ya que uno de los principales problemas que presentan estos campos es el incremento del corte de agua en la producción.

1.3.1 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS CAMPO TIPISHCA-HUAICO

El campo Tipishca-Huaico, fue descubierto y puesto en producción en el año de 1998 con un BSW del 7.4%, actualmente existen 6 pozos productores con un

BSW promedio aproximado del 87%, y 2 pozos reinyectores, además en el cuadro 1.8 se aprecia la producción correspondiente al mes de enero del 2017.

CUADRO 1.8
ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO TIPISHCA

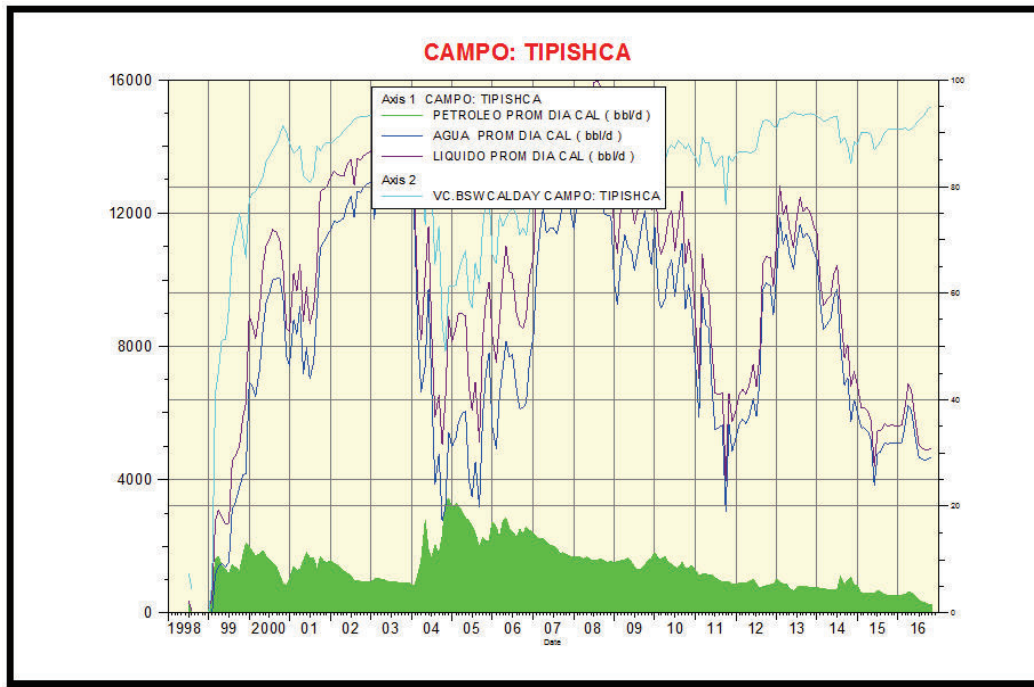
POZO	BSW %	GOR	Tipo. BOMBA	°API	P. INY	BPPD	BAPD
HUAA-001 "Ts"	96,0	218	DN-1050	25,6	0	45,361	1.091,890
TPSA-001 "Ts"	96,0	128	DN-800	29,2	0	37,263	896,943
TPSA-011 "Us"	97,9	118	JET 9K	21,8	3.250	21,893	1.054,406
TPSA-013 "Ui"	64,9	120	JET 10 J	25,2	3.250	113,930	455,621
TPSB-008 "Ui"	81,5	126	JET SLSL 2.81 10 I	26,0	3.250	84,140	743,406
TPSB-009 "M1"	84,0	50	DN-475	13,8	0	67,663	356,280
TOTAL		121				370,250	4.598,546

FUENTE: Departamento de Producción, Petroamazonas EP, 2017.

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

Como se aprecia en la figura 1.5, el campo Tipishca-Huaico actualmente muestra una declinación considerable en su producción debido a las altas tasas de producción a las que opera el sistema de bombeo electrosumergible.

FIGURA 1.5 PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL CAMPO TIPISHCA-HUAICO



FUENTE: Departamento de Producción, Petroamazonas EP, 2016.

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

1.3.2 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS CAMPO VINITA

El campo Vinita, actualmente cuenta con 2 pozos productores que operan bajo el sistema de bombeo electrosumergible, este campo es característico por producir el crudo de más bajo API del activo Cuyabeno, en el cuadro 1.9 muestra la producción correspondiente al mes de enero del 2017.

CUADRO 1.9
ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO VINITA

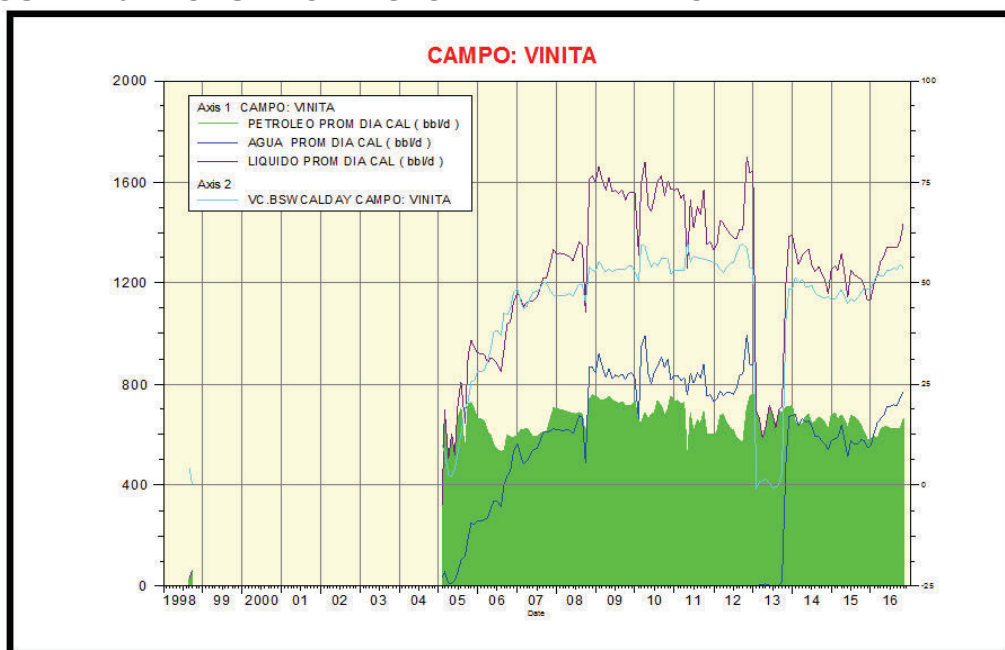
POZO	BSW	GOR	Tipo. BOMBA	°API	P. INY	BPPD	BAPD
VNT-001M1	85,0	27	DN-800	14,7	0	89,340	507,114
VNT-002M1	29,0	30	P8X	13,5	0	490,990	200,884
TOTAL		29				580,330	707,998

FUENTE: Departamento de Producción, Petroamazonas EP, 2017.

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

La figura 1.6 muestra la producción histórica del campo, donde se aprecia que el campo Vinita, desde su inicio en producción ha venido manteniendo su producción de petróleo promedia aproximada de 600 BPPD.

FIGURA 1.6 PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL CAMPO VINITA



FUENTE: Departamento de Producción, Petroamazonas EP, 2016.

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

1.3.3 POZOS SELECCIONADOS

La presente investigación propone analizar los beneficios que la tecnología de las bombas de cavidad progresiva (PCP) otorgaría al momento de ser utilizada en los distintos pozos de los campos Tipishca-Huaico y Vinita, teniendo en cuenta las condiciones actuales en las que se encuentran sus respectivos pozos.

Los pozos que producen bajo el régimen de levantamiento por bombeo hidráulico no serán seleccionados, debido a que sus reservorios no cuentan con un alto potencial de producción y al ser considerado uno de los sistemas de levantamiento más efectivos para las condiciones económicas actuales, por este motivo se seleccionó a los pozos que se encuentran produciendo con el sistema de bombeo electrosumergible.

El cuadro 1.10 muestra el estado actual de los pozos que han sido seleccionados para el análisis, donde luego de evaluar los diversos parámetros, se establecerá si es factible o no el cambio de sistema de levantamiento.

CUADRO 1.10
POZOS SELECCIONADOS PARA EL ANÁLISIS

Campo	Pozo
Tipishca-Huaico	HUAA-001TS
	TPSA-001TS
	TPSB-009M1
Vinita	VNT-001M1
	VNT-002M1

FUENTE: Departamento de Producción, Petroamazonas EP, 2017.

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

CAPÍTULO 2

SISTEMA DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS Y SU DIMENSIONAMIENTO

2.1 GENERALIDADES

El sistema de bombeo por cavidades progresivas, representa un método de levantamiento artificial de crudos pesados, medianos y livianos, este sistema ofrece una amplia versatilidad, alta eficiencia y bajo costo, además una vez instalado su seguimiento y control es muy sencillo.

Una de las cualidades que lo pueden hacer preferido en comparación con los otros métodos de levantamiento artificial es su alta eficiencia, que oscila entre el 60% y 90% dependiendo de la producción y características del fluido.

2.2 FUNDAMENTOS DE LA PCP

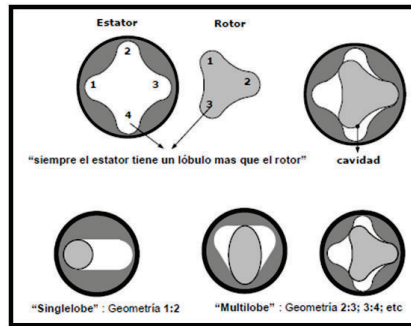
La bomba de cavidades progresivas, es una bomba dinámica de desplazamiento positivo, compuesta esencialmente por un rotor metálico y un estator.

El rotor es la parte móvil de la bomba, es una pieza de acero con alta resistencia torneada como una hélice con “n” lóbulos que gira dentro del estator. El estator es un tubo de acero con una hélice con “n+1” lóbulos, el cual esta internamente revestido o moldeado en material elastomérico.

La geometría del este conjunto es tal, que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí, por lo tanto esta relación permite clasificar a las bombas PCP en dos grupos.

La figura 2.1 muestra la clasificación de las bombas PCP según su geometría y sus componentes principales.

FIGURA 2.1 CLASIFICACIÓN DE LAS BOMBAS PCP SEGÚN SU GEOMETRÍA



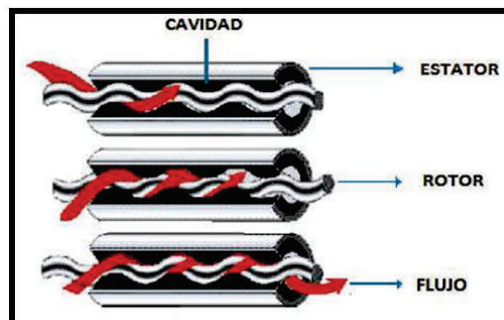
FUENTE: OilProduction.net, Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, 2008.
ELABORACIÓN: Marcelo Hirschfeldt

2.2.1 PRINCIPIO DE OPERACIÓN

Cuando el rotor gira dentro del estator, se generan una serie de cavidades que se van desplazando en un movimiento combinado de traslación y rotación, que se manifiesta en un desplazamiento helicoidal de las cavidades desde la succión de la bomba hasta la descarga, ocasionando de esta manera un incremento en la presión, necesaria para poder elevar los fluidos hasta la superficie.

La figura 2.2 representa el principio de operación de la PCP ideado por René Moineau.

FIGURA 2.2 MOVIMIENTO ROTOR-ESTATOR



FUENTE: OilProduction.net, Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, 2008.
ELABORACIÓN: Marcelo Hirschfeldt

2.2.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS

El sistema de levantamiento por cavidades progresivas, poseen algunas características únicas que lo hacen ventajoso comparado con otros métodos de levantamiento artificial, ya que si su aplicación es correcta resulta ser el método más económico, siempre y cuando este se configure y opere de una manera adecuada.

Sin embargo este sistema también presenta algunas desventajas, que con el paso del tiempo estas limitaciones están siendo superadas con el desarrollo de nuevos equipos y una mejora constante de los materiales.

2.2.2.1 Ventajas

- Se considera el método de levantamiento artificial de mayor eficiencia.
- Excelente para la producción de crudos altamente viscosos ya que representa pocas pérdidas de presión.
- Posee una gran capacidad para manejar altos contenidos de sólidos y moderado contenido de gas libre.
- Carece de válvulas o partes reciprocantes, evitando de esta manera un bloqueo o desgaste de las partes móviles.
- Buena resistencia a la abrasión.
- Desde el punto de vista económico, representa un consumo de energía continuo; además de un bajo costo de inversión inicial y de mantenimiento en su operación.
- El uso del variador de frecuencia ayuda a regular la velocidad operativa de acuerdo a las condiciones del campo y del pozo.

2.2.2.2 Desventajas

- Maneja tasas de producción de hasta 4000 BPD, lo cual no es factible utilizar en pozos con un alto IP.
- Posee una gran limitación en su operación ya que el levantamiento neto real es de 6000 pies (máximo 11000 pies).
- Temperatura de operación de hasta 210 °F o un máximo de 350 °F.
- Baja eficiencia del sistema cuando existe un alto contenido de gas libre ya que evita una buena lubricación.
- Tendencia del estator a dañarse si se trabaja en seco, aún por periodos relativamente cortos.
- El elastómero tiende a hincharse o deteriorarse cuando es expuesto al contacto con ciertos fluidos (aromáticos, aminas, H₂S, CO₂, etc.).
- Desgaste por contacto entre las varillas y tuberías en pozos altamente desviados.
- Este sistema está propenso a altas vibraciones en el caso de operar a altas velocidades, lo que ocasiona el uso de anclas de tubería y estabilizadores.

2.3 TIPOS DE SISTEMAS PCP

En la industria petrolera existen dos tipos de bombeo por cavidades progresivas, uno de ellos posee un motor eléctrico en superficie, el cual genera el movimiento necesario a la sarta de varillas para el funcionamiento de la bomba, y el otro sistema posee el motor eléctrico en el fondo del pozo, este motor es el que se utiliza en el sistema de bombeo electrosumergible.

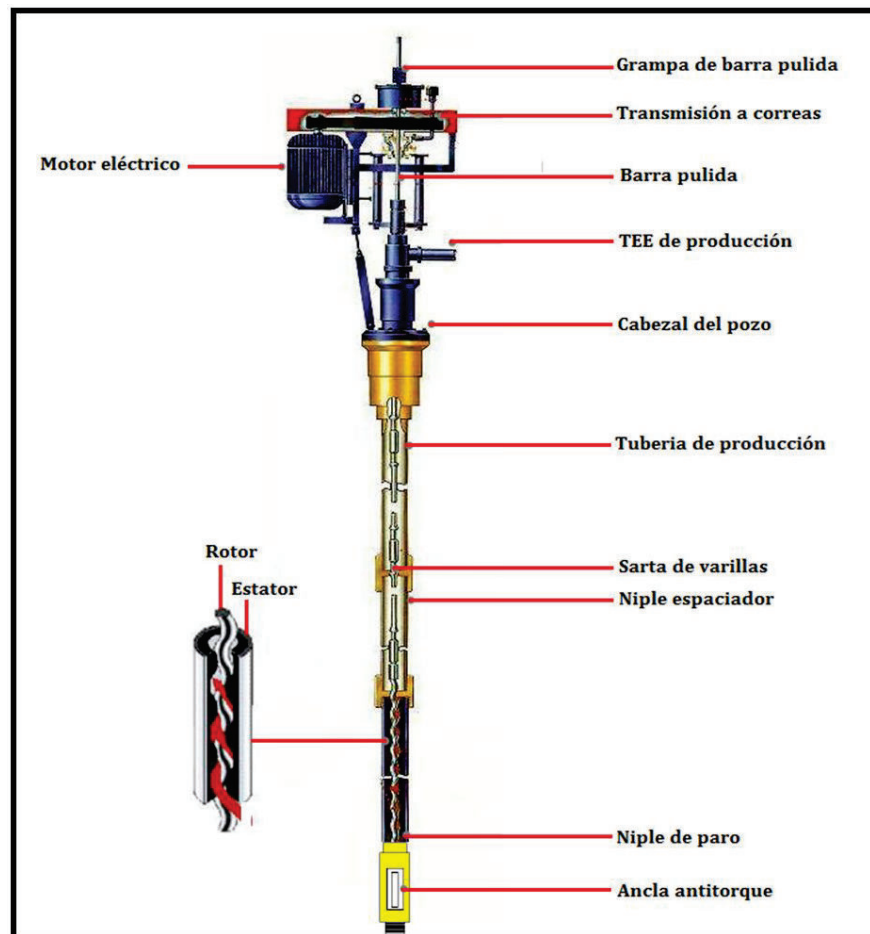
2.3.1 SISTEMA RDPCP

La instalación típica consiste en un rotor que es conectado y bajado junto a las varillas de bombeo, y un estator que es bajado al fondo del pozo, formando parte de la tubería de producción.

Sin embargo para el funcionamiento idóneo del sistema es necesario la inclusión de una serie de equipos de fondo y superficie; mismos que cumplen funciones específicas al momento de levantar el fluido desde la superficie.

La figura 2.3 muestra los componentes de fondo y superficie que conforman al sistema RDPCP.

FIGURA 2.3 DIAGRAMA DEL SISTEMA RDPCP



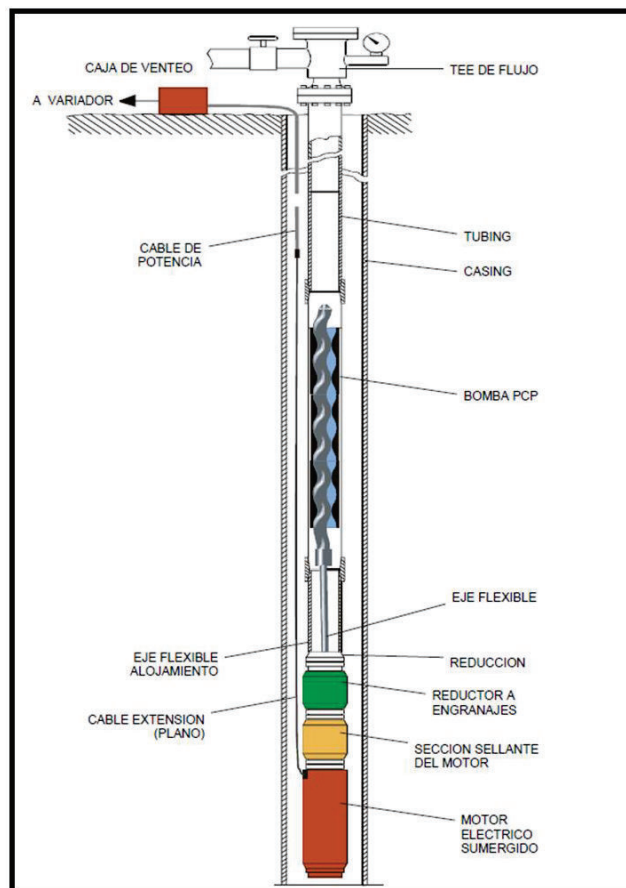
FUENTE: OilProduction.net, Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, 2008.
ELABORACIÓN: Marcelo Hirschfeldt

2.3.2 SISTEMA ESPCP

El sistema de bombeo electrosumergible de cavidad progresiva (ESPCP) es un sistema que combina las tecnologías, PCP Y BES. Esta combinación lo hace un sistema compacto ya que se suprime el uso de las varillas de bombeo, adecuado para pozos desviados y con terminaciones horizontales, ya que tiene integradas las ventajas de los sistemas que lo componen.

Este sistema requiere la misma instalación en superficie usada en el BES, tal como transformador, variador de frecuencia, cables, caja de venteo, etc. Además la particularidad de que el motor de fondo está acoplado a la bomba por una caja reductora. La figura 2.4 muestra la configuración de fondo y superficie del sistema ESPCP.

FIGURA 2.4 DIAGRAMA DEL SISTEMA ESPCP.



FUENTE: Manual de Sistema PCP, NETZSCH Oilfield Products GmbH, 2004.
ELABORACIÓN: NETZSCH Oilfield Products GmbH

2.4 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE POZOS

2.4.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

El índice de productividad (J) indica la forma como variará la tasa de producción cuando la presión de fondo fluyente sufre algún cambio, este parámetro es utilizado para evaluar el comportamiento del reservorio y su capacidad de producción, para realizar un buen programa de producción de un campo o pozo determinado.

Se define por la siguiente ecuación:

$$J = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} \quad (2.1)$$

Donde:

Q = Tasa de producción a una determinada presión de fondo fluyente (BFPD)

P_r = Presión del reservorio (psi)

P_{wf} = Presión de fondo fluyente (psi)

Cuando se desea tener una tasa de producción que la formación con su energía natural no puede entregar se recurre al uso de algún método de levantamiento artificial para obtenerla, mismos que tienen por objetivo disminuir la presión de fondo fluyente, lo que implica un aumento de la tasa de producción.

Dentro de la industria existen varios modelos que nos permiten visualizar el comportamiento del reservorio, en el presente estudio se utiliza el modelo compuesto.

2.4.2 MODELO COMPUESTO

El modelo compuesto, presenta una curva más real de la capacidad de producción de un pozo, debido a que combina las ecuaciones del modelo lineal y

el modelo de Vogel, mismos que representan el comportamiento de producción sobre y bajo el punto de burbuja.

A continuación se muestra las ecuaciones que se utilizan para la construcción de la curva IPR por el método compuesto:

- Sobre el punto de burbuja ($P_{wf} > P_b$)

$$Q = J(P_r - P_{wf}) \quad (2.2)$$

- Bajo el punto de burbuja ($P_{wf} \leq P_b$)

$$q_b = J(P_r - P_b) \quad (2.3)$$

$$q_{om\acute{a}x} = q_b + \frac{JP_b}{1.8} \quad (2.4)$$

$$P_{wf_D} = f_w \left(P_r - \frac{0.999q_{om\acute{a}x}}{J} \right) + f_o (0.125) P_b \left(-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{0.999q_{om\acute{a}x} - q_b}{q_{om\acute{a}x} - q_b} \right)} \right) \quad (2.5)$$

$$P_{wf_C} = P_{wf_G} = f_w \left(P_r - \frac{q_{om\acute{a}x}}{J} \right) \quad (2.6)$$

$$CD = P_{wf_D} - P_{wf_G} \quad (2.7)$$

$$CG = q_{om\acute{a}x} - 0.999q_{om\acute{a}x} \quad (2.8)$$

$$\tan \beta = \frac{CD}{CG} \quad (2.9)$$

Sin embargo para este punto se debe considerar las siguientes condiciones:

- Si $(P_{wf_G} < P_{wf} \leq P_b)$

$$Q = \frac{-C + \sqrt{C^2 - 4B^2D}}{2B^2} \quad (2.10)$$

Para este caso de debe conocer los valores A, B, C, D con las siguientes ecuaciones:

$$A = \frac{P_{wf} + 0.125f_o - f_w P_r}{0.125f_o P_b} \quad (2.11)$$

$$B = \frac{f_w}{0.125f_o P_b J} \quad (2.12)$$

$$C = 2AB + \frac{80}{q_{om\acute{a}x} - q_b} \quad (2.13)$$

$$D = A^2 - 80 \frac{q_b}{q_{om\acute{a}x} - q_b} - 81 \quad (2.14)$$

- Si $(P_{wf} < P_{wf_G})$

$$Q = \frac{P_{wf_G} + q_{om\acute{a}x} (\tan \beta) - P_{wf}}{\tan \beta} \quad (2.15)$$

2.5 DISEÑO DEL SISTEMA ESPCP

2.5.1 INFORMACIÓN DEL POZO

Para realizar el análisis y diseño del sistema se debe disponer de la información adecuada, a continuación se detalla los parámetros que se debe considerar:

Datos del pozo

- Información del reservorio.
- Propiedades del fluido.
- Datos de producción.

Diagrama del pozo

- Tamaño y peso de la tubería de revestimiento y tubería de producción.
- Intervalo de perforaciones.
- Profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento.

Survey

- Inclinación del pozo.
- Dirección del pozo.

2.5.2 ALTURA DINÁMICA TOTAL (TDH)

Es la altura total requerida para bombear la capacidad de flujo deseada, esta altura hace referencia al trabajo requerido para levantar la columna vertical de fluido, desde la descarga de la bomba hasta superficie.

Los parámetros que intervienen en su cálculo se pueden apreciar en la figura 2.5 y se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$TDH = H_d + F_t + P_d \quad (2.16)$$

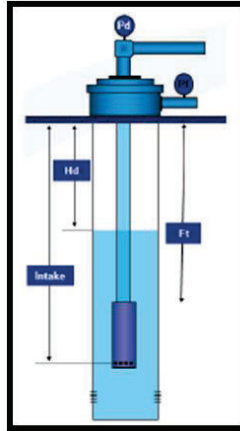
Donde:

TDH = Altura dinámica total (pie)

H_d = Levantamiento neto (pie)

F_t = Pérdidas de presión por fricción en la tubería de producción (pie)

P_d = Presión de descarga en la cabeza del pozo (pie)

FIGURA 2.5 ALTURA DINÁMICA TOTAL

FUENTE: Diseño y Aplicaciones de BES, Artificial Lift System, Baker Hughes, 2013.
ELABORACIÓN: Ing. Santiago Carrasco

2.5.2.1 Levantamiento Neto

Es la distancia vertical medida desde la cabeza del pozo hasta el nivel estimado de producción, su cálculo se lo realiza en base a la siguiente ecuación:

$$H_d = \text{Profundidad perforaciones} - \left(\frac{2.31P_{wf}}{\gamma_f} \right) \quad (2.17)$$

Donde:

Profundidad perforaciones = Profundidad media de perforaciones (pie)

P_{wf} = Presión de fondo fluente (psi)

γ_f = Gravedad específica del fluido (adimensional)

2.31 = Gradiente de presión hidrostática (pie/psi)

2.5.2.2 Pérdidas de Presión por Fricción en la Tubería

Las pérdidas de presión por fricción en la tubería varían con el tamaño, capacidad y longitud de la misma, además de la viscosidad del fluido.

Para el presente estudio, estas pérdidas se pueden calcular utilizando la gráfica del anexo 1 o a su vez la fórmula de Hazen-Williams la cual está definida por:

$$F_t = \frac{F}{1000} \text{Prof bomba} \quad (2.18)$$

$$\frac{F}{1000} = \frac{2.083 \left(\frac{100}{C} \right)^{1.85} \left(\frac{Q_{\text{deseado}}}{34.3} \right)^{1.85}}{ID_{\text{tubing}}^{4.8655}} \quad (2.19)$$

$$\text{Prof bomba} = H_d + \frac{P_b}{0.433 \gamma_f} \quad (2.20)$$

Donde:

$\frac{F}{1000}$ = Pérdida de presión por fricción en la tubería cada 1000 pies

Prof bomba = Profundidad de asentamiento de la bomba (pie)

C = Coeficiente de fricción, 120 (tubería nueva) y 94 (tubería vieja)

Q_{deseado} = Tasa de flujo deseada a determinada presión (BFPD)

ID_{tubing} = Diámetro interno de la tubería de producción (pg)

P_b = Presión de burbuja (psi)

0.433 = Gradiente de presión hidrostática (psi/pie)

2.5.2.3 Presión de Descarga en la Cabeza del Pozo

Presión necesaria para superar la presión en la línea de flujo, es decir la presión deseada en la cabeza del pozo, para el cálculo del TDH debe estar expresada en pies, para lo cual utilizamos la siguiente ecuación:

$$P_d = P_{\text{wh}} \left(\frac{2.31}{\gamma_f} \right) \quad (2.21)$$

Donde:

P_{wh} = Presión de cabeza del pozo (psi)

2.5.3 PRESIÓN DE ENTRADA DE LA BOMBA (PIP)

Presión con la cual el fluido del yacimiento ingresa a la bomba, se determina por:

$$PIP = P_{wf} - \left(\frac{(\text{Profundidad perforaciones} - \text{Prof bomba}) \gamma_f}{2.31} \right) \quad (2.22)$$

2.5.4 PRESIÓN DE DESCARGA DE LA BOMBA (PDB)

El equivalente del TDH en un sistema ESPCP es la presión de descarga, la misma que está determinada por la configuración mecánica del pozo, las pérdidas de carga por fricción debido al flujo por el interior de la tubería y el requerimiento de presión en superficie.

$$PDB = \left(\frac{H_d \gamma_f}{2.31} \right) + F_t + P_{wh} \quad (2.23)$$

2.5.5 INGRESO DE GAS A LA BOMBA

El sistema ESPCP es capaz de manejar un alto grado de gas libre en el Intake, sin embargo por condiciones de diseño este no debe superar el 40% ya que de superar dicho valor se vería afectado el desempeño de la bomba.

Cuando se conoce las variables (R_s , B_o , B_g), se puede determinar el volumen total de gas libre en la entrada de la bomba mediante las siguientes ecuaciones:

$$\text{Gas Libre} = \text{Gas Total} - \text{Gas Solución} \quad (2.24)$$

$$\text{Gas Total} = \frac{GOR(BPPD)}{1000} \quad (2.25)$$

$$\text{Gas Solución} = \frac{R_s(BPPD)}{1000} \quad (2.26)$$

Donde:

GOR = Relación Gas-Petróleo producido (PCS/BF)

R_s = Relación de gas disuelto en el petróleo (PCS/BF)

Para conocer los volúmenes de gas, agua y petróleo utilizamos las siguientes ecuaciones:

$$V_g = \text{Gas Libre}(\beta_g) \quad (2.27)$$

$$V_o = \text{BPPD}(\beta_o) \quad (2.28)$$

$$V_w = \text{BAPD} \quad (2.29)$$

$$V_T = V_g + V_o + V_w \quad (2.30)$$

$$\% \text{Gas Libre} = \frac{V_g}{V_T} \quad (2.31)$$

Donde:

V_g = Volumen de gas (PC)

β_g = Factor volumétrico del gas (PC/PCS)

V_o = Volumen de petróleo (bl)

β_o = Factor volumétrico del petróleo (bl/BF)

V_w = Volumen de agua (bl)

V_T = Volumen total (bl)

2.5.6 SELECCIÓN DE LA BOMBA PCP

Para la selección de la bomba PCP se debe tener en cuenta varios parámetros, ya que son aspectos de gran relevancia al momento de realizar la configuración del sistema ESPCP.

La figura 2.6 muestra un ejemplo con la nomenclatura que se utilizará para la selección de la bomba.

FIGURA 2.6 NOMENCLATURA DE LA PCP BAKER HUGHES



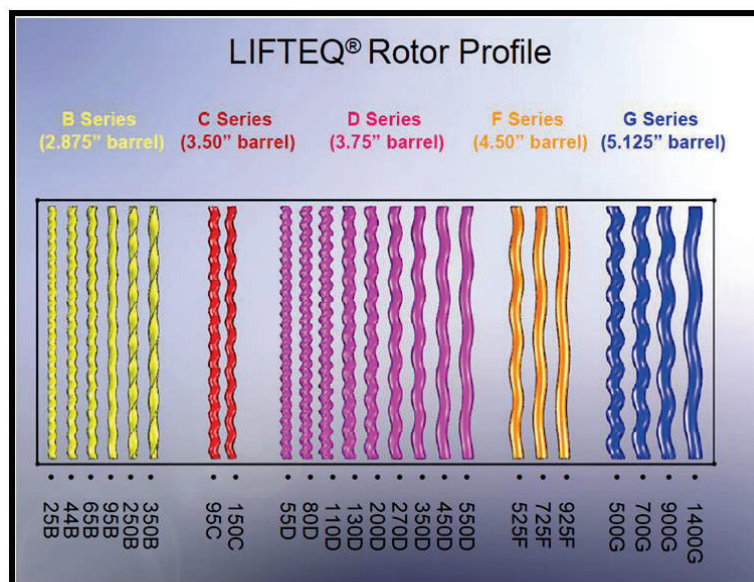
FUENTE: ESPCP Training, Theory and Overview; Centrilift Baker Hughes, 2011.
ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta.

2.5.6.1 Parámetros para la Selección de la Bomba PCP

- **DIÁMETRO**

El diámetro de las bombas PCP, como se muestra en la figura 2.7 varía de acuerdo a las series, mismo que se selecciona de acuerdo a las características del fluido a producir y pozo a completarse.

FIGURA 2.7 TIPOS DE BOMBAS PCP



FUENTE: ESPCP Training, Theory and Overview, Centrilift Baker Hughes, 2011.
ELABORACIÓN: Baker Hughes

- **BARRILES POR DÍA A 100 RPM**

El caudal de producción de las bombas se lo debe considerar de acuerdo a las especificaciones de cada una de ellas con respecto a 100 revoluciones por minuto (RPM), las especificaciones de las diferentes bombas se muestran en el anexo 2.

El rango típico de operación de un motor electrosumergible es de 3500 RPM a 60 Hz, sin embargo la velocidad a la cual funciona la bomba PCP es de 100 a 500 RPM, donde estos valores se obtienen únicamente mediante la aplicación de un mecanismo reductor (GRU), el mismo que varía de acuerdo a las series que se muestran en el anexo 3.

- **DIFERENCIAL DE PRESIÓN**

La selección del rango de presión necesario para el correcto funcionamiento de la bomba depende del diferencial de presión existente entre la presión de entrada y la presión de descarga, considerando un 20% como rango de seguridad.

2.5.6.2 Selección del Elastómero

El elastómero es el material galvánico que reviste internamente al estator, para su selección se debe tomar en cuenta las condiciones del pozo, ya que debe presentar buena resistencia química para manejar los fluidos a producir, además de excelentes propiedades mecánicas para resistir los esfuerzos y la abrasión.

El cuadro 2.1 muestra las características de los diferentes elastómeros.

CUADRO 2.1
TIPOS DE ELASTÓMEROS

Elastómero	°API	Temperatura	% Gas Libre en Intake	% H ₂ S	% CO ₂
LT2000	Hasta 25°	Hasta 180 °F	Fluidos con 40%	Hasta el 0.03%	Hasta el 15%
LT2500	Hasta 40°	Hasta 180 °F	Fluidos con 40%	Hasta el 0.03%	Hasta el 15%
LT4000	Hasta 40°	Hasta 300 °F	Fluidos con 40%	Hasta el 1%	Hasta el 15%

FUENTE: ESPCP Training, Theory and Overview, Centrilift Baker Hughes, 2011.
ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

2.5.6.3 Análisis de la Selección de la Bomba PCP

Una vez seleccionada la bomba de acuerdo a los parámetros antes mencionados, para saber si se realizó una correcta selección se debe analizar:

- **“RPM”**: la velocidad de rotación de la bomba por motivos de diseño y funcionamiento óptimo debe estar en el rango de 190 a 310 RPM.
- **“Hz”**: la frecuencia manejada por el sistema debe estar entre 35 a 65 Hz.
- **“GIP”**: el porcentaje de gas libre que ingresa a la bomba debe ser menor al 40%, debido a las especificaciones de los diferentes elastómeros.

Para conocer la eficiencia volumétrica de trabajo de la bomba a la tasa de flujo deseada aplicamos la siguiente ecuación:

$$Eff = \frac{Q_{deseado} + GIP}{Pump\ Nominal\ Flow} \quad (2.32)$$

Donde:

Eff = Eficiencia volumétrica de la bomba (%)

GIP = Gas libre que ingresa a la bomba (%)

Pump Nominal Flow = Tasa de flujo de la bomba a 100 RPM (BFPD)

2.5.7 SELECCIÓN DEL MOTOR

El motor electrosumergible es un equipo estándar utilizado en cualquier sistema BES, es un motor trifásico, cuyo diseño consta de dos polos que típicamente opera a 3500 RPM a 60 Hz, el voltaje de operación varía de 230 a 4000 voltios aproximadamente y sus requerimientos de amperaje constan en un rango de 22 a 120 amperios.

Para la correcta selección del motor electrosumergible se deben considerar los siguientes parámetros:

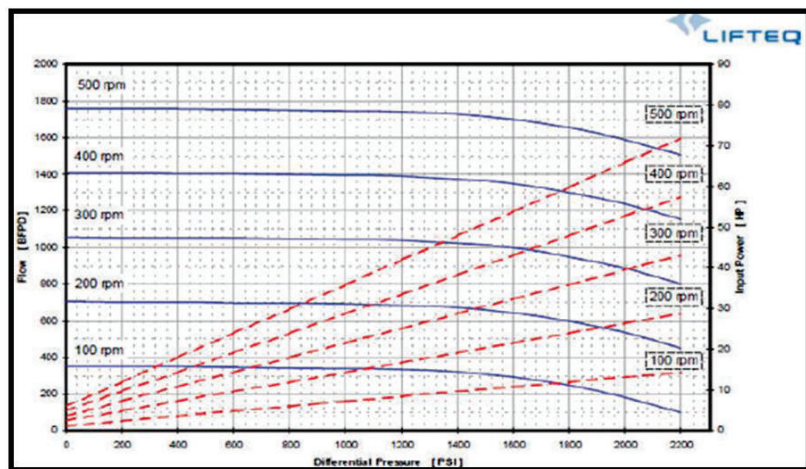
2.5.7.1 Serie y Modelo

Para la correcta selección del motor electrosumergible es necesario conocer el tamaño y peso de la tubería de revestimiento (casing), para de esta manera poder seleccionar la serie que se adapta según las necesidades requeridas.

2.5.7.2 Potencia Requerida

La potencia del motor es la encargada de suplir la energía necesaria para el óptimo funcionamiento de la bomba PCP y la sección sellante. Este parámetro se determina haciendo uso de la figura 2.8.

FIGURA 2.8
CURVA DE RENDIMIENTO DE LA PCP



FUENTE: Technical Data Summary, The 9 Step Book, A procedure for ESPCP system selection, Baker Hughes, 2011.

ELABORACIÓN: Baker Hughes

$$BHP_{\mu} = (FHP f_{\mu c}) + (BHP - FHP) \quad (2.33)$$

Donde:

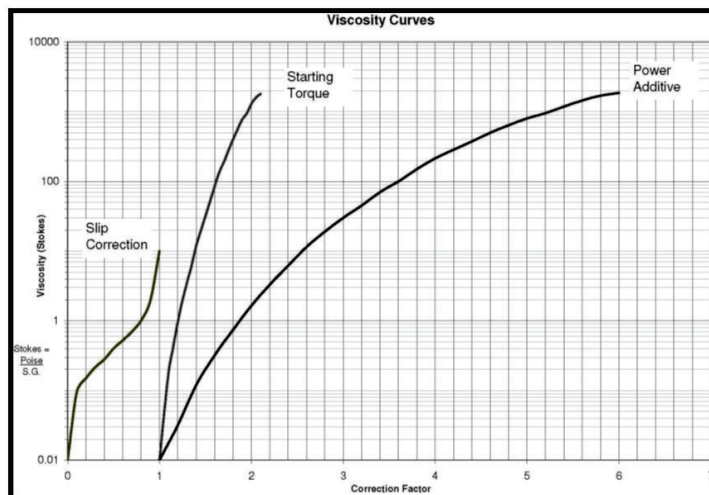
BHP_{μ} = Potencia requerida por el motor (HP)

BHP = Potencia al freno de la bomba (HP) según figura 2.8

$f_{\mu c}$ = Adición de HP por efectos de viscosidad según figura 2.9

FHP = Potencia por fricción (HP) según figura 2.8

FIGURA 2.9
ADICIÓN DE HP POR EFECTOS DE VISCOSIDAD



FUENTE: Technical Data Summary, The 9 Step Book, A procedure for ESPCP system selection, Baker Hughes, 2011.

ELABORACIÓN: Baker Hughes

2.5.7.3 Lubricación

Se selecciona de acuerdo a las características de temperatura a la cual operará el motor electrosumergible, en el cuadro 2.2 se aprecia la temperatura a la cual operan los diferentes aceites de lubricación.

CUADRO 2.2
LUBRICACIÓN UTILIZADA EN EL MOTOR

Lubricación Utilizada en el Motor	
Aceite dieléctrico	Temperatura
PC - 92	≤ 250 °F
PC - 401	> 250 °F

FUENTE: Submersible Pump Handbook Ninth Edition, Centrilift Baker Hughes, 2009.

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

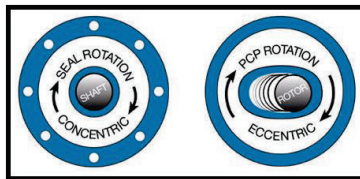
2.5.8 SELECCIÓN DEL SELLO

La función principal del sello es evitar que los fluidos del pozo ingresen a la caja reductora y al motor, el sello debe trabajar no con un valor menor a 150 RPM ya que de no cumplir este parámetro existirá un desgaste prematuro. En el anexo 3 se observa los diferentes tipos de sello y su descripción.

2.5.9 CONJUNTO DE EJE FLEXIBLE

Este conjunto tiene como función principal conectar la bomba a la sección sellante utilizando un eje largo de alta resistencia, convirtiendo la rotación concéntrica del sello en una rotación excéntrica para la PCP, como se observa en la figura 2.10.

FIGURA 2.10
MOVIMIENTO DEL CONJUNTO DE EJE FLEXIBLE



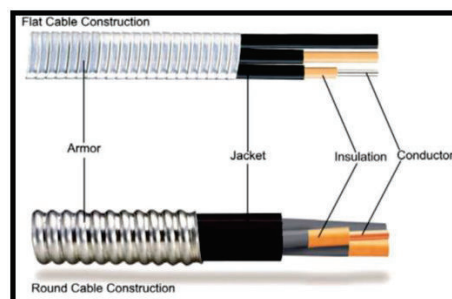
FUENTE: ESPCP Training, Theory and Overview, Centrilift Baker Hughes, 2011.
ELABORACIÓN: Baker Hughes

El conjunto de eje flexible está diseñado para trabajar a altos torques, altas cargas axiales y radiales. En el anexo 3 se muestra las diferentes series de eje flexible y su descripción.

2.5.10 SELECCIÓN DEL CABLE DE POTENCIA

El cable de potencia es el enlace entre el equipo de fondo del pozo y la fuente de alimentación, misma que es transmitida al motor electrosumergible. Las diferentes configuraciones y características de los cables de potencia se muestran en el anexo 4, y sus componentes se aprecian en la figura 2.11.

FIGURA 2.11
TIPOS DE CABLES DE POTENCIA Y SUS COMPONENTES



FUENTE: Submersible Pump Handbook Ninth Edition, Centrilift Baker Hughes, 2009.
ELABORACIÓN: Baker Hughes

El cable de potencia que sea instalado debe ser capaz de resistir a los daños ocasionados por descompresión o daños mecánicos como la corrosión, mismos que pueden ocurrir durante el transporte, instalación y producción, ya que en algunos casos este se encuentra expuesto a líquidos corrosivos y gases.

Para la correcta selección del cable de potencia se debe considerar los siguientes parámetros:

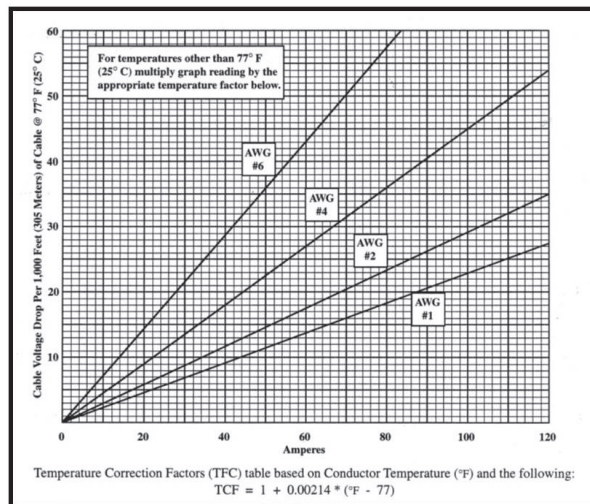
2.5.10.1 Temperatura de Operación

La temperatura de operación del cable debe ser determinada con las figuras que se muestran en el anexo 5 para los diferentes tipos de cable, ingresando con la corriente del motor (A) y la temperatura de fondo del pozo (°F).

2.5.10.2 Caída de Voltaje

El cable que sea seleccionado de acuerdo al amperaje del motor y la temperatura de operación, debe asegurar una caída de voltaje menor a 30 voltios cada 1000 pies, esta caída del voltaje se determina de acuerdo a la figura 2.12.

FIGURA 2.12
CAÍDA DE VOLTAJE PARA SELECCIÓN DEL CABLE



FUENTE: Technical Data Summary, The 9 Step Book, A procedure for ESPCP system selection, Baker Hughes, 2011.

ELABORACIÓN: Baker Hughes

2.5.11 SELECCIÓN DEL VARIADOR DE FRECUENCIA

El controlador de velocidad variable o variador de frecuencia (VSD), convierte la corriente alterna a un suministro de corriente continua. El rango operativo oscila entre 30–90 Hz, una de las principales ventajas del utilizar VSD, es que permite variar la velocidad de operación en rangos amplios y en tiempos cortos.

En el anexo 6 se puede observar las especificaciones técnicas de los distintos variadores de frecuencia, el cual se elige de acuerdo a los siguientes parámetros:

2.5.11.1 Voltaje Requerido en Superficie

El voltaje requerido en superficie es calculado por la siguiente ecuación:

$$V_s = V_m + \text{Caída voltaje Total} \quad (2.35)$$

$$\text{Caída voltaje Total} = \left(\frac{\text{Caída voltaje}}{1000 \text{ pies}} \right) [(\text{Surface} + \text{Prof bomba} + \text{MLE}) f_{ct}] \quad (2.36)$$

Donde:

V_s = Voltaje requerido en superficie (V)

V_m = Voltaje de placa del motor (V)

Caída voltaje Total = Caída de voltaje total (V)

Surface = Longitud del cable para conexión en superficie (pie)

MLE = Longitud de la extensión del cable del motor para su conexión en el fondo (pie)

f_{ct} = Factor de corrección de temperatura obtenido de la figura 2.12.

2.5.11.2 Potencia Aparente

Es la potencia necesaria para la selección del variador de frecuencia, y se la determina mediante la siguiente ecuación:

$$kVA = \frac{\sqrt{3} V_s A}{1000} f_s \quad (2.37)$$

Donde:

kVA = Kilovoltios-amperios necesarios para el funcionamiento del sistema (kVA)

A = Amperaje del motor (A)

f_s = Factor de seguridad utilizado para propósitos de diseño

2.6 DISEÑO DEL SISTEMA RDPCP

Para un diseño óptimo del sistema de bombeo por cavidades progresivas, se debe realizar un correcto cálculo y análisis de las variables que intervienen para el desarrollo del sistema. A continuación se detallan de una manera simplificada el procedimiento para un correcto diseño.

2.6.1 INFORMACIÓN DEL POZO

Para el desarrollo correcto del sistema, se debe disponer de la información que se detalló anteriormente para el desarrollo del sistema ESPCP, tal como datos y diagrama del pozo, características del fluido que produce y datos reales de las condiciones actuales de producción.

2.6.2 SELECCIÓN DE LA BOMBA PCP

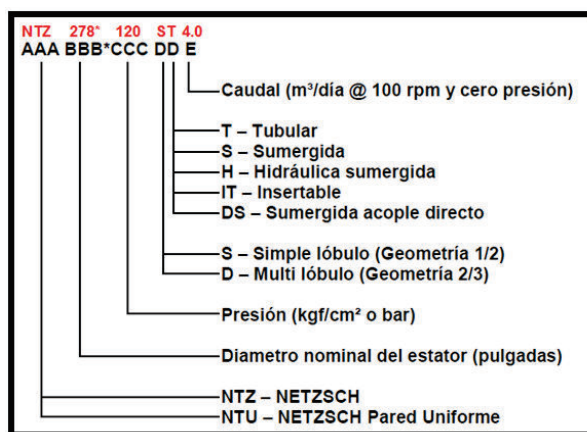
Para la selección de la bomba de cavidades progresivas se debe tener en cuenta ciertas variables que restringirán dicha selección:

- Caudal deseado
- Diámetro y peso de la tubería de revestimiento
- Características del reservorio y fluido a producir

El conocimiento de estas variables permitirá determinar las características y geometría de la bomba, así como también las varillas de bombeo adecuadas de acuerdo a las características de la tubería de producción.

Para seleccionar la bomba se debe utilizar el catálogo de bombas de cavidad progresiva del anexo 7, y su nomenclatura se aprecia en la figura 2.13.

FIGURA 2.13 NOMENCLATURA DE LA PCP NETZSCH



FUENTE: Manual de Sistemas PCP, NETZSCH Oilfield Products GmbH, 2004.

ELABORACIÓN: NETZSCH

2.6.3 SELECCIÓN DEL ELASTÓMERO

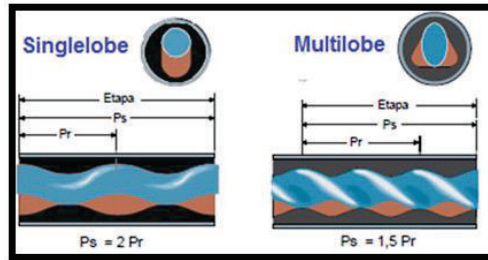
La selección correcta del elastómero se la realiza de acuerdo a las características del fluido que se desea producir, en la industria petrolera existen diferentes tipos de elastómeros, para el presente estudio la selección se realizara en base a la carta presentada en el anexo 8 para los diferentes tipos de elastómeros.

2.6.4 CÁLCULO DEL CAUDAL TEÓRICO

El cálculo del caudal teórico se realiza teniendo en consideración la geometría de la bomba seleccionada, según la figura 2.14.

En el presente estudio se detallan los pasos para determinar el caudal teórico de una bomba PCP de geometría “Singlelobe”.

FIGURA 2.14 GEOMETRÍA DE LA BOMBA PCP



FUENTE: Manual de Sistemas PCP, NETZSCH Oilfield Products GmbH, 2004.
ELABORACIÓN: NETZSCH

- Sección de cavidad generada:

$$A = 4 d E \quad (2.38)$$

Donde:

A = Sección de cada cavidad generada (pg^2)

d = Diámetro del rotor (pg)

E = Excentricidad del rotor (pg)

- Volumen producido

El desplazamiento de la bomba, es el volumen producido por cada vuelta del rotor (es función del área de la longitud de la etapa) y está definido por:

$$V = A P_s \quad (2.39)$$

Donde:

V = Volumen producido (pg^3)

P_s = Paso del estator (pg)

- Caudal teórico

$$Q = V N \quad (2.40)$$

Donde:

Q = Constante volumétrica C ($\text{m}^3/\text{día}/\text{RPM}$)

N = Velocidad de rotación RPM (1/min)

2.6.5 CÁLCULO DEL NIVEL DINÁMICO

El nivel dinámico es la columna real de líquido a elevar, y se define por:

$$LN = \text{Prof bomba} - \frac{P_{wf} \cdot 2.31}{\gamma_f} \quad (2.41)$$

Donde:

LN = Levantamiento neto o nivel de fluido (m³)

2.6.6 CÁLCULO DE LA PRESIÓN SOBRE LA BOMBA

La presión total sobre la impulsión de la bomba o carga dinámica total (TDH) está definida por:

$$P_{\text{Total}} = P_{\text{bdp}} + P_{\text{fricción}} + P_{\text{Nivel}} \quad (2.42)$$

$$P_{\text{fricción}} = \text{Long}_{\text{Tubing}} \cdot \text{factor}_{\text{pérdida}} \cdot \mu \quad (2.43)$$

$$P_{\text{Nivel}} = \frac{\text{nivel} \cdot \rho}{10} \quad (2.44)$$

Donde:

P_{Total} = Presión total sobre la bomba (psi)

$P_{\text{fricción}}$ = Perdida de carga por fricción entre tubing y la varilla (kg/cm²)

P_{Nivel} = Presión debido a la columna de líquido a elevar (kg/cm²)

$\text{Long}_{\text{Tubing}}$ = Longitud de la tubería de producción (m³)

$\text{factor}_{\text{pérdida}}$ = Factor de pérdidas por fricción según figuras del anexo 9

μ = Viscosidad del fluido (cp)

ρ = Densidad del fluido (g/cm³)

2.6.7 CÁLCULO LA POTENCIA CONSUMIDA

Para conocer la potencia consumida por el sistema, se debe conocer la potencia hidráulica que se requiere debido al caudal deseado en superficie y la eficiencia de la bomba, la potencia consumida está definida por:

$$H_p = \frac{HH_p}{\eta} \quad (2.45)$$

$$HH_p = 0.0014 Q_{\text{deseado}} P_{\text{Total}} \quad (2.46)$$

Donde:

H_p = Potencia consumida (HP)

HH_p = Potencia hidráulica (HP)

η = Eficiencia de la bomba PCP (60-70%)

2.6.8 CÁLCULO DE TORQUE

La componente total de torque medida en boca de pozo se define por:

$$T_{\text{Total}} = T_{\text{Hidráulico}} + T_{\text{fricción}} + T_{\text{resistivo}} \quad (2.47)$$

Para el presente estudio solo se considera el torque hidráulico debido a su incidencia. Al transmitir la rotación al rotor desde la superficie a través de las varillas de bombeo, la potencia necesaria para elevar al fluido se genera un torque el cual tiene la siguiente expresión:

$$T = 5252 \frac{Hp}{\text{RPM}} \quad (2.48)$$

Anteriormente se detalló el cálculo del caudal teórico (ver punto 2.6.4), mismo que se debe considerar para determinar la velocidad de rotación estimada a la que trabajará el sistema aplicando la siguiente ecuación:

$$\text{RPM} = \frac{Q_{\text{deseado}}}{C \text{Eff}} \quad (2.49)$$

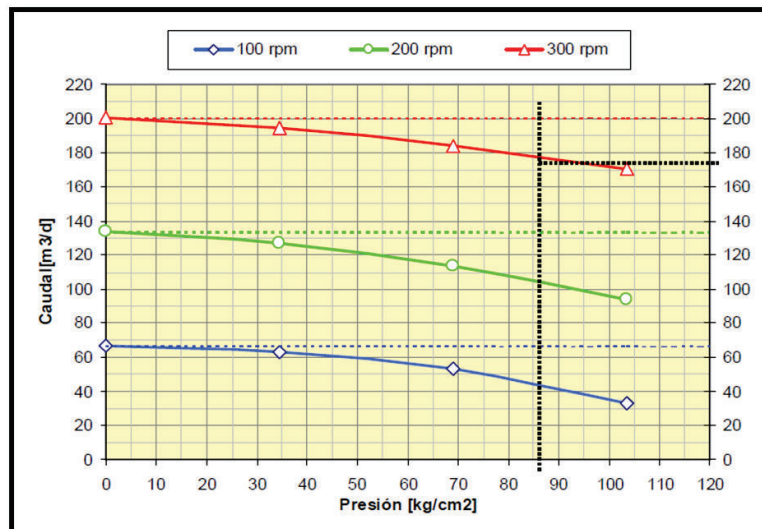
Donde:

C = Constante volumétrica (m³/día/RPM)

Eff = Eficiencia volumétrica de la bomba

Para estimar la eficiencia volumétrica de la bomba, se debe analizar la curva de ensayo a las RPM que se aproximan al caudal deseado, la figura 2.15 muestra como varia la presión sobre la bomba o TDH con el caudal según las RPM.

FIGURA 2.15 EFICIENCIA DE LA BOMBA PCP



FUENTE: Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, OilProduction.net, 2008.
ELABORACIÓN: Marcelo Hirschfeldt

2.6.9 CÁLCULO DE ESFUERZOS AXIALES

La carga axial que soportan las varillas de bombeo consta de dos componentes principales:

$$F_T = F_1 + F_2 \quad (2.50)$$

La carga axial debido al peso de las varillas se determina en base a la siguiente ecuación:

$$F_1 = (\text{Longitud}) (\text{Peso}_{\text{aprox}}) \quad (2.51)$$

Donde:

Longitud = Profundidad de bombeo (m)

Peso_{aprox} = Peso de las varillas de bombeo según anexo 10

Para calcular la carga axial debido a la presión sobre la bomba se debe considerar el efecto de la presión sobre la proyección efectiva del rotor de la bomba.

$$F_2 = (P_{\text{total}}) (\text{Área efectiva}) \quad (2.52)$$

Llamamos área efectiva del rotor a la superficie proyectada del rotor, menos la sección de la varilla de bombeo, la cual está definida por:

$$\text{Área efectiva} = \frac{\pi}{4} (D_{\text{rotor}}^2 - 645.16 D_{\text{varilla}}^2) \quad (2.53)$$

Donde:

D_{rotor} = Diámetro del estator (mm)

D_{varilla} = Diámetro externo de la varilla de bombeo (pg)

2.6.10 CÁLCULO DE LOS ESFUERZOS COMBINADOS

Para el cálculo de los esfuerzos combinados, se debe tener conocimiento de sus componentes axial y tangencial

- Axial (esfuerzo de tracción): σ

$$\sigma = \frac{F_T}{\text{Área de la barra}} \quad (2.54)$$

$$\text{Área de la barra} = \frac{\pi D_{\text{varilla}}^2}{4} \quad (2.55)$$

Donde:

σ = Esfuerzo de tracción (kg/cm²)

F_T = Carga axial que soportan las varillas de bombeo (kg)

Área de la barra = Área de la varilla de bombeo (cm²)

- Tangencial (esfuerzo de torsión): τ

$$\tau = \frac{M_{\text{Torsor}}}{W_t} \quad (2.56)$$

$$W_t = \frac{J_p}{\text{radio de la barra}} \quad (2.57)$$

Donde:

M_{Torsor} = Torque calculado (kg-m)

W_t = Módulo de resistencia polar (cm³)

J_p = Momento de inercia polar (cm⁴)

Para el presente estudio el cálculo de momento de inercia se lo define para una barra cilíndrica maciza:

$$J_p = \frac{\pi D_{\text{varilla}}^4}{32} \quad (2.58)$$

Una vez conocidos los componentes axial y tangencial, el cálculo del esfuerzo combinado se define por:

$$\text{Esfuerzo combinado} = \sqrt{\sigma^2 + 4\tau^2} \quad (2.59)$$

2.6.11 CÁLCULO DEL ESTIRAMIENTO DE LAS VARILLAS

Una vez bajada la instalación de las varillas de bombeo con el rotor se debe ajustar la medida de dicha sarta para que el rotor trabaje dentro del estator durante su operación.

Esta distancia, junto a la longitud del niple de paro se define por:

$$Y = (\Delta L + \Delta LT) + D \quad (2.61)$$

$$\Delta L = \frac{l_0 F_2}{\varepsilon \text{ Área de la barra}} \quad (2.62)$$

Donde:

Y = Elongación total (pie)

ΔL = Elongación debido a la carga axial por presión sobre la bomba (cm)

ΔLT = Elongación debido a la dilatación térmica (si se instala un ancla de tensión)

D = Longitud del niple de paro (cm)

l_0 = Longitud de la sarta de varillas (cm)

ε = Módulo de elasticidad del acero (2000000 kg/cm²)

CAPÍTULO 3

MANUAL DEL USUARIO

3.1 INTRODUCCIÓN

Para simplificar el proceso de selección de los equipos tanto en el sistema electrosumergible de cavidades progresivas (ESPCP) y el bombeo de cavidades progresivas (RDPCP), surge la necesidad de realizar un simulador mismo que está enfocado en el dimensionamiento y análisis de los diferentes pozos de estudio.

Para una correcta interpretación de los resultados y análisis al momento de seleccionar los equipos que se adaptan de acuerdo a las características que presentan los diferentes pozos de estudio, se detallan los pasos más relevantes para el uso del simulador.

3.2 MANUAL DE USUARIO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDADES PROGRESIVAS

Los pasos más relevantes para el dimensionamiento y análisis del sistema electrosumergible de cavidades progresiva son los siguientes:

1. Dar click sobre la figura que detalla el sistema ESPCP, para ir a la pestaña donde se detallan todos los cálculos para el dimensionamiento del sistema.
2. Se deben ingresar los datos del pozo seleccionado para el estudio, antes de ingresar los datos hay que tener cuidado con las unidades de cada parámetro.

3. Dar click en CURVA IPR para ir a la pestaña donde de manera automática y de acuerdo a los datos ingresados se genera la curva IPR utilizando el modelo compuesto.

La curva IPR ayuda a tener la producción del pozo en función de la presión.

4. Una vez determinada la tasa de flujo deseada, el programa de manera automática realiza el cálculo de la altura dinámica total, presión de succión y descarga de la bomba, y el porcentaje de gas que ingresa a la bomba.
5. Una vez conocidas las variables antes mencionadas, se debe seleccionar la bomba PCP que se adapta al sistema de acuerdo a los requerimientos y condiciones óptimas de operación, de acuerdo al catálogo disponible para el sistema ESPCP.

En este punto se debe seleccionar el mecanismo reductor para que la bomba seleccionada cumpla las condiciones necesarias para un funcionamiento óptimo, a continuación se debe seleccionar el tipo de elastómero que utilizará la bomba.

6. Para la selección del motor, se debe hacer uso de las figuras mostradas, las cuales ayudan a determinar la potencia requerida por el motor.
7. Tanto el mecanismo reductor, sello y el conjunto de eje flexible, deben ser seleccionados de acuerdo a las características requeridas ya que una de las condiciones esenciales, es que deben cumplir con la misma serie.
8. Para la selección del cable se debe dar click sobre VER CATÁLOGO, inmediatamente se dirige a la pestaña donde se selecciona el tipo de cable acorde al sistema. En este punto se debe seguir los pasos que indica el programa.

9. El programa realiza los cálculos respectivos para determinar los requerimientos que debe tener el VSD, a continuación se da click sobre la imagen que conduce a seleccionar el VSD, acorde a los requerimientos mostrados.
10. Finalmente en el sumario se muestra de manera general los equipos seleccionados para el sistema ESPCP de acuerdo a los requerimientos del pozo estudiado.

3.3 MANUAL DE USUARIO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

Los pasos más relevantes para el dimensionamiento y análisis del sistema de bombeo por cavidades progresivas son los siguientes:

1. Dar click sobre la figura que detalla el sistema RDPCP, para ir a la pestaña donde se detallan todos los cálculos para el dimensionamiento del sistema.
2. Se deben ingresar los datos del pozo seleccionado para el estudio, antes de ingresar los datos hay que tener cuidado con las unidades de cada parámetro.
3. Una vez ingresados los datos se debe seleccionar la bomba PCP que cumpla con las características requeridas, para ello se debe ir al catálogo disponible y seleccionar la bomba que cumpla con los requerimientos e ingresar la información respectiva de la bomba.

En este punto se debe seleccionar la varilla de bombeo de acuerdo a los requerimientos. Es recomendable hacer uso de la varilla que indica el catálogo disponible para este sistema.

4. Posteriormente se debe seleccionar el elastómero más adecuado para el sistema con ayuda de las figuras respectivas.

5. Después de la selección de la bomba y elastómero, el programa realiza de manera automática el cálculo del caudal teórico, nivel dinámico, presión de descarga de la bomba o TDH, la potencia consumida, torque, esfuerzos axiales (según el tipo de varilla), esfuerzos combinados y estiramiento de las varillas.

6. Finalmente en el sumario se muestra de manera general los resultados obtenidos para los datos del pozo ingresado.

Los resultados obtenidos en el diseño del sistema ESPCP y RDPCP para los distintos pozos de estudio se muestran en el anexo 11, detallando la información utilizada y los resultados obtenidos, haciendo uso de las ecuaciones descritas en el capítulo 2.

Para el caso del pozo TPSA-001TS no se muestran los resultados, debido a que las condiciones en las que se encuentra el pozo ponen un limitante, a la obtención de resultados confiables para la aplicación del sistema.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS ECONÓMICO

4.1 ANÁLISIS ECONÓMICO

El objetivo de realizar la evaluación económica del presente estudio, es determinar si la implementación de los sistemas propuestos ESPCP y RDPCP diseñados para los diferentes pozos de estudio, es factible su aplicación teniendo en cuenta las condiciones económicas actuales.

Para el evaluar si el proyecto es viable, se deben incluir todas las variables que intervienen en el mismo. En el presente estudio se incluyen tres escenarios que se aproximan a las condiciones económicas actuales a las que se ve sujeta la industria hidrocarburífera.

4.1.1 CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

4.1.1.1 Valor Actual Neto (VAN)

El valor actual neto de una inversión es igual a la suma algebraica de los valores actualizados del flujo neto de caja, es decir los valores actuales de los ingresos menos los egresos a una respectiva tasa de actualización, se lo define mediante la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{FNC}{(1+i)^t} - I_0 \quad (4.1)$$

Donde:

VAN = Valor actual neto

FNC = Flujo neto de caja

i = Tasa de actualización (%)

t = Período de tiempo

I_0 = Inversión inicial

Para determinar si el proyecto es viable se considerarán los siguientes aspectos:

- $VAN > 0$, el proyecto es viable
- $VAN = 0$, el proyecto es indiferente
- $VAN < 0$, el proyecto no es viable

4.1.1.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de retorno, es la tasa de actualización que anula al valor actual neto, se evalúa en base a un valor fijado, el cálculo se lo realiza por:

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{FNC}{(1 + TIR)^t} - I_0 = 0 \quad (4.2)$$

Donde:

TIR = Tasa interna de retorno (%)

Para determinar si el proyecto es viable se considerarán los siguientes criterios:

- $TIR > d$, el proyecto es viable
- $TIR = d$, el proyecto es indiferente
- $TIR < d$, el proyecto no es viable

4.1.1.3 Relación Beneficio – Costo

La relación beneficio – costo a determinada tasa de actualización, está representada por el cociente de la división entre la suma total de los ingresos y egresos, se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{B}{C} = \frac{\text{Ingreso Total Actualizado}}{\text{Egreso Total Actualizado}} \quad (4.3)$$

Para determinar si el proyecto es viable se considerarán los siguientes criterios:

- $\frac{B}{C} > 1$, el proyecto es viable
- $\frac{B}{C} = 1$, el proyecto es indiferente
- $\frac{B}{C} < 1$, el proyecto no es viable

4.1.2 INGRESOS

Los ingresos del presente estudio son el resultado de multiplicar el número de barriles de petróleo producidos por el precio del barril de petróleo, en el cuadro 4.1 se muestra los diferentes escenarios que se utiliza, considerando la incertidumbre que presenta actualmente en el mercado.

**CUADRO 4.1
COSTOS DE BARRIL DE PETRÓLEO**

Escenarios	Costo del barril (dólares)
Pesimista	30
Probable	40
Optimista	50

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

4.1.3 EGRESOS

Los egresos son considerados los costos que conlleva la producción de un barril de petróleo, considerando valores operativos, administrativos y pago por transporte del fluido producido. Para el análisis se hará uso de la información de la figura 4.1.

FIGURA 4.1 COSTO POR BARRIL PRODUCIDO



FUENTE: www.petroamazonas.gob.ec
 ELABORACIÓN: PETROAMAZONAS EP.

4.1.4 INVERSIÓN

Para realizar un buen análisis es importante considerar los costos que involucran la instalación de los sistemas propuestos, tomando en cuenta el costo de reacondicionamiento e instalación de los respectivos equipos.

4.1.5 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

Es el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial del proyecto, considerando los ingresos y egresos totales acumulativos actualizados, y su determinación se hace en base al gráfico del VAN en función del período.

4.1.6 HIPÓTESIS PARA EL ANÁLISIS

El análisis económico se lo realiza tomando en cuenta lo siguiente:

- Petroamazonas EP, fija una tasa de actualización anual del 12% siendo de esta manera la tasa de actualización mensual del 1%
- Se considera una declinación exponencial para la determinación de la producción mensual de cada pozo, según información proporcionada se considera una declinación mensual del 0.67%.
- El costo estimado de instalación del sistema ESPCP es de 638377 USD, mientras que para el sistema RDPCP es de 259000 USD, incluyendo los costos por reacondicionamiento.
- El costo de arrendamiento mensual de equipos tanto del sistema ESPCP como RDPCP es de 7070.10 USD y 1200 USD respectivamente incluyendo mantenimiento por alguna falla eventual.
- El costo de producción por barril es de 6.73 USD, mismo que se considerará parte del egreso ya sea mediante el arriendo o adquisición de los equipos.

4.1.7 ANÁLISIS ECONÓMICO POZO VNT-001M1

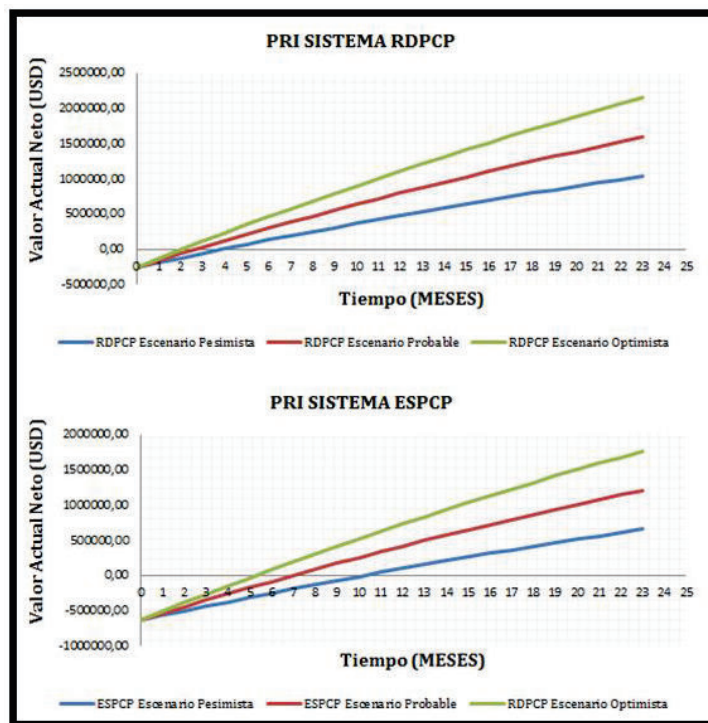
Para el análisis del pozo VNT-001M1, se consideran los escenarios propuestos en el cuadro 4.1, de acuerdo a los ingresos que se perciben por la venta de cada barril de petróleo para un período de 24 meses (2 años), considerando la adquisición y arrendamiento de los equipos utilizados en cada sistema.

4.1.7.1 Análisis Económico Realizando Adquisición de los Equipos

En los cuadros 4.2 y 4.3 se muestran los cálculos realizados con los ingresos y egresos generados por cada sistema propuesto, considerando una declinación de la producción anual del 8%.

La figura 4.2 muestra el flujo de caja actualizado acumulado con respecto al tiempo, para los 3 escenarios propuestos, mediante el cual se determina el período estimado de la recuperación de la inversión para los sistemas propuestos.

FIGURA 4.2 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN DEL POZO VNT-001M1 CONSIDERANDO LA ADQUISICIÓN DE LOS EQUIPOS



ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

CUADRO 4.2
ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO VNT-001M1 REALIZANDO LA ADQUISICIÓN DE LOS EQUIPOS DEL SISTEMA RDPCP

Mes	ANÁLISIS ECONÓMICO SISTEMA RDPCP					ESCENARIO PESIMISTA			ESCENARIO PROBABLE			ESCENARIO OPTIMISTA		
	Periodo	Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Ingreso Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)
1	0	0	0	259000	259000	0,00	0	-259000,00	0,00	0	-259000,00	0,00	0	-259000,00
2	1	97,2	2916	19624,68	278624,68	87480,00	87480,00	67855,32	116640,00	116640,00	97015,32	145800,00	145800,00	126175,32
3	2	97	2897	19493,85	298118,53	86896,80	174376,80	67402,95	115862,40	232502,40	96368,55	144828,00	290628,00	125334,15
4	3	96	2877	19363,89	317482,42	86317,49	260694,29	66953,60	115089,98	347592,38	95726,09	143862,48	434490,48	124498,59
5	4	95	2858	19234,80	336717,22	85742,04	346436,33	66507,24	114322,72	461915,10	95087,92	142903,40	577393,88	123668,60
6	5	95	2839	19106,57	355823,78	85170,42	431606,75	66063,86	113560,57	575475,67	94454,00	141950,71	719344,58	122844,14
7	6	94	2820	18979,19	374802,97	84602,62	516209,37	65623,43	112803,50	688279,16	93824,31	141004,37	860348,95	122025,18
8	7	93	2801	18852,66	393655,63	84038,60	600247,98	65185,94	112051,47	800330,64	93198,81	140064,34	1000413,29	121211,68
9	8	93	2783	18726,98	412382,61	83478,35	683726,32	64751,37	111304,46	911635,10	92577,49	139130,58	1139543,87	120403,60
10	9	92	2764	18602,13	430984,73	82921,82	766648,15	64319,70	110562,43	1022197,53	91960,30	138203,04	1277746,91	119600,91
11	10	92	2746	18478,12	449462,85	82369,01	849017,16	63890,90	109825,35	1132022,88	91347,23	137281,69	1415028,60	118803,57
12	11	91	2727	18354,93	467817,78	81819,89	930837,05	63464,96	109093,18	1241116,06	90738,25	136366,48	1551395,08	118011,55
13	12	90	2709	18232,56	486050,34	81274,42	1012111,47	63041,86	108365,89	1349481,95	90133,33	135457,37	1686852,44	117224,80
14	13	90	2691	18111,01	504161,35	80732,59	1092844,06	62621,58	107643,45	1457125,41	89532,44	134554,32	1821406,76	116443,31
15	14	89	2673	17990,27	522151,62	80194,37	1173038,43	62204,10	106925,83	1564051,24	88935,56	133657,29	1955064,05	115667,02
16	15	89	2655	17870,34	540021,96	79659,74	1252698,17	61789,41	106212,99	1670264,23	88342,66	132766,24	2087830,29	114895,90
17	16	88	2638	17751,20	557773,16	79128,68	1331826,85	61377,48	105504,91	1775769,14	87753,70	131881,13	2219711,42	114129,93
18	17	87	2620	17632,86	575406,02	78601,15	1410428,01	60968,30	104801,54	1880570,67	87168,68	131001,92	2350713,34	113369,06
19	18	87	2603	17515,31	592921,32	78077,15	1488505,15	60561,84	104102,86	1984673,54	86587,56	130128,58	2480841,92	112613,27
20	19	86	2585	17398,54	610319,86	77556,63	1566061,78	60158,09	103408,84	2088082,38	86010,31	129261,05	2610102,97	111862,52
21	20	86	2568	17282,55	627602,41	77039,59	1643101,37	59757,04	102719,45	2190801,83	85436,90	128399,31	2738502,29	111116,77
22	21	85	2551	17167,33	644769,74	76525,99	1719627,36	59358,66	102034,65	2292836,48	84867,32	127543,32	2866045,61	110375,99
23	22	84	2534	17052,88	661822,62	76015,82	1795643,18	58962,94	101354,42	2394190,91	84301,54	126693,03	2992738,64	109640,15
24	23	84	2517	16939,20	678761,82	75509,05	1871152,23	58569,85	100678,73	2494869,64	83739,53	125848,41	3118587,04	108909,21

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

**CUADRO 4.3
ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO VNT-001M1 REALIZANDO LA ADQUISICIÓN DE LOS EQUIPOS DEL SISTEMA ESPCP**

Mes	ANÁLISIS ECONÓMICO SISTEMA ESPCP					ESCENARIO PESIMISTA			ESCENARIO PROBABLE			ESCENARIO OPTIMISTA		
	Período	Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Ingreso Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)
1	0	0	0	638377	638377	0,00	0	-638377,00	0,00	0	-638377,00	0,00	0	-638377,00
2	1	97,2	2916	19624,68	658001,68	87480,00	87480,00	67855,32	116640,00	116640,00	97015,32	145800,00	145800,00	126175,32
3	2	97	2897	19493,85	677495,53	86896,80	174376,80	67402,95	115862,40	232502,40	96368,55	144828,00	290628,00	125334,15
4	3	96	2877	19363,89	696859,42	86317,49	260694,29	66953,60	115089,98	347592,38	95726,09	143862,48	434490,48	124498,59
5	4	95	2858	19234,80	716094,22	85742,04	346436,33	66507,24	114322,72	461915,10	95087,92	142903,40	577393,88	123668,60
6	5	95	2839	19106,57	735200,78	85170,42	431606,75	66063,86	113560,57	575475,67	94454,00	141950,71	719344,58	122844,14
7	6	94	2820	18979,19	754179,97	84602,62	516209,37	65623,43	112803,50	688279,16	93824,31	141004,37	860348,95	122025,18
8	7	93	2801	18852,66	773032,63	84038,60	600247,98	65185,94	112051,47	800330,64	93198,81	140064,34	1000413,29	121211,68
9	8	93	2783	18726,98	791759,61	83478,35	683726,32	64751,37	111304,46	911635,10	92577,49	139130,58	1139543,87	120403,60
10	9	92	2764	18602,13	810361,73	82921,82	766648,15	64319,70	110562,43	1022197,53	91960,30	138203,04	1277746,91	119600,91
11	10	92	2746	18478,12	828839,85	82369,01	849017,16	63890,90	109825,35	1132022,88	91347,23	137281,69	1415028,60	118803,57
12	11	91	2727	18354,93	847194,78	81819,89	930837,05	63464,96	109093,18	1241116,06	90738,25	136366,48	1551395,08	118011,55
13	12	90	2709	18232,56	865427,34	81274,42	1012111,47	63041,86	108365,89	1349481,95	90133,33	135457,37	1686852,44	117224,80
14	13	90	2691	18111,01	883538,35	80732,59	1092844,06	62621,58	107643,45	1457125,41	89532,44	134554,32	1821406,76	116443,31
15	14	89	2673	17990,27	901528,62	80194,37	1173038,43	62204,10	106925,83	1564051,24	88935,56	133657,29	1955064,05	115667,02
16	15	89	2655	17870,34	919398,96	79659,74	1252698,17	61789,41	106212,99	1670264,23	88342,66	132766,24	2087830,29	114895,90
17	16	88	2638	17751,20	937150,16	79128,68	1331826,85	61377,48	105504,91	1775769,14	87753,70	131881,13	2219711,42	114129,93
18	17	87	2620	17632,86	954783,02	78601,15	1410428,01	60968,30	104801,54	1880570,67	87168,68	131001,92	2350713,34	113369,06
19	18	87	2603	17515,31	972298,32	78077,15	1488505,15	60561,84	104102,86	1984673,54	86587,56	130128,58	2480841,92	112613,27
20	19	86	2585	17398,54	989696,86	77556,63	1566061,78	60158,09	103408,84	2088082,38	86010,31	129261,05	2610102,97	111862,52
21	20	86	2568	17282,55	1006979,41	77039,59	1643101,37	59757,04	102719,45	2190801,83	85436,90	128399,31	2738502,29	111116,77
22	21	85	2551	17167,33	1024146,74	76525,99	1719627,36	59358,66	102034,65	2292836,48	84867,32	127543,32	2866045,61	110375,99
23	22	84	2534	17052,88	1041199,62	76015,82	1795643,18	58962,94	101354,42	2394190,91	84301,54	126693,03	2992738,64	109640,15
24	23	84	2517	16939,20	1058138,82	75509,05	1871152,23	58569,85	100678,73	2494869,64	83739,53	125848,41	3118587,04	108909,21

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

El cuadro 4.4 muestra los resultados obtenidos para el pozo VNT-001M1, donde realizando la evaluación respectiva se puede determinar que el proyecto de implementación del sistema ESPCP y RDPCP realizando la adquisición de los equipos es considerado económicamente rentable.

**CUADRO 4.4
RESULTADOS ANÁLISIS ECONÓMICO POZO VNT- 001M1 REALIZANDO LA
ADQUISICIÓN DE LOS EQUIPOS**

Adquisición de Equipos	Sistema RDPCP			Sistema ESPCP		
	Pesimista	Probable	Optimista	Pesimista	Probable	Optimista
Escenario						
Precio del barril (USD)	30	40	50	30	40	50
Inversión Inicial (USD)	259000			638377		
VAN	1035620,41	1591967,81	2148315,21	656243,41	1212590,81	1768938,21
TIR	25,4%	36,8%	48,0%	8,6%	13,9%	18,8%
B/C	2,6	3,5	4,4	1,65	2,20	2,75
PRI (MESES)	4	2,8	2,1	10	6,8	5,1

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

4.1.7.2 Análisis Económico Realizando Arrendamiento de los Equipos

En los cuadros 4.5 y 4.6 se muestran los cálculos respectivos generados para cada sistema propuesto.

El cuadro 4.7 muestra los resultados obtenidos para cada uno de los sistemas propuestos, donde realizando la evaluación respectiva se considera un proyecto altamente rentable, esto debido a que no existe una inversión inicial significativa, sino solo el pago mensual por arrendamiento de los respectivos equipos, mismo que incluye los servicios de mantenimiento por cualquier tipo de falla eventual.

**CUADRO 4.7
RESULTADOS ANÁLISIS ECONÓMICO POZO VNT- 001M1 REALIZANDO
ARRENDAMIENTO DE LOS EQUIPOS**

Arriendo de Equipos	Sistema RDPCP			Sistema ESPCP		
	Pesimista	Probable	Optimista	Pesimista	Probable	Optimista
Escenario						
Precio del barril (USD)	30,00	40,00	50,00	30,00	40,00	50,00
Inversión Inicial (USD)	1200			7070,1		
VAN	1268873,42	1825220,82	2381568,23	1142925,61	1699273,01	2255620,41
TIR	5553,9%	7983,9%	10413,9%	859,0%	1271,5%	1683,9%
B/C	4,2	5,6	7,0	3,17	4,23	5,29

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

**CUADRO 4.5
ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO VNT-001M1 REALIZANDO ARRENDAMIENTO DE EQUIPOS DEL SISTEMA RDPCP**

Mes	ANÁLISIS ECONÓMICO SISTEMA RDPCP					ESCENARIO PESIMISTA			ESCENARIO PROBABLE			ESCENARIO OPTIMISTA		
	Periodo	Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Ingreso Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)
1	0	0	0	1200	1200	0,00	0	-1200,00	0,00	0	-1200,00	0,00	0	-1200,00
2	1	97,2	2916	20824,68	22024,68	87480,00	87480,00	66655,32	116640,00	116640,00	95815,32	145800,00	145800,00	124975,32
3	2	97	2897	20693,85	42718,53	86896,80	174376,80	66202,95	115862,40	232502,40	95168,55	144828,00	290628,00	124134,15
4	3	96	2877	20563,89	63282,42	86317,49	260694,29	65753,60	115089,98	347592,38	94526,09	143862,48	434490,48	123298,59
5	4	95	2858	20434,80	83717,22	85742,04	346436,33	65307,24	114322,72	461915,10	93887,92	142903,40	577393,88	122468,60
6	5	95	2839	20306,57	104023,78	85170,42	431606,75	64863,86	113560,57	575475,67	93254,00	141950,71	719344,58	121644,14
7	6	94	2820	20179,19	124202,97	84602,62	516209,37	64423,43	112803,50	688279,16	92624,31	141004,37	860348,95	120825,18
8	7	93	2801	20052,66	144255,63	84038,60	600247,98	63985,94	112051,47	800330,64	91998,81	140064,34	1000413,29	120011,68
9	8	93	2783	19926,98	164182,61	83478,35	683726,32	63551,37	111304,46	911635,10	91377,49	139130,58	1139543,87	119203,60
10	9	92	2764	19802,13	183984,73	82921,82	766648,15	63119,70	110562,43	1022197,53	90760,30	138203,04	1277746,91	118400,91
11	10	92	2746	19678,12	203662,85	82369,01	849017,16	62690,90	109825,35	1132022,88	90147,23	137281,69	1415028,60	117603,57
12	11	91	2727	19554,93	223217,78	81819,89	930837,05	62264,96	109093,18	1241116,06	89538,25	136366,48	1551395,08	116811,55
13	12	90	2709	19432,56	242650,34	81274,42	1012111,47	61841,86	108365,89	1349481,95	88933,33	135457,37	1686852,44	116024,80
14	13	90	2691	19311,01	261961,35	80732,59	1092844,06	61421,58	107643,45	1457125,41	88332,44	134554,32	1821406,76	115243,31
15	14	89	2673	19190,27	281151,62	80194,37	1173038,43	61004,10	106925,83	1564051,24	87735,56	133657,29	1955064,05	114467,02
16	15	89	2655	19070,34	300221,96	79659,74	1252698,17	60589,41	106212,99	1670264,23	87142,66	132766,24	2087830,29	113695,90
17	16	88	2638	18951,20	319173,16	79128,68	1331826,85	60177,48	105504,91	1775769,14	86553,70	131881,13	2219711,42	112929,93
18	17	87	2620	18832,86	338006,02	78601,15	1410428,01	59768,30	104801,54	1880570,67	85968,68	131001,92	2350713,34	112169,06
19	18	87	2603	18715,31	356721,32	78077,15	1488505,15	59361,84	104102,86	1984673,54	85387,56	130128,58	2480841,92	111413,27
20	19	86	2585	18598,54	375319,86	77556,63	1566061,78	58958,09	103408,84	2088082,38	84810,31	129261,05	2610102,97	110662,52
21	20	86	2568	18482,55	393802,41	77039,59	1643101,37	58557,04	102719,45	2190801,83	84236,90	128399,31	2738502,29	109916,77
22	21	85	2551	18367,33	412169,74	76525,99	1719627,36	58158,66	102034,65	2292836,48	83667,32	127543,32	2866045,61	109175,99
23	22	84	2534	18252,88	430422,62	76015,82	1795643,18	57762,94	101354,42	2394190,91	83101,54	126693,03	2992738,64	108440,15
24	23	84	2517	18139,20	448561,82	75509,05	1871152,23	57369,85	100678,73	2494869,64	82539,53	125848,41	3118587,04	107709,21

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

CUADRO 4.6
ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO VNT-001M1 REALIZANDO ARRENDAMIENTO DE EQUIPOS DEL SISTEMA ESPCP

Mes	ANÁLISIS ECONÓMICO SISTEMA ESPCP						ESCENARIO PESIMISTA			ESCENARIO PROBABLE			ESCENARIO OPTIMISTA		
	Periodo	Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Ingreso Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Mensual (USD)
1	0	0	0	7070,1	7070,1	0,00	0	-7070,10	0,00	0	-7070,10	0,00	0	-7070,10	0
2	1	97,2	2916	26694,78	33764,88	87480,00	87480,00	60785,22	116640,00	116640,00	89945,22	145800,00	145800,00	119105,22	145800,00
3	2	97	2897	26563,95	60328,83	86896,80	174376,80	60332,85	115862,40	232502,40	89298,45	144828,00	290628,00	118264,05	290628,00
4	3	96	2877	26433,99	86762,82	86317,49	260694,29	59883,50	115089,98	347592,38	88655,99	143862,48	434490,48	117428,49	434490,48
5	4	95	2858	26304,90	113067,72	85742,04	346436,33	59437,14	114322,72	461915,10	88017,82	142903,40	577393,88	116598,50	577393,88
6	5	95	2839	26176,67	139244,38	85170,42	431606,75	58993,76	113560,57	575475,67	87383,90	141950,71	719344,58	115774,04	719344,58
7	6	94	2820	26049,29	165293,67	84602,62	516209,37	58553,33	112803,50	688279,16	86754,21	141004,37	860348,95	114955,08	860348,95
8	7	93	2801	25922,76	191216,43	84038,60	600247,98	58115,84	112051,47	800330,64	86128,71	140064,34	1000413,29	114141,58	1000413,29
9	8	93	2783	25797,08	217013,51	83478,35	683726,32	57681,27	111304,46	911635,10	85507,39	139130,58	1139543,87	113333,50	1139543,87
10	9	92	2764	25672,23	242685,73	82921,82	766648,15	57249,60	110562,43	1022197,53	84890,20	138203,04	1277746,91	112530,81	1277746,91
11	10	92	2746	25548,22	268233,95	82369,01	849017,16	56820,80	109825,35	1132022,88	84277,13	137281,69	1415028,60	111733,47	1415028,60
12	11	91	2727	25425,03	293658,98	81819,89	930837,05	56394,86	109093,18	1241116,06	83668,15	136366,48	1551395,08	110941,45	1551395,08
13	12	90	2709	25302,66	318961,64	81274,42	1012111,47	55971,76	108365,89	1349481,95	83063,23	135457,37	1686852,44	110154,70	1686852,44
14	13	90	2691	25181,11	344142,75	80732,59	1092844,06	55551,48	107643,45	1457125,41	82462,34	134554,32	1821406,76	109373,21	1821406,76
15	14	89	2673	25060,37	369203,12	80194,37	1173038,43	55134,00	106925,83	1564051,24	81865,46	133657,29	1955064,05	108596,92	1955064,05
16	15	89	2655	24940,44	394143,56	79659,74	1252698,17	54719,31	106212,99	1670264,23	81272,56	132766,24	2087830,29	107825,80	2087830,29
17	16	88	2638	24821,30	418964,86	79128,68	1331826,85	54307,38	105504,91	1775769,14	80683,60	131881,13	2219711,42	107059,83	2219711,42
18	17	87	2620	24702,96	443667,82	78601,15	1410428,01	53898,20	104801,54	1880570,67	80098,58	131001,92	2350713,34	106298,96	2350713,34
19	18	87	2603	24585,41	468253,22	78077,15	1488505,15	53491,74	104102,86	1984673,54	79517,46	130128,58	2480841,92	105543,17	2480841,92
20	19	86	2585	24468,64	492721,86	77556,63	1566061,78	53087,99	103408,84	2088082,38	78940,21	129261,05	2610102,97	104792,42	2610102,97
21	20	86	2568	24352,65	517074,51	77039,59	1643101,37	52686,94	102719,45	2190801,83	78366,80	128399,31	2738502,29	104046,67	2738502,29
22	21	85	2551	24237,43	541311,94	76525,99	1719627,36	52288,56	102034,65	2292836,48	77797,22	127543,32	2866045,61	103305,89	2866045,61
23	22	84	2534	24122,98	565434,92	76015,82	1795643,18	51892,84	101354,42	2394190,91	77231,44	126693,03	2992738,64	102570,05	2992738,64
24	23	84	2517	24009,30	589444,22	75509,05	1871152,23	51499,75	100678,73	2494869,64	76669,43	125848,41	3118587,04	101839,11	3118587,04

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

4.1.8 ANÁLISIS ECONÓMICO POZO VNT-002M1

4.1.8.1 Análisis Económico Realizando Adquisición de los Equipos

Con los resultados que se muestran en el cuadro 4.8, se puede determinar que la implementación de los sistemas propuestos se considera económicamente rentable, sin embargo al ser un pozo que mantiene su producción debido a su baja declinación, no se recomienda realizar el cambio de sistema.

CUADRO 4.8 RESULTADOS ANÁLISIS ECONÓMICO POZO VNT- 002M1 REALIZANDO LA ADQUISICIÓN DE LOS EQUIPOS

Adquisición de Equipos	Sistema RDPCP			Sistema ESPCP		
	Pesimista	Probable	Optimista	Pesimista	Probable	Optimista
Precio del barril (USD)	30,00	40,00	50,00	30,00	40,00	50,00
Inversión Inicial (USD)	259000			638377		
VAN	7485946,71	10814243,54	14142540,36	7106569,71	10434866,54	13763163,36
TIR	156,1%	223,4%	290,8%	62,9%	90,2%	117,6%
B/C	4,0	5,3	6,7	3,47	4,63	5,78
PRI (MESES)	1	0,8	0,5	2	1,5	1

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

En la figura 4.3 se puede apreciar el período de recuperación de la inversión de los sistemas propuestos, mismo que es relativamente corto.

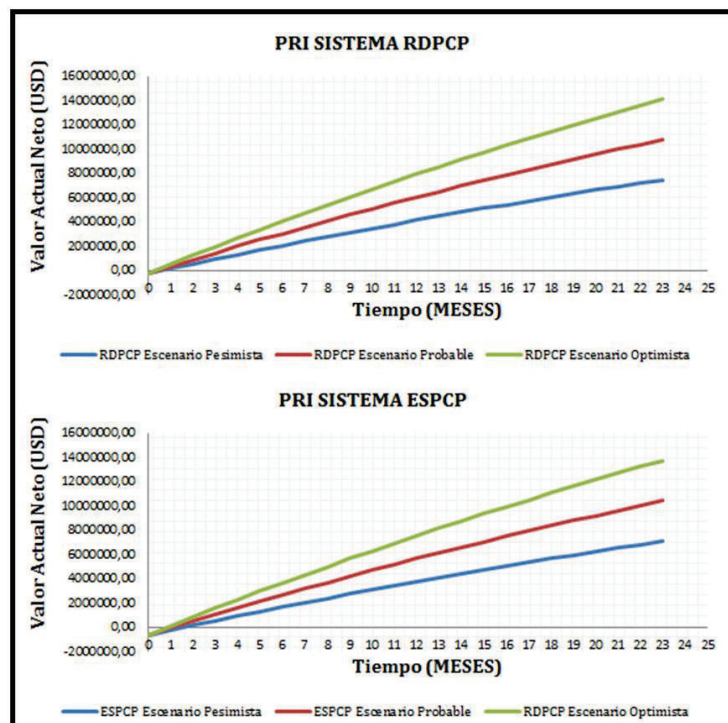
4.1.8.2 Análisis Económico Realizando Arrendamiento de los Equipos

Los resultados que se muestran en el cuadro 4.9, se puede determinar que la implementación de los sistemas propuestos se considera altamente rentable, esto debido a que no existe una inversión significativa sino solo el respectivo pago mensual por arrendamiento de los equipos.

El pago mensual que se realiza para el arrendamiento de los diferentes sistemas incluye el servicio de mantenimiento por alguna falla eventual del sistema.

En el anexo 12 se muestra los cálculos respectivos para la obtención de resultados de cada uno de los escenarios propuestos, tanto para la adquisición como para el arrendamiento de los equipos.

FIGURA 4.3 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN DEL POZO VNT-002M1 CONSIDERANDO LA ADQUISICIÓN DE LOS EQUIPOS



ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

CUADRO 4.9 RESULTADOS ANÁLISIS ECONÓMICO POZO VNT-002M1 REALIZANDO ARRENDAMIENTO DE LOS EQUIPOS

Arriendo de Equipos	Sistema RDPCP			Sistema ESPCP		
	Pesimista	Probable	Optimista	Pesimista	Probable	Optimista
Precio del barril (USD)	30,00	40,00	50,00	30,00	40,00	50,00
Inversión Inicial (USD)	1200			7070,1		
VAN	7719199,73	11047496,55	14375793,38	7593251,91	10921548,74	14249845,56
TIR	33727,5%	48264,8%	62802,0%	5640,9%	8108,3%	10575,7%
B/C	4,4	5,9	7,3	4,17	5,57	6,96

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

4.1.9 ANÁLISIS ECONÓMICO POZO HUAA-001TS

4.1.9.1 Análisis Económico Realizando Adquisición de los Equipos

De acuerdo a los resultados que se muestra en el cuadro 4.10, se puede determinar que la implementación del sistema ESPCP y RDPCP en este pozo es considerado rentable.

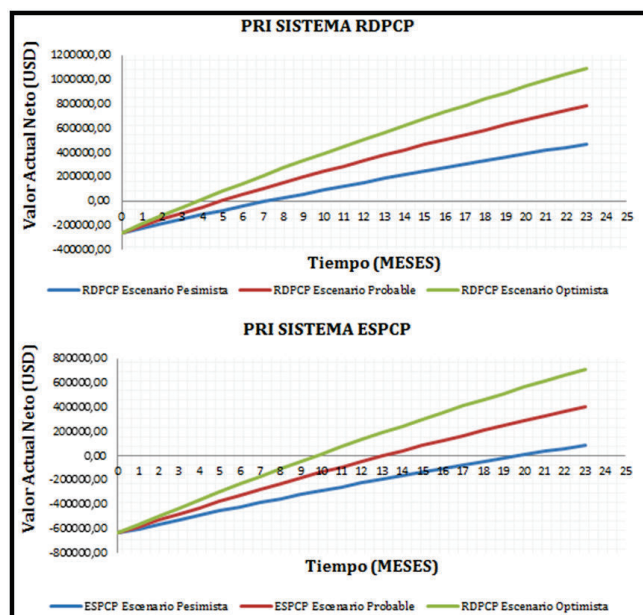
CUADRO 4.10
RESULTADOS ANÁLISIS ECONÓMICO POZO HUAA-001TS REALIZANDO LA
ADQUISICIÓN DE LOS EQUIPOS

Adquisición de Equipos	Sistema RDPCP			Sistema ESPCP		
	Pesimista	Probable	Optimista	Pesimista	Probable	Optimista
Precio del barril (USD)	30,00	40,00	50,00	30,00	40,00	50,00
Inversión Inicial (USD)	259000			638377		
VAN	468757,81	781502,89	1094247,98	89380,81	402125,89	714870,98
TIR	13,4%	20,1%	26,6%	2,2%	5,9%	9,2%
B/C	2,0	2,7	3,3	1,11	1,47	1,84
PRI (MESES)	7,5	5	3,8	19,5	13	9,8

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

La figura 4.4 muestra que el período de recuperación de la inversión para el sistema ESPCP es muy extenso, los escenarios probable y optimista serían los más idóneos para la implementación del sistema propuesto.

FIGURA 4.4 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN DEL POZO HUAA-001TS CONSIDERANDO LA ADQUISICIÓN DE LOS EQUIPOS



ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

4.1.9.2 Análisis Económico Realizando Arrendamiento de los Equipos

El cuadro 4.11 muestra los resultados obtenidos para el respectivo análisis, al igual que los casos anteriores al existir una inversión inicial relativamente corta el proyecto es considerado altamente rentable.

**CUADRO 4.11
RESULTADOS ANÁLISIS ECONÓMICO POZO HUAA-001TS REALIZANDO
ARRENDAMIENTO DE LOS EQUIPOS**

Arriendo de Equipos	Sistema RDPCP			Sistema ESPCP		
	Pesimista	Probable	Optimista	Pesimista	Probable	Optimista
Precio del barril (USD)	30,00	40,00	50,00	30,00	40,00	50,00
Inversión Inicial (USD)	1200			7070,1		
VAN	702010,82	1014755,91	1327500,99	576063,01	888808,09	1201553,17
TIR	3078,0%	4444,0%	5810,0%	438,7%	670,6%	902,5%
B/C	4,0	5,3	6,6	2,59	3,45	4,32

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

En el anexo 13 se muestra los cálculos respectivos para la obtención de resultados para cada uno de los escenarios propuestos, tanto para la adquisición como para el arrendamiento de los equipos.

4.1.10 ANÁLISIS ECONÓMICO POZO TPSB-009M1

4.1.10.1 Análisis Económico Realizando Adquisición de los Equipos

En el cuadro 4.12 se muestra los resultados obtenidos para el pozo TPSB-009M1, donde realizando la evaluación respectiva se puede determinar que el proyecto de implementación tanto para el sistema ESPCP y RDPCP es considerado económicamente rentable.

**CUADRO 4.12
RESULTADOS ANÁLISIS ECONÓMICO POZO TPSB-009M1 REALIZANDO LA
ADQUISICIÓN DE LOS EQUIPOS**

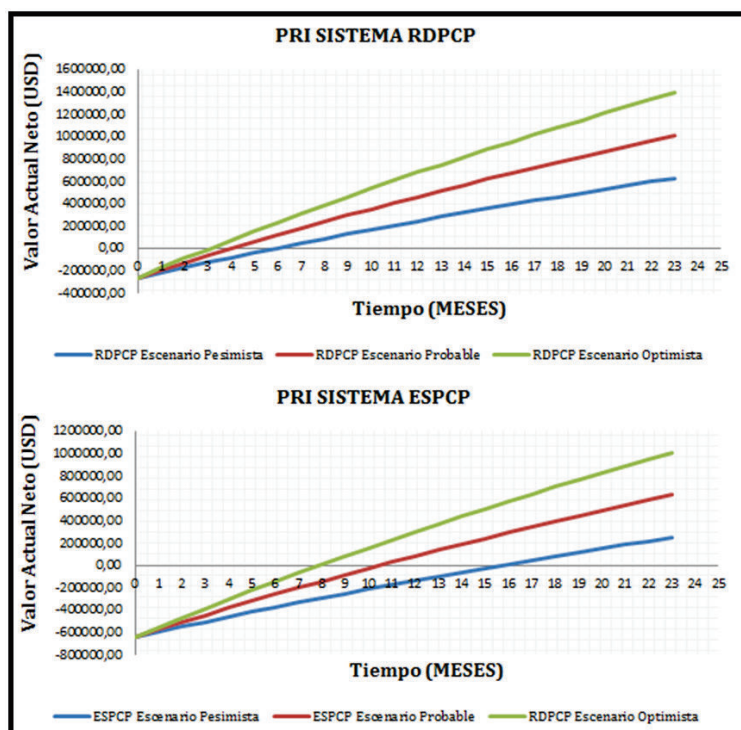
Adquisición de Equipos	Sistema RDPCP			Sistema ESPCP		
	Pesimista	Probable	Optimista	Pesimista	Probable	Optimista
Precio del barril (USD)	30,00	40,00	50,00	30,00	40,00	50,00
Inversión Inicial (USD)	259000			638377		
VAN	627521,96	1008494,01	1389466,06	248144,96	629117,01	1010089,06
TIR	16,8%	24,8%	32,6%	4,2%	8,3%	12,0%
B/C	2,2	3,0	3,7	1,28	1,70	2,13
PRI (MESES)	6	4	3	16	10,3	8

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

Los cálculos respectivos para la obtención de dichos resultados se muestran en el anexo 14, para cada uno de los escenarios de los distintos sistemas propuestos en el presente estudio.

La figura 4.5 muestra el flujo de caja actualizado acumulado con respecto al tiempo, mediante el cual se determina el período estimado de la recuperación de la inversión tanto para el sistema ESPCP como RDPCP.

FIGURA 4.5 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN DEL POZO TPSB-009M1 CONSIDERANDO LA ADQUISICIÓN DE LOS EQUIPOS



ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

4.1.10.2 Análisis Económico Realizando Arrendamiento de los Equipos

El cuadro 4.13 muestra los resultados obtenidos, mismo que al existir una inversión relativamente corta el proyecto es considerado económicamente rentable.

CUADRO 4.13 RESULTADOS ANÁLISIS ECONÓMICO POZO TPSB-009M1 REALIZANDO ARRENDAMIENTO DE LOS EQUIPOS

Arriendo de Equipos	Sistema RDPCP			Sistema ESPCP		
	Pesimista	Probable	Optimista	Pesimista	Probable	Optimista
Precio del barril (USD)	30,00	40,00	50,00	30,00	40,00	50,00
Inversión Inicial (USD)	1200			7070,1		
VAN	860774,97	1241747,02	1622719,07	734827,16	1115799,21	1496771,25
TIR	3771,4%	5435,4%	7099,5%	556,4%	838,9%	1121,3%
B/C	4,1	5,4	6,8	2,80	3,73	4,67

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El activo Cuyabeno actualmente cuenta con 93 pozos productores, en el cual los sistemas predominantes son el bombeo electrosumergible y el bombeo hidráulico, mismos que han sido implementados para la producción de petróleo de diferentes características, donde resalta el campo Vinita con la producción de crudo pesado con un API promedio de 15.4°.
- Debido al cambio en las propiedades de los fluidos que producen, el sistema de bombeo electrosumergible presenta fallas frecuentes como taponamientos y rotura del eje de la bomba, ocasionando paros en la producción y por ende gastos en reparación y mantenimiento para la empresa operadora.
- La implementación de los sistemas ESPCP y RDPCP en los diferentes pozos de estudio considerando el pago mensual por arrendamiento de los equipos es viable, esto debido a que la inversión inicial es relativamente corta en comparación con la adquisición de los equipos.
- El pozo VNT-001 cuya arena productora es “M-1” con un crudo pesado de 14.7 °API, es candidato potencial para la aplicación del sistema RDPCP, debido a que representa un incremento en la producción de 8 BPPD con respecto a la producción del sistema electrosumergible.
- Para el caso del pozo TPSA-001TS no fue factible su aplicación por ninguno de los sistemas propuestos, debido a las condiciones económicas actuales y a las condiciones del pozo que ponen un limitante a la obtención de resultados confiables.

- El análisis económico del pozo HUAA-001TS, muestra un escenario completamente favorable para la aplicación de los sistemas ESPCP y RDPCP, sin embargo debido a las características del sistema ESPCP es más conveniente su aplicación debido a que es un pozo direccional.
- Durante el diseño se debe evitar el sobredimensionamiento de los equipos, ya que un caudal de extracción que no sea el adecuado, ocasionara un desgaste en la bomba, haciéndola operar fuera de los rangos de diseño establecidos por el fabricante.

5.2 RECOMENDACIONES

- Para futuras intervenciones en el campo Vinita se recomienda el sistema de bombeo por cavidades progresivas como sistema de levantamiento ya que representa un ahorro económico significativo comparado con el bombeo electrosumergible.
- Se recomienda instalar el sistema ESPCP en los pozos TPSB-009M1 y HUAA-001TS, ya que de acuerdo a las características actuales que presentan los pozos hacen idónea su implementación.
- Si bien el análisis económico del pozo VNT-002M1, muestra un escenario completamente favorable para la aplicación de los sistemas ESPCP y RDPCP, no es factible aplicar debido a las condiciones económicas actuales, por ser un pozo que mantiene una producción estable de 491 BPPD con el sistema de bombeo electrosumergible.
- Para el diseño adecuado de los diferentes sistemas propuestos, es indispensable conocer las curvas características del comportamiento de la bomba PCP, para poder determinar el rendimiento adecuado para el funcionamiento óptimo del sistema en su implementación.

- Para el pozo TPSB-009M1 los resultados del análisis económico realizando la adquisición de los equipos muestran la factibilidad de la aplicación de los dos sistemas propuestos, sin embargo por consideraciones técnicas es factible la aplicación del sistema ESPCP debido a las ventajas que proporciona en pozos que superan los 6000 pies de profundidad.
- Si bien el análisis económico realizando el arrendamiento de equipos es altamente rentable para los pozos de estudio, se debe considerar la disposición y estado que la empresa proveedora disponga de los equipos solicitados; ya actualmente se hace uso de los materiales que las mismas dispongan debido a pasadas intervenciones.
- Como recomendación final es indispensable analizar los resultados que se obtiene con la implementación de la tecnología PCP, ya que de esta manera servirán de referencia para futuras operaciones de producción especialmente en campos que produzcan un crudo pesado.

GLOSARIO

API (Instituto Americano del Petróleo).- Es una organización sin fines de lucro que sirve para coordinar y promover el interés de la industria petrolera en su relación con gobiernos y otros.

AMPERAJE.- Es la intensidad eléctrica que circula entre dos puntos, ésta corriente es la requerida por el equipo electrosumergible para su funcionamiento.

BOMBA DE CAVIDAD PROGRESIVA, PCP.- Es una bomba de desplazamiento positivo la cual consta de un rotor que gira dentro del estator, formando cavidades que ayudan en el desplazamiento del fluido desde la succión hasta la descarga de la bomba.

CABLE DE POTENCIA.- Es el enlace entre el equipo de fondo del pozo y la fuente de alimentación en superficie, transmitiendo la potencia necesaria al motor para el funcionamiento óptimo del sistema ESPCP.

CAMPOS MADUROS.- Son aquellos campos que han alcanzado el pico máximo de su producción y empieza su etapa de declinación.

CORTE DE AGUA.- Es la relación entre la tasa de agua y la tasa total de la producción de fluidos.

ELASTÓMERO.- Material galvánico que reviste internamente al estator, es un polímero de alto peso molecular con la propiedad de deformarse y recuperarse elásticamente.

ESP CP.- Bombeo de cavidades progresivas con motor eléctrico sumergible.

ESTATOR.- Es una hélice doble interna y moldeada a precisión, fabricado por un material sintético adherido dentro de un tubo de acero.

GOR.- Es la proporción de petróleo y gas obtenida en un pozo productor bajo condiciones de presión y temperatura dadas.

PIP (PUMP INTAKE PRESSURE).- Es la presión con la que el fluido ingresa a la bomba o el nivel anular de fluido sobre la bomba medido en psi.

PUNTO DE BURBUJA.- La temperatura y presión a la cual parte de un líquido comienza a convertirse en gas.

RDPCP.- Bombeo de cavidades progresivas con motor eléctrico en superficie.

REDUCTOR DE ENGRANAJES.- Componente que reduce mecánicamente las revoluciones del motor mediante un conjunto de engranajes, ocasionando un incremento en el torque del sistema.

ROTOR.- Está fabricado con acero de alta resistencia mecanizado con precisión y recubierto con una capa de material altamente resistente a la abrasión.

SURVEY.- Son datos medidos mientras se realizan los trabajos de perforación, estas mediciones proporcionan información del ángulo de inclinación y dirección en cierto punto del hoyo.

TDH (ALTURA DINÁMICA TOTAL).- Es la altura total requerida para levantar el fluido desde la descarga de la bomba hacia la superficie.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alvarez, D. (2015). “Análisis para la Implementación del Sistema de Bombeo Electrosumergible de Cavidad Progresiva en Pozos de Crudo Pesado en un Campo del Oriente Ecuatoriano”. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Baker Hughes (2009). “Centrilift Submersible Pump Handbook Ninth Edition”. Oklahoma: Baker Hughes Centrilift.
- Baker Hughes (2011). “A Procedure for ESPCP System Selection”. Baker Hughes Centrilift.
- Baker Hughes (2011). “PCP Training – Theory and Overview”. Baker Hughes Centrilift.
- Banzer, C. (1996). “Correlaciones Numéricas P.V.T”. Maracaibo: Universidad del Zulia
- Castro, H. & Rodríguez, D. (2017). “Desarrollo de un Simulador para el Dimensionamiento y Análisis Comparativo entre el Bombeo Hidráulico Tipo Jet y el Bombeo de Cavidades Progresivas para la Producción de Crudos Pesados”. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Chacín, N. (2003). “Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting”. El Tigre, Venezuela: ESP OIL Engineering Consultants.
- Hirschfeldt, M. (2008). “Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas”. www.Oilproduction.net

- López, J. & Sámano, C. (2011). “Nuevos Desarrollos en el Bombeo de Cavidades Progresivas para la Optimización de la Producción de Pozos de Aceite”. CD. Universitaria-México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Mena, F., Ruiz, R. G., & Pozo, L. (2015). “PCP System Shows Optimal Performance in a Heavy Oil Well in Block 59 Ecuador”. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/177129-MS.
- NETZSCH (2004). “Manual de Sistemas PCP”. Brasil: NETZSCH Oilfield Products GmbH.
- Ortega, E. (2009). “Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas Aplicado a Pozos Desviados”. México DF: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Pirela, J. (2015). “Estudio de Factibilidad Técnico-Económica para un Cambio de Método de Producción de Levantamiento Artificial con Gas (LAG) a Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP)”. USA: Tecana American University.
- Ramírez, L. (2006). “Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare”. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Taufan, M., Adriansyah, R, & Satriana, D. (2005). “Electrical Submersible Progressive Cavity Pump (ESPCP) Application in Kulin Horizontal Wells”. Society of Petroleum Engineers. 93594-MS.
- Villalobos, E. Martínez, M. Suárez, R. Ramírez, E. & Gómez, L., (2011). “Informe de Alternativas Tecnológicas sobre el Aseguramiento de Flujo para Crudo Pesado y Extra Pesado”, de Scribd Sitio web:
<https://es.scribd.com/doc/76230596/Informe-Final-Crudo-Pesado-16dic11>

ANEXOS

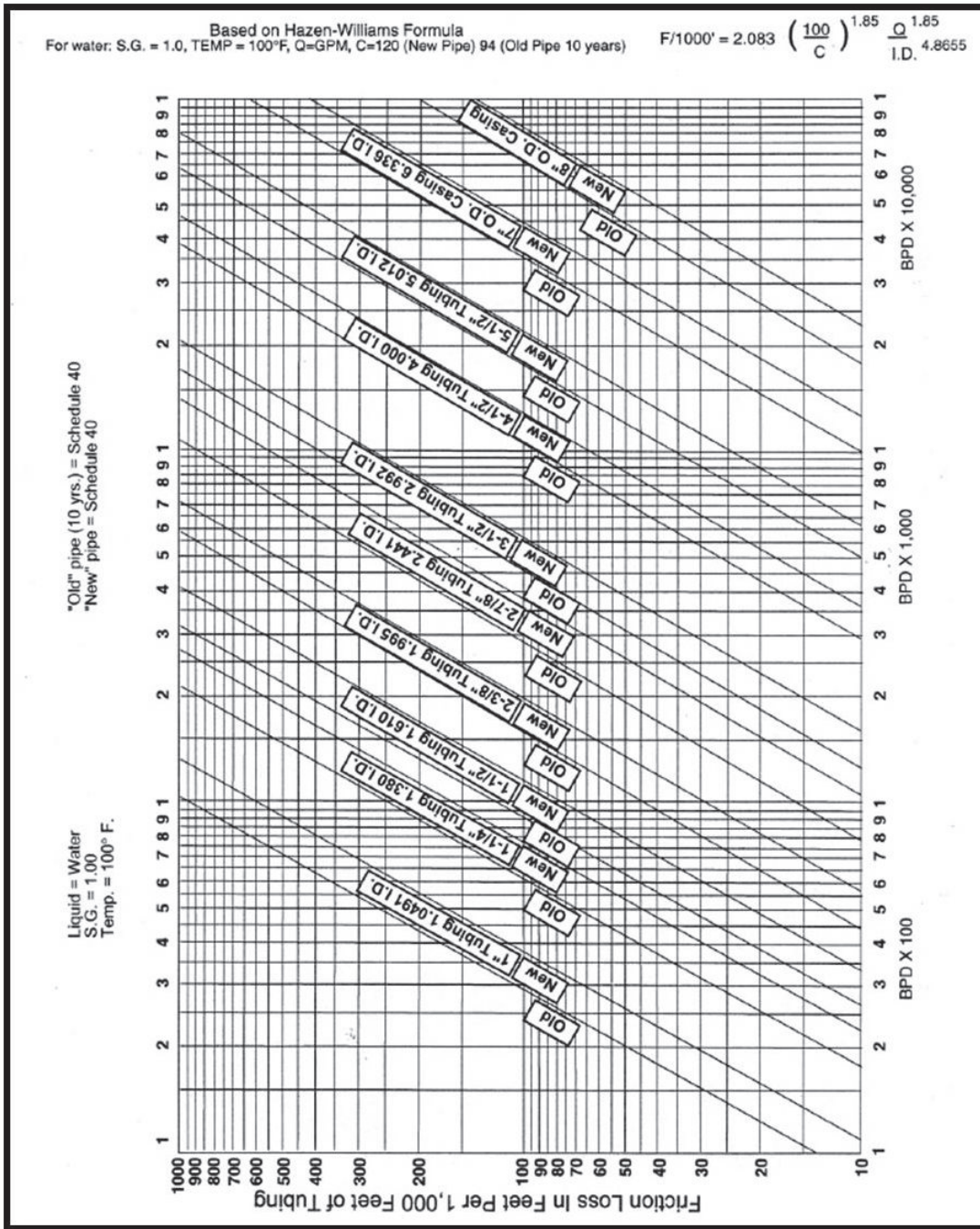
ANEXOS

No	DESCRIPCIÓN
1	Pérdidas de presión por fricción en la tubería de producción
2	Especificaciones técnicas de las bombas PCP para el sistema ESPCP
3	Especificaciones técnicas del sello, GRU y conjunto de eje flexible
4	Especificaciones técnicas del cable de potencia
5	Temperatura de operación para los diferentes cables de potencia
6	Especificaciones técnicas del variador de frecuencia
7	Especificaciones técnicas de las bombas PCP para el sistema RDPCP
8	Especificaciones técnicas de los diferentes elastómeros
9	Pérdidas de presión por fricción en tubing según el tipo de varilla
10	Datos generales de las diferentes varillas de bombeo
11	Diseño del sistema ESPCP y RDPCP para los distintos pozos de estudio
12	Análisis económico del pozo VNT-002M1
13	Análisis económico del pozo HUAA-001TS
14	Análisis económico del pozo TPSB-009M1

ANEXO 1

PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN



FUENTE: Technical Data Summary, The 9 Step Book, A procedure for ESPCP system selection, Baker Hughes, 2011.

ELABORACIÓN: Baker Hughes

ANEXO 2

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LAS BOMBAS PCP PARA EL SISTEMA ESPCP

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LAS BOMBAS PCP BAKER HUGHES

Pump Specification Guide

Baker Hughes progressing cavity pumps

Pump model		Rate		Pressure		Rotor		Min. Tubing to Surface	Stator				
Imperial	ISO	bfpd rpm	m ³ /d rpm	psi	mts of water	Length (in.)	Pin size (in.)	In.	Stator length (in.)	Stator connection (API)	Stator O.D. (in.)	Stator Asm length (in.)	Stator Asm connection (API)
25-B-0900	4-0600	0.25	0.04	900	600	54.50	0.875 API	2.375	43.00	2.875 in. - 10 NUE PIN	2.875	59.88	2.875 in. - 8 EUE
25-B-1300	4-0900			1300	900	77.00			65.50			82.38	
25-B-1800	4-1200			1800	1200	98.75			87.25			104.13	
25-B-2300	4-1600			2300	1600	128.50			117.00			133.88	
25-B-2600	4-1800			2600	1800	137.50			126.00			142.88	
25-B-3600	4-2500	3600	2500	190.00	178.50	195.38							
44-B-0900	7-0600	0.44	0.07	900	600	62.50	0.875 API	2.375	51.00	2.875 in. - 10 NUE PIN	2.875	67.88	2.875 in. - 8 EUE
44-B-1300	7-0900			1300	900	96.00			84.50			101.38	
44-B-1800	7-1200			1800	1200	124.75			113.25			130.13	
44-B-2300	7-1600			2300	1600	153.00			141.50			158.38	
44-B-2600	7-1800			2600	1800	181.00			169.50			186.38	
44-B-3600	7-2500	3600	2500	232.00	220.50	237.38							
65-B-0900	10-0600	0.65	0.1	900	600	76.00	0.875 API	2.375	64.50	2.875 in. - 10 NUE PIN	2.875	81.38	2.875 in. - 8 EUE
65-B-1300	10-0900			1300	900	112.00			100.50			117.38	
65-B-1800	10-1200			1800	1200	147.00			135.50			152.38	
65-B-2300	10-1600			2300	1600	181.00			169.50			186.38	
65-B-2600	10-1800			2600	1800	210.50			199.00			215.88	
65-B-3600	10-2500	3600	2500	282.50	271.00	287.88							
95-B-0900	15-0600	0.95	0.15	900	600	104.00	0.875 API	2.375	92.50	2.875 in. - 10 NUE PIN	2.875	109.38	2.875 in. - 8 EUE
95-B-1300	15-0900			1300	900	155.25			143.75			160.63	
95-B-1800	15-1200			1800	1200	206.00			194.50			211.38	
95-B-2300	15-1600			2300	1600	266.50			255.00			271.88	
95-B-2600	15-1800			2600	1800	298.50			287.00			303.88	
95-B-3600	15-2500	3600	2500	400.00	388.50	405.38							
250-B-0900	40-0600	2.5	0.4	900	600	143.50	0.875 API	2.375	132.00	2.875 in. - 10 NUE PIN	2.875	148.88	2.875 in. - 8 EUE
250-B-1300	40-0900			1300	900	209.00			197.50			214.38	
250-B-1800	40-1200			1800	1200	274.00			262.50			279.38	
250-B-2300	40-1600			2300	1600	340.50			329.00			345.88	
250-B-2600	40-1800			2600	1800	406.50			395.00			411.88	
350-B-0900	56-0600	3.5	0.56	900	600	201.50	0.875 API	2.375	190.00	2.875 in. - 10 NUE PIN	2.875	206.88	2.875 in. - 8 EUE
350-B-1300	56-0900			1300	900	298.00			286.50			303.38	
350-B-1800	56-1200			1800	1200	392.75			381.25			398.13	
350-B-2300	56-1600			2300	1600	488.50			477.00			493.88	
350-B-2600	56-1800			2600	1800	533.00			521.50			538.38	
80-D-1800	12-1200	0.8	0.12	1300	1200	110.00	1.000 API	2.875	95.00	3.500 in. - 8 EUE PIN	3.75	118.25	3.500 in. - 8 EUE
80-D-2300	12-1600			1800	1600	134.50			119.50			142.75	
80-D-2600	12-1800			2300	1800	158.50			143.50			166.75	
110-D-0900	18-0600	1.1	0.18	900	600	75.00	1.000 API	2.875	60.00	3.500 in. - 8 EUE PIN	3.75	83.25	3.500 in. - 8 EUE
110-D-1300	18-0900			1300	900	96.00			81.00			104.25	
110-D-1800	18-1200			1800	1200	119.00			104.00			127.25	
110-D-2300	18-1600			2300	1600	145.00			130.00			153.25	
110-D-2600	18-1800			2600	1800	164.50			149.50			172.75	
130-D-0900	21-0600	1.3	0.21	900	600	87.00	1.000 API	2.875	72.00	3.500 in. - 8 EUE PIN	3.75	95.25	3.500 in. - 8 EUE
130-D-1300	21-0900			1300	900	122.00			107.00			130.25	
130-D-1800	21-1200			1800	1200	160.00			145.00			168.25	
130-D-2300	21-1600			2300	1600	194.50			179.50			202.75	
130-D-2600	21-1800			2600	1800	227.00			212.00			235.25	
130-D-3600	21-2500	3600	2500	302.00	287.00	310.25							
200-D-0900	32-0600	2	0.32	900	600	103.50	1.000 API	2.875	88.50	3.500 in. - 8 EUE PIN	3.75	111.75	3.500 in. - 8 EUE
200-D-1300	32-0900			1300	900	147.50			132.50			155.75	
200-D-1800	32-1200			1800	1200	193.00			178.00			201.25	
200-D-2300	32-1600			2300	1600	238.00			223.00			246.25	
200-D-2600	32-1800			2600	1800	275.00			260.00			283.25	
200-D-3600	32-2500	3600	2500	370.50	355.50	378.75							
270-D-0900	43-0600	2.7	0.43	900	600	129.00	1.000 API	2.875	114.00	3.500 in. - 8 EUE PIN	3.75	137.25	3.500 in. - 8 EUE
270-D-1300	43-0900			1300	900	177.50			162.50			185.75	
270-D-1800	43-1200			1800	1200	246.50			231.50			254.75	
270-D-2300	43-1600			2300	1600	316.50			301.50			324.75	
270-D-2600	43-1800			2600	1800	362.00			347.00			370.25	
270-D-3600	43-2500	3600	2500	477.50	462.50	485.75							

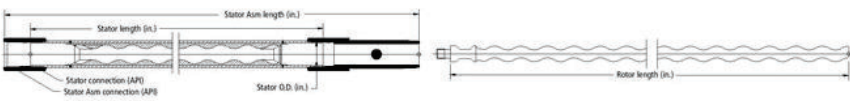


FUENTE: Electrical Submersible Progressing Cavity Pumping System, Pump Specification Guide, Baker Hughes, 2014.

ELABORACIÓN: Baker Hughes

CONTINUACIÓN ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LAS BOMBAS PCP


OVERVIEW



Pump model		Rate		Pressure		Rotor		Min. Tubing to Surface	Stator				
Imperial	ISO	bfpd rpm	m ³ /d rpm	psi	mts of water	Length (in.)	Pin size (in.)	In.	Stator length (in.)	Stator connection (API)	Stator O.D. (in.)	Stator Asm length (in.)	Stator Asm connection (API)
350-D-0900	56-0600	3.5	0.56	900	600	161.00	1,000 API	2.875	146.00	3,500 in. - 8 EUE PIN	3.75	169.25	3,500 in. - 8 EUE
350-D-1300	56-0900			1300	900	235.50			220.50			243.75	
350-D-1800	56-1200			1800	1200	314.50			299.50			322.75	
350-D-2300	56-1600			2300	1600	389.00			374.00			397.25	
350-D-2600	56-1800			2600	1800	459.00			444.00			467.25	
450-D-0900	72-0600	4.5	0.72	900	600	216.00	1,000 API	2.875	201.00	3,500 in. - 8 EUE PIN	3.75	224.25	3,500 in. - 8 EUE
450-D-1300	72-0900			1300	900	299.50			284.50			307.75	
450-D-1800	72-1200			1800	1200	415.00			400.00			423.25	
450-D-2300	72-1600			2300	1600	516.50			501.50			524.75	
450-D-2600	72-1800			2600	1800	583.00			568.00			591.25	
550-D-0900	87-0600	5.5	0.87	900	600	246.50	1,000 API	2.875	231.50	3,500 in. - 8 EUE PIN	3.75	254.75	3,500 in. - 8 EUE
550-D-1300	87-0900			1300	900	361.50			346.50			369.75	
550-D-1800	87-1200			1800	1200	477.50			462.50			485.75	
550-D-2300	87-1600			2300	1600	592.50			577.50			600.75	
525-F-0900	83-0600	5.25	0.83	900	600	225.50	1,125 API	3.5	210.50	3,500 in. - 8 EUE BOX	4.5	226.50	3,500 in. - 8 EUE
525-F-1300	83-0900			1300	900	327.50			312.50			328.50	
525-F-1800	83-1200			1800	1200	428.50			413.50			429.50	
525-F-2300	83-1600			2300	1600	530.00			515.00			531.00	
725-F-0900	115-0600	7.25	1.15	900	600	312.00	1,125 API	3.5	297.00	3,500 in. - 8 EUE BOX	4.5	313.00	3,500 in. - 8 EUE
725-F-1300	115-0900			1300	900	452.00			437.00			453.00	
725-F-1800	115-1200			1800	1200	608.50			593.50			609.50	
925-F-0650	147-0450	9.25	1.47	650	450	308.00	1,125 API	3.5	293.00	3,500 in. - 8 EUE BOX	4.5	309.00	3,500 in. - 8 EUE
925-F-0900	147-0600			900	600	445.00			430.00			446.00	
925-F-1300	147-0900			1300	900	600.00			585.00			601.00	
520-SG-0900	83-0600	5.2	0.83	900	600	124.50	1,125 API	3.5	112.25	4,500 in. - 8 EUE BOX	5	130.00	4,500 in. - 8 EUE BOX
520-SG-1300	83-0900			1300	900	180.50			168.50			186.25	
520-SG-1800	83-1200			1800	1200	236.50			224.50			242.25	
520-SG-2300	83-1600			2300	1600	292.00			280.00			297.75	
520-SG-2600	83-1800			2600	1800	310.75			298.75			316.50	
655-SG-0900	104-0600	6.55	1.04	900	600	145.75	1,125 API	3.5	134.75	4,500 in. - 8 EUE BOX	5	152.50	4,500 in. - 8 EUE BOX
655-SG-1300	104-0900			1300	900	214.75			202.50			220.25	
655-SG-1800	104-1200			1800	1200	281.75			269.75			287.50	
655-SG-2300	104-1600			2300	1600	348.75			336.75			354.50	
655-SG-2600	104-1800			2600	1800	416.50			404.50			422.25	
790-SG-0900	126-0600	7.9	1.26	900	600	181.75	1,125 API	3.5	169.75	4,500 in. - 8 EUE BOX	5	187.50	4,500 in. - 8 EUE BOX
790-SG-1300	126-0900			1300	900	236.50			224.50			242.25	
790-SG-1800	126-1200			1800	1200	348.25			336.25			354.00	
790-SG-2300	126-1600			2300	1600	420.75			408.75			426.50	
790-SG-2600	126-1800			2600	1800	460.50			448.50			466.25	
1055-SG-0900	167-0600	10.55	1.67	900	600	236.50	1,125 API	3.5	224.50	4,500 in. - 8 EUE BOX	5	242.25	4,500 in. - 8 EUE BOX
1055-SG-1300	167-0900			1300	900	348.25			336.25			354.00	
1055-SG-1800	167-1200			1800	1200	460.50			448.50			466.25	
1320-SG-0650	210-0450	13.2	2.1	650	450	214.5	1,125 API	3.5	202.50	4,500 in. - 8 EUE BOX	5	220.25	4,500 in. - 8 EUE BOX
1320-SG-0900	210-0600			900	600	315.25			303.25			321.00	
1320-SG-1300	210-0900			1300	900	416.50			404.50			422.25	
500-G-0900	80-0600	5	0.79	900	600	121.00	1,125 API	4.5	109.00	4,500 in. - 8 EUE BOX	5.125	126.75	4,500 in. - 8 EUE
500-G-1300	80-0900			1300	900	169.00			157.00			174.75	
500-G-1800	80-1200			1800	1200	235.50			223.50			241.25	
500-G-2300	80-1600			2300	1600	302.00			290.00			307.75	
500-G-2600	80-1800			2600	1800	337.50			325.50			343.25	
700-G-0900	111-0600	7	1.11	900	600	158.00	1,125 API	4.5	146.00	4,500 in. - 8 EUE BOX	5.125	163.75	4,500 in. - 8 EUE
700-G-1300	111-0900			1300	900	237.00			225.00			242.75	
700-G-1800	111-1200			1800	1200	311.00			299.00			316.75	
700-G-2300	111-1600			2300	1600	410.50			398.50			416.25	
700-G-2600	111-1800			2600	1800	456.50			444.50			462.25	
900-G-0900	143-0600	9	1.43	900	600	210.88	1,125 API	4.5	198.88	4,500 in. - 8 EUE BOX	5.125	216.63	4,500 in. - 8 EUE
900-G-1300	143-0900			1300	900	298.00			286.00			303.75	
900-G-1800	143-1200			1800	1200	415.38			403.38			421.13	
900-G-2300	143-1600			2300	1600	517.00			505.00			522.75	
900-G-2600	143-1800			2600	1800	583.50			571.50			589.25	
1400-G-0650	223-0450	14	2.23	650	450	236.50	2,375 PAC	4.5	224.50	4,500 in. - 8 EUE BOX	5.125	242.25	4,500 in. - 8 EUE
1400-G-0900	223-0600			900	600	332.00			320.00			337.75	
1400-G-1300	223-0900			1300	900	460.50			448.50			466.25	

Disclaimer of Liability: This information is provided for general information purposes only and is intended to be accurate as of the date hereof. However, Baker Hughes Incorporated and its affiliates do not make any warranty or representation of any kind regarding the information and accuracy of specific and detailed information or representations in the future solely permissible to the fullest extent permitted by law, including those of merchantability, fitness for a particular purpose or non-infringement, accuracy, completeness or compensation of the information provided herein. All information is furnished "as is" and without any warranty or disclaimer. The user agrees to assume all liabilities related to the use of or reliance on such information. BAKER HUGHES INCORPORATED AND ITS AFFILIATES SHALL NOT BE LIABLE FOR ANY DIRECT, INDIRECT, SPECIAL, PUNITIVE, EXEMPLARY OR CONSEQUENTIAL DAMAGES FROM ANY CAUSE WHATSOEVER INCLUDING BUT NOT LIMITED TO ITS NEGLIGENCE.

© 2014 Baker Hughes Incorporated. All rights reserved. 29960 01/2013



FUENTE: Electrical Submersible Progressing Cavity Pumping System, Pump Specification Guide, Baker Hughes, 2014.
 ELABORACIÓN: Baker Hughes

ANEXO 3

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL SELLO, GRU Y CONJUNTO DE EJE FLEXIBLE

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL SELLO, GRU Y CONJUNTO DE EJE FLEXIBLE

OVERVIEW

ESPCP system

Electrospeed™
A variable speed drive is customized for operational control of the system.

Progressing cavity pump
A high efficiency pump designed for viscous well environments. A major benefit of the PCP is the ability to efficiently produce viscous and sand laden fluid.

Flex shaft and intake
These components convert the eccentric motion of the PCP to the concentric motion of the seal section.

Seal section
Isolates the motor and gear reducer oil from the wellbore fluids. It also houses the thrust bearing that isolates thrust from the gear reducer and motor.

Gear Reducer
A gear drive that reduces motor speed to acceptable PCP speed, and increases torque to drive the PCP.

Electric Motor
Standard ESP motors are used to drive the ESPCP system.

ESPCP technical specifications

Flexshaft and intake

Description	400 series	500 series	600 series
Housing outside diameter; in.	4.00	5.13	6.75
Length; ft	8	8	8
Minimum casing size; in. / casing weight; lb	5 1/2 in. - 17 lb.	7 in. - 32 lb.	8 5/8 in. - 44 lb.
Flexshaft shaft diameter; in.	1.25	1.50	1.56
Radial and axial bearings	Tungsten carbide	Tungsten carbide	Tungsten carbide

Seal section

Description	300 series	400 series	500 series	600 series
Outside diameter; in.	3.75	4.00	5.13	6.75
Thrust bearing specification	Intermediate load	Intermediate load	Intermediate load	Intermediate load
Mechanical seal specification	Premium face	Premium face	Premium face	Premium face

Gear reducer

Description	400 series	500 series	600 series	700 series
Outside diameter; in.	4.25	5.38	6.75	7.25
Gear ratio	11.5:1	11.5:1	9:1	11.5:1
Output speed at 60 hz	304	304	389	304

Electric motor

Description	400 series	500 series	600 series	700 series
Outside diameter; in.	4.50	5.62	6.75	7.25

ESPCP Performance

System	Power Cost (USD/Month)	Oil Production (BOPD)
Previous artificial lift system	~2,800	~100
Baker Hughes ESPCP system	~700	~270

ESPCP Performance - ESPCP enhances production in heavy oil applications

Electrospeed is a trademark of Baker Hughes Incorporated.

Disclaimer of Liability: This information is provided for general information purposes only and is believed to be accurate as of the date hereof. However, Baker Hughes Incorporated and its affiliates do not make any warranties or representations of any kind regarding the information and disclaim all express and implied warranties or representations to the fullest extent permissible by law, including those of merchantability, fitness for a particular purpose or use, title, non-infringement, accuracy, completeness or consequences of the information provided herein. All information is furnished "as is" and without any liability to distribute. The user agrees to assume all liability related to the use of or reliance on such information. BAKER HUGHES INCORPORATED AND ITS AFFILIATES SHALL NOT BE LIABLE FOR ANY DIRECT, INDIRECT, SPECIAL, PUNITIVE, EXEMPLARY OR CONSEQUENTIAL DAMAGES FROM ANY CAUSE WHATSOEVER INCLUDING BUT NOT LIMITED TO ITS NEGLIGENCE.

© 2014 Baker Hughes Incorporated. All rights reserved. 29957 01/2014

FUENTE: Electrical Submersible Progressing Cavity Pumping System, Pump Specification Guide, Baker Hughes, 2014.
 ELABORACIÓN: Baker Hughes

ANEXO 4

**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL CABLE DE
POTENCIA**

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL CABLE DE POTENCIA

CPLF 5kV Flat -40°F (-40°C) to 257°F (125°C)													
Part No.	kV Rating	Cond. Size	Conductor Diameter		Insulation Diameter		Jacket Diameter		Overall Dimension		Weight Per		
			inch	mm	inch	mm	inch	mm	inch	mm	Lb/Ft.	Kg/M	
76702	5	6-1	0.162	4.11	0.348	8.84	0.424	10.77	0.534 x 1.352		13.56 x 34.34	1.39	2.07
76643	5	4-1	0.204	5.18	0.390	9.91	0.466	11.84	0.576 x 1.479		14.63 x 37.57	1.65	2.46
76700	5	2-1	0.258	6.55	0.444	11.28	0.520	13.21	0.630 x 1.640		16.00 x 41.66	2.05	3.05
76701	5	1-1	0.289	7.34	0.476	12.09	0.552	14.02	0.662 x 1.736		16.81 x 44.10	2.29	3.40

CELF 5kV Flat -40°F (-40°C) to 450°F (232°C)													
Part No.	kV Rating	Cond. Size	Conductor Diameter		Insulation Diameter		Jacket Diameter		Overall Dimension		Weight Per		
			inch	mm	inch	mm	inch	mm	inch	mm	Lb/Ft.	Kg/M	
76690	5	6-1	0.162	4.11	0.318	8.08	0.404	10.26	0.530 x 1.340		13.46 x 34.04	1.43	2.13
76679	5	4-1	0.204	5.18	0.360	9.14	0.446	11.33	0.590 x 1.521		14.99 x 37.06	1.64	2.44
76676	5	2-1	0.258	6.55	0.414	10.52	0.500	12.70	0.656 x 1.658		16.66 x 42.12	2.11	3.14
76675	5	1-1	0.289	7.34	0.446	11.33	0.532	13.51	0.687 x 1.752		17.45 x 44.50	2.36	3.51

CPN Flat -30°F (-34°C) to 205°F (96°C)													
Part No.	kV Rating	Cond. Size	Conductor Diameter		Insulation Diameter		Jacket Diameter		Overall Dimension		Weight Per		
			inch	mm	inch	mm	inch	mm	inch	mm	Lb/Ft.	Kg/M	
76127	5	6-1	0.162	4.11	0.348	8.84	0.474	12.04	0.604 x 1.512		15.34 x 38.41	0.89	1.33
76128	5	4-1	0.204	5.18	0.390	9.91	0.516	13.11	0.646 x 1.639		16.41 x 41.63	1.10	1.64
76418	5	2-1	0.258	6.55	0.444	11.28	0.570	14.48	0.700 x 1.800		17.78 x 45.72	1.40	2.08
76417	5	1-1	0.289	7.34	0.476	12.09	0.602	15.29	0.731 x 1.894		18.57 x 48.11	1.59	2.37

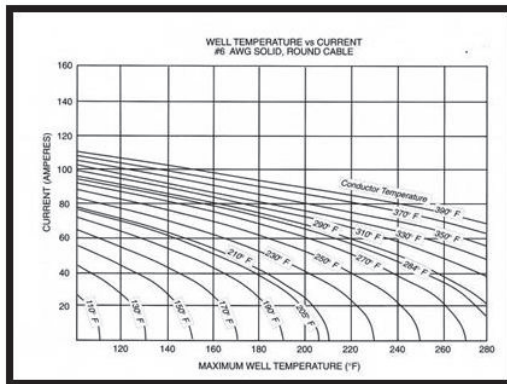
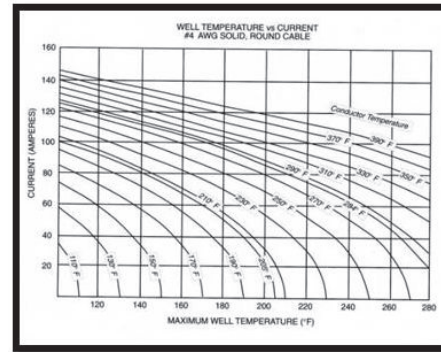
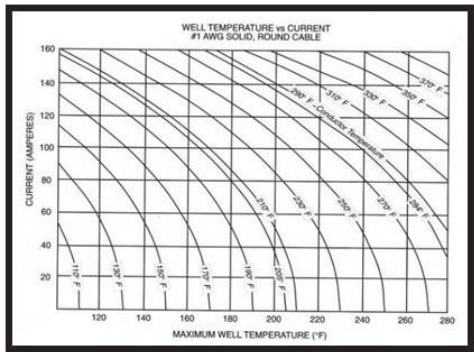
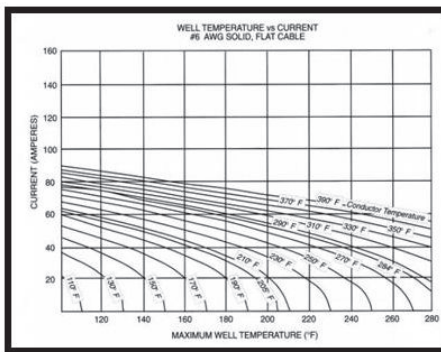
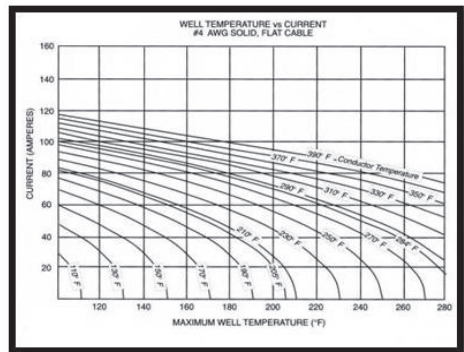
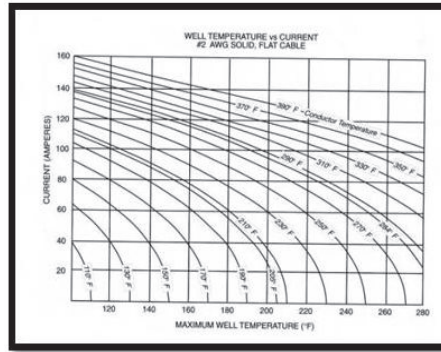
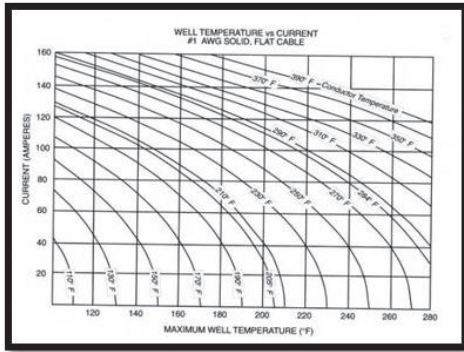
CPN Round -30°F (-34°C) to 205°F (96°C)													
Part No.	kV Rating	Cond. Size	Conductor Diameter		Insulation Diameter		Jacket Diameter		Overall Dimension		Weight Per		
			inch	mm	inch	mm	inch	mm	inch	mm	Lb/Ft.	Kg/M	
76151	5	6-1	0.162	4.11	0.348	8.84	0.940	23.88	1.090	27.69		0.92	1.37
76120	5	4-1	0.204	5.18	0.390	9.91	1.030	26.16	1.180	29.97		1.15	1.71
76414	5	2-1	0.258	6.55	0.444	11.28	1.147	29.13	1.297	32.94		1.50	2.23
76413	5	1-1	0.289	7.34	0.476	12.09	1.216	30.89	1.366	34.70		1.73	2.57

FUENTE: Submersible Pump Handbook Ninth Edition, Centrilift Baker Hughes, 2009.
ELABORACIÓN: Baker Hughes

ANEXO 5

TEMPERATURA DE OPERACIÓN PARA LOS DIFERENTES CABLES DE POTENCIA

TEMPERATURA DE OPERACIÓN PARA LOS DIFERENTES CABLES DE POTENCIA



FUENTE: Submersible Pump Handbook, Ninth Edition, Centrifliff Baker Hughes, 2009
ELABORACIÓN: Baker Hughes

ANEXO 6

**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL VARIADOR DE
FRECUENCIA**

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL VARIADOR DE FRECUENCIA

Output Ratings @ 480VAC / 400VAC					Input Ratings Amps	
Model	KVA 480/400	Continuos Current RMS Amps	Overload Current 60 Sec.	Start Current 7 Sec.	Fuse Rating	Input Current
1060 or 2060-VT	66 / 52	79	95	119	100	83
1075 or 2075-VT	83 / 66	100	120	150	200	105
1100 or 2100-VT	111 / 88	133	160	200	200	140
1125 or 2125-VT	130 / 103	156	187	234	200	164
2150-VT	163 / 129	196	235	294	300	206
2200-VT	200 / 158	241	289	362	300	253
2250-VT	260 / 206	313	376	470	400	329
4300-VT	325 / 257	391	469	587	500	411
4350-VT	390 / 309	469	563	704	600	492
4400-VT	454 / 359	546	655	819	700	573
4500-VT	518 / 411	624	749	936	800	655
8600-VT	624 / 494	750	900	1125	500x2	788
8700-VT	748 / 592	900	1080	1350	600x2	945
8800-VT	873 / 691	1050	1260	1575	700x2	1050
8900-VT	1000 / 792	1203	1444	1805	800x2	1263
9311-VT	1150/910	1383	1659	2074	600x3	1476
9313-VT	1350/1069	1624	1948	2436	700x3	1719
9315-VT	1550/1227	1864	2236	2796	800x3	1965
9417-VT	1750/1385	2105	2526	3157	700x4	2292
9420-VT	2000/1583	2405	2886	3607	800x4	2620


NOTE: When applying variable speed controllers to constant torque loads, the continuous output current and output KVA are de-rated by 20%. The Overload and Start currents remain the same. The model numbers listed here do not include the enclosure identifier. (i.e. 2200-1VT or 2200-3VT)

FUENTE: Submersible Pump Handbook Ninth Edition, Centrifliff Baker Hughes, 2009.
ELABORACIÓN: Baker Hughes

ANEXO 7

**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LAS BOMBAS PCP
PARA EL SISTEMA RDPCP**

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LAS BOMBAS PCP

		MANUAL DE SISTEMAS PCP													
		NETZSCH Oilfield Products GmbH													
		Tabla 2 – Simple Lóbulo Dimensiones - Parte 1													
Diámetro Nominal	Modelo de la Bomba	Rotor				Estator					Tubing		Casing		
		M [mm]	G [mm]	D [mm]	F [mm]	E Rosca API 11 B	L [mm]	B [mm]	A API 5 B	C [mm]	K [mm]	H [mm]	Min. Ø	Drift o [mm]	Min. Ø Peso max.
166	NITZ 166°065ST0.2	1040	925	25.0	27.5 (1/2) o 34.5 (5/8)	3/4 para barra 1/2" o con cross over 15/16" para barra 5/8"	525	33.4	1.66" NUE	52.2 (2)	525	0	1.66" (3)	32.66	3.1/2" (3) 17.05 lb/ft
	NITZ 166°100ST0.2	1280	1165				765				765				
	NITZ 166°120ST0.2	1400	1285				885				885				
	NITZ 166°150ST0.2	1860	1745				1095				1095				
	NITZ 166°165ST0.2	1950	1835				1185				1185				
	NITZ 166°180ST0.2	2040	1925				1275				1275				
	NITZ 166°200ST0.2	2190	2075				1425				1425				
	NITZ 166°240ST0.2	2480	2345				1695				1695				
	NITZ 166°065ST0.8	1340	1225				825				825				
	NITZ 166°100ST0.8	1740	1625				1225				1225				
	NITZ 166°120ST0.8	1940	1825	1425	1425										
	NITZ 166°150ST0.8	2540	2425	1775	1775										
	NITZ 166°165ST0.8	2690	2575	1925	1925										
	NITZ 166°180ST0.8	2840	2725	2075	2075										
	NITZ 166°200ST0.8	3090	2975	2325	2325										
	NITZ 166°240ST0.8	3540	3425	2775	2775										
	NITZ 166°065ST1.1	1640	1525	1125	1125										
	NITZ 166°100ST1.1	2200	2085	1685	1685										
	NITZ 166°120ST1.1	2480	2385	1965	1965										
	NITZ 166°150ST1.1	3220	3105	2455	2455										
NITZ 166°165ST1.1	3430	3315	2665	2665											
NITZ 166°180ST1.1	3640	3525	2875	2875											
NITZ 166°200ST1.1	3980	3875	3225	3225											
NITZ 166°240ST1.1	4620	4505	3855	3855											
238	NITZ 238°065ST1.6	1500	1375	35.8	40.0	15/16" para barra 5/8"	975	66.0	2.38" EUE o 2.38" NUE	77.8 (1) o 73 (2)	1441	350	1.9"	38.5	3.1/2" (3) 9.2 lb/ft o 4 1/2" (19) 15.1 lb/ft
	NITZ 238°100ST1.6	1980	1855				1455				1455				
	NITZ 238°120ST1.6	2220	2095				1695				1695				
	NITZ 238°150ST1.6	2890	2785				2115				2115				
	NITZ 238°165ST1.6	3205	3080				2430				2430				
	NITZ 238°180ST1.6	3250	3125				2475				2475				
	NITZ 238°200ST1.6	3685	3580				2910				2910				
	NITZ 238°240ST1.6	4080	3965				3315				3315				
	NITZ 238°065ST3.2	1710	1585				1185				1185				
	NITZ 238°100ST3.2	2302	2177				1777				1777				
	NITZ 238°120ST3.2	2598	2473	2073	2073										
	NITZ 238°150ST3.2	3366	3241	2591	2591										
	NITZ 238°165ST3.2	3588	3463	2813	2813										
	NITZ 238°180ST3.2	3810	3685	3035	3035										
	NITZ 238°200ST3.2	4180	4055	3405	3405										
	NITZ 238°240ST3.2	4846	4721	4071	4071										
	NITZ 238°065ST4.0	2100	1975	1575	1575										
	NITZ 238°100ST4.0	2900	2775	2375	2375										
	NITZ 238°120ST4.0	3300	3175	2775	2775										
	NITZ 238°150ST4.0	4250	4125	3475	3475										
	NITZ 238°165ST4.0	4550	4425	3775	3775										
	NITZ 238°180ST4.0	4850	4725	4075	4075										
	NITZ 238°200ST4.0	5350	5225	4575	4575										
	NITZ 238°240ST4.0	6325	6200	5550	5550										
	NITZ 238°065ST6.2	2490	2365	1965	1965										
	NITZ 238°100ST6.2	3488	3373	2973	2973										
	NITZ 238°120ST6.2	4002	3877	3477	3477										
	NITZ 238°150ST6.2	5134	5009	4359	4359										
	NITZ 238°165ST6.2	5512	5387	4737	4737										
	NITZ 238°180ST6.2	5965	5840	5190	5190										
NITZ 238°200ST6.2	6721	6586	5946	5946											
NITZ 238°240ST6.2	7729	7604	6954	6954											

- (1) - EU Estator
 (2) - Slim Hole NU-Conexión
 (3) - Primer tubing por encima de la bomba debe ser mínimo 1.9" si usa una barra de 5/8"

FUENTE: Manual de Sistemas PCP, NETZSCH Oilfield Products GmbH, 2004.

ELABORACIÓN: NETZSCH

CONTINUACIÓN ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LAS BOMBAS PCP

MANUAL DE SISTEMAS PCP														NETZSCH	
NETZSCH Oilfield Products GmbH															
Tabla 2 – Simple Lóbulo Dimensiones - Parte 2															
Diámetro Nominal	Modelo de la Bomba	Rotor					Estator					Tubing		Casing	
		M [mm]	G [mm]	D [mm]	F [mm]	E Rosca API 11 B	L [mm]	B [mm]	A API 5 B	C [mm]	K [mm]	H [mm]	Min. Ø	Drift o [mm]	Min. Ø Peso max.
278	NTZ 278*065ST4.0	1985	1825	38.1	44.1	1.1/16" para barra 3/4"	1425	78.6	2.7/8" EUE o 2.7/8" NUE	93 ⁽¹⁾ o 88.9 ⁽²⁾	1891	350	2.3/8" ⁽⁴⁾	45.03	4.1/2" ⁽¹⁾ 11.6 lb/ft o 4.1/2" ⁽²⁾ 15.1 lb/ft
	NTZ 278*100ST4.0	2705	2545				2145				2611				
	NTZ 278*120ST4.0	3065	2905				2505				2971				
	NTZ 278*150ST4.0	3945	3785				3135				3851				
	NTZ 278*165ST4.0	4215	4055				3405				4121				
	NTZ 278*180ST4.0	4485	4325				3675				4391				
	NTZ 278*200ST4.0	4935	4775				4125				4841				
	NTZ 278*240ST4.0	5820	5660				5010				5725				
	NTZ 278*065ST7.0	1985	1825				1425				1891				
	NTZ 278*100ST7.0	2705	2545				2145				2611				
	NTZ 278*120ST7.0	3070	2910				2510				2976				
	NTZ 278*150ST7.0	3945	3785				3135				3851				
	NTZ 278*165ST7.0	4215	4055	3405	4121										
	NTZ 278*180ST7.0	4485	4325	3675	4391										
	NTZ 278*200ST7.0	4935	4775	4125	4841										
	NTZ 278*240ST7.0	5830	5670	5020	5736										
	NTZ 278*065ST10	2315	2155	41.3	53.7	1.3/16" para barra 7/8"	1755	78.6	2.7/8" EUE o 2.7/8" NUE	93 ⁽¹⁾ o 88.9 ⁽²⁾	2221	350	2.3/8" ⁽⁴⁾	45.03	4.1/2" ⁽¹⁾ 11.6 lb/ft o 4.1/2" ⁽²⁾ 15.1 lb/ft
	NTZ 278*100ST10	3211	3051				2651				3117				
	NTZ 278*120ST10	3659	3499				3099				3565				
	NTU 278*150ST10	3909	3749				3099				3815				
	NTZ 278*150ST10	4693	4533				3883				4599				
	NTZ 278*165ST10	5029	4869				4219				4835				
	NTZ 278*180ST10	5365	5205				4555				5271				
	NTZ 278*200ST10	6112	5952				5302				6018				
	NTZ 278*240ST10	7008	6848				6198				6814				
	NTZ 278*300ST10	8763	8603				7953				8669				
	NTZ 278*065ST14	2885	2725				2325				2791				
	NTZ 278*100ST14	4085	3925				3525				3991				
NTZ 278*120ST14	4685	4525	4125	4591											
NTZ 278*150ST14	6060	5900	5250	5966											
NTZ 278*165ST14	6660	6500	5850	6566											
NTZ 278*180ST14	6960	6800	6150	6866											
NTZ 278*200ST14	7860	7700	7050	7766											
NTZ 278*240ST14	9060	8900	8250	8966											
350	NTZ 350*100STM14	n.d.	n.d.	54.0	64.2	1.3/8" para barra 1"	depende de viscosidad	95.2	3.1/2" EUE o 3.1/2" NUE	112 ⁽¹⁾ o 106 ⁽²⁾	n.d.	350	2.7/8" ⁽⁵⁾	59.6	5.1/2" ⁽¹⁾ 20 lb/ft o 5.1/2" ⁽²⁾ 28.8 lb/ft
	NTZ 350*120STM14	n.d.	n.d.				2325				2791				
	NTZ 350*065ST16.4	2950	2725				3525				3991				
	NTZ 350*100ST16.4	4150	3925				4125				4591				
	NTZ 350*120ST16.4	4750	4525				4750				5266				
	NTZ 350*150ST16.4	6125	5900				5250				5966				
	NTZ 350*165ST16.4	6725	6500				5850				6566				
	NTZ 350*180ST16.4	7025	6800				6150				6866				
	NTZ 350*200ST16.4	7925	7700				7050				7766				
	NTZ 350*240ST16.4	9125	8900				8250				8966				
	NTZ 350*300ST16.4	11450	11225				10575				11291				
	NTZ 350*060ST20	2940	2715				2315				2781				
	NTZ 350*100ST20	4220	3995	3595	4061										
	NTZ 350*120ST20	5020	4795	4395	4861										
	NTZ 350*150ST20	6390	6165	5515	6231										
	NTZ 350*180ST20	7425	7200	6550	7266										
	NTZ 350*200ST20	8065	7840	7190	7906										
	NTZ 350*240ST20	9665	9440	8790	9506										
	NTZ 350*065ST25	3100	2875	2475	2941										
	NTZ 350*100ST25	4380	4155	3755	4221										
	NTZ 350*120ST25	5025	4800	4400	4866										
	NTZ 350*150ST25	6465	6240	5590	6306										
	NTZ 350*165ST25	6945	6720	6070	6786										
	NTZ 350*180ST25	7425	7200	6550	7266										
	NTZ 350*200ST25	8365	8160	7510	8226										
	NTZ 350*240ST25	9675	9450	8800	9516										

(1) - EU Estator
 (2) - Slim Hole NU-Conexión
 (3) - Primer tubing por encima de la bomba debe ser mínimo 1.9" si usa una barra de 5/8"
 (4) - Primer tubing por encima de la bomba debe ser mínimo 2.7/8"
 (5) - Primer tubing por encima de la bomba debe ser mínimo 3.1/2"

FUENTE: Manual de Sistemas PCP, NETZSCH Oilfield Products GmbH, 2004.
 ELABORACIÓN: NETZSCH

CONTINUACIÓN ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LAS BOMBAS PCP

		MANUAL DE SISTEMAS PCP											NETZSCH				
		NETZSCH Oilfield Products GmbH															
		Tabla 2 – Simple Lóbulo Dimensiones - Parte 3															
Diámetro Nominal	Modelo de la Bomba	Rotor					Estator					Tubing		Casing			
		M [mm]	G [mm]	D [mm]	F [mm]	E Rosca API 11B	L [mm]	B [mm]	A API 5 B	C [mm]	K [mm]	H [mm]	Min. Ø	Drift o [mm]	Min. Ø Peso max.		
400	NTZ 400*066ST33	3700	3475	56.0	74.3	1.3/8" para barra 1"	3075	101.6	108	Optativo la hembra: 3.1/2"	EUE con Ø e 102 mm	125 ⁽¹⁾ o 114.3 ⁽²⁾	3541	600	2.78" 6.4 lbft ⁽⁶⁾	59.6	6.5/8" (1) 32 lbft or 5.1/2" (2) 20 lbft
	NTZ 400*100ST33	5300	5075				4675						5141				
	NTZ 400*120ST33	6175	5950				5550						6016				
	NTZ 400*150ST33	7825	7600				6950						7666				
	NTZ 400*166ST33	8425	8200				7550						8266				
	NTZ 400*180ST33	9025	8800				8150						8866				
	NTZ 400*200ST33	10225	10000				9350						10066				
	NTZ 400*240ST33	11975	11750				11100						11816				
	NTZ 400*060ST40	3892	3667				3267						3733				
	NTZ 400*100ST40	5716	5491				5091						5557				
	NTZ 400*120ST40	6856	6631				6231						6697				
	NTZ 400*150ST40	8549	8324				7874						8390				
	NTZ 400*166ST40	9233	9008	8398	9074												
	NTZ 400*180ST40	10373	10148	9498	10214												
	NTZ 400*200ST40	11057	10832	10182	10898												
	NTX 400*240ST40	11360	11135	10485	11201												
	NTX 400*300ST40	11816	11591	10941	11057												
	NTZ 400*060ST50	4210	3985	3585	4051												
	NTZ 400*090ST50	6175	5950	5550	6016												
	NTZ 400*120ST50	7795	7570	7170	7636												
	NTZ 400*150ST50	10010	9785	9135	9851												
	NTZ 400*180ST50	11630	11405	10755	11471												
	NTZ 400*060ST62	5020	4795	4395	4861												
	NTZ 400*090ST62	7255	7030	6630	7096												
NTZ 400*100ST62	7975	7750	7350	7816													
NTZ 400*120ST62	9415	9190	8790	9256													
NTZ 400*150ST62	11900	11675	11025	11741													
NTZ 400*060ST78	5100	4875	4475	4941													
NTZ 400*090ST78	7175	6950	6550	7016													
NTZ 400*120ST78	9575	9350	8950	9416													
NTZ 400*150ST78	11900	11675	11025	11816													
NTZ 400*090ST120	11725	11500	11100	11586													
500	NTU 500*075ST98	4080	3835	88.9	107.0	1.9/16" para barra 1.1/8"	3435	140	5" LTC	141.3	3901	350	4.1/2" 18.9 lbft ⁽⁶⁾	97.4	6.5/8" 24 lbft		
	NTU 500*150ST98	7765	7520				6870				7586						
	NTU 500*225ST98	11200	10955				10305				10421						
550	NTZ 550*050ST146	4320	4075	88.9	113.0	1.9/16" para barra 1.1/8"	3675	141.3	5.1/2" LTC	153.7	4141	350	4.1/2" 18.9 lbft ⁽⁶⁾	97.4	6.5/8" 24 lbft		
	NTZ 550*100ST146	7995	7750				7350				7816						
	NTZ 550*150ST146	11920	11675				11025				11741						

(1) - EU Estator
(2) - Slim Hole NU-Conexión
(3) - Primer tubing por encima de la bomba debe ser mínimo 1.9" si usa una barra de 5/8"
(4) - Primer tubing por encima de la bomba debe ser mínimo 2.7/8"
(5) - Primer tubing por encima de la bomba debe ser mínimo 3.1/2"
(6) - Primer tubing por encima de la bomba debe ser mínimo con el mismo diámetro nominal de la bomba

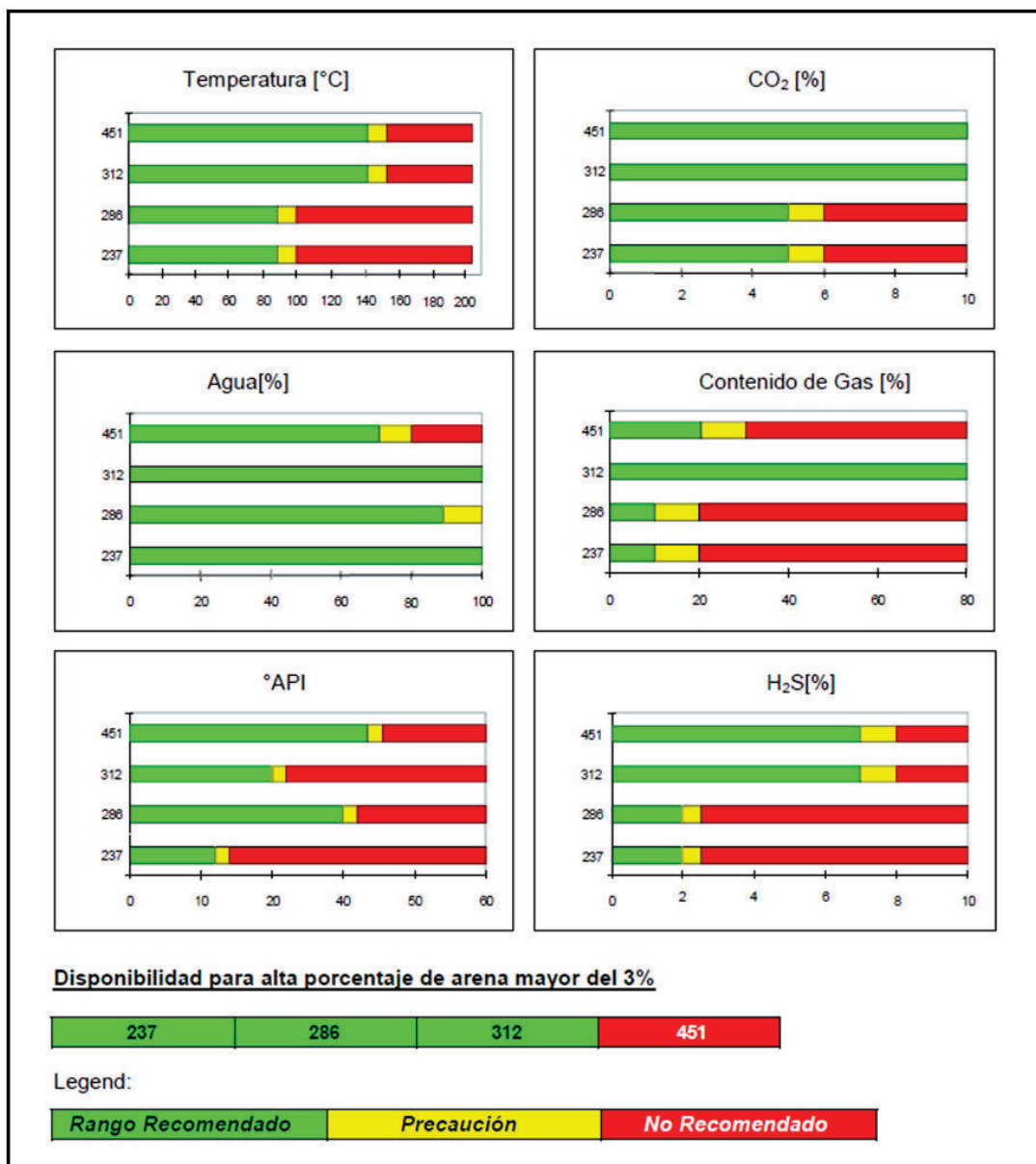
FUENTE: Manual de Sistemas PCP, NETZSCH Oilfield Products GmbH, 2004.

ELABORACIÓN: NETZSCH

ANEXO 8

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS DIFERENTES ELASTÓMEROS

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS DIFERENTES ELASTÓMEROS

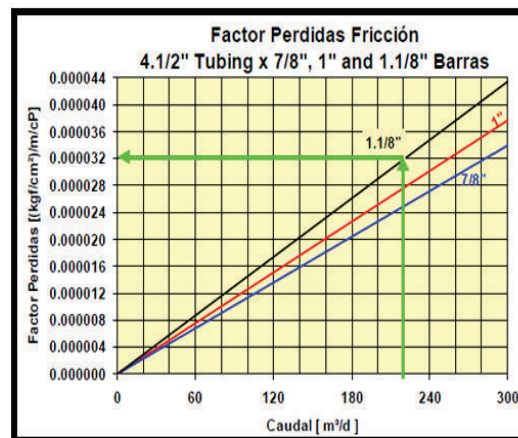
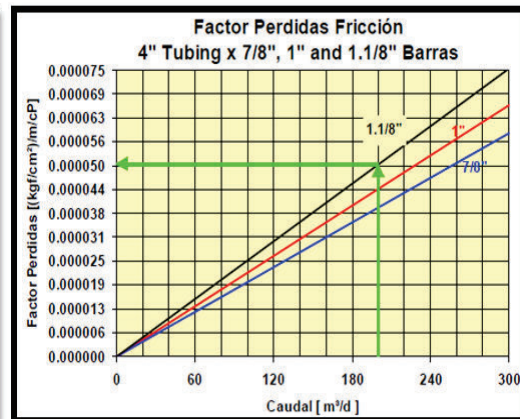
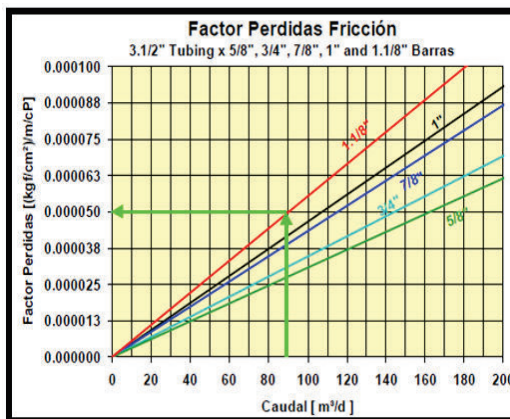
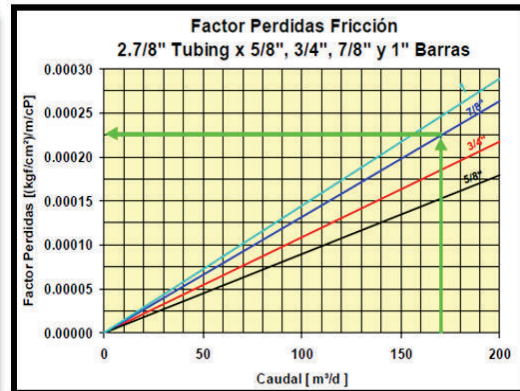
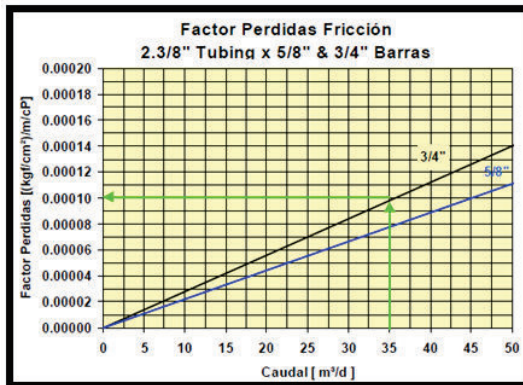


FUENTE: Manual de Sistemas PCP, NETZSCH Oilfield Products GmbH, 2004.
 ELABORACIÓN: NETZSCH

ANEXO 9

PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN EL TUBING SEGÚN EL TIPO DE VARILLA

PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN EL TUBING SEGÚN EL TIPO DE VARILLA



FUENTE: Manual de Sistemas PCP, NETZSCH Oilfield Products GmbH, 2004.
ELABORACIÓN: NETZSCH

ANEXO 10

**DATOS GENERALES DE LAS DIFERENTES VARILLAS DE
BOMBEO**

DATOS GENERALES DE LAS DIFERENTES VARILLAS DE BOMBEO

DATOS GENERALES DE BARRAS DE BOMBEO										
Medida Nominal		Anchura de Tirón Honradamente		Diámetro Nominal de Rosca		Diámetro Máximo		Nominal Longitud	Peso Total com Cupla	
pulgada	mm	pulgada	mm	pulgada	mm	pulgada	mm	pies m	lb/pies	kgf/m
5/8 0.625	15.88	7/8 0.875	22.23	15/16 0.938	23.81	1. 1/4 1.250	31.75	25.0 7.62	1.13	1.68
3/4 0.750	19.05	1 1.000	25.40	1. 1/16 1.063	26.99	1. 1/2 1.500	38.10	25.0 7.62	1.63	2.42
7/8 0.875	22.23	1.0 1.000	25.40	1. 3/16 1.188	30.16	1. 5/8 1.625	41.28	25.0 7.62	2.22	3.30
1.0 1.000	25.40	1.5/16 1.313	33.34	1. 3/8 1.375	34.93	2.0 2.000	50.80	25.0 7.62	2.90	4.31
1.1/8 1.125	28.58	1.1/2 1.500	38.10	1.9/16 1.563	39.69	2.1/4 2.250	57.15	25.0 7.62	3.67	5.46

BARRAS - PROPIEDADES MECÁNICAS						
API GRADE	Minimum Yield 0.2% offset		Minimum Tensile		Maximum Tensile	
	psi	kgf/mm ²	psi	kgf/mm ²	psi	kgf/mm ²
A	60000	41.36	90000	62.05	115000	79.28
B	85000	58.60	115000	79.28	140000	96.52
K	60000	41.36	90000	62.05	115000	79.28
C	60000	41.36	90000	62.05	115000	79.28
D	85000	58.60	115000	79.28	140000	96.52

FUENTE: Manual de Sistemas PCP, NETZSCH Oilfield Products GmbH, 2004.

ELABORACIÓN: NETZSCH

ANEXO 11

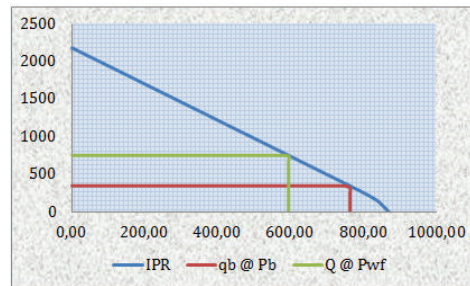
**DISEÑO DEL SISTEMA ESPCP Y RDPCP PARA LOS
DISTINTOS POZOS DE ESTUDIO**

DISEÑO DEL SISTEMA ESPCP Y RDPCP PARA EL POZO VNT- 001M1

Información del Pozo

Pr	2180	[psi]
Tr	180	[°F]
Pb	345	[psi]
Pwf	750	[psi]
Q @ Pwf	594	[BFPD]
Pwh	56	[psi]
°API	14,7	-
BSW	85%	%
Yw	1,01	-
GOR	26,9	[PCS/BF]
Rsi	43	[PCS/BF]
Boi	1,076	[bl/BF]
μo	467,08	[cp]
Casing producción	5 1/2	[pg]
Tubing OD	2 7/8	[pg]
ID	2,441	[pg]
Prof perfor.	5446	[pie]

IPR MODELO COMPUESTO



Pwf @ Qdeseado	620	[psi]
Qdeseado @ Pwf	648	[BFPD]
Yo	0,968	-
Yf	1,004	-

Condiciones de succión de la bomba		PIP = Pb
Yg	1,078	-
z	0,905	-
Bg	8,449	[bl/MPCS]
Bo	1,078	[bl/BF]
F	270,386	-

SISTEMA ESPCP SELECCIONADO		
TDH	4169,61	[ft]
Prof bomba	4813,22	[ft]
PIP	345,00	[psi]
PDB	1812,08	[psi]
BOMBA PCP	Modelo	350-B-1800
	Hz	45
	RPM	228
	%Eff	81%
GRU	Serie	400
	OD (pg)	4,25
	Reducción	11,5
Elastomero	LT-2000	
Sello	Serie	400
	OD (pg)	4,00
	Cojinete Axial	Carga Intermedia
	Sello Mecánico	Premium
Motor BES	Serie	450
	Modelo	450MSP1
	HP	135
	V	1750
	A	50
Aceite Dieléctrico PC - 92		
Cable de Potencia	Configuración	Cable Plano
	Modelo	CPLF #
	kV	4000
VSD	Modelo	2200-VT
	kVA	200
	A	241
Conjunto Eje Flexible y Admisión (INTAKE)		
Serie	OD [pg]	Longitud [pies]
400	4,00	8
Diámetro EJE	Casing	Cojinete axial y radial
1,25	5 1/2" - 17 lb	Carbonato de tungsteno

SISTEMA RDPCP SELECCIONADO		
Bomba PCP	Modelo	NTZ 400 * 150 ST 78
	Varilla	1 1/8"
	Elastómero	286 Base: Nitrilo ; Flúor Carbón
	C	1,12 [m3/día/RPM]
	LN	1032 [m3]
	TDH	121 [kg/cm2]
	Hp	29,1 [HP]
	Eff	74%
	RPM	124 RPM
	FT	10431 [kg]
	Y	88 [cm]

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

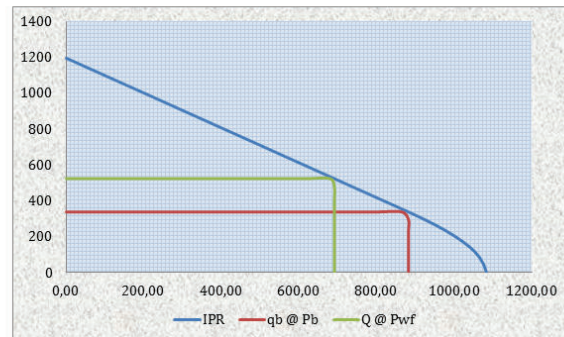
DISEÑO DEL SISTEMA ESPCP Y RDPCP PARA EL POZO VNT- 002M1

Información del Pozo

Pr	1196	[psi]
Tr	184	[°F]
Pb	339	[psi]
Pwf	524,5	[psi]
Q @ Pwf	691	[BFPD]
Pwh	12	[psi]
°API	13,5	-
BSW	29%	%
Yw	1,01	-
GOR	30	[PCS/BF]
Rsi	46	[PCS/BF]
Boi	1,078	[bl/BF]
μo	595,59	[cp]
Casing producción	5 1/2	[pg]
Tubing OD	17,0	[lb/pie]
ID	2 7/8	[pg]
ID	2,441	[pg]
Prof perfor.	5578	[pie]

Condiciones de succión de la bomba		PIP = Pb
Yg	1,239	-
z	0,875	-
Bg	8,368	[bl/MPCS]
Bo	1,083	[bl/BF]
F	281,828	-

IPR MODELO COMPUESTO



Pwf @ Qdeseado	400	[psi]
Qdeseado @ Pwf	819	[BFPD]
Yo	0,976	-
Yf	0,986	-

SISTEMA ESPCP SELECCIONADO		
TDH	4706,231	[ft]
Prof bomba	5435,088	[ft]
PIP	339,00	[psi]
PDB	2008,78	[psi]
BOMBA PCP	Modelo	
	Hz	42
	RPM	213
	%Eff	86%
GRU	Serie	400
	OD (pg)	4,25
	Reducción	11,5
Elastomero	LT-4000	
Sello	Serie	400
	OD (pg)	4,00
	Cojinete Axial	Carga Intermedia
	Sello Mecánico	Premium
Motor BES	Serie	450
	Modelo	450MSP1
	HP	135
	V	1715
	A	50
Aceite Dieléctrico	PC - 92	
Cable de Potencia	Configuración	Cable Plano
	Modelo	CPLF #
	kV	4000
VSD	Modelo	2200-VT
	kVA	200
	A	241
Conjunto Eje Flexible y Admisión (INTAKE)		
Serie	OD [pg]	Longitud [pies]
400	4,00	8
Diámetro E/E	Casing	Cojinete axial y radial
	1,25	5 1/2" - 17 lb

SISTEMA RDPCP SELECCIONADO			
Bomba PCP	Modelo	NTZ 400 * 150 ST 62	
	Varilla	1 1/8"	
	Elastómero	286 Base: Nitrilo ; Fluór Carbón	
	C	0,99	[m3/día/RPM]
	LN	0	[m3]
	TDH	165,220	[kg/cm2]
	Hp	50,21	[HP]
	Eff	75,00%	-
	RPM	175	RPM
	FT	12350,81	[kg]
	Y	103	[cm]

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

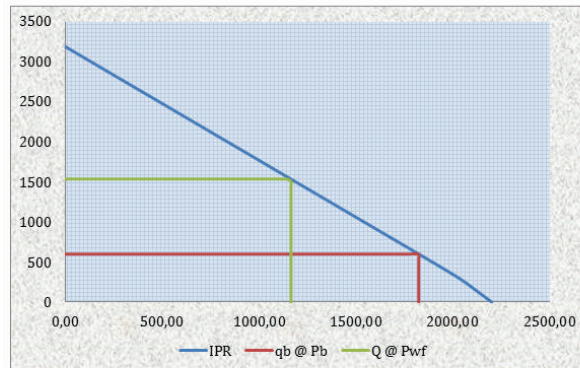
DISEÑO DEL SISTEMA ESPCP Y RDPCP PARA EL POZO HUAA-001TS

Información del Pozo

Pr	3184	[psi]
Tr	184	[°F]
Pb	600	[psi]
Pwf	1534	[psi]
Q @ Pwf	1165	[BFPD]
Pwh	49	[psi]
°API	25,6	-
BSW	96%	%
Yw	1,01	-
GOR	221	[PCS/BF]
Rsi	214	[PCS/BF]
Boi	1,155	[bl/BF]
μo	1,955	[cp]
Casing producción	7	[pg]
Tubing OD	3 1/2	[pg]
ID	2,992	[pg]
Prof/perfor.	9051	[pie]

Condiciones de succión de la bomba		PIP = Pb
Yg	1,070	-
z	0,836	-
Bg	4,516	[bl/MPCS]
Bo	1,171	[bl/BF]
F	463,247	-

IPR MODELO COMPUESTO



Pwf @ Qdeseado	1250	[psi]
Qdeseado @ Pwf	1366	[BFPD]
Yo	0,901	-
Yf	1,006	-

SISTEMA ESPCP SELECCIONADO		
TDH	6342,378	[ft]
Prof bomba	7558,246	[ft]
PIP	600,00	[psi]
PDB	2761,71	[psi]
BOMBA PCP	Modelo	700 - G - 2600
	Hz	45
	RPM	228
	%Eff	86%
GRU	Serie	500
	OD [pg]	5,38
	Reducción	11,5
Elastomero	LT-4000	
Sello	Serie	500
	OD [pg]	5,13
	Cojinete Axial	Carga Intermedia
	Sello Mecánico	Premium
Motor BES	Serie	562
	Modelo	562MSP1
	HP	126
	V	2300
	A	33
Aceite Dieléctrico	PC - 92	
Cable de Potencia	Configuración	Cable Plano
	Modelo	CPLF #
	kV	6000
VSD	Modelo	2200-VT
	kVA	200
	A	241
Conjunto Eje Flexible y Admisión (INTAKE)		
Serie	OD [pg]	Longitud [pies]
500	5,13	8
Diámetro EJE	Casing	Cojinete axial y radial
1,5	7" - 32 lb	Carbonato de tungsteno

SISTEMA RDPCP SELECCIONADO		
Bomba PCP	Modelo	NTU 500 *225 ST 98
	Varilla	1 1/8"
	Elastómero	286 Base: Nitrilo ; Flúor Carbón
	C	0,96 [m3/día/RPM]
	LN	0 [m3]
	TDH	132,394 [kg/cm2]
	Hp	67,07 [HP]
	Eff	82,50%
	RPM	276 RPM
	FT	19947,36 [kg]
	Y	192 [cm]

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

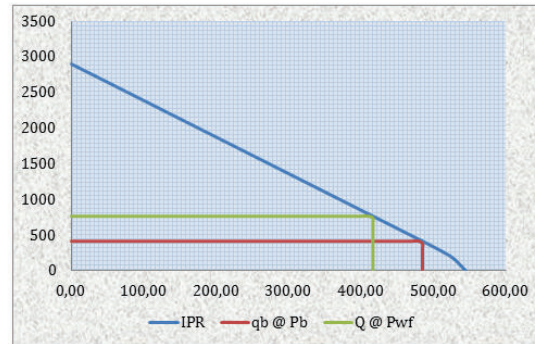
DISEÑO DEL SISTEMA ESPCP Y RDPCP PARA EL POZO TPSB-009M1

Información del Pozo

Pr	2903	[psi]
Tr	198,5	[°F]
Pb	418	[psi]
Pwf	769	[psi]
Q @ Pwf	416	[BFPD]
Pwh	14	[psi]
°API	13,8	-
BSW	84%	%
Yw	1,02	-
GOR	51	[PCS/BF]
Rsi	72	[PCS/BF]
Boi	1,0877	[bl/BF]
μo	135,28	[cp]
Casing	7	[pg]
producción	29,0	[lb/pie]
Tubing OD	3 1/2	[pg]
ID	2,992	[pg]
Prof perfor.	7233	[pie]

Condiciones de succión de la bomba		PIP = Pb
Yg	1,571	-
z	0,680	-
Bg	5,390	[bl/MPCS]
Bo	1,110	[bl/BF]
F	339,588	-

IPR MODELO COMPUESTO



Pwf @ Qdeseado	769	[psi]
Qdeseado @ Pwf	416	[BFPD]
Yo	0,974	-
Yf	1,013	-

SISTEMA ESPCP SELECCIONADO		
TDH	5515,749	[ft]
Prof bomba	6432,476	[ft]
PIP	418,00	[psi]
PDB	2418,45	[psi]
BOMBA PCP	Modelo	270 - D - 2600
	Hz	37,65
	RPM	191
	%Ejff	81%
GRU	Serie	500
	OD [pg]	5,38
	Reducción	11,5
Elastomero	LT-4000	
Sello	Serie	500
	OD [pg]	5,13
	Cojinete Axial	Carga Intermedia
	Sello Mecánico	Premium
Motor BES	Serie	562
	Modelo	562MSP1
	HP	126
	V	2300
	A	33
Aceite Dieléctrico PC-92		
Cable de Potencia	Configuración	Cable Plano
	Modelo	CPLF #
	kV	6000
VSD	Modelo	2200-VT
	kVA	200
	A	241
Conjunto Eje Flexible y Admisión (INTAKE)		
Serie	OD [pg]	Longitud [pies]
500	5,13	8
Diámetro EJE	Casing	Cojinete axial y radial
1,5	7" - 32 lb	Carbonato de tungsteno

SISTEMA RDPCP SELECCIONADO		
Bomba PCP	Modelo	NTZ 400 * 180 ST 40
	Varilla	1 1/8"
	Elastómero	312 Base: Nitrilo ; Flúor Carbón
	C	0,77 [m3/día/RPM]
	LN	0 [m3]
	TDH	144,105 [kg/cm2]
	Hp	22,24 [HP]
	Ejff	62,96%
	RPM	137 RPM
	FT	13588,20 [kg]
Y	104 [cm]	

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

ANEXO 12

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO VNT-002M1

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO VNT-002M1 REALIZANDO LA ADQUISICIÓN DE LOS EQUIPOS DEL SISTEMA RDPCP

Mes	ANÁLISIS ECONÓMICO SISTEMA RDPCP					ESCENARIO PESIMISTA					ESCENARIO PROBABLE					ESCENARIO OPTIMISTA				
	Periodo	Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)			
1	0	0	0	259000	259000	0,00	0	-259000,00	0,00	0	-259000,00	0,00	0	-259000,00	0,00	0	-259000,00			
2	1	581,49	17445	117402,83	376402,83	523341,00	523341,00	405938,17	697788,00	697788,00	580385,17	872235,00	872235,00	754832,17	872235,00	872235,00	754832,17			
3	2	578	17328	116620,15	493022,98	519852,06	1043193,06	403231,91	693136,08	1390924,08	576515,93	866420,10	1738655,10	749799,95	866420,10	1738655,10	749799,95			
4	3	574	17213	115842,68	608865,65	516386,38	1559579,44	400543,70	688515,17	2079439,25	572672,49	860643,97	2599299,07	744801,29	860643,97	2599299,07	744801,29			
5	4	570	17098	115070,39	723936,05	512943,80	2072523,24	397873,41	683925,07	2763364,32	568854,68	854906,34	3454205,41	739835,95	854906,34	3454205,41	739835,95			
6	5	566	16984	114303,26	838239,30	509524,18	2582047,42	395220,92	679365,57	3442729,90	565062,31	849206,96	4303412,37	734903,71	849206,96	4303412,37	734903,71			
7	6	562	16871	113541,24	951780,54	506127,35	3088174,77	392586,11	674836,47	4117566,36	561295,23	843545,58	5146957,95	730004,35	843545,58	5146957,95	730004,35			
8	7	559	16758	112784,29	1064564,83	502753,17	3590927,94	389968,87	670337,56	4787903,92	557553,26	837921,95	5984879,90	725137,65	837921,95	5984879,90	725137,65			
9	8	555	16647	112032,40	1176597,23	499401,48	4090329,42	387369,08	665868,64	5453772,56	553836,24	832335,80	6817215,70	720303,40	832335,80	6817215,70	720303,40			
10	9	551	16536	111285,52	1287882,75	496072,14	4586401,56	384786,62	661429,52	6115202,08	550144,00	826786,90	7644002,60	715501,38	826786,90	7644002,60	715501,38			
11	10	548	16425	110543,61	1398426,36	492764,99	5079166,55	382221,38	657019,99	6772222,06	546476,37	821274,98	8465277,58	710731,37	821274,98	8465277,58	710731,37			
12	11	544	16316	109806,66	1508233,02	489479,89	5568646,44	379673,23	652639,85	7424861,92	542833,20	815799,82	9281077,40	705993,16	815799,82	9281077,40	705993,16			
13	12	540	16207	109074,61	1617307,63	486216,69	6054863,13	377142,08	648288,92	8073150,84	539214,31	810361,15	10091438,55	701286,54	810361,15	10091438,55	701286,54			
14	13	537	16099	108347,45	1725655,08	482975,25	6537838,37	374627,80	643966,99	8711717,83	535619,55	804958,74	10896397,29	696611,30	804958,74	10896397,29	696611,30			
15	14	533	15992	107625,13	1833280,21	479755,41	7017593,78	372130,28	639673,88	9356791,71	532048,75	799592,35	11695989,64	691967,22	799592,35	11695989,64	691967,22			
16	15	530	15885	106907,63	1940187,84	476557,04	7494150,83	369649,41	635409,39	9992201,10	528501,76	794261,74	12490251,38	687354,11	794261,74	12490251,38	687354,11			
17	16	526	15779	106194,91	2046382,75	473379,99	7967530,82	367185,08	631173,33	10623374,43	524978,41	788966,66	13279218,03	682771,75	788966,66	13279218,03	682771,75			
18	17	522	15674	105486,95	2151869,69	470224,13	8437754,95	364737,18	626965,50	11250339,93	521478,56	783706,88	14062924,91	678219,93	783706,88	14062924,91	678219,93			
19	18	519	15570	104783,70	2256653,39	467089,30	8904844,25	362305,60	622785,73	11873125,66	518002,03	778482,17	14841407,08	673698,47	778482,17	14841407,08	673698,47			
20	19	516	15466	104085,14	2360738,53	463975,37	9368819,62	359890,23	618633,83	12491759,49	514548,69	773292,29	15614699,37	669207,14	773292,29	15614699,37	669207,14			
21	20	512	15363	103391,24	2464129,78	460882,20	9829701,82	357490,96	614509,60	13106269,10	511118,36	768137,00	16382836,37	664745,76	768137,00	16382836,37	664745,76			
22	21	509	15260	102701,97	2566831,74	457809,65	10287511,48	355107,69	610412,87	13716681,97	507710,91	763016,09	17145852,46	660314,13	763016,09	17145852,46	660314,13			
23	22	505	15159	102017,29	2668849,03	454757,59	10742269,07	352740,30	606343,45	14323025,42	504326,17	757929,32	17903781,78	655912,03	757929,32	17903781,78	655912,03			
24	23	502	15058	101337,17	2770186,20	451725,87	11193994,94	350388,70	602301,16	14925526,59	500963,99	752876,45	18656658,23	65159,28	752876,45	18656658,23	65159,28			

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO VNT-002M1 REALIZANDO LA ADQUISICIÓN DE LOS EQUIPOS DEL SISTEMA ESPCP

Mes	Periodo	ANÁLISIS ECONÓMICO SISTEMA ESPCP				ESCENARIO PESIMISTA				ESCENARIO PROBABLE				ESCENARIO OPTIMISTA			
		Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)
1	0	0	0	259000	259000	0,00	0	-259000,00	0,00	0	-259000,00	0,00	0	0,00	0	-259000,00	
2	1	581,49	17445	117402,83	376402,83	523341,00	523341,00	405938,17	697788,00	697788,00	580385,17	872235,00	872235,00	754832,17	872235,00	754832,17	
3	2	578	17328	116620,15	493022,98	519852,06	1043193,06	403231,91	693136,08	1390924,08	576515,93	866420,10	1738655,10	866420,10	1738655,10		
4	3	574	17213	115842,68	608865,65	516386,38	1559579,44	400543,70	688515,17	2079439,25	572672,49	860643,97	2599299,07	860643,97	2599299,07		
5	4	570	17098	115070,39	723936,05	512943,80	2072523,24	397873,41	683925,07	2763364,32	568854,68	854906,34	3454205,41	854906,34	3454205,41		
6	5	566	16984	114303,26	838239,30	509524,18	2582047,42	395220,92	679365,57	3442729,90	565062,31	849206,96	4303412,37	849206,96	4303412,37		
7	6	562	16871	113541,24	951780,54	506127,35	3088174,77	392586,11	674836,47	4117566,36	561295,23	843545,58	5146957,95	843545,58	5146957,95		
8	7	559	16758	112784,29	1064564,83	502753,17	3590927,94	389968,87	670337,56	4787903,92	557553,26	837921,95	5984879,90	837921,95	5984879,90		
9	8	555	16647	112032,40	1176597,23	499401,48	4090329,42	387369,08	665868,64	5453772,56	553836,24	832335,80	6817215,70	832335,80	6817215,70		
10	9	551	16536	111285,52	1287882,75	496072,14	4586401,56	384786,62	661429,52	6115202,08	550144,00	826786,90	7644002,60	826786,90	7644002,60		
11	10	548	16425	110543,61	1398426,36	492764,99	5079166,55	382221,38	657019,99	6772222,06	546476,37	821274,98	8465277,58	821274,98	8465277,58		
12	11	544	16316	109806,66	1508233,02	489479,89	5568646,44	379673,23	652639,85	7424861,92	542833,20	815799,82	9281077,40	815799,82	9281077,40		
13	12	540	16207	109074,61	1617307,63	486216,69	6054863,13	377142,08	648288,92	8073150,84	539214,31	810361,15	10091438,55	810361,15	10091438,55		
14	13	537	16099	108347,45	1725655,08	482975,25	6537838,37	374627,80	643966,99	8711717,83	535619,55	804958,74	10896397,29	804958,74	10896397,29		
15	14	533	15992	107625,13	1833280,21	479755,41	7017593,78	372130,28	639673,88	9356791,71	532048,75	799592,35	11695989,64	799592,35	11695989,64		
16	15	530	15885	106907,63	1940187,84	476557,04	7494150,83	369649,41	635409,39	9992201,10	528501,76	794261,74	12490251,38	794261,74	12490251,38		
17	16	526	15779	106194,91	2046382,75	473379,99	7967530,82	367185,08	631173,33	10623374,43	524978,41	788966,66	13279218,03	788966,66	13279218,03		
18	17	522	15674	105486,95	2151869,69	470224,13	8437754,95	364737,18	626965,50	11250339,93	521478,56	783706,88	14062924,91	783706,88	14062924,91		
19	18	519	15570	104783,70	2256653,39	467089,30	8904844,25	362305,60	622785,73	11873125,66	518002,03	778482,17	14841407,08	778482,17	14841407,08		
20	19	516	15466	104085,14	2360738,53	463975,37	9368819,62	359890,23	618633,83	12491759,49	514548,69	773292,29	15614699,37	773292,29	15614699,37		
21	20	512	15363	103391,24	2464129,78	460882,20	9829701,82	357490,96	614509,60	13106269,10	511118,36	768137,00	16382836,37	768137,00	16382836,37		
22	21	509	15260	102701,97	2566831,74	457809,65	10287511,48	355107,69	610412,87	13716681,97	507710,91	763016,09	17145852,46	763016,09	17145852,46		
23	22	505	15159	102017,29	2668849,03	454757,59	10742269,07	352740,30	606343,45	14323025,42	504326,17	757929,32	17903781,78	757929,32	17903781,78		
24	23	502	15058	101337,17	2770186,20	451725,87	11193994,94	350388,70	602301,16	14925526,59	500963,99	752876,45	18656658,23	752876,45	18656658,23		

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO VNT-002M1 REALIZANDO ARRENDAMIENTO DE EQUIPOS DEL SISTEMA RDPCP

Mes	ANÁLISIS ECONÓMICO SISTEMA RDPCP						ESCENARIO PESIMISTA			ESCENARIO PROBABLE			ESCENARIO OPTIMISTA		
	Período	Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Ingreso Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	
1	0	0	0	1200	1200	0,00	0	-1200,00	0,00	0	-1200,00	0,00	0	-1200,00	
2	1	581,49	17445	118602,83	119802,83	523341,00	523341,00	404738,17	697788,00	697788,00	579185,17	872235,00	872235,00	753632,17	
3	2	578	17328	117820,15	237622,98	519852,06	1043193,06	402031,91	693136,08	1390924,08	575315,93	866420,10	1738665,10	748599,95	
4	3	574	17213	117042,68	354665,65	516386,38	1559579,44	399343,70	688515,17	2079439,25	571472,49	860643,97	2599299,07	743601,29	
5	4	570	17098	116270,39	470936,05	512943,80	2072523,24	396673,41	683925,07	2763364,32	567654,68	854906,34	3454205,41	738635,95	
6	5	566	16984	115503,26	586439,30	509524,18	2582047,42	394020,92	679365,57	3442729,90	563862,31	849206,96	4303412,37	733703,71	
7	6	562	16871	114741,24	701180,54	506127,35	3088174,77	391386,11	674836,47	4117566,36	560095,23	843545,58	5146957,95	728804,35	
8	7	559	16758	113984,29	815164,83	502753,17	3590927,94	388768,87	670337,56	4787903,92	556353,26	837921,95	5984879,90	723937,65	
9	8	555	16647	113232,40	928397,23	499401,48	4090329,42	386169,08	665868,64	5453772,56	552636,24	832335,80	6817215,70	719103,40	
10	9	551	16536	112485,52	1040882,75	496072,14	4586401,56	383586,62	661429,52	6115202,08	548944,00	826786,90	7644002,60	714301,38	
11	10	548	16425	111743,61	1152626,36	492764,99	5079166,55	381021,38	657019,99	6772222,06	545276,37	821274,98	8465277,58	709531,37	
12	11	544	16316	111006,66	1263633,02	489479,89	5568646,44	378473,23	652639,85	7424861,92	541633,20	815799,82	9281077,40	704793,16	
13	12	540	16207	110274,61	1373907,63	486216,69	6054863,13	375942,08	648288,92	8073150,84	538014,31	810361,15	10091438,55	700086,54	
14	13	537	16099	109547,45	1483455,08	482975,25	6537838,37	373427,80	643966,99	8717117,83	534419,55	804958,74	10896397,29	695411,30	
15	14	533	15992	108825,13	1592280,21	479755,41	7017593,78	370930,28	639673,88	9356791,71	530848,75	799592,35	11695989,64	690767,22	
16	15	530	15885	108107,63	1700387,84	476557,04	7494150,83	368449,41	635409,39	9992201,10	527301,76	794261,74	12490251,38	686154,11	
17	16	526	15779	107394,91	1807782,75	473379,99	7967530,82	365985,08	631173,33	10623374,43	523778,41	788966,66	13279218,03	681571,75	
18	17	522	15674	106686,95	1914469,69	470224,13	8437754,95	363537,18	626965,50	11250339,93	520278,56	783706,88	14062924,91	677019,93	
19	18	519	15570	105983,70	2020453,39	467089,30	8904844,25	361105,60	622785,73	11873125,66	516802,03	778482,17	14841407,08	672498,47	
20	19	516	15466	105285,14	2125738,53	463975,37	9368819,62	358690,23	618633,83	12491759,49	513348,69	773292,29	15614699,37	668007,14	
21	20	512	15363	104591,24	2230329,78	460882,20	9829701,82	356290,96	614509,60	13106269,10	509918,36	768137,00	16382836,37	663545,76	
22	21	509	15260	103901,97	2334231,74	457809,65	10287511,48	353907,69	610412,87	13716681,97	506510,91	763016,09	17145852,46	659114,13	
23	22	505	15159	103217,29	2437449,03	454757,59	10742269,07	351540,30	606343,45	14323025,42	503126,17	757929,32	17903781,78	654712,03	
24	23	502	15058	102537,17	2539986,20	451725,87	11193994,94	349188,70	602301,16	14925326,59	499763,99	752876,45	18656658,23	650339,28	

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO VNT-002M1 REALIZANDO ARRENDAMIENTO DE EQUIPOS DEL SISTEMA ESPCP

Mes	ANÁLISIS ECONÓMICO SISTEMA ESPCP					ESCENARIO PESIMISTA			ESCENARIO PROBABLE			ESCENARIO OPTIMISTA		
	Período	Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)
1	0	0	0	7070,1	7070,1	0,00	0	-7070,10	0,00	0	-7070,10	0,00	0	-7070,10
2	1	581,49	17445	124472,93	131543,03	523341,00	523341,00	398868,07	697788,00	697788,00	573315,07	872235,00	872235,00	747762,07
3	2	578	17328	123690,25	255233,28	519852,06	1043193,06	396161,81	693136,08	1390924,08	569445,83	866420,10	1738655,10	742729,85
4	3	574	17213	122912,78	378146,05	516386,38	1559579,44	393473,60	688515,17	2079439,25	565602,39	860643,97	2599299,07	737731,19
5	4	570	17098	122140,49	500286,55	512943,80	2072523,24	390803,31	683925,07	2763364,32	561784,58	854906,34	3454205,41	732765,85
6	5	566	16984	121373,36	621659,90	509524,18	2582047,42	388150,82	679365,57	3442729,90	557992,21	849206,96	4303412,37	727833,61
7	6	562	16871	120611,34	742271,24	506127,35	3088174,77	385516,01	674836,47	4117566,36	554225,13	843545,58	5146957,95	722934,25
8	7	559	16758	119854,39	862125,63	502753,17	3590927,94	382898,77	670337,56	4787903,92	550483,16	837921,95	5984879,90	718067,55
9	8	555	16647	119102,50	981228,13	499401,48	4090329,42	380298,98	665868,64	5453772,56	546766,14	832335,80	6817215,70	713233,30
10	9	551	16536	118355,62	1099583,75	496072,14	4586401,56	377716,52	661429,52	6115202,08	543073,90	826786,90	7644002,60	708431,28
11	10	548	16425	117613,71	1217197,46	492764,99	5079166,55	375151,28	657019,99	6772222,06	539406,27	821274,98	8465277,58	703661,27
12	11	544	16316	116876,76	1334074,22	489479,89	5568646,44	372603,13	652639,85	7424861,92	535763,10	815799,82	9281077,40	698923,06
13	12	540	16207	116144,71	1450218,93	486216,69	6054863,13	370071,98	648288,92	8073150,84	532144,21	810361,15	10091438,55	694216,44
14	13	537	16099	115417,55	1565636,48	482975,25	6537838,37	367557,70	643966,99	8717117,83	528549,45	804958,74	10896397,29	689541,20
15	14	533	15992	114695,23	1680331,71	479755,41	7017593,78	365060,18	639673,88	9356791,71	524978,65	799592,35	11695989,64	684897,12
16	15	530	15885	113977,73	1794309,44	476557,04	7494150,83	362579,31	635409,39	9992201,10	521431,66	794261,74	12490251,38	680284,01
17	16	526	15779	113265,01	1907574,45	473379,99	7967530,82	360114,98	631173,33	10623374,43	517908,31	788966,66	13279218,03	675701,65
18	17	522	15674	112557,05	2020131,49	470224,13	8437754,95	357667,08	626965,50	11250339,93	514408,46	783706,88	14062924,91	671149,83
19	18	519	15570	111853,80	2131985,29	467089,30	8904844,25	355235,50	622785,73	11873125,66	510931,93	778482,17	14841407,08	666628,37
20	19	516	15466	111155,24	2243140,53	463975,37	9368819,62	352820,13	618633,83	12491759,49	507478,59	773292,29	15614699,37	662137,04
21	20	512	15363	110461,34	2353601,88	460882,20	9829701,82	350420,86	614509,60	13106269,10	504048,26	768137,00	16382836,37	657675,66
22	21	509	15260	109772,07	2463373,94	457809,65	10287511,48	348037,59	610412,87	13716681,97	500640,81	763016,09	17145852,46	653244,03
23	22	505	15159	109087,39	2572461,33	454757,59	10742269,07	345670,20	606343,45	14323025,42	497256,07	757929,32	17903781,78	648841,93
24	23	502	15058	108407,27	2680868,60	451725,87	11193994,94	343318,60	602301,16	14925326,59	493893,89	752876,45	18656658,23	644469,18

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

ANEXO 13

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO HUAA-001TS

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO HUAA-001TS REALIZANDO LA ADQUISICIÓN DE LOS EQUIPOS DEL SISTEMA RDPCP

Mes	Periodo	ANÁLISIS ECONÓMICO SISTEMA RDPCP				ESCENARIO PESIMISTA				ESCENARIO PROBABLE				ESCENARIO OPTIMISTA			
		Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)
1	0	0	0	259000	259000	0,00	0	-259000,00	0,00	0	-259000,00	0,00	0	0,00	0	-259000,00	
2	1	54,64	1639	11031,82	270031,82	49176,00	49176,00	38144,18	65568,00	65568,00	54536,18	81960,00	81960,00	81960,00	81960,00	70928,18	
3	2	54	1628	10958,27	280990,09	48848,16	98024,16	37889,89	65130,88	130698,88	54172,61	81413,60	163373,60	81413,60	163373,60	70455,33	
4	3	54	1617	10885,22	291875,30	48522,51	146546,67	37637,29	64696,67	195395,55	53811,46	80870,84	244244,44	80870,84	244244,44	69985,63	
5	4	54	1607	10812,65	302687,95	48199,02	194745,69	37386,37	64265,36	259660,92	53452,72	80331,70	324576,15	80331,70	324576,15	69519,06	
6	5	53	1596	10740,56	313428,51	47877,70	242623,38	37137,13	63836,93	323497,84	53096,36	79796,16	404372,31	79796,16	404372,31	69055,60	
7	6	53	1585	10668,96	324097,47	47558,51	290181,89	36889,55	63411,35	386909,19	52742,39	79264,18	483636,49	79264,18	483636,49	68595,23	
8	7	52	1575	10597,83	334695,30	47241,45	337423,35	36643,62	62988,61	449897,80	52390,77	78735,76	562372,25	78735,76	562372,25	68137,92	
9	8	52	1564	10527,18	345222,49	46926,51	384349,86	36399,33	62568,68	512466,48	52041,50	78210,85	640583,10	78210,85	640583,10	67683,67	
10	9	52	1554	10457,00	355679,48	46613,67	430963,53	36156,67	62151,56	574618,04	51694,56	77689,45	718272,54	77689,45	718272,54	67232,45	
11	10	51	1543	10387,29	366066,77	46302,91	477266,44	35915,62	61737,21	636355,25	51349,93	77171,52	795444,06	77171,52	795444,06	66784,23	
12	11	51	1533	10318,04	376384,81	45994,22	523260,66	35676,19	61325,63	697680,88	51007,59	76657,04	872101,10	76657,04	872101,10	66339,00	
13	12	51	1523	10249,25	386634,06	45687,60	568948,26	35438,34	60916,79	758597,67	50667,54	76145,99	948247,09	76145,99	948247,09	66896,74	
14	13	50	1513	10180,92	396814,98	45383,01	614331,27	35202,09	60510,68	819108,36	50329,76	75638,35	1023885,45	75638,35	1023885,45	66457,43	
15	14	50	1503	10113,05	406928,03	45080,46	659411,73	34967,41	60107,28	879215,63	49994,23	75134,10	1099019,54	75134,10	1099019,54	66021,05	
16	15	50	1493	10045,63	416973,66	44779,92	704191,65	34734,29	59706,56	938922,20	49660,93	74633,20	1173652,75	74633,20	1173652,75	64587,57	
17	16	49	1483	9978,66	426952,32	44481,39	748673,04	34502,73	59308,52	998230,72	49329,86	74135,65	1247788,39	74135,65	1247788,39	64156,99	
18	17	49	1473	9912,13	436864,45	44184,85	792857,88	34272,71	58913,13	1057143,84	49000,99	73641,41	1321429,80	73641,41	1321429,80	63729,28	
19	18	49	1463	9846,05	446710,50	43890,28	836748,16	34044,23	58520,37	1115664,22	48674,32	73150,47	1394580,27	73150,47	1394580,27	63304,41	
20	19	48	1453	9780,41	456490,92	43597,68	880345,84	33817,27	58130,24	1173794,46	48349,83	72662,80	1467243,07	72662,80	1467243,07	62882,39	
21	20	48	1444	9715,21	466206,13	43307,03	923652,87	33591,82	57742,70	1231537,16	48027,49	72178,38	1539421,45	72178,38	1539421,45	62463,17	
22	21	48	1434	9650,44	475856,57	43018,31	966671,18	33367,87	57357,75	1288894,91	47707,31	71697,19	161118,64	71697,19	161118,64	62046,75	
23	22	47	1424	9586,11	485442,67	42731,53	1009402,71	33145,42	56975,37	1345870,28	47389,26	71219,21	1682337,85	71219,21	1682337,85	61633,10	
24	23	47	1415	9522,20	494964,87	42446,65	1051849,36	32924,45	56595,53	1402465,81	47073,33	70744,41	1753082,26	70744,41	1753082,26	61222,22	

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO HUAA-001TS REALIZANDO LA ADQUISICIÓN DE LOS EQUIPOS DEL SISTEMA ESPCP

ANÁLISIS ECONÓMICO SISTEMA ESPCP										ESCENARIO PESIMISTA				ESCENARIO PROBABLE				ESCENARIO OPTIMISTA			
Mes	Periodo	Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)				
1	0	0	0	638377	638377	0,00	0	-638377,00	0,00	0	-638377,00	0,00	0	-638377,00	0,00	0	-638377,00				
2	1	54,64	1639	11031,82	649408,82	49176,00	49176,00	38144,18	65568,00	65568,00	54536,18	81960,00	81960,00	70928,18	81960,00	81960,00	70928,18				
3	2	54	1628	10958,27	660367,09	48848,16	98024,16	37889,89	65130,88	130698,88	54172,61	81413,60	163373,60	70455,33	81413,60	163373,60	70455,33				
4	3	54	1617	10885,22	671252,30	48522,51	146546,67	37637,29	64696,67	195395,55	53811,46	80870,84	244244,44	69985,63	80870,84	244244,44	69985,63				
5	4	54	1607	10812,65	682064,95	48199,02	194745,69	37386,37	64265,36	259660,92	53452,72	80331,70	324576,15	69519,06	80331,70	324576,15	69519,06				
6	5	53	1596	10740,56	692805,51	47877,70	242623,38	37137,13	63836,93	323497,84	53096,36	79796,16	404372,31	69055,60	79796,16	404372,31	69055,60				
7	6	53	1585	10668,96	703474,47	47558,51	290181,89	36889,55	63411,35	386909,19	52742,39	79264,18	483636,49	68595,23	79264,18	483636,49	68595,23				
8	7	52	1575	10597,83	714072,30	47241,45	337423,35	36643,62	62988,61	449897,80	52390,77	78735,76	562372,25	68137,92	78735,76	562372,25	68137,92				
9	8	52	1564	10527,18	724599,49	46926,51	384349,86	36399,33	62568,68	512466,48	52041,50	78210,85	640583,10	67683,67	78210,85	640583,10	67683,67				
10	9	52	1554	10457,00	735056,48	46613,67	430963,53	36156,67	62151,56	574618,04	51694,56	77689,45	718272,54	67232,45	77689,45	718272,54	67232,45				
11	10	51	1543	10387,29	745443,77	46302,91	477266,44	35915,62	61737,21	636355,25	51349,93	77171,52	795444,06	66784,23	77171,52	795444,06	66784,23				
12	11	51	1533	10318,04	755761,81	45994,22	523260,66	35676,19	61325,63	697680,88	51007,59	76657,04	872101,10	66339,00	76657,04	872101,10	66339,00				
13	12	51	1523	10249,25	766011,06	45687,60	568948,26	35438,34	60916,79	758597,67	50667,54	76145,99	948247,09	66896,74	76145,99	948247,09	66896,74				
14	13	50	1513	10180,92	776191,98	45383,01	614331,27	35202,09	60510,68	819108,36	50329,76	75638,35	1023885,45	66457,43	75638,35	1023885,45	66457,43				
15	14	50	1503	10113,05	786305,03	45080,46	659411,73	34967,41	60107,28	879215,63	49994,23	75134,10	1099019,54	65021,05	75134,10	1099019,54	65021,05				
16	15	50	1493	10045,63	796350,66	44779,92	704191,65	34734,29	59706,56	938922,20	49660,93	74633,20	1173652,75	64587,57	74633,20	1173652,75	64587,57				
17	16	49	1483	9978,66	806329,32	44481,39	748673,04	34502,73	59308,52	998230,72	49329,86	74135,65	1247788,39	64156,99	74135,65	1247788,39	64156,99				
18	17	49	1473	9912,13	816241,45	44184,85	792857,88	34272,71	58913,13	1057143,84	49000,99	73641,41	1321429,80	63729,28	73641,41	1321429,80	63729,28				
19	18	49	1463	9846,05	826087,50	43890,28	836748,16	34044,23	58520,37	1115664,22	48674,32	73150,47	1394580,27	63304,41	73150,47	1394580,27	63304,41				
20	19	48	1453	9780,41	835867,92	43597,68	880345,84	33817,27	58130,24	1173794,46	48349,83	72662,80	1467243,07	62882,39	72662,80	1467243,07	62882,39				
21	20	48	1444	9715,21	845583,13	43307,03	923652,87	33591,82	57742,70	1231537,16	48027,49	72178,38	1539421,45	62463,17	72178,38	1539421,45	62463,17				
22	21	48	1434	9650,44	855233,57	43018,31	966671,18	33367,87	57357,75	1288894,91	47707,31	71697,19	161118,64	62046,75	71697,19	161118,64	62046,75				
23	22	47	1424	9586,11	864819,67	42731,53	1009402,71	33145,42	56975,37	1345870,28	47389,26	71219,21	1682337,85	61633,10	71219,21	1682337,85	61633,10				
24	23	47	1415	9522,20	874341,87	42446,65	1051849,36	32924,45	56595,53	1402465,81	47073,33	70744,41	1753082,26	61222,22	70744,41	1753082,26	61222,22				

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO HUAA-001TS REALIZANDO ARRENDAMIENTO DE EQUIPOS DEL SISTEMA RDPCP

Mes	Período	ANÁLISIS ECONÓMICO SISTEMA RDPCP				ESCENARIO PESIMISTA				ESCENARIO PROBABLE				ESCENARIO OPTIMISTA			
		Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Mensual (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Mensual (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	
1	0	0	0	1200	1200	0,00	0	-1200,00	0,00	0	-1200,00	0,00	0,00	0	-1200,00		
2	1	54,64	1639	12231,82	13431,82	49176,00	49176,00	36944,18	65568,00	65568,00	53336,18	81960,00	81960,00	81960,00	69728,18		
3	2	54	1628	12158,27	25590,09	48848,16	98024,16	36689,89	65130,88	130698,88	52972,61	81413,60	163373,60	69255,33			
4	3	54	1617	12085,22	37675,30	48522,51	146546,67	36437,29	64696,67	195395,55	52611,46	80870,84	244244,44	68785,63			
5	4	54	1607	12012,65	49687,95	48199,02	194745,69	36186,37	64265,36	259660,92	52252,72	80331,70	324576,15	68319,06			
6	5	53	1596	11940,56	61628,51	47877,70	242623,38	35937,13	63836,93	323497,84	51896,36	79796,16	404372,31	67855,60			
7	6	53	1585	11868,96	73497,47	47558,51	290181,89	35689,55	63411,35	386909,19	51542,39	79264,18	483636,49	67395,23			
8	7	52	1575	11797,83	85295,30	47241,45	337423,35	35443,62	62988,61	449897,80	51190,77	78735,76	562372,25	66937,92			
9	8	52	1564	11727,18	97022,49	46926,51	384349,86	35199,33	62568,68	512486,48	50841,50	78210,85	640583,10	66483,67			
10	9	52	1554	11657,00	108679,48	46613,67	430963,53	34956,67	62151,56	574618,04	50494,56	77689,45	718272,54	66032,45			
11	10	51	1543	11587,29	120266,77	46302,91	477266,44	34715,62	61737,21	636355,25	50149,93	77171,52	795444,06	65584,23			
12	11	51	1533	11518,04	131784,81	45994,22	523260,66	34476,19	61325,63	697680,88	49807,59	76657,04	872101,10	65139,00			
13	12	51	1523	11449,25	143234,06	45687,60	568948,26	34238,34	60916,79	758597,67	49467,54	76145,99	948247,09	64696,74			
14	13	50	1513	11380,92	154614,98	45383,01	614331,27	34002,09	60510,68	819108,36	49129,76	75638,35	1023885,45	64257,43			
15	14	50	1503	11313,05	165928,03	45080,46	659411,73	33767,41	60107,28	879215,63	48794,23	75134,10	1099019,54	63821,05			
16	15	50	1493	11245,63	177173,66	44779,92	704191,65	33534,29	59706,56	938922,20	48460,93	74633,20	1173652,75	63387,57			
17	16	49	1483	11178,66	188352,32	44481,39	748673,04	33302,73	59308,52	998230,72	48129,86	74135,65	1247788,39	62956,99			
18	17	49	1473	11112,13	199464,45	44184,85	792857,88	33072,71	58913,13	1057143,84	47800,99	73641,41	1321429,80	62529,28			
19	18	49	1463	11046,05	210510,50	43890,28	836748,16	32844,23	58520,37	1115664,22	47474,32	73150,47	1394580,27	62104,41			
20	19	48	1453	10980,41	221490,92	43597,68	880345,84	32617,27	58130,24	1173794,46	47149,83	72662,80	1467243,07	61682,39			
21	20	48	1444	10915,21	232406,13	43307,03	923652,87	32391,82	57742,70	1231537,16	46827,49	72178,38	1539421,45	61263,17			
22	21	48	1434	10850,44	243256,57	43018,31	966671,18	32167,87	57357,75	1288894,91	46507,31	71697,19	161118,64	60846,75			
23	22	47	1424	10786,11	254042,67	42731,53	1009402,71	31945,42	56975,37	1345870,28	46189,26	71219,21	1682337,85	60433,10			
24	23	47	1415	10722,20	264764,87	42446,65	1051849,36	31724,45	56595,53	1402465,81	45873,33	70744,41	1753082,26	60022,22			

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO HUAA-001TS REALIZANDO ARRENDAMIENTO DE EQUIPOS DEL SISTEMA ESPCP

Mes	ANÁLISIS ECONÓMICO SISTEMA ESPCP				ESCENARIO PESIMISTA				ESCENARIO PROBABLE				ESCENARIO OPTIMISTA			
	Período	Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Ingreso Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)
1	0	0	0	7070,1	7070,1	0,00	0	-7070,10	0,00	0	-7070,10	0,00	0	-7070,10	0	-7070,10
2	1	581,49	17445	124472,93	131543,03	523341,00	523341,00	398868,07	697788,00	697788,00	573315,07	872235,00	872235,00	747762,07	872235,00	747762,07
3	2	578	17328	123690,25	255233,28	519852,06	1043193,06	396161,81	693136,08	1390924,08	569445,83	866420,10	1738655,10	742729,85	1738655,10	742729,85
4	3	574	17213	122912,78	378146,05	516386,38	1559579,44	393473,60	688515,17	2079439,25	565602,39	860643,97	2599299,07	737731,19	2599299,07	737731,19
5	4	570	17098	122140,49	500286,55	512943,80	2072523,24	390803,31	683925,07	2763364,32	561784,58	854906,34	3454205,41	732765,85	3454205,41	732765,85
6	5	566	16984	121373,36	621659,90	509524,18	2582047,42	388150,82	679365,57	3442729,90	557992,21	849206,96	4303412,37	727833,61	4303412,37	727833,61
7	6	562	16871	120611,34	742271,24	506127,35	3088174,77	385516,01	674836,47	4117566,36	554225,13	843545,58	5146957,95	722934,25	5146957,95	722934,25
8	7	559	16758	119854,39	862125,63	502753,17	3590927,94	382898,77	670337,56	4787903,92	550483,16	837921,95	5984879,90	718067,55	5984879,90	718067,55
9	8	555	16647	119102,50	981228,13	499401,48	4090329,42	380298,98	665868,64	5453772,56	546766,14	832335,80	6817215,70	713233,30	6817215,70	713233,30
10	9	551	16536	118355,62	1099583,75	496072,14	4586401,56	377716,52	661429,52	6115202,08	543073,90	826786,90	7644002,60	708431,28	7644002,60	708431,28
11	10	548	16425	117613,71	1217197,46	492764,99	5079166,55	375151,28	657019,99	6772222,06	539406,27	821274,98	8465277,58	703661,27	8465277,58	703661,27
12	11	544	16316	116876,76	1334074,22	489479,89	5568646,44	372603,13	652639,85	7424861,92	535763,10	815799,82	9281077,40	698923,06	9281077,40	698923,06
13	12	540	16207	116144,71	1450218,93	486216,69	6054863,13	370071,98	648288,92	8073150,84	532144,21	810361,15	10091438,55	694216,44	10091438,55	694216,44
14	13	537	16099	115417,55	1565636,48	482975,25	6537838,37	367557,70	643966,99	8717117,83	528549,45	804958,74	10896397,29	689541,20	10896397,29	689541,20
15	14	533	15992	114695,23	1680331,71	479755,41	7017593,78	365060,18	639673,88	9356791,71	524978,65	799592,35	11695989,64	684897,12	11695989,64	684897,12
16	15	530	15885	113977,73	1794309,44	476557,04	7494150,83	362579,31	635409,39	9992201,10	521431,66	794261,74	12490251,38	680284,01	12490251,38	680284,01
17	16	526	15779	113265,01	1907574,45	473379,99	7967530,82	360114,98	631173,33	10623374,43	517908,31	788966,66	13279218,03	675701,65	13279218,03	675701,65
18	17	522	15674	112557,05	2020131,49	470224,13	8437754,95	357667,08	626965,50	11250339,93	514408,46	783706,88	14062924,91	671149,83	14062924,91	671149,83
19	18	519	15570	111853,80	2131985,29	467089,30	8904844,25	355235,50	622785,73	11873125,66	510931,93	778482,17	14841407,08	666628,37	14841407,08	666628,37
20	19	516	15466	111155,24	2243140,53	463975,37	9368819,62	352820,13	618633,83	12491759,49	507478,59	773292,29	15614699,37	662137,04	15614699,37	662137,04
21	20	512	15363	110461,34	2353601,88	460882,20	9829701,82	350420,86	614509,60	13106269,10	504048,26	768137,00	16382836,37	657675,66	16382836,37	657675,66
22	21	509	15260	109772,07	2463373,94	457809,65	10287511,48	348037,59	610412,87	13716681,97	500640,81	763016,09	17145852,46	653244,03	17145852,46	653244,03
23	22	505	15159	109087,39	2572461,33	454757,59	10742269,07	345670,20	606343,45	14323025,42	497256,07	757929,32	17903781,78	648841,93	17903781,78	648841,93
24	23	502	15058	108407,27	2680868,60	451725,87	11193994,94	343318,60	602301,16	14925326,59	493893,89	752876,45	18656658,23	644469,18	18656658,23	644469,18

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

ANEXO 14

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO TPSB-009M1

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO TPSB-009M1 REALIZANDO LA ADQUISICIÓN DE LOS EQUIPOS DEL SISTEMA RDPCP

Mes	Periodo	ANÁLISIS ECONÓMICO SISTEMA RDPCP				ESCENARIO PESIMISTA				ESCENARIO PROBABLE				ESCENARIO OPTIMISTA			
		Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)
1	0	0	0	259000	259000	0,00	0	-259000,00	0,00	0	-259000,00	0,00	0	-259000,00	0,00	0	-259000,00
2	1	66,56	1997	13438,46	272438,46	59904,00	59904,00	46465,54	79872,00	79872,00	66433,54	99840,00	99840,00	86401,54	99840,00	99840,00	86401,54
3	2	66	1983	13348,87	285787,34	59504,64	119408,64	46155,77	79339,52	159211,52	65990,65	199014,40	199014,40	85825,53	199014,40	199014,40	85825,53
4	3	66	1970	13259,88	299047,22	59107,94	178516,58	45848,06	78810,59	238022,11	65550,71	297527,64	297527,64	85253,36	297527,64	297527,64	85253,36
5	4	65	1957	13171,48	312218,70	58713,89	237230,47	45542,41	78285,19	316307,30	65113,70	395384,12	395384,12	84685,00	395384,12	395384,12	84685,00
6	5	65	1944	13083,67	325302,38	58322,46	295552,94	45238,79	77763,28	394070,58	64679,61	492588,23	492588,23	84120,43	492588,23	492588,23	84120,43
7	6	64	1931	12996,45	338298,82	57933,65	353486,58	44937,20	77244,86	471315,44	64248,41	589144,30	589144,30	83559,63	589144,30	589144,30	83559,63
8	7	64	1918	12909,81	351208,63	57547,42	411034,01	44637,62	76729,90	548045,34	63820,09	685056,68	685056,68	83002,57	685056,68	685056,68	83002,57
9	8	64	1905	12823,74	364032,37	57163,77	468197,78	44340,03	76218,36	624263,70	63394,62	780329,63	780329,63	82449,22	780329,63	780329,63	82449,22
10	9	63	1893	12738,25	376770,62	56782,68	524980,46	44044,43	75710,24	699973,95	62971,99	874967,43	874967,43	81899,55	874967,43	874967,43	81899,55
11	10	63	1880	12653,33	389423,94	56404,13	581384,59	43750,80	75205,51	775179,45	62552,18	968974,32	968974,32	81353,56	968974,32	968974,32	81353,56
12	11	62	1868	12568,97	401992,91	56028,10	637412,69	43459,13	74704,14	849883,59	62135,17	1062354,49	1062354,49	80811,20	1062354,49	1062354,49	80811,20
13	12	62	1855	12485,18	414478,09	55654,58	693067,28	43169,40	74206,11	924089,70	61720,93	1155112,13	1155112,13	80272,46	1155112,13	1155112,13	80272,46
14	13	61	1843	12401,94	426880,04	55283,55	748350,83	42881,61	73711,40	997801,10	61309,46	1247251,38	1247251,38	79737,31	1247251,38	1247251,38	79737,31
15	14	61	1830	12319,26	439199,30	54914,99	803265,82	42595,73	73219,99	1071021,09	60900,73	1338776,37	1338776,37	79205,73	1338776,37	1338776,37	79205,73
16	15	61	1818	12237,14	451436,43	54548,89	857814,72	42311,76	72731,86	1143752,95	60494,72	1429691,19	1429691,19	78677,69	1429691,19	1429691,19	78677,69
17	16	60	1806	12155,55	463591,99	54185,24	911999,95	42029,68	72246,98	1215999,93	60091,43	1519999,92	1519999,92	78153,17	1519999,92	1519999,92	78153,17
18	17	60	1794	12074,52	475666,51	53824,00	965823,95	41749,48	71765,33	1287765,27	59690,82	1609706,59	1609706,59	77632,15	1609706,59	1609706,59	77632,15
19	18	59	1782	11994,02	487660,53	53465,17	1019289,12	41471,15	71286,90	1359052,17	59292,88	1698815,21	1698815,21	77114,60	1698815,21	1698815,21	77114,60
20	19	59	1770	11914,06	499574,59	53108,74	1072397,86	41194,68	70811,65	1429863,82	58897,59	1787329,77	1787329,77	76600,50	1787329,77	1787329,77	76600,50
21	20	59	1758	11834,63	511409,22	52754,68	1125152,54	40920,05	70339,57	1500203,39	58504,94	1875254,24	1875254,24	76089,83	1875254,24	1875254,24	76089,83
22	21	58	1747	11755,74	523164,96	52402,98	1177555,53	40647,25	69870,64	1570074,04	58114,91	1962592,55	1962592,55	75582,57	1962592,55	1962592,55	75582,57
23	22	58	1735	11677,36	534842,32	52053,63	1229609,16	40376,27	69404,84	1639478,88	57727,48	2049348,60	2049348,60	75078,69	2049348,60	2049348,60	75078,69
24	23	57	1724	11599,52	546441,84	51706,61	1281315,76	40107,09	68942,14	1708421,02	57342,63	2135526,27	2135526,27	74578,16	2135526,27	2135526,27	74578,16

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO TPSB-009M1 REALIZANDO LA ADQUISICIÓN DE LOS EQUIPOS DEL SISTEMA ESPCP

Mes	Periodo	ANÁLISIS ECONÓMICO SISTEMA ESPCP				ESCENARIO PESIMISTA				ESCENARIO PROBABLE				ESCENARIO OPTIMISTA			
		Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)
1	0	0	0	638377	638377	0,00	0	-638377,00	0,00	0	-638377,00	0,00	0	-638377,00	0,00	0	-638377,00
2	1	66,56	1997	13438,46	651815,46	59904,00	59904,00	46465,54	79872,00	79872,00	79872,00	66433,54	99840,00	99840,00	99840,00	99840,00	86401,54
3	2	66	1983	13348,87	665164,34	59504,64	119408,64	46155,77	79339,52	159211,52	159211,52	65990,65	99174,40	199014,40	199014,40	199014,40	85825,53
4	3	66	1970	13259,88	678424,22	59107,94	178516,58	45848,06	78810,59	238022,11	238022,11	65550,71	98513,24	297527,64	297527,64	297527,64	85253,36
5	4	65	1957	13171,48	691595,70	58713,89	237230,47	45542,41	78285,19	316307,30	316307,30	65113,70	97856,48	395384,12	395384,12	395384,12	84685,00
6	5	65	1944	13083,67	704679,38	58322,46	295552,94	45238,79	77763,28	394070,58	394070,58	64679,61	97204,11	492588,23	492588,23	492588,23	84120,43
7	6	64	1931	12996,45	717675,82	57933,65	353486,58	44937,20	77244,86	471315,44	471315,44	64248,41	96556,08	589144,30	589144,30	589144,30	83559,63
8	7	64	1918	12909,81	730585,63	57547,42	411034,01	44637,62	76729,90	548045,34	548045,34	63820,09	95912,37	685056,68	685056,68	685056,68	83002,57
9	8	64	1905	12823,74	743409,37	57163,77	468197,78	44340,03	76218,36	624263,70	624263,70	63394,62	95272,96	780329,63	780329,63	780329,63	82449,22
10	9	63	1893	12738,25	756147,62	56782,68	524980,46	44044,43	75710,24	699973,95	699973,95	62971,99	94637,80	874967,43	874967,43	874967,43	81899,55
11	10	63	1880	12653,33	768800,94	56404,13	581384,59	43750,80	75205,51	775179,45	775179,45	62552,18	94006,88	968974,32	968974,32	968974,32	81353,56
12	11	62	1868	12568,97	781369,91	56028,10	637412,69	43459,13	74704,14	849883,59	849883,59	62135,17	93380,17	1062354,49	1062354,49	1062354,49	80811,20
13	12	62	1855	12485,18	793855,09	55654,58	693067,28	43169,40	74206,11	924089,70	924089,70	61720,93	92757,64	1155112,13	1155112,13	1155112,13	80272,46
14	13	61	1843	12401,94	806257,04	55283,55	748350,83	42881,61	73711,40	997801,10	997801,10	61309,46	92139,25	1247251,38	1247251,38	1247251,38	79737,31
15	14	61	1830	12319,26	818576,30	54914,99	803265,82	42595,73	73219,99	1071021,09	1071021,09	60900,73	91524,99	1338776,37	1338776,37	1338776,37	79205,73
16	15	61	1818	12237,14	830813,43	54548,89	857814,72	42311,76	72731,86	1143752,95	1143752,95	60494,72	90914,82	1429691,19	1429691,19	1429691,19	78677,69
17	16	60	1806	12155,55	842988,99	54185,24	911999,95	42029,68	72246,98	1215999,93	1215999,93	60091,43	90308,73	1519999,92	1519999,92	1519999,92	78153,17
18	17	60	1794	12074,52	855043,51	53824,00	965823,95	41749,48	71765,33	1287765,27	1287765,27	59690,82	89706,67	1609706,59	1609706,59	1609706,59	77632,15
19	18	59	1782	11994,02	867037,53	53465,17	1019289,12	41471,15	71286,90	1359052,17	1359052,17	59292,88	89108,62	1698815,21	1698815,21	1698815,21	77114,60
20	19	59	1770	11914,06	878951,59	53108,74	1072397,86	41194,68	70811,65	1429863,82	1429863,82	58897,59	88514,57	1787329,77	1787329,77	1787329,77	76600,50
21	20	59	1758	11834,63	890786,22	52754,68	1125152,54	40920,05	70339,57	1500203,39	1500203,39	58504,94	87924,47	1875254,24	1875254,24	1875254,24	76089,83
22	21	58	1747	11755,74	902541,96	52402,98	1177555,53	40647,25	69870,64	1570074,04	1570074,04	58114,91	87338,31	1962592,55	1962592,55	1962592,55	75582,57
23	22	58	1735	11677,36	914219,32	52053,63	1229609,16	40376,27	69404,84	1639478,88	1639478,88	57727,48	86756,05	2049348,60	2049348,60	2049348,60	75078,69
24	23	57	1724	11599,52	925818,84	51706,61	1281315,76	40107,09	68942,14	1708421,02	1708421,02	57342,63	86177,68	2135526,27	2135526,27	2135526,27	74578,16

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO TPSB-009M1 REALIZANDO ARRENDAMIENTO DE EQUIPOS DEL SISTEMA RDPCP

Mes	ANÁLISIS ECONÓMICO SISTEMA RDPCP						ESCENARIO PESIMISTA				ESCENARIO PROBABLE				ESCENARIO OPTIMISTA			
	Período	Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	
1	0	0	0	1200	1200	0,00	0	-1200,00	0,00	0	-1200,00	0,00	0	-1200,00	0	-1200,00		
2	1	66,56	1997	14638,46	15838,46	59904,00	59904,00	45265,54	79872,00	79872,00	65233,54	99840,00	99840,00	85201,54	99840,00	99840,00	85201,54	
3	2	66	1983	14548,87	30387,34	59504,64	119408,64	44955,77	79339,52	159211,52	64790,65	99174,40	199014,40	84625,53	199014,40	199014,40	84625,53	
4	3	66	1970	14459,88	44847,22	59107,94	178516,58	44648,06	78810,59	238022,11	64350,71	98513,24	297527,64	84053,36	297527,64	297527,64	84053,36	
5	4	65	1957	14371,48	59218,70	58713,89	237230,47	44342,41	78285,19	316307,30	63913,70	97856,48	395384,12	83485,00	395384,12	395384,12	83485,00	
6	5	65	1944	14283,67	73502,38	58322,46	295552,94	44038,79	77763,28	394070,58	63479,61	97204,11	492588,23	82920,43	492588,23	492588,23	82920,43	
7	6	64	1931	14196,45	87698,82	57933,65	353486,58	43737,20	77244,86	471315,44	63048,41	96556,08	589144,30	82359,63	589144,30	589144,30	82359,63	
8	7	64	1918	14109,81	101808,63	57547,42	411034,01	43437,62	76729,90	548045,34	62620,09	95912,37	685056,68	81802,57	685056,68	685056,68	81802,57	
9	8	64	1905	14023,74	115832,37	57163,77	468197,78	43140,03	76218,36	624263,70	62194,62	95272,96	780329,63	81249,22	780329,63	780329,63	81249,22	
10	9	63	1893	13938,25	129770,62	56782,68	524980,46	42844,43	75710,24	699973,95	61771,99	94637,80	874967,43	80699,55	874967,43	874967,43	80699,55	
11	10	63	1880	13853,33	143623,94	56404,13	581384,59	42550,80	75205,51	775179,45	61352,18	94006,88	968974,32	80153,56	968974,32	968974,32	80153,56	
12	11	62	1868	13768,97	157392,91	56028,10	637412,69	42259,13	74704,14	849883,59	60935,17	93380,17	1062354,49	79611,20	1062354,49	1062354,49	79611,20	
13	12	62	1855	13685,18	171078,09	55654,58	693067,28	41969,40	74206,11	924089,70	60520,93	92757,64	1155112,13	79072,46	1155112,13	1155112,13	79072,46	
14	13	61	1843	13601,94	184680,04	55283,55	748350,83	41681,61	73711,40	997801,10	60109,46	92139,25	1247251,38	78537,31	1247251,38	1247251,38	78537,31	
15	14	61	1830	13519,26	198199,30	54914,99	803265,82	41395,73	73219,99	1071021,09	59700,73	91524,99	1338776,37	78005,73	1338776,37	1338776,37	78005,73	
16	15	61	1818	13437,14	211636,43	54548,89	857814,72	41111,76	72731,86	1143752,95	59294,72	90914,82	1429691,19	77477,69	1429691,19	1429691,19	77477,69	
17	16	60	1806	13355,55	224991,99	54185,24	911999,95	40829,68	72246,98	1215999,93	58891,43	90308,73	1519999,92	76953,17	1519999,92	1519999,92	76953,17	
18	17	60	1794	13274,52	238266,51	53824,00	965823,95	40549,48	71765,33	1287765,27	58490,82	89706,67	1609706,59	76432,15	1609706,59	1609706,59	76432,15	
19	18	59	1782	13194,02	251460,53	53465,17	1019289,12	40271,15	71286,90	1359052,17	58092,88	89108,62	1698815,21	75914,60	1698815,21	1698815,21	75914,60	
20	19	59	1770	13114,06	264574,59	53108,74	1072397,86	39994,68	70811,65	1429863,82	57697,59	88514,57	1787329,77	75400,50	1787329,77	1787329,77	75400,50	
21	20	59	1758	13034,63	277609,22	52764,68	1125152,54	39720,05	70339,57	1500203,39	57304,94	87924,47	1875254,24	74889,83	1875254,24	1875254,24	74889,83	
22	21	58	1747	12955,74	290564,96	52402,98	1177555,53	39447,25	69870,64	1570074,04	56914,91	87338,31	1962592,55	74382,57	1962592,55	1962592,55	74382,57	
23	22	58	1735	12877,36	303442,32	52053,63	1229609,16	39176,27	69404,84	1639478,88	56527,48	86756,05	2049348,60	73878,69	2049348,60	2049348,60	73878,69	
24	23	57	1724	12799,52	316241,84	51706,61	1281315,76	38907,09	68942,14	1708421,02	56142,63	86177,68	2135526,27	73378,16	2135526,27	2135526,27	73378,16	

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO TPSB-009M1 REALIZANDO ARRENDAMIENTO DE EQUIPOS DEL SISTEMA ESPCP

Mes	ANÁLISIS ECONÓMICO SISTEMA ESPCP					ESCENARIO PESIMISTA				ESCENARIO PROBABLE				ESCENARIO OPTIMISTA			
	Período	Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)
1	0	0	0	7070,1	7070,1	0,00	0	-7070,10	0,00	0	-7070,10	0,00	0	-7070,10	0,00	0	-7070,10
2	1	66,56	1997	20508,56	27578,66	59904,00	59904,00	39395,44	79872,00	99840,00	59363,44	79872,00	99840,00	79331,44	99840,00	99840,00	79331,44
3	2	66	1983	20418,97	47997,64	59504,64	119408,64	39085,67	79339,52	159211,52	58920,55	159211,52	199014,40	78755,43	199014,40	199014,40	78755,43
4	3	66	1970	20329,98	68327,62	59107,94	178516,58	38777,96	78810,59	238022,11	58480,61	238022,11	297527,64	78183,26	297527,64	297527,64	78183,26
5	4	65	1957	20241,58	88569,20	58713,89	237230,47	38472,31	78285,19	316307,30	58043,60	316307,30	395384,12	77614,90	395384,12	395384,12	77614,90
6	5	65	1944	20153,77	108722,98	58322,46	295552,94	38168,69	77763,28	394070,58	57609,51	394070,58	492588,23	77050,33	492588,23	492588,23	77050,33
7	6	64	1931	20066,55	128789,52	57933,65	353486,58	37867,10	77244,86	471315,44	57178,31	471315,44	589144,30	76489,53	589144,30	589144,30	76489,53
8	7	64	1918	19979,91	148769,43	57547,42	411034,01	37567,52	76729,90	548045,34	56749,99	548045,34	685056,68	75932,47	685056,68	685056,68	75932,47
9	8	64	1905	19893,84	168663,27	57163,77	468197,78	37269,93	76218,36	624263,70	56324,52	624263,70	780329,63	75379,12	780329,63	780329,63	75379,12
10	9	63	1893	19808,35	188471,62	56782,68	524980,46	36974,33	75710,24	699973,95	55901,89	699973,95	874967,43	74829,45	874967,43	874967,43	74829,45
11	10	63	1880	19723,43	208195,04	56404,13	581384,59	36680,70	75205,51	775179,45	55482,08	775179,45	968974,32	74283,46	968974,32	968974,32	74283,46
12	11	62	1868	19639,07	227834,11	56028,10	637412,69	36389,03	74704,14	849883,59	55065,07	849883,59	1062354,49	73741,10	1062354,49	1062354,49	73741,10
13	12	62	1855	19555,28	247389,39	55654,58	693067,28	36099,30	74206,11	924089,70	54650,83	924089,70	1155112,13	73202,36	1155112,13	1155112,13	73202,36
14	13	61	1843	19472,04	266861,44	55283,55	748350,83	35811,51	73711,40	997801,10	54239,36	997801,10	1247251,38	72667,21	1247251,38	1247251,38	72667,21
15	14	61	1830	19389,36	286250,80	54914,99	803265,82	35525,63	73219,99	1071021,09	53830,63	1071021,09	1338776,37	72135,63	1338776,37	1338776,37	72135,63
16	15	61	1818	19307,24	305558,03	54548,89	857814,72	35241,66	72731,86	1143752,95	53424,62	1143752,95	1429691,19	71607,59	1429691,19	1429691,19	71607,59
17	16	60	1806	19225,65	324783,69	54185,24	911999,95	34959,58	72246,98	1215999,93	53021,33	1215999,93	1519999,92	71083,07	1519999,92	1519999,92	71083,07
18	17	60	1794	19144,62	343928,31	53824,00	965823,95	34679,38	71765,33	1287765,27	52620,72	1287765,27	1609706,59	70562,05	1609706,59	1609706,59	70562,05
19	18	59	1782	19064,12	362992,43	53465,17	1019289,12	34401,05	71286,90	1359052,17	52222,78	1359052,17	1698815,21	70044,50	1698815,21	1698815,21	70044,50
20	19	59	1770	18984,16	381976,59	53108,74	1072397,86	34124,58	70811,65	1429863,82	51827,49	1429863,82	1787329,77	69530,40	1787329,77	1787329,77	69530,40
21	20	59	1758	18904,73	400881,32	52754,68	1125152,54	33849,95	70339,57	1500203,39	51434,84	1500203,39	1875254,24	69019,73	1875254,24	1875254,24	69019,73
22	21	58	1747	18825,84	419707,16	52402,98	1177555,53	33577,15	69870,64	1570074,04	51044,81	1570074,04	1962592,55	68512,47	1962592,55	1962592,55	68512,47
23	22	58	1735	18747,46	438454,62	52053,63	1229609,16	33306,17	69404,84	1639478,88	50657,38	1639478,88	2049348,60	68008,59	2049348,60	2049348,60	68008,59
24	23	57	1724	18669,62	457124,24	51706,61	1281315,76	33036,99	68942,14	1708421,02	50272,53	1708421,02	2135526,27	67508,06	2135526,27	2135526,27	67508,06

ELABORACIÓN: Marco Antonio Pinta