

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ANÁLISIS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDAD PROGRESIVA EN POZOS DE CRUDO PESADO EN UN CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA EN PETRÓLEOS

DAYUMA ALVAREZ TOAPANTA
dayuma_alvarez@hotmail.com

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

Quito, Marzo 2015

DECLARACIÓN

Yo, Dayuma Alvarez Toapanta, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada 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.

Dayuma Alvarez Toapanta

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Dayuma Alvarez Toapanta, bajo mi supervisión.

Ing. Vinicio Melo, Msc
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a Dios y a la Virgencita del Quinche por haberme dado la paciencia, fuerza y constancia para poder culminar esta meta.

Agradezco a mis padres Iván y María, que con su esfuerzo y cariño me han apoyado a lo largo de toda mi vida estudiantil, a mi hermano Hanan por ser mi mejor amigo y por darme una de las alegrías más grandes de mi vida, la sonrisa de mi sobrino Bastian

Agradezco a mi familia, los quiero mucho y el ser un orgullo para ustedes es la mejor recompensa que tengo al cumplir paso a paso cada uno de los objetivos que se presentan en mi camino, gracias a mis abuelitos Lucila y Manuel, por sus bendiciones ya que con ellas he logrado llegar hasta aquí, a mis tías, Me, Li, y Marianita por todo su cariño y apoyo, a mis primos Diana y Diego, que junto a mi tío Washington y mi tiita Lidia siempre me han acompañado, a mis primitos y tíos Augusto y Manolo por estar pendientes de mí, recuerden que siempre estaré para apoyarles en lo que necesiten.

*A las personas que han estado junto a mí, brindándome su amistad, cariño, apoyo y aliento, durante toda mi vida o parte de ella y principalmente durante el desarrollo de este proyecto, aunque a km de distancia siempre les llevo y llevaré en mi corazón, gracias por tanto y todo Beto, Pame, Ángela, Vero, Wendy, Jess y Gali.
“When I need you I just close my eyes and I’m with you” (Leo Sayer).*

Extiendo un especial agradecimiento al ingeniero Vinicio Melo por su paciencia, tiempo y dedicación para guiarme en el desarrollo del presente proyecto.

A los ingenieros Juan Silva, Santiago Carrasco y Jorge Menéndez, de la empresa Baker Hughes, gracias por su ayuda y tiempo prestado.

A los ingenieros Mario Salgado, Rolando Mariño y Julio Pinos, de la empresa Petroamazonas EP, gracias por todo su apoyo para lograr culminar este objetivo, además de su amistad, paciencia y enseñanzas.

A la música, fiel compañera que siempre ha estado presente a lo largo de mi vida con un sigue adelante “Evitando el Ablande” (Hermética), “Nada hay bajo el sol que no tenga solución” (WarCry), siempre hay un “Rainbow in the dark” (DIO), persigue tus “Infinite Dreams” (Iron Maiden), recuerda y “Sé vos” (Alma fuerte), porque a veces siendo un “Leather Rebel” (Judas Priest) se puede conseguir lo que se quiere, “Atravesando Todo Límite” (Hermética), enfrentando a todos los obstáculos que se presenten con un “No eres suficiente para mí” (Santa), porque uno tiene que ser “De acero” (Extremoduro), para “Break on through” (The Doors) disfrutando cada minuto que Dios nos brinda. “Long Live Rock & Roll” (Rainbow).

Dayuma

DEDICATORIA

Este trabajo al igual que cada paso que doy se lo dedico al tesoro más grande que Dios me ha entregado MI FAMILIA.

A mi padre, Iván Alvarez a quien admiro y respeto por demostrar que siendo diferente se puede llegar muy lejos, con valores únicos y característicos como la puntualidad, honestidad y responsabilidad.

A mi madre, María Toapanta, la mujer más valiosa de mi vida, por ser el mejor ejemplo de lucha, valentía, humildad y perseverancia, gracias a usted soy todo lo que soy mamita linda le admiro y quiero mucho.

A mi hermano y mejor amigo Hanan Alvarez en quien confío totalmente y sé que con esfuerzo y dedicación llegará muy lejos, y en su camino siempre estaré para apoyarle incondicionalmente.

A mis tías, Mery y Lilián Toapanta, ustedes son parte fundamental de mi vida, y uno de los pilares principales para que yo cumpla cada meta a lo largo de mi camino.

A las personas que me enseñaron que el mayor objetivo es SER FELIZ, soñando, sonriendo, viajando, cumpliendo sueños, metas y pintando mi paisaje de colores diferentes.

Dayuma

CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	I
CERTIFICACIÓN.....	II
AGRADECIMIENTOS.....	III
DEDICATORIA	IV
CONTENIDO	V
SIMBOLOGÍA	XVIII
RESUMEN.....	XXI
PRESENTACIÓN.....	XXII
CAPÍTULO 1: DESCRIPCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO.....	1
1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	2
1.3 GEOLOGÍA.....	3
1.3.1 ESTRUCTURAL.....	3
1.3.2 ESTRATIGRAFÍA.....	4
1.3.2.1 La serie Pre-Cretácica	5
1.3.2.2 El relleno sedimentario Cretácico	5
1.3.2.3 La serie Cenozoica	5
1.3.3 MODELOS GEOLÓGICOS DE LOS YACIMIENTOS	7
1.3.3.1 Yacimiento M-1.....	7
1.3.3.1.1 Arenisca M-1 Superior	7
1.3.3.1.2 Arenisca M-1 Principal.....	7
1.3.3.2 Yacimiento M-2.....	8
1.3.3.3 Yacimiento A.....	8
1.3.3.4 Yacimiento U Superior.....	8
1.3.3.5 Yacimiento U Inferior	9
1.3.3.6 Yacimiento T.....	9
1.4 DESCRIPCIÓN PETROFÍSICA	10
1.4.1 POROSIDAD.....	10
1.4.2 PERMEABILIDAD	11
1.4.3 SATURACIÓN DE AGUA.....	12
1.5 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO (PVT).....	13

1.5.1	GRAVEDAD API	13
1.5.1.1	CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS	14
1.5.1.2	CARACTERÍSTICAS DE LOS CRUDOS PESADOS.....	15
1.5.2	PRESIÓN DE BURBUJA	16
1.5.2.1	Correlación de Kartoatmodjo y Schmidt	16
1.5.3	RAZÓN GAS DISUELTO-PETRÓLEO.....	18
1.5.3.1	Correlación de Kartoatmodjo y Schmidt	19
1.5.4	FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO	19
1.5.4.1	Correlación de Kartoatmodjo y Schmidt	20
1.5.5	COMPRESIBILIDAD DEL PETRÓLEO	20
1.5.5.1	Correlación de Kartoatmodjo y Schmidt	21
1.5.6	VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO	21
1.5.6.1	Tipos de Viscosidad.....	22
1.5.6.1.1	Viscosidad Dinámica	22
1.5.6.1.2	Viscosidad Cinemática	22
1.5.6.2	Correlación de Kartoatmodjo y Schmidt para petróleo muerto	23
1.5.6.3	Correlación de Kartoatmodjo y Schmidt para petróleo saturado.....	23
1.5.6.4	Correlación de Kartoatmodjo y Schmidt para petróleo subsaturado.....	24
1.5.6.5	Relación entre la viscosidad y temperatura	24
1.5.6.6	Clasificación de los crudos según la viscosidad	25
1.5.7	CONTENIDO DE SÓLIDOS	25
1.6	ESTADO DE PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO.....	26
1.6.1	RESERVORIOS PRODUCTORES	26
1.6.2	UBICACIÓN DE LOS POZOS.....	27
1.6.3	ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO PAÑACOCHA	28
1.6.4	PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO.....	29
1.6.5	FACILIDADES DEL CAMPO.....	30
1.6.6	POZOS DE CRUDO PESADO DEL CAMPO.....	31
1.6.6.1	POZO PCCA-009	33
1.6.6.1.1	Antecedentes.....	33
1.6.6.1.2	Descripción Petrofísica	33
1.6.6.1.3	Reacondicionamiento	34
1.6.6.1.4	Condición actual del pozo.....	34

1.6.6.1.5	Historial de producción del pozo	34
1.6.6.2	POZO PCSC-001	35
1.6.6.2.1	Antecedentes.....	35
1.6.6.2.2	Descripción Petrofísica	36
1.6.6.2.3	Reacondicionamiento	36
1.6.6.2.4	Condición actual del pozo.....	36
1.6.6.2.5	Historial de producción del pozo.....	36
1.6.6.3	POZO PCCD-028	37
1.6.6.3.1	Antecedentes.....	37
1.6.6.3.2	Descripción Petrofísica	38
1.6.6.3.3	Reacondicionamiento	38
1.6.6.3.4	Condición actual del pozo.....	38
1.6.6.3.5	Historial de producción del pozo.....	39
1.6.6.4	POZO TMEA-001	40
1.6.6.4.1	Antecedentes.....	40
1.6.6.4.2	Descripción Petrofísica	40
1.6.6.4.3	Reacondicionamiento	40
1.6.6.4.4	Condición actual del pozo.....	40
1.6.6.4.5	Historial de producción del pozo.....	41
1.6.6.5	POZO TMSA-002	42
1.6.6.5.1	Antecedentes.....	42
1.6.6.5.2	Descripción Petrofísica	42
1.6.6.5.3	Reacondicionamiento	42
1.6.6.5.4	Condición actual del pozo.....	44
1.6.6.5.5	Historial de producción del pozo.....	44
CAPÍTULO 2: DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ELETROSUMERGIBLE		
	DE CAVIDAD PROGRESIVA ESPCP	46
2.1	GENERALIDADES	46
2.2	DESCRIPCIÓN EQUIPOS DE SUPERFICIE	47
2.2.1	TRANSFORMADORES	47
2.2.2	CONTROLADOR DE VELOCIDAD VARIABLE (VSD).....	47
2.2.2.1	Efectos del variador de frecuencia en el motor.....	49
2.2.2.2	Características del variador de frecuencia Electrospeed3	49

2.2.2.3	Especificaciones técnicas del variador de frecuencia	50
2.2.2.4	Ventajas del controlador de velocidad variable.....	50
2.2.2.5	Desventajas del controlador de velocidad variable.....	51
2.2.3	CAJA DE CONEXIONES	51
2.2.4	CABEZAL DEL POZO	51
2.2.5	ACCESORIOS	52
2.2.5.1	Válvula de retención	52
2.2.5.2	Válvula de Drenado o Purga.....	52
2.2.5.3	Centralizador	53
2.2.6	CABLE DE POTENCIA	53
2.2.6.1	Generalidades	53
2.2.6.2	Componentes del cable de potencia.....	53
2.2.6.3	Flejes	54
2.2.6.4	Protectores para cable.....	54
2.2.6.5	Requisitos especiales del cable de potencia	55
2.2.6.5.1	Descompresión.....	55
2.2.6.5.2	Daño Mecánico / Corrosión	55
2.2.6.6	Cable de extensión del motor (MLE)	56
2.2.6.7	Selección del cable BES.....	56
2.2.6.7.1	Tipos de Cable.....	57
2.3	DESCRIPCIÓN EQUIPOS DE FONDO.....	59
2.3.1	BOMBA CAVIDAD PROGRESIVA, PCP	59
2.3.1.1	Principio de Funcionamiento.....	59
2.3.1.2	Configuración de la bomba de cavidad progresiva	60
2.3.1.2.1	Rotor	60
2.3.1.2.2	Estator	60
2.3.1.2.3	Elastómero	61
2.3.1.2.4	Etapas	65
2.3.1.3	Geometrías de las bombas de cavidad progresiva	66
2.3.1.4	Eficiencia de Flujo en función de la viscosidad del fluido.	67
2.3.1.5	Eficiencia de flujo en función de la interferencia rotor/estator.....	68
2.3.1.6	Curva de rendimiento de la bomba de cavidad progresiva.....	68
2.3.1.7	Tipos de bombas de cavidad progresiva	70

2.3.1.8	Nomenclatura de bomba de cavidad progresiva.....	70
2.3.2	CONJUNTO DE EJE FLEXIBLE	71
2.3.3	SECCIÓN DEL SELLO	72
2.3.3.1	Componentes del Sello.....	72
2.3.4	REDUCTOR DE ENGRANAJES (GRU)	73
2.3.5	MOTOR.....	75
2.3.6	SENSOR DE FONDO	77
2.4	DIAGRAMA DEL SISTEMA ESPCP	77
2.5	ASPECTOS DE APLICACIÓN DEL SISTEMA ESPCP	79
2.5.1	VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO	79
2.5.2	CONTENIDO DE ARENA	79
2.5.3	POZOS CON GAS	79
2.5.4	PROBLEMAS DE EMULSIÓN	80
2.5.5	ASPECTOS ENERGÉTICOS.....	80
2.5.6	ALTOS CORTES DE AGUA.....	80
2.5.7	TDH Y CANTIDAD DE FLUIDO	80
2.6	CARACTERÍSTICAS Y RANGOS DE APLICACIÓN DEL SISTEMA ESPCCP.	80
2.7	BENEFICIOS DEL SISTEMA ESPCP	81
CAPÍTULO 3: DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDAD PROGRESIVA.....		83
3.1	PARÁMETROS PARA EL DISEÑO DEL SISTEMA ESPCP	83
3.2	DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA AUTOGRAPHPC™	84
3.3	DISEÑO DEL SISTEMA ESPCP POZO TMSA-002	86
3.3.1	PARÁMETROS DE DISEÑO	87
3.3.2	COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE POZOS	89
3.3.2.1	Índice de productividad, IP.....	89
3.3.3	CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA.....	90
3.3.3.1	Modelo Lineal	90
3.3.3.2	Método de Vogel.....	90
3.3.4	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO.....	93
3.3.5	COLUMNA DINÁMICA TOTAL, TDH	93
3.3.5.1	Levantamiento Neto.....	94

3.3.5.2	Pérdida de presión por fricción en la tubería	95
3.3.5.3	Presión de descarga de cabeza del pozo	96
3.3.6	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LA BOMBA.....	96
3.3.7	PRESIÓN DE ENTRADA A LA BOMBA	97
3.3.8	PRESIÓN DE DESCARGA DE LA BOMBA.....	98
3.3.9	INGRESO DE GAS DE LA BOMBA.....	99
3.3.10	SELECCIÓN DE LA BOMBA PCP.....	101
3.3.10.1	Parámetros de selección de la bomba PCP	101
3.3.10.1.1	Diámetro	101
3.3.10.1.2	Barriles por día a 100 RPM	101
3.3.10.1.3	Diferencial de Presión.....	102
3.3.10.1.4	Elastómero	102
3.3.10.2	Análisis de la selección de la bomba	103
3.3.11	SELECCIÓN DEL MECANISMO REDUCTOR.....	106
3.3.11.1	Parámetros de selección del mecanismo reductor	106
3.3.12	SELECCIÓN DEL MOTOR.....	108
3.3.12.1	Application Dependent Rating ADR™	108
3.3.12.2	Parámetros de selección del motor	108
3.3.12.3	Análisis de la selección del motor	109
3.3.13	SELECCIÓN DEL SELLO.....	111
3.3.13.1	Análisis de la selección del sello.....	111
3.3.14	SELECCIÓN DEL CABLE.....	112
3.3.14.1	Parámetros de selección del cable	113
3.3.14.1	Temperatura de Operación.....	113
3.3.14.2	Caída de Voltaje	113
3.3.15	SELECCIÓN DEL VSD.....	115
3.3.15.1	Parámetros de selección del variador de frecuencia	115
3.3.15.1.1	Voltaje de superficie	116
3.3.15.1.2	Potencia Aparente, kVA.....	116
3.3.16	REPORT	118
3.4	DISEÑO DEL SISTEMA ESPCP POZO PCCA-009	119
3.5	DISEÑO DEL SISTEMA ESPCP POZO PCSC-001	123
3.6	DISEÑO DEL SISTEMA ESPCP POZO PCCD-028.....	127

3.7	DISEÑO DEL SISTEMA ESPCP POZO TMEA-001	131
3.8	COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN SISTEMA INSTALADO ESP Y SISTEMA DISEÑADO ESPCP	135
CAPÍTULO 4: ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA		
	ESPCP	136
4.1	ANÁLISIS ECONÓMICO	136
4.1.1	CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	136
4.1.1.1	Valor actual neto (VAN)	136
4.1.1.2	Tasa interna de retorno (TIR)	137
4.1.1.3	Relación beneficio – costo	138
4.1.2	COSTO DE IMPLEMENTACIÓN SISTEMA DE BOMBEO ESPCP	139
4.1.3	INVERSIÓN.....	140
4.1.4	INGRESOS DEL PROYECTO	140
4.1.5	EGRESOS	142
4.1.6	PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI).....	142
4.1.7	HIPÓTESIS EN LAS QUE SE BASA EL ANÁLISIS ECONÓMICO.....	143
4.1.8	ANÁLISIS ECONÓMICO POZO TMSA-002	143
4.1.9	ANÁLISIS ECONÓMICO POZO PCCA-009	151
4.1.10	ANÁLISIS ECONÓMICO POZO PCSC-001	153
4.1.11	ANÁLISIS ECONÓMICO POZO PCCD-028.....	154
4.1.12	ANÁLISIS ECONÓMICO POZO TMEA-001	156
CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		
5.1	CONCLUSIONES.....	159
5.2	RECOMENDACIONES.....	163
GLOSARIO.....		165
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		165
ANEXOS.....		165

LISTA DE FIGURAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Mapa de ubicación geográfica del campo Pañacocha	2
1.2	Geología estructural campo Pañacocha	4
1.3	Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Oriente	6
1.4	Comportamiento típico de R_s vs Presión a Temperatura Constante	19
1.5	Comportamiento Típico de μ_o vs Presión a Temperatura Constante	22
1.6	Relación entre la viscosidad y temperatura	24
1.7	Reservorios productores del campo Pañacocha	27
1.8	Ubicación de los pozos del campo Pañacocha	28
1.9	Estado actual de los pozos del campo Pañacocha	29
1.10	Facilidades de producción del campo Pañacocha	31
1.11	Producción del Pozo PCCA-009	35
1.12	Producción del Pozo PCSC-001	37
1.13	Producción del Pozo PCCD-028	39
1.14	Producción del Pozo TMEA-001	41
1.15	Producción del Pozo TMSA-002	45
2.1	Transformador SDT/SUT	48
2.2	Variador de frecuencia VSD	48
2.3	Cabezal del Pozo	52
2.4	Componentes de cable de potencia	54
2.5	Cable extensión del motor (MLE)	56
2.6	Tipos de cable de potencia	58
2.7	Principio de funcionamiento PCP	59
2.8	Configuración de la PCP	60
2.9	Aspectos para selección de elastómeros	64
2.10	Eficiencia de flujo en función al número de etapas	66
2.11	Geometrías de la PCP	67
2.12	Eficiencia de flujo en función de viscosidad del fluido	68
2.13	Eficiencia de flujo en función de interferencia	69
2.14	Curva de rendimiento de la PCP	69
2.15	Tipos de bombas PCP	70
2.16	Nomenclatura de la PCP	71
2.17	Eje flexible	71
2.18	Sello y sus componentes	73

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.19	Reductor de engranajes	74
2.20	Motor electrosumergible	75
2.21	Diagrama del sistema ESPCP	78
2.22	Comparación sistemas de levantamiento artificial	82
3.1	Programa AutographPC™	85
3.2	Diagrama de pozo TMSA-002	87
3.3	Profundidades, tubería de revestimiento y producción	88
3.4	IPR pozo TMSA-002	92
3.5	Columna dinámica total	94
3.6	Condiciones del pozo TMSA-002	101
3.7	Selección de bomba y mecanismo reductor pozo TMSA-002	105
3.8	Tasa de flujo máxima y mínima pozo TMSA-002	106
3.9	Adición de HP por efecto de viscosidad	109
3.10	Selección del motor pozo TMSA-002	111
3.11	Selección del sello pozo TMSA-002	112
3.12	Temperatura de operación selección de cable pozo TMSA-002	114
3.13	Caída de voltaje para selección de cable pozo TMSA-002	114
3.14	Selección del cable pozo TMSA-002	115
3.15	Selección del VSD pozo TMSA-002	117
4.1	Precio del petróleo	141
4.2	Costo por barril producido	142
4.3	Valor actual neto vs tiempo, pozo TMSA-002	150
4.4	Valor actual neto vs tiempo, pozo PCCA-009	152
4.5	Valor actual neto vs tiempo, pozo PCSC-001	153
4.6	Valor actual neto vs tiempo, pozo PCCD-028	155
4.7	Valor actual neto vs tiempo, pozo TMEA-001	156

LISTA DE TABLAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Parámetros petrofísicos del campo Pañacocha	13
1.2	Clasificación de crudos según el °API	14
1.3	Rango de aplicación correlación de Kartoatmodjo y Schmidt	16
1.4	Valores de las constantes C_1, C_2, C_3, C_4	17
1.5	Rango de aplicación de γ_{gc} (Ec.1.7)	18
1.6	Clasificación de los crudos según la viscosidad	25
1.7	Datos PVT del campo Pañacocha	26
1.8	Producción del campo Pañacocha	30
1.9	Pozos de crudo pesado del campo Pañacocha	32
1.10	Pozos de crudo pesado para estudio	33
2.1	Especificaciones técnicas del VSD	50
2.2	Propiedades mecánicas requeridas por el elastómero	61
2.3	Tipos de elastómeros	65
2.4	Series de conjunto de eje flexible y admisión	72
2.5	Series de sección del sello	73
2.6	Especificaciones de series de reductor de engranajes	74
2.7	Series de motores electrosumergibles	76
2.8	Lubricación utilizada en el motor	76
2.9	Parámetros medidos por el sensor de fondo	77
2.10	Características y rangos de aplicación ESPCP	81
3.1	Características pozo TMSA-002	86
3.2	Información diagrama pozo TMSA-002	88
3.3	Capacidad de producción pozo TMSA-002	92
3.4	Propiedades de los fluidos del yacimiento pozo TMSA-002	93
3.5	Profundidad de asentamiento de la bomba pozo TMSA-002	97
3.6	Rangos de aplicabilidad de las correlaciones de flujo multifásico	98
3.7	Selección de la bomba pozo TMSA-002	104
3.8	Tasa de flujo máxima y mínima pozo TMSA-002	105
3.9	Selección del mecanismo reductor pozo TMSA-002	107
3.10	Selección del motor pozo TMSA-002	110
3.11	Selección del sello pozo TMSA-002	112
3.12	Selección de cable pozo TMSA-002	114
3.13	Selección del VSD pozo TMSA-002	117
3.14	Sistema ESPCP seleccionado pozo TMSA-002	118
3.15	Características pozo PCCA-009	119

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.16	Sistema ESPCP seleccionado pozo PCCA-009	120
3.17	Parámetros obtenidos del programa AutographPC™ pozo PCCA-009	120
3.18	Parámetros y resultados selección de la bomba pozo PCCA-009	121
3.19	Parámetros y resultados selección del motor pozo PCCA-009	122
3.20	Parámetros y resultados selección de equipos pozo PCCA-009	122
3.21	Características pozo PCSC-001	123
3.22	Sistema ESPCP seleccionado pozo PCSC-001	124
3.23	Parámetros obtenidos del programa AutographPC™ pozo PCSC-001	124
3.24	Parámetros y resultados selección de la bomba pozo PCSC-001	125
3.25	Parámetros y resultados selección del motor pozo PCSC-001	126
3.26	Parámetros y resultados selección del equipos pozo PCSC-001	126
3.27	Características pozo PCCD-028	127
3.28	Sistema ESPCP seleccionado pozo PCCD-028	128
3.29	Parámetros obtenidos del programa AutographPC™ pozo PCCD-028	128
3.30	Parámetros y resultados selección de la bomba pozo PCCD-028	129
3.31	Parámetros y resultados selección del motor pozo PCCD-028	130
3.32	Parámetros y resultados selección del equipos pozo PCCD-028	130
3.33	Características pozo TMEA-001	131
3.34	Sistema ESPCP seleccionado pozo TMEA-001	132
3.35	Parámetros obtenidos del AutographPC™ pozo TMEA-001	132
3.36	Parámetros y resultados selección de la bomba pozo TMEA-001	133
3.37	Parámetros y resultados selección del motor pozo TMEA-001	134
3.38	Parámetros y resultados selección del equipos pozo TMEA-001	134
4.1	Costo implementación sistema ESPCP	140
4.2	Cálculo de VAN, TIR, B/C, PRI, pozo TMSA-002 escenario No1	144
4.3	Cálculo de VAN, TIR, B/C, PRI, pozo TMSA-002 escenario No2	146
4.4	Cálculo de VAN, TIR, B/C, PRI, pozo TMSA-002 escenario No3	148
4.5	Resultados análisis económico pozo TMSA-002	150
4.6	Resultados análisis económico pozo PCCA-009	151
4.7	Resultados análisis económico pozo PCSC-001	153
4.8	Resultados análisis económico pozo PCCD-028	154
4.9	Resultados análisis económico pozo TMEA-001	156
4.10	Comparación de producción sistema instalado ESP y sistema diseñado ESPCP	158

LISTA DE ECUACIONES

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Porosidad	10
1.2	Permeabilidad	11
1.3	Saturación de Agua	12
1.4	Sumatoria de saturaciones de fluidos en un espacio poroso	12
1.5	Gravedad API	13
1.6	Presión de Burbuja, correlación Kartootmodjo y Schmidt	16
1.7	Gravedad específica del gas corregida a la presión de separador de 100 psi	17
1.8	Razón gas disuelto-petróleo, correlación Kartootmodjo y Schmidt	19
1.9	Factor volumétrico del petróleo	19
1.10	Factor volumétrico del petróleo, correlación Kartootmodjo y Schmidt	20
1.11	Factor volumétrico del petróleo a P_b , correlación Kartootmodjo y Schmidt	20
1.12	Factor F , para cálculo del factor volumétrico del petróleo	20
1.13	Compresibilidad del petróleo, correlación Kartootmodjo y Schmidt	21
1.14	Viscosidad del petróleo, correlación Kartootmodjo y Schmidt para petróleo muerto	23
1.15	Viscosidad del petróleo, correlación Kartootmodjo y Schmidt para petróleo saturado	23
1.16	Factor A para cálculo de correlación Kartootmodjo y Schmidt para petróleo saturado	23
1.17	Factor b para cálculo de correlación Kartootmodjo y Schmidt para petróleo saturado	23
1.18	Viscosidad del Petróleo, correlación Kartootmodjo y Schmidt para petróleo subsaturado	24
2.1	Potencia nueva del motor	49
2.2	Velocidad del motor	76
3.1	Índice de productividad, $P_{wf} > P_b$	89
3.2	Curva de comportamiento de afluencia, modelo lineal	90
3.3	Curva de comportamiento de afluencia, método de Vogel	91
3.4	Índice de productividad, $P_{wf} < P_b$	91

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.5	Tasa de flujo a una determinada presión P_{wf}	91
3.6	Tasa de flujo a P_b	91
3.7	Columna dinámica total	93
3.8	Levantamiento neto	94
3.9	Pérdida de presión por fricción en tubería cada 1000 pies	95
3.10	Fricción total	95
3.11	Presión de descarga de cabeza de pozo	96
3.12	Profundidad de asentamiento de la bomba	96
3.13	Presión de entrada de la bomba	97
3.14	Gas total	99
3.15	Gas en solución	99
3.16	Gas libre	99
3.17	Volumen de petróleo	100
3.18	Volumen de gas	100
3.19	Volumen de agua	100
3.20	Volumen total del fluido	100
3.21	Porcentaje de gas libre	100
3.22	Revoluciones por minuto bomba	102
3.23	Eficiencia volumétrica de la bomba	103
3.24	Revoluciones por minuto mecanismo reductor	106
3.25	Torque	107
3.26	Potencia requerida por el motor	108
3.27	Potencial al freno de la bomba	108
3.28	Caída de voltaje total	113
3.29	Voltaje de superficie	116
3.30	Potencia aparente	116
4.1	Valor actual neto	136
4.2	Tasa interna de retorno	137
4.3	Relación beneficio-costo	138
4.4	Declinación exponencial de producción	141

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
A	Área, pie ²	L ²
API	American Petroleum Institute	
A	Amperios	A
BF	Barril fiscal	L ³
bl	Barril	L ³
B _g	Factor volumétrico del gas, PCY/PCS	
B _o	Factor volumétrico del petróleo, bl/BF	
B _{ob}	Factor volumétrico del petróleo en punto de burbuja, bl/BF	
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	Basic sediments and water	
cm	Centímetro	L
C _o	Compresibilidad del petróleo, psi ⁻¹	Lt ² /M
cst	Centistokes	M ² /t
cp	Centipoise	M/Lt
CO ₂	Dióxido de carbono	
ESP	Bombeo electrosumergible	
ESPCP	Bombeo electrosumergible de cavidad progresiva	
°F	Grado Fahrenheit	T
f	Factor de fricción	
GOR	Relación gas – petróleo producido, PC/bl	
H ₂ S	Ácido sulfhídrico	
HP	Horse power	ML ² /t ³
Hz	Hertz	L/t
H	Profundidad, pie	L
H _d	Levantamiento neto	L
IP	Índice de productividad	L ⁴ /M

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
km	Kilómetro	L
kVA	Kilo Voltio Amperio	
L	Longitud, pie	L
lb	Libra	M
m	Metro	L
mD	MiliDarcy	L ²
MD	Measure depth (Profundidad medida), pie	L
OD	Diámetro externo	L
PC	Pie cúbico	L ³
PCC	Pañacocha	
PCS	Pie cúbico estándar	L ³
pg	Pulgada, pg	L
P	Presión, psi	M/Lt ²
P _b	Presión de burbuja, psi	M/Lt ²
P _d	Presión de descarga, psi	M/Lt ²
PIP	Presión de succión, psi	M/Lt ²
psi	Pound per square inch (Libra por pulgada cuadrada)	M/Lt ²
psia	Pound per square inch absolute	M/Lt ²
P _{sep}	Presión del separador, psi	M/Lt ²
P _{wf}	Presión de fondo fluyente, psi	M/Lt ²
P _{wh}	Presión de cabeza, psi	M/Lt ²
Pr	Presión del yacimiento, psi	M/Lt ²
PVT	Presión, volumen, temperatura	
q	Tasa de flujo	L ³ /t
q _{máx}	Caudal máximo del líquido	L ³ /t
q _o	Caudal de petróleo	L ³ /t
q _b	Caudal de flujo a la presión de burbuja	L ³ /t
RPM	Revoluciones por minuto	r/t
R _s	Relación gas – petróleo, PCS/BF	
R _{sb}	Relación gas – petróleo a la presión de burbuja, PCS/BF	
s	Segundo	t
S _o	Saturación de petróleo	
S _w	Saturación de agua	
S _g	Saturación de gas	

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
T	Temperatura	T
TIR	Tasa interna de retorno	
TDH	Columna total dinámica	L
TVD	True vertical depth (Profundidad vertical verdadera), pie	L
T _{sep}	Temperatura del separador	T
V	Volumen	L ³
VAN	Valor Actual Neto	
VSD	Variador de frecuencia	
γ_g	Gravedad específica del gas	
γ_o	Gravedad específica del petróleo	
μ_o	Viscosidad del petróleo, cp	M/Lt
μ_{ob}	Viscosidad del petróleo saturado, cp	M/Lt
μ_{od}	Viscosidad del petróleo muerto, cp	M/Lt
°API	Grado API	
\emptyset	Porosidad	

RESUMEN

Con el objetivo de realizar el análisis para la implementación del sistema de bombeo electrosumergible de cavidad progresiva en pozos de crudo pesado en un campo del oriente ecuatoriano, se desarrolla el presente proyecto el cual consta de cinco capítulos que se detallan a continuación.

En el primer capítulo se realiza la descripción del campo Pañacocha, su ubicación geográfica, descripción geológica, estratigráfica, propiedades de fluido y roca, reservorios productores, facilidades de producción, estado actual de los pozos y se selecciona los pozos de crudo pesado para el análisis y diseño del sistema de bombeo electrosumergible de cavidad progresiva ESPCP, considerando su condición actual de operación, historial de producción y reacondicionamiento.

En el capítulo dos se describe el sistema de bombeo electrosumergible de cavidad progresiva, se detalla el funcionamiento de los equipos de superficie y fondo, se describe aspectos y requerimientos de aplicabilidad y beneficios de implementación.

En el tercer capítulo se diseña el sistema ESPCP para los pozos de crudo pesado seleccionados, considerando las características específicas de cada uno de los pozos, para lo cual se detalla paso a paso el proceso de diseño y selección de cada uno de los equipos que forman parte del sistema de levantamiento artificial ESPCP, mediante el programa AutographPCTM de propiedad de la compañía Baker Hughes.

A continuación, el cuarto capítulo presenta el análisis económico del proyecto, considerando criterios de evaluación económica con la finalidad de determinar la factibilidad de implementación del sistema ESPCP.

Finalmente en el quinto capítulo se realiza las conclusiones y recomendaciones que se obtendrán a lo largo de la realización del proyecto de titulación.

PRESENTACIÓN

El petróleo es una de las fuentes de desarrollo económico más importantes a nivel mundial, por ello es necesaria su explotación. Debido a la alta demanda de petróleo se ha generado agotamiento de las reservas de crudo mediano y liviano, por lo cual la producción de crudo pesado y extrapesado que corresponde al 40% de los recursos de petróleo totales alrededor del mundo, se convierte en una de las alternativas más relevantes para la explotación.

En la actualidad el desarrollo de la tecnología en la industria petrolera cada vez va creciendo y está encaminada a mantener y optimizar la producción de los pozos petroleros. Los sistemas de levantamiento artificial tienen gran importancia en la explotación y producción de hidrocarburos, debido a que aportan la energía necesaria para su extracción, por lo tanto el seleccionar un sistema adecuado es imprescindible, teniendo en cuenta las características de los reservorios y fluidos producidos.

El campo Pañacocha operado por la empresa Petroamazonas EP, posee pozos de crudo pesado en los cuales se han presentado problemas en el sistema de bombeo electrosumergible instalado, debido a la producción de crudos pesados con gravedad API menor a 22.3 °API, altas viscosidades y presencia de sólidos, por lo cual se ha considerado el análisis de la implementación de un nuevo sistema que permita un mejor manejo de las características del crudo antes mencionadas.

La empresa Baker Hughes ha desarrollado el sistema de bombeo electrosumergible de cavidad progresiva ESPCP el cual ofrece un mayor rendimiento en la producción de crudo pesado. Mediante el programa AutographPCTM se realiza el diseño del sistema ESPCP, seleccionando los equipos de superficie y fondo específicos para cada uno de los pozos seleccionados, considerando este sistema como la mejor opción para su producción, reduciendo problemas en el sistema de levantamiento artificial, incrementando la vida útil y evitando gastos por reacondicionamiento.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO

1.1 ANTECEDENTES

El campo Pañacocha fue descubierto con la perforación del primer pozo exploratorio, Pañacocha-1, perforado en 1972 por la compañía Grace Oil and Minerals, que probó 1.105 BPPD de 30.1° API de la arenisca U Superior y algunos barriles de petróleo pesado de la arenisca M-1 y M-2. En el año 1994, Petroproducción confirmó el descubrimiento de 6 reservorios con el pozo exploratorio Pañacocha-2, el cual probó un total superior a 6000 BPPD con una gravedad que oscila entre 12° API y 29° API. Petroamazonas EP desde su creación el 23 de abril del 2008, asumió la administración y operación del campo Pañacocha, cuyos ingresos son destinados para diversos proyectos del Estado Ecuatoriano.

El campo Pañacocha entró en producción el 21 de agosto del 2010 con pozos productores de la arena U Superior y U Inferior, con los cuales se inició la operación. A finales del año 2011 inicia la campaña de perforación con el primer pozo exploratorio en el campo Tumali, el cual es considerado como una plataforma del campo Pañacocha debido a que la producción es contabilizada conjuntamente, el campo Tumali entró en producción el 4 de noviembre del 2011.

Los yacimientos descubiertos en el área correspondiente al campo Pañacocha son M-1, M-2, A, U Superior, U Inferior y T con gravedades que oscilan entre 9° API a 30° API siendo el más pesado el crudo de la arenisca M-1 y el más liviano el de la arenisca U Superior. El campo Pañacocha para el mes de octubre del 2014 produce un promedio de 12395 BPPD.

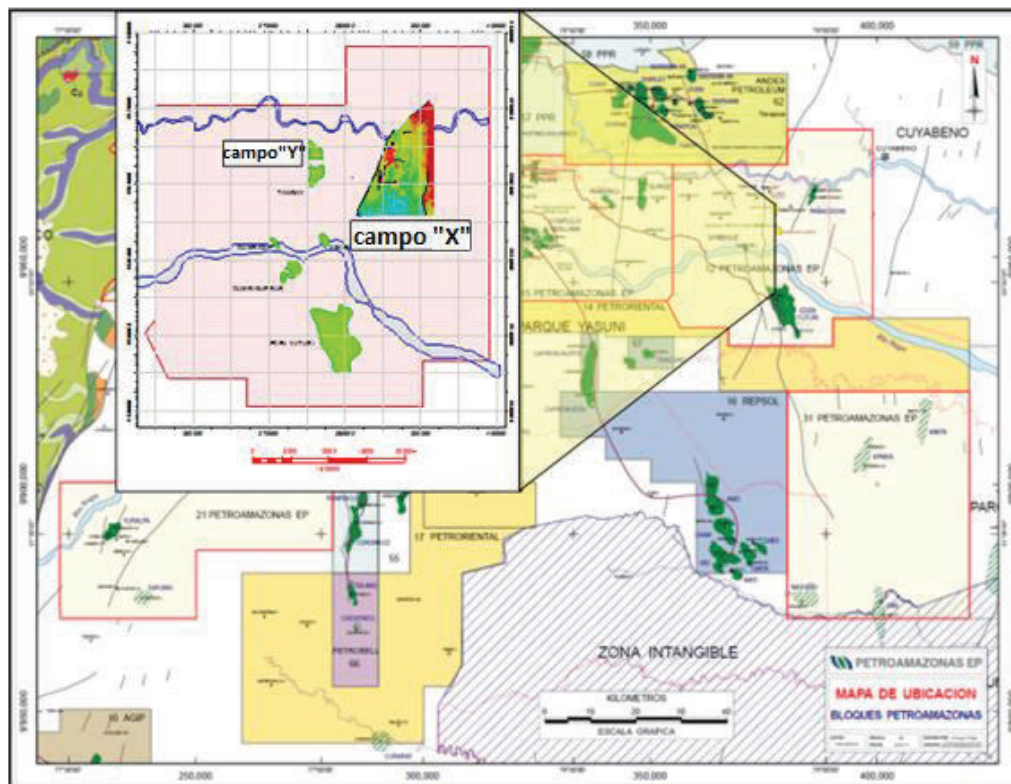
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Pañacocha está ubicado al nororiente de la Región Amazónica en la provincia de Sucumbíos, dentro del área inicial de producción de Petroamazonas EP formando parte del Bloque 12, al sur del río Aguarico y la Reserva Faunística Cuyabeno, aproximadamente a 70 km al este del campo Limoncocha y a 30 km al nor-este del campo Edén Yuturi, como se observa en la figura 1.1.

Las dimensiones del campo Pañacocha son aproximadamente de 11.5 km de largo por 4 km de ancho.

El campo Tumali se encuentra al oeste del campo Pañacocha y es de aproximadamente 2.4 km por 0.9 km de ancho, con un cierre estructural de 50 pies.

FIGURA 1.1 MAPA DE UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO PAÑACOCHA



FUENTE: Departamento de Geología, PETROAMAZONAS EP
ELABORACIÓN: PETROAMAZONAS EP.

1.3 GEOLOGÍA

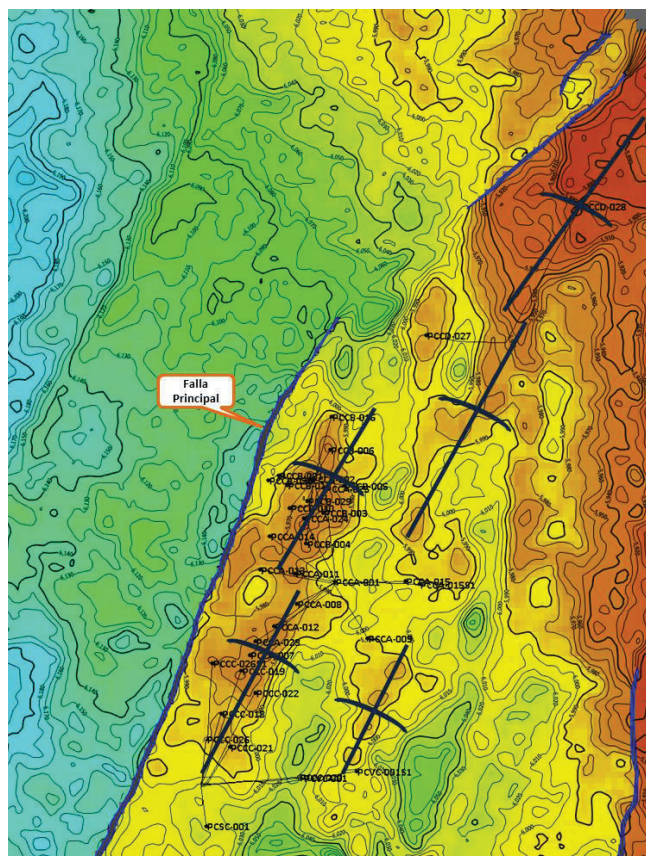
1.3.1 ESTRUCTURAL

Para realizar la interpretación geológica la empresa Petroamazonas EP utilizó la información obtenida de la perforación de 28 pozos en el campo Pañacocha, relacionada con datos obtenidos con sísmica 2D y 3D, datos de los campos vecinos y el conocimiento de la geología regional.

La estructura Pañacocha está definida como un anticlinal fallado y asimétrico de bajo relieve cuyas dimensiones son 11.5 km de largo por 4 km de ancho, presenta geometría elongada en dirección nor-este y sur-oeste, limitada al oeste por la falla Pañacocha, la cual se interpreta como una falla normal en el Pre-Cretácico e invertida verticalmente rumbo al Cretácico, con un posible componente de tipo transpresivo, de alto ángulo, con rumbo aproximado norte-sur y que buza hacia el este, al norte su cierre estructural está limitado con el río Aguarico y al sur presenta un cierre estructural natural, al sur-este de la estructura principal se evidencia la presencia de actividad magmática que levantó una estructura localmente por la intrusión de un cuerpo ígneo como se observa en la figura 1.2.

Para el campo Tumali el sistema de fallamiento se desarrolló en dirección nor-oeste y sur-este, con una falla principal de salto promedio de 40 pies, la estructura principal está formada por un anticlinal fallado con un eje principal paralelo a la falla, el relieve o amplitud del pliegue es de suave a moderado, mientras que en la parte sur en las diferentes superficies el pliegue tiende a disminuir progresivamente, separado por una pequeña silla tectónica.

FIGURA 1.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL CAMPO PAÑACOCHA



FUENTE: Departamento de Geología, PETROAMAZONAS EP.
ELABORACIÓN: PETROAMAZONAS EP.

1.3.2 ESTRATIGRAFÍA

La Cuenca Oriente está localizada en los Andes Ecuatorianos, constituida por secuencias sedimentarias y volcánicas que van desde el Paleozoico hasta el Cuaternario. Una secuencia de sedimentos mesozoicos y terciarios, algunos de 8 km a 12 km de espesor, fueron depositados en la Cuenca Oriental, debido a una sucesión de ciclos sedimentarios separados por periodos erosivos. La estructuración de los campos petrolíferos se da por la inversión tectónica de antiguas fallas normales relacionadas, estas fallas actualmente son inversas con fuerte buzamiento, orientadas norte-sur o nor-este.

La estratigrafía de la Cuenca Oriente puede dividirse en tres mega secuencias, con diferentes características sedimentológicas, tectónicas y magmáticas que reflejan las distintas etapas evolutivas de la cuenca:

1.3.2.1 La serie Pre-Cretácica

Correspondiente a los depósitos sedimentarios paleozoicos marinos y de plataforma mixta carbonática de las formaciones Pumbuiza y Macuma respectivamente, la plataforma carbonática Triásica Jurásica inferior de la formación Santiago y el relleno volvano-clástico Jurásico Superior, representado por la formación Chapiza.

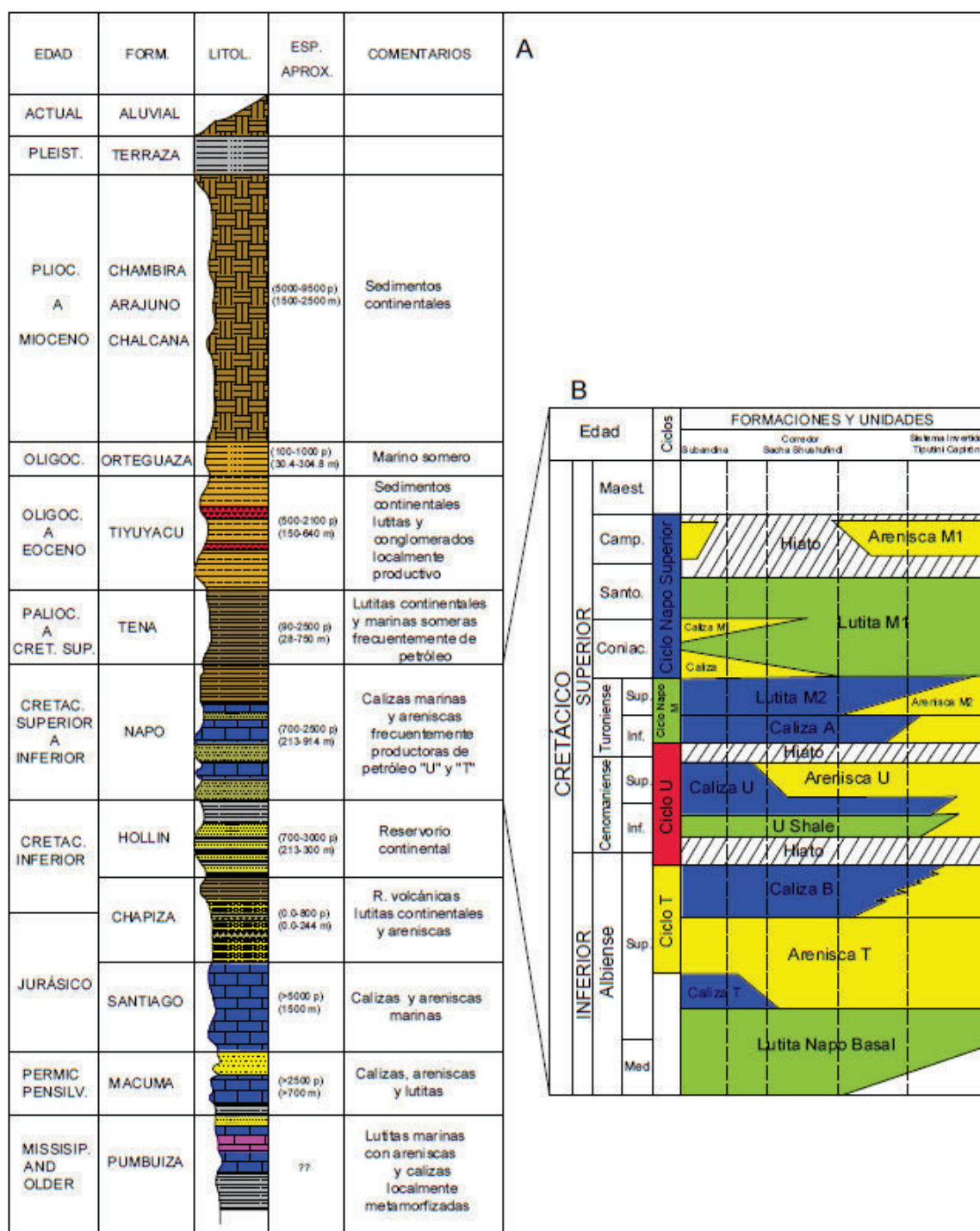
1.3.2.2 El relleno sedimentario Cretácico

Corresponde a la zona de interés petrolero, es caracterizado por una secuencia cíclica de sedimentos marinos y continentales clásticos y carbonáticos, las condiciones marinas contrastan con los sedimentos que son fundamentalmente de agua dulce y salobre, y de origen continental.

1.3.2.3 La serie Cenozoica

Correspondiente a las mega secuencias típicas de relleno de cuenca de ante-país, está representada por las formaciones Tena, Tiyuyacu, Orteguzza, Chalcana, Arajuno y Chambira depositadas en ambientes continentales de abanicos aluviales y sistemas fluviales depositados a partir del Paleoceno. La columna estratigráfica de la Cuenca Oriente se observa en la figura 1.3.

FIGURA 1.3 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DE LA CUENCA ORIENTE



FUENTE: TESIS: "ELABORACIÓN DE MAPAS ESTRATIGRÁFICOS A PARTIR DE INTERPRETACIÓN DE DATOS DE POZOS EN EL CAMPO PAÑACOCHEA - ECUADOR" Madrid, 2013.

ELABORACIÓN: Víctor Froilán Collaguazo Zhagñay

1.3.3 MODELOS GEOLÓGICOS DE LOS YACIMIENTOS

1.3.3.1 Yacimiento M-1

Mediante el análisis de núcleos tomados de pozos del campo Pañacocha, se determina que la arenisca M-1 consiste predominantemente en facies de arenitas, lodolitas e interlaminaciones de arenitas–dolomitas y localmente arenitas lodosas.

La secuencia a la cual pertenece el reservorio M-1, ha sido interpretada como el producto de una transgresión marina que finaliza hacia el tope con una lutita de continuidad regional, la cual marca la superficie máxima de inundación. El ambiente de depósito es de tipo marino somero en el tope, relleno de material costero. Esta arena se encuentra saturada de petróleo pesado de 13° API en promedio y presenta espesores que varían de 23 a 125 pies. Por medio de correlaciones estructurales, estratigráficas, pruebas extendidas y datos de presiones el reservorio M-1 se divide en 2 cuerpos, superior e inferior o principal.

1.3.3.1.1 *Arenisca M-1 Superior*

Es una arenisca cuarzosa de color blanca, gris clara a gris verdosa translúcida, friable con tamaño de grano que varía de muy fino a fino, los granos de cuarzo subredondos a redondos con un sorteamiento regular, presencia de matriz argilácea y cemento calcáreo.

1.3.3.1.2 *Arenisca M-1 Principal*

Es una arenisca gris clara y gris oscura, translúcida, suelta, presenta grano fino a grano medio de cuarzo, subredondeado, clasificación regular, matriz arcillosa y no se evidencia cemento, sin porosidad visible, con incrustaciones de glauconita.

1.3.3.2 Yacimiento M-2

Es un yacimiento formado principalmente por areniscas intercaladas con lentes de lutita cuyo espesor varía de 19 a 134 pies. La estructura y textura en general del yacimiento M-2 en el campo Pañacocha se presenta como arenisca café oscura a café, translúcida a transparente, friable, moderadamente dura, de grano muy fino a medio, cuarzosa, de subangular a subredondeada, de selección moderada a pobre, posee de regular a buena porosidad la cual es visible con trazas de manifestaciones de hidrocarburo, asociada con abundantes inclusiones de glauconita. La lutita es gris, oscura, moderadamente dura, astillosa, físil, laminar, cerosa, sin reacción calcárea. El ambiente de depósito es transpresivo temprano de tipo fluvial – estuarino.

1.3.3.3 Yacimiento A

La arenisca A en el campo Pañacocha está depositada sobre la arenisca U Superior, es un yacimiento del tipo estratigráfico y está conformado por areniscas intercaladas con capas de lutitas. En los ripios de perforación, esta es una arenisca gris clara, blanca, gris oscura, translúcida, friable a suelta de grano fino a medio, cuarzosa, subredondeada, de selección pobre, con cemento calcáreo. La arenisca A es de porosidad no visible, con incrustaciones de glauconita, con manchas de hidrocarburo color café oscuro, fluorescencia natural débil, de color amarillo pálido, presenta un anillo residual en forma de película café claro con luz natural. La lutita es gris oscura, negra, moderadamente dura a suave, laminar sin reacción calcárea, los espesores en esta zona varían entre 11 a 89 pies.

1.3.3.4 Yacimiento U Superior

Es un yacimiento formado por areniscas cuarzosas transparentes, translúcidas, friables a sueltas, de grano fino a muy fino, redondeado, clasificación regular, matriz arcillosa, no hay cemento visible, con inclusiones de glauconita, los espesores en esta

zona varían entre 20 a 78 pies. El yacimiento U Superior corresponde a un ambiente de depósito de plataforma litoral abierta con amplias llanuras mixtas de lodo y arena acumulada entre la zona sublitoral por encima del nivel de acción de las mareas, el ambiente de sedimentación se dio en un ambiente tidal, con base a la correlación de núcleos se puede establecer que en la base se encuentran areniscas con cemento calcáreo, seguido por la depositación de una barra mareal y planicie lodosa al tope.

1.3.3.5 Yacimiento U Inferior

El yacimiento U Inferior correspondiente al área del campo Pañacocha, está formado principalmente por areniscas intercaladas con pequeñas capas de lutita, los espesores varían de 22 a 170 pies, la arenisca es de color café a café oscura, translúcida a transparente, friable a moderadamente dura, de grano fino a medio, cuarzosa, de subangular a subredondeada, pobre selección, de cemento no visible, moderada porosidad visible, hacia la base de esta sección la arenisca se presenta blanca, gris clara, de translúcida a transparente, suelta, de grano fino a grueso, cuarzosa, subangular a redondeada, de selección pobre, matriz y cemento no visibles, buena porosidad inferida. La lutita es gris oscura, moderadamente dura, planar, astillosa, físil, cerosa, sin reacción calcárea. El ambiente de depósito en la base es fluvial con presencia de canales fluviales y pasa progresivamente a ambiente tidal. En general las arenitas están impregnadas de hidrocarburo y se presentan en láminas gruesas a capas muy delgadas, limpias y no arcillosas.

1.3.3.6 Yacimiento T

El yacimiento T está formado por arenisca intercalada con capas de lutita, el espesor varía entre 12 a 146 pies, la arenisca se presenta de color café a café clara, de translúcida a transparente, friable, de grano fino a medio, cuarzosa, subangular a subredondeada, selección regular, cemento no visible ligeramente calcáreo al tope, con trazas de glauconita. La lutita de color gris oscuro, gris, negro, de moderadamente dura a dura, astillosa, planar, físil, sin reacción calcárea. Hacia la base de esta sección

la arenisca se presenta blanca, de translúcida a transparente, suelta, de grano fino a grueso, cuarzosa, subangular a subredondeada, de pobre selección, matriz y cemento no visibles y porosidad no visible. El ambiente de depositación es en la base fluvial con presencia de canales fluviales y pasa progresivamente a tidal, en las arenas se presenta estratificación cruzada, planar, oblicua y presencia de ondulitas.

1.4 DESCRIPCIÓN PETROFÍSICA

El estudio de las propiedades de las rocas, y su relación con los fluidos que contienen, en estado estático o de flujo se denomina petrofísica. En base a los análisis petrofísicos y de registros, además del análisis de los datos obtenidos de reportes del campo Pañacocha, se han definido los principales parámetros petrofísicos como porosidad (ϕ), saturación de agua (S_w), permeabilidad (k), espesor neto de yacimiento.

1.4.1 POROSIDAD

Se define como el volumen de espacios porosos en la roca que tiene la capacidad de almacenar fluidos. Se establece mediante la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca, como se puede observar en la ecuación 1.1.

$$\phi = \frac{V_p}{V_T} = \frac{V_p}{(V_g + V_p)} \quad (1.1)$$

Dónde:

ϕ = Porosidad (adimensional)

V_p = Volumen poroso (PC)

V_T = Volumen total (PC)

V_g = Volumen de granos (PC)

La porosidad es considerada:

- Muy baja cuando $\phi \leq 5\%$
- Baja cuando $5\% < \phi \leq 10\%$
- Media cuando $10\% < \phi \leq 20\%$
- Buena cuando $20\% < \phi \leq 30\%$
- Excelente cuando $30\% < \phi$

1.4.2 PERMEABILIDAD

Se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados. La permeabilidad se expresa generalmente en milésimas de Darcy, es decir en milidarcys (mD).

En la ecuación 1.2 se puede observar la relación para determinar la permeabilidad absoluta de un medio poroso.

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta P} \quad (1.2)$$

Donde:

q = Tasa de flujo ($\frac{cm^3}{s}$)

k = Permeabilidad absoluta (Darcy)

A = Área transversal en dirección del flujo (cm^2)

μ = Viscosidad (cp)

ΔP = Variación de presión (atm)

L = Longitud (cm)

La permeabilidad es considerada:

- Aceptable cuando tiene de $1 < k \leq 10$ (mD)
- Buena cuando tiene de $10 < k \leq 100$ (mD)
- Excelente cuando es $k > 100$ (mD)

1.4.3 SATURACIÓN DE AGUA

La saturación de un medio poroso con respecto a un fluido se define como la fracción del volumen poroso de una roca que está ocupada por dicho fluido.

$$S_x = \frac{V_x}{V_T} \quad (1.3)$$

Donde:

S_w = Saturación de la fase X en el volumen poroso (adimensional)

V_x = Volumen que ocupa la fase X en el volumen poroso (PC)

V_T = Volumen poroso total de la roca (PC)

La sumatoria de las saturaciones de todos los fluidos que se encuentran presentes en el espacio poroso de una roca, debe ser igual a 1, si se considera que el espacio poroso está saturado por petróleo, agua y gas entonces se tiene:

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (1.4)$$

Donde:

S_o = Saturación de petróleo (adimensional)

S_w = Saturación de agua (adimensional)

S_g = Saturación de gas (adimensional)

En base a la evaluación de registros eléctricos de 21 pozos perforados del campo Pañacocha se determinó los parámetros petrofísicos promedio presentados en la tabla 1.1 para cada uno de los yacimientos productores.

TABLA 1.1

PARÁMETROS PETROFÍSICOS DEL CAMPO PAÑACOCHA

Reservorio	Espesor Promedio (pie)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Saturación de agua (%)	Saturación de crudo (%)
M-1 Superior	48.5	17	1100	49.6	50.4
M-1 Principal	65.83	20.83	1100	38.66	67
M-2	80.5	16.87	600	36.5	63.5
A	41.6	17.8	900	38.4	61.6
U Superior	49.2	20.6	1100	25.3	74.7
U Inferior	105.88	19.23	900	27.29	72.71
T	53.4	20.6	800	28.2	71.8

FUENTE: Departamento de Operaciones, PETROAMAZONAS EP

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

1.5 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO (PVT)

1.5.1 GRAVEDAD API

Las siglas en inglés significan American Petroleum Institute, y es considerada como una medida de densidad del petróleo, definida por la ecuación 1.5.

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (1.5)$$

Donde:

$^{\circ}API$ = Gravedad en escala API (adimensional)

γ_o = Gravedad específica del petróleo (adimensional)

γ_w = Gravedad específica del agua (adimensional)

Se debe tomar en cuenta que al agua dulce de γ_w igual a 1.0 le corresponde un °API de 10.

1.5.1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS

La clasificación de los crudos naturales se basa generalmente en características físicas de densidad y viscosidad.

La densidad se define en términos de grados API (Instituto Americano del Petróleo), y está relacionada con la gravedad específica; de esta manera mientras más denso es el petróleo, más baja es la gravedad API. Para establecer el límite entre crudos pesados y extrapesados se ha tomado como referencia la densidad del agua a 4°C ($1000 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}$ que equivalen a 10 ° API). En la tabla 1.2 se observa la clasificación de los crudos.

TABLA 1.2
CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS SEGÚN EL °API

Clasificación de los crudos según el °API		
Crudos	Densidad (g/mL)	Gravedad (°API)
Extra Pesados	$1.0 \leq \rho_o$	°API ≤ 10.0
Pesados	$0.91 < \rho_o < 1.0$	$10 < \text{°API} \leq 22.3$
Medianos	$0.86 < \rho_o \leq 0.91$	$22.3 < \text{°API} \leq 31.1$
Ligero	$0.83 < \rho_o \leq 0.86$	$31.1 < \text{°API} < 39$
Extra-Ligero	$\rho_o \leq 0.83$	$39.0 \leq \text{°API}$

FUENTE: Apuntes de Crudos Pesados, EPN
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

1.5.1.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS CRUDOS PESADOS

A los petróleos que se presentan densos y viscosos se los denomina crudos pesados, los cuales se producen típicamente en formaciones geológicamente jóvenes, tales como Pleistoceno, Plioceno y Mioceno, cuyos yacimientos presentan una tendencia somera, y poseen sellos menos efectivos por lo que en ocasiones se exponen a condiciones que conducen a la formación de crudo pesado.

Otros de los parámetros que son relevantes para considerar a un crudo pesado son la relación carbono-hidrógeno que presenta un valor elevado, el contenido de azufre, contenido de metales, salinidad y base del crudo (nafténicos o parafínicos).

La viscosidad puede variar en gran medida con la temperatura, de forma contraria ocurre con la densidad cuya variación es mínima por lo cual se ha convertido en el parámetro estándar para categorizar a los petróleos crudos.

Para la extracción de crudos pesados debemos considerar dos casos:

- Producción en frío.
- Producción con adición de calor.

En ciertos casos se puede asumir que a pesar de realizar la producción de crudo pesado mediante la adición de calor, la energía aportada por el yacimiento no es suficiente para producir a flujo natural, es por esta razón que se debe implementar un método de levantamiento artificial el cual debe ser seleccionado de acuerdo a las condiciones del sistema de producción. La elección de la estrategia óptima de producción en frío requiere una comprensión de las propiedades del fluido y del yacimiento, así como las facilidades físicas de producción.

1.5.2 PRESIÓN DE BURBUJA

Se define como la presión a la cual la primera burbuja de gas comienza a liberarse del petróleo. A presiones por debajo de la presión de burbuja se forman dos fases en equilibrio: líquida (crudo con gas en solución) y gaseosa (gas natural). La fase líquida está constituida por crudo saturado con gas natural, es por eso que a la presión de burbuja también se la conoce como presión de saturación. Cada yacimiento tiene su presión de burbuja particular.

Existen diversas correlaciones para el cálculo de las diferentes propiedades de los fluidos, en este estudio nos enfocaremos en la que nos permita trabajar con crudos pesados con el menor grado API posible, debido a lo cual se ha seleccionado la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt, la misma que se ha determinado con un total de 5392 datos de 740 crudos diferentes alrededor del mundo, con un error promedio relativo de 3.34%. El rango de aplicación de la correlación se observa en la tabla 1.3.

TABLA 1.3

RANGO DE APLICACIÓN CORRELACIÓN DE KARTOATMODJO Y SCHMIDT

Parámetro	Rango	Unidad
Presión de burbuja	14.7 - 6054.7	psi
Temperatura	75 - 320	°F
Razón gas disuelto-petróleo	0.0 - 2890	PCS/BF
Gravedad del petróleo	14.4 - 58.9	°API

FUENTE: Bánzer Carlos, Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo, 1996.

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

1.5.2.1 Correlación de Kartoatmodjo y Schmidt

$$P_b = \left[\frac{R_{sb}}{C_1 \gamma_{gc}^{C_2} 10^{\left(\frac{C_3 \circ API}{T+460}\right)}} \right]^{C_4} \quad (1.6)$$

Donde:

P_b = Presión de burbuja (psi)

R_{sb} = Relación de gas disuelto en el petróleo ($P \geq P_b$) (PCS/BF)

γ_{gc} = Gravedad específica del gas corregida a la presión de separador de 100 psi

T = Temperatura de reservorio (°F)

En la tabla 1.4 se presentan los valores de las constantes de acuerdo a la gravedad API del crudo.

TABLA 1.4

VALORES DE LAS CONSTANTES C_1, C_2, C_3, C_4

Rango	C_1	C_2	C_3	C_4
°API ≤ 30	0.05958	0.7972	13.1405	0.9986
°API > 30	0.0315	0.7587	11.2895	0.9143

FUENTE: Bánzer Carlos, Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo, 1996.

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

La correlación de Kartoatmodjo y Schmidt, corrige la gravedad específica del gas a condiciones del separador, el rango de aplicación para la ecuación 1.7 se muestra en la tabla 1.5.

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1 + 0.1595 \text{°API}^{0.4078} T_{sep}^{-0.2466} \log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right] \quad (1.7)$$

Donde:

γ_{gc} = Gravedad específica del gas corregida a la presión de separador de 100 psi

γ_g = Gravedad específica del gas (adimensional)

P_{sep} = Presión del separador (psia)

T_{sep} = Temperatura del separador (°F)

TABLA 1. 5

RANGO DE APLICACIÓN DE γ_{gc} (Ec.1.7)

Parámetro	Rango	Unidad
Presión del separador	14.7 - 514.7	psi
Temperatura del separador	65 - 186	°F
Gravedad del petróleo	14.4 - 58.9	°API
Gravedad específica del gas	0.379 - 1.709	-

FUENTE: Bánzer Carlos, Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo, 1996.

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

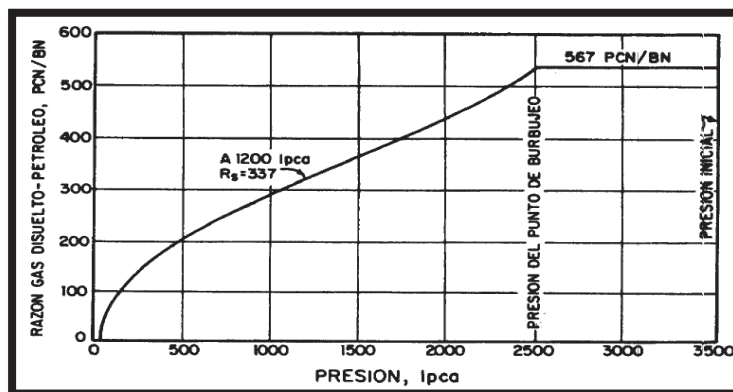
1.5.3 RAZÓN GAS DISUELTO-PETRÓLEO

Se define como la cantidad de gas medida en pies cúbicos estándar (PCS) que se disuelve en un barril de petróleo medido a condiciones estándar (BF) cuando la mezcla se somete a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, se expresa en (PCS/BF). Los factores que afectan a la R_s son:

- Presión, al aumentar la presión, aumenta R_s .
- Temperatura, al aumentar la temperatura, disminuye R_s .
- API, al aumentar la gravedad API, aumenta R_s .
- Al aumentar la gravedad específica del gas aumenta R_s .

Si la presión es mayor o igual que la presión del punto de burbuja, el R_s es constante e igual a R_{sb} y se la puede calcular con la ecuación 1.6. Sobre la presión de burbuja el petróleo esta subsaturado ya que la disminución de presión no causa liberación de gas; por consiguiente debajo de la presión de burbuja el petróleo está saturado, ya que una disminución de presión origina una liberación de gas y R_s disminuye.

FIGURA 1.4 COMPORTAMIENTO TÍPICO DE R_s VS PRESIÓN A TEMPERATURA CONSTANTE



FUENTE: Bánzer Carlos, Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo, 1996.

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

1.5.3.1 Correlación de Kartatmodjo y Schmidt

$$R_s = C_1 \gamma_{gc} C_2 \frac{1}{PC_4} 10^{\left(\frac{C_3 \text{ API}}{T+460} \right)} \quad (1.8)$$

Donde:

R_s = Relación de gas disuelto en el petróleo ($P < P_b$) (PCS/BF)

P = Presión de interés (psi)

γ_{gc} = Gravedad específica del gas corregida a la presión de separador de 100 psi

1.5.4 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO

El factor volumétrico del petróleo se define como la relación entre el volumen de petróleo a condiciones de reservorio y el volumen de petróleo a condiciones estándar (14.7 psi y 60°F).

$$B_o = \frac{V_{o \text{ a condiciones del reservorio}}}{V_{o \text{ a condiciones estándar}}} \quad (1.9)$$

Donde:

B_o = Factor volumétrico del petróleo (bl/BF)

V_o a condiciones del reservorio = Volumen de petróleo a condiciones del reservorio (bl)

V_o a condiciones estándar = Volumen de petróleo a condiciones estándar (BF)

La correlación para determinar el B_o es la siguiente:

1.5.4.1 Correlación de Kartoatmodjo y Schmidt

$$B_o = B_{ob} \exp[C_o (P_b - P)] \quad (1.10)$$

$$B_{ob} = 0.98496 + 10^{-4} F^{1.5} \quad (1.11)$$

$$F = R_{sb}^{0.755} \gamma_{gc}^{0.25} \gamma_o^{-1.5} + 0.45 T \quad (1.12)$$

Donde:

B_o = Factor volumétrico del petróleo (bl/BF)

B_{ob} = Factor volumétrico del petróleo a P_b (bl/BF)

C_o = Compresibilidad del petróleo (psia^{-1})

P_b = Presión de burbuja (psi)

P = Presión de interés (psi)

T = Temperatura del yacimiento ($^{\circ}\text{F}$)

γ_{gc} = Gravedad específica del gas corregida a la presión de separador de 100 psi

1.5.5 COMPRESIBILIDAD DEL PETRÓLEO

Cuando la presión es mayor que la presión de punto de burbuja, el petróleo en el yacimiento tiene todo el gas en solución, cuando se aplica presión en exceso a este

sistema, el líquido sufre una disminución no lineal en su volumen que depende de la temperatura y composición del petróleo. Esa pequeña variación en el volumen es lo que se conoce como factor de compresibilidad del petróleo.

1.5.5.1 Correlación de Kartatmodjo y Schmidt

$$C_o = \frac{6.8257 R_s^{0.5002} \rho_{API}^{0.3613} T^{0.76606} \gamma_{gc}^{0.35505}}{P 10^6} \quad (1.13)$$

Donde:

C_o = Compresibilidad del petróleo (psia^{-1})

γ_{gc} = Gravedad específica del gas corregida a la presión de separador de 100 psi

T = Temperatura del yacimiento ($^{\circ}\text{F}$)

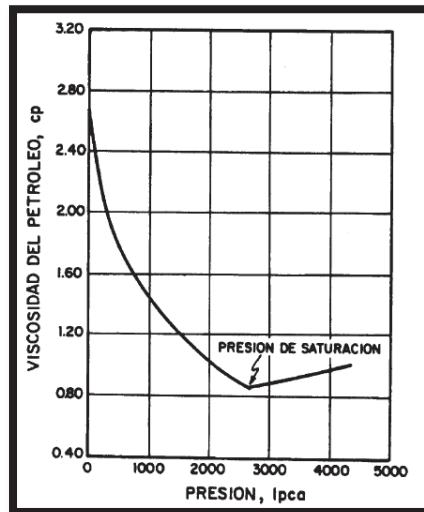
R_s = Relación de gas disuelto en el petróleo ($P < P_b$) (PCS/BF)

1.5.6 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO

Se define como la medida de la resistencia del petróleo al flujo debido a la fricción interna generada cuando las moléculas del fluido tratan de desplazarse sobre otras, es usualmente medida en centipoises cp ($\frac{g}{cm \cdot s}$). Los valores de μ_o aumentan cuando disminuye la gravedad API y también aumentan con un decremento en la temperatura.

El efecto del gas disuelto es alivianar el petróleo por lo tanto disminuye la viscosidad. Por debajo de la presión de burbuja la viscosidad disminuye con la presión debido al efecto del gas que entra en solución, pero por arriba del punto de burbuja la viscosidad aumenta ya que no ocurre solubilidad adicional del gas con la presión como se observa en la figura 1.5.

FIGURA 1.5 COMPORTAMIENTO TÍPICO DE μ_o VS PRESIÓN A TEMPERATURA CONSTANTE



FUENTE: Bánzer Carlos, Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo, 1996.
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

1.5.6.1 Tipos de Viscosidad

Se puede definir dos tipos de viscosidad.

1.5.6.1.1 *Viscosidad Dinámica*

Se puede definir o medir por el tiempo en el que el fluido tarda en fluir a través de un tubo capilar a una determinada temperatura, su unidad es el centiPoise ($1 \text{ cp} = 10^{-3} \text{ Pa}\cdot\text{s}$).

1.5.6.1.2 *Viscosidad Cinemática*

Representa la característica propia del fluido desechando las fuerzas que generan su movimiento, se define como el cociente entre la viscosidad dinámica y la densidad del producto en cuestión, su unidad es el centiStoke ($\text{cst} = \frac{\text{cm}^2}{\text{s}}$)

1.5.6.2 Correlación de Kartoatmodjo y Schmidt para petróleo muerto

La siguiente correlación permite determinar la viscosidad de crudos sin gas en solución llamados también petróleos muertos.

$$\mu_{od} = 16.0 \times 10^8 T^{-2.8177} (\log^{\circ} API)^{(5.75261 \log T - 26.9718)} \quad (1.14)$$

Donde:

μ_{od} = Viscosidad del petróleo muerto (cp).

T = Temperatura del yacimiento (°F)

1.5.6.3 Correlación de Kartoatmodjo y Schmidt para petróleo saturado

La viscosidad de crudos con gas en solución (vivos) μ_{ob} , a presiones menores o iguales a la presión del punto de burbuja se determina a partir de la siguiente correlación.

$$\mu_{ob} = 0.06821 + 0.9824A + 40.34 \times 10^{-5} A^2 \quad (1.15)$$

$$A = (0.2001 + 0.8428 \times 10^{-0.000845 R_s}) \mu_{od}^{(0.43 + 0.5165b)} \quad (1.16)$$

$$b = 10^{-0.00081 R_s} \quad (1.17)$$

Donde:

μ_{ob} = Viscosidad del petróleo saturado (cp)

μ_{od} = Viscosidad del petróleo muerto (cp).

T = Temperatura del yacimiento (°F)

R_s = Relación de gas disuelto en el petróleo ($P < P_b$) (PCS/BF)

1.5.6.4 Correlación de Kartoatmodjo y Schmidt para petróleo subsaturado

La viscosidad de crudos a presiones mayores que la presión de burbujeo (crudos subsaturados), se determina mediante la siguiente correlación.

$$\mu_o = 1.00081\mu_{ob} + 1.127 \times 10^{-3} (P - P_b) \left(-65.17 \times 10^{-4} \mu_{ob}^{1.8148} + 0.038 \mu_{ob}^{1.59} \right) \quad (1.18)$$

Donde:

μ_o = Viscosidad del petróleo saturado (cp)

μ_{ob} = Viscosidad del petróleo saturado (cp)

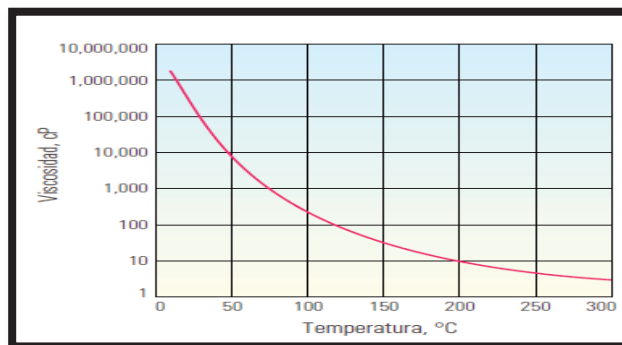
P_b = Presión de burbuja (psi)

P = Presión de interés (psi)

1.5.6.5 Relación entre la viscosidad y temperatura

Cada petróleo pesado, extrapesado y bitumen, posee su propia relación de temperatura – viscosidad, pero todos siguen esta tendencia, reduciéndose la viscosidad al aumentar la temperatura, debido al incremento de velocidad de las moléculas y por lo tanto la disminución de la fuerza de cohesión y resistencia molecular como se observa en la figura 1.6.

FIGURA 1.6 RELACIÓN ENTRE LA VISCOSIDAD Y TEMPERATURA



FUENTE: Hussein Alboudwarej, Revista; La importancia del petróleo. Canadá, 2006.

ELABORACIÓN: Hussein Alboudwarej

1.5.6.6 Clasificación de los crudos según la viscosidad

TABLA 1.6

CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS SEGÚN LA VISCOSIDAD

Clasificación de los crudos según la viscosidad	
Crudos	Viscosidad (cp)
Crudo Extrapesado	$10000 < \mu_o \leq 100000$
Crudo Pesado	$100 < \mu_o \leq 10000$
Crudo Ligero	$10 < \mu_o \leq 100$

FUENTE: Apuntes de Crudos Pesados, EPN

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

1.5.7 CONTENIDO DE SÓLIDOS

El desprendimiento de partículas en el arenamiento es causado por una interacción física entre el fluido y sólidos de la formación, debido a fuerzas de arrastre y gradientes de presión sobre el esqueleto mineral, las cuales son transportadas junto con el fluido hacia la bomba de levantamiento.

La migración de finos también puede ser causa de presencia de sólidos en el crudo producido y son partículas consideradas menores a 0.074 mm. La cantidad de sólidos se miden PTB (libras por cada 1000 barriles de fluido total) cuyos valores de criticidad varían considerando menor a 20 PTB bajo, de 20 a 30 PTB medio, y mayor a 30 PTB como situación crítica alta debido a que presenta problemas en la bomba del sistema de levantamiento artificial. Teóricamente se considera hasta un rango de 1 a 20 PTB como producción de sólidos normal sin que estos causen problemas en el proceso de producción de petróleo, sin embargo en la práctica de acuerdo a las características de gravedad y viscosidad del pozo pueden presentarse problemas en la producción con un valor de 3 PTB.

En la tabla 1.7 se puede observar las propiedades de los fluidos PVT para cada uno de los yacimientos productores del campo Pañacocha.

TABLA 1.7
DATOS PVT DEL CAMPO PAÑACOCCHA

Parámetro	Reservorio					
	M-1	M-2	A	U Superior	U Inferior	T
API @ 60 °F (° API)	13	18.9	24.3	27.8	23.2	25.8
Presión de Burbuja (psi)	291	520	584	586	615	361.2
Temperatura (°F)	183	185	192	193	196	195
Rs (PCS/BF)	97	82	162	157	155	87
Bo (bl/BF)	1.068	1.078	1.151	1.13	1.147	1.085
Densidad (gr/mL)	0.825	0.9095	0.818	0.818	0.849	0.844
Viscosidad (cp)	272.6	94	24.6	8	25.8	14.96
Compresibilidad (psi^{-1})	5.39×10^{-6}	5.25×10^{-6}	7.3×10^{-6}	6.4×10^{-6}	9.3×10^{-6}	6.7×10^{-6}

FUENTE: Departamento de Operaciones, PETROAMAZONAS EP

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

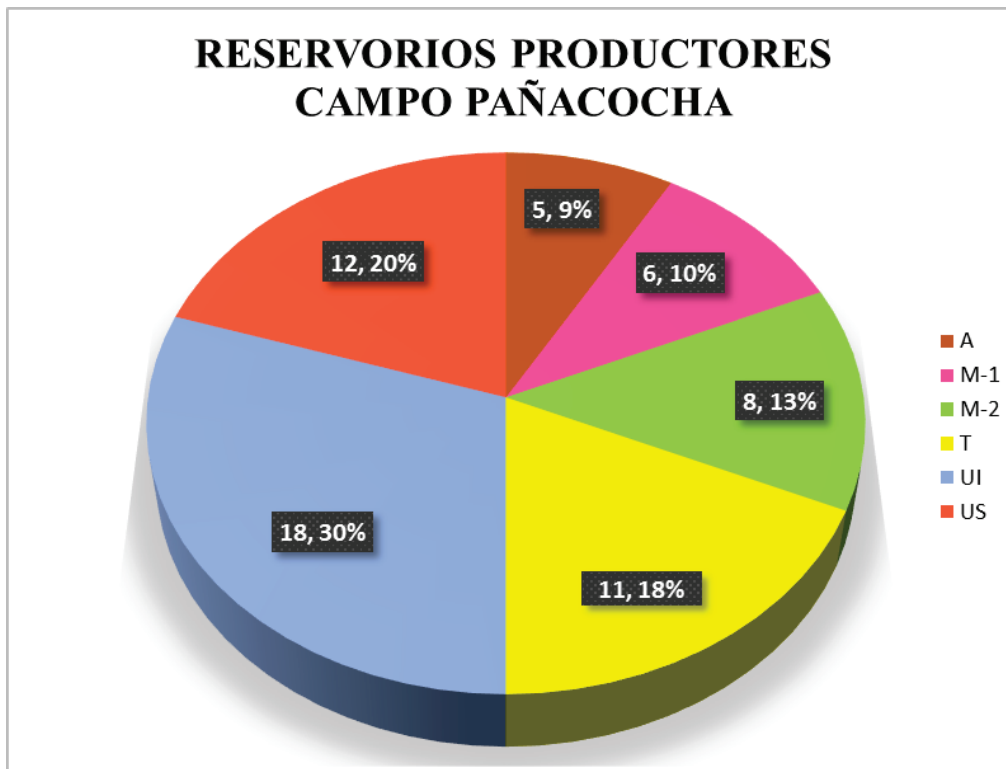
1.6 ESTADO DE PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO

1.6.1 RESERVORIOS PRODUCTORES

De acuerdo a información facilitada por la empresa Petroamazonas EP, se ha podido analizar las condiciones actuales en las que se encuentra el campo Pañacocha, las cuales mediante el análisis de reportes de potencial de producción se han determinado con los datos presentados a continuación.

Al 31 de octubre de 2014 el campo Pañacocha posee un total de 51 pozos perforados, los cuales producen de diversos reservorios como se observa en la figura 1.7.

FIGURA 1.7 RESERVORIOS PRODUCTORES DEL CAMPO PAÑACOCHA

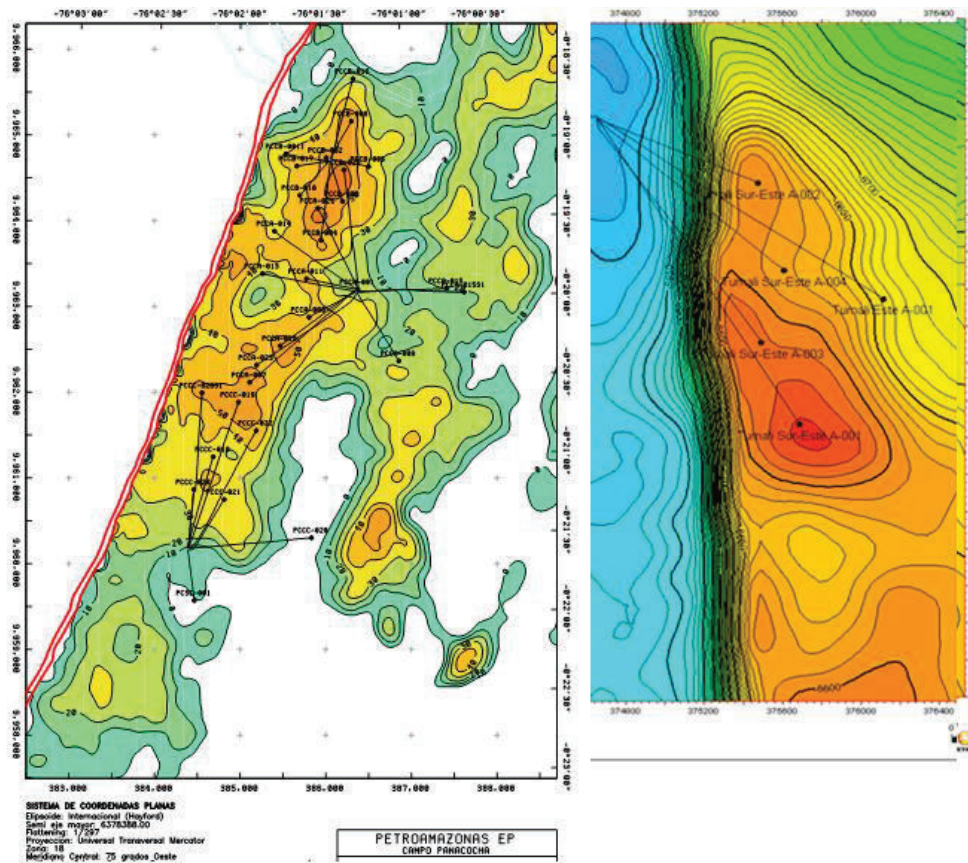


FUENTE: Departamento de Operaciones, PETROAMAZONAS EP
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

1.6.2 UBICACIÓN DE LOS POZOS

En la figura 1.8 se presenta la ubicación de los pozos del campo Pañacocha, los cuales se encuentran distribuidos en cuatro plataformas PAD A, PAD B, PAD C, Y PAD D, también en la parte derecha de la figura 1.8 se observa la ubicación de los pozos correspondientes al campo Tumali.

FIGURA 1.8 UBICACIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO PAÑACOCOA

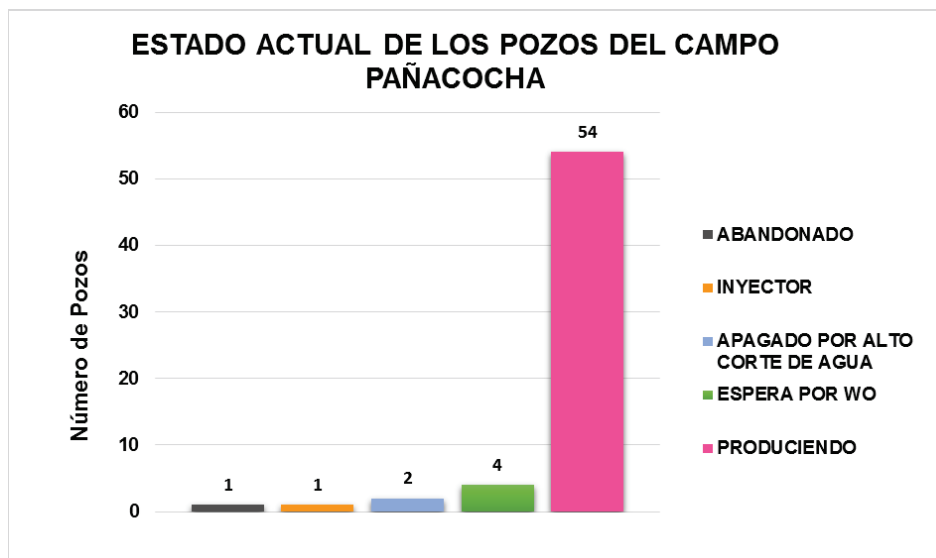


FUENTE: Departamento de geología, PETROAMAZONAS EP.
 ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

1.6.3 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO PAÑACOCOA

El campo Pañacocha, posee un total de 51 pozos perforados, los cuales poseen completaciones simples y duales, lo cual permite la producción simultánea de dos arenas productoras, considerando para este estudio la producción de cada una de ellas como la de un pozo independiente, dando como resultado que el campo produce de 62 pozos, que actualmente presentan diferentes estados, tales como producción, espera de reacondicionamiento, abandonados y cerrados por excesiva producción de corte de agua.

En la figura 1.9 se muestra el número de pozos y las condiciones actuales a las que se encuentran.

FIGURA 1.9 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO PAÑACOCKA

FUENTE: Departamento de Operaciones, PETROAMAZONAS EP

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

El pozo inyector se encuentra en el PAD B, y el mismo fue perforado con el objetivo de inyectar aguas de desecho.

Actualmente en el campo Pañacocha se encuentran activos 54 pozos, de los cuales ningún pozo presenta producción por flujo natural, produciendo a través del sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible. En algunos pozos se han presentado problemas en la producción de fluido con este sistema debido a la alta viscosidad, baja gravedad API del crudo y presencia de sólidos, por lo cual se ha considerado la posibilidad de contar con un sistema de levantamiento artificial que maneje crudo pesado de mejor manera.

1.6.4 PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO

El campo Pañacocha tiene una producción de 12395 BPPD con se puede observar en la tabla 1.8.

TABLA 1.8
PRODUCCIÓN DEL CAMPO PAÑACOCCHA

PAD	BFPD	BPPD	BAPD
PAD A	15649	5012	10637
PAD B	13653	5115	8538
PAD C	4499	1231	3268
PAD D	1371	133	1238
TUMALI	2426	709	1717
TANGAY	1683	195	1488
PRODUCCIÓN TOTAL	39281	12395	26886

FUENTE: Departamento de Operaciones, PETROAMAZONAS EP

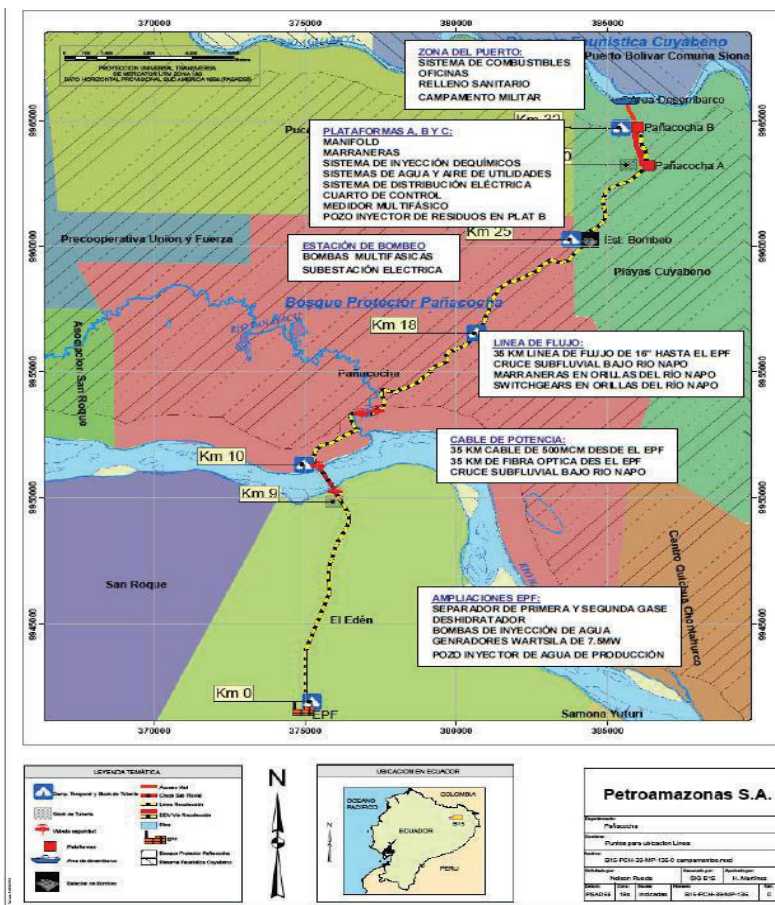
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

1.6.5 FACILIDADES DEL CAMPO

En el campo Pañacocha no existen facilidades para procesamiento del petróleo debido a que se considera una zona ecológicamente sensible, por esta razón el fluido multifásico proveniente de las plataformas PAD A, PAD B, PAD D, Tangay y finalmente Tumali a una distancia de 16 km , son direccionadas a la estación de bombeo del PAD C, en la cual mediante la intervención de 3 bombas multifásicas con una capacidad aproximada para bombear 48000 BFPD cada una, transfieren el fluido hacia la estación de producción EPF, mediante una línea de flujo de aproximadamente 35 km de longitud y 16” de diámetro, la cual atraviesa el cruce subfluvial de 1400 metros bajo el río Napo, transportando el fluido para ser procesado en las facilidades existentes conjuntamente con el crudo producido en el campo Edén Yuturi, en la figura 1.10 se puede observar el sistema de transporte hacia las facilidades correspondientes.

La medición de la producción de cada pozo y reservorio se realiza por medio de medidores multifásicos. La generación de energía es centralizada en la estación de producción EPF desde donde se envía la energía a través de un cable de potencia enterrado hasta las islas de producción del campo Pañacocha.

FIGURA 1.10 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO PAÑACOCHA



FUENTE: Departamento de Operaciones, PETROAMAZONAS EP
 ELABORACIÓN: PETROAMAZONAS EP

1.6.6 POZOS DE CRUDO PESADO DEL CAMPO

El campo Pañacocha según la clasificación especificada en la tabla 1.2 posee pozos de crudo mediano, pesado y extrapesado, de acuerdo a los valores de gravedad API presentados en el potencial de producción, que se observa en el anexo 1.

En el campo Pañacocha se determina que existen 17 pozos de crudo pesado cuyas características se puede observar en la tabla 1.9.

TABLA 1.9
POZOS DE CRUDO PESADO DEL CAMPO PAÑACOCHA

POZOS	ARENA	API	BPPD	ESTADO
PCCA-008	M2	16.5	344	ON
PCCA-009	M2	16.8	90	OFF
PCCA-013	A	19.9	250	ON
PCCA-014	UI	22	202	ON
PCCA-015	UI	16	163	ON
PCCA-032	M2	14.8	298	ON
PCCA-039	M2	20.3	410	ON
PCCB-037	M1	13.8	255	ON
PCCB-037	M2	14.1	396	ON
PCCC-022	UI	22	168	ON
PCCC-026	M2	15.5	175	ON
PCCD-028	M1	14.3	52	ON
PCSC-001	M1	9.4	36	OFF
PCVC-001	A	19.7	300	ON
TMEA-001	M1	13.2	30	ON
TMSA-002	M1	14	115	OFF
TMSA-004	M1	13.6	171	ON

FUENTE: Departamento de Operaciones, PETROAMAZONAS EP
 ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Para la selección de los pozos del campo Pañacocha en los cuales se realizará el análisis y diseño del equipo de bombeo electrosumergible de cavidad progresiva se consideró los siguientes parámetros como requerimiento de la empresa:

- Pozos de crudo pesado.
- Pozos que se encuentren en espera de reacondicionamiento.
- Pozos cuya producción de petróleo sea menor o igual a 150 BPPD.
- Pozos que presenten problemas de producción por presencia de sólidos y alta viscosidad.

En la tabla 1.10 se pueden observar los pozos seleccionados en base a las consideraciones establecidas anteriormente.

TABLA 1.10
POZOS DE CRUDO PESADO PARA ESTUDIO

POZOS	ARENA	API	BPPD	ESTADO
PCCA-009	M2	16.8	90	OFF
PCSC-001	M1	9.4	36	OFF
PCCD-028	M1	14.3	52	ON
TMEA-001	M1	13.2	30	ON
TMSA-002	M1	13.8	115	OFF

FUENTE: Departamento de Operaciones, PETROAMAZONAS EP
 ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

1.6.6.1 POZO PCCA-009

1.6.6.1.1 *Antecedentes*

Las actividades de perforación y completación en el pozo PCCA-009 se realizaron del 7 de diciembre del 2010 al 23 de diciembre del 2010, es un pozo tipo J, que alcanzó una profundidad total de 8036 pies (MD).

Los intervalos disparados en el pozo corresponden a la arenisca A, y son 4 pies desde 7650 pies a 7670 pies, y en la arenisca M-2 son 12 pies desde 7560 pies a 7572 pies. Para la evaluación de las arenas de interés se instaló sistema de bombeo electrosumergible con una bomba GN1300 de 87 etapas.

1.6.6.1.2 *Descripción Petrofísica*

El espesor del reservorio M-2 para el pozo PCCA-009 es de 61 pies, con una zona de pago de 12 pies, con una porosidad promedio de 19% y una saturación de agua de 47%.

1.6.6.1.3 *Reacondicionamiento*

El pozo PCCA-009 no cuenta con trabajos de reacondicionamiento con torre, sin embargo se han realizado trabajos de reacondicionamiento sin torre con unidad Slick Line.

1.6.6.1.3.1 *Reacondicionamiento Sin Taladro N. 1*

El 8 de junio del 2012 se realizó limpieza del ingreso a la bomba o intake del equipo ESP, mediante inyección de tratamiento dispersante, debido a que presentaba variación en el comportamiento de las curvas de presión intake, por posible presencia de sólidos.

1.6.6.1.4 *Condición actual del pozo*

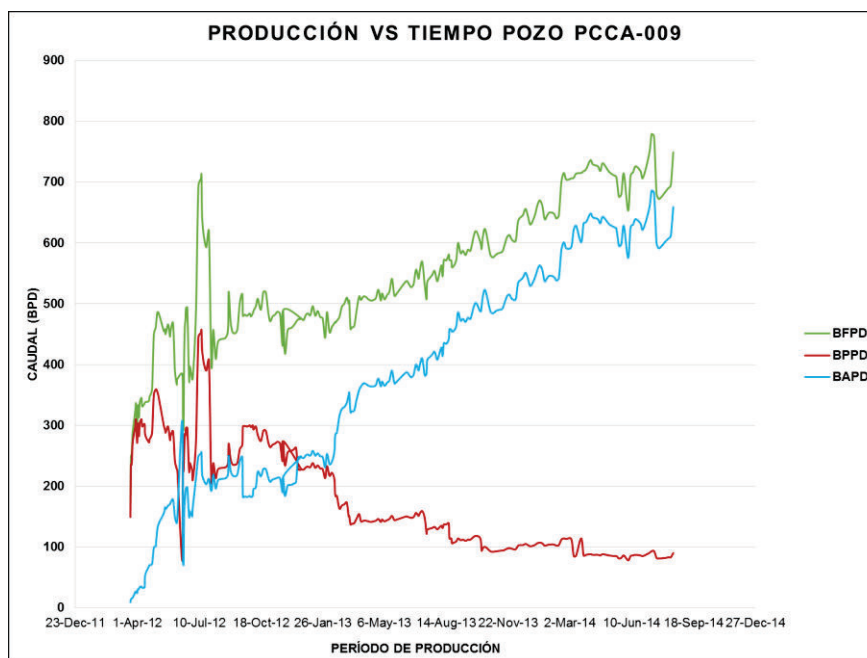
A la fecha de cierre de recopilación de información, 31 de octubre del 2014, el pozo PCCA-009 se encuentra apagado, según la información proporcionada por la empresa el pozo se apagó el 17 de agosto del 2014, se realizó limpieza del pozo mediante inyección por el capilar de aproximadamente 100 gl de antiasfáltico mezclado con diesel. Se arranca el pozo y se presenta incremento en la carga de la bomba, las corrientes de motor presentan picos que provocan el apagado del equipo ESP, se realiza otro intento de encender el pozo el 21 de agosto del 2014, pero no se logra pasar de 30 Hz, la corriente del motor presenta severos picos, simultáneamente la vibración incrementa y queda apagado el pozo, se concluye una posible rotura de eje de la bomba.

1.6.6.1.5 *Historial de producción del pozo*

El pozo PCCA-009 inició su producción en la arenisca M-2 el 30 de marzo del 2012, con una producción de 309 BPPD. La tendencia de producción del pozo PCCA-009

se presenta en la figura 1.11, en la que se puede observar la declinación de producción de petróleo y el aumento de producción de agua teniendo un BSW de 6% al iniciar su producción al 88% actualmente. En la última prueba de producción obtenida el 16 de agosto del 2014 antes de que el equipo de bombeo electrosumergible falle la producción fue de 749 BFPD, 90 BPPD, 659 BAPD.

FIGURA 1.11 PRODUCCIÓN DEL POZO PCCA-009



FUENTE: Departamento de Operaciones, PETROAMAZONAS EP
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

1.6.6.2 POZO PCSC-001

1.6.6.2.1 Antecedentes

Las actividades de perforación y completación en el pozo PCSC-001 se realizaron del 26 de julio del 2011 al 13 de agosto del 2011, es un pozo tipo S, que alcanzó una profundidad total de 8100 pies (MD).

Los intervalos disparados en el pozo corresponden a la arenisca M-1 y son 25 pies, desde 6905 pies a 6930 pies. Para la evaluación de las arenas de interés se instaló sistema de bombeo electrosumergible con una bomba SN 2600 de 216 etapas.

1.6.6.2.2 *Descripción Petrofísica*

El espesor del reservorio M-1 para el pozo PCSC-001 es de 60 pies, con una zona de pago de 26 pies, con una porosidad promedio de 29% y una saturación de agua de 52%.

1.6.6.2.3 *Reacondicionamiento*

El pozo PCSC-001 no cuenta con trabajos de reacondicionamiento.

1.6.6.2.4 *Condición actual del pozo*

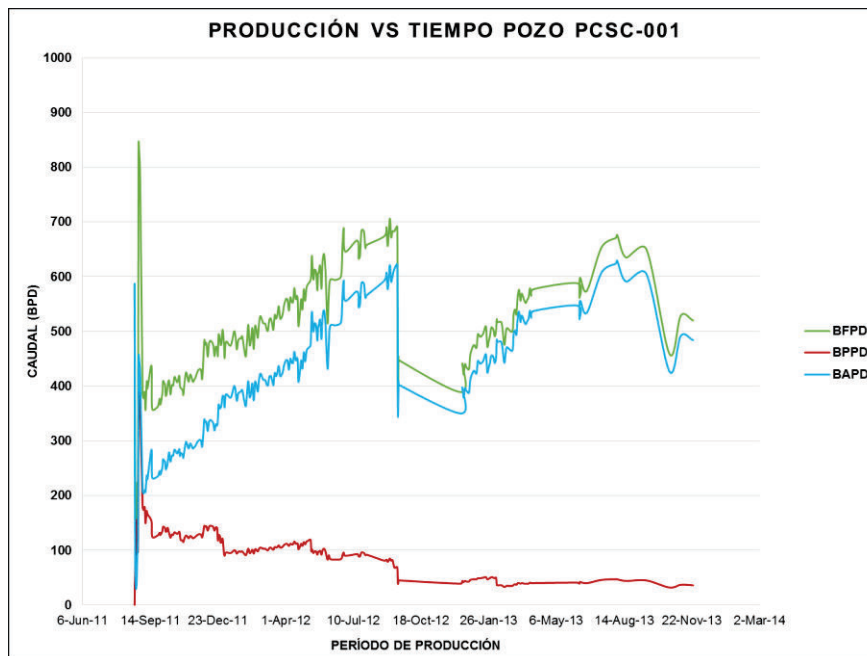
Actualmente el pozo se encuentra apagado, según la información proporcionada por la empresa el pozo se apagó el 29 de diciembre del 2013, el equipo electrosumergible presentó resistencia entre fases desbalanceadas y bajo aislamiento con respecto a tierra. Según el reporte de falla del pozo el equipo se apagó con alarma de sobre corriente (OL) por un aparente problema en el equipo de fondo.

1.6.6.2.5 *Historial de producción del pozo*

El pozo PCSC-001 inició su producción en la arenisca M-1 el 22 de agosto del 2011, con una producción de 389 BPPD . La tendencia de producción del pozo PCSC-001 se presenta en la figura 1.12, en la que se puede observar la declinación de producción del fluido, petróleo y agua. En la última prueba de producción obtenida el 24 de noviembre del 2013 antes de que el equipo de bombeo electrosumergible falle la

producción fue de 520 BFPD, 36 BPPD, 484 BAPD, el pozo tenía bajo aporte de petróleo y un gravedad API de 9.4°API, lo cual dificultó la producción del mismo.

FIGURA 1.12 PRODUCCIÓN DEL POZO PCSC-001



FUENTE: Departamento de Operaciones, PETROAMAZONAS EP
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

1.6.6.3 POZO PCCD-028

1.6.6.3.1 Antecedentes

Las actividades de perforación y completación en el pozo PCCD-028 se realizaron del 10 de mayo del 2013 al 21 de junio del 2013, es un pozo tip J que alcanzó una profundidad total de 10950 pies (MD), inicialmente la producción del pozo correspondía a la arenisca T, posteriormente se disparó la arenisca M-1 en los intervalos de 9510 pies a 9526 pies, con 16 pies de producción.

1.6.6.3.2 *Descripción Petrofísica*

El espesor de la arenisca M-1 para el pozo PCCD-028 es de 85 pies, con una zona de pago de 28 pies, la porosidad promedio es 22% y la saturación de agua de 44%.

1.6.6.3.3 *Reacondicionamiento*

El pozo PCCD-028 no cuenta con trabajos de reacondicionamiento con torre, sin embargo se han realizado trabajos de reacondicionamiento sin torre con unidad Slick Line.

1.6.6.3.3.1 *Reacondicionamiento Sin Taladro N. 1*

El 21 de julio del 2014 se realiza trabajo de tapón balanceado de cemento con el objetivo de sellar la arenisca T ya que la producción declinó a 0 BPPD, se realiza trabajos de recañoneo en los intervalos desde 9510 pies hasta 9526 pies con un total de 16 pies para poder evaluar la arenisca M-1.

1.6.6.3.3.2 *Reacondicionamiento Sin Taladro N. 2*

El 9 de septiembre del 2014 al tener poca cantidad de fluido en superficie, y debido a las condiciones de producción de baja gravedad API se re-dispara la arenisca M-1 desde 9510 pies hasta 9526 pies con un total de 16 pies con cañones de mayor penetración poder obtener mayor área de flujo de la arenisca.

1.6.6.3.4 *Condición actual del pozo*

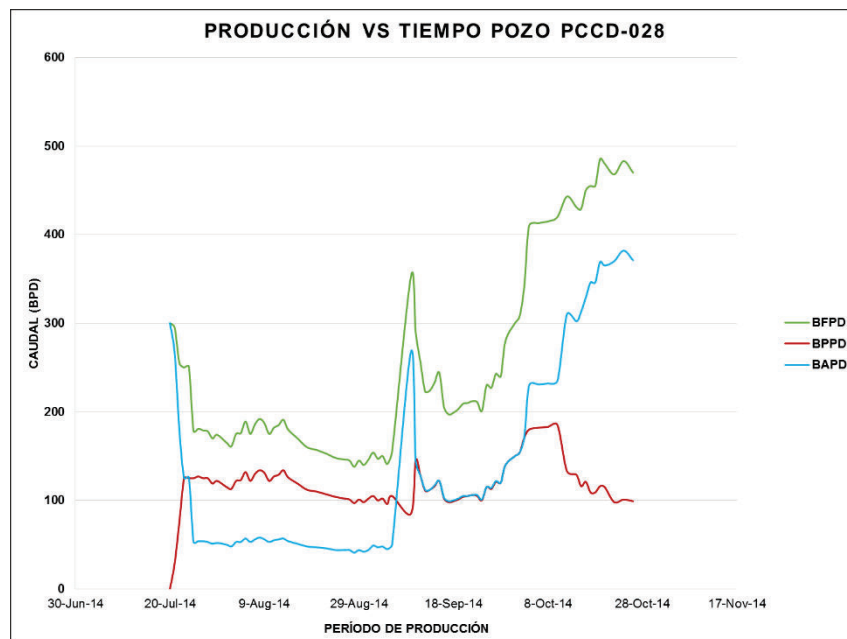
Actualmente el pozo PCCD-028 se encuentra produciendo con un sistema de bombeo electrosumergible de 2 bombas P18 de 134 y 98 etapas. El pozo presenta problemas en la producción, ya que el flujo es intermitente lo cual dificulta la toma de muestras y

la estabilización de parámetros de fondo, otro de los inconvenientes es la baja gravedad API y la alta viscosidad, que al sumarse a la intermitencia de producción ha provocado el apagón del pozo debido a la caída de corriente del setting del variador de frecuencia.

1.6.6.3.5 *Historial de producción del pozo*

El pozo PCCD-028 inició su producción en la arenisca M-1 el 20 de junio del 2014, con una producción de 125 BPPD. La tendencia de producción del pozo PCCD-028 se presenta en la figura 1.13, en la que se puede observar que la producción de fluido, petróleo y agua, varía, tomando en consideración los reacondicionamientos que se han realizado para incrementar la zona de producción y la intermitencia de flujo hacia superficie por las condiciones de gravedad del crudo. En la última prueba de producción realizada en el mes de octubre del 2014 la producción fue de 472 BFPD, 52 BPPD, 378 BAPD.

FIGURA 1.13 PRODUCCIÓN DEL POZO PCCD-028



FUENTE: Departamento de Operaciones, PETROAMAZONAS EP
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

1.6.6.4 POZO TMEA-001

1.6.6.4.1 *Antecedentes*

Las actividades de perforación y completación en el pozo TMEA-001 iniciaron el 16 de enero del 2005, es un pozo de tipo J que alcanzó una profundidad total de 9250 pies (MD).

Los intervalos disparados en el pozo que corresponden a la arenisca M-1 son 8 pies desde 8942 pies a 8950 pies.

1.6.6.4.2 *Descripción Petrofísica*

El espesor de la arenisca M-1 para el pozo TMEA-001 es de 125 pies, con una zona de pago de 54 pies, porosidad promedio de 18% y una saturación de agua de 35%.

1.6.6.4.3 *Reacondicionamiento*

En el pozo TMEA-001 se realizó un trabajo con taladro de reacondicionamiento.

1.6.6.4.3.1 *Reacondicionamiento con Taladro N. 1*

El 26 de octubre del 2012 se realiza trabajo de reacondicionamiento del pozo TMEA-001 para re disparar los intervalos de 8942 pies hasta 8950 de la arenisca M-1, y bajar equipo de bombeo electrosumergible para evaluar la zona.

1.6.6.4.4 *Condición actual del pozo*

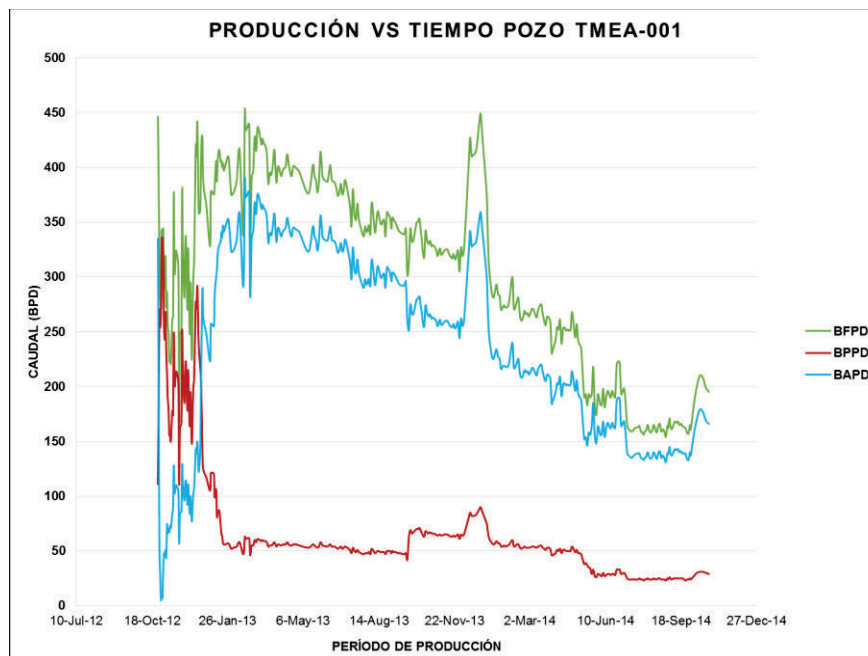
El pozo TMEA-001 se encuentra produciendo con un sistema de bombeo electrosumergible de 2 bombas P18 de 134 y 98 etapas. El pozo presenta problemas

en la producción debido a las características de crudo pesado de baja gravedad API, y la presencia de sólidos los cuales se reflejan en las variaciones de los parámetros de fondo de pozo, con taponamiento de la intake de la bomba.

1.6.6.4.5 *Historial de producción del pozo*

El pozo TMEA-001 inició su producción en la arenisca M-1 el 26 de octubre del 2012, con una producción de 111 BPPD. La tendencia de producción del pozo TMEA-001 se presenta en la figura 1.14, en la que se puede observar la declinación de la producción de fluido, petróleo y agua. En la última prueba de producción realizada en el mes de octubre del 2014 la producción fue de 202 BFPD, 30 BPPD, 172 BAPD, el flujo en superficie es bajo y la gravedad API corresponde a crudos pesados.

FIGURA 1. 14 PRODUCCIÓN DEL POZO TMEA-001



FUENTE: Departamento de Operaciones, PETROAMAZONAS EP
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

1.6.6.5 POZO TMSA-002

1.6.6.5.1 *Antecedentes*

Las actividades de perforación y completación en el pozo TMSA-002 se realizaron del 26 de noviembre del 2011 al 17 de diciembre del 2011, es un pozo tipo J que alcanzó una profundidad total de 8420 pies (MD).

Los intervalos disparados en el pozo corresponden a la arenisca M-1 y son 10 pies desde 7194 pies a 7204 pies, los cuales se evalúan con sistema de bombeo electrosumergible con tres bombas DN – 1750 de 78,78 y 78 etapas.

1.6.6.5.2 *Descripción Petrofísica*

El espesor de la arenisca M-1 superior para el pozo TMSA-002 es de 32 pies, con una zona de pago de 10 pies, porosidad promedio de 18% y una saturación de agua de 35%.

1.6.6.5.3 *Reacondicionamiento*

El pozo TMSA-002 presenta los siguientes trabajos de reacondicionamiento.

1.6.6.5.3.1 *Reacondicionamiento Sin Taladro N. 1*

El 17 de mayo del 2012 se realiza trabajo con unidad de Slick Line, para limpieza de intake y carcasa del motor del sistema electrosumergible con el bombeo de un bache de solventes.

1.6.6.5.3.2 *Reacondicionamiento Sin Taladro N. 2*

El 2 de julio del 2012 se realiza una operación con unidad Slick Line para chequeo de Blanking Plug a 6640.6 pies por recirculación sin éxito debido a que la herramienta no baja por presencia de crudo pesado.

1.6.6.5.3.3 *Reacondicionamiento Sin Taladro N. 3*

El 6 de julio del 2012 se realiza trabajo con unidad de Slick Line, para limpieza de equipo ESP mediante el bombeo de tratamiento químico con un camión bomba.

1.6.6.5.3.4 *Reacondicionamiento Sin Taladro N. 4*

El 14 de julio del 2012 se realiza inyección de solventes y presión por anular y por directa para limpiar taponamiento de intake del equipo ESP, la bomba no arranca por atascamiento, posterior al análisis de laboratorio de determina que fueron sólidos no solubles en HCl es decir arena y arcilla.

1.6.6.5.3.5 *Reacondicionamiento Con Taladro N. 1.*

El 16 de septiembre del 2012 se realiza intervención al pozo con taladro de reacondicionamiento con el objetivo de recuperar equipo ESP instalado, y bajar nuevo equipo electrosumergible con 2 bombas P18 de 134 y 134 etapas.

1.6.6.5.3.5.1 *Reporte de Pulling realizado*

En el reporte se determinó que en la bomba N.1 el eje presentó un giro duro con atascamiento, en la bomba N.2 y N.3 el giro se presentó semiduro, y en las etapas de las bombas existió presencia de sólidos. En la intake o ingreso a la bomba las celdas presentan sólidos adheridos de considerancia semiblanda, por lo cual se produjo taponamiento en la Intake.

La conclusión de acuerdo a los resultados de los análisis de las muestras recolectadas, fue que el taponamiento en el ingreso de la bomba se produjo por las condiciones a las cuales el pozo se encontraba operando, es decir por las características de producción de crudo de baja gravedad API 13.8° API, y PTB mayor a 1.

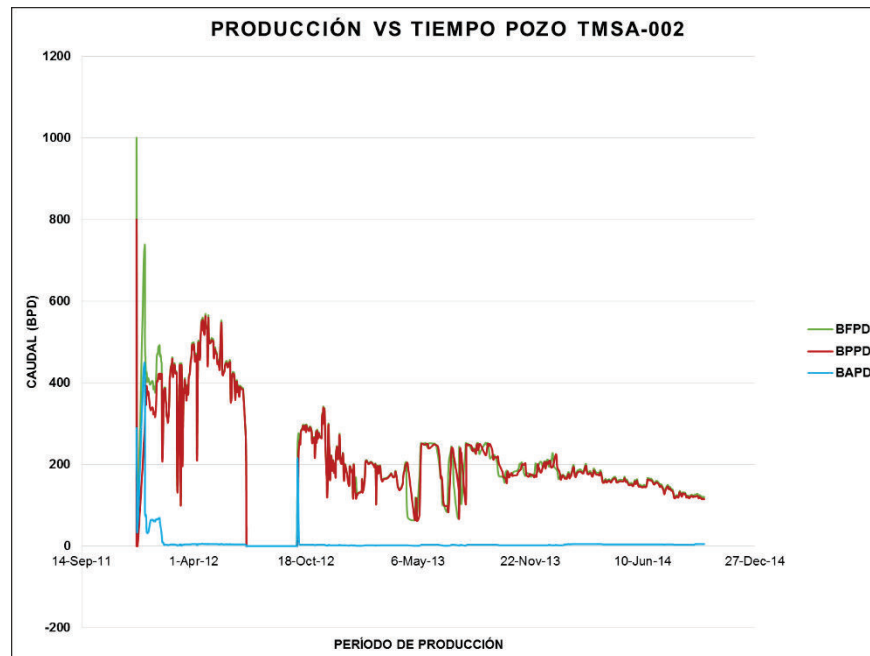
1.6.6.5.4 *Condición actual del pozo*

El pozo TMSA-002 se encuentra apagado, según la información proporcionada por la empresa el pozo se apagó el 28 de septiembre del 2014, el equipo electrosumergible presentó alarma de bloqueo de motor (motor stall), desde marzo del 2013 se presentaron problemas en el equipo de fondo tales como pérdida de comunicación con el sensor de fondo, y se diagnosticó fase a tierra, en septiembre del 2013 y mayo del 2014 se produjeron apagones en el equipo por alarmas de sobrecorriente.

Finalmente en el reporte de falla del equipo electrosumergible se considera un desbalance de fases en el motor.

1.6.6.5.5 *Historial de producción del pozo*

El pozo TMSA-002 inició su producción en la arenisca M-1 superior posterior al reacondicionamiento con torre N.1 el 3 de octubre del 2012, con una producción de 295 BPPD . La tendencia de producción del pozo TMSA-002 se presenta en la figura 1.15, en la que se puede observar la declinación de la producción de fluido y petróleo ya que el BSW del pozo es bajo cuyo valor corresponde a 4%. En la última prueba de producción realizada el 28 de septiembre del 2014 la producción fue de 120 BFPD, 115 BPPD, 5 BAPD.

FIGURA 1.15 PRODUCCIÓN DEL POZO TMSA-002

FUENTE: Departamento de Operaciones, PETROAMAZONAS EP
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ELETROSUMERGIBLE DE CAVIDAD PROGRESIVA ESPCP

2.1 GENERALIDADES

El sistema ESPCP es la combinación de la bomba de cavidad progresiva (PCP) y la bomba eléctrica sumergible (ESP), como un método de levantamiento artificial innovador el cual integra las ventajas de los dos sistemas, formando un equipo compacto conveniente para el manejo de crudos pesados con baja gravedad API.

El equipo ESPCP está formado por una bomba de cavidad progresiva (que forma parte de la familia de bombas de desplazamiento positivo), la cual por su simplicidad de diseño produce menor emulsificación del fluido, se utiliza para producir fluidos viscosos y con alto contenido de gas o arena gracias a su operación la cual consiste en que a medida que el rotor gira excéntricamente dentro del estator, se van formando cavidades selladas entre las superficies de ambos, para mover el fluido desde la succión de la bomba hasta su descarga, la PCP posee pocas partes móviles por lo que su mantenimiento es relativamente sencillo.

Los sistemas ESPCP son aplicados también en pozos desviados al igual que en situaciones donde existan exigencias particulares de seguridad y protección del medio ambiente.

El sistema de levantamiento artificial ESPCP consta de una serie de equipos de superficie y de fondo los cuales se muestran a continuación.

2.2 DESCRIPCIÓN EQUIPOS DE SUPERFICIE

2.2.1 TRANSFORMADORES

En los campos petroleros la distribución de energía eléctrica es variable y consta de rangos de voltaje intermedios de 6000 voltios o más, es por ello que se precisa realizar la transformación de voltaje de distribución ya que el equipo ESPCP funciona con voltajes entre 250 y 4000 voltios.

Los transformadores se encuentran generalmente configurados por una máquina trifásica o un conjunto de máquinas monofásicas, las cuales son unidades llenas de aceite, auto-refrigerables cuyo trabajo permite un amplio rango de voltajes de salida, el cual es necesario para suplir posibles caídas de voltaje en el cable producidas por las diferentes profundidades a las cuales se instala el sistema ESPCP.

Existen dos tipos de transformadores: reductor y elevador como se puede observar en la figura 2.1, los cuales son instalados en la superficie del pozo con sistema ESPCP. El transformador reductor (SDT), reduce el voltaje de distribución de 13.8 kV a voltaje de 480V necesarios para el funcionamiento del VSD, mientras que el transformador elevador (SUT), eleva el voltaje de salida del VSD de 480V al requerido por el motor electrosumergible que oscila en rangos de (1000V – 3760V).

2.2.2 CONTROLADOR DE VELOCIDAD VARIABLE (VSD)

El variador de frecuencia o controlador de velocidad variable VSD convierte la corriente alterna trifásica, generalmente de 480V, a un suministro de corriente continua. Posteriormente utilizando semiconductores de potencia el controlador invierte secuencialmente este suministro de corriente continua para generar 3 fases de salida en corriente alterna de potencia pseudosinusoidal, cuya frecuencia y voltajes son controlables.

El rango operativo de frecuencias oscila entre 30 Hz y 90 Hz, se debe considerar la velocidad de la bomba como directamente proporcional a la frecuencia de suministro de energía, ya que al variar la frecuencia de energía aplicada al motor, cambia la velocidad rotacional del mismo y de la bomba directamente acoplada, al variar la velocidad de la bomba se puede ajustar el caudal de acuerdo a los intereses y características específicas del yacimiento sin modificar la unidad en el fondo del pozo. En la figura 2.2 se puede observar el VSD listo para su instalación.

FIGURA 2.1 TRANSFORMADOR SDT/SUT



FUENTE: Campo Pañacocha, plataforma B, PETROAMAZONAS EP.
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

FIGURA 2.2 VARIADOR DE FRECUENCIA VSD



FUENTE: Campo Pañacocha, plataforma B, pozo PCCB-006T, PETROAMAZONAS EP.
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

2.2.2.1 Efectos del variador de frecuencia en el motor

El motor de fondo posee un torque de salida máximo específico, siempre que se suministre el voltaje de placa a sus terminales, el torque se puede lograr variando el voltaje en proporción a la frecuencia, y como resultado se obtendrá una potencia de salida directamente proporcional a la velocidad, ya que la potencia se obtiene al multiplicar el torque o capacidad de momento de torsión por la velocidad.

$$Potencia\ nueva\ del\ motor = \left(\frac{Nueva\ frecuencia}{60Hz} \right) Potencia\ del\ motor @ 60Hz \quad (2.1)$$

2.2.2.2 Características del variador de frecuencia Electrospeed3

- Software MaxStartTM, el cual proporciona control para el arranque en condiciones altamente exigentes de fondo de pozo.
- Función de barrido de frecuencias MaxPointTM, el cual asegura el mínimo impacto en el yacimiento durante el arranque o cuando se realizan cambios de condiciones o parámetros.
- Posee un conversor de potencia optimizado que asegura el mínimo impacto en la red de distribución eléctrica.
- Total compatibilidad con los sensores de fondo, lo que permite monitorear parámetros de fondo y optimizar la producción.
- Sistema gráfico de control (GCS), para acceder a la visualización y control de la información durante la calibración y operación mediante datos, tendencias y eventos.
- Control de torque del motor, evitando situaciones de torque excesivo que afecte la vida útil del sistema de bombeo.

2.2.2.3 Especificaciones técnicas del variador de frecuencia

En la Tabla 2.1 se puede observar las especificaciones técnicas del variador de frecuencia al igual que en el anexo 2.

TABLA 2.1

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL VSD

Especificaciones técnicas del VSD	
Voltaje de entrada	380V-480V, 50 o 60 Hz
Voltaje de salida	380V - 480V
Frecuencia de entrada	48 Hz - 52 Hz
Frecuencia de salida	10Hz - 120 Hz
Forma de onda de salida	6 escalones/PWM/FPWM
Armónicos de entrada	6 pulsos/ 12 pulsos / normas IEEE
Controles	Configuración y operación por teclado

FUENTE: Manual, Variadores de velocidad para bombas de cavidad progresiva, Baker Hughes, 2010.

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

2.2.2.4 Ventajas del controlador de velocidad variable

- Permite variación de velocidad en un rango amplio y tiempo corto, ya que la velocidad puede ser controlada automáticamente.
- Permite el ajuste en rampas de arranque (arranque suave) y parada reduciendo los picos de corriente y controlando el torque del sistema.
- Balancea el voltaje de salida para reducir el calentamiento del motor.
- Estos equipos poseen puertos para señales analógicas y/o digitales para captar variables medidas en el cabezal o en el pozo y tomar acciones al respecto.
- Facilita la optimización ya que la mayoría de las acciones de campo (supervisión y control) se pueden ejecutar de manera remota.
- Extiende la vida útil del equipo de fondo de pozo, mediante el control del torque del motor, y las operaciones antes mencionadas.

2.2.2.5 Desventajas del controlador de velocidad variable

- Fragilidad del equipo, ya que en ocasiones se ven afectados por factores ambientales (intemperie, altas temperaturas, humedad, polvo, corrosión, etc.).
- Poca experiencia por parte de los operadores en este tipo de tecnología lo cual puede superarse con adiestramiento adecuado.
- Generación de armónicos que se realimentan en la línea de suministro del fluido eléctrico y que pueden causar daños en los generadores y en las líneas de transmisión.

2.2.3 CAJA DE CONEXIONES

La caja de conexiones, algunas veces llamada caja de venteo se encuentra entre el transformador elevador (SUT) y el cabezal del pozo y realiza tres funciones.

1. Proporcionar un punto para conectar el cable que proviene del transformador elevador al cable eléctrico de potencia procedente del fondo del pozo.
2. Proveer un desfogue a la atmósfera para el gas que pueda migrar por el cable de potencia desde el fondo o que se encuentre en la armadura de protección del cable.
3. Facilitar puntos de prueba accesibles para la revisión eléctrica de los equipos subsuperficiales.

2.2.4 CABEZAL DEL POZO

El cabezal de pozo está diseñado para soportar el peso del equipo subsuperficial y para mantener control sobre el espacio anular del pozo. Debe estar equipada con un empaquetamiento que proporcione un sello positivo alrededor del cable y de la tubería de producción. El cabezal de pozo deberá resistir altas presiones diferenciales que alcanzan los 10000 psi.

En la cabeza del pozo se puede observar la presencia de válvulas que regulan presiones y controlan el flujo, como se puede observar en la figura 2.3.

FIGURA 2.3 CABEZAL DEL POZO



FUENTE: Campo Pañacocha, plataforma B, pozo PCCB-005T, PETROAMAZONAS EP.
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

2.2.5 ACCESORIOS

2.2.5.1 Válvula de retención

Puede utilizarse una válvula de retención o checkvalve, generalmente ubicada de 2 a 3 tramos de tubería por encima de la descarga de la bomba, para mantener una columna llena de fluido sobre la bomba, de manera que cuando el motor deja de trabajar la válvula impide el regreso de la columna de fluidos.

2.2.5.2 Válvula de Drenado o Purga

Su función es establecer comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción, se coloca de una a tres tuberías sobre la válvula de retención para evitar la eventual remoción de la tubería con todo el fluido contenido en él.

2.2.5.3 Centralizador

Los centralizadores son frecuentemente utilizados en aplicaciones del sistema ESPCP para ubicar el equipo en el centro del pozo y son especialmente útiles en pozos desviados, para eliminar el daño externo y para asegurar la refrigeración uniforme del equipo, además de proporcionar protección al cable y al equipo electrosumergible evitando la fricción con las tuberías del pozo, y daños por corrosión que se acelera de haber daño en la tubería durante la instalación.

2.2.6 CABLE DE POTENCIA

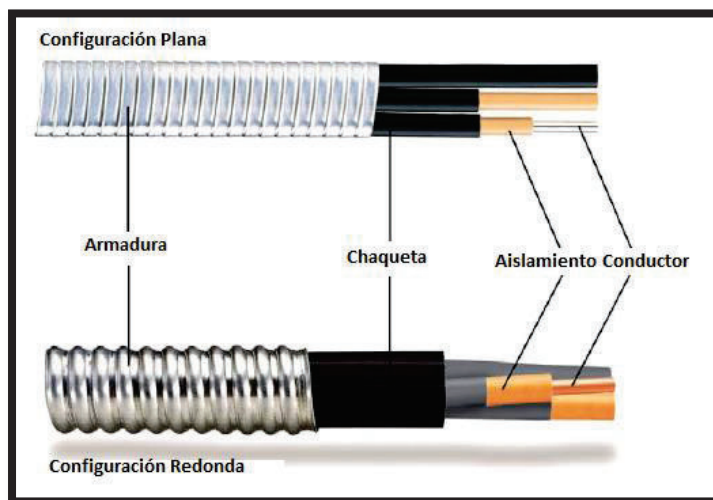
2.2.6.1 Generalidades

El cable de potencia es el enlace entre el equipo de fondo de pozo y la fuente de alimentación. La potencia es transmitida al motor sumergible por las bandas del cable. Este cable debe ser de construcción robusta para evitar daños mecánicos, y debe ser capaz de conservar sus propiedades físicas y eléctricas cuando son expuestos a líquidos calientes y gases en los pozos de petróleo.

2.2.6.2 Componentes del cable de potencia

Los cables son construidos en configuraciones redondas y planas. La mayoría de los cables están formados por al menos cuatro componentes: un conductor, aislamiento, chaqueta y armaduras, como se presenta en la figura 2.4.

FIGURA 2.4 COMPONENTES DE CABLE DE POTENCIA



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

2.2.6.3 Flejes

Los flejes se utilizan para fijar el cable de potencia a la tubería de producción. Se utiliza generalmente un intervalo de 15 ft entre los flejes, otra de las funciones es fijar el cable de extensión del motor a la bomba y al sello. Los materiales básicos utilizados en la construcción de los flejes son el acero al carbón, el acero inoxidable y el monel, los cuales varían en ancho y espesor de acuerdo a las características particulares.

2.2.6.4 Protectores para cable

Se utilizan protectores especiales para aportar mayor protección mecánica al cable. Estos protectores son básicamente de dos tipos.

- Protectores en las uniones de la tubería, que protegen y sujetan al cable en la zona de mayor riesgo, es decir donde el diámetro de la tubería de producción es mayor.
- Protectores para el medio de cada tubo, que proveen protección adicional.

Los materiales pueden variar bastante pero estos protectores son generalmente de acero común inoxidable o de algún tipo de caucho.

2.2.6.5 Requisitos especiales del cable de potencia

Debido a la extrema y variante naturaleza de los pozos petroleros, el cable debe ser duradero en un amplio rango de condiciones, para alargar la vida útil del cable se debe prevenir daños mecánicos o causados por la descompresión.

2.2.6.5.1 *Descompresión*

Es la reducción rápida de la presión sobre el cable, originando burbujas en el interior del aislamiento, causando el daño del mismo, estas condiciones se dan debido a que algunos pozos poseen alto GOR, cuando la bomba baja el nivel de líquido en el pozo o cuando el cable es sacado del pozo.

Los diseñadores del cable de potencia utilizan diversos métodos para prevenir este daño por descompresión, mediante el cubrimiento del cable con una capa impermeable de plomo, el uso de armadura y la contención del aislamiento, para que no se forme burbujas en su interior.

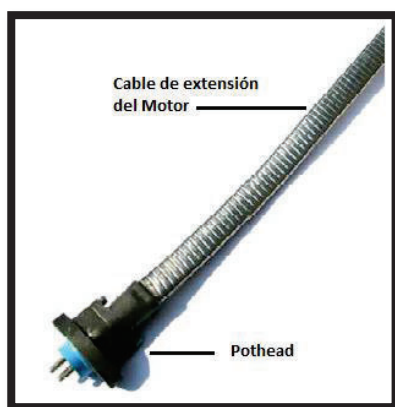
2.2.6.5.2 *Daño Mecánico / Corrosión*

El daño mecánico se produce durante el transporte y la instalación del cable en el pozo, sumado a las condiciones a las que se encuentra expuesto una vez instalado tales como líquidos corrosivos y gases, por lo cual se debe incorporar la armadura metálica formada de diferentes materiales como acero galvanizado, acero inoxidable y monel. La armadura también está disponible en una gama de espesores para satisfacer las exigencias físicas y las demandas corrosivas del medio ambiente del pozo.

2.2.6.6 Cable de extensión del motor (MLE)

Es el cable conductor que conecta el cable principal de potencia al motor. El cable de extensión se empalma con el cable de potencia y se baja sujeto al ensamblado de la bomba y del sello hasta llegar al pothead (conecta directamente al cable conductor y al motor) como se observa en la figura 2.5. El cable de extensión del motor siempre tiene un perfil plano para que la bomba pueda ser de un tamaño tan grande como sea posible, permitiendo que el sistema ESP tenga una capacidad máxima de flujo y eficiencia.

FIGURA 2.5 CABLE EXTENSIÓN DEL MOTOR (MLE)



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

2.2.6.7 Selección del cable BES

Uno de los principales requisitos es que el cable sea capaz de entregar la cantidad de corriente requerida por el motor ESP a un voltaje lo suficientemente alto en los terminales para arrancarlo y operarlo. Se debe tomar en cuenta que mientras más grande sea el cable, más potencia puede suministrar al motor y viceversa.

La capacidad máxima para que un cable pueda transmitir depende de varios factores como: temperatura, material, diámetro del conductor y construcción del conductor, es

importante calcular la caída de voltaje debido a que por la resistencia propia del conductor al paso de corriente genera consumo de potencia elevando, al igual que la temperatura la cual causa que el voltaje que llega al motor desde superficie sea menor, además se debe considerar para la correcta selección el espacio disponible en el pozo para el cable, la cantidad de gas en el fluido producido, las limitaciones de peso impuestas por el manejo de los equipos en superficie y la cantidad y tipo de agentes corrosivos en el fluido del pozo.

2.2.6.7.1 *Tipos de Cable*

Hay diseños diferentes de cable de potencia con una variedad de tamaños de conductores, rangos de voltajes, índice de temperatura y dimensiones físicas.

- **CEL**

Este cable se utiliza para condiciones extremas en fondo de pozo, caracterizado por una aislante especial de goma (EPDM) resistente al crudo para mayor fuerza dieléctrica y excelente resistencia a la descompresión. El cable CEL es aplicable a un amplio rango de temperaturas desde -40°F a 450°F.

- **CPL**

Este cable se adecúa mejor a condiciones frías en el pozo y se caracteriza por un robusto aislante de polipropileno especialmente diseñado para resistir el deterioro y extender la vida útil. El cable CPL es aplicable a un amplio rango de temperaturas desde 40°F a 257°F.

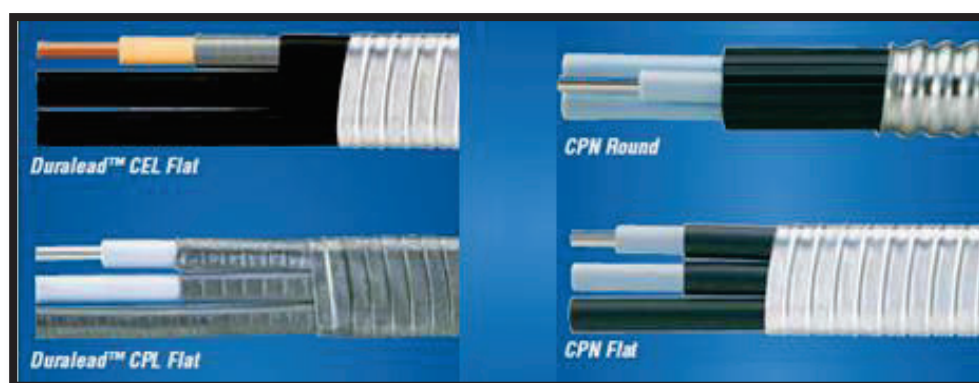
Ambos diseños tanto el CEL como el CPL utilizan una cubierta de plomo puro sobre el aislante, resistente a la corrosión, para mayor flexibilidad y vida útil. Estos cables son ideales para pozos con alto contenido de gas y altos niveles de CO_2 y H_2S .

- **CPN**

Para condiciones favorables de fondo de pozo, el cable CPN se caracteriza por tener el mejor grado de polipropileno y una chaqueta de goma de nitrilo especialmente formulada para brindar protección física adicional contra el gas, el calor y la presión.

La coraza de acero galvanizado brinda protección total a ambas configuraciones tanto redonda como plana. El cable CPN es aplicable en un rango de temperaturas desde -30°F hasta 205° F.

FIGURA 2.6 TIPOS DE CABLE DE POTENCIA



FUENTE: DATA SHEET, ESP SYSTEM CABLE, Centrilift, Baker Hughes, 2007
ELABORACIÓN: Baker Hughes

En el anexo 2 se puede observar las características de los diferentes tipos de cables al igual que las especificaciones para cada uno de ellos.

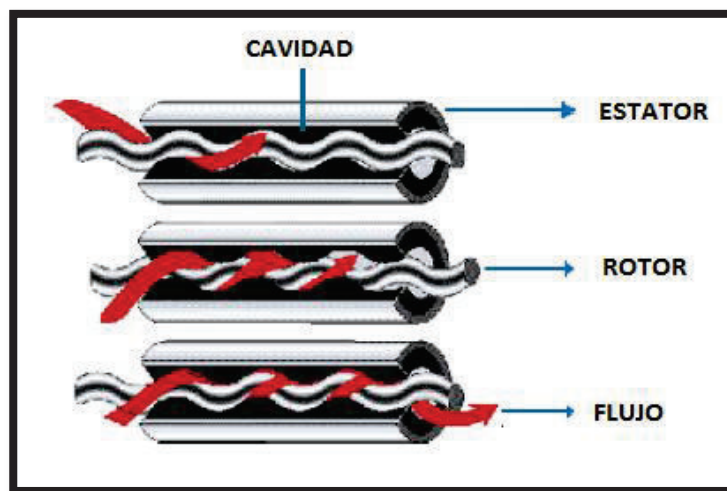
2.3 DESCRIPCIÓN EQUIPOS DE FONDO

2.3.1 BOMBA CAVIDAD PROGRESIVA, PCP

2.3.1.1 Principio de Funcionamiento

La PCP es una bomba de desplazamiento positivo, la cual consta de un rotor de acero en forma helicoidal de paso simple y sección circular que gira excéntricamente dentro del estator de elastómero vulcanizado formando una serie de cavidades idénticas de 180° entre la superficie de ambos. Las cavidades están hidráulicamente selladas, por medio de las cuales el fluido se desplaza desde la succión hasta la descarga de la bomba, de esta manera cuando una cavidad se abre, la cavidad opuesta se cierra exactamente a la misma rata, obteniéndose flujo constante no pulsante. La figura 2.7 representa el principio de funcionamiento de la bomba PCP.

FIGURA 2.7 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO PCP

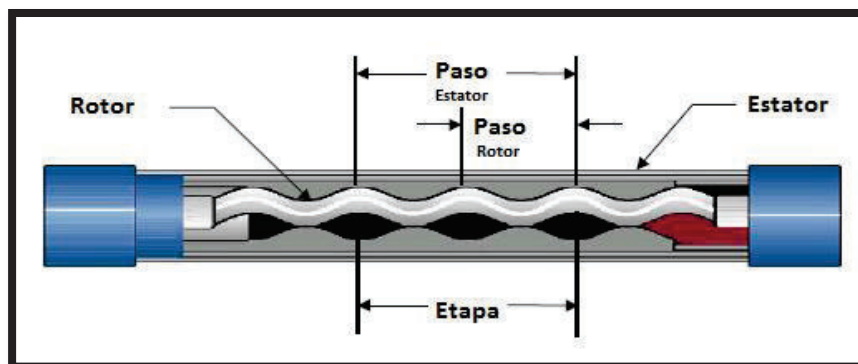


FUENTE: Hirschfeldt Marcelo, Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, 2008
ELABORACIÓN: Marcelo Hirschfeldt

2.3.1.2 Configuración de la bomba de cavidad progresiva

La configuración de la PCP para su funcionamiento está dada por los componentes que se observan en la figura 2.8.

FIGURA 2.8 CONFIGURACIÓN DE LA PCP



FUENTE: ESPCP™ An Alternative Lift Method for Difficult Applications, Centrilift Baker Hughes, 2010.

ELABORACIÓN: Baker Hughes

2.3.1.2.1 *Rotor*

El rotor metálico es la pieza interna conformada por una sola hélice, fabricado a partir de una barra cilíndrica de acero en un torno espiral, mecanizado con precisión y recubierto con una capa de material altamente resistente a la abrasión, posee un espesor cromado de 0.010" a 0.020". Se debe tomar en cuenta el hinchamiento del estator para poder seleccionar correctamente el rotor, para lo cual de haber la posibilidad se debe realizar una prueba de compatibilidad del elastómero con el fluido a producir.

2.3.1.2.2 *Estator*

Es el componente estático de la bomba, se encuentra en la parte externa y está constituido por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero

moldeado en forma de hélices enfrentadas entre sí. La longitud de paso del fluido del estator es siempre 2 veces la del rotor.

2.3.1.2.3 *Elastómero*

El elastómero es el material galvánico que reviste internamente al estator, el cual puede deformarse y recuperar inmediatamente su dimensión original, esta propiedad se conoce como resiliencia, y es la que hace posible que se produzca la interferencia entre el rotor y el estator la cual determina la hermeticidad entre las cavidades y en consecuencia la eficiencia de la bomba. Para la selección del elastómero se debe tomar en cuenta las condiciones del pozo, la diferencia entre el diámetro del rotor y el menor diámetro del elastómero, para que no exista un estrés elevado al verse apretado provocando deformaciones del elastómero o produciendo pérdida de eficiencia volumétrica por espacio muy holgado.

El elastómero también debe presentar resistencia química para manejar los fluidos producidos y excelentes propiedades mecánicas para resistir los esfuerzos y la abrasión. En la tabla 2.2 se observan las propiedades requeridas por el elastómero.

TABLA 2.2

PROPIEDADES MECÁNICAS REQUERIDAS POR EL ELASTÓMERO

Propiedades mecánicas requeridas	
Hinchamiento	Del 3 al 7% máximo
Resistencia Tensil	Mayor a 55 Mpasal
Elongación a la ruptura	Mayor al 500%
Resistencia a la fatiga	Mayor a 55.000 ciclos

FUENTE: Chacín Nelvy, "Bombeo de Cavidad Progresiva". Venezuela, 2003
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Cambios comunes en las propiedades mecánicas de los Elastómeros.

- ***Hinchazón.***

El hinchamiento origina un excesiva interferencia dando como resultado un torque excesivo y calentamiento ocasionando la posible destrucción del elastómero, éste valor se puede obtener mediante pruebas de compatibilidad o tomando valores de referencia de crudo de composición similar.

- ***Endurecimiento***

El endurecimiento afecta negativamente a la resiliencia y como consecuencia la eficiencia de la bomba.

- ***Reblandecimiento***

Deteriora la hermeticidad entre las cavidades y por ende la eficiencia de la bomba.

- ***Histéresis***

Está relacionada con la fricción excesiva entre el rotor y el estator producido por aumento en la temperatura, debido a un ajuste apretado entre ambos elementos, a un exceso de volumen de gas libre o ausencia de líquido para lubricar.

Aspectos para una correcta selección de elastómeros

- ***Gravedad específica del crudo***

Crudos con grado API menor a 25° pueden ser manejados con elastómeros convencionales de nitrilo de la serie LT2000, mientras que crudos de mayor grado API

requieren un elastómero más resistente como el LT4000, dado que esta propiedad puede causar hinchamiento no se debe utilizar en crudos de grado API mayor a 40°.

- ***Corte de agua en el crudo***

El agua de formación causa un grado limitado de hinchazón, incluso en ocasiones actúa como diluyente de ciertos aromáticos, pero se debe considerar que bajo largos períodos de tiempo y temperaturas puede convertirse en un problema para el buen funcionamiento del elastómero.

- ***Contenido de H_2S y CO_2***

El H_2S provoca un grado de rigidez en el elastómero debido que reacciona químicamente con la estructura de la goma, causando endurecimiento, contracción y finalmente la ruptura del material.

El CO_2 causa difusión en la matriz de la goma del elastómero causando hinchazón y suavizándola debido a que se produce una interacción física.

- ***Temperatura***

Dado que los elastómeros son componentes orgánicos, su resistencia a la temperatura es limitada, el valor límite establecido es de 180° F para compuestos de nitrilo comunes (NBR) y de 300°F para nitrilos hidrogenados (HNBR), si el rango excede esos valores se debe aumentar la longitud del estator con el propósito de reducir los niveles de estrés del elastómero.

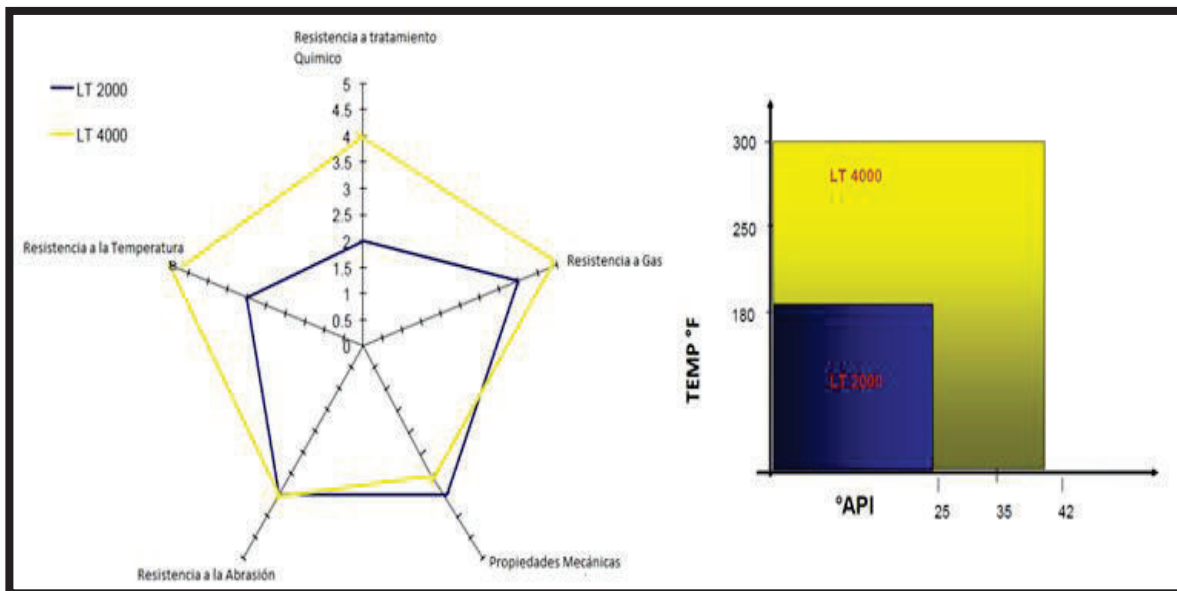
- **Contenido de arena en el crudo**

El contenido de arena y el tamaño de las partículas influyen en el desgaste del elastómero, contenidos de arena bajo el 1% son considerados bajos, entre el 1% y el 3% son considerados medios y sobre los 3% altos, tomando en cuenta este aspecto se requiere seleccionar un elastómero con excelente recuperación elástica.

- **Relación Líquido-Gas, GLR**

Los estatores pueden manejar alto contenido de gas en la succión, sin embargo el correr en vacío originaría un exceso de fricción, elevando la temperatura y quemando la goma del elastómero, se debe considerar un ajuste holgado para prevenir estos inconvenientes, y es recomendable no manejar fluidos con un porcentaje mayor a 40% de gas libre en succión. En la figura 2.9 se puede observar la relación de los aspectos para selección de los diferentes tipos de elastómeros.

FIGURA 2.9 ASPECTOS PARA SELECCIÓN DE ELASTÓMEROS



FUENTE: Elastomer Application Guideline for PCP, Centrilift Baker Hughes, 2010.
ELABORACIÓN: Baker Hughes

Tipos de elastómeros y características

Para la elección del elastómero apropiado se debe tomar en consideración las características de cada uno de los tipos de los elastómeros que pueden observarse en la tabla 2.3.

TABLA 2.3
TIPOS DE ELASTÓMEROS

Elastómero	Características
LT2000	Fluidos de hasta 25° API
	Fluidos de hasta 180°F de temperatura
	Maneja fluidos con el 40% de gas libre en Intake
	Maneja hasta 0.03% de H_2S (300ppm)
	Maneja hasta el 15% de CO_2 (150000 ppm)
LT2500	Fluidos de hasta 40° API
	Fluidos de hasta 180°F de temperatura
	Maneja fluidos con el 40% de gas libre en Intake
	Maneja hasta 0.03% de H_2S (300ppm)
	Maneja hasta el 15% de CO_2 (150000 ppm)
LT4000	Fluidos de hasta 40° API
	Fluidos de hasta 300°F de temperatura
	Maneja fluidos con el 40% de gas libre en Intake
	Maneja hasta 1% de H_2S (10000ppm)
	Maneja hasta el 15% de CO_2 (150000 ppm)

FUENTE: Technical Data Summary, Elastomer Comparison, Centrilift Baker Hughes, 2011

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

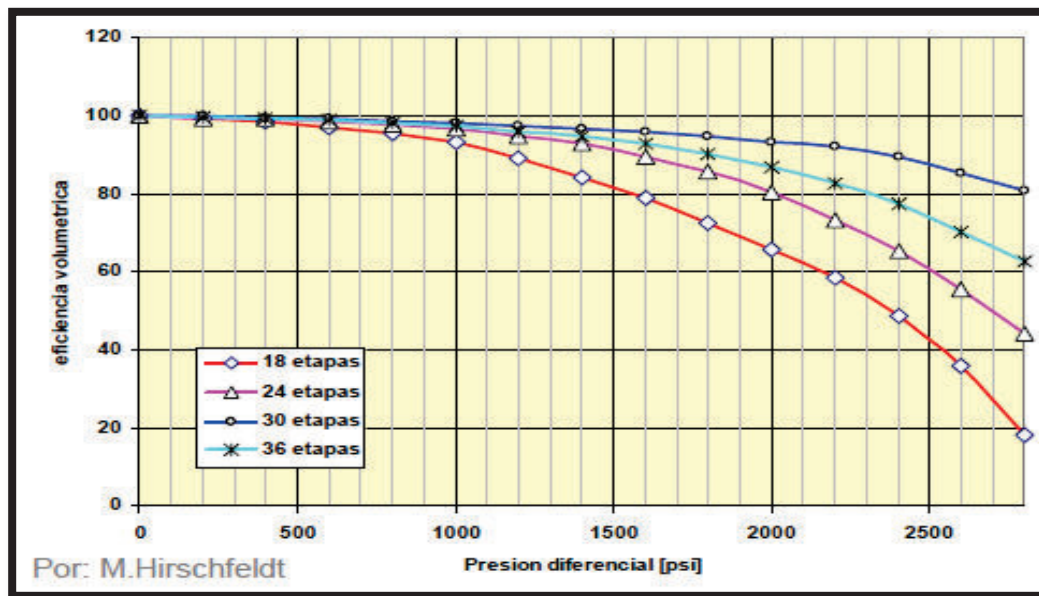
2.3.1.2.4 *Etapa*

La etapa se puede considerar como la longitud mínima que la bomba debe presentar para que pueda producirse la acción de bombeo, de etapa a etapa se genera una presión diferencial de esta manera dicha presión incrementa de una etapa a la siguiente dentro de la bomba, por esta razón la presión diferencial es proporcional al

número de etapas, debido a esto si se necesita aumentar la producción se debe incrementar su longitud o diámetro, cada etapa puede soportar aproximadamente 85 psi. Las etapas con longitudes cortas, son aplicadas para producción de fluidos viscosos con presencia de sólidos, mientras que las longitudes largas son aplicadas para altas tasas de flujo.

A medida que exista mayor capacidad de elevación es decir mayor número de etapas se tendrá menor escurrimiento (diferencia entre el desplazamiento o caudal de la bomba a una determinada presión diferencial y el caudal real inicial a presión cero) y mayor eficiencia volumétrica, como se observa en la figura 2.10.

FIGURA 2.10 EFICIENCIA DE FLUJO EN FUNCIÓN AL NÚMERO DE ETAPAS



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

2.3.1.3 Geometrías de las bombas de cavidad progresiva

Existen distintas geometrías en PCP las cuales están relacionadas directamente con el número de lóbulos del estator y rotor. Las PCP utilizan un rotor de n lóbulos dentro de un estator de $n+1$ lóbulos, definiendo así su nomenclatura de la siguiente manera:

N° de lóbulos de rotor: 1

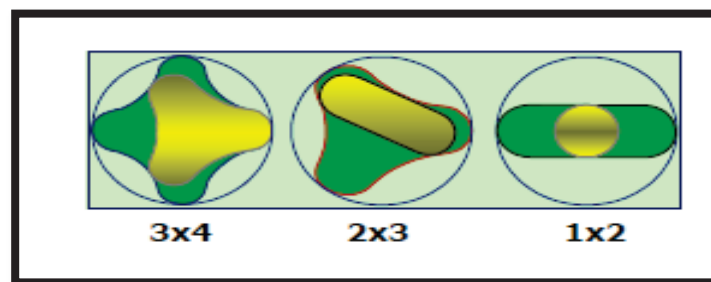
N° de lóbulos del estator: 2

Geometría: 1:2

De acuerdo a esta relación se puede clasificar las bombas PCP en dos grandes grupos:

- **“Singlelobe” o single lobulares.-** Geometría 1:2
- **“Multilobe” o multilobulares.-** Geometría 2:3; 3:4; etc.

FIGURA 2.11 GEOMETRÍAS DE LA PCP

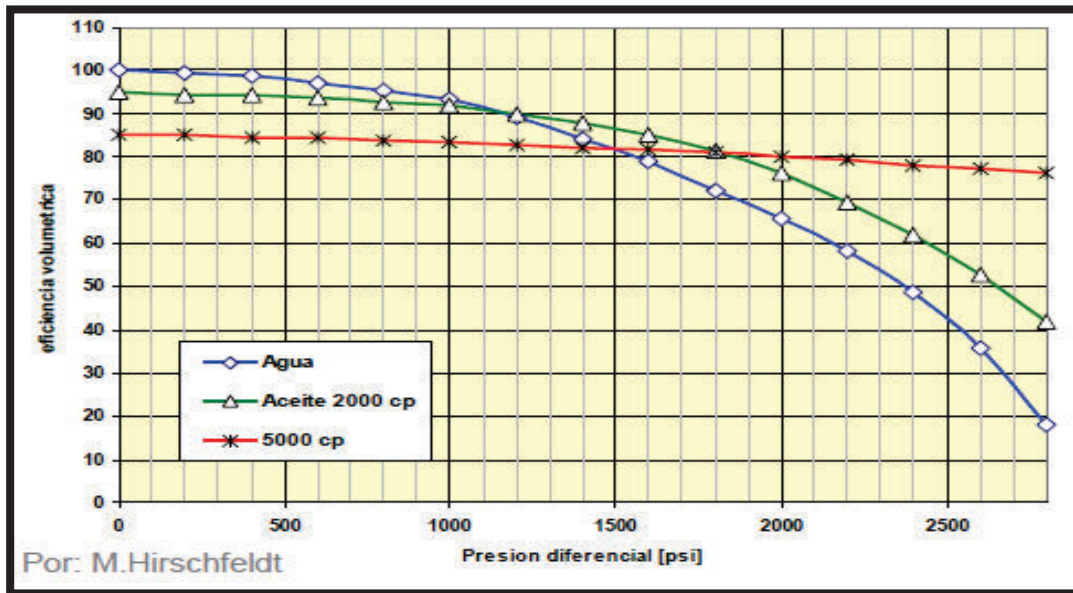


FUENTE: Chacín Nelvy, “Bombeo de Cavidad Progresiva”. Venezuela, 2003
ELABORACIÓN: Nelvy Chacín.

2.3.1.4 Eficiencia de Flujo en función de la viscosidad del fluido.

La viscosidad contribuye a disminuir el escurrimiento y aumentar la eficiencia volumétrica a medida que su valor es mayor. La eficiencia inicial menor se debe a que el área de flujo transversal se ve afectada por la adherencia de fluido viscoso a las paredes del estator, sin embargo a mayores presiones la eficiencia se mantiene casi constante, como se representa en la figura 2.12.

FIGURA 2.12 EFICIENCIA DE FLUJO EN FUNCIÓN DE VISCOSIDAD DEL FLUIDO



FUENTE: Hirschfeldt Marcelo, Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, 2008

ELABORACIÓN: Marcelo Hirschfeldt

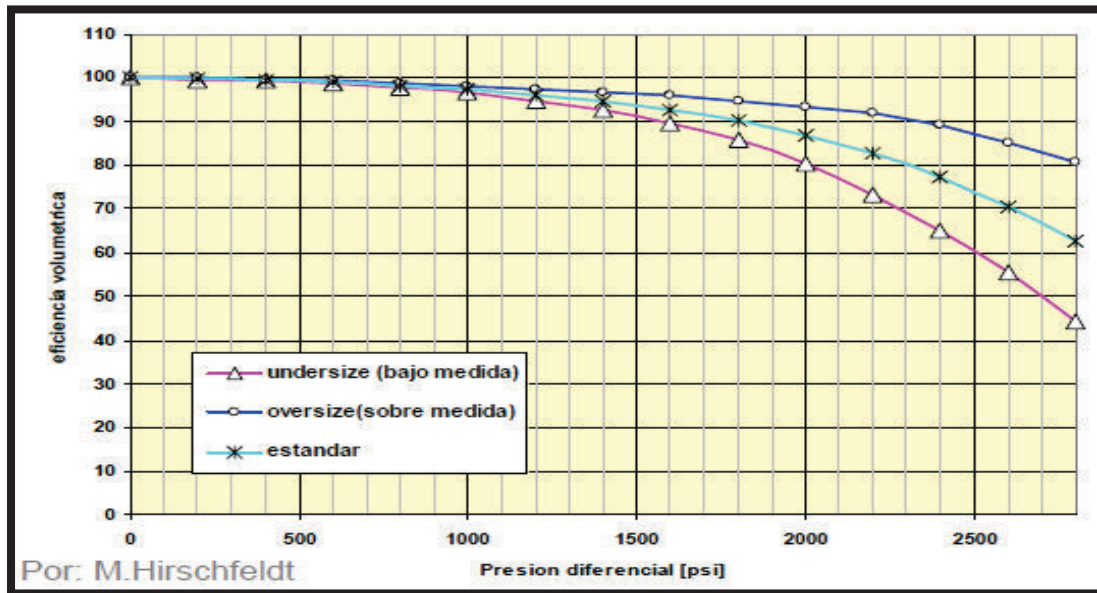
2.3.1.5 Eficiencia de flujo en función de la interferencia rotor/estator

El dimensionamiento del estator y rotor se debe escoger correctamente debido a que la eficiencia volumétrica y el escurrimiento son dependientes de esta selección, como se observa en la figura 2.13.

2.3.1.6 Curva de rendimiento de la bomba de cavidad progresiva

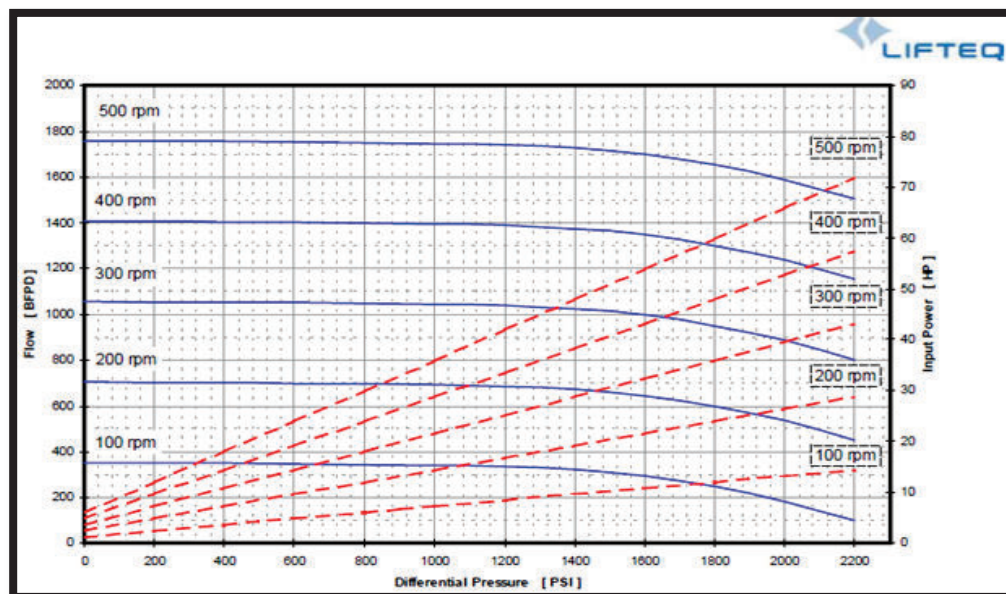
En la figura 2.14 que corresponde a una bomba PCP se puede observar la relación existente entre la potencia, la velocidad es decir las revoluciones por minuto (RPM) y el caudal obtenido al utilizar la bomba seleccionada, representando de esta forma el rendimiento de la PCP, donde podemos observar que la bomba trabaja rotando a una velocidad de 100 a 500 RPM, para un correcto funcionamiento la bomba PCP debe funcionar en un rango de 190 a 315 RPM.

FIGURA 2.13 EFICIENCIA DE FLUJO EN FUNCIÓN DE INTERFERENCIA



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

FIGURA 2.14 CURVA DE RENDIMIENTO DE LA PCP

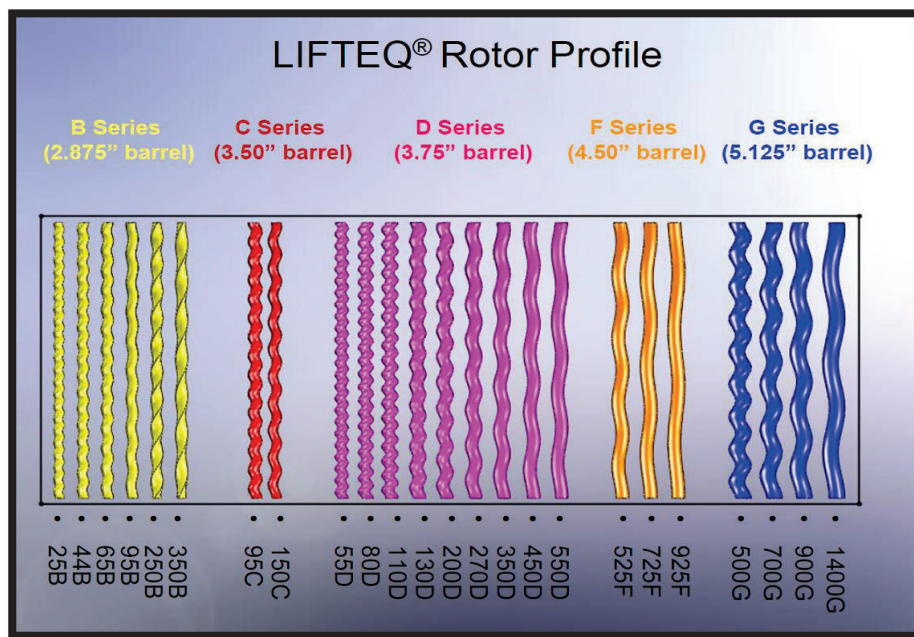


FUENTE: ESPCP™ An Alternative Lift Method for Difficult Applications, Centrilift Baker Hughes, 2010.
 ELABORACIÓN: Baker Hughes

2.3.1.7 Tipos de bombas de cavidad progresiva

Se tienen diferentes tipos de bombas de cavidad progresiva con las que se puede contar para el diseño de acuerdo a las características de los fluidos y del pozo a completarse. En la figura 2.15 se pueden observar algunos tipos de PCP.

FIGURA 2.15 TIPOS DE BOMBAS PCP



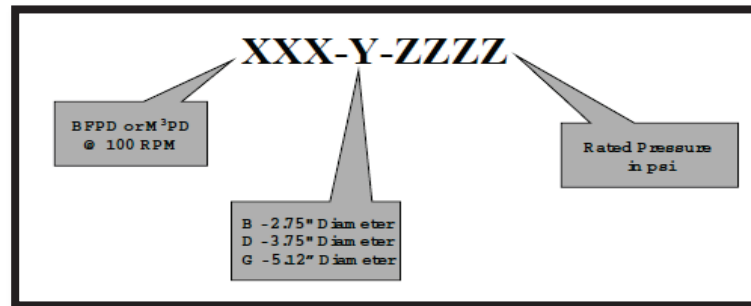
FUENTE: PCP Training, Theory and Overview, Centrilift Baker Hughes, 2011
ELABORACIÓN: Baker Hughes

En el anexo 2 se puede observar las especificaciones de cada una de las bombas para poder determinar de esta manera la correcta selección.

2.3.1.8 Nomenclatura de bomba de cavidad progresiva

Como se indica en la figura 2.16, la nomenclatura de la bomba viene dada por el número de barriles de fluido por día a 100 RPM, el diámetro externo de la bomba (OD) en pulgadas, y el diferencial de presión en psi.

FIGURA 2.16 NOMENCLATURA DE LA PCP



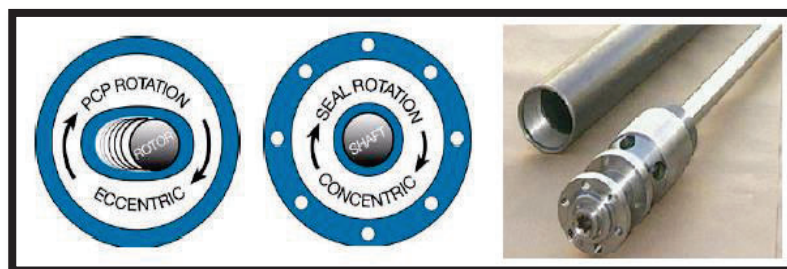
FUENTE: ESPCP™ An Alternative Lift Method for Difficult Applications, Centrilift Baker Hughes, 2010.

ELABORACIÓN: Baker Hughes

2.3.2 CONJUNTO DE EJE FLEXIBLE

Tiene como función principal conectar la bomba a la sección sellante, mediante un eje largo de alta resistencia convierte la rotación concéntrica del sello en rotación excéntrica para la PCP, además transfiere el empuje axial hacia el sello, este componente está diseñado para trabajar con altos torques, altas cargas axiales, y altas cargas radiales mediante un cojinete de carburo de tungsteno, como se observa en la figura 2.17. En la tabla 2.4 se citan las diferentes series de eje flexible con su descripción.

FIGURA 2.17 EJE FLEXIBLE



FUENTE: ESPCP™ An Alternative Lift Method for Difficult Applications, Centrilift Baker Hughes, 2010.

ELABORACIÓN: Baker Hughes

TABLA 2.4

SERIES DE CONJUNTO DE EJE FLEXIBLE Y ADMISIÓN

Conjunto de eje flexible y admisión			
Descripción	Serie 400	Serie 500	Serie 600
Diámetro externo alojamiento (pg)	4	5.13	6.75
Largo (pie)	8	8	8
Medida mínima de entubado (pg)	5 1/2	7	8 5/8
Peso de entubado (lb)	17	32	44
Diámetro de eje flexible (pg)	1.25	1.5	1.56
Cojinetes radial y axial	Carbonato de tungsteno	Carbonato de tungsteno	Carbonato de tungsteno

FUENTE: Catálogo, Sistemas de electrobombas sumergibles de cavidad progresiva para bombeo artificial, Centrilift Baker Hughes, 2010

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

2.3.3 SECCIÓN DEL SELLO

El sello cumple ciertas funciones tales como evitar que los fluidos del pozo ingresen a la caja reductora y al motor, permitir que el aceite lubricante del motor y caja reductora se expanda cuando varía la presión y temperatura, ecualizar la presión del pozo con la presión interna de motor y la caja reductora, y absorber el empuje axial de la bomba, el sello debe trabajar no con un valor menor al de 150 RPM debido a que la película de aceite existente entre las zapatas de absorción de carga se eliminarían y se produciría un desgaste prematuro. En la figura 2.18 se observa un diagrama del sello con sus componentes, y en la tabla 2.5 las series y su descripción respectiva.

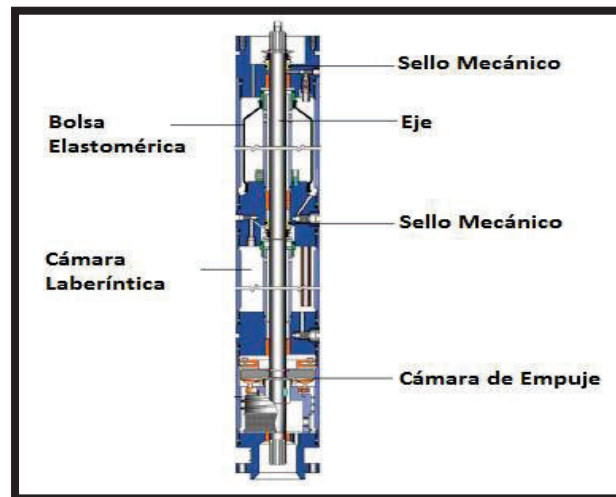
2.3.3.1 Componentes del Sello

Entre los componentes principales se observan:

- **Sello mecánico.**- Previene migración del fluido.
- **Bolsas.**- Proveen un volumen de expansión y aislamiento para el aceite del motor.

- **Cámaras laberínticas.**- Proveen expansión y volumen de pozos verticales o cercanamente verticales.
- **Cojinete de empuje.**- Soporta la carga de empuje del eje de la bomba.

FIGURA 2.18 SELLO Y SUS COMPONENTES



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

TABLA 2.5

SERIES DE SECCIÓN DEL SELLO

Sección del sello				
Descripción	Serie 300	Serie 400	Serie 500	Serie 600
Diámetro exterior (pg)	3.75	4	5.13	6.75
Cojinete axial	Carga intermedia	Carga intermedia	Carga intermedia	Carga intermedia
Sello mecánico	Premium	Premium	Premium	Premium

FUENTE: Catálogo, Sistemas de electrobombas sumergibles de cavidad progresiva para bombeo artificial, Centrilift Baker Hughes, 2010
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

2.3.4 REDUCTOR DE ENGRANAJES (GRU)

Llamada también caja reductora, es el componente que reduce mecánicamente las revoluciones del motor mediante un juego de engranajes de tipo planetario, además

de incrementar el torque del sistema. Está ubicado sobre el motor y por debajo del sello, se lo puede observar en la figura 2.19, los motores eléctricos estándar rotan aproximadamente a 3500 RPM a 60 Hz, pero una bomba de cavidad progresiva opera a un rango típico de 100 a 500 RPM.

El reductor está diseñado para resistir temperaturas de hasta 400 °F aproximadamente ya que utiliza un aceite lubricante con propiedades dieléctricas PC-401 o PC-92. En la tabla 2.6 se citan las series de diferentes reductores de engranaje y su descripción respectiva.

TABLA 2.6
ESPECIFICACIONES DE SERIES DE REDUCTOR DE ENGRANAJES

Reductor de engranajes				
Descripción	Serie 400	Serie 500	Serie 600	Serie 700
Diámetro exterior (pg)	4.25	5.38	6.75	7.25
Reducción	11.6 : 1	11.4 : 1	9.0 : 1	11.5 : 1
Velocidad entrada a 60 Hz (RPM)	3500	3500	3500	3500
Velocidad salida a 60 Hz (RPM)	304	304	389	304
Velocidad entrada a 50 Hz (RPM)	2917	2917	2917	2917
Velocidad salida a 50 Hz (RPM)	253	253	324	253
Torque (pie/lb)	640	1300	-	3400

FUENTE: Manual, Sistemas de electrobombas sumergibles de cavidad progresiva para bombeo artificial, Centrilift Baker Hughes, 2010

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

FIGURA 2.19 REDUCTOR DE ENGRANAJES



FUENTE: ESPCP™ An Alternative Lift Method for Difficult Applications, Centrilift Baker Hughes, 2010.

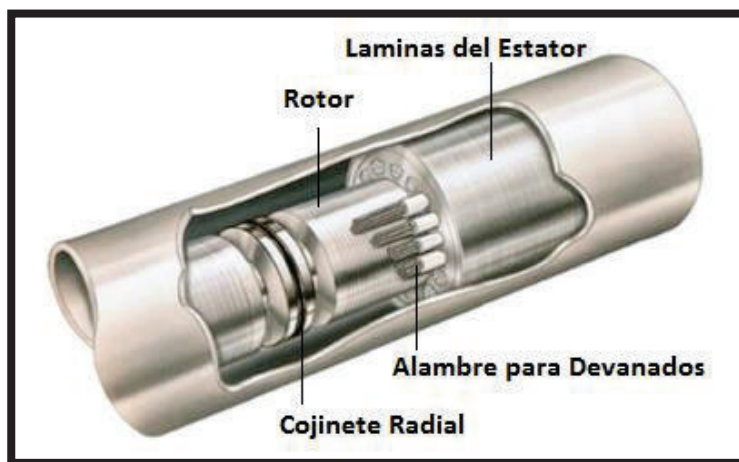
ELABORACIÓN: Baker Hughes

2.3.5 MOTOR

El motor electrosumergible es un equipo estándar utilizado para cualquier sistema ESP, es un motor trifásico de inducción tipo jaula de ardilla cuyo diseño consta de 2 polos que opera típicamente a 3500 revoluciones por minuto (RPM) a 60 Hz y 2917 RPM a 50 Hz. El interior del motor se encuentra lleno de aceite mineral refinado el cual posee alta resistencia dieléctrica y propiedades lubricantes, además del flujo que circula por la parte externa del motor que también funciona como refrigerante.

El voltaje de operación varía de 230 voltios a 4000 voltios aproximadamente, mientras que sus requerimientos de amperaje constan en un rango de 22 a 119 amperios, la potencia (HP) del motor es proporcional a su largo y diámetro, como ejemplo podemos citar el motor de serie 562 que puede desarrollar una potencia de 506 HP, los rangos de temperatura que puede soportar el motor son de hasta 400 °F (205°C), en la tabla 2.7 se encuentran las especificaciones de las diferentes series de motores electrosumergibles, y en la tabla 2.8 la lubricación que utiliza en función de la temperatura de funcionamiento. En la figura 2.20 se puede observar la configuración del motor, con sus componentes más importantes.

FIGURA 2.20 MOTOR ELECTROSUMERGIBLE



FUENTE: ESPCP™ An Alternative Lift Method for Difficult Applications, Centrilift Baker Hughes, 2010.

ELABORACIÓN: Baker Hughes

La velocidad a la cual gira el campo del estator se puede calcular con la ecuación 2.2:

$$N = \frac{120f}{P} \quad (2.2)$$

Donde:

N = Velocidad (RPM)

f = Frecuencia (Hz)

P = Número de polos magnéticos dentro del motor (adimensional)

Como se puede observar en la ecuación 2.2 la velocidad a la cual opera el motor se puede cambiar al variar el valor de la frecuencia aplicada.

TABLA 2. 7

SERIES DE MOTORES ELECTROSUMERGIBLES

Series de motores electrosumergibles			
Series	API caising OD (pg)	60 Hz (HP)	50 Hz (HP)
375	4 1/2	19-195	16-162
450	5 1/2	15-468	13-390
562	7	38-1200	32-1000
725	8 5/8	500-2000	42-1667
725	10 3/4	500-2000	42-1667

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

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

TABLA 2.8

LUBRICACIÓN UTILIZADA EN EL MOTOR

Lubricación	
Aceite dieléctrico	Temperatura de motor
PC - 92	≤ 250 ° F
PC - 401	> 250 ° F

FUENTE: ESPCP™ An Alternative Lift Method for Difficult Applications, Centrilift Baker Hughes, 2010.

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

2.3.6 SENSOR DE FONDO

El sensor de fondo es un dispositivo que provee lecturas reales y precisas de parámetros de fondo de pozo, los datos se pueden obtener de acuerdo a su configuración hasta cada 4 segundos. El monitoreo y control de parámetros de fondo y superficie otorgados por el sistema permite mejorar la eficiencia del sistema ESPCP y extender su vida útil. Los parámetros manejados por el sistema se pueden observar en la tabla 2.9. En el anexo 2 se presentan las especificaciones mecánicas y eléctricas, condiciones ambientales y parámetros de medición.

TABLA 2.9
PARÁMETROS MEDIDOS POR EL SENSOR DE FONDO

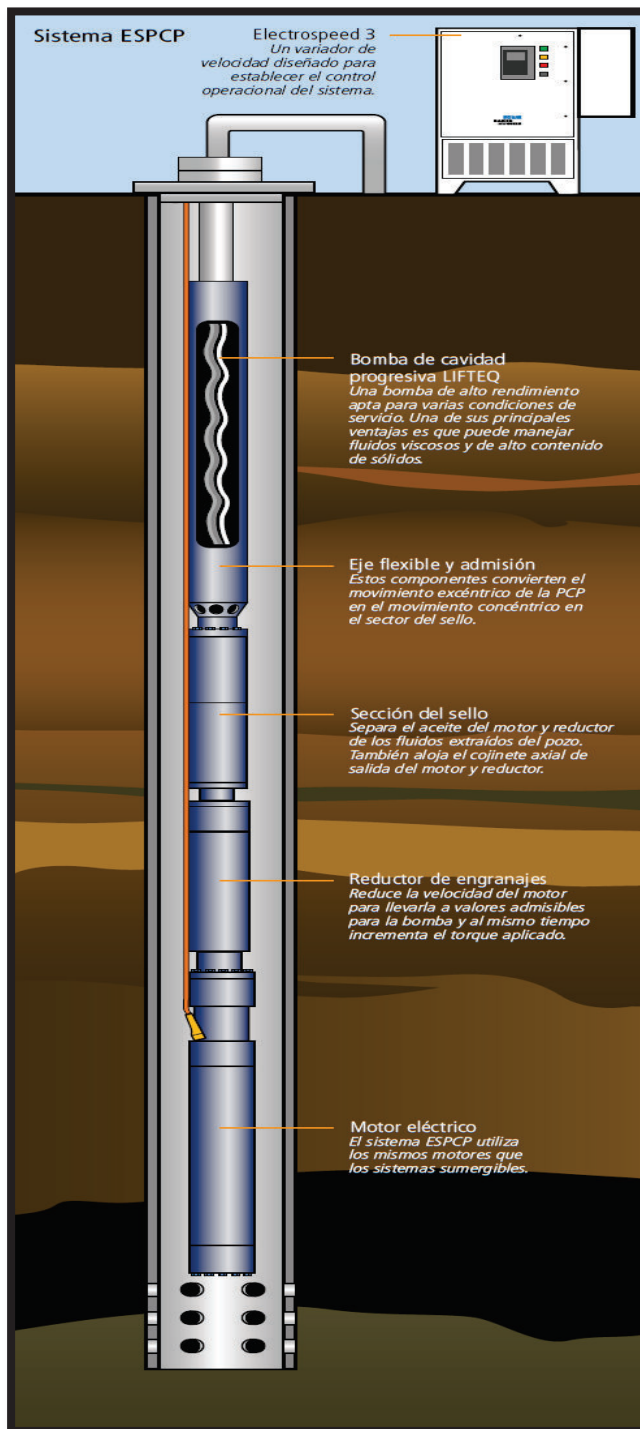
Parámetros medidos por el sensor de fondo
Presión de entrada
Temperatura del fluido
Temperatura del motor
Temperatura de componentes electrónicos
Presión de salida
Temperatura de salida
Vibraciones
Fuga de corriente
Tensión de fase (A,B,C)
Tiempo de servicio
Relación señal/ruido
Voltaje del sistema
Frecuencia de salida

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

2.4 DIAGRAMA DEL SISTEMA ESPCP

En la figura 2.21 se observa la configuración del sistema ESPCP, con el respectivo equipo de superficie y fondo.

FIGURA 2.21 DIAGRAMA DEL SISTEMA ESPCP



FUENTE: Manual, Sistemas de electrobombas sumergibles de cavidad progresiva para bombeo artificial, Centrilift Baker Hughes, 2010
ELABORACIÓN: Baker Hughes

2.5 ASPECTOS DE APLICACIÓN DEL SISTEMA ESPCP

En la aplicación del sistema ESPCP se toma en consideración ciertos aspectos relevantes para su óptimo funcionamiento.

2.5.1 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO

La alta viscosidad en el sistema ESPCP no afecta el correcto funcionamiento de la bomba, todo lo contrario al ser de desplazamiento positivo esta propiedad ayuda a que el deslizamiento en retroceso del fluido entre el estator y el rotor disminuya, incrementando la eficiencia volumétrica y reduciendo la tensión en el elastómero, prolongando la vida útil de la bomba.

2.5.2 CONTENIDO DE ARENA

Permite el manejo de fluidos arenosos con mayor facilidad debido al principio de funcionamiento de la bomba PCP, ya que las partículas atrapadas en el elastómero reingresan al flujo cuando el rotor gira y la cavidad se abre, avanzando a través de la bomba.

2.5.3 POZOS CON GAS

En las cavidades de la bomba PCP se mueve un volumen determinado de fluido por revolución, el cual puede ser petróleo, agua o gas, los cuales fluyen independientes o mezclados entre sí, por lo cual se debe considerar un valor máximo de gas libre de 40% ya que al exceder este valor puede disminuir el enfriamiento y lubricación del elastómero, además que el espacio en las cavidades ocupado por gas reduce la eficiencia volumétrica de la bomba.

2.5.4 PROBLEMAS DE EMULSIÓN

La PCP tiene una suave acción de bombeo en la cual el fluido conducido por las cavidades prácticamente no sufre cambios, es decir si el fluido bombeado es sensible a las emulsiones, el sistema no agrava dicha situación.

2.5.5 ASPECTOS ENERGÉTICOS

El consumo de energía de la PCP es menor comparado con otros métodos de levantamiento artificial, ya que utiliza motores de potencia más pequeños para la misma tasa de producción debido a las altas eficiencias volumétricas del sistema.

2.5.6 ALTOS CORTES DE AGUA

El alto corte de agua en la bomba hará que el proceso de hinchazón del elastómero sea más lento.

2.5.7 TDH Y CANTIDAD DE FLUIDO

Estas limitaciones son relacionadas con la cantidad de flujo que puede generar la cabeza del sistema es decir un caudal de hasta 6000 BFPD. El máximo valor de columna dinámica total que soporta el equipo es 10 000 pies o 3048m.

2.6 CARACTERÍSTICAS Y RANGOS DE APLICACIÓN DEL SISTEMA ESPCP.

En la tabla 2.10 se observa los valores en los que oscila el rango de aplicación del sistema ESPCP, considerando ciertos parámetros de condiciones de pozo, y producción.

TABLA 2.10

CARACTERÍSTICAS Y RANGOS DE APLICACIÓN DEL SISTEMA ESPCP

Características y rangos de aplicación sistema ESPCP	
Profundidad TVD (pie)	menor a 8500
Rango de producción (BFPD)	entre 25 y 6000
Temperatura del pozo (°F)	menor a 300
Gravedad de fluido (°API)	entre 8 y 40
Manejo de gas (%)	mayor a 40
TDH máximo (pie)	10000
Diámetro de bombas (pg)	2.87, 3.5 , 3.75, 4.50 , 5.125
Resistencia a corrosión	Aceptable
Manejo de sólidos	Bueno
Perfil de pozos	Vertical, Desviado, Horizontal
Eficiencia	entre 40 y 95%

FUENTE: PCP Training, Theory and Overview, Centrilift Baker Hughes, 2011

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

2.7 BENEFICIOS DEL SISTEMA ESPCP

Tomando en consideración los aspectos de aplicación del sistema ESPCP descritos anteriormente, citamos también otros beneficios del sistema tales como:

- Aplicación en diferentes perfiles de pozos, verticales, desviados, horizontales, con una inclinación máxima de 75°.
- Implementación del sistema en pozos en los cuales la instalación de un sistema PCP tradicional, ha ocasionado problemas de fricción y desgaste de vástagos y tubería.
- Debido a que el sistema posee un motor electrosumergible, se puede utilizar en zonas que sean sensibles al sonido.
- Instalación en pozos en los que no se puede utilizar un equipo de superficie de gran tamaño.
- Posee un sistema único de lubricación, no necesita distintos circuitos de aceite y sellos para el motor y el reductor.

- Debido a las características de configuración y funcionamiento se puede trabajar con crudo pesado, de baja gravedad API, al igual que con crudo convencional.
- Posee una admisión optimizada la cual genera un caudal máximo con menor caída de presión.

De acuerdo a instalaciones previas de distintos tipos de sistemas de levantamiento artificial se toma como referencia una comparación entre dichos sistemas el cual se indica en la figura 2.22.

FIGURA 2.22 COMPARACIÓN SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

	Sucker Rod Pump	Surface Driven PCP	ESP	ESPCP
Heavy Oil	●	●	●	●
Sand	●	●	●	●
Deviated Well	●	●	●	●
Flow Rate	●	●	●	●
Pump Depth	●	●	●	●
Surface Impact	●	●	●	●
High Temperature	●	●	●	●
Pump Efficiency	●	●	●	●
HSE	●	●	●	●
Reliability	●	●	●	●

● High Performance
 ● Medium Performance
 ● Poor Performance

FUENTE: Paper, Implementation of ESPCP in La Cira-Infantas Oil Field as a Reliable Artificial Lift Method, SPE 165005, Colombia 2013.

ELABORACIÓN: M. Bohórquez, E. Rubiano, L. Labrador, M. Suarez

CAPÍTULO 3

DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDAD PROGRESIVA

3.1 PARÁMETROS PARA EL DISEÑO DEL SISTEMA ESPCP

El diseño del sistema ESPCP, se realizará en 5 pozos de crudo pesado ubicados en el campo Pañacocha, productores de la arenisca M-1 y arenisca M-2.

La descripción del historial de producción y reacondicionamiento de los pozos se realizó en el Capítulo 1, los pozos poseen sistema de bombeo electrosumergible como mecanismo de levantamiento artificial para su producción, el cual presentó problemas en su desempeño operacional debido a las características del fluido de los pozos, principalmente a la baja gravedad API, la alta viscosidad, y contenido de sólidos, por estas razones y con la descripción realizada en el Capítulo 2 acerca del sistema electrosumergible de cavidad progresiva se considera este mecanismo como opción para la implementación en los pozos debido al manejo que ofrece para la producción de crudo pesado, manejo de sólidos y de viscosidades altas.

Para el análisis y diseño se debe considerar los siguientes parámetros:

Datos del Pozo

- Información de reservorio
- Propiedades del Fluido
- Datos de Producción

Diagrama del Pozo

- Tamaño de tubería de revestimiento y peso (caising de producción).
- Tamaño de tubería de producción y peso (tubing de producción).
- Profundidad de asentamiento de tubería de revestimiento (caising de producción)
- Intervalo de perforaciones

Survey

- Inclinación del pozo
- Dirección del pozo, Dog Leg (DLS)

Para realizar el diseño de los sistemas ESPCP se procede a dar una descripción del programa AutographPC™.

3.2 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA AUTOGRAPHPC™

AutographPC™ es un programa creado por Baker Hughes, compatible bajo ambiente Windows, cuya función es simplificar el proceso de diseño y selección de equipos electrosumergibles como método de levantamiento artificial. El programa simula el diseño creando un modelo de funcionamiento del pozo basado en sus características propias, mediante información específica del pozo como características de producción, presiones, propiedades del fluido y condiciones de pozo, proporcionada por la compañía operadora, de esta manera se realiza la selección de la bomba, al igual que los componentes del sistema como sello, mecanismo reductor, motor, cable de potencia y variador de frecuencia. Es así como se determinará el modelo de equipo de bombeo electrosumergible de cavidad progresiva que mejor se adapte al pozo de acuerdo a los requerimientos específicos del mismo.

El programa AutographPC™ contiene diversas pantallas como se puede observar en la figura 3.1 las cuales tienen como función lo descrito a continuación:

“**Well**”.- Donde se ingresa las condiciones del pozo, información relacionada con las propiedades del fluido, profundidades, datos de producción, presiones, temperaturas.

“**Pump**”.- Permite seleccionar la bomba adecuada para el desempeño óptimo del sistema al igual que el mecanismo reductor.

“**Motor**”.- Donde se selecciona el motor.

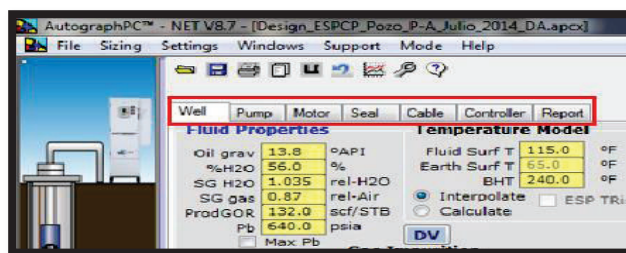
“**Seal**”.- Permite seleccionar el sello.

“**Cable**”.- Se realiza la selección del cable correspondiente según las características del sistema.

“**Controller**”.- Se realiza la selección del variador de frecuencia, VSD que proporcione la energía suficiente para el correcto funcionamiento del sistema.

“**Report**”.- Se obtiene el reporte final donde consta toda la información relacionada con el diseño del sistema de bombeo ESPCP seleccionado.

FIGURA 3.1 PROGRAMA AUTOGRAPHPC™



FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
ELABORACIÓN: Baker Hughes

3.3 DISEÑO DEL SISTEMA ESPCP POZO TMSA-002

El pozo TMSA-002 es productor de la arena M-1 y las características se pueden observar en la tabla 3.1, el pozo actualmente se encuentra apagado ya que la bomba electrosumergible instalada presentó desbalance de fases, de acuerdo al historial de reacondicionamiento presentado en el Capítulo 1 el pozo presentó diversos problemas a lo largo de su producción principalmente por tener crudo pesado y presencia de sólidos los cuales se evidencian en los reportes de inspección del equipo electrosumergible posterior al reacondicionamiento. Se realizará el diseño del sistema de bombeo electrosumergible de cavidad progresiva como una opción para mejorar la producción y reducir los problemas presentes en la misma, se seleccionó este pozo para su diseño paso a paso debido a que es el pozo que más BPPD produce.

TABLA 3.1
CARACTERÍSTICAS POZO TMSA-002

Parámetro	Datos	Unidades
Arenisca productora	M-1	-
% BSW	4.2	-
Presión de reservorio	2453	psi
Presión de burbuja	360	psi
Eficiencia de flujo	1	-
Presión de tubing	100	psi
Presión de casing	10	psi
Temperatura de reservorio	170	°F
Tasa de flujo deseada	150	BFPD
Presión de fondo fluyente de prueba	870.72	psi
Tasa de flujo de prueba	120	BFPD
Gravedad API	13.8	°API
Gravedad específica del agua	1.01	-
Gravedad específica del gas	1.04	-
GOR	50	PCS/BF
Sólidos	4.1	PTB
Viscosidad	76197.9 @ 68 °F	cp
	655.75 @ 176 °F	cp
H_2O	5	ppm
% CO_2	3	-

FUENTE: Departamento de Operaciones, PETROAMAZONAS EP.
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

3.3.1 PARÁMETROS DE DISEÑO

Del diagrama del pozo TMSA-002 presentado en la figura 3.2 se obtiene la información que se observa en la tabla 3.2 con las características de tuberías de revestimiento y producción al igual que profundidades de perforación e intervalo de producción.

FIGURA 3.2 DIAGRAMA DE POZO TMSA-002

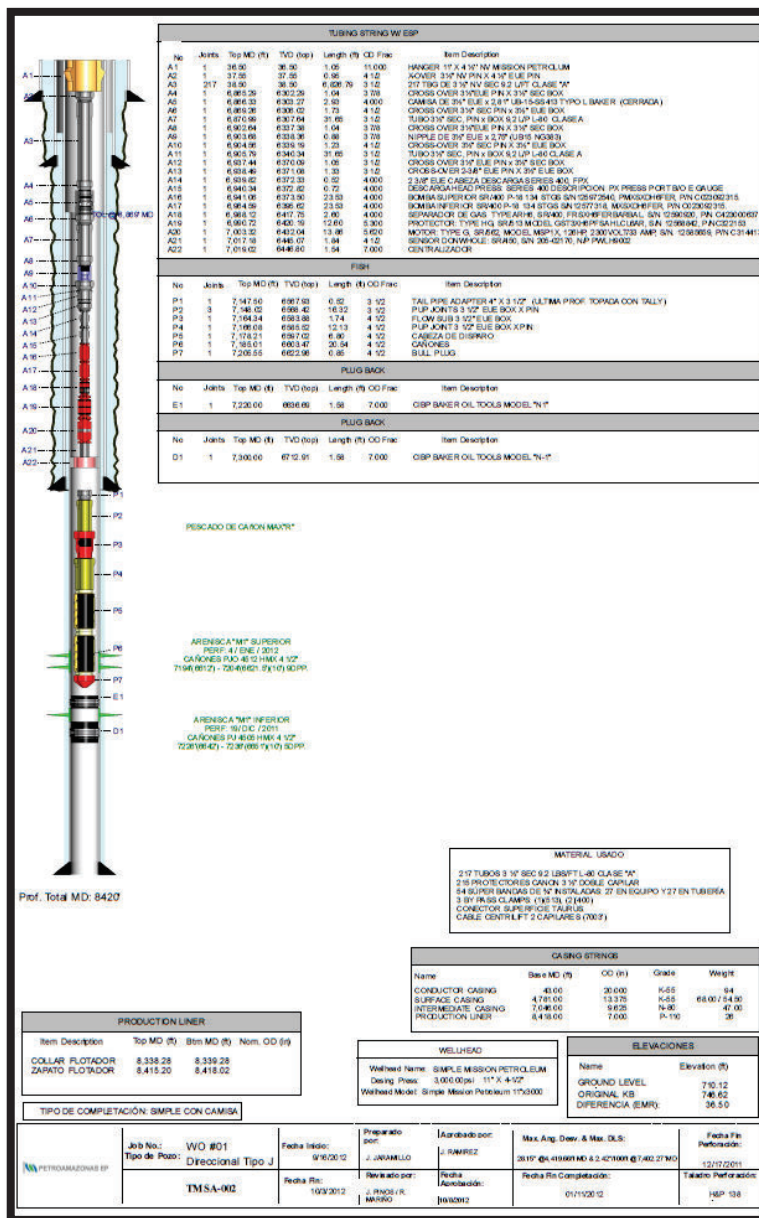


TABLA 3.2
INFORMACIÓN DIAGRAMA POZO TMSA-002

Tubería		Descripción	Unidades
Casing	Intermedio	13 3/8	pg
		68	lb/pie
	Superficial	9 5/8	pg
		47	lb/pie
	Producción	7	pg
		26	lb/pie
Tubing		3 1/2	pg
		9.2	lb/pie
Intervalo de producción		7194 - 7204 MD	pie
		6612 - 6621.5 TVD	pie
Mitad de perforaciones		7199 MD - 6617 TVD	pie
Máxima inclinación		28.15° @ 4419.66 MD	pie
Máximo DLS		2.42° / 100 pies @ 7402.27 MD	pie

FUENTE: Departamento de Operaciones, PETROAMAZONAS EP
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Como parte de la información necesaria para el diseño del sistema ESPCP en el programa AutographPC™ está el survey que se observa en el anexo 3 del cual se selecciona de 15 a 20 puntos a diferentes profundidades (TVD, MD) y se ingresa en la pantalla “Well” al igual que los datos presentados en las tablas 3.1 y 3.2 seleccionando las características específicas de las tuberías a las profundidades correspondientes como se observa en la figura 3.3.

FIGURA 3.3 PROFUNDIDADES, TUBERÍA DE REVESTIMIENTO Y PRODUCCIÓN.

The screenshot displays the AutographPC software interface with three main panels:

- String Description (Well Profile):** A table listing well profile data points.
- Casing Selection:** A table showing API standard pipes for casing.
- Tubing Selection:** A table showing API standard pipes for tubing.

String Description	TVD ft	MD ft	CsgID in	TbgID in
	100.0	100.0	8.681	2.993
	499.0	500.0	8.681	2.993
	2076	2152	8.681	2.993
	2382	2721	8.681	2.993
	3170	3379	8.681	2.993
	3678	3946	8.681	2.993
	4100	4419	8.681	2.993
	4437	4796	8.681	2.993
	4717	5106	8.681	2.993
	5055	5485	8.681	2.993
	5390	5864	8.681	2.993
	5640	6147	8.681	2.993
	6071	6619	8.681	2.993
	6249	6808	6.276	2.993
	6405	6975	6.276	2.993
	6620	7213	6.276	2.993
	6811	7402	6.276	2.993
	7179	7780	6.276	2.993
	7549	8158	6.276	2.993
	7807	8420	6.276	2.993

API standard pipes table CASING			API standard pipes table TUBING		
OilName	Weight lbs/ft	ID in	OilName	Weight lbs/ft	ID in
9-5/8"	32.3	9.001	2-7/8" UPSET	7.9	2.323
9-5/8"	36.0	8.921	2-7/8" UPSET	8.7	2.258
9-5/8"	40.0	8.835	3-1/2"	7.7	3.068
9-5/8"	43.5	8.755	3-1/2"	9.2	2.993
9-5/8"	47.0	8.681	3-1/2" UPSET	9.3	2.992
9-5/8"	53.5	8.535	3-1/2"	10.2	2.991
10-3/4"	32.75	10.19	3-1/2"	12.7	2.751
10-3/4"	40.5	10.05	3-1/2" UPSET	12.95	2.75
10-3/4"	45.5	9.95	4"	9.5	3.548
10-3/4"	51.0	9.85	4" UPSET	11.0	3.476

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

3.3.2 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE POZOS

3.3.2.1 Índice de productividad, IP

El índice de productividad es la relación entre el caudal de entrada de flujo al pozo y la caída de presión en el medio poroso, se define mediante la ecuación 3.1, considerando que el caudal es directamente proporcional a la reducción de presión “drawdown” en el fondo del pozo ($P_r - P_{wf}$), este método se puede emplear cuando la presión de flujo a lo largo del pozo es mayor que la presión de burbuja, es decir que todo el gas se encuentre en solución o en pozos que produzcan 100% agua.

$$IP = \frac{q}{(P_r - P_{wf})} \text{ Cuando } P_{wf} \geq P_b \quad (3.1)$$

Donde:

IP = Índice de productividad (BFPD/psi)

q = Tasa de flujo de prueba (aceite y agua) (BFPD)

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

P_r = Presión de Reservorio (psi)

$P_r - P_{wf}$ = Reducción de presión (drawdown) (psi)

El índice de productividad se puede considerar bajo o alto de acuerdo a lo siguiente:

- Productividad baja si $IP < 0.5$
- Productividad media si $0.5 \leq IP < 1.0$
- Productividad alta si $1.0 \leq IP < 2.0$
- Productividad excelente si $2.0 \leq IP$

3.3.3 CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA

3.3.3.1 Modelo Lineal

El modelo lineal describe el flujo en función de la presión, de acuerdo a la ecuación 3.2, considerando el índice de productividad constante y que el máximo aporte del reservorio hacia el pozo será cuando la presión de fondo fluyente sea igual a cero.

$$q = IP(P_r - P_{wf}) \quad (3.2)$$

Donde:

q = Tasa de flujo de prueba (aceite y agua) (BFPD)

IP = Índice de productividad (BFPD/psi)

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

P_r = Presión de Reservorio (psi)

3.3.3.2 Método de Vogel

Vogel desarrollo un modelo matemático para el cálculo de IPR de un yacimiento con empuje de gas disuelto, para el comportamiento de afluencia del pozo, mediante la ecuación 3.3. Este método utiliza una curva no lineal para considerar el efecto del gas bajo la P_b , de esta manera cuando la presión de flujo del pozo desciende por debajo de la P_b , el gas sale de la solución dando por resultado un IP que declina a mayores caídas. Este método calcula el flujo máximo (q_{max}) más pequeño, recomendado para producciones con 100% de petróleo. El índice de productividad para pozos que presentan una presión por debajo de la presión del punto de burbuja se calcula con ecuación 3.4.

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (3.3)$$

$$IP = \frac{q}{P_r - P_b + \left(\frac{P_b}{1.8} \right) \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]} \quad (3.4)$$

Donde:

IP = Índice de productividad (BFPD/psi)

q = Tasa de flujo de prueba (aceite y agua) (BFPD)

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

P_r = Presión de reservorio (psi)

q_{\max} = Tasa de flujo máxima de producción (BFPD)

P_b = Presión de burbuja (psi)

Para calcular un caudal de flujo mayor a q_b , se utiliza la ecuación:

$$q = q_b + (q_{\max} - q_b) \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \quad (3.5)$$

$$q_b = IP(P_r - P_b) \quad (3.6)$$

Donde:

q = Tasa de flujo a una determinada presión P_{wf} (BFPD)

q_b = Tasa de flujo a P_b (BFPD)

En el programa AutographPCTM se presenta tres posibilidades de cálculo del índice de productividad, el modelo lineal de IP constante, el método de Vogel, y el compuesto IPR, "composite IPR" el cual combina la ecuación compuesta de Vogel y

de IP constante, donde el petróleo sigue la curva de Vogel y el agua sigue el modelo lineal.

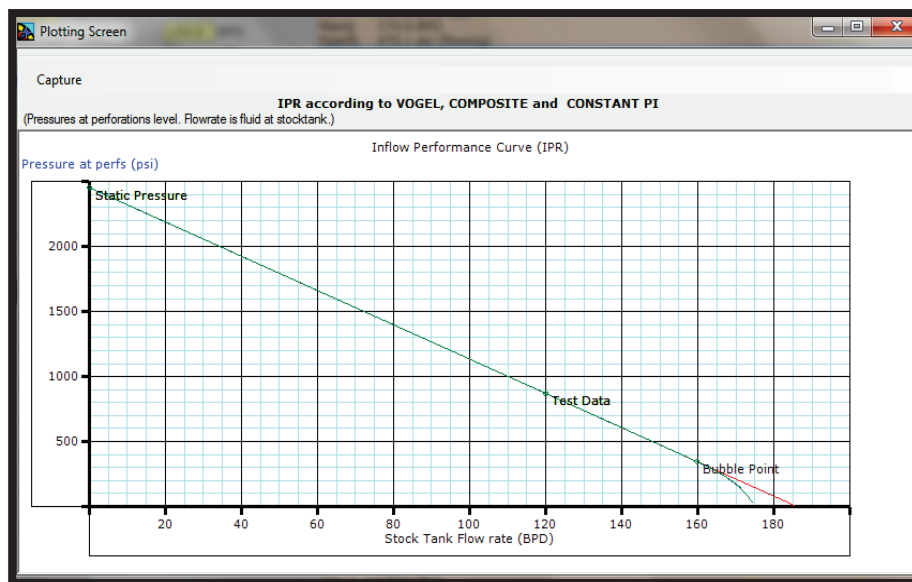
Con los datos de condiciones de pozo, presiones, temperaturas y caudal deseado el programa AutographPC™ calcula el comportamiento de afluencia del pozo basándose en las ecuaciones 3.1 a 3.6 obteniendo los resultados de la tabla 3.3.

TABLA 3.3
CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN POZO TMSA-002

Parámetro	Dato	Unidad
P_r	2453	psi
IP	0.076	BFPD/psi
Q_{max}	174.9	BFPD
P_{wf}	475.1	psi

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

FIGURA 3.4 IPR POZO TMSA-002



FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

3.3.4 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

El programa AutographPC™ utilizando las correlaciones presentadas en el capítulo 1 para las propiedades de los fluidos del yacimiento realiza el cálculo obteniendo los resultados presentados en la tabla 3.4.

TABLA 3.4

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO POZO TMSA-002

Parámetro	Condiciones de entrada a la bomba	Condiciones de descarga de la bomba	Unidad
	Dato	Dato	
B_o	1.076	1.076	BL/BF
B_g	7.144	0.86	BL/BF
B_w	1.028	1.021	BL/BF
γ_f	0.916	0.918	-
μ_f	486.8	1051	cp

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

3.3.5 COLUMNA DINÁMICA TOTAL, TDH

Es la altura total requerida para bombear la capacidad de fluido deseada, es decir el trabajo requerido para levantar la columna vertical de fluido desde la descarga de la bomba hasta la superficie como se observa en la figura 3.5, y se determina aplicando la ecuación 3.7.

$$TDH = H_d + F_t + P_d \quad (3.7)$$

Donde:

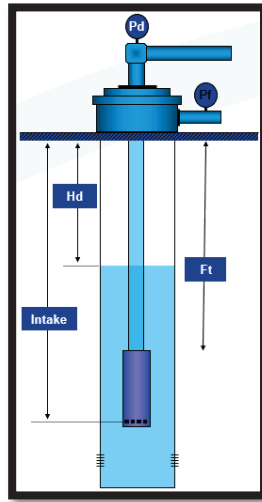
TDH = Columna dinámica total (pie)

H_d = Levantamiento neto (pie)

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

P_d = Presión de descarga de cabeza del pozo (psi)

FIGURA 3.5 COLUMNA DINÁMICA TOTAL



FUENTE: Curso, Diseño y Aplicaciones de Equipo BES, Artificial Lift Systems Baker Hughes, 2013.

ELABORACIÓN: Ing. Santiago Carrasco

3.3.5.1 Levantamiento Neto

Es la distancia vertical entre la cabeza del pozo y nivel estimado de producción, se calcula con la ecuación 3.8

$$H_d = \text{Profundidad media de perforaciones} - \left(\frac{2.31 \frac{\text{pie}}{\text{psi}} P_{wf}}{\gamma_f} \right) \quad (3.8)$$

Donde:

H_d = Levantamiento neto (pie)

Profundidad media de perforaciones = Profundidad media de perforaciones (pie)

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

γ_f = Gravedad específica del fluido (adimensional)

3.3.5.2 Pérdida de presión por fricción en la tubería

La pérdida de presión por fricción en la tubería variará con el tamaño, longitud, y capacidad de la misma, la cual se puede calcular por medio de la ecuación 3.9 de Hazen-Williams.

$$\frac{F}{1000pies} = \frac{2.083 \left(\frac{100}{C} \right)^{1.85} \left(\frac{q}{34.3} \right)^{1.85}}{(IDtubing)^{4.8655}} \quad (3.9)$$

$$Fricción\ Total = \frac{\frac{F}{1000pies} Prof\ bomba}{1000pies} \quad (3.10)$$

Donde:

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

q = Tasa de flujo deseada a una determinada presión P_{wf} (BFPD)

$IDtubing$ = Diámetro interior de la tubería de producción (pg)

C = Coeficiente de fricción, el cual varía de acuerdo a la condición de la tubería de la siguiente forma:

$C = 100$ para tubería vieja (más de 10 años)

$C = 120$ para tubería nueva (menos de 10 años)

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

$Fricción\ Total$ = Fricción total producida en el la tubería (pie)

3.3.5.3 Presión de descarga de cabeza del pozo

Es la presión necesaria para superar la presión existente en la línea de flujo, es decir la presión deseada en la cabeza del pozo, se determina mediante la ecuación 3.11

$$P_d = P_{wh} \left(\frac{2.31 \frac{pie}{psi}}{\gamma_f} \right) \quad (3.11)$$

Donde:

P_d = Presión de descarga de cabeza del pozo (psi)

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

γ_f = Gravedad específica del fluido (adimensional)

El programa AutographPC™ relaciona automáticamente todas las variables antes mencionadas, para el cálculo de la columna dinámica total cuyo resultado es 5868 pies.

3.3.6 PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LA BOMBA

Para el cálculo de la profundidad de la bomba se utiliza la ecuación 3.12, la cual para diseño puede variar +/- 200 pies, debido a las condiciones a las que mejor se ajuste el ingreso de la bomba seleccionada considerando profundidades de asentamiento de las tuberías (caising de producción) al igual que la inclinación del pozo (recomendable menor a 40°) y el Dog Leg del pozo, DLS (recomendable menor a 2), este cálculo lo realiza el usuario quien determinará la profundidad de asentamiento.

$$Prof\ bomba = H_d + \left(\frac{P_b}{0.433\gamma_f} \right) \quad (3.12)$$

Donde:

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

H_d = Levantamiento neto (pie)

P_b = Presión de burbuja (psi)

γ_f = Gravedad específica del fluido (adimensional)

TABLA 3.5

PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LA BOMBA POZO TMSA-002

Parámetro	Dato	Unidad
Hd	6063.82	pie
Prof Bomba	6975	pie

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

3.3.7 PRESIÓN DE ENTRADA A LA BOMBA

Es la presión con la que el fluido ingresa a la bomba y se determina mediante la ecuación 3.13.

$$PIP = P_{wf} - \left(\frac{(Profundidad\ media\ de\ perforaciones - Prof\ bomba)\gamma_f}{2.31 \frac{pie}{psi}} \right) \quad (3.13)$$

Donde:

PIP = Presión de entrada a la bomba (psi)

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

$Profundidad\ media\ de\ perforaciones$ = Profundidad media de perforaciones (pie)

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

γ_f = Gravedad específica del fluido (adimensional)

El programa AutographPC™ relaciona automáticamente estos parámetros para el cálculo de la presión de ingreso a la bomba cuyo valor es 389 psi.

3.3.8 PRESIÓN DE DESCARGA DE LA BOMBA

El programa AutographPC™ calcula la presión de descarga utilizando las correlaciones de flujo multifásico de Duns y Ros, Hagedorn y Brown, Orkiszewski y Beggs y Brill, se selecciona la correlación a ser aplicada de acuerdo a las características de cada pozo, considerando los rangos de aplicabilidad de la tabla 3.6

TABLA 3.6

RANGOS DE APLICABILIDAD DE LAS CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO

Rangos de aplicabilidad de las correlaciones de flujo multifásico.	
Duns y Ros	Amplia gama de mezclas gas-petróleo.
	Diferentes regímenes de flujo.
	Contenido de agua debe ser menor a 10%.
	El diámetro interno (ID) de tubería de producción entre 1 a 3 pulgadas.
	Gravedad el petróleo de 13° API a 56° API
	RGL menor a 5000 (PCS/BF)
Hagedorn y Brown	El diámetro interno (ID) de tubería de producción entre 1 a 3 pulgadas.
	Gravedades de petróleo de 13° API a 25° API, y crudo liviano de 40° API a 56° API
	La caída de presión es sobre estimada en RGL superiores a 5000 (PCS/BF)
	Amplia gama de cortes de agua
Orkiszewski	El diámetro interno (ID) de tubería de producción entre 1 a 2 pulgadas.
	En crudos con gravedad de 13° API a 30° API la presión es sobre estimada.
	RGL menor a 5000 (PCS/BF)
	Amplia gama de cortes de agua
Beggs y Brill	El diámetro interno (ID) de tubería de producción entre 1 a 1.5 pulgadas.
	Amplio rango de gravedades.
	RGL menor a 5000 (PCS/BF)
	Contenido de agua debe ser menor a 10%.

FUENTE: Moncada Andersson, TRABAJO DE GRADO, EVALUACIÓN DE LA CAÍDA DE PRESIÓN PARA SISTEMAS DE FLUJO BIFÁSICO EN TUBERÍAS VERTICALES, Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería en Petróleos, Bucaramanga, 2012.
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Para el diseño del pozo TMSA-002 se escogió la correlación de Duns y Ros debido a la gravedad API del pozo y al corte de agua menor a 10%, la presión de descarga obtenida corresponde a 2719 psi.

3.3.9 INGRESO DE GAS DE LA BOMBA

El sistema ESPCP puede manejar alto grado de contenido de gas, sin embargo es importante tomar en cuenta que no se debe superar el 40% de gas libre en el Intake ya que podría afectar el desempeño de la bomba principalmente del elastómero. El volumen total del gas (libre y en solución) puede determinarse de la siguiente forma:

$$Gas\ Total = \frac{GOR(BPPD)}{1000} \quad (3.14)$$

Donde:

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

El gas en solución se determina con la relación de la ecuación 3.15.

$$Gas\ en\ solución = \frac{R_s BPPD}{1000} \quad (3.15)$$

Donde:

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

La diferencia representa el volumen de gas libre.

$$Gas\ libre = Gas\ total - Gas\ en\ solución \quad (3.16)$$

Se determinan posteriormente los volúmenes de los fluidos gas, agua y petróleo con las siguientes ecuaciones:

$$V_o = BPPD(B_o) \quad (3.17)$$

$$V_g = Gas\ libre(B_g) \quad (3.18)$$

$$V_w = BAPD \quad (3.19)$$

$$V_t = V_o + V_g + V_w \quad (3.20)$$

Donde:

V_o = Volumen de petróleo (BPPD)

V_w = Volumen de agua (BAPD)

V_g = Volumen de gas (PC)

V_t = Volumen total del fluido (BFPD)

B_o = Factor volumétrico del petróleo (bl/BF)

B_g = Factor volumétrico del gas (PC/PCS)

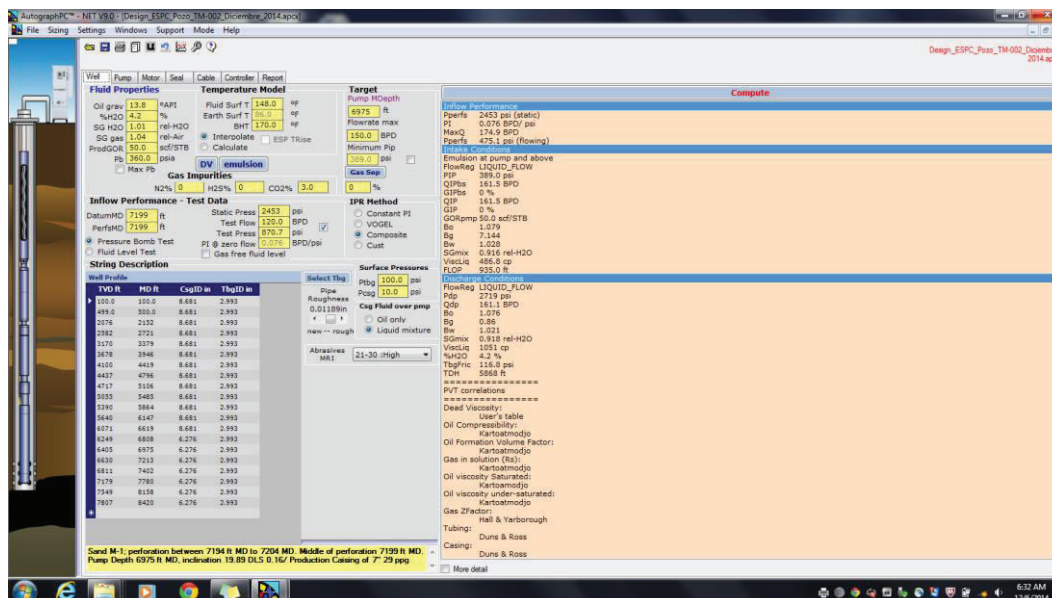
El porcentaje de gas libre a la entrada de la bomba está determinado por la ecuación 3.21.

$$\%Gas\ libre = \frac{V_g}{V_t} \quad (3.21)$$

El programa AutographPC™ calcula automáticamente el volumen de gas que ingresa a la bomba GIP, en el caso del pozo TMSA-002 es de 0% debido a que es el valor que toma cuando el resultado es menor a 0.1%, al calcular manualmente utilizando las ecuaciones descritas previamente se obtiene 0.04% gas libre.

En la figura 3.6 se puede observar la pantalla “Well” del programa AutographPC™ que contiene las condiciones del pozo, al igual que los cálculos de los parámetros de diseño antes mencionados.

FIGURA 3.6 CONDICIONES DEL POZO TMSA-002



FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

3.3.10 SELECCIÓN DE LA BOMBA PCP

La selección de la bomba PCP es uno de los aspectos más importantes para la configuración del sistema ESPCP, los parámetros de selección son los siguientes:

3.3.10.1 Parámetros de selección de la bomba PCP

3.3.10.1.1 *Diámetro*

El cual varía de acuerdo a las series correspondientes a los diferentes tipos de bombas medido en pulgadas como se observa en la figura 2.15.

3.3.10.1.2 *Barriles por día a 100 RPM*

El caudal de producción de la bomba se lo considera de acuerdo al especificado para cada una de las bombas con respecto a cada 100 RPM.

La velocidad de rotación de la bomba se obtiene mediante la ecuación 3.22.

$$RPM = \frac{f(120)}{N_{polos}} = \frac{60(120)}{2} = 3600RPM \quad (3.22)$$

Donde:

RPM = Revoluciones por minuto (adimensional)

f = Frecuencia (Hz)

N_{polos} = Número de polos del motor ESP (adimensional)

El rango límite de velocidad al cual funciona la bomba PCP en el sistema ESPCP es de 157 a 315 RPM y se obtiene mediante la aplicación del mecanismo reductor GRU de la siguiente manera:

- Con un mecanismo reductor (GRU) 11.4 a 60 Hz tenemos 315 RPM.
- Con un mecanismo reductor (GRU) 11.4 a 30 Hz tenemos 157 RPM.

3.3.10.1.3 *Diferencial de Presión*

De acuerdo al diferencial de presión existente entre la presión de ingreso (P_{IP}) y de descarga (P_d) de la bomba, se selecciona el rango de presión necesario para el correcto funcionamiento del sistema en psi.

3.3.10.1.4 *Elastómero*

Se selecciona de acuerdo a las características especificadas en la tabla 2.3 considerando principalmente la temperatura del fluido.

3.3.10.2 Análisis de la selección de la bomba

Una vez seleccionada la bomba para determinar si la selección se realizó correctamente se deben analizar los siguientes parámetros:

“**RPM**”: Las revoluciones por minuto para motivo de diseño deben estar en el rango de 190 a 310 RPM para un óptimo funcionamiento de la bomba.

“**Freq**”: La frecuencia manejada por el sistema debe estar entre 35 Hz a 65 Hz.

“**Pressure Load**”: La carga que se ejerce sobre la bomba no debe exceder el 90% para su correcto desempeño.

“**GIP**”: El porcentaje de gas que ingresa a la bomba debe ser menor al 40%.

“**Effvol**”: La eficiencia volumétrica se calcula mediante la ecuación 3.23.

$$Effvol = \frac{Flow + GIP}{Pmp \text{ NominalFlow}} \quad (3.23)$$

Donde:

Flow = La tasa de flujo de fluido deseada (BFPD)

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

Pmp NominalFlow = Capacidad de tasa de flujo de la bomba a 100 RPM (BFPD).

La tasa de flujo deseada es de 150 barriles para lo cual se seleccionó una bomba 80-D-2600 con los siguientes parámetros:

- **80**: Corresponde a 80 BFPD / 100RPM
- **D**: Corresponde al OD seleccionado que es de 3.75”, de la serie 375.

- **2600:** Es la presión diferencial máxima que maneja la bomba (psi).
- **Elastómero:** El elastómero seleccionado es el LT2000 considerando la temperatura del pozo, el grado API y el contenido de CO_2 y H_2S .

Con la bomba seleccionada los resultados obtenidos son los siguientes:

TABLA 3.7
SELECCIÓN DE LA BOMBA POZO TMSA-002

Parámetro	Dato	Unidad
Flow	150	BFPF
RPM	235.5	RPM
Freq	45.8	Hz
% Pressure Load	89.63	-
% GIP	0	-
% <i>Eff</i> _{vol}	82.3	-
Elastómero	LT2000	-

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Se seleccionó la bomba serie 375 debido a que no existe restricción con el diámetro del casing de 7" y se acopla correctamente a la tubería de producción 3 ½". Como se puede observar en la tabla 3.7 y figura 3.7, para la producción deseada de 150 BFPD las RPM se encuentran en un rango óptimo de operación entre 190 y 310 RPM, la frecuencia a la cual trabaja el sistema está en el rango adecuado de 35 a 65 Hz, la carga ejercida sobre la bomba no excede el 90% y la eficiencia volumétrica es alta, para la selección de la bomba PCP no se realiza corrección de la viscosidad del crudo, debido a que altos valores de viscosidad no afectan la eficiencia de la bomba, al contrario como se observa en la figura 2.12 incrementan su eficiencia, bajo estas consideraciones se puede asumir que la bomba seleccionada es la correcta para las características del pozo TMSA-002.

Al variar la frecuencia de operación de 38 Hz a 59.3 Hz, se puede obtener diferentes tasas de flujo que varían entre 127.3 BFPD hasta 162.7 BFPD, en la tabla 3.8 y figura

3.8 se presenta la tasa de flujo mínima y máxima de producción y sus características operacionales.

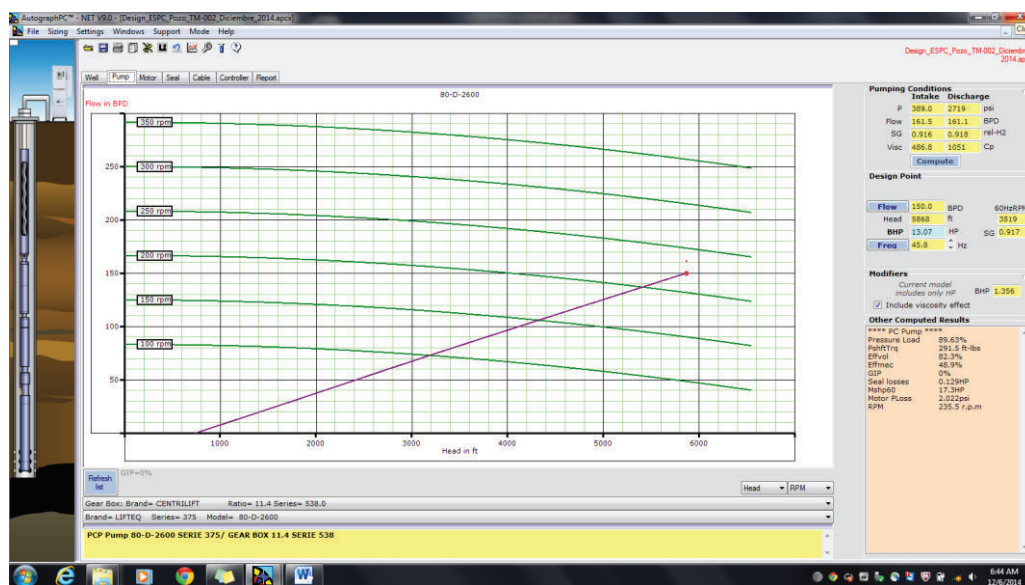
TABLA 3.8

TASA DE FLUJO MÁXIMA Y MÍNIMA POZO TMSA-002

Parámetro	Dato		Unidad
	Producción mínima	Producción máxima	
Flow	127.3	162.7	BFPD
RPM	195.7	305.1	RPM
Freq	38	59.3	Hz
% Pressure Load	77.43	96.51	-
% GIP	0	18.89	-
% <i>Eff_{vol}</i>	84	84.2	-

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

FIGURA 3.7 SELECCIÓN DE LA BOMBA Y MECANISMO REDUCTOR POZO TMSA-002



FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

FIGURA 3.8 TASA DE FLUJO MÁXIMA Y MÍNIMA POZO TMSA-002



FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
 ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

3.3.11 SELECCIÓN DEL MECANISMO REDUCTOR

En el programa AutographPC™ en la pantalla “Pump” se selecciona el mecanismo reductor como se observa en la figura 3.7, de acuerdo a la serie y el ratio que mejor se ajuste al sistema ESPCP.

3.3.11.1 Parámetros de selección del mecanismo reductor

“**RPM**”: Las RPM a las diferentes frecuencias de trabajo del motor electrosumergible calculadas mediante la ecuación 3.24.

$$RPM = \frac{RPM @ f}{Ratio} \quad (3.24)$$

Donde:

RPM = Revoluciones por minuto (adimensional)

f = Frecuencia (Hz)

Ratio= Es la reducción específica de cada mecanismo reductor (tabla 2.6)

“**Pshft Trq**”: El torque generado en el eje del sistema también depende del mecanismo reductor seleccionado como se puede observar en las especificaciones de la tabla 2.6. El torque aplicado al sistema al seleccionar la bomba y mecanismo reductor se puede calcular utilizando la ecuación 3.25.

$$T = \frac{(5252)BHP}{RPM} \quad (3.25)$$

Donde:

T = Torque (pie/lb)

BHP = La potencia al freno de la bomba (HP)

El mecanismo reductor seleccionado es el Gear Box de Centrilift con Ratio=11.4 Serie 538, se escogió la serie 538 debido a que no existe ninguna restricción con el casing de producción de 7”, el ratio fue seleccionado ya que permite trabajar con torques de hasta 1300 pie/lb. Con el mecanismo reductor seleccionado se tiene un rango correcto de RPM y de torque del sistema como se observa en la tabla 3.9 y en la figura 3.7 bajo estas consideraciones se puede asumir que el mecanismo reductor seleccionado es el correcto para las características del pozo TMSA-002.

TABLA 3.9

SELECCIÓN DEL MECANISMO REDUCTOR POZO TMSA-002

Parámetro	Dato	Unidad
RPM	235.5	RPM
Pshft Trq	291.5	pie-lb

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

3.3.12 SELECCIÓN DEL MOTOR

3.3.12.1 Application Dependent Rating ADR™

ADR o diseño del motor de acuerdo a su aplicación es un método para dimensionar físicamente el motor de forma que no se afecte su eficiencia, ni reduzca su tiempo de operación, cuya aplicación se encuentra como parte del programa AutographPC™. Para la selección del motor se deben tomar en cuenta los siguientes parámetros.

3.3.12.2 Parámetros de selección del motor

“Serie y Model”: Se selecciona la serie y modelo del motor, cuyas especificaciones se pueden observar también en la tabla 2.7.

“HP V/A”: La potencia del motor debe suplir la energía para la bomba, y la sección sellante, para motivos de diseño de acuerdo a lo expresado por los ingenieros del Departamento de Aplicaciones de Baker Hughes Centrilift se aplica la relación presentada en la ecuación 3.26

$$HP = 2BHP + HP\mu_c + Seal Losses \quad (3.26)$$

$$BHP = \frac{2.31q\Delta P}{136000(Effvol)} \quad (3.27)$$

Donde:

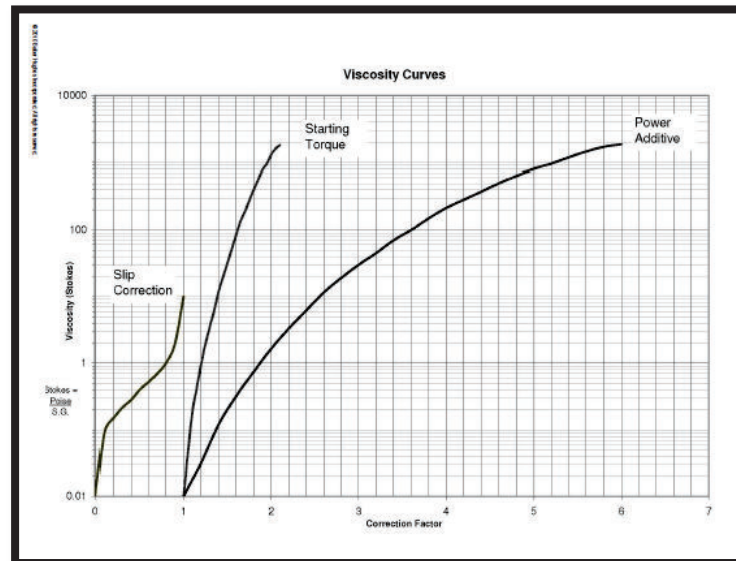
HP = Potencia requerida por el motor (HP)

BHP = La potencia al freno de la bomba (HP)

$HP\mu_c$ = Adición de HP por efecto de viscosidad de crudo obtenido de la figura 3.9.

$SealLosses$ = Potencia requerida por el sello (HP)

FIGURA 3.9 ADICIÓN DE HP POR EFECTO DE VISCOSIDAD



FUENTE: Technical Data Summary, The 9-Step Book, a procedure for ESPCP system selection, Centrilift Baker Hughes, 2010.

ELABORACIÓN: Baker Hughes

“Oil Type”: Se selecciona de acuerdo a las características de temperatura del motor como se puede observar en la tabla 2.8.

3.3.12.3 Análisis de la selección del motor

Una vez seleccionado el motor para determinar si la selección se realizó correctamente se debe analizar los siguientes parámetros:

“Motor Load”: La carga del motor no debe superar el 50%, ya que la bomba PCP requiere de altos torques.

“Internal Temp”: La temperatura del motor no debe exceder los 300 °F.

“Fluid Speed”: Es recomendable que la velocidad de fluido a través del motor sea de aproximadamente 1 pie/s.

El motor seleccionado corresponde a la serie 562 ya que como se observa en la tabla 2.7 se adapta correctamente a la tubería de revestimiento de 7". El motor modelo MSP1, con 126 HP/ 2300 V / 33 A, cuya principal característica es el soporte radial que posee y la alta resistencia a la temperatura ya que fue probado con resina a 440 °F. Los HP necesarios para el funcionamiento del motor fueron calculados de acuerdo a la ecuación 3.26, el aceite seleccionado fue el PC-92 de acuerdo a la tabla 2.8, debido a que la temperatura es menor que 250° F, como se puede observar en tabla 3.10.

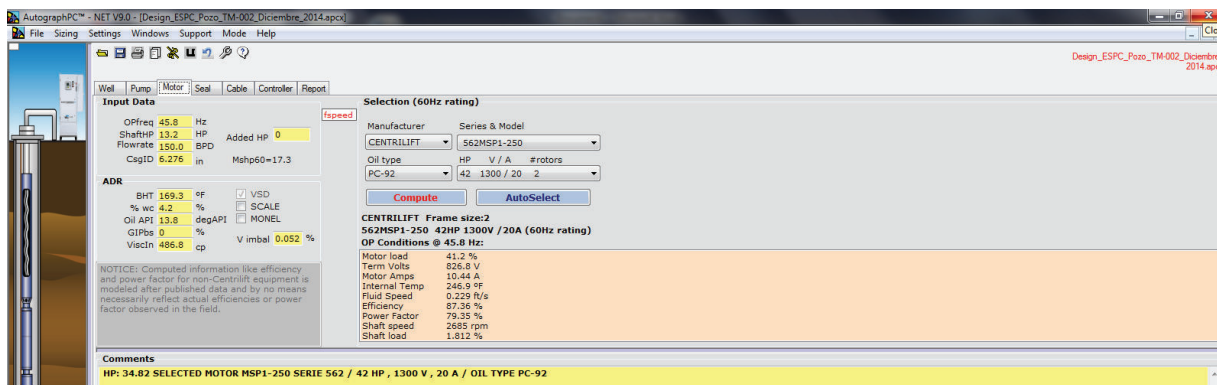
De los resultados obtenidos la carga sobre el motor es menor a 50%, la temperatura de motor es menor a 300 °F, la rapidez del fluido que refrigera el motor tiene una velocidad menor a 1 ft/s, por la alta viscosidad del crudo sin embargo al tener una temperatura estable de operación no se considera un problema para la selección del motor.

TABLA 3.10
SELECCIÓN DEL MOTOR POZO TMSA-002

Parámetro	Dato	Unidad
BHP	13.07	HP
Seal Losses	0.129	HP
HP calculado	31.26	HP
HP Motor	42	HP
V Motor	1300	V
A Motor	20	A
Oil Type	PC-92	-
% Motor Load	41.2	-
Internal Temp	246.9	°F
Fluid Speed	0.229	pie/s

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

FIGURA 3.10 SELECCIÓN DEL MOTOR POZO TMSA-002



FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

3.3.13 SELECCIÓN DEL SELLO

En el programa AutographPC™ se selecciona la pantalla “Seal” en la cual se escogerá el sello, de acuerdo a las series, modelo y opciones respectivas.

3.3.13.1 Análisis de la selección del sello

Una vez seleccionado el sello para determinar si la selección se realizó correctamente se debe analizar los siguientes parámetros:

“**Shaft Load**”: El eje debe tener una carga menor a 100%.

“**Thrust brg load**”: La carga ejercida en los cojinetes debe ser menor a 150%. El sello seleccionado es serie 513, con un diámetro externo de 5,13” el cual de acuerdo al anexo 2 es aplicable al casing de 7”, el modelo GSB3DB tiene las siguientes características, posee sección sellante, un eje de alta resistencia y óptimo comportamiento a bajas velocidades, debido a las RPM a las que trabaja la bomba, al igual que el motor el aceite lubricante escogido es el PC-92. Como se observa en la tabla 3.11 y en la figura 3.11 el eje posee una carga menor al 100%, y la carga ejercida

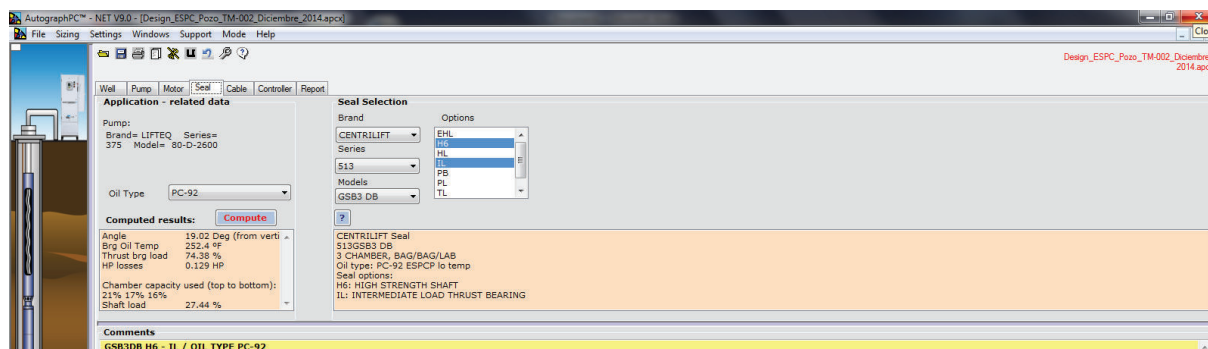
en los cojinetes es menor al 150%, por lo que se determina que la selección del sello es la correcta para el sistema.

TABLA 3.11
SELECCIÓN DEL SELLO POZO TMSA-002

Parámetro	Dato	Unidad
% Shaft Load	27.44	-
% Thrust brg load	74.38	-
Oil Type	PC-92	-

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

FIGURA 3.11 SELECCIÓN DEL SELLO POZO TMSA-002



FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

3.3.14 SELECCIÓN DEL CABLE

En el programa AutographPC™ se selecciona el cable considerando las características específicas del pozo.

3.3.14.1 Parámetros de selección del cable

3.3.14.1 *Temperatura de Operación*

La temperatura de operación puede ser determinada utilizando las figuras del anexo 2 para cada uno de los diferentes tipos de cable ingresando la corriente del motor (A) y la temperatura de fondo de pozo (°F), para el pozo TMSA-002 se utilizó la figura 3.12.

3.3.14.2 *Caída de Voltaje*

Se debe seleccionar un cable que de acuerdo al amperaje del motor (A) y a la temperatura de operación (°F) asegure una caída de voltaje de menos de 30 voltios cada 1000 pies mediante la figura 3.13, considerando el factor de corrección de temperatura. Para calcular la caída de voltaje total se utiliza la ecuación 3.28.

$$Caída\ de\ voltaje\ total = \left(\frac{Caída\ de\ voltaje}{1000\ pies} \right) (Surface + Prof\ bomba + MLE) f_{ct} \quad (3.28)$$

Donde:

Caída de voltaje total = Caída de voltaje total (V)

Caída de voltaje = Factor obtenido de la figura 3.9 (V/pie)

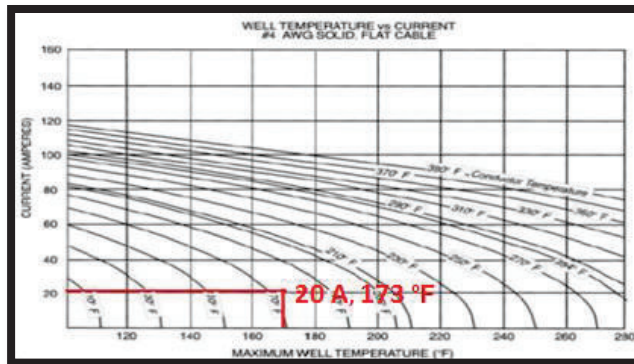
Surface = Longitud de cable para conexión en superficie (pie)

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

f_{ct} = Factor de corrección de temperatura de operación obtenido de la figura 3.9 (adimensional).

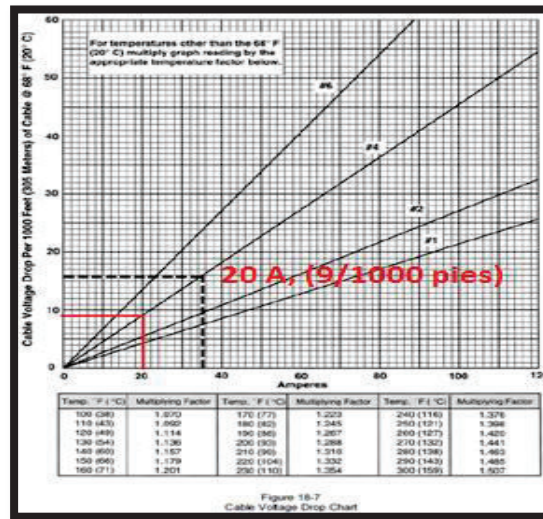
Para la selección del cable se calcula la caída de voltaje total aplicando la ecuación 3.28, los valores obtenidos se observan en la tabla 3.12.

FIGURA 3.12 TEMPERATURA DE OPERACIÓN PARA SELECCIÓN DEL CABLE POZO TMSA-002



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

FIGURA 3.13 CAÍDA DE VOLTAJE PARA SELECCIÓN DEL CABLE POZO TMSA-002



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

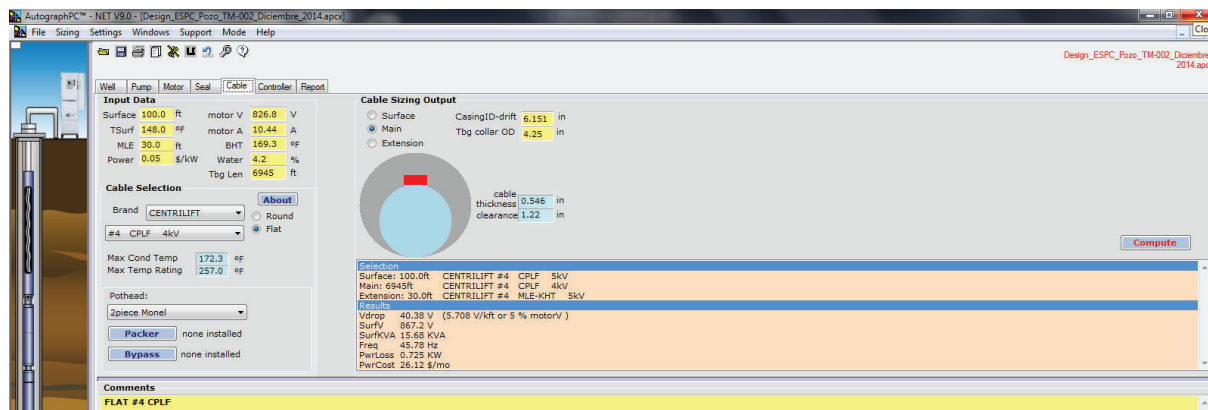
TABLA 3.12 SELECCIÓN DEL CABLE POZO TMSA-002

Parámetro	Dato	Unidad
Caída de Voltaje	9	V/1000 pies
f_{ct}	1.223	-
Temperatura operación	173	°F

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
 ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Se selecciona el cable tomando en cuenta la caída de voltaje total para garantizar la conducción de energía al sistema de fondo, como se puede observar en la figura 3.14 en este caso se seleccionó el cable plano AWG #4 CPLF 4kV, debido a que la potencia del motor y la corriente no es alta, la capacidad de corriente del cable seleccionado es de 110 A suficiente para satisfacer las condiciones del sistema diseñado, el cable tipo CPLF soporta un rango de temperaturas de 40°F a 257°F, siendo una opción conveniente para la temperatura del pozo.

FIGURA 3.14 SELECCIÓN DEL CABLE POZO TMSA-002



FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

3.3.15 SELECCIÓN DEL VSD

En el programa AutographPC™ se selecciona la pantalla "Controller" en la cual se elige el VSD de acuerdo a la energía necesaria para el funcionamiento del equipo como se puede observar en la figura 3.15.

3.3.15.1 Parámetros de selección del variador de frecuencia

Para la selección del VSD determinamos los siguientes parámetros:

3.3.15.1.1 *Voltaje de superficie*

Es el voltaje de superficie requerido calculado mediante la ecuación 3.29.

$$V_s = V_m + \text{Caída de voltaje total} \quad (3.29)$$

Donde:

V_s = Voltaje de superficie (V)

V_m = Voltaje de placa del motor (V)

Caída de voltaje total = Caída de voltaje total (V)

3.3.15.1.2 *Potencia Aparente, kVA*

La potencia aparente medida en kilovoltio-amperio (kVA) necesarios para la selección del variador de frecuencia se obtiene mediante la ecuación 3.30.

$$kVA = \frac{\sqrt{3}V_s A}{1000} f_s \quad (3.30)$$

Donde:

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

V_s = Voltaje de superficie (V)

A = Amperaje del Motor (A)

f_s = Factor de seguridad, utilizado para propósitos de diseño como medida de seguridad para garantizar la proporción de energía suficiente para el funcionamiento del motor (adimensional)

Los valores obtenidos se pueden observar en la tabla 3.13.

TABLA 3.13
SELECCIÓN DEL VSD POZO TMSA-002

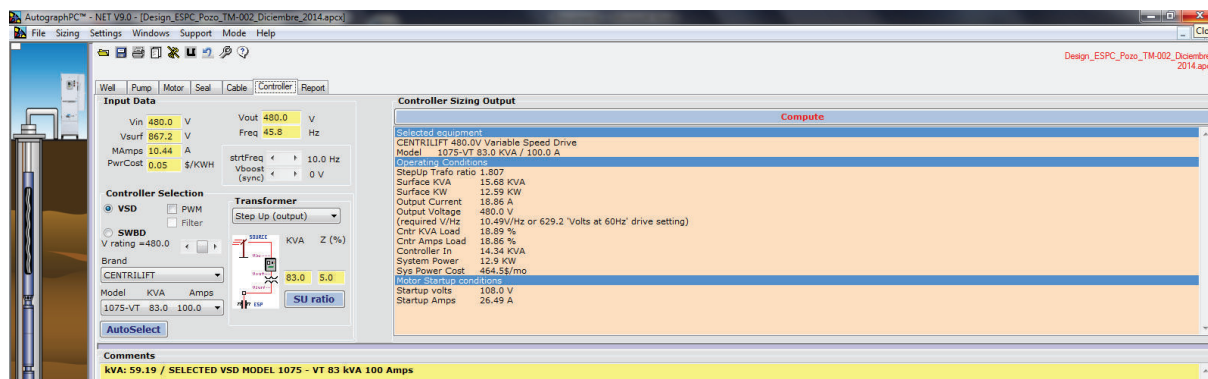
Parámetro	Dato	Unidad
Caída de Voltaje Total	79.76	V
V_m	1300	V
V_s	1379.76	V
kVA calculado	57.35	VA
kVA VSD	83.00	VA

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Como se observa en la figura 3.15 para este equipo se seleccionó un VSD Centrilift Modelo 1075-VT, con 83 kVA, 100 A, al obtener 57 kVA procedemos a seleccionar al VSD de mayor kVA de la lista (superior) para garantizar de esta manera la proporción de energía necesaria para el funcionamiento del sistema, como se observa en el anexo 2.

FIGURA 3.15 SELECCIÓN DEL VSD POZO TMSA-002



FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

En la tabla 3.14 se puede observar los componentes seleccionados para el sistema ESPCP diseñado para el pozo TMSA-002.

TABLA 3.14**SISTEMA ESPCP SELECCIONADO POZO TMSA-002**

#	Equipo	Descripción / Modelo	Tipo	Serie	Diámetro OD (pg)	Longitud (pie)
1	Bomba (PCP)	80-D-2600	PCP	375	3.75	13.89
2	Eje Flexible+Intake	INTK H6	INTK H6	513	5.13	8
3	Mecanismo Reductor (GRU)	GRU 538 11.4:1	Ratio 11.4	538	5.38	4
4	Motor	MSP1	42HP/1300V/20A	562	5.62	15.4
5	Sello	GSB3DB H6-IL	Ferril PC-092 H6-IL	513	5.13	6.9
6	Sensor	GCS Centinel 3	Ferritic /Asm 5000	450	4.5	1.9
7	Cable de Potencia	CPLF	Flat, CAP 4KV	AWG#4	0.546	7105
8	Variador de frecuencia (VSD)	1075 VT	83 kVA/100 A	-	-	(7.7 x 1.9 x 2.21)

FUENTE: Departamento de Aplicaciones, Artificial Lift Systems Baker Hughes.

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

3.3.16 REPORT

Finalmente se presenta en el anexo 3 el reporte generado por el programa AutographPC™ donde consta toda la información relacionada con el diseño del pozo TMSA-002.

Siguiendo el procedimiento detallado para el diseño del sistema ESPCP correspondiente al pozo TMSA-002 desarrollado en este capítulo, se realizará el diseño con la respectiva selección de equipos de fondo y superficie para los pozos PCCA-009, PCSC-001, PCCD-028 y TMEA-001.

3.4 DISEÑO DEL SISTEMA ESPCP POZO PCCA-009

TABLA 3.15
CARACTERÍSTICAS POZO PCCA-009

Parámetro		Datos	Unidades
Arenisca productora		M-2	-
% BSW		88	-
Presión de reservorio		2800	psi
Presión de burbuja		350	psi
Eficiencia de flujo		1	-
Presión de tubing		389	psi
Presión de casing		35	psi
Temperatura de reservorio		185	°F
Tasa de flujo deseada		900	BFPD
Presión de fondo fluente de prueba		1041.21	psi
Tasa de flujo de prueba		870.72	BFPD
Gravedad API		16.8	°API
Gravedad específica del agua		1.01	-
Gravedad específica del gas		1	-
GOR		88.89	PCS/BF
Sólidos		3	PTB
Viscosidad		7068.5 @ 68 °F	cp
		174.3 @ 176 °F	cp
H_2O		120	ppm
% CO_2		3	-
Casing	Superficial	13 3/8	pg
		68	lb/pie
	Intermedio	9 5/8	pg
		47	lb/pie
	Producción	7	pg
		26	lb/pie
Tubing		3 1/2	pg
		9.2	lb/pie
Intervalo de Producción		7560 - 7572 MD	pie
		6629 - 6840 TVD	pie
Mitad de Perforaciones		7566 MD - 6635 TVD	pie
Máxima Inclinación		32.14° @ 3992.22 MD	pie
Máximo Dog Leg		3.24° / 100 pies @ 1155.36 MD	pie
Prof Bomba		6900	pie

FUENTE: Departamento de operaciones, PETROAMAZONAS EP.
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Considerando las características del pozo PCCA-009 se realizó el diseño del sistema ESPCP, seleccionando los equipos que se observan en la tabla 3.16

TABLA 3.16

SISTEMA ESPCP SELECCIONADO POZO PCCA-009

#	Equipo	Descripción / Modelo	Tipo	Serie	Diámetro OD (pg)	Longitud (pie)
1	Bomba (PCP)	450-D-2600	PCP	375	3.75	49.27
2	Eje Flexible+Intake	INTK H6	INTK H6	513	5.13	8
3	Mecanismo Reductor (GRU)	GRU 538 11.4:1	Ratio 11.4	538	5.38	4
4	Motor	MSP1	147HP/1325V/67A	562	5.62	15.4
5	Sello	CENTigrade	Ferril PC-92	538	5.38	6.9
6	Sensor	GCS Centinel 3	Ferritic /Asm 5000	450	4.5	1.9
7	Cable de Potencia	CPLF	Flat, CAP 5kV	AWG#2	0.546	7105
8	Variador de frecuencia (VSD)	2200 VT	200 kVA/241 A	-	-	(7.7 x 1.9 x 2.21)

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Los resultados de parámetros de condición de pozo, presiones de ingreso y descarga de bomba se observan en la tabla 3.17.

TABLA 3.17

PARÁMETROS OBTENIDOS DEL PROGRAMA AUTOGRAPHPC™ POZO PCCA-009

Resultados del programa AutographPC™		
Parámetro	Dato	Unidad
P_r	2800	psi
IP	0.495	BFPD/psi
Q_{max}	1377	BFPD
P_{wf}	981.8	psi
B_o	1.094	BL/BF
B_g	3.784	BL/BF
B_w	1.032	BL/BF
γ_f	0.968	-
μ_f	10.09	cp
TDH	5494	pie
PIP	725.5	psi
P_d	Hagedorn y Brown	-
	3034	psi

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Con la bomba seleccionada 450-D-2600 se obtienen los valores que se observan en la tabla 3.18, para la producción deseada de 900 BFPD, las RPM se encuentran en un rango óptimo de operación entre 190 y 310 RPM, la frecuencia a la cual trabaja el sistema está en el rango adecuado de 35 a 65 Hz, la eficiencia volumétrica es alta, de acuerdo a lo expuesto los resultados indican que la selección considerando las condiciones operacionales es la correcta para el pozo PCCA-009.

TABLA 3.18

PARÁMETROS Y RESULTADOS SELECCIÓN DE LA BOMBA POZO PCCA-009

Parámetros y resultados de selección de la bomba				
Parámetro	Dato	Producción mínima	Producción máxima	Unidad
Flow	900	766.8	1029	BFPF
RPM	231.5	195.5	267	RPM
Freq	45.1	38	52	Hz
%Pressure Load	88.8	90.5	98.87	-
% GIP	0	0	0	-
% <i>Eff_{vol}</i>	89.7	90.5	89	-
Elastómero	LT4000			-

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Los resultados de la selección del motor se observan en la tabla 3.19, donde se verifica que la carga sobre el motor es menor a 50%, la temperatura de motor es menor a 300 °F, la rapidez del fluido que refrigera el motor tiene una velocidad mayor a 1 ft/s, por lo cual se considera que la selección del motor electrosumergible para el sistema del pozo PCCA-009 es la correcta.

TABLA 3.19

PARÁMETROS Y RESULTADOS SELECCIÓN DEL MOTOR POZO PCCA-009

Parámetros y resultados de selección del motor		
Parámetro	Dato	Unidad
BHP	50.51	HP
Seal Losses	0.202	HP
HP Calculado	106.009	HP
HP Motor	147	HP
V Motor	1325	V
A Motor	67	A
Oil Type	PC-92	-
% Motor Load	45.94	-
Internal Temp	238.9	°F
Fluid Speed	1.374	pie/s

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
 ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Los parámetros de selección de los equipos del sistema ESPCP y los resultados de las condiciones operacionales del diseño se observan en la tabla 3.20.

TABLA 3.20

PARÁMETROS Y RESULTADOS SELECCIÓN DE EQUIPOS POZO PCCA-009

Parámetros y resultados de selección de equipos			
Equipo	Parámetro	Dato	Unidad
GRU	RPM	231.5	RPM
	Pshft Trq	1146	pie-lb
Sello	% Shaft Load	63.87	-
	% Thrust brg load	47.16	-
	Oil Type	PC-92	-
Cable	Caída de Voltaje	18	V/1000 pies
	f_{ct}	1.332	-
	Temperatura operación	220	°F
VSD	Caída de Voltaje Total	171.922	V
	V_m	1325	V
	V_s	1496.92	V
	kVA calculado	191.08	VA
	kVA VSD	200	VA

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
 ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

3.5 DISEÑO DEL SISTEMA ESPCP POZO PCSC-001

TABLA 3.21

CARACTERÍSTICAS POZO PCSC-001

Parámetro		Datos	Unidades
Arenisca productora		M-1	-
% BSW		93.1	-
Presión de reservorio		2401	psi
Presión de burbuja		268	psi
Eficiencia de flujo		1	-
Presión de tubing		513	psi
Presión de casing		60	psi
Temperatura de reservorio		187	°F
Tasa de flujo deseada		600	BFPD
Presión de fondo fluente de prueba		883.51	psi
Tasa de flujo de prueba		520	BFPD
Gravedad API		9.4	°API
Gravedad específica del agua		1.01	-
Gravedad específica del gas		1.04	-
GOR		166.7	PCS/BF
Sólidos		20	PTB
Viscosidad		6484208.9 @ 68 °F	cp
		2843.6 @ 176 °F	cp
H_2O		28	ppm
% CO_2		10	-
Casing	Superficial	13 3/8	pg
		68	lb/pie
	Intermedio	9 5/8	pg
		47	lb/pie
	Producción	7	pg
		26	lb/pie
Tubing		2 7/8	pg
		6.5	lb/pie
Intervalo de Producción		6905 - 6930 MD	pie
Mitad de Perforaciones		6920 MD	pie
Máxima Inclinación		30.4° @ 2531 MD	pie
Máximo Dog Leg		2.87° / 100 pies @ 1204.56 MD	pie
Prof Bomba		6700	pie

FUENTE: Departamento de operaciones, PETROAMAZONAS EP.

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Considerando las características del pozo PCSC-001 se realizó el diseño del sistema ESPCP, con los equipos que se observan en la tabla 3.22.

TABLA 3.22

SISTEMA ESPCP SELECCIONADO POZO PCSC-001

#	Equipo	Descripción/ Modelo	Tipo	Serie	Diámetro OD (pg)	Longitud (pie)
1	Bomba (PCP)	270-D-3600	PCP	375	3.75	30.85
2	Eje Flexible+Intake	INTK H6	INTK H6	513	5.13	8
3	Mecanismo Reductor (GRU)	GRU 538 11.42:1	Ratio 11.4	538	5.38	4
4	Motor	MSP1	126HP/2300V/33A	562	5.62	15.4
5	Sello	CENTigrade	Ferril PC-92	538	5.38	6.9
6	Sensor	GCS Centinel 3	Ferritic /Asm 5000	450	4.5	1.9
7	Cable de Potencia	CPLF	Flat, CAP 5kV	AWG#4	0.546	6830
8	Variador de frecuencia (VSD)	2200 VT	200 kVA/241 A	-	-	(7.7 x 1.9 x 2.21)

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Los resultados de parámetros de condición de pozo, presiones de ingreso y descarga de bomba se observan en la tabla 3.23.

TABLA 3.23

PARÁMETROS OBTENIDOS DEL PROGRAMA AUTOGRAPHPC™ POZO PCSC-001

Resultados del programa AutographPC™		
Parámetro	Dato	Unidad
P_r	2401	psi
IP	0.343	BFPD/psi
Q_{max}	820.1	BFPD
P_{wf}	650	psi
B_o	1.091	BL/BF
B_g	5.064	BL/BF
B_w	1.033	BL/BF
γ_f	0.964	-
μ_f	55.12	cp
TDH	6950	pie
PIP	555.9	psi
P_d	Hagedorn y Brown	-
	3491	psi

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Con la bomba seleccionada 270-D-3600 se obtienen los resultados que se observan en la tabla 3.24, para la producción deseada de 600 BFPD, las RPM se encuentran en un rango óptimo de operación entre 190 y 310 RPM, la frecuencia a la cual trabaja el sistema está en el rango adecuado de 35 a 65 Hz, la carga ejercida sobre la bomba no excede el 90%, la eficiencia volumétrica es alta, de acuerdo a lo expuesto los resultados indican que la selección considerando las condiciones operacionales es la correcta para el pozo PCSC-001.

TABLA 3.24

PARÁMETROS Y RESULTADOS SELECCIÓN DE LA BOMBA POZO PCSC-001

Parámetros y resultados de selección de la bomba				
Parámetro	Dato	Producción mínima	Producción máxima	Unidad
Flow	600	471.4	698.5	BFPF
RPM	253.2	195.6	308.2	RPM
Freq	49.2	38	60	Hz
% Pressure Load	81.53	69.21	90.87	-
% GIP	1.13	0	5.33	-
% <i>Eff</i> _{vol}	92.1	92.6	91.9	-
Elastómero	LT4000			-

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Los resultados de la selección del motor se observan en la tabla 3.25, donde se verifica que la carga sobre el motor es menor a 50%, la temperatura de motor es menor a 300 °F, la rapidez del fluido que refrigera el motor tiene una velocidad de 0.926 ft/s, por lo cual se considera que la selección del motor electrosumergible para el sistema del pozo PCSC-001 es la correcta.

TABLA 3.25

PARÁMETROS Y RESULTADOS SELECCIÓN DEL MOTOR POZO PCSC-001

Parámetros y resultados de selección del motor		
Parámetro	Dato	Unidad
BHP	45.05	HP
Seal Losses	0.243	HP
HPCalculado	109.529	HP
HP Motor	126	HP
V Motor	2300	V
A Motor	33	A
Oil Type	PC-92	-
% Motor Load	43.8	-
Internal Temp	244.4	°F
Fluid Speed	0.926	pie/s

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
 ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Los parámetros de selección de los equipos del sistema ESPCP y los resultados de las condiciones operacionales del diseño se observan en la tabla 3.26.

TABLA 3.26

PARÁMETROS Y RESULTADOS SELECCIÓN DE EQUIPOS POZO PCSC-001

Parámetros y resultados de selección de equipos			
Equipo	Parámetro	Dato	Unidad
GRU	RPM	253.2	RPM
	Pshft Trq	934.6	pie-lb
Sello	% Shaft Load	52.18	-
	% Thrust brg load	63.55	-
	Oil Type	PC-92	-
Cable	Caída de Voltaje	15	V/1000 pies
	f_{ct}	1.288	-
	Temperatura operación	200	°F
VSD	Caída de Voltaje Total	134.59	V
	V_m	2300	V
	V_s	2434	V
	kVA calculado	166.98	VA
	kVA VSD	200	VA

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
 ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

3.6 DISEÑO DEL SISTEMA ESPCP POZO PCCD-028

TABLA 3.27

CARACTERÍSTICAS POZO PCCD-028

Parámetro		Datos	Unidades
Arenisca productora		M-1	-
% BSW		70	-
Presión de reservorio		2430	psi
Presión de burbuja		268	psi
Eficiencia de flujo		1	-
Presión de tubing		35	psi
Presión de caising		10	psi
Temperatura de reservorio		185	°F
Tasa de flujo deseada		550	BFPD
Presión de fondo fluyente de prueba		720	psi
Tasa de flujo de prueba		472	BFPD
Gravedad API		14.3	°API
Gravedad específica del agua		1.01	-
Gravedad específica del gas		0.99	-
GOR		80	PCS/BF
Sólidos		6.16	PTB
Viscosidad		19722.5 @ 68 °F	cp
		46.6 @ 176 °F	cp
H_2O		114	ppm
% CO_2		11	-
Caising	Superficial	13 3/8	pg
		68	lb/pie
	Intermedio	9 5/8	pg
		47	lb/pie
	Producción	7	pg
		26	lb/pie
Tubing		3 1/2	pg
		9.2	lb/pie
Intervalo de Producción		9510 - 9526 MD	pie
		6234 - 6244 TVD	pie
Mitad de Perforaciones		9514 MD -6239 TVD	pie
Máxima Inclinación		59.56° @ 5.342 MD	pie
Máximo Dog Leg		3.95°/100 pies @ 2951 MD	pie
Prof Bomba		9450	pie

FUENTE: Departamento de operaciones, PETROAMAZONAS EP.

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Considerando las características del pozo PCCD-028 se realizó el diseño del sistema ESPCP, con los equipos que se observan en la tabla 3.28

TABLA 3.28

SISTEMA ESPCP SELECCIONADO POZO PCCD-028

#	Equipo	Descripción/ Modelo	Tipo	Serie	Diámetro OD (pg)	Longitud (pie)
1	Bomba (PCP)	270-D-2600	PCP	375	3.75	30.85
2	Eje Flexible+Intake	INTK H6	INTK H6	513	5.13	8
3	Mecanismo Reductor (GRU)	GRU 538 11.4:1	Ratio 11.4	538	5.38	4
4	Motor	MSP1	84HP/1340/38A	562	5.62	15.4
5	Sello	GSB3 DB	Ferril PC-92 / H6-IL	538	5.38	6.9
6	Sensor	GCS Centinel 3	Ferritic /Asm 5000	450	4.5	1.9
7	Cable de Potencia	CPLF	Flat, CAP 5kV	AWG#4	0.546	9580
8	Variador de frecuencia (VSD)	2200 VT	200 kVA/241 A	-	-	(7.7 x 1.9 x 2.21)

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Los resultados de parámetros de condición de pozo, presiones de ingreso y descarga de bomba se observan en la tabla 3.29.

TABLA 3.29

PARÁMETROS OBTENIDOS DEL PROGRAMA AUTOGRAPHPC™ POZO PCCD-028

Resultados del programa AutographPC™		
Parámetro	Dato	Unidad
P_r	2430	psi
IP	0.276	BFPD/psi
Q_{max}	661.4	BFPD
P_{wf}	437.4	psi
B_o	1.094	BL/BF
B_g	6.858	BL/BF
B_w	1.033	BL/BF
γ_f	0.935	-
μ_f	6.049	cp
TDH	5202	pie
PIP	422.2	psi
P_d	Hagedorn y Brown	-
	2572	psi

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Con la bomba seleccionada 270-D-2600 se obtienen los resultados que se observan en la tabla 3.30, para la producción deseada de 550 BFPD, las RPM se encuentran en un rango óptimo de operación entre 190 y 310 RPM, la frecuencia a la cual trabaja el sistema está en el rango adecuado de 35 a 65 Hz, la eficiencia volumétrica es alta, y la carga sobre la bomba no excede el 90%, de acuerdo a lo expuesto los resultados indican que la selección considerando las condiciones operacionales es la correcta para el pozo PCCD-028.

TABLA 3.30

PARÁMETROS Y RESULTADOS SELECCIÓN DE LA BOMBA POZO PCCD-028

Parámetros y resultados de selección de la bomba				
Parámetro	Dato	Producción mínima	Producción máxima	Unidad
Flow	550	473.7	600	BFPF
RPM	233.6	195.6	277.7	RPM
Freq	45.4	38	54.1	Hz
% Pressure Load	82.68	72.16	89.52	-
% GIP	2.112	0	10.55	-
% <i>Eff</i> _{vol}	91.2	92	91.3	-
Elastómero	LT4000			-

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Los parámetros y resultados de selección del motor se pueden observar en la tabla 3.31, donde se verifica que la carga sobre el motor es menor a 50%, la temperatura de motor es menor a 300 °F, la rapidez del fluido que refrigera el motor tiene una velocidad de 0.858 ft/s, por lo cual se considera que la selección del motor electrosumergible para el sistema del pozo PCCD-028 es la correcta.

TABLA 3.31

PARÁMETROS Y RESULTADOS SELECCIÓN DEL MOTOR POZO PCCD-028

Parámetros y resultados de selección del motor		
Parámetro	Dato	Unidad
BHP	28.17	HP
Seal Losses	0.129	HP
HPCalculado	59.669	HP
HP Motor	84	HP
V Motor	1340	V
A Motor	38	A
Oil Type	PC-92	-
% Motor Load	44.49	-
Internal Temp	241.9	°F
Fluid Speed	0.858	pie/s

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
 ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Los parámetros de selección de los equipos del sistema ESPCP y los resultados de las condiciones operacionales del diseño se observan en la tabla 3.32.

TABLA 3.32

PARÁMETROS Y RESULTADOS SELECCIÓN DE EQUIPOS POZO PCCD-028

Parámetros y resultados de selección de equipos			
Equipo	Parámetro	Dato	Unidad
GRU	RPM	233.6	RPM
	Pshft Trq	633.4	pie-lb
Sello	% Shaft Load	59.31	-
	% Thrust brg load	75.42	-
	Oil Type	PC-92	-
Cable	Caída de Voltaje	18	V/1000 pies
	f_{ct}	1.32	-
	Temperatura operación	205	°F
VSD	Caída de Voltaje Total	232.17	V
	V_m	1340	V
	V_s	1572.17	V
	kVA calculado	124.17	VA
	kVA VSD	200	VA

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
 ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

3.7 DISEÑO DEL SISTEMA ESPCP POZO TMEA-001

TABLA 3.33
CARACTERÍSTICAS POZO TMEA-001

Parámetro		Datos	Unidades
Arenisca productora		M-1	-
% BSW		85.149	-
Presión de reservorio		2420	psi
Presión de burbuja		268	psi
Eficiencia de flujo		1	-
Presión de tubing		56	psi
Presión de casing		10	psi
Temperatura de reservorio		201	°F
Tasa de flujo deseada		250	BFPD
Presión de fondo fluyente de prueba		1208	psi
Tasa de flujo de prueba		202	BFPD
Gravedad API		13.2	°API
Gravedad específica del agua		1	-
Gravedad específica del gas		1.04	-
GOR		100	PCS/BF
Sólidos		9.03	PTB
Viscosidad		15319.3 @ 68 °F	cp
		283.8 @ 176 °F	cp
H_2O		125	ppm
% CO_2		5	-
Casing	Superficial	13 3/8	pg
		68	lb/pie
	Intermedio	9 5/8	pg
		47	lb/pie
	Producción	7	pg
		26	lb/pie
Tubing		3 1/2	pg
		9.2	lb/pie
Intervalo de Producción		8942 - 8950 MD	pie
		6622 - 6627 TVD	pie
Mitad de Perforaciones		8946 MD -6625 TVD	pie
Máxima Inclinación		57.29° @ 9129.70 MD	pie
Máximo Dog Leg		24.57°/100 pies @ 8573.60 MD	pie
Prof Bomba		8000	pie

FUENTE: Departamento de Operaciones, PETROAMAZONAS EP.
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Considerando las características del pozo TMEA-001 se realizó el diseño del sistema ESPCP, con los equipos que se observan en la tabla 3.34.

TABLA 3.34

SISTEMA ESPCP SELECCIONADO POZO TMEA-001

#	Equipo	Descripción/ Modelo	Tipo	Serie	Diámetro OD (pg)	Longitud (pie)
1	Bomba (PCP)	130-D-2600	PCP	375	3.75	19.6
2	Eje Flexible+Intake	INTK H6	INTK H6	513	5.13	8
3	Mecanismo Reductor (GRU)	GRU 538 11.4:1	Ratio 11.4	538	5.38	4
4	Motor	MSP1	42HP/860V/30A	562	5.62	15.4
5	Sello	GSB3 DB	Ferril PC-92 / H6-IL	538	5.38	6.9
6	Sensor	GCS Centinel 3	Ferritic /Asm 5000	450	4.5	1.9
7	Cable de Potencia	CELF	Flat, CAP 5kV	AWG#4	0.546	8130
8	Variador de frecuencia (VSD)	1075 VT	83 kVA/100 A	-	-	(7.7 x 1.9 x 2.21)

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Los resultados de parámetros de condición de pozo, presiones de ingreso y descarga de bomba se observan en la tabla 3.35.

TABLA 3.35

PARÁMETROS OBTENIDOS DEL PROGRAMA AUTOGRAPHPC™ POZO TMEA-001

Resultados del programa AutographPC™		
Parámetro	Dato	Unidad
P_r	2420	psi
IP	0.167	BFPD/psi
Q_{max}	400.5	BFPD
P_{wf}	920	psi
B_o	1.106	BL/BF
B_g	4.228	BL/BF
B_w	1.037	BL/BF
γ_f	0.955	-
μ_f	11.03	cp
TDH	4565	pie
PIP	671.1	psi
P_d	Hagedorn y Brown	-
	2562	psi

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Con la bomba seleccionada 130-D-2600 se obtienen los resultados que se observan en la tabla 3.36, para la producción deseada de 250 BFPD, las RPM se encuentran en un rango óptimo de operación entre 190 y 310 RPM, la frecuencia a la cual trabaja el sistema está en el rango adecuado de 35 a 65 Hz, la eficiencia volumétrica es alta, y la carga sobre la bomba no excede el 90%, de acuerdo a lo expuesto los resultados indican que la selección considerando las condiciones operacionales es la correcta para el pozo TMEA-001.

TABLA 3.36

PARÁMETROS Y RESULTADOS SELECCIÓN DE LA BOMBA POZO TMEA-001

Parámetros y resultados de selección de la bomba				
Parámetro	Dato	Producción mínima	Producción máxima	Unidad
Flow	250	231	327.4	BFPF
RPM	212.3	195.6	308.2	RPM
Freq	41.3	38	60	Hz
% Pressure Load	72.73	68.38	90.51	-
% GIP	0	0	9.55	-
% <i>Eff</i> _{vol}	92.5	92.8	92	-
Elastómero	LT4000			-

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
 ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Los parámetros y resultados de selección del motor se pueden observar en la tabla 3.37, donde se verifica que la carga sobre el motor es menor a 50%, la temperatura de motor es menor a 300 °F, la rapidez del fluido que refrigera el motor tiene una velocidad menor a 1 ft/s, por la alta viscosidad del crudo sin embargo al tener una temperatura estable de operación no se considera un problema para la selección del motor.

TABLA 3.37

PARÁMETROS Y RESULTADOS SELECCIÓN DEL MOTOR POZO TMEA-001

Parámetros y resultados de selección del motor		
Parámetro	Dato	Unidad
BHP	11.3	HP
Seal Losses	0.105	HP
HPCalculado	26.905	HP
HP Motor	42	HP
V Motor	860	V
A Motor	30	A
Oil Type	PC-92	-
% Motor Load	39.49	-
Internal Temp	244.8	°F
Fluid Speed	0.382	pie/s

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
 ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Los parámetros de selección de los equipos del sistema ESPCP y los resultados de las condiciones operacionales del diseño se observan en la tabla 3.38.

TABLA 3.38

PARÁMETROS Y RESULTADOS SELECCIÓN DE EQUIPOS POZO TMEA-001

Parámetros y resultados de selección de equipos			
Equipo	Parámetro	Dato	Unidad
GRU	RPM	212.3	RPM
	Pshft Trq	279.5	pie-lb
Sello	% Shaft Load	37.6	-
	% Thrust brg load	58.36	-
	Oil Type	PC-92	-
Cable	Caída de Voltaje	14	V/1000 pies
	f_{ct}	1.31	-
	Temperatura operación	210	°F
VSD	Caída de Voltaje Total	152.086	V
	V_m	860	V
	V_s	1012	V
	kVA calculado	63.1	VA
	kVA VSD	83	VA

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
 ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

En los anexos 3,4,5,6 y 7 se puede observar la información de los pozos (diagrama, survey), el procedimiento de diseño con el programa AutographPC™ y el reporte correspondiente al diseño realizado.

3.8 COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN SISTEMA INSTALADO ESP Y SISTEMA DISEÑADO ESPCP

En la tabla 3.39 se puede observar el estado en el que se encuentran los pozos, la producción presentada en la tabla en los pozos encendidos data del cierre de potencial del mes de Octubre 2014, y de los pozos apagados en espera de reacondicionamiento por problemas en el sistema de bombeo electrosumergible ESP consta la última prueba obtenida.

Como se puede observar en la tabla 3.39 con el diseño del sistema ESPCP considerado como opción de implementación en los pozos analizados, hay un incremento de producción de 117.25 BPPD.

TABLA 3.39
COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN SISTEMA INSTALADO ESP Y SISTEMA DISEÑADO ESPCP

Pozo	Estado del pozo	Sistema Instalado ESP			Diseño Sistema ESPCP			Incremento
		ÚLTIMA PRUEBA OBTENIDA			BFPD	BPPD	BAPD	BPPD
		BFPD	BPPD	BAPD				
PCCA-009	OFF	749	90	659	900	108	792	18
PCSC-001	OFF	520	36	484	600	41.4	558.6	5.4
PCCD-028	ON	472	52	378	550	110	440	58
TMEA-001	ON	202	30	172	250	37.15	212.85	7.15
TMSA-002	OFF	120	115	5	150	143.7	6.3	28.7
TOTAL		2063	323	1697.6	2450	440.25	2009.8	117.25

FUENTE: Departamento de Operaciones, PETROAMAZONAS EP.

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA ESPCP

4.1 ANÁLISIS ECONÓMICO

El objetivo de realizar la evaluación económica del presente estudio es determinar si la implementación del sistema ESPCP diseñado para los pozos TMSA-002, PCCA-009, PSCS-001, PCCD-028, TMEA-001 es viable o no y si generará un beneficio económico.

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 de los flujos netos de caja, es decir los valores actuales de los ingresos menos los egresos, a una tasa de actualización i . Su ecuación es la siguiente.

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

Donde:

VAN = Valor actual neto (USD)

FNC = Flujo neto de caja (USD)

i = Tasa de actualización (%)

t = Período de tiempo (días, meses, años)

I_0 = Es la inversión realizada (USD)

Para determinar si el proyecto es viable se tomará en cuenta los siguientes aspectos:

- VAN es menor que 0, el proyecto no es viable.
- VAN es igual a 0, el proyecto es indiferente ya que no genera valor monetario.
- VAN es mayor a 0, el proyecto es viable.

4.1.1.2 Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno de un proyecto, es la tasa de actualización que anula el valor actual neto (VAN), es decir hace que el VAN sea igual a cero de la siguiente forma; si VAN es igual a 0, el TIR es igual a i . Su ecuación es:

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

Donde:

VAN = Valor actual neto (USD)

FNC = Flujo neto de caja (USD)

TIR = Tasa interna de retorno (%)

I_0 = Es la inversión realizada (USD)

t = Período de tiempo (días, meses, años)

Para determinar si el proyecto es rentable se tomará en cuenta lo siguiente:

- TIR es menor que i , el proyecto no es viable.
- TIR es igual a i , el proyecto es indiferente.
- TIR es mayor que i , el proyecto es viable.

4.1.1.3 Relación beneficio – costo

La relación beneficio – costo a una tasa de actualización i es el cociente que resulta de dividir la sumatoria total de valor actual de los ingresos netos entre la sumatoria del valor actual de los egresos a una tasa de actualización i . Se calcula mediante la siguiente ecuación:

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

Donde:

$\frac{B}{C}$ = Relación beneficio-costo (adimensional)

$\text{Ingreso Total Actualizado}$ = Sumatoria del valor actual de ingresos a una tasa de actualización i (USD).

$\text{Egreso Total Actualizado}$ = Sumatoria del valor actual de egresos a una tasa de actualización i , considerada la inversión realizada (USD).

De la relación anterior se determina para el proyecto que:

- $\frac{B}{C}$ es menor que 1, el proyecto no es viable.
- $\frac{B}{C}$ es igual a 1, el proyecto es indiferente.

- $\frac{B}{C}$ es mayor que 1, el proyecto es viable.

Partiendo de lo mencionado anteriormente se puede determinar si el proyecto es económicamente rentable si cumple con los siguientes aspectos:

- El *VAN* es mayor a cero.
- El *TIR* es mayor a la tasa de actualización *i*.
- $\frac{B}{C}$ es mayor que uno

4.1.2 COSTO DE IMPLEMENTACIÓN SISTEMA DE BOMBEO ESPCP

Se refiere al valor que representa la implementación del sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible de cavidad progresiva diseñado para los pozos de crudo pesado del campo Pañacocha. Considerando que en los 5 pozos analizados se encuentra instalado actualmente sistema ESP, se toma en cuenta el costo de reacondicionamiento requerido para el cambio de sistema e instalación del equipo ESPCP.

Los costos de los equipos de superficie y fondo considerados para este análisis son referenciales, otorgados por la empresa Baker Hughes para el sistema ESPCP, por tal razón se utilizarán los valores observados en la tabla 4.1 para la evaluación económica de los pozos, se considera que el costo aproximado del sistema ESPCP es de 378125.6 USD, y el costo de reacondicionamiento de 350000 USD.

TABLA 4.1
COSTO IMPLEMENTACIÓN SISTEMA ESPCP

DISEÑO DE ESPCP		
EQUIPO	ITEM	COSTO APROXIMADO (USD)
Equipo Superficie	VSD	112179
	Cable con Capilar	120000
Equipo de Fondo	Bomba PCP	60000
	Reductor GRU	22800
	Sello	13854
	Eje Flexible	10671
	Motor	15000
	Sensor	23621.6
COSTO SISTEMA ESPCP		378125.6
COSTO DE REACONDICIONAMIENTO		350000
COSTO TOTAL INSTALACIÓN SISTEMA ESPCP		728125.6

FUENTE: Departamento de Aplicaciones, Artificial Lift Systems Baker Hughes
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

4.1.3 INVERSIÓN

Para realizar el análisis económico debemos considerar los costos que involucran la inversión que es el monto que se utilizará para la instalación del sistema ESPCP como podemos observar en la tabla 4.1 el cual es de 728125.6 USD.

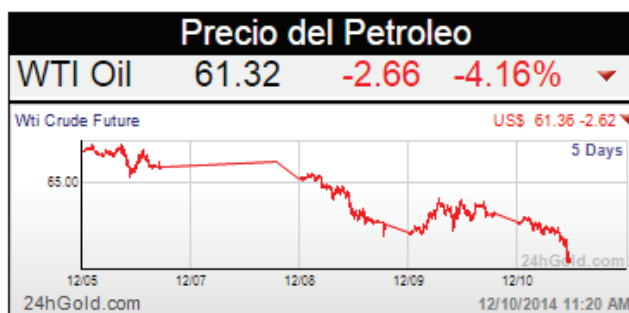
4.1.4 INGRESOS DEL PROYECTO

Los ingresos de este proyecto se refieren al resultado de multiplicar el número de barriles de petróleo producidos por el precio de cada barril. Para el análisis de ingresos, se considerará tres escenarios:

- **Escenario No1:** El precio por barril de petróleo correspondiente al 10 de diciembre del 2014, cuyo valor es 61.32 USD como se observa en la figura 4.1.

- **Escenario No2:** Establece el precio por barril de petróleo con un valor mínimo de 30 USD, cuyo valor es considerado tomando en cuenta la baja de precio de petróleo que se ha suscitado a nivel mundial en los últimos meses del año 2014.
- **Escenario No3:** Considera el precio de barril de petróleo con un valor máximo de 79.7 USD, cuyo valor fue aprobado por la Asamblea Nacional para el precio de exportación de petróleo en el Presupuesto General del Estado Ecuatoriano 2015.

FIGURA 4.1 PRECIO DEL PETRÓLEO



FUENTE: www.preciopetroleo.net

ELABORACIÓN: www.preciopetroleo.net

Para el cálculo de la producción mensual se considerará la declinación exponencial de la misma, aplicando la ecuación 4.4.

$$q = q_i e^{-Dt} \quad (4.4)$$

Donde:

q = Tasa de flujo calculada (BFPD)

q_i = Tasa de flujo inicial (BFPD)

D = Declinación de producción (adimensional)

t = Tiempo considerado para la declinación (días, meses, años)

Las declinaciones anuales que presentan las areniscas productoras de los pozos analizados es de 33% la arenisca M-1 y 26% la arenisca M-2.

4.1.5 EGRESOS

Los egresos son considerados los costos de producción que se refieren a la cantidad que la empresa debe pagar por un barril producido, estos incluyen el valor operativo, y el transporte.

Para el análisis económico se utilizará la información del gráfico 4.2 obtenida de la página oficial de PETROAMAZONAS E.P, el cual corresponde a 8.59 USD por barril.

FIGURA 4.2 COSTO POR BARRIL PRODUCIDO



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

4.1.6 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)

El tiempo de recuperación de inversión de un proyecto es el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial considerando los egresos e ingresos totales acumulativos actualizados y se determina graficando el flujo neto de caja acumulativo actualizado (VAN) versus el tiempo considerado de producción.

4.1.7 HIPÓTESIS EN LAS QUE SE BASA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico se lo realiza tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- Petroamazonas EP, fija la tasa de actualización anual del 12%, siendo de esta manera la tasa de actualización mensual 1%.
- Se considerara la declinación exponencial para la determinación de la producción mensual de cada pozo correspondiente a 30 días, se estima que la declinación de producción promedio mensual es de 2.75% para la arenisca M-1, y 2.16% para la arenisca M-2.
- El costo estimado de instalación del sistema ESPCP, considerando el equipo de fondo, el VSD, y el trabajo de reacondicionamiento es de 728125.6 USD.
- El costo de producción de barril es de 8.59 USD.

4.1.8 ANÁLISIS ECONÓMICO POZO TMSA-002

Para el análisis económico del pozo TMSA-002 se consideraron los tres escenarios propuestos de acuerdo al ingreso por cada barril producido de petróleo.

En las tablas 4.2, 4.3 y 4.4 constan los cálculos realizados con los ingresos y egresos generados con la producción del pozo TMSA-002 en un tiempo determinado de 2 años (24 meses), considerando una declinación anual de 33%.

En la figura 4.4 se presenta el flujo de caja actualizado y acumulado con respecto al tiempo, de los tres escenarios establecidos mediante lo cual se determina el período estimado de recuperación de inversión realizada y las ganancias posteriores que generará la implementación del sistema ESPCP.

TABLA 4.2

CÁLCULO DE VAN, TIR, B/C, PRI, POZO TMSA-002 ESCENARIO No1

Mes	Período	Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPM)	Ingresos Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (UDS)	Egreso Total Mensual (UDS)	Egreso Total Acumulado (USD)
1	0	0	0	0	0	728125.6	728125.6
2	1	143.7	4311	264350.52	264350.52	37031.49	765157.09
3	2	140	4194.06	257179.93	521530.45	36026.9991	801184.0891
4	3	136	4080.30	250203.84	771734.29	35049.7553	836233.8444
5	4	132	3969.62	243416.98	1015151.27	34099.0196	870332.864
6	5	129	3861.94	236814.22	1251965.49	33174.0729	903506.9368
7	6	125	3757.18	230390.56	1482356.05	32274.2156	935781.1525
8	7	122	3655.27	224141.14	1706497.19	31398.7673	967179.9197
9	8	119	3556.12	218061.24	1924558.44	30547.0658	997726.9855
10	9	115	3459.66	212146.26	2136704.70	29718.4669	1027445.452
11	10	112	3365.81	206391.73	2343096.42	28912.3441	1056357.796
12	11	109	3274.52	200793.29	2543889.71	28128.0876	1084485.884
13	12	106	3185.69	195346.70	2739236.42	27365.1043	1111850.988
14	13	103	3099.28	190047.86	2929284.28	26622.8171	1138473.805
15	14	101	3015.21	184892.75	3114177.03	25900.6648	1164374.47
16	15	98	2933.42	179877.48	3294054.51	25198.101	1189572.571
17	16	95	2853.85	174998.25	3469052.76	24514.5945	1214087.166
18	17	93	2776.44	170251.36	3639304.12	23849.6284	1237936.794
19	18	90	2701.13	165633.24	3804937.37	23202.6997	1261139.494
20	19	88	2627.86	161140.39	3966077.75	22573.3191	1283712.813
21	20	85	2556.58	156769.40	4122847.16	21961.0106	1305673.824
22	21	83	2487.23	152516.98	4275364.14	21365.3113	1327039.135
23	22	81	2419.76	148379.91	4423744.05	20785.7704	1347824.905
24	23	78	2354.13	144355.06	4568099.11	20221.9498	1368046.855

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

TABLA 4.2 CONTINUACIÓN

Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Actualizado Mensual (USD)	Ingreso Total Actualizado Acumulado (USD)	Egreso Total Actualizado Mensual (USD)	Egreso Total Actualizado Acumulado (USD)	Flujo de Caja Actualizado con 1% (USD)	Flujo de Caja Actualizado Acumulado (USD)
-728125.6	0	0	728125.6	728125.6	-728125.6	-728125.6
227319.03	261733.1881	261733.1881	36664.84158	764790.4416	225068.3465	-503057.2535
221152.929	252112.4677	513845.6558	35317.12488	800107.5665	216795.3428	-286261.9106
215154.086	242845.3832	756691.039	34018.94719	834126.5137	208826.436	-77435.47461
209317.963	233918.9358	990609.9749	32768.48758	866895.0012	201150.4482	123714.9736
203640.147	225320.6045	1215930.579	31563.99205	898458.9933	193756.6124	317471.586
198116.343	217038.3283	1432968.908	30403.77104	928862.7643	186634.5573	504106.1433
192742.375	209060.4899	1642029.398	29286.19714	958148.9615	179774.2928	683880.4361
187514.177	201375.8988	1843405.296	28209.70272	986358.6642	173166.1961	857046.6322
182427.795	193973.7759	2037379.072	27172.77781	1013531.442	166800.9981	1023847.63
177479.383	186843.7384	2224222.811	26173.96792	1039705.41	160669.7705	1184517.401
172665.199	179975.7849	2404198.596	25211.87201	1064917.282	154763.9128	1339281.314
167981.6	173360.2818	2577558.877	24285.14058	1089202.423	149075.1412	1488356.455
163425.046	166987.9497	2744546.827	23392.47371	1112594.896	143595.476	1631951.931
158992.09	160849.8501	2905396.677	22532.61924	1135127.515	138317.2308	1770269.162
154679.379	154937.3731	3060334.05	21704.37109	1156831.887	133233.002	1903502.164
150483.652	149242.2255	3209576.276	20906.56747	1177738.454	128335.658	2031837.822
146401.735	143756.4186	3353332.694	20138.0893	1197876.543	123618.3293	2155456.151
142430.542	138472.2576	3491804.952	19397.85865	1217274.402	119074.3989	2274530.55
138567.068	133382.3304	3625187.282	18684.83721	1235959.239	114697.4932	2389228.043
134808.392	128479.4974	3753666.78	17998.02483	1253957.264	110481.4726	2499709.516
131151.672	123756.8815	3877423.661	17336.45812	1271293.722	106420.4233	2606129.939
127594.141	119207.8582	3996631.519	16699.2091	1287992.931	102508.6491	2708638.588
124133.11	114826.0468	4111457.566	16085.38392	1304078.315	98740.66286	2807379.251

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

TABLA 4.3
CÁLCULO DE VAN, TIR, B/C, PRI, POZO TMSA-002 ESCENARIO No2

Mes	Período	Producción Diaría (BPPD)	Producción Mensual (BPPM)	Ingresos Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Egreso Total Mensual (UDS)
1	0	0	0	0	0	728125.6
2	1	143.7	4311	129330.00	129330.00	37031.49
3	2	140	4194.06	125821.88	255151.88	36026.9991
4	3	136	4080.30	122408.92	377560.81	35049.7553
5	4	132	3969.62	119088.54	496649.35	34099.0196
6	5	129	3861.94	115858.23	612507.58	33174.0729
7	6	125	3757.18	112715.54	725223.12	32274.2156
8	7	122	3655.27	109658.09	834881.21	31398.7673
9	8	119	3556.12	106683.58	941564.79	30547.0658
10	9	115	3459.66	103789.76	1045354.55	29718.4669
11	10	112	3365.81	100974.43	1146328.97	28912.3441
12	11	109	3274.52	98235.46	1244564.44	28128.0876
13	12	106	3185.69	95570.79	1340135.23	27365.1043
14	13	103	3099.28	92978.41	1433113.64	26622.8171
15	14	101	3015.21	90456.34	1523569.98	25900.6648
16	15	98	2933.42	88002.68	1611572.66	25198.101
17	16	95	2853.85	85615.58	1697188.24	24514.5945
18	17	93	2776.44	83293.23	1780481.47	23849.6284
19	18	90	2701.13	81033.88	1861515.35	23202.6997
20	19	88	2627.86	78835.81	1940351.15	22573.3191
21	20	85	2556.58	76697.36	2017048.51	21961.0106
22	21	83	2487.23	74616.92	2091665.43	21365.3113
23	22	81	2419.76	72592.91	2164258.34	20785.7704
24	23	78	2354.13	70623.81	2234882.15	20221.9498

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

TABLA 4.3 CONTINUACIÓN

Egreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Actualizado Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Egreso Total Actualizado Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja Actualizado con 1% (USD)	Flujo de Caja Actualizado Acumulado (USD)
728125.6	-728125.6	0	0	728125.6	728125.6	-728125.6	-728125.6
765157.09	92298.51	128049.505	128049.505	36664.84158	764790.4416	91384.66337	-636740.9366
801184.0891	89794.8836	123342.6946	251392.1995	35317.12488	800107.5665	88025.56969	-548715.3669
836233.8444	87359.1689	118808.8959	370201.0954	34018.94719	834126.5137	84789.94871	-463925.4182
870332.864	84989.5238	114441.7494	484642.8448	32768.48758	866895.0012	81673.26184	-382252.1564
903506.9368	82684.156	110235.1294	594877.9742	31563.99205	898458.9933	78671.13733	-303581.0191
935781.1525	80441.322	106183.1352	701061.1094	30403.77104	928862.7643	75779.36414	-227801.6549
967179.9197	78259.3257	102280.0831	803341.1925	29286.19714	958148.9615	72993.88599	-154807.7689
997726.9855	76136.5166	98520.49845	901861.691	28209.70272	986358.6642	70310.79573	-84496.9732
1027445.452	74071.2895	94899.10761	996760.7986	27172.77781	1013531.442	67726.32979	-16770.64341
1056357.796	72062.0822	91410.8309	1088171.629	26173.96792	1039705.41	65236.86299	48466.21958
1084485.884	70107.3754	88050.77537	1176222.405	25211.87201	1064917.282	62838.90336	111305.1229
1111850.988	68205.6906	84814.22788	1261036.633	24285.14058	1089202.423	60529.0873	171834.2102
1138473.805	66355.5896	81696.64857	1342733.281	23392.47371	1112594.896	58304.17486	230138.3851
1164374.47	64555.6732	78693.66442	1421426.946	22532.61924	1135127.515	56161.04517	286299.4303
1189572.571	62804.5801	75801.06318	1497228.009	21704.37109	1156831.887	54096.69209	340396.1224
1214087.166	61100.9859	73014.78742	1570242.796	20906.56747	1177738.454	52108.21996	392504.3423
1237936.794	59443.6023	70330.92887	1640573.725	20138.0893	1197876.543	50192.83957	442697.1819
1261139.494	57831.1758	67745.72289	1708319.448	19397.85865	1217274.402	48347.86423	491045.0461
1283712.813	56262.4868	65255.54324	1773574.991	18684.83721	1235959.239	46570.70602	537615.7521
1305673.824	54736.349	62856.89696	1836431.888	17998.02483	1253957.264	44858.87213	582474.6243
1327039.135	53251.6081	60546.4195	1896978.308	17336.45812	1271293.722	43209.96138	625684.5857
1347824.905	51807.1414	58320.86997	1955299.178	16699.2091	1287992.931	41621.66087	667306.2465
1368046.855	50401.8562	56177.1266	2011476.304	16085.38392	1304078.315	40091.74269	707397.9892

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

TABLA 4.4

CÁLCULO DE VAN, TIR, B/C, PRI, POZO TMSA-002 ESCENARIO No3

Mes	Periodo	Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPM)	Ingresos Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (UDS)	Egreso Total Mensual (UDS)
1	0	0	0	0	0	728125.6
2	1	143.7	4311	343586.70	343586.70	37031.49
3	2	140	4194.06	334266.80	677853.50	36026.9991
4	3	136	4080.30	325199.71	1003053.21	35049.7553
5	4	132	3969.62	316378.56	1319431.77	34099.0196
6	5	129	3861.94	307796.69	1627228.47	33174.0729
7	6	125	3757.18	299447.61	1926676.08	32274.2156
8	7	122	3655.27	291325.00	2218001.08	31398.7673
9	8	119	3556.12	283422.72	2501423.80	30547.0658
10	9	115	3459.66	275734.79	2777158.58	29718.4669
11	10	112	3365.81	268255.39	3045413.98	28912.3441
12	11	109	3274.52	260978.88	3306392.86	28128.0876
13	12	106	3185.69	253899.75	3560292.60	27365.1043
14	13	103	3099.28	247012.63	3807305.24	26622.8171
15	14	101	3015.21	240312.34	4047617.57	25900.6648
16	15	98	2933.42	233793.79	4281411.36	25198.101
17	16	95	2853.85	227452.06	4508863.42	24514.5945
18	17	93	2776.44	221282.35	4730145.77	23849.6284
19	18	90	2701.13	215280.00	4945425.77	23202.6997
20	19	88	2627.86	209440.46	5154866.22	22573.3191
21	20	85	2556.58	203759.32	5358625.54	21961.0106
22	21	83	2487.23	198232.28	5556857.83	21365.3113
23	22	81	2419.76	192855.17	5749713.00	20785.7704
24	23	78	2354.13	187623.91	5937336.91	20221.9498

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

TABLA 4.4 CONTINUACIÓN

Egreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Actualizado Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Egreso Total Actualizado Mensual (USD)	Egreso Total Actualizado Acumulado (USD)	Flujo de Caja Actualizado con 1% (USD)	Flujo de Caja Actualizado Acumulado (USD)
728125.6	-728125.6	0	0	728125.6	728125.6	-728125.6	-728125.6
765157.09	306555.21	340184.8515	340184.8515	36664.84158	764790.4416	303520.0099	-424605.5901
801184.0891	298239.803	327680.4252	667865.2767	35317.12488	800107.5665	292363.3004	-132242.2897
836233.8444	290149.953	315635.6334	983500.9102	34018.94719	834126.5137	281616.6862	149374.3965
870332.864	282279.544	304033.581	1287534.491	32768.48758	866895.0012	271265.0934	420639.4899
903506.9368	274622.622	292857.9937	1580392.485	31563.99205	898458.9933	261294.0017	681933.4916
935781.1525	267173.396	282093.1958	1862485.681	30403.77104	928862.7643	251689.4248	933622.9163
967179.9197	259926.233	271724.0875	2134209.768	29286.19714	958148.9615	242437.8904	1176060.807
997726.9855	252875.651	261736.1242	2395945.892	28209.70272	986358.6642	233526.4215	1409587.228
1027445.452	246016.319	252115.2959	2648061.188	27172.77781	1013531.442	224942.5181	1634529.746
1056357.796	239343.049	242848.1074	2890909.296	26173.96792	1039705.41	216674.1395	1851203.886
1084485.884	232850.792	233921.5599	3124830.856	25211.87201	1064917.282	208709.6879	2059913.574
1111850.988	226534.641	225323.1321	3350153.988	24285.14058	1089202.423	201037.9915	2260951.565
1138473.805	220389.817	217040.763	3567194.751	23392.47371	1112594.896	193648.2893	2454599.854
1164374.47	214411.673	209062.8351	3776257.586	22532.61924	1135127.515	186530.2159	2641130.07
1189572.571	208595.689	201378.1578	3977635.744	21704.37109	1156831.887	179673.7868	2820803.857
1214087.166	202937.464	193975.9519	4171611.696	20906.56747	1177738.454	173069.3845	2993873.242
1237936.794	197432.721	186845.8344	4358457.53	20138.0893	1197876.543	166707.7451	3160580.987
1261139.494	192077.296	179977.8038	4538435.334	19397.85865	1217274.402	160579.9452	3321160.932
1283712.813	186867.138	173362.2265	4711797.56	18684.83721	1235959.239	154677.3893	3475838.321
1305673.824	181798.308	166989.8229	4878787.383	17998.02483	1253957.264	148991.7981	3624830.119
1327039.135	176866.971	160851.6545	5039639.038	17336.45812	1271293.722	143515.1963	3768345.316
1347824.905	172069.399	154939.1112	5194578.149	16699.2091	1287992.931	138239.9021	3906585.218
1368046.855	167401.962	149243.8997	5343822.049	16085.38392	1304078.315	133158.5158	4039743.733

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

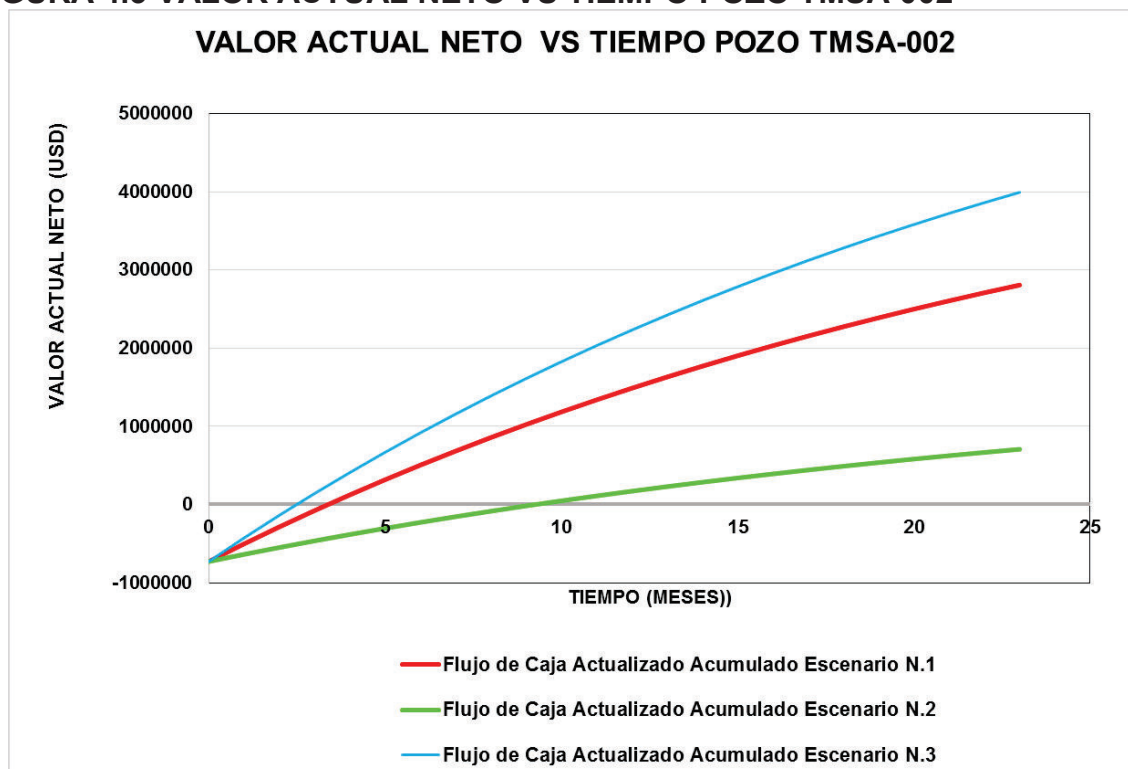
TABLA 4.5

RESULTADOS ANÁLISIS ECONÓMICO POZO TMSA-002

RESULTADOS EVALUACIÓN ECONÓMICA			
CRITERIOS DE EVALUACIÓN	ESCENARIO No1 (61.32 USD)	ESCENARIO No2 (30 USD)	ESCENARIO No3 (79.7 USD)
INVERSIÓN TOTAL (USD)	728125.6	728125.6	728125.6
VALOR ACTUAL NETO, VAN (USD)	2807379.251	707397.98	4039743.733
TASA INTERNA DE RETORNO, TIR (%)	28	9	39
BENEFICIO/COSTO	3.15	1.54	4.1
PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN, PRI (MES)	3.36	8.85	2.39

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

FIGURA 4.3 VALOR ACTUAL NETO VS TIEMPO POZO TMSA-002



ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Con los resultados obtenidos en la tabla 4.5 se puede determinar que el proyecto de implementación del sistema ESPCP en el pozo TMSA-002 es considerado económicamente rentable, debido a las siguientes consideraciones:

- El valor actual neto (*VAN*) es mayor a 0 en los tres escenarios.
- La tasa interna de retorno (*TIR*) en los tres escenarios es mayor a la tasa de actualización mensual considerada (1%).
- La razón beneficio-costo calculada es mayor a 1 en los tres escenarios.
- El período de recuperación de la inversión (*PRI*) es de 3.36 para el escenario No1, 8.85 para el escenario No2 y 2.39 para el escenario No3 como se puede observar en la figura 4.3.

4.1.9 ANÁLISIS ECONÓMICO POZO PCCA-009

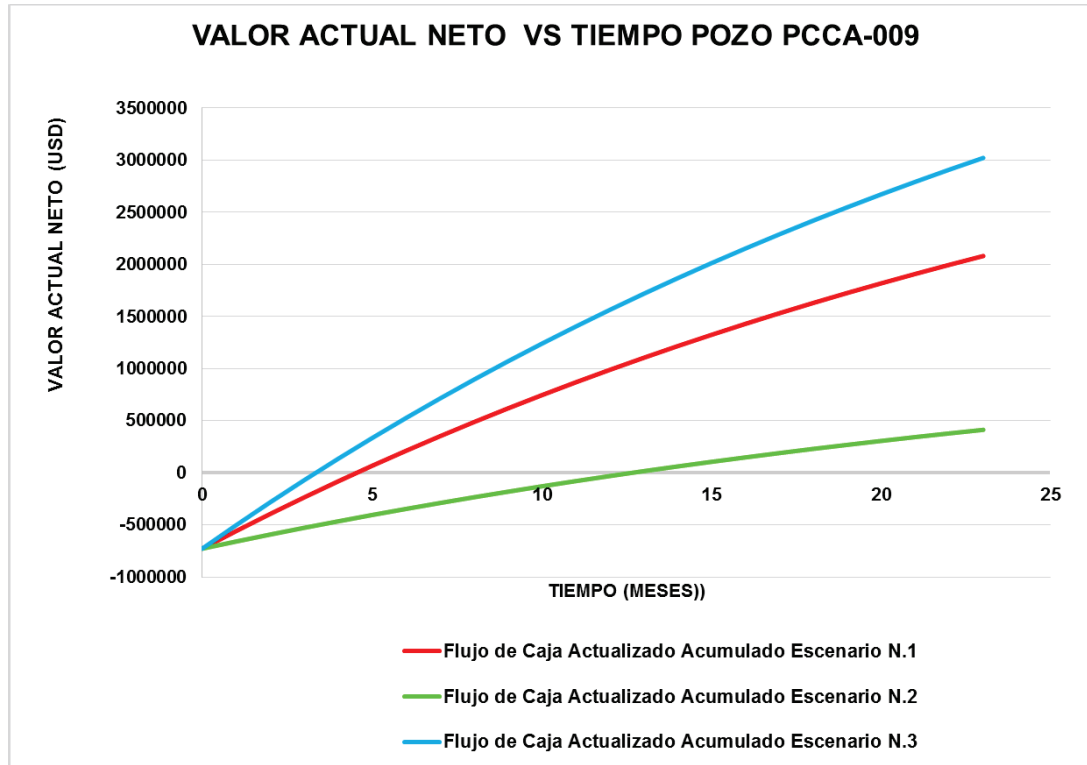
TABLA 4.6

RESULTADOS ANÁLISIS ECONÓMICO POZO PCCA-009

RESULTADOS EVALUACIÓN ECONÓMICA			
CRITERIOS DE EVALUACIÓN	ESCENARIO No1 (61.32 USD)	ESCENARIO No2 (30 USD)	ESCENARIO No3 (79.7 USD)
INVERSIÓN TOTAL (USD)	728125.6	728125.6	728125.6
VALOR ACTUAL NETO, VAN (USD)	2080387.479	412216.99	3059345.765
TASA INTERNA DE RETORNO, TIR (%)	21	6	29
BENEFICIO/COSTO	2.75	1.35	3.58
PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN, PRI (MES)	4.55	11.69	3.29

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

FIGURA 4.4 VALOR ACTUAL NETO VS TIEMPO POZO PCCA-009



ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Con los resultados obtenidos de la tabla 4.6 se puede determinar que el proyecto de implementación del sistema ESPCP en el pozo PCCA-009 es considerado económicamente rentable, debido a las siguientes consideraciones:

- El valor actual neto (VAN) es mayor a 0 en los tres escenarios.
- La tasa interna de retorno (TIR) en los tres escenarios es mayor a la tasa de actualización mensual considerada (1%).
- La razón beneficio-costos calculada es mayor a 1 en los tres escenarios.
- El período de recuperación de la inversión (PRI) es de 4.56 para el escenario No1, 11.69 para el escenario No2 y 3.29 para el escenario No3, como se puede observar en la figura 4.4.

4.1.10 ANÁLISIS ECONÓMICO POZO PCSC-001

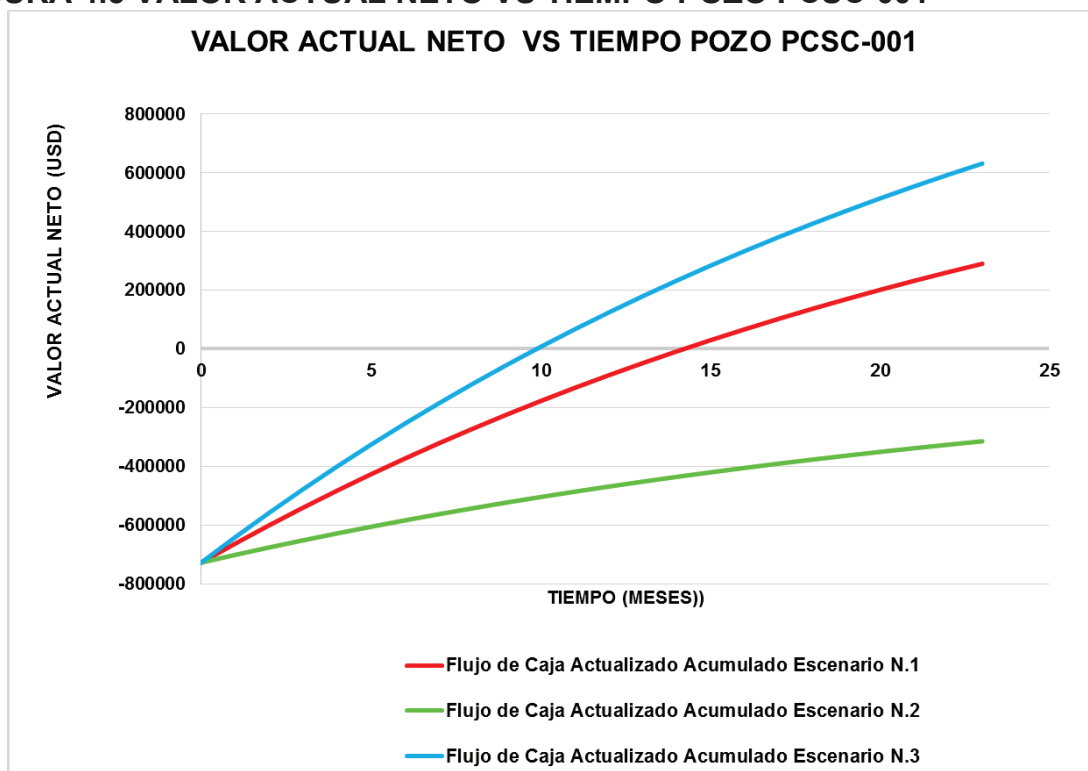
TABLA 4.7

RESULTADOS ANÁLISIS ECONÓMICO POZO PCSC-001

RESULTADOS EVALUACIÓN ECONÓMICA			
CRITERIOS DE EVALUACIÓN	ESCENARIO No1 (61.32 USD)	ESCENARIO No2 (30 USD)	ESCENARIO No3 (79.7 USD)
INVERSIÓN TOTAL (USD)	728125.6	728125.6	728125.6
VALOR ACTUAL NETO, VAN (USD)	290454.085	-314550.95	645498.55
TASA INTERNA DE RETORNO, TIR (%)	5	-4	8
BENEFICIO/COSTO	1.32	0.65	1.72
PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN, PRI (MES)	12.64	31.72	9.27

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

FIGURA 4.5 VALOR ACTUAL NETO VS TIEMPO POZO PCSC-001



ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Con los resultados obtenidos de la tabla 4.7 se puede determinar que el proyecto de implementación del sistema ESPCP en el pozo PCSC-001 no es económicamente rentable, considerando el escenario No2 con 30 USD por venta de barril, sin embargo en los escenarios No1 con 61.20 USD y escenario No3 con 79.7 USD el proyecto es rentable debido a las siguientes consideraciones:

- En el escenario No1 y No3 el valor actual neto (*VAN*) es mayor a 0.
- En el escenario No2 el valor actual neto (*VAN*) es menor a 0.
- En el escenario No1 y No3 la tasa interna de retorno (*TIR*) es mayor a la tasa de actualización mensual considerada (1%).
- En el escenario No2 el *TIR* es menor al 1%.
- En el escenario No1 y No3 la razón beneficio-costo calculada es mayor a 1.
- En el escenario No2 la razón beneficio-costo calculada es menor a 1.
- El período de recuperación de la inversión (*PRI*) es de 12.64 para el escenario No1, y 9.27 para el escenario No3, como se puede observar en la figura 4.5.

4.1.11 ANÁLISIS ECONÓMICO POZO PCCD-028

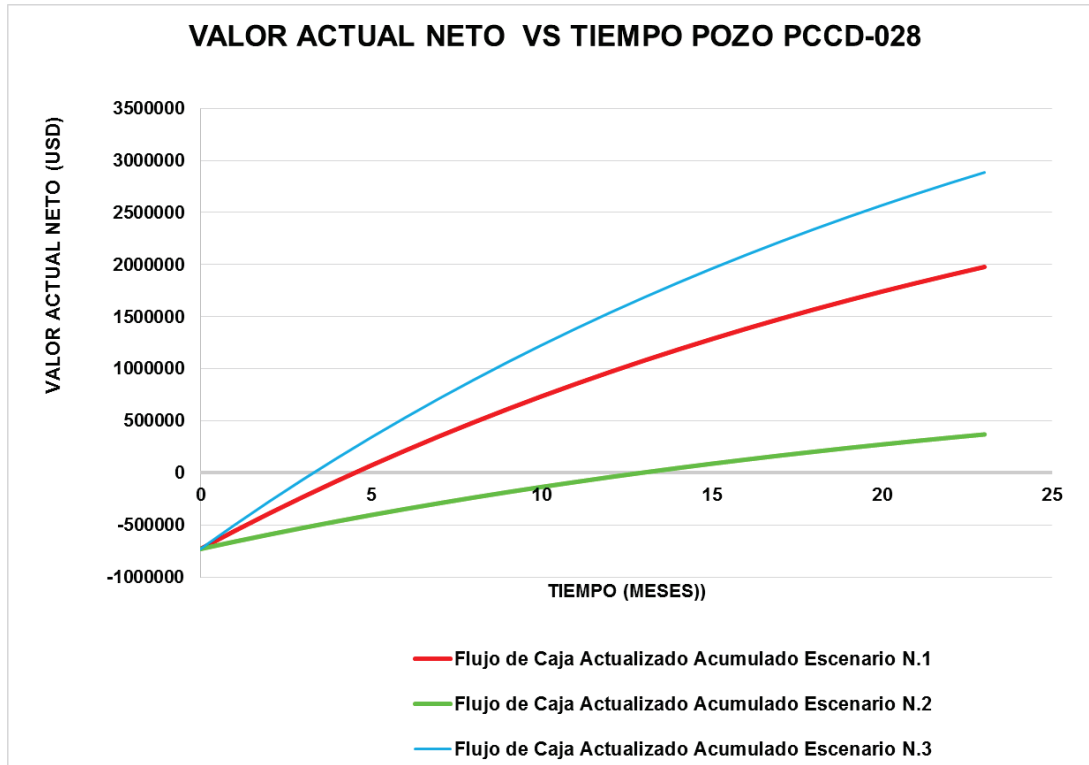
TABLA 4.8

RESULTADOS ANÁLISIS ECONÓMICO POZO PCCD-028

RESULTADOS EVALUACIÓN ECONÓMICA			
CRITERIOS DE EVALUACIÓN	ESCENARIO No1 (61.32 USD)	ESCENARIO No2 (30 USD)	ESCENARIO No3 (79.7 USD)
INVERSIÓN TOTAL (USD)	728125.6	728125.6	728125.6
VALOR ACTUAL NETO, VAN (USD)	1978245.545	370744.2317	2921600.403
TASA INTERNA DE RETORNO, TIR (%)	21	5	29
BENEFICIO/COSTO	2.69	1.32	3.5
PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN, PRI (MES)	4.51	11.69	3.24

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

FIGURA 4.6 VALOR ACTUAL NETO VS TIEMPO POZO PCCD-028



ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Con los resultados obtenidos de la tabla 4.8 se puede determinar que el proyecto de implementación del sistema ESPCP en el pozo PCCD-028 es considerado económicamente rentable, debido a las siguientes consideraciones:

- El valor actual neto (VAN) es mayor a 0 en los tres escenarios.
- La tasa interna de retorno (TIR) en los tres escenarios es mayor a la tasa de actualización mensual considerada (1%).
- La razón beneficio-costo calculada es mayor a 1 en los tres escenarios.
- El período de recuperación de la inversión (PRI) es de 4.51 para el escenario No1, 11.69 para el escenario No2 y 3.24 para el escenario No3, como se puede observar en la figura 4.6.

4.1.12 ANÁLISIS ECONÓMICO POZO TMEA-001

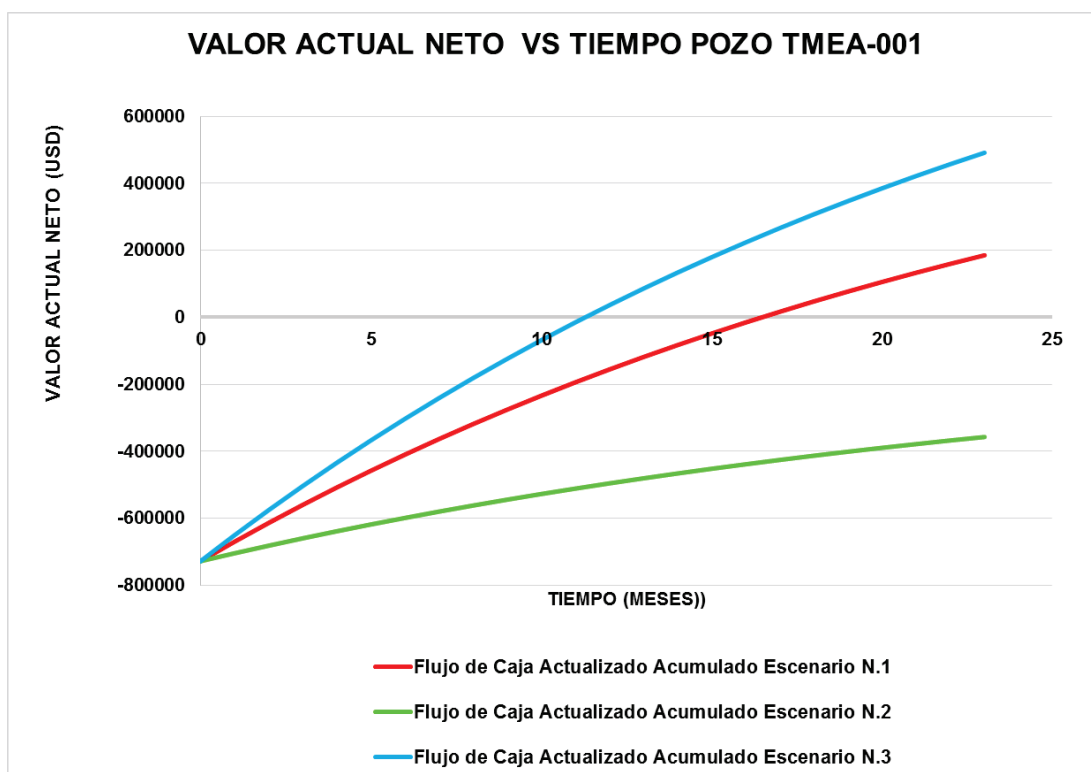
TABLA 4.9

RESULTADOS ANÁLISIS ECONÓMICO POZO TMEA-001

RESULTADOS EVALUACIÓN ECONÓMICA			
CRITERIOS DE EVALUACIÓN	ESCENARIO No1 (61.32 USD)	ESCENARIO No2 (30 USD)	ESCENARIO No3 (79.7 USD)
INVERSIÓN TOTAL (USD)	728125.6	728125.6	728125.6
VALOR ACTUAL NETO, VAN (USD)	185336.17	-357232.05	503739.87
TASA INTERNA DE RETORNO, TIR (%)	3	-5	7
BENEFICIO/COSTO	1.21	0.59	1.57
PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN, PRI (MES)	14.14	35.42	10.38

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

FIGURA 4. 7 VALOR ACTUAL NETO VS TIEMPO POZO TMEA-001



ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

Con los resultados obtenidos de la tabla 4.9 se puede determinar que el proyecto de implementación del sistema ESPCP en el pozo TMEA-001 no es económicamente rentable, considerando el escenario No2 con 30 USD por venta de barril, sin embargo en los escenarios No1 con 61.20 USD y escenario No3 con 79.7 USD el proyecto es rentable debido a las siguientes consideraciones:

- En el escenario No1 y No3 el valor actual neto (*VAN*) es mayor a 0.
- En el escenario No2 el valor actual neto (*VAN*) es menor a 0.
- En el escenario No1 y No3 la tasa interna de retorno (*TIR*) es mayor a la tasa de actualización mensual considerada (1%).
- En el escenario No2 el *TIR* es menor al 1%.
- En el escenario No1 y No3 la razón beneficio-costos calculada es mayor a 1.
- En el escenario No2 la razón beneficio-costos calculada es menor a 1.
- El período de recuperación de la inversión (*PRI*) es de 14.14 para el escenario No1, y 10.38 para el escenario No3, como se puede observar en la figura 4.7.

En el anexo 8 se pueden observar las tablas de cálculo de los criterios de evaluación económica de los pozos PCCA-009, PCSC-001, PCCD-028 y TMEA-001 considerando los tres escenarios de costo de barril de petróleo.

De acuerdo al análisis económico desarrollado en el presente capítulo, los pozos en los cuales es económicamente rentable la implementación del sistema ESPCP considerando los tres escenarios propuestos para el análisis son los pozos TMSA-002, PCCA-009 y PCCD-028.

Como se puede observar en la tabla 4.10 con la implementación del sistema ESPCP diseñado en los pozos en los cuales es económicamente rentable, hay un incremento de producción de 104.7 BPPD.

TABLA 4. 10

COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN SISTEMA INSTALADO ESP Y SISTEMA DISEÑADO ESPCP

Pozo	Estado del pozo	Sistema Instalado ESP			Diseño Sistema ESPCP			Incremento
		ÚLTIMA PRUEBA OBTENIDA			BFPD	BPPD	BAPD	
		BFPD	BPPD	BAPD				
PCCA-009	OFF	749	90	659	900	108	792	18
PCCD-028	ON	472	52	377.6	550	110	440	58
TMSA-002	OFF	120	115	5	150	143.7	6.3	28.7
TOTAL		1341	257	1041.6	1600	361.7	1238.3	104.7

FUENTE: Departamento de Operaciones, PETROAMAZONAS EP.

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El campo Pañacocha posee 51 pozos perforados con completaciones simples y duales los cuales producen de diferentes reservorios, las areniscas productoras son las M-1, M-2, A, U superior, U inferior y A, el mayor porcentaje productivo proviene de la arenisca U inferior con 18.30% en relación a la producción de los reservorios totales del campo.
- En el campo Pañacocha no existen facilidades para procesamiento de petróleo debido a que se considera una zona ecológicamente sensible, por esta razón el fluido multifásico es transferido mediante la intervención de 3 bombas multifásicas por medio de una línea de flujo de aproximadamente 35 km de longitud y 16" de diámetro hacia las facilidades existentes en el campo Edén Yuturi para su procesamiento.
- Las características del fluido producido en el campo Pañacocha son variadas, incluyendo la producción de crudo pesado de altas viscosidades con valores que oscilan entre 174.3 cp a 2843.6 cp a la temperatura de formación aproximadamente de 180 °F, además de presencia de sólidos, las cuales han dificultado la producción del petróleo, ocasionando problemas en el funcionamiento del sistema de bombeo electrosumergible instalado en los pozos, como atascamiento y rotura de eje de la bomba centrífuga, taponamiento en el ingreso de la bomba, provocando reacondicionamientos con torre y con unidad Slick Line los cuales involucran gastos para la empresa operadora.

- El sistema de bombeo electrosomergible de cavidad progresiva ESPCP se considera un sistema de levantamiento artificial óptimo para la producción de crudo pesado debido a la configuración y el principio de funcionamiento de la bomba de cavidad progresiva, las altas viscosidades no afectan el correcto funcionamiento de la bomba, todo lo contrario al ser de desplazamiento positivo ayuda a que el deslizamiento en retroceso del fluido entre el estator y rotor disminuya, incrementando la eficiencia volumétrica y prolongando la vida útil de la bomba, además permite el manejo de fluidos arenosos y presencia de sólidos ya que las partículas atrapadas en el elastómero reingresan al flujo cuando el rotor gira y la cavidad se abre, avanzando a través de la bomba y evitando atascamientos, además el sistema ESPCP maneja gas libre hasta un 40%.
- En el campo Pañacocha se determinó que existen 17 pozos de crudo pesado, con gravedad API menor a 22.3 ° API, de los cuales se seleccionaron 5 pozos para realizar el respectivo diseño del sistema ESPCP y análisis de implementación, los pozos seleccionados fueron PCCA-009, PSCS-001, PCCD-028, TMEA-001, TMSA-002.
- Los datos obtenidos para el diseño fueron proporcionados por el departamento de operaciones del campo Pañacocha, perteneciente a la empresa Petroamazonas EP, y se obtuvieron de potenciales de producción, diagramas mecánicos, historiales de producción y reacondicionamiento, análisis PVT, información obtenida del sistema Lowis. Con la información recopilada se realizó el diseño del sistema ESPCP con el programa AutographPC™ propiedad de la empresa Baker Hughes.

Los diseños del sistema ESPCP para los cinco pozos de crudo pesado seleccionados permiten establecer:

- El pozo TMSA-002 cuya arena productora es la M-1, se encuentra en espera de reacondicionamiento debido a una falla en el equipo de fondo del sistema

ESP, por esta razón y de acuerdo a las características del fluido y producción se realizó el diseño del sistema ESPCP como opción para implementación en el pozo, cuyo análisis da como resultado una producción de 143.7 BPPD, con un incremento de 28.7 BPPD con respecto a la producción con el sistema ESP.

- El pozo PCCA-009 cuya arena productora es la M-2, se encuentra en espera de reacondicionamiento debido a la posible rotura del eje de la bomba centrífuga del sistema ESP instalado, por esta razón y de acuerdo a las características del fluido y producción se realizó el diseño del sistema ESPCP como opción para implementación en el pozo, cuyo análisis da como resultado una producción de 108 BPPD con un incremento de 18 BPPD con respecto a la producción con el sistema ESP.
- El pozo PCSC-001 cuya arena productora es la M-1 con crudo extra pesado de 9.4 °API, se encuentra en espera de reacondicionamiento por desbalance de fases en el sistema ESP instalado, por esta razón y de acuerdo a las características del fluido y producción se realizó el diseño del sistema ESPCP como opción para implementación en el pozo, cuyo análisis da como resultado una producción de 41.4 BPPD con un incremento de 5.4 BPPD con respecto a la producción con el sistema ESP.
- El pozo PCCD-028 cuya arena productora es la M-1, actualmente produce 52 BPPD con el sistema ESP instalado, debido a problemas en la producción por presencia de crudos pesados se realizó el diseño del sistema ESPCP como opción para implementación en el pozo, cuyo análisis da como resultado una producción de 110 BPPD con un incremento de 58 BPPD con respecto a la producción actual.
- El pozo TMEA-001 cuya arena productora es la M-1, actualmente produce 30 BPPD con el sistema ESP instalado, se realizó el diseño del sistema

ESPCP como opción para implementación en el pozo, cuyo análisis da como resultado una producción de 37.5 BPPD con un incremento de 7.15 BPPD con respecto a la producción actual.

- El uso de variadores de frecuencia permite obtener diferentes caudales de producción, es decir la producción no se encuentra sujeta únicamente al caudal de diseño, ya que mediante la variación de la frecuencia de operación de la bomba, el caudal puede ser ajustado dentro de un rango determinado.
- De acuerdo al análisis económico realizado considerando los tres escenarios establecidos en el capítulo 4, se concluye que es económicamente rentable la aplicación del sistema ESPCP en tres pozos PCCA-009, PCCD-028 Y TMSA-002.
- En los pozos PCSC-001 y TMEA-001 no es económicamente rentable la implementación del sistema ESPCP ya que en uno de los escenarios establecidos no se cumple con los criterios de evaluación para aceptar un proyecto, debido al alto porcentaje de BSW de 93.1% y 85.149%, la producción de petróleo es baja y no se recupera la inversión realizada en el tiempo analizado correspondiente a dos años.
- Se concluye que al implementar el sistema ESPCP diseñado para los tres pozos en los que se analizó que es económicamente rentable su aplicación, se obtendría un incremento de 104.7 BPPD.

5.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda utilizar información confiable y verídica sobre las condiciones de los pozos, para realizar de una manera eficaz el diseño del sistema de levantamiento artificial mediante el software AutographPC™.
- Implementar un sistema de levantamiento artificial acorde a las características y propiedades específicas de los pozos principalmente para el manejo de crudos pesados, presencia de sólidos, viscosidades altas y producción de gas, ya que la selección de un sistema de levantamiento artificial que maneje dichas características permitirá una producción óptima, evitando problemas en los equipos, incrementando la vida útil y evitando reacondicionamientos.
- Se recomienda instalar el sistema de bombeo electrosumergible de cavidad progresiva ESPCP, en los tres pozos analizados, PCCA-009, PCCD-028 y TMSA-002, ya que de esta forma se incrementaría la producción 104.7 BPPD, y se reducirían los problemas ocasionados por la producción de crudo pesado, altas viscosidades y presencia de sólidos en el sistema de levantamiento artificial.
- Evitar el sobredimensionamiento de los equipos del sistema de levantamiento artificial seleccionado, principalmente de la bomba, ya que un caudal de extracción mayor al de la formación, podría causar desgaste en el reservorio, además que un inapropiado dimensionamiento dará como resultado que las bombas operen fuera de rango, lo cual ocasionaría desgastes prematuros.
- Es importante que los equipos de fondo que conforman el sistema de levantamiento artificial, trabajen dentro del rango de operación establecido por el fabricante, de esta forma no solamente se mantiene el equipo libre de daños y se alarga su vida útil, sino también se evitan gastos de reacondicionamientos y pérdidas de ingreso por la interrupción de la producción del pozo.

- Se recomienda realizar pruebas de Build up en el pozo PCCD-028 que se encuentra produciendo actualmente, además de análisis PVT y físico químicos para obtener información real, actualizada y verídica para realizar un correcto análisis y diseño del sistema de levantamiento artificial a instalarse en el pozo.

GLOSARIO

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 de acero en forma helicoidal que gira dentro del estator formando cavidades idénticas de 180° entre la superficie de ambos, desplazando el fluido desde la succión hasta la descarga de la bomba.

Cable de Potencia: Es el cable que enlaza el equipo de fondo de pozo y la fuente de alimentación en superficie, transmitiendo la potencia necesaria al motor electrosumergible, para el funcionamiento del sistema ESPCP.

Cojinete de empuje: Es el componente del sello que soporta la carga del empuje del eje de la bomba.

Correlación: Estimación matemática y empírica para definir de la manera más cercana posible el comportamiento real de una propiedad determinada en función de propiedades ya conocidas.

Columna dinámica total (TDH): Es la altura total requerida para levantar el fluido.

Crudo pesado: Es cualquier tipo de petróleo crudo que no fluye con facilidad, y se presenta denso y viscoso, el cual se encuentra en la clasificación según la gravedad API entre los siguientes valores: $10.1 < \text{API}^\circ \leq 22.3$.

Descompresión: Reducción rápida de presión sobre el cable de potencia, generando burbujas en el interior del aislamiento.

Dog Leg: Pata de perro, es la medida del cambio angular total del pozo.

Elastómero: Es el material galvánico que reviste internamente al estator cuya principal característica es la resiliencia que presenta.

Estator: Es el componente estático de la bomba PCP, se encuentra en la parte externa y está constituido por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero moldeado en forma de hélices enfrentadas entre sí.

Etapa: En el sistema ESPCP se puede considerar como la longitud mínima que la bomba debe presentar para que pueda producirse la acción de bombeo, y genera una presión diferencial de aproximadamente 85 psi.

Fleje: Utilizado para fijar el cable de potencia a la tubería de producción.

Histéresis: Es la fricción excesiva entre el rotor y el estator producida por un aumento en la temperatura entre el rotor y el estator.

Índice de productividad: Medida del potencial del pozo o de la capacidad de producción, que establece una relación entre el caudal de entrada de flujo al pozo y la caída de presión en el medio poroso, esta propiedad es propia de cada pozo.

Levantamiento neto: Es la distancia vertical entre la cabeza del pozo y nivel estimado de producción.

Presión de descarga de cabeza del pozo: Es la presión necesaria para superar la presión existente en la línea de flujo, medida en psi.

Presión de entrada a la bomba, PIP: es la presión con la que el fluido ingresa a la bomba medida en psi.

Reacondicionamiento: Operación en que se realiza un trabajo dentro del pozo con el fin de realizar una nueva actividad o cambiar un elemento mecánico.

Reductor de engranajes: Es el componente que reduce mecánicamente las revoluciones del motor mediante un juego de engranajes incrementando de esta forma el torque del sistema.

Resiliencia: Energía de deformación por unidad de volumen, que puede ser recuperada de un cuerpo deformado cuando cesa el esfuerzo que causa la deformación.

Rotor: Es la pieza interna de la bomba PCP conformada por una sola hélice, fabricado a partir de una barra cilíndrica de acero.

Sensor de fondo: Es un dispositivo que provee lecturas reales y precisas de parámetros de fondo de pozo.

Sistema de levantamiento artificial: Mecanismo externo a la formación productora, en el que por medio de dispositivos mecánicos se entrega energía al yacimiento para lograr la producción de fluidos a superficie.

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.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Baker Hughes Centrilift (2013). ESPCP Training – Application Sizing. Quito, Departamento de Aplicaciones Baker Hughes.
2. Baker Hughes, Centrilift, (2013). Curso de Diseño y Aplicaciones de Equipos BES. Quito, Departamento de Aplicaciones Baker Hughes
3. Baker Hughes, Centrilift, (2012). Artificial Lift Progressing Cavity Pumping Systems Technical Reference
4. Baker Hughes Centrilift, (2011). PCP Training-Theory an Overview. Quito Departamento de Aplicaciones Baker Hughes.
5. Baker Hughes Centrilift (2011). AUTOGRAPH™ Overview. Quito, Departamento de Ingeniería Levantamiento Artificial
6. Baker Hughes Centrilift (2011) A procedure for ESPCP system selection. Quito Departamento de Aplicaciones Baker Hughes.
7. SPE International, (2011). Implementation of Bottom-Drive Progressive-Cavity Pumps Technology in La Cira-Infantas Oil Field as a Reliable Artificial Lift Method.
8. SPE International, (2011). First electrical Submersible Progressive Cavity Pump (ESPCP) Run In Ecuador.
9. Baker Hughes Centrilift, (2010). Sistemas de electrobombas sumergibles de cavidad progresiva para bombeo artificial. Quito, Departamento de Aplicaciones Baker Hughes.
10. Baker Hughes, (2011). Elastomer Application Guideline for PCP. Quito, Departamento de Aplicaciones Baker Hughes.
11. Baker Hughes, (2010). Installation and Operation Manual Electrical Submersible Progressive Cavity Pump System.
12. Baker Hughes Centrilift (2009). Submersible Pump Handbook Ninth Edition. Quito, Departamento de Aplicaciones Baker Hughes.
13. Baker Hughes Centrilift (2007) ESPCP™. An Alternative Lift Method for Difficult Application. Quito, Departamento de Aplicaciones Baker Hughes.

14. Propiedades Reológicas de Emulsiones de Petróleo Pesado en Agua (2008). Ingeniare, Revista Chilena de Ingeniería.
15. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas (2008). Marcelo Hirschfeldt.
16. Baker Hughes Centrilift, (2007). Operator's Manual Electro speed Variable Speed Drive. Quito. Departamento de Aplicaciones Baker Hughes.
17. Importancia de Petróleo Pesado, (2006). Hussein Alboudwarej.
18. La explotación de crudos pesados en el Ecuador, (1998). Ramiro Rivera.
19. Yacimientos de Petróleo Pesado, (2003). Carl Curtis. Venezuela.
20. Propiedades de la Roca y los fluidos en Reservorios de Petróleo, (2001). Martha Susana Bidner. Argentina.
21. Correlaciones Numéricas P.V.T (1996). Carlos Bánzer S, Maracaibo.
22. The Technology of Artificial Lift Methods, (1984). Brown, Kermit. Tulsa-Oklahoma.
23. Ingeniería Económica. (1983). Celio Vega. Quito, Ecuador.

ANEXOS

ANEXO No 1

**POTENCIAL DE PRODUCCIÓN 31 DE OCTUBRE DEL 2014
CAMPO PAÑACUCHA**

POTENCIAL DE PRODUCCIÓN 31 DE OCTUBRE 2014 CAMPO PAÑACOCCHA

POZO	ARENAS	STATUS	FECHA	PRODUCCIÓN							
				BFPD	BOPD	BWPD	BSW %	GAS mpcd	GOR pcd/bbl	°API	Salinidad PPM / Cl Na
PCCA-001A	A	OFF								27.8	12700
PCCA-007UI	UI	ON	10/31/2014	787	205	582	74	24	117.073171	23.6	4850
PCCA-007US	US	ON	10/22/2014	1371	219	1152	84	49	223.744292	26.1	7800
PCCA-008M2	M2	ON	10/31/2014	478	344	134	28	20	58.1395349	16.5	13900
PCCA-009M2	M2	OFF	8/16/2014	749	90	659	88	8		16.8	15300
PCCA-011US	US	ON	10/27/2014	315	233	82	26	17	72.9613734	26.7	8900
PCCA-012A	A	ON	10/28/2014	731	643	88	12	56	87.0917574	29.7	14100
PCCA-012US	US	ON	10/23/2014	1390	111	1279	92	65	585.585586	26.61	8300
PCCA-013A	A	ON	10/31/2014	569	250	319	56	24	96	19.9	16500
PCCA-014UI	UI	ON	10/20/2014	1263	202	1061	84	50	247.524752	22	5000
PCCA-01551UI	UI	ON	10/29/2014	783	163	620	82	27	428.571429	16	4050
PCCA-023M2	M2	ON	10/31/2014	1318	237	1081	82	38	160.337553	25.1	9700
PCCA-024UI	UI	ON	10/25/2014	1025	164	861	84	38	231.707317	24.5	4100
PCCA-024US	US	ON	10/27/2014	805	419	386	48	56	133.651551	28.9	16100
PCCA-025T	T	ON	10/28/2014	659	250	409	62	21	84	24.8	2200
PCCA-025UI	UI	ON	10/28/2014	1244	100	1144	92	70	700	23	3500
PCCA-031T	T	ON	10/25/2014	482	202	280	58	24	118.811881	26.4	3350
PCCA-031UI	UI	ON	10/27/2014	770	354	416	54	44	124.293785	23.2	3400
PCCA-032M2	M2	ON	10/29/2014	497	298	199	40	18	60.4026846	14.8	14200
PCCA-038UI	UI	ON	10/25/2014	342	308	34	10	24	77.9220779	24.4	-
PCCA-039M2	M2	ON	10/29/2014	820	410	410	50	45	109.756098	20.3	9700
PCCB-002UI	UI	ON	10/31/2014	610	390	220	36	24	61.5384615	23.5	3400
PCCB-003UI	UI	ON	10/29/2014	732	110	622	85	7	63.6363636	23.1	3500
PCCB-003US	US	ON	10/25/2014	1560	406	1154	74	2	4.92610837	28.1	10600
PCCB-004T	T	ON	10/27/2014	360	158	202	56	11	69.6202532	24.9	7300
PCCB-005T	T	ON	10/21/2014	2329	233	2096	90	22	94.4206009	25	5850
PCCB-005US	US	ON	10/4/2014	10	1	9	90	0	0	25	10350
PCCB-006T	T	ON	10/28/2014	688	227	461	67	15	66.0792952	27.2	5150
PCCB-006US	US	ON	10/28/2014	896	251	645	72	18	71.7131474	27.2	9000
PCCB-010T	T	ON	10/29/2014	544	218	326	60	11	50.4587156	28.9	3050
PCCB-016UI	UI	ON	10/25/2014	621	267	354	57	18	67.4157303	23.3	3400
PCCB-017US	US	ON	10/28/2014	880	308	572	65	18	58.4415584	28.5	9000
PCCB-029T	T	ON	10/27/2014	639	307	332	52	2	6.51465798	23.2	3100
PCCB-030UI	UI	ON	10/31/2014	410	213	197	48	16	75.1173709	23.5	4200
PCCB-033T	T	ON	10/29/2014	254	76	178	70	41	539.473684	26.4	4350
PCCB-034T	T	ON	10/29/2014	552	248	304	55	21	84.6774194	26.3	4200
PCCB-035T	T	ON	10/31/2014	316	234	82	26	18	76.9230769	27	5700
PCCB-036UI	UI	ON	10/27/2014	582	256	326	56	16	62.5	23.6	4800
PCCB-036US	US	ON	10/29/2014	623	561	62	10	45	80.2139037	29.3	-
PCCB-037M1	M1	ON	10/25/2014	607	255	352	58	8	31.372549	13.8	5300
PCCB-037M2	M2	ON	10/31/2014	440	396	44	10	6	15.1515152	14.1	16250
PCCC-018UI	UI	ON	10/31/2014	1657	83	1574	95	22	265.060241	24.3	8700
PCCC-019UI	UI	ON	10/23/2014	739	288	451	61	34	118.055556	24.1	4500
PCCC-021A	A	ON	10/31/2014	302	217	85	28	10	46.0829493	24.2	11900
PCCC-022UI	UI	ON	10/28/2014	419	168	251	60	13	77.3809524	22	5900
PCCC-026S1M2	M2	ON	10/22/2014	701	175	526	75	4	22.8571429	15.5	14500
PCCD-027UI	UI	ON	10/31/2014	899	81	818	91	34	419.753086	23.2	4600
PCCD-028M1	M1	ON	10/29/2014	472	52	378	80	1	19.2307692	14.3	9050
PCSC-001M1	M1	OFF	11/24/2013	520	36	484	93	6		9.4	40300
PCVC-001S1A	A	ON	10/28/2014	681	300	381	56	18	60	19.7	13550
TMEA-001M1	M1	ON	10/29/2014	202	30	172	85	3	100	13.2	25000
TMSA-001US	US	ON	10/30/2014	916	238	678	74	22	92.4369748	31.8	12650
TMSA-002M1	M1	OFF	9/28/2014	120	115	5	4	2		13.8	-
TMSA-003M2	M2	OFF	9/19/2014	768	215	553	72	21		28.2	21150
TMSA-004M1	M1	ON	10/30/2014	182	171	11	6	3	17.5438596	13.6	15000
TMSB-005UI	UI	ON	10/31/2014	1126	270	856	76	7	25.9259259	27.9	7100
TNEB-002T	T	ON	10/29/2014	1208	24	1184	98	4	166.666667	23.6	7000

FUENTE: Departamento de Operaciones, PETROAMAZONAS EP
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

ANEXO No 2

**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE EQUIPOS DE
SUPERFICIE Y DE FONDO PARA APLICACIÓN DEL
SISTEMA ESPCP**

ESPECIFICACIONES VSD

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, Centrifugal Baker Hughes, 2009
ELABORACIÓN: Baker Hughes

ESPECIFICACIONES 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
76680	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

ESPECIFICACIONES BOMBAS PCP

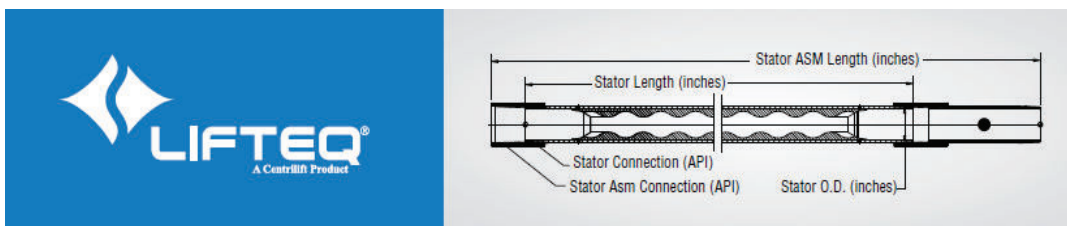
DATA SHEET				 LIFTEQ® PUMPS <small>A Centriflitt Product</small>								
PUMP MODEL		RATE		PRESSURE		ROTOR		STATOR				
Imperial	Metric	bfpd rpm	m ³ /d rpm	psi	bar	Length (inches)	Pin Size (inches)	Stator Length (inches)	Stator Connection (API)	Stator O. D. (inches)	Stator Asm Length (inches)	Stator Asm Connection (API)
25-B-0900	4-B-62	0.25	0.04	900	62	54.50	0.875" API	43.00	2.875"-10 NUE PIN	2.875"	59.88	2.875"-8 EUE
25-B-1300	4-B-90			1300	90	77.00		65.50			82.38	
25-B-1800	4-B-124			1800	124	98.75		87.25			104.13	
25-B-2300	4-B-158			2300	158	128.50		117.00			133.88	
25-B-2600	4-B-179			2600	179	137.50		126.00			142.88	
44-B-0900	7-B-62	0.44	0.07	900	62	62.50	0.875" API	51.00	2.875"-10 NUE PIN	2.875"	67.88	2.875"-8 EUE
44-B-1300	7-B-90			1300	90	96.00		84.50			101.38	
44-B-1800	7-B-124			1800	124	124.75		113.25			130.13	
44-B-2300	7-B-158			2300	158	153.00		141.50			158.38	
44-B-2600	7-B-179			2600	179	181.00		169.50			186.38	
65-B-0900	10-B-62	0.65	0.1	900	62	76.00	0.875" API	64.50	2.875"-10 NUE PIN	2.875"	81.38	2.875"-8 EUE
65-B-1300	10-B-90			1300	90	112.00		100.50			117.38	
65-B-1800	10-B-124			1800	124	147.00		135.50			152.38	
65-B-2300	10-B-158			2300	158	181.00		169.50			186.38	
65-B-2600	10-B-179			2600	179	210.50		199.00			215.88	
95-B-0900	15-B-62	0.95	0.15	900	62	104.00	0.875" API	92.50	2.875"-10 NUE PIN	2.875"	109.38	2.875"-8 EUE
95-B-1300	15-B-90			1300	90	155.25		143.75			160.63	
95-B-1800	15-B-124			1800	124	206.00		194.50			211.38	
95-B-2300	15-B-158			2300	158	266.50		255.00			271.88	
95-B-2600	15-B-179			2600	179	298.50		287.00			303.88	
250-B-0900	40-B-62	2.5	0.4	900	62	143.50	0.875" API	132.00	2.875"-10 NUE PIN	2.875"	148.88	2.875"-8 EUE
250-B-1300	40-B-90			1300	90	209.00		197.50			214.38	
250-B-1800	40-B-124			1800	124	274.00		262.50			279.38	
250-B-2300	40-B-158			2300	158	340.50		329.00			345.88	
250-B-2600	40-B-179			2600	179	406.50		395.00			411.88	
350-B-0900	56-B-62	3.5	0.56	900	62	201.50	0.875" API	190.00	2.875"-10 NUE PIN	2.875"	206.88	2.875"-8 EUE
350-B-1300	56-B-90			1300	90	298.00		286.50			303.38	
350-B-1800	56-B-124			1800	124	392.75		381.25			398.13	
350-B-2300	56-B-158			2300	158	488.50		477.00			493.88	
350-B-2600	56-B-179			2600	179	533.00		521.50			538.38	
80-D-1800	12-D-124	0.8	0.12	1300	90	110.00	1.000" API	95.00	3.500"-8 EUE PIN	3.750"	118.25	3.500"-8 EUE
80-D-2300	12-D-158			1800	124	134.50		119.50			142.75	
80-D-2600	12-D-179			2300	158	158.50		143.50			166.75	
110-D-0900	18-D-62	1.1	0.18	900	62	75.00	1.000" API	60.00	3.500"-8 EUE PIN	3.750"	83.25	3.500"-8 EUE
110-D-1300	18-D-90			1300	90	96.00		81.00			104.25	
110-D-1800	18-D-124			1800	124	119.00		104.00			127.25	
110-D-2300	18-D-158			2300	158	145.00		130.00			153.25	
110-D-2600	18-D-179			2600	179	164.50		149.50			172.75	
130-D-0900	21-D-62	1.3	0.21	900	62	87.00	1.000" API	72.00	3.500"-8 EUE PIN	3.750"	95.25	3.500"-8 EUE
130-D-1300	21-D-90			1300	90	122.00		107.00			130.25	
130-D-1800	21-D-124			1800	124	160.00		145.00			168.25	
130-D-2300	21-D-158			2300	158	194.50		179.50			202.75	
130-D-2600	21-D-179			2600	179	227.00		212.00			235.25	
200-D-0900	32-D-62	2	0.32	900	62	103.50	1.000" API	88.50	3.500"-8 EUE PIN	3.750"	111.75	3.500"-8 EUE
200-D-1300	32-D-90			1300	90	147.50		132.50			155.75	
200-D-1800	32-D-124			1800	124	193.00		178.00			201.25	
200-D-2300	32-D-158			2300	158	238.00		223.00			246.25	
200-D-2600	32-D-179			2600	179	275.00		260.00			283.25	
270-D-0900	43-D-62	2.7	0.43	900	62	129.00	1.000" API	114.00	3.500"-8 EUE PIN	3.750"	137.25	3.500"-8 EUE
270-D-1300	43-D-90			1300	90	177.50		162.50			185.75	
270-D-1800	43-D-124			1800	124	246.50		231.50			254.75	
270-D-2300	43-D-158			2300	158	316.50		301.50			324.75	
270-D-2600	43-D-179			2600	179	362.00		347.00			370.25	

CONTINUED ON OTHER SIDE



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

CONTINUACIÓN



PUMP MODEL		RATE		PRESSURE		ROTOR		STATOR				
Imperial	Metric	b/gpd rpm	m ³ /d rpm	psi	bar	Length (inches)	Pin Size (inches)	Stator Length (inches)	Stator Connection (API)	Stator O. D. (inches)	Stator Asm Length (inches)	Stator Asm Connection (API)
350-D-0900 350-D-1300 350-D-1800 350-D-2300 350-D-2600	56-D-62 56-D-90 56-D-124 56-D-158 56-D-179	3.5	0.56	900 1300 1800 2300 2600	62 90 124 158 179	161.00 235.50 314.50 389.00 459.00	1.000" API	146.00 220.50 299.50 374.00 444.00	3.500"-8 EUE PIN	3.750"	169.25 243.75 322.75 397.25 467.25	3.500"-8 EUE
450-D-0900 450-D-1300 450-D-1800 450-D-2300 450-D-2600	72-D-62 72-D-90 72-D-124 72-D-158 72-D-179	4.5	0.72	900 1300 1800 2300 2600	62 90 124 158 179	216.00 299.50 415.00 516.50 583.00	1.000" API	201.00 284.50 400.00 501.50 568.00	3.500"-8 EUE PIN	3.750"	224.25 307.75 423.25 524.75 591.25	3.500"-8 EUE
550-D-0900 550-D-1300 550-D-1800 550-D-2300	87-D-62 87-D-90 87-D-124 87-D-158	5.5	0.87	900 1300 1800 2300	62 90 124 158	246.50 361.50 477.50 592.50	1.000" API	231.50 346.50 462.50 577.50	3.500"-8 EUE PIN	3.750"	254.75 369.75 485.75 600.75	3.500"-8 EUE
525-F-0900 525-F-1300 525-F-1800 525-F-2300	83-F-62 83-F-90 83-F-124 83-F-158	5.25	0.83	900 1300 1800 2300	62 90 124 158	225.50 327.50 428.50 528.50	1.125" API	210.50 312.50 413.50 515.00	3.500"-8 EUE BOX	4.500"	226.50 328.50 429.50 531.00	3.500"-8 EUE
725-F-900 725-F-1300 725-F-1800	115-F-62 115-F-90 115-F-124	7.25	1.15	900 1300 1800	62 90 124	312.00 452.00 608.50	1.125" API	297.00 437.00 593.50	3.500"-8 EUE BOX	4.500"	313.00 453.00 609.50	3.500"-8 EUE
925-F-650 925-F-900 925-F-1300	147-F-45 147-F-62 147-F-90	9.25	1.47	650 900 1300	45 62 90	308.00 445.00 600.00	1.125" API	293.00 430.00 585.00	3.500"-8 EUE BOX	4.500"	309.00 446.00 601.00	3.500"-8 EUE
500-G-0900 500-G-1300 500-G-1800 500-G-2300 500-G-2600	80-G-62 80-G-90 80-G-124 80-G-158 80-G-179	5	0.79	900 1300 1800 2300 2600	62 90 124 158 179	121.00 169.00 235.50 302.00 337.50	1.125" API	109.00 157.00 223.50 290.00 325.50	4.500"-8 EUE BOX	5.125"	126.75 174.75 241.25 307.75 343.25	4.50"-8 EUE
700-G-0900 700-G-1300 700-G-1800 700-G-2300 700-G-2600	111-G-62 111-G-90 111-G-124 111-G-158 111-G-179	7	1.11	900 1300 1800 2300 2600	62 90 124 158 179	158.00 237.00 311.00 410.50 456.50	1.125" API	146.00 225.00 299.00 398.50 444.50	4.500"-8 EUE BOX	5.125"	163.75 242.75 316.75 416.25 462.25	4.50"-8 EUE
900-G-0900 900-G-1300 900-G-1800 900-G-2300 900-G-2600	143-G-62 143-G-90 143-G-124 143-G-158 143-G-179	9	1.43	900 1300 1800 2300 2600	62 90 124 158 179	210.88 298.00 415.38 517.00 583.50	1.125" API	198.88 286.00 403.38 505.00 571.50	4.500"-8 EUE BOX	5.125"	216.63 303.75 421.13 522.75 589.25	4.50"-8 EUE
1400-G-0650 1400-G-0900 1400-G-1300	223-G-45 223-G-62 223-G-90	14	2.23	650 900 1300	45 62 90	236.50 332.00 460.50	2.375" PAC	224.50 320.00 448.50	4.500"-8 EUE BOX	5.125"	242.25 337.75 466.25	4.50"-8 EUE

Centrilift World Headquarters
200 West Stuart Roosa Drive
Claremore, OK 74017-3095
800-633-5088
918-341-9600

www.bakerhughesdirect.com

Best-in-Class



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

ESPECIFICACIONES SENSOR DE FONDO

Especificaciones mecánicas del medidor del motor	
Largo	22.90 pulg. (58.167 cm)
Diámetro	4.50 pulg. (114 mm)
Peso	44.1 libras (20 kg)
Material	Acero inoxidable 22 Cr
Alojamiento	Soldado
Sellos	O-anulares, metal-metal
Conexión de fondo	Acoplamiento EUE de 2 3/8 8RND
Condiciones ambientales	
Temperatura nominal de servicio	13°F a 302°F (-25°C a 150°C)
Rango de temperatura calibrada	86°F a 302°F (30°C a 150°C)
Temperatura de almacenamiento	67°F a 302°F (-55°C a 150°C)
Shock de temperatura	40 °F a 77 °F (-40 °C a 25 °C en 2 min.)
Rango de presión calibrada	15 -5.000 psia (1 -345 bares)
Límite de presión de servicio	7.500 psi (517 bares), máximo
Humedad	100%, relativa
Vibración	±30 g, 10 - 500 Hz
Impacto	Caída a 3 pies (0.914 metros), X y Z
Especificaciones eléctricas	
Ensayos de aislamiento	-5 KV CC
Capacidad de voltaje en superficie	5 KV CA
Parámetros de medición	
Rango de medición de presión	15 -5.000 psia (1 -345 bares)
Precisión de presión	0.1% a plena escala (±5 psi [34.5 kPa])
Resolución de presión	0.1 psi (0.007 bares)
Rango de medición de temperatura (entrada)	32 °F a 302°F (0 a 150°C)
Rango de medición de temperatura (motor)	32 °F a 500 °F (0 a 260 °C)
Precisión de temperatura de entrada	33.8 °F (±1.0 °C)
Precisión de temperatura del motor	36.7 °F (±2.6 °C)
Resolución de temperatura (todas)	32.2 °F (0.1 °C)
Rango de vibraciones (X - Y)	0-5 g
Precisión de vibraciones (X - Y)	1.0% a plena escala
Resolución de escala de vibraciones (X - Y)	0.002 g
Rango de medición de corriente	0-18 mA
Resolución de escala de corriente	0.01 mA
Frecuencia de medición (presión de entrada)	4 segundos
Frecuencia de medición (los demás sensores)	22 segundos
Conexión del motor	Punto de estrella

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

DIÁMETROS Y SERIES DE EQUIPOS

T.R. APT DIÁM. EXT.	PESO		SERIE DE EQUIPO QUE ADAPTA			*TAM. NO MÁXIMO RECOMENDADO PARA CABLE REDONDO CON VARIOS TAMAÑOS DE T.P.													
	LB/PIE	KG/M	MOTOR	SECCIÓN SELLO	BOMBA	API EXTERIOR			A-7										
						UPSET			NON-UPSET										
						2 /	2 /	3 /	2 /	2 /	3 /	4 /	5 /	7					
4 1/2" (114.3MM)	9.5 10.5 11.6	14.1 15.6 17.3	375	338	338	†			†										
5 1/2" (139.7MM)	** 20.0 17.0 15.5 14.0	29.9 25.3 23.0 20.7	375,450	338,400	338,400	1	-	-	1	***6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
						1	6	-	1	***4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
						1	6	-	1	***4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
						1	6	-	1	***2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6 5/8" (168.3MM)	28.0 26.0 24.0 20.0	41.7 38.7 35.8 29.9	375,450 450,544	338,400 400,513	338,400 400,513 400,513,562	1	1	6	1	1	***4	-	-	-	-	-	-	-	-
						1	1	***4	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
						1	1	***4	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-
						1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-
7" (177.8MM)	32.0 29.0 26.0 23.0 20.0 17.0	47.6 43.3 38.7 34.1 29.9 25.3	450,544,562	400,513	400,513 400,513,562	1	1	2	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-
						1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-
						1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-
						1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-
						1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-
7 5/8" (193.7MM)	39.0 33.7 29.7 26.4 24.0 20.0	58.1 50.2 44.3 34.4 35.8 29.9	450,544,562	400,513	450,544,562	1	1	1	1	1	1	***4	-	-	-	-	-	-	-
						1	1	1	1	1	1	***2	-	-	-	-	-	-	-
						1	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-
						1	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-
						1	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-
8 5/8" (219.1MM)	49.0 44.0 40.0 36.0 32.0	72.8 65.6 59.4 53.5 47.6	450,544,562 y 725	400,513 y 675	450,544,562 y 675	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	4	-	-
						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	-	-
						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-	-
						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10 3/4" (273.0MM)	55.5 32.7	82.7 48.5	450,544,562	400,513,675	400,513,562 675 y 875	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
13 3/8" (339.8MM)	83.0 48.0	123.4 71.5	y 725	y 825	400,513,562 675,875 1,025	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

* PUEDE INSTALARSE CABLE PLANO TAMAÑO #1, #2 Y #4 CON T.P. DE TAMAÑO MAYOR EN T.R. DE 5-1/2", 6-5/8" Y 7" PARA REDUCIR TANTO LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA ELÉCTRICA COMO LAS PÉRDIDAS POR FRICCIÓN.

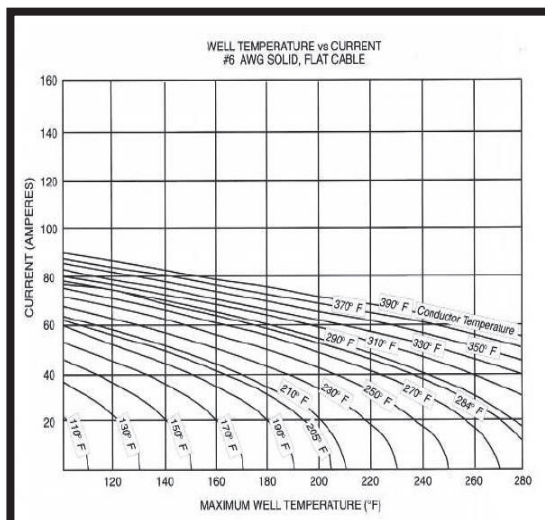
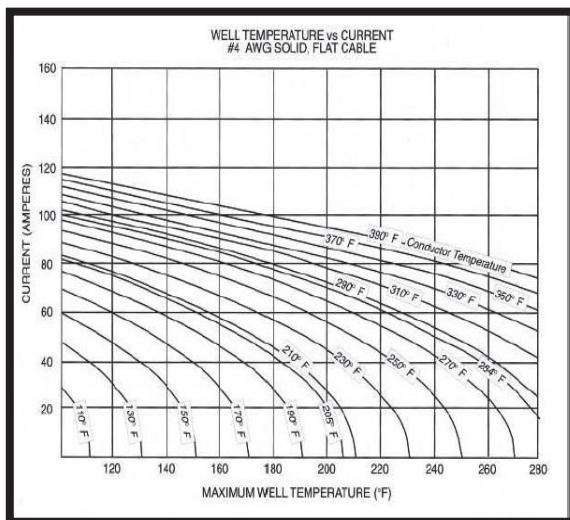
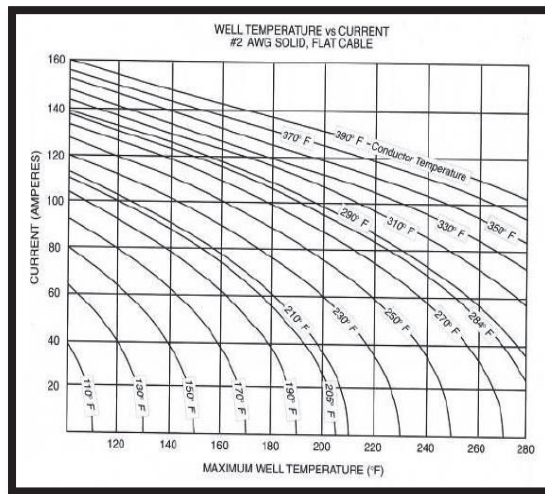
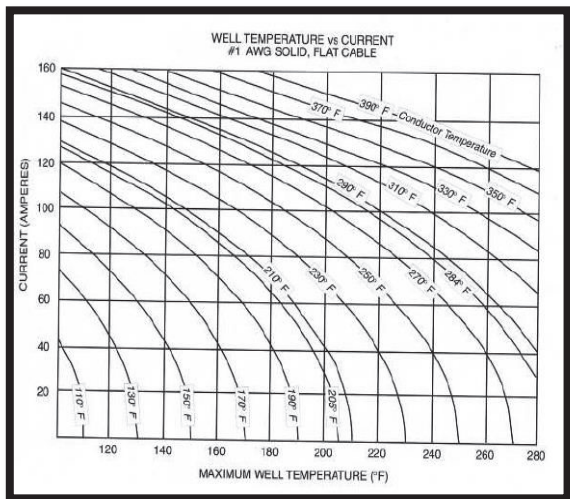
** INSTALAR MOTOR SERIE 450 Y BOMBA SERIE 400 EN T.R. DE 5-1/2" SOLAMENTE CON CABLE DE EXTENSIÓN ESPECIAL, CONSULTAR REPRESENTANTE DE LA COMPAÑÍA.

*** SE RECOMIENDA INSTALAR ESTE TAMAÑO DE CABLE REDONDO CON 4 TUBOS DE MENOR DIÁMETRO SOBRE LA BOMBA.

† SOLAMENTE CON CABLE PLANO SALVO SE UTILICE T.P. DE 2" CON CUERDA INTEGRAL.

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

TEMPERATURA DE OPERACIÓN




FUENTE: Submersible Pump Handbook Ninth Edition, Centrifugal Baker Hughes, 2009

ELABORACIÓN: Baker Hughes

ANEXO No 3
DISEÑO DEL SISTEMA ESPCP POZO TMSA-002

SURVEY POZO TMSA-002

VISUALIZACION SURVEY DE POZO							
POZO		TM-002 "M1"				Centrilift	
CAMPO		PETROMAZONAS - BLOQUE 12					
BORRAR TABLA							
SURVEY							
MD (ft)	Inclinacion (°)	Direccion (°)	TVD (ft)	Vertical Section (ft)	COORDENADAS		DLS (*/100ft)
					+N/-S (ft)	+E/-W (ft)	
0	0.00	112.75	0.00	0.00	0	0.00	0.00
100	0.14	127.13	100.00	0.12	0.07	0.10	0.14
200	0.45	137.07	200.00	0.59	0.44	0.46	0.31
300	0.88	116.56	299.99	1.72	1.07	1.42	0.48
400	2.08	124.55	399.96	4.26	2.44	3.60	1.21
500	3.30	121.29	499.84	8.88	4.96	7.55	1.23
600	3.91	119.12	599.65	15.12	8.12	12.99	0.62
700	5.77	120.70	699.29	23.49	12.34	20.29	1.86
800	7.03	118.93	798.66	34.55	17.87	29.97	1.28
900	8.40	117.15	897.75	47.92	24.16	41.83	1.39
1019.73	10.48	110.85	1015.86	67.52	32.03	59.79	1.94
1115.84	12.06	112.57	1110.11	86.30	38.99	77.23	1.68
1208.67	13.74	113.34	1200.60	107.02	47.08	96.31	1.82
1303.7	15.65	113.01	1292.51	131.13	56.56	118.47	2.01
1397.96	17.63	112.39	1382.82	158.12	66.97	143.37	2.11
1491.84	19.52	111.53	1471.81	188.02	78.14	171.11	2.03
1587.54	21.00	110.85	1561.58	221.14	90.11	202.01	1.57
1680.58	22.31	110.87	1648.06	255.46	102.34	234.09	1.41
1775.92	23.68	111.46	1735.82	292.69	115.79	268.82	1.46
1870.54	24.81	110.93	1822.09	331.52	129.83	305.05	1.22
1963.9	25.77	111.59	1906.50	371.39	144.3	342.22	1.07
2058.41	26.29	111.74	1991.43	412.86	159.61	380.76	0.55
2152.85	26.45	111.31	2076.04	454.80	175	419.78	0.26
2246.84	26.78	111.15	2160.07	496.89	190.25	459.03	0.36
2341.79	27.11	111.39	2244.71	539.90	205.86	499.12	0.37
2437.71	27.24	112.02	2330.04	583.70	222.06	539.83	0.33
2532.18	27.60	111.76	2413.90	627.20	238.28	580.19	0.40
2627.58	26.90	112.32	2498.71	670.88	254.67	620.68	0.78
2721.46	27.59	112.16	2582.18	713.85	270.93	660.46	0.74
2816.5	26.62	112.19	2666.78	757.15	287.28	700.56	1.02
2910.35	26.97	112.55	2750.92	799.73	303.1	739.01	0.71
3005.75	26.61	112.22	2835.45	840.98	319.19	778.08	0.69
3098.27	26.91	112.47	2919.06	882.64	335.03	816.61	0.35
3192.55	27.04	112.39	3003.08	925.40	351.34	856.14	0.14
3286.94	26.80	112.44	3087.24	968.13	367.64	895.64	0.26
3379.95	26.47	112.08	3170.38	1009.83	383.43	934.23	0.39
3472.91	26.53	112.52	3253.58	1051.31	399.17	972.61	0.22
3567.08	26.39	112.68	3337.88	1093.27	415.3	1011.35	0.17
3662.87	26.29	112.48	3423.73	1135.77	431.62	1050.59	0.14
3757.54	25.99	111.80	3508.71	1177.47	447.34	1089.22	0.45
3852.46	26.07	112.49	3594.00	1219.12	463.04	1127.80	0.33
3946.55	26.49	114.16	3679.37	1260.78	479.54	1166.05	0.90
4041.37	25.83	113.79	3763.48	1302.57	496.52	1204.25	0.72
4135.87	27.14	113.35	3848.06	1344.71	513.37	1242.88	1.40
4230.77	26.77	113.04	3932.65	1387.73	530.32	1282.42	0.42
4325.8	27.28	113.17	4017.30	1430.90	547.26	1322.13	0.54
4419.66	28.15	112.63	4100.39	1474.55	564.24	1362.34	0.96
4513.8	27.70	113.00	4183.57	1518.64	581.34	1402.98	0.51
4608.26	26.49	112.55	4267.66	1561.66	598	1442.65	1.30
4701.73	25.33	113.74	4351.74	1602.50	614.04	1480.21	1.36
4796.13	26.30	116.06	4437.07	1642.83	631.03	1518.61	1.05
4888.24	24.40	115.90	4520.65	1681.48	647.99	1551.61	0.98
5012	25.85	114.87	4603.70	1723.97	670.5	1599.08	1.22
5106.77	26.89	112.98	4717.61	1776.05	687.56	1637.56	1.41
5199.75	26.31	112.09	4800.75	1817.68	703.52	1676.01	0.76
5295.39	26.90	112.85	4886.26	1860.51	719.89	1715.59	0.71
5390.99	26.22	113.56	4971.77	1903.25	736.73	1754.88	0.78
5485.62	28.12	112.05	5055.96	1946.46	753.46	1794.71	2.14
5579.6	28.00	111.07	5138.89	1990.66	769.7	1835.83	0.51
5673.53	28.00	111.46	5221.83	2034.74	785.7	1876.92	0.19
5767.87	27.80	111.32	5305.20	2078.87	801.8	1918.03	0.22
5864.77	27.85	111.68	5390.90	2124.09	818.38	1960.11	0.18
5958.06	27.79	111.23	5473.41	2167.62	834.3	2000.63	0.23
6052.51	27.89	111.48	5556.92	2211.71	850.36	2041.71	0.16
6147.37	27.73	111.71	5640.83	2255.96	866.65	2082.86	0.20
6241.31	26.64	112.49	5724.39	2298.87	882.79	2122.62	1.22
6336.26	24.62	113.17	5809.99	2339.94	898.72	2160.48	2.15
6430.6	23.26	113.51	5896.21	2378.22	913.88	2195.63	1.45
6525.86	21.33	113.31	5984.35	2414.35	928.24	2228.79	2.03
6619.13	20.58	114.33	6071.45	2447.70	941.71	2269.31	0.89
6713.89	20.31	113.73	6160.24	2480.79	955.19	2289.54	0.36
6808.74	20.26	113.77	6249.21	2513.67	968.43	2319.64	0.05
6903.19	19.96	113.41	6337.90	2546.14	981.43	2349.40	0.34
6975.34	19.89	113.69	6405.73	2570.73	991.25	2371.94	0.16
7118.39	19.38	113.85	6540.46	2618.79	1010.63	2415.93	0.36
7213.3	18.34	113.56	6630.28	2649.47	1022.96	2444.02	1.10
7307.42	17.20	114.86	6719.90	2678.18	1034.73	2470.22	1.28
7402.27	14.94	116.36	6811.04	2704.40	1046.06	2493.90	2.42
7497.22	13.74	117.97	6903.03	2727.84	1056.78	2514.83	1.33
7591.65	13.22	113.52	6994.86	2749.81	1066.35	2534.63	1.23
7686.31	11.91	111.62	7087.25	2770.40	1074.27	2553.64	1.45
7780.45	11.97	112.09	7179.36	2789.87	1081.52	2571.72	0.12
7875.39	11.67	111.23	7272.28	2809.32	1088.7	2589.79	0.37
7969.28	11.21	112.30	7364.31	2827.94	1095.6	2607.08	0.54
8063.75	11.46	111.91	7456.94	2846.50	1102.59	2624.29	0.28
8158.5	10.64	112.55	7549.93	2864.66	1109.45	2641.10	0.88
8253.67	10.26	112.57	7643.52	2881.92	1116.08	2657.04	0.40
8346.06	9.97	111.04	7734.47	2898.15	1122.1	2672.10	0.43
8420	9.97	111.04	7807.30	2910.94	1126.7	2684.05	0.00

FUENTE: Departamento de Operaciones, PETROAMAZONAS EP
ELABORACIÓN: PETROAMAZONAS EP

REPORTE DE DISEÑO SISTEMA ESPCP POZO TMSA-002

Baker Hughes Incorporated
(918) 341-9600 200W Stuart Roosa Dr, Claremore, OK 74017

Project: Design_ESPCP_Pozo_TM-002
Customer: PETROAMAZONAS EP
Well: TM-002
Engineer: Dayuma Alvarez T

Pump: 80-D-2600-LIFTEQ [375Series]
Seal: 513GSB3 DB
Gear Box: Reduction 11.4:1 [538.0Series]
Motor: 562MSP1-250 42HP 1300V 20A
Cable: #4 CPLF 4kV 6945ft
Controller: VSD 1075-VT 83kVA/ 480V/ 100A

NOTE: Motor ratings at 60Hz

Comments:
Design_ESPCP_Pozo_TM-002_Diciembre_2014

80-D-2600-LIFTEQ [375Series]

AutographPC™ V9.0 File:Design_ESPCP_Pozo_TM-002_Diciembre_2014.apcx
©Copyright 2014 Baker Hughes Inc. All Rights Reserved

Baker Hughes Incorporated
(918) 341-9600 200W Stuart Roosa Dr, Claremore, OK 74017

Input Parameters:

Fluid Properties:
Oil Gravity: 13.8 °API
Water Cut: 4.2 %
SG water: 1.01 rel to H2O
SG gas: 1.04 rel to air
Produced GOR: 50.0 scf/STB
Bot Hole Temp: 170.0 °F
Surf Fluid Temp: 148.0 °F

Gas Impurities:
N2 = 0 %
H2S = 0 %
CO2 = 3.0 %

Dead Oil Viscosity:
32
68.0
176.0
655.8

Bubble Point Pressure:
PB = 360.0psia

Inflow Performance:
DatumMD: 7199 ft
PerfsMD: 7199 ft
Datum Static P: 2453 psi
Test Flow: 120.0 BPD
Test Pressure: 870.7 psi
PI: 0.076 BPD/psi
IPR Method: Composite IPR

Target:
Pump Setting Depth (measured): 6975 ft
Desired Flow: 150.0 BPD
Gas Sep Eff: 0 %
Tbg Surf Press: 100.0 psi
Csg Surf Press: 10.0 psi

Casing & Tubing: Roughness = 0.01189 in

Casing ID (in)	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681
Tubing ID (in)	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993
Vertical Depth (ft)	100	409	2076	2582	3170	3678	4100	4437	4717	5056	5390	5640	6071						
Measured Depth (ft)	100	500	2152	2721	3379	3946	4419	4796	5106	5486	5864	6147	6619						

Correlations PVT:
Dead Visc: User's table
Saturated Visc: Kartoaodjio
UnderSaturated: Kartoaodjio
Gas Visc: Lee

Oil Compress: Kartoaodjio
Formation Vol: Kartoaodjio
Z factor: Hall & Yarborough
Bubble Point P: Kartoaodjio

Correlations Multiphase:
Tubing Flow: Duns & Ross
Casing Flow: Duns & Ross

Comments:
Sand M-1; perforation between 7194 ft MD to 7204 MD. Middle of perforation 7199 ft MD. Pump Depth 6975 ft MD, inclination

Application Severity:

Temperature	Benign	Normal	High	Severe	Extreme
Abrasives	Benign	Normal	High	Severe	Extreme
Corrosion	Benign	Normal	High	Severe	Extreme
Gas	Benign	Normal	High	Severe	Extreme

AutographPC™ V9.0 File:Design_ESPCP_Pozo_TM-002_Diciembre_2014.apcx
©Copyright 2014 Baker Hughes Inc. All Rights Reserved

Baker Hughes Incorporated
(918) 341-9600 200W Stuart Roosa Dr, Claremore, OK 74017

Operating Parameters / Selection:

Design Point:
Desired flow (total): 150.0 BPD
% water: 4.2 %
% Gas into pump: 0.0 %

Pump Selection:
Intake: 389.0 psi
Pressure: 161.5 BPD
Flowrate: 0.916 rel-H2O
Specific Gravity: 486.9Cp
Viscosity: 1051Cp
Pump Pressure Load: 90%
Pump Vol Efficiency: 82%
PCP Pump 80-D-2600 SERIE 375/ GEAR BOX 11.4 SERIE 538

Discharge:
2719 psi
161.1 BPD
0.919 rel-H2O
1051Cp

Pump Selected:
37580-D-2600-LIFTEQ
F shaft RPM = 235.5
SHR HP @ 45.8 Hz = 13.07
Required Motor HP at 60.0 Hz = 17.3

Seal Selection:
Well angle (set depth) = 10.02Deg fn vert.
No sand present
Motor/Seal Oil type = PC-92
Seal Selected: GSB3 DB [513 Series]
Options: H6 IL
GSB3DB H6 - IL / OIL TYPE PC-92

Motor Selection:
Terminal Voltage: =826.8 V
Motor Current: =10.4 A
Load acc to N.P.: =41.2 %
Shaft Load: =1.8 %

Fluid Speed: =0.229ft/s
EFF/FP: =87.36% / 79.35%
Internal Temp: =246.9°F
Motor Selected: MSP1-250
42HP 1300V 20A [562Series]

HP: 34.82 SELECTED MOTOR MSP1-250 SERIE 562 / 42 HP , 1300 V , 20 A / OIL TYPE PC-92 *NOTE: Motor ratings at 60

Cable Selection:
Surface Length: 100.0ft
Tubing Length: 6945ft
MLE length: 30.0ft
Surface Temp: 148°F

Wellhead Voltage: 867.2V
Wellhead kVA: 15.7kVA
Voltage Drop: 40.4V
Cond Temp (main): 172.3°F
Temp Rating: 257.0°F

Surface Cable: #4 CPLF5.0kV 100.0ft
FLAT #4 CPLF

Main Cable: #4 CPLF4.0kV 6945ft

MLE Cable: #4 MLE-KH15.0kV 30.0ft

Controller Selection:
Surface kW: 12.9kW
Input kVA: 14.3kVA
System kW: 12.9kW
Max Ctrl Current: 18.9A
Power Cost/kWh: 0.025\$/kWh
Total Power Cost = \$464.5/month
kVA: 59.19 / SELECTED VSD MODEL 1075 - VT 83 kVA 100 Amps

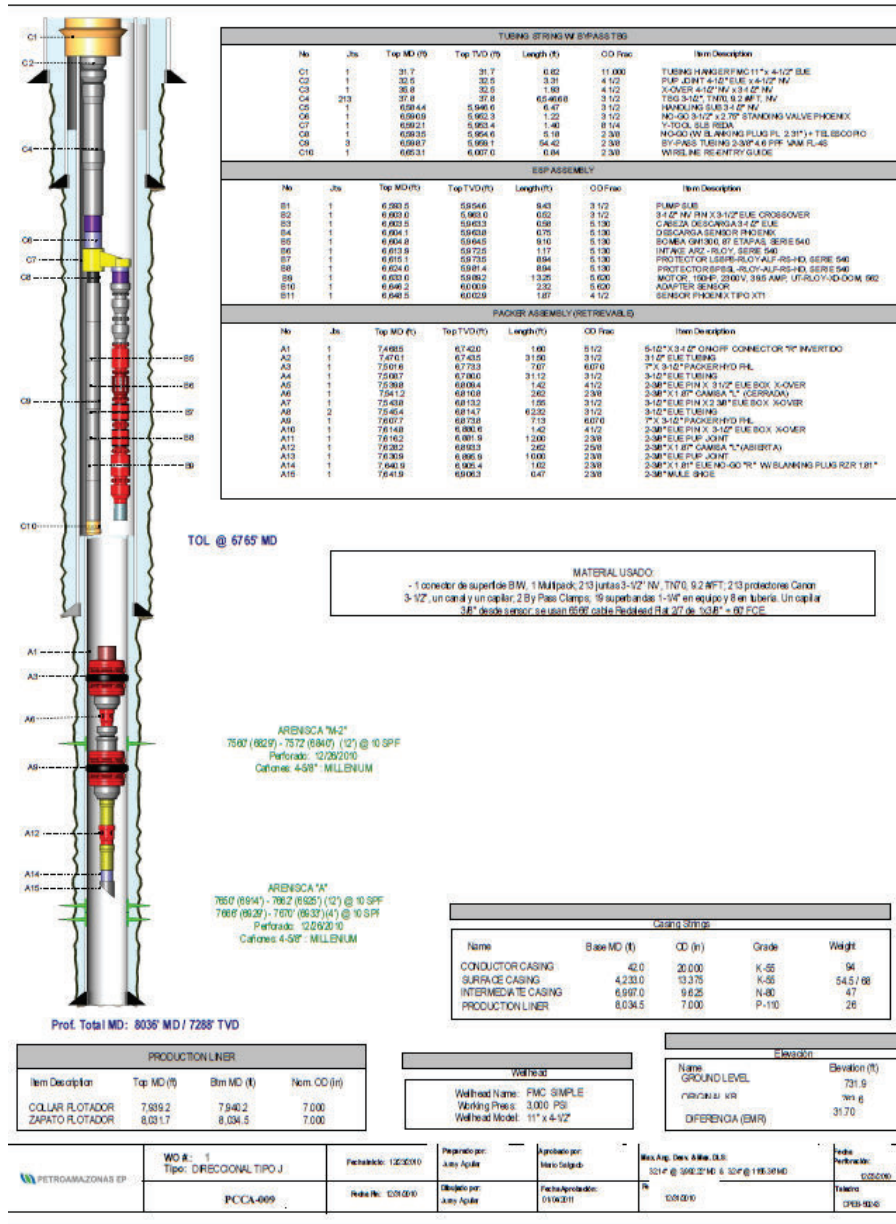
Voltage Input: 480.0V
Max Well Head Volts: 867.2V
Target Frequency: 45.8Hz (10.40V/Hz)
Start Frequency: 10.0Hz
Step-up Ratio: 1.838 ratio
Selected: VSD 1075-VT 83kVA/ 480V/ 100A

AutographPC™ V9.0 File:Design_ESPCP_Pozo_TM-002_Diciembre_2014.apcx
©Copyright 2014 Baker Hughes Inc. All Rights Reserved

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta


ANEXO No 4
DISEÑO DEL SISTEMA ESPCP POZO PCCA-009

DIAGRAMA POZO PCCA-009



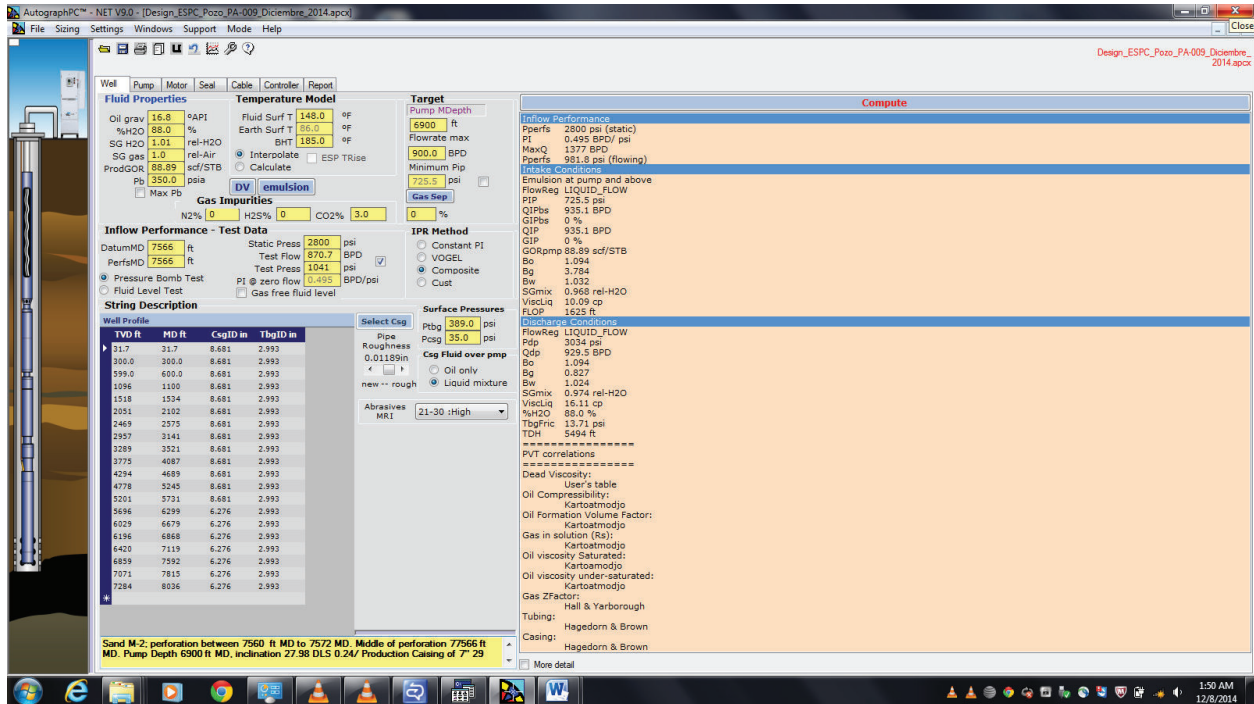
FUENTE: Departamento de Operaciones, PETROAMAZONAS EP
 ELABORACIÓN: PETROAMAZONAS EP

SURVEY POZO PCCA-009

		VISUALIZACION SURVEY DE POZO						Centrifliff
POZO CAMPO		PA-009 PETROMAZONAS - BLOQUE 12						
BORRAR TABLA								
SURVEY								
MD (ft)	Inclinacion (°)	Direccion (°)	TVD (ft)	Vertical Section (ft)	COORDENADAS		DLS (°/100ft)	
					+N/-S (ft)	+E/-W (ft)		
0	0.00	0.00	0.00	0.00	N 0.00	E 0.00	N/A	
31.7	0.04	6.48	31.70	-0.01	N 0.01	E 0.00	0.14	
100	0.14	6.48	100.00	-0.10	N 0.12	E 0.01	0.14	
200	0.08	224.82	200.00	-0.18	N 0.19	W 0.02	0.21	
300	0.18	205.30	300.00	-0.08	N 0.01	W 0.15	0.11	
400	0.10	199.97	400.00	0.05	S 0.21	W 0.25	0.08	
500	0.33	205.98	500.00	0.26	S 0.55	W 0.41	0.23	
600	1.48	166.17	599.98	1.65	S 2.07	W 0.23	1.24	
700	3.22	165.40	699.90	5.58	S 6.04	E 0.79	1.74	
800	5.43	164.62	799.61	12.83	S 13.32	E 2.75	2.21	
900	7.39	160.65	898.98	23.68	S 23.95	E 6.14	2.01	
1000	9.34	167.84	997.91	37.65	S 37.95	E 9.98	2.21	
1100	10.94	167.03	1096.35	54.35	S 55.13	E 13.82	1.61	
1155.36	11.40	158.08	1150.66	64.74	S 65.33	E 17.04	3.24	
1250.66	12.32	150.30	1243.93	84.21	S 82.90	E 25.59	1.93	
1345.63	13.76	143.46	1336.46	105.58	S 100.78	E 37.34	2.22	
1440.71	15.56	143.07	1428.44	129.53	S 120.06	E 51.74	1.90	
1534.12	16.85	144.32	1518.13	155.49	S 141.07	E 67.16	1.43	
1628.83	18.01	147.14	1608.49	183.81	S 164.52	E 83.11	1.51	
1723.47	19.01	149.19	1698.24	213.84	S 190.05	E 98.95	1.16	
1818.68	20.12	149.80	1787.95	245.72	S 217.52	E 115.13	1.29	
1913.61	20.87	152.17	1878.87	279.93	S 246.59	E 131.23	1.19	
2007.62	22.17	151.32	1964.33	313.37	S 276.96	E 147.56	1.42	
2102.7	24.09	152.06	2051.76	350.68	S 309.84	E 166.27	2.04	
2195.98	25.74	151.74	2136.36	389.92	S 344.50	E 183.78	1.77	
2233	26.37	150.67	2169.61	406.17	S 358.75	E 191.61	2.13	
2292.16	27.40	149.05	2222.38	432.91	S 381.88	E 205.05	2.13	
2387.41	29.11	146.84	2308.27	479.00	S 429.24	E 228.24	1.40	
2481.36	29.89	146.26	2388.05	524.24	S 459.62	E 253.00	1.68	
2575.13	30.65	145.32	2469.03	571.44	S 498.70	E 279.58	0.96	
2670.58	31.04	144.95	2550.98	620.27	S 538.85	E 307.56	0.45	
2764	31.78	145.30	2630.71	668.85	S 578.80	E 335.39	0.82	
2859.67	30.85	146.07	2712.53	718.35	S 619.75	E 363.35	1.25	
2953.81	30.88	146.65	2793.25	768.35	S 659.75	E 389.97	0.40	
3047.4	28.97	147.19	2874.53	813.11	S 698.95	E 415.51	2.06	
3141.84	28.37	147.23	2957.40	858.40	S 737.04	E 440.05	0.64	
3236.71	29.00	147.17	3040.62	903.92	S 775.31	E 464.71	0.66	
3266	29.05	147.14	3066.23	918.12	S 787.25	E 472.42	0.18	
3331.09	29.16	147.07	3123.11	959.77	S 813.84	E 489.62	0.18	
3427.18	29.03	147.03	3207.07	996.47	S 853.05	E 515.03	0.14	
3521.45	29.34	148.72	3289.37	1042.42	S 891.98	E 539.47	0.93	
3614	29.70	149.76	3369.91	1088.02	S 931.16	E 562.79	0.68	
3709.1	30.20	150.45	3452.31	1135.49	S 972.32	E 586.45	0.64	
3803.85	30.84	150.09	3533.93	1183.59	S 1014.11	E 610.32	0.70	
3897.78	31.47	149.89	3614.31	1232.18	S 1056.19	E 634.62	0.68	
3992.22	32.14	150.16	3694.47	1281.94	S 1099.30	E 659.49	0.73	
4087.17	31.99	148.87	3775.04	1332.34	S 1142.74	E 686.06	0.74	
4164.24	30.78	147.71	3840.83	1372.48	S 1176.89	E 706.15	1.75	
4222	30.57	147.69	3890.51	1401.94	S 1201.79	E 721.89	0.36	
4308.4	30.26	147.67	3965.02	1445.67	S 1238.76	E 745.28	0.36	
4404.41	29.96	146.96	4047.84	1493.68	S 1270.19	E 771.21	0.70	
4499.15	30.27	147.82	4130.03	1541.33	S 1319.34	E 796.90	0.56	
4595.19	30.30	147.22	4212.96	1589.75	S 1360.20	E 822.91	0.32	
4689.43	30.51	148.31	4294.24	1637.43	S 1400.54	E 848.35	0.63	
4782.92	30.07	148.40	4374.97	1684.59	S 1440.68	E 873.09	0.47	
4877.54	29.68	149.39	4457.01	1731.72	S 1481.03	E 897.44	0.66	
4972.07	29.10	149.43	4539.38	1779.11	S 1520.76	E 921.39	0.70	
5066.93	28.08	148.84	4622.67	1823.50	S 1559.52	E 945.02	1.09	
5160.34	28.69	149.02	4704.85	1867.90	S 1597.56	E 967.93	0.66	
5245	29.17	149.42	4778.94	1908.86	S 1632.74	E 988.89	0.62	
5254.95	29.23	149.47	4787.63	1913.71	S 1636.92	E 991.36	0.62	
5351.04	29.53	148.24	4871.36	1960.85	S 1677.48	E 1015.39	0.33	
5446.31	29.71	148.99	4954.18	2007.94	S 1717.89	E 1039.56	0.23	
5542.12	29.75	149.59	5037.38	2055.45	S 1758.74	E 1063.82	0.31	
5634.97	29.82	148.54	5117.96	2101.57	S 1798.30	E 1087.53	0.57	
5731.14	29.96	147.94	5201.34	2149.49	S 1839.05	E 1112.76	0.34	
5824.28	29.98	147.69	5282.03	2196.01	S 1878.43	E 1137.54	0.14	
5917.94	29.85	147.33	5363.51	2241.88	S 1918.03	E 1162.81	0.25	
6014.4	29.62	146.63	5446.83	2290.67	S 1958.02	E 1188.85	0.46	
6110.54	29.44	147.83	5530.54	2338.03	S 1997.86	E 1214.50	0.64	
6204.9	28.64	149.10	5613.03	2383.83	S 2036.90	E 1238.46	1.07	
6299.39	28.43	148.53	5696.05	2428.97	S 2075.51	E 1261.83	0.36	
6394.07	28.39	148.47	5779.32	2474.01	S 2113.92	E 1285.36	0.05	
6489.94	28.63	149.92	5863.57	2519.77	S 2153.22	E 1308.80	0.76	
6541	28.53	150.10	5908.41	2544.19	S 2174.38	E 1321.00	0.26	
6584.44	28.45	150.26	5946.58	2564.91	S 2192.36	E 1331.31	0.26	
6679.26	28.37	149.88	6029.99	2610.01	S 2231.45	E 1353.82	0.21	
6774.05	28.10	149.53	6113.50	2654.85	S 2270.17	E 1376.44	0.33	
6868.59	28.03	149.56	6196.92	2699.33	S 2308.52	E 1398.98	0.08	
6926.44	27.96	149.82	6248.00	2726.48	S 2331.96	E 1412.69	0.24	
7020	27.07	150.28	6330.98	2769.69	S 2369.41	E 1434.27	0.98	
7036	26.92	150.36	6345.24	2776.95	S 2375.72	E 1437.86	0.98	
7079	26.51	150.58	6383.65	2796.27	S 2392.53	E 1447.39	0.98	
7119.76	26.12	150.80	6420.18	2814.33	S 2408.29	E 1456.24	0.98	
7120	26.12	150.80	6420.40	2814.44	S 2408.38	E 1456.29	1.92	
7133	25.88	150.64	6432.08	2820.13	S 2413.35	E 1459.07	1.92	
7214.23	24.38	149.56	6505.62	2854.62	S 2443.26	E 1476.26	1.92	
7309.48	21.63	148.61	6593.29	2891.84	S 2475.20	E 1495.37	2.91	
7353	21.19	148.06	6633.81	2907.72	S 2488.72	E 1503.71	1.11	
7403.22	20.69	147.39	6680.71	2925.67	S 2503.89	E 1513.29	1.11	
7479	19.26	147.30	6751.93	2951.54	S 2525.69	E 1527.26	1.89	
7498.57	18.89	147.67	6770.42	2957.94	S 2531.07	E 1530.72	1.89	
7517	18.80	147.08	6787.87	2963.89	S 2536.07	E 1533.94	0.59	
7592.81	18.43	146.27	6859.71	2988.07	S 2556.29	E 1547.24	0.59	
7634	18.21	146.32	6898.81	3001.00	S 2567.06	E 1554.42	0.54	
7682	17.95	146.38	6944.44	3015.88	S 2579.46	E 1562.67	0.54	
7687.34	17.92	146.39	6945.52	3017.52	S 2580.53	E 1563.58	0.54	
7732	17.23	146.00	7001.63	3034.01	S 2594.59	E 1572.69	1.27	
7781.34	16.73	146.76	7039.26	3045.49	S 2604.19	E 1579.01	1.27	
7787	16.69	146.77	7044.68	3047.12	S 2605.55	E 1579.90	0.71	
7815	16.49	146.81	7071.51	3055.11	S 2612.24	E 1584.28	0.71	
7875.93	16.06	146.89	7130.00	3072.17	S 2626.54	E 1593.62	0.71	
7883	15.94	146.73	7141.60	3075.50	S 2629.32	E 1595.44	1.04	
7927	15.56	146.20	7179.14	3086.08	S 2638.15	E 1601.29	1.04	
7971.84	15.13	145.55	7222.38	3097.93	S 2647.97	E 1607.94	1.04	
8036	15.13	145.55	7284.32	3114.64	S 2661.78	E 1617.42	0.00	

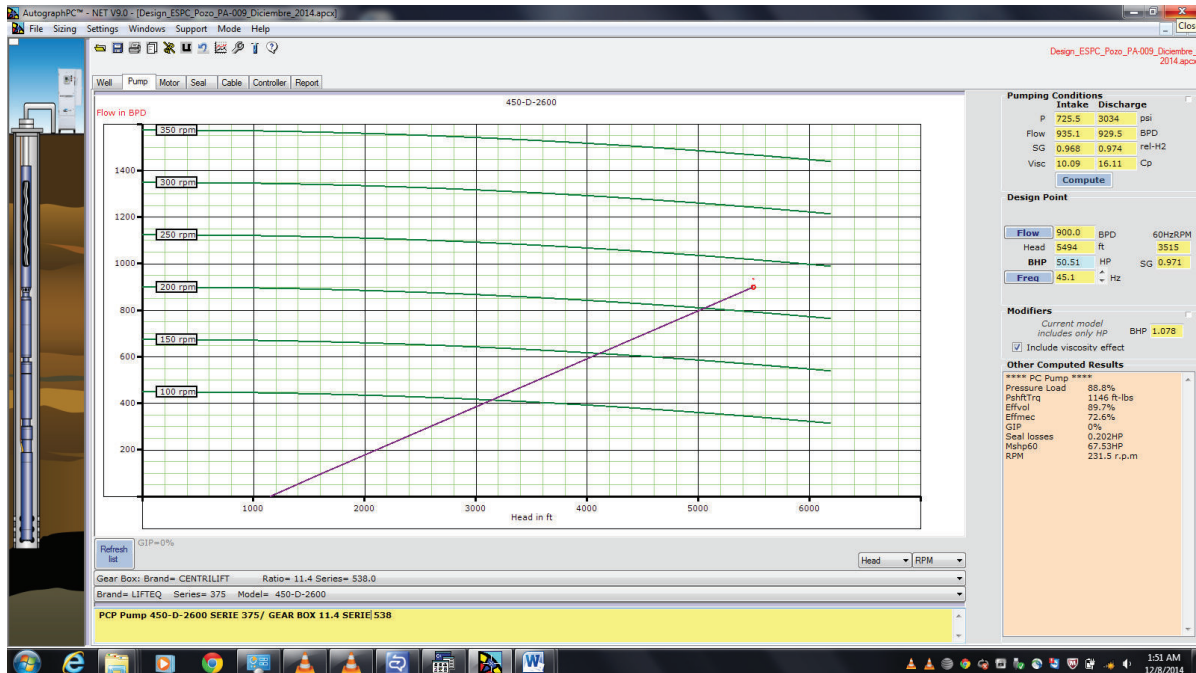
FUENTE: Departamento de Operaciones, PETROAMAZONAS EP
 ELABORACIÓN: PETROAMAZONAS EP

CONDICIONES Y PARÁMETROS DE DISEÑO POZO PCCA-009



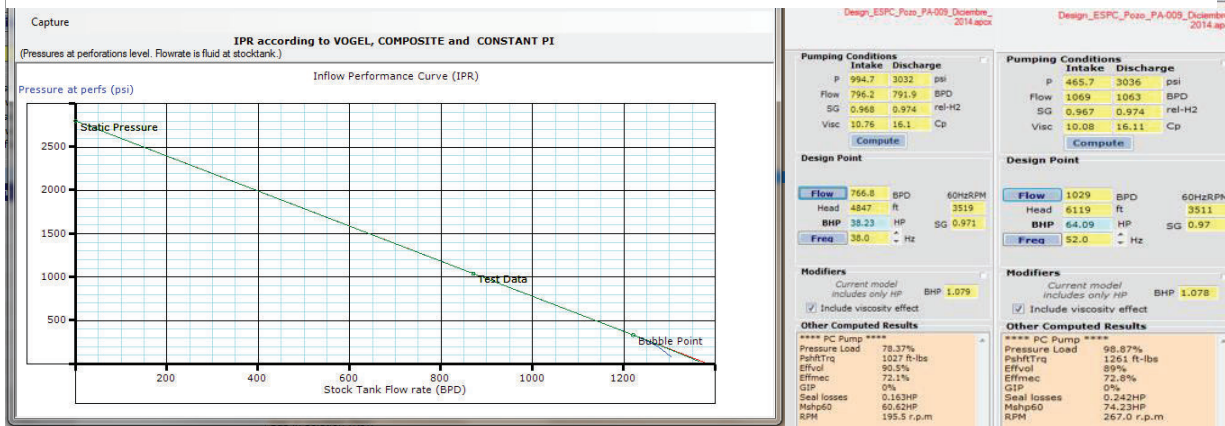
FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
 ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

SELECCIÓN DE LA BOMBA Y GRU POZO PCCA-009



FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
 ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

IPR Y TASA DE FLUJO MÁXIMA Y MÍNIMA DEL POZO PCCA-009



FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
 ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

SELECCIÓN DEL MOTOR, SELLO, CABLE, VSD POZO PCCA-009

Input Data

OPfreq 45.1 Hz
 ShaftHP 50.71 HP Added HP 0
 Flowrate 900.0 BPD
 CsgID 6.276 in Mshp60=67.5

ADR

BHT 181.7 °F
 % wc 88.0 %
 Oil API 16.8 degAPI
 GIPbs 0 %
 Viscn 10.09 cp

VSD
 SCALE
 MONEL
 V imbal 0.052 %

Selection (60Hz rating)

Manufacturer Series & Model
 CENTRILIFT 562MSP1-250
 Oil type HP V / A #rotors
 PC-92 147 1325 / 67 7

Compute **AutoSelect**

CENTRILIFT Frame size:7
562MSP1-250 147HP 1325V / 67A (60Hz rating)

OP Conditions @ 45.1 Hz:

Motor load	45.94 %
Term Volts	845.0 V
Motor Amps	37.64 A
Internal Temp	235.9 °F
Fluid Speed	1.374 ft/s
Efficiency	87.63 %
Power Factor	79.56 %
Shaft speed	2640 rpm
Shaft load	7.078 %

Comments
 HP: 128.10 SELECTED MOTOR MSP1-250 SERIE 562 / 147 HP , 1325 V , 67 A / OIL TYPE PC-92

Application - related data

Pump:
 Brand= LIFTEQ Series=
 375 Model= 450-D-2600

Oil Type PC-92

Computed results:

Angle 26.82 Deg (from vert)
 Brq Oil Temp 242.9 °F
 Thrust brq load 47.16 %
 HP losses 0.202 HP

Chamber capacity used (top to bottom):
 28% 24% 17% 13%
 Shaft load 63.87 %

Seal Selection

Brand Options
 CENTRILIFT EHL
 HL
 IL
 PL
 TL

Series Options
 538

Models Options
 CENTigrade

CENTRILIFT Seal
 538CENTigrade
 4 CH TNDM, IMB/MB//IMB/MB W 1.25 SFT & HL BRG
 Oil type: PC-92 ESPSCP lo temp
 Seal options: NONE

Comments
 Series 538 / Centigrade Model / OIL TYPE PC-92

Input Data

Surface 100.0 ft
 Tsurf 148.0 °F
 MLE 30.0 ft
 Power 0.05 \$/kW
 Tbg Len 6870 ft

motor V 845.0 V
 motor A 37.64 A
 BHT 181.7 °F
 Water 88.0 %

Cable Selection

Brand CENTRILIFT
 #2 CPLF SkV

Max Cond Temp 195.8 °F
 Max Temp Rating 257.0 °F

Pothead:
 Packer none installed
 Bypass none installed

Cable Sizing Output

Surface CasingID-drift 6.181 in
 Main Tbg collar OD 4.25 in
 Extension

cable thickness 0.63 in
 clearance 1.093 in

Selection
 Surface: 100.0ft CENTRILIFT #2 CPLF 4kV
 Main: 6870ft CENTRILIFT #2 CPLF SkV
 Extension: 30.0ft CENTRILIFT #2 MLE-KLHT SkV

Results
 Vdrop 93.8 V (13.4 V/kft or 11 % motorV)
 SurfV 938.8 V
 SurfKVA 61.21 KVA
 Freq 45.06 Hz
 PwrLoss 6.035 KW
 PwrCost 217.3 \$/mo

Comments
 FLAT #2 CPLF

Input Data

Vin 480.0 V
 Vsurf 938.8 V
 MAmps 37.64 A
 PwCost 0.05 \$/KWH

Vout 411.9 V
 Freq 45.1 Hz
 strfFreq 14.0 Hz
 Vboost (sync) 26.0 V

Controller Selection

VSD
 SWBD
 Filter

Transformer
 S/U and S/D
 200.0 5.0
 200.0 5.0
 SU ratio

Controller Sizing Output

Selected equipment
 CENTRILIFT 480.0V Variable Speed Drive
 Model 2200-VT 200.0 KVA / 241.0 A

Startup Transfer ratio 2.279
 Surface KVA 61.21 KVA
 Surface KW 49.87 KW
 Output Current 85.79 A
 Output Voltage 411.9 V
 (required V/Hz 9.142V/Hz or 548.5 Volts at 60Hz drive setting)
 Cntr KVA Load 30.6 %
 Cntr Amps Load 35.6 %
 Controller In 66.81 KVA
 System Power 51.6 KW
 Sys Power Cost 1858\$/mo

Startup volts 128.4 V
 Startup Amps 99.9 A

Comments
 KVA: 169 / SELECTED VSD MODEL 2200 - VT 200 KVA 241 Amps

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
 ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

REPORTE DE DISEÑO SISTEMA ESPCP POZO PCCA-009

Baker Hughes Incorporated
(918) 341-9600 200W Stuart Roosa Dr, Claremore, OK 74017

Project: Design_ESPCP_Pozo_PA-009
Customer: PETROAMAZONAS EP
Well: PA-009
Engineer: Dayuma Alvarez Toapanta

Pump: 450-D-2600-LIFTEQ [375Series]
Seal: 538CENTGrade
Gear Box: Reduction 11.4:1 [538.0Series]
Motor: 562MSP1-250 147HP 1325V 67A
Cable: #2 CPLF 5kV 6870ft
Controller: VSD 2200-VT 200kVA/480V/241A

NOTE: Motor ratings at 60Hz

Comments:
Design_ESPCP_Pozo_PA-009_Diciembre_2014

450-D-2600-LIFTEQ [375Series]

AutographPC™ V9.0 File:Design_ESPCP_Pozo_PA-009_Diciembre_2014.apox
©Copyright 2014 Baker Hughes Inc. All Rights Reserved

Baker Hughes Incorporated
(918) 341-9600 200W Stuart Roosa Dr, Claremore, OK 74017

Input Parameters:

Fluid Properties:
Oil Gravity: 16.8 °API
Water Cut: 88.0 %
SG water: 1.01 rel to H2O
SG gas: 1.0 rel to air
Produced GOR: 88.89 acf/STB
Bot Hole Temp: 185.0 °F
Surf Fluid Temp: 148.0 °F

Gas Inquiries:
N2 = 0 %
H2S = 0 %
CO2 = 3.0 %

Dead Oil Viscosity:
°F: 68.0
Cp: 7069
176.0 174.0

Rubblle Point Pressure:
PB = 350.0psia

Target:
Pump Setting Depth (measured): 6900 ft
Desired Flow: 900.0 BPD
Gas Sep Eff: 0 %
Tbg Surf Press: 389.0 psi
Csg Surf Press: 35.0 psi

Infow Performance:
DatumMD: 7566 ft
PerfsMD: 7566 ft
Datum Static P: 2800 psi
Test Flow: 870.7 BPD
Test Pressure: 1041 psi
PI: 0.495 BPD/psi
IPR Method: = Composite IPR

Casing & Tubing: Roughness = 0.01189 in

Casing ID (in)	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681
Tubing ID (in)	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993
Vertical Depth (ft)	32	300	599	1096	1518	2051	2469	2957	3289	3775	4294	4778	5201
Measured Depth (ft)	32	300	600	1100	1534	2102	2575	3141	3521	4087	4689	5245	5731

Correlations PVT:
Dead Visc: User's table
Saturated Visc: Kartoatmodjo
UnderSaturated: Kartoatmodjo
Gas Visc: Lee

Oil Compress: Kartoatmodjo
Formation Vol: Kartoatmodjo
Z factor: Hall & Yarborough
Bubble Point P: Kartoatmodjo

Correlations Multiphase:
Tubing Flow: Hagedorn & Brown
Casing Flow: Hagedorn & Brown

Comments:
Sand M-2; perforation between 7560 ft MD to 7572 MD. Middle of perforation 77566 ft MD. Pump Depth 6900 ft MD, inclinal

Application Severity:

Temperature	Benign	Normal	High	Severe	Extreme
Abrasives	Benign	Normal	High	Severe	Extreme
Corrosion	Benign	Normal	High	Severe	Extreme
Gas	Benign	Normal	High	Severe	Extreme

AutographPC™ V9.0 File:Design_ESPCP_Pozo_PA-009_Diciembre_2014.apox
©Copyright 2014 Baker Hughes Inc. All Rights Reserved

Baker Hughes Incorporated
(918) 341-9600 200W Stuart Roosa Dr, Claremore, OK 74017

Operating Parameters / Selection:

Design Point:
Desired flow (total): 900.0 BPD
% water: 88.0 %
% Gas into pump: 0.0 %

Frequency: 45.1 Hz
GCR into pump: 88.89 acf/STB
TDH: 5494 ft
Friction Losses: 13.71 psi

Pump Selection:
Intake Pressure: 725.5 psi
Flowrate: 935.1 BPD
Specific Gravity: 0.968 rel-H2O
Viscosity: 10.09Cp
Pump Pressure Load: 89%
Pump Vol Efficiency: 90%
PCP Pump 450-D-2600 SERIE 375/ GEAR BOX 11.4 SERIE 538

Discharge:
Pressure: 3034 psi
Flowrate: 929.5 BPD
0.974 rel-H2O
16.11Cp

Pump Selected:
375450-D-2600-LIFTEQ
P shaft RPM = 231.8
SHR HP @ 45.1 Hz = 50.51
Required Motor HP at 60.0 Hz = 67.53

Seal Selection:
Well angle (set depth) = 26.82Deg fm vert.
No sand present

No Temp Avail
Chamber Cap Used (Top to Bot)= 28% 24% 17% 13%

Motor/Seal Oil type = PC-92
Seal Selected: CE/Nigrade [538 Series]
Options: None
Series: 538 / Centigrade Model / OIL TYPE PC-92

Shaft load = 64 %

Motor Selection:
Terminal Voltage: =845 V
Motor Current: =37.6 A
Load acc to N.P.: =45.9 %
Shaft Load: =7.1 %

Fluid Speed: =1.374ft/s
ERFPR: =87.63% / 79.56%
Internal Temp: =238.9°F
Motor Selected: MSP1-250
147HP / 1325V 67A [562Series]

HP: 128.10 SELECTED MOTOR MSP1-250 SERIE 562 / 147 HP , 1325 V , 67 A / OIL TYPE PC-92 *NOTE: Motor ratings at

Cable Selection:
Surface Length: 100.0ft
Tubing Length: 6870ft
MLE length: 30.0ft
Surface Temp: 148°F

Wellhead Voltage: 938.8V
Wellhead kVA: 61.2kVA
Voltage Drop: 83.8V
Cond Temp (main): 195.8°F
Temp Rating: 257.0°F

Surface Cable: #2 CPLF4.0kV 100.0ft
Main Cable: #2 CPLF5.0kV 6870ft
MLE Cable: #2 MLE-KLHT5.0kV 30.0ft

Controller Selection:
Surface kW: 49.9kW
Input kVA: 66.8kVA
System kW: 51.9kW
Max Ctrl Current: 85.8A
Power Cost/kWh: 0.055/kWh
Total Power Cost: = \$1859/month
kVA: 169 / SELECTED VSD MODEL 2200 - VT 200 kVA 241 Amps

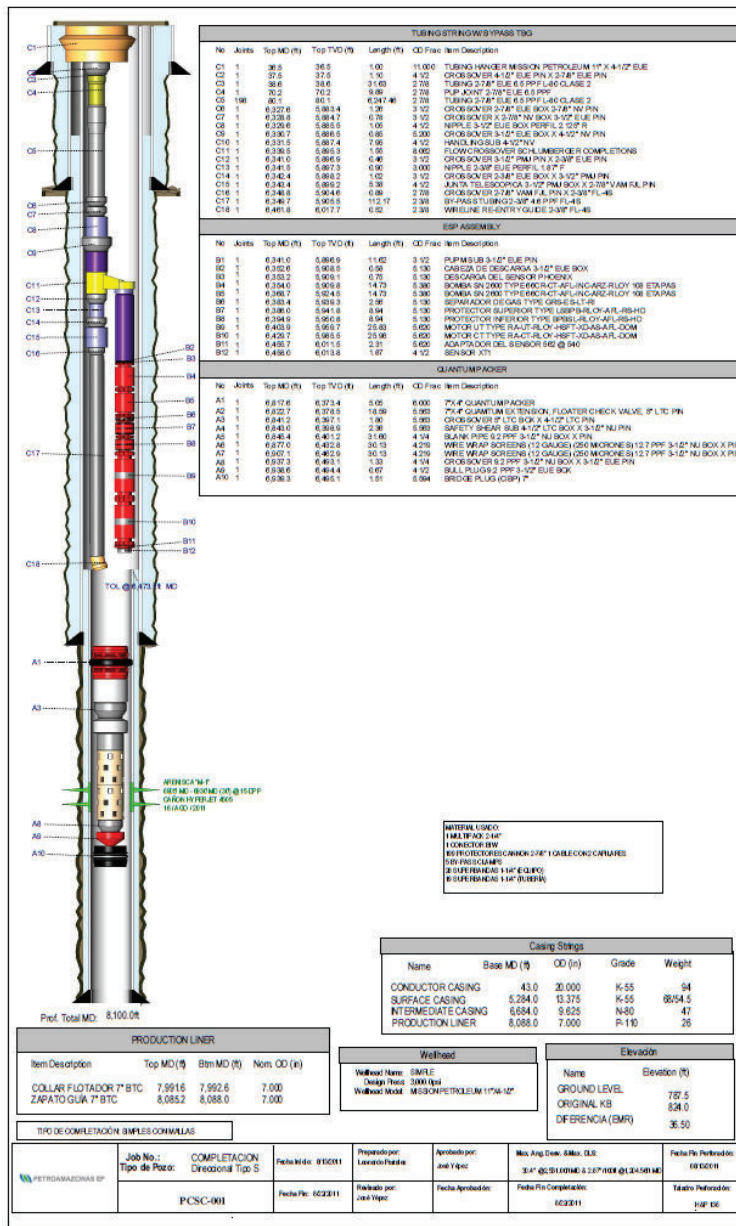
Voltage Input: 480.0V
Max Well Head Volts: 938.8V
Target Frequency: 45.1Hz (10.65V/Hz)
Start Frequency: 14.0Hz
Step-up Trfc: 2.279 m/s
Selected: VSD 2200-VT 200kVA/480V/241A

AutographPC™ V9.0 File:Design_ESPCP_Pozo_PA-009_Diciembre_2014.apox
©Copyright 2014 Baker Hughes Inc. All Rights Reserved

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

ANEXO No 5
DISEÑO DEL SISTEMA ESPCP POZO PCSC-001

DIAGRAMA POZO PCSC-001



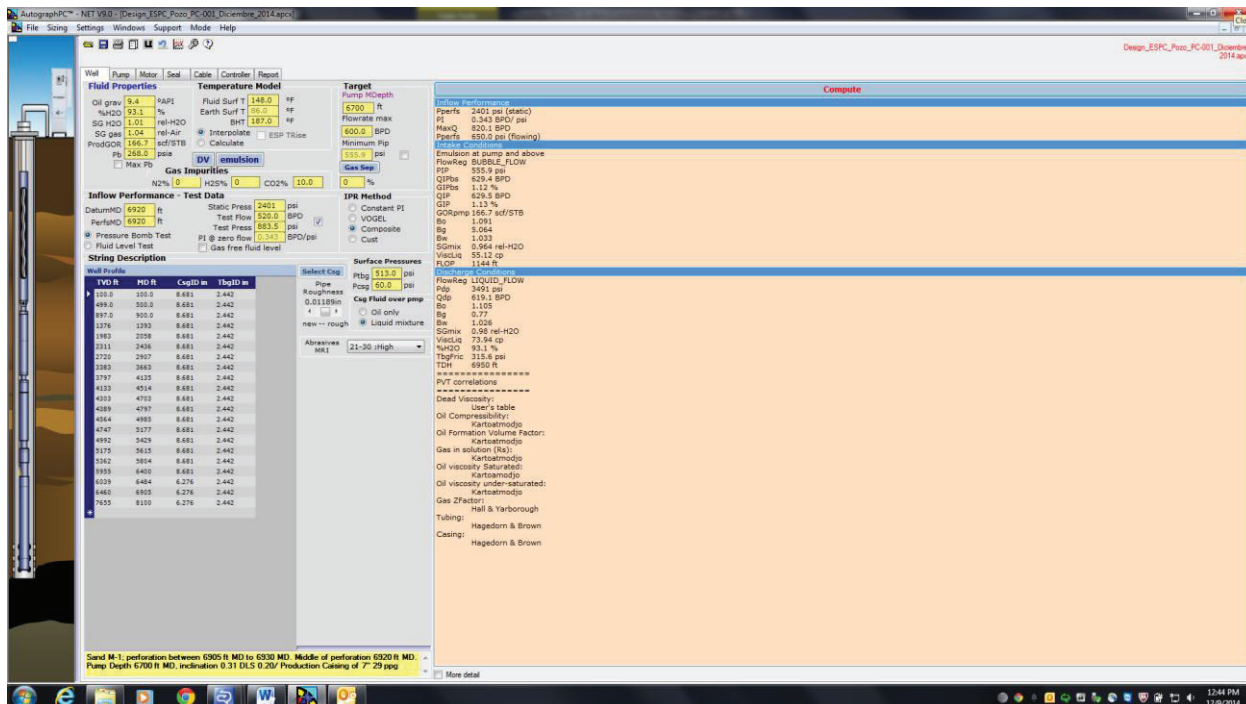
FUENTE: Departamento de Operaciones, PETROAMAZONAS EP
 ELABORACIÓN: PETROAMAZONAS EP

SURVEY POZO PCSC-001

POZO SURVEY	PC-001	M-1	
MD (ft)	TVD (ft)	Incl (°)	DLS (°/100ft)
0.00	0.00	0.00	N/A
100.00	100.00	0.35	0.35
197.00	197.00	0.22	0.32
300.00	300.00	0.28	0.06
400.00	399.99	1.42	1.56
500.00	499.92	2.82	1.42
600.00	599.72	4.38	1.56
700.00	699.32	5.75	1.38
800.00	798.68	7.27	1.55
900.00	897.60	9.49	2.39
1015.99	1011.56	11.96	2.41
1110.19	1103.66	12.32	0.39
1204.59	1195.38	15.02	2.87
1298.26	1285.46	16.76	1.86
1393.67	1376.44	18.31	1.64
1488.58	1466.16	19.74	1.54
1583.08	1554.60	21.51	1.88
1677.40	1641.75	23.45	2.12
1772.79	1728.78	24.87	1.49
1866.81	1813.57	26.32	1.56
1961.65	1897.88	28.20	1.98
2058.95	1983.40	28.77	0.73
2153.38	2065.96	29.30	0.60
2246.86	2147.33	29.67	0.40
2341.93	2229.84	29.90	0.33
2436.58	2311.80	30.12	0.23
2531.03	2393.38	30.40	0.35
2625.79	2475.62	29.18	1.29
2720.92	2558.57	29.44	0.28
2815.25	2640.57	29.82	0.41
2907.93	2720.78	30.31	0.60
3002.41	2802.82	29.15	1.29
3097.52	2885.86	29.21	0.14
3192.92	2969.01	29.49	0.31
3287.31	3051.80	27.92	1.67
3382.23	3135.59	28.14	0.48
3476.45	3218.57	28.41	0.29
3569.75	3300.71	28.20	0.32
3663.70	3383.32	28.69	0.59
3758.38	3466.36	28.74	0.33
3852.24	3548.68	28.67	0.14
3945.95	3630.93	28.59	0.10
4041.79	3715.13	28.47	0.18
4135.98	3797.95	28.44	0.04
4230.42	3881.02	28.37	0.21
4325.57	3964.80	28.22	0.48
4419.85	4048.36	26.94	1.39
4514.89	4133.36	26.21	0.77
4609.06	4218.06	25.61	0.64
4703.95	4303.95	24.71	1.22
4797.02	4389.05	23.06	1.78
4891.32	4476.31	21.50	1.66
4985.63	4564.67	19.39	2.25
5080.04	4654.20	17.59	1.91
5177.42	4747.56	15.42	2.23
5210.64	4779.64	14.73	2.21
5331.18	4896.40	14.04	0.58
5429.41	4992.03	12.39	1.73
5522.34	5083.04	10.91	1.61
5615.91	5175.16	9.30	1.75
5709.08	5267.24	8.23	1.15
5804.93	5362.21	7.29	1.05
5899.17	5455.80	6.15	1.21
5994.47	5550.68	4.56	1.67
6089.98	5645.96	3.30	1.32
6181.71	5737.59	2.00	1.42
6279.45	5835.30	0.99	1.11
6374.85	5930.69	0.50	0.89
6400	5955.84	0.53	0.76
6467.72	6023.56	0.61	0.40
6484	6039.84	0.60	0.34
6562.49	6118.32	0.54	0.08
6743.83	6299.66	0.31	0.20
6838.72	6394.55	0.46	0.17
6905	6460.83	0.43	0.08
6933.41	6489.23	0.42	0.04
7026.61	6582.43	0.65	0.28
7124.85	6680.66	0.65	0.70
7218.86	6774.67	0.65	0.04
7312.39	6868.19	0.94	0.35
7406.33	6962.12	0.79	0.21
7500.02	7055.80	0.68	0.23
7595.89	7151.67	0.65	0.10
7689.60	7245.37	0.59	0.12
7784.09	7339.85	0.66	0.15
7879.38	7435.14	0.62	0.05
7971.03	7526.78	0.77	0.21
8035.52	7591.27	0.82	0.13
8100.00	7655.74	0.82	0.00

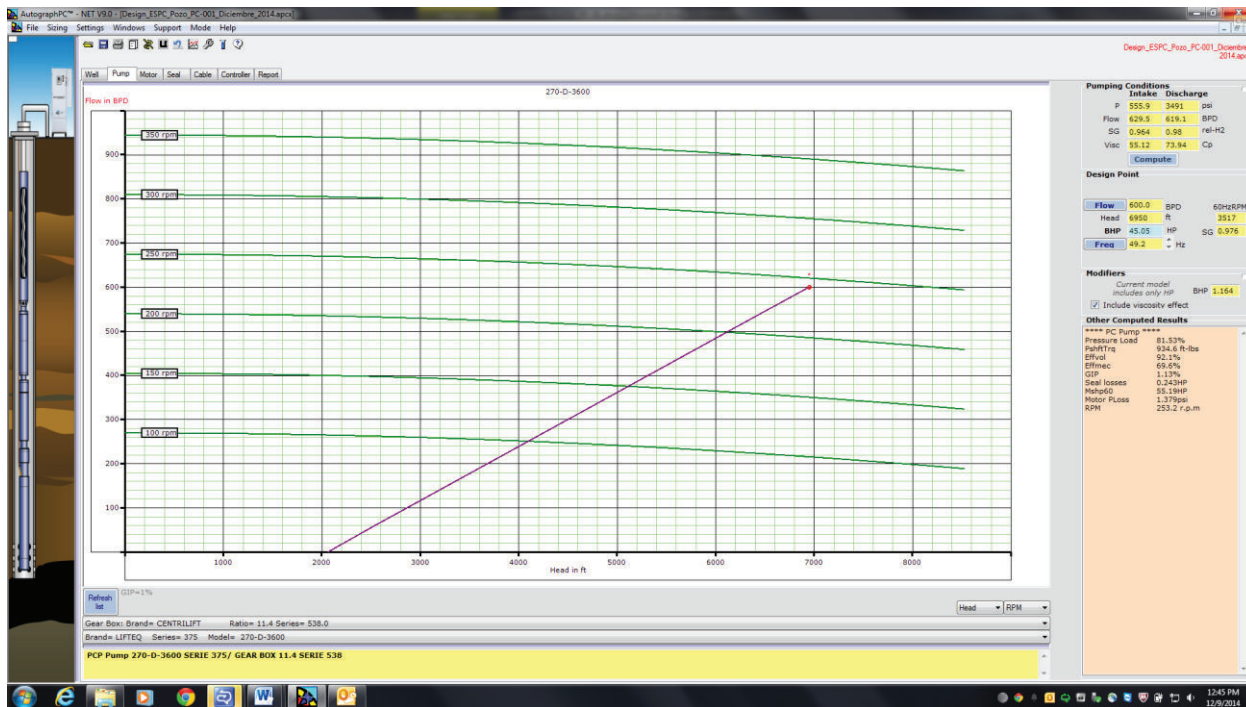
FUENTE: Departamento de Operaciones, PETROAMAZONAS EP
 ELABORACIÓN: PETROAMAZONAS EP

CONDICIONES Y PARÁMETROS DE DISEÑO POZO PCSC-001



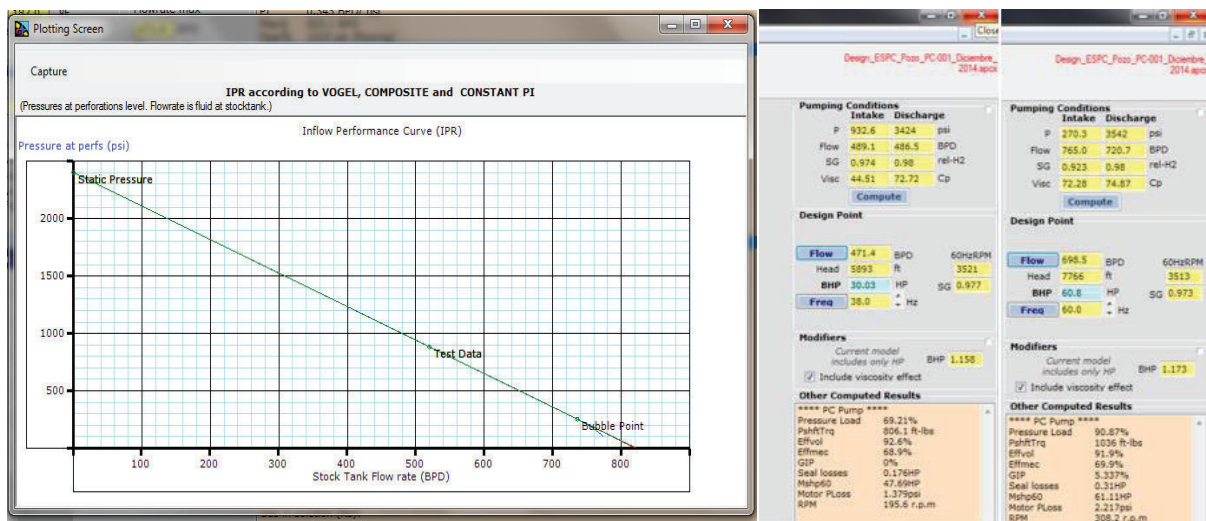
FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
 ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

SELECCIÓN DE LA BOMBA Y GRU POZO PCSC-001



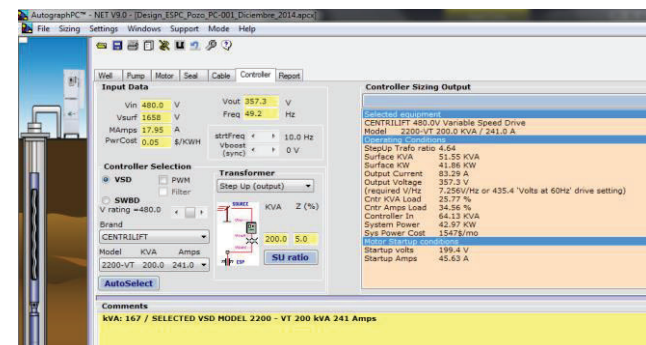
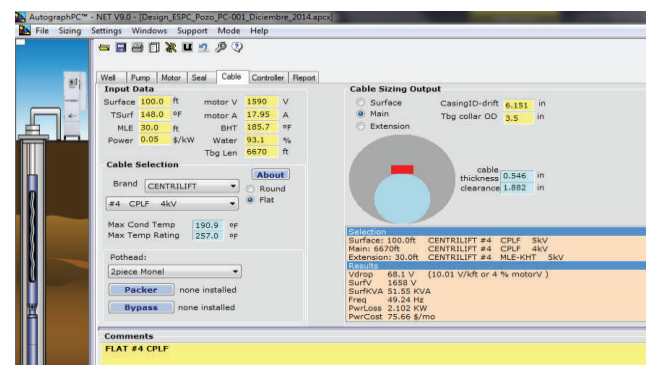
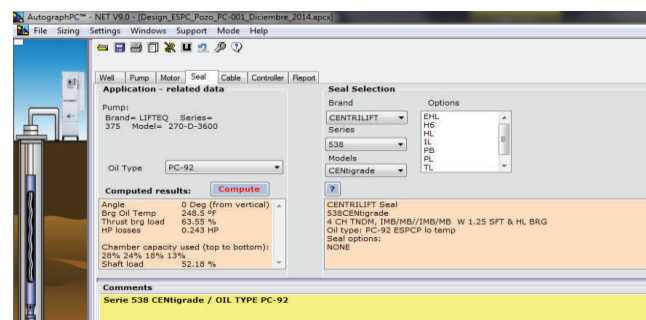
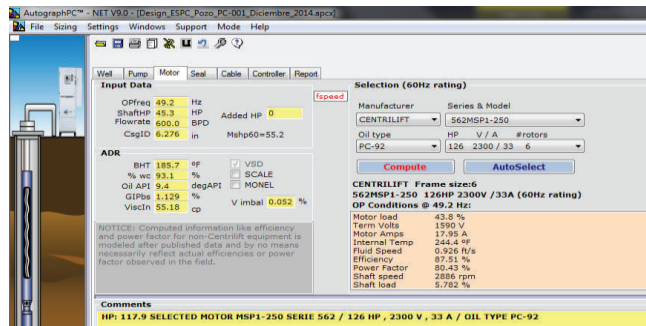
FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
 ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

IPR Y TASA DE FLUJO MÁXIMA Y MÍNIMA DEL POZO PCSC-001



FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
 ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

SELECCIÓN DEL MOTOR, SELLO, CABLE, VSD POZO PCSC-001



FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

REPORTE DE DISEÑO SISTEMA ESPCP POZO PCSC-001

Baker Hughes Incorporated
(918) 341-9600 200W Stuart Rossa Dr, Claremore, OK 74017

Project: Design_ESPCP_Pozo_PC-001
Customer: PETROAMAZONAS EF
Well: PC-001
Engineer: Dayuma Alvarez Toapanta

Pump: 270-D-3600-LIFTEQ [375Series]
Seal: 538 CENigrade
GearBox: Reduction 11.4:1 [538.0Series]
Motor: 562MSP1-250 126HP 2300V 33A
Cable: #4 CPLF 4kV /6670ft
Controller: VSD 2200-VT 200KVA/480V/241A

NOTE: Motor ratings at 60Hz

Comments:
Design_ESPCP_Pozo_PC-001_Diciembre_2014

270-D-3600-LIFTEQ [375Series]

AutographPC™ V9.0 File Design_ESPCP_Pozo_PC-001_Diciembre_2014.apcx
©Copyright 2014 Baker Hughes Inc. All Rights Reserved

Baker Hughes Incorporated
(918) 341-9600 200W Stuart Rossa Dr, Claremore, OK 74017

Input Parameters:

Fluid Properties:
Oil Gravity: 9.4 °API
Water Cut: 93.1 %
SG water: 1.01 rel to H2O
SG gas: 1.04 rel to air
Produced GOR: 166.7 scf/STB
Bot Hole Temp: 187.0 °F
Surf Fluid Temp: 148.0 °F

Gas Inertities:
N2 = 0 %
H2S = 0 %
CO2 = 10.0 %

Dead Oil Viscosity:
%: 68.0
Cp: 6.48E+06
176.0 2844

Bubble Point Pressure:
PB = 268.0psa

Inflow Performance:
Datum MD: 6920 ft
Perf MD: 6920 ft
Datum Static P: 2401 psi
Test Flow: 520.0 BPD
Test Pressure: 883.5 psi
PI: 0.343 BPD/psi
IPR Method: = Composite IPR

Target:
Pump Setting Depth (measured): 6700 ft
Desired Flow: 600.0 BPD
Gas Sep Eff: 0 %
Tbg Surf Press: 513.0 psi
Cag Surf Press: 60.0 psi

Casing & Tubing: Roughness = 0.01189 in

Casing ID (in)	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681
Tubing ID (in)	2.442	2.442	2.442	2.442	2.442	2.442	2.442	2.442	2.442	2.442	2.442	2.442	2.442
Vertical Depth (ft)	100	499	897	1376	1983	2311	2720	3383	3797	4133	4303	4389	4564
Measured Depth (ft)	100	500	900	1393	2058	2436	2907	3663	4135	4514	4703	4797	4985

Correlations PVT:
Dead Visc: Saturated Visc: UnderSaturated: Gas Visc:
User's table: Kartoatmodjo: Kartoatmodjo: Lee

Correlations M/llphase:
Tubing Flow: Hagedorn & Brown
Casing Flow: Hagedorn & Brown

Comments:
Sand M-I: perforation between 6905 ft MD to 6930 MD. Middle of perforation 6917.5 ft MD. Pump Depth 6700 ft MD. inclination

Application Severity:

Temperature	Design	Normal	High	Severe	Extreme
Abrasives	Design	Normal	High	Severe	Extreme
Corrosion	Design	Normal	High	Severe	Extreme
Gas	Design	Normal	High	Severe	Extreme

AutographPC™ V9.0 File Design_ESPCP_Pozo_PC-001_Diciembre_2014.apcx
©Copyright 2014 Baker Hughes Inc. All Rights Reserved

Baker Hughes Incorporated
(918) 341-9600 200W Stuart Rossa Dr, Claremore, OK 74017

Operating Parameters / Selection:

Design Point:
Desired flow (total): 600.0 BPD
% water: 93.1 %
% Gas into pump: 1.1 %

Frequency: 49.2 Hz
GOR into pump: 166.7 scf/STB
TDH: 6950 ft
Friction Losses: 315.5 psi

Pump Selection: Intake: 555.9 psi, Discharge: 3491 psi
Flowrate: 629.5 BPD, 619.1 BPD
Specific Gravity: 0.964 rel-H2O, 0.98 rel-H2O
Viscosity: 55.12cp, 73.94cp
Pump Pressure Load: 82 %
Pump Vol Efficiency: 92 %
PCP Pump 270-D-3600 SERIE 375/ GEAR BOX 11.4 SERIE 538

Motor/Seal Oil type: PC-92
Seal Selected: CENigrade [538 Series]
Options: None
Serie 538 CENigrade / OIL TYPE PC-92

Motor Selection: Terminal Voltage: =1590 V, Fluid Speed: =0.926ft/s
Motor Current: =17.9 A, EN/PE: =87.51% / 80.43%
Load acc to N.P.: =43.8 %, Internal Temp: =244.4°F
Shaft Load: =5.8 %, Motor Selected: MSP1-250
Required Motor HP at 60.0 Hz = 55.19

HP: 117.9 SELECTED MOTOR MSP1-250 SERIE 562 / 126 HP, 2300 V, 33 A / OIL TYPE PC-92 *NOTE: Motor ratings at

Cable Selection: Surface Length: 100.0ft, Wellhead Voltage: 1658.1V
Tubing Length: 670ft, Wellhead kVA: 51.5kVA
M.L.E length: 30 ft, Voltage Drop: 68.1V
Surface Temp: 148°F, Cond Temp (main): 190.9°F
Temp Rating: 257.0°F

Surface Cable: #4 CPLF5.0kV 100.0ft
Main Cable: #4 CPLF4.0kV 6670ft
M.L.E Cable: #4 MLE-KHT5.0kV 30.0ft

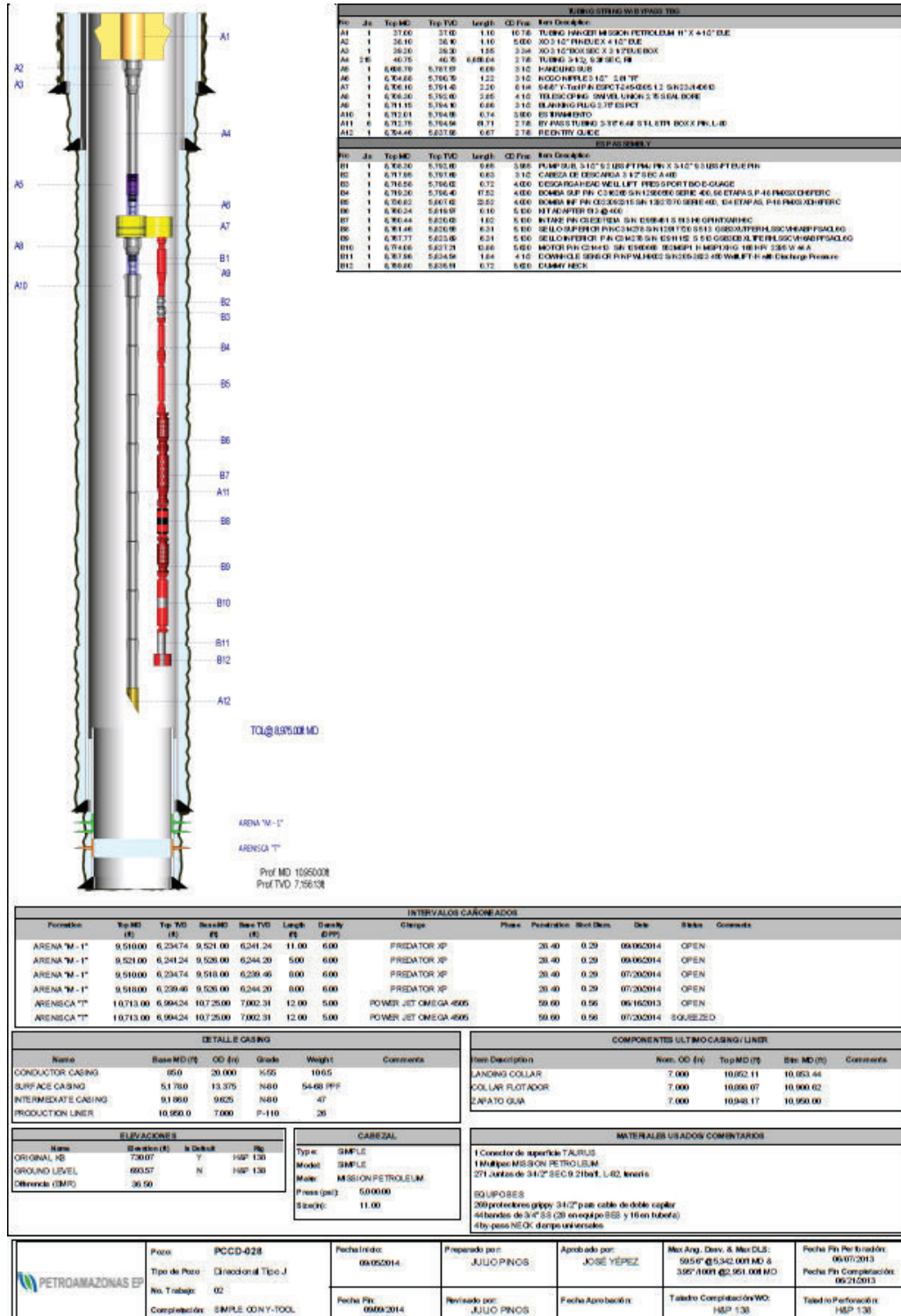
Controller Selection: Surface kW: 41.9kW, Voltage Input: 480.0V
Input kVA: 64.1kVA, Max Well Head Volts: 1655V
System kW: 43.0kW, Target Frequency: 49.2Hz (9.75V/Hz)
Max Cr1 Current: 83.3A, Start Frequency: 10.0Hz
Power Cost/kWh: 0.025\$/kWh, Step-up Ratio: 4.64 ratio
Total Power Cost: = \$1547/month, Selected: VSD 2200-VT 200KVA/480V/241A
kVA: 167 / SELECTED VSD MODEL 2200 - VT 200 kVA 241 Amps

AutographPC™ V9.0 File Design_ESPCP_Pozo_PC-001_Diciembre_2014.apcx
©Copyright 2014 Baker Hughes Inc. All Rights Reserved

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

ANEXO No 6
DISEÑO DEL SISTEMA ESPCP POZO PCCD-028

DIAGRAMA POZO PCCD-028



FUENTE: Departamento de Operaciones, PETROAMAZONAS EP
 ELABORACIÓN: PETROAMAZONAS EP

SURVEY POZO PCCD-028

		VISUALIZACION		SURVEY DE POZO			
		POZO	PD-028	PETROMAZONAS - BLOQUE 12			
		CAMPO					
		BORRAR TABLA					
SURVEY							
MD (ft)	Inclinacion (°)	Direccion (°)	TVD (ft)	Vertical Section (ft)	+N-S (ft)	+E-W (ft)	DLS (%/100ft)
0	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00
257	0.43	155.34	257.00	-0.58	-0.88	0.40	0.17
308	0.38	138.91	308.00	-0.75	-1.18	0.59	0.25
401	0.35	153.74	400.99	-1.02	-1.66	0.92	0.11
492	1.19	53.99	491.99	-0.32	-1.36	1.81	1.42
587	2.70	39.31	586.93	2.77	0.95	4.02	1.66
683	4.33	35.91	682.75	8.59	5.64	7.58	1.71
777	6.02	31.05	776.36	17.03	12.74	12.21	1.86
872	7.40	29.30	870.71	28.13	22.34	17.77	1.47
966	9.29	27.94	963.71	41.77	34.32	24.29	2.02
1061	11.48	30.37	1057.15	58.89	49.25	32.66	2.35
1155	13.89	31.17	1149.03	75.74	66.3	42.82	1.81
1250	14.94	30.59	1241.23	101.54	85.91	54.54	2.16
1344	17.24	27.25	1331.55	127.58	108.73	67.08	2.64
1439	19.16	27.00	1421.79	157.24	135.13	80.61	2.02
1533	20.52	27.49	1510.21	187.60	159.13	95.72	1.70
1628	22.06	28.98	1598.73	223.63	193.32	112.56	1.63
1722	24.36	27.71	1685.11	260.67	225.93	130.13	2.50
1817	26.77	27.78	1770.81	301.65	262.21	149.22	2.54
1911	28.62	27.70	1854.03	345.33	300.83	169.55	1.97
2006	30.04	27.84	1936.85	391.86	342.05	191.23	1.50
2100	31.33	28.51	2017.69	439.83	384.33	213.89	1.42
2195	33.14	28.55	2098.04	490.50	428.85	238.09	1.91
2289	34.56	29.29	2176.11	542.85	474.9	263.00	1.52
2384	35.43	29.57	2253.93	597.33	522.88	289.36	2.20
2478	37.30	30.18	2329.62	653.05	570.9	317.12	2.03
2573	39.54	29.44	2404.05	712.07	622.13	346.46	2.41
2667	40.57	28.39	2476.00	772.60	675.66	375.70	1.81
2762	41.76	27.99	2547.52	835.08	730.4	404.55	1.50
2856	44.64	26.30	2616.03	899.38	787.86	433.79	3.13
2951	48.39	26.44	2681.40	968.24	849.6	464.40	3.95
3045	50.63	26.89	2743.05	1039.15	913.01	496.24	1.97
3144	52.29	27.55	2805.41	1116.01	981.38	531.42	2.44
3238	55.87	27.63	2860.54	1192.11	1048.83	566.67	3.81
3333	57.45	28.35	2912.75	1271.47	1118.91	603.92	1.78
3427	59.08	29.08	2968.94	1354.29	1188.29	642.29	1.81
3522	58.56	28.64	3012.28	1432.13	1259.72	681.30	0.41
3616	58.71	28.61	3061.21	1512.40	1330.17	719.75	0.16
3711	58.92	27.76	3110.40	1593.66	1401.81	758.14	0.80
3805	58.93	27.47	3158.92	1674.16	1473.14	795.45	0.26
3900	58.44	28.64	3208.29	1759.31	1544.77	833.62	0.81
3994	58.70	29.04	3257.31	1835.52	1615.03	872.31	0.46
4089	58.90	28.53	3306.52	1916.78	1686.24	911.44	0.51
4183	57.79	29.98	3355.86	1996.79	1756.05	950.54	1.77
4278	58.12	29.84	3406.24	2077.28	1825.61	989.71	0.24
4372	58.57	30.71	3455.59	2157.25	1894.46	1031.88	0.50
4467	59.08	30.91	3504.77	2238.47	1964.27	1073.51	0.57
4561	57.69	29.63	3554.05	2318.49	2033.4	1113.86	1.88
4655	58.33	30.08	3604.35	2398.67	2103.67	1154.57	0.81
4750	58.77	29.19	3653.83	2478.98	2173.24	1192.64	0.80
4845	56.99	29.51	3704.34	2559.43	2243.37	1232.07	1.90
4939	56.99	29.31	3755.55	2638.25	2312.04	1270.78	0.18
5033	57.95	29.37	3806.21	2717.41	2381.65	1309.57	0.24
5111	58.05	29.42	3847.68	2783.42	2438.62	1342.00	0.39
5248	59.27	31.01	3918.94	2900.44	2539.72	1400.89	1.33
5342	59.56	31.21	3966.77	2981.29	2609	1442.70	0.36
5437	58.41	30.99	4015.99	3062.3	2679.3	1483.11	0.81
5531	56.80	28.25	4066.01	3142.08	2748.85	1522.10	2.05
5625	56.73	28.35	4117.53	3220.71	2818.07	1559.37	0.12
5720	56.73	28.67	4169.65	3300.13	2887.87	1597.28	0.28
5814	57.57	28.86	4221.32	3379.65	2958.7	1635.97	0.24
5909	56.72	28.04	4273.56	3458.00	3026.47	1672.87	0.74
6003	56.88	27.33	4325.03	3536.65	3096.12	1709.41	0.65
6097	56.76	27.62	4376.47	3615.30	3165.92	1745.71	0.29
6192	56.65	27.66	4428.22	3694.76	3236.3	1782.49	0.13
6287	56.44	27.97	4481.00	3773.94	3306.43	1819.41	0.42
6384	57.37	27.12	4533.96	3855.19	3378.48	1856.99	1.21
6478	57.70	26.89	4584.42	3934.46	3449.14	1893.00	0.41
6573	57.92	27.16	4635.03	4013.73	3520.6	1929.53	0.36
6667	57.83	27.23	4685.01	4094.41	3591.57	1965.91	0.11
6762	57.74	27.36	4735.66	4174.76	3663	2002.77	0.15
6856	58.36	27.46	4785.40	4254.50	3733.8	2039.49	0.67
6951	57.21	27.30	4836.04	4334.24	3804.17	2076.55	0.24
7045	56.96	27.37	4887.12	4413.74	3875.27	2112.69	0.27
7140	57.20	27.36	4938.75	4493.47	3946.09	2149.34	0.25
7234	56.96	27.11	4989.84	4572.35	4016.25	2185.45	0.34
7329	55.25	28.25	5042.53	4651.34	4086.22	2222.15	1.75
7423	55.61	28.40	5095.69	4728.90	4154.49	2258.95	0.13
7518	55.83	28.01	5149.20	4807.40	4223.67	2296.05	0.41
7612	56.30	29.17	5201.67	4885.38	4292.15	2333.37	1.14
7707	56.67	29.99	5254.13	4964.59	4361.37	2371.87	0.42
7801	56.15	29.78	5306.13	5042.88	4429.6	2410.29	0.89
7896	56.48	29.84	5358.82	5121.92	4498.19	2449.58	0.35
7991	56.73	28.80	5411.11	5201.23	4567.34	2488.42	0.95
8085	57.55	28.84	5462.12	5280.18	4636.62	2526.48	0.87
8179	58.22	28.73	5512.09	5359.80	4706.3	2564.82	0.72
8274	59.31	28.84	5561.35	5441.03	4777.49	2603.94	1.15
8368	57.74	28.82	5610.43	5521.20	4847.72	2642.59	1.67
8463	58.27	28.80	5660.76	5601.76	4918.32	2681.42	0.56
8557	57.05	29.38	5711.05	5681.18	4987.72	2720.03	1.40
8651	57.77	29.08	5761.68	5760.37	5056.83	2758.70	0.81
8745	58.35	28.68	5811.41	5840.1	5126.68	2797.23	0.74
8840	57.77	29.34	5861.67	5920.76	5197.18	2836.32	0.85
8934	58.38	29.35	5911.37	6000.53	5266.73	2875.42	0.65
9029	57.12	28.85	5962.07	6080.87	5336.93	2914.50	1.40
9123	56.13	28.64	6013.78	6169.37	5406.75	2952.25	1.07
9240	55.81	29.32	6079.25	6256.33	5490.57	2990.22	0.55
9334	55.20	29.39	6132.49	6333.80	5558.1	3037.20	0.65
9429	54.44	29.59	6187.22	6411.44	5625.68	3075.42	0.82
9523	53.71	29.83	6242.37	6487.55	5691.8	3113.15	0.80
9618	53.10	30.00	6299.01	6563.73	5757.57	3151.76	1.18
9712	51.23	31.16	6356.67	6641.55	5827.15	3190.08	1.99
9807	50.33	29.73	6416.73	6711.51	5884.6	3227.38	1.50
9901	51.06	28.47	6476.28	6784.24	5948.15	3262.75	1.30
9996	51.27	28.57	6535.85	6858.27	6013.17	3298.08	0.25
10090	50.92	28.98	6594.87	6931.40	6077.3	3333.30	0.51
10185	51.78	28.95	6654.22	7005.58	6142.2	3369.22	0.88
10279	51.22	29.21	6712.75	7079.14	6206.48	3404.97	0.61
10374	50.13	29.31	6772.82	7152.73	6270.69	3440.94	0.94
10468	49.81	29.36	6833.16	7224.80	6333.52	3476.25	0.55
10562	49.03	29.44	6894.31	7296.19	6395.72	3511.30	0.83
10656	48.60	29.48	6956.20	7366.93	6457.32	3546.09	0.46
10751	47.30	29.74	7019.83	7437.84	6518.65	3580.38	1.38
10845	46.83	29.64	7083.86	7508.27	6578.43	3615.03	0.51
10876	46.49	29.82	7105.14	7528.81	6598.01	3626.21	1.18
10950	45.81	30.18	7156.40	7582.16	6644.23	3652.90	0.98

FUENTE: Departamento de Operaciones, PETROAMAZONAS EP
ELABORACIÓN: PETROAMAZONAS EP

CONDICIONES Y PARÁMETROS DE DISEÑO POZO PCCD-028

The screenshot displays the AutographPC software interface for well design. The main window is titled "AutographPC™ - NET V9.0 - [Design_ESPC_Pozo_PD-28_Diciembre_2014.apoc]". The interface is divided into several sections:

- Well Diagram:** A vertical cross-section of the well on the left side.
- Fluid Properties:** Includes fields for Oil grav (14.3), %H2O (70.0), SG gas (0.99), ProdGOR (80.0), and Pb (268.0).
- Temperature Model:** Shows Fluid Surf T (148.0) and Earth Surf T (85.0).
- Target:** Includes Pump MD/Depth (9450 ft), Flowrate max (550.0 BPD), and Minimum Pip (422.2 psi).
- Inflow Performance - Test Data:** Shows Datum MD (9514 ft), Static Press (2430 psi), Test Flow (472.0 BPD), and Test Press (720.0 psi).
- String Description:** A table listing wellbore data points.
- Surface Pressures:** Includes Ptbq (35.0 psi) and Pcsq (10.0 psi).
- Results Table:** A large table on the right showing various performance metrics like Pperf, PI, MaxQ, and IPR parameters.

String Description Table:

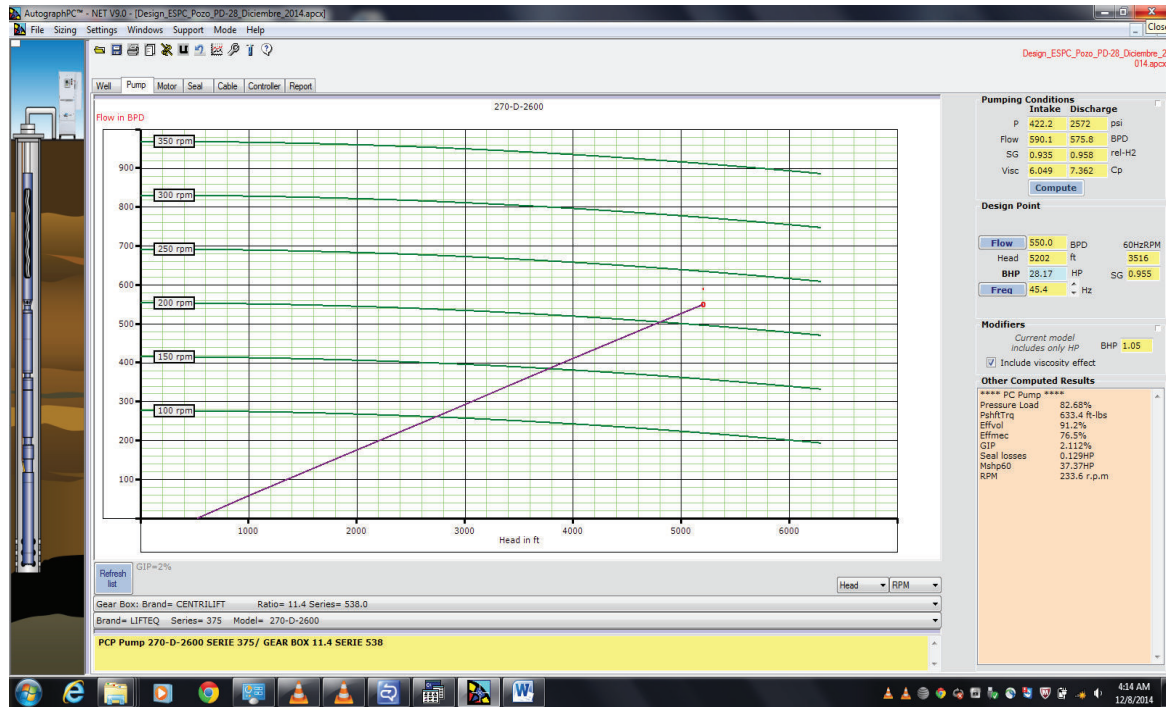
TVD ft	MD ft	Csg ID in	Tbg ID in
257.0	257.0	8.681	2.993
682.0	682.0	8.681	2.993
870.0	872.0	6.276	2.993
1149	1155	8.681	2.993
1685	1722	8.681	2.993
2098	2195	8.681	2.993
2547	2762	8.681	2.993
2962	3427	8.681	2.993
3257	3994	8.681	2.993
3653	4750	8.681	2.993
4015	5437	8.681	2.993
4376	6097	8.681	2.993
4685	6667	8.681	2.993
4938	7140	8.681	2.993
5201	7612	8.681	2.993
5462	8085	8.681	2.993
5811	8745	8.681	2.993
5911	8924	6.276	2.993
6356	9712	6.276	2.993
7039	10791	6.276	2.993

Results Table (Right Panel):

Parameter	Value
Pperf	2430 psi (static)
PI	0.276 BPD/psi
MaxQ	661.4 BPD
Pperf1a	437.4 psi (flowing)
FlowReg	BUBBLE_FLOW
PIP	422.2 psi
QIPBs	590.1 BPD
QIPBs	2.112 %
QIP	590.1 BPD
GIP	2.112 %
GORpmp	80.0 scf/STB
Bo	1.09
Bg	6.858
Bw	1.033
SGmix	0.935 rel-H2O
Viscliq	6.949 cp
FLOP	981.8 ft
FlowReg	LIQUID_FLOW
Pdp	2572 psi
Qdp	575.8 BPD
Bo	1.094
Bg	0.952
Bw	1.027
SGmix	0.958 rel-H2O
Viscliq	7.362 cp
%H2O	70.0 %
TbqFric	8.53 psi
TDH	5202 ft
Dead Viscosity:	-----
User's table	-----
Oil Compressibility:	Kartoatmodjo
Oil Formation Volume Factor:	Kartoatmodjo
Gas in solution (Rs):	Kartoatmodjo
Oil viscosity Saturated:	Kartoatmodjo
Oil viscosity under-saturated:	Kartoatmodjo
Gas ZFactor:	Hell & Yarborough
Tubing:	Hagedorn & Brown
Casing:	Hagedorn & Brown

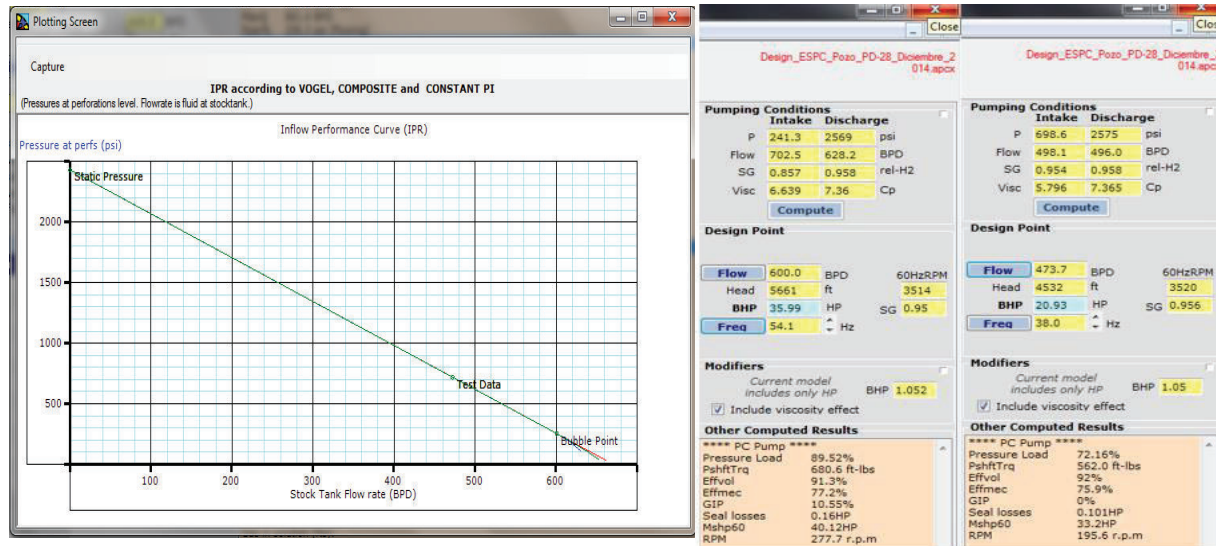
FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
 ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

SELECCIÓN DE LA BOMBA Y GRU POZO PCCD-028



FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
 ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

IPR Y TASA DE FLUJO MÁXIMA Y MÍNIMA DEL POZO PCCD-028



FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
 ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

SELECCIÓN DEL MOTOR, SELLO, CABLE, VSD POZO PCCD-028

AutographPC™ - NET V9.0 - [Design_ESPC_Pozo_PD-28_Diciembre_2014.apcx]

File Sizing Settings Windows Support Mode Help

Well Pump Motor Seal Cable Controller Report

Input Data

OPfreq 45.4 Hz
 ShaftHP 28.3 HP Added HP 0
 Flowrate 550.0 BPD
 CsgID 6.276 in Mesh60=37.4

ADR

BHT 184.8 9F VSD
 % wc 70.0 % SCALE
 Oil API 14.3 degAPI MONEL
 GIPbs 2.115 % V imbal 0.052 %
 Viscin 6.05 cp

NOTICE: Computed information like efficiency and power factor for non-Centrilift equipment is modeled after published data and by no means necessarily reflect actual efficiencies or power factor observed in the field.

Selection (60Hz rating)

Manufacturer: CENTRILIFT Series & Model: 562MSP1-250
 Oil type: HP V / A #rotors: PC-92 84 1340 / 38 4

Compute **AutoSelect**

**CENTRILIFT Frame size:4
 562MSP1-250 84HP 1340V /38A (60Hz rating)**

OP Conditions @ 45.4 Hz:

Motor load 44.49 %
 Term Volts 857.1 V
 Motor Amps 20.89 A
 Internal Temp 241.9 9F
 Fluid Speed 0.858 ft/s
 Efficiency 87.55 %
 Power Factor 79.83 %
 Shaft speed 2663 rpm
 Shaft load 3.915 %

Comments
 HP: 67 SELECTED MOTOR MSP1-250 SERIE 562 / 82 HP, 1340 V, 38 A / OIL TYPE PC-92

AutographPC™ - NET V9.0 - [Design_ESPC_Pozo_PD-28_Diciembre_2014.apcx]

File Sizing Settings Windows Support Mode Help

Well Pump Motor Seal Cable Controller Report

Application - related data

Pump:
 Brand= LIFTEQ Series= 375 Model= 270-D-2600

Oil Type: PC-92

Computed results: **Compute**

Angle 55.11 Deg (from vert)
 Erg Oil Temp 245.9 9F
 Thrust brg load 75.42 %
 HP losses 0.129 HP

Chamber capacity used (top to bottom):
 16% 13% 33%
 Shaft load 59.31 %

Seal Selection

Brand: CENTRILIFT Options: EHL, HL, IL, PL, TL
 Series: 513
 Models: GSB3 DB

CENTRILIFT Seal
 S13GSB3 DB
 3 CHAMBERS, BAG/BAG/LAB
 Oil type: PC-92 ESPCP lo temp
 Seal options:
 H6: HIGH STRENGTH SHAFT
 IL: INTERMEDIATE LOAD THRUST BEARING

Comments
 GSB3DB H6 - IL / OIL TYPE PC-92

AutographPC™ - NET V9.0 - [Design_ESPC_Pozo_PD-28_Diciembre_2014.apcx]

File Sizing Settings Windows Support Mode Help

Well Pump Motor Seal Cable Controller Report

Input Data

Surface 100.0 ft motor V 857.1 V
 TSurf 148.0 9F motor A 20.89 A
 HtL 30.0 ft BHT 184.8 9F
 Power 0.05 \$/kW Water 70.0 %
 Tbg Len 9420 ft

Cable Selection

Brand: CENTRILIFT Round Flat
 #4 CPLF 4kV
 Max Cond Temp 193.2 9F
 Max Temp Rating 257.0 9F

Pothead:
 Zpiece Monel
 Packer none installed
 Bypass none installed

Cable Sizing Output

Surface CasingID-drift 6.151 in
 Main Tbg collar OD 4.25 in
 Extension

Selection: 100.0ft CENTRILIFT #4 CPLF 4kV
 Main: 9420ft CENTRILIFT #4 CPLF 4kV
 Extension: 30.0ft CENTRILIFT #4 MLE-KHT 4kV

Vdrop 111.6 V (11.69 V/ft or 13 % motorV)
 SurfV 968.7 V
 SurfKVA 35.05 KVA
 Freq 45.45 Hz
 PwrLoss 4.013 kW
 PwrCost 144.5 \$/mo

Comments
 FLAT #4 CPLF

AutographPC™ - NET V9.0 - [Design_ESPC_Pozo_PD-28_Diciembre_2014.apcx]

File Sizing Settings Windows Support Mode Help

Well Pump Motor Seal Cable Controller Report

Input Data

Vin 480.0 V Vout 322.9 V
 Vsurf 968.7 V Freq 45.4 Hz
 MAmps 20.89 A
 PwrCost 0.05 \$/KWH

strfFreq 19.1 Hz
 Vboost 31.0 V

Controller Selection

VSD PWM Filter
 SWBD
 V rating =480.0
 Brand: CENTRILIFT
 Model KVA Amps: 2200-VT 200.0 241.0

Transformer

200.0 5.0
 SU ratio

Controller Sizing Output

Selected equipment
 CENTRILIFT 480.0V Variable Speed Drive
 Model: 2200-VT 200.0 KVA / 241.0 A

Operating Conditions
 StepUp Trafo ratio 3.0
 Surface KVA 35.05 KVA
 Surface KW 28.77 KW
 Output Current 82.66 A
 Output Voltage 322.9 V
 (required V/Hz 7.106V/Hz or 426.3 'Volts at 60Hz' drive setting)
 Cntr KVA Load 17.52 %
 Cntr Amps Load 26.0 %
 Controller In 48.87 KVA
 System Power 29.47 KW
 Sys Power Cost 1061\$/mo

Motor Startup Conditions
 Startup volts 165.2 V
 Startup Amps 68.1 A

Comments
 kVA: 124 / SELECTED VSD MODEL 2200 - VT 200 kVA 241 Amps

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
 ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

REPORTE DE DISEÑO SISTEMA ESPCP POZO PCCD-028

Baker Hughes Incorporated
(918) 341-9600 200W Stuart Roosa Dr, Claremore, OK 74017

Project: Design_ESPCP_Pozo_PD-028
Customer: PETROAMAZONAS EP
Well: PD-028
Engineer: Dayuma Alvarez Toapanta

Pump: 270-D-2600-LIFTEQ [375Series]
Seal: 519GSB3 DB
Gear Box: Reduction 11.4:1 [538 QSeries]
Motor: 562MSP1-250 84HP 1340V 38A
Cable: #4 CPLF 4KV 9420ft
Controller: VSD 2200-VT 200KVA/480V/241A

NOTE: Motor ratings at 60Hz

Comments:
Design_ESPCP_Pozo_PD-028_Diciembre_2014

270-D-2600-LIFTEQ [375Series]

Flow in BPD

AutographPC™ V9.0 File:Design_ESPCP_Pozo_PD-28_Diciembre_2014.apcx
©Copyright 2014 Baker Hughes Inc. All Rights Reserved

Baker Hughes Incorporated
(918) 341-9600 200W Stuart Roosa Dr, Claremore, OK 74017

Input Parameters:

Fluid Properties:	Gas Impurities:	Dead Oil Viscosity:
Oil Gravity = 14.3 °API	N2 = 0 %	H ₂ O = 68.0 °F
Water Cut = 70.0 %	CO2 = 11.0 %	CP = 19723
SG water = 1.01 rel to H2O		
SG gas = 0.99 rel to air		
Produced GOR = 80.0 scf/STB	Bubble Point Pressure:	
Bot Hole Temp = 185.0 °F	PB = 268.0psia	
Surf Fluid Temp = 148.0 °F		

Inflow Performance:	Target:
Datum MD = 9514 ft	Pump Setting Depth (measured) = 9450 ft
Perfs MD = 9514 ft	Desired Flow = 550.0 BPD
Datum Static P = 2430 psi	Gas Sep Eff = 0 %
Test Flow = 472.0 BPD	Tbg Surf Press = 35.0 psi
Test Pressure = 720.0 psi	Csg Surf Press = 10.0 psi
PI = 0.276 BPD/psi	
IPR Method = Composite IPR	

Casing & Tubing: Roughness = 0.01189 in

Casing ID (in)	8.681	8.681	6.276	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681
Tubing ID (in)	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993
Vertical Depth (ft)	257	682	870	1149	1685	2098	2547	2962	3257	3653	4015	4376	4685
Measured Depth (ft)	257	683	872	1155	1722	2195	2762	3427	3994	4750	5437	6097	6667

Correlations PVT:

Dead Visc:	Saturated Visc:	UnderSaturated:	Gas Visc:
User's table	Kartoamodjo	Lee	Kartoamodjo

Correlations Multiphase:

Tubing Flow:	Hagedorn & Brown
Casing Flow:	Hagedorn & Brown

Comments:
Sand M-1; perforation between 9514 ft MD to 9529 MD. Middle of perforation 9514 ft MD. Pump Depth 9450 ft MD, inclination

Application Severity:

Temperature	Benign	Normal	High	Severe	Extreme
Abrasives					
Corrosion					
Gas					

AutographPC™ V9.0 File:Design_ESPCP_Pozo_PD-28_Diciembre_2014.apcx
©Copyright 2014 Baker Hughes Inc. All Rights Reserved

Baker Hughes Incorporated
(918) 341-9600 200W Stuart Roosa Dr, Claremore, OK 74017

Operating Parameters / Selection:

Design Point:

Desired flow (total)	550.0 BPD	Frequency	45.4 Hz
% water	70.0 %	GOR into pump	80.0 scf/STB
% Gas into pump	2.1 %	TDH	5202 ft
		Friction Losses	8.853 psi

Pump Selection:

Intake	Discharge	Pump Selected:
Pressure = 422.2 psi	2572 psi	275270-D-2600-LIFTEQ
Flowrate = 590.1 BPD	575.8 BPD	Psu/hh RPM = 233.6
Specific Gravity = 0.935 rel-H2O	0.958 rel-H2O	Shft HP @ 45.4 Hz = 28.17
Viscosity = 6.049cP	7.362cP	Required Motor HP at 60.0 Hz = 37.37
Pump Pressure Load = 83%		
Pump Vol Efficiency = 91%		
PCP Pump 270-D-2600 SERIE 375/ GEAR BOX 11.4 SERIE 538		

Seal Selection:

Well angle (set depth) = 55.11Deg fm vert.
No sand present

Motor/Seal Oil type = PC-92
Seal Selected : GSB3 DB [513 Series]
Options : H6 IL
GSB3DB H6 - IL / OIL TYPE PC-92

Motor Selection:

Terminal Voltage = 857.1 V	Fluid Speed = 0.858ft/s
Motor Current = 20.9 A	ER/FF = 87.55% / 79.83%
Load acc to N.P. = 44.5 %	Internal Temp = 241.9°F
Shaft Load = 3.9 %	Motor Selected: MSP1-250 84HP 1340V/38A [562Series]

HP: 67 SELECTED MOTOR MSP1-250 SERIE 562 / 82 HP , 1340 V , 38 A / OIL TYPE PC-92 *NOTE: Motor ratings at 60H

Cable Selection:

Surface Length = 100.0ft	Wellhead Voltage = 968.7V
Tubing Length = 9420ft	Wellhead kVA = 35.0kVA
MLE length = 30.0ft	Voltage Drop = 111.0V
Surface Temp = 148°F	Cond Temp (main) = 193.2°F
	Temp Rating = 257.0°F

Surface Cable #4 CPLF5.0kV 100.0ft
Main Cable #4 CPLF4.0kV 9420ft
MLE Cable #4 MLE-KH15.0kV 30.0ft

Controller Selection:

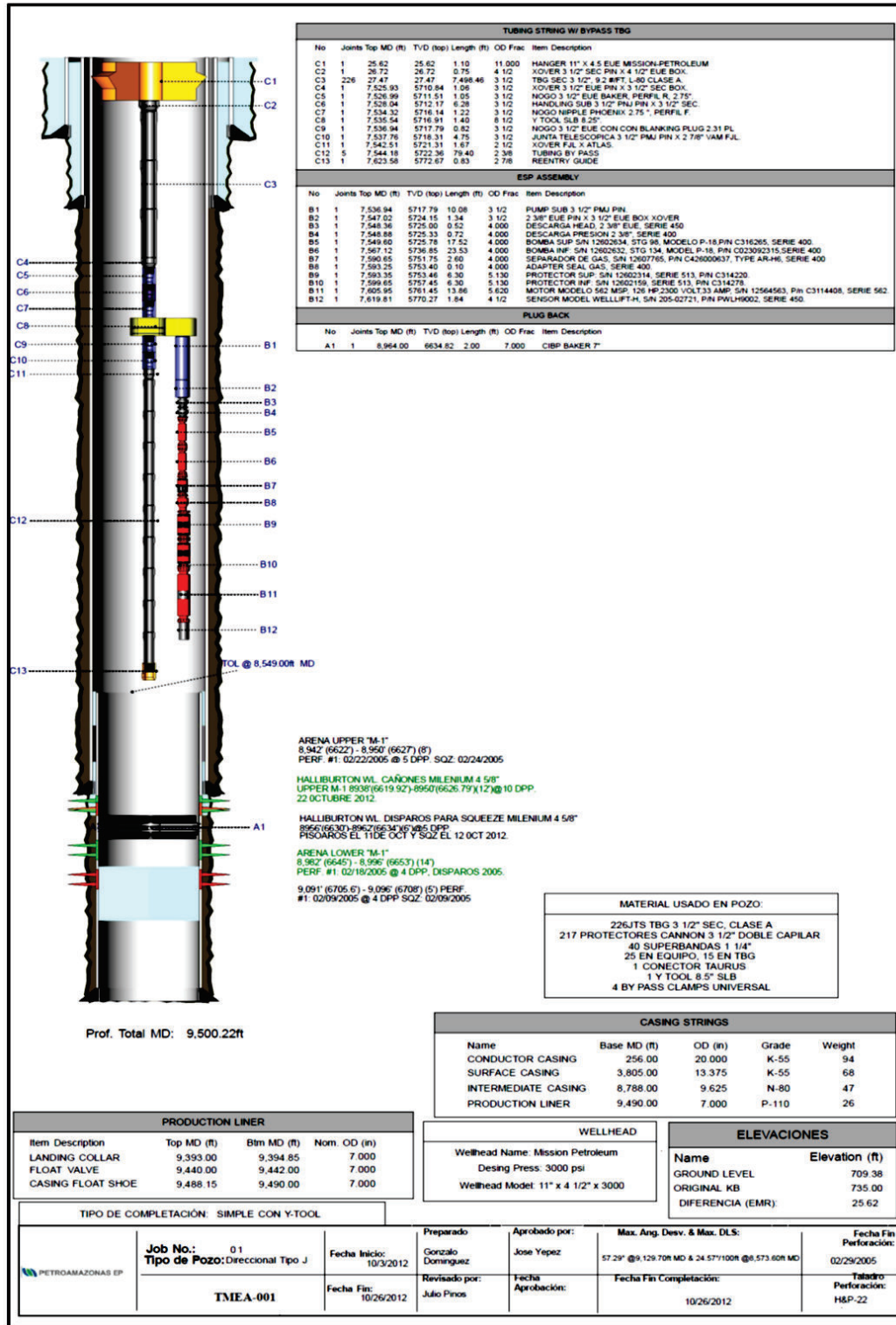
Surface kW = 28.8kW	Voltage Input = 480.0V
Input kVA = 48.7kVA	Max Well Head Volts = 968.7V
System kW = 29.5kW	Target Frequency = 45.4Hz (10.56V/Hz)
Max Ctrl Current = 62.7A	Start Frequency = 19.1Hz
Power Cost/kWh = 0.05\$/kWh	Step-up Trnfo = 3.0 ratio
Total Power Cost = \$1061/month	Selected: VSD 2200-VT 200KVA/480V 241A
kVA: 124 / SELECTED VSD MODEL 2200 - VT 200 kVA 241 Amps	

AutographPC™ V9.0 File:Design_ESPCP_Pozo_PD-28_Diciembre_2014.apcx
©Copyright 2014 Baker Hughes Inc. All Rights Reserved

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
 ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

ANEXO No 7
DISEÑO DEL SISTEMA ESPCP POZO TMEA-001

DIAGRAMA POZO TMEA-001



FUENTE: Departamento de Operaciones, PETROAMAZONAS EP
ELABORACIÓN: PETROAMAZONAS EP

SURVEY POZO TMEA-001

VISUALIZACION		SURVEY DE POZO		CENTRILLO			
POZO	TM-001	PETROAMAZONAS - BLOQUE 12		BAKER HUGHES			
CAMPO	BORRAR TABLA			Centrillo			
SURVEY							
MD (ft)	Inclinacion (°)	Direccion (°)	TVD (ft)	Vertical Section (ft)	COORDENADAS +N/-S (ft)	+E/-W (ft)	DLS (°/100ft)
0	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00
100	0.31	335.23	100.00	-0.23	0.25	-0.11	0.31
200	0.48	348.91	200.00	-0.77	0.19	-0.32	0.19
300	0.75	345.76	299.99	-1.57	1.43	-0.27	0.27
400	0.75	0.24	399.98	-2.42	3.23	-0.74	0.19
500	0.71	34.75	499.98	-2.78	4.39	-0.38	0.43
543	0.83	67.23	542.97	-2.61	4.73	0.06	1.04
600	1.07	76.83	599.96	-2.03	5.01	0.96	0.50
700	1.68	92.89	699.93	-0.14	5.15	3.33	0.32
757	2.17	97.06	756.90	1.53	4.98	5.24	0.89
800	2.56	100.31	799.87	3.14	4.71	6.99	0.96
900	3.70	108.81	899.72	8.29	3.27	12.24	1.23
947	3.91	110.52	943.61	11.31	2.22	15.18	0.51
1064.25	4.83	120.38	1063.52	20.12	-1.68	23.18	1.01
1157.94	5.53	123.91	1156.83	28.57	-6.2	30.33	0.82
1253.17	6.84	125.37	1251.50	38.83	-12.04	38.76	1.39
1348.07	8.85	125.67	1345.51	51.77	-19.57	49.30	2.12
1443.29	10.96	123.86	1439.30	68.15	-28.88	62.77	2.24
1538.52	12.54	123.70	1532.94	87.54	-39.66	78.89	1.66
1633.32	14.37	124.66	1624.73	109.60	-52.06	95.13	0.94
1730.93	16.74	125.81	1718.76	135.77	-67.18	118.50	2.45
1826.62	18.70	126.09	1809.90	164.88	-84.28	142.07	2.05
1921.52	20.45	127.56	1899.32	196.63	-103.35	167.51	1.92
2014.12	22.77	128.42	1985.40	230.66	-124.35	194.37	2.53
2109.25	25.17	129.36	2072.71	268.34	-147.53	224.18	1.38
2204.19	25.75	126.24	2158.84	308.24	-171.45	256.17	1.90
2299.61	28.35	127.33	2243.81	351.59	-197.45	290.91	2.77
2394.07	29.77	125.99	2326.38	397.42	-224.83	327.72	1.65
2488.67	31.31	125.10	2407.86	445.48	-252.77	366.83	1.70
2582.71	33.48	124.89	2487.26	495.85	-281.66	408.11	2.01
2678.82	36.01	125.57	2566.22	550.61	-313.26	452.84	2.66
2774.03	37.03	124.24	2642.74	607.26	-345.67	499.31	1.36
2868.94	40.00	123.75	2716.99	666.36	-378.71	548.31	3.15
2961.08	41.35	122.99	2786.87	726.40	-411.73	598.46	1.56
3058.07	41.62	123.09	2859.53	790.64	-446.76	652.32	0.29
3153.18	43.45	123.86	2929.59	854.95	-482.24	705.96	2.03
3247.06	45.22	123.92	2996.72	920.57	-518.83	760.44	1.85
3342.59	46.30	124.54	3063.37	989.01	-557.33	817.02	1.22
3436.59	48.13	124.92	3127.22	1057.99	-596.64	873.71	1.97
3534.02	49.14	123.96	3191.61	1131.11	-637.99	934.02	1.27
3628.33	50.74	124.18	3252.29	1203.51	-678.33	993.23	1.33
3723.08	52.51	125.26	3311.10	1277.58	-720.75	1054.87	2.05
3805	53.39	125.40	3360.45	1342.95	-758.56	1108.21	1.08
3909.85	54.52	125.58	3422.15	1427.70	-807.78	1177.23	1.08
4004.54	55.26	125.74	3476.61	1505.14	-852.94	1240.17	0.79
4099.07	55.24	125.80	3530.49	1582.79	-898.34	1303.19	0.06
4195.15	57.15	126.15	3585.11	1661.99	-944.77	1367.16	0.38
4290.24	55.28	127.00	3639.14	1739.97	-991.39	1429.99	0.76
4386.84	54.19	126.71	3694.91	1818.75	-1038.7	1493.10	1.15
4478.19	54.33	125.25	3748.27	1892.86	-1082.26	1553.10	1.31
4573.38	53.09	124.48	3804.61	1969.58	-1126.12	1616.05	1.46
4668.2	52.70	124.91	3861.81	2045.20	-1169.11	1678.26	0.50
4763.29	52.22	125.35	3919.75	2120.59	-1212.45	1739.97	0.68
4857.26	52.18	124.05	3977.35	2194.83	-1254.71	1801.01	1.09
4952.13	51.92	124.20	4035.69	2269.64	-1296.68	1862.94	0.30
5047.15	51.10	124.10	4094.83	2344.02	-1338.43	1924.49	0.87
5145.13	48.67	123.92	4157.96	2418.94	-1380.34	1986.60	2.48
5239.45	48.65	123.63	4220.26	2489.76	-1419.11	2048.47	0.23
5333.83	48.50	123.15	4282.70	2560.52	-1458.66	2104.55	0.41
5426.94	48.39	123.28	4344.47	2630.18	-1496.82	2162.84	0.16
5521.54	48.85	123.28	4407.00	2701.15	-1535.77	2222.18	0.49
5616.53	49.24	123.31	4469.46	2773.11	-1575.28	2282.33	0.41
5712.75	49.34	123.91	4532.02	2845.11	-1615.21	2342.63	0.20
5808.55	49.34	123.58	4594.44	2918.48	-1655.26	2403.73	0.21
5902.47	49.31	123.52	4655.66	2989.70	-1694.63	2463.10	0.06
5996.43	48.86	123.24	4717.20	3060.70	-1733.69	2522.39	0.53
6091.64	49.02	121.93	4779.74	3132.46	-1772.35	2582.88	1.05
6188.33	48.97	121.32	4843.18	3205.35	-1810.62	2645.01	0.48
6281.74	49.19	121.22	4904.36	3275.84	-1847.25	2705.34	0.25
6375.72	49.38	121.01	4965.66	3346.97	-1884.06	2766.32	0.26
6470.44	49.32	120.96	5027.37	3418.72	-1921.06	2827.93	0.07
6565.24	49.46	121.41	5089.07	3490.59	-1958.33	2889.50	0.39
6661.08	49.93	122.15	5151.07	3563.61	-1996.82	2951.63	0.77
6753.21	50.05	123.30	5210.30	3634.14	-2034.46	3011.32	0.20
6849.95	50.05	122.26	5272.42	3708.26	-2074.09	3074.01	0.06
6944.05	49.92	122.15	5332.92	3780.28	-2112.5	3134.99	0.16
7039.52	49.68	122.19	5394.55	3853.16	-2151.32	3196.71	0.25
7133.98	50.15	122.54	5455.37	3925.39	-2190.01	3257.75	0.57
7231.56	50.16	122.38	5517.89	4000.28	-2230.22	3320.97	0.13
7325.11	50.20	122.92	5577.80	4072.10	-2268.98	3381.47	0.45
7419.94	50.81	123.90	5638.11	4145.27	-2309.28	3442.55	1.02
7514.1	50.96	124.39	5697.52	4218.33	-2350.28	3503.01	0.43
7608.71	50.54	124.75	5757.38	4291.59	-2391.85	3563.34	0.53
7703.95	49.97	123.88	5818.27	4364.82	-2433.14	3623.82	0.92
7797.84	49.77	123.96	5879.79	4436.61	-2473.2	3683.39	0.22
7890.92	48.51	123.62	5939.68	4507.00	-2512.35	3741.90	1.38
7988.97	48.13	124.34	6004.88	4580.23	-2553.28	3802.62	0.67
8082.44	46.81	124.56	6068.06	4649.11	-2592.24	3859.42	1.42
8176.49	45.31	124.43	6133.32	4716.83	-2630.59	3915.23	1.60
8273.36	46.94	124.10	6200.46	4786.65	-2669.9	3972.94	1.70
8368.21	48.04	124.67	6264.55	4856.57	-2709.39	4030.64	0.24
8463.19	49.67	123.48	6327.04	4928.09	-2749.46	4089.89	1.96
8557.54	51.53	123.23	6386.93	5000.99	-2789.54	4150.78	1.98
8652.77	52.98	123.32	6445.22	5076.28	-2830.85	4210.74	1.52
8712.31	53.69	122.89	6489.77	5154.03	-2868.94	4273.74	1.33
8788	54.38	122.87	6525.23	5155.27	-2899.19	4306.19	0.91
8839.88	54.85	122.85	6555.27	5227.55	-2913.14	4340.72	0.91
8933.91	55.17	122.39	6609.19	5304.56	-2954.67	4405.60	0.53
9028.2	56.70	122.97	6662.00	5382.64	-2996.84	4471.35	1.70
9124.51	57.14	122.84	6714.57	5463.32	-3040.68	4539.10	0.47
9219.57	56.35	121.92	6766.77	5542.72	-3083.23	4608.19	1.24
9313.72	55.89	122.44	6819.32	5620.79	-3124.83	4672.31	0.60
9410.16	55.58	121.74	6873.62	5700.44	-3167.18	4739.83	0.68
9444.33	55.54	122.04	6892.94	5728.60	-3182.06	4763.76	0.73
9500	55.54	122.04	6924.44	5774.46	-3206.42	4802.67	0.00

FUENTE: Departamento de Operaciones, PETROAMAZONAS EP
 ELABORACIÓN: PETROAMAZONAS EP

CONDICIONES Y PARÁMETROS DE DISEÑO POZO TMEA-001

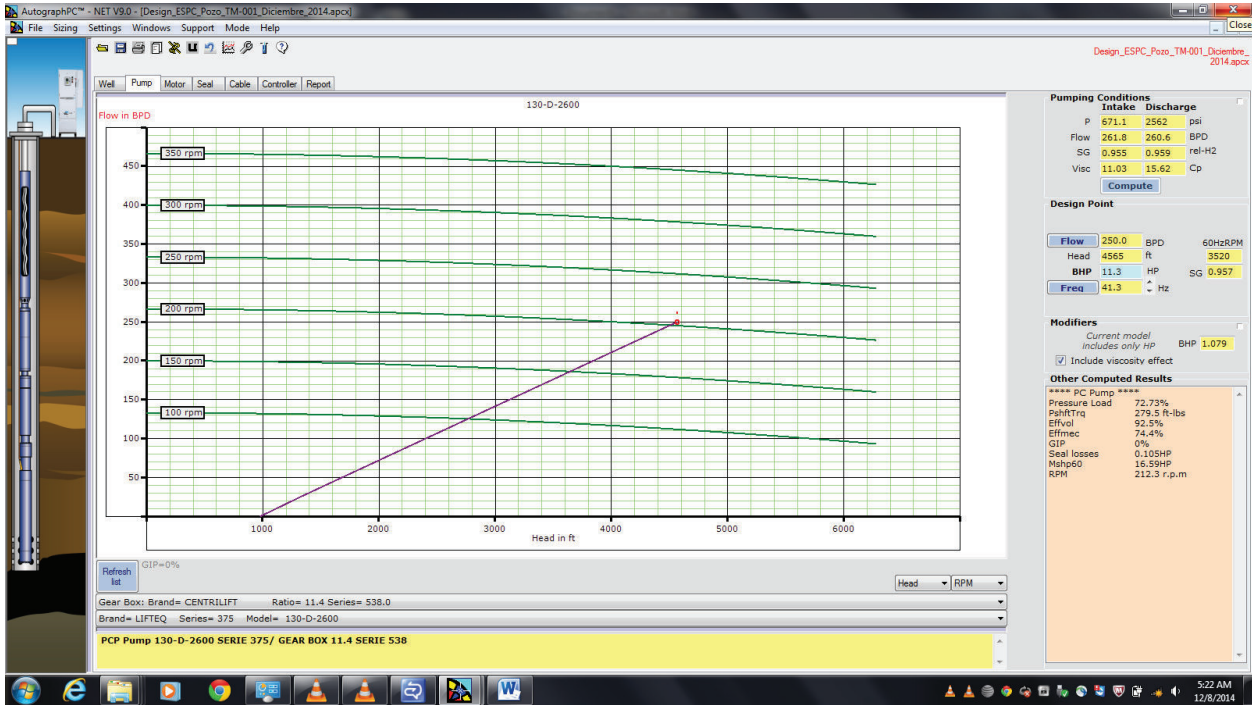
The screenshot displays the AutographPC software interface for well design. The main window is titled "AutographPC™ - NET V9.0 - [Design_ESPC_Pozo_TM-001_Diciembre_2014.apoc]". The interface is divided into several sections:

- Well Profile:** A vertical cross-section of the well on the left side.
- Fluid Properties:**
 - Oil grav: 13.2
 - %H₂O: 85.14
 - SG gas: 1.04
 - ProdGOR: 100.0
 - Pb: 268.0
- Temperature Model:**
 - Fluid Surf T: 148.0 °F
 - Earth Surf T: 66.0 °F
 - BHT: 201.0 °F
- Target:**
 - Pump MD/Depth: 8000 ft
 - Flowrate max: 250.0 BPD
 - Minimum Pip: 671.1 psi
- Gas Impurities:**
 - N₂%, H₂S%, CO₂%, and other gas percentages.
- Inflow Performance - Test Data:**
 - Datum MD: 8946 ft
 - Perfor MD: 8946 ft
 - Static Press: 2420 psi
 - Test Flow: 202.0 BPD
 - Test Press: 1208 psi
 - PI @ zero flow: 0.167 BPD/psi
- String Description:**

TVD ft	MD ft	Csg ID in	Tbg ID in
1000	1000	8.681	2.993
399.0	400.0	8.681	2.993
799.0	800.0	8.681	2.993
1340	1348	8.681	2.993
1899	1921	8.681	2.993
2407	2488	8.681	2.993
2716	2868	8.681	2.993
3063	3342	8.681	2.993
3530	4099	8.681	2.993
3804	4573	8.681	2.993
4094	5047	8.681	2.993
4532	5712	8.681	2.993
5027	6470	8.681	2.993
5455	7123	6.276	2.993
5757	7608	6.276	2.993
6068	8082	6.276	2.993
6386	8557	6.276	2.993
6609	8923	6.276	2.993
6819	9313	6.276	2.993
6924	9500	6.276	2.993
- Surface Pressures:**
 - Ptbg: 56.0 psi
 - Pcsg: 10.0 psi
- Results Panel (Right):**
 - Inflow Performance:** Pperf: 2420 psi (static), PI: 0.167 BPD/psi, MaxQ: 400.5 BPD, Pperfis: 920.0 psi (flowing).
 - Take Conditions:** Emulsion at pump and above, FlowReg: LIQUID_FLOW, PIP: 671.1 psi, QIPBs: 261.8 BPD, QIPs: 0%, QIP: 261.8 BPD, GIP: 0%, GORpmp: 100.0 scf/STB, Bo: 1.106, Bg: 4.228, Bw: 1.037, SGmix: 0.955 rel-H₂O, ViscLiq: 11.03 cp, FLOP: 1582 ft.
 - Bottomhole Conditions:** FlowReg: LIQUID_FLOW, Pdp: 2562 psi, Qdp: 260.6 BPD, Bo: 1.107, Bg: 0.978, Bw: 1.031, SGmix: 0.959 rel-H₂O, ViscLiq: 15.62 cp, %H₂O: 85.14%, TbgFric: 6.383 psi, TDH: 4565 ft.
 - Other Parameters:** PVT correlations, Dead Viscosity, Oil Compressibility, Gas in solution (Rs), Oil viscosity Saturated, Oil viscosity under-saturated, Gas ZFactor, Tubing: Hell & Yarborough, Casing: Hagedorn & Brown.

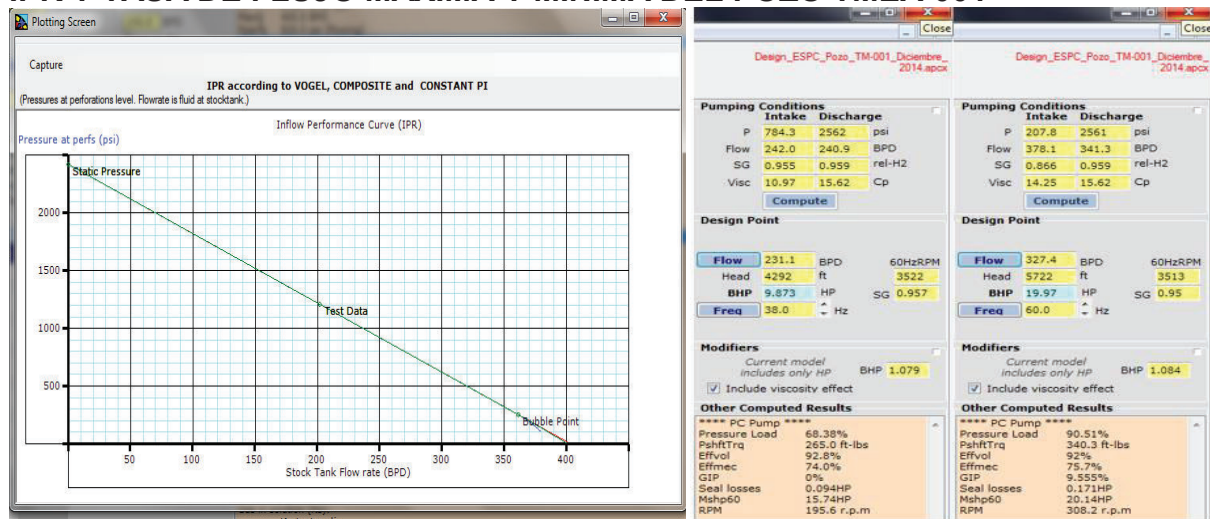
FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
 ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

SELECCIÓN DE LA BOMBA Y GRU POZO TMEA-001



FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
 ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

IPR Y TASA DE FLUJO MÁXIMA Y MÍNIMA DEL POZO TMEA-001



FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
 ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

SELECCIÓN DEL MOTOR, SELLO, CABLE, VSD POZO TMEA-001

AutographPC™ - NET V9.0 - [Design_ESPC_Pozo_TM-001_Diciembre_2014.apcx]

File Sizing Settings Windows Support Mode Help

Well Pump Motor Seal Cable Controller Report

Input Data

OPfreq 41.3 Hz
 ShaftHP 11.4 HP
 Flowrate 250.0 BPD
 CsgID 6.276 in Mshp60=16.6

ADR

BHT 196.2 °F
 % wt 85.14 %
 Oil API 13.2 degAPI
 GIPbo 0 %
 Viscin 11.03 cp

VSD
 SCALE
 MONEL

NOTICE: Computed information like efficiency and power factor for non-Centrilift equipment is modeled after published data and by no means necessarily reflect actual efficiencies or power factor observed in the field.

Selection (60Hz rating)

Manufacturer Series & Model
 CENTRILIFT 562MSP1-250
 Oil type HP V/A #rotors
 PC-92 42 860 / 30 2

Compute **AutoSelect**

CENTRILIFT Frame size:2
562MSP1-250 42HP 860V /30A (60Hz rating)
OP Conditions @ 41.3 Hz

Motor load 39.49 %
 Term Volts 489.6 V
 Motor Amps 15.23 A
 Internal Temp 244.8 °F
 Fluid Speed 0.392 f/s
 Efficiency 87.25 %
 Power Factor 78.32 %
 Shaft speed 2420 rpm
 Shaft load 1.736 %

Comments
HP: 28.88 SELECTED MOTOR MSP1-250 SERIE 562 / 42 HP, 860 V, 30 A / OIL TYPE PC-92

AutographPC™ - NET V9.0 - [Design_ESPC_Pozo_TM-001_Diciembre_2014.apcx]

File Sizing Settings Windows Support Mode Help

Well Pump Motor Seal Cable Controller Report

Application - related data

Pumps
 Brand= LIFTEQ Series=
 375 Model= 130-D-2600

Oil Type PC-92

Computed results: **Compute**

Angle 49.0 Deg (from vertic
 Brq Oil Temp 248.2 °F
 Thrust brq load 58.36 %
 HP losses 0.105 HP

Chamber capacity used (top to bottom):
 13% 11% 20%
 Shaft load 37.6 %

Seal Selection

Brand Options
 CENTRILIFT EHL
 H6
 HL
 IL
 PB
 PL
 GSB3 DB TL

CENTRILIFT Seal
 S13GSB3 DB
 3 CHAMBER, BAG/BAG/LAB
 Oil type: PC-92 ESPC to temp
 Seal options:
 IL: INTERMEDIATE LOAD THRUST BEARING

Comments
GSB3DB IL / OIL TYPE PC-92

AutographPC™ - NET V9.0 - [Design_ESPC_Pozo_TM-001_Diciembre_2014.apcx]

File Sizing Settings Windows Support Mode Help

Well Pump Motor Seal Cable Controller Report

Input Data

Surface 100.0 ft motor V 489.6 V
 TSurf 148.0 °F motor A 15.23 A
 MLE 30.0 ft BHT 196.2 °F
 Power 0.05 \$/kW Water 85.14 %
 Tbg Len 7970 ft

Cable Selection

Brand CENTRILIFT
 #4 CELF Skv
 Round
 Flat

Max Cond Temp 200.4 °F
 Max Temp Rating 450.0 °F

Pothead:
 Zpiece Monel
 Packer none installed
 Bypass none installed

Cable Sizing Output

Surface
 Main
 Extension

CasingID-drift 6.151 in
 Tbg collar OD 4.25 in

cable thickness 0.572 in
 clearance 1.234 in

Selection
 Surface: 100.0ft CENTRILIFT #4 CELF Skv
 Main: 7970ft CENTRILIFT #4 CELF Skv
 Extension: 30.0ft CENTRILIFT #4 MLE-KIT Skv

Details
 Vdrov 67.26 V (6.304 V/Kr or 14 % motorV)
 SurfV 556.9 V
 SurfKVA 14.69 KVA
 Freq 41.26 Hz
 PwrLoss 1.764 KW
 PwrCost 63.52 \$/mo

Comments
FLAT #4 CELF

AutographPC™ - NET V9.0 - [Design_ESPC_Pozo_TM-001_Diciembre_2014.apcx]

File Sizing Settings Windows Support Mode Help

Well Pump Motor Seal Cable Controller Report

Input Data

Vin 480.0 V Vout 308.2 V
 Vsurf 556.9 V Freq 41.3 Hz
 MAmps 15.23 A
 PwrCost 0.05 \$/KWH

strfFreq 18.9 Hz
 Vboost 29.57 V

Controller Selection

VSD
 PWM
 Filter

SWBD
 V rating =480.0 V

Brand CENTRILIFT
 Model KVA Amps
 1075-VT 83.0 100.0

Transformer
 Step Up (output)
 KVA Z (%)
 83.0 5.0
 SU ratio

Controller Sizing Output

Selected equipment
 CENTRILIFT 480.0V Variable Speed Drive
 Model 1075-VT 83.0 KVA / 100.0 A

Operating Conditions
 Stepup Trafo ratio 1.807
 Surface KVA 14.69 KVA
 Surface KW 11.88 KW
 Output Current 27.51 A
 Output Voltage 308.2 V
 (required V/Hz 7.471V/Hz or 448.3 'volts at 60hz' drive setting)
 Cntr KVA Load 17.69 %
 Cntr Amps Load 27.51 %
 Controller In 21.06 KVA
 System Power 12.17 KW
 Sys Pwr Cost 438.15/mo

Motor Startup condition
 Startup volts 101.0 V
 Startup Amps 51.32 A

Comments
KVA: 63.10 / SELECTED VSD MODEL 1075 - VT 83 kVA 100 Amps

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrilift Baker Hughes
 ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

REPORTE DE DISEÑO SISTEMA ESPCP POZO TMEA-001

Baker Hughes Incorporated
(818) 341-9600 200W Stuart Roosa Dr, Claremore, OK 74017

Project: Design_ESPCP_Pozo_TM-001
Customer: PETROAMAZONAS EP
Well: TM-001
Engineer: Dayuma Alvarez Toapanta

Pump: 130-D-2600-LIFTEQ [375Series]
Seal: 513GSB3 DB
Gear Box: Reduction 11.4:1 [538_0Series]
Motor: 562MSP1-250 42HP 860V 30A
Cable: #4 CELF 5kV / 7970ft
Controller: VSD 1075-VT 83kVA/480V/100A

NOTE: Motor ratings at 60Hz

Comments:
Design_ESPCP_Pozo_TM-001_Diciembre_2014

130-D-2600-LIFTEQ [375Series]

Flow in BPD 130-D-2600

AutographPC™ V9.0 File Design_ESPC_Pozo_TM-001_Diciembre_2014.apcx
©Copyright 2014 Baker Hughes Inc. All Rights Reserved

Baker Hughes Incorporated
(818) 341-9600 200W Stuart Roosa Dr, Claremore, OK 74017

Input Parameters:

Fluid Properties:
Oil Gravity: 13.2°API
Water Cut: 85.14 %
SG water: 1.0 rel to H2O
SG gas: 1.04 rel to air
Produced GOR: 100.0 scf/STB
Bot Hole Temp: 201.0 °F
Surf Fluid Temp: 148.0 °F

Gas Impurities:
N2 = 0 %
H2S = 0 %
CO2 = 5.0 %

Dead Oil Viscosity:
@ 100 °F: 68.0
@ 150 °F: 15319
@ 176.0 °F: 283.8

Bubble Point Pressure:
PB = 268.0psia

Inflow Performance:
Datum MD: 8946 ft
Perfs MD: 8946 ft
Datum Static P: 2420 psi
Test Flow: 202.0 BPD
Test Pressure: 1208 psi
PI: 0.167 BPD/psi
IPR Method: Composite IPR

Target:
Pump Setting Depth (measured): 8000 ft
Desired Flow: 250.0 BPD
Gas Sep Eff: 0 %
Tbg Surf Press: 56.0 psi
Csg Surf Press: 10.0 psi

Casing & Tubing: Roughness = 0.01189 in

Casing ID (in)	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	8.681	
Tubing ID (in)	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993	2.993
Vertical Depth (ft)	100	399	799	1345	1899	2407	2716	3053	3530	3904	4094	4532	5027							
Measured Depth (ft)	100	400	800	1348	1921	2488	2868	3342	4099	4573	5047	5712	6470							

Correlations PVT:
Dead Visc: Saturated Visc: UnderSaturated: Gas Visc:
User's table: Kartoamodjo Kartoamodjo Lee

Oil Compress: Formation Vol: Z factor:
Kartoamodjo Kartoamodjo Hall & Yarborough

Correlations Multichase:
Tubing Flow: Hagedorn & Brown
Casing Flow: Hagedorn & Brown

Comments:
Sand M-1, perforation between 8942 ft MD to 8950 MD. Middle of perforation 8946 ft MD. Pump Depth 8000 ft MD, inclination

Application Severity:

Temperature	Benign	Normal	High	Severe	Extreme
Abrasives	Benign	Normal	High	Severe	Extreme
Corrosion	Benign	Normal	High	Severe	Extreme
Gas	Benign	Normal	High	Severe	Extreme

AutographPC™ V9.0 File Design_ESPC_Pozo_TM-001_Diciembre_2014.apcx
©Copyright 2014 Baker Hughes Inc. All Rights Reserved

Baker Hughes Incorporated
(818) 341-9600 200W Stuart Roosa Dr, Claremore, OK 74017

Operating Parameters / Selection:

Design Point:
Desired flow (total): 250.0 BPD
% water: 85.1 %
% Gas into pump: 0.0 %

Pump Selection: Intake Discharge
Pressure: 671.1 psi 2562 psi
Flowrate: 261.8 BPD 260.6 BPD
Specific Gravity: 0.955 rel-H2O 0.959 rel-H2O
Viscosity: 11.03Cp 15.62Cp
Pump Pressure Load: 73%
Pump Vol Efficiency: 82%
PCP Pump: 130-D-2600 SERIE 375/ GEAR BOX 11.4 SERIE 538

Seal Selection:
Well angle (well depth) = 40.0Deg fm vert.
No sand present
Motor/Seal Oil type = PC-92
Seal Selected: GSB3 DB [513 Series]
Options: IL
GSB3DB IL / OIL TYPE PC-92

Motor Selection:
Terminal Voltage: =489.6 V
Motor Current: =15.2 A
Load acc to N.P.: =39.5 %
Shaft Load: =1.7 %

Fluid Speed: =0.382ft/s
ETIRFF: =87.25% / 78.32%
Internal Temp: =244.8°F
Motor Selected: MSP1-250 42HP 860V 30A [562Series]

HP: 28.88 SELECTED MOTOR MSP1-250 SERIE 562 / 42 HP , 860 V , 30 A / OIL TYPE PC-92 *NOTE: Motor ratings at 60

Cable Selection:
Surface Length: 100.0ft
Tubing Length: 7970ft
MLE length: 30.0ft
Surface Temp: 148°F

Wellhead Voltage: 556.9V
Wellhead kVA: 14.7kVA
Voltage Drop: 67.3V
Cond Temp (main): 200.4°F
Temp Rating: 450.0°F

Surface Cable: #4 CELF5.0kV 100.0ft
Main Cable: #4 CELF5.0kV 7970ft
MLE Cable: #4 MLE-KH15.0kV 30.0ft

Controller Selection:
Surface kW: 11.9kW
Input kVA: 21.1kVA
System kW: 12.2kW
Max. Ctrl Current: 27.5A
Power Cost/kWh: 0.05\$/kWh
Total Power Cost: = \$438.1/month
kVA: 63.10 / SELECTED VSD MODEL 1075 - VT 83 kVA 100 Amps

Voltage Input: 480.0V
Max Well Head Volts: 556.9V
Target Frequency: 41.3Hz (11.63V/Hz)
Start Frequency: 18.9Hz
Step-up Trfco: 1.907 r#to
Selected: VSD 1075-VT 83kVA/480V/100A

AutographPC™ V9.0 File Design_ESPC_Pozo_TM-001_Diciembre_2014.apcx
©Copyright 2014 Baker Hughes Inc. All Rights Reserved

FUENTE: Programa AutographPC™, Artificial Lift System, Centrifliff Baker Hughes
ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

ANEXO No 8
EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS POZOS DEL CAMPO
PAÑACOA ANALIZADOS

EVALUACIÓN ECONÓMICA POZO PCCA-009 ESCENARIO No1

Mes	Periodo	Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPM)	Ingresos Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja Actualizado con 1% (USD)	Flujo de Caja Actualizado Acumulado (USD)
1	0	0	0	0	0	728125.6	728125.6	-728125.6	0	728125.6	728125.6	-728125.6	-728125.6
2	1	108	3240	198676.80	198676.80	27831.6	755957.2	170845.2	196709.703	27556.0396	755681.6396	169153.6634	-558971.9366
3	2	106	3170.56	194418.43	393095.23	27235.0678	783192.2678	167183.367	387297.3267	26698.42935	782380.0689	163889.1943	-395082.7423
4	3	103	3102.60	190251.34	583346.58	26651.3214	809843.5892	163600.021	571953.4049	25867.50998	808247.5789	158788.5683	-236294.174
5	4	101	3036.10	186173.57	769520.14	26080.0868	835923.676	160093.478	750862.50416	25062.45083	833310.0298	153846.6859	-82447.48811
6	5	99	2971.02	182183.19	951703.33	25521.0859	861444.7719	156662.094	924203.5956	24282.44705	857592.4768	149058.6069	66611.11876
7	6	97	2907.34	178278.34	1129981.67	24974.0862	886418.8581	153304.256	1092149.859	23526.71887	881119.1957	144419.5444	211030.6631
8	7	95	2845.03	174457.19	1304438.87	24438.8008	910857.6589	150018.39	1254869.23	22794.51077	903913.7064	139924.8606	350955.5237
9	8	93	2784.05	170717.94	1475156.80	23914.9886	934772.6475	146802.951	1412524.363	22085.09074	925998.7972	135570.0623	486525.586
10	9	91	2724.38	167058.83	1642215.64	23402.4036	958175.0511	143656.431	1565272.929	21397.74958	947396.5468	131350.7957	617876.3817
11	10	89	2665.98	163478.16	1805693.80	22900.8051	981075.8562	140577.352	1713267.572	20731.80012	968128.3469	127262.8429	745139.2246
12	11	87	2608.84	159974.23	1965668.02	22409.9577	1003485.814	137564.269	1856656.265	20086.57662	988214.9235	123302.117	868441.3416
13	12	85	2552.93	156545.40	2122213.42	21929.631	1025415.445	134615.767	1995582.358	19461.43402	1007676.358	119464.6584	987906.0001
14	13	83	2498.21	153190.06	2275403.48	21459.5994	1046875.044	131730.463	2130184.736	18855.74737	1026532.105	115746.6308	1103652.631
15	14	81	2444.66	149906.64	2425310.13	20999.6423	1067874.687	128907.001	2260597.964	18268.91114	1044801.016	112144.3171	1215796.948
16	15	80	2392.26	146693.60	2572003.73	20549.5437	1088424.23	126144.056	2386952.419	17700.33866	1062501.355	108654.1161	1324451.064
17	16	78	2340.99	143549.42	2715553.15	20109.0924	1108533.323	123440.331	2509374.419	17149.46153	1079650.816	105272.5386	1429723.603
18	17	76	2290.81	140472.64	2856025.79	19678.0815	1128211.404	120794.556	2627986.352	16615.72902	1096266.545	101996.2039	1531719.807
19	18	75	2241.71	137461.80	2993487.59	19256.3088	1147467.713	118205.49	2742906.796	16098.60755	1112365.153	98821.8366	1630541.643
20	19	73	2193.66	134515.49	3128003.08	18843.5762	1166311.289	115671.918	2854250.639	15597.58015	1127962.733	95746.26325	1726287.906
21	20	72	2146.65	131632.34	3259635.42	18439.6899	1184750.979	113192.648	2962129.195	15112.14592	1143074.879	92766.40915	1819054.316
22	21	70	2100.64	128810.98	3388446.40	18044.4604	1202795.439	110766.519	3066650.309	14641.81958	1157716.688	89879.29528	1908933.611
23	22	69	2055.61	126050.09	3514496.49	17657.7021	1220453.142	108392.39	3167918.476	14186.13092	1171902.829	87082.03534	1996015.646
24	23	67	2011.55	123348.38	3637844.87	17279.2335	1237732.375	106069.148	3266034.933	13744.62439	1185647.454	84371.83286	2080387.479

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

EVALUACIÓN ECONÓMICA POZO PCCA-009 ESCENARIO No2

Mes	Período	Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPM)	Ingresos Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja Actualizado con 1% (USD)	Flujo de Caja Actualizado Acumulado (USD)
1	0	0	0	0	0	728125.6	728125.6	-728125.6	0	0	728125.6	728125.6	-728125.6	-728125.6
2	1	108	3240	97200.00	97200.00	27831.6	755957.2	69368.4	96237.62376	96237.62376	27556.0396	755681.6396	68681.58416	-659444.0158
3	2	106	3170.56	95116.65	192316.65	27235.0678	783192.2678	67681.5834	189480.1011	189480.1011	26688.42935	782380.0689	66544.048	-582899.9678
4	3	103	3102.60	93077.96	285394.61	26651.3214	809843.5892	66426.6346	90340.54708	279820.6482	25887.50998	808247.5789	64473.0371	-528426.9307
5	4	101	3036.10	91082.96	376477.56	26080.0868	835923.676	65002.8707	87528.93188	367349.5801	25062.45083	833310.0298	62466.48105	-465960.4497
6	5	99	2971.02	89130.72	465608.28	25521.0959	861444.7719	63609.6232	84804.8209	452154.401	24282.44705	857592.4768	60522.37385	-405438.0758
7	6	97	2907.34	87220.32	552828.61	24974.0862	886418.8581	62246.238	82165.49082	534319.8918	23526.71887	881119.1957	58638.77195	-346799.3039
8	7	95	2845.03	85350.88	638179.48	24438.8008	910857.6589	60912.0752	79608.30303	613928.1948	22794.51077	903913.7064	56813.79226	-289985.5116
9	8	93	2784.05	83521.50	721700.98	23914.9886	934772.6475	59606.5083	77130.70109	691058.8959	22085.09074	925998.7972	55045.61034	-234939.9013
10	9	91	2724.38	81731.33	803432.31	23402.4036	958175.0511	58328.9244	74730.20807	765789.104	21397.74958	947396.5468	53332.45849	-181607.4428
11	10	89	2665.98	79879.53	883411.84	22900.8051	981075.8562	57078.7238	72404.42418	838193.5281	20731.80012	968128.3469	51672.62406	-129934.8187
12	11	87	2608.84	78265.28	961677.11	22409.9577	1003485.814	55855.3195	70151.02428	908344.5524	20086.57662	988214.9235	50064.44766	-79870.37108
13	12	85	2552.93	76587.77	1038264.88	21929.631	1025415.445	54658.1373	67967.7556	976312.308	19461.43402	1007676.358	48506.32158	-31364.0495
14	13	83	2498.21	74946.21	1113211.10	21459.5994	1048875.044	53486.615	66852.4355	1042164.744	18855.74737	1026532.105	46996.68814	15632.63863
15	14	81	2444.66	73339.84	1186550.94	20999.6423	1067874.687	52340.2026	63802.94925	1105967.693	18288.91114	1044801.016	45534.03812	61166.67675
16	15	80	2392.26	71767.91	1258318.85	20549.5437	1088424.23	51218.3621	61817.24795	1167784.941	17700.33866	1062501.355	44116.90928	105283.586
17	16	78	2340.99	70229.66	1328548.51	20109.0924	1108533.323	50120.5666	59893.34644	1227678.287	17149.46153	1079650.816	42743.88491	148027.4709
18	17	76	2290.81	68724.38	1397272.89	19678.0815	1128211.404	49046.301	58029.32139	1285707.609	16615.72902	1096266.545	41413.59236	189441.0633
19	18	75	2241.71	67251.37	1484624.26	19256.3088	1147467.713	47995.0607	56223.30927	1341930.918	16098.60755	1112386.153	40124.70172	229565.765
20	19	73	2193.66	65809.93	1530334.19	18843.5762	1166311.289	46966.3523	54473.5046	1396404.422	15597.58015	1127962.733	38875.92445	268441.6895
21	20	72	2146.65	64399.38	1594733.57	18439.6899	1184750.979	45959.6929	52778.15806	1449182.58	15112.14592	1143074.879	37666.01214	306107.7016
22	21	70	2100.64	63019.07	1657752.64	18044.4604	1202795.439	44974.6098	51135.57479	1500318.155	14641.81958	1157716.698	36493.75521	342601.4568
23	22	69	2055.61	61668.34	1719420.98	17657.7021	1220453.142	44010.6408	49544.11265	1549862.268	14186.13092	1171902.829	35357.98173	377959.4385
24	23	67	2011.55	60346.57	1779767.55	17279.2335	1237732.375	43067.3328	48002.18065	1597864.449	13744.62439	1185647.454	34257.55626	412216.9948

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

EVALUACIÓN ECONÓMICA POZO PCCA-009 ESCENARIO No3

Mes	Periodo	Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPM)	Ingresos Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja Actualizado con 1% (USD)	Flujo de Caja Actualizado Acumulado (USD)
1	0	0	0	0	0	728125.6	728125.6	-728125.6	0	0	0	728125.6	-728125.6	-728125.6
2	1	108	3240	258228.00	258228.00	27831.6	759587.2	230396.4	258671.2871	258671.2871	27556.0396	755681.6396	228115.2475	-500010.3525
3	2	106	3170.56	252693.24	510921.24	27235.0678	783192.2678	225458.169	247714.1815	503385.4886	26698.42935	782380.0689	221015.7521	-278994.6004
4	3	103	3102.60	247277.10	758198.34	26651.3214	809843.5892	220625.782	240004.7201	743390.1887	25867.50988	808247.5789	214137.2101	-64857.39025
5	4	101	3036.10	241977.06	1000175.40	26080.0868	835923.676	215896.97	232535.1957	975925.3844	25062.45083	833310.0298	207472.7449	142615.3546
6	5	99	2977.02	236790.61	1236966.01	25521.0959	861444.7719	211269.514	225298.1409	1201223.525	24282.44705	857592.4768	201015.6938	343631.0484
7	6	97	2907.34	231715.33	1468681.33	24974.0862	886418.8581	206741.242	218286.3206	1419509.846	23526.71887	881119.1957	194759.6017	538390.6501
8	7	95	2845.03	226748.83	1695430.16	24438.8008	910857.6589	202310.026	211492.7251	1631002.571	22794.51077	903913.7064	188698.2143	727088.8644
9	8	93	2784.05	221888.78	1917318.94	23914.9886	934772.6475	197973.788	204910.5625	1835913.133	22085.09074	925998.7972	182825.4718	909914.3362
10	9	91	2724.38	217132.89	2134451.83	23402.4036	958175.0511	193730.491	198533.2528	2034446.386	21397.74988	947396.5468	177135.5032	1087049.839
11	10	89	2665.98	212478.95	2346930.78	22900.8051	981075.8562	193578.143	192354.4202	2226800.806	20731.80012	968128.3469	171622.6201	1258672.46
12	11	87	2608.84	207924.75	2554855.54	22409.9577	1003485.814	185514.796	186367.8878	2413168.694	20086.57662	988214.9235	166281.3112	1424953.771
13	12	85	2552.93	203468.17	2758323.71	21929.631	1025415.445	181538.54	180567.8707	2593736.365	19481.43402	1007676.358	161106.2367	1586060.007
14	13	83	2498.21	199107.11	2957430.82	21459.5994	1046875.044	177647.51	174947.9703	2768684.335	18855.74737	1026532.105	156092.2229	1742152.23
15	14	81	2444.66	194839.52	3152270.34	20999.6423	1067874.687	173839.879	169503.1685	2938187.504	18268.91114	1044801.016	151234.2574	1893366.488
16	15	80	2392.26	190663.40	3342933.74	20549.5437	1088424.23	170113.859	164227.822	3102415.326	17700.33866	1062501.355	146527.4834	2039913.971
17	16	78	2340.99	186576.79	3529510.53	20109.0924	1108533.323	166467.702	159116.6571	3261531.983	17149.46153	1079650.816	141967.1955	2181881.167
18	17	76	2290.81	182577.78	3712088.31	19678.0815	1128211.404	162899.695	154164.5638	3415696.547	16615.72902	1096266.545	137548.8348	2319430.001
19	18	75	2241.71	178664.47	3880752.78	19256.3088	1147467.713	159408.163	149366.5916	3565063.138	16098.60755	1112365.153	133267.9841	2452697.986
20	19	73	2193.66	174835.04	4065587.83	18843.5762	1166311.289	155991.467	144717.9439	3709781.082	15597.58015	1127962.733	129120.3637	2581818.349
21	20	72	2146.65	171087.69	4236675.52	18439.6899	1184750.979	152648.004	140213.9732	3849995.056	15112.14592	1143074.879	125101.8273	2706920.177
22	21	70	2100.64	167420.66	4404096.18	18044.4604	1202795.439	149376.203	135850.177	3965945.233	14641.81958	1157716.698	121208.3574	2828128.534
23	22	69	2055.61	163832.23	4567928.41	17657.7021	1220453.142	146174.528	131622.1928	4117467.425	14186.13092	1171902.829	117436.0617	2945564.596
24	23	67	2011.55	160320.71	4728249.12	17279.2335	1237372.375	143041.478	127525.7933	4244993.218	13744.62439	1185647.454	113781.1689	3059345.765

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

EVALUACIÓN ECONÓMICA POZO PCSC-001 ESCENARIO No1

Mes	Período	Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPM)	Ingresos Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja Actualizado con 1% (USD)	Flujo de Caja Actualizado Acumulado (USD)
1	0	0	0	0	0	728125.6	728125.6	-728125.6	0	0	728125.6	728125.6	-728125.6	-728125.6
2	1	41.4	1242	76159.44	76159.44	10668.78	738794.38	66490.66	75405.38614	75405.38614	10563.14851	738688.7485	64842.23762	-663283.3624
3	2	40	1208.31	74093.59	150253.03	10379.386	749173.766	63714.2051	72633.66458	148039.0407	10174.87105	748863.6196	62458.78353	-600824.5788
4	3	39	1175.53	72083.78	222336.81	10097.8418	759271.6078	61985.9371	69963.80568	218002.8463	9800.865788	758664.4854	60162.93982	-540661.639
5	4	38	1143.65	70128.48	292465.29	9823.93466	769095.5424	60304.5489	67392.09424	285394.9406	9440.608114	768105.0935	57951.48613	-482710.1529
6	5	37	1112.63	68226.23	360691.52	9557.45732	778652.9988	58668.7688	64914.91318	350309.8537	9093.592698	777198.6862	55821.32048	-426888.8324
7	6	36	1082.45	66375.57	427067.09	9298.20826	787951.208	57077.3599	62528.7877	412838.6414	8759.332784	785958.0189	53769.45491	-373119.3775
8	7	35	1053.08	64575.11	491642.20	9045.99141	796997.1994	55529.1184	60230.37079	473069.0122	8437.359509	794395.3785	51793.01128	-321326.3662
9	8	34	1024.52	62823.49	554465.69	8800.61602	805797.8154	54022.8734	58016.43849	531085.4507	8127.221244	802522.5997	49889.21725	-271437.149
10	9	33	996.73	61119.38	615865.07	8561.89652	814359.712	52557.4859	58883.88535	586969.3361	7828.49296	810351.0827	48055.40239	-223381.7466
11	10	32	969.69	59461.50	675046.57	8329.65236	822689.3643	51131.8474	53829.72003	640799.0561	7540.725621	817891.8083	46288.99441	-177092.7522
12	11	31	943.39	57848.59	732895.16	8103.7079	830793.0722	49744.8798	51851.06119	692660.1173	7263.545591	825155.3539	44587.5156	-132505.2366
13	12	31	917.80	56279.43	789174.58	7883.89225	838676.9645	48395.5342	49945.13338	742595.2507	6996.554072	832151.9079	42948.5793	-89556.65728
14	13	30	892.90	54752.83	843927.41	7670.03918	846347.0037	47082.79	48109.26316	790704.5138	6739.376558	838891.2845	41369.8866	-48186.77067
15	14	29	868.68	53267.64	897195.05	7461.98693	853808.9906	45805.6543	46340.87539	837045.3892	6491.652309	845382.9368	39849.22308	-8337.547596
16	15	28	845.12	51822.74	949017.79	7259.57617	861068.5688	44563.1614	44637.48955	881682.8788	6253.033842	851635.9707	38384.4557	30046.90811
17	16	27	822.20	50417.03	999434.82	7062.65981	868131.2286	43354.3716	42996.71632	924679.5951	6023.186452	857659.1571	36973.52987	67020.43798
18	17	27	799.89	49049.45	1048484.28	6871.08292	875002.3115	42178.3705	41416.25421	966095.8493	5801.787731	863460.9448	35614.46648	102634.9045
19	18	26	778.20	47718.97	1096203.25	6684.70262	881687.0141	41034.2688	39893.88632	1005989.736	5588.527128	869049.4772	34305.35919	136940.2637
20	19	25	757.09	46424.58	1142627.83	6503.37794	886190.392	39921.2012	36427.47723	1044417.213	5383.105502	874432.5775	33044.37172	169984.6354
21	20	25	736.55	45165.30	1187793.13	6328.97175	894517.3638	38838.326	37014.97002	1081432.183	5185.234711	879617.8122	31829.73531	201814.3707
22	21	24	716.57	43940.17	1231733.30	6155.35063	900672.7144	37784.8247	35654.38338	1117086.566	4994.637203	884612.4494	30659.74618	232474.1169
23	22	23	697.13	42748.28	1274481.58	5988.3848	906661.0982	36759.8987	34343.80884	1151430.375	4811.045628	889423.495	29532.76321	262006.8801
24	23	23	678.22	41588.72	1316070.31	5825.94796	912487.0472	35762.7748	33081.40805	1184511.783	4634.202465	894057.6975	28447.20558	290454.0857

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

EVALUACIÓN ECONÓMICA POZO PCSC-001 ESCENARIO No2

Mes	Período	Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPM)	Ingresos Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja Actualizado con 1% (USD)	Flujo de Caja Actualizado Acumulado (USD)
1	0	0	0	0	0	728125.6	728125.6	-728125.6	0	0	728125.6	728125.6	-728125.6	-728125.6
2	1	41.4	1242	37260.00	37260.00	10668.78	738794.38	26591.22	36891.08911	36891.08911	10563.14851	738688.7485	26327.94059	-701797.6594
3	2	40	1208.31	36249.31	73509.31	10379.386	749173.766	25869.9247	35535.05606	72426.14516	10174.87105	748863.6196	25360.18501	-676437.4744
4	3	39	1175.53	35266.04	108775.35	10097.8418	759271.6078	25168.1948	34228.86771	106655.0129	9800.865788	758664.4854	24428.00192	-652009.4725
5	4	38	1143.65	34309.43	143084.78	9823.93466	769095.5424	24485.4995	32970.6919	139625.7048	9440.608114	768105.0935	23530.08379	-628479.3887
6	5	37	1112.63	33378.78	176463.56	9557.45732	778652.9988	23821.3226	31758.76379	171384.4686	9093.592698	777198.6862	22665.17109	-605814.2176
7	6	36	1082.45	32473.37	208936.93	9298.20826	787951.208	23175.1617	30591.36341	201975.852	8759.332784	785958.0189	21832.05063	-583982.167
8	7	35	1053.08	31592.52	240529.45	9045.99141	796997.1994	22546.5281	29466.9133	231442.7653	8437.359509	794395.3785	21029.55379	-562952.6132
9	8	34	1024.52	30735.56	271265.01	8800.61602	805797.8154	21934.9463	28383.77617	259826.5415	8127.221244	802522.5997	20256.55493	-542696.0583
10	9	33	996.73	29901.85	301166.86	8561.89652	814359.712	21339.954	27340.45271	287166.9942	7828.49296	810351.0827	19511.96975	-523184.0885
11	10	32	969.69	29090.75	330257.62	8329.65236	822689.3643	20761.1009	26335.47947	313502.4736	7540.725621	817691.8083	18794.75385	-504389.3347
12	11	31	943.39	28301.66	358559.27	8103.7079	830793.0722	20197.9495	25367.44677	338869.9204	7263.545591	825155.3539	18103.90118	-486285.4335
13	12	31	917.80	27533.97	386093.24	7883.89225	838676.9645	19650.0737	24434.99676	363304.9172	6996.554072	832151.9079	17438.44269	-468846.9908
14	13	30	892.90	26787.10	412880.34	7670.03918	846347.0037	19117.0592	23536.82151	386841.7387	6739.376558	838891.2845	16797.44495	-452049.5458
15	14	29	868.68	26060.49	438940.83	7461.98693	853808.9906	18598.5029	22671.66115	409513.3998	6491.652309	845382.9368	16180.00884	-435869.537
16	15	28	845.12	25353.59	464294.42	7259.57617	861068.5688	18094.0126	21838.30213	431351.7019	6253.033842	851635.9707	15685.26828	-420284.2687
17	16	27	822.20	24665.87	488960.29	7062.65981	868131.2286	17603.2068	21035.5755	452387.2774	6023.186452	857659.1571	15012.38905	-405271.8797
18	17	27	799.89	23996.80	512957.08	6871.08292	875002.3115	17125.7142	20262.35529	472649.6327	5801.787731	863460.9448	14460.56756	-39081.3121
19	18	26	776.20	23345.88	536302.96	6684.70262	881687.0141	16661.1738	19517.55691	492167.1896	5588.527128	869049.4772	13929.02978	-376882.2823
20	19	25	757.09	22712.61	559015.57	6503.37794	886190.392	16209.2342	18800.13563	510967.3253	5383.105502	874432.5775	13417.03013	-363465.2522
21	20	25	736.55	22096.53	581112.10	6328.97175	894517.3638	15769.5536	18109.08514	528076.4104	5185.234711	879617.8122	12923.85043	-350541.4018
22	21	24	716.57	21497.15	602609.25	6155.35063	900672.7144	15341.7994	17443.4361	546519.8465	4994.637203	889423.495	12448.79889	-336092.6029
23	22	23	697.13	20914.03	623523.28	5988.3848	906661.0982	14925.6482	16802.25481	563322.1013	4811.045628	89423.495	11991.20918	-326101.3937
24	23	23	678.22	20346.73	643870.01	5825.94796	912487.0472	14520.7853	16184.6419	579506.7432	4634.202465	894057.6975	11550.43944	-314550.9543

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

EVALUACIÓN ECONÓMICA POZO PCSC-001 ESCENARIO No3

Mes	Periodo	Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPM)	Ingresos Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja Actualizado con 1% (USD)	Flujo de Caja Actualizado Acumulado (USD)
1	0	0	0	0	0	728125.6	728125.6	-728125.6	0	728125.6	728125.6	-728125.6	-728125.6
2	1	41.4	1242	98987.40	98987.40	10668.78	738794.38	88318.62	98007.32673	10563.14851	738688.7485	87444.17822	-640681.4218
3	2	40	1208.31	96302.34	195289.74	10379.386	749173.766	85922.9494	94404.79892	10174.87105	748863.6196	84229.92787	-556451.4939
4	3	39	1175.53	93690.10	288979.84	10097.8418	759271.6078	83592.2822	90934.69189	9800.865788	758664.4854	81133.8261	-475317.6678
5	4	38	1143.65	91148.73	380128.57	9823.93466	769095.5424	81324.7955	87592.13815	9440.608114	768105.0935	78151.53003	-397166.1378
6	5	37	1112.63	88676.29	468804.86	9557.45732	778652.9998	79178.8347	84372.44913	9093.592698	777198.6862	75278.85643	-321887.2813
7	6	36	1082.45	86270.92	555075.78	9298.20826	787951.208	76972.7112	81271.1086	83759.332784	785958.0189	72511.77582	-249375.5055
8	7	35	1053.08	83930.79	639006.57	9045.99141	796997.1994	74884.802	81273.76634	8437.359509	794395.3785	69846.40683	-179529.0987
9	8	34	1024.52	81654.14	720660.72	8800.61602	805797.8154	72853.528	75406.23203	8127.221244	802522.5997	67279.01078	-112250.0879
10	9	33	996.73	79439.25	800099.97	8561.89652	814359.712	70877.3529	72634.46937	7828.48296	810351.0827	64805.98641	-47444.1015
11	10	32	969.69	77284.43	877384.40	8329.65236	822889.3643	68954.7822	69964.59045	817891.8083	82423.86483	14979.76333	75109.06798
12	11	31	943.39	75188.07	952572.47	8103.7079	830793.0722	67084.3619	67392.85024	7263.545591	825155.3539	60129.30465	133028.1553
13	12	31	917.80	73148.57	1025721.04	7883.89225	838676.9645	65264.6773	64915.64139	6896.554072	832151.9079	57919.08732	188818.2679
14	13	30	892.90	71164.39	1096885.43	7670.03918	846347.0037	63494.3522	62529.48914	6739.376558	838891.2845	55739.39414	242567.662
15	14	29	868.68	69234.03	1166119.47	7461.98693	853808.9906	61772.0478	60231.04645	6491.652309	845382.9368	51764.05547	294321.7175
16	15	28	845.12	67356.04	1233475.51	7259.57817	861068.5888	60096.4614	58017.08932	6253.033842	851635.9707	49861.32579	344183.0433
17	16	27	822.20	65528.99	1299004.49	7062.65981	868131.2286	58466.3258	55884.51225	6023.186452	857659.1571	48028.53616	392211.5794
18	17	27	799.89	63751.49	1362755.98	6871.08292	875002.3115	56880.4082	53830.32389	5803.187731	863460.9448	46263.11572	438474.6952
19	18	26	778.20	62022.21	1424778.20	6684.70262	881687.0141	55337.5091	51851.64285	5588.527128	869049.472	44562.58815	483037.2833
20	19	25	757.09	60339.84	1485118.04	6503.37794	888190.392	53836.4616	49945.69366	5383.105502	874432.5775	42924.56814	525961.8515
21	20	25	736.55	58703.10	1543821.14	6326.97175	894517.3638	52376.1305	48109.80285	5185.234711	879617.8122	41346.75803	567308.6095
22	21	24	716.57	57110.76	1600931.90	6155.35063	900672.7144	50955.4114	46341.39523	4994.637203	884612.4494	39826.94466	607135.5541
23	22	23	697.13	55561.61	1656493.51	5988.3848	906861.0992	49573.2297	44637.99029	4811.045628	889423.485	38362.99619	645498.5503
24	23	23	678.22	54054.49	1710548.00	5825.94796	912487.0472	48228.5401	42997.19866	4634.202465	894057.6975	38362.99619	645498.5503

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

EVALUACIÓN ECONÓMICA POZO PCCD-028 ESCENARIO No1

Mes	Periodo	Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPM)	Ingresos Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Egreso Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja Actualizado con 1% (USD)	Flujo de Caja Actualizado Acumulado (USD)
1	0	0	0	0	0	-728125.6	0	0	728125.6	728125.6	-728125.6	-728125.6
2	1	110	3300	202356.00	202356.00	174009	200352.4752	200352.4752	28066.33663	756191.93663	172286.1386	-555839.4614
3	2	107	3210.49	196867.03	399223.03	169288.951	192987.9711	393340.4463	27034.68154	783226.6182	165953.2896	-389886.1718
4	3	104	3123.40	191526.95	590749.98	164696.934	185994.1695	579234.6158	26040.94775	809267.5659	159853.2217	-230032.9501
5	4	101	3038.68	186331.72	777081.70	160229.478	179061.12	758295.7358	25083.74137	834351.3073	153977.3786	-76065.57148
6	5	99	2956.25	181277.41	958359.11	155883.202	172479.2379	930774.9737	24161.71973	858513.027	148317.5182	72261.94671
7	6	96	2876.06	176360.21	1134719.32	151654.821	166139.291	1096914.265	23273.58952	881786.6165	142865.7015	215127.6482
8	7	93	2798.05	171576.38	1306295.69	147541.136	160032.3862	1256946.651	22418.10498	904204.7215	137614.2812	362741.9294
9	8	91	2722.15	166922.31	1473218.01	143539.036	154149.9574	1411096.608	21594.06611	925798.7876	132555.8912	485297.8206
10	9	88	2648.31	162394.49	1635612.50	139645.494	148483.7533	1559580.362	20800.31704	946599.1047	127683.4363	612981.2569
11	10	86	2576.48	157989.49	1793602.00	135857.566	143025.8262	1702606.188	20035.7444	966634.8491	122980.0818	735971.3387
12	11	84	2506.59	153703.98	1947305.97	132172.386	137768.5201	1840374.708	19299.27572	985934.1248	118469.2443	854440.583
13	12	81	2438.60	149534.71	2096840.68	128587.168	132704.4607	1973079.168	18589.87797	1004524.003	109919.9886	1078475.154
14	13	79	2372.45	145478.53	2242319.21	125099.2	127826.5446	2100905.713	17906.55607	1022430.559	105879.5782	1184354.732
15	14	77	2308.09	141532.38	2383851.59	121705.845	123127.9298	2224033.643	17248.35154	1039678.91	105879.5782	1184354.732
16	15	75	2245.49	137693.27	2521544.86	118404.535	118602.0254	2342635.668	16614.34113	1056293.251	101987.6942	1286342.417
17	16	73	2184.58	133958.30	2655503.16	115192.775	114242.483	2456827.151	16003.6365	1072296.887	98238.84748	1384581.264
18	17	71	2125.32	130324.63	2785827.79	112066.134	110043.1875	2566821.339	15415.37803	1087712.285	94627.80949	1479209.074
19	18	69	2067.67	126789.54	2912617.33	109028.25	105998.2487	2672919.587	14848.74358	1102561.009	91149.5051	1570358.579
20	19	67	2011.58	123350.33	3035967.66	106070.825	102101.9926	2775021.58	14302.93732	1116863.946	87799.05531	1658157.634
21	20	65	1957.02	120004.41	3155972.07	103193.62	98348.95416	2873370.534	13777.19368	1130641.14	84571.76048	1742729.385
22	21	63	1903.93	116749.26	3272721.33	100394.46	94733.86889	2968104.403	13270.77518	1143911.915	81463.09372	1824192.488
23	22	62	1852.29	113582.40	3386303.73	97671.2286	91251.66599	3059356.069	12782.97148	1156694.886	78468.69452	1902661.183
24	23	60	1802.05	110501.44	3496805.16	95021.8655	87897.461	3147253.53	12313.08834	1169007.985	75584.36266	1978245.545

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

EVALUACIÓN ECONÓMICA POZO PCCD-028 ESCENARIO No2

Mes	Período	Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPM)	Ingresos Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja Actualizado con 1% (USD)	Flujo de Caja Actualizado Acumulado (USD)
1	0	0	0	0	0	728125.6	728125.6	-728125.6	0	0	728125.6	728125.6	-728125.6	-728125.6
2	1	110	3300	96000.00	96000.00	28347	756472.6	70653	98019.80198	98019.80198	28066.33663	756191.9366	69563.46535	-658172.1347
3	2	107	3210.49	96314.59	195914.59	27578.0786	794050.6786	68736.515	94416.81561	192436.6176	27034.68154	783226.6182	67382.13407	-590790.0006
4	3	104	3123.40	93702.03	289016.62	26830.0145	810880.6931	66872.0152	90946.28687	283382.8845	26040.94775	809267.5659	64905.31912	-525884.6815
5	4	101	3038.68	91160.33	380176.96	836982.935	65058.0906	65058.0906	87603.28766	370986.1721	25083.74137	834351.3073	62519.54629	-463365.1352
6	5	99	2956.25	88887.58	468864.54	25394.2103	862377.1453	63293.3692	84383.18881	455369.3609	24161.71973	858513.027	60221.46908	-403143.6661
7	6	96	2876.06	86281.90	555146.44	24705.3843	887082.5295	61576.5165	81281.45351	536650.8144	23273.58952	881786.6165	58007.86399	-345135.8021
8	7	93	2798.05	83941.48	639087.91	24035.2429	911117.7724	59906.234	78293.731	614944.5454	22418.10498	904204.7215	55875.62602	-289260.1761
9	8	91	2722.15	81664.54	720752.45	23383.2793	934501.0517	58281.2584	75415.83041	690360.3758	21594.06611	925798.7876	53821.7643	-235438.4118
10	9	88	2648.31	79449.36	800201.81	22749.0004	957250.0521	56700.3608	72643.71494	763004.0908	20800.31704	946599.1047	51843.39789	-183595.0139
11	10	86	2576.48	77294.27	877496.08	22131.9266	979381.9786	55162.3455	69973.49617	832977.5869	20035.7444	966634.8491	49937.75177	-133657.2621
12	11	84	2506.59	75197.64	952693.72	21531.591	1000913.57	53666.0494	67401.42861	900379.0156	19289.27572	985934.1248	48102.15288	-85555.10923
13	12	81	2438.60	73157.88	1025851.60	20947.5398	1021861.109	52210.3408	64923.90443	965302.92	18589.87797	1004524.003	46334.02646	-39221.08277
14	13	79	2372.45	71173.45	1097025.05	20379.3311	1042240.441	50794.1187	62537.44845	1027840.368	17906.55607	1022430.559	44630.89238	5409.809606
15	14	77	2308.09	69242.85	1166267.90	19826.5553	1062066.976	49416.3121	60238.71319	1088079.082	17248.35154	1039678.91	42990.36165	48400.17126
16	15	75	2245.49	67364.61	1233632.52	19288.7343	1081355.71	48075.879	58024.47425	1146103.556	16614.34113	1056293.251	41410.13312	89810.30438
17	16	73	2184.58	65537.33	1299169.84	18765.5212	1100121.231	46771.8055	55891.62573	1201995.182	16003.6355	1072296.887	39887.99023	129698.2946
18	17	71	2125.32	63759.61	1362929.45	18256.5005	1118377.732	45503.1055	53837.17589	1255832.357	15415.37803	1087712.265	38421.79786	168120.0925
19	18	69	2067.67	62030.11	1424959.55	17761.2871	1136139.019	44268.8193	51858.24299	1307690.6	14848.74358	1102561.009	37009.49941	205129.5919
20	19	67	2011.58	60347.52	1485307.07	17279.5066	1153418.526	43068.0135	49952.05119	1357642.652	14302.93732	1116863.946	35649.11387	240778.7057
21	20	65	1957.02	58710.57	1544017.65	16810.7945	1170229.32	41899.78	48115.92669	1405758.578	13777.19388	1130641.14	34338.73302	275117.4388
22	21	63	1903.93	57118.03	1601135.68	16354.7964	1186584.117	40763.2352	46347.29398	1452105.872	13270.77518	1143911.915	33076.5188	308193.9576
23	22	62	1852.29	55568.69	1656704.37	15911.1673	1202495.284	39657.5195	44643.67221	1496749.545	12782.97148	1156694.886	31860.70073	340054.6583
24	23	60	1802.05	54061.37	1710765.74	15479.5719	1217974.856	38581.7967	43002.67172	1539752.216	12313.09834	1169007.985	30689.57339	370744.2317

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

EVALUACIÓN ECONÓMICA POZO PCCD-028 ESCENARIO No3

Mes	Período	Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPM)	Ingresos Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja Actualizado con 1% (USD)	Flujo de Caja Actualizado Acumulado (USD)
1	0	0	0	0	0	728125.6	728125.6	-728125.6	0	0	728125.6	728125.6	-728125.6	-728125.6
2	1	110	3300	263010.00	263010.00	28347	756472.6	234663	260405.9406	260405.9406	28066.33663	756191.9366	232339.604	-495785.996
3	2	107	3210.49	255875.77	518885.77	27578.0786	784050.6786	228297.692	511239.9474	511239.9474	27034.68154	783226.6182	223799.3253	-271986.6708
4	3	104	3123.40	248935.06	767820.83	26830.0145	810880.6931	222105.044	752853.863	26040.94775	26040.94775	809267.5659	215572.9679	-56413.70288
5	4	101	3038.68	242182.62	1010003.45	26102.2419	836982.935	216080.375	232732.7342	985586.5973	25083.74137	834351.3073	207648.9928	151235.29
6	5	99	2956.25	235613.34	1245616.78	25394.2103	862377.1453	210219.126	224178.0049	1209764.602	24161.71973	858513.027	200016.2852	351251.5752
7	6	96	2876.06	229222.25	1474839.03	24705.3843	887082.5295	204516.865	215937.7282	1425702.33	23273.58952	881786.6165	192664.1386	543915.7138
8	7	93	2798.05	223004.52	1697843.56	24035.2429	911117.7724	198969.281	208000.3453	1633702.676	22418.10488	904204.7215	185582.2404	729497.9542
9	8	91	2722.15	216955.46	1914799.01	23383.2793	934501.0517	193572.176	200354.7228	1834057.398	21594.06611	925798.7876	178760.6567	908258.6109
10	9	88	2648.31	211070.47	2125869.48	22749.0004	957250.0521	188321.469	192990.136	2027047.534	20800.31704	946599.1047	172189.819	1080448.43
11	10	86	2576.48	205345.12	2331214.60	22131.9266	979381.9786	183213.19	185896.2548	2212943.789	20035.7444	966634.8491	165860.5104	1246308.94
12	11	84	2506.59	199775.06	2530989.66	21531.591	1000913.57	178243.474	179063.1287	2392006.918	19299.27572	985934.1248	159763.8529	1406072.793
13	12	81	2438.60	194356.10	2725345.76	20947.5398	1021861.109	173408.563	172481.728	2564488.091	18589.87797	1004524.003	153891.2948	1559964.098
14	13	79	2372.45	180084.13	2914429.90	20379.3311	1042240.441	168704.801	166141.1547	2730629.245	17906.55607	1022430.559	148234.5986	1708198.687
15	14	77	2308.09	183955.16	3098385.06	19826.5353	1062066.976	164128.629	160034.1814	2890663.427	17248.35154	1039678.91	142785.8298	1850984.516
16	15	75	2245.49	178965.32	3277350.38	19288.7343	1081356.71	159676.588	154151.6866	3044815.113	16614.34113	1056293.251	137537.3455	1988521.862
17	16	73	2184.58	174110.83	3451461.21	18765.5212	1100121.231	155345.31	148485.419	3193300.532	16003.6355	1072296.887	132481.7835	2121003.645
18	17	71	2125.32	169388.02	3620849.23	18256.5005	118377.732	151131.519	143027.4306	336327.963	15415.37803	1087712.285	127612.0526	2248615.698
19	18	69	2067.67	164793.32	3785642.55	17761.2871	1136139.019	147032.029	13770.0655	3474098.029	14848.74358	1102561.009	122921.322	2371537.02
20	19	67	2011.58	160323.25	3945965.79	17279.5066	1153418.526	143043.739	132705.9493	3606803.978	14302.93732	1116863.946	118403.012	2489940.032
21	20	65	1957.02	155974.43	4101940.22	16810.7945	1170229.32	139163.632	127827.9786	3734631.957	13777.19368	1130641.14	114050.7849	2603990.817
22	21	63	1903.93	151743.57	4253663.79	16354.7964	1186584.117	135388.774	123129.311	3887761.268	13270.77518	1143911.915	109858.5358	2713849.353
23	22	62	1852.29	147627.48	4401311.27	15911.1673	1202495.284	131716.311	118603.3558	3976364.623	12782.97148	1156694.886	105820.3644	2819669.737
24	23	60	1802.05	143623.04	4544934.31	15479.5719	1217974.856	128143.464	114243.7645	4090608.388	12313.09834	1169007.985	101930.6662	2921600.403

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

EVALUACIÓN ECONÓMICA POZO TMEA-001 ESCENARIO No1

Mes	Periodo	Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPM)	Ingresos Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja Actualizado con 1% (USD)	Flujo de Caja Actualizado Acumulado (USD)
1	0	0	0	0	0	728125.6	728125.6	-728125.6	0	0	728125.6	728125.6	-728125.6	-728125.6
2	1	37.1275	1113.825	68299.75	68299.75	9567.75675	737693.3568	58731.9923	67623.51386	67623.51386	9473.026485	737598.6265	58150.48738	-669875.1126
3	2	36	1083.61	66447.10	134746.85	9308.22831	747001.5851	57138.8683	65137.82634	132761.3402	9124.819443	746723.4459	56013.00889	-613962.1057
4	3	35	1054.22	64844.70	199391.54	9055.73967	75057.3247	55588.9584	62743.50707	195504.8473	8789.411704	755512.8576	53954.09536	-560008.0104
5	4	34	1025.62	62891.19	262282.73	8610.09886	764867.4246	54081.0903	60437.19756	255942.0448	8466.332796	763979.1904	51970.86477	-508037.1456
6	5	33	997.80	61185.25	323467.98	8571.1231	773438.5477	52614.1236	58215.66278	314157.7076	8155.129538	772134.32	50060.53324	-457976.6124
7	6	32	970.74	59525.58	382993.56	8338.62867	781777.1764	51186.9488	56075.7866	370233.4942	7855.365409	779889.6854	48220.42119	-409756.1912
8	7	31	944.41	57910.93	440904.49	8112.44072	789889.6171	49798.4865	54014.56743	424248.0616	7566.619932	787556.3053	46447.9475	-363308.2437
9	8	31	918.79	56340.07	497244.56	7892.3882	797782.0053	48447.6868	52029.11401	476277.1756	7288.488085	794844.7934	44740.62893	-318567.6177
10	9	30	893.87	54811.83	552056.39	7678.30466	805460.31	47133.5279	50116.64138	526393.817	7020.579737	801865.3731	43096.06164	-275471.5561
11	10	29	869.62	53325.04	605381.44	7470.02821	812930.3382	45855.016	48274.46692	574668.2839	6762.519094	808627.8922	41511.94783	-233959.6083
12	11	28	846.03	51878.59	657260.02	7267.40133	820197.7395	44611.1842	46500.00663	621168.2906	6513.944177	815141.8394	39986.06245	-193973.5458
13	12	27	823.08	50471.36	707731.39	7070.27076	827268.0103	43401.0917	44790.77148	665959.0621	6274.506312	821416.3427	38516.26517	-155457.2807
14	13	27	800.76	49102.31	756833.70	6878.48743	834146.4977	42223.8233	43144.36396	709103.426	6043.869642	823460.2124	37100.49432	-118356.7863
15	14	26	779.03	47770.39	804604.09	6691.90627	840838.404	41078.4887	41558.47466	750661.9007	5821.710654	833281.923	35736.764	-82620.02233
16	15	25	757.90	46474.61	851078.70	6510.38619	847348.7902	39994.2217	40030.87906	790692.7797	5607.717729	838889.6407	34423.16133	-48196.86099
17	16	25	737.34	45213.97	896292.67	6333.7899	853682.5801	38880.1795	36559.43443	829252.2142	5401.5907	844291.2314	33157.84373	-15039.01727
18	17	24	717.34	43987.53	940280.19	6161.98384	859844.5639	37825.5423	37142.07677	866394.2909	5203.040435	849494.2719	31939.03634	16900.01907
19	18	23	697.89	42794.35	983074.54	5994.83808	866839.402	36799.5124	35776.81798	902171.1089	5011.788428	854506.0603	30765.02955	47665.04862
20	19	23	678.96	41633.54	1024708.08	5832.22619	871671.6282	35801.314	34461.74301	936632.8519	4827.566414	859333.6267	29634.1766	77299.22522
21	20	22	660.54	40504.22	1065212.30	5674.02521	877345.6534	34830.192	33195.00723	968827.8592	4650.115984	863983.7427	28544.89125	105844.1165
22	21	21	642.62	39405.53	1104617.83	5520.11547	882865.7689	33885.412	31974.83379	1001802.693	4479.18823	868462.9309	27495.64556	133339.762
23	22	21	625.19	38336.64	1142954.47	5370.38059	888236.1494	32966.2594	30796.51117	1032602.204	4314.543395	872777.4743	26484.96778	159824.7298
24	23	20	608.23	37296.75	1180251.22	5224.70731	893460.8568	32072.0392	29667.39076	1062269.595	4155.950532	876933.4249	25511.44023	185336.17

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

EVALUACIÓN ECONÓMICA POZO TMEA-001 ESCENARIO No2

Mes	Período	Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPM)	Ingresos Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja Actualizado con 1% (USD)	Flujo de Caja Actualizado Acumulado (USD)
1	0	0	0	0	0	728125.6	728125.6	-728125.6	0	0	728125.6	728125.6	-728125.6	-728125.6
2	1	37.1275	1113.825	33414.75	33414.75	9567.75675	737693.3568	23846.9933	33083.91089	33083.91089	9473.026485	737598.6265	23610.88441	-704514.7156
3	2	36	1083.61	32508.36	65923.11	9308.22831	747001.5861	23200.136	64951.732	64951.732	9124.819443	746723.4459	22743.00166	-681771.7139
4	3	35	1054.22	31626.56	97549.68	9055.73967	756057.3247	22570.8249	30896.43203	95648.16402	8789.411704	755512.8576	21907.02032	-659864.6936
5	4	34	1025.62	30768.68	128318.36	8810.09866	764867.4246	21958.5842	29568.10057	125216.2646	8466.332796	763979.1904	21101.76777	-638762.9238
6	5	33	997.80	29934.07	158252.44	8571.1231	773438.5477	21362.9506	28481.24402	153697.5086	8155.129538	772134.32	20326.11448	-618436.8114
7	6	32	970.74	29122.10	187374.54	8338.62867	781777.1764	20783.4738	181131.8465	7855.365409	779989.6854	19578.97246	-598857.8389	
8	7	31	944.41	28332.16	215706.70	8112.44072	789889.6171	20219.7155	207557.7601	7566.619932	787556.3053	18859.29368	-579998.5452	
9	8	31	918.79	27563.64	243270.33	7892.3882	797782.0053	19671.2493	25454.56676	233012.3169	7288.488085	794844.7934	18166.08867	-561832.4765
10	9	30	893.87	26815.97	270086.30	7678.30466	805460.31	19137.6604	24518.90479	257531.2216	7020.579737	801865.3731	17498.32505	-544334.1515
11	10	29	869.62	26088.57	296174.87	7470.02821	812930.3382	18618.5453	23617.64526	281148.8669	6762.519094	808627.8922	16855.12617	-527479.0253
12	11	28	846.03	25380.91	321555.78	7267.40133	820197.7395	18113.5113	22749.51401	303898.3809	6513.944177	815141.8364	16235.56983	-511243.4555
13	12	27	823.08	24692.45	346248.23	7070.27076	827268.0103	17622.1766	21913.29329	325811.6742	6274.506312	821416.3427	15638.78698	-495604.6685
14	13	27	800.76	24022.66	370270.89	6878.48743	834146.4977	17144.1695	21107.81016	346919.4844	6043.869642	827460.2124	15063.94052	-480540.728
15	14	26	779.03	23371.03	393641.92	6691.90627	840838.404	16679.1284	20331.93476	367251.4191	5821.710654	833281.923	14510.22411	-466030.5039
16	15	25	757.90	22737.09	416379.01	6510.38619	847348.7902	16226.7018	19584.5788	386635.9979	5607.717729	838889.6407	13976.86107	-452053.6428
17	16	25	737.34	22120.34	438499.35	6333.7899	853682.5801	15786.5474	18864.69395	405700.6919	5401.5907	844291.2314	13463.10325	-438590.5396
18	17	24	717.34	21520.32	460019.66	6161.98384	859044.5639	15358.3323	18171.27044	423871.9623	5203.040435	849494.2719	12968.23	-425622.3096
19	18	23	697.89	20936.57	480956.24	5994.83808	865839.402	14941.7326	17503.33561	441375.2979	5011.788428	854506.0603	12491.54718	-413130.7624
20	19	23	678.96	20368.66	501324.89	5832.22619	871671.6282	14536.4334	16859.95255	458235.2505	4827.566414	859333.6267	12032.38614	-401098.3763
21	20	22	660.54	19816.15	521141.05	5674.02521	877345.6534	14142.128	16240.2188	474475.4693	4650.115984	863983.7427	11590.10282	-389508.2734
22	21	21	642.62	19278.63	540419.68	5520.11547	882865.7689	13758.5163	15643.26507	490118.7343	4479.18823	868462.9309	11164.07684	-378344.1966
23	22	21	625.19	18755.69	559175.38	5370.38059	888236.1494	13385.3141	15068.254	505186.9883	4314.543395	872777.4743	10753.7106	-367590.486
24	23	20	608.23	18246.94	577422.32	5224.70731	893460.8568	13022.2332	14514.37904	519701.3674	4155.950532	878933.4249	10358.42851	-357232.0575

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta

EVALUACIÓN ECONÓMICA POZO TMEA-001 ESCENARIO No3

Mes	Período	Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPM)	Ingresos Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Ingreso Total Acumulado (USD)	Ingreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Mensual (USD)	Egreso Total Acumulado (USD)	Flujo de Caja Actualizado con 1% (USD)	Flujo de Caja Actualizado Acumulado (USD)
1	0	0	0	0	0	-728125.6	0	0	0	728125.6	728125.6	-728125.6	-728125.6
2	1	37	1275	8871.85	8871.85	737693.3568	87892.92327	87892.92327	87892.92327	9473.026485	737598.6265	78419.89678	-649705.7032
3	2	36	1083.61	86363.89	175135.74	747001.5851	84662.17807	172555.1013	9124.819443	746723.4459	7537.35862	7537.35862	-574168.3446
4	3	35	1054.22	84021.24	259156.98	756057.3247	81550.18776	254105.2891	8789.411704	755512.8576	72760.77605	72760.77605	-501407.5685
5	4	34	1025.62	81742.14	340899.12	764867.4246	78552.58718	332657.8763	8466.332796	763979.1904	70086.25438	70086.25438	-431321.3142
6	5	33	997.80	79524.86	420423.97	773438.5477	75665.17162	408323.0479	8155.129538	772134.32	67510.04208	67510.04208	-363811.2721
7	6	32	970.74	77367.72	497791.69	781777.1764	72883.89093	481206.9388	7855.365409	779989.6854	65028.52552	65028.52552	-298782.7466
8	7	31	944.41	75269.09	573060.79	789889.6171	70204.84384	551411.7827	7566.619932	787556.3053	62638.2239	62638.2239	-236144.5227
9	8	31	918.79	73227.40	646288.18	797782.0053	67624.27246	619036.0551	7288.488085	794844.7934	60335.78437	60335.78437	-175808.7383
10	9	30	893.87	71241.08	717529.26	805460.31	65138.55705	684174.6122	7020.579737	801865.3731	58117.97731	58117.97731	-117690.761
11	10	29	869.62	69308.64	786837.91	812930.3382	62744.21092	746918.8231	6762.519004	808827.8922	55981.69182	55981.69182	-61709.06915
12	11	28	846.03	67428.62	854266.53	820197.7395	60437.87554	807356.6986	6513.944177	815141.8384	53923.93136	53923.93136	-7785.137787
13	12	27	823.08	65599.60	919866.13	827268.0103	58216.31584	865573.0145	6274.506312	821416.3427	51941.80953	51941.80953	94189.21775
14	13	27	800.76	63820.19	983686.33	834146.4977	56941.7044	921649.4301	6043.869642	827460.2124	50032.54601	50032.54601	142382.6805
15	14	26	779.03	62089.05	1045775.38	840838.404	55397.14226	975664.6035	5821.710654	833281.923	48193.4627	48193.4627	188804.6604
16	15	25	757.90	60404.86	1106180.24	847348.7902	53894.4776	1027694.301	5607.717729	838889.6407	46421.97994	46421.97994	233520.2733
17	16	25	737.34	58766.36	1164946.60	853882.5801	52432.5728	1077811.505	5401.5907	844291.2314	44715.61288	44715.61288	276592.2413
18	17	24	717.34	57172.31	1222118.91	859844.5639	48275.00846	1126086.513	5203.040435	849494.2719	43071.96802	43071.96802	318080.9811
19	18	23	697.89	55621.49	1277740.40	868339.402	46500.52826	1172587.041	5011.788428	854506.0603	41488.73983	41488.73983	358044.6887
20	19	23	678.96	54112.74	1331853.14	871671.6282	44791.27394	1217378.315	4827.566414	859333.6267	39963.70753	39963.70753	396539.4206
21	20	22	660.54	52644.91	1384498.05	877345.6534	43144.84795	1260523.163	4650.115984	863983.7427	38494.73197	38494.73197	433619.1733
22	21	21	642.62	51216.90	1435714.95	882865.7689	41588.94086	1302082.104	4479.18823	868462.9309	37079.75263	37079.75263	469335.958
23	22	21	625.19	49827.63	1485542.58	888236.1494	40031.32812	1342113.432	4314.543396	872777.4743	35716.78473	35716.78473	503739.8744
24	23	20	608.23	48476.04	1534018.62	893460.8568	43251.3314	1380673.299	4155.950532	876933.4249	34403.91645	34403.91645	

ELABORACIÓN: Dayuma Alvarez Toapanta