

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA AHORRO DE FLUIDO MOTRIZ, UTILIZANDO BOMBAS ELÉCTRICAS SUMERGIBLES, EN POZOS QUE TIENEN BAJA PRESIÓN DE FORMACIÓN EN EL ÁREA LAGO AGRIO

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN
PETRÓLEOS**

RUBÉN DARÍO ORTEGA CALDERÓN

rubendoc87@hotmail.com

MARÍA JOSÉ ROJAS ROMERO

majito_rojas_19@hotmail.com

DIRECTOR: ING. JORGE LUIS VELÁSQUEZ TORRES

jorge_velasquez@yahoo.com

Quito, Febrero 2012

DECLARACIÓN

Nosotros, Rubén Darío Ortega Calderón, María José Rojas Romero declaramos bajo juramento que el trabajo aquí es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

RUBÉN DARÍO ORTEGA C.

MARÍA JOSÉ ROJAS R.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Rubén Darío Ortega Calderón y María José Rojas Romero, bajo mi supervisión.

ING. JORGE VELÁSQUEZ
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO

- *A Dios y la Virgen Dolorosa por su guía y apoyo en todas las etapas de mi vida*
- *A mi Madre, por ser la base de mi formación. Gracias a usted soy la persona que soy. Gracias por todo.*
- *A mi Padre, por toda su ayuda durante mi formación.*
- *A mis hermanos, primos y familiares por su apoyo incondicional y gratos momentos.*
- *A María José, gracias por todo tu apoyo y siempre tener la palabra justa en el momento necesario.*
- *A la Escuela Politécnica Nacional, en especial a los Ingenieros Jorge Velásquez, Vinicio Melo por brindarme los conocimientos necesarios para mi formación profesional.*
- *A la compañía GE Oil & Gas ESP de Ecuador S.A, en especial a los Ingenieros Patricio López, Diego Herrera, Paola Maruri y Sergio Salazar, además de todo el personal que labora en la empresa, por su ayuda desinteresada en el desarrollo de este proyecto.*
- *A mis grandes amigos del colegio, toda una vida de recuerdos, y a los amigos y amigas de la universidad, a todos un Dios les pague.*

Rubén

AGRADECIMIENTO

- *A Dios, por darme lo que necesito a través de las personas precisas que me enseñan cada día el arte de vivir.*
- *A mi madre, Ceci, gracias por inculcarme los valores exactos y brindarme todo tu amor para poder seguir tu ejemplo de una gran mujer y de manera especial gracias por ser la luz en mi camino, sabiduría en mis momentos de incertidumbre y compañera de vida además de ser mi gran amiga.*
- *A Blanquita y José, gracias por haberme educado de la mejor manera, me siento orgullosa de ser lo que soy y eso les debo a ustedes, en especial a ti papi por darme la fuerza en los momentos más difíciles.*
- *A mi familia por compartir los momentos más valiosos y maravillosos de mi vida, por todo el amor compartido con mis tíos, tías, primos, primas y mis dos personitas especiales que son mis hermanos.*
- *A mi compañero de vida y ahora del proyecto, Rubén, gracias por las experiencias y tiempo compartido.*
- *Al Ingeniero Jorge Velásquez, por su paciencia y ayuda con este proyecto para culminarlo satisfactoriamente.*

- *A la Escuela Politécnica Nacional en especial a la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos por ser parte de mi formación profesional y enseñarme a enfrentar y superar retos.*
- *Un agradecimiento muy especial a la Empresa GE Oil & Gas ESP de Ecuador y su personal por su colaboración con el desarrollo de este proyecto. En especial a los Ingenieros Paola Marurí, Diego Herrera, Patricio López y Sergio Salazar por su conocimiento impartido y sus enseñanzas de vida.*
- *Y no por mencionarlos al final son de menor importancia al contrario son las personas a las que agradezco de todo corazón haber compartido momentos únicos, inolvidables, sonrisas y hasta llantos, gracias por ser parte de mi vida ustedes mis queridos amigos y amigas.*

María José

DEDICATORIA

- *A Dios y la Virgen Dolorosa, por guiarme y darme fuerza para terminar este proyecto.*
- *A mi Madre, por ser un ejemplo de sacrificio y dedicación.*
- *A mi Padre, por su apoyo incondicional.*
- *A mis hermanos y hermana, por ser un soporte en mi vida.*
- *A mis primos, familiares y amigos por toda su ayuda.*

Rubén

DEDICATORIA

- *A Dios, por darme la fuerza para nunca dejar de soñar.*
- *A los pilares de mi vida, Cecília, Blanca y José por ser mi guía y darme su amor sin medida.*
- *A mis familiares, que día tras día aportaron con un granito de arena para ayudarme a construir una vida llena de felicidad y alcanzar mis metas.*

María José

CONTENIDO

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ÁREA LAGO AGRIO	1
1.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA DE LOS CAMPOS PRESENTES.....	1
1.1.1 CAMPO LAGO AGRIO.....	1
1.1.2 CAMPO GUANTA.....	2
1.1.3 CAMPO PARAHUACU.....	2
1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL ÁREA.....	3
1.2.1 CAMPO LAGO AGRIO.....	3
1.2.2 CAMPO GUANTA DURENO	4
1.2.3 CAMPO PARAHUACU.....	5
1.3 ESTRATIGRAFÍA Y LITOLOGÍA DE LAS ZONAS DE INTERÉS.	6
1.3.1 CAMPO LAGO AGRIO.....	6
1.3.1.1 Formación Tena.....	6
1.3.1.2 Formación Napo.....	7
1.3.1.3 Formación Hollín	7
1.3.2 CAMPO GUANTA.....	8
1.3.2.1 Formación Tena.....	8
1.3.2.2 Formación Napo.....	8
1.3.2.3 Formación Hollín	9
1.3.3 CAMPO PARAHUACU.....	10
1.3.3.1 Formación Tena.....	10
1.3.3.2 Formación Napo.....	10

CAPÍTULO 2

SELECCIÓN Y ESTADO ACTUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS CON ALTA RELACIÓN INYECCIÓN/PRODUCCIÓN.....	12
2.1 ESTADO ACTUAL DEL ÁREA LAGO AGRIO.....	12
2.1.1 ESTADO DEL CAMPO LAGO AGRIO	12
2.1.1.1 Pozos con Bombeo Hidráulico.....	13
2.1.1.2 Pozos con Bombeo Mecánico.	13
2.1.1.3 Pozos con Bombeo Electrosumergible.....	14
2.1.1.4 Pozos Cerrados.....	14
2.1.1.5 Pozos en espera de Abandono Definitivo.....	17
2.1.1.6 Pozos Abandonados Definitivamente.	17
2.1.1.7 Pozos Reinyectores.	18

2.1.2 ESTADO DEL CAMPO GUANTA	19
2.1.2.1 Pozos con Bombeo Hidráulico.....	19
2.1.2.2 Pozos con Bombeo Mecánico.....	20
2.1.2.3 Pozos con Bombeo Electrosumergible.....	20
2.1.2.4 Pozos Cerrados.....	21
2.1.2.5 Pozos Reinyectores.....	22
2.1.3 ESTADO DEL CAMPO PARAHUACU	23
2.1.3.1 Pozos con Bombeo Hidráulico.....	23
2.1.3.2 Pozos con Bombeo Electrosumergible.....	24
2.1.3.3 Pozos Cerrados.....	24
2.1.3.4 Pozos Abandonados Definitivamente.....	25
2.2 SELECCIÓN DE POZOS CON ALTA RELACIÓN INYECCIÓN/PRODUCCIÓN.....	28
2.2.1 SELECCIÓN DE POZOS CON ALTA RELACIÓN INYECCIÓN/PRODUCCIÓN Y BAJA PRESIÓN DE FONDO.....	29
CAPÍTULO 3	
ANÁLISIS TÉCNICO DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN MEDIANTE BOMBEO HIDRÁULICO EN POZOS QUE PRODUCEN CON UNA ALTA RELACIÓN INYECCIÓN-PRODUCCIÓN.....	
3.1 FUNDAMENTOS DE BOMBEO HIDRÁULICO	33
3.1.1 INTRODUCCIÓN	33
3.1.2 DIAGRAMA DE FLUJO DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO.....	33
3.1.3.1 Circuito Abierto.....	35
3.1.3.2 Circuito Cerrado.....	35
3.1.4 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN	36
3.1.4.1 Introducción	36
3.1.4.2 Principio de Funcionamiento.....	36
3.1.4.3 Unidad de Bombeo Tipo Pistón	38
3.1.5 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET.....	41
3.1.5.1 Introducción	41
3.1.5.2 Principio de Funcionamiento.....	42
3.1.5.3 Equipo de Fondo	44
3.1.5.4 Tipos de Bombas Jet	45
3.2 ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS POZOS SELECCIONADOS	47
3.2.1 POZO LAGO – 09A	47
3.2.1.1 Producción Actual	48
3.2.1.2 Datos PVT	48

3.2.2 POZO LAGO -43	49
3.2.2.1 Producción Actual	49
3.2.2.2 Datos PVT	50
3.2.3 POZO LAGO – 11A	51
3.2.3.1 Producción Actual	51
3.2.3.2 Datos PVT	52
3.2.4 POZO GUANTA – 04.....	52
3.2.4.1 Producción Actual	53
3.2.4.2 Datos PVT	54
3.2.5 POZO GUANTA – 11.....	54
3.2.5.1 Producción Actual	55
3.2.5.2 Datos PVT	55
3.2.6 POZO GUANTA- 17D	56
3.2.6.1 Producción Actual	57
3.2.6.2 Datos PVT	57
3.2.7 POZO GUANTA-18D	58
3.2.7.1 Producción Actual	59
3.2.7.2 Datos PVT	59
3.2.8 POZO GUANTA 40 D.....	60
3.2.8.1 Producción Actual	60
3.2.8.2 Datos PVT	60
3.2.9 POZO PARAHUACU-15D	61
3.2.9.1 Producción Actual	62
3.2.9.2 Datos PVT	62
3.2.10 POZO PARAHUACU-16D	63
3.2.10.1 Producción Actual	63
3.2.10.2 Datos PVT	64
3.3 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	65
3.1.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS	66
CAPÍTULO 4	
EQUIPOS UTILIZADOS EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MEDIANTE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA POZOS CON BAJA PRESIÓN DE FONDO Y BAJA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.	
4.1 FUNDAMENTOS DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	69
4.1.1 COMPONENTES EN SUPERFICIE.....	70

4.1.1.1 Transformadores.....	72
4.1.1.2 Caja de Conexión o venteo.....	74
4.1.1.3 Variador de Frecuencia	74
4.1.1.4 Cabezal del pozo	77
4.1.2 COMPONENTES DE FONDO	79
4.1.2.1 Bomba centrífuga	80
4.1.2.1.1 Etapas de la Bomba.....	81
4.1.2.1.2 Eje de la Bomba	83
4.1.2.1.3 Leyes de Afinidad	84
4.1.2.1.4 Curva de Comportamiento de la Bomba.....	85
4.1.2.2 Succión o Intake	87
4.1.2.2.1 Succión Estándar.....	87
4.1.2.2.2 Separador de Gas.....	88
4.1.2.3 Sección Sellante	92
4.1.2.4 Motores	95
4.1.2.4.1 Vida Operativa del Motor	96
4.1.2.4.2 Clasificación.....	97
4.1.2.4.3 Enfriamiento del motor	97
4.1.2.5 Sensor de Fondo.....	98
4.1.2.6 Cables.....	98
4.1.2.5.1 Cable plano	99
4.1.2.5.2 Cable redondo.....	100

CAPÍTULO 5

DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA POZOS CON BAJAS PRODUCCIONES DE PETRÓLEO Y BAJAS PRESIONES DE FONDO.	101
---	-----

5.1 DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA POZOS SELECCIONADOS	101
--	-----

5.1.1 PROCEDIMIENTO MANUAL PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA BES.	102
--	-----

5.1.1.1 Pozo GTA-40D	110
----------------------------	-----

5.1.1.2 Pozo PRH-15D.....	121
---------------------------	-----

5.1.2 PROCEDIMIENTO CON SOFTWARE SUBPUMP 9.6 PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA BES.....	132
---	-----

5.1.2.1 Pozo GTA-40D	132
----------------------------	-----

5.1.2.2 Pozo PRH-15D.....	156
---------------------------	-----

CAPÍTULO 6	
ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA FACTIBILIDAD DE APLICACIÓN DEL PROYECTO	173
6.1 MÉTODOS DE EVALUACIÓN DEL PROYECTO	173
6.1.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	174
6.1.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	175
6.1.3 RELACIÓN BENEFICIO/COSTO (B/C).....	176
6.1.4 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN.....	176
CAPÍTULO 7	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	188
CONCLUSIONES	188
RECOMENDACIONES	189
ANEXO.....	190
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	229

ÍNDICE DE FIGURAS

1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO	3
1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO GUANTA - DURENO	4
1.3 UBICACIÓN DEL CAMPO PARAHUACU	5
2.1 TOTAL DE POZOS CAMPO LAGO AGRIO	18
2.2 TOTAL DE POZOS CAMPO GUANTA - DURENO	22
2.3 TOTAL DE POZOS CAMPO CAMPO PARAHUACU	25
3.1 DIAGRAMA DE FLUJO DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO.	34
3.2 EQUILIBRIO DE FUERZAS	37
3.3 RELACIÓN ENTRE ÁREAS DE PISTONES.....	38
3.4 UNIDAD DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN.....	39
3.5 OPERACIÓN GENERAL DE LA UNIDAD DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN .	40
3.6 ESQUEMA DEL SISTEMA HIDRÁULICO TIPO JET.....	41
3.7 ESQUEMA DE UNA BOMBA JET	42
3.8 FUNCIONAMIENTO DE UNA BOMBA JET.....	43
3.9 ESQUEMA INTERIOR DE UNA BOMBA JET.....	44
3.10 CIRCULACIÓN DIRECTA Y REVERSA DE UNA BOMBA JET	45
3.11 TIPOS DE BOMBA JET	46
4.1 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE LOS EQUIPOS DE SUPERFICIE Y FONDO	70
4.2 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE LOS EQUIPOS DE SUPERFICIE.....	71
4.3 DIAGRAMA DE UN SOLO DEVANADO.....	73
4.4 TRANSFORMADOR.....	73
4.5 DIAGRAMA PARTES INTERNAS DE LA CAJA DE CONEXIONES	74
4.6 VARIADOR DE FRECUENCIA VECTOR VII	76
4.7 CABEZAL TIPO HÉRCULES.	77
4.8 CABEZAL TIPO ROSCADO	78
4.9 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE LOS EQUIPOS DE FONDO.....	79
4.10 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE LAS PARTES INTERNAS DE UNA BOMBA.	80
4.11 ETAPA DE FLUJO RADIAL.....	82
4.12 ETAPA DE FLUJO MIXTO.....	83
4.13 CURVA DE COMPORTAMIENTO CARACTERÍSTICO.....	86
4.14 DIAGRAMA DE UNA SUCCIÓN O INTAKE ESTÁNDAR	88
4.15 DIAGRAMA DE UN SEPARADOR DE GAS.....	89
4.16 COMPORTAMIENTO DE UN SEPARADOR DE GAS DE FLUJO INVERSO.....	90

4.17 DIAGRAMA DE UN SEPARADOR DE GAS DE ALTA EFICIENCIA.....	92
4.18 SELLO TIPO LABERINTO	93
4.19 CONDICIÓN DE TRABAJO DE UN SELLO DE TIPO LABERINTO.....	94
4.20 SELLO TIPO BOLSA.	95
4.21 DIAGRAMA DEL MOTOR.....	96
4.22 INCREMENTO DEL CALOR VS VELOCIDAD DEL LIQUIDO.....	97
4.23.SENSOR DE FONDO	98
4.24 PARTES DE UN CABLE DE POTENCIA.....	99
4.25 CORRIENTE POR UN CABLE REDONDO Y PLANO.	100
5.1 CURVA CARACTERÍSTICA PARA BOMBA TD-650.....	112
5.2 CURVA CARACTERÍSTICA PARA BOMBA TD-650.....	113
5.3 CAÍDA DE VOLTAJE EN EL CABLE PARA EL POZO GTA-40D.....	115
5.4 CURVA CARACTERÍSTICA DE LA BOMBA TD-460.....	123
5.5 CURVA CARACTERÍSTICA DE LA BOMBA TD-460.....	124
5.6 CAÍDA DE VOLTAJE EN EL CABLE PARA EL POZO PRH-15D	126

ÍNDICE DE TABLAS

2.1 RESUMEN GENERAL DEL ESTADO DEL CAMPO LAGO AGRIO	12
2.2 POZOS CON BOMBEO HIDRÁULICO	13
2.3 POZOS CON BOMBEO MECÁNICO	13
2.4 POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	14
2.5 POZOS CERRADOS	14
2. 6 POZOS EN ESPERA DE ABANDONO DEFINITIVO	17
2.7 POZOS ABANDONADOS DEFINITIVAMENTE	17
2.8 POZOS REINYECTORES	18
2.9 RESUMEN GENERAL DEL ESTADO DEL CAMPO GUANTA	19
2.10 POZOS CON BOMBEO HIDRÁULICO	19
2.11 POZOS CON BOMBEO MECÁNICO	20
2.12 POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	20
2.13 POZOS CERRADOS	21
2.14 POZOS REINYECTORES	22
2.15 RESUMEN GENERAL DEL ESTADO DEL CAMPO PARAHUACU	23
2.16 POZOS CON BOMBEO HIDRÁULICO	23
2.17 POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	24
2.18 POZOS CERRADOS	24
2.19 POZOS ABANDONADOS DEFINITIVAMENTE	25
2.20 PRODUCCIÓN POR ESTACIONES DEL ÁREA LAGO AGRIO	26
2.21 RESERVAS ÁREA LAGO AGRIO A DICIEMBRE DE 2010.....	27
2.22 POZOS PRODUCTORES CON BOMBEO HIDRÁULICO	28
2.23 POZOS SELECCIONADOS PARA CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	30
3.1 ESTADO ACTUAL DE PRODUCCIÓN LAG – 09A.....	48
3.2 ESTADO ACTUAL DE PRODUCCIÓN LAG – 43.	50
3.3 ESTADO ACTUAL DE PRODUCCIÓN LAG – 11A.....	52
3.4 ESTADO ACTUAL DE PRODUCCIÓN GTA - 04.	53
3.5 ESTADO ACTUAL DE PRODUCCIÓN GTA - 11.	55
3.6 ESTADO ACTUAL DE PRODUCCIÓN GTA - 17D	57
3.7 ESTADO ACTUAL DE PRODUCCIÓN GTA - 18D	59
3.8 ESTADO ACTUAL DE PRODUCCIÓN GTA - 40D	60
3.9 ESTADO ACTUAL DE PRODUCCIÓN PRH - 15D.....	62
3.10 ESTADO ACTUAL DE PRODUCCIÓN PRH - 16D.....	64
3.11 PRESIONES CORREGIDAS	66

4.1 METALURGIA DE LA BOMBA	81
4.2 METALURGIA DE LA SUCCIÓN O INTAKE.....	88
4.3 EFICIENCIA DE LA SUCCIÓN	90
4.4 POTENCIA CONSUMIDA SEGÚN EL TIPO DE SUCCIÓN	91
5.1 MOTOR SELECCIONADO PARA EL POZO GTA-40D	114
5.2 CÁLCULO DE LA CAÍDA DE VOLTAJE TOTAL EN EL CABLE.....	115
5.3 CAÍDA DE VOLTAJE CORREGIDA POR TEMPERATURA.....	116
5.4 VOLTAJE EN SUPERFICIE	117
5.5 DATOS POZO GTA-40D	117
5.6 MOTOR SELECCIONADO PARA EL POZO PRH-15D	125
5.7 CÁLCULO DE LA CAÍDA DE VOLTAJE TOTAL EN EL CABLE.....	126
5.8 CAÍDA DE VOLTAJE CORREGIDA POR TEMPERATURA.....	127
5.9 VOLTAJE EN SUPERFICIE.....	128
5.10 DATOS POZO PRH-15D	128
5.11 DATOS DEL POZO A INGRESAR EN EL SUBPUMP.....	132
5.12 RANGO DE LOS DATOS PARA LA CORRELACIÓN DE BEGGS Y ROBINSON.....	140
5.13 RANGO DE LOS DATOS PARA LA CORRELACIÓN DE VÁSQUEZ Y BEGGS	141
5.14 RANGO DE LOS DATOS PARA LA CORRELACIÓN LASATER	142
5.15 DATOS DEL POZO A INGRESAR EN EL SUBPUMP 9.6 PARA EL POZO PRH-15D. .	156
6.1 EQUIPO DE FONDO PROPUESTO GTA - 40D.....	177
6.2 EQUIPO DE SUPERFICIE PROPUESTO GTA - 40D	178
6.3 EQUIPO DE FONDO PROPUESTO PRH – 15D.....	178
6.4 EQUIPO DE SUPERFICIE PROPUESTO PRH - 15D.....	179
6.5 COSTO DE INSTALACIÓN GTA - 40D.	180
6.6 COSTO DE INSTALACIÓN PRH - 15D.....	180
6.7 COSTO DE ENERGÍA GTA – 40D.....	181
6.8 COSTO DE ENERGÍA PRH – 15D.	181
6.9 FLUJO NETO DE CAJA.....	183
6.10 RESUMEN DEL ANÁLISIS ECONÓMICO.....	186
6.11 RESUMEN DEL ANÁLISIS ECONÓMICO CON VARIACIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO	187

SIMBOLOGÍA

BLS	Barriles
BAPD	Barriles de agua por día
BES	Bombeo electrosumergible
BFPD	Barriles de fluido por día
BPPD	Barriles de petróleo por día
BSW	Porcentaje de agua y sedimentos básicos
CSG	Tubería de revestimiento
E.W.O	En espera de trabajo de reacondicionamiento
°F	Grados Fahrenheit
GOR	Relación gas petróleo
GTA	Guanta
IP	Índice de Productividad
LAG	Lago Agrio
Lb	Libra
PIP	Presión de Intake
PRH	Parahuacu
PPM	Partes por millón
PSIA	Libra por pulgada cuadrada atmosférica
PSIG	Libra por pulgada cuadrada manométrica
RPM	Revoluciones por minuto
S	Salinidad
TBG	Tubería de producción
TIR	Tasa Interna de Retorno
VAN	Valor Actual Neto
W.O.	Work Over (Trabajo de reacondicionamiento)
β_o	Factor volumétrico del petróleo
β_g	Factor volumétrico del gas

β_w	Factor volumétrico del agua
γ_g	Gravedad específica del gas
γ_o	Gravedad específica del petróleo
μ_o	Viscosidad del petróleo
μ_g	Viscosidad del gas
P_b	Presión de burbuja
P_{wf}	Presión de fondo fluyente
P_r	Presión de reservorio
q_l	Caudal de líquido
q_o	Caudal de petróleo
q_t	Caudal total de fluido
q_w	Caudal de agua
T_s	Temperatura en superficie
T_y	Temperatura en yacimiento
u_{od}	Viscosidad del petróleo libre de gas a 1 atm
z	Factor de desviación del gas

RESUMEN

En el presente proyecto de titulación “Análisis técnico económico para ahorro de fluido motriz, utilizando bombas eléctricas sumergibles, en pozos que tienen baja presión de formación en el Área Lago Agrio”, se propone un cambio de sistema de levantamiento artificial considerando que los campos Lago Agrio, Guanta y Parahuacu, pertenecientes al Área Lago Agrio, poseen una vida productiva de más de 40 años, por lo que son considerados como unos de los más antiguos en el Distrito Amazónico y presentan presiones de formación bajas.

El capítulo 1 presenta una breve reseña histórica de los campos con datos generales dentro del Área Lago Agrio, además de varios datos importantes acerca de las arenas productoras y de la litología y estratigrafía propia del área. En el capítulo 2 se detalla el estado actual y condiciones actuales de los pozos de toda el área.

El análisis individual de los pozos pre seleccionados se muestra en el capítulo 3, se toma a consideración los historiales de reacondicionamientos, sus diagramas de completación actuales y sus condiciones de producción. Además se realiza una breve descripción del sistema de levantamiento artificial mediante bombeo hidráulico, sistema de producción actual en los pozos analizados.

En el capítulo 4 se presenta varias características generales y se explica el funcionamiento del equipo electrosumergible y la aplicabilidad de cada uno de los equipos para las condiciones de los pozos seleccionados, tanto de fondo como de superficie con el objetivo de dar soluciones a los problemas existentes en los pozos con bombeo hidráulico.

Después de haber realizado una selección adecuada de los pozos candidatos y conocer el equipo electrosumergible que se puede utilizar para las condiciones dadas, en el capítulo 5 se realiza el diseño manual y diseño con software con ayuda del programa (SubPump 9.6) utilizado en la empresa GE Oil & GAS.

El capítulo 6 presenta un análisis económico para determinar la rentabilidad y factibilidad del proyecto, en el cual con la ayuda de los distintos indicadores económicos se logra determinar si el proyecto es rentable o no.

Finalmente en el capítulo 7 se presentan las distintas conclusiones y recomendaciones acerca del proyecto presentado.

PRESENTACIÓN

La empresa EP-PETROECUADOR se encuentra operando en el Área Lago Agrio por más de 40 años aportando una importante producción de crudo, considerando el tiempo de producción de los campos, depletación de presiones de formación especialmente en el Campo Parahuacu y la alta relación de inyección/producción en los pozos con sistema de levantamiento artificial con bombeo hidráulico, lo que representa un costo importante de operación por la utilización y mantenimiento de facilidades de superficie y equipos de subsuelo se da la necesidad de realizar un estudio técnico-económico para cambiar a un sistema de levantamiento diferente que permita un mejor manejo de facilidades, aumento de producción y seguridad tanto ambiental como para las poblaciones.

Por tal motivo en el presente proyecto “Análisis técnico económico para ahorro de fluido motriz, utilizando bombas eléctricas sumergibles, en pozos que tienen baja presión de formación en el Área Lago Agrio”, se realiza un estudio de los pozos que poseen el sistema de levantamiento por bombeo hidráulico para ser cambiados al sistema de bombeo electrosumergible. Gracias a la nueva tecnología disponible, que ayuda a manejar mayores cantidades de gas libre en pozos de baja presión de formación, este cambio es posible y permitirá eliminar líneas de alta presión en áreas pobladas, además de un mejor control de la producción.

CAPÍTULO 1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ÁREA LAGO AGRIO

1.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA DE LOS CAMPOS PRESENTES

1.1.1 CAMPO LAGO AGRIO

El Campo Lago Agrio se considera el más antiguo de la región amazónica, fue descubierto en abril de 1967 con la perforación del pozo exploratorio Lago Agrio - 01 por el Consorcio Texaco-Gulf, pozo que se denominó así por la traducción al español de Sour Lake que era el nombre del primer pozo surtidor de la compañía en Texas. Lago Agrio - 01 alcanzó una producción a flujo natural de 2955 BPPD¹ proveniente de la Formación Hollín a una profundidad de 10175 pies con un grado API de 29. Inició su etapa productiva en mayo de 1972 con una producción promedia de 10 450 BPPD.

El Campo Lago Agrio se encuentra ubicado en una extensión aproximada de 4 km de ancho por 9 km de largo en la Provincia de Sucumbíos donde la actividad hidrocarburífera ha reemplazado al bosque nativo por zonas urbanas.

Este campo fue manejado inicialmente por el Consorcio Texaco-Gulf, posteriormente, por término de plazos contractuales, el campo pasó a manos de la filial temporal Petroamazonas, que en el año 1993 se unificó con la filial estatal Petroproducción. En el año 2010 la filial estatal se transformó en la Gerencia de Exploración y Producción de la Empresa Pública PETROECUADOR, operadora actual del campo con 54 pozos perforados hasta la actualidad.

¹ DATOS GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE EP-PETROECUADOR

1.1.2 CAMPO GUANTA

El campo Guanta en un inicio estaba compuesto por los campos Guanta y Dureno es así que el campo Guanta-Dureno fue descubierto por el Consorcio Texaco – Gulf, mediante la perforación del pozo exploratorio Dureno – 01, el cual fue completado en julio de 1969, alcanzando una profundidad de 10292 pies. Este pozo inició su desarrollo productivo en septiembre de 1984 dando como resultado en las pruebas iniciales del pozo: producción de la arena “T”: 799 BPPD; 343 BAPD con un grado API de 32.

En la actualidad los yacimientos productivos del campo Guanta son: Hollín, “U”, “T” de la formación Napo y Basal Tena respectivamente, siendo el yacimiento de mayor importancia por volumen de reservas y producción el yacimiento “U”.

1.1.3 CAMPO PARAHUACU

El Campo Parahuacu fue descubierto en octubre de 1968 con la perforación del pozo exploratorio Parahuacu-01 por el Consorcio Texaco-Gulf, el cual alcanzó una producción de 448 BPPD proveniente de la Formación Napo arenisca “T” a una profundidad de 10173 pies con un grado API de 31 y un BSW de 0,2%. Inició su etapa productiva en diciembre de 1978 con 4 pozos.

El Campo Parahuacu se encuentra a 16 Km al sur-este del Campo Lago Agrio en la Provincia de Sucumbíos al norte del río Aguarico.

Parahuacu geológicamente se ubica sobre el flanco norte del arco de la transcuena que separa la cuenca de Oriente en Ecuador y Perú hacia el sur, de la cuenca Putumayo en Colombia hacia el norte.

1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL ÁREA

1.2.1 CAMPO LAGO AGRIO

El Campo Lago Agrio se encuentra ubicado al noroccidente de la cuenca oriente en la provincia de Sucumbíos.

Las coordenadas geográficas y UTM dentro de las cuales se localiza el campo Lago Agrio son:

Geográficas:

Latitud: 00°00' 10" N - 00°02' 25" N

Longitud: 76°43' 52" O- 76°47' 25" O

UTM:

Latitud: 10006000 – 10015000 N

Longitud: 291000 – 295000 E

En la Figura 1.1 se muestra la ubicación del Campo Lago Agrio.

FIGURA 1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO



Fuente: EP-PETROECUADOR

1.2.2 CAMPO GUANTA DURENO

El Campo Guanta-Dureno está ubicado en la parte norte de la cuenca oriente en la provincia de Sucumbíos aproximadamente a 12 Km del Campo Lago Agrio.

El Campo Guanta-Dureno está limitado al noreste por el Campo Parahuacu y Atacapi, noroeste por el Campo Lago Agrio, al sureste por el Campo Shushufindi, y al suroeste por el Campo Sacha.

Las coordenadas geográficas y UTM dentro de las cuales se localiza el campo Guanta-Dureno son:

Geográficas:

Latitud: 00°04' 28" N - 00°02' 25" S

Longitud: 76°43' 52" O- 76°47' 28" O

UTM:

Latitud: 9995151.8 – 10004955.7 N

Longitud: 299821.4 – 305165.8 E

En la Figura 1.2 se muestra la ubicación del Campo Guanta-Dureno

FIGURA 1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO GUANTA-DURENO



Fuente: EP-PETROECUADOR.

1.2.3 CAMPO PARAHUACU

El Campo Parahuacu está ubicado a 16 km al sur-este del Campo Lago Agrio. Se encuentra al norte del río Aguarico. Geológicamente se ubica sobre el flanco norte del arco de la transcuena que separa la cuenca de Oriente en Ecuador y Perú hacia el sur, de la cuenca Putumayo en Colombia hacia el norte.

Las coordenadas geográficas y UTM dentro de las cuales se localiza el Campo Parahuacu son:

Geográficas:

Latitud: 00°07' 00" - 00°01' 00" N

Longitud: 76°43' 00" - 76°41' 00" O

UTM:

Latitud: 10001000 – 10024000 N

Longitud: 304000 – 320000 O

En la Figura 1.3 se muestra la ubicación del Campo Parahuacu.

FIGURA 1.3 UBICACIÓN DEL CAMPO PARAHUACU



Fuente: EP-PETROECUADOR.

1.3 ESTRATIGRAFÍA Y LITOLOGÍA DE LAS ZONAS DE INTERÉS.

La Amazonía Ecuatoriana posee algunas formaciones productoras, para el caso del Área Lago Agrio las principales formaciones de interés para los campos Lago Agrio y Guanta-Dureno son las formaciones Tena, Napo y Hollín y en el caso del Campo Parahuacu son dos, Tena y Napo. A continuación se presenta una breve descripción de cada una de las formaciones mencionadas para cada campo.

1.3.1 CAMPO LAGO AGRIO

1.3.1.1 Formación Tena

La Formación Tena está formada por dos unidades bien identificadas las cuales son: en la parte superior Arenisca Tena y en la parte inferior Basal Tena.

La Arenisca Tena está formada por arcillolitas y limolitas rojas depositadas en un ambiente continental, mientras en la Arena Basal Tena encontramos presentes clastos de lutitas verdes y cuarzo. En el anticlinal Mirador estas arenas pasan a margas arenosas verdes con estratificación cruzada de tipo espina de pescado que sugiere un depósito en ambiente influenciado por mareas.

La estratigrafía de la zona se caracteriza por tener areniscas de composición cuarzosa, blanca, subtransparente a translúcida. De tamaño de grano fino de forma subangular a subredondeado, de regular clasificación, matriz calcárea, cemento no visible, porosidad visible pobre con un valor de 15 %.

Tiene presente arenas orientadas en sentido NE-SO las cuales se consideran al nivel de la Cuenca como una de las mejores rocas reservorios.

1.3.1.2 Formación Napo

La Formación Napo presenta cuerpos discontinuos de arena, rodeados de planicies lodosas según los registros eléctricos tomados. La discontinuidad de las arenas muestra depósitos de plataforma, tipo “shoals”, depositados por acción del oleaje.

La estratigrafía de la zona se caracteriza por tener areniscas de composición cuarzosa, blanca, subtransparente a translúcida areniscas de cuarzo café claro, friable, grano fino, subredondeado a subangular, cemento silíceo, regular selección, con trazas de glauconita. Además se registra para la Arena “T” cuarzosa de color gris oscura, grano fino, redondeado a subredondeado, friable, cemento silíceo, buena selección.

La Arenisca “U” como la Arena “T” superior presentan areniscas con intercalaciones de lutitas y calizas, de manera escasa.

La Arenisca “T” Inferior en la parte norte del campo muestra un componente arcilloso con cuerpos más discontinuos, el espesor promedio de esta arenisca es de 45 pies para el Campo Lago Agrio.

1.3.1.3 Formación Hollín

La Formación Hollín en su parte superior presenta areniscas finas intercaladas de lutitas y material inorgánico en un ambiente mareal, considerando que en la parte más cercana a la formación Napo aparecen areniscas de grano medio con estratificación cruzada.

En la parte de Hollín Inferior se observa un intervalo de areniscas de grano medio, con estratificación cruzada intercalada con láminas continuas arcillosas muy pequeñas., a continuación aparecen areniscas finas con láminas subparalelas de materia orgánica. La parte superficial posee arenisca de grano fino con laminación discontinua de materia orgánica, depositada en un ambiente de planicie arenosa de marea.

La litología para este campo presenta areniscas de tamaño de grano variable, principalmente entre medio inferior a superior y fino inferior, en menor proporción grueso superior y grueso inferior. Preferentemente grano subangular a subredondeado, de moderada escogencia, consolidación moderada a friable, excepcionalmente dura a muy dura.

La composición es fundamentalmente de cuarzo; además, se presenta glauconita, feldespatos y plagioclasas. La matriz es arcillosa y su cemento es calcáreo.

1.3.2 CAMPO GUANTA

1.3.2.1 Formación Tena

La Arenisca Tena se encuentra constituida por arcillolitas de color café a rojizas e intercalada por limonitas de color café oscuro y gris. Sus granos son muy finos. Su estratigrafía muestra que es de ambiente continental y yace discordante sobre la formación Napo.

En la parte de Basal Tena es de ambiente continental con presencia de areniscas de cuarzo, es subtransparente a subtranslúcida. Su grano va de fino a grueso de color café claro de forma de subredondeada a subangular. Su cemento es silicio y ligeramente calcáreo. Se considera a la porosidad como regular.

1.3.2.2 Formación Napo

La formación Napo perteneciente a Cretácico Medio a superior en general está formada por lutitas, calizas e intercalaciones de areniscas con lutitas.

La arenisca "T" superior posee intercalaciones de lutitas, es una arenisca cuarzosa de color gris verdosa y subtransparente a subtranslúcida. Su grano va de muy fino a fino se considera de buena selección. Su cemento es calcáreo y presenta una porosidad regular.

La arenisca T inferior presenta una arenisca cuarzosa de color gris clara y transparente a translúcido. Su grano va de fino a medio. El cemento es ligeramente calcáreo y presenta una porosidad regular.

La arenisca “U” en general posee dos secuencias clásticas detríticas las que se dividen en la parte superior e inferior. La arenisca “U” superior se caracteriza por ser una arenisca con muchas impurezas, intercalada con lutitas; la arenisca es cuarzosa de color gris clara, gris verdosa y café clara subtransparente a subtranslúcida. Su grano va de fino a medio. Su cemento es calcáreo. Su porosidad es pobre.

En la parte de la arenisca “U” inferior posee intercalaciones de lutitas, es cuarzosa de color café claro y subtransparente a translúcida. Su grano va desde fino a medio con una forma subredondeado. Su cemento es silíceo con porosidad regular. Presenta saturación regular de hidrocarburos.

1.3.2.3 Formación Hollín

La formación Hollín se considera como el segundo reservorio más importante para el campo Guanta con la edad de Aptiano Superior – Albiano Medio. Su ambiente es transicional deltaico para la parte superior y en la parte inferior una secuencia deltaica de relleno de valles y ríos entrelazados.

En la parte superior de la formación se observa arenisca cuarzosa de blanca a gris, translúcida a transparente. Los granos son ligeramente delgados, con abundancia de medio a grueso de forma subangular a subredondeada. El cemento es ligeramente calcáreo.

En la parte de Hollín inferior se observa una arenisca de cuarzo blanco. Se considera como una arenisca limpia con poca presencia de arcilla su grano es de consistencia fina a media en menor cantidad. El cemento es ligeramente calcáreo.

1.3.3 CAMPO PARAHUACU

1.3.3.1 Formación Tena

La Formación Tena considera a las lutitas marinas como su fuente de hidrocarburos. Está formada por arenisca de cuarzos de granos gruesos, forma subangular y firme.

1.3.3.2 Formación Napo

La Formación Napo es de ambiente predominante deltaico con influencia fluvial predominante. Su litología presenta calizas, lutitas y arenas, que se forman de acuerdo a los eventos regresivos y transgresivos.

Según la secuencia regresiva² tenemos:

La arenisca “M1” forma la parte superior de la formación Napo. Se encuentra formada por areniscas cuarzosas de color gris claro a blanco presenta lentes delgados de lutitas y lentes pequeños de calizas.

La arenisca “U” superior formado por intercalaciones de lutitas, calizas y areniscas de color gris presenta granos desde finos a medios de forma subangular a redondeada.

La arenisca “U” inferior presenta una arenisca de cuarzo transparente muy compacta sus granos muestran una forma subangular de tamaño medio a grueso y cemento calcáreo, su porosidad se clasifica como de regular a buena.

La arenisca “T” está dominada por canales distributarios delgados provenientes de barra de desembocadura.

La arenisca “T” superior posee numerosos estratos de lutitas, calizas y areniscas de color gris de grano fino.

² Secuencia regresiva: secuencia caracterizada por la superposición hacia techo e facies cada vez más continentales o costeras.

La arenisca "T" inferior es una arenisca cuarzosa compacta intercalada por lentes de lutitas y caliza de color gris a café claro de grano fino a medio; además presenta una forma de subangular a subredondeada.

CAPÍTULO 2

SELECCIÓN Y ESTADO ACTUAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS CON ALTA RELACIÓN INYECCIÓN/PRODUCCIÓN.

2.1 ESTADO ACTUAL DEL ÁREA LAGO AGRIO

El Área Lago Agrio actualmente (Junio 2011) se encuentra compuesta por tres campos productores, los cuales son:

- Campo Lago Agrio
- Campo Guanta
- Campo Parahuacu

A continuación se describe el estado de cada uno de estos campos. Los datos que se presentan fueron recopilados en la estación de producción Lago Central en el área de Ingeniería en Petróleos, tomados a Junio del 2011.

2.1.1 ESTADO DEL CAMPO LAGO AGRIO

A continuación en la TABLA 2.1 se resume el estado de los 54 pozos perforados en el Campo Lago Agrio.

TABLA 2.1 RESUMEN GENERAL DEL ESTADO DEL CAMPO LAGO AGRIO

ESTADO DE LOS POZOS	NÚMERO DE POZOS
Productores	17
Cerrados	30
Esperando Abandono definitivo	3
Abandonados definitivamente	3
Reinyector	1
TOTAL	54

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

A continuación se presenta los pozos productores del campo de acuerdo a su sistema de levantamiento.

2.1.1.1 Pozos con Bombeo Hidráulico.

TABLA 2.2 POZOS CON BOMBEO HIDRÁULICO

Pozo	Arena Productora	Producción				Tipo de Bomba
		BFPD	BPPD	BSW	API	
LAG-09A	T	212	191	10	29,6	JET (8-A)
LAG-11A	Hollín	225	178	20,8	28,6	PISTÓN 3X48
LAG-18	Hollín	281	82	70,8	27,4	JET (C-6)
LAG-22	Basal Tena	354	336	5,2	29,6	PISTÓN (D1X1)
LAG-38	U	140	133	5,1	28,9	PISTÓN (2½ X1½)
LAG-39	Hollín	684	473	30,8	28,8	JET (8-A)
LAG-40D	Hollín	492	320	34,9	29,4	JET (9-H)
LAG-41	Hollín	261	111	57,4	29,1	JET (8- H)
LAG-43	Hollín	181	152	16	28,8	JET (8-H)
LAG-49D	U	102	99	2,6	28,6	JET (8-H)

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

2.1.1.2 Pozos con Bombeo Mecánico.

TABLA 2.3 POZOS CON BOMBEO MECÁNICO

Pozo	Arena Productora	Producción				Gpm
		BFPD	BPPD	BSW	API	
LAG-04	Hollín	120	103	14	28,8	6
LAG-17	T	76	72	5	28,8	8
LAG-37	Basal Tena	90	74	18	28	8

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

2.1.1.3 Pozos con Bombeo Electrosumergible.

TABLA 2.4 POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Pozo	Arena Productora	Producción				Bomba
		BFPD	BPPD	BSW	API	
LAG-25	U+T	254	251	1,2	29,7	DN 725
LAG-47	Hollín	325	319	2	28,6	TD-460
LAG- 48	Hollín	307	319	2	29,7	FC-450
LAG-50D	Hollín	532	106	80	14,9	P-12X

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

Los pozos que se encuentran cerrados, abandonados definitivamente o esperando abandono definitivo, además de los pozos reinyectores que posee el campo se presentan en la siguiente tabla.

2.1.1.4 Pozos Cerrados.

TABLA 2.5 POZOS CERRADOS

Pozo	Arena Productora	Fecha	Observaciones
LAG-01	Hollín	11/06/2011	Comunicación TBG-CSG. E.W.O.
LAG-02	Hollín Sup.	12/05/2011	Comunicación TBG-CSG. E.W.O.
LAG-03	Hollín	27/03/2000	BES OFF, Circuitado. E.W.O (Recuperan Tubería de 2-7/8" 27-Marzo-2006)
LAG-06	Hollín	26/03/2009	Cerrado por comunicación TBG-CSG.
LAG-08	Hollín	11/01/2008	PKR desasentado. En W.O. # 15 PKR de prueba queda pescado, pozo con tapón balanceado.

TABLA 2.5 CONTINUACIÓN			
LAG-09B	U+T	05/07/2005	BES OFF, Bomba atascada. E.W.O.
LAG-12	U	08/03/2004	Pozo con bajo aporte.
LAG-13	T	11/09/2010	Pozo no aporta. E.W.O. (cambio tipo de levantamiento).
LAG-14	Hollín	09/07/1992	Posible cable circuitado. E.W.O.
LAG-15	U	05/07/2008	Atascamiento externo de TBG de 8800' a 8900'
LAG-20	U	16/05/2011	Se realiza W.O para recuperar tubería y se propone para pozo reinyector.
LAG-21	Basal Tena	14/03/2008	Sin TBG de 2-7/8"
LAG-23	Hollín	18/10/1996	Alto BSW, (CSG roto a 3690')
LAG-24	U	28/05/2009	No aporta E.W.O. (ST-Valve con 4 patas de pescante)
LAG-26	Hollín	01/12/2010	Alto BSW.
LAG-27	Hollín	01/04/2011	Cerrado por alto BSW y bajo aporte.
LAG-28	Hollín	17/05/2008	Bomba atascada. (23-feb-2011 realizan W.O #19 para recuperar tubería)
LAG-29	U	16/06/2010	Comunicación TBG-CSG, E.W.O.

TABLA 2.5 CONTINUACIÓN			
LAG-30	U	01/12/2004	Pozo no aporta.
LAG-31	U	24/02/2008	Pozo no aporta.
LAG-32	Hollín	10/04/2011	Pozo cerrado por bajo aporte.
LAG-33	Hollín Sup+Inf	04/06/2010	BES pescada. E.W.O.
LAG-34	U+T	08/06/2011	Pozo cerrado por bajo aporte. E.W.O
LAG-35	Hollín Sup + Inf.	24/06/2011	Pozo cerrado por bajo aporte.
LAG-36	Hollín	02/02/2011	Pozo cerrado por bajo aporte.
LAG-42D	Hollín Sup.	10/03/2011	Pozo cerrado por bajo aporte.
LAG-44	Hollín Sup.	08/01/2009	Pozo no aporta. Tiene cavidad dañada.
LAG-45	Hollín Inf.	02/05/2011	Cerrado por bajo aporte y alto BSW.
LAG-46D	T Inf.	06/08/2008	No aporta. TBG colapsado de 2-7/8"
LAG-51D	Basal Tena	01/04/2011	12-Feb-11. Cerrado por bajo aporte y alto BSW.

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

2.1.1.5 Pozos en espera de Abandono Definitivo

TABLA 2. 6 POZOS EN ESPERA DE ABANDONO DEFINITIVO

Pozo	Arena Productora	Fecha de Abandono	Observaciones
LAG-05	Caliza A	01/01/1995	Fracturamiento suspendido.
LAG-10	Hollín Inf	13/02/2002	Tapón CIBP a 4002 pies.
LAG-11B	Hollín	21/05/1995	CSG colapsado.

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

2.1.1.6 Pozos Abandonados Definitivamente.

TABLA 2.7 POZOS ABANDONADOS DEFINITIVAMENTE

Pozo	Arena Productora	Fecha de Abandono	Observaciones
LAG-07	Hollín	02/08/1981	CSG colapsado y pescado BES.
LAG-16 A	Hollín	24/10/1981	CSG colapsado.
LAG-19	Hollín	11/09/1980	Incapacidad de flujo.

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

2.1.1.7 Pozos Reinyectores.

TABLA 2.8 POZOS REINYECTORES

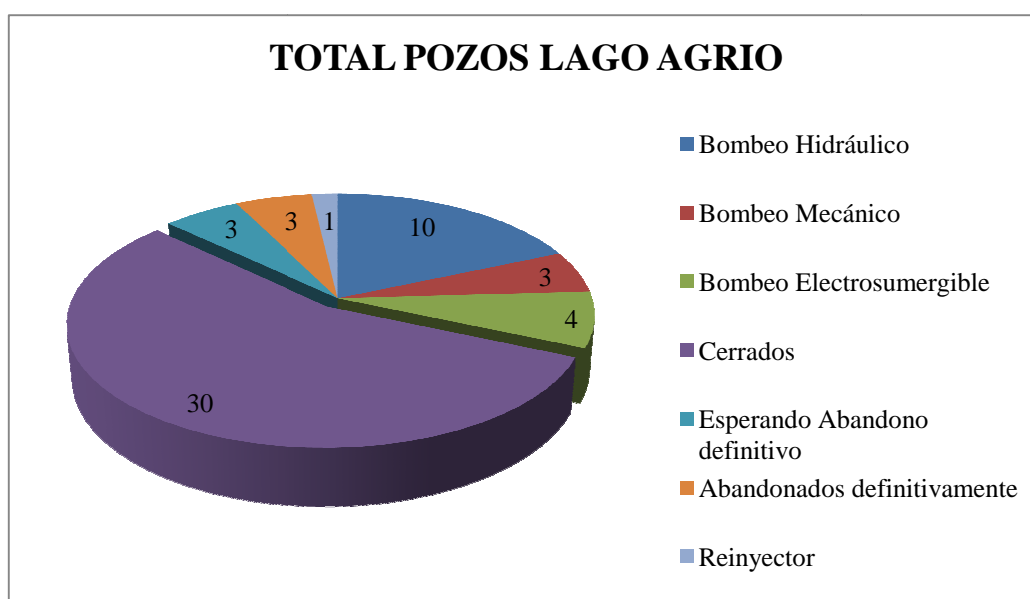
Pozo	Fecha	Observaciones
LAG-16B	06/04/2002	Se cambia la completación para convertirlo en reinyector a Hollín.

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

En la Figura 2.1 se presenta un resumen del estado de los pozos del Campo Lago Agrio.

FIGURA 2.1 TOTAL DE POZOS CAMPO LAGO AGRIO



Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

2.1.2 ESTADO DEL CAMPO GUANTA

A continuación en la TABLA 2.9 se presenta un resumen general con el estado actual de los pozos en el Campo Guanta.

TABLA 2.9 RESUMEN GENERAL DEL ESTADO DEL CAMPO GUANTA

ESTADO DE LOS POZOS	NÚMERO DE POZOS
Productores	19
Cerrados	9
Esperando Abandono definitivo	0
Abandonados definitivamente	0
Reinyector	1
TOTAL	29

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

En las tablas siguientes se muestra los pozos productores del campo de acuerdo a su sistema de levantamiento.

2.1.2.1 Pozos con Bombeo Hidráulico.

TABLA 2.10 POZOS CON BOMBEO HIDRÁULICO

Pozo	Arena Productora	Producción				Tipo de Bomba
		<i>BFPD</i>	<i>BPPD</i>	<i>BSW</i>	<i>API</i>	
GTA-04	T	375	262	30,10	29,2	JET (9-A)
GTA-06	U Inf + U	56	48	13,5	28,7	JET (9-A)
GTA-11	U	337	238	29,3	29,3	JET (10-I)
GTA-13	U	85	72	15,8	28,7	JET (10-I)
GTA-15	Hollín	350	193	44,85	29,8	JET (9-A)
GTA-17D	T	184	177	4	28,7	JET (10-H)
GTA-18D	U	164	150	8,5	29,2	JET (9-H)
GTA-40D	U	382	375	1,9	29,6	JET PACKER (D-6)

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

2.1.2.2 Pozos con Bombeo Mecánico.

TABLA 2.11 POZOS CON BOMBEO MECÁNICO

Pozo	Arena Productora	Producción				Gpm
		<i>BFPD</i>	<i>BPPD</i>	<i>BSW</i>	<i>API</i>	
GTA-09	Basal Tena	146	145	0,8	25,4	9
GTA-16	U+T	348	244	30	28,7	7

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

2.1.2.3 Pozos con Bombeo Electrosumergible.

TABLA 2.12 POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Pozo	Arena Productora	Producción				Bomba
		<i>BFPD</i>	<i>BPPD</i>	<i>BSW</i>	<i>API</i>	
GTA-01	U	198	197	0,3	28,6	DN-475
GTA-05	Basal Tena	300	189	40	18,7	P (6-X)
GTA-12	U + T	531	319	40	18,9	P (6-X)
GTA-20D	T	374	150	60	29,6	DN-725
GTA-23D	Hollín	182	175	4	29,3	TD-1200
GTA-24D	U	512	154	70	26,8	DN-725
GTA-25D	U Inf	224	222	1	29,6	TD-450
GTA-41D	Basal Tena	257	206	20	29,3	DN-1100
GTA-42D	T	359	215	40	28,6	TD-850

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

El Campo Guanta a junio 2011 no presenta pozos abandonados definitivamente o esperando abandono definitivo, pero si pozos cerrados y un pozo reinyector.

2.1.2.4 Pozos Cerrados.

TABLA 2.13 POZOS CERRADOS

Pozo	Arena Productora	Fecha	Observaciones
GTA-02	U Inf.	08/06/2011	Alto BSW.
GTA-03	U	17/08/2010	No aporta, PKR desasentado. E.W.O.
GTA-08	T	08/05/2006	En espera para recuperar tubería de 3-1/2".
GTA-10	U	28/10/2003	29-Nov-05. En W.O. #11 recuperan tubería.
GTA-14	U Inf	29/04/2009	16-Dic-2010. W.O. Suspendido. Propuesto para realizar ventana.
GTA-19D	T Inf	09/11/2010	Pozo cerrado por bajo aporte.
GTA-22D	U Inf	01/05/2011	Pozo no aporta. Cerrado ST - Valve taponado.
GTA-26D	U	15/06/2011	Fases a tierra E.W.O.
DUR-01	T	10/11/1998	Cerrado por problemas con la comunidad.

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

2.1.2.5 Pozos Reinyectores.

TABLA 2.14 POZOS REINYECTORES

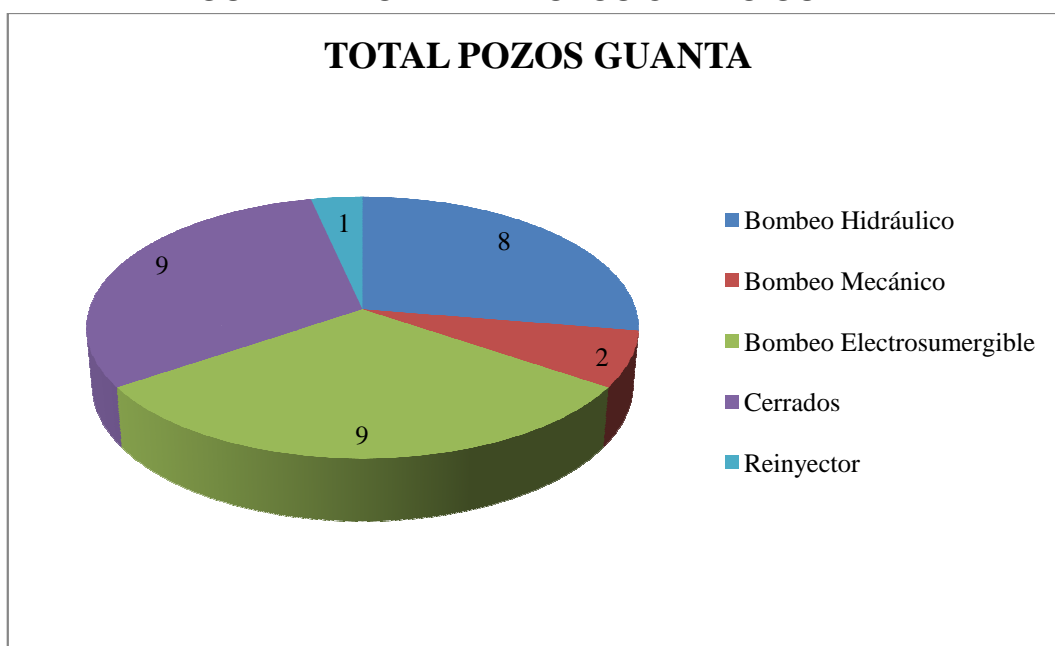
Pozo	Fecha	Observaciones
GTA-07	23/07/1997	Se cambia la completación para convertirlo en reinyector a Tiyuyacu.

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

En la Figura 2.2 se presenta un resumen del estado de los pozos del Campo Guanta.

FIGURA 2.2 TOTAL DE POZOS CAMPO GUANTA



Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas

2.1.3 ESTADO DEL CAMPO PARAHUACU

En la TABLA 2.15 se resume el estado actual de los pozos en el Campo Parahuacu.

TABLA 2.15 RESUMEN GENERAL DEL ESTADO DEL CAMPO PARAHUACU

ESTADO DE LOS POZOS	NÚMERO DE POZOS
Productores	13
Cerrados	4
En espera de abandono definitivo	0
Abandonados	1
Reinyector	0
TOTAL	18

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas

Los pozos productores del campo de acuerdo a su sistema de levantamiento se presentan a continuación.

2.1.3.1 Pozos con Bombeo Hidráulico.

TABLA 2.16 POZOS CON BOMBEO HIDRÁULICO

Pozo	Arena Productora	Producción				Tipo de Bomba
		<i>BFPD</i>	<i>BPPD</i>	<i>BSW</i>	<i>API</i>	
PRH-01	T	154	149	3,4	33	JET (9-H)
PRH-02	U Inf	120	119	1,2	32,3	PISTÓN 2½X2X¾
PRH-04	Basal Tena	164	162	1,4	31,8	PISTÓN PL-1
PRH-05	T Inf	165	105	36,4	32,9	PISTON PL-1
PRH-07	T	409	403	1,5	33	JET (9-H)
PRH-08	T Inf.	305	302	0,82	33,4	JET (9-H)
PRH-15D	T Inf.	296	293	0,9	33	JET (10-I)
PRH-16D	T	275	240	12,8	34,2	JET (10-I)
PRH17D	T	136	134	1,6	32,3	JET (9-I)

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas

2.1.3.2 Pozos con Bombeo Electrosumergible.

TABLA 2.17 POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Pozo	Arena Productora	Producción				Bomba
		<i>BFPD</i>	<i>BPPD</i>	<i>BSW</i>	<i>API</i>	
PRH-10	U Inf.	445	444	0,2	32,4	DN-1100
PRH-11	T Inf.	194	192	1	32,4	DN-475
PRH-12	T Inf.	202	201	0,7	33,2	TD-150
PRH-13	U Inf.	283	282	0,2	31,4	DN-1100

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas

El Campo Parahuacu no presenta a junio 2011 pozos esperando abandono definitivo, pero si pozos cerrados y abandonados definitivamente.

2.1.3.3 Pozos Cerrados.

TABLA 2.18 POZOS CERRADOS

Pozo	Arena Productora	Fecha	Observaciones
PRH-03B	U + T	04/06/2007	No aporta, PKR desasentado. EWO.
PRH-09	T Sup.	01/04/2008	Pozo cerrado por bajo aporte.
PRH-18	T Inf.	28/05/2011	24-abr-11. En W.O. (Remover daño de "Ti". Evaluar y completar) pozo no aporta queda cerrado

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas

2.1.3.4 Pozos Abandonados Definitivamente.

TABLA 2.19 POZOS ABANDONADOS DEFINITIVAMENTE

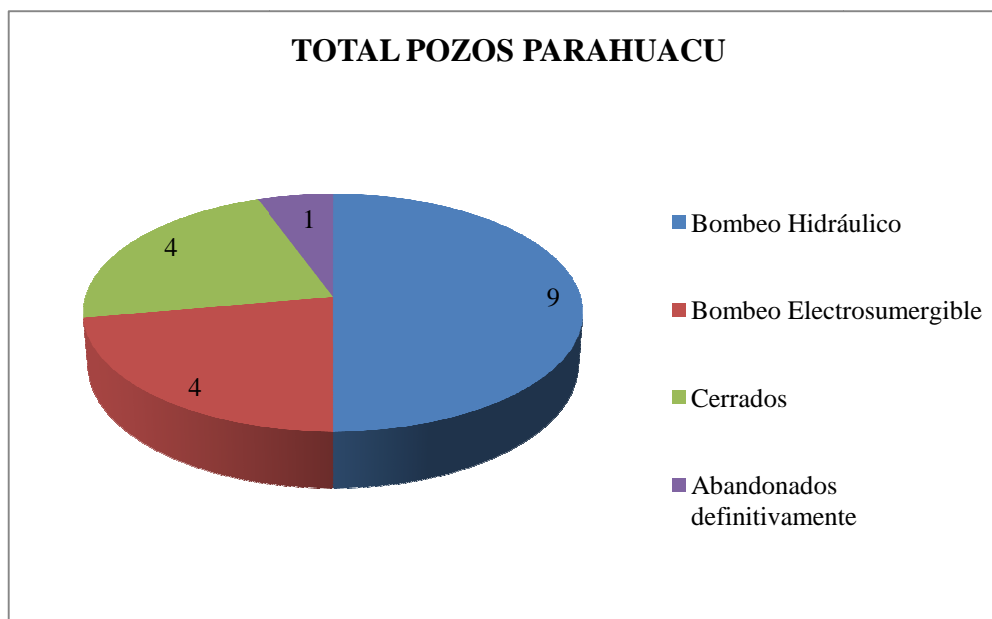
Pozo	Arena Productora	Fecha de Abandono	Observaciones
PRH-03A	U+T	09/09/2001	Abandonado por tener pescado no recuperable.

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas

En la Figura .2.3 se muestra un resumen del estado de los pozos del Campo Parahuacu.

FIGURA 2.3 TOTAL DE POZOS CAMPO PARAHUACU



Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas

La producción promedia por estaciones del Área Lago Agrio para el mes de junio de 2011 la podemos observar en la TABLA 2.20

TABLA 2.20 PRODUCCIÓN POR ESTACIONES DEL ÁREA LAGO AGRIO.

Estaciones	BFPD	BPPD	BAPD	BSW
LAGO NORTE	2.782	1.745	1.037	37,28
LAGO CENTRAL	1.774	1.501	273	15,39
GUANTA	5.358	3.748	1.610	30,05
PARAHUACU	3.253	3.165	88	2,71
TOTAL	13.167	10.159	3.008	22,84

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas

Las reservas para el Área Lago Agrio tomadas al 31 de diciembre de 2010 se presentan en la TABLA 2.21.

TABLA 2.21 RESERVAS ÁREA LAGO AGRIO A DICIEMBRE DE 2010

Campo	Yacimiento	Volumen In Situ (BLS)	FR (INICIAL) %	Reservas Originales			Producción Acumulada Bls al 31/12/2010	Reservas Remanentes Bls al 31/12/2010	FR (ACTUAL) %	°API	
				Probadas (BLS)	Probables (BLS)	Totales (BLS)					
GUANTA-DURENO	Basal Tena	28.545.470	20,00	5.709.094	556.586	6.265.680	3.710.527	1.998.567	13	23,00	
	U	101.377.197	36,92	37.428.461	0	37.428.461	27.363.622	10.064.839	27	29,60	
	T	117.069.588	15,00	17.560.438	4.884.661	22.445.099	9.274.379	8.286.059	7,9	28,90	
	Hollín Sup	85.927.135	20,00	17.185.427	41.749	17.227.176	5.221.560	11.963.867	6,1	28,90	
	SUB TOTAL	332.919.390			77.883.420	5.482.996	83.366.416	45.570.088	32.313.332		
LAGO-AGRIO	Basal Tena	17.771.529	40,00	7.108.611	0	7.108.611	4.966.532	2.142.079	27,9	27,00	
	U	45.593.985	24,00	10.942.556	0	10.942.556	3.148.978	7.793.578	6,9	28,60	
	T	49.148.888	24,00	11.795.733	0	11.795.733	6.531.937	5.263.796	13,3	32,40	
	Hollín	391.840.045	40,00	156.736.018	0	156.736.018	143.865.071	12.870.947	36,7	28,80	
	SUB TOTAL	504.354.447			186.582.918	0	186.582.918	158.512.518	28.070.400		
PARAHUACU	Basal Tena	27.807.713	15,00	4.171.157	0	4.171.157	1.261.491	2.909.665	4,5	20,30	
	U	38.632.485	20,00	7.726.497	0	7.726.497	2.206.931	5.519.566	5,7	28,20	
	T	81.992.698	29,00	23.777.882	0	23.777.882	14.796.268	8.981.615	18	30,80	
	SUB TOTAL	148.432.896			35.675.536	0	35.675.536	18.264.690	17.410.846		
TOTAL LAGO AGRIO		985.706.733			300.141.874	5.482.996	305.624.870	222.347.296	77.794.578		

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

2.2 SELECCIÓN DE POZOS CON ALTA RELACIÓN INYECCIÓN/PRODUCCIÓN

El Área Lago Agrio, a junio de 2011 posee al momento del análisis 27 pozos productores con el sistema de levantamiento mediante Bombeo Hidráulico, ya sea tipo pistón o jet. Los pozos se detallan en la TABLA 2.22 con sus respectivas arenas productoras y el tipo de bomba instalada en el fondo del pozo.

TABLA 2.22 POZOS PRODUCTORES CON BOMBEO HIDRÁULICO

Pozo	Arena Productora	Tipo de Bomba
LAG-09 A	T	JET (8-A)
LAG-18	Hollín	JET (C-6)
LAG-39	Hollín	JET (8-A)
LAG-41	Hollín Inf.	JET CLAW(8- H)
LAG-43	Hollín	JET (8-H)
LAG-49D	U	JET (8-H)
LAG-40D	Hollín	JET (9-H)
LAG-11 A	Hollín	PISTÓN 3X48
LAG-22	Basal Tena	PISTÓN (D1X1)
LAG-38	U	PISTÓN (2½ X1½)
GTA-04	T	JET (9-A)
GTA-06	U Inf. +Med	JET (9-A)
GTA-11	U	JET (10-l)
GTA-13	U	JET (10-l)
GTA-15	Hollín	JET (9-A)
GTA-17D	T	JET (10-H)
GTA-18D	U	JET (9-H)
GTA 40D	U	JET PACKER (D-6)
PRH-01	T	JET (9-H)
PRH-02	U Inf.	PISTÓN 2½X2X¾
PRH-04	Basal Tena	PISTÓN PL -1
PRH-05	T Inf.	PISTÓN PL -1
PRH-07	TInf.	JET (9-H)
PRH-08	T Inf.	JET (9-H)
PRH-15D	Ti	JET (10-l)

TABLA 2.22 CONTINUACIÓN		
PRH-16D	T	JET (10-I)
PRH-17D	T	JET (9-I)

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas

2.2.1 SELECCIÓN DE POZOS CON ALTA RELACIÓN INYECCIÓN/PRODUCCIÓN Y BAJA PRESIÓN DE FONDO.

Para el presente trabajo se utiliza los siguientes criterios de selección:

- Relación de inyección/producción mayor o igual a 5.
- Caudales de producción de fluido entre 150 BFPD y 400 BFPD.
- Presiones de fondo cercanas o por debajo a la presión de burbuja.

Esta selección preliminar de los pozos nos permitirá escoger los pozos candidatos al cambio de sistema de levantamiento propuesto en el presente trabajo. Estos pozos serán analizados en el siguiente capítulo para determinar los más idóneos para recomendar el cambio de sistema.

Los pozos que han sido seleccionados mediante estos criterios de selección se tabulan en la TABLA 2.23 y los datos son referidos al 26 de junio de 2011 del potencial de producción o forecast.

TABLA 2.23 POZOS SELECCIONADOS PARA CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO

Pozo	Arena Productora	Producción				Inyección		Presiones			Pozo Candidato
		BFPD	BPPD	BAPD	BSW	BPPD INY	Relación INY/PROD.	Pb (psi)	Pr (psi)	Pwf (psi)	
LAG-09A	T	212	191	21	10,0	1420	7,4	770	2256	694	SI
LAG-18	Hollín	281	82	199	70,80	1200	14,6	508	4172	1078	NO
LAG-39	Hollín	684	473	211	30,8	1440	3,0	725	4269	1878	NO
LAG- 41	Hollín Inf	261	111	150	57,40	1220	11,0	750	4047	2262	NO
LAG-43	Hollín	181	152	29	16,00	1230	8,1	750	3615	928	SI
LAG-49D	U	102	99	3	2,60	1630	16,4	790	1846	1104	NO
LAG-40D	Hollín	492	320	172	34,90	1990	6,2	725	3911	1409	NO
LAG-11A	H	225	178	47	20,80	1010	5,7	880	4082	1362	SI
LAG-22	Basal Tena	354	336	18	5,2	1010	3,0	810	1959	1199	NO
LAG-38	U	140	133	7	5,1	660	5,0	790	2110	278	NO
GTA-04	T	375	262	113	30,10	1560	6,0	1398	2058	1424	SI
GTA-06	Ui+Med	56	48	8	13,50	1840	38,0	1416	1597	1008	NO
GTA-11	U	337	238	99	29,30	1900	8,0	1435	2301	1687	SI
GTA-13	U	85	72	13	15,80	1570	21,9	1416	1687	1632	NO
GTA-15	Hollín	350	193	157	44,85	1680	8,7	990	3361	521	NO
GTA-17D	T	184	177	7	4,00	1560	8,8	861	1616	581	SI
GTA-18D	U	164	150	14	8,50	1500	10,0	1418	1731	1334	SI
GTA 40D	U	382	375	7	1,90	1890	5,0	1191	1236	957	SI
PRH-01	T	154	149	5	3,40	1550	10,4	1480	2422	1634	NO
PRH-02	U Inf.	120	119	1	1,20	760	6,4	1485	3683	473	NO

<i>PRH-04</i>	Basal Tena	164	162	2	1,40	420	2,6	735	625	448	NO
<i>PRH-05</i>	T Inf.	165	105	60	36,40	830	7,9	1190	815	495	NO
<i>PRH-07</i>	T Inf.	409	403	6	1,5	1420	3,5	1050	1387	1232	NO
<i>PRH-08</i>	T Inf.	305	302	3	0,82	1480	4,9	1283	1583	1072	NO
<i>PRH-15D</i>	TInf.	296	293	3	0,90	1740	5,9	1050	1409	1129	SI
<i>PRH-16D</i>	T	275	240	35	12,80	1770	7,4	1050	1417	1138	SI
<i>PRH-17D</i>	T	136	134	2	1,6	1530	11,4	1261	1708	1080	NO

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas

Los pozos seleccionados para el análisis técnico son los siguientes: LAG – 09A, LAG – 43, LAG – 11A, GTA – 04, GTA – 11, GTA – 17D, GTA – 18D, GTA – 40D, PRH – 15D, PRH – 16D. Todos estos pozos serán analizados en el siguiente capítulo para ver sus características particulares y determinar si son o no aptos para el cambio de sistema de levantamiento de Bombeo Hidráulico a Bombeo Electrosumergible.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS TÉCNICO DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN MEDIANTE BOMBEO HIDRÁULICO EN POZOS QUE PRODUCEN CON UNA ALTA RELACIÓN INYECCIÓN- PRODUCCIÓN.

3.1 FUNDAMENTOS DE BOMBEO HIDRÁULICO

3.1.1 INTRODUCCIÓN

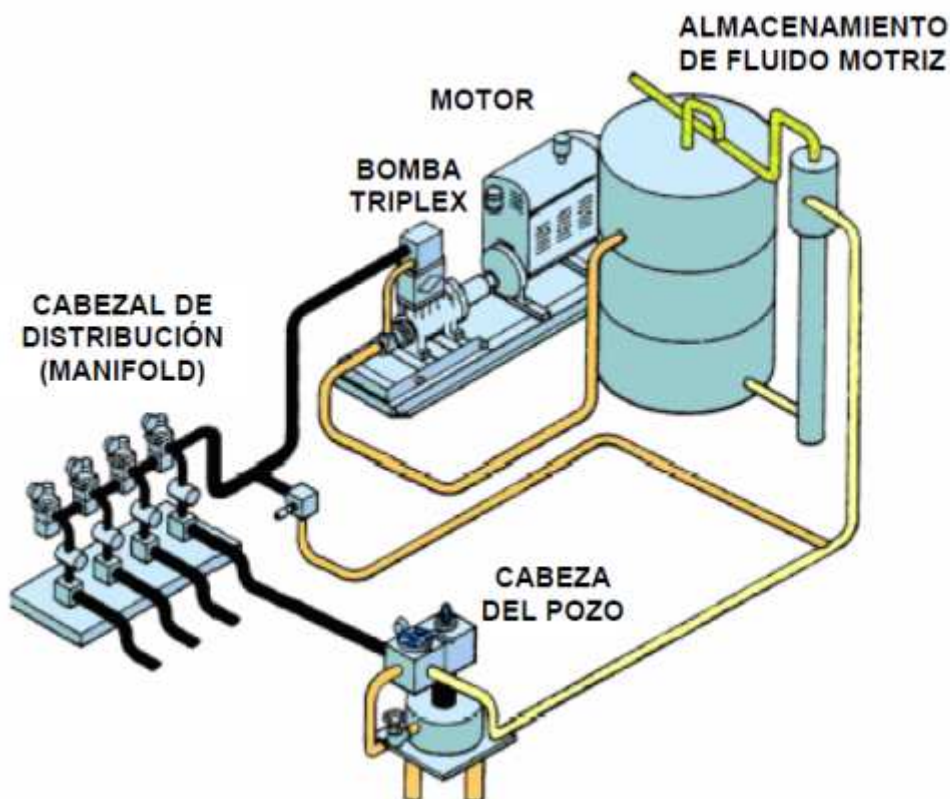
Los distintos sistemas de levantamiento artificial para producción de petróleo tienen como objetivo proveer la energía adicional que el yacimiento ha perdido a consecuencia de la depletación natural.

Estos sistemas tienen varios principios de funcionamiento y operación para entregar esta energía adicional al yacimiento.

3.1.2 DIAGRAMA DE FLUJO DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO

El sistema de bombeo hidráulico empieza por el tratamiento al fluido motriz que va a ser inyectado en el pozo. Este diagrama lo podemos observar en la Figura 3.1.

FIGURA 3.1 DIAGRAMA DE FLUJO DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO.



Fuente: Tomado folleto de levantamiento artificial Ing. Melo EPN.

El tratamiento se efectúa en un sistema de tanques diseñados para el efecto. De estos tanques se envía el fluido motriz a la succión de las bombas reciprocantes, que normalmente son del tipo "triplex" cuya característica principal es proporcionar un volumen reducido, pero a una alta presión.

Esta bomba inyecta a presión el fluido motriz hacia el cabezal de distribución, donde se regula en función del volumen o de la presión requerida en cada pozo.

Ya en el pozo, el petróleo pasa a través de una válvula de cuatro vías que permite controlar la dirección del flujo; el fluido motriz circula hacia el fondo del pozo haciendo operar la unidad de bombeo y retorna a la superficie ya sea mezclado con el petróleo producido, si se trata de un circuito abierto, o bien a través de una tubería adicional en el caso de un circuito cerrado.

3.1.3 SISTEMAS DE INYECCIÓN DE FLUIDO MOTRIZ

Existen dos sistemas de inyección de fluido motriz, indicados a continuación.

- Circuito Abierto
- Circuito Cerrado

Ambos sistemas son iguales en el manejo del fluido motriz desde los tanques de almacenamiento hasta la unidad de bombeo, pero difieren en la forma en que el fluido motriz retorna a la superficie después de haber operado la unidad de fondo.

3.1.3.1 Circuito Abierto

El sistema de inyección de circuito abierto es el más sencillo y económico de aplicar. En este sistema, el fluido motriz retorna a la superficie mezclado con el fluido de formación producido, el retorno se lo realiza ya sea a través de la tubería de producción o por el espacio anular existente entre las tuberías de revestimiento y producción.

La aplicación de este sistema presenta varias ventajas como son: la adición de fluido motriz limpio en pozos que contienen alto porcentaje de agua salada, con lo que se reduce dicho porcentaje y por consiguiente disminuye el efecto de corrosión. Así mismo, la adición de petróleo ligero puede reducir la viscosidad en pozos productores de petróleo pesado. La principal desventaja de este sistema es el incremento de volumen bruto que debe ser tratado en la superficie para obtener el petróleo limpio necesario para continuar la operación.

3.1.3.2 Circuito Cerrado

En el sistema de inyección de circuito cerrado se debe proveer de una tubería extra en el pozo para el retorno del fluido motriz usado, ya que en este sistema, el fluido motriz retorna a la superficie, independientemente del petróleo producido, fluyendo nuevamente hasta el tanque almacenador y formando un circuito cerrado.

Las principales ventajas son: la medición exacta de los fluidos producidos por el pozo y la determinación del desgaste sufrido por la unidad de bombeo al incrementarse el volumen de fluido motriz utilizado en la lubricación de los pistones; esto último facilita la programación del mantenimiento de estas unidades.

3.1.4 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN

3.1.4.1 Introducción

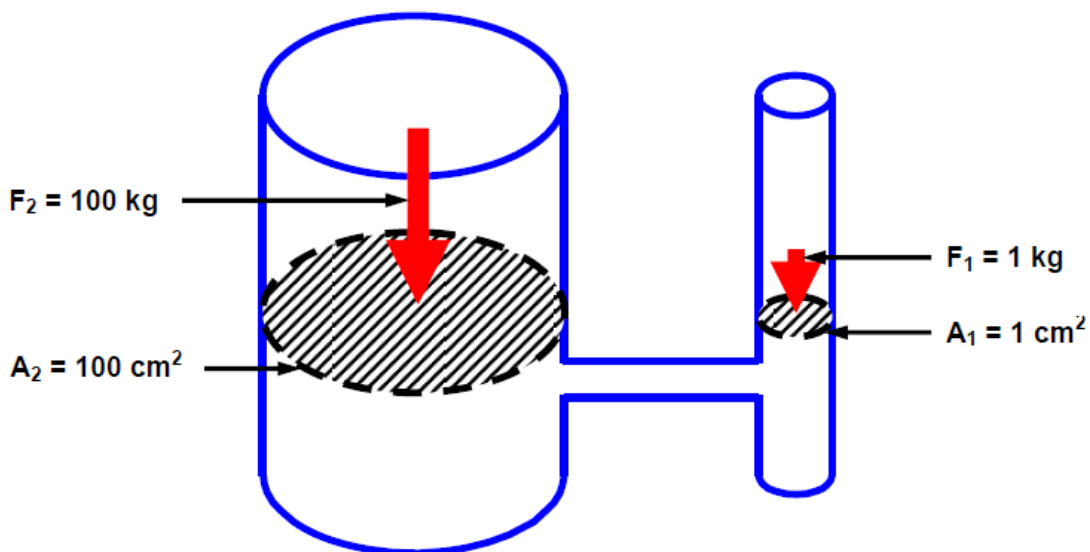
En el sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo pistón el proceso de generación y transmisión de energía se da mediante la inyección a presión de un fluido conocido como “fluido motriz” al pozo. Este fluido motriz es conducido a través de una tubería para accionar los pistones, tanto del motor como de la bomba, ubicados en el equipo de fondo y así entregar la energía adicional al fluido del yacimiento para llegar hasta superficie.

3.1.4.2 Principio de Funcionamiento

El principio de funcionamiento del bombeo hidráulico tipo pistón está basado en la ley de Pascal que dice: “Si se ejerce una presión sobre la superficie de un líquido contenido en un recipiente, dicha presión se transmite en todas las direcciones con igual intensidad”

Puesto que la presión está definida como una fuerza aplicada sobre un área, si se modifica esta área, la fuerza aumenta o disminuye. Como se ilustra en la Figura 3.2, la fuerza de 1 kg ejercida sobre la superficie líquida de 1 cm^2 , equilibra la fuerza de 100 kg que actúa sobre el área de 100 cm^2 ; sin embargo, desde el punto de vista volumétrico, la fuerza de 1 kg debe descender 100 cm para poder desplazar un volumen de 100 cm^3 y levantar solo 1 cm la carga de 100 kg.

FIGURA 3.2 EQUILIBRIO DE FUERZAS



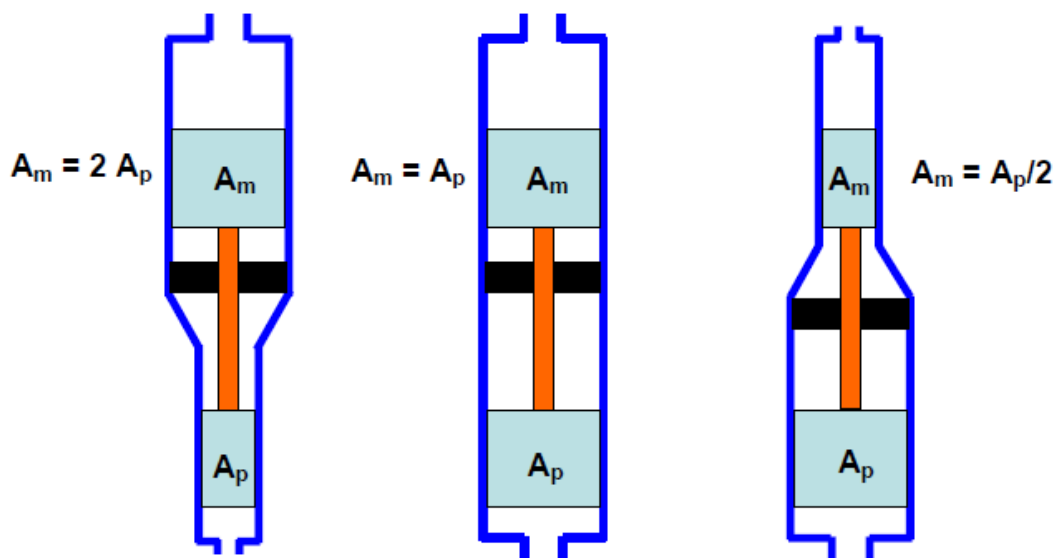
Fuente: Tomado folleto de levantamiento artificial Ing. Melo EPN.

Este principio se aplica en el bombeo hidráulico de la siguiente manera: la unidad de bombeo consta fundamentalmente de dos pistones unidos entre sí por medio de una varilla. Uno superior denominado “pistón motriz”, que es impulsado por el fluido motriz y que arrastra el pistón inferior o “pistón de producción”, el cual a su vez, impulsa el petróleo producido. Si se resta de las áreas de cada uno de estos pistones el área correspondiente a la varilla que los une, se tienen las áreas efectivas sobre las que actúa la fuerza hidráulica proporcionada por el fluido motriz.

Por lo tanto, si el área del pistón de producción (A_p), es igual a la mitad del área del pistón motriz (A_m) se tiene que ejercer 1 kg de fuerza para vencer cada $\frac{1}{2}$ kg de resistencia que presenta el pistón de producción.

Es así que desde el punto de vista volumétrico, se necesitan dos barriles de fluido motriz por cada barril de petróleo producido. En la Figura 3.3 se muestran las relaciones más usuales entre las áreas de estos pistones.

FIGURA 3.3 RELACIÓN ENTRE ÁREAS DE PISTONES



Fuente: Tomado folleto de levantamiento artificial Ing. Melo EPN.

3.1.4.3 Unidad de Bombeo Tipo Pistón

En la Figura 3.4 se muestra esquemáticamente una unidad de bombeo compuesta básicamente de tres elementos:

- Un motor hidráulico con pistón de doble acción (1),
- Una válvula motriz que regula el flujo de fluido motriz al motor (2) y,
- Una bomba hidráulica también con pistón de doble acción (3).

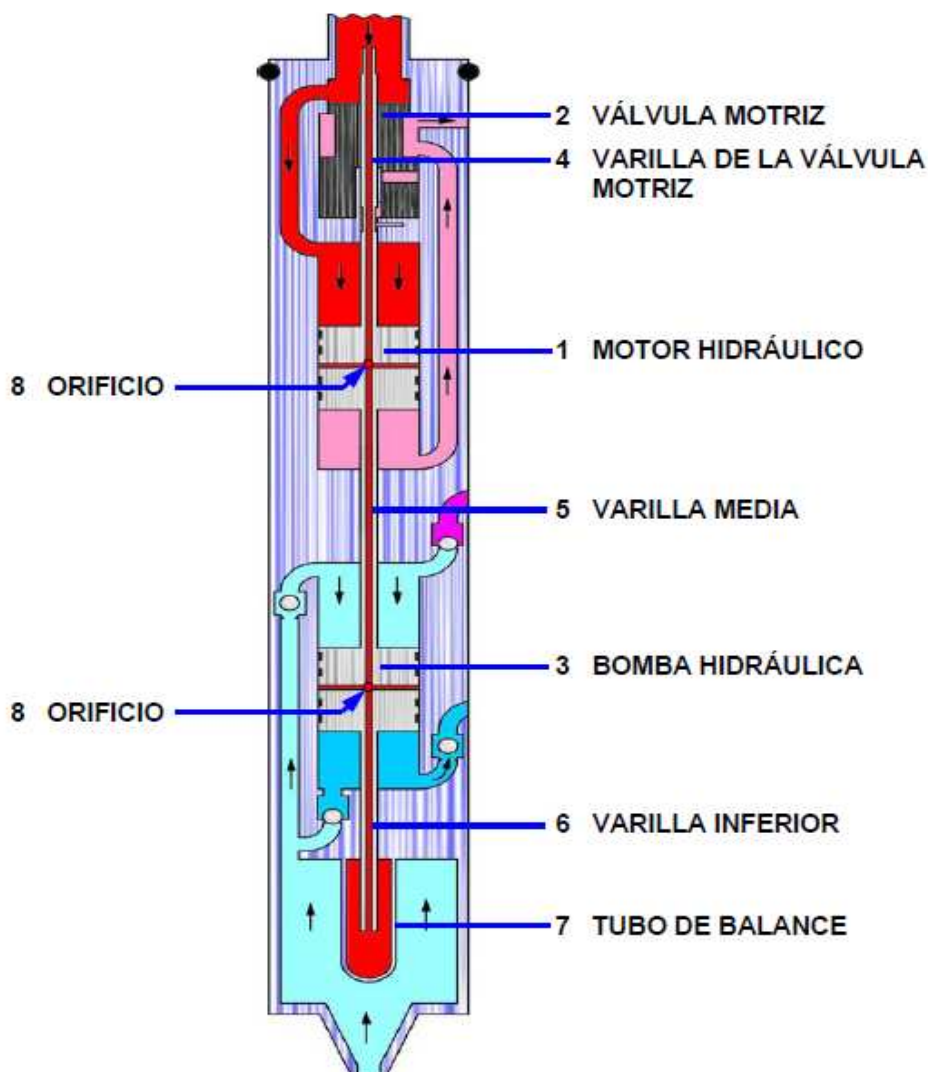
Tanto el motor como la válvula constituyen la llamada “Sección Motriz” y se encuentran localizadas en la parte superior de la unidad; la bomba se encuentra en la parte inferior formando la “Sección de Producción”.

En la parte superior del pistón motriz va conectada una varilla, denominada varilla de la válvula (4), que es la que hace operar a la válvula motriz; en la parte inferior de este pistón va conectada otra varilla (varilla media) (5) de igual diámetro, que une los dos pistones. En la parte inferior del pistón de producción se encuentra

una tercera varilla (varilla inferior) (6) que se aloja en un tubo cerrado en su extremo inferior denominado tubo de balance (7).

Tanto las varillas como los pistones están huecos, lo que permite el paso del fluido motriz a lo largo de la unidad hasta el tubo de balance, con lo que se igualan las presiones y la unidad queda totalmente balanceada. Además, en la parte media de los pistones existe un orificio (8), a través del cual se lubrican las paredes del cilindro y del pistón, los pistones llevan una serie de anillos que permiten un mayor ajuste con la camisa, esto reduce las pérdidas de fluido por escurrimiento y el desgaste excesivo de las piezas.

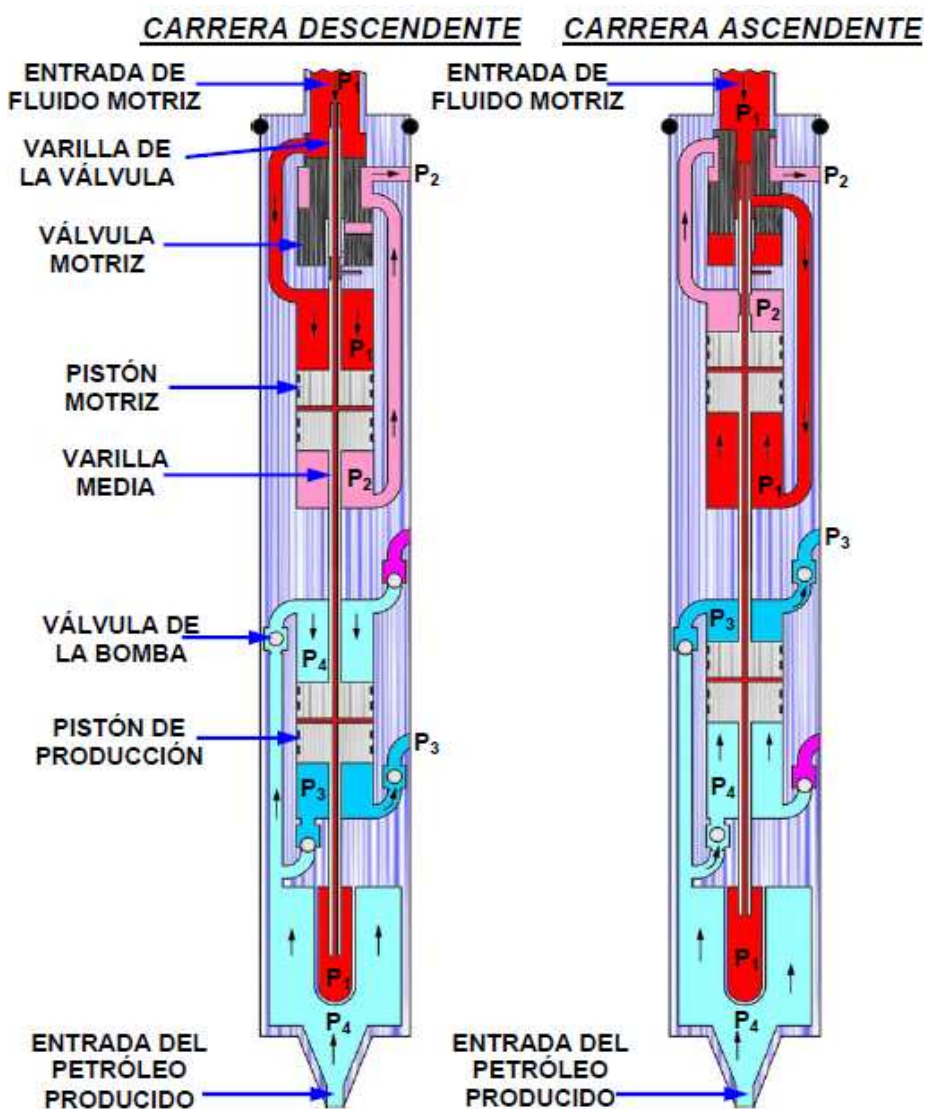
FIGURA 3.4 UNIDAD DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN.



Fuente: Tomado folleto de levantamiento artificial Ing. Melo EPN.

La operación general de esta unidad puede ser descrita de la siguiente manera: el fluido motriz entra a la unidad por la parte superior hasta un extremo del cilindro motriz, forzando al pistón hacia el otro extremo; cuando el pistón termina su carrera, la válvula motriz, accionada por la varilla de la válvula, cambia automáticamente el sentido del fluido motriz, de tal forma que envía a éste a un extremo del cilindro y permite la salida por el otro extremo y así en forma alternativa. Este movimiento es transmitido al pistón de producción, desplazando al fluido producido de la formación, que entra por la parte inferior de la sección de producción, tal como se muestra en la Figura 3.5.

FIGURA 3.5 OPERACIÓN GENERAL DE LA UNIDAD DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN.



Fuente: Tomado folleto de levantamiento artificial Ing. Melo EPN.

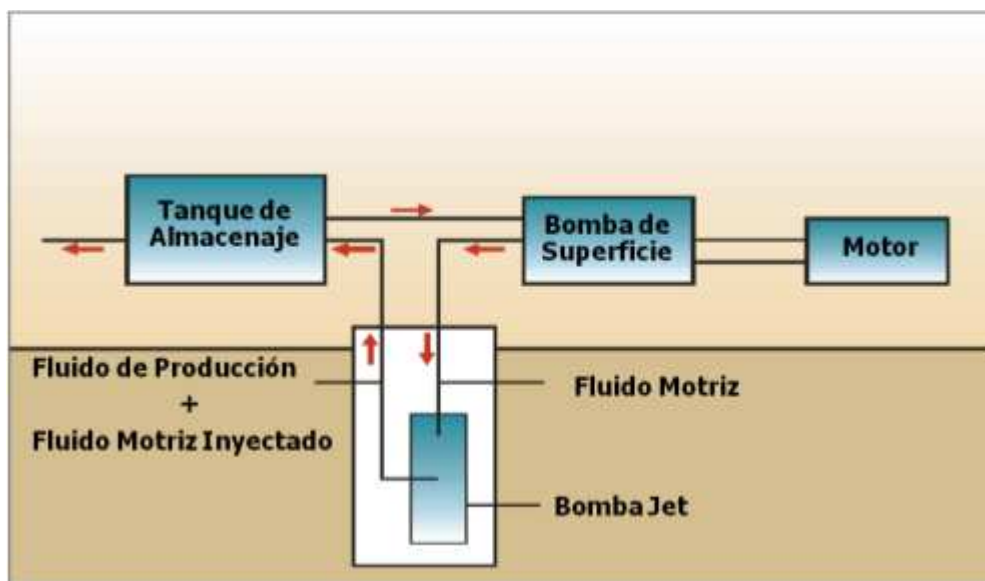
3.1.5 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

3.1.5.1 Introducción

El sistema de bombeo hidráulico tipo jet, a diferencia del tipo pistón, no ocupa partes móviles, y su acción de bombeo se realiza por medio de transferencia de energía entre el fluido motriz y los fluidos producidos.

Existen varios tipos de bombas jet con similares clasificaciones a las de tipo pistón, siendo la principal diferencia el tipo de trayectoria que sigue el fluido motriz y el de producción en la bomba de subsuelo como se observa en la Figura 3.6. Se tienen dos tipos de trayectorias: (a) el fluido motriz es inyectado por la tubería de producción y la mezcla se produce por el anular y (b) el fluido motriz se inyecta por el anular y la mezcla retorna por la tubería de producción. Esto se logra con la orientación de la boquilla dentro del equipo de subsuelo.

FIGURA 3.6 ESQUEMA DEL SISTEMA HIDRÁULICO TIPO JET



Fuente: Presentación Weatherford. "Sistema de bombeo hidráulico, bomba jet".

Las ventajas de éste sistema de bombeo son numerosas. Principalmente la carencia de partes móviles que permite manejar fluidos de cualquier calidad, tanto motriz como producido además de tener una sección de trabajo compacta

compuesta por la boquilla, la entrada a la cámara de mezclado y el difusor como se observa en la Figura 3.7, esto facilita su instalación y permite al bombeo hidráulico adaptarse casi a cualquier profundidad en el pozo.

Existen dos características que limitan a este tipo de bombeo, en primer lugar se necesita una presión de succión relativamente alta para evitar la cavitación y en segundo lugar la eficiencia mecánica es baja; normalmente requiere de una potencia de entrada mayor que la de una bomba hidráulica tipo pistón.

FIGURA 3.7 ESQUEMA DE UNA BOMBA JET



Fuente: Presentación Weatherford. "Sistema de bombeo hidráulico, bomba jet".

3.1.5.2 Principio de Funcionamiento

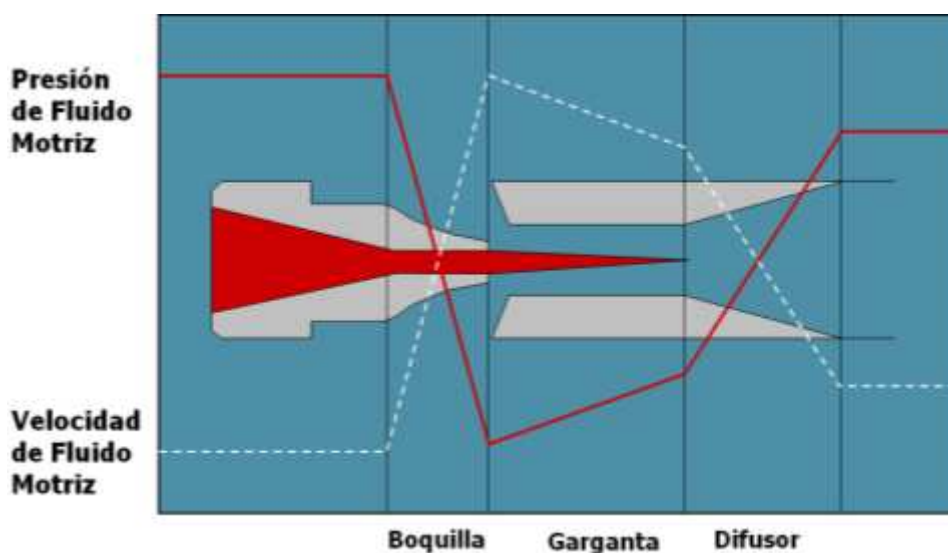
El sistema de bombeo hidráulico tipo jet está basado en el principio de Bernoulli el cual afirma que la energía total de un sistema de fluidos con flujo uniforme permanece constante a lo largo de la trayectoria de flujo. Puede demostrarse que, como consecuencia de ello, el aumento de velocidad del fluido debe verse compensado por una disminución de su presión.

Las bombas jet operan principalmente a través de la transferencia del momento mediante el flujo de fluidos adyacentes, el fluido motriz pasa a altas presiones a través del nozzle o boquilla y su energía potencial se convierte en energía cinética

como un chorro de fluido a alta velocidad. La mezcla del fluido del pozo con el fluido motriz en un área de garganta, que puede ser de distintos tamaños, transmite el momento al fluido del pozo, causando un incremento de energía cinética. Como la mezcla de los fluidos existentes en la garganta, están aún a alta velocidad, este transmite la energía y posibilita obtener la mezcla de los fluidos en superficie. Los fluidos pasan lentos en la expansión del área del difusor que convierte la energía cinética en presión suficiente para levantar los fluidos hasta superficie. Cada fabricante tiene diferentes combinaciones de tamaños de área de nozzle y garganta para ser usadas.

En la Figura 3.8 se puede visualizar con claridad el cambio existente entre presión y velocidad en las distintas partes de la bomba tipo jet. Se observa como la presión cae en la entrada de la boquilla y aumenta a la salida del difusor. Así también podemos observar la variación de la velocidad, la cual aumenta en la entrada de la boquilla y disminuye a la salida del difusor.

FIGURA 3.8 FUNCIONAMIENTO DE UNA BOMBA JET

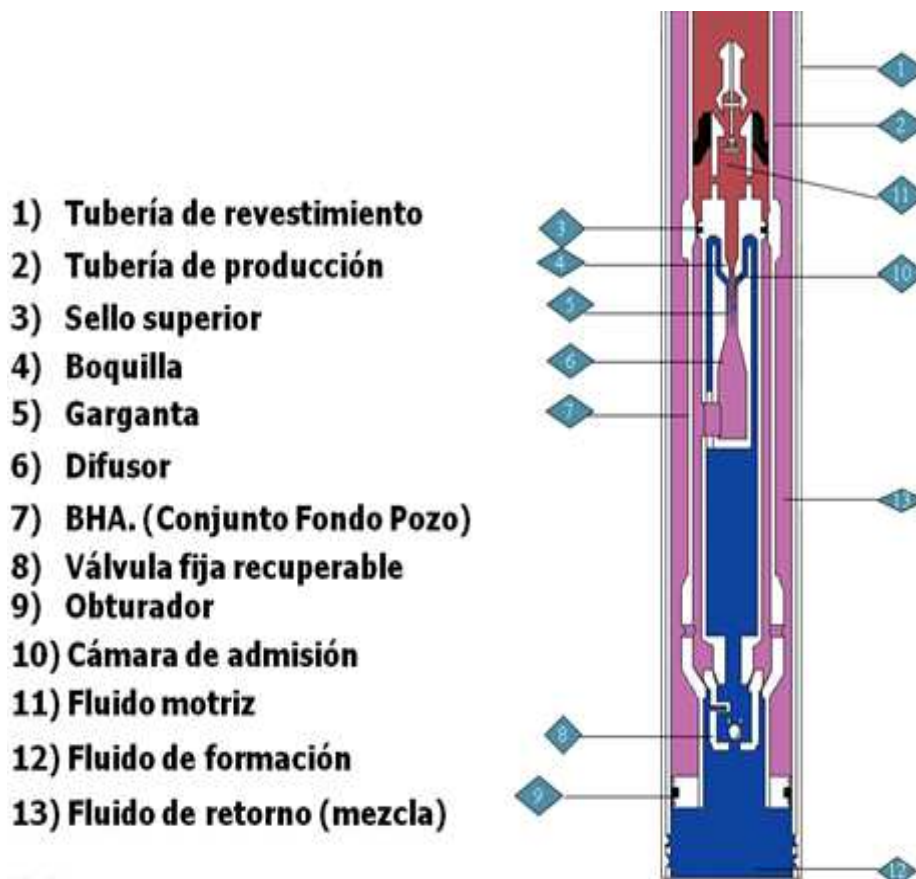


Fuente: Presentación Weatherford. "Sistema de bombeo hidráulico, bomba jet".

3.1.5.3 Equipo de Fondo

Una bomba tipo jet se presenta en la Figura 3.9 en la cual se aprecia las distintas partes que la componen. Este tipo de bombas son compactas y adaptables para todo ensamblaje de fondo.

FIGURA 3.9 ESQUEMA INTERIOR DE UNA BOMBA JET



Fuente: Presentación Weatherford. "Sistema de bombeo hidráulico, bomba jet".

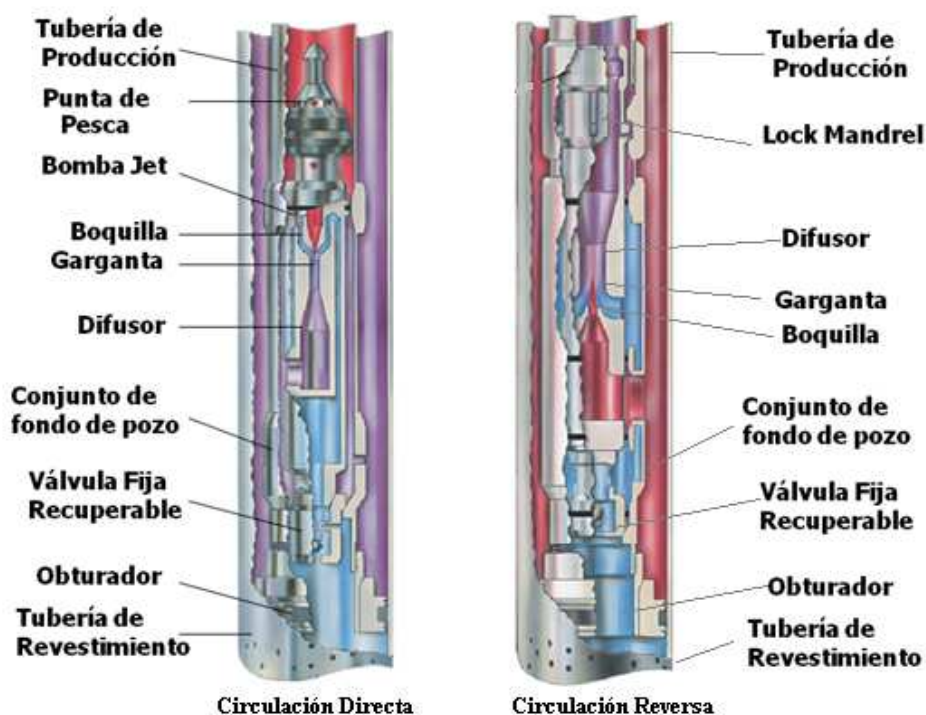
Como un tipo de bombas dinámicas, las bombas jet tienen curvas de comportamiento características. Así un número infinito de familias de curvas pueden ser posibles, dependiendo de la configuración usada en cada caso. En la industria se utilizan varias configuraciones y combinaciones de boquillas y gargantas.

La densidad de los fluidos, la viscosidad y la presencia de gas afectan las presiones de las bombas observadas, los cálculos para simular el comportamiento son complejos e iterativos pero pueden ser resueltos mediante una solución computarizada.

3.1.5.4 Tipos de Bombas Jet

Existen varios tipos de bombas jet disponibles en el mercado que están dirigidas a satisfacer las necesidades específicas de cada diseño, sin embargo, como se mencionó anteriormente la principal clasificación en una bomba jet viene dado por el tipo de trayectoria que siguen los fluidos motriz y de producción respectivamente. En la Figura 3.10 se puede observar una bomba con circulación directa, es decir, inyección por tubería de producción y retorno por el anular, y una bomba con circulación reversa, es decir, inyección por el anular y retorno por la tubería de producción.

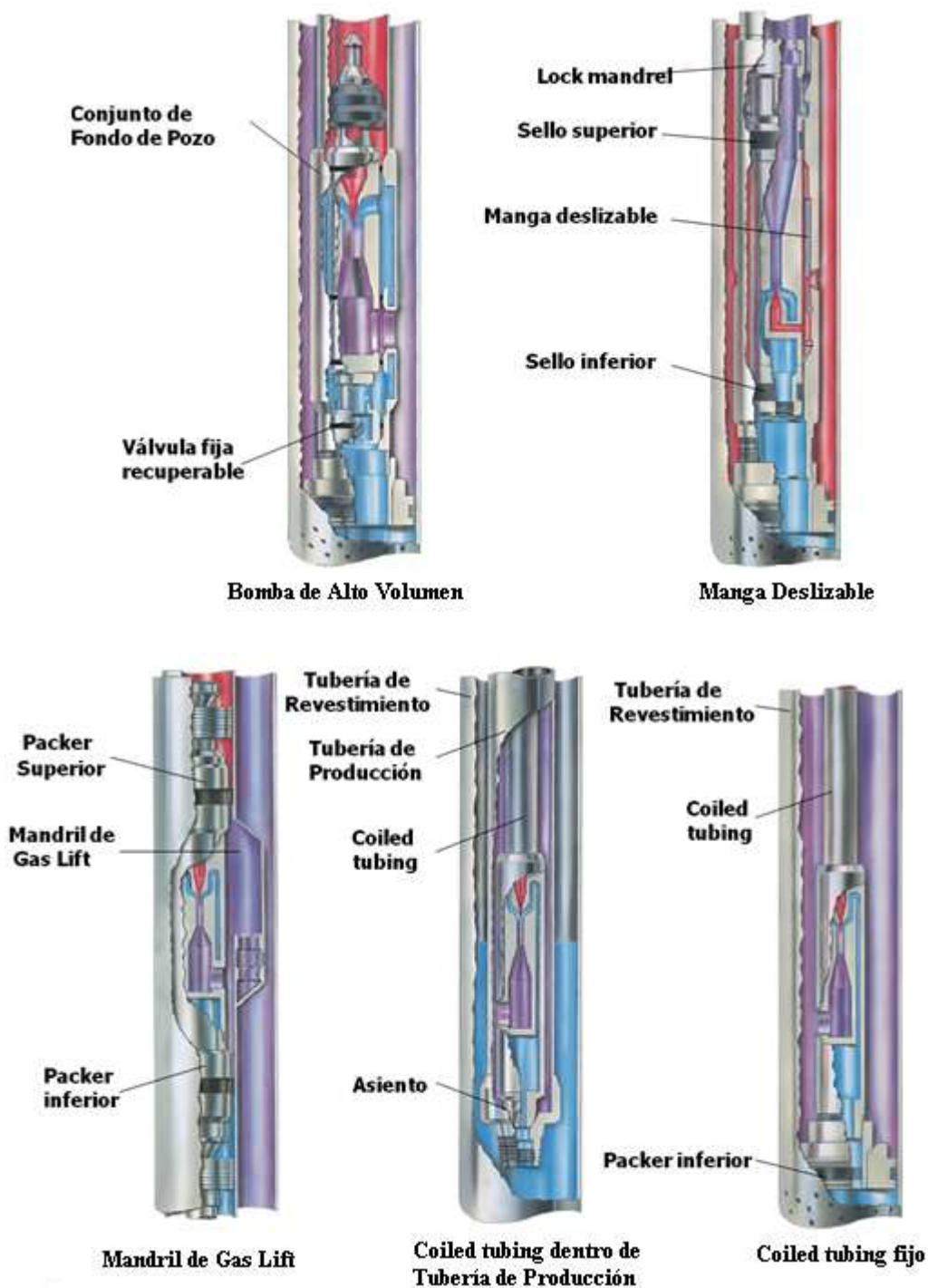
FIGURA 3.10 CIRCULACIÓN DIRECTA Y REVERSA DE UNA BOMBA JET



Fuente: Presentación Weatherford. "Sistema de bombeo hidráulico, bomba jet".

Otros tipos de bombas jet se pueden apreciar en la Figura 3.11, las cuales son diseños específicos para distintos tipos de configuraciones de equipos de fondo según sea las necesidades.

FIGURA 3.11 TIPOS DE BOMBA JET



Fuente: Presentación Weatherford. "Sistema de bombeo hidráulico, bomba jet".

3.2 ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS POZOS SELECCIONADOS

Los pozos seleccionados en el capítulo anterior serán analizados para determinar si son candidatos o no para el cambio de sistema de levantamiento. Se evaluará el historial de los últimos 5 reacondicionamientos, su diagrama de completación de fondo, el estado del casing, su producción actual así como sus datos PVT y las pruebas de presión que se hayan realizado al pozo para así determinar su índice de productividad, daño y presiones de fondo fluyente actuales, todos estos datos son necesarios para el posterior diseño de bombeo electrosumergible que se lo realizará en el capítulo 5.

3.2.1 POZO LAGO – 09A

El pozo LAG – 09A fue completado el 21 de mayo de 1970 y tiene un total de 15 trabajos de reacondicionamiento con torre. Tras varios problemas por aumento del BSW fue cerrado el 09 de febrero de 1980 y permaneció así hasta el W.O 09 del 12 de diciembre de 1993 para reducir el Bsw mediante el aislamiento de Hollin y reincorporarlo a la producción de la arena T, con una producción de 248 BPPD. El 13 de febrero de 1994 entra al W.O 10 en el cual se realiza una estimulación con solventes a la arena T y se recupera la bomba eléctrica que se encuentra fuera de servicio. El 13 de agosto de 1995 se realiza el W.O 11 para cambiar el sistema de levantamiento a bombeo hidráulico, además se realiza un tratamiento con ácido a la arena T y se aísla Hollín, se recupera la producción en 270 BPPD. Luego en los W.O 12, 13 y 14 se tienen problemas por packers desasentados y comunicación entre Tubing y Casing, además se encuentra problemas de corrosión moderada en la tubería. Finalmente en el W.O 15 el 24 de diciembre de 2004 se realiza un cambio de completación por cavidad en mal estado.

En la completación de fondo actual, correspondiente al WO 15, (VER ANEXO 1.1) se puede apreciar que el pozo tiene un casing producción de 7" y un Tubing de 3 ½" y se encuentra produciendo de la arena T, en el intervalo 9878'-9902' (24'). Por debajo de los disparos se tiene 38' libres.

El casing se encuentra en buen estado ya que no existe registro de que se haya producido algún colapso o problema con el mismo.

3.2.1.1 Producción Actual

La producción actual del pozo se muestra en la TABLA 3.1.

TABLA 3.1 ESTADO ACTUAL DE PRODUCCIÓN LAG – 09A.

Pozo	Arena Productora	Producción				Inyección		
		BFPD	BPPD	BAPD	BSW	BPPD INY	PSI de INY.	Relación Inyección/ Producción.
LAG-09A	T	212	191	21	10,0	1420	3500	7,4

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

3.2.1.2 Datos PVT

Los datos PVT del pozo LAG – 09A son:

- Presión de burbuja (P_b) = 770 psi
- Temperatura de Superficie (T_s) = 84 °F
- Temperatura de Formación (T_y) = 210 °F
- API = 29,6°
- Relación Gas – Petróleo (GOR) = 268 (MPC/BI)
- Factor Volumétrico del Petróleo = 1,27 (By/Bn)
- Salinidad = 48700 (ppm Cl-)
- Gravedad Especifica del Gas = 0,97

Los datos de la última prueba de restauración de presión (B'UP) son:

- Presión de reservorio (P_r) = 2256 psi
- Presión de fondo fluyente (P_{wf}) = 694 psi
- Caudal de la prueba (Q) = 528 BFPD
- Permeabilidad (K_o) = 27 mD
- Daño total (S_t) = -0,22

- Fecha de la prueba = 08/12/1998

3.2.2 POZO LAGO -43

El pozo LAG – 43 fue completado el 6 de junio de 2003 y tiene un total de 4 trabajos de reacondicionamiento con torre. Tras las pruebas iniciales de producción el pozo queda completado para producir de la arena Hollín Superior mediante bombeo electrosumergible. El 3 de noviembre de 2003 el pozo entra al W.O 1 con el objetivo de realizar un tratamiento a Hollín Superior y rediseñar la bomba electrosumergible pero se cambia el programa y se baja completación para bombeo Hidráulico, sin aparente explicación. Es importante señalar que el pozo producía 293 BPPD con el sistema electrosumergible y luego de realizar el cambio queda con una producción de 243 BPPD perdiendo un 18% de la producción. El 8 de abril de 2006 entra al W.O 2 para cambiar el conjunto de fondo por cavidad defectuosa. El 11 de octubre de 2007 entra al W.O 3 para cambiar el conjunto de fondo por comunicación Tubing – Casing, además se repunzona el intervalo 10031´-10060´(29´) de Hollín Superior. Finalmente el 29 de noviembre de 2008 se realiza el W.O 4 nuevamente por comunicación Tubing – Casing.

La completación de fondo actual (VER ANEXO 1.2) muestra que el pozo tiene un casing de producción de 7” y un Tubing de 3 ½” y se encuentra produciendo de la arena Hollín, en el intervalo 10031'-10060' (29'). Por debajo de los disparos tenemos 34' de espacio libre.

El casing se encuentra en buen estado ya que no existe registro de que se haya producido algún colapso o problema con el mismo.

3.2.2.1 Producción Actual

La producción actual del pozo la mostramos en la TABLA 3.2.

TABLA 3.2 ESTADO ACTUAL DE PRODUCCIÓN LAG – 43.

Pozo	Arena Productora	Producción				Inyección		
		BFPD	BPPD	BAPD	BSW	BPPD INY	PSI de INY.	Relación Inyección/ Producción.
LAG-43	Hollín Sup.	181	152	29	16	1230	3600	8,1

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

3.2.2.2 Datos PVT

Los datos PVT del pozo LAG – 43 son:

- Presión de burbuja (P_b) = 750 psi
- Temperatura de Superficie (T_s) = 82 °F
- Temperatura de Formación (T_y) = 150 °F
- API = 28,8°
- Relación Gas – Petróleo (GOR) = 193 MPC/BI
- Factor Volumétrico del Petróleo = 1,17 By/Bn
- Salinidad = 22500 (ppm Cl-)
- Gravedad Especifica del Gas = 1,01

Los datos de la última prueba de restauración de presión (B'UP) son:

- Presión de reservorio (P_r) = 3615 psi
- Presión de fondo fluyente (P_{wf}) = 928 psi
- Caudal de la prueba (Q) = 240 BFPD
- Permeabilidad (K_o) = 8,56 mD
- Daño total (S_t) = -0,7
- Fecha de la prueba = 31/10/2003

3.2.3 POZO LAGO – 11A

El pozo LAG – 11A fue completado el 5 de julio de 1970 y tiene un total de 17 trabajos de reacondicionamiento con torre. Tras las pruebas iniciales de producción el pozo queda completado para producir de la arena Hollín a flujo natural. El pozo desde el W.O 8 del 19 de mayo de 1994 hasta el W.O 11 del 22 de marzo de 1996 presenta distintos problemas en la bomba electrosomergible. El 11 de febrero de 1997 entra al W.O 12 para un cambio de completación por atascamiento de la bomba eléctrica, el trabajo es exitoso y se recupera la producción en 311 BPPD. El 26 de mayo de 1997 en el W.O 14 se realiza un cambio de bomba por posible eje roto y se continua con la producción con una bomba de diferente proveedor hasta el W.O 15 del 24 de agosto de 1998 se repara la bomba eléctrica y se realiza un tratamiento anti escala a Hollín. Luego de mantenerse trabajando sin problemas por casi 2 años el pozo entra al W.O 16 del 19 de marzo de 2000, se realiza un tratamiento anti escala y se cambia el sistema de levantamiento a bombeo hidráulico para recuperar producción. El pozo el 30 de mayo de 2001 entra al W.O 17 por una comunicación Tubing – Casing.

En la completación de fondo actual (VER ANEXO 1.3) se muestra que el pozo tiene un casing producción de 7" y un Tubing de 3 ½" y se encuentra produciendo de la arena Hollín, intervalos 9940'-9956', 9964'-9974', 9976'-9984', 9984'-9988' con un total de 38'. Por debajo de los disparos se tiene 6' de espacio libre, pero que puede llegar hasta 52' si se perfora los tapones que se encuentran por debajo de los disparos.

El casing se encuentra en buen estado ya que no existe registro de que se haya producido algún colapso o problema con el mismo.

3.2.3.1 Producción Actual

La producción actual del pozo se muestra en la TABLA 3.3.

TABLA 3.3 ESTADO ACTUAL DE PRODUCCIÓN LAG – 11A.

Pozo	Arena Productora	Producción				Inyección		
		BFPD	BPPD	BAPD	BSW	BPPD INY	PSI de INY.	Relación Inyección/ Producción.
LAG-11A	Hollín	225	178	47	20,80	1010	2550	5,7

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

3.2.3.2 Datos PVT

Los datos PVT del pozo LAG – 11A son:

- Presión de burbuja (P_b) = 880 psi
- Temperatura de Superficie (T_s) = 90 °F
- Temperatura de Formación (T_y) = 202 °F
- API = 28,6°
- Relación Gas – Petróleo (GOR) = 193 (MPC/BI)
- Factor Volumétrico del Petróleo = 1,17 (By/Bn)
- Salinidad = 11750 (ppm Cl-)
- Gravedad Especifica del Gas = 1,06

Los datos de la última prueba de restauración de presión (B'UP) son:

- Presión de reservorio (P_r) = 4082 psi
- Presión de fondo fluyente (P_{wf}) = 1362 psi
- Caudal de la prueba (Q) = 336 BFPD
- Permeabilidad (K_o) = 7 mD
- Daño total (S_t) = 19
- Fecha de la prueba = 19/05/1997

3.2.4 POZO GUANTA – 04

El pozo GTA - 04 fue completado el 3 de diciembre de 1986 y tiene un total de 13 trabajos de reacondicionamiento con torre. Tras las pruebas iniciales de producción el pozo queda completado para producir de la arena "T" a flujo natural.

Se baja una bomba eléctrica el 27 de septiembre de 1987 y desde el W.O 2 del 15 de diciembre de 1988 hasta el W.O 7 del 31 de marzo de 1994 se tienen problemas relacionados con el cable eléctrico, el motor, y presencia de escala y arena, lo que provoca varios cambios de bomba en ese período de tiempo. El 22 de octubre de 1994 entra al W.O 8 se estimula a Hollín y se saca el equipo, se encuentra gran presencia de escala. En el W.O 11 del 22 de diciembre de 1996 se evalúa las arenas T y Basal Tena, queda produciendo el pozo de la arena T para posteriormente en el W.O 12 del 6 de septiembre de 1997 cambiar de sistema de levantamiento a bombeo hidráulico recuperando la producción. Finalmente, el último trabajo se lo realizó con el W.O 13 donde se cambia la completación de fondo por tener un packer desasentado, además se encuentra tubería de 2^{7/8} colapsada a 8720'.

La completación de fondo actual (VER ANEXO 1.4) muestra que el pozo tiene un casing de producción de 7" y un Tubing de 3 1/2" y se encuentra produciendo de la arena "T", intervalos 9784'-9809', 9817'-9827'; (35'). Por debajo de los disparos se tiene 22' de espacio libre, pero que puede llegar hasta 161' si se perfora los tapones que se encuentran por debajo de los disparos.

El casing se encuentra en buen estado ya que no existe registro de que se haya producido algún colapso o problema con el mismo.

3.2.4.1 Producción Actual

La producción actual del pozo se muestra en la TABLA 3.4.

TABLA 3.4 ESTADO ACTUAL DE PRODUCCIÓN GTA - 04.

Pozo	Arena Productora	Producción				Inyección		
		BFPD	BPPD	BAPD	BSW	BPPD INY	PSI de INY.	Relación Inyección/ Producción.
GTA-04	T	375	262	113	30,10	1560	3550	6

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR
Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

3.2.4.2 Datos PVT

Los datos PVT del pozo GTA - 04 son:

- Presión de burbuja (P_b) = 1398 psi
- Temperatura de Superficie (T_s) = 95 °F
- Temperatura de Formación (T_y) = 209 °F
- API = 29,2°
- Relación Gas – Petróleo (GOR) = 126 (MPC/BI)
- Factor Volumétrico del Petróleo = 1,31 (By/Bn)
- Salinidad = 40450 (ppm Cl-)
- Gravedad Especifica del Gas = 1,25

Los datos de la última prueba de restauración de presión (B'UP) son:

- Presión de reservorio (P_r) = 2058 psi
- Presión de fondo fluyente (P_{wf}) = 1424 psi
- Caudal de la prueba (Q) = 696 BFPD
- Permeabilidad (K_o) = 78 mD
- Daño total (S_t) = 22
- Fecha de la prueba = 03/09/1997

3.2.5 POZO GUANTA – 11

El pozo GTA - 11 fue completado el 8 de septiembre de 1993 y tiene un total de 3 trabajos de reacondicionamiento con torre. Tras las pruebas iniciales de producción el pozo queda completado para producir de la arena U con bombeo electrosumergible. El 15 de abril de 1994 entra al W.O 1 para evaluar por separado las arenas U y T, luego de este trabajo el pozo queda produciendo de la arena U y se cierra T por alto corte de agua y bajo aporte. El W.O 2 se lo realiza el 6 de julio de 1995, se cambia de sistema de levantamiento de Electrosumergible a Mecánico, se recupera el equipo eléctrico completo y queda el pozo completado para Bombeo Mecánico. Finalmente, el 29 de enero de 2003

entra al W.O 3 en el cual se cambia el sistema de levantamiento de Bombeo Mecánico a Bombeo Hidráulico, además se realiza un fracturamiento a la arena U y se corren varios registros. En este trabajo se quedan pescados la barra de detonación y cañones de 4 ½", el pozo recupera producción luego del reacondicionamiento.

La completación de fondo actual (VER ANEXO 1.5) muestra que el pozo tiene un casing de producción de 7" y un Tubing de 3 ½" y se encuentra produciendo de la arena U, intervalos 9629'-9642', 9648'-9668' (33)'. Por debajo de los disparos se tiene 72' libres, cabe recalcar que se encuentra un pescado dentro del pozo a una profundidad de 9740'.

El casing se encuentra en buen estado ya que no existe registro de que se haya producido algún colapso o problema con el mismo.

3.2.5.1 Producción Actual

La producción actual del pozo la mostramos en la TABLA 3.5.

TABLA 3.5 ESTADO ACTUAL DE PRODUCCIÓN GTA - 11.

Pozo	Arena Productora	Producción				Inyección		
		BFPD	BPPD	BAPD	BSW	BPPD INY	PSI de INY.	Relación Inyección/ Producción.
GTA-11	U	337	238	99	29,30	1900	3700	8

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

3.2.5.2 Datos PVT

Los datos PVT del pozo GTA - 11 son:

- Presión de burbuja (P_b) = 1435 psi
- Temperatura de Superficie (T_s) = 97 °F
- Temperatura de Formación (T_y) = 216 °F

- API = 29,3°
- Relación Gas – Petróleo (GOR) = 367 (MPC/BI)
- Factor Volumétrico del Petróleo = 1,29 (By/Bn)
- Salinidad = 71100 (ppm Cl-)
- Gravedad Especifica del Gas = 1,24

Los datos de la última prueba de restauración de presión (B'UP) son:

- Presión de reservorio (P_r) = 2301 psi
- Presión de fondo fluyente (P_{wf}) = 1687 psi
- Caudal de la prueba (Q) = 608 BFPD
- Permeabilidad (K_o) = 75 mD
- Daño total (S_t) = 6
- Fecha de la prueba = 12/05/2003

3.2.6 POZO GUANTA- 17D

El pozo GTA-17D es un pozo desviado con un ángulo máximo de desviación de 24,7° a 4684', fue completado el 30 del septiembre de 2005. Las pruebas oficiales se las realizaron a las arenas Hollín superior dando como resultado una producción de 408 BFPD al 15 de septiembre de 2005 y "U" inferior con una producción de 408 BFPD al 10 de octubre de 2005.

Hasta el momento el pozo GTA-17D registra 4 trabajos de reacondicionamiento. El 19 de noviembre de 2005 se realiza el primer trabajo de reacondicionamiento W.O.1 en el cual se presento problemas en la BES, se evidenció presencia de arena en la standing valve. El W.O.2 se lo realizó el 16 de mayo de 2007 por comunicación Tubing- Casing a 10437". Se dispara los intervalos de 10080'-10088', 10094'-10100' y 10104'-10120' con un total de 30 pies en la arena "U" inferior. El W.O.3 se lo realiza el 02 de octubre de 2010 para reparar cabezal y cambian la completación a bombeo hidráulico para producir de la arena "T" inferior. El último trabajo realizado el 06 de abril de 2010 se procedió a cambiar la completación por comunicación Tubing- Casing; la arena "T" inferior no aporta y

se decide cambiar a la arena "U" inferior en la cual se recupera la producción en 196 BPPD.

La completación de fondo actual (VER ANEXO 1.6) muestra que el pozo tiene un liner producción de 7" y un Tubing de 3 ½" y se encuentra produciendo de la arena "U" inferior, en el intervalo 10308'-10322' con un total de 14'. Por debajo de los disparos existe 98' libres pero que puede llegar hasta 142' a la altura de Hollín superior si se perfora el tapón que se encuentra a la profundidad de 10440'.

El casing se encuentra en buen estado ya que no existe registro de que se haya producido algún colapso o problema con el mismo.

3.2.6.1 Producción Actual

La producción actual del pozo se muestra en la TABLA 3.6.

TABLA 3.6 ESTADO ACTUAL DE PRODUCCIÓN GTA-17D

Pozo	Arena Productora	Producción				Inyección		
		BFPD	BPPD	BAPD	BSW	BPPD INY	PSI de INY.	Relación Inyección/ Producción.
GTA-17D	T	184	177	7	4,0	1560	3650	8,8

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

3.2.6.2 Datos PVT

Los datos PVT del pozo GTA – 17D son:

- Presión de Burbuja (Pb) : 861 psi
- Temperatura en Superficie (T_s) : 89 °F
- Temperatura de Formación (T_y) : 231 °F
- °API : 28,7
- Relación Gas – Petróleo (GOR) : 268 (MPC/BI)
- Factor Volumétrico del Petróleo : 1,27 (By/Bn)

- Salinidad : 68650 (ppm Cl-)
- Gravedad Especifica del Gas : 1,28

Los datos obtenidos para el pozo GTA-17D de la última prueba de restauración de presión (B'UP) son:

- Presión de Reservorio (P_r) : 1616 psi
- Presión de Fondo fluyente (P_{wf}) : 581 psi
- Caudal de la prueba (Q) : 504 BFPD
- Permeabilidad (K_o) : 150 mD
- Daño total (S_t) : 13
- Fecha de la prueba : 24/03/2007

3.2.7 POZO GUANTA-18D

El pozo GTA-18D es desviado con un ángulo máximo de desviación de 31.58° a 2288 pies; fue completado el 20 de julio de 2008. Las pruebas iniciales de producción se las realizaron a la arena "U" inferior dando como resultado una producción de 1032 BFPD al 10 de junio de 2008. En el primer trabajo de reacondicionamiento realizado el 14 de enero de 2011 estimulan la arena "U" inferior disparando nuevamente en el intervalo de 9982'-10012'; toman $P_{wf} = 625$ psi para rediseñar la bomba eléctrica pero completan el pozo para bombeo hidráulico en el cual pierden aproximadamente 108 BPPD. El 26 de abril del 2011 se realiza un fracturamiento hidráulico a la arena "U" inferior el cual es un trabajo exitoso, completan con bomba jet.

La completación de fondo actual (VER ANEXO 1.7) muestra que el pozo tiene un liner de producción de 7" y un Tubing de 3 ½" y se encuentra produciendo de la arena "U" inferior, en los intervalos 9882'-10012', con un total de 30'. Por debajo de los disparos se tiene 200' hasta la arena "T" inferior a la cual se le realizo una cementación forzada.

3.2.7.1 Producción Actual

La producción actual del pozo se muestra en la TABLA 3.7.

TABLA 3.7 ESTADO ACTUAL DE PRODUCCIÓN GTA-18D

Pozo	Arena Productora	Producción				Inyección		
		BFPD	BPPD	BAPD	BSW	BPPD INY	PSI de INY.	Relación Inyección/ Producción.
GTA-18D	U	164	150	14	8,5	1500	3600	10

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

3.2.7.2 Datos PVT

Los datos PVT del pozo GTA – 18D son:

- Presión de Burbuja (P_b) : 1418 psi
- Temperatura en Superficie (T_s) : 90 °F
- Temperatura de Formación (T_y) : 225 °F
- °API : 29,2
- Relación Gas – Petróleo (GOR) : 340 (MPC/BI)
- Factor Volumétrico del Petróleo : 1,19 (By/Bn)
- Salinidad : 3500 (ppm Cl-)
- Gravedad Especifica del Gas : 1,25

Los datos obtenidos para el pozo GTA-18D de la última prueba de restauración de presión (B'UP) son:

- Presión de Reservorio (P_r) : 1731 psi.
- Presión de Fondo fluyente (P_{wf}) : 1334 psi.
- Caudal de la prueba (Q) : 1032 BFPD.
- Permeabilidad (K_o) : 430 mD
- Daño total (S_t) : 20
- Fecha de la prueba : 14/07/2008

3.2.8 POZO GUANTA 40 D

El pozo GTA-40D es desviado con un ángulo máximo de desviación de 26,15° a 3641 pies; fue completado el 18 mayo de 2010 hasta junio de 2011 no presenta trabajos de reacondicionamientos.

La completación de fondo actual (VER ANEXO 1.8) muestra que el pozo tiene un liner de producción de 7" y un Tubing de 3 ½" y se encuentra produciendo de la arena "U" inferior, en el intervalo 9891'-9917' (26'). Por debajo de los disparos se tiene un espacio libre de 10' donde se encuentra los restos de la arena de fractura.

El estado del casing se considera bueno ya que no existe ningún registro de daño o colapso.

3.2.8.1 Producción Actual

La producción actual del pozo se muestra en la TABLA 3.8.

TABLA 3.8 ESTADO ACTUAL DE PRODUCCIÓN GTA-40D

Pozo	Arena Productora	Producción				Inyección		
		BFPD	BPPD	BAPD	BSW	BPPD INY	PSI de INY.	Relación Inyección/ Producción.
GTA-40D	U	382	375	7	1,9	1890	3500	5

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR
Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

3.2.8.2 Datos PVT

Los datos PVT del pozo GTA – 40D son:

- Presión de Burbuja (Pb) : 1191 psi
- Temperatura en Superficie (T_s) : 89 °F

- Temperatura de Formación (T_y) : 215 °F
- °API : 29,6
- Relación Gas – Petróleo (GOR) : 314 (MPC/BI)
- Factor Volumétrico del Petróleo : 1,19 (By/Bn)
- Salinidad : 11500 (ppm Cl-)
- Gravedad Especifica del Gas : 1,20

Los datos obtenidos para el pozo GTA-40D de la última prueba de restauración de presión (B'UP) son:

- Presión de Reservorio (P_r) : 1236 psi
- Presión de Fondo fluyente (P_{wf}) : 957 psi
- Caudal de la prueba (Q) : 480 BFPD
- Permeabilidad (K_o) : 42 mD
- Daño total (S_t) : -2,7
- Fecha de la prueba : 05/06/2010

3.2.9 POZO PARAHUACU-15D

El pozo PRH-15D es desviado con un ángulo máximo de desviación de 27,51° a 2897 pies completado el 15 de agosto del 2010. Las pruebas iniciales de producción se realizaron de las arena "T" inferior y "U" inferior dando como resultado una producción de 408 BFPD y 72 BFPD respectivamente.

Se disparó la arena "T inferior para producir con equipo electrosumergible D725N pero lo sacan por bajo aporte. Disparan la arena "U" inferior y se completa el pozo para producción mediante bombeo hidráulico.

La completación de fondo actual (VER ANEXO 1.9) muestra que el pozo tiene un liner de 7" y un Tubing de 3 ½" y se encuentra produciendo de la arena "T" inferior, intervalos 10087'-10096', 10099'-10106', 10110'-10116' y 10121'-10134' (35´) . Por debajo de los disparos se tiene un espacio libre de 110´.

Hasta junio 2011 se registra un solo trabajo de reacondicionamiento realizado el 7 de febrero del 2011 en el cual se realizó fracturamiento hidráulico a la arena “T” inferior, el cual fue un trabajo exitoso.

El estado del casing se considera bueno ya que no existe ningún registro de daño o colapso.

3.2.9.1 Producción Actual

La producción actual del pozo la mostramos en la TABLA 3.9.

TABLA 3.9 ESTADO ACTUAL DE PRODUCCIÓN PRH-15D

Pozo	Arena Productora	Producción				Inyección		
		BFPD	BPPD	BAPD	BSW	BPPD INY	PSI de INY.	Relación Inyección/ Producción.
PRH-15D	Tinf.	296	293	3	0,9	1740	3350	5,9

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

3.2.9.2 Datos PVT

Los datos PVT del pozo PRH – 15D son:

- Presión de Burbuja (Pb) : 1050 psi
- Temperatura en Superficie (T_s) : 88 °F
- Temperatura de Formación (T_y) : 230 °F
- %API : 33
- Relación Gas – Petróleo (GOR) : 396 (MPC/BI)
- Factor Volumétrico del Petróleo : 1,30 (By/Bn)
- Salinidad : 20200 (ppm Cl-)
- Gravedad Especifica del Gas : 1,25

Los datos obtenidos para el pozo PRH-15D de la última prueba de restauración de presión (B'UP) son:

- Presión de Reservorio (P_r) : 1409 psi
- Presión de Fondo fluyente (P_{wf}) : 1129 psi
- Caudal de la prueba (Q) : 360 BFPD
- Permeabilidad (K_o) : 63,7 mD
- Daño total (S_t) : 6,8
- Fecha de la prueba : 14/07/2010

3.2.10 POZO PARAHUACU-16D

El pozo PRH-16D es desviado con un ángulo máximo de desviación de 27.29° a 2820 pies; fue completado el 15 de noviembre del 2010. Hasta junio 2011 no se ha realizado trabajos de reacondicionamiento.

La completación de fondo actual (VER ANEXO 1.10) muestra que el pozo tiene un liner de 7" y un Tubing de 3 ½" y se encuentra produciendo de la arena "T" inferior, en los intervalos 10027'-10038', 10045'-10058' y 10065'-10089' con un total de 48'. Por debajo de los disparos tenemos 200' libres.

El estado del casing se considera bueno ya que no existe ningún registro de daño o colapso.

3.2.10.1 Producción Actual

La producción actual del pozo se muestra en la TABLA 3.10.

TABLA 3.10 ESTADO ACTUAL DE PRODUCCIÓN PRH-16D

Pozo	Arena Productora	Producción				Inyección		
		BFPD	BPPD	BAPD	BSW	BPPD INY	PSI de INY.	Relación Inyección/ Producción.
PRH-16D	T	275	240	35	12,8	1770	3400	7,4

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

3.2.10.2 Datos PVT

Los datos PVT del pozo PRH – 16D son:

- Presión de Burbuja (P_b) : 1050 psi
- Temperatura en Superficie (T_s) : 86 °F
- Temperatura de Formación (T_y) : 229 °F
- %API : 34,4
- Relación Gas – Petróleo (GOR) : 366 (MPC/BI)
- Factor Volumétrico del Petróleo : 1,29(By/Bn)
- Salinidad : 21850 (ppm Cl-)
- Gravedad Especifica del Gas : 1,25

Los datos obtenidos para el pozo PRH-16D de la última prueba de restauración de presión (B'UP) son:

- Presión de Reservorio (P_r) : 1417 psi
- Presión de Fondo fluyente (P_{wf}) : 1138 psi
- Caudal de la prueba (Q) : 408 BFPD
- Permeabilidad (K_o) : 75 mD
- Daño total (S_t) : 19
- Fecha de la prueba : 08/10/2010

3.3 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO

Las presiones de reservorio presentadas en el análisis anterior están referidas a la profundidad de asentamiento del sensor o a la profundidad de asentamiento de la bomba presente en el pozo.

Estas presiones deben ser corregidas a la profundidad media de las perforaciones de la arena productora del pozo para tener valores acordes a las condiciones actuales de operación.

Para esta corrección necesitamos los siguientes datos:

- Profundidad de la bomba o sensor (Prof b/s)
- Profundidad media de las perforaciones (Prof mp)
- Presión de reservorio del Build Up (Pr B'up)
- Gravedad API del petróleo.
- Corte de Agua (BSW)

El procedimiento para la corrección de la presión es el siguiente:

La presión de reservorio corregida (Pr corregida) es igual a:

$$P_{r \text{ corregida}} = P_{r \text{ Build Up}} + \Delta H * G_m \quad (3.1)$$

Donde:

ΔH = Diferencia de Profundidades.

G_m = Gradiente de la mezcla.

$$\Delta H = P_{rof \ mp} - P_{rof \ b/s} \quad (3.2)$$

$$G_m = 0.433 * BSW + 0.433 * \gamma_o * (1 - BSW)$$

Estos valores corregidos son necesarios para el posterior diseño del equipo electrosumergible.

Otro valor indispensable para el diseño del equipo electrosumergible es la presión de fondo fluyente actual de los pozos seleccionados, que junto con el caudal actual de producción nos permitirá obtener el Índice de Productividad del pozo en estudio.

En la TABLA 3.11 se presenta los valores de presión de reservorio corregidos, la presión de fondo fluyente a condiciones actuales de operación, el caudal de la prueba de producción y finalmente el Índice de Productividad del pozo, además de las profundidades y la arena productora de cada pozo.

TABLA 3.11 PRESIONES CORREGIDAS

Pozo	Pr corregida (psi)	Pwf corregida	IP Actual	BFPD	Profundidad Bomba/Sensor (pies)	Profundidad media de las perforaciones (pies)	Arena Productora
LAG-9A	2333,12	889,12	0,19	212,00	9690,00	9890,00	T
LAG-43	3831,25	848,25	0,07	181,00	9492,00	10046,00	Hollín
LAG-11A	4170,85	988,85	0,07	225,00	9743,00	9969,00	Hollín
GTA-04	2508,01	450,01	0,18	375,00	8662,00	9796,00	T
GTA-11	2360,22	746,22	0,21	337,00	9236,00	9658,00	U
GTA-17D	1690,20	376,20	0,14	184,00	9902,00	10095,00	T
GTA-18D	1794,86	522,86	0,13	164,00	9694,00	9997,00	U
GTA 40D	1296,25	720,25	0,66	382,00	9746,00	9904,00	U
PRH-15D	1558,57	836,57	0,41	296,00	9709,00	10110,00	T Inf.
PRH-16D	1505,70	716,70	0,35	275,00	9842,00	10077,00	T

Fuente: Gerencia de Explotación y Producción EP-PETROECUADOR Lago Agrio Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

3.1.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS

Luego de realizar el análisis individual de los pozos que tienen bombeo hidráulico se puede realizar la selección de los más idóneos para realizar el diseño de cambio de sistema de levantamiento a bombeo electrosumergible.

Se considera el historial de W.O de los pozos, sus condiciones mecánicas actuales, presiones de reservorio y su índice de productividad, ya que si no

tienen un potencial aumento de producción, el cambio de sistema resultaría no rentable.

Los pozos analizados anteriormente fueron: LAG – 09A, LAG – 43, LAG – 11A, GTA – 04, GTA – 11, GTA – 17D, GTA – 18D, GTA – 40D, PRH – 15D, PRH – 16D.

El análisis del historial de reacondicionamientos muestra que los pozos LAG – 09A, LAG – 11A y GTA – 04 presentan varios trabajos por problemas en el equipo electrosumergible, los más recurrentes fueron: atascamiento de la bomba por presencia de escala o arena y problemas eléctricos en cable y motor de fondo, lo que nos indica que los pozos no presentan condiciones favorables para la operación de un equipo electrosumergible, por tanto estos pozos son descartados de la selección.

El presente proyecto de titulación tiene por objetivo diseñar equipos de bombeo electrosumergible para pozos que presentan bajas presiones de fondo y como se observa en la TABLA 3.11 el pozo LAG – 43 posee presión alta por lo que no será considerado para la selección.

Por lo tanto los pozos GTA – 11, GTA – 17D, GTA – 18D, GTA – 40D, PRH – 15D, PRH – 16D serán considerados para realizar el diseño del equipo electrosumergible, los datos de estos pozos son ingresados en el software de diseño para así tener una idea preliminar de los resultados a obtenerse con cada uno de ellos.

Luego de este análisis preliminar los pozos GTA – 11, GTA – 17D y GTA – 18D no serán desarrollados rigurosamente ya que presentan índices de productividad bajos y el cambio de sistema no representa un incremento justificable en la producción, por tanto no serán presentados en el análisis.

El pozo PRH – 16D presentó serios problemas en el manejo de gas libre hacia la bomba, lo que representaría problemas de cavitación o bloqueo de gas en la bomba, por tanto también es descartado del análisis.

Finalmente, tenemos los pozos GTA – 40D Y PRH – 15D los que presentan un incremento sustancial en la producción, sus presiones de fondo son bajas y el

manejo de gas es resuelto con la utilización de separadores, por tanto estos pozos serán presentados en el capítulo 5, en donde se realizará el diseño riguroso de cada uno de los equipos de fondo, quedando así estos pozos como los candidatos para el cambio de sistema de levantamiento artificial a bombeo electrosumergible.

CAPÍTULO 4

EQUIPOS UTILIZADOS EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MEDIANTE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA POZOS CON BAJA PRESIÓN DE FONDO Y BAJA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.

4.1 FUNDAMENTOS DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible se considera como un sistema integrado de bajo costo y efectivo para levantar altos volúmenes de fluidos desde el reservorio hasta la superficie mediante el uso de una bomba centrífuga en una variedad de condiciones de pozo. A pesar de su uso común para altos caudales en la actualidad se lo utiliza para bajos caudales como 100 BFPD gracias a la adecuada selección de pozos candidatos para implementar el sistema al igual que en pozos con fluidos de altas viscosidades y altas temperaturas y para el caso de pozos con diámetro reducido.

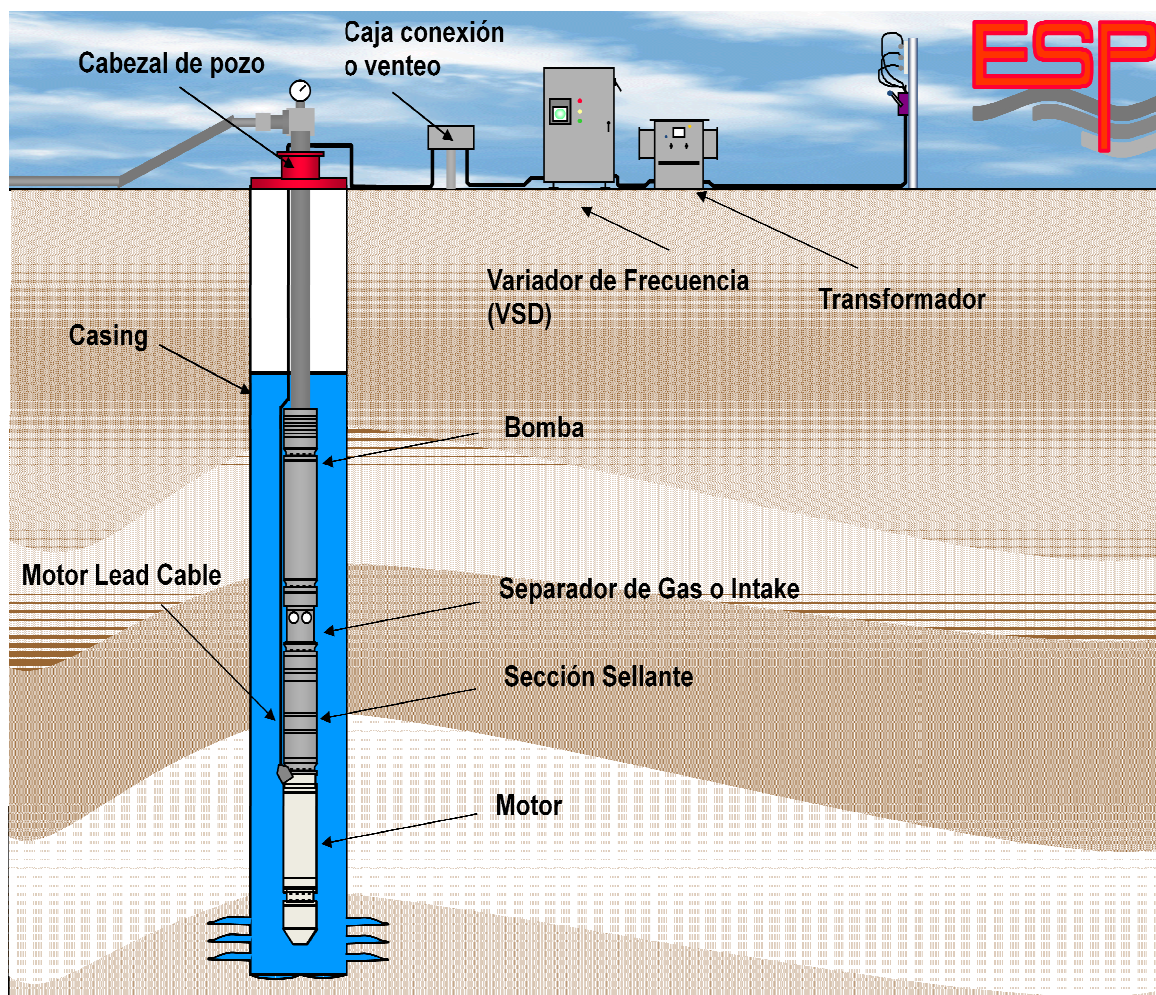
Una de las principales ventajas que muestra el sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible es no poseer partes móviles en superficie lo cual es muy recomendable para zonas urbanas.

Las desventajas principales que posee el sistema se encuentran en pozos con alta temperatura en los cuales se debe usar un recubrimiento especial para el cable de potencia, además al momento de instalar o recuperar el equipo solo se lo puede hacer con taladro de reacondicionamiento.

Este sistema de levantamiento artificial posee dos componentes: el primero considera todo el equipo ha ser instalado en superficie y el segundo es el equipo de fondo.

En la Figura 4.1 se aprecia un esquema de los componentes del sistema de bombeo electrosumergible

FIGURA 4.1 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE LOS EQUIPOS DE SUPERFICIE Y FONDO



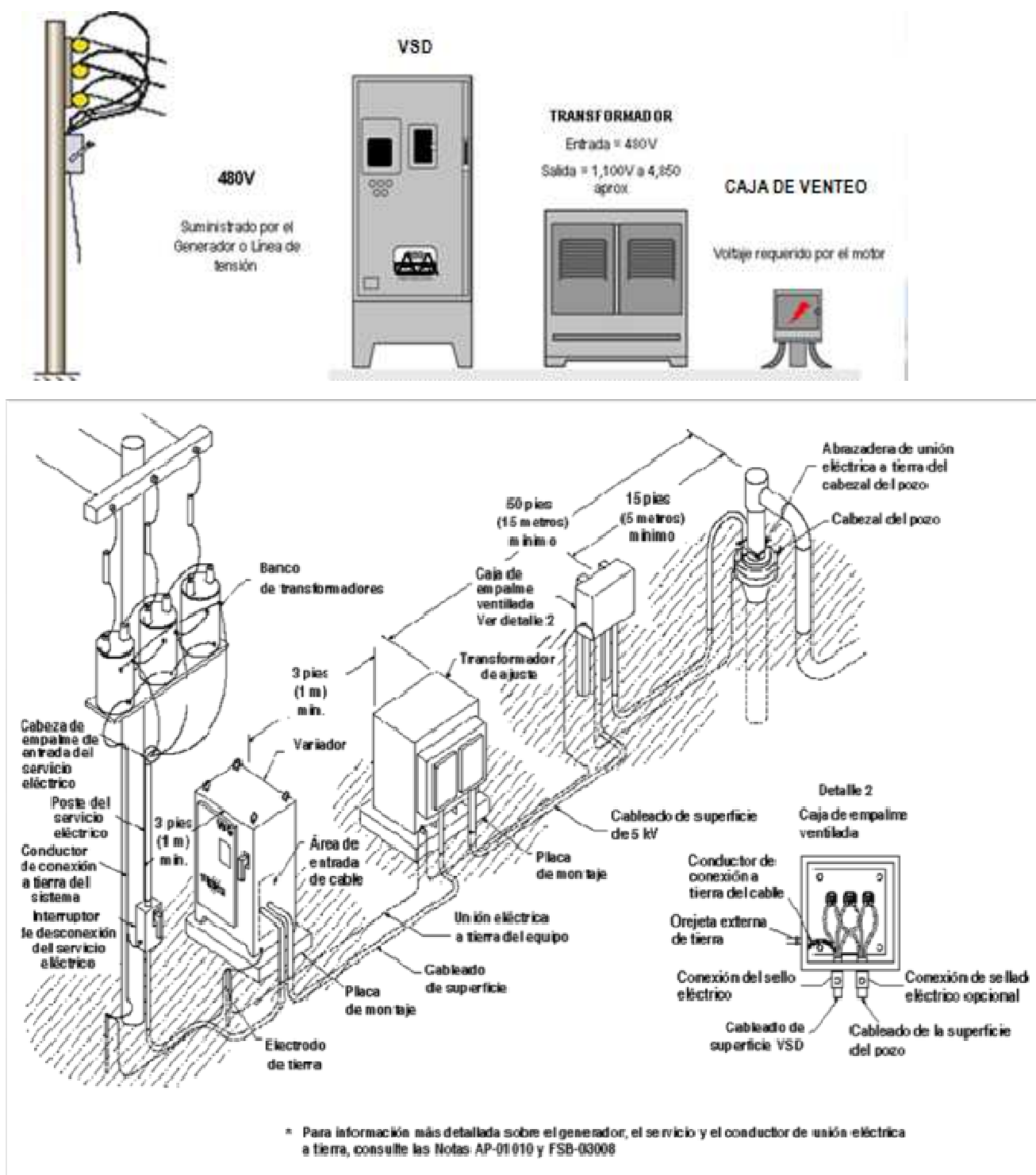
Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

4.1.1 COMPONENTES EN SUPERFICIE

El equipo de superficie es el encargado de suministrar la energía eléctrica necesaria al motor electrosumergible y controlar su funcionamiento.

Los principales componentes de superficie son: transformadores, tablero de control, caja de conexión o venteo, variador de frecuencia y el cabezal del pozo, como se muestra en la Figura 4.2.

FIGURA 4.2 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE LOS EQUIPOS DE SUPERFICIE



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

4.1.1.1 Transformadores

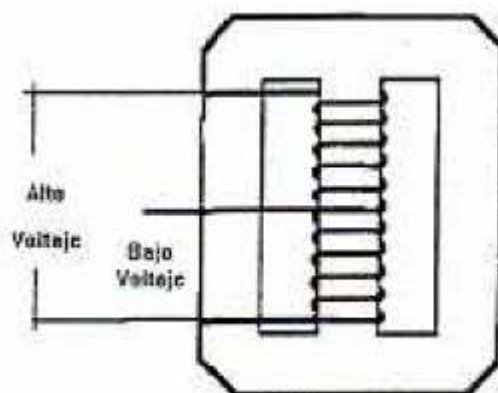
El transformador es un equipo eléctrico que permite aumentar o disminuir el voltaje o tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la frecuencia. Los transformadores son dispositivos basados en el fenómeno de la inducción electromagnética constituidos por dos bobinas sobre un núcleo cerrado, por lo general de silicio.

El transformador debe ser dimensionado para que su potencia nominal sea igual o mayor que la requerida por el equipo de fondo para asegurar su correcto funcionamiento.

Los transformadores utilizados en este tipo de sistema de levantamiento tienen disponibles rangos mayores de voltaje secundario e interruptores (taps) en sus bobinas permitiendo seleccionar diferentes voltajes.

Podemos encontrar transformadores elevadores, reductores y autotransformadores.

- **Transformador reductor.-** Como su nombre lo dice reduce el voltaje de distribución de 13800 voltios al voltaje de 480 voltios, necesario para el funcionamiento del variador de velocidad.
- **Transformador elevador.-** Es el encargado de elevar el voltaje de salida del variador de 480 voltios variable en frecuencia al voltaje que requiera el motor electrosumergible con las conexiones, estrella o delta, según amerite el caso.
- **Autotransformador.-** Es aquel que posee solo un devanado y nos sirve para compensar las pérdidas de voltaje como podemos ver en la Figura 4.3.

FIGURA 4.3 DIAGRAMA DE UN SOLO DEVANADO

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

En un devanado encontramos que parte de él es para el bajo voltaje y está conectado en sus extremos a un circuito de alto voltaje. La característica principal en este transformador es: el circuito de alto voltaje no está aislado del circuito de bajo voltaje.

FIGURA 4.4 TRANSFORMADOR

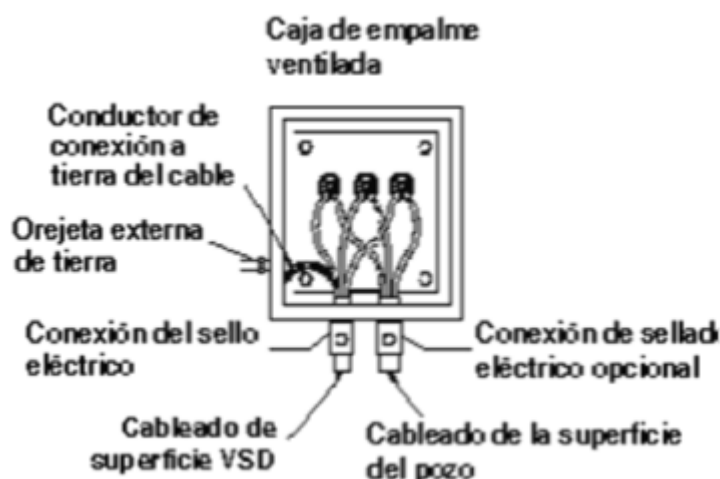
Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

4.1.1.2 Caja de Conexión o venteo

Se encuentra ubicada entre el tablero de control y el cabezal del pozo. Sus principales funciones consisten en suministrar un punto para conectar el cable proveniente del controlador al cable del pozo y un punto de prueba fácilmente accesible para la revisión eléctrica de los equipos como se observa en la Figura 4.5.

Se la conoce como caja de venteo ya que permite liberar a la atmósfera el gas que pueda contener el aislamiento y la chaqueta del cable de fondo.

FIGURA 4.5 DIAGRAMA PARTES INTERNAS DE LA CAJA DE CONEXIONES



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

4.1.1.3 Variador de Frecuencia

Los variadores de frecuencia conocidos por lo general como variadores de velocidad son equipos eléctricos que cambian de manera segura y eficiente la velocidad en un motor eléctrico de corriente alterna (AC), un ejemplo se muestra en la Figura 4.6.

En el campo es recomendable el uso de los variadores para el control de velocidad en los motores de las bombas electrosumergibles.

El modo de operación de los variadores principalmente maneja los términos de frecuencia, corriente y presión.

- **Frecuencia.-** Es la más utilizada conservándose constante en un valor predeterminado.
- **Corriente.-** Se utiliza cuando el variador de frecuencia o el motor se encuentran trabajando a la máxima carga. El valor fijo es la corriente.
- **Presión.-** Se mantiene la presión de fondo constante, por lo que se requiere de sensores especiales.

Las ventajas que proporciona este equipo son:

- Alarga la vida del equipo de fondo gracias a que el sistema permite un arranque suave del motor en caso de parada.
- Controla la velocidad automáticamente permitiendo que se trabaje entre un rango de 20 a 90 Hz con lo cual podemos cambiar el caudal y/o la altura de la columna dinámica.
- Incrementa la vida útil del motor al disminuir los choques mecánicos y eléctricos causados por un arranque directo.
- Controla la frecuencia de operación.
- Controla la tasa de producción.
- Sensa la corriente del motor.
- Apaga el motor por sobrecarga (O/L) o por baja carga (U/L).
- Elimina estranguladores en la superficie.

Para evitar daños en el motor, el variador de frecuencia también varía el voltaje con la frecuencia manteniendo constante la relación Voltio/Hertz. Es decir, si la frecuencia se reduce, el voltaje también debe ser reducido para prevenir que el entrehierro se sature y cause excesivas pérdidas por calentamiento del motor o en caso contrario si la frecuencia se aumenta, el voltaje debe aumentarse para mantener la densidad de flujo y el torque constantes.

Los variadores de frecuencia que se utilizan pueden clasificarse de la siguiente manera:

- Según la Sección Convertora:
 - 6 Pulsos (ICS, Eaton, Emerson, Siemens)
 - 12 Pulsos (Unico, ABB, ICS, Toshiba)
 - 24 Pulsos (Robicon)

En el caso del variador de frecuencia utilizado, el tiempo de arranque puede prolongarse aproximadamente hasta 7 segundos para comenzar a mover el rotor del motor y luego proporcionar una rampa controlada de aceleración. A su vez, la corriente puede controlarse en valores de 1,5 veces la corriente de placa del motor.

FIGURA 4.6 VARIADOR DE FRECUENCIA VECTOR VII



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Dentro del variador tenemos el tablero de control de instrumentos el cual permite variar la frecuencia y controlar parámetros eléctricos del motor optimizando su funcionamiento, controlando así la velocidad en el eje brindándole protección eléctrica.

4.1.1.4 Cabezal del pozo

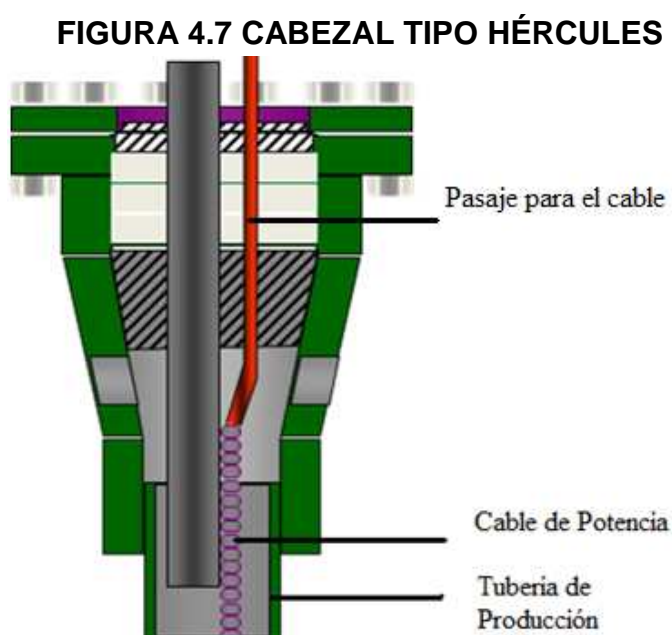
Fue diseñado para soportar el peso del equipo de fondo y se usa para mantener control sobre el espacio anular del pozo. Como una característica fundamental en este sistema de levantamiento el cabezal del pozo debe brindar facilidades para instalar el cable de potencia con un adecuado sello y que este pueda pasar a través del montaje de la brida de soporte hasta la superficie.

Los cabezales de superficie más usados son:

- **Tipo Hércules**

Se los utiliza en pozos con baja presión en el espacio anular y por lo general en instalaciones no muy profundas, se lo observa en la Figura 4.7.

El cable de potencia cruza a través de un pasaje diseñado para él hasta la caja de venteo y es empacado por un juego de gomas prensadas.



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

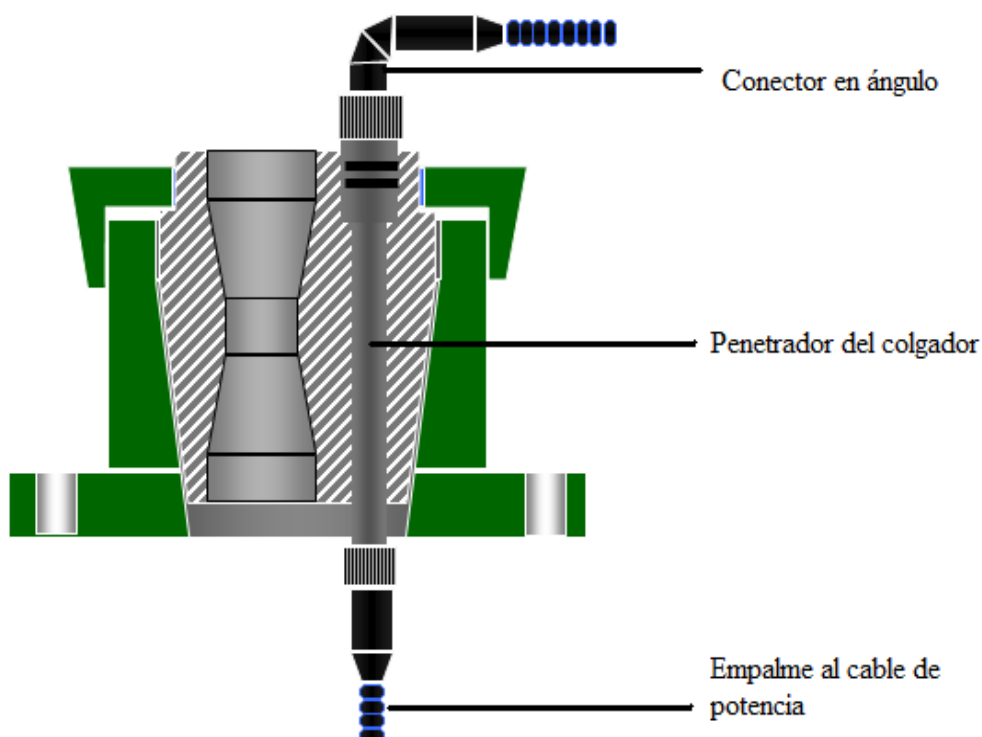
- **Tipo Roscado**

Se los utiliza en pozos con alta presión de gas en el espacio anular o para instalaciones a grandes profundidades, además se los utiliza en operaciones costa afuera, se lo observa en la Figura 4.8.

El cable de potencia se empalma a una cola de cable, de similares características, que posee un conector en uno de sus extremos, este conector se conecta con el del penetrador del colgador al igual que otra cola de cable, de inferior calidad, que cuenta con un conector en ángulo ubicado en la parte externa del cabezal.

El otro extremo de este cable se conecta a la caja de venteo en superficie.

FIGURA 4.8 CABEZAL TIPO ROSCADO

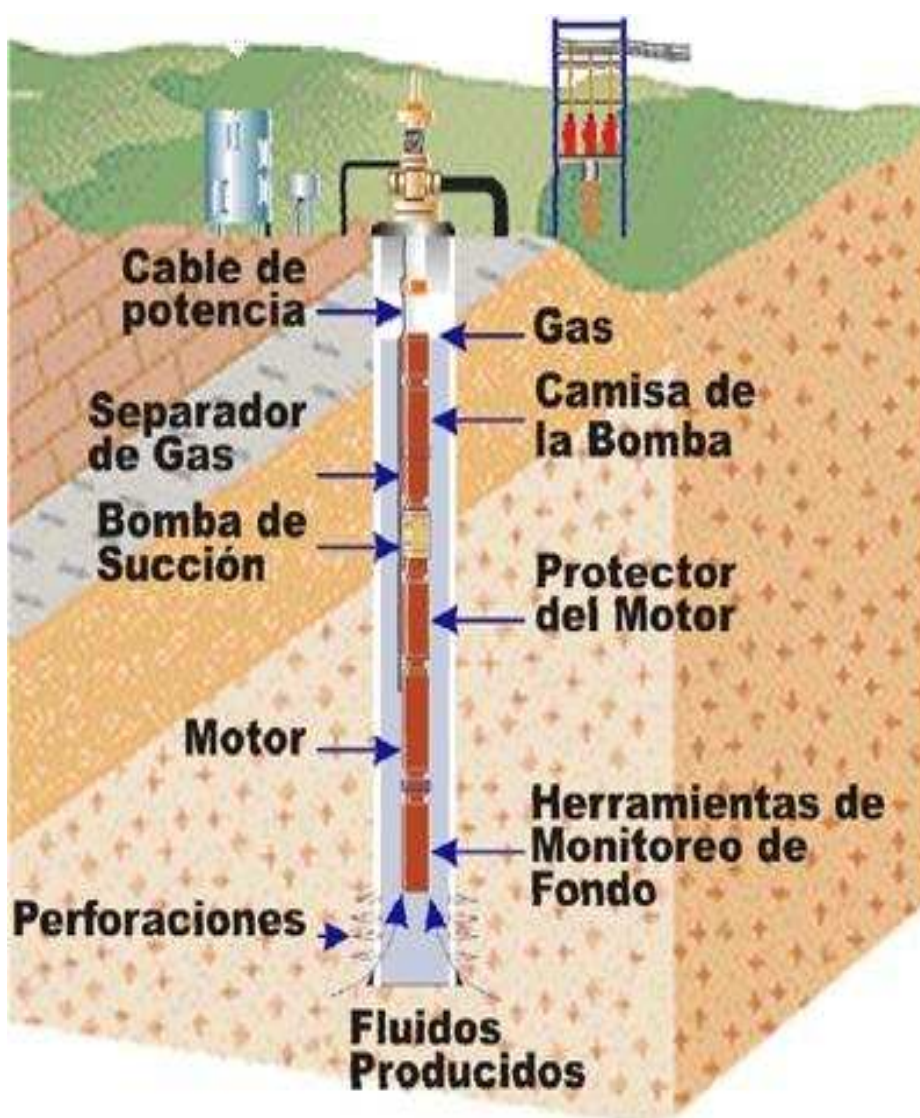


Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

4.1.2 COMPONENTES DE FONDO

El equipo de fondo que se muestra en la Figura 4.9, se compone principalmente por la bomba centrífuga, entrada del fluido, sección sellante, motor de fondo, sensor y cable de potencia. Además según las condiciones que presente el pozo la configuración del equipo puede incluir un separador de gas.

FIGURA 4.9 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE LOS EQUIPOS DE FONDO



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

4.1.2.1 Bomba centrífuga

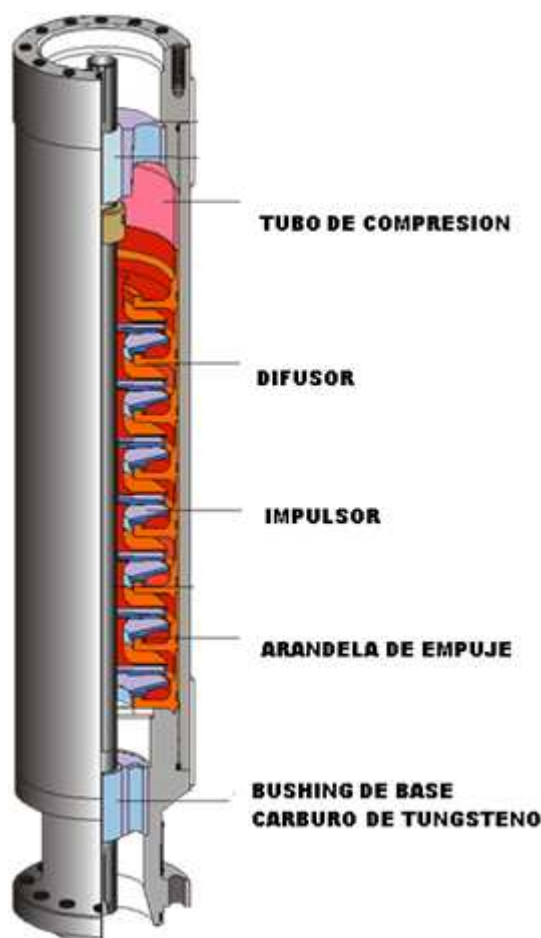
Es considerada como la parte principal del sistema de bombeo electrosumergible. La bomba centrífuga es de tipo multietapas la cual produce una altura completamente dinámica al convertir el caballaje del eje en energía de velocidad para luego transformar en caballaje líquido.

Fue diseñada para proporcionar a los fluidos del pozo el incremento de presión necesaria para llegar a superficie con el caudal deseado.

Se encuentra conectada a la parte inferior de la tubería por medio del cabezal de descarga de la bomba.

En la Figura 4.10 se presenta las partes internas de la bomba centrífuga y en la TABLA 4.1 sus respectivas metalurgias.

FIGURA 4.10 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE LAS PARTES INTERNAS DE UNA BOMBA



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

TABLA 4.1 METALURGIA DE LA BOMBA

Componente	Metalurgia	Rango de Temperaturas
Cabezal	Inoxidable	N/A
Carcasa del Anillo de sello circular	Elastómero	450°F (232°C)
Difusor	Ni-resistente	N/A
Impeller	Ni-resistente	N/A
Eje de la Bomba	Inoxidable aleado	N/A
Carcasa de la Bomba	Acero Férrico	N/A
Rodamiento del Eje	Carburo de Tungsteno	N/A
Base	Inoxidable	N/A

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

4.1.2.1.1 Etapas de la Bomba

Una etapa de la bomba está formada por: Impeller, difusor y una arandela de empuje.

El impeller o impulsor brinda al fluido energía cinética, esto es gracias a que genera una presión de velocidad fluida a través de una fuerza centrífuga o axial, dependiendo del tipo de flujo que puede ser radial o mixto; mientras que el difusor cambia esta energía cinética en energía potencial convirtiendo la velocidad en volumen de presión para iniciar el levantamiento de líquidos desde el pozo.

La función del difusor es convertir la energía de alta velocidad y baja presión en energía de baja velocidad y alta presión.

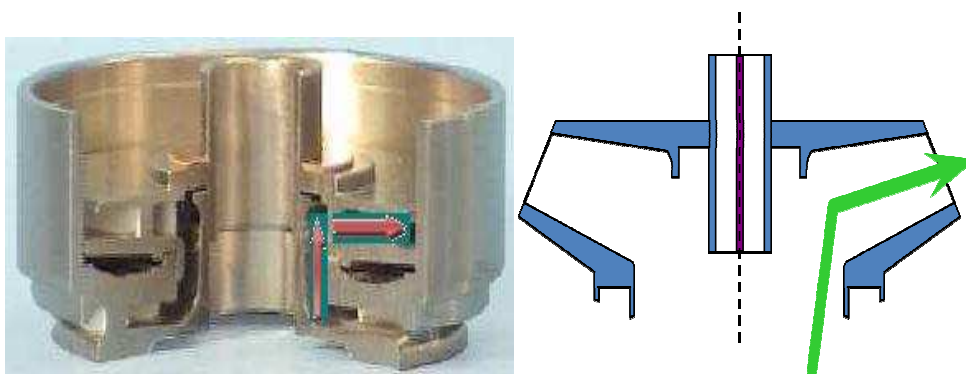
Las etapas tienen un diseño de álabes completamente encorvadas y cerradas, cuya máxima eficiencia es una función del tipo y diseño del impeller.

El diseño de los impulsores es de gran importancia al grado que son los encargados de clasificar a las bombas electrosumergibles en dos categorías generales que son: las que usan etapas de flujo radial y las que usan etapas de flujo mixto.

- **Etapas de Flujo Radial.-** Desarrolla una carga de presión a través de fuerzas centrífugas. Se utiliza cuando se requiere de una instalación con un flujo bajo, y de una altura alta. Los índices nominales se ubican dentro del rango de 100 BFPD a 1,200 BFPD con una eficiencia de bombeo de alrededor del 60%.

Este diseño se logra al permitir que el líquido se descargue en un ángulo de 90° con respecto del eje de la turbina como se observa en la Figura 4.11. La etapa radial conocida también como de forma Pankake es el diseño más eficiente para estos índices de caudales de fluido bajos.

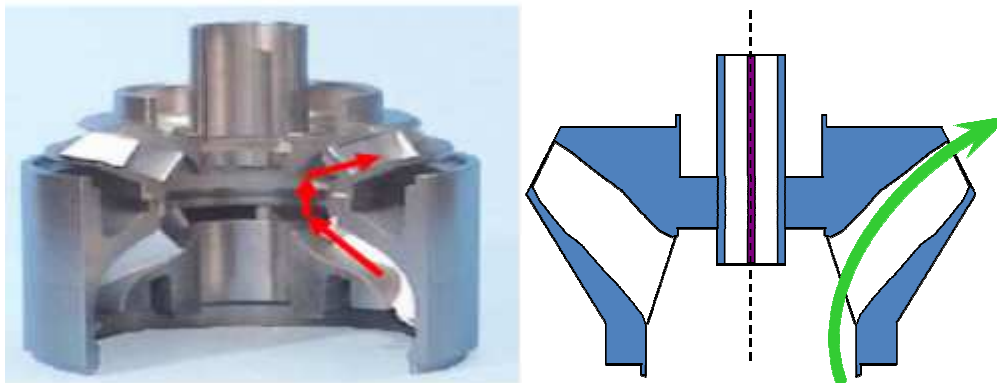
FIGURA 4.11 ETAPA DE FLUJO RADIAL



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

- **Etapas de Flujo Mixto.-** Desarrolla presión y altura a través de fuerzas centrífugas y axiales. Se utiliza cuando se requiere de una instalación para flujos altos y de altura alta. Los índices nominales generalmente se ubican dentro del rango de 1,200 BFPD a 70,000 BFPD, pero con una eficiencia de bombeo mayor al 60%. El ángulo de la descarga del líquido es un ángulo de menos de 90° respecto del eje del impeller como se observa en la Figura 4.12. Este es el diseño más popular de los dos debido al hecho que manejan gas y sólidos más eficientemente.

FIGURA 4.12 ETAPA DE FLUJO MIXTO



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

En general las pérdidas en la bomba pueden ser clasificadas en pérdidas por escape, hidráulicas, mecánicas y pérdidas del impulsor.

- **Pérdidas por escape:** Ocurren cuando el fluido se filtra entre los espacios del impulsor y el difusor.
- **Pérdidas hidráulicas:** Se desarrollan debido a la complejidad del patrón de flujo dentro del impulsor. La magnitud de esta variable aumenta al introducir gas libre dentro de la bomba.
- **Pérdidas del impulsor:** Ocurren debido a la fricción entre las paredes del impulsor y el fluido, la pérdidas por los cambios en el área del impulsor ocupada por el fluido, y las pérdidas ocasionadas por la circulación del fluido dentro de las cavidades del impulsor. Este último puede ser teóricamente reducido mediante el uso de un mayor número de alabes en el impulsor, lo cual mejora la circulación del fluido.

4.1.2.1.2 Eje de la Bomba

Se encuentra unido al eje del motor por medio de los ejes del intake y de los sellos. El impeller rota a la velocidad operativa del motor.

Se debe tomar precauciones al seleccionar el material del eje para cada aplicación, considerando dos parámetros principales que son: la resistencia del eje y la composición de los fluidos.

Los requerimientos de fuerza de la bomba determinarán si se necesitan ejes con resistencia normal, alta o ultra alta. La composición de los líquidos del pozo determinará que metalurgia deberá ser usada. Todos los ejes de alta resistencia son fabricados de material inoxidable.

4.1.2.1.3 Leyes de Afinidad

Al cambiar la velocidad operacional de una bomba centrífuga sus características de desempeño cambiarán. Estos cambios se pueden predecir mediante el uso de las leyes de afinidad, las cuales gobiernan el desempeño de la bomba centrífuga, a medida que ocurren cambios en la velocidad de operación.

Las Leyes de Afinidad se derivaron del análisis adimensional de las máquinas rotativas, estas leyes mostraron que para condiciones dinámicamente similares o relativamente comunes, algunos parámetros adimensionales permanecían constantes.

Cuando se aplican a cada punto sobre una curva de desempeño de tipo altura de columna – caudal, las leyes muestran que al cambiar la de velocidad de operación se obtienen las siguientes observaciones:

- La capacidad es directamente proporcional a la velocidad.
- La altura de columna generada es proporcional al cuadrado de la velocidad.
- El potencial al freno es proporcional al cubo de la velocidad
- La potencia generada por el motor es directamente proporcional a la velocidad.

La relación matemática entre estas variables es:

$$\text{Caudal } RPM_2 = \text{Caudal } RPM_1 \times \left(\frac{RPM_2}{RPM_1} \right) \quad (4.1)$$

$$\text{Cabeza } RPM_2 = \text{Cabeza } RPM_1 \times \left(\frac{RPM_2}{RPM_1} \right)^2 \quad (4.2)$$

$$BHP_{RPM_2} = BHP_{RPM_1} \times \left(\frac{RPM_2}{RPM_1}\right)^3 \quad (4.3)$$

Debido a que la relación entre RPM y frecuencia es directa, podemos sustituir RPM por Hertz en las ecuaciones anteriores y considerando el rendimiento de una bomba a 60 Hz podemos calcular su comportamiento a cualquier otra frecuencia diferente de 60 Hz a través de las siguientes ecuaciones:

$$Caudal_{Hz} = Caudal_{60\ Hz} \times \left(\frac{Hz}{60}\right) \quad (4.4)$$

$$Cabeza_{Hz} = Cabeza_{60\ Hz} \times \left(\frac{Hz}{60}\right)^2 \quad (4.5)$$

$$BHP_{Hz} = BHP_{60\ Hz} \times \left(\frac{Hz}{60}\right)^3 \quad (4.6)$$

Usando las Leyes de Afinidad se pueden construir las curvas de desempeño para cualquier velocidad dada, así mismo predecir el comportamiento de la bomba partiendo de una velocidad determinada.

Para cualquier punto en la curva de velocidad estándar, se pueden encontrar puntos equivalentes en las nuevas curvas de velocidad que tengan condiciones hidráulicas casi idénticas; patrón de flujo, equilibrio del empuje axial del impulsor y eficiencia de bombeo.

4.1.2.1.4 Curva de Comportamiento de la Bomba

Curva de Altura de columna.- Es trazada utilizando los datos de desempeño reales.

El comportamiento que presenta se describe a continuación: cuando la capacidad aumenta, la altura de columna total (o presión) que la bomba es capaz de desarrollar se reduce.

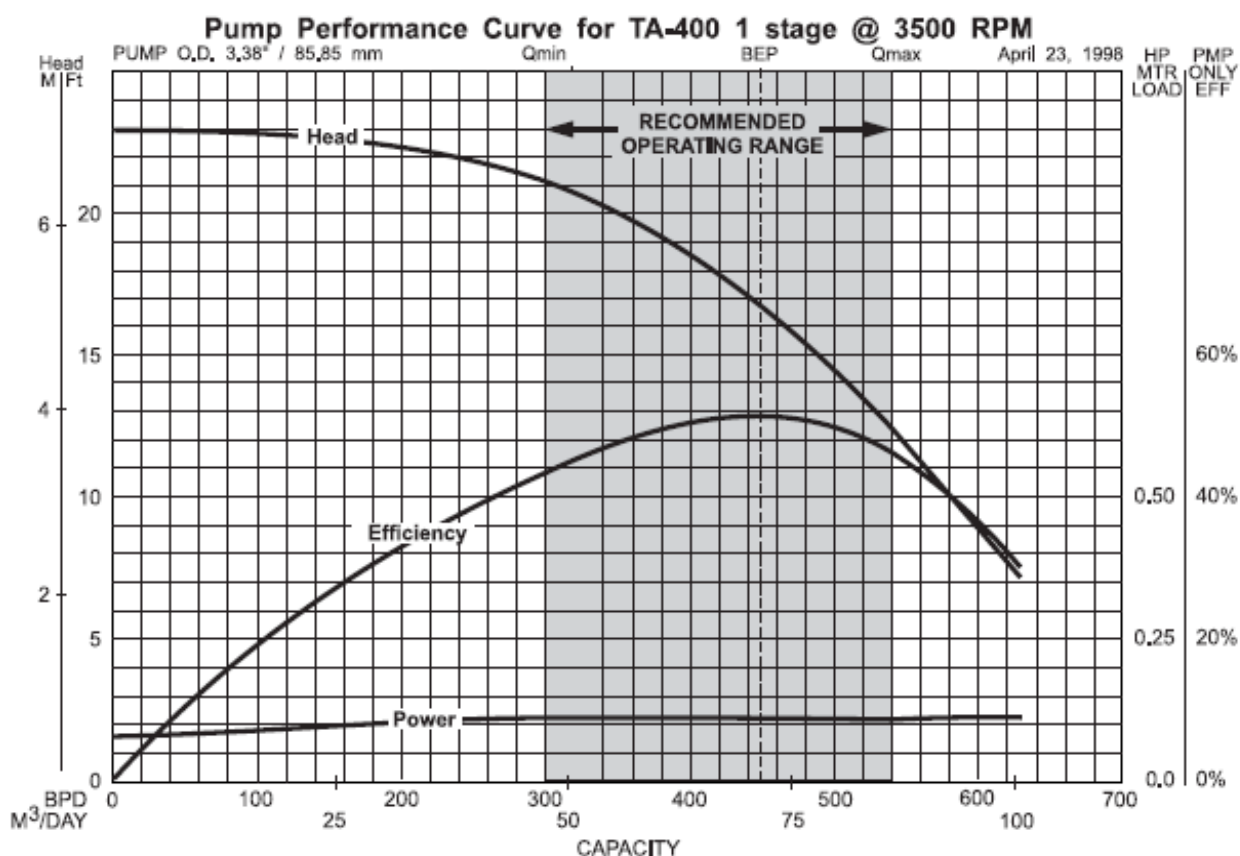
Generalmente la columna más alta que una bomba puede desarrollar, se desarrolla en un punto en que no hay flujo a través de la bomba; esto es, cuando la válvula de descarga está completamente cerrada.

Curva de Potencia al Freno (BHP).- Se traza con base en los datos de la prueba de desempeño real. Esta es la potencia real requerida por la bomba centrífuga para entregar el requerimiento hidráulico.

Rango de Operación.- Es el rango en el cual la bomba opera con mayor eficiencia.

Si la bomba se opera a la izquierda del rango de operación a una tasa de flujo menor, la bomba puede sufrir desgaste por empuje descendente (downthrust). Si la bomba se opera a la derecha del rango de operación a una tasa de flujo mayor, la bomba puede sufrir desgaste por empuje ascendente (upthrust). Una curva típica de desempeño de una curva se observa en la Figura 4.13.

FIGURA 4.13 CURVA DE COMPORTAMIENTO CARACTERÍSTICO



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

La nomenclatura utilizada para identificar a una bomba será por su SERIE (diámetro) más el caudal que la bomba pueda manejar en su punto de mayor eficiencia.

4.1.2.2 Succión o Intake

La succión o intake es la puerta de acceso de los fluidos del pozo hacia la bomba, para poder desplazarlos hasta la superficie.

Existen dos tipos básicos de succiones o intakes de bombas que son la succión estándar y el separador de gas.

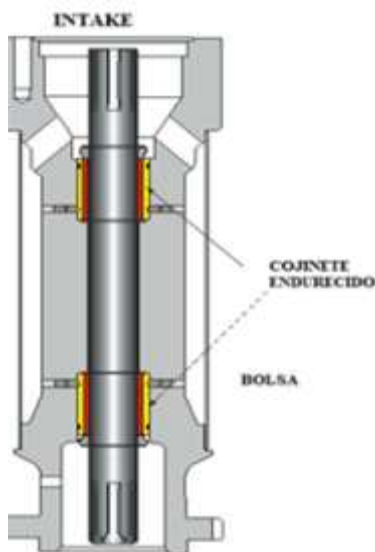
4.1.2.2.1 Succión Estándar

Cumplen con las funciones de permitir el ingreso de los fluidos del pozo a la bomba y transmitir el movimiento del eje en el extremo del sello al eje de la bomba, esto lo realiza gracias a la presencia de agujeros grandes que dirigen el flujo de los líquidos hacia la sección inferior de la bomba y su entrada a la etapa inferior de la misma.

La cantidad de gas natural por volumen en condiciones de tener una admisión de bomba no debería ser más del 10% al 15%.

La admisión es empernada a la parte inferior de la bomba y su eje es conectado mediante un coupling al eje de la bomba, transmitiendo así el movimiento. En la Figura 4.14 se observa una succión o intake estándar, además en la TABLA 4.2 se observa la metalurgia correspondiente de sus elementos.

FIGURA 4.14 DIAGRAMA DE UNA SUCCIÓN O INTAKE ESTÁNDAR



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

TABLA 4.2 METALURGIA DE LA SUCCIÓN O INTAKE

Componente	Metalurgia
Cuerpo	Inoxidable
Eje de la admisión	Inoxidable aleado
Buje del Eje	Carburo de Tungsteno

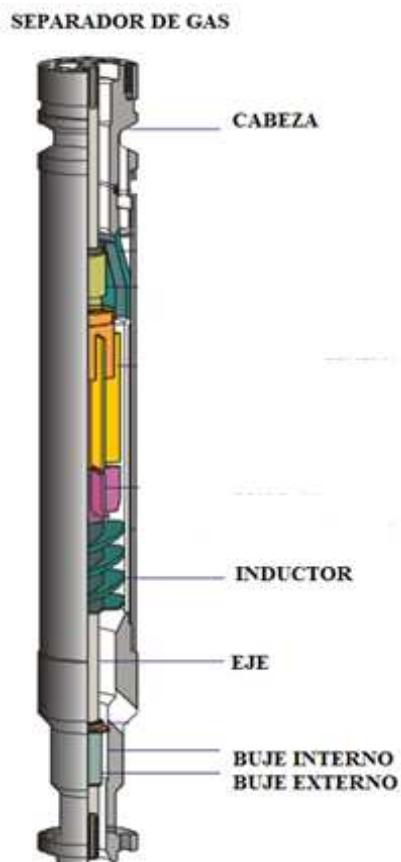
Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

4.1.2.2.2 Separador de Gas

Además de permitir el ingreso de fluidos al interior de la bomba, el separador tiene la finalidad de eliminar la mayor cantidad del gas contenido en estos fluidos.

Posee dispositivos mecánicos muy eficientes para separar las fases gracias a la utilización de la fuerza centrífuga. Un separador de gas consta de 3 grandes secciones que son el inductor, cámara de separación (Centrífuga) y sección separadora, como se muestra en la Figura 4.15.

FIGURA 4.15 DIAGRAMA DE UN SEPARADOR DE GAS



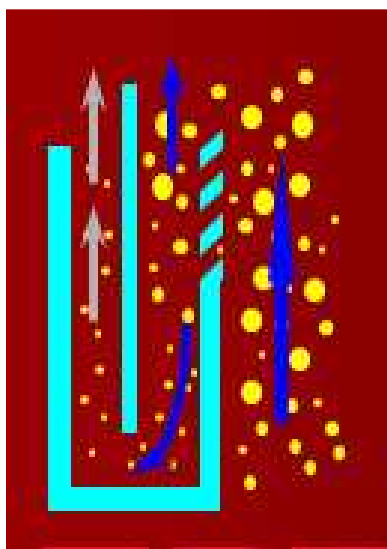
Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Existen dos tipos de separadores de gas:

- **De flujo Inverso.-** Son considerados como dispositivos estáticos. Se componen de un laberinto que obliga al fluido del pozo a cambiar de dirección antes de ingresar a la bomba, las burbujas continúan subiendo en lugar de acompañar al fluido como se muestra en la Figura 4.16.

La geometría interna de los separadores causa un cambio direccional en el fluido que previamente ingresó.

FIGURA 4.16 COMPORTAMIENTO DE UN SEPARADOR DE GAS DE FLUJO INVERSO



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

- **Rotativos.-** Se los utiliza cuando el gas disponible en la admisión excede el 20%.

Este tipo de separador de gas permite ingreso de líquidos y gas en la base del separador a un centrífugo giratorio con inductores y álabes rectos.

La manera de operar es separando el material más denso (aceite y agua) hacia los lados extremos del centrífugo y el componente más ligero (gas) se mueve hacia el centro.

El gas se descarga hacia el espacio anular y los líquidos ingresan a la bomba gracias a un difusor de separación que posee el equipo.

La selección del separador de gas adecuado dependerá de la cantidad de gas producida por el pozo, teniendo en cuenta la eficiencia mostrada en la TABLA 4.3.

TABLA 4.3 EFICIENCIA DE LA SUCCIÓN

Tipo de Succión	Capacidad de Separación
Estándar	0%
Flujo Inverso	25 a 50 %
Rotativo	70 a 85%

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Si bien los separadores de flujo inverso y las succiones estándar no presentan un consumo de potencia significativo, los separadores rotativos si tendrán incidencia en la potencia consumida por el sistema como se muestra en la TABLA 4.4.

TABLA 4.4 POTENCIA CONSUMIDA SEGÚN EL TIPO DE SUCCIÓN

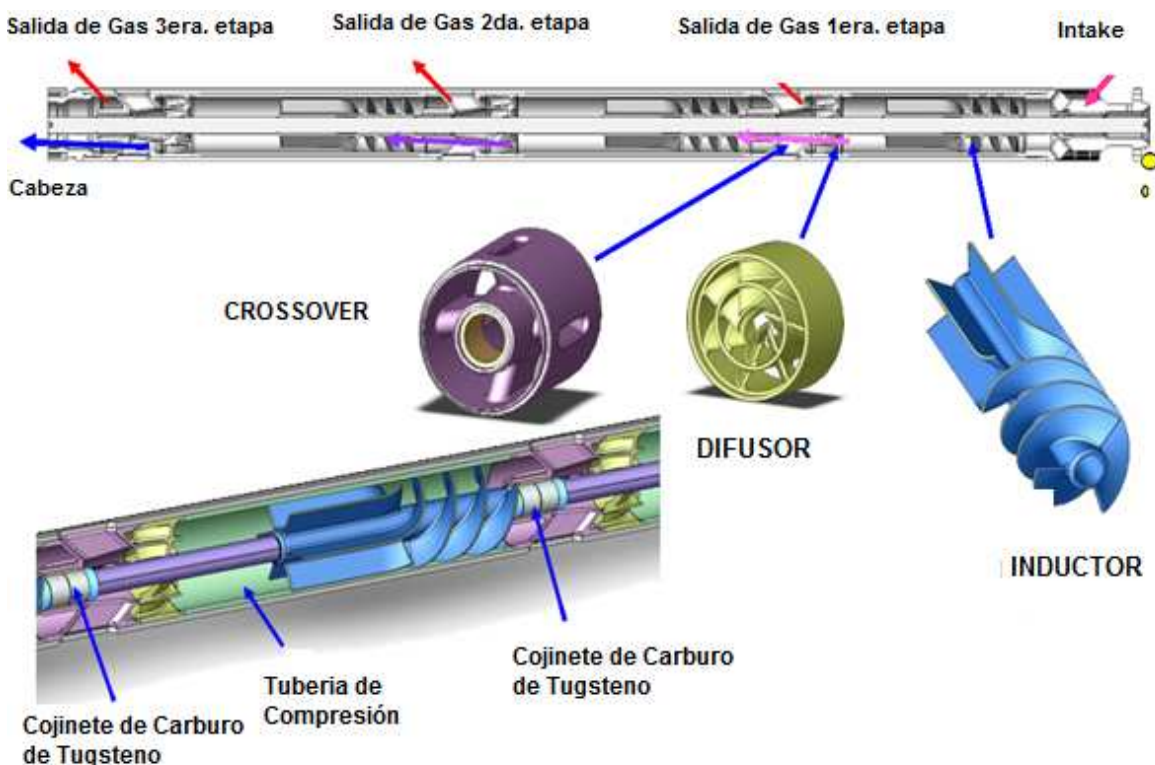
Tipo de Succión	Potencia Consumida
TR 3	1,75 HP
TR 4	1,25 HP
TR 5	7 HP

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Se debe mencionar que existen varios tipos de separadores de gas los cuales difieren solamente en la eficiencia en el momento de la separación a continuación se menciona el separador de Gas Multi-Etapa Resistente a Abrasiones el cual posee alta eficiencia de separación.

- Separador de alta eficiencia.**- Son una combinación de tipo vórtice y aletas. Permiten el ingreso de líquidos y gas en la base del separador al inductor que inicialmente presuriza al líquido. Después, la rotación del líquido es establecida por medio de aletas cortas al final del inductor. En la cámara de separación que sigue, el aceite y el agua se mueven hacia los lados extremos de la cámara y los componentes más ligeros, el gas libre, se mueve hacia el centro. Un difusor se ubica antes del separador para optimizar el flujo y transformar la energía de la rotación de los líquidos nuevamente en presión. Un difusor de separación permite que el gas sea descargado hacia el espacio anular y los líquidos son permitidos a ingresar hacia la siguiente etapa de separación. Utilizan tres etapas en serie para optimizar la eficiencia de separación. Burbujas grandes de gas son rechazadas por el espacio anular en las etapas bajas, y las burbujas más pequeñas son rechazadas en las etapas altas. En la Figura 4.17 podemos ver la configuración del separador.

FIGURA 4.17 DIAGRAMA DE UN SEPARADOR DE GAS DE ALTA EFICIENCIA



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

4.1.2.3 Sección Sellante

Comúnmente conocidos como sellos se los denomina también ecualizadores o protectores. Sus principales funciones se resumen a continuación:

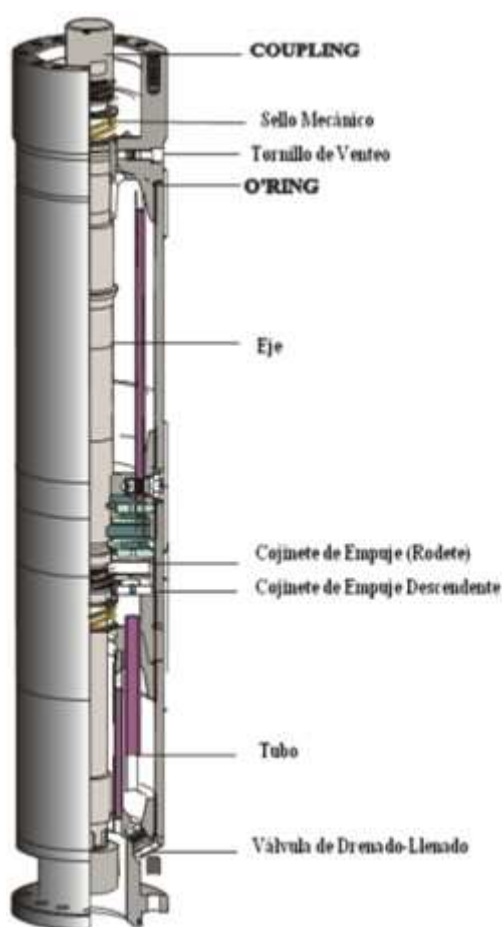
- Sella.- Evitando el ingreso de fluidos del pozo al interior del motor.
- Protege.- Absorber los empujes descendentes y ascendentes de la bomba.
- Ecualiza.- Equilibrando la presión interna del motor con la presión del pozo.
- Permite la expansión-contracción del aceite de motor debido a los ciclos térmicos.

Según la cámara del sello se los puede clasificar en dos tipos:

- **Cámaras tipo Laberinto.**- Están compuestas por un tubo en forma de U, que forman un laberinto en el interior de ésta para hacer el camino difícil al fluido de pozo que intenta ingresar al motor.

Se lo utiliza por lo general en pozos donde el fluido producido tiene una densidad superior a la del aceite del motor (con alto corte de agua), o en pozos verticales. En la Figura 4.18 se observa un sello de tipo laberinto.

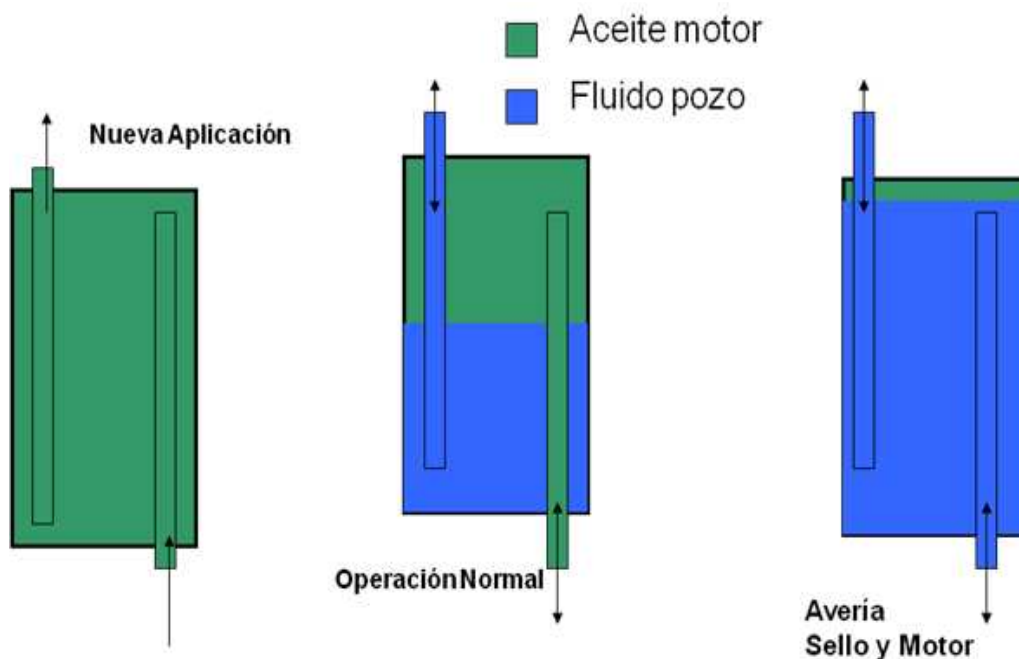
FIGURA 4.18 SELLO TIPO LABERINTO



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

La condición de trabajo del sello laberíntico lo podemos ver en la Figura 4.19.

FIGURA 4.19 CONDICIÓN DE TRABAJO DE UN SELLO DE TIPO LABERINTO



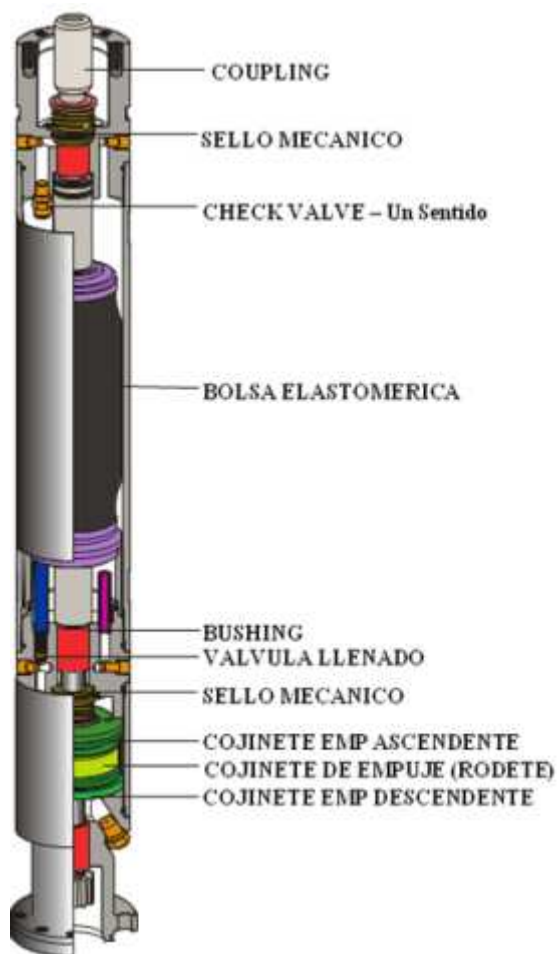
Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

- **Cámaras tipo Bolsa.-** Están compuestas por una bolsa de goma. Se las conoce también como sello positivo. Se utiliza en pozos en los cuales la densidad del fluido es semejante a la del aceite del motor o los equipos son instalados en la sección desviada del pozo, alcanzando inclinaciones de 75° a 80°.

Son de gran importancia gracias a su condición de flexibilidad la cual les permite equilibrar las presiones en ambos lados de la bolsa de elastómero.

En la Figura 4.20 se aprecia el diagrama del sello tipo bolsa.

FIGURA 4.20 SELLO TIPO BOLSA



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

4.1.2.4 Motores

Es un motor trifásico, de inducción tipo JAULA DE ARDILLA, de dos polos. Su principal función es convertir la energía eléctrica en energía mecánica.

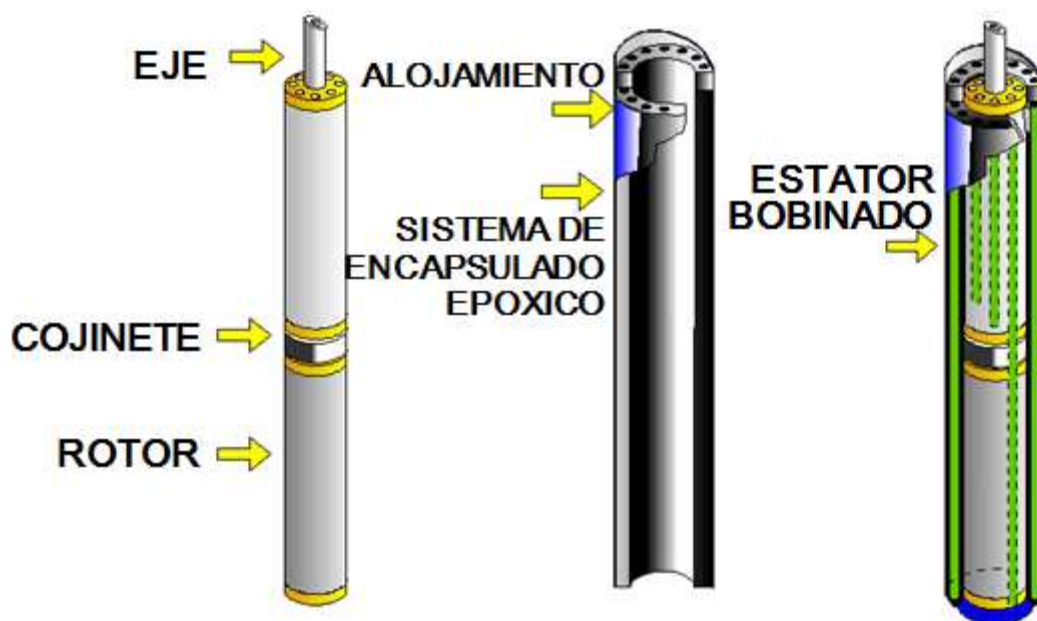
Se considera un motor de inducción por las siguientes características:

- No posee conexiones eléctricas al rotor.
- Las corrientes que fluyen dentro del motor son "Inducidas" por el estator y el corte del campo magnético las hacen las barras de cobre en el rotor.
- La corriente produce un campo magnético, que repele el campo magnético del estator y hace que el rotor gire

El motor del bombeo electrosumergible está compuesto por dos partes principales que son: rotor y estator.

En la Figura 4.21 se muestra el diagrama del motor.

FIGURA 4.21 DIAGRAMA DEL MOTOR



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

El campo magnético del estator gira a 3600 rpm, cuando la frecuencia del sistema es de 60 Hz., a pesar que pueden ser utilizados en sistemas de potencia de 50 Hz. La diferencia entre ellos será que el motor funcionando a 50 Hz producirá 5/6 veces la potencia que desarrollaría a 60 Hz para la corriente nominal de él, pero a su vez él requerirá 5/6 veces el voltaje requerido para funcionar a 60 Hz.

4.1.2.4.1 Vida Operativa del Motor

Depende de la resistencia dieléctrica del aislamiento, durabilidad mecánica y la facilidad de disipación de calor efectivo.

4.1.2.4.2 Clasificación

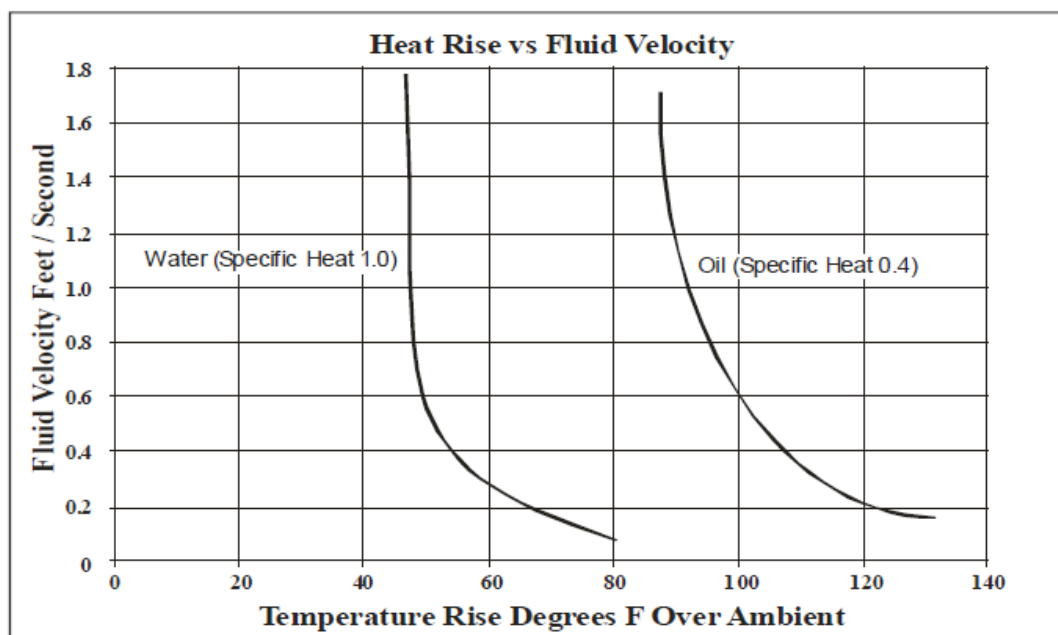
Los motores se designan con números, de acuerdo a su diámetro externo y se seleccionan de acuerdo a la potencia demandada por el sistema y el diámetro interior disponible en el revestidor.

4.1.2.4.3 Enfriamiento del motor

La Figura 4.22 muestra un esquema de incrementos de calor sobre la temperatura ambiental del motor versus la velocidad del líquido sobre el motor para petróleo y agua. Se puede ver que a 1 pie/s (0.3 m/s) y más, no ocurre ningún enfriamiento adicional. Esta prueba generó la regla empírica para el enfriamiento de motores versus la velocidad mínima.

Si el líquido alrededor del motor es una mezcla de petróleo, gas y agua se deberá tomar precauciones para que el tamaño del motor sea el adecuado para el enfriamiento ya que el gas natural tiene un calor específico muy bajo en comparación con el petróleo y el agua.

FIGURA. 4.22 INCREMENTO DEL CALOR VS. VELOCIDAD DEL LÍQUIDO



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

4.1.2.5 Sensor de Fondo

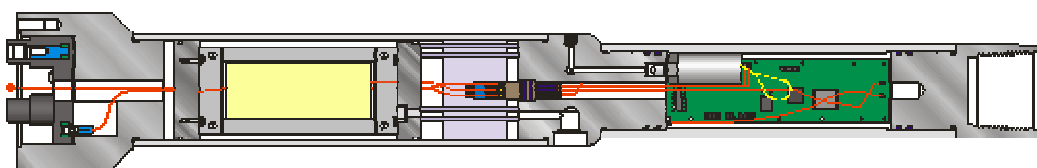
Es un equipo electrónico que envía señales a superficie, estableciendo un monitoreo de variables como presión, temperatura, pérdida de corriente y vibración en profundidad. Su funcionamiento lo realiza a través del cable eléctrico conectado al motor del equipo electrosumergible. Se alimenta de corriente continua de 120 voltios.

Su función principal es proveer la información obtenida en yacimiento a tiempo real. Los principales datos obtenidos son:

- Presión de entrada a la bomba
- Temperatura del fluido en la succión.
- Temperatura del motor
- Vibración
- Fuga de corriente
- Presión de descarga de la bomba.

En la figura 4. 23 se muestra el sensor Smart Guard de ZENITH.

FIGURA 4.23 SENSOR DE FONDO



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

4.1.2.6 Cables

Son la unión eléctrica entre los equipos instalados en el fondo, y los equipos de control en superficie. Existen tres tipos de cables en una instalación de bombeo electrosumergible los cuales se describen a continuación:

- **Extensión de Cable Plano.-** es una cola de cable de características especiales que en uno de sus extremos posee un conector especial para acoplarlo al motor y en el otro extremo se empalma al cable de potencia.
- **Cable de Potencia.-** Para la selección del tipo adecuado de cable es necesario tener en cuenta: temperatura de fondo, presión máxima del sistema, relación gas - petróleo y presencia de agentes corrosivos en el fluido.

Los cables de potencia pueden ser redondos o planos. Las partes que constituyen un cable de potencia son: conductor, aislamiento, plomo y armadura como se observa en la Figura. 4.24. La selección dependerá del espacio disponible entre el tubing y casing.

FIGURA 4.24 PARTES DE UN CABLE DE POTENCIA



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

4.1.2.5.1 Cable plano

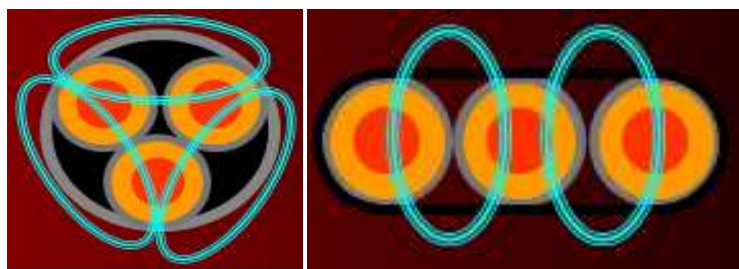
Los conductores de los lados disipan la misma cantidad de calor, mientras que el conductor central tiene dos calentadores a sus lados que le impiden disipar la misma cantidad de calor que sus compañeros, por lo que en pozos con altas temperaturas no se recomienda utilizar este tipo de cable.

4.1.2.5.2 Cable redondo

Se prefiere utilizar este tipo de cable porque es estructuralmente más fuerte que el cable plano, por lo que es menos susceptible a daños durante la instalación, además es totalmente simétrico por lo que el sistema permanecerá eléctricamente balanceado.

En un cable redondo todos los conductores tienen la misma superficie para disipar calor, y por lo tanto la misma temperatura. Otra razón es que la corriente que circula por el conductor induce un campo magnético en conjunto con el conductor a su lado, mientras que en el cable plano los conductores de los lados solo cuentan con un conductor junto a ellos como se muestra en la Figura 4.25

FIGURA 4.25 CORRIENTE POR UN CABLE REDONDO Y PLANO



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

CAPÍTULO 5

DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA POZOS CON BAJAS PRODUCCIONES DE PETRÓLEO Y BAJAS PRESIONES DE FONDO.

5.1 DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA POZOS SELECCIONADOS

Para realizar un diseño óptimo del sistema de bombeo electrosumergible se debe considerar que todos los componentes, tanto del sistema como del reservorio, van a estar interrelacionados, por tal motivo la información debe estar completa al momento de iniciar el diseño.

La información requerida la podemos dividir en:

- Datos de Producción
- Datos de Completación
- Datos PVT

Datos de Producción

- Caudal deseado (Q)
- Presión de Reservorio (Pr)
- Presión de Cabeza (Pc)

Datos de Completación

- Pozo vertical o desviado
- Profundidad de asentamiento de la bomba
- Intervalo perforado
- Diámetro de Tubing
- Diámetro y peso del Casing o Liner

Datos PVT

- Relación Gas - Petróleo (GOR)
- Corte de Agua (BSW)
- Temperatura del yacimiento (Ty)
- Gravedad del petróleo
- Gravedad específica del agua
- Factor volumétrico del petróleo (β_o)

5.1.1 PROCEDIMIENTO MANUAL PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA BES.

1. Determinar la gravedad específica del petróleo γ_o .

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + \text{°API}} \quad (5.1)$$

2. Calcular el gradiente del petróleo, agua y de la mezcla.

$$\text{Gradiente del petróleo} = \gamma_o * (0,433) [\text{psi/pie}] \quad (5.2)$$

$$\text{Gradiente del agua} = \gamma_w * (0,433) [\text{psi/pie}] \quad (5.3)$$

$$\text{Gradiente de la mezcla} = [\text{BSW} * 0,433] + (1 - \text{BSW}) * \gamma_o * (0,433) [\text{psi/pie}] \quad (5.4)$$

Gradiente es la presión que ejerce el fluido por cada pie de altura del fluido.
BSW o corte de agua es el porcentaje de agua y sedimentos

3. Calcular la presión de fondo fluyente (Pwf)

$$P_{wf} = Pr - \frac{Q}{IP} \quad [\text{psi}] \quad (5.5)$$

Q es el caudal deseado a tener en superficie.

Índice de Productividad (IP) es la constante de proporcionalidad que mide la productividad del pozo. Se la puede tomar de la prueba de B'UP.

4. Calcular la presión de descarga ($P_{descarga}$)

$$P_{descarga} = (14,5 + P_c) + [(Prof_{bomba} * Gradiente \text{ de la mezcla}) * 1,05] \text{ [psia]} \quad (5.6)$$

5. Calcular la presión de Intake (PIP)

$$PIP = P_{wf} - [\gamma_{mezcla} * (Prof_{perforaciones} - Prof_{bomba}) - fricción] \text{ [psia]} \quad (5.7)$$

PIP requerido es la presión de entrada a la bomba necesaria para alimentar adecuadamente la bomba y evitar tanto la cavitación como el bloqueo por gas.

6. Calcular ΔP de la bomba requerido ($\Delta P_{requerido}$)

$$\Delta P_{bomba} = P_{descarga} - P_{intake} \text{ [psi]} \quad (5.8)$$

7. Calcular la altura que debe subir la bomba (Total Dynamic Head -TDH)

$$TDH = \frac{\Delta P_{bomba}}{\gamma_{mezcla}} \text{ [pies]} \quad (5.9)$$

TDH es el levantamiento dinámico total que la bomba debe generar.

8. Calcular el caudal de flujo en Bls/día usando el factor volumétrico de la formación.

$$Q_{bomba} = [BSW * Q + (1 - BSW) * Q * \beta_o] \text{ [Bls/dia]} \quad (5.10)$$

9. De la curva de la bomba, seleccionar el levantamiento dinámico total por etapa al caudal de flujo deseado.

10. Calcular el número de etapas necesario.

$$\text{Número de etapas} = \frac{TDH}{\text{pie/etapa}} \quad (5.11)$$

11. Calcular HP requeridos.

$$HP_{requeridos} = \frac{HP}{\text{etapa}} * \text{Número de etapas} * \text{Gradiente}_{mezcla} \quad (5.12)$$

12. Determinar el motor.

13. Calcular la velocidad del fluido a través del motor.

$$\text{Velocidad} = \frac{\text{Caudal deseado (BFPD)}}{83,94 \{(\text{I.D del Casing})^2 - (\text{O.D.del Motor})^2\} \text{pulg}^2} \quad (5.13)$$

Para el caso del diseño se reemplaza el ID del Casing por el ID de la cubierta a ser considerada y se trabaja con la siguiente ecuación:

$$\text{Velocidad} = \frac{\text{Caudal deseado (BFPD)}}{83,94 \{(\text{I.D de la Cubierta})^2 - (\text{O.D.del Motor})^2\} \text{pulg}^2} \quad (5.14)$$

La velocidad del fluido que pasa a través de la cubierta y el motor debe ser siempre mayor a 1 pie/seg para garantizar el enfriamiento adecuado del motor.

14. Calcular la longitud del cable

$$\text{Longitud del cable} = \text{Prof de asentamiento de la bomba} + \text{Factor de Seguridad} \quad (5.15)$$

El factor de seguridad es 100 pies.

15. Calcular el voltaje de superficie

$$\text{Voltaje de superficie} = \text{Voltaje del Motor} + \text{Caída total del Voltaje en el cable} \quad (5.16)$$

Para calcular el voltaje en superficie es necesario conocer la caída del voltaje total en el cable el cual se lo calcula con la siguiente ecuación:

$$\text{Caída total del voltaje en el cable} = \text{Caída del voltaje en el cable} * CF \quad (5.17)$$

La caída del voltaje en el cable se calcula con el amperaje requerido por el motor con la siguiente ecuación:

$$\text{Caída del Voltaje en el cable} = \frac{\text{Caída del voltaje en el cable cada 1000 pies} * \text{longitud del cable}}{1000} \quad (5.18)$$

La caída de voltaje en el cable cada 1000 pies se debe calcular para cada uno de los cables de potencia y el factor de corrección CF se determina con la siguiente ecuación:

$$CF = 1 + 0,00214 * (T [^{\circ}F] - 77) \quad (5.19)$$

El factor de corrección CF depende de la temperatura de reservorio.

16. Seleccionar el cable de potencia.

17. Determinar el transformador considerando los KVA.

$$KVA = \frac{\text{Voltaje en superficie} * \text{Amperios} * 1,73}{1000} \quad (5.20)$$

18. Determinar si se necesita separador de gas.

Para determinar si la bomba electrosomergible puede manejar gas, se hará referencia a la correlación de Turpin la cual considera el manejo de la bomba con los caudales in-situ de gas, fluido y presión de entrada a la bomba (PIP).

La correlación de Turpin, Φ , se expresa con la siguiente fórmula:

$$\Phi = \frac{2000 \frac{q_g^{\square}}{q_l^{\square}}}{3 PIP} \quad (5.21)$$

donde:

$$q_g^{\square} = \text{caudal de gas in situ, pie}^3/d$$

$$q_l^{\square} = \text{caudal del líquido, STB/d}$$

Si $\Phi < 1$ la bomba no va a tener problemas de manejo de gas caso contrario si $\Phi > 1$ se va a tener problemas en el manejo de gas en este caso la correlación de Turpin recomienda considerar en el diseño un separador de gas.

Para poder aplicar esta correlación se deben seguir los siguientes pasos:

- La correlación de Standing nos permite calcular la relación de gas petróleo en yacimiento, Rs.

$$R_s = \gamma_g \left(\frac{PIP}{18 \times 10^6} \right)^{1,205} \quad (5.22)$$

donde:

$$y = 0,00091 T - 0,0125 \text{ } ^\circ\text{API} \quad (5.23)$$

T = temperatura de succión, °F

γ_g = gravedad específica del gas

- Calcular el factor volumétrico del gas, B_g

$$B_g = 0,0283 \frac{Z T_a}{PIP} \quad (5.24)$$

Donde:

PIP = presión a la entrada de la bomba, psi

T_a = temperatura intake, °R

Z = factor de desviación del gas

Para poder encontrar el valor de B_g se calcula primero Z con la fórmula de Papay

$$Z = 1 - \frac{3,52 p_{pr}}{10^{0,9813 T_{pr}}} + \frac{0,274 p_{pr}^2}{10^{0,8157 T_{pr}}} \quad (5.25)$$

La presión y temperatura pseudoreducidas y pseudocríticas se calculan con la correlación de Hankinson- Thomas Phillips que se muestran a continuación:

$$p_{pr} = \frac{PIP}{p_{pc}} \quad (5.26)$$

$$T_{pr} = \frac{T_a}{T_{pc}} \quad (5.27)$$

$$p_{pc} = 709,6 - 58,7 \gamma_g \quad (5.28)$$

$$T_{pc} = 170,5 + 307,3 \gamma_g \quad (5.29)$$

donde:

γ_g = gravedad específica del gas

- Calcular el caudal de gas libre q_g'

$$q_g' = q_o (GOR - R_s) B_g \quad (5.30)$$

Donde:

q_g' = caudal de gas in situ, pie^3/d

q_o = caudal de petróleo, Bl/d

GOR = relación gas – petróleo, scf/Bl

R_s = GOR a la presión de entrada de la bomba, $\frac{scf}{Bl}$

B_g = factor volumétrico del gas, $\frac{pie^3}{scf}$.

- Calcular el factor volumétrico del petróleo, β_o con la correlación de Standing:

$$\beta_o = 0,972 + 1,47 \times 10^{-4} F^{1,175} \quad (5.31)$$

donde:

$$F = R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0,5} + 1,25 T \quad (5.32)$$

- Calcular la eficiencia natural de separación, n_n con la fórmula de Alhanati

$$n_n = \frac{V_b}{V_b + V_{sl}} \quad (5.33)$$

donde:

V_{sl} = velocidad superficial del líquido, pie/seg

V_b = velocidad en el punto más alto de burbuja, $\frac{pie}{seg}$.

La velocidad superficial del líquido se calcula:

$$V_{sl} = 6,5 * 10^{-5} \frac{q_l}{A} \left[\frac{B_o}{1+WOR} + B_w \frac{WOR}{1+WOR} \right] \quad (5.34)$$

donde:

$q_l =$ caudal del líquido, Bl/d

$WOR =$ relación agua – petróleo

$B_o =$ factor volumétrico del petróleo, B_y/B_n

$B_w =$ factor volumétrico del agua, B_y/B_n

$$A = 0,0055 (ID_c^2 - OD_t^2) \text{ área anular pies}^2 \quad (5.35)$$

$ID_c =$ diámetro interno del casing, pulgadas

$OD_t =$ diámetro externo del tubing, pulgadas.

La velocidad final de las burbujas de gas, V_b se calcula con la siguiente fórmula:

$$V_b = \sqrt{2} \sqrt[4]{\frac{\sigma g (\rho_l - \rho_g)}{\rho_l^2}} \quad (5.36)$$

donde:

$\sigma =$ tensión interfacial, lb/seg²

$g =$ gravedad, pie/seg²

$\rho_l =$ densidad del líquido, lb/pie³

$\rho_g =$ densidad del gas, lb/pie³

Las densidades de las fases son calculadas a condiciones de entrada a la bomba con las siguientes fórmulas:

$$\rho_g = \frac{0,0764 \gamma_g}{B_g} \quad (5.37)$$

donde:

$\beta_g =$ factor volumétrico del gas, pie³/scf

$\gamma_g =$ gravedad específica del gas

$$\rho_l = 62,4 \left[\frac{\gamma_o}{\beta_o} \frac{1}{1+WOR} + \frac{\gamma_w}{\beta_w} \frac{WOR}{1+WOR} \right] \quad (5.38)$$

donde:

$\gamma_w =$ *gravedad específica del agua*

$\gamma_o =$ *gravedad específica del petróleo*

- Basándose en el valor calculado de la eficiencia de la separación natural, el volumen actual de entrada a la bomba de gas es fácilmente determinado usando el caudal total de gas.

$$q'_{ing} = \frac{q'_g}{5,61} \left(1 - \frac{n_n}{100} \right) \quad (5.39)$$

- Calcular el caudal del líquido que entra a la bomba

$$q'_l = q_o (\beta_o + \beta_w WOR) \quad (5.40)$$

donde:

$q_o =$ *caudal de petróleo, Bl/d*

$WOR =$ *relación agua petróleo.*

$\beta_o =$ *factor volumétrico del petróleo, By/Bn*

$\beta_w =$ *factor volumétrico del agua, By/Bn*

- Calcular el volumen total de fluido que maneja la bomba

$$q^{\square}_t = q^{\square}_l + q^{\square}_{ing} \quad (5.41)$$

A continuación se aplica el proceso descrito anteriormente a los pozos GTA-40D y PRH-15D.

5.1.1.1 Pozo GTA-40D

- Determinar la gravedad específica del petróleo **SG** (Ec. 5.1)

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + 29,9}$$

$$\gamma_o = 0,877$$

- Calcular el gradiente del petróleo, agua y de la mezcla (Ec. 5.2, 5.3 y 5,4)

$$\text{Gradiente del petróleo} = 0,877 * (0,433)[\text{psi/pie}]$$

$$\text{Gradiente del petróleo} = 0,38[\text{psi/pie}]$$

$$\text{Gradiente del agua} = 1,01 * (0,433)[\text{psi/pie}]$$

$$\text{Gradiente del agua} = 0,437[\text{psi/pie}]$$

$$\text{Gradiente de la mezcla} = [0,019 * 0,433] + (1 - 0,019)0,877 * (0,433)[\text{psi/pie}]$$

$$\text{Gradiente de la mezcla} = 0,008 + 0,373 [\text{psi/pie}]$$

$$\text{Gradiente de la mezcla} = 0,381 [\text{psi/pie}]$$

- Calcular la presión de fondo fluyente, (P_{wf}). (Ec. 5.5)

$$P_{wf} = 1296,25 - \frac{500}{0,66} [\text{psi}]$$

$$P_{wf} = 538,67 [\text{psi}]$$

- Calcular la presión de descarga ($P_{descarga}$) (Ec. 5.6)

$$P_{descarga} = (14,5 + 150) + [(9800 * 0,381) * 1,05] [\text{psia}]$$

$$P_{descarga} = 4084,99 [\text{psia}]$$

- Calcular la presión de Intake (PIP) (Ec. 5.7)

$$PIP = 538,67 - [0,381 * (9904 - 9800) - 0] \text{ [psia]}$$

$$PIP = 499,046 \text{ [psia]}$$

- Calcular ΔP de la bomba requerido ($\Delta P_{\text{requerido}}$) (Ec. 5.8)

$$\Delta P_{\text{requerido}} = 4084,99 - 499,046 \text{ [psi]}$$

$$\Delta P_{\text{requerido}} = 3585,94 \text{ [psi]}$$

- Calcular la altura que debe subir la bomba (Total Dynamic Head -TDH) (Ec. 5.9)

$$TDH = \frac{3585,94}{0,381} \text{ [pies]}$$

$$TDH = 9411,92 \text{ [pies]}$$

- Calcular el caudal de flujo en Bls/día usando el Factor Volumétrico de la Formación. (Ec. 5.10)

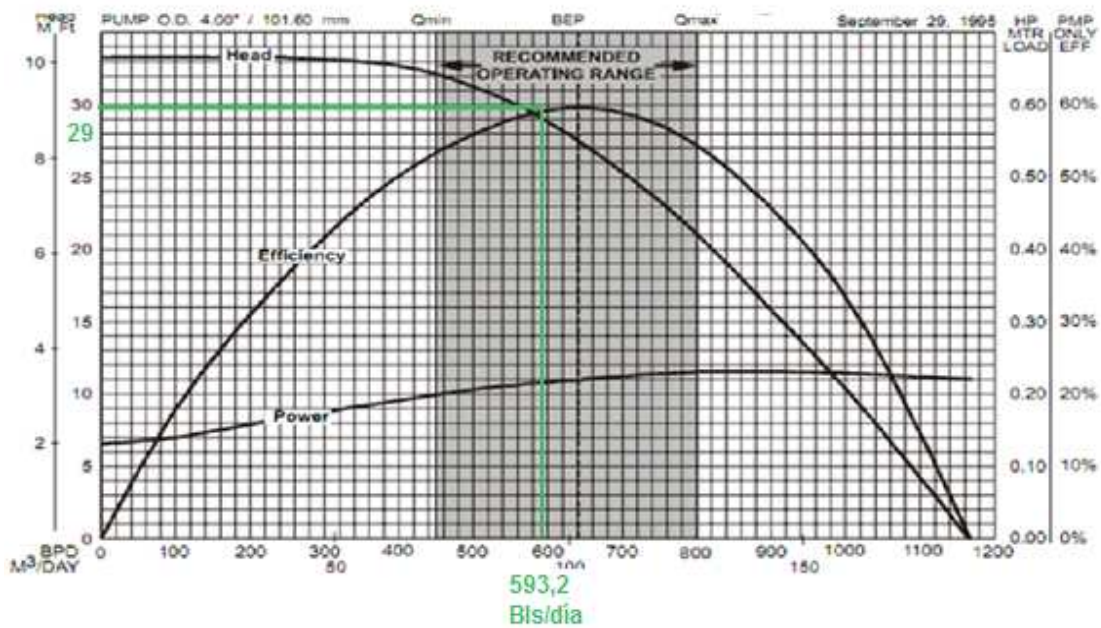
$$Q_{\text{bomba}} = [0,019 * 500 + (1 - 0,019) * 500 * 1,19] \text{ [Bls/dia]}$$

$$Q_{\text{bomba}} = 593,195 \text{ [Bls/dia]}$$

- De la curva de la bomba (Figura 5.1), seleccionar el levantamiento dinámico total por etapa al caudal de flujo deseado.

La bomba seleccionada para el pozo GTA-40D es: TD-650. La curva característica permite calcular con el caudal los pies por etapa para este caso se realiza el respectivo cálculo con 593,195 Bls/día los pies por etapa es igual a 29.

FIGURA 5.1 CURVA CARACTERÍSTICA PARA BOMBA TD-650



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

- Calcular el número de etapas necesario. (Ec.11)

$$\text{Número de etapas} = \frac{9411,92}{29}$$

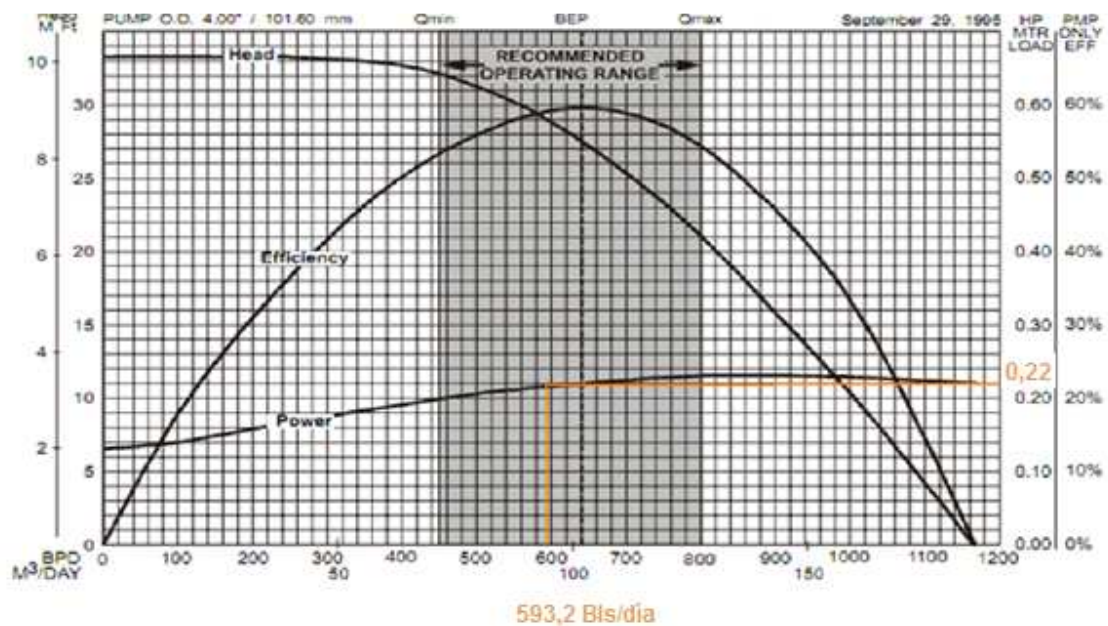
$$\text{Número de etapas} = 324,55 \approx 325$$

- Calcular HP requeridos.

En la curva característica de la Figura 5.2 se ingresa con el valor del caudal, el cual nos permite calcular los HP requeridos por cada etapa.

Para un caudal de 593,195 Bls/ día el valor obtenido de la la Figura 5.2 es 0,22 HP/etapa.

FIGURA 5.2 CURVA CARACTERÍSTICA PARA BOMBA TD-650



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

- Calcular HP requeridos. (Ec. 5.12)

$$HP_{\text{requeridos}} = 0,22 * 325 * \frac{0,381}{0,433}$$

$$HP_{\text{requeridos}} = 63$$

- Determinar el motor.

Para el pozo GTA-40D se requiere 63 HP, este valor nos ayuda a determinar el motor. La disponibilidad de equipos es de 70 HP, 90HP y 120 HP.

El motor seleccionado es un motor estándar serie 400 y 90HP, ya que es conveniente seleccionar un motor con mayor potencia por seguridad. A continuación en la TABLA 5.1 se muestra el motor seleccionado para el pozo GTA-40D.

TABLA 5.1 MOTOR SELECCIONADO PARA EL POZO GTA-40D

4.56" / 115.82 MM O.D.				5-1/2" / 139.70 MM O.D. or Larger Casing							
HP		VOLTS		AMPS	PART NUMBER			LENGTH		WEIGHT	
60 Hz	50 Hz	60 Hz	50 Hz		UT	CT	PLUG-IN	Ft.	M	Lbs.	Kgs.
70	58.3	540	450	82.5	110777	110813	130632	18.40	5.61	885	401.44
		750	625	60	110778	110814	130633				
		945	787	47	110779	110815	130634				
		1135	946	39	110780	110816	120390				
		1310	1092	35	110781	110817	130635				
80	66.7	635	529	80	110782	110818	130636	20.80	6.34	994	450.88
		860	717	60	110783	110819	130637				
		1085	904	46	110784	110820	130638				
		1310	1092	39	110785	110821	130639				
		2155	1796	24	110786		130640				
90	75	710	592	81	110787	110822	130641	23.2	7.07	1115	505.76
		960	800	59	110788	110823	130642				
		1135	946	50	110789	110824	130643				
		1220	1017	46	110792	110826	130344				
		1460	1217	39	110790	110825	130239				
100	83.3	1930	1608	31	110791		130240	25.6	7.80	1295	587.41
		775	646	84	110793	110827	130257				
		1075	896	59	110794	110828	130258				
		1355	1129	46	110795	110829	120447				
		2205	1837	28.5	110796		130259				

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

- Calcular la velocidad del fluido a través del motor. (Ec. 5.14)

$$\text{Velocidad} = \frac{500 \text{ (BFPD)}}{83,94 \{(4,892)^2 - (4,56)^2\} \text{pulg}^2}$$

$$\text{Velocidad} = 1,89 \text{ pies/seg}$$

- Calcular la longitud del cable (Ec. 5.15)

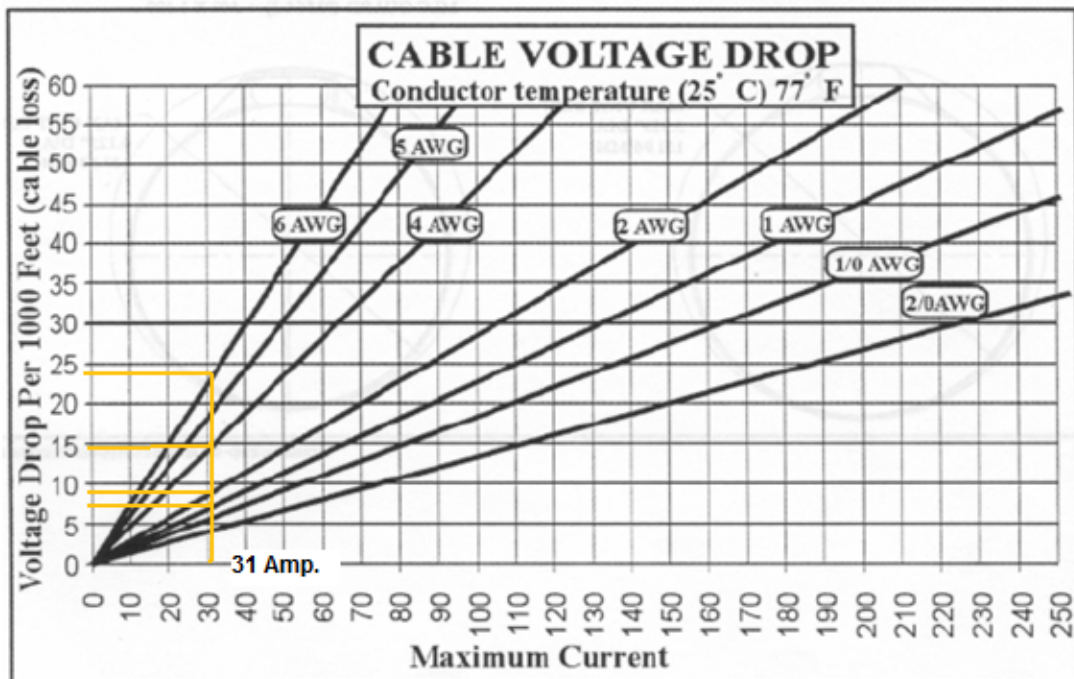
$$\text{Longitud del cable} = 9800 + 100 \text{ [pies]}$$

$$\text{Longitud del cable} = 9900 \text{ [pies]}$$

- Calcular el voltaje de superficie

La caída de voltaje en el cable cada 1000 pies se calcula con 31 amperios para cada uno de los cables que podrían ser seleccionados con la Figura. 5.3

FIGURA 5.3 CAÍDA DE VOLTAJE EN EL CABLE PARA EL POZO GTA-40D



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Una vez leído el valor para cada tipo de cable y con la longitud del cable se puede calcular la caída de voltaje en el cable (Ec. 5.18). A continuación se realizará el cálculo para el cable tipo 1 AWG y para los demás se presenta los resultados en la Tabla 5.1.

$$\text{Caída del Voltaje en el cable} = \frac{7,5 \cdot 9900}{1000}$$

$$\text{Caída del Voltaje en el cable} = 74,5 \text{ [Voltios]}$$

TABLA 5.2 CÁLCULO DE LA CAÍDA DE VOLTAJE TOTAL EN EL CABLE.

AWG	AMP Requerido por el motor	Caída de voltaje en el cable cada 1000 pies (5.18)	Caída de voltaje total en el cable (5.17)
1	31	7,5	74,25
2	31	9,5	94,05
4	31	15	148,5
6	31	24	237,6

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado por: Rubén Ortega, María José Rojas.

Para calcular el factor de corrección (Ec. 5.19) se utiliza la temperatura del yacimiento igual a 215 °F para el pozo GTA-40D.

$$CF = 1 + 0,00214 * (215 - 77)$$

$$CF = 1,3$$

Por lo tanto la caída total del voltaje para el cable 1 AWG es: (Ec. 5.17)

$$\text{Caída total del voltaje en el cable} = 74,25 * 1,3$$

$$\text{Caída total del voltaje en el cable} = 96,53 \text{ [Voltios]}$$

En la TABLA 5.3 se muestra la caída de voltaje total para los demás cables.

TABLA 5.3 CAÍDA DE VOLTAJE CORREGIDA POR TEMPERATURA

AWG	AMP Requerido por el motor	Caída de voltaje en el cable total	Caída de voltaje corregida por temperatura
1	31	74,25	96,53
2	31	94,05	122,27
4	31	148,5	193,05
6	31	237,6	308,88

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado por: Rubén Ortega, María José Rojas.

El voltaje necesario en superficie será: (Ec. 5.16)

$$\text{Voltaje en superficie} = 1930 + 96,53$$

$$\text{Voltaje en superficie} = 2026,53 \text{ [Voltios]}$$

La TABLA 5.4 muestra el voltaje en superficie para el resto de cables.

TABLA 5.4 VOLTAJE EN SUPERFICIE

AWG	AMP Requerido por el motor	Caída de voltaje corregida por temperatura	Voltaje en superficie
1	31	96,53	2026,53
2	31	122,27	2052,27
4	31	193,05	2123,05
6	31	308,88	2238,88

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado por: Rubén Ortega, María José Rojas.

- Determinar el transformador considerando los KVA. (Ec. 5.20)

$$KVA = \frac{2052,27 * 31 * 1,73}{1000}$$

$$KVA = 110,06$$

- Determinar si se necesita separador de gas.

Con la siguiente información mostrada en la TABLA 5.5 se aplica la correlación de Turpin para el pozo GTA-40D

TABLA 5.5 DATOS POZO GTA-40D

°API	29,9	
PIP	499,05	psi
γ_o	0,877	
q_o	490,5	Bls/d
q_l	500	Bls/d
γ_g	1,15	
GOR	342	Scf/bbl
β_w	1	
WOR	1,9	
Temperatura de succión	215	°F
Diámetro interno del casing	6,276	pulgadas
Diámetro externo del tubing	3,5	pulgadas

Elaborado por: Rubén Ortega, María José Rojas.

Rs, gas en solución (Ec. 5.22 y 5.23)

$$y = 0,00091 * 215 - 0,0125 * 29,9$$

$$y = -0,1781$$

$$R_s = 1,15 \left(\frac{499,046}{18 \times 10^{-0,1781}} \right)^{1,205}$$

$$R_s = 103,27 \text{ scf/bl}$$

Presión y temperatura pseudocrítica (Ec. 5.28 y 5.29)

$$P_{pc} = 709,6 - 58,7 * 1,15$$

$$P_{pc} = 642,10 \text{ psi}$$

$$T_{pc} = 170,5 + 307,3 * 1,15$$

$$T_{pc} = 523,9 \text{ }^\circ\text{R}$$

Presión y temperatura pseudoreducidas (Ec. 5.26 y 5.27)

$$p_{pr} = \frac{499,05}{642,10}$$

$$p_{pr} = 0,78$$

$$T_{pr} = \frac{(215 + 460)}{523,9}$$

$$T_{pr} = 1,29$$

Factor de desviación (Ec. 5.25)

$$Z = 1 - \frac{3,52 * 0,78}{10^{0,9813 * 1,29}} + \frac{0,274 * 0,078^2}{10^{0,8157 * 1,29}}$$

$$Z = 0,84$$

Factor volumétrico del gas (Ec. 5.24)

$$B_g = 0,0283 \frac{0,84 * (215 + 460)}{499,05}$$

$$B_g = 0,032 \text{ pie}^2 / \text{scf}$$

Caudal de gas libre (Ec. 5.30)

$$q_g' = 490,5 (342 - 103,27) 0,032$$

$$q_g' = 3749,12 \text{ scf}/d$$

Factor volumétrico del petróleo (Ec. 5.31 y 5.32)

$$F = 103,27 \left(\frac{1,15}{0,877} \right)^{0,5} + 1,25 * 215$$

$$F = 387$$

$$\beta_o = 0,972 + 1,47 * 10^{-4} 387^{1,175}$$

$$\beta_o = 1,13$$

Velocidad superficial del líquido (Ec. 5.34 y 5.35)

$$A = 0,0055 (6,276^2 - 3,5^2)$$

$$A = 0,149 \text{ pies}^2$$

$$V_{sl} = 6,5 * 10^{-5} \frac{500}{0,149} \left[\frac{1,13}{1 + 1,9} + 1 * \frac{1,9}{1 + 1,9} \right]$$

$$V_{sl} = 0,23 \text{ pie}/\text{seg}$$

Densidad de gas y líquido (Ec. 5.37 y 5.38)

$$\rho_g = \frac{0,0764 * 1,15}{0,032}$$

$$\rho_g = 2,74 \text{ lb}/\text{pies}^3$$

$$\rho_l = 62,4 \left[\frac{0,877}{1,13} \frac{1}{1 + 1,9} + \frac{1}{1} \frac{1,9}{1 + 1,9} \right]$$

$$\rho_l = 57,53 \text{ lb/pies}^3$$

Velocidad final de las burbujas de gas (5.36)

$$V_b = \sqrt{2} \sqrt[4]{\frac{0,04 * 32 + (57,53 - 2,74)}{57,53^2}}$$

$$V_b = 0,54 \text{ pie/seg}$$

Eficiencia natural de separación (Ec. 5.33)

$$n_n = \frac{0,54}{0,54 + 1,49}$$

$$n_n = 70,32$$

Caudal de gas que entrada a la bomba (Ec. 5.39)

$$q'_{ing} = \frac{3400,64}{5,61} \left(1 - \frac{70,32}{100} \right)$$

$$q'_{ing} = 198,37 \text{ Bl/d}$$

Caudal de líquido que entra a la bomba (Ec. 5.40)

$$q'_l = 490,5 (1,13 + 1 * 1,9)$$

$$q'_l = 1487,88 \text{ bpd}$$

Correlación de Turpin (Ec. 5.21)

$$\Phi = \frac{2000 \frac{3749,12}{1487,88}}{3 * 499,05}$$

$$\Phi = 3,37$$

De acuerdo al criterio de la correlación de Turpin, puesto que $\Phi > 1$, la bomba no podría manejar el gas, por lo que se requiere utilizar separador de gas, para evitar problemas en la operación.

5.1.1.2 Pozo PRH-15D

- Determinar la gravedad específica del petróleo, γ_o (Ec. 5.1)

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + 33}$$

$$\gamma_o = 0,86$$

- Calcular el gradiente del petróleo, agua y de la mezcla.(Ec 5.2, 5.3 y 5.4)

$$\text{Gradiente del petróleo} = 0,86 * (0,433)[\text{psi/pie}]$$

$$\text{Gradiente del petróleo} = 0,372[\text{psi/pie}]$$

$$\text{Gradiente del agua} = 1,01 * (0,433)[\text{psi/pie}]$$

$$\text{Gradiente del agua} = 0,437[\text{psi/pie}]$$

$$\text{Gradiente de la mezcla} = [0,009 * 0,433] + (1 - 0,009)0,86 * (0,433)[\text{psi/pie}]$$

$$\text{Gradiente de la mezcla} = 0,0038 + 0,369 [\text{psi/pie}]$$

$$\text{Gradiente de la mezcla} = 0,373 [\text{psi/pie}]$$

- Calcular la presión de fondo fluyente (P_{wf}) (Ec. 5.5)

$$P_{wf} = 1558 - \frac{400}{0,41} [\text{psi}]$$

$$P_{wf} = 582,39 [\text{psi}]$$

- Calcular la presión de descarga ($P_{descarga}$) (Ec. 5.6)

$$P_{descarga} = (14,5 + 100) + [(9750 * 0,373) * 1,05] [\text{psia}]$$

$$P_{\text{descarga}} = 3933,09 \text{ [psia]}$$

- Calcular la presión de Intake (PIP) (Ec. 5.7)

$$PIP = 582,39 - [0,373 * (10110 - 9750) - 0] \text{ [psia]}$$

$$PIP = 448,11 \text{ [psia]}$$

- Calcular ΔP de la bomba requerido $\Delta P_{\text{requerido}}$ (Ec. 5.8)

$$\Delta P_{\text{requerido}} = 3933,09 - 448,11 \text{ [psi]}$$

$$\Delta P_{\text{requerido}} = 3484,98 \text{ [psi]}$$

- Calcular la altura que debe subir la bomba (Total Dynamic Head -TDH) (Ec. 5.9)

$$TDH = \frac{3484,98}{0,373} \text{ [pies]}$$

$$TDH = 9343,11 \text{ [pies]}$$

- Calcular el caudal de flujo en Bls/día usando el Factor Volumétrico de la Formación. (Ec 5.10)

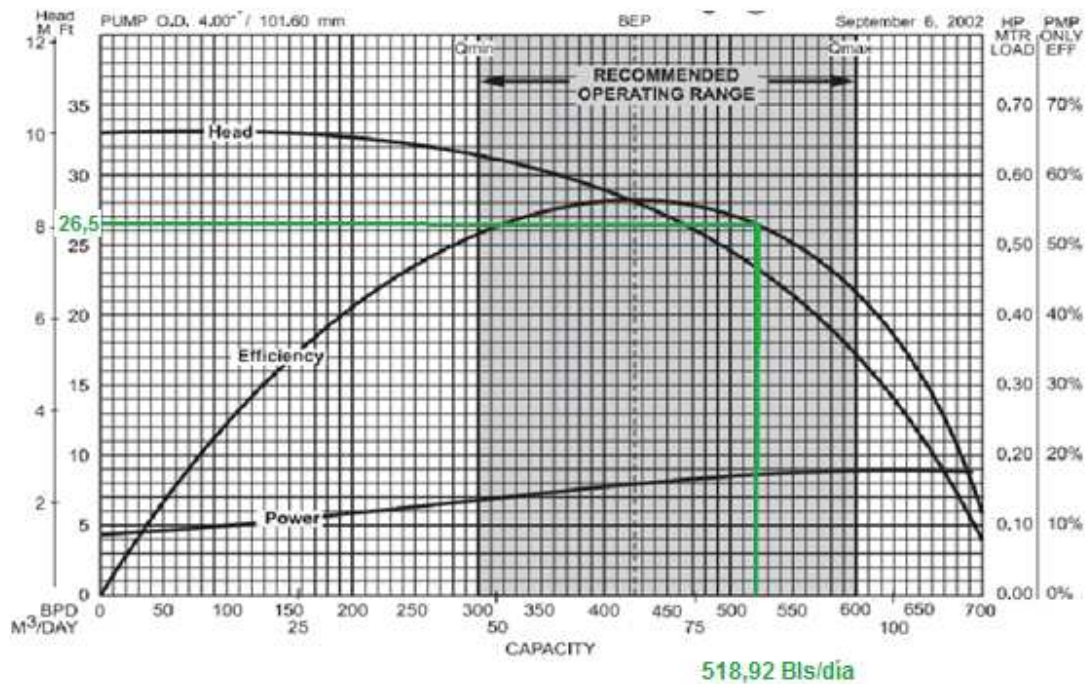
$$Q_{\text{bomba}} = [0,009 * 400 + (1 - 0,009) * 400 * 1,3] \text{ [Bls/dia]}$$

$$Q_{\text{bomba}} = 518,92 \text{ [Bls/dia]}$$

- De la curva de la bomba (Figura 5.4), seleccionar el levantamiento dinámico total por etapa al caudal de flujo deseado.

La bomba seleccionada para el pozo PRH-15D es: TD-460. La curva característica permite calcular con el caudal los pies por etapa para este caso es 518,92 Bls/día los pies por etapa es igual a 26,5.

FIGURA 5.4 CURVA CARACTERÍSTICA DE LA BOMBA TD-460



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

- Calcular el Número de Etapas necesario. (Ec. 5.11)

$$\text{Número de etapas} = \frac{9343,11}{26,5}$$

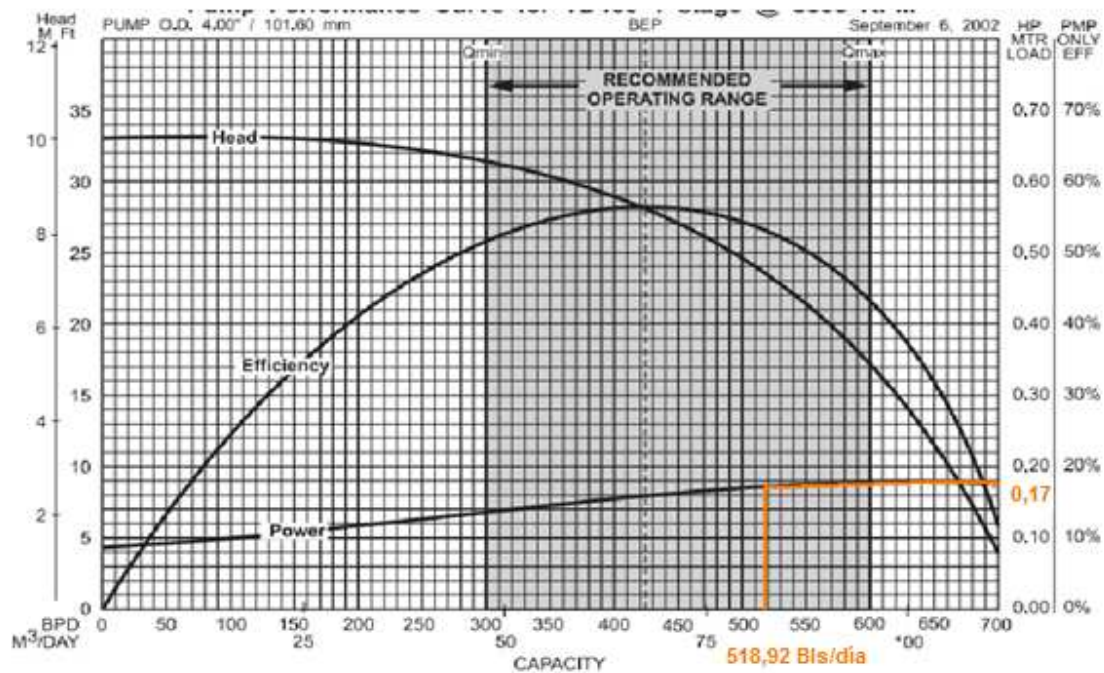
$$\text{Número de etapas} = 352,57 \approx 353$$

- Calcular HP requeridos

En la curva característica de la Figura 5.5 se ingresa con el caudal y se determina los HP requeridos por cada etapa.

Para un caudal de 518,92 Bls/ día es 0,17 HP/etapa.

FIGURA 5.5 CURVA CARACTERÍSTICA DE LA BOMBA TD-460



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

- Calcular HP requeridos (Ec. 5.12)

$$HP_{\text{requeridos}} = 0,17 * 353 * \frac{0,373}{0,433}$$

$$HP_{\text{requeridos}} = 52$$

- Determinar el motor

Para el pozo PRH-15D se tiene 52 HP requeridos, este valor es el indicador para determinar el motor. La disponibilidad de equipos es de 70 HP, 90HP y 120 HP.

El motor seleccionado es un motor estándar serie 400 y 70HP.

A continuación en la TABLA 5.6 se muestra el motor seleccionado para el pozo PRH-15D.

TABLA 5.6 MOTOR SELECCIONADO PARA EL POZO PRH-15D

4.56" / 115.82 MM O.D.					5-1/2" / 139.70 MM O.D. or Larger Casing						
HP		VOLTS		AMPS	PART NUMBER			LENGTH		WEIGHT	
60 Hz	50 Hz	60 Hz	50 Hz		UT	CT	PLUG-IN	Ft.	M	Lbs.	Kgs.
70	58.3	540	450	82.5	110777	110813	130632	18.40	5.61	885	401.44
		750	625	60	110778	110814	130633				
		945	787	47	110779	110815	130634				
		1135	946	39	110780	110816	120390				
		1310	1092	35	110781	110817	130635				
80	66.7	635	529	80	110782	110818	130636	20.80	6.34	994	450.88
		860	717	60	110783	110819	130637				
		1085	904	46	110784	110820	130638				
		1310	1092	39	110785	110821	130639				
		2155	1796	24	110786		130640				
90	75	710	592	81	110787	110822	130641	23.2	7.07	1115	505.76
		960	800	59	110788	110823	130642				
		1135	946	50	110789	110824	130643				
		1220	1017	46	110792	110826	130344				
		1460	1217	39	110790	110825	130239				
100	83.3	1930	1608	31	110791		130240	25.6	7.80	1295	587.41
		775	646	84	110793	110827	130257				
		1075	896	59	110794	110828	130258				
		1355	1129	46	110795	110829	120447				
		2205	1837	28.5	110796		130259				

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

- Calcular la velocidad del fluido a través del motor. (Ec. 5.14)

$$\text{Velocidad} = \frac{400 \text{ (BFPD)}}{83,94 \{ (4,892)^2 - (4,56)^2 \} \text{ pulg}^2}$$

$$\text{Velocidad} = 1,51 \text{ pies/seg}$$

- Calcular la longitud del cable (Ec. 5.15)

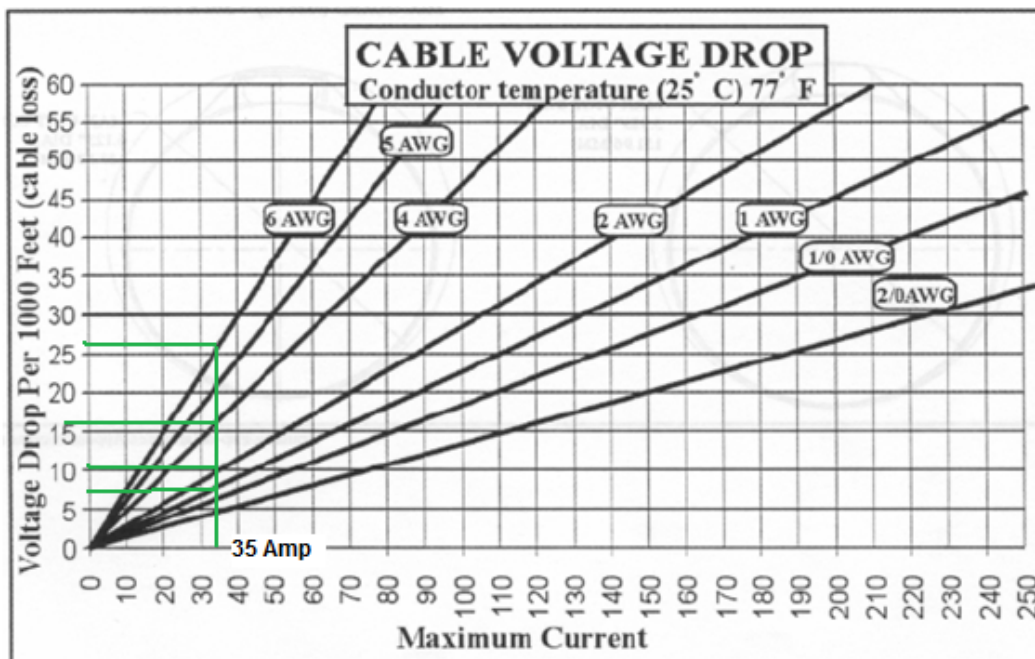
$$\text{Longitud del cable} = 9850 + 100 \text{ [pies]}$$

$$\text{Longitud del cable} = 9950 \text{ [pies]}$$

- Calcular el voltaje de superficie

La caída de voltaje en el cable cada 1000 pies se calcula con 35 amperios para cada uno de los cables que podrían ser seleccionados con la Figura. 5.6

FIGURA 5.6 CAÍDA DE VOLTAJE EN EL CABLE PARA EL POZO PRH-15D



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Una vez leído el valor para cada tipo de cable y con la longitud del cable podemos calcular la caída de voltaje en el cable (Ec. 5.18). A continuación se realizará el cálculo para el cable tipo 1 AWG y para los demás se presenta los resultados en la TABLA 5.7.

$$\text{Caída del Voltaje en el cable} = \frac{8 * 9950}{1000}$$

$$\text{Caída del Voltaje en el cable} = 78,8 \text{ [Voltios]}$$

TABLA 5.7 CÁLCULO DE LA CAÍDA DE VOLTAJE TOTAL EN EL CABLE.

AWG	AMP Requerido por el motor	Caída de voltaje en el cable cada 1000 pies	Caída de voltaje en el cable total (5.17)
1	35	8	78,80
2	35	10	98,50
4	35	17	167,45
6	35	27	265,95

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado por: Rubén Ortega, María José Rojas.

Para calcular el factor de corrección se utiliza la temperatura del yacimiento igual a 230 °F para el pozo PRH-15D. (Ec. 5.19)

$$CF = 1 + 0,00214 * (230 - 77)$$

$$CF = 1,33$$

Por lo tanto la caída total del voltaje para el cable 1 AWG es (5.17)

$$\text{Caída total del voltaje en el cable} = 78,8 * 1,33$$

$$\text{Caída total del voltaje en el cable} = 104,80 \text{ [Voltios]}$$

En la TABLA 5.8 se muestra la caída de voltaje total para los demás cables.

TABLA 5.8 CAÍDA DE VOLTAJE CORREGIDA POR TEMPERATURA

AWG	AMP Requerido por el motor	Caída de voltaje en el cable total	Caída de voltaje corregida por temperatura
1	35	78,80	104,80
2	35	98,50	131,01
4	35	167,45	222,71
6	35	265,95	353,71

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado por: Rubén Ortega, María José Rojas.

El voltaje necesario en superficie se calcula con la Ec. 5.16

$$\text{Voltaje en superficie} = 1310 + 104,80$$

$$\text{Voltaje en superficie} = 1414,8 \text{ [Voltios]}$$

En la tabla 5.9 se muestra el voltaje en superficie para el resto de cables.

TABLA 5.9 VOLTAJE EN SUPERFICIE

AWG	AMP Requerido por el motor	Caída de voltaje corregida por temperatura	Voltaje en superficie
1	35	104,80	1414,80
2	35	131,01	1441,01
4	35	222,71	1532,71
6	35	353,71	1663,71

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado por: Rubén Ortega, María José Rojas.

- Determinar el transformador considerando los KVA. (Ec. 5.20)

$$KVA = \frac{1441,01 * 35 * 1,73}{1000}$$

$$KVA = 87,25$$

- Determinar si se necesita separador de gas.

Con la siguiente información mostrada en la TABLA 5.10 calculamos la correlación de Turpin para el pozo PRH-15D

TABLA 5.10 DATOS POZO PRH-15D

°API	33	
PIP	448,11	psi
γ_o	0,86	
q_o	396	STB/d
q_l	400	STB/d
γ_g	1,15	
GOR	366	Scf/bbl
β_w	1	
WOR	0,9	
Temperatura de succión	230	°F
Diámetro interno del casing	6,276	pulgadas
Diámetro externo del tubing	3,5	pulgadas

Elaborado por: Rubén Ortega, María José Rojas.

Rs, gas en solución (Ec. 5.22 y 5.23))

$$y = 0,00091 * 230 - 0,0125 * 33$$

$$y = -0,203$$

$$R_s = 1,15 \left(\frac{448,11}{18 \times 10^{-0,203}} \right)^{1,205}$$

$$R_s = 97,25 \text{ scf/bbl}$$

Presión y temperatura pseudocrítica (Ec. 5.28 y 5.29)

$$P_{pc} = 709,6 - 58,7 * 1,15$$

$$P_{pc} = 642,10 \text{ psi}$$

$$T_{pc} = 170,5 + 307,3 * 1,15$$

$$T_{pc} = 523,9 \text{ }^\circ R$$

Presión y temperatura pseudoreducidas (Ec. 5.26 y 5.27)

$$p_{pr} = \frac{448,11}{642,10}$$

$$p_{pr} = 0,70$$

$$T_{pr} = \frac{(230 + 460)}{523,9}$$

$$T_{pr} = 1,32$$

Factor de desviación (Ec. 5.25)

$$Z = 1 - \frac{3,52 * 0,70}{10^{0,9813 * 1,32}} + \frac{0,274 * 0,70^2}{10^{0,8157 * 1,32}}$$

$$Z = 0,86$$

Factor volumétrico del gas (Ec. 5.24)

$$B_g = 0,0283 \frac{0,86 * (230 + 460)}{448,11}$$

$$B_g = 0,038 \text{ pie}^2 / \text{scf}$$

Caudal de gas libre (Ec. 5.30)

$$q_g' = 396 (366 - 97,25) 0,038$$

$$q_g' = 4004,5 \text{ scf}/d$$

Factor volumétrico del petróleo (Ec. 5.31 y 5.32)

$$F = 97,25 \left(\frac{1,15}{0,86} \right)^{0,5} + 1,25 * 230$$

$$F = 399,95$$

$$\beta_o = 0,972 + 1,47 \times 10^{-4} 399,95^{1,175}$$

$$\beta_o = 1,14$$

Velocidad superficial del líquido (Ec. 5.34 y 5.35)

$$A = 0,0055 (6,276^2 - 3,5^2)$$

$$A = 0,149 \text{ pies}^2$$

$$V_{sl} = 6,5 * 10^{-5} \frac{400}{0,149} \left[\frac{1,14}{1 + 0,9} + 1 * \frac{0,9}{1 + 0,9} \right]$$

$$V_{sl} = 0,19 \text{ pie}/\text{seg}$$

Densidad de gas y líquido (Ec. 5.37 y 5.38)

$$\rho_g = \frac{0,0764 * 1,15}{0,038}$$

$$\rho_g = 2,34 \text{ lb}/\text{pies}^3$$

$$\rho_l = 62,4 \left[\frac{0,86}{1,14} \frac{1}{1 + 0,9} + \frac{1}{1} \frac{0,9}{1 + 0,9} \right]$$

$$\rho_l = 54,34 \text{ lb/pies}^3$$

Velocidad final de las burbujas de gas (Ec. 5.36)

$$V_b = \sqrt{2} \sqrt[4]{\frac{0,04 * 32 * (54,34 - 2,34)}{54,34^2}}$$

$$V_b = 0,548 \text{ pie/seg}$$

Eficiencia natural de separación (Ec. 5.33)

$$n_n = \frac{0,548}{0,548 + 0,19}$$

$$n_n = 74,25$$

Caudal de gas que entra a la bomba (Ec. 5.39)

$$q'_{ing} = \frac{3662,78}{5,61} \left(1 - \frac{74,25}{100} \right)$$

$$q'_{ing} = 181,62 \text{ Bl/d}$$

Caudal de líquido que entra a la bomba (Ec. 5.40)

$$q'_l = 396 (1,14 + 1 * 0,9)$$

$$q'_l = 807,74 \text{ bpd}$$

Correlación de Turpin (Ec. 5.21)

$$\Phi = \frac{2000 \frac{4004,5}{807,74}}{3 * 448,11}$$

$$\Phi = 7,38$$

De acuerdo al criterio de la correlación de Turpin, puesto que $\Phi > 1$, la bomba no podría manejar el gas, por lo que se requiere utilizar separador de gas, para evitar problemas en la operación.

5.1.2 PROCEDIMIENTO CON SOFTWARE SUBPUMP 9.6 PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA BES.

5.1.2.1 Pozo GTA-40D

Los datos que se ingresan en el programa SubPump 9.6 para el pozo GTA-40D se detallan a continuación en la TABLA 5.11

TABLA 5.11 DATOS DEL POZO A INGRESAR EN EL SUBPUMP

DATOS A INGRESAR EN EL SUBPUMP 9.6		
<i>Descripción del Pozo</i>		
Compañía	TESIS DE GRADO	
Nombre del pozo	GTA-40D	
Yacimiento	NAPO "U"	
Nombre del campo	GUANTA	
Localización	LAGO AGRIO	
Analista	M.J. ROJAS- RUBÉN ORTEGA	
Comentario	DISEÑO CAMBIO DE SISTEMA PPH A BES	
<i>Pozo</i>		
Datos del Pozo		
Profundidad del Casing 1	8839	pies
Profundidad del Casing 2	10434	pies
Profundidad del Tubing	9800	pies
Profundidad de Perforaciones Medias (Datum)	9904	pies

TABLA 5.11 CONTINUACIÓN		
Diámetro externo del Casing 1	9,625	pulgadas
Diámetro externo del Casing 2	7	pulgadas
Diámetro externo del Tubing	3,5	pulgadas
Temperatura de yacimiento	215	°F
Survey Direccional		
Tomado del sumario de perforación.		
Fluido		
Propiedades del Fluido		
Gravedad del Petróleo	29,9	%API
Gravedad específica del Gas	1,15	
Corte de Agua	1,9	%
Salinidad	11500	ppm
GOR	342	Pc/Bl
Presión de Burbuja	1191	psia
Inflow		
Presión de Reservorio corregida @ datum	1297	psi
Caudal de la prueba de producción	382	BFPD
Presión de Fondo Fluyente corregida @ datum	720.3	psi

TABLA 5.11 CONTINUACIÓN		
<i>Presiones / Caudales</i>		
Caudal del fluido deseado	500	BFPD
Profundidad de asentamiento de la bomba	9800	pies
Presión en cabeza de Tubing	150	psi
Presión en cabeza de Casing	30	psi

Fuente: EP-PETROECUADOR Ingeniería Lago Central.

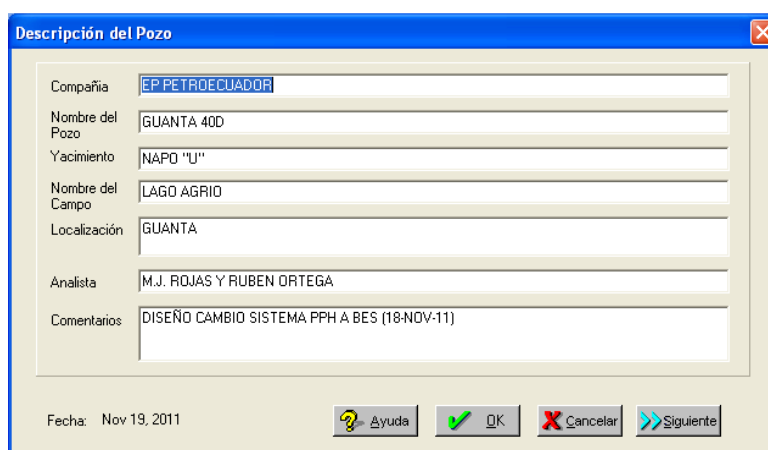
Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

En el Anexo 2.1 se muestra el reporte de Ingreso de Datos del software SubPump 9.6.

Diseño en el Software SubPump 9.6

El software despliega de una manera amigable las pantallas secuenciales para el ingreso de datos necesarios y el posterior dimensionamiento de los equipos de acuerdo a las necesidades particulares de cada diseño.

Descripción del Pozo

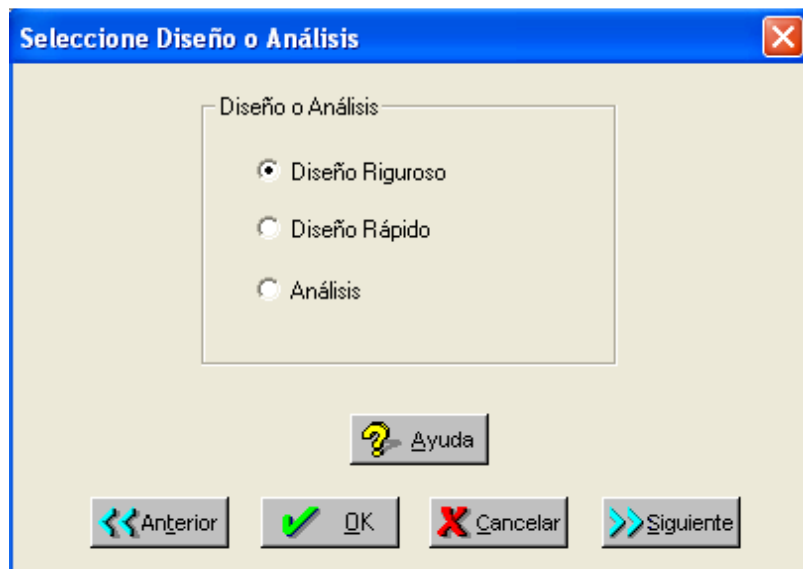


Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

La primera pantalla que tenemos es la descripción del pozo a ser diseñado, en el cual se ingresa los datos de identificación del mismo, el responsable del diseño y cualquier comentario adicional.

Selección de modo Diseño o Análisis.



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

El programa nos presenta a continuación la opción de dos módulos de trabajo que son los siguientes:

- Modo Diseño: Este módulo permite realizar el dimensionamiento y selección de los equipos más adecuados para las condiciones particulares de un pozo.
- Modo Análisis: Este módulo permite realizar la optimización y monitoreo de un sistema que se encuentre trabajando en un pozo.

Datos de Pozo.

Pozo

Datos del Pozo | Survey Direccional | Gas Lift

Correlación para el Pozo: **Beggs & Brill (1973)** Usar el factor de corrección holdup de Palmer

Use Correlación Secundaria por debajo de una profundidad de Factor de Ajuste para la Correlación: ft

Tipo	Fondo(MD)	Tope(MD)	OD	ID	Rugosidad
	ft	ft	in	in	in
1 Casing	8839,00		9,625	8,681	0,0006500
2 Casing	10434,00	8839,00	7,000	6,276	0,0006500
3 Cubierta	9850,00	N/A	5,500	4,892	0,0006500
4 Tubing	9800,00	N/A	3,500	2,992	0,0006500
5					0,0006500
6					0,0006500
7					0,0006500

Organizar por Profundidad Organizar por Tipo

Insertar Borrar Fila

Rusia (Gost) Casing Tubing Cubierta/Camisa

	OD	Peso	ID
Rusia (Gost)	1.050	1.20	0.824
Casing	1.315	1.80	1.049
Tubing	1.660	2.40	1.380
Cubierta/Camisa	1.900	2.90	1.610
	2.375	4.70	1.995

Temperatura

Yacimiento: °F

Cabeza de Pozo: °F

Tope de las Perforaciones (o datum)(MD): ft

Base del Casing o Tubing: Mín: 1.00 Máx: 45000.00

Anterior Ayuda OK Cancelar Siguiente

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

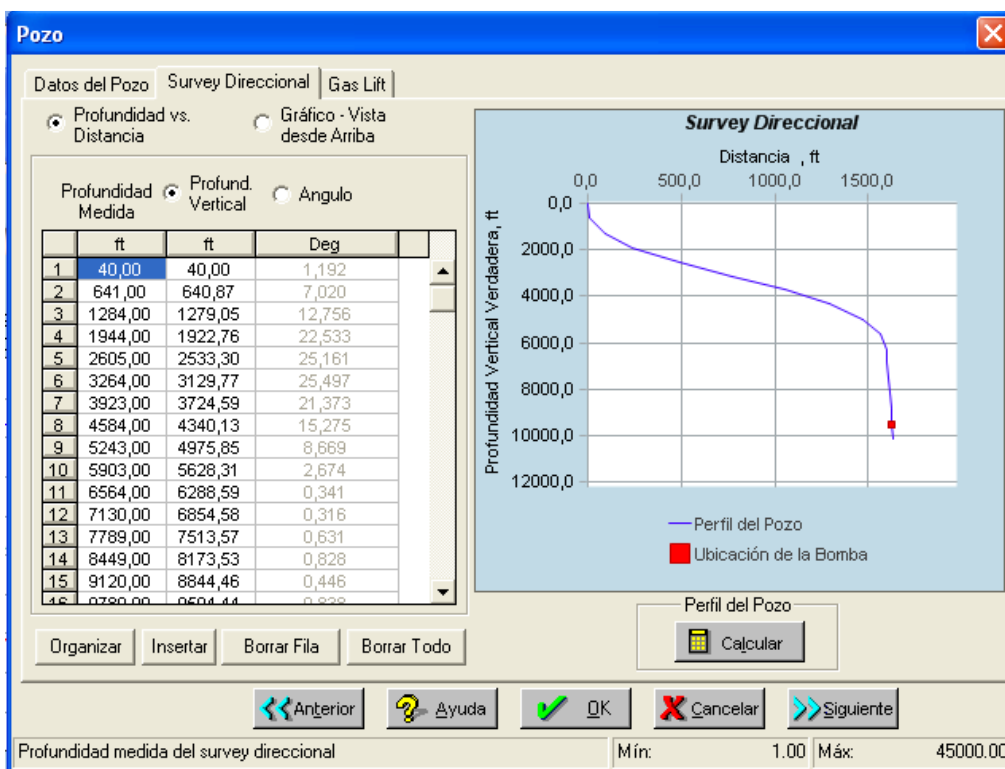
En primer lugar se escoge la correlación de flujo multifásico correcta para cada caso. De forma general tenemos lo siguiente:

- Correlación Beggs & Brill (1973): Pozos Direccionales.
- Correlación Hagedorn & Brown (1963): Pozos Verticales.

Luego se ingresa los datos de completación mecánica del pozo, diámetro interno y externo de Casing y Tubing con sus respectivos topes y bases, además el programa nos da la opción de ingresar una cubierta o camisa de refrigeración que permite un mejor enfriamiento del motor.

Se ingresa el tope de las perforaciones o datum, profundidad a la cual se refieren los valores de presiones que serán necesarios más adelante en el diseño. Para este caso el datum será la profundidad media de las perforaciones de la arena productora del pozo. Adicionalmente se ingresa los valores de temperatura de fondo y de superficie.

Datos del sumario de perforación del pozo.



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

Para el caso de pozos direccionales es de vital importancia ingresar los valores del survey direccional del pozo, ya que esto permite determinar la factibilidad de asentar o no el equipo en el mismo.

Las profundidades MD y TVD son extraídas del sumario de perforación y permiten tener el survey direccional del pozo y su respectivo perfil, además el programa

muestra la profundidad de asentamiento de la bomba basado en la profundidad del tubing ingresado anteriormente.

Para el caso del pozo GTA – 40D ingresamos los valores del survey.

Propiedades de Fluidos.

The screenshot shows the 'Fluido' window with the following data entered:

Propiedades del Fluido	Correlaciones PVT	Datos PVT de Lab.	Calibración de la Viscosidad
Condiciones de Producción			
Gravedad del Petróleo	29.9	*API	
Gravedad Espec. del Gas	1.150	(aire=1)	
Propiedades del Agua		Relación de Gas Total producido	
Corte de Agua	1.9	%	
<input type="radio"/> Gravedad Spec.	1.008	(agua = 1)	
<input checked="" type="radio"/> Salinidad	11500	ppm	
Punto de Burbujeo		Impurezas del gas	
<input checked="" type="radio"/> Presión	1191.000	psia	
<input type="radio"/> GOR en Soln	341.932	scf/bbl	
<input type="radio"/> Calc a partir del GOR/GLR producido			
<input type="radio"/> Petróleo Muerto (No se considera el gas)			
		CO2	0.000 %
		H2S	0.000 %
		N2	0.000 %
<input type="button" value="Anterior"/> <input type="button" value="Ayuda"/> <input type="button" value="OK"/> <input type="button" value="Cancelar"/> <input type="button" value="Siguiete"/>			
Gravedad del Petróleo o Condensado Producido		Mín:	5.0
		Máx:	60.0

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

A continuación se ingresa las propiedades del fluido de formación, la relación de gas total producido, propiedades del agua de formación, impurezas de gas (en caso de existir un estudio cromatográfico) y la presión de burbuja del yacimiento.

Es importante recalcar que si no se tiene el dato de gravedad específica del agua, el programa tiene la opción de ingresar la salinidad y realizar el cálculo de la gravedad a partir de este dato. De igual manera, si no se tiene el dato de presión de burbuja, el programa lo puede calcular a partir de la relación gas – petróleo en

solución, la relación GOR/GLR producido o considerar al petróleo como muerto, es decir, no considera la presencia de gas.

The screenshot shows a software window titled 'Fluido' with a blue header and a close button. It contains four tabs: 'Propiedades del Fluido', 'Correlaciones PVT', 'Datos PVT de Lab.', and 'Calibración de la Viscosidad'. The 'Correlaciones PVT' tab is active. On the left, under 'Viscosidad', there are five rows with dropdown menus: 'Petróleo Muerto' (Beggs & Robinson), 'Saturado' (Beggs & Robinson), 'Sub-saturado' (Vazquez & Beggs), 'Gas' (Lee), and 'Agua' (Matthews & Russell). On the right, there are five rows with dropdown menus: 'Densidad del Petróleo' (Katz), 'Presión de Burbujeo/GOR en Solución' (Lasater), 'Compresibilidad del Petróleo' (Vazquez & Beggs), 'FVF del Petróleo' (Vazquez & Beggs), and 'Factor Z' (Dranchuk & Purvis). Below these is a 'Condiciones en el Separador' section with input fields for 'Temperatura' (60.0 °F) and 'Presión' (100.0 psig). At the bottom, there are buttons for 'Guardar como Default', 'Cargar Defaults', 'Anterior', 'Ayuda', 'OK', 'Cancelar', and 'Siguiete', along with 'Mín:' and 'Máx:' labels.

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

Las correlaciones PVT utilizadas se las describe a continuación:

- Viscosidad del Petróleo Muerto: Beggs & Robinson

$$u_{od} = 10^x - 1 \quad (5.42)$$

donde:

$$x = YT^{-1.163} \quad (5.43)$$

$$Y = 10^z \quad (5.44)$$

$$z = 3.0324 - 0.02023 * API \quad (5.45)$$

La temperatura debe ser ingresada en grados Fahrenheit.

u_{od} : viscosidad del petróleo libre de gas a 1 atm. [cp]

En la TABLA 5.12 se presenta el rango de los datos para la correlación.

TABLA 5.12 RANGO DE LOS DATOS PARA LA CORRELACIÓN DE BEGGS Y ROBINSON

Presión, psia	15-5265
Temperatura, °F	70-295
Razón gas disuelto, PCN/BN	20-2070
Gravedad del petróleo, °API	16-58

Fuente: Correlaciones Numéricas P.V.T, Ing. Carlos Banzer, Universidad de Tulsa.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

- Viscosidad del petróleo saturado: Beggs & Robinson

$$u_o = A * u_{od}^B \quad (5.46)$$

donde:

$$A = 10,715 (R_s + 100)^{-0.515} \quad (5.47)$$

$$B = 5,44 R_s + 150^{-0.328} \quad (5.48)$$

- Viscosidad del petróleo sub-saturado: Vásquez & Beggs

$$u = u_{od} \left(\frac{P}{P_b} \right)^m \quad (5.49)$$

donde:

$$m = 2.6 P^{1.187} \exp(-8.98 \times 10^{-5} P - 11.513) \quad (5.50)$$

En la TABLA 5.13 se presenta el rango de los datos para la correlación.

TABLA 5.13 RANGO DE LOS DATOS PARA LA CORRELACIÓN DE VÁSQUEZ Y BEGGS

Presión, psia	141-9515
Viscosidad, cp	0,117-148
Razón gas disuelto, PCN/BN	9.3-2199
Gravedad del petróleo, °API	15.3-59.5
Gravedad específica del gas, (aire =1)	0.511-1,351

Fuente: Correlaciones Numéricas P.V.T, Ing. Carlos Banzer, Universidad de Tulsa.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

- Viscosidad del gas: Lee

$$u_g = K * 10^{-4} e^{(x \rho_g^y)} \quad (5.51)$$

donde:

$$K = \frac{(9,4+0,02 M)(T+460)^{1.5}}{209+19M + (T+460)} \quad (5.52)$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T+460} + 0,01 M \quad (5.53)$$

$$Y = 2,4 - 0,2X \quad (5.54)$$

$$M = \gamma_g * 28,97 \quad (5.55)$$

- Viscosidad del Agua: Matthews & Russell

$$u_w = u_{wD} [1 + 0,035 P^2 (T - 40)] \quad (5.56)$$

donde:

$$u_{wD} = A + B T \quad (5.57)$$

$$A = -0,04518 + 9,313 * 10^{-7} S - 3,93 * 10^{-12} S^2 \quad (5.58)$$

$$B = 70.634 + 9.576 * 10^{-10} S^2 \quad (5.59)$$

S: salinidad del agua en ppm

- Presión de burbujeo / GOR en solución: Lasater

$$A = \frac{R_b}{379.3} \quad (5.60)$$

$$\gamma_g = \frac{A}{A+350 \gamma_o/M_o} \quad (5.61)$$

Para $API > 40$

$$M_o = 73110 API^{-1.562} \quad (5.62)$$

Para $API < 40$

$$M_o = 630 - 10 API \quad (5.63)$$

Si $\gamma_g < 0.6$

$$P_b = (0.679 e^{2.786\gamma_g} - 0.0323) \frac{TF+460}{\gamma_g} \quad (5.64)$$

Si $\gamma_g > 0.6$

$$P_b = (8.26 \gamma_g^{3.56} + 1.95) \frac{TF+460}{\gamma_g} \quad (5.65)$$

En la TABLA 5.14 se presenta el rango de los datos para la correlación.

TABLA 5.14 RANGO DE LOS DATOS PARA LA CORRELACIÓN LASATER

P_b	48 - 5780
T	82 - 272
API	17.9 - 51.1
γ_g	0.574 - 1223
R_s	3 - 2905

Fuente: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, Ph.D. Freddy Escobar.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

- Compresibilidad del Petróleo: Vásquez & Beggs

Es aplicable para $P > P_b$

$$C_o = \frac{-1433+5 R_s+ 17.2 T-1180 \gamma_{gs}+ 12.61 API}{10^5 P} \quad (5.66)$$

- Factor Volumétrico del Petróleo: Vásquez & Beggs

$$B_o = 1,0 + C_1 R_s + (C_2 + C_3 R_s) (T - 60) API \gamma_{gc} \quad (5.67)$$

donde:

	API < 30	API > 30
C ₁	4.677 X 10 ⁻⁴	4.670 X 10 ⁻⁴
C ₂	1.751 X 10 ⁻⁵	1.100 X 10 ⁻⁵
C ₃	-1.811 X 10 ⁻⁸	1.337 X 10 ⁻⁹

$$\gamma_{gc} = \gamma_g [1.0 + 5.912 * 10^{-5} (API) T \text{ Log } (P \text{ 114,7})] \quad (5.68)$$

Comportamiento de la curva de Inflow

Ahora se encuentra las condiciones del inflow para el pozo seleccionado. Aquí se construye la curva del índice de productividad del reservorio (IPR) a partir de las ecuaciones apropiadas para cada condición de producción del pozo. De manera general las ecuaciones para construir esta curva son las siguientes:

- Índice de Productividad.

Esta ecuación fue la primera forma de encontrar la curva IPR a partir de las presiones de fondo y fluyente y el caudal de producción a esas condiciones.

$$IP = \frac{q_o}{P_r - P_{wf}} \quad (5.69)$$

donde:

q_o = Caudal de producción de petróleo (BPD)

P_r = Presión de reservorio en el Pozo (psia)

P_{wf} = Presión de Fondo Fluyente en el Pozo (psia)

Sin embargo, esto sólo se cumple cuando la P_{wf} se encuentra por encima del punto de burbuja, es decir, cuando se tiene fluido de una sola fase, mientras que para la mayoría de los pozos, P_{wf} está por debajo del punto de burbuja, y por lo tanto se tiene flujo bifásico.

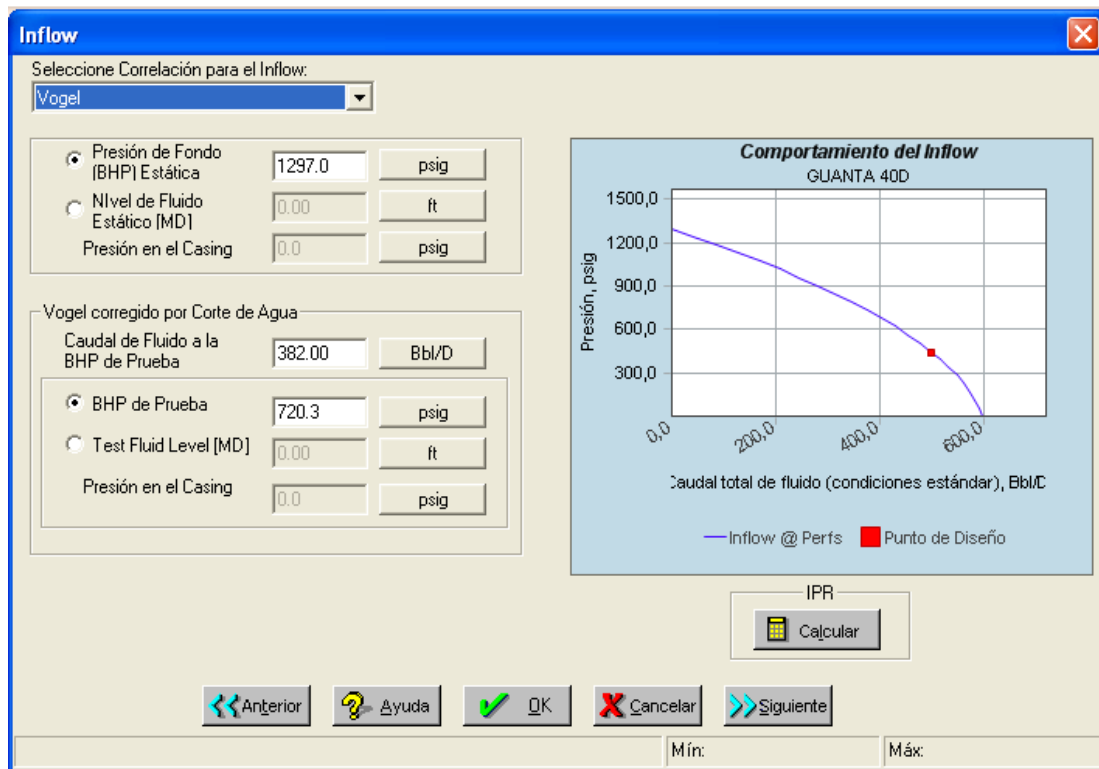
- Ecuación de Vogel.

Vogel estimó las curvas IPR para yacimientos saturados basándose en las ecuaciones presentadas por Weller para yacimientos que producen por gas en solución, lo más importante de su trabajo fue que obtuvo una curva adimensional válida para cualquier estado de agotamiento después que el yacimiento se encontraba saturado.

Como resultado de su trabajo Vogel publicó la siguiente ecuación para considerar flujo bifásico en el yacimiento:

$$\frac{q_o}{q_{om\acute{a}x}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (5.0)$$

Estas ecuaciones son usadas para determinar la curva IPR, cabe señalar que el programa nos brinda la opción de utilizar la ecuación de Vogel corregida por corte de agua para pozos con un corte mayor al 10%.



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

Se debe tener en cuenta al momento de ingresar los valores de presión de reservorio y fondo fluente que los mismos deben estar referidos al datum que establecimos anteriormente en el programa. Como se puede observar para el pozo GTA – 40D el caudal máximo que podemos obtener es de 600 BFPD a partir de la curva IPR obtenida para el pozo.

Ingreso de Presiones y Caudales.

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

Como siguiente paso se encuentra las condiciones a la entrada de la bomba. Para el pozo GTA – 40D se selecciona un caudal de diseño de 500 BFPD, basados en consideraciones de rendimiento del equipo y de aumento de la producción actual.

La profundidad de asentamiento de la bomba es seleccionada a partir de las condiciones mecánicas del pozo, su completación y profundidad de la arena productora.

Para el pozo GTA – 40D se escoge la profundidad de 9800 pies. Esta profundidad permite al equipo estar por encima de los disparos y asegurar la entrada de fluido a la bomba, además de un correcto enfriamiento del motor.

Finalmente, se ingresa los datos de presión de casing y de cabeza para el diseño.

En el siguiente paso se realiza el cálculo del gas libre hacia la bomba.

Separación de Gas

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

Antes de seleccionar el equipo de fondo el programa calcula el porcentaje de gas libre hacia la bomba que se presenta a las condiciones actuales de diseño. En condiciones generales los porcentajes aceptados de manejo de gas libre en la bomba son:

- Para etapas de flujo radial: 8%
- Para etapas de flujo mixto: 28%

Los cálculos que realiza el software se basa en el siguiente análisis.

Eficiencia Natural de Separación (E): es la cantidad de gas libre que se separa naturalmente del líquido. Se la conoce como la eficiencia anular. Se muestra como porcentaje y se calcula con la siguiente ecuación:

$$E = \frac{-BB + \sqrt{BB^2 - 4(AA)(CC)}}{2(AA)} \quad (5.71)$$

Los coeficientes AA, BB y CC se calculan con las siguientes fórmulas:

$$\bullet \quad AA = \frac{\rho_g Q_g^2}{A_x^2 h \alpha_g} + \frac{3}{8} \frac{\rho_m \rho_l (C_d / \gamma_g) Q_g^2}{(\rho_l - \rho_g)(1 - \alpha_g) \alpha_g^2 A_x^2} \quad (5.72)$$

$$\bullet \quad BB = - \frac{\rho_g Q_g^2}{A_x^2 \alpha_l h} \quad (5.73)$$

$$\bullet \quad CC = -\rho_m - g_x \quad (5.74)$$

Eficiencia total de la separación ESP (TE): es el porcentaje de gas libre estimado que el equipo seleccionado separa del fluido que entra en la bomba.

Gas libre: es la cantidad de gas libre en el fondo antes de la separación natural y la separación ESP.

$$R = GOR - R_S - GWR_S \quad (5.75)$$

Gas Libre en el separador: es la cantidad de gas libre remanente mientras el fluido entra en el separador de gas.

$$R_{gs} = R * (1 - E) \quad (5.76)$$

Gas libre en la bomba: es la cantidad de gas libre remanente mientras el fluido entra en la bomba.

$$R_p = R_{gs} * (1 - TE) \quad (5.77)$$

Este valor nos indicará si es necesario la utilización de un separador de gas o en su defecto un intake.

Para el caso del pozo GTA – 40D el gas libre disponible en la entrada de la bomba es de 60.1%, por tanto es necesario utilizar un separador de gas. En este caso se puede utilizar un separador de alta eficiencia tipo TR4 – MAGS, con el cual el porcentaje de gas libre hacia la bomba se reduce al 3.3%

Separador de Gas

Seleccione un Separador de Gas

Fabricante: Otros

	Fabricante	Serie	Tipo	Frecuencia	litro Ex in	audal Mhr Bbl/D	audal M6x Bbl/D	emp. M6x *F	Consumo de HP HP
1	GEESP	TR4	MAGS	60,0	4,00	100,00	2000,00	350,00	12,00

Eficiencia Ingresada por el Usuario. Los siguientes datos de eficiencia se utilizarán en los cálculos, reemplazando los datos internos de SubPUMP.

Eficiencia Promedio del Separador Seleccionado: 90.00 %
 Tabla de Eficiencia
 Coeficientes de Eficiencia

Póngase en contacto con su proveedor para obtener los datos de eficiencia del separador. Generalmente, la eficiencia de separación varía con el índice de líquido y el porcentaje de gas libre.

Caudal de Líquido (Bbl / D)

G A S L I B R E %

E F I C I E N C I A %

Factor de Ajuste de Desempeño para el Separador Seleccionado: 100.00 %

Ayuda OK Cancelar

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

Selección de la Bomba

Selección de la Bomba

Bomba | Housing | Derating | Correcciones por Viscosidad | Interferencia por Gas

Banco de Datos de SubPUMP
 Inventario
 Archivo Excel de Equipos

Fabricante
 Almaz Alnas Borets CAI Centrilift/ODI
 ESP Novomet Schlumberger/Reda Weatherford WSP

Mostrar Eq. Obsoleto Frecuencia de Diseño: 53.800 Hz

Fab	Series	Modelo	Máx. No.	Caudal Bbl/D	BEP/DP Bbl/D	Caudal Bbl/D
ESP	400	TD-850	211	493	749	915
ESP	400	TD-650	230	404	572	717

Condiciones a la Entrada de la Bomba
 PIP de Diseño: 410 psig
 Caudal de Liq.: 557.96 Bbl/D
 Caudal de Liq+Gas: 577.16 Bbl/D

Diseño vs Catalogo

	Caudal Bbl/D	PIP psig
352 Etapas		
Cond. de Diseño	500.00	410
Comportamiento Basado en Catalogo.	500.88	407

Eficiencia de la Bomba: 58.70 %
 Comportamiento de la Bomba:

* Equipo obsoleto

Ayuda OK Cancelar Motor

Mín: Máx:

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

Para seleccionar la bomba adecuada se debe considerar el caudal deseado de producción y la disponibilidad de equipos al momento de realizar los diseños. El programa permite escoger diferentes fabricantes para los equipos, en este caso los equipos a ser seleccionados serán del fabricante ESP.

La curva estándar de la bomba nos brinda la información del rango óptimo de funcionamiento. La bomba seleccionada es TD-650, esta nomenclatura nos indica que tiene un diámetro externo de 4 pulgadas con un caudal de 650 BFPD en su punto de mayor eficiencia.

Las etapas necesarias para el TDH calculado son 352.

Selección del Housing

La selección del housing se encuentra determinada por el tipo de bomba que se escoja, en este caso tenemos una bomba de tipo flotante.

Por el requerimiento de 352 etapas es necesario utilizar 2 cuerpos, es decir 2 bombas de 176 etapas cada una.

Selección de la Bomba

Bomba - [ESP 400 TD-650]

Opciones:

- Numero de Etapas Deseadas: 352
- Usar No. de Etapas Calculadas: 352
- Seleccionar de la Lista de Housing: 352
 - Housing Completo: 352
 - Housing Parcial/Etapas Vacías: 0

Tipo de Housing:

- Estándar
- Resistente a la Abrasión
- Estabilización Mejorada

Selección del Housing:

Housing	Tipo	Etapas
1	FL**	17
2	FL**	35
3	FL**	52
4	FL**	71
5	FL**	88
6	FL**	105
7	FL**	123

Flotante
 Compresiva

Selección Actual:

Housing	Tipo	Etapas
10	FL**	176
10	FL**	176

Adicionar >>
<< Remover

Total: 20 Housing, 2 Tipo, 352 Etapas

** Housings

Ayuda OK Cancelar Motor

Mín: Máx:

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

Selección del Motor

Selección del Motor

Motor | Sello

Banco de Datos de SubPUMP Inventario Archivo Excel de Equipos

Fabricante: **ESP**

Mostrar Eq. Obsoleto Ajustar por Deslizamiento del Motor

Frecuencia de Diseño: 53.800 Hz

HP Req'd @ 60 Hz: 64.5

--- 60 Hz Nameplate ---					
Fab	Series	Tipo	HP	Volts	Amps
ESP	456	TR4-HTI	100.0	775	84.0
ESP	456	TR4-HTI	90.0	1930	31.0

Comportamiento de la Bomba (TDH @ Diseño)

Comportamiento:

	Velocidad RPM	Caudal Bbl/D	PIP psig	# de Etapas
Catalogo	3138	501	407	352
Real	3129	498	417	352

Tipo de Motor:

STD HTI Numero de Motores: 1

Convencionales No-Convencionales

100% base

Velocidad del Fluido: 1.89 ft/sec

Nivel del Fluido: 8725 ft

Velocidad Mín. del Fluido: 1.000 ft/sec

Calentamiento del Motor... Comportamiento del Motor

Cajcular

* Equipo obsoleto

Anterior Ayuda OK Cancelar

Mín: Máx:

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

Al igual que la bomba, el motor se debe seleccionar de acuerdo a la disponibilidad del equipo para el caso ESP Ecuador disponemos de 70, 90 y 120 HP.

El motor debe cumplir el requerimiento de potencia (HP) de todos los equipos seleccionados, además se debe considerar que la potencia aumenta o disminuye según la frecuencia de trabajo del equipo, por eso es recomendable escoger un motor de mayor potencia requerida por el diseño.

Otro parámetro que se debe tomar en cuenta es la velocidad del fluido alrededor del motor, la cual debe ser mayor a 1 pie/segundo para garantizar el correcto enfriamiento del mismo, para el pozo GTA- 40D la velocidad es de 1,89 pies/segundo, lo que nos asegura un correcto enfriamiento del motor.

Selección del Sello

Motor Sello

Sello

Motor - [ESP 456 TR4-HTI]

Fab	Tipo de Cojinete	Capacidad lb	Selección de Cámara
ESP	TR5-HL	9863.3	TR4-SBG
ESP	TR4-STD	106	TR4-SBG
ESP	TR4-HL	5380.0	TR4-SBG

Carga de Empuje

Operacional	864 lb
Máx.	1056 lb

Descripción de la Cámara

Single Bag PFSB
Hi-Load/Hi-Temp CR

Anterior Ayuda OK Cancelar

Min: Máx:

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

El sello seleccionado para el pozo GTA-40D es un tipo TR4-HL es decir su diámetro externo es de 4 pulgadas con un cojinete de alta carga y temperatura.

Las cámaras que forman este sello son tipo bolsa-laberinto, ya que es el más recomendable para un pozo desviado por su capacidad de asentamiento hasta 75° de inclinación.

Selección del Cable

Selección del Cable

Fabricante

Almaz
 Borets/Kurgan-cable
 Centrilift/ODI
 ESP
 Kamcable
 Pirelli
 Podolskkabel
 Schlumberger/Reda
 Weatherford
 WSP

Nombre del Fab.	Tipo	Rating kVolts	Temp °F
ESP	Powerline 205	3	205
ESP	Powerline 300	5	300
ESP	Powerline 400	5	400
ESP	Powerline 450	5	450

* Indica que el cable es obsoleto

AWG	Máx. Amps	Carga en el Cable Amps	KVA	KW	Cost Elect/Mo	Voltaje en superficie
1 Cu	163	24	76.9	61	0	1847
2 Cu	144	24	78.3	62	0	1880

* Indica que el cable está fuera de rango

Costo de la Electricidad: \$/kWH

Verificar Volts en el Motor

Calcular Voltaje Requerido en Superficie
 Verificar Volts en el Motor

para un Voltaje Dado en Superficie:

Tolerancia (Clearance) en el lado del Cable plano: 1.19 in

Comportamiento del Cable

Ayuda OK Cancelar

Mín: Máx:

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

El cable seleccionado es un cable plano de conductor tipo 2 trenzado.

Resumen de la selección de equipo.

Selección de Equipo

Auto seleccione el Equipo... Frecuencia de Diseño: 53.800 Hz
* Obsoleto por el Fabricante

Selección de la Bomba

Banco de Datos de SubPUMP Inventario Archivo Excel de Equipos

Fabricante: ESP

Bombas en Serie
 2 Bombas 3 Bombas

La opción "Etapas" es para analizar el comportamiento de la bomba. El caudal se calculará de acuerdo al número fijo de etapas, el cual puede ser muy diferente al caudal de diseño.

Bomba	Fab	Series	Modelo	Caudal a BEP/DP	Etapas (Opcional)	Mostrar Eq. Obsoleto
	ESP	400	TD-650	572	352	<input checked="" type="checkbox"/>

Selección del Motor

Banco de Datos de SubPUMP Inventario Archivo Excel de Equipos

Fabricante: ESP

Fab	Series	Tipo	HP	Volts	Amps	Mostrar Eq. Obsoleto
ESP	456	TR4-HTI	90.0	1930	31.0	<input type="checkbox"/>

Selección del Cable

Cable en Secciones ESP - Powerline 450

Comportamiento del Equipo

Catalogo

Caudal en Superficie:	500.88	Bbl/D	Nivel de Fluido:	8746.22	ft
Poder Req'd @ 60 Hz:	64.5	HP	Presión de Entrada a la Bomba:	417.26	psig
			Presión de Fondo:	450.07	psig

Calcular

Anterior Ayuda OK Cancelar Siguiente

Mín: Máx:

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

El software nos despliega la pantalla final con los equipos antes seleccionados. Finalmente muestra las condiciones de operación calculadas por el programa, las cuales son:

- Caudal en superficie = 500.88 BFPD
- Potencia requerida a 60 Hz = 64.5 HP

- Nivel de Fluido = 8746.22 pies
- Presión de entrada a la Bomba = 417.26 psig
- Presión de Fondo = 450.07 psig

En el Anexo 2. 2 adjuntamos el Reporte Detallado del Software SubPump 9,6 para el pozo GTA-40D.

5.1.2.2 Pozo PRH-15D

Los datos que se ingresan en el programa SubPump 9.6 se detallan a continuación:

TABLA 5.15 DATOS DEL POZO A INGRESAR EN EL SUBPUMP 9.6 PARA EL POZO PRH-15D.

DATOS A INGRESAR EN EL SUBPUMP 9.6	
<i>Descripción del Pozo</i>	
Compañía	TESIS DE GRADO
Nombre del pozo	PRH-15D
Yacimiento	NAPO "T" INF
Nombre del campo	PARAHUACU
Localización	LAGO AGRIO
Analista	M.J. ROJAS- RUBÉN ORTEGA
Comentario	DISEÑO CAMBIO DE SISTEMA PPH A BES
Pozo	
Datos del Pozo	
Profundidad del Casing 1	8857 pies
Profundidad del Casing 2	10413 pies
Profundidad del Tubing	9750 pies

TABLA 5.15 CONTINUACIÓN	
Profundidad de Perforaciones Medias (Datum)	10110 Pies
Diámetro externo del Casing 1	9,625 pulgadas
Diámetro externo del Casing 2	7 pulgadas
Diámetro externo del Tubing	3,5 pulgadas
Temperatura de yacimiento	230 °F
Survey Direccional	
Tomado del sumario de perforación.	
Fluido	
Propiedades del Fluido	
Gravedad del Petróleo	33 °API
Gravedad específica del Gas	1,25
Corte de Agua	0.9 %
Salinidad	20200 ppm
GOR	366 Pc/Bl
Presión de Burbuja	1050 psia
Inflow	
Presión de Reservorio corregida @ datum	1558 psig
Caudal de la prueba de producción	296 BFPD
Presión de Fondo Fluyente corregida @ datum	635,6 psig
Presiones / Caudales	
Caudal del fluido deseado	400 BFPD

CONTINUACIÓN TABLA 5.15	
Profundidad de asentamiento de la bomba	9750 pies
Presión en cabeza de Tubing	100 psig
Presión en cabeza de Casing	30 psig

Fuente: EP-PETROECUADOR Ingeniería Lago Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

En el Anexo 2.3 podemos ver el reporte de Ingreso de Datos del software SubPump 9.6.

Las pantallas se muestran a continuación:

Descripción del Pozo

The screenshot shows a software window titled "Descripción del Pozo" with a blue title bar and a close button (X) in the top right corner. The window contains several input fields with the following data:

- Compañía: TESIS DE GRADO
- Nombre del Pozo: PRH-15D
- Yacimiento: NAPO T inf
- Nombre del Campo: LAGO AGRIO
- Localización: PARAHUACU
- Analista: M. J. ROJAS/RUBEN ORTEGA
- Comentarios: DISEÑO CAMBIO SISTEMA PPH A BES (16-NOV-11)

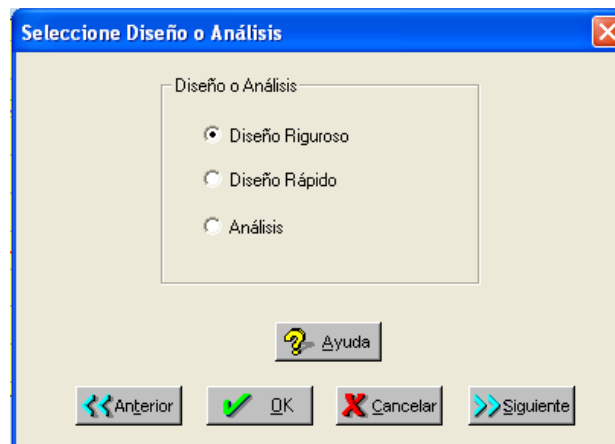
At the bottom of the window, there is a date field showing "Fecha: Nov 19, 2011" and four buttons: "Ayuda" (with a question mark icon), "OK" (with a green checkmark icon), "Cancelar" (with a red X icon), and "Siguiente" (with a blue right-pointing arrow icon).

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

Ingreso de la información y ubicación del pozo PRH – 15D.

Selección de modo Diseño o Análisis



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.
Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

Seleccionamos el modo de diseño riguroso para comenzar el desarrollo del dimensionamiento de los equipos.

Datos de Pozo.

Datos del Pozo | Survey Direccional | Gas Lift

Correlación para el Pozo: Beggs & Brill (1973) Usar el factor de corrección holdup de Palmer

Use Correlación Secundaria por debajo de una profundidad de Factor de Ajuste para la Correlación: 0.00 ft, 1.000

Tipo	Fondo(MD)	Tope(MD)	OD	ID	Rugosidad
	ft	ft	in	in	in
1 Casing	8857,00		9,625	8,681	0,0006500
2 Casing	10413,00	8857,00	7,000	6,276	0,0006500
3 Cubierta	9800,00	N/A	5,500	4,892	0,0006500
4 Tubing	9750,00	N/A	3,500	2,992	0,0006500
5					0,0006500
6					0,0006500
7					0,0006500

Organizar por Profundidad
 Organizar por Tipo

Insertar | Borrar Fila

Rusia (Gost) | Casing | Tubing | Cubierta/Camisa

	OD	Peso	ID
Casing	1.050	1.20	0.824
Casing	1.315	1.80	1.049
Tubing	1.660	2.40	1.380
Cubierta/Camisa	1.900	2.90	1.610
Cubierta/Camisa	2.375	4.70	1.995

Temperatura: Yacimiento 230.0 °F, Cabeza de Pozo 88.0 °F, Calcular...

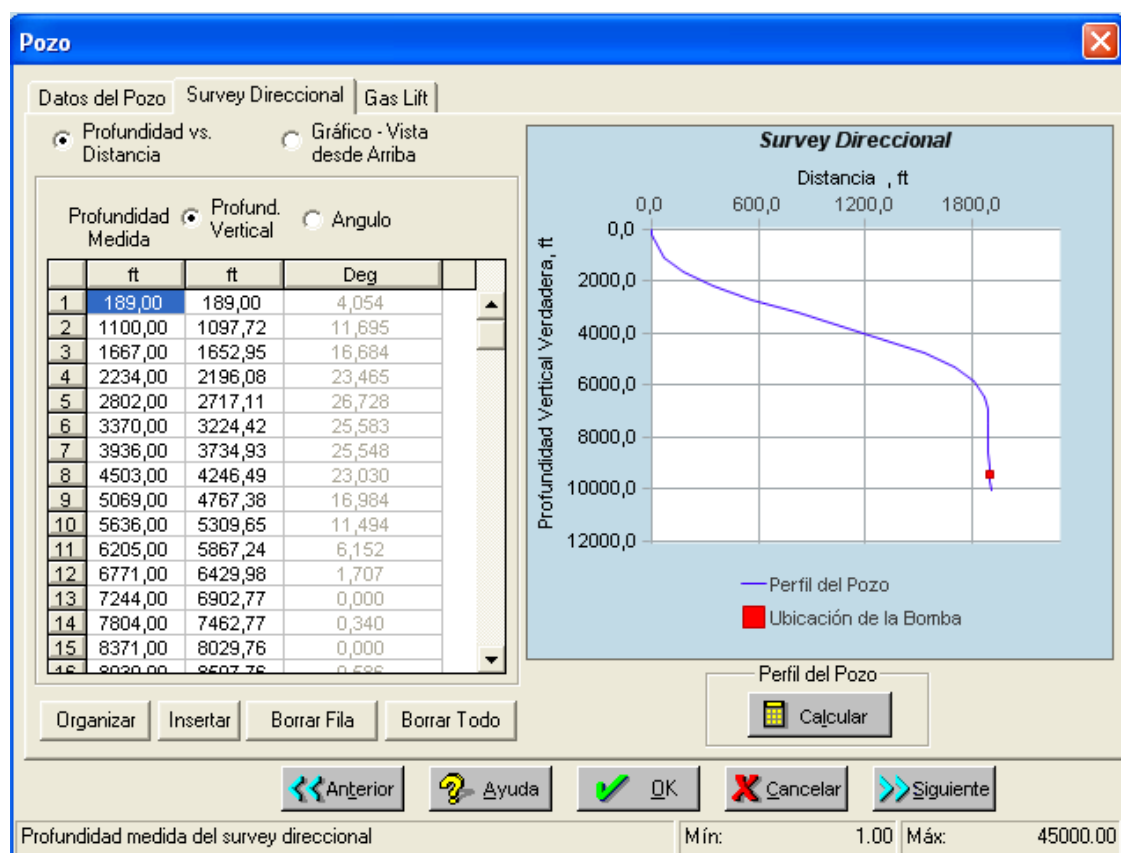
Topo de las Perforaciones (o datum)(MD): 10110.00 ft

Base del Casing o Tubing: Mín: 1.00 | Máx: 45000.00

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.
Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

Se ingresa el tope de las perforaciones o datum, profundidad a la cual se refieren los valores de presiones que serán necesarios más adelante en el diseño. Para nuestro caso el datum será la profundidad media de las perforaciones de la arena productora del pozo, para el pozo PRH – 15D la profundidad media de los disparos de la arena “T” es 10110 pies. Adicionalmente ingresamos los valores de temperatura de fondo y de superficie.

Datos del sumario de perforación del pozo.



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

Para el caso del pozo PRH – 15D se ingresa los valores del survey, extraídos del sumario de perforación.

Propiedades de Fluidos.

The screenshot shows a software window titled "Fluido" with a blue header and a close button in the top right. The window contains several tabs: "Propiedades del Fluido", "Correlaciones PVT", "Datos PVT de Lab.", and "Calibración de la Viscosidad". The "Propiedades del Fluido" tab is active.

The window is divided into several sections:

- Condiciones de Producción:**
 - Gravedad del Petróleo: 33.0 °API
 - Gravedad Espec. del Gas: 1.250 (aire=1)
 - Relación de Gas Total producido:
 - GOR: 366.00 scf/bbl
 - GLR: 362.71 scf/bbl
- Propiedades del Agua:**
 - Corte de Agua: 0.9 %
 - Gravedad Spec.: 1.014 (agua = 1)
 - Salinidad: 20200 ppm
- Impurezas del gas:**
 - CO2: 0.000 %
 - H2S: 0.000 %
 - N2: 0.000 %
- Punto de Burbujeo:**
 - Presión: 1050.000 psia
 - GOR en Soln: 344.398 scf/bbl
 - Calc a partir del GOR/GLR producido
 - Petróleo Muerto (No se considera el gas)

At the bottom of the window, there are navigation buttons: "Anterior", "Ayuda", "OK", "Cancelar", and "Siguiete". Below these buttons, there is a status bar with the text "Gravedad del Petróleo o Condensado Producido" and a range "Mín: 5.0 Máx: 60.0".

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.
Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

Ingresamos los valores necesarios de las propiedades de los fluidos para el pozo PRH – 15D, así como las propiedades del agua de formación, impurezas de gas, en caso de existir un estudio cromatográfico y la presión de burbuja del yacimiento.

Fluido

Propiedades del Fluido | Correlaciones PVT | Datos PVT de Lab. | Calibración de la Viscosidad

Viscosidad

Petróleo Muerto: Beggs & Robinson

Saturado: Beggs & Robinson

Sub-saturado: Vazquez & Beggs

Gas: Lee

Agua: Matthews & Russell

Densidad del Petróleo: Katz

Presión de Burbujeo/GOR en Solución: Lasater

Compresibilidad del Petróleo: Vazquez & Beggs

FVF del Petróleo: Vazquez & Beggs

Factor Z: Dranchuk & Purvis

Condiciones en el Separador

Temperatura: 60.0 °F

Presión: 100.0 psig

Guardar como Default | Cargar Defaults

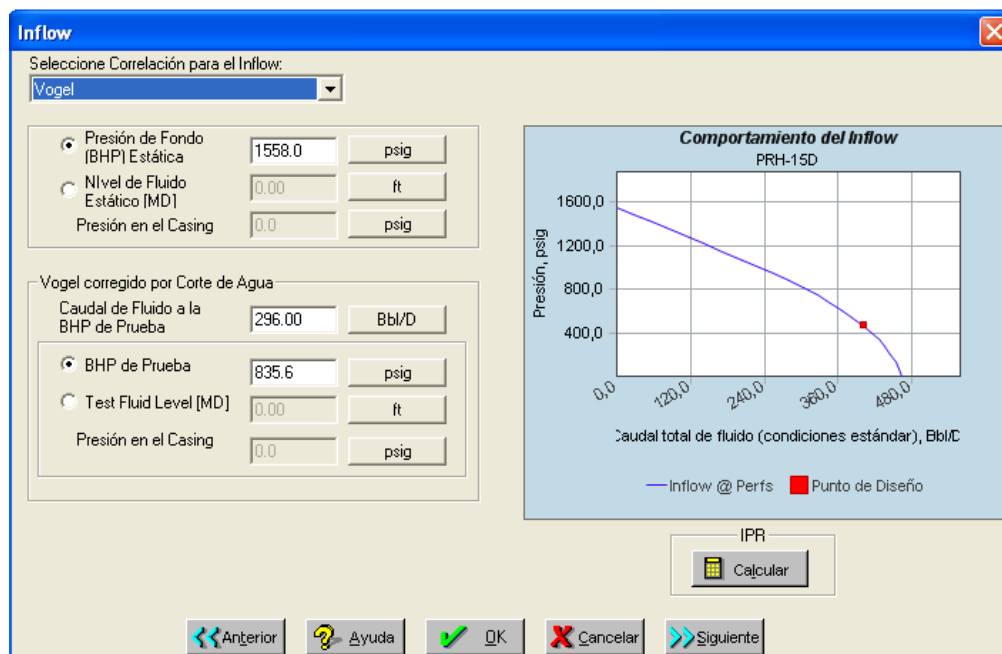
Anterior | Ayuda | OK | Cancelar | Siguiente

Mín: | Máx:

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

Comportamiento de la curva de Inflow



Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

Se debe tener en cuenta al momento de ingresar los valores de presión de reservorio y fondo fluente que los mismos deben estar referidos al datum que establecimos anteriormente en el programa. Como se puede observar para el pozo PRH – 15D el caudal máximo que podemos obtener es de 480 BFPD a partir de la curva IPR obtenida para el pozo.

Ingreso de Presiones y Caudales

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

Como siguiente paso se encuentra las condiciones a la entrada de la bomba. Para el pozo PRH – 15D se ha seleccionado un caudal de diseño de 400 BFPD, basados en consideraciones de rendimiento del equipo y de aumento de la producción actual.

La profundidad de asentamiento de la bomba es seleccionada a partir de las condiciones mecánicas del pozo, su completación y profundidad de la arena productora.

Para el pozo PRH – 15D se escoge la profundidad de 9750 pies. Esta profundidad permite al equipo estar por encima de los disparos y asegurar la entrada de fluido a la bomba, además de un correcto enfriamiento del motor.

Finalmente, ingresamos los datos de presión de casing y de cabeza para el diseño.

En el siguiente paso se realiza el cálculo del gas libre hacia la bomba.

Separación de Gas

Eficiencia de Separación de Gas

Empaquetador Instalado (todo el gas pasa a través de la bomba, 0% de eficiencia)

Separación de Gas

Separación de Gas (Calcular o Ingresar) 81.1 %

Separador de Gas

Utilice la Eficiencia de Separador Promedio 90.0 %

Utilice el Separador de Gas Separador Seleccionado: GEEESP TR4 MAGS

Gas Libre

Gas Libre Disponible en la Entrada de la Bomba 66.6 %

Gas Libre hacia la Bomba 3.6 %

Mín: Máx:

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

Para el pozo PRH – 15D el gas libre disponible en la entrada de la bomba es de 66.6%, por tanto es necesario utilizar un separador de gas. En el diseño, se utiliza un separador de alta eficiencia tipo TR4 – MAGS, con el cual el porcentaje de gas libre hacia la bomba se reduce al 3.6%

Separador de Gas

Seleccione un Separador de Gas

Fabricante: Otros

	Fabricante	Serie	Tipo	Frecuencia	Intro Ex in	caudal MHR Bbl/D	caudal M6x Bbl/D	emp. M6x °F	Consumo de HP HP
1	GEESP	TR4	MAGS	60,0	4,00	100,00	2000,00	350,00	12,00

Eficiencia Ingresada por el Usuario

Los siguientes datos de eficiencia se utilizarán en los cálculos, reemplazando los datos internos de SubPUMP.

Eficiencia Promedio del Separador Seleccionado: 90.00 %

Tabla de Eficiencia

Coeficientes de Eficiencia

Póngase en contacto con su proveedor para obtener los datos de eficiencia del separador. Generalmente, la eficiencia de separación varía con el índice de líquido y el porcentaje de gas libre.

Caudal de Líquido (Bbl / D)

G A S L I B R E %

E F I C I E N C I A %

Factor de Ajuste de Desempeño para el Separador Seleccionado: 100.00 %

Ayuda OK Cancelar

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

Selección de la Bomba

Selección de la Bomba

Bomba | Housing | Derating | Correcciones por Viscosidad | Interferencia por Gas

Banco de Datos de SubPUMP
 Inventario
 Archivo Excel de Equipos

Fabricante

Almaz Alnas Borets CAI Centrifit/ODI
 ESP Novomet Schlumberger/Reda Weatherford WSP

Mostrar Eq. Obsoleto Frecuencia de Diseño: 56.000 Hz

Fab	Series	Modelo	Máx No.	Caudal Bbl/D	BEP/DP Bbl/D	Caudal Bbl/D
ESP	400	TD-650	230	420	595	747
ESP	400	TD-460	211	280	407	560

Condiciones a la Entrada de la Bomba

PIP de Diseño: 357 psig
 Caudal de Liq.: 441.07 Bbl/D
 Caudal de Liq+Gas: 457.67 Bbl/D

Diseño vs Catalogo

	Caudal Bbl/D	PIP psig
352 Etapas		
Cond. de Diseño	400.00	357
Comportamiento Basado en Catalogo	401.84	348

Eficiencia de la Bomba: 51.90%
 Comportamiento de la Bomba:

Curva estándar de la bomba

Cabeza, ft: 36,0, 30,0, 24,0, 18,0, 12,0
 Caudal, Bbl/D: 210,0, 420,0, 630,0
 Eficiencia, %: 52,0, 39,0, 26,0, 13,0
 H_p: 0,20, 0,18, 0,16, 0,14

* Equipo obsoleto

Mín: Máx:

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

La curva estándar de la bomba nos brinda la información del rango óptimo de funcionamiento. La bomba seleccionada es TD-460, esta nomenclatura nos indica que tiene un diámetro externo de 4 pulgadas con un caudal de 460 BFPD en su punto de mayor eficiencia.

Las etapas necesarias para el TDH calculado son 352.

Selección del Housing

Selección de la Bomba

Bomba - [ESP 400 TD-460]

Opciones:

- Numero de Etapas Deseadas: 324
- Usar No. de Etapas Calculadas: 352
- Seleccionar de la Lista de Housing: 352
 - Housing Completo: 352
 - Housing Parcial/Etapas Vacías: 0

Tipo de Housing:

- Estándar
- Resistente a la Abrasión
- Estabilización Mejorada

Selección del Housing:

Housing	Tipo	Etapas
1	FL	16
2	FL	34
3	FL	52
4	FL	69
5	FL	87
6	FL	105
7	FL	123

Flotante
 Compresiva

Adicionar >>
<< Remover

Selección Actual:

Housing	Tipo	Etapas
10	FL	176
10	FL	176

Total: 20 Housing, 2 Tipo, 352 Etapas

Ayuda OK Cancelar Motor

Mín: Máx:

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

La selección del housing se encuentra determinada por el tipo de bomba que se escoja, en este caso tenemos una bomba de tipo flotante.

Por el requerimiento de 352 etapas es necesario utilizar 2 cuerpos, es decir 2 bombas de 176 etapas cada una.

Selección del Motor

Motor | Sello

Banco de Datos de SubPUMP Inventario Archivo Excel de Equipos

Fabricante: ESP

Mostrar Eq. Obsoleto Ajustar por Deslizamiento del Motor

Frecuencia de Diseño: 56.000 Hz

HP Req'd @ 60 Hz: 55.1

--- 60 Hz Nameplate ---					
Fab	Series	Tipo	HP	Volts	Amps
ESP	456	TR4-HTI	80.0	635	80.0
ESP	456	TR4-HTI	70.0	1310	35.0

Comportamiento de la Bomba (TDH @ Diseño)

TDH, ft

Caudal Líquido + Gas, Bbl/D

Comportamiento			
Velocidad RPM	Caudal Bbl/D	PIP psig	# de Etapas
Catalogo 3267	402	348	352
Real 3249	398	365	352

Tipo de Motor

STD HTI Numero de Motores: 1

Convencionales No-Convencionales

100% base

Velocidad del Fluido: 1.51 ft/sec

Velocidad Mín. del Fluido: 1.000 ft/sec

Nivel del Fluido: 8831 ft

Calentamiento del Motor...

Comportamiento del Motor

Calcular

* Equipo obsoleto

Anterior Ayuda OK Cancelar

Mín: Máx:

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

El motor debe cumplir el requerimiento de potencia (HP) de todos los equipos seleccionados, además se debe considerar que la potencia aumenta o disminuye según la frecuencia de trabajo del equipo, por eso es recomendable escoger un motor de mayor potencia requerida por el diseño.

Otro parámetro que se debe tomar en cuenta es la velocidad del fluido alrededor del motor, la cual debe ser mayor a 1 pie/segundo para garantizar el correcto enfriamiento del mismo, para el pozo PRH – 15D la velocidad es de 1,51 pies/segundo, lo que nos asegura un correcto enfriamiento del motor.

El Motor escogido para el presente diseño es un TR4 – HTI de 70 HP.

Selección del Sello

Motor Sello

Sello

Motor - [ESP 456 TR4-HTI]

Fab	Tipo de Cojinete	Capacidad lb	Selección de Camara
ESP	TR5-HL	10266.7	TR4-SBG
ESP	TR4-STD	1111	TR4-SBG
ESP	TR4-HL	5600.0	

Carga de Empuje

Operacional	836 lb
Máx.	1094 lb

Descripción de la Camara

Single Bag PFSB
Hi-Load/Hi-Temp CR

Anterior Ayuda OK Cancelar

Mín: Máx:

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

El sello seleccionado para el pozo PRH – 15D es un tipo TR4-HL es decir su diámetro externo es de 4 pulgadas con un cojinete de alta carga y temperatura.

Las cámaras que forman este sello son tipo bolsa-laberinto, ya que es el más recomendable para un pozo desviado por su capacidad de asentamiento hasta 75° de inclinación.

Selección del Cable

Selección del Cable

Fabricante

Almaz Borets/Kurgan-cable Centrilift/ODI ESP Kamcable
 Pirelli Podolskkabel Schlumberger/Reda Weatherford WSP

Nombre del Fab.	Tipo	Rating kVolts	Temp °F
ESP	Powerline 205	3	205
ESP	Powerline 300	5	300
ESP	Powerline 400	5	400
ESP	Powerline 450	5	450

* Indica que el cable es obsoleto

AWG	Máx. Amps	Carga en el Cable Amps	KVA	KW	Cost Elect/Mo	Voltaje en superficie
1 Cu	160	29	68.1	55	0	1365
2 Cu	141	29	70.1	56	0	1405

* Indica que el cable está fuera de rango

Costo de la Electricidad: \$/kWH

Verificar Volts en el Motor

Calcular Voltaje Requerido en Superficie
 Verificar Volts en el Motor

para un Voltaje Dado en Superficie:

Forma del Cable

redondo
 Plano

Conductor

Trenzado
 Solido

Tolerancia (Clearance) en el lado del Cable plano: 1.19 in

Comportamiento del Cable

Mín: Máx:

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

El cable seleccionado es un cable plano de conductor tipo trenzado.

Resumen de la selección del equipo

Selección de Equipo

Auto selección del Equipo... Frecuencia de Diseño: 56.000 Hz

* Obsoleto por el Fabricante

Selección de la Bomba

Banco de Datos de SubPUMP Inventario Archivo Excel de Equipos

Fabricante: ESP

Bombas en Serie

2 Bombas 3 Bombas

La opción "Etapas" es para analizar el comportamiento de la bomba. El caudal se calculará de acuerdo al número fijo de etapas, el cual puede ser muy diferente al caudal de diseño.

Bomba	Fab	Serie	Modelo	Caudal a BEP/DP	Etapas (Opcional)	Mostrar Eq. Obsoleto
	ESP	400	TD-460	407	352	<input checked="" type="checkbox"/>

Selección del Motor

Banco de Datos de SubPUMP Inventario Archivo Excel de Equipos

Fabricante: ESP

Fab	Serie	Tipo	HP	Volts	Amps	Mostrar Eq. Obsoleto
ESP	456	TR4-HTI	70.0	1310	35.0	<input type="checkbox"/>

Selección del Cable

Cable en Secciones

ESP - Powerline 450

Comportamiento del Equipo

Calcular

Catalogo	Caudal en Superficie:	401.84 Bbl/D	Nivel de Fluido:	8831.06 ft
	Poder Req'd @ 60 Hz:	55.1 HP	Presión de Entrada a la Bomba:	364.59 psig
			Presión de Fondo:	476.31 psig

Anterior Ayuda OK Cancelar Siguiente

Mín: Máx:

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

El software nos despliega la pantalla final con los equipos antes seleccionados. Finalmente muestra las condiciones de operación calculadas por el programa, las cuales son:

- Caudal en superficie = 401.84 BFPD
- Potencia requerida a 60 Hz = 55.1 HP
- Nivel de Fluido = 8831.06 pies

- Presión de entrada a la Bomba = 364.59 psig
- Presión de Fondo = 476.31 psig

El valor de presión de entrada a la bomba, para cuestiones de diseño, debe ser mayor a 300 psi, así se asegura que la bomba tenga fluido de la formación y funcione de manera correcta.

En el Anexo 2. 4 se adjunta el Reporte Detallado del Software SubPump 9,6 para el pozo PRH-15D.

CAPÍTULO 6

ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA FACTIBILIDAD DE APLICACIÓN DEL PROYECTO

El análisis económico se lo realiza con la finalidad de evaluar la factibilidad de cambio de levantamiento hidráulico a sistema BES en los pozos seleccionados del Área Lago Agrio. Este análisis considera los costos del equipo electrosumergible a ser utilizado, su instalación, energía además de operación y mantenimiento.

Los métodos de evaluación de proyectos como valor actual neto (V.A.N.), tasa interna de retorno (T.I.R.), relación beneficio/costo (B/C) y tiempo de recuperación de la inversión serán el medio para analizar la rentabilidad del proyecto considerando los ingresos, egresos e inversiones del mismo.

6.1 MÉTODOS DE EVALUACIÓN DEL PROYECTO

Los métodos de evaluación financiera están caracterizados por determinar las alternativas factibles u óptimas de inversión utilizando entre otros los siguientes indicadores:

- Valor actual neto (V.A.N.)
- Tasa interna de retorno (T.I.R.)
- Relación beneficio/costo (B/C) y
- Tiempo de recuperación de la inversión.

Los cuatro métodos consideran el valor del dinero en el tiempo.

6.1.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El VAN mide la rentabilidad del proyecto en valores monetarios deducida la inversión. Actualiza a una determinada tasa de descuento i los flujos futuros.

La tasa de descuento i para el cálculo del VAN tiene su importancia, ya que aumentará el valor del VAN si reducimos el tipo de descuento y lo disminuirá si lo aumentamos.

El VAN además es el rendimiento actualizado de los flujos positivos y negativos originados por la inversión. Es decir por todos los rendimientos que esperamos obtener de la misma.

La expresión matemática para el cálculo del VAN es:

$$VAN = -C_o + \frac{C_1}{(1+i)} + \frac{C_2}{(1+i)^2} + \frac{C_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{C_n}{(1+i)^n} \quad (6.1)$$

Donde:

C_o = capital inicial aportado para iniciar el proyecto

C_n = diferencia entre cobros y pagos en el periodo n

i = tasa de descuento ajustada al riesgo = interés que se puede obtener del dinero en inversiones de riesgo (deuda pública + prima de riesgo)

n = número de años en los que se calcula la inversión.

De acuerdo al valor obtenido en el cálculo del VAN podemos analizar si se acepta o rechaza el proyecto, es decir:

- Si $VAN > 0$ el análisis nos indicará que el valor actualizado de las entradas y salidas de la inversión proporciona beneficio, es un proyecto rentable.
- Si $VAN = 0$ solo se recupera la inversión, se considera un proyecto indiferente.

- Si $VAN < 0$ el análisis indicará que a esa tasa de actualización se produce una pérdida de la cuantía que exprese el VAN por lo tanto es un proyecto no rentable.

6.1.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

El TIR mide la rentabilidad como un porcentaje, calculado sobre los saldos no recuperados en cada período y complementa casi siempre la información proporcionada por el VAN, puesto que esta medida es equivalente a hacer el VAN igual a cero y calcular la tasa que le permite al flujo actualizado ser cero.

El TIR nos informa de la rentabilidad de la inversión, por lo tanto, es un indicador relativo al capital invertido.

La expresión matemática para el cálculo del TIR es:

$$VAN = -C_0 + \frac{C_1}{(1 + TIR)} + \frac{C_2}{(1 + TIR)^2} + \frac{C_3}{(1 + TIR)^3} + \dots + \frac{C_n}{(1 + TIR)^n} = 0 \quad (6.2)$$

Donde:

C_0 = capital inicial aportado para iniciar el proyecto

C_n = diferencia entre cobros y pagos en el periodo n

n = número de años en los que se calcula la inversión

De acuerdo al valor obtenido en el cálculo del TIR podemos analizar si se acepta o rechaza el proyecto, es decir:

- Si $TIR > i$ nos indica un rendimiento mayor al mínimo requerido, por lo que se debe aceptar el proyecto.
- Si $TIR < i$ nos indica un rendimiento menor al mínimo requerido en este caso se debe rechazar el proyecto.

6.1.3 RELACIÓN BENEFICIO/COSTO (B/C)

La relación beneficio / costo es un indicador que mide el grado de desarrollo y bienestar que un proyecto puede generar.

En este análisis debemos tener en cuenta tanto los beneficios como las desventajas de aceptar o no proyectos de inversión.

$$\frac{\text{Beneficio}}{\text{Costo}} = \frac{\text{Ingresos}}{\text{Costos} + \text{Inversión}} \quad (6.3)$$

El análisis de la relación B/C, toma como referencia el valor 1, es decir si:

- B/C > 1 los ingresos netos son mayores que los egresos netos. Esto significa que los beneficios (ingresos) son mayores a los sacrificios (egresos) y, en consecuencia, el proyecto generará ganancia.
- B/C = 1 los ingresos son iguales que los egresos, es decir los beneficios igualan a los sacrificios sin generar ganancia alguna por lo tanto el proyecto es indiferente de ejecutarlo o no.
- B/C < 1 los ingresos son menores que los egresos; los beneficios (ingresos) son menores a los sacrificios (egresos) y, en consecuencia, el proyecto no generará ganancia.

Cuando se menciona los ingresos netos, se hace referencia a los ingresos que efectivamente se recibirán en los años proyectados. Al mencionar los egresos netos se toman aquellas partidas que efectivamente generarán salidas de efectivo durante los diferentes periodos.

6.1.4 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN.

Es un instrumento que permite medir el tiempo que se requiere para que los flujos netos de efectivo de una inversión recuperen su costo o inversión inicial.

El periodo de recuperación de la inversión es considerado un indicador que mide tanto la liquidez del proyecto como también el riesgo relativo pues permite anticipar los eventos en el corto plazo

$$\text{Tiempo de Recuperación de la Inversión} = \frac{\text{Inversión (USD)}}{\text{Ingresos} \left(\frac{\text{USD}}{\text{DIA}} \right)} \quad (6.4)$$

Las principales desventajas que presenta este indicador son las siguientes: Ignora los flujos netos de efectivo más allá del periodo de recuperación; sesga los proyectos a largo plazo que pueden ser más rentables que los proyectos a corto plazo; ignora el valor del dinero en el tiempo cuando no se aplica una tasa de descuento o costo de capital. Estas desventajas pueden inducir a los inversionistas a tomar decisiones equivocadas.

Costo del Equipo de Fondo Propuesto.

Los equipos de fondo y superficie propuestos para los pozos GTA – 40D Y PRH - 15D se presentan en las TABLAS 6.1, 6.2, 6.3 Y 6.4 respectivamente. Además de los equipos mostrados se debe tener en cuenta una serie de misceláneos de fondo y superficie necesarios para la instalación del equipo.

TABLA 6.1 EQUIPO DE FONDO PROPUESTO GTA - 40D

Equipo	Serie	Descripción
DESCARGA	2 7/8	HEAD, PUMP BO TR4 2-7/8 8RD EUE 4SS
BOMBA	400	PUMP, TD 650 AR FLT 141/14B #08, HSS, MNL, SST H&B
BOMBA	400	PUMP, TD 650 AR FLT 141/14B #08, HSS, MNL, SST H&B
SEPARADOR DE GAS	400	GAS, SEPARATOR TR4 AR MAGS-3 HSS ASSY, FER HSG, SST H&B
SELLO	400	TR4 DBG HL-HT STL AFL HSS, MNL
SELLO	400	TR4 DBG HL-HT STL AFL HSS, MNL
MOTOR	456	MOTOR, TR4-92 90\1930\ 31 UT HTI, MNL
SENSOR	456	SENSOR, TYPE E7 TR4 SST

TABLA 6.1 CONTINUACIÓN		
CABLE	#2 AWG CT	CABLE, FLAT PL450 #2 5KV LEAD GALV CT SW
CENTRALIZADOR		CENTRALIZADOR MOTOR
VALOR TOTAL	308.000 USD	

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

TABLA 6.2 EQUIPO DE SUPERFICIE PROPUESTO GTA - 40D

Equipo de Superficie	Serie	Descripción
TRANSF. REDUCTOR	260 KVA	260KVA TRANSFORMADOR REDUCTOR 6P 13800V/480V/60HZ
TRANSF. DEFASADOR	260 KVA	SHIFT TRANSFORMER 260KVA 12P 480 V PRI / 480 V SEC
VARIADOR 12P	253 KVA	VSD, 253KVA 304A-480V-60HZ-12P-N3R- VSG
TRANSF. ELEVADOR	260 KVA	260KVA TRANSFORMADOR ELEVADOR MULTIFRECUENCIAL 480/1100:3810V/ 35-90HZ
CAJA DE VENDEO	5KV	JUNCTION BOX
CONECTOR DE SUPERFICIE		QUICK CONNECTOR
VALOR TOTAL	144.000 USD	

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

TABLA 6.3 EQUIPO DE FONDO PROPUESTO PRH – 15D

Equipo	Serie	Descripción
DESCARGA	2 7/8	HEAD, PUMP BO TR4 2-7/8 8RD EUE 4SS
BOMBA	400	PUMP, TD 460 AR FLT 176/18B #11, HSS, MNL, SST H&B
BOMBA	400	PUMP, TD 460 AR FLT 176/18B #11, HSS, MNL, SST H&B
SEPARADOR DE GAS	400	GAS, SEPARATOR TR4 AR MAGS-3 HSS ASSY, FER HSG, SST H&B
SELLO	400	TR4 DBG HL-HT STL AFL HSS, MNL
SELLO	400	TR4 DBG HL-HT STL AFL HSS, MNL

TABLA 6.3 CONTINUACIÓN		
MOTOR	456	MOTOR, TR4-92 90\1930\ 31 UT HTI, MNL
SENSOR	456	SENSOR, TYPE E7 TR4 SST
CABLE	#2 AWG CT	CABLE, FLAT PL450 #2 5KV LEAD GALV CT SW
CENTRALIZADOR		CENTRALIZADOR MOTOR
VALOR TOTAL	311.000 USD	

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

TABLA 6.4 EQUIPO DE SUPERFICIE PROPUESTO PRH - 15D

Equipo de Superficie	Serie	Descripción
TRANSF. REDUCTOR	260 KVA	260KVA TRANSFORMADOR REDUCTOR 6P 13800V/480V/60HZ
TRANSF. DESFASADOR	260 KVA	SHIFT TRANSFORMER 260KVA 12P 480 V PRI / 480 V SEC
VARIADOR 12P	253 KVA	VSD, 253KVA 304A-480V-60HZ-12P-N3R-VSG
TRANSF. ELEVADOR	260 KVA	260KVA TRANSFORMADOR ELEVADOR MULTIFRECUENCIAL 480/1100:3810V/ 35-90HZ
CAJA DE VENTEO	5KV	JUNCTION BOX
CONECTOR DE SUPERFICIE		QUICK CONNECTOR
VALOR TOTAL	144.000 USD	

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

Costos de la instalación

En la TABLA 6.5 y 6.6 respectivamente, se describen los costos de instalación del nuevo sistema de levantamiento para los pozos seleccionados. Se considera 8 días de trabajo en total para sacar el equipo instalado actualmente y bajar el equipo electrosumergible.

TABLA 6.5 COSTO DE INSTALACIÓN GTA - 40D

MOVIMIENTO DE LA TORRE	11000
TRABAJO DE LA TORRE	45000
SUPERVISIÓN Y TRANSPORTE (TORRE)	7000
UNIDAD DE WIRELINE	4500
QUÍMICOS	5000
SPOOLER	7000
SUPERVISIÓN E INSTALACIÓN DE BES	5000
CONTROL DE POZO	6000
CONTINGENCIAS	30000
TOTAL	120500

Fuente: EP-PETROECUADOR Ingeniería Lago Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

TABLA 6.6 COSTO DE INSTALACIÓN PRH - 15D

MOVIMIENTO DE LA TORRE	11000
TRABAJO DE LA TORRE	45000
SUPERVISIÓN Y TRANSPORTE (TORRE)	7000
UNIDAD DE WIRELINE	4500
QUÍMICOS	5000
SPOOLER	7000
SUPERVISIÓN E INSTALACIÓN DE BES	5000
CONTROL DE POZO	6000
CONTINGENCIAS	30000
TOTAL	120500

Fuente: EP-PETROECUADOR Ingeniería Lago Central.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

Costos de la energía

En la TABLA 6.7 y 6.8 respectivamente, se describen los costos de energía necesaria para el funcionamiento del equipo electrosumergible propuesto. Se toma un valor de 0.09 centavos de dólar por kilovatio hora para realizar el cálculo de su costo.

TABLA 6.7 COSTO DE ENERGÍA GTA – 40D

Pozo	Voltaje Promedio (V)	Amperaje Promedio (A)	KW	Costo KWH (USD)	Consumo KW/AÑO (USD)
GTA - 40D	1880,1	24	61,9	0,09	48801,96

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

TABLA 6.8 COSTO DE ENERGÍA PRH – 15D

Pozo	Voltaje Promedio (V)	Amperaje Promedio (A)	KW	Costo KWH (USD)	Consumo KW/AÑO (USD)
PRH - 15D	1405,4	28,8	56,2	0,09	44308,08

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

Costos de Operación y Mantenimiento

El equipo electrosumergible necesita de un monitoreo constante para así alargar su vida útil y evitar problemas en su funcionamiento. Es por esto que se considera un costo de operación y mantenimiento en el cual se incluye los siguientes rubros.

- Servicio Técnico
- Técnico de Campo
- Transporte
- Herramientas
- Instrumentos

- Alojamiento
- Alimentación
- Hospedaje

Todo esto tiene un costo diario de 410 USD, para el presente análisis se considera 3 visitas por semana dando como resultado un costo anual por operación y mantenimiento de 59.040 USD.

Costo por barril producido.

El costo por barril producido es determinado a partir de la producción anual de petróleo y los costos totales que consideran el equipo de fondo y superficie, el costo de la energía y el costo de operación y mantenimiento de los mismos.

Para el pozo GTA – 40D se tiene un costo total de 680341,96 USD y una producción anual de petróleo de 178120 BPPA.

$$\text{Costo por Barril} = \frac{\text{Costo Total}}{\text{Producción anual de petróleo}} \quad (6.5)$$

$$\text{Costo por Barril} = \frac{680341,96 \text{ USD}}{178120 \text{ BPPA}}$$

$$\text{Costo por Barril} = 3,82 \text{ USD}$$

Para el pozo PRH – 15D se tiene un costo total de 678848,08 USD y una producción anual de petróleo de 144069,15 BPPA y el costo por barril se calcula con la Ec. 6.5

$$\text{Costo por Barril} = \frac{678848,08 \text{ USD}}{144069 \text{ BPPA}}$$

$$\text{Costo por Barril} = 4,71 \text{ USD}$$

Cálculo del Flujo Neto de Caja

Para el cálculo del flujo neto de caja se considera los ingresos totales por la venta de la producción y los costos totales. El precio del barril de petróleo utilizado es de 79 USD, valor utilizado en el presupuesto general del estado para el año 2012.

Para el pozo GTA – 40D se tiene una producción anual de petróleo de 178120 BPPA.

$$\text{Ingresos} = \text{Precio del barril} \left(\frac{\text{USD}}{\text{barril}} \right) * \text{Producción Anual (BPPA)} \quad (6.6)$$

$$\text{Ingresos} = 79 * 178120$$

$$\text{Ingresos} = 14071480 \text{ USD}$$

Para el pozo PRH – 15D se tiene una producción anual de petróleo de 144069,15 BPPA. (Ec. 6.6)

$$\text{Ingresos} = 79 * 144069,15$$

$$\text{Ingresos} = 11381462,85 \text{ USD}$$

En la TABLA 6.9 se muestra el flujo neto de caja para los pozos GTA – 40D y PRH – 15D.

TABLA 6.9 FLUJO NETO DE CAJA

Pozo	Ingresos por Venta de la Producción (USD)	Costos Totales (USD)	Flujo de Caja (USD)
GTA - 40D	14071480	680341,96	13391138
PRH - 15D	11381462,85	678848,08	10702614,8

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

Cálculo del Valor Actual Neto.

Para este cálculo primero se debe determinar el valor de la inversión inicial. Este valor contempla el costo de los equipos de fondo y superficie sumados a los costos de instalación.

Para el pozo GTA – 40D la inversión se la calcula así.

$$\text{Inversión} = \text{Costo de equipo (incluye IVA)} + \text{Costo de instalación.} \quad (6.7)$$

$$\text{Inversión} = 506240 \text{ USD} + 120500 \text{ USD}$$

$$\text{Inversión} = 626740 \text{ USD}$$

Para el pozo PRH – 15D la inversión se la calcula con la Ec.6.7

$$\text{Inversión} = 509600 \text{ USD} + 120500 \text{ USD}$$

$$\text{Inversión} = 630100 \text{ USD}$$

Para el cálculo del valor actual neto se considera una tasa de descuento del 12% anual, valor utilizado por el Departamento Económico de EP-Petroecuador.

Para el pozo GTA – 40D el valor actual neto. (Ec. 6.1)

$$VAN = -626740 + \frac{13391138}{(1 + 0,12)}$$

$$VAN = 11329633,25$$

Para el pozo PRH – 15D el valor actual neto. (Ec. 6.1)

$$VAN = -630100 + \frac{10702614,8}{(1 + 0,12)}$$

$$VAN = 8925806,04$$

Cálculo de la tasa interna de retorno

Para el cálculo de la tasa interna de retorno basta con encontrar el valor que haga que el valor actual neto sea cero. Se reemplaza esta condición en la ecuación del VAN (Ec. 6.1) para obtener la expresión para encontrar la tasa interna de retorno.

$$TIR = \frac{C_1}{C_0} - 1 \quad (6.8)$$

Para el pozo GTA – 40D la tasa interna de retorno se determina con la (Ec. 6.8)

$$TIR = \frac{13391138}{626740} - 1$$

$$TIR = 20,37\%$$

Para el pozo PRH – 15D la tasa interna de retorno se determina con la (Ec. 6.8)

$$TIR = \frac{10702614,8}{630100} - 1$$

$$TIR = 16 \%$$

Cálculo de la relación Beneficio/Costo

Este indicador presenta cuantos dólares se van a ganar por cada dólar invertido en el proyecto.

Para el pozo GTA – 40D la relación Beneficio/Costo se calcula con la (Ec. 6.3)

$$\frac{Beneficio}{Costo} = \frac{14071480}{680341,96 + 626740}$$

$$\frac{Beneficio}{Costo} = 10,77 \text{ USD}$$

Para el pozo PRH – 15D la relación Beneficio/Costo se calcula con la (Ec. 6.3)

$$\frac{Beneficio}{Costo} = \frac{11381462,85}{678848,08 + 630100}$$

$$\frac{\text{Beneficio}}{\text{Costo}} = 8,7 \text{ USD}$$

Cálculo del tiempo de recuperación de la inversión

Es el tiempo en el cual se recupera la inversión inicial.

Para el pozo GTA – 40D el tiempo de recuperación de la inversión se calcula con la (Ec. 6.4)

$$\text{Tiempo de Recuperación de la Inversión} = \frac{626740}{38552}$$

$$\text{Tiempo de Recuperación de la Inversión} = 17 \text{ días}$$

Para el pozo PRH – 15D el tiempo de recuperación de la inversión se calcula con la (Ec. 6.4)

$$\text{Tiempo de Recuperación de la Inversión} = \frac{630100}{31182}$$

$$\text{Tiempo de Recuperación de la Inversión} = 21 \text{ días}$$

En la TABLA 6.10 se presenta un resumen con los indicadores económicos obtenidos para los pozos GTA – 40D y PRH – 15D.

TABLA 6.10 RESUMEN DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

Resumen del Análisis Económico		
Indicador	GTA - 40D	PRH - 15D
VAN	11329633,25	8925806,045
TIR	20,36 % ANUAL	15,99 % ANUAL
B/C	10,77	8,70
Tiempo de Recuperación de la Inversión	17 DÍAS	21 DÍAS

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

El precio del barril de petróleo utilizado fue de 79 dólares, sin embargo se presenta en la TABLA 6.11 un resumen del análisis económico para precios de 100 y 50 dólares respectivamente.

TABLA 6.11 RESUMEN DEL ANÁLISIS ECONÓMICO CON VARIACIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO

Resumen del Análisis Económico (100 Dólares)		
Indicador	GTA - 40D	PRH - 15D
VAN	14669383,25	11627102,61
TIR	26,33 % ANUAL	20,79 % ANUAL
B/C	13,63	11,01
Tiempo de Recuperación de la Inversión	13 DÍAS	16 DÍAS
Resumen del Análisis Económico (50 Dólares)		
INDICADOR	GTA - 40D	PRH - 15D
VAN	6717597,536	5195444,125
TIR	12,12 % ANUAL	9,35 % ANUAL
B/C	6,81	5,50
Tiempo de Recuperación de la Inversión	26 DÍAS	32 DÍAS

Fuente: G.E. OIL&GAS ESP DE ECUADOR S.A.

Elaborado: Rubén Ortega - Ma. José Rojas.

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- Uno de los principales problemas que enfrenta bajar bombas eléctricas en pozos con bajas presiones es el manejo del gas libre hacia la bomba, este problema, gracias al avance en tecnología, es resuelto con la utilización de separadores de gas de alta eficiencia permitiendo la operación de los pozos GTA - 40D y PRH – 15D.
- El uso de variadores de frecuencia permite realizar arranques suaves del equipo y controlar la producción gracias al manejo de la velocidad del motor a través de la frecuencia de operación.
- Con el cambio de sistema de levantamiento propuesto en el pozo GTA-40D se logra un incremento de 28% de producción equivalente a 106 BFPD y 33% de producción equivalente a 98 BFPD para el pozo PRH-15D.
- Para el pozo GTA – 40D se tiene que por cada dólar de inversión se obtiene 10,77 dólares de ganancia, asimismo para el pozo PRH – 15D se tiene que por cada dólar de inversión se obtiene una ganancia de 8,70 dólares.
- La tasa interna de retorno resultante para el pozo GTA – 40D fue de 20,36% anual y para el pozo PRH -15D fue de 15,99% anual, ambas tasas mayores al 12% de tasa de interés utilizado al momento de realizar el análisis económico, dando como conclusión que el presente proyecto resulta rentable.
- El uso del sistema de bombeo electrosumergible reduce el riesgo de derrames que afecten a la comunidad ya que no se maneja líneas de alta presión en superficie.
- Los equipos de superficie necesarios para la operación, control y monitoreo de los equipos eléctricos son mínimos, por lo que se lo considera un sistema amigable con el medio ambiente.

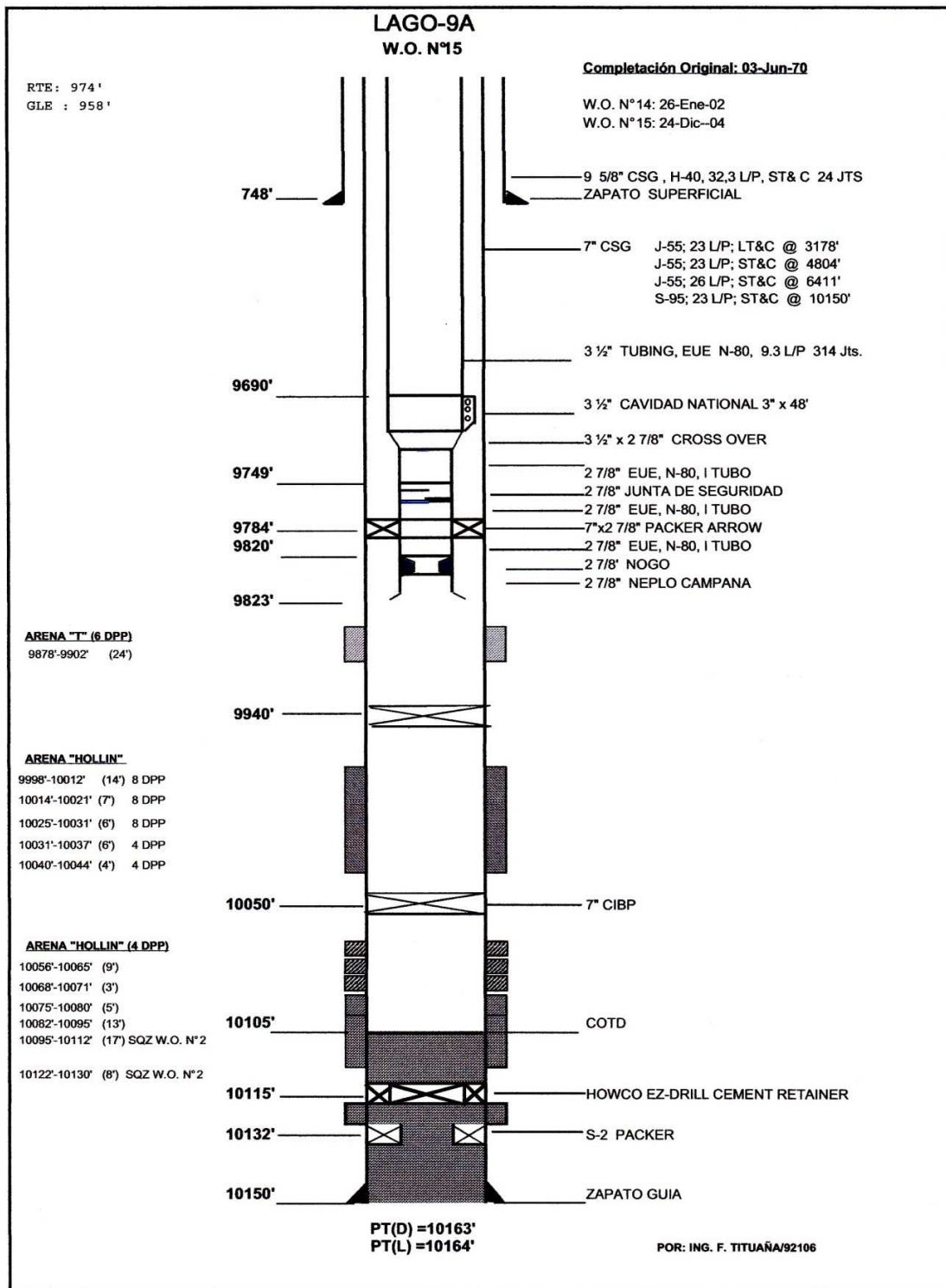
RECOMENDACIONES

- Aplicar el cambio de sistema de levantamiento mediante bombeo hidráulico a bombeo electrosumergible en los pozos GTA-40D y PRH-15D, considerando que de acuerdo a los diseños realizados se logra un aumento de producción del 28% y 33% respectivamente.
- Realizar un estudio sobre los pozos cerrados del Área Lago Agrio. El estudio debería contemplar los motivos por los cuales están cerrados para así determinar si estos pozos son rehabilitados y sumados a la producción o si son abandonados definitivamente.
- Determinar si la bomba puede manejar gas sin separador de gas de alta eficiencia en los pozos que presentan bajas presiones de fondo fluvente muy cercanas en valor a la presión de burbuja con el indicador de Turpin el cual ayudara a evitar problemas a futuro con el sistema BES.
- Actualizar los datos de presión de fondo fluvente y de reservorio a través de pruebas de restauración de presión en la empresa EP-PETROECUADOR para un mejor dimensionamiento de los diferentes sistemas a ser implementados ya que la información proporcionada no se encuentra actualizada.
- Realizar un análisis de los cambios de sistema de levantamiento de los pozos LAG - 41 Y LAG - 43 ya que fueron cambiados de bombeo eléctrico a hidráulico sin aparente razón técnica.
- Cuando se tiene implementado un sistema eléctrico se recomienda siempre trabajar dentro del rango de operación de la bomba para evitar fallas en los equipos instalados.

ANEXO No. 1
CAPÍTULO 3
DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DE LOS
POZOS DEL ÁREA LAGO AGRIO

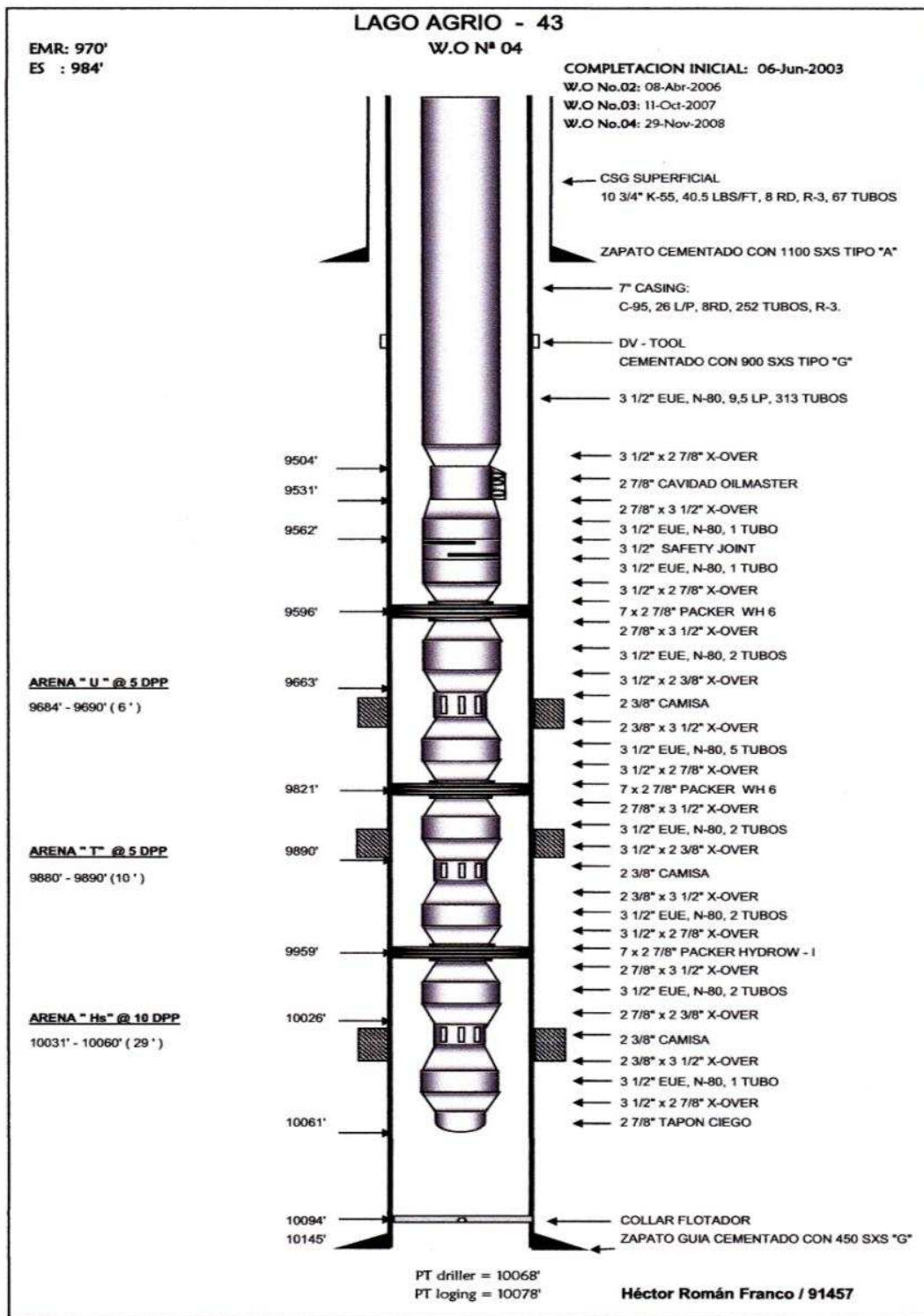
ANEXO No. 1.1

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO LAGO-09A



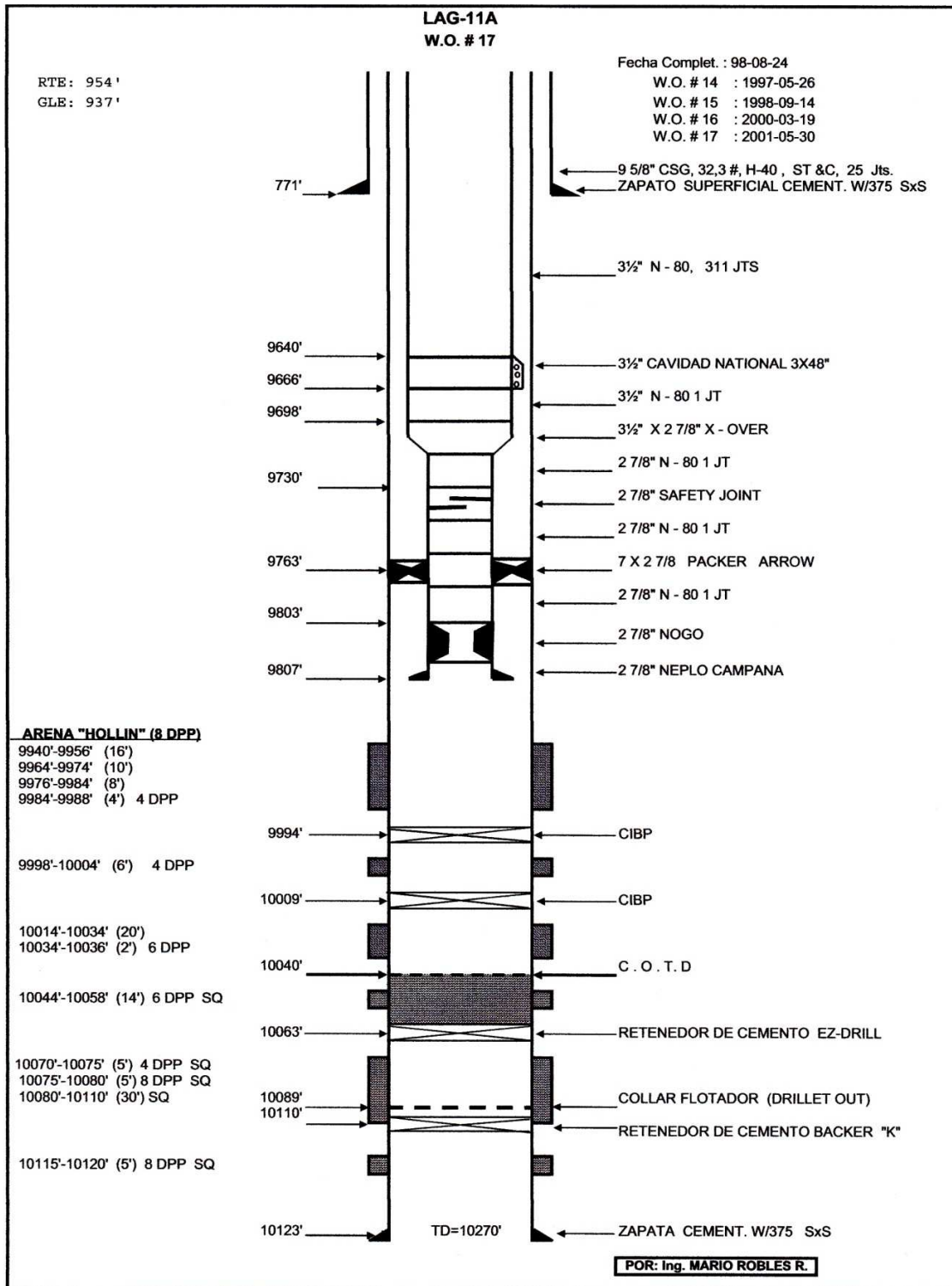
ANEXO No. 1.2

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO LAG-43



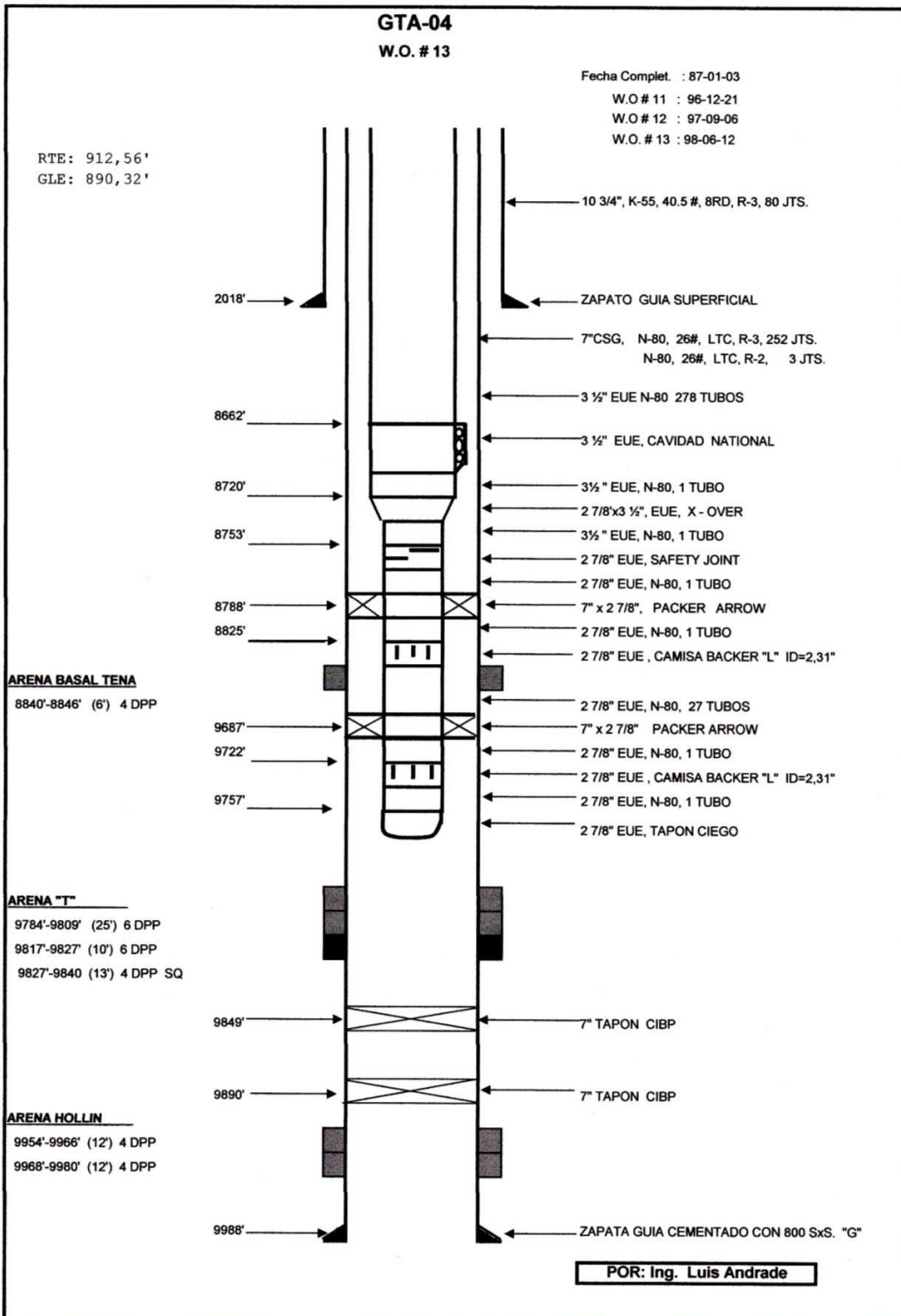
ANEXO No. 1.3

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO LAG-11A



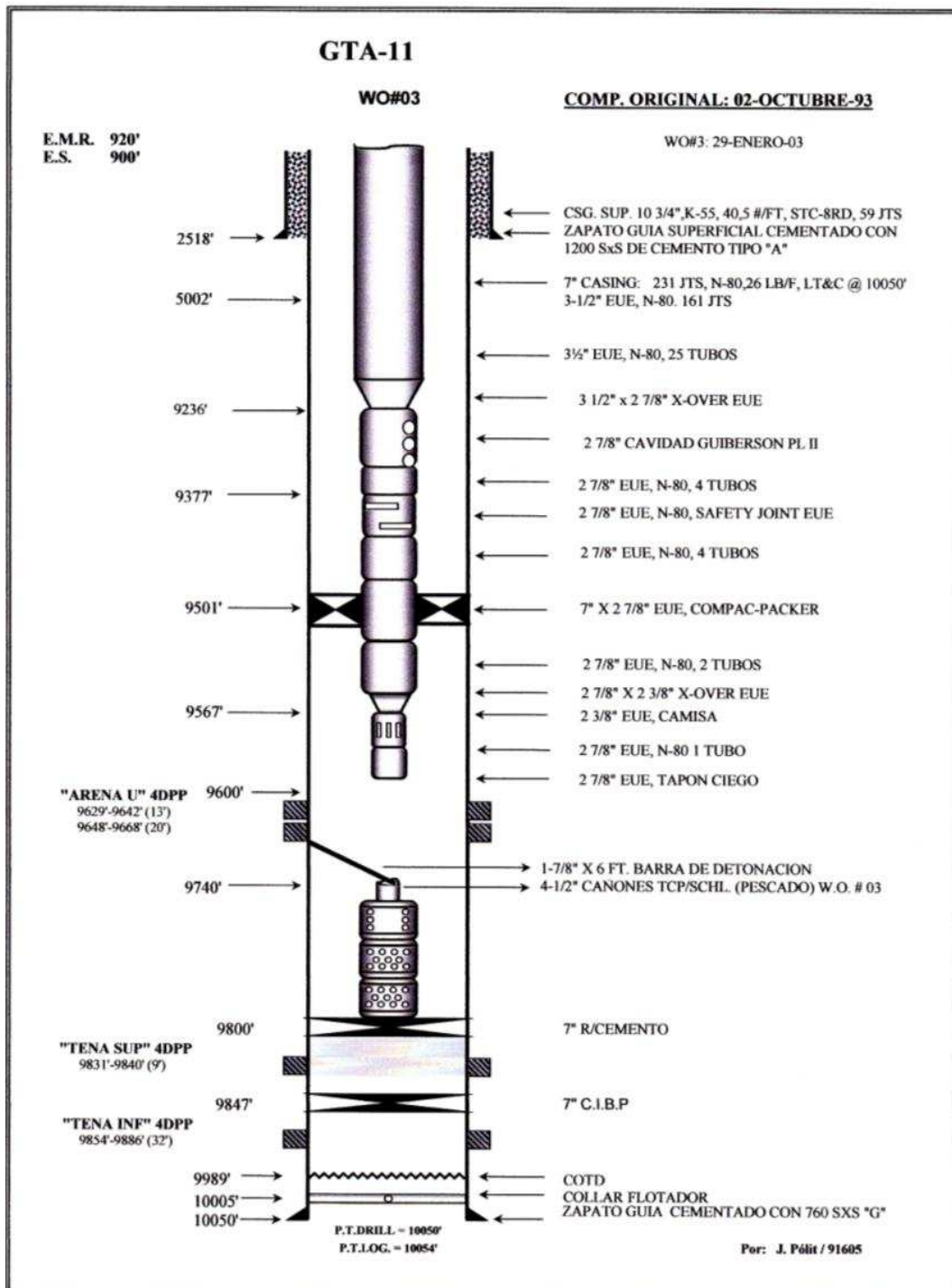
ANEXO No. 1.4

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO GTA-04



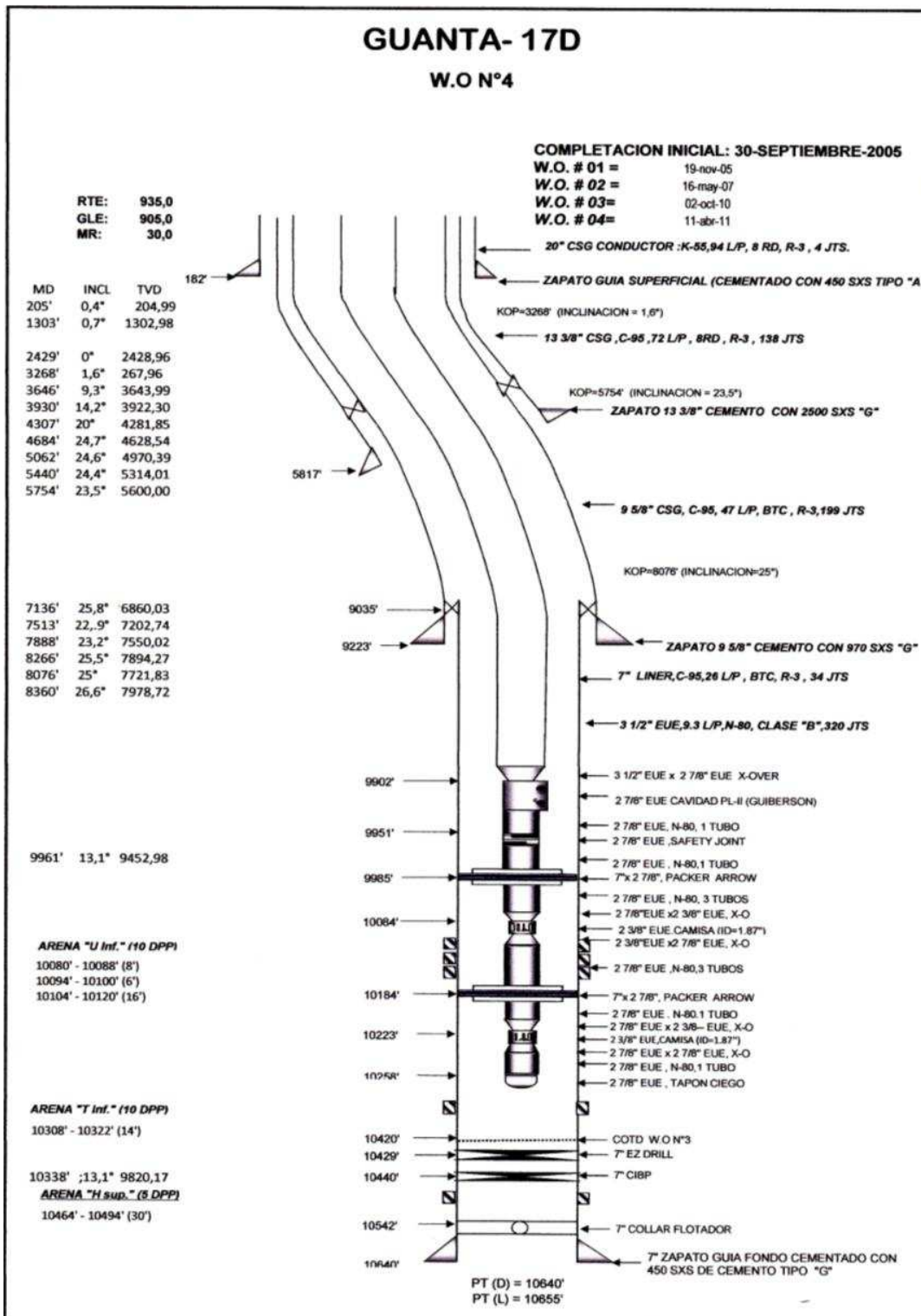
ANEXO No. 1.5

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO GTA-11



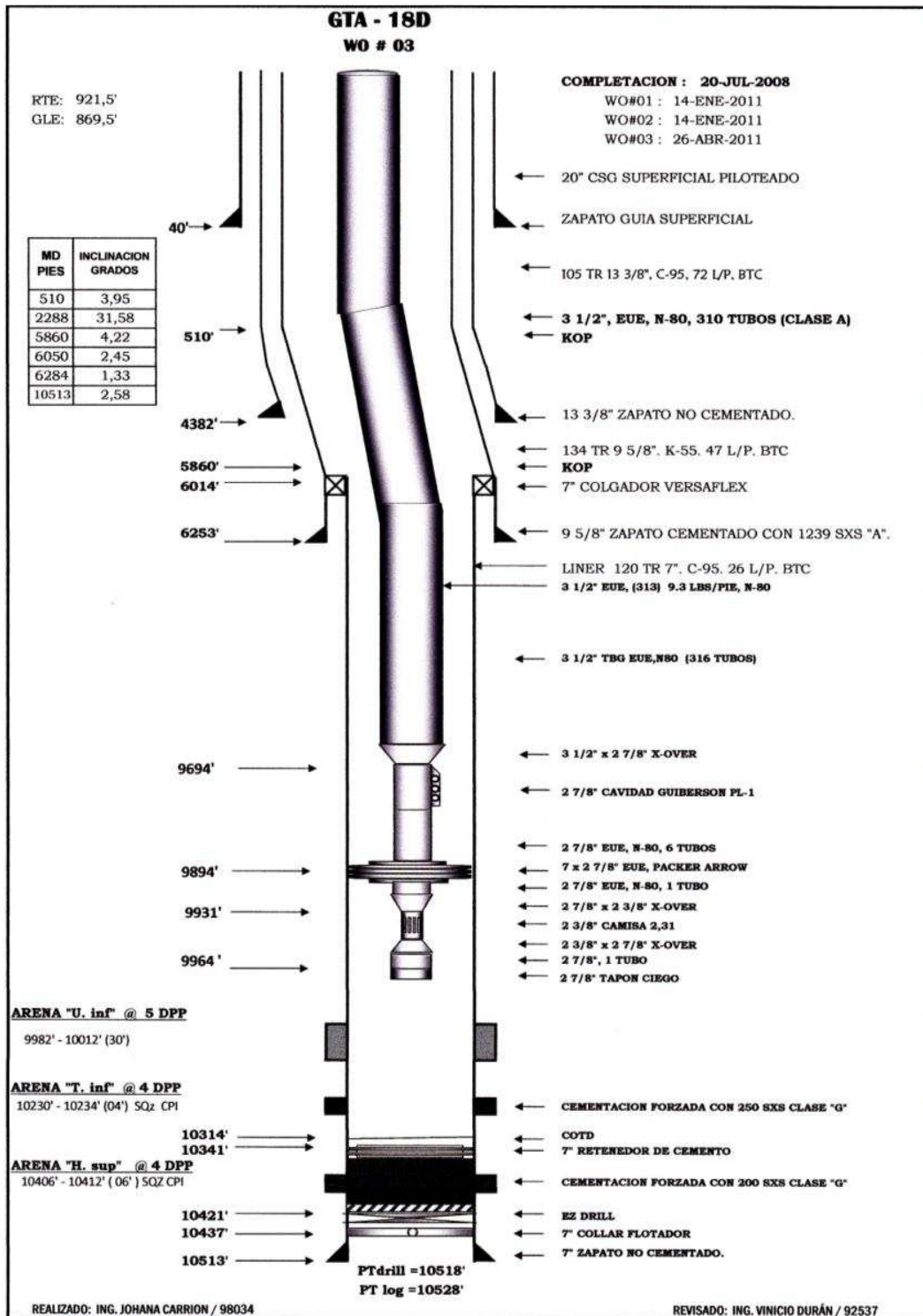
ANEXO No. 1.6

DIAGRAMA DE COPLETACIÓN DEL POZO GTA-17D



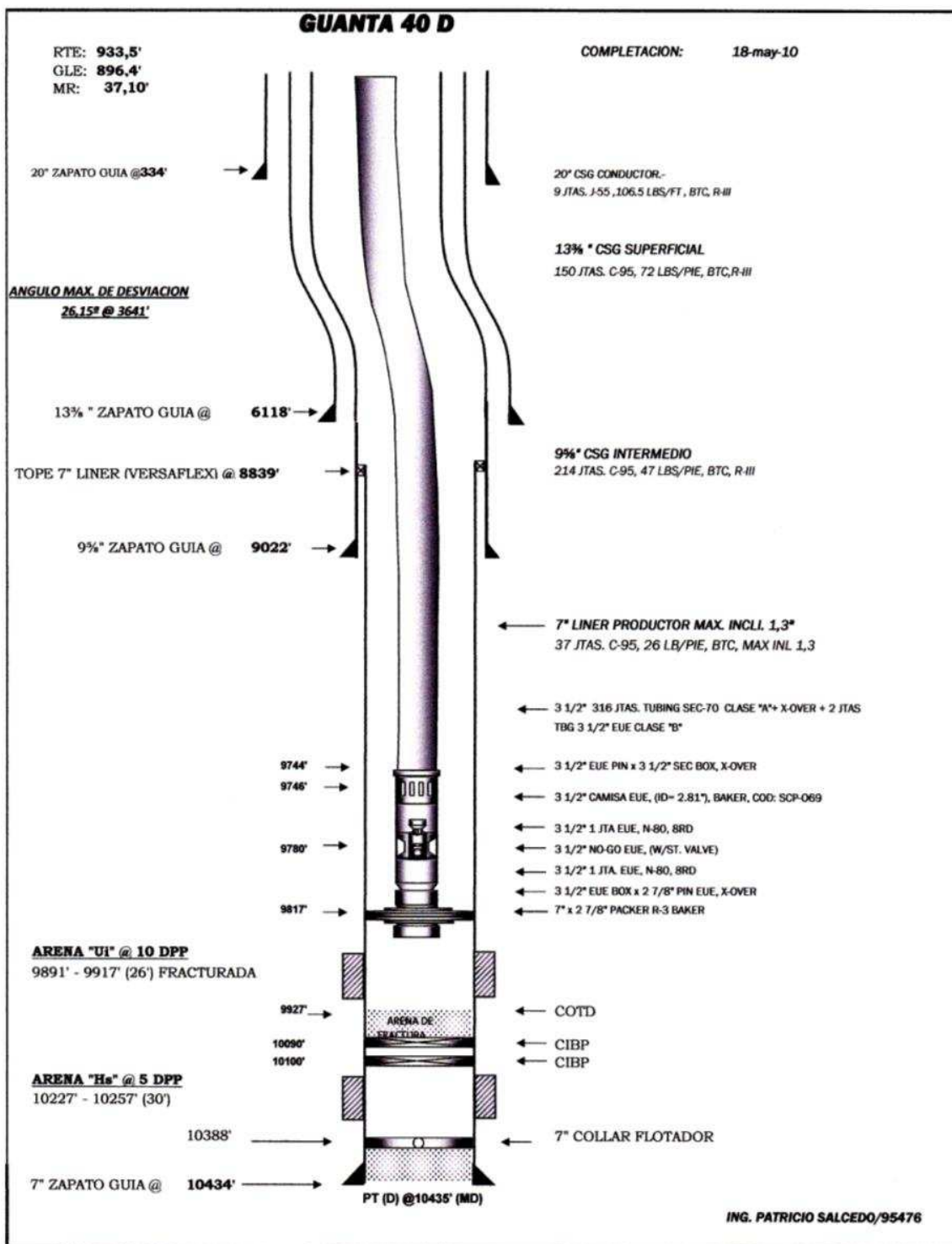
ANEXO No. 1.7

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO GTA-18D



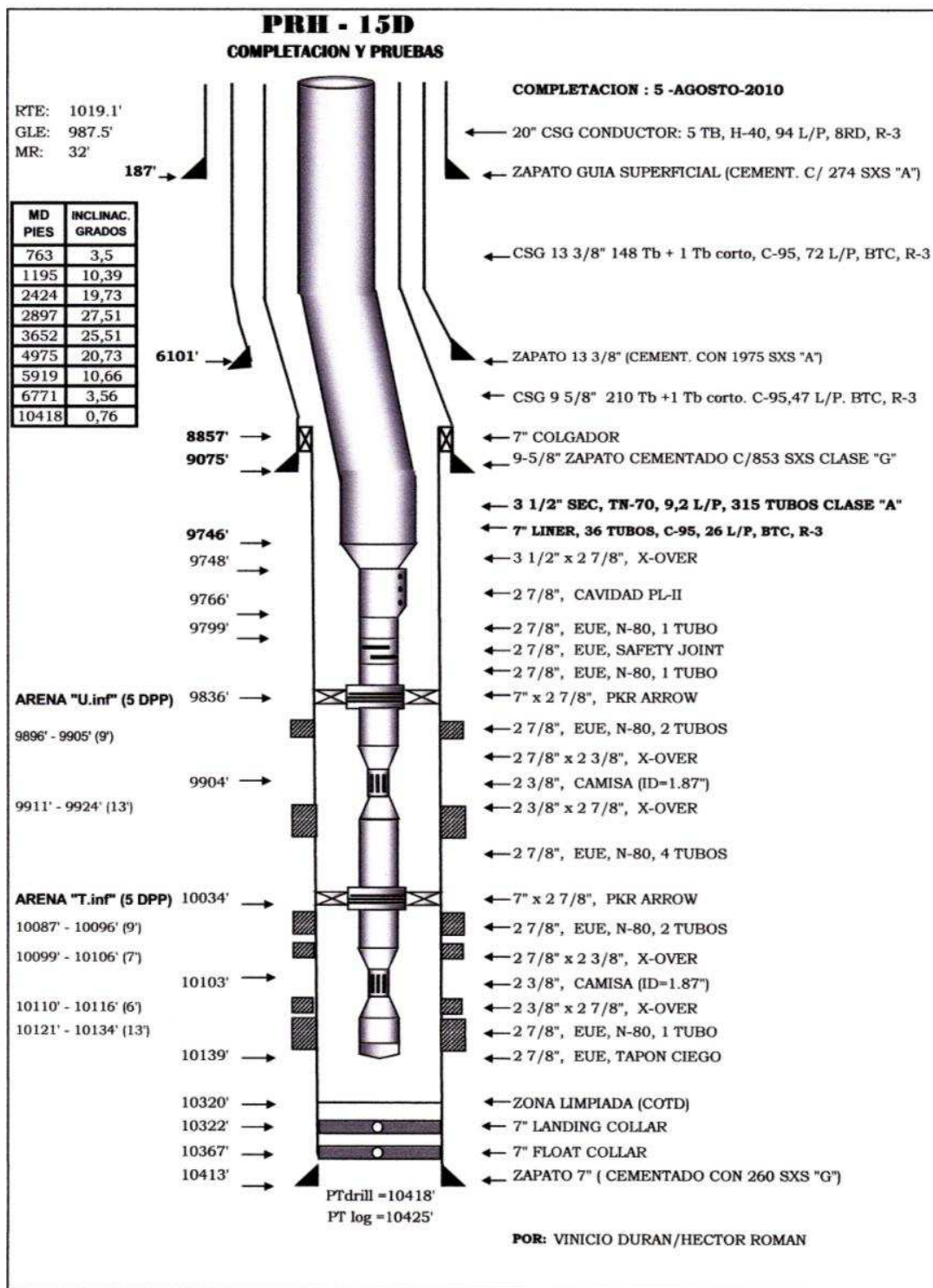
ANEXO No. 1.8

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO GTA-40D



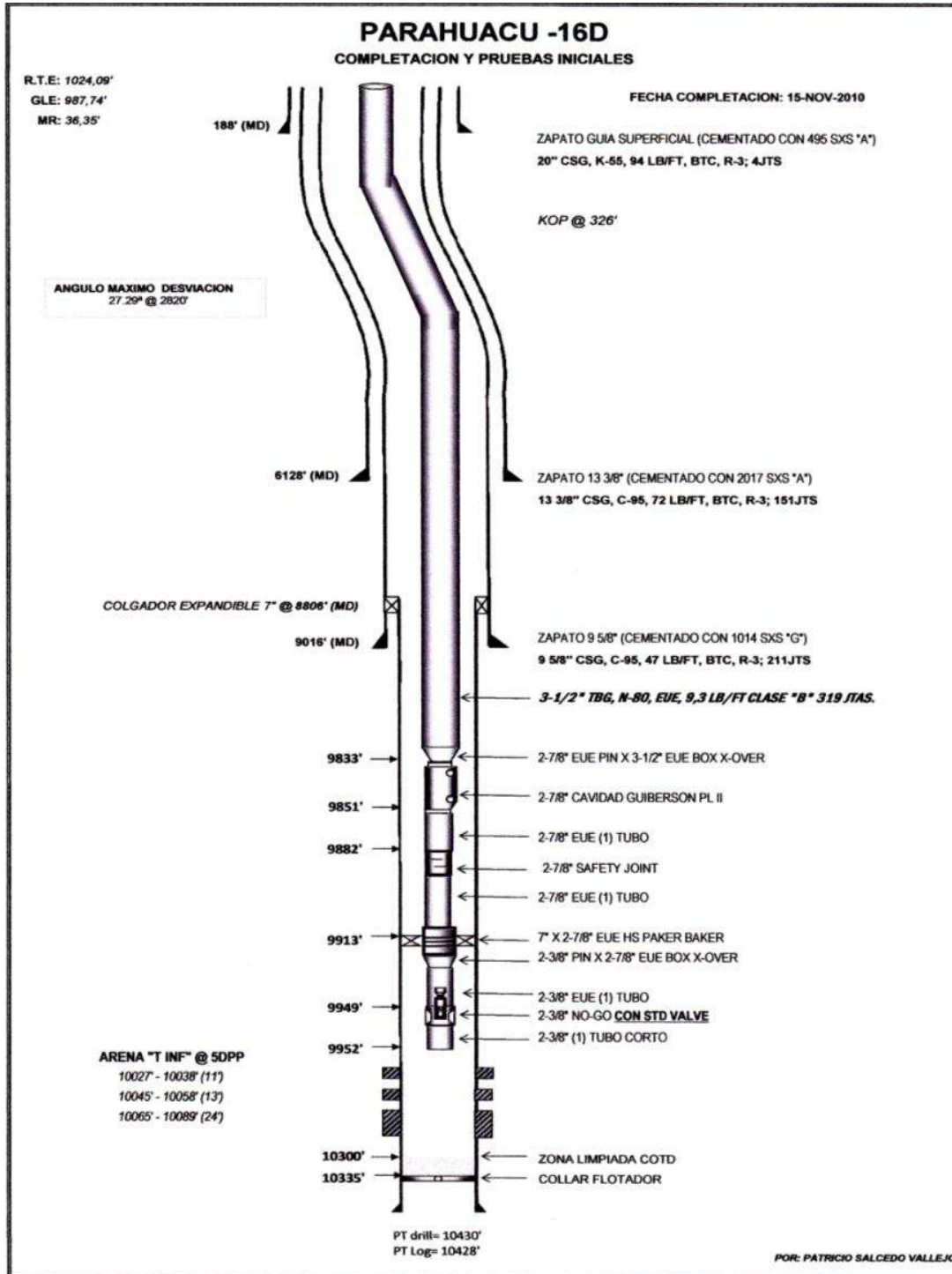
ANEXO No. 1.9

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO PRH-15D



ANEXO No. 1.10

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO PRH-16D



ANEXO No. 2

CAPÍTULO 5

**REPORTE DE DATOS DEL SOFTWARE
SUBPUMP 9.6 PARA LOS POZOS GTA-40D Y
PRH-15D**

ANEXO 2.1

REPORTE DE INGRESO DE DATOS DEL SOFTWARE SUBPUMP 9.6 PARA EL POZO GTA-40D

Reporte de Entrada de Datos en SubPUMP 1
Sistema de Unidades : US Oilfield (API)
DESCRIPCIÓN DEL POZO

Nombre de la Compañía: EP PETROECUADOR
Nombre del Pozo: GUANTA 40D
Nombre del Campo: LAGO AGRIO
Nombre del Yacimiento: NAPO "U"
Analista: M.J. ROJAS Y RUBEN ORTEGA

POZO

Tubing: 1
Base, ft: 9800.00
OD, in: 3.500
ID, in: 2.992
Peso, lb/ft: 9.30
Rugosidad , in: 0.0006500

Cubierta: 1
Base, ft: 9850.00
OD, in: 5.500
ID, in: 4.892
Peso, lb/ft: 17.00
Rugosidad , in: 0.0006500

Casing: 1
Tope , ft: 0.00
Base, ft: 8839.00
OD, in: 9.625
ID, in: 8.681
Peso, lb/ft: 47.00
Rugosidad , in: 0.0006500

Casing: 2
Tope , ft: 8839.00
Base, ft: 10434.00
OD, in: 7.000
ID, in: 6.276
Peso, lb/ft: 26.00
Rugosidad , in: 0.0006500

Profundidad de la Bomba, ft: 9800
Tope de la Profundidad de las Perf, ft: 9904
Temp. de Fondo, °F: 215
Temp. del Cabezal del Pozo, °F: 89
Método de la Correlación Outflow: Beggs & Brill (1973)
Factor de correlación Tuning : 1.000

TVD del SvyDir, ft: 40.00
MD del SvyDir, ft: 40.00
TVD del SvyDir, ft: 641.00
MD del SvyDir, ft: 640.87
TVD del SvyDir, ft: 1284.00
MD del SvyDir, ft: 1279.05
TVD del SvyDir, ft: 1944.00
MD del SvyDir, ft: 1922.76
TVD del SvyDir, ft: 2605.00
MD del SvyDir, ft: 2533.30
TVD del SvyDir, ft: 3264.00
MD del SvyDir, ft: 3129.77
TVD del SvyDir, ft: 3923.00
MD del SvyDir, ft: 3724.59
TVD del SvyDir, ft: 4584.00
MD del SvyDir, ft: 4340.13
TVD del SvyDir, ft: 5243.00
MD del SvyDir, ft: 4975.85
TVD del SvyDir, ft: 5903.00
MD del SvyDir, ft: 5628.31
TVD del SvyDir, ft: 6564.00
MD del SvyDir, ft: 6288.59
TVD del SvyDir, ft: 7130.00

Frecuencia, Hz: 53.8

Derating de la Bomba

Caudal, %: 100.0

Cabeza, %: 100.0

Potencia, %: 100.0

Correcciones por Viscosidad

Caudal : 0.980

Cabeza : 0.980

Potencia : 1.200

MOTOR

Fabricante: **ESP**

Serie: **456**

Tipo: **TR4-5TT1 - 1**

Potencia en la Placa de Identificación, HP: 90.0

Voltaje de la Placa, Volts: 1930.00

Corriente de la Placa, Amprs: 31.0

Aj. Por Deslizamiento del Motor: **Si**

CABLE

Fabricante: **ESP**

Tipo: **Powerline 450**

Calibre del Cable: **2 Cu**

Forma del Cable: **Plano**

Tipo de Conductor: **Trenado**

Máxima temp., °F: **450.0**

Longitud del Cable, ft: **0.00**

Voltaje de Superficie., Volts : **Diseño: 1880.1, VSD: 2187.9**

Costo de Electricidad,\$/KWH: **0.00**

EQUIPO DE SUPERFICIE

TABLERO DE CONTROL

No Selección

VSD

No Selección

TRANSFORMADOR

No Selección

ANEXO 2. 2

REPORTE DETALLADO DEL SOFTWARE SUBPUMP 9,6 PARA EL POZO GTA-40D.

DESCRIPCIÓN GENERAL

Nombre de la Compañía: EP PETROECUADOR
Nombre del Pozo: GUANTA 40D
Nombre del Campo: LAGO AGRIO
Nombre del Yacimiento: NAPO "U"
Analista: M.J. ROJAS Y RUBEN ORTEGA
Tipo de Cálculo: Diseño Riguroso
Ubicación: GUANTA

Comentarios: DISEÑO CAMBIO SISTEMA PPH A BES (18-NOV-11)
Fecha: Nov 19, 2011

DATOS DEL POZO

	<u>No.</u>	<u>OD</u> <u>in</u>	<u>Wt</u> <u>lb/ft</u>	<u>ID</u> <u>in</u>	<u>Rugosidad</u> <u>in</u>	<u>Base MD</u> <u>ft</u>	<u>Tope MD</u> <u>ft</u>
Tubing	1	3.500	9.30	2.992	0.0006500	9800.00	
Cubierta	1	5.500	17.00	4.892	0.0006500	9850.00	
Casing	1	9.625	47.00	8.681	0.0006500	8839.00	0.00
	2	7.000	26.00	6.276	0.0006500	10434.00	8839.00

Survey Direccional

<u>No.</u>	<u>MD</u> <u>ft</u>	<u>TVD</u> <u>ft</u>	<u>Angulo</u> <u>Deg</u>
1	40.00	40.00	1.2
2	641.00	640.87	7.0
3	1284.00	1279.05	12.8
4	1944.00	1922.76	22.5
5	2605.00	2533.30	25.2
6	3264.00	3129.77	25.5
7	3923.00	3724.59	21.4
8	4584.00	4340.13	15.3
9	5243.00	4975.85	8.7
10	5903.00	5628.31	2.7
11	6564.00	6288.59	0.3
12	7130.00	6854.58	0.3
13	7789.00	7513.57	0.6
14	8449.00	8173.53	0.8
15	9120.00	8844.46	0.4
16	9780.00	9504.44	0.8
17	10435.00	10159.37	0.0

Profundidad de la Bomba, ft: 9800.00
Tope de las Perforaciones o Datum (MD), ft: 9904.00
Temperatura del Yacimiento, °F: 215.0
Temperatura en el Cabezal del Pozo, °F: 89.0
Temperatura del Fluido Antes de pasar por el Motor, °F: 213.6
Temperatura del fluido Después de pasar por el Motor, °F: 221.1

Correlaciones de Outflow para el Tubing Beggs & Brill (1973)
Factor de Ajuste de la Correlación: 1.000

CORRELACIONES PVT

<u>Descripción</u>	<u>Método</u>
Viscosidad del Petróleo, (Muerto)	Beggs & Robinson
Viscosidad del Petróleo, (Saturado)	Beggs & Robinson
Viscosidad del Petróleo, (Subsaturado)	Vasquez & Beggs
Viscosidad del Gas	Lee
Viscosidad del Agua	Matthews & Russell
Factor Volumétrico del Petróleo	Vasquez & Beggs
Factor Volumétrico del Agua de Formación	HP41C
Densidad del Petróleo	Katz
Factor - Z	Dranchuk, Purvis
Comprensibilidad Isotérmica del Petróleo	Vasquez & Beggs
Compresibilidad Isotérmica del Agua	Meehan
Relación Gas/Petróleo en Solución	Lasater
Presión del Punto de Burbuja	Lasater
Densidad del Gas	Beggs
Densidad del Agua	Beggs
Correlación de Tensión Superficial del Petróleo	Baker y Swerdloff
Correlación de Tensión Superficial del Agua	Hough

DATOS DEL FLUIDO

Temperatura Estándar, °F:	60.0	Relación Gas/Petróleo Prod., scf/bbl:	342.08
Presión Estándar, psi:	14.7	Relación Gas/Liq Prod., scf/bbl:	335.58
Gravedad del Petróleo, °API:	29.9	Presión del Punto de Burbuja, psia:	1191.0
Gravedad Especifica del Gas:	1.150	RGP en Solución, scf/bbl:	341.93
Gravedad Especifica del Agua:	1.008	Viscosidad Promedio del Fluido, cP:	1.3
Salinidad del Agua, ppm:	11500	Grad. Fluido @ Entrada Bomba, psi/ft:	0.364
Corte de Agua, %:	1.9		

DATOS INFLOW**Método de Cálculo del IPR: Vogel corregido por Corte de Agua**

Caudal a la Presión de Fondo Fluyente de la Prueba, Bbl/D:	382.00
Índice de Productividad, blpd/psi:	0.765
Caudal al punto de burbuja, Bbl/D:	92.37
Caudal Máx de Petróleo, Bbl/D:	598.76
Máx. Caudal Total, Bbl/D:	598.76

	<u>Estática</u>	<u>Prueba</u>
Presión del Casing, psig:	0.0	0.0
Nivel de Fluido, ft:	0.00	0.00
Presión de Fondo (BHP), psig:	1297.0	720.3

DATOS DE PRESIÓN/CAUDAL**Criterios de Diseño - Calcular: Condiciones de Entrada a la Bomba**

Caudal total de fluido, Bbl/D:	500.00
Profundidad de la Bomba, ft:	9800.00
Fluido sobre la Bomba, ft:	1075.39
Nivel de fluido dinámico, ft:	8724.61
Presión de Entrada a la Bomba, psig:	409.9
Cabeza Dinámica Total, ft:	7956.62
Presión del Tubing, psig:	150.0
Presión del Casing, psig:	30.0
Presión de Fondo, psig:	442.7
Gas a través de la Bomba	Comprimir Gas

SEPARACIÓN DEL GAS

Empacadura Instalada?	No
Gas Libre perm. en la Bomba, %:	60.1
Separador de Gas Instalado?	Si
Gas Libre dentro de la Bomba, %:	3.3
Eficiencia de la Separación Natural de Gas, %:	77.2
Fabricante:	GEESP
Serie:	TR4
Modelo:	MAGS
Frecuencia, Hz:	53.8
Factor de Ajuste del Desempeño, %:	100.0
Eficiencia Calculada, %:	90.0

DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO

Punto #	(+)	(-)	(=)	Caudal en Caudal Prom. en		Nivel de fluido Bombear
	Cabeza Tubing	Cabeza PIP	TDH	Superficie La Bomba P+A	P+A+G	
	ft	ft	ft	Bbl/D	Bbl/D	ft
1	9356.15	3561.89	5794.26	5.87	6.52	6242.16
2	9346.79	3293.32	6053.47	78.48	87.25	6517.98
3	9301.14	3006.51	6294.63	151.09	167.97	6801.87
4	9225.42	2696.78	6528.64	223.70	248.70	7110.12
5	9145.99	2358.51	6787.48	296.31	329.43	7448.62
6	9076.91	1982.84	7094.08	368.92	410.15	7829.88
7	9035.47	1548.12	7487.35	441.53	490.88	8280.28
8	9110.66	1006.95	8103.71	514.14	571.60	8850.12
PumpOff	9213.16	134.77	9078.39	586.75	652.33	9794.50
Diseño	9081.91	1125.29	7956.62	500.00	555.89	8724.61

COMPORTAMIENTO TEÓRICO DE LA BOMBA

	Entrada	Descarga	Superficie
Caudal de Petróleo, Bbl/D:	545.32	536.12	488.08
Caudal de Gas en-sitio en la Bomba, Bbl/D:	19.10	2.11	N/A
Caudal de Gas en-sitio en el casing, Bbl/D:	818.52	N/A	N/A
Caudal Total de Gas, Mscf/D:	N/A	N/A	166.96
Porcentaje de Gas Libre, %:	3.23	0.39	N/A
Caudal de Agua, Bbl/D:	9.89	9.80	9.45
Caudal Total de Líquido, Bbl/D:	555.21	545.92	497.53
Presión, psig:	417.3	3313.9	150.0 (cabezal)
Gravedad específica del Líquido, wtr=1:	0.81	0.82	N/A
Gravedad específica de la Mezcla, wtr=1:	0.79	0.82	N/A
Densidad del Líquido, lb/cf:	50.569	51.428	N/A
Densidad de la Mezcla, lb/cf:	49.003	51.300	N/A
viscosidad de la Mezcla, cStokes:	N/A	N/A	N/A
viscosidad de la Mezcla, SSU:	N/A	N/A	N/A
RGP en Solución, scf/bbl:	114.30	114.30	N/A
RGA en solución, scf/bbl:	3.60	3.60	N/A
FV del Líquido, yacimiento/superficie:	1.12	1.10	N/A
FV de la Mezcla, yacimiento/superficie:	1.15	1.10	N/A
Factor de desviación del Gas:	0.923	0.791	N/A

DATOS DE LA BOMBA 1

Fabricantes: ESP
 Serie: 400
 Modelo: TD-650

& Fuente de Datos del Equipo:

Mínimo Caudal Recomendado, Bbl/D: 402.30**
 Máximo Caudal Recomendado, Bbl/D: 715.20**
 Caudal a la Máxima Eficiencia, Bbl/D: 572.07**
 Potencia a la Máxima Eficiencia, HP: 56.0**
 Frecuencia, Hz: 53.8

** = Corregida para la Frecuencia & Viscosidad

Número de Etapas: 352
 Etapas con Gas Libre: 352

Factores de corrección por Viscosidad**Introducidas por el Usuario**

Caudal:	1.000	No
Cabeza:	1.000	No
Potencia:	1.000	No
Eficiencia:	1.000	
Viscosidad: Emulsión		

	<u>Diseño</u>	<u>Catálogo</u>
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	7956.62	7965.56
Caudal en Superficie (P+A), Bbl/D:	500.00	500.88
Promedio de Caudal por Etapas (P+G+A), Bbl/D:	N/A	556.86
Presión de Entrada a la Bomba, psig:	409.9	407.2
Potencia de Operación, HP:	N/A	57.8
Eficiencia de la Bomba, %:	N/A	58.7

Datos del Housing

<u>Hsg. #</u>	<u>Tipo de Hsg.</u>	<u>Longitud, ft</u>	<u># de Etapas</u>	<u>** = Resistente a la Abrasión</u>
10	FL**	14.80	176	
10	FL**	14.80	176	
Total				
20		29.60	352	
Introducir Etapas Vacías:				0
Etapas Netas de la Bomba:				352

DATOS DEL MOTOR

Fabricantes:	ESP		
Serie:	456		
Tipo:	TR4-HTI - 1		
Potencia en la Placa de Identificación, HP:	90.0	Frecuencia de la Placa de Identificación, Hz:	60
Voltaje de la Placa de Identificación, Volts:	1930.00		
Corriente de la Placa de Identificación, Amp:	31.0		
Ajustar por Deslizamiento del Motor:	Si	Corriente de Operación, Amps:	24.0
Frecuencia de Diseño, Hz:	53.8	Voltaje de Operación, Volts:	1730.57
Carga de operación del Motor, HP:	57.8	Factor de Potencia de Operación, frac:	0.791
(@ Frecuencia de Diseño)			
Carga Operativa del Motor, %:	71.67	Eficiencia de Operación, %:	81.43
Velocidad de Operación, RPM:	3129	Velocidad del Fluido, ft/sec:	1.889

	<u>Catálogo</u>	<u>Actual</u>
Total de Etapas	352	352
Deslizamiento en las Etapas	0	0
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft	7965.56	7938.89
Caudal en Superficie (P+A), Bbl/D	500.88	497.53
Promedio de Caudal por Etapas (P+G+A), Bbl/D	556.86	553.14
Presión de Entrada a la Bomba, psig	407.2	417.3
Potencia de Operación, HP	57.8	45.0
Eficiencia de la Bomba, %	58.7	58.7
Velocidad de Operación, RPM	3138	3128

DATOS DEL SELLO

Fabricantes:	ESP
Serie:	400
Tipo de Cojinete:	TR4-HL
Sel. del Compartimiento:	TR4-SBG
Desc. del Compartimiento:	Single Bag PFSB Hi-Load/Hi-Temp CR
Cap. del Cojinete, lb:	5380.0
Carga de Empuje de Operación, lb:	864.1
Máxima Carga de Empuje, lb:	1056.2
Consumo de Potencia, HP:	0.5

DATOS DEL CABLE

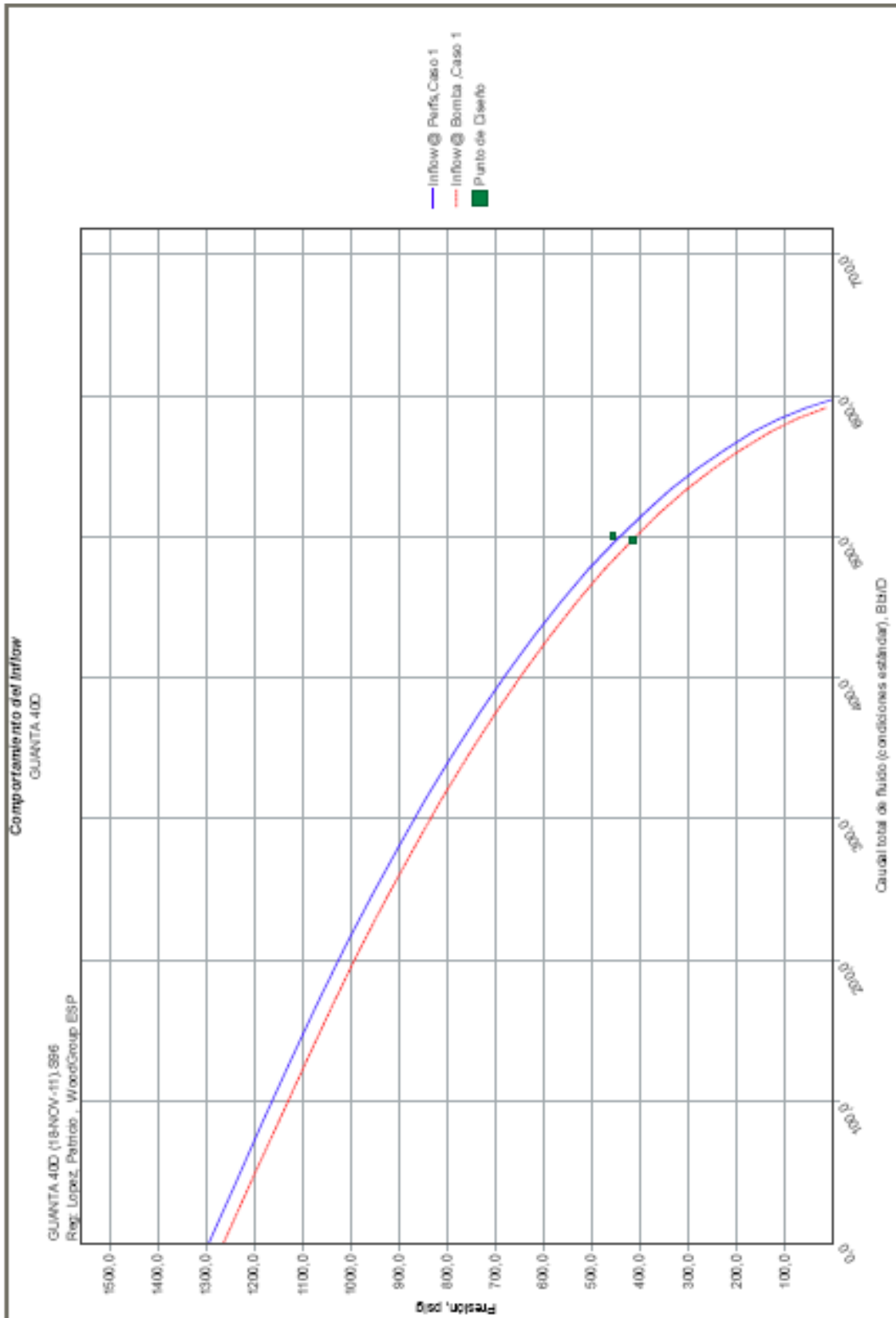
Fabricantes: ESP
Tipo: Powerline 450
Tamaño: 2 Cu
Forma: Flat
Tipo de Conductor: Stranded
Máx.Temp., °F: 450.0
Longitud del Cable, ft: 9900.00

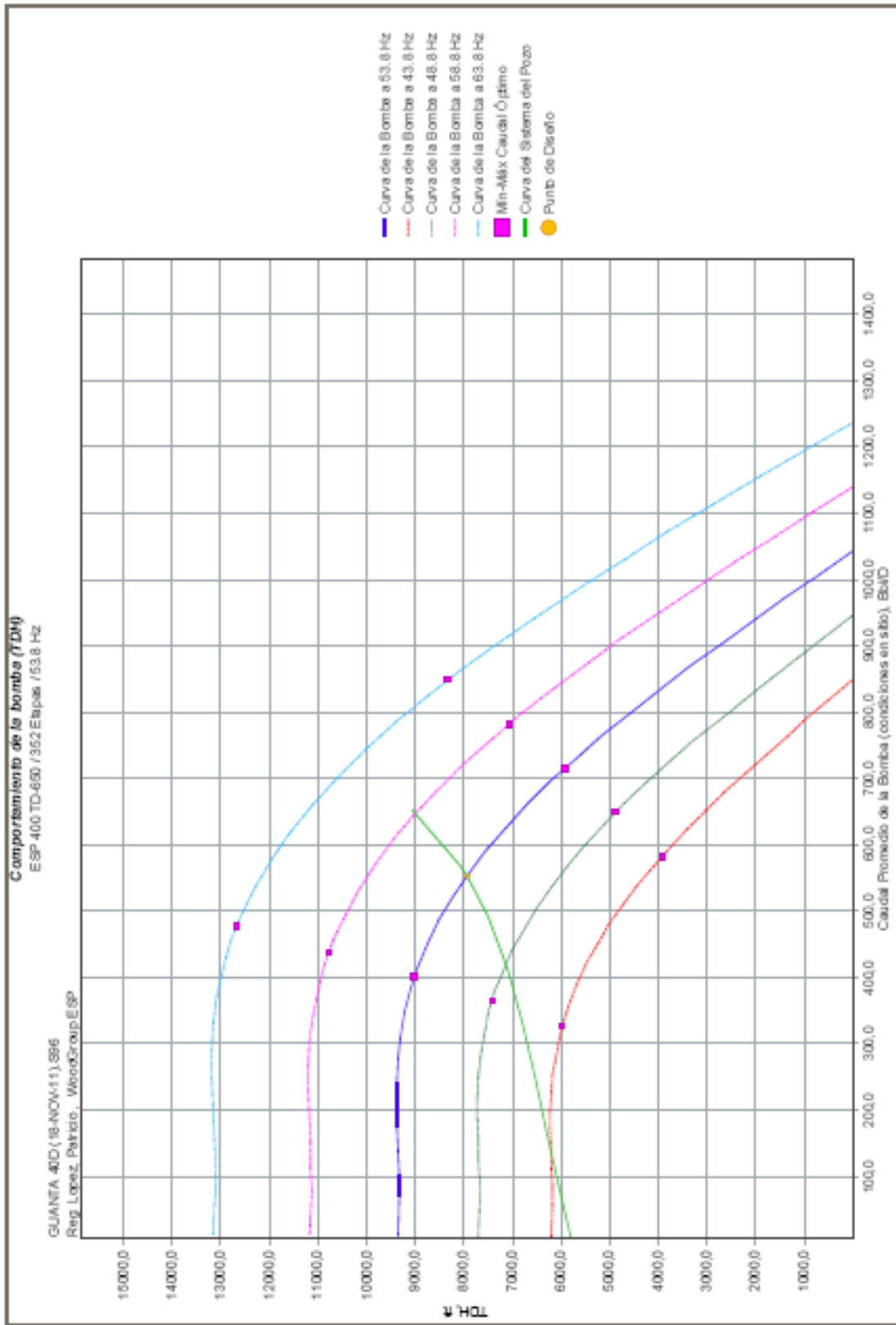
Calcular: Voltaje de Superficie
Costo de la Electricidad, \$/kWH: 0.00

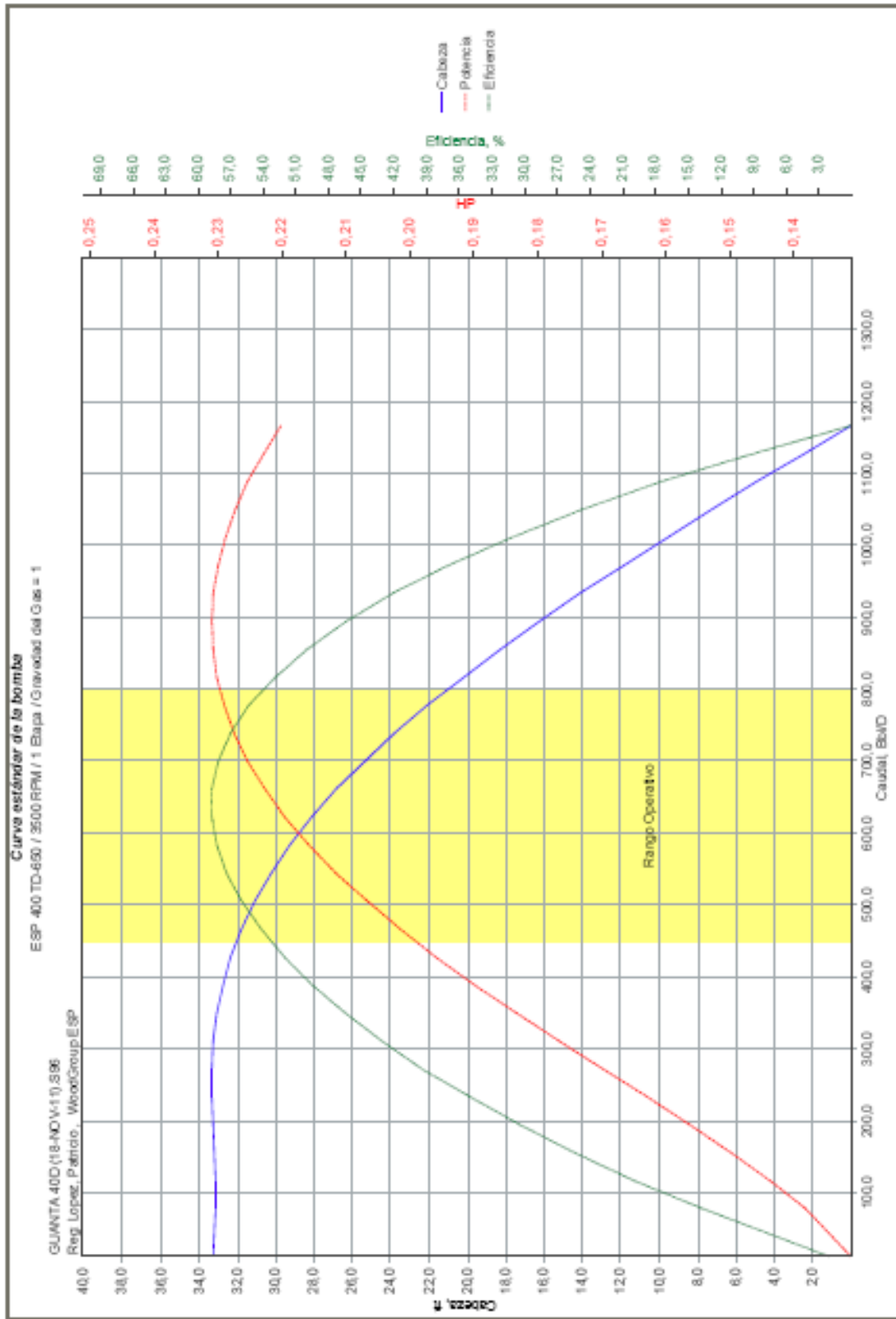
Nota: *Indica que el cable está fuera de rango!

	<u>Diseño</u>
	<u>Frec.</u>
Frecuencia, Hz	53
Máx. Amp Permissible, Amps	143.7
Amperaje, Amps	24.0
Kilovoltio Amperio, KVA	78.3
Kilovatios, kW	61.9
Kilovatios, \$/mes	0
Voltaje de Superficie, Volts	1880.1
Caída de Voltaje @ 68.0 °F, Volts	113.8
Caída de Voltaje @ 215.0 °F BHT, Volts	149.6
Pérdida de Kilovatios, kW	4.9
Costo de la Pérdida de Voltaje, \$/mes	0
Voltaje Requerido por el Motor, Volts	1730.6
Voltaje de Fondo del Motor, Volts	1730.6
Caída de Voltaje In-rush del Motor, Volts	598.3
Mínimo Voltaje de Arranque del Motor, Volts	1281.9
Relación Arranque/Operación, Relación	0.7

Nota: Los caudales en "superficie" son calculados a condiciones estándar







ANEXO 2.3

REPORTE DE INGRESO DE DATOS DEL SOFTWARE SUBPUMP 9.6 PARA EL POZO PRH-15D

Sistema de Unidades : US Oilfield (API)

DESCRIPCIÓN DEL POZO

Nombre de la Compañía:	TESIS DE GRADO
Nombre del Pozo:	PRH-15D
Nombre del Campo:	LAGO AGRIO
Nombre del Yacimiento:	NAPO T inf
Analista:	M. J. ROJAS/RUBEN ORTEGA

POZO

Tubing:	1
Base, ft:	9750.00
OD, in:	3.500
ID, in:	2.992
Peso, lb/ft:	9.30
Rugosidad , in:	0.0006500

Cubierta:	1
Base, ft:	9800.00
OD, in:	5.500
ID, in:	4.892
Peso, lb/ft:	17.00
Rugosidad , in:	0.0006500

Casing:	1
Tope , ft:	0.00
Base, ft:	8857.00
OD, in:	9.625
ID, in:	8.681
Peso, lb/ft:	47.00
Rugosidad , in:	0.0006500

Casing:	2
Tope , ft:	8857.00
Base, ft:	10413.00
OD, in:	7.000
ID, in:	6.276
Peso, lb/ft:	26.00
Rugosidad , in:	0.0006500

Profundidad de la Bomba, ft:	9750
Tope de la Profundidad de las Perf, ft:	10110
Temp. de Fondo, °F:	230
Temp. del Cabezal del Pozo, °F:	88
Método de la Correlación Outflow:	Beggs & Brill (1973)
Factor de correlación Tuning :	1.000

TVD del SvyDir, ft:	189.00
MD del SvyDir, ft:	189.00
TVD del SvyDir, ft:	1100.00
MD del SvyDir, ft:	1097.72
TVD del SvyDir, ft:	1667.00
MD del SvyDir, ft:	1652.95
TVD del SvyDir, ft:	2234.00
MD del SvyDir, ft:	2196.08
TVD del SvyDir, ft:	2802.00
MD del SvyDir, ft:	2717.11
TVD del SvyDir, ft:	3370.00
MD del SvyDir, ft:	3224.42
TVD del SvyDir, ft:	3936.00
MD del SvyDir, ft:	3734.93
TVD del SvyDir, ft:	4503.00
MD del SvyDir, ft:	4246.49
TVD del SvyDir, ft:	5069.00
MD del SvyDir, ft:	4767.38
TVD del SvyDir, ft:	5636.00
MD del SvyDir, ft:	5309.65
TVD del SvyDir, ft:	6205.00
MD del SvyDir, ft:	5867.24
TVD del SvyDir, ft:	6771.00

BOMBA

Fabricante:	ESP
Serie:	400
Modelo:	TD-460
Frecuencia, Hz:	56.0

Derating de la Bomba

Caudal, %:	100.0
Cabeza, %:	100.0
Potencia, %:	100.0

Correcciones por Viscosidad

Caudal :	1.000
Cabeza :	1.000
Potencia :	1.000

MOTOR

Fabricante:	ESP
Serie:	456
Tipo:	TR4-HTI - 1
Potencia en la Placa de Identificación, HP:	70.0
Voltaje de la Placa, Volts:	1310.00
Corriente de la Placa, Amprs:	35.0
Aj. Por Deslizamiento del Motor:	Si

CABLE

Fabricante:	ESP
Tipo:	Powerline 450
Calibre del Cable:	2 Cu
Forma del Cable:	Plano
Tipo de Conductor:	Trensado
Máxima temp., °F:	450.0
Longitud del Cable, ft:	0.00
Voltaje de Superficie., Volts :	Diseño: 1405.4, VSD: 1606.5
Costo de Electricidad,\$/kWH:	0.00

EQUIPO DE SUPERFICIE**TABLERO DE CONTROL**

No Selección

VSD

No Selección

TRANSFORMADOR

No Selección

ANEXO 2.4

REPORTE DETALLADO DEL SOFTWARE SUBPUMP 9.6 PARA EL POZO PRH-15D

DESCRIPCIÓN GENERAL

Nombre de la Compañía: TESIS DE GRADO
Nombre del Pozo: PRH-15D
Nombre del Campo: LAGO AGRIO
Nombre del Yacimiento: NAPO T inf
Analista: M. J. ROJAS/RUBEN ORTEGA
Tipo de Cálculo: Diseño Riguroso
Ubicación: PARAHUACU

Comentarios: DISEÑO CAMBIO SISTEMA PPH A BES (16-NOV-11)

Fecha: Nov 19, 2011

DATOS DEL POZO

	<u>No.</u>	<u>OD</u> <u>in</u>	<u>Wt</u> <u>lb/ft</u>	<u>ID</u> <u>in</u>	<u>Rugosidad</u> <u>in</u>	<u>Base MD</u> <u>ft</u>	<u>Tope MD</u> <u>ft</u>
<u>Tubing</u>	1	3.500	9.30	2.992	0.0006500	9750.00	
<u>Cubierta</u>	1	5.500	17.00	4.892	0.0006500	9800.00	
<u>Casing</u>	1	9.625	47.00	8.681	0.0006500	8857.00	0.00
	2	7.000	26.00	6.276	0.0006500	10413.00	8857.00

Survey Direccional

<u>No.</u>	<u>MD</u> <u>ft</u>	<u>TVD</u> <u>ft</u>	<u>Angulo</u> <u>Deg</u>
1	189.00	189.00	4.1
2	1100.00	1097.72	11.7
3	1667.00	1652.95	16.7
4	2234.00	2196.08	23.5
5	2802.00	2717.11	26.7
6	3370.00	3224.42	25.6
7	3936.00	3734.93	25.5
8	4503.00	4246.49	23.0
9	5069.00	4767.38	17.0
10	5636.00	5309.65	11.5
11	6205.00	5867.24	6.2
12	6771.00	6429.98	1.7
13	7244.00	6902.77	0.0
14	7804.00	7462.77	0.3
15	8371.00	8029.76	0.0
16	8939.00	8597.76	0.6
17	9513.00	9171.73	0.5
18	10079.00	9737.71	0.8
19	10418.00	10076.68	0.0

Profundidad de la Bomba, ft: 9750.00
Tope de las Perforaciones o Datum (MD), ft: 10110.00
Temperatura del Yacimiento, °F: 230.0
Temperatura en el Cabezal del Pozo, °F: 88.0
Temperatura del Fluido Antes de pasar por el Motor, °F: 224.8
Temperatura del fluido Después de pasar por el Motor, °F: 232.6

Correlaciones de Outflow para el Tubing Beggs & Brill (1973)
Factor de Ajuste de la Correlación: 1.000

CORRELACIONES PVT

<u>Descripción</u>	<u>Método</u>
Viscosidad del Petróleo, (Muerto)	Beggs & Robinson
Viscosidad del Petróleo, (Saturado)	Beggs & Robinson
Viscosidad del Petróleo, (Subsaturado)	Vasquez & Beggs
Viscosidad del Gas	Lee
Viscosidad del Agua	Matthews & Russell
Factor Volumétrico del Petróleo	Vasquez & Beggs
Factor Volumétrico del Agua de Formación	HP41C
Densidad del Petróleo	Katz
Factor - Z	Dranchuk, Purvis
Compresibilidad Isotérmica del Petróleo	Vasquez & Beggs
Compresibilidad Isotérmica del Agua	Meehan
Relación Gas/Petróleo en Solución	Lasater
Presión del Punto de Burbuja	Lasater
Densidad del Gas	Beggs
Densidad del Agua	Beggs
Correlación de Tensión Superficial del Petróleo	Baker y Swerdloff
Correlación de Tensión Superficial del Agua	Hough

DATOS DEL FLUIDO

Temperatura Estándar, °F:	60.0	Relación Gas/Petróleo Prod., scf/bbl:	366.00
Presión Estándar, psi:	14.7	Relación Gas/Liq Prod., scf/bbl:	362.71
Gravedad del Petróleo, °API:	33.0	Presión del Punto de Burbuja, psia:	1050.0
Gravedad Específica del Gas:	1.250	RGP en Solución, scf/bbl:	344.40
Gravedad Específica del Agua:	1.014	Viscosidad Promedio del Fluido, cP:	1.0
Salinidad del Agua, ppm:	20200	Grad. Fluido @ Entrada Bomba, psi/ft:	0.354
Corte de Agua, %:	0.9		

DATOS INFLOW**Método de Cálculo del IPR: Vogel corregido por Corte de Agua****Caudal a la Presión de Fondo Fluyente de la Prueba, Bbl/D:**

296.00

Índice de Productividad, bpd/psi:

0.420

Caudal al punto de burbuja, Bbl/D:

219.29

Caudal Máx de Petróleo, Bbl/D:

464.02

Máx. Caudal Total, Bbl/D:

464.02

Estática**Prueba****Presión del Casing, psig:**

0.0

0.0

Nivel de Fluido, ft:

0.00

0.00

Presión de Fondo (BHP), psig:

1558.0

835.6

DATOS DE PRESIÓN/CAUDAL**Criterios de Diseño - Calcular: Condiciones de Entrada a la Bomba****Caudal total de fluido, Bbl/D:**

400.00

Profundidad de la Bomba, ft:

9750.00

Fluido sobre la Bomba, ft:

939.37

Nivel de fluido dinámico, ft:

8810.63

Presión de Entrada a la Bomba, psig:

356.6

Cabeza Dinámica Total, ft:

7915.25

Presión del Tubing, psig:

100.0

Presión del Casing, psig:

30.0

Presión de Fondo, psig:

468.4

Gas a través de la Bomba

Comprimir Gas

SEPARACIÓN DEL GAS

Empacadura Instalada?	No
Gas Libre perm. en la Bomba, %:	66.6
Separador de Gas Instalado?	Si
Gas Libre dentro de la Bomba, %:	3.6
Eficiencia de la Separación Natural de Gas, %:	81.1
Fabricante:	GEESP
Serie:	TR4
Modelo:	MAGS
Frecuencia, Hz:	56.0
Factor de Ajuste del Desempeño, %:	100.0
Eficiencia Calculada, %:	90.0

DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO

Punto #	(+)	(-)	(=)	Caudal en Caudal Prom. en		Nivel de fluido bombeado ft
	Cabeza Tubing ft	Cabeza PIP ft	TDH ft	Superficie P+A Bbl/D	La Bomba P+A+G Bbl/D	
1	9124.76	4170.29	4954.47	4.52	4.96	5552.41
2	9093.69	3787.02	5306.67	60.42	66.31	5956.40
3	9057.53	3403.77	5653.76	116.33	127.66	6357.51
4	8994.07	3020.07	5974.00	172.24	189.02	6756.92
5	8935.61	2616.37	6319.24	228.15	250.37	7156.76
6	8890.01	2179.24	6710.77	284.05	311.73	7592.96
7	8855.87	1677.12	7178.75	339.96	373.08	8105.94
8	8915.25	1057.83	7857.42	395.87	434.43	8754.29
PumpOff	9027.40	142.92	8884.48	451.77	495.79	9743.88
Diseño	8919.91	1004.66	7915.25	400.00	438.97	8810.63

COMPORTAMIENTO TEÓRICO DE LA BOMBA

	<u>Entrada</u>	<u>Descarga</u>	<u>Superficie</u>
Caudal de Petróleo, Bbl/D:	435.42	427.53	394.71
Caudal de Gas en-sitio en la Bomba, Bbl/D:	16.53	1.62	N/A
Caudal de Gas en-sitio en el casing, Bbl/D:	857.90	N/A	N/A
Caudal Total de Gas, Mscf/D:	N/A	N/A	144.46
Porcentaje de Gas Libre, %:	3.51	0.38	N/A
Caudal de Agua, Bbl/D:	3.77	3.73	3.58
Caudal Total de Líquido, Bbl/D:	439.19	431.27	398.29
Presión, psig:	364.6	3173.0	100.0 (cabezal)
Gravedad específica del Líquido, wtr=1:	0.79	0.80	N/A
Gravedad específica de la Mezcla, wtr=1:	0.76	0.80	N/A
Densidad del Líquido, lb/cf:	49.184	50.087	N/A
Densidad de la Mezcla, lb/cf:	47.529	49.971	N/A
viscosidad de la Mezcla, cStokes:	N/A	N/A	N/A
viscosidad de la Mezcla, SSU:	N/A	N/A	N/A
RGP en Solución, scf/bbl:	114.78	114.78	N/A
RGA en solución, scf/bbl:	3.12	3.12	N/A
FV del Líquido, yacimiento/superficie:	1.10	1.08	N/A
FV de la Mezcla, yacimiento/superficie:	1.14	1.09	N/A
Factor de desviación del Gas:	0.927	0.772	N/A

DATOS DE LA BOMBA 1

Fabricantes: ESP
Serie: 400
Modelo: TD-460
& Fuente de Datos del Equipo:

Mínimo Caudal Recomendado, Bbl/D: 278.51**
Máximo Caudal Recomendado, Bbl/D: 557.02**
Caudal a la Máxima Eficiencia, Bbl/D: 406.93**
Potencia a la Máxima Eficiencia, HP: 47.9**
Frecuencia, Hz: 56.0

** = Corregida para la Frecuencia & Viscosidad

Número de Etapas: 352
Etapas con Gas Libre: 352

Factores de corrección por Viscosidad**Introducidas por el Usuario**

Caudal:	1.000	No
Cabeza:	1.000	No
Potencia:	1.000	No
Eficiencia:	1.000	
Viscosidad: Emulsión		

	<u>Diseño</u>	<u>Catálogo</u>
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	7915.25	7949.54
Caudal en Superficie (P+A), Bbl/D:	400.00	401.84
Promedio de Caudal por Etapas (P+G+A), Bbl/D:	N/A	440.99
Presión de Entrada a la Bomba, psig:	356.6	347.7
Potencia de Operación, HP:	N/A	51.5
Eficiencia de la Bomba, %:	N/A	51.9

Datos del Housing

<u>Hsg. #</u>	<u>Tipo de Hsg.</u>	<u>Longitud, ft</u>	<u># de Etapas</u>
10	FL	14.80	176
10	FL	14.80	176
Total			
20		29.60	352
Introducir Etapas Vacías:			0
Etapas Netas de la Bomba:			352

DATOS DEL MOTOR

Fabricantes:	ESP		
Serie:	456		
Tipo:	TR4-HTI - 1		
Potencia en la Placa de Identificación, HP:	70.0	Frecuencia de la Placa de Identificación, Hz:	60
Voltaje de la Placa de Identificación, Volts:	1310.00		
Corriente de la Placa de Identificación, Amp:	35.0		
Ajustar por Deslizamiento del Motor:	Si	Corriente de Operación, Amps:	28.8
Frecuencia de Diseño, Hz:	56.0	Voltaje de Operación, Volts:	1222.67
Carga de operación del Motor, HP:	51.5	Factor de Potencia de Operación, frac:	0.801
(@ Frecuencia de Diseño)			
Carga Operativa del Motor, %:	78.76	Eficiencia de Operación, %:	82.07
Velocidad de Operación, RPM:	3249	Velocidad del Fluido, ft/sec:	1.512

	<u>Catálogo</u>	<u>Actual</u>
Total de Etapas	352	352
Deslizamiento en las Etapas	0	0
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft	7949.54	7894.03
Caudal en Superficie (P+A), Bbl/D	401.84	398.29
Promedio de Caudal por Etapas (P+G+A), Bbl/D	440.99	437.09
Presión de Entrada a la Bomba, psig	347.7	364.6
Potencia de Operación, HP	51.5	38.4
Eficiencia de la Bomba, %	51.9	52.6
Velocidad de Operación, RPM	3266	3249

DATOS DEL SELLO

Fabricantes:	ESP
Serie:	400
Tipo de Cojinete:	TR4-HL
Sel. del Compartimiento:	TR4-SBG
Desc. del Compartimiento:	Single Bag PFSB Hi-Load/Hi-Temp CR
Cap. del Cojinete, lb:	5600.0
Carga de Empuje de Operación, lb:	836.3
Máxima Carga de Empuje, lb:	1094.4
Consumo de Potencia, HP:	0.5

DATOS DEL CABLE

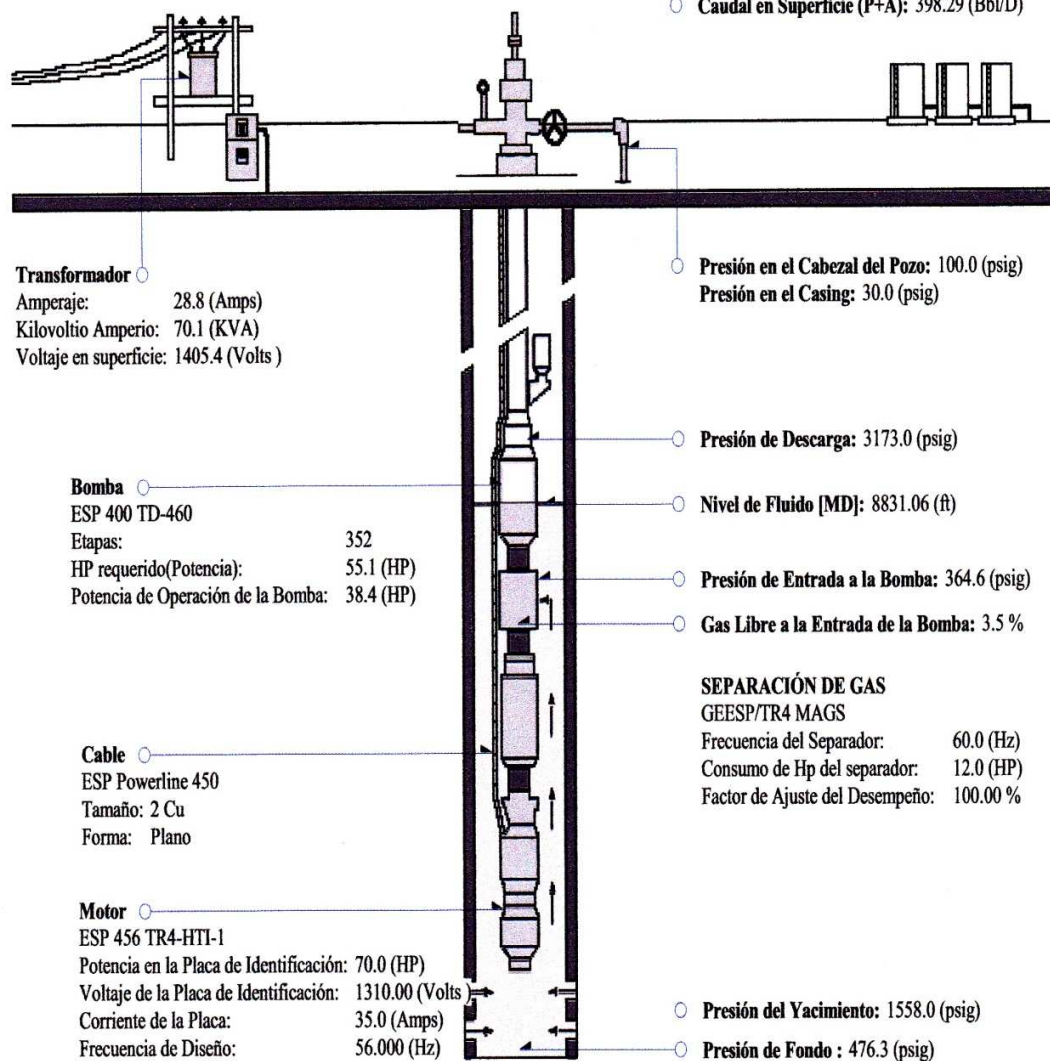
Fabricantes: ESP
Tipo: Powerline 450
Tamaño: 2 Cu
Forma: Flat
Tipo de Conductor: Stranded
Máx.Temp., °F: 450.0
Longitud del Cable, ft: 9850.00

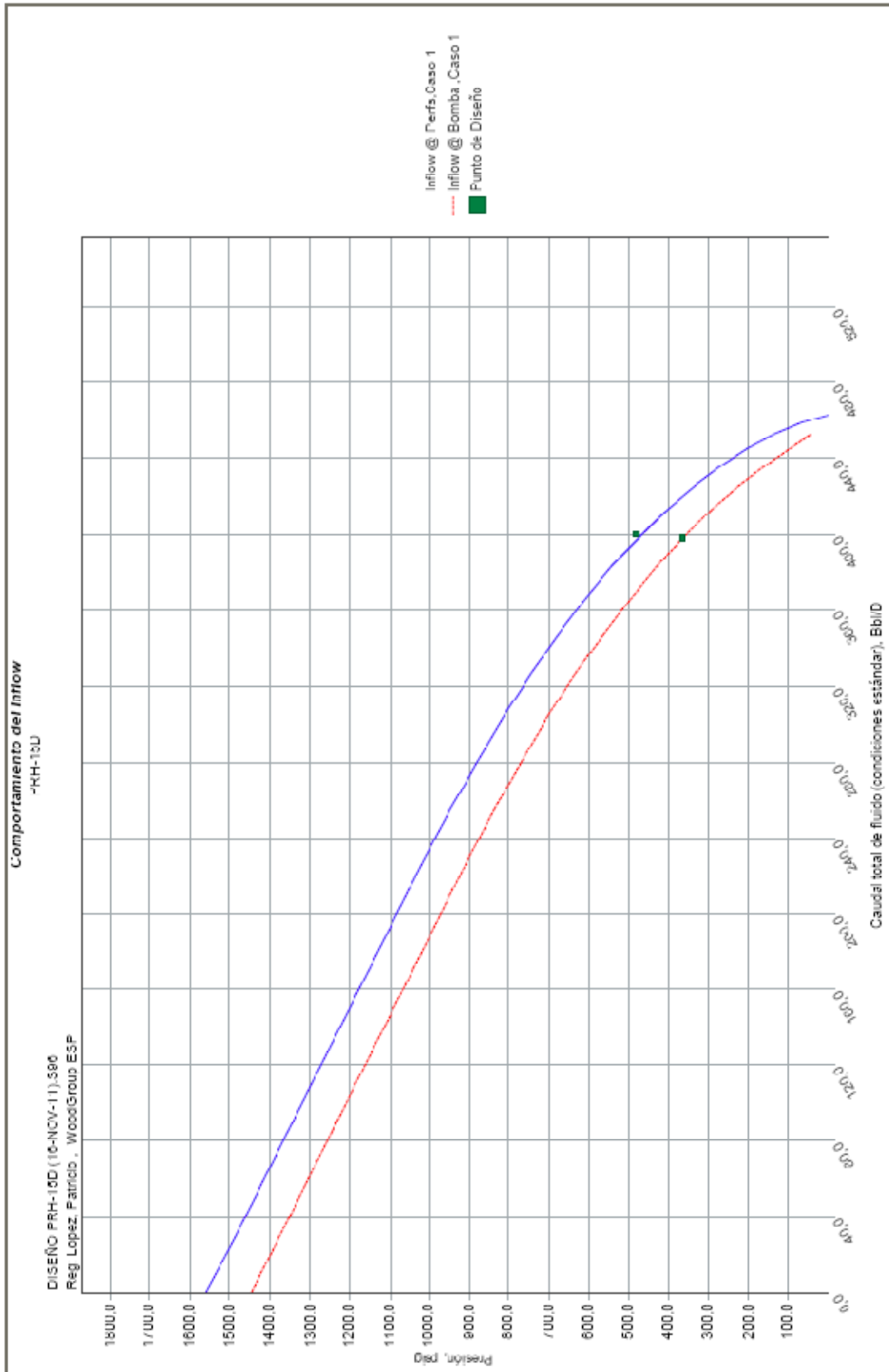
Calcular: Voltaje de Superficie
Costo de la Electricidad, \$/kWH: 0.00

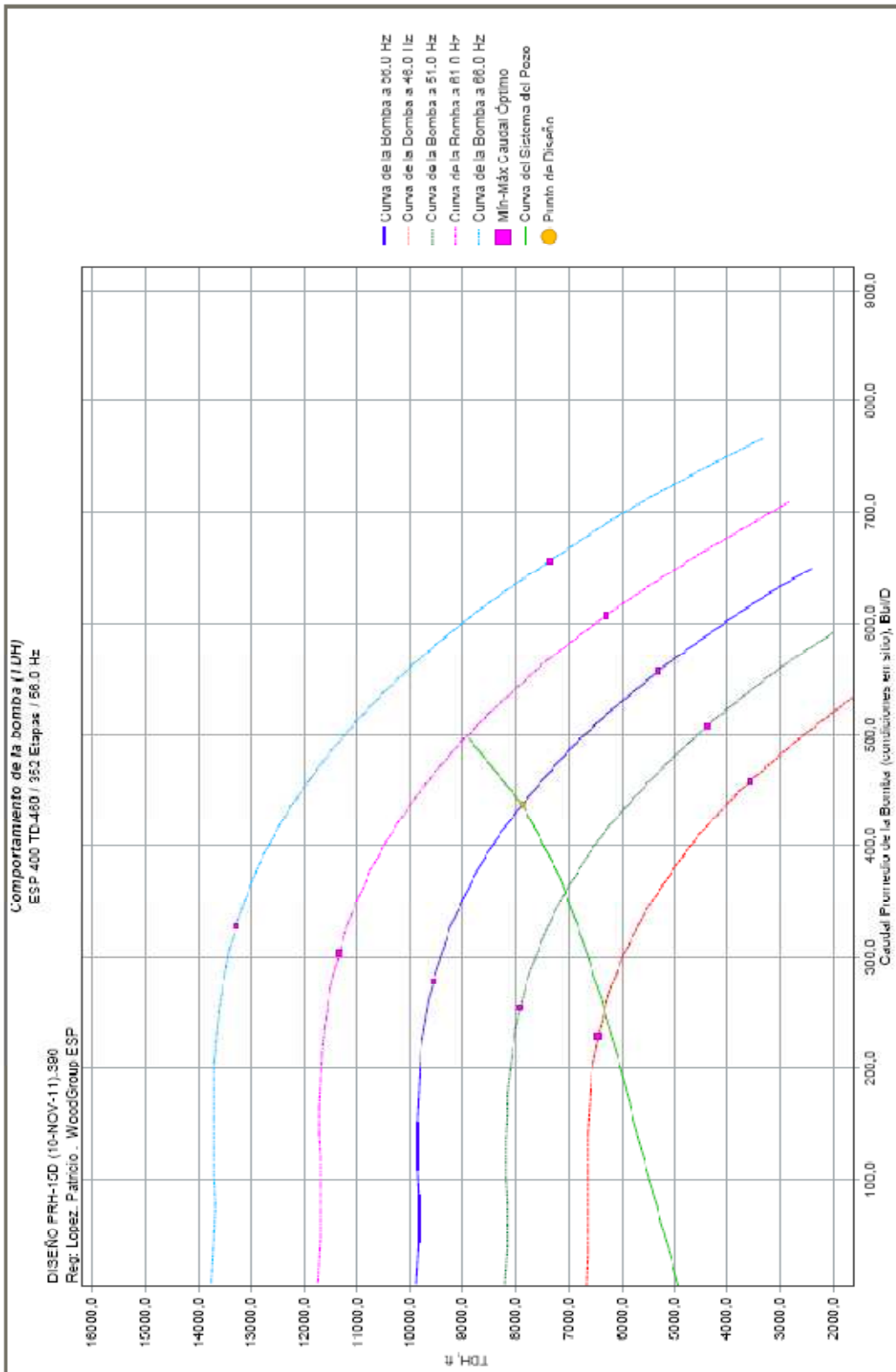
Nota: *Indica que el cable está fuera de rango!

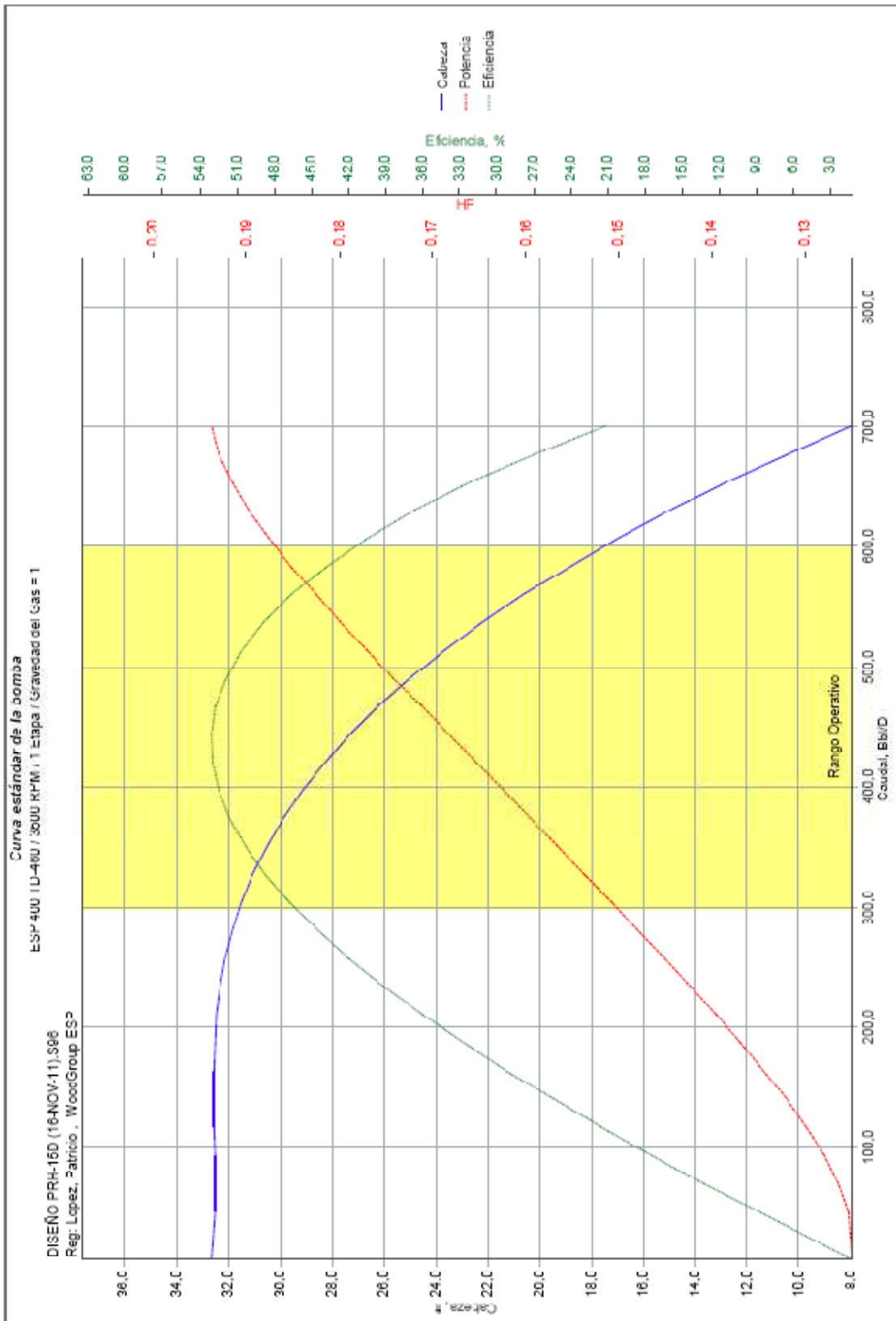
	<u>Diseño</u>
	<u>Frec.</u>
Frecuencia, Hz	56
Máx. Amp Permissible, Amps	140.6
Amperaje, Amps	28.8
Kilovoltio Amperio, KVA	70.1
Kilovatios, kW	56.2
Kilovatios, \$/mes	0
Voltaje de Superficie, Volts	1405.4
Caída de Voltaje @ 68.0 °F, Volts	135.7
Caída de Voltaje @ 230.0 °F BHT, Volts	182.7
Pérdida de Kilovatios, kW	7.3
Costo de la Pérdida de Voltaje, \$/mes	0
Voltaje Requerido por el Motor, Volts	1222.7
Voltaje de Fondo del Motor, Volts	1222.7
Caída de Voltaje In-rush del Motor, Volts	730.9
Mínimo Voltaje de Arranque del Motor, Volts	674.5
Relación Arranque/Operación, Relación	0.6

Nota: Los caudales en "superficie" son calculados a condiciones estándar

DIAGRAMA DE OPERACIÓN FINAL DEL POZO (Caso 1)







REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **Amaya J.y Chanatásig A., (2009)** *“Programa de Diseño Unificado de Bombeo Hidráulico para la selección de Bomba Jet y Pistón usadas en las operaciones de Petroproducción”*, Quito.
2. **Bradley y Howard B., (1992)** *“Petroleum Engineering Handbook”*. Society of Petroleum Engineers.
3. **Brown & Kermit E., (1980)** *“The Technology of Artificial Lift Methods”*, Volume 2b. Petroleum Publishing Co.
4. **Lozano S., (2003)** *“Manual de Recomendaciones Prácticas para Bombeo Electrosumergible American Petroleum Institute (A.P.I)”*, Quito.
5. **Melo V., (2009)** *“Folleto de Levantamiento Artificial EPN”*, Quito.
6. **Montoya P., (2008)** *“Control de la producción mediante el dimensionamiento adecuado de las bombas electro – sumergibles de acuerdo al comportamiento de las presiones en los yacimientos del bloque X”*, Quito.
7. **Takacs G., (2009)** *“Manual de Bombeo Electrosumergible Guía de Equipos Gulf”*, Estados Unidos de América.
8. **Wood Group, (2010)** *“Manual de Equipo de Bombeo Electrosumergible”*
9. **Wood Group, (2010)** *“Dimensionamiento de Equipo Electrosumergible”*, Estados Unidos de América.