ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ESTUDIO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DEL CAMPO PARAHUACU PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS

JUAN SEBASTIÁN JARAMILLO ORTIZ
juansebastian1403@gmail.com

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

Quito, Octubre 2011

DECLARACIÓN

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

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

_____

JUAN JARAMILLO ORTIZ

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente proyecto de titulación fue desarrollado por Juan Sebastián Jaramillo Ortiz, bajo mi supervisión

_____

ING. VINICIO MELO, Msc.

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

En primera instancia quiero agradecer enormemente a Dios Padre y a Jesucristo por haberme permitido cumplir esta meta en mi vida, sin su apoyo no hubiera podido vencer las dificultades que se han presentado a lo largo de mi vida, y en especial forma en este periodo. Mil gracias por los favores concedidos.

En segunda instancia quiero enunciar mi profundo agradecimiento a mis padres y a mi hermano por todo su apoyo, colaboración desinteresada y todos sus consejos que me han prestado durante estos años, han sido un pilar fundamental en la consecución de todos mis objetivos y en la formación ético moral de mi persona.

En tercera instancia quiero agradecer a las Escuela Politécnica Nacional, en especial a la Facultad de Ingeniería de Geología y Petróleos, a todos los ingenieros que a lo largo de este tiempo supieron impartir sus conocimientos de forma acertada. Un agradecimiento al Ing. Vinicio Melo por haber colaborado con la tutoría y la realización de este proyecto, quiero agradecer a todos mis compañeros y amigos por su apoyo brindado, a cada una de las personas que creyeron en mis capacidades y me sostuvieron con su ánimo, en el peregrinar de estos años, a los que juntos pasamos horas de desvelos entre libros y trabajos.

Finalmente quiero agradecer a EP Petroecuador, especialmente al personal de ingeniería de Petróleos del Área de Lago Agrio, por haberme permitido realizar este proyecto en sus instalaciones, por el apoyo y cooperación brindado de forma desinteresada, por todos los conocimientos compartidos, los cuales fueron de gran utilidad para la elaboración de este proyecto.

DEDICATORIA

A ti Jesús por haberme escuchado y ayudado en los momentos más difíciles.

A la persona más importante que ha existido y existirá en mi vida, a ti madre querida por todo ese apoyo y consejos que me has sabido dar a lo largo de mi vida, has sido un verdadero ejemplo a seguir. Tú has sido mi pilar en donde me he apoyado y has sido mi sostén en los momentos más difíciles que he tenido que pasar en este largo trajinar de mi vida, y por ti he logrado terminar con éxito mi carrero, este éxito también es tuyo, mil gracias.

CONTENIDO

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO PARAHUACU 1

1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO 1

1.2. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO 2

1.2.1. ESTRUCTURA PARAHUACU 2

1.2.2. ESTRATIGRAFÍA Y LITOLOGÍA DE LOS RESERVORIOS PRODUCTORES 5

1.2.2.1. FORMACIÓN BASAL TENA 5

1.2.2.2. FORMACIÓN NAPO 8

1.2.2.2.1. ARENISCA "U" 8

1.2.2.2.2. ARENISCA "T" 10

1.3. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS 12

1.4. MECANISMO DE PRODUCCIÓN 13

1.5. RESERVAS REMANENTES DEL CAMPO 16

1.6. FACILIDADES DE SUPERFICIE 16

CAPÍTULO 2

CONDICIONES ACTUALES DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE LOS POZOS PRODUCTORES 25

2.1. ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS PRODUCTORES 25

2.2. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE 26

2.2.1. GENERALIDADES 26

2.2.2. EQUIPO DE SUPERFICIE 28

2.2.2.1. TRANSFORMADORES 29

2.2.2.2. TABLEROS DE CONTROL 30

2.2.2.3. CAJA DE VENTEO 31

2.2.2.4. CABEZAL DE POZO 32

2.2.3. EQUIPO DE FONDO 33

2.2.3.1. BOMBA 33

2.2.3.1.1. CURVA DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE 34

2.2.3.2. CABLE DE POTENCIA 37

2.2.3.3. CABLE DE EXTENSIÓN DEL MOTOR 38

2.2.3.4. MOTOR ELÉCTRICO 39

2.2.3.4.1. ESTATOR 40
2.2.3.4.2. ROTOR 41
2.2.3.4.3. COJINETES DEL MOTOR 41
2.2.3.4.4. EJE 42
2.2.3.5. PROTECTOR 42
2.2.3.6. SUCCIÓN O SEPARADOR DE GAS 44
2.2.4. EQUIPO ADICIONAL 46
2.2.4.1. CABEZA DE DESCARGA 46
2.2.4.2. CENTRALIZADORES 46
2.2.4.3. VÁLVULA DE RETENCIÓN 47
2.2.4.4. VÁLVULA DE DRENAJE 47
2.2.4.5. FLEJES O SUNCHOS 47
2.2.4.6. SENSOR DE PRESIÓN Y TEMPERATURA 48
2.2.4.7. Y - TOOL O BYPASS 48

2.3. POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO PARAHUACU CON SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE. 49
2.3.1. RECOPILACIÓN DE DATOS DE CADA POZO 50
2.3.1.1. PRODUCCIÓN ACTUAL 50
2.3.1.2. HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTOS 50
2.3.1.3. HISTORIALES DE PRODUCCIÓN 53
2.3.1.3.1. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO PRH – 10 53
2.3.1.3.2. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO PRH – 11 55
2.3.1.3.3. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO PRH – 12 58
2.3.1.3.4. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO PRH – 13 61
2.3.1.4. HISTORIALES DE PRESIÓN 63
2.3.1.5. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE INSTALADO ACTUALMENTE EN LOS POZOS 65

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DE LOS POZOS PRODUCTORES 67

3.1. ANÁLISIS NODAL 67
3.1.1. INTRODUCCIÓN 67
3.1.2. CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA 69
3.1.2.1. CURVA IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP) 71
3.1.2.1.1. MÉTODOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA CURVA IPR 72
3.1.2.2. CURVA DE DESCARGA O INTAKE 81
3.1.2.2.1. FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS 81

3.2. APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL EN LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO PARAHUACU CON SISTEMA ELECTROSUMERGIBLE 84

3.2.1. DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE EMPLEADO EN EL ANÁLISIS 85

3.2.2. ANÁLISIS DE LOS POZOS CON SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DEL CAMPO PARAHUACU. 89

3.2.2.1. ANÁLISIS POZO PARAHUACU 10 90

3.2.2.2. ANÁLISIS POZO PARAHUACU 11 98

3.2.2.3. ANÁLISIS POZO PARAHUACU 12 105

3.2.2.4. ANÁLISIS POZO PARAHUACU 13 111

3.3. PROPUESTA TÉCNICA PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN EN LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO PARAHUACU QUE OPERAN CON SISTEMA BES. 120

3.3.1. NUEVOS CRITERIOS DE LA CURVA DE COMPORTAMIENTO Y LA SUBDIVISIÓN DE LAS ZONAS DE OPERACIÓN 120

3.3.1.1. DISEÑO DE EQUIPOS BES CON EL PUNTO INICIAL DE OPERACIÓN EN LA ZONA DE EMPUJE ASCENDENTE. 122

3.3.2 PROPUESTA TÉCNICA PARA POZO PARAHUACU 10 124

3.3.2.1 PROPUESTA “A” – PRH 10: REDISEÑO DEL EQUIPO BES, SIN CONSIDERAR LA REMOCIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN. 124

3.3.2.2 PROPUESTA “B” – PRH 10: REDISEÑO DEL EQUIPO BES, CONSIDERANDO LA REMOCIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN. 128

3.3.3 PROPUESTA TÉCNICA PARA POZO PARAHUACU 11 133

3.3.3.1 PROPUESTA “A” – PRH 11: REDISEÑO DEL EQUIPO BES, SIN CONSIDERAR LA REMOCIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN EN LA ARENA “U” INFERIOR. 133

3.3.3.2 PROPUESTA “B” – PRH 11: REDISEÑO DEL EQUIPO BES, CONSIDERANDO LA REMOCIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN EN LA ARENA “U” INFERIOR. 137

3.3.3.3 PROPUESTA “C” – PRH 11: REDISEÑO DEL EQUIPO BES, PARA LA PRODUCCIÓN DE LA ARENAS “TI”, CONSIDERANDO LA REMOCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN 142

3.3.4 PROPUESTA TÉCNICA PARA POZO PARAHUACU 12 148

3.3.4.1. PROPUESTA ÚNICA – PRH 12: AUMENTO DE LA FRECUENCIA DE OPERACIÓN PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN. 148

3.3.5 PROPUESTA TÉCNICA PARA POZO PARAHUACU 13 151

3.3.5.1 PROPUESTA “A” – PRH 13: REDISEÑO DEL EQUIPO BES, SIN CONSIDERAR LA REMOCIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN EN LA ARENA “U” INFERIOR. 151

3.3.5.2 PROPUESTA “B” – PRH 13: REDISEÑO DEL EQUIPO BES, CONSIDERANDO LA REMOCIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN EN LA ARENA “U” INFERIOR. 155

3.3.5.3 PROPUESTA “C” – PRH 13: REDISEÑO DEL EQUIPO BES, PARA LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA “TI”, CONSIDERANDO LA REMOCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN 160

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA PROPUESTA 166

4.1. INTRODUCCIÓN 166

4.1.1. VALOR ACTUAL NETO (VAN) 166

4.1.2. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) 168

4.1.3. RELACIÓN COSTO – BENEFICIO (RCB) 169

4.2. COSTOS E INVERSIÓN DEL PROYECTO 169

4.3. INGRESOS 171

4.4. EGRESOS 171

4.5. FUNDAMENTOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA 172

4.6. ANÁLISIS ECONÓMICO 173

4.6.1. ANÁLISIS ECONÓMICO - ESCENARIO 1 174

4.6.2. ANÁLISIS ECONÓMICO - ESCENARIO 2 176

4.6.3. ANÁLISIS ECONÓMICO - ESCENARIO 3 178

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 183

5.1. CONCLUSIONES 183

5.2. RECOMENDACIONES: 185

GLOSARIO 187

BIBLIOGRAFÍA 191

ANEXOS 192

ÍNDICE DE TABLAS

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
CAPÍTULO 1		
1.1	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO PARAHUACU…….....	13
1.2	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS POR POZOS…….....	13
1.3	RESERVAS REMANENTES DEL CAMPO PARAHUACU……16	
1.4	SISTEMA DE ALMACENAMIENTO……..17	
1.5	SISTEMA DE BOMBEO……..17	
1.6	MANIFOLD Y SEPARADORES……20	
1.7	LÍNEAS Y MEDIDORES……20	
1.8	SISTEMA CONTRA INCENDIOS……21	
CAPÍTULO 2		
2.1	ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO PARAHUACU……25	
2.2	TASAS DE PRODUCCIÓN POZOS CON SISTEMA BES……..50	
2.3	HISTORIAL DE REACONCIONAMIENTOS DE LOS POZOS CON SISTEMA BES……51	
2.4	PRUEBAS INICIALES POZO PRH 10……53	
2.5	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO PRH 10……..54	
2.6	PRUEBAS INICIALES POZO PRH 11……56	
2.7	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO PRH 11……..56	
2.8	PRUEBAS INICIALES POZO PRH 12……58	
2.9	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO PRH 12……..59	
2.10	PRUEBAS INICIALES POZO PRH 12……61	
2.11	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO PRH 12……..61	
2.12	HISTORIAL DE PRESIÓN POZOS CON SISTEMA BES DEL CAMPO PARAHUACU……64	
2.13	EQUIPO SUPERFICIAL INSTALADO EN LOS POZOS PRODUCTORES CON SISTEMA BES DEL CAMPO PARAHUACU……66	
2.14	EQUIPO DE FONDO INSTALADO EN LOS POZOS PRODUCTORES CON SISTEMA BES DEL CAMPO PARAHUACU……66	
CAPÍTULO 3		
3.1	CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS……82	
3.2	DATOS DE POZO CON SISTEMA BES – ANÁLISIS NODAL……89	
3.3	PARÁMETROS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DE EQUIPO DN1100 – PRH 10……90	
3.4	CÁLCULOS PARA ANÁLISIS NODAL DE POZO – PRH 10……91	
3.5	ANÁLISIS DEL EQUIPO BES DN1100 – PRH 10 – ENERO DE 2009……93	
3.6	DIAGNÓSTICO POZO PARAHUACU 10 – JUNIO 2011……97	

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.7	PARÁMETROS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DE EQUIPO D475N – PRH 11	98
3.8	CÁLCULOS PARA ANÁLISIS NODAL DE POZO – PRH 11	98
3.9	DIAGNÓSTICO POZO PARAHUACU 11 – JUNIO 2011	104
3.10	PARÁMETROS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DE EQUIPO TD300 – PRH 12	105
3.11	CÁLCULOS PARA ANÁLISIS NODAL DE POZO – PRH 12	105
3.12	DIAGNÓSTICO POZO PARAHUACU 12 – JUNIO 2011	111
3.13	PARÁMETROS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DE EQUIPO DN1100 – PRH 13	112
3.14	CÁLCULOS PARA ANÁLISIS NODAL DE POZO – PRH 13	112
3.15	ANÁLISIS EQUIPO BES DN1100 – PRH 13 – ENERO 2009	115
3.16	DIAGNÓSTICO POZO PARAHUACU 12 – JUNIO 2011	119
3.17	ESQUEMA EQUIPO SUGERIDO – PROPUESTA “A” PRH 10	124
3.18	PARÁMETROS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DE EQUIPO TD650 PROPUESTA “A” PRH 10	125
3.19	CURVA DE SISTEMA DE POZO – PROPUESTA “A” PRH 10	125
3.20	RESULTADOS ESTIMADOS AL ELIMINAR EL DAÑO DE FORMACIÓN EN LA ARENA “U_{INF}” – PARAHUACU 10	128
3.21	ESQUEMA EQUIPO SUGERIDO – PROPUESTA “B” PRH 10	129
3.22	PARÁMETROS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DE EQUIPO D725N PROPUESTA “B” PRH 10	130
3.23	CURVA DE SISTEMA DE POZO – PROPUESTA “B” PRH 10	130
3.24	ESQUEMA EQUIPO SUGERIDO – PROPUESTA “A” PRH 11	133
3.25	PARÁMETROS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DE EQUIPO TD150 PROPUESTA “A” PRH 11	134
3.26	CURVA DE SISTEMA DE POZO – PROPUESTA “A” PRH 11	134
3.27	RESULTADOS ESTIMADOS AL ELIMINAR EL DAÑO DE FORMACIÓN EN LA ARENA “U_{INF}” – PARAHUACU 11	137
3.28	ESQUEMA EQUIPO SUGERIDO – PROPUESTA “B” PRH 11	138
3.29	PARÁMETROS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DE EQUIPO D475N PROPUESTA “B” PRH 11	139
3.30	CURVA DE SISTEMA DE POZO – PROPUESTA “B” PRH 11	139
3.31	RESULTADOS ESTIMADOS AL ELIMINAR EL DAÑO DE FORMACIÓN EN LA ARENA “T_{INF}” – PARAHUACU 11	143
3.32	ESQUEMA EQUIPO SUGERIDO – PROPUESTA “C” PRH 11	144
3.33	PARÁMETROS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DE EQUIPO D475N PROPUESTA “C” PRH 11	145
3.34	CURVA DE SISTEMA DE POZO – PROPUESTA “C” PRH 11	145

No. **DESCRIPCIÓN** **PÁGINA**

3.35 INCREMENTO DE PRODUCCIÓN ESTIMADO CON LA VARIACIÓN DE FRECUENCIA DE OPERACIÓN – POZO PRH 12……149
3.36 ESQUEMA EQUIPO SUGERIDO – PROPUESTA “A” PRH 13……151
3.37 PARÁMETROS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DE EQUIPO TD300 PROPUESTA “A” PRH 13……152
3.38 CURVA DE SISTEMA DE POZO – PROPUESTA “A” PRH 13……152
3.39 RESULTADOS ESTIMADOS AL ELIMINAR EL DAÑO DE FORMACIÓN EN LA ARENA “U_{INF}” – PARAHUACU 13……155
3.40 ESQUEMA EQUIPO SUGERIDO – PROPUESTA “B” PRH 13……156
3.41 PARÁMETROS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DE EQUIPO D475N PROPUESTA “B” PRH 13……157
3.42 CURVA DE SISTEMA DE POZO – PROPUESTA “B” PRH 13……157
3.43 RESULTADOS ESTIMADOS AL ELIMINAR EL DAÑO DE FORMACIÓN EN LA ARENA “T_{INF}” – PARAHUACU 13……161
3.44 ESQUEMA EQUIPO SUGERIDO – PROPUESTA “C” PRH 13……162
3.45 PARÁMETROS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DE EQUIPO D475N PROPUESTA “B” PRH 13……163
3.46 CURVA DE SISTEMA DE POZO – PROPUESTA “B” PRH 13……163

CAPÍTULO 4

4.1 CRITERIOS PARA INTERPRETACIÓN DE VALOR ACTUAL NETO……167
4.2 CRITERIOS PARA INTERPRETACIÓN DE TIR……168
4.3 CRITERIOS PARA INTERPRETACIÓN DE RCB……169
4.4 COSTOS ESTIMADOS PARA PROPUESTA “A”……170
4.5 COSTOS ESTIMADOS PARA PROPUESTA “B”……170
4.6 COSTOS ESTIMADOS PARA PROPUESTA “C”……170
4.7 CRONOGRAMA DE TRABAJOS PROPUESTOS……173
4.8 DATOS PARA ANÁLISIS ECONÓMICO – ESCENARIO 1……174
4.9 RESULTADOS DE ANÁLISIS ECONÓMICO – ESCENARIO 1……174
4.10 DATOS PARA ANÁLISIS ECONÓMICO – ESCENARIO 2……176
4.11 RESULTADOS DE ANÁLISIS ECONÓMICO – ESCENARIO 2……176
4.12 DATOS PARA ANÁLISIS ECONÓMICO – ESCENARIO 3……178
4.13 RESULTADOS DE ANÁLISIS ECONÓMICO – ESCENARIO 3……178
4.14 ANÁLISIS ECONÓMICO DETALLADO – ESCENARIO 1……180
4.15 ANÁLISIS ECONÓMICO DETALLADO – ESCENARIO 2……181
4.16 ANÁLISIS ECONÓMICO DETALLADO – ESCENARIO 3……182

ÍNDICE DE FIGURAS

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
CAPÍTULO 1		
1.1	UBICACIÓN DEL CAMPO PARAHUACU	2
1.2	MAPA ESTRUCTURAL MARCADOR CALIZA “A” CAMPO ATACAPI-PARAHUACU	3
1.3	CAMPO PARAHUACU: SECCIÓN SÍSMICA PE92-352E	4
1.4	COLUMNA ESTRATIGRÁFICA CUENCA ORIENTE	6
1.5	COLUMNA ESTRATIGRÁFICA CAMPO PARAHUACU	7
1.6	CONTACTO AGUA PETRÓLEO – POZO PRH 09	11
1.7	MECANISMO DE EMPUJE ARENA BASAL TENA	14
1.8	MECANISMO DE EMPUJE ARENA “U”	15
1.9	MECANISMO DE EMPUJE ARENA “T”	15
1.10	TANQUE DE LAVADO Y DE SURGENCIA – ESTACIÓN PARAHUACU	17
1.11	SISTEMA DE BOMBEO – ESTACIÓN PARAHUACU	19
1.12	MANIFOLD Y SEPARADORES – ESTACIÓN PARAHUACU	20
1.13	MEDIDOR DE PRODUCCIÓN – ESTACIÓN PARAHUACU	21
1.14	SISTEMA CONTRA INCENDIOS – ESTACIÓN PARAHUACU	22
1.15	MECHERO Y ESTACIÓN PETROINDUSTRIAL – PARAHUACU	22
CAPÍTULO 2		
2.1	CONFIGURACIÓN TÍPICA DE UN SISTEMA BES	28
2.2	TRANSFORMADOR REDUCTOR Y ELEVADOR	29
2.3	TABLEROS DE CONTROL	30
2.4	CAJA DE VENTEO	32
2.5	CABEZAL DEL POZO	32
2.6	BOMBA ELECTROSUMERGIBLE	34
2.7	CURVA DE RENDIMIENTO BOMBA DN1100	35
2.8	CURVA TORNADO BOMBA ELECTROSUMERGIBLE DN1100	36
2.9	CABLE DE POTENCIA	37
2.10	TIPOS DE CONFIGURACIÓN CABLE DE POTENCIA	38
2.11	MOTOR ELECTROSUMERGIBLE	39
2.12	COMPONENTES DEL ESTATOR	40
2.13	ROTOR	41
2.14	PROTECTOR O SELLO	43
2.15	SUCCIÓN O SEPARADOR DE GAS	45
2.16	TIPOS DE SEPARADORES DE GAS	45

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.17	SENSOR DE PRESIÓN Y TEMPERATURA	48
2.18	HERRAMIENTA “Y”	49
2.19	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO PRH 10	55
2.20	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO PRH 10	57
2.21	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO PRH 10	60
2.22	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO PRH 10	63
2.23	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO PRH 10	65
CAPÍTULO 3		
3.1	COMPONENTES Y PERFIL DE PRESIONES DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN	68
3.2	CURVAS DE DEMANDA Y OFERTA Y ENERGÍA	71
3.3	CURVA IPR OBTENIDA POR EL MÉTODO DE VOGEL	73
3.4	CORRELACIÓN DE STANDING PARA POZOS CON EF ≠ 1	74
3.5	CURVA IPR COMPUESTA	76
3.6	IPR – MÉTODO PETROBRAS A PARTIR DEL CÁLCULO DE P_{WF}	78
3.7	IPR – MÉTODO PETROBRAS A PARTIR DEL CÁLCULO DE Q_T	79
3.8	CURVA DE DESCARGA O INTAKE	84
3.9	ANÁLISIS NODAL DE UN SISTEMA BES	86
3.10	CURVA DE SISTEMA DE POZO	87
3.11	ANÁLISIS NODAL – PRH 10	92
3.12	ANÁLISIS PARÁMETROS BES DN1100 – POZO PRH 10	94
3.13	CARTA AMPERIMÉTRICA POZO PARAHUACU 10	95
3.14	COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DN1100 – PRH 10	96
3.15	ANÁLISIS NODAL – PRH 11	100
3.16	ANÁLISIS PARÁMETROS BES D475N – POZO PRH 11	101
3.17	CARTA AMPERIMÉTRICA POZO PARAHUACU 11	102
3.18	COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA D475N – PRH 11	103
3.19	ANÁLISIS NODAL – PRH 12	107
3.20	CARTA AMPERIMÉTRICA POZO PARAHUACU 12	108
3.21	COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA TD300 – PRH 12	110
3.22	ANÁLISIS NODAL – PRH 13	114
3.23	ANÁLISIS PARÁMETROS BES DN1100 – POZO PRH 13 – ENERO 2009	116
3.24	ANÁLISIS PARÁMETROS BES DN1100 – POZO PRH 13	116
3.25	CARTA AMPERIMÉTRICA POZO PARAHUACU 13	117
3.26	COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DN1100 – PRH 13	118
3.27	NUEVO CRITERIO TÉCNICO EN LA CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE	121

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.28	COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA TD650 – PROPUESTA “A” PRH 10	126
3.29	DIAGRAMA DE OPERACIÓN FINAL – PROPUESTA “A” PRH 10	127
3.30	COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA D725N – PROPUESTA “B” PRH 10	131
3.31	DIAGRAMA DE OPERACIÓN FINAL – PROPUESTA “B” PRH 10	132
3.32	COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA TD150 – PROPUESTA “A” PRH 11	135
3.33	DIAGRAMA DE OPERACIÓN FINAL – PROPUESTA “A” PRH 11	136
3.34	COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA D475N – PROPUESTA “B” PRH 11	140
3.35	DIAGRAMA DE OPERACIÓN FINAL – PROPUESTA “B” PRH 11	141
3.36	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN FUNCIÓN DE LA RECUPERACIÓN ACUMULATIVA DE PETRÓLEO – ARENA “UI” – PRH 11	142
3.37	COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA D475N – PROPUESTA “C” PRH 11	146
3.38	DIAGRAMA DE OPERACIÓN FINAL – PROPUESTA “C” PRH 11	147
3.39	COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA TD300 – INCREMENTO DE FRECUENCIA EQUIPO BES – PRH 12	150
3.40	COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA TD300 – PROPUESTA “A” PRH 13	153
3.41	DIAGRAMA DE OPERACIÓN FINAL – PROPUESTA “A” PRH 13	154
3.42	COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA D475N – PROPUESTA “B” PRH 13	158
3.43	DIAGRAMA DE OPERACIÓN FINAL – PROPUESTA “B” PRH 13	159
3.44	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN FUNCIÓN DE LA RECUPERACIÓN ACUMULATIVA DE PETRÓLEO – ARENA “UI” – PRH 13	160
3.45	COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA D475N – PROPUESTA “C” PRH 13	164
3.46	DIAGRAMA DE OPERACIÓN FINAL – PROPUESTA “C” PRH 13	165

CAPÍTULO 4

4.1	INGRESOS – EGRESOS ACUMULADOS Y VALOR ACTUAL NETO VS. TIEMPO - ESCENARIO 1	175
4.2	INGRESOS – EGRESOS ACUMULADOS Y VALOR ACTUAL NETO VS TIEMPO - ESCENARIO 2	177
4.3	INGRESOS – EGRESOS ACUMULADOS Y VALOR ACTUAL NETO VS TIEMPO - ESCENARIO 3	179

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO PARAHUACU……193

FIG. A.1.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO PARAHUACU…….....194

ANEXO 2

MAPAS ESTRUCTURALES ARENAS "U" INFERIOR Y "T" INFERIOR……195

FIG. A.2.1 MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA ARENISCA "U_{INF}"…….. 196

FIG. A.2.2 MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA ARENISCA "T_{INF}"…….. 197

ANEXO 3

DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN POZOS EN ESTUDIO CON SISTEMA BES DEL CAMPO PARAHUACU……198

FIG. A.3.1 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO PARAHUACU 10……..199

FIG. A.3.2 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO PARAHUACU 11……..200

FIG. A.3.3 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO PARAHUACU 12……..201

FIG. A.3.4 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO PARAHUACU 13……..202

ANEXO 4

MODELO ILUSTRATIVO DE PROCEDIMIENTO EMPLEADO PARA EL ANÁLISIS Y DISEÑO DE EQUIPOS BES EN SOFTWARE SUBPUMP……203

FIG. A.4.1 INGRESO DE DATOS DE POZO Y ELECCIÓN DE MODO DE TRABAJO……204

FIG. A.4.2 INGRESO DE DATOS DE COMPLETACIÓN DE POZO Y DE FLUIDO…….. 204

FIG. A.4.3. CÁLCULO IPR E INGRESO DE DATOS DE PRESIONES Y CAUDALES…….. 205

FIG. A.4.4 INGRESO DE DATOS DE EQUIPO BES……206

FIG. A.4.5 COMPARACIÓN PARÁMETROS PARA ANÁLISIS DE EQUIPO BES……206

FIG. A.4.6 INGRESO DE DATOS DE PRESIONES Y CAUDALES – MODO DISEÑO RIGUROSO……..207

FIG. A.4.7 SELECCIÓN DE EQUIPO – MODO DISEÑO RIGUROSO……208

FIG. A.4.8 ELECCIÓN DE CABLE DE POTENCIA Y SELLO…… 210

FIG. A.4.9 GRÁFICA PARA CÁLCULO DE CAÍDA DE VOLTAJE – CABLE DE POTENCIA…. 211

TAB A.4.1 DATOS DE EQUIPOS PARA MANEJO DE GAS SCHLUMBERGER – REDA…….. 209

ANEXO 5

ESTIMACIÓN DE LA PRESIÓN DE RESERVORIO DE LA ARENA "UI" EN LOS POZOS PRH 10, PRH 11, PRH 13 Y DE LA ARENA "TI" EN EL POZO PRH 12…… 212

FIG. A.5.1 ESTIMACIÓN DE PRESIÓN POZO PARAHUACU 11……213

FIG. A.5.2 ESTIMACIÓN DE PRESIÓN POZO PARAHUACU 10……214

FIG. A.5.3 ESTIMACIÓN DE PRESIÓN POZO PARAHUACU 12……214

FIG. A.5.4 ESTIMACIÓN DE PRESIÓN POZO PARAHUACU 13……..215

ANEXO 6

RESULTADO PRUEBAS ECHOMETER TOMADAS EN LOS POZOS PRH 10, 11 Y 13…….. 216

FIG. A.6.1 PRUEBAS ECHOMETER POZO PRH 10, PRH 11 Y PRH 13……..217

ANEXO 7

PRODUCCIÓN ACUMULADA Y RESERVAS REMANENTES DE LOS POZOS DEL CAMPO PARAHUACU QUE OPERAN CON SISTEMA BES…….. 218

TAB A.7.1 PRODUCCIÓN ACUMULADA Y RESERVAS REMANENTES POZO PRH 10……. 219

TAB A.7.2 PRODUCCIÓN ACUMULADA Y RESERVAS REMANENTES POZO PRH 11……. 219

TAB A.7.3 PRODUCCIÓN ACUMULADA Y RESERVAS REMANENTES POZO PRH 12……. 220

TAB A.7.4 PRODUCCIÓN ACUMULADA Y RESERVAS REMANENTES POZO PRH 13……. 220

ABREVIATURAS

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
A	Amperios	
AGH	Manejador Avanzado de Gas de REDA	
API	Gravedad específica en grados API	
BLS	Barriles	L^3/t
BAPD	Barriles de agua por día	L^3/t
BF	Barriles fiscales (condiciones superficie)	L^3/t
BPD	Barriles por día	L^3/t
BFPD	Barriles de fluido por día	L^3/t
BPPD	Barriles de petróleo por día	L^3
BSW	Porcentaje de agua y sedimentos básicos	%
“BT”	Arena Basal Tena	
CA	Pozo Abandonado	
Co	Compresibilidad del Petróleo	LT^2/M
CAP	Contacto Agua - Petróleo	
CP	Pozo cerrado	
DPP	Número de disparos por pie	
EF	Eficiencia de flujo	
℉	Grados Fahrenheit	
FNC	Flujo neto de caja	
FR	Factor de Recobro	
ft	pies	L
GOR	Relación gas petróleo	
GLR	Relación gas líquido	
HJ	Bombeo Hidráulico Jet	
HP	Horse Power (Caballos de Fuerza)	L^2M/t^3
HP	Bombeo Hidráulico Pistón	
Hz	Hertzios	t^{-1}
ID	Diámetro Interno	L
IP o J	Índice de Productividad	
In	Pulgadas	L

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
IPR	Relación Índice de productividad	
K	Permeabilidad	
Km	Kilómetros	L
KVA	Kilovoltios - Amperios	
KW	Kilovatios	
Lb	Libra	M
MLE	Motor Lead Extensión (Cable de extensión del motor)	
MPCD	Miles de pies cúbicos por día	L^3/t
NF	Nivel de Fluido Dinámico	L
Np	Producción acumulativa de petróleo	L^3
OD	Diámetro externo	L
P_b	Presión de burbuja o saturación	M/Lt^2
POES	Petróleo original en sitio	L^3
PP	Pozo productor	
ppm	Partes por millón	
PRH	Parahuacu	
PSIA	Libra por pulgada cuadrada atmosférica	
PSIG	Libra por pulgada cuadrada manométrica	
P_c o P_{wh}	Presión de cabeza	M/Lt^2
P_m	Presión de manifold	M/Lt^2
P_s	Presión de separador	M/Lt^2
PVT	Presión, volumen, temperatura	
P_{wf}	Presión dinámica de fondo	M/Lt^2
P_{ws}	Presión estática de fondo	M/Lt^2
q_o	Caudal de petróleo	L^3/t
q_t	Caudal total de fluido	L^3/t
q_w	Caudal de agua	L^3/t
RCB	Relación costo - beneficio	
RPM	Revoluciones por minuto	
S, BES	Bombeo Electrosumergible	
SQZ	Squezee (Cementación Forzada)	
S_f	Daño de formación	

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
S_p	Daño por penetración parcial	
S_t	Daño total	
“Ti”	Arena T inferior	
“Ts”	Arena T superior	
TIR	Tasa interna de retorno	%
TKS	Tanques	
“Ui”	Arena U inferior	
“Us”	Arena U superior	
USD	Dólar de EEUU	
UTM	Universal Transversal de Mercator	
V	Voltaje	
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 , GE_{gas}	Gravedad especifica del gas	
μ_o	Viscosidad del petróleo	M/Lt
μ_g	Viscosidad del gas	M/Lt

RESUMEN

En el presente proyecto se tiene como objetivo evaluar mediante la técnica de análisis Nodal el sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible instalado en los pozos del campo Parahuacu operado por EP PETROECUADOR, con el propósito de incrementar su producción, y de esta forma aprovechar de manera eficiente el potencial de producción de los pozos. El proyecto consta de cinco capítulos.

En el capítulo 1 se presentan los aspectos generales del campo Parahuacu, su ubicación, los reservorios productores, el mecanismo de producción de los mismos, las reservas remanentes y las facilidades de producción de las que dispone el campo.

En el capítulo 2 se presenta el estado actual de los pozos productores del campo Parahuacu, se recopila información de los historiales de producción, reacondicionamiento, de pruebas de presión (Build up) de los pozos que operan con sistema de bombeo electrosumergible. Adicionalmente en éste capítulo se realiza una descripción de los equipos de superficie y de fondo de un sistema de bombeo electrosumergible.

En el capítulo 3, se realiza una descripción de la técnica de Análisis Nodal y su aplicación en la evaluación de un sistema de producción, en este caso para la evaluación de un sistema BES. Posteriormente se muestra el desarrollo del análisis técnico de los equipos de bombeo electrosumergible de los pozos Parahuacu 10, Parahuacu 11, Parahuacu 12 y Parahuacu 13 empleando el software SubPUMP, finalmente se muestra el proceso de rediseño del equipo de bombeo electrosumergible de los pozos en estudio.

En el capítulo 4 se realiza el análisis económico para determinar la factibilidad del proyecto. Finalmente en el capítulo 5 se presenta las conclusiones y recomendaciones obtenidas en el estudio.

PRESENTACIÓN

El presente proyecto es un estudio de la situación actual de los pozos que operan con sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible, en el cual se realizó un análisis de la operación del sistema BES empleando el software SubPUMP, y posteriormente en los casos que sea necesario se rediseña el equipo de bombeo electrosumergible, con el objetivo de aprovechar de manera eficiente el potencial de producción de los pozos e incrementar la producción del campo Parahuacu operado por EP PETROECUADOR.

Se recopiló información de los reservorios productores, tal como historial de presión, mecanismos de producción, características de los fluidos y de la roca, entre otros; también se detalla los historiales de producción y de reacondicionamiento de los pozos que operan con sistema BES, todo esto con la finalidad de tener un mayor entendimiento del yacimiento y del rendimiento de los equipos instalados en los pozos.

Los pozos que se estudiaron fueron: Parahuacu 10, Parahuacu 11, Parahuacu 12, Parahuacu 13. El análisis del sistema BES instalado en estos pozos se fundamenta en la técnica de análisis Nodal, la cual es una de las mejores técnicas para la evaluación del rendimiento de un sistema de producción. Se evalúo las condiciones de operación del equipo BES instalado, se detalla los problemas encontrados en el rendimiento del sistema de levantamiento, se analizó las posibles causas de los mismos y se realizó una propuesta técnica con el fin de aprovechar eficientemente el potencial de producción de los pozos.

Posteriormente se realizó la evaluación económica que permitió justificar la viabilidad del proyecto. Se realizó el análisis económico con un precio de barril de petróleo de 73.3, 91.3 y 100 USD. El valor de $73.3, es el precio de venta del barril de crudo establecido en el presupuesto de EP Petroecuador para 2011, el valor $91.3, es un valor del precio proyectado por parte del Gobierno del Ecuador para el año 2011 y el valor de $100, precio del crudo oriente de acuerdo a la OPEP acorde a las condiciones actuales del mercado.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO PARAHUACU

1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO

El campo Parahuacu junto al campo Lago Agrio y Guanta – Dureno, pertenecen al Área de Lago Agrio. Se encuentra ubicado en la cuenca oriente del Ecuador a 16 km al Sur-Este del campo Lago Agrio en la provincia de Sucumbíos (fig. 1.1). Éste se encuentra situado en terreno de selva al norte del rio Aguarico. Se ubica sobre el flanco norte del arco de la transcuenca 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 ubica el campo Parahuacu son:

GEOGRÁFICAS:	**UTM:**
Latitud: 00°07' 00" - 00°01' 00" N	**Latitud**: 10001000 – 10024000 N
Longitud: 76°43' 00" - 76°41' 00" W	**Longitud**: 304000 – 320000 W

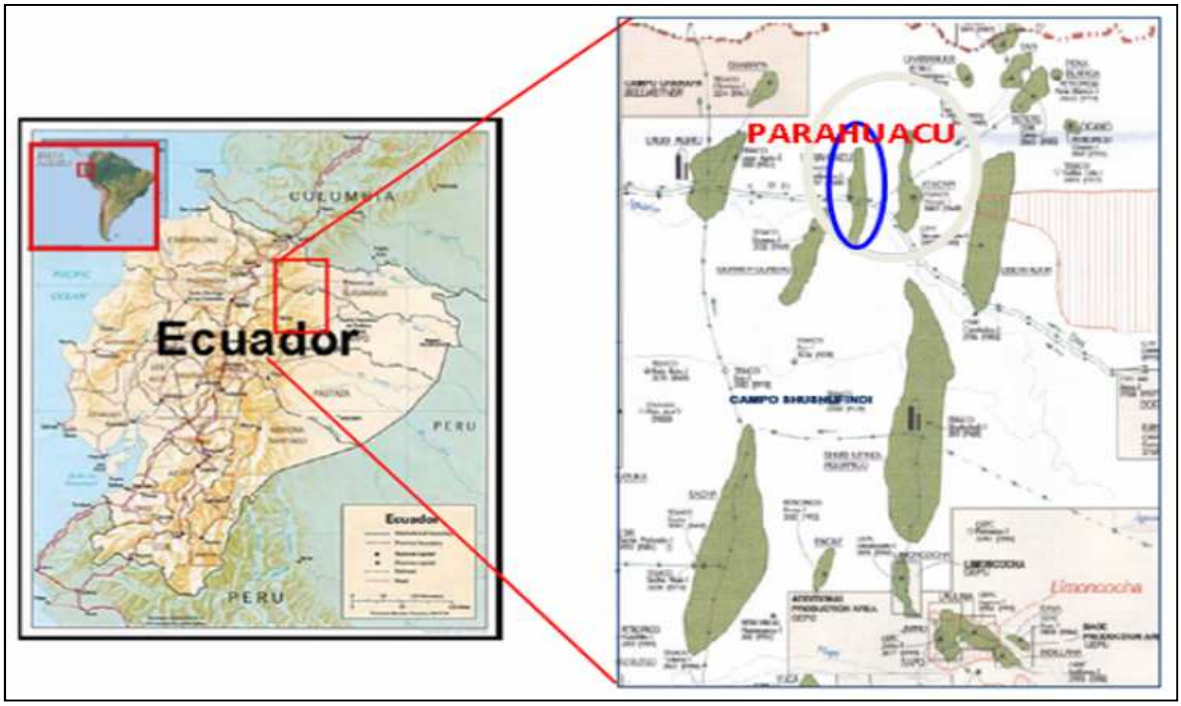
El campo Parahuacu fue descubierto por el consorcio Texaco – Gulf en Octubre de 1968 con la perforación del pozo exploratorio PRH 01, alcanzando una profundidad de 10173 pies y completado oficialmente el 18 de noviembre de 1968; atravesando toda la secuencia estratigráfica ya conocida para esta parte de la cuenca. Se obtuvo una producción de 900 BPPD de 31º API y BSW = 0.2% del reservorio "T"[1].

El campo inició su etapa productiva con 4 pozos en los primeros días de diciembre de 1978; hasta el año 2008 el campo perteneció al área de Libertador, pero por facilidad de operación y mantenimiento, éste paso al área de Lago Agrio.

[1] "La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo", Patrice Baby, Marco Rivadeneira, Roberto Barragán. Septiembre 2004

En el campo Parahuacu se han perforado un total de 18 pozos hasta la fecha de los cuales 16 son de desarrollo y 1 de reemplazo (Parahuacu 3B desplazado 11 metros al norte del pozo Parahuacu 3, debido a que en este último se quedó la BES taponando las arenas “U” y “T” de la Formación Napo). A Junio de 2011 el campo Parahuacu alcanzó una producción promedia de 3390 BFPD con un BSW de 2.10% (Reporte Ejecutivo). La producción acumulada total del campo Parahuacu alcanzó los 18.26 MMBLS Netos al final de 2010. (Ver Anexo No. 1)

FIG. 1.1. UBICACIÓN DEL CAMPO PARAHUACU



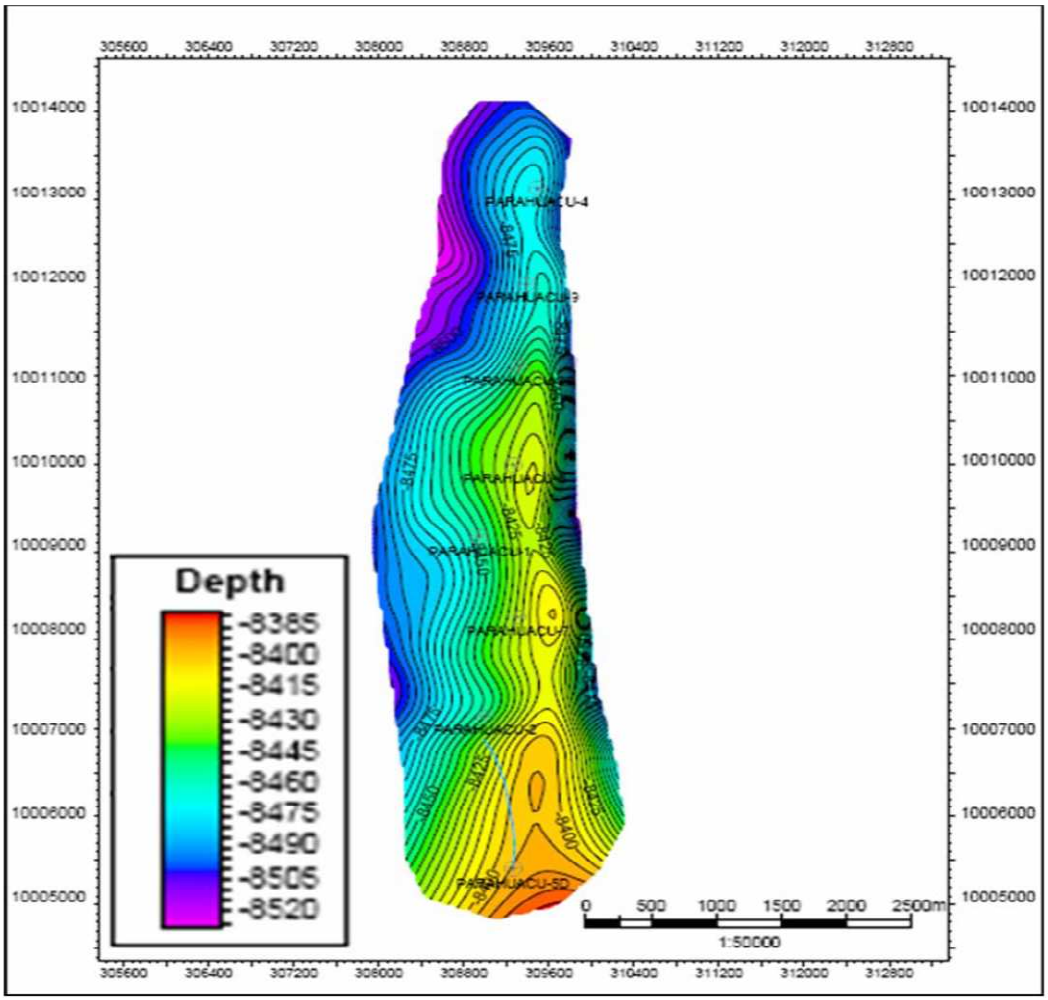
FUENTE: Gerencia de Exploración y Explotación - EP PETROECUADOR

1.2. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO

1.2.1. ESTRUCTURA PARAHUACU

Es una estructura anticlinal alargada de orientación N-S, de 15 km de largo, con un ancho promedio de 2.5 km , limitada al este por una falla inversa de alto ángulo con rumbo hacia el este de cerca de 200 pies de desplazamiento vertical, la cual está presente a lo largo del flanco oriente del campo (fig. 1.2)

FIG. 1.2. MAPA ESTRUCTURAL MARCADOR CALIZA "A" CAMPO ATACAPI - PARAHUACU



FUENTE: Gerencia de Exploración y Explotación – EP PETROECUADOR

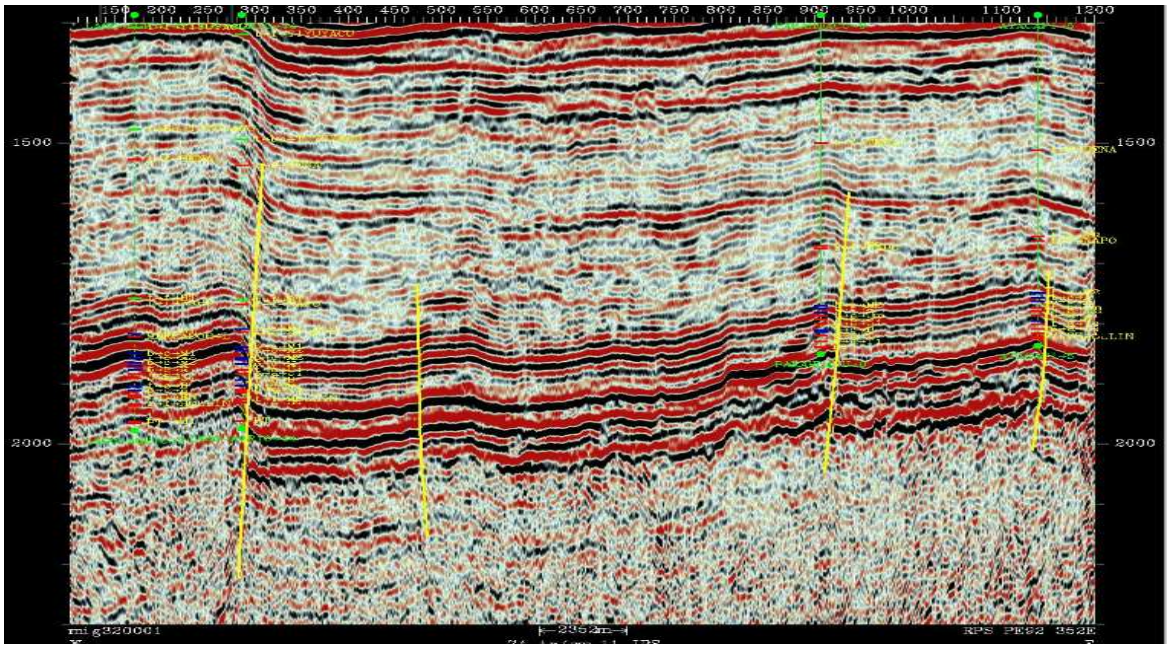
Esta falla se extiende unos 18 km y al parecer se trata de una falla de cizallamiento de basamento, que es responsable en cierta forma del plegamiento del anticlinal del campo. Los datos sísmicos indican que la falla disminuye hacia arriba y desaparece en la formación Basal. Se observó en la sísmica un cierre estructural hacia el Norte, evidenciado por la prolongación de la falla principal Parahuacu y, hacia el Sur, la presencia de un bajo estructural. También se observó la baja pendiente estructural que caracteriza el campo ubicada en el orden de 3º a 5º[2]

[2] "Prestación de Servicios de Certificación de Reservas de los campos de PETROPRODUCCIÓN del Distrito Amazónico – Campo Parahuacu", NCT Energy Group, Junio 2009

La estructura del campo se muestra a través de secciones sísmicas que evidencian potentes estratos de rocas sedimentarias con edades que van desde el cretácico al Holoceno, de las cuales las calizas y areniscas de las subyacentes formaciones mesozoicas Hollín y Napo, constituyen buenos reservorios de petróleo, como se puede ver en la figura 1.3 En la revisión a los mapas estructurales (Ver Anexo No.2), para Basal Tena y para las unidades U y T de la Formación Napo, se observa que la estructura es de tipo anticlinal alargado con extensión al sureste, de bajo relieve, debido a la poca diferencia en las profundidades que presentan los pozos en cada una de las unidades. Destaca en la secuencia de mapas la tendencia N-S asociada a los altos estructurales. De acuerdo a los contornos de las curvas de nivel, el buzamiento del Campo se presenta hacia el Sur.

Adicionalmente, se observa en toda la secuencia de los mapas estructurales, el límite de los reservorios, definido por la falla principal Parahuacu hacia el este del campo. En el mapa estructural Marcador Caliza A correspondiente a los campos Atacapi y Parahuacu, la falla Parahuacu posee un salto aproximado de 20 pies y hacia el Sur el salto es de 80 pies, aproximadamente.

FIG. 1.3. CAMPO PARAHUACU: SECCIÓN SÍSMICA PE92-352E.



FUENTE: Gerencia de Exploración y Explotación – EP PETROECUADOR

1.2.2. ESTRATIGRAFÍA Y LITOLOGÍA DE LOS RESERVORIOS PRODUCTORES

Los principales reservorios productores del campo Parahuacu son las areniscas "U" y "T" que se encuentran en la formación Napo correspondiente a la edad cretácica media a superior, de manera secundaria se encuentra la arenisca Basal Tena (fig. 1.4 y fig. 1.5). La significativa declinación de la presión de reservorio, evidencia que la mayoría de los cuerpos de arenisca del yacimiento tienen una tendencia de dirección norte-sur, similar a la tendencia de la estructura.

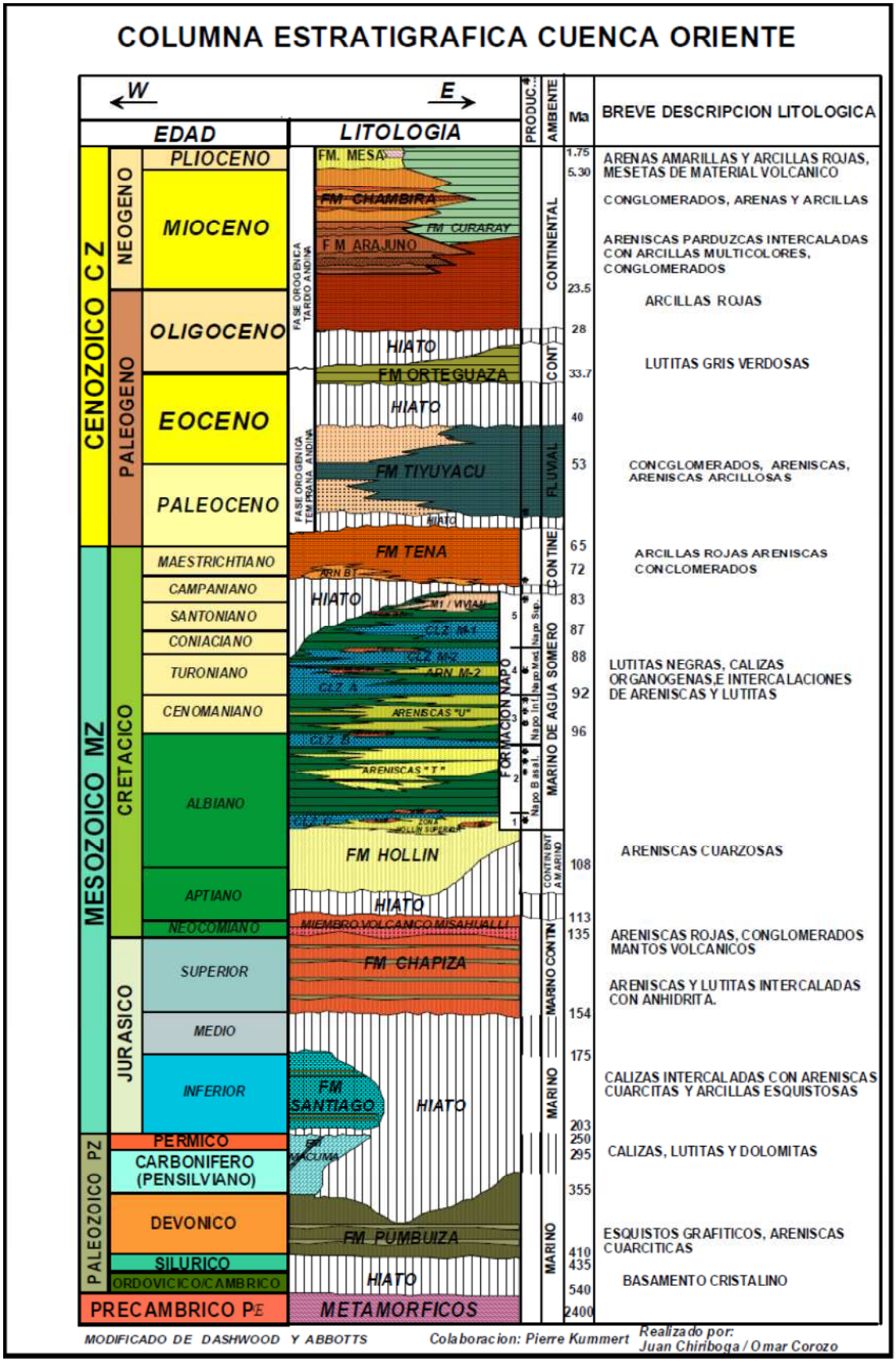
1.2.2.1. Formación Basal Tena

La arenisca Basal Tena, es un cuerpo arenoso delgado, con espesor promedio de 10 pies. La presencia considerable de limolita existente en esta arena afecta la conectividad vertical y por lo tanto la calidad de roca reservorio. El mapa de depositación ambiental y de datos sísmicos sugiere que Basal Tena fue depositada rellenando canales erosionados de tendencia SE, con un ancho entre 140 y 250 pies, en una superficie de disconformidad al tope de la formación Napo, el ambiente de sedimentación pertenece a facies fluviales. Se asume que la fuente de hidrocarburos son las lutitas marinas que yacen debajo.

Se presenta bien definida entre una sección básicamente lutítica tanto por encima como por debajo de la Arenisca Basal, mostrando un GR relativamente arcilloso frente a areniscas de poco espesor, separadas por intercalaciones de lutita. El pozo con mayor espesor petrolífero es el PRH- 04, el cual contabiliza 16 pies de espesor, el espesor promedio es de 8,79 pies con porosidad y saturación de agua de 15.22% y 30.33%, respectivamente, la salinidad del agua es de 70.000 ppm de NaCl a 75 ℉. No se observan zonas con alta satur ación de agua ni presencia de contacto agua-petróleo a nivel de este reservorio.[3]

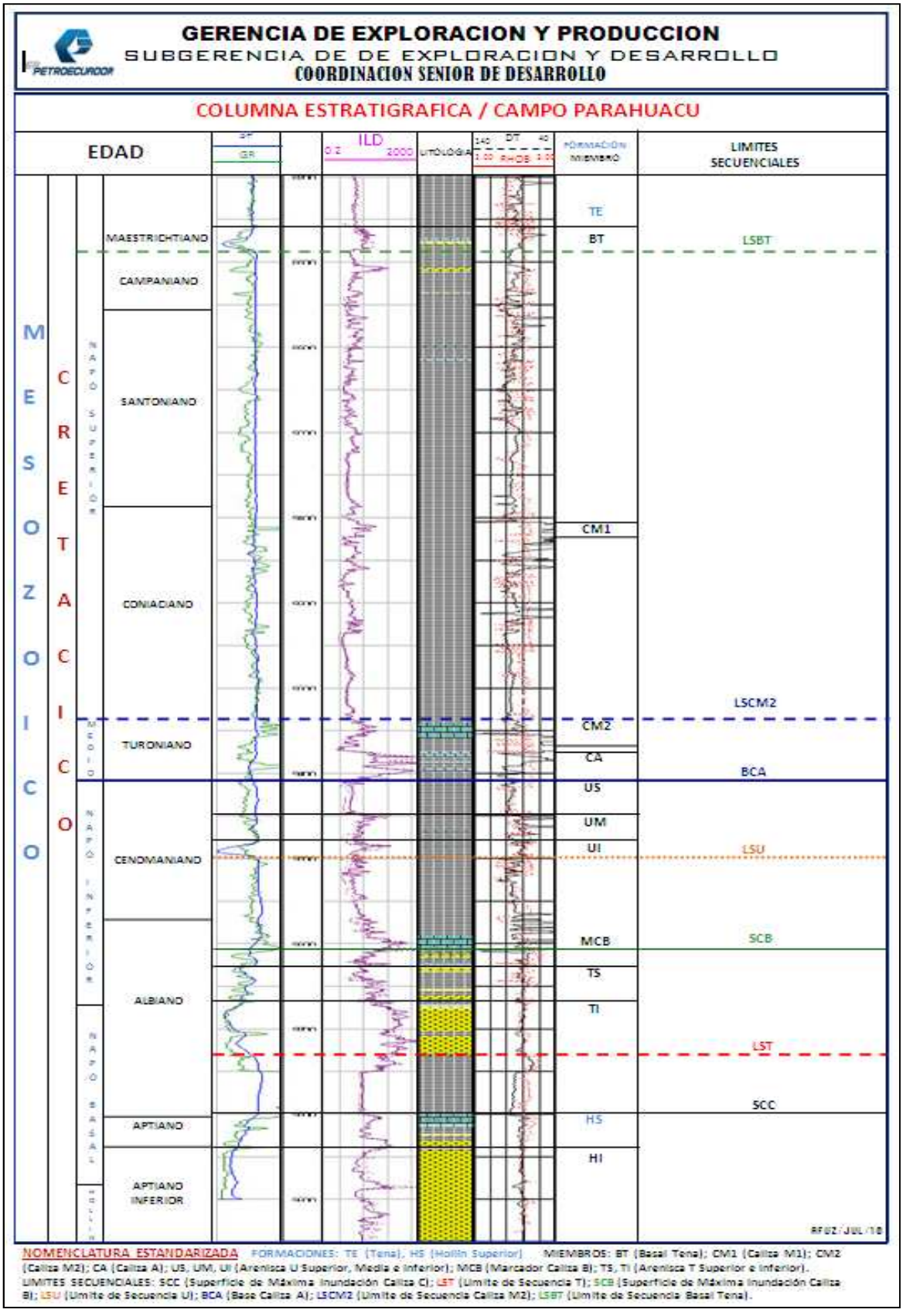
[3] "Prestación de Servicios de Certificación de Reservas de los campos de PETROPRODUCCIÓN del Distrito Amazónico – Campo Parahuacu", NCT Energy Group, Junio 2009

FIG. 1.4. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA CUENCA ORIENTE



FUENTE: Gerencia de Exploración y Explotación – EP PETROECUADOR

FIG. 1.5. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA CAMPO PARAHUACU



FUENTE: Gerencia de Exploración y Explotación – EP PETROECUADOR

Litológicamente está conformada por un cuerpo de arenisca intercalada con pequeños niveles de limolita y arcillolita, La Arenisca es de características cuarzosa, subtransparente a subtranslúcida, de grano grueso a muy grueso, subredondeada a subangular, de regular clasificación, cemento ligeramente calcáreo, con presencia de hidrocarburo, con fluorescencia natural discontinua amarilla blanquecina.

1.2.2.2. Formación Napo

Litológicamente, la formación Napo está constituida por calizas, lutitas y arenas, en esta formación se encuentran los reservorios “U” y “T”. En estos predomina un ambiente deltaico con influencia fluvial predominante y, menor influencia areal, específicamente corresponden a subambientes de canales estuarinos y mareales con direcciones NNE-SSO y barras de desembocadura con orientación NNE-SSO. El ancho de los canales sobre la base de presiones, varía entre 130-420 pies para “T” y 900 para “U”.

Las secuencias arenosas “U” y “T” son cuarzosas en sus partes basales y contienen abundante glauconita en sus porciones superiores, lo que corresponde con una etapa de plataforma. Las lutitas negras y las calizas “A” y “B” depositados sobre las secuencias se desarrollaron en una fase pro delta.

1.2.2.2.1. Arenisca “U”

La arenisca “U”, en su intervalo inferior, posee mayor presencia de intercalaciones lutítico-arcillosa en su cuerpo arenoso, afectando la conectividad vertical del reservorio, sin embargo, existe buena extensión lateral. El intervalo superior de U, se caracteriza por poseer los menores espesores de arena, entre 0 y 15 pies y adicionalmente posee menor conectividad de sus cuerpos de arena, afectando la calidad del reservorio.

El ambiente de depositación de esta arenisca corresponde a canales fluviales y barras de delta las cuales están ligadas a canales y regresiones. La dirección de la depositación tiene una tendencia paralela al eje de la estructura, debido a lo cual el reservorio es complejo, varía considerablemente de un pozo a otro por lo que la saturación de petróleo tiene su mayor desarrollo en la parte central.

El Intervalo Superior presenta los menores espesores de arenas de reservorio. Está constituido por escasos desarrollos de areniscas sumamente arcillosas con baja prospectividad, La salinidad del agua de formación se ubica en 95.000 ppm de NaCl a una temperatura de 75 ℉, y no se observa en registros la presencia de un contacto agua-petróleo.[4]

El Intervalo Medio está conformado por areniscas de poco espesor, con múltiples intercalaciones de lutitas, presenta porosidades promedio de 10% y espesor neto petrolífero de apenas 2,5 pies en el pozo PRH-04, mientras que en el resto de los pozos analizados no presenta interés petrofísico. La salinidad del agua de formación tiene un valor aproximado de 95000 ppm de NaCl. A 75 ℉. No se observa en los registros la presencia de un contacto agua-petróleo. El Intervalo Inferior presenta desarrollos relativamente arcillosos, con espesores variables desde 4 pies hasta 30 pies aproximadamente. Al promediar los valores para la Arenisca “U”, se determina que los valores promedio de porosidad y saturación de agua se ubican en 11.32% y 17.01%, respectivamente, la salinidad del agua de formación a nivel de la Arenisca “U” es de 95000 ppm de NaCl a 75 ℉. [5]

Litológicamente la secuencia “U” es una arenisca glauconítica masiva; su miembro superior es una arenisca cuarzosa, firme, subtransparente, de grano fino a medio, subangular a subredondeada, de regular clasificación, de cemento silíceo, con glauconita, con presencia de hidrocarburo, de fluorescencia natural amarillo oro; mientras que su miembro inferior es una arenisca cuarzosa, subtransparente, compacta, subangular, de clasificación regular, de grano medio

[4] “Prestación de Servicios de Certificación de Reservas de los campos de PETROPRODUCCIÓN del Distrito Amazónico – Campo Parahuacu”, NCT Energy Group, Junio de 2009
[5] “Prestación de Servicios de Certificación de Reservas de los campos de PETROPRODUCCIÓN del Distrito Amazónico - Campo Parahuacu”, NCT Energy Group, Junio de 2009.

a grueso, cemento calcáreo, con presencia de hidrocarburo, de fluorescencia natural discontinua blanca amarillenta.

1.2.2.2.2. Arenisca "T"

En la unidad T, destaca hacia el intervalo inferior, un cuerpo arenoso de aspecto masivo y homogéneo; su mejor espesor se encuentra hacia el Norte del Campo, evidenciado por los pozos PRH-08, PRH-01, PRH-07 y PRH-02; hacia el Sur el espesor disminuye, encontrándose valores entre 10 y 20 pies; este intervalo se caracteriza por poseer buena extensión lateral y buena conectividad vertical favoreciendo las condiciones de la roca reservorio**.** Posee una mejor continuidad de los cuerpos de arena con respecto al intervalo inferior de la unidad U. El ambiente de sedimentación de este reservorio corresponde a canales fluviales y barras de delta. Su miembro superior está dominado por canales distributarios delgados de arenas de barra de desembocadura. Litológicamente este miembro se presenta como una arenisca de cuarzo, subtransparente a subtranslucida, de grano fino a medio, subangular, de regular selección, de cemento ligeramente calcáreo, glauconítica, con presencia de hidrocarburos, de fluorescencia natural amarillo oro. La salinidad del agua de formación es de 14.000 ppm de NaCl a una temperatura de 75 ℉. [6]

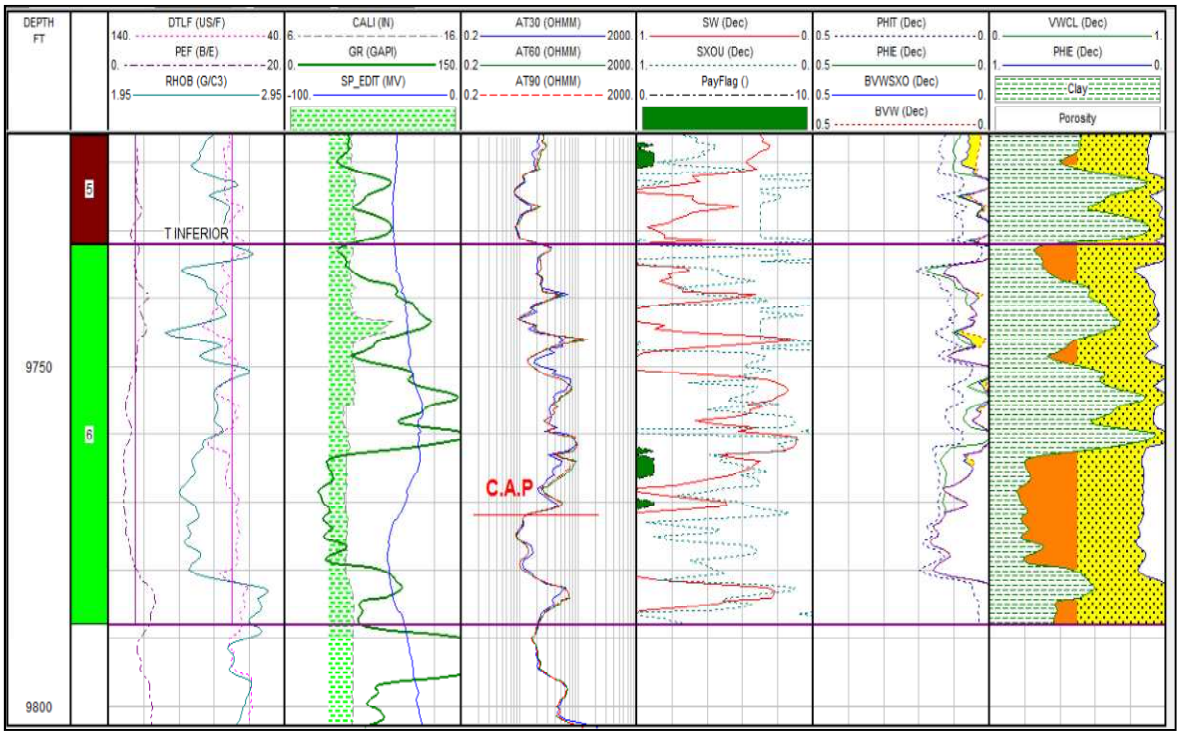
Por otra parte el miembro inferior, es el intervalo donde se observa mayores desarrollos, con un contenido de arcilla mucho menor que el observado en el resto de la columna, y con espesores petrolíferos que oscilan entre 4 pies y 40 pies, con porosidades y saturación de agua promedio de 11% y 23%, respectivamente. Está compuesto de areniscas de canal fluvial, asociadas o en combinación con barras de delta. En los pozos: PRH-01, PRH-02, PRH-05, PRH-07 y PRH-08 se encontraron areniscas de grano grueso de facies fluviales de alta calidad de reservorio.

[6] "Prestación de Servicios de Certificación de Reservas de los Campos de PETROPRODUCCIÓN ubicados en el Distrito Amazónico", NCT Energy Group, Junio de 2009

En los pozos PRH - 7 y 8 se encontraron zonas saturadas de hidrocarburos de 44 y 45 pies con permeabilidades de 582 y 1041 md respectivamente, con una porosidad de 14%. Litológicamente este miembro se presenta como una arenisca cuarzosa, compacta, grano fino a medio, subredondeada a subangular, clasificación regular, de matriz caolinítica con cemento calcáreo, con presencia de hidrocarburos, de fluorescencia natural amarillo oro. Al igual que en el intervalo superior de T, la salinidad del agua de formación se ubica en 14.000 ppm de NaCl a una temperatura de 75 ℉. [7]

Según perfiles de pozos, el único contacto agua-petróleo visible se identifica en el pozo PRH-09 a nivel del intervalo inferior de T (Figura 1.5), a una profundidad medida de 9772 pies. Como valores promedio de porosidad y saturación de agua para la Arenisca “T” se determinaron 11.21% y 21.74%, respectivamente, con una salinidad del agua de formación de 14.000 ppm de NaCl a una temperatura de 75 ℉.

FIG. 1.6. CONTACTO AGUA PETRÓLEO - POZO PRH - 09



FUENTE: Gerencia de Exploración y Explotación – EP PETROECUADOR

[7] “Prestación de Servicios de Certificación de Reservas de los Campos de PETROPRODUCCIÓN ubicados en el Distrito Amazónico – Campo Parahuacu“, NCT Energy Group, Junio 2009

1.3. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS

El conocimiento de las propiedades de los fluidos es útil para iniciar un entendimiento del comportamiento del yacimiento, a partir del cual se puede pronosticar el funcionamiento del mismo. Las propiedades se determinan a partir de muestras de fondo a condiciones del yacimiento, y cuando no se disponen de datos de laboratorio se utilizan correlaciones empíricas.

Si se dispone de muestras de fluido, las propiedades pueden ser medidas mediante un análisis PVT, las mismas que son un grupo de pruebas practicadas en laboratorio para determinar las propiedades de los fluidos de un reservorio de petróleo.

Los datos de las propiedades de los fluidos del campo fueron tomados en base a los análisis PVT realizados para algunos pozos (PRH - 4, PRH – 2, PRH – 1, PRH – 5, PRH - 7) con los cuales se realizó un promedio para el campo. Cada uno de los datos fue introducido separadamente como dato simulado de laboratorio y comparado con las curvas de correlación generadas automáticamente utilizando las correlaciones estándar de la industria petrolera para la obtención de B_{oi}, B_g y viscosidad de petróleo y gas.

Para los reservorios Basal Tena y U se generaron PVT sintéticos considerando que las dos muestras existentes para el reservorio Basal Tena resultaron inconsistentes con respecto al balance de masa, y para el reservorio U, el PVT disponible mostró inconsistencias durante la validación de la función Y. Estos PVT sintéticos fueron ajustados a las propiedades del reservorio, utilizando como punto de partida la presión de burbujeo de la prueba existente para el caso del reservorio Basal Tena y a los resultados de la liberación diferencial del reporte PVT tomado al pozo PRH-2, en el caso del reservorio U. Finalmente, en el reservorio T, a pesar de que existían varias muestras, se tomó como válida la muestra PVT del pozo PRH-7, la cual resultó consistente durante el proceso de validación.

Una vez realizadas las respectivas correcciones y ajustes se obtuvo la siguiente información:

TABLA 1.1. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO PARAHUACU

Arena	API	P_b (psi)	β_{oi} (Bls/BF)	β_{ob} (Bls/BF)	Rs_i	μ_o (cp)	GE_{gas}	Salinidad ppm
BT	20.3	844	1.124	1.1403	160	1.7	1.1454	70000
U	28.2	1283	1.206	1.2251	463	1.97	1.186	95000
T	30.8	1050	1.301	1.3589	396	1.7	1.249	14000

FUENTE: Gerencia de Exploración y Explotación - EP PETROECUADOR
Elaborado por: Juan Jaramillo Ortiz

El campo Parahuacu dispone de 7 muestras PVT, mostradas en la Tabla 1.2.

TABLA 1.2. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS POR POZOS

POZOS	FECHA	ARENA	P_b (psi)	B_{ob} (BY/BN)	Rs_i (PC/Bls)	API	T (℉)
PRH - 04	Ago -79	BT	844	1.1454	160	20,3	196
PRH - 04	May - 80	BT	820	1.1610	164	17.5	194
PRH - 02	May - 80	U	1485	1.348	463	28.2	202
PRH - 01	Jul - 82	T	1480	1.3202	459	34.0	184
PRH - 05	Jul - 97	T	1190	1.3089	324	30.8	222
PRH - 07	Nov 98	Ti	1050	1.3589	366	34.2	199

FUENTE: Gerencia de Exploración y Explotación - EP PETROECUADOR
Elaborado por: Juan Jaramillo Ortiz

1.4. MECANISMO DE PRODUCCIÓN

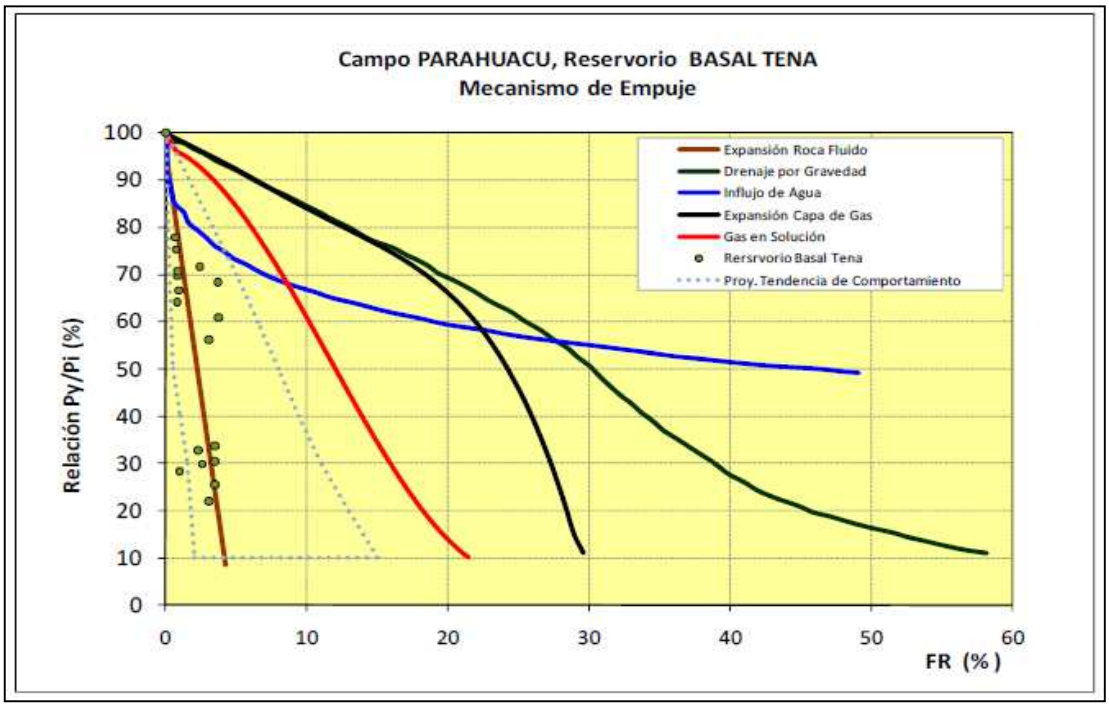
Los reservorios del campo Parahuacu se encuentran subsaturados, el campo presenta significativas caídas de presión seguido de bajos volúmenes de agua recuperados en la mayoría de los pozos, lo que demuestra la existencia de una columna limitada de agua, los modelos ajustados al yacimiento muestran entradas débiles de agua, llegando por ello a la conclusión que el mecanismo de producción que permite la extracción del petróleo es una combinación de empuje natural del acuífero y gas en solución, característico de los campos

pertenecientes a la Cuenca de Oriente. Para todos los reservorios se presentan gráficos (fig. 1.7 – 1.9) del comportamiento de la presión en función de los acumulados de producción, expresados como porcentajes de la presión inicial del reservorio y el POES (P/Pi versus Np/N).

Para el reservorio Basal Tena se identifica la presencia del mecanismo de expansión roca fluido como mecanismo principal, para “U” se aprecia que el reservorio exhibe un comportamiento que indica la presencia del mecanismo de producción de expansión de roca-fluido, sin descartar alguna contribución de gas en solución. Para “T” se aprecia un comportamiento que indica la combinación de la expansión de roca-fluido, gas en solución y una contribución de empuje de agua a juzgar por el comportamiento de presiones.

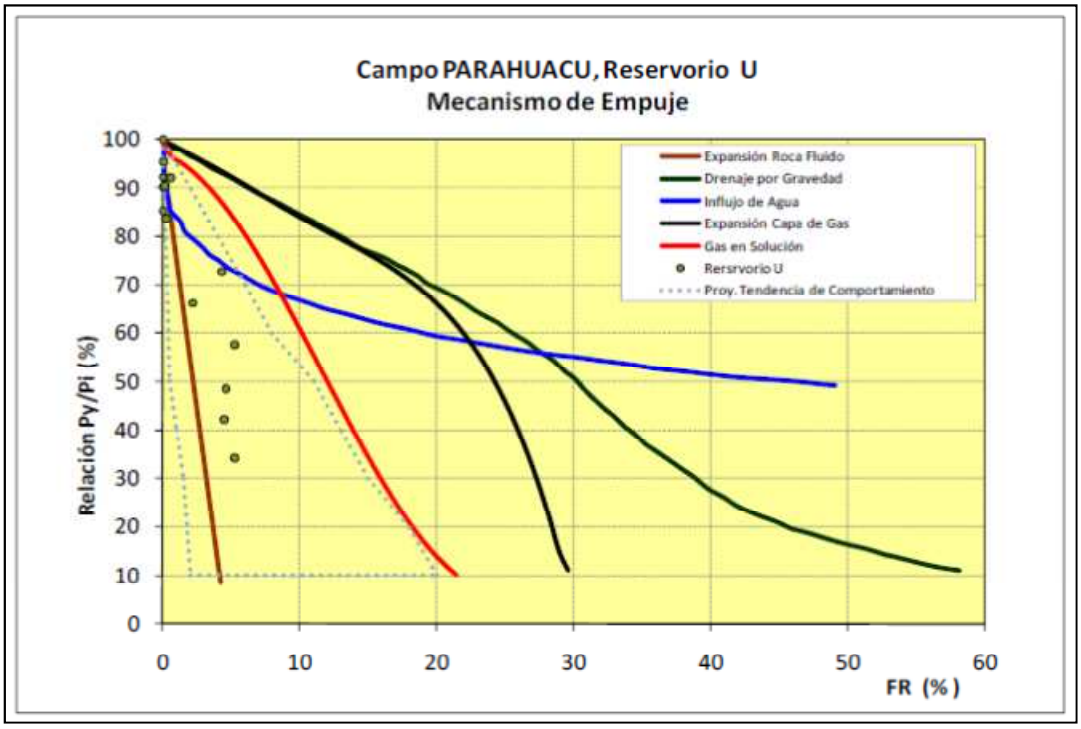
La manifestación de empuje hidráulico en “T” ha sido muy débil inicialmente, pero se ha observado últimamente su acción, prevaleciendo sobre los otros mecanismos presentes, aunque no tan fuerte como en otros campos, pero lo suficiente como para provocar un mantenimiento de presión.

FIG. 1.7. MECANISMO DE EMPUJE ARENA “BT” – CAMPO PARAHUACU



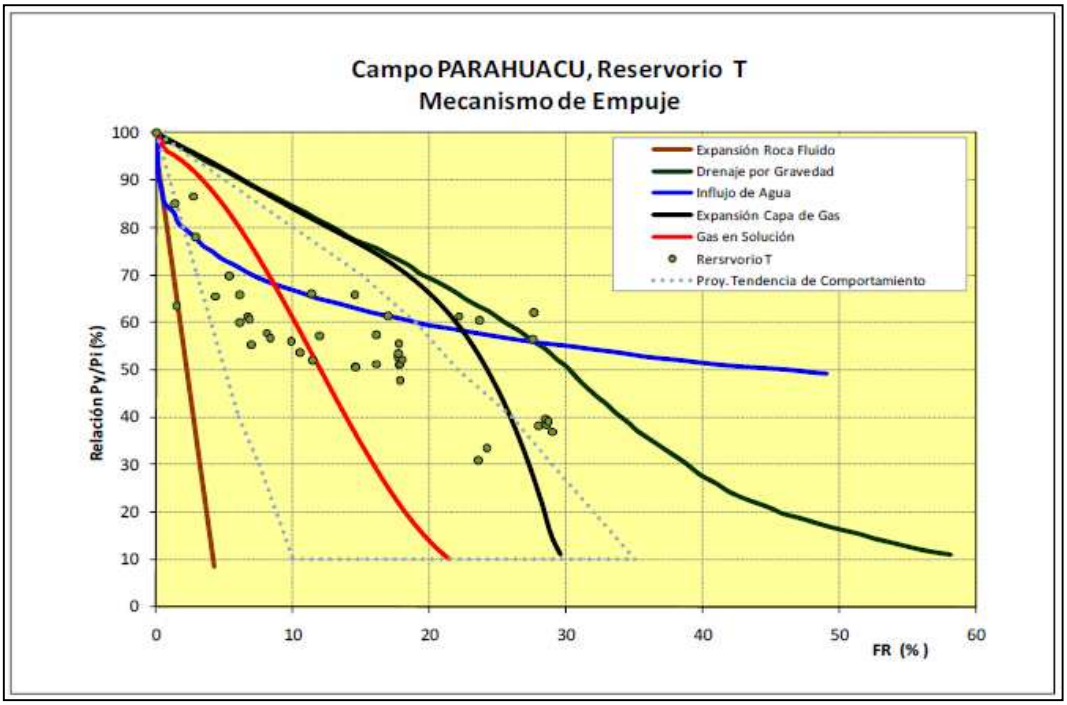
FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Lago Agrio - EP PETROECUADOR

FIG. 1.8. MECANISMO DE EMPUJE ARENA "U" – CAMPO PARAHUACU



FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Lago Agrio - EP PETROECUADOR

FIG. 1.9. MECANISMO DE EMPUJE ARENA "T" – CAMPO PARAHUACU



FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Lago Agrio - EP PETROECUADOR

1.5. RESERVAS REMANENTES DEL CAMPO

Las reservas son aquellos volúmenes de hidrocarburos existentes en un yacimiento que son factibles de recuperación a condiciones económicas y tecnológicas del momento. En la arena T inferior es en donde se han encontrado los mayores volúmenes de hidrocarburo recuperables en el campo Parahuacu, siendo por ello el reservorio de mayor importancia en el mismo.

Hasta diciembre de 2010 se han recuperado un total de 18.26 MM Bls, siendo un 51% de las reservas originales del campo, y un 12.5% del Petróleo originalmente en sitio (POES) Las reservas originales y remanentes al 31/12/10 del campo Parahuacu se presentan en la siguiente tabla:

TABLA 1.3. RESERVAS REMANENTES DEL CAMPO PARAHUACU

YACIMIENTO	POES (BLS)	FR INICIAL (%)	API	RESERVAS ORIGINALES		PRODUCCIÓN ACUMULADA POR ARENA 31/12/09
				PROBADAS (BLS)	TOTALES (BLS)	
BASAL TENA	27807713	15	20.3	4171157	4171157	1228477
U	36632485	20	28.2	7726497	7726497	1720313
T	81992698	29	30.8	23777882	23777882	14170123
				(BLS)		
TOTAL RESERVAS ORIGINALES				**35675536**		
PRODUCCIÓN ACUMULADA TOTAL A 31/12/09				**17118913**		
PRODUCCIÓN ACUMULADA AÑO 2010				**1145806**[8]		
PRODUCCIÓN ACUMULADA TOTAL A 31/12/10				**18264719**		
RESERVAS REMANENTES A 31/12/10				**17410817**		

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Lago Agrio - EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

1.6. FACILIDADES DE SUPERFICIE

La producción de los pozos del campo es trasladada a la Estación Parahuacu. En las tablas 1.4 a 1.8 y en las figuras 1.10 a 1.14 se detallan los principales equipos que están instalados en esta estación y que conforman las facilidades de superficie y de producción del campo.

[8] "Informe Anual 2010", Ingeniería de Petróleos Área Lago Agrio – EP PETROECUADOR

TABLA 1.4. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

SISTEMA DE ALMACENAMIENTO			
DENOMINACIÓN DEL TANQUE	LAVADO	CAPACIDAD (BLS)	5140
TIPO DE TANQUE	SOLDADO		
SISTEMAS CONTRA INCENDIOS	SI		
PROTECCIÓN CATÓDICA	NO		
BOTA DE GAS	CAPACIDAD	20000 BLS	
DENOMINACIÓN DEL TANQUE	SURGENCIA	CAPACIDAD (BLS)	12090
TIPO DE TANQUE	SOLDADO		
SISTEMAS CONTRA INCENDIOS	SI		
PROTECCIÓN CATÓDICA	NO		

FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

FIG.1.10. TANQUE DE LAVADO Y DE SURGENCIA - ESTACIÓN PARAHUACU

TANQUE DE SURGENCIA	TANQUE DE LAVADO Y BOTA DE GAS

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

TABLA 1.5. SISTEMA DE BOMBEO

TRANSFERENCIA			
BOMBA BOOSTER 1			
DENOMINACIÓN	DURKO MARK III	CONTROL	SI
TIPO	CENTRÍFUGA	CAPACIDAD	6 X 4 - 13 (13000 BPD)
MOTOR	RELIANCE	POTENCIA (HP)	50

CONTINUACIÓN TABLA 1.5

BOMBA BOOSTER 2			
DENOMINACIÓN	DURKO MARK III	CONTROL	SI
TIPO	CENTRÍFUGA	CAPACIDAD	6 X 4 - 13 (13000 BPD)
MOTOR	RELIANCE	POTENCIA (HP)	50
UNIDADES DE OLEODUCTO			
UNIDAD 1			
DENOMINACIÓN	UNITED	CONTROL	SI
TIPO	RECIPROCANTE	CAPACIDAD	10000 BPD
MOTOR	MARATHON ELECTRIC	POTENCIA (HP)	100
UNIDAD 2			
DENOMINACIÓN	UNITED	CONTROL	SI
TIPO	RECIPROCANTE	CAPACIDAD	10000 BPD
MOTOR	GENERAL ELECTRIC	POTENCIA (HP)	100
SISTEMA CONTRA INCENDIOS	TANQUE 1500 BLS	SUMIDEROS	SI
SISTEMA POWER OIL			
BOMBA BOOSTER 1			
DENOMINACIÓN	DURKO MARK III	CONTROL	SI
TIPO	CENTRÍFUGA	CAPACIDAD	8 X 6 - 14 (10300 BPD)
MOTOR	GENERAL ELECTRIC	POTENCIA (HP)	100
BOMBA BOOSTER 2			
DENOMINACIÓN	DURKO MARK III	CONTROL	SI
TIPO	CENTRÍFUGA	CAPACIDAD	8 X 6 - 14 (10300 BPD)
MOTOR	GENERAL ELECTRIC	POTENCIA (HP)	100
COMPRESOR	GULTEX	BOMBAS QUÍMICOS	4 - TEXTLEHEM
UNIDADES DE ALTA PRESIÓN			
UNIDAD 1			
DENOMINACIÓN	TRÍPLEX	CONTROL	SI
TIPO	RECIPROCANTE	CAPACIDAD	2500 BLS
MOTOR	GENERAL ELECTRIC	POTENCIA (HP)	150
UNIDAD 2			
DENOMINACIÓN	TRÍPLEX	CONTROL	SI
TIPO	RECIPROCANTE	CAPACIDAD	2500 BLS
MOTOR	RELIANCE	POTENCIA (HP)	150
UNIDAD 3			
DENOMINACIÓN	QUÍNTUPLEX	MOTOR	350 HP
UNIDAD 1 HORIZONTAL			
DENOMINACIÓN	REDA	CONTROL	SI
TIPO	CENTRÍFUGA	CAPACIDAD	3200 BLS
MOTOR	RELIANCE	POTENCIA (HP)	250
UNIDAD 2 HORIZONTAL			
DENOMINACIÓN	REDA	CONTROL	SI
TIPO	CENTRÍFUGA	CAPACIDAD	3200 BLS
MOTOR	SIN PLACA	POTENCIA (HP)	250
VARIADOR	SCHLUMBERGER	POTENCIA (VAC)	250
ARRANCADOR	SIN PLACA	POTENCIA (HP)	250

FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

FIG. 1.11. SISTEMA DE BOMBEO - ESTACIÓN PARAHUACU

SISTEMA DE TRANSFERENCIA – ESTACIÓN PARAHUACU

SISTEMA POWER OIL – ESTACIÓN PARAHUACU

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

TABLA 1.6. MANIFOLD Y SEPARADORES

MANIFOLD (15 cuerpos x 3)		
ENTRADAS EN OPERACIÓN	15	
ENTRADAS LIBRES	5	
ESTADO VÁLVULAS	REGULAR	
SUMIDEROS	SI	
SEPARADORES		
DENOMINACIÓN DEL EQUIPO	SEPARADOR DE PRUEBA	SEPARADOR DE PRODUCCIÓN
TIPO	BIFÁSICO	BIFÁSICO
CAPACIDAD	5000 BLS	10000 BLS y 15000 BLS
SISTEMA DE CONTROL	NEUMÁTICO	NEUMÁTICO
PRESIÓN DE OPERACIÓN (PSI)	30	30
TEMPERATURA DE OPERACIÓN (℉)	92	92
SUMIDEROS	SI	

FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

FIG. 1.12. MANIFOLD Y SEPARADORES – ESTACIÓN PARAHUACU

SEPARADORES

MANIFOLD

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

TABLA 1.7. LÍNEAS Y MEDIDORES

LÍNEAS PRINCIPALES			
TRANSFERENCIA			
PUNTO DE ENTREGA	PARAHUACU	PUNTO RECEPCIÓN	OLEODUCTO SUCUMBÍOS
DIÁMETRO DE TUBERÍA	6 1/8"	LONGITUD	20 KM
LÍNEA	ÁREA	CEDULA TUBERÍA	SCH 40
PROTECCIÓN	NO	PUNTOS DE PRUEBA	SI

CONTINUACIÓN TABLA 1.7			
OLEODUCTO			
PUNTO DE ENTREGA	LAGO TERMINAL	PUNTO RECEPCIÓN	SOTE
DIÁMETRO DE TUBERÍA	24"	LONGITUD	1 KM
LÍNEA	ÁREA	CEDULA TUBERÍA	SCH 40
PROTECCIÓN	NO	PUNTOS DE PRUEBA	SI
MEDIDORES DE TRANSFERENCIA			
MEDIDOR 1			
DENOMINACIÓN	SMITH METER	SERIE	MA - 45107
TIPO	MECÁNICO	CAPACIDAD	850 GPM
FRECUENCIA DE CALIBRACIÓN	15 DÍAS	MÉTODO	CAMIÓN MASTER
MEDIDOR 2			
DENOMINACIÓN	SMITH METER	SERIE	MA - 45110
TIPO	MECÁNICO	CAPACIDAD	850 GPM
FRECUENCIA DE CALIBRACIÓN	15 DÍAS	MÉTODO	CAMIÓN MASTER

FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O

FIG. 1.13. MEDIDOR DE PRODUCCIÓN – ESTACIÓN PARAHUACU

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

TABLA 1.8. SISTEMA CONTRA INCENDIOS

#	ÍTEM	CAPACIDAD
1	TANQUE EMPERNADO S.C.I	1500 BLS
2	TANQUES PARA HIDRATANTES	500 BLS
1	TANQUE DE ESPUMA	1100 BLS
1	BOMBA CENTRÍFUGA MECÁNICA PARA AGUA	750 GPM
1	BOMBA CENTRÍFUGA MECÁNICA PARA ESPUMA	50 GPM
1	BOMBA ELÉCTRICA PARA AGUA	-
1	MOTOR (BOMBA MECÁNICA AGUA)	131 HP
1	MOTOR A DIESEL (BOMBA MECÁNICA ESPUMA)	20 HP
1	MOTOR ELÉCTRICO (BOMBA AGUA)	150 HP

FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

FIG. 1.14. SISTEMA CONTRA INCENDIOS – ESTACIÓN PARAHUACU

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

En la estación Parahuacu no existen facilidades para la inyección e reinyección de agua, debido principalmente a que la producción de agua en el campo es baja, está alrededor de los 60 bls/día. El agua producida es enviada al pozo Lago Agrio 16 para su reinyección. Con respecto a la producción de gas, cabe indicar que parte del gas producido es quemado en los mecheros instalados en el campo y otra es enviada a Petroindustrial para su tratamiento (fig. 1.15).

FIG. 1.15. MECHERO Y ESTACIÓN PETROINDUSTRIAL - PARAHUACU

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

La energía eléctrica para la operación de los pozos con bombeo electrosumergible se la obtiene de la central de Generación de Lago Agrio (4.15 MW de capacidad instalada) la cual pertenece al sistema Interconectado de Petroproducción (SEIP). La energía eléctrica es enviada a la subestación Parahuacu (69KV/13.8KV Capacidad 6.25 MVA) desde la subestación Lago Agrio a través de una línea de transmisión de 69KV[9], y desde la subestación Parahuacu, se alimenta eléctricamente a los pozos productores con sistema BES.

El fluido motriz para el funcionamiento del sistema de Power Oil es obtenido del tanque de surgencia y es inyectado a los pozos que funcionan con este sistema a una presión de planta de 3700 psi[10].

Los químicos empleados en la estación son principalmente antiparafínico, demulsificante, antiescala y anticorrosivo; mientras tanto en los pozos que operan con sistema de bombeo electrosumergible, se emplea antiescala.

La estación de producción y los pozos que operan con sistema de bombeo electrosumergible del campo Parahuacu son monitoreados por un sistema SCADA, el centro de control está ubicado en la estación Lago Agrio. Cabe indicar que SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos), es un sistema basado en computadores que permiten supervisar y controlar a distancia dispositivos de campo de un proceso; así como todos sus elementos que lo conforman; sin importar el tipo de aplicación. Además, provee de toda la información que se genera en el proceso a diversos usuarios, tanto del mismo nivel como de otras jerarquías dentro de la empresa: control de calidad, supervisión, mantenimiento, etc.

Las principales funciones del sistema SCADA son:

- En los pozos en producción: supervisar y controlar el sistema de levantamiento empleado para la extracción de petróleo, en este caso es

[9] "Sistema Nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el Ecuador", CONELEC, 2010
[10] Ingeniería de Petróleos Área Lago Agrio – EP PETROECUADOR

empleado en los pozos con sistema de bombeo electrosumergible, al cual se conectan por medio de relés digitales y variadores de velocidad ya existentes en los pozos de EP Petroecuador.

- En la estación de producción: tendrá la obligación de registrar los valores de caudal de flujo y composición del producto (porcentajes de petróleo, agua y gas), control del manifold para monitorear y registrar los resultados de las pruebas de pozo realizadas, como también la custodia y fiscalización de la producción total.

- En los centros de control se recopilará y se analizará datos de la producción de cada pozo que monitorea el sistema, así como también el análisis de datos de los principales factores en las estaciones de producción como son porcentajes de petróleo, de gas y de agua, medición de custodia y fiscalización y niveles de tanques para encontrar puntos óptimos en los procesos de producción.

CAPÍTULO 2

CONDICIONES ACTUALES DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE LOS POZOS PRODUCTORES

2.1. ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS PRODUCTORES

En el Campo Parahuacu se han perforado un total de 18 pozos de los cuales a Junio de 2011, 13 son pozos productores, 4 pozos están cerrados y 1 pozo se encuentra abandonado; de los pozos productores, 9 producen por Bombeo Hidráulico y 4 por BES; no existen pozos produciendo por otro tipo de sistema de levantamiento artificial como se puede observar en la tabla 2.1

El pozo PRH – 3 fue abandonado el 9 de septiembre de 2001 por tener pescado irrecuperable, en su lugar se perforó el pozo PRH – 3B, el cual fue cerrado el 04 de Junio de 2007 por bajo aporte. El pozo PRH – 9 fue cerrado por bajo aporte de producción el 1 de Abril de 2008. El pozo PRH – 18D se encuentra cerrado por alta presencia de gas el 17 de enero de 2011 y espera trabajo de reacondicionamiento, mientras que el pozo PRH - 22D fue cerrado por alto corte de agua el 13 de Enero de 2011.

TABLA 2.1. ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO PARAHUACU

	POZO	ZONA	MÉTODO	BOMBA	ESTADO
1	Parahuacu – 1	T	HJ	JET 9H	PP
2	Parahuacu – 2	Ui	HP	PISTÓN PL 1 2 ½ x 1 ¾	PP
3	Parahuacu – 3	U + T	-	-	CA
4	Parahuacu – 3B	U + T	-	-	CP
5	Parahuacu – 4	BT	HP	PISTÓN PL 1 2 ½ x1 5/8	PP
6	Parahuacu – 5	Ti	HP	PISTÓN PL 1 2 ½ x1 5/8	PP
7	Parahuacu – 7	Ts+i	HJ	JET 9H	PP
8	Parahuacu – 8	Ti	HJ	JET 9H	PP

CONTINUACIÓN TABLA 2.1.

	POZO	ZONA	MÉTODO	BOMBA	ESTADO
9	Parahuacu – 9	Ts	-	-	CP
10	Parahuacu – 10	Ui	S	DN1100	PP
11	Parahuacu – 11	Ui	S	D475N	PP
12	Parahuacu – 12	Ti	S	TD300	PP
13	Parahuacu - 13	Ui	S	DN1100	PP
14	Parahuacu – 15D	T	HJ	JET 9J	PP
15	Parahuacu – 16D	Ti	HJ	JET 10I	PP
16	Parahuacu – 17D	Ti	HJ	JET 9I	PP
17	Parahuacu – 18D	Ti	HJ	-	CP
18	Parahuacu – 22D	Ti	-	-	CP

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Lago Agrio – EP PETROECUADOR
ELABORADO POR: Juan Jaramillo Ortiz.

Los pozos de interés para el desarrollo de este estudio, son los que producen por bombeo electrosumergible, los cuales son los pozos PRH -10, PRH – 11, PRH – 12, y PRH - 13. A pesar que el objetivo inicial de trabajo de reacondicionamiento era rediseñar el sistema BES en el pozo PRH – 18D, se decidió cambiar el tipo de sistema de levantamiento a bombeo hidráulico por lo que este pozo no entra en consideración para este estudio. A continuación se describirá el fundamento teórico y los principales componentes del sistema de bombeo electrosumergible.

2.2. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

2.2.1. GENERALIDADES

El propósito de los sistemas de levantamiento artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar, de esta manera, una mayor producción de fluidos.

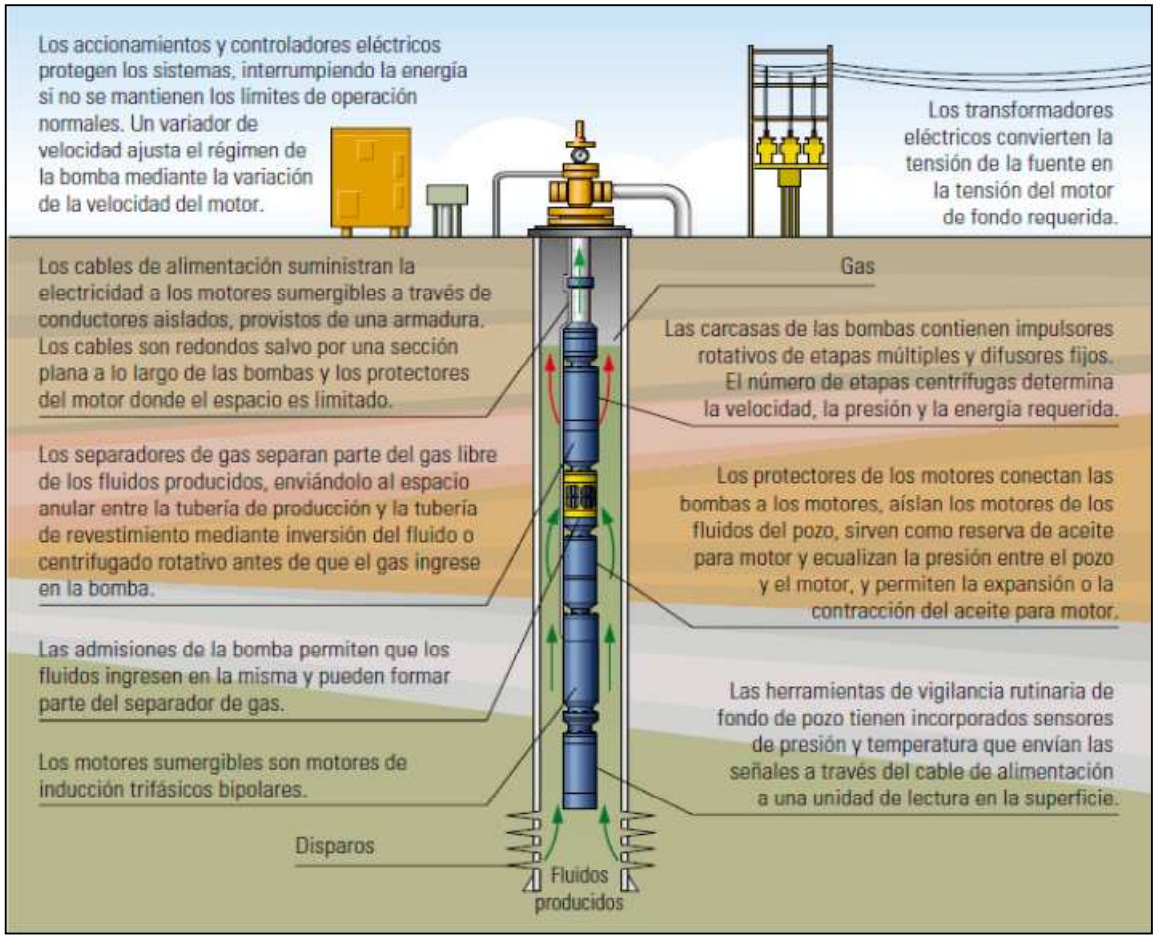
Generalmente se considera al sistema de bombeo electrosumergible como un conjunto de equipos de bombeo artificial para levantar altos volúmenes de fluido de crudos livianos y medianos desde grandes profundidades en una variedad de condiciones de pozo, en yacimientos con altos porcentajes de agua y baja relación gas-petróleo (GOR); sin embargo en la actualidad estos equipos han obtenido excelentes resultados en la producción de fluidos de alta viscosidad, en pozos con alta producción de gas, en pozos con fluidos abrasivos, en pozos de altas temperaturas y de diámetro reducido

Los componentes del sistema de bombeo electrosumergible pueden ser clasificados en: equipo de fondo y el equipo de superficie. El equipo de fondo cuelga de la tubería de producción y cumple la función de levantar la columna de fluido necesaria para que produzca el pozo. El equipo de superficie provee de energía eléctrica al equipo de fondo y controla su funcionamiento.

Una instalación típica de fondo, de bombeo electrosumergible, como se muestra en la figura 2.1, consiste en un motor eléctrico de inducción trifásico de dos polos, una sección sellante o protector, un separador de gas o succión y una bomba centrífuga multietapas. La energía eléctrica para alimentar el motor, proveniente en algunos casos de un motogenerador individual, es acondicionado mediante un transformador y un panel de control o variador de velocidad, para suministrar el voltaje correcto y las protecciones adecuadas. Todos estos equipos forman parte de las instalaciones de superficie y están ubicadas en la locación del pozo.

La energía eléctrica es transmitida desde superficie al motor de fondo a través de un cable eléctrico de tres conductores engrampado con zuncho al tubing. El correcto diseño y dimensionamiento del equipo de fondo, es de suma importancia para la obtención de una instalación satisfactoria. El conocimiento de las características de performance de cada una de las partes componentes de este equipo, permite un mejor diseño de la instalación.

FIG. 2.1. CONFIGURACIÓN TÍPICA DE UN SISTEMA BES.



FUENTE: Schlumberger - REDA

2.2.2. EQUIPO DE SUPERFICIE

El equipo de superficie proporciona la energía eléctrica al motor y permite proteger, controlar y monitorear su funcionamiento. Los principales componentes de superficie son:

- Transformadores
- Tableros de control
- Caja de venteo (conexiones)
- Cabezal de pozo

2.2.2.1. Transformadores

El equipo electrosumergible funciona con voltajes entre 250 y 4000 voltios, por lo que el voltaje entregado por la red de distribución no es el adecuado, por lo que se emplea un conjunto de transformadores (fig. 2.2) para convertir el voltaje de la red de distribución al requerido por los equipos de superficie y para alimentar eléctricamente al motor en el fondo del pozo.

Los tableros de control, requieren una tensión de entrada de 480V generalmente. Esta tensión se logra con el transformador reductor (SDT) que baja el voltaje desde las líneas de distribución de 13.8kV o 34.5kV.

Si se emplea un variador de frecuencia, la tensión de salida del mismo es generalmente inferior a la requerida por el motor, y por ello es necesario emplear en este caso un transformador elevador (SUT) que eleva el voltaje hasta valor requerido por el motor (1000V - 3760V). Algunos transformadores están equipados con interruptores taps que les dan mayor flexibilidad de operación. Se puede utilizar un solo transformador trifásico o un conjunto de tres transformadores monofásicos.

FIG. 2.2. TRANSFORMADOR REDUCTOR Y ELEVADOR

FUENTE: Curso ESP Básico – ESP Wood Group

2.2.2.2. Tableros de Control

Los tableros de control (fig. 2.3) suministran la potencia eléctrica al motor electrosumergible, según los parámetros de operación, es el componente desde el que se gobierna la operación del sistema de bombeo electrosumergible en el fondo del pozo, provee la capacidad de monitorear el sistema de producción.

Este puede ser sumamente sencillo y contener únicamente un botón de arranque y un fusible de protección por sobre carga; o bien puede contener fusibles de desconexión por sobrecarga y baja carga, mecanismos de relojería para restablecimiento automático y operación intermitente, luces indicadoras de la causa de paro, amperímetro, y otros dispositivos para control remoto. Existen diversos tipos de tableros de control entre los cuales se puede citar:

- Arrancador Directo o Tablero de Control de velocidad fija (Switchboard)
- Arrancador Suave (Soft Starter)
- Variador de Frecuencia o Controlador de velocidad variable (VSD)

FIG. 2.3. TABLEROS DE CONTROL

Arrancador Directo

Arrancador Suave

Variador de Frecuencia

FUENTE: Curso ESP Básico – ESP Wood Group

El arrancador directo o *switchboard* (SB) previene al motor de sobrecarga y baja carga, de cambios bruscos en la corriente y de arranques excesivos. La potencia

tanto a la entrada como a la salida del SB tiene una frecuencia constante de 60Hz, por lo tanto el motor siempre gira a +/- 3.600rpm. Los arranques del motor son bruscos con este tipo de tablero.

El arrancador suave o *soft starter* (SS) previene también al motor de cambios bruscos en la corriente y permite un arranque suave del motor, reduce los esfuerzos eléctricos y mecánicos que se asocian con el arranque de los equipos electrosumergibles. El arranque suave se logra variando la frecuencia de la corriente progresivamente, desde 0Hz hasta 60Hz. Una vez encendido el motor, el SS trabaja a 60Hz.

El sistema de bombeo electrosumergible es poco flexible cuando opera a una frecuencia fija, por esta razón se emplea el Variador de Frecuencia (VSD), estos permiten que el motor de la bomba trabaje a diferentes velocidades, variando la frecuencia de la corriente AC, con lo cual se puede variar el caudal de fluido producido, la altura de columna dinámica o ambas, dependiendo de la aplicación. Para evitar daños en el motor, el VSD también varía el voltaje con la frecuencia manteniendo constante la relación Voltio/Hertzio.

2.2.2.3. Caja de Venteo

Se instala por razones de seguridad entre el cabezal del pozo y el tablero de control, debido a que el gas puede viajar a lo largo del cable superficial y alcanzar la instalación eléctrica en el tablero. La caja de conexiones, algunas veces llamada caja de venteo (fig. 2.4) realiza tres funciones:

- Proporcionar un punto para conectar el cable proveniente del controlador al cable del pozo.
- Proporcionar un desfogue a la atmósfera para el gas que pueda migrar por el cable de potencia desde el fondo.
- Proporcionar puntos de prueba fácilmente accesibles para la revisión eléctrica de los equipos de fondo.

FIG. 2.4. CAJA DE VENTEO

FUENTE: Curso ESP Básico – ESP Wood Group

2.2.2.4. Cabezal de Pozo

El cabezal de pozo (fig. 2.5) está diseñado para soportar el peso del equipo de subsuelo y mantener el control del pozo en el anular y tubing. Provee las facilidades para instalar el cable de potencia con un sello, que proporciona hermeticidad y control de los fluidos del pozo. Incluye estranguladores ajustables, colgadores de la tubería de producción y válvulas de alivio.

La conexión del cable de potencia que proviene de la caja de venteo, se realiza mediante un conector llamado “Quick Connector”, donde se realiza el empalme de los cables eléctricos de superficie y de fondo.

FIG. 2.5. CABEZAL DEL POZO

FUENTE: Curso ESP Básico – ESP Wood Group

2.2.3. EQUIPO DE FONDO

El Equipo de Fondo se suspende de la tubería de producción y cumple la función de levantar la columna de fluido necesaria para que el pozo produzca. Los componentes del equipo de fondo consisten principalmente de:

- Bomba
- Cable de potencia
- Cable de extensión del motor
- Motor eléctrico,
- Protector o sello,
- Separador de gas

2.2.3.1. Bomba

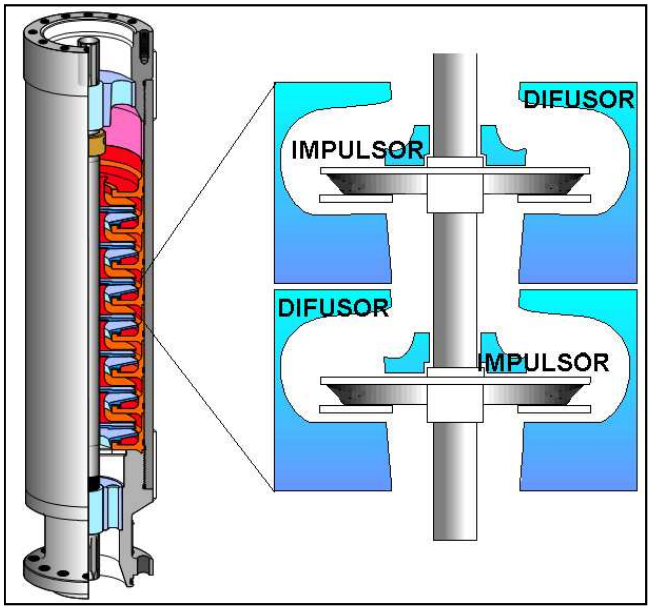
Las bombas electrosumergibles son bombas centrífugas multietapas, su función básica es entregar a los fluidos del pozo, el incremento de presión necesario para hacerlos llegar a la superficie. Cada etapa consiste de un impulsor rotativo vinculado al eje y un difusor estático vinculado a la carcasa de la bomba, formado de esta manera un conjunto rotor – estator (fig. 2.6).

La bomba centrífuga mueve los fluidos rotándolos, la trayectoria del fluido es una espiral que se incrementa desde la entrada en el centro a la salida tangente al difusor. La rotación de los impulsores provoca el movimiento de fluido que al pasar a través de los difusores aumenta su presión gradualmente llegando a un valor máximo, cuya magnitud determinada por el número de etapas de la bomba, proporciona la presión necesaria para elevar el fluido, (El número de etapas determina la capacidad de levantamiento y la potencia requerida para levantar la columna de fluido).

El impulsor transmite energía cinética al fluido y en el difusor, parte de la energía cinética es transformada en energía potencial (altura) por medio de un incremento

del área de flujo. Los fabricantes recomiendan un rango de operación en base a los parámetros empuje y eficiencia. Una bomba operando un gasto superior al de su diseño produce empuje ascendente excesivo y por el contrario operando a un gasto inferior produce empuje descendente.

FIG. 2.6. BOMBA ELECTROSUMERGIBLE



FUENTE: Schlumberger - REDA

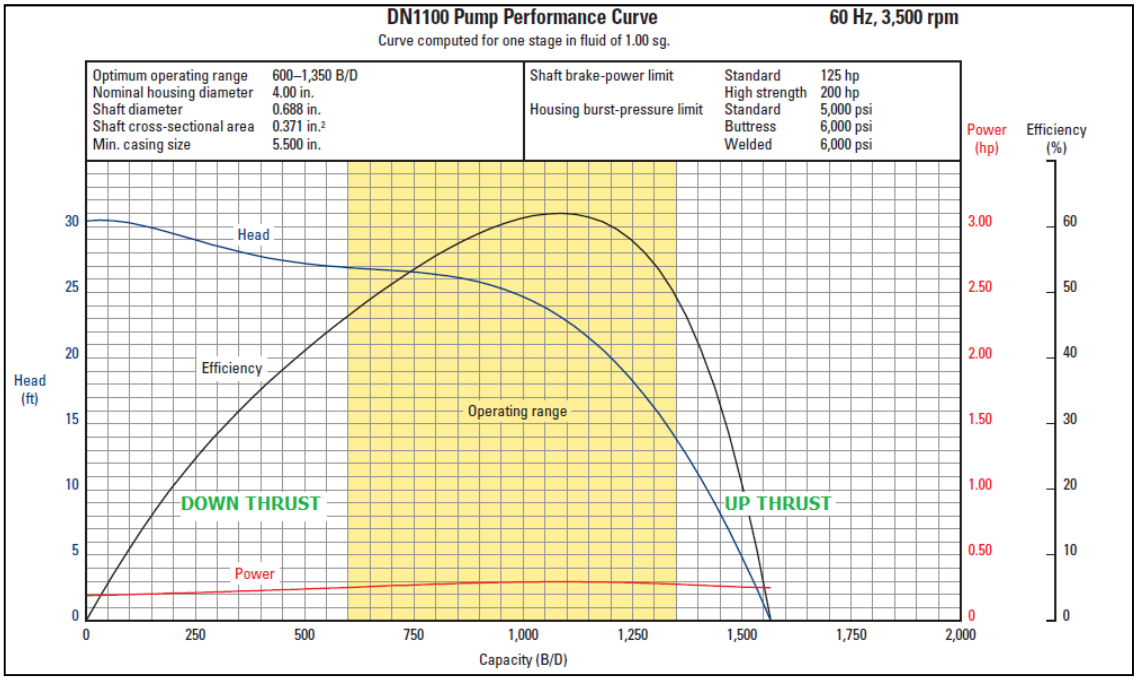
A fin de evitar dichos empujes la bomba debe operar dentro de un rango de capacidad recomendado, el cual se indica en las curvas de comportamiento de las bombas y que generalmente es de 75 % al 95% del gasto de mayor eficiencia de la bomba, si las bombas funcionan fuera de este rango, tendrán una vida útil reducida y pueden tener un efecto negativo en los otros componentes del sistema electrosumergible

2.2.3.1.1. Curva de rendimiento de la bomba electrosumergible

La curva de rendimiento de la bomba electrosumergible, permite conocer las características de funcionamiento de la bomba, estas son determinadas mediante pruebas prácticas. Las curvas de rendimiento (fig. 2.7) indican para diversos

caudales, los valores de eficiencia y longitud de columna hidrostática que es capaz de desarrollar la bomba (una etapa); así como, la potencia al freno en cada caso. Las pruebas prácticas de la bomba se realizan utilizando agua dulce de gravedad especifica 1.0 y viscosidad 1.0 cp.

FIG. 2.7. CURVA DE RENDIMIENTO BOMBA DN1100



FUENTE: Schlumberger REDA ESP Catalogo

En la figura 2.7 se puede identificar las siguientes curvas:

- *Curva de Altura de la Columna (Head Capacity)*: Indica la altura de fluido que cada etapa puede levantar, en función de los barriles por día (BPD) que la bomba extrae del pozo. Se puede observar que cuando el caudal aumenta, la altura de la columna total (o presión) que la bomba es capaz de desarrollar se reduce.

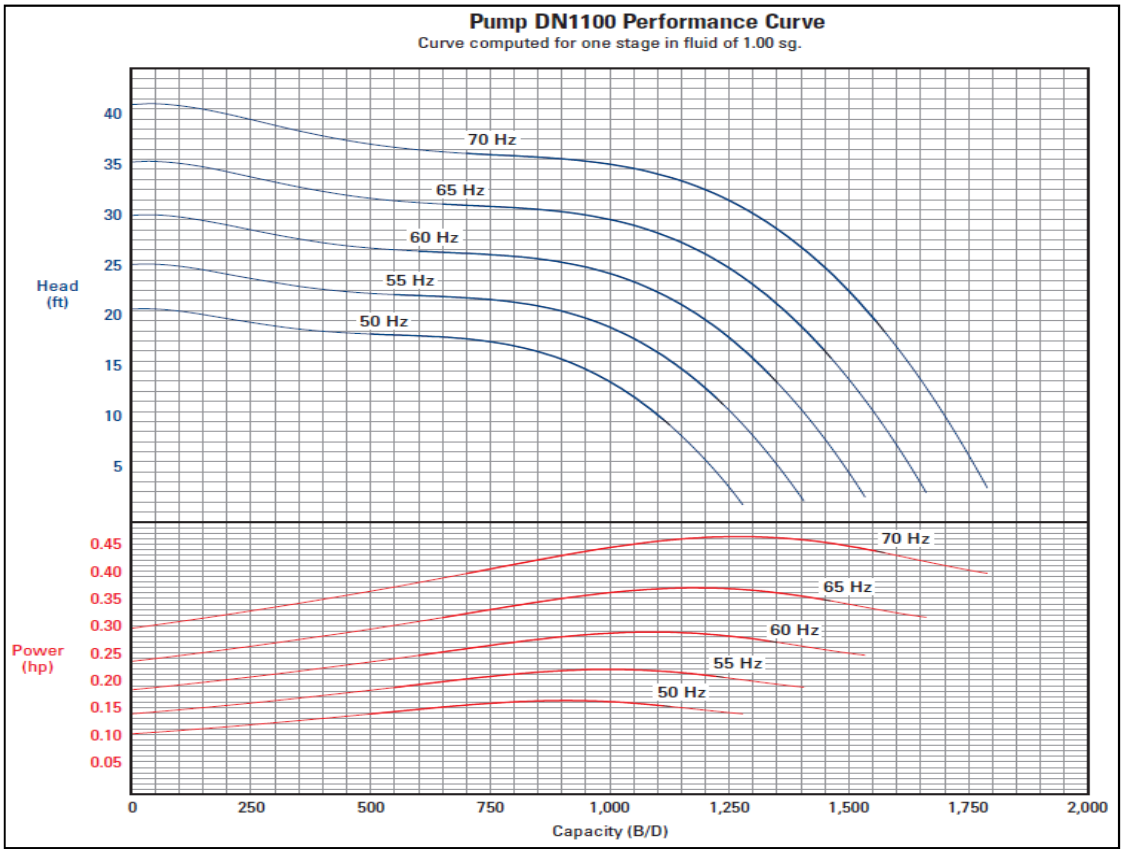
- *La Curva de Potencia al Freno (Brake Horse Power BHP):* Indica la potencia real requerida en HP que requiere cada etapa de la bomba centrifuga en función del caudal producido para entregar el requerimiento hidráulico para levantar el fluido (BPD).

- *La Curva de Eficiencia (Pump Efficiency)*: Indica como varía la eficiencia de la bomba electrosumergible, en función de cuan eficiente es la transformación de la energía mecánica en energía hidráulica para un determinado caudal. El punto de máxima eficiencia es el valor máximo de barriles por día que la bomba puede extraer del pozo.

En la curva se puede diferenciar también tres zonas: zona de empuje descendente (DOWNTHRUST), zona de rango operativo (bomba opera con alto rendimiento) y zona de empuje ascendente (UPTHRUST). El empuje ascendente o descendente reduce la vida útil de la bomba, ya que esta puede sufrir desgaste.

Cuando se tiene un funcionamiento con condiciones de frecuencia variable, la cantidad de barriles por día (BPD) que la bomba puede extraer del pozo, se representa en las gráficas llamadas “Curvas Tornado” mostrada en la figura 2.8.

FIG. 2.8. CURVA TORNADO BOMBA ELECTROSUMERGIBLE DN1100



FUENTE: Schlumberger REDA ESP Catalogo

2.2.3.2. Cable de Potencia

El cable de potencia (fig. 2.9) es uno de los componentes más importantes y sensibles en el sistema de bombeo electrosumergible, su función es transmitir la energía eléctrica desde el tablero de control ubicado en la superficie al motor en el fondo y además trasladar las señales de presión, temperatura, entre otras, desde el instrumento sensor de fondo a la superficie.

FIG. 2.9. CABLE DE POTENCIA

FUENTE: Schlumberger - REDA

La construcción del cable puede ser en configuración plana (conductores dispuestos en línea) o circular (fig. 2.10). Los conductores son de cobre, cubiertos individualmente con material aislante resistente a la acción química del fluido, a la temperatura y a la presión del pozo.

Debido a las temperaturas relativamente altas de fondo de pozo, se emplean cables que poseen una cubierta de plomo, que permite soportar una mayor temperatura de trabajo (450 ℉), suministrando una protección óptima a la penetración de gas y/o líquido en la aislación, a las presiones y temperaturas de fondo de pozo. Para conferirles protección mecánica, los cables están cubiertos con una armadura metálica.

La sección de los conductores y consecuentemente del cable, se dimensiona teniendo en cuenta la profundidad de la bomba (presión y temperatura a condiciones de operación), condiciones especiales de operación, tipo de fluido, tratamientos químicos, gas, la corriente necesaria para el accionamiento del motor y la caída de tensión a través de los conductores. La caída de tensión no debe superar los 30 volts por cada 1000 pies (300 m) de cable.

FIG. 2.10. TIPOS DE CONFIGURACIÓN CABLE DE POTENCIA

FUENTE: Schlumberger - REDA

2.2.3.3. Cable de Extensión del Motor

Este cable es el conector del cable de potencia a la mufa del motor, está protegido por una carcasa de monel, esta carcasa es resistente a la acción de los ácidos y de la corrosión y más bien débil para la protección mecánica. Las fases son sólidas y se conectan al cable de potencia principal por el empalme o juntura. El cable de extensión del motor va desde el motor a lo largo del protector, el separador de gas, y la bomba, más un mínimo de 6 pies por encima de la cabeza de descarga de la bomba.

Es muy importante que no se deje demasiada longitud de cable de extensión en la sarta de producción debido a su limitación del monel (coraza del cable) en la protección mecánica. Así mismo prever que el empalme del cable de extensión con el cable de potencia no quede frente al equipo BES de fondo, para evitar

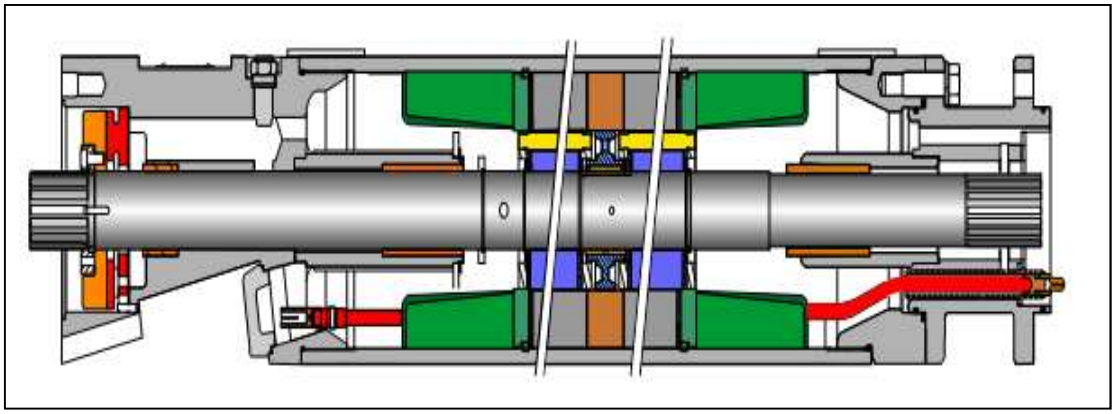
problemas posteriores en la introducción del equipo BES. Existe una amplia gama de diseños de cables planos y redondos para los requerimientos del motor, dependiendo del espacio disponible en el pozo, estos cables aislados pueden ser instalados en temperaturas de pozos que exceden los 300℉.

2.2.3.4. Motor Eléctrico

Los motores eléctricos utilizados para la operación de bombas electrosumergibles son del tipo de inducción, trifásico, bipolar (fig. 2.11). Éstos funcionan a 3500 rpm, cuando la frecuencia aplicada es de 60 ciclos por segundo (60 Hz) o a 2900 rpm para 50 Hz. La tensión o voltaje de operación de diseño puede variar desde 220 hasta 5000 volts, mientras que los requerimientos de corriente pueden variar desde 12 hasta 140 amperios.

Los componentes del motor están diseñados para resistir temperaturas de hasta 260ºC (500ºF). El motor posee aceite aislante que lubrica los cojinetes del motor y transfiere el calor generado hacia la carcasa del motor que a su vez se transfiere al fluido del pozo. Para obtener una refrigeración efectiva se suele recomendar que la velocidad del fluido del pozo en el espacio anular no sea inferior a 1 pie/s.

FIG. 2.11. MOTOR ELÉCTRICO SUMERGIBLE



FUENTE: Curso Básico ESP – ESP Wood Group

Los motores están diseñados con ciertas tolerancias para permitir la expansión térmica. Si ocurre demasiada expansión (tal como sobrecalentamiento), las tolerancias podrían ser sobre pasadas con la posibilidad de falla de los cojinetes o cualquier otro daño.

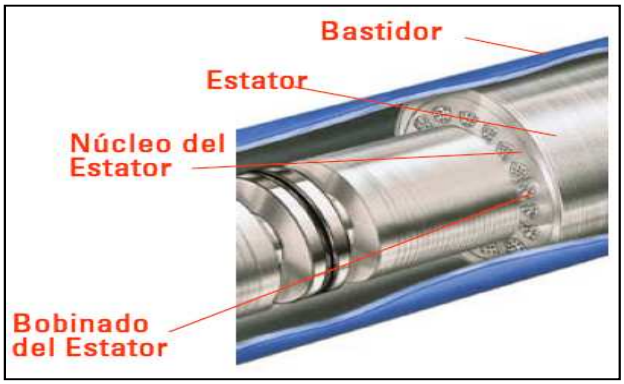
Las partes principales de un motor eléctrico empleado en los sistemas de bombeo electrosumergible son:

- Estator: Abarca todo el grupo de partes inmóviles
- Rotor: Abarca el grupo de partes giratorias
- Cojinetes del motor
- Eje

2.2.3.4.1. Estator

El estator, es el núcleo del campo eléctrico del motor, (fig. 2.12) está compuesto por el bastidor o carcasa, el núcleo del estator y el bobinado, cada estator es bobinado en tres fases para desarrollar el voltaje y amperaje apropiado de acuerdo al diseño. El estator toma la energía eléctrica de la superficie y la convierte a energía magnética, la cual induce corriente (energía eléctrica) en el rotor, generándole un torque, haciendo que entre en movimiento.

FIG. 2.12. COMPONENTES DEL ESTATOR



FUENTE: Schlumberger - REDA

2.2.3.4.2. Rotor

El rotor es un dispositivo que rota dentro del núcleo del estator, (fig.2.13) los rotores son del tipo jaula de ardilla, usualmente de 12 a 18 pulgadas (0.30 a 0.46 m.) de longitud, los cuales se encuentran montados sobre un eje y localizados en el estator ensamblado dentro de una carcasa de acero

FIG. 2.13. ROTOR

FUENTE: Curso Básico ESP – ESP Wood Group

La potencia requerida se obtiene simplemente incrementando la longitud del motor (cantidad de rotores). En motores simples (una sola sección) se pueden obtener potencias máximas de hasta 400 HP con un largo máximo de aproximadamente 33 pies (10 m.), mientras que con motores en tándem se pueden lograr potencias del orden de los 750 HP con un largo total de aproximadamente 90 pies (27 m.).

2.2.3.4.3. Cojinetes del motor

Son componentes internos del motor electrosumergible y elementos estáticos, cuya función principal es fijar y centralizar el conjunto de rotores. En toda configuración del motor, entre rotor y rotor existe un cojinete.

El motor también tiene un cojinete de empuje (thrust bearing) que absorbe las cargas sobre el eje. A pesar que los rotores pueden girar en ambas direcciones, dependiendo de la secuencia de fases eléctrica, el cojinete de empuje del rotor debe girar en el sentido correcto para prevenir fallas prematuras.

Es importante controlar el sentido de rotación inmediatamente después de poner en marcha la unidad. El sentido de rotación se puede cambiar invirtiendo la posición de dos de los conductores (fases) del motor en superficie (usualmente se realiza esta operación en el tablero de control o caja de venteo).

2.2.3.4.4. Eje

Es el componente interno del motor electrosumergible que hace girar el sistema. La configuración del eje es hueco para la circulación del aceite dieléctrico a lo largo del motor, con la finalidad de brindar lubricación y enfriamiento. Los ejes son fabricados de diferentes materiales

2.2.3.5. Protector

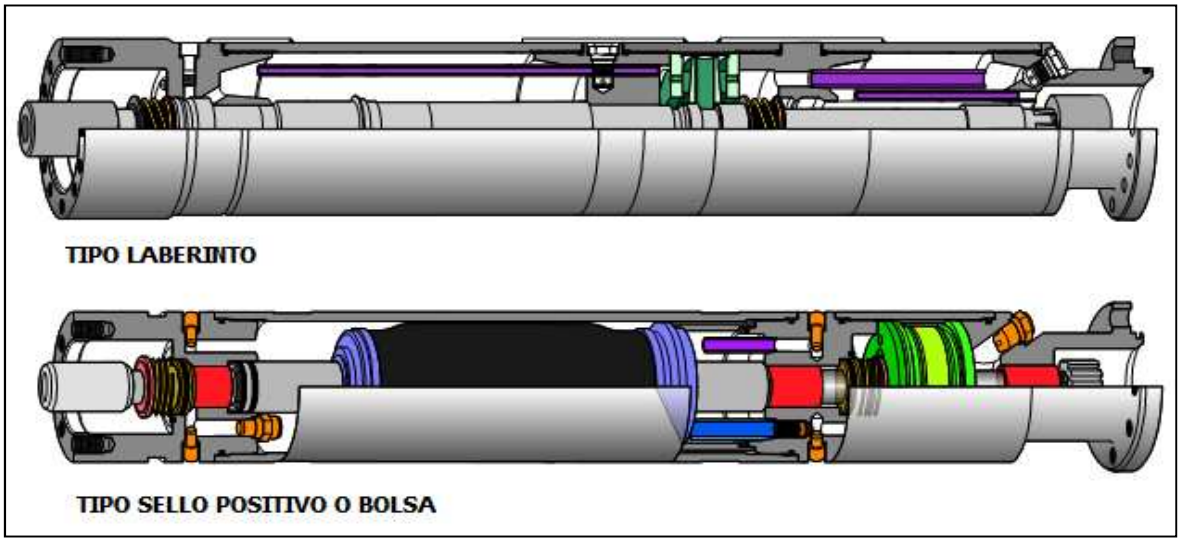
El protector o sección sellante, (fig. 2.14) que se instala entre el separador de gas y el motor, está diseñando para proteger al motor por medio de las siguientes funciones básicas:

- Acoplar el motor a la bomba, transmitir el torque a través del eje.
- Proveer capacidad de almacenamiento para la expansión y contracción del aceite del motor debido a los cambios de temperatura
- Proveer el cojinete de empuje para absorber el empuje generado por la bomba
- Actuar como una cámara de sello para prevenir la entrada de fluidos al motor
- Igualar las presiones entre el motor y el pozo

El protector o sello posee una serie de arreglos mecánicos llamados cámaras. Estas cámaras pueden ser de 2 tipos, de bolsa o sello positivo y laberínticos; las cámaras de bolsa crean una barrera mecánica contra el fluido del pozo impidiendo que este pase a través de ellas. Estas bolsas están llenas con aceite dieléctrico que cuando se expande sella prácticamente el anular interno del sello. Se las emplea en aplicaciones en donde el fluido del pozo y el motor tienen gravedades específicas similares o cuando el pozo es altamente desviado.

La cámara laberíntica separa el fluido por diferencia de densidades impidiendo de esta manera que cualquier fluido que hubiera pasado por las cámaras de bolsa migren hacia los motores. Absorbe el empuje descendente de las bombas a través de un cojinete de deslizamiento el cual utiliza un film de aceite hidrodinámico para su lubricación durante su operación.

FIG. 2.14. PROTECTOR O SELLO



FUENTE: Curso Básico ESP – ESP Wood Group

Los sellos vienen en varios tamaños para unir motores y bombas de diámetros diferentes. El eje del sello se une al eje de la bomba de tal manera que el peso y la carga hidráulica longitudinal de este, y cualquier carga longitudinal de los impulsores fijos es transmitida de la bomba al eje del ensamble del sello. Estas cargas son transferidas a su vez al cojinete de empuje, aislándolas del eje del motor protegiéndolo.

2.2.3.6. Succión o Separador de Gas

Es la sección de acceso de los fluidos del pozo hacia la bomba, para que esta pueda desplazarlos hasta la superficie. Existen dos tipos básicos de succiones o intakes de bombas: las succiones estándar y los separadores de Gas (fig. 2.15).

Las succiones estándar solamente 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. En algunas aplicaciones, puede existir gas libre presente junto con el petróleo y el agua producidos por el pozo. Entre los efectos que causa la presencia de gas libre en el interior de la bomba están:

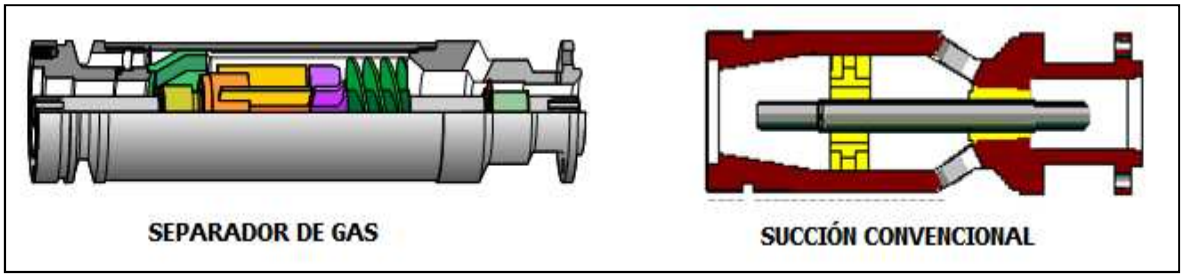
- El comportamiento de la bomba se aparta del señalado en sus curvas características,
- Reducción de su eficiencia,
- Fluctuación de carga en el motor,
- Posible efecto de cavitación y otros consecuentes.

Para evitar estos inconvenientes en el funcionamiento del sistema de bombeo electrosumergible, se emplean los separadores de gas. Éstos, además de permitir el ingreso de fluidos al interior de la bomba, tienen la finalidad de eliminar la mayor cantidad del gas en solución contenido en estos fluidos, su uso permite una operación de bombeo más eficiente en pozos con alta producción de gas, ya que reduce los efectos que produce la presencia de gas libre.

El separador va situado entre la bomba y el protector del motor eléctrico; el eje conector se extiende a través del mismo Las eficiencias de los separadores de gas tienen un rango del 80 al 95%[11], sin embargo la eficiencia del sistema es afectada por los volúmenes manejados, su composición y propiedades. Los separadores de gas pueden ser conectados en serie (tándem) para mejorar la eficiencia total en aplicaciones de altos volúmenes de gas.

[11] “Bombeo Electrosumergible Curso Básico” , Liliana Jaramillo Schlumberger, 2010

FIG. 2.15. SUCCIÓN O SEPARADOR DE GAS



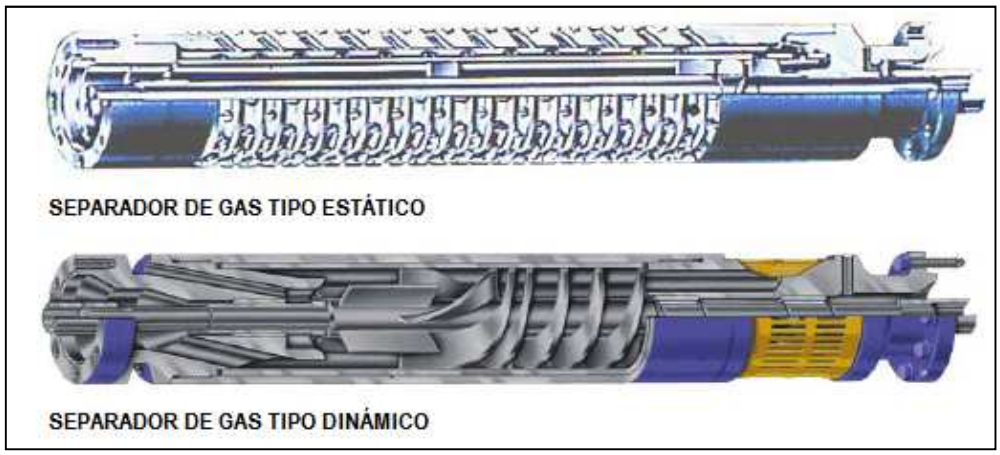
FUENTE: Curso Básico ESP – ESP Wood Group

Básicamente se emplean dos métodos para separar el gas (fig. 2.16):

El método estático los fluidos entran por una multitud de pasajes que cambian la dirección del flujo, favoreciendo la separación gravitacional, separando el gas libre para que escape hacia el espacio anular. Este separador de gas se llama estático porque no tiene partes movibles que ejerzan trabajo sobre el fluido.

El método dinámico los fluidos entran por la base del separador a un cámara donde son centrifugados con un inductor que termina en aspas rectas. Este inductor incrementa la presión del fluido, los fluidos más pesados se desplazan hacia la parte externa y el gas se queda en el centro. Por medio de un bypass el gas pasa al espacio anular y el líquido a la bomba. Este método podría también ser llamado centrífugo.

FIG. 2.16. TIPOS DE SEPARADORES DE GAS



FUENTE: Schlumberger - REDA

2.2.4. EQUIPO ADICIONAL

Los equipos adicionales que se usan en un sistema BES son:

- Cabeza de descarga
- Centralizadores
- Válvula de Retención
- Válvula de drenaje
- Flejes o Sunchos
- Sensor de Presión y Temperatura
- Y Tool

2.2.4.1. Cabeza de descarga

La cabeza de descarga es un adaptador entre las bombas electrosumergibles y la tubería de producción. En su base tiene conexión para las bombas, el sello entre unidades es metal – metal por medio de pernos como el resto del equipo BES y en su parte superior es roscado. Existen diferentes tipos de roscado de acuerdo a las necesidades del pozo así como los diámetros suministrados. El tipo de medidas de rosca que se usa mayormente es el 3½ EUE y 4½ EUE. Como componente del sistema BES, este acople guarda las mismas condiciones de fabricación que el resto del equipo BES en lo que se refiere al tamaño y material.

2.2.4.2. Centralizadores

Los centralizadores se utilizan para centrar el motor, la bomba y el cable durante la instalación, se emplean en pozos ligeramente desviados, para mantener el motor centrado y así permitir un enfriamiento adecuado, también evitan que el cable se dañe por roce con el casing a medida que es bajado en el pozo.

2.2.4.3. Válvula de retención

Esta válvula tiene por finalidad prevenir el escurrimiento de la columna de fluido a través de la bomba, evitando la rotación inversa de la unidad al detenerse el motor. Si esta válvula no es instalada, es posible que al ponerse en funcionamiento nuevamente el motor, la unidad gire en sentido contrario, con lo que probablemente se dañe el eje de alguno de los componentes rotantes y/o el cojinete de empuje, por el alto torque desarrollado en tales circunstancias. Como ventaja adicional, ante la presencia de arena, impide que ésta se deposite en la bomba cuando ésta se detiene, pudiendo ocasionar su atascamiento. Ésta válvula es ubicada dos o tres tubos por encima de la bomba.

2.2.4.4. Válvula de drenaje

Se coloca de uno a tres tubos por encima de la válvula de retención. Su función es establecer comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción, con el propósito de que ésta se vacíe cuando se extrae el aparejo del pozo. Para operarla, se deja caer una barra de acero desde la superficie por la tubería de producción; la barra rompe un perno y deja abierto un orificio de comunicación con el espacio anular

2.2.4.5. Flejes o sunchos

El cable de extensión del motor y el cable de potencia se mantienen sujetos a la tubería de producción por bandas metálicas selladas llamadas flejes o sunchos, éstas aseguran el cable para que éste no se deslice y forme curvaturas que pueden causar daños en el mismo. Otra función de estos accesorios, además de la de sostener a los cables mencionados, es la de mantenerlos lo mas vertical posible con respecto a la tubería de producción. El número de flejes que se instala depende del tipo de cable de potencia que se usa y el peso (libra / pie) del mismo, se instalan dos flejes por cada tubería de producción. Si el cable de

potencia es muy pesado y adicionalmente tiene tubo capilar se puede usar hasta tres flejes por cada tubería de producción

2.2.4.6. Sensor de presión y temperatura

Es un dispositivo diseñado para determinar las condiciones reales de trabajo de la bomba y se instala en el extremo inferior del motor. (fig. 2.17). Se conecta al motor de fondo a través de un cable de alimentación y un cable de señal, permite medir la temperatura y la presión manométrica de la columna de fluido en el espacio anular a nivel del fondo del motor eléctrico.

La señal se transmite al indicador digital de superficie a través del mismo cable de potencia de la unidad. Este sensor, no solamente detecta presiones de succión y descarga, también es capaz de interpretar las temperaturas del aceite dieléctrico del motor y de la succión (intake), vibración, corriente de fuga, y flujo.

FIG. 2.17. SENSOR DE PRESIÓN Y TEMPERATURA

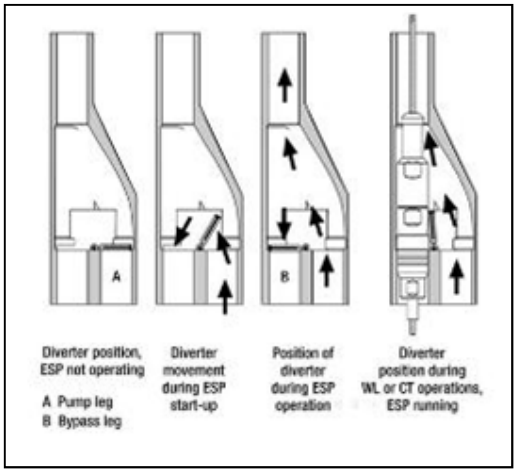
FUENTE: Curso Básico ESP – ESP Wood Group

2.2.4.7. Y - tool o Bypass

Esta herramienta (fig. 2.18) permite intervenir el pozo con cable (wireline) o tubería flexible sin tener que sacar la unidad BES del pozo. Ésta se instalará junto

con la bomba y está diseñada para no afectar el funcionamiento normal de la misma. Entre las aplicaciones de la herramienta se tiene: el monitoreo de movimiento del agua, la aplicación dirigida de ácidos, la perforación de nuevos horizontes, y la completación en configuración múltiple de equipo BES.

FIG. 2.18. HERRAMIENTA "Y"



FUENTE: Curso Básico Completación – Ing. Guillermo Ortega

2.3. POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO PARAHUACU CON SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.

A Junio de 2011, en el campo Parahuacu de los 13 pozos productores, 4 pozos producen por este tipo de sistema de levantamiento artificial, los cuales aportaron una producción de 1171 BFPD que representa aproximadamente el 35% de la producción total del campo.

Para realizar el análisis nodal de los pozos se requiere de la información de cada uno de ellos, para lo cual se ha recopilado los datos de todos los trabajos que se han realizado para mantener la producción o a su vez incrementarla, se ha recopilado los historiales de producción, de presión y reacondicionamiento, como también la completación instalada, en cada uno de los pozos del campo Parahuacu que operan con sistema de bombeo electrosumergible hasta el 13/06/11. A partir de la información obtenida de los historiales de producción, de

presión, reacondicionamiento y de los equipos instalados en los pozos, se podrá establecer las condiciones actuales del sistema de levantamiento e identificar los posibles problemas existentes que están afectando el rendimiento del sistema.

2.3.1. RECOPILACIÓN DE DATOS DE CADA POZO

2.3.1.1. Producción Actual

En la tabla 2.2 se detalla las tasas de producción de los pozos productores con sistema electrosumergible de acuerdo con las últimas pruebas de producción tomadas hasta la fecha de cierre del estudio en estos pozos.

TABLA 2.2. TASAS DE PRODUCCIÓN POZOS CON SISTEMA BES

POZO	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	Pc	Pm	Ps	BSW (%)	GOR	API	BOMBA	Hz
					psi							
PRH - 10	13/06/11	Ui	463	462	80	32	28	0.2	128	32.6	DN1100	51
PRH - 11	13/06/11	Ui	182	178	60	28	25	2.0	770	32.4	D475N	54
PRH - 12	13/06/11	Ti	243	238	50	30	26	2.0	408	31.8	TD300	55
PRH - 13	13/06/11	Ui	283	282	60	30	24	0.3	624	31.2	DN1100	54

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Lago Agrio – EP PETROECUADOR

Elaborado por: Juan Jaramillo O.

2.3.1.2. Historiales de Reacondicionamientos

Los historiales de reacondicionamiento son archivos que proporcionan la información de los diversos problemas o dificultades que ha presentado en el pozo desde la instalación de la completación inicial. El conocimiento de esta información permite realizar un monitoreo más eficaz en el pozo, actuar de una manera más acertada cuando se presenta repetidamente un problema en particular; como también permite verificar las zonas productoras que han sido evaluadas y su estado. Los historiales de reacondicionamiento de los pozos en estudio se presentan en la tabla 2.3, las completaciones instaladas a la fecha de estudio se encuentran el Anexo No.3.

TABLA 2.3. HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS DE LOS POZOS CON SISTEMA BES DEL CAMPO PARAHUACU.

W.O. #	FECHA	OBJETIVO	PROCEDIMIENTO
PARAHUACU 10			
0	01-ago-08	Pruebas Iniciales y Completación	Punzonan Arena Ti a 4 DPP: 9726' -9730' (4'), se realiza SQZ. Punzonan Arena Ui a 4 DPP: 9490' -9494' (4'), se realiza SQZ
			Se punzona a 5 DDP ARENA Ti: 9648' - 9660' (12') - 9666' - 9680' (14'). Se baja bomba jet 10J para evaluar Ti, Alto BSW
			Se realiza trabajo de estimulación arena Ti, se baja bomba jet 10J para evaluar Ti, Alto BSW
			Se punzona a 5 DDP ARENA Ui: 9464' - 9474' (10') - 9482 - 9490' (8'). Se baja bomba Jet 10J para evaluar Ui, se reversa bomba jet se evalúa con MTU: BPPD 738 BSW 0.8%
			Bajan BES DN11OO (145+145 etapas)
PARAHUACU 11			
0	20-sep-08	Pruebas Iniciales y Completación	Corren Registro de Cemento: CBL, VDL, CCL, GR. Cemento Malo en zonas de interés. Cementación forzada a Ti, se baja BHA moledor y limpieza, se repite registro de cemento, OK en zonas de interés
			Punzonan con cañones 4 5/8" Arena "Ti" a 5 DPP: 9709' -9730' (21') - 9744' - 9754' (10'), se evalúa arena Ti: BPPD 349 BSW 9%. Se realiza estimulación arena Ti con ácidos (12.8 bls), se evalúa resultados BPPD 322 BSW 21%. Se toma Build Up.
			Punzonan con cañones 4 5/8" Arena "Ui" a 5 DPP: 9488' -9510' (22'), bajo aporte de la formación y alto BSW
			Se realiza trabajo de estimulación arena "Ui" con ácidos (73 bls), se evalúa resultados en arena "Ui", BPPD 337, BSW 26%. Se toma Build Up y se saca BHA de evaluación. Se baja tapón EZ Drill a 9620'
			Bajan BES D475N (213+213 etapas)
1	05-may-09	Cambio BHA por comunicación Tubing – Casing	Sacan Completación Electrosumergible, Equipo en buen estado, eléctricamente OK, giro de conjunto BES normal, descarga de la bomba y NO-GO taponados con material sólido (arena fina).
			Bajan BHA de limpieza, circulan por casing y tubing para limpieza de sólidos. Bajan BHA de prueba, en quinta parada se encuentra tubo roto y corroído internamente
			Bajan BHA de evaluación, se baja bomba jet 10J para evaluar Ui, alto BSW. Se realiza Build UP, se vuelve a bajar bomba jet 10J para evaluar Ui BPPD 65 BSW 46%. Se saca BHA de evaluación

CONTINUACIÓN TABLA 2.3			
W.O. #	***FECHA***	***OBJETIVO***	***PROCEDIMIENTO***
1	*05-may-09*	*Cambio BHA por comunicación Tubing – Casing*	*Bajan Equipo BES D475N (141+141+89 etapas)*
PARAHUACU 12			
1	*18-mar-09*	*Reparar BES (Fases a Tierra)*	*Saca equipo BES D475N, se desarma equipo, MLE (Motor Lead Extensión) se encuentra con dos golpes, uno de ellos sin guarda cable (causa por la que BES se fue a tierra), sólidos en el separador de gas.*
			Se baja BHA de limpieza, circula, limpia y saca
			Bajan Equipo BES D725N (116+116+136 etapas)
2	*12-abr-09*	*Reparar BES (Bajo Aislamiento) Evaluar "Ti" Tomar Pwf, Rediseñar BES*	*El 27/03/09 se realiza estimulación matricial a "Ti" con ácidos, empleando coiled tubing. Arranca pozo a 19h00, fluye a tanque en locación. Se apaga pozo a las 24h00. Se intenta arrancar pozo sin éxito (BES con bajo aislamiento FT=200 OHM. y FF=6 OHM), se propone cambio de variador, no es aceptado, se espera W.O. #2*
			Bajan BHA de limpieza hasta 9855 ft, limpian y sacan. Bajan BHA de evaluación, se desplaza bomba Jet E8 y se evalúa "Ti" resultados BFPD 336 BSW 100%, se intenta reversar bomba jet, sin éxito se recupera con wire line, se circula tubing casing para limpiar pozo, se vuelve a desplazar bomba jet E8 y se revalúa "Ti", resultados: BFPD 288, BPPD: 253 BSW 21% API 34.2, SAL 4700 ppmCl-
			Bajan Equipo BES TD-150 (143+143+143 etapas)
3	*5-jun-11*	*Reparar BES (Fases Desbalanceadas)*	*Se saca equipo BES TD150, giro todo el equipo suave, el motor se encuentra con las fases desbalanceadas y el sensor se encuentra mostrando la pérdida de señal.*
			Se baja BHA de limpieza en 3 ½ tubería, limpian y sacan. No se realiza evaluación de arena "Ti"
			Bajan Equipo BES TD300 (154+154+154 etapas)
PARAHUACU 13			
0	*28-oct-08*	*Pruebas Iniciales y Completación*	*Punzonan arena Ui a 5 DPP: 9512' - 9524' (12') - 9529'-9534' (5'), se evalúa arena Ui con bomba jet, resultados: BPPD 188 BSW 73%. Punzonan Arena Ti a 5 DPP: 9702' -9728' (26'), se evalúa arena Ti con bomba jet, resultados: BPPD 197 BSW 37%. Se baja CIBP a 9600' aislando "Ti".*
			Bajan Equipo BES DN1100 (182+182 etapas)

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Lago Agrio - EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

2.3.1.3. Historiales de Producción

La información que proporcionan los historiales de producción es el comportamiento de la producción, incrementos de BSW, entre otros desde el inicio de operación del pozo. Este historial en conjunto con el historial de reacondicionamiento, es una herramienta fundamental para la evaluación del estado de un pozo. A continuación se detalla los historiales de producción de los pozos que operan con sistema BES en el campo.

2.3.1.3.1. Historial de Producción del pozo PRH – 10

El pozo PRH 10 fue perforado del 25 de mayo al 21 de junio de 2008, y fue completado el 1 de Agosto de 2008. Inicialmente se probaron las arenas “Ui” y “Ti” con bombeo hidráulico jet, las pruebas iniciales se muestran en la tabla 2.4; se obtuvo un alto BSW y una baja producción de petróleo para la arena “Ti”; ésta fue estimulada mediante el empleo de ácidos, después de la aplicación de este tratamiento, se volvió a evaluar a la arena “Ti” obteniéndose una producción con alto BSW nuevamente. La arena “Ti” fue asilada al ubicarse un CIBP a 9580 pies, y el pozo fue completado para producir de la arena “Ui”,

TABLA 2.4. PRUEBAS INICIALES POZO PRH -10

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉTODO	BPPD	BSW	RGP	API	PC	OBSERV.
1	19-Jul-08	“T.inf”	S	5	97.0	N/R	19.6	CTK	
2	25-Jul-08	“U.inf”	S	641	11.0	NR	32.2	CTK	

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Lago Agrio - EP Petroecuador

La producción inicial del pozo fue de 723 BPPD con un BSW de 0.8%, las mayores ratas de producción que ha alcanzado el pozo, fueron cercanas a los 900 BPPD en los primeros meses de su vida productiva. La rata de petróleo ha evidenciado un rápido declive, la rata de agua se ha mantenido baja durante estos años de operación del pozo. Cabe indicar que en este pozo no se han realizado trabajos de reacondicionamiento. El historial de producción del pozo se muestra en la tabla 2.5 y en la figura 2.19.

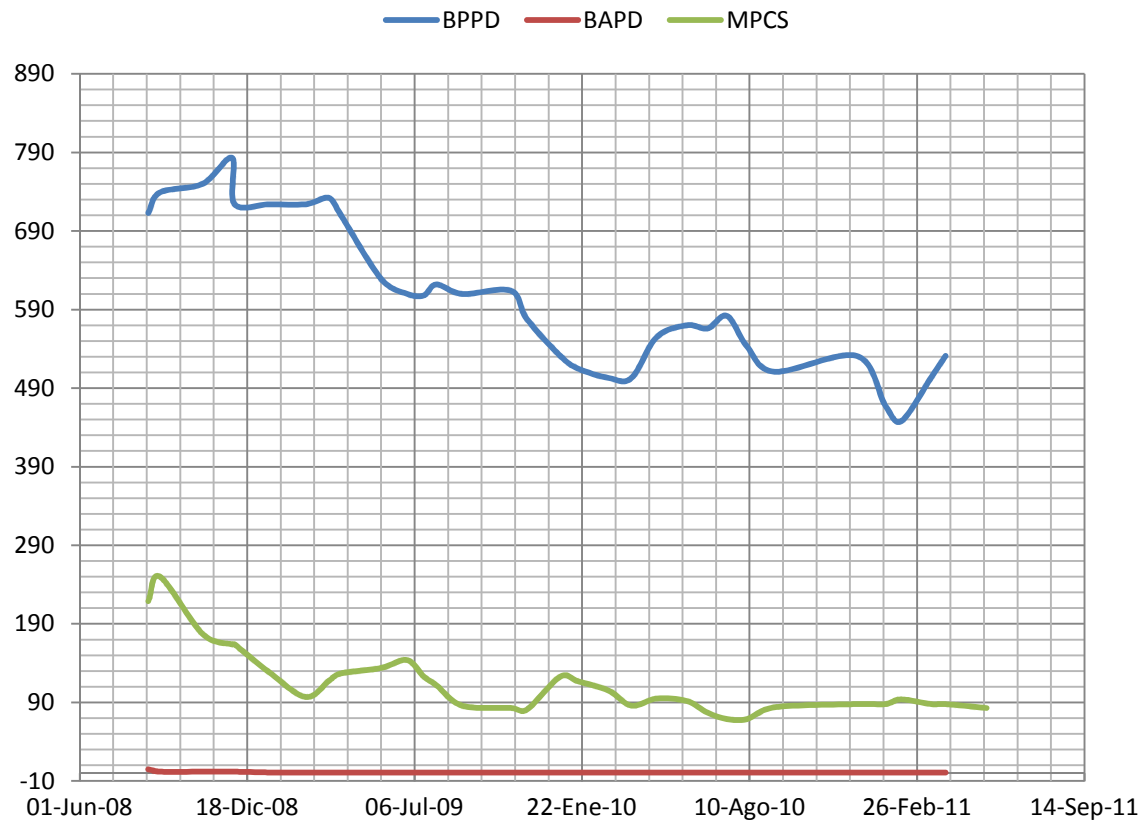
TABLA 2.5. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO PRH - 10

FECHA	BFPD	BPPD	BSW %	API	AMP	Pc	Pm	Ps	VOLT	PSI intake	GOR	NF	OBSERVACIONES
02-jul-08	**INICIA COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES**												
01-ago-08	**TERMINA COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES**												
22-ago-08	718	713	0,7	33,5	19	100	30	29			307		**BOMBA DN-1100**
05-sep-08	741	739	0,3	31,3	19	90	36	30	409	1020	338		
26-oct-08	752	750	0,2	33,0	20	92	36	30			236		
30-nov-08	785	783	0,3	32,4	19	68	38	28		994	209		
03-dic-08	726	724	0,3	33,0	18	66	38	28		688	227	2065'	
16-dic-08	Toman Build Up												
14-ene-09	725	724	0,2	32,6	18	60	30	28	384	688	177	1690´	
15-ene-09	Pozo cerrado desde 22h00 para prueba de Build Up, reinicia producción el 17 de Enero												
26-feb-09	725	724	0,2	32,4	18	50	30	28			134		
26-mar-09	733	732	0,2	32,5	18	50	30	28			161		
09-abr-09	711	710	0,2	32,4	18	50	30	28			179		
27-may-09	630	629	0,2	32,5	18	50	28	26	378	890	213		
27-jun-09	611	610	0,2	33,4	18	56	30	28	385	730	236		
17-jul-09	609	608	0,2	33,2	18	54	30	28	380	900	202		
01-ago-09	623	622	0,2	33,1	17	50	29	27	380	835	180		
01-sep-09	611	610	0,2	33,4	18	50	30	28	389	997	141		
29-oct-09	615	614	0,2	33,7	19	50	30	28	402	850	135		
17-nov-09	579	578	0,2	33,2	18	60	28	26	404	768	140		
27-dic-09	532	531	0,2	33,2	18	72	30	27	409		232		Sensor inutilizado
17-ene-10	516	515	0,2	33,4	19	60	30	28	410		227		
23-feb-10	504	503	0,2	33,0	22	60	30	28	420		209		
22-mar-10	504	503	0,2	33,0	22	65	30	28	419		171		
21-abr-10	556	555	0,2	33,4	23	60	32	28	410		171		
27-may-10	571	570	0,2	33,2	18	58	30	28	410		161		
21-jun-10	567	566	0,2	33,4	21	66	32	28	416		136		
14-jul-10	583	582	0,2	33,1	21	55	32	28			119		
07-ago-10	544	543	0,2	33,3	21	60	30	28	412		127		
09-sep-10	512	511	0,2	33.4	21	90	30	28	415		164		
02-oct-10	524	523	0,2	33,7	20	75	31	19	410		134		
20-nov-10	532	531	0,2	32,5	20	100	34	28	414		137		
29-nov-10	Técnico SLB chequea equipo por apagones frecuentes, se da mantenimiento a VSD, se cambia tarjetas												
16-dic-10	532	531	0,2	32.8	19	95	30	28	414		166		
19-ene-11	469	468	0,2	32,8	14	80	30	28	416		188		
07-feb-11	449	448	0,2	32,8	18	70	31	29	414		210		
15-mar-11	505	504	0,2	32,4	18	80	30	27	412		175		
01-abr-11	532	531	0,2	32,3	15	79	33	28	416		166		
30-may-11	480	479	0.2	32,8	17	80	32	28	412		173		

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Lago Agrio - EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

FIG. 2.19. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO PRH-10



ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

2.3.1.3.2. Historial de Producción del pozo PRH – 11

El pozo PRH 11 fue perforado del 2 de Julio al 21 de Julio de 2008 y fue completado el 20 de Septiembre de 2008. En este pozo se probaron las Arenas "Ui" y "Ti" con bombeo hidráulico jet. Las pruebas iniciales se muestran en la tabla 2.6. De la arena "Ti" se obtuvieron buenos resultados antes y después de la estimulación acida realizada, a pesar de ello, la arena es aislada al ubicarse un CIBP a 9620 ft.

La evaluación inicial de la arena Ui, no es exitosa, se le practica una estimulación ácida, después de la cual se vuelve a evaluar la arena, obteniéndose resultados satisfactorios. El pozo fue completado para producir de esta arena, no ha existido modificaciones en este aspecto.

TABLA 2.6. PRUEBAS INICIALES POZO PRH - 11

PRUEBA	ZONA	INTERVALO	TIEMPO PRUEBA	BPPD	BSW %	API 60 °F	PC psi	OBSERVACIÓN
29-AGO-08	"Ti"	9709'-9730' 9744'-9754'	34h	349	9	33.3	Ctk	Evalúan por PPH
29-AGO-08	"Ui"	9488'-9510'	72 h	342	25	32.6	Ctk	Evalúan por PPH

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Lago Agrio - EP PETROECUADOR

La producción inicial del pozo fue de 425 BPPD con un BSW de 10%, durante la vida productiva del pozo la producción de agua se ha mantenido baja, (BSW se ha estabilizado en alrededor del 2%), pero es la más alta en comparación con los otros pozos que operan con sistema BES. La producción de petróleo ha evidenciado un rápido declive durante estos años de operación del pozo. La máxima producción de petróleo alcanzada por el pozo ha estado cercana a los 510 BPPD; el historial de producción del pozo se muestra en la tabla 2.7 y en la figura 2.20

TABLA 2.7. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO PRH – 11

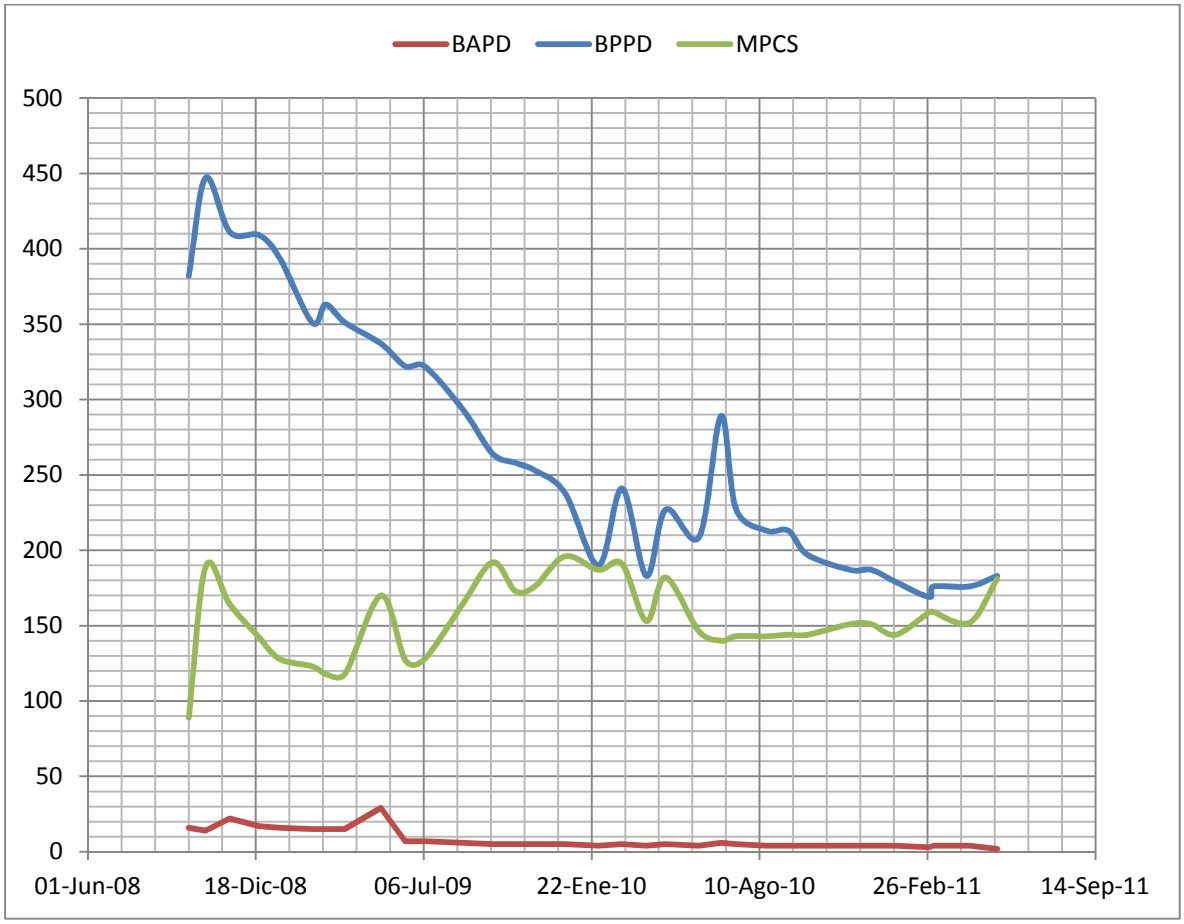
FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	Pc	Pm	Ps	VOLT	AMP	GOR	PSI intake	OBSERVACIONES
06-ago-08	**INICIA COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES**											
20-sep-08	**FINALIZA COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES**											
29-sep-08	398	382	4,0	32,1	45	35	30		36	233		Salinidad 43350 ppm
19-oct-08	461	447	3,0	32,6	70	36	30		36	423		Salinidad 49250 ppm
17-nov-08	433	411	5,0	31,4	140	36	30		36	399		
22-dic-08	426	409	4,0	31,2	60	38	28		34	347		
15-ene-09	410	394	4,0	31,9	70	38	28		36	325	1043	
23-feb-09	366	351	4,0	31,2	50	38	28		36	350		
11-mar-09	378	363	4,0	31,4	50	30	26		36	325		Salinidad 73100 ppm
03-abr-09	366	351	4,0	31,7	53	30	28		34	336		
25-abr-09	Cinco horas off por alta temperatura del motor, posible atascamiento de la bomba, se chequea tubing con 1000 psi y 72 Bls (cae presión en 10 s), se detecta comunicación tubing - casing											
30-abr-09	**INICIA W. O. # 01 POR COMUNICACIÓN TBG-CSG**											
11-may-09	**FINALIZA W. O. # 01 BAJAN BOMBA DN-475**											
16-may-09	366	337	8,0	31,8	42	30	26	408	16	504	850	
14-jun-09	329	322	2,0	31,5	40	28	26	408	16	394	1000	
07-jul-09	329	322	2,0	31,3	55	28	26	409	18	398	989	
22-ago-09	299	293	2,0	31,6	60	26	24	452	17	563	983	
26-sep-09	269	264	2,0	31,4	50	26	24	452	17	727	1046	
23-oct-09	263	258	2,0	31,2	50	26	24	452	18	671	1024	
15-nov-09	258	253	2,0	31,2	50	29	27	426	17	696	1015	
21-dic-09	243	238	2,0	31,1	40	29	27	450	17	824	1010	
30-ene-10	194	190	2,0	31,5	50	26	24	452	16	984	1027	
27-feb-10	246	241	2,0	31,5	70	29	26	452	16	793	976	
28-mar-10	187	183	2,0	31,4	50	29	27	452	16	836	1030	

CONTINUACIÓN TABLA 2.7												
FECHA	**BFPD**	**BPPD**	**BSW**	**API**	**Pc**	**Pm**	**Ps**	**VOLT**	**AMP**	**GOR**	**PSI**	**OBSERVACIONES**
20-abr-10	232	227	2,0	33,4	50	29	27	453	16	802	1030	
30-may-10	213	209	2,0	31,4	50	29	27	430	16	699	1080	NF = 2585 ft
25-jun-10	295	289	2,0	31,6	50	30	28	453	17	505	1670	NF = 2462 ft
13-jul-10	232	227	2,0	31,0	60	30	28	452	15	630	1073	NF = 2521 ft
18-ago-10	217	213	2,0	31,0	50	30	28	452	16	671	1128	Salinidad = 7805 ppm Cl
13-sep-10	217	213	2,0	31,6	40	30	28	452	16	676	1137	NF = 2400 ft
06-oct-10	201	197	2,0	31,4	85	30	28	452	15	731	1180	
26-nov-10	191	187	2,0	31,4	50	30	28	452	15	807	1197	
21-dic-10	191	187	2,0	31,4	37	30	28	452	15	807	1232	
19-ene-11	183	179	2,0	32,6	45	32	29	452	15	804	1230	
28-feb-11	172	169	2,0	32,4	60	32	28	452	15	941	1241	
05-mar-11	180	176	2,0	32,4	60	32	28	452	15	903	1241	
17-abr-11	180	176	2,0	32,4	60	32	28	452	15	864	1241	
31-may-11	182	178	2,0	32,4	60	28	25	452	15	989	1241	

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Lago Agrio - EP Petroecuador

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

FIG. 2.20. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO PRH - 11



ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

2.3.1.3.3. Historial de producción del pozo PRH – 12

El pozo PRH 12 fue perforado del 8 al 21 de Agosto de 2008 y fue completado el 6 de octubre 2008. En este pozo se ha probado únicamente a la Arena “Ti” con bombeo hidráulico jet, en la tabla 2.8 se muestra en la prueba inicial de la arena.

TABLA 2.8. PRUEBAS INICIALES POZO PRH - 12

PRUEBA	ZONA	INTERVALO	BPPD	BSW	API 60 ℉	PC psi	OBSERVACIÓN
29-SEP-08	“Ti”	9700’-9738’	317	34	34.2	EST	Evalúan por PPH

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Lago Agrio - EP PETROECUADOR
ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

La producción inicial del pozo fue de 682 BPPD con un BSW de 0.3%. La producción de agua se ha mantenido baja durante estos años de producción del pozo. La máxima rata de producción de petróleo que se ha obtenido de este pozo fue cercana a los 720 BPPD en los primeros meses de producción. En la tabla 2.9 y en la figura 2.21 se muestra el historial de producción del pozo.

En marzo de 2009 el pozo evidencia una caída drástica de la producción, de 504 BPPD a 208 BPPD, por ello se realiza una estimulación con camión bomba a la arena “Ti”, sin obtener resultados exitosos por lo que el pozo entra a W.O. al encontrarse el equipo BES con problemas (fases a tierra). Después de resolver el problema en el equipo BES y reiniciar operaciones, el pozo no alcanzó los niveles de producción previos, por lo que nuevamente se practica un trabajo de acidificación a la arena “Ti” con coiled tubing; después de ello se intenta arrancar el equipo BES sin éxito, al parecer el equipo presenta problemas por bajo aislamiento, ante esta situación se recomienda cambiar el VSD por uno de mayor potencia, esta propuesta no es aceptada y el pozo entra a W.O. nuevamente.

En el segundo W.O. el equipo electrosumergible DN725 es remplazado por TD150, la producción alcanzada en abril de 2009 con este nuevo equipo fue de 158 BPPD, un valor inferior al obtenido en marzo de 2009, antes de que el pozo empezara a presentar problemas, esta tendencia se mantendría hasta finales del

año 2010. Desde finales de dicho año, hasta el trabajo de W.O. #3 las ratas de producción medidos en las pruebas mostraron un incremento paulatino. La justificación que se ha dado a esta situación es que ésta no se produjo por un posible aumento en el potencial de producción del pozo, sino más bien por medidas defectuosas de las pruebas de producción, el problema que causaba este inconveniente fue encontrado en el manifold de producción. Una vez resuelto este problema y después de instalarse el equipo TD300 la rata de producción alcanzó valores más acorde a la capacidad del pozo, el cual está en alrededor de los 250 BFPD a las condiciones actuales del reservorio.

TABLA 2.9. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO PRH - 12

FECHA	BFPD	BPPD	BSW %	API	AMP	VOLT	Pc	Pm	Ps	PSI intake	GOR	OBSERVACIONES
21-sep-08	**INICIA COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES**											
06-oct-08	**FINALIZA COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES**											
31-oct-08	538	537	0,2	30,3	14	-	55	36	24	-	-	**BOMBA DN-725**
13-nov-08	549	547	0,3	29,8	18	-	52	34	30	-	-	
10-dic-08	538	536	0,3	33,2	17	-	60	30	28	1955	-	NF = 4098 ft
13-ene-09	Pozo cerrado desde las 22h00 para prueba de Build Up											
19-ene-09	535	533	0,3	33,2	21	430	50	32	28	-	-	NF = 3426 ft
14-feb-09	535	534	0,2	33,2	21	-	40	32	28	-	-	
07-mar-09	228	227	0,3	33,4	18	-	54	-	-	-	-	
09-mar-09	Realizan estimulación matricial con camión bomba a Tinf, se intenta arrancar BES, sin éxito. Se detecta fases a tierra, pozo cerrado E.W.O.											
13-mar-09	**INICIA W. O. # 01. BES OFF (FASES A TIERRA)**											
18-mar-09	**FINALIZA W. O. # 01. BAJAN BOMBA DN-725**											
19-mar-09	190	137	28	33,2	18		40	30	28	635	-	NF = 5539 ft
23-mar-09	Se realiza conexión del variador en modo de presión para normalizar producción											
27-mar-09	Realizan estimulación a "Ti " con Coiled Tubing; arrancan pozo a las 19h00, fluye a tanque en locación. Se apaga pozo a las 24h00 por bajo aislamiento.											
28-mar-09	Técnico Reda intenta arrancar pozo, sin éxito (BES con bajo aislamiento FT=200 OHM. y FF=6 OHM.) Técnico de Reda recomienda cambio de Variador como última opción para arrancar BES. Sin responsabilidad por daño de equipos. Se analiza propuesta pero se prefiere enviar taladro para WO#02											
29-mar-09	**INICIA W. O. # 02. REPARAR BES (BAJO AISLAMIENTO)**											
12-abr-09	**FINALIZA W. O. # 02 BAJAN BOMBA TD-150**											
21-abr-09	176	158	10,0	33,1	25		180	30	21	-	-	**BOMBA TD-150**
23-may-09	180	180	0,2	33,2	37	426	59	30	28	940	1267	Salinidad 16150 ppm
30-jun-09	196	194	0,2	33,2	18	425	44	30	28	1000	876	
18-jul-09	194	193	0,2	33,0	18	426	50	30	28	1008	979	
19-ago-09	172	172	0,2	33,3	18	426	40	30	28	1052	1087	
06-sep-09	131	131	0,2	30,6	18	426	40	28	26	1089	1580	
27-sep-09	Pozo no aporta, se cierra pozo para recuperación de nivel											
06-oct-09	Se recupera STD-VALVE leve presencia de escala prueban con presión con camión bomba, OK.											
08-oct-09	Realizan Limpieza de BES con CTU											
09-oct-09	151	151	0,2	30,4	21	472	60	27	26	-	603	Sensor Inutilizado
05-nov-09	171	171	0,2	30,1	18	470	40	30	27	-	749	
09-dic-09	185	185	0,2	30,0	18	472	50	28	27	-	692	

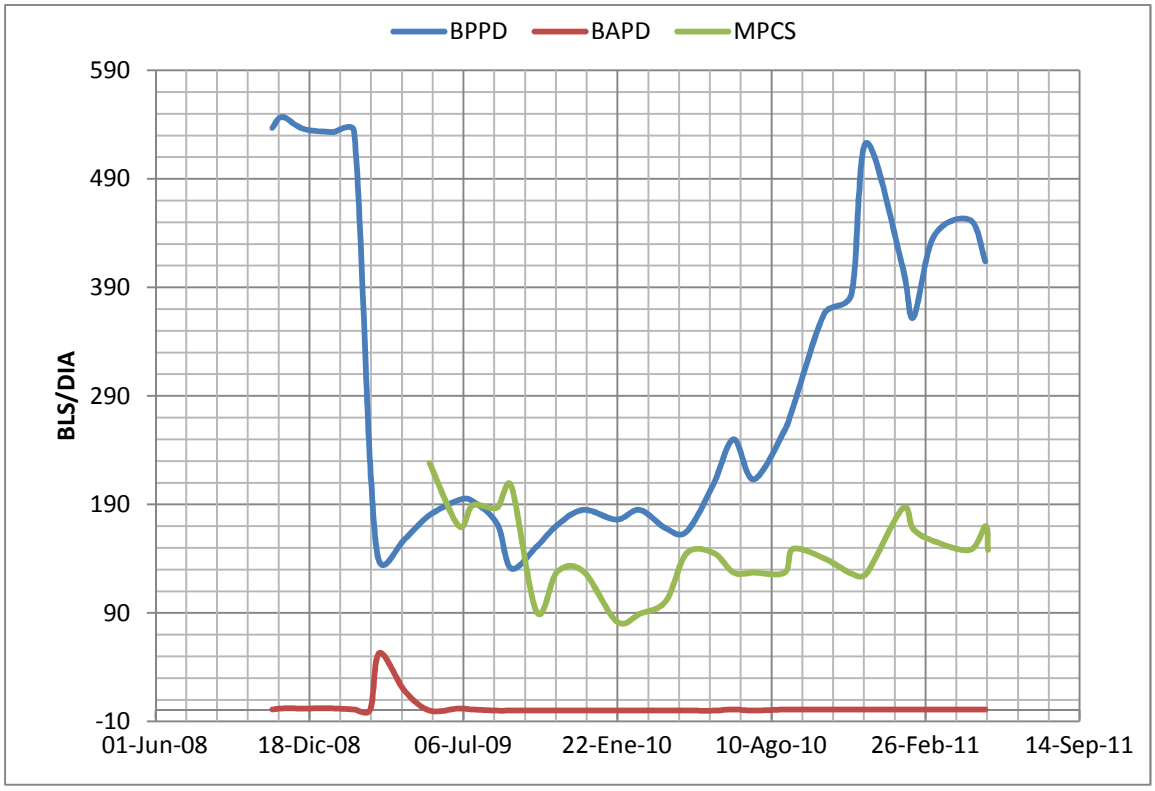
CONTINUACIÓN TABLA 2.9

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	AMP	VOLT	Pc	Pm	Ps	PSI	GOR	OBSERVACIONES
21-ene-10	176	176	0,2	30,3	18	472	44	30	28	-	466	
20-feb-10	185	185	0,2	30,6	18	470	50	30	28	-	481	
26-mar-10	168	168	0,2	30,6	17	470	40	30	29	-	601	
22-abr-10	165	165	0,2	33,3	19	472	50	32	28	-	879	
27-may-10	209	209	0,2	33,6	59	472	45	30	28	-	694	NF = 1830 ft, Pint 561 psi
22-jun-10	251	250	0,2	33,2	18	472	50	30	27	-	508	NF = 4972 ft, Pint = 470 psi
18-jul-10	213	213	0,2	33,1	18	471	40	30	29	-	596	NF = 2828 ft
27-ago-10	259	258	0,2	33,4	19	480	40	30	28	-	492	
07-sep-10	280	279	0,2	33,2	19	479	40	30	28	-	534	
18-oct-10	367	366	0,2	33,6	19	480	48	30	28	-	383	
22-nov-10	385	384	0,2	33,6	17	478	48	30	28	-	328	
11-dic-10	524	523	0,2	33,2	17	478	38	30	28	-	241	
27-ene-11	411	410	0,2	33,4	18	478	38	31	29	-	454	
10-feb-11	363	362	0,2	33,4	17	478	38	31	29	-	461	
09-mar-11	438	437	0,2	33,2	18	479	90	40	28	-	357	
25-abr-11	453	452	0,2	33,4	18	478	60	45	28	-	327	
20-may-11	415	414	0,2	33,4	48	478	54	30	26	-	357	
31–may -11	Pozo off – Se encuentra motor con fases desbalanceadas											
01-jun-11	**INICIA W. O. # 03. REPARAR BES (FASES DESBALANCEADAS)**											
11-jun-11	**FINALIZA W. O. # 03 BAJAN BOMBA TD-300**											

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Lago Agrio – EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

FIG. 2.21. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO PRH 12



ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

2.3.1.3.4. Historial de producción del pozo PRH – 13

El pozo PRH 13 fue perforado del 3 de septiembre al 20 de septiembre de 2008 y fue completado el 28 de Octubre del mismo año. Inicialmente se probaron los intervalos productivos “Ui” y “Ti”. De los resultados de las pruebas iniciales, mostradas en la tabla 2.10, se obtuvo un alto BSW para la arena Ui (73%), de la arena “Ti” se obtuvo mejores resultados. A pesar de ello, la arena “Ti” es aislada al ubicarse en CIBP a 9600 ft y el pozo fue completado para producir de la arena “Ui”, al igual que en los casos de los pozos PRH 10 y PRH 11.

TABLA 2.10. PRUEBAS INICIALES POZO PRH - 13

PRUEBA	FECHA	ZONA	MÉTODO	BPPD	BSW	API	PC	SALINIDAD
1	14-Oct-08	“Ti”	PPH	197	37	33	NR	800
2	23Oct-08	“Ui”	PPH	188	73	29.3	NR	750

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Lago Agrio - EP PETROECUADOR
ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

La producción inicial del pozo fue de 679 BPPD con una BSW de 5%. La máxima rata de producción del pozo ha estado en alrededor de los 850 BPPD, la producción de petróleo ha declinado paulatinamente y la producción de agua se ha mantenido en valores bajos durante los años producción del pozo. El 15 de septiembre de 2009 se detecto que existía comunicación entre el Tubing y el casing, a pesar de ello el pozo ha continuado operando hasta la fecha con esta falencia. Al igual que el pozo PRH–10, no se han realizado trabajos de reacondicionamiento. En la tabla 2.11 y en la figura 2.22 se muestra el historial de producción del pozo.

TABLA 2.11. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO PRH - 13

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	Pc	Pm	Ps	AMP	VOLT	GOR	Pintk	OBSERVACIONES
07-oct-08	INICIA COMPLETACIÓN Y P. INICIALES											
28-oct-08	FINALIZA COMPLETACIÓN Y P. INICIALES											
31-oct-08	863	690	20,0	28,9	38	32	30	38		407		
02-nov-08	721	707	2,0	29,9	38	30	28	38		385	673	
25-dic-08	729	727	0,3	29,6	60	38	28	38		425		

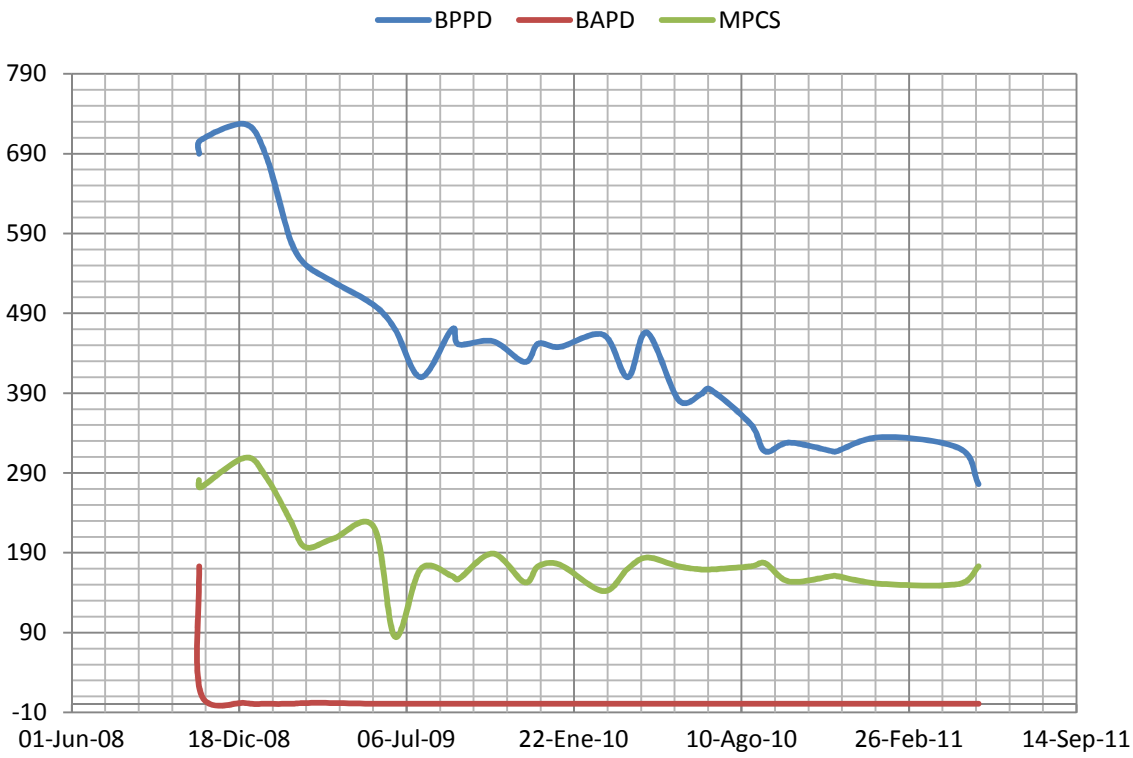
CONTINUACIÓN TABLA 2.11

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	Pc	Pm	Ps	AMP	VOLT	GOR	Pintk	OBSERVACIONES
18-ene-09	Cierran pozo a 00h00 para toma de Build up de Arena "Ui"											
19-ene-09	688	687	0,2	29,3	70	38	28	37		415	482	NF = 7004 ft
17-feb-09	583	582	0,2	29,6	55	26	24	37		397		
07-mar-09	553	551	0,3	29	52	28	26	39		358		NF = 5102 ft
10-abr-09	531	529	0,3	29,1	54	30	27	38		393		
28-may-09	501	500	0,2	30,2	52	30	28	38		444		
22-jun-09	471	470	0,2	31,1	50	30	27	38		362		
23-jul-09	411	410	0,2	27	54	30	27	36	426	415	536	
29-ago-09	471	470	0,2	29,3	50	30	28	40	430	343	536	
06-sep-09	452	451	0,2	29,3	46	30	28	40	431	348	536	
15-sep-09	Se prueba tubería con camión bomba con 1000 psi, cae presión en 45 s, posible comunicación TBG-CGS. Se cambia St-Valve de NOGO, sale Ok, chequean camisa cerrada, ok, confirman comunicación Tubing-Casing. Pozo continúa produciendo a pesar de ello.											
17-oct-09	456	455	0,2	31,3	50	29	27	37	426	415	536	
24-nov-09	430	429	0,2	31,2	50	29	27	37	428	357	536	
10-dic-09	453	452	0,2	31	50	28	26	40	428	383		
19-dic-09	Cambio VSD por sobrecarga											
05-ene-10	449	448	0,2	31,9	60	28	26	33	434	391		
26-feb-10	464	463	0,2	31,5	60	30	27	38	406	307		
27-mar-10	411	410	0,2	31,4	50	32	29	28	411	415		
19-abr-10	467	466	0,2	31,4	60	32	28	37	420	395		
27-may-10	382	381	0,2	31,8	52	31	29	36	424	454		
23-jun-10	390	389	0,2	31,3	48	30	28	37	428	434		
03-jul-10	396	395	0,2	31,5	44	32	28	37	428	428		NF = 5898 ft
21-ago-10	352	351	0,2	31,6	55	32	28	36	430	493		
07-sep-10	318	317	0,2	31,4	50	30	28	36	432	558		NF = 6242 ft, Pint = 965 psi
06-oct-10	329	328	0,2	31,7	60	30	28	36	430	470		
27-nov-10	318	317	0,2	31,2	52	32	28	36	426	508		
01-dic-10	318	317	0,2	31,2	52	32	28	38	426	508		
25-ene-11	336	335	0,2	31,4	50	31	28	32	434	451		
01-feb-11	298	297	0,2	31,8	50	31	28	32	434	508		
10-mar-11	292	291	0,2	31,8	50	32	28	38	428	519		
27-abr-11	322	321	0,3	31,1	60	30	27	32	440	470		
28-may-11	333	332	0,3	31,2	60	30	24	32	428	627		

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Lago Agrio - EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

FIG. 2.22. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO PRH 13



ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

2.3.1.4. Historiales de Presión

El historial de presión permite conocer cuál ha sido el grado de decremento de la presión inicial de los reservorios a lo largo de su vida productiva. Para ello se puede realizar diversas pruebas a los pozos, una de ellas es la prueba de restauración de presión o Build up, la cual permite determinar la presión de dinámica de fondo (P_{wf}), la presión de reservorio (P_{ws}), la presión inicial (P_i) determinar límites del reservorio, determinar daño de formación, entre otros.

A continuación en la tabla 2.12 se muestra los resultados obtenidos de las pruebas de restauración de presión que se han tomado en los pozos que operan con sistema de bombeo electrosumergible en el campo Parahuacu.

TABLA 2.12. HISTORIAL DE PRESIÓN POZOS CON SISTEMA BES DEL CAMPO PARAHUACU.

POZO	ARENA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	PROF. DE MEDICIÓN	P_{ws}	P_{wf}	Sf DAÑO PARCIAL	St DAÑO TOTAL	IP	K (md)
PRH-10	Ui	08/7/27	720	641	79	9482	2863	1612	13		0.57	73
PRH-10	Ui	09/1/17	625	624	1	9477	2272	940		9.64	0.51	66
PRH-11	Ti	08/8/22	408	323	85	9730	1605	1379	18.2	40.0	1.81	141
PRH-11	Ui	08/9/9	456	338	118	9499	1656	1381	15.5		1.68	180
PRH-11	Ui	09/5/6	114	32	112	9499	1432	1036	0.5		0.36	8
PRH-11	Ui	10/2/8	217	213	4	9499	1467	1094		11.7	0.603	39
PRH-12	Ti	08/9/30	480	317	163	9719	1582	1265	20.0		1.51	150
PRH-12	Ti	09/1/14	499	498	1	9719	1519	1025	11.2		1.01	71
PRH-13	Ti	08/10/15	312	215	97	9715	1620	1297	1.4		0.89	80
PRH-13	Ui	08/10/24	696	341	355	9520	1926	1713	-1.1	2,76	3.27	136
PRH-13	Ui	09/1/19	589	588	1	9518	1354	611		11.7	0.79	36

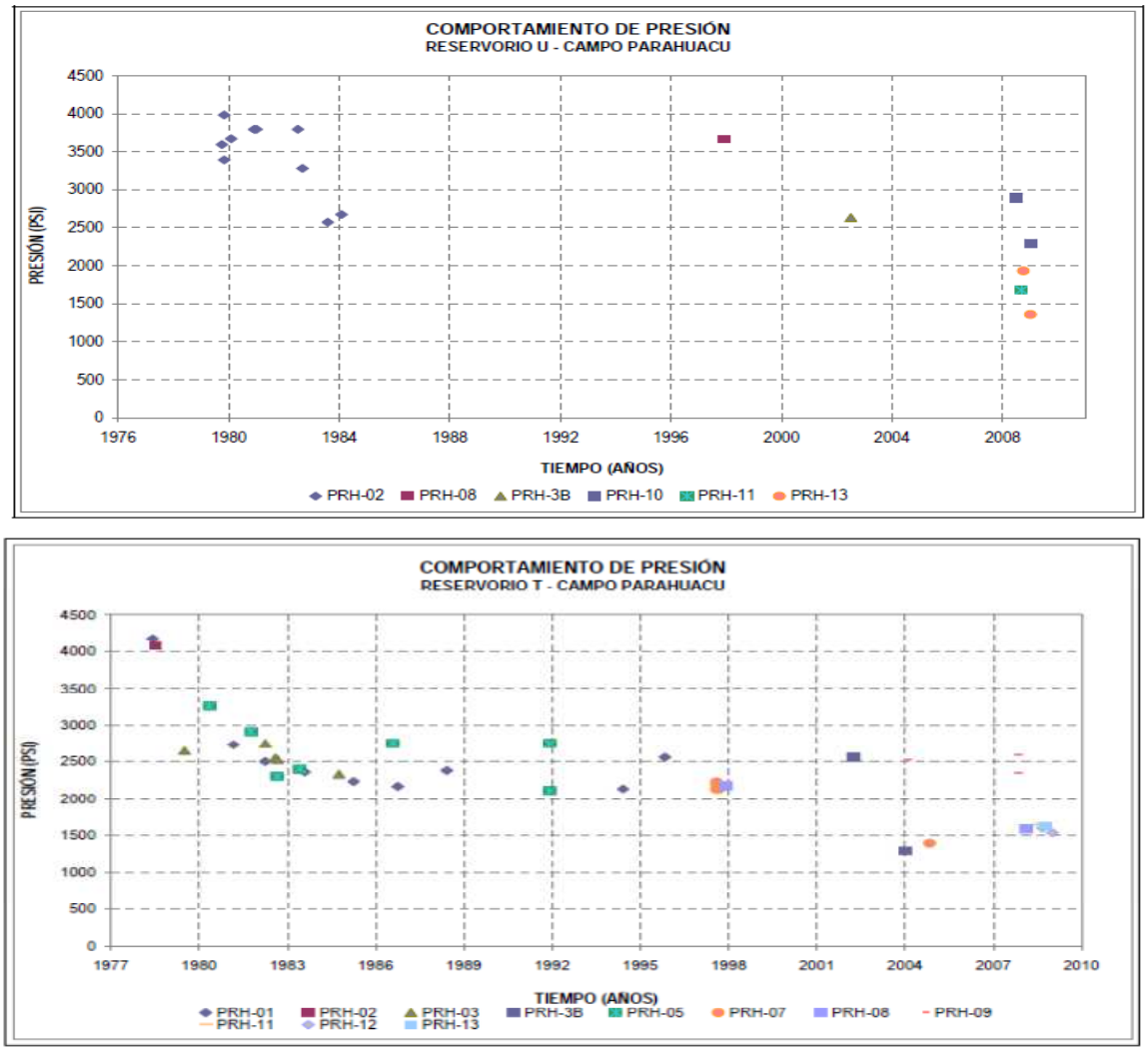
FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Lago Agrio - EP PETROECUADOR
ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

Al ser pozos perforados en años recientes, no se tiene una gran cantidad de datos de la presión de reservorio de las arenas productoras en estos pozos. Cabe indicar que la presión inicial fue de 3982 psi para la arena "U" y de 4174 psi para la arena "T" al inicio de la producción del campo. Como se puede evidenciar ambas arenas productoras han sufrido un importante decremento de la presión inicial, esto como consecuencia del tipo de mecanismo de producción presente en estos reservorios. (Ver sección 1.5 - Capítulo 1).

En promedio se estima que la presión actual para la arena "U" es de 2000 psi, y para la arena T es de 1638 psi, se estima una caída de 187psi/MMBls lo que permite inferir que existe un leve soporte de presión en el reservorio por efecto del acuífero.

En la figura 2.23, se muestra el comportamiento de la presión para los reservorios "U" y "T", no se considera a Basal Tena, ya que ninguno de los pozos que operan con sistema de bombeo electrosumergible produce de este nivel.

FIG. 2.23. HISTORIAL DE PRESIONES ARENA "U" Y "T"



FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Lago Agrio - EP PETROECUADOR

2.3.1.5. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE INSTALADO ACTUALMENTE EN LOS POZOS

En el año 2008 se retoma el empleo del bombeo electrosumergible como sistema de levantamiento artificial en el campo Parahuacu. Durante este año, cuatro pozos fueron completados con este tipo de sistema. En 2009 no se perforaron nuevos pozos en el campo. Para finales del año 2010, un pozo fue completado con sistema de bombeo electrosumergible, pero este presentó problemas por alta presencia de gas y fue cerrado, y en el trabajo de reacondicionamiento se cambió el sistema de levantamiento a bombeo hidráulico; por lo que a la fecha de cierre

del estudio, un total de cuatro pozos producen por este sistema de levantamiento en el campo Parahuacu.

En las tablas 2.13 y 2.14, se detalla el equipo superficial y de fondo instalado en cada uno de los pozos productores que operan con este tipo de levantamiento.

TABLA 2.13. EQUIPO SUPERFICIAL INSTALADO EN LOS POZOS PRODUCTORES CON SISTEMA BES DEL CAMPO PARAHUACU

EQUIPO DE SUPERFICIE									
POZO	TRANSFORMADORES					VARIADOR DE VELOCIDAD			
		FABRICANTE	V PRIM	V SECUN	POTENCIA (KVA)	FABRICANTE	TIPO	POTENCIA (KVA)	HZ
PRH 10	1	SOUTHWEST	13800	480	520	SCHLUMBERGER	SWD	390	51
	2	FOHAMA	480	2638	400				
PRH 11	1	FOHAMA	13800	480	400	SCHLUMBERGER	SWD	390	53
	2	FOHAMA	480	2116	400				
PRH 12	1	SOUTHWEST	13800	480	400	WOOD GROUP	VECTOR IV	435	54
	2	PHASOR	480	3811	400				
PRH 13	1	FOHAMA	13800	480	400	SCHLUMBERGER	SWD	390	54
	2	SCHLUMBERGER	480	1777	400				

Ingeniería de Petróleos Área Lago Agrio - EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

TABLA 2.14. EQUIPO DE FONDO INSTALADO EN LOS POZOS PRODUCTORES CON SISTEMA BES DEL CAMPO PARAHUACU

EQUIPO DE FONDO											
POZO	CABLE DE POTENCIA	BOMBA		MOTOR			SELLO		SG/ INK	SENSOR	ADICIONAL
		TIPO	ETAPAS	POTENCIA (HP)	VOLTAJE (V)	CORRIENTE (A)	NÚM.	TIPO			
PRH 10	4/1 ELB G5F W/T 3/8"	DN1100	145+145	120/150	2437/2575	31/36	2	LSLSL BPBSL	SG	PHOENIX	AGH
PRH 11	4/1 ELB G5F W/T 3/8"	D475N	86+141+141	120	1339.5	36.2	2	LSLSL BPBSL	SG	PHOENIX	AGH
PRH 12	PL 450 5KV	TD300	154+154+154	90	1930	31	1	TR4-DBG	SG	ESP E-6	CAMREF 5 1/2"
PRH 13	2/7 ELB G5F W/T 3/8"	DN1100	182+182	156	1535	64	2	LSBPB BPPSL	SG	PHOENIX	AGH

SG: Separador de Gas AGH: Dispositivo avanzado para manejo de gas

INK: Intake CAMREF: Camisa Refrigerante

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Lago Agrio - EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DE LOS POZOS PRODUCTORES

3.1. ANÁLISIS NODAL

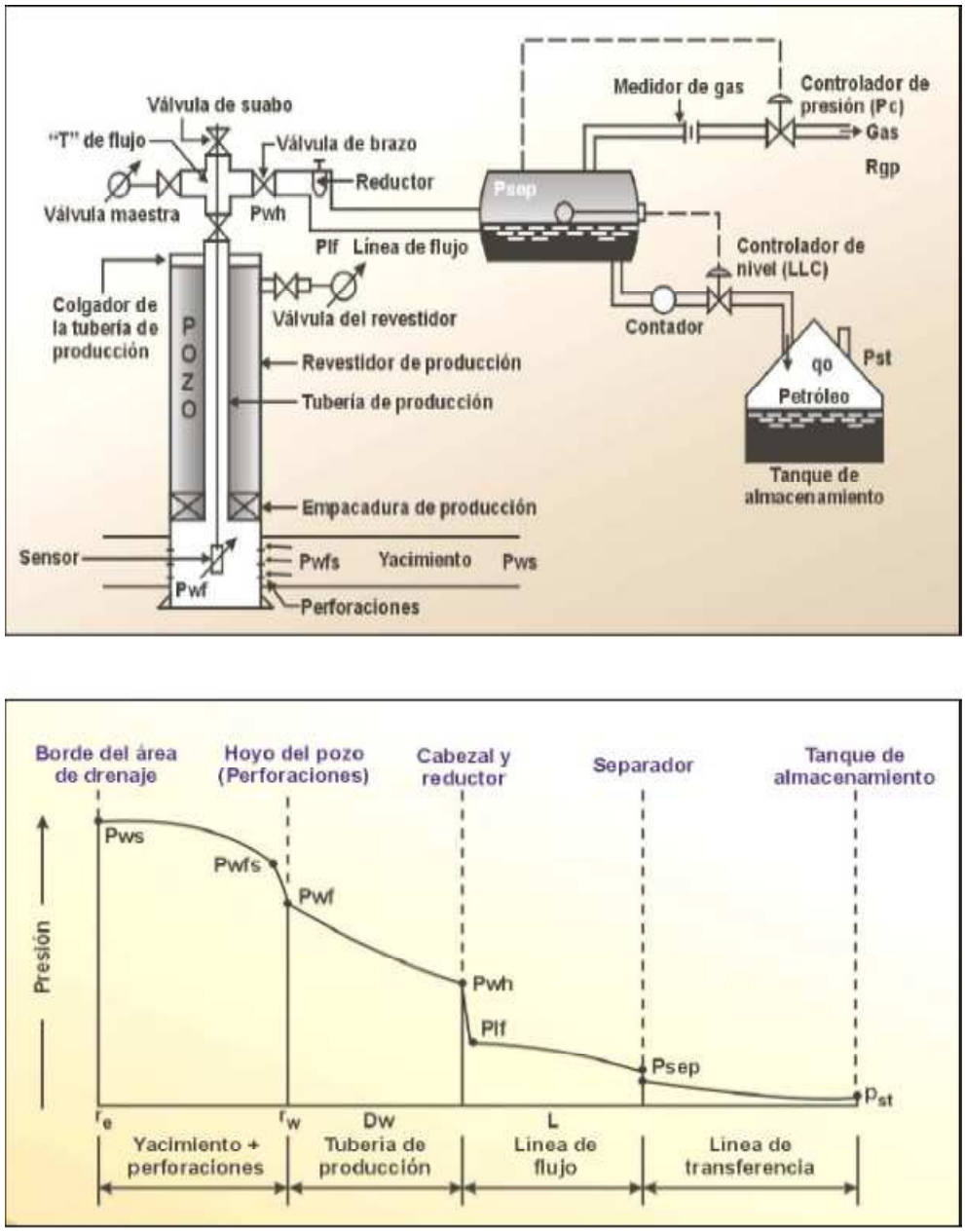
3.1.1. INTRODUCCIÓN

Las compañías productoras de petróleo y gas realizan continuamente grandes esfuerzos económicos dirigidos a incrementar la producción y a maximizar el factor de recobro de las reservas recuperables de los yacimientos. La producción de los fluidos desde el reservorio hasta superficie requiere de energía para vencer las pérdidas existentes en el sistema y transportar los fluidos hasta superficie.

El proceso de producción en un pozo de petróleo, comprende el recorrido de los fluidos desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación de flujo, atravesando una serie de componentes, tales como: el sistema de tuberías (completación), líneas de flujo, separador, etc.; cada uno de estos componentes, forman parte de lo que se conoce como Sistema de Producción.

Existe una presión inicial de los fluidos en dicho proceso que es la presión estática del yacimiento, P_{ws}, y una presión final o de entrega que es la presión del separador en la estación de flujo, P_{sep}. La perdida de energía en forma de presión a través de cada componente, depende de las características de los fluidos producidos y, especialmente, del caudal de flujo transportado en el componente, esto puede observarse en la figura 3.1.

FIG. 3.1. COMPONENTES Y PERFIL DEL PRESIONES DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN



FUENTE: Maggiolo Ricardo Msc. "Optimización de la producción mediante análisis Nodal

Un sistema de producción puede ser optimizado seleccionando una combinación de componentes característicos que permitan lograr la máxima producción al menor costo posible. Aunque la caída de presión global del sistema, $P_{ws} - P_{sep,}$ podría ser fijada en un momento particular, la capacidad de producción del sistema dependerá de donde ocurra la caída de presión. Si es demasiada la cantidad de presión perdida en un componente o módulo, habrá una insuficiente

presión remanente para un rendimiento eficiente de los otros módulos del sistema.

La selección y el dimensionamiento individual de cada componente son muy importantes, debido a que la interacción entre cada componente provoca que cualquier cambio de presión en uno de ellos, provoque un cambio en todo el sistema.

Una de las técnicas más utilizadas para optimizar sistemas de producción, dada su comprobada efectividad y confiabilidad, es el Análisis Nodal; con la aplicación de esta técnica se adecua la infraestructura tanto de superficie como de subsuelo, para reflejar el verdadero potencial de producción de los pozos asociados a los yacimientos del sistema total de producción. Permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos y detectar restricciones al flujo y cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción total del sistema.

3.1.2. CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA

La perdida de energía en forma de presión a través de cada componente, depende de las características de los fluidos producidos y, especialmente, del caudal de flujo transportado, de tal manera que la capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación para transportar los fluidos hasta la superficie.

La suma de las pérdidas de energía en forma de presión de cada componente es igual a la pérdida total, es decir, a la diferencia entre la presión de partida, P_{ws}, y la presión final, P_{sep}:

$$P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_y + \Delta P_c + \Delta P_p + \Delta P_l \qquad (3.1)$$

Donde:

$\Delta P_y = P_{ws} – P_{wfs}$ = Caída de presión en el yacimiento, (IPR).

$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf}$ = Caída de presión en la cara del pozo, (Jones, Blount & Glaze).

$\Delta P_p = P_{wf} - P_{wh}$ = Caída de presión en el pozo. (FMT vertical).

$\Delta P_l = P_{wh} – P_{sep}$ = Caída de presión en la línea de flujo. (FMT horizontal)

Para realizar el balance de energía en el nodo se asumen convenientemente varias tasas de flujo y para cada una de ellas, se determina la presión con la cual el yacimiento entrega dicho caudal de flujo al nodo, y la presión requerida en la salida del nodo para transportar y entregar dicho caudal en el separador con una presión remanente igual a P_{sep}.

La selección del nodo o nodos iníciales depende en gran medida del componente del sistema que se desea evaluar, pero su posición deberá ser tal que muestre, de la mejor manera posible, la respuesta del sistema a una serie de condiciones, para que como resultado final se tenga una evaluación total del problema, dando así una solución confiable.

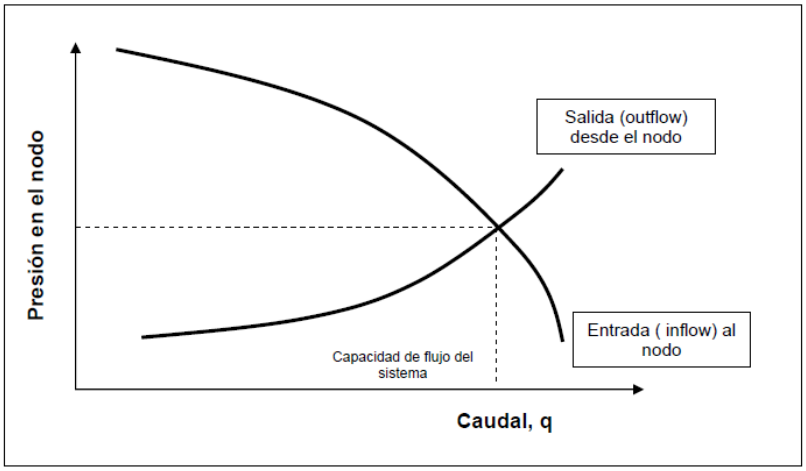
Todos los componentes por encima del nodo (upstream) comprende la sección de entrada (inflow section), mientras que la selección de salida (outflow section) consiste en todos los componentes que se encuentran por debajo del nodo (downstream).

Los resultados del análisis del sistema no solamente permitirán la definición de la capacidad de producción de un pozo para una determinada serie de condiciones, sino que también muestran los cambios en cualquiera de los parámetros que afectan su comportamiento. Por lo tanto, el resultado neto es la identificación de los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción.

La representación gráfica de la presión de llegada de los fluidos al nodo en función de la tasa de producción se denomina curva de oferta de energía del yacimiento (Inflow Curve), y la representación gráfica de la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción se denomina curva de

demanda de energía de la instalación (Outflow Curve) como se muestra en la figura 3.2. Si se elige el fondo del pozo como el nodo, la curva de oferta es la I.P.R (“Inflow Performance Relationships”) y la de demanda es la V.L.P (“Vertical Lift Performance”)

FIG. 3.2. CURVAS DE DEMANDA Y OFERTA DE ENERGÍA



FUENTE: Hirschfeldt Marcelo. “Análisis de un sistema de producción y Análisis Nodal^{TM}

3.1.2.1. Curva IPR (Inflow Performance Relationship)

Se define como la relación funcional entre el caudal de producción y la presión dinámica de fondo (P_{wf}). La IPR representa la capacidad de aporte del yacimiento hacia el pozo en un momento dado de su vida productiva, dicha capacidad disminuye a través del tiempo por reducción de la permeabilidad en la cercanías del pozo y por el aumento de la viscosidad del crudo en la medida en que se vaporizan sus fracciones livianas, como también con la disminución de la presión de reservorio debido a la producción de los fluidos.

La IPR se define en el rango de presión desde la presión promedia de reservorio y la presión atmosférica, el caudal correspondiente a la presión atmosférica como presión dinámica de fondo, se define a flujo potencial completamente abierto al pozo (q_{max}), mientras que el caudal a la presión promedio del reservorio, es siempre cero.

3.1.2.1.1. Métodos para la construcción de la curva IPR

3.1.2.1.1.1. Índice de Productividad

El primer intento para construir una curva IPR, resultó de la suposición de que esta tenía un comportamiento lineal. Por lo tanto, bajo esta suposición, el flujo de líquido en un pozo será directamente proporcional a la caída de presión en el fondo del mismo. La constante de proporcionalidad con la cual se mide la productividad de un pozo se llama índice de productividad (IP) y la ecuación que la define es:

$$IP = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \tag{3.2}$$

Donde:

q_o = Caudal de producción de petróleo (BPD)

P_{ws} = Presión promedio en el reservorio = Presión de Fondo Estática en el Pozo (psia)

P_{wf} = Presión de Fondo Fluyente en el Pozo (psia)

Esto resulto en una forma simple y sencilla para describir la performance de influjo de un pozo petrolero; 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. Todo lo anterior ilustró la necesidad de contar con correlaciones útiles para construir curvas de IPR.

3.1.2.1.1.2. Método de Vogel

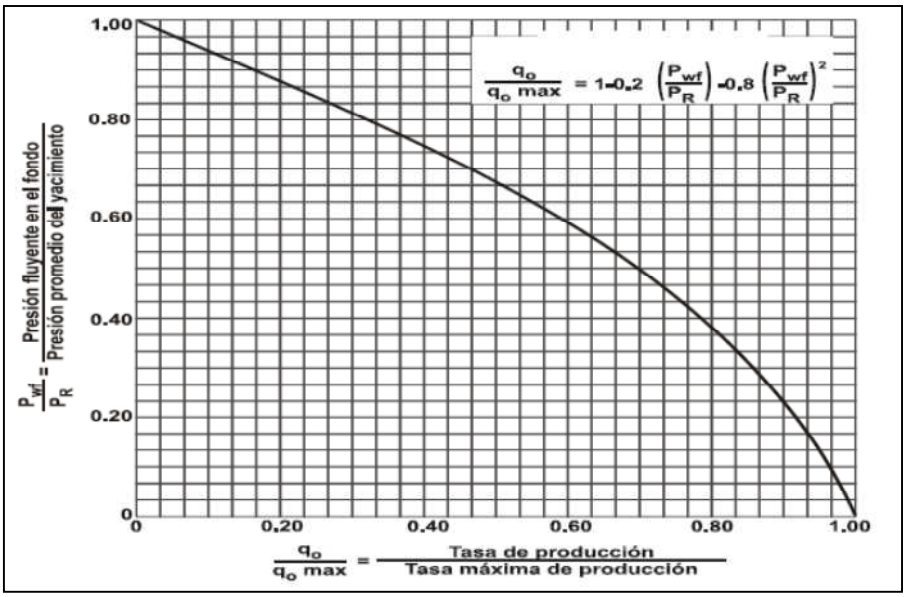
El trabajo de estimar curvas IPR para yacimientos saturados fue realizado por Vogel en 1967 basándose en las ecuaciones presentadas por Weller para yacimientos que producen por gas en solución, lo más importante de su trabajo

fue que obtuvo una curva adimensional (fig. 3.3). válida para cualquier estado de agotamiento después que el yacimiento se encontraba saturado sin usar información de la saturación de gas y $k_{rg.}$ Como resultado de su trabajo Vogel publicó la siguiente ecuación para considerar flujo bifásico en el yacimiento:

$$\frac{q_o}{q_{omáx}} = 1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)^2 \qquad (3.3)$$

La solución encontrada ha sido ampliamente usada en la predicción de curvas IPR cuando existen dos fases (líquido y gas) y trabaja razonablemente según Vogel para pozos con porcentajes de agua hasta 30%.

FIG. 3.3. CURVA IPR OBTENIDA POR EL MÉTODO DE VOGEL



FUENTE: Maggiolo Ricardo Msc. Optimización de la producción mediante análisis Nodal

3.1.2.1.1.3. Método de Standing

El trabajo original de Vogel no considera la variación de la permeabilidad en el reservorio (S ≠ 0), pero una modificación posterior al método propuesta por Standing permitió la extensión del método para considerar la presencia de daño o

estimulación en los alrededores del pozo. El grado de alteración de la permeabilidad puede ser expresada en términos de los índices de productividad, la relación de los mismos se lo conoce como eficiencia de flujo (fig. 3.4):

$$EF = \frac{J}{J'} = \frac{P_{ws} - P'_{wf}}{P_{ws} - P_{wf}} \tag{3.4}$$

Donde:

P'_{wf}: Presión de fondo fluyente sin daño, psia

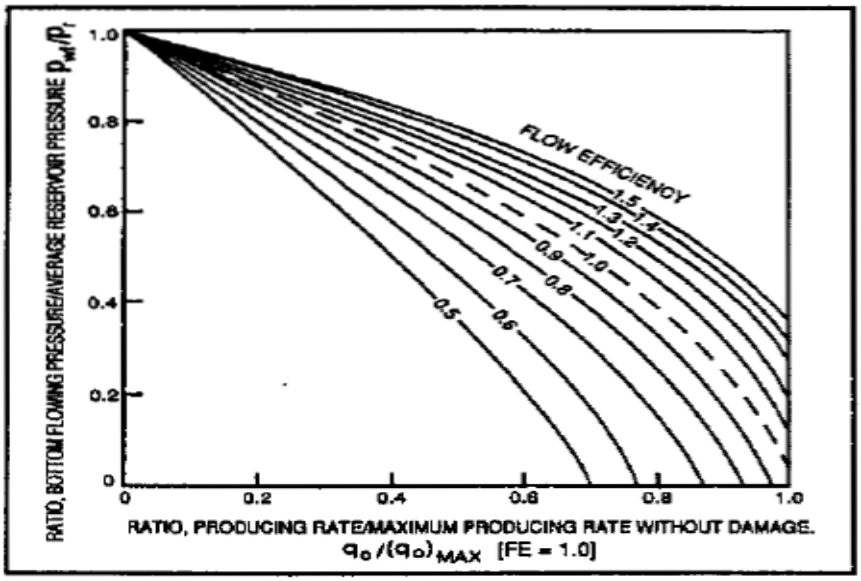
P_{wf}: Presión de fondo fluyente real, psia

P_{ws}: Presión de reservorio, psia

J: Índice de productividad real, Bls/psia-día

J´: Índice de productividad ideal, Bls/ psia-día

FIG. 3.4. CORRELACIÓN DE STANDING PARA POZOS CON EF ≠ 1



FUENTE: SCHLUMBERGER Well Performance Manual

Cuando el daño es cero, el índice de productividad mostrará todo el potencial de producción que tiene el pozo, y se lo conoce como índice de productividad ideal. La relación entre éste y el índice de productividad real se la conoce como eficiencia de flujo. Usando la definición previa, la ecuación de Vogel se puede expresar de la siguiente forma:

$$\frac{q_o}{q_{máx}(EF=1)} = 1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}^{\ 2}}{P_{ws}}\right) \quad (3.5)$$

3.1.2.1.1.4. Método de Fetkovich

M.J. Fetkovich demostró que los pozos de petróleo y los pozos de gas que producen por debajo del punto de burbuja, se comportaban de manera similar en términos del índice de productividad, por lo que desarrolló la siguiente correlación:

$$q_o = C\left(P_{ws}^{\ 2} - P_{wf}^{\ 2}\right)^n \quad (3.6)$$

Donde:
q_o = gasto de aceite correspondiente a la P_{wf}
P_{ws} = Presión de Fondo estática
P_{wf} = Presión de Fondo fluyente
C = coeficiente de la curva
n = exponente (un valor entre 0.5 y 1.0)

Para aplicar este método, es necesario determinar los valores de C y de n. Estos coeficientes se obtienen a través de una prueba de presión – producción de un pozo, donde se miden los caudales aportados por tres diferentes diámetros de estrangulador con sus correspondientes presiones de fondo fluyentes, así como la presión de fondo estática con el pozo cerrado. En escala log – log se grafican los valores de presión contra caudal, obteniendo una línea recta. El valor de C es la ordenada al origen y el valor de n es la pendiente de dicha recta.

3.1.2.1.1.5. Curva IPR Compuesta

La IPR compuesta, en una combinación de índices de productividad. Se basa en la ley de Darcy cuando las presiones de reservorio están por encima de la presión de punto de burbuja, y cuando la presión está por debajo de esta, se utiliza el IPR

de Vogel (fig. 3.5). Este método se emplea particularmente cuando la presión de reservorio está por encima de la presión de burbuja y la presión dinámica de fondo está por debajo; para la construcción de la curva IPR se emplea el siguiente método:

- Se emplea la ecuación 3.2. cuando la presión dinámica de fondo es mayor a la presión de burbuja.
- Cuando la presión dinámica de fondo es menor a la presión de burbuja se emplea la siguiente ecuación:

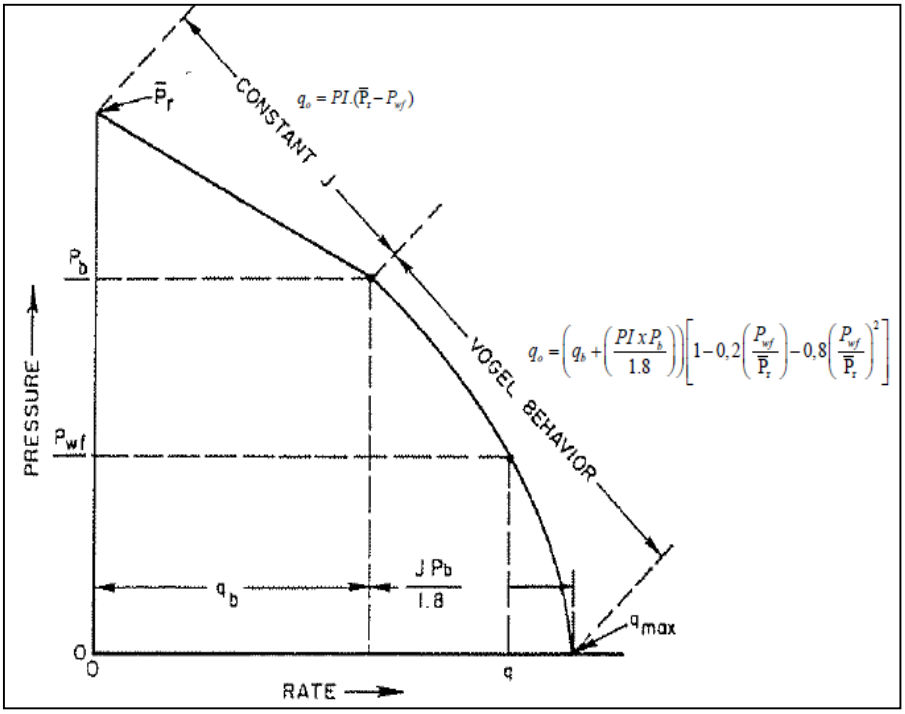
$$q_o = \left(q_b + \left(\frac{J * P_b}{1.8}\right)\right)\left[1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)^2\right] \quad (3.7)$$

Donde:

$$q_b = J * (P_{ws} - P_b) \quad (3.8)$$

Siendo Pb la presión en el punto de burbuja; en caso de tener un S ≠ O, se emplea el método de Standing.

FIG. 3.5. CURVA IPR COMPUESTA



FUENTE: Brown Kermit. “The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 4”

3.1.2.1.1.6. Método de Petrobras

La determinación de las curvas IPR mostradas anteriormente, están basadas en la suposición de que no existe producción de agua, por ello Petrobras desarrollo un método el cual permite determinar la curva IPR en casos donde exista producción de agua. Este método se basa en la combinación de la ecuación de Vogel para el flujo de petróleo y el índice de productividad constante para el flujo de agua.

La curva IPR es determinada geométricamente de estas ecuaciones considerando la fracción de petróleo y agua. Las ecuaciones para la determinación de la curva IPR pueden ser obtenidas a base de:

- El cálculo de la presión dinámica de fondo a determinados caudales totales de flujo.
- El cálculo del caudal total de flujo a determinadas presiones dinámicas de fondo.

3.1.2.1.1.6.1. Cálculo de la Presión dinámica de fondo a determinados caudales totales de flujo.

De la figura 3.6. la curva IPR puede ser dividida en tres intervalos, los cuales son:

1) El intervalo entre cero hasta el caudal de flujo al punto de burbuja ($0 < q_t < q_b$). En este intervalo se emplea la siguiente ecuación para el cálculo de P_{wf}

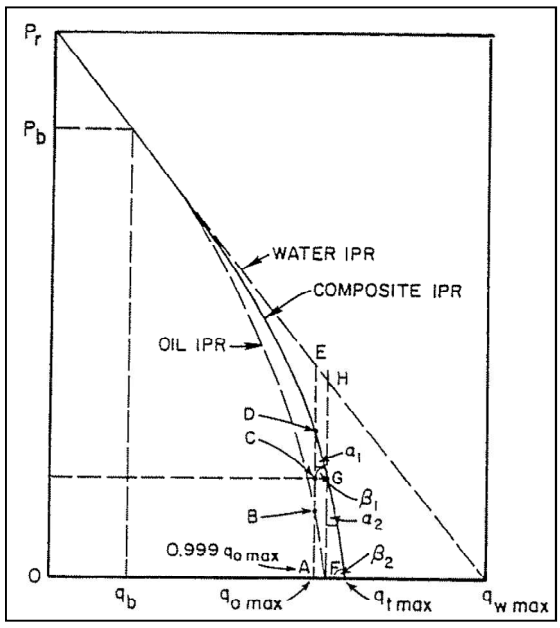
$$P_{wf} = P_{ws} - \frac{q_t}{J} \tag{3.9}$$

2) El intervalo entre el caudal de flujo al punto de burbuja hasta el caudal máximo de petróleo ($q_b < q_t < q_{omax}$). En este intervalo se emplea la siguiente ecuación para el cálculo de P_{wf}

$$P_{wf} = f_w * \left(P_{ws} - \frac{q_t}{J}\right) + 0.125\, f_o * P_b * \left[-1 + \sqrt{81 - 80\left(\frac{q_t - q_b}{q_{omax} - q_b}\right)}\right] \quad (3.10)$$

Donde f_w y f_o son las fracciones de petróleo y agua

FIG. 3.6. IPR - MÉTODO PETROBRAS A PARTIR DEL CÁLCULO DE P_{WF}



FUENTE: Brown Kermit. "The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 4"

3) El intervalo entre el caudal máximo de petróleo y el máximo caudal total de flujo ($q_{omax} < q_t < q_{tmax}$). En este intervalo la curva IPR tendrá una pendiente casi constante debido a la influencia de la producción de agua; En este intervalo se emplea la siguiente ecuación para el cálculo de P_{wf}

$$P_{wf} = f_w * \left(P_{ws} - \frac{q_{o\,max}}{J}\right) - \left(q_t - \frac{q_{omax}}{J}\right)(\tan \beta) \quad (3.11)$$

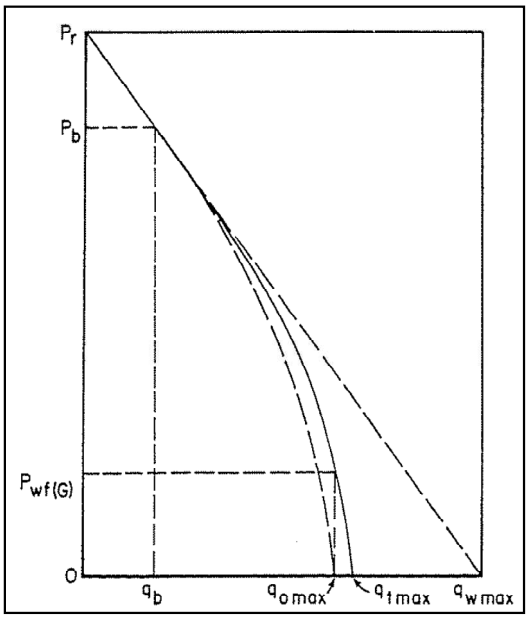
Donde tan β se la calcula empleando la siguiente ecuación:

$$\tan \beta = \frac{f_w \left(\frac{0.001 * q_{omax}}{J}\right) + 0.125 f_o P_b \left[-1 + \sqrt{81 - 80\left(\frac{0.999 q_{omax} - q_b}{q_{omax} - q_b}\right)}\right]}{0.001\, q_{omax}}$$

3.1.2.1.1.6.2. El cálculo del caudal total de flujo a determinadas presiones dinámicas de fondo.

Al igual que en el caso anterior la figura 3.7 puede dividirse en tres intervalos, los cuales son:

FIG. 3.7. IPR - MÉTODO PETROBRAS A PARTIR DEL CÁLCULO DE Q_T



FUENTE: Brown Kermit. "The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 4"

1) Para presiones entre la presión de reservorio y la presión de burbuja ($P_b < P_{wf} < P_{ws}$). La rata total puede ser determinada empleando la ecuación 3.9.

2) Para presiones entre la presión de burbuja y la presión donde la rata de flujo total es igual a la rata máxima de petróleo $P_{wfG} < P_{wf} < P_b$. La rata total de flujo se la determina empleando la ecuación:

$$q_t = \frac{-C + \sqrt{C^2 - 4B^2D}}{2B^2}, \quad si\ B \neq 0 \tag{3.13}$$

$$q_t = D/C\,, \quad si\ B = 0 \tag{3.14}$$

Donde:

$$A = \frac{P_{wf} + 0.125 * f_o * P_b - f_w * P_{ws}}{0.125 * f_o * P_b} \quad (3.15)$$

$$B = \frac{f_w}{0.125 * f_o * P_b * J} \quad (3.16)$$

$$C = 2 * A * B + \frac{80}{q_{omax} - q_b} \quad (3.17)$$

$$D = A^2 - 80 * \frac{q_b}{q_{o\,max} - q_b} - 81 \quad (3.18)$$

3) Para presiones entre P_{wfG} y 0 ($0 < P_{wf} < P_{wfG}$), la rata de flujo total se calcula con la siguiente expresión:

$$q_t = \frac{P_{wfG} + q_{omax} * \tan\beta - P_{wf}}{\tan\beta} \quad (3.19)$$

Para el cálculo del índice de productividad en cualquiera de los dos métodos anunciados anteriormente, existen dos posibilidades que pueden suscitarse, las cuales son:

1) La presión dinámica de fondo (prueba) es mayor a la presión de burbuja ($P_{wf\ test} > P_b$). En donde:

$$J = \frac{q_t}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (3.20)$$

2) La presión dinámica de fondo (prueba) es menor a la presión de burbuja, ($P_{wf\ test} < P_b$). En donde:

$$J = \frac{q_t}{f_o * \left(P_{ws} - P_b + \frac{P_b * A}{1.8}\right) + f_w * \left(P_{ws} - P_{wf}\right)} \quad (3.21)$$

3.1.2.2. Curva de Descarga o Intake

3.1.2.2.1. Flujo Multifásico en Tuberías

Es definido como el flujo concurrente de gas y liquido en las tuberías en una determinada dirección. El gas y el líquido pueden fluir en diversos patrones tales como: una mezcla homogénea, en forma de baches, entre otros. Existen cuatro categorías de flujo multifásico: vertical, horizontal, inclinado y direccional.

El propósito del estudio del flujo multifásico en tuberías en la industria petrolera, es el de determinar las pérdidas de energía en el sistema causadas por la extracción de los fluidos desde el fondo del pozo a la superficie y su posterior transporte a la estación de producción, y con ello establecer la capacidad del pozo para realizar dicha operación, como también de la necesidad o no de la instalación de algún sistema artificial u otros equipos en el sistema.

Para ello se han realizado un sinnúmero de estudios, con los que se han elaborado correlaciones para todas las categorías de flujo multifásico, basándose en los principios termodinámicos y de flujo de fluidos, pero principalmente en observaciones empíricas limitadas por caídas de presión por fricción, diámetros de tuberías, características de los fluidos utilizados, geometría y condiciones de flujo, y relaciones gas – líquido. En la tabla 3.1 se detalla las mejores correlaciones para cada categoría de flujo multifásico.

Mediante la asunción de varias ratas de producción y evaluando las P_{wf} requeridas para dichas ratas, se grafica la curva de succión o intake (fig. 3.8). Para un tamaño fijo de tubería, existe un rango óptimo de ratas de flujo que puede transportar eficientemente, para ratas menores a las del rango óptimo se originará un deslizamiento de la fase líquida (baja velocidad) lo que cargará al pozo de líquido aumentando la demanda de energía en el fondo del pozo, y para ratas de flujo mayores a las del rango óptimo aumentará las pérdidas de energía por fricción (alta velocidad) aumentando sustancialmente los requerimientos de energía en el fondo del pozo.

TABLA 3.1. CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS

CORRELACIÓN	FECHA	TIPO DE TRABAJO	DIÁMETRO TUBERÍA	FLUIDOS EMPLEADOS	ECUACIÓN
FLUJO MULTIFÁSICO VERTICAL					
Poettman & Carpenter	1952	Semi – Empírico, uso de datos de campo	2", 2 ½", 3"	Petróleo, Agua, Gas	$\frac{dp}{dh} = \frac{1}{144}\left[\rho + \frac{fw^2}{7.413x10^{10}\rho d^5}\right]$
Duns & Ross	1961	Datos de campo y Laboratorio	Todos	Todos	$G = \frac{G_{st} + G_{fr}}{1 - (\rho_L v_{sL} + \rho_g v_{sg})(v_{sg}/p)}$ $G_{sL} = H_L + (1 - H_L)(\rho_g/\rho_L) \qquad G_{fr} = 2f_w N_\rho (N_{gv}^2/N_d)$
Hagerdorn & Brown	1965	Experimento de Campo	1" a 4"	Petróleo, agua y gas	$144\frac{\Delta p}{\Delta h} = \overline{\rho_m} + \frac{fw^2}{2.9652x10^{11}\overline{\rho_m} d^5} + \overline{\rho_m}\frac{\Delta(v_m^2/2g_c)}{\Delta h}$
Orkiszewski	1967	Revisión y modificación de otros modelos	Todos	Petróleo, agua y gas	$\Delta p_k = \frac{1}{144}\left[\frac{\rho + \tau_f}{1 - w_t q_g/4637A_p^2\,\overline{p}}\right]\Delta h_k$
Beggs & Brill	1973	Datos Experimentales	1", 1 ½ "	Agua y gas	$\frac{\Delta p}{\Delta z} = \frac{\frac{g\rho_{tp}}{g_c}\sin\theta + \frac{f_{tp}G_m v_m}{2g_c d}}{1 - \frac{\rho_{tp} v_m v_{sg}}{g_c\, p}}$
Aziz & Govier	1972	Datos de campo y Laboratorio	Todos	Todos	-
Gray	1974	Datos de campo	< 3 ½"	Gas y condensado	-
FLUJO MULTIFÁSICO HORIZONTAL					
Lockhart & Martinelli	1949	Datos de Laboratorio	Todos	Petróleo, agua y gas	$\frac{(\Delta p/\Delta L)_L}{(\Delta p/\Delta L)_g} = \frac{(NRe_{gp})^m C_L w_L^2 \rho_g}{(NRe_{Lp})^n C_g w_g^2 \rho_L}$ $(\Delta p/\Delta L)_{TP} = \phi^2(\Delta p/\Delta L)_L = \phi^2(\Delta p/\Delta L)_g$

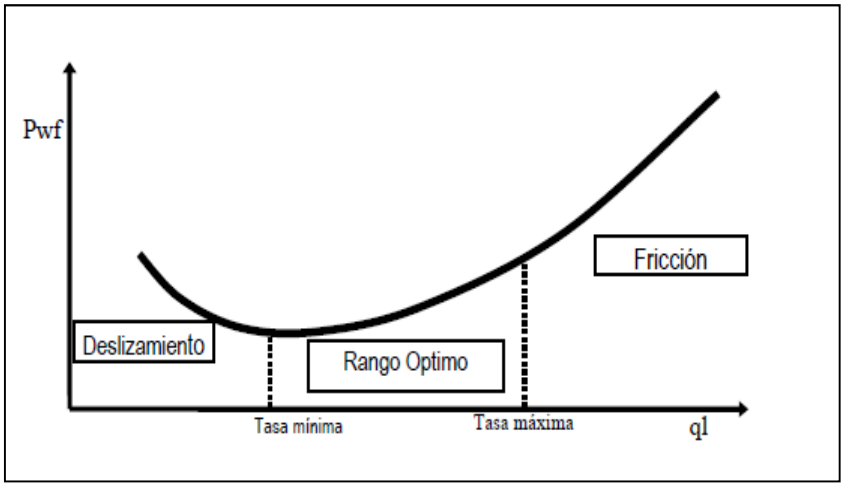
CONTINUACIÓN TABLA 3.1					
Baker	1954	Datos de Campo	>6”	Petróleo, agua y gas	$(\Delta P)_{TP} = \phi_{gtt}^2 (\Delta P)_g \qquad \Delta L = \frac{p_1 - p_2}{(\Delta P/\Delta L)_{TP}}$
Eaton	1966	Datos de campo y Laboratorio	2”, 4”	Petróleo, agua y gas	$\Delta x = \frac{2 g_c d \bar{\rho}}{w_T \overline{v_m^2} f}\left[144 \Delta p \left(\frac{w_L}{\bar{\rho}_L} + \frac{w_g}{\bar{\rho}_g}\right) - \frac{w_L \Delta v_L^2 + w_G \Delta v_g^2}{2 g_c}\right]$
Dukler	1969	Datos de Laboratorio	Todos	Petróleo, agua y gas	$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_t = \frac{\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f}{(1-\bar{a})}$; $\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f = \frac{2 f_{TP} M_T^2}{g_c \overline{\rho_{TP}} d}$; $a = \frac{16 w_t w_g \bar{p}}{\pi^2 g_c d^4 p_1 p_2 \rho_g}$
Beggs & Brill	1973	Laboratorio	Todos	Todos	$\frac{\Delta p}{\Delta z} = \frac{\frac{g \rho_{tp}}{g_c} \sin\theta + \frac{f_{tp} G_m v_m}{2 g_c d}}{1 - \frac{\rho_{tp} v_m v_{sg}}{g_c p}}$
FLUJO MULTIFÁSICO INCLINADO					
Flaningan	1958	Pruebas en campo	4”, 6”, 8”, 10”	Condensado y gas	$\Delta P = \frac{\rho_L H_L \sum H}{144}$
Beggs & Brill	1973	Datos experimentales	1”, 1.5”	Aire y Agua	$\frac{\Delta p}{\Delta z} = \frac{\frac{g \rho_{tp}}{g_c} \sin\theta + \frac{f_{tp} G_m v_m}{2 g_c d}}{1 - \frac{\rho_{tp} v_m v_{sg}}{g_c p}}$
FLUJO MULTIFÁSICO DIRECCIONAL					
Beggs & Brill	1973	Datos experimentales	1”, 1.5”	Aire y Agua	$\frac{\Delta p}{\Delta z} = \frac{\frac{g \rho_{tp}}{g_c} \sin\theta + \frac{f_{tp} G_m v_m}{2 g_c d}}{1 - \frac{\rho_{tp} v_m v_{sg}}{g_c p}}$
Ney & Fuentes	1968	Datos de Laboratorio, Extensión de la técnica Hagerdon & Brown.	-	-	$144 \frac{\Delta p}{\Delta h} = \left[\rho_m \cos\phi + \frac{f w^2}{2.9652 x 10^{11} \overline{\rho_m} d^5} + \frac{\overline{\rho_m}}{2g} \frac{\Delta(v_m^2)}{\Delta L}\right]$
Cardozo	1971	Datos de campo (26 pozos), extensión técnica Hagerdon & Brown	-	-	Incluir el término $0.223^{(1-\cos\phi)}$ en la correlación Hold up de Hagerdon & *Brown*

FUENTE: The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 1.

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

Para un pozo en particular la curva de succión o intake y la curva IPR deben ser analizadas en conjunto, para determinar si se tiene una rata de producción estable, está dentro del rango óptimo de producción o si el pozo no producirá de forma natural y necesitará la ayuda de algún sistema de levantamiento artificial.

FIG. 3.8. CURVA DE DESCARGA O INTAKE



FUENTE: Maggiolo Ricardo Msc. "Optimización de la producción mediante análisis Nodal"

3.2. APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL EN LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO PARAHUACU CON SISTEMA ELECTROSUMERGIBLE

La capacidad de producción del pozo con sistema electrosumergible depende de la profundidad donde se coloque la bomba, de la capacidad de bombeo de la misma y del trabajo que se realice sobre el fluido y el yacimiento en caso de que sea necesario. La bomba centrífuga succionará el fluido reduciendo la presión fluyente en el fondo del pozo logrando conciliar nuevamente la demanda de fluidos con la capacidad de aporte de fluidos del reservorio.

Al emplear la técnica de análisis nodal, la principal idea es graficar las curvas de presión de succión y presión de descarga vs caudal de producción. Una vez

obtenido este gráfico se procede a la evaluación con la producción actual del pozo y concluir donde puede encontrarse algún problema dentro del sistema de producción.

3.2.1. DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE EMPLEADO EN EL ANÁLISIS

Para analizar el desempeño del sistema de bombeo electrosumergible instalado en los pozos del campo Parahuacu, se empleará el software SubPUMP, el cual es un programa que es empleado para diseñar equipos de bombeo electrosumergible y para realizar el análisis del desempeño de un sistema BES ya instalado; para ello el programa presenta tres modos de trabajo: Diseño, Diseño riguroso y Análisis, los dos primeros sirven para el diseño de equipos BES y el tercero es para la evaluación del comportamiento de un equipo ya instalado. Empleando el modo Análisis se evaluará el rendimiento de los equipos de bombeo electrosumergible instalados en los pozos del campo Parahuacu.

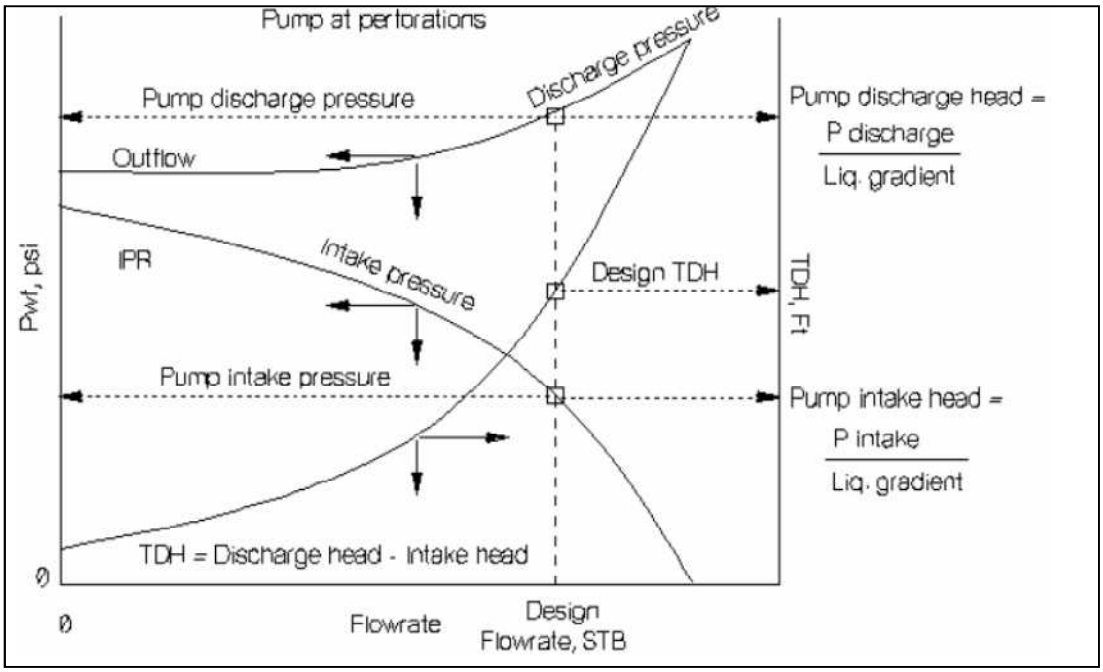
Para realizar el análisis del sistema electrosumergible, se ingresan todos los datos disponibles de la completación del pozo, propiedades de los fluidos, datos del equipo BES instalado, entre otros. (Para ver el procedimiento de ingreso de datos al software SubPUMP ver Anexo No.4). Posteriormente se genera la curva de sistema de pozo, a partir del cálculo de la altura dinámica total (TDH). La TDH requerida por la bomba es la diferencia entre la altura de descarga de la bomba y la altura de entrada a la bomba, para determinar la TDH requerida se emplea la técnica de análisis nodal (fig. 3.9).

El valor de la presión a la entrada de la bomba se la obtiene de la curva IPR o de afluencia del pozo. Si la bomba está instalada frente a las perforaciones la presión de entrada de la bomba será la presión dinámica de fondo, pero esto no sucede en los pozos del campo Parahuacu que operan con sistema de bombeo electrosumergible, en estos la bomba está instalada por encima de las perforaciones, para estimar la presión de entrada de la bomba se calculan las pérdidas de presión por debajo de la bomba y se lo resta del valor de la presión

dinámica de fondo. Este valor calculado representará la energía disponible, que puede ser entregada por el reservorio

$$P_{ws} - \Delta P_{res} - \Delta P_{csg}(debajo\ de\ la\ bomba) = P_{ent} \qquad ENTRADA \qquad (3.22)$$

FIG. 3.9. ANÁLISIS NODAL DE UN SISTEMA BES



FUENTE: Análisis y Diseño de BES Manual Técnico de Referencia SubPUMP

El valor de la presión de la descarga de la bomba se la determina a partir de la presión de separador o la presión del cabezal basándose en correlaciones de flujo multifásico. La presión de descarga representará la energía necesaria que debe estar disponible para llevar el fluido hasta la superficie.

$$P_{wh} + \Delta P_{tub}(encima\ de\ la\ bomba) = P_d \qquad SALIDA \qquad (3.23)$$

Los dos valores de presión de entrada y presión de descarga son presentados como valores de altura de entrada y descarga en SubPUMP. Para transformar la presión a altura se emplea el gradiente del fluido. La diferencia entre estos valores de altura determinará la TDH requerida, repitiendo este procedimiento

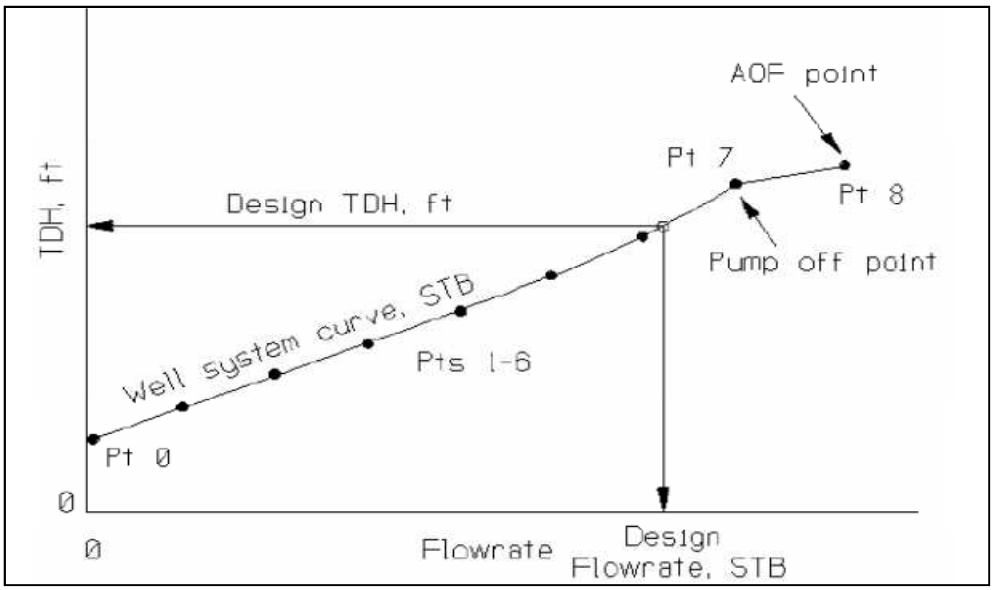
para un determinado rango de valores de caudal de producción, se obtendrá la curva de sistema de pozo.

$$Altura\ (ft) = \frac{Presión\ (psi)}{\nabla_{fluido}\ (psi/ft)} \tag{3.24}$$

$$TDH_{req} = Altura_{descarga} - Altura_{entrada} \tag{3.25}$$

Adicionalmente el software SubPUMP evalúa dos condiciones adicionales en la curva de sistema de pozo (fig. 3.10), las cuales son el punto “Pump off” y el punto AOF. El punto “Pump off” del pozo se calcula donde el nivel de fluido dinámico en el casing es igual a la profundidad de entrada de la bomba. El punto de flujo abierto absoluto del pozo (AOF) se calcula donde el nivel de fluido dinámico en el casing es igual a la profundidad del tope de la perforación, SubPUMP está diseñado para no permitir que el nivel de fluido dinámico en el casing caiga por debajo del tope de las perforaciones. El primer caudal de producción empleado para calcular la curva del sistema del pozo es el 1% del caudal del punto “Pump off”.[12]

FIG. 3.10. CURVA DE SISTEMA DE POZO



FUENTE: Análisis y Diseño de BES Manual Técnico de Referencia SubPUMP

[12] “Análisis y Diseño de BES Manual Técnico de Referencia SubPUMP” IHS, 2009

Ya que la bomba en los pozos del campo Parahuacu, se encuentran por encima de las perforaciones, se emplean las siguientes ecuaciones para el cálculo de presiones en el punto “Pump off” y AOF.

$$P_{ipPUMP\ OFF} = P_{csg} + \left(TVD_{pump} * \gamma_g\right) \quad (3.24)$$

$$P_{wfPUMP\ oFF} = P_{ipPUMP\ OFF} + \left(TVD_{top\ perf} - TVD_{bomba}\right) * \gamma_l \quad (3.25)$$

$$P_{ipAOF} = P_{csg} + \left(TVD_{pump} * \gamma_g\right) \quad (3.26)$$

$$P_{wfAOF} = P_{csg} + \left(TVD_{top\ perf} * \gamma_g\right) \quad (3.27)$$

Donde:

$P_{ip\ PUMP\ OFF}$: Presión de entrada de la bomba en el punto “Pump off”, psia

$P_{wf\ PUMP\ OFF}$. Presión dinámica de fondo para el punto “Pump off”, psia

P_{ipAOF}: Presión de entrada de la bomba en el punto AOF, psia

P_{wfAOF}. Presión dinámica de fondo para el punto AOF, psia

P_{csg}. Presión del casing en superficie, psia

TVD_{bomba}: Profundidad Vertical de la entrada de la bomba, pies

TVD_{perf}: Profundidad Vertical al tope de la perforación, pies

γ_g: Gradiente del gas, psi/pie

γ_l: Gradiente del líquido, psi/pie

Una vez calculada la curva de sistema de pozo, ésta es graficada con la curva de la bomba, también determinada según las condiciones de operación ingresadas, con lo que se determina la tasa de producción a la que debe estar operando el equipo de bombeo electrosumergible evaluado, este valor se lo denomina como tasa de diseño.

Adicionalmente el software presenta una serie de reportes y gráficos de los cálculos realizados, estos datos pueden ser comparados con los datos reales recolectados en campo y de esta manera hacer una evaluación del equipo.

3.2.2. ANÁLISIS DE LOS POZOS CON SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DEL CAMPO PARAHUACU.

Los datos para el análisis del sistema BES instalado en los pozos PRH 10, PRH 11, PRH 12 y PRH 13, mostrados en la tabla 3.2; fueron tomados, de los historiales de reacondicionamiento, de producción, y de presiones presentadas en el capítulo 2; de los datos PVT presentados en el capítulo 1 y de los diagramas de completación presentados en el anexo respectivo.

TABLA 3.2. DATOS POZOS CON SISTEMA BES – ANÁLISIS NODAL

PRODUCCIÓN	**PRH 10**	**PRH 11**	**PRH 12**	**PRH 13**
Q_t (BFPD)	463	182	243	283
Q_o (BPPD)	462	178	238	282
Q_w (BAPD)	1	4	5	1
GOR, scf/bls	128	770	408	624
Presión de cabeza (psig)	80	60	50	60
PROPIEDADES FLUIDOS				
API	32.6	32.4	31.8	31.2
Salinidad (ppm)	95000	95000	14000	95000
GEgas:	1.186	1.186	1.249	1.186
COMPLETACIÓN				
Equipo BES instalado	DN1100	D475N	TD300	DN1100
Frecuencia de Operación, Hz	51	54	55	54
Tope Prof. disparos, ft	9464	9488	9700	9512
Prof. bomba (intake), ft	9245	9285	9544	9057
Diámetro Tubing, in	3.5	3.5	3.5	3.5
Diámetro casing. In	7	7	7	7
ARENA PRODUCTORA				
Reservorio Productor	“Ui”	“Ui”	“Ti”	“Ui”
Temperatura Yacimiento, ℉	232	233	231	230
Presión Reservorio (psia)	2039	1305	1436	1186
Presión de burbuja (psia)	1293	1293	1050	1293
PARÁMETROS ELÉCTRICOS				
Voltaje Motor, Volts	2383	2256	1845	1682
Amperaje Motor, Amps	17	15	19	35

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Lago Agrio – EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

Las presiones de reservorio fueron estimadas a la fecha de estudio para cada uno de los pozos en análisis, se lo hace debido a que es muy importante que este parámetro esté actualizado para la elaboración del análisis. En el anexo No.5 se

detalla el procedimiento empleado en cada uno de los pozos. La curva IPR es construida a partir de los datos de la última prueba de restauración de presión tomada en los pozos empleando la técnica de Vogel corregida por agua (similar a la técnica de Petrobras enunciada en la sección 3.1.2.1.1.6) y a partir del dato estimado de la presión de reservorio, se la actualizó a la fecha de estudio empleando la técnica de Fetkovich y Vogel en la sección de estudio paramétrico del software SubPUMP.

En el análisis también se incluirá el estudio de la carta amperimétrica de cada uno de los pozos, esta será una herramienta de ayuda muy útil para determinar los problemas que pudiera estar presentando el equipo de bombeo electrosumergible. También se analizará las tendencias de los principales parámetros de operación, como complemento para el análisis, cabe indicar que no se tendrá los valores de todos ellos al no tener en funcionamiento al sensor de fondo en los pozos.

3.2.2.1. Análisis Pozo Parahuacu 10

En la tabla 3.3 se muestran los principales parámetros estimados de operación del equipo DN1100 por el Software SubPUMP. En la tabla 3.4 se detallan los cálculos realizados para la construcción de la curva de sistema de pozo.

TABLA 3.3. PARÁMETROS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DE EQUIPO DN1100 – PRH 10

PARÁMETROS ESTIMADOS EQUIPO DN1100 – POZO PARAHUACU 10			
Frecuencia de Diseño, Hz:	51	**Caudal Total Prom. de la Bomba, Bls/D:**	**571.9**
Velocidad de Operación, RPM:	3010.3	**Caudal de Líq. Final en Sup(P+A), Bls/D:**	**484.9**
Corriente de Operación, Amps:	14.2	Vol. de Gas Libre entrada de la Bomba, %:	41.1
Voltaje de Operación, Volts :	2072.3	Vol. de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	3.1
Eficiencia de la Bomba, %:	49.7	Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	5738.5
Eficiencia del Motor, %:	78.5	Presión de entrada a la Bomba, psig:	689.1
Interferencia por Gas:	Estable	Presión de Descarga, psia:	2726.9
Potencia de Operación de la Bomba, HP:	37.8	Presión de Fondo , psig:	763.8

FUENTE: Análisis Parahuacu 10 – Software SubPUMP

TABLA 3.4. CÁLCULOS PARA ANÁLISIS NODAL DE POZO – PRH 10

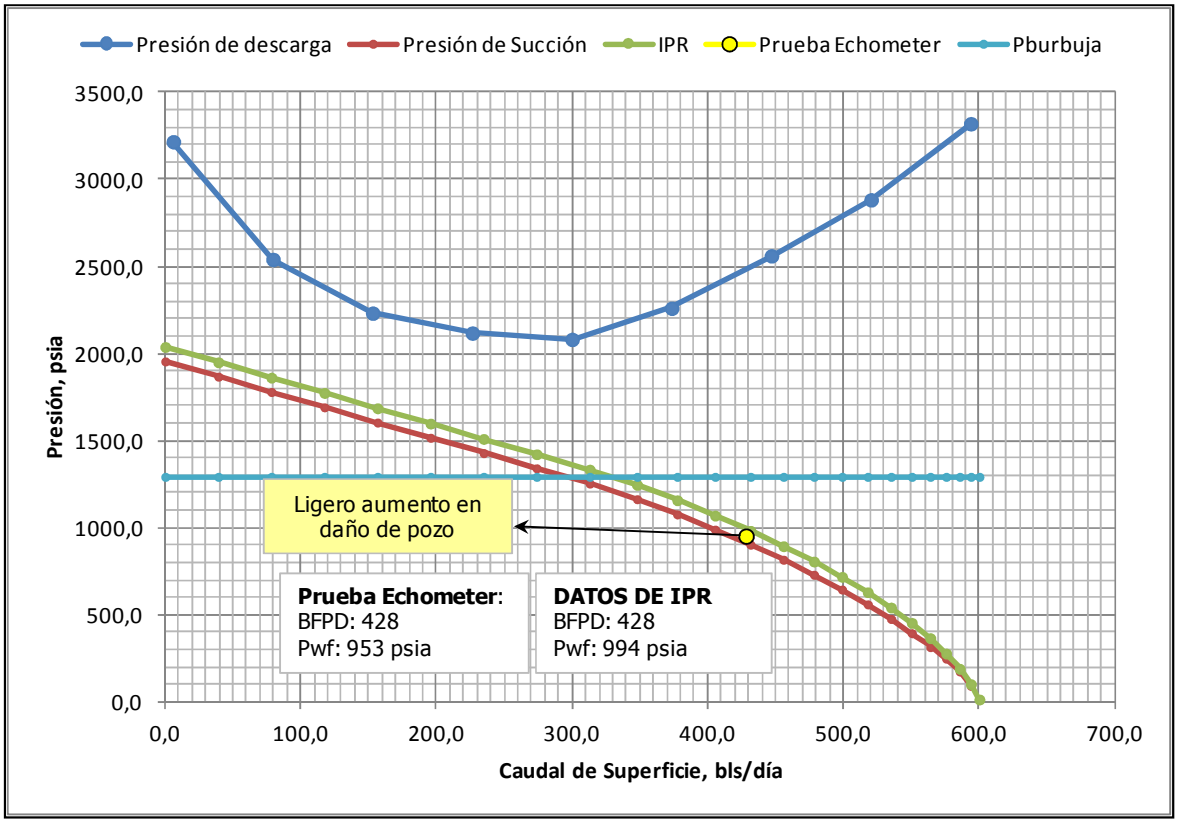
CURVA SISTEMA DE POZO					
Punto #	Altura Descarga , ft	Altura Succión, ft	TDH, ft	Caudal Superficie (O+W), Bls/día	Caudal Promedio Bomba (O+W+G), Bls/día
1	9269.9	5580.7	3689.2	5.9	7
2	7324.6	5110.9	2213.7	79.4	93.67
3	6439.1	4639.0	1800.1	152.9	180.34
4	6112.7	4165.4	1947.3	226.3	267.01
5	6013.1	3689.4	2323.8	299.8	353.67
6	6489.5	3104.9	3384.6	373.3	440.34
7	7274.2	2382.3	4891.8	446.7	527.01
8	8068.4	1502.9	6565.6	520.2	613.68
Pump Off	9018.8	56.6	8962.2	593.7	700.34
Diseño	7435.2	2203.5	5231.6	463	546.2

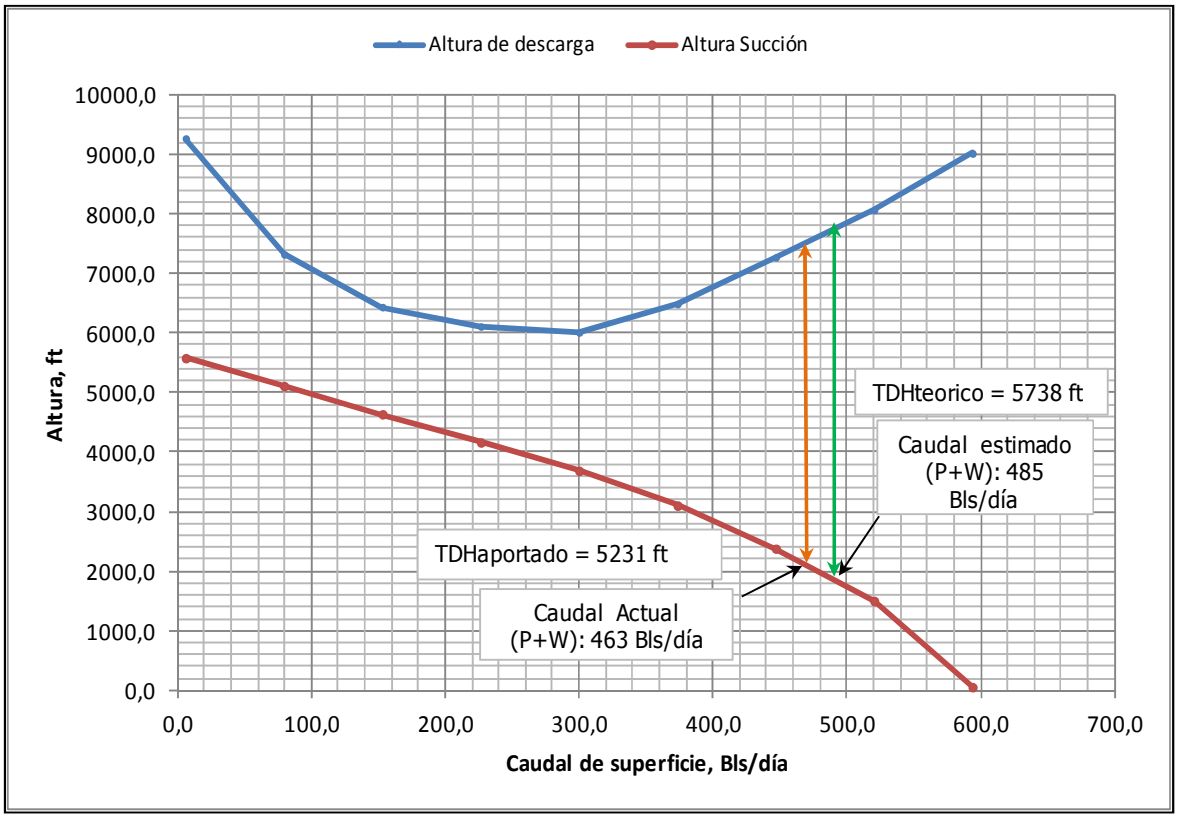
FUENTE: Análisis Parahuacu 10 – Software SubPUMP

En la figura 3.11 se muestra el análisis nodal del pozo Parahuacu 10, se puede comprobar que en primera instancia existe una pérdida de capacidad de levantamiento de la bomba en un 9% aproximadamente, al caudal actual de producción la bomba estaría aportando un TDH de 5231 ft, un valor menor a 5738 ft, estimado en el punto de operación determinado, además se estima una pérdida de producción en aproximadamente 4%. Al no tener datos de presión de succión y descarga al tener el sensor fuera de operación, no se tiene la suficiente certeza para afirmar cual es el problema que está afectando al sistema de producción.

Al no tener datos del sensor de fondo, signo de que el equipo BES está operando con una de sus fases a tierra, se hace necesario emplear otros métodos para conocer información del pozo, para estimar los datos del nivel de fluido dinámico, la presión de intake y dinámica de fondo se empleó la prueba de Echometer (ver resultados de pruebas en anexo No.6). Se tomó una de estas pruebas el 11 de Mayo de 2011, de la misma se obtuvo como resultado un valor de 953 psia para la presión de fondo y 900 psia para la presión de intake a un caudal de prueba de 428 BFPD.

FIG. 3.11. ANÁLISIS NODAL – PRH 10





FUENTE: Software SubPUMP – Análisis Parahuacu 10

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

Al analizar la curva IPR se evidencia que la presión de fondo determinada en la prueba Echometer es ligeramente menor a 994 psia, el valor estimado que se debería tener a la rata de prueba, cabe indicar que la curva IPR estimada de la figura 3.11 no fue elaborada tomando en cuenta el daño de formación calculado en la prueba de restauración de presión tomada en Enero de 2009, igual a 9.6, que producía una caída de presión de 652 psia en la cara de la formación. Entonces se puede concluir que al parecer no existe un decremento adicional en la productividad del pozo a causa de un incremento en el daño.

En la figura 3.12 se presenta las curvas de presión de intake y presión de cabeza, se registra valores de la presión de intake hasta marzo de 2010, fecha a la cual se pierde señal del sensor de fondo. Observando el comportamiento de la curva de presión de cabeza se evidencia la existencia de posibles problemas en la tubería de producción. En noviembre de 2008 la presión de cabeza cayó a 50 psia, mostrando un posible aumento de la presión de descarga, como consecuencia de una obstrucción en la tubería pero esto quedó descartado ya que en el análisis del equipo realizado en enero de 2009, mostrado en la tabla 3.5, no se evidencio la existencia de problemas de esta causa en la tubería al no registrarse un aumento en la presión de descarga de la bomba.

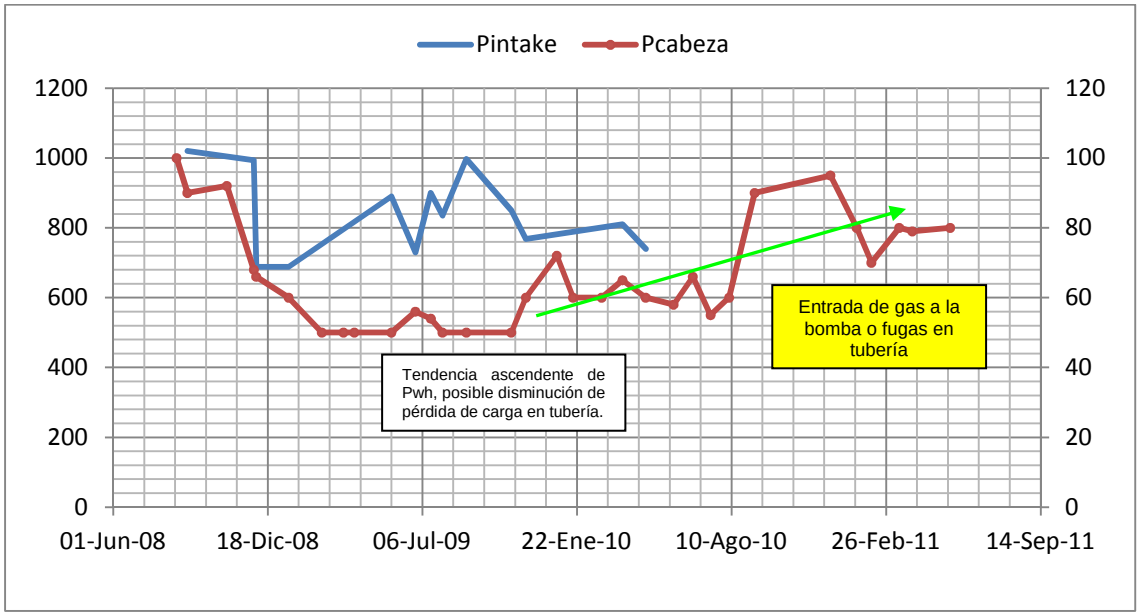
TABLA 3.5. ANÁLISIS DEL EQUIPO BES DN1100 - PRH 10 - ENERO 2009

Parámetro	Valor
Frecuencia de Operación, Hz	50
Caudal de Fluido Total en Superficie, BPD	624
Presión de Cabeza, psi	55
Presión de Entrada medida, psi	854.2
Presión de Descarga Calculada desde WHP, psi	2739.6
Presión de Descarga Calculada desde PIP, psi	2739.3
Presión de Descarga medida por el Sensor, psi	Lectura errónea
Eficiencia en Cabeza, %	100
Eficiencia en Flujo, %	100

FUENTE: Análisis de PTA y Diagnóstico de Bomba Parahuacu 10 - Schlumberger

Posteriormente la presión de cabeza se estabilizó en un rango de 50 a 60 psi, en septiembre de 2010 ésta aumenta a 90 psi, mostrando una posible disminución de las pérdidas de carga en la tubería por un potencial decremento del peso de la columna de fluido en la tubería, posiblemente por entrada de gas a la bomba o por fugas en la tubería. Actualmente la presión de cabeza se ha estabilizado en los 80 psi.

FIG. 3.12. ANÁLISIS PARÁMETROS BES DN1100 – POZO PRH 10



ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

La presión de intake estimada en la prueba Echometer es de 900 psia, esta presión está por debajo de la presión de burbuja, haciendo que se tenga presencia de gas libre a la entrada de la bomba, debido a esto el pozo es desgasificado continuamente para impedir que se pierda eficiencia en la bomba por presencia de gas libre en la misma.

En la figura 3.13 se muestra la carta amperimétrica del pozo Parahuacu 10, de la misma se observa que el equipo DN1100 está operando en condiciones normales y estables, ya que no existen picos de corriente. De este comportamiento mostrado en la carta amperimétrica se puede concluir que no hay una presencia importante de gas libre en la bomba, gracias a la desgasificación continua del

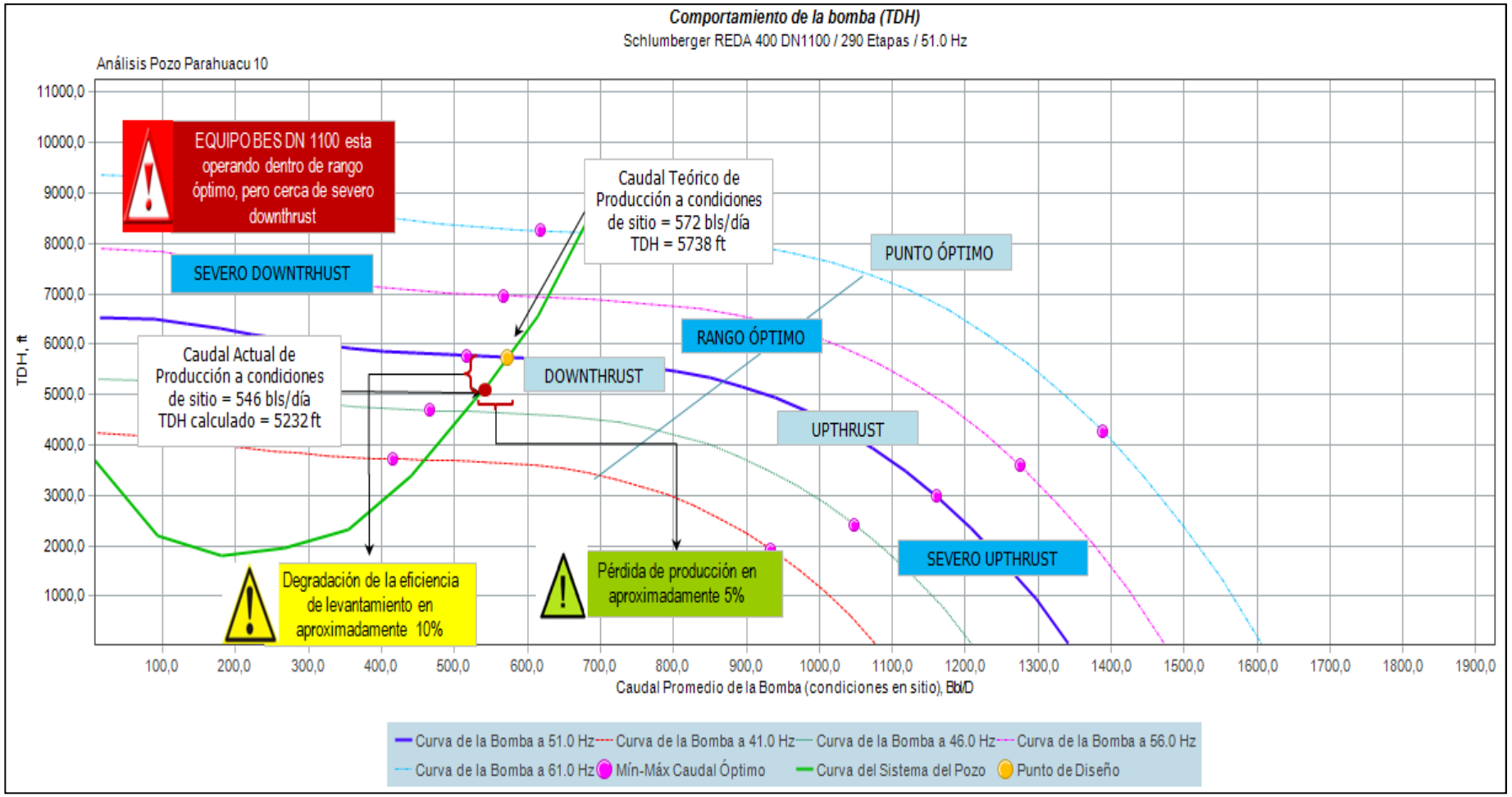
anular y que no existe producción de sólidos con el fluido, también se puede concluir también que el separador de gas y el manejador avanzado de gas instalados están trabajando con una eficiencia aceptable. Entonces se puede descartar que el posible problema evidenciado en el sistema de producción sea causado por presencia de gas libre en la bomba.

FIG. 3.13. CARTA AMPERIMÉTRICA POZO PARAHUACU 10

FUENTE: Ingeniería de Petróleos – Área Lago Agrio EP PETROECUADOR

El tiempo de operación del equipo BES DN1100 es de 1051 días hasta la fecha de cierre de estudio, por lo que se espera que la bomba presente un desgaste en las etapas por el prolongado tiempo de operación que ha tenido el equipo. Actualmente el equipo opera cerca de la zona de downthrust severo, un aspecto bastante negativo para el funcionamiento del equipo BES como se puede ver en la figura 3.14, por lo que corre riesgo de sufrir un desgaste mayor en la etapas, esto posiblemente es causado por el acelerado decremento de la presión de reservorio acorde a las pruebas de restauración de presión tomadas en julio de 2008 y enero de 2009 que han llevado a que el equipo se aleje de las condiciones óptimas de operación. También se puede evidenciar una pérdida en la eficiencia de levantamiento de la bomba a la actual rata de producción en aproximadamente un 10% y una pérdida de producción de aproximadamente 4%.

FIG. 3.14. COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DN1100 – PRH 10



FUENTE: Software SubPUMP – Análisis Parahuacu 10

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

Finalmente, en la tabla 3.6 se presenta en resumen el diagnóstico final obtenido una vez efectuado el análisis nodal y del equipo de subsuelo BES DN1100 en el pozo Parahuacu 10.

TABLA 3.6. DIAGNÓSTICO POZO PARAHUACU 10 – JUNIO 2011

PARÁMETRO	VALOR
FRECUENCIA DE OPERACIÓN, HZ	51
CAUDAL EN SUPERFICIE (BPD)	463
PRESIÓN DE CABEZA (PSI)	80
ALTURA DE SUCCIÓN ESTIMADA, ft	2203
ALTURA DE DESCARGA MEDIDA DESDE WHP ft	7435
ALTURA DE DESCARGA CALCULADA DESDE PIP , ft	7963
ALTURA DE DESCARGA MEDIDA POR SENSOR, ft	-
EFICIENCIA EN CABEZA DE LA BOMBA, %:	91.5
EFICIENCIA EN FLUJO DE LA BOMBA, %:	91.5

DIAGNÓSTICO FINAL DE ANÁLISIS NODAL EN POZO PARAHUACU 10			
SISTEMA DE PRODUCCIÓN	**PROBLEMA ENCONTRADO**	**POSIBLES CAUSAS**	**OBSERVACIONES**
Tubería de Producción	Tendencia incremental de la presión de cabeza	Esto puede ser causado por un posible decremento de las pérdidas de carga en la tubería, por posible existencia de fugas en la misma.	Al no tener datos de presión de intake actuales por falla en el sensor no permite la total certeza de la existencia de fugas.
Bomba	Disminución de eficiencia de levantamiento y flujo. Operación cercana a severo Downthrust.	Debido al mecanismo de empuje presente en arena "U_{inf}" se tiene un decremento importante de la presión de reservorio, el equipo queda sobredimensionado y opera actualmente cerca de downthrust severo.	-
		Bomba desgastada, es decir, se esperaría un desgaste normal de etapas por alto tiempo de operación de equipo (Total 1051 días).	El nivel de fluido registrado en el pozo es de 2522 ft, acorde a la prueba Echometer tomada en Mayo de 2011.
		Presión de intake menor a presión de burbuja, posible presencia de gas libre en la bomba.	El pozo es desgasificado continuamente para evitar la pérdida de eficiencia en la bomba por la presencia de gas libre. Carta amperimétrica no muestra comportamiento de gas libre dentro de bomba
Formación	Ligero aumento en daño	Difícil de determinar	-
OTROS			
Equipo BES	Pérdida de señal de sensor de fondo	Equipo BES opera con una fase a tierra	

FUENTE: Análisis Parahuacu 10 – Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

3.2.2.2. Análisis Pozo Parahuacu 11

En la tabla 3.7 se muestran los principales parámetros estimados de operación del equipo BES D475N instalado en el pozo Parahuacu 11 por el Software SubPUMP. En la tabla 3.8 se detallan los cálculos realizados para la construcción de la curva de sistema de pozo.

TABLA 3.7 PARÁMETROS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DE EQUIPO DN475 – PRH 11

PARÁMETROS ESTIMADOS EQUIPO DN475 - POZO PARAHUACU 11			
Frecuencia de Diseño, Hz:	54	**Caudal Total Prom. de la Bomba, Bls/D:**	**387.4**
Velocidad de Operación, RPM:	3181.6	**Caudal de Líq. Final en Sup(P+A), Bls/D:**	**326.8**
Corriente de Operación, Amps:	13.7	Vol. de Gas Libre entrada de la Bomba, %:	83.5
Voltaje de Operación, Volts :	2043	Vol. de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	9.9
Eficiencia de la Bomba, %:	50.4	Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	7684.7
Eficiencia del Motor, %:	74.9	Presión de entrada a la Bomba, psig:	359.4
Interferencia por Gas:	Estable	Presión de Descarga, psia:	3080.3
Potencia de Operación de la Bomba, HP:	34.0	Presión de Fondo , psig:	399.8

FUENTE: Análisis Parahuacu 11 - Software SubPUMP

TABLA 3.8 CÁLCULOS PARA ANÁLISIS NODAL DE POZO – PRH 11

CURVA SISTEMA DE POZO					
Punto #	Altura Descarga , ft	Altura Succión, ft	TDH, ft	Caudal Superficie (O+W), Bls/día	Caudal Promedio Bomba (O+W+G), Bls/día
1	9409.4	3498.6	5910.8	3.8	4.5
2	8304.5	3226.3	5078.1	50.4	59.8
3	7610.0	2934.4	4675.6	97.1	115.1
4	7538.1	2622.1	4915.9	143.7	170.3
5	7692.3	2281.5	5410.8	190.4	225.6
6	7911.8	1903.6	6008.3	237.0	280.9
7	8239.6	1474.4	6765.3	283.6	336.2
8	8726.0	967.7	7758.3	330.3	391.5
Pump Off	9190.8	56.8	9134.0	376.9	446.8
Actual	7671.0	2346.0	5325.0	182.0	215.7

FUENTE: Análisis Parahuacu 11 – Software SubPUMP

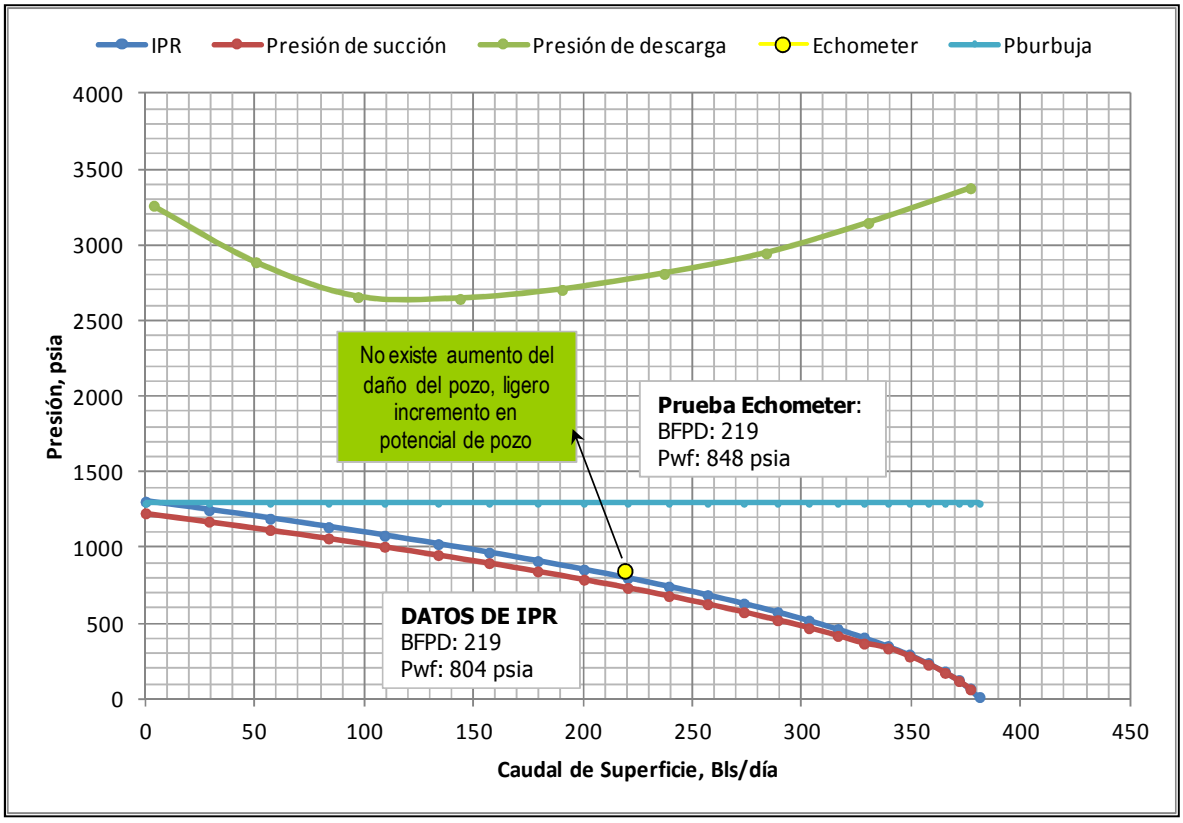
En la figura 3.15 se muestra la figura de análisis nodal del pozo Parahuacu 11, en primera instancia se puede observar una pérdida en la capacidad de levantamiento de la bomba en un 31% aproximadamente, a la producción actual la bomba debería aportar un TDH de 5325 ft, un valor menor a 7685 ft, estimado en el punto de operación determinado, también se muestra una pérdida considerable de la producción, aproximadamente en 44% con respecto al punto de operación estimado, todo esto permite evidenciar que las condiciones de trabajo del equipo BES en este pozo son bastante deficiente.

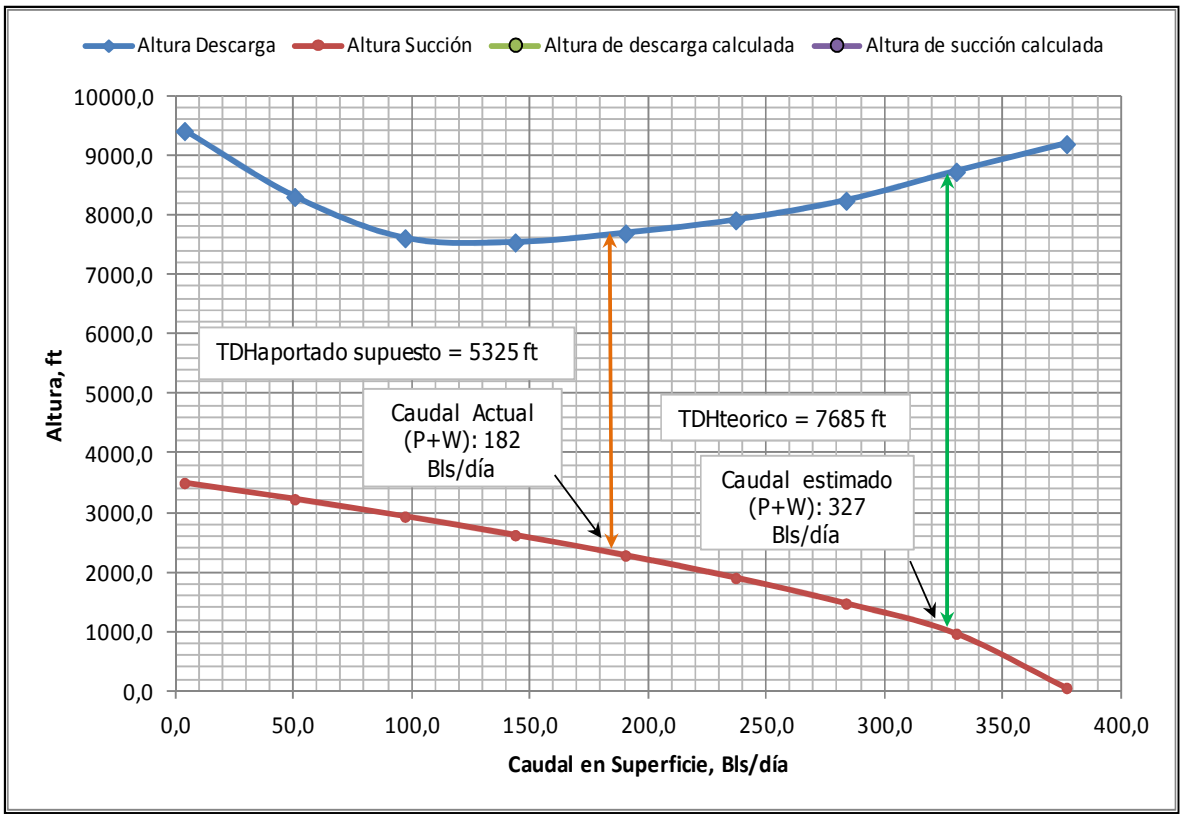
El sensor de fondo se descalibra el 11 de enero de 2011 por variación en la vibración del mismo, perdiendo el control del equipo de fondo y seteo de alarmas para temperatura de intake y temperatura de motor. Al no tener operativo al sensor de fondo y con el objetivo de tener datos de nivel de fluido, presión de fondo y presión de intake, se realiza una prueba Echometer el 11 de mayo de 2011, de la misma se obtuvo como resultado un valor de 848 psia para la presión de fondo y 801 psia para la presión de intake a un caudal de prueba de 219 BFPD.

Al analizar la curva IPR estimada, mostrada en la figura 3.15, se evidencia que la presión de fondo determinada en la prueba Echometer es ligeramente mayor a 801 psia, el valor estimado que se debería tener a la rata de prueba, cabe indicar que la IPR fue calculada tomando en cuenta el daño, el cual fue estimado en 11.7 en la prueba de restauración de presión tomada en febrero de 2010. Entonces se puede a partir de estas aseveraciones, concluir que aparentemente no existe un decremento mayor de la productividad del pozo que el estimado.

En la figura 3.16 se analizan los parámetros de presión de intake, presión de cabeza, temperatura de motor y amperaje, no se dispone de datos de presión de descarga; se puede hacer este análisis gracias a que es el único pozo que ha tenido al sensor de fondo operativo por lo menos en el año de 2010, pudiendo evidenciarse algún problema existente en el sistema de producción, cabe indicar que sólo se analizan los datos a partir de mayo de 2009, ya que en esa fecha el pozo reinició operaciones después del workover #1.

FIG. 3.15. ANÁLISIS NODAL – PRH 11

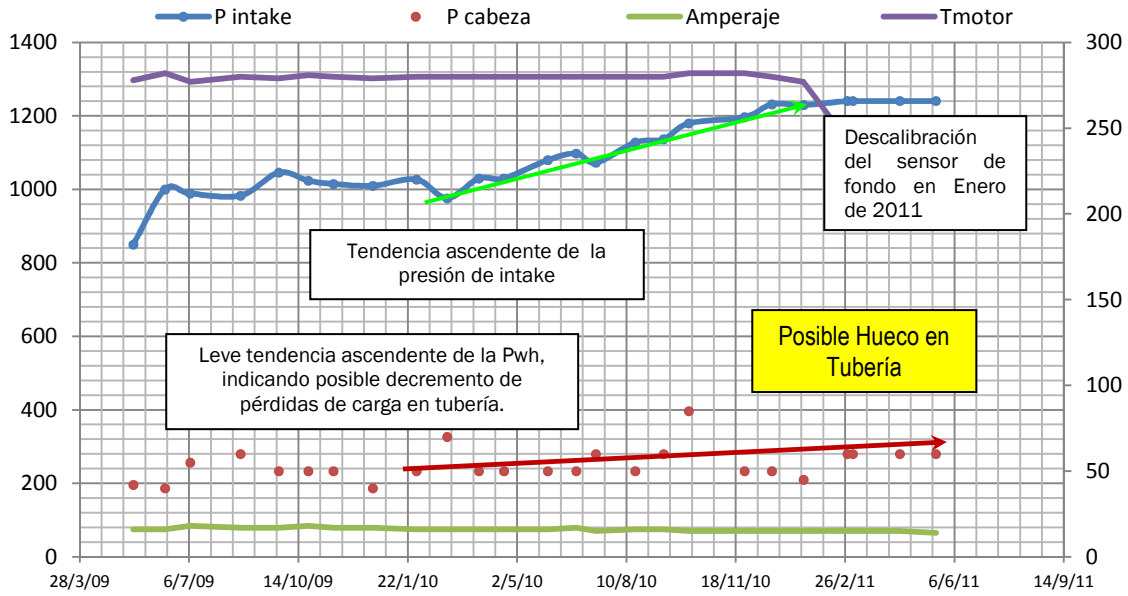




FUENTE: Análisis Parahuacu 11 – Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

FIG. 3.16. ANÁLISIS PARÁMETROS BES DN475 – POZO PRH 11



ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

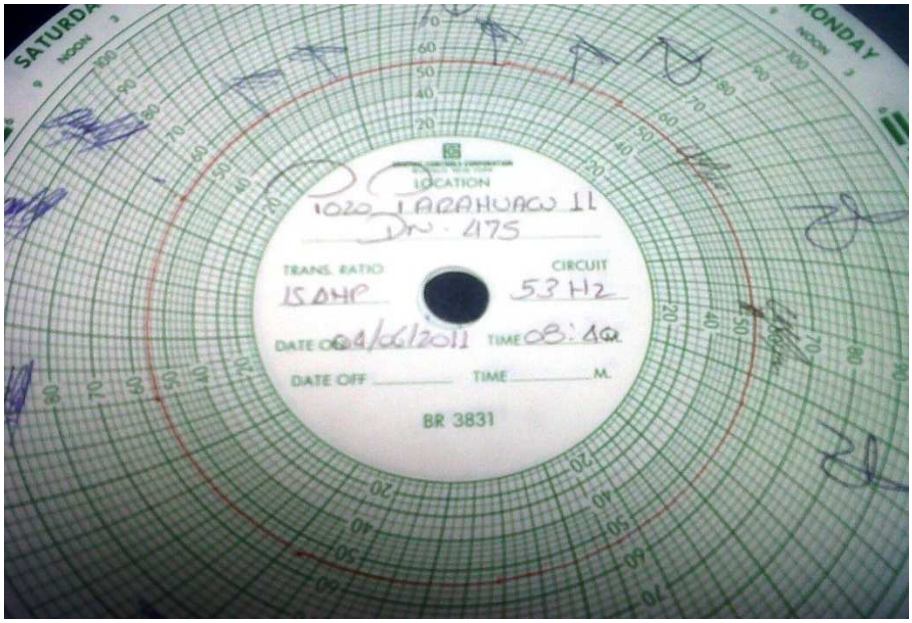
La tendencia ascendente de la presión de cabeza muestra una posible disminución de las pérdidas de carga en la tubería de producción, adicionalmente se tiene una tendencia claramente ascendente de la presión de intake, y una mala refrigeración del motor, lo que lleva a la conclusión que posiblemente el problema presente en el pozo Parahuacu 11 es causado por un hueco en la tubería de producción, lo que justificaría que en este pozo se tenga una importante pérdida de producción y una baja eficiencia de levantamiento en la BES como se podrá ver en la figura 3.18.

Este pozo ya tuvo problemas por hueco en tubería en mayo de 2009, en el workover #1 se encontró tubería rota y tubería con severa corrosión interna, la producción de agua es alrededor de 4 bls/día en ente pozo, pero tiene una alta salinidad, 95000 ppm para arena "U_{inf}"; esta clase de fluidos son bastante corrosivos y provocan continuamente daños en la tubería de producción. Si este problema vuelve a presentarse indicaría que no ha existido un correcto tratamiento químico en el pozo que impida la presencia de corrosión.

La presión de intake determinada en la prueba Echometer, 801 psia, está por debajo del punto de burbuja, lo que hace que se tenga un importante porcentaje

de gas libre a la entrada de la bomba, por lo que este pozo también es desgasificado continuamente para impedir pérdida de eficiencia en la bomba por presencia de gas. En la figura 3.17 se muestra la carta amperimétrica del pozo, en esta se puede evidenciar que no existe un comportamiento característico de presencia de gas libre dentro de la bomba, o producción de sólidos con el fluido. De estas aseveraciones se puede concluir que el separador de gas y el dispositivo AGH instalados han trabajado a una eficiencia aceptable.

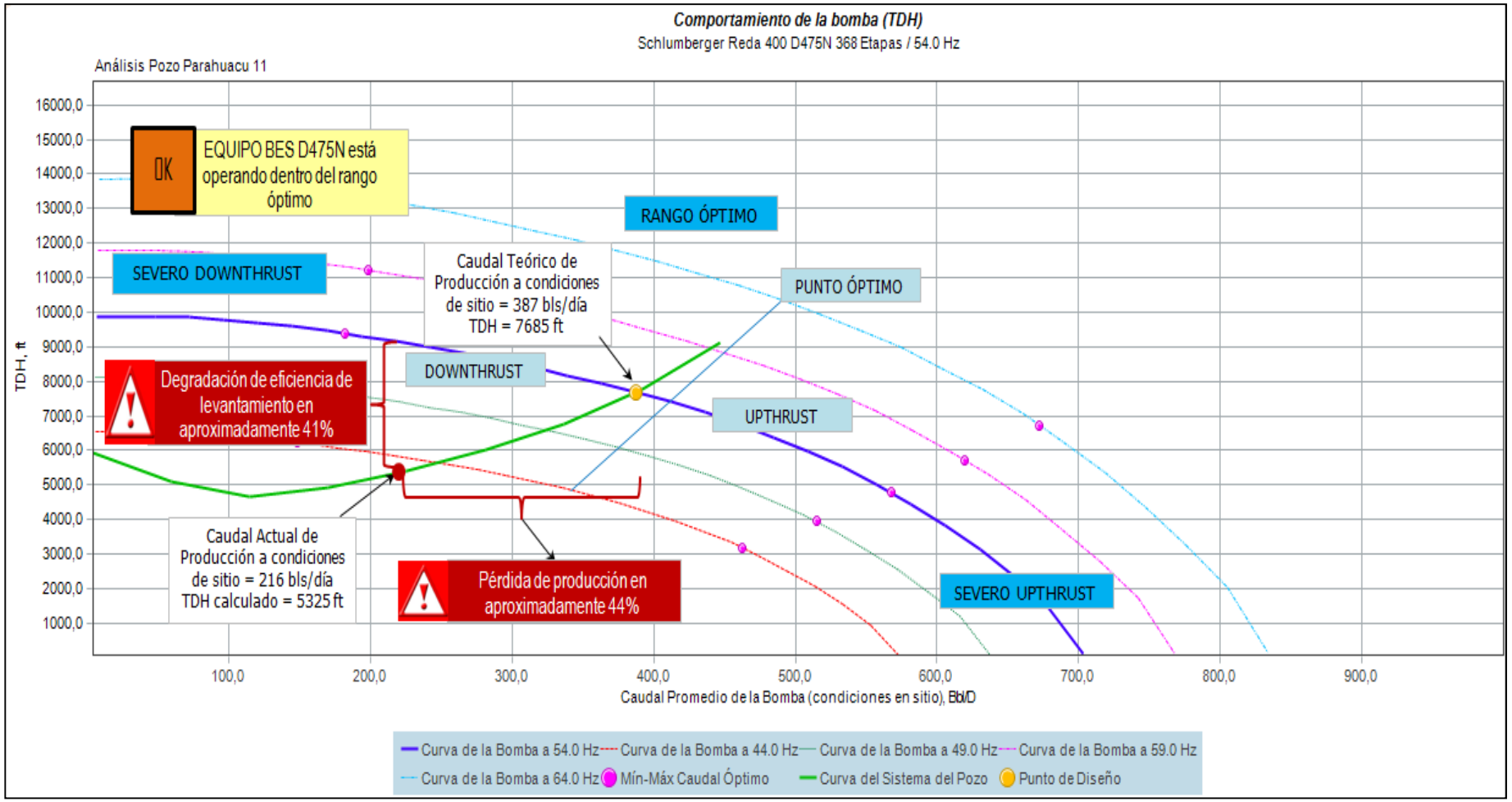
FIG. 3.17. CARTA AMPERIMÉTRICA – POZO PARAHUACU 11



FUENTE: Ingeniería de Petróleos – Área Lago Agrio EP PETROECUADOR

El tiempo de operación del equipo BES D475N es de 769 días hasta fecha de cierre de estudio. El equipo BES D475N está operando dentro del rango óptimo, pero hay una pérdida importante de producción y en la eficiencia de levantamiento de la bomba, como se puede ver en la figura 3.18, lo que ha ocasionado que el equipo se aleje del punto óptimo de operación y trabaje en condiciones inadecuadas. Por el tiempo de operación del equipo se esperaría un desgaste normal de las etapas de la bomba, ocasionando una baja en la eficiencia de levantamiento, pero en este caso al parecer no es el problema preponderante que ha afectado severamente a rendimiento de la BES DN475, sino mas bien el problema encontrado en la tubería de producción.

FIG. 3.18. COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA D475N – PRH 11



FUENTE: Software SubPUMP – Análisis Parahuacu 11

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O

Finalmente, en la tabla 3.9 se presenta en resumen el diagnóstico final obtenido una vez efectuado el análisis nodal y del equipo de subsuelo BES D475N en el pozo Parahuacu 11.

TABLA 3.9. DIAGNÓSTICO POZO - PARAHUACU 11 – JUNIO 2011

PARÁMETRO	VALOR
FRECUENCIA DE OPERACIÓN, HZ	54
CAUDAL EN SUPERFICIE (BPD)	182
PRESIÓN DE CABEZA (PSI)	60
ALTURA DE SUCCIÓN ESTIMADA, ft	2346
ALTURA DE DESCARGA MEDIDA DESDE WHP ft	7671
ALTURA DE DESCARGA CALCULADA DESDE PIP , ft	11446
ALTURA DE DESCARGA MEDIDA POR EL SENSOR, ft	-
EFICIENCIA EN CABEZA DE LA BOMBA, %	64.9
EFICIENCIA EN FLUJO DE LA BOMBA, %	64.9

DIAGNÓSTICO FINAL DE ANÁLISIS NODAL EN POZO PARAHUACU 11			
SISTEMA DE PRODUCCIÓN	**PROBLEMA ENCONTRADO**	**POSIBLES CAUSAS**	**OBSERVACIONES**
Tubería de Producción	Posible Hueco en Tubería	Producción de fluidos altamente corrosivos, la producción de agua del pozo es pequeña, pero tiene una alta salinidad (95000 ppm – Arena "Uinf").	El comportamiento de los parámetros del equipo, mostrados en figura 3.16 demuestra la posible existencia de este problema.
Bomba	Disminución considerable de la eficiencia de levantamiento y flujo	Desgaste normal de etapas por tiempo de operación de equipo (Total 769 días)	El nivel de fluido registrado en la prueba Echometer de mayo de 2011 es de 3135 ft.
		Presión de intake menor a presión de burbuja, posible presencia de gas libre en la bomba.	El pozo es desgasificado continuamente para evitar la pérdida de eficiencia en la bomba por la presencia de gas libre. Carta amperimétrica no muestra comportamiento de gas libre dentro de bomba
		La posible presencia de fuga en la tubería de producción.	Una fuga en tubería provoca que BES trabaje a un caudal por debajo del diseñado, y que la eficiencia en la BES se vea degradada y pueda operar cercanamente a severo downthrust
Formación	-	-	-
OTROS			
Equipo BES	Sensor de fondo descalibrado	Variación de la vibración del sensor	

FUENTE: Análisis Parahuacu 11 – Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

3.2.2.3. Análisis Pozo Parahuacu 12

El equipo BES en el pozo Parahuacu 12 fue recientemente remplazado, ya que el anterior equipo presentó problemas por fases desbalanceadas; fue diseñado para producir una tasa de producción de 250 BFPD. En la tabla 3.10 se muestran los principales parámetros estimados de operación del equipo TD300 por el Software SubPUMP. En la tabla 3.10 se detallan los cálculos realizados para la construcción de la curva de sistema de pozo.

TABLA 3.10. PARÁMETROS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DE EQUIPO TD300 – PRH 12

PARÁMETROS ESTIMADOS EQUIPO TD300			
Frecuencia de Diseño, Hz:	55	**Caudal Total Prom. de la Bomba, Bls/D:**	**329.9**
Velocidad de Operación, RPM:	3238.5	**Caudal de Líq. Final en Sup(P+A), Bls/D:**	**285.8**
Corriente de Operación, Amps:	18.1	Vol. de Gas Libre entrada de la Bomba, %:	61.2
Voltaje de Operación, Volts :	1769.2	Vol. de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	2.1
Eficiencia de la Bomba, %:	45.9	Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	7414.7
Eficiencia del Motor, %:	68.5	Presión de entrada a la Bomba, psig:	453.2
Interferencia por Gas:	Estable	Presión de Descarga, psia:	3106.1
Potencia de Operación de la Bomba, HP:	31.1	Presión de Fondo , psig:	498.7

FUENTE: Análisis Parahuacu 12 - Software SubPUMP

TABLA 3.11. CÁLCULOS PARA ANÁLISIS NODAL DE POZO – PRH 12

CURVA SISTEMA DE POZO					
Punto #	Altura Descarga , ft	Altura Succión, ft	TDH, ft	Caudal Superficie (O+W), Bls/día	Caudal Promedio Bomba (O+W+G), Bls/día
1	9611.2	3897.2	5714.0	3.4	3.9
2	8608.2	3584.0	5024.2	45.7	52.7
3	7816.0	3270.7	4545.3	87.9	101.5
4	7420.9	2956.1	4464.8	130.2	150.3
5	7594.1	2587.4	5006.8	172.4	199.1
6	7877.0	2156.5	5720.5	214.7	247.9
7	8235.2	1661.7	6573.5	256.9	296.6
8	8857.7	1053.3	7804.4	299.2	345.4
Pump Off	9506.2	59.6	9446.6	341.4	394.2
Actual	8127.8	1833.3	6294.5	243.0	280.6

FUENTE: Análisis Parahuacu 12 – Software SubPUMP

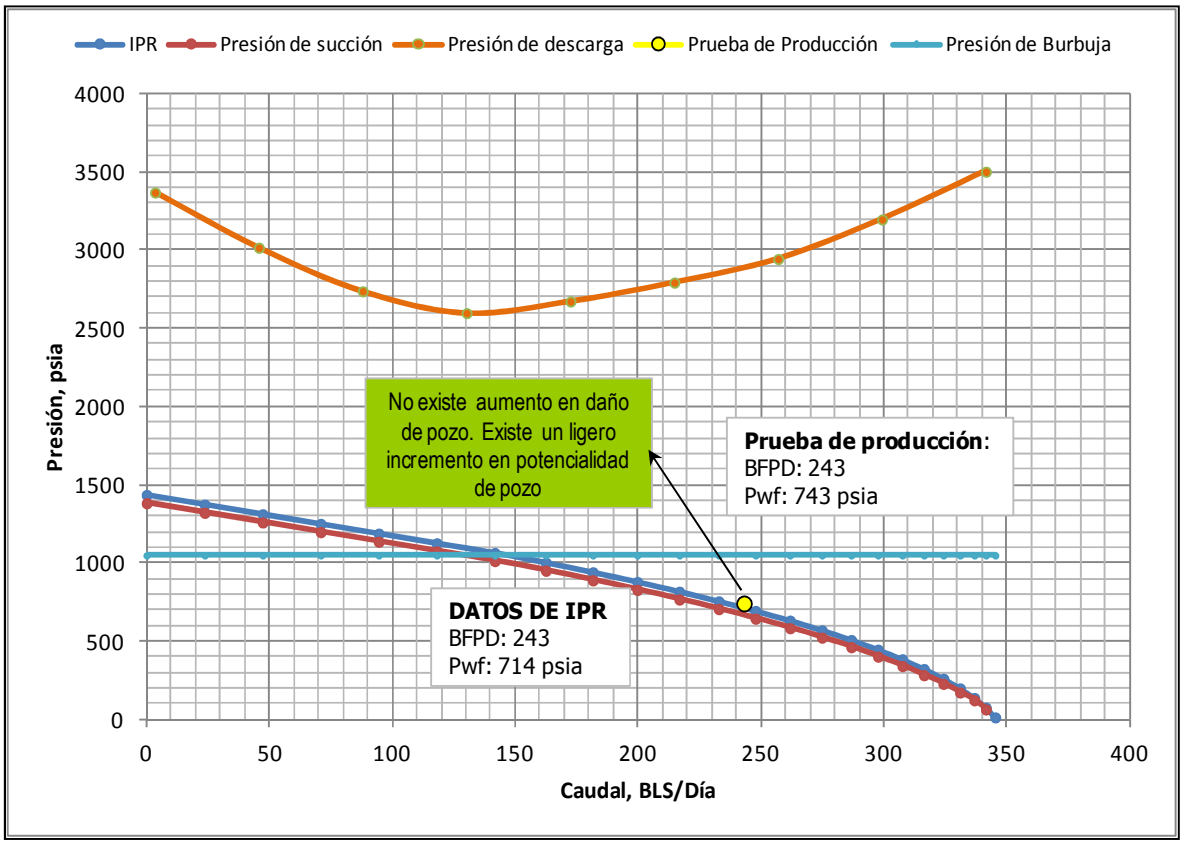
En este pozo para el cálculo de la curva IPR, se empleó la presión de reservorio medida en la última prueba de restauración de presión, 1519 psia y la presión de fondo medida en el trabajo de reacondicionamiento #2, 726 psia a un caudal de prueba de 288 BFPD, esto con el objetivo de analizar el equipo BES con las últimas condiciones estimadas en Abril de 2009, cuando se instaló el equipo BES TD150 y compararlas con las actuales, estimadas de la prueba de producción.

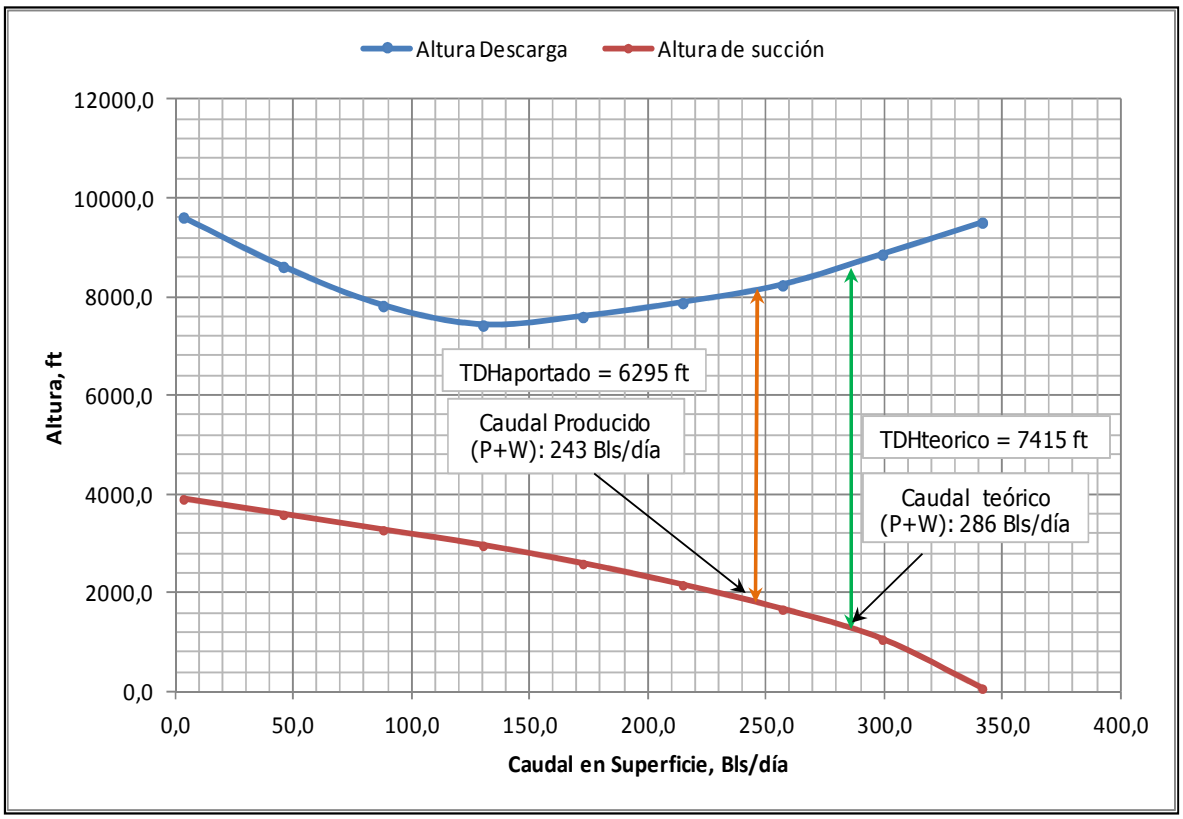
En la figura 3.19 se muestra el análisis nodal del pozo Parahuacu 12. El TDH aportado por la bomba es menor que el calculado al punto de operación estimado, es decir, existe una degradación de aproximadamente 15%, y se tiene una pérdida de producción con respecto al punto de operación estimado de aproximadamente 15%. En el pozo PRH 12 el sensor de fondo está operativo, al caudal de producción de 243 BFPD se midió una presión de intake de 709 psia, con lo que se obtiene una presión de fondo de 743 psia. Este valor es ligeramente mayor al que se debería de tener a la actual rata de producción. Esto indicaría que posiblemente ha existido un ligero aumento en la potencialidad del pozo con respecto a las condiciones estimadas en el W.O#2 ejecutado en abril de 2009.

El pozo Parahuacu 12 es el que más problemas a presentado de los cuatro pozos que operan con bombeo electrosumergible en el campo Parahuacu. En Marzo de 2009 tuvo una caída drástica de la producción, si se compara la presión dinámica de fondo a un caudal de 288 BFPD (tasa de evaluación arena “Ti” durante workover #2), en la IPR estimada en Enero de 2009, se tendría un valor para la presión de fondo de 1255 psia, y la presión de fondo medida en Abril de 2009 en el workover #2, es de 726 psia.

Entonces al observar que la presión dinámica de fondo sufrió una importante caída, se concluye que la caída de la producción es debida a un aumento severo del daño del pozo, posiblemente por taponamiento. Por esta situación se han realizado dos trabajos de tratamiento químico (ácidos) con el objetivo de remover este daño y recuperar el potencial del pozo, ninguno de ellos tuvo éxito y no se ha logrado hasta el momento restituir el potencial del pozo que se tuvo hasta antes de marzo de 2009.

FIG. 3.19. ANÁLISIS NODAL – PRH 12





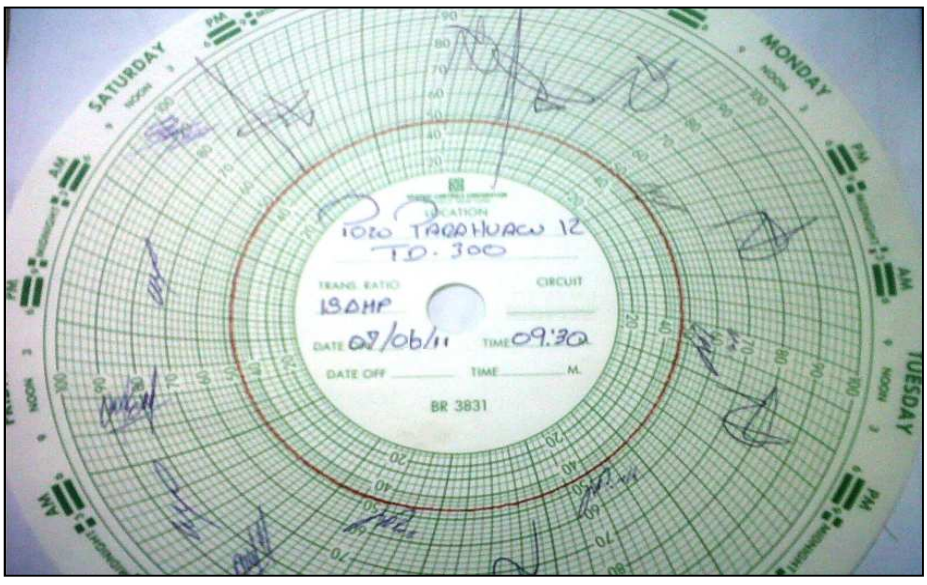
FUENTE: Análisis Parahuacu 12 – Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

Al haberse instalado recientemente el equipo BES TD300 en el pozo PRH 12, no se puede realizar un análisis de los parámetros del pozo, ya que el equipo ha estado en operación muy poco tiempo como para establecer alguna tendencia en los parámetros registrados que permita mostrar algún tipo de problema en el sistema de producción.

La presión de intake registrada es menor a la presión de burbuja, para verificar si el equipo BES está teniendo problemas por gas libre en la bomba, en la figura 3.20 se muestra la carta amperimétrica. Como se puede ver en esta figura, al parecer no existen problemas serios por ingreso de gas libre a la bomba, siendo este más bien muy leve, tampoco se muestra problemas por producción de sólidos con el fluido, el equipo opera estable al no registrarse picos de corriente. Se ha instalado un separador de gas tipo MAGS^{TM}, el cual es empelado para pozos con importante presencia de gas libre a la entrada de la bomba, a éste se le estimo una eficiencia de separación de 90% acorde al software SubPUMP y los datos provistos por el fabricante, pero es un aspecto puramente teórico por lo que se debería continuar desgasificado el pozo, como se lo hacía con el anterior equipo, para evitar que ingrese gas libre a la bomba en caso de que el separador no trabaje a la eficiencia estimada.

FIG. 3.20. CARTA AMPERIMÉTRICA - POZO PARAHUACU 12



FUENTE: Ingeniería de Petróleos – Área Lago Agrio EP PETROECUADOR

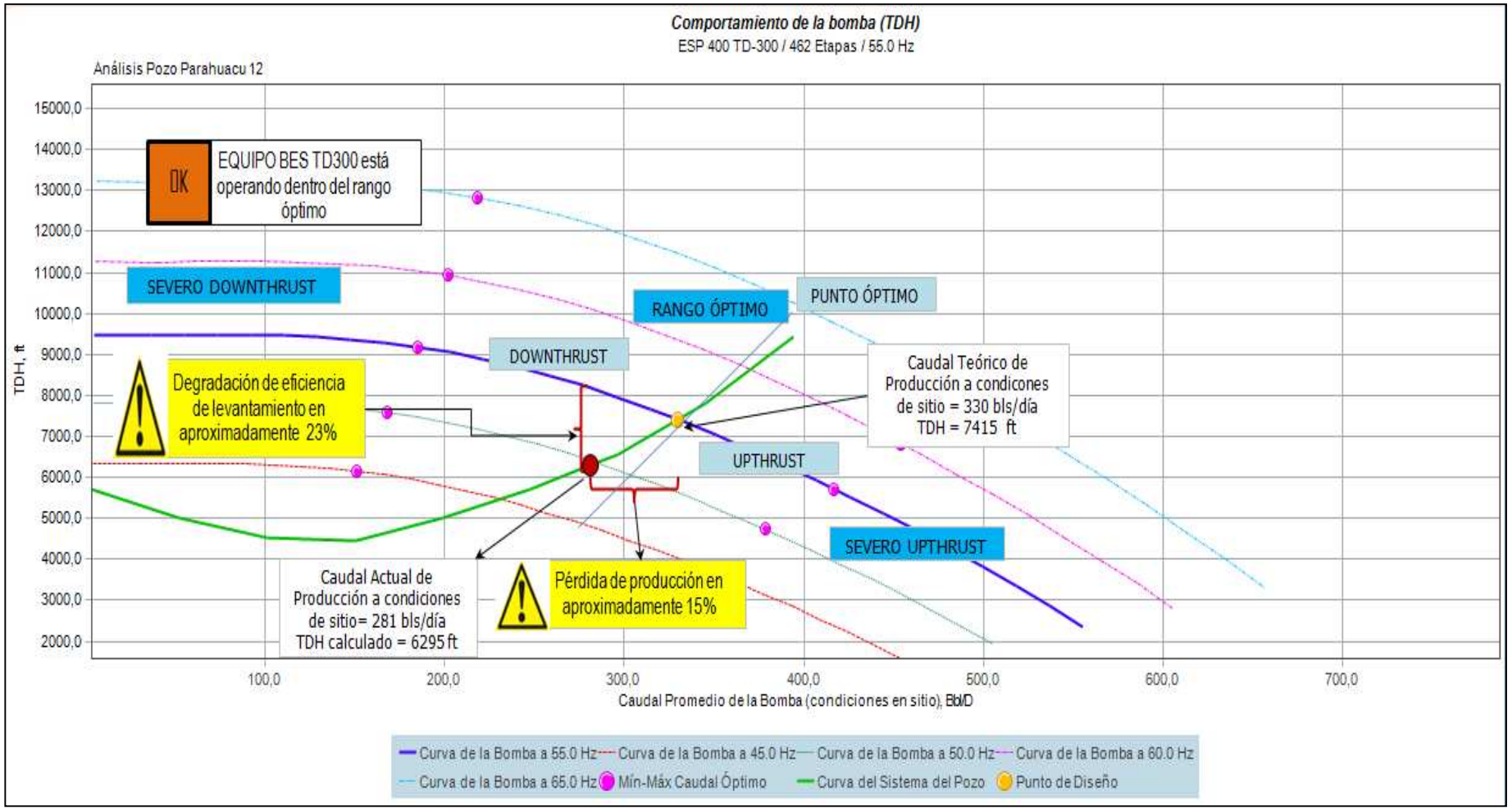
En la figura 3.21 se muestra la gráfica de comportamiento de la bomba, en ésta se puede evidenciar que existe una degradación de la eficiencia de levantamiento, de aproximadamente 21% y una degradación en la eficiencia de flujo de aproximadamente 14%. Las posibles causas que podrían ocasionar esta situación son:

- Posible ingreso de gas libre a la bomba al no trabajar el separador a la eficiencia estimada produciendo una disminución en la eficiencia de levantamiento del equipo BES, este problema sería leve acorde a la figura 3.20. Lo más probable es que el separador de gas este trabajando a una eficiencia de separación menor a la eficiencia teórica calculada de 90%.
- Se conoce también de antemano que los equipos BES nuevos no trabajan estrictamente según datos suministrados por los fabricantes, por ello existe un rango de trabajo aceptable de acuerdo a las recomendaciones de API, por lo que se podría obtener una rata de producción menor a la esperada.
- El pozo se encuentra en estabilización de producción y aún no ha alcanzado su potencial óptimo a las condiciones actuales.

Se descarta problemas en la tubería de producción, como se menciono anteriormente, ya que la misma fue probada con 3000 psi durante su instalación en el trabajo de reacondicionamiento #3, y no se encontró ningún problema, además el tiempo de operación es muy corto como para que se produzcan problemas de corrosión que ocasionen la presencia de fugas en la tubería.

El equipo BESTD300 está trabajando dentro del rango óptimo del equipo, cerca del punto de máxima eficiencia dentro del rango óptimo acorde a lo que se puede observar en la figura 3.21; algo positivo si se considera que no se empleo datos del yacimiento actualizados para el diseño del equipo BES, una situación que normalmente ocasiona que los equipos no trabajen a las condiciones de diseño y tengan riesgo de alcanzar el severo downthrust de forma prematura. El equipo TD300 fue instalado recientemente por lo que es no aconsejable el remplazo del mismo en un corto o mediano plazo ya que debe procurarse obtener el mayor tiempo de vida útil posible del mismo para poder recuperar la inversión realizada.

FIG. 3.21. COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA TD300 – PRH 12



FUENTE: Software SubPUMP – Análisis Parahuacu 12

ELABORADO POR: Juan Jaramillo

Finalmente, en la tabla 3.12 se presenta en resumen el diagnóstico final obtenido una vez efectuado el análisis nodal y del equipo de subsuelo BES TD300 en el pozo Parahuacu 12.

TABLA 3.12. DIAGNÓSTICO POZO - PARAHUACU 12 – JUNIO 2011

PARÁMETRO	VALOR
FRECUENCIA DE OPERACIÓN, HZ	55
CAUDAL EN SUPERFICIE (BFPD)	243
PRESIÓN DE CABEZA (PSI)	50
ALTURA DE SUCCIÓN MEDIDA POR EL SENSOR, FT	1833
ALTURA DE DESCARGA MEDIDA DESDE WHP ft	8128
ALTURA DE DESCARGA CALCULADA DESDE PIP , ft	10033
ALTURA DE DESCARGA MEDIDA POR EL SENSOR, ft	-
EFICIENCIA EN CABEZA, %	85.1
EFICIENCIA EN FLUJO DE LA BOMBA, %	85.1

DIAGNÓSTICO FINAL DE ANÁLISIS NODAL EN POZO PARAHUACU 12			
SISTEMA DE PRODUCCIÓN	**PROBLEMA ENCONTRADO**	**POSIBLES CAUSAS**	**OBSERVACIONES**
Tubería de Producción	No se encontró problemas	-	La tubería de producción fue probada con 3000 psi durante la instalación del equipo BES, sin encontrarse problemas por fugas.
Bomba	Degradación de la eficiencia de levantamiento y flujo	Presión de intake, es menor a la presión de burbuja, por lo que se tiene presencia de gas libre en la entrada de la bomba, posiblemente separador de gas no trabaja a eficiencia estimada de 90%.	El pozo debería ser desgasificado continuamente para evitar que el gas ingrese a la bomba.
Formación	No se encontró un agravamiento del problema ya existente. Ligero aumento en potencial de pozo	Al no actualizar los datos del yacimiento durante el W.O. 3, no se puede corroborar la mejora en la potencialidad del pozo.	El reservorio presentó una importante caída de presión en la cara de la formación en Marzo de 2009, posiblemente por un taponamiento. Se aplico dos trabajos químicos con empleo de ácidos los cuales no fueron exitosos.

FUENTE: Análisis Parahuacu 12 – Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

3.2.2.4. Análisis Pozo Parahuacu 13

El pozo Parahuacu 13, es el que presenta más problemas por presencia de gas, en la locación del pozo se ha instalado un mechero improvisado para quemar el gas. A continuación en la tabla 3.13 se muestran los principales parámetros estimados de operación del equipo DN1100 por el Software SubPUMP. En la tabla 3.14 se detallan los cálculos realizados para la construcción de la curva de sistema de pozo.

TABLA 3.13. PARÁMETROS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DE EQUIPO DN1100 – PRH 13

PARÁMETROS ESTIMADOS EQUIPO DN1100			
Frecuencia de Diseño, Hz:	54	**Caudal Total Prom. de la Bomba, Bls/D:**	**571.6**
Velocidad de Operación, RPM:	3179.7	**Caudal de Líq. Final en Sup(P+A), Bls/D:**	**494.2**
Corriente de Operación, Amps:	33.8	Vol. de Gas Libre entrada de la Bomba, %:	89.7
Voltaje de Operación, Volts :	1375.2	Vol. de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	21.2
Eficiencia de la Bomba, %:	48.0	Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	8057.0
Eficiencia del Motor, %:	77.0	Presión de entrada a la Bomba, psig:	186.0
Interferencia por Gas:	Estable	Presión de Descarga, psia:	3114.6
Potencia de Operación de la Bomba, HP:	55.7	Presión de Fondo , psig:	209.3

FUENTE: Análisis Parahuacu 13 - Software SubPUMP

TABLA 3.14. CÁLCULOS PARA ANÁLISIS NODAL DE POZO – PRH 13

CURVA SISTEMA DE POZO					
Punto #	Altura Descarga , ft	Altura Succión, ft	TDH, ft	Caudal Superficie (O+W), Bls/día	Caudal Promedio Bomba (O+W+G), Bls/día
1	8921.9	2818.5	6103.4	5.2	6.0
2	7593.7	2582.9	5010.8	69.9	80.8
3	7118.1	2336.2	4781.9	134.5	155.5
4	7116.8	2072.5	5044.3	199.1	230.3
5	7274.2	1787.2	5487.0	263.7	305.0
6	7525.1	1477.7	6047.5	328.4	379.8
7	7946.4	1138.5	6807.9	393.0	454.5
8	8271.8	824.2	7447.6	457.6	529.3
Pump Off	8579.1	54.6	8524.4	522.2	604.0
Actual	7352.6	1698.5	5654.1	283.0	327.3

FUENTE: Análisis Parahuacu 13 – Software SubPUMP

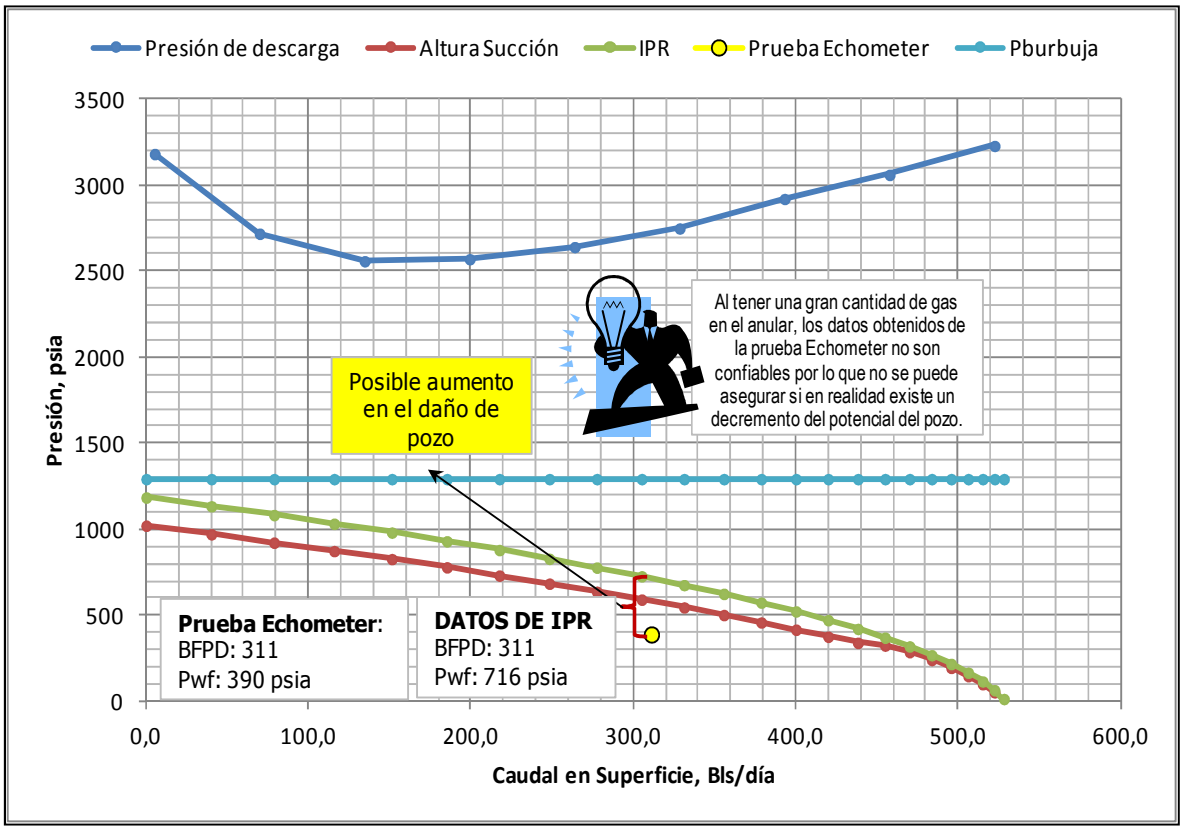
En la figura 3.22 se muestra la gráfica de análisis nodal del pozo Parahuacu 13, se evidencia en primera instancia una degradación en la capacidad de levantamiento de la bomba, a la actual rata de producción la bomba aportaría un TDH de 5654 ft, y al punto de operación estimado la bomba debería aportar un TDH de 8057 ft, esto es una disminución en aproximadamente 30%, con una pérdida importante en la producción, aproximadamente en 43%. En este pozo, el sensor está en mal estado, por lo que no se tiene datos de los parámetros de fondo, para tener información del nivel de fluido, de la presión de intake y dinámica de fondo se tomó una prueba Echometer, cabe indicar que en este pozo es muy complejo tomar una medida del nivel de fluido debido a la considerable presencia de gas en el anular.

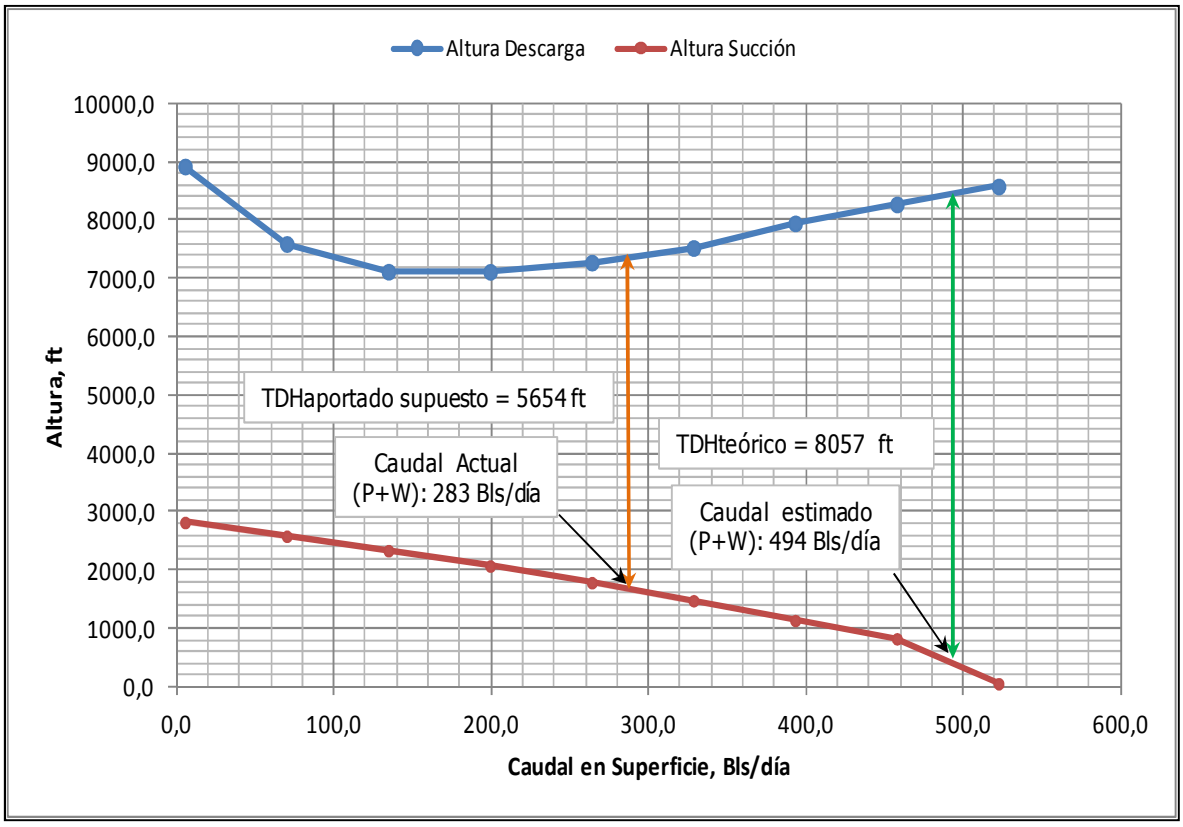
En la prueba tomada en enero de 2011 se logró registrar un valor de 294 psia para la presión de intake y 390 psia para la presión dinámica de fondo a una rata de prueba de 311 BFPD, estos datos no son confiables al tener una importante cantidad de gas a la entrada de la bomba. Acorde a la gráfica IPR mostrada en la figura 3.22, a la rata de prueba la presión dinámica de fondo debería ser 716 psia, un valor mayor al registrado en la prueba echometer; cabe indicar que la IPR fue construida tomando en cuenta el daño estimado en la prueba de restauración de presión de enero de 2009 que producía una caída de presión de 415 psia, pero debido a la gran cantidad de gas los datos tomados no son confiables, adicionalmente no se logró registrar el nivel de fluido en mayo de 2011, por lo que en este caso no es posible determinar si existe o no un aumento en el daño del pozo.

En enero de 2009 se hace un análisis del equipo de subsuelo (BES), como se puede ver en la tabla 3.15. Al comparar los datos medidos en diciembre de 2008 se pudo comprobar lo siguiente:

- La bomba no estaba generando todo el TDH que debería generar y que la eficiencia de la bomba se había degradado.
- Existe problemas en la tubería de producción por fluido más liviano (entrada de gas libre o por fugas en la tubería)

FIG. 3.22. ANÁLISIS NODAL – PRH 13





FUENTE: Análisis Parahuacu 13 – Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

- La eficiencia del separador de gas había disminuido.
- La productividad del pozo ha caído abruptamente por agotamiento en el yacimiento o mayor daño de formación.

TABLA 3.15. ANÁLISIS EQUIPO BES DN1100 – PRH 13 – ENERO 2009

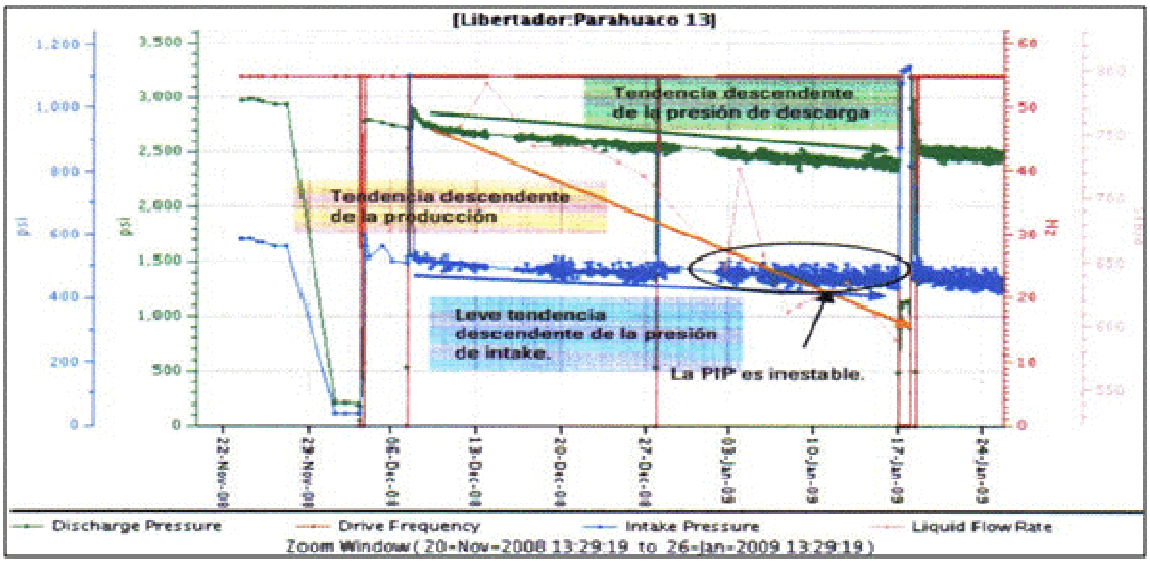
PARÁMETRO	DIC. 2008	ENE 2009
FRECUENCIA DE OPERACIÓN	55	55
CAUDAL EN SUPERFICIE (BPD)	757	589
PRESIÓN DE CABEZA (PSI)	60	70
PRESIÓN DE ENTRADA MEDIDA (PSI)	507	471
ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (BPD/PSI)	1.06	0.79
PRESIÓN DE DESCARGA MEDIDA DESDE WHP – EFICIENCIA MAX SEPARADOR/ EFICIENCIA DEGRADADA, PSI	2670.2	2763.9 / 2417.2
PRESIÓN DE DESCARGA CALCULADA DESDE PIP – EFICIENCIA 100% DE LA BOMBA / EFICIENCIA DEGRADADA BOMBA, PSI	2756.9 / 2677.1	3003.6 / 2433.1
PRESIÓN DE DESCARGA MEDIDA POR EL SENSOR, PSI	2670	2410
EFICIENCIA DEL SEPARADOR DE GAS, %	85.62	72
EFICIENCIA EN CABEZA DE LA BOMBA, %	98.3	92.5

FUENTE: Análisis de PTA y Diagnóstico de Bomba Parahuacu 13 – Schlumberger REDA

En este análisis en primera instancia se entendió que el problema era debido a problemas por fugas en la tubería o por entrada de gas a la bomba, debido a la tendencia descendente de la presión de descarga, evidenciada al realizar el análisis de parámetros de fondo, como se muestra en la figura 3.23.

La tendencia descendente de la presión de descarga, es un indicativo de que se tiene una disminución de las pérdidas de carga en la tubería, esto sucede cuando se tiene entrada de gas a la bomba por una baja en la eficiencia de operación en el separador o cuando se tiene problemas por fugas en la tubería. El problema de fuga en tubería fue descartado en este análisis ya que no se evidenciaba una tendencia ascendente de la presión de intake, como se puede ver en la figura 3.23, el cual es otro síntoma de existencia de hueco en tubería. Por lo que finalmente se concluyó que las principales causas del problema son la caída abrupta de la productividad y la entrada de gas libre a la bomba que producía una pérdida en la eficiencia de levantamiento.

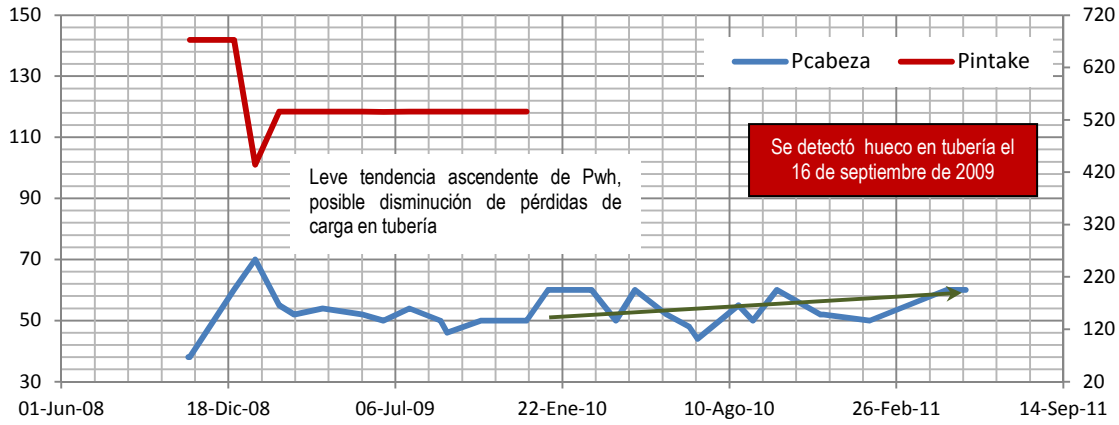
FIG. 3.23. ANÁLISIS PARÁMETROS BES DN1100 – PRH 13 – ENERO 2009



FUENTE: Análisis de PTA y Diagnóstico de Bomba Parahuacu 13 - Schlumberger

El diagnóstico referente a la tubería de producción finalmente no sería el real ya que el 16 de septiembre de 2009 se probó la tubería de producción con 1000 psi, cayendo en 45 segundos comprobando la existencia de hueco en la tubería. No se puede ver los efectos de este problema actualmente al no tener el sensor de fondo en operación, pero al ver la figura 3.24 se puede observar una leve tendencia de incremento en la presión de cabeza, lo que permitiría inferir una posible disminución de las pérdidas de carga en la tubería, síntoma característico de la presencia de fugas en la misma.

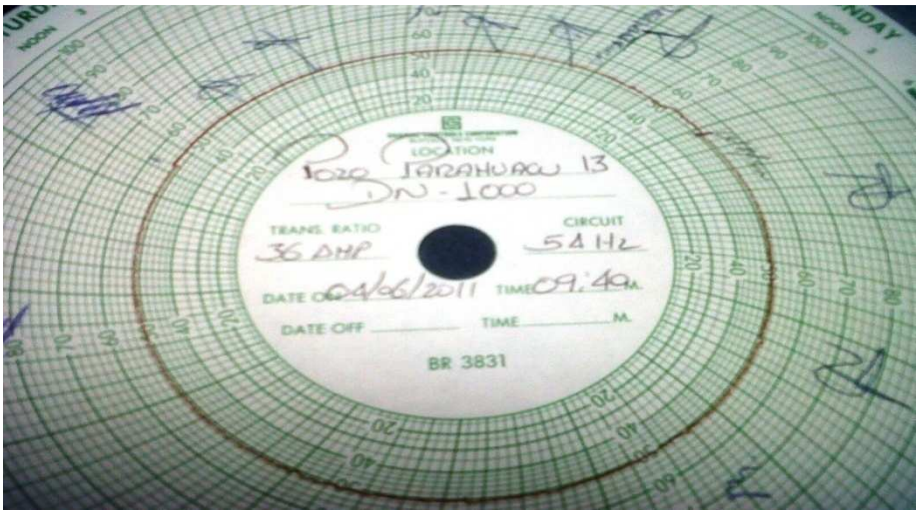
FIG. 3.24. ANÁLISIS PARÁMETROS BES DN1100 – POZO PRH 13



ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

La presión de intake medida en la prueba Echometer tiene un valor muy inferior a la presión burbuja, por lo que hay alta presencia de gas libre en la entrada de la bomba, por ello el pozo es desgasificado continuamente. Con el objetivo confirmar si se tiene problemas por gas en la bomba, en la figura 3.25 se muestra la carta amperimétrica, en ésta se puede observar pequeñas fluctuaciones continuas del amperaje registrado mostrando un problema leve de presencia de gas libre en la bomba, esto gracias a la desgasificación continua del pozo y por un trabajo aceptable al parecer del separador de gas y del equipo AGH.

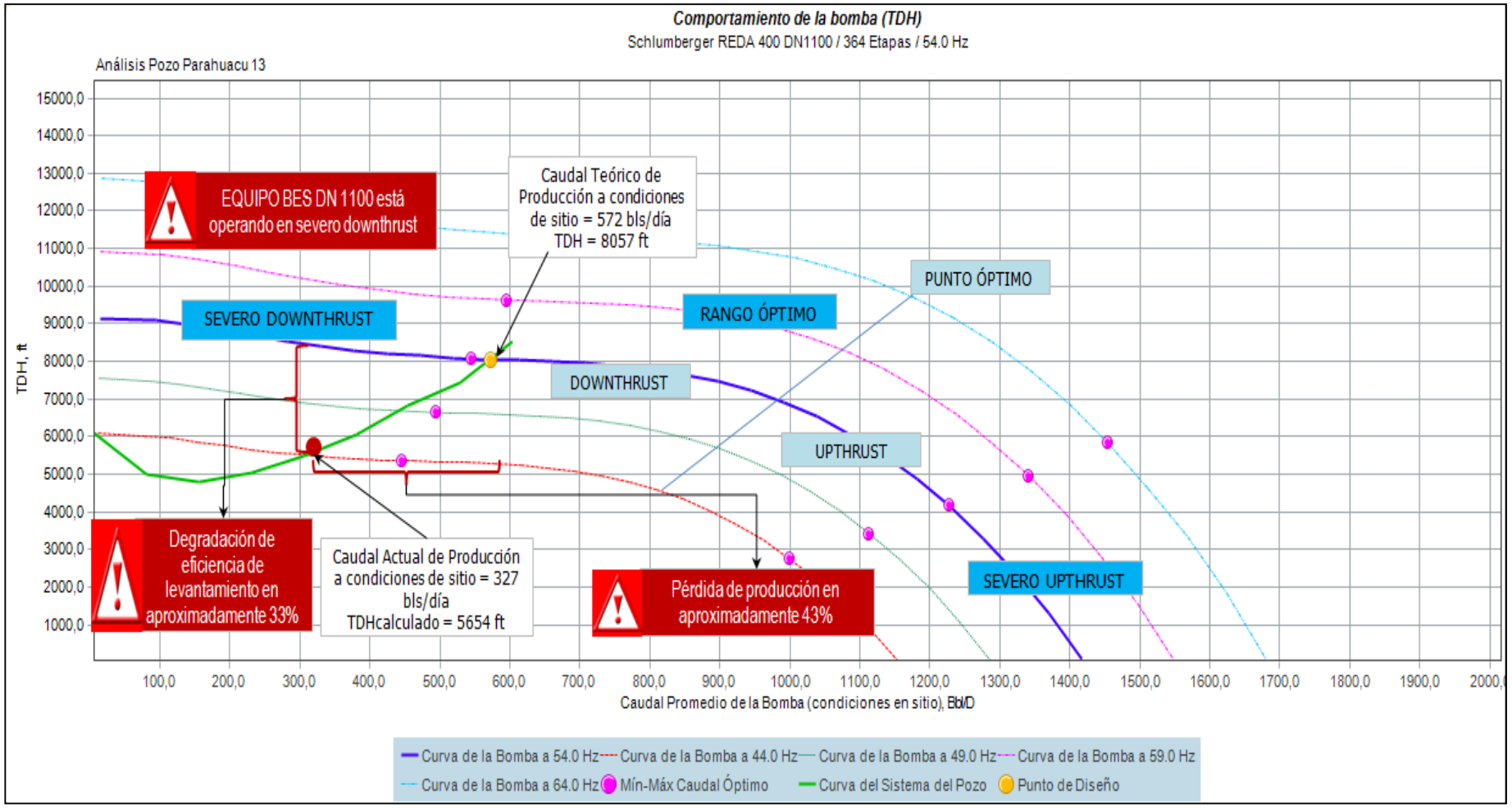
FIG. 3.25. CARTA AMPERIMÉTRICA – POZO PARAHUACU 13



FUENTE: Ingeniería de Petróleos – Área Lago Agrio EP PETROECUADOR

El tiempo de operación del equipo ha sido de 963 días hasta la fecha de cierre de estudio, siendo este un tiempo prolongado de trabajo, por lo que se esperaría un desgaste normal de las etapas de la bomba, el equipo está operando en severo downthrust como se muestra en la figura 3.26, existiendo un desgaste severo aún mayor en las etapas por ello. El reservorio “Ui” ha sufrido un decremento abrupto de presión acorde a las pruebas de build up tomadas; tomando como válidas las mismas, en un periodo de 4 meses se tuvo un decrecimiento de la presión de 570 psia, además es posible que la presión de reservorio haya caído por debajo de la presión de burbuja, un aspecto negativo para la productividad del reservorio; todo esto junto con el problema de hueco en tubería encontrado en septiembre de 2009 han llevado que el equipo esté operando en severo downthrust y se tenga una pérdida importante de la eficiencia de levantamiento y de producción.

FIG. 3.26. COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DN1100 – PRH 13



FUENTE: Software SubPUMP – Análisis Parahuacu 13

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

Finalmente en la tabla 3.16 se detalla el diagnóstico final del pozo Parahuacu 13.

TABLA 3.16. DIAGNÓSTICO POZO PARAHUACU 13 – JUNIO 2011

PARÁMETRO	VALOR
FRECUENCIA DE OPERACIÓN, HZ	54
CAUDAL EN SUPERFICIE (BPD)	283
PRESIÓN DE CABEZA (PSI)	60
ALTURA DE SUCCIÓN ESTIMADA, ft	1698
ALTURA DE DESCARGA MEDIDA DESDE WHP ft	7353
ALTURA DE DESCARGA CALCULADA DESDE PIP , ft	10108
ALTURA DE DESCARGA MEDIDA POR EL SENSOR, ft	-
EFICIENCIA EN CABEZA DE LA BOMBA, %:	69.3
EFICIENCIA EN FLUJO DE LA BOMBA, %:	69.3

DIAGNÓSTICO FINAL DE ANÁLISIS NODAL EN POZO PARAHUACU 13			
SISTEMA DE PRODUCCIÓN	**PROBLEMA ENCONTRADO**	**POSIBLES CAUSAS**	**OBSERVACIONES**
Tubería de Producción	Hueco en Tubería	Producción de fluidos altamente corrosivos, la producción de agua del pozo es pequeña, pero tiene una alta salinidad (95000 ppm – Arena "Uinf").	El problema fue encontrado después de probar la tubería con 1000 psi, y tener una caída de la misma durante 45 segundos.
Bomba	Degradación de la eficiencia de levantamiento, equipo opera en severo downthrust	Debido al mecanismo de empuje presente en arena "Uinf" se tiene un decremento abrupto de la presión de reservorio, esto hace que el equipo quede sobredimensionado y opere en severo downthrust.	Se esperaría también desgaste normal de etapas por alto tiempo de operación de equipo (Total 993 días).
		Presión de intake menor a presión de burbuja, posible presencia de gas libre en la bomba.	El pozo es desgasificado continuamente para evitar la pérdida de eficiencia en la bomba por la presencia de gas libre. Carta amperimétrica muestra ligeras fluctuaciones continuas del amperaje medido, evidenciando una afectación leve por presencia de gas libre.
		La presencia de fuga en la tubería de producción.	Una fuga en tubería provoca que BES trabaje a un caudal por debajo del diseñado, y que la eficiencia en la BES se vea degradada y pueda operar en severo downthrust
Formación	Posible Incremento de daño de formación. Severa disminución de la productividad del pozo	La productividad del pozo se ve afectada por la caída abrupta de la presión de reservorio y porque ésta posiblemente se encuentra por debajo de la presión de burbuja	Al tener una gran cantidad de gas en el anular, los datos de la prueba echometer no son confiables, por lo que no se puede aseverar si el daño del pozo se ha incrementado.
OTROS			
Equipo BES	Sensor de fondo en mal estado	Posiblemente el equipo opere con una fase a tierra y se pierda la señal del sensor.	Se pierde señal del sensor, luego de falla en sistema eléctrico (SIEP) en diciembre de 2009

FUENTE: Análisis Parahuacu 13 – Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

3.3. PROPUESTA TÉCNICA PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO PARAHUACU QUE OPERAN CON SISTEMA BES.

Una vez realizado el análisis de los pozos que operan con bombeo electrosumergible se diagnosticó los problemas existentes en el sistema de producción, los cuales se exponen en las tablas 3.6, 3.9, 3.13 y 3.17; llegando a la conclusión que tres pozos que trabajan con sistema electrosumergible no están operando a condiciones óptimas y presentan problemas en el sistema, estos son los pozos: Parahuacu 10, Parahuacu 11 y Parahuacu 13 por lo que necesitan de una intervención para solucionar los inconvenientes encontrados

La propuesta técnica a realizarse constará de los siguientes aspectos:

- **PROPUESTA "A":** Rediseño de los equipos BES sin considerar la remoción del daño de formación en la arena "Ui", es decir, con las actuales condiciones de reservorio.
- **PROPUESTA "B":** Rediseño de los equipos BES considerando la remoción del daño en la arena "Ui", es decir mejorando la productividad del reservorio antes del cambio de los equipos.
- **PROPUESTA "C":** Rediseño de los equipos BES, para producir de la arena "Ti", considerando la remoción del daño de formación; conllevando a el aislamiento de la arena "Ui", debido a que la P_R estimada de esta arena en algunos pozos tiene un valor cercano o menor a la P_b y se ha incrementado la producción de gas (incremento de GOR).

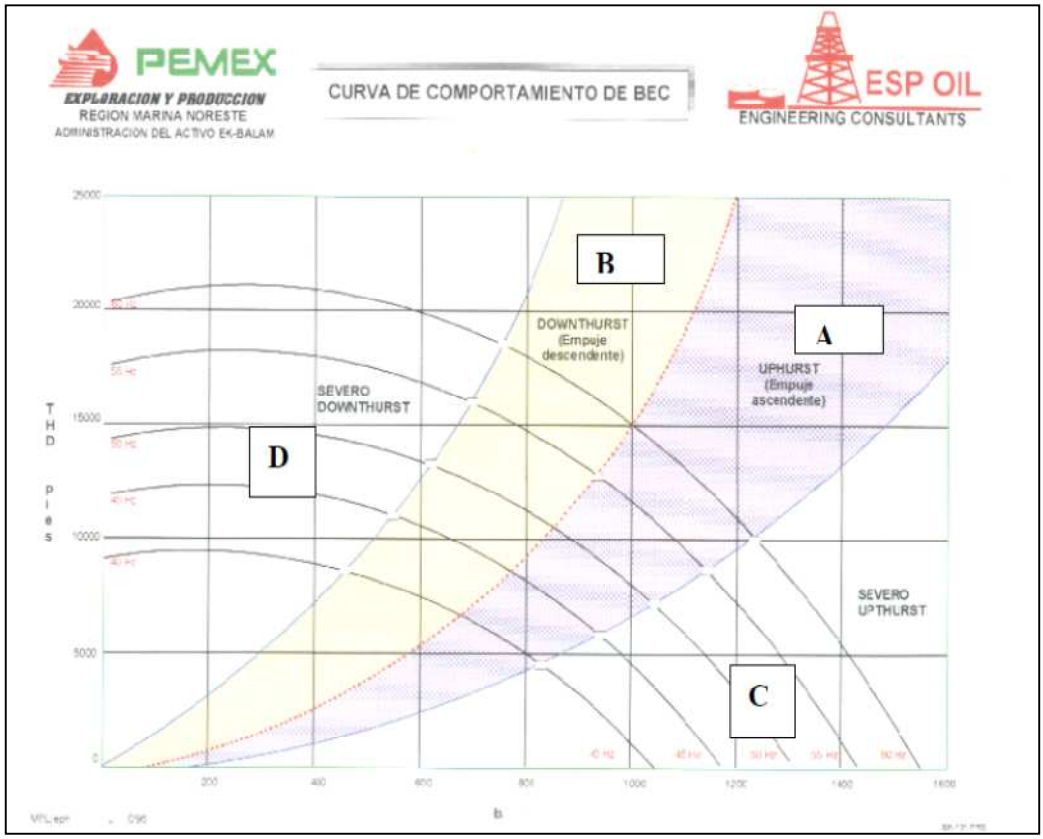
3.3.1. NUEVOS CRITERIOS DE LA CURVA DE COMPORTAMIENTO Y LA SUBDIVISIÓN DE LAS ZONAS DE OPERACIÓN

De acuerdo a estudios y proyectos realizados respecto a la operación de sistemas de bombeo electrosumergible, se ha concluido que sólo hay un punto en que la

bomba trabaja a la máxima eficiencia y que a la derecha de éste en la misma zona de rango óptimo que recomienda el fabricante ya existe la zona de empuje ascendente (upthrust) y que a la izquierda de éste ya existe el desgaste por empuje descendente (downthrust). De acuerdo a lo enunciado se debe tener precaución al momento de rediseñar los equipos BES, ya que esto conforma que en algunos casos se pueda estar iniciando la operación directamente en la zona de downthrust o en la zona de upthrust. A partir de lo mencionado se puede decir que la curva de comportamiento de la bomba está dividida en cuatro zonas bien definidas como se muestra en la figura 3.27, las cuales que son:

1. Zona de empuje ascendente (Upthrust) – Zona A
2. Zona de empuje descendente (Downthrust) – Zona B
3. Zona de severo empuje descendente (Severo Downthrust) – Zona D
4. Zona de severo empuje ascendente (Severo Upthrust) – Zona C

FIG. 3.27. NUEVO CRITERIO TÉCNICO EN LA CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE



FUENTE: BES: Análisis, Diseño, Optimización y Troubleshooting – Ing. Marto Ramírez

3.3.1.1. Diseño de equipos BES con el punto inicial de operación en la zona de empuje ascendente.

De acuerdo a las estadísticas y experiencias en las operaciones BES, la mayoría de los casos en que se ha empleado el criterio técnico de diseñar los equipos BES con el punto inicial de operación en el punto óptimo de curva de comportamiento de la bomba y se han presentado problemas, tales como: empleo de datos no representativos del pozo en el diseño, rápida caída de la presión estática, indefinición del IP, variación de parámetros (GOR, viscosidad, BSW),etc. el punto de operación se ha ubicado y desplazado paulatinamente a la izquierda de la zona de operación y en algunos casos se ha ubicado en la zona empuje descendente. Esta consideración técnica se ha comprobado durante las inspecciones que se realizan a las bombas en el taller del fabricante. La repercusión de este tipo de operación es la disminución del tiempo de vida útil de los equipos BES, incrementando los costos de operación.[13]

Los diseños de equipos con el punto inicial de operación en la zona de empuje ascendente han dado excelentes resultados en distintas locaciones tanto en operaciones en tierra como en operaciones costa afuera. Las ventajas que ha traído este criterio de diseñar en la zona de empuje ascendente son:

1. Incrementa el tiempo de vida útil de los equipos BES y reduce costos de mantenimiento
2. Corrige indirectamente algunos datos que hayan sido errados (Datos de viscosidad, GOR, presión estática de reservorio, etc.)
3. Contrarresta el efecto de downthrust que siempre tiende a prevalecer en este tipo de levantamiento de fluidos.

Uno de los factores que tiene mucha preponderancia para realizar el diseño en la zona del Upthrust, es que el campo Parahuacu presenta una declinación rápida de la presión estática de reservorio, lo que significa que en cualquier punto que se

[13] “Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Troubleshooting”, Ing. Marto Ramirez, Venezuela 2004.

fije el punto inicial de la operación, este se desplazará hacia la izquierda, debido a la caída de presión. Considerando esta premisa, el principal objetivo de iniciar en la zona del Upthrust es de cuidar que en el menor tiempo el punto no se desplace hacia la zona del downthrust y posteriormente a la zona del severo downthrust.

Para el rediseño de los equipos BES se toman en cuenta las siguientes consideraciones:

- La frecuencia de diseño empleada es menor a 60 Hz, esto se hace con el objetivo de tener un rango de maniobrabilidad con la producción del pozo y principalmente en caso de tener presiones de intake bajas, y producción de gas libre, para evitar problemas por bloqueos de gas.
- Tomando en cuenta la condición anterior se escogerá los equipos BES que sean capaces manejar el punto inicial de operación a la derecha del punto óptimo (se escoge de entre los equipos disponibles de los catálogos de las empresas que operan en el campo Parahuacu, las cuales son Schlumberger REDA y ESP Wood Group), esto debido al tipo de mecanismo de producción presente en la arena "U_{inf}" y "T_{inf}", en los cuales se tiene un decremento de presión de reservorio importante a lo largo del tiempo.
- En todos los casos se ubicó una camisa refrigerante con el motor, con el objetivo de mejorar la velocidad de fluido y con ello la refrigeración del motor.
- Se analizó si existía la posibilidad de ubicar a la bomba por debajo de los punzados en cada uno de los casos, con el objetivo de mejorar la separación natural de gas y la sumergencia de la bomba, pero en ninguno de los casos se logró realizarlo, debido a que no se dispone de espacio suficiente. Se eligió en su lugar ubicar al equipo BES 100 pies por encima de los punzados; con el objetivo de contar con una aceptable separación natural de gas y tener una presión de intake lo más cercana a la presión dinámica de fondo.
- No se elabora propuesta de cambio de equipo BES o realización de trabajo de reacondicionamiento en pozos donde se ha instalado recientemente el equipo BES, con el objetivo de maximizar la vida útil del equipo.

3.3.2 PROPUESTA TÉCNICA PARA POZO PARAHUACU 10

3.3.2.1 PROPUESTA "A" – PRH 10: Rediseño del equipo BES, sin considerar la remoción de daño de formación.

En esta propuesta, se plantea el rediseño del equipo BES, sin remover el daño de formación. A estas condiciones el pozo podría producir una tasa de 500 BPPD con una presión de intake de 683 psia, con ello se obtendría un incremento de la producción en 8.2% con respecto de la producción actual, de 462 BPPD. No se elige una tasa mayor de producción con el objetivo de evitar problemas por ingreso de gas libre a la bomba y una depletación mayor del reservorio. En la tabla 3.17 se muestra el equipo escogido para esta propuesta.

TABLA 3.17. ESQUEMA EQUIPO SUGERIDO – PROPUESTA "A" PRH 10

PROPUESTA "A" - PARAHUACU 10			
BOMBA		**MOTOR**	
FABRICANTE	ESP	FABRICANTE	ESP
TIPO	TD650	CON CAMISA	SI
SERIE	400	SERIE	456
ETAPAS	369	POTENCIA, HP	100
POTENCIA REQUERIDA, HP	40.1	VOLTAJE, V	2205
FRECUENCIA DE DISEÑO, HZ	51	AMPERAJE, AMP	28,5
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO, ft	9364	CARGA MOTOR, %	73%
SEPARACIÓN DE GAS (TÁNDEM)		VELOCIDAD FLUIDO ft/s	1.92
GAS LIBRE ENTRADA BOMBA, %	52.5	**CABLE**	
SERIE	TR4	TIPO	POWERLINE 450
TIPO	WGESP AR MAGS (2)	NÚMERO	2 Cu
POTENCIA REQUERIDA A HZ, HP	22.1	TEMP RATING, F	450
MANEJO AVANZADO DE GAS	-	LONGITUD, FT	9564
POTENCIA REQUERIDA A HZ, HP	-	PÉRDIDA DE VOLT, V	168
PROTECTOR		VOLT SUPERFICIE, V	2373
CARGA DE EMPUJE ESTIMADA, lb	966	**TRANSFORMADOR**	
TIPO DE COJINETE	TR4 - HL SBG	KVA	117
CAPACIDAD, lb	5100	**HOUSING**	etapas
OTROS		No. 6 FL**	123/123
TOTAL HP REQUERIDA A HZ	62.2	No. 6 FL**	123/123
TOTAL HP REQUERIDA A 60 HZ	88	No. 6 FL**	123/123

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

En la tabla 3.18 se muestra los parámetros de operación estimados por el software SubPUMP, en la tabla 3.19 se muestra los cálculos realizados para la construcción de la curva de sistema de pozo, en la figura 3.28 se muestra el comportamiento de la bomba a diferentes frecuencias de operación y finalmente en la figura 3.29 se muestra el diagrama de operación final del pozo.

TABLA 3.18. PARÁMETROS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DE EQUIPO TD650– PROPUESTA "A" PRH 10

PARÁMETROS ESTIMADOS EQUIPO TD650 – PROPUESTA "A" PRH 10			
Frecuencia de Diseño, Hz:	51	Caudal Total Prom. de la Bomba, Bls/D:	**594.2**
Velocidad de Operación, RPM:	2989.9	Caudal de Líq. Final en Sup(P+A), Bls/D:	**508.1**
Corriente de Operación, Amps:	18.2	Vol. de Gas Libre entrada de la Bomba, %:	52.5
Voltaje de Operación, Volts :	1874.3	Eficiencia Separación Natural de gas,%:	76*
Eficiencia. de la Bomba, %:	58.2	Eficiencia del Separador de gas, %:	80*
Eficiencia del Motor, %:	74.7	Vol. de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	5.1
Interferencia por Gas:	Estable	Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	6878.7
Potencia de Operación de la Bomba, HP:	40.1	Presión de entrada a la Bomba, psig:	633.6
Nivel de fluido (MD), ft	7504.5	Presión de Descarga, psia:	3085.0
Corte de Agua, %	0.2	Presión de Fondo , psig:	663.7

*Valores equivalentes a tener una eficiencia de separación natural de 50% y una eficiencia de cada separador de gas de 70%

FUENTE: Rediseño "A" equipo BES Parahuacu 10 - Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

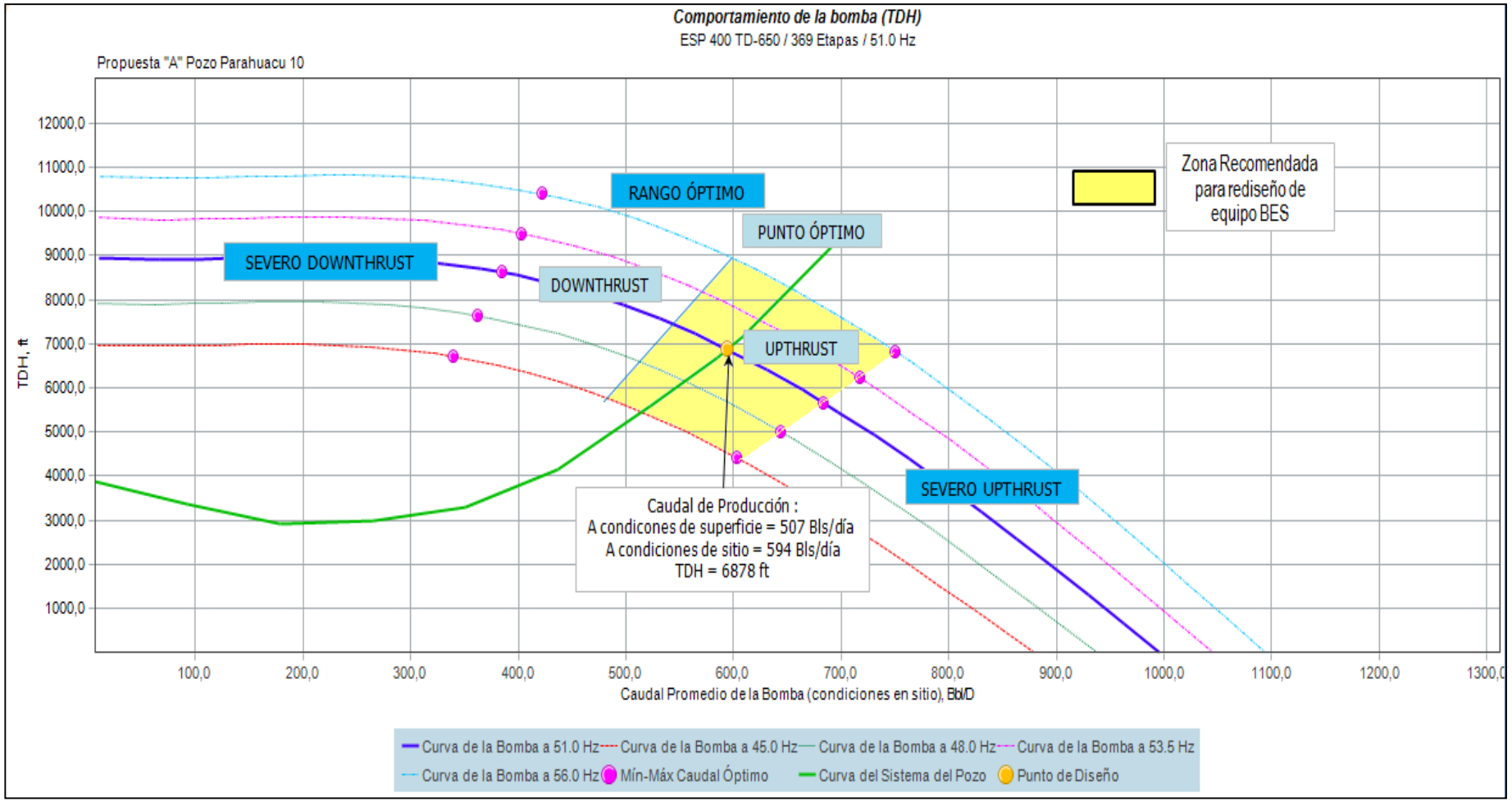
TABLA 3.19. CURVA DE SISTEMA DE POZO – PROPUESTA "A" PRH 10

CURVA SISTEMA DE POZO					
Punto #	Altura Descarga , ft	Altura Succión, ft	TDH, ft	Caudal Superficie (O+W), Bls/día	Caudal Promedio Bomba (O+W+G), Bls/día
1	9601.64	5726.51	3875.13	5.94	6.95
2	8611.27	5253.21	3358.06	79.41	92.98
3	7681.33	4779.39	2901.94	152.88	179.01
4	7298.21	4304.27	2993.94	226.35	265.04
5	7114.63	3828.54	3286.08	299.82	351.07
6	7408.10	3252.26	4155.84	373.29	437.10
7	8097.59	2521.52	5576.07	446.76	523.12
8	8791.52	1616.20	7175.32	520.23	609.15
Pump Off	9343.17	57.13	9286.04	593.70	695.18
Diseño	8592.99	1891.98	6701.01	500.00	585.47

FUENTE: Rediseño "A" equipo BES Parahuacu 10 - Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

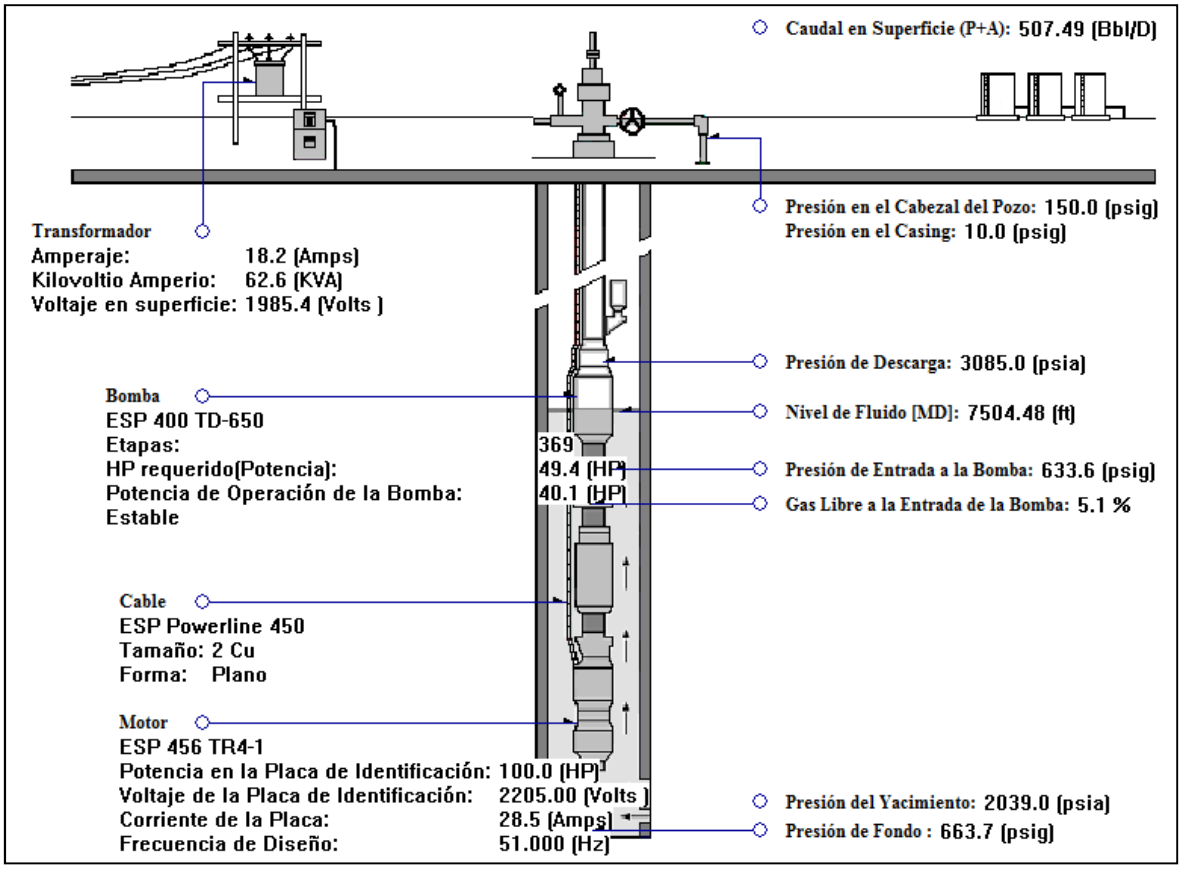
FIG. 3.28. COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA TD650 – PROPUESTA "A" PRH 10



FUENTE: Rediseño "A" equipo BES Parahuacu 10 - Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

FIG. 3.29. DIAGRAMA DE OPERACIÓN FINAL – PROPUESTA "A" PRH 10



FUENTE: Rediseño "A" equipo BES Parahuacu 10 - Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

En esta propuesta, se tiene un 53% de gas libre a la entrada de la bomba por lo que es necesario el empleo de un equipo avanzado para manejo de gas. El fabricante del equipo BES dispone del equipo Separador de Gas tipo WGESP TR4 MAGS^{TM}, el cual es empleado en pozos con alta presencia de gas (alto GOR). Con el objetivo de mejorar la eficiencia de separación y evitar problemas en la bomba por ingreso de gas es recomendable emplear el equipo en tándem.

En esta propuesta en caso de ser necesario se podría aumentar la rata de producción mediante el incremento de la frecuencia, pero de forma moderada, esto con el objetivo de evitar el incremento excesivo de gas libre a la entrada de la bomba, lo que podría conllevar a una degradación de la eficiencia del separador y de la bomba, problemas por bloqueos de gas, como también la operación con presiones de fondo excesivamente bajas.

3.3.2.2 PROPUESTA "B" – PRH 10: Rediseño del equipo BES, considerando la remoción de daño de formación.

En este pozo se tiene un daño de total, S_t = 9.64, estimado en la última prueba de restauración de presión. Para poder mejorar el potencial del pozo y con ello incrementar la producción del mismo es recomendable realizar un trabajo de remoción del daño de formación. Se tiene que recordar que la arena "U_{inf}" ha sido perforada parcialmente por lo que se tendrá un daño por penetración parcial, el cual no puede ser removido con tratamientos químicos o de otro tipo, este daño puede ser estimado con la ecuación 3.28[14]

$$S_p = \left(\frac{h_t}{h_p} - 1\right)\left(ln\left(\frac{h_t}{r_w} * \sqrt{\frac{K_H}{K_v}}\right) - 2\right) \qquad (3.28)$$

De la interpretación de las pruebas de restauración de presión y de los datos del pozo, se conoce la siguiente información: h_t = 41 ft, h_p = 18 ft, r_w = 0,29. K_H/K_V = 2.03. Entonces con la información disponible se estimaría el daño por penetración parcial en aproximadamente en 4.2. En la tabla 3.20 se muestra los resultados estimados que se obtuviesen si se logra eliminar por completo el daño de formación (Sf).

TABLA 3.20. RESULTADOS ESTIMADOS AL ELIMINAR DAÑO DE FORMACIÓN EN LA ARENA "U_{inf}"– PARAHUACU 10

DATOS	CON DAÑO	SIN DAÑO
Pr, psia	2039	2039
Pwf, psia	1071	1071
Qo, bls/día	405	535
m(pendiente BUP)	77.8	77.8
Hp, ft	18	18
Ht, ft	41	41
St	9.6	4.2
Sf	2.4	0

[14] Ecuación de Saidikowski para estimación de daño por penetración parcial. Tomado de "Advanced Reservoir Engineer" de Tarek Ahmed y Paul D. McKinney, pág. 82.

CONTINUACIÓN TABLA 3.20		
Sp	4.2	4.2
ΔPdaño, psia	652	286
EF	0.33	0.70
Decremento ΔPdaño	56%	

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

En estas condiciones se podría producir una tasa de producción de 600 BPPD con una presión de intake de 869 psia, lo que conllevaría un aumento de 30% respecto de la producción actual de 462 BPPD; no se elige una rata mayor de producción con el objetivo de no provocar un agotamiento de la presión de reservorio prematuro, lo que podría provocar un “Pump off” anticipado. En la tabla 3.21 se muestra el equipo escogido para este caso.

TABLA 3.21. ESQUEMA EQUIPO SUGERIDO PRH 10 – PROPUESTA “B”

PROPUESTA "B" - PARAHUACU 10			
BOMBA		**MOTOR**	
FABRICANTE	REDA	CON CAMISA	SI
TIPO	D725N	FABRICANTE	REDA
SERIE	400	SERIE	456
ETAPAS	417	POTENCIA, HP	84
POTENCIA REQUERIDA, HP	42.2	VOLTAJE, V	2104
FRECUENCIA DE DISEÑO, HZ	53	AMPERAJE, AMP	25.5
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO, ft	9364	CARGA MOTOR, %	72%
SEPARADOR DE GAS		VELOCIDAD FLUIDO ft/s	2.30
GAS LIBRE ENTRADA BOMBA, %	38.6	**CABLE**	
SERIE	400	TIPO	REDALEAD
TIPO	DRS-ES	NÚMERO	4/1 Cu
POTENCIA REQUERIDA A HZ, HP	2.1	TEMP RATING, F	450
MANEJO AVANZADO DE GAS	AGH D5-21	LONGITUD, ft	9564
POTENCIA REQUERIDA, HP	9.0	PÉRDIDA DE VOLTAJE, V	152
PROTECTOR		VOLTAJE SUPERFICIE, V	2256
CARGA DE EMPUJE ESTIMADA, lb	1141	**TRANSFORMADOR**	
TIPO DE COJINETE	LSLSB - HL	KVA	100
CAPACIDAD, lb	4240	**HOUSING**	etapas
OTROS		No. 70 FL - ES	139/139
TOTAL HP REQUERIDA A HZ	53	No. 70 FL - ES	139/139
TOTAL HP REQUERIDA A 60 HZ	72	No. 70 FL - ES	139/139

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

En la tabla 3.22 se muestra los parámetros de operación estimados por el software SubPUMP, en la tabla 3.23 se muestra los cálculos realizados para la construcción de la curva de sistema de pozo, en la figura 3.30 se muestra el comportamiento de la bomba a diferentes frecuencias de operación y finalmente en la figura 3.31 se muestra el diagrama de operación final del pozo

TABLA 3.22. PARÁMETROS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DE EQUIPO D725N– PROPUESTA "B" PRH 10

PARÁMETROS ESTIMADOS EQUIPO D725N – PROPUESTA "B" PRH 10			
Frecuencia de Diseño, Hz:	53	Caudal Total Prom. de la Bomba, Bls/D:	**728.0**
Velocidad de Operación, RPM:	3015.8	Caudal de Líq. Final en Sup(P+A), Bls/D:	**606.7**
Corriente de Operación, Amps:	18.3	Vol. de Gas Libre entrada de la Bomba, %:	38.6
Voltaje de Operación, Volts :	1858.7	Eficiencia Separación Natural de gas,%:	71
Eficiencia. de la Bomba, %:	56.4	Eficiencia de Separador de gas, %	80
Eficiencia del Motor, %	83.8	Vol. de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	3.5
Interferencia por Gas:	Estable	Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	5743.0
Potencia de Operación de la Bomba, HP:	42.2	Presión de entrada a la Bomba, psig:	835.2
Nivel de fluido, MD, ft:	6886	Presión de Descarga, psia:	2866
Corte de Agua, %	0.2	Presión de Fondo , psig:	866

FUENTE: Rediseño "B" equipo BES Parahuacu 10 - Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

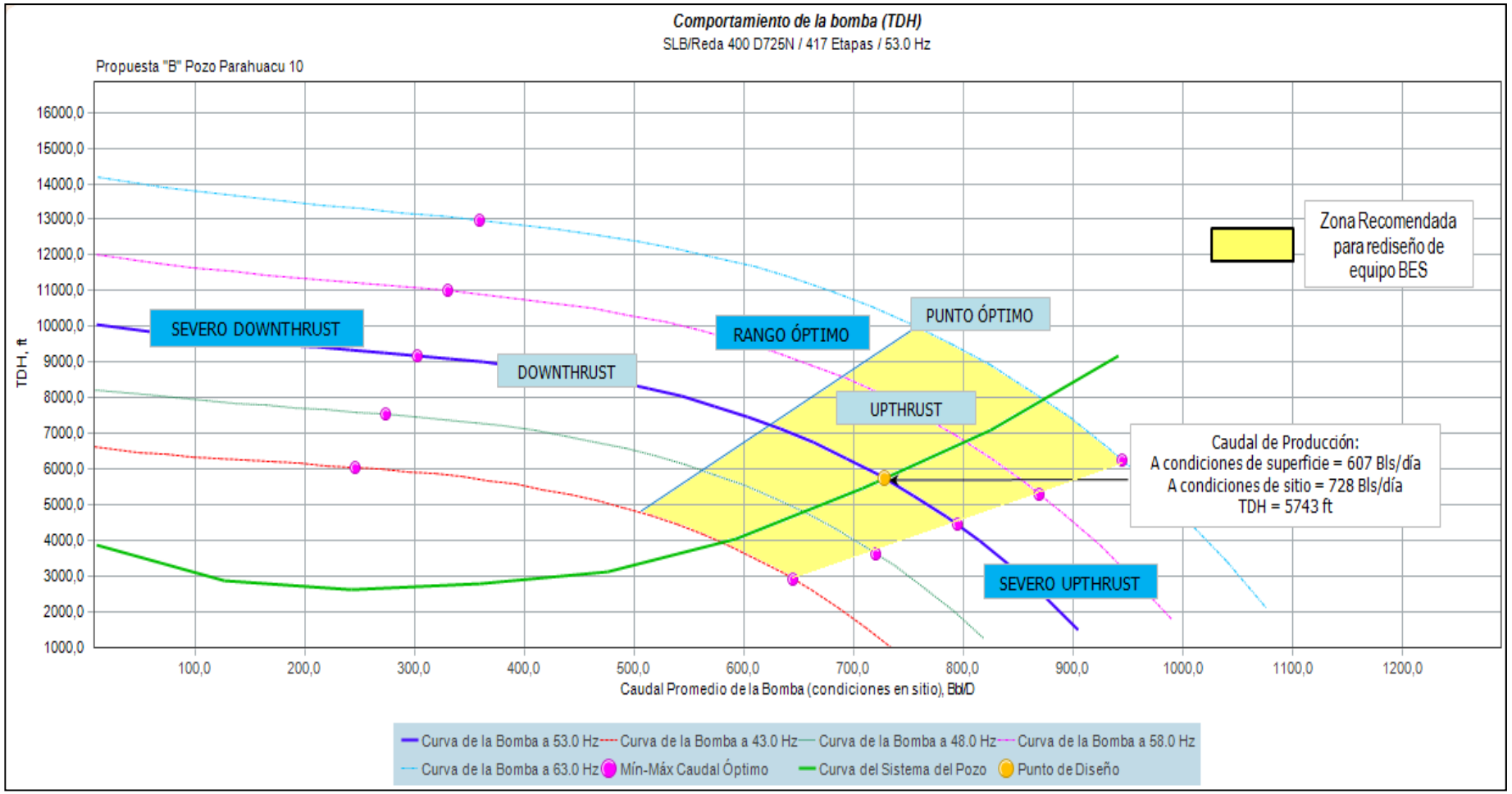
TABLA 3.23. CURVA DE SISTEMA DE POZO – PROPUESTA "B" PRH 10

CURVA SISTEMA DE POZO					
Punto #	Altura Descarga , ft	Altura Succión, ft	TDH, ft	Caudal Superficie (O+W), Bls/día	Caudal Promedio Bomba (O+W+G), Bls/día
1	9586.02	5726.51	3859.51	7.84	9.41
2	8122.25	5254.43	2867.82	104.89	125.86
3	7374.28	4780.26	2594.02	201.93	242.31
4	7071.56	4304.96	2766.60	298.98	358.76
5	6963.08	3829.06	3134.02	396.02	475.21
6	7304.05	3253.86	4050.18	493.07	591.66
7	7982.14	2523.93	5458.20	590.11	708.11
8	8730.82	1624.92	7105.90	687.16	824.56
Pump Off	9243.92	57.29	9186.63	784.20	941.01
Diseño	8070.35	2443.28	5627.08	600.00	719.98

FUENTE: Rediseño "B" equipo BES Parahuacu 10 - Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

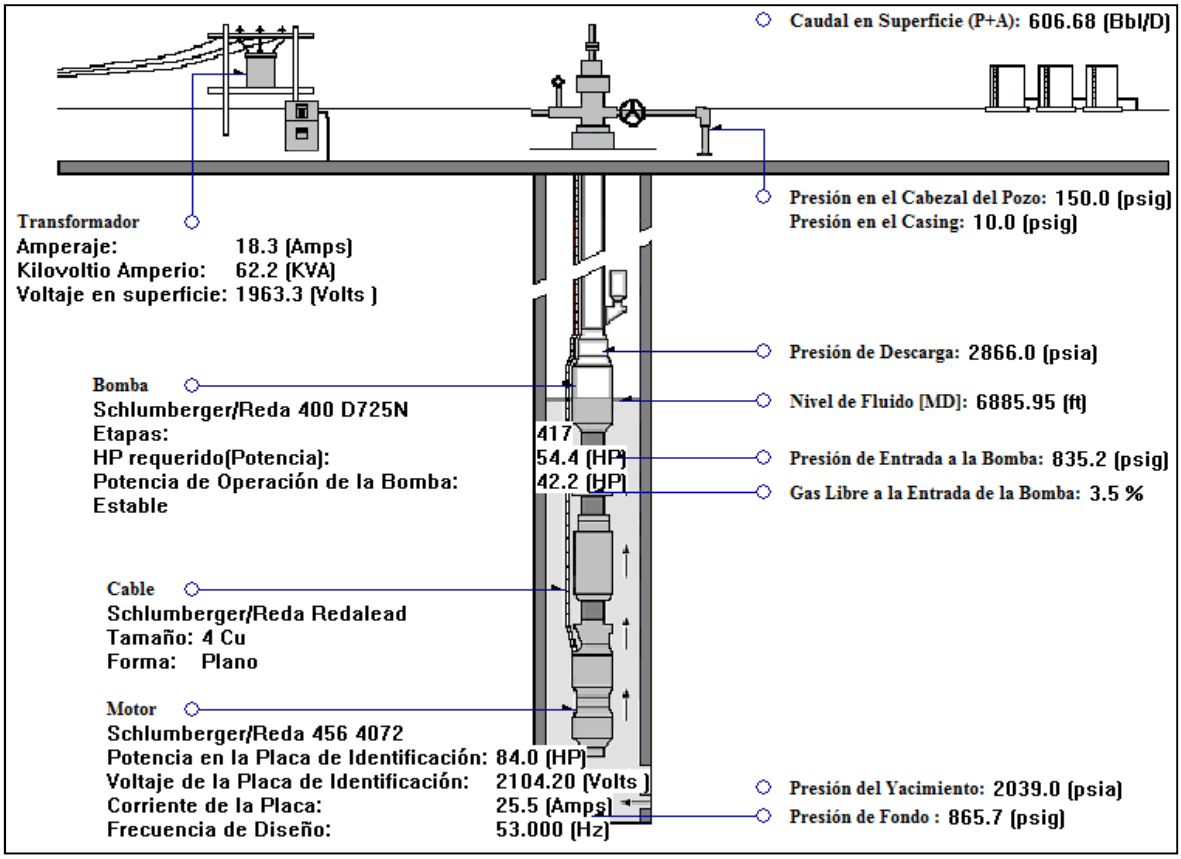
FIG. 3.30. COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA D725N – PROPUESTA "B" PRH 10



FUENTE: Rediseño "B" equipo BES Parahuacu 10 - Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O

FIG. 3.31. DIAGRAMA DE OPERACIÓN FINAL – PROPUESTA "B" PRH 10



FUENTE: Rediseño "B" equipo BES Parahuacu 10 - Software SubPUMP
ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

En esta propuesta, se tiene un 39% de gas libre a la entrada de la bomba por lo que sería necesario instalar un dispositivo AGH junto al separador de gas, esto debido a los antecedentes conocidos del pozo, y para que en un futuro cuando la presión haya descendido y se tenga una mayor cantidad de gas libre presente, se cuente con el equipo necesario para manejarlo. En esta propuesta si fuera necesario se podría elevar la frecuencia para incrementar la producción, pero se debe actuar con precaución ya que hacer producir al pozo a un caudal elevado podría causar una mayor depletación del reservorio como también problemas por bloqueos de gas.

En este pozo no se considera la propuesta de remoción del tapón CIBP que aísla a la arena "Ti" y su puesta en producción debido a los malos resultados que se obtuvieron de las pruebas de producción de los intervalos probados en la arena.

3.3.3 PROPUESTA TÉCNICA PARA POZO PARAHUACU 11

3.3.3.1 PROPUESTA "A" – PRH 11: Rediseño del equipo BES, sin considerar la remoción de daño de formación en la Arena "U" inferior.

En primera instancia debe reemplazarse la tubería de producción debido al posible hueco presente en la misma. Al rediseñar el equipo BES a las condiciones actuales, es decir, sin remover el daño, se podría producir una tasa de 200 BPPD con una presión de intake de 826 psia, ello conllevaría un aumento de 12% con respecto a la actual rata de producción; no se escoge una mayor rata para evitar problemas mayores por gas libre en la bomba, por a la cercanía de la presión de reservorio estimada a la presión de burbuja y para evitar una depletación mayor del reservorio. En la tabla 3.24 se muestra el equipo escogido en este caso.

TABLA 3.24. ESQUEMA EQUIPO SUGERIDO PRH 11 – PROPUESTA "A"

PROPUESTA "A" - PARAHUACU 11			
BOMBA		**MOTOR**	
FABRICANTE	ESP	CON CAMISA	SI
TIPO	TD150	FABRICANTE	ESP
SERIE	400	SERIE	456
ETAPAS	450	POTENCIA, HP	80
POTENCIA REQUERIDA, HP	23.7	VOLTAJE, V	2155
FRECUENCIA DE DISEÑO, HZ	56	AMPERAJE, AMP	24
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO, ft	9388	CARGA MOTOR, %	71%
SEPARADOR DE GAS (TÁNDEM)		VELOCIDAD FLUIDO ft/s	0.78
GAS LIBRE ENTRADA BOMBA, %	38.9	**CABLE**	
SERIE	TR4	TIPO	POWERLINE 450
TIPO	WGESP AR MAGS (2)	NÚMERO	2 Cu
POTENCIA REQUERIDA A HZ, HP	29.3	TEMP RATING, F	450
MANEJO AVANZADO DE GAS	-	LONGITUD, ft	9588
POTENCIA REQUERIDA A HZ, HP	-	PÉRDIDA DE VOLTAJE, V	104
PROTECTOR		VOLTAJE SUPERFICIE, V	2259
CARGA DE EMPUJE ESTIMADA, lb	663	**TRANSFORMADOR**	
TIPO DE COJINETE	TR4 - HL SBG	KVA	94
CAPACIDAD, lb	5600	**HOUSING**	etapas
OTROS		No. 7 FL	143/143
TOTAL HP REQUERIDA A HZ	53	No. 7 FL	143/143
TOTAL HP REQUERIDA A 60 HZ	68	No. 8 FL	164/164

ELABORADO POR: Juan Jaramillo Ortiz

En la tabla 3.25 se muestra los parámetros de operación estimados por el software SubPUMP, en la tabla 3.26 se muestra los cálculos realizados para la construcción de la curva de sistema de pozo, en la figura 3.32 se muestra el comportamiento de la bomba a diferentes frecuencias de operación y finalmente en la figura 3.33 se muestra el diagrama de operación final del pozo.

TABLA 3.25. PARÁMETROS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DE EQUIPO TD150 – PROPUESTA "A" PRH 11

PARÁMETROS ESTIMADOS EQUIPO TD150 – PROPUESTA "A" PRH 11			
Frecuencia de Diseño, Hz:	56	Caudal Total Prom. de la Bomba, Bls/D:	**246.1**
Velocidad de Operación, RPM:	3303.6	Caudal de Líq. Final en Sup(P+A), Bls/D:	**206.6**
Corriente de Operación, Amps:	13.2	Vol. de Gas Libre entrada de la Bomba, %:	42.2
Voltaje de Operación, Volts :	2011.3	Eficiencia separación natural de gas, %	77*
Eficiencia. de la Bomba, %:	36.3	Eficiencia del separador de gas, %	80*
Eficiencia del Motor, %	63.0	Vol. de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	3.3
Interferencia por Gas:	Estable	Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	6106
Potencia de Operación de la Bomba, HP:	23.7	Presión de entrada a la Bomba, psig:	792.5
Nivel de Fluido (MD), ft	7057,3	Presión de Descarga, psia:	2958.5
Corte de Agua, %	2.0	Presión de Fondo , psig:	823.8

* Valores equivalentes a tener una eficiencia de separación natural de gas de 50% y una eficiencia de cada separador de gas de 70%

FUENTE: Rediseño "A" equipo BES Parahuacu 11 - Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

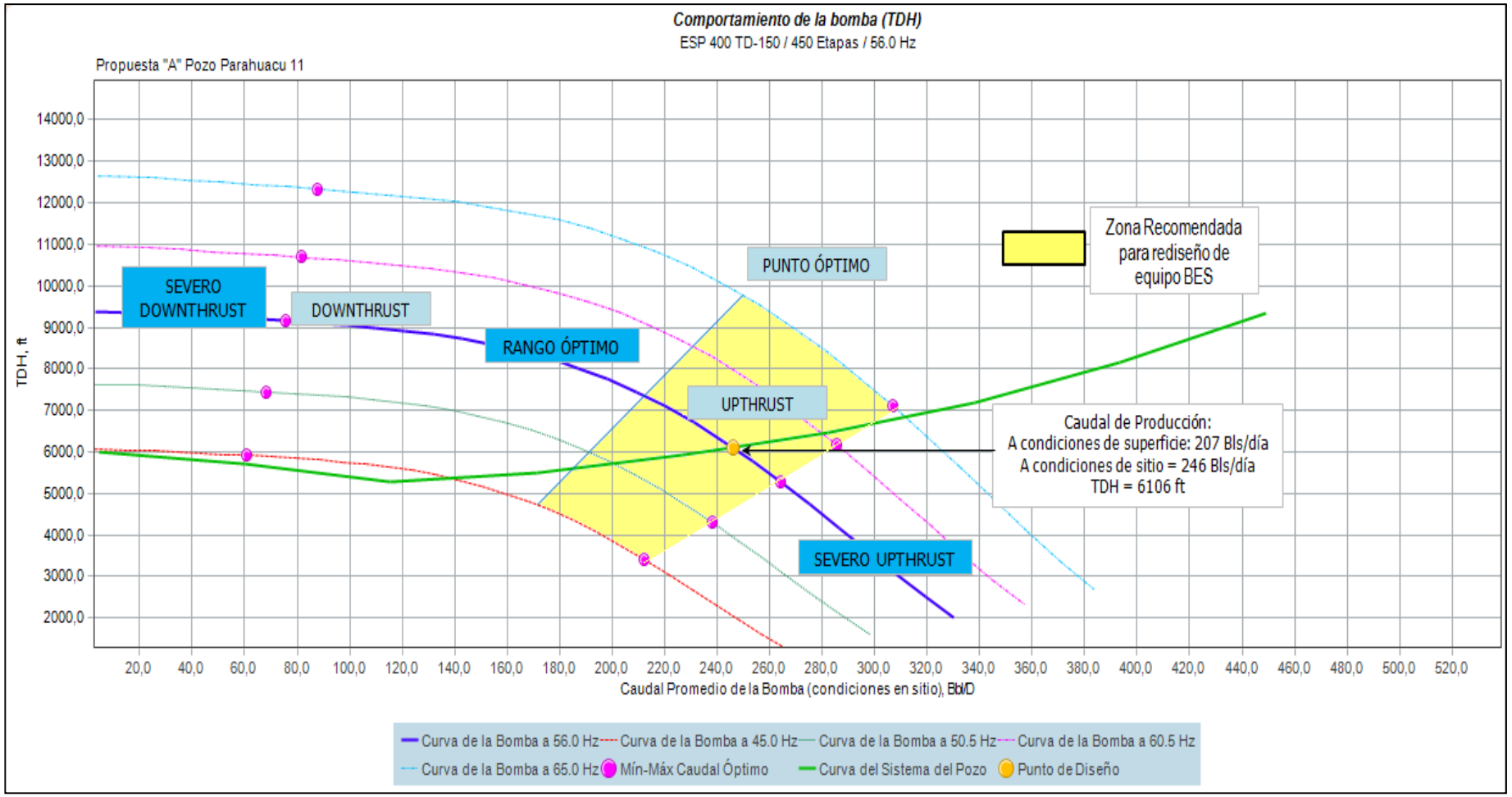
TABLA 3.26. CURVA DE SISTEMA DE POZO – PROPUESTA "A" PRH 11

CURVA SISTEMA DE POZO					
Punto #	Altura Descarga , ft	Altura Succión, ft	TDH, ft	Caudal Superficie (O+W), Bls/día	Caudal Promedio Bomba (O+W+G), Bls/día
1	9641.78	3630.36	6011.41	3.77	4.49
2	9085.78	3355.26	5730.52	50.41	60.05
3	8350.08	3060.58	5289.50	97.05	115.61
4	8243.67	2740.07	5503.59	143.69	171.17
5	8313.25	2388.54	5924.71	190.33	226.73
6	8472.30	1998.93	6473.37	236.98	282.29
7	8746.56	1551.33	7195.23	283.62	337.85
8	9168.80	994.83	8173.97	330.26	393.41
Pump Off	9393.22	56.89	9336.32	376.90	448.98
Diseño	8332.04	2312.07	6019.97	200.00	238.25

FUENTE: Rediseño "A" equipo BES Parahuacu 11 - Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

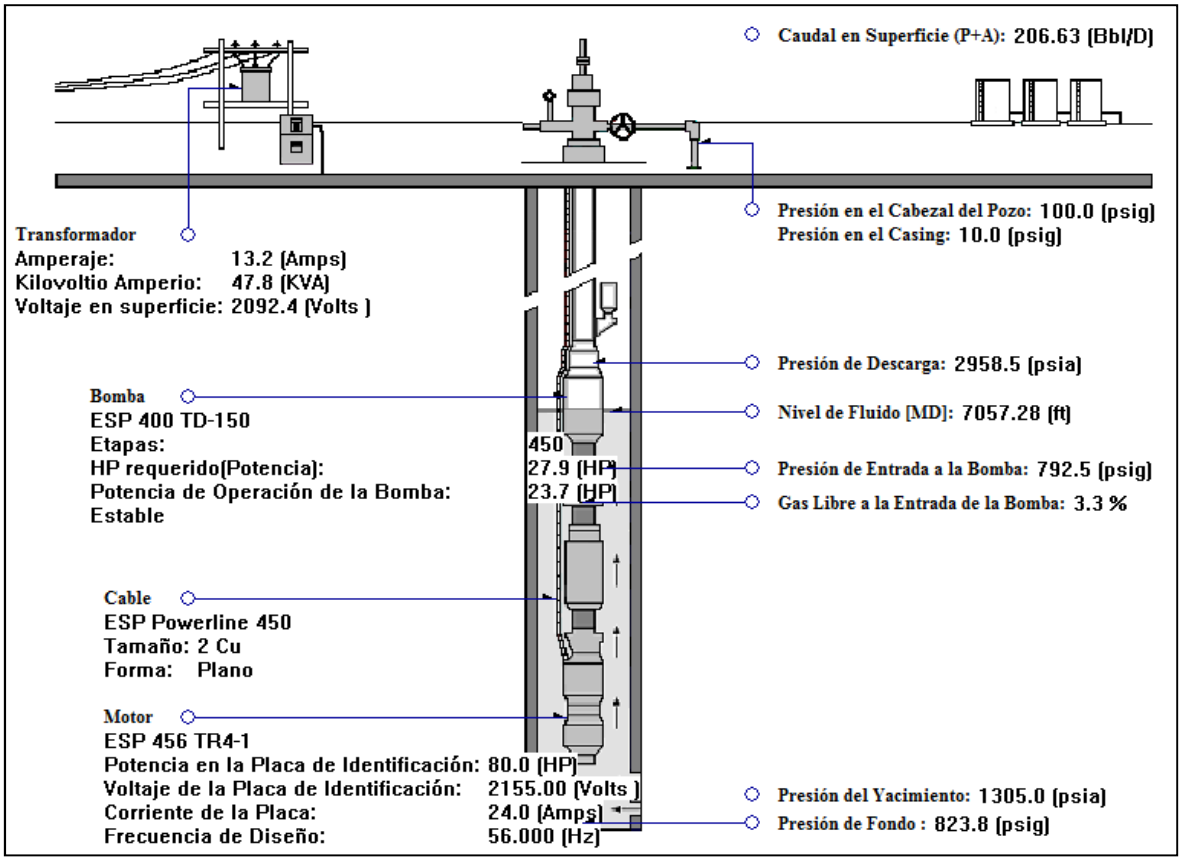
FIG. 3.32. COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA TD150 – PROPUESTA "A" PRH 11



FUENTE: Rediseño "A" equipo BES Parahuacu 11 - Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O

FIG. 3.33. DIAGRAMA DE OPERACIÓN FINAL – PROPUESTA "A" PRH 11



FUENTE: Rediseño "A" equipo BES Parahuacu 11 - Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O

En este caso se tiene un 42% de gas libre en la entrada de la bomba, por lo que es necesario emplear un equipo para manejo avanzado de gas con el objetivo de evitar problemas por bloqueo de gas, el fabricante dispone del dispositivo WGESP TR4 MAGS^{TM} el cual es empleado en pozos con alta producción de gas (alto GOR). Con el objetivo de mejorar la eficiencia de separación sería recomendable el empleo en tándem del equipo enunciado.

Si fuera necesario en este caso se podría incrementar la frecuencia en caso de que se desee aumentar la producción, teniendo en cuenta de que esto se tiene que realizar con precaución para evitar problemas por una cantidad excesiva de gas libre a la entrada de la bomba, lo que puede afectar la eficiencia del separador de gas y de la bomba, como también evitar operar con presiones de intake y de fondo bajas, o precipitar el "Pump off."

3.3.3.2 PROPUESTA "B" – PRH 11: Rediseño del equipo BES, considerando la remoción de daño de formación en la Arena "U" inferior.

El daño total estimado en la última prueba de restauración de presión tomada es S_t = 11.7, acorde al diagnóstico de análisis nodal realizado éste no habría aumentado. Se tiene que recordar que la arena "Ui" ha sido penetrada parcialmente por lo que existe un daño por penetración parcial presente en este pozo, el cual no puede ser removido con tratamientos químicos. El daño en la formación puede ser estimado con la ecuación 3.29[15].

$$S_f = \frac{S_t - S_p}{h_t/h_p} \tag{3.29}$$

Se conoce de las pruebas de restauración de presión: Hp= 22, Ht= 41, r_w = 0.29 y K_H/K_V = 1, empleando la ecuación 3.28 se estima el daño por penetración parcial en 2.5, empleando la ecuación 3.29 se estima el daño de formación en 4.9. Entonces se recomienda realizar un trabajo de remoción del daño de formación con lo que se lograría reducir el daño total de 11.7 a 2.5. En la tabla 3.27 se muestra los resultados estimados que se obtuviesen si se logra eliminar por completo el daño de formación (Sf).

TABLA 3.27. RESULTADOS ESTIMADOS AL ELIMINAR DAÑO DE FORMACIÓN EN LA ARENA "U_{inf}"– PARAHUACU 11

DATOS	CON DAÑO	SIN DAÑO
Pr, psia	1305	1305
Pwf, psia	744	744
Qo, bls/día	260	429
m(pendiente BUP)	22.0	22.0
Hp, ft	22	22
Ht, ft	41	41
St	11.7	2.5
Sf	4.9	0
Sp	2.5	2.5

[15] Ecuación para estimación de daño de formación en pozos con penetración parcial. Tomado de "Advanced Reservoir Engineer" de Tarek Ahmed y Paul D. McKinney, pág. 82.

CONTINUACIÓN TABLA 3.27		
ΔPdaño, psia	223	49
EF	0.60	0.91
Decremento ΔPdaño	78%	

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

A estas condiciones se podría producir una rata de producción de 400 BPPD con una presión de intake de 762 psia, esto conllevaría un aumento de 125% con respecto de la producción actual, de 178 BPPD; no se elige una producción mayor debido a que la presión estimada de reservorio tiene un valor cercano a la presión de burbuja y para evitar una depletación prematura del reservorio que pudiera conllevar un “pump off” anticipado. En la tabla 3.28 se muestra el equipo escogido para este caso.

TABLA 3.28. ESQUEMA EQUIPO SUGERIDO PRH 11 – PROPUESTA “B”

PROPUESTA "B" - PARAHUACU 11			
BOMBA		**MOTOR**	
FABRICANTE	REDA	FABRICANTE	REDA
TIPO	D475N	CON CAMISA	SI
SERIE	400	SERIE	456
ETAPAS	423	POTENCIA, HP	84
POTENCIA REQUERIDA, HP	35.1	VOLTAJE, V	2104
FRECUENCIA DE DISEÑO, HZ	53	AMPERAJE, AMP	25.5
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO, ft	9388	CARGA MOTOR, %	65%
SEPARADOR DE GAS		VELOCIDAD FLUIDO ft/s	1.57
GAS LIBRE ENTRADA BOMBA, %	46.1	**CABLE**	
SERIE	400	TIPO	REDALEAD
TIPO	DRS-ES	NÚMERO	4/1 Cu
POTENCIA REQUERIDA A HZ, HP	2,1	TEMP RATING, F	450
MANEJO AVANZADO DE GAS	POSEIDÓN D8-42	LONGITUD, FT	9588
POTENCIA REQUERIDA A HZ, HP	11	PÉRDIDA DE VOLTAJE, V	146
PROTECTOR		VOLTAJE SUPERFICIE, V	2250
CARGA DE EMPUJE ESTIMADA, lb	1160	**TRANSFORMADOR**	
TIPO DE COJINETE	LSLSB - HL	KVA	99
CAPACIDAD, lb	4240	**HOUSING**	etapas
OTROS		No. 90 FL**	141/141
TOTAL HP REQUERIDA A HZ	48	No. 90 FL**	141/141
TOTAL HP REQUERIDA A 60 HZ	65	No. 90 FL**	141/141

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O

En la tabla 3.29 se muestra los parámetros de operación estimados por el software SubPUMP, en la tabla 3.30 se muestra los cálculos realizados para la construcción de la curva de sistema de pozo, en la figura 3.34 se muestra el comportamiento de la bomba a diferentes frecuencias de operación y finalmente en la figura 3.35 se muestra el diagrama de operación final del pozo.

TABLA 3.29. PARÁMETROS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DE EQUIPO D475N – PROPUESTA "B" PRH 11

PARÁMETROS ESTIMADOS EQUIPO D475N – PROPUESTA "B" PRH 11			
Frecuencia de Diseño, Hz:	53	Caudal Total Prom. de la Bomba, Bls/D:	**484.7**
Velocidad de Operación, RPM:	3015.8	Caudal de Líq. Final en Sup(P+A), Bls/D:	**412.8**
Corriente de Operación, Amps:	16.7	Vol. de Gas Libre entrada de la Bomba, %:	46.1
Voltaje de Operación, Volts :	1858.7	Eficiencia separación natural de gas, %	79.2
Eficiencia. de la Bomba, %:	48.7	Eficiencia de separador de gas, %:	80
Eficiencia del motor, %:	83.8	Vol. de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	3.4
Interferencia por Gas	Estable	Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	6130.7
Potencia de Operación de la Bomba, HP:	35.1	Presión de entrada a la Bomba, psig:	726.3
Nivel de fluido (MD), ft:	7267	Presión de Descarga, psia:	2907.7
Corte de Agua, %	2.0	Presión de Fondo , psig:	756.3

FUENTE: Rediseño "B" equipo BES Parahuacu 11 - Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

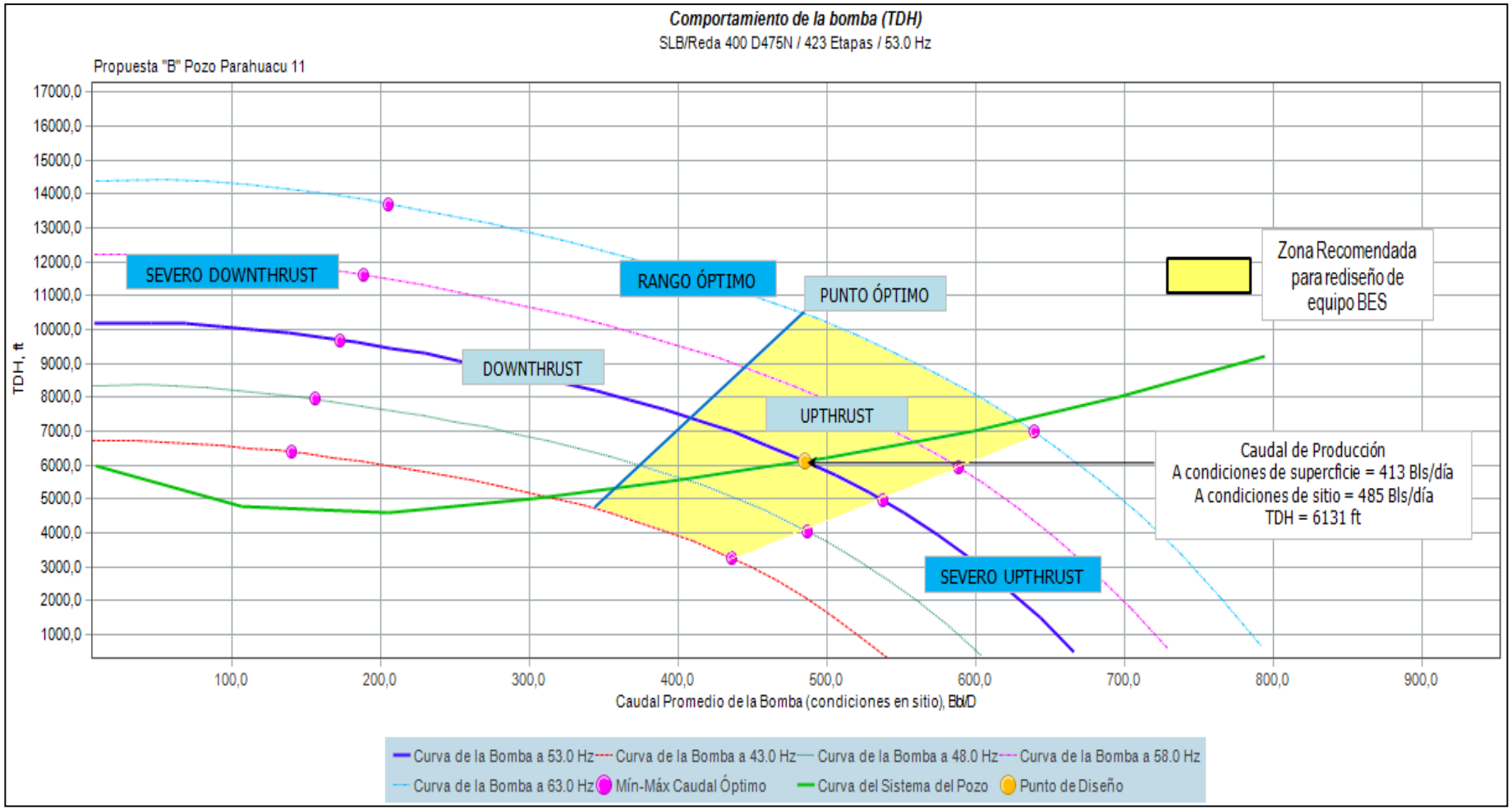
TABLA 3.30. CURVA DE SISTEMA DE POZO – PROPUESTA "B" PRH 11

CURVA SISTEMA DE POZO					
Punto #	Altura Descarga , ft	Altura Succión, ft	TDH, ft	Caudal Superficie (O+W), Bls/día	Caudal Promedio Bomba (O+W+G), Bls/día
1	9603.09	3630.42	5972.66	6.76	7.94
2	8143.56	3356.94	4786.61	90.47	106.24
3	7674.40	3060.69	4613.71	174.17	204.53
4	7759.61	2740.41	5019.20	257.88	302.82
5	7977.98	2389.73	5588.24	341.58	401.12
6	8226.27	2001.09	6225.17	425.29	499.41
7	8574.86	1554.29	7020.57	508.99	597.70
8	9045.88	1011.01	8034.87	592.70	696.00
Pump Off	9311.65	57.46	9254.2	676.40	794.29
Diseño	8152.88	2123.49	6029.39	400.00	469.72

FUENTE: Rediseño "B" equipo BES Parahuacu 11 - Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

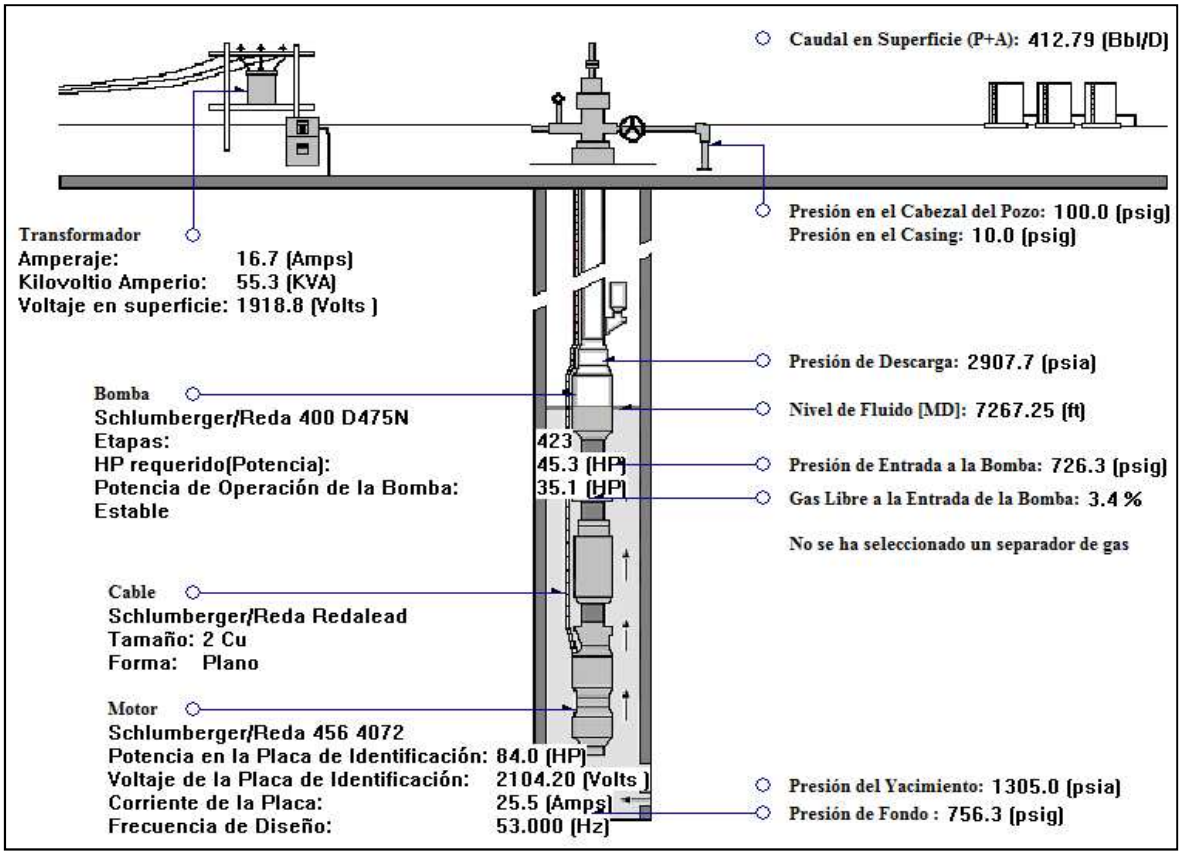
FIG. 3.34. COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA D475N – PROPUESTA "B" PRH 11



FUENTE: Rediseño "B" equipo BES Parahuacu 11 - Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

FIG. 3.35. DIAGRAMA DE OPERACIÓN FINAL – PROPUESTA "B" PRH 11



FUENTE: Rediseño "B" equipo BES Parahuacu 11 - Software SubPUMP
ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

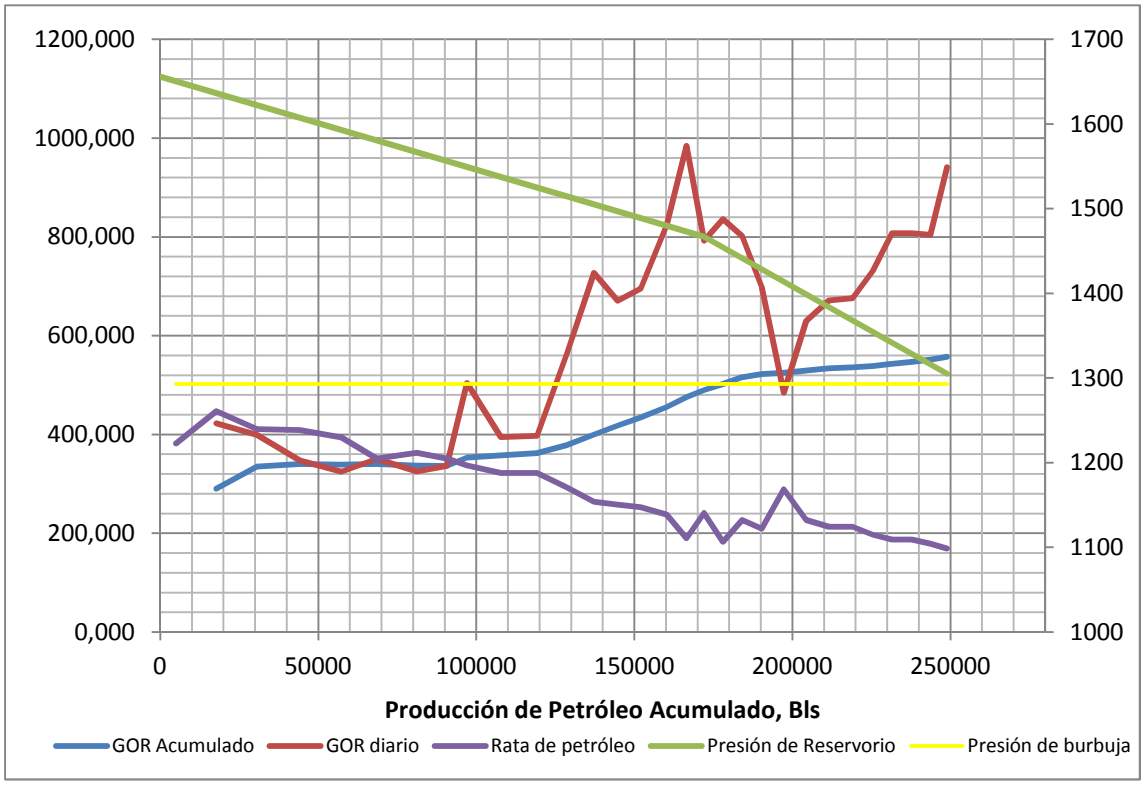
En esta propuesta se tiene un 46% de gas libre a la entrada de la bomba, por lo que es necesario emplear un dispositivo para manejo avanzado de gas (AGH) junto al separador de gas, pero teniendo en cuenta que la presión de reservorio estimada tiene un valor cercano a la presión de burbuja, sería recomendable usar un equipo POSEIDÓN D8 – 42, entre la bomba y el separador de gas, que puede manejar hasta 75% de gas libre, en caso de que se empiece a incrementarse el porcentaje de gas libre producido por el reservorio con el decremento de presión.

Si fuera necesario en este caso, si se podría aumentar la frecuencia con el objetivo de aumentar la producción, de forma moderada siempre teniendo precaución de no exagerar para evitar una excesiva producción de gas libre que cause problemas en la eficiencia del separador, del equipo avanzado de manejo de gas y de la bomba.

3.3.3.3 PROPUESTA "C" – PRH 11: Rediseño del equipo BES, para la producción de la Arenas "Ti", considerando la remoción del daño de formación.

Esta propuesta contempla el rediseño del equipo BES y la completación para la producción solamente de la arena "Ti", esto conlleva al asilamiento de la arena "Ui". La principal razón por la que se podría aislar la arena "Ui" en el pozo Parahuacu 11 es que en un mediano plazo se tendrá posiblemente un aumento importante de la producción de gas, incrementando el GOR de producción, debido a que la presión de reservorio estimada tiene un valor cercano a la presión de burbuja. En la figura 3.36 se muestra el historial de producción en función de la recuperación acumulativa de petróleo. En esta se puede apreciar la tendencia incremental del GOR diario y acumulado.

FIG. 3.36. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN FUNCIÓN DE LA RECUPERACIÓN ACUMULATIVA DE PETRÓLEO – ARENA "UI" - PRH 11



ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

La producción de petróleo en esas condiciones es ineficiente ya que se tiene una pérdida de la permeabilidad relativa al petróleo por la tendencia a moverse

rápidamente el gas en el yacimiento al alcanzar la saturación crítica. La producción de gas que no conlleve un empuje de petróleo en un yacimiento con un mecanismo de producción predominante de gas en solución, produce un desperdicio de la energía del reservorio y una aceleración del agotamiento del mismo: por lo que generalmente estos intervalos son aislados mediante cementación forzada (squezee) con el objetivo de evitar los problemas antes mencionados.

Para la elaboración del rediseño del equipo BES, se empleó los datos de la prueba de restauración de presión tomada en el 2008 para la arena "Ti", se asume que no ha existido decremento en la presión de reservorio ya que la arena "Ti" se ha encontrado aislada. Acorde a esta prueba el daño total estimado es S_t = 40.0, vale recordar que la arena "Ti" fue perforada parcialmente por lo que se tiene un daño por penetración parcial.

Se conoce de la prueba de restauración de presión: Hp = 31, Ht = 61, r_w = 0.29 y K_H/K_V = 3.13, empleando la ecuación 3.28, y la ecuación 3.29 el daño por penetración parcial se estimaría en 4 y el daño de formación en 18.7 respectivamente. En la tabla 3.31 se muestra los resultados estimados que se obtendrían al eliminar por completo el daño de formación

TABLA 3.31. RESULTADOS ESTIMADOS AL ELIMINAR DAÑO DE FORMACIÓN EN LA ARENA "T_{inf}"– PARAHUACU 11

DATOS	CON DAÑO	SIN DAÑO
Pr, psia	1605	1605
Pwf, psia	1379	1541
Qo, bls/día	397	397
m(pendiente BUP)	5.2	5.2
Hp, ft	31	31
Ht, ft	61	61
St	40.0	4
Sf	18,2	0
Sp	4	4
ΔPdaño, psia	181	19

CONTINUACIÓN TABLA 3.31		
EF	0.20	0.70
Decremento ΔPdaño	89%	

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

En este caso se considera la remoción del daño de formación en la arena “Ti” con el objetivo de contar con la mejor productividad del reservorio desde el inicio de entrada a producción del reservorio. A estas condiciones del yacimiento se podría producir una rata de 400 BPPD con una presión de intake de 1509 psia; teniendo un significativo incremento con respecto a la producción actual, de 178 BPPD; no se elige una mayor rata de producción, con el objetivo de evitar una depletación prematura del reservorio “Ti”. En la tabla 3.32 se muestra el equipo escogido para este caso.

TABLA 3.32. ESQUEMA EQUIPO SUGERIDO PRH 11 – PROPUESTA “C”

PROPUESTA "C" - PARAHUACU 11			
BOMBA		**MOTOR**	
FABRICANTE	REDA	CON CAMISA	SI
TIPO	D425N	FABRICANTE	REDA
SERIE	400	SERIE	456
ETAPAS	282	POTENCIA, HP	60
POTENCIA REQUERIDA, HP	23.3	VOLTAJE, V	1400
FRECUENCIA DE DISEÑO, HZ	53	AMPERAJE, AMP	27.5
PROFUNDIDAD ASENTAMIENTO, FT	9609	CARGA MOTOR, %	65%
SEPARADOR DE GAS		VELOCIDAD FLUIDO ft/s	1.56
GAS LIBRE ENTRADA BOMBA, %	7.2	**CABLE**	
SERIE	400	TIPO	REDALEAD
TIPO	DRS-ES	NÚMERO	4/1 ELB
POTENCIA REQUERIDA A HZ, HP	2.1	TEMP RATING, F	450
MANEJO AVANZADO DE GAS	AGH D5-21	LONGITUD, FT	9909
POTENCIA REQUERIDA, HP	9.0	PÉRDIDA DE VOLTAJE, V	167
PROTECTOR		VOLTAJE SUPERFICIE, V	1567
CARGA DE EMPUJE ESTIMADA, lb	760.3	**TRANSFORMADOR**	
TIPO DE COJINETE	LSLSB - HL	KVA	75
CAPACIDAD, lb	4240	**HOUSING**	etapas
OTROS		No. 90 FL**	141
TOTAL HP REQUERIDA A HZ	34.3	No. 90 FL**	141
TOTAL HP REQUERIDA A 60 HZ	47		

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

En la tabla 3.33 se muestra los parámetros de operación calculados por el software SubPUMP, en la tabla 3.34 se muestra los cálculos realizados para la elaboración de la curva de sistema de pozo, en la figura 3.37 se muestra el comportamiento de la bomba a diferentes frecuencias de operación y finalmente en la figura 3.38 se muestra el diagrama de operación final del pozo.

TABLA 3.33. PARÁMETROS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DE EQUIPO D475N – PROPUESTA "C" PRH 11

PARÁMETROS ESTIMADOS EQUIPO D475N – PROPUESTA "C" PRH 11			
Frecuencia de Diseño, Hz:	53	Caudal Total Prom. de la Bomba, Bls/D:	**508.1**
Velocidad de Operación, RPM:	3015.8	Caudal de Líq. Final en Sup (P+A), Bls/D:	**411.6**
Corriente de Operación, Amps:	17.5	Vol. de Gas Libre entrada de la Bomba, %:	7.2
Voltaje de Operación, Volts :	1238.0	Eficiencia de separación natural de gas,%	76.1
Eficiencia. de la Bomba, %:	46.9	Eficiencia del separador de gas, %	80
Eficiencia del motor,%:	83.8	Vol. de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	0.4
Interferencia por gas	Estable	Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	3765.6
Potencia de Operación de la Bomba, HP:	23.3	Presión de entrada a la Bomba, psig:	1492.5
Nivel de fluido MD, ft	5226	Presión de Descarga, psia:	2816.1
Corte de Agua, %	2.6	Presión de Fondo , psig:	1525.7

FUENTE: Rediseño "C" equipo BES Parahuacu 11 - Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

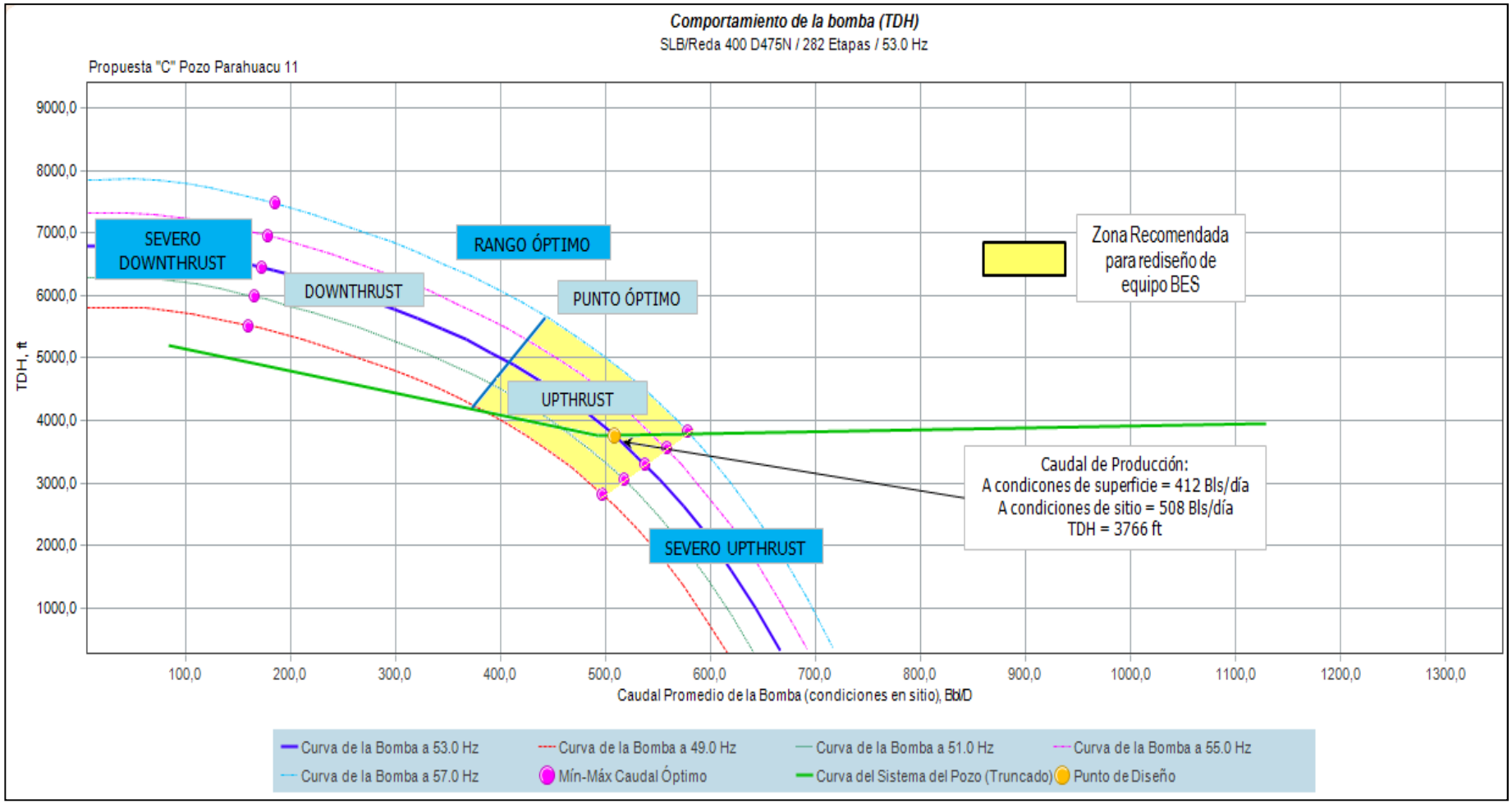
TABLA 3.34. CURVA DE SISTEMA DE POZO – PROPUESTA "C" PRH 11

CURVA SISTEMA DE POZO					
Punto #	Altura Descarga , ft	Altura Succión, ft	TDH, ft	Caudal Superficie (O+W), Bls/día	Caudal Promedio Bomba (O+W+G), Bls/día
1	9659.31	4457.13	5202.17	68.36	84.39
2	8025.49	4080.16	3945.33	914.34	1128.78
3	8256.57	3698.12	4558.45	1760.32	2173.16
4	8503.36	3314.42	5188.94	2606.30	3217.54
5	8818.46	2925.64	5892.82	3452.28	4261.92
6	9332.56	2513.50	6819.06	4298.26	5306.30
7	9811.06	2039.64	7771.41	5144.24	6350.68
8	10293.46	1476.58	8816.88	5990.22	7395.06
Pump Off	11006.90	60.61	10946.29	6836.20	8439.44
Diseño	8070.93	4311.17	3759.76	400.00	493.81

FUENTE: Rediseño "C" equipo BES Parahuacu 11 - Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

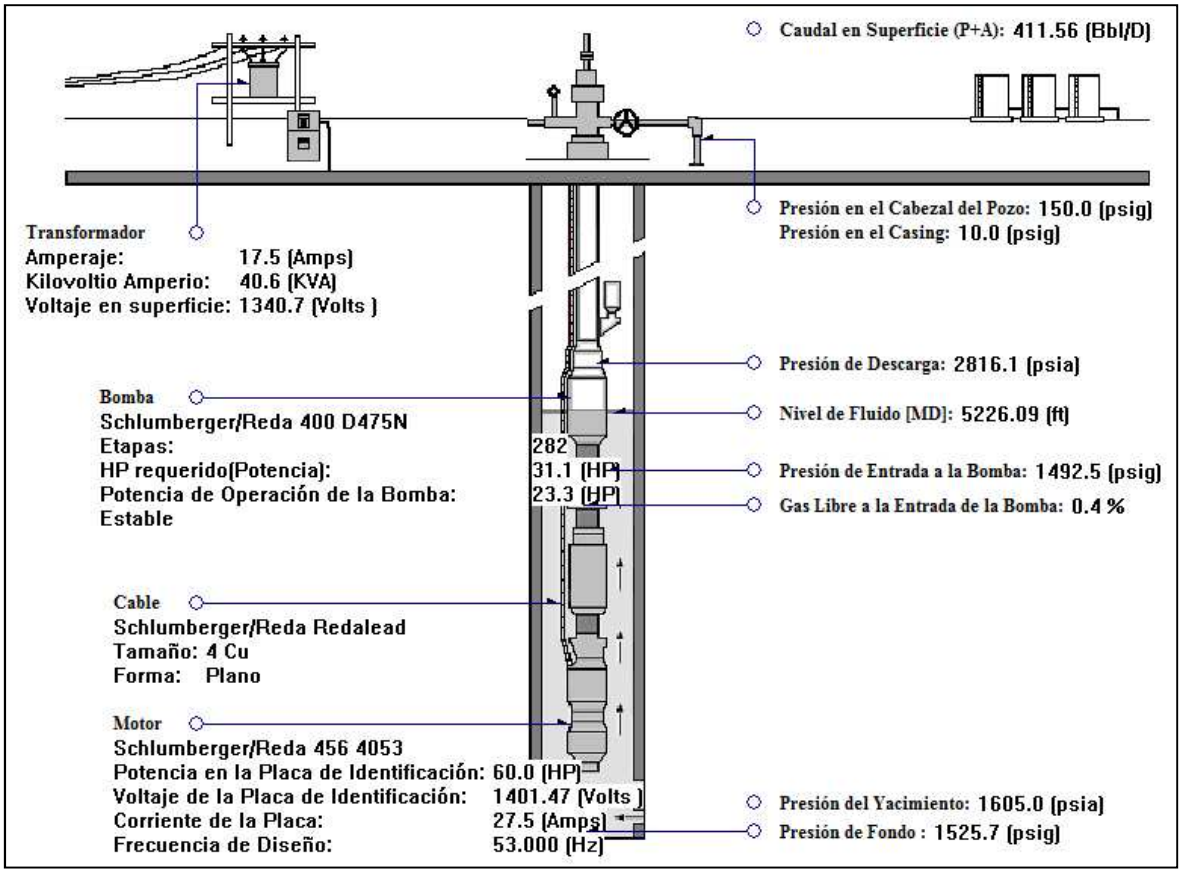
FIG. 3.37. COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA D725N – PROPUESTA "C" PRH 11



FUENTE: Rediseño "C" equipo BES Parahuacu 11 - Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

FIG. 3.38. DIAGRAMA DE OPERACIÓN FINAL – PROPUESTA "C" PRH 11



FUENTE: Rediseño "C" equipo BES Parahuacu 11 - Software SubPUMP
ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

En este caso se tendría un 7% de gas libre en la entrada de la bomba, por lo que únicamente sería necesario emplear un separador de gas, pero debido a que el porcentaje de gas libre se acrecentará cuando gradualmente la presión de la arena "Ti" comience a decrecer, sería aconsejable usar un equipo AGH D5-21, que es capaz un equipo de manejar un porcentaje de gas libre, de hasta 60%.

En caso de ser necesario, si se podría aumentar la frecuencia, con el objetivo de incrementar la producción, pero se tiene que actuar con prudencia, para evitar inconvenientes por gas libre en la bomba o un decremento acelerado de la presión de reservorio. Es conveniente la implementación de esta propuesta cuando ya no se considere factible y viable la producción de la arena "Ui", considerando que las reservas remanentes de la arena "Ui" en este pozo se agotaran en un mediano plazo (Ver anexo No. 7).

3.3.4 PROPUESTA TÉCNICA PARA POZO PARAHUACU 12

El equipo BES TD300 del pozo Parahuacu 12 fue recientemente instalado, por lo que no se considera el cambio del equipo o la realización de otro tipo de trabajo en el pozo como se ha elaborado para los otros pozos que operan con sistema de levantamiento artificial por BES en el campo Parahuacu.

Esto se lo hace a criterio personal con el objetivo de maximizar el tiempo de vida útil del equipo actualmente instalado para recuperar la inversión realizada ya que este equipo fue adquirido recientemente. Solamente se ha considerado el incremento de la frecuencia de operación para incrementar la producción del pozo.

3.3.4.1 PROPUESTA ÚNICA – PRH 12: Aumento de la frecuencia de operación del equipo BES TD300 para incrementar la producción.

La frecuencia actual de operación es de 55 Hz, a la cual se obtiene una rata de producción de 243 BFPD con un BSW de 2.0. El pozo se encuentra en estabilización de la producción luego del trabajo de reacondicionamiento No. 3, en donde se realizó el reemplazo del equipo BES TD150, el mismo que presentaba problemas por fases desbalanceadas.

Cabe indicar que para la elaboración de esta propuesta las condiciones de eficiencia de la bomba y del reservorio fueron ajustadas a las condiciones obtenidas en el diagnóstico de análisis nodal, (eficiencia de cabeza y flujo de la bomba), también se ajusto la eficiencia del separador de gas a 70%, con el objetivo de obtener los resultados acorde al comportamiento real del pozo.

En la tabla 3.35 se muestra los posibles resultados que se obtendrían al incrementar la frecuencia de operación del equipo BES TD300, y en la figura 3.39 el comportamiento de la bomba a cada una de dichas frecuencias.

TABLA 3.35. INCREMENTO DE PRODUCCIÓN ESTIMADO CON LA VARIACIÓN DE LA FRECUENCIA DE OPERACIÓN – POZO PRH 12

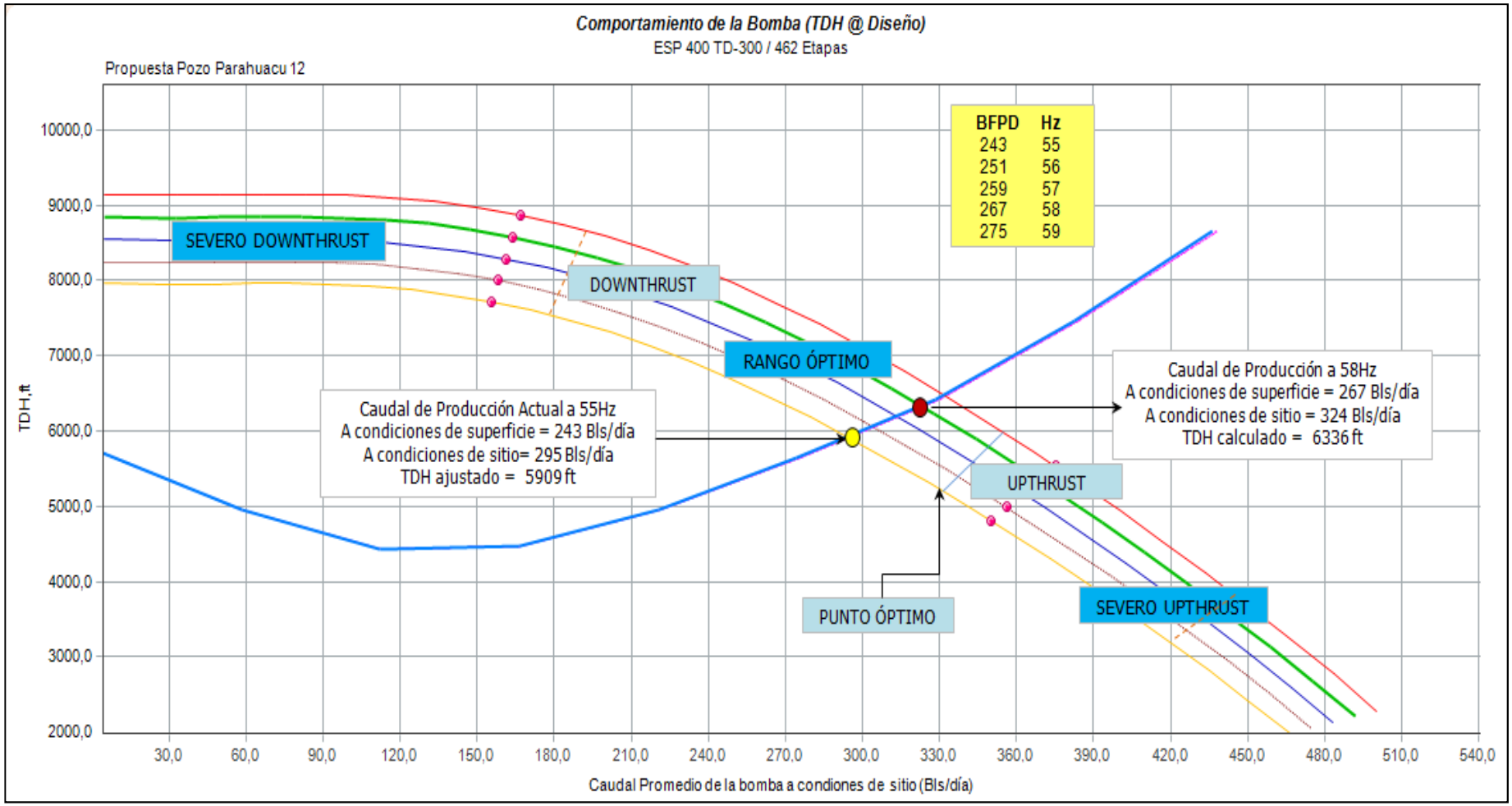
PRODUCCIÓN ACTUAL A 55 Hz	243	BPPD		
DATOS	**FRECUENCIAS DE OPERACIÓN. HZ**			
Frecuencia de Diseño, Hz	56	57	58	59
Corriente de Operación, Amps:	18.3	18.6	18.9	19.2
Voltaje de Operación, Volts :	1801.3	1833.5	1865.7	1897.8
Eficiencia. de la Bomba, %:	32.3	32.2	32.1	32.1
Interferencia por Gas:	Estable	Estable	Estable	Estable
Potencia de Operación de la Bomba, HP:	32.2	34.0	35.9	37.9
Caudal de Líq. Final en Sup(P+A), Bls/D:	**251.0**	**259.0**	**267.0**	**274.6**
Caudal Total Prom. de la Bomba, Bls/D:	**304.9**	**314.5**	**324.2**	**333.5**
Incremento de la producción, %	3.3	6.6	9.9	13.2
Vol. de Gas Libre entrada de la Bomba, %:	44.0	46.2	48.6	51.0
Vol. de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	10.5	11.4	12.4	13.5
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	6051.5	6194.0	6336.4	6486.2
Presión de entrada a la Bomba, psig:	661.1	632.6	601.9	572.3
Presión de Descarga, psia:	2825.7	2847.8	2867.7	2891.3
Presión de Fondo , psig:	710.3	681.3	650.2	620.1

FUENTE: Incremento Frecuencia equipo BES Parahuacu 12 – Software SubPUMP
ELABORADO POR: Juan Jaramillo O

De acuerdo a los datos estimados mostrados en la tabla 3.35, se podría elegir una frecuencia de operación de 58Hz, con lo que se lograría producir una tasa de 267 BFPD, que conllevaría un aumento de la producción en 10% con respecto a la producción actual. No se elige una frecuencia mayor para evitar problemas por bloqueos de gas debió a la importante presencia de gas libre a la entrada de la bomba y a la posible degradación de la eficiencia del separador, puede esperarse un incremento mayor en la producción si el pozo alcanza la estabilización y el potencial real a las condiciones actuales.

La cantidad de gas dentro de la bomba es de 12.4% a estas condiciones de operación, la cual es una moderada presencia de gas dentro de la bomba, por lo que para prevenir problemas en la misma es aconsejable que este pozo sea desgasificado continuamente para evitar un ingreso mayor de gas que cause una degradación importante en la eficiencia de levantamiento la bomba.

FIG. 3.39. COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA TD300 – INCREMENTO FRECUENCIA EQUIPO BES - PRH 12



FUENTE: Incremento de Frecuencia equipo BES Parahuacu 12 - Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O

3.3.5 PROPUESTA TÉCNICA PARA POZO PARAHUACU 13

3.3.5.1 PROPUESTA "A" – PRH 13: Rediseño del equipo BES, sin considerar la remoción de daño de formación en la Arena "U" inferior.

En primera instancia en este pozo debe reemplazarse la tubería de producción debido hueco presente en la misma. Si se rediseña el equipo BES a las condiciones actuales, se podría producir una tasa de 300 BPPD con una presión de intake de 707 psia, ello conllevaría un aumento de 6% con respecto de la actual rata de producción; no se escoge una mayor rata de producción para evitar una mayor depletación del reservorio, problemas por bloqueos de gas y porque presión de reservorio estimada está por debajo de la presión de burbuja. En la tabla 3.36 se muestra el equipo escogido en este caso.

TABLA 3.36. ESQUEMA EQUIPO SUGERIDO PRH 13 – PROPUESTA "A"

PROPUESTA "A" - PARAHUACU 13			
BOMBA		**MOTOR**	
FABRICANTE	ESP	CON CAMISA	SI
TIPO	TD300	FABRICANTE	ESP
SERIE	400	SERIE	456
ETAPAS	462	POTENCIA, HP	90
POTENCIA REQUERIDA, HP	30.3	VOLTAJE, V	1930
FRECUENCIA DE DISEÑO, HZ	54.5	AMPERAJE, AMP	31
PROFUNDIDAD ASENTAMIENTO, Ft	9412	CARGA MOTOR, %	70%
SEPARADOR DE GAS (TÁNDEM)		VELOCIDAD FLUIDO ft/s	1.16
GAS LIBRE ENTRADA BOMBA, %	52.8	**CABLE**	
SERIE	TR4	TIPO	POWERLINE 450
TIPO	WGESP AR MAGS (2)	NÚMERO	2 Cu
POTENCIA REQUERIDA A HZ, HP	27.0	TEMP RATING, F	450
MANEJO AVANZADO DE GAS	-	LONGITUD, FT	9612
POTENCIA REQUERIDA, HP	-	PÉRDIDA DE VOLTAJE, V	111
PROTECTOR		VOLTAJE SUPERFICIE, V	2041
CARGA DE EMPUJE ESTIMADA, lb	1008	**TRANSFORMADOR**	
TIPO DE COJINETE	TR4 - HL SBG	KVA	110
CAPACIDAD, lb	5450	**HOUSING**	etapas
OTROS		No. 10 FL**	154/154
TOTAL HP REQUERIDA A HZ	57.3	No. 10 FL**	154/154
TOTAL HP REQUERIDA A 60 HZ	76	No. 10 FL**	154/154

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O:

En la tabla 3.37 se muestra los parámetros de operación estimados por el software SubPUMP, en la tabla 3.38 se muestra los cálculos realizados para la construcción de la curva de sistema de pozo, en la figura 3.40 se muestra el comportamiento de la bomba a diferentes frecuencias de operación y finalmente en la figura 3.41 se muestra el diagrama de operación final del pozo.

TABLA 3.37. PARÁMETROS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DE EQUIPO TD300 – PROPUESTA "A" PRH 13

PARÁMETROS ESTIMADOS EQUIPO TD300 – PROPUESTA "A" PRH 13			
Frecuencia de Diseño, Hz:	54.5	**Caudal Total Prom. de la Bomba, Bls/D:**	**359.4**
Velocidad de Operación, RPM:	3209.2	**Caudal de Líq. Final en Sup(P+A), Bls/D:**	**306.0**
Corriente de Operación, Amps:	18.0	Vol. de Gas Libre entrada de la Bomba, %:	52.8
Voltaje de Operación, Volts :	1753.1	Eficiencia separación natural de gas,%:	77*
Eficiencia. de la Bomba, %:	45.6	Eficiencia del separador de gas, %:	70*
Eficiencia del Motor, %:	67.8	Vol. de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	4.9
Interferencia por Gas:	Estable	Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	6695
Potencia de Operación de la Bomba, HP:	30.3	Presión de entrada a la Bomba, psig:	681.2
Nivel de fluido MD, ft:	7425.4	Presión de Descarga, psia:	3104.3
Corte de Agua, %:	0.2	Presión de Fondo , psig:	711.0

* Valores equivalentes a tener una eficiencia de separación natural de gas de 50% y una eficiencia de cada separador de gas de 70%

FUENTE: Rediseño "A" equipo BES Parahuacu 13 - Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

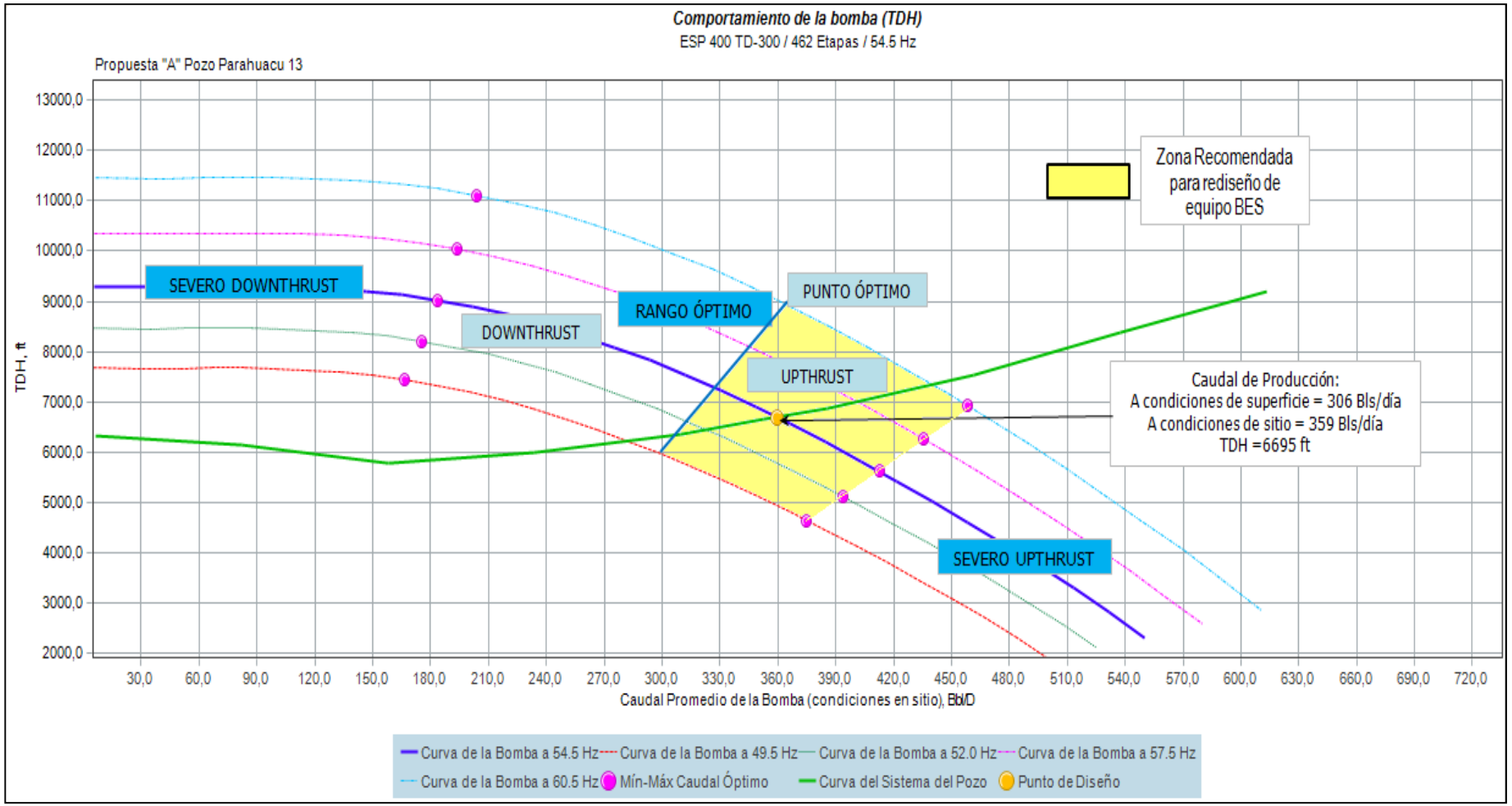
TABLA 3.38. CURVA DE SISTEMA DE POZO – PROPUESTA "A" PRH 13

CURVA SISTEMA DE POZO					
Punto #	Altura Descarga , ft	Altura Succión, ft	TDH, ft	Caudal Superficie (O+W), Bls/día	Caudal Promedio Bomba (O+W+G), Bls/día
1	9530.62	3208.30	6322.32	5.22	6.13
2	9116.12	2967.27	6148.85	69.84	82.02
3	8488.78	2706.01	5782.77	134.47	157.91
4	8409.30	2423.58	5985.72	199.09	233.80
5	8470.88	2114.26	6356.63	263.71	309.69
6	8643.64	1770.46	6873.18	328.33	385.58
7	8909.55	1370.20	7539.35	392.96	461.47
8	9261.78	885.60	8376.18	457.58	537.36
Pump Off	9241.50	55.99	9185.51	522.20	613.24
Diseño	8570.64	1926.16	6644.49	300.00	352.30

FUENTE: Rediseño "A" equipo BES Parahuacu 13 - Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

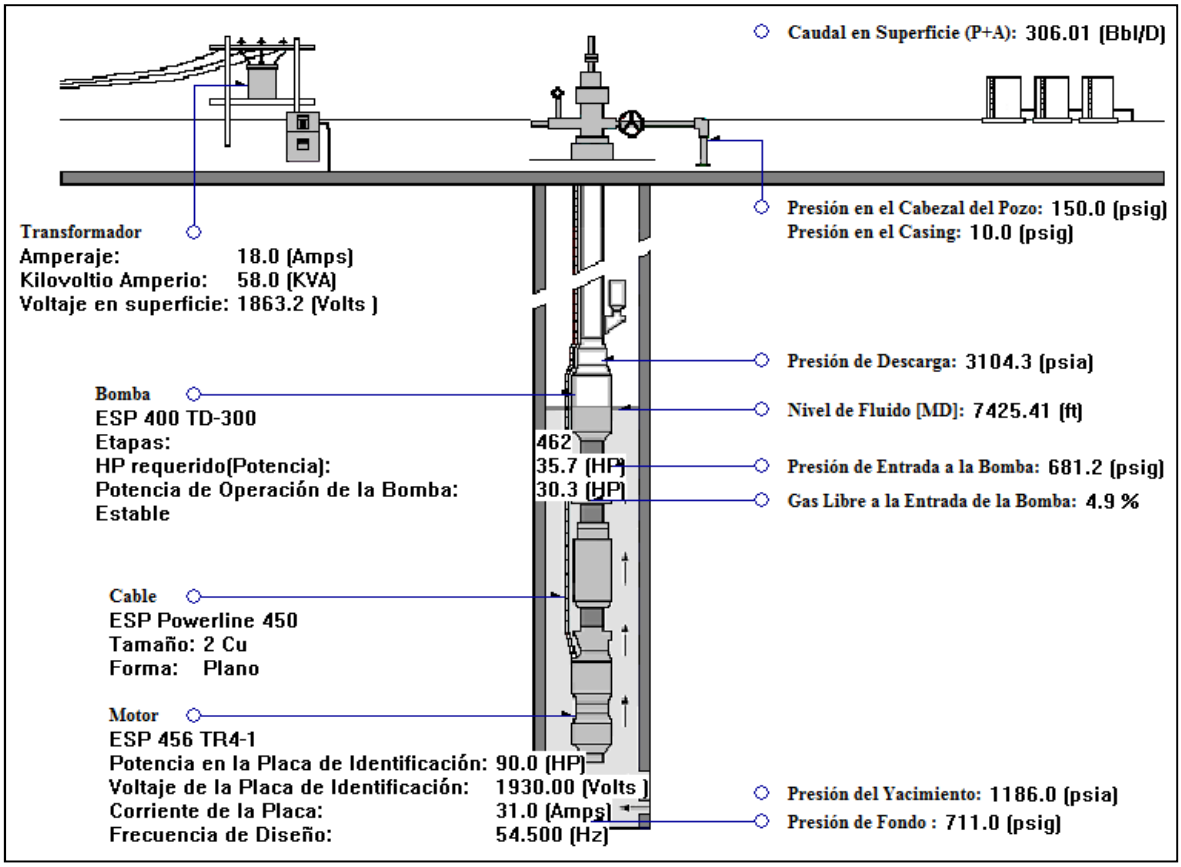
FIG. 3.40. COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA TD300 – PROPUESTA "A" PRH 13



FUENTE: Rediseño "A" equipo BES Parahuacu 13 - Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

FIG. 3.41. DIAGRAMA DE OPERACIÓN FINAL – PROPUESTA "A" PRH 13



FUENTE: Rediseño "A" equipo BES Parahuacu 13 - Software SubPUMP
ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

En este caso se tiene una importante presencia de gas libre en la entrada de la bomba, aproximadamente un 53%; por lo que es recomendable emplear un equipo avanzado de manejo de gas. El equipo disponible es el separador de gas tipo WGESP MAGS^{TM}, el cual es empleado en caso de pozos con alta presencia de gas. Con el objetivo de mejorar eficiencia en la separación es aconsejable emplear el equipo en Tándem.

No se recomienda incrementar la frecuencia con el objetivo de acrecentar la producción debido a que posiblemente la presión de reservorio está por debajo de la presión de burbuja y el riesgo es más alto para tener problemas por bloqueos de gas, por la alta liberación de gas libre que se puede tener en este caso, existiendo una mayor posibilidad de causar una degradación importante en la eficiencia de levantamiento de la bomba.

3.3.5.2 PROPUESTA "B" – PRH 13: Rediseño del equipo BES, considerando la remoción de daño de formación en la Arena "U" inferior.

En el pozo Parahuacu 13, el daño total calculado en la última prueba de restauración de presión tomada en el pozo en enero de 2009, es de 11.7. Acorde al diagnóstico de análisis nodal, no se consiguió determinar si existía un aumento del mismo al no tener información de los parámetros de fondo. Cabe tener en cuenta que la arena "U_{inf}" fue penetrada parcialmente, por lo que existe un daño por penetración parcial presente en este pozo el cual no puede ser removido con trabajos convencionales de remoción de daño.

Se conoce de las interpretaciones de las pruebas de restauración de presión la siguiente información: Hp = 17, Ht= 58, r_w = 0.29 y K_H/K_V = 1 y empleando la ecuación 3.28, se estima el daño por penetración parcial en 7.95, y empleando la ecuación 3.29 se estima el daño de formación en 1.1. Entonces se recomienda realizar un trabajo de remoción del daño de formación con lo que se lograría disminuir el daño total del pozo de 11.7 a 7.95, y con ello mejorar la productividad del pozo. En la tabla 3.39 se muestra los resultados estimados que se obtuviesen si se logra eliminar por completo el daño de formación (Sf).

TABLA 3.39. RESULTADOS ESTIMADOS AL ELIMINAR DAÑO DE FORMACIÓN EN LA ARENA "U_{inf}"– PARAHUACU 13

DATOS	CON DAÑO	SIN DAÑO
Pr, psia	1186	1186
Pwf, psia	728	728
Qo, bls/día	305	351
m(pendiente BUP)	40.8	40.8
Hp, ft	17	17
Ht, ft	58	58
St	11.7	7.95
Sf	1.1	0
Sp	7.95	7.95
ΔPdaño, psia	415	282
EF	0.09	0.38

CONTINUACIÓN TABLA 3.40	
Decremento ΔPdaño	32.0%

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

En estas condiciones se podría producir una rata de 400 BPPD con una presión de intake de 614 psia; sobrellevando un incremento de aproximadamente 41% con respecto a la producción actual, de 282 BPPD; no se toma en cuenta una rata de producción mayor debido a la producción importante de gas que se obtiene en esta arena como consecuencia de la posibilidad de que la presión de reservorio se encuentre por debajo de la presión de burbuja. En la tabla 3.40 se muestra el equipo escogido para este caso.

TABLA 3.40. ESQUEMA EQUIPO SUGERIDO PRH 13 – PROPUESTA "B"

PROPUESTA "B" - PARAHUACU 13			
BOMBA		**MOTOR**	
FABRICANTE	REDA	CON CAMISA	SI
TIPO	D475N	FABRICANTE	REDA
SERIE	400	SERIE	456
ETAPAS	423	POTENCIA, HP	84
POTENCIA REQUERIDA, HP	38.2	VOLTAJE, V	2104
FRECUENCIA DE DISEÑO, HZ	54.5	AMPERAJE, AMP	25.5
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO, ft	9412	CARGA MOTOR, %	69%
SEPARADOR DE GAS		VELOCIDAD FLUIDO ft/s	1.54
GAS LIBRE ENTRADA BOMBA, %	56	**CABLE**	
SERIE	400	TIPO	REDALEAD
TIPO	DRS - ES	NÚMERO	2/7 Cu
POTENCIA REQUERIDA A HZ, HP	2,2	TEMP RATING, F	450
MANEJO AVANZADO DE GAS	POSEIDÓN D8-42	LONGITUD, FT	9612
POTENCIA REQUERIDA, HP	12.0	PÉRDIDA DE VOLTAJE, V	111
PROTECTOR		VOLTAJE SUPERFICIE, V	2215
CARGA DE EMPUJE ESTIMADA, lb	1253	**TRANSFORMADOR**	
TIPO DE COJINETE	LSLSB - HL	KVA	98
CAPACIDAD, lb	4360	**HOUSING**	etapas
OTROS		No. 90 FL**	141/141
TOTAL HP REQUERIDA A HZ	52.4	No. 90 FL**	141/141
TOTAL HP REQUERIDA A 60 HZ	69	No. 90 FL**	141/141

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

En la tabla 3.41 se muestra los parámetros de operación computados por el software SubPUMP, en la tabla 3.42 se muestra los cómputos realizados para la obtención de la curva de sistema de pozo, en la figura 3.42 se muestra el comportamiento de la bomba a diferentes frecuencias de operación y finalmente en la figura 3.43 se muestra el diagrama de operación final del pozo.

TABLA 3.41. PARÁMETROS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DE EQUIPO D475N – PROPUESTA "B" PRH 13

PARÁMETROS ESTIMADOS EQUIPO D475N – PROPUESTA "B" PRH 13			
Frecuencia de Diseño, Hz:	54.5	**Caudal Total Prom. de la Bomba, Bls/D:**	**467.5**
Velocidad de Operación, RPM:	3101.2	**Caudal de Líq. Final en Sup(P+A), Bls/D:**	**405.6**
Corriente de Operación, Amps:	17.1	Vol. de Gas Libre entrada de la Bomba, %:	55.9
Voltaje de Operación, Volts :	1911.3	Eficiencia separación natural de gas, %:	79.8
Eficiencia. de la Bomba, %:	50.2	Eficiencia del separador de gas, %:	80
Eficiencia del Motor, %:	83.8	Vol. de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	4.7
Potencia de Operación de la Bomba, HP:	38.2	Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	7065.7
Interferencia por Gas:	Estable	Presión de entrada a la Bomba, psig:	588.6
Nivel de fluido MD, ft:	7712.9	Presión de Descarga, psia:	3514.6
Corte de Agua, %:	0.2	Presión de Fondo , psig:	617.3

FUENTE: Rediseño "B" equipo BES Parahuacu 13 - Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

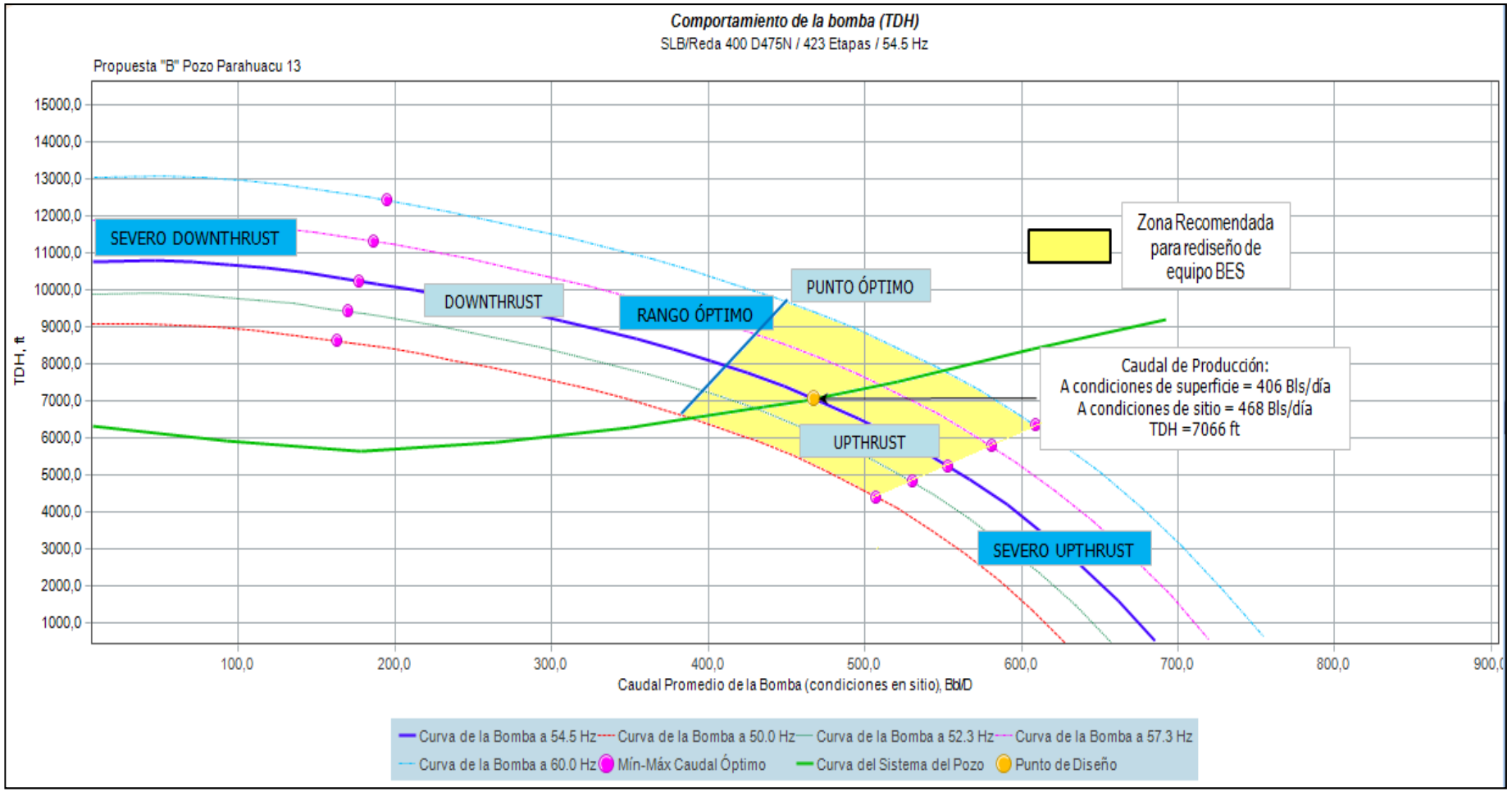
TABLA 3.42. CURVA DE SISTEMA DE POZO – PROPUESTA "B" PRH 13

CURVA SISTEMA DE POZO					
Punto #	Altura Descarga , ft	Altura Succión, ft	TDH, ft	Caudal Superficie (O+W), Bls/día	Caudal Promedio Bomba (O+W+G), Bls/día
1	9527.27	3208.25	6319.02	6.01	6.92
2	8873.53	2965.98	5907.55	80.38	92.61
3	8331.43	2704.72	5626.71	154.76	178.29
4	8307.57	2422.55	5885.02	229.13	263.97
5	8400.60	2113.54	6287.06	303.51	349.65
6	8609.99	1770.45	6839.54	377.88	435.33
7	8878.80	1373.08	7505.72	452.25	521.02
8	9274.90	892.86	8382.04	526.63	606.70
Pump Off	9257.55	56.32	9201.24	601.00	692.38
Diseño	8665.52	1659.06	7006.46	400.00	460.82

FUENTE: Rediseño "B" equipo BES Parahuacu 13 - Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

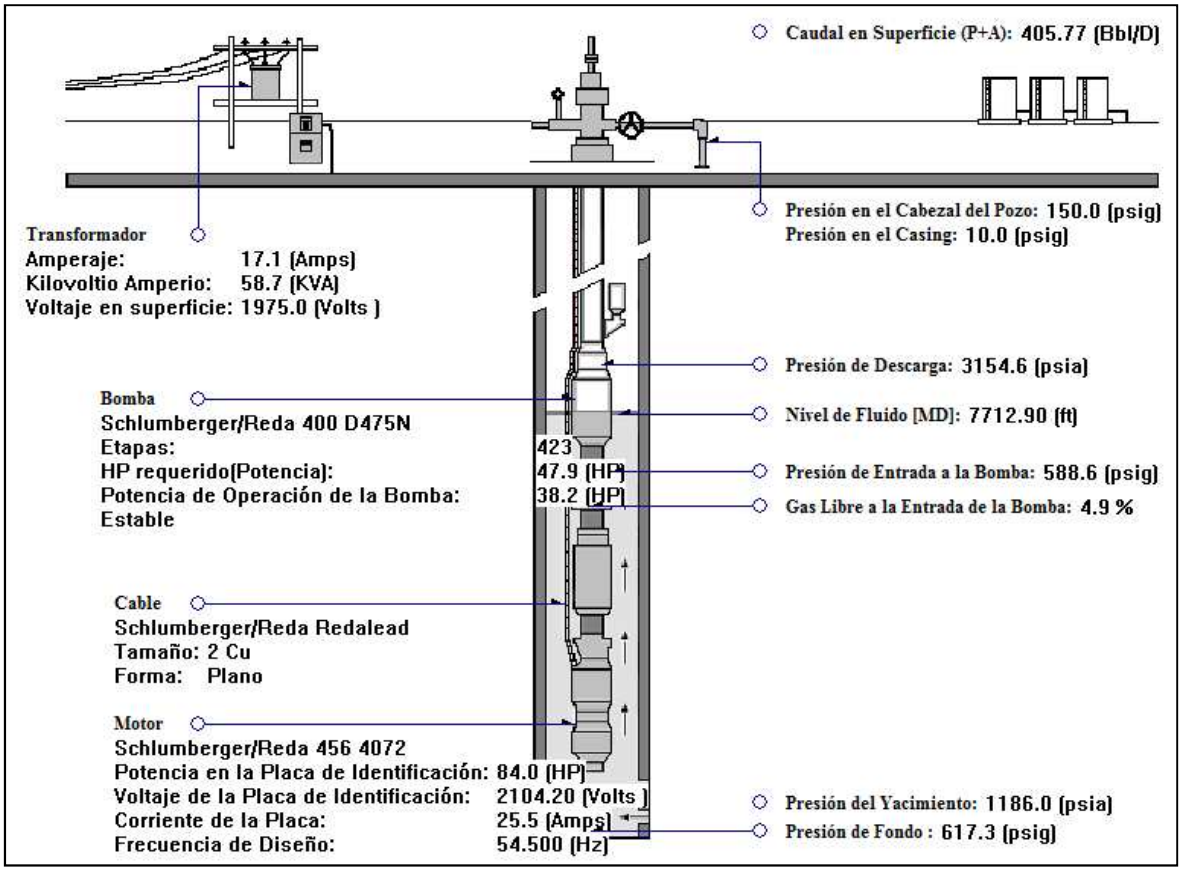
FIG. 3.42. COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA D475N – PROPUESTA "B" PRH 13



FUENTE: Rediseño "B" equipo BES Parahuacu 13 - Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

FIG. 3.43. DIAGRAMA DE OPERACIÓN FINAL – PROPUESTA "B" PRH 13



FUENTE: Rediseño "B" equipo BES Parahuacu 13 - Software SubPUMP
ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

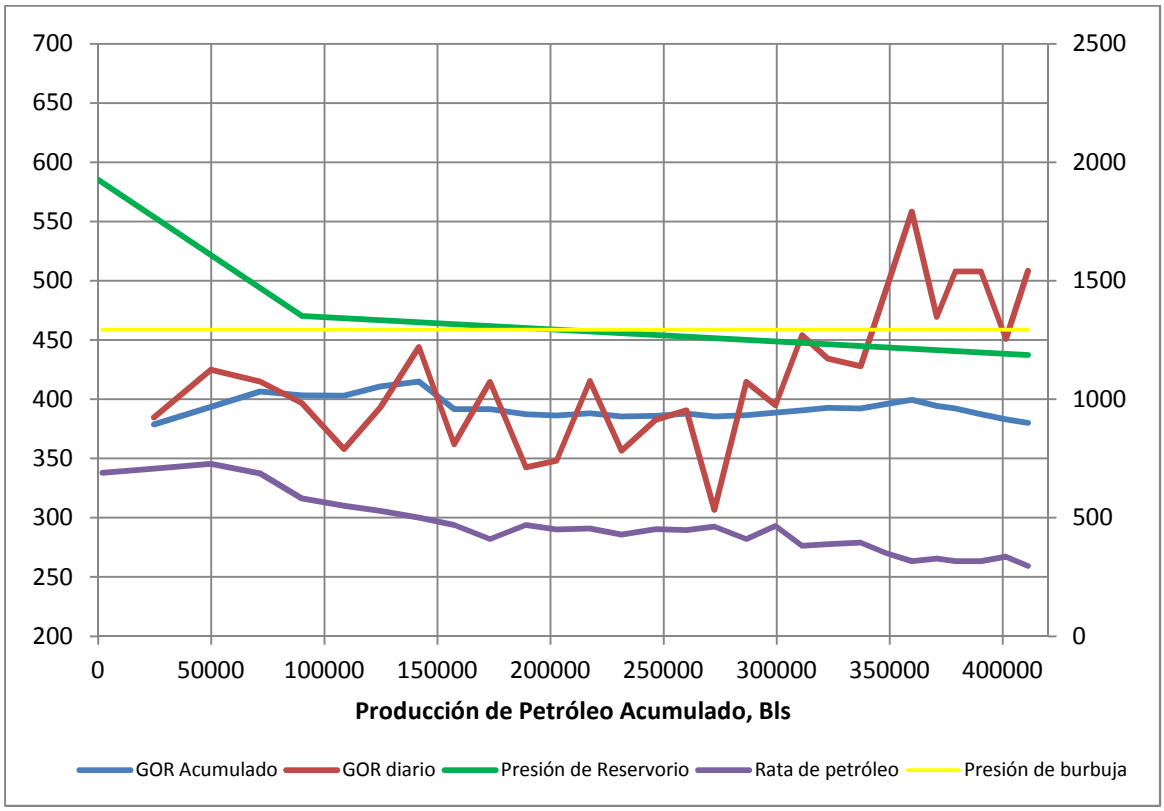
En este caso se tendría un 56% aproximadamente de gas libre a la entrada de la bomba, por lo que sería necesario emplear un equipo AGH D5-21 para su manejo, este equipo es capaz de manejar entre 35 y 60% de gas libre, pero debido a que el reservorio produce con la presión por debajo de la presión de burbuja, y en el futuro la presión decrecerá y la cantidad de gas a manejar aumentará consecuentemente, sería recomendable emplear un equipo POSEIDÓN D8-42 junto al separador de gas, la cual es una bomba multifásica que es capaz de manejar hasta 75% de gas libre.

En caso de desear incrementar la producción no sería recomendable aumentar la frecuencia, debido al significativo porcentaje de gas libre que se obtiene de esta arena, y evitar problemas por bloqueos por gas, y degradación de la eficiencia del equipo instalado.

3.3.5.3 PROPUESTA "C" – PRH 13: Rediseño del equipo BES, para la producción de la Arena "Ti", considerando la remoción del daño de formación.

Esta propuesta contempla el rediseño del equipo BES y la completación para la producción de la arena "Ti", es decir, conllevando al asilamiento de la arena "Ui". La principal razón por la que se podría aislar la arena "Ui" en el pozo Parahuacu 13 sería por un aumento importante de la producción de gas, lo que ha causado un incremento del GOR, debido a que la presión de reservorio estimada es menor a la P_b y se ha alcanzado posiblemente la saturación crítica del gas en el reservorio sobrellevando al incremento antes mencionado, por lo se ha tenido que improvisar facilidades para quemar el gas en la locación del pozo. En la figura 3.44 se puede apreciar el historial de producción en función de la producción acumulada de petróleo, en esta se puede apreciar una tendencia incremental del GOR diario.

FIG. 3.44. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN FUNCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO ARENA "UI" – PRH 13



ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

La producción de petróleo en estos casos es ineficiente por una pérdida de k_{ro} por el movimiento de gas en el reservorio, además que la producción de gas que no conlleve un arrastre de petróleo en un yacimiento con un mecanismo de empuje predominante de gas en solución, provoca un desperdicio de la energía del reservorio y una aceleración del agotamiento del mismo; por lo que generalmente estos intervalos son aislados mediante cementación forzada (squezee) con el objetivo de evitar los problemas antes mencionados.

Para la elaboración del rediseño del equipo BES, se manejó los datos de la prueba de restauración de presión tomada en octubre de 2008 para la arena “Ti”, se asume que no ha existido decremento en la presión de reservorio ya que la arena “Ti” se ha encontrado incomunicada.

Acorde a esta prueba el daño total estimado es de 25.5, vale recordar que la arena “Ti” fue perforada parcialmente por lo que se tiene un daño por penetración parcial. Se conoce de la prueba de restauración de presión y de los datos de pozo la siguiente información: Hp = 26, Ht = 58, r_w = 0.29 y K_H/K_V = 2.49; empleando la ecuación 3.28 el daño por penetración parcial se estima en 5. En la tabla 3.43 se muestra los resultados estimados al eliminar el daño de formación (Sf).

TABLA 3.43. RESULTADOS ESTIMADOS AL ELIMINAR DAÑO DE FORMACIÓN EN LA ARENA “T_{inf}”– PARAHUACU 13

DATOS	ARENA "T"	
	CON DAÑO	SIN DAÑO
Pr, psia	1622	1622
Pwf, psia	1272	1495
Qo, Bls/día	309	309
m(pendiente BUP)	12.3	12.3
Hp, ft	26	26
Ht, ft	58	58
St	25.5	5
Sf	9.4	0
Sp	5	5
∆pdaño, psia	272	49
EF	0.22	0.61

CONTINUACIÓN TABLA 3.43	
Decremento ΔPdaño	81.9%

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

Se considera la remoción del daño de formación en la arena “Ti” con el objetivo de contar con la mejor productividad del reservorio desde el inicio de entrada a producción. En la tabla 3.44 se muestra los resultados estimados que se obtendrían al eliminar por completo el daño de formación. A estas condiciones del yacimiento se podría producir una rata de producción de 400 BPPD con una presión de intake de 1426 psia; teniendo un importante incremento con respecto a la producción actual de 282 BPPD; no se elige una mayor rata de producción con el objetivo de evitar una depletación prematura del reservorio “Ti”. En la tabla 3.44 se muestra el equipo escogido para este caso.

TABLA 3.44. ESQUEMA EQUIPO SUGERIDO PRH 13 – PROPUESTA “C”

PROPUESTA "C" - PARAHUACU 13			
BOMBA		**MOTOR**	
FABRICANTE	REDA	CON CAMISA	SI
TIPO	D475N	FABRICANTE	REDA
SERIE	400	SERIE	456
ETAPAS	263	POTENCIA, HP	60
POTENCIA REQUERIDA, HP	21.0	VOLTAJE, V	1400
FRECUENCIA DE DISEÑO, HZ	52.5	AMPERAJE, AMP	27.5
PROFUNDIDAD ASENTAMIENTO, ft	9602	CARGA MOTOR, %	60%
SEPARADOR DE GAS		VELOCIDAD FLUIDO ft/s	1.55
GAS LIBRE ENTRADA BOMBA, %	7.6	**CABLE**	
SERIE	400	TIPO	REDALEAD
TIPO	DRS-ES	NÚMERO	2/7 Cu
POTENCIA REQUERIDA A HZ, HP	2,0	TEMP RATING, F	450
MANEJO AVANZADO DE GAS	AGH D5-21	LONGITUD, ft	9809
POTENCIA REQUERIDA, HP	8.7	PÉRDIDA DE VOLTAJE, V	117
PROTECTOR		VOLTAJE SUPERFICIE, V	1517
CARGA DE EMPUJE ESTIMADA, lb	701	**TRANSFORMADOR**	
TIPO DE COJINETE	LSLSB - HL	KVA	72
CAPACIDAD, lb	4200	**HOUSING**	etapas
OTROS		No. 50 FL**	77/77
TOTAL HP REQUERIDA A HZ	31.7	No. 60 FL**	93/93
TOTAL HP REQUERIDA A 60 HZ	44	No. 60 FL**	93/93

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

En la tabla 3.45 se muestra los parámetros de operación calculados por el software SubPUMP, en la tabla 3.46 se muestra los cálculos realizados para la elaboración de la curva de sistema de pozo, en la figura 3.45 se muestra el comportamiento de la bomba a diferentes frecuencias de operación y finalmente en la figura 3.46 se muestra el diagrama de operación final del pozo.

TABLA 3.45. PARÁMETROS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DE EQUIPO D475N – PROPUESTA "C" PRH 13

PARÁMETROS ESTIMADOS EQUIPO D475N – PROPUESTA "C" PRH 13			
Frecuencia de Diseño, Hz:	52.5	**Caudal Total Prom. de la Bomba, Bls/D:**	**505.6**
Velocidad de Operación, RPM:	2987.4	**Caudal de Líq. Final en Sup (P+A), Bls/D:**	**407.5**
Corriente de Operación, Amps:	16.7	Vol. de Gas Libre entrada de la Bomba, %:	7.6
Voltaje de Operación, Volts :	1226.3	Eficiencia separación natural de gas, %:	76.1
Eficiencia. de la Bomba, %:	46.7	Eficiencia del separador de gas, %:	80
Eficiencia del Motor, %:	83.8	Vol. de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	0.4
Potencia de Operación de la Bomba, HP:	21.0	Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	3414.2
Interferencia por Gas:	Estable	Presión de entrada a la Bomba, psig:	1408.4
Nivel de fluido (MD), ft	5420.1	Presión de Descarga, psia:	2618.9
Corte de Agua, %:	1.0	Presión de Fondo , psig:	1441.4

FUENTE: Rediseño "C" equipo BES Parahuacu 13 - Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

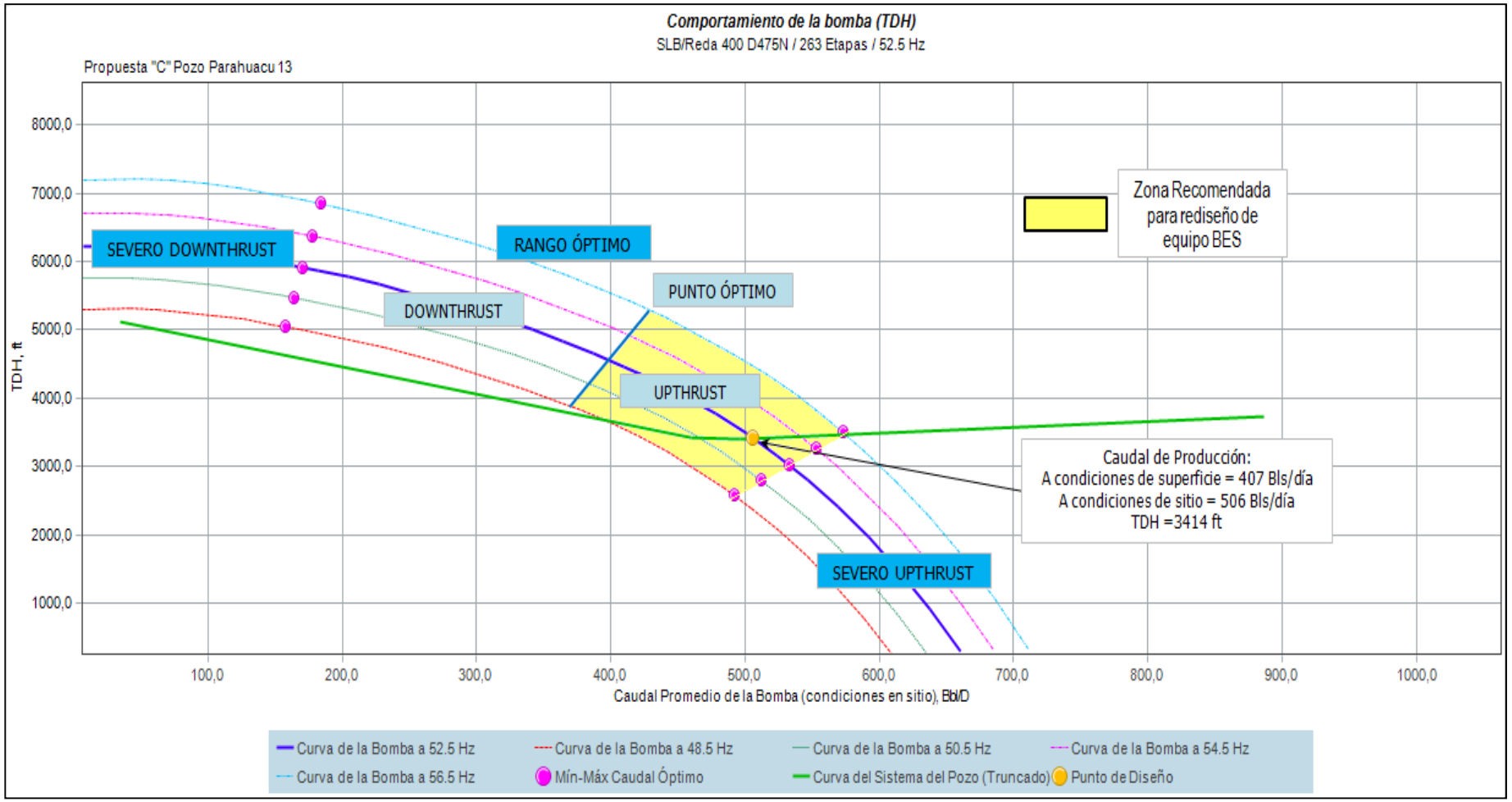
TABLA 3.46. CURVA DE SISTEMA DE POZO – PROPUESTA "C" PRH 13

CURVA SISTEMA DE POZO					
Punto #	Altura Descarga , ft	Altura Succión, ft	TDH, ft	Caudal Superficie (O+W), Bls/día	Caudal Promedio Bomba (O+W+G), Bls/día
1	9581.64	4465.66	5115.98	27.73	34.42
2	7496.09	4070.46	3425.64	370.93	460.32
3	7394.20	3672.07	3722.13	714.14	886.23
4	7484.83	3272.60	4212.23	1057.34	1312.14
5	7675.93	2868.06	4807.87	1400.54	1738.04
6	8179.39	2430.31	5749.07	1743.74	2163.95
7	8641.70	1923.29	6718.41	2086.94	2589.86
8	9146.11	1307.08	7839.03	2430.14	3015.77
Pump Off	9582.44	59.68	9522.76	2773.35	3441.67
Diseño	7440.91	4036.80	3404.11	400.00	496.39

FUENTE: Rediseño "C" equipo BES Parahuacu 13 - Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

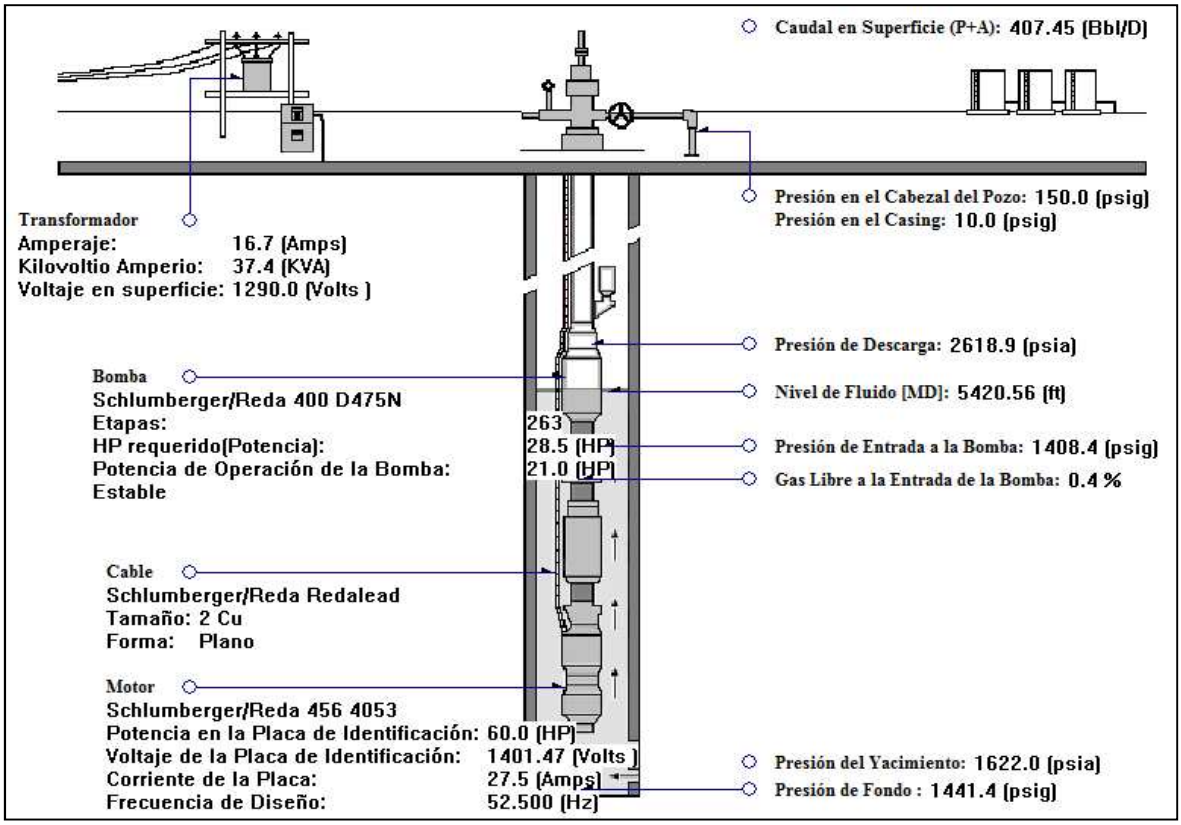
FIG. 3.45. COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA D475N – PROPUESTA "C" PRH 13



FUENTE: Rediseño "C" equipo BES Parahuacu 13 - Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

FIG. 3.46. DIAGRAMA DE OPERACIÓN FINAL – PROPUESTA "C" PRH 13



FUENTE: Rediseño "D" equipo BES Parahuacu 13 - Software SubPUMP

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

En este caso se tendría un 8% de gas libre en la entrada de la bomba, por lo que no sería necesario emplear un separador de gas, pero debido a los antecedentes conocidos del reservorio se sabe que la presión de reservorio declinará paulatinamente trayendo como consecuencia un incremento del porcentaje de gas libre, por lo que sería recomendable emplear un separador de gas como también un equipo AGH D5-21, con el objetivo de tener un manejo adecuado del gas libre y evitar problemas en el equipo.

En caso de ser necesario, si se podría aumentar la frecuencia, con el objetivo de incrementar la producción, pero se tiene que actuar con mesura, para evitar problemas por gas libre en la bomba. Es recomendable la implementación de esta propuesta cuando ya no se considere factible y viable la producción de la arena "Ui", considerando también que las reservas remanentes de la arena "Ui" se agotaran en un mediano plazo (Ver Anexo No.7)

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA PROPUESTA

4.1. INTRODUCCIÓN

El objetivo de la evaluación económica del presente estudio, es determinar si el proyecto es viable, y cuantificar cual es el beneficio económico que generaría el mismo en caso de ser implementado. Los métodos de análisis para la evaluación de proyectos son diversos, entre los que se tiene: Valor actual neto (VAN), Tasa interna de retorno, (TIR) Tasa promedio de rentabilidad, Tiempo o periodo de recuperación de la inversión, Interés simple sobre el rendimiento, Valor Terminal, Índice o coeficiente de rendimiento, Relación Costo/Beneficio

Los métodos que se implementaron para la evaluación del proyecto son: el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Rendimiento o Retorno (TIR) y Relación Costo/Beneficio (RCB), ya que son los más empleados y flexibles para la evaluación de proyectos. Estos métodos permitirán determinar la viabilidad del proyecto. A continuación se detalla en qué consiste cada uno de ellos para un mayor entendimiento de la evaluación económica de la propuesta.

4.1.1. VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El valor actual neto (VAN) se entiende a la diferencia entre los ingresos y los egresos actualizados al periodo actual, es decir, es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto. Al ser un método que tiene en

cuenta el valor del dinero en el tiempo, los ingresos futuros esperados, como también los egresos, deben ser actualizados a la fecha del inicio del proyecto.

La tasa de interés que se usa para actualizar se denomina "tasa de actualización o de descuento". La tasa de descuento va a ser fijada por la persona que evalúa el proyecto de inversión. Para el cálculo del VAN se usa la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{k \to 0}^{n} \frac{FNC_k}{(1+i)^k} \qquad (4.1)$$

Donde:
FNC_k: Flujo de caja en el periodo k
k: período en evaluación
i: tasa de actualización o descuento

En la tabla 4.1 se indica los principales criterios de aceptación que se emplean para la evaluación económica mediante la implementación del VAN:

TABLA 4.1. CRITERIOS PARA INTERPRETACIÓN DE VALOR ACTUAL NETO

CRITERIO	SIGNIFICADO	DECISIÓN A IMPLEMENTAR
VAN > 0	Al efectuarse la inversión, se producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida	El proyecto es aceptado
VAN = 0	Al efectuarse la inversión, no se producirá ganancias, pero tampoco se producirá pérdidas de capital.	El proyecto podría aceptarse o rechazarse tomando en cuenta otros criterios.
VAN < 0	Al efectuarse la inversión, esta no será capaz de producir ganancias por encima de la rentabilidad exigida, trayendo consigo pérdidas de capital	El proyecto es rechazado

FUENTE: Wikipedia la enciclopedia libre – Valor Actual Neto
ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

4.1.2. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La TIR se define como la tasa de interés con la cual el valor actual neto (VAN) es igual a cero. El VAN es calculado a partir del flujo de caja anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente. Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad, para ello se la compara con la tasa de actualización, si la TIR supera a esta tasa el proyecto es aceptado, caso contrario, no.

Para la búsqueda de la TIR, que iguale los flujos positivos con los negativos, se recurre al método de prueba y error, hasta encontrar la tasa que satisfaga esta condición. Tradicionalmente, se asigna la tasa intuitivamente y se aplica a los flujos una y otra vez, hasta que se percibe que el resultado es cercano al valor del flujo origen. Para determinar el valor correspondiente al TIR se aplica la formula expresada por:

$$VAN = \sum_{k\to 0}^{n} \frac{FNC_k}{(1+TIR)^k} - Io \qquad (4.2)$$

Donde;

I_o = Inversión a realizarse en el periodo "cero" (Inversión inicial)

FNC_k = Flujo neto de caja

k = Periodo de análisis

En la tabla 4.2 se indica los principales criterios de aceptación que se emplean para la evaluación económica mediante la implementación del VAN:

TABLA 4.2. CRITERIOS PARA INTERPRETACIÓN DE TIR

CRITERIO	SIGNIFICADO	DECISIÓN A IMPLEMENTAR
TIR > i	El proyecto es rentable	El proyecto es aceptado
TIR < i	El proyecto no es rentable	El proyecto no es rentable

FUENTE: Wikipedia la enciclopedia libre – Tasa interna de retorno

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

4.1.3. RELACIÓN COSTO – BENEFICIO (RCB)

La relación Costo/Beneficio (RCB), nos muestra de forma notoria la rentabilidad de un proyecto, ya que considera los ingresos generados, los gastos y la inversión, todos estos calculados en el periodo de la inversión. En la tabla 4.3 se muestra los criterios de aceptación

$$RCB = \frac{Ingresos\ (actualizados)}{Costos\ (actualizados) + Inversión} \tag{4.3}$$

TABLA 4.3. CRITERIOS PARA INTERPRETACIÓN DE RCB

CRITERIO	SIGNIFICADO	DECISIÓN A IMPLEMENTAR
RCB > 1	Los ingresos son mayores a los egresos	El proyecto es aceptado
RCB = 1	Los ingresos y egresos son iguales	Es indiferente
RCB < 1	Los egresos son mayores a los ingresos	El proyecto es rechazado.

FUENTE: Wikipedia la enciclopedia libre – Relación Costo/Beneficio
ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

4.2. COSTOS E INVERSIÓN DEL PROYECTO

La inversión a realizarse en este proyecto incluye los costos de los trabajos a ejecutarse y la compra de equipos BES en cada pozo de acuerdo a las propuestas técnicas desarrolladas en cada pozo como se muestra en la sección 3.3 de este estudio; el tiempo de duración de los trabajos y la producción de petróleo a recuperarse por los trabajos propuestos se establecen de acuerdo al trabajo a realizarse.

En las tablas 4.4, 4.5, 4.6 Y 4.7 se detalla los costos de los trabajos típicos de reacondicionamientos de acuerdo a las propuestas establecidas, cabe indicar que estos son costos estimados como también los tiempos de trabajo a partir de trabajos similares realizados en otras ocasiones en otros pozos, por lo que cabe indicar que alguno de ellos puede estar sobredimensionado.

TABLA 4.4. COSTOS ESTIMADOS PARA PROPUESTA “A”

COSTOS ESTIMADOS - PROPUESTA "A"	
MOVIMIENTO DE LA TORRE	15000
TRABAJO DE LA TORRE (+/- 8 DÍAS)	60000
SUPERVISIÓN Y TRANSPORTE	10000
QUÍMICOS	3000
EQUIPO DE SUBSUELO Y SUPERFICIE	350000
SUPERVISIÓN Y INSTALACIÓN BES	7000
SPOOLER	5000
UNIDAD DE WIRE LINE + VACCUM	5000
EVALUACIÓN BOMBA JET	5000
CONTINGENCIAS (+/-10%)	46000
TOTAL COSTOS, $	**506000**

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Lago Agrio – EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

TABLA 4.5. COSTOS ESTIMADOS PARA PROPUESTA “B”

COSTOS ESTIMADOS - CAMBIO DE BES - PROPUESTA "B"	
MOVIMIENTO DE LA TORRE	15000
TRABAJO DE LA TORRE (+/- 10 DÍAS)	75000
SUPERVISIÓN Y TRANSPORTE	10000
QUÍMICOS	3000
EQUIPO DE SUBSUELO Y SUPERFICIE	300000
TRABAJO REMOCIÓN DE DAÑO "Ui" (QUÍMICOS + HERRAMIENTAS)	50000
SUPERVISIÓN Y INSTALACIÓN BES	7000
SPOOLER	5000
UNIDAD DE WIRE LINE + VACCUM	5000
EVALUACIÓN BOMBA JET	5000
CONTINGENCIAS (+/-10%)	50000
TOTAL COSTOS, $	**575000**

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Lago Agrio – EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O

TABLA 4.6. COSTOS ESTIMADOS PARA PROPUESTA “C”

COSTOS ESTIMADOS - CAMBIO DE BES - PROPUESTA "C"	
MOVIMIENTO DE LA TORRE	15000
TRABAJO DE LA TORRE (+/- 16 DÍAS)	90000
SUPERVISIÓN Y TRANSPORTE	10000
QUÍMICOS	3000

CONTINUACIÓN TABLA 4.6	
EQUIPO DE SUBSUELO Y SUPERFICIE	350000
TRABAJO CEMENTACIÓN FORZADA ARENA “Ui”	15000
TRABAJO REMOCIÓN DE DAÑO "Ti" (QUÍMICOS + HERRAMIENTAS)	50000
SUPERVISIÓN Y INSTALACIÓN BES	7000
SPOOLER	5000
UNIDAD DE WIRE LINE + VACCUM	5000
EVALUACIÓN BOMBA JET	5000
CONTINGENCIAS (+/-10%)	50000
TOTAL COSTOS, $	**605000**

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Lago Agrio – EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O

4.3. INGRESOS

Los ingresos por mes se obtienen multiplicando el precio del barril por el incremento total de barriles producidos en cada mes. Como en el primer mes empieza la ejecución del proyecto, no se toma en cuenta la producción de los pozos en el mismo, por lo tanto, la producción de los pozos productores por BES intervenidos en el primer mes empezarán a principios del segundo mes. Para el cálculo de la producción por mes durante el tiempo de evaluación económica, se considera una declinación de producción de 12% anual para el campo Parahuacu[16], lo que conlleva a una tasa mensual de decremento de 1%.

4.4. EGRESOS

Los egresos mensuales, constituyen la suma entre los costos de reparación de los pozos productores más el costo operativo de producción, que para el campo Parahuacu está estimado aproximadamente en $5.68 por barril de petróleo producido[17].

No se considera la realización de trabajos de reacondicionamientos dentro del período de evaluación económica, el cual será un período de 12 meses para este

[16] Área Lago Agrio - Presentación OPRM, Noviembre 2010 – Anexo 1

[17] “Prestación de Servicios de Certificación de Reservas de los campos de PETROPRODUCCIÖN del Distrito Amazónico – Campo Parahuacu”, NCT Energy Group, Junio 2009

estudio, debido a que el tiempo de vida útil para las bombas electrosumergibles es alrededor de 13 meses (dato suministrado por el Departamento de Ingeniería de Petróleos del Área Lago Agrio). Es necesario advertir, que los pozos de este proyecto, pueden necesitar intervenciones dentro del período de evaluación económica y costos de reacondicionamientos inesperados que no se incluyen en el proyecto.

4.5. FUNDAMENTOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

Las hipótesis en las que se basa esta evaluación económica son las siguientes:

- La tasa de actualización que el Departamento Financiero de EP PETROECUADOR contempla en sus proyectos es del 12.00% anual (1% mensual).
- No intervienen los impuestos fiscales razón por la cual no se considera la depreciación contable de los equipos. No se incluye el costo de reparación de los pozos dentro del costo operativo, en evento de que alguno de ellos deje de operar. La estimación del costo operativo es de 5.68 USD/Bls
- De acuerdo a los historiales de producción se estima una declinación de producción promedio de 12%. Entonces se establece que el proyecto tiene una declinación mensual de 1%, siendo el período mensual considerado equivalente a 30.4 días.
- Para el análisis económico se emplea tres valores para el precio del petróleo:
    - $73.3, valor establecido como precio de exportación del barril de crudo en el presupuesto del año 2011 de E.P. Petroecuador.
    - $91.3, proyección realizada por el Gobierno de la República del Ecuador.
    - $100, valor estipulado para el crudo Oriente de acuerdo a la OPEP en referencia a las condiciones económicas del mercado actual.
- Se estima un porcentaje de contingencias +/- 10%, (no mayor a los $50000)
- No se toma en cuenta para el análisis económico al incremento de producción del pozo PRH 12, debido a que en ese pozo no se plantea la implementación de algún tipo inversión en equipos BES o trabajos de reparación con el objetivo maximizar el tiempo de vida útil del equipo recientemente instalado.

- A lo largo del período de evaluación se tomará en cuenta la declinación de la producción, para ello se empleará la siguiente expresión:

$$q_o = q_{oi} * e^{-Dt} \quad (4.4)$$

Donde: q_o: Caudal de producción al período de evaluación, bls/día, q_{oi}: Caudal de producción inicial, bls/día, D: tasa de declinación de producción, bls/mes y t: tiempo en meses

- Para la elaboración de trabajos propuestos, se elaboró un cronograma que se fundamenta básicamente en la realización de un determinado número de trabajos por mes y se detalla en la tabla 4.7. El tiempo necesario para la ejecución del proyecto es de un mes y medio y se utiliza una torre de reacondicionamiento durante el trabajo.

TABLA 4.7. CRONOGRAMA DE TRABAJOS PROPUESTOS

	MESES							
POZO	1				2			
Parahuacu 12								
Parahuacu 13								
Parahuacu 11								
Parahuacu 10								

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

4.6. ANÁLISIS ECONÓMICO

Para la elaboración del análisis económico se establecerá escenarios hipotéticos de la aplicación de las propuestas presentadas en la sección 3.3 de este estudio. La rentabilidad del proyecto se fundamentará en el incremento de la producción de los pozos. A continuación se detalla los mismos:

- **Escenario No. 1:** Este escenario establece la aplicación de la Propuesta “A” en los pozos PRH 10, 11 y 13.

  Escenario No. 2: Este escenario establece la aplicación de la Propuesta “B” en los pozos PRH 10, 11 y 13.

- **Escenario No. 3:** Este escenario establece la aplicación de la Propuesta "B" en el pozo PRH 10, la propuesta "C" en los pozos PRH 11 y PRH 13.

4.6.1. ANÁLISIS ECONÓMICO - ESCENARIO 1

En este escenario implica la aplicación de la Propuesta "A" en los pozos PRH 10, 11 y 13. En este escenario, se tendrían los siguientes resultados en el incremento de la producción de los pozos:

TABLA 4.8. DATOS PARA ANÁLISIS ECONÓMICO– ESCENARIO 1

POZO	PRODUCCIÓN ACTUAL, BPPD	PRODUCCIÓN PROPUESTA, BPPD	INCREMENTO PRODUCCIÓN, BPPD	
PRH 10	462	500	38	Incremento de producción, %:8.5 Inversión Total, $: 1518000 Costo Operativo, USD/bls: 5.68 Declinación de producción: 1% mensual Período, días: 30.4 Precio de crudo estimado, $: 73.3, 91.3 y 100 Tasa de actualización mensual, %: 1 Tiempo de evaluación de proyecto: 12 meses
PRH 11	178	200	22	
PRH 13	282	300	18	
TOTAL	**922**	**1000**	**78**	

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

Se tendría un incremento de 78 bls, siendo esto aproximadamente un 8.5% respecto de la producción actual de los pozos en estudio. A partir de estos datos y tomando en cuenta la declinación de la producción (empleo ecuación 4.4) se procede a analizar la rentabilidad del proyecto. Los resultados obtenidos del análisis económico se presentan en la tabla 4.9.

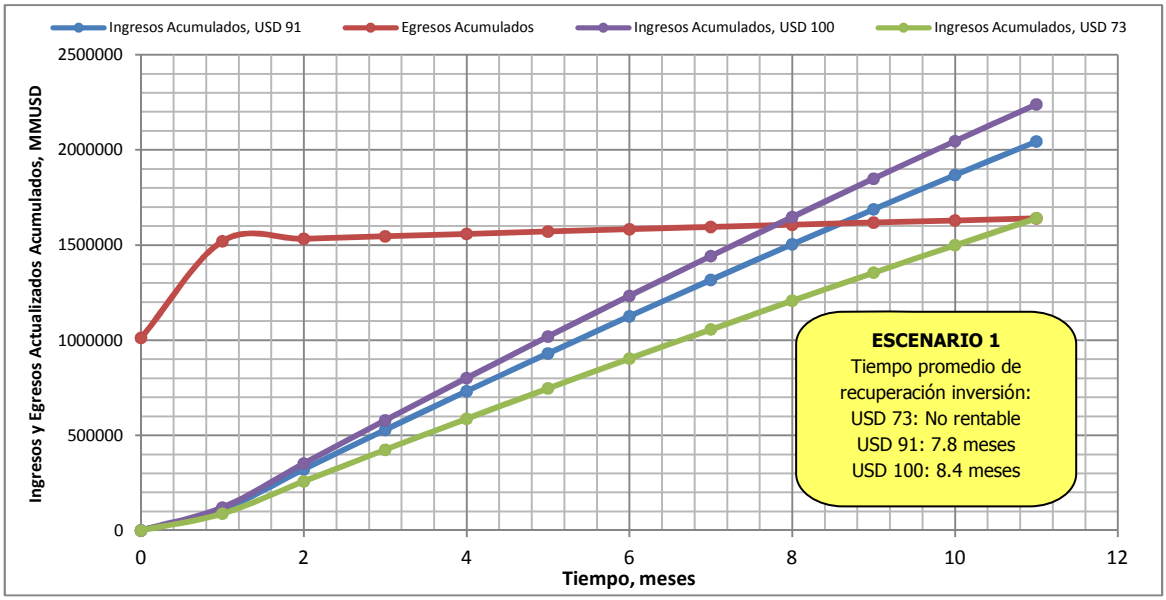
TABLA 4.9. RESULTADOS DE ANÁLISIS ECONÓMICO – ESCENARIO 1

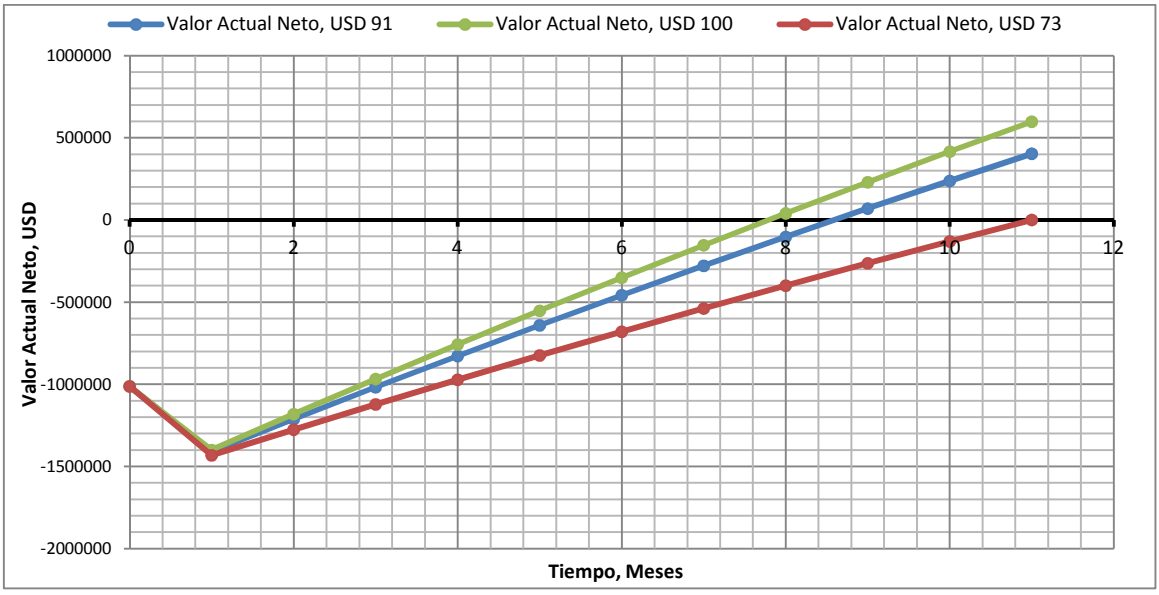
ANÁLISIS ECONÓMICO – ESCENARIO 1			
PARÁMETROS DE ANÁLISIS	PRECIO BARRIL DE PETRÓLEO, USD		
	73.3	91.3	100
VAN. MMUSD	0.00	0.40	0.60
TIR mensual, %	0%	4%	6%
RCB	1.00	1.25	1.37

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O

El proyecto acorde a las condiciones establecidas en el escenario en estudio, se obtiene una baja rentabilidad de acuerdo a los criterios de análisis empleados, por lo que no sería aceptable su implementación. En la figura 4.1 se muestran los ingresos y los egresos actualizados acumulados a lo largo del tiempo de evaluación, en la misma se evidencia el proyecto no es rentable para un precio del barril de USD 73 y que alrededor de los 7.8 meses para un precio de USD 91 y a los 8.4 meses para un precio de USD100; se recuperará la inversión realizada.

FIG. 4.1. INGRESOS - EGRESOS ACUMULADOS Y VALOR ACTUAL NETO VS. TIEMPO – ESCENARIO 1





ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

4.6.2. ANÁLISIS ECONÓMICO - ESCENARIO 2

En este escenario implica la aplicación de la Propuesta “B” en los pozos PRH 10, 11 y 13. En este escenario, se tendrían los siguientes resultados en el incremento de la producción de los pozos:

TABLA 4.10. DATOS PARA ANÁLISIS ECONÓMICO– ESCENARIO 2

POZO	PRODUCCIÓN ACTUAL, BPPD	PRODUCCIÓN PROPUESTA, BPPD	INCREMENTO PRODUCCIÓN, BPPD	
PRH 10	462	600	138	Incremento de producción, %:52 Inversión Total, $: 1725000 Costo Operativo, USD/bls: 5.68 Declinación de producción: 1% mensual Período, días: 30.4 Precio de crudo estimado, $: 73.3, 91.3 y 100 Tasa de actualización mensual, %: 1 Tiempo de evaluación de proyecto: 12 meses
PRH 11	178	400	222	
PRH 13	282	400	118	
TOTAL	**922**	**1400**	**478**	

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

Se tendría en total un incremento de 478 bls, siendo esto aproximadamente un incremento del 52% respecto de la producción actual en estudio en el presente análisis. A partir de estos datos y tomando en cuenta la declinación de la producción (empleo ecuación 4.4) se procede a analizar la rentabilidad del proyecto. Los resultados obtenidos del análisis económico se presentan en la tabla 4.11.

TABLA 4.11. RESULTADOS DE ANÁLISIS ECONÓMICO – ESCENARIO 2

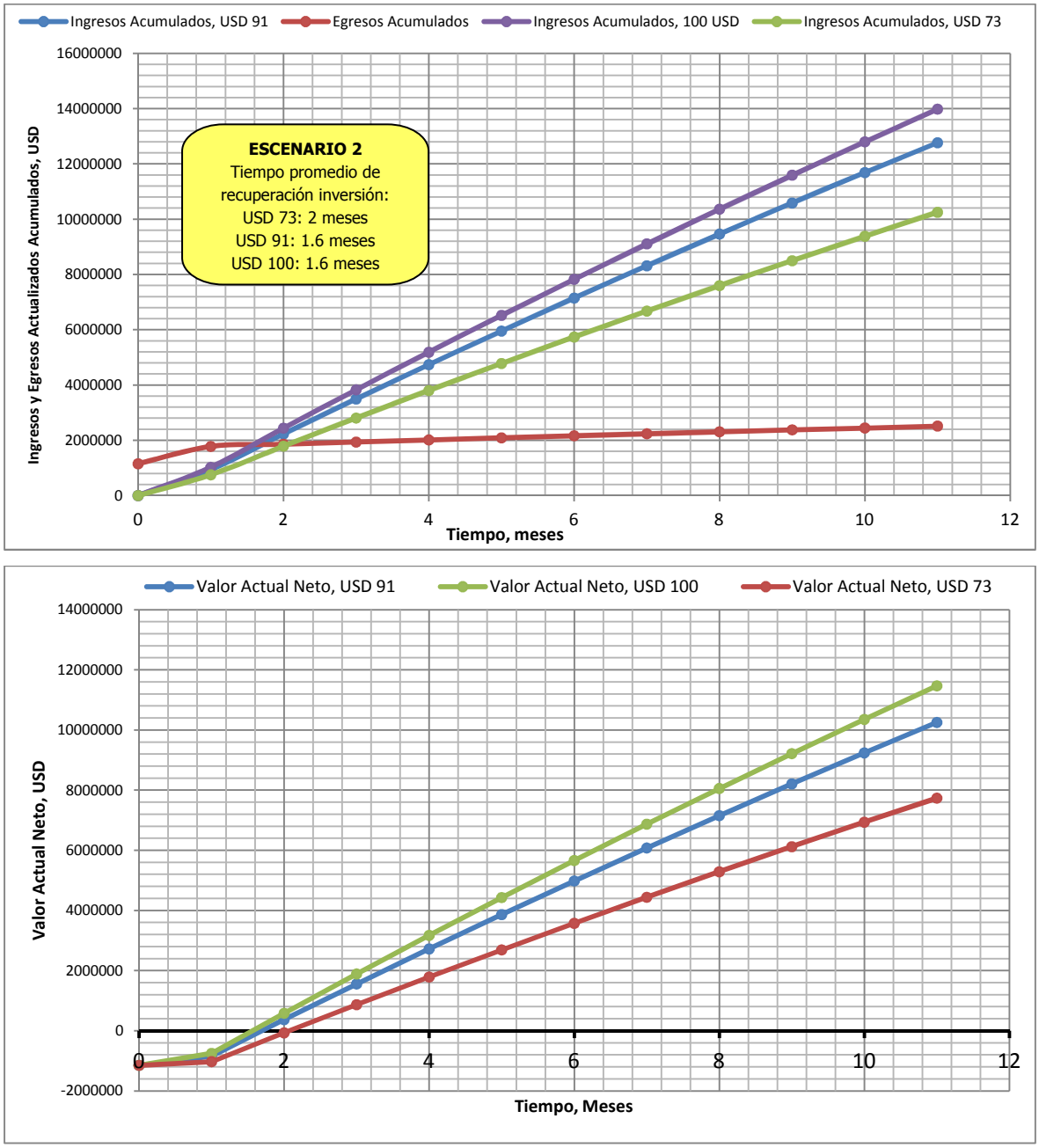
ANÁLISIS ECONÓMICO – ESCENARIO 2			
PARÁMETROS DE ANÁLISIS	PRECIO BARRIL DE PETRÓLEO, USD		
	73.3	91.3	100
VAN. MMUSD	7.73	10.25	11.47
TIR mensual, %	55%	71%	78%
RCB	4.08	5.08	5.56

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O

Como se puede ver, los valores de VAN, TIR y RCB cumplen con los criterios de evaluación y aceptación para un proyecto, por lo que se considera rentable la

aplicación del proyecto de acuerdo a las condiciones establecidas en el escenario analizado. En la figura 4.2 se muestran los ingresos y los egresos actualizados acumulados del proyecto a lo largo del tiempo de evaluación, en la misma se comprueba que alrededor de los 2 meses para un precio del barril de USD 73 y 1.6 meses para un precio de USD 91 y 100; se recuperará la inversión realizada.

FIG. 4.2. INGRESOS - EGRESOS ACUMULADOS Y VALOR ACTUAL NETO VS. TIEMPO – ESCENARIO 2



ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

4.6.3. ANÁLISIS ECONÓMICO - ESCENARIO 3

En este escenario implica la aplicación de la Propuesta “B” en el pozo PRH 10, la propuesta “C” en los pozos PRH 11 y 13. En este escenario, se tendrían los siguientes resultados en el incremento de la producción de los pozos:

TABLA 4.12. DATOS PARA ANÁLISIS ECONÓMICO– ESCENARIO 3

POZO	PRODUCCIÓN ACTUAL, BPPD	PRODUCCIÓN PROPUESTA, BPPD	INCREMENTO PRODUCCIÓN, BPPD	
PRH 10	462	600	138	Incremento de producción, %:52 Inversión Total, $: 1785000 Costo Operativo, USD/bls: 5.68 Declinación de producción: 1% mensual Período, días: 30.4 Precio de crudo estimado, $: 73.3, 91.3 y 100 Tasa de actualización mensual, %: 1 Tiempo de evaluación de proyecto: 12 meses
PRH 11	178	400	222	
PRH 13	282	400	118	
TOTAL	**922**	**1400**	**478**	

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

Se tendría en total un incremento de 478 bls, siendo esto aproximadamente un incremento del 52% respecto de la producción actual de los pozos que están siendo estudiados en el presente análisis. A partir de estos datos y tomando en cuenta la declinación de la producción se procede a analizar la rentabilidad del proyecto. Los resultados conseguidos del análisis económico se muestran en la tabla 4.13.

TABLA 4.13. RESULTADOS DE ANÁLISIS ECONÓMICO – ESCENARIO 3

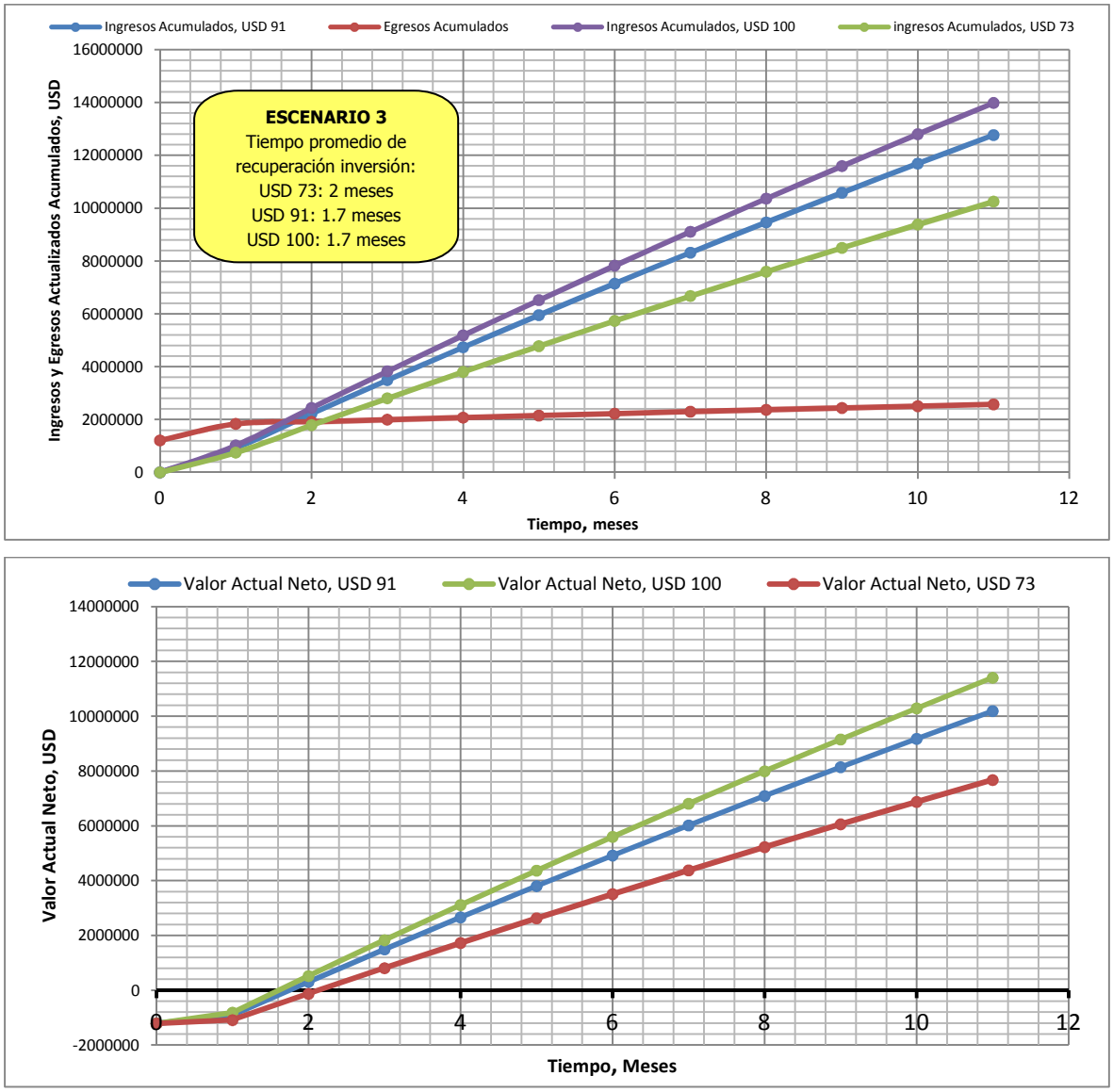
ANÁLISIS ECONÓMICO – ESCENARIO 3			
PARÁMETROS DE ANÁLISIS	PRECIO BARRIL DE PETRÓLEO, USD		
	73.3	91.3	100
VAN. MMUSD	7.67	10.19	11.41
TIR mensual, %	53%	68%	75%
RCB	3.98	4.96	5.43

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O

Como se puede ver, los valores de VAN, TIR y RCB cumplen con los criterios de evaluación y aceptación para un proyecto, por lo que se considera rentable la

aplicación del proyecto de acuerdo a las condiciones instauradas en el escenario analizado. En la figura 4.3 se muestran los ingresos y los egresos actualizados acumulados del proyecto a lo largo del tiempo de evaluación, en la misma se comprueba que alrededor de los 2 meses para un precio del barril de USD 73 y 1.7 meses para un precio de USD 91 y 100; se recuperará la inversión realizada.

FIG. 4.3. INGRESOS - EGRESOS ACUMULADOS Y VALOR ACTUAL NETO VS. TIEMPO – ESCENARIO 3



ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

En las tablas 4.17 – 4.19 se presenta el análisis económico detallado de cada uno de los escenarios que se han estudiado.

TABLA 4.14. ANÁLISIS ECONÓMICO DETALLADO – ESCENARIO 1

MES	PERIODO	Incremento de producccción Total	ΔProducción Mensual declinación 1% mensual	Ingresos, USD			Costos de Reparación	Costo Operativo	Egreso Total	Ingresos Actualizados, USD			Ingresos Actualizados Acumulados, USD			Egreso Actualizado	Egreso Actualizado Acumulado	Flujo de Caja Actualizado, USD			Flujo de caja Actualizado Acumulado, USD		
		BPPD	BPPM	73 USD	91 USD	100 USD	USD	USD	USD	73 USD	91 USD	100 USD	73 USD	91 USD	100 USD	USD	USD	73 USD	91 USD	100 USD	73 USD	91 USD	100 USD
1	0	0	0	0	0	0	1012000	0	1012000	0	0	0	0	0	0	1012000	1012000	-1012000	-1012000	-1012000	-1012000	-1012000	-1012000
2	1	40	1217	89182	111082	121667	506000	6914	512914	88299	109982	120462	88299	109982	120462	507836	1519836	-419537	-397854	-387374	-1431537	-1409854	-1399374
3	2	78	2360	173017	215504	236039	0	13414	13414	169608	211258	231388	257906	321240	351851	13150	1532986	156458	198108	218238	-1275080	-1211747	-1181136
4	3	77	2337	171295	213360	233691	0	13281	13281	166258	207085	226818	424164	528324	578668	12890	1545876	153367	194195	213928	-1121712	-1017552	-967208
5	4	76	2314	169591	211237	231366	0	13149	13149	162974	202994	222338	587138	731319	801006	12636	1558512	150338	190359	209702	-971374	-827193	-757506
6	5	75	2291	167903	209135	229063	0	13018	13018	159754	198985	217946	746892	930303	1018952	12386	1570898	147368	186599	205560	-824006	-640595	-551946
7	6	75	2268	166233	207054	226784	0	12888	12888	156599	195054	213641	903491	1125357	1232593	12141	1583039	144457	182913	201500	-679549	-457682	-350446
8	7	74	2245	164579	204994	224528	0	12760	12760	153506	191201	209421	1056996	1316559	1442014	11902	1594941	141604	179300	197519	-537945	-278382	-152927
9	8	73	2223	162941	202954	222294	0	12633	12633	150473	187425	205284	1207470	1503983	1647298	11666	1606608	138807	175758	193618	-399138	-102624	40691
10	9	72	2201	161320	200935	220082	0	12507	12507	147501	183722	201229	1354971	1687706	1848528	11436	1618044	136065	172286	189793	-263073	69662	230484
11	10	72	2179	159715	198935	217892	0	12383	12383	144588	180093	197255	1499559	1867799	2045782	11210	1629254	133377	168883	186044	-129695	238546	416529
12	11	71	2157	158126	196956	215724	0	12260	12260	141732	176536	193358	1641290	2044336	2239141	10989	1640243	130743	165547	182370	1048	404093	598898
TOTAL		**782**	**23791**	**1743901**	**2172144**	**2379128**	**1518000**	**135208**	**1653208**	**1641290**	**2044336**	**2239141**				**1640243**		**1048**	**404093**	**598898**			

FUENTE: Análisis Económico - Escenario 1

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

TABLA 4.15. ANÁLISIS ECONÓMICO DETALLADO – ESCENARIO 2

MES	PERIODO	Incremento de produccción Total	ΔProducción Mensual declinación 1% mensual	Ingresos, USD			Costos de Reparación	Costos Operativo	Egreso Total	Ingresos Actualizados, USD			Ingresos Actualizados Acumulados, USD			Egreso Actualizado	Egreso Actualizado Acumulado	Flujo de Caja Actualizado, USD			Flujo de caja Actualizado Acumulado, USD		
		BPPD	BPPM	73 USD	91 USD	100 USD	USD	USD	USD	73 USD	91 USD	100 USD	73 USD	91 USD	100 USD	USD	USD	73 USD	91 USD	100 USD	73 USD	91 USD	100 USD
1	0	0	0	0	0	0	1150000	0	1150000	0	0	0	0	0	0	1150000	1150000	-1150000	-1150000	-1150000	-1150000	-1150000	-1150000
2	1	340	10342	758044	944194	1034167	575000	58773	633773	750539	934846	1023927	750539	934846	1023927	627498	1777498	123041	307348	396430	-1026959	-842652	-753570
3	2	475	14436	1058178	1318031	1443627	0	82043	82043	1037328	1292061	1415181	1787867	2226906	2439109	80426	1857924	956902	1211635	1334755	-70057	368983	581185
4	3	470	14293	1047649	1304916	1429262	0	81226	81226	1016838	1266539	1387228	2804705	3493445	3826337	78837	1936761	938001	1187702	1308390	867944	1556684	1889575
5	4	465	14150	1037225	1291932	1415041	0	80418	80418	996753	1241522	1359826	3801457	4734967	5186163	77280	2014041	919473	1164241	1282546	1787416	2720925	3172122
6	5	461	14010	1026904	1279077	1400961	0	79618	79618	977064	1216998	1332966	4778522	5951965	6519129	75754	2089795	901311	1141244	1257213	2688727	3862170	4429334
7	6	456	13870	1016686	1266350	1387021	0	78826	78826	957765	1192959	1306637	5736286	7144924	7825766	74257	2164052	883507	1118702	1232379	3572234	4980872	5661714
8	7	451	13732	1006570	1253750	1373220	0	78041	78041	938846	1169395	1280827	6675133	8314319	9106593	72791	2236843	866056	1096605	1208037	4438290	6077476	6869750
9	8	447	13596	996555	1241275	1359556	0	77265	77265	920302	1146297	1255527	7595434	9460616	10362120	71353	2308196	848949	1074944	1184175	5287239	7152420	8053925
10	9	443	13460	986639	1228924	1346028	0	76496	76496	902123	1123654	1230727	8497557	10584270	11592848	69943	2378139	832180	1053711	1160784	6119418	8206131	9214709
11	10	438	13326	976822	1216696	1332635	0	75735	75735	884304	1101459	1206417	9381861	11685729	12799265	68562	2446701	815742	1032897	1137856	6935160	9239028	10352564
12	11	434	13194	967102	1204590	1319375	0	74981	74981	866837	1079702	1182587	10248698	12765431	13981853	67208	2513908	799629	1012495	1115380	7734789	10251523	11467944
TOTAL		**4879**	**148409**	**10878375**	**13549736**	**14840894**	**1725000**	**843422**	**2568422**	**10248698**	**12765431**	**13981853**				**2513908**		**7734789**	**10251523**	**11467944**			

FUENTE: Análisis Económico - Escenario 2

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

TABLA 4.16. ANÁLISIS ECONÓMICO DETALLADO – ESCENARIO 3

MES	PERIODO	Incremento de producccción Total	ΔProducción Mensual, declinación 1% mensual	Ingresos, USD			Costos de Reparación	Costos Operativo	Egreso Total	Ingresos Actualizados, USD			Ingresos Actualizados Acumulados, USD			Egreso Actualizado	Egreso Actualizado Acumulado	Flujo de Caja Actualizado, USD			Flujo de caja Actualizado Acumulado, USD		
		BPPD	BPPM	73 USD	91 USD	100 USD	USD	USD	USD	73 USD	91 USD	100 USD	73 USD	91 USD	100 USD	USD	USD	73 USD	91 USD	100 USD	73 USD	91 USD	100 USD
1	0	0	0	0	0	0	1210000	0	1210000	0	0	0	0	0	0	1210000	1210000	-1210000	-1210000	-1210000	-1210000	-1210000	-1210000
2	1	340	10342	758044	944194	1034167	575000	58773	633773	750539	934846	1023927	750539	934846	1023927	627498	1837498	123041	307348	396430	-1086959	-902652	-813570
3	2	475	14436	1058178	1318031	1443627	0	82043	82043	1037328	1292061	1415181	1787867	2226906	2439109	80426	1917924	956902	1211635	1334755	-130057	308983	521185
4	3	470	14293	1047649	1304916	1429262	0	81226	81226	1016838	1266539	1387228	2804705	3493445	3826337	78837	1996761	938001	1187702	1308390	807944	1496684	1829575
5	4	465	14150	1037225	1291932	1415041	0	80418	80418	996753	1241522	1359826	3801457	4734967	5186163	77280	2074041	919473	1164241	1282546	1727416	2660925	3112122
6	5	461	14010	1026904	1279077	1400961	0	79618	79618	977064	1216998	1332966	4778522	5951965	6519129	75754	2149795	901311	1141244	1257213	2628727	3802170	4369334
7	6	456	13870	1016686	1266350	1387021	0	78826	78826	957765	1192959	1306637	5736286	7144924	7825766	74257	2224052	883507	1118702	1232379	3512234	4920872	5601714
8	7	451	13732	1006570	1253750	1373220	0	78041	78041	938846	1169395	1280827	6675133	8314319	9106593	72791	2296843	866056	1096605	1208037	4378290	6017476	6809750
9	8	447	13596	996555	1241275	1359556	0	77265	77265	920302	1146297	1255527	7595434	9460616	10362120	71353	2368196	848949	1074944	1184175	5227239	7092420	7993925
10	9	443	13460	986639	1228924	1346028	0	76496	76496	902123	1123654	1230727	8497557	10584270	11592848	69943	2438139	832180	1053711	1160784	6059418	8146131	9154709
11	10	438	13326	976822	1216696	1332635	0	75735	75735	884304	1101459	1206417	9381861	11685729	12799265	68562	2506701	815742	1032897	1137856	6875160	9179028	10292564
12	11	434	13194	967102	1204590	1319375	0	74981	74981	866837	1079702	1182587	10248698	12765431	13981853	67208	2573908	799629	1012495	1115380	7674789	10191523	11407944
TOTAL		**4879**	**148409**	**10878375**	**13549736**	**14840894**	**1785000**	**843422**	**1418422**	**10248698**	**12765431**	**13981853**				**2573908**		**7674789**	**10191523**	**11407944**			

FUENTE: Análisis Económico - Escenario 3

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- Al realizar el diagnóstico del sistema de producción de los pozos que operan con BES, se obtuvo los siguientes resultados: el pozo PRH-10 opera cerca de severo downthrust, los pozos PRH-11 y 13 presentan fugas en la tubería y operan cerca y en severo downthrust respectivamente. El pozo PRH-12 presenta una degradación de la eficiencia de cabeza de la bomba.
- La producción de agua de los pozos PRH-11 y 13 es pequeña, pero altamente corrosiva (alta salinidad). Esto ha causado posiblemente fugas en la tubería afectando seriamente a la eficiencia del sistema de producción. El tratamiento químico empleado en los pozos no es suficiente, ya que sólo se emplea antiescala y no un anticorrosivo.
- Otro aspecto que ha influido en la disminución del rendimiento de los equipos BES, es el decremento paulatino de la P_R en las arenas “Ui” y “Ti” debido al mecanismo de producción predominante en el campo Parahuacu, el cual es gas en solución.
- Debido al decremento de P_R y a las altas P_b que se tiene en las arenas “Ui” y “Ti”, la producción de gas libre es importante y ha afectado al rendimiento del equipo BES. Los manejadores avanzados de gas instalados y la continua desgasificación de los pozos ha ayudado a minimizar las repercusiones de este problema, como se puede ver en las cartas amperimétricas.
- El rediseño de los equipos BES a la derecha del punto óptimo de operación dentro del rango recomendado de operación (zona upthrust) ayudará a los equipos a evitar que operen tempranamente en la zona de severo downthrust debido al paulatino decremento de presión, y aporta un factor de seguridad en caso de que las variables tal como, viscosidad, GOR, etc. no tengan los valores esperados.

- Si se implementase el Escenario “1”, es decir, la propuesta “A” en los pozos PRH-10, 11 y 13, se obtendría un incremento total en la producción de 78 BPPD, esto es un 8.5% respecto de la producción actual. La inversión a efectuarse es de 1.52 MMUSD, del análisis económico considerando los precios del barril asumidos, se concluye que el escenario tiene una rentabilidad baja, el VAN estaría entre los 0.0 a 0.6 MMUSD, la TIR mensual entre 0% a 6%, la RCB entre 1.0 a 1.4. El escenario no es rentable para un precio de $73, para $91 y $100 la inversión se recuperaría alrededor de los 8 meses.
- Si se implementase el Escenario “2”, es decir, la propuesta “B” en los pozos PRH-10, 11 y 13, se obtendría un incremento total en la producción de 478 BPPD, esto es un 52% respecto de la producción actual. La inversión a realizarse es de 1.73 MMUSD, del análisis económico considerando los precios del barril asumidos se concluye que el escenario es rentable, el VAN estaría entre los 7.7 a 11.5 MMUSD, la TIR mensual entre 55% a 78%, la RCB entre 4.1 a 5.6. La inversión se recuperaría alrededor de los 2 meses.
- Si se implementase el Escenario “3”, es decir, la propuesta “B” en el pozo PRH-10, y la propuesta “C” en los pozos PRH-11 y 13, se obtendría un incremento total en la producción de 478 BPPD, esto es un 52% respecto de la producción actual. La inversión a realizarse es de 1.79 MMUSD, del análisis económico considerando los precios del barril asumidos se determina que el escenario es rentable, el VAN estaría entre los 7.7 a 11.4 MMUSD, la TIR mensual entre 53% a 75%, la RCB entre 4.0 a 5.4 y la inversión se recuperaría alrededor de los 2 meses.
- De los 3 puntos anteriormente expuestos, se concluye:
    - Al cambiar sólo el equipo BES sin la realización de un trabajo adicional en la formación (Escenario “1”), no permitirá la obtención de un importante incremento de la producción y se obtiene una baja rentabilidad económica con un tiempo muy alto para la recuperación de la inversión.
    - Si adicionalmente al cambio del equipo BES, se realizase un trabajo de remoción del daño de formación en la arena “Ui” (Escenario “2”) se obtiene un incremento importante de la producción como también una

mayor rentabilidad económica del proyecto y un menor tiempo para la recuperación de la inversión, en definitiva los resultados obtenidos son muy superiores a los obtenidos con el escenario"1".

- Del estudio se conoce que las P_R estimada en la arena "Ui" en los pozos PRH-11 y 13, estaría cerca y por debajo de la P_b respectivamente, esto afectaría al recobro de petróleo por lo que los resultados obtenidos en este estudio en estos pozos pueden ser menores a los esperados, por lo que sería una mejor alternativa cambiar de arena productora junto con la remoción del daño (Escenario "3"); de igual manera en este caso se obtiene un importante incremento de la producción y una buena rentabilidad económica del proyecto.

5.2. RECOMENDACIONES:

- A partir del análisis y de los resultados obtenidos en este estudio tanto en el aspecto técnico como en el económico se recomendaría lo siguiente:
  - Previo al rediseño de los equipos BES se recomienda actualizar los datos de presión de los yacimientos, con el objetivo de certificar los resultados obtenidos en este estudio.
  - No realizar únicamente el cambio del equipo BES en los pozos, sin la realización de un trabajo de remoción de daño de formación de la arena "Ui", es decir es aconsejable implementar la propuesta "B" en los pozos PRH-10, 11 y 13 (Escenario "2").
  - En el caso de los pozos PRH-11 y 13 se recomienda adicionalmente realizar una revaluación de la arena "Ui" para aseverar los resultados conseguidos debido a las condiciones de la P_R, en caso de no obtener resultados satisfactorios en alguno o en ambos pozos, es recomendable el cambio de la arena productora a la arena "Ti" (Escenario "3"), ya que es aconsejable no producir de reservorios con P_R por debajo de P_b, por las razones expuestas en este estudio.
  - A pesar que de acuerdo a las pruebas de restauración de presión tomadas en la arena "Ti" en los pozos PRH-11 y PRH-13 muestran un valor alto de productividad, se sugiere no emplear una tasa alta de

producción cuando se decida que esta arena entre en producción, esto con el objetivo de evitar una depletación acelerada del reservorio debido al mecanismo de empuje predominante.

- Es recomendable realizar continuamente un análisis cromatográfico del gas de formación con el objetivo de elaborar planes adecuados para evitar problemas por corrosión por CO_2 y H_2S en caso de que los mismos estén presentes en cantidades importantes. Se recomienda también actualizar el análisis P.V.T. de los fluidos producidos, con el objetivo de tener datos confiables para el diseño o rediseño de los sistemas de levantamiento
- Es conveniente prontamente mejorar el tratamiento químico empleado en los pozos que operan con BES, especialmente la adición de un anticorrosivo, para evitar nuevos inconvenientes por corrosión en las tuberías y en el equipo.
- Es aconsejable emplear el criterio de diseño de los equipos BES, con el punto de operación inicial a la derecha del punto óptimo dentro del rango recomendado de las bombas, presentado en este estudio, para evitar una prematura operación en severo downthrust, maximizar el tiempo de vida útil de los equipos y ahorrar costos en el mantenimiento y trabajos de reparación.
- Es conveniente, al no lograr recuperar la productividad de la arena “Ti” en el pozo PRH-12 mediante trabajos de acidificación, realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico en el próximo reacondicionamiento, teniendo precaución de no forzar un advenimiento del agua de formación.
- Se recomienda en un mediano plazo evaluar en otro intervalo, a la arena “Ti” en el pozo PRH 10, como también a la arena U en el pozo PRH 12, ya que acorde a los cálculos de reservas, existen cantidades prospectivas de hidrocarburo recuperables en estos reservorios.
- Es recomendable en un corto plazo realizar un estudio de recuperación secundaria o mejorada en el campo Parahuacu para mejorar el mantenimiento de presión en todas las arenas productoras. Al lograr un mejor mantenimiento de la P_R, se evitaría alcanzar tempranamente la presión de burbuja en los reservorios, un decremento acelerado de la presión y maximizar el factor de recobro de los yacimientos.

GLOSARIO

ACUÍFERO: Zona subterránea de roca permeable saturada con agua bajo presión. Para aplicaciones de almacenamiento de gas un acuífero necesitará estar formado por una capa permeable de roca en la parte inferior y una capa impermeable en la parte superior, con una cavidad para almacenamiento de gas.

ANTICLINAL: Configuración estructural de un paquete de rocas que se pliegan, y en la que las rocas se inclinan en dos direcciones diferentes a partir de una cresta.

BARRIL (bls): Una medida estándar para el aceite y para los productos del aceite. Un barril = 35 galones imperiales, 42 galones US, ó 159 litros.

BASAMENTO: Zócalo o base de una secuencia sedimentaria compuesta por ocas ígneas o metamórficas.

CAMPO: Área geográfica bien delimitada donde se lleva a cabo la perforación de pozos profundos para la explotación de yacimientos petrolíferos.

CAVITACIÓN: Es el fenómeno provocado cuando el liquido bombeado se vaporiza dentro del tubo de succión o de la bomba misma, debido a que la presión de ella se reduce hasta ser menor que la presión absoluta de saturación del vapor de liquido a la temperatura de bombeo.

COLUMNA DINÁMICA TOTAL (TDH): es la altura total requerida para bombear la capacidad de fluido deseada. Esta altura hace referencia a los pies de líquido bombeado.

CONIFICACIÓN: Es la incursión invasiva de los fluidos hacia las zonas superiores o inferiores de la formación productiva, ocasionado por un diferencial de presión no controlado. Al momento de la producción de un pozo se busca que no suceda este efecto debido a que dificulta el manejo de tales fluidos, la aplicación de métodos de levantamiento artificial y aumenta los costos de producción relacionados con su separación.

CROMATOGRAFÍA: Método físico de separación de mezclas en una columna absorbente en un sistema fluyente.

CUENCA: Recipiente donde se deposita una columna sedimentaria, y que comparte en varios niveles estratigráficos una historia tectónica común**.**

FALLA INVERSA: Es el resultado de las fuerzas de compresión, en donde uno de los bloques es desplazado hacia arriba de la horizontal. Su ángulo es de cero a 90 grados y se reconoce por la repetición de la columna estratigráfica

FALLA NORMAL: Es el resultado del desplazamiento de uno de los bloques hacia abajo con respecto a la horizontal Su ángulo es generalmente entre 25 y 60 grados y se reconoce por la ausencia de una parte de columna estratigráfica.

GAS EN SOLUCIÓN: Gas natural disuelto en el crudo dentro del yacimiento.

GAS NATURAL: Una mezcla de hidrocarburos, generalmente gaseosos presentes en forma natural en estructuras subterráneas. El gas natural consiste principalmente de metano (80%) y proporciones significativas de etano, propano y butano. Habrá siempre alguna cantidad de condensado y/o aceite asociado con el gas.

GRAVEDAD API: La escala utilizada por el Instituto Americano del Petróleo para expresar la gravedad específica de los aceites.

GRAVEDAD ESPECÍFICA: La relación de la densidad de una sustancia a determinada temperatura con la densidad de agua a 4℃.

HIDROCARBURO: Cualquier compuesto o mezcla de compuestos, sólido, líquido o gas que contiene carbono e hidrógeno (como carbón, aceite crudo y gas natural).

NIVEL DINÁMICO: Es la altura a la que llega el fluido dentro del pozo cuando este está fluyendo, esto quiere decir que el pozo está abierto y fluyendo a una Pwf.

NIVEL ESTÁTICO: Es la altura a la que llega el fluido dentro del pozo cuando este se encuentra cerrado. La medición de estos niveles se lo hace con una herramienta llamada echometer que es acoplada al cabezal del pozo.

PETRÓLEO: Mezcla de carburos de hidrógeno líquidos, resultantes de la descomposición de materia orgánica (fermentación bioquímica), bajo condiciones específicas de presión y temperatura. El petróleo comúnmente se encuentra asociado con gases**.**

PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES): Aquella cantidad de petróleo estimada a una fecha determinada, contenida en acumulaciones conocidas, antes de la puesta en producción.

POZOS DE DESARROLLO: Pozos que se instrumentan para ser productivos, una vez explorado y localizado el campo petrolífero**.**

PRESIÓN ABSOLUTA: Esta es la presión manométrica más la presión atmosférica.

PRESIÓN ATMOSFÉRICA: El peso de la atmósfera sobre la superficie de la tierra. A nivel del mar, ésta es aproximadamente 1,013 bares, 101.300 Néwtones/m^2, 14,7 lbs. /$pulg^2$ ó 30 pulgadas de mercurio.

PRESIÓN DE BURBUJA O SATURACIÓN: Presión a la cual se produce la primera liberación de una burbuja de gas del petróleo.

PRESIÓN MANOMÉTRICA: La presión que registra un dispositivo de medición normal. Dicho dispositivo mide la presión en exceso de la atmósfera

REACONDICIONAMIENTO DE POZOS: Trabajos de mantenimiento a la infraestructura física de los pozos en producción, con el objeto de compensar la declinación de sus niveles productivos y/o incrementales.

RECUPERACIÓN PRIMARIA: La recuperación de aceite y gas empleando sólo la presión natural del yacimiento para forzar la salida del aceite o gas.

RECUPERACIÓN SECUNDARIA: La recuperación secundaria de hidrocarburos incrementando la presión del reservorio mediante la inyección de gas o agua en la roca reservorio.

RECUPERACIÓN TERCIARIA: Recuperación de hidrocarburos por encima de lo que se puede recuperar por medio de recuperación primaria o secundaria. Normalmente implica un método sofisticado tal como calentamiento del yacimiento o el ensanchamiento de los poros empleando productos químicos.

REGISTRO DE ADHERENCIA DE CEMENTO (CBL): Informa de la buena o mala adherencia del cemento al casing. Una onda sónica es emitida por un transmisor, esta viaja a través del fluido y de la tubería donde sufre atenuación que es medida por la amplitud que presenta la curva de dicha onda. Cuando existe buena adherencia del cemento al casing la amplitud de onda decrece, caso contrario se apreciará mala adherencia.

REGISTRO DE DENSIDAD VARIABLE (VDL): Registra la buena o mala adherencia del cemento al casing y/o del cemento a la formación. De manera general, cuando existe mala adherencia el registro presenta líneas paralelas, con una buena adherencia el registro presenta líneas onduladas bien marcadas**.**

RESERVAS POSIBLES: Reservas que, con base en datos ingeniero-geológicos, tienen una baja probabilidad (10%) de ser comercialmente recuperables.

Reservas que están basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables**.**

RESERVAS PROBADAS: Volúmenes de hidrocarburos y sustancias asociadas, evaluadas a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos ingeniero - geológicos se estima, con razonable certidumbre, que serán comercialmente recuperables, con base en datos de yacimientos conocidos y bajo condiciones actuales económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales.

RESERVAS PROBABLES: Reservas no probadas que, con base en los análisis de datos ingeniero-geológicos, tienen una alta probabilidad (por lo menos 50%) de que sea recuperable. Reservas en formaciones geológicas que parecen ser productoras con base en registros geofísicos, pero carecen de datos de núcleos o pruebas definitivas, y no son análogas a formaciones geológicas probadas en el campo. Estas reservas pueden ser clasificadas como probadas mediante la perforación de pozos**.**

TRAMPA ESTRATIGRÁFICA: Trampa de hidrocarburos formada durante la sedimentación y en la cual los hidrocarburos fueron encapsulados como resultado del cambio de roca de porosa a no porosa, en lugar del plegamiento o falla de los estratos de roca.

TRAMPA ESTRUCTURAL: Trampa de hidrocarburos formada por la de estratos de roca por movimientos de la corteza terrestre.

UNIDAD DE COILED TUBING (UCT): A esta unidad se han designado principalmente trabajos de limpieza dentro del pozo. El sistema consiste de una tubería enrollable de pequeño diámetro que es introducida en el pozo para realizar un servicio específico en el mismo, ofreciendo la ventaja de que ningún equipo de fondo sea afectado por su presencia.

VISCOSIDAD: Resistencia de un líquido al movimiento o flujo; normalmente disminuye al elevar la temperatura.

YACIMIENTO: Acumulación de aceite y/o gas en roca porosa tal como arenisca.

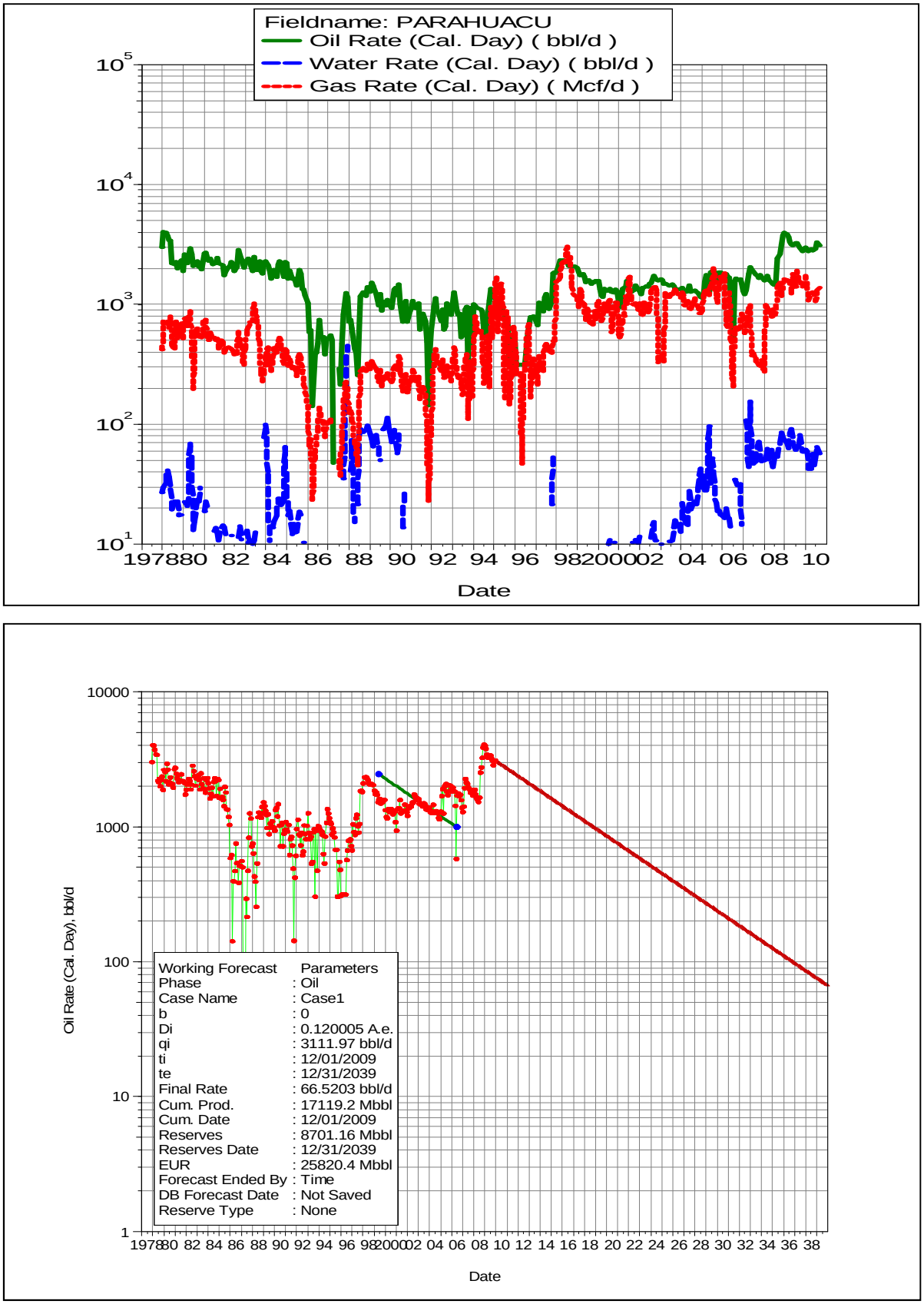
BIBLIOGRAFÍA

- Angulo Teoty. (2005). Análisis del sistema de producción en campo Paraíso – Biguino – Huachito (PBH) para determinar el incremento de producción mediante el cambio del sistema de levantamiento artificial. Quito – Ecuador.
- Peñafiel Janina (2008), Optimización del Bombeo Electrosumergible en la producción de petróleo en el área Shushufindi. Quito – Ecuador.
- Brown Kermit. E. (1980). The Technology of Artificial Lift Methods. Volume 1 y 4. Tulsa: Petroleum Publish Co.
- Beggs H Dale. (2003). Production Optimization Using Nodal Analysis, Tulsa: OGCI and Petroskills Publications
- EP-Petroecuador (1978-2011). Archivos de pruebas de BUP, Historiales de Reacondicionamiento, Historiales de Producción Ingeniería de Petróleos, Área Lago Agrio.
- NCT Energy Group. (2009) Certificación de Reservas de los campos de Petroproducción ubicados en el Distrito Amazónico – CAMPO PARAHUACU. Quito – Ecuador
- IHS SubPUMP (2009), Análisis y Diseño de Bombas Sumergibles – Manual Técnico de Referencia,
- Schlumberger REDA, (2007) Catálogo de equipos de Bombeo Electrosumergible.
- ESP Wood Group, (2005) Catálogo de equipos de Bombeo Electrosumergibles
- Schlumberger REDA, (2007), Curso Avanzado de BES
- ESP Wood Group, Curso Avanzado de BES
- Hirschfeldt Marcelo, (2009), Análisis de un sistema de producción y Análisis Nodal – Conceptos de Well Performance
- Maggiolo Ricardo, (2008), Optimización de la producción mediante análisis Nodal, Lima – Perú.
- Ramírez Marto, (2004), Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Troubleshooting, Monagas – Venezuela.

ANEXOS

ANEXO No.1
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO PARAHUACU

FIG. A.1.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO PARAHUACU

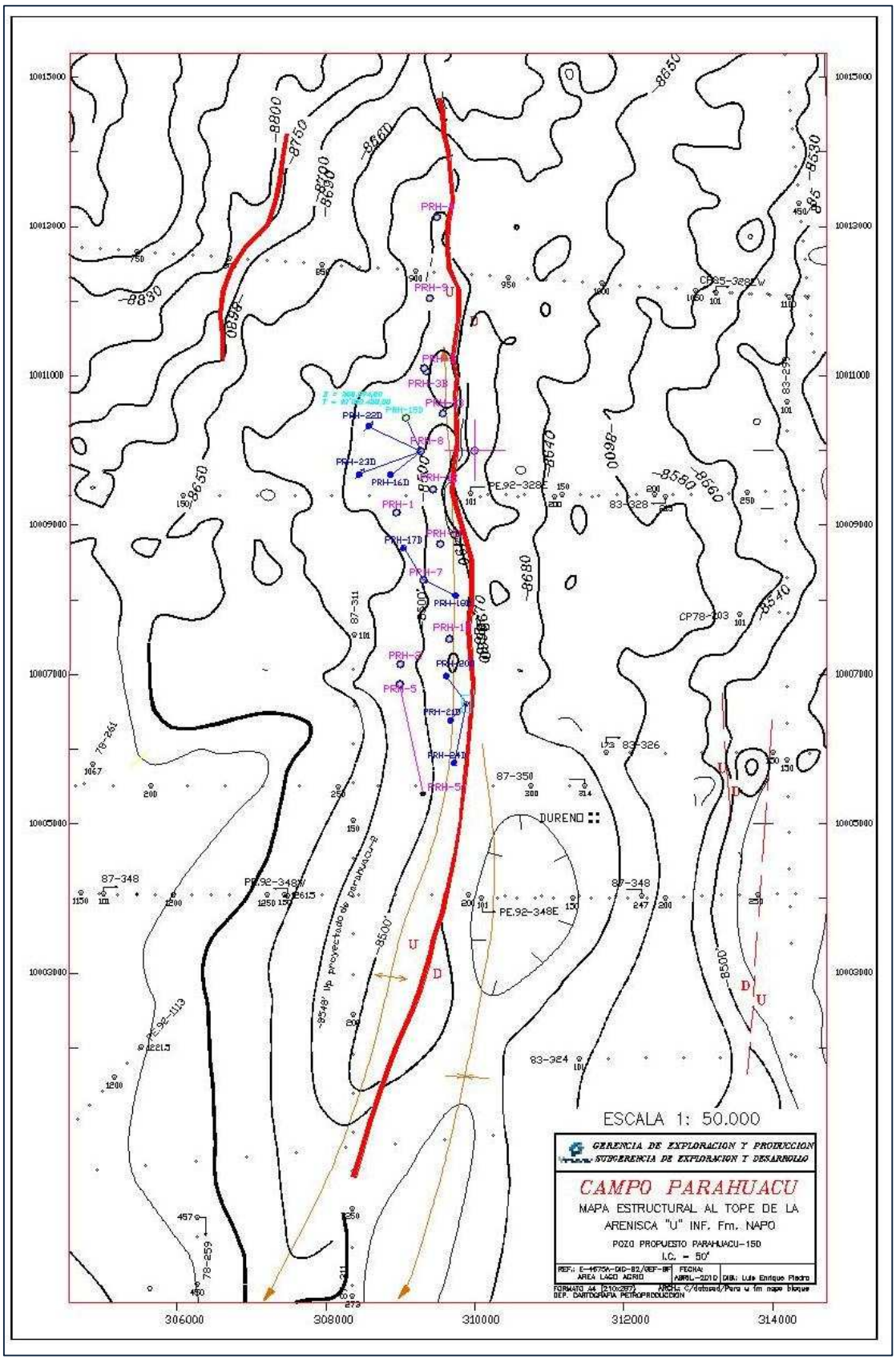


FUENTE: Ingeniería de Petróleos – Área Lago Agrio - EP Petroecuador

ANEXO No.2

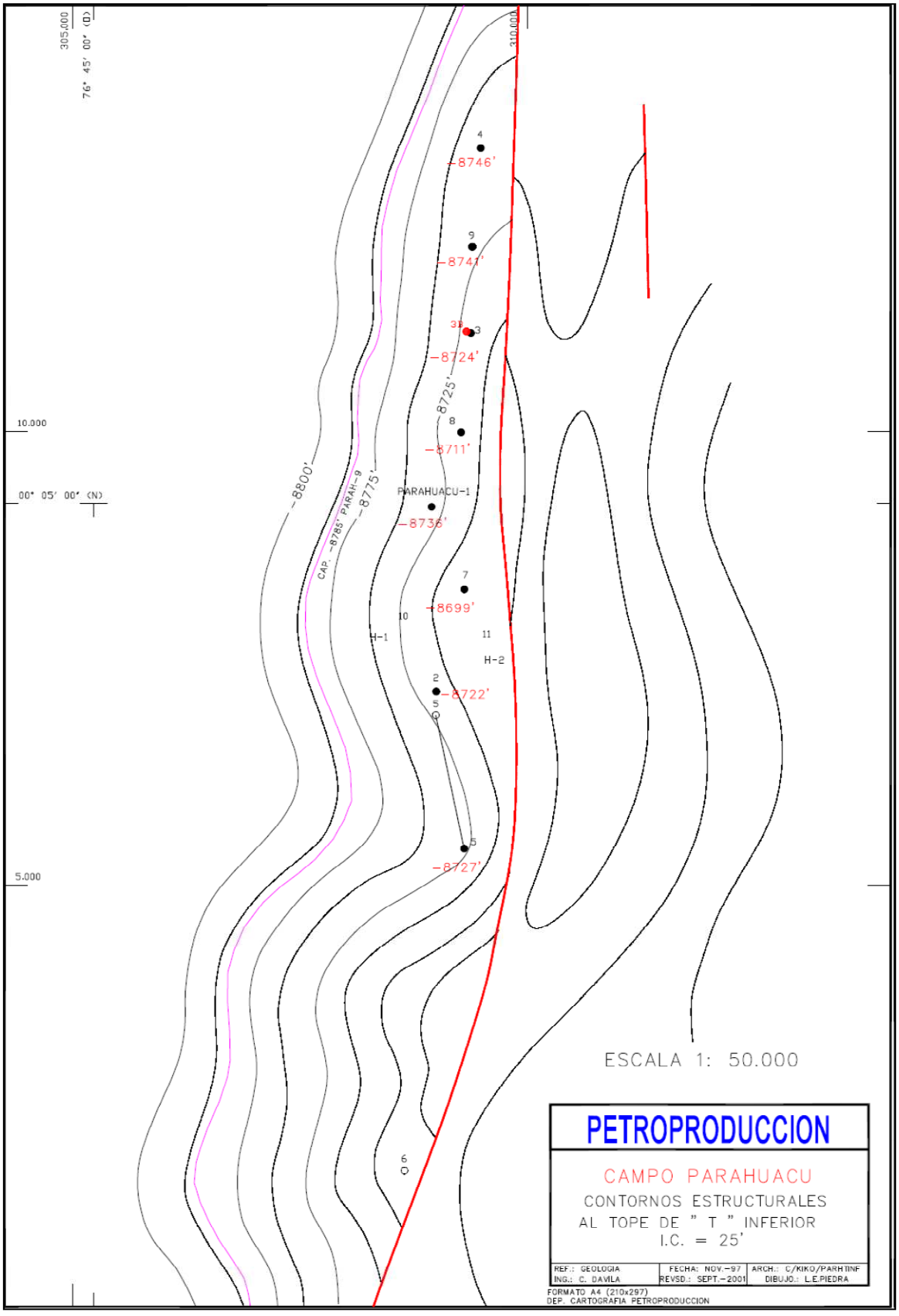
MAPAS ESTRUCTURALES ARENAS, “U” INFERIOR Y “T” INFERIOR

FIG. A.2.1 MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA ARENISCA "U_{INF}"



FUENTE: Gerencia de Exploración y Explotación - EP PETROECUADOR

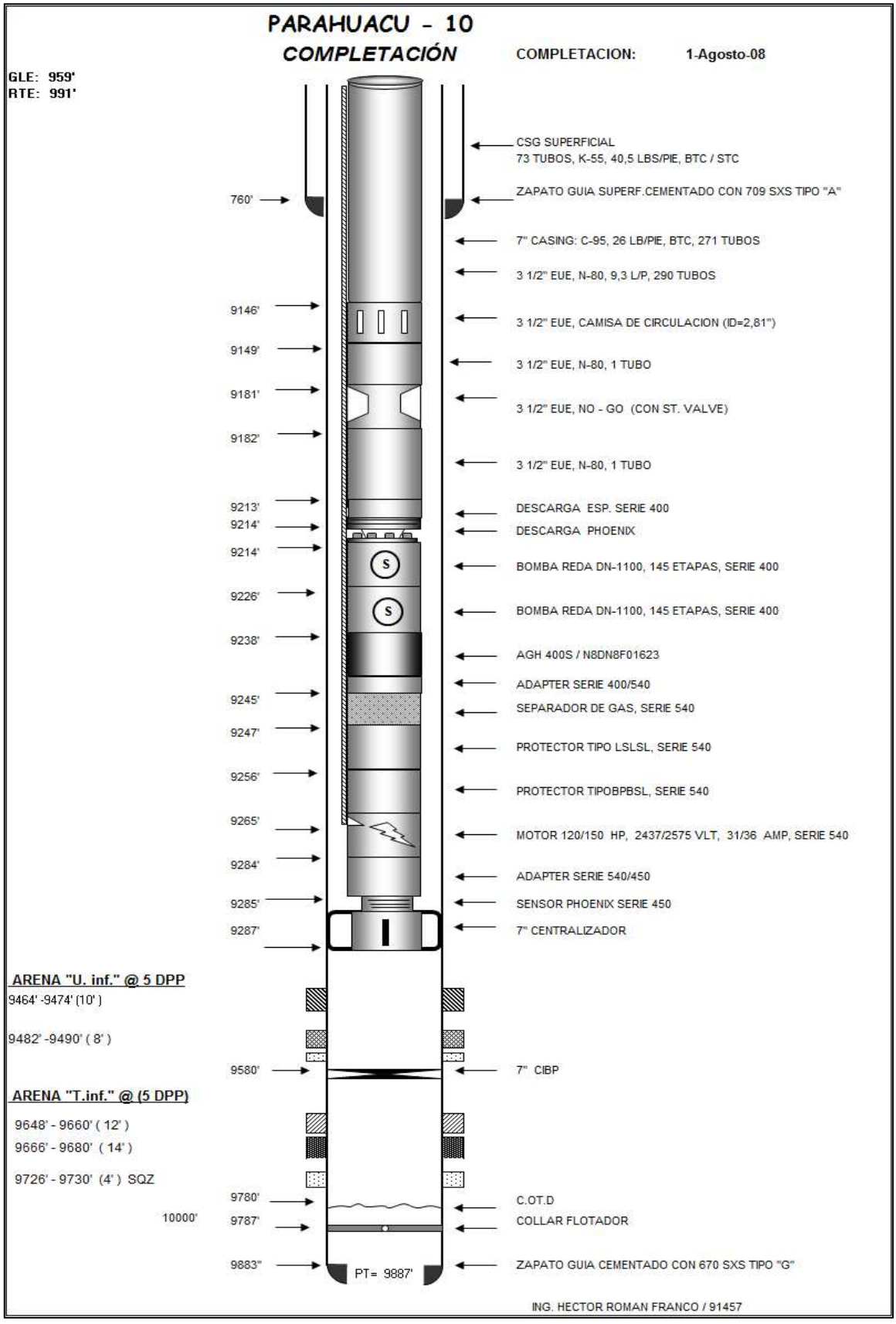
FIG. A.2.2 MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA ARENISCA "T_{INF}"



FUENTE: Gerencia de Exploración y Explotación - EP PETROECUADOR

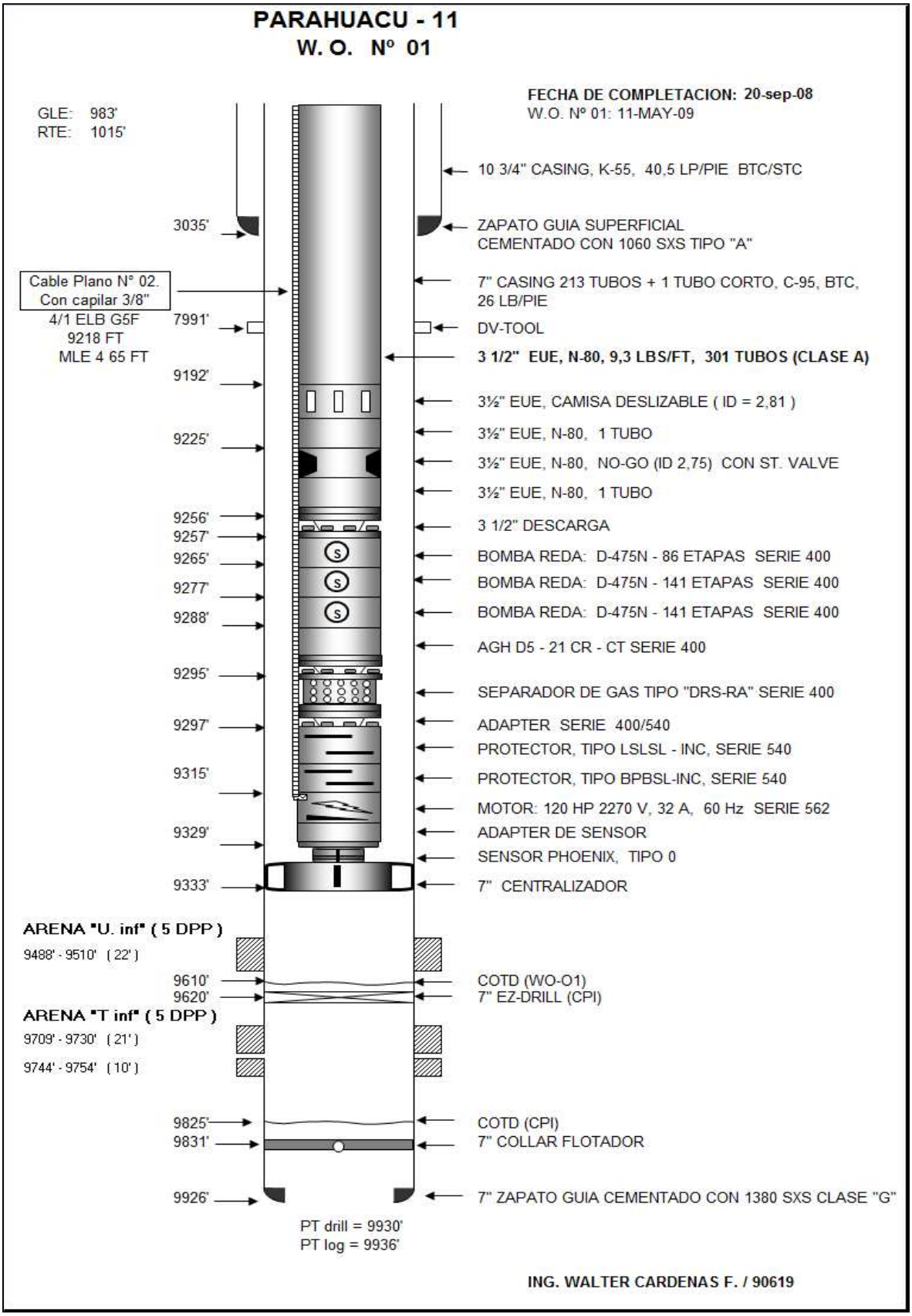
ANEXO No.3
DIAGRAMAS COMPLETACIÓN POZOS EN ESTUDIO CON SISTEMA BES DEL CAMPO PARAHUACU

FIG. A.3.1. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO PARAHUACU 10



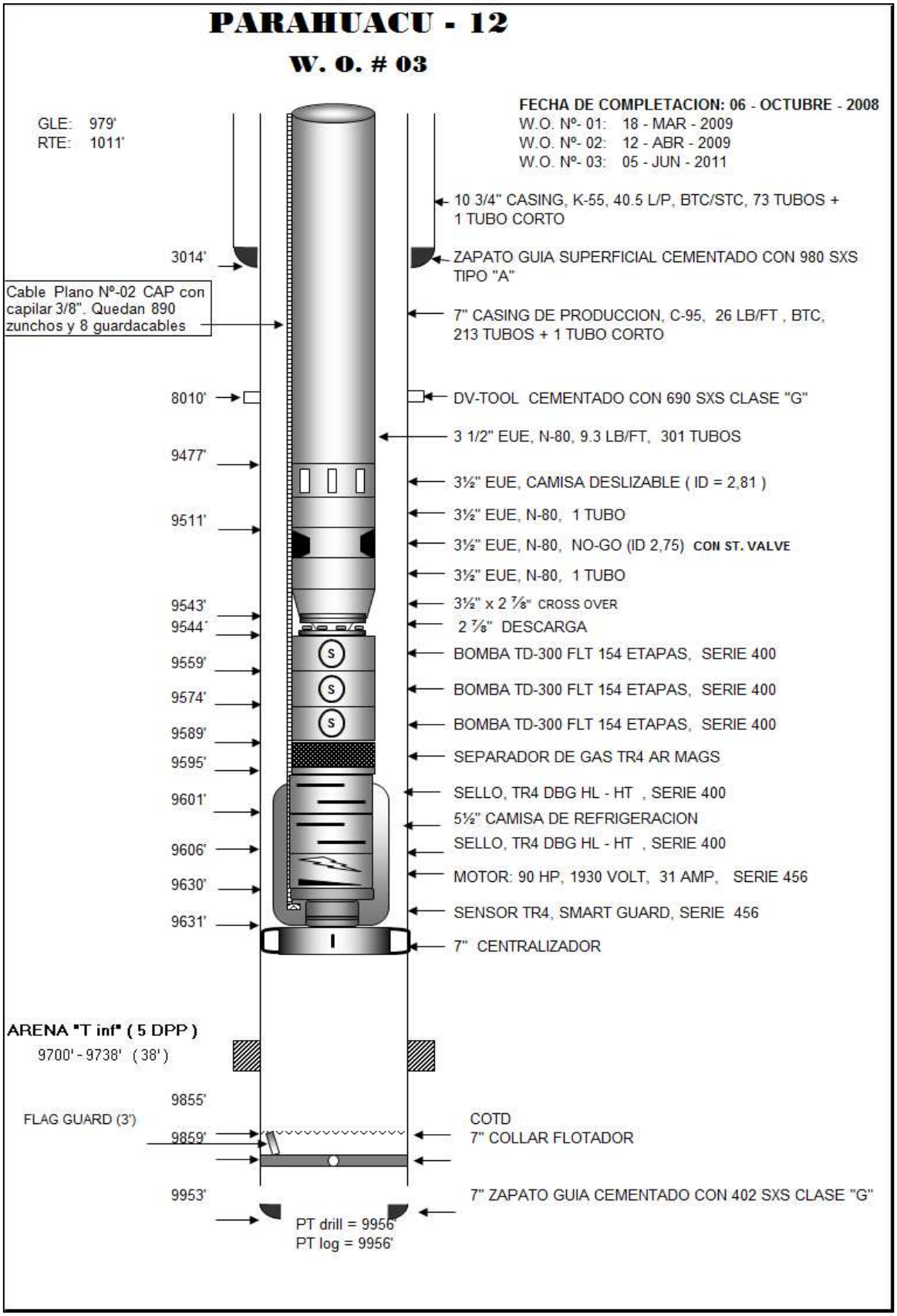
FUENTE: Ingeniería en Petróleos Área Lago Agrio - EP PETROECUADOR

FIG. A.3.2. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO PARAHUACU 11



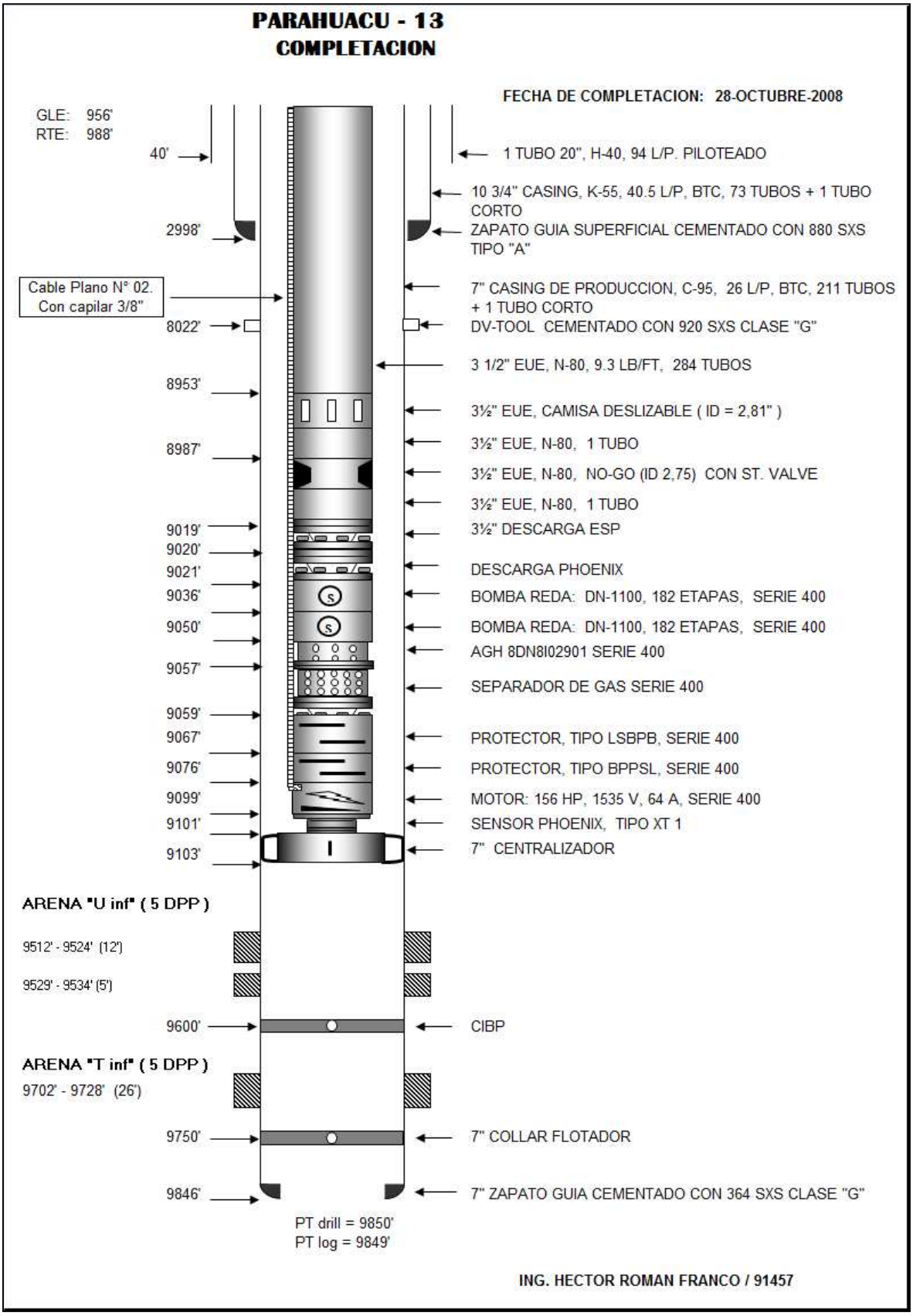
FUENTE: Ingeniería en Petróleos Área Lago Agrio - EP PETROECUADOR

FIG. A.3.3. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO PARAHUACU 12



FUENTE: Ingeniería en Petróleos Área Lago Agrio - EP PETROECUADOR

FIG. A.3.4. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO PARAHUACU 13



FUENTE: Ingeniería en Petróleos Área Lago Agrio - EP PETROECUADOR

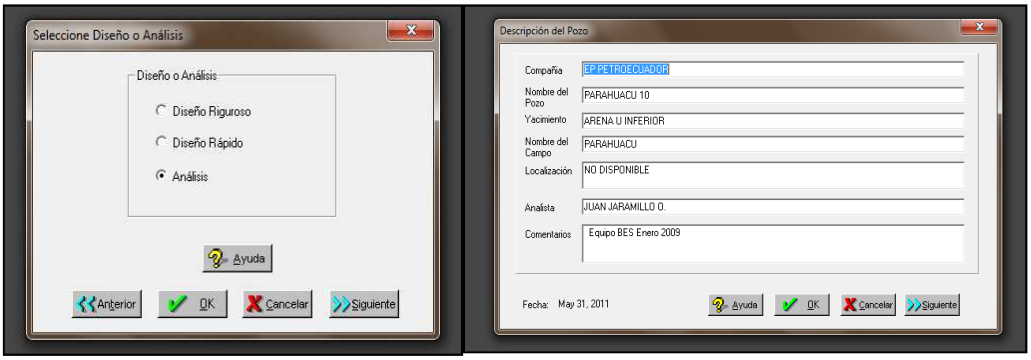
ANEXO No.4

MODELO ILUSTRATIVO DE PROCEDIMIENTO EMPLEADO PARA EL ANÁLISIS Y DISEÑO DE EQUIPOS BES EN SOFTWARE SUBPUMP

A.4.1. INGRESO DE DATOS MODO ANÁLISIS

1. Primeramente se elige el modo trabajo, en este caso análisis, posteriormente se ingresa la información del pozo.

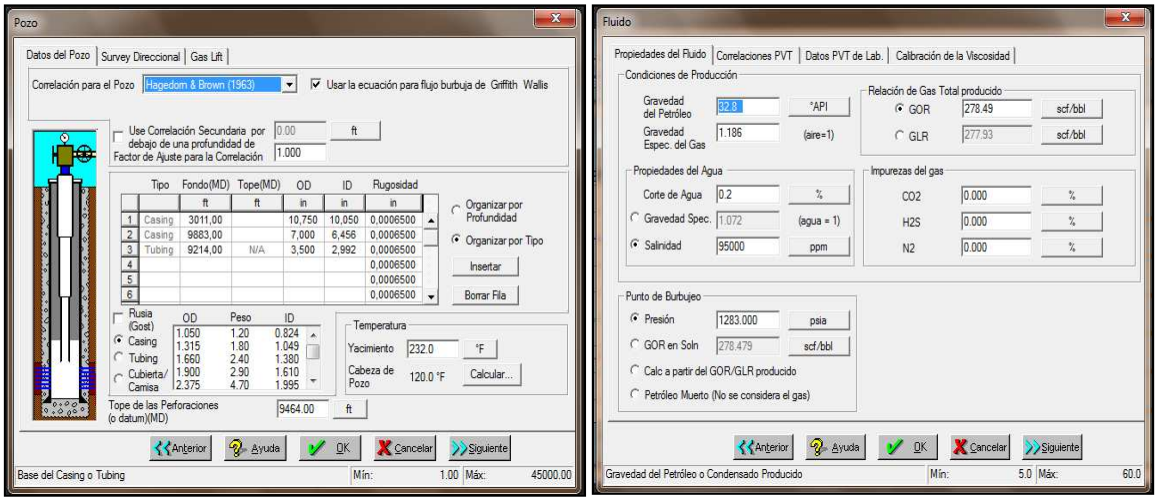
FIG. A.4.1. INGRESO DE DATOS POZO Y ELECCIÓN DE MODO DE TRABAJO



FUENTE: Software SubPUMP

2. Se ingresa los datos de la completación del pozo y el survey direccional, la temperatura de reservorio y de cabeza, la cual puede ser ingresada directamente o calculada mediante correlación. Se elige también la correlación de flujo vertical para los cálculos en la tubería de producción, posteriormente se ingresa las propiedades de fluido, tal como GOR, densidad API, P_b, entre otros.

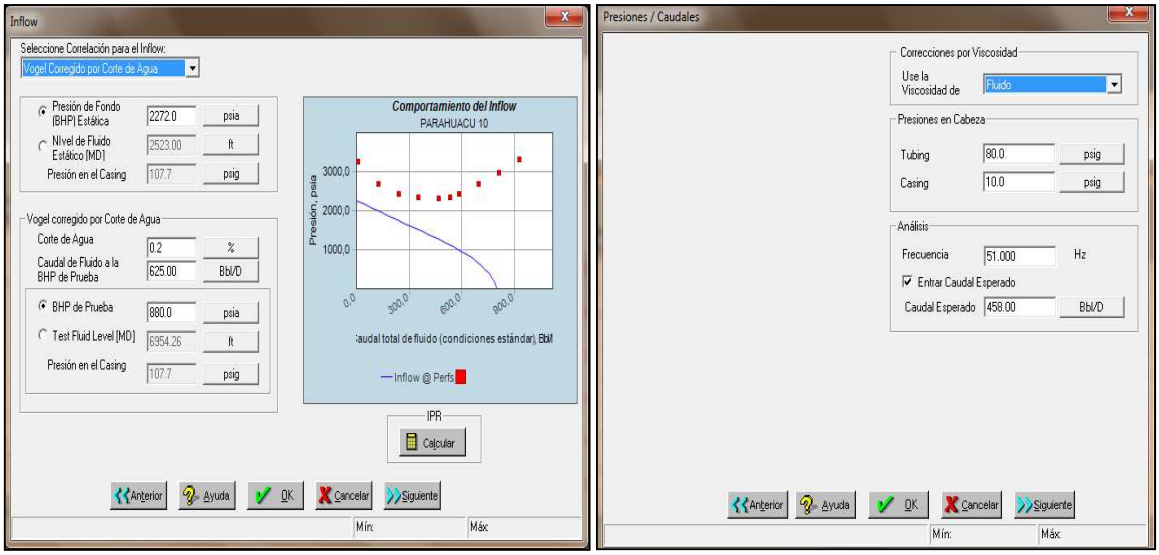
FIG. A.4.2. INGRESO DE DATOS DE COMPLETACIÓN DE POZO Y DE FLUIDO



FUENTE: Software SubPUMP

3. Posteriormente se ingresa los datos para el cálculo de la curva IPR, se emplea el método de índice de productividad, Vogel, Vogel corregido por agua o se ingresa los datos exportándolos de un archivo. Posteriormente se ingresa datos de la presión de cabeza, casing, el valor de caudal esperado y la frecuencia de operación del equipo BES.

FIG. A.4.3. CÁLCULO IPR E INGRESO DE DATOS DE PRESIONES Y CAUDALES

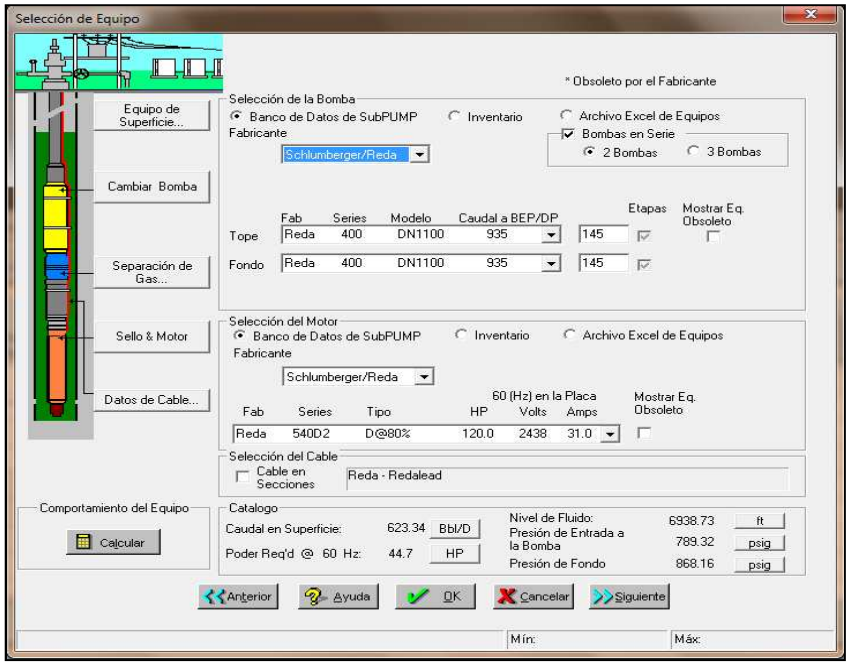


FUENTE: Software SubPUMP

4. Finalmente se ingresa los datos del equipo BES, tal como: equipo de superficie, motor, bomba, # de etapas, cable, sello y separador de gas; en caso de no estar disponible el separador de gas, se ingresa la eficiencia de separación del equipo instalado de acuerdo a los datos de fabricante, en este estudio se uso 80% para equipos de REDA y 70% para equipos de ESP Wood Group. El porcentaje de gas se calcula tomando en cuenta la eficiencia de separación natural.

Se realiza los cálculos, tomando en cuenta el deslizamiento del motor, es decir, se toma en cuenta que el motor no trabaja a la velocidad (RPM) teóricos debido a la carga de la bomba generada. Una vez ingresada toda la data se elige los gráficos y reportes a presentar por parte del software SubPUMP

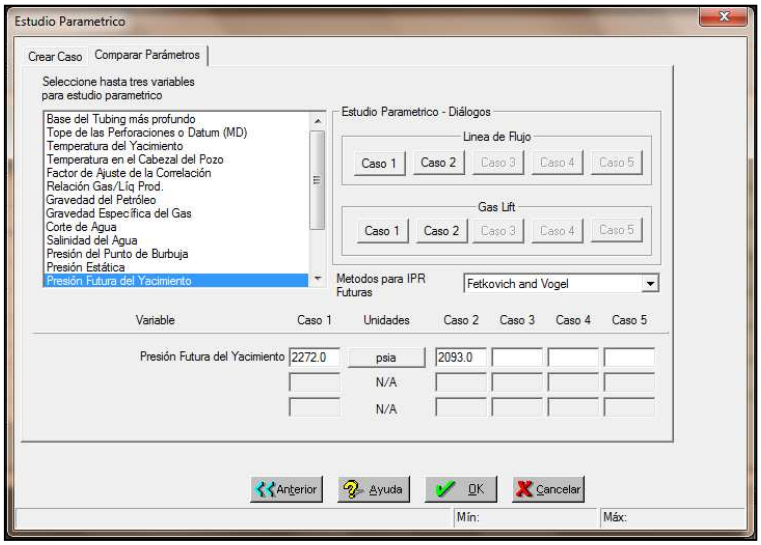
FIG. A.4.4. INGRESO DATOS DE EQUIPO BES



FUENTE: Software SubPUMP

5. Si se quiere comparar el comportamiento del equipo BES a diversos valores de las variables ingresadas, se elige la sección “sensibilidades para evaluación de equipo” del software SubPUMP y se ingresa los valores del parámetro a comparar, puede elegirse hasta tres variables. En este estudio se eligió esta sección para ingresar el dato de presión de reservorio actual estimado y analizar el comportamiento del equipo BES.

FIG. A.4.5. COMPARACIÓN PARÁMETROS PARA ANÁLISIS EQUIPO BES

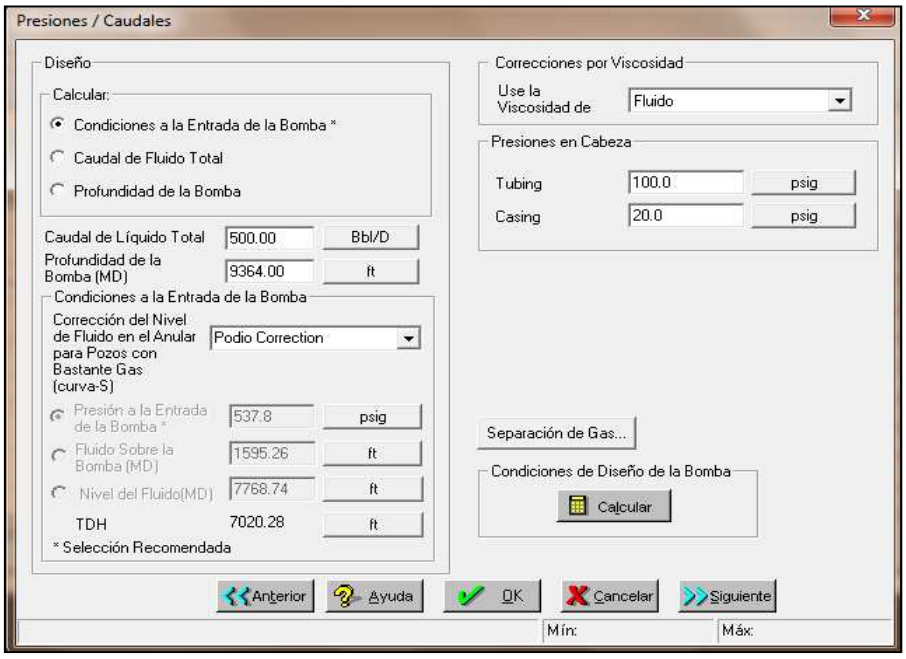


FUENTE: Software SubPUMP

A.4.2. INGRESO DE DATOS MODO DISEÑO RIGUROSO

En este caso se elige modo diseño riguroso para rediseñar el equipo BES. Los pasos 1, 2 y 3 del modo análisis son los mismos para el modo diseño riguroso, a excepción de la sección presión y caudales, en donde se ingresa el caudal deseado y se ingresa los datos de separador de gas, con lo que se calcula la posible presión de intake y nivel de fluido. Debido a la alta presencia de gas en los pozos del campo Parahuacu, se elige la corrección de Podio para el cálculo del nivel de fluido.

FIG. A.4.6. INGRESO DE DATOS DE PRESIONES Y CAUDALES – MODO DISEÑO RIGUROSO

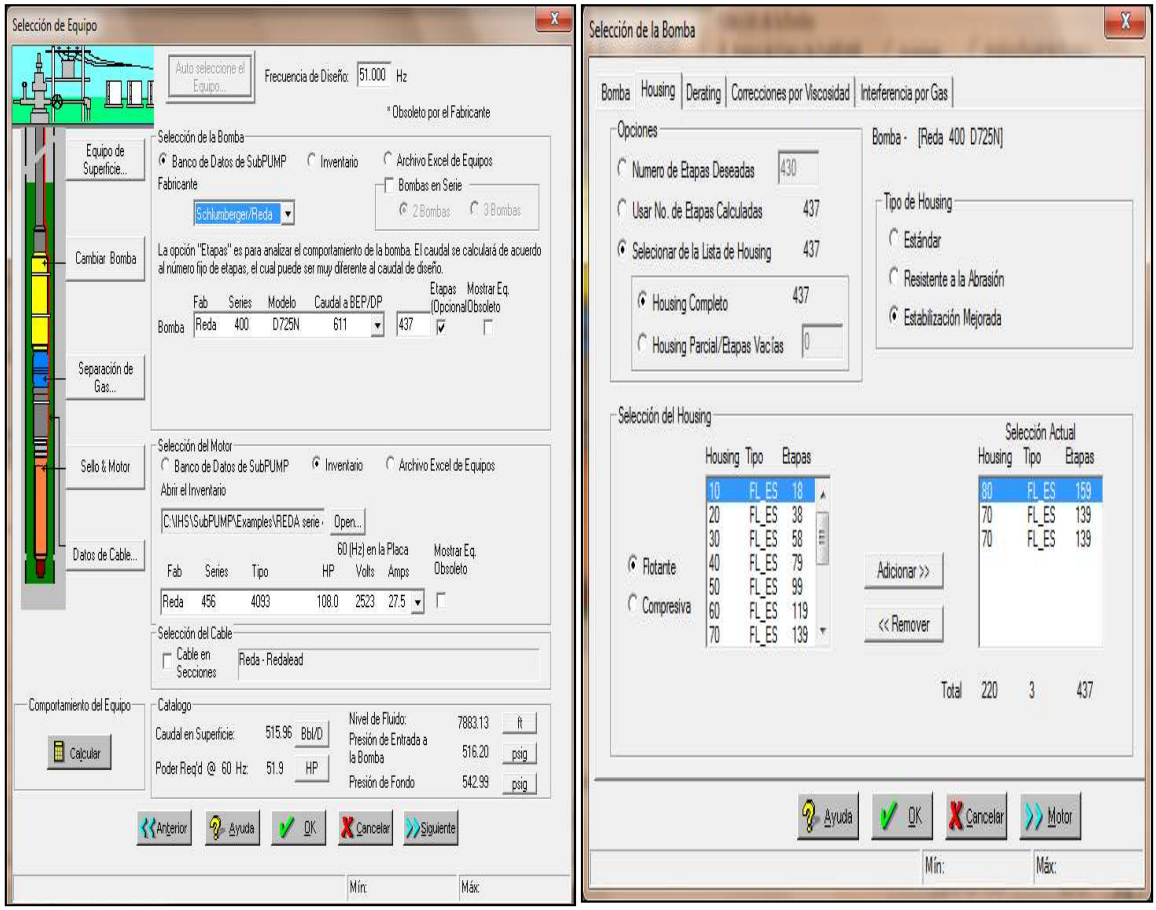


FUENTE: Software SubPUMP

Posteriormente se elige la bomba adecuada para el manejo del caudal deseado, teniendo en cuenta el criterio de diseño enunciado en este estudio. En el modo diseño riguroso, las etapas de la bomba son calculadas de acuerdo a la frecuencia de operación elegida, a la bomba escogida y al caudal deseado; si se toma en cuenta el deslizamiento del motor se tendrá que compensar con el aumento de etapas de la bomba para producir el caudal deseado. En la sección

“Cambiar bomba”, que se muestra en la figura A.4.7 , se elige el housing de acuerdo a las etapas determinadas, en caso de no existir uno que ajuste a las etapas determinadas, se escoge el o los housings que ajusten el número de etapas más cercano al calculado

FIG. A.4.7. SELECCIÓN DE EQUIPO – MODO DISEÑO RIGUROSO



FUENTE: Software SubPUMP

Para la elección de los demás equipos, tal como separador de gas, cable y motor se toma en cuenta las siguientes consideraciones:

- En este caso al no tener disponible los separadores de gas, se eligió el equipo para manejo de gas a partir del cálculo de gas libre a la entrada de la bomba y a los datos suministrados por el fabricante. En la tabla A.4.1 se muestra los valores de manejo para los equipos REDA. Para otros fabricantes se elige el

equipo adecuado para pozos con alta producción de gas libre (Modelo WGESP MAGS para equipos de ESP Wood Group que consume 18HP a 60Hz)

TABLA A.4.1 DATOS EQUIPOS PARA MANEJO DE GAS SCHLUMBERGER – REDA

EQUIPO	TIPO	Limite de manejo	HP a 60 Hz
Separador de gas	DRS –ES/ GRS - ES	Hasta 35%	3
AGH	D5-21	Hasta 60%	13
Poseidón	D8-42	Hasta 75%	16

FUENTE: Schlumberger REDA ESP Catalog

- Para elegir el motor, se lo hace a partir de los datos de la potencia necesitada por la bomba calculado por SubPUMP, la potencia del separador y del equipo de manejo de gas, y del sello (incluida en la potencia de la bomba), es decir:

$$HP_{motor} = HP_{bomba} + HP_{separador} + HP_{manejador\ gas} + HP_{sello} \qquad (A.4.1)$$

Para estimar los HP de separador y manejo de gas a la frecuencia de operación se emplea la siguiente expresión:

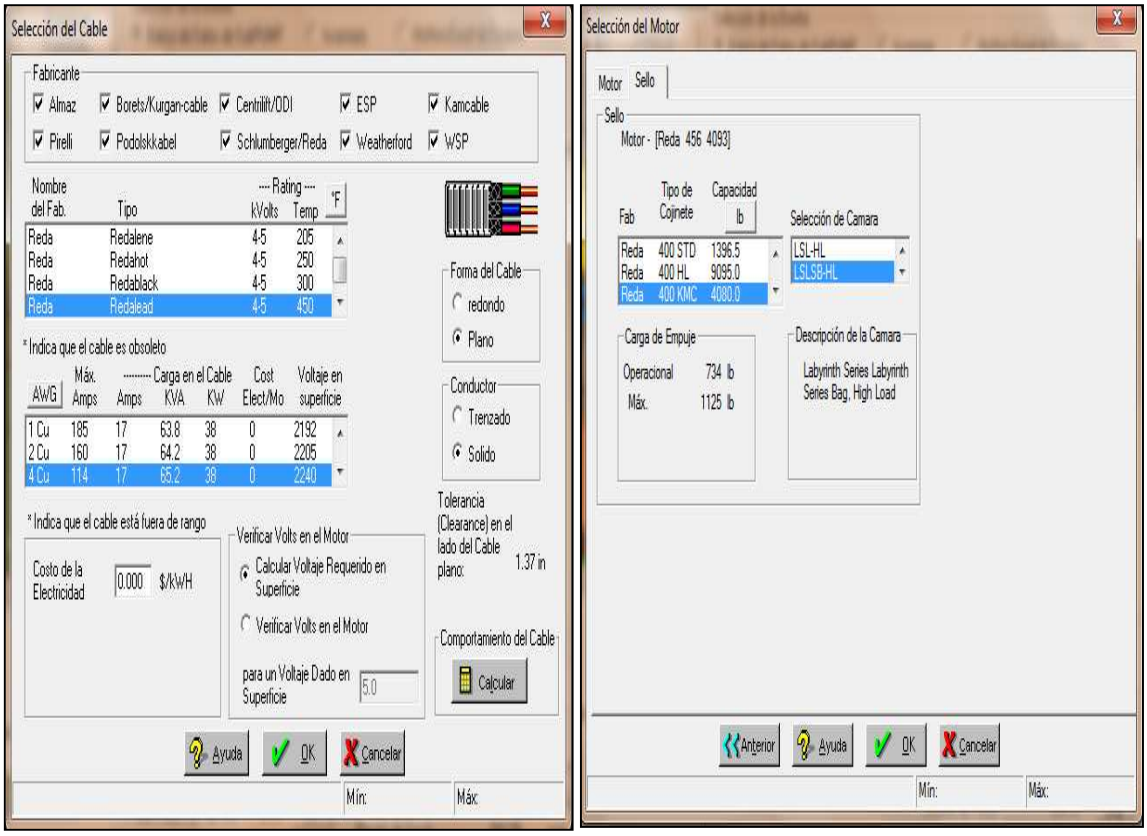
$$HP@Hz = (HP@60\ Hz) * \left(\frac{Hz}{60}\right)^3 \qquad (A.4.2)$$

Una vez que se obtenga el valor de HP_{motor}, este tiene que ser corregido a 60 Hz para poder elegir el motor, empleando la expresión A.5.3

$$HP_{motor}\ @60\ Hz = HP_{motor}@\ Hz\ * \frac{60}{Hz} \qquad (A.4.3)$$

En caso de no existir un motor con el número de HP calculado, se escoge el inmediatamente superior, con la premisa de que este opere a una carga razonable. Para la elección de sello, este es eligió de acuerdo a la carga de empuje calculada por SubPUMP, esto se lo puede ver en la figura A.4.8.

FIG. A.4.8. ELECCIÓN DE CABLE DE POTENCIA Y SELLO



FUENTE: Software SubPUMP

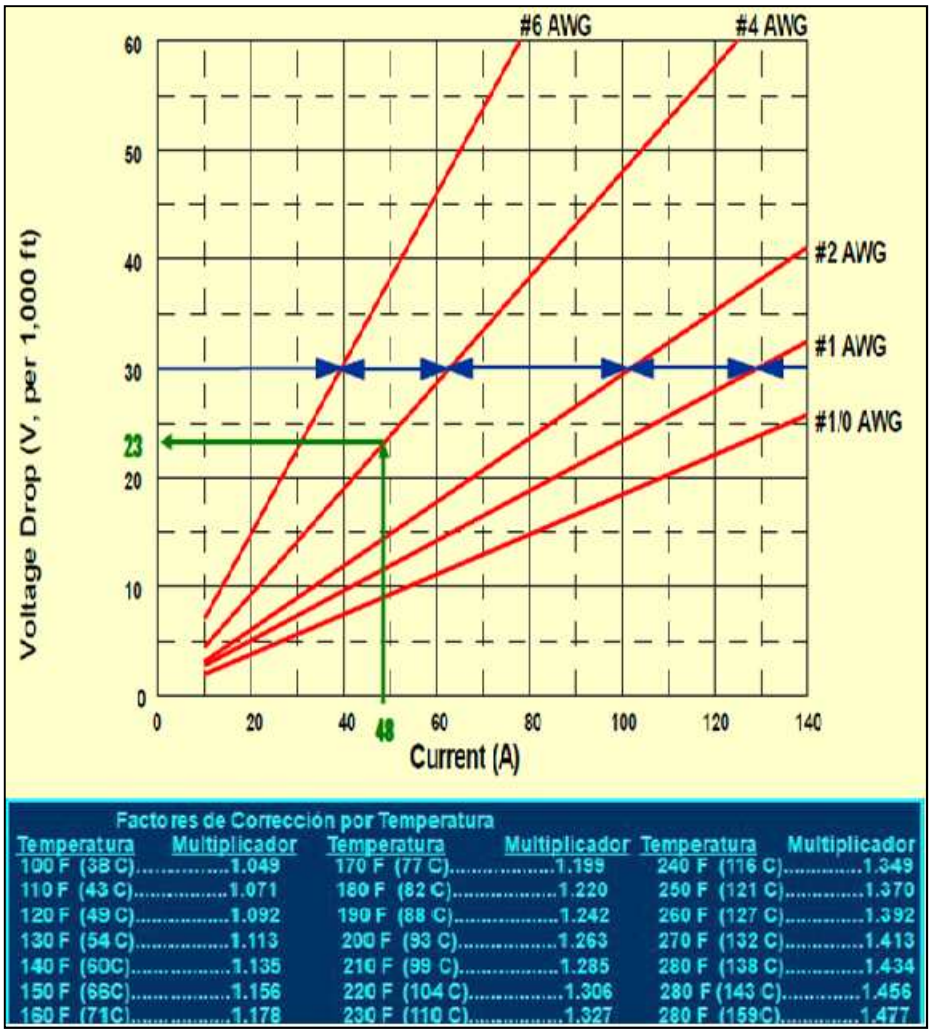
Junto al motor se considera la instalación de una camisa refrigerante 5 ½ (ingresa en casing de 7” ID = 6,276) para mejorar la velocidad de fluido y con ello la refrigeración del motor.

- Para elegir el cable, se escoge el cable que se ha usado recientemente en cada uno de los pozos que operan con BES, se verifica que no produzcan una caída de voltaje no mayor a 30V por 1000 pies de acuerdo a la figura A.4.9 y se emplea la expresión A.4.4 para estimar las pérdidas de voltaje. Se toma en cuenta también que la longitud del cable tiene que ser 200 ft más la profundidad de la bomba para conexiones en superficie. El voltaje necesario en superficie se estima con la expresión A.4.5.

$$Caida\ de\ voltaje\ cable = \frac{Profundidad\ asentamiento\ de\ la\ bomba}{1000\ ft}\left(\frac{Caida\ Voltaje}{1000\ ft}\right)T_{factor} \quad (A.4.4)$$

$$Voltaje\ en\ superficie = \ Voltaje\ de\ motor + Caida\ de\ voltaje\ cable \qquad (A.4.5)$$

FIG. A.5.9. GRÁFICA PARA CÁLCULO DE CAÍDA DE VOLTAJE CABLE – CABLE DE POTENCIA



Factores de Corrección por Temperatura

Temperatura	Multiplicador	Temperatura	Multiplicador	Temperatura	Multiplicador
100 F (38 C)	1.049	170 F (77 C)	1.199	240 F (116 C)	1.349
110 F (43 C)	1.071	180 F (82 C)	1.220	250 F (121 C)	1.370
120 F (49 C)	1.092	190 F (88 C)	1.242	260 F (127 C)	1.392
130 F (54 C)	1.113	200 F (93 C)	1.263	270 F (132 C)	1.413
140 F (60C)	1.135	210 F (99 C)	1.285	280 F (138 C)	1.434
150 F (66C)	1.156	220 F (104 C)	1.306	280 F (143 C)	1.456
160 F (71C)	1.178	230 F (110 C)	1.327	280 F (159C)	1.477

FUENTE: Schlumberger REDA

Finalmente para estimar los KVA del transformador de superficie se emplea la siguiente expresión:

$$KVA = \frac{1{,}73 * Voltaje\ en\ superficie * Amperaje\ motor}{1000} \qquad (A.4.6)$$

ANEXO No.5

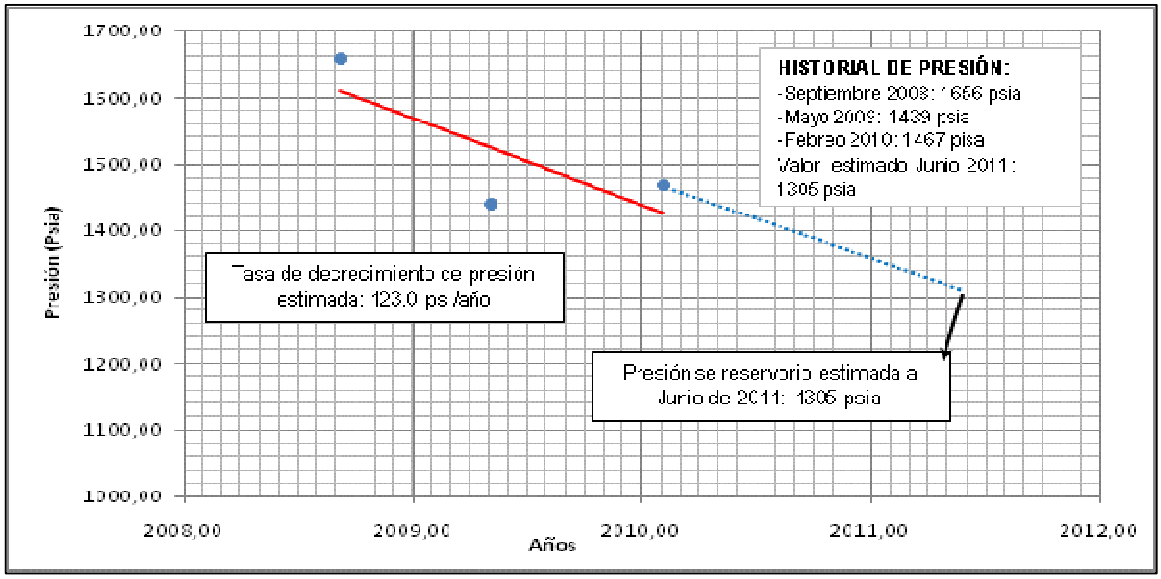
ESTIMACIÓN DE LA PRESIÓN DE RESERVORIO DE LA ARENA “UI” EN LOS POZOS PRH 10, PRH 11, PRH 13 Y DE LA ARENA “TI” EN EL POZO PRH 12

Para la estimación de la presión de reservorio de la arena “Ui” para los pozos PRH 10, PRH 11, PRH 13 y de la arena “TI” para el pozo PRH 12; se considera los siguientes aspectos:

- Se emplea la historia de pruebas de restauración de presión tomadas en los pozos, en los que haya más de tres pruebas tomadas, ya que con dos pruebas o menos no se logra establecer una tendencia clara de decremento y se obtiene resultados absurdos de presión de reservorio.
- En los casos que se tenga menos de tres pruebas de presión y no se logre establecer una tendencia de decremento, se elige la tasa de decremento de presión del pozo vecino más cercano que produzca de la misma arena, y con ella se estima el valor de presión de reservorio.
- En los casos en donde se tenga menos de tres pruebas de presión y no existe un pozo vecino cercano que produzca de la misma arena, se emplea como última instancia la tasa de decremento de presión de la arena productora de todo el campo y con ello se estima la presión de reservorio.

En el pozo PRH 11 se dispone de tres pruebas de restauración de presión, y con ello se puede estimar el valor de presión de reservorio a la fecha de estudio, como se puede ver en la figura A.5.1

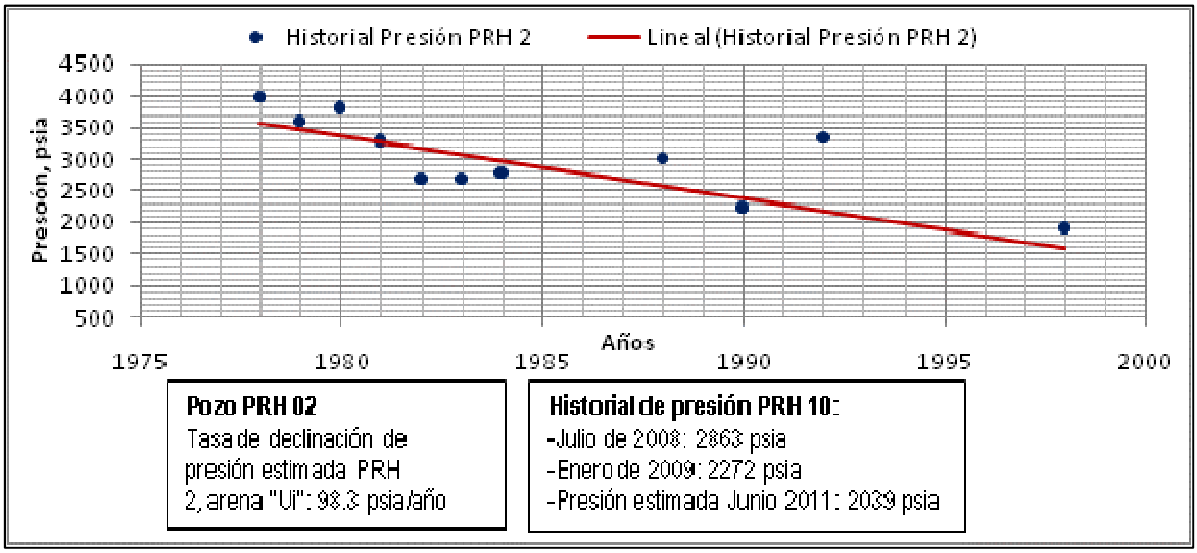
FIG. A.5.1. ESTIMACIÓN DE PRESIÓN POZO PARAHUACU 11



ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

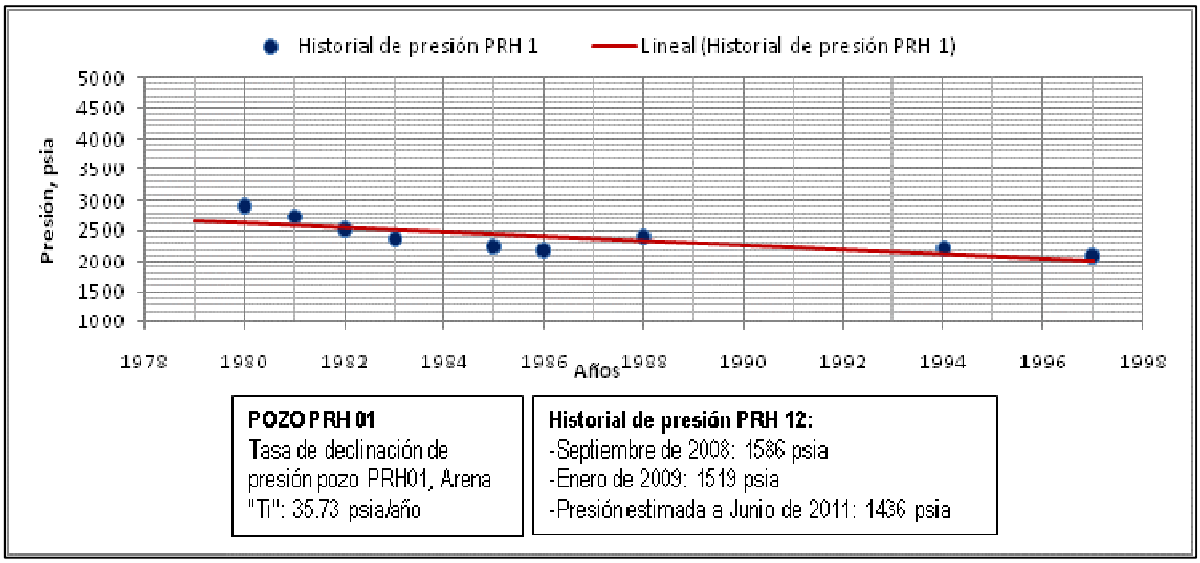
Para los pozos PRH 10, PRH 12 no se dispone de tres pruebas de restauración de presión, con las dos disponibles no se obtiene estimaciones lógicas de la presión de reservorio, por lo que se emplea la tasa de decremento de presión de los pozos PRH 02 y PRH 01 respectivamente que son los pozos vecinos más cercanos que producen de la misma arena productora de los pozos PRH 10 y PRH 12.

FIG. A.5.2. ESTIMACIÓN DE PRESIÓN POZO PARAHUACU 10



ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

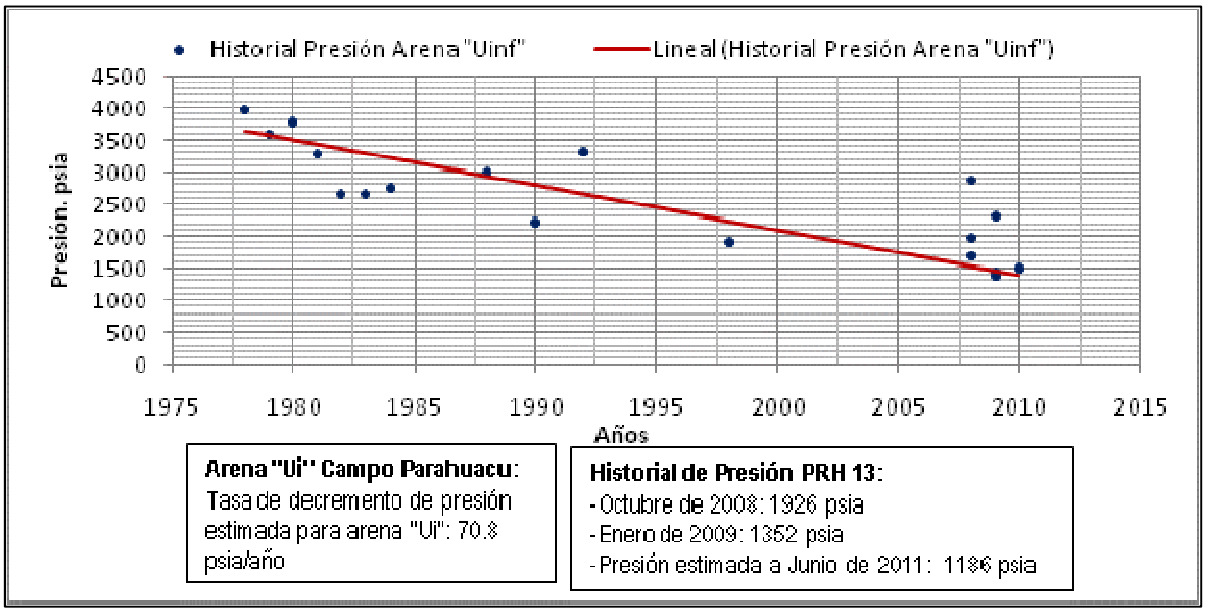
FIG. A.5.3. ESTIMACIÓN DE PRESIÓN POZO PARAHUACU 12



ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

Para el pozo PRH 13, no se dispone de tres pruebas de restauración de presión, con las disponibles no se obtiene estimaciones lógicas de la presión de reservorio; no existen pozos vecinos cercanos que produzcan de la arena “Ui” por lo que se emplea como última instancia la tasa de declinación de presión de la arena “Ui” del campo Parahuacu para estimar la presión de reservorio.

FIG. A.5.4. ESTIMACIÓN DE PRESIÓN POZO PARAHUACU 13

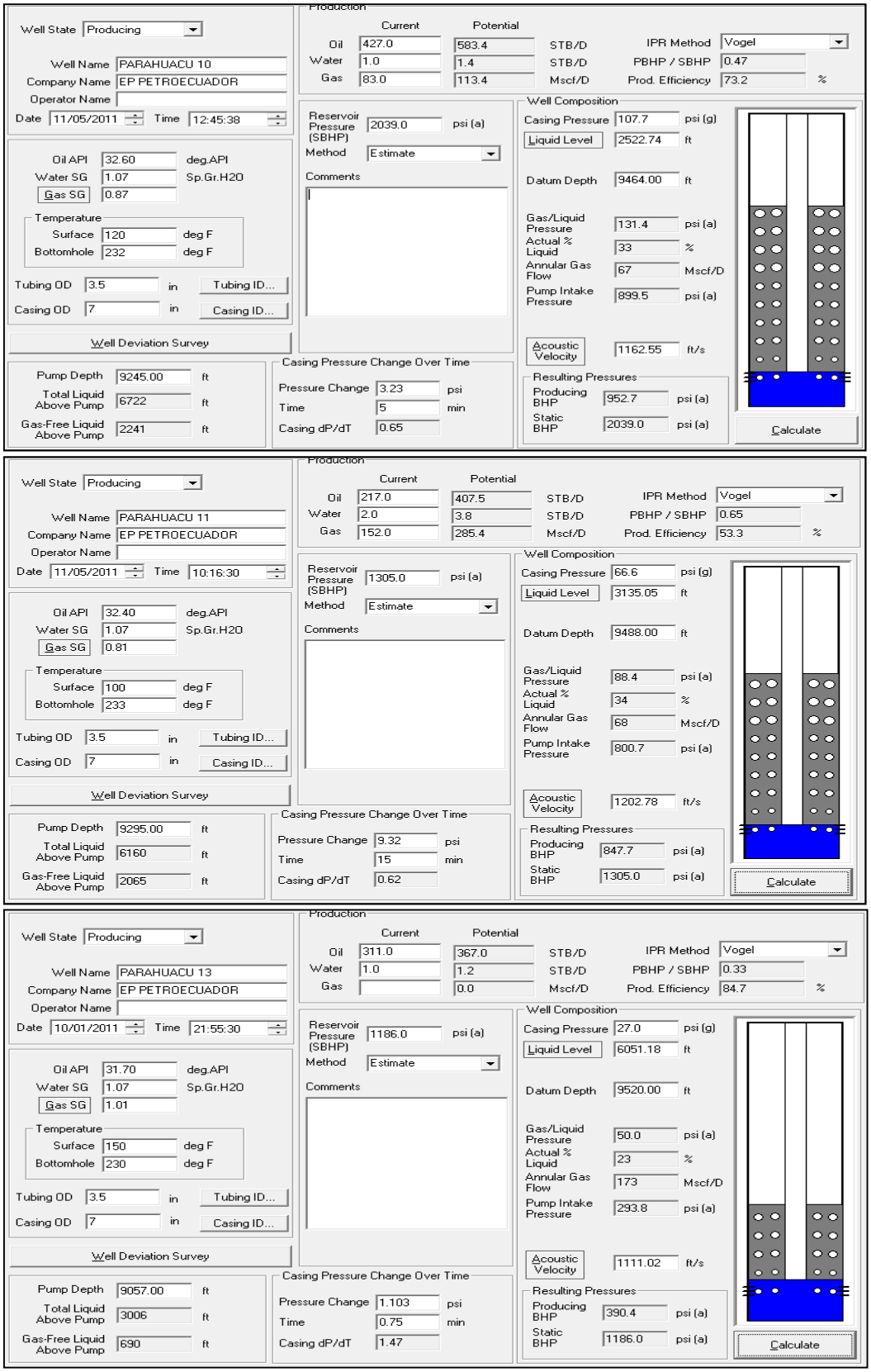


ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

ANEXO No.6

RESULTADOS PRUEBAS ECHOMETER TOMADAS EN LOS POZOS PRH 10, 11 y 13

FIG. A.6.1. PRUEBAS ECHOMETER PRH 10, PRH 11 Y PRH 13



FUENTE: Ingeniería en Petróleos Área Lago Agrio - EP Petroecuador

ELABORADO POR: Juan Jaramillo O.

ANEXO No.7

PRODUCCIÓN ACUMULADA Y RESERVAS REMANENTES DE LOS POZOS DEL CAMPO PARAHUACU QUE OPERAN CON SISTEMA BES

TABLA A.7.1. PRODUCCIÓN ACUMULADA Y RESERVAS REMANENTES POZO PRH 10

PARAHUACU 10											
YACIMIENTOS	**ÁREA DE DRENAJE (Acres)**	**ESPESOR PROM. Ho (pies)**	**V. ROCA (acre-pie)**	**Por (%)**	**SAT. DE AGUA (%)**	**FACTOR VOLUMÉTRICO. (BY/BN)**	**N (BN)**	**FACTOR DE RECOBRO (%)**	**RESERVAS ORIGINAL (BN)**	**Producción acumulada a Marzo de 2011**	**Reservas Remanentes**
UI	140	18	2.520	14	27	1,132	1.765.041	20	353008	614268	**670000***
TI	140	26	3.640	13,3	30	1,316	1.997.768	29	579353		579353
HS	140	28	3.920	14,5	25	1,229	2.690.997	15	403650		403650
TOTAL									**1462924**		**1653002**

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Lago Agrio – EP PETROECUADOR

TABLA A.7.2. PRODUCCIÓN ACUMULADA Y RESERVAS REMANENTES POZO PRH 11

PARAHUACU 11											
YACIMIENTOS	**ÁREA DE DRENAJE (Acres)**	**ESPESOR PROM. Ho (pies)**	**V. ROCA (acre-pie)**	**Por (%)**	**So (%)**	**FACTOR VOLUMÉTRICO. (BY/BN)**	**PETRÓLEO IN SITU (BN)**	**FACTOR DE RECOBRO (%)**	**RESERVAS ORIGINAL (BN)**	**Producción acumulada a Marzo de 2011**	**Reservas Remanentes**
BT	128	14	1.792	14	71	1,102	1.253.986	15	188098		188098
UI	128	22	2.816	11	73	1,228	1.480.511	20	296102	248961	**280000***
TS	128	10	1.280	12	74	1,301	666.494	29	193283		193283
TI	128	31	3.968	13	71	1,301	2.183.966	29	633350		633350
H	128	16	2.048	12	66	1,316	956.201	15	143430		143430
TOTAL									**1454264**		**1438161**

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Lago Agrio – EP PETROECUADOR

TABLA A.7.3. PRODUCCIÓN ACUMULADA Y RESERVAS REMANENTES POZO PRH 12

PARAHUACU 12											
YACIMIENTOS	ÁREA DE DRENAJE (Acres)	ESPESOR PROM. Ho (pies)	V. ROCA (acre-pie)	Por (%)	SAT. DE AGUA (%)	FACTOR VOLUMÉTRICO (BY/BN)	N (BN)	FACTOR DE RECOBRO (%)	RESERVAS ORIGINAL (BN)	Producción acumulada a Marzo de 2011	Reservas Remanentes
BT	128	12	1.536	15	32	1,102	1.110.313	26,6	295343		295343
UI	128	22	2.816	11	35	1,288	1.234.804	14,2	175342		175342
TS	128	6	768	11	41	1,301	308.028	27,5	84708		84708
TI	128	38	4.864	17	23	1,301	3.685.027	27,5	1013383	269401	743982
TOTAL									**1568776**		**1299374,69**

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Lago Agrio – EP PETROECUADOR

TABLA A.3.3. PRODUCCIÓN ACUMULADA Y RESERVAS REMANENTES POZO PRH 13

PARAHUACU 13											
YACIMIENTOS	ÁREA DE DRENAJE (Acres)	ESPESOR PROM. Ho (pies)	V. ROCA (acre-pie)	Por (%)	SAT. DE AGUA (%)	FACTOR VOLUMÉTRICO (BY/BN)	N (BN)	FACTOR DE RECOBRO (%)	RESERVAS ORIGINAL (BN)	Producción acumulada a Marzo 2011	Reservas Remanentes
UI	95	24	2.233	16	9	1,288	1.939.232	20,0	387846	411133	**360000***
TS	95	10	903	11	38	1,301	375.218	27,5	103185		103185
TI	95	31	2.898	15	9	1,301	2.340.163	27,5	643545		643545
TOTAL									**1568776**		**1106730**

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Lago Agrio – EP PETROECUADOR

* RESERVAS REMANENTES CALCULADAS POR OFM (DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN)