

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ESTUDIO PARA OPTIMIZAR EL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL ÁREA LIBERTADOR

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN
PETRÓLEOS

HOLGER LEONARDO MAROTO LLERENA

leitomaroto@gmail.com

DANILO ENRIQUE VINLASACA VIERA

daniло.vinlasaca@hotmail.com

DIRECTOR: ING. ÁNGEL FERNANDO USHIÑA PUMA. MSc.

afup_1957@yahoo.com

Quito, Julio 2012

DECLARACIÓN

Nosotros, Holger Leonardo Maroto Llerena, Danilo Enrique Vinlasaca Viera, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual 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.

HOLGER LEONARDO
MAROTO LLERENA

DANILO ENRIQUE
VINLASACA VIERA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Holger Leonardo Maroto Llerena y Danilo Enrique Vinlasaca Viera, bajo mi supervisión.

Ing. Ángel Ushiña Puma MSc.
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Antes de empezar a escribir mis agradecimientos pensé que por descuido podía dejar a alguien importante fuera de la mención, pido disculpas de antemano en caso de que suceda.

A Dios, por haberme acompañado y guiado a lo largo de mi carrera, por ser mi fortaleza en los momentos de debilidad y por enseñarme el camino correcto que debo seguir.

A mi familia, por ser más de lo que les pedí y de lo que en algunas ocasiones merecía. Por dar más de lo que necesité. Por brindarme todo lo que me hizo falta antes de que lo pidiera. Por valerse de sus experiencias para enseñarme el valor de prever. Por tener la paciencia que tantas veces he necesitado. Les agradezco principalmente por haberme dejado ser, porque estoy orgulloso de quien soy y de quien he sido. Holger, Albita, Dany y Evelyn.

A la amistad que me han brindado las personas que han llegado a mi vida a lo largo de este tiempo, en especial a Becky, Alvarito, Gato, Chalo, Paúl, Juan Francisco y Jack. Hay muchas cosas que agradecer, en especial el apoyo, y el haber estado conmigo cuando los he necesitado, por todos los momentos compartidos, y por darle de alguna forma un toque cómico y televisivo a la vida, por darle valor a mi sinceridad brindándome la suya.

Al Ingeniero Ángel Ushiña, por toda la colaboración brindada y por todos los conocimientos compartidos, los cuales fueron de gran utilidad para la elaboración de este proyecto.

Al Ingeniero Alfonso Reyes, por haber brindado su colaboración y ayuda desinteresada, en el momento requerido.

A la Escuela Politécnica Nacional, sus docentes supieron infundir las enseñanzas necesarias para alcanzar esta meta.

A la Señora Marianita Torres, por ser una persona de calidad y buena amiga.

Finalmente quiero agradecer a EP Petroecuador, especialmente al personal de la Ingeniería de Petróleos del Área Libertador, por toda la cooperación brindada.

Leo Maroto.

AGRADECIMIENTOS

A Dios todopoderoso por darme la oportunidad y la dicha de la vida, al brindarme los medios necesarios para continuar mi formación, siendo un apoyo incondicional y guiándome en todo momento además de su infinita bondad y amor.

A mis padres Jorge y Mercedes que me han guiado, y fundados valores para seguir adelante y gracias a su amor, apoyo, comprensión y sacrificio lograr mis metas.

A mis hermanos Jorge y Lenin quienes han sido mis inspiración para ser mejor cada día

A Jessi quien me ha brindado su apoyo incondicional.

A la Escuela Politécnica Nacional, por brindarme sus conocimientos para mi formación profesional.

A EP-PETROECUADOR, por facilitarnos sus conocimientos e instalaciones para llevar a cabo este proyecto.

Danilo

DEDICATORIA

A mis padres, y a todas las personas que creyeron en mí, por que sin ellos no
hubiese sido posible alcanzar este objetivo

“Todo parece imposible hasta que se lo hace.”

Nelson Mandela

Leo Maroto.

DEDICATORIA

A mis padres Jorge y Mercedes,

A mis hermanos Jorge y Lenin,

Y a Jessi.

Todos han sido fuente de inspiración para realizar mis sueños.

Danilo

CONTENIDO

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA LIBERTADOR Y FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE..... 1

1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA E HISTORIA..... 1

1.1.1 CAMPO ARAZÁ 2

1.1.2 CAMPO ATACAPI 3

1.1.3 CAMPO FRONTERA..... 3

1.1.4 CAMPO LIBERTADOR..... 3

1.1.5 CAMPO TAPI - TETETE..... 3

1.2 GEOLOGÍA DE LOS CAMPOS 5

1.2.1 ESTRUCTURA..... 5

1.2.1.1 CAMPO ATACAPI 5

1.2.1.2 CAMPO ARAZÁ..... 6

1.2.1.3 CAMPO FRONTERA..... 6

1.2.1.4 CAMPO LIBERTADOR..... 6

1.2.1.5 CAMPO TAPI – TETETE 10

1.2.2 ESTRATIGRAFÍA Y LITOLOGÍA 11

1.2.2.1 CAMPO ATACAPI 11

1.2.2.1.1 BASAL TENA 11

1.2.2.1.2 ARENISCA “U SUPERIOR” 11

1.2.2.1.3 ARENISCA “U INFERIOR” 11

1.2.2.1.4 ARENISCA “T SUPERIOR” 11

1.2.2.1.5 ARENISCA “T INFERIOR” 11

1.2.2.2 CAMPO ARAZÁ 13

1.2.2.2.1 ARENISCA BASAL TENA 13

1.2.2.2.2 ARENISCA “U SUPERIOR” 13

1.2.2.2.3 ARENISCA “U INFERIOR” 13

1.2.2.2.4 ARENISCA “T SUPERIOR” 13

1.2.2.3 CAMPO LIBERTADOR..... 13

1.2.2.3.1 ARENISCA “T INFERIOR” 13

1.2.2.3.2 ARENISCA “T SUPERIOR” 14

1.2.2.3.3 ARENISCA “U INFERIOR” 14

1.2.2.3.4 ARENISCA “U MEDIA” 14

1.2.2.3.5 ARENISCA “U SUPERIOR” 14

1.2.2.3.6 ARENISCA BASAL TENA	14
1.2.2.4 CAMPO FRONTERA.....	16
1.2.2.4.1 ARENISCA “T”	16
1.2.2.4.2 ARENISCA “U SUPERIOR”	16
1.2.2.4.3 ARENISCA “U INFERIOR”	16
1.2.2.5 CAMPO TAPI - TETETE.....	16
1.2.2.5.1 ARENISCA “T SUPERIOR”	16
1.2.2.5.2 ARENISCA “T INFERIOR”	16
1.2.2.5.3 ARENISCA “U INFERIOR”	16
1.2.3 PRINCIPALES RESERVORIOS.....	188
1.2.4 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN	18
1.2.4.1 CAMPO ATACAPI	18
1.2.4.2 CAMPO FRONTERA.....	18
1.2.4.3 CAMPO LIBERTADOR.....	199
1.2.4.4 CAMPO TAPI – TETETE	19
1.2.5 CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LA ROCA Y FLUIDO.....	19
1.3 RESERVAS REMANENTES DEL ÁREA LIBERTADOR.....	20
1.4 PRESIONES DE LOS YACIMIENTOS.....	22
1.4.1 CAMPO ATACAPI	23
1.4.3 CAMPO FRONTERA.....	26
1.4.2 CAMPO LIBERTADOR.....	28
1.4.3 CAMPO TAPI – TETETE	35
1.5 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA EN EL ÁREA LIBERTADOR	37
1.5.1 CAMPO ATACAPI	37
1.5.2 CAMPO FRONTERA.....	39
1.5.3 CAMPO LIBERTADOR.....	40
1.5.3.1 CAMPO PACAYACU.....	40
1.5.3.2 CAMPO PICHINCHA.....	41
1.5.3.3 CAMPO SECOYA	42
1.5.3.4 CAMPO SHUARA	44
1.5.3.5 CAMPO SHUSHUQUI.....	47
1.5.4 CAMPO TAPI	49
1.5.5 CAMPO TETETE.....	50
1.6 SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ESTACIONES Y SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO DEL ÁREA LIBERTADOR	52
1.7 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	58

1.7.1	ESTACIÓN ATACAPI	58
1.7.2	ESTACIÓN FRONTERA.....	60
1.7.3	ESTACIÓN PICHINCHA.....	61
1.7.4	ESTACIÓN SECOYA	62
1.7.5	ESTACIÓN SHUARA	65
1.7.6	ESTACIÓN TAPI	66
1.7.7	ESTACIÓN TETETE.....	67
1.7.8	ESTACIÓN SHUSHUQUI.....	69
1.8	SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA.....	70
1.9	SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	73
1.9.1	CENTRALES DE GENERACIÓN SECOYA Y WARTSILA	73
1.10	FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL SISTEMA DE BOMBEO	
	ELECTROSUMERGIBLE	74
1.10.1	FUNDAMENTOS ELÉCTRICOS	75
1.10.1.1	VOLTAJE	75
1.10.1.2	FUERZA ELECTRO MOTRIZ.....	75
1.10.1.3	CORRIENTE	76
1.10.1.4	FRECUENCIA	76
1.10.1.5	RESISTENCIA.....	76
1.10.1.6	LEY DE OHM	76
1.10.1.7	POTENCIA.....	77
1.10.1.8	INDUCTANCIA.....	77
1.10.1.9	CAPACITANCIA.....	77
1.10.2	FUNDAMENTOS DE HIDRÁULICA.....	77
1.10.2.1	PESO ESPECÍFICO	77
1.10.2.2	DENSIDAD.....	77
1.10.2.3	GRAVEDAD ESPECÍFICA	77
1.10.2.4	PRESIÓN	78
1.10.2.5	CABEZA.....	78
1.10.2.6	GRADIENTE DE PRESIÓN.....	78
1.10.2.7	CAUDAL.....	79
1.10.2.8	VISCOSIDAD	79
1.10.3	FUNDAMENTOS DE BOMBAS CENTRÍFUGAS.....	79
1.10.3.1	BOMBA CENTRÍFUGA	79
1.10.3.2	PÉRDIDAS	80
1.10.3.2.1	PÉRDIDAS HIDRÁULICAS	80
1.10.3.2.2	PÉRDIDAS POR FUGAS	80

1.10.3.2.3 PÉRDIDAS MECÁNICAS	80
1.10.3.3 BREAK HORSEPOWER	80
1.10.3.4 EFICIENCIA	80
1.10.3.5 VELOCIDAD ESPECÍFICA.....	80
1.10.3.6 CURVAS DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA	81
1.10.3.6.1 CURVA DE ALTURA DE COLUMNA (HEAD CAPACITY).....	81
1.10.3.6.2 CURVA DE POTENCIA AL FRENO (BREAKHORSEPOWER) 82	
1.10.3.6.3 CURVA DE EFICIENCIA DE LA BOMBA	82
1.10.4 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE BOMBEO	
ELECTROSUMERGIBLE.....	82
1.10.4.1 EQUIPO DE FONDO.....	82
1.10.4.1.1 MOTOR ELÉCTRICO SUMERGIBLE.....	82
1.10.4.1.2 SECCIÓN DE PROTECCIÓN O SELLO.....	84
1.10.4.1.3 SEPARADOR DE GAS.....	85
1.10.4.1.4 BOMBA ELECTROSUMERGIBLE.....	86
1.10.4.1.5 CABLE.....	89
1.10.4.1.6 SENSOR DE FONDO.....	90
1.10.4.2 EQUIPO DE SUPERFICIE	90
1.10.4.2.1 CABEZAL DE POZO	90
1.10.4.2.2 CAJA DE VENTEO.....	91
1.10.4.2.3 TRANSFORMADOR.....	91
1.10.4.2.4 PANEL DE CONTROL DE VELOCIDAD FIJA (SWITCHBOARD)	
.....	92
1.10.4.2.5 VARIADORES DE FRECUENCIA.	93
1.10.4.3 EQUIPO ADICIONAL	93
1.10.4.3.1 VÁLVULA DE RETENCIÓN (CHECKVALVE).....	93
1.10.4.3.2 VÁLVULA DE DRENAJE	93
1.10.4.3.3 FLEJES O SUNCHOS	94
1.10.4.3.4 PROTECTORES DE CABLE	94
1.10.4.3.5 ELASTÓMETROS	94
1.10.4.3.6 CENTRALIZADORES.....	94
1.10.4.3.7 SENSOR DE PRESIÓN Y TEMPERATURA.....	94
1.10.4.3.8 Y - TOOL O BYPASS	94
1.11 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE BOMBEO	
ELECTROSUMERGIBLE:	95
1.11.1 VENTAJAS:.....	95
1.11.2 DESVENTAJAS:.....	95

CAPÍTULO 2**ANÁLISIS TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DE POZOS DE LOS DIFERENTES SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA LIBERTADOR 96****2.1 ASPECTOS TÉCNICOS PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS 96**

2.1.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD 96

2.1.2 RESERVAS REMANENTES 97

2.1.3 PUNTO DE BURBUJA 97

2.1.4 RELACIÓN GAS PETRÓLEO 97

2.1.5 VISCOSIDAD 97

2.1.6 CORTE DE AGUA..... 98

2.1.7 SÓLIDOS 98

2.1.8 TEMPERATURA 98

2.2 POZOS SELECCIONADOS CON SISTEMA DE BOMBEO**ELECTROSUMERGIBLE 116**

2.2.1 ASPECTOS TÉCNICOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS 116

2.2.2 RECOLECCIÓN DE DATOS 118

2.2.2.1 HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTO 118

2.2.2.2 HISTORIALES DE PRODUCCIÓN..... 118

CAPÍTULO 3**ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS ESTUDIADOS EN EL ÁREA LIBERTADOR . 119****3.1 ANÁLISIS NODAL..... 119**

3.1.1 INTRODUCCIÓN..... 119

3.1.2 ANÁLISIS DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN..... 119

3.1.2.1 COMPORTAMIENTO DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN..... 122

3.1.2.1.1 PRESIÓN ESTÁTICA 122

3.1.2.1.2 CURVA IPR A LA PARED DEL POZO..... 123

3.1.2.1.3 PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE..... 124

3.1.2.1.4 CURVA INTAKE DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN. 124

3.1.2.1.5 CURVA DE COMPORTAMIENTO DEL CHOKE..... 124

3.1.2.1.6 CURVA DE LÍNEA DE FLUJO HORIZONTAL. 125

3.1.2.1.7 PRESIÓN DEL SEPARADOR..... 125

3.1.2.1.8 PRESIÓN DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO. 125

3.2 ANÁLISIS NODAL EN LOS POZOS PRODUCTORES DEL ÁREA**LIBERTADOR CON SISTEMA ELECTROSUMERGIBLE 125**

3.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE EMPLEADO EN EL ANÁLISIS 126

3.2.2 APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL EN LOS POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA LIBERTADOR	130
3.2.2.1 ANÁLISIS POZO ARAZÁ - 02D.....	132
3.2.2.2 ANÁLISIS POZO ATACAPI - 11BD	136
3.2.2.3 ANÁLISIS POZO ATACAPI - 20D	140
3.2.2.4 ANÁLISIS POZO ATACAPI - 23	144
3.2.2.5 ANÁLISIS POZO SECOYA - 18	148
3.2.2.6 ANÁLISIS POZO SECOYA - 19	152
3.2.2.7 ANÁLISIS POZO SECOYA - 38D.....	156
3.2.2.8 ANÁLISIS POZO SHUARA - 34D.....	160
3.2.3 POSIBLES PROBLEMAS PRESENTADOS EN LOS POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA LIBERTADOR	164
3.2.3.1 PROBLEMAS ELÉCTRICOS	164
3.2.3.2 PROBLEMAS EN LA TUBERÍA.....	164
3.2.3.3 PROBLEMAS DEL YACIMIENTO	164
3.2.3.4 PROBLEMAS EN LA BOMBA	165

CAPÍTULO 4

IMPLEMENTACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN LOS POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA LIBERTADOR	166
4.1 INTRODUCCIÓN	166
4.2 OPTIMIZACIÓN DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA LOS POZOS SELECCIONADOS.....	166
4.2.1 DISEÑO DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	168
4.2.1.1 PASOS PARA EL DISEÑO DEL EQUIPO BES MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DEL SOFTWARE SUBPUMP.....	169
4.2.1.1.1 SELECCIÓN DE LA BOMBA	169
4.2.1.1.2 SELECCIÓN DEL MOTOR	170
4.2.1.1.3 SELECCIÓN DEL CABLE ELÉCTRICO.....	170
4.2.1.1.4 ACCESORIOS Y OTROS EQUIPAMIENTOS.....	170
4.2.2 REDISEÑO DE EQUIPOS BES EN POZOS SELECCIONADOS	171
4.2.2.1 POZO ARAZÁ - 02D.....	171
4.2.2.1.1 OPCIÓN 1: REDISEÑO DEL EQUIPO BES A CONDICIONES ACTUALES DE RESERVORIO	171
4.2.2.1.2 OPCIÓN 2: REDISEÑO DEL EQUIPO BES CONSIDERANDO REMOCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN.	175

4.2.2.2 POZO ATACAPI - 11BD	181
4.2.2.2.1 OPCIÓN 1: REDISEÑO DEL EQUIPO BES A CONDICIONES ACTUALES DE RESERVORIO	181
4.2.2.3 POZO ATACAPI - 20D	185
4.2.2.3.1 OPCIÓN 1: REDISEÑO DEL EQUIPO BES A CONDICIONES ACTUALES DE RESERVORIO	185
4.2.2.4 POZO ATACAPI - 23	189
4.2.2.4.1 ALTERNATIVA ADICIONAL: INCREMENTO DE LA FRECUENCIA DE OPERACIÓN DEL EQUIPO BES	189
4.2.2.5 POZO SECOYA - 18	191
4.2.2.5.1 OPCIÓN 1: REDISEÑO DEL EQUIPO BES A CONDICIONES ACTUALES DE RESERVORIO	191
4.2.2.5.2 OPCIÓN 2: REDISEÑO DEL EQUIPO BES CONSIDERANDO REMOCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN	195
4.2.2.6 POZO SECOYA - 19	201
4.2.2.6.1 OPCIÓN 1: REDISEÑO DEL EQUIPO BES A CONDICIONES ACTUALES DE RESERVORIO	201
4.2.2.6.2 OPCIÓN 2: REDISEÑO DEL EQUIPO BES CONSIDERANDO REMOCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN	205
4.2.2.7 POZO SECOYA - 38D	210
4.2.2.7.1 OPCIÓN 1: REDISEÑO DEL EQUIPO BES A CONDICIONES ACTUALES DE RESERVORIO	210
4.2.2.7.2 OPCIÓN 2: REDISEÑO DEL EQUIPO BES CONSIDERANDO REMOCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN	214
4.2.2.8 POZO SHUARA - 34D	220
4.2.2.8.1 OPCIÓN 1: REDISEÑO DEL EQUIPO BES A CONDICIONES ACTUALES DE RESERVORIO	220
4.2.3 RESULTADOS DEL REDISEÑO	224

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS TÉCNICO ECÓNOMICO DEL PROYECTO	225
5.1 ANÁLISIS TÉCNICO	225
5.1.1 REDISEÑO DE EQUIPOS BES	225
5.1.2 TRABAJOS DE REMOCIÓN DE DAÑO Y REDISEÑO DE EQUIPOS BES	226
5.1.3 INCREMENTO DE FRECUENCIA	226
5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO	227

5.2.1	VALOR ACTUAL NETO	227	
5.2.2	TASA INTERNA DE RETORNO	227	
5.2.3	RELACIÓN BENEFICIO COSTO	228	
5.2.4	COSTOS DE PRODUCCIÓN	228	
5.2.5	INGRESOS	229	
5.2.6	EGRESOS.....	230	
5.3	CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	230	
5.4	ALTERNATIVAS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA	232	
5.5	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO.....	232	
5.5.1	ANÁLISIS ECONÓMICO – ALTERNATIVA 1.....	232	
5.5.2	ANÁLISIS ECONÓMICO – ALTERNATIVA 2.....	235	
 CAPÍTULO 6			
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES			240
6.1	CONCLUSIONES	240	
6.2	RECOMENDACIONES.....	246	
GLOSARIO			248
BIBLIOGRAFÍA.....			252
ANEXOS			253

ÍNDICE DE TABLAS

CAPITULO 1

TABLA 1.1 COORDENADAS GEOGRÁFICAS DE LOS CAMPOS DEL ÁREA LIBERTADOR	1
TABLA 1.2 CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA.....	19
TABLA 1.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS.....	20
TABLA 1.4 RESERVAS REMANENTES ÁREA LIBERTADOR AL 31 DE DICIEMBRE 2010	21
TABLA 1.5 PRESIONES CAMPO ATACAPI ARENA “U INFERIOR”.....	24
TABLA 1.6 PRESIONES CAMPO ATACAPI ARENA “T INFERIOR”	25
TABLA 1.7 PRESIONES CAMPO FRONTERA ARENA “T SUPERIOR”	26
TABLA 1.8 PRESIONES CAMPO FRONTERA ARENA “U INFERIOR”.....	27
TABLA 1.9 PRESIONES CAMPO LIBERTADOR ARENA “U SUPERIOR”	28
TABLA 1.10 PRESIONES CAMPO LIBERTADOR ARENA “U INFERIOR”	30
TABLA 1.11 PRESIONES CAMPO LIBERTADOR ARENA “T”.....	32
TABLA 1.12 PRESIONES CAMPO LIBERTADOR ARENA “T SUPERIOR”	33
TABLA 1.13 PRESIONES CAMPO LIBERTADOR ARENA “T INFERIOR”	34
TABLA 1.14 PRESIONES CAMPO TAPI ARENA “U INFERIOR”	35
TABLA 1.15 PRESIONES CAMPO TETETE ARENA “U INFERIOR”	36
TABLA 1.16 POTENCIAL DE PRODUCCIÓN ÁREA LIBERTADOR	53
TABLA 1.17 PRODUCCIÓN POR TIPO DE LEVANTAMIENTO.....	58
TABLA 1.18 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN ATACAPI	59
TABLA 1.19 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN FRONTERA.....	60
TABLA 1.20 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN PICHINCHA.....	61
TABLA 1.21 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN SECOYA.....	63
TABLA 1.22 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN SHUARA.....	65
TABLA 1.23 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN TAPI	67
TABLA 1.24 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN TETETE.....	68

TABLA 1.25 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN SHUSHUQUI	69
TABLA 1.26 ESTADO DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA ÁREA LIBERTADOR	72
TABLA 1.27 PRODUCCIÓN DE AGUA DEL ÁREA LIBERTADOR	72
TABLA 1.28 POTENCIA GENERADA POR LAS CENTRALES SECOYA Y WARTSILA	73

CAPITULO 2

TABLA 2.1 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL ÁREA LIBERTADOR	99
TABLA 2.2 RESULTADOS DE BUILD UP DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL ÁREA LIBERTADOR	111
TABLA 2.3 REPORTE DE BOMBAS ELÉCTRICAS DEL ÁREA LIBERTADOR	114
TABLA 2.4 POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA LIBERTADOR.....	116
TABLA 2.5 ASPECTOS TÉCNICOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA LIBERTADOR	117

CAPITULO 3

TABLA 3.1 DATOS DE POZOS CON SISTEMA BES - ANÁLISIS NODAL	131
TABLA 3.2 PARÁMETROS DE OPERACIÓN POZO ARA-02D.....	132
TABLA 3.3 DATOS DEL SISTEMA PARA ANÁLISIS NODAL POZO ARA-02D	132
TABLA 3.4 PARÁMETROS DE OPERACIÓN POZO ATA-11BD.....	136
TABLA 3.5 DATOS DEL SISTEMA PARA ANÁLISIS NODAL POZO ATA-11BD	136
TABLA 3.6 PARÁMETROS DE OPERACIÓN POZO ATA-20D	140
TABLA 3.7 DATOS DEL SISTEMA PARA ANÁLISIS NODAL POZO ATA-20D.....	140
TABLA 3.8 PARÁMETROS DE OPERACIÓN POZO ATA-23.....	144
TABLA 3.9 DATOS DEL SISTEMA PARA ANÁLISIS NODAL POZO ATA-23	144
TABLA 3.10 PARÁMETROS DE OPERACIÓN POZO SEC-18	148
TABLA 3.11 DATOS DEL SISTEMA PARA ANÁLISIS NODAL POZO SEC-18.....	148
TABLA 3.12 PARÁMETROS DE OPERACIÓN POZO SEC-19	152
TABLA 3.13 DATOS DEL SISTEMA PARA ANÁLISIS NODAL POZO SEC-19.....	152
TABLA 3.14 PARÁMETROS DE OPERACIÓN POZO SEC-38D.....	156
TABLA 3.15 DATOS DEL SISTEMA PARA ANÁLISIS NODAL POZO SEC-38D	156
TABLA 3.16 PARÁMETROS DE OPERACIÓN POZO SHU-34D.....	160
TABLA 3.17 DATOS DEL SISTEMA PARA ANÁLISIS NODAL POZO SHU-34D	160

CAPITULO 4

TABLA 4.1 ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO – OPCIÓN 1 ARA-02D.....	171
TABLA 4.2 PARÁMETROS DE OPERACIÓN – OPCIÓN 1 ARA-02D.....	172
TABLA 4.3 CURVA DE SISTEMA DE POZO – OPCIÓN 1 ARA-02D.....	172
TABLA 4.4 RESULTADOS ESTIMADOS AL ELIMINAR DAÑO DE FORMACIÓN ARAZÁ 02D	176
TABLA 4.5 ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO – OPCIÓN 2 ARAZÁ 02D	177
TABLA 4.6 PARÁMETROS DE OPERACIÓN - OPCIÓN 2 ARAZÁ 02D	178
TABLA 4.7 CURVA DE SISTEMA DE POZO –OPCIÓN 2 ARAZÁ 02D.....	178
TABLA 4.8 ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO – OPCIÓN 1 ATA-11BD.....	181
TABLA 4.9 PARÁMETROS DE OPERACIÓN – OPCIÓN 1 ATA-11BD.....	182
TABLA 4.10 CURVA DE SISTEMA DE POZO – OPCIÓN 1 ATA-11BD	182
TABLA 4.11 ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO – OPCIÓN 1 ATA-20D	185
TABLA 4.12 PARÁMETROS DE OPERACIÓN – OPCIÓN 1 ATA-20D	186
TABLA 4.13 CURVA DE SISTEMA DE POZO – OPCIÓN 1 ATA-20D	186
TABLA 4.14 INCREMENTO DE PRODUCCIÓN CON LA VARIACIÓN DE LA FRECUENCIA DE OPERACIÓN	189
TABLA 4.15 PARÁMETROS DE OPERACIÓN – ALTERNATIVA ATA-23.....	189
TABLA 4.16 ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO – OPCIÓN 1 SEC-18	191
TABLA 4.17 PARÁMETROS DE OPERACIÓN – OPCIÓN 1 SEC-18	192
TABLA 4.18 CURVA DE SISTEMA DE POZO – OPCIÓN 1 SEC-18.....	192
TABLA 4.19 RESULTADOS ESTIMADOS AL ELIMINAR DAÑO DE FORMACIÓN SECOYA 18	196
TABLA 4.20 ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO – OPCIÓN 2 SEC-18	197
TABLA 4.21 PARÁMETROS DE OPERACIÓN – OPCIÓN 2 SEC-18	198
TABLA 4.22 CURVA DE SISTEMA DE POZO – OPCIÓN 2 SEC-18.....	198
TABLA 4.23 ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO – OPCIÓN 1 SEC-19	201
TABLA 4.24 PARÁMETROS DE OPERACIÓN – OPCIÓN 1 SEC-19	202
TABLA 4.25 CURVA DE SISTEMA DE POZO – OPCIÓN 1 SEC-19.....	202
TABLA 4.26 RESULTADOS ESTIMADOS AL ELIMINAR DAÑO DE FORMACIÓN – SECOYA 19	205
TABLA 4.27 ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO – OPCIÓN 2 SEC-19	207
TABLA 4.28 PARÁMETROS DE OPERACIÓN – OPCIÓN 2 SEC-19	207
TABLA 4.29 CURVA DE SISTEMA DE POZO – OPCIÓN 2 SEC-19.....	208
TABLA 4.30 ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO – OPCIÓN 1 SEC-38D.....	211
TABLA 4.31 PARÁMETROS DE OPERACIÓN – OPCIÓN 1 SEC-38D.....	211
TABLA 4.32 CURVA DE SISTEMA DE POZO – OPCIÓN 1 SEC-38D	212

TABLA 4.33 RESULTADOS ESTIMADOS AL ELIMINAR DAÑO DE FORMACIÓN SECOYA 38D	215
TABLA 4.34 ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO – OPCIÓN 2 SEC-38D.....	216
TABLA 4.35 PARÁMETROS DE OPERACIÓN – OPCIÓN 2 SEC-38D.....	217
TABLA 4.36 CURVA DE SISTEMA DE POZO – OPCIÓN 2 SEC-38D.....	217
TABLA 4.37 ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO – OPCIÓN 1 SHU-34D	220
TABLA 4.38 PARÁMETROS DE OPERACIÓN – OPCIÓN 1 SHU-34D.....	221
TABLA 4.39 CURVA DE SISTEMA DE POZO – OPCIÓN 1 SHU-34D.....	221
TABLA 4.40 RESULTADOS DEL REDISEÑO	224

CAPITULO 5

TABLA 5.1 PROYECCIÓN PROPUESTA DE LOS POZOS SELECCIONADOS ALTERNATIVA 1	225
TABLA 5.2 PROYECCIÓN PROPUESTA DE LOS POZOS SELECCIONADOS ALTERNATIVA 2	226
TABLA 5.3 COSTOS ESTIMADOS PARA REDISEÑO DE EQUIPOS BES OPC 1..	228
TABLA 5.4 COSTOS ESTIMADOS PARA REDISEÑO DE EQUIPOS BES Y REMOCIÓN DE DAÑO – OPCIÓN 2.....	229
TABLA 5.5 COSTOS ESTIMADOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS.....	229
TABLA 5.6 CRONOGRAMA DE TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTOS	232
TABLA 5.7 DATOS PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO – ALTERNATIVA 1	233
TABLA 5.8 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO – ALTERNATIVA 1.....	233
TABLA 5.9 DATOS PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO – ALTERNATIVA 2	235
TABLA 5.10 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO – ALTERNATIVA 2.....	236
TABLA 5.11 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO DETALLADO ALTERNATIVA 1	238
TABLA 5.12 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO DETALLADO ALTERNATIVA 2	239

CAPITULO 6

TABLA 6.1 RESUMEN DE RESULTADOS ECONÓMICOS	246
--	-----

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO 1

FIGURA 1.1 UBICACIÓN DEL ÁREA LIBERTADOR.....	2
FIGURA 1.2 UBICACIÓN DE LOS CAMPOS DEL ÁREA LIBERTADOR	4
FIGURA 1.3 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO ATACAPI REFERIDO A LA BASE DE LA ARENA “U INFERIOR”	5
FIGURA 1.4 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO ARAZÁ.....	7
FIGURA 1.5 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO FRONTERA REFERIDO A LA BASE DE LA ARENA “T INFERIOR”	8
FIGURA 1.6 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO LIBERTADOR REFERIDO A LA BASE DE LA CALIZA “A”.....	9
FIGURA 1.7 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO TAPI – TETETE REFERIDA A LA BASE DE LA CALIZA “B”	10
FIGURA 1.8 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO ATACAPI	12
FIGURA 1.9 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO LIBERTADOR.....	15
FIGURA 1.10 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LOS CAMPOS TAPI – TETETE Y FRONTERA	17
FIGURA 1.11 COMPORTAMIENTO DE PRESIONES CAMPO ATACAPI ARENA “U INFERIOR”	24
FIGURA 1.12 COMPORTAMIENTO DE PRESIONES CAMPO ATACAPI ARENA “T INFERIOR”	25
FIGURA 1.13 COMPORTAMIENTO DE PRESIONES CAMPO FRONTERA ARENA “T SUPERIOR”	26
FIGURA 1.14 COMPORTAMIENTO DE PRESIONES CAMPO FRONTERA ARENA “U INFERIOR”	27
FIGURA 1.15 COMPORTAMIENTO DE PRESIONES CAMPO LIBERTADOR ARENA “U SUPERIOR”	28
FIGURA 1.16 COMPORTAMIENTO DE PRESIONES CAMPO LIBERTADOR ARENA “U INFERIOR”	29
FIGURA 1.17 COMPORTAMIENTO DE PRESIONES CAMPO LIBERTADOR ARENA “T”	31
FIGURA 1.18 COMPORTAMIENTO DE PRESIONES CAMPO LIBERTADOR ARENA “T SUPERIOR”	33
FIGURA 1.19 COMPORTAMIENTO DE PRESIONES CAMPO LIBERTADOR ARENA “T INFERIOR”	34

FIGURA 1.20 COMPORTAMIENTO DE PRESIONES CAMPO TAPI ARENA “U INFERIOR”	35
FIGURA 1.21 COMPORTAMIENTO DE PRESIONES CAMPO TETETE ARENA “U INFERIOR”	36
FIGURA 1.22 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA CAMPO ATACAPI ARENA “U INFERIOR”	37
FIGURA 1.23 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA CAMPO ATACAPI ARENA “T INFERIOR”	38
FIGURA 1.24 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA CAMPO FRONTERA “U INFERIOR”	39
FIGURA 1.25 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA CAMPO PACAYACU ARENA “U INFERIOR”	40
FIGURA 1.26 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA CAMPO PICHINCHA ARENA “T”	41
FIGURA 1.27 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA CAMPO SECOYA ARENA “U INFERIOR”	42
FIGURA 1.28 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA CAMPO SECOYA ARENA “T”	43
FIGURA 1.29 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA CAMPO SHUARA ARENA “U SUPERIOR”	44
FIGURA 1.30 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA CAMPO SHUARA ARENA “U INFERIOR”	45
FIGURA 1.31 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA CAMPO SHUARA ARENA “T”	46
FIGURA 1.32 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA CAMPO SHUSHUQUI ARENA “U SUPERIOR”	47
FIGURA 1.33 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA CAMPO SHUSHUQUI ARENA “U INFERIOR”	48
FIGURA 1.34 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA CAMPO TAPI ARENA “U INFERIOR”	49
FIGURA 1.35 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA CAMPO TETETE ARENA “U INFERIOR”	50
FIGURA 1.36 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA CAMPO TETETE ARENA “T”	51
FIGURA 1.37 SISTEMA CERRADO DE INYECCION DE AGUA.....	71
FIGURA 1.38 INSTALACIÓN DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	75

FIGURA 1.39 CURVA DE RENDIMIENTO CARACTERÍSTICA DE UNA BOMBA	81
FIGURA 1.40 MOTOR ELÉCTRICO SUMERGIBLE.....	84
FIGURA 1.41 PROTECTOR O SELLO.....	85
FIGURA 1.42 SEPARADOR DE GAS.....	86
FIGURA 1.43 BOMBA CENTRÍFUGA MULTITETAPA	87
FIGURA 1.44 IMPULSOR Y DIFUSOR.....	88
FIGURA 1.45 EMPUJE ASCENDENTE Y DESCENDENTE	88
FIGURA 1.46 CABLE DE POTENCIA REDONDO Y PLANO	89
FIGURA 1.47 CAJA DE VENTEO.....	91
FIGURA 1.48 TRANSFORMADOR ELEVADOR TRIFÁSICO.....	92
FIGURA 1.49 TABLERO DE CONTROL.....	92
FIGURA 1.50 VARIADOR DE FRECUENCIA.....	93

CAPÍTULO 3

FIGURA 3.1 COMPONENTES DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN Y PRESIONES	120
FIGURA 3.2 ESQUEMA DE CAÍDAS DE PRESIÓN EN UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN	123
FIGURA 3.3 ANÁLISIS NODAL DE UN SISTEMA BES.....	127
FIGURA 3.4 CURVA DE SISTEMA DE POZO.....	129
FIGURA 3.5 ANÁLISIS NODAL POZO ARA-02D	133
FIGURA 3.6 ANÁLISIS NODAL POZO ARA-02D	134
FIGURA 3.7 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA D725N POZO ARA-02D	135
FIGURA 3.8 ANÁLISIS NODAL POZO ATA-11BD	137
FIGURA 3.9 ANÁLISIS NODAL POZO ATA-11BD	138
FIGURA 3.10 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA TG-2000 POZO ATA-11BD	139
FIGURA 3.11 ANÁLISIS NODAL POZO ATA-20D.....	141
FIGURA 3.12 ANÁLISIS NODAL POZO ATA-20D.....	142
FIGURA 3.13 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA P8XH6 POZO ATA-20D.....	143
FIGURA 3.14 ANÁLISIS NODAL POZO ATA-23	145
FIGURA 3.15 ANÁLISIS NODAL POZO ATA-23	146
FIGURA 3.16 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA P23XH6 POZO ATA-23	147
FIGURA 3.17 ANÁLISIS NODAL POZO SEC-18.....	149
FIGURA 3.18 ANÁLISIS NODAL POZO SEC-18.....	150
FIGURA 3.19 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DN1100 POZO SEC-18.....	151
FIGURA 3.20 ANÁLISIS NODAL POZO SEC-19.....	153
FIGURA 3.21 ANÁLISIS NODAL POZO SEC-19.....	154
FIGURA 3.22 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA D725N POZO SEC-19.....	155

FIGURA 3.23 ANÁLISIS NODAL POZO SEC-38D	157
FIGURA 3.24 ANÁLISIS NODAL POZO SEC-38D	158
FIGURA 3.25 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA P6XH6 POZO SEC-38D	159
FIGURA 3.26 ANÁLISIS NODAL POZO SHU-34D	161
FIGURA 3.27 ANÁLISIS NODAL POZO SHU-34D	162
FIGURA 3.28 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA TD – 650 POZO SHU-34D.....	163

CAPÍTULO 4

FIGURA 4.1 COMPORTAMIENTO DE INFLOW – OUTFLOW OPCIÓN 1 ARA-02D	173
FIGURA 4.2 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA D725N – OPCIÓN 1 ARA-02D..	174
FIGURA 4.3 DIAGRAMA DE OPERACIÓN – OPCIÓN 1 ARA-02D.....	175
FIGURA 4.4 IPR ACTUAL Y EFECTO DE LA DISMINUCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN – ARA-02D	177
FIGURA 4.5 COMPORTAMIENTO DE INFLOW – OUTFLOW ARA-02D	179
FIGURA 4.6 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA D1400 ARA-02D.....	179
FIGURA 4.7 DIAGRAMA DE OPERACIÓN – OPCIÓN 2 ARA-02D.....	180
FIGURA 4.8 COMPORTAMIENTO DE INFLOW – OUTFLOW ATA-11BD	183
FIGURA 4.9 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA TG2000 ATA-11BD.....	183
FIGURA 4.10 DIAGRAMA DE OPERACIÓN – ATA-11BD.....	184
FIGURA 4.11 COMPORTAMIENTO DE INFLOW – OUTFLOW OPCIÓN 1 ATA-20D	187
FIGURA 4.12 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA P8XH6 – OPCIÓN 1 ATA-20D	187
FIGURA 4.13 DIAGRAMA DE OPERACIÓN – OPCIÓN 1 ATA-20D.....	188
FIGURA 4.14 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA P23XH6 – ATA-23	190
FIGURA 4.15 COMPORTAMIENTO DE INFLOW – OUTFLOW OPCIÓN 1 SEC-18	193
FIGURA 4.16 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DN1800 – OPCIÓN 1 SEC-18	193
FIGURA 4.17 DIAGRAMA DE OPERACIÓN – OPCIÓN 1 SEC-18.....	194
FIGURA 4.18 IPR ACTUAL Y EFECTO DE LA DISMINUCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN – SEC-18	197
FIGURA 4.19 COMPORTAMIENTO DE INFLOW – OUTFLOW OPC. 2 SEC-18 ...	199
FIGURA 4.20 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA SN2600 – OPCIÓN 2 SEC-18	199
FIGURA 4.21 DIAGRAMA DE OPERACIÓN – OPCIÓN 2 SEC-18.....	200

FIGURA 4.22 COMPORTAMIENTO DE INFLOW – OUTFLOW OPCIÓN 1 SEC-19	203
FIGURA 4.23 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA D725N – OPCIÓN 1 SEC-19	203
FIGURA 4.24 DIAGRAMA DE OPERACIÓN – OPCIÓN 1 SEC-19	204
FIGURA 4.25 IPR ACTUAL Y EFECTO DE LA DISMINUCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN SEC-19	206
FIGURA 4.26 COMPORTAMIENTO DE INFLOW – OUTFLOW OPCIÓN 2 SEC-19	208
FIGURA 4.27 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA SN2600 – OPCIÓN 2 SEC-19	209
FIGURA 4.28 DIAGRAMA DE OPERACIÓN – OPCIÓN 2 SEC-19	210
FIGURA 4.29 COMPORTAMIENTO DE INFLOW – OUTFLOW OPCIÓN 1 SEC 38D	212
FIGURA 4.30 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA P4XH6 – OPCIÓN 1 SEC-38D	213
FIGURA 4.31 DIAGRAMA DE OPERACIÓN – OPCIÓN 1 SEC-38D.....	214
FIGURA 4.32 IPR ACTUAL Y EFECTO DE LA DISMINUCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN SEC-38D.....	216
FIGURA 4.33 COMPORTAMIENTO DE INFLOW – OUTFLOW OPCIÓN 2 SEC-38D	218
FIGURA 4.34 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA P11XH6 OPCIÓN 2 SEC-38D	218
FIGURA 4.35 DIAGRAMA DE OPERACIÓN – OPCIÓN 2 SEC-38D.....	219
FIGURA 4.36 COMPORTAMIENTO DE INFLOW – OUTFLOW OPCIÓN 1 SHU-34D	222
FIGURA 4.37 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA TD650 – OPCIÓN 1 SHU-34D	222
FIGURA 4.38 DIAGRAMA DE OPERACIÓN – OPCIÓN 1 SHU-34D	223

CAPÍTULO 5

FIGURA 5.1 VALOR ACTUAL NETO VS TIEMPO – ALTERNATIVA 1	234
FIGURA 5.2 INGRESOS Y EGRESOS ACUMULADOS VS TIEMPO ALTERNATIVA 1	235
FIGURA 5.3 VALOR ACTUAL NETO VS TIEMPO – ALTERNATIVA 2	236
FIGURA 5.4 INGRESOS Y EGRESOS ACUMULADOS VS TIEMPO ALTERNATIVA 2	237

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO N° 1

CÁLCULO DE RESERVAS REMANENTES DE LOS POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA LIBERTADOR MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DEL SOFTWARE OFM	254
FIGURA A.1.1 BASE DE DATOS EN EXCEL	255
FIGURA A.1.2 BASE DE DATOS EN ACCESS	256
FIGURA A.1.3 BASE DE DATOS EN OFM.....	257
FIGURA A.1.4 CREACIÓN DE VARIABLES EN OFM	257
FIGURA A.1.5 CÁLCULO DE RESERVAS EN OFM	258
TABLA A.1.1 CÁLCULO VOLUMÉTRICO DE RESERVAS POZO ATACAPI 23	259
FIGURA A.1.6 RESERVAS POZO ARAZÁ 02D, ARENA “T INFERIOR”	259
FIGURA A.1.7 RESERVAS POZO ATACAPI 11BD, ARENA “T INFERIOR”	260
FIGURA A.1.8 RESERVAS POZO ATACAPI 20D, ARENA “T INFERIOR”	260
FIGURA A.1.9 RESERVAS POZO SECOYA 18, ARENA “U INFERIOR”	261
FIGURA A.1.10 RESERVAS POZO SECOYA 19, ARENA “U SUPERIOR”	261
FIGURA A.1.11 RESERVAS POZO SECOYA 38D, ARENA “U INFERIOR”	262
FIGURA A.1.12 RESERVAS POZO SHUARA 34D, ARENA “U INFERIOR”	262

ANEXO N° 2

HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTO DE LOS POZOS SELECCIONADOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DEL ÁREA LIBERTADOR	263
--	-----

ANEXO N° 3

HISTORIALES DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DEL ÁREA LIBERTADOR	298
TABLA A.3.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO ARAZÁ 02D	299
TABLA A.3.2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO ATACAPI 11BD	300
TABLA A.3.3 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO ATACAPI 20D	300
TABLA A.3.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO ATACAPI 23	301
TABLA A.3.5 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO SECOYA 18.....	302
TABLA A.3.6 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO SECOYA 19.....	303
TABLA A.3.7 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO SECOYA 38D	304
TABLA A.3.8 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO SHUARA 34D	305

ANEXO N° 4

CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DEL ÁREA LIBERTADOR 306

FIGURA A.4.1 PRODUCCIÓN POZO ARAZÁ 02D	307
FIGURA A.4.2 PRODUCCIÓN POZO ATACAPI 11BD	307
FIGURA A.4.3 PRODUCCIÓN POZO ATACAPI 20D	308
FIGURA A.4.4 PRODUCCIÓN POZO ATACAPI 23.....	308
FIGURA A.4.5 PRODUCCIÓN POZO SECOYA 18	309
FIGURA A.4.6 PRODUCCIÓN POZO SECOYA 19	309
FIGURA A.4.7 PRODUCCIÓN POZO SECOYA 38D.....	310
FIGURA A.4.8 PRODUCCIÓN POZO SHUARA 34D.....	310

ANEXO N° 5

DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN DE LOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DEL ÁREA LIBERTADOR

FIGURA A.5.1 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO ARAZÁ 02D.....	312
FIGURA A.5.2 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO ATACAPI 11BD	313
FIGURA A.5.3 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO ATACAPI 20D	314
FIGURA A.5.4 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO ATACAPI 23	315
FIGURA A.5.5 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO SECOYA 18	316
FIGURA A.5.6 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO SECOYA 19	317
FIGURA A.5.7 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO SECOYA 38D.....	318
FIGURA A.5.8 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO SHUARA 34D.....	319

ANEXO N° 6

PROCEDIMIENTO PARA EL ANÁLISIS Y DISEÑO DE EQUIPOS BES MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DEL SOFTWARE SUBPUMP

FIGURA A.6.1 INGRESO DE INFORMACIÓN DEL POZO.....	322
FIGURA A.6.2 SELECCIÓN DEL MODO ANÁLISIS O DISEÑO	322
FIGURA A.6.3 INGRESO DE DATOS DE COMPLETACIÓN DE POZO Y SURVEY DIRECCIONAL	323
FIGURA A.6.4 INGRESO DE PROPIEDADES DEL FLUIDO	323
FIGURA A.6.5 INGRESO DE DATOS CURVA INFLOW	324
FIGURA A.6.6 INGRESO DE PRESIONES Y CAUDAL ESPERADO.....	324
FIGURA A.6.7 INGRESO DATOS DEL EQUIPO.....	325

FIGURA A.6.8 COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO BES A DIFERENTES VALORES DE PRESIÓN	326
FIGURA A.6.9 INGRESO DE DATOS DE PRESIONES Y CAUDALES DISEÑO RIGUROSO	326
FIGURA A.6.10 SELECCIÓN DE EQUIPO – MODO DISEÑO RIGUROSO	327

ANEXO N° 7

CARTAS AMPERIMÉTRICAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS.....	329
FIGURA A.7.1 CARTA AMPERIMÉTRICA POZO ARAZÁ 02D	330
FIGURA A.7.2 CARTA AMPERIMÉTRICA POZO ATACAPI 11BD.....	330
FIGURA A.7.3 CARTA AMPERIMÉTRICA POZO ATACAPI 20D.....	331
FIGURA A.7.4 CARTA AMPERIMÉTRICA POZO ATACAPI 23	331
FIGURA A.7.5 CARTA AMPERIMÉTRICA POZO SECOYA 18.....	332
FIGURA A.7.6 CARTA AMPERIMÉTRICA POZO SECOYA 19.....	332
FIGURA A.7.7 CARTA AMPERIMÉTRICA POZO SECOYA 38D	333
FIGURA A.7.8 CARTA AMPERIMÉTRICA POZO SHUARA 34D	333

ANEXO N° 8

CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS	334
TABLA A.8.1 CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO.....	335

ANEXO N° 9

FACILIDADES DE PRODUCCIÓN ÁREA LIBERTADOR	336
FIGURA A.9.1 MANIFOLD – ESTACIÓN FRONTERA	337
FIGURA A.9.2 SEPARADORES – ESTACIÓN FRONTERA.....	337
FIGURA A.9.3 TANQUE DE LAVADO – ESTACIÓN FRONTERA.....	337
FIGURA A.9.4 BOMBAS DE TRANSFERENCIA – ESTACIÓN FRONTERA.....	338
FIGURA A.9.5 UNIDADES DE MEDICIÓN – ESTACIÓN FRONTERA.....	338
FIGURA A.9.6 COMPRESORES – ESTACIÓN FRONTERA.....	338
FIGURA A.9.7 UNIDADES DE MEDICIÓN – ESTACIÓN SECOYA	339
FIGURA A.9.8 MANIFOLD – ESTACIÓN TAPI.....	339
FIGURA A.9.9 SEPARADORES – ESTACIÓN TAPI	339
FIGURA A.9.10 BOMBAS DE TRANSFERENCIA – ESTACIÓN TAPI	340
FIGURA A.9.11 UNIDADES DE MEDICIÓN – ESTACIÓN TAPI	340
FIGURA A.9.12 COMPRESORES – ESTACIÓN TAPI	340
FIGURA A.9.13 MANIFOLD – ESTACIÓN TETETE	341
FIGURA A.9.14 SEPARADORES – ESTACIÓN TETETE.....	341

FIGURA A.9.15 TANQUE DE LAVADO – ESTACIÓN TETETE	341
FIGURA A.9.16 BOMBAS DE TRANSFERENCIA – ESTACIÓN TETETE.....	342
FIGURA A.9.17 UNIDADES DE MEDICIÓN – ESTACIÓN TETETE.....	342
FIGURA A.9.18 UNIDADES DE BOMBEO WEATLEY – ESTACIÓN TETETE	342
FIGURA A.9.19 UNIDADES DE MEDICIÓN – ESTACIÓN SHUSHUQUI	343
FIGURA A.9.20 UNIDAD DE MEDICIÓN – ESTACIÓN SHUARA	343
FIGURA A.9.21 UNIDAD DE MEDICIÓN – ESTACIÓN PICHINCHA	343
FIGURA A.9.22 UNIDAD DE MEDICIÓN – ESTACIÓN ATACAPI.....	344

ABREVIATURAS

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
A	Amperios	
API	Gravedad específica en grados API	
ARA	Arazá	
ATA	Atacapi	
ALTN	Alternativa	
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	
FNC	Flujo neto de caja	
FR	Factor de Recobro	
FRO	Frontera	
ft	pies	L
GOR	Relación gas petróleo	
GLR	Relación gas líquido	
“H”	Arena Hollín	
“Hs”	Arena Hollín Superior	
“Hi”	Arena Hollín Inferior	
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
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
PCY	Pacayacu	
PIC	Pichincha	
POES	Petróleo original en sitio	L ³
PP	Pozo productor	
ppm	Partes por millón	
PRH	Parahuacu	
Prom.	Promedio	
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	
SEC	Secoya	
S _f	Daño de formación	

SHU	Shuara	
SQZ	Squezze (Cementación Forzada)	
SSQ	Shushuqui	
S_p	Daño por penetración parcial	
S_t	Daño total	
TAP	Tapi	
“Ti”	Arena T inferior	
“Ts”	Arena T superior	
TIR	Tasa interna de retorno	%
TKS	Tanques	
TTT	Tetete	
“Us”	Arena U superior	
“Ui”	Arena U inferior	
USD	Dólar de EEUU	
UTM	Universal Transversal de Mercator	
V	Voltaje	
VAN	Valor Actual Neto	
VAC	Tensión en Corriente Alterna	
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 específica del gas	
μ_o	Viscosidad del petróleo	M/Lt
μ_g	Viscosidad del gas	M/Lt

RESUMEN

El presente proyecto, tiene como objetivo evaluar, mediante la técnica de análisis nodal, el sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible instalado en los pozos del Área Libertador, operado por EP PETROECUADOR, con el propósito de incrementar la producción de los pozos seleccionados, y de esta forma aprovechar de manera eficiente el potencial de producción de los pozos. El proyecto consta de seis capítulos.

En el capítulo 1, se presentan los aspectos generales del Área Libertador para sus respectivos campos (Atacapi, Arazá, Frontera, Libertador, Tapi – Tetete), su ubicación geográfica, geología, características del yacimiento, propiedades de la roca y fluido, los reservorios productores presentes, el mecanismo de producción de los mismos, las reservas remanentes y las facilidades de producción de las que dispone cada campo. Adicionalmente en éste capítulo se describe los equipos de superficie y de fondo de un sistema de bombeo electrosumergible.

En el capítulo 2, se realiza un análisis técnico para seleccionar los pozos para la optimización del bombeo electrosumergible, se recopila información de los historiales de producción, reacondicionamiento, comportamiento de la producción por arenas, presiones, estado mecánico de los pozos, reservas y funcionamiento de la bomba 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 bombeo electrosumergible, además se indica el análisis técnico de los equipos de bombeo electrosumergible de los pozos seleccionados, empleando el software SubPUMP.

En el capítulo 4, se describe cómo realizar el diseño un sistema de bombeo electrosumergible. Además se procede a efectuar la optimización mediante el rediseño de los equipos BES considerando dos alternativas:

- Alternativa 1: Rediseño de los equipos BES sin considerar trabajos de remoción de daño.
- Alternativa 2: Rediseño de los equipos BES considerando trabajos de remoción de daño.

En el capítulo 5, se realiza el análisis técnico – económico para determinar la factibilidad del proyecto, basado en la optimización de los pozos seleccionados, con los cuales se logra un incremento de la producción de 1.022 BPPD al aplicar la Alternativa 1 y de 2.402 BPPD al aplicar la Alternativa 2.

Finalmente, en el capítulo 6, se presenta las conclusiones y recomendaciones obtenidas en el estudio.

PRESENTACIÓN

El presente proyecto, es un estudio de la situación actual de los pozos del Área Libertador que operan con sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible cuyo potencial de producción va a ser aprovechado de forma eficiente para incrementar la producción de los pozos.

El Área Libertador, se encuentra ubicada al norte de la Cuenca Oriente en la provincia de Sucumbíos, y alrededor de 25 Km al sur de la frontera con Colombia, y actualmente está compuesta por los campos: Atacapi, Arazá, Carabobo, Frontera, Pacayacu, Pichincha, Secoya, Shuara, Shushuqui, Tapi – Tetete.

Campo Arazá, con 2 pozos perforados, la producción del campo es manejada por la estación de producción Shuara.

Campo Atacapi, con 22 pozos perforados, de los cuales 11 pozos están produciendo, 8 pozos están cerrados, 1 pozo abandonado y 2 pozos reinyectores, la producción del campo es manejada por la estación de producción Atacapi.

Campo Frontera, con 4 pozos perforados, de los cuales 1 pozo está produciendo, 2 pozos están cerrados y 1 reinjector, la producción del campo es manejada por la estación de producción Frontera.

Campo Libertador, con 112 pozos perforados, de los cuales 50 pozos están produciendo, 45 pozos están cerrados, 4 pozos abandonados y 13 pozos reinyectores, la producción del campo es manejada por la estaciones de producción Pichincha, Secoya, Shuara y Shushuqui.

Campo Tapi – Tetete, con 20 pozos perforados, de los cuales 10 pozos están actualmente produciendo, 7 pozos están cerrados y 3 pozos reinyectores, la

producción del campo es manejada por las estaciones de producción Tapi y Tetete.

El sistema de levantamiento artificial más utilizado en el Área Libertador, es el bombeo electrosumergible con el 65% del total de sistemas instalados, y como representa un medio muy efectivo para levantar altos volúmenes de fluido a grandes profundidades, la optimización de este sistema contribuye en un gran porcentaje a la producción general.

En el Área Libertador, 23 pozos operan con bombeo hidráulico jet, 1 pozo con bombeo hidráulico pistón, 3 pozos con bombeo mecánico, y 48 pozos con bombeo electrosumergible.

En el proyecto, se realiza un estudio de la operación del sistema de bombeo electrosumergible empleando el software Subpump, y posteriormente en los casos necesarios se rediseña los equipos de bombeo electrosumergible. Se recopila información de los historiales de producción, reacondicionamiento, comportamiento de la producción por arenas, presiones, estado mecánico de los pozos, reservas y funcionamiento de la bomba electrosumergible.

Los pozos seleccionados, para realizar el estudio de optimización de la producción de petróleo del Área Libertador son: ARA - 02D, ATA - 11BD, ATA - 20, ATA - 23, SEC - 18, SEC - 19, SEC - 38D, SHU - 34D.

Se realiza la evaluación económica para determinar la viabilidad del proyecto, para el análisis económico se emplea un costo de 105 y 95 USD/barril tomando en cuenta el valor del precio del barril en los últimos meses y un valor de 100 USD/barril según la tendencia actual en el mercado.

Finalmente, se establecen las conclusiones y recomendaciones obtenidas en el proyecto.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA LIBERTADOR Y FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA E HISTORIA

El Área Libertador, se encuentra ubicada al norte de la Cuenca Oriente en la provincia de Sucumbíos, a 250 Km al este del Distrito Metropolitano de Quito, y alrededor de 25 Km al sur de la frontera con Colombia, y actualmente está compuesta por los campos: Atacapi, Arazá, Carabobo, Frontera, Pacayacu, Pichincha, Secoya, Shuara, Shushuqui, Tapi, Tetete.

Los campos Alama, Carabobo, Chanangue, Ocano y Peña Blanca, continúan cerrados durante el año 2011, los pozos Ocano-01, cerrado por alto BSW y el pozo Peña Blanca 01 por bajo aporte.

La figura 1.1, indica la ubicación del Área Libertador, en la tabla 1.1, se presenta las coordenadas geográficas de los campos.

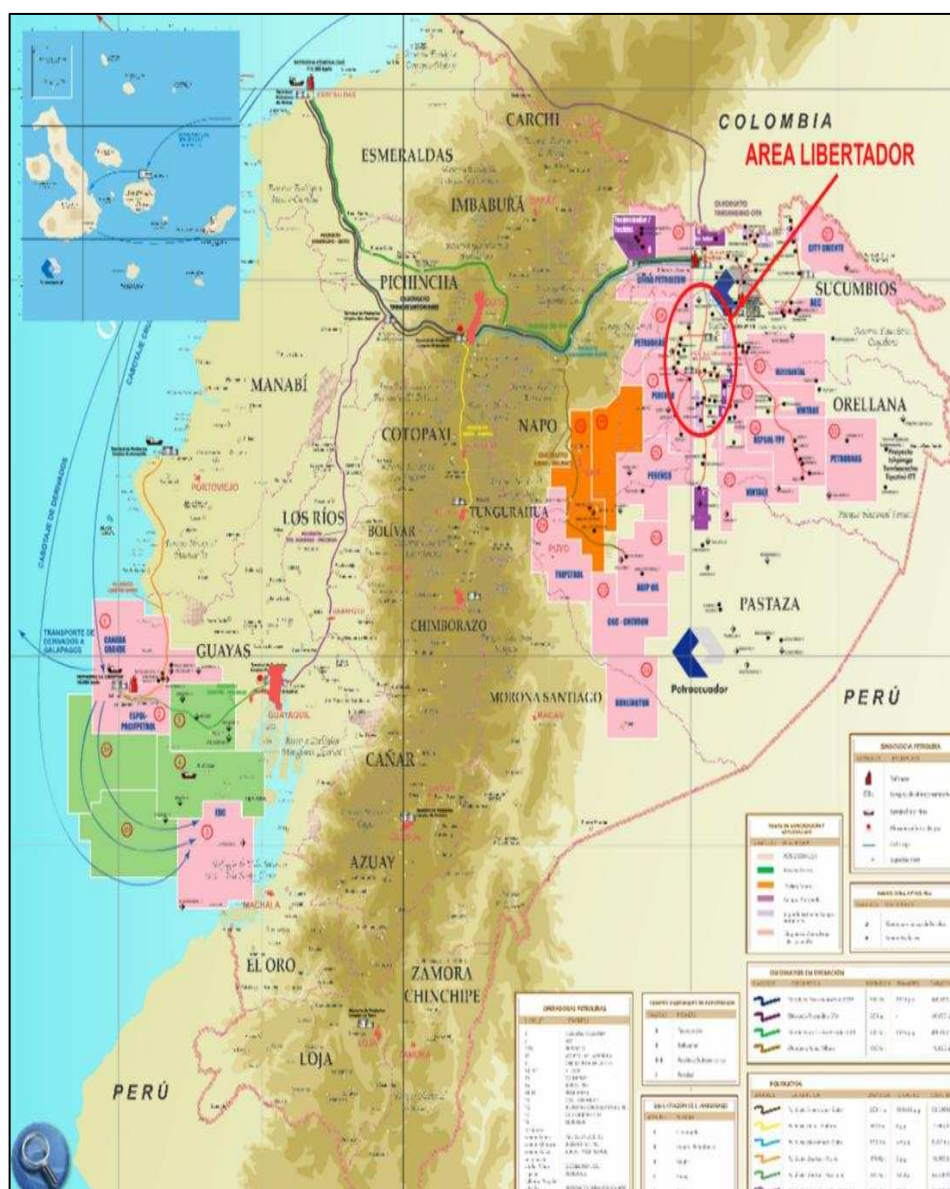
TABLA 1.1 COORDENADAS GEOGRÁFICAS DE LOS CAMPOS DEL ÁREA LIBERTADOR

CAMPO	COORDENADAS	
	LATITUD	LONGITUD
ARAZÁ	00° 10' 16" Norte a 00° 04' 00" Sur	76° 34' 40" Oeste a 76° 33' 00" Este
ATACAPI	00° 01' 33" Norte a 00° 06' 30" Sur	76° 30' 50" Oeste a 76° 39' 45" Este
FRONTERA	00° 14' 28" Norte a 00° 14' 03" Sur	76° 33' 13" Oeste a 76° 33' 40" Este
LIBERTADOR	00° 06' 00" Norte a 00° 04' 00" Sur	76° 36' 40" Oeste a 76° 33' 00" Este
TAPI	00° 12' 11" Norte a 00° 13' 02" Sur	76° 32' 13" Oeste a 76° 32' 50" Este
TETETE	00° 10' 11" Norte a 00° 12' 23" Sur	76° 30' 46" Oeste a 76° 32' 04" Este

FUENTE: Gerencia de Exploración y Producción – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

FIGURA 1.1 UBICACIÓN DEL ÁREA LIBERTADOR



FUENTE: Gerencia de Exploración y Producción – EP PETROECUADOR.

1.1.1 CAMPO ARAZÁ

El campo Arazá, aledaño al campo Libertador, se encuentra ubicado en la Provincia de Sucumbíos, en el cantón Pacayacu, a 2 Km y al sureste del campo Shuara, tiene 2,8 Km de largo en su eje principal NO – SE y 1,7 Km de ancho en dirección NE – SO, con un área aproximada de 1.100 acres y con un cierre vertical de 20 pies, actualmente produce 275 BPPD.

1.1.2 CAMPO ATACAPI

En 1968, el consorcio Texaco Gulf descubre el campo Atacapi con la perforación del pozo Atacapi 01, alcanzando una profundidad de 9.848 pies y una producción de petróleo de 3.800 BPPD (1.960 BPPD de 29° API de la arena “U” y 1.840 BPPD de 34° API de la arena “T”), al 31 de octubre de 2011 el campo Atacapi tiene una producción de 6.331 BPPD.

1.1.3 CAMPO FRONTERA

En 1987, CEPE descubre el campo Frontera con la perforación del pozo Frontera 01, con una producción de petróleo de 4.500 BPPD de las arenas “U inf.” y “T”. Al 31 de octubre de 2011, el campo Frontera tiene una producción de 267 BPPD.

1.1.4 CAMPO LIBERTADOR

La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana descubre el campo Libertador con la perforación del pozo exploratorio Secoya 01 el 31 de enero de 1980. En los meses posteriores se perforaron los pozos Shuara 01 y Shushuqui 01. Al 31 de octubre de 2011 el campo Libertador produce 9.606 BPPD.

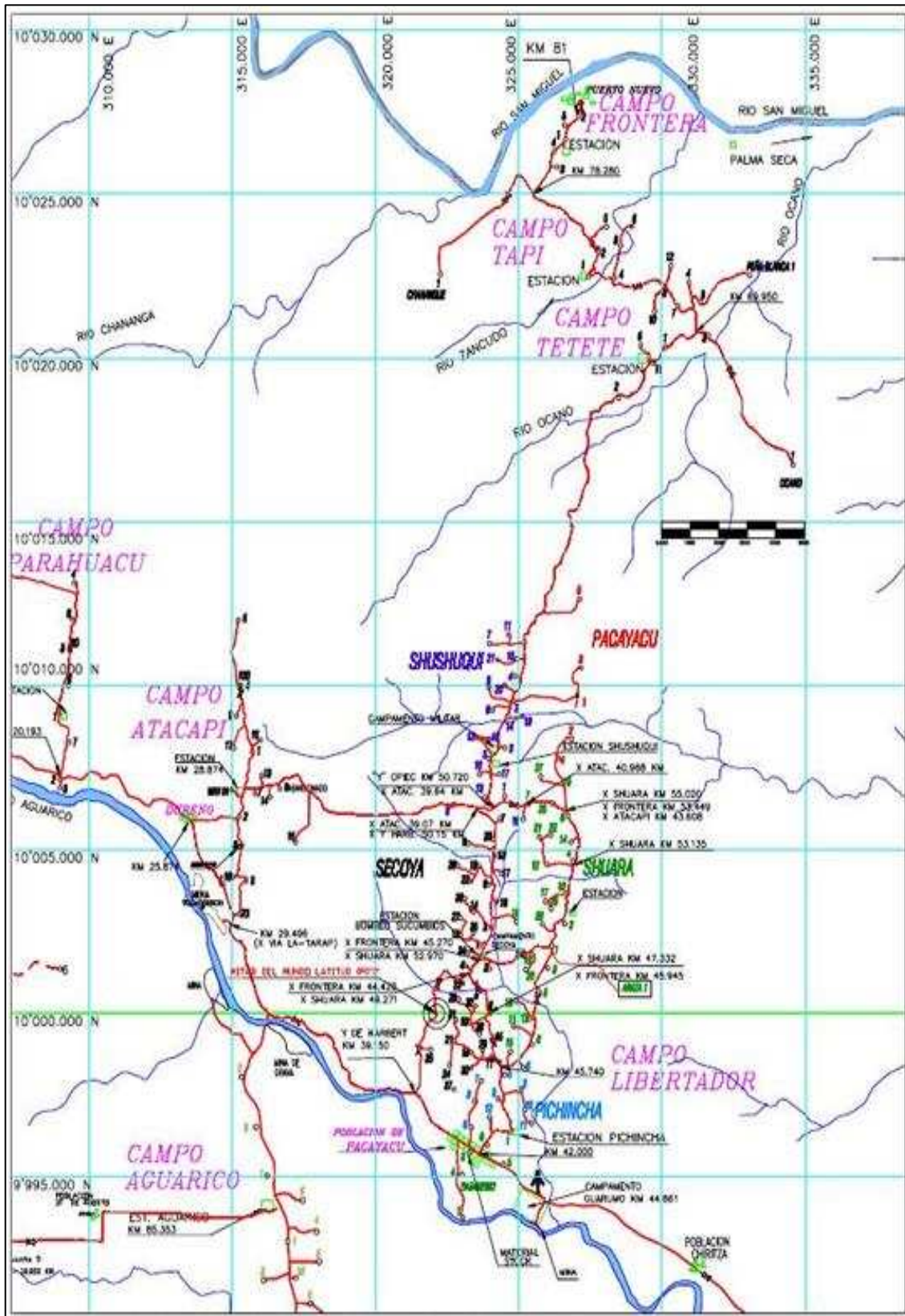
1.1.5 CAMPO TAPI – TETETE

El Campo Tapi, se descubre en octubre de 1985 con la perforación del pozo Tapi 01, alcanzando una profundidad de 9.183 pies y una producción de petróleo de 2.045 BPPD (1.333 BPPD de 29° API de la arena “T” y 712 BPPD de 28° API de la arena “U”), al 31 de octubre de 2011 produce 314 BPPD.

El Campo Tetete, se descubre en julio de 1980 con la perforación del pozo Tetete 01, alcanzando una profundidad de 9.400 pies y una producción de petróleo de 1.645 BPPD (1.315 BPPD de 30° API de la arena “T” y 330 BPPD de 29° API de la arena “U”), al 31 de octubre de 2011 produce 1.480 BBPD.

En la figura 1.2, se presenta la ubicación de los campos que conforman el Área Libertador.

FIGURA 1.2 UBICACIÓN DE LOS CAMPOS DEL ÁREA LIBERTADOR



FUENTE: Gerencia de Exploración y Producción – EP PETROECUADOR.

1.2 GEOLOGÍA DE LOS CAMPOS

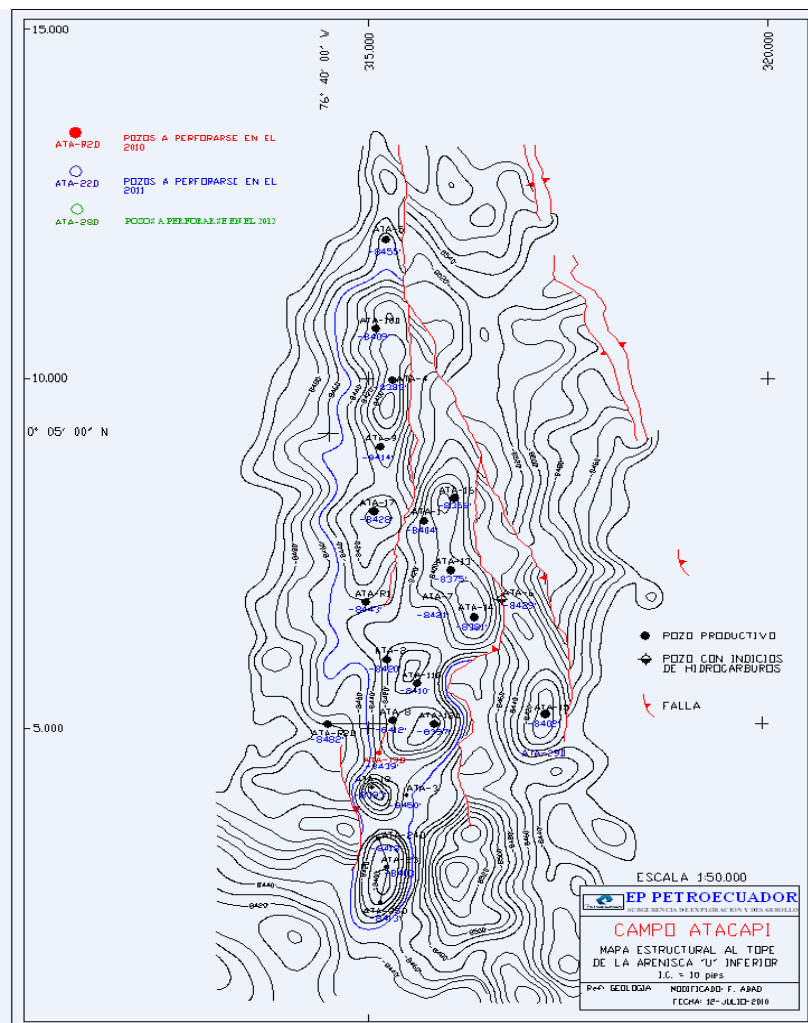
1.2.1 ESTRUCTURA

1.2.1.1 Campo Atacapi

El campo Atacapi, con un área de 3.350 acres, está formado por un anticlinal con dirección aproximada norte – sur y presenta una falla inversa la cual se extiende desde el norte hacia el este.

En la figura 1.3, se indica el mapa estructural del campo Atacapi referido a la base de la caliza “A”.

FIGURA 1.3 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO ATACAPI REFERIDO A LA BASE DE LA ARENA “U INFERIOR”



FUENTE: Gerencia de Exploración y Producción – EP PETROECUADOR.

1.2.1.2 Campo Arazá

El esquema estructural del campo Arazá, es de un anticlinal de 20 Km de largo por 8 Km de ancho, con varias culminaciones, presentando dos fallas inversas de dirección norte a sur, la primera falla limita al lado este con un salto de falla pequeño de 20 a 40 pies y la segunda falla limita al margen oeste, siendo paralela a la primera con un salto de falla similar, esto origina que el campo se divida en dos partes.

En la figura 1.4, se indica el mapa estructural del campo Arazá.

1.2.1.3 Campo Frontera

El campo Frontera, forma parte del alto estructural San Miguel. La estructura del campo tiene una orientación noreste – suroeste y presenta una falla en la parte oriental con un cierre estructural de 100 pies que separa las sub cuencas Putumayo y Napo.

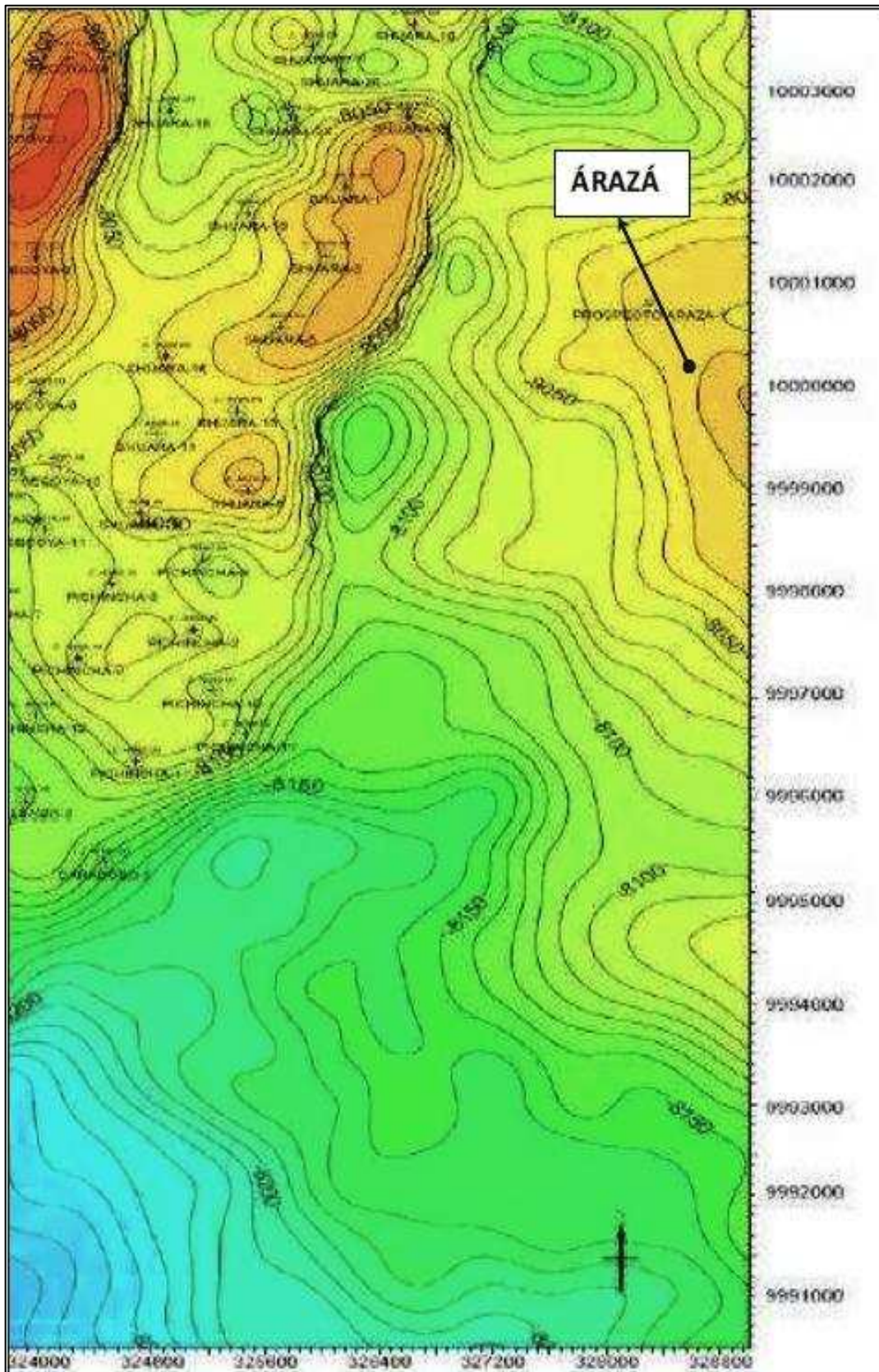
En la figura 1.5, se indica el mapa estructural del campo Frontera referido a la base de la arena “T inferior”.

1.2.1.4 Campo Libertador

El campo Libertador está formado por los altos estructurales principales Secoya y Shuara, y por los altos estructurales secundarios Shushuqui, Pacayacu, Pichincha y Carabobo.

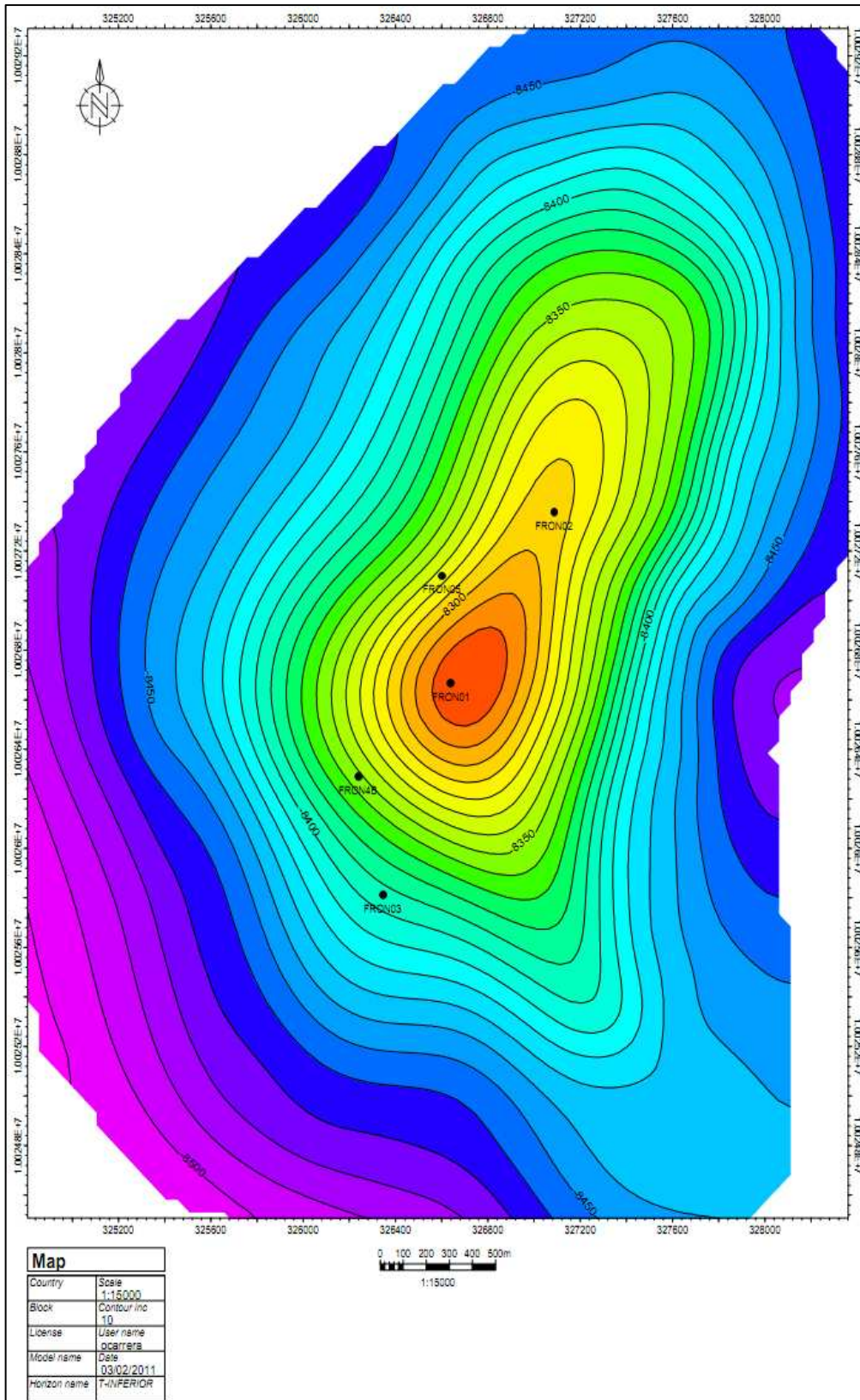
El campo Libertador, estructuralmente es un anticlinal, el cual se forma debido a la transgresión que inició a finales del Cretácico y llegó a su punto máximo en el Eoceno. A medida que incrementa la profundidad el anticlinal se hace más compacto y pronunciado. En la figura 1.6, se indica el mapa estructural del campo Libertador referido a la base de la caliza “A”.

FIGURA 1.4 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO ARAZÁ



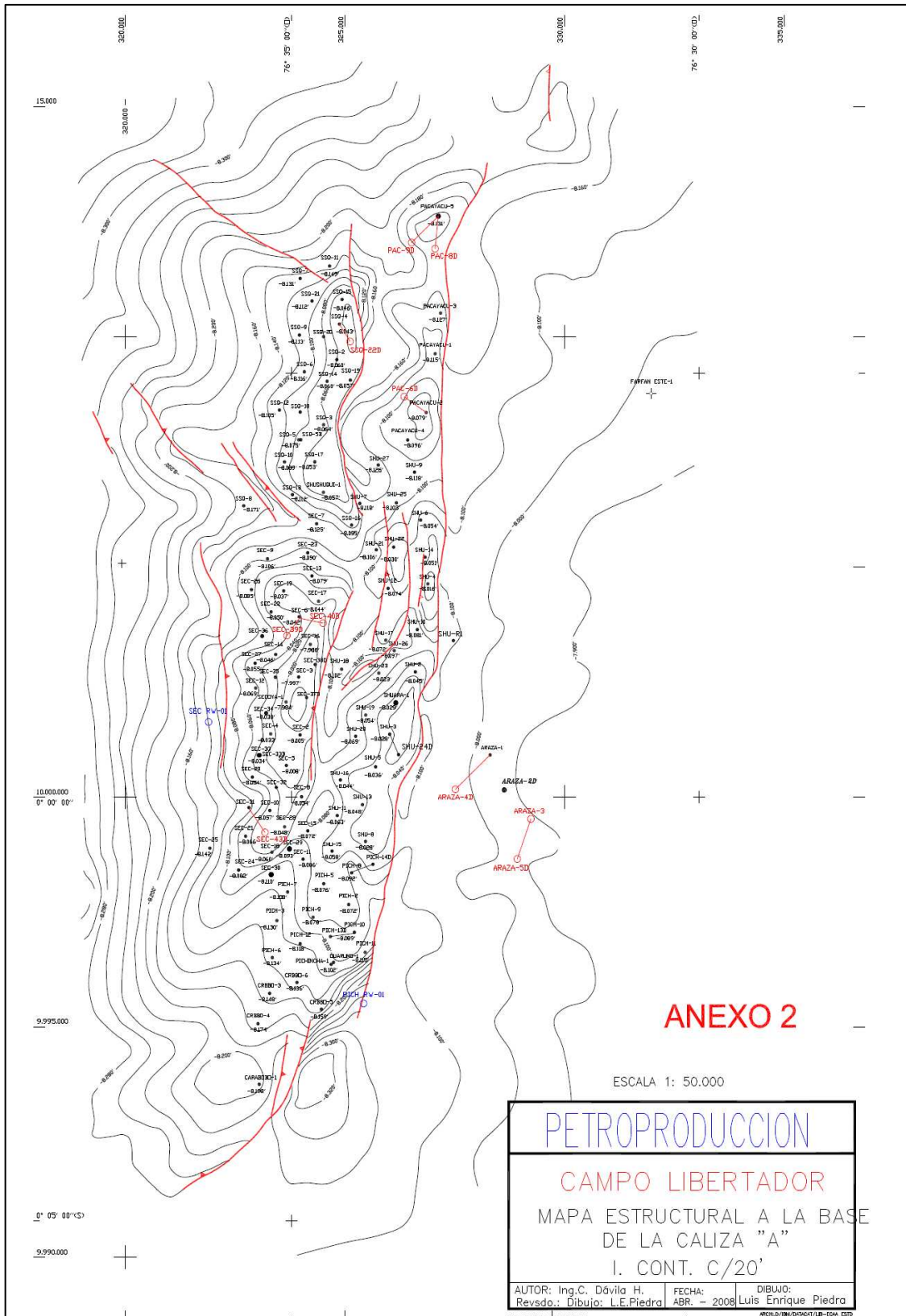
FUENTE: Gerencia de Exploración y Producción – EP PETROECUADOR.

FIGURA 1.5 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO FRONTERA REFERIDO A LA BASE DE LA ARENA "T INFERIOR"



FUENTE: Gerencia de Exploración y Producción – EP PETROECUADOR.

FIGURA 1.6 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO LIBERTADOR REFERIDO A LA BASE DE LA CALIZA "A"



FUENTE: Gerencia de Exploración y Producción – EP PETROECUADOR.

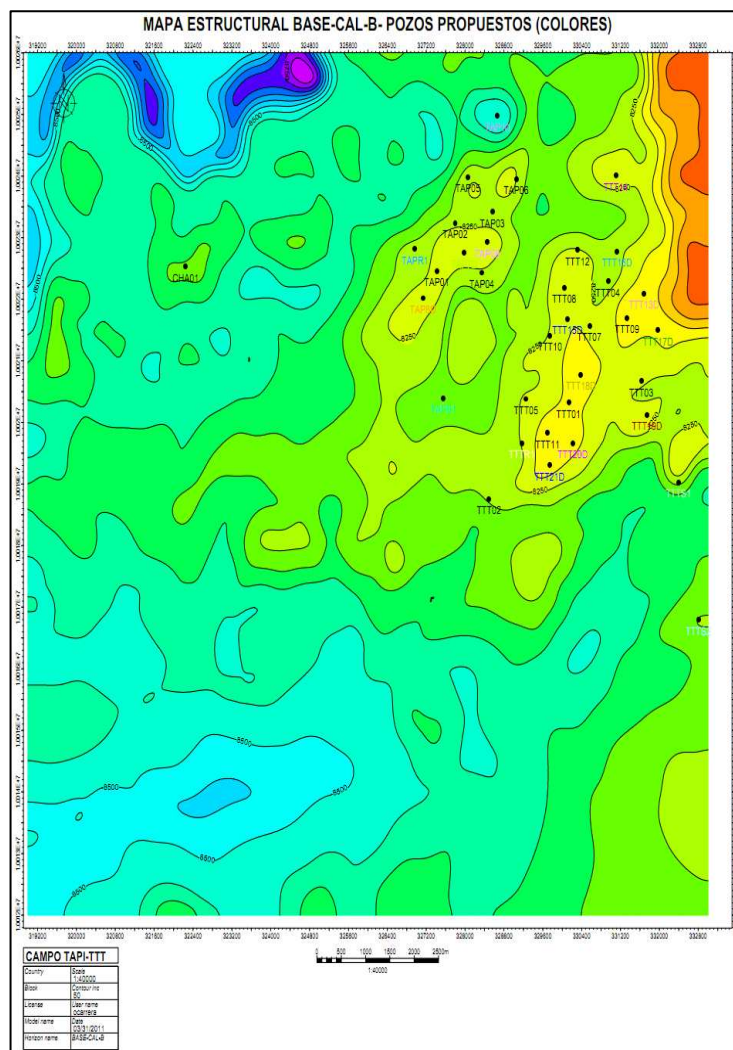
1.2.1.5 Campo Tapi – Tetete

El campo Tapi – Tetete está formado por anticlinales con dirección noreste – suroeste.

Al sur del campo Tapi, se localiza un alto estructural. Esta estructura permite diferenciar que los campos Tapi y Tetete, se encuentran a niveles diferentes, siendo Tetete más elevado que Tapi.

En la figura 1.7, se presenta el mapa estructural del campo Tapi – Tetete referido a la base de la caliza “B”.

FIGURA 1.7 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO TAPI – TETETE REFERIDA A LA BASE DE LA CALIZA “B”



FUENTE: Gerencia de Exploración y Producción – EP PETROECUADOR.

1.2.2 ESTRATIGRAFÍA Y LITOLOGÍA

Los campos del Área Libertador, se caracterizan por la presencia de areniscas cuarzosas de color gris verdoso o claro – cristalino. Los minerales arcillosos son caolinita, esmectita, ilita y clorita además de minerales importantes de glauconita y pirita. El tamaño del grano es variable y mezclado, subangular, firme, cemento ligeramente calcáreo.

1.2.2.1 Campo Atacapi

1.2.2.1.1 *Basal Tena*

Arenisca cuarzosa transparente, de grano grueso a muy grueso, subangular, mala clasificación, firme, cemento ligeramente calcáreo, fluorescencia natural discontinua amarilla blanquecina; corte rápido, residuo café claro y con muestras de hidrocarburos.

1.2.2.1.2 *Arenisca “U superior”*

Arenisca cuarzosa, de grano firme y fino a medio, subangular a subredondeada, clasificación regular, cemento silíceo, con glauconita y con muestras de hidrocarburos.

1.2.2.1.3 *Arenisca “U inferior”*

Arenisca cuarzosa transparente, compacta, subangular, clasificación regular, verde claro, grano de medio a grueso, cemento calcáreo, fluorescencia natural discontinua blanca, corte instantáneo, residuo café y con muestras de petróleo.

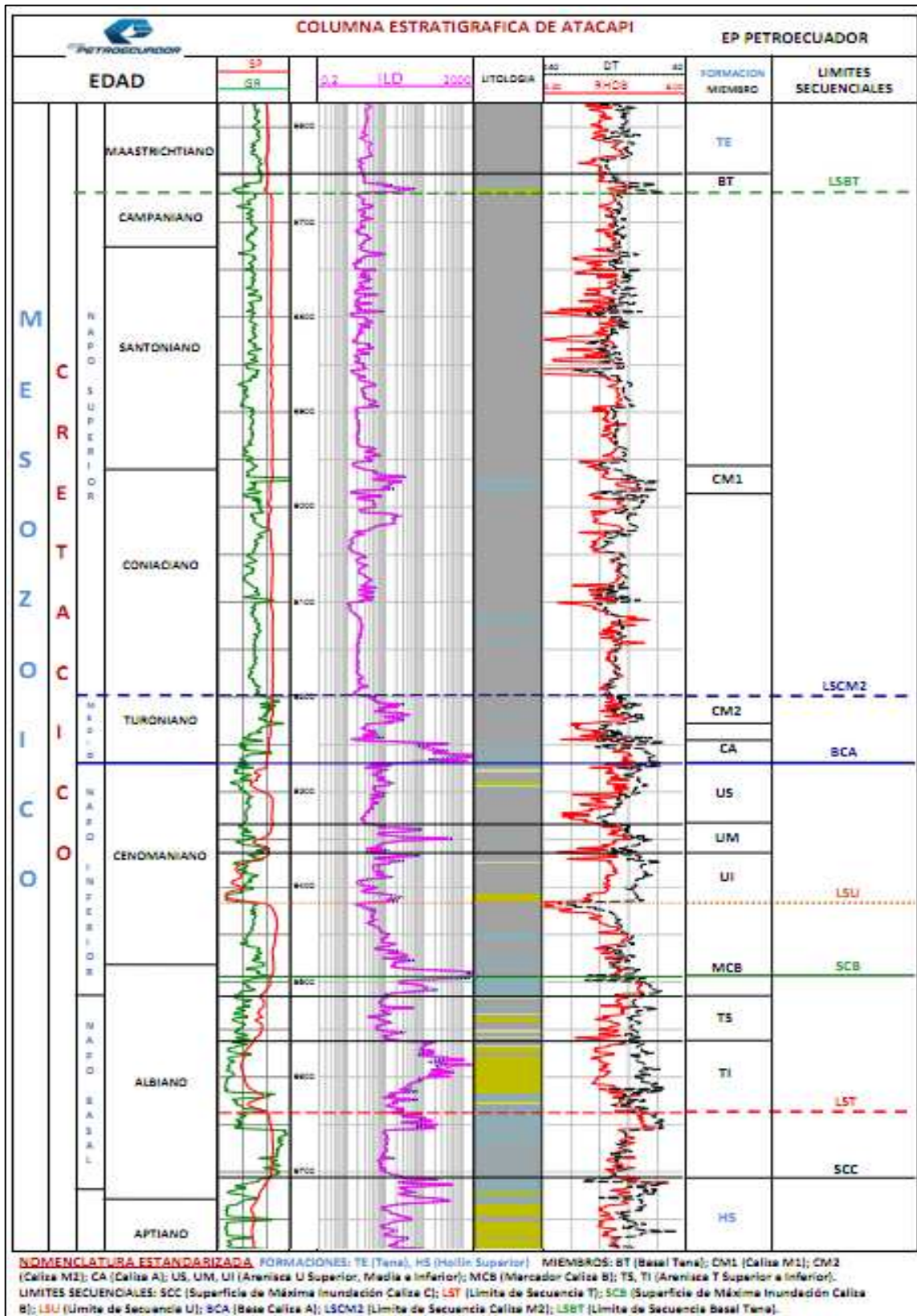
1.2.2.1.4 *Arenisca “T superior”*

Arenisca de cuarzo, grano fino a medio, subangular, clasificación regular, cemento ligeramente calcáreo, glauconítica y presencia de hidrocarburos.

1.2.2.1.5 *Arenisca “T inferior”*

Arenisca cuarzosa, compacta, grano fino a medio, subangular, clasificación regular, cemento calcáreo, fluorescencia natural discontinua amarillenta, corte instantáneo, residuo café y con muestras de hidrocarburos.

FIGURA 1.8 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO ATACAPI



FUENTE: Gerencia de Exploración y Producción – EP PETROECUADOR.

1.2.2.2 Campo Arazá

1.2.2.2.1 Arenisca Basal Tena

Arenisca cuarzosa, de contextura semifirme de color gris a gris oscuro, grano fino a medio, subangular a subredondeado, medianamente seleccionada, fluorescencia amarilla con corte mediano y residuo café claro, cemento arcilloso calcáreo y presencia de hidrocarburos.

1.2.2.2.2 Arenisca “U superior”

Arenisca cuarzosa firme de color gris verdosa, grano fino a medio, subangular a subredondeada, mediana selección, cemento silíceo, levemente calcárea, glauconítica, con regular saturación de hidrocarburos de fluorescencia amarilla, corte mediano y residuo color café.

1.2.2.2.3 Arenisca “U inferior”.

Arenisca cuarzosa firme de color gris, grano medio, subangular a subredondeado, mediana selección, fluorescencia amarilla, corte mediano a rápido, residuo color café y presencia de hidrocarburos.

1.2.2.2.4 Arenisca “T superior”

Arenisca cuarzosa de color gris verdoso, semifirme a firme, grano medio a grueso, subangular a subredondeado, cemento silíceo, levemente calcárea, glauconítica con regular saturación de hidrocarburos, fluorescencia amarilla y corte lento.

1.2.2.2.5 Arenisca “T inferior”

Arenisca cuarzosa de color gris de grano medio a grueso, angular a subangular, medianamente seleccionada, fluorescencia amarilla y corte, cemento silíceo y presencia de hidrocarburos.

1.2.2.3 Campo Libertador

1.2.2.3.1 Arenisca “T inferior”

Arenisca cuarzosa, de grano grueso a muy fino, en secuencias métricas grano decrecientes hacia el tope, con estratificación cruzada e intercalaciones de

lutitas. Contiene abundante glauconita, la misma que aparece ya en la parte media y superior de la arena "T inferior". Los minerales arcillosos son: caolinita, illita, clorita y esmectita.

1.2.2.3.2 Arenisca "T superior"

Arenizcas cuarzo-glauconíticas, de grano fino a muy fino, masivas a onduladas con bioturbaciones, presencia importante de cemento calcáreo y glauconíticas.

1.2.2.3.3 Arenisca "U inferior"

Arenisca cuarzosa en partes micácea, limpia, masiva, grano decreciente y con estratificación cruzada a la base, laminada al techo. Los principales minerales arcillosos son: caolinita, esmectita, clorita e illita.

1.2.2.3.4 Arenisca "U media"

Arenisca cuarzosa de poco espesor, con estratificación cruzada, ondulada y en partes masiva hacia la base, con delgadas intercalaciones lutitas y con bioturbación hacia el techo.

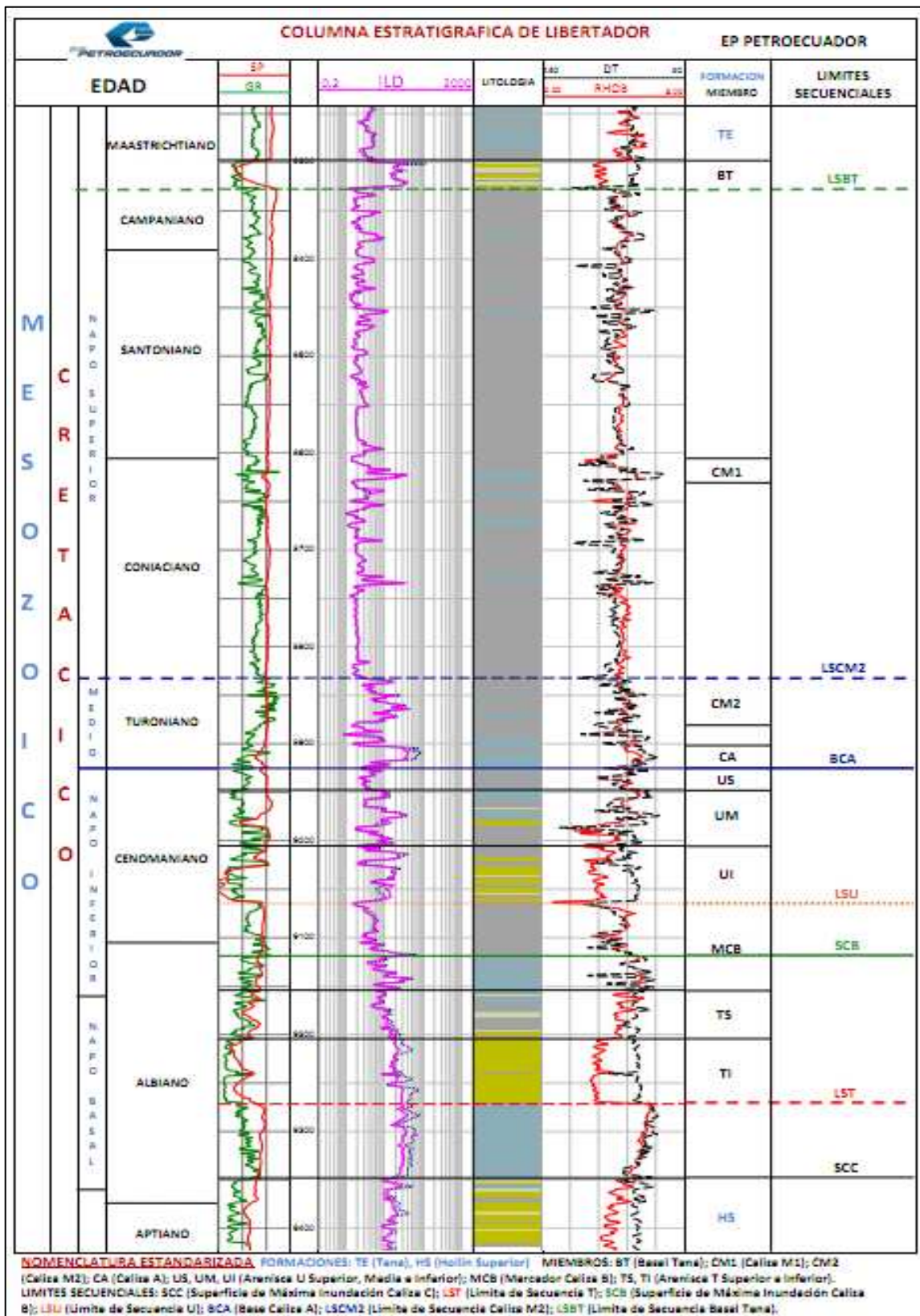
1.2.2.3.5 Arenisca "U superior"

Areniscas cuarzosas con frecuentes bioturbaciones, con intercalaciones de lutita, cemento calcáreo, secuencias de grano creciente hacia la base y secuencias de grano decreciente de areniscas hacia la parte superior. Los minerales arcillosos son caolinita, esmectita, illita y clorita y minerales importantes de glauconita y pirita.

1.2.2.3.6 Arenisca Basal Tena

Arenisca de cuarzo, color gris claro a cristalino, grano grueso a medio, mala selección, subangular a subredondeada, matriz arcillosa calcárea, corte lento, fluorescencia amarillo - verdosa y residuo café, importante presencia de calizas y lutitas y con presencia de hidrocarburos.

FIGURA 1.9 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO LIBERTADOR



FUENTE: Gerencia de Exploración y Producción – EP PETROECUADOR.

1.2.2.4 Campo Frontera

1.2.2.4.1 Arenisca “T”

Arenisca cuarzosa de color gris verdoso, grano muy fino a medio, con inclusiones de glauconita, laminaciones finas de lutita y delgados niveles de material carbonáceo.

1.2.2.4.2 Arenisca “U superior”

Presenta una litología predominantemente limo arenosa pelítica.

1.2.2.4.3 Arenisca “U inferior”

Está conformada por limos, arcillas y carbón. Presenta dos y hasta tres niveles arenosos separados por facies pelíticas transgresivas.

1.2.2.5 Campo Tapi – Tetete

1.2.2.5.1 Arenisca “T superior”

Areniscas con intercalaciones de lutita calcárea.

1.2.2.5.2 Arenisca “T inferior”

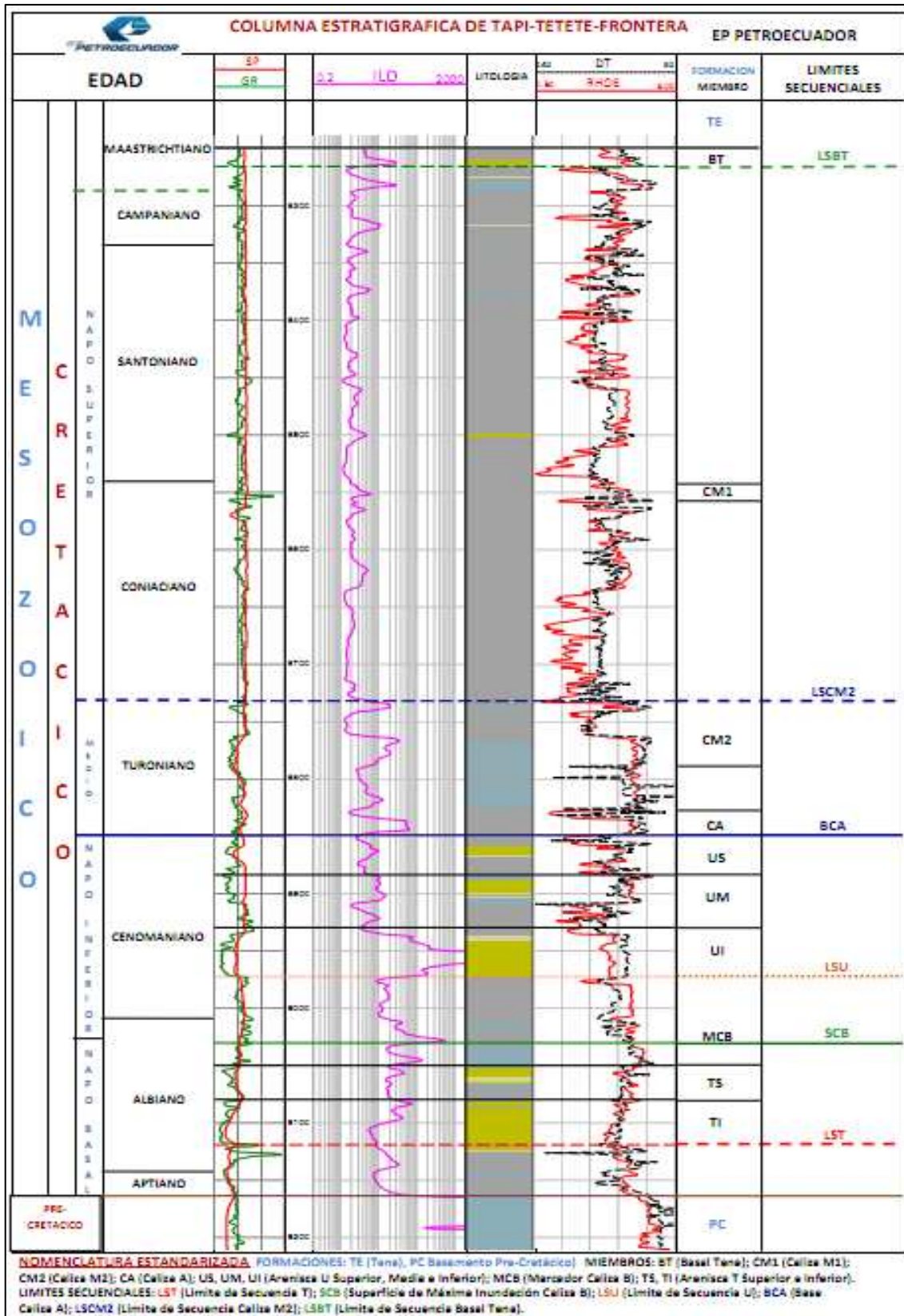
Arenisca limpia glauconítica saturada de hidrocarburos.

1.2.2.5.3 Arenisca “U inferior”

Arenisca cuarzosa, limpia, de grano medio a fino, subangular a subredondeado, bien seleccionada, cemento silíceo levemente calcáreo.

En la figura 1.10, se indica la columna estratigráfica de los campos Tapi – Tetete y Frontera.

FIGURA 1.10 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LOS CAMPOS TAPI TETETE Y FRONTERA



FUENTE: Gerencia de Exploración y Producción – EP PETROECUADOR.

1.2.3 PRINCIPALES RESERVORIOS

Los principales reservorios productores de los campos del Área Libertador, se encuentran en la formación Napo en su miembro inferior, en los intervalos clásticos denominados “U” y “T”, presentándose también Basal Tena en los campos Atacapi y Libertador.

1.2.4 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

En los estudios y análisis PVT realizados sobre el Área Libertador, se determina que esta Área corresponde a un yacimiento subsaturado (Simulación de Yacimientos, Campo Libertador, Volumen I, Febrero 2004), con un empuje lateral y de fondo de intrusión de agua, significa que la presión inicial es mayor que la del punto de burbuja, cuando la presión se reduce debido a la producción de fluidos, se crea un diferencial de presión a través del contacto agua – petróleo. De acuerdo con las leyes básicas de flujo de fluidos en medios porosos, el acuífero reacciona haciendo que el agua contenida en él, invada al reservorio de petróleo originando intrusión o influjo, esto no solo ayuda a mantener la presión sino que permite un desplazamiento inmisible del petróleo que se encuentra en la parte invadida.

A continuación, se describe brevemente el mecanismo de producción correspondiente a cada campo del Área Libertador.

1.2.4.1 Campo Atacapi

El principal mecanismo de producción de la arena “T” del campo Atacapi, es el empuje hidráulico de fondo; la arena “U” tiene un empuje hidráulico lateral.

1.2.4.2 Campo Frontera

El mecanismo de producción de la arena “T” del campo Frontera, es el empuje hidráulico lateral y de la arena “U” es el empuje lateral.

1.2.4.3 Campo Libertador

El mecanismo predominante de producción es el empuje hidráulico lateral, las arenas “U inferior” y “T inferior” han mantenido la presión sobre el punto de burbuja debido a la presión generada por un sistema de acuífero fuertemente activo. El mecanismo de producción en los reservorios “U superior”, “T superior” y “Basal Tena” es por depleción.

1.2.4.4 Campo Tapi – Tetete

El mecanismo de producción de la arena “U” del campo Tapi – Tetete, es empuje hidráulico de fondo y de la arena “T” es por expansión volumétrica y empuje lateral.

1.2.5 CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LA ROCA Y FLUIDO

Las características y propiedades promedio básicas de las rocas productoras de acuerdo a cada campo se describen en las tablas 1.2 y 1.3, respectivamente.

TABLA 1.2 CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA

CAMPO	YACIMIENTO	PROPIEDADES PETROFÍSICAS			
		Φ (%)	Sw (%)	ho (pies)	K(md)
ARAZÁ	“U inf.”	17	15	30	400
	“T inf.”	15	25	35	600
ATACAPI	“U sup.”	15	30	15	250
	“U inf.”	17	35	35	500
	“T sup.”	13	42	65	500
	“T inf.”	14	32	65	800
FRONTERA	“U inf.”	17,6	24,6	25	644
	“T”	15,8	27,1	20	223
LIBERTADOR	Basal Tena	15,7	21,5	15	110
	“U sup.”	14,5	33,2	14	115
	“U inf.”	16,8	16,8	33	310
	“T”	14	14	40	100
TAPI TETETE	“U inf.”	15,6	20	18	400
	“T”	13,7	25	14	700

FUENTE: Gerencia de Exploración y Producción – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La información de las propiedades de los fluidos, permite entender de una mejor forma el comportamiento del yacimiento, y además, permite realizar pronósticos del mismo. Para determinar las propiedades se utilizan muestras de fondo a condiciones del yacimiento, examinadas en laboratorio y cuando no están disponibles, se utilizan correlaciones empíricas.

TABLA 1.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS

CAMPO	YACIMIENTO	PROPIEDADES PVT DE LOS FLUIDOS						
		Pi (psi)	Tr (°F)	β_o (BL/BF)	Pb (psi)	GOR (PCS/BF)	API	γ gas
ATACAPI	"U sup."	3.942	205	1,338	1.116	442	31,0	1,071
	"U inf."	4.012	208	1,231	1.308	326	29,0	1,088
	"T sup."	3.970	209	1,250	1.312	355	31,4	1,409
	"T inf."	3.970	210	1,214	1.100	404	34	1,41
FRONTERA	"U inf."	3.762	220	1,120	685	225	34,2	1,44
	"T"	3.777	221	1,110	640	179	34,7	1,43
LIBERTADOR	Basal Tena	3.100	205	1,17	1.100	70	20	1,35
	"U sup."	3.800	232	1,263	908	270	27	1,42
	"U inf."	3.800	217	1,224	1.168	284	27,8	1,22
	"T"	3.900	216	1,266	980	383	29,9	1,62
TAPI	"T"	3.810	217	1,366	1.980	420	29	1,65
TETETE	"U inf."	3.750	213	1,120	313	300	28,5	1,54

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

1.3 RESERVAS REMANENTES DEL ÁREA LIBERTADOR

Se conoce como reservas a los volúmenes de hidrocarburos existentes en un yacimiento que son factibles de recuperación a condiciones económicas y tecnológicas actuales. Hasta diciembre de 2010 se han recuperado un total de 414,780 MM Bls, siendo un 72% de las reservas originales del campo, y un 26% del Petróleo originalmente en sitio (POES). Las reservas originales y remanentes al 31/12/10 del Área Libertador se presentan en la tabla 1.4.

TABLA 1.4 RESERVAS REMANENTES ÁREA LIBERTADOR AL 31 DE DICIEMBRE 2010

CAMPO	YACIMIENTO	VOLUMEN IN SITU BLS	FR (INICIAL) %	° API	RESERVAS ORIGINALES			PRODUCCION ACUMULADA BLS al 31/12/2010	RESERVAS REMANENTES BLS al 31/12/2010
					PROBADAS BLS	PROBABLES BLS	TOTALES BLS		
ARAZA	U INF.	19.614.643	11	28	2.077.454	3.806.938	5.884.392	247.261	1.830.193
	T INF.	19.497.470	10	32	1.936.145	3.913.095	5.849.240	152.472	1.783.673
	SUB-TOTAL	39.112.113	10	-	4.013.599	7.720.033	11.733.632	399.732	3.613.867
ATACAPI	U SUP.	24.698.236	20	31	4.939.647	595.272	5.534.920	626.266	4.313.381
	U INF.	74.216.262	50	31	37.108.131	1.881.366	38.989.497	25.624.918	11.483.213
	T SUP.	10.028.401	40	31	4.011.360	539.088	4.550.448	1.705.631	2.305.730
	T INF.	75.040.798	40	33	30.016.319	3.298.162	33.314.481	10.143.932	19.872.387
	SUB-TOTAL	183.983.697	41	-	76.075.458	6.313.888	82.389.346	38.100.747	44.288.599
FRONTERA	U INF.	16.559.694	52	34	8.622.300	0	8.622.300	7.658.526	963.774
	T	15.259.301	53	35	8.051.070	0	8.051.070	5.923.705	2.127.365
	SUB-TOTAL	31.818.995	52	-	16.673.370	0	16.673.370	13.582.231	3.091.139
LIBERTADOR	BASAL TENA	123.525.500	15	20	18.530.060	0	18.530.060	3.898.776	14.631.285
	U SUP.	111.124.380	25	30	27.769.983	0	27.769.983	24.595.256	3.174.726
	U MED.	20.050.359	25	29	5.010.585	0	5.010.585	969.319	4.041.265
	U INF.	634.106.490	41	28	259.983.661	0	259.983.661	208.553.096	51.430.565
	T SUP.	79.471.213	31	29	24.636.076	0	24.636.076	2.798.898	21.837.178
TAPI TETETE	T INF.	309.663.970	31	30	95.995.831	0	95.995.831	90.387.735	5.608.095
	SUB-TOTAL	1.277.941.912	34	-	431.926.195	0	431.926.195	331.203.081	100.723.114
	U INF.	70.851.717	38	30	27.037.700	0	27.037.700	23.091.914	3.945.786
TOTAL	T	23.374.783	46	29	10.748.800	0	10.748.800	8.402.720	2.346.080
	SUB-TOTAL	94.226.500	40	-	37.786.500	0	37.786.500	31.494.634	6.291.866
	TOTAL	1.627.083.217	-	-	566.475.122	14.033.921	580.509.043	414.780.425	158.008.565

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinasaca.

1.4 PRESIONES DE LOS YACIMIENTOS

Son las presiones de los yacimientos a condiciones estáticas, es decir, cuando no existe movimiento de fluidos dentro del mismo y todas las fases se encuentran en equilibrio. Esta presión se mide en el fondo de un pozo a nivel de la zona del cañoneo, cuando éste ha permanecido cerrado durante el tiempo suficiente hasta estabilizarse. Estas presiones disminuyen paulatinamente de acuerdo a la producción de los fluidos.

Con la finalidad de determinar el comportamiento de presión para las distintas arenas de los campos que conforman el Área Libertador, los datos de presión estática se llevan a un mismo nivel de referencia (datum), este proceso toma en cuenta la presión del reservorio, la gravedad específica de los fluidos, el corte de agua, y otros parámetros que se presentan en las siguientes ecuaciones:

$$P_{ws\ datum} = P_{ws} - \Delta P \quad (1.1)$$

$$\Delta P = \nabla_m \Delta h \quad (1.2)$$

$$\gamma_m = \gamma_o(1 - BSW) + \gamma_w(BSW) \quad (1.3)$$

$$\Delta h = h_{pmp} - h_{datum} \quad (1.4)$$

Donde:

P_{ws} : Presión estática del yacimiento, psi

γ_m : Gravedad específica de la mezcla

γ_o : Gravedad específica del petróleo

γ_w : Gravedad específica del agua

BSW : Porcentaje de agua y sedimentos básicos.

h_{datum} : Profundidad del datum, pies

h_{pmp} : Profundidad del punto medio de las perforaciones, pies

∇_m : Gradiente de la mezcla ($0.433 * \gamma_m$)

Ejemplo de cálculo de presión del pozo Atacapi 07 corregidas al datum:

Datos:

P_{ws} = 3.276 psi

h_{pmp} = 9.393 pies

°API	= 29
BSW	= 0,01
γ_w	= 1,03

Procedimiento:

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131,5 + API}$$

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131,5 + 29} = 0.8816$$

$$\nabla_m = 0,433[\gamma_o(1 - BSW) + \gamma_w(BSW)]$$

$$\nabla_m = 0,433[0.8816(1 - 0,01) + 1.03(0,01)]$$

$$\nabla_m = 0,382 \text{ psi/pie}$$

$$\Delta h = h \text{ pmp} - h \text{ datum}$$

$$\Delta h = 9.393 - 9.300 = 93 \text{ pies}$$

$$\Delta P = \nabla_m \Delta h$$

$$\Delta P = 0,382 * 93 = 36 \text{ psi}$$

$$P_{ws \text{ datum}} = P_{ws} - \Delta P$$

$$P_{ws \text{ datum}} = 3.276 - 36 = 3.240 \text{ psi}$$

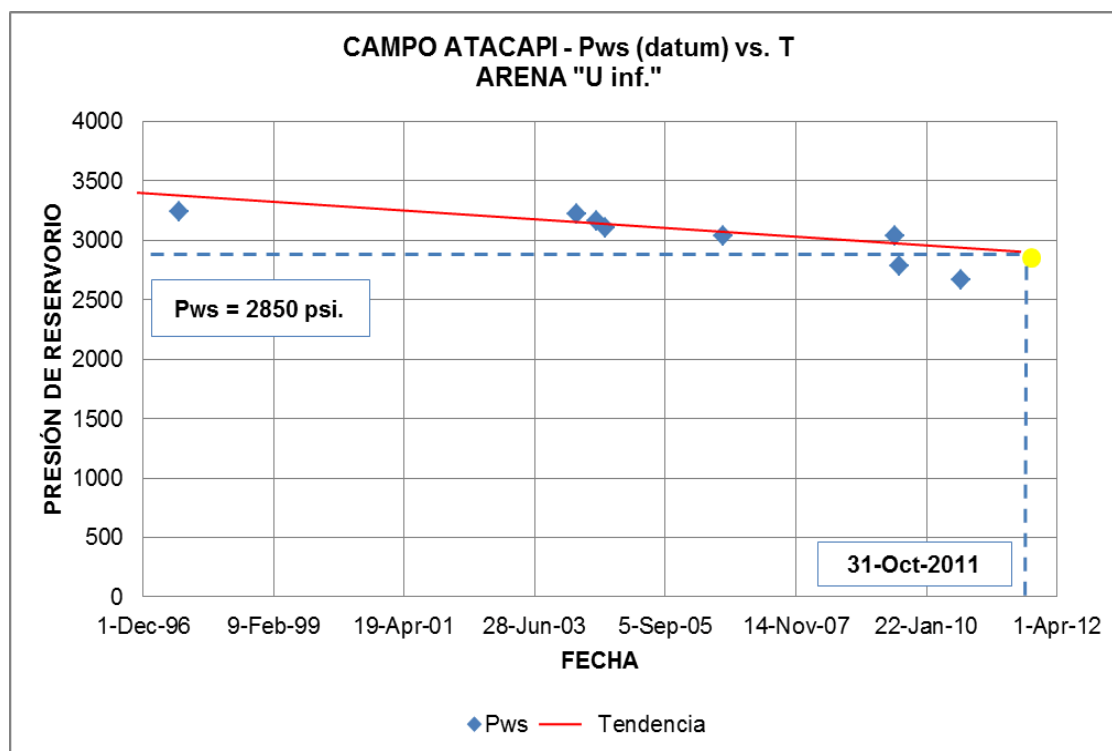
Como resultado de este proceso se obtienen las presiones estáticas corregidas al datum, para los distintos campos del Área Libertador, luego de la revisión y obtención de los datos de presión, se grafica la Presión estática (P_{ws}) vs. Tiempo, además se utiliza la línea de tendencia para hacer un pronóstico de la presión actual del yacimiento y la depletación anual aproximada para cada arena.

A continuación se describe el comportamiento de presiones del Área Libertador, por campo y por arena.

1.4.1 CAMPO ATACAPI

En el campo Atacapi, la presión inicial para la arena "U inf." es 4.012 psi. La figura 1.11, indica el comportamiento de presiones de esta arena, donde se tiene una depletación de 30 psi por año.

**FIGURA 1.11 COMPORTAMIENTO DE PRESIONES CAMPO ATACAPI
ARENA "U INFERIOR"**



FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La tabla 1.5, presenta los valores de presión de los pozos correspondientes a la arena "U inf." del campo Atacapi.

TABLA 1.5 PRESIONES CAMPO ATACAPI ARENA "U INFERIOR"

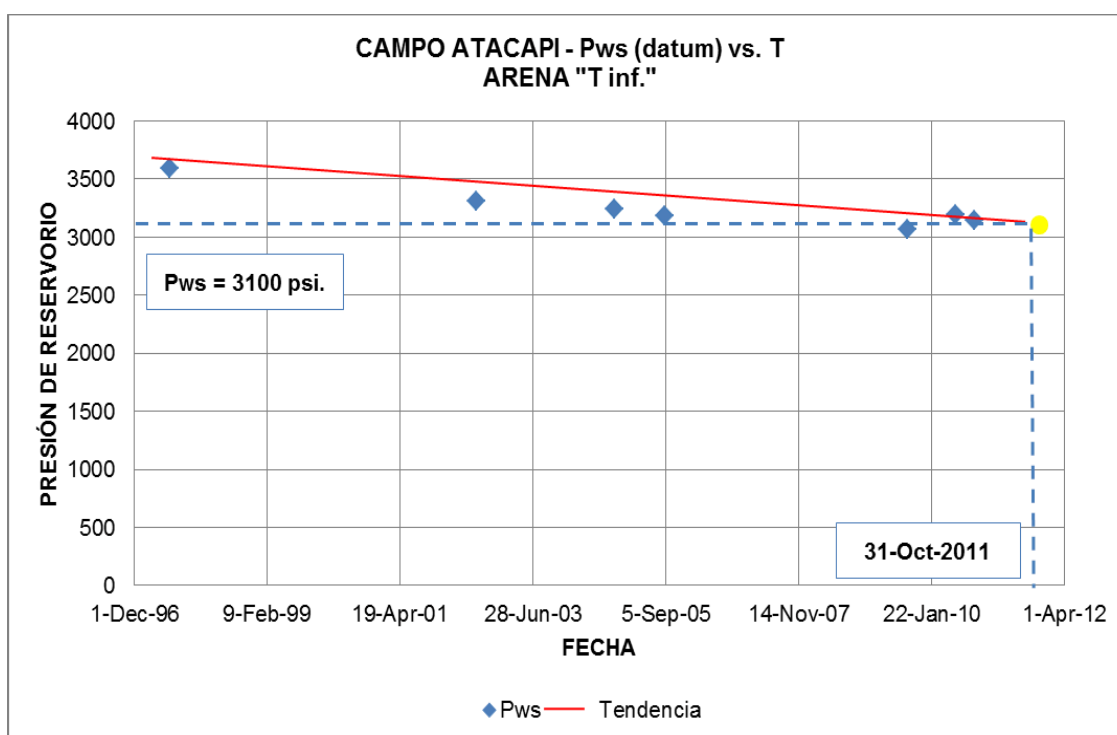
CAMPO ATACAPI											
COMPORTAMIENTO DE PWS. ARENA "U inf."											
Pozo	Fecha	Pws (psi)	Prof. del reservorio (ft)	API	BSW	GRAD. (psi/ft)	Datum (ft)	ΔP (psi)	Pws al datum (psi)	Pws prom. (psi)	Pws al 31/10/2011 (psi)
ATA - 07	09-jul-97	3.276	9.393	29	0,01	0,3826	9.300	36	3.240	2.850	2.886
ATA - 07	09-mar-04	3.262	9.393	29,6	0,13	0,3891	9.300	36	3.226	2.850	2.886
ATA - 09	14-jul-09	3.079	9.402	29,2	0,82	0,4346	9.300	44	3.035	2.850	2.894
ATA - 10D	09-ago-09	3.016	9.837	32	0,87	0,4370	9.300	235	2.781	2.850	3.085
ATA - 13	08-jul-04	3.190	9.359	23,8	0,19	0,4046	9.300	24	3.166	2.850	2.874
ATA - 14	01-sep-04	3.141	9.389	29	0,01	0,3826	9.300	34	3.107	2.850	2.884
ATA - 14	23-ago-06	3.071	9.389	29	0,77	0,4314	9.300	38	3.033	2.850	2.888
ATA - 24	19-ago-10	2.769	9.547	27	0,15	0,3957	9.300	98	2.671	2.850	2.948

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La presión inicial para la arena "T inf." es 3.970 psi. La figura 1.12, indica el comportamiento de presiones de esta arena, donde se tiene una depletación de 36 psi por año.

**FIGURA 1.12 COMPORTAMIENTO DE PRESIONES CAMPO ATACAPI
ARENA "T INFERIOR"**



FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La tabla 1.6, presenta los valores de presión de los pozos correspondientes a la arena "T inf." del campo Atacapi.

TABLA 1.6 PRESIONES CAMPO ATACAPI ARENA "T INFERIOR"

CAMPO ATACAPI											
COMPORTAMIENTO DE PWS. ARENA "T inf."											
Pozo	Fecha	Pws (psi)	Prof. del reservorio (ft)	API	BSW	GRAD. (psi/ft)	Datum (ft)	ΔP (psi)	Pws al datum (psi)	Pws prom. (psi)	Pws al 31/10/2011 (psi)
ATA - 07	04-jul-97	3.595	9.561	29	0,01	0,3826	9.560	0	3.595	3.100	3.100
ATA - 10	20-jul-02	3.492	10.007	33	0,47	0,4073	9.560	182	3.310	3.100	3.282
ATA - 11BD	28-ago-09	3.266	10.019	30	0,76	0,4303	9.560	198	3.068	3.100	3.298
ATA - 15	29-oct-04	3.254	9.605	37	0,01	0,3647	9.560	16	3.238	3.100	3.116
ATA - 15	31-ago-05	3.203	9.605	32	0,43	0,4057	9.560	18	3.185	3.100	3.118
ATA - 20D	10-oct-10	3.298	9.936	31,4	0,41	0,4050	9.560	152	3.146	3.100	3.252
ATA - 24D	19-jun-10	3.263	9.733	33,4	0,21	0,3875	9.560	67	3.196	3.100	3.167

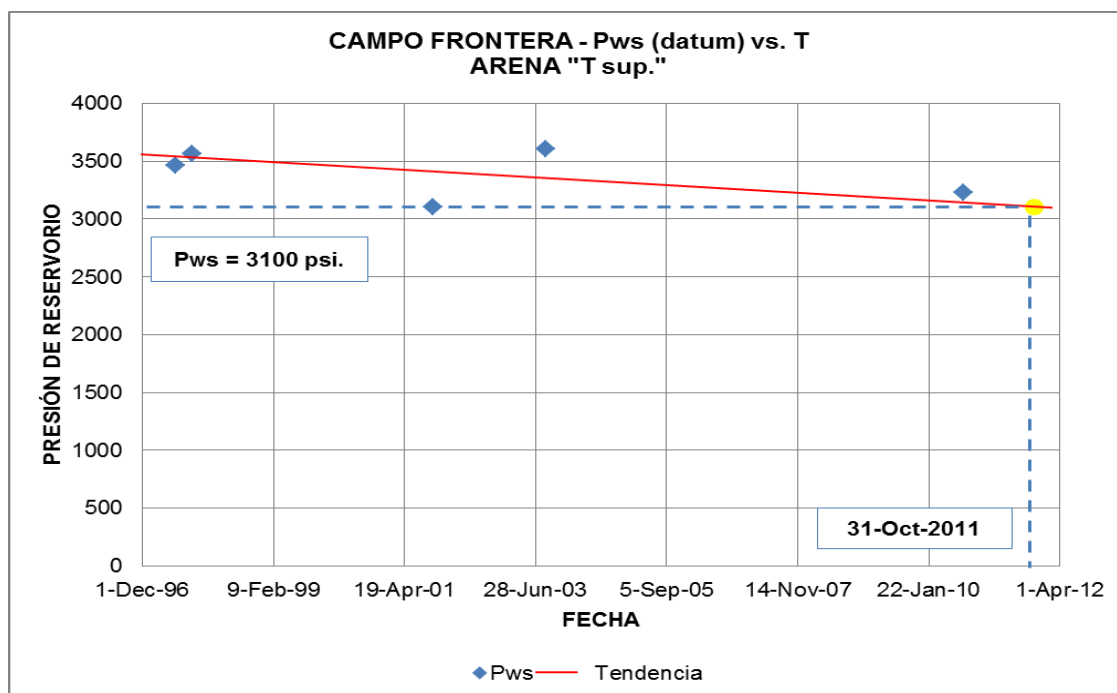
FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

1.4.3 CAMPO FRONTERA

En el campo Frontera, la presión inicial para la arena "T sup." es 3.777 psi. La figura 1.13, indica el comportamiento de presiones de esta arena, donde se tiene una depletación de 30 psi por año.

**FIGURA 1.13 COMPORTAMIENTO DE PRESIONES CAMPO FRONTERA
ARENA "T SUPERIOR"**



FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La tabla 1.7, presenta los valores de presión de los pozos correspondientes a la arena "T sup." del campo Frontera.

TABLA 1.7 PRESIONES CAMPO FRONTERA ARENA "T SUPERIOR"

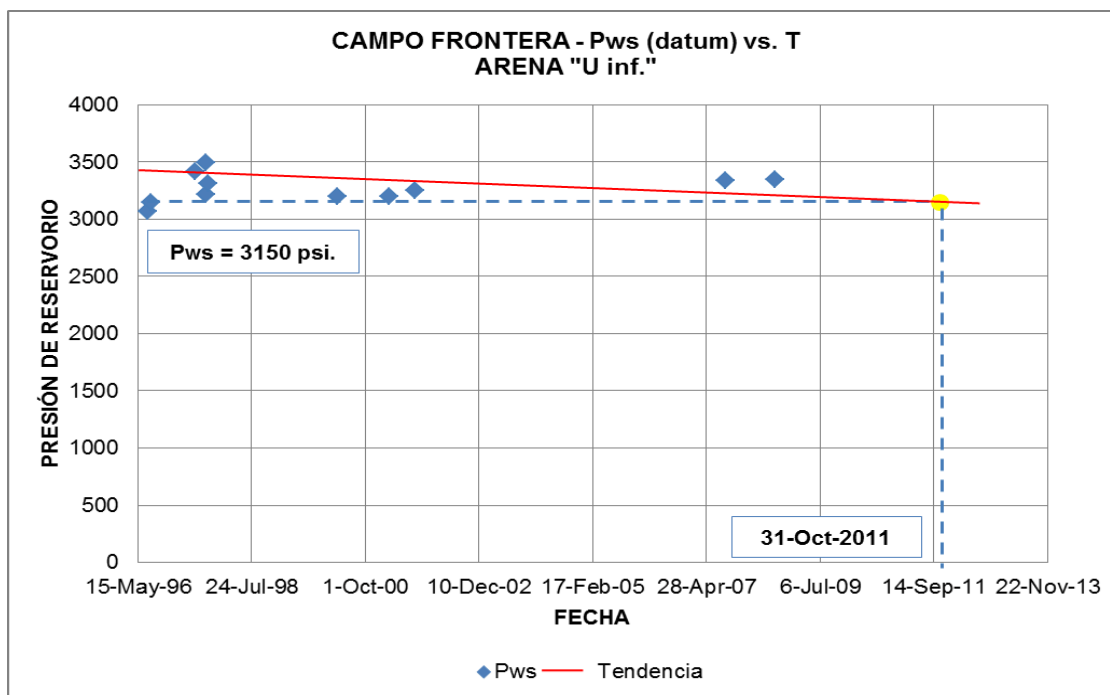
CAMPO FRONTERA											
COMPORTAMIENTO DE PWS. ARENA "T sup."											
Pozo	Fecha	Pws (psi)	Prof. del reservorio (ft)	API	BSW	GRAD. (psi/ft)	Datum (ft)	ΔP (psi)	Pws al datum (psi)	Pws prom. (psi)	Pws al 31/10/2011 (psi)
FRT - 01	22-ago-10	3.276	9.158	30,9	0,80	0,4325	9.050	47	3.229	3.100	3.147
FRT - 02	29-sep-97	3.617	9.182	27,2	0,21	0,3989	9.050	53	3.564	3.100	3.153
FRT - 03	10-sep-94	3.689	9.268	31,5	0,03	0,3783	9.050	82	3.607	3.100	3.182
FRT - 03	11-oct-01	3.194	9.268	30,8	0,35	0,4017	9.050	88	3.106	3.100	3.188
FRT - 04B	23-jun-97	3.534	9.220	28	0,58	0,4203	9.050	71	3.463	3.100	3.171
FRT - 04B	27-ago-03	3.677	9.220	27,2	0,28	0,4031	9.050	69	3.608	3.100	3.169

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La presión inicial para la arena "U inf." es 3.762 psi. La figura 1.14, indica el comportamiento de presiones de esta arena, donde se tiene una depletación de 16 psi por año.

**FIGURA 1.14 COMPORTAMIENTO DE PRESIONES CAMPO FRONTERA
ARENA "U INFERIOR"**



FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La tabla 1.8, presenta los valores de presión de los pozos correspondientes a la arena "U sup." del campo Frontera.

TABLA 1.8 PRESIONES CAMPO FRONTERA ARENA "U INFERIOR"

CAMPO FRONTERA											
COMPORTAMIENTO DE PWS. ARENA "U inf."											
Pozo	Fecha	Pws (psi)	Prof. del reservorio (ft)	API	BSW	GRAD. (psi/ft)	Datum (ft)	ΔP (psi)	Pws al datum (psi)	Pws prom. (psi)	Pws al 31/10/2011 (psi)
FRT - 01	20-jun-97	3.462	9.049	30,2	0,50	0,4127	8.930	49	3.413	3.150	3.199
FRT - 01	04-sep-97	3.271	9.049	28	0,66	0,4252	8.930	51	3.220	3.150	3.201
FRT - 01	06-sep-97	3.542	9.049	30	0,66	0,4236	8.930	50	3.492	3.150	3.200
FRT - 02	14-sep-01	3.293	9.029	31,4	0,37	0,4023	8.930	40	3.253	3.150	3.190
FRT - 03	19-sep-97	3.385	9.121	28,6	0,04	0,3855	8.930	74	3.311	3.150	3.224
FRT - 04B	23-jul-96	3.133	9.107	28	0,04	0,3869	8.930	68	3.065	3.150	3.218
FRT - 04B	13-ago-96	3.217	9.107	29,7	0,16	0,3909	8.930	69	3.148	3.150	3.219
FRT - 04B	06-sep-07	3.413	9.107	27,5	0,84	0,4366	8.930	77	3.336	3.150	3.227
FRT - 04B	21-ago-08	3.429	9.107	27,5	0,92	0,4414	8.930	78	3.351	3.150	3.228
FRT - 05	17-mar-00	3.246	9.042	28,5	0,12	0,3908	8.930	44	3.202	3.150	3.194
FRT - 05	17-mar-01	3.246	9.042	28,5	0,12	0,3908	8.930	44	3.202	3.150	3.194

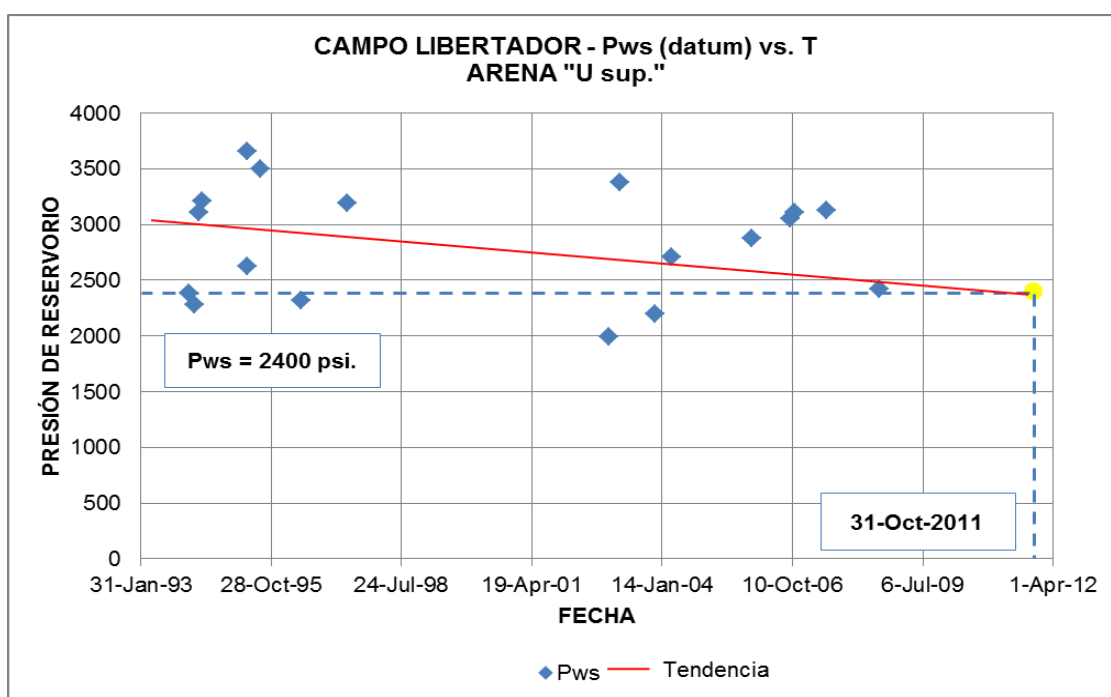
FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

1.4.2 CAMPO LIBERTADOR

En el campo Libertador, la presión inicial para la arena "U sup." es 3.800 psi. La figura 1.15, indica el comportamiento de presiones de esta arena, donde se tiene una depletación de 32 psi por año.

**FIGURA 1.15 COMPORTAMIENTO DE PRESIONES CAMPO LIBERTADOR
ARENA "U SUPERIOR"**



FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La tabla 1.9, presenta los valores de presión de los pozos correspondientes a la arena "U sup." del campo Libertador.

TABLA 1.9 PRESIONES CAMPO LIBERTADOR ARENA "U SUPERIOR"

CAMPO LIBERTADOR											
COMPORTAMIENTO DE PWS. ARENA "U sup."											
Pozo	Fecha	Pws (psi)	Prof. del reservorio (ft)	API	BSW	GRAD. (psi/ft)	Datum (ft)	ΔP (psi)	Pws al datum (psi)	Pws prom. (psi)	Pws al 31/10/2011 (psi)
PCY - 02	02-jun-97	3.239	9.038	25	0,04	0,3939	8.925	45	3.194	2.400	2.445
PCY - 03	27-abr-94	3.189	9.133	26	0,22	0,4018	8.925	84	3.105	2.400	2.484
PIC - 10	25-abr-95	3.682	9.000	28	0,20	0,3968	8.925	30	3.652	2.400	2.430
PIC - 11	19-may-94	3.229	8.981	27	0,01	0,3874	8.925	22	3.207	2.400	2.422
PIC - 11	25-feb-03	3.397	8.981	25	0,49	0,4185	8.925	23	3.374	2.400	2.423
SEC - 07B	01-dic-05	2.908	9.006	26,8	0,77	0,4327	8.925	35	2.873	2.400	2.435
SEC - 19	05-ago-08	2.416	8.922	27,2	0,09	0,3917	8.925	-1	2.417	2.400	2.399
SEC - 24	24-mar-04	2.732	8.988	29,5	0,13	0,3893	8.925	25	2.707	2.400	2.425

CONTINUACIÓN TABLA 1.9

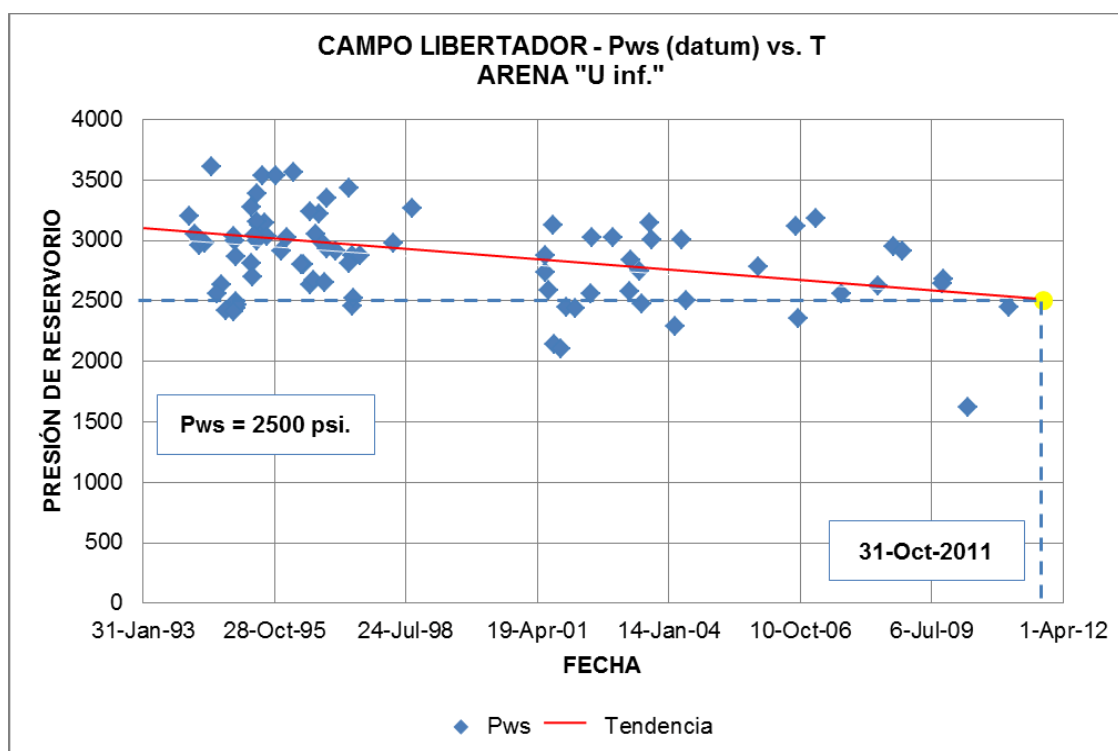
CAMPO LIBERTADOR											
COMPORTAMIENTO DE PWS. ARENA "U sup."											
Pozo	Fecha	Pws (psi)	Prof. del reservorio (ft)	API	BSW	GRAD. (psi/ft)	Datum (ft)	ΔP (psi)	Pws al datum (psi)	Pws prom. (psi)	Pws al 31/10/2011 (psi)
SEC - 28	02-dic-02	2.016	8.982	28,5	0,41	0,4091	8.925	23	1.993	2.400	2.423
SHU - 06	29-jun-07	3.147	8.975	29,5	0,42	0,4083	8.925	20	3.127	2.400	2.420
SHU - 15	19-nov-03	2.232	9.017	24,3	0,08	0,3978	8.925	37	2.195	2.400	2.437
SHU - 25	30-abr-95	2.674	9.049	29	0,00	0,3823	8.925	47	2.627	2.400	2.447
SHU - 25	14-jun-96	2.367	9.049	29	0,07	0,3865	8.925	48	2.319	2.400	2.448
SHU - 25	23-sep-06	3.100	9.049	33,4	0,72	0,4255	8.925	53	3.047	2.400	2.453
SSQ - 06	31-oct-06	3.162	9.064	26,5	0,68	0,4276	8.925	59	3.103	2.400	2.459
SSQ - 13	20-mar-94	2.325	9.038	25,7	0,40	0,4126	8.925	47	2.278	2.400	2.447
SSQ - 17	09-feb-94	2.409	8.994	26,5	0,06	0,3915	8.925	27	2.382	2.400	2.427
SSQ - 17	10-ago-95	3.522	8.994	26,5	0,36	0,4090	8.925	28	3.494	2.400	2.428

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La presión inicial para la arena "U inf." es 3.800 psi. La figura 1.16, indica el comportamiento de presiones de esta arena, donde se tiene una depletación de 28 psi por año.

FIGURA 1.16 COMPORTAMIENTO DE PRESIONES CAMPO LIBERTADOR ARENA "U INFERIOR"



FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La tabla 1.10, presenta los valores de presión de los pozos correspondientes a la arena "U inf." del campo Libertador.

CONTINUACIÓN TABLA 1.10

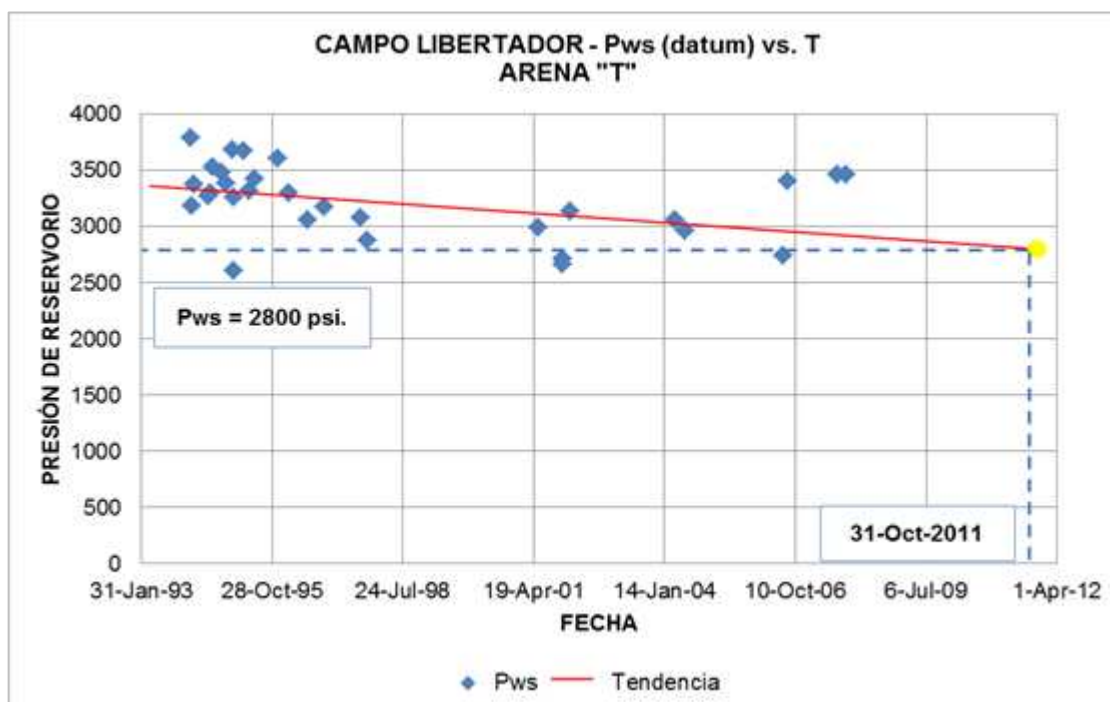
CAMPO LIBERTADOR												
COMPORTAMIENTO DE PWS. ARENA "U inf."												
Pozo	Fecha	Pws (psi)	Prof. del reservorio (ft)	API	BSW	GRAD. (psi/ft)	Datum (ft)	ΔP (psi)	Pws al datum (psi)	Pws prom. (psi)	Pws al 31/10/2011 (psi)	
SHU - 06	21-abr-04	3.036	9.072	29,6	0,69	0,4259	9.000	31	3.005	2.500	2.531	
SHU - 12	30-may-95	3.072	9.084	27	0,20	0,3987	9.000	33	3.039	2.500	2.533	
SHU - 12	18-jun-01	2.913	9.084	27	0,65	0,4255	9.000	36	2.877	2.500	2.536	
SHU - 14	18-ago-94	2.587	9.079	27,5	0,14	0,3941	9.000	31	2.556	2.500	2.531	
SHU - 14B	10-sep-03	3.042	9.079	27,5	0,60	0,4220	9.000	33	3.009	2.500	2.533	
SHU - 15	29-nov-96	2.943	9.029	27,1	0,74	0,4308	9.000	12	2.931	2.500	2.512	
SHU - 20	16-nov-02	3.024	9.008	30	0,53	0,4150	9.000	3	3.021	2.500	2.503	
SHU - 23	14-sep-98	3.291	9.057	28	0,90	0,4401	9.000	25	3.266	2.500	2.525	
SHU - 34D	15-feb-11	2.612	9.397	28,5	0,41	0,4091	9.000	162	2.450	2.500	2.662	
SSQ - 05B	24-ene-94	3.262	9.155	24,5	0,22	0,4047	9.000	63	3.199	2.500	2.563	
SSQ - 06	05-feb-07	3.248	9.163	33,4	0,71	0,4249	9.000	69	3.179	2.500	2.569	
SSQ - 12	20-jun-95	3.447	9.153	24,6	0,14	0,4003	9.000	61	3.386	2.500	2.561	
SSQ - 14	12-jul-94	3.650	9.095	27	0,44	0,4130	9.000	39	3.611	2.500	2.539	
SSQ - 14	22-may-97	2.850	9.095	27	0,70	0,4284	9.000	41	2.809	2.500	2.541	
SSQ - 16	20-may-96	2.834	9.086	26,1	0,25	0,4034	9.000	35	2.799	2.500	2.535	
SSQ - 17	27-mar-96	3.591	9.075	26,5	0,30	0,4055	9.000	30	3.561	2.500	2.530	
SSQ - 17	11-sep-96	3.081	9.075	26,5	0,43	0,4131	9.000	31	3.050	2.500	2.531	
SSQ - 19	09-sep-06	3.153	9.088	29	0,58	0,4194	9.000	37	3.116	2.500	2.537	

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La presión inicial para la arena "T" es 3.900 psi. La figura 1.17, indica el comportamiento de presiones de la arena, con una depletación anual de 32 psi.

FIGURA 1.17 COMPORTAMIENTO DE PRESIONES CAMPO LIBERTADOR ARENA "T"



FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La tabla 1.11, presenta los valores de presión de los pozos correspondientes a la arena “T” del campo Libertador.

TABLA 1.11 PRESIONES CAMPO LIBERTADOR ARENA “T”

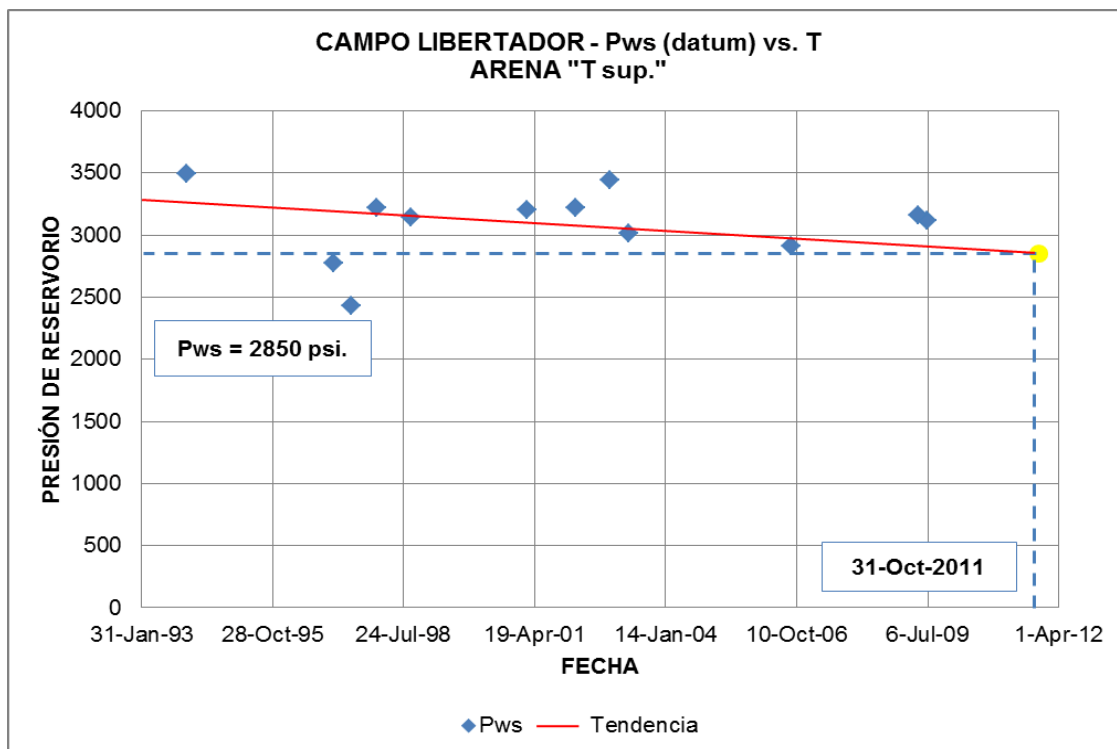
CAMPO LIBERTADOR											
COMPORTAMIENTO DE PWS. ARENA "T"											
Pozo	Fecha	Pws (psi)	Prof. del reservorio (ft)	API	BSW	GRAD. (psi/ft)	Datum (ft)	ΔP (psi)	Pws al datum (psi)	Pws prom. (psi)	Pws al 31/10/2011 (psi)
PCY - 03	18-jul-94	3.394	9.379	25	0,78	0,4341	9.150	99	3.295	2.800	2.899
PCY - 05	06-oct-94	3.554	9.348	25	0,03	0,3933	9.150	78	3.476	2.800	2.878
PCY - 05	03-ene-95	3.763	9.348	28	0,30	0,4030	9.150	80	3.683	2.800	2.880
PIC - 02	29-jul-96	3.104	9.257	25,7	0,70	0,4294	9.150	46	3.058	2.800	2.846
PIC - 05	28-may-01	3.025	9.238	30	0,62	0,4210	9.150	37	2.988	2.800	2.837
PIC - 06	14-nov-94	3.441	9.284	26	0,34	0,4089	9.150	55	3.386	2.800	2.855
PIC - 06	29-mar-95	3.726	9.284	16	0,03	0,4166	9.150	56	3.670	2.800	2.856
PIC - 07	04-abr-04	3.118	9.287	28	0,74	0,4302	9.150	59	3.059	2.800	2.859
PIC - 07	09-jul-06	2.803	9.287	27	0,85	0,4374	9.150	60	2.743	2.800	2.860
PIC - 10	21-jun-04	3.006	9.255	30,3	0,44	0,4086	9.150	43	2.963	2.800	2.843
PIC - 12	06-ago-94	3.586	9.298	28	0,08	0,3893	9.150	58	3.528	2.800	2.858
SEC - 02	13-dic-95	3.603	9.156	30	0,33	0,4016	9.150	2	3.601	2.800	2.802
SEC - 04	29-jun-94	3.294	9.221	30	0,16	0,3903	9.150	28	3.266	2.800	2.828
SEC - 04	09-mar-96	3.329	9.221	30	0,57	0,4176	9.150	30	3.299	2.800	2.830
SEC - 04	02-sep-97	3.104	9.221	30	0,76	0,4303	9.150	31	3.073	2.800	2.831
SEC - 08	17-jun-95	3.487	9.328	30	0,00	0,3799	9.150	68	3.419	2.800	2.868
SEC - 10	23-nov-01	2.744	9.221	28	0,48	0,4141	9.150	29	2.715	2.800	2.829
SEC - 10	25-nov-01	2.723	9.309	32	0,22	0,3907	9.150	62	2.661	2.800	2.862
SEC - 11	08-ene-95	2.646	9.248	30,2	0,09	0,3852	9.150	38	2.608	2.800	2.838
SEC - 18	20-feb-94	3.214	9.223	30	0,20	0,3930	9.150	29	3.185	2.800	2.829
SEC - 18	08-mar-94	3.408	9.223	30	0,26	0,3969	9.150	29	3.379	2.800	2.829
SEC - 21	14-feb-94	3.836	9.278	29	0,50	0,4142	9.150	53	3.783	2.800	2.853
SHU - 11	07-ene-95	3.288	9.226	30	0,30	0,3996	9.150	30	3.258	2.800	2.830
SHU - 11	29-oct-97	2.913	9.226	30	0,81	0,4336	9.150	33	2.880	2.800	2.833
SHU - 11	23-ene-02	3.162	9.226	30	0,30	0,3996	9.150	30	3.132	2.800	2.830
SHU - 15	01-dic-96	3.202	9.222	30	0,40	0,4063	9.150	29	3.173	2.800	2.829
SHU - 16	04-may-95	3.326	9.183	30,5	0,09	0,3846	9.150	13	3.313	2.800	2.813
SHU - 22	13-ago-06	3.423	9.205	30	0,70	0,4263	9.150	23	3.400	2.800	2.823
SHU - 26	24-ago-07	3.519	9.278	27,6	0,83	0,4360	9.150	56	3.463	2.800	2.856
SHU - 26	04-nov-07	3.518	9.278	30,5	0,62	0,4205	9.150	54	3.464	2.800	2.854

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La presión inicial para la arena “T sup.” es 3.900 psi. La figura 1.18, indica el comportamiento de presiones de esta arena, donde se tiene una depletación de 24 psi por año, la tabla 1.12, presenta los valores de presión de los pozos correspondientes a la arena “T sup.” del campo Libertador.

**FIGURA 1.18 COMPORTAMIENTO DE PRESIONES CAMPO LIBERTADOR
ARENA "T SUPERIOR"**



FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

TABLA 1.12 PRESIONES CAMPO LIBERTADOR ARENA "T SUPERIOR"

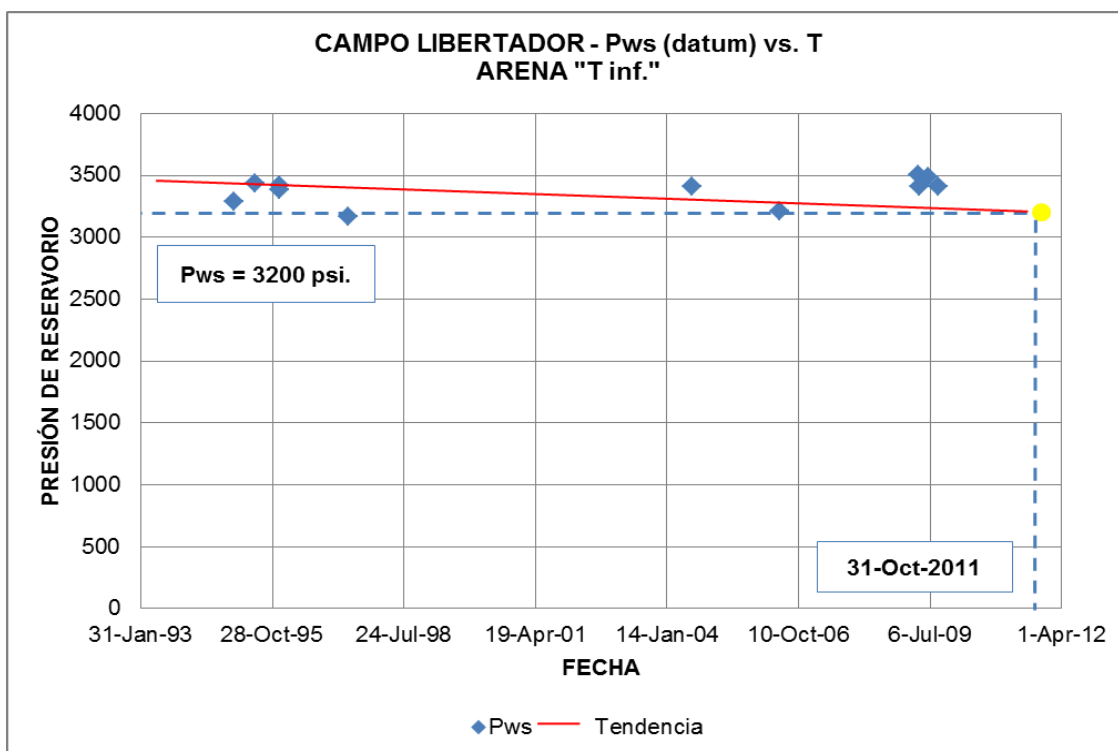
CAMPO LIBERTADOR											
COMPORTAMIENTO DE PWS. ARENA "T sup."											
Pozo	Fecha	Pws (psi)	Prof. del reservorio (ft)	API	BSW	GRAD. (psi/ft)	Datum (ft)	ΔP (psi)	Pws al datum (psi)	Pws prom. (psi)	Pws al 31/10/2011 (psi)
SEC - 02	09-feb-97	2.771	9.137	30	0,25	0,3963	9.150	-5	2.776	2.850	2.845
SEC - 02	20-jun-97	2.428	9.137	30	0,14	0,3889	9.150	-5	2.433	2.850	2.845
SEC - 02	02-jul-09	3.110	9.137	34,2	0,78	0,4295	9.150	-6	3.116	2.850	2.844
SEC - 06	13-nov-02	3.455	9.188	28	0,43	0,4109	9.150	16	3.439	2.850	2.866
SEC - 08	14-ene-94	3.550	9.286	30	0,19	0,3923	9.150	53	3.497	2.850	2.903
SEC - 08	24-feb-01	3.256	9.286	30	0,40	0,4063	9.150	55	3.201	2.850	2.905
SEC - 18	18-sep-98	3.159	9.200	30	0,62	0,4210	9.150	21	3.138	2.850	2.871
SEC - 24	24-feb-02	3.256	9.251	30	0,40	0,4063	9.150	41	3.215	2.850	2.891
SEC - 30	26-ago-06	2.952	9.252	30	0,45	0,4096	9.150	42	2.910	2.850	2.892
SEC - 33B	05-abr-03	3.019	9.163	31	0,50	0,4119	9.150	5	3.014	2.850	2.855
SHU - 13	21-abr-09	3.173	9.179	29	0,63	0,4225	9.150	12	3.161	2.850	2.862
SHU - 20	29-dic-97	3.223	9.153	28	0,66	0,4253	9.150	1	3.222	2.850	2.851

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La presión inicial para la arena "T inf." es 3.900 psi. La figura 1.19, indica el comportamiento de presiones de esta arena, donde se tiene una depletación de 33 psi por año.

**FIGURA 1.19 COMPORTAMIENTO DE PRESIONES CAMPO LIBERTADOR
ARENA "T INFERIOR"**



FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La tabla 1.13, presenta los valores de presión de los pozos correspondientes a la arena "T inf." del campo Libertador.

TABLA 1.13 PRESIONES CAMPO LIBERTADOR ARENA "T INFERIOR"

CAMPO LIBERTADOR											
COMPORTAMIENTO DE PWS. ARENA "T inf."											
Pozo	Fecha	Pws (psi)	Prof. del reservorio (ft)	API	BSW	GRAD. (psi/ft)	Datum (ft)	ΔP (psi)	Pws al datum (psi)	Pws prom. (psi)	Pws al 31/10/2011 (psi)
PCY - 04	25-jul-04	3.449	9.298	30,3	0,17	0,3904	9200	38	3.411	3.200	3.238
SEC - 02	17-dic-95	3.417	9.192	30	0,01	0,3803	9200	-3	3.420	3.200	3.197
SEC - 02	19-dic-95	3.383	9.192	30	0,10	0,3863	9200	-3	3.386	3.200	3.197
SEC - 13	07-abr-09	3.524	9.252	29	0,10	0,3884	9200	20	3.504	3.200	3.220
SEC - 13	19-jun-09	3.511	9.252	29	0,51	0,4148	9200	22	3.489	3.200	3.222
SEC - 13	06-sep-09	3.430	9.252	29	0,44	0,4103	9200	21	3.409	3.200	3.221
SEC - 20	07-ene-95	3.303	9.231	30	0,70	0,4263	9200	13	3.290	3.200	3.213
SEC - 20	22-jun-95	3.450	9.231	30	0,17	0,3912	9200	12	3.438	3.200	3.212
SEC - 28	27-may-97	3.207	9.294	29	0,40	0,4077	9200	38	3.169	3.200	3.238
SEC - 28	16-may-06	3.254	9.294	31	0,66	0,4228	9200	40	3.214	3.200	3.240
SHU - 13	15-abr-09	3.435	9.252	29	0,87	0,4379	9200	23	3.412	3.200	3.223

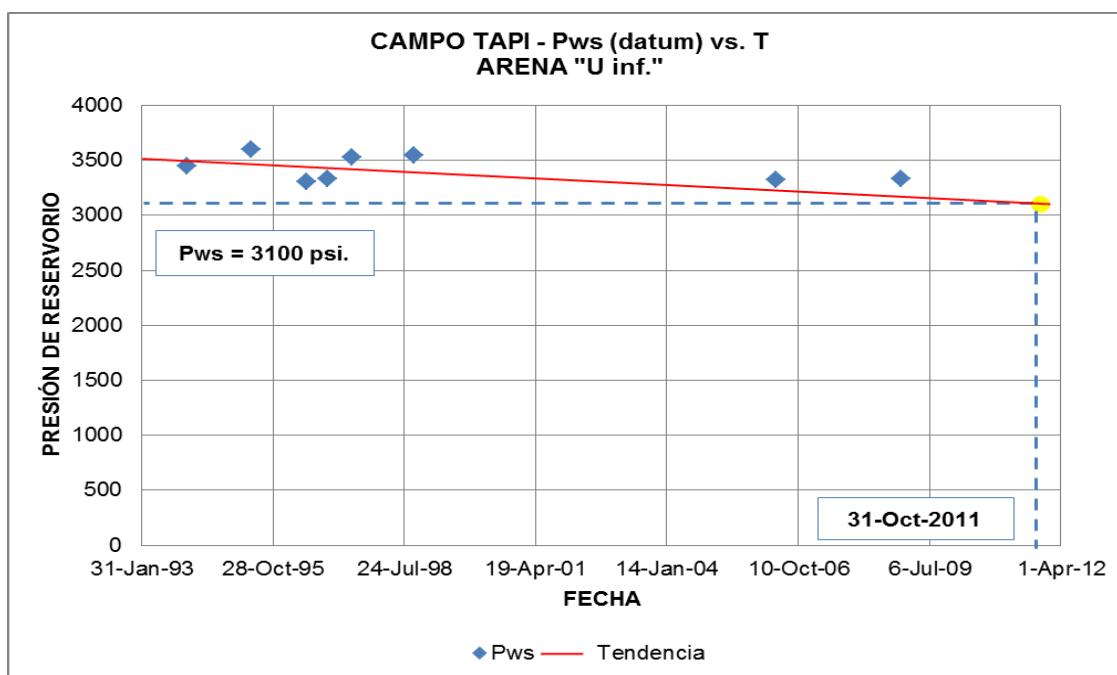
FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

1.4.3 CAMPO TAPI – TETETE

En el campo Tapi, la presión inicial para la arena “U inf.” es 3.810 psi. La figura 1.20, indica el comportamiento de presiones de esta arena, donde se tiene una depletación de 26 psi por año.

**FIGURA 1.20 COMPORTAMIENTO DE PRESIONES CAMPO TAPI
ARENA “U INFERIOR”**



FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La tabla 1.14, presenta los valores de presión de los pozos correspondientes a la arena “U inf.” del campo Tapi.

TABLA 1.14 PRESIONES CAMPO TAPI ARENA “U INFERIOR”

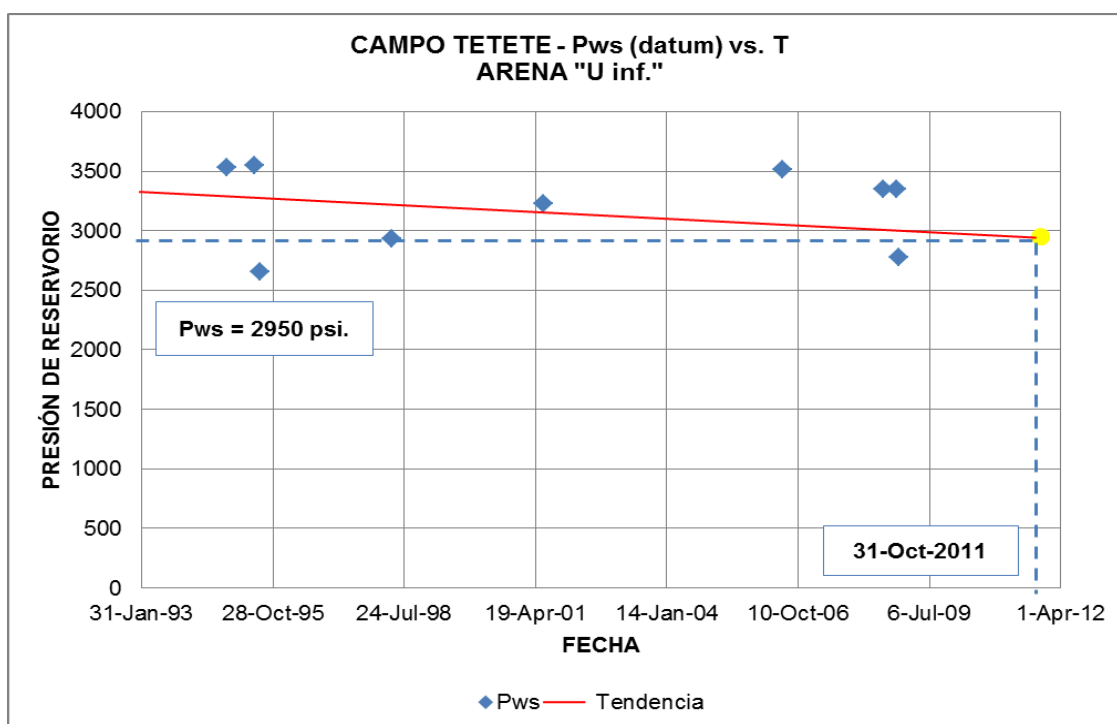
CAMPO TAPI											
COMPORTAMIENTO DE PWS. ARENA "U inf."											
Pozo	Fecha	Pws (psi)	Prof. del reservorio (ft)	API	BSW	GRAD. (psi/ft)	Datum (ft)	ΔP (psi)	Pws al datum (psi)	Pws prom. (psi)	Pws al 31/10/2011 (psi)
TAP - 01	03-oct-98	3.592	9.035	26,5	0,48	0,4160	8.930	44	3.548	3.100	3.144
TAP - 05	10-ene-94	3.473	8.995	27	0,46	0,4141	8.930	27	3.446	3.100	3.127
TAP - 06	12-may-95	3.615	8.978	24,4	0,01	0,3938	8.930	19	3.596	3.100	3.119
TAP - 06	07-jul-96	3.328	8.978	24,4	0,39	0,4141	8.930	20	3.308	3.100	3.120
TAP - 06	20-dic-96	3.348	8.978	24,4	0,33	0,4105	8.930	20	3.328	3.100	3.120
TAP - 06	19-jun-97	3.544	8.978	24,4	0,61	0,4255	8.930	20	3.524	3.100	3.120
TAP - 06	23-abr-06	3.343	8.978	29	0,56	0,4180	8.930	20	3.323	3.100	3.120
TAP - 06	02-dic-08	3.355	8.978	29,8	0,82	0,4343	8.930	21	3.334	3.100	3.121

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En el campo Tetete, la presión inicial para la arena “U inf.” es 3.750 psi. La figura 1.21, indica el comportamiento de presiones de esta arena, donde se tiene una depletación de 23 psi por año.

**FIGURA 1.21 COMPORTAMIENTO DE PRESIONES CAMPO TETETE
ARENA “U INFERIOR”**



FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La tabla 1.15, presenta los valores de presión de los pozos correspondientes a la arena “U inf.” del campo Tetete.

TABLA 1.15 PRESIONES CAMPO TETETE ARENA “U INFERIOR”

CAMPO TETETE											
COMPORTAMIENTO DE PWS. ARENA "U inf."											
Pozo	Fecha	Pws (psi)	Prof. del reservorio (ft)	API	BSW	GRAD. (psi/ft)	Datum (ft)	ΔP (psi)	Pws al datum (psi)	Pws prom. (psi)	Pws al 31/10/2011 (psi)
TTT - 01	19-abr-98	2.966	9.013	27,3	0,19	0,3978	8.930	33	2.933	2.950	2.983
TTT - 01	17-jun-06	3.552	9.013	29,7	0,85	0,4366	8.930	36	3.516	2.950	2.986
TTT - 03	21-jul-08	3.406	9.059	24,5	0,81	0,4360	8.930	56	3.350	2.950	3.006
TTT - 07	11-nov-94	3.580	9.043	26	0,23	0,4024	8.930	45	3.535	2.950	2.995
TTT - 08	19-jul-95	2.713	9.060	27	0,61	0,4233	8.930	55	2.658	2.950	3.005
TTT - 08	12-nov-08	2.829	9.060	27,9	0,59	0,4208	8.930	55	2.774	2.950	3.005
TTT - 09	12-jun-95	3.573	8.984	27	0,70	0,4284	8.930	23	3.550	2.950	2.973
TTT - 11	15-jun-01	3.237	8.954	29	0,30	0,4013	8.930	10	3.227	2.950	2.960
TTT - 12	31-oct-08	3.396	9.043	28,8	0,89	0,4393	8.930	50	3.346	2.950	3.000

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

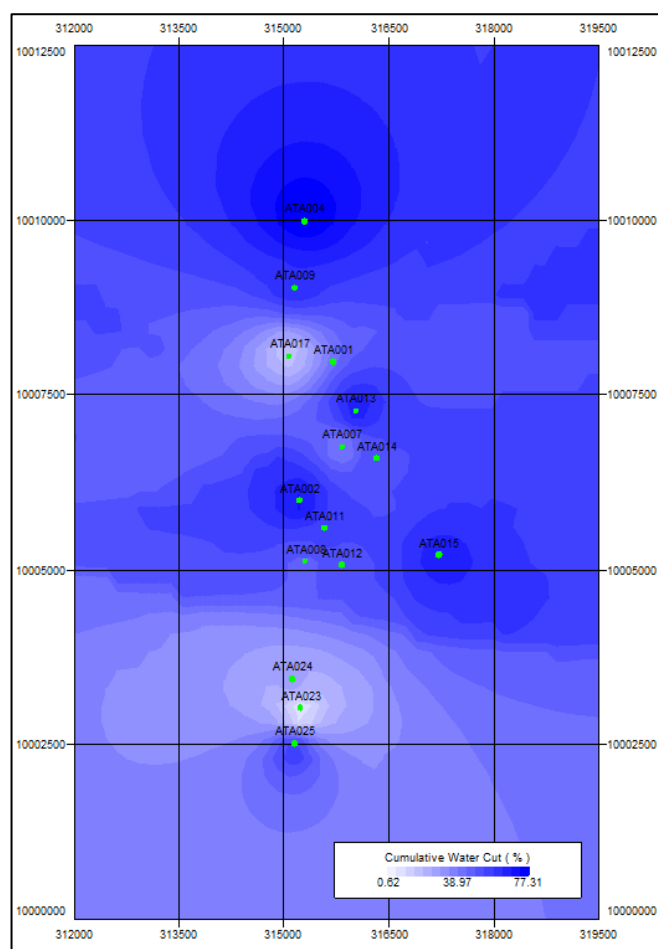
ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

1.5 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA EN EL ÁREA LIBERTADOR

1.5.1 CAMPO ATACAPI

Las figuras 1.22 y 1.23, indican el comportamiento del avance de agua de los principales reservorios del campo Atacapi, donde se presenta zonas de alto corte de agua, principalmente en el norte de las arena “U inf.”, mientras que en la parte sur no se tiene un alto incremento de BSW. El pozo ATA - 02 fue cerrado el 26 de diciembre del 2010 por incremento de BSW, 85% a 100%; el pozo ATA - 25D incrementa el BSW del 50% al 66%, desde enero de 2011 hasta octubre de 2011.

FIGURA 1.22 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA CAMPO ATACAPI ARENA “U INFERIOR”

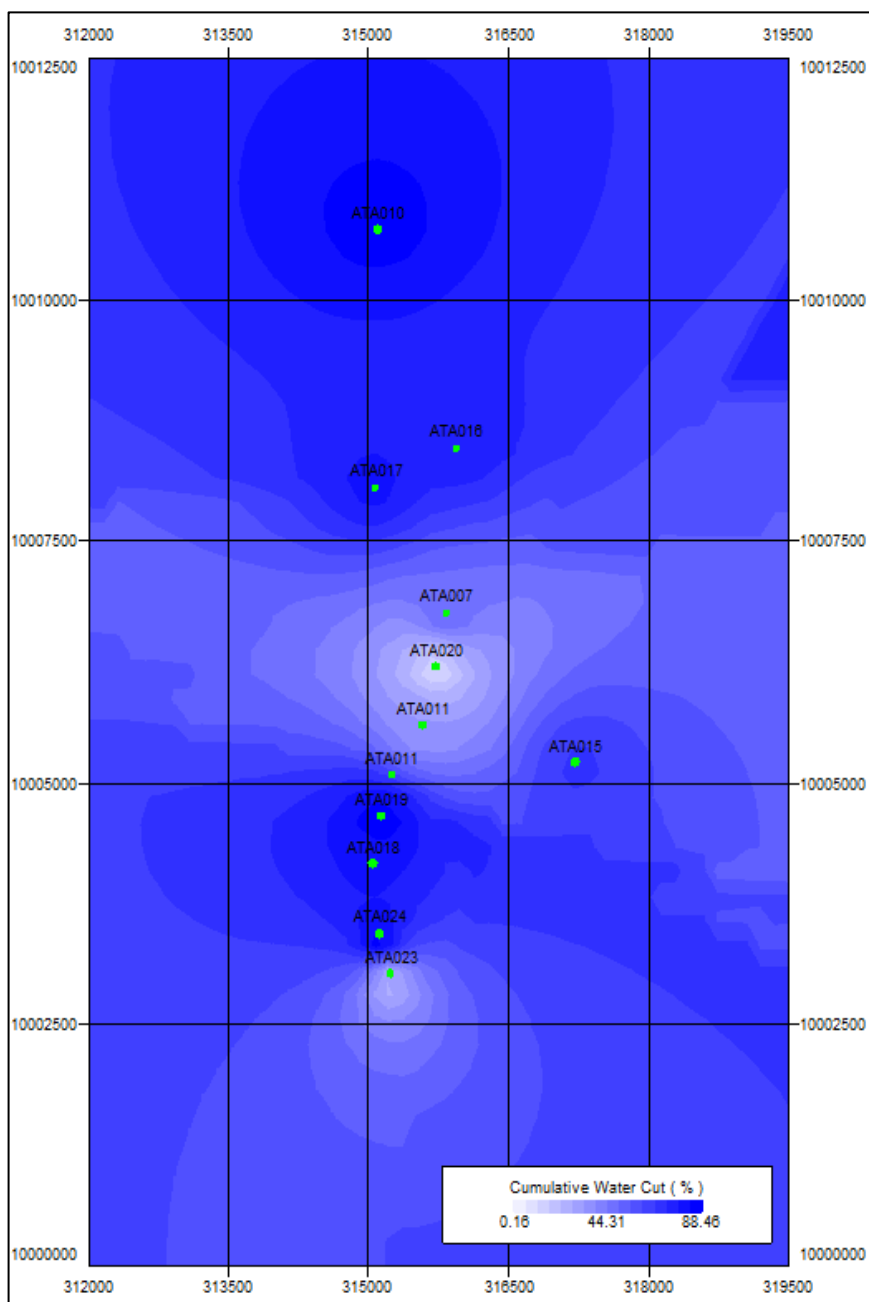


FUENTE: Gerencia de Exploración y Producción – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La arena "T inf." del campo Atacapi tiene un incremento de BSW en la parte central y norte, principalmente en los pozos ATA - 10 y ATA - 11, mientras que en la parte sur no se tiene altos incrementos de BSW. El pozo ATA - 11BD, incrementa el BSW del 1% al 40%, desde febrero de 2011 hasta octubre de 2011.

FIGURA 1.23 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA CAMPO ATACAPI ARENA "T INFERIOR"



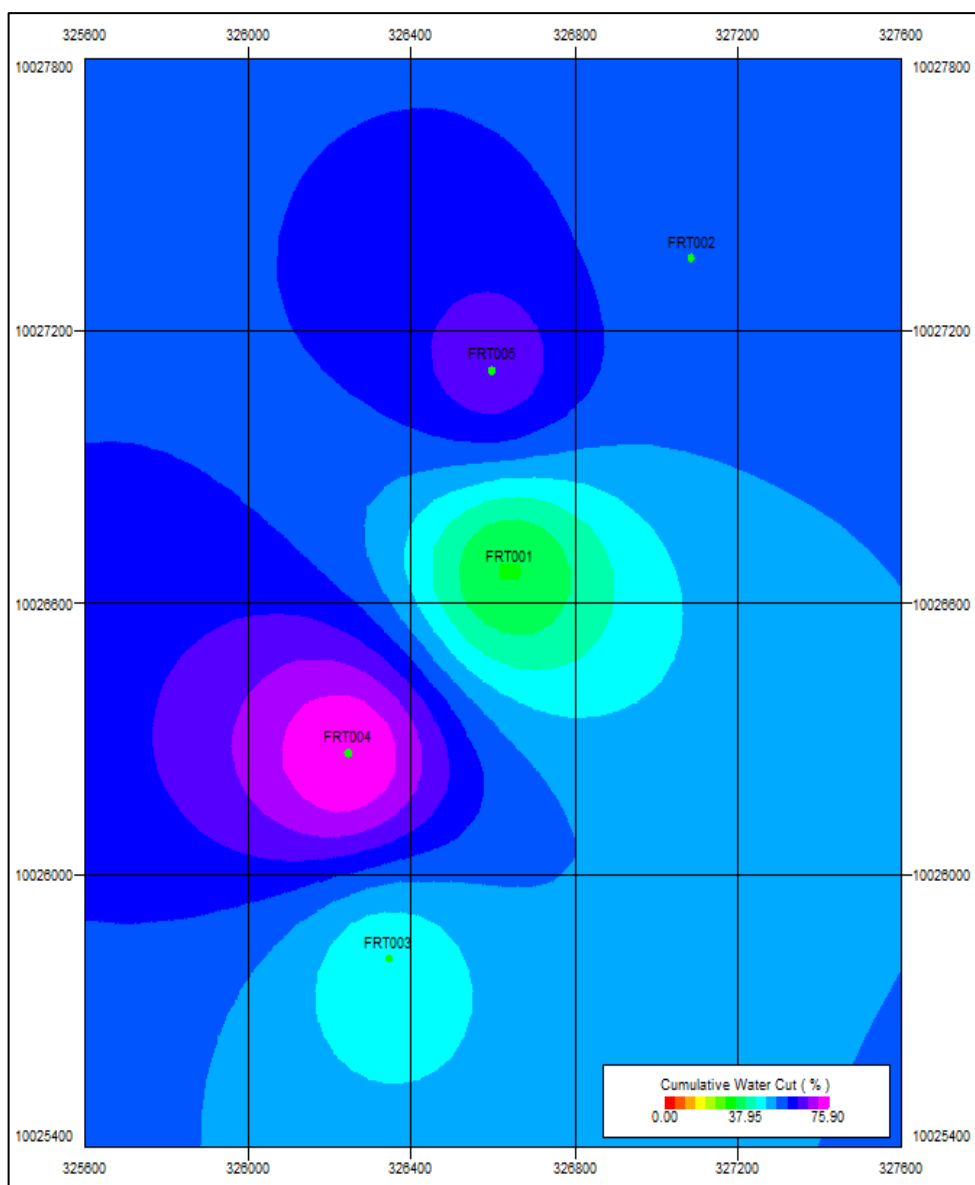
FUENTE: Gerencia de Exploración y Producción – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

1.5.2 CAMPO FRONTERA

La figura 1.24, indica el comportamiento del avance de agua de la arena “U inf.” del campo Frontera, donde se presenta zonas de alto corte de agua, principalmente en los pozos FRT - 04 y FRT - 05, mientras que en la parte sureste del campo no se tiene un alto incremento de BSW. El pozo FRT - 04B, incrementa el BSW del 92% al 96%, desde enero de 2011 hasta mayo de 2011.

FIGURA 1.24 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA CAMPO FRONTERA “U INFERIOR”



FUENTE: Gerencia de Exploración y Producción – EP PETROECUADOR.

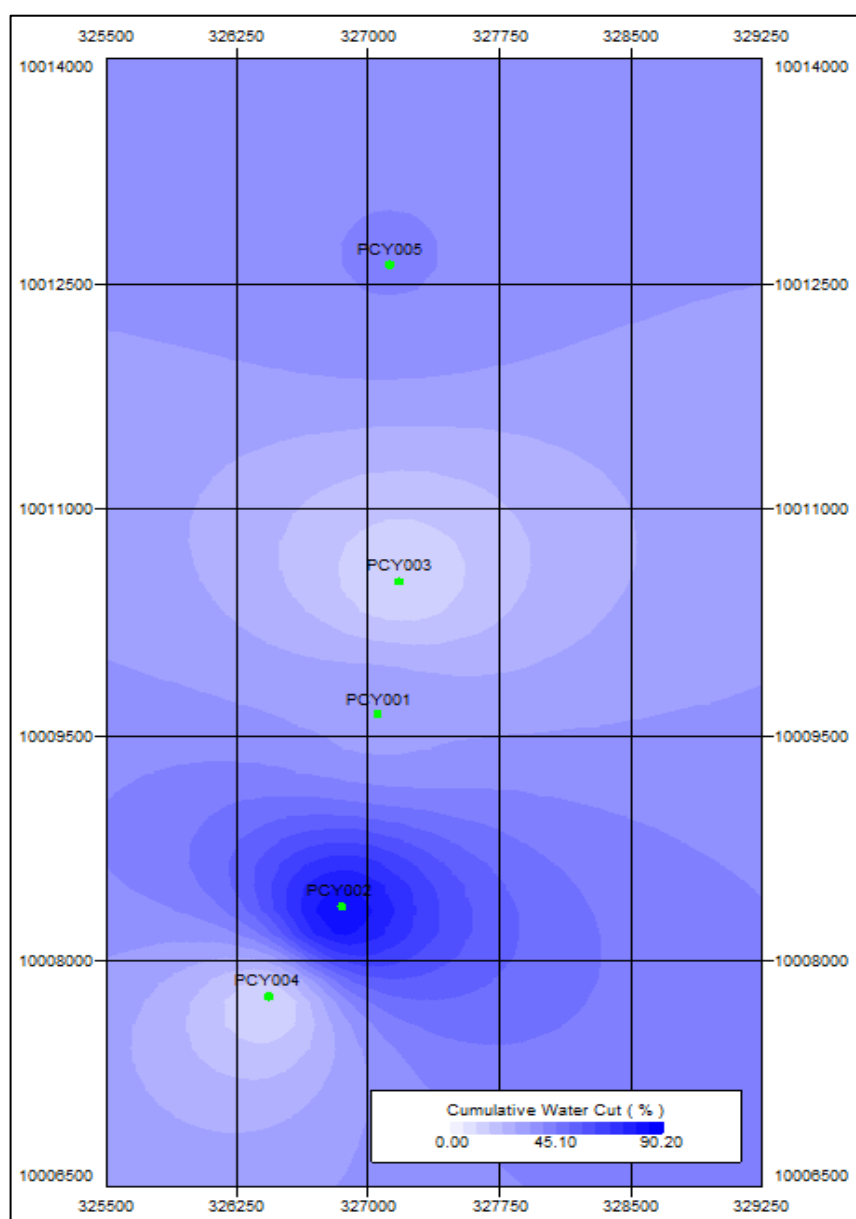
ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

1.5.3 CAMPO LIBERTADOR

1.5.3.1 Campo Pacayacu

La figura 1.25, indica el comportamiento del avance de agua de arena “U inf.” del campo Pacayacu, donde se presenta zonas de alto corte de agua, principalmente en pozo PCY - 02, mientras que en los pozos PCY - 01, PCY - 03 y PCY - 04 no se tiene un alto incremento de BSW.

FIGURA 1.25 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA CAMPO PACAYACU ARENA “U INFERIOR”



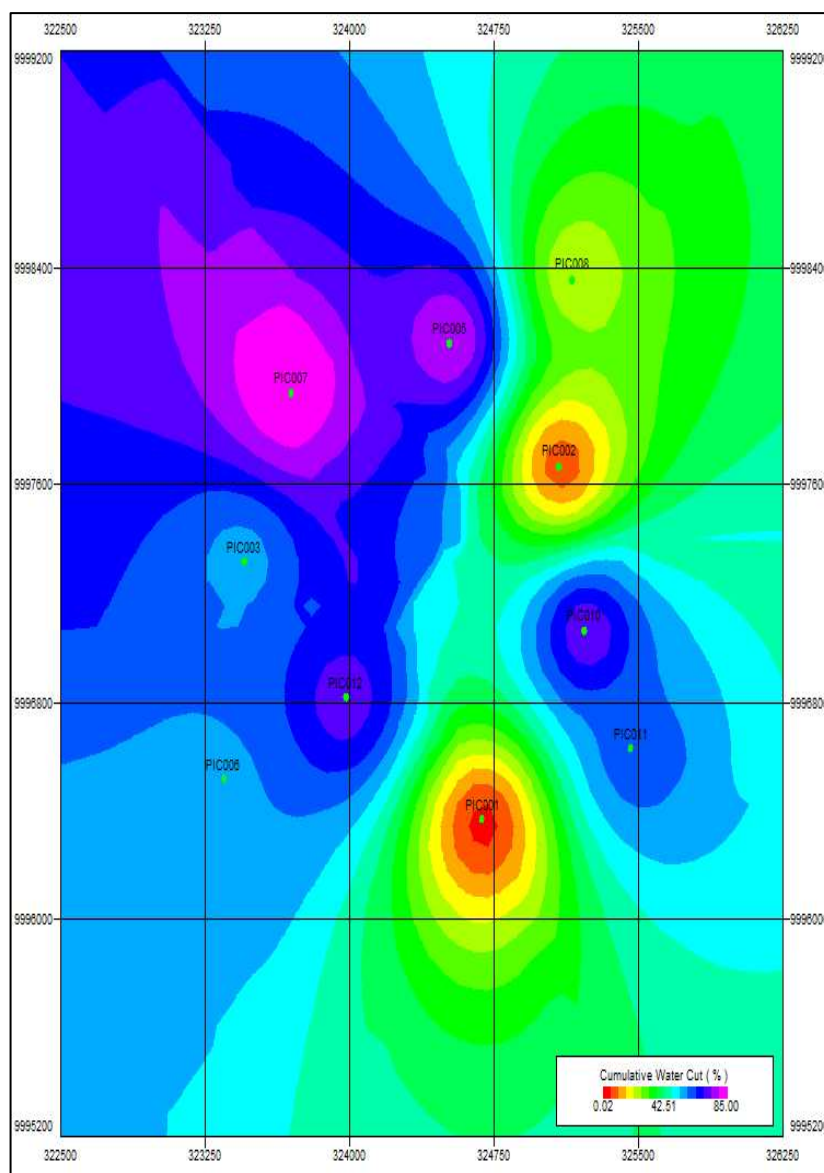
FUENTE: Gerencia de Exploración y Producción – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

1.5.3.2 Campo Pichincha

La figura 1.26, indica el comportamiento del avance de agua de arena “T” del campo Pichincha, donde se presenta zonas de alto corte de agua, principalmente en pozo PIC - 05 y PIC - 07, mientras que en los pozos PIC - 01, y PIC - 02 no se tiene un alto incremento de BSW. El pozo PIC-07, incrementa el BSW del 84% al 92%, desde enero de 2011 hasta octubre de 2011.

FIGURA 1.26 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA CAMPO PICHINCHA ARENA “T”



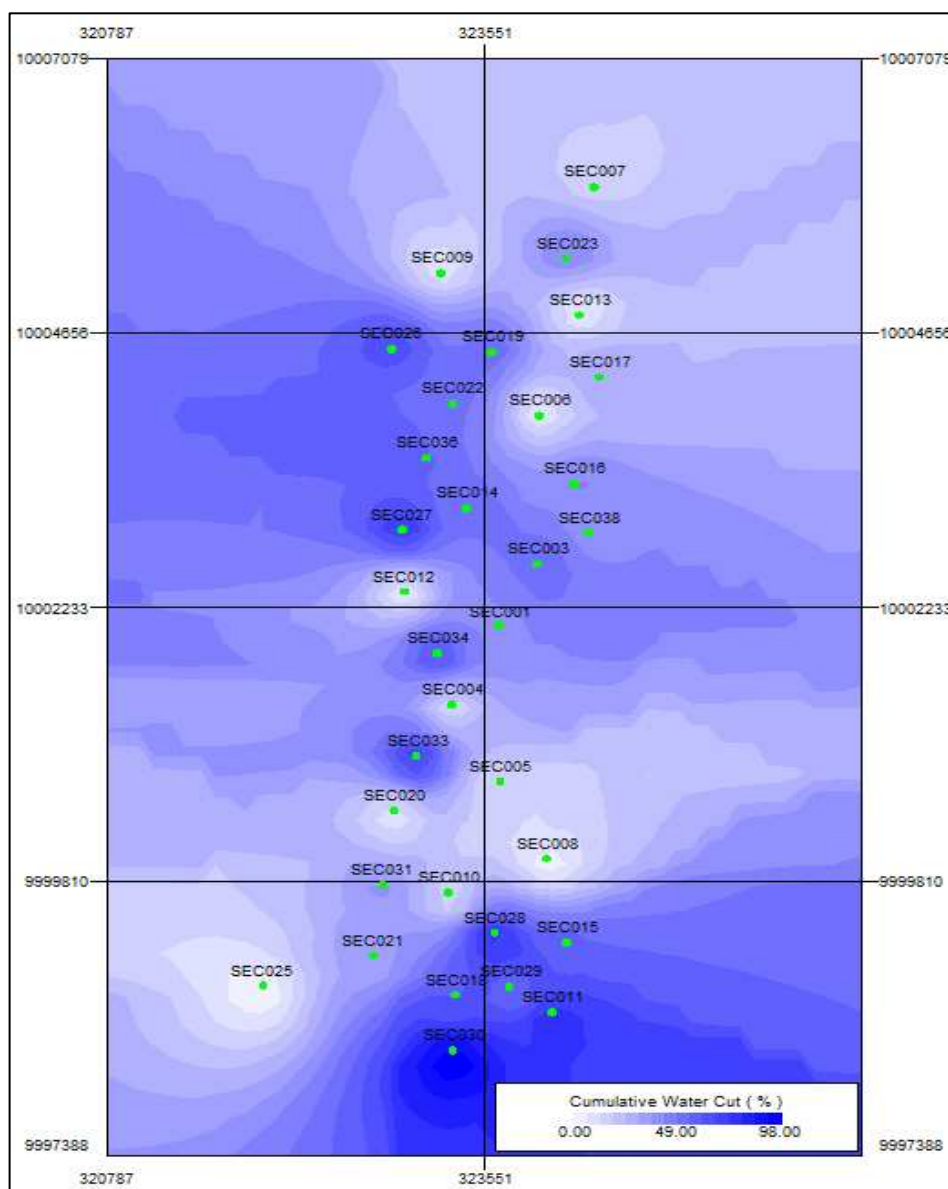
FUENTE: Gerencia de Exploración y Producción – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

1.5.3.3 Campo Secoya

Las figuras 1.27 y 1.28, indican el comportamiento del avance de agua de los principales reservorios del campo Secoya, donde se presenta zonas de alto corte de agua, principalmente en la parte central y sur de la arena "U inf.", mientras que en la parte nororiental no se tiene un alto incremento de BSW. El pozo SEC - 27, incrementa el BSW del 90% al 92%, desde enero de 2011 hasta octubre de 2011.

**FIGURA 1.27 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA CAMPO
SECOYA ARENA "U INFERIOR"**

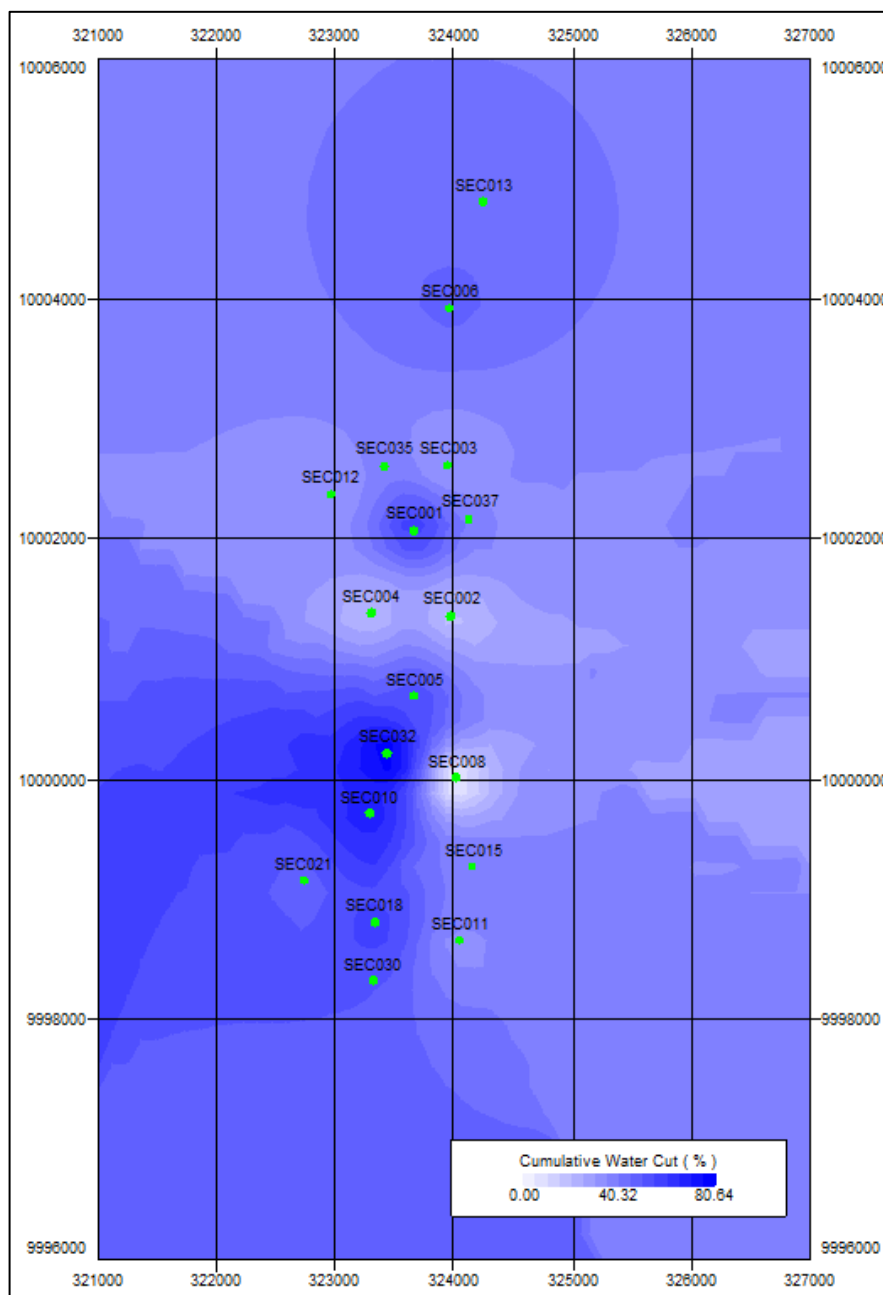


FUENTE: Gerencia de Exploración y Producción – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La arena "T" del campo Secoya tiene un incremento de BSW en la parte central, principalmente en los pozos SEC - 01, SEC - 32 y SEC - 10, mientras que en la parte oriental no se tiene altos incrementos de BSW. El pozo SEC - 10, incrementa el BSW del 84% al 88%, desde septiembre de 2010 hasta octubre de 2011.

**FIGURA 1.28 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA CAMPO
SECOYA ARENA "T"**



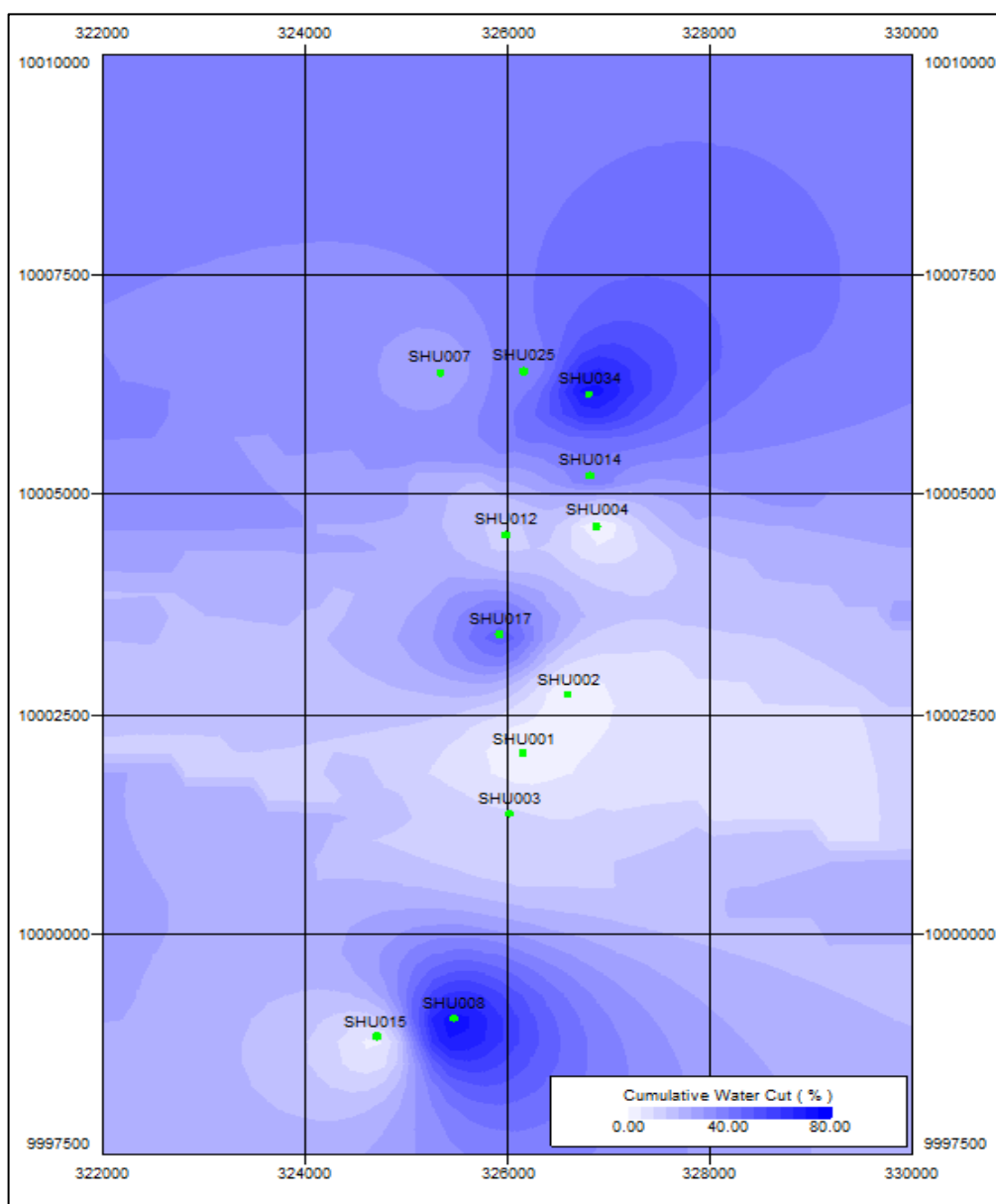
FUENTE: Gerencia de Exploración y Producción – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

1.5.3.4 Campo Shuara

Las figuras 1.29, 1.30 y 1.31, indican el comportamiento del avance de agua de los principales reservorios del campo Shuara, donde se presenta zonas de alto corte de agua, principalmente en los pozos SHU - 08 y SHU - 34 de la arena “U sup.”, mientras que en la parte central no se tiene un alto incremento de BSW.

FIGURA 1.29 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA CAMPO SHUARA ARENA “U SUPERIOR”

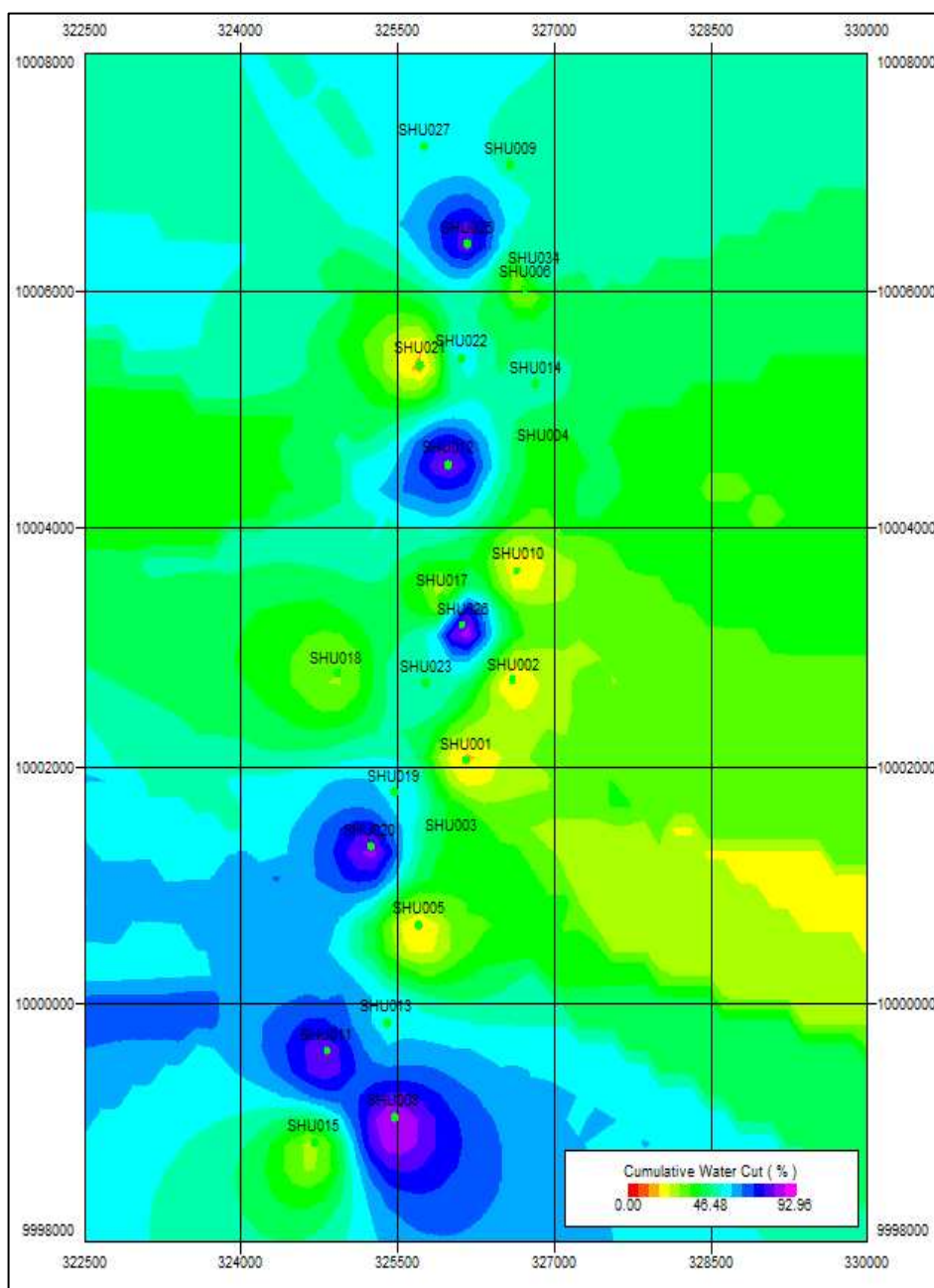


FUENTE: Gerencia de Exploración y Producción – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La arena “U inf.” del campo Shuara tiene un incremento de BSW en la parte sup, principalmente en los pozos SHU - 08, SHU - 12 y SHU - 20, mientras que en la parte oriental no se tiene altos incrementos de BSW. El pozo SHU - 34D, incrementa el BSW del 50% al 60%, desde febrero de 2011 hasta octubre de 2011.

FIGURA 1.30 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA CAMPO SHUARA ARENA “U INFERIOR”

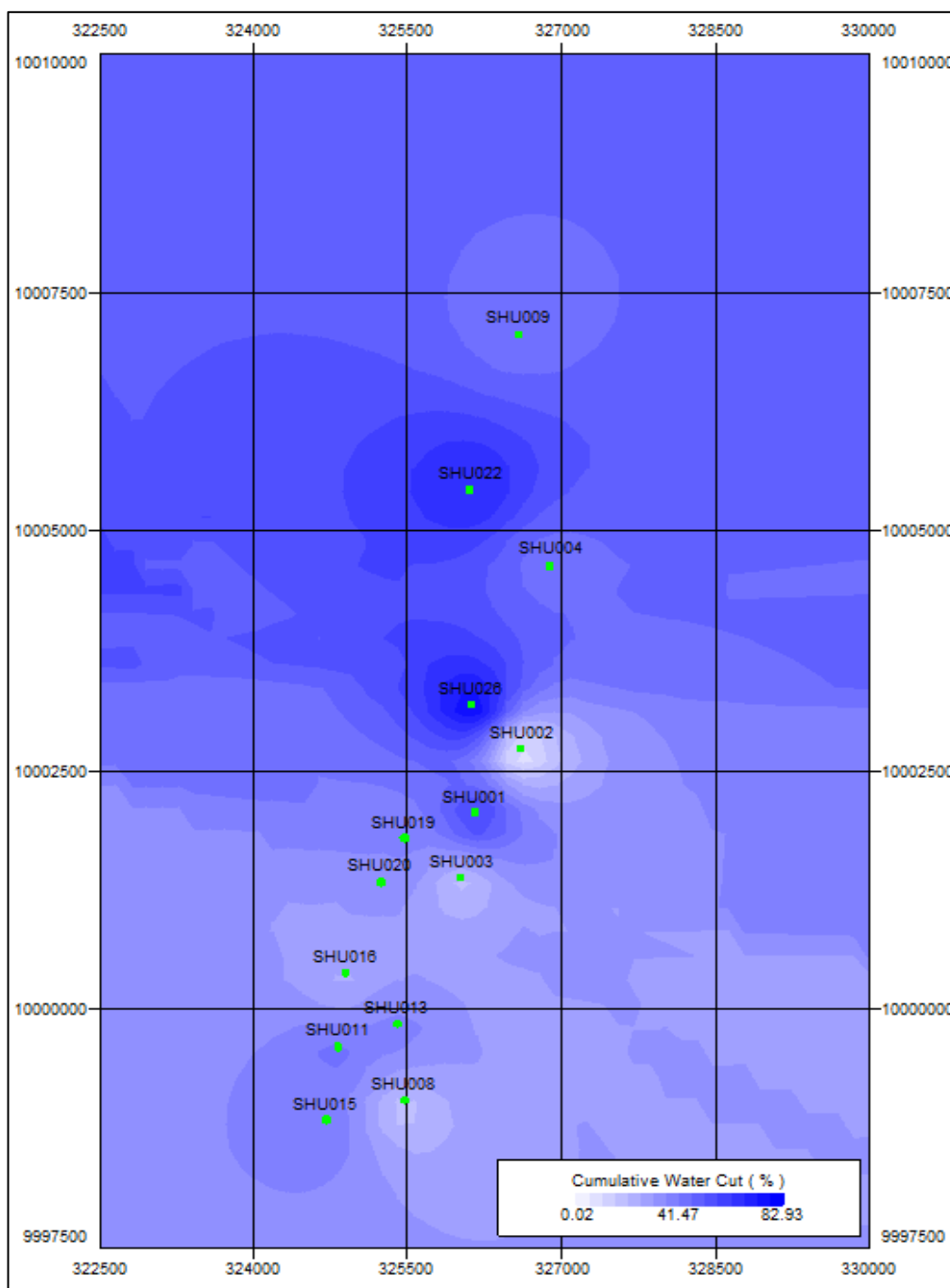


FUENTE: Gerencia de Exploración y Producción – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La arena "T" del campo Shuara tiene un incremento de BSW en la parte central, principalmente en los pozos SHU - 22 y SHU - 26, mientras que en la parte sur no se tiene altos incrementos de BSW.

FIGURA 1.31 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA CAMPO SHUARA ARENA "T"



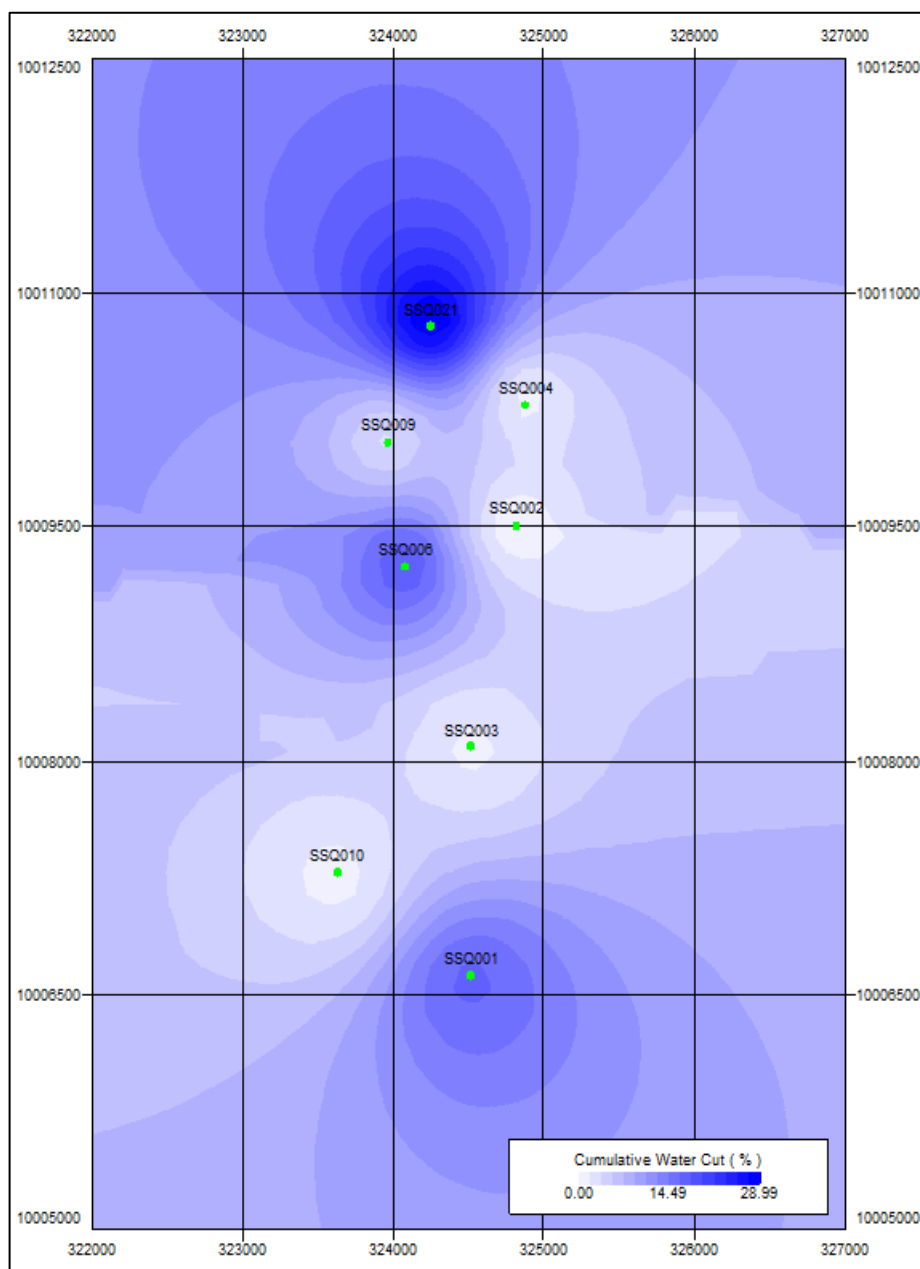
FUENTE: Gerencia de Exploración y Producción – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

1.5.3.5 Campo Shushuqui

Las figuras 1.32 y 1.33, indican el comportamiento del avance de agua de los principales reservorios del campo Shushuqui, donde se presenta zonas de alto corte de agua, principalmente en los pozos SSQ - 09 y SSQ - 21 de la arena “U sup.”, mientras que en la parte central no se tiene un alto incremento de BSW.

FIGURA 1.32 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA CAMPO SHUSHUQUI ARENA “U SUPERIOR”

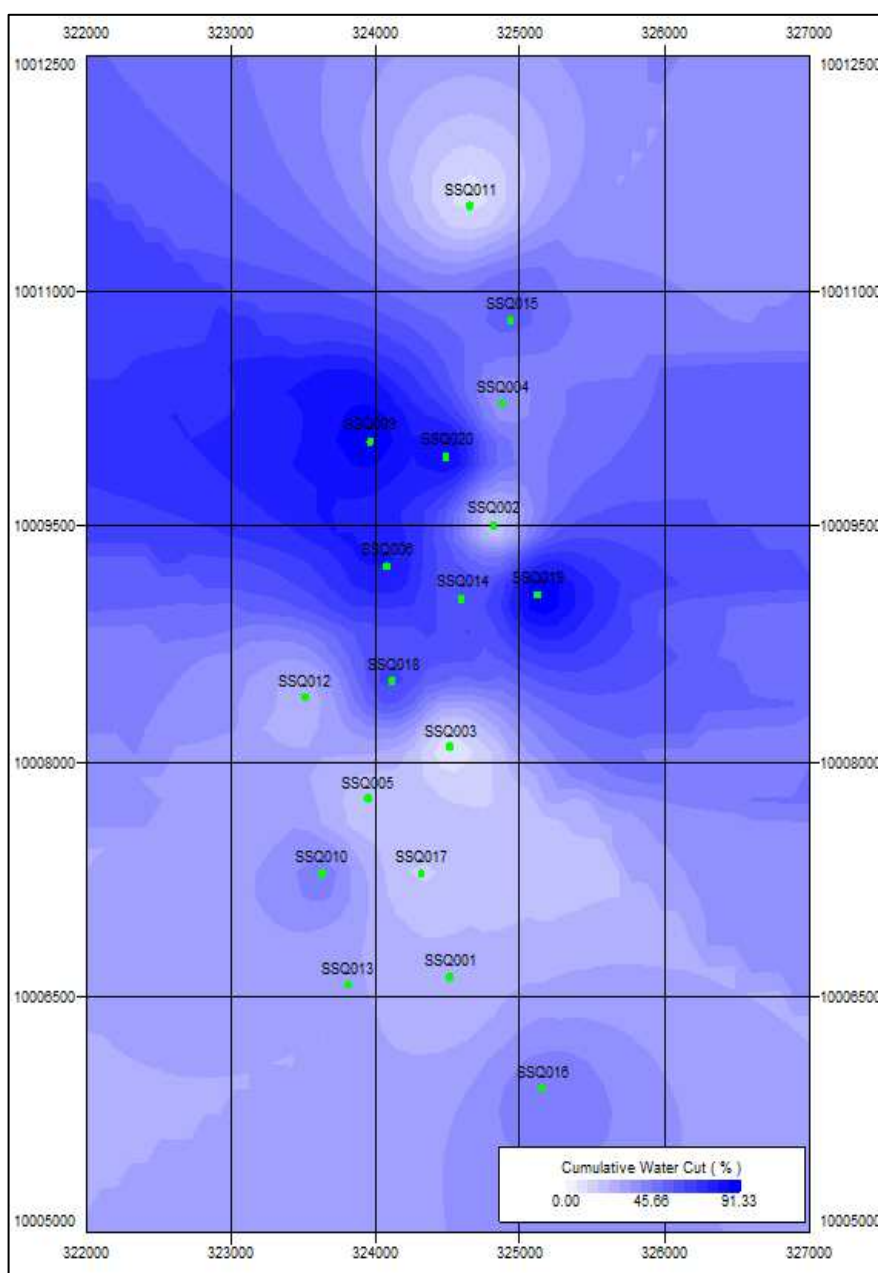


FUENTE: Gerencia de Exploración y Producción – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La arena “U inf.” del campo Shushuqui tiene un incremento de BSW en la parte central, principalmente en los pozos SSQ - 06, SSQ - 09 y SSQ - 19, mientras que en la parte sur no se tiene altos incrementos de BSW. El pozo SSQ - 15, incrementado el BSW del 8% al 19%, desde marzo de 2011 hasta octubre de 2011.

FIGURA 1.33 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA CAMPO SHUSHUQUI ARENA “U INFERIOR”



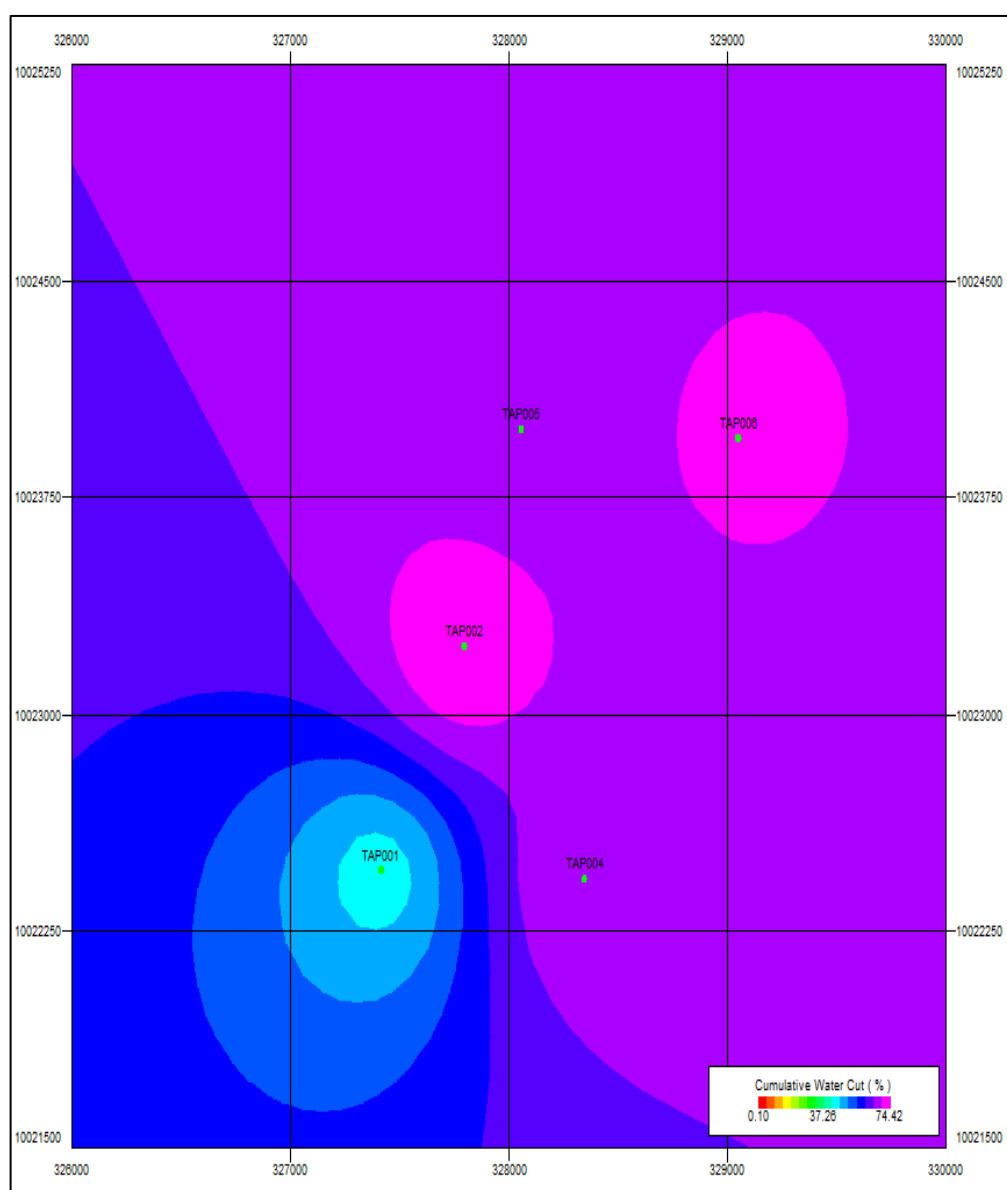
FUENTE: Gerencia de Exploración y Producción – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

1.5.4 CAMPO TAPI

La figura 1.34, indica el comportamiento del avance de agua de la arena “U inf.” del campo Tapi, donde se presenta zonas de alto corte de agua, principalmente en los pozos TAP - 02 Y TAP - 06, mientras que en el pozo TAP - 01 no se tiene un alto incremento de BSW. EL pozo TAP - 04, incrementa el BSW del 93% al 97%, desde enero de 2011 hasta octubre de 2011.

**FIGURA 1.34 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA CAMPO TAPI
ARENA “U INFERIOR”**



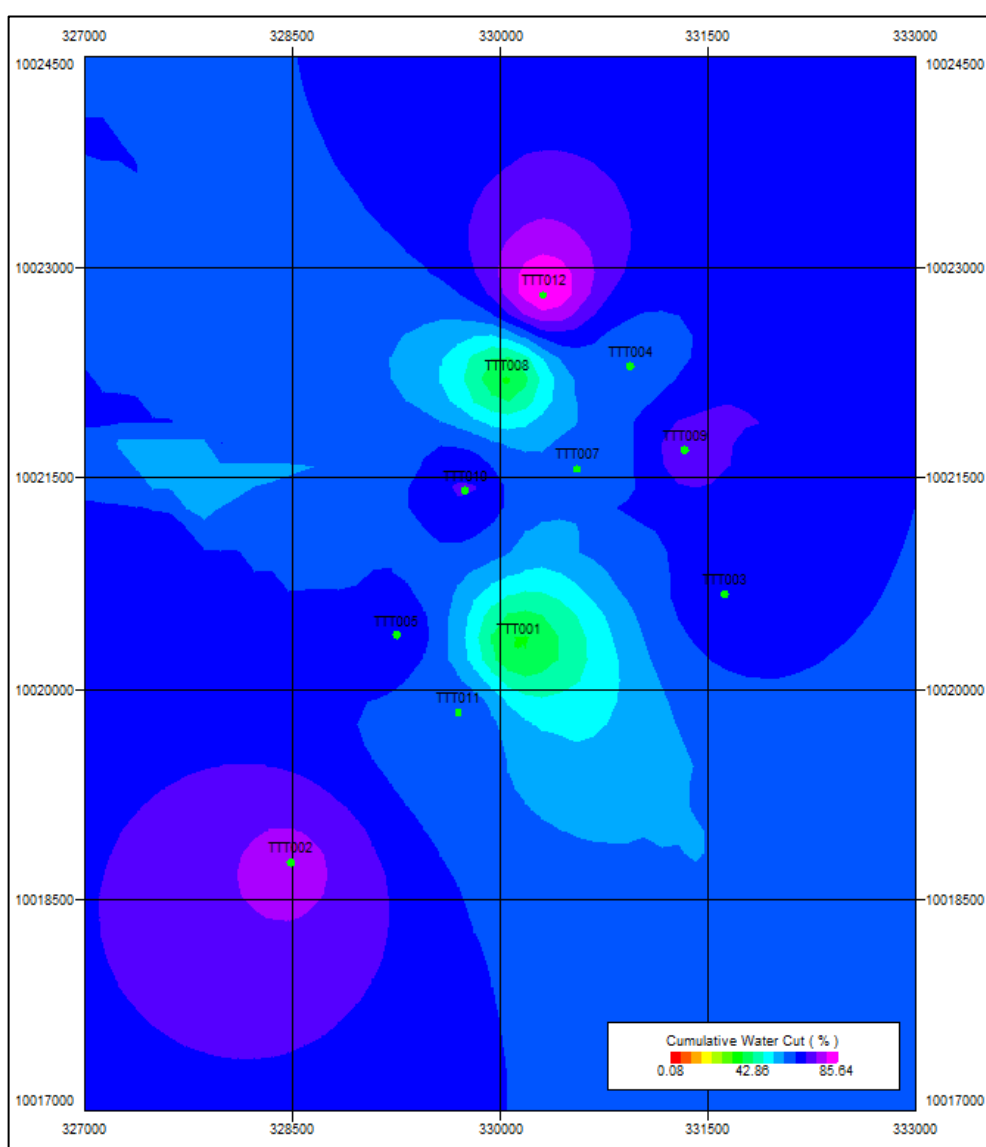
FUENTE: Gerencia de Exploración y Producción – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

1.5.5 CAMPO TETETE

Las figuras 1.35 y 1.36, indican el comportamiento del avance de agua de los principales reservorios del campo Tetete, donde se presenta zonas de alto corte de agua, principalmente en los pozos TTT - 02 y TTT - 12 de la arena “U inf.”, mientras que en la parte central no se tiene un alto incremento de BSW. El pozo TTT - 08 incrementa el BSW del 77% al 81%, desde enero de 2011 hasta octubre de 2011.

FIGURA 1.35 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA CAMPO TETETE ARENA “U INFERIOR”

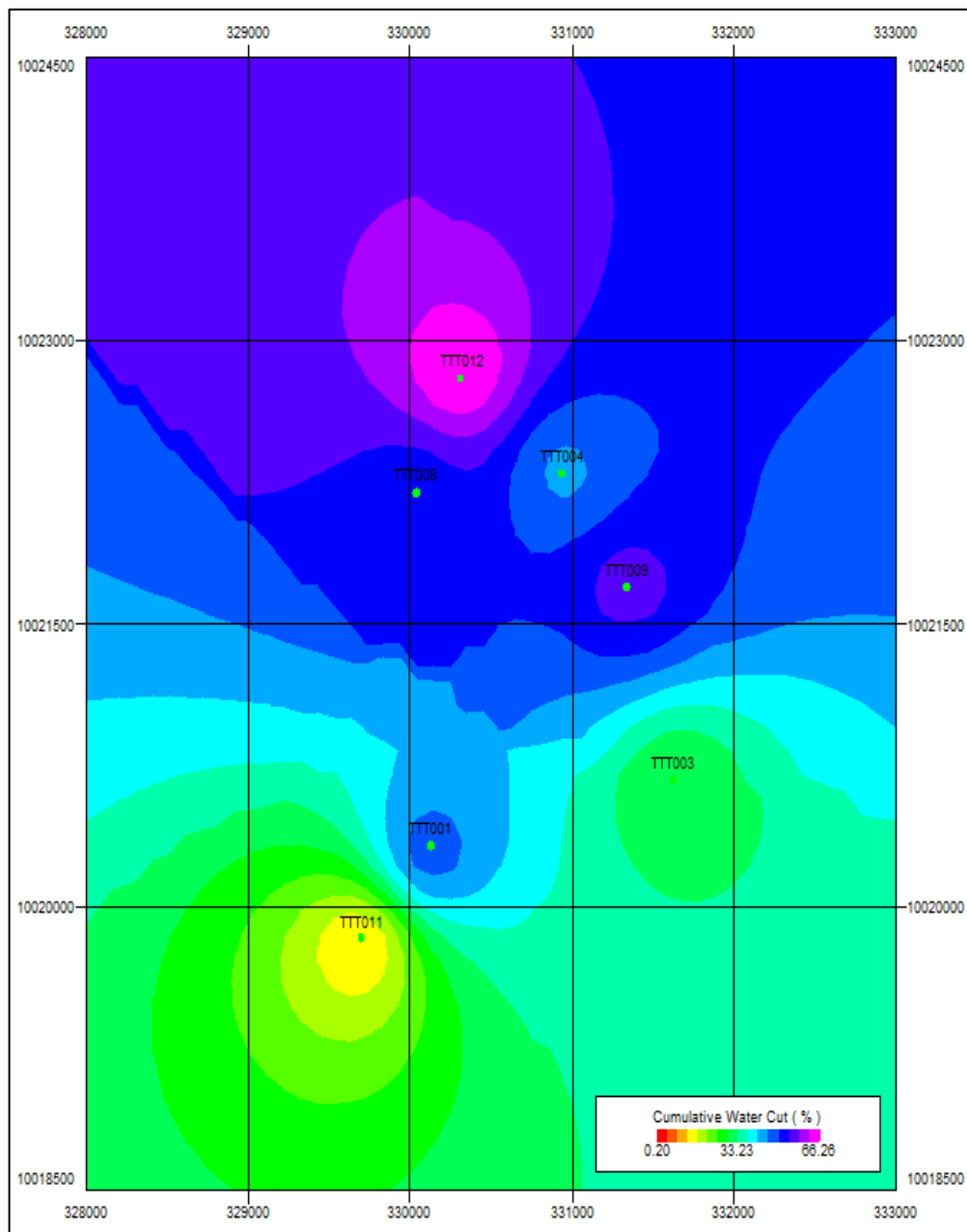


FUENTE: Gerencia de Exploración y Producción – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La arena "T" del campo Tetete tiene un incremento de BSW en la parte central, principalmente en el pozo TTT - 12, mientras que en la parte sur no se tiene altos incrementos de BSW. El pozo TTT - 01, incrementa el BSW del 45% al 47%, desde enero de 2011 hasta octubre de 2011.

FIGURA 1.36 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA CAMPO TETETE ARENA "T"



FUENTE: Gerencia de Exploración y Producción – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

1.6 SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ESTACIONES Y SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO DEL ÁREA LIBERTADOR

En el área Libertador cuenta con 174 pozos perforados (154 pozos verticales y 20 pozos direccionales), la distribución de pozos, por campos es la siguiente:

- Campo Arazá, con 2 pozos perforados, la producción del campo, es manejada por la estación de producción Shuara.
- Campo Atacapi, con 22 pozos perforados, de los cuales 11 pozos están produciendo, 8 pozos están cerrados, 1 pozo abandonado y 2 pozos reinyectores, la producción del campo, es manejada por la estación de producción Atacapi.
- Campo Frontera, con 4 pozos perforados, de los cuales, 1 pozo está produciendo, 2 pozos están cerrados y 1 pozo reinjector, la producción del campo, es manejada por la estación de producción Frontera.
- Campo Libertador, con 112 pozos perforados, de los cuales 50 pozos están produciendo, 45 pozos están cerrados, 4 pozos abandonados y 13 pozos reinyectores, la producción del campo, es manejada por la estaciones de producción Pichincha, Secoya, Shuara y Shushuqui.
- Campo Tapi – Tetete, con 20 pozos perforados, de los cuales 10 pozos están produciendo, 7 pozos están cerrados y 3 pozos reinyectores, la producción del campo, es manejada por las estaciones de producción Tapi y Tetete.

Actualmente, el sistema de levantamiento artificial más utilizado en el Área Libertador, es el bombeo electrosumergible con el 65% del total de sistemas instalados, el cual produce 68359 BFPD.

La tabla 1.16, indica el potencial por estaciones de los pozos del Área Libertador según el Forecast del 31 de octubre del 2011.

TABLA 1.16 POTENCIAL DE PRODUCCIÓN ÁREA LIBERTADOR

Pozo	Arena	BFPD		Fecha	Presión Cabeza	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	Gas de Formación	Tipo bomba	GPM Hz	GOR	Pérdidas (BPPD - BPPD Anterior)		Tasa	Método	
		Anterior	Posterior																
ARA - 01	U inf.	1.940	78	29/10/2011	130	2.002	80	1.922	96	27,4	80	D1750N	59	999		2,48	150	ESP	
ARA - 02	T inf.	176	106	29/10/2011	130	325	195	130	40	31,5	52	D725N	55	267		89,4	250	ESP	
ARAZÁ		2.116	183			2.327	275	2.052	88,2		132			479,86		91,88			
ATACAPI																			
Pozo	Arena	BFPD		Fecha	Presión Cabeza	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	Gas de Formación	Tipo bomba	GPM Hz	GOR	Pérdidas (BPPD - BPPD Anterior)		Tasa	Método	
		Anterior	Posterior																
ATA - 07	U inf.	717	287	31/10/2011	48	753	301	452	60	27,1	52	DN1100	55	173		14,4	740	ESP	
ATA - 08	U inf.	647	641	29/10/2011	80	647	641	6	1	24,5	88	P8XH6	48	137		0		ESP	
ATA - 11BD	T inf.	1.372	823	29/10/2011	100	1.383	830	553	40	30,4	357	TG-2000 (WG)	59	430		6,6	1.400	ESP	
ATA - 14	U sup.	289	278	26/10/2011	150	283	270	13	4,5	31,1	14	JET 10J		52		-7,76	150	Hidráulico Jet	
ATA - 16	U inf.	643	219	26/10/2011	90	620	206	414	66,7	29,6	41	JET 10J		199		-12,8		Hidráulico Jet	
ATA - 17	U inf.	1.117	853	28/10/2011	170	1.151	880	271	23,5	30,1	235	JET 8A		267		27		Hidráulico Jet	
ATA - 18	T inf.	2.148	172	28/10/2011	130	2.179	174	2.005	92	25,7	227	TE-2700	54	1302		2,48	1.000	ESP	
ATA - 20D	T inf.	470	320	27/10/2011	50	537	365	172	32	21,8	142	P8X	52	389		45,56	350	ESP	
ATA - 23	U inf.	1.740	1.705	28/10/2011	159	1.688	1.654	34	2	27,5	469	P23X	50	284		-50,96		ESP	
ATA - 24D	U inf.	1.264	733	31/10/2011	145	1.264	733	531	42	22,9	341	P12XH6	52	465		0	900	ESP	
ATA - 25D	U inf.	894	304	31/10/2011	145	811	276	535	66	27,6	63	P12XH6	53,1	228		-28,22	400	ESP	
ATACAPI		11.301	6.335			11.316	6.331	4.985	44,1		2029			320,49		-3,7			
FRONTERA																			
Pozo	Arena	BFPD		Fecha	Presión Cabeza	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	Gas de Formación	Tipo bomba	GPM Hz	GOR	Pérdidas (BPPD - BPPD Anterior)		Tasa	Método	
		Anterior	Posterior																
FRO - 04B	T inf.	2.630	263	30/10/2011	85	2.673	267	2.406	90	30,6	355	P23 X H6	52	1.328		4,3	900	ESP	
FRONTERA		2.630	263			2.673	267	2.406	90		355			1.328		4,3			

CONTINUACIÓN TABLA 1.16

Pozo	Arena	BFPD		BSW		Fecha	Presión Cabeza	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	Gas de Formación	Tipo bomba	GPM Hz	GOR	Pérdidas (BPPD - BPPD Anterior)		Método
		Anterior	Posterior	Anterior	Posterior												Tasa		
PIC - 02	U inf.	423	381	10	28/10/2011	60	456	410	46	10	28,3	91	D475N	54	222	29,7	1.000	ESP	
PIC - 05	U sup.+ U inf.	434	259	44,4	29/10/2011	-	381	212	169	44,4	25	29	JET 10I		137	-47,33	200	Hidráulico Jet	
PIC - 07	T	4.645	372	92	20/10/2011	168	4.633	371	4.262	92	27	329	P47XH6	49	888	-0,96		ESP	
PIC - 08	U inf.	6.868	137	98	31/10/2011	240	6.778	136	6.642	98	28	148	P62X	58	1.092	-1,8		ESP	
PIC - 09	U inf.	2.003	160	92	25/10/2011	100	1.905	152	1.753	92	27,1	68	P18 XH6	57	446	-7,84	1.100	ESP	
PICHINCHA		14.373	1309	90,9			14.153	1281	12.872	91		665			519,26	-28,23			
SECOYA																			
Pozo	Arena	BFPD		BSW		Fecha	Presión Cabeza	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	Gas de Formación	Tipo bomba	GPM Hz	GOR	Pérdidas (BPPD - BPPD Anterior)		Método
		Anterior	Posterior	Anterior	Posterior												Tasa		
SEC - 01	U inf.	1.646	329	80	26/10/2011	0	1.652	330	1.322	80	27,6	103	DN-1750	0	312	1,2	900	ESP	
SEC - 03	U inf.	1.617	129	92	28/10/2011	120	1.923	154	1.769	92	29	289	P23 XH6	50	1.879	24,48	900	ESP	
SEC - 04	U inf.	144	115	20	29/10/2011	30	153	122	31	20	30	97	1,5' x 27"	7	792	7,2	250	Mecánico	
SEC - 05	U inf.	651	130	80	31/10/2011	90	694	139	555	80	26,6	58	D725N	58	418	8,6	300	ESP	
SEC - 08	T sup.	2.356	330	86	31/10/2011	160	2.570	360	2.210	86	30	158	P23X-H6	56	439	29,96	1.000	ESP	
SEC - 10	T	1.000	120	88	23/10/2011	150	996	120	876	88	32,8	84	P12 XH6	58	703	-0,48	500	ESP	
SEC - 11	T inf.	1.784	321	82	28/10/2011	96	1.608	289	1.319	82	27,6	138	P18XH6	51	477	-31,68	2.000	ESP	
SEC - 14	U inf.	4.139	497	88	31/10/2011	350	4.241	509	3.732	88	29	72	GN4000	60	141	12,24	2.000	ESP	
SEC - 15	U inf.	323	29	91	31/10/2011	120	239	67	172	72	28	65	TD-460	51	971	37,85		ESP	
SEC - 16	U inf.	947	114	88	28/10/2011	250	1.000	120	880	88	29	136	DN1100	60	1.133	6,36	780	ESP	
SEC - 17	U inf.	964	289	70	28/10/2011	200	976	293	683	70	28	91	DN110	57	311	3,6	500	ESP	
SEC - 18	U inf.	1.203	265	78	29/10/2011	140	1.200	264	936	78	27,4	65	DN-1100	58	246	-0,66	500	ESP	
SEC - 19	U sup.	323	162	50	20/10/2011	150	265	133	133	50	27,2	41	D725N	50	309	-29		ESP	
SEC - 21	U inf.	1.294	285	78	29/10/2011	130	1.270	279	991	78	30	99	P11X	60	354	-5,28	850	ESP	
SEC - 24	U sup.	391	235	40	31/10/2011		391	235	156	40	31	65	P6X	50	277	0	450	ESP	

CONTINUACIÓN TABLA 1.16

Pozo	Arena	BFPD		Fecha	Presión Cabeza	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	Gas de Formación	Tipo bomba	GPM Hz	GOR	Pérdidas (BPPD - BPPD Anterior)		Tasa	Método	
		Anterior	Anterior																
SEC - 27	U inf.	2.076	166	31/10/2011	120	2.152	172	1.980	92	30,2	120	SN2600	54	697	6,08	600	ESP		
SEC - 28	U inf.	570	194	27/10/2011	140	572	194	378	66	27,5	90	D725N	56	463	0,68	100	ESP		
SEC - 29	U inf.	694	56	28/10/2011	80	620	50	570	92	24,3	71	ESP	56	1.431	-5,92		ESP		
SEC - 30	T sup.	486	243	27/10/2011	56	480	240	240	50	21,8	60	P6X	57	250	-3		ESP		
SEC - 31	U inf.	459	119	24/10/2011	350	694	180	514	74	21,8	77	DN1100	60	427	61,1		ESP		
SEC - 33B	U inf.	1.147	138	31/10/2011	80	1.164	140	1.024	88	28	92	P12XH6	56	659	2,04		ESP		
SEC - 38D	U inf.	368	147	22/10/2011	130	329	132	197	60	29,9	84	P6XH6	60	638	-15,6	200	ESP		
SECOYA		24.582	4.412			25.189	4521	20.668	82,1		2155			476,63	109,77				
SHUARA																			
Pozo	Arena	BFPD		Fecha	Presión Cabeza	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	Gas de Formación	Tipo bomba	GPM Hz	GOR	Pérdidas (BPPD - BPPD Anterior)		Tasa	Método	
		Anterior	Anterior																
PCY - 02	UM	216	43	31/10/2011	-	231	43	188	81,3	24,6	0	RHBC 20"x1.75"	8	0	0	250	Mecánico		
PCY - 04	T	956	38	30/10/2011	40	1.117	45	1.072	96	22,8	36	P8 XH6	50	806	6,44		ESP		
PCY - 06D	BT	333	167	31/10/2011	120	329	165	165	50	28,3	42	D725N	53	255	-2	250	ESP		
SHU - 03	U sup.	361	144	28/10/2011	100	323	129	194	60	30	52	P4XH6	50	402	-15,2		ESP		
SHU - 04	T	1.905	152	31/10/2011	250	1.802	144	1.658	92	27,2	93	P23X	50	645	-8,24		ESP		
SHU - 06	U inf. + U sup.	876	158	28/10/2011	210	897	161	736	82	28	41	DN-1100	57	254	3,78		ESP		
SHU - 09	U inf.	1.848	148	29/10/2011	32	1.744	140	1.604	92	27	34	P23XH6	52	244	-8,32		ESP		
SHU - 12	T sup.	264	161	30/10/2011	-	264	161	103	39	32	0	JET-10J		0	0		Hidráulico Jet		
SHU - 14B	U inf.	1.254	502	28/10/2011	190	1.191	476	715	60	27,3	98	GN1300	54	206	-25,2		ESP		
SHU - 20	U inf. + T sup.	1.632	131	28/10/2011	116	1.605	128	1.477	92	28	91	TE-1500	54	709	-2,16		ESP		
SHU - 25	U sup.	505	101	28/10/2011	35	500	100	400	80	29,1	41	D725N	56	410	-1		ESP		
SHU - 34D	U inf.	225	90	29/10/2011	50	149	60	89	60	31,8	37	TD 650	49	621	-30,4		ESP		
SHUARA		10.375	1.834			10.152	1.752	8.400	82,7		565			322,46	-82,3				

CONTINUACIÓN TABLA 1.16

Pozo	Arena	BFPD		Fecha	Presión Cabeza	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	Gas de Formación	Tipo bomba	GPM Hz	GOR	Pérdidas (BPPD - BPPD Anterior)		Tasa	Método	
		Anterior																	
PCY - 01	BT	119	62	29/10/2011	6	125	65	60	48	26,4	0	20' x 1,75"	9	0	3,12			Mecánico	
PCY - 05	U inf.	908	236	20/10/2011	220	916	238	678	74	28,1	97	P12X	54	407	2,08			ESP	
SSQ - 06	U inf.	596	167	26/10/2011	90	576	149	427	74,1	25,7	70	JET 10K		469	-17,82			Hidráulico Jet	
SSQ - 10	U inf.	1.108	349	29/10/2011	58	1.051	308	743	70,7	24,1	36	JET 9I		117	-40,97			Hidráulico Jet	
SSQ - 12	U inf.	422	203	28/10/2011	54	476	251	225	47,3	24	35	JET 9I		139	48,02			Hidráulico Jet	
SSQ - 13	BT	181	108	21/10/2011	70	203	125	78	38,4	25,7	18	JET 9I		144	16,95			Hidráulico Jet	
SSQ - 14	U inf.	1.152	169	29/10/2011	82	1.140	154	986	86,49	23,7	15	JET 11L		97	-14,99			Hidráulico Jet	
SSQ - 15	U inf.	165	133	26/10/2011	75	171	139	32	18,7	25,3	20	JET9A		144	6,01			Hidráulico Jet	
SSQ - 18	U inf.	684	253	27/10/2011	70	619	201	418	67,6	25	31	JET 10J		155	-52,45			Hidráulico Jet	
SSQ - 20	U inf.	792	348	24/10/2011	0	720	302	418	58	28	0	JET-11J	0	0	-46,08			Hidráulico Jet	
SSQ - 22D	T sup.	186	155	28/10/2011	126	152	120	32	21,1	25,7	15	JET10I		125	-34,99			Hidráulico Jet	
SHUSHUQUI		6.313	2.184			6.149	2.052	4.097	66,6		337			164,2	-131,12				
TAPI																			
Pozo	Arena	BFPD		Fecha	Presión Cabeza	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	Gas de Formación	Tipo bomba	GPM Hz	GOR	Pérdidas (BPPD - BPPD Anterior)		Tasa	Método	
		Anterior																	
TAP - 01	T inf.	762	156	22/10/2011	-	799	186	613	76,7	27	31	JET 10J		167	29,95			Hidráulico Pistón	
TAP - 04	U inf.	1.639	73	29/10/2011	92	1.578	41	1.537	97,4	27,1	43	JET 7C		1048	-32,07		250	Hidráulico Jet	
TAP - 05	U inf.	1.023	101	29/10/2011	114	1.007	87	920	91,4	27,1	26	JET 8A		299	-14,07			Hidráulico Jet	
TAPI		3.424	330			3.384	314	3.070	90,7		100			318,43	-16,19				

CONTINUACIÓN TABLA 1.16

Pozo	Arena	BFPD		BSW		Fecha	Presión Cabeza	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	Gas de Formación	Tipo bomba	GPM Hz	GOR	Pérdidas (BPPD - BPPD Anterior)		Método
		Anterior		Anterior															
TTT - 01	T	384	200	47,2	203	30/10/2011	-	385	203	182	47,2	27,2	234	PISTÓN PL2 2-1/2" X 1-7/8"		1152	3,17		Hidráulico Jet
TTT - 03	U inf.	1.502	202	86,6	201	31/10/2011	140	1.496	201	1.295	86,6	27,1	44	JET 10K		219	-0,96		Hidráulico Jet
TTT - 04	T inf.	1.205	101	92,4	90	30/10/2011	0	1.178	90	1.088	92,4	27,4	55	JET 10K		614	-11,57		Hidráulico Jet
TTT - 08	U inf.	371	85	80,61	69	29/10/2011	26	356	69	287	80,6	27,2	2	JET 7H		29	-16		Hidráulico Jet
TTT - 09	U inf.	2.387	158	92,61	180	29/10/2011	175	2.438	180	2.258	92,6	27,1	48	JET 9C		266	22,15		Hidráulico Jet
TTT - 10	U inf.	1.858	200	90,47	171	29/10/2011	234	1.795	171	1.624	90,5	27,2	63	JET 10K		368	-29,05		Hidráulico Jet
TTT - 11	U inf.	4.680	562	88	566	29/10/2011	170	4.716	566	4.150	88	29,1	593	P47XH6	54	1048	4,32		ESP
TETETE		12.387	1.508	87,8	1.480			12.364	1.480	10.884	88,0		1.039			702,04	-27,94		
TOTAL		87.501	18.357	79,0	18.274			87.707	18.274	69.433	79,2		7.377			403,69	-83,53		

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la tabla 1.17, se describe la producción actual determinada por cada uno de los tipos de levantamiento que funcionan en el Área Libertador.

TABLA 1.17 PRODUCCIÓN POR TIPO DE LEVANTAMIENTO

CAMPO	MÉTODO DE LEVANTAMIENTO												TOTAL		
	HIDRAÚLICO JET			HIDRAÚLICO PISTÓN			MECÁNICO			BES					
	POZOS	BFPD	BPPD	POZOS	BFPD	BPPD	POZOS	BFPD	BPPD	POZOS	BFPD	BPPD	POZOS	BFPD	BPPD
ARAZÁ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2327	275	2	2327	275
ATACAPI	3	2054	1357	0	0	0	0	0	0	8	9262	4974	11	11316	6331
FRONTERA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2673	267	1	2673	267
LIBERTADOR	11	5753	2122	0	0	0	3	509	231	36	49381	7254	50	55643	9607
TAPI-TETETE	8	10233	1042	1	799	186	0	0	0	1	4716	566	10	15748	1794

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador; Forecast 31 de Octubre de 2011.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

1.7 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

La producción de los pozos del Área Libertador, es trasladada en las distintas estaciones: Estación Frontera, Estación Secoya, Estación Shuara, Estación Shushuqui, Estación Pichincha, Estación Tapi, Estación Tetete, y Estación Atacapi.

Los principales equipos que conforman las facilidades de superficie y producción que se encuentran instalados en cada una de las estaciones del Área Libertador, se detallan a continuación.

1.7.1 ESTACIÓN ATACAPI

La estación Atacapi, tiene 4 manifolds que permiten el manejo de 20 pozos a la vez, con 3 separadores, uno de producción con una capacidad de 30.000 BLS y dos de prueba con una capacidad de 10.000 BLS, el fluido se traslada a un tanque de lavado con una capacidad de 10.500 BLS y después se dirige a un tanque de surgencia con capacidad para 10.000 BLS. El crudo de este campo es entregado al Oleoducto Sucumbíos Lago Agrio a la altura de Dureno mediante una línea de longitud aproximada de 3,4 km y es de de 6 5/8" API 5L Gr. B Std. La Estación Atacapi maneja un promedio de 9.821 BFPD con 62%

de BSW y 29° API. En la tabla 1.18, se detalla las facilidades de producción de esta estación:

TABLA 1.18 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN ATACAPI

ESTACIÓN ATACAPI					
EQUIPO	DESCRIPCIÓN	CAPACIDAD (BLS)		OBSERVACIONES	
SEPARADOR	PRUEBA	10.000		OPERANDO	
SEPARADOR	PRUEBA	10.000		OPERANDO	
SEPARADOR	PRODUCCIÓN	30.000		OPERANDO	
TANQUES DE LAVADO Y SURGENCIA					
TANQUE	ALTURA (PIES)	CAP. NOMINAL (BLS)	CAP. OPERATIVA (BLS)	BLS/PIE	OBSERVACIONES
LAVADO	30	10.324	9.500	344,13	OPERANDO
EMPERNADO	24	10.173	9.500	423,88	OPERANDO
REPOSO	30	5.000	4.998	166,67	OPERANDO
BOMBAS DE TRANSFERENCIA					
EQUIPO	DESCRIPCIÓN	FUNCIÓN	FABRICANTE	MODELO	CAP. BOMBEO (GPM)
EBCPMD0958	BOMBA CENTRIFUGA 6X4-13	B. BOOSTER LACT.	DURCO	MARK II STD	-
EBCPMD0960	BOMBA CENTRIFUGA 4X3-13	B. BOOSTER LACT.	DURCO	MARK III STD	-
EBCPMD0351	BOMBA CENTRÍFUGA	B. TRANS. CRUDO ACT.	IR	-	-
EBCPMD0280	BOMBA CENTRÍFUGA 3X6x15A	B. TRANS. CRUDO ACT.	IR	-	500
SISTEMA DE POWER OIL					
EQUIPO	DESCRIPCIÓN	FUNCIÓN	FABRICANTE	MODELO	CAP. BOMBEO (GPM)
EBCPMD0101	BOMBA CENTRÍFUGA 4X3-13	B. BOOSTER POWER OIL	DURCO	MARK II	975
EBPEQP0104	BOMBA TRIPLEX 72	B. POWER OIL	NATNA	J165H02 AF	72
EBPEQP0106	BOMBA TRIPLEX 72	B. POWER OIL	NATNA	J165T5H	72

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

1.7.2 ESTACIÓN FRONTERA

La estación Frontera, tiene dos manifolds para 5 pozos, actualmente un pozo está produciendo, dos cerrados y propuestos para workover, además tiene 2 separadores, uno de producción con una capacidad de 10.000 BLS y uno de prueba con una capacidad de 5.000 BLS, el fluido después de los separadores continúa al tanque de lavado que tiene una capacidad de 12.590 BLS, sigue hacia al tanque de surgencia que tiene una capacidad para 12.621 BLS el petróleo es trasladado hacia la estación Secoya. La línea de transferencia del crudo dentro de especificación (BSW < 1%) corresponde a un oleoducto de 6 - 5/8" de 13,5 km de longitud, API 5L Gr B Std.

La estación Frontera maneja un promedio de 2.926 BFPD con 88% de BSW y 27° API. En la tabla 1.19, se detalla las principales especificaciones de los equipos de producción presentes en la estación Frontera.

TABLA 1.19 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN FRONTERA

ESTACIÓN FRONTERA					
EQUIPO	DESCRIPCIÓN	CAPACIDAD (BLS)		OBSERVACIONES	
SEPARADOR	Prueba	5.000		Operando	
SEPARADOR	Producción	10.000		Operando	
TANQUES DE LAVADO Y SURGENCIA					
TANQUE	ALTURA (PIES)	CAP. (BLS)	CAP. OPE (BLS)	BLS / PIE	OBSERVACIONES
LAVADO	36	12.590	11.541	349,72	Operando
REPOSO	36	12.621	12.500	350,58	Operando
BOMBAS DE TRANSFERENCIA					
EQUIPO	DESCRIPCIÓN	FUNCIÓN	FABRICANTE	MODELO	CAP (BPH)
EBCPMD0291	BOMBA CENTRIFUGA 4X3-10	B. BOOSTER TRANSF. CRUDO	DURCO	MARK II	480
EBCPMD0290	BOMBA CENTRIFUGA 3X2-10	B. BOOSTER TRANSF. CRUDO	DURCO	MARK II	480
EBPEQP0102	BOMBA TRIPLEX 194GPM	B. TRANSFERENCIA CRUDO	NATNA	100T-4L	277
EBPEQP0103	BOMBA TRIPLEX 194GPM	B. TRANSFERENCIA CRUDO	NATNA	100T-4L	277

CONTINUACIÓN TABLA 1.19

SISTEMA CONTRA INCENDIOS	
1 BOMBA DE S.C.I	OPERANDO
1 MOTOR ELECTRICO	OPERANDO
1 MOTOR MECANICO	OPERANDO
1 TANQUE DE AGUA	OPERANDO

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

1.7.3 ESTACIÓN PICHINCHA

La estación Pichincha, tiene 4 manifolds de 5 líneas cada uno, de las cuales 15 se encuentran produciendo, 4 cerradas y 1 disponible, además tiene 2 separadores de producción de 10.000 BLS y uno de 20.000 BLS, cuenta también con dos separadores de prueba con una capacidad de 15.000 barriles. El petróleo proveniente de los separadores es transportado a un tanque de lavado con una capacidad de 32.260 barriles, finalmente el petróleo es almacenado en un tanque de surgencia con una capacidad de 40.820 barriles, para luego ser enviado a la estación de producción – bombeo Secoya mediante la unidad de transferencia.

La línea de transferencia tiene una longitud aproximada de 10,3 km desde la estación Pichincha hasta Sucumbíos, de 6 5/8" API 5L Gr. B Std.

La estación Pichincha maneja un promedio de 14.153 BFPD con 83% de BSW 27° API. En la tabla 1.20, se detalla las facilidades de producción de la estación Pichincha.

TABLA 1.20 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN PICHINCHA

ESTACIÓN PICHINCHA			
EQUIPO	DESCRIPCIÓN	CAPACIDAD (BLS)	OBSERVACIONES
SEPARADOR	PRUEBA	5.000	Operando
SEPARADOR	PRUEBA	10.000	Operando
SEPARADOR	PRODUCCIÓN	10.000	F/S
SEPARADOR	PRODUCCIÓN	10.000	Operando
SEPARADOR	PRODUCCIÓN	20.000	Operando

CONTINUACIÓN TABLA 1.20

TANQUES DE LAVADO Y SURGENCIA					
TANQUE	ALTURA (PIES)	CAP. NOMINAL (BLS)	CAP. PERATIVA (BLS)	BLS/ PIE	OBSERVACIONES
LAVADO	36	32.260	30.468	896,11	Operando
REPOSO	36	40.820	39.367	1.133,9	Operando
BOMBAS DE TRANSFERENCIA					
EQUIPO	DESCRIPCIÓN	FUNCIÓN	FABRICANTE	MODELO	CAP. (GPM)
EBPEQP0097	BOMBA DUPLEX 94GPM	B. TRANSF. CRUDO	GASO	2.652	94
COMPRESORES DE CAPTACIÓN DE GAS					
SISTEMA	DESCRIPCIÓN DE EQUIPO	DESCRIPCIÓN GENERAL	ESTADO ACTUAL		
GAS LIFT	COMPRESORES DE GAS WHITE SUPERIOR	COMPRESOR DE GAS 1	F/S		
COMPRESORES DE CAPTACIÓN DE GAS					
SISTEMA	DESCRIPCIÓN DE EQUIPO	DESCRIPCIÓN GENERAL	ESTADO ACTUAL		
CAPTACIÓN DE GAS	COMPRESORES AJAX U-101	CAPTACIÓN DE GAS LIFT	Operando		
	COMPRESORES AJAX U-102	CAPTACIÓN DE GAS LIFT	Reserva		

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

1.7.4 ESTACIÓN SECOYA

La estación de producción – bombeo Secoya, está conformada por 2 separadores de producción con una capacidad de 30.000 BLS cada uno, además existe 2 separadores de prueba con una capacidad de 5.000 BLS y 1 separador de prueba con capacidad de 10.000 BLS, el petróleo proveniente de los separadores es transportado a un tanque de lavado de techo cónico con una capacidad de 24.680 BLS, el petróleo rebosante llega hacia un tanque de surgencia de techo cónico con una capacidad de 32.230 BLS. La estación Secoya también dispone de tres tanques Oleoducto con una capacidad operativa de 80000 BLS cada uno, que almacena el petróleo enviado de las

estaciones Secoya, Pichincha, Shuara, Shushuqui y Tetete, en esta última la producción es acumulada de Tapi, Tetete y Frontera. Todo este crudo almacenado es conducido a la unidad LACT para ser enviado a la estación central en Lago Agrio y posteriormente bombeado al S.O.T.E. La unidad LACT es un conjunto de equipos diseñados para una eficiente transferencia del crudo de aceptable calidad (BSW 0,1%), hacia el oleoducto, manteniendo una adecuada medida y contabilidad.

La línea de transferencia de esta estación tiene una longitud aproximada de 5,3 km desde Sucumbíos hasta la "Y" de Harbert, con un diámetro de 10 3/4" API 5L Gr. B Std, y desde la "Y" de Harbert a Lago Agrio el diámetro es de 12 3/4" API 5L, X56, este oleoducto es administrado por RODA.

La estación Secoya, maneja un promedio de 25.189 BFPD con 82% de BSW un 28° API. En la tabla 1.21, se detallan los equipos de producción presentes en la estación Secoya.

TABLA 1.21 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN SECOYA

ESTACIÓN SECOYA					
EQUIPO	DESCRIPCIÓN	CAPACIDAD (BLS)		OBSERVACIONES	
SEPARADOR	PRUEBA	5.000		Monitoreo de datos por parte de Técnicos de EPP	
SEPARADOR	PRUEBA	5.000		Monitoreo de datos por parte de Técnicos de EPP	
SEPARADOR	PRUEBA	10.000		Monitoreo de datos por parte de Técnicos de EPP	
SEPARADOR	PRODUCCIÓN	30.000		Monitoreo de datos por parte de Técnicos de EPP	
SEPARADOR	PRODUCCIÓN	30.000		Monitoreo de datos por parte de Técnicos de EPP	
TANQUES DE LAVADO Y SURGENCIA					
TANQUE	ALTURA (PIES)	CAP. NOM (BLS)	CAP. OPE (BLS)	BLS/PIE	OBSERVACIONES
LAVADO	36	24.680	23.320	685,56	Operando
REPOSO	36	32.230	29.852	895,28	Operando
OLEODUCTO - 01	40	80.250	74.265	2.006,25	Operando
OLEODUCTO - 02	40	80.250	74.265	2.006,25	En reparación
OLEODUCTO - 03	40	8500	78941	2.125	En reparación

CONTINUACIÓN TABLA 1.21

BOMBAS DE TRANSFERENCIA					
EQUIPO	DESCRIPCIÓN	FUNCIÓN	FABRICANTE	MODELO	CAP. BOMBEO (GPM)
EBCPMD0075	BOMBA CENTRIFUGA 6X4-13	B. TRANSF. CRUDO ACT.	DURCO	MARK II	1.200
EBCPMD0080	BOMBA CENTRIFUGA 4X3-13	B. TRANSF. CRUDO ACT.	DURCO	MARK III	600
EBPEQP0091	BOMBA QUINTUPLEX	B. OLEOD. QUINTUPLEX N°01	WORTH	VQE-H 133X178	660
EBPEQP0090	BOMBA QUINTUPLEX	B. OLEOD. QUINTUPLEX N°02	WORTH	VQE-H 133X188	660
EBPEQP0092	BOMBA TRIPLEX 442 GPM	B. OLEOD. TRIPLEX N°01	WORTH	VTE-H/133X178	442
EBPEQP0094	BOMBA TRIPLEX	B. OLEOD. TRIPLEX N°02	WORTH	VTE-H/133X178	442
EBCPMD0867	BOMBA CENTRÍFUGA 3X6-10	B. OLEODUCTO ESP. MONTAJE	GOULD	3.600	438
EBCPMD0868	BOMBA CENTRÍFUGA 3X6-10	B. OLEODUCTO ESP. MONTAJE	GOULD	3.600	438
COMPRESORES DE GAS LIFT					
SISTEMA	DESCRIPCIÓN DE EQUIPO	DESCRIPCIÓN GENERAL		ESTADO ACTUAL	
GAS LIFT	COMPRESORES DE GAS WHITE SUPERIOR	COMPRESOR DE GAS 01		F/S	
		COMPRESOR DE GAS 02		F/S	
		COMPRESOR DE GAS 03		F/S	
		COMPRESOR DE GAS 04		F/S	
		COMPRESOR DE GAS 05		F/S	

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

El sistema de gas lift centralizado en la estación Secoya, se diseñó para comprimir el gas captado desde las estaciones Pichincha, Shuara y Shushuqui, a una presión de aproximadamente 1.500 psi para luego ser distribuido mediante una línea madre y ramales, a los pozos que producen crudo artificialmente con este sistema. Actualmente, en el campo Libertador, no existen pozos que produzcan a través de este sistema.

1.7.5 ESTACIÓN SHUARA

La estación Shuara, tiene 5 manifolds con 5 líneas cada uno, además se conforma de 2 separadores de producción de 20.000 BLS de capacidad cada uno, y dos separadores de prueba con una capacidad de 10.000 BLS y 5.000 BLS respectivamente. El petróleo proveniente de los separadores es transportado a un tanque de lavado con una capacidad de 12.590 BLS, luego el petróleo es almacenado en un tanque de surgencia de techo cónico con una capacidad de 18.130 BLS, para luego ser enviado a la estación Secoya (mediante la unidad de transferencia), de donde es bombeado a la estación central en Lago Agrio.

La línea de transferencia tiene una longitud aproximada de 4,5 km desde Shuara hasta Sucumbíos, de de 6 5/8" API 5L Gr. B Std.

En la tabla 1.22, se detalla las facilidades de producción de la estación Shuara.

TABLA 1.22 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN SHUARA

ESTACIÓN SHUARA				
EQUIPO	DESCRIPCIÓN	CAPACIDAD (BLS)	OBSERVACIONES	
SEPARADOR	PRUEBA	5.000	Operando	
SEPARADOR	PRUEBA	10.000	Operando	
SEPARADOR	PRODUCCIÓN	20.000	Operando	
SEPARADOR	PRODUCCIÓN	20.000	Operando	
TANQUES DE LAVADO Y SURGENCIA				
TANQUE	ALTURA (PIES)	CAP. NOMINAL (BLS)	CAP. OPERATIVA (BLS)	BLS/PIE
LAVADO	36	12.590	11.541	349,72
REPOSO	36	18.130	16.116	503,61

CONTINUACIÓN TABLA 1.22

BOMBAS DE TRANSFERENCIA				
EQUIPO	DESCRIPCIÓN	FUNCIÓN	FABRICANTE	MODELO
EBCPMD0299	BOMBA CENTRIFUGA 3X2-13	B. TRANSF. CRUDO ACT.	DURCO	MARK III
EBCPMD0300	BOMBA CENTRIFUGA 6X4-13	B. TRANSF. CRUDO ACT.	DURCO	MARK II
COMPRESORES DE CAPTACIÓN DE GAS				
SISTEMA	DESCRIPCIÓN DE EQUIPO	DESCRIPCIÓN GENERAL	ESTADO ACTUAL	
CAPTACIÓN DE GAS	COMPRESORES AJAX U-101	CAPTACIÓN DE GAS LIFT	F/S	
CAPTACIÓN DE GAS	COMPRESORES AJAX U-102	CAPTACIÓN DE GAS LIFT	F/S	

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

1.7.6 ESTACIÓN TAPI

La estación Tapi, se conforma de un manifold que permiten el manejo de 5 pozos, un separador de producción de 15.000 BLS de capacidad, y un separador de prueba con una capacidad de 10.000 BLS. El petróleo proveniente de los separadores continúa al tanque de lavado que tiene una capacidad de 5.000 BLS, el petróleo es almacenado en un tanque de surgencia con una capacidad de 5.000 BLS, para finalmente ser enviado a la estación Secoya, también tiene una unidad ACT con un solo medidor para la medición del crudo transferido a la estación Tetete.

La línea de transferencia del crudo de este campo, se une al oleoducto de 6 5/8" de 13,5 km Frontera – Tetete.

La estación Tapi, maneja un promedio de 3.384 BFPD con 90% de BSW y 28° API. En la tabla 1.23, se detalla las facilidades de producción de la estación Tapi.

TABLA 1.23 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN TAPI

ESTACIÓN TAPI					
EQUIPO	DESCRIPCIÓN	CAPACIDAD (BLS)		OBSERVACIONES	
SEPARADOR	PRUEBA	10.000		Operando	
SEPARADOR	PRODUCCIÓN	15.000		Operando	
TANQUES DE LAVADO Y SURGENCIA					
TANQUE	ALTURA (PIES)	CAP. NOMINAL (BLS)	CAP. OPER (BLS)	BLS, PIE	OBSERVACIONES
LAVADO	24	5.000	4.375	208,33	Opera con bajos espesores en primer anillo.
REPOSO	24	5.000	5.000	214,96	Opera con bajos espesores en primer anillo.
BOMBAS DE TRANSFERENCIA					
EQUIPO	DESCRIPCIÓN	FUNCIÓN	FABRICANTE	MODELO	CAP. (GPM)
EBCPMD0635	BOMBA CENTRIFUGA 3X2-10	B. BOOSTER TRANSF. CRUDO	DURCO	MARK II STD	-
EBCPMD0817	BOMBA CENTRIFUGA 4X3X8	B. BOOSTER TRANSF. CRUDO	WORTH	D1012	-
HPS	BOMBA CENTRIFUGA HPS	B. TRANSFERENCIA	REDA	25N7J00835	-
EBPEQP0096	BOMBA DUPLEX	B. TRANSFERENCIA	GD	FGFXGR	-
EBPEQP0109	BOMBA DUPLEX 94GPM	B. TRANSFERENCIA	GASO	1654	94

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

1.7.7 ESTACIÓN TETETE

La estación Tetete, actualmente tiene dos manifolds para 5 pozos y un manifold para 3 pozos, actualmente están en producción nueve pozos y tres cerrados, se tiene capacidad disponible para un pozo, además tiene dos separadores de producción con 20.000 BLS de capacidad cada uno, y un separador de prueba con una capacidad de 10.000 BLS. El petróleo proveniente de los separadores se dirige al tanque de lavado con una capacidad de 32.500 BLS el petróleo sigue su camino hacia el tanque de surgencia con una capacidad de 18.130 BLS, para luego ser enviado a la estación de Secoya (mediante la unidad de

transferencia), existen dos bombas y hay lugar para instalar un equipo adicional.

La línea de transferencia tiene una longitud de 23,2 km desde Tetete hasta Sucumbíos y está compuesta por dos tramos uno inicial de 2,2 km de tubería de 8 5/8" API 5L Gr. B Std. y otro de 21 km de tubería de 6 5/8" API 5L Gr. B 0,203 Std.

Para la medición del crudo transferido a la estación Sucumbíos, tiene una unidad ACT completa con dos contadores. La calibración, se realiza con un máster transportable, no se dispone de un probador bidireccional.

La estación dispone de cuatro unidades de bombeo Wheatley para el sistema de PowerOil. Tres unidades se encuentran operando y una está en reserva.

La estación Tetete, tiene un promedio de 12.364 BFPD con 88% de BSW y 27° API. La tabla 1.24, se detalla las especificaciones de las facilidades de producción presentes en la estación Tetete.

TABLA 1.24 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN TETETE

ESTACIÓN TETETE					
EQUIPO	DESCRIPCIÓN		CAPACIDAD (BLS)		OBSERVACIONES
SEPARADOR	PRUEBA		10.000		Operando
SEPARADOR	PRODUCCIÓN		20.000		Operando
SEPARADOR	PRODUCCIÓN		20.000		Operando
TANQUES DE LAVADO Y SURGENCIA					
TANQUE	ALTURA (PIES)	CAP. NOM (BLS)	CAP. OPER (BLS)	BLS, PIE	OBSERVACIONES
LAVADO	36	32.500	29.792	902,78	Operando
REPOSO-1	36	18.130	16.116	503,61	Operando
REPOSO-2	36	12.600	11.600	347,22	Requiere reparación

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

1.7.8 ESTACIÓN SHUSHUQUI

La estación Shushuqui, tiene 4 manifolds que permiten el manejo de 20 pozos a la vez, dos separadores de producción de 20.000 BLS y de 30.000 BLS de capacidad, y dos separadores de prueba con una capacidad de 10.000 BLS y 5.000 BLS, el fluido proveniente de los separadores continúa al tanque de lavado que dispone de una capacidad de 24.680 BLS, el petróleo es almacenado en un tanque de Surgencia con una capacidad de 32.230 BLS, para luego ser enviado a la estación Secoya. La línea de transferencia de la estación tiene una longitud aproximada de 7,9 km desde Shushuqui hasta Sucumbíos, de 8 5/8" API 5L Gr. B Std.

La estación Shushuqui maneja un promedio de 6.149 BFPD con 67% de BSW y 25° API. En la tabla 1.25, se detalla las facilidades de producción de la estación Shushuqui.

TABLA 1.25 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN SHUSHUQUI

ESTACIÓN SHUSHUQUI					
EQUIPO	DESCRIPCIÓN	CAPACIDAD (BLS)		OBSERVACIONES	
SEPARADOR	PRUEBA	10.000		Operando	
SEPARADOR	PRUEBA	5.000		Operando	
SEPARADOR	PRODUCCIÓN	20.000		Operando	
SEPARADOR	PRODUCCIÓN	30.000		Operando	
TANQUES DE LAVADO Y SURGENCIA					
TANQUE	ALTURA (PIES)	CAP. NOM (BLS)	CAP. OPER (BLS)	BLS, PIE	OBSERVACIONES
LAVADO	36	24.680	22.623	685,56	Operando
REPOSO	36	32.230	29.652	895,28	Requiere reparación
BOMBAS DE TRANSFERENCIA					
EQUIPO	DESCRIPCIÓN	FUNCIÓN		FABRICANTE	MODELO
EBCPMD0304	BOMBA CENTRIFUGA 3X2-10	B. TRANSF. CRUDO ACT.		DURCO	MARK III
EBCPMD0305	BOMBA CENTRIFUGA 3X2-10	B. TRANSF. CRUDO ACT.		DURCO	MARK II

CONTINUACIÓN TABLA 1.25

COMPRESORES DE CAPTACIÓN DE GAS					
SISTEMA	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	DESCRIPCIÓN GENERAL	ESTADO ACTUAL		
CAPTACIÓN DE GAS	COMPRESORES AJAX U-101	CAPTACIÓN DE GAS LIFT	F/S		
	COMPRESORES AJAX U-102	CAPTACIÓN DE GAS LIFT	F/S		
SISTEMA DE POWER OIL					
EQUIPO	DESCRIPCIÓN	FUNCIÓN	FAB.	MODELO	CAP. (GPM)
EBCPMD0340	BOMBA CENTRÍFUGA 4X3-13	B. BOOSTER POWER OIL	DURCO	MARK III	-
EBCPMD0341	BOMBA CENTRÍFUGA 4X3-13	B. BOOSTER POWER OIL	DURCO	MARK III	-
EBPEQP0139	BOMBA TRIPLEX 215 GPM	B. POWER OIL	GD	OPI1800AWS	215
EBPEQP0140	BOMBA TRIPLEX 215 GPM	B. POWER OIL	GD	OPI1800AWS	215
EBPEQP0072	BOMBA TRIPLEX 215 GPM	B. POWER OIL	GD	OPI1800AWS	215
EBPEQP0098	BOMBA TRIPLEX 204 GPM	B. POWER OIL	WHTLY	T-8900M	204

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

1.8 SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA

En el Área Libertador, se utiliza un sistema cerrado de reinyección de agua, es decir que el agua luego de ser separada del crudo, es reinyectada sin entrar en contacto con el medio ambiente, a diferencia de un sistema abierto en el cual se deja reposar el agua en piscinas abiertas.

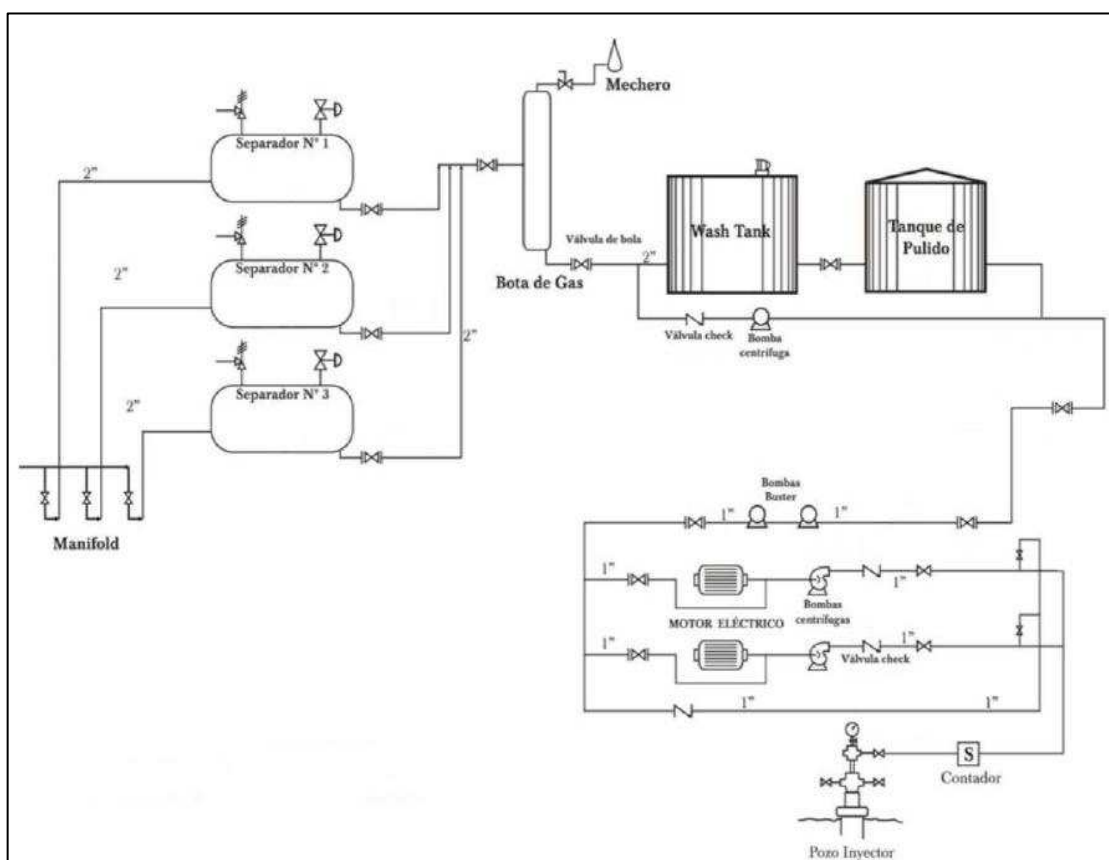
Algunos de los riesgos que implica el manejo del agua de formación son:

- Daño ambiental.
- Problemas de indemnización con los afectados.
- Cambio continuo de tramos.
- Cierre de pozos productores.
- Pérdida de producción.
- Daño de unidades, válvulas, pulmones.
- Gastos debido a arreglo o compra de las mismas.

- Taponamiento de la formación receptora.
- Gastos en trabajos de reacondicionamiento y/o tratamiento de la formación receptora.

La figura 1.37, indica el funcionamiento del sistema cerrado de reinyección de agua.

FIGURA 1.37 SISTEMA CERRADO DE INYECCION DE AGUA



FUENTE: Tesis de Ingeniería en Petróleos – Jiménez Rita y Paucar Juan

Los componentes del sistema de reinyección de agua son: Bomba de Succión (booster), Pulmón, Bomba Centrífuga Horizontal (sistema de alta presión), Sensores, Cabezal de reinyección, Accesorios (tuberías, bridas, válvulas, bombas de inyección de químicos).

El estado actual del sistema de Reinyección de Agua en el Área Libertador según las bombas que operan de las distintas empresas se describe en la tabla 1.26.

TABLA 1.26 ESTADO DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA ÁREA LIBERTADOR

ÁREA	POZOS REINYECTORES PRESIÓN/CABEZA (PSI)	ARENA	UNIDAD		PRESIÓN	CAPACIDAD (BAPD)			
			TIPO	BOMBA (ETAPAS) (TOTAL ETAPAS)	PSI	MIN.	MAX.	TOTAL	
ATACAPI	ATA-01RW (2.960)	ORTEGUAZA	1	TJ79000	P1(32)-P2(32) (64)	3.000-1.900	5.000	13.000	43.000
	ATA-04 (2.800)	TIYUYACU	2	TJ79000	P1(32)-P2(32) (64)	3.000-1.900	5.000	13.000	
	ATA-03 (2.600)		1	HC-12500	P1(32)-P2(19) (51)	2.700-2.900	11.000	17.000	
FRONTERA	FRT-03 (800)	TIYUYACU	1	GN5600	P1(68) (63)	950-720	7.300	9.000	18.000
			2	GN5601	P1(68) (63)	950-720	7.300	9.000	
PICHINCHA	PIC-01RW (2.200)	HOLLÍN	1	HJ350N	P1(40)-P2(37) (77)	2.770-1.700	12.000	18.500	55.500
			2	HJ350N	P1(40)-P2(37) (77)	2.770-1.700	12.000	18.500	
	PIC-11 (2.000)	3	HJ350N	P1(41) (41)	1.470-900	12.000	18.500		
SECOYA	SEC-25 (2.400)	HOLLÍN	1	TJ12000	P1(32)-P2(20) (52)	2.300-1.300	7.500	18.000	73.500
	SEC-01RW (1.480)		1	HJ350N	P1(41)-P2(22) (63)	2.268-1.300	12.000	18.500	
			2	HJ350N	P1(41)-P2(22) (63)	2.268-1.300	12.000	18.500	
			3	HJ350N	P1(41)-P2(22) (63)	2.268-1.300	12.000	18.500	
SHUARA	SHU-01RW (1.400)	HOLLÍN	1	GN5600	P1(59)-P2(54)-P3(59)(172)	2.050-1.500	6.200	7.500	33.500
			2	G5200N	P1(40)-P2(50)-P3(50)(140)	1.930-1.400	6.670	8.000	
	SHU-21 (1.700)		3	HJ200N	P1(29)-P2(36) (65)	2.300-1.800	7.050	9.000	
			4	HJ200N	P1(29)-P2(36) (65)	2.301-1.800	7.050	9.000	
SHUSHUQUI	SSQ-05B (1.800)	TIYUYACU	1	TJ79000	P1(32)-P2(32) (64)	3.000-1.900	5.000	13.000	28.000
	SSQ-19 (1.800)	HOLLÍN	2	P-100XH6	P1(43)-P2(43)-P3(117)(140)	2.600-1.800	7.000	15.000	
TAPI	TAP-02 (800)	TIYUYACU	1	GN7000	P1(36)-P2(31) (67)	900-700	7.300	9.000	9.000
TETETE	TTT-02 (1.100)	TIYUYACU	1	GN7000	P1(54)-P2(36) (90)	1.230-900	7.300	9.000	36.500
			2	GN7000	P1(54)-P2(36) (90)	1.230-900	7.300	9.000	
	TTT-05 (1.300)		3	HJ350N	P1(41) (41)	1.470-900	12.000	18.500	

SCHLUMBERGER
 WOOD GROUP
 CENTRILIFT

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador - EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la tabla 1.27, se indica la producción de agua promedia del Área Libertador por campos.

TABLA 1.27 PRODUCCIÓN DE AGUA DEL ÁREA LIBERTADOR

CAMPO	BAPD	BSW %
ARAZÁ	2.052	88
ATACAPI	4.985	44
FRONTERA	2.406	90
LIBERTADOR	46.036	81
TAPI - TETETE	13.954	89

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador; Forecast 31 de Octubre de 2011.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

1.9 SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

El sistema de generación, tiene la finalidad de proporcionar la energía eléctrica necesaria para poner en funcionamiento los equipos eléctricos de la facilidad de producción en el caso de que el sistema interconectado no funcione.

En la actualidad, el Área Libertador dispone de una Subestación de Distribución de energía eléctrica, denominada Sucumbíos, el nivel de distribución de esta subestación es de 13,8 KV, y para ello se utiliza la energía generada por dos centrales térmicas: Secoya y Wartsila.

1.9.1 CENTRALES DE GENERACIÓN SECOYA Y WARTSILA

Corresponden a la infraestructura encargada de producir y entregar electricidad a la subestación Secoya para su posterior distribución. Estas centrales de generación son del tipo térmicas de combustión. En la tabla 1.28, se indica la potencia generada por las centrales Secoya y Wartsila.

TABLA 1.28 POTENCIA GENERADA POR LAS CENTRALES SECOYA Y WARTSILA

CENTRAL DE GENERACIÓN SECOYA				
Grupo	Combustible	Voltaje	Factor de Potencia	Potencia Generada
G1	Gas	480 VAC	0,8	775 KW
G2	Gas	480 VAC	0,8	770 KW
G3	Gas	480 VAC	0,8	770 KW
G4	Gas	480 VAC	0,8	770 KW
G5	Gas	480 VAC	0,8	570 KW
G6	Diesel	480 VAC	0,8	800 KW
CENTRAL DE GENERACIÓN WARTSILA				
Grupo	Combustible	Voltaje	Factor de Potencia	Potencia Generada
G1	Gas/Crudo	13.800 VAC	0,8	5700 KW
G2	Gas/Crudo	13.800 VAC	0,8	5700 KW

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La central de generación Secoya es local a la subestación de distribución, su potencia instalada es de 4,46 MW, posee 6 grupos electrógenos de acoplamiento de motores de combustión interna con generadores.

La central de generación Wartsila esta distante a 0,5 km de la subestación de distribución Secoya, su potencia instalada es de 11,4 MW, posee 2 grupos electrógenos de acoplamiento de motores de combustión interna con generadores.

1.10 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El sistema de bombeo electrosumergible, se ha constituido en uno de los más importantes sistemas de levantamiento artificial para la producción de petróleo, este sistema se adapta a diversas condiciones del pozo tales como: pozos con alto corte de agua, producción de fluidos de alta viscosidad, pozos con altas temperaturas, entre otros.

El método consiste en levantar el fluido del pozo por medio de una bomba centrífuga multietapas. La energía requerida por la bomba es generada por un motor eléctrico de fondo el cual recibe la corriente a través de un cable eléctrico que va desde superficie.

Un sistema de bombeo electrosumergible, se compone de elementos de superficie y elementos de fondo que están íntimamente ligados para el correcto funcionamiento del equipo.

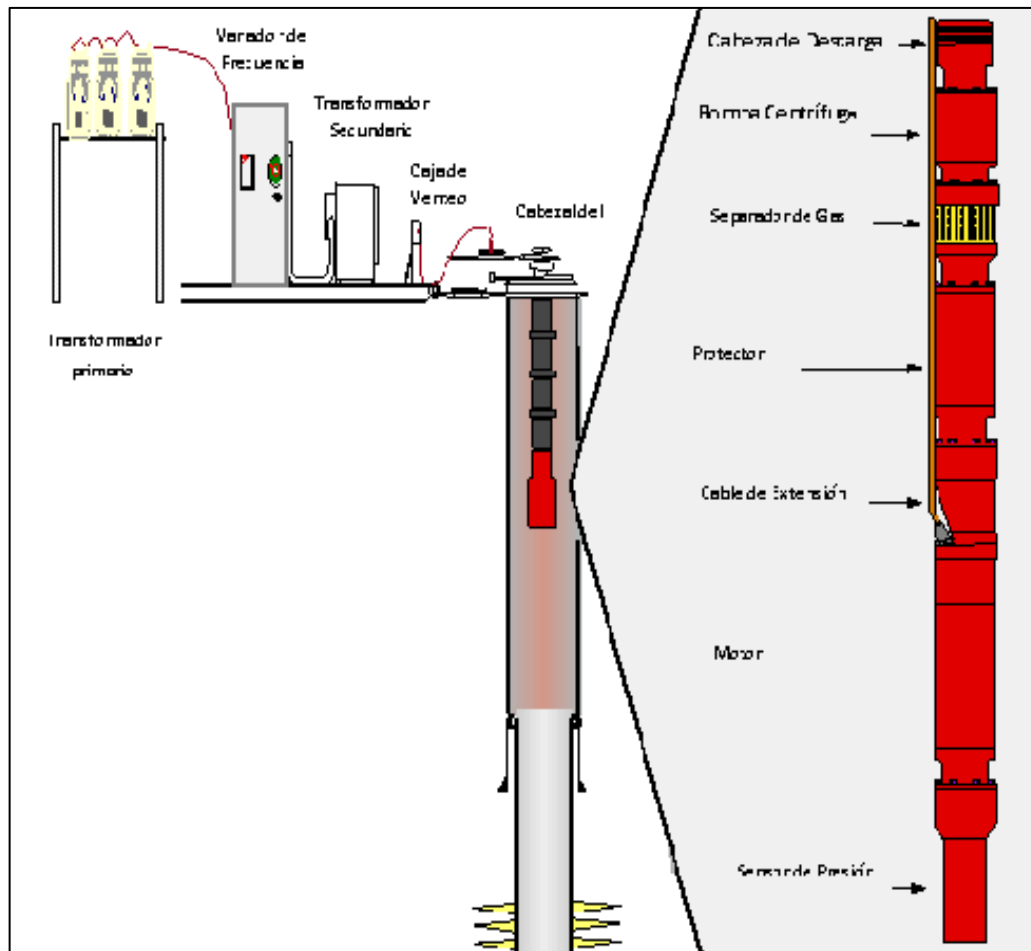
Para un mejor entendimiento de la operación de una bomba electrosumergible se requieren ciertos fundamentos básicos de electricidad e hidráulica, descritos posteriormente.

En el Área Libertador, actualmente se encuentran instalados equipos de fondo y superficie de las siguientes compañías:

- REDA - Schlumberger
- CENTRILIFT – Baker Hughes
- ESP - WOOD GROUP

La figura 1.38, indica una instalación tradicional de este tipo de sistema.

FIGURA 1.38 INSTALACIÓN DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE



FUENTE: Wood Group ESP

1.10.1 FUNDAMENTOS ELÉCTRICOS

1.10.1.1 Voltaje

Voltaje o diferencia de potencial, es la energía necesaria para mover una carga, la unidad de medida es el voltio. En la práctica el voltaje representa la diferencia de potencial entre dos puntos.

1.10.1.2 Fuerza electro motriz

Es el agente que permite mantener la diferencia de potencial entre dos puntos.

1.10.1.3 Corriente

Representa el movimiento de cargas por unidad de tiempo. En un circuito eléctrico representa el movimiento de electrones a lo largo del conductor. La unidad de medida es el Ampere.

La corriente se presenta en dos tipos: *corriente continua* representa el flujo de electrones siempre en la misma dirección; *corriente alterna* representa el flujo de electrones primero en una dirección y luego en dirección contraria.

1.10.1.4 Frecuencia

Se define como el número de ciclos realizados en un segundo. La unidad de medida es el Hertz.

1.10.1.5 Resistencia

Es la oposición al paso de cargas. En un circuito eléctrico representa la oposición al paso de corriente. En conductores, la resistencia es directamente proporcional a su longitud e inversamente proporcional al área de su sección transversal.

Las partes que conforman un conductor son el núcleo o elemento conductor, el aislamiento y las cubiertas protectoras, de acuerdo a como esté constituido el conductor se realiza su clasificación. La unidad de medida es el Ohm.

1.10.1.6 Ley de Ohm

En un circuito eléctrico, la corriente es directamente proporcional al voltaje e inversamente proporcional a la resistencia, la ley de Ohm presenta limitaciones por cambios de temperatura, circuitos de corriente alterna, tipo de conductor (líquidos y gases), entre otras.

1.10.1.7 Potencia

Es la cantidad de trabajo realizado por unidad de tiempo. El trabajo es el realizado al mover una carga.

1.10.1.8 Inductancia

Es la propiedad por la cual un inductor se opone a los cambios de corriente en ellos. La unidad de medida es el Henry.

1.10.1.9 Capacitancia

Es la propiedad de un capacitor para aceptar una carga eléctrica a una diferencia de potencial dada. La unidad de medida es el farad.

1.10.2 FUNDAMENTOS DE HIDRÁULICA

1.10.2.1 Peso específico

Es el peso de la unidad de volumen de una substancia.

1.10.2.2 Densidad

Es la masa contenida en una unidad de volumen de una substancia. La unidad es libras por pie cúbico en el sistema inglés y gramos por centímetro cúbico en el sistema métrico.

1.10.2.3 Gravedad específica

Es la relación de la densidad de una substancia para la densidad de otra substancia de referencia. La substancia de referencia para líquidos es el agua a 60 °F y para gases es el aire a 60 °F y 14,7 psi.

La gravedad específica se relación con la gravedad API con la siguiente fórmula:

$$SG = \frac{141.5}{131.5+API} \quad (1.5)$$

1.10.2.4 Presión

Es la fuerza ejercida por unidad de área. La unidad de medida en la industria del petróleo el “psi”.

La presión ejercida por una columna de líquido de densidad ρ y altura H es:

$\rho \times g \times H$. Donde g es la constante gravitacional

1.10.2.5 Cabeza

El peso de la columna de líquido es llamado cabeza estática. La cabeza está relacionada con la presión de la siguiente manera:

$$H = \frac{2,31 \times P}{SG} \quad (1.6)$$

Donde, H está en pies y P en psi.

En bombas centrífugas la altura H representa la altura de la columna de fluido a elevar.

1.10.2.6 Gradiente de presión

Es el diferencial de presión por unidad de longitud, el gradiente de presión del agua dulce es 0,433 psi/pie, quiere decir que en una columna de agua dulce la presión se incrementa con la profundidad en 0,433 psi por cada pie.

Los gradientes de presión son usados para determinar la presión de fondo fluyente y posteriormente la producción a partir de la caída de presión del reservorio.

Para determinar los gradientes de presión, se utilizan varias correlaciones que incluyen variables como la viscosidad, relación gas petróleo, corte de agua, entre otros. De manera general las correlaciones tienen tres componentes principales: gravitacional, por viscosidad y por velocidad de flujo.

1.10.2.7 Caudal

Es la cantidad de líquido desplazado en una unidad de tiempo. Dependiendo del tipo de aplicación las unidades son galones por minutos (gmp), barriles por día (bpd), entre otras.

1.10.2.8 Viscosidad

Es una propiedad de los fluidos que indica la resistencia de los mismos a fluir. Los líquidos disminuyen la viscosidad con el aumento de temperatura y los gases la aumentan. La unidad usada en la industria es el centipoise (gr/cm-seg).

La viscosidad se produce por el efecto de corte o deslizamiento cuando las partículas del fluido se mueven con respecto a otras.

1.10.3 FUNDAMENTOS DE BOMBAS CENTRÍFUGAS

1.10.3.1 Bomba Centrífuga

Es una bomba hidráulica, que transforma la energía mecánica en energía hidráulica.

Básicamente está compuesta de una parte móvil llamada impulsor que es acoplado en un eje rotatorio, y de una parte estacionaria llamada difusor.

La rotación del impulsor pone las partículas de fluido en movimiento desde la entrada hacia la descarga. Mientras el fluido fluye a través del impulsor las

partículas son aceleradas incrementando así su energía cinética. Esta energía es parcialmente convertida en energía potencial.

1.10.3.2 Pérdidas

1.10.3.2.1 Pérdidas Hidráulicas

Estas pérdidas incluyen pérdidas por fricción en el impulsor, pérdidas por choque del fluido a la entrada, pérdidas por turbulencia en la descarga del impulsor.

1.10.3.2.2 Pérdidas por fugas

Es la pérdida de la capacidad de circulación en los espacios entre el impulsor y el difusor.

1.10.3.2.3 Pérdidas Mecánicas

Estas pérdidas incluyen pérdidas por fricción del disco y pérdidas en los cojinetes.

1.10.3.3 Potencia de frenado (Break horsepower)

Los horsepower del fluido, es la energía absorbida por el fluido a la salida de la bomba. Los brakehorsepower es la energía requerida por la bomba por unidad de tiempo.

1.10.3.4 Eficiencia

Es la relación entre la potencia suministrada al fluido por la bomba para la potencia suministrada por el motor a la bomba.

1.10.3.5 Velocidad específica

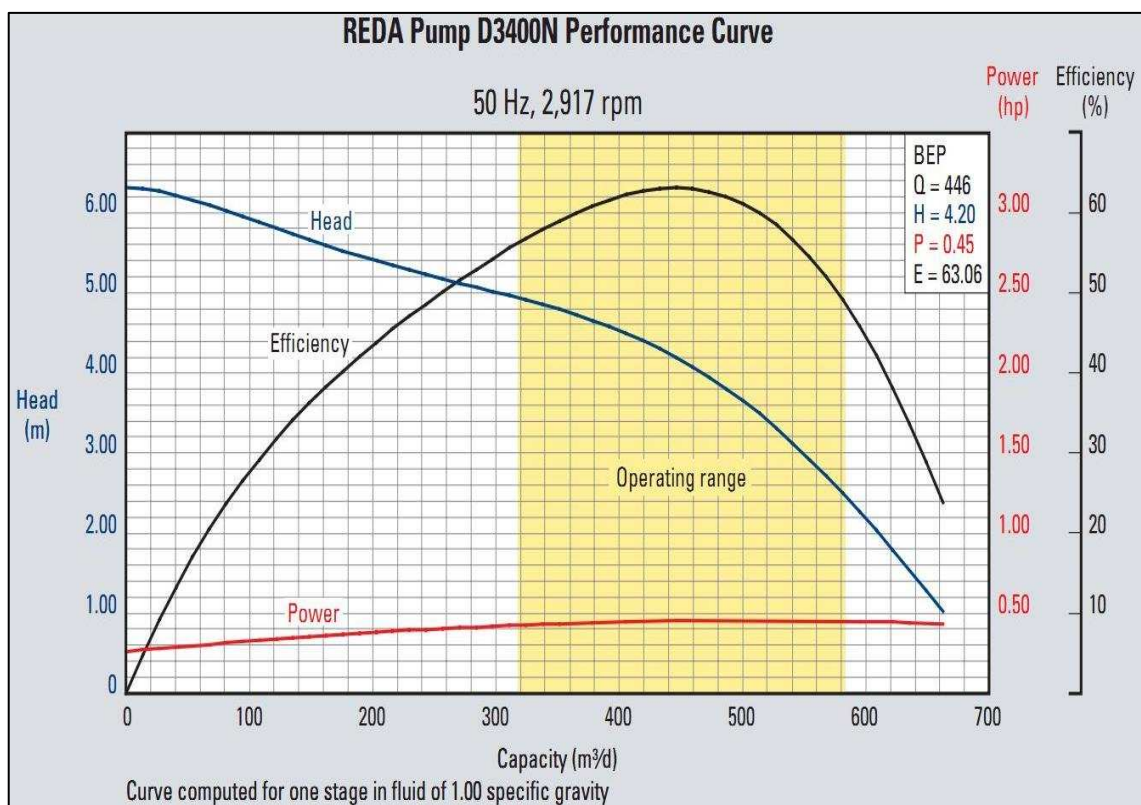
Se define como las revoluciones por minuto para dar una descarga de 1 gpm contra una columna de 1 pie.

1.10.3.6 Curvas de rendimiento de la bomba

Se obtienen ensayando la bomba en un pozo de prueba, durante la prueba la bomba mantiene constante su velocidad mientras se varía el caudal a través de la bomba y se miden las presiones al freno para varios puntos. El incremento de presión es convertido en cabeza y la eficiencia general de la bomba es calculada.

Basados en estos datos, en la figura 1.39, las curvas indican la cabeza, la potencia al freno y la eficiencia general en función del caudal.

FIGURA 1.39 CURVA DE RENDIMIENTO CARACTERÍSTICA DE UNA BOMBA



FUENTE: Schlumberger - REDA

1.10.3.6.1 Curva de altura de columna (Head Capacity)

Indica la altura que levanta la bomba para una determinada rata. A medida que la rata es mayor la bomba disminuye su capacidad de levantamiento.

1.10.3.6.2 Curva de potencia al freno (break horsepower)

Indica los HP requeridos por la bomba a una rata determinada para levantar el fluido.

1.10.3.6.3 Curva de eficiencia de la bomba

Indica la eficiencia con que la bomba trabaja para determinada rata de producción.

La curva, presenta 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.

1.10.4 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Un sistema de bombeo electrosumergible está compuesto por un motor eléctrico, una sección de protección o sello, un separador de gas, una bomba centrífuga multietapas, cable eléctrico, switchboard y transformador.

Existen varios elementos adicionales en un sistema de bombeo electrosumergible como sensores, válvulas, centralizador, entre otros.

1.10.4.1 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 principales del equipo de fondo se describen a continuación.

1.10.4.1.1 Motor Electrosumergible

Es el encargado de generar la energía para el movimiento en la bomba, son del tipo bipolar, trifásico, tipo jaula de ardilla y de inducción. Funcionan a 3.500 rpm a una frecuencia de 60 Hz y 2.915 rpm a una frecuencia de 50 Hz.

La carcasa del motor, es fabricada de acuerdo a las condiciones de operación, pudiendo ser de acero con bajo contenido de carbono, acero ferrítico, acero inoxidable, entre otras. El motor, se llena con un aceite mineral altamente refinado con alta resistencia dieléctrica que provee lubricación y conductividad térmica. El aceite lubrica los cojinetes del motor y transfiere el calor generado en su interior hacia la carcasa.

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

- *Estator*

El estator, es el núcleo del campo eléctrico del motor, 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.

El estator está formado por laminaciones de acero o bronce y por el devanado de cobre. En el cilindro las bobinas se distribuyen uniformemente para tres fases.

- *Rotor*

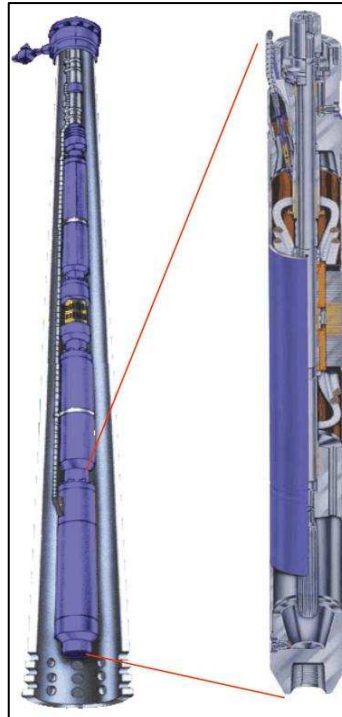
El rotor está formado por láminas de hierro y por barras de cobre. Las barras se conectan entre sí por un anillo de cobre en ambos extremos, la corriente eléctrica que circula por el estator induce movimiento al rotor y este movimiento se transmite a la bomba; la carga generada por el rotor es soportada por un cojinete de empuje.

- *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

En la figura 1.40, se indica un motor eléctrico sumergible.

FIGURA 1.40 MOTOR ELÉCTRICO SUMERGIBLE



FUENTE: Schlumberger – REDA.

1.10.4.1.2 Sección de protección o sello.

Conecta la bomba y el motor. El eje del motor se conecta al eje de la bomba, permitiendo comunicar el movimiento, además previene la entrada del fluido del pozo al motor.

El protector proporciona al motor un depósito de aceite para compensar la expansión y contracción del aceite del motor debido al calentamiento y enfriamiento del motor durante la arrancada y la parada, también absorbe la carga axial desarrollada por la bomba mediante el cojinete de empuje.

Para aislar los fluidos del pozo con el aceite del motor existen una serie de arreglos mecánicos llamados cámaras. Existen dos tipos de cámaras: tipo laberinto y tipo bolsa.

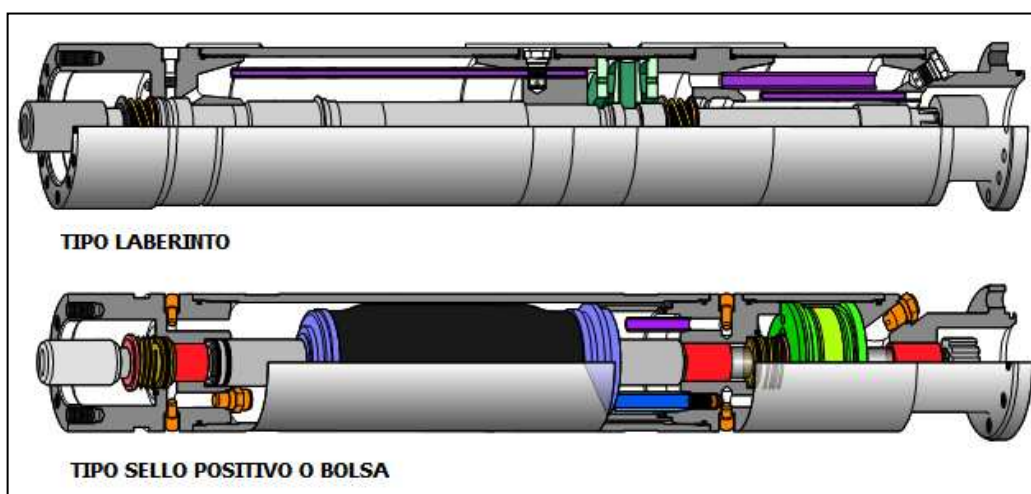
Una cámara tipo laberinto consta de varios tubos dispuesto en forma de laberinto cuyo objetivo es dificultar la comunicación entre los fluidos del pozo y el aceite del motor. Debido a que existe contacto entre ambos fluidos la presión

del motor es igual a la presión en el anular de pozo. Esta cámara es utilizada en pozos verticales y cuando la densidad de los fluidos del pozos es mayor a la densidad del aceite del motor.

Una cámara tipo bolsa evita el contacto físico de los fluidos del pozo con el aceite del motor. Esta bolsa se expande o contrae libremente.

La figura 1.41, indica los dos tipos de cámaras antes mencionados.

FIGURA 1.41 PROTECTOR O SELLO



FUENTE: Wood Group ESP.

1.10.4.1.3 Separador de gas

Permite la entrada de los fluidos del pozo hacia la bomba, su función principal es la de separar el gas libre proveniente del pozo y enviarlo al espacio anular. Existen dos tipos de separador de gas: estáticos y dinámicos.

Los *separadores de gas estático o laberíntico* tienen un arreglo de tuberías que fuerzan al fluido a cambiar de dirección. Por diferencia de densidad el gas sigue una trayectoria ascendente para luego salir al anular y el líquido entra a una cámara para luego ser bombeado.

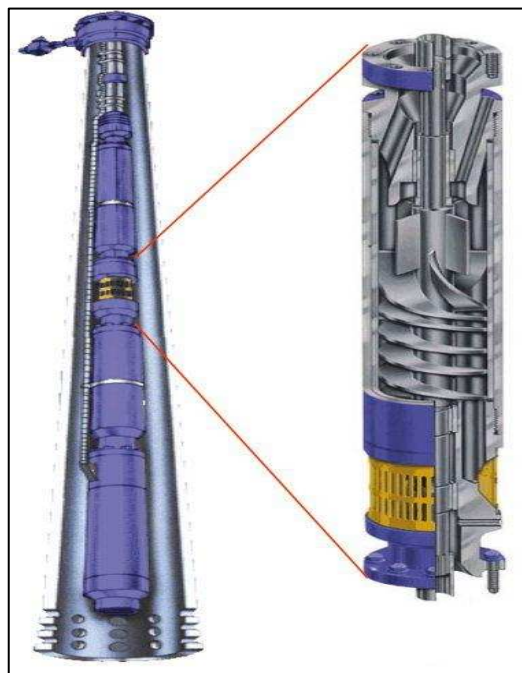
Los *separadores dinámicos o centrífugos* constan básicamente de un impulsor, un difusor y un eje. El movimiento del impulsor obliga a las partículas de gas a pegarse a la parte interna del impulsor y envía al líquido hacia la parte externa

del impulsor. Luego ambos fluidos son llevados axialmente y direccionados por un difusor, los líquidos hacia la bomba y el gas hacia el anular.

Entre los efectos que causa el gas se tiene: la cavitación de la bomba y fluctuación de carga en el motor.

La figura 1.42, indica un separador de gas dinámico.

FIGURA 1.42 SEPARADOR DE GAS

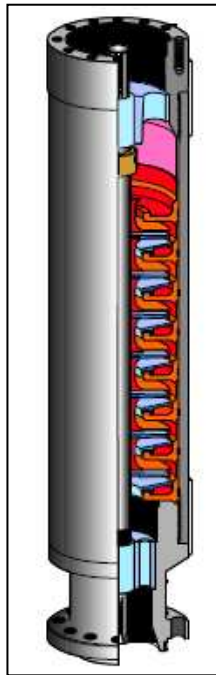


FUENTE: Schlumberger – REDA.

1.10.4.1.4 Bomba Electrosomergible

Es una bomba del tipo centrífuga multietapa (figura 1.43), cuya función básica es imprimir a los fluidos del pozo el incremento de presión necesario para llegar a la superficie.

Su diámetro de fabricación depende del espacio que se dispone en cada pozo, el caudal de descarga depende de: la carga hidrostática, la velocidad de giro del motor electrosomergible, diseño de las etapas internas y propiedades del fluido. El número de etapas determina la cabeza total generada y la potencia requerida y el tipo de etapas determina el volumen de fluido producido.

FIGURA 1.43 BOMBA CENTRÍFUGA MULTIETAPA

FUENTE: Schlumberger – REDA.

Los componentes mecánicos de cada etapa de la bomba son: un impulsor rotatorio y un difusor estacionario.

El impulsor, imparte movimiento tangencial al fluido que ingresa a la bomba y debido a fuerzas centrífugas el fluido se mueve en dirección radial. La dirección de flujo es la resultante de las componentes radial y tangencial.

En una bomba de impulsores flotantes éstos se mueve axialmente a lo largo del eje y descansan en empuje ascendente o descendente en cojinetes cuando están operando dependiendo de la tasa de flujo. La fuerza axial desarrollada por los impulsores es amortiguada por un cojinete instalado en la sección sellante.

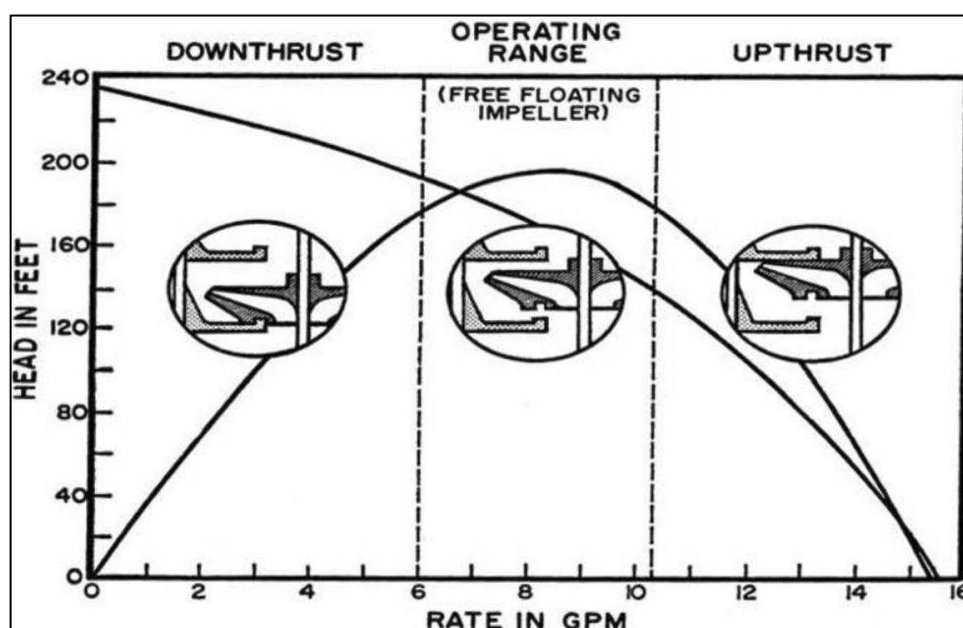
En una bomba de impulsores fijos, el impulsor está fijado al eje y no puede moverse axialmente. El empuje axial total desarrollado por los impulsores es amortiguado por un cojinete instalado en la sección sellante.

La figura 1.44, indica los componentes mecánicos de cada etapa de la bomba.

FIGURA 1.44 IMPULSOR Y DIFUSOR

FUENTE: Schlumberger – REDA.

Cuando la bomba está operando a un caudal mayor que el de diseño, la fuerza generada en el lado de la succión es más grande que la fuerza generada en el lado de la descarga produciéndose un empuje ascendente (Upthrust), y cuando la bomba está operando a un caudal menor que el de diseño, la fuerza generada en el lado de la descarga de la etapa es más grande produciéndose un empuje descendente (Downthrust). La figura 1.45, indica los diferentes empujes que se producen en la bomba.

FIGURA 1.45 EMPUJE ASCENDENTE Y DESCENDENTE

FUENTE: KERMIT, Brown; The Technology of Artificial Lift Methods; V2B.

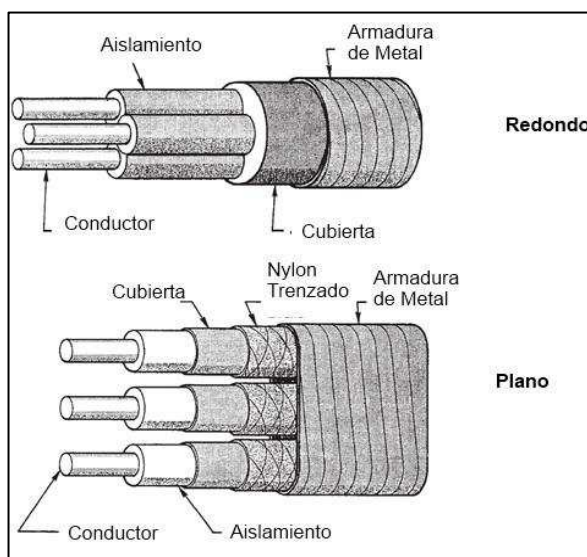
Para evitar estos empujes las bombas deben operar dentro de un rango óptimo. Se recomienda que la capacidad de la bomba no deba caer del 75 % de la capacidad máxima y no debe superar el 25 % de la capacidad máxima.

1.10.4.1.5 Cable

El cable de potencia, 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 superficie hasta motor en el fondo y además trasladar las señales de presión, temperatura, entre otras, desde el instrumento sensor de fondo a la superficie. Existen tres secciones del cable: la conexión en superficie, el cable de potencia y el cable de extensión.

El cable de potencia, se extiende desde superficie hasta una determinada altura sobre la descarga de la bomba, 6 pies aproximadamente, su configuración es plana o redonda (figura 1.46), 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.

FIGURA 1.46 CABLE DE POTENCIA REDONDO Y PLANO



FUENTE: GABOR, Takacs, Electrical Submersible Pumps Manual.

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 °F). Para adquirir protección mecánica, los cables

están cubiertos con una armadura metálica. El cable de extensión va desde el cable de potencia hacia el motor. Se conecta tanto al motor como al cable de potencia por unas mufas (pothead).

El tamaño es menor al del cable de potencia y 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.

1.10.4.1.6 Sensor de Fondo

El sensor de fondo, se encuentra instalado en la base del motor, se encarga de monitorear la temperatura del motor y la presión de entrada a la bomba electrosumergible.

Las señales de temperatura y de presión de fondo son previamente acondicionadas por el propio sensor en el fondo del pozo y transmitidas a través del cable eléctrico de potencia hacia la superficie.

El sensor de fondo, está constituido de: un paquete sensor, paquete inductor y paquete indicador.

1.10.4.2 Equipo de superficie

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

1.10.4.2.1 Cabezal de Pozo

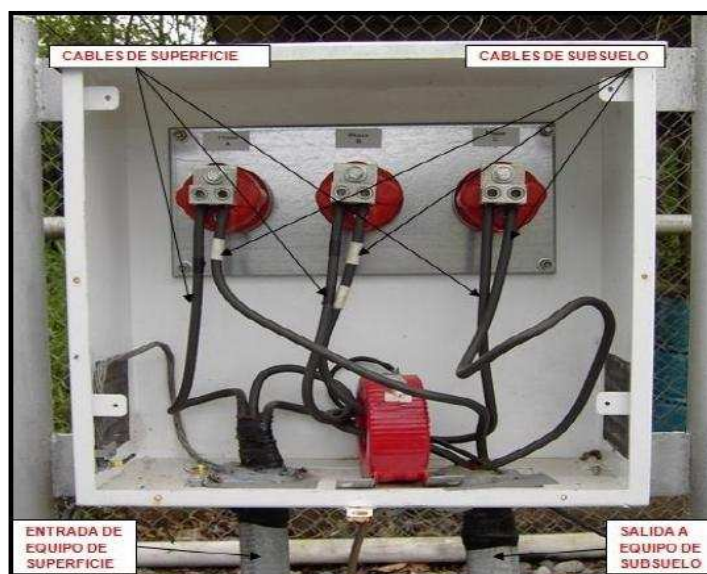
El cabezal de pozo, está diseñado para soportar el peso del equipo de subsuelo y mantener el control del pozo en el anular y tubing. Provee las facilidades para instalar el cable de potencia con un sello, que proporciona hermeticidad y control de los fluidos del pozo. Incluye estranguladores ajustables, 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.

1.10.4.2.2 Caja de venteo.

La caja de venteo o caja de conexiones (figura 1.47), está ubicada entre el cabezal del pozo y el tablero de control, y es el lugar donde se conecta el cable del motor y el cable de la corriente eléctrica, además sirve para desfogar a la atmósfera el gas que pueda venir a través de la armadura de protección del cable del motor.

FIGURA 1.47 CAJA DE VENTEO



FUENTE: Schlumberger – REDA

1.10.4.2.3 Transformador

El transformador (figura 1.48), es un dispositivo que transforma el voltaje de la línea primaria a un voltaje menor. El voltaje transformado es usado por un Switchboard o un Variador de Frecuencia. Al usarse en un Switchboard, el voltaje de salida será el voltaje corregido que sea requerido por el motor; en cambio si se usa un Variador de Frecuencia, el voltaje de salida será el requerido por este dispositivo y se necesitará un transformador secundario. El transformador secundario, se utiliza para transformar el voltaje de salida del variador a un voltaje que pueda ser usado por el motor. El voltaje requerido por el motor es usualmente mayor al utilizado por el variador.

FIGURA 1.48 TRANSFORMADOR ELEVADOR TRIFÁSICO

FUENTE: Schlumberger – REDA

1.10.4.2.4 Panel de Control de Velocidad Fija (Switchboard)

El tablero de control de frecuencia fija, es un dispositivo que se encarga de suministrar los requerimientos de voltaje y amperaje al motor, contiene dispositivos para proteger al motor de sobre carga y baja carga, desbalance de la corriente y arranques excesivos.

La figura 1.49, presenta un tablero de control interna y externamente.

FIGURA 1.49 TABLERO DE CONTROL

FUENTE: Schlumberger – REDA

1.10.4.2.5 Variadores de frecuencia.

El variador de frecuencia (figura 1.50), es un dispositivo electrónico que se encarga de alterar la frecuencia de operación del sistema de bombeo. El cambio de frecuencia afecta varios parámetros tales como velocidad de la bomba y rata de flujo producida.

FIGURA 1.50 VARIADOR DE FRECUENCIA



FUENTE: Schlumberger – REDA

1.10.4.3 Equipo adicional

Los equipos adicionales comúnmente utilizados en el sistema de bombeo electrosumergible son los siguientes:

1.10.4.3.1 Válvula de retención (checkvalve)

La válvula de retención, se ubica dos o tres tubos por encima de la bomba, tiene por función mantener la columna llena de fluido por encima de la descarga de la bomba, impidiendo un retorno cuando el equipo de fondo está parado. Además, ante la presencia de arena, impide que ésta se deposite en la bomba cuando se detiene, pudiendo ocasionar su atascamiento.

1.10.4.3.2 Válvula de drenaje

Se utiliza en conjunto con la válvula de retención, se instala sobre ésta y sirve para drenar el fluido en el tubing en operaciones de mantenimiento.

1.10.4.3.3 Flejes o Sunchos

Son los dispositivos encargados de mantener fijo y unido el cable del motor a la tubería.

1.10.4.3.4 Protectores de cable

Se utilizan para brindar protección adicional a los cables en zonas de riesgo como uniones de tubería, desviaciones del pozo, entre otras.

1.10.4.3.5 Elastómetros

Se utilizan para sellar las uniones entre los componentes del equipo sumergible como motor, sello, bomba, entre otros.

1.10.4.3.6 Centralizadores

Se utilizan para mantener el equipo centrado en el pozo facilitando un enfriamiento adecuado del motor y evitando la fricción del cable del motor.

1.10.4.3.7 Sensor de presión y temperatura

Este dispositivo permite determinar las condiciones reales de trabajo de la bomba y se instala en el extremo inferior del motor. Se conecta al motor de fondo a través de un cable de alimentación y un cable de señal, y permite medir la temperatura y la presión manométrica de la columna de fluido en el espacio anular a nivel del fondo del motor eléctrico mediante los respectivos sensores.

La señal del sensor 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.

1.10.4.3.8 Y - tool o Bypass

Esta herramienta permite intervenir el pozo con cable (wireline) o tubería flexible sin tener que sacar el equipo BES del pozo. Además permite registrar el comportamiento de la bomba mientras está operando; se instala 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.

1.11 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE:

1.11.1 VENTAJAS:

- Maneja altos volúmenes de fluido.
- Maneja altos cortes de agua.
- Soporta altas temperaturas con protectores especiales.
- Permite trabajar con bajas presiones de fondo.
- No dispone de partes móviles superficiales.
- Aplicable en pozos desviados.
- Disminuye el impacto ambiental.
- Monitoreo a través de controles automatizados.
- Aplicable en operaciones costa afuera.
- Permite su uso en medios corrosivos y con producción de escala.

1.11.2 DESVENTAJAS:

- Costo inicial relativamente alto.
- No rentable para bajos volúmenes de fluido.
- Altas temperaturas deterioran los cables.
- Alto consumo de potencia.
- Problemas en pozos con alto GOR y producción de arena.
- No conveniente a profundidades medias.
- Tableros de control a velocidad constante limita la flexibilidad de varias tasas de flujo.
- La reparación del equipo de fondo requiere un reacondicionamiento.

CAPÍTULO 2

ANÁLISIS TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DE POZOS DE LOS DIFERENTES SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA LIBERTADOR

La selección de pozos, se basa en diferentes aspectos que describen el comportamiento general del mismo. Estas consideraciones permiten describir la situación actual de los pozos y predecir su comportamiento.

Para seleccionar los pozos candidatos para la optimización se utiliza parámetros que describen su estado de manera general, y una vez seleccionados los pozos, se analiza detalladamente cada uno de ellos en base a sus historiales y todos los trabajos realizados en cada pozo.

2.1 ASPECTOS TÉCNICOS PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS

Los principales parámetros técnicos para seleccionar un pozo son aquellos que abarquen el sistema pozo – reservorio así como los que intervengan en el funcionamiento de los equipos electrosumergibles y facilidades en superficie.

2.1.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

Representa el potencial de un pozo, es decir la habilidad que tiene un pozo para producir fluidos.

Se define como la relación entre la tasa de producción y el diferencial entre la presión del reservorio y la presión de fondo fluyente.

$$IP = \frac{q}{P_r - P_{wf}} \quad (2.1)$$

El índice de productividad es importante para determinar la tasa óptima a la que producirá el pozo.

2.1.2 RESERVAS REMANENTES

La cantidad de reservas para cada pozo, debe asegurar que los proyectos de optimización sean económicamente rentables. La selección de los pozos incluye las reservas que aseguren ganancias a la compañía EP – PETROECUADOR.

En el capítulo 5, se analiza el aspecto económico del proyecto y su rentabilidad.

2.1.3 PRESIÓN DEL PUNTO DE BURBUJA

La presión del punto de burbuja, está definida como la presión a la que la burbuja de gas aparece por primera vez, es necesario conocer ésta presión, para evitar el manejo de gas libre en la bomba electrosumergible, una mayor cantidad de gas disminuye la eficiencia volumétrica de la bomba. En la tabla 1.3, se indica la presiones de burbuja promedias de las arenas productoras del Área Libertador.

2.1.4 RELACIÓN GAS PETRÓLEO

Es la relación entre el volumen de gas con respecto al volumen de petróleo producido. Se expresa en pies cúbicos estándar por barril fiscal; un valor alto de GOR significa que la bomba maneja una mayor cantidad de gas libre y por consiguiente su eficiencia volumétrica disminuirá.

2.1.5 VISCOSIDAD

La viscosidad, es un parámetro importante debido a su influencia en el diseño de la bomba, si su valor se incrementa la eficiencia volumétrica de la bomba disminuye y el consumo de energía del motor aumenta.

2.1.6 CORTE DE AGUA

Es la relación entre la cantidad de agua y la cantidad total de fluido producido, en pozos de alto corte de agua hay que tener en cuenta el grado de corrosión que afecta a los equipos.

2.1.7 SÓLIDOS

La presencia de sólidos causa un efecto abrasivo y erosivo en las etapas de la bomba, además los granos de arena tienden a formar incrustaciones al ingresar a los equipos, dañando sus partes.

2.1.8 TEMPERATURA

Es importante conocer a que temperatura va trabajar el equipo BES. Las altas temperaturas afectan directamente el rendimiento del motor de fondo.

El cable eléctrico es otro factor que debe ser controlado por efectos de temperatura. En la tabla 1.3, se presenta las temperaturas promedio de yacimiento del Área Libertador.

En la tabla 2.1, se describe la última prueba de producción por arenas de los pozos productores del Área Libertador, la tabla 2.2, presenta los resultados de la última prueba de restauración de presión de los pozos y la tabla 2.3, presenta el reporte de los pozos con sistema de levantamiento por bombeo electrosumergible.

TABLA 2.1 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL ÁREA LIBERTADOR

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE										OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad ppm			
ARA - 01	29-oct-11	ARENA "U inf." 9.112' - 9.120' (8') SQZ WO 01 9.124' - 9.134' (10') a 5 DPP	2.029	81	96	PPS	24,5	N/R			WO-01 17-Ene-09 Se realiza cementaciones forzadas a "T inf." y "U inf." (9.112' - 9.120'), Repunzonan arena "U inf." 9.124' - 9.134' (10') a 5 DPP. Arena actualmente en producción.
	27-jul-08	ARENA "T inf." a 5 DPP 9.324' - 9.334' (10') 9.334' - 9.352' (18') SQZ WO 01 9.352' - 9.358' (6')	1.800	245	86,4	PPH	30	6.500			WO-01 17-Ene-09 Al evaluar "T inf." 9.324' - 9.334' (10') se obtienen resultados con alto BSW.
	18-jul-09	ARENA "U inf." 9.840' - 9.846' (6') a 5 DPP	240	118	51	PPH	28,5	N/R			En pruebas iniciales, evalúan arena "U inf." con bomba Jet 10 l y MTU al tanque: TBR=107, BFPD=336, BSW=78%, BPPD=74, THE=15, API=28,5
ARA - 02D	7-jul-09	ARENA "T sup." 10.036' - 10.040' (4') a 5 DPP	168	72	57	PPH	31,5	2.200			Completación original 27-Jul-09. Presenta soplo muy débil y los siguientes resultados: BFPD=72, BPPD=35, BSW=51%
	29-oct-11	ARENA "T inf." 10.052' - 10.060' (8') a 10 DPP 10.060' - 10.064' (4') a 5 DPP	591	521	12	PPS	31,5	N/R			02-Jul-09 Evalúan arena "T inf." con unidad MTU de Cia Sertepet al tanque bota del Rig. BFPD=624, BPPD=374, BSW=40%. Arena actualmente en producción.
	17-jul-97	ARENA "Basal Tena" a 6 DPP 8.644' - 8.658' (14')	144	107	26	PPH	18,5	950			En pruebas iniciales pistonean, evalúan con bomba jet. Se aísla arena con tapón balanceado por baja producción. No toman B'UP.
ATA - 07	15-jul-97	ARENA "U sup." a 6 DPP 9.264' - 9.274' (10') 9.280' - 9.288' (8')	360	317	12	PPH	29,6	-			En pruebas iniciales pistonean, evalúan con bomba jet y elementos de presión. Arena aislada con 2 packers FH
	31-oct-11	ARENA "U inf." a 6 DPP 9.376' - 9.382' (6') 9.402' - 9.410' (8')	753	301	60	PPS	29,9	87.850			WO-06 29-Oct-2005 hasta la fecha. Cambio de arena de "T inf." a "U sup." Arena actualmente en producción.
	06-jul-97	ARENA "T sup." a 6 DPP 9.516' - 9.522' (6') SQZ PI 9.534' - 9.540' (6') SQZ PI	168	0	100	PPH	-	-			En pruebas iniciales pistonean, evalúan con bomba jet. Realizan cementación forzada por baja producción y alto BSW.
	03-oct-05	ARENA "T inf." a 6DPP 9.522' - 9.570' (18')	2767	332	88	PPS	32,4	-			Produce hasta 03-Oct-2005. Entra WO-06 08-Oct-2005 se aísla arena para controlar producción de agua. Se asienta CIBP a 9.460'. Cambio de arena de "T inf." a "U sup."
	29-oct-11	ARENA "U inf." a 5 DPP 9.338' - 9.404' (16') 9.412' - 9.418' (6')	647	641	1	PPS	24,5	2.300			Se asienta CIBP 9.520' en WO-06. Arena actualmente en producción.
ATA - 08	22-may-08	ARENA "T sup." a 5 DPP 9.558' - 9.580' (22')	745	149	80	PPS	-	8.000			En WO-06 11-Jun-08 cambio de arena a "U inf."
	22-may-08	ARENA "T inf." a 5 DPP 9.583' - 9.588' (5') 9.588' - 9.594' (6') SQZ WO-05	745	149	80	PPS	-	8.000			Produce hasta 22-may-08 "T sup." + "T inf.". En WO-06 11-Jun-08 cambio de arena a "U inf."

CONTINUACIÓN TABLA 2.1

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE							OBSERVACIONES	
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	MÉTODO	API		Salinidad ppm
ATA - 11BD	29-oct-11	ARENA "T inf." a 5DPP 10.010' - 10.028' (18')	1.383	830	40	PPS	30	-	14-Feb-2011 completación original. Inicia producción 14-Feb-2011 hasta la fecha. Realizan registro cementación de 10.120' a 8.689'. Arena actualmente en producción.
ATA - 14	26-oct-11	ARENA "U sup." a 10 DDP 9.265' - 9.272' (7')	283	270	4,5	PPS	31,1	-	Se asienta CIBP en WO-04 a 9.275'. Arena actualmente en producción.
	12-feb-07	ARENA "U inf." a 5 DPP 9.382' - 9.390' (8') 9.390' - 9.396' (6') SQZ-WO03	274	41	85	PPS	-	65.000	Se asienta CIBP a 9.390' en WO-03. En WO-04 23-Mar-97 cambio de arena de "U inf." a "U sup."
A TA - 18	28-oct-11	ARENA "T inf." a 5 DPP 9.568' - 9.574' (6') 9.578' - 9.584' (6')	2.179	174	92	PPS	26	-	Completación original 05-Jul-05. Arena actualmente en producción.
ATA - 20D	27-oct-11	ARENA "T inf." 9.920' - 9.926' (6') a 5 DPP 9.930' - 9.942' (12') a 5 DPP 9.948' - 9.952' (4') a 4 DPP (SQZ)	537	365	32	PPS	21,8	-	Completación original 16-Oct-10. Arena actualmente en producción.
ATA - 23	28-oct-11	ARENA "U inf." a 5 DDP 9.310' - 9.320' (20')	1.688	1.654	2	PPS	27,5	-	WO-07 30-Sep-11 empieza a producir de arena "U inf.". Arena actualmente en producción.
	12-jun-11	ARENA "T inf." a 5 DPP 9.508' - 9.526' (18') 9.542' - 9.554' (12')	794	222	72	PPS	-	-	Completación original 30-Ene-05. 13-Jun-11 BES OFF por comunicación TBG - CSG
ATA - 24D	31-oct-11	ARENA "U inf." 9.544' - 9.550' (6') a 5 DPP 9.550' - 9.554' (4') a 5 DPP	1.264	733	42	PPS	22,9	88.500	Arena actualmente en producción.
	08-sep-10	ARENA "T sup." 9.698' - 9.704' (6') a 5 DPP ARENA "T inf." 9.734' - 9.740' (6') a 10 DPP 9.769' - 9.775' (6') a 5 DPP 9.770' - 9.774' (4') SQZ PI & C 9.774' - 9.778' (4') SQZ PI & C	168	113	33	PPH	-	9.200	WO-01 08-Sep-10 evalúan con elementos arena "T sup.". Asientan CIBP a 9.660'
	23-jul-10	ARENA "U inf." a 5 DPP 9.676' - 9.696' (20')	678	68	90	PPS	33	-	WO-01 08-Sep-10 cambio de arena de "T inf." a "U inf.". Asientan CIBP a 9.708'
ATA - 25D	31-oct-11	ARENA "U inf." a 5 DPP 9.676' - 9.696' (20')	811	275,74	66	PPS	27,6	-	Completación original 20-Jul-10. Arena actualmente en producción.

CONTINUACIÓN TABLA 2.1

POZO	FECHA	ULTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE				OBSERVACIONES	
		YACIMIENTO	BFPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad ppm
PCY - 04	27-dic-10	ARENA "Basal Tena" a 5 DPP 8.396' - 8.416' (20')	463	84	PPS	19	WO-10 26-Abr-09 Cambio de completación por comunicación TBG-CSG. BES OFF. Producen esta arena desde 26-Nov-05 hasta 27-Dic-10.
	22-feb-02	ARENA "U inf." a 9 DPP 9.096' - 9.102' (06') 9.106' - 9.120' (14') 9.126' - 9.134' (08')	229	28	PPS	31,8	WO-03 07-Nov-99 Cambian BES, bomba quemada. BES OFF por fases a tierra. Punzonan arena "T inf." a 9.294'-9.302'.
PCY - 05	30-oct-11	ARENA "T" a 5 DPP 9.294' - 9.302' (8')	1.117	96	PPS	24,6	Arena actualmente en producción.
	20-oct-11	ARENA "U inf." a 9 DPP 9.138'-9.139' (01') SQZ WO-05 9.139'-9.162' (23') 9.162'-9.166' (04') SQZ WO-05	916	74	PPS	28,1	WO-05 21-May-97 Aislan entrada de agua de arena "U inf." con sqz. Repunzonan el siguiente intervalo con cañones de 4 5/8"; Arena "U inf." 9.139' - 9.162'. Arena actualmente en producción.
PCY06D	13-ene-95	ARENA "T" a 4DPP 9.332'-9.354' (22') 9.360' - 9.364' (04') SQZ (P.I.)	1.004	76	PPS	25,7	WO-02 07-Ene-95 Reparar BES quemada, acidificación a "T". WO-03 29-Jul-96 Aislan arena "T". Pozo cerrado por alto BSW.
	31-oct-11	ARENA "Basal Tena" 8.766' - 8.788' (22') a 10 DPP	329	50	PPS	28,3	23 -Mar-10 Realizan pruebas iniciales con los siguientes resultados: BPPD =180 BSW=70% ° API =18,4 SALINIDAD= 1.100 ppmCl
PIC - 02	05-jun-00	ARENA "Basal Tena" a 5 DPP 8.288' - 8.310' (22') 8.310' - 8.312' (2') SQZ WO 08	120	71,0	PPS	-	Pistonean, evalúan con bomba jet y elementos de presión. Arena aislada con 2 packers FHL
	28-oct-11	ARENA "U inf." a 5 DPP 9.006' - 9.010' (4') 9.016' - 9.024' (8') 9.028' - 9.029' (1') SQZ WO-08 9.029' - 9.038' (9') 9.038' - 9.040' (2') SQZ WO-08 9.044' - 9.086' (42') SQZ WO-08	456	10	PPS	28,3	WO-09 07-Ago-02 Cambio de Bomba por problemas (Reda DN-1000 en lugar de Centrifl FC 925); WO-12 04-Mar-09 Cambio de completación por comunicación tbg-csg (cambian de Reda a Centrifl). Arena actualmente en producción.
PIC - 07	13-abr-95	ARENA "T inf." a 8 DPP 9.222' - 9.239' (17') 9.249' - 9.257' (8') 9.260' - 9.272' (12') SQZ PI 9.290' - 9.292' (2') SQZ PI	259	28	PPS	29	WO-03 02-Ago-96 Cambio de BHA por comunicación tubing - casing. Estimulan "T". Evalúan arena "T" con bomba Jet: sin éxito
	29-dic-10	ARENA "U inf." 9063' - 9074' (11') a 9 DPP 9074' - 9080' (06') a 4 DPP	666	90	PPS	29	WO-10 17-Ene-10 Dejan de producir esta arena por alto BSW.
	20-oct-11	ARENA "T" a 10 DPP 9268' - 9278' (10') 9288' - 9298' (10') 9302' - 9306' (04') SQZ WO-06	4.633	92	PPS	27	WO-06 17-Julio-06 Detectan fuerte avance de agua en arenas "U" e intervalo superior de "T". Realizan squeeze a "T". Arena actualmente en producción.

CONTINUACIÓN TABLA 2.1

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE							OBSERVACIONES	
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	MÉTODO	API		Salinidad ppm
	20-ene-90	ARENA "U sup." a 4DPP 9.008' - 9.026' (18')	300	299	2	PPF	27,8	N/R	En Completaciones iniciales (20-Ene-90) Evalúan arena "Us" a flujo natural con elementos de presión, prueba contra tanque: BFPD = 297, BPPD = 296, BSWf = 0.4 %, °API = 27
PIC - 08	31-oct-11	ARENA "U inf." 9.054' - 9.080' (26') a 5 DPP 9.080' - 9.092' (12') a 4 DPP	6.778	136	98	PPS	28	N/R	Arena actualmente en producción.
	02-ago-92	ARENA "T sup." a 4 DPP 9.210' - 9.214' (4') 9.223' - 9.228' (5') 9.230' - 9.235' (5')	2.640	871	33	PPG	29,1	7.000	WO-01 03-Jul-92 Punzonan los siguientes intervalos: Arena "T sup." a 4 DPP: 9.210' - 9.214' ; 9.223' - 9.228' ; 9.230' - 9.235' ; WO-02 30-Oct-93 Evalúan arena "T sup." con bomba jet y camión bomba: BFPD=389, BPPD=17, BSWf=18.6 %, Salinidad=7.500 ppm Cl-
	13-ene-90	ARENA "T inf." a 4 DPP 9.248' - 9.264' (16')	1.600	1584	1	PPF	32	N/R	WO-03 14-Oct-96 Evalúan arena "T inf." con bomba jet y camión bomba al tanque de locación: BFPD=365, BPPD=204, BSWf=44.1 %,
	16-ene-04	ARENA "U sup." 8.950' - 8.960' (10')	90	86	4	PPG	-	N/R	WO-06 13-Feb-04 Evalúan arena "U sup." con bomba jet-8H: TR = 2.087 bls, BFPD = 1.008; BPPD = 91, BSW = 91 %, Salinidad = 15.600 ppm Cl-
PIC - 09	25-oct-11	ARENA "U inf." a 5 DPP 9.022' - 9.030' (8') SQZ WO-04 9.030' - 9.036' (6')	1.905	152	92	PPS	27,1	N/R	Arena actualmente en producción.
	05-jul-03	ARENA "T sup." a 5 DPP 9.232' - 9.244' (12')	380	346	9	PPG	28	24.200	WO-05 17-Dic-03 Evalúan arena "T sup." con bomba jet-10J: TR = 789 bls, BFPD = 216, BPPD = 17, BSW = 92 %, Salinidad = 19.000 ppm
	26-may-00	ARENA "T inf." a 5 DPP 9.252' - 9.258' (6')	1.632	359	78	PPH	-	N/R	Nunca se produjo esta arena. Quedo aislada luego de su evaluación
	08-mar-80	CALIZA "A" 8.846' - 8.876' (30') SQZ WO-06	-	-	10	PPF	24,6	-	En pruebas iniciales: pozo no fluye se recupera aproximadamente 0.13 bls de 24.6 ° API en el tubing
SEC - 01	26-oct-11	ARENA "U inf." a 5 DPP 8.979' - 8.989' (10') a 5 DPP 8.989' - 8.994' (5') SQZ WO-08	1.652	330	80	PPS	27,6	-	WO-01 16-Feb-95 cambio de PPF a PPG. WO-06 18-jun-03 Cambio de PPG a PPS. WO-08 squeeze arena "U inf." 8.989' - 8.994'. Arena actualmente en producción.
	18-jun-03	ARENA "T " a 5 DPP 9.162' - 9.176' (14') 9.176' - 9.188' (12') SQZ WO-06 9.191' - 9.203' (12') 9.203' - 9.223' (20') SQZ WO-06	1.320	0	100	-	-	7.200	WO-06 18-jun-03 squeeze arena "T" Y "U inf." : Toman registro CHFR-CBL. Repunzonan arena "T" de acuerdo a registro. Evalúan.
	28-oct-11	ARENA "U inf." a 4 DPP 8.958' - 8.987' (29')	1.923	154	92	PPS	29	-	WO-05 04-May-96. Cambio de arena "T" a "U inf.". WO-08 28-Dic-01 cambio de PPG a PPS. Arena actualmente en producción
	07-may-94	ARENA "T" a 4 DPP 9.140' - 9.150' (10') SQZ WO-04 9.150' - 9.154' (4') SQZ WO-01 9.154' - 9.162' (8') SQZ WO-02 9.162' - 9.178' (16') SQZ WO-01	1437	503	65	PPG	31,7	-	WO-05 04-May-96 queda cementada arena "T"

CONTINUACIÓN TABLA 2.1

POZO	ULTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE										OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad ppm			
SEC - 05	31-oct-11	ARENA "U inf." 8.930' - 8.940' (10') a 10 DPP 8.940' - 8.944' (4') a 5 DPP 8.951' - 8.978' (27') a 5 DPP 8.978' - 8.988' (10') SQZ WO-08	694	139	80	PPS	27	-	WO-01 16-Nov-94 cambio de PPF a PPG. 17-Ene-97 cambio de arena de "U inf." a "T". Produce 26-Jun-2007 hasta la fecha. Arena actualmente en producción		
	24-may-07	ARENA "T" a 4 DPP 9.132' - 9.174' (42')	4.545	273	94	PPS	-	-	17-Ene-97 cambio de arena de "U inf." a "T". WO-07 29-Dic-98 cambio de PPG a PPS. WO-15 20-Jun-07 aislan arena "T" con CIBP a 9.050'. Punzunan y repunzunan arena "U".		
SEC - 08	21-jun-83	ARENA "U sup." a 4 DPP 9.000' - 9.014' (14')	2.087	2.083	0,2	PPF	37	-	Pruebas iniciales		
	06-jun-88	ARENA "U inf." a 4 DPP 9.108' - 9.120' (12')	650	325	50	PPH	27,5	-	Pruebas iniciales		
	31-oct-11	ARENA "T sup." a 4 DPP 9.257' - 9.270' (13') a 5 DPP 9.276' - 9.292' (16') a 5 DPP 9.301' - 9.314' (13') a 9 DPP	2.570	360	86	PPS	30	-	WO-06 12-Ene-94 cambio de PPF a PPG. WO-07 25-Jun-00 cambio de PPG a PPS. Arena actualmente en producción.		
	03-jul-00	ARENA "T inf." a 4 DPP 9.346' - 9.355' (9') SQZ	3.768	3.316	12	PPS	20,5	-	03-jul-00 Produce arena "T" BPPD=3316, BSW=12%, API=20,5		
SEC - 10	22-ago-01	ARENA "U inf." a 5 DPP 9.106' - 9.130' (24') SQZ WO 05 9.158' - 9.160' (2') SQZ CPI	880	88	90	PPG	-	-	11-Oct-00 cierran "U inf." + abren camisa de "T". 15-Ago-01 cambio de arena "T" a "U inf." por evaluación. 23-Ago-01 cambio de arena de "U inf." a "T"		
	23-oct-11	ARENA "T" 9.278' - 9.289' (11') a 9 DPP 9.297' - 9.299' (2') a 4 DPP 9.304' - 9.311' (7') a 4 DPP 9.322' - 9.328' (6') a 4 DPP 9.338' - 9.340' (2') SQZ (CPI)	996	120	88	PPS	32,8	-	15-Ago-01 cambio de arena "T" a "U inf." por evaluación. 23-Ago-01 cambio de arena de "U inf." a "T". WO-05 01-Dic-01 cambian de PPG a PPS. Arena actualmente en producción.		
	12-nov-85	ARENA "U sup." a 4 DPP 8.951' - 8.974' (23')	-	-	14	-	16,9	-	Pruebas iniciales.		
SEC - 11	10-mar-09	ARENA "U inf." a 4 DPP 9.043' - 9.050' (7') 9.057' - 9.062' (5') SQZ WO-11	312	62	80	PPS	28,3	-	-		
	28-oct-11	ARENA "T inf." a 5 DPP 9.222' - 9.247' (25') 9.253' - 9.260' (7') SQZ WO-11	1.608	289	82	PPS	27,6	-	WO-11 15-Mar-00 squeeze arena "T inf.". WO-14 09-Oct-10 asientan CIBP a 8620'. Arena actualmente en producción		

CONTINUACIÓN TABLA 2.1

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE							OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad ppm	
SEC - 14	19-jun-87	ARENA "U sup." (4 DPP) 8.910' - 8.920' (10')	-	-	-	-	-	Pruebas iniciales: pistonean NI=700', NF=1.800', BSW=60%.
	31-oct-11	ARENA "U inf." (4 DPP) 8.989' - 9.038' (49')	4241	509	88	PPS	29	WO-01 04-Oct-90 asientan CIBP a 9.075'. Arena actualmente en producción
	17-jun-87	ARENA "T sup." (4 DPP) 9.161' - 9.166' (5')	-	-	-	-	29,6	Pruebas iniciales: por reversa se recuperan 35 bls
	09-jun-87	ARENA "T inf." (4 DPP) 9.189' - 9.195' (6') 9.200' - 9.222' (22')	-	-	100	-	-	Pruebas iniciales: intervalo cementado.
	27-may-87	ARENA "U sup." a (9 DPP) 8.937' - 8.956' (19')	-	-	-	-	-	Pruebas iniciales: pistonean. 26-Mar-09 produce "U inf." + "U sup." BPPD=97. BSW=73%. WO-06 02-Ene-11 asientan packer a 8.980' y 8.846'.
SEC - 15	31-oct-11	ARENA "U inf." 9.012' - 9.033' (21') a 9 DPP 9.046' - 9.063' (17') a 14 DPP	239	67	72	PPS	28	WO-06 02-Ene-11 asientan tapón EZ-DRILL a 9.120'. Arena actualmente en producción.
	23-mar-09	ARENA "T sup." (5 DPP) 9.171' - 9.193' (22') 9.202' - 9.213' (11') SQZ WO-02	192	94	51	PPH	-	WO-02 20-Jun-05 squeeze arena "T", repunzonan + cambio de PPG a PPS.
	-	ARENA "T inf." (5 DPP) 9.219' - 9.230' (11') 9.230' - 9.238' (8') SQZ WO-02	-	-	-	-	-	03-Mar-2009 produce "T sup. + T inf." BPPD=199. BSW=86%. WO-05 18-Mar-09 asientan CIBP a 9.198', aísian "T inf."
	28-oct-11	ARENA "U inf." 8.960' - 8.964' (04') a 5 DPP 8.964' - 8.972' (08') a 10 DPP 8.972' - 8.978' (06') a 5 DPP 8.978' - 8.994' (16') Q. WO-08	1.000	120	88	PPS	29	WO-04 19-Oct-01 cambio de PPG a PPS + asientan CIBP a 9.155', evalúan "T sup." + asientan CIBP a 9.058'. WO-08 14-Ene-07 squeeze arena "U inf.", repunzonan. Arena actualmente en producción
SEC - 16	-	ARENA "T sup." a 9 DPP 9.132' - 9.138' (6') 9.142' - 9.152' (10')	-	-	-	-	-	-
	23-dic-89	ARENA "T inf." a 4 DPP 9.166' - 9.176' (10') 9.176' - 9.196' (20') SQ. WO-01	-	-	-	-	-	WO-01 24-Mar-90 squeeze "T inf." + asientan CIBP a 9.160'

CONTINUACIÓN TABLA 2.1

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE							OBSERVACIONES	
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	MÉTODO	API		Salinidad ppm
SEC - 17	10-abr-00	ARENA "U sup." a 4 DPP 8.930' - 8.936' (6) SQZ WO-21	590	354	40	PPG	28,5	-	16-Feb-02 produce "U inf." + U sup." BPPD=518, BSW=40%, PPG. 04-Mar-02 cierran camisa de "U sup."
	28-oct-11	ARENA "U inf." a 5 DPP 8.996' - 9.002' (6) 9.014' - 9.024' (10) 9.024' - 9.030' (6) SQZ WO-21	976	293	70	PPS	28	-	WO-15 09-Nov-05 cambio de PPS a PPG. WO-18 11-May-07 cambio de PPG a PPF. WO-21 05-Oct-09 asientan CIBP a 9.145' + squeeze arena "Uj", repunzonan. Arena actualmente en producción.
	-	ARENA "T" a 5 DPP 9.198' - 9.218' (20) 9.218' - 9.240' (22) SQZ WO-21	-	-	-	-	-	-	WO-21 05-Oct-09 evalúan "T" con elementos al tanque bota BFPD=1.320, BSW=100%, THE=32, TBR=1.760, salinidad=6.500PPM, Pwf=3.031psi
	-	ARENA "Basal Tena" a 4 DPP 8.291' - 8.303' (12) SQZ C&PI	-	-	-	-	-	-	Pruebas iniciales: realizan tapón balanceado a "Basal Tena"
	29-oct-11	ARENA "U inf." a 5 DPP 9.020' - 9.028' (8) 9.028' - 9.042' (14) SQZ WO-10 9.048' - 9.052' (4) SQZ WO-10 9.052' - 9.060' (8)	1.200	264	78	PPS	27,4	-	WO-11 07-Sep-08 asientan CIBP a 9.043'. Arena actualmente en producción
SEC - 18	01-may-00	ARENA "T sup." a 9 DPP 9.196' - 9.204' (8) ARENA "T inf."	2.560	512	80	PPS	-	-	WO-04 20-Jun-00 asientan tapón CIBP a 9.084' + cambio de arena de "T sup." a "U inf."
	28-ago-98	9.210' - 9.222' (12) a 5DPP 9.222' - 9.226' (4) a 9 DPP 9.226' - 9.234' (8) a 4 DPP 9.234' - 9.236' (2) SQZ WO-02 9.246' - 9.249' (3) SQZ WO-02	790	79	90	PPG	-	-	WO-01 11-Mar-94 cambio de PPF a PPG. WO-02 22-sep-98 squeeze arena "T inf.", repunzonan + asientan EZ-drill a 9.218' + cambio de arena "T inf." a "T sup." + cambio de PPG a PPS.
	20-oct-11	ARENA "U sup." a 6 DPP 8.913' - 8.931' (18)	265	133	50	PPS	27,2	-	WO-04 29-May-00 cambian de "U sup." a "U inf." WO-11 24-Dic-07 cambian de "U inf." a "U sup." Arena actualmente en producción
SEC - 19	26-nov-07	ARENA "U inf." a 8 DPP 8.992' - 9.004' (12) 9.014' - 9.030' (16) 9.030' - 9.050' (20) SQZ WO-06 9.106' - 9.110' (4) SQZ WO-06	617	123	80	-	-	-	WO-11 24-Dic-07 asientan CIBP a 8.960' para aislar "U inf."

CONTINUACIÓN TABLA 2.1

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE										OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad ppm				
SEC - 21	29-oct-11	ARENA "U inf." a 5 DPP 9.058' - 9.068' (10') 9.072' - 9.090' (18') 9.100' - 9.104' (4') SQZ WO-01	1.270	78	PPS	30	-	WO-04 08-May-00 cambian de PPG a PPS + produce arena "U inf.". WO-10 26-Ago-07 asientan CIBP a 9.160', anteriormente arena "T" aislada con tapón ciego a 9.241'. Arena actualmente en producción.			
	-	ARENA "T" a 4 DPP 9.252' - 9.255' (3') SQZ WO-01 9.267' - 9.282' (15') 9.294' - 9.296' (2') SQZ C&P 9.302' - 9.304' (2') SQZ C&P	-	-	-	-	-	WO-03 19-Feb-94 cambian de PPF a PPG. Arena "T inf." produce: BPPD=420, BSW=70%, API=27,5.			
	31-oct-11	ARENA "U sup." a 9 DPP 8.983' - 8.994' (11') 8.994' - 9.002' (8') SQZ WO-02	391	40	PPS	31	-	WO-01 04-Ene-94 cambian de PPF a PPG. WO-02 27-Dic-95 cambian arena de "U sup." a "U inf." + asientan CIBP a 9.170' + squeeze arena "U sup." + "U inf.", repunzonan. WO-04 21-Abr-03 produce arena "U sup.". Arena actualmente en producción			
	17-mar-03	ARENA "U inf." a 4 DPP 9.088' - 9.110' (22') 9.120' - 9.124' (4') SQZ WO-02	360	100	PPH	-	-	WO-02 27-Dic-95 cambian arena de "U sup." a "U inf.". WO-04 21-Abr-03 asientan CIBP a 9.045'. Cambian arena de "U inf." a "U sup." + Cambian de PPG a PPS.			
SEC - 24	30-jul-92	ARENA "T sup." a 4 DPP 9.238' - 9.246' (8') 9.256' - 9.264' (8')	-	98	-	-	-	Pruebas iniciales: pozo no fluye, por pistoneo se recupera 134 bis de fluido.			
	27-jul-92	ARENA "T inf." a 4 DPP 9.282' - 9.290' (8') 9.294' - 9.298' (4') SQZ PI 9.316' - 9.320' (4') SQZ PI	-	-	-	-	-	Pruebas iniciales: evalúan por pistoneo. Asientan CIBP a 9.274'			
	03-feb-03	ARENA "U sup." a 8 DPP 8.936' - 8.952' (16')	278	90	PPG	-	-	11-Jul-99 cambio de arena de "U inf." a "U sup." 30-Ene-03 - 03-Feb-03 abren camisa de "U inf."			
SEC - 27	31-oct-11	ARENA "U inf." a 5 DPP 9.030' - 9.044' (14') 9.050' - 9.070' (20') SQZ WO-04	2.151	92	PPS	30,2	-	WO-04 5-Oct-99 squeeze "U inf.", repunzonan. 16-Feb-02 cierran pozo por alto BSW. WO-05 20-Mar-04 cambian de PPG a PPS. Arena actualmente en producción.			
	25-oct-94	ARENA "T sup." a 8 DPP 9.175' - 9.195' (20')	-	100	PPH	-	-	Pruebas iniciales: evalúan arena "T sup." con bomba jet, aporte es mínimo, 100 % agua. Asientan CIBP @ 9.115'.			
	23-oct-94	ARENA "T inf." a 4 DPP 9.238' - 9.243' (5') 9.246' - 9.258' (12')	1.800	100	PPH	-	-	Pruebas iniciales: evalúan arena "T inf." con bomba jet: BFPD=1.800, BPPD=72, BSWf=96 %, BRT=802, salinidad=2.000 ppmCl, Te=27 hrs. Asientan CIBP a 9.220'.			

CONTINUACIÓN TABLA 2.1

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE										OBSERVACIONES	
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad ppm				
SEC - 29	-	ARENA "BASAL TENA" a 4 DPP 8.324' - 8.334' (10')	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	ARENA "U sup." a 9 DPP 8.970' - 8.980' (10')	-	-	-	-	-	-	-	-	-	02-Jun-07 produce "U sup." + "U inf." BPPD=138, BSW=74%, PPS
	28-oct-11	ARENA "U Inf." a 5 DPP 9.057' - 9.067' (10') a 9 DPP 9.067' - 9.069' (2') a 4 DPP 9.072' - 9.080' (8') a 4 DPP	620	50	92	PPS	24,3	-	-	-	WO-02 11-Feb-02 cambian de PPG a PPS. WO-11 20-Mar-11 asientan CIBP a 9.132'. Arena actualmente en producción	
	16-abr-01	ARENA "T Sup." a 4 DPP 9.224' - 9.238' (14')	720	0	100	PPH	29,6	20.621	-	-	WO-01 16-Abr-01 evalúan arena "T sup." con bomba jet: BFPD=720, BSW=100%, ° API=29.6 a 60 °F, BRT=867, salinidad=20.621 ppmCl, Te=26 hrs.	
	24-jul-99	ARENA "T Inf." a 4 DPP 9.246' - 9.262 (16') 9.262' - 9.264' (2') SQZ PI	1.800	1.242	31	PPH	-	650	-	-	Pruebas iniciales evalúan con bomba jet. WO-01 16-Abr-01 cambio de arena de "T inf." a "U inf."	
SEC - 30	12-jul-06	ARENA "U Inf." a 5 DPP 9.061' - 9.068' (7') 9.068' - 9.084' (16') SQZ WO-06	531	11	98	-	-	31.000	-	-	06-Jul-06 cierran camisa de "T sup." + abren camisa de "U inf."	
	27-oct-11	ARENA "T sup." a 5 DPP 9.248' - 9.256' (8')	480	240	50	PPS	21,8	-	-	WO-08 18-Ene-08 cambio de PPG a PPS. Arena actualmente en producción		
	06-ago-99	ARENA "T Inf." a 5 DPP 9.280' - 9.294' (14')	1.500	105	93	PPH	-	63.000	-	-	Pruebas iniciales asientan tapón CIBP a 9.274'	
	24-oct-11	ARENA "U Inf." a 10 DPP 9.100' - 9.116' (16')	694	180	74	PPS	21,8	-	-	-	Arena actualmente en producción	
SEC-31	-	ARENA "T inf." a 5 DPP 9.280' - 9.288' (8') 9.300' - 9.310' (10')	1.050	63	94	PPS	32,4	-	-	-	Completación original 11-Jul-2006. WO-01 14-Oct-06 asientan tapón CIBP a 9294' + cambio de arena de "T inf." a "U inf."	
	21-oct-11	ARENA "U inf" (5DPP) 8.973' - 8.986' (13') @ 10 DPP 9.006' - 9.016' (10')	1.164	140	88	PPS	28	-	-	-	WO-01 25-Ago-07: Punzonan los intervalos Arena "U inf.". Realizan prueba de producción de Equipo BES a arena "U inf.". BFPD=1.123, BPPD=696, BSW=38 %. Salinidad=45.000 PpmClNa API=28. Arena actualmente en producción.	
SEC - 33B	18-jul-03	ARENA "T sup." (5 DPP) 9.147' - 9.160' (13') 9.160' - 9.178' (18')	1.476	207	86	PPS	29,7	7.600	-	-	19-Jul-03 BES OFF BAJO AISLAMIENTO. Suspenden W.O por pescado difícil. Reinician WO-01 25-Ago-07: Realizan cementación forzada a arena "T sup."	

CONTINUACIÓN TABLA 2.1

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE										OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad ppm			
SEC - 38D	22-oct-11	ARENA "U inf." a 10 DPP 9.210' - 9.222' (12') 9.227' - 9.234' (7')	329	131,6	60	PPS	29,9	-			Completación original 29-Ene-2010. Arena actualmente en producción.
	16-ene-10	ARENA "T sup." a 5 DPP 9.393' - 9.399' (6')	2.113	338	84	PPH	30,5	7.000			Prueba luego de Tratamiento Matricial
	07-ene-10	ARENA "T inf." a 10 DPP 9.412' - 9.418' (6')	240	170	29	PPH	31	1.250			Prueba con elementos de presión
	12-ene-01	ARENA "Basal Tena" a 8 DPP 8.236' - 8.244' (8')	45	45	0	PPG	30	-			WO-07 23-Feb-97 Punzonan el siguiente intervalo Arena "BT" 8.236' - 8.244' (8') a 8 DPP. Produce junto a 'U sup.' hasta enero de 2001.
SHU - 03	28-oct-11	ARENA "U sup." a 10 DPP 8.884' - 8.898' (14')	323	129	60	PPS	30	-			Arena actualmente en producción.
	29-dic-88	ARENA "U inf." a 4 DPP 8.964' - 8.972' (8') 8.972' - 8.998' (26') SQZ WO-01 9.002' - 9.016' (14') SQZ WO-01	538	403	25	PPH	27	-			WO-01 13-May-86 Realizan cementación forzada a "U inf."
	08-ago-81	ARENA "T" a 4 DPP 9.036' - 9.038' (2') SQZ WO-01 9.170' - 9.178' (8') 9.178' - 9.182' (4') SQZ WO-01 9.200' - 9.202' (2') SQZ WO-01	1.969	1575	20	PPF	32,3	-			WO-01 13-May-86 Aislar entrada de agua en arena "T" con sqz. Aparentemente no se produce esta arena.
	08-feb-81	ARENA "U sup." a 8 DPP 8.906' - 8.917' (11') 8.920' - 8.934' (14') SQZ WO-09	2.935	1761	40	PPF	30,5	-			WO-09 18-Ago-97 Cambio de completación por posible Hueco en tubería y liqueo de gas en cabezal. Realizan sqz a "U sup." 8.920' - 8.934' (14')
SHU - 04	12-jun-07	ARENA "U inf." a 5 DPP 8.978' - 9.001' (23') 9.006' - 9.020' (14') SQZ WO-09 9.024' - 9.052' (28') SQZ WO-09	1.132	136	88	PPS	29	26.250			WO-13 11-Ene-08 Realizan cementación forzada en arena "U inf.". 06-Dic-07 BES OFF. Fases a tierra
	31-oct-11	ARENA "T" 9.154' - 9.162' (8') a 5 DPP 9.162' - 9.176' (14') a 10 DPP 9.190' - 9.202' (12') a 5 DPP 9.202' - 9.217' (15') SQZ WO-06	1.802	144	92	PPS	29	-			WO-06 10-Oct-91 Toman registro GR, arena "T" se encuentra invadido de agua. Cambio de PPF a PPG. Arena actualmente en producción.

CONTINUACIÓN TABLA 2.1

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE										OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad ppm			
SHU - 06	28-oct-11	ARENA "U sup." a 9 DPP 8.965' - 8.984' (19')	858	154	82	PPS	29,5	-	WO-14 10-Jul-07 BES OFF. Bajo Aislamiento en arena "U inf.". Evalúan arena "U sup.". Diseñan BES y empiezan a producir arena "U inf." + "U sup."		
	-	ARENA "U inf." a 9 DPP 9.053' - 9.060' (7') 9.063' - 9.067' (4') SQZ WO-05 ARENA "U Sup." 9.057' - 9.071' (14')	-	-	-	-	-	-	WO-05 09-Nov-95 Aislán corte de agua en "U inf.", mediante sqz. El pozo se cierra por presencia de Gas y comunicación a raves de los packers. Completación original 14 - Jul - 86 Pistorean "U sup.", NI=2.000, NF=33, BRT=147, BSW=100 % (No hay reporte de producción de esta arena)		
SHU - 09	29-oct-11	ARENA "U Inf." 9.148' - 9.157' (9') a 10 DPP 9.161' - 9.168' (7') a 5 DPP	1744	140	92	PPS	27	-	WO-03 14-Sep-94 Pozo cerrado por pescado hasta 08-Abr-08. Arena actualmente en producción.		
	11-jul-08	ARENA "T Inf." 9.326' - 9.335' (9') a 4 DPP ARENA "U sup." 8.972' - 8.984' (12') a 8 DPP 8.984' - 8.990' (6') SQZ WO 02	1278	51	96	PPS	31,7	9500	WO-04 05-Abr-08 Recuperan pescado a 7073'. Producen arena "T inf." hasta 11 de Julio de 2008 y suspenden por alto BSW. WO-02 07-Jun-95 Aislán entrada de agua de "U sup." con cementación forzada. WO-03 12-Abr-99 Cambio de completación de producción gas lift. - Realizan prueba de producción de arena "U inf." con bomba jet-E8: BFPD=72, BSW=72%, TE=11 horas.		
SHU - 12	07-jul-95	ARENA "U inf." 9.074' - 9.094' (20') a 4 DPP	1865	1678	10	PPF	29,4	-	WO-02 07-Jun-95 Punzonan con cañón de 5" arena "U inf." a 4 DPP (9.074'-9.094'), empiezan a producir a través de esta arena el 27-dic-00. Arena actualmente en producción.		
	30-oct-11	ARENA "U Sup." a 5 DPP 8.968' - 8.984' (5') 8.973' - 8.984' (11')	264	161	39	PPS	27	-	WO-04 05-May-97 Punzonan el intervalo con cañones de alta penetración: 8.968' - 8.986'. No hay reporte de producción de esta arena		
SHU - 14B	28-oct-11	ARENA "U Inf." 9.048' - 9.056' (8') a 5 DPP 9.062' - 9.070' (8') a 5 DPP 9.074' - 9.096' (22') SQZ WO-02 9.106' - 9.110' (4') SQZ WO-02	1191	476	60	PPS	27,3	-	WO-02 20-Ago-94 Aislán corte de agua en arena "U inf.", mediante cementación forzada. Actualmente el pozo produce por esta arena.		
	-	ARENA "T" a 5 DPP 9.265' - 9.275' (10')	-	-	-	-	-	-	WO-05 15-Sep-03 Punzonan arena "T inf." (9.265' - 9.275'). Evalúan arena "T" contra tanque bota en locación: BFPD=1.656, BPPD=0, BSW=100%, THE=15, Sal=10.500 ppm Cl-		

CONTINUACIÓN TABLA 2.1

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE										OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad ppm			
SHU - 25	28-oct-11	ARENA "U Sup." a 4 DPP 9.040' - 9.058' (18')	500	100	80	PPS	29,1	-			WO-01 12-May-95 Cambio de completación de PPF para producir por PPG. WO-04 13-Feb-98 Cambio de completación por existir hueco en tubería. WO-08 23-Oct-06 Cambio de completación de PPG A PPS. Arena actualmente en producción.
	-	ARENA "U Inf." (4 DPP) 9.122' - 9.140' (18') .9140' - 9.150' (10') SQZ PI & C) 9.162' - 9.180' (18') SQZ PI & C)	-	-	-	-	-	-			Pruebas iniciales: 28-Ene-92 "U inf." 9.162' - 9.180' Pistonean, no fluye, NI=600', NF=1.400', BRT=180, Salinidad=1.000 ppmCl ; 08-Feb-92 "U inf." 9.122' - 9.150' Pistoneo, no fluye, NI=2.000', NF=2.600', BRT=378, Salinidad=55.000 ppmCl. Realizan cementación forzada
	-	ARENA "T" (4 DPP) 9.324' - 9.344' (20')	-	-	-	-	-	-			22-Ene-92: Punzonan el siguiente intervalo 9.324' - 9.344'. Asientan CIBP a 9.256', para aislar arena "T".
	07-ene-11	ARENA "U sup." 9.296' - 9.308' (12') a 5 DPP	72	50	31	PPH	-	-			Completación original 29-Dic-10 Inician la evaluación con MTU, Jet E8 al tanque: BFPD=96, BSW=50%, BPPD=48. Suspenden evaluación por bajo aporte.
	29-oct-11	ARENA "U inf." 9.394' - 9.400' (6') a 5 DPP	149	60	60	PPS	31,8	-			Arena actualmente en producción.
SHU - 34D	05-mar-11	ARENA "T sup." 9.546' - 9.556' (10') a 5 DPP	360	180	50	PPH	-	25.500			WO-01 10-Feb-11 Punzonan arena "T inf." y realizan evaluación.
	29-oct-11	ARENA "U Inf." a 4 DPP 8.936' - 8.972' (36')	4.716	566	88	PPS	29	-			WO-03 14-Ene-03 Cambio de completación de flujo natural a bombeo electrosumergible. WO-06 18-Nov-10. Cambio de completación por comunicación TBG- CSG. Arena actualmente en producción.
	25-jul-90	ARENA "T sup." a 4 DPP 9.054' - 9.068' (14')	1.264	1138	0,1	PPF	30	-			Pruebas iniciales: BPPD=1138 BSW=10% °API=30. WO-01 03-Nov-90 Aislan agua de yacimiento "T".
TTT - 11	23-jul-90	ARENA "T p." a 4 DPP 9.082' - 9.086' (4')	1.137	1024	10	PPF	25,3	-			Pruebas iniciales Evalúan arena "Tp" a flujo natural, prueba contra tanque, sin elementos de presión: BFPD=1.098, BPPD=944, BSW=14%, TE=2 hrs, °API=26,8 a 84 °F. Flujo inestable.

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinasaca.

TABLA 2.2 RESULTADOS DE BUILD UP DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL ÁREA LIBERTADOR

POZO	BUP												
	YACIMIENTO	FECHA	Pr (psi)	Pwf (psi)	Qt (BFPD)	Qo(BPPD)	Qw (BAPD)	IP	Daño formación	Daño total	K (md)	API	
ARA - 01	ARENA "U inf."	11-ene-09	3.395	2.177	1.344	565	779	1,1	8	8	438	28,5	
	ARENA "T inf."	31-dic-08	3.612	3.152	1.752	281	1471	3,8	20	35	244	29	
ARA - 02D	ARENA "U inf."	18-jul-09	3.373	654	240	118	122	0,098	2,5	2,5	32	27,2	
	ARENA "T sup."	07-jul-09	3.450	891	168	86	82	0,07	10	10	50	32	
ATA - 07	ARENA "T inf."	02-jul-09	3.327	1.594	624	250	374	0,36	2	2	24	31,5	
	ARENA "U inf."	03-sep-04	3.287	897	648	564	84	0,27	15	15	34	29,6	
ATA - 08	ARENA "U inf."	17-abr-09	3.106	970	288	268	20	0,13	0,5	0,5	8	24	
	ARENA "T "	17-feb-04	3.295	2.579	1.296	-	-	-	-	-	-	-	
ATA - 11BD	ARENA "T inf."	28-ago-09	3.266	2.600	1.700	1360	340	2,5	-	-5,7	160	30	
	ARENA "U sup."	17-jul-09	1.726	338	336	333	3	0,23	4	4	631	29	
ATA - 14	ARENA "U inf."	23-ago-06	3.071	1.957	747	173	574	0,67	17	17	275	29	
	ARENA "T inf."	29-jun-05	3.051	2.668	1.272	-	-	-	-	-	-	-	
ATA - 20D	ARENA "T inf."	10-oct-10	3.298	1.915	864	510	354	0,625	-	-2,57	47,1	31,4	
	ARENA "U inf."	09-sep-11	3.200	1.910	1.323	-	-	1,02	-	-	-	27,5	
ATA - 23	ARENA "T inf."	20-mar-09	1.312	2.063	816	-	-	0,68	-	28,43	-	28,43	
	ARENA "U inf."	12-jul-10	3.283	2.455	1.200	-	-	1,54	-	>20	-	-	
PCY - 4	ARENA "U inf."	28-ago-01	2.184	900	504	393	111	0,39	1,08	1,64	60	31,8	
	ARENA "T"	11-ene-11	3.184	1.409	720	-	-	0,459	-	>10	-	-	
PCY - 05	ARENA "U inf."	28-oct-00	3.402	1.580	864	-	-	0,47	-	36,2	-	-	
	ARENA "T"	25-jul-04	3.449	2.682	1.728	-	-	2,25	-	14	-	-	
PCY - 06D	ARENA "Basal Tena"	16-mar-11	882	705	600	-	-	3,39	-	7	-	-	
	ARENA "U inf."	23-jun-10	2.445	1.083	432	-	-	0,34	-	3,7	-	-	
PIC - 02	ARENA "T inf."	29-jul-96	3.104	718	432	130	302	0,18	13,7	13,7	38	25,7	
	ARENA "U inf."	17-jun-01	2.766	2.228	2.037	815	1222	4	1	5	183	27	
PIC - 07	ARENA "T"	10-ene-11	3.423	2.841	1.560	-	-	2,84	-	15	-	-	

CONTINUACIÓN TABLA 2.2

POZO	BUP												
	YACIMIENTO	FECHA	Pr (psi)	Pwf (psi)	Qt (BFPD)	Qo(BPPD)	Qw (BAPD)	IP	Daño formación	Daño total	K (md)	API	
PIC - 08	ARENA "U inf."	09-jun-02	3.051	2.670	2.258	1.400	858	5,93	12,3	12,3	450	30	
PIC - 09	ARENA "U inf."	01-jun-08	3.015	2.499	1.344	-	-	2,6	-	18	-	-	
SEC - 01	ARENA "U inf."	08-jun-03	2.743	2.353	1.440	288	1152	3,69	20	20	1.785	29,5	
SEC - 03	ARENA "U inf."	08-may-95	2.796	1.941	1.696	-	-	1,98	-	21,21	-	-	
SEC - 05	ARENA "U inf."	15-jun-07	2.616	1.073	816	-	-	1	-	33	-	-	
	ARENA "T"	25-dic-98	3.167	2.496	2.232	-	-	3,33	-	5	-	-	
SEC - 08	ARENA "T sup."	24-feb-01	3.256	1.922	1.440	864	576	1,32	-	6,88	-	-	
SEC - 10	ARENA "U inf."	10-oct-00	2.737	2.239	1.601	-	-	3215	-	3,47	-	-	
	ARENA "T"	03-abr-02	3.137	1.303	672	-	-	0,379	-	-3,18	-	-	
SEC - 11	ARENA "U inf."	08-oct-11	2.697	1.416	528	-	-	0,41	-	-0,6	-	-	
	ARENA "T inf."	17-mar-09	2.548	1.403	960	-	-	0,83	-	1	-	-	
SEC - 14	ARENA "U inf."	15-may-95	2.705	2.512	2.040	1.959	81	10,57	3	31	72	29	
SEC - 15	ARENA "U inf."	15-ene-11	2.986	852	456	-	-	0,28	-	26	-	-	
SEC - 16	ARENA "U inf."	13-oct-01	2.089	1.967	1.104	331	773	9,05	13,3	13,3	1.157	28,3	
SEC - 17	ARENA "U inf."	28-sep-09	2.645	1.553	912	556	356	0,83	1	1	14	28,3	
SEC - 18	ARENA "U inf."	24-may-08	2.640	2.068	1.344	403	941	2,34	-	6	388	30	
	ARENA "T sup."	18-sep-98	3.159	2.425	1.632	620	1012	2,22	1,13	3,57	292	30	
SEC - 19	ARENA "U sup."	05-ago-08	2.416	1.697	648	590	58	0,9	-	34,1	465	27,2	
	ARENA "U inf."	25-nov-01	2.469	1.767	728	559	169	1,04	28	28	272	29	
SEC - 21	ARENA "U inf."	23-jun-03	2.512	1.837	1.248	761	487	1,85	1,53	1,53	80	29	
	ARENA "T"	04-feb-94	3.836	3.363	1.344	-	-	2,84	-	31,78	-	-	
SEC - 24	ARENA "U sup."	24-mar-04	2.732	1.095	600	522	78	0,37	4,8	4,8	25	29,5	
	ARENA "U inf."	11-nov-96	2.695	1.042	696	264	432	0,42	8,13	8,13	19	28	
	ARENA "T sup."	24-feb-02	3.256	1.922	1.440	864	576	1,32	6,88	6,88	90,8	30	

CONTINUACIÓN TABLA 2.2

POZO	BUP												
	YACIMIENTO	FECHA	Pr (psi)	Pwf (psi)	Qt (BFPD)	Qo(BPPD)	Qw (BAPD)	IP	Daño formación	Daño total	K (md)	API	
SEC - 27	ARENA "U sup."	01-nov-94	1.798	484	485	408	77	0,37	19	21	102	28	
	ARENA "U inf."	06-mar-04	2.307	2.045	1.008	454	554	3,85	51,9	51,9	2.470	29	
SEC - 29	ARENA "U inf."	04-jul-07	2.136	1.305	624	-	-	75	-	5,4	-	-	
SEC - 30	ARENA "T sup."	26-ago-06	2.952	1.276	672	370	302	0,4	3	3	107	30	
SEC-31	ARENA "U inf."	28-sep-06	2.394	1.740	888	746	142	1,36	1,03	1,03	322	27,6	
	ARENA "U inf."	20-ago-07	2.561	2.238	984	689	295	3,04	4,7	4,7	410	27,9	
SEC - 33B	ARENA "T sup."	05-abr-03	3.019	1.912	1.110	553	557	1	3,1	3,1	127	31	
SEC - 38D	ARENA "U inf."	08-abr-10	1.702	1.201	456	415	41	0,91	2,3	13	94	28,8	
SHU - 03	ARENA "U sup."	20-may-96	1.685	1.295	688	688	0	1,76	0	0,8	250	27	
	ARENA "U inf."	13-ago-97	2.885	794	672	591	81	0,32	0,3	1,6	65	29	
SHU - 04	ARENA "T"	07-jun-09	2.497	1.930	768	-	-	0,53	-	14	-	-	
SHU - 06	ARENA "U sup."	01-jul-07	3.193	968	312	181	131	0,14	20	20	145	30	
	ARENA "U inf."	01-ago-11	3.218	2.551	1.440	-	-	2,159	-	9,35	-	-	
SHU - 09	ARENA "T inf."	28-mar-08	3.589	2.516	1.272	-	-	1,19	-	2,2	-	-	
SHU - 12	ARENA "U inf."	18-jun-01	2.913	2.542	1.805	632	1173	4,87	4,72	9,05	282	27	
SHU - 14B	ARENA "U inf."	10-sep-03	3.042	2.258	1.440	576	864	1,84	11,75	11,75	1.095	27,5	
SHU - 25	ARENA "U sup."	13-sep-09	3.023	1.604	456	73	383	0,32	8	8	60	29,5	
SHU - 34D	ARENA "U inf."	15-feb-11	2.612	1.301	504	297	207	0,38	-	-1,49	107	28	
	ARENA "U inf."	15-jun-01	3.285	3.065	1.113	-	-	5,06	-	14,01	-	-	
TTT - 11	ARENA "T sup."	21-nov-94	3.525	2.491	1.944	-	-	1,88	-	21	-	-	

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

TABLA 2.3 REPORTE DE BOMBAS ELÉCTRICAS DEL ÁREA LIBERTADOR

POZO	PLACA DE BOMBA										PLACA DEL MOTOR										PRUEBA DE PRODUCCIÓN									
	FECHA Instalación	Fabricante	Bomba	STG	Hz	HP	V	A	ARENA	Pb psi	Fecha	FLUJO		BSW %	API	GOR	Pc psi	Pi psi	Pd psi	Ti	Tm									
												BFPD	BPPD									Pc psi	Pi psi	Pd psi	Ti	Tm				
ARA - 01	17-Jan-09	Reda	DN1750(3)	340	25	150	2.300	39,5	U inf.	1.100	04-nov-11	2.020	81	96	27,4	783	150	2.140	N/A	N/R	N/R									
ARA - 2D	03-jul-10	Reda	D725N(2)	272	0	125	1.917	39,5	U inf.	1.100	04-nov-11	314	188	40	31,5	362	120	1.078	N/R	N/R	N/R									
ATA - 07	24-Aug-11	Reda	DN-1100(2)	306	55	150	2.300	39,5	U inf.	1.116	30-oct-11	753	301	60	27,1	172	50	723	N/A	241	286									
ATA - 08	06-oct-11	Centrilift	PX 8	293	48	114	2.330	30	U	1.100	11-oct-11	670	663	1	30,8	167	100	941	N/A	233	288									
ATA - 11BD	02-jul-11	Wood Group	TG-2000	71	59	120	2.165	33	T inf.	1.386	29-oct-11	1.383	830	40	30,4	430	150	1.808	2.680	241	247									
ATA - 18	20-jul-10	Wood Group	TE-2700	98	54	320	2.230	88,5	T inf.	1.100	28-oct-11	2.179	174	92	25,7	1302	140	N/R	N/R	N/R	N/R									
ATA - 19D	7-Aug-11	Centrilift	PX 4	393	47	132	1.370	64	U	1.100	05-oct-11	112	54	52	31,0	396	65	574	N/A	280	310									
ATA - 20	11-sep-11	Centrilift	PX 8	226	50	152	2.325	40	Ti	1.108	07-oct-11	580	394	32	30,1	363	75	1.140	N/A	247	283									
ATA - 23	30-sep-11	Centrilift	PX 23	104	50	152	2.325	40	Ti	1.116	11-oct-11	1.735	1.700	2	27,5	211	170	1.486	N/A	237	269									
ATA - 24	25-may-11	Centrilift	PX 12	226	52	152	2.325	40	U inf.	1.116	07-oct-11	1.035	600	42	39,0	647	180	1.812	N/A	236	269									
ATA - 25	25-Aug-11	Centrilift	PX 12	226	54	114	2.330	30	T inf.	1.116	02-oct-11	1.109	144	87	33,0	315	210	1.573	N/A	236	281									
PCY - 04	16-mar-11	Centrilift	PX 8	293	50	152	2.325	40	T	1.120	08-oct-11	941	38	96	28,5	1447	40	2.485	N/A	220	298									
PCY - 05	15-may-11	Centrilift	PX 12	226	54	152	2.325	40	U inf.	980	10-oct-11	945	246	74	24,6	245	215	1.522	N/A	233	236									
PCY - 6D	22-mar-10	Reda	D725N(2)	312	22	150	2.300	39,5	BT	980	02-nov-11	339	170	50	18,3	506	130	794	N/A	220	291									
PIC - 02	01-jul-10	Reda	D475N(2)	408	25	180	1.771	65,2	U inf.	1.243	03-nov-11	444	400	10	28,3	222	50	1.059	N/A	233	256									
PIC - 07	28-may-11	Centrilift	PX 47	144	49	550	3.482	94	T	773	11-oct-11	4.645	372	92	27	1095	370	2.290	N/A	219	289									
PIC - 08	12-Apr-10	Centrilift	PX 62	170	58	608	3.800	98	U inf.	1.243	09-oct-11	7.062	141	98	28	1425	310	2.010	N/A	220	222									
PIC - 09	09-oct-09	Centrilift	PX 18	268	57	152	2.325	40	U inf.	1.100	07-oct-11	1.982	159	92	27,1	607	100	2.680	N/A	231	247									
SEC - 01	22-jul-11	Reda	DN1750(3)	364	53	330	1.906	104	U inf.	1.100	01-nov-11	1.682	336	80	27,6	536	60	1.567	3.380	240	266									
SEC - 03	18-jun-11	Centrilift	PX 23	136	50	228	2.305	60	U inf.	1.085	13-oct-11	1.634	131	92	29	830	110	1.560	N/A	215	244									
SEC - 05	03-sep-11	Reda	D725N(2)	352	53	188	2.424	47,7	U inf.	1.100	02-nov-11	564	113	80	26,6	1027	100	1.293	3497	238	287									
SEC - 08	11-jun-11	Centrilift	PX 23	172	56	380	2.370	98	T sup.	210	13-oct-11	2.505	351	86	30	670	310	2.017	N/A	225	250									
SEC - 10	13-sep-10	Centrilift	PX 12	226	58	152	2.325	40	T inf.	555	13-oct-11	1.115	134	88	32,8	632	215	1.680	N/A	210	267									
SEC - 11	20-jun-11	Centrilift	PX 18	464	51	204	2.586	54	U inf.	555	08-oct-11	1.690	304	82	32,8	433	130	1.830	N/A	227	271									
SEC - 14	13-mar-09	Reda	GN 4000(3)	222	50	450	2.062	131	U inf.	1.085	04-nov-11	4.339	521	88	29	541	280	1.896	N/A	N/R	N/R									
SEC - 15	25-mar-11	Wood Group	TD-460	352	51	70	1.310	35	U inf.	1.085	31-oct-11	239	67	72	28	971	150	919	N/R	234	240									
SEC - 16	22-feb-10	Reda	DN1100(2)	308	23	150	2.300	39,5	U inf.	1.085	03-nov-11	976	117	88	29	1077	300	1.898	N/A	236	283									
SEC - 17	09-jul-11	Reda	DN 1100 (3)	433	0	150	2.300	39,5	U inf.	1.085	04-nov-11	1.176	353	70	28	379	220	1.493	3.670	239	297									

CONTINUACIÓN TABLA 2.3

POZO	PLACA DE BOMBA										PLACA DEL MOTOR				PRUEBA DE PRODUCCIÓN									
	FECHA Instalación	Fabricante	Bomba	STG	Hz	HP	V	A	ARENA	Pb	Fecha	BFPD	BPPD	FLUJO	BSW	API	GOR	Pc	Pi	Pd	Ti	Tm		
										psi				%				psi	psi	psi	F	F		
SEC - 18	30-may-11	Reda	DN1100(2)+AGH	364	0	150	2.300	39,5	U inf.	1.085	04-nov-11	1.172	258	78	30	221	102	1.494	N/A	N/A	231	307		
SEC - 19	11-Apr-11	Reda	D725N (2)+AGH	388	0	108	1.427	48,5	U sup.	1.085	19-oct-11	265	133	50	33,7	574	81	551	N/A	N/A	241	288		
SEC - 21	26-Aug-07	Centrilift	PX 11	172	60	152	2.325	40	U inf.	1.065	09-oct-11	1.252	275	78	30	342	145	1.567	N/A	N/A	230	N/A		
SEC - 22	01-nov-11	Reda	GN2100 (2)	169	0	270	1.560	104	U inf.	1.085	03-nov-11	1.488	238	84	27	575		1.575	3.816		236	285		
SEC - 24	4-Jan-10	Centrilift	PX 6	332	50	116	1.210	64	U sup.	1.062	05-oct-11	443	266	40	31	286	150	1.572	N/A	N/A	210	N/R		
SEC - 27	10-may-11	Reda	SN2600(2)	136	31	330	1.904	104	U inf.	1.085	03-nov-11	2.023	162	92	30,2	442	202	1.936	3.924		235	276		
SEC - 28	29-jul-11	Reda	D725N(2)	313	34	156	1.535	65	U inf.	1.085	04-nov-11	365	124	66	27,5	120	180	956	N/A	N/A	233	269		
SEC - 29	20-mar-11	Reda	D725N (3)	386	62	188	2.424	47,8	U inf.	1.085	31-oct-11	719	58	92	28,8	1190	60	1.496	3.348		230	269		
SEC - 30	31-mar-10	Centrilift	PX 6	293	57	152	2.325	40	T sup.	555	07-oct-11	506	253	50	30	324	50	870	N/A	N/A	233	267		
SEC - 31	19-may-09	Reda	DN1100(2)	322	60	150	2.300	39,5	U inf.	1.085	04-nov-11	486	126	74	27,6	735	310	1.185	N/A	N/A	224	238		
SEC - 33B	24-mar-10	Centrilift	PX 12	226	55	165	2.133	46	U inf.	1.085	10-oct-11	1.129	135	88	28	502	105	1.441	N/A	N/A	230	250		
SEC - 37	16-Apr-11	Centrilift	PX 6	426	49	132	1.370	64	T i nf.	1.085	30-sep-11	423	254	40	31	171	110	271	N/A	N/A	240	247		
SEC - 38D	9-Aug-10	Centrilift	PX 6	360	60	152	2.325	40	U inf.	1.100	11-oct-11	412	165	60	29,9	501	120	836	N/A	N/A	240	288		
SHU - 03	12-mar-11	Centrilift	PX 4	393	50	102	1.293	54	U inf.	595	11-oct-11	388	167	57	30	190	75	370	N/A	N/A	206	260		
SHU - 04	30-jul-10	Centrilift	PX 23	136	50	275	2.193	75	T sup.	1.150	14-oct-11	1.885	151	92	29	440	265	1.880	N/A	N/A	233	262		
SHU - 06	06-mar-11	Reda	DN1100(2)	328	39	150	2.575	36,6	U inf.+U sup.	1.100	03-nov-11	841	151	82	29,5	995	230	970	3.813		245	274		
SHU - 09	26-sep-11	Centrilift	PX 23	104	52	228	2.305	60	U inf.	1.100	14-oct-11	1.842	147	92	27	169	30	1.818	N/A	N/A	238	277		
SHU - 14	18-oct-11	Reda	GN 1300+AGH	136 +25	24	150	2.300	39,5	U inf.	1.100	03-nov-11	1.178	471	60	27,1	301	200	1.325	3.251		237	319		
SHU - 20	27-oct-10	Wood Group	TE-1500	98	54	120	2.165	33	U inf. + T sup.	1.100	28-oct-11	1.605	128	92	28,5	709	180	2.159	N/R	N/R	228	235		
SHU - 25	20-mar-11	Reda	D725N(2)	394	0	150	2.300	39,5	U sup.	595	04-nov-11	515	103	80	29	640	40	931	3.826		241	291		
SHU - 34D	03-jul-11	Wood Group	TD-650	143	49	320	2.230	88,5	U inf.	-	29-oct-11	149	60	60	31,8	621	30	796	N/R	N/R	234	240		
TTT - 11	1-Aug-11	Centrilift	PX 47	83	54	380	2.370	98	U inf.	313	01-oct-11	4.822	579	88	29	971	155	2.264	N/A	N/A	213	260		

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

2.2 POZOS SELECCIONADOS CON SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

La selección de pozos, se basa en la aplicación de los criterios antes mencionados así como en la disponibilidad de datos confiables para su posterior análisis.

Los datos utilizados en la selección deben cumplir los requerimientos para el análisis es decir que estén actualizados en especial los que se refieren a presiones.

En la tabla 2.4, se indica los pozos seleccionados para la optimización del sistema de bombeo electrosumergible.

TABLA 2.4 POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA LIBERTADOR

ESTACIÓN	POZO
ATACAPI	ATA-11BD, ATA-20D, ATA-23
SHUARA	ARA-O2D, SHU-34D
SECOYA	SEC-18, SEC-19, SEC-31, SEC-38D

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En el capítulo 3, se analiza los pozos seleccionados y posteriormente se determina los problemas existentes y las alternativas de solución.

2.2.1 ASPECTOS TÉCNICOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

En la tabla 2.5, se indican los aspectos técnicos en los que se basa la selección de los pozos.

Las reservas de cada pozo fueron calculadas con el software OFM y las curvas son presentadas en el Anexo 1.

TABLA 2.5 ASPECTOS TÉCNICOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA LIBERTADOR

POZO	ARENA	MÉTODO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							Pr (psi)	Pwf (psi)}	Reservas (Mbbis)	CONSIDERACIONES
			FECHA	BFPD	BPPD	BSW%	Salinidad	API	GOR (PCS/BF)				
ARA - 02D	"T inf."	PPS	29-Oct-11	325	195	40	10.100	31,5	267	3.327	1.594	180,7	Presencia de daño en la formación (St=2). BSW estable.
ATA - 11BD	"T inf."	PPS	29-Oct-11	1.383	830	40	7.750	30,0	430	3.266	2.600	2.768,7	Alto potencial del pozo (IP=2,5), tendencia a incremento de BSW.
ATA - 20D	"T inf."	PPS	24-Oct-11	537	365	32	7.100	21,8	389	3.298	1.915	173,75	Tendencia a incremento de BSW de acuerdo al historial de producción.
ATA - 23	"U inf."	PPS	28-Oct-11	1.688	1.654	2	2.000	27,5	284	3.200	1.910	910,94	De acuerdo al historial de producción, el pozo mantiene un bajo BSW.
SEC - 18	"U inf."	PPS	29-Oct-11	1.200	264	78	40.000	27,4	246	2.640	2.068	458,23	Presencia de daño en la formación, (St=6); Alto potencial del Pozo, IP=2,34; BSW estable.
SEC - 19	"U sup."	PPS	20-Oct-11	265	133	50	37.500	27,2	309	2.416	1.697	482,5	Tendencia a incremento de BSW de acuerdo al historial de producción; Daño de formación (St=34.1)
SEC - 38D	"U inf."	PPS	22-Oct-11	329	132	60	37.500	29,9	638	1.702	1.201	171,39	Presencia de daño en la formación (St=13); BSW estable.
SHU - 34D	"U inf."	PPS	29-Oct-11	149	60	60	23.800	31,8	621	2.612	1.301	47,112	BSW se mantiene estable, de acuerdo al Historial de Producción.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

2.2.2 RECOLECCIÓN DE DATOS

Para el análisis y optimización es necesario contar con una información detallada de cada pozo la cual es proporcionada por los historiales de producción y los historiales de reacondicionamiento.

2.2.2.1 Historiales de Reacondicionamiento

El historial de reacondicionamiento de un pozo es un archivo que proporciona información de los trabajos de reacondicionamiento realizados en el pozo desde su completación y pruebas iniciales hasta la última intervención en el pozo.

En la Anexo 2, se indica los historiales de reacondicionamiento de los pozos seleccionados.

2.2.2.2 Historiales de Producción

Los historiales de producción indican la producción que ha tenido un pozo desde su completación así como las novedades que ha presentado durante la producción.

En la Anexo 3, se indica los historiales de producción de los pozos seleccionados.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS ESTUDIADOS EN EL ÁREA LIBERTADOR

3.1 ANÁLISIS NODAL

3.1.1 INTRODUCCIÓN

El objetivo de perforar y completar un pozo petrolero, es llevar el petróleo y el gas desde su ubicación original en el reservorio hasta la superficie. El movimiento o transporte de esos fluidos requiere energía para vencer pérdidas por fricción en el sistema y elevar la producción hacia la superficie. Los fluidos deben viajar a través del reservorio, sistema de tuberías y por último a través de los separadores de gas – líquido.

El análisis nodal, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo de hidrocarburos. Como resultado de este análisis, se obtiene por lo general una mejoría en la eficiencia de flujo o bien un incremento en la producción

El procedimiento del análisis nodal es reconocido en la industria petrolera como un medio adecuado para el diseño y evaluación de pozos que producen a flujo natural y pozos que cuentan con un sistema artificial de producción debido a la mayor necesidad de energéticos y a los incentivos derivados del precio de los hidrocarburos.

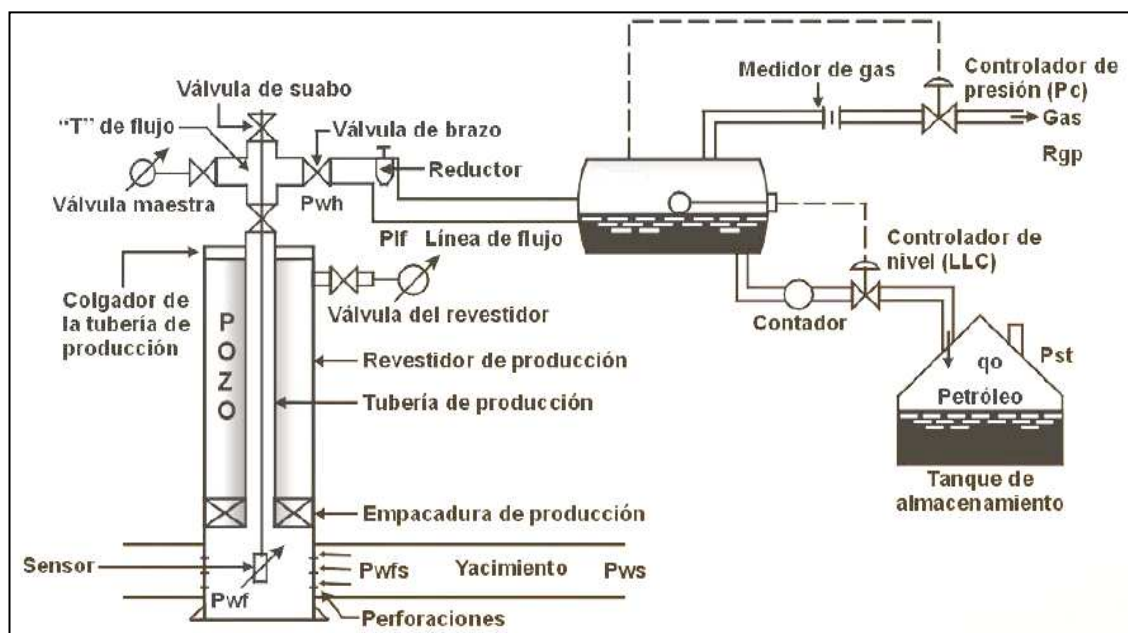
3.1.2 ANÁLISIS DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN

En el análisis nodal se evalúa un sistema de producción dividiéndole en tres componentes básicos:

1. Flujo a través de un medio poroso, considerando el daño ocasionado por lodos de perforación, cemento, etc.
2. Flujo a través de la tubería vertical o direccional, considerando cualquier posible restricción como empacamientos, válvulas de seguridad, estranguladores de fondo, etc.
3. Flujo a través de la tubería horizontal o Inclinada, considerando el manejo de estranguladores en superficie.

El sistema de producción se considera relativamente simple o consigue incluir componentes donde ocurren cambios o pérdida de energía. Un ejemplo de un sistema de producción se encuentra ilustrado en la figura 3.1.

FIGURA 3.1 COMPONENTES DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN Y PRESIONES



FUENTE: ESP OIL "Optimización de la producción mediante Análisis Nodal".

La selección y el dimensionamiento individual de cada componente es muy importante debido a que la interacción entre cada componente provoca que

cualquier cambio de presión en uno de ellos induzca un cambio en todo el sistema.

El análisis nodal, permite detectar restricciones al flujo en un pozo productor de hidrocarburos y cuantificar el impacto de dichas restricciones sobre la capacidad de producción total del sistema.

La pérdida de presión a través de cada componente depende de factores como: las características de los fluidos producidos, y el caudal de flujo transportado, es decir que la capacidad de producción del sistema expresa un balance entre la capacidad de aporte de presión del yacimiento y la demanda de presión en la instalación para transportar los fluidos hasta la superficie.

La suma de las pérdidas 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} :

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

Donde:

$\Delta P_y = P_{ws} - P_{wfs} =$ Pérdidas de presión en el yacimiento

$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} =$ Pérdidas de presión en la cara del pozo

$\Delta P_p = P_{wf} - P_{wh} =$ Pérdida de presión en la tubería de producción

$\Delta P_l = P_{wh} - P_{sep} =$ Pérdida de presión en la línea superficial

Luego de seleccionar un nodo de solución, las caídas de presión son adicionadas o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida el cual generalmente es la presión estática del yacimiento hasta que se alcanza la convergencia en las iteraciones de cálculo para obtener el valor del nodo de solución. Para utilizar el concepto nodal al menos se debe conocer la presión en el punto de partida. En un sistema de producción, se conocen siempre dos presiones las cuales se consideran constantes para fines de cálculo, siendo éstas la presión estática del yacimiento (P_{ws}) y la presión de separación en la superficie (P_{sep}). Por lo tanto, los

cálculos inician con cualquiera de ellas, para después determinar la presión en los nodos de solución intermedios entre estas posiciones de partida.

Los resultados del análisis del sistema, no solamente permiten la definición de la capacidad de producción de un pozo para una determinada serie de condiciones, además indican 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 selección del nodo o nodos iniciales, depende del componente del sistema que se desea evaluar, pero su posición deberá mostrar la respuesta del sistema a una serie de condiciones, otorgando como resultado final una evaluación total del problema, dando así una solución confiable. Un punto importante es que además de las razones técnicas, se tendrá que aportar también una justificación económica, validando con ello de manera completa la solución encontrada.

3.1.2.1 Comportamiento de un Sistema de Producción

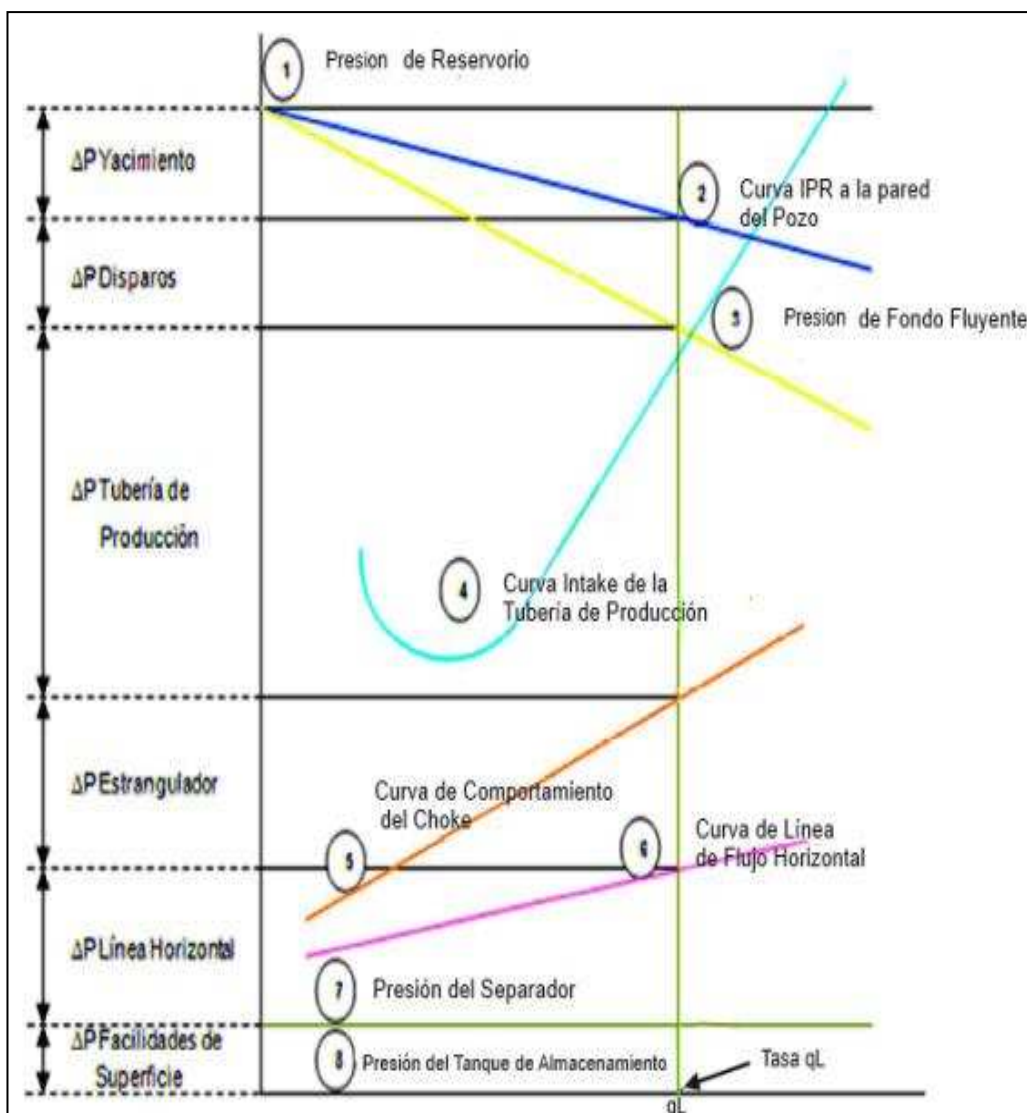
La figura 3.2, indica el comportamiento general de un sistema de producción dentro de la relación que existe y tiene cada uno de los nodos componentes dentro de un sistema de producción. La manera más común de graficar esta información es usar la presión en el eje de las ordenadas y la rata de flujo en el eje de las abscisas.

Las curvas y líneas descritas en la figura son sumamente importantes evaluando un sistema de producción, por tal motivo las mismas son referidas a continuación:

3.1.2.1.1 Presión Estática

La representación gráfica de P_{ws} en función q_L , es una línea recta en papel cartesiano que representa la Ley de Darcy.

FIGURA 3.2 ESQUEMA DE CAÍDAS DE PRESIÓN EN UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN



FUENTE: Ing. José Luis Rivero "Análisis Nodal y Explotación de Petróleo".

3.1.2.1.2 Curva IPR a la pared del pozo

Representa la presión fluyente que existe en la cara de arena para las distintas tasas de flujo. Es igual a la presión de fondo fluyente cuando no existen restricciones en la completación del pozo, como en la perforación o un paquete de arena gruesa, el método utilizado para la construcción de la curva IPR es el de Vogel corregido por agua, el cual calcula una IPR para cualquier corte de agua. Si el corte de agua (fracción de la fase de agua del total de crudo más la fase agua) es cero, el método composicional se ajusta exactamente al método Vogel.

Cuando se selecciona el método Vogel, el software SubPUMP utiliza las ecuaciones del método composicional con el corte de agua igual a 0%. Si se desea considerar un corte de agua en la IPR y este no es cero, se debe usar el método composicional, de otra forma el corte de agua se ignora.

Los métodos Vogel requieren que se tenga un punto de una prueba conocida de presión de fondo fluyente y caudal. Las ecuaciones y la metodología para determinar la IPR se presentan en uno de estos tres escenarios:

- La presión del yacimiento y la del punto de prueba mayores que la presión de burbujeo.
- La presión del yacimiento mayor que la presión de burbujeo y la presión del punto de prueba menor que la presión de burbujeo.
- La presión del yacimiento y del punto de prueba menores que la presión de burbujeo.

3.1.2.1.3 Presión de Fondo Fluyente

Representa la presión fluyente que existe al centro del intervalo perforado y es la presión medida en el manómetro del pozo.

3.1.2.1.4 Curva Intake de la Tubería de Producción.

Representa la presión requerida al fondo de la tubería de producción para permitir el ingreso de cierta tasa de producción en el separador y, por consiguiente, incluye las pérdidas de presión en la sarta de producción, chokes superficiales, línea de flujo, válvulas de seguridad y cualquier otra restricción.

3.1.2.1.5 Curva de Comportamiento del Choke.

En este caso, la curva se dimensiona para dar la tasa de flujo (q_L) con respecto a la presión del choke. Si el objetivo es reducir las tasas de producción, entonces esto se logra instalando un choke superficial más pequeño.

3.1.2.1.6 Curva de Línea de Flujo Horizontal.

Esta curva se obtiene asumiendo caudales de flujo y una determinada presión de separación, obteniendo la presión requerida corriente abajo del choque o estrangulador.

3.1.2.1.7 Presión del Separador.

Es un valor constante que se asume para todas las tasas de flujo. Si la presión del separador baja, la tasa de flujo aumenta.

3.1.2.1.8 Presión del Tanque de Almacenamiento.

Es un valor constante en todos los caudales, siendo que este se encuentra a condiciones de superficie.

3.2 ANÁLISIS NODAL EN LOS POZOS PRODUCTORES DEL ÁREA LIBERTADOR CON SISTEMA ELECTROSUMERGIBLE

La producción de los pozos que utilizan un sistema de bombeo electrosumergible dependen entre otros factores de la profundidad donde se decida colocar la bomba, la capacidad de bombeo de la misma y del trabajo que se realice sobre el fluido y el yacimiento en caso de ser necesario. La bomba succionará el fluido reduciendo la presión fluyente en el fondo del pozo logrando ajustar nuevamente la demanda de fluidos con la capacidad de aporte de fluidos del reservorio.

El propósito principal de utilizar técnica de análisis nodal, es graficar las curvas de presión de succión y presión de descarga vs. la tasa de flujo, luego de haber obtenido esta gráfica se realiza la evaluación con la producción actual del pozo y de esta manera llegar a concluir donde se encuentra algún problema en el sistema de producción.

3.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE EMPLEADO EN EL ANÁLISIS

El análisis de los pozos seleccionados para el estudio del Área Libertador, se realiza a partir de la aplicación del software SubPUMP® de IHS. Este programa permite el diseño y análisis, ya sea en la instalación de una nueva bomba electrosumergible, o en la evaluación de una existente, teniendo como objetivo principal maximizar la eficiencia del sistema del pozo y minimizar el costo total de producción por barril.

Dependiendo de la disponibilidad de datos el programa funciona en tres modos diferentes de interface, para obtener un *diseño riguroso*, se necesita un amplio conjunto de datos sobre la formación y los fluidos de los pozos; si se posee información limitada acerca de su fluido o formación permite utilizar el método de *diseño rápido*. No obstante, si se trata de un pozo que tiene instalada una bomba electrosumergible, y el objetivo es determinar el desempeño de producción del pozo, el software dispone del *modo análisis*

Los pasos básicos para la ejecución del programa son:

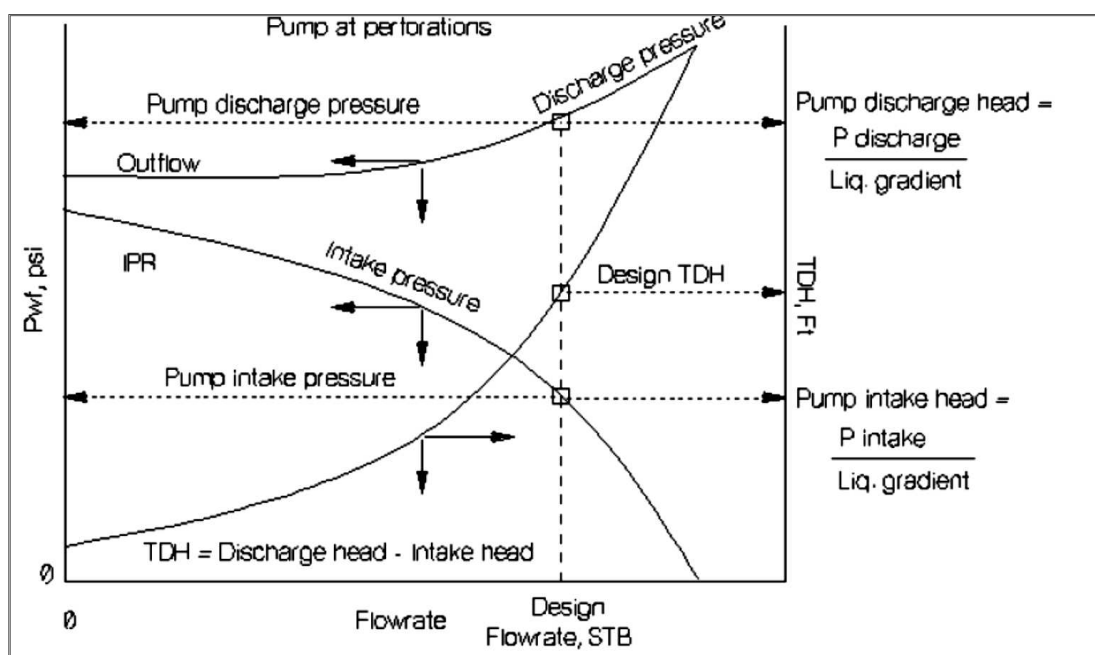
- 1 Se ejecuta SubPUMP con la información requerida y se determina si el programa va a resolver la tasa total de fluido, la presión de entrada a la bomba o la profundidad de la bomba.
- 2 Luego de ingresar la información sobre dos de los tres parámetros SubPUMP calcula el parámetro faltante, una vez que el sistema de producción ha sido diseñado por completo, se utiliza el sistema de selección de bombas para hallar todos o algunos fabricantes de bombas que cumplan con los criterios de diseño del sistema de producción.
- 3 A continuación, se selecciona una bomba del listado, el número de etapas de la bomba es posteriormente calculado para una frecuencia determinada, también se elige el motor en una lista de motores para operar la bomba, automáticamente se calcula el voltaje de fondo o verifica el voltaje en superficie para operar el motor, luego se procede a la selección del cable.
- 4 Finalmente, el análisis de sensibilidad permite realizar cambios al caso base y crear hasta cuatro casos diferentes para compararlos.

El procedimiento detallado de ingreso de datos al software SubPUMP se describe en el Anexo 6.

En la realización del análisis de un sistema electrosumergible, se ingresan todos los datos disponibles: propiedades de los fluidos, datos del equipo BES instalado, datos de la completación del pozo, entre otros; a continuación 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 (ver figura 3.3).

FIGURA 3.3 ANÁLISIS NODAL DE UN SISTEMA BES



FUENTE: Manual Técnico de Referencia SubPump ©.

El valor de la presión a la entrada de la bomba se 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, en el caso de los pozos seleccionados 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 es entregada por el reservorio.

$$P_{ws} - \Delta P_{res} - \Delta P_{csg}(\text{debajo de la bomba}) = P_{ent} \quad \text{ENTRADA} \quad (3.2)$$

El valor de la presión de la descarga de la bomba se 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.

$$P_{wh} + \Delta P_{tub}(\text{sobre la bomba}) = P_d \quad \text{SALIDA} \quad (3.3)$$

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 obtiene la curva de sistema de pozo.

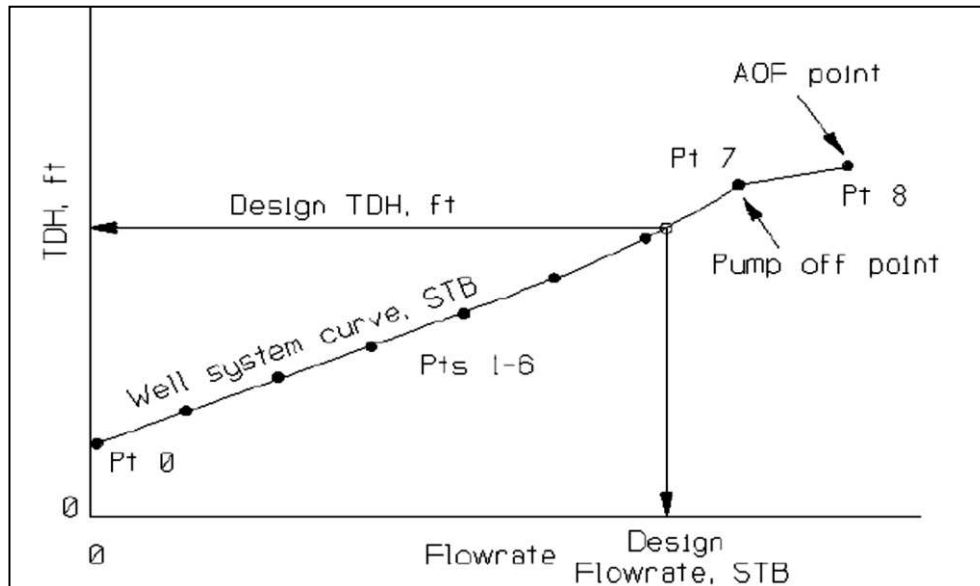
$$\text{Altura (ft)} = \frac{\text{Presión (psi)}}{\nabla_{\text{fluido}}(\text{psi/ft})} \quad (3.4)$$

$$TDH_{req} = \text{Altura}_{\text{descarga}} - \text{Altura}_{\text{entrada}} \quad (3.5)$$

Adicionalmente el software SubPUMP® evalúa dos condiciones adicionales en la curva de sistema de pozo, 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, el software 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”.

En la figura 3.4, se indica la curva de sistema de pozo con todos los parámetros que están presentes en su elaboración.

FIGURA 3.4 CURVA DE SISTEMA DE POZO



FUENTE: Manual Técnico de Referencia SubPump ®.

En el caso de que la Bomba Electrosumergible, se encuentre por encima de las perforaciones, se emplean las siguientes ecuaciones para el cálculo de presiones en el punto "Pump off" y AOF.

$$P_{ipPUMP\ OFF} = P_{csg} + (TVD_{pump} * \nabla_g) \quad (3.6)$$

$$P_{wfPUMP\ OFF} = P_{ipPUMP\ OFF} + (TVD_{top\ perf.} - TVD_{bomba}) * \nabla_l \quad (3.7)$$

$$P_{ipAOF} = P_{csg} + (TVD_{pump} * \nabla_g) \quad (3.8)$$

$$P_{wfAOF} = P_{csg} + (TVD_{top\ perf.} * \nabla_g) \quad (3.9)$$

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

∇_g : Gradiente del gas, psi/pie

∇_l : Gradiente del líquido, psi/pie

Luego de calcular la curva de sistema de pozo, ésta se grafica con la curva de la bomba, también se determina según las condiciones de operación ingresadas, esto permite identificar la tasa de producción a la que debe estar operando el equipo de bombeo electrosumergible, este valor se lo denomina como tasa de diseño.

Además SubPUMP® presenta una serie de reportes y gráficos de los cálculos realizados, estos datos son comparados con los datos reales recolectados en campo y de esta manera hacer una evaluación del equipo.

3.2.2 APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL EN LOS POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA LIBERTADOR

Para el análisis del sistema de Bombeo Electrosumergible instalado en los pozos Arazá 02D, Atacapi 11BD, Atacapi 20D, Atacapi 23, Secoya 18, Secoya 19, Secoya 38D, Shuara 34D, se requiere la información mostrada en el capítulo 2, (última prueba de producción, reporte de bombas eléctricas y datos de build up), conjuntamente con los datos PVT presentados en el capítulo 1, los historiales de reacondicionamiento, de producción, y los diagramas de completación, que se indican en los Anexos 2, 3 y 5.

Para un mejor análisis, también se ha incluido el estudio de la carta amperimétrica (Anexo 7) de cada uno de los pozos, en donde, es posible determinar los problemas que presentan los equipos de bombeo electrosumergible.

Los datos recopilados de los pozos seleccionados para el estudio con sistema BES, se presentan en la tabla 3.1, todos estos datos son detallados para cada pozo.

TABLA 3.1 DATOS DE POZOS CON SISTEMA BES – ANÁLISIS NODAL

PARÁMETROS	POZOS SELECCIONADOS							
	ARA 2D	ATA 11BD	ATA 20D	ATA 23	SEC 18	SEC 19	SEC 38D	SHU 34D
Q _t actual (BFPD)	325	1.383	537	1.688	1.200	265	329	149
Q _o actual (BPPD)	195	830	365	1.654	264	133	132	60
BSW %	40	40	32	2	78	50	60	60
GOR, (scf/bls)	267	430	389	284	310	309	638	621
Presión de cabeza (psig)	130	100	50	159	140	130	130	50
PROPIEDADES FLUIDOS								
API	31,5	30	27,5	27,5	27,4	27,2	29,9	31,8
Salinidad (ppm)	10.100	7.750	7.100	76.500	40.000	37.500	37.500	23.800
GEgas:	1,265	1,669	1,669	1,62	1,129	1,129	1,129	1,218
COMPLETACIÓN								
Equipo BES instalado	D725N	TG 2000	P8 XH6	P23 XH6	DN1100 + AGH	D725N + AGH	P6XH6	TD 650
Frecuencia de Operación, (Hz)	55	59	52	50	58	50	60	49
Tope Prof. disparos, ft	10.052	10.010	9.920	9.310	9.020	8.913	9.210	9.394
Prof. bomba (intk), (ft)	9.618	9.681	9.832	9.193	8.726	8.675	9.116	9.040
Diámetro Tubing, (in)	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
Diámetro casing, (in)	7	7	7	7	7	7	7	7
ARENA PRODUCTORA								
T Yacimiento, °F	237	238	209	205	205	205	205	226
Presión Reservorio (psi)	3.327	3.266	3.298	3.200	2.640	2.416	1.702	2.612
Presión de burbuja (psi)	1.120	1.386	1.108	1.116	1.085	1.085	1.100	1.100
PARÁMETROS ELÉCTRICOS								
Voltaje Motor, (Volts)	2.300	2.165	2.325	2.325	2.300	1.428	2.325	2.230
Amperaje Motor, (Amps)	39,5	33	40	40	39,5	48,5	40	88,5

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

3.2.2.1 Análisis Pozo Arazá - 02D

El análisis del pozo Arazá 02D, se realiza usando las correlaciones de flujo multifásico de “Beggs & Brill (1973)”, que son recomendables en flujo multifásico direccional, debido a que se desarrollaron experimentalmente usando tuberías de acero inclinadas en varios ángulos. Las correlaciones de flujo multifásico en tuberías se indican en el Anexo 8.

En la tabla 3.2, se indica los principales parámetros de operación del equipo D725N, estimados por el Software SubPUMP.

TABLA 3.2 PARÁMETROS DE OPERACIÓN POZO ARA-02D

PARÁMETROS EQUIPO D725N			
Frecuencia de Diseño, Hz:	55	Volumen de Gas Libre a la entrada de la Bomba, %:	2,8
Velocidad de Operación, RPM:	3.188	Volumen de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	0,2
Corriente de Operación, Amps:	17,5	Presión de Entrada a la Bomba, psig:	1.311
Voltaje de Operación, Volts :	2.108	Presión de Descarga, psig:	2.886
Potencia de Operación, HP:	32	Presión de Fondo , psig:	1.465
Eficiencia de la Bomba, %:	49	Nivel de Fluido [MD], ft:	6.100
Eficiencia del Motor, %:	88	Caudal Total Promedio de la Bomba, Bbl/D	781
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	4.174	Caudal de Líquido Final en Superficie (P+A), Bbl/D:	670

FUENTE: Software SubPump – Análisis ARAZÁ 02D.

La tabla 3.3, detalla los cálculos que son utilizados para realizar la curva de sistema del pozo.

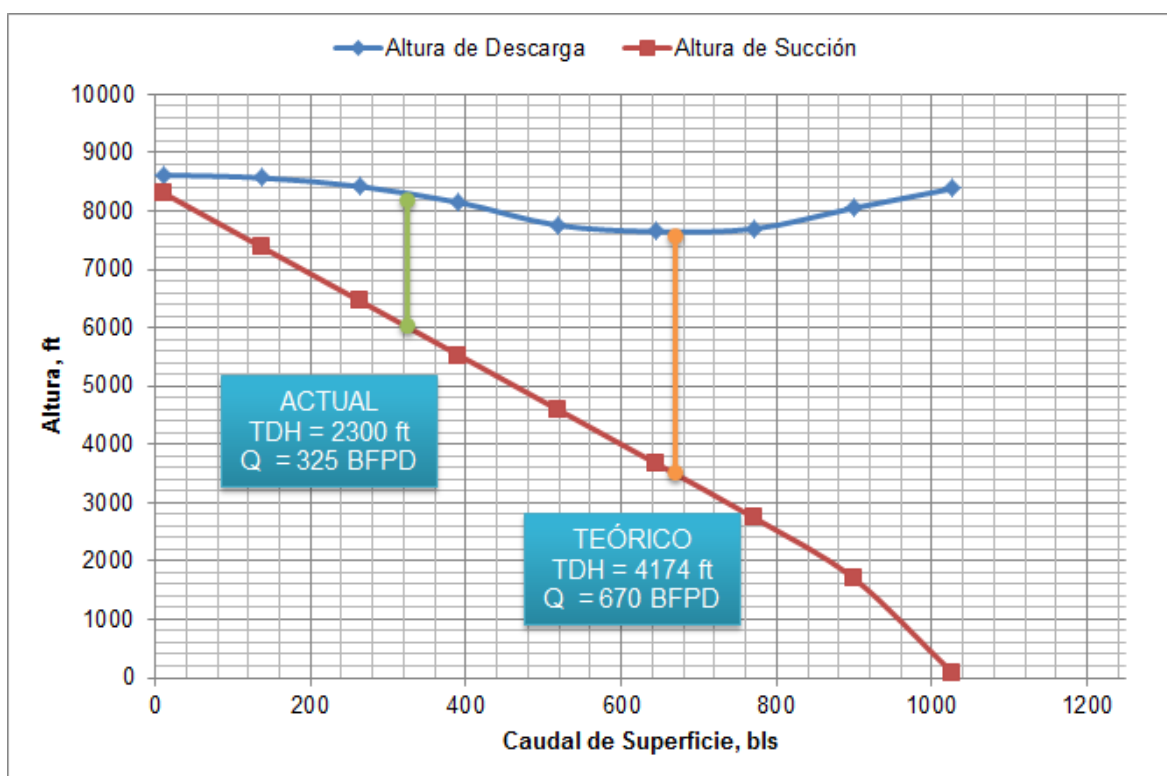
TABLA 3.3 DATOS DEL SISTEMA PARA ANÁLISIS NODAL POZO ARA-02D

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	8.618,21	8.312,75	305,45	10,26	11,93
2	8.569,79	7.384,46	1.185,34	137,19	159,53
3	8.421,71	6.456,49	1.965,21	264,13	307,12
4	8.149,20	5.528,55	2.620,65	391	454,72
5	7.758,45	4.600,78	3.157,68	518	602,32
6	7.649,68	3.672,46	3.977,22	644,93	749,92
7	76.984	2.734,82	4.963,22	771,87	897,52
8	8.051,88	1.707,54	6.344,33	898,81	1.045,12
PumpOff	8.386,54	90,82	8.295,72	1.025,74	1.192,71
Actual	8.312	6.011,46	2.300,57	325	377,90

FUENTE: Software SubPump – Análisis ARAZÁ 02D.

La figura 3.5, representa el análisis nodal del pozo Arazá 02D, donde se compara el TDH aportado (2.300 ft) al caudal actual ($q_1 = 325$ BFPD), y el TDH teórico que debería aportar (4.174 ft) al caudal para el que el equipo BES de este pozo está diseñado ($q_2 = 670$ BFPD), se constata que en primera instancia existe una pérdida de capacidad de levantamiento de la bomba en un 45%, esto es causado por la pérdida de producción en superficie del 52%, debido a que el equipo se encuentra operando cerca del downthrust y con presencia de gas en el anular.

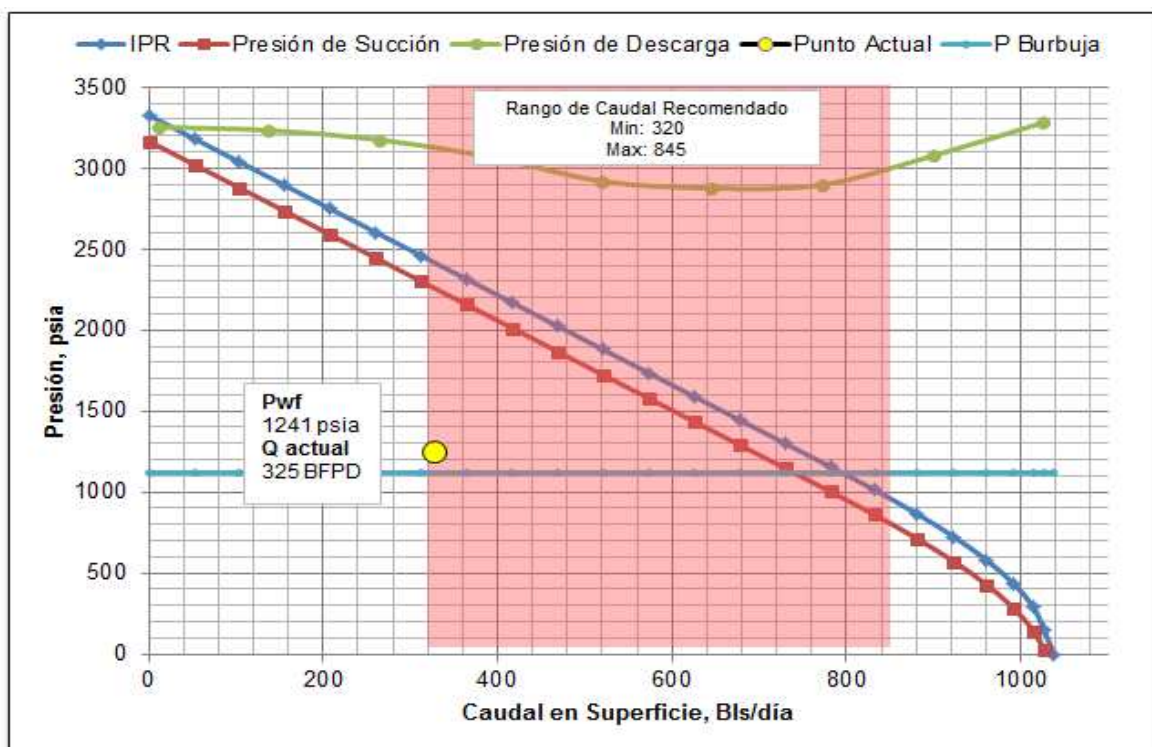
FIGURA 3.5 ANÁLISIS NODAL POZO ARA-02D



ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

Al analizar la curva IPR en la figura 3.6, se evidencia que el equipo BES, se encuentra operando cerca del límite inferior del rango recomendado, la presión de fondo determinada a condiciones actuales (1.241 psi) indica que existe una caída de presión en la cara de la formación, se concluye que se debe a la existencia de daño en la formación ($St = 2$; tabla 2.2), además se encuentra operando cerca del punto de burbuja, teniendo la necesidad de desgasificar el pozo con cierta frecuencia, según la carta amperimétrica de este pozo (Anexo 7) presenta fluctuaciones de energía, la causa más común, son cargas periódicas del sistema.

FIGURA 3.6 ANÁLISIS NODAL POZO ARA-02D

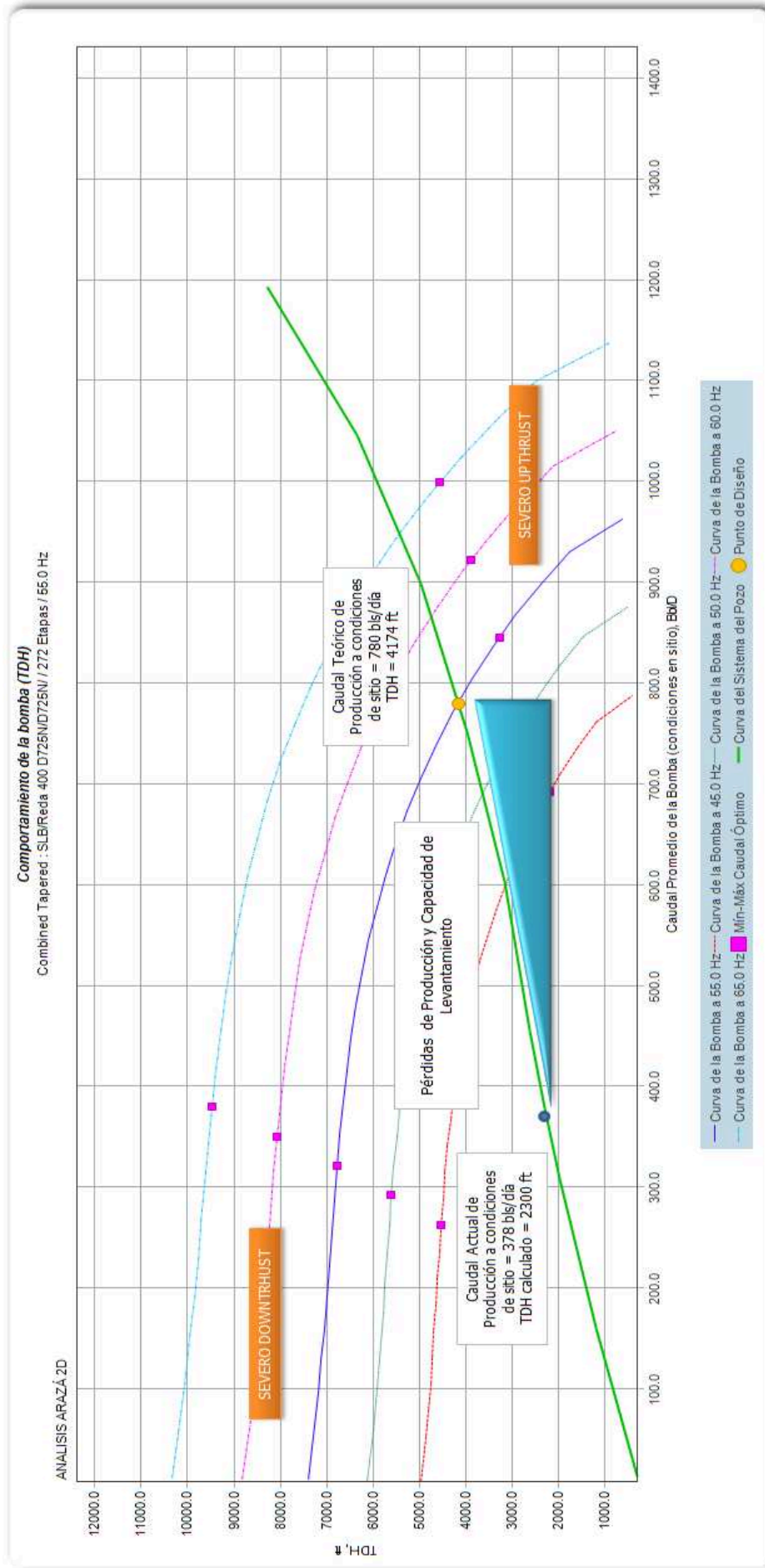


ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 3.7, se indica el comportamiento de la bomba (TDH vs Q), la cual evidencia que el punto de operación actual de la bomba, difiere del punto de diseño, teniendo pérdidas de la capacidad de levantamiento de la bomba de producción, generadas principalmente por la caída de presión y porque el equipo se encuentra operando cerca de Downthrust (desgaste por empuje descendente). Además con ayuda de la curva estándar de la bomba, se determina que la eficiencia de la bomba actualmente es del 49%, cuando la máxima eficiencia de la bomba es del 60%.

Al analizar el comportamiento actual del pozo, si se logra producir con un factor de seguridad de 300 psi sobre el punto de burbuja y con un adecuado diseño de BES se consigue un aumento importante en la producción, además este pozo es candidato para realizar trabajos de remoción de daño.

FIGURA 3.7 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA D725N POZO ARA-02D



FUENTE: Software SubPump – Análisis ARAZÁ 02D.
 ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

3.2.2.2 Análisis Pozo Atacapi - 11BD

En el pozo Atacapi 11BD, se utiliza las correlaciones de flujo multifásico de “Beggs & Brill (1973)”, para el desarrollo del análisis nodal, que son adecuadas para pozos con tubería desviada.

En la tabla 3.4, se indica los principales parámetros de operación del equipo TG2000, estimados por el Software SubPUMP.

TABLA 3.4 PARÁMETROS DE OPERACIÓN POZO ATA-11BD

PARÁMETROS EQUIPO TG - 2000			
Frecuencia de Diseño, Hz:	59	Volumen de Gas Libre a la entrada de la Bomba, %:	7
Velocidad de Operación, RPM:	3.458	Volumen de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	0,8
Corriente de Operación, Amps:	17,9	Presión de Entrada a la Bomba, psig:	2.398
Voltaje de Operación, Volts :	2.129	Presión de Descarga, psig:	3.217
Potencia de Operación, HP:	55,6	Presión de Fondo , psig:	2.514
Eficiencia de la Bomba, %:	57,1	Nivel de Fluido [MD], ft:	3.143
Eficiencia del Motor, %:	77,2	Caudal Total Promedio de la Bomba, Bbl/D	2.324
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	2.169	Caudal de Líquido Final en Superficie (P+A), Bbl/D:	1.920

FUENTE: Software SubPump – Análisis ATACAPI 11BD.

La tabla 3.5, detalla los cálculos que son utilizados para realizar la curva de sistema del pozo.

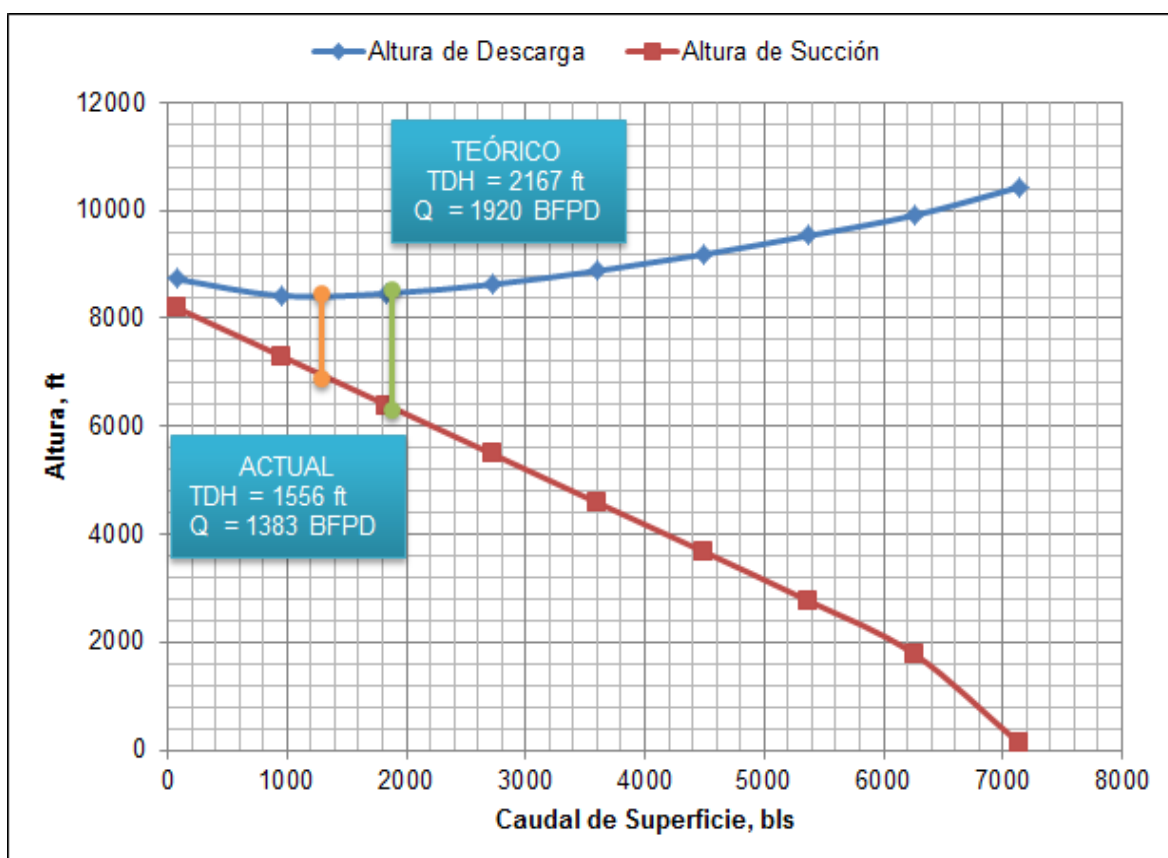
TABLA 3.5 DATOS DEL SISTEMA PARA ANÁLISIS NODAL POZO ATA-11BD

CURVA SISTEMA DE POZO					
Punto #	Altura Descarga, ft	Altura Succión, ft	TDH, ft	Caudal Superficie (O+W), Bbl/día	Caudal Promedio Bomba (O+W+G), Bbl/día
1	8.729,3	8.199,7	529,7	71,5	87
2	8.418,9	7.299,6	1.119,3	955,6	1.164,2
3	8.463,1	6.391,6	2.071,5	1.839,8	2.241,3
4	8.632,6	5.484	3.148,6	2.723,9	3.318,4
5	8.883,8	4.578,2	4.305,6	3.608,1	4.395,5
6	9.186	3.676,3	5.509,7	4.492,2	5.472,7
7	9.535,1	2.760,5	6.774,6	5.376,4	6.549,8
8	9.912,5	1.775,8	8.136,7	6.260,5	7.626,9
PumpOff	10.440,25	111,48	10.328,77	7.144,68	8.704
Actual	8.416,78	6.860,76	1.556,02	1.383	1.684,84

FUENTE: Software SubPump – Análisis ATACAPI 11BD.

En la figura 3.8, se indica el análisis nodal del pozo Atacapi 11BD, comparando el caudal actual al que se está produciendo ($q_1 = 1.383$ BFPD), el TDH aportado (1.556 ft), con el caudal para el que el equipo BES está diseñado ($q_2 = 1.920$ BFPD) y el TDH teórico que debería aportar (2.167 ft), se concluye que existe una pérdida de capacidad de levantamiento de la bomba en un 28%, esto es causado por la pérdida de producción en superficie del 29%.

FIGURA 3.8 ANÁLISIS NODAL POZO ATA-11BD

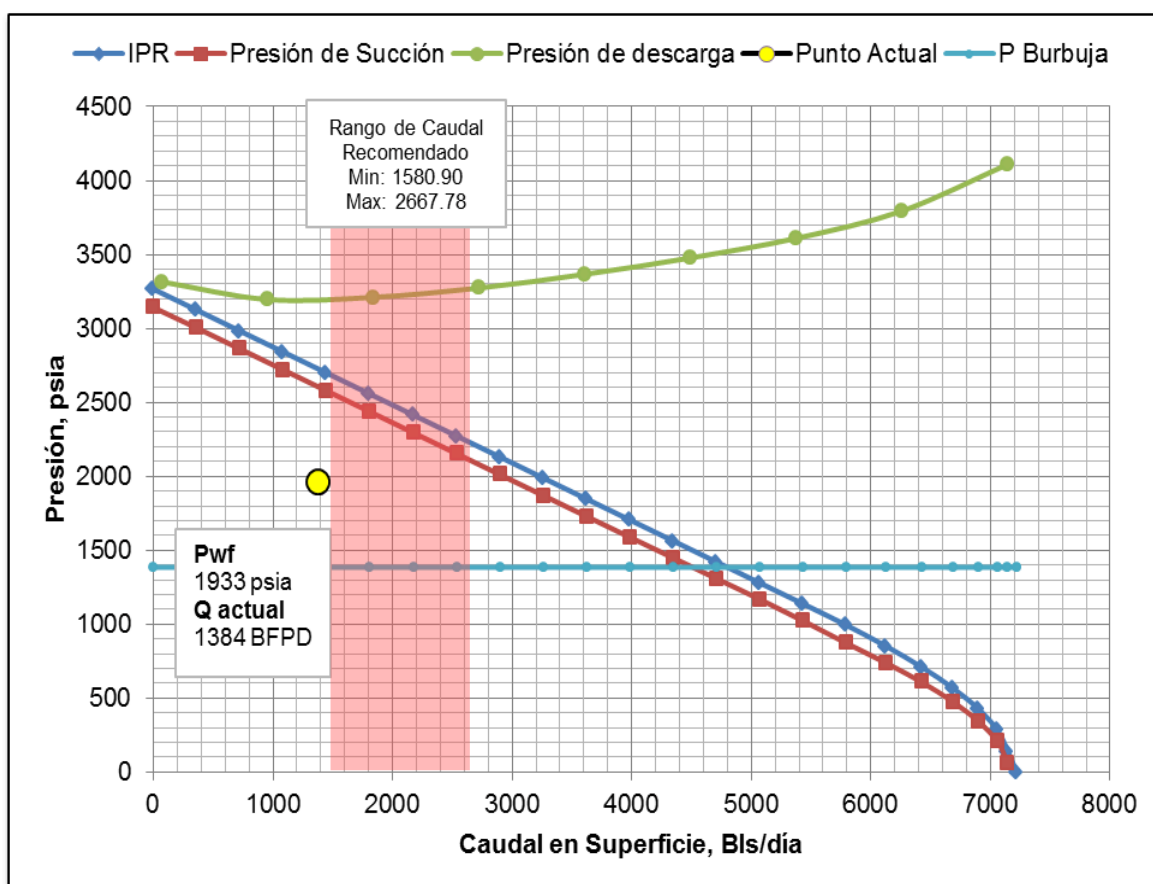


ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 3.9, se evidencia que la curva IPR y la curva de succión se encuentran separadas, la principal causa es el asentamiento de la bomba muy por encima de los perforados, esto genera que existan pérdidas de presión.

Además, se detecta que el equipo BES que está instalado en el pozo, está operando fuera del rango óptimo de producción para el que se diseñó.

FIGURA 3.9 ANÁLISIS NODAL POZO ATA-11BD

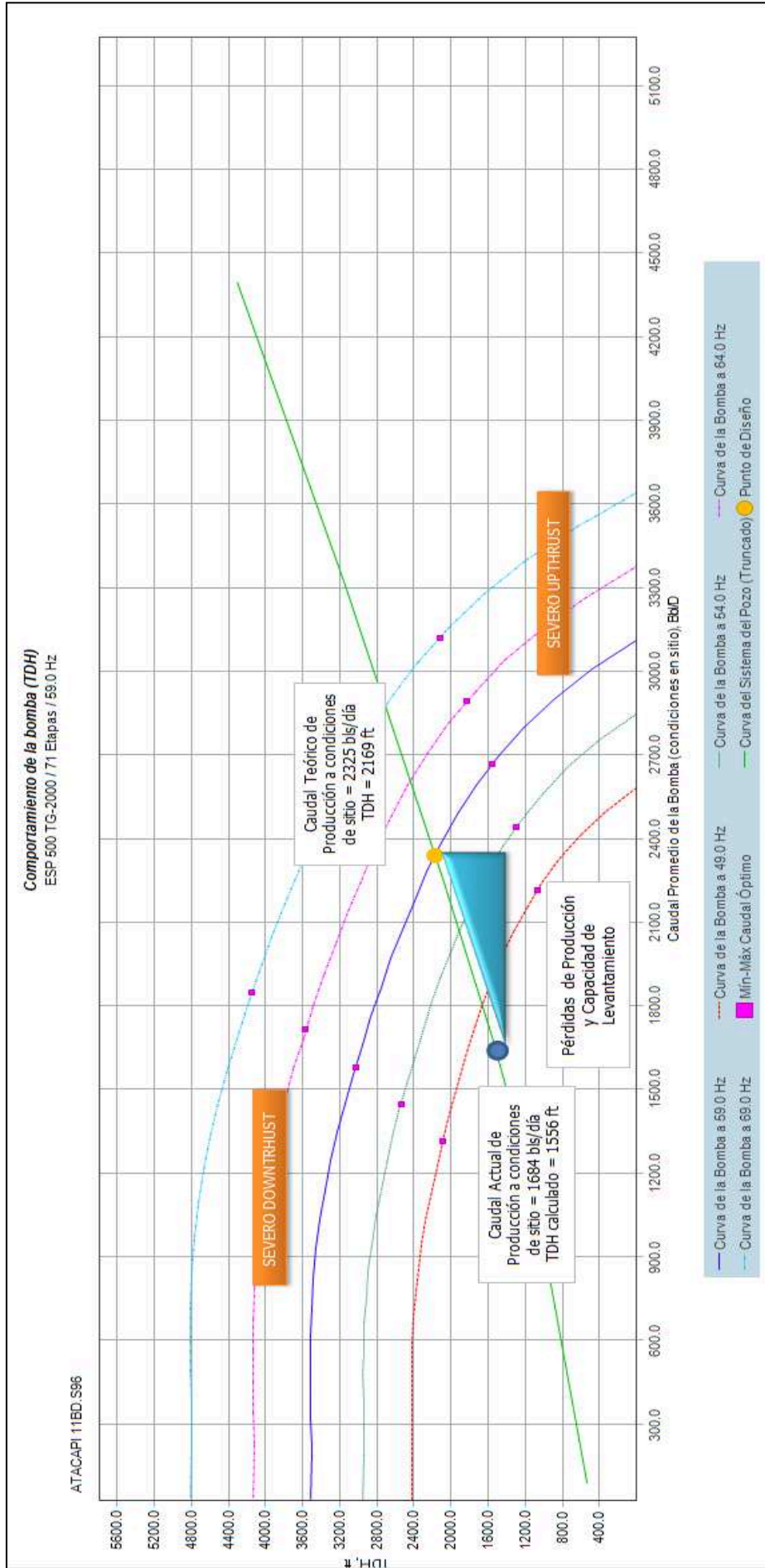


ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 3.10, se indica el comportamiento estimado de la bomba (TDH vs Q), la cual indica que el punto de operación actual de la bomba, difiere del punto de diseño, teniendo pérdidas en la eficiencia de levantamiento de la bomba a la actual tasa de producción, estas deficiencias se deben a que el equipo, está operando fuera de rango, actualmente cerca de la región de downthrust (desgaste por empuje descendente).

Al analizar el comportamiento actual del pozo, se evidencia que presenta condiciones para producir un mayor caudal, pero para esto se requiere el rediseño del equipo BES, lo que permite operar de una manera mucho más eficiente.

FIGURA 3.10 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA TG-2000 POZO ATA-11BD



FUENTE: Software SubPump – Análisis ATACAPI 11BD.
ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

3.2.2.3 Análisis Pozo Atacapi - 20D

El análisis del pozo Atacapi 20D, se realiza usando las correlaciones de flujo multifásico de “Beggs & Brill (1973)”, estas correlaciones son adecuadas para pozos con presencia de flujos direccionales.

En la tabla 3.6, se indica los principales parámetros de operación del equipo P8XH6, estimados por el Software SubPUMP.

TABLA 3.6 PARÁMETROS DE OPERACIÓN POZO ATA-20D

PARÁMETROS EQUIPO P8XH6			
Frecuencia de Diseño, Hz:	52	Volumen de Gas Libre a la entrada de la Bomba, %:	1,8
Velocidad de Operación, RPM:	3.038,7	Volumen de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	0,1
Corriente de Operación, Amps:	17,8	Presión de Entrada a la Bomba, psig:	1.899,4
Voltaje de Operación, Volts :	1.871,1	Presión de Descarga, psig:	3.059,9
Potencia de Operación, HP:	48,8	Presión de Fondo , psig:	1.940,4
Eficiencia de la Bomba, %:	38,8	Nivel de Fluido [MD], ft:	4.962
Eficiencia del Motor, %:	86,6	Caudal Total Promedio de la Bomba, Bbl/D	1.062,6
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	2.942,9	Caudal de Líquido Final en Superficie (P+A), Bbl/D:	896,9

FUENTE: Software SubPump – Análisis ATACAPI 20D.

La tabla 3.7, detalla los cálculos que son utilizados para realizar la curva de sistema del pozo.

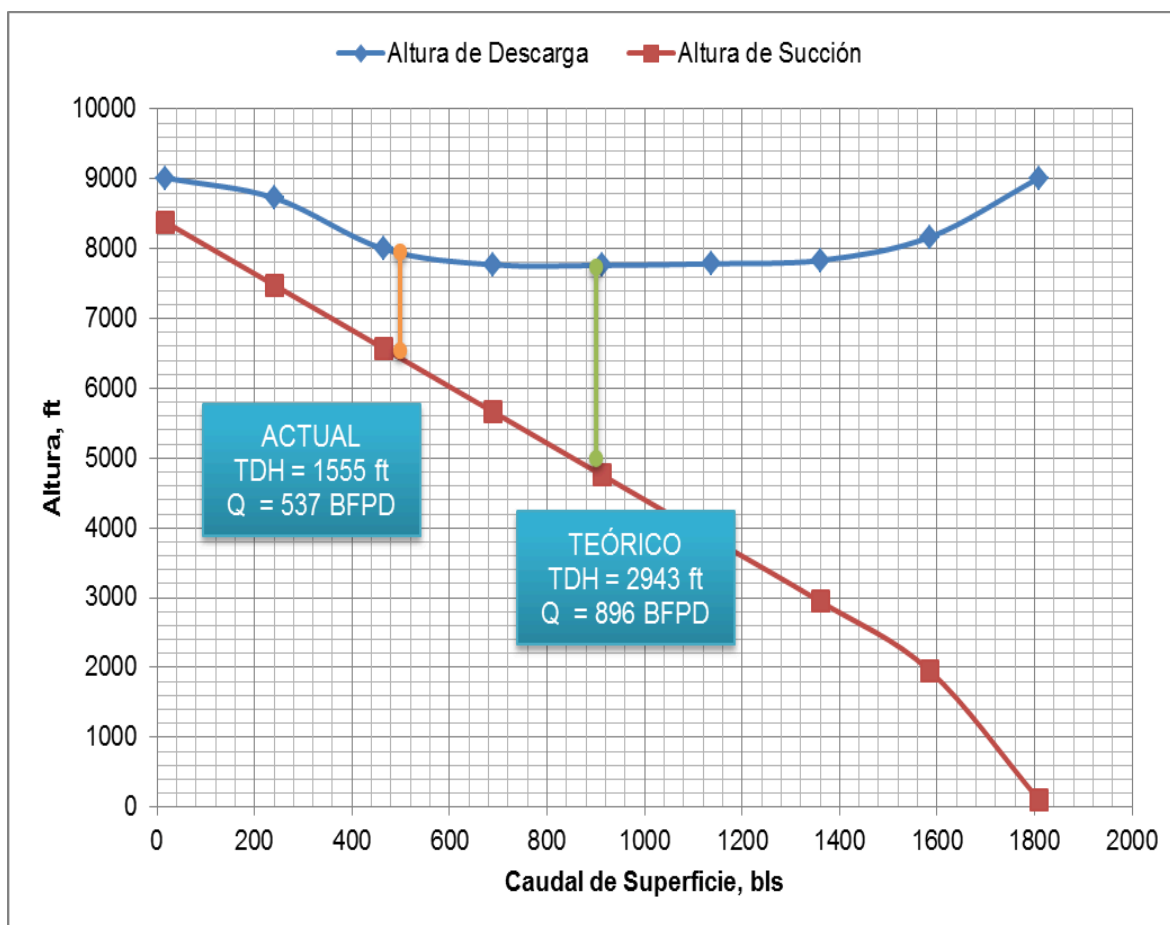
TABLA 3.7 DATOS DEL SISTEMA PARA ANÁLISIS NODAL POZO ATA-20D

CURVA SISTEMA DE POZO					
Punto #	Altura Descarga, ft	Altura Succión, ft	TDH, ft	Caudal Superficie (O+W), Bbl/día	Caudal Promedio Bomba (O+W+G), Bbl/día
1	9.013,08	8.379,22	633,86	18,08	21,47
2	8.725,99	7.473,54	1.252,45	241,84	287,11
3	7.997,34	6.568,48	1.428,86	465,59	552,75
4	7.771,24	5.662,78	2.108,46	689,35	818,40
5	7.762,74	4.756,60	3.006,14	913,11	1.084,04
6	7.785,89	3.850,48	3.935,41	1.136,86	1.349,69
7	7.834,35	2.944,42	4.889,93	1.360,62	1.615,33
8	8.166,10	1.956,73	6.209,37	1.584,37	1.880,97
PumpOff	9.012,55	109,13	8.903,42	1.808,13	2.146,62
Actual	7.835,05	6.279,64	1.555,41	537	637,53

FUENTE: Software SubPump – Análisis ATACAPI 20D.

En la figura 3.11, se indica el análisis nodal del pozo Atacapi 20D, a través de la comparación del TDH aportado (1.555 ft) al caudal actual ($q_1 = 537$ BFPD), y el TDH teórico que debería aportar (2.943 ft) al caudal estimado para el que el equipo BES de este pozo está diseñado ($q_2 = 896$ BFPD), se constata que existe una pérdida de capacidad de levantamiento de la bomba en un 48%, esto es causado por la pérdida de producción del 40% con respecto al punto de operación estimado.

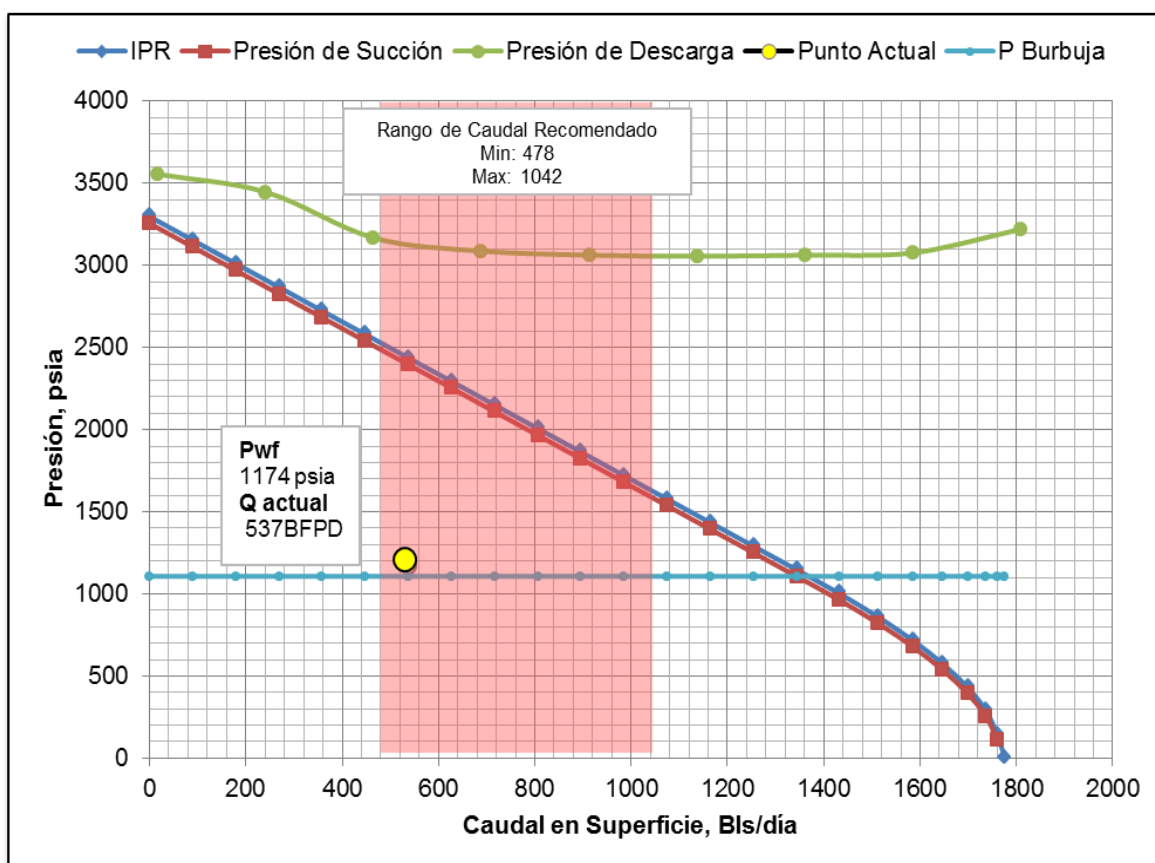
FIGURA 3.11 ANÁLISIS NODAL POZO ATA-20D



ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 3.12, se aprecia que el equipo BES, está operando dentro del rango de producción recomendado, con disposición al límite inferior, además se tiene que la curva IPR y la curva de presión de succión están superpuestas, indicando que la bomba se encuentra asentada muy cerca de los perforados.

FIGURA 3.12 ANÁLISIS NODAL POZO ATA-20D

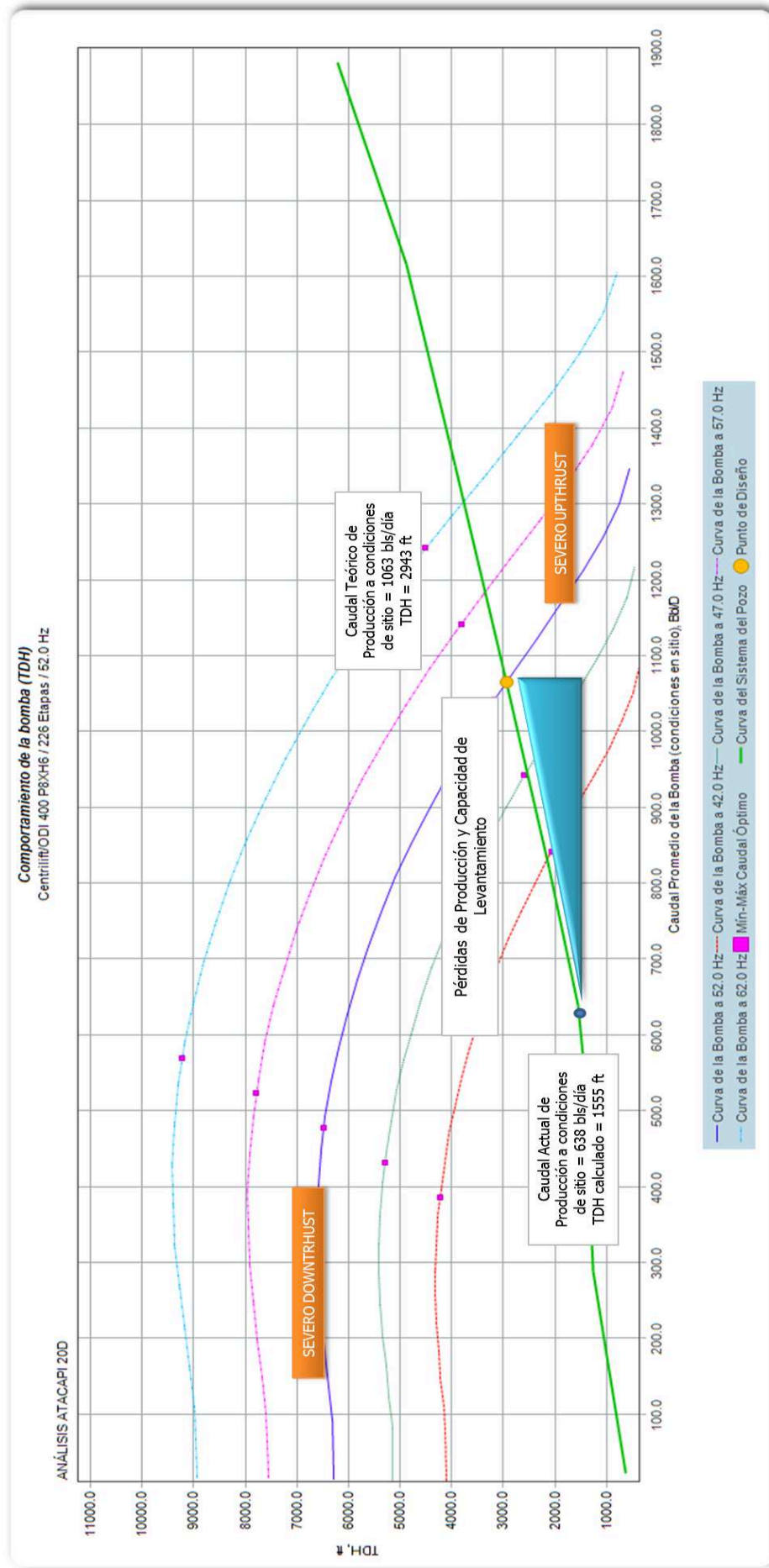


ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 3.13, se indica el comportamiento de la Bomba (TDH), donde se aprecia que el punto de diseño teórico del equipo BES está propuesto para operar en la región de Severo Upthrust, lo cual no es recomendable ya que provoca la disminución de la vida útil del equipo, del mismo modo el punto de operación actual indica que existen pérdidas en la capacidad de levantamiento de la bomba y en la producción, provocadas por la zona donde se encuentra operando actualmente la bomba instalada.

Con la ayuda de la curva estándar de la bomba, se deduce que la eficiencia máxima de la bomba es del 62%, y actualmente la bomba apenas presenta una eficiencia del 38%, probablemente por la existencia de gas a la entrada de la bomba, al encontrarse cerca del punto de burbuja. Es recomendable el rediseño del equipo utilizando un apropiado factor de seguridad de presión sobre el punto de burbuja, ya que el potencial del pozo permite producir sobre los 1.000 BFPD.

FIGURA 3.13 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA P8XH6 POZO ATA-20D



FUENTE: Software SubPump – Análisis ATACAPI 20D.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

3.2.2.4 Análisis Pozo Atacapi - 23

El análisis del pozo Atacapi 23, se realiza usando las correlaciones de flujo multifásico de “Hagedorn & Brown (1965)”, estas correlaciones son las que se adaptan a pozos con tubería vertical.

En la tabla 3.8, se indica los principales parámetros de operación del equipo P23XH6, estimados por el Software SubPUMP.

TABLA 3.8 PARÁMETROS DE OPERACIÓN POZO ATA-23

PARÁMETROS EQUIPO P23XH6			
Frecuencia de Diseño, Hz:	50	Volumen de Gas Libre a la entrada de la Bomba, %:	0,1
Velocidad de Operación, RPM:	2.935	Volumen de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	0
Corriente de Operación, Amps:	26,4	Presión de Entrada a la Bomba, psig:	1.616,8
Voltaje de Operación, Volts :	1.937,5	Presión de Descarga, psig:	3.099,4
Potencia de Operación, HP:	74,5	Presión de Fondo , psig:	1.661,1
Eficiencia de la Bomba, %:	65,2	Nivel de Fluido [MD], ft:	4.707,16
Eficiencia del Motor, %:	85,1	Caudal Total Promedio de la Bomba, Bbl/D	1.955,76
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	4.070,5	Caudal de Líquido Final en Superficie (P+A), Bbl/D:	1.578,29

FUENTE: Software SubPump – Análisis ATACAPI 23.

La tabla 3.9, detalla los cálculos que son utilizados para realizar la curva de sistema del pozo.

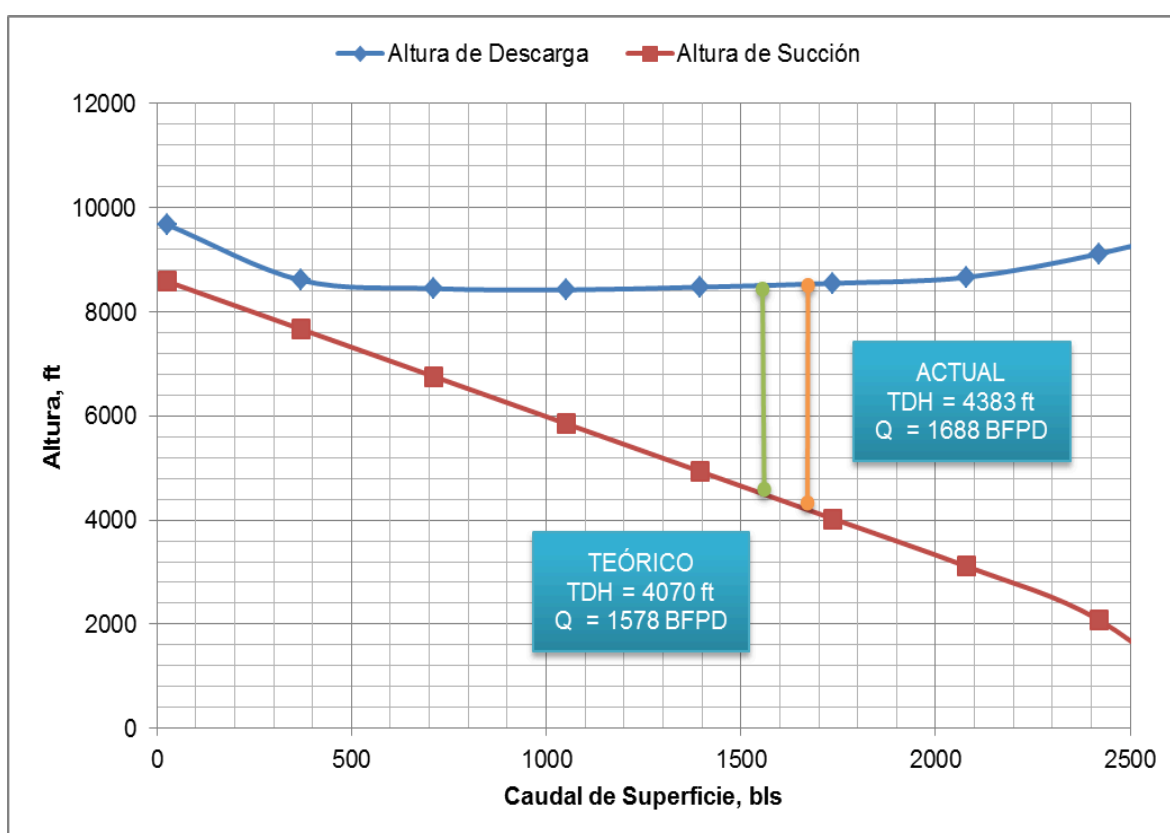
TABLA 3.9 DATOS DEL SISTEMA PARA ANÁLISIS NODAL POZO ATA-23

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	9.674,93	8.582,12	1.092,81	27,63	34,56
2	8.610,47	7.671,85	938,62	369,53	462,24
3	8.447,94	6.759,67	1.688,27	711,43	889,92
4	8.422,96	5.847,32	2.575,64	1.053,33	1.317,60
5	8.476,33	4.935,28	3.541,05	1.395,23	1.745,28
6	8.550,49	4.024,14	4.526,35	1.737,13	2.172,96
7	8.663,48	3.113,44	5.550,04	2.079,03	2.600,64
8	9.119,16	2.076,47	7.042,69	2.420,93	3.028,33
PumpOff	9.772,52	103,23	9.669,29	2.762,83	3.456,01
Actual	8.538,10	4.154,97	4.383,13	1.688	2.111,51

FUENTE: Software SubPump – Análisis ATACAPI 23.

En la figura 3.14, se presenta el análisis nodal del pozo Atacapi 23, a través de una comparativa entre el TDH aportado (4.383 ft), al caudal actual en superficie ($q_1 = 1.688$ BFPD), y el caudal teórico para el que el equipo BES de este pozo está diseñado ($q_2 = 1.578$ BFPD) con el TDH teórico que debería aportar la bomba (4.070 ft), evidenciando que existe un incremento en la capacidad de levantamiento de la bomba, aproximado del 6%, por lo que se evidencia que el equipo está trabajando a condiciones estables.

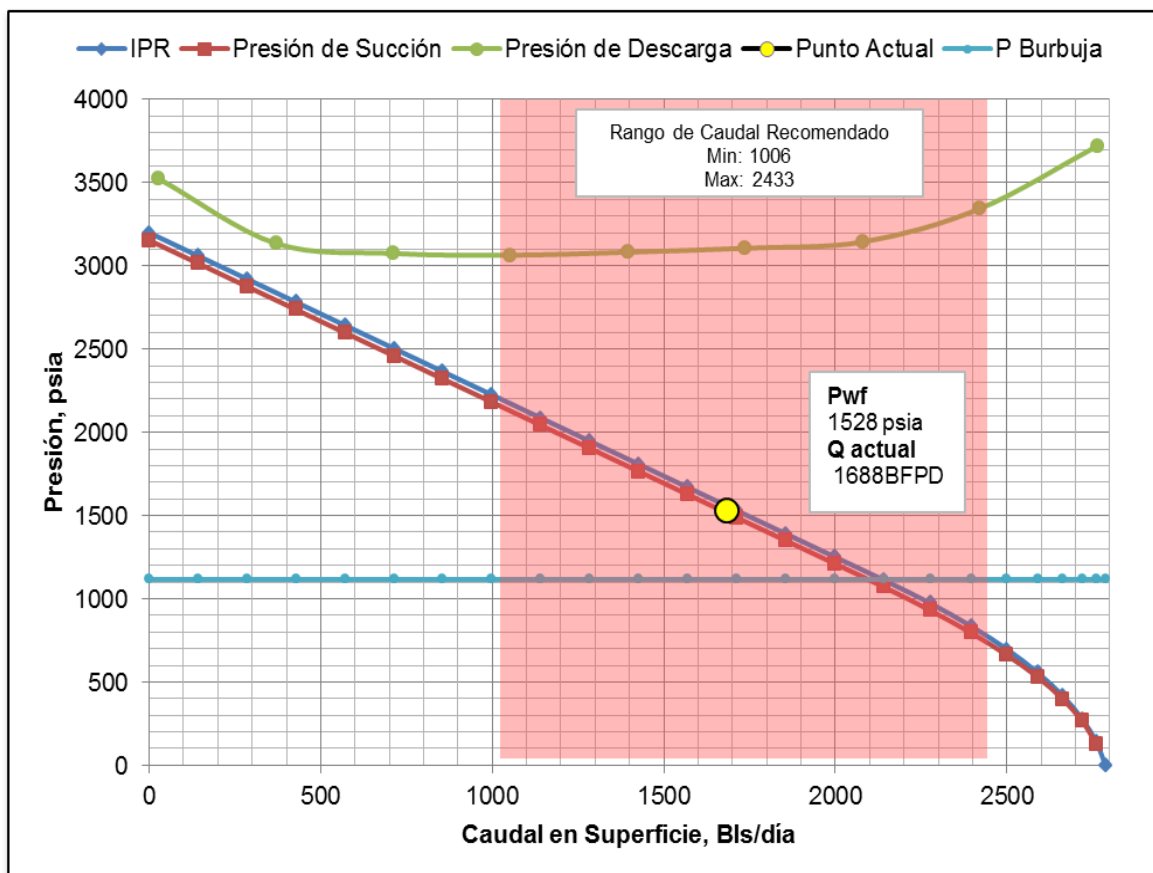
FIGURA 3.14 ANÁLISIS NODAL POZO ATA-23



ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 3.15, se aprecia que el equipo BES, está operando dentro de los límites recomendados de producción, también es posible ver que la curva IPR y la curva de presión de succión se encuentran superpuestas evitando de esta forma pérdidas de presión a la entrada de la bomba, además se tiene que el punto de operación actual se encuentra 400 psi sobre el punto de burbuja.

FIGURA 3.15 ANÁLISIS NODAL POZO ATA-23

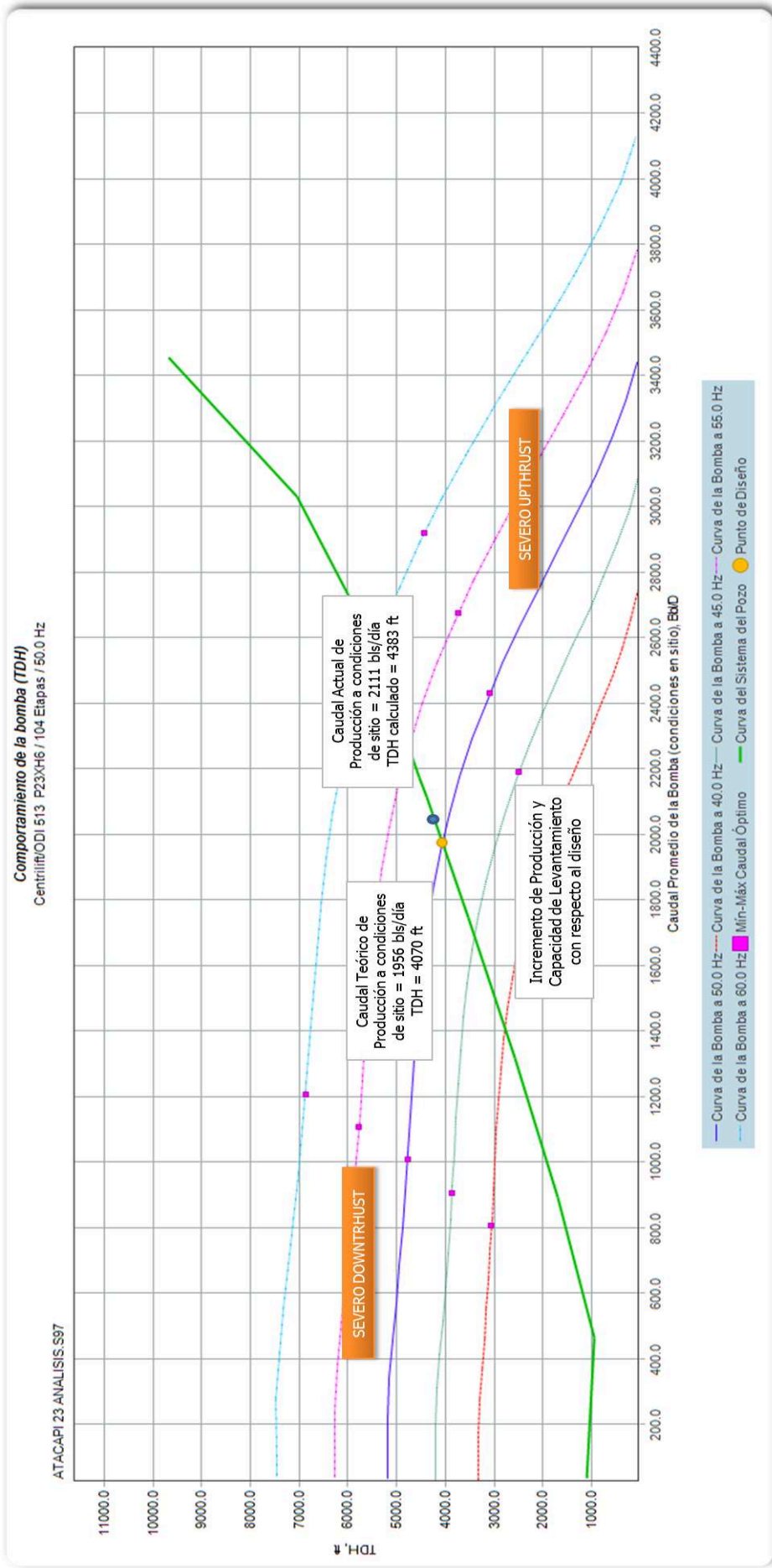


ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 3.16, se indica el comportamiento de la Bomba (TDH), donde se aprecia que el equipo actualmente se encuentra trabajando dentro de los parámetros normales de operación, del mismo modo el punto de operación actual indica que existen un incremento en la capacidad de levantamiento de la bomba y en la producción con respecto al punto de diseño, además mediante la utilización de la curva estándar de la bomba se aprecia que la bomba se encuentra operando a su máxima eficiencia (65 %).

Luego del análisis de las figuras anteriores a las condiciones de fluido y de pozo actuales, se concluye que el pozo Atacapi 23 se encuentra trabajando de manera óptima, y que para conseguir incrementar la producción actual de este pozo, existe la posibilidad de aumentar la frecuencia actual.

FIGURA 3.16 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA P23XH6 POZO ATA-23



FUENTE: Software SubPump – Análisis ATACAPI 23.
ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

3.2.2.5 Análisis Pozo Secoya - 18

El análisis del pozo Secoya 18, se realiza usando las correlaciones de flujo multifásico de “Hagedorn & Brown (1965)”, estas correlaciones son adecuadas para pozos con tubería vertical.

En la tabla 3.10, se indica los principales parámetros de operación del equipo DN1100, estimados por el Software SubPUMP.

TABLA 3.10 PARÁMETROS DE OPERACIÓN POZO SEC-18

PARÁMETROS EQUIPO DN 1100			
Frecuencia de Diseño, Hz:	58	Volumen de Gas Libre a la entrada de la Bomba, %:	6,4
Velocidad de Operación, RPM:	3.362,2	Volumen de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	0,4
Corriente de Operación, Amps:	28,3	Presión de Entrada a la Bomba, psig:	1.966
Voltaje de Operación, Volts :	2.223	Presión de Descarga, psig:	3.607,3
Potencia de Operación, HP:	89	Presión de Fondo , psig:	2.099
Eficiencia de la Bomba, %:	52	Nivel de Fluido [MD], ft:	4.045,6
Eficiencia del Motor, %:	87,9	Caudal Total Promedio de la Bomba, Bbl/D	1.353,2
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	3.856,4	Caudal de Líquido Final en Superficie (P+A), Bbl/D:	1.270,4

FUENTE: Software SubPump – Análisis SECOYA 18.

La tabla 3.11, detalla los cálculos que son utilizados para realizar la curva de sistema del pozo.

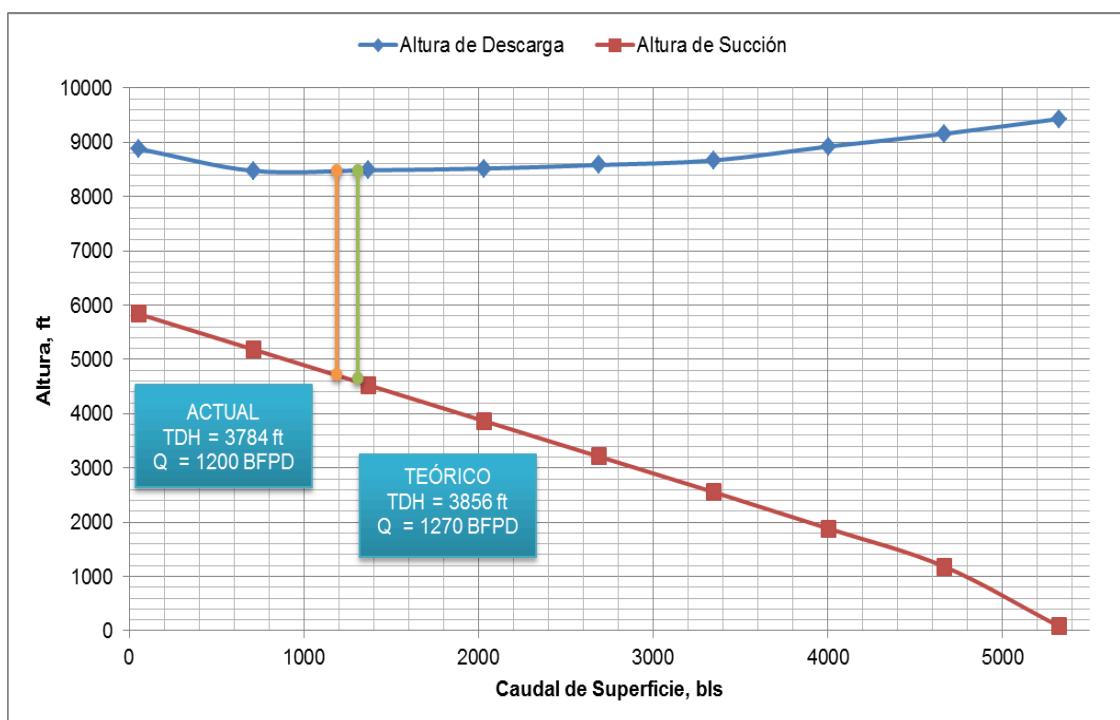
TABLA 3.11 DATOS DEL SISTEMA PARA ANÁLISIS NODAL POZO SEC-18

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	8.882,47	5.838,91	3.043,56	53,25	56,63
2	8.476,07	5.182,80	3.293,28	712,16	757,4
3	8.487,51	4.525,93	3.961,58	1.371,06	1.458,17
4	8.517,04	3.868,70	4.648,33	2.029,97	2.158,94
5	8.582,74	3.211,36	5.371,38	2.688,88	2.859,71
6	8.668,88	2.554,17	6.114,71	3.347,79	3.560,48
7	8.926,53	1.881,01	7.045,52	4.006,7	4.261,25
8	9.157,94	1.185,64	7.972,30	4.665,61	4.962,02
PumpOff	9.434,30	78,63	9.355,67	5.324,52	5.662,79
Actual	8.480,82	4.696,51	3.784,31	1.200	1.276,24

FUENTE: Software SubPump – Análisis SECOYA 18.

La figura 3.17, corresponde al análisis nodal del pozo Secoya 18, se indica el caudal actual al que se está produciendo en superficie ($q_1 = 1.200$ BFPD) y el TDH aportado (3.784 ft), comparado con el caudal teórico de diseño ($q_2 = 1.270$ BFPD) y el TDH teórico que debería aportar la bomba (3.856 ft), en la figura aprecia que existe una leve pérdida en la capacidad de levantamiento de la bomba provocado por la reducida pérdida de producción.

FIGURA 3.17 ANÁLISIS NODAL POZO SEC-18

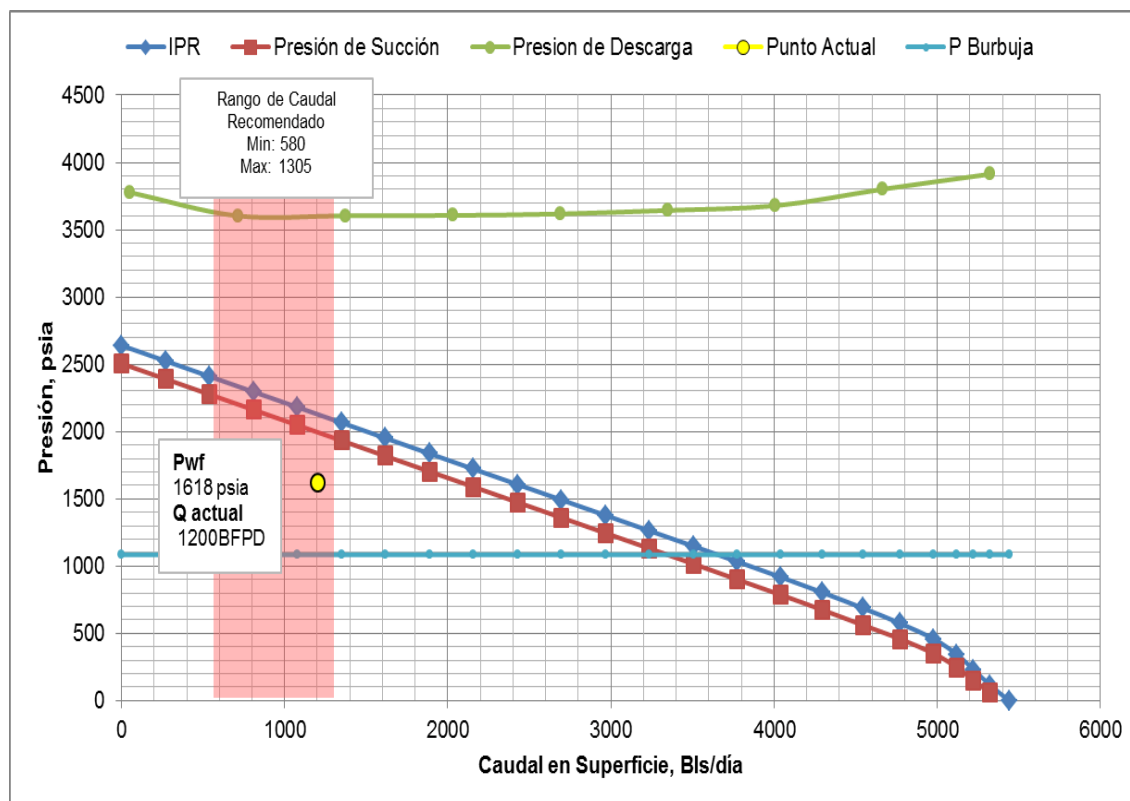


ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 3.18, además se observa que el equipo BES, está operando dentro de los límites recomendados de producción, con cierta tendencia al límite máximo, también se indica que el punto actual de operación se encuentra bajo la curva IPR, indicando un posible aumento en el daño en la formación, ($St = 6$; tabla 2.2), entonces por lo visto la presencia del daño ha producido un aumento en la caída de presión en la cara de formación.

Además, se tiene que la curva del comportamiento de flujo, permite lograr una mayor producción si se logra producir con un apropiado factor de seguridad sobre la presión de burbuja.

FIGURA 3.18 ANÁLISIS NODAL POZO SEC-18

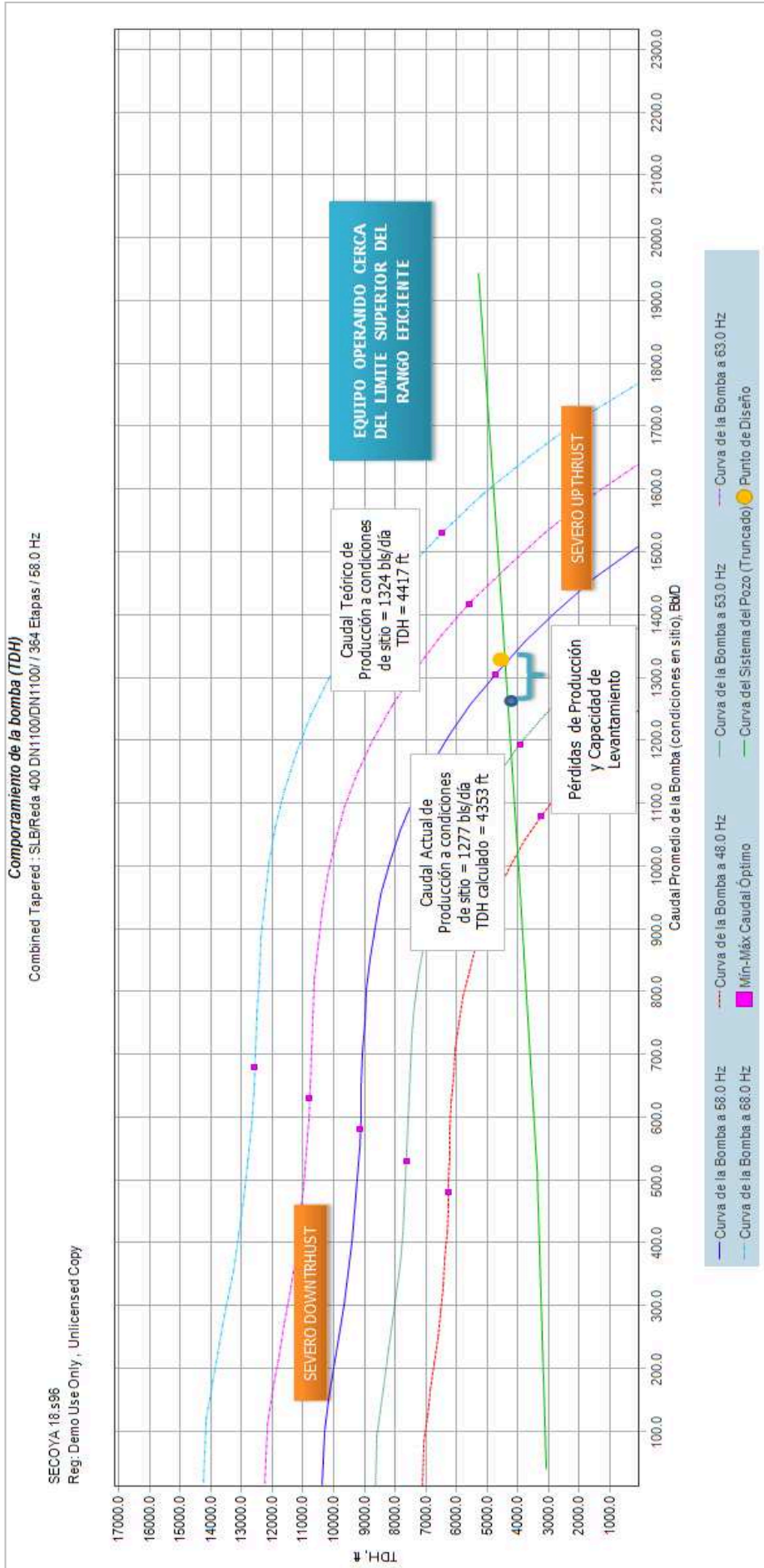


ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 3.19, se indica el comportamiento de la bomba DN - 1100 (TDH vs Q), donde se observa que el equipo actualmente se encuentra trabajando muy cerca del límite superior del rango eficiente, esto debido a que el punto de diseño de este equipo se lo realizó en la zona de Upthrust, pero esto no es recomendable, ya que se está generando un prematuro desgaste por empuje ascendente de la bomba.

Al realizar el análisis de este pozo a condiciones actuales, se optimiza la producción rediseñando el equipo con parámetros más apropiados, y también, considerando trabajos de remoción de daño en la formación, esto con la finalidad de lograr un aumento en la eficiencia de flujo.

FIGURA 3.19 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DN1100 POZO SEC-18



FUENTE: Software SubPump – Análisis SECOYA 18
ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Virilasaca.

3.2.2.6 Análisis Pozo Secoya - 19

El análisis del pozo Secoya 19, se realiza usando las correlaciones de flujo multifásico de “Hagedorn & Brown (1965)”, estas correlaciones son las que se adaptan a pozos con tubería vertical.

En la tabla 3.12 se indica los principales parámetros de operación del equipo D725N, estimados por el Software SubPUMP.

TABLA 3.12 PARÁMETROS DE OPERACIÓN POZO SEC-19

PARÁMETROS EQUIPO D725N			
Frecuencia de Diseño, Hz:	50	Volumen de Gas Libre a la entrada de la Bomba, %:	0,5
Velocidad de Operación, RPM:	2.845,1	Volumen de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	0,1
Corriente de Operación, Amps:	29,1	Presión de Entrada a la Bomba, psig:	1.527,8
Voltaje de Operación, Volts :	1.190,4	Presión de Descarga, psig:	3.179,2
Potencia de Operación, HP:	38,2	Presión de Fondo , psig:	1.632,9
Eficiencia de la Bomba, %:	52,1	Nivel de Fluido [MD], ft:	4.829,6
Eficiencia del Motor, %:	83,8	Caudal Total Promedio de la Bomba, Bbl/D	753,2
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	4.112,9	Caudal de Líquido Final en Superficie (P+A), Bbl/D:	658

FUENTE: Software SubPump – Análisis SECOYA 19.

La tabla 3.13, detalla los cálculos que son utilizados para realizar la curva de sistema del pozo.

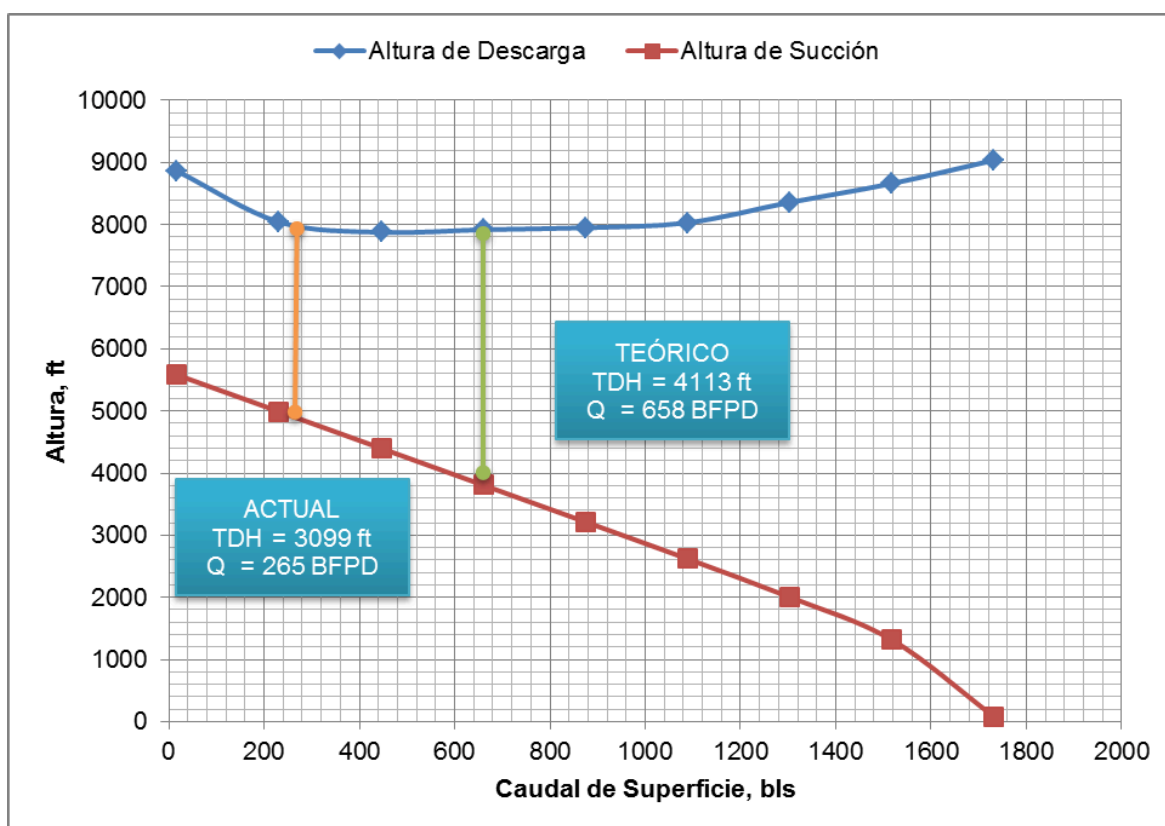
TABLA 3.13 DATOS DEL SISTEMA PARA ANÁLISIS NODAL POZO SEC-19

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	8.861,80	5.581,09	3.280,71	17,32	19,10
2	8.042,30	4.990,53	3.051,77	231,63	255,44
3	7.877,23	4.398,96	3.478,26	445,93	491,78
4	7.919,62	3.806,80	4.112,82	660,24	728,12
5	7.950,17	3.214,26	4.735,90	874,55	964,46
6	8.032,03	2.620,01	5.412,02	1.088,86	1.200,80
7	8.358,83	2.004,06	6.354,77	1.303,16	1.437,14
8	8.661,83	1.316,75	7.345,08	1.517,47	1.673,49
PumpOff	9.037,63	81,83	8.955,80	1.731,78	1.909,83
Actual	7.997,97	4.898,45	3.099,52	265	292,25

FUENTE: Software SubPump – Análisis SECOYA 19.

La figura 3.20, indica el análisis nodal del pozo Secoya 19, donde se realiza la comparación entre caudal actual al que se está produciendo ($q_1 = 265$ BFPD), el TDH aportado (3.099 ft), y el TDH teórico que debería aportar la bomba (4113 ft) al caudal para el que el equipo BES de este pozo está diseñado ($q_2 = 658$ BFPD), en primera instancia se verifica que existe una pérdida en la capacidad de levantamiento de la bomba aproximado del 25%, esto causado por la pérdida de producción en superficie del 60%.

FIGURA 3.20 ANÁLISIS NODAL POZO SEC-19

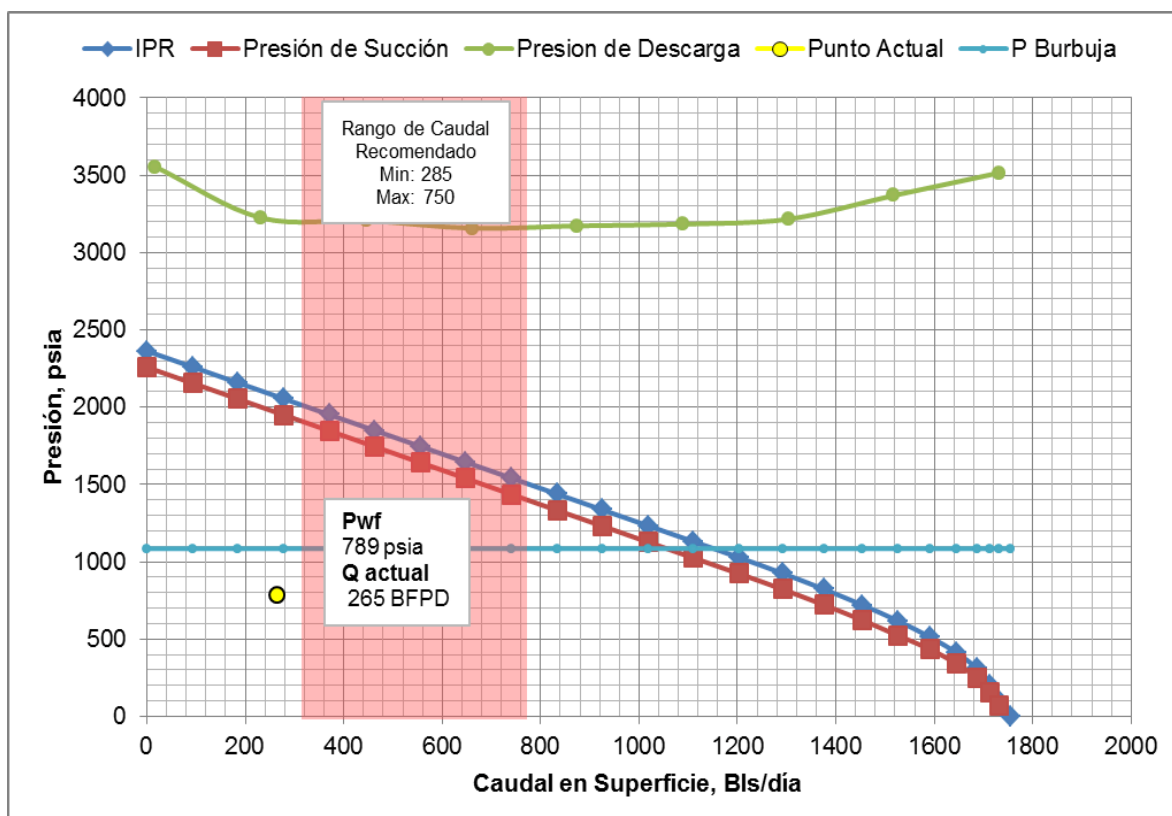


ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 3.21, se observa que el equipo BES está operando fuera de los límites recomendados de producción, el caudal mínimo recomendado es de 285 BFPD y el caudal al que se encuentra actualmente es de 265 BFPD, también se verifica que el punto actual de operación se encuentra bajo el punto de burbuja, es decir, se tiene gas libre a la entrada de la bomba, existiendo taponamientos por gas, generando pérdidas en la producción, a pesar que el pozo

cuenta con un dispositivo avanzado para manejo de gas y un separador de gas, además la presión de fondo actual (789 psi) al caudal actual, indica un aumento en la caída de presión con respecto a la de la curva IPR, provocado por un posible aumento en el daño del pozo.

FIGURA 3.21 ANÁLISIS NODAL POZO SEC-19

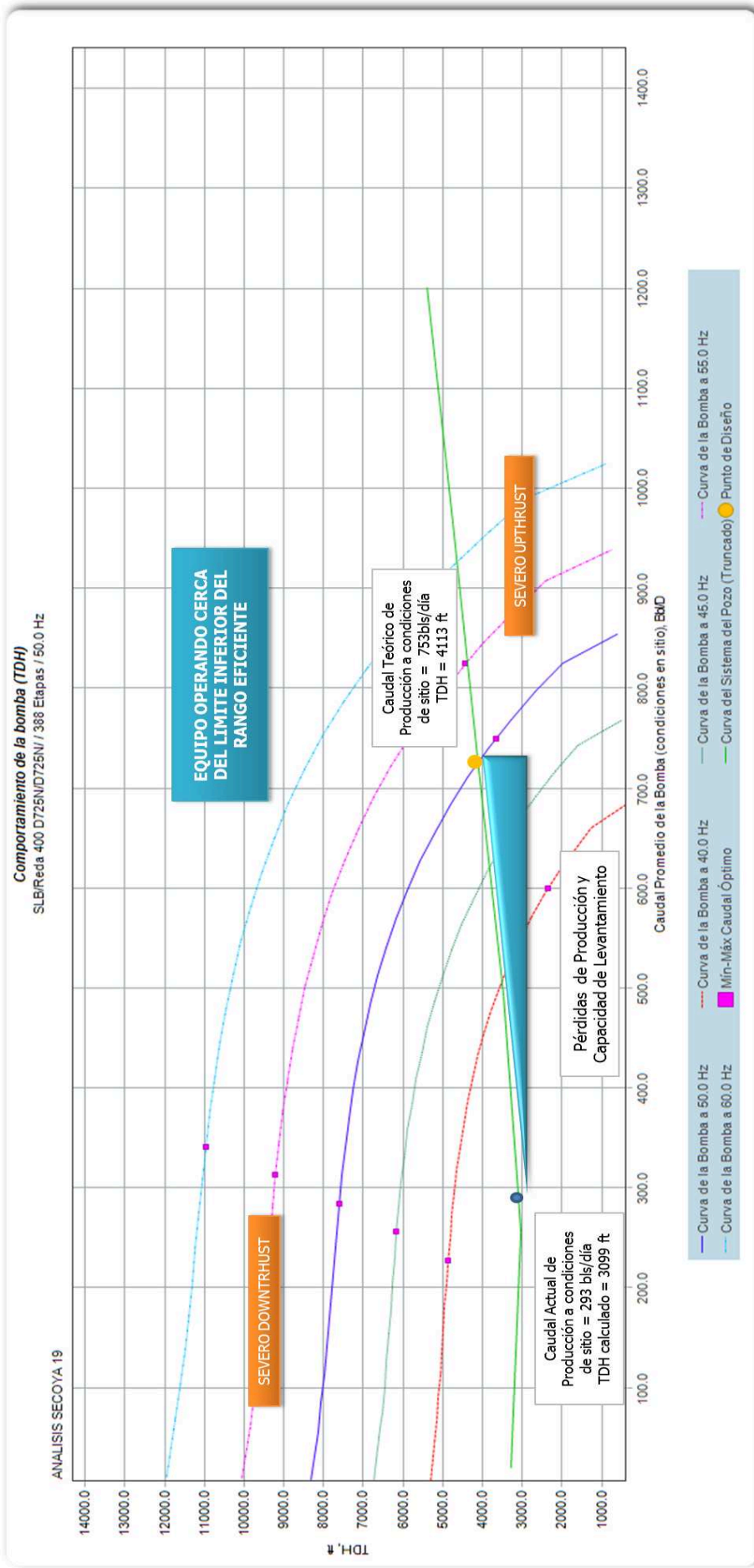


ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 3.22, se indica el comportamiento (TDH vs. Q) de la bomba D725N, donde se observa que aunque el equipo actualmente se encuentra operando dentro del rango, no se interseca con la curva de comportamiento a la frecuencia actual, además existen pérdidas considerables en la capacidad de levantamiento y la producción de la bomba, con respecto al punto de diseño, generadas principalmente por la producción de gas y daño en la formación.

Es necesario el rediseño del equipo a condiciones actuales del pozo, y también existe la posibilidad de realizar trabajos de remoción de daño en la formación.

FIGURA 3.22 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA D725N POZO SEC-19



FUENTE: Software SubPump – Análisis SECOYA 19.
ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vínlasaca.

3.2.2.7 Análisis Pozo Secoya - 38D

En el análisis del pozo Secoya 38D, se utiliza las correlaciones de flujo multifásico de “Beggs & Brill (1973)”, que son recomendables para flujo multifásico direccional en tuberías desviadas.

En la tabla 3.14, se indica los principales parámetros de operación del equipo P6XH6, estimados por el Software SubPUMP.

TABLA 3.14 PARÁMETROS DE OPERACIÓN POZO SEC-38D

PARÁMETROS EQUIPO P6XH6			
Frecuencia de Diseño, Hz:	60	Volumen de Gas Libre a la entrada de la Bomba, %:	36,7
Velocidad de Operación, RPM:	3525	Volumen de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	3,7
Corriente de Operación, Amps:	29,1	Presión de Entrada a la Bomba, psig:	754,8
Voltaje de Operación, Volts :	2325	Presión de Descarga, psig:	3350,5
Potencia de Operación, HP:	73,1	Presión de Fondo , psig:	800,6
Eficiencia de la Bomba, %:	36,4	Nivel de Fluido [MD], ft:	7263,2
Eficiencia del Motor, %:	86,2	Caudal Total Promedio de la Bomba, Bbl/D	879,8
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	6296,6	Caudal de Líquido Final en Superficie (P+A), Bbl/D:	806,3

FUENTE: Software SubPump – Análisis SECOYA 38D.

La tabla 3.15, detalla los cálculos que son utilizados para realizar la curva de sistema del pozo.

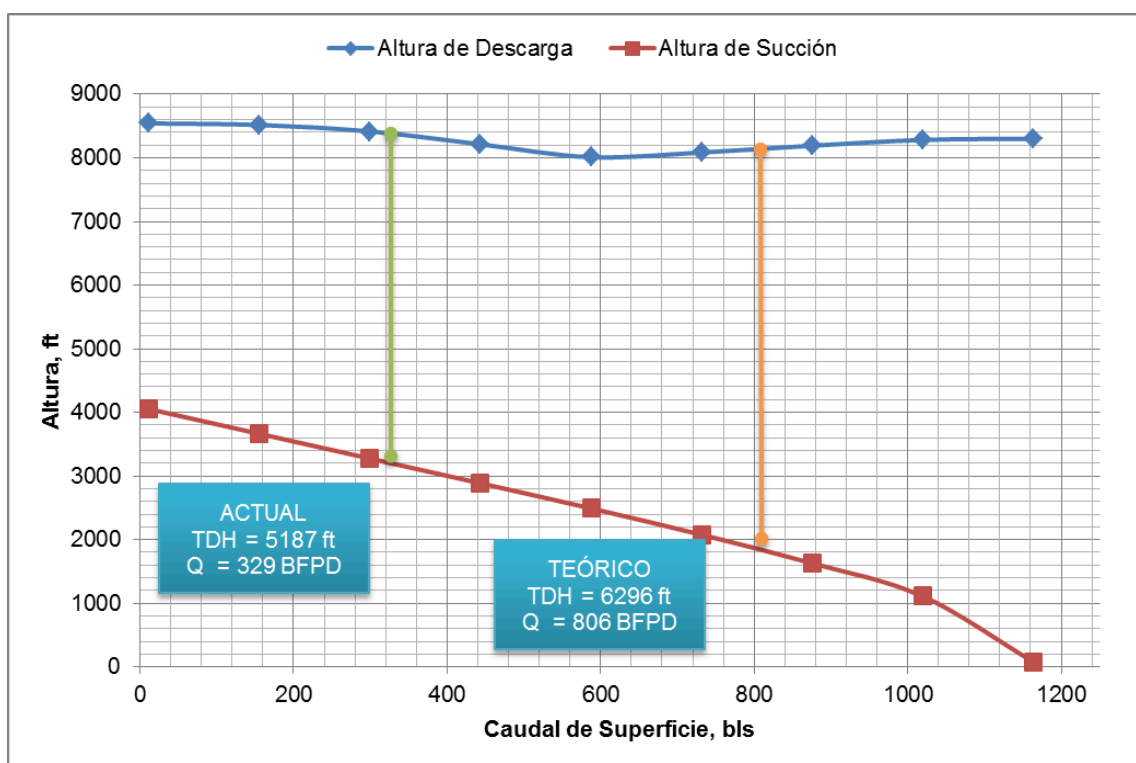
TABLA 3.15 DATOS DEL SISTEMA PARA ANÁLISIS NODAL POZO SEC-38D

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	8.542,26	4.053,32	4.488,93	11,63	12,82
2	8.517,81	3.664,33	4.853,48	155,60	171,47
3	8.415,56	3.275,42	5.140,14	299,56	330,12
4	8.213,68	2.886,68	5.327	443,52	488,78
5	8.011,90	2.492,44	5.519,45	587,49	647,43
6	8.085,48	2.078,44	6.007,04	731,45	806,08
7	8.192,37	1.630	6.562,37	875,41	964,73
8	8.282,55	1.111,46	7.171,08	1.019,37	1.123,38
PumpOff	8.301,03	81,84	8.219,19	1.163,34	1.282,04
Actual	8.383,34	3.195,9	5.187,43	329	362,57

FUENTE: Software SubPump – Análisis SECOYA 38D.

En las figuras 3.23 y 3.24, se indica el análisis nodal del pozo Secoya 38D, en primera instancia se observa que existe una pérdida en la capacidad de levantamiento de la bomba aproximado del 18%, ya que al caudal actual se encuentra aportando un TDH de 5.187 ft, un valor inferior al TDH teórico (6.296 ft), esto es causado por la pérdida de producción del 60%.

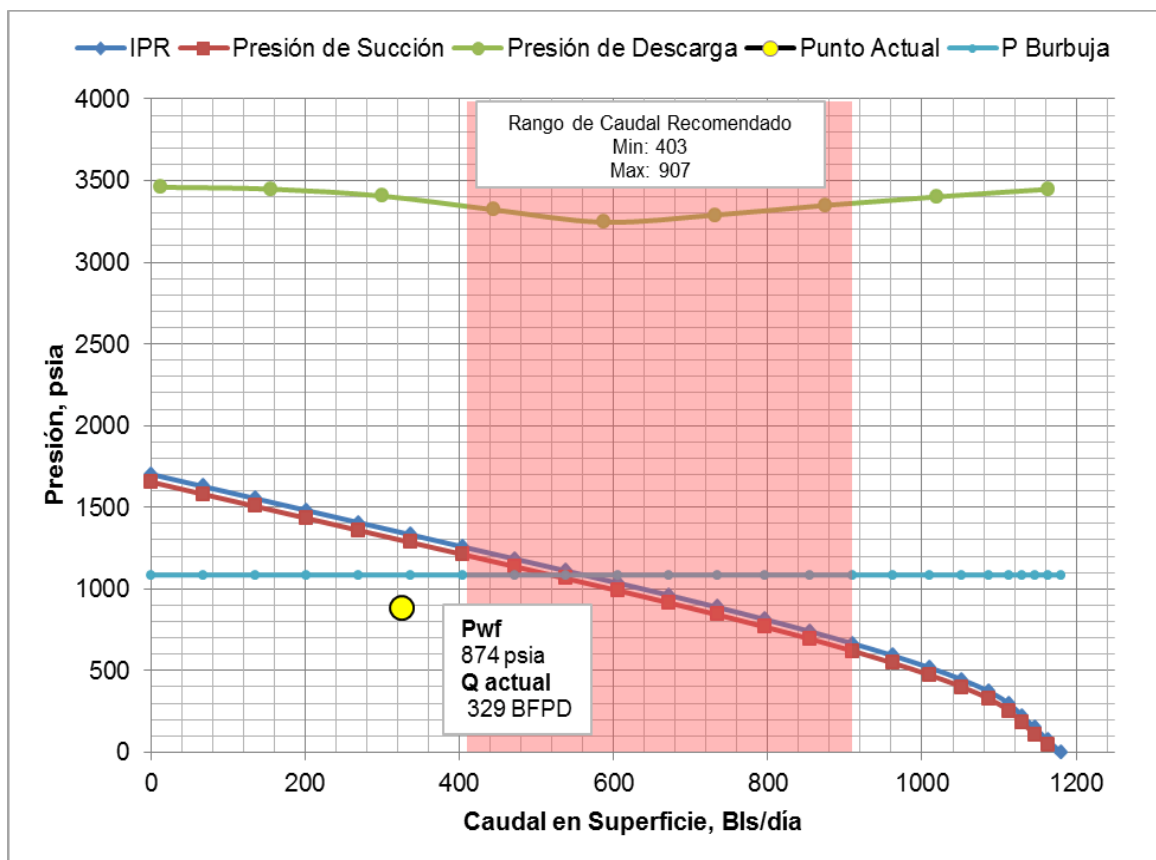
FIGURA 3.23 ANÁLISIS NODAL POZO SEC-38D



ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 3.24, se observa que el equipo BES está operando completamente fuera de los límites recomendados de producción, además se tiene que la presión de fondo actual está por debajo de la curva IPR, evidenciando una caída de presión, posiblemente generada por la presencia de daño en la formación ($St = 13$; tabla 2.2), además porque la presión de intake (836 psi) está por debajo de la presión de burbuja, indicando que existe liberación de gas en la bomba, que disminuye la cantidad de líquido en superficie, debido a esto el pozo necesita desgasificarse continuamente.

FIGURA 3.24 ANÁLISIS NODAL POZO SEC-38D

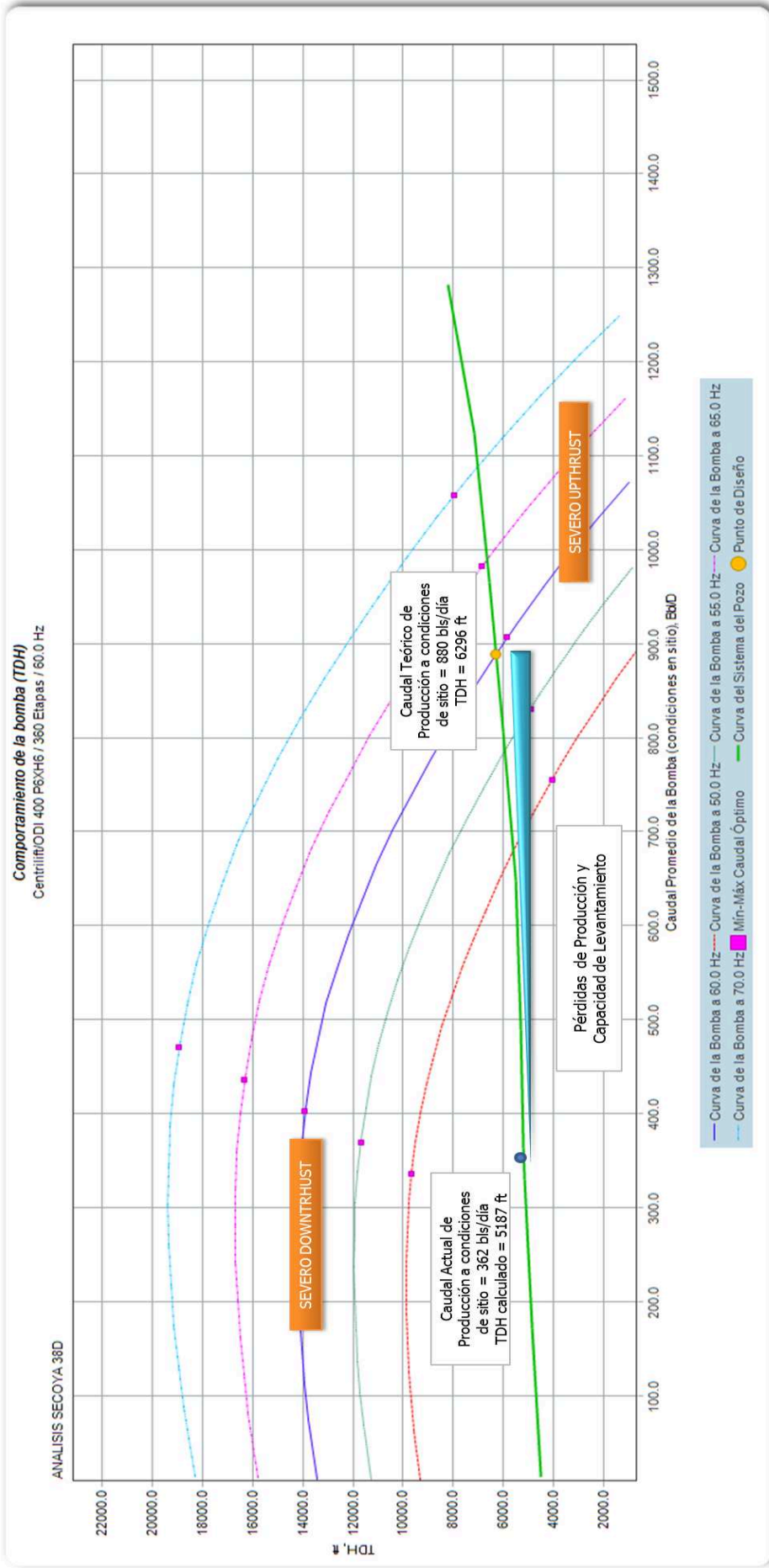


ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 3.25, se presenta el comportamiento (TDH vs. Q) de la bomba P6XH6, donde se observa que el equipo actualmente se encuentra trabajando la región de Downthrust (desgaste por empuje descendente), y además el equipo está operando sin intersecar con la curva de comportamiento a la frecuencia actual, provocando pérdidas considerables en la capacidad de levantamiento y la producción de la bomba, con respecto al punto de diseño. Mediante la utilización de la curva estándar de la bomba, se aprecia que la eficiencia máxima de la bomba es 55%, y actualmente, según el análisis del software, la eficiencia con la que trabaja la bomba, es apenas del 36%.

Luego del análisis de las curvas, se concluye que es posible conseguir una producción óptima, si se crea un nuevo diseño del equipo BES, así como también mejorar la eficiencia de flujo, a través de la remoción del daño presente en la formación.

FIGURA 3.25 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA P6XH6 POZO SEC-38D



FUENTE: Software SubPump – Análisis SECOYA 38D.
ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Virilasaca.

3.2.2.8 Análisis Pozo Shuara - 34D

El análisis del pozo Shuara 34D, se realiza usando las correlaciones de flujo multifásico de “Beggs & Brill (1973)”, estas correlaciones son recomendadas para pozos con presencia de flujos direccionales.

En la tabla 3.16, se indica los principales parámetros de operación del equipo TD650, estimados por el Software SubPUMP.

TABLA 3.16 PARÁMETROS DE OPERACIÓN POZO SHU-34D

PARÁMETROS EQUIPO TD - 650			
Frecuencia de Diseño, Hz:	49	Volumen de Gas Libre a la entrada de la Bomba, %:	2,8
Velocidad de Operación, RPM:	2844,8	Volumen de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	0,2
Corriente de Operación, Amps:	26,6	Presión de Entrada a la Bomba, psig:	995,1
Voltaje de Operación, Volts :	1069,8	Presión de Descarga, psig:	3150,5
Potencia de Operación, HP:	27,4	Presión de Fondo , psig:	1126,0
Eficiencia de la Bomba, %:	56,1	Nivel de Fluido [MD], ft:	6573,2
Eficiencia del Motor, %:	81,1	Caudal Total Promedio de la Bomba, Bbl/D	623
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	5312,8	Caudal de Líquido Final en Superficie (P+A), Bbl/D:	567,5

FUENTE: Software SubPump – Análisis SHUARA 34D.

La tabla 3.17, detalla los cálculos que son utilizados para realizar la curva de sistema del pozo.

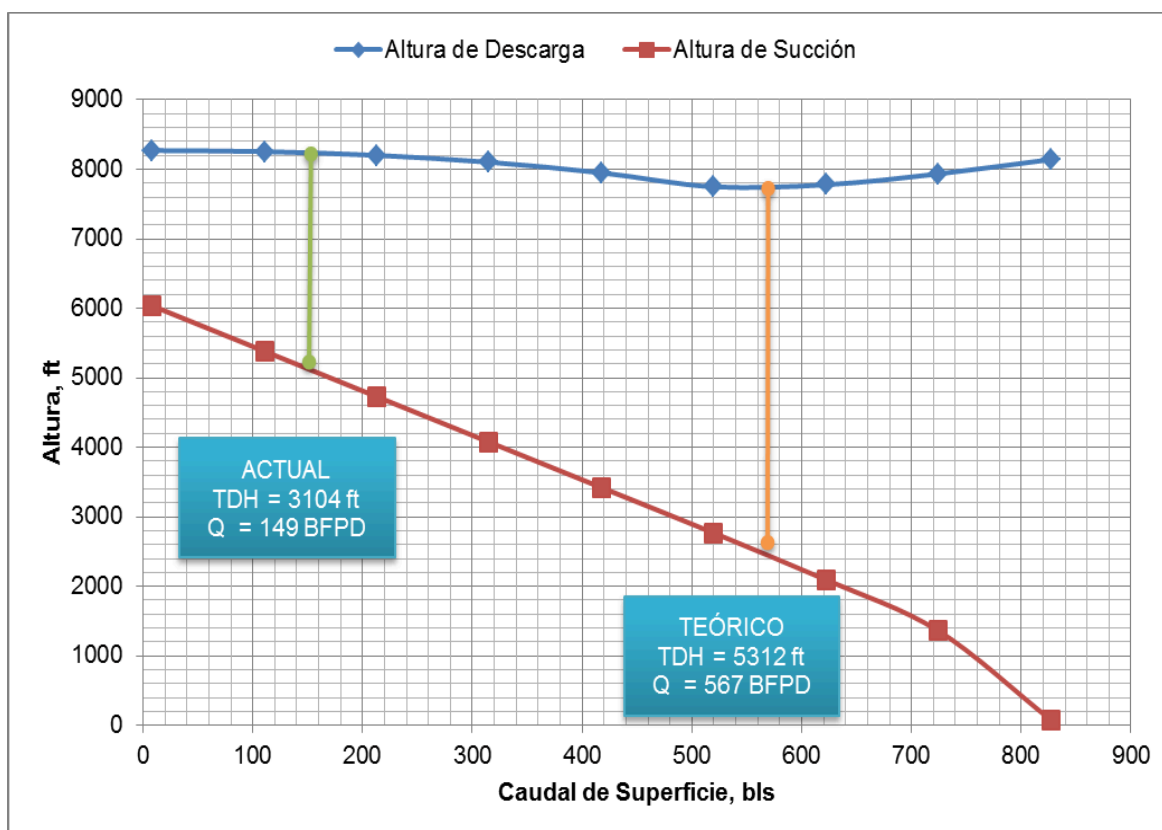
TABLA 3.17 DATOS DEL SISTEMA PARA ANÁLISIS NODAL POZO SHU-34D

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	8.271,40	6.036,66	2.234,74	8,27	9,01
2	8.255,76	5.383,11	2.872,65	110,59	120,52
3	8.201,70	4.729,47	3.472,23	212,91	232,03
4	8.103,60	4.075,73	4.027,87	315,23	343,53
5	7.950,48	3.421,88	4.528,60	417,55	455,04
6	7.749,78	2.767,91	4.981,87	519,87	566,55
7	7.779,40	2.093,78	5.685,62	622,19	678,06
8	7.935,10	1.359,56	6.575,55	724,51	789,57
PumpOff	8.142,17	79,38	8.062,78	826,84	901,08
Actual	8.241,28	5.137,74	3.103,54	149	162,38

FUENTE: Software SubPump – Análisis SHUARA 34D.

La figura 3.26, indica el análisis nodal del pozo Shuara 34B, comparando el TDH aportado (3.104 ft) al caudal actual en superficie ($q_1 = 149$ BFPD), y el TDH teórico que debería aportar la bomba (5.312 ft) al caudal estimado para el que el equipo BES de este pozo esta diseñado ($q_2 = 567$), lo que indica que exista una pérdida en el levantamiento aproximado del 42%, debido a la disminución de producción en superficie en 73%, con respecto al punto de diseño.

FIGURA 3.26 ANÁLISIS NODAL POZO SHU-34D



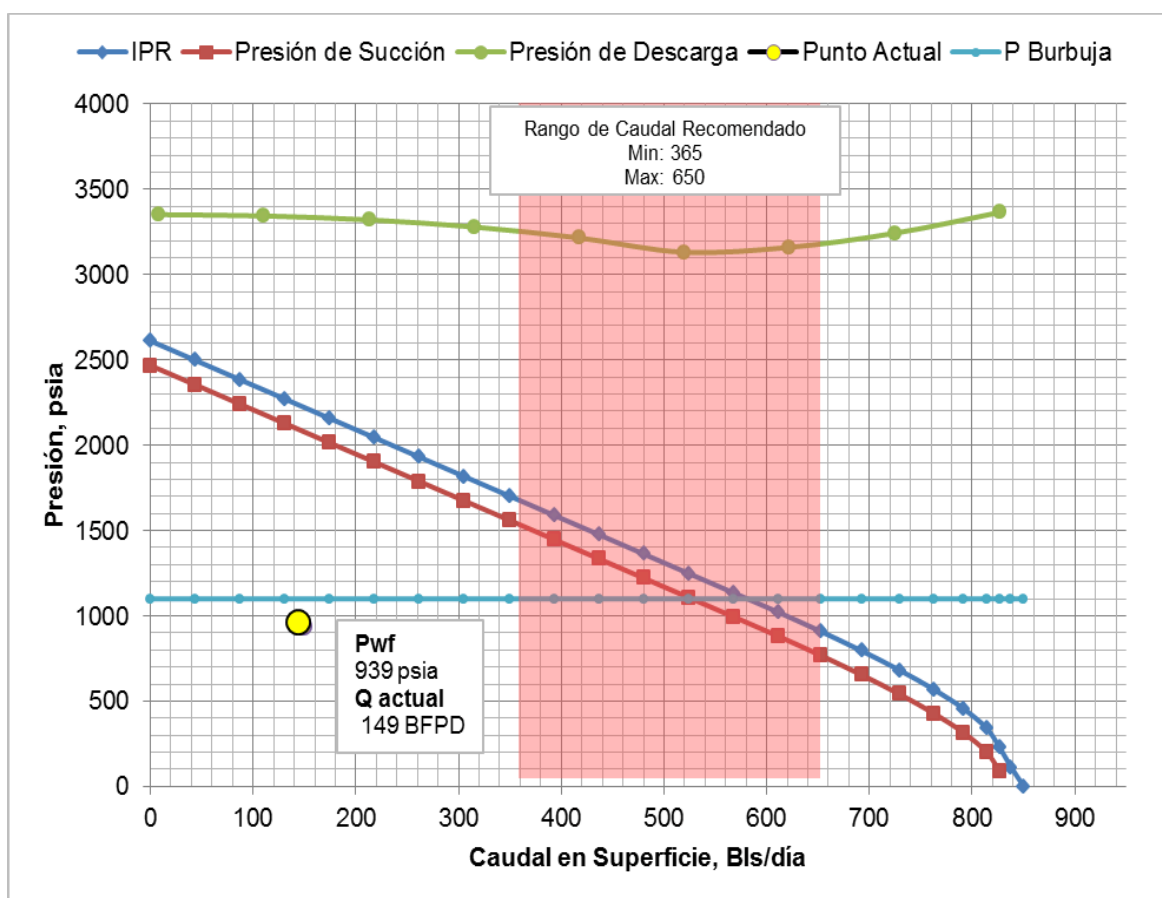
ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 3.27, se aprecia que el equipo BES, está operando fuera del rango de caudal recomendado de acuerdo a las condiciones de reservorio, además existe una separación considerable entre la curva IPR y la curva de succión, es decir, el asentamiento de la bomba esta muy por encima de los perforados, generando una caída de presión en la entrada de la bomba, además provoca que la velocidad del fluido alrededor del motor sea a 1 ft/seg, por lo que es necesaria la colocación de una cubierta para el enfriamiento del motor, esto se debe a que al

estar produciendo por la arena Ui, según el diagrama no es posible asentar a mayor profundidad el equipo BES (Anexo 5).

La presión de intake (796 psi), se encuentra bajo el punto de burbuja, indicando la presencia de gas libre a la entrada de la bomba, teniendo taponamientos por gas y generando pérdidas de producción, a pesar que este pozo cuenta con un separador de gas.

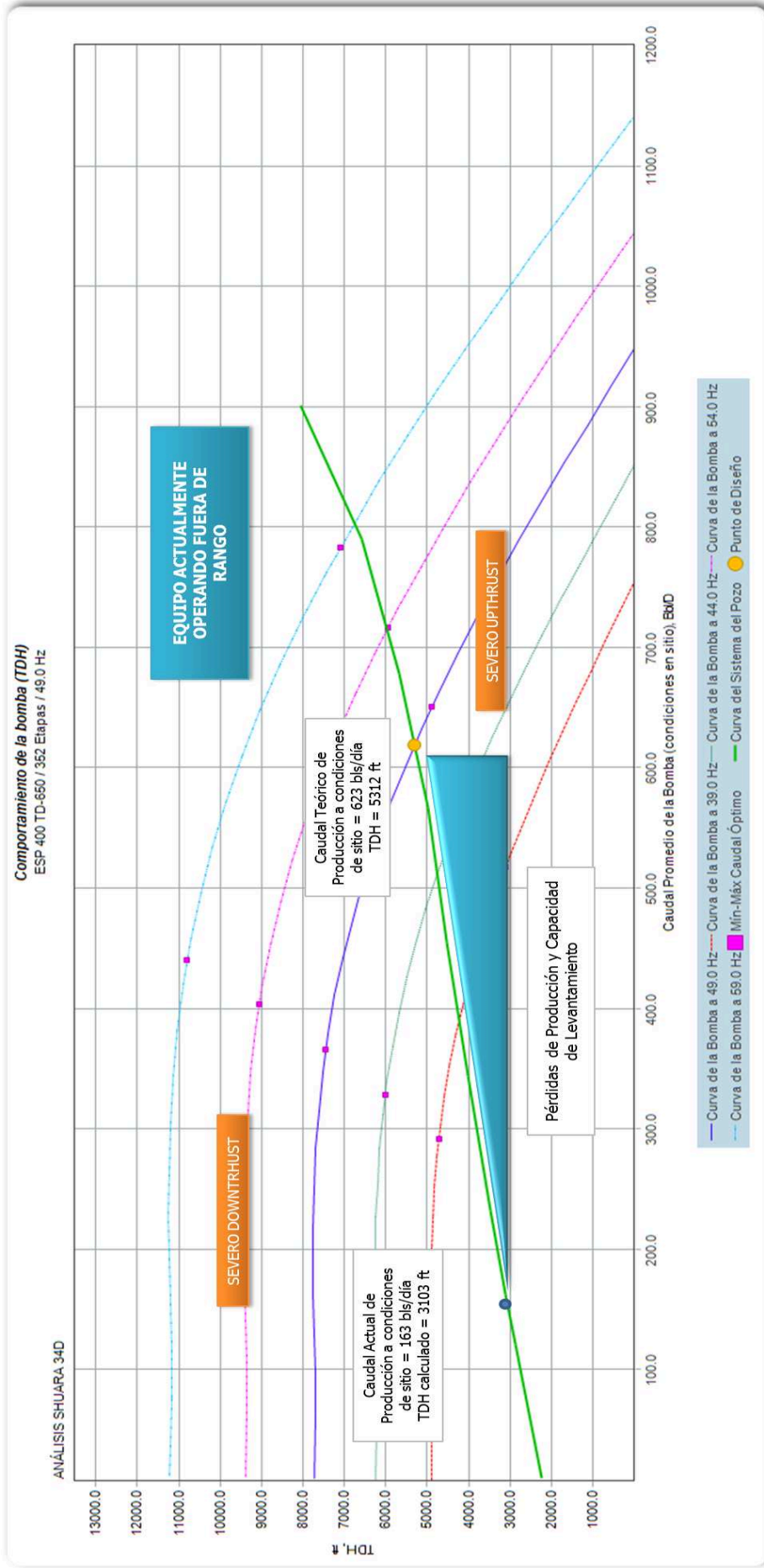
FIGURA 3.27 ANÁLISIS NODAL POZO SHU-34D



ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 3.28, se presenta el comportamiento de la Bomba (TDH), donde se aprecia que el equipo actualmente se encuentra trabajando fuera del rango eficiente, provocando la pérdida de levantamiento y producción previamente indicada en las figuras anteriores. Es recomendable aplicar un nuevo diseño del equipo BES, para conseguir una mayor producción.

FIGURA 3.28 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA TD - 650 POZO SHU-34D



FUENTE: Software SubPump – Análisis SHU 34D
ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Virilasaca.

3.2.3 POSIBLES PROBLEMAS PRESENTADOS EN LOS POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA LIBERTADOR

Luego del análisis nodal realizado en los pozos con sistema BES seleccionados del Área Libertador, se aprecia que existe una variedad de problemas que afectan la producción ocasionando que los pozos se encuentren operando fuera del rango recomendado para el cual fueron diseñados, esto debido a que las condiciones del pozo, así como las del reservorio están constantemente cambiando, y aunque es difícil conocer con certeza las causas, con la ayuda de los historiales de producción y reacondicionamiento, se concluye que los principales problemas que presentan los pozos seleccionados son de tipo Eléctrico, Tubería, Yacimiento, y, finalmente a en el funcionamiento del equipo BES instalado en los pozos.

3.2.3.1 Problemas Eléctricos

Los problemas eléctricos ocasionan un desbalance de fases, es decir, cuando en el motor electrosumergible una de las fases se encuentra a tierra, la energía entregada a la bomba por el motor es menor así como también la eficiencia de levantamiento.

3.2.3.2 Problemas en la Tubería

Los problemas se generan si la tubería de producción se encuentra en comunicación con el casing, taponada por problemas de escala, entre otros, producirá una reducción en la presión y una pérdida de producción.

3.2.3.3 Problemas del Yacimiento

Dentro de los problemas del yacimiento se presentan los diferentes tipos de daño, siendo los más comunes el daño en la formación y el daño por penetración parcial, también otra causa es la depletación provocando que la formación no sea capaz de aportar con suficiente caudal que la bomba exige.

3.2.3.4 Problemas en la Bomba

Debido a los problemas de corrosión, escala, fluidos abrasivos, entre otros; los impellers y difusores se alteran y desgastan, reduciendo la eficiencia de levantamiento.

CAPÍTULO 4

IMPLEMENTACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN LOS POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA LIBERTADOR

4.1 INTRODUCCIÓN

Realizado el análisis de los pozos que operan con bombeo electrosumergible en el Área Libertador, se determina los problemas existentes en el sistema de producción, concluyendo que siete pozos que trabajan con el sistema BES no están operando a condiciones óptimas y presentan problemas en el sistema, los pozos: Arazá 2D, Atacapi 11BD, Atacapi 20D, Secoya 18, Secoya 19, Secoya 38D, Shuara 34D. Es necesario una intervención para solucionar los inconvenientes encontrados, también se concluye el correcto funcionamiento del pozo Atacapi 23, por lo que se recomienda incrementar la frecuencia actual, con el objetivo de mejorar su producción.

4.2 OPTIMIZACIÓN DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA LOS POZOS SELECCIONADOS

Para poder optimizar un sistema de bombeo electrosumergible, se realiza el análisis nodal de los pozos seleccionados con este sistema. El resultado de este análisis permite conocer el desempeño actual de cada pozo, y los problemas que se presentan en los equipos y el yacimiento, de modo que se pueda hallar una solución adecuada, que permita optimizar el tiempo de vida útil del equipo e incrementar la producción.

A partir de los resultados del análisis realizado en el capítulo anterior se realizan las alternativas propuestas para cada pozo, las cuales consisten en el rediseño

del equipo BES de los pozos seleccionados a las condiciones actuales de reservorio y el rediseño del equipo BES considerando trabajos de remoción de daño en la formación, con el fin de aumentar la eficiencia de flujo.

Opción 1: Rediseño del equipo BES a condiciones actuales de reservorio

Se considera esta propuesta en caso de:

- El equipo BES, se encuentra operando cerca o en los límites recomendados de la bomba (downthrust y upthrust).
- Si la diferencia entre el actual punto de producción y el punto de operación óptimo es considerable, aún si se encuentra en el rango óptimo de operación de la bomba.
- La eficiencia de trabajo del equipo BES ha disminuido (ocasionado por ingreso importante de gas a la bomba, fugas o taponamiento de tubería de producción).

Opción 2: Rediseño del equipo BES, considerando remoción de daño de formación.

Esta propuesta se aplica con el objetivo de conseguir un aumento en la eficiencia de flujo, y en pozos que sean candidatos considerando los datos del reservorio (build up) no menores a 3 años.

Además se considera como alternativa adicional el Incremento de la frecuencia de operación del equipo BES, esta propuesta se aplica en caso de:

- La diferencia entre el actual punto de producción y el punto de operación óptimo no es considerable y adicionalmente se encuentra dentro del rango óptimo de operación de la bomba.
- El valor del Corte de Agua sea menor a 60%.
- Si al incrementar la frecuencia de operación la presión de intake no desciende a valores muy por debajo de la presión de burbuja. En general se

se incrementa la frecuencia en caso de que la producción de gas no sea alta.

Las propuestas mencionadas se aplican según el requerimiento de cada pozo, respectivamente.

4.2.1 DISEÑO DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El correcto funcionamiento de un equipo electrosumergible, depende del diseño óptimo de sus componentes, y para la elaboración de un diseño más adecuado se ha utilizado SubPUMP, el mismo software que se utiliza para realizar el análisis en el capítulo 3. Este programa permite seleccionar los componentes del sistema BES, entre todos los proveedores líderes del sector, facilitando de esta manera la creación de un nuevo diseño.

La adecuada selección de los equipos de un sistema BES, es importante para conseguir la producción deseada, bajos costos de levantamiento, e incremento de la vida útil del sistema. Para lograr el objetivo es necesario determinar, en primer lugar, la tasa óptima de producción del pozo para el yacimiento en estudio.

A continuación, se describe la lista de parámetros básicos requeridos para el proceso de diseño:

1. Datos del pozo

- Diámetro del casing
- Diámetro y características del tubing
- Profundidad de los disparos

2. Datos de producción actuales

- Presión de cabeza del tubing (THP)
- Presión de cabeza del casing (CHP)
- Tasa de producción deseada
- Nivel de fluido dinámico y presión de intake de la bomba (Pwf)
- Nivel de fluido estático

- Relación Gas/Petróleo (GOR)
- Corte de agua (BSW)
- Índice de Productividad (IP)

3. Condiciones de fluido del pozo

- Gravedad específica del agua
- Gravedad API
- Gravedad específica del gas
- Presión de punto de burbuja del gas
- Viscosidad del petróleo

4. Fuentes de energía

- Voltaje disponible en la locación
- Frecuencia disponible en la locación

5. Posibles problemas del pozo

- Arena
- Corrosión
- Parafinas
- Gas (Alto GOR)
- Altas Temperaturas

4.2.1.1 Pasos para el diseño del equipo BES mediante la utilización del Software SubPUMP

Una vez determinada la información básica se procede a calcular la información referente al: TDH y la tasa óptima de producción, con el objeto de realizar la selección de la bomba BES.

4.2.1.1.1 Selección de la Bomba

Los principales parámetros que determinan el tipo de bomba que se va a utilizar son:

- Diámetro de la bomba (Serie de la Bomba).

- La selección del tipo de bomba requerido (Rango Óptimo).
- El cálculo del número de etapas.

4.2.1.1.2 *Selección del motor*

Una vez seleccionada la bomba, se procede a seleccionar el motor necesario para que la bomba realice el levantamiento, esto se hace considerando los siguientes aspectos:

- Diámetro del motor
- Potencia requerida por la bomba en HP
- Voltaje y amperaje

4.2.1.1.3 *Selección del Cable Eléctrico*

Están normalmente disponibles en tamaños conductores de 1, 2, 4 y 6. Los tamaños son ofrecidos en configuraciones redondas y planas. Su selección no es solo una tarea técnica, sino que requiere de consideraciones económicas Hay en diversos tipos de material y aislante como protección contra los fluidos corrosivos. La selección del cable implica la determinación de:

- Tamaño del cable
- Tipo del cable
- Longitud del cable

4.2.1.1.4 *Accesorios y otros equipamientos*

- Equipo accesorio de fondo de pozo
- Tamaño y tipo de transformador
- Tamaño y tipo de cabezal de pozo
- Equipo de servicio requerido para la instalación completa
- Equipo opcional

Después de seleccionar el equipo, el programa calcula el rendimiento del sistema y actualizaciones de todos los cálculos. Los resultados se presentan en gráficos e informes para su posterior evaluación.

En el Anexo 6, se describe en detalle el procedimiento para diseñar equipos BES, mediante la utilización del software SubPUMP.

4.2.2 REDISEÑO DE EQUIPOS BES EN POZOS SELECCIONADOS

Con la finalidad de realizar un incremento de la producción actual, se procede a plantear las alternativas técnicas, propuestas para optimizar la producción en los pozos: Arazá 2D, Atacapi 11BD, Atacapi 20D, Atacapi 23, Secoya 18, Secoya 19, Secoya 38D, Shuara 34D.

4.2.2.1 POZO ARAZÁ - 02D

4.2.2.1.1 Opción 1: Rediseño del equipo BES a condiciones actuales de reservorio

En esta propuesta, se especifica el nuevo diseño del equipo BES, como respuesta a optimizar la producción, con el cual, el pozo va a producir una tasa de 670 BFPD con una presión de intake de 1.337 psi, obteniendo de esta forma un incremento del 106%, en relación a la producción actual, de 325 BFPD. No se elige una tasa mayor de producción con el objetivo de evitar una mayor depletación del reservorio. En la tabla 4.1, se indica el equipo seleccionado en esta propuesta.

TABLA 4.1 ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO – OPCIÓN 1 ARA-02D

BOMBA		MOTOR	
FABRICANTE	REDA	FABRICANTE	REDA
SERIE	400	SERIE	456
MODELO	D725N	POTENCIA, HP	50
ETAPAS	252	VOLTAJE, V	1.557
POTENCIA REQUERIDA, HP	35,4	AMPERAJE, AMP	20,2
FRECUENCIA DE DISEÑO, HZ	56	CARGA MOTOR, %	76%
CABLE		VEL. FLUIDO ft/s	0,685
TIPO	REDABLACK	HOUSING	
NÚMERO	6 Cu	No. 70	136
TEMP RATING, F	250	No. 60	116
LONGITUD, FT	9.750		
SEPARADOR		PROTECTOR	
SERIE	400	SERIE	400 - 456
MODELO	RF-RLOY	TIPO DE COJINETE	LSBPB - BPBSL

FUENTE: Software SubPump – Rediseño ARAZÁ 02D (Opción 1).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la tabla 4.2, se indica los parámetros de operación estimados por el software SubPUMP para la propuesta del pozo Arazá 02D.

TABLA 4.2 PARÁMETROS DE OPERACIÓN – OPCIÓN 1 ARA-02D

PARÁMETROS EQUIPO D725N			
Frecuencia de Diseño, Hz:	56	Volumen de Gas Libre a la entrada de la Bomba, %:	1,2
Velocidad de Operación, RPM:	3.260	Volumen de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	0,1
Corriente de Operación, Amps:	15,8	Presión de Entrada a la Bomba, psig:	1.337
Voltaje de Operación, Volts :	1.453	Presión de Descarga, psig:	2.892
Potencia de Operación, HP:	35,4	Presión de Fondo , psig:	1.473
Eficiencia de la Bomba, %:	59	Nivel de Fluido [MD], ft:	6.079
Eficiencia del Motor, %:	84,2	Caudal Total Promedio de la Bomba, Bbl/D	783
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	4.123,3	Caudal de Líquido Final en Superficie (P+A), Bbl/D:	667

FUENTE: Software SubPump – Rediseño ARAZÁ 02D (Opción 1).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La tabla 4.3, indica los cálculos realizados por el software para la construcción de la curva de sistema del pozo.

TABLA 4.3 CURVA DE SISTEMA DE POZO – OPCIÓN 1 ARA-02D

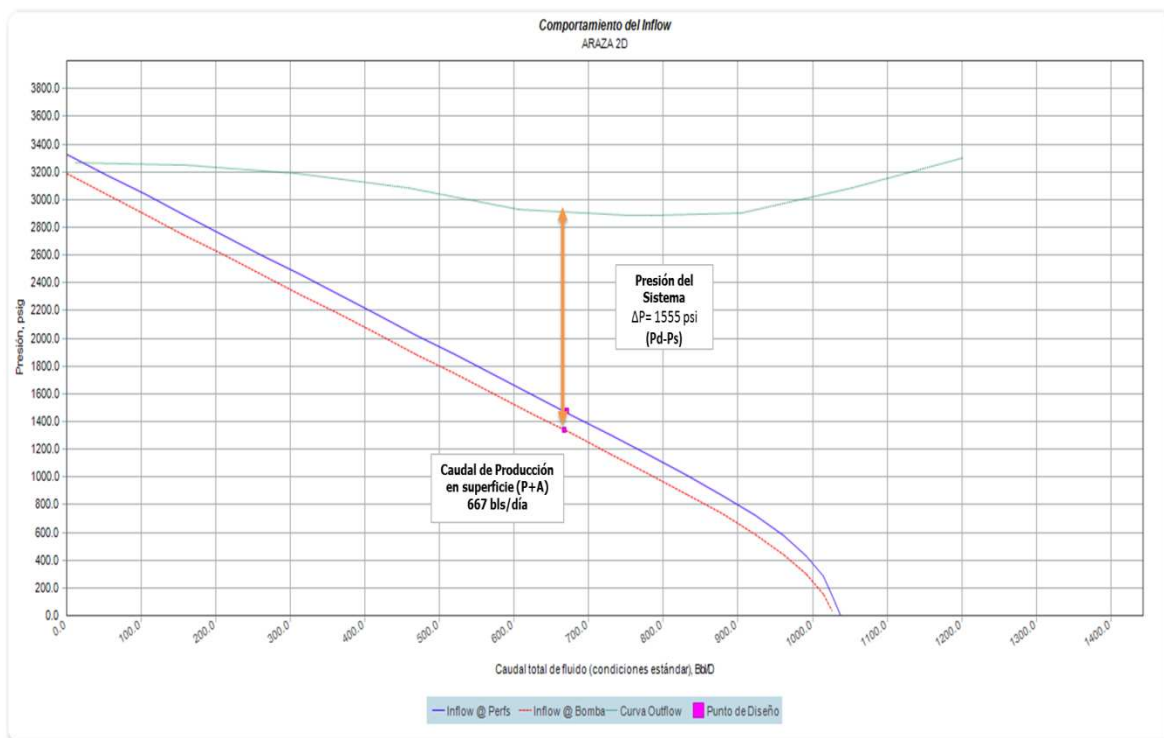
CURVA SISTEMA DE POZO					
Punto #	Altura Descarga , ft	Altura Succión, ft	TDH, ft	Caudal Superficie (O+W), Bls/día	Caudal Promedio Bomba (O+W+G), Bls/día
1	8.651,75	8.363,55	288,20	10,27	12,02
2	8.603,37	7.433,96	1.169,41	137,32	160,74
3	8.455,08	6.504,60	1.950,47	264,37	309,46
4	8.182,07	5.575,44	2.606,62	391,42	458,19
5	7.791,08	4.646,31	3.144,78	518,47	606,91
6	7.676,81	3.716,55	3.960,26	645,52	755,63
7	7.718,35	2.779,84	4.938,51	772,57	904,35
8	8.070,64	1.747,81	6.322,82	899,62	1.053,08
PumpOff	8.443,12	91,09	8.352,03	1.026,67	1.201,80
Diseño	7.679,33	3.537,38	4.141,95	670	784,29

FUENTE: Software SubPump – Rediseño ARAZÁ 02D (Opción 1).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 4.1, se indica las curvas de comportamiento del pozo (Inflow-Outflow) para esta propuesta, mientras que la Curva de comportamiento de la bomba (TDH) a diferentes frecuencias de operación se indica en la figura 4.2.

**FIGURA 4.1 COMPORTAMIENTO DE INFLOW – OUTFLOW OPCIÓN 1
ARA-02D**



FUENTE: Software SubPump – Rediseño ARAZÁ 02D (Opción 1)

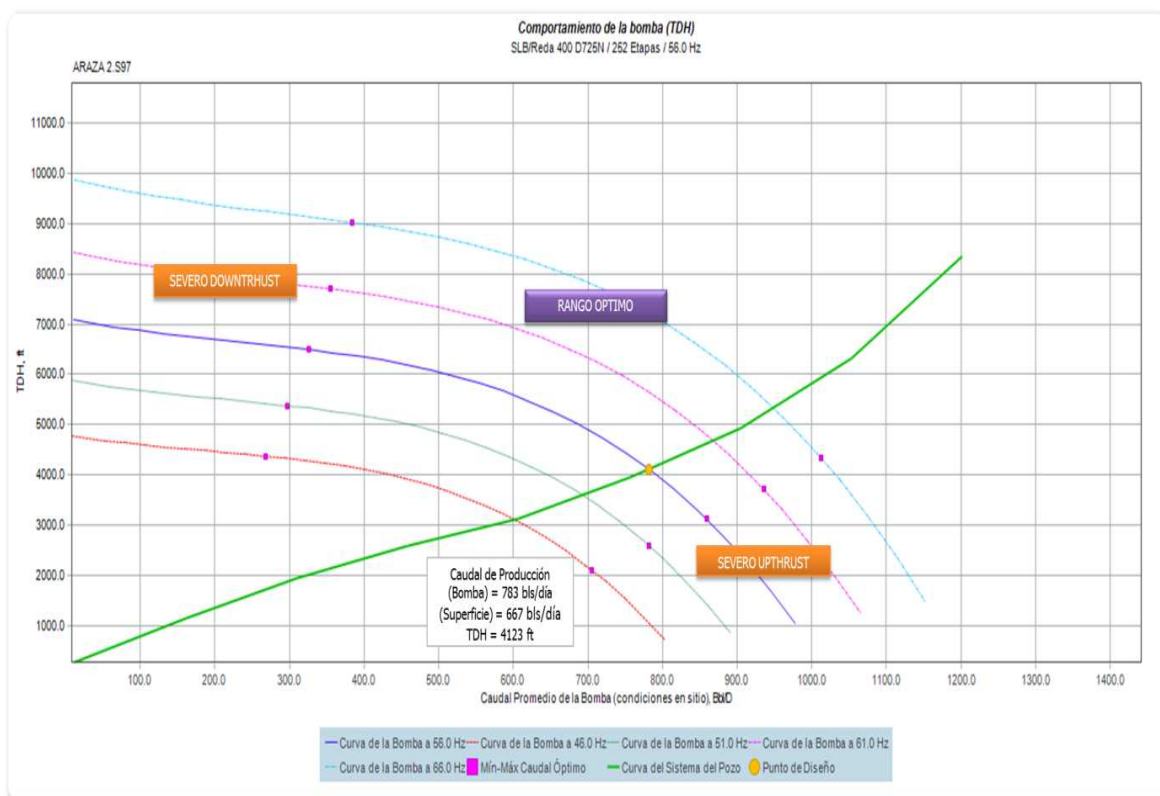
ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 4.2, se indica el diseño de este equipo, el punto inicial de operación se ubica dentro del rango óptimo de producción de la bomba, cerca de la zona de empuje ascendente (Upthrust), con el objetivo de contrarrestar el efecto de Downthrust, debido a la declinación rápida de la presión estática de reservorio.

Se considera una frecuencia menor de 60 Hz, esto se hace con el objetivo de tener un rango de maniobrabilidad con la producción del pozo y producción de gas libre, además, debido a que el pozo actualmente produce a través de la arena Ti, no ha sido posible asentar la bomba junto a las perforaciones, ya existen zonas (arenas Ts, Ui) aisladas por packers, (ver figura A.5.1), provocando que la

velocidad de fluido alrededor del motor sea menor a 1 ft/seg, se considera utilizar una camisa refrigerante en el motor.

**FIGURA 4.2 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA D725N – OPCIÓN 1
ARA-02D**



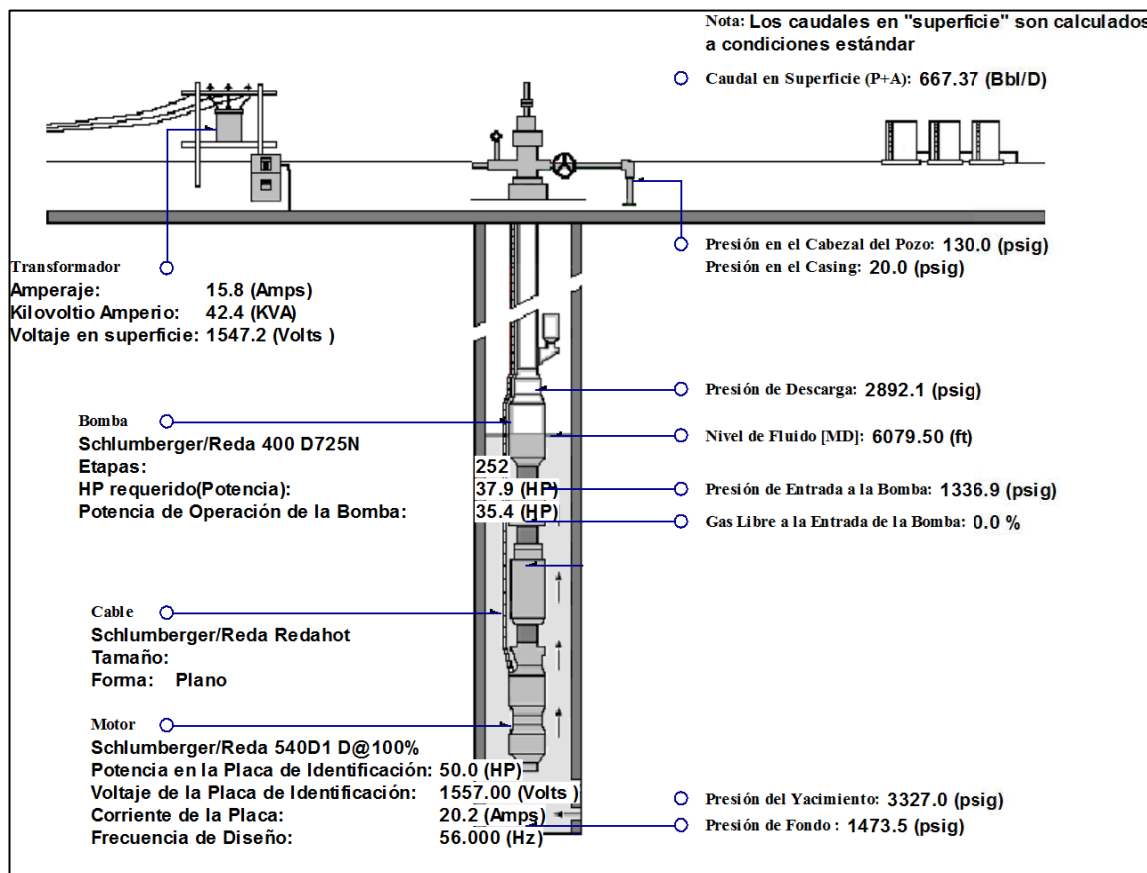
FUENTE: Software SubPump – Rediseño ARAZÁ 02D (Opción 1).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 4.3, se indica las condiciones finales de operación, donde se tiene todos los parámetros de diseño y requerimientos de un equipo BES.

El daño total, presente en este pozo es $St = 2$ (tabla 2.2), se procede a realizar la opción N° 2, que consiste en ejecutar trabajos de remoción de daño, previo a la instalación del equipo electrosumergible.

FIGURA 4.3 DIAGRAMA DE OPERACIÓN – OPCIÓN 1 ARAZÁ 02D



FUENTE: Software SubPump – Rediseño ARAZÁ 02D (Opción 1).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

4.2.2.1.2 Opción 2: Rediseño del equipo BES considerando remoción del daño de formación.

El pozo Arazá 2D, presenta un daño total estimado en la última prueba de build up, ($S_t = 2$; tabla 2.2). Con el objetivo de mejorar el potencial del pozo, se recomienda la remoción de daño de formación, consiguiendo de esta forma un incremento de producción. Este pozo produce por la arena T inferior, la misma que se perforó en todo su espesor ($h_t = h_p = 12$ ft.), por tanto se considera el daño total como daño de formación, el mismo que se remueve con tratamientos químicos o de otro tipo.

En la tabla 4.4, se indica los resultados estimados que se obtienen si se logra eliminar por completo el daño de formación (S_f), se concluye que al mantener la misma presión de fondo, se tiene la variación de caudal de petróleo recuperado,

en este caso al comparar la producción actual de petróleo con la producción luego de remover el daño de formación, se obtiene un aumento de 444 BPPD.

TABLA 4.4 RESULTADOS ESTIMADOS AL ELIMINAR DAÑO DE FORMACIÓN – ARAZÁ 02D

DATOS	S _f = 2	S _f = 0
Pr, psi	3.327	3.327
P _{wf} , psi	1.594	1.594
Q _t , BFPD	325	1.065
Q _o , BPPD	195	639
M (pendiente)	357	357
H _t , ft	12	12
S _t , ft	2	0
S _f	2	0
S _p	0	0
Δp daño	621	0
EF	0.64	1

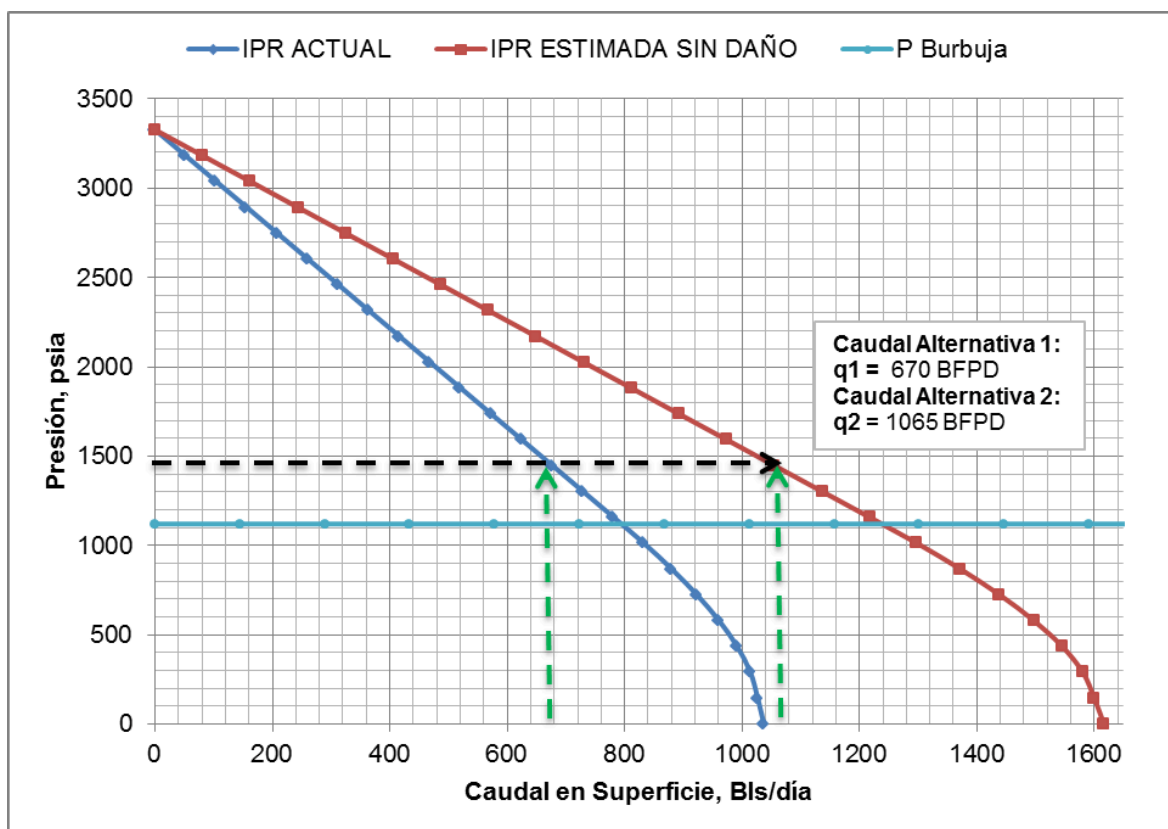
ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

Bajo estas nuevas condiciones se va a producir una rata de 639 BPPD es decir un incremento del 228% con respecto a la producción actual, considerando el actual corte de agua.

Las curvas IPR para las condiciones de daño de formación estimado en las pruebas de build up ($S_f = 2$), y corrigiendo el daño con un valor de $S_f = 0$, se indican en la figura 4.4, donde se observa que manteniendo la misma presión de fondo, y comparando el caudal estimado en la opción N° 1, (670 BFPD), se logra un incremento del 58%, es decir 395 BFPD.

En el diseño del equipo BES, se considera las condiciones a partir de la remoción del daño, es decir, la producción deseada es de 1.065 BFPD. En la tabla 4.5, se indica las especificaciones del equipo propuesto para este pozo.

FIGURA 4.4 IPR ACTUAL Y EFECTO DE LA DISMINUCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN – ARAZÁ 02D



FUENTE: Software SubPump – Rediseño ARAZÁ 02D.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

TABLA 4.5 ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO – OPCIÓN 2 ARAZÁ 02D

BOMBA		MOTOR	
FABRICANTE	REDA	FABRICANTE	REDA
SERIE	400	SERIE	540
MODELO	D1400	POTENCIA, HP	80
ETAPAS	202	VOLTAJE, V	2.241
POTENCIA REQUERIDA, HP	51,3	AMPERAJE, AMP	22
FRECUENCIA DE DISEÑO, HZ	55	CARGA MOTOR, %	83%
CABLE		VEL. FLUIDO ft/s	0,841
TIPO	REDABLACK	HOUSING	
NÚMERO	6 Cu	No. 60	92
TEMP RATING, F	250	No. 70	110
LONGITUD, FT	9.750		
SEPARADOR		PROTECTOR	
SERIE	400	SERIE	400 - 456
MODELO	RF-RLOY	TIPO DE COJINETE	LSBPB - BPBSL

FUENTE: Software SubPump – Rediseño ARAZÁ 02D (Opción 2).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la tabla 4.6, se indica los parámetros de operación estimados por el software SubPUMP y en la tabla 4.7, se detalla los cálculos realizados para la construcción de la curva de sistema del pozo.

TABLA 4.6 PARÁMETROS DE OPERACIÓN – OPCIÓN 2 ARAZÁ 02D

PARÁMETROS EQUIPO D1400			
Frecuencia de Diseño, Hz:	55	Volumen de Gas Libre a la entrada de la Bomba, %:	1,4
Velocidad de Operación, RPM:	3.189	Volumen de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	0,2
Corriente de Operación, Amps:	14,9	Presión de Entrada a la Bomba, psig:	1.295
Voltaje de Operación, Volts :	2.054,3	Presión de Descarga, psig:	2.874
Potencia de Operación, HP:	51,3	Presión de Fondo , psig:	1.431
Eficiencia de la Bomba, %:	64,2	Nivel de Fluido [MD], ft:	6.198,1
Eficiencia del Motor, %:	83,5	Caudal Total Promedio de la Bomba, Bbl/D	1.255
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	4.188	Caudal de Líquido Final en Superficie (P+A), Bbl/D:	1.064

FUENTE: Software SubPump – Rediseño ARAZÁ 02D (Opción 2).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

TABLA 4.7 CURVA DE SISTEMA DE POZO – OPCIÓN 2 ARAZÁ 02D

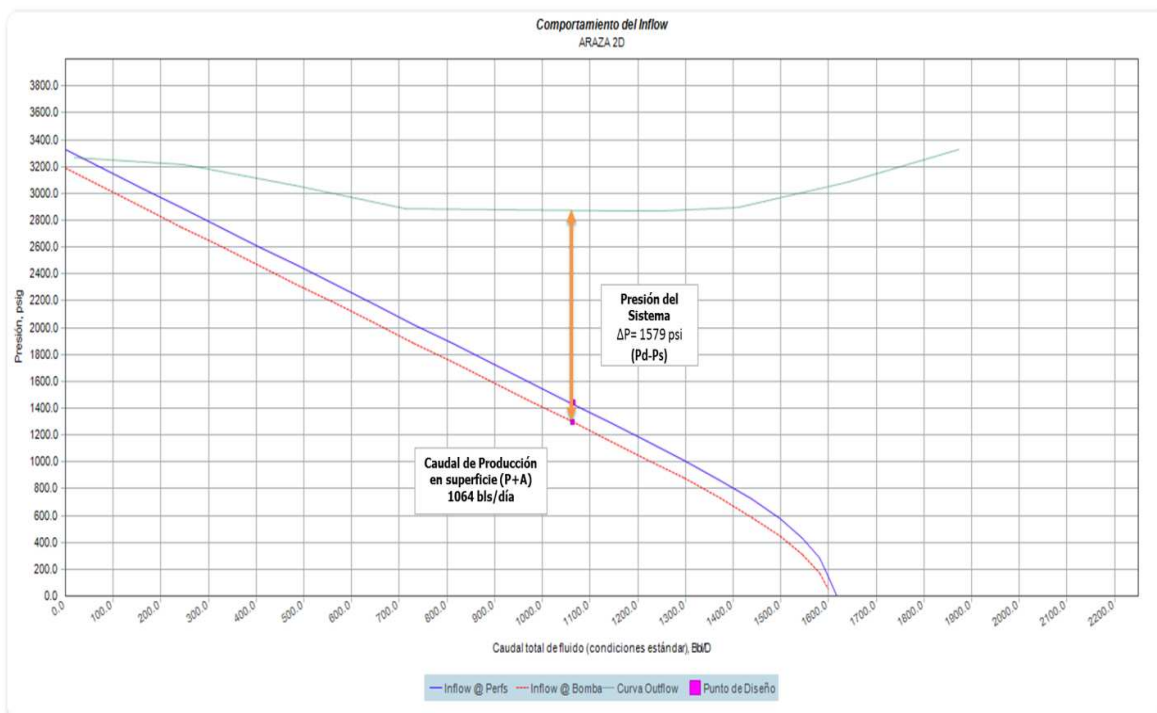
CURVA SISTEMA DE POZO					
Punto #	Altura Descarga , ft	Altura Succión, ft	TDH, ft	Caudal Superficie (O+W), Bls/día	Caudal Promedio Bomba (O+W+G), Bls/día
1	8.654,44	8.363,54	290,90	16	18,73
2	8.527,25	7.434,27	1.092,98	214	250,53
3	8.115,18	6.505,82	1.609,37	412	482,33
4	7.673,47	5.577,12	2.096,35	610	714,13
5	7.645,74	4.647,30	2.998,44	808	945,93
6	7.633,34	3.717,66	3.915,68	1.006	1.177,73
7	7.697,40	2.780,99	4.916,41	1.204	1.409,53
8	8.091,49	1.753,97	6.337,52	1.402	1.641,33
PumpOff	8.503,92	91,09	8.412,82	1.600	1.873,13
Diseño	7.633,25	3.440,50	4.192,74	1.065	1.246,79

FUENTE: Software SubPump – Rediseño ARAZÁ 02D (Opción 2)

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La figura 4.5, indica el comportamiento de inflow – outflow correspondiente al diseño propuesto, evidenciando el diferencial de presión utilizado de 1.579 psi. En la figura 4.6, se indica la curva de comportamiento de la bomba (TDH), a diferentes frecuencias de operación, el equipo está diseñado dentro de los rangos óptimos con la finalidad de prolongar la vida útil del equipo.

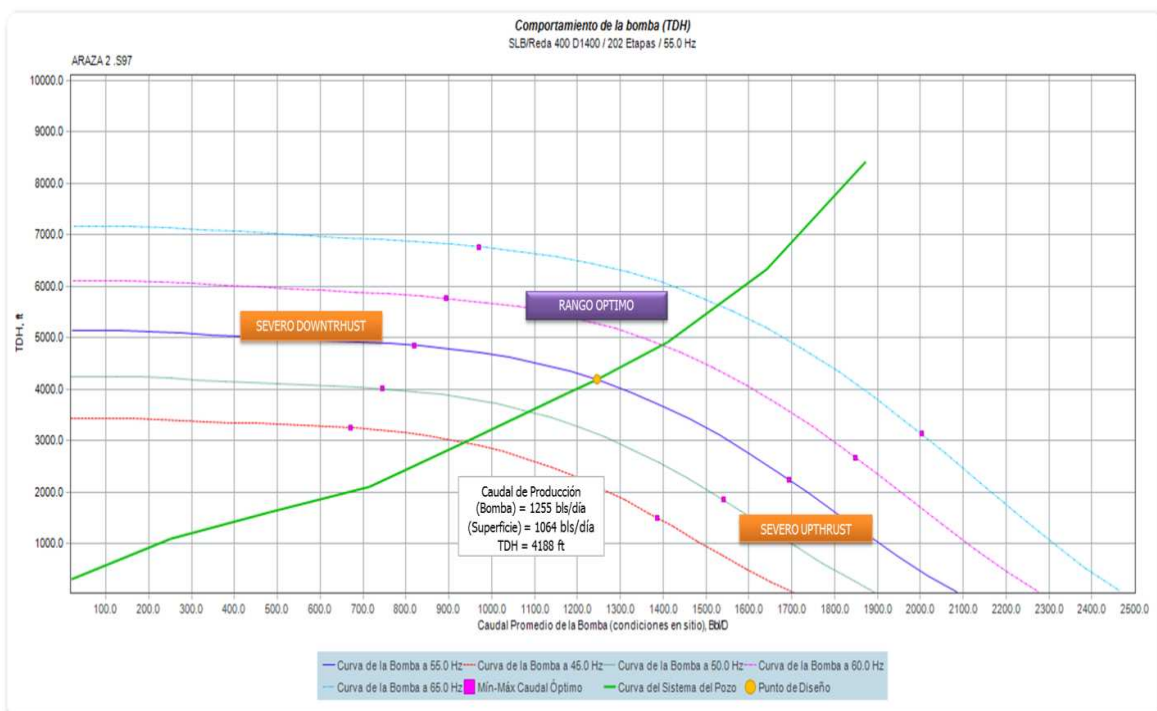
FIGURA 4.5 COMPORTAMIENTO DE INFLOW – OUTFLOW ARAZÁ 02D



FUENTE: Software SubPump – Rediseño ARAZÁ 02D (Opción 2).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

FIGURA 4.6 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA D1400 ARAZÁ 02D

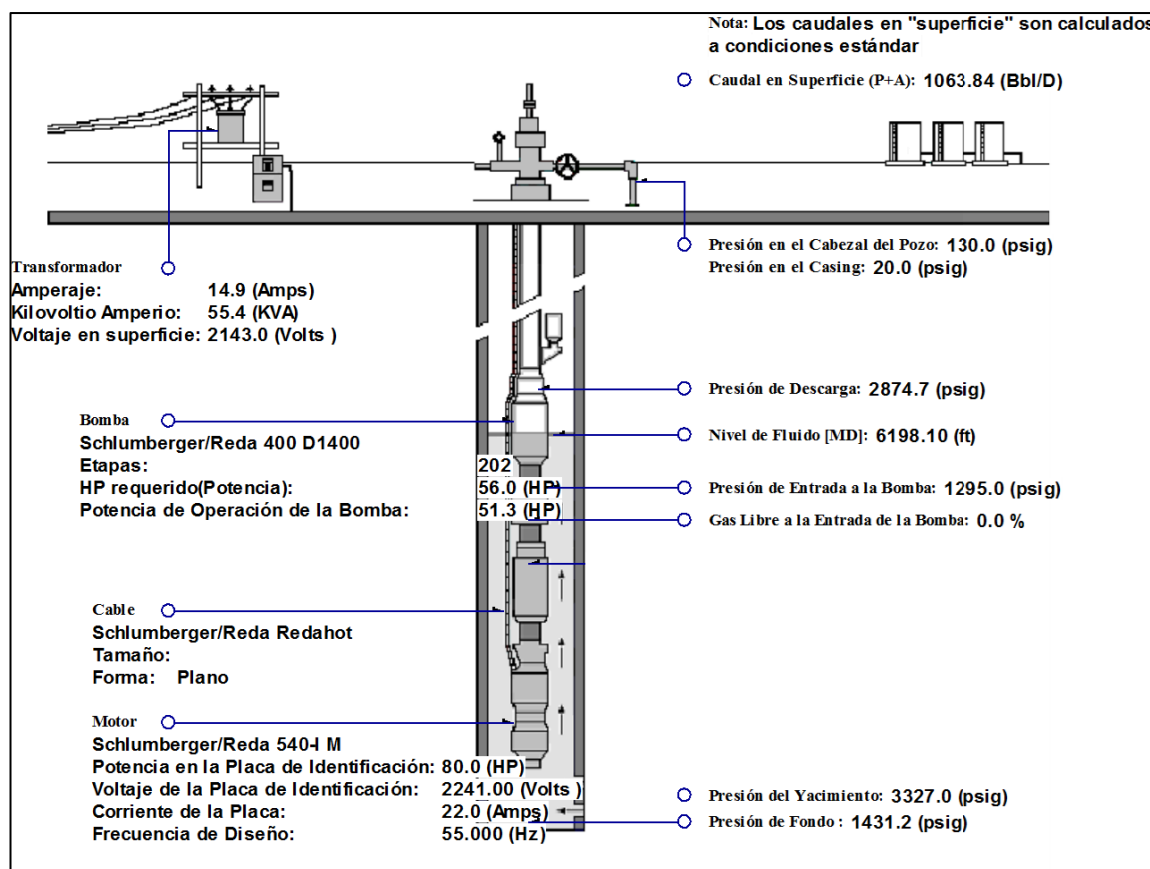


FUENTE: Software SubPump – Rediseño ARAZÁ 02D (Opción 2).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 4.7, se indica las condiciones finales de operación del equipo diseñado, la profundidad de asentamiento de la bomba es la misma que se selecciona en la opción N° 1, además debido a que la velocidad del fluido no es suficiente para enfriar el motor también se considera la utilización de una cubierta de refrigeración.

FIGURA 4.7 DIAGRAMA DE OPERACIÓN – OPCIÓN 2 ARAZÁ 02D



FUENTE: Software SubPump – Rediseño ARAZÁ 02D (Opción 2).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

4.2.2.2 POZO ATACAPI - 11BD

4.2.2.2.1 Opción 1: Rediseño del equipo BES a condiciones actuales de reservorio

La presente propuesta describe el nuevo diseño del equipo BES, en estas condiciones el pozo consigue producir una tasa de 1.695 BFPD, con una presión de intake de 2.567 psi, un incremento del 23% en relación a la producción actual, de 1.383 BFPD. No se elige una tasa mayor de producción con el objetivo de evitar una mayor depletación del reservorio y el ingreso de gas libre a la bomba.

En la tabla 4.8, se indica los principales parámetros del equipo escogido en esta propuesta.

TABLA 4.8 ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO – OPCIÓN 1 ATA-11BD

BOMBA		MOTOR	
FABRICANTE	ESP WG	FABRICANTE	ESP WG
SERIE	500	SERIE	540
MODELO	TG - 2000	POTENCIA, HP	62,5
ETAPAS	75	VOLTAJE, V	1.489
POTENCIA REQUERIDA, HP	41,4	AMPERAJE, AMP	25,2
FRECUENCIA DE DISEÑO, HZ	53	CARGA MOTOR, %	77%
CABLE		VEL. FLUIDO ft/s	1,97
TIPO	POWERLINE 400	HOUSING	
NÚMERO	2 Cu	No. 7	75
TEMP RATING, F	400		
LONGITUD, FT	10.010	PROTECTOR	
SEPARADOR		SERIE	400
SERIE	400	TIPO DE COJINETE	TR4 - HL SBG
MODELO	TR5 RGS		

FUENTE: Software SubPump – Rediseño ATACAPI 11BD.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la tabla 4.9, se indica los parámetros de operación estimados por el software SubPUMP para la propuesta del pozo Atacapi 11BD, la tabla 4.10, indica los cálculos realizados por el software para la construcción de la curva de sistema del pozo.

TABLA 4.9 PARÁMETROS DE OPERACIÓN – OPCIÓN 1 ATA-11BD

PARÁMETROS EQUIPO TG - 2000			
Frecuencia de Diseño, Hz:	53	Volumen de Gas Libre a la entrada de la Bomba, %:	0,35
Velocidad de Operación, RPM:	3.060	Volumen de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	0,10
Corriente de Operación, Amps:	18,6	Presión de Entrada a la Bomba, psig:	2.566,8
Voltaje de Operación, Volts :	1.315	Presión de Descarga, psig:	3.279,9
Potencia de Operación, HP:	41,4	Presión de Fondo , psig:	2.601,8
Eficiencia de la Bomba, %:	55,7	Nivel de Fluido [MD], ft:	2.796,5
Eficiencia del Motor, %:	82,1	Caudal Total Promedio de la Bomba, Bbl/D	2.184
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	1.663,9	Caudal de Líquido Final en Superficie (P+A), Bbl/D:	1.695

FUENTE: Software SubPump – Rediseño ATACAPI 11BD.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

TABLA 4.10 CURVA DE SISTEMA DE POZO – OPCIÓN 1 ATA-11BD

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	8.894,83	8.543,99	350,84	68,44	87,09
2	8.482,10	7.668,57	813,53	915,34	1.164,76
3	8.533,11	6.787,96	1.745,15	1.762,24	2.242,44
4	8.727,23	5.906,81	2.820,42	2.609,14	3.320,12
5	9.009,35	5.025,88	3.983,47	3.456,04	4.397,80
6	9.354,42	4.145,84	5.208,58	4.302,94	5.475,48
7	9.793,21	3.214,08	6.579,13	5.149,84	6.553,16
8	10.097,06	2.171,38	7.925,68	5.996,74	7.630,84
PumpOff	9.957,40	113,59	9.843,81	6.843,64	8.708,52
Diseño	8.522,56	6.852,71	1.669,85	1.700	2.163,25

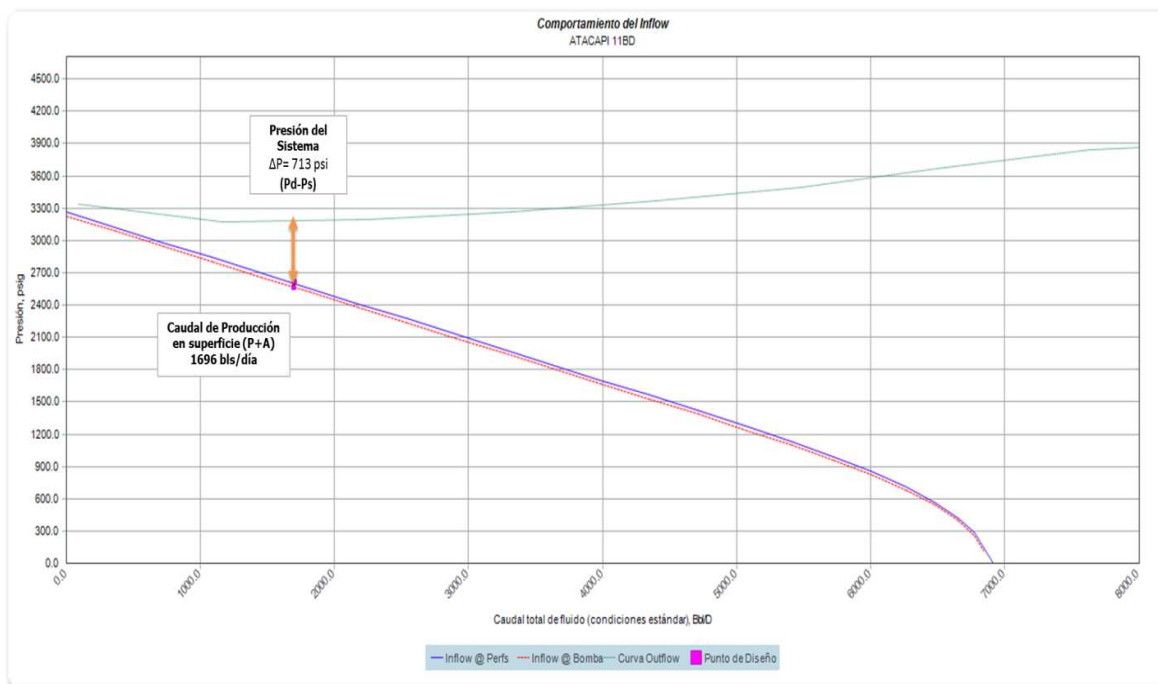
FUENTE: Software SubPump – Rediseño ATACAPI 11BD.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 4.8, se indica la curva de comportamiento del inflow – outflow, para esta propuesta, mientras que la curva de comportamiento de la bomba (TDH) a diferentes frecuencias de operación se indica en la figura 4.9.

En el diseño de este equipo, se ubica el punto inicial de operación dentro del rango óptimo de producción, logrando una mayor eficiencia de la bomba, con respecto al comportamiento actual, además, en caso de ser necesario incrementar la rata de producción, se tiene que aumentar la frecuencia de operación moderadamente, con el objetivo de evitar el incremento de gas libre a la entrada de la bomba,

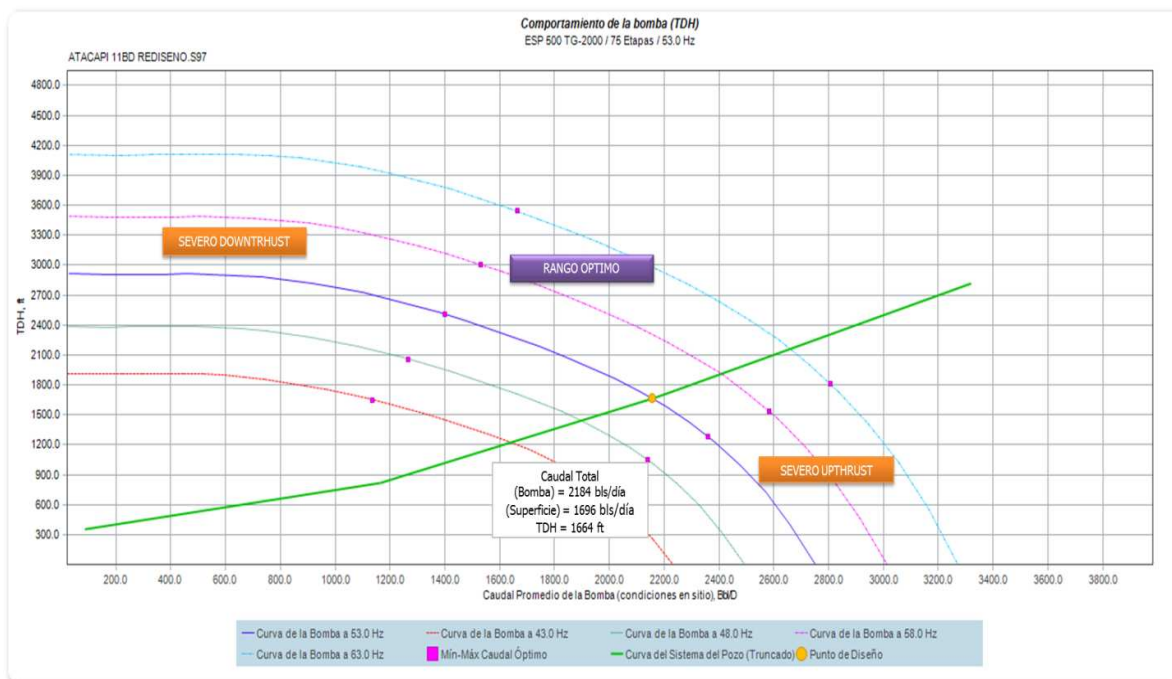
FIGURA 4.8 COMPORTAMIENTO DE INFLOW – OUTFLOW ATACAPI 11BD



FUENTE: Software SubPump – Rediseño ATACAPI 11BD

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

FIGURA 4.9 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA TG2000 ATACAPI 11BD



FUENTE: Software SubPump – Rediseño ATACAPI 11BD

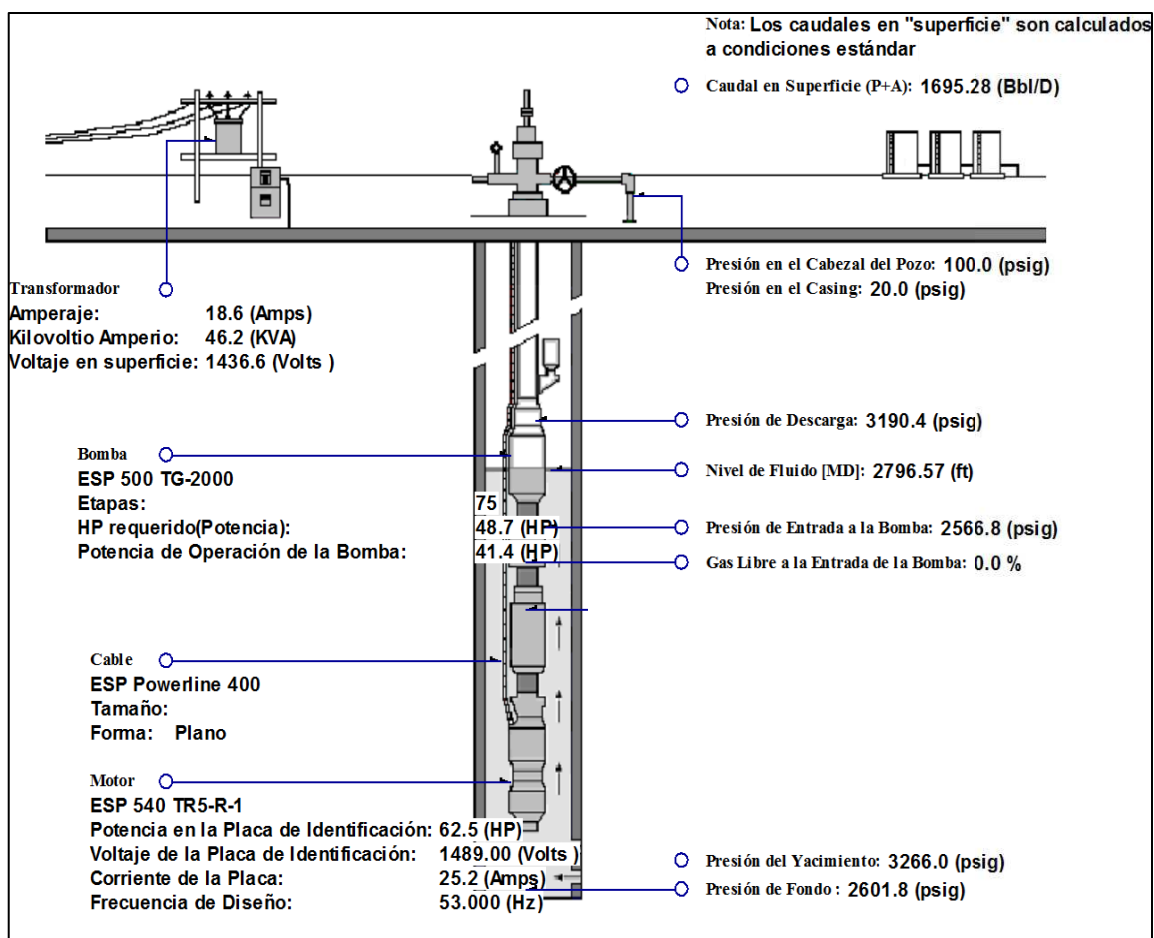
ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 4.10, se indica las condiciones finales de operación, donde se presenta todos los parámetros de diseño y requerimientos de un equipo BES.

Se ha considerado ubicar la bomba electrosumergible a 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.

El pozo Atacapi 11BD, presenta un daño total negativo, $St = -5,7$ (tabla 2.2), por tal motivo no se considera la opción N° 2, que consiste en trabajos de remoción de daño, previo al rediseño.

FIGURA 4.10 DIAGRAMA DE OPERACIÓN – ATACAPI 11BD



FUENTE: Software SubPump – Rediseño ATA 11BD

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

4.2.2.3 POZO ATACAPI - 20D

4.2.2.3.1 Opción 1: Rediseño del equipo BES a condiciones actuales de reservorio

En esta propuesta, se especifica el nuevo diseño del equipo BES, sin remover el daño de formación, bajo las condiciones actuales el pozo produce una tasa de 800 BFPD con una presión de intake de 1.974 psi, consiguiendo un incremento aproximado del 49%, en relación a la producción actual, de 537 BFPD. No se elige una tasa mayor de producción para no provocar un agotamiento de la presión de reservorio prematuro.

En la tabla 4.11, se indica las especificaciones del equipo escogido en esta propuesta.

TABLA 4.11 ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO – OPCIÓN 1 ATA-20D

BOMBA		MOTOR	
FABRICANTE	CENTRILIFT	FABRICANTE	CENTRILIFT
SERIE	400	SERIE	544
MODELO	P8XH6	POTENCIA, HP	50
ETAPAS	156	VOLTAJE, V	1.170
POTENCIA REQUERIDA, HP	48,7	AMPERAJE, AMP	27
FRECUENCIA DE DISEÑO, HZ	54,5	CARGA MOTOR, %	68%
CABLE		VEL. FLUIDO ft/s	1,415
TIPO	CENTRILINE	HOUSING	
NÚMERO	2 Cu	No. 7	124
TEMP RATING, F	225		
LONGITUD, FT	9.920	PROTECTOR	
SEPARADOR		SERIE	513
SERIE	513	TIPO DE COJINETE	GST XH6
MODELO	ODI		

FUENTE: Software SubPump – Rediseño ATACAPI 20D

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la tabla 4.12, se indica los parámetros de operación estimados por el software SubPUMP para la propuesta del pozo Atacapi 20D, además los cálculos realizados por el software para la construcción de la curva de sistema del pozo se indican en la tabla 4.13.

TABLA 4.12 PARÁMETROS DE OPERACIÓN – OPCIÓN 1 ATA-20D

PARÁMETROS EQUIPO P8XH6			
Frecuencia de Diseño, Hz:	55	Volumen de Gas Libre a la entrada de la Bomba, %:	1,2
Velocidad de Operación, RPM:	3.219	Volumen de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	0,1
Corriente de Operación, Amps:	20,2	Presión de Entrada a la Bomba, psig:	1.974,7
Voltaje de Operación, Volts :	1.072,5	Presión de Descarga, psig:	2.974
Potencia de Operación, HP:	31,1	Presión de Fondo , psig:	2.011,1
Eficiencia de la Bomba, %:	51,8	Nivel de Fluido [MD], ft:	4.744,5
Eficiencia del Motor, %:	80,8	Caudal Total Promedio de la Bomba, Bbl/D	978,5
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	2.550,5	Caudal de Líquido Final en Superficie (P+A), Bbl/D:	803,9

FUENTE: Software SubPump – Rediseño ATACAPI 20D

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

TABLA 4.13 CURVA DE SISTEMA DE POZO – OPCIÓN 1 ATA-20D

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	9.024,30	8.246,09	778,21	17,08	20,88
2	8.716,71	7.386,72	1.329,98	228,47	279,25
3	7.918,14	6.528,54	1.389,60	439,86	537,61
4	7.609,36	5.668,99	1.940,37	651,25	795,98
5	7.596,83	4.808,65	2.788,18	862,64	1.054,35
6	7.618,24	3.948,36	3.669,89	1.074,03	1.312,72
7	7.739,42	3.068,87	4.670,55	1.285,42	1.571,09
8	8.076,67	2.061,48	6.015,19	1.496,81	1.829,45
PumpOff	8.957,93	109,23	8.848,70	1.708,20	2.087,82
Diseño	7.596,36	5.063,61	2.532,74	800	977,79

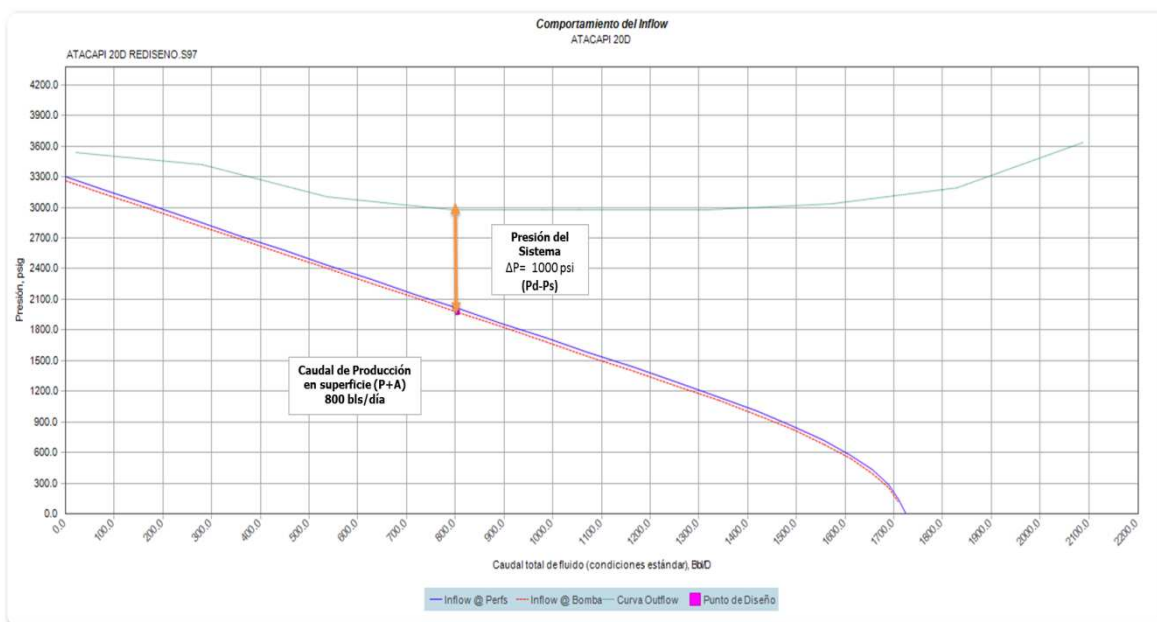
FUENTE: Software SubPump – Rediseño ATACAPI 20D

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La figura 4.11, indica la curva de comportamiento del Inflow y Outflow, para esta propuesta, mientras que la curva de comportamiento de la bomba (TDH) a diferentes frecuencias de operación se indica en la figura 4.12.

Como se aprecia en la figura 4.12, en el diseño de este equipo el punto inicial de operación se ubica dentro de los rangos recomendados, para evitar que la bomba sufra desgaste por empuje ascendente o descendente, obteniendo así, una eficiencia de la bomba del 52%, esto con el objetivo de prolongar la vida útil del equipo.

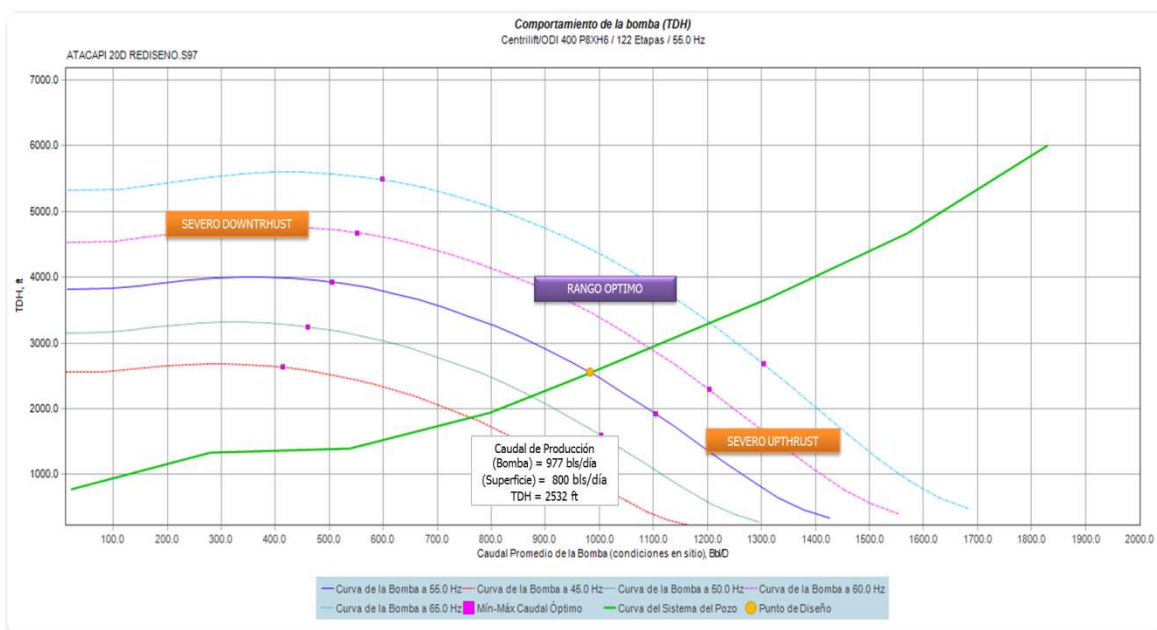
**FIGURA 4.11 COMPORTAMIENTO DE INFLOW – OUTFLOW OPCIÓN 1
ATA-20D**



FUENTE: Software SubPump – Rediseño ATACAPI 20D.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

**FIGURA 4.12 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA P8XH6 – OPCIÓN 1
ATA-20D**



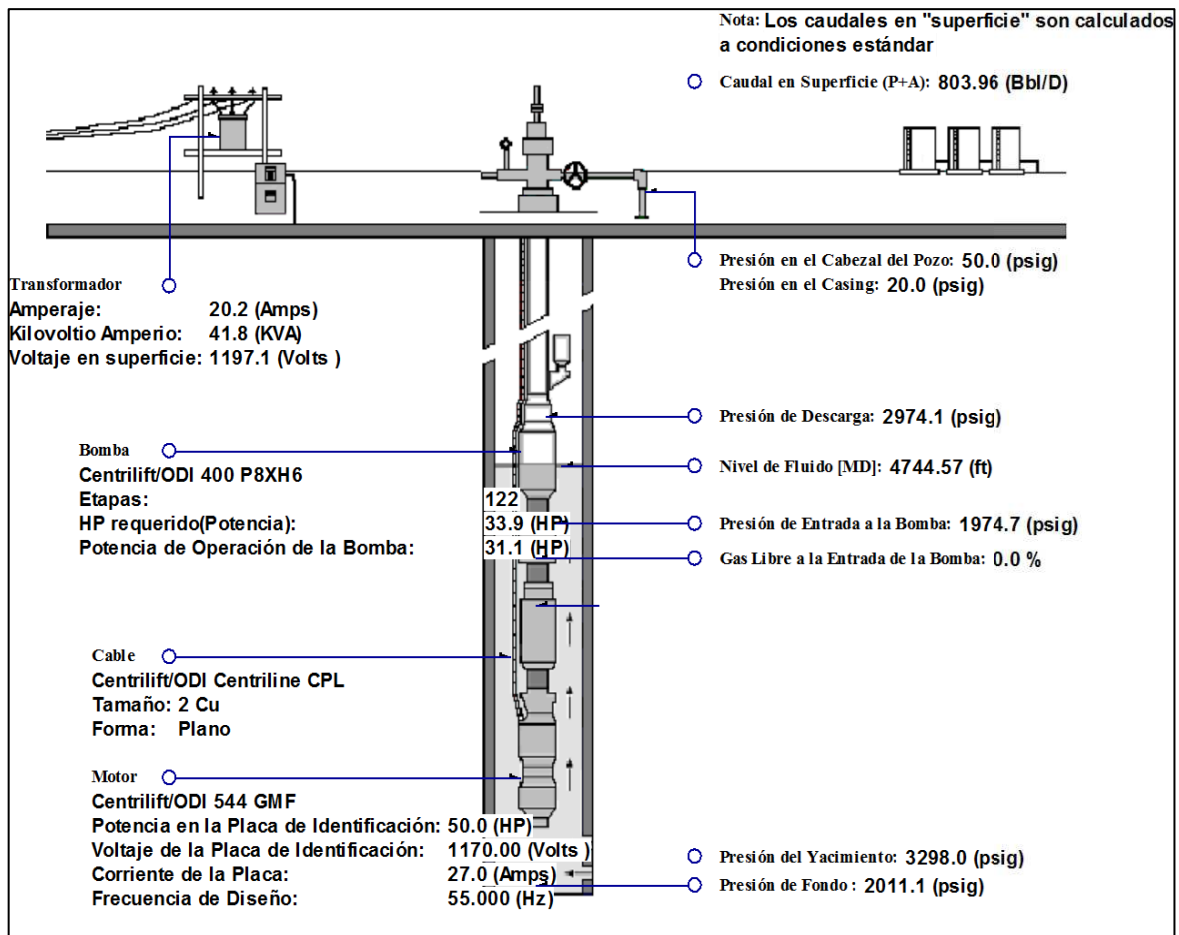
FUENTE: Software SubPump – Rediseño ATACAPI 20D.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 4.13, se indica las condiciones finales de operación, donde se presentan todos los parámetros de diseño y requerimientos de un equipo BES, se ha considerado ubicar la bomba electrosumergible a 100 pies por encima de los punzados, para contar con una aceptable separación natural de gas y tener una presión de intake más cercana a la presión dinámica de fondo.

Según datos del build up (tabla 2.2), este pozo presenta un daño total negativo ($S_t = -2,57$), motivo por el cual no se considera la aplicación de la opción N° 2, es decir realizar trabajos de remoción de daño de formación, previo a la instalación de un nuevo equipo.

FIGURA 4.13 DIAGRAMA DE OPERACIÓN – OPCIÓN 1 ATA-20D



FUENTE: Software SubPump – Rediseño ATACAPI 20D.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

4.2.2.4 POZO ATACAPI - 23

4.2.2.4.1 Alternativa Adicional: Incremento de la frecuencia de operación del equipo BES

El equipo se encuentra trabajando actualmente a una frecuencia de operación de 50 Hz, y se obtiene una producción de 1.688 BFPD con un BSW de 2%. El incremento de frecuencia bajo las condiciones actuales se lo puede realizar hasta 60 Hz, pero se debe considerar que esta variación acelera el proceso de desgaste de las etapas de la bomba, por tal motivo es recomendable realizar el incremento de 1 en 1 Hz.

La tabla 4.14, indica los resultados que se obtienen al incrementar la frecuencia, mientras que en la tabla 4.15, se detallan los parámetros de operación estimados por el software a una frecuencia de operación de 53 Hz.

TABLA 4.14 INCREMENTO DE PRODUCCIÓN CON LA VARIACIÓN DE LA FRECUENCIA DE OPERACIÓN

DATOS	ACTUAL	POSIBLES			
		51	52	53	54
Frecuencia	50	51	52	53	54
Caudal en Superficie, Bls/D	1.688	1.737	1.785	1.833	1.882
Caudal a condiciones de la bomba, Bls/D	2.091	2.153	2.214	2.275	2.336
Incremento de producción, %	0	3%	6%	9%	12%
Presión a la entrada de la bomba, psig	1.510	1.463	1.416	1.369	1.322
Gas libre a la entrada de la bomba, %	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Gas libre dentro de la bomba; %	0	0	0	0	0

FUENTE: SOFTWARE SUBPUMP – INCREMENTO DE FRECUENCIA ATACAPI 23.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

TABLA 4.15 PARÁMETROS DE OPERACIÓN – ALTERNATIVA ATA-23

PARÁMETROS EQUIPO P23XH6			
Frecuencia de Diseño, Hz:	53	Volumen de Gas Libre a la entrada de la Bomba, %:	0,1
Velocidad de Operación, RPM:	3.050	Volumen de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	0,1
Corriente de Operación, Amps:	27,8	Presión de Entrada a la Bomba, psig:	1.369
Voltaje de Operación, Volts :	2.015	Presión de Descarga, psig:	3.122
Potencia de Operación, HP:	82,8	Presión de Fondo , psig:	1.412
Eficiencia de la Bomba, %:	75	Nivel de Fluido [MD], ft:	5.406
Eficiencia del Motor, %:	85,8	Caudal Total Promedio de la Bomba, Bbl/D	2.274
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	4.814	Caudal de Líquido Final en Superficie (P+A), Bbl/D:	1.833

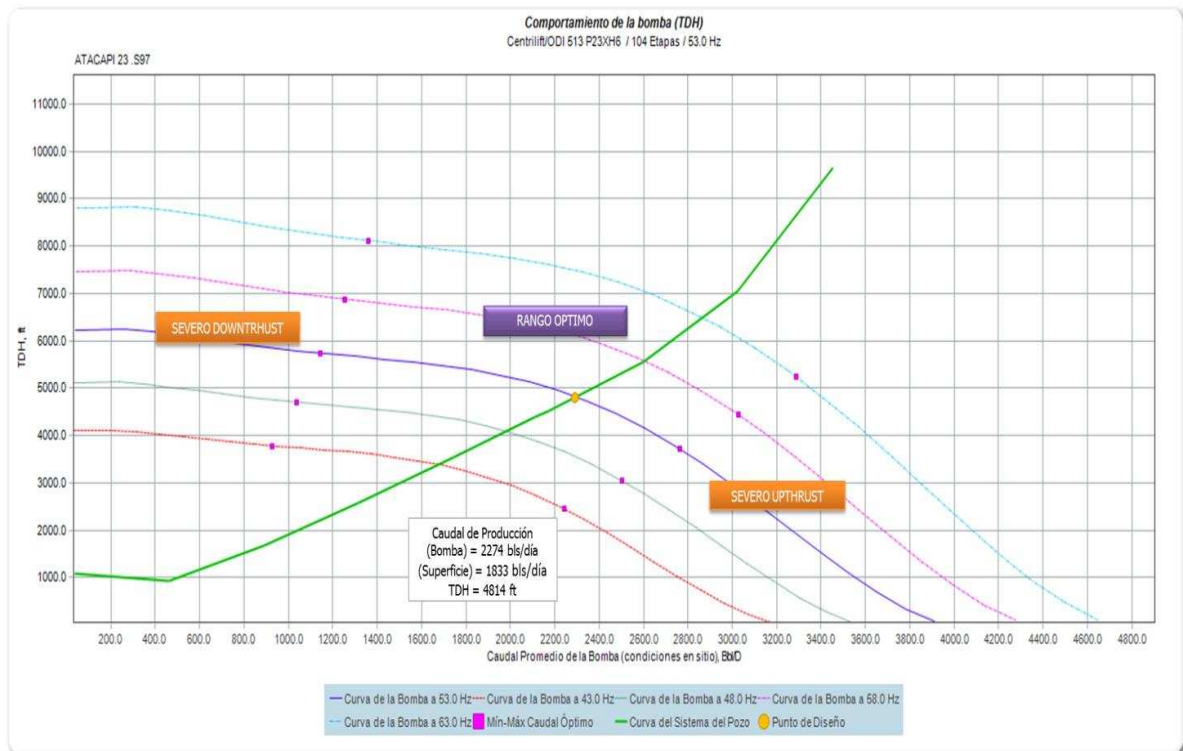
FUENTE: SOFTWARE SUBPUMP – INCREMENTO DE FRECUENCIA ATACAPI 23.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

A partir de los datos estimados, se va a producir una tasa de 1.833 BFPD a una frecuencia de operación de 53 Hz, involucrando un aumento de la producción en 9% con respecto a la producción actual.

De realizarse el incremento de frecuencia en el pozo, es necesario monitorear continuamente parámetros eléctricos y la presión de cabeza; así como también continuar tomando pruebas de producción que ayuden a corroborar como se encuentra el comportamiento del equipo en el fondo. En la figura 4.13, se indica el comportamiento de la bomba a la frecuencia de 53 Hz.

FIGURA 4.14 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA P23XH6 – ALTERNATIVA ATA - 23



FUENTE: SOFTWARE SUBPUMP – INCREMENTO DE FRECUENCIA ATACAPI 23.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

4.2.2.5 POZO SECOYA - 18

4.2.2.5.1 Opción 1: Rediseño del equipo BES a condiciones actuales de reservorio

En esta propuesta, se plantea el rediseño del equipo BES, sin considerar la remoción de daño de formación, bajo estas condiciones el pozo va a producir una tasa de 1.606 BFPD con una presión de intake de 1.915 psi, obteniendo de esta forma un incremento aproximado del 33%, en relación a la producción actual, de 1.200 BFPD. Se considera un factor de seguridad de 800 psi, para evitar la depletación en el reservorio. En la tabla 4.16, se indica las especificaciones del equipo propuesto.

TABLA 4.16 ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO – OPCIÓN 1 SEC-18

BOMBA		MOTOR	
FABRICANTE	REDA	FABRICANTE	REDA
SERIE	400	SERIE	400
MODELO	DN1800	POTENCIA, HP	100
ETAPAS	259	VOLTAJE, V	2.590
POTENCIA REQUERIDA, HP	67,2	AMPERAJE, AMP	24,3
FRECUENCIA DE DISEÑO, HZ	56	CARGA MOTOR, %	72%
CABLE		VEL. FLUIDO ft/s	1,871
TIPO	REDALEAD	HOUSING	
NÚMERO	2 Cu	No. 80	67
TEMP RATING, F	300	No. 110	92
LONGITUD, FT	9.020	No. 120	100
SEPARADOR + AGH		PROTECTOR	
SERIE	540	SERIE	400
MODELO	RF-RLOY	TIPO DE COJINETE	LSBPB - BPBSL

FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 18 (Opción 1)

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la tabla 4.17, se indica los parámetros de operación estimados por el software SubPUMP para la propuesta del pozo Secoya 18, y la tabla 4.18, indica los cálculos realizados por el software para la construcción de la curva de sistema del pozo.

TABLA 4.17 PARÁMETROS DE OPERACIÓN – OPCIÓN 1 SEC-18

PARÁMETROS EQUIPO DN1800			
Frecuencia de Diseño, Hz:	56	Volumen de Gas Libre a la entrada de la Bomba, %:	0,1
Velocidad de Operación, RPM:	3.265	Volumen de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	0,1
Corriente de Operación, Amps:	18,4	Presión de Entrada a la Bomba, psig:	1.915,3
Voltaje de Operación, Volts :	2.417,3	Presión de Descarga, psig:	3.686,5
Potencia de Operación, HP:	67,2	Presión de Fondo , psig:	1.956,3
Eficiencia de la Bomba, %:	74,6	Nivel de Fluido [MD], ft:	4.387
Eficiencia del Motor, %:	84	Caudal Total Promedio de la Bomba, Bbl/D	1.713
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	4.162,6	Caudal de Líquido Final en Superficie (P+A), Bbl/D:	1.606

FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 18 (Opción 1).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

TABLA 4.18 CURVA DE SISTEMA DE POZO – OPCIÓN 1 SEC-18

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	9.060,66	6.058,8	3.001,86	53,25	56,72
2	8.646,04	5.401,65	3.244,39	712,16	758,64
3	8.656,17	4.743,89	3.912,28	1.371,06	1.460,55
4	8.699,84	4.085,73	4.614,1	2.029,97	2.162,47
5	8.767,36	3.427,26	5.340,1	2.688,88	2.864,39
6	8.855,36	2.768,58	6.086,79	3.347,79	3.566,3
7	9.070,51	2.097,64	6.972,87	4.006,7	4.268,22
8	9.307,39	1.380,98	7.926,4	4.665,61	4.970,14
PumpOff	9.624,27	79,57	9.544,7	5.324,52	5.672,05
Diseño	8.668,27	4.515,26	4.153,02	1.600	1.704,43

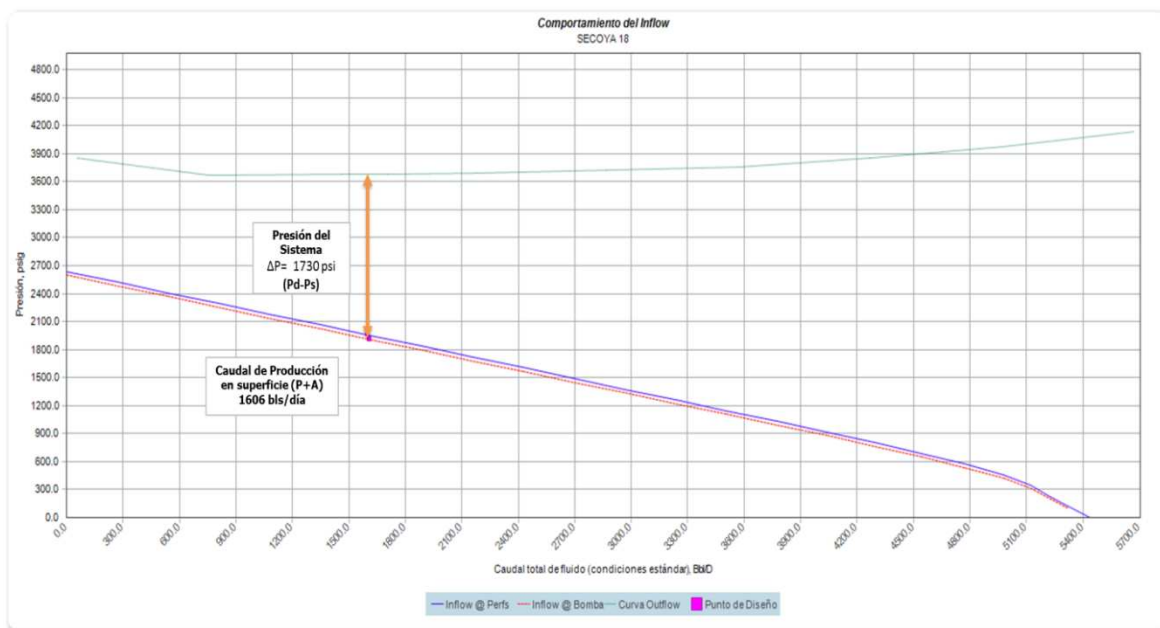
FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 18 (Opción 1).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La figura 4.15, presenta la curva de comportamiento del Inflow y Outflow, para esta propuesta, donde se indica que la presión del sistema (ΔP), es de 1.730 psi, este valor es la presión total que debe suministrar la bomba para obtener el caudal producido.

En la figura 4.16, se indica la curva de comportamiento de la bomba (TDH) a diferentes frecuencias de operación, siendo la frecuencia de diseño escogida para este caso de 56 Hz, consiguiendo ubicar el punto inicial de operación dentro del rango óptimo.

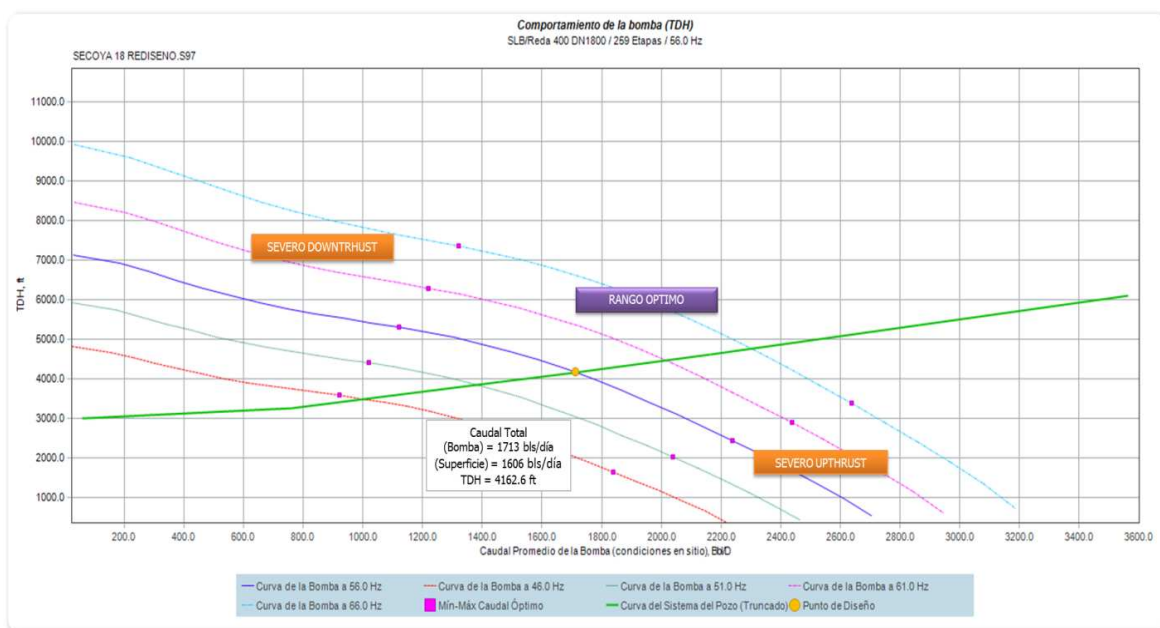
**FIGURA 4.15 COMPORTAMIENTO DE INFLOW – OUTFLOW OPCIÓN 1
SEC-18**



FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 18 (Opción 1).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

**FIGURA 4.16 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DN1800 – OPCIÓN 1
SEC-18**



FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 18 (Opción 1).

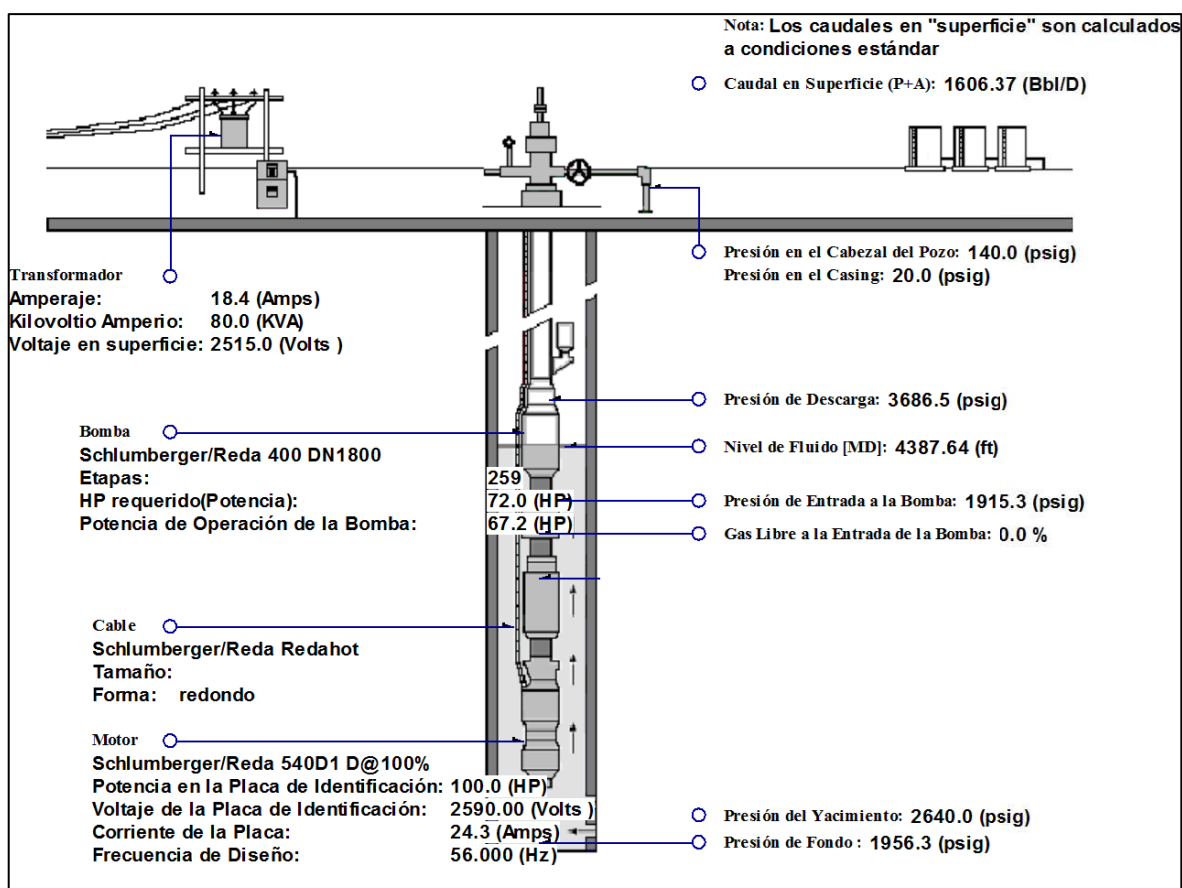
ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 4.17, se indica las condiciones finales de operación, donde se encuentran todos los parámetros de diseño y requerimientos de un equipo BES.

Al igual que en casos anteriores, se ha considerado la ubicación de la bomba electrosumergible a 100 pies por encima de los punzados. También se considera una frecuencia menor de 60 Hz, para tener un rango de manejo de la producción del pozo y producción de gas libre.

El pozo Secoya 18, presenta un daño total ($S_t = 6$; tabla 2.2), por tal motivo se procede a la opción N° 2, que consiste en realizar trabajos de remoción de daño de formación previo a la instalación de un nuevo equipo.

FIGURA 4.17 DIAGRAMA DE OPERACIÓN – OPCIÓN 1 SEC-18



FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 18 (Opción 1).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

4.2.2.5.2 Opción 2: Rediseño del equipo BES considerando remoción del daño de formación.

El pozo Secoya 18, presenta un daño total estimado en la última prueba de build up, de $S_t = 6$ (tabla 2.2), con el objetivo de mejorar el potencial del pozo, se realiza la remoción de daño de formación, consiguiendo de esta forma un incremento de producción.

Se debe tener presente que la arena U inferior, donde actualmente se encuentra produciendo este pozo fue penetrada parcialmente ($H_p=16$), indicando que existe un daño por penetración parcial, para calcular este tipo de daño es necesario utilizar la ecuación de Saidikowski (4.1), la cual se indica a continuación:

$$S_p = \left(\frac{h_t}{h_p} - 1 \right) \left(\ln \left(\frac{h_t}{r_w} \sqrt{\frac{K_H}{K_v}} \right) - 2 \right) \quad (4.1)$$

Donde:

S_p = Skin de las Perforaciones

H_t = Espesor total

H_p = Espesor de las perforaciones

r_w = Radio de Pozo

K_H/K_v = Relación de Permeabilidad

Además se debe recordar que el único daño que puede ser removido por tratamientos químicos es el daño de formación, es necesario calcular su valor con la ecuación 4.2.

$$S_f = \left(\frac{S_t - S_p}{\frac{h_t}{h_p}} \right) \quad (4.2)$$

La información utilizada de la última prueba de build up ($H_p = 16$, $H_t = 34$, $r_w = 0,42$ y $K_H/K_v = 1$), es útil para la estimación de los resultados a obtenerse si se logra eliminar por completo el daño de formación (S_f), estos resultados se presentan en la tabla 4.19.

TABLA 4.19 RESULTADOS ESTIMADOS AL ELIMINAR DAÑO DE FORMACIÓN – SECOYA 18

DATOS	S _f = 1.56	S _f = 0
Pr, psi	2.640	2.640
Pwf, psi	2.068	2.068
Qt, BFPD	1.600	2.400
Qo,BPPD	352	528
M (pendiente)	69	69
Hp, ft	16	16
Ht, ft	34	34
St	6	2,7
Sf	1,56	0
Sp	2,69	2,69
Δp daño	359,7	161,5
EF	0,37	0,72

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

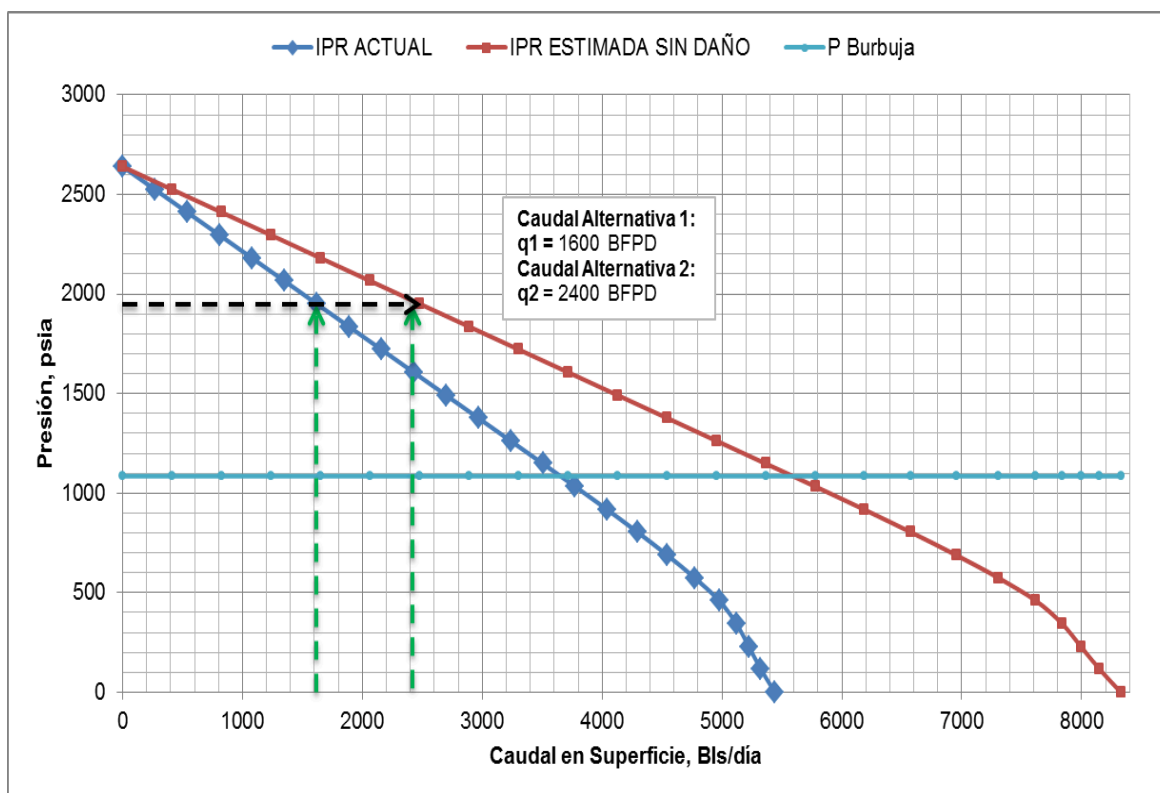
Como se indica en la tabla 4.19, el decremento del daño de formación estimado, luego de los respectivos trabajos alcanza el 55%.

Las curvas IPR para las condiciones de daño de formación estimado en las pruebas de build up ($S_f = 1,56$), y corrigiendo el daño con un valor de $S_f = 0$, se indican en la figura 4.18, donde al mantener la misma presión de fondo se obtiene un aumento de 800 BFPD con respecto a la producción estimada en la opción N° 1. Se considera un factor de seguridad sobre los 500 psi, debido a que ha transcurrido tiempo considerable desde la última restauración de presión, de donde se obtuvieron los datos para el análisis.

Bajo estas nuevas condiciones se va a producir una rata de 528 BPPD, es decir un incremento del 100 % con respecto a la producción actual de petróleo, considerando el actual corte de agua.

En la tabla 4.20, se indican las especificaciones principales del equipo propuesto para este pozo.

FIGURA 4.18 IPR ACTUAL Y EFECTO DE LA DISMINUCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN – SECOYA 18



FUENTE: Software SubPump – Análisis SECOYA 18.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

TABLA 4.20 ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO – OPCIÓN 2 SEC-18

BOMBA		MOTOR	
FABRICANTE	REDA	FABRICANTE	REDA
SERIE	538	SERIE	562
MODELO	SN2600	POTENCIA, HP	165
ETAPAS	109	VOLTAJE, V	2.147,6
POTENCIA REQUERIDA, HP	112	AMPERAJE, AMP	46,8
FRECUENCIA DE DISEÑO, HZ	56	CARGA MOTOR, %	72%
CABLE		VEL. FLUIDO ft/s	3,6
TIPO	REDALEAD	HOUSING	
NÚMERO	2 Cu	No. 100	92
TEMP RATING, F	300		
LONGITUD, FT	9.020	PROTECTOR	
SEPARADOR + AGH			
SERIE	540	SERIE	540
MODELO	RF-RLOY	TIPO DE COJINETE	LSBPB - BPBSL

FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 18 (Opción 2)

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La tabla 4.21, describe los parámetros de operación estimados por el software SubPUMP, mientras que en la tabla 4.9, se detalla los cálculos realizados por el software para la construcción de la curva de sistema del pozo.

TABLA 4.21 PARÁMETROS DE OPERACIÓN – OPCIÓN 2 SEC-18

PARÁMETROS EQUIPO SN2600			
Frecuencia de Diseño, Hz:	56	Volumen de Gas Libre a la entrada de la Bomba, %:	0,1
Velocidad de Operación, RPM:	3.246	Volumen de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	0,1
Corriente de Operación, Amps:	36,3	Presión de Entrada a la Bomba, psig:	1.932
Voltaje de Operación, Volts :	2.004	Presión de Descarga, psig:	3.724
Potencia de Operación, HP:	112	Presión de Fondo , psig:	1.973
Eficiencia de la Bomba, %:	67,5	Nivel de Fluido [MD], ft:	4.326
Eficiencia del Motor, %:	87,9	Caudal Total Promedio de la Bomba, Bbl/D	2.554
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	4.213,6	Caudal de Líquido Final en Superficie (P+A), Bbl/D:	2.398

FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 18 (Opción 2).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

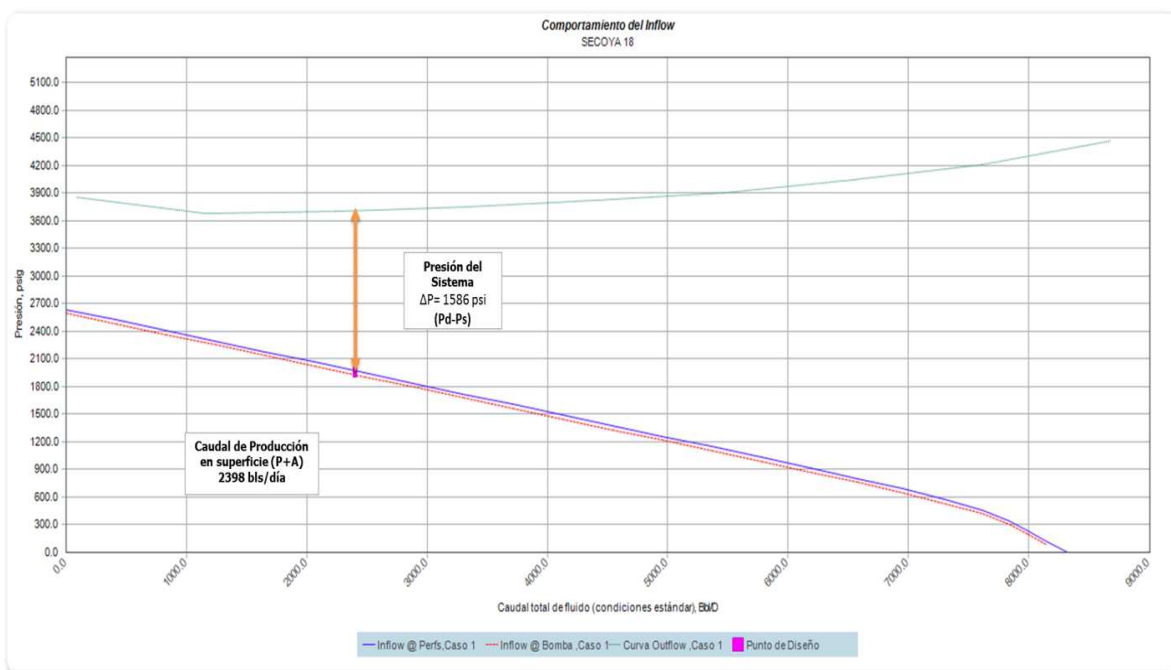
TABLA 4.22 CURVA DE SISTEMA DE POZO – OPCIÓN 2 SEC-18

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	9.067,74	6.058,81	3.008,93	81,5	86,8
2	8.675,41	5.401,49	3.273,91	1.090,01	1.161
3	8.732,77	4.743,07	3.989,7	2.098,52	2.235,2
4	8.845,39	4.083,82	4.761,57	3.107,03	3.309,39
5	9.002,92	3.423,86	5.579,06	4.115,55	4.383,59
6	9.211,57	2.763,23	6.448,34	5.124,06	5.457,79
7	9.516,77	2.089,9	7.426,87	6.132,57	6.531,98
8	9.874,59	1.370	8.504,59	7.141,09	7.606,18
PumpOff	10.396,56	79,58	1.0316,99	8.149,6	8.680,37
Diseño	8.761,36	4.546,08	4.215,29	2.400	2.556,31

FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 18 (Opción 2).

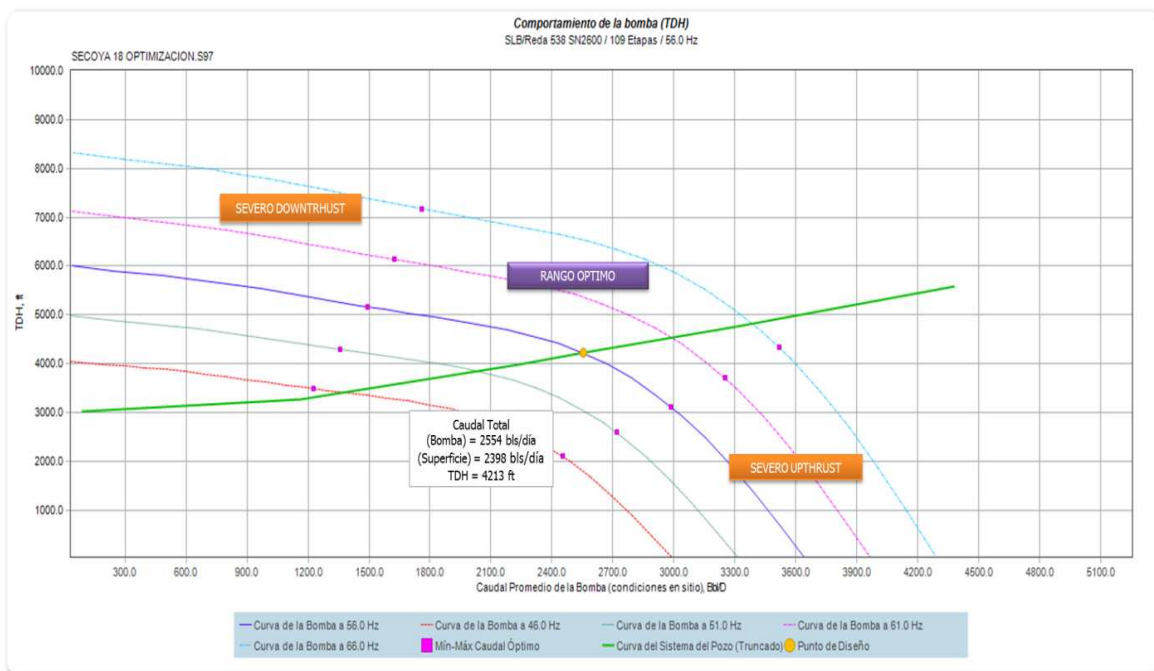
ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 4.19, se presenta el comportamiento de inflow – outflow, correspondiente al diseño, en la figura 4.20, se indica la curva de comportamiento de la bomba (TDH) a diferentes frecuencias de operación, se tiene que el equipo está diseñado para operar dentro de los rangos óptimos de producción con el objetivo de alargar la vida útil del equipo.

FIGURA 4.19 COMPORTAMIENTO DE INFLOW – OUTFLOW OPC. 2 SEC-18


FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 18 (Opción 2).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

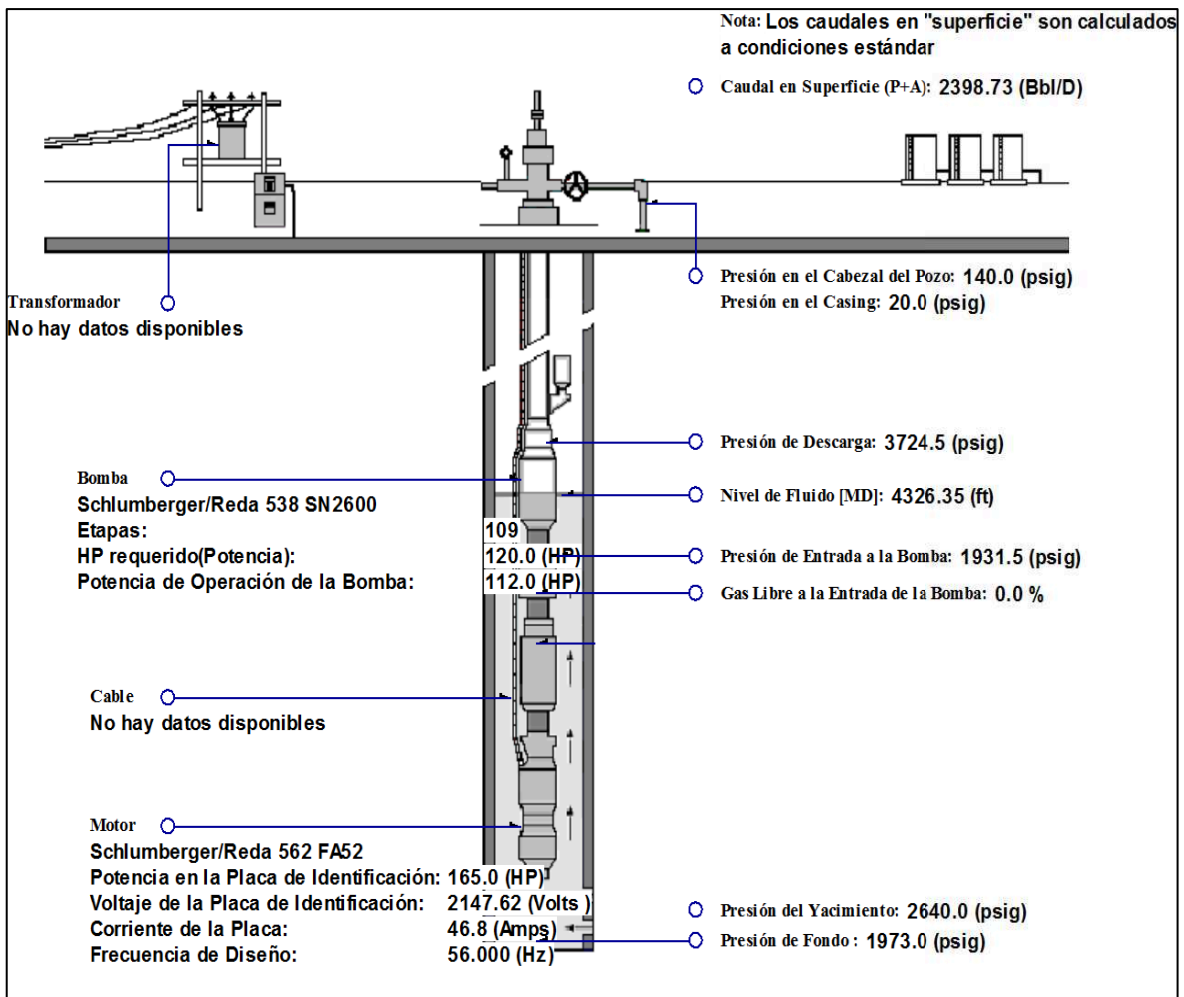
FIGURA 4.20 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA SN2600 – OPC. 2 SEC-18


FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 18 (Opción 2).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 4.21, se indica las condiciones finales de operación del equipo diseñado en esta propuesta, tomando en cuenta que la profundidad de asentamiento de la bomba es la misma que se selecciona en la opción N° 1, así como también considerando una frecuencia adecuada que permita su posterior incremento en caso que se requiera mejorar la producción.

FIGURA 4.21 DIAGRAMA DE OPERACIÓN – OPCIÓN 2 SEC-18



FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 18 (Opción 2)

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

4.2.2.6 POZO SECOYA - 19

4.2.2.6.1 Opción 1: Rediseño del equipo BES a condiciones actuales de reservorio

En esta propuesta, se especifica el nuevo diseño del equipo BES, como respuesta a optimizar la producción, bajo las condiciones actuales el pozo va a producir una tasa de 645 BFPD con una presión de intake de 1.660 psi, obteniendo de esta forma un incremento del 143%, en relación a la producción actual, de 265 BFPD. En la tabla 4.23, se detallan las especificaciones del equipo seleccionado para esta propuesta.

TABLA 4.23 ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO – OPCIÓN 1 SEC-19

BOMBA		MOTOR	
FABRICANTE	REDA	FABRICANTE	REDA
SERIE	400	SERIE	456
MODELO	D725N	POTENCIA, HP	60
ETAPAS	238	VOLTAJE, V	1.401,4
POTENCIA REQUERIDA, HP	34,1	AMPERAJE, AMP	27,5
FRECUENCIA DE DISEÑO, HZ	55	CARGA MOTOR, %	62%
CABLE		VEL. FLUIDO ft/s	1,15
TIPO	REDABLACK	HOUSING	
NÚMERO	2 Cu	No. 60	119
TEMP RATING, F	300	No. 60	119
LONGITUD, FT	8.913	PROTECTOR	
SEPARADOR + AGH		SERIE	400 - 456
SERIE	400	TIPO DE COJINETE	2 LSBPBSL
MODELO	ARZ-RA		

FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 19 (Opción 1).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la tabla 4.24, se indica los parámetros de operación estimados por el software SubPUMP para la propuesta del pozo Secoya 19, la tabla 4.25, indica los cálculos realizados por el software para la construcción de la curva de sistema del pozo.

TABLA 4.24 PARÁMETROS DE OPERACIÓN – OPCIÓN 1 SEC-19

PARÁMETROS EQUIPO D725N			
Frecuencia de Diseño, Hz:	55	Volumen de Gas Libre a la entrada de la Bomba, %:	1,1
Velocidad de Operación, RPM:	3.129	Volumen de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	0,1
Corriente de Operación, Amps:	19,1	Presión de Entrada a la Bomba, psig:	1.660
Voltaje de Operación, Volts :	1.284,7	Presión de Descarga, psig:	3.237,5
Potencia de Operación, HP:	34,1	Presión de Fondo , psig:	1.700,3
Eficiencia de la Bomba, %:	58,9	Nivel de Fluido [MD], ft:	4.644
Eficiencia del Motor, %:	83,8	Caudal Total Promedio de la Bomba, Bbl/D	746
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	3.928	Caudal de Líquido Final en Superficie (P+A), Bbl/D:	645

FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 19 (Opción 1).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

TABLA 4.25 CURVA DE SISTEMA DE POZO – OPCIÓN 1 SEC-19

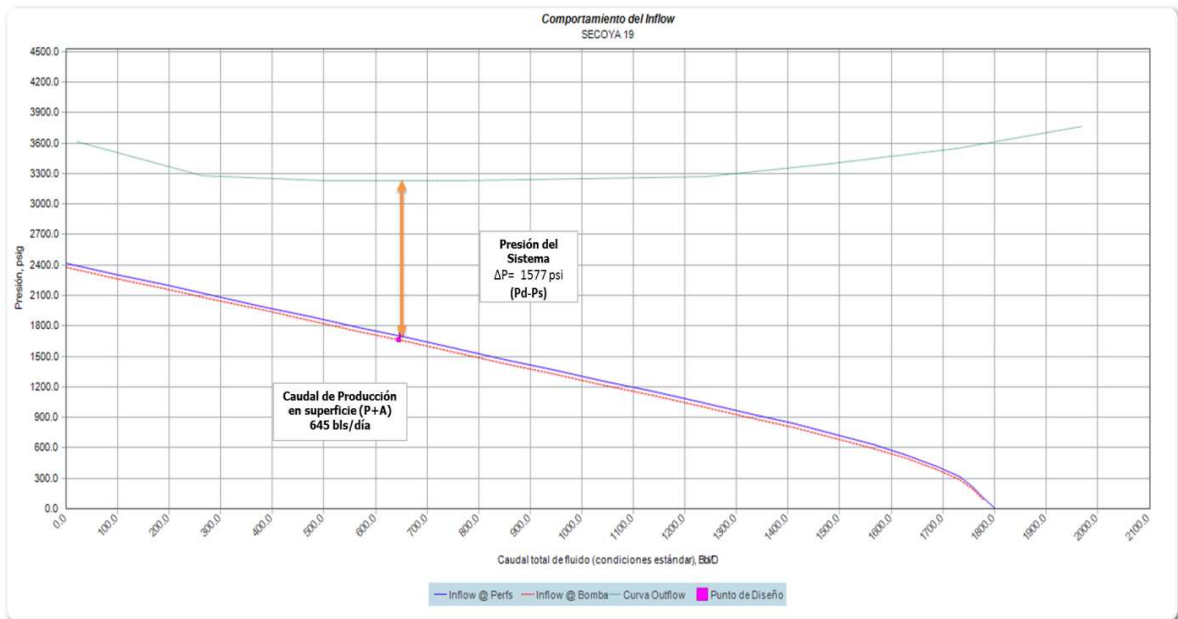
CURVA SISTEMA DE POZO					
Punto #	Altura Descarga , ft	Altura Succión, ft	TDH, ft	Caudal Superficie (O+W), Bls/día	Caudal Promedio Bomba (O+W+G), Bls/día
1	9.010,02	5.876,42	3.133,6	17,79	19,69
2	8.187,19	5.269,39	2.917,8	237,96	263,39
3	8.045,34	4.661,62	3.383,72	458,13	507,09
4	8.051,26	4.053,15	3.998,11	678,3	750,79
5	8.108,09	3.444,24	4.663,86	898,46	994,49
6	8.157,86	2.835,01	5.322,85	1.118,63	1.238,19
7	8.450,04	2.202,57	6.247,47	1.338,8	1.481,89
8	8.762,07	1.484,35	7.277,72	1.558,97	1.725,59
PumpOff	9.144,32	82,59	9.061,73	1.779,14	1.969,29
Diseño	8.070,6	4.131,35	3.939,25	650	719,47

FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 19 (Opción 1).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La figura 4.22, presenta la curva de comportamiento del Inflow y Outflow, donde se indica la presión que el sistema suministra (1.577 psi), para obtener la producción deseada en esta propuesta. En la figura 4.23, se indica la curva de comportamiento de la bomba (TDH) a diferentes frecuencias de operación, para este diseño se ha escogido una frecuencia de 55 Hz, consiguiendo una eficiencia de la bomba del 59%.

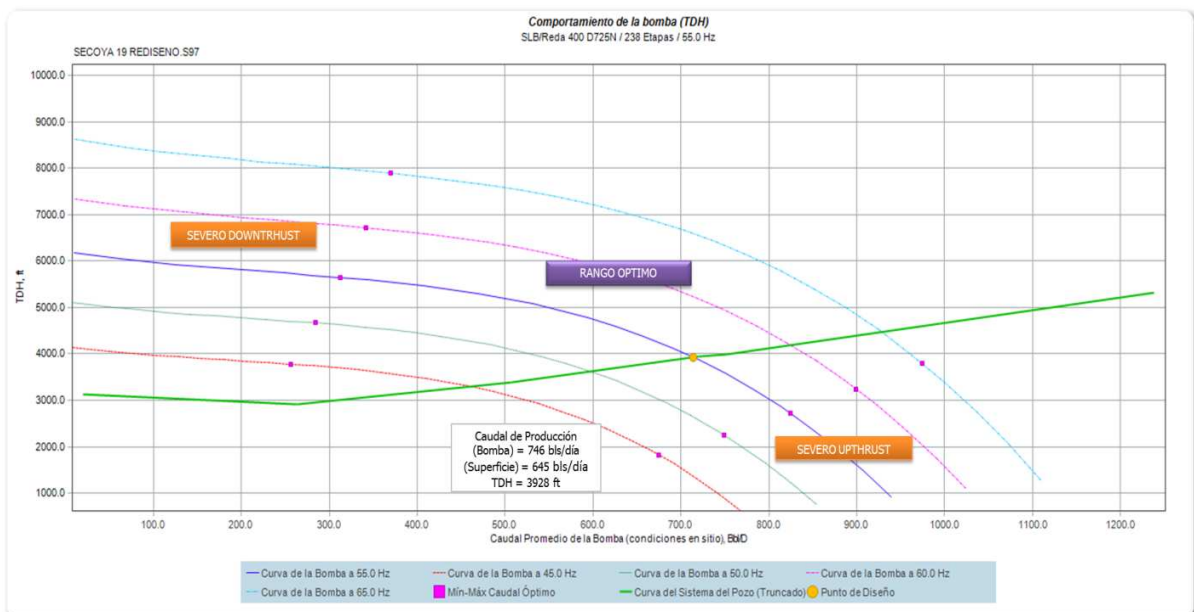
**FIGURA 4.22 COMPORTAMIENTO DE INFLOW – OUTFLOW OPCIÓN 1
SEC-19**



FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 19 (Opción 1).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

**FIGURA 4.23 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA D725N – OPCIÓN 1
SEC-19**

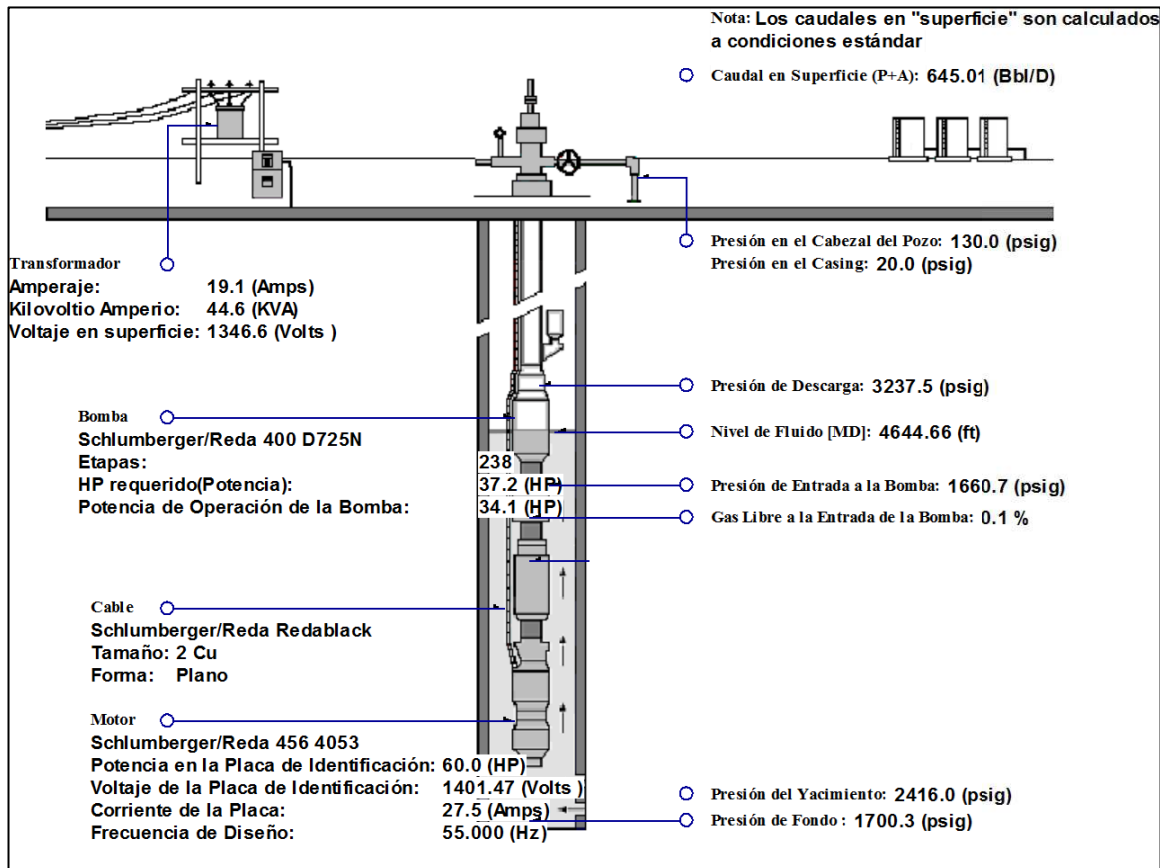


FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 19 (Opción 1).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 4.24, se indica las condiciones finales de operación, donde se presentan todos los parámetros de diseño y requerimientos de un equipo BES.

FIGURA 4.24 DIAGRAMA DE OPERACIÓN – OPCIÓN 1 SEC-19



FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 19 (Opción 1).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En esta propuesta, se ha considerado ubicar la bomba 100 pies por encima de los punzados para conseguir una presión de intake lo más cerca a la presión de fondo, además, al existir presencia de gas libre a la entrada de la bomba, se considera necesario instalar un manejador avanzado de gas (AGH) entre el separador de gas y la bomba, esto debido a los antecedentes conocidos del pozo, para que en un futuro cuando la presión haya descendido y se tenga una mayor cantidad de gas libre presente, exista el equipo necesario para manejar el gas. El daño total de este pozo es de $S_t = 34,1$ (tabla 2.2), esto permite realizar la opción N° 2.

4.2.2.6.2 Opción 2: Rediseño del equipo BES considerando remoción del daño de formación.

En esta propuesta se tiene como objetivo el rediseño del equipo BES, considerando trabajos de remoción de daño de formación. De acuerdo a la información de la última prueba de restauración de presión, se determina que el pozo presenta un daño de total, ($S_t = 34,1$; tabla 2.2), además se consideran los siguientes datos: $r_w = 0,41$, $K_H/K_V = 1$, del diagrama del pozo, se obtiene los espesores de la arena U superior, ($h_t = 20$ ft; $h_p = 18$ ft).

Debido a que la arena ha sido perforada parcialmente se tiene daño por penetración parcial, este tipo de daño se calcula por medio de la ecuación 4.1, mientras que el daño en la formación se calcula con la ecuación 4.2. Para la remoción del daño de formación se utilizan tratamientos químicos

En la tabla 4.26, se indica los resultados estimados que se obtienen al eliminar por completo el daño de formación.

TABLA 4.26 RESULTADOS ESTIMADOS AL ELIMINAR DAÑO DE FORMACIÓN – SECOYA 19

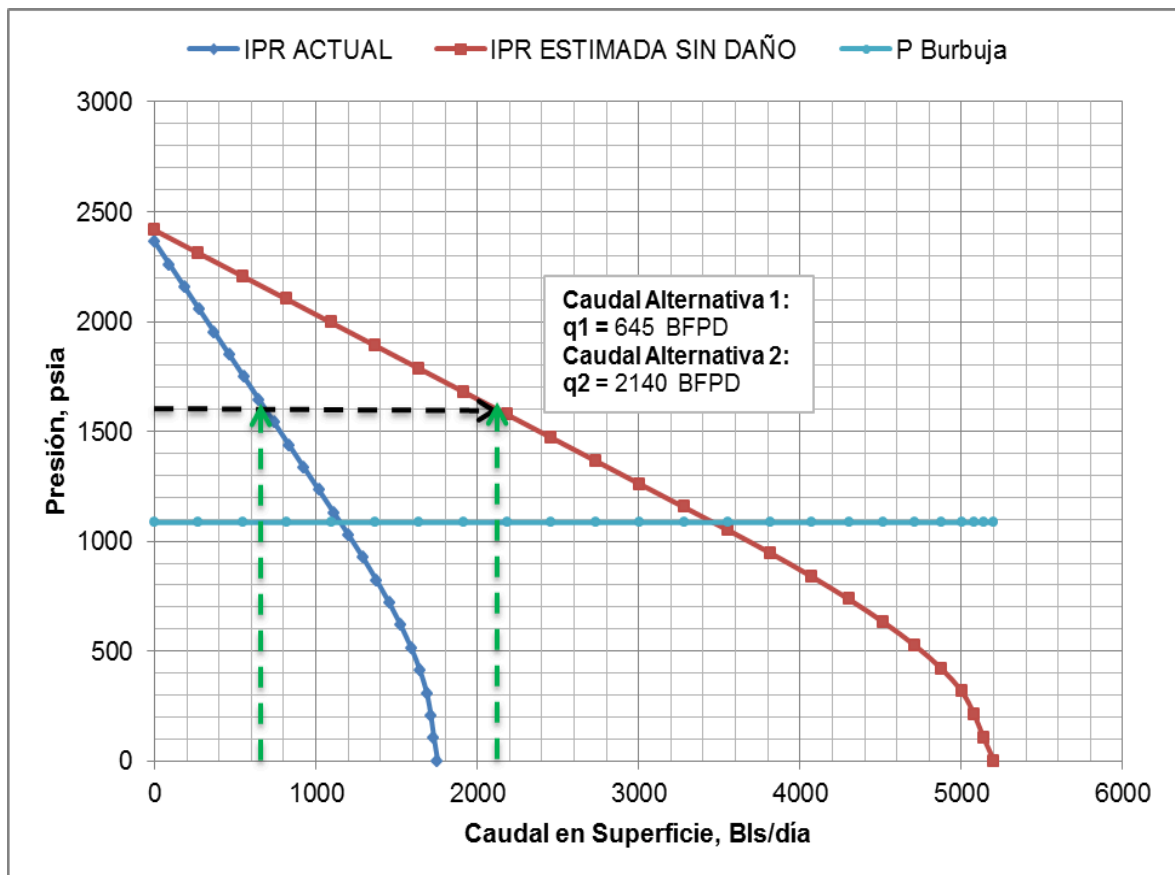
DATOS	Sf = 30.5	Sf = 0
Pr	2.416	2.416
Pwf	1.697	1.697
Qt, BFPD	645	2.140
Qo,BPPD	323	1.070
m(pendiente)	18	18
Hp	20	20
Ht	34	34
St	34,1	0,21
Sf	30,5	0
Sp	0.21	0,21
$\Delta p_{daño}$	492,92	3,031
EF	0,31	0,99

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

El nuevo caudal se obtiene a partir de la figura 4.22, donde la presión de fondo dinámica a la tasa seleccionada está 500 psi por encima del punto de burbuja, es un factor de seguridad recomendable para evitar la entrada de gas libre a la bomba y la cavitación, con la finalidad de alargar la vida útil del equipo.

La comparación de las curvas de IPR mostradas en la figura 4.25, permite apreciar el efecto que se consigue al remover el daño, así se aprecia que al mantener las condiciones actuales y comparar la producción obtenida en la opción N° 1, se consigue incrementar la producción de petróleo 323 BFPD a 1.070 BFPD.

FIGURA 4.25 IPR ACTUAL Y EFECTO DE LA DISMINUCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN SECOYA 19



FUENTE: Software SubPump – Análisis SECOYA 19.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la tabla 4.27, se indican las principales especificaciones del equipo propuesto para este pozo, la tabla 4.28, describe los parámetros de operación estimados por el software SubPUMP.

TABLA 4.27 ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO – OPCIÓN 2 SEC-19

BOMBA		MOTOR	
FABRICANTE	REDA	FABRICANTE	REDA
SERIE	538	SERIE	456
MODELO	SN2600	POTENCIA, HP	180
ETAPAS	127	VOLTAJE, V	2.684,8
POTENCIA REQUERIDA, HP	115	AMPERAJE, AMP	43
FRECUENCIA DE DISEÑO, HZ	55	CARGA MOTOR, %	69%
CABLE		VEL. FLUIDO ft/s	1,37
TIPO	REDABLACK	HOUSING	
NÚMERO	2 Cu	No. 100	127
TEMP RATING, F	300	No. 100	127
LONGITUD, FT	8.913	PROTECTOR	
SEPARADOR + AGH			
SERIE	400	SERIE	400 - 456
MODELO	ARZ-RA	TIPO DE COJINETE	2 LSBPBSL

FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 19 (Opción 2).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

TABLA 4.28 PARÁMETROS DE OPERACIÓN – OPCIÓN 2 SEC-19

PARÁMETROS EQUIPO SN2600			
Frecuencia de Diseño, Hz:	55	Volumen de Gas Libre a la entrada de la Bomba, %:	1,2
Velocidad de Operación, RPM:	3.129,6	Volumen de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	0,1
Corriente de Operación, Amps:	32,2	Presión de Entrada a la Bomba, psig:	1.542
Voltaje de Operación, Volts :	2.461	Presión de Descarga, psig:	3.411
Potencia de Operación, HP:	115	Presión de Fondo, psig:	1.594
Eficiencia de la Bomba, %:	68,1	Nivel de Fluido [MD], ft:	4.923
Eficiencia del Motor, %:	83,8	Caudal Total Promedio de la Bomba, Bbl/D	2.378
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	4.655,6	Caudal de Líquido Final en Superficie (P+A), Bbl/D:	2.137

FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 19 (Opción 2).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La tabla 4.29, indica los cálculos realizados para la elaboración de la curva de sistema de pozo, la figura 4.26, indica la curva de comportamiento del Inflow y Outflow de la propuesta planteada para la opción N° 2, donde se aprecia que la presión que requiere el sistema para alcanzar la producción deseada es de 1.869 psi.

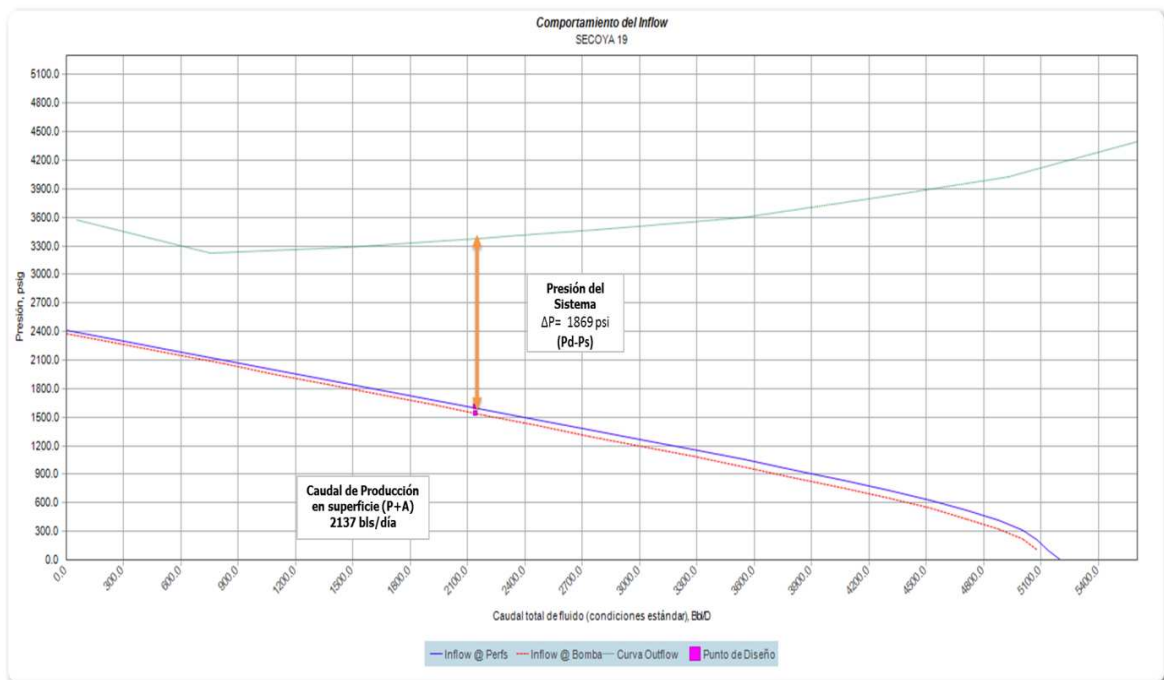
TABLA 4.29 CURVA DE SISTEMA DE POZO – OPCIÓN 2 SEC-19

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	8.905,49	5.876,9	3.028,59	50,8	56,23
2	8.048,97	5.273,13	2.775,85	679,41	752,04
3	8.190,13	4.662,74	3.527,39	1.308,02	1.447,86
4	8.412,21	4.047,23	4.364,98	1.936,63	2.143,68
5	8.686,01	3.426,3	5.259,71	2.565,25	2.839,49
6	8.981	2.799,93	6.181,07	3.193,86	3.535,31
7	9.460,8	2.138,08	7.322,72	3.822,47	4.231,12
8	9.940,86	1.420,97	8.519,9	4.451,08	4.926,94
PumpOff	10.708,53	82,57	10.625,96	5.079,7	5.622,76
Diseño	8.501,37	3.846,93	4.654,44	2.140	2.368,78

FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 19 (Opción 2)

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

FIGURA 4.26 COMPORTAMIENTO DE INFLOW – OUTFLOW OPCIÓN 2 SEC-19



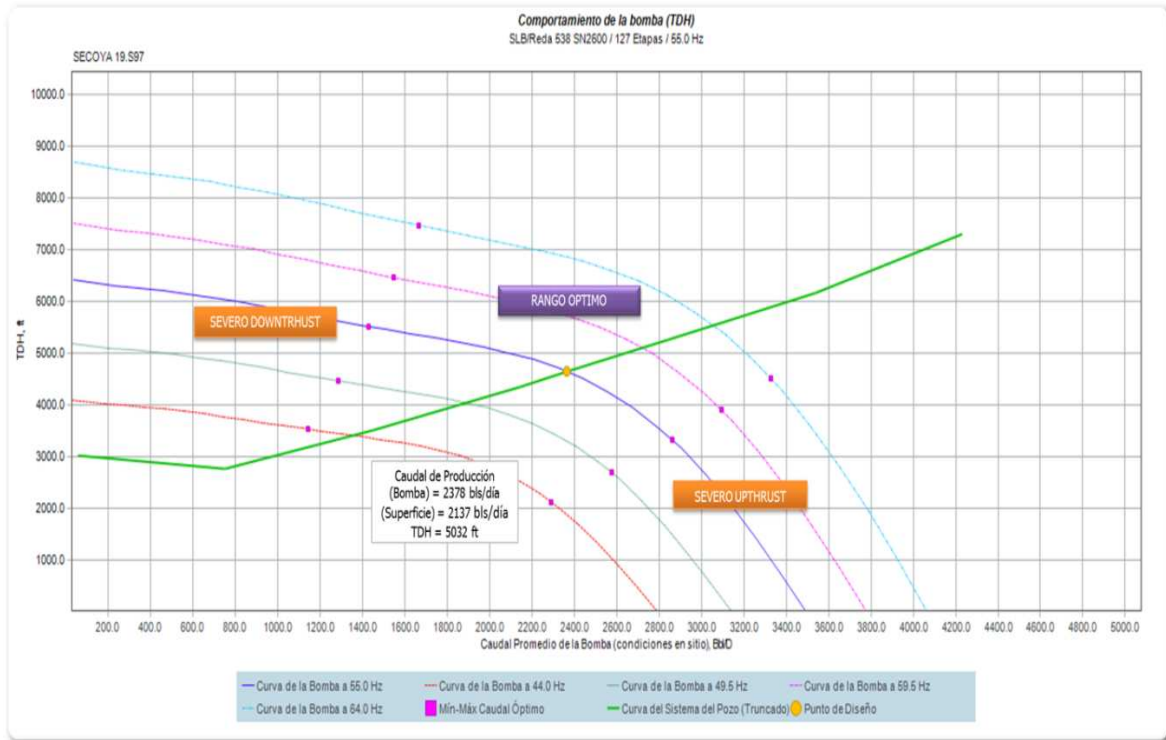
FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 19 (Opción 2).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 4.27, se indica el comportamiento de la bomba (TDH), a diferentes frecuencias de operación, en donde el diseño planteado ubica el punto de

operación dentro del rango óptimo. La eficiencia de la bomba para este caso es del 68%.

**FIGURA 4.27 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA SN2600 – OPCIÓN 2
SEC-19**

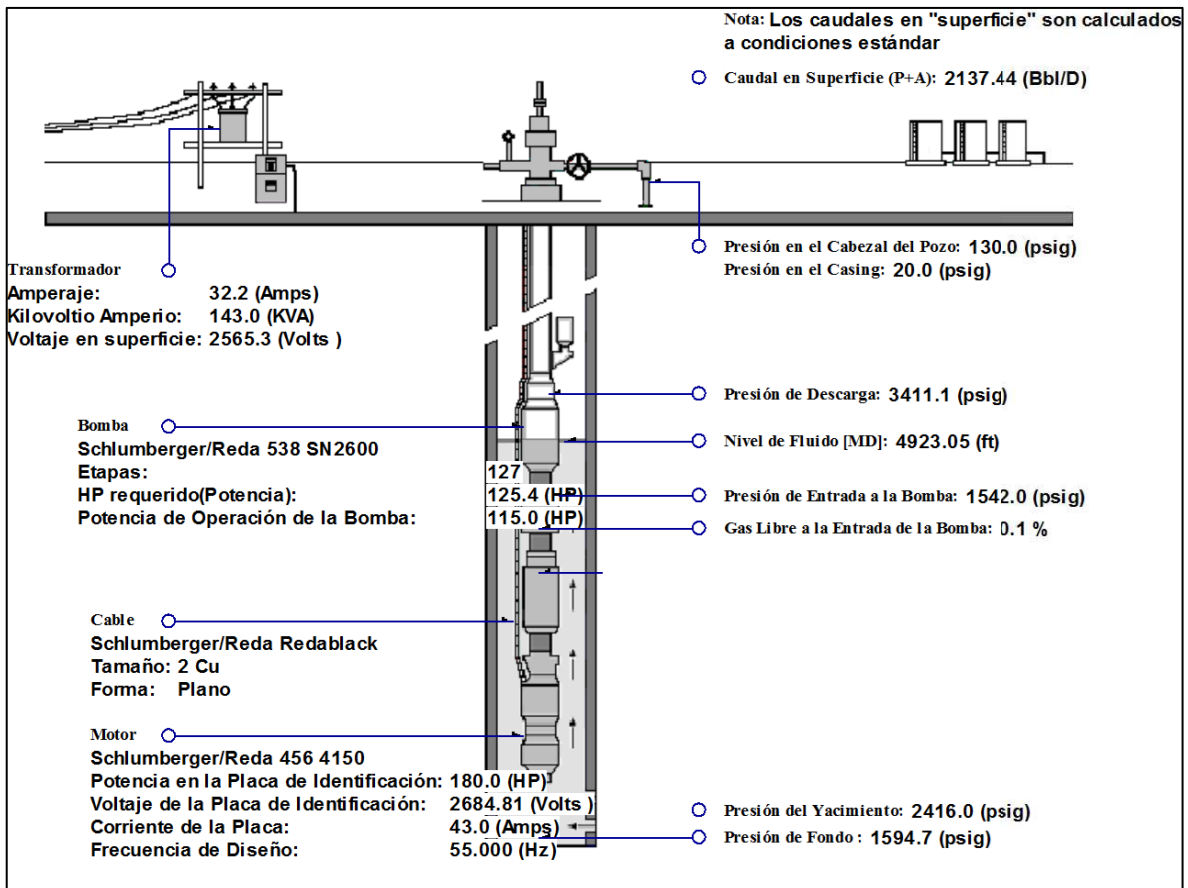


FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 19 (Opción 2).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

Para elaborar este diseño se considera que la profundidad de asentamiento está 100 pies por encima de los punzados, a estas condiciones el pozo va a producir una tasa de 2.137 BFPD, con una presión de intake de 1.542 psi, muy próxima a la presión de fondo estimada. Al igual que en la opción N° 1 se considera la utilización de un dispositivo avanzado de manejo de gas (AGH).

El diagrama de operación final del equipo diseñado para este caso se indica en la figura 4.28.

FIGURA 4.28 DIAGRAMA DE OPERACIÓN – OPCIÓN 2 SEC-19

FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 19 (Opción 2).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

4.2.2.7 POZO SECOYA - 38D

4.2.2.7.1 Opción 1: Rediseño del equipo BES a condiciones actuales de reservorio

La propuesta, plantea el rediseño del equipo BES, sin considerar la remoción de daño en la formación. Bajo las condiciones actuales, el pozo va a producir una tasa de 400 BFPD con una presión de intake de 1.224 psi, obteniendo de esta forma un incremento aproximado del 22%, en relación a la producción actual, de 329 BFPD.

La presión de fondo dinámica a la tasa escogida está a 200 psi por encima del punto de burbuja, 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 4.30, se indica el equipo diseñado para esta propuesta.

TABLA 4.30 ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO – OPCIÓN 1 SEC-38D

BOMBA		MOTOR	
FABRICANTE	CENTRILIFT	FABRICANTE	CENTRILIFT
SERIE	400	SERIE	544
MODELO	P4XH6	POTENCIA, HP	50
ETAPAS	268	VOLTAJE, V	1170
POTENCIA REQUERIDA, HP	35,6	AMPERAJE, AMP	27
FRECUENCIA DE DISEÑO, HZ	54,5	CARGA MOTOR, %	78%
CABLE		VEL. FLUIDO ft/s	1.152
TIPO	CENTRILINE	HOUSING	
NÚMERO	2 Cu	No. 7	134
TEMP RATING, F	225	No. 7	134
LONGITUD, FT	9.210		
SEPARADOR		PROTECTOR	
SERIE	513	SERIE	513
MODELO	ODI	TIPO DE COJINETE	LSBPB STD

FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 38D (Opción 1).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la tabla 4.31, se detalla los parámetros de operación estimados por el software SubPUMP para la propuesta del pozo Secoya 38D.

TABLA 4.31 PARÁMETROS DE OPERACIÓN – OPCIÓN 1 SEC-38D

PARÁMETROS EQUIPO P4XH6			
Frecuencia de Diseño, Hz:	54,5	Volumen de Gas Libre a la entrada de la Bomba, %:	2,8
Velocidad de Operación, RPM:	3.177	Volumen de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	0,7
Corriente de Operación, Amps:	22,2	Presión de Entrada a la Bomba, psig:	1.224,6
Voltaje de Operación, Volts :	1.062	Presión de Descarga, psig:	3.365,3
Potencia de Operación, HP:	35,6	Presión de Fondo , psig:	1.261,2
Eficiencia de la Bomba, %:	43,8	Nivel de Fluido [MD], ft:	6.096
Eficiencia del Motor, %:	81,8	Caudal Total Promedio de la Bomba, Bbl/D	444,1
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	5.274,4	Caudal de Líquido Final en Superficie (P+A), Bbl/D:	401,2

FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 38D (Opción 1).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La tabla 4.32, indica los cálculos realizados para la elaboración de la curva de sistema de pozo, la figura 4.29, presenta la curva de comportamiento del inflow – outflow de la propuesta, donde se aprecia que la presión requerida por el sistema para alcanzar la producción deseada es de 2.140 psi.

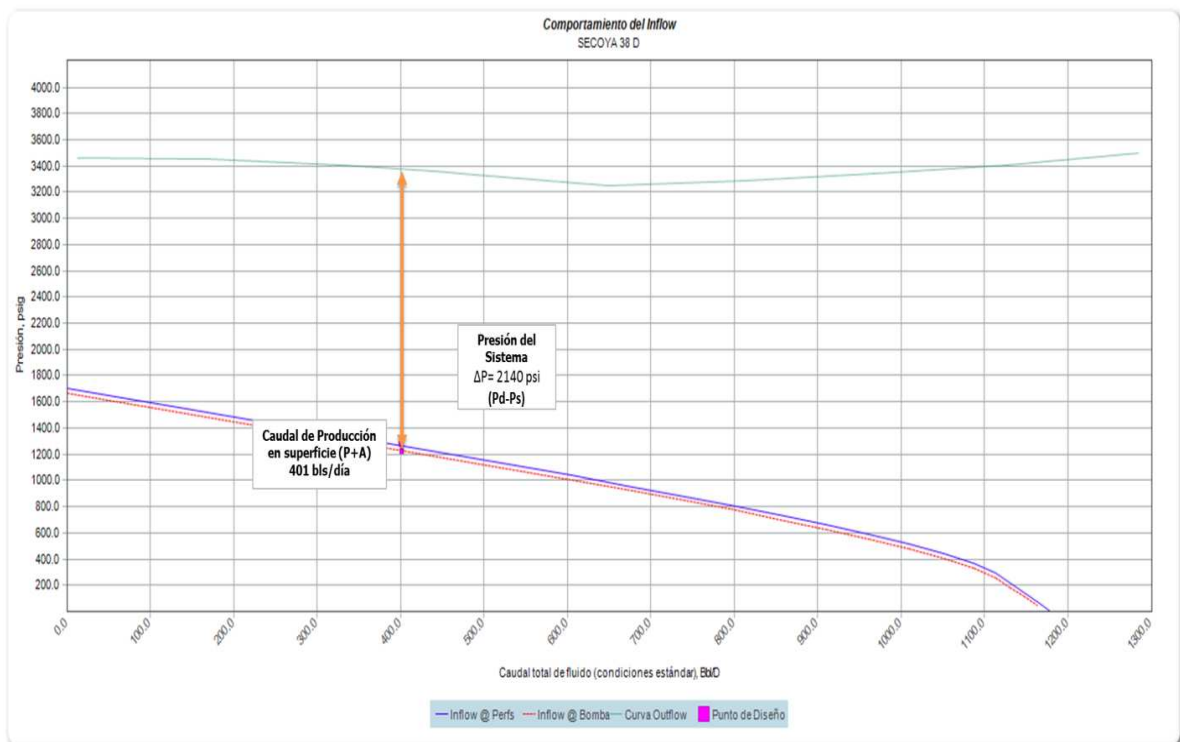
TABLA 4.32 CURVA DE SISTEMA DE POZO – OPCIÓN 1 SEC-38D

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	8.549,75	4.079,91	4.469,84	11,63	12,85
2	8.526,22	3.690,8	4.835,42	155,6	171,93
3	8.425,45	3.301,67	5.123,79	299,56	331
4	8.227,2	2.912,54	5.314,66	443,52	490,08
5	8.019,35	2.518,31	5.501,04	587,49	649,15
6	8.091,66	2.103,35	5.988,31	731,45	808,23
7	8.184,85	1.654,33	6.530,52	875,41	967,3
8	8.302,72	1.134,78	7.167,94	1.019,37	1.126,37
PumpOff	8.424,6	81,97	8.342,63	1.163,34	1.285,45
Diseño	8.299,85	3.030,18	5.269,68	400	441,99

FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 38D (Opción 1).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

FIGURA 4.29 COMPORTAMIENTO DE INFLOW – OUTFLOW OPCIÓN 1 SEC 38D

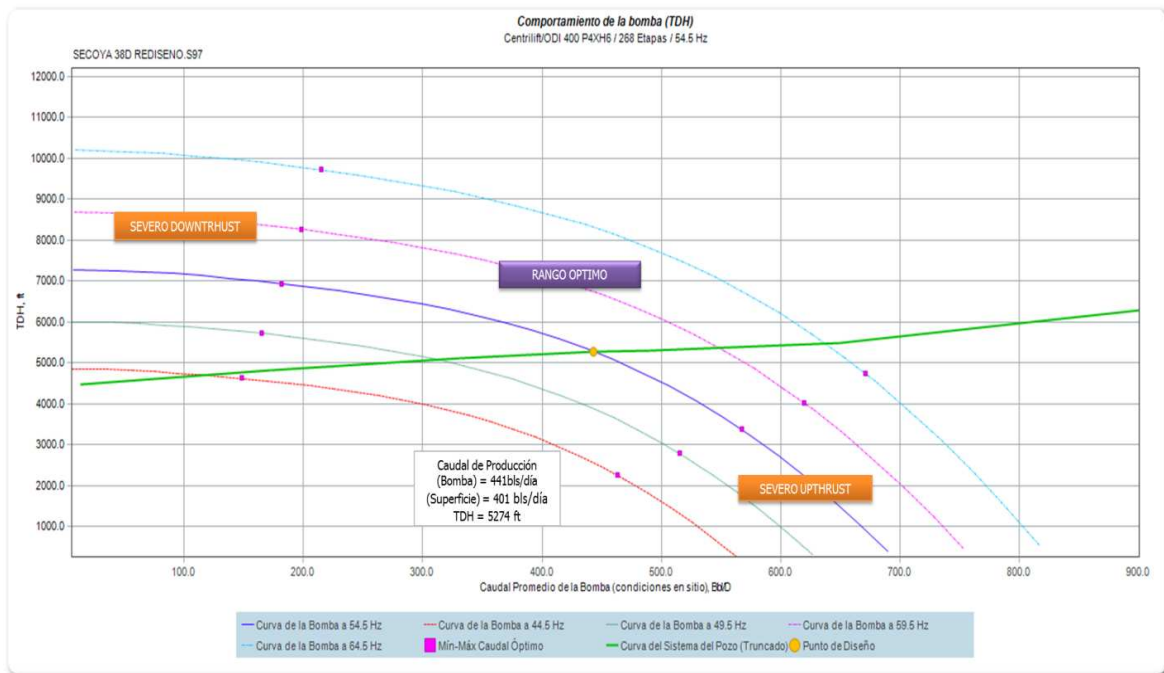


FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 38D (Opción 1).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 4.30, se presenta la curva de comportamiento de la bomba (TDH) para diferentes frecuencias de operación, también se aprecia que el diseño propuesto permite que el punto de operación se ubique dentro del rango de producción recomendado.

**FIGURA 4.30 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA P4XH6 – OPCIÓN 1
SEC-38D**



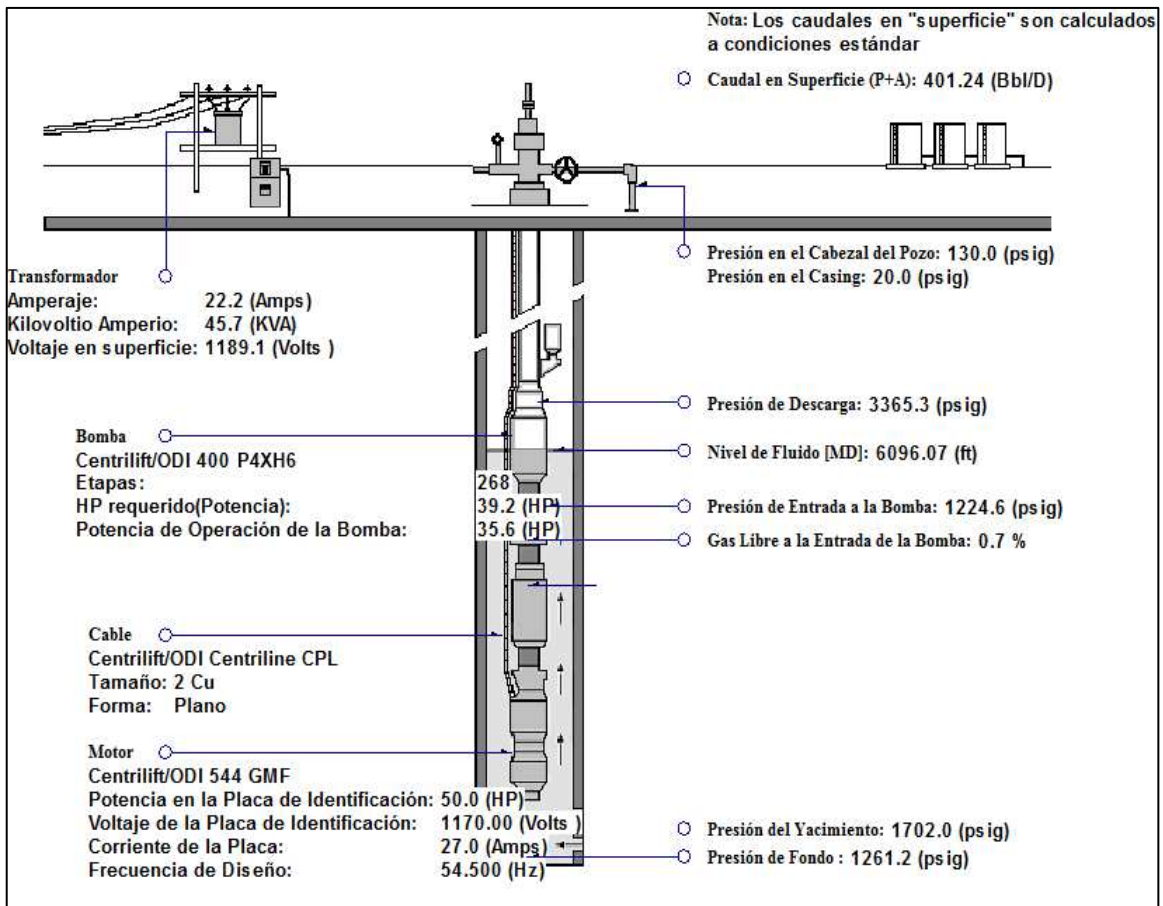
FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 38D (Opción 1)

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

Para el diseño de este pozo se considera asentar la bomba 100 pies por encima de los punzados, y debido a que en el análisis se detectó que la bomba se encuentra sobredimensionada, la bomba seleccionada para esta opción es de menor tamaño. En la figura 4.31, se indica las condiciones finales de operación, donde se presenta todos los parámetros de diseño y requerimientos de un equipo BES.

El daño total en este pozo es, $S_t = 13$ (tabla 2.2), se procede a realizar la opción N° 2, que consiste en ejecutar trabajos de remoción de daño, previo a la instalación el equipo electrosumergible.

FIGURA 4.31 DIAGRAMA DE OPERACIÓN – OPCIÓN 1 SEC-38D



FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 38D (Opción 1)

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

4.2.2.7.2 Opción 2: Rediseño del equipo BES considerando remoción del daño de formación.

En esta propuesta se tiene como objetivo el rediseño del equipo BES, considerando trabajos de remoción de daño de formación. Según datos de build up, se determina que el pozo presenta un daño de total, $St = 13$ (tabla 2.2); además se consideran los siguientes datos: $r_w = 0,41$, $K_H/K_V = 1$, del diagrama del pozo, se obtiene los espesores de la arena U inferior, donde: $H_t = 58$ ft y $H_p = 19$ ft, mostrando que la arena tiene daño por penetración parcial.

Al igual que en los casos anteriores, el daño por penetración parcial se calcula por medio de la ecuación 4.1, y para el cálculo del daño en la formación se utiliza la ecuación 4.2.

La tabla 4.33, presenta los resultados que se obtienen al eliminar por completo el daño de formación, concluyendo que se estima un aumento de la producción de petróleo en 248 BPPD, con respecto a la producción actual.

El nuevo caudal se obtiene a partir de la figura 4.32, donde la presión de fondo dinámica a la tasa seleccionada está 200 psi por encima del punto de burbuja, es recomendable para evitar la entrada de gas libre a la bomba y la cavitación, con la finalidad de alargar la vida útil del equipo.

TABLA 4.33 RESULTADOS ESTIMADOS AL ELIMINAR DAÑO DE FORMACIÓN – SECOYA 38D

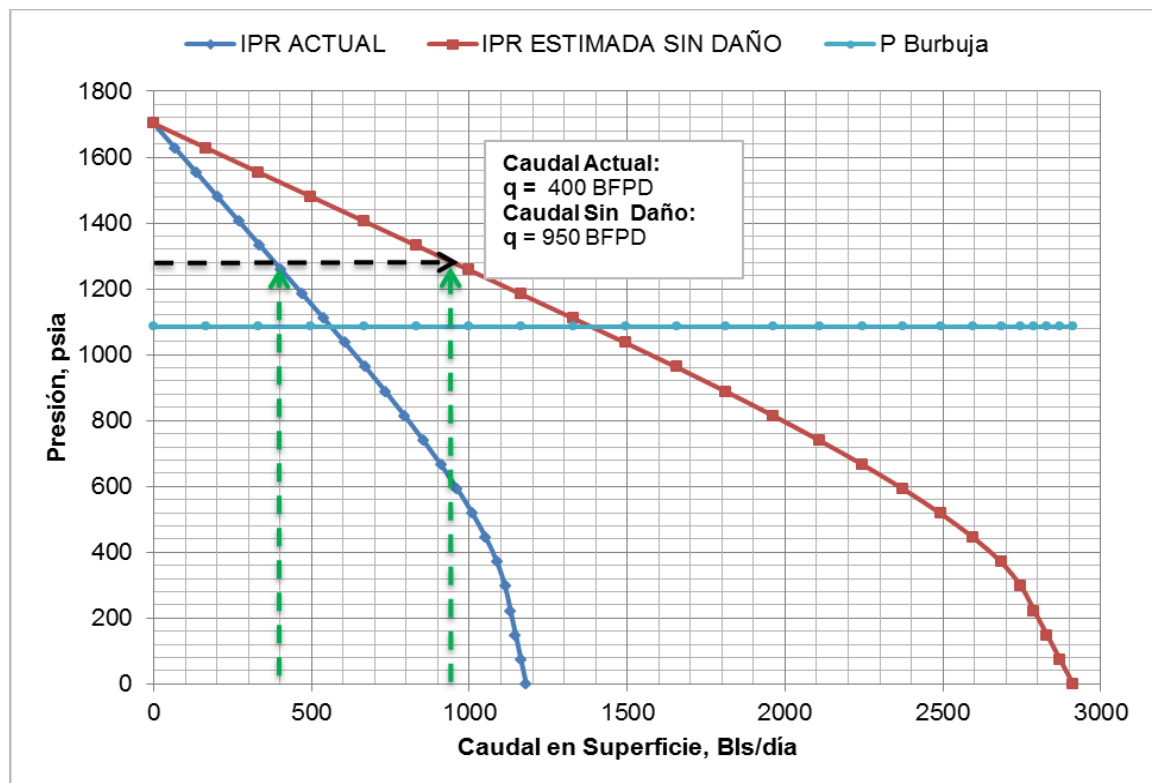
DATOS	Sf = 2,3	Sf = 0
Pr	1.702	1.702
Pwf	1.201	1.201
Qt, BFPD	400	950
Qo,BPPD	160	380
m(pendiente)	21	21
Hp	19	19
Ht	58	58
St	13	6
Sf	2,3	0
Sp	6	6
$\Delta p_{\text{daño}}$	236,7	109

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La comparación de las curvas de IPR mostradas en la figura 4.32, permite determinar el efecto que se logra al remover el daño de formación, se aprecia que al comparar con la opción N° 1, y manteniendo una misma presión dinámica de fondo, se incrementa el caudal de fluido de 400 BFPD a 950 BFPD.

La tabla 4.34, describe las especificaciones del equipo propuesto, a partir de la realización de un trabajo de remoción del daño.

FIGURA 4.32 IPR ACTUAL Y EFECTO DE LA DISMINUCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN SECOYA 38D



FUENTE: Software SubPump – Análisis SECOYA 38D.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

TABLA 4.34 ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO – OPCIÓN 2 SEC-38D

BOMBA		MOTOR	
FABRICANTE	CENTRILIFT	FABRICANTE	CENTRILIFT
SERIE	400	SERIE	562
MODELO	P11X	POTENCIA, HP	76
ETAPAS	262	VOLTAJE, V	1.360
POTENCIA REQUERIDA, HP	53,5	AMPERAJE, AMP	34
FRECUENCIA DE DISEÑO, HZ	55	CARGA MOTOR, %	76%
CABLE		VEL. FLUIDO ft/s	0,97
TIPO	CENTRILINE	HOUSING	
NÚMERO	2 Cu	No. 15	262
TEMP RATING, F	225		
LONGITUD, FT	9.210	PROTECTOR	
SEPARADOR		SERIE	513
SERIE	513	TIPO DE COJINETE	LSBPB STD
MODELO	ODI		

FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 38D (Opción 2).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la tabla 4.35, se indica los parámetros de operación estimados por el software SubPUMP y en la tabla 4.36, se detalla los cálculos realizados para la construcción de la curva de sistema del pozo.

TABLA 4.35 PARÁMETROS DE OPERACIÓN – OPCIÓN 2 SEC-38D

PARÁMETROS EQUIPO P11XH6			
Frecuencia de Diseño, Hz:	55	Volumen de Gas Libre a la entrada de la Bomba, %:	19
Velocidad de Operación, RPM:	3.214	Volumen de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	1,4
Corriente de Operación, Amps:	27,4	Presión de Entrada a la Bomba, psig:	1.242,7
Voltaje de Operación, Volts :	1.246,7	Presión de Descarga, psig:	3.211
Potencia de Operación, HP:	53,5	Presión de Fondo , psig:	1.278,8
Eficiencia de la Bomba, %:	63,2	Nivel de Fluido [MD], ft:	6.052,5
Eficiencia del Motor, %:	86,7	Caudal Total Promedio de la Bomba, Bbl/D	1.049,7
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	4.851	Caudal de Líquido Final en Superficie (P+A), Bbl/D:	950,6

FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 38D (Opción 2).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

TABLA 4.36 CURVA DE SISTEMA DE POZO – OPCIÓN 2 SEC-38D

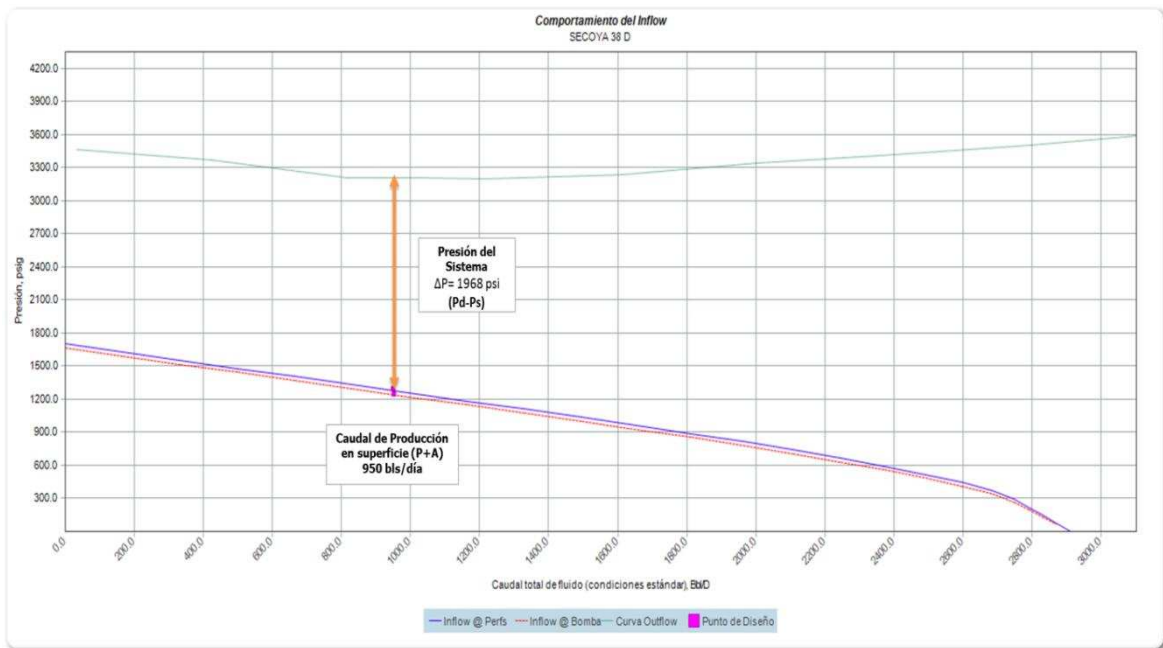
CURVA SISTEMA DE POZO					
Punto #	Altura Descarga , ft	Altura Succión, ft	TDH, ft	Caudal Superficie (O+W), Bls/día	Caudal Promedio Bomba (O+W+G), Bls/día
1	8.547,52	4.079,92	4.467,6	28,71	31,84
2	8.312,82	3.691,08	4.621,74	384,01	425,89
3	7.934,8	3.302,91	4.631,89	739,31	819,93
4	7.917,16	2.914,17	5.003	1.094,6	1.213,98
5	7.978,96	2.520,34	5.458,62	1.449,9	1.608,03
6	8.214,04	2.106,42	6.107,62	1.805,2	2.002,07
7	8.361,38	1.659,21	6.702,16	2.160,5	2.396,12
8	8.527,69	1.144,08	7.383,61	2.515,8	2.790,17
PumpOff	8.709,58	82,06	8.627,53	2.871,09	3.184,21
Diseño	7.920,39	3.072,4	4.847,98	950	1.053,61

FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 38D (Opción 2)

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La figura 4.33, indica la curva de comportamiento del Inflow y Outflow de la presente propuesta, y en la figura 4.34 se indica el comportamiento de de Bomba (TDH) a diferentes frecuencias de operación.

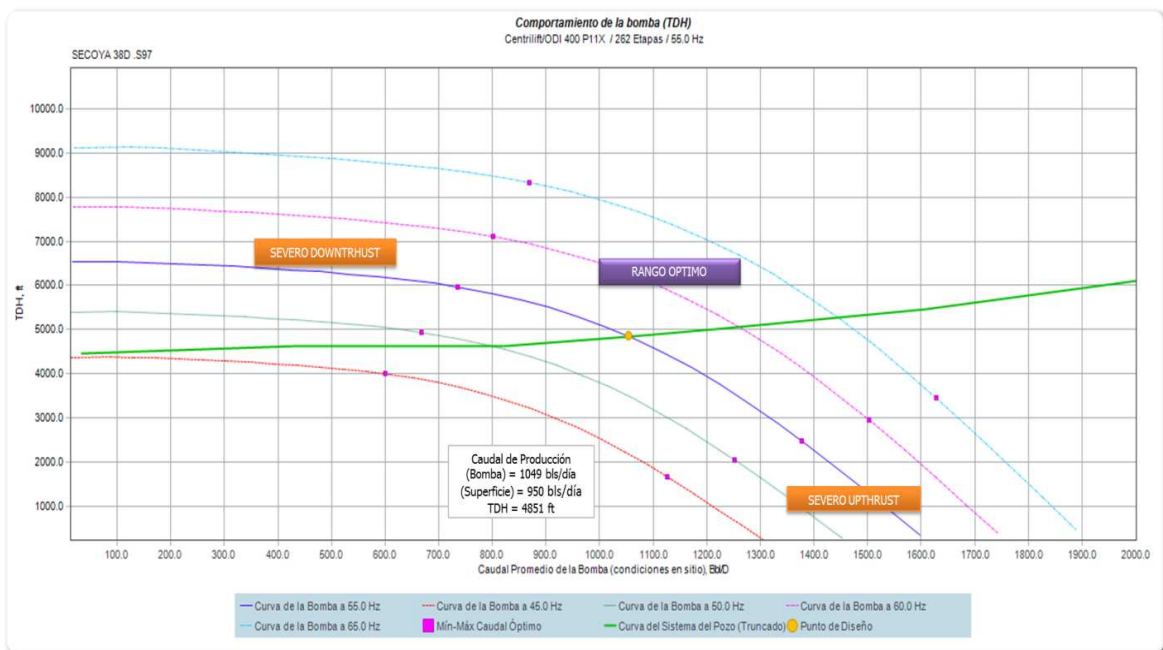
**FIGURA 4.33 COMPORTAMIENTO DE INFLOW – OUTFLOW OPCIÓN 2
SEC-38D**



FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 19 (Opción 2).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

**FIGURA 4.34 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA P11XH6 OPCIÓN 2
SEC-38D**



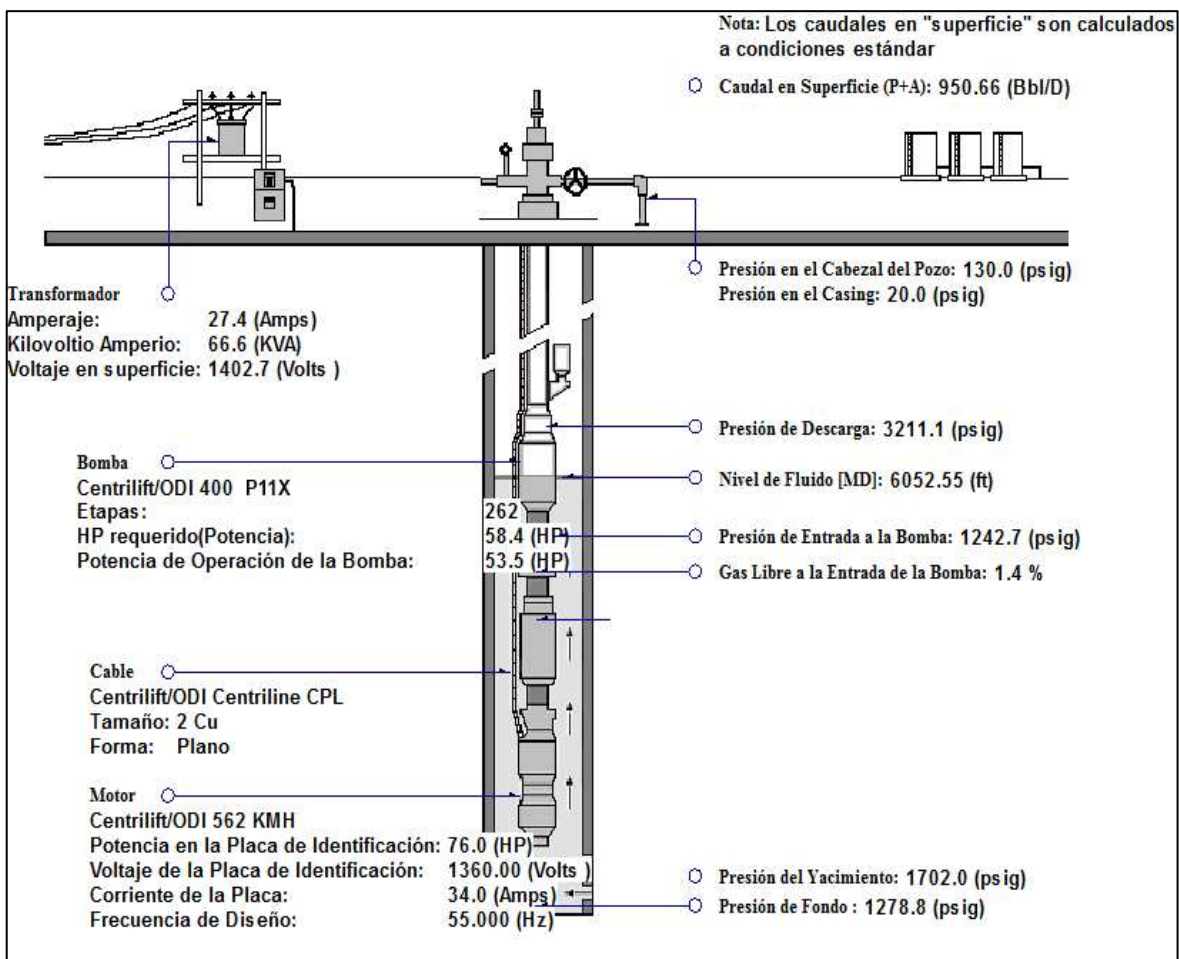
FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 38D (Opción 2).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 4.35, se indica el diagrama de operación final del equipo diseñado para este caso, tomando en cuenta que la profundidad de asentamiento sugerida es de 100 pies por encima de los punzados.

A estas condiciones el pozo va a producir una tasa de 950 BFPD, con una presión de intake de 1.242 psi, próxima a la presión de fondo estimada.

FIGURA 4.35 DIAGRAMA DE OPERACIÓN – OPCIÓN 2 SEC-38D



FUENTE: Software SubPump – Rediseño SECOYA 38D (Opción 2).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

4.2.2.8 POZO SHUARA - 34D

4.2.2.8.1 Opción 1: Rediseño del equipo BES a condiciones actuales de reservorio

El rediseño del equipo BES del pozo Shuara 34D, se realiza con el objetivo de optimizar la actual producción, a las condiciones del diseño propuesto el pozo va a producir una tasa de 500 BFPD. La presión de fondo seleccionada está a 200 psi sobre la presión del punto de burbuja, con el objetivo de evitar la entrada de gas libre a la bomba, y así alargar la vida útil del equipo.

En la tabla 4.37, se indica las especificaciones del equipo planteado planteado para esta propuesta.

TABLA 4.37 ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO – OPCIÓN 1 SHU-34D

BOMBA		MOTOR	
FABRICANTE	ESP WG	FABRICANTE	ESP WG
SERIE	400	SERIE	456
MODELO	TD - 650	POTENCIA, HP	50
ETAPAS	210	VOLTAJE, V	1.210
POTENCIA REQUERIDA, HP	30,3	AMPERAJE, AMP	27
FRECUENCIA DE DISEÑO, HZ	54	CARGA MOTOR, %	67%
CABLE		VEL. FLUIDO ft/s	0,764
TIPO	POWERLINE 450	HOUSING	
FORMA	FLAT	No. 11	210
TEMP RATING, F	400		
LONGITUD, FT	9.150	PROTECTOR	
SEPARADOR		SERIE	400
SERIE	400	TIPO DE COJINETE	TR4 - HL SBG
MODELO	TR4		

FUENTE: Software SubPump – Rediseño SHUARA 34D (Opción 1).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La tabla 4.38, presenta los parámetros de operación calculados por el software SubPUMP para la propuesta planteada del pozo Shuara 34D, la tabla 4.39, indica los cálculos realizados para la construcción de la curva de sistema del pozo.

TABLA 4.38 PARÁMETROS DE OPERACIÓN – OPCIÓN 1 SHU-34D

PARÁMETROS EQUIPO TD - 650			
Frecuencia de Diseño, Hz:	54	Volumen de Gas Libre a la entrada de la Bomba, %:	4,7
Velocidad de Operación, RPM:	3.147	Volumen de Gas Libre dentro de la Bomba, %:	0,3
Corriente de Operación, Amps:	20,2	Presión de Entrada a la Bomba, psig:	1.192,4
Voltaje de Operación, Volts :	1.089	Presión de Descarga, psig:	3.170,2
Potencia de Operación, HP:	30,3	Presión de Fondo , psig:	1.318,2
Eficiencia de la Bomba, %:	58,6	Nivel de Fluido [MD], ft:	6.124
Eficiencia del Motor, %:	80,8	Caudal Total Promedio de la Bomba, Bbl/D	544,6
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft:	4.866,1	Caudal de Líquido Final en Superficie (P+A), Bbl/D:	497,4

FUENTE: Software SubPump – Rediseño SHUARA 34D (Opción 1).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

TABLA 4.39 CURVA DE SISTEMA DE POZO – OPCIÓN 1 SHU-34D

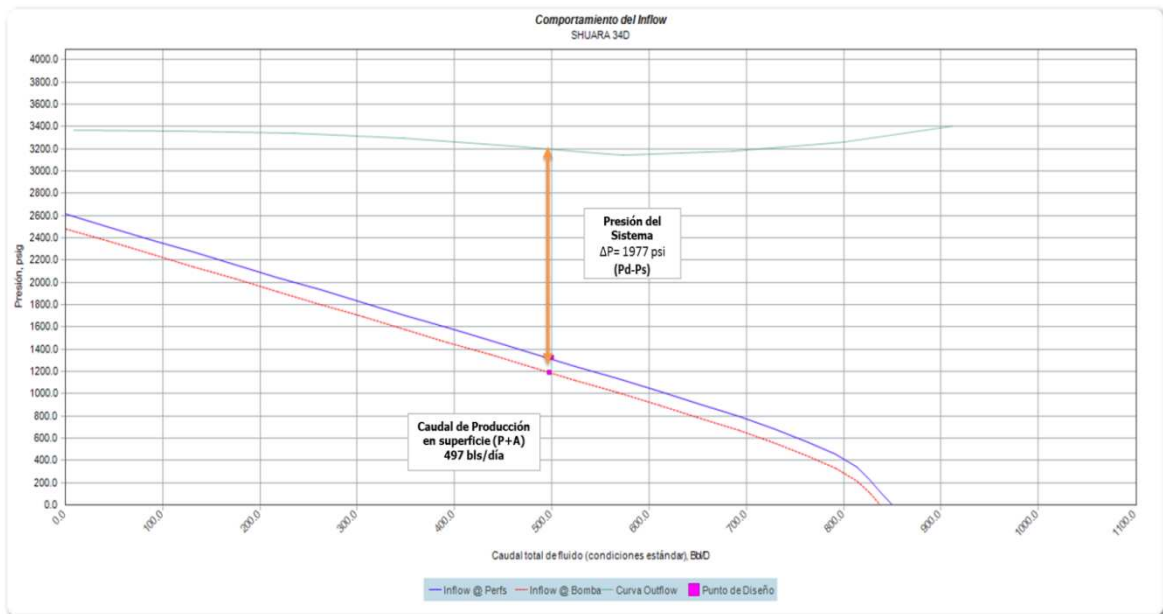
CURVA SISTEMA DE POZO					
Punto #	Altura Descarga , ft	Altura Succión, ft	TDH, ft	Caudal Superficie (O+W), Bls/día	Caudal Promedio Bomba (O+W+G), Bls/día
1	8.293,94	6.061,58	2.232,37	8,35	9,12
2	8.277,34	5.403,21	2.874,13	111,62	121,97
3	8.220,74	4.744,75	3.475,99	214,89	234,82
4	8.119,72	4.086,17	4.033,54	318,17	347,68
5	7.959,83	3.427,47	4.532,36	421,44	460,53
6	7.758,15	2.768,6	4.989,55	524,71	573,38
7	7.797,41	2.088,27	5.709,13	627,99	686,23
8	7.960,09	1.341,92	6.618,17	731,26	799,08
PumpOff	8.211,55	79,67	8.131,89	834,54	911,94
Diseño	7.800,81	2.926,3	4.874,51	500	546,37

FUENTE: Software SubPump – Rediseño SHUARA 34D (Opción 1).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

La figura 4.33, presenta la curva de comportamiento del Inflow y Outflow de la propuesta, se indica que la presión que el sistema requiere para producir el caudal deseado es de 1.977 psi, y en la figura 4.34 se indica el comportamiento de de Bomba (TDH) a diferentes frecuencias de operación. A las condiciones de diseño la bomba opera al 58% de su eficiencia.

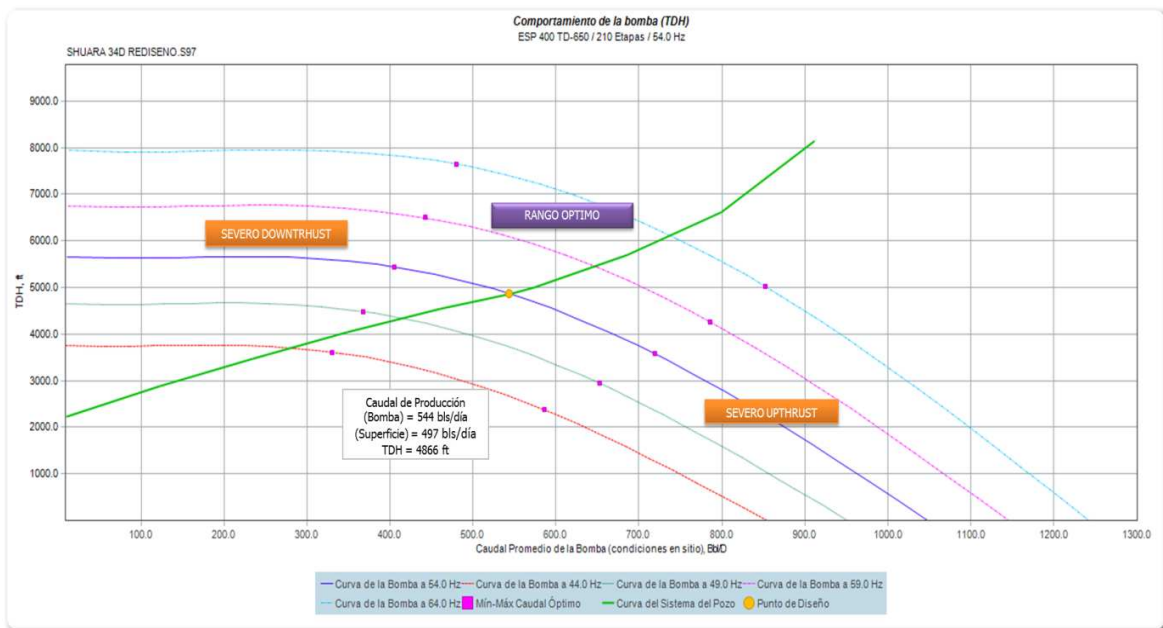
**FIGURA 4.36 COMPORTAMIENTO DE INFLOW – OUTFLOW OPCIÓN 1
SHU-34D**



FUENTE: Software SubPump – Rediseño SHUARA 34D (Opción 1).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

**FIGURA 4.37 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA TD650 – OPCIÓN 1
SHU-34D**

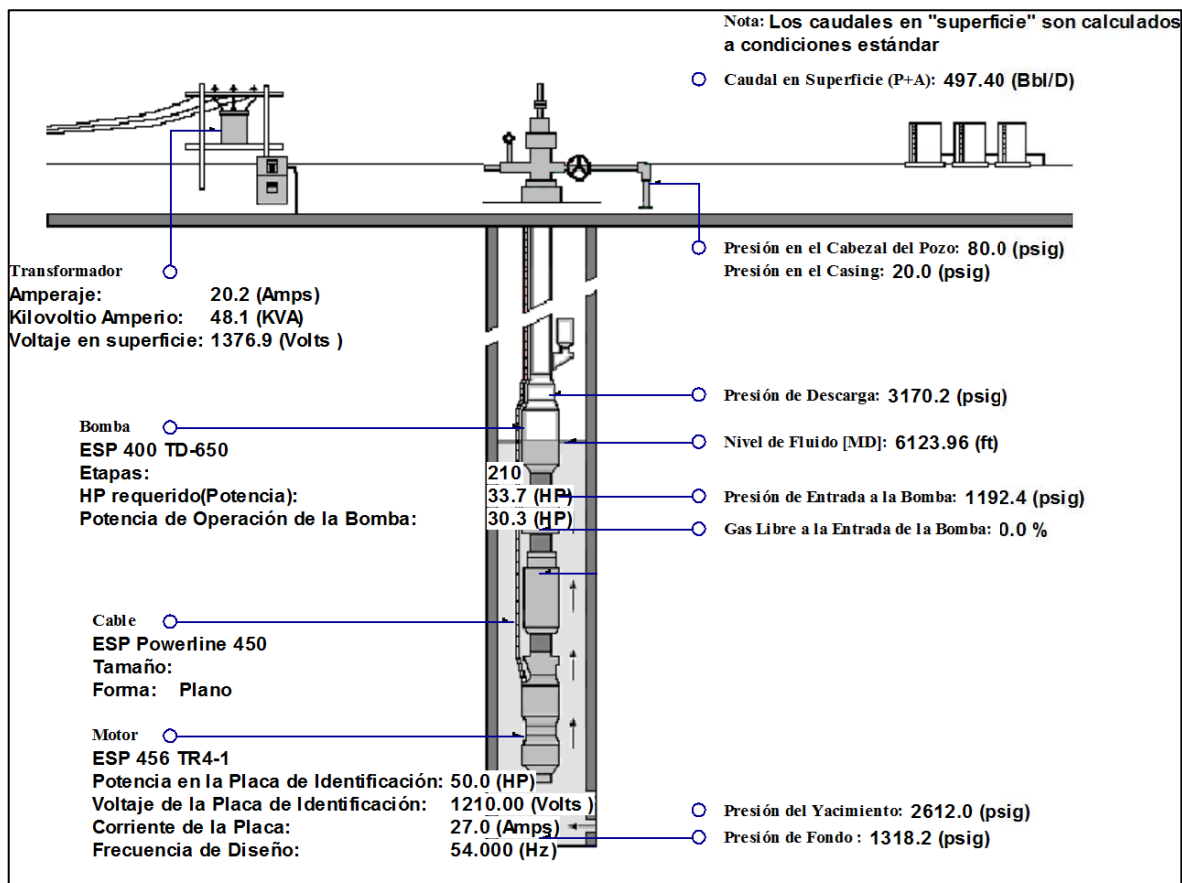


FUENTE: Software SubPump – Rediseño SHUARA 34D (Opción 1).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 4.13, se indica las condiciones finales de operación, donde se describen todos los parámetros de diseño y requerimientos de un equipo BES.

FIGURA 4.38 DIAGRAMA DE OPERACIÓN – OPCIÓN 1 SHU-34D



FUENTE: Software SubPump – Rediseño SHUARA 34D (Opción 1).

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

Para el diseño de este equipo, se considera una frecuencia menor a 60 hz, con el objetivo de permitir un rango de manejo entre la producción del pozo, además debido a que la velocidad de flujo es menor a 1 ft/seg, se considera la instalación de una camisa refrigerante con el motor, con la finalidad de mejorar la velocidad de fluido y con ello la refrigeración del motor.

No se considera la opción 2, debido a que el pozo se encuentra con un daño total de $S_t = -1,49$, según los últimos datos de build up, (tabla 2.2).

4.2.3 RESULTADOS DEL REDISEÑO

La tabla 4.40, presenta la producción actual (mes de Octubre de 2011) de los pozos seleccionados para ser rediseñados, la producción estimada luego del rediseño en cada una de las alternativas y la ganancia en producción de petróleo a obtenerse, considerando un corte de agua constante.

TABLA 4.40 RESULTADOS DEL REDISEÑO

OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN AREA LIBERTADOR (Opción 1)							
PRODUCCIÓN	ARA 2D	ATA 11BD	ATA 20D	SEC 18	SEC 19	SEC 38D	SHU 34D
BSW %	40	40	32	78	50	60	60
Q_t actual, BFPD	325	1383	537	1.200	265	329	149
Q_o actual, BPPD	195	830	365	264	133	132	60
Q_t optimizado, BFPD	670	1.700	800	1.600	645	400	500
Q_o optimizado, BPPD	402	1.020	544	352	323	160	200
Incremento, BPPD	207	190	179	88	190	28	140
INCREMENTO TOTAL BPPD	1.022						

OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN AREA LIBERTADOR (Opción 2)							
PRODUCCIÓN	ARA 2D	ATA 11BD	ATA 20D	SEC 18	SEC 19	SEC 38D	SHU 34D
BSW %	40	40	32	78	50	60	60
Q_t actual, BFPD	325	1.383	537	1.200	265	329	149
Q_o actual, BPPD	195	830	365	264	133	132	60
Q_t optimizado, BFPD	1.065	1.700	800	2.400	2.140	950	500
Q_o optimizado, BPPD	639	1.020	544	528	1.070	380	200
Incremento, BPPD	444	190	179	264	937	248	140
INCREMENTO TOTAL BPPD	2.402						

OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN POZO ATACAPI 23				
BSW %	Q _t actual, BFPD	Q _t optimizado, BFPD	Q _o optimizado, BPPD	Incremento, BPPD
2	1.688	1.833	1.796	142

REDISEÑO BES
REMOCIÓN DE DAÑO Y REDISEÑO BES
INCREMENTO DE FRECUENCIA

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

Para el estudio se considera que el corte de agua se mantiene constante en cada uno de los pozos, con la finalidad de calcular el incremento en cada una de las alternativas propuestas.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS TÉCNICO ECÓNOMICO DEL PROYECTO

5.1 ANÁLISIS TÉCNICO

El objetivo de este estudio es optimizar el sistema de bombeo electrosumergible en el Área Libertador, es decir incrementar la producción de petróleo de modo que sea económicamente rentable.

El análisis técnico se relaciona con la cantidad de petróleo a producirse después de aplicar la propuesta planteada para cada uno de los pozos, las propuestas planteadas que se describen a continuación:

5.1.1 REDISEÑO DE EQUIPOS BES

Se considera esta alternativa con el objetivo de aprovechar el potencial de los pozos seleccionados, debido a que las bombas actuales se encuentran operando fuera del rango óptimo, por esta razón, es necesario el rediseño de los equipos BES. En las tablas 5.1, se indica el incremento de producción de los pozos seleccionados al aplicar la Alternativa N° 1.

TABLA 5.1 PROYECCIÓN PROPUESTA DE LOS POZOS SELECCIONADOS ALTERNATIVA N° 1

Pozo	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN (FORECAST 31 DE OCTUBRE)							PROPUESTA				INCREMENTO		
	ARENA	MÉTODO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW%	API	BFPD	BPPD	BAPD	BSW%	BFPD	BPPD	BAPD
ARA - 02D	T inf.	PPS	325	195	130	40	31,5	670	402	268	40	345	207	138
ATA - 11BD	T inf.	PPS	1.383	830	553	40	30,4	1.700	1.020	680	40	317	190	127
ATA - 20D	T inf.	PPS	537	365	172	32	21,8	800	544	256	32	263	179	84
SEC - 18	U inf.	PPS	1.200	264	936	78	27,4	1.600	352	1.248	78	400	88	312
SEC - 19	U sup.	PPS	265	133	132	50	27,2	645	323	322	50	380	190	190
SEC - 38D	U inf.	PPS	329	132	197	60	21,8	400	160	240	60	71	28	43
SHU - 34D	U inf.	PPS	149	60	89	60	31,8	500	200	300	60	351	140	211
TOTAL			4.188	1.979	2.209			6.315	3.001	3.314		2.127	1.022	1.105

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

El incremento de la producción de petróleo al aplicar la Alternativa N° 1 es de 1.022 BPPD, que representa un aumento del 5,6% de la producción total del Área Libertador, el incremento de la producción de agua de formación es de 1.105 BAPD que representa un 1,6% de la producción de agua.

5.1.2 TRABAJOS DE REMOCIÓN DE DAÑO Y REDISEÑO DE EQUIPOS BES

Se considera esta alternativa con el objetivo de conseguir un aumento de la eficiencia de flujo, debido al daño ocasionado a lo largo de la vida del pozo, por esta razón, es necesario la estimulación del yacimiento con tratamientos químicos.

TABLA 5.2 PROYECCIÓN PROPUESTA DE LOS POZOS SELECCIONADOS ALTERNATIVA N° 2

Pozo	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN (FORECAST 31 DE OCTUBRE)							PROPUESTA				INCREMENTO		
	ARENA	MÉTODO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW%	API	BFPD	BPPD	BAPD	BSW%	BFPD	BPPD	BAPD
ARA - 02D	T inf.	PPS	325	195	130	40	31,5	1.065	639	426	40	740	444	296
ATA - 11BD	T inf.	PPS	1.383	830	553	40	30,4	1.700	1.020	680	40	317	190	127
ATA - 20D	T inf.	PPS	537	365	172	32	21,8	800	544	256	32	263	179	84
SEC - 18	U inf.	PPS	1.200	264	936	78	27,4	2.400	528	1872	78	1.200	264	936
SEC - 19	U sup.	PPS	265	133	132	50	27,2	2.140	1.070	1.070	50	1.875	937	938
SEC - 38D	U inf.	PPS	329	132	197	74	21,8	950	380	570	74	621	248	373
SHU - 34D	U inf.	PPS	149	60	89	60	31,8	500	200	300	60	351	140	211
TOTAL			4.188	1.979	2.209			9.555	4.381	5.174		5.367	2.402	2.965

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

El incremento de la producción de petróleo al aplicar la Alternativa N° 2 es de 2.402 BPPD, que representa un aumento del 13,1% de la producción total del Área Libertador, el incremento de la producción de agua de formación es de 2.965 BAPD que representa un 4,3% de la producción de agua.

5.1.3 INCREMENTO DE FRECUENCIA

Esta alternativa se plantea con el objetivo mejorar las condiciones de producción de los pozos, sin intervenir el equipo de fondo, no involucra gastos

representativos, por tal motivo no se considera una evaluación económica, como es el caso del pozo Atacapi 23. El aumento de frecuencia se realiza de 1 hz en 1 hz, y se debe monitorear los parámetros eléctricos y caudales frecuentemente.

5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

Una empresa al realizar una inversión en algún proyecto tiene presente que la misma sea rentable y tenga un tiempo de recuperación lo más corto posible para poder operar con éxito la explotación del hidrocarburo.

El análisis económico permitirá de este modo determinar si el proyecto es viable o no.

Para la evaluación económica se toma en cuenta los principales indicadores financieros, es decir, el valor actual neto, la tasa interna de retorno, la relación costo-beneficio y el tiempo de recuperación de la inversión.

5.2.1 VALOR ACTUAL NETO

El valor actual neto o valor presente neto es un indicador en términos económicos que se obtiene con la sumatoria en el presente de los flujos de fondos.

Un VAN igual a cero indica un proyecto indiferente que se lo hace o no; VAN menor a cero indica que no es viable el proyecto; VAN mayor a cero indica que el proyecto es viable.

5.2.2 TASA INTERNA DE RETORNO

La tasa interna de retorno TIR es un indicador en porcentaje que representa la máxima rentabilidad que ofrece un proyecto, se obtiene de la función VAN igualada a cero en donde al resolver dicha función la solución es la TIR.

Cuando la TIR es igual a la tasa de actualización la viabilidad del proyecto es indiferente, si la TIR es mayor que la tasa de actualización el proyecto es viable, y si la TIR es menor que la tasa de actualización el proyecto no es viable.

5.2.3 RELACIÓN BENEFICIO COSTO

La relación entre el beneficio y el costo es un indicador adimensional. Se determina con los flujos de fondo positivos llevados al presente sobre los flujos de fondo negativos llevados al presente.

Una relación B/C igual a uno indica que el proyecto es indiferente, una relación B/C mayor a uno indica que el proyecto es viable, y si la relación B/C es menor a uno el proyecto no es viable.

5.2.4 COSTOS DE PRODUCCIÓN

Es el valor que representa llevar a cabo el proyecto, en el cual se incluye el costo de cada una de las operaciones necesarias para realizar los trabajos respectivos en cada pozo.

En las tablas 5.2, y 5.3, se indican los costos que representa llevar a cabo las propuestas planteadas para optimizar los equipos BES del Área Libertador.

**TABLA 5.3 COSTOS ESTIMADOS PARA REDISEÑO DE EQUIPOS BES
OPCIÓN 1**

TRABAJO	COSTO, USD
Movimiento de la Torre	10.000
Trabajo de la Torre (+/- 10 Dias)	80.000
Supervision y Transporte	10.000
Quimicos	3.000
Equipo de Subsuelo	300.000
Supervisión + Instalación BES	5.000
Spooler	5.000
Unidad De Wire Line + Vaccum	5.000
Camión Bomba + Evaluación Bomba Jet	20.000
Contingencias (+/-30%)	131.400
TOTAL COSTOS	569.400

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

**TABLA 5.4 COSTOS ESTIMADOS PARA REDISEÑO DE EQUIPOS BES
Y REMOCIÓN DE DAÑO – OPCIÓN 2**

TRABAJO	COSTO, USD
Movimiento de la Torre	10.000
Trabajo de la Torre (+/- 15 Días)	105.000
Supervision y Transporte	10.000
Quimicos	3.000
Equipo de Subsuelo	300.000
Supervisión + Instalación BES	5.000
Spooler	5.000
Unidad de Wire Line + Vaccum	5.000
Trabajo Remoción de Daño (Químicos + Herramientas)	50.000
Camión Bomba + Evaluación Bomba Jet	20.000
Contingencias (+/-30%)	153.900
TOTAL COSTOS	666.900

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la tabla 5.5, se indica los costos por pozo y la inversión inicial al aplicar la las alternativas propuestas. A 12 meses de haber iniciado el proyecto se realiza una inversión igual a la inicial para mantenimiento y repación de los equipos BES.

TABLA 5.5 COSTOS DE ESTIMADOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

POZO	Objetivo del reacondionamiento		Costo Estimado, USD	
	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 1	Alternativa 2
ARA-02D	Opción 1	Opción 2	569.400	666.900
ATA-11BD	Opción 1	Opción 1	569.400	569.400
ATA-20D	Opción 1	Opción 1	569.400	569.400
SEC-18	Opción 1	Opción 2	569.400	666.900
SEC-19	Opción 1	Opción 2	569.400	666.900
SEC-38D	Opción 1	Opción 2	569.400	666.900
SHU-34D	Opción 1	Opción 1	569.400	569.400
TOTAL			3'985.800	4'375.800

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

5.2.5 INGRESOS

Los ingresos mensuales producto de la producción son obtenidos multiplicando el precio del barril de petróleo por el número de barriles de petróleo producido en cada mes. Debido a que la ejecución del proyecto inicia en el primer mes, no se toma en cuenta la producción de los pozos en el mismo, es decir, los

resultados de los trabajos o la producción de los pozos productores intervenidos en el primer mes, empieza 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 del 12 % anual para el Área Libertador, equivalente al 1% mensual.

5.2.6 EGRESOS

Los egresos mensuales, constituyen la suma entre los costos de reparación de los pozos productores más el costo operativo de producción de 9 dólares por barril, no se considera reacondicionamientos dentro del período de evaluación económica debido a que el tiempo de vida útil para las bombas electrosumergibles es aproximadamente 12 meses (dato suministrado por el Departamento de Ingeniería de Petróleos del Área Libertador).

5.3 CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

La evaluación económica toma en cuenta ciertas asunciones que se listan a continuación:

- La tasa de actualización anual se considera de 12% y la mensual de 1% según el Departamento Financiero de EP PETROECUADOR.
- No intervienen los impuestos fiscales 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 caso de que alguno de ellos deje de operar. La estimación del costo operativo es de 9 dólares por barril.
- Se estima una declinación de producción promedio de 12% anual, 1% mensual. El período mensual considerado equivalente a 30 días.

- No se considera devaluación monetaria durante el período de evaluación del proyecto, 2 años.
- Para el análisis económico se emplea un costo de 105 y 95 USD/barril tomando en cuenta el valor del precio del barril en los cuatro últimos meses y un valor de 100 USD/barril según la tendencia en el mercado.
- Se estima un porcentaje de contingencias +/- 30%.
- Los costos en el rediseño de los equipos BES igual a 569.400 dólares y para trabajos de rediseño y remoción de daño 666.900 dólares, según el valor estimado de trabajos similares realizados en el Área Libertador.
- Incremento de la producción de petróleo al aplicar la Alternativa N° 1 de 1.022 BPPD, y de 2.402 BPPD al aplicar la Alternativa N° 2.
- Se considera la declinación exponencial para determinar la producción mensual de cada pozo.

$$q_o = q_{oi} \times e^{-Dt} \quad (5.1)$$

Donde:

q_o : Caudal al tiempo t, bls/día,

q_{oi} : Caudal inicial, bls/día,

D: tasa de declinación de producción, bls/mes; y

t: tiempo en meses

- Los trabajos propuestos se realizan según un cronograma que indica el tiempo que implica cada trabajo de reacondicionamiento. El tiempo para la ejecución de los trabajos propuestos es de tres meses.

TABLA 5.6 CRONOGRAMA DE TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTOS

POZO	MESES							
	1				2			
ARA-02D	■	■						
ATA-11BD		■	■					
ATA-20D			■	■				
SEC-18				■	■			
SEC-19					■	■		
SEC-38D						■	■	
SHU-34D							■	■

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

5.4 ALTERNATIVAS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

Para la elaboración del análisis económico se considera la implementación de las alternativas antes mencionadas y los costos que conlleve cada una de ellas.

- Alternativa 1: Rediseño de los equipos BES en los pozos ARA - 02D, ATA - 11BD, ATA - 20D, SEC - 18, SEC - 19, SEC - 38D, SHU - 34D.
- Alternativa 2: Rediseño de los equipos BES en los pozos ATA - 11BD, ATA - 20D y SHU - 34D y trabajos de remoción de daño en el pozo ARA - 02D, SEC - 18, SEC - 19 y SEC - 38D.

5.5 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

5.5.1 ANÁLISIS ECONÓMICO – ALTERNATIVA N° 1

En la tabla 5.7, se presenta los datos para el análisis económico al aplicar la Alternativa N° 1.

TABLA 5.7 DATOS PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO - ALTERNATIVA 1

POZO	PRODUCCIÓN ACTUAL, BPPD	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN BPPD		
			Incremento de producción, BPPD	1.022
ARZ-02D	195	207	Inversión por año, USD	3'985.800
ATA-11BD	830	190	Costo Operativo, USD/bls	9,00
ATA-20D	365	179	Declinación de producción mensual, %	1
SEC-18	264	88	Período, días:	30
SEC-19	133	190	Precio de crudo estimado, USD	95, 100 y 105
SEC-38D	132	28	Tasa de actualización mensual, %	1
SHU-34D	60	140	Tiempo de evaluación de proyecto, meses	12
TOTAL	1.979	1.022	Tiempo de vida útil de los equipos BES, meses	12

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

A partir de los criterios antes mencionados, se procede a realizar el análisis económico según la propuesta planteada el cual comprende el período de recuperación de la inversión, la tasa interna de retorno, la relación costo beneficio y el valor actual neto.

En la tabla 5.8, se indica los resultados del análisis económico basado en los principales indicadores financieros.

TABLA 5.8 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO - ALTERNATIVA 1

INDICADOR FINANCIERO	PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO, USD		
	95	100	105
TIR	67%	71%	75%
VAN, USD	38'940.425	41'639.931	44'339.436
RCB	4,15	4,37	4,59

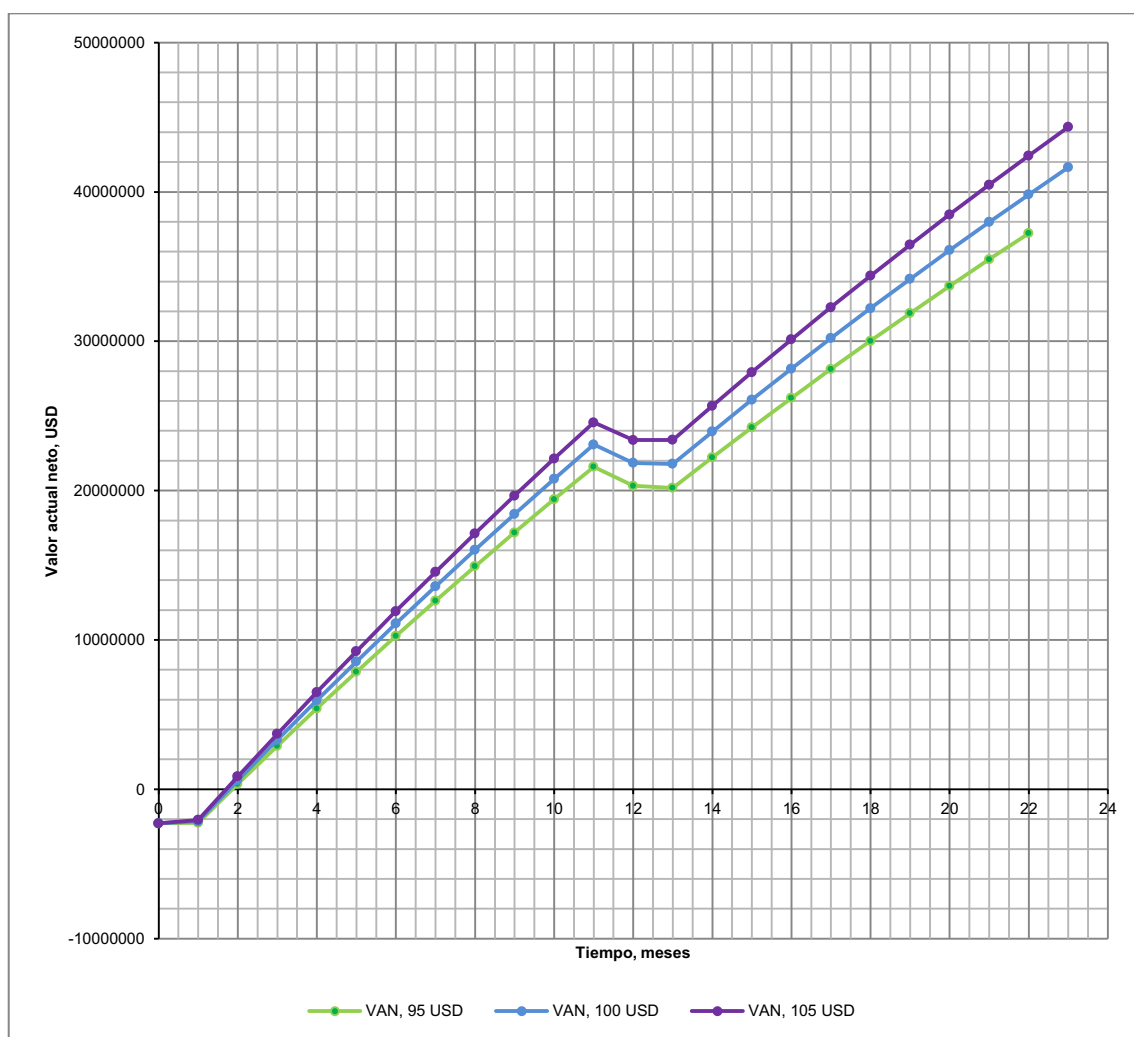
ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

Los valores obtenidos al realizar el análisis económico cumplen los requisitos para que los trabajos propuestos en el estudio sean implementados es decir un valor actual neto positivo, la tasa interna de retorno superior a la tasa de actualización presupuestada de 12 % y una relación costo beneficio superior a uno.

En la figura 5.1, se indica la curva del valor actual neto. En los tres casos los valores obtenidos indican que el proyecto es rentable, siendo el caso más favorable el que considera un precio del barril de petróleo de 105 dólares.

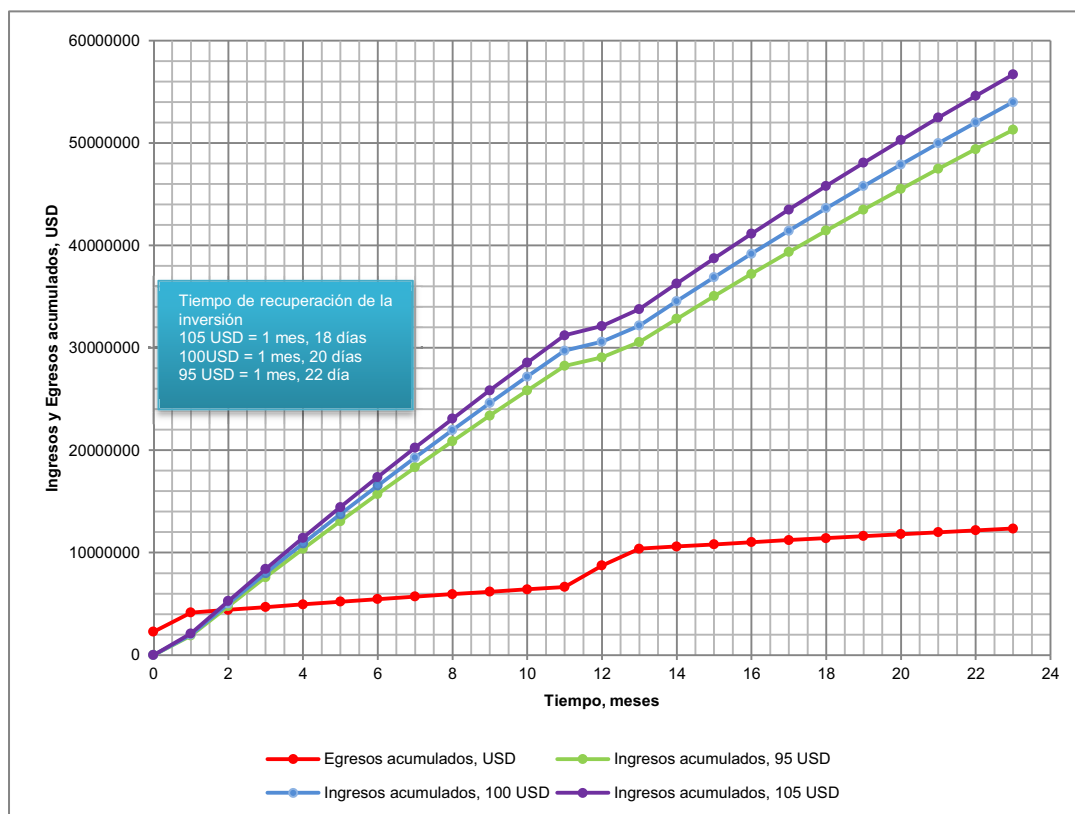
En la figura 5.2, se indica el tiempo de recuperación de la inversión del proyecto que es de 1 mes, 18 días para un precio de 105 dólares por barril de petróleo; 1 mes, 20 días para un precio de 100 dólares por barril de petróleo; y 1 mes, 22 días para un precio del barril de petróleo de 95 dólares.

FIGURA 5.1 VALOR ACTUAL NETO VS TIEMPO – ALTERNATIVA 1



ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

**FIGURA 5.2 INGRESOS Y EGRESOS ACUMULADOS VS TIEMPO
ALTERNATIVA 1**



ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

5.5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO – ALTERNATIVA N° 2

En la tabla 5.9, se presenta los datos para el análisis económico al aplicar la Alternativa N° 1.

TABLA 5.9 DATOS PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO - ALTERNATIVA 2

POZO	PRODUCCIÓN ACTUAL, BPPD	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN BPPD		
			Incremento de producción, BPPD	2.402
ARA-02D	195	444	Inversión por año, USD	4'375.800
ATA-11BD	830	190	Costo Operativo, USD/bls	9,00
ATA-20D	365	179	Declinación de producción mensual, %	1
SEC-18	264	264	Período, días:	30
SEC-19	133	937	Precio de crudo estimado, USD	95, 100 y 105
SEC-38D	132	248	Tasa de actualización mensual, %	1
SHU-34D	60	140	Tiempo de evaluación de proyecto, meses	12
TOTAL	1.979	2.402	Tiempo de vida útil de los equipos BES, meses	12

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la tabla 5.9, se indica los resultados del análisis económico basado en los principales indicadores financieros.

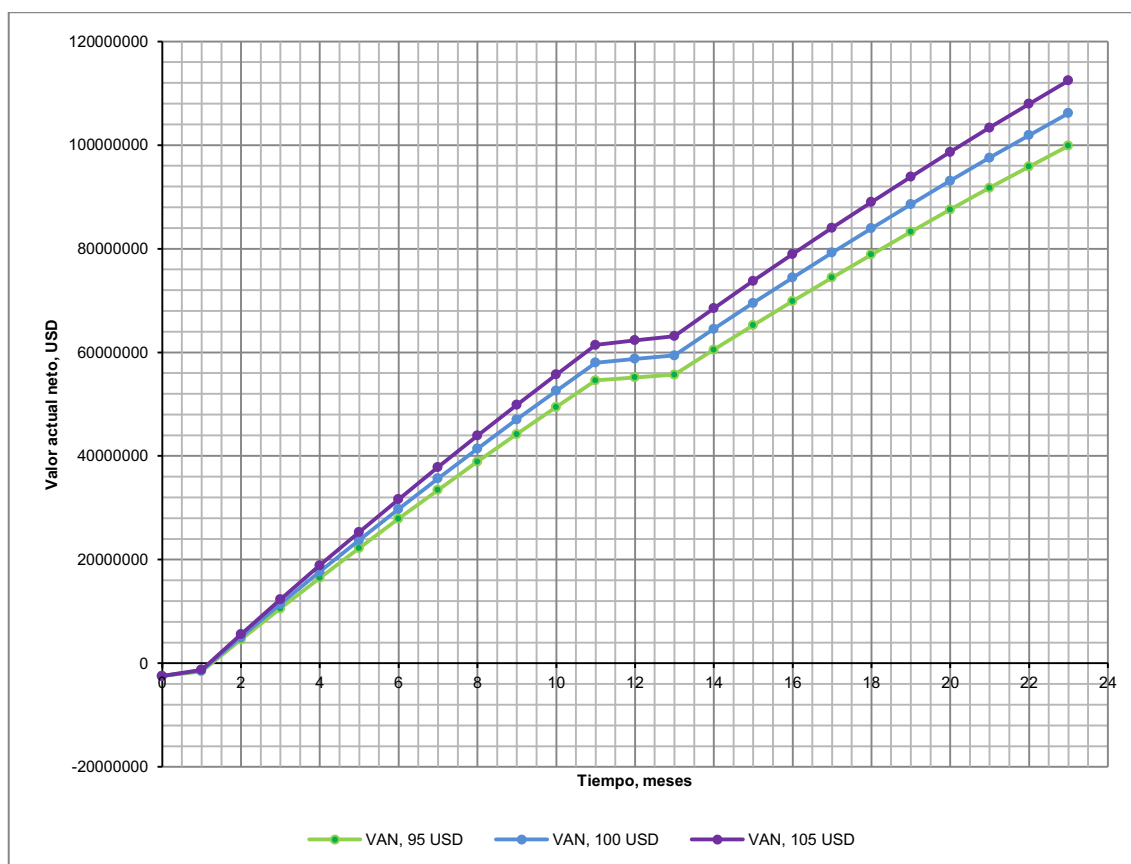
TABLA 5.10 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO - ALTERNATIVA 2

INDICADOR FINANCIERO	PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO, USD		
	95	100	105
TIR	128%	135%	142%
VAN, USD	99'883.516	106'168.809	112'454.103
RCB	6,11	6,43	6,76

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 5.3, se indica la curva del valor actual neto. En los tres casos los valores obtenidos indican que el proyecto es rentable, siendo el caso más favorable el que considera un precio del barril de petróleo de 105 dólares.

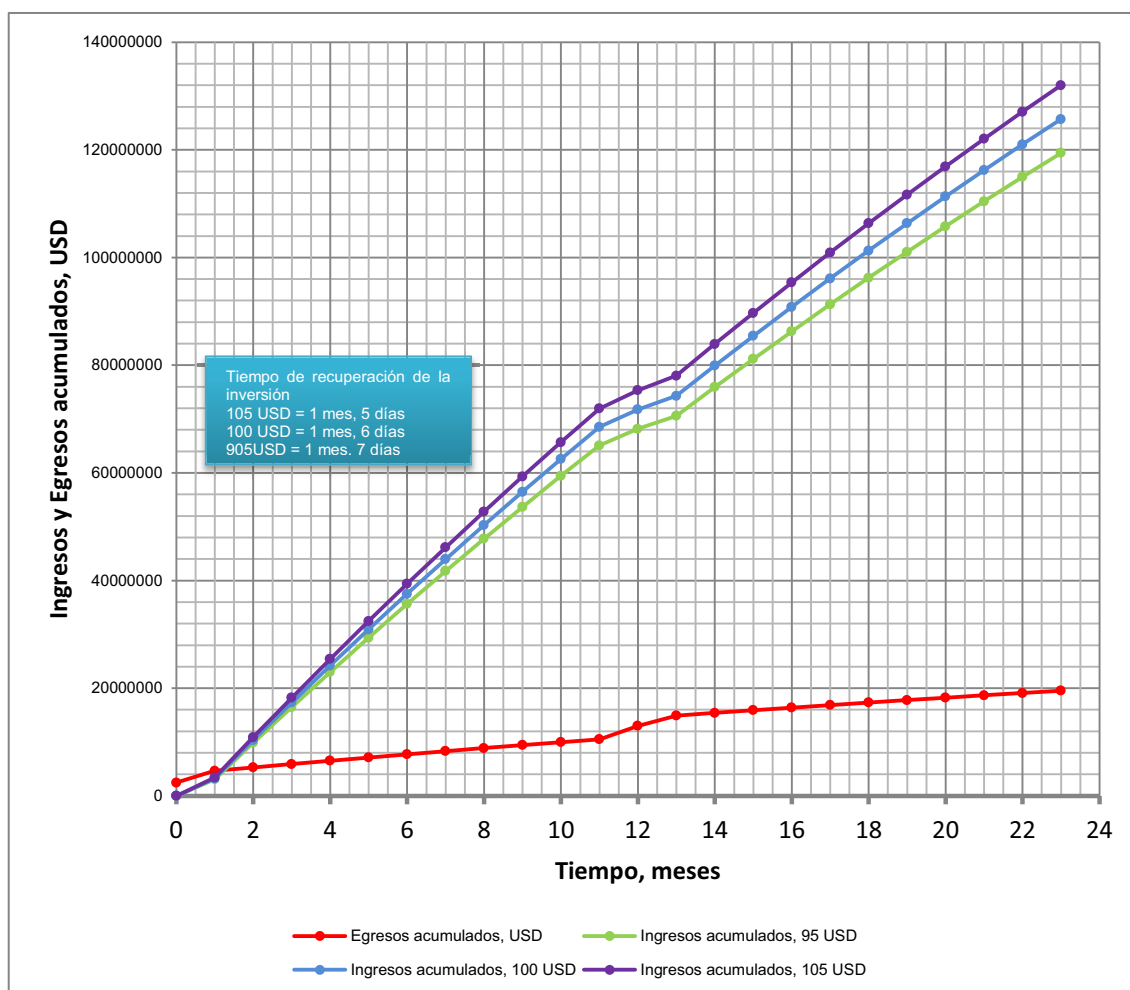
FIGURA 5.3 VALOR ACTUAL NETO VS TIEMPO – ALTERNATIVA 2



ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En la figura 5.4, se indica el tiempo de recuperación de la inversión del proyecto que es de 1 mes, 5 días para un precio de 105 dólares por barril de petróleo; 1 mes, 6 días para un precio de 100 dólares por barril de petróleo; y de 1 mes, 7 días para un precio del barril de petróleo de 95 dólares.

**FIGURA 5.4 INGRESOS Y EGRESOS ACUMULADOS VS TIEMPO
ALTERNATIVA 2**



ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En las tablas 5.11 y 5.12, se indican los resultados del análisis económico en el que se detalla los ingresos y egresos mes a mes que implica la implementación de las alternativas presentadas en este estudio.

TABLA 5.11 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO DETALLADO – ALTERNATIVA N° 1

MES	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN TOTAL	Ingresos, USD			Costos de Reparación	Costo Operativo	Egreso Total	Ingresos Actualizados, USD			Egreso actualizado, USD	Flujo de caja actualizado, USD			Flujo de caja actualizado acumulado, USD						
		90 USD	91 USD	100 USD				95 USD	100 USD	105 USD		USD	95 USD	100 USD	105 USD	95 USD	100 USD	105 USD	95 USD	100 USD	105 USD
1	0	0	0	0	2'277.600	0	2'277.600	0	0	0	2'277.600	2'277.600	-2'277.600	-2'277.600	-2'277.600	-2'277.600	-2'277.600				
2	664	1'918.683	2'019.667	2'120.650	1'708.200	181.770	1'889.970	1'896.686	1'999.670	2'099.663	1'871.287	2'277.600	2'277.600	228.396	228.396	228.396	-2'449.171				
3	1015	2'934.063	3'088.487	3'242.912	0	277.964	277.964	2'876.260	3'027.632	3'179.014	272.487	4'421.344	4'421.344	2'603.763	2'765.145	2'906.527	354.592	605.958			
4	1005	2'904.869	3'057.756	3'210.644	0	275.198	275.198	2'819.437	2'967.828	3'119.220	267.105	4'686.449	4'686.449	2'552.332	2'700.724	2'849.115	290.692	3'706.438			
5	995	2'875.965	3'027.331	3'178.698	0	272.460	272.460	2'763.745	2'909.206	3'054.666	261.829	4'950.277	4'950.277	2'501.917	2'647.377	2'792.838	540.842	6'498.275			
6	985	2'847.348	2'997.209	3'147.069	0	269.749	269.749	2'709.154	2'851.741	2'994.328	256.657	5'206.934	5'206.934	2'452.497	2'595.085	2'737.672	786.139	8'549.143			
7	976	2'819.017	2'967.386	3'115.755	0	267.065	267.065	2'655.641	2'795.412	2'935.182	251.587	5'456.521	5'456.521	2'404.054	2'543.825	2'683.595	10'285.393	11'092.968			
8	966	2'790.967	2'937.860	3'084.753	0	264.407	264.407	2'603.185	2'740.195	2'877.205	246.618	5'705.139	5'705.139	2'356.568	2'493.578	2'630.587	12'621.961	13'586.545			
9	956	2'763.196	2'908.628	3'054.059	0	261.777	261.777	2'551.361	2'686.069	2'820.372	241.746	5'946.885	5'946.885	2'310.019	2'444.323	2'578.626	14'931.980	16'030.868			
10	947	2'735.702	2'879.686	3'023.671	0	259.172	259.172	2'501.190	2'633.012	2'764.663	236.971	6'183.856	6'183.856	2'264.390	2'396.041	2'527.692	17'196.371	18'426.909			
11	937	2'708.481	2'851.033	2'993.585	0	256.593	256.593	2'451.953	2'581.003	2'710.053	232.290	6'416.146	6'416.146	2'219.663	2'348.713	2'477.763	19'416.033	20'775.622			
12	928	2'681.532	2'822.685	2'963.798	0	254.040	254.040	2'403.520	2'530.021	2'656.523	227.702	6'643.848	6'643.848	2'175.818	2'302.320	2'428.821	21'591.852	23'077.941			
13	924	2'660.028	2'811.284	2'943.557	2'277.600	88.676	2'366.276	830.677	874.397	918.117	2'099.950	8'743.798	8'743.798	-1'269.273	-1'225.553	-1'181.833	20'322.579	21'852.388			
14	919	2'640.280	2'799.243	2'876.205	1'708.200	161.216	1'869.416	1'495.237	1'573.934	1'652.631	1'642.586	10'386.384	10'386.384	-147.348	-68.652	10.045	20'175.231	21'783.737			
15	914	2'620.280	2'779.243	2'856.205	0	246.532	246.532	2'263.888	2'383.040	2'502.192	214.474	10'600.857	10'600.857	2'049.414	2'168.566	2'287.718	22'224.645	23'952.303			
16	892	2'576.387	2'711.987	2'847.586	0	244.079	244.079	2'219.170	2'335.968	2'452.767	210.237	10'811.094	10'811.094	2'008.933	2'125.731	2'242.530	24'233.577	26'078.034			
17	883	2'550.752	2'685.002	2'819.252	0	241.650	241.650	2'175.335	2'289.827	2'404.318	206.084	11'017.179	11'017.179	1'969.251	2'083.742	2'198.234	26'202.828	28'161.776			
18	874	2'525.371	2'658.286	2'791.200	0	239.246	239.246	2'132.367	2'244.597	2'356.826	202.014	11'219.193	11'219.193	1'930.353	2'042.583	2'154.813	28'133.182	30'204.359			
19	865	2'500.244	2'631.835	2'763.427	0	236.865	236.865	2'090.247	2'200.260	2'310.273	198.023	11'417.216	11'417.216	1'892.223	2'002.236	2'112.249	30'025.405	32'206.596			
20	857	2'475.366	2'605.648	2'735.930	0	234.508	234.508	2'048.959	2'156.799	2'264.639	194.112	11'611.328	11'611.328	1'854.847	1'962.687	2'070.527	31'880.252	34'169.283			
21	848	2'450.735	2'579.721	2'708.708	0	232.175	232.175	2'008.487	2'114.196	2'219.906	190.278	11'801.606	11'801.606	1'818.209	1'923.919	2'029.629	33'698.461	36'093.201			
22	840	2'426.350	2'554.063	2'681.755	0	229.865	229.865	1'966.814	2'072.435	2'176.057	186.519	11'988.125	11'988.125	1'782.295	1'885.916	1'989.538	35'480.756	37'979.118			
23	831	2'402.208	2'528.640	2'655.072	0	227.578	227.578	1'929.924	2'031.499	2'133.074	182.835	12'170.960	12'170.960	1'747.089	1'848.664	1'950.239	37'227.845	39'827.782			
24	823	2'378.305	2'503.479	2'628.653	0	225.313	225.313	1'891.803	1'991.372	2'090.941	179.223	12'350.183	12'350.183	1'712.580	1'812.148	1'911.717	38'940.425	41'639.931			
TOTAL	19901	57'505.569	60'532.178	63'558.787	7'971.600	5'447.896	1'3419.496	51'290.608	53'990.114	56'669.619	12'350.183	38'940.425	41'639.931	-	-	-	-	-			

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

TABLA 5.12 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO DETALLADO – ALTERNATIVA 2

MES	PERIODO	Incremento de producción total	Ingresos, USD			Costos de Reparación	Costo Operativo	Egreso Total	Ingresos Actualizados, USD			Egreso actualizado, USD	Flujo de caja actualizado, USD			Flujo de caja actualizado acumulado, USD	
			95 USD	100 USD	105 USD				95 USD	100 USD	105 USD		95 USD	100 USD	105 USD		95 USD
1	0	0	0	0	0	2'472.600	0	2'472.600	0	0	0	2'472.600	-2'472.600	-2'472.600	-2'472.600	-2'472.600	
2	1	1.077	3'112.081	3'275.875	3'439.669	1'903.200	2'94.829	2'198.029	3'081.269	3'243.441	3'405.613	2'176.266	905.002	1'067.175	1'229.347	-1'140.5425	-1'243.253
3	2	2.391	6'909.813	7'273.488	7'637.162	0	654.614	654.614	6'773.663	7'130.171	7'486.680	641.715	5'290.582	6'131.947	6'844.965	5'083.030	5'601.711
4	3	2.367	6'841.060	7'201.115	7'561.171	0	648.100	648.100	6'639.865	6'989.332	7'338.798	629.040	5'919.821	6'360.292	6'709.758	10'575.175	11'443.322
5	4	2.344	6'772.990	7'129.463	7'485.936	0	641.652	641.652	6'508.710	6'851.274	7'193.838	616.615	6'536.236	6'234.659	6'577.223	16'467.271	17'677.982
6	5	2.321	6'705.598	7'058.524	7'411.450	0	635.267	635.267	6'380.146	6'715.943	7'051.740	604.435	7'140.671	6'447.305	6'447.305	22'242.982	23'789.490
7	6	2.298	6'638.876	6'985.290	7'337.705	0	628.946	628.946	6'254.121	6'583.286	6'912.450	582.496	7'733.167	5'990.790	6'319.954	27'904.607	29'780.280
8	7	2.275	6'572.818	6'918.756	7'264.693	0	622.688	622.688	6'130.586	6'453.248	6'775.911	580.792	8'313.959	5'649.794	6'195.118	33'454.401	35'652.736
9	8	2.252	6'507.417	6'849.913	7'192.409	0	616.492	616.492	6'009.491	6'325.780	6'642.069	569.320	8'883.279	5'440.170	6'072.748	38'894.571	41'409.195
10	9	2.230	6'442.667	6'781.755	7'120.843	0	610.358	610.358	5'890.787	6'200.829	6'510.870	558.075	9'441.354	5'332.713	5'642.754	44'227.284	47'051.949
11	10	2.207	6'376.582	6'714.276	7'049.989	0	604.285	604.285	5'774.429	6'078.346	6'382.263	547.051	9'988.405	5'227.378	5'835.212	49'454.662	52'583.244
12	11	2.185	6'315.094	6'647.467	6'979.841	0	598.272	598.272	5'660.369	5'958.283	6'256.197	536.245	10'524.650	5'124.123	5'422.037	57'191.951	60'005.281
13	12	1.199	3'464.349	3'646.683	3'829.017	2'472.600	328.201	2'800.801	3'074.434	3'236.246	3'388.059	2'485.569	13'010.219	588.865	750.677	912.489	55'167.650
14	13	965	2'760.168	2'905.440	3'050.713	1'903.200	261.490	2'164.690	2'425.257	2'552.902	2'680.547	1'902.032	14'912.251	523.225	650.870	778.515	55'690.875
15	14	2.121	6'128.455	6'451.005	6'773.555	0	580.590	580.590	5'331.529	5'612.135	5'892.742	505.092	15'417.343	4'926.437	5'107.043	60'517.311	64'513.872
16	15	2.100	6'067.476	6'386.816	6'706.157	0	574.813	574.813	5'226.217	5'501.281	5'776.345	495.115	15'912.459	4'731.102	5'006.166	65'248.413	69'520.038
17	16	2.079	6'007.103	6'323.267	6'639.430	0	568.094	568.094	5'122.985	5'392.816	5'662.247	485.335	16'397.794	4'637.650	4'907.281	69'886.063	74'427.318
18	17	2.058	5'947.332	6'260.349	6'573.366	0	563.431	563.431	5'021.793	5'286.098	5'550.403	475.749	16'873.543	4'546.044	4'810.349	79'237.667	84'043.228
19	18	2.038	5'888.155	6'198.057	6'507.960	0	557.825	557.825	4'922.599	5'181.683	5'440.768	466.352	17'339.894	4'456.248	4'715.332	83'952.999	89'017.644
20	19	2.017	5'829.566	6'136.386	6'443.205	0	552.275	552.275	4'826.365	5'079.331	5'333.298	457.140	17'797.034	4'368.225	4'622.192	88'575.191	93'893.802
21	20	1.997	5'771.561	6'075.328	6'379.094	0	546.779	546.779	4'730.051	4'979.001	5'227.951	448.110	18'245.144	4'281.941	4'530.891	93'106.082	98'673.643
22	21	1.977	5'714.133	6'014.877	6'315.621	0	541.339	541.339	4'636.620	4'880.653	5'124.685	439.259	18'684.403	4'197.361	4'441.394	97'547.476	103'359.070
23	22	1.958	5'657.277	5'955.028	6'252.780	0	535.953	535.953	4'545.035	4'784.247	5'023.459	430.582	19'114.985	4'114.452	4'353.665	101'901.141	107'951.947
24	23	1.938	5'600.986	5'895.775	6'190.563	0	530.620	530.620	4'455.258	4'689.746	4'924.233	422.077	19'537.063	4'033.181	4'267.668	106'168.809	112'454.103
TOTAL	46.385	134'033.537	141'087.934	148'142.330	8'751.600	12'697.914	21'449.514	119'420.578	125'705.872	131'991.165	19'537.063	99'883.516	106'168.809	112'454.103	-	-	-

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- El Área Libertador, actualmente produce un promedio de 18.274 BPPD, el 22,9% de la producción total proviene de la arena “T”, el 62,9% le corresponde a la arena “U inf.” y el 10% viene de la arena “U sup.” (ver tabla 1.16). La mayor parte de la producción proviene del campo Libertador, con 9.607 BPPD, el campo Atacapi, aporta una producción de 6.331 BPPD, el campo Arazá, con 275 BPPD, campo Frontera, con 267 BPPD y el campo Tapi – Tetete, con 1.794 BPPD.

- El Área Libertador está formada de los campos: Arazá, con 2 pozos perforados, la producción del campo es manejada por la estación de producción Shuara; campo Atacapi, con 22 pozos perforados, de los cuales 11 pozos están produciendo, 8 pozos están cerrados, 1 pozo abandonado y 2 pozos reinyectores, la producción del campo es manejada por la estación de producción Atacapi; campo Frontera, con 4 pozos perforados, de los cuales 1 pozo está produciendo, 2 pozos están cerrados y 1 reinyector, la producción del campo es manejada por la estación de producción Frontera; campo Libertador, con 112 pozos perforados, de los cuales 50 pozos están produciendo, 45 pozos están cerrados, 4 pozos abandonados y 13 pozos reinyectores, la producción del campo es manejada por la estaciones de producción Pichincha, Secoya, Shuara y Shushuqui; campo Tapi – Tetete, con 20 pozos perforados, de los cuales 10 pozos están produciendo, 7 pozos están cerrados y 3 pozos reinyectores, la producción del campo es manejada por las estaciones de producción Tapi y Tetete.

- El tiempo de producción del Área Libertador, ha generado la depletación progresiva de las presiones de reservorio (fig. 1.11 – 1.21), así como el

incremento de producción de agua (fig. 1.22 – 1.36), que se describe según la arena de cada campo a continuación:

- El campo Atacapi, presenta valores de presión en la arena “U inf.” que van desde 2.700 psi hasta 3.000 psi, comparados con la presión inicial de 4.012 psi, indican una depletación aproximada de 30 psi/año. En la arena “T inf.” a partir de la presión inicial de 3.970 psi, se tiene una depletación de 36 psi/año. Se presenta zonas de alto corte de agua al norte de la arena “U inf”, norte y central de “T inf”. En la parte sur no se presenta altos incrementos de BSW.
- En el campo Frontera, la arena “T sup.” presenta valores de presión que van desde 3.100 psi hasta 3.600 psi, estas presiones son similares a la presión originales del campo. En cuando al comportamiento de presiones en el reservorio “U inf.”, la tendencia indica una depletación de 16 psi/año, con respecto a la presión inicial de 3.762 psi, además el reservorio presenta zonas de alto corte de agua, principalmente en los pozos FRT - 04 y FRT - 05, mientras que en la parte sureste del campo registra bajos valores de BSW.
- En el campo Libertador, las arenas “Tsup.” y “T inf.”, presentan valores de presión entre 2.800 psi y 3.500 psi, con respecto a la presión inicial del 3.900 psi, indica que no existe depleción considerable a través de los años. En la arena “U sup” se presenta un importante aporte de agua hacia el noroeste del campo; al suroeste y sureste se presenta un aporte menor de agua. En la arena “U inf.” se presenta un mayor aporte de agua proveniente de los campos Secoya, Shuara y Pichincha, con un menor aporte del campo Shushuqui. En la arena “T” la producción de agua proviene principalmente de los campos Secoya, Shuara, Pichincha y Carabobo.

- En el campo Tapi, la arena “U inf.” presenta valores de presión que van desde 3.300 psi hasta 3.600 psi, comparados con la presión inicial de 4.012 psi, indica una depletación aproximada de 26 psi/año, además el reservorio presenta zonas de alto corte de agua, principalmente en los pozos TAP - 02 y TAP - 06, mientras que en la parte suroeste del campo no presenta valores altos de BSW.
- En el campo Tetete, según el comportamiento de presiones, la arena “U inf.” presenta una depletación aproximada de 23 psi/año con respecto a la presión inicial de 3.750 psi, además esta arena presentan zonas de alto corte de agua en la parte central, en los pozos TTT - 12 y TTT - 09, en el sur el presenta zonas de menor corte de agua, principalmente en el pozo TTT - 11.
- Los mecanismos de producción de los reservorios del Área Libertador, son: campo Atacapi, la arena “T”, presenta empuje hidráulico de fondo, la arena “U” presenta empuje hidráulico lateral; campo Frontera, para las arena “U y T”, presenta un empuje hidráulico lateral; campo Libertador, las arenas “U inferior” y “T inferior”, presentan empuje hidráulico lateral, para las arenas “U superior”, “T superior” y “Basal Tena”, presenta un empuje por depleción; campo Tapi – Tetete, la arena “U” presenta empuje hidráulico de fondo.
- El sistema de levantamiento artificial más empleado en el Área Libertador, es el bombeo electrosumergible con el 65% del total de sistemas instalados, un medio efectivo para levantar altos volúmenes de fluido a grandes profundidades, la optimización de este sistema contribuye en un gran porcentaje a la producción general del Área Libertador.
- La selección de pozos con Sistema de Bombeo Electrosumergible, considera que se dispongan de datos actualizados de: Pruebas de Build Up, Diagramas de Completación, Historiales de Reacondicionamiento y Producción, Reportes de las Bombas Electrosumergibles, además no se

toma en cuenta pozos con trabajos recientes de reacondicionamiento y bajo potencial. Los pozos seleccionados son: Arazá 02D, Atacapi 11BD, Atacapi 20 D, Atacapi 23, Secoya 18, Secoya 19, Secoya 38D y Shuara 34D.

- En el Análisis Nodal de los pozos seleccionados para el estudio, se ha detectado los siguientes problemas:
 - El pozo ARA - 02D, se encuentra produciendo en el límite inferior del rango recomendado de la bomba (Downthrust), además se encuentra operando cerca del punto de burbuja, teniendo la necesidad de desgasificar el pozo con cierta frecuencia; en el pozo ATA - 11BD, el punto de operación actual de la bomba, se encuentra en la región de Downthrust, teniendo pérdidas en la capacidad de levantamiento de la bomba; en el pozo ATA - 20D, actualmente la bomba presenta una eficiencia del 38%, y se encuentra produciendo en Downthrust, debido a la presencia de gas a la entrada de la bomba, por encontrarse cerca del punto de burbuja; en el pozo ATA - 23, el equipo está operando dentro del rango óptimo, por tanto no es necesario el rediseño del equipo, pero al incrementar gradualmente la frecuencia de operación actual; se obtiene un aumento de la producción del mismo. En el pozo SEC - 18, el equipo se encuentra operando en Upthrust, en consecuencia se presenta un prematuro desgaste por empuje ascendente en la bomba; en los pozos SEC - 19 y SEC - 38D, el equipo está trabajando dentro del rango óptimo de operación, aunque cerca de Downthrust, el desgaste de la bomba es debido a la presencia de gas, por encontrarse produciendo bajo el punto de burbuja; el pozo SHU - 34D, está produciendo fuera del rango recomendado de la bomba, en severo Downthrust, debido a que en el diseño se esperaba un caudal mayor al actual, como resultado de ello el equipo BES se encuentra sobredimensionado.

- El Área Libertador, genera su propia energía eléctrica mediante dos centrales de generación (ver tabla 1.28). La primera tiene sus instalaciones en la Estación Sucumbíos y opera con equipos propios de PETROPRODUCCIÓN. Para ello tiene un banco de seis generadores que funcionan con el gas de petróleo, que provienen de los compresores del sistema de gas Lift, la segunda denominada Wartsila esta distante a 5 km de la subestación de distribución Secoya, y posee 2 generadores.
- Mediante la implementación de la Alternativa N° 1, que consiste en ejecutar la Opción 1 (rediseño del equipo BES a condiciones actuales de reservorio) para los pozos seleccionados, el incremento de la producción de petróleo es de 1.022 BPPD, que representa un aumento del 5,6% de la producción actual del Área Libertador.
- Mediante la implementación de la Alternativa N° 2, que consiste en ejecutar la Opción 1 en los pozos: ATA - 11BD, ATA - 20D, SHU - 34D y la Opción 2 (rediseño del equipo BES. considerando remoción de daño de formación) en los pozos: ARA - 02D, SEC - 18, SEC - 19D y SEC - 38D; el incremento de la producción de petróleo es de 2.402 BPPD, que representa un incremento del 13,1% de la producción actual del Área Libertador.
- La implementación de la Alternativa N° 1, implica un incremento de la producción de agua de formación de 1.105 BAPD, de los cuales 211 BAPD incrementa en la Estación Atacapi, 545 BAPD en la Estación Secoya y 349 BAPD en la Estación Shuara. Para la Alternativa N° 2, se tiene un incremento de la producción de agua de formación de 2.965 BAPD, de los cuales 211 BAPD incrementa en la Estación Atacapi, 2.244 en la Estación Secoya y 507 BAPD en la Estación Shuara.
- La capacidad instalada de reinyección en la estación Atacapi, es de 43.000 BAPD, en la estación Secoya, es de 73.500 BAPD y de la

estación Shuara, es de 33.500 BAPD, por tanto al implementar la Alternativa N° 1 o la Alternativa N° 2, el incremento de producción de agua llegaría a ser manejado adecuadamente (ver tabla 1.26).

- En la producción del agua de formación, el mayor porcentaje 56,9% le corresponde a la arena “U inf.”, el 41,4% le corresponde a la arena “T” y el 1,7% proviene de la arena “U sup.”.
- La variación de frecuencia de 50 Hz a 53 Hz del pozo Atacapi 23, permite un incremento de producción de petróleo de 142 BPPD.
- Debido al alto corte de agua presente en el Área Libertador, se comprobó que algunos de los pozos con equipo BES instalado se encuentran operando en la zona de empuje ascendente, provocando el deterioro de las etapas y pérdida de la eficiencia.
- El incremento de producción que se logra con la optimización del bombeo electrosumergible de los pozos seleccionados está dentro del rango de operación de las facilidades de producción existentes en el Área Libertador (ver tabla 1.18, 1.21 y 1.22).
- Al realizar la evaluación económica, la inversión realizada al aplicar la Alternativa N° 1 se recupera en 1 mes, 18 días para un precio de 105 dólares por barril de petróleo; 1 mes, 20 días para un precio de 100 dólares por barril de petróleo; y 1 mes, 22 días para un precio del barril de petróleo de 95 dólares. Para la Alternativa N° 2, la inversión se recupera en 1 mes, 5 días para un precio de 105 dólares por barril de petróleo; 1 mes, 6 días para un precio de 100 dólares por barril de petróleo; y de 1 mes, 7 días para un precio del barril de petróleo de 95 dólares.
- De acuerdo a la evaluación económica, se concluye que el proyecto es rentable para las dos alternativas, siendo la Alternativa N° 2 la mejor de

los casos en este estudio, con un VAN de 106'168.809 USD, TIR = 142% y un tiempo de recuperación de la inversión de 1 mes, 5 días para un precio de 105 dólares por barril de petróleo. En la tabla 6.1, se indican estos valores como resumen de resultados.

TABLA 6.1 RESUMEN DE RESULTADOS ECONÓMICOS

INDICADOR FINACIERO	Alternativa 1			Alternativa 2		
	PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO, USD					
	95	100	105	95	100	105
TIR	67%	71%	75%	128%	135%	142%
VAN, USD	38'940.425	41'639.931	44'339.436	99'883.516	106'168.809	112'454.103
RCB	4,15	4,37	4,59	6,11	6,43	6,76

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

6.2 RECOMENDACIONES

- De acuerdo al análisis técnico y económico, se recomienda implementar la Alternativa N° 2, la cual considera la remoción de daño de formación en los pozos ARA - 02D, SEC - 18, SEC - 19 y SEC - 38D, pues se obtiene un mayor incremento de la producción de petróleo (aproximadamente 1380 BPPD más que la Alternativa N° 1) y por ser la alternativa económicamente más favorable de todas las alternativas estudiadas en el presente proyecto (mayor rentabilidad y menor tiempo de recuperación de la inversión).
- Se recomienda incrementar la frecuencia en el pozo ATA - 23, con un continuo monitoreo de los parámetros eléctricos, de fondo y de la presión de cabeza, junto con las pruebas de producción, para evaluar el comportamiento del equipo en el fondo y del sistema en general.
- Es importante realizar pruebas de restauración de presión en posteriores reacondicionamientos, para obtener datos actualizados de las

condiciones del reservorio, esto permite un diseño adecuado y óptimo del equipo de Bombeo Electrosumergible.

- Se recomienda revisar que los sensores de los equipos BES estén en correcto funcionamiento para llevar un control adecuado de los parámetros de fondo. Esto permite identificar los posibles problemas que se presentan en el sistema de producción y en el funcionamiento del equipo BES.
- Los pozos con sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible trabajan con variadores de frecuencia, se recomienda el uso de filtros de armónicos (bancos de capacitores) para evitar pérdidas de carga, y así obtener un mejor desempeño del motor.
- Los campos del Área Libertador, tienen un tiempo prolongado de explotación en el país. Por esta razón se debe considerar y evaluar nuevos proyectos de recuperación mejorada con la finalidad de alargar la vida productiva de los campos para mantener una tasa de producción rentable, un adecuado mantenimiento de la presión de reservorio, mejorando así el factor de recobro de cada uno de las arenas productoras.

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 rocas 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 líquido 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 líquido 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°C.

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 introducida dentro 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 bars, 101.300 Newtons/m², 14,7 lbs. /pulg² 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 existen 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 se clasifican 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 se abate al elevar la temperatura.

YACIMIENTO: Acumulación de aceite y/o gas en roca porosa tal como arenisca.

BIBLIOGRAFÍA

- **AMAGUA Jorge**; “Diseño y optimización del bombeo electrosumergible en la producción de petróleo en el área Libertador.
- **BUSTILLOS Edison, CORELLA Byron**; “Estudio actual de la eficiencia operativa de las bombas electrosumergibles en el campo Shushufindi en base a las curvas de operación” 2003.
- **BROWN Kermit E.**; “The Technology of Artificial Lift Methods”, Volumen 2B, Tulsa – Oklahoma, 1980.
- **BAKER HUGHES – CENTRILIFT**; “Introducción al diseño de equipo de bombeo electrosumergible”
- **BAKER HUGHES – CENTRILIFT**; “Submersible pump handbook”; 2001
- **CARRERA Nancy, MAFLA Zoila**; “Análisis técnico económico para cambio de levantamiento artificial para pozos con alto potencial a BES en el Área Libertador”; 2004.
- **EP– PETROECUADOR**; Archivos de Historiales de Producción, Historiales de Reacondicionamiento, Pruebas de B’UP, Diagramas de Completación, Análisis PVT; Ingeniería de Petróleos Área Libertador.
- **ESP Wood Group**; Catálogo de equipos de Bombeo Electrosumergibles; 2005.
- **IHS SubPUMP**; “Análisis y Diseño de Bombas Sumergibles – Manual Técnico de Referencia”; 2009.
- **MAGGIOLO Ricardo**; “Optimización de la producción mediante análisis Nodal”; Lima – Perú; 2008.
- **RAMÍREZ Marto**; “Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting”; Venezuela, 2004.
- **PEÑAFIEL Janina**; “Optimización del Bombeo Electrosumergible en la producción de petróleo en el área Shushufindi”, 2008.
- **SCHLUMBERGER - REDA**; “Curso BES Avanzado”; 2007.
- **SCHLUMBERGER - REDA**, “Electric Submersible Pump Catalog”, 2007.
- **TEJEDA Roberto, VACA Christian**; “Estudio actual de la eficiencia operativa de las bombas electrosumergibles BES en el área Libertador en base a las curvas de operación”, 2003.

ANEXOS

ANEXO N° 1

**CÁLCULO DE RESERVAS REMANENTES DE LOS
POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA LIBERTADOR
MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DEL SOFTWARE OFM**

OIL FIELD MANAGER

El software OFM permite realizar análisis de los yacimientos para administrar su producción. Tiene una serie de herramientas que permiten hacer seguimiento y pronósticos de reservas.

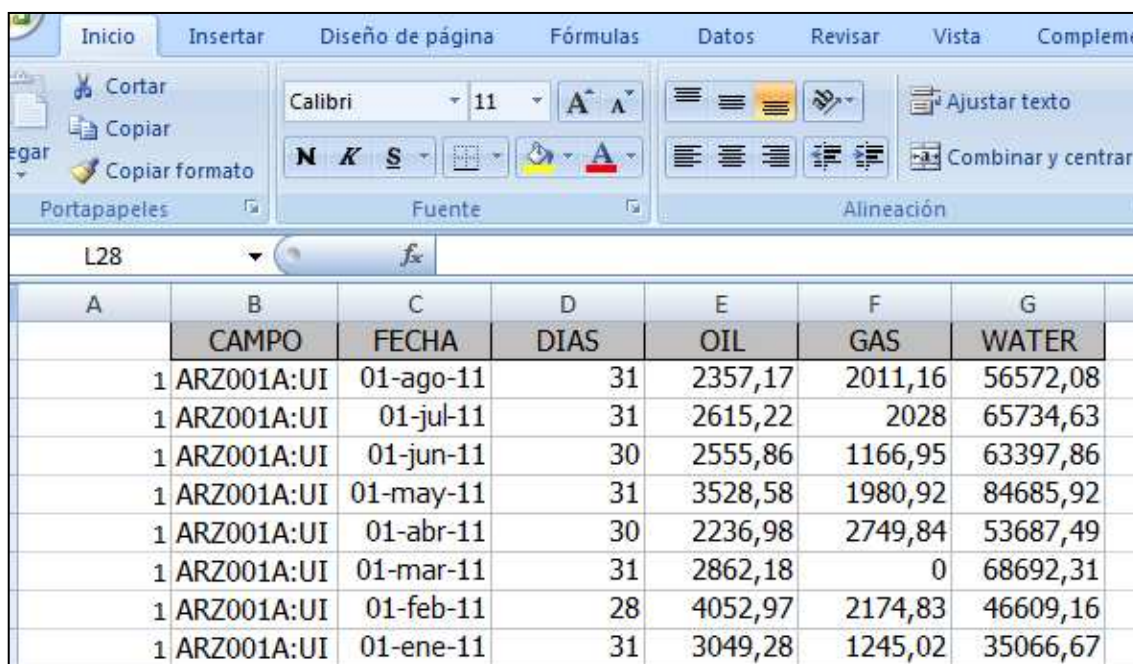
El cálculo de reservas para los pozos seleccionados con sistema de bombeo electrosumergible del Área Libertador se obtiene con el software OFM y se presenta en las gráficas a continuación.

A.1 PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS

A.1.1 CREAR BASE DE DATOS EN EXCEL.

La base de datos en Excel contiene la información detallada de cada pozo, catalogada por arenas, campos, tipo de fluido producido, entre otros.

FIGURA A.1.1 BASE DE DATOS EN EXCEL



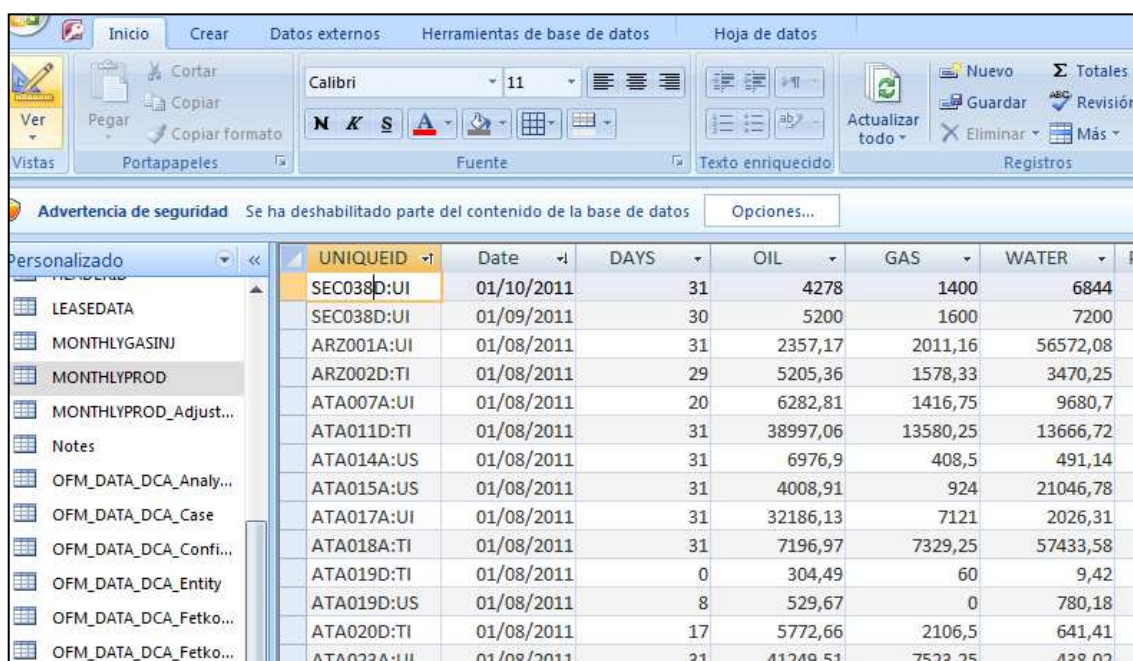
A	B	C	D	E	F	G
	CAMPO	FECHA	DIAS	OIL	GAS	WATER
1	ARZ001A:UI	01-ago-11	31	2357,17	2011,16	56572,08
1	ARZ001A:UI	01-jul-11	31	2615,22	2028	65734,63
1	ARZ001A:UI	01-jun-11	30	2555,86	1166,95	63397,86
1	ARZ001A:UI	01-may-11	31	3528,58	1980,92	84685,92
1	ARZ001A:UI	01-abr-11	30	2236,98	2749,84	53687,49
1	ARZ001A:UI	01-mar-11	31	2862,18	0	68692,31
1	ARZ001A:UI	01-feb-11	28	4052,97	2174,83	46609,16
1	ARZ001A:UI	01-ene-11	31	3049,28	1245,02	35066,67

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

A.1.2 IMPORTAR DATOS DE EXCEL A UNA BASE DE DATOS EN ACCESS.

En Access una base de datos es manipulada de mejor manera que en Excel. Para importar la información, se crea una base de datos en blanco y luego se enlaza los datos de Excel.

FIGURA A.1.2 BASE DE DATOS EN ACCESS



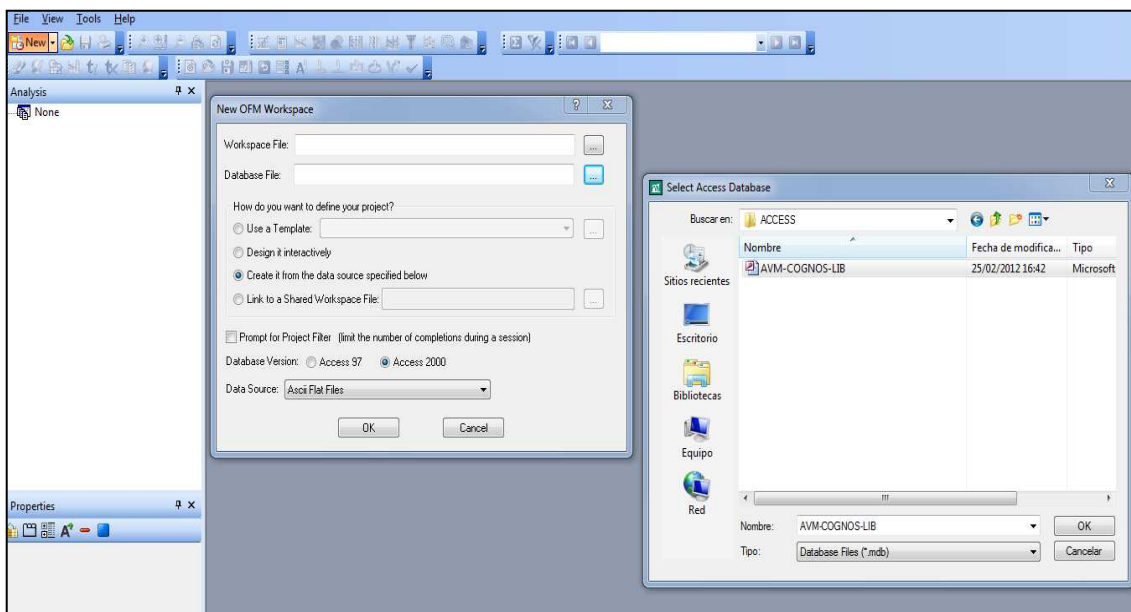
UNIQUEID	Date	DAYS	OIL	GAS	WATER	P
SEC038D:UI	01/10/2011	31	4278	1400	6844	
SEC038D:UI	01/09/2011	30	5200	1600	7200	
ARZ001A:UI	01/08/2011	31	2357,17	2011,16	56572,08	
ARZ002D:TI	01/08/2011	29	5205,36	1578,33	3470,25	
ATA007A:UI	01/08/2011	20	6282,81	1416,75	9680,7	
ATA011D:TI	01/08/2011	31	38997,06	13580,25	13666,72	
ATA014A:US	01/08/2011	31	6976,9	408,5	491,14	
ATA015A:US	01/08/2011	31	4008,91	924	21046,78	
ATA017A:UI	01/08/2011	31	32186,13	7121	2026,31	
ATA018A:TI	01/08/2011	31	7196,97	7329,25	57433,58	
ATA019D:TI	01/08/2011	0	304,49	60	9,42	
ATA019D:US	01/08/2011	8	529,67	0	780,18	
ATA020D:TI	01/08/2011	17	5772,66	2106,5	641,41	
ATA023A:UI	01/08/2011	31	41249,51	7523,25	438,02	

ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

A.1.3 IMPORTAR LA BASE DE DATOS DE ACCES A OFM

En OFM, a partir de un nuevo archivo se selecciona New OFM Workspace en el cual se importa la base de datos desde Access, previamente creada.

FIGURA A.1.3 BASE DE DATOS EN OFM

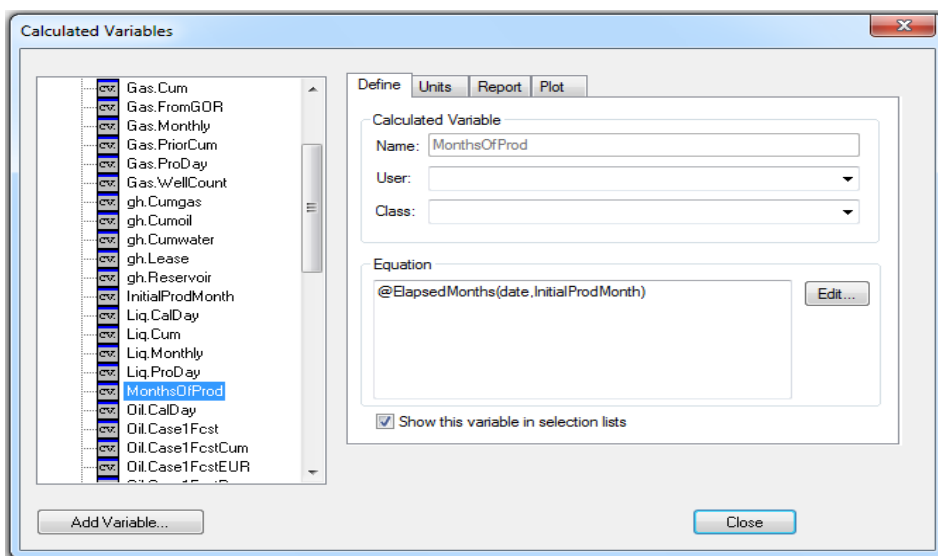


ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

A.1.4 CREACIÓN DE VARIABLES

Para crear las variables se selecciona la opción Database, Calculated Variables y en la ventana se ingresa el nombre de la variable y la ecuación respectiva.

FIGURA A.1.4 CREACIÓN DE VARIABLES EN OFM

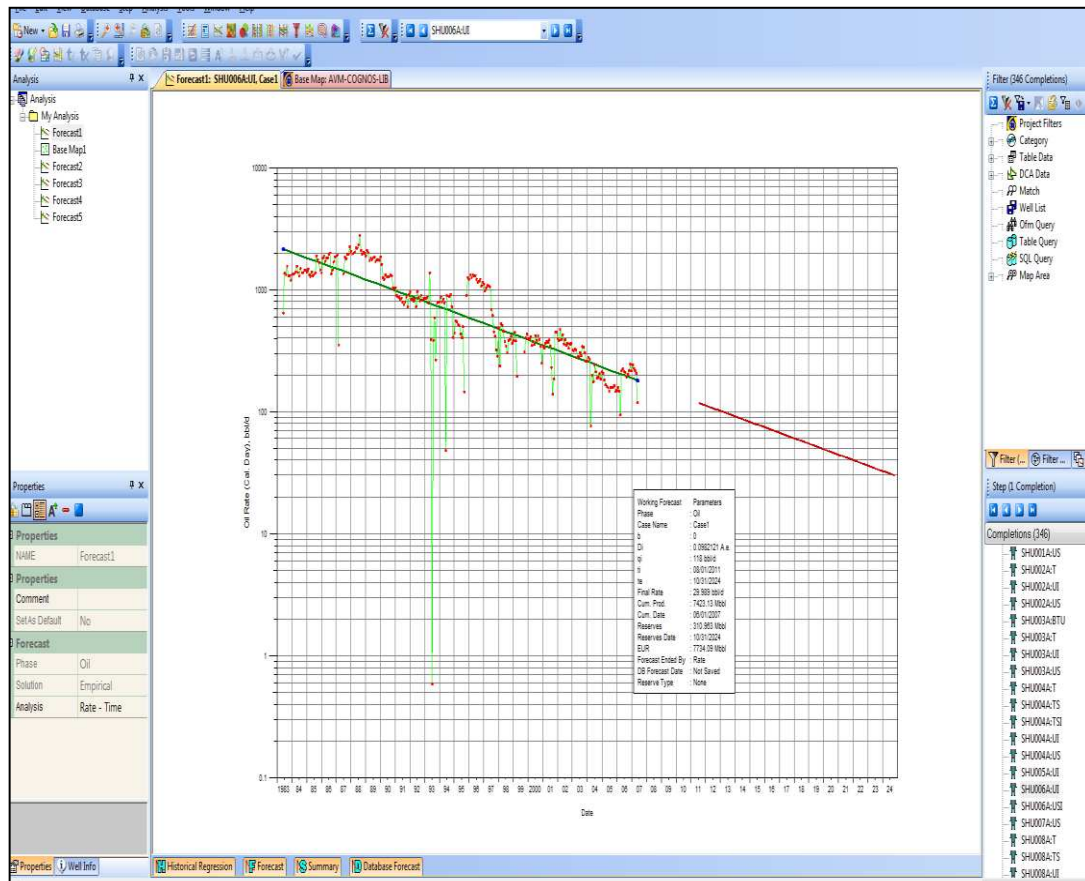


ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

A.1.5 CÁLCULO DE RESERVAS

Para calcular las reservas, se selecciona la opción Analysis Forecast; luego, se elige el pozo respectivo y se grafica la tendencia según la declinación del campo.

FIGURA A.1.5 CÁLCULO DE RESERVAS EN OFM



ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

En las figuras presentes en este anexo se indican las reservas de los pozos seleccionados del Área Libertador.

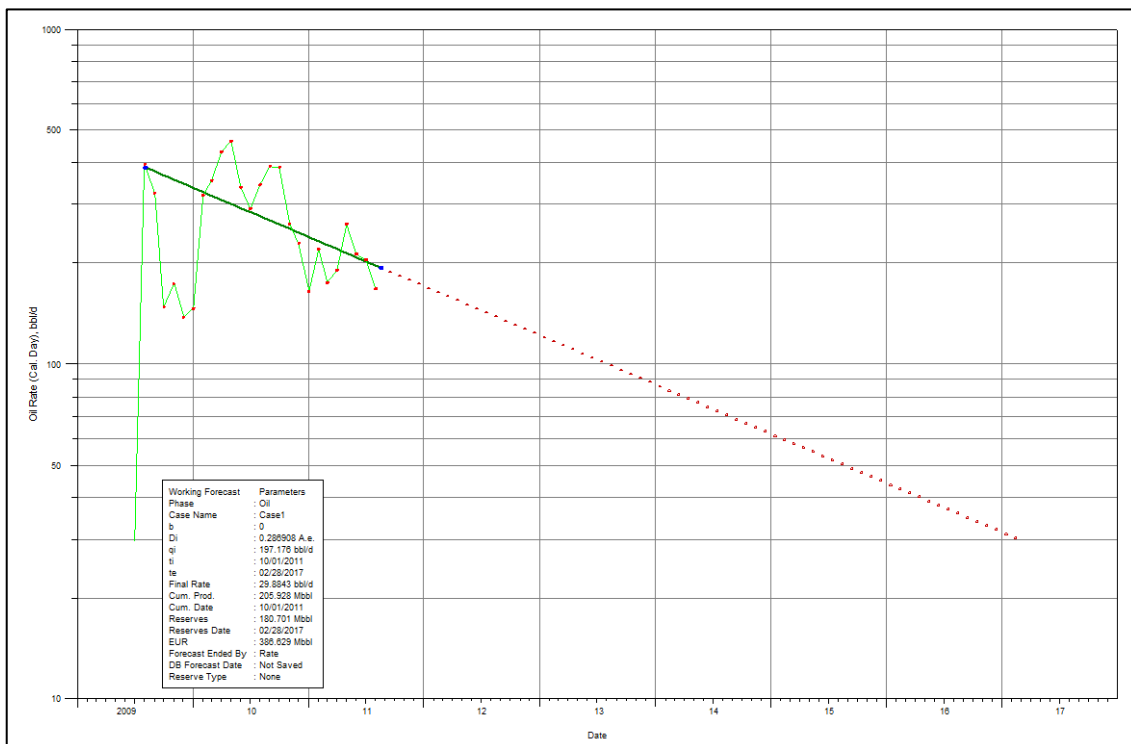
Las reservas del pozo ATA-23, son calculadas con el método volumétrico, con la información mostrada en la tabla A.1.1.

**TABLA A.1.1 CÁLCULO VOLUMÉTRICO DE RESERVAS POZO
ATACAPI 23**

YACIMIENTO	ÁREA	Ho	V. Roca	Φ	Sw	Boi	N	Fr	RESERVAS REMANENTES
	ACRES	PIES	AC-PIE	%	%	BY/BN	BN	%	(Mbbbls)
"U inf."	70	32	2,236	16,7	17,1	1,319	1'820.481	50	910,24

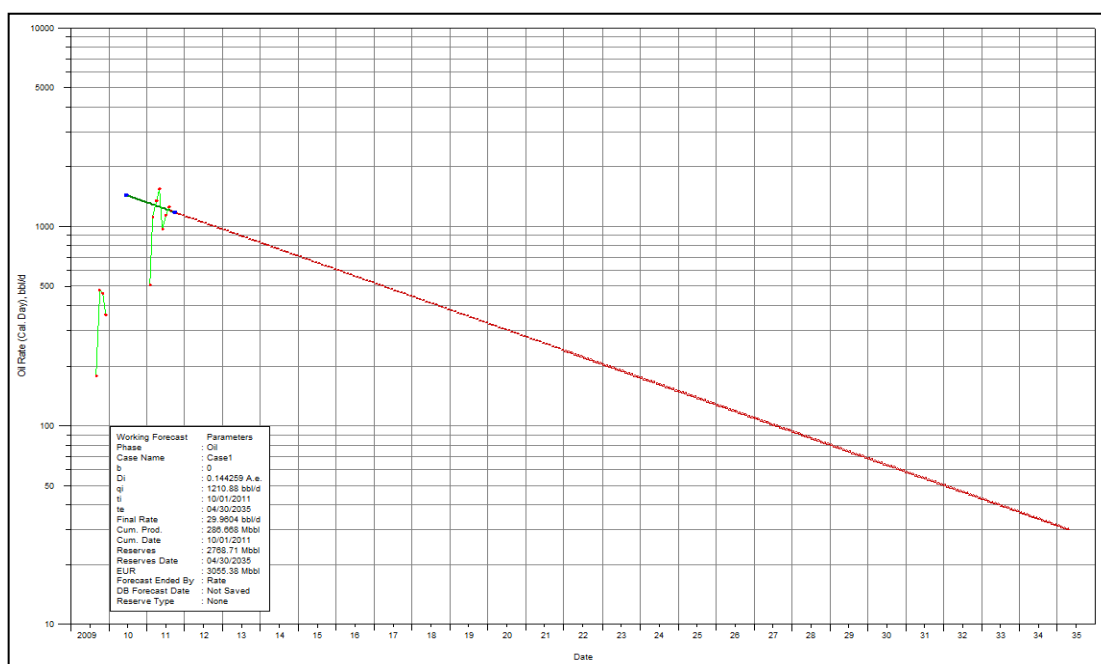
FUENTE: Ingeniería de Yacimientos – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.1.6 RESERVAS POZO ARAZÁ 02D, ARENA "T INFERIOR"



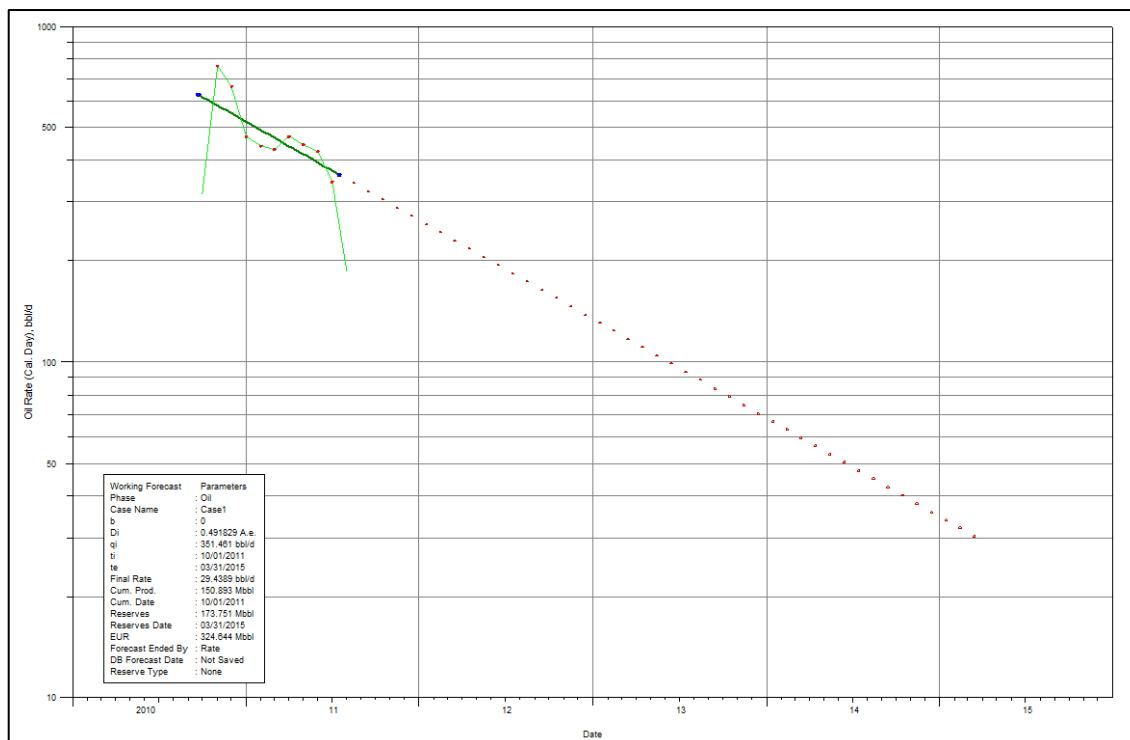
FUENTE: Ingeniería de Yacimientos – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.1.7 RESERVAS POZO ATACAPI 11BD, ARENA "T INFERIOR"



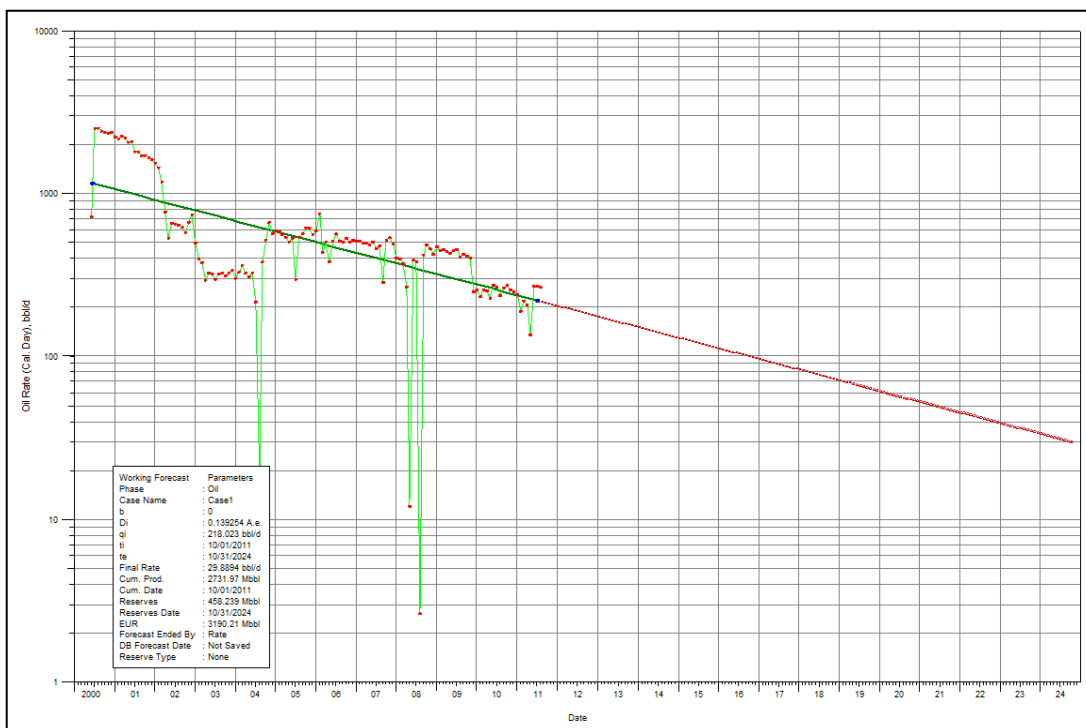
FUENTE: Ingeniería de Yacimientos – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.1.8 RESERVAS POZO ATACAPI 20D, ARENA "T INFERIOR"



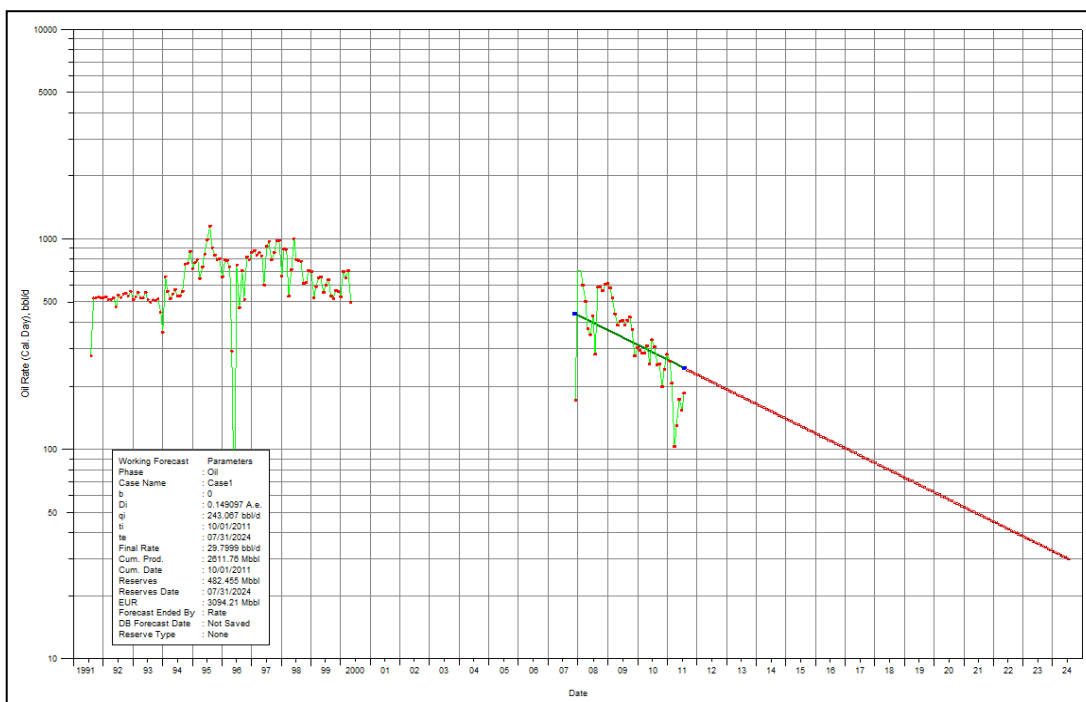
FUENTE: Ingeniería de Yacimientos – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.1.9 RESERVAS POZO SECOYA 18, ARENA “U INFERIOR”



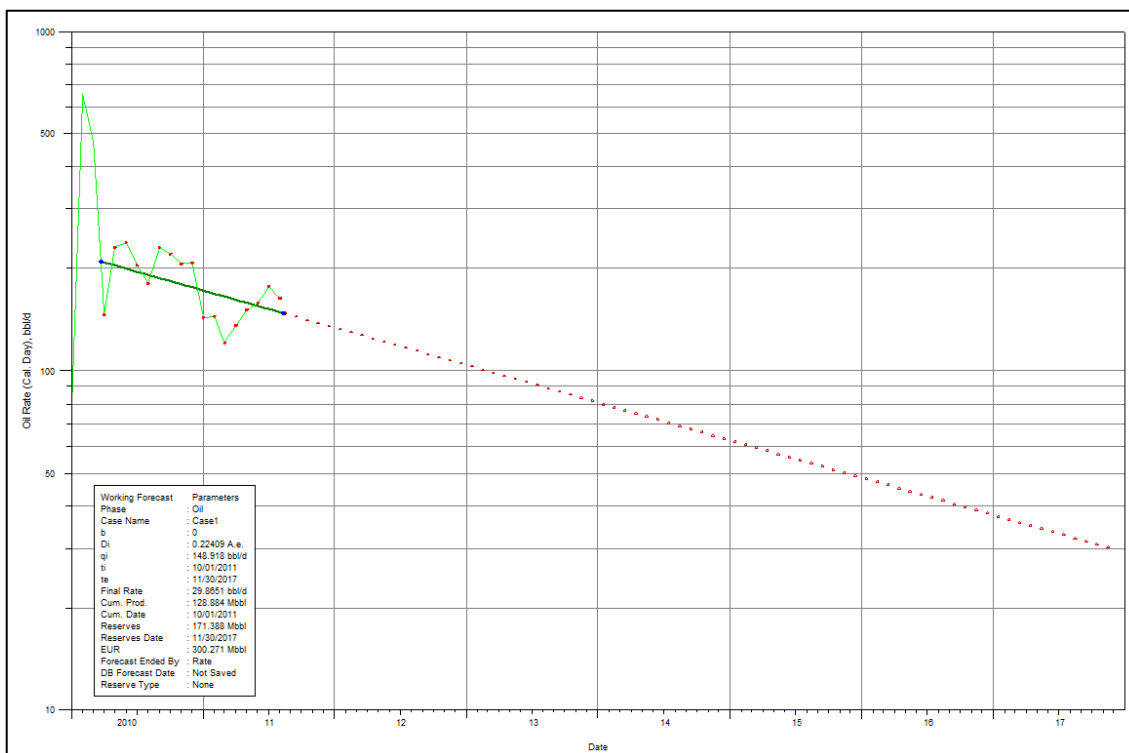
FUENTE: Ingeniería de Yacimientos – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.1.10 RESERVAS POZO SECOYA 19, ARENA “U SUPERIOR”



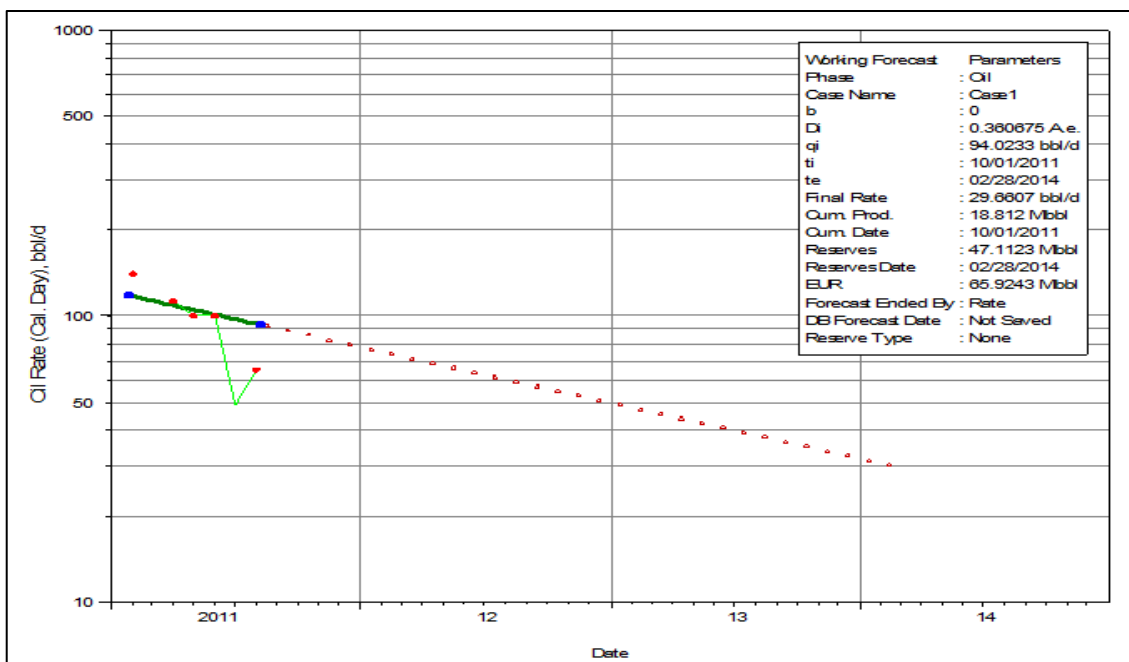
FUENTE: Ingeniería de Yacimientos – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.1.11 RESERVAS POZO SECOYA 38D, ARENA "U INFERIOR"



FUENTE: Ingeniería de Yacimientos – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.1.12 RESERVAS POZO SHUARA 34D, ARENA "U INFERIOR"



FUENTE: Ingeniería de Yacimientos – EP PETROECUADOR.

ANEXO N° 2
HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTO DE LOS
POZOS SELECCIONADOS CON BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE DEL ÁREA LIBERTADOR

A.2.1 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO ARAZÁ 02D

ARAZA – 02D

COMPLETACIÓN ORIGINAL: 27 – Julio - 09

PRUEBAS INICIALES:

FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	% BSW	API 60°F	Salinid. PPM	MÉTODO	PFC	OBSERVACIÓN
02-Jul-09	Ti	624	374	40	31,5	1.700	PPH	NR	JET 11K
07-Jul-09	Ts	72	37	49	31,5	2.200	PPH	NR	JET 10J
18-Jul-09	Ui	240	118	51	28,5	1.750	PPH	NR	JET 11K

COMPLETACION Y PRUEBAS:

- Bajan BHA moledor con broca de 8-1/2" en drill pipe de 3-1/2" hasta 8.306', topan obstrucción. Intentan bajar circulando y rotando sin éxito (posible tope de colgador liner a 8.306'). Circulan. Sacan.
- Bajan BHA moledor con broca de 6-1/8" y canasta de 5-1/2" en drill pipe de 3-1/2" hasta 10.165'. Muelen cemento duro desde 10.165' hasta 10251' (86'). Circulan. Sacan.
- Bajan BHA de limpieza con broca de 6-1/8" y raspatabos de 7" en drill pipe de 3-1/2" hasta 10.251'. Circulan. Limpian. Sacan.
- Cia Baker Atlas corre registro GyroData con CCL hasta 10.231' (profundidad del sensor). Registran desde 10.250,5' con GR-CCL (2.000'). No se obtuvo respuesta de herramienta CCL.
- Cia Schlumberger corre registro de cementación (USIT-CBL-VDL-GR-CCL). Desde 8.290' hasta 10.232'. Buen cemento en zonas de interes.
- Bajan drill pipe de 3-1/2" punta libre hasta 10251'. Sacan quebrando tubo x tubo. Bajan tubería de 3-1/2" clase "A" punta libre tubo x tubo hasta 9.900'. Cia Dygoil Slick line recupera Std. Valve de NO-GO de 3-1/2". Circulan. Sacan.
- Cia Schlumberger baja conjunto TCP (Sistema Pure) con cañones Power Jet Omega de alta penetración en tubería de 3-1/2" (colchon de agua : 5.565'). Correlacionan profundidad de cañones con registro Gamma Ray. Asientan packer "Positrive" a 9.931'. Prueban anular con 800 PSI, ok. Sueltan barra detonadora y punzonan el siguiente intervalo:

Arena "T inf": 10.052' – 10.060' (8') a 5 DPP

- Soplo moderado. Cia Dygoil Slick Line baja elementos de presión acoplados a st. valve de 3-1/2" hasta NO-GO. Abre camisa de 3-1/2" a 9.850'. Cia Sertecpet desplaza bomba Jet-10K. Evalúan arena "Ti" con unidad MTU (Cia Sertecpet) al tanque bota del Rig.

BFPD=144, BPPD=68, BSW=53, TR=343 BLS, THE=52,

API=31.5, Salinidad=2.000 PPM

- Cierran pozo por 22 hrs para restauración de presión. Cia Dygoil Slick line recupera bomba Jet-10K a 9.859' + recuperan elementos de presión en tres corridas. PWF=1.703 PSI, PWS=3.495 PSI. Controlan pozo con agua tratada y filtrada de 8,3 LPG. Técnico Cia Schlumberger desasienta packer "Positrive". Sacan conjunto TCP en tubería de 3-1/2".
- Cia Schlumberger con unidad de wire line baja cañones convencionales para repunzonar el siguiente intervalo:

Arena "Tinf": 10.052' – 10.064' (12') a 5 DPP

- Bajan BHA de evaluación con Packer M-3 de 7" en tubería de 3-1/2" hasta 9.930'. Técnico Cia. San Antonio asienta packer M-3 a 9.930'. Prueban anular con 800 PSI, ok. Cia Dygoil Slick line recupera Std. Valve de No-Go a 9.890'. Bajan elementos de presión acoplados a std. Valve de 3-1/2" hasta No-Go. Abren camisa de 3-1/2" a 9.856' en varios intentos (camisa defectuosa abre normal pero no cierra totalmente). Cia Sertecpet desplaza bomba Jet-11K. Evalúan arena "Ti" con unidad MTU de Cia Sertecpet al tanque bota del Rig.

BFPD=624, BPPD=374, BSW=40, TR=1304 BLS, THE=43 c/elem,

API=31.5, Salinidad=1.700 PPM

- Cierran pozo por 20 hrs para restauración de presión. Cia Dygoil Slick line recupera bomba Jet-11K en varios intentos. Recuperan elementos de presión. PWF=1571 PSI, PWS=3.258 PSI. Controlan pozo csg-tbg con agua tratada y filtrada de 8,3 LPG. Técnico Cia San Antonio desasienta packer M-3. Sacan BHA de evaluación en tubería de 3-1/2".
- Cia Schlumberger con unidad de wire line baja CIBP de 7" y asienta a 10.048'.
- Cia Schlumberger baja conjunto TCP (Sistema Pure) con cañones Power Jet Omega de alta penetración en tubería de 3-1/2" (colchon de agua: 7.391'). Correlacionan profundidad de cañones con registro Gamma Ray. Asientan packer "Positrive" a 9878'. Prueban anular con 700 PSI, ok. Sueltan barra detonadora y punzonan el siguiente intervalo:

Arena "T sup": 10.036' – 10.040' (4') a 5 DPP

- Soplo muy debil. Cia Dygoil Slick line baja elementos de presión acoplados a Std. Valve de 3-1/2" hasta NO-GO. Abren camisa de 3-1/2" a 9.805'. Cia Sertecpet desplaza bomba Jet-10J. Evalúan arena "Ts" con unidad MTU de Cia. Sertecpet al tanque bota del Rig.

BFPD=168, BPPD=72, BSW=57, TR=180 BLS, THE=20 c/elem,

API=31.5, Salinidad=2.200 PPM

- Cia Dygoil recupera bomba luego de varios intentos. Bomba sale con leves restos de esquirlas y una pequeña película de escala. Cia Sertecpet desplazan bomba Jet-10J. Evalúan arena "Ts" con unidad MTU de Cia Sertecpet al tanque bota.

BFPD=72, BPPD=35, BSW=51, TR=309 BLS, THE=36 c/elementos

- Cia Dygoil recupera bomba luego de varios intentos. Recuperan elementos

Pwf = 760 PSI, Pws =3151

- Asientan tapón CIBP a 9.880'.
- Bajan conjunto TCP y punzonan el siguiente intervalo:

Arena "U inf.": 9.840' – 9.846' (6') a 5 DPP

Soplo moderado.

- Intentan evaluar arena "U inf." sin éxito. Realizan Prueba de Admisión con 5 BLS de agua tratada con 1000 PSI, presión cae a 500 PSI en 20 segundos.
- Evalúan arena "U inf." con bomba Jet 10 I y MTU al tanque:

TBR=107, BFPD=336, BSW=78%, BPPD=74, THE=15, API=28,5

Bomba se tapona y garganta en mal estado.

- Reversan Jet. Controlan pozo. Desasientan Packer. Sacan conjunto TCP. Cañones salen disparados 100%.
- Bajan BHA moledor y muelen CIBP a 9.880', intentan moler CIBP a 10.048' y no se encuentran bien sentado y cae al fondo y bajan libre hasta 10.249'.
- Bajan BHA de limpieza en DP de 3-1/2" hasta 10.249'. Circulan. Sacan.
- Bajan BHA de evaluación. Asientan Packers. Prueban OK. Bajan elementos de presión acoplados a St. valve y evalúan arena "U inf." con Jet 10 J con MTU al tanque:

TBR=275, BFPD=168, BPPD=79, BSW=53, THE=34 c/elementos

- Recuperan bomba Jet, sale taponada la rejilla. Cambian. Evalúan arena "U inf." con Jet 10 J con MTU al tanque:

TBR=511, BFPD=240, BPPD=118, BSW=51%, THE=58 c/elementos

Cierran pozo por 20 horas.

- Reversan Jet. Recuperan elementos de presión:

Pwf = 3.050 PSI, Pws = 518 PSI

- Desplazan bomba Jet 10 J, evalúan arena "U inf." con MTU al tanque:

TBR=742, BFPD=240, BPPD=141, BSW=41%, THE=84

- Realiza pickling con HCl al 5%. Realizan Estimulación Matricial a la arena "U inf."
- Bajan elementos acoplados a St. valve. Desplazan bomba Jet 11 K y evalúan arena "U inf." con MTU al tanque:

TBR=932, BFPD=240, BPPD=125, BSW=48%, THE=103

Cierran pozo por 16 horas para restauración de presión, cartas malas

- Bajan completación de fondo hasta 10.088'. Asientan Packers FHL a 10.046' y 9.787'. Prueban OK.
- Bajan BES REDA – SLB D725N.
- Finalizan operaciones el 27 de julio del 2009.

FECHA	ARENA	BFPD	BSW	BPPD	P wf	Hz	OBSERVACIONES
06-Ago-09	" T inf "	493	6	464	1.145	57	D725N

(W.O. No. 01) (03-Jul-2010): CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR COMUNICACIÓN TUBING-CASING.

- Bajan BES REDA – D725N (115 etapas, 157 etapas).

A.2.2 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO ATACAPI 11BD

ATACAPI 11 BD

FECHA DE COMPLETACIÓN: 14 de Febrero del 2011

PRUEBAS INICIALES:

- Inician operaciones el 18 de enero de 2011.
- Recuperan pescado a 891', que se quedó durante la cementación de casing.
- Bajan BHA moledor hasta 9.778', limpian arenas y lutitas desde 9.778' hasta 9.908' bajan midiendo hasta 10.120'.
- Bajan broca + Scrapper hasta 10.120'.
- Realizan registro de cementación de 10.120' a 8.689'. Presenta buen cemento en zonas de interés.
- Bajan cañones MAXR en cable eléctricos hasta 9.995'.
- Bajan BES Reda GN 1300.
- Presurizan anular con 2.500 psi para activar cañones y disparar de 10.010' a 10.028' a 5 DPP.
- Finalizan operaciones el 14 de Febrero 2011.

ZONA	INTERVALO	FECHA	BFPD	BPPD	BSW%	API	T. EVAL
"TI"	10.010 – 10.028	21-02-11	1.029	1.019	1		

(W.O. No. 01) (02-Jul-2011): CAMBIO DE COMPLETACIÓN ELÉCTRICA SUMERGIBLE POR FASES INFINITAS.

- Inician operaciones el 23 de junio del 2011.
- Sacan BES REDA – SLB GN -1300 en tubing de 3-1/2" EUE clase "A ". Desarman: Giro de todo el conjunto suave; Bomba con giro suave, interna y externamente limpia; Separador de Gas: giro suave, internamente con químico solidificado, externamente limpio; Protector superior: giro suave, 1ra. y 3ra. cámara con agua, 2da. cámara vacía; Protector inferior: las tres cámaras con agua; Motor: giro suave, externamente con arrastre y escala, desbalanceado y aceite contaminado; Cable reel 78 DH-35238 eléctricamente OK. y con golpe en la armadura; cable reel LT 84-12824 con bajo aislamiento; Sensor mecánicamente OK.
- Bajan BES REDA – SLB DN-2150 y realizan Prueba de producción de la arena "T inf.":

TBR=76, BFPD=624, BSW=100%, Pc=76, Hz=55, A=19, V=2.113
Pintk=2.931, Tintk=235, Tm=279, THE=3
- Prueba de producción baja, deciden continuar realizando:

TBR=113, BFPD=444, BSW=100%, THE=5
- Intentan probar tubing con BES sin éxito, presión se incrementa hasta 300 PSI, no sube
- Prueban tubing con la bomba del taladro con 1.500 PSI durante 10 minutos OK.
- Wire Line abre camisa de 3-1/2" a 9.602'. Controlan pozo con agua tratada de 8,3 LPG

- Desarman cabezal. Arman BOP. Prueban OK.
- Sacan BES REDA – SLB DN - 2150 en tubing de 3-1/2” clase “A”. Desarman: giro de todo el conjunto libre, no presenta problemas mecánicos ni eléctricos a simple vista; Cable de potencia eléctricamente OK.
- Bajan BES WOOD GROUP en tubing de 3-1/2” clase “A”.
- Finalizan operaciones el 2 de julio del 2011.

PRUEBA	YACIMIENTO	FECHA	P.Cab PSI	BFPD	BPPD	Salin Ppm- CINa	Bsw %	Api 60° F	OBSERVACIONES
ANTES	" T inf "	18-jul-11	110	1.613	1.387	10.400	14	30	GN-1300
DESPUES	" T inf "	BES OFF POR FASES INFINITAS							
DESPUES	" T inf "	11-jul-11	120	1.528	1.161	9.500	24	30	TG-2000

A.2.3 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO ATACAPI 20D

ATACAPI 20D

COMPLETACIÓN ORIGINAL: 16 – Octubre – 2010

PRUEBAS INICIALES:

PRUEBA	ZONA	INTERVALO	BPPD	BSW %	°API 60°F	PC psi.	OBSERVACIÓN
12-Oct-10	"Ti"	9.920' – 9.926' 9.930' – 9.942'	691	20	32	CTK	

- Bajan conjunto moledor con broca de 8-1/8” en DP de 2-7/8” hasta 8.477’ (colgador de liner de 7” a 8.477’). Circulan. Sacan.
- Bajan conjunto de limpieza con broca de 8-1/2” y raspatabos de 9-5/8” en DP de 2-7/8” hasta 8.477’. Circulan. Limpian. Sacan.
- Bajan conjunto moledor con broca de 6-1/8” en DP de 2-7/8” hasta 9.862’. Limpian lodo + cemento desde 9.862’ hasta 10.087’. (landing collar a 10.087’). Circulan. Sacan
- Bajan conjunto de limpieza con broca de 6-1/2” y raspatabos de 7” en DP de 2-7/8” hasta 10.087’. Circulan con agua tratada. Sacan.
- BAKER ATLAS realizan corrida de registro de cemento SBT-VDL-CCL-GR DESDE 10.087’ hasta 8.477’. Mal cemento en zonas de interés.
- Bajan cañones y disparan el siguiente intervalo para realizar cementación forzada:

Arena “T inf. “: 9.948’ – 9.952’ (4’) a 4 DPP (Squeeze)
- Bajan conjunto de Prueba con Packer R-3 en DP de 2-7/8” hasta 9.906’. Asientan Packer R-3 a 9.906’. Realizan Prueba de Admisión a la arena “T inf.” con 3.500 PSI a 0,2 BPM. Bombeamos 500 GLS de HCl al 15% a la arena “T inf.”. Repiten Prueba de Admisión con 3.500 PSI a 1.6 BPM. Sacan conjunto de Prueba

- Bajan retenedor de cemento acoplado a setting tool en DP de 2-7/8" hasta 9.905'. Asientan retenedor de cemento a 9.905'. Realizan Prueba de Admisión a "T inf." con 3.450 PSI a 2.1 BPM. Mezclan 70 Sxs de cemento tipo "G" y preparan 14,5 BLS de lechada de cemento. Realizan cementación forzada a la arena "T inf. ": 2 BLS a la cámara, Formación = 10,5 BLS, reversan 2 BLS. Presión de cierre 3.500 PSI.
- Bajan conjunto moedor con junk mil de 6-1/8" en DP de 2-7/8" hasta 9.900'. Muelen retenedor de cemento + cemento desde 9.900' hasta 9.945'. Bajan limpiando hasta 10.087'. Circulan. Sacan.
- Bajan conjunto de limpieza con broca de 6-1/8" y raspatabos de 7" en tubing de 3-1/2" clase "B" midiendo hasta 10.087'. Circulan. Limpian. Sacan.
- BAKER ATLAS baja conjunto TCP con cargas Extra DP HMX de alta penetración en tubing de 3-1/2" EUE clase "B" hasta 9.942' (colchón de agua a 6.600'). Correlacionan posicionamiento de cañones con registro GR. Asientan Packer a 9.765'. Sueltan barra y denotan el siguiente intervalo:

Arena "T inf. ": 9.920' – 9.926' (4') a 5 DPP

9.930' – 9.942' (12') a 5 DPP

Soplo moderador. Bajan St. valve acoplados elementos de presión hasta NO-GO. Abren camisa, desplazan bomba Jet 10J y evalúan la arena "T inf. " con elementos y MTUI al tanque:

BFPD=864, BSW=41%, BPPD=510, THE=54, TBR=1.966,

Salinidad=3.100, API=32

- Cierran pozo por 26 horas para restauración de presión. Reversan Jet, recuperan elementos: Pwf=1.931 PSI, Pws=3.297 PSI y continúan evaluando la arena "T inf." al tanque:

BFPD=864, BSW=20%, BPPD=691, THE=55, TBR=3.265,

Salinidad=3.100, API=32

- Reversan jet. Recuperan St. valve. SCHLUMBERGER desplaza 60 BLS de píldora especial para control (WELLCON). Sacan conjunto TCP.
- Bajan BES CENTRILIFT P12XH6.
- Finalizan operaciones el 16 de octubre del 2010.

(W.O. No. 01) (12-Sep-11): REPUNZONAR ARENA "Ti". EVALUAR. TOMAR PRESIÓN FLUYENTE. REDISEÑAR EQUIPO BES

- Bajan BES CENTRILIFT P8XH6 (113 + 113 etapas).

A.2.3 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO ATACAPI 23

ATACAPI – 23

COMPLETACIÓN ORIGINAL: 30 – ENERO - 2005

PRUEBAS INICIALES:

PRUEBA	ZONA	INTERVALO	BPPD	BSW %	°API 60°F	PC psi.	OBSERVACIONES
30-Ene-05	"Ti"	9.542' – 9.554'	1.623	1	33,8	N.R	

- Rig CPEB-02, inicia operaciones el 9 de Enero del 2005 a las 14:00 horas.
- Toman registro de cementación: CAST- CBL- CCL - GR desde 9.645' desde el fondo 2.000' arriba. Detectan buen cemento en zonas de interés.
- Bajaron cañones convencionales de 4 1/2" con cable eléctrico. Punzonan los siguientes intervalos de "Ti":

Arena "Ti" : (9.542' – 9.554') (12') a 5 DPP

(9.508' – 9.526') (18') a 5 DPP

- Bajaron BHA de prueba con RBP, R-Matic y C-Packer. Asientan RBP a 9.567'. Asientan R-Matic @ 9.533' y C-Packer a 9.465'. Prueban anular, OK. Realizan prueba de admisión con 1.500 psi cae +/- 300 psi.
- Desplazan Jet-9B a 9394'. Evalúan arena "Ti" el intervalo de (9.542' – 9.554') con MTU al tanque bota en locación:

TR=2.131, BFPD=1.680, BPPD=1.663, BSW=1%, API=33,8°, THE=31

- Reversan Jet. Bajaron elementos de presión. Desplazan Jet-9B. Evalúan arena "Ti" intervalo de (9.542'-9.554') con MTU al tanque bota en locación:

TR=3.867, BFPD=1.656, BPPD=1.639, BSW=1%, API=33,8°, THE=56,

THE (con elementos) = 25

- Cierran pozo por 20 horas para restauración de presión. Reversan Jet. Recuperan elementos de presión a (Pws=3.700 psi, Pwf=2.500 psi). Sacan BHA de prueba.
- Bajaron completación de fondo con 2 packers Arrow hasta 9.543'. Asientan packers a 9.462' y 9.532'. Prueban anular, OK. Realizan prueba de admisión con 1.500 psi cae +/- 1.500 psi/min.

NOTA: QUEDA AISLADO INTERVALO 9.508' – 9.526'.

- Abren camisa a 9.357'. Desplazan Jet-9B. Evalúan arena "Ti" (9.542' – 9.554') con MTU al tanque bota en locación:

TR=10.179, BFPD=1.560, BPPD=1.544, BSW=1%, API=33,8°, THE=151

- Reversan Jet. Controlan pozo. Desenganchan On-Off conector. Sacan.

- Bajan completación definitiva con BES Reda: (1) Bomba DN-1000, (132) etapas de Serie 400 + Separador de gas, Serie 400 + Protector, Serie 540, tipo LSBPBSL + Motor Serie540 de: 160 HP, 2.258 V, 44,6 Amp + Sensor Phoenix. Bajan hasta 9.017'.
- Realizan prueba de producción al tanque en locación:

TR=288, BFPD=1.152, BPPD=576, BSW=50%, API=33,8°,

Salinidad=1.500 ppm Cl-, THE=6

- Intentan realizar prueba de producción por 12 horas a la estación, sin éxito. No llegan fluidos. Bombeo crudo limpio por la línea de flujo para empaquetar. Reinician prueba de producción a la estación:

TR=300, BFPD=1.248, BPPD=1.073, BSW=14%, API=33,8°, Salinidad=1.500 ppm Cl-,

THE=6, Pc=250, psi, Hz=68, Amp=28, Volt=2.689, Pwf=2.310 psi

- Finalizan operaciones en el pozo Atacapi-23 el 30 de Enero del 2005 a las 06:00.

FECHA	ZONA	BPPD	BSW %	°API 60°F	PC psi.	OBSERVACIÓN
	"Ti"					Pozo nuevo
2-Feb-05	"Ti"	1.182	1	32,2	250	

(W.O. No. 01) (16-Mar - 07):

REPARAR BES.

- Intentan controlar pozo sin éxito, quedan pescadas shifting tool y barras al intentar abrir camisa de circulación. Realizan tubing punch a 8.768'. OK.
- Sacan equipo BES REDA DN-1100: Equipo con giro normal; Motor con bajo aislamiento; Cable eléctricamente OK.; Tubería sale OK.
- Bajan Bomba DN-1100 (164 Etapas).
- Finalizan operaciones en el 16 de marzo del 2007.

FECHA	ZONA	BPPD	BSW %	°API 60°F	PC psi.	OBSERVACIÓN
10-Mar-07	"Ti"	BES OFF POR BAJO AISLAMIENTO				
16-Mar-07	"Ti"	1.011	40.0	32,2	190	

(W.O. No. 02) (27 - Mar - 09):

EVALUAR INTERVALO SUPERIOR DE "Ti": 9.508' - 9.526' (18'). DISEÑAR BES

- Sacan BES DN-1100: Todo el conjunto BES con giro suave; Descarga limpia; Bomba: limpia y giro suave; Separador de gas, OK. Protector upper: las tres cámaras con agua; Protector lower: las tres cámaras con aceite limpio. Motor: mecánica y eléctricamente en buen estado. Sensor Phoenix tipo "O" es llevado a taller para comprobar su estado.
- Bajan BHA de evaluación. Prueban admisión de arena "Ti" con 3.000 Psi, cae 300 Psi/min. Bajan elementos de presión a 9.416'. Desplazan Jet Oil-Well 8-A a 9.381'. Evalúan con elementos de presión arena "Ti" intervalo superior al tanque en locación:

TBR=1.701, BFPD=816, BPPD=751, BSW=8%,

SAL=2.000 ppm Cl-, THE (c/e)=51.

- Cierran pozo 16 hrs para B'UP. Recuperan elementos de presión de 9.416'. (Pws=3.246 Psi - Pwf=2.007 Psi). Continúan evaluando arena "Ti" + camión bomba al tanque en locación:

TBR=4.376, BFPD=1.200, BPPD=1104, BSW=8%,

Salinidad=3.000 ppm Cl-, THE=104.

- Reversan Jet. Controlan pozo con fluido especial. Sacan BHA de evaluación. Asientan tapón CIBP a 9.536' (Aíslan intervalo inferior de arena "T inf.").
- Intentan bajar Equipo BES DC-1100, SIN EXITO. BAJO AISLAMIENTO +/- 7000'. Deciden sacar Equipo BES + megando cable (Detectan cable de segundo carrito roto +/- 5.579'). Arman equipo BES REDA: Motor: 150 HP, 2.300 VOLT, 39,5 AMP, 3 Bombas DC-1100 (126 + 161 + 161 etapas). Bajan equipo BES en tubería de 3 1/2" clase "B" hasta 9.249'. Retiran BOP. Arman cabezal. Prueban. OK. Realizan prueba de rotación. Realizan Prueba de Producción arena "T inf." intervalo superior con BES DC-1100 al Separador de la Estación:

TBR=340, BFPD=840, BPPD=722, BSW=14%, Pc=140 PSI, Hz=60, A=30, P int=1788 Psi

FECHA	ZONA	Pcab psi	BFPD	BPPD	BSW	Sal ppm cl	API 60 ° F	BOMBA	OBSERVACION
05-mar-09	Ti	180	710	256	64,0	11.000	32,2	DN-1100	ANTES DE W.O.
03-abr-09	Ti	160	1.176	1.164	1,0	7.800	32,2	DC-1100	DESPUES DE W.O

(W.O. No. 03) (28 – Abr – 10):

REPARAR BES.

- Taladro TRIBOILGAS-101, inicia operaciones el 22 de abril de 2010 a las 21H00.
- Controlan pozo con agua tratada de 8,3 LPG. Retiran cabezal. Instalan BOP. Prueban OK.
- Sacan tubing de 3-1/2" con equipo BES REDA DC-1100: Giro del conjunto normal. Bombas: giro y mecánicamente, OK. Separador de Gas: giro y mecánicamente, OK. Protector 1: las tres cámaras con agua. Protector 2: primera cámara con agua, segunda y tercera cámara con aceite contaminado. Motor: eléctricamente con bajo aislamiento.
- Bajan BHA de limpieza con broca de 6-1/8" y raspatubos en tubing de 3-1/2", midiendo, calibrando, probando con 3.000 PSI cada 20 paradas hasta 9.530'. Circulan csg-tbg. Cia Dygoil Slick line recupera std valve de NO-GO de 2-7/8" a 9.465'. Circulan. Limpian. Sacan. Inspeccionan tubing de 3-1/2" tubo x tubo con registro electromagnético de Cia. Tripoint. Se registran 300 tubos 218 en condiciones normales, 17 con daño entre 31%-50% y 2 > a 51% de acuerdo a registro electromagnético.
- Arman equipo BES REDA GN-1300: 7" Centralizador, Sensor Phoenix Tipo 0, Motor (HP 175-140 / VOLT 2200-2101 / AMP 48-40,5) Serie 540, Protector LSBPBSL INC RLOY AFL - Serie 540, Separador de Gas - Serie 540, Bomba GN-1300 120 Etapas - Serie 540.
- Bajan equipo BES REDA GN-1300 en tubing de 3-1/2" Clase "B", midiendo, calibrando y probando con 3000 psi cada. 20 paradas hasta 9.243' (realizan empate a 5.000'). Se

instala tubo capilar de 3/8" desde el centralizador. Retiran BOP y casing spool. Instalan tubing hanger, prueban con 3.000 psi, OK.

- Técnico de Adrialpetro realiza paso del cable y capilar a través del donut hanger. Asientan en sección "B", instalan cabezal BES, prueban con 3.000 psi, OK. Instalan quick connector sobre el hanger tubing. Se realiza prueba de rotación, OK.
- Realizan prueba de funcionamiento de BES y producción de la arena "Tinf" a la estación Atacapi.
- Finalizan operaciones el 28 de abril de 2010 a las 12H00.

FECHA	ZONA	Pcab psi	BFPD	BPPD	BSW	Sal ppm cl	API 60 ° F	BOMBA	OBSERVACION
16-abr-10	Ti	BES OFF X BASES A TIERRA						DC-1100	ANTES DE W.O.
03-abr-09	Ti	160	980	960	2,0	2.650	32,2	GN-1300	DESPUES DE W.O

(W.O. No. 04) (12 – Sep – 10):

REPARAR BES.

- Inicia operaciones el 07 de septiembre de 2010.
- Sacan BES REDA GN-1300. Desarman: Motor eléctricamente con bajo aislamiento.
- Bajan BES Centrilift P12XH6.
- Finalizan operaciones el 12de septiembre del 2010.

FECHA	ZONA	Pcab psi	BFPD	BPPD	BSW	Sal ppm cl	API 60 ° F	BOMBA	OBSERVACION
06-SEP-10	Ti	E.W.O. POR BAJO AISLAMIENTO						GN-1300	ANTES DE W.O.
21-SEP-10	Ti	170	1.011	728	28,0	22.150	32,2	P12XH6	DESPUES DE W.O

(W.O. No. 05) (21 – Nov – 10):

CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR COMUNICACIÓN TUBING-CASING.

- Inician operaciones el 16 de noviembre de 2010.
- Sacan BES Centrilift P12XH6. Desarman: Motor y bomba no presentan daños mecánicos ni eléctricos que se puedan detectar a simple vista.
- Bajan BES Centrilift P12XH6 en tubing de 3-1/2".
- Finalizan operaciones el 21 de noviembre de 2010.

FECHA	ZONA	Pcab psi	BFPD	BPPD	BSW	Sal ppm cl	API 60 ° F	BOMBA	OBSERVACION
10-nov-2010	Ti	180	329	197	40	22.800	32.2	P12XH6	
15-nov-2010	BES OFF PO COMUNICACIÓN TUBING - CASING								
24-nov-2010	Ti	180	1.058	423	60	16.650	32.2	P12XH6	

(W.O. No. 06) (02 – Abr – 2011): CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR COMUNICACIÓN TUBING-CASING.

- Inician operaciones a las 16H00 del 24-Mar-2011.
- Sacan BES Centrilift P12XH6. Desarman: Motor y bomba no presentan daños mecánicos ni eléctricos que se puedan detectar a simple vista.
- Bajan BES Centrilift P12XH6 en tubing de 3-1/2".
- Finalizan operaciones el 02 de Abril de 2011.

FECHA	ZONA	Pcab psi	BFPD	BPPD	BSW	Sal ppm cl	API 60 ° F	BOMBA	OBSERVACION
13-mar-2011	Ti	190	580	232	60	16.700	32.2	P12XH6	
23-mar-2011	BES OFF PO COMUNICACIÓN TUBING - CASING								
17-abr-2011	Ti	180	958	287	70	16.100	32.2	P12XH6	

(W.O. No. 07) (30 – Sep – 2011): PROBAR INTERVALO PROPUESTO DE " U inf ": 9310' - 9320' (10'). EVALUAR. REDISEÑAR BES. PRODUCIR DE LA MEJOR ZONA.

- Inician operaciones el 15 de junio del 2011 a las 10H00.
- Sacan BES Centrilift P12XH6. Desarman: Motor y bomba no presentan daños mecánicos ni eléctricos que se puedan detectar a simple vista. Tubería sale en buenas condiciones.
- Bajan conjunto TCP en tubería de 3-1/2" EUE clase "B" y punzonan el siguiente intervalo:
Arena " U inf ": 9.310' – 9.320' (10') a 5 DPP
- Realizan Prueba de Producción de la arena " U inf " con bomba Jet E 8
TBR=657, BFPD=1.800, BSW=90%, BPPD=180, THE=7
- Suspenden operaciones el 21 junio del 2011 a las 06H00.
- Evalúan sin torre arena "U inf." con MTU y Jet E-8.
**TBR=123.994, BFPD=1.296, BSW=1%, BPPD=1.283, THE=2.201 (91d + 17 hrs),
Salinidad=28.100 ppm Cl**
- Reinician operaciones el 24 de septiembre del 2011 a las 14H00.
- Sacan conjunto TCP en tubing de 3-1/2" EUE clase "B". Cañones salen disparados 100%.
- Bajan BES Centrilift P23XH6 en tubing de 3-1/2".
- Finalizan operaciones el 30 de septiembre del 2011 a las 22H00.

FECHA	ZONA	Pcab psi	BFPD	BPPD	BSW	Sal ppm cl	API 60 ° F	BOMBA	OBSERVACIÓN
17-may-2011	Ti	150	917	257	72	21400	32.2	P12XH6	
13-jun-2011	BES OFF POR COMUNICACIÓN TUBING – CASING								
09-oct-2011	Ui	160	1.536	1505	2	BAJO BSW	33	P23XH6	

A.2.4 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO SECOYA 18

SECOYA – 18

COMPLETACIÓN ORIGINAL: 26 – MAYO – 1991

PRUEBAS INICIALES:

PRUEBA	ARENA	INTERVALO	T/P [hrs]	BPPD	BSW [%]	°API a 60 °F	Pc [psi]	OBSERVACION
12-05-91	"Ti"	9.222'-9.236'	3	736	0,5	29,6	140	Choque de 1/2"
			3	1104	0,5	30,7		CH 3/4" con elemento de presión
			3	1720	0,6	29,7	130	S/CH
16-05-91	"Ts"	9.196' – 9.204'	4	426	9,5	30,3	85	Choque 1/2"
			4	554	9,0	30,2	45	CH 3/4" con elemento de presión
			4	824	9,0	30,8	30	S/CH
20-05-91	" BT "	8.291' – 8.303'			100		Pistoneo	

COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES:

- Corren registro de CBL, VDL, CCL, GR, y PET. Cemento bueno
- Punzonan el siguiente intervalo:

Arena "Ti" 9.222' – 9.236' (14') 4 DPP

- Evalúan arena "Ti" con choque de 1/2": BFPD=740, BSW=0.5%, BPPD=736, °API=31.4 a 87 °F. Con choque 3/4" y elementos de presión: BFPD=1.110, BSW=0,5 %, BPPD=1.104.
- Sin choque: BFPD=1.730, BSW=0,6 %, BPPD=1.720, °API=31 a 79 °F.
- Punzonan el siguiente intervalo:

Arena "Ts" 9.196' – 9.204' (8') 4 DDP

- Evalúan arena "Ts" con choque de 1/2": BFPD=471, BSW=9,5 %, BPPD=426, °API=30,3 a 60 °F, Pc=85 psi. Con choque 3/4" y elementos de presión: BFPD=609, BSW=9 %, BPPD=554, °API=30,2 a 60 °F. S/CH: BFPD=906, BSW=9 %, BPPD=824, °API=30,8 a 60 °F, Pc=30 psi.
- Punzonan el intervalo:

Arena "BT" 8.291' – 9.303' (12') 4 DPP

- Pistonean arena "BT": NI=3800', NF=5.000', BRT=53, Te=22 hrs, BSW=100 %, Salinidad=45.000 ppmCl. Existe recuperación mínima de nivel.
- Realizan tapón balanceado a "BT" con 25 sxs de cemento tipo "G" + aditivos.
- Baján BHA para producir por Flujo Natural de arena "Ti".

(W.O. # 01) (11-MARZO-94): CAMBIO DE COMPLETACIÓN DE FONDO DE PPF A PPG.

- Sacan BHA para Flujo Natural.
- Evalúan arena "Ti" intervalo de 9.222' a 9.236' con elementos de presión: BFPD=1.560, BSWf=35 %, BPPD=1.014, BSW=35 %, Te=31 hrs, Salinidad=4500 ppmCl.
- Baján completación definitiva para Bombeo Neumático.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW	°API	MÉTODO
ANTES	15-Feb-94	"Ti"	847	17.0	29	PPF
DESPUES	14-Mar-94	"Ti"	1.002	30.0	29	PPG

(W.O. No. 02) (22-SEPTIEMBRE-98): CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR CAMISA DEFECTUOSA.

- Sacan BHA de producción para Gas Lift.
- Disparan arena "Ti" intervalo 9.246'- 9.249' (3') a 2 DPP para squeeze.
- Realizan cementación a "Ts" + "Ti" con 80 sxs de cemento tipo "G", lechada de 16,7 LPG: bls a la formación=5,7 bls, bls reversados=6 bls, Pcierra=3.500 psi.
- Corren registro de control de cemento CBL, VDL, CCL, GR. Cemento bueno desde el fondo hasta 8.780'.
- Con cañón de 4 1/2" repunzonan los intervalos:

Arena "Ts" 9.196'- 9.204' (8') a 5 DPP

Arena "Ti" 9.222'- 9.234' (12') a 4 DPP

- Evalúan arena "Ti" con bomba jet-F9: BFPD=1.296, BSW=78%, BPPD=285, BTR=1.620, Salinidad=4.242 ppmCl, Te =32 hrs.
- Evalúan arena "Ts" con bomba jet-F9, sin éxito. Pozo no aporta.
- Asientan Ez-drill a 9.218'.
- Bajan cañones de 4 5/8 " alta penetración a repunzonar el intervalo:

Arena "Ts" 9.196' – 9.204' (8') a 4 DPP

- Realizan prueba de admisión a "Ts" con 3.000 psi, presión cae 700 psi en 3 minutos.
- Mezclan químicos y realizan MUD ACIDO con 44 bls de químicos a "Ts".
- Evalúan arena "Ts" con bomba jet-E8 y con elementos de presión: BFPD=1.632, BPPD=620, BSWf=62 %, BTR=611 bls, Te=9 hrs, Salinidad=7.500 ppmCl.
- Pozo se cierra por 14 hrs para restauración de presión.
- Arman y bajan BES: 1 bomba GN-2100 de 111 etapas separador de gas serie 540, protector tipo LSLSL-HL serie 540, motor de 150 HP, 2.105 V, 38 A.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW	°API	MÉTODO
ANTES	28-Ago-98	"Ti"	79	90		PPG
DESPUÉS	26-Sep-98	"Ts"	1.149	51		PPS

NOTA: Se cambió sistema de levantamiento artificial de Gas Lift a BES por alto BSW, pozo queda produciendo de "Ts".

(W.O. No. 03) (28-SEPTIEMBRE-99): CAMBIO DE COMPLETACIÓN ELÉCTRICA SUMERGIBLE

- Sacan completación de fondo, se observa corto circuito en el flat cable en la parte superior de la bomba.

- Bajan equipo REDA.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW	°API	MÉTODO
ANTES	11-Sep-99					
DESPUÉS	02-Oct-99	"Ts"	548	75	29,2	PPS

(W.O. No. 04) (20-JUNIO-00): PUNZONAR Y EVALUAR "UI". REDISEÑAR BHA DE PRODUCCIÓN

- Sacan en tubería de 3 1/2" con equipo BES: equipo eléctricamente bien, protector con carcasa poco corroído, camisa de circulación se encuentra cerrada.
- Bajan tapón CIBP y asientan a 9.084' (queda aislada "Ts").
- Con cañones TCP de 4 1/2" proceden a disparar los siguientes intervalos:

Arena "Ui" 9.020'- 9.042' (22') a 5 DPP

9.048'- 9.060' (12') a 5 DPP

- Pozo sopla pero no fluye.
- Prueban admisión inyectando 20 bls con 1.500 psi a 1,17 BPM.
- Evalúan arena "Ui" con bomba jet:

BFPD=1.440, BPPD=1181, BSWf=18%, Te=8 hrs, BRT=480 bls,

Salinidad=39.500 ppmCl.

- Cierran pozo por 12 hrs para restauración de presión.
- Realizan nueva evaluación de arena "Ui" debido a que los elementos de presión anteriores fallaron, se bajan nuevos elementos de presión y se realiza evaluación de arena "Ui":

BFPD=1.440, BPPD=1.181, BSWf=18%, Te=6 hrs, BRT=360 bls.

- Cierran el pozo por 16 hrs, luego de las cuales continua evaluación:

BFPD=1.440, BPPD=1.354, BSWf=6%, Te=88 hrs, BRT=5.255 bls.

- Bajan equipo de BES. El equipo bajado consta de: Bomba GN-2500 (71 etapas), motor 200 HP, 2.175 V, 56 A, separador de gas serie 540, protector LSLSL-HL-540, unidad PHD serie 540.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW	°API	MÉTODO
ANTES	01-May-00	"Ts"	512	80		PPS
DESPUÉS	09-Jul-00	"Ui"	2.537	5		PPS

(W.O. No. 05) (05-Mayo-02): REPARAR BES.

- Sacan equipo BES Reda en tubería de 3 1/2": Equipo gira libremente, bajo aislamiento en fase B del motor y en el Psi. Cortocircuito en el Flat Cable a la altura de la bomba.
- Técnico de Reda arma equipo BES: Bomba SN-2600 de 100 etapas. Motor de 150 HP / 2.380 V / 38 A. Bajan equipo BES Reda con cable capilar # 02 en tubería de 3 1/2". Midiendo. Calibrando y probando con 3.000 psi c/20 paradas. Realizan empate de cable a 4.962'. Continúan bajando completación BES Reda hasta 8.788'.

- Desarman BOP. Instalan tubing Head + tubing Hanger. Prueban con 3000 psi, OK. Arman cabezal. Prueban con 3.000 psi, OK. Técnico Reda realiza empate Upper Picktail. Instalan conector EFT.
- Chequean prueba de rotación, OK. Técnico de Petroproducción chequea transformador por bajo voltaje.
- Realizan prueba de producción de 6 horas a la arena "Ui" :

BFPD=1.872, BPPD=75, BSW=96 %, Volt.=2.340, Amp=32, Hz=60, Psi=1.552

Prueba	Fecha	Zonas	Método	BPPD	BSyA	HRZ	PFT	PFM	Observaciones
ANTES	26-Abr-02	"Ui"	PPS	BES OFF FASES @ TIERRA					GN-2500
DESPUÉS	08-May-02	"Ui"	PPS	625	65	60	160	38	SN-2600

(W.O. No. 06) (14 - SEP - 04): EVALUAR "UI". TOMAR PWF. REDISEÑAR BES.

- Sacan BES Reda en tubería 3 1/2". Estado de Equipo: Bomba: giro normal, no presenta depósitos de escala sobre el Housing. Presenta corrosión. Sellos: Presenta corrosión severa. No presenta giro. Separador de gas: Limpio, giro normal. Motor: Giro Normal. Corrosión leve en la brida inferior. Eléctricamente OK. Cable: Primer carrito eléctricamente. OK. Segundo Carrito cortocircuitado a la altura del No-Go. Sensor de presión: Presenta aceite trabajado.
- Abren camisa a 8.845'. Asientan elementos de presión a 8.881'. Desplazan Jet-10J. Evalúan arena "Ui" al tanque en locación:

TR=970, BFPD=768, BPPD=108, BSW=86%, THE (con elementos)=28

- Reversan bomba Jet-10J. Recuperan elementos de presión a 8.881'. Desplazan Jet-10J. Continúan evaluando arena "Ui" al tanque en locación.

TR=1821, BFPD=912, BPPD=136, BSW=85%, THE=49 Sal=29.500 ppm CI

- Suspenden las operaciones el 25-Ago-2004 a las 11H00.
- Del 01 al 11 de Septiembre de 2004 a las 00h00, se evalúa arena "Ui" con la unidad MTU y bomba JET-10J:

TR=12972, BFPD=1392, BPPD=306, BSW=78%, THE=225, SAL=31.600 ppmCI-

- Reinician operaciones el 11 de Septiembre de 2004 a las 13h00.
- Arman y bajan BES Reda. Equipo BES: 1 Bomba GN-2100 (124 etapas), Motor 200 HP, 2.175 Volt, 56 Amp.
- Realizan prueba de rotación. OK. Realizan prueba de producción de arena "Ui".

TR=457, BFPD=1680, BPPD=34, BSW=98 %, Hz=50, Amp=35, Volt=1.800, THE=6

Prueba	Fecha	Zonas	Método	BPPD	BSyA	HRZ	PFT	PFM	Observaciones
ANTES	22-Jul-04	"Ui"	PPS	BES OFF FASES @ TIERRA					SN-2600
DESPUÉS	20-Sep-04	"Ui"	PPS	423	75	50	250	36	GN-2100

(W.O. No. 07) (28 - MAR - 06): REPARAR BES.

- Sacan BES Reda. Se encuentra tubo roto bajo do-nut hanger). Estado de Equipo: Bomba: giro normal. Protector superior, giro libre, primera cámara con agua, segunda cámara vacía, tercera cámara con agua. Protector inferior, primera cámara con aceite trabajado, segunda cámara con agua, tercera cámara con aceite limpio. Motor; con bajo aislamiento. Cable eléctrico con bajo aislamiento.
- Bajan BES Reda. Equipo BES: 2 Bombas GN-2100 (72+72 etapas), Intake Serie 540, 2 Protectores Serie 540. Motor (200 HP, 2386 Volt, 52,7 Amp) Serie 540. Sensor Phoenix Tipo (0) hasta 8.809'.
- Realizan prueba de rotación. Realizan prueba de producción de arena "Ui":

TR=599, BFPD=2.400, BSW=100 %, PC=NR, Hz=55, Amp=40, 38, 36,

Volt f/f=2.119, 2113, 2119, P intake=1.785, THE=6

Prueba	Fecha	Zonas	Método	BPPD	BSyA	HRZ	PFT	PFM	Observaciones
ANTES	21-Mar-06	"Ui"	PPS	BES OFF FASES A TIERRA					GN-2100
DESPUÉS	18-May-06	"Ui"	PPS	363	76	60	100	38	GN-2100

(W.O. No. 08) (27 - MAY - 06): CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR POSIBLE COMUNICACIÓN TUBING-CASING.

- Sacan BES Reda en tubería 3 1/2". Estado de Equipo: Bombas superior e inferior giro normal, housing limpios. Separador de Gas, giro normal, housing limpio. Protector superior, giro normal, primera cámara con agua, segunda y tercera cámara con aceite trabajado limpio. Protector inferior, giro normal, primera, segunda y tercera cámara con aceite limpio. Motor eléctricamente OK, aceite limpio, housing muestra corrosión y desgaste por posible fricción con el CSG. Sensor eléctricamente OK. Cable eléctricamente OK. Presencia de desgaste por corrosión con presencia de fuga de fluido entre Bomba Sup-Descarga y entre Descarga-1er Tubo.
- Arman equipo BES: Centralizador. Sensor Phoenix. Motor: 200 HP, 2.194 VOLT, 55.5 AMP, Serie 540. 2 Protectores (LSLSL+BPBSL), Serie 540. Separador de Gas, Serie-540. 2 Bombas GN-2100 (59 + 98 etapas). Bajan equipo BES en tubería de 3 1/2, midiendo, calibrando y probando con 3.000 psi cada 20 paradas. Realizan empate de cable a 4538'. Continúan bajando hasta 8.814'.
- Realizan prueba de producción de arena "Ui".

TBR=674, BFPD=2.448, BSW=98 %, BPPD=49, PC=75 psi

Hz=55, Amp=41, 44, 43, Volt f/f=2184, 2.176, 2178, P intake=1.463, THE=6 hrs.

Prueba	Fecha	Zonas	Método	BPPD	BSyA	HRZ	PFT	PFM	Observaciones
ANTES	21-May-06	"Ui"	CPS	COMUNICACIÓN TBG-CSG					GN-2100
DESPUÉS	29-May-06	"Ui"	PPS	521	76	55	150	37	GN-2100

(W.O. No. 09) (25 - SEP - 07): CAMBIO DE COMPLETACIÓN ELECTRICA POR COMUNICACIÓN TUBING-CASING.

- Sacan BES Reda en tubería de 3 1/2". Estado del Equipo: Bombas superior e inferior giro normal, housing limpios. Separado de Gas, giro normal, housing limpio. Protector superior, giro normal, 1era cámara vacía, 2da y 3era cámara con aceite trabajado. Protector inferior, giro normal, 1era cámara con aceite trabajado, 2da y 3era cámara con aceite limpio. Motor eléctricamente OK, aceite limpio, housing con corrosión. Cable eléctricamente OK.
- Arman equipo BES: Centralizador. Sensor Phoenix. Motor: 200 HP, 2.175 VOLT, 56 AMP, Serie 540. Protector (LSBPBSL), Serie-540. Separador de Gas, Serie-540. 2 Bombas GN-2100 (59 + 98 etapas). Bajan equipo BES en tubería de 3 1/2 Clase "A", midiendo, calibrando y probando con 3.000 psi cada 20 paradas. Realizan empate de cable a 4557'. Continúan bajando hasta 8.825'.
- Realizan prueba de producción de arena "Ui".

- **TBR=659, BFPD=2.400, BSW=100 %, PC=80 psi=60,
Amp=51, 47, 52, Volt f/f=2.350, 2351, 2340, P intake=1.754, THE=6 hrs.**

Prueba	Fecha	Zonas	Método	BPPD	BSyA	HRZ	PFT	PFM	Observaciones
ANTES	16-Sep-07	"Ui"	CPS	COMUNICACIÓN TBG-CSG					GN-2100
DESPUÉS	30-Sep-07	"Ui"	PPS	529	78	60	180	30	GN-2100

(W.O. No. 10) (31 - MAY - 08): CEMENTACION FORZADA A ARENA "Ui". TOMAR REGISTRO GR ESPECTRAL. REPUNZONAR ARENA "Ui" DE ACUERDO A REGISTRO. EVALUAR Y REDISEÑAR BES.

- Sacan equipo BES Reda en tubería 3 1/2". Estado de Equipo: Bombas giro normal, housings limpios. Separador de Gas, giro normal, housing limpio. Protector, giro normal, las tres primeras cámaras contaminadas, la cuarta cámara con aceite limpio, housing limpio. Motor eléctricamente OK, giro normal, aceite limpio, housing limpio. Sensor OK. Cable eléctricamente OK. Tubería de 3 1/2" externamente en buenas condiciones.
- Realizan prueba de admisión a arena "Ui" con 10 Bls de agua tratada: 0,5 BPM con 3.500 PSI. Bombeo 12 Bls de HCl al 15%: Pinicial=3.200 PSI a 0,5 BPM, Pfinal=2.700 PSI a 1,5 BPM.
- Bajan retenedor de cemento en tubería de 3 1/2" clase "A". Realizan cementación forzada a arena "Ui" con 100 sxs de cemento tipo "G" + aditivos. Se preparan 21 bls de lechada de 15,8 LPG: Bls en la formación=9, Bls en la cámara=4, Bls reversados=8, Pciere=3.500 PSI. Sacan stinger en tubería de 3 1/2".
- Bajan BHA moledor con Junk Mill + Canasta hasta 8.961'. Esperan fraguado de cemento. Muelen retenedor de cemento desde 8.963' hasta 8.965' (2') + cemento duro desde 8.965' hasta 9.080' (115'). Circulan. Sacan.

- Cía Baker Atlas con cable eléctrico baja herramienta para registro GR-ESPECTRAL. Topan fondo a 9.030'. Se suspende registro por no poder registrar zona de interés. Sacan herramienta.
- Baján BHA moedor con Junk Mill+canasta hasta 9.080'. Circulan+muelen residuos de cemento hasta 9.082'. Sacan.
- Cía Baker Atlas con cable eléctrico baja herramienta para registro GR-ESPECTRAL. Topan fondo a 9.050'. Se registrar 2.000'. (No se logra registrar arena "Ui": 9.048' – 9.060' (12')). Sacan herramienta.
- Baján BHA moedor con Junk Mill + Canasta hasta 9.084'. En dos corridas muelen tapón CIBP a 9.084' y tapón EZ-DRILL a 9.218'. Baján hasta 9.290'. Circulan. Sacan.
- Cía Baker Atlas con cable eléctrico baja herramienta para registro GR ESPECTRAL. Topan fondo a 9.285'. Registran 2.000'. No se observa avance de agua en arenas "Ti" y "Ts", en arena "Ui", intervalo: 9.020' – 9.042' se observa avance de agua a partir de 9.033'. Sacan herramienta. Baján herramienta para registro de cementación SBT registran desde 9.285' hasta 8.130' (1.155'): Buen cemento en zonas de interés. Sacan herramienta.
- Baján cañones convencionales de 4 1/2" con cargas de alta penetración, punzonan los siguientes intervalos:
 - Arena "Ti": 9.210' – 9.222' (12') a 5 DPP (Punzonan)
 - Arena "Ti": 9.222' – 9.226' (4') a 5 DPP (Repunzonan)
 - Arena "Ui": 9.020' – 9.028' (8') a 5 DPP (Repunzonan)
 - Arena "Ui": 9.052' – 9.060' (8') a 5 DPP (Repunzonan)
- Evalúan arena "Ui" al tanque de la locación:
 - TBR=1.828, BFPD=1.344, BPPD=403 BSW=70%, THE=32, SAL=20.100 ppmCI**
- Reversan jet. Wireline baja elementos de presión a 8871' (No-go). Desplazan Jet 10-A. Continúan evaluando arena "Ui" al tanque bota de la locación:
 - TBR=2.673, BFPD=1.344, BPPD=403, BSW=70%, THE=47 (15 HRS con elementos)**
 - SAL=25.900 ppmCI-**
- Cierran pozo por 14 Hrs para B'UP a arena "Ui". Wireline recupera bomba jet + elementos de presión: Pwf=1.919 PSI, Pws=2.494 PSI. Desplazan Jet 10-A. Continúan evaluando arena "Ui":
 - TBR=5.781, BFPD=1.392, BPPD=348, BSW=75%, THE=99, SAL=26.300 ppmCI**
- Baján BHA de fondo con ON-OFF.
- Arman y baján equipo BES Reda DN-1750 hasta 8.787'.
- Realizan prueba de producción de Equipo BES a arena "Ui" :
 - TBR=641, BFPD=2.232, BSW=100 %, PC=100 PSI Hz=60, Amp=51-50-51,**
 - Volt f/f=1.546-1.550-1.546, P intake=1.776 PSI, THE=8 hrs.**

	YACIMIENTO	FECHA	P.Cab PSI	BFPD	BPPD	Salin Ppm- CINa	Bsw %	Api 60° F	Tipo Bomba
ANTES	Ui	1-May-08	160	517	93	30.250	82	30	GN-2100
DESPUÉS	Ui	3-May-08	100	1.678	420	28.000	75	30	DN-1750

(W.O. No. 11) (07-SEP-2008): EVALUAR ARENAS "Ui" Y "Ts+i" POR SEPARADO CON B 'UP. DISEÑAR BES PARA LA MEJOR ZONA.

- Taladro SAXON - 34, inicia operaciones el 15 de agosto del 2008 a las 06:00 horas.
- Sacan BES REDA: DN-1750 en tubería de 3-1/2": Giro de todo el conjunto. OK. Motor mecánica y eléctricamente. OK.
- Sacan completación de fondo. Bajan BHA de limpieza en tubería de 3-1/2" midiendo hasta 9.290'.
- Bajan BHA de evaluación en tubería de 3-1/2" midiendo hasta 9.304'. Asientan RBP a 9.296', HD Packer a 9.130' y compresión Packer a 8.905'. Prueban OK.
- Realizan Prueba de Admisión en arenas "Ts+i" presión cae 800 PSI / min.
- Desplazan bomba Jet 10 J y evalúan las arenas "Ts+i" con camión bomba a la Estación:
TBR=1350, BFPD=1656, BSW=100%, THE=20, Salinidad =6.500 ppm Cl=
- Reversan bomba Jet 10 J. Reasientan RBP a 9.130', HD Packer a 8.946' y Compresión Packer a 8.721'.
- Realizan Prueba de Admisión a la arena "U inf." con 1.000 PSI, presión cae 500 PSI / minuto.
- Desplazan bomba Jet 11 K y evalúan la arena "U inf." con camión bomba al tanque bota en locación:
TBR=1.060, BFPD=1.248, BSW=100%, THE=20, Salinidad =4.250 ppm Cl-
- Reversan bomba Jet 11 K. Reasientan RBP a 9.145', HD Packer a 8.946' y Compresión Packer a 8.721'. Prueba de Admisión a la arena "U inf." con 1.000 PSI, presión cae 500 PSI / minuto.
- Desplazan bomba Jet 11 K y evalúan la arena "U inf." con camión bomba al tanque:
**TBR=3.251, BFPD=1248, BSW=95%, BPPD=62, THE=62,
Salinidad =1.500 ppm Cl=**
- Reversan Jet 11 K sin éxito. Wire Line recupera bomba Jet a 8.653'. Reasientan RBP a 9.040'. Intentan probar asentamiento de Packer sin éxito, no hay espacio para realizar prueba.
- Desplazan bomba Jet 11 J y evalúan la arena "U inf." (intervalo superior) con camión bomba al tanque bota en locación:
TBR=1.521, BFPD=1.448, BSW=100%, THE=24
- Reversan bomba Jet 11 J. Sacan BHA de evaluación en tubería de 3-1/2". No recuperan RBP. Bajan over shot en tubería de 3-1/2" pescan y sacan RBP a 9.342' (Packer encontrado en el fondo), gomas de RBP salen completamente destruidos.

- Bajaron tapón CIBP sin éxito, encuentran obstrucción a 100'. Sacan. Bajaron canasta calibradora de 6-1/8" hasta 1.300'. OK., sale canasta y recuperan parte de la goma del RBP. Asientan tapón CIBP a 9.045'.
- Bajaron BHA de evaluación en tubería de 3-1/2" midiendo hasta 8.990'. Asientan HD Packer a 8.977'. Realizan Prueba de Admisión a la arena "U inf." con 1.000 PSI, presión cae 200 PSI /minuto.
- Desplazan bomba Jet 11 J y evalúan la arena "U inf." (intervalo superior) con camión bomba al tanque en locación:

TBR=1267, BFPD=600, BSW=83%, BPPD=102, THE=51,

Salinidad =21.650 ppm Cl-

- Reversan Jet. Wire Line recupera St. valve de 2,85" desde 8.940' y bajaron elementos de presión. Desplazan Jet 11 J hasta camisa y evalúan la arena "U inf." con elementos de presión con camión bomba al tanque bota en locación:

TBR=1.750, BFPD=600, BSW=80%, BPPD=120, THE(C/E)=19,

Salinidad =21.650 ppm Cl-

Pozo cerrado para B' Up por 16 horas

- Reversan Jet. Recuperan elementos de presión.

Pwf=1.694 psi, Pws=2.583 psi

- Desplazan bomba Jet 10 J y continúan evaluando la arena "U inf." con camión bomba al tanque bota en locación:

TBR=3.350, BFPD=1.608, BSW=64%, BPPD=578, THE=98,

Salinidad=21.650 ppm Cl=

- Reversan Jet 10J. Desasientan HD Packer a 8.940'. Sacan BHA de evaluación.
- Bajaron canasta calibradora y determinan profundidad de CIBP a 9.049'. (4' más abajo del asentamiento original). Asientan nuevo CIBP a 9.043'.
- Bajaron BHA de evaluación en tubería de 3-1/2" hasta midiendo hasta 8.970'. Asientan HD Packer a 8.968'. Realizan Prueba de Admisión a "U inf." con 1.000 PSI, presión cae 175 PSI /minuto.
- Desplazan bomba Jet 10 J y continúan evaluando la arena " U inf " con camión bomba al tanque bota en locación:

TBR=1.980, BFPD=672, BSW=43%, BPPD=383, THE=72,

Salinidad=24.150 ppm Cl=

- Reversan Jet 10J desde camisa a 8.897'. Controlan pozo con agua tratada de 8,3 LPG. Desasientan HD Packer a 8.968'. Sacan BHA de evaluación.
- Bajaron BES REDA: DN-1100 (164+164 etapas) Serie 400; AGH D5-21, Serie 400; Motor (150HP, 2.575 V, 36,6 A), Serie 540; Separador de Gas, Serie 400/375; Set de Protectores, Serie 540; Sensor Phoenix XT-0 en tubería de 3-1/2" midiendo, hasta 8.791'
- Realizan empate de cable a 4.265' y 7.651'.
- Realizan Prueba de Producción de la arena "U inf." con BES DN-1100 al Separador de la Estación:

**BFPD=1.080, BSW=100%, TBR=269, Hz=53, Amp=22, Volt=2443, P int=1.433 psi,
Ti=234,3° F, THE=6**

- Finalizan operaciones el 07 de septiembre del 2008 a las 20:00 horas:

	YACIMIENTO	FECHA	P.Cab PSI	BFPD	BPPD	Salin Ppm- CINa	Bsw %	Api 60° F	Tipo Bomba
ANTES	Ui	30-Jul-08	100	2360	189	28.350	92	30	DN-1750
DESPUÉS	Ui	10-Sep-8	80	1011	526	28.350	48	30	DN-1100

(W.O. No. 12) (30-MAY-2011): REPARAR BES

- Bajan BES REDA: DN-1100 (182+182 etapas).

A.2.5 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO SECOYA 19

SECOYA –19

FECHA DE COMPLETACIÓN: 23 – JULIO – 1991

PRUEBAS INICIALES:

PRUEBA	ARENA	INTERVALO	T/P [hrs]	BPPD	BSW [%]	°API a 60 °F	Pc [psi]	OBSERVACION
20-Jul-91	"Us"	8.913'-8.931'	4	776	0,5	33	185	

COMPLETACIÓN Y PRUEBAS:

- Corren registros de control de cemento (CBL, PET).
- Punzonan el intervalo:

Arena "Us" 8.913'- 8.931' (18') a 4 DPP

- Efectúan prueba de producción contra tanque de arena "Us" por 4 horas con choque de 1/2": BSW=0,5%, Emulsión=0.3%, AL=0,2%, °API=33 a 60 °F, Pc=185 psi, BFPD=780, BPPD=776.
- Cierran pozo para restauración de presión.
- Bajan completación definitiva para Flujo Natural.

(W.O. No. 01) (19-FEBRERO-94): CAMBIAR BHA PARA PRODUCIR POR GAS LIFT.

- Sacan completación de fondo.
- Efectúan limpieza de punzados con ácido HCl al 15 % y Xileno, presión máxima=3.100 psi, rata de inyección=0,2 BPM. Se pistonea y se recuperan 36 barriles de ácido en 34 corridas.
- Evalúan arena "Us" con bomba jet: Piny=3.000 psi, Tiny=2.883 bls, BSWiny=0 %, Te=43 hrs. Se reversa bomba jet sin éxito. Recuperan bomba jet y minicavidad.
- Bajan completación definitiva para producir por Gas Lift.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW	°API	MÉTODO
ANTES	02-Feb-94	"Us"	304	0.0	30,5	PPF
DESPUÉS	25-Feb-94	"Us"	1.084	2.0	30,5	PPG

(W.O. No. 02) (15-JULIO-96): CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR COMUNICACIÓN TUBING – CASING.

- Sacan BHA de producción para Gas Lift.
- Evalúan "Us": BFPD=456, BPPD=360, BSW=21 %, BRT=691, Te=11 hrs.
- Realizan estimulación a "Us" con 2172 gls de solventes + 739 gls de HCl al 15 %, desplazan 76 bls de crudo, Presión final=2.200 psi, rata=0,5 BPM.
- Cierran pozo por 14 hrs para acción del químico.
- Baján BHA de producción para Gas Lift.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW	°API	MÉTODO
ANTES	02-Jul-96	"Us"	270	0	31,4	PPG
DESPUÉS	28-Jul-96	"Us"	745	5	31,4	PPG

(W.O. No. 03) (07-ABRIL-98): CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR OBSTRUCCIÓN A 7970'.

- Sacan BHA de producción para Gas Lift, tubería sale con escala interna.
- Baján BHA de producción para Gas Lift.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW	°API	MÉTODO
ANTES	02-Abr-98	Pozo cerrado por obstrucción				
DESPUÉS	23-Abr-98	"Us"	778	0		PPG

(W.O. No. 04) (29-MAYO-00): PERFORAR "UI", EVALUAR Y REDISEÑAR SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

- Sacan BHA de producción, mandril sale sin válvula a 5.795'. Tubería buena.
- Baja cañones TCP y disparan los intervalos:
 - Arena "Ui" 8.992' - 9.004' (12') a 5 DPP**
 - 9.014 – 9.050' (36') a 5 DPP**
- Desplazan bomba jet-D8 y evalúan "Ui": BFPD=1.584, BPPD=1.267, BSW=20 % Te=26 horas, BRT=1.748, Salinidad=5.000 ppm Cl.
- Baján completación para Gas Lift. Para flujo anular en tubería clase "A".

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW	°API	MÉTODO
ANTES	05-May-00	"Us"	609	0	29	PPG
DESPUÉS	03-Jul-00	"Ui"	1.131	12	29	PPG

(W.O. No. 05) (26-ABRIL-01): CAMBIO DE BHA POR POSIBLE HUECO EN TUBERÍA.

- Sacan BHA de producción. Tubería sale con moderada corrosión, cuellos en mal estado.
- Corren registro de control de casing (USIT). Se detecta hueco a 6.103'.

- Asientan CIBP a 6.130'.
- Con cañones de 4 1/2" disparan el intervalo de 6.102'a 61.06' (4') a 4 DPP para sqz.
- Efectúan cementación forzada con 300 sxs de cemento, rata=0,5 BPM, presión final=1.700 psi, bls reversados=1. No hubo presión de cierre.
- Perforan CIBP a 6.130'.
- Bajan BHA de Gas Lift para flujo anular en tubería clase "A".
-

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW	°API	MÉTODO
ANTES	14-Abr-01	"Uj"	444	45	29	PPG
DESPUÉS	23-Jun-01	"Uj"	943	55	29	PPG

(W.O. No. 06) (04-DICIEMBRE-01): CAMBIO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE PPG A PPS.

- Sacan BHA para Gas Lift, tubería sale con corrosión y tubo roto a 6.110'.
- Corren registro USIT-GR desde 6.400' a 4.400', deformaciones de casing con huecos de 6.100' a 4.400'.
- Bajan casing de 5 1/2" hasta 9.272'.
- Realizan cementación de casing de 5 1/2" con 77 bls de cemento tipo "G" de 12,5 LPG + 21 bls de cemento tipo "G" de 15,6 LPG. Esperan fraguado de cemento por 20 hrs.
- Muelen cemento hasta 9.272'.
- Corren registros CCL, CBL, VDL, GR desde 9269' hasta 4.000', cemento malo de 9.130' a 8.800', regular de 8.800' a 7.830', cemento malo de 7.830' a 7.050', regular de 7.050' a 6.900', sin cemento de 6.900' a 4.000'.
- Punzonan el intervalo: **9.106' – 9.110' (4') a 4 DPP**
- Repunzonan los intervalos:
 - Arena "Ui" 9.014' – 9.050' (36') a 5 DPP**
 - 8.992' – 9.004' (19') a 5 DPP**
- Evalúan "Ui" con bomba jet-F9: BFPD=1.440, BPPD=245, BSW=83%, Te=123 hrs, BRT=7.913, Salinidad=20.400 ppmCl.
- Asientan CIBP a 8.980'.
- Con cañones TCP punzonan:
 - Arena "Us" 8913' - 8931' (18') a 5 DPP**
- Evalúan "Us" con bomba jet-F9: BFPD=1440, BPPD=245, BSW=83%, Te=32 hrs, BRT=1893, Salinidad=18.400 ppmCl.
- Muelen CIBP a 8.980'.
- Prueban admisión de "Ui+s" con 3.600 psi a 0,65 BPM.
- Inyectan 500 gls de HCl, Pfinal 1.050 psi a 1,1 BPM
- Realizan sqz con 31 bls de cemento tipo "G": bls a la formación=18.5, bls reversados=12, bls en cámara=0,5.
- Punzonan los intervalos:

Arena "Ui" 8.992' – 9.004' (12') a 4 DPP

9.014' – 9.030' (19') a 4 DPP

- Evalúan "Ui" con bomba jet-10A y elementos de presión: BFPD=768, BPPD=599, BSW=22 %, Te=8 hrs, BRT=260, Salinidad=16.400 ppmCl.
- Cierran pozo por 16 hrs para restauración de presión.
- Repunzonan:

Arena "Ui" 8.992' – 9.004' (12') a 4 DPP

9.014' – 9.030' (19') a 4 DPP

- Bajan BES Reda: 2 bombas DN-1300 (47 + 129) etapas, motor 150 HP, 1410 V, 67,5 A. Realizan empate de cable a 4445'.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW	°API	MÉTODO
ANTES	27-Sep-01	"Ui"	632	60	29	PPG
DESPUÉS	17-Dic-01	"Ui"	668	45	29	PPS

(W.O. No. 07) (25-MARZO-05): REPARAR BES.

- Sacan equipo BES Reda. Tubería sale con corrosión interna. Desarmando equipo BES, giro del equipo normal, presencia de agua en la 1ra y 2da cámara del protector, motor eléctrico OK, sensor de fondo cortocircuitado, carrete # 1 tiene dos fases a tierra, carrete # 2 OK.
- Arman y bajan BHA de limpieza.
- Realizan prueba de admisión a la arena "Ui" con 15 bls de agua, 3.200 psi y 1 bpm. Bajan elementos de presión. Asientan bomba jet 10-A y evalúan "Ui" contra tanque bota:

TR=545 bls, BFPD=984 bls, BPPD=157 bls, BSW=84%, THE=12 hrs

- Reversan bomba jet y recuperan elementos electrónicos. Elementos en buen estado. Continúan evaluando arena "Ui". Recuperan jet. Sacan y desarman BHA de evaluación
- Arma y bajan equipo BES: motor (150 HP, 1.170 V, 81 Amp), protector, separador de gas, 2 Bombas DN – 1300 (163-147 etapas).
- Realizan prueba de rotación, OK. Realizan prueba de producción de arena "Ui" con bomba BES Reda a la estación:

BFPD=1.464, BPPD=0, BSW=100%, HZ=60, Amp=68, Volt=1.430, PC=320 psi, THE=5,

Salinidad=18.000 ppm Cl-.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW	°API	MÉTODO
ANTES	03-Mar-04	"Ui"	BES OFF POSIBLE EJE ROTO			
DESPUÉS	26-Mar-04	"Ui"	301	70	29	PPS

(W.O. No. 08) (15-NOV-05): CAMBIO CE COMPLETACIÓN POR COMUNICACIÓN TBG – CSG.

- Sacan equipo REDA. Standing valve roto y tubería con corrosión. Desarman equipo BES: Bomba 1 con giro suave y sin giro lateral en el eje, housing limpio. Bomba 2 con giro

suave y sin giro lateral en el eje, housing limpio. Motor eléctricamente bien. Sensor OK. Cable eléctricamente bueno.

- Corren registro de corrosión KINLEY desde 9.232' hasta superficie. Descartan 60 tubos.
- Arma y bajan equipo BES: motor (150 HP, 1.170 V, 81 Amp), 2 protectores (ensamblados en un solo cuerpo), separador de gas, 2 Bombas DN – 1300 (166-147 etapas). Sensor PHOENIX, Centralizador.
- Realizan prueba de rotación, OK. Realizan prueba de producción de arena "Ui" con bomba BES Reda a la estación:

BFPD=1488, BPPD=60, BSW=96%, Z=60, Amp=63/67/58, Volt=1442/1449/1445, Psi=1421 psi, Pc=180, THE=6.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW	°API	MÉTODO
ANTES	09-Nov-05	"Ui"	BES OFF COMUNICACIÓN TBG-CSG			
DESPUÉS	27-Nov-05	"Ui"	360	70	29	PPS

(W.O. No. 09) (06-FEB-2006): CAMBIO CE COMPLETACIÓN POR COMUNICACIÓN TBG – CSG.

- Sacan BES DN-1300. Todo el equipo gira libremente. Bombas limpias externamente e internamente. Separador de Gas Limpio en su totalidad. Protector con agua las dos primeras cámaras el resto con aceite trabajado y limpio, presenta una Leve corrosión en su housing. Motor con aceite limpio y eléctricamente, OK (2.000 Mohms F-T, 0.7 ohms F-F) presenta también corrosión. Sensor bueno eléctricamente. Cables primer carrito bueno eléctricamente, segundo carrito presenta una fase a tierra por producto de un golpe al recuperar el equipo.
- Bajan BHA de limpieza Midiendo, Calibrando y Probando con 3.000 psi cada 20 paradas en tubería de 2 7/8" hasta 9.272'. Circulan. Limpian. Sacan.
- Bajan equipo BES en tubería de 2 7/8" Midiendo, Calibrando y Probando con 3.000 psi cada 20 paradas hasta 8.793'. Equipo bajado: 5" Centralizador, Sensor Phoenix Motor: (150 HP / 2520 V / 37,5 AMP); Protector; Separador de gas; 3 Bombas DN-1100 (126-108-108 etapas cada una); con cable N°2 con capilar.
- Realizan prueba de rotación de la BES, OK.
- Realizan prueba de producción de arena "Ui" con BES DN-1100 a la estación:

BFPD=1.344, BSW=100%, Pc=200 psi, HZ=60, AMP=27/26/27, PSI=1.626, THE=6

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW	°API	MÉTODO
ANTES	31-ENE-06	"Ui"	BES OFF COMUNICACIÓN TBG-CSG			
DESPUÉS	09-FEB-06	"Ui"	296	70	29	PPS

(W.O. No. 10) (22-Feb-07): CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR COMUNICACIÓN TBG-CSG.

- Sacan equipo BES Reda DN-1100 en tubería 2 7/8". Estado de Equipo: 3 Bombas giro normal, housings limpios. Separado de Gas, giro normal, housing limpio. Protector giro

normal, 1era cámara con agua, 2da y 3era cámara con aceite trabajado. Motor, giro normal, aceite trabajado, eléctricamente OK. Sensor de fondo OK. Cable eléctricamente OK.

- Bajan BHA de limpieza en tubería de 2 7/8" midiendo y probando con 3.000 PSI cada 20 paradas hasta 9.227'. (Detectan 1 tubo con hueco a 5.551'+5 tubos aplastados). Wireline recupera Std-Valve a 9.218'. Circulan. Limpian. Sacan BHA de limpieza. Cía Pevsa inspecciona corrosión de tubería, desechan tubería mala (81 tubos rechazados)
- Bajan tubería de 2 7/8" punta libre tubo por tubo hasta 7.936'. Circulan. Sacan tubería punta libre en paradas.
- Arman equipo BES Reda: Centralizador. Sensor Phoenix. Tipo "0". Motor: 150 HP, 2.520 VOLT, 37.5 AMP, Serie 2 Protectores (BPBSL+LSLSL), Serie 400. Separador de Gas, Serie 400. 3 Bombas DN-1100 (126+ 126 + 108 etapas), Serie 400. Bajan equipo BES en tubería de 2 7/8" clase "B" hasta 8871'.
- Realizan prueba de rotación, OK. Realizan prueba de producción de Equipo BES a arena "Ui":

**TBR=388, BFPD=1.488, BSW=100 %, PC=210 PSI Hz=60, Amp=27, 29, 29,
Volt f/f=2643, 2633, 2644, P intake=1.673 PSI, THE=6 hrs.**

(W.O. No. 11) (24-Dic-07): AISLAR CON TAPON CIBP ARENA "U INF". REPUNZONAR ARENA "U SUP", EVALUAR. REDISEÑAR BES.

- Sacan equipo BES Reda DN-1100. Estado de Equipo: Bombas giro normal, housings limpios. Separador de Gas, giro normal, housing limpio. Protector giro normal, superior con aceite trabajado, inferior con aceite limpio. Motor, giro normal, eléctricamente OK. Sensor de fondo OK. Cable eléctricamente OK. Se recupera 100% de equipo BES.
- Bajan BHA de limpieza en tubería de 2 7/8" midiendo y probando con 3.000 PSI cada 16 paradas hasta 9.254'. (Detectan pines dañados en paradas 97 y 100 y un tubo con hueco). Recuperan Std-Valve a 9.187'. Circulan, limpian, sacan BHA de limpieza inspeccionando tubería con registro electromagnético de Cía Pevsa.
- **Nota:** Debido a no disponer de tbg de 2 7/8", PPR acepta tubería hasta con 50% de pérdida de espesor. Se inspeccionaron 287 tubos: 205 con 15%, 62 con 30%, 19 con 50%, se rechaza un tubo.
- Cía Baker Atlas asienta CIBP a 8.960'.
- Bajan conjunto TCP en tubería de 2 7/8" midiendo y calibrando hasta 8.932', con 1.752' de colchón de agua. Correlacionan profundidad, asientan packer, prueban anular con 600 psi, sueltan barra, detonan cañones y punzonan intervalo de arena "Us", Se observa soplo fuerte.

Arena "Us": 8.913' – 8.931' (18') a 6DPP

- Evalúan arena "Us":
TR=2583, BFPD=600, BPPD=582, BSW=3%, Salinidad=7200 ppmCl-, THE=104

- Evalúan arena "Us" con elementos:
**TR=6.702 BFPD=648, BPPD=635, BSW=2%, Salinidad=7.200 ppmCl-,
THE=264, THE CON ELEM.=160**
- Cierran pozo para B'Up por 14 horas, pescan bomba jet, recuperan elementos de presión, cartas OK: Pws=2.519, Pwf=1.433, desplazan bomba jet 10J, continúan evaluando arena "Us":
**TR=7.868 BFPD=648, BPPD=635, BSW=2%, Salinidad=7.200 ppmCl-,
THE=308**
- Pescan bomba jet, cierran camisa, Cía. Halliburton prepara mezcla de aditivo KMAX, abren by pass de empaadura desplazan aditivo, cierran by pass, forzan a la formación aditivo KMAX con 2.500 psi. Controlan pozo, desasientan empaadura, sacan conjunto TCP, se observa cañones detonados.
- Arman equipo BES Reda: Sensor Phoenix. Tipo "0". Motor: 125 HP, 1480 VOLT, 55 AMP, 2 Bombas D725N (197+ 176). Baján equipo BES en tubería de 2 7/8" clase "B".
- Realizan prueba de rotación, OK. Realizan prueba de producción de Equipo BES a arena "Us":
**TBR=270, BFPD=792, BSW=100 %, PC=320 psi Hz=60, Amp=38,37,35,
Volt f/f=1.681, 1685, 1682, P intake=1273 psi, THE=6 hrs.**

YACIMIENTO	FECHA	BFPD	BPPD	Salin Ppm- CINa	Bsw %	Api 60° F	Gas MM3	Glr pcn/br	Gor pcn/bf	Tipo Bomba
"Uj"	29-nov-07	BES OFF. COMUNICACIÓN TBG-CSG								
"Us"	26-dic-07	717	681	39.500	5	33	275	384	403,8	DN-725N

(W.O. No. 12) (08-Jun-08): CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR COMUNICACIÓN TBG – CSG.

- Sacan BES REDA: D725N en tubería de 2-7/8": Bomba inferior con presencia de químico en su interior; AGH no gira, atascada con presencia de químico; Separador de Gas: giro suave y lleno de químicos en su interior; Protectores: giro suave, la primera cámara sin aceite, la segunda y tercera cámara con aceite trabajado y presencia de químico en su interior, la cuarta y quinta con aceite trabajado, la sexta cámara con aceite limpio; Motor: giro suave y aceite limpio, eléctricamente bueno; Sensor eléctricamente bueno
- Baján tubería de 2-7/8" Clase "A" hasta 8955'. Circulan. Sacan.
- Baján BES REDA: D725N (136+116+116 etapas) Serie 400, Motor (150 HP, 2520 V, 37.5 A) Serie 456, Separador de gas Serie 400, Protector Serie 400, Sensor Phoenix XT-0 en tubería de 2-7/8" Clase "A" hasta 8.767'.
- Realizan Prueba de Producción de la arena "Us" con BES D725N al Separador de la Estación:

**BFPD=560, BSW=90%, BPPD=56, TBR=491, Amp=26, Hz=60, P int=409 psi,
Tm=245° F., THE=23**

Se realiza prueba de producción por 23 horas hasta esta estabilizar presión de fondo en 409 psi.

	FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	API	BOMBA	PARÁMETROS		
						60 ° F		Frec	Volt	Amp
ANTES	29-May-08	"Us"	243	236	3.0	33,7	2 D725N	60	1.652	21
DESPUÉS	11-Jun-08	"Us"	467	444	5.0	33,7	2 D725N	60	2.571	21

**(W.O. No. 13) (17-Ago-08): REALIZAR REGULAR MUD ACID A LA ARENA "U sup".
EVALUAR. REDISEÑAR BES.**

- Sacan Equipo BES REDA DN-725. Bomba No. 3 presenta atascamiento; AGH sale con atascamiento. Motor con aceite limpio y bajo asilamiento.
- Bajan BHA de prueba, asientan R. Matic a 8.858'. Realizan prueba de admisión 2.000 PSI, 1,1 BPM.
- Realizan Regular Mud Acid a la arena "U sup" con 135 bls.
- Desplazan bomba jet E8 evalúan arena "U sup" con camión bomba al tanque de la locación.

TBR=1.146, BFPD=696, BSW=15%, BPPD=592, THE=38

- W/L baja a recuperar bomba jet, bomba sale con escala en el mixing y nozzle. Bajan elementos de presión. Continúan evaluando arena "U sup" con bomba jet E8.

TBR=1.256, BFPD=480, BSW=15%, BPPD=408, THE=45

- W/L recupera bomba jet, sale taponada con escoria de tubería. Continúan evaluando arena "U sup" con bomba jet E8.

TBR=1.909, BFPD=648, BSW=12%, BPPD=570, THE=66, C/E=28,

Salinidad =42.500 PPMCl.

- Cierran pozo por 14 horas. **Pwf=1.444 PSI, Pws=2.331 PSI**
- Desplazan bomba jet E8 evalúan arena "U sup" con camión bomba al tanque de la locación.

TBR=8495, BFPD=648, BSW=8%, BPPD=596, THE=282.

- Bajan equipo BES REDA DN-725. hasta 8.799'.

BFPD=607, BSW=100%, TBR=152, HZ=50, AMP=1158, Pint=1.309,

Tm=232, THE=6

	FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	API	BOMBA	PARÁMETROS		
						60 ° F		Frec	Volt	Amp
ANTES	BES OFF POR BAJO ASILAMIENTO									
DESPUÉS	24-Ago-08	"Us"	646	581	10	33,7	2 D725N	55	428	40

(W.O. No. 14) (29-Abr-09): REPARAR BES.

- Inicia operaciones el 25 de Abril del 2009.
- Sacan BES REDA: D725N. Bomba superior e inferior con giro suave. Presencia ligera de químico solidificado en la misma. Separador de Gas: Giro suave interno y presencia externa de químico solidificado. Sello Superior, Giro suave, 1era cámara con agua, 2da contaminada, 3er con aceite trabajando con químicos solidificados. Sello Inferior, Giro suave. Motor con problemas eléctricos e internamente con aceite trabajado y externamente con cambio de color en el housing; Cable superior eléctrica y mecánicamente OK.; Cable inferior con una fase con bajo aislamiento.
- Bajan BES REDA-SLB D725N.

	FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	API	BOMBA	PARÁMETROS		
						60 ° F		Frec	Volt	Amp
ANTES	22-Abr-09	BES OFF POR BAJO AISLAMIENTO Y FASES DESBALANCEADAS E.W.O.								
DESPUÉS	01-May-09	"Us"	370	296	20	33,7	2 D725N	52	401	36

A.2.6 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO SECOYA 38D**SECOYA – 38D****COMPLETACIÓN ORIGINAL: 29 – Ene – 2010****PRUEBAS INICIALES:**

PRUEBA	ARENA	METODO	BPPD	BSW [%]	°API a 60 °F	Pc [psi]	Salinidad [ppm Cl]	OBSERVACION
07-Ene-10	"T inf"	PPH	170	29%	31	CTK	1.250	Prueba con elementos de presión
16-Ene-10	"T sup	PPH	338	84%	30,5	CTK	7.000	Prueba luego de Tratamiento Matricial
25-Ene-10	"U inf	PPH	1.236	1%	29,9	CTK	6.650	Prueba con elementos de presión

COMPLETACION Y PRUEBAS:

- Inicia operaciones el 22 de diciembre del 2009.
- Bajan Conjunto moedor con broca de 8-3/8" en drill pipe de 2-7/8" hasta 8.270' (colgador liner 7" a 8.270'). Circulan. Sacan.
- Bajan Conjunto moedor con broca de 6-1/8" en drill pipe de 2-7/8" hasta 9.267'. Baján con rotación moliendo cemento hasta 9.560' (landing collar a 9.563'). Circulan (recuperan lodo + cemento). Sacan.
- Baján Conjunto moedor con Taper Mill de 8-1/2" en drill pipe de 2-7/8" hasta 8.270'. Acondicionan entrada del liner de 7" desde 8.270' hasta 8.270,4' (biselan 0,4'). Sacan

- Bajan Conjunto de limpieza con broca de 6-1/8" y scraper de 7" en drill pipe de 2-7/8" hasta 9.520' (topa cemento). Se intenta circular en reversa y en directa, sin éxito. Sacan. (Broca taponada con lodo de perforación y cemento).
- Bajan Conjunto de limpieza con broca de 6-1/8" y scraper de 7" en drill pipe de 2-7/8" hasta 9.000'. Bajan con rotación y circulación desde 9.000' hasta 9.560' (560'). Circulan. Cambian fluido del pozo con agua tratada y filtrada. Sacan.
- Cía. Baker Atlas realiza corrida de registros SBT-VDL-CCL-GR desde 9563' hasta 7563'. Buen cemento en zonas de interés.
- Bajan tubing de 3-1/2" SEC Clase "A" tubo por tubo. Midiendo, calibrando y probando con 3.000 PSI cada 40 tubos hasta 9.246', ok. Slick Line Cía. Dygoil recupera std valve de 2-7/8", ok. Circulan. Sacan.
- Cía. Baker Atlas arman y bajan conjunto TCP con cargas Extra DP HMX de alta penetración en tubing de 3-1/2" SEC clase "A" hasta 9.418' (colchón de agua: 2.000'). Correlacionan posicionamiento de cañones con Registro Gamma Ray.
- Asientan packer R-3 de 7" x 2-7/8" a 9.220'. Prueban Anular con 800 PSI, ok. Sueltan barra detonadora y punzonan el siguiente intervalo:

Arena "T inf.": 9.412' – 9.418' (6') a 5 DPP

- Soplo débil. Slick line Cía. Dygoil suelta std valve de 3-1/2" hasta NO-GO. Abren camisa de 3-1/2". Cía. TEAM desplaza bomba Jet-E8. Evalúan arena "Tinf" con elementos de presión y camión bomba de Cía. San Antonio al tanque de locación:

TBR=740, BFPD=576, BSW=59%, BPPD=576, API=31.0

- Cierran pozo por 36 hrs para restauración de presión. Intentan reiniciar evaluación de areba "Tinf", sin éxito (presión cae de 3.500 a 600 PSI). Intentan reversar bomba Jet-E8, sin éxito. Slick line intenta recuperar bomba Jet-E8, sin éxito. Bajan barra cortadora y cortan cable a +/- 9.130'.
- Técnico de Cía. Baker desasienta packer-R3 a 9.220'. Pozo Fluye. Controlan pozo con agua tratada de 8,3 LPG. Sacan conjunto TCP. Bomba sale 1/2' abajo de la camisa de 3-1/2" (camisa defectuosa). Al extraer los elementos de presión el 04-Ene-10, se obtienen los datos de Build Up:

PWF=1.189 PSI; PWS=3.472 PSI

- Bajan conjunto de evaluación con Packer JS2A de 7" en tubing de 3-1/2" SEC hasta 9.373'. Slick line Cía. Dygoil recupera std. valve de NO-GO de 3-1/2" a 9.298'. Técnico de Cía. Tripoint asienta packer a 9.336'. Prueban anular con 800 PSI, OK
- Realizan prueba de admisión a "Tinf" con 2.000 PSI (presión cae 300 PSI en 1 min). Slick line Cía. Dygoil abre camisa de 3-1/2" a 9.265'.
- Cía. TEAM desplaza bomba Jet-E8. Evalúan arena "Tinf" con camión bomba de Cía. San Antonio a CTK:

TBR=140, BFPD=240, BSW=55, BPPD=108, API=31.0

- Reversan bomba Jet-E8. Recuperan std valve de NO-GO de 3-1/2". Bajan elementos de presión acoplados a std valve.

- Cía. TEAM desplaza bomba Jet-E8. Evalúan arena "Tinf" con camión bomba de Cía. San Antonio al tanque:

**TBR=370, BFPD=240, BSW=29%, BPPD=108, THE=23,
Salinidad=1.250 PPM CI**

- Slick Line recupera elementos de presión: PWF=587 PSI.
- Controlan pozo con agua tratada y filtrada de 8.3 LPG. Desasientan Packer JS2A a 9.336'. Sacan conjunto de evaluación.
- Cía. Baker Atlas baja cañones de alta penetración y repunzona el siguiente intervalo:

Arena "Tinf": 9.412' – 9.418' (6') a 5 DPP

- Baján conjunto de Evaluación con Packer-JS2A hasta 9372' en tubing de 3-1/2" SEC. Técnico Cía. Tripoint asienta packer a 9.336'. Slick line Cia. Dygoil abre camisa de 3-1/2" a 9.264'. Cía. TEAM desplaza bomba Jet-E8. Evalúan arena "Tinf" con camión bomba de Cia. San Antonio al tanque:

TBR=88, BFPD=219, BSW=100%, THE=11

- Reversan bomba Jet-E8. Controlan pozo. Desasientan Packer JS2A. Sacan conjunto de Evaluación.
- Cía. Baker Atlas asienta CIBP de 7" a 9.408' para aislar arena "Tinf". Baján conjunto TCP con cargas Extra DP HMX de alta penetración en tubing de 3-1/2" SEC hasta 9.400' (colchón de agua de 4.000'). Correlacionan profundidad de cañones con registro Gamma Ray. Asientan packer R3 a 9168'. Prueban anular con 800 PSI, ok. Sueltan barra detonadora y punzonan el siguiente intervalo:

Arena "T sup.": 9.393' – 9.399' (6') a 5 DPP

- Soplo moderado. Cía. Dygoil Slick line asienta std valve de NO-GO de 3-1/2" a 9.135' y abre camisa de 3-1/2" a 9.101'.
- Cía. TEAM desplaza bomba Jet-E8. Evalúan arena "Tsup" con camión bomba de Cía. SAN ANTONIO al tanque:

TBR=353, BFPD=192, BSW=11%, BPPD=171, THE=11, Salinidad=1.600 PPM CI

- Reversan bomba Jet-E8. Cia. Dygoil Slick line asientan elementos de presión a 9135'. Desplazan bomba Jet-E8. Intentan evaluar arena "Tsup", sin éxito. Reversan bomba y recuperan elementos de presión. Prueban admisión de la arena "Tsup." (0,4 BPM con 3.000 PSI).
- Desplazan bomba Jet-E8. Evalúan arena "Tsup" con camion bomba al tanque:

TBR=374, BFPD=72, BSW=33%, BPPD=48, THE=38, Salinidad=1.000 PPM CI

- Reversan bomba Jet-E8. Controlan pozo con agua tratada y filtrada de 8,3 LPG. Desasientan packer R-3. Sacan conjunto TCP. Baján BHA de prueba en tubing de 3-1/2" hasta 9376'.
- Técnico Cía. San Antonio asienta packer R-3 a 9.335'. Prueban anular con 800 PSI, ok. Prueban admisión de arena "Tsup" con 10 Bls de agua (0,6 BPM con 3.000 PSI). Técnico de Cía. San Antonio realiza "tubing pickling" con 12 bls de HCL al 10%. Realizan

estimulación matricial a la arena "Tsup". Presión inicial 2.900 PSI a 0,5 BPM; Presión final 1.700 PSI a 0,5 BPM. Prueban admisión a la arena "Tsup" a 2,9 BPM con 3.000 PSI.

- Cía. TEAM desplaza bomba Jet-E8. Evalúan arena "Tsup" con camión bomba al tanque:

TBR=1.800, BFPD=2112, BWS=84%, BPPD=338, THE=27, API=30,5

- Reversan bomba Jet-E8. Controlan pozo. Desasientan packer R-3. Sacan conjunto de evaluación. Cía. Baker Atlas asienta tapón CIBP de 7" a 9.310'. Bajan conjunto TCP con cargas Extra DP HMX de alta penetración en tubing de 3-1/2" (colchón de agua de 2.000'). Correlacionan profundidad de cañones con registro Gamma Ray. Asientan packer R-3 a 9.049'. Prueban anular con 800 PSI, ok. Sueltan barra detonadora y punzonan el siguiente intervalo:

Arena "U inf": 9.227' – 9.234' (7') a 5 DPP

9.210' – 9.222' (12') a 5 DPP

- Soplo fuerte. Cía. Dygoil con slick line abre camisa de 3-1/2" a 8.982'.
- Cía. TEAM desplaza bomba Jet-E8. Evalúan arena "Uinf" con camión bomba de Cía. San Antonio al tanque:

TBR=2.328, BFPD=1.104, BSW=16%, BPPD=927, THE=44,

Salinidad=6.500 PPM CI, API seco=29,9

- Reversan bomba Jet-E8. Cía. Dygoil slick line asienta bomba Jet-E8 con elementos de presión acoplados (Cía. TEAM) en camisa de 3-1/2" a 8.982' (se intentó en varias ocasiones recuperar std valve de NO-GO, sin éxito). Evalúan arena "Uinf" con camión bomba de Cía. San Antonio al tanque:

TBR=3.210, BFPD=864, BSW=7%, BPPD=804, THE=63,

Salinidad=6.650 PPM CI, API=29, 9

- Cierran pozo por 16 hrs para restauración de presión.
- Cía. Dygoil Slick line recupera bomba Jet-E8 con elementos acoplados:

Pwf = 1.655 PSI, Pws = 2.287 PSI

- Desplazan bomba Jet-E8. Continúa evaluación de arena "Uinf" al tanque:

TBR=132, BFPD=1.248, BSW=1%, BPPD=1236, THE=132,

Salinidad=6.650 PPM CL, API=29,9

- Reversan bomba Jet-E8. Controlan pozo con fluido especial de control de Cía. San Antonio Desasientan packer. Sacan conjunto TCP (cañones detonados 100%)
- Técnico CENTRILIFT armar y baja BES P12XH6 (226 Etapas)
- Desarman BOP. Arman cabezal Prueban OK.
- Realizan Prueba de Rotación OK.
- Realizan prueba de funcionamiento de BES y producción de la arena "Uinf" al tanque:
- BFPD=1.008, BSW=100%, Hz=50, A=27, V=1.530, Pintk=1619, Tm=249, THE=8
- Equipo se apaga por 2 horas por alta temperatura del motor (360 °F)
- Finalizan operaciones el 29 de enero del 2010

(W.O. No. 01) (14–Abr–2010): ESTIMULAR ARENA “UI”. EVALUAR CON BUILD-UP. REDISEÑAR EQUIPO BES.

- Sacan equipo BES CENTRILIFT P12XH6. Descarga y giro del conjunto: OK. Bomba: giro; OK. Separador de gas: giro y condición mecánica; OK. Sello: extensión del eje y giro OK. Motor: Giro y extensión del eje; OK. Condición mecánica y eléctrica; OK. Cable superior: eléctricamente malo (una fase a tierra).
- Bajan BHA de evaluación con packer. Dygoil recupera Std. Valve de NO-GO de 3-1/2". Cía. Baker asienta packer Retrieve Matic a 9.138'. Prueban anular, OK.
- Cía. SLB realiza tubing pickling con 10 Bls de HCl al 5%. Realiza prueba de admisión a la arena “Ui” con 10 Bls. de agua. Inicial 0,3 BPM A 1.469 PSI; final: 1,3 BPM a 2.100 PSI. Realizan estimulación matricial a la arena “Ui”.
- Cía. Dygoil asientan elemento de presión. Desplazan bomba Jet-11k. Evalúan a la arena “Ui”.

BFPD=456, BPPD=415, BSWF=9%, THE=88, TBR=1.943

- Cierran pozo para restauración de pozo por 18 Hrs. Sacan elemento de presión
- Bajan BHA de evaluación. Desplazan bomba Jet-11k y evalúan a la arena “Ui”

BFPD=552, BPPD=193, BSWF=65%, THE=118, TBR=2.665

- Bajan BES CENTRILIFT P8X H6 : 226 etapas; motor de 114 HP, 2.330 V, 30 A
- Realizan prueba de rotación Ok. Realizan prueba de producción a la estación

BFPD= 600, BSW= 100%, Amp=20, Volt= 906 Hz=48, Pintk=1802PSI, Tm=252 °F,

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW	°API	MÉTODO
ANTES	30-Mar-10	“Ui”	POZO NO APORTA			
DESPUÉS	21-Abr-10	“Ui”	262	20.0	29,9	PPS

A.2.8 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO SHUARA 34D

SHUARA - 34D

PRUEBAS INICIALES Y COMPLETACION: 28-DICIEMBRE-2010

PRUEBAS INICIALES:

PRUEBA	ARENA	INTERVALO	BPPD	BSW (%)	°API a 60 °F	Pc [psi]	OBSERVACION
2-ENE-2011	“ U sup “	9.296' - 9.308'	48	50%	-	CTK	THE CON TCP = 14, SIN ELEMENTOS

COMPLETACION Y PRUEBAS:

- Muelen cemento desde 9.587' hasta 9.730' (COTD).
- Cía. Schlumberger realiza corrida de registros USIT-CBL-VDL-CCL-GR desde 9.720' hasta 8.350'. Buen cemento en zona de interés.

- SCHLUMBERGER arman y bajan conjunto TCP con cargas Power Jet Omega de alta penetración en tubing de 3-1/2" EUE clase "A" hasta 9.308' (colchón de agua: 6.580'). Correlacionan posicionamiento de cañones con Registro Gamma Ray.
- Asientan packer R-3 de 7" x 2-7/8" definitivo a 9.165'.
- Instalan cabezal de producción. Lanza barra y punzonan el siguiente intervalo:
Arena "U sup.": 9.296' – 9.308' (12') a 5 DPP
- Retiran torre. Arman cabezal. Prueban OK.
- Finalizan operaciones el 28 de diciembre del 2010.
- Inician la evaluación con MTU, Jet E 8 al tanque:
BFPD =96, BSW = 50%, BPPD = 48, THE = 14
- Suspenden evaluación por bajo aporte.

(W.O. No. 01) (22-Oct-09): PUNZONAR ARENA "U inf." y "T sup." COMPLETAR PARA EVALUAR SIN TORRE

- Inician operaciones el 5 de febrero del 2011.
- Cia BAKER ATLAS baja cañones convencionales de 4-1/2" y punzonan los siguientes intervalos:
Arena " U Inf.": 9.394' – 9.400' (6') a 5 DPP
Arena "T Sup.": 9.546' – 9.556' (10') a 5 DPP
- Baján completación definitiva para bombeo hidráulico con 3 camisas de 2-7/8", asientan 3 packers FH a: 9.231', 9.362' y 9.498' Prueban OK.
- Realizan prueba de producción de la arena "U Inf." Con jet 9A y MTU al tanque.
TBR=509, BFPD=960, BSW=64%, BPPD=346, THE=15
- Finalizan operaciones el 10 de febrero del 2011.

PRUEBA	FECHA	ARENA	MÉTODO	BFPD	BPPD	BSW	OBSERVACION
ANTES	08-Ene-2010	"Us"	PPH	72	0	100	
DESPUES	14-Feb-2010	"Ui"	PPH	528	301	43	Eval con MTU
	24-Feb-2010	"Ts"	PPH	384	123	68	Eval con MTU

(W.O. No. 02) (17-Mar-11): BAJAR EQUIPO ELECTRICO-SUMERGIBLE PARA PRODUCIR DE ARENA "Ui"

- Baján BES: TD-650 (176+176 etapas).

ANEXO N° 3
HISTORIALES DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS
SELECCIONADOS CON BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE DEL ÁREA LIBERTADOR

TABLA A.3.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO ARAZÁ 02D

FECHA	Pc	BFPD	BPPD	BSW %	ARENA	P. intk.	HZ	MÉTODO	OBSERVACIONES
27-jul-09	Finaliza completación y pruebas iniciales (pozo queda completado con equipo BES TE-1500). Se lo deja produciendo a la frecuencia de diseño=50.5 hz								
31-jul-09		506	476	6	"T inf."	1.069	57	PPS	Salinidad = 3.000 ppmcl
25-ago-09		376	354	6	"T inf."	900	57	PPS	
19-sep-09		288	271	6	"T inf."	768	56	PPS	Regulan frecuencia de 57 a 56 hz. Prueban tbg con bes, ok. Recuperan Std. Valve sale con presencia de escala. Asientan Std. Valve
21-sep-09		333	313	6	"T inf."	814	56	PPS	
23-oct-09		215	205	6	"T inf."	850	56	PPS	
13-ene-10		159	149	6	"T inf."	1.965	59	PPS	Incrementan frecuencia de 58 a 59 hz
16-ene-10	W/L recupera std. Valve de no-go a 9429' (sin éxito), se realiza coild tubing con hcl al 10%								
30-ene-10		216	203	6	"T inf."	769	58	PPS	
24-feb-10		384	361	6	"T inf."	1.380	58	PPS	
28-mar-10		503	473	6	"T inf."	1.956	58	PPS	
31-mar-10	W/L Chequea tubería de 3-1/2" hasta el NO-GO a 9429' (Tubería Limpia) OK								
29-abr-10		472	444	6	"T inf."	1.989	58	PPS	
17-may-10		525	478	9	"T inf."	1.860	58	PPS	Aumenta bsw de 6% a 9%. Salinidad = 600 ppm cl
31-may-10		467	425	9	"T inf."	1.810	58	PPS	
15-jun-10	Recuperan en varios intentos St. valve de NO-GO, sale con presencia de escala en la parte inferior. Regulan frecuencia de 58 a 60 Hz								
16-jun-10		576	524	9	"T inf."	1.989	58	PPS	
17-jun-10		243	221	9	"T inf."	2.197	58	PPS	Regulan frecuencia de 60 a 59
18-jun-10	Limpieza al intake con HCl al 15% con CTU. Realizan prueba de producción, no hay aporte.								
30-jul-10	90	408	359	12	"T inf."	1.070	51	PPS	
27-ago-10	96	384	338	12	"T inf."	1.058	51	PPS	
29-sep-10	100	596	524	12	"T inf."	1.076	51	PPS	
07-oct-10	102	470	376	20	"T inf."	1.115	51	PPS	Incrementan BSW de 12% @ 20%
31-oct-10	110	451	325	28	"T inf."	1.148	51	PPS	
24-nov-10	110	345	248	28	"T inf."	1.170	51	PPS	
28-dic-10	120	349	251	28	"T inf."	1.190	51	PPS	
14-ene-11	100	321	231	28	"T inf."	1.244	51	PPS	
13-feb-11	-	327	222	32	"T inf."	1.249	-	PPS	Salinidad=15.900ppmcl
10-mar-11	-	243	146	40	"T inf."	1.251	-	PPS	Salinidad=15.650ppmcl
22-jul-11	120	288	173	40	"T inf."	-	54,5	PPS	
31-oct-11	130	325	195	40	"T inf."	-	55	PPS	

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

TABLA A.3.2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO ATACAPI 11BD

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	ZONA	MÉTODO	OBSERVACIONES
18-Ene-11	Inician operaciones de pesca + Completación y pruebas iniciales					
14-Feb-11	1.380	1.242	10,0	"T inf."	BES	Fin completación + Pruebas iniciales
16-Feb-11	1.205	1.109	8,0	"T inf."	BES	
17-Feb-11	1.137	1.057	8,0	"T inf."	BES	Salinidad=850 ppm Cl
18-Feb-11	960	893	7,0	"T inf."	BES	Incremento de frecuencia 49Hz a 51Hz
19-Feb-11	792	737	7,0	"T inf."	BES	Prueban tubería con camión bomba OK. regulan frecuencia de 51Hz a 53Hz
29-Mar-11	1.196	1.184	1,0	"T inf."	BES	
11-Abr-11	1.441	1.427	1,0	"T inf."	BES	Regulan frecuencia de 57 Hz A 53Hz
17-Abr-11						Incremento de frecuencia 53Hz a 57Hz
29-Abr-11	1.605	1.573	2,0	"T inf."	BES	
30-May-11	1.623	1.428	12,0	"T inf."	BES	
18-Jun-11	1.613	1.387	14,0	"T inf."	BES	
22-Jun-11						BES Off fases infinitas.
23-Jun-11	Wireline baja Bloque Impresor hasta 9600', marca cabeza de St. valve; Inician WO 01: (Cambio de completación BES por fases infinitas)					
02-Jul-11	Finalizan WO-01: Baja BES WOOD GROUP TG-2000					
04-Jul-11	1.254	803	36,0	"T inf."	BES	P. Intake=1.868, Hz=57; Salinidad=9.500ppmCl
28-Jul-11	1.635	1.308	20	"T inf."	BES	P. Intake=1.843, Hz=57
20-Ago-11	1.631	1.109	32	"T inf."	BES	P. Intake=1.806, Hz=57
04-Sep-11	1.603	1.090	32	"T inf."	BES	P. Intake=1.765, Hz=57
06-Oct-11	1.548	1.053	32	"T inf."	BES	P. Intake=1.710, Hz=57
29-Oct-11	1.383	830	40	"T inf."	BES	P. Intake=1.598, Hz=59

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

TABLA A.3.3 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO ATACAPI 20D

FECHA	PC	BFPD	BPPD	BSW %	ARENA	API	MÉTODO	OBSERVACIONES
12-ago-10								Inician Perforación
28-sep-10								Finalizan Perforación
25-sep-10								Inician Pruebas Iniciales y Completación.
16-oct-10								Finalizan Pruebas Iniciales y Completación. Bajan BES P12XH6 (226 Etapas)
30-sep-10	110	759	683	10	"T inf."	32,0	PPS	
30-nov-10	100	619	557	10	"T inf."	32,0	PPS	
29-dic-10	110	529	476	10	"T inf."	32,0	PPS	
30-dic-10								Equipo trabaja con Fases a Tierra. Salinidad = 1850 ppm Cl
30-ene-11	110	525	473	10	"T inf."	32,0	PPS	
28-feb-11	100	502	452	10	"T inf."	32,0	PPS	
26-mar-11	100	529	476	10	"T inf."	32,0	PPS	
21-abr-11	100	470	423	10	"T inf."	32,0	PPS	Regulan frecuencia de 50 a 51 Hz
29-abr-11	100	494	444	10	"T inf."	32,0	PPS	
12-may-11	96	502	452	10	"T inf."	32,0	PPS	Regulan frecuencia de 51 a 50 Hz

CONTINUACIÓN TABLA A.4.2								
15-may-11	100	470	451	4	"T inf."	32,0	PPS	Declina BSW de 10 a 4%, Hz= 51
20-may-11					"T inf."	32,0	PPS	Regulan frecuencia de 51 a 49 Hz
22-may-11					"T inf."	32,0	PPS	Cambian Std. Valve
23-may-11					"T inf."	32,0	PPS	Cambian Std. Valve
26-may-11	48	459	413	10	"T inf."	32,0	PPS	Drenan gas, Hz=49
27-jun-11	60	431	388	10	"T inf."	32,0	PPS	
21-jul-11	60	319	287	10	"T inf"	32,0	PPS	
7-ago-11	79	392	353	10	"T inf"	32,0	PPS	
27-oct-11	50	537	365	32	"T inf"	21,8	PPS	

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

TABLA A.3.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO ATACAPI 23

FECHA	PC	BFPD	BPPD	BSW %	API	ARENA	MÉTODO	OBSERVACIONES
28-dic-08	170	635	229	64,0		"T inf."	PPS	
20-ene-09	170	694	250	64,0		"T inf."	PPS	
7-feb-09	170	606	218	64,0		"T inf."	PPS	
27-mar-09						"T inf."	PPS	Finaliza W.O. Bajan BES DC-1100
24-abr-09	150	1.121	1.110	1,0		"T inf."	PPS	
10-may-09	170	1.117	1.106	1,0		"T inf."	PPS	
30-jun-09	150	1.117	1.106	1,0		"T inf."	PPS	
30-jul-09	150	1.144	1.133	1,0		"T inf."	PPS	Sensor de fondo descalibrado
24-ago-09	155	1.105	1.094	1,0		"T inf."	PPS	
21-sep-09	150	1.015	1.005	1,0		"T inf."	PPS	
31-oct-09	160	1.105	1.094	1,0		"T inf."	PPS	
26-nov-09	160	1.066	1.055	1,0		"T inf."	PPS	
19-dic-09	160	1.082	1.071	1,0		"T inf."	PPS	
18-ene-10	180	1.123	1.112	1,0		"T inf."	PPS	
28-feb-10	160	1.078	1.067	1,0		"T inf."	PPS	
24-mar-10	150	1.066	1.056	1,0		"T inf."	PPS	
30-abr-10	140	1.135	1.112	2,0		"T inf."	PPS	
30-may-10	140	1.054	1.033	2,0		"T inf."	PPS	
23-jun-10	130	866	849	2,0		"T inf."	PPS	
2-jul-10	120	988	968	2,0		"T inf."	PPS	
11-jul-10	95	820	787	4,0		"T inf."	PPS	
28-ago-10	1440	847	779	8,0		"T inf."	PPS	
25-sep-10	150	1.117	804	28,0		"T inf."	PPS	Salinidad=22.300 PPM Cl
30-oct-10	180	653	392	40,0		"T inf."	PPS	
29-nov-10	190	1.176	470	60,0		"T inf."	PPS	Hz=58
26-dic-10	180	941	377	60,0		"T inf."	PPS	Hz=58
31-ene-11	190	794	318	60,0		"T inf."	PPS	Hz=60
27-feb-11	190	570	228	60,0		"T inf."	PPS	Hz=61
22-mar-11	180	462	185	60,0		"T inf."	PPS	Hz=61
30-abr-11	180	994	298	70,0		"T inf."	PPS	Hz=56
30-may-11	240	640	179	72,0		"T inf."	PPS	Hz=56
29-jun-11	3.500	1.488	1.473	1,0	33,0	"U inf."	PPS	Salinidad 28.550 ppmcl
30-jul-11	3.600	1.262	1.249	1,0	33,0	"U inf."	PPS	
27-ago-11	3.600	1.320	1.307	1,0	33,0	"U inf."	PPS	
21-sep-11	3.600	1.296	1.283	1,0	33,0	"U inf."	PPS	
28-oct-11	160	1.688	1.654	2,0	33,0	"U inf."	PPS	

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

TABLA A.3.5 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO SECOYA 18

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	ZONA	MÉTODO	OBSERVACIONES
29-Dic-08	941	452	52			
30-Ene-09	906	435	52			
13-Feb-09	910	437	52			
26-Jun-09	976	468	52	"U inf."	PPS	
23-Jul-09	925	444	52	"U inf."	PPS	
28-Ago-09	889	427	52	"U inf."	PPS	
25-Sep-09	831	399	52	"U inf."	PPS	
30-Oct-09	670	321	52	"U inf."	PPS	
28-Nov-09	Se chequea tubería de 3-1/2 2.78, se baja hasta el NO-GO @ 8.680'.					
26-Dic-09	1.223	348	74	"U inf."	PPS	
31-Ene-10	941	244	74	"U inf."	PPS	
25-Feb-10	1.070	278	74	"U inf."	PPS	
29-Mar-10	1.017	224	78	"U inf."	PPS	
26-Abr-10	921	203	78	"U inf."	PPS	
27-May-10	1.031	227	78	"U inf."	PPS	
29-Jun-10	1.364	300	78	"U inf."	PPS	
31-Jul-10	1.066	235	78	"U inf."	PPS	
24-Ago-10	1.070	235	78	"U inf."	PPS	
27-Oct-10	1.282	282	78	"U inf."	PPS	
24-Nov-10	1.066	235	78	"U inf."	PPS	
25-Dic-10	784	172	78	"U inf."	PPS	
29-Ene-11	1.041	229	78	"U inf."	PPS	
28-Feb-11	1.035	228	78	"U inf."	PPS	
28-Mar-11	1.035	228	78	"U inf."	PPS	
28-Abr-11	1.023	225	78	"U inf."	PPS	
20-May-11						BES OFF por fases desbalanceadas y bajo aislamiento
25-Jul-11	1.058	233	78	"U inf."	PPS	
29-Oct-11	1.200	264	78	"U inf."	PPS	

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

TABLA A.3.6 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO SECOYA 19

FECHA	BFFD	BPPD	BSW	ARENA	MÉTODO	OBSERVACION
13-Dic-08	668	601	10	"U sup."	PPS	
28-Ene-09	670	603	10	"U sup."	PPS	P. intake=919, HZ=59
07-Feb-09	664	598	10	"U sup."		P. intake=923, HZ=59
21-Mar-09	612	551	10	"U sup."	PPS	P. intake=881, HZ=59
22-Abr-09	Bes off, bajo asilamiento, fases desbalanceadas					
28-May-09	502	452	10	"U sup."	PPS	
28-Jun-09	476	428	10	"U sup."	PPS	
30-Jul-09	427	384	10	"U sup."		
22-Ago-09	485	437	10	"U sup."	PPS	
25-Sep-09	459	413	10	"U sup."	PPS	
31-Oct-09	475	428	10	"U sup."	PPS	
26-Nov-09	372	268	28	"U sup."	PPS	
27-Dic-09	456	328	28	"U sup."	PPS	
29-Ene-10	463	333	28	"U sup."	PPS	
19-Feb-10	318	228	28	"U sup."	PPS	
29-Mar-10	365	263	28	"U sup."	PPS	
29-Abr-10	429	309	28	"U sup."	PPS	
28-May-10	668	481	28	"U sup."	PPS	
30-Jun-10	625	450	28	"U sup."	PPS	
21-Jul-10	600	432	28	"U sup."	PPS	
30-Ago-10	366	263	28	"U sup."	PPS	
26-Sep-10	594	428	28	"U sup."	PPS	
29-Oct-10	408	294	28	"U sup."	PPS	
24-Nov-10	353	254	28	"U sup."	PPS	
24-Dic-10	382	275	28	"U sup."	PPS	
30-Ene-11	329	237	28	"U sup."	PPS	
23-Feb-11	400	288	28	"U sup."	PPS	
24-Mar-11	286	206	28	"U sup."	PPS	
24-Jul-11	365	183	50	"U sup."	PPS	
20-Oct-11	265	133	50	"U sup."	PPS	

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

TABLA A.3.7 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO SECOYA 38D

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	MÉTODO	ARENA	OBSERVACIONES
30-oct-09						Inicia Perforación.
20-nov-09						Finalizan Perforación.
22-dic-09						Inician Pruebas Iniciales y Completación.
29-ene-10						Terminan PI & C. Bajan Bomba P12XH6 (226) Etapas Motor 152 HP, 2.325 V., 40 AMP.
31-ene-10	1.020	979	4	PPS	"U inf."	P. intake = 950; Salinidad 3.600 ppm Cl
14-feb-10	525	520	1	PPS	"U inf."	P. intake = 982
24-feb-10						Sacan muestras de fluido de fondo para P.V.T.
26-feb-10	676	667	1	PPS	"U inf."	P. intake = 931
28-mar-10	294	291	1	PPS	"U inf."	P. intake = 1.202
29-mar-10	52	51	1	PPS	"U inf."	
31-mar-10						inician operaciones de W.O N° 01 (Recuperar BES) Bajo aporte de fluidos.
14-abr-10						Finalizan operaciones de W.O N° 01. 1Bomba Centrífuga P8 * H6. Motor - 114HP. 2.330V, 30AMP.
15-abr-10	612	86	86	PPS	"U inf."	
25-abr-10	300	240	20	PPS	"U inf."	
03-may-10	272	218	20	PPS	"U inf."	
10-may-10	153	122		PPS	"U inf."	
16-may-10	184	147	20	PPS	"U inf."	
17-may-10						W/L Recupera STD-VALVE de 3-1/2" @ 8.927', + asientan STD-VALVE de 3-1/2" @ 8.927'. Se chequea camisa @ 8.892' este cerrada. Ok.
18-may-10	149	119	20	PPS	"U inf."	
31-may-10	376	301	20	PPS	"U inf."	
28-jun-10	313	250	20	PPS	"U inf."	Pwf = 1162
29-jul-10	345	271	20	PPS	"U inf."	
31-jul-10						Inician W.O. No. 02 Por comunicación tbg - csg
09-ago-10						Finalizan W.O. No. 02 Bajan BES P6XH6
10-ago-10	557	22	96	PPS	"U inf."	
11-ago-10	594	59	90	PPS	"U inf."	Pwf = 1383
12-ago-10	541	108	80	PPS	"U inf."	Pwf = 1385, Salinidad = 21.150 ppm Cl
13-ago-10	515	103	80	PPS	"U inf."	Salinidad = 35.500 ppm Cl
11-nov-10	365	256	30	PPS	"U inf."	
21-dic-10	359	144	60	PPS	"U inf."	Salinidad = 35.000 ppm Cl
12-feb-11	465	186	60	PPS	"U inf."	Pwf=589
06-mar-11	353	141	60	PPS	"U inf."	Pwf=869
16-jul-11	494	198	60	PPS	"U inf."	P6XH6
22-oct-11	329	132	60	PPS	"U inf."	

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

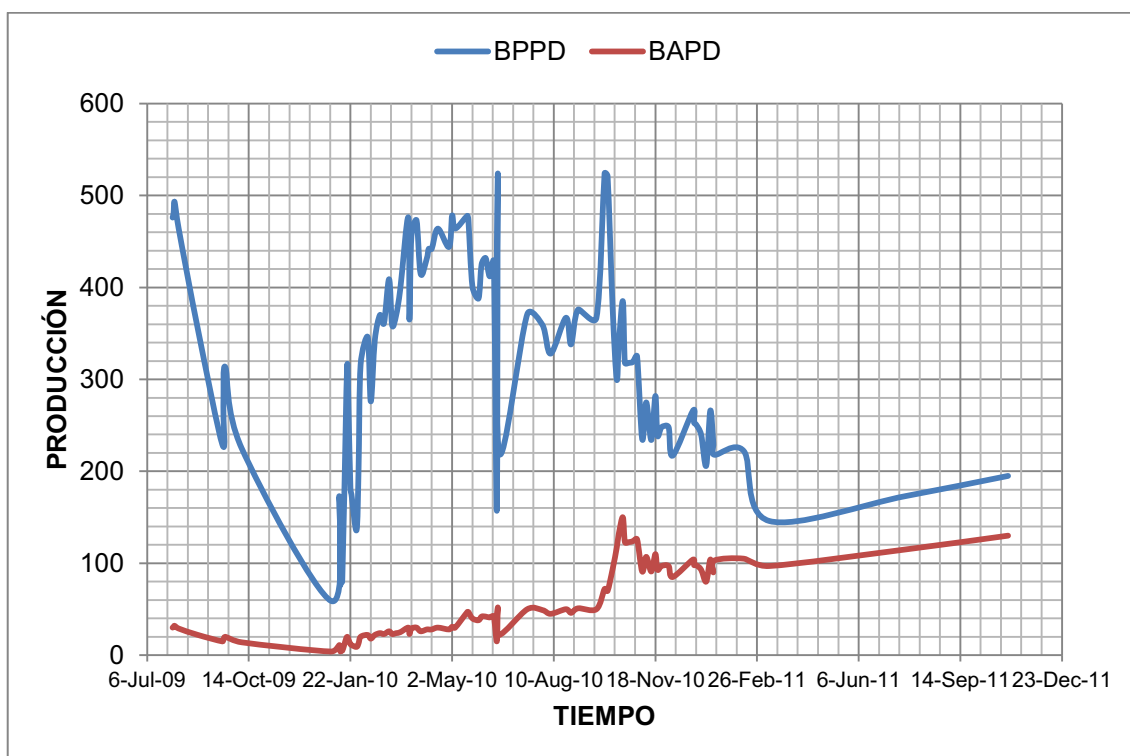
TABLA A.3.8 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO SHUARA 34D

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	ARENA	METODO	OBSERVACIONES
24-nov-10						Inician perforacion
12-dic-10						Finalizan perforacion
19-dic-10						Inician W.O. C&PI
28-dic-10						Finalizan W.O. C&PI, Imician evaluacion con MTU a Tkbota en locacion
29-dic-10	96	48	50	"U sup."	PPH	Inician evaluacion con bomba Jet 10J, cambian bomba por una 9I(por produccion baja), bajan con elementos de presion
31-dic-10	96	77	20	"U sup."	PPH	
2-ene-11				"U sup."	PPH	Cierran pozo desde las 06H00 para Build-up por 24 horas
3-ene-11				"U sup."	PPH	Finaliza Build-up. Recuperan elementos de presion Pwf = 413 PSI, Pws = 3.006 PSI
4-ene-11				"U sup."	PPH	continuan evaluando con bomba 9I y MTU
6-ene-11						Realizan estimulación de Us con Ácido orgánico.
7-ene-11	72	0	100	"U sup."	PPH	
8-ene-11						Reversan Jet Sale cavitada bajan bomba rediseñada 9H
9-ene-11						Suspenden evaluación por bajo aporte
5-feb-11						Inician W. O. N° 01, punzonar arena "U inf."+"Tsup."+ completar y evaluar sin torre
10-feb-11						Fin W.O. N° 01
11-feb-11	720	288	60	"U inf."	PPH	
11-feb-11						W/L Recupera bomba + Std. Valve luego asientan Std. Valve con memorias
14-feb-11	528	301	43	"U inf."	PPH	
17-feb-11	480	240	50	"U inf."	PPH	
19-feb-11	432	208	52	"U inf."	PPH	Salinidad=26.650 ppm Cl
21-feb-11	408	204	50	"U inf."	PPH	
23-feb-11	384	227	41	"U inf."	PPH	
23-feb-11	Finaliza evaluación a la rena "U inf.". W/L recupera, asienta STD. VALVE a 9.160' + abren y cierran camisa de circulación.					
24-feb-11						Inicia evaluación a la arena T superior.
24-feb-11	384	123	68	"Tsup."	PPH	Salinidad=26.000 ppm Cl
26-feb-11	360	314	46	"Tsup."	PPH	
28-feb-11	336	145	57	"Tsup."	PPH	
10-mar-11						Inicia W.O. No. 02 (Bajar equipo BES TD-650)
17-mar-11						Finaliza W.O. No. 02
23-mar-11	396	158	60	"U inf."	PPS	Prueba C-TK, P. intake =1218, Hz=49
5-abr-11	317	127	60	"U inf."	PPS	Prueba CTK, Pint=803, Hz=49
15-abr-11						Cambian fusible en mal estado
25-abr-11	176	70	60	"U inf."	PPS	Prueba CTK, P. intake=767, Hz=49
4-may-11	159	64	60	"U inf."	PPS	Prueba CTK, P. intake=812, Hz=49
30-may-11	190	76	60	"U inf."	PPS	Prueba CTK, P. intake=684, Hz=49
12-jun-11	210	84	60	"U inf."	PPS	Prueba CTK, P. intake=765, Hz=52
27-jun-11	139	56	60	"U inf."	PPS	Prueba CTK, P. intake=810, Hz=52
30-jun-11	155	62	60	"U inf."	PPS	Prueba CTK, P. intake=832, Hz=49
1-jul-11	176	70	60	"U inf."	PPS	Prueba CTK Hz=49
8-jul-11	340	136	60	"U inf."	PPS	P. intake=1.057, Hz=49
30-jul-11	114	46	60	"U inf."	PPS	
12-ago-11	171	68	60	"U inf."	PPS	P. intake=1.019, Hz=49
3-sep-11	89	36	60	"U inf."	PPS	P. intake=860, Hz=49
5-sep-11	172	68	60	"U inf."	PPS	P. intake=856, Hz=48
29-oct-11	149	60	60	"U inf."	PPS	

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

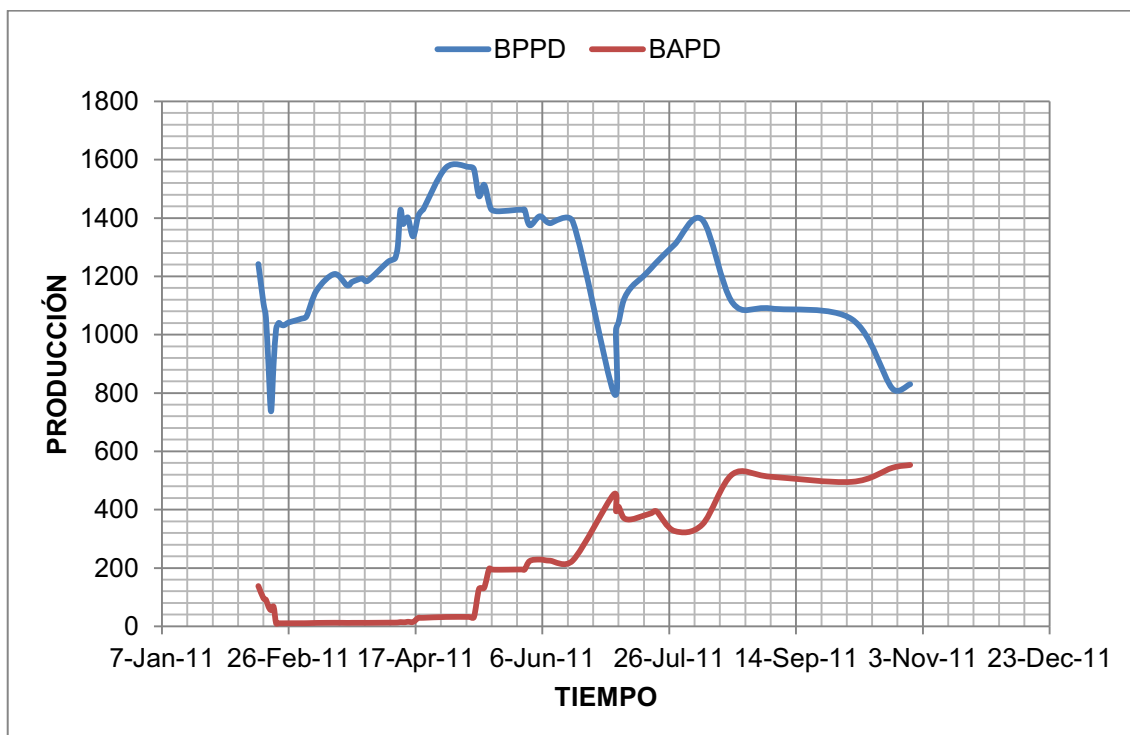
ANEXO N° 4
CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN
DE LOS POZOS SELECCIONADOS CON BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE DEL ÁREA LIBERTADOR

FIGURA A.4.1 PRODUCCIÓN POZO ARAZÁ 02D



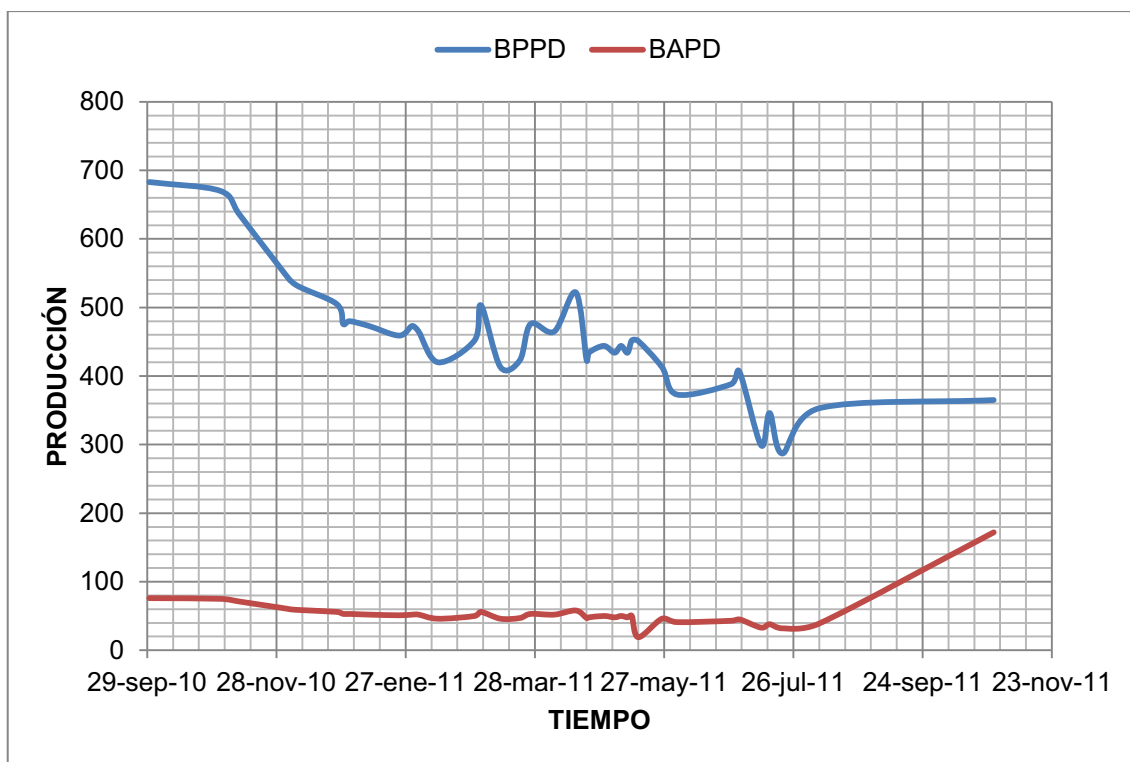
ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

FIGURA A.4.2 PRODUCCIÓN POZO ATACAPI 11BD



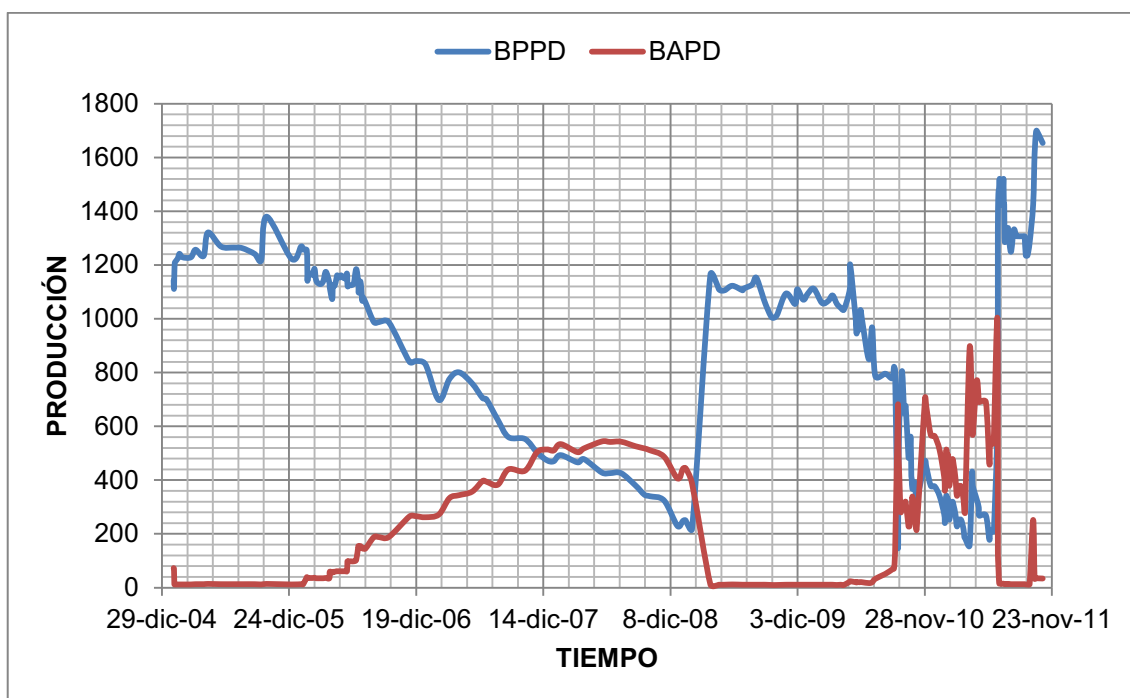
ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

FIGURA A.4.3 PRODUCCIÓN POZO ATACAPI 20D



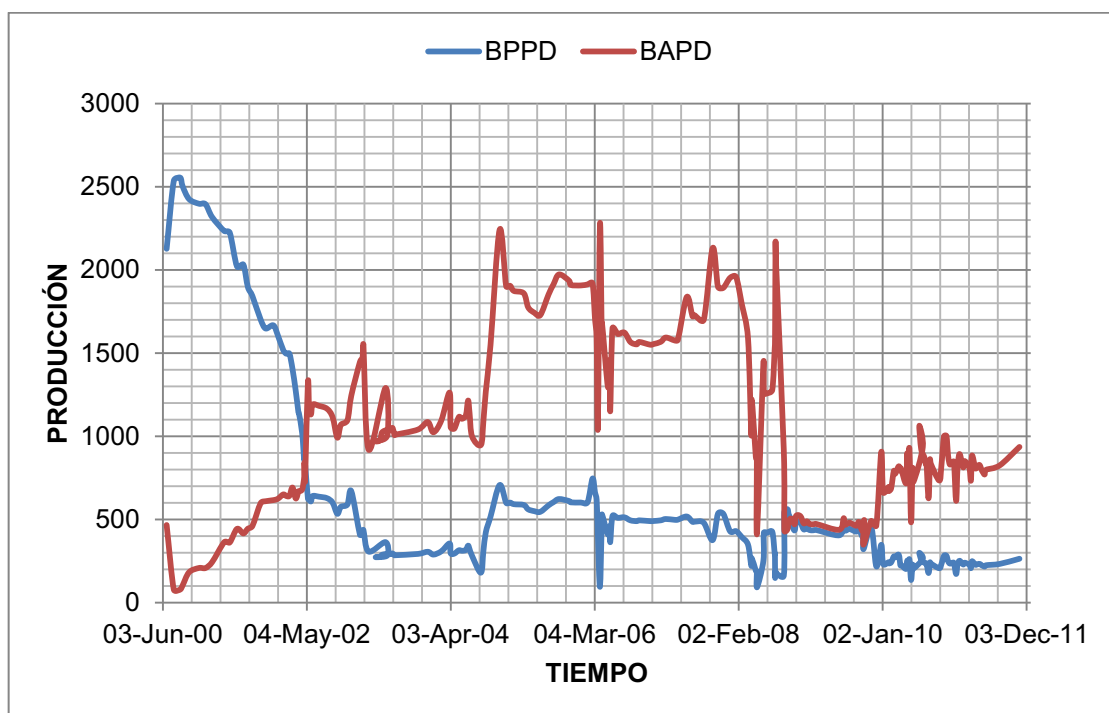
ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

FIGURA A.4.4 PRODUCCIÓN POZO ATACAPI 23



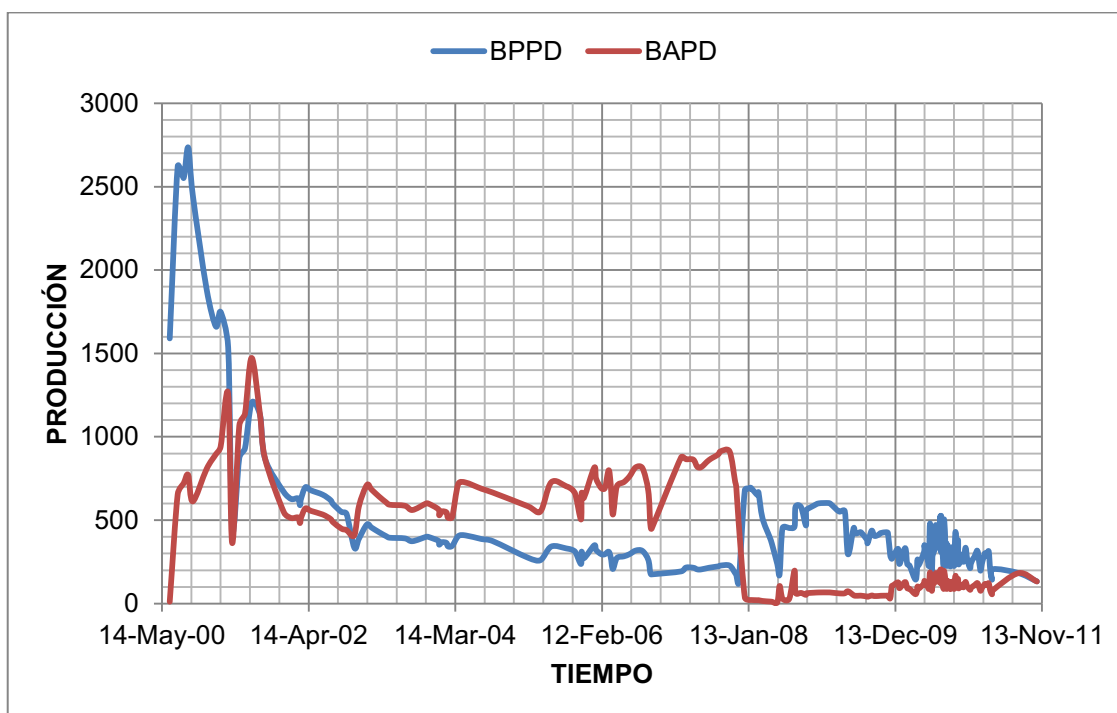
ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

FIGURA A.4.5 PRODUCCIÓN POZO SECOYA 18



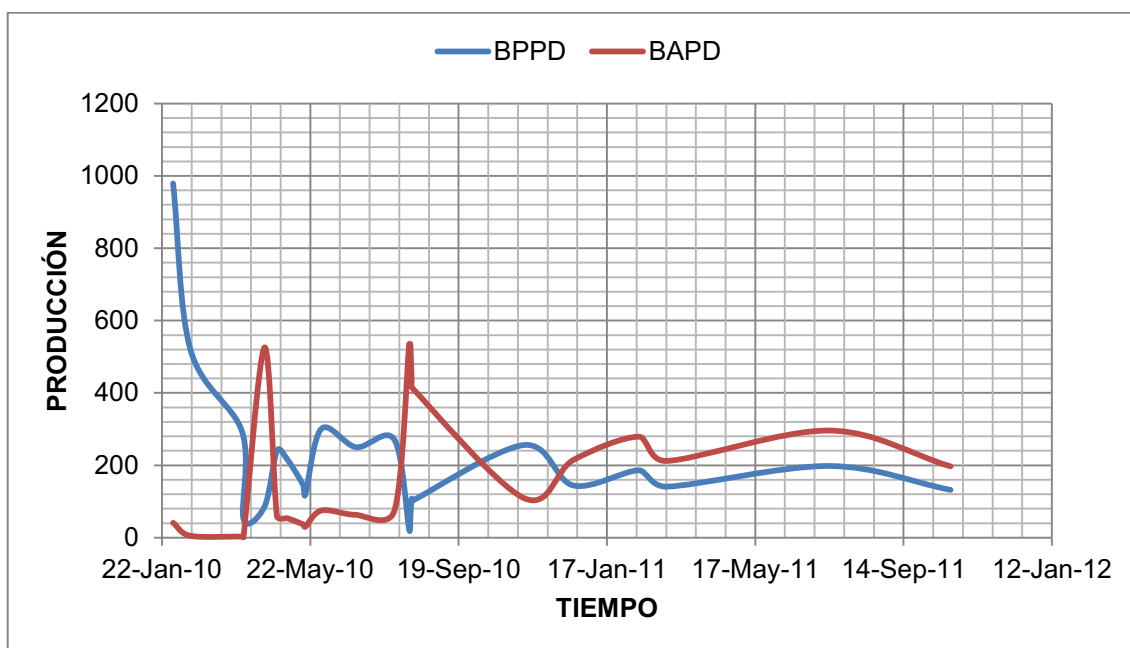
ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

FIGURA A.4.6 PRODUCCIÓN POZO SECOYA 19



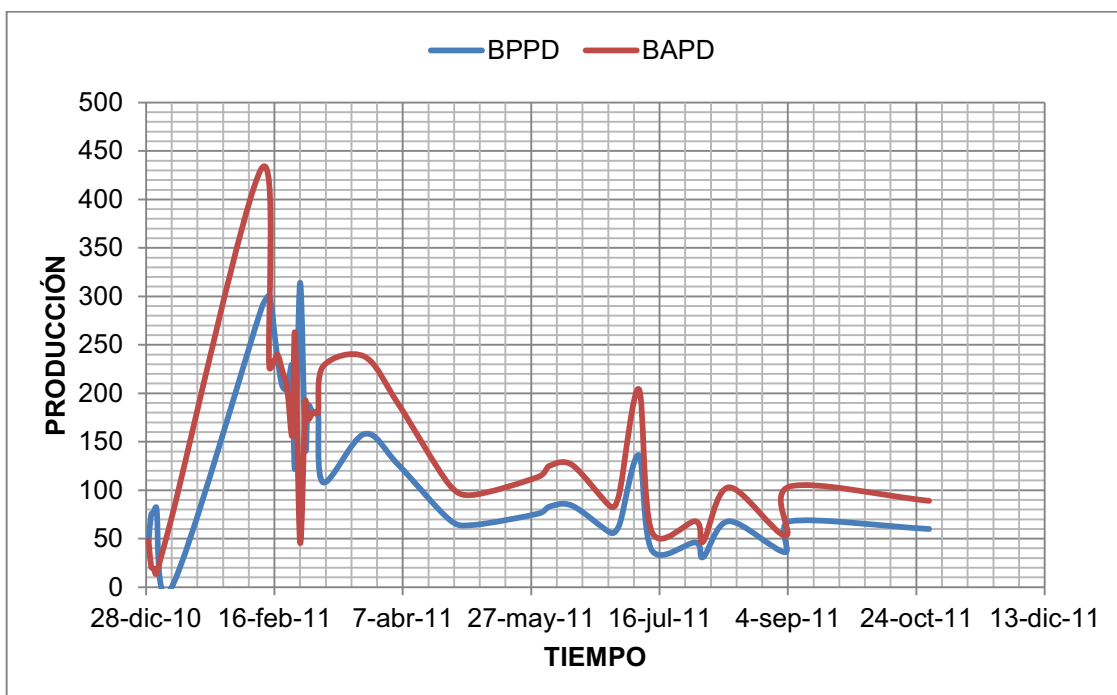
ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

FIGURA A.4.7 PRODUCCIÓN POZO SECOYA 38D



ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

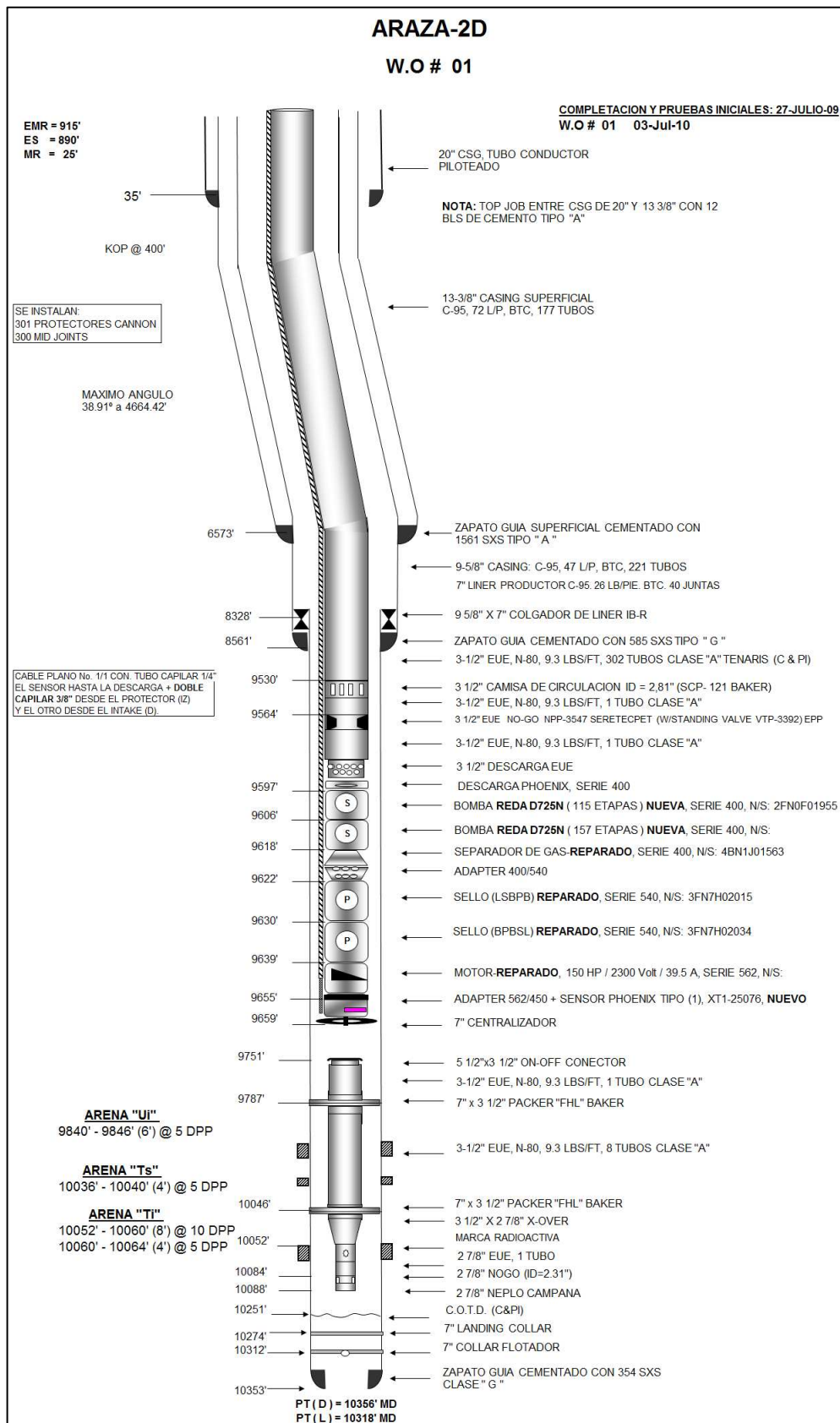
FIGURA A.4.8 PRODUCCIÓN POZO SHUARA 34D



ELABORADO POR: Leonardo Maroto, Danilo Vinlasaca.

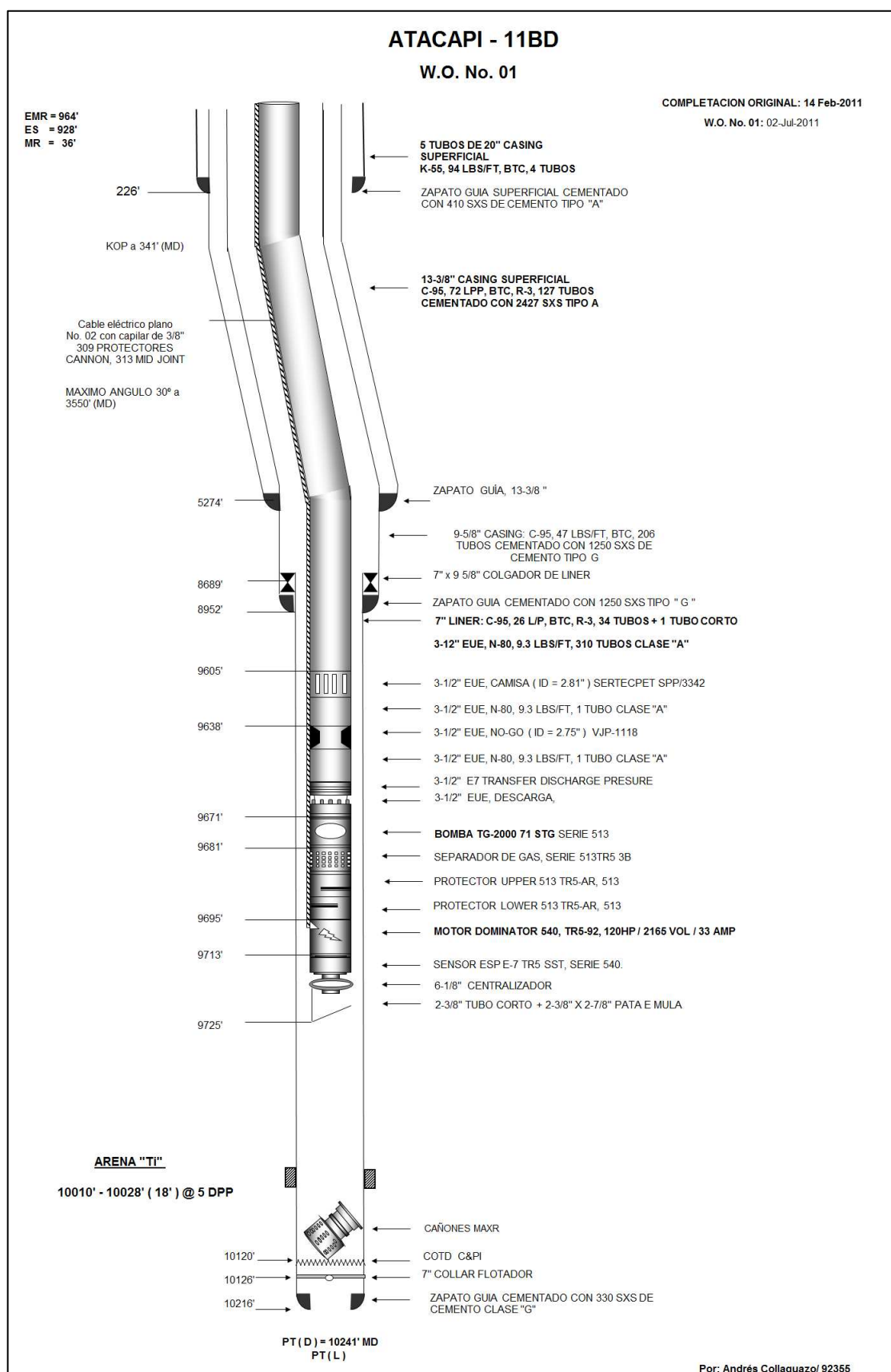
ANEXO N° 5
DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN DE LOS DE LOS
POZOS SELECCIONADOS CON BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE DEL ÁREA LIBERTADOR

FIGURA A.5.1 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO ARAZÁ 02D



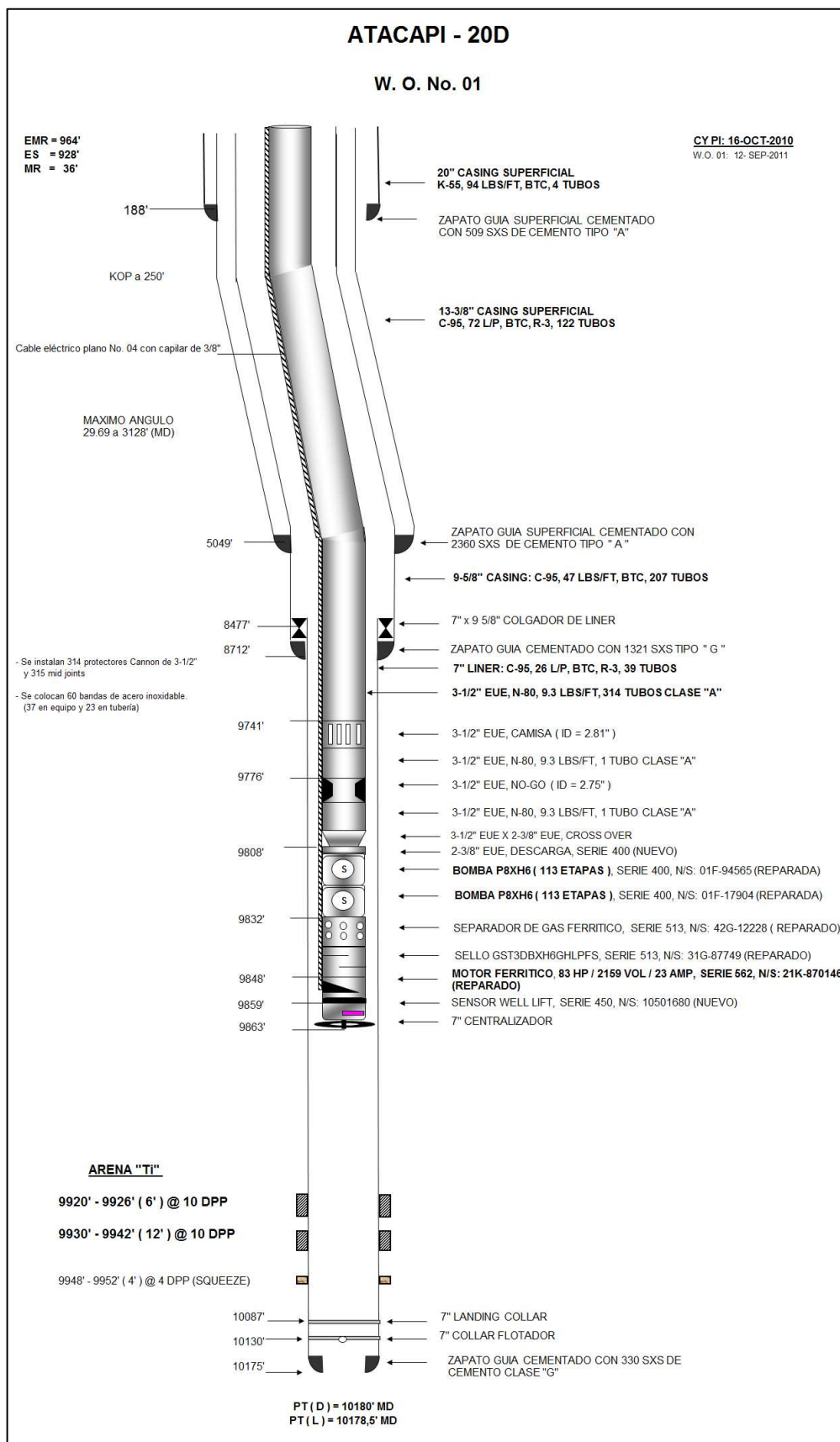
FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.5.2 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO ATACAPI 11BD



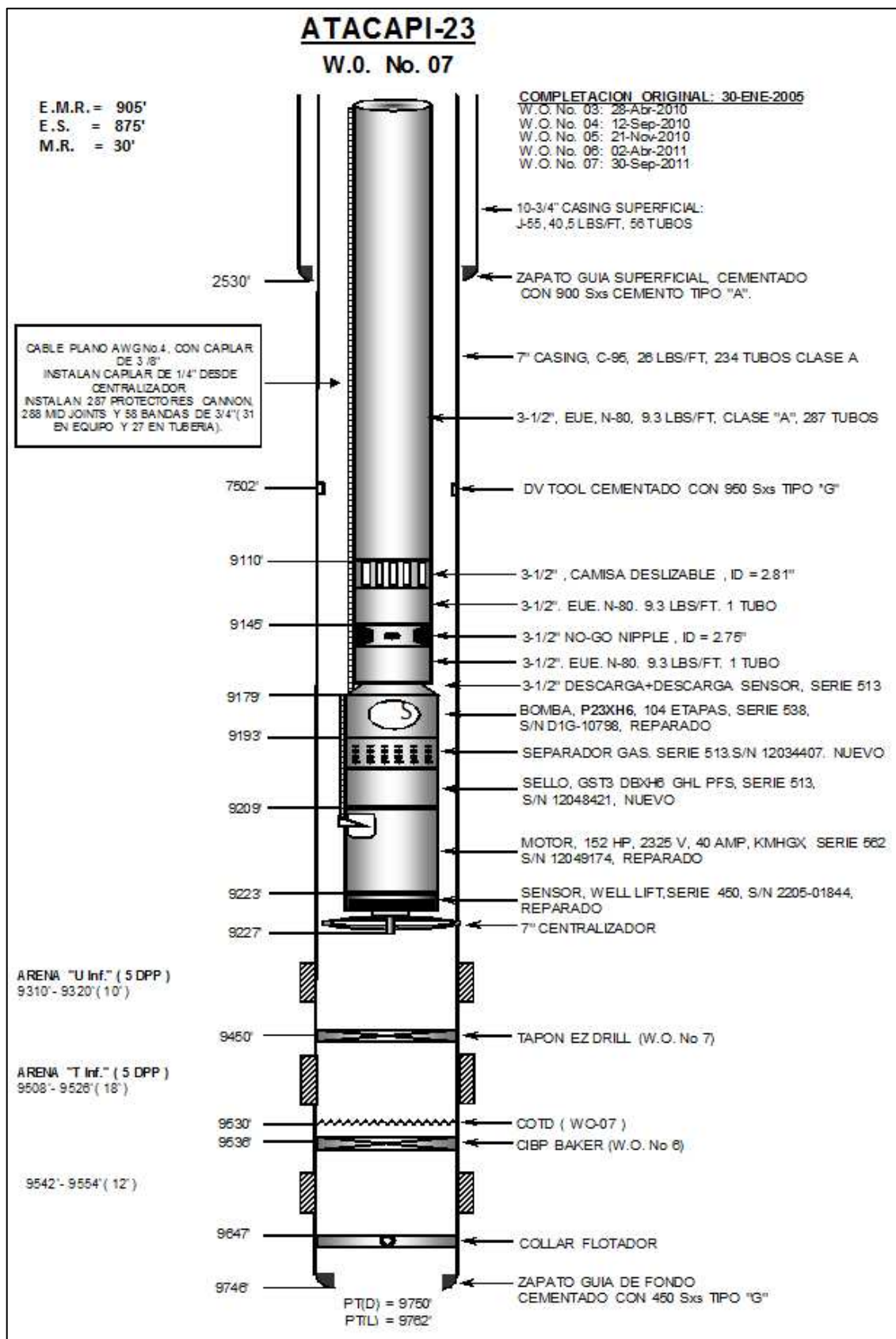
FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.5.3 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO ATACAPI 20D



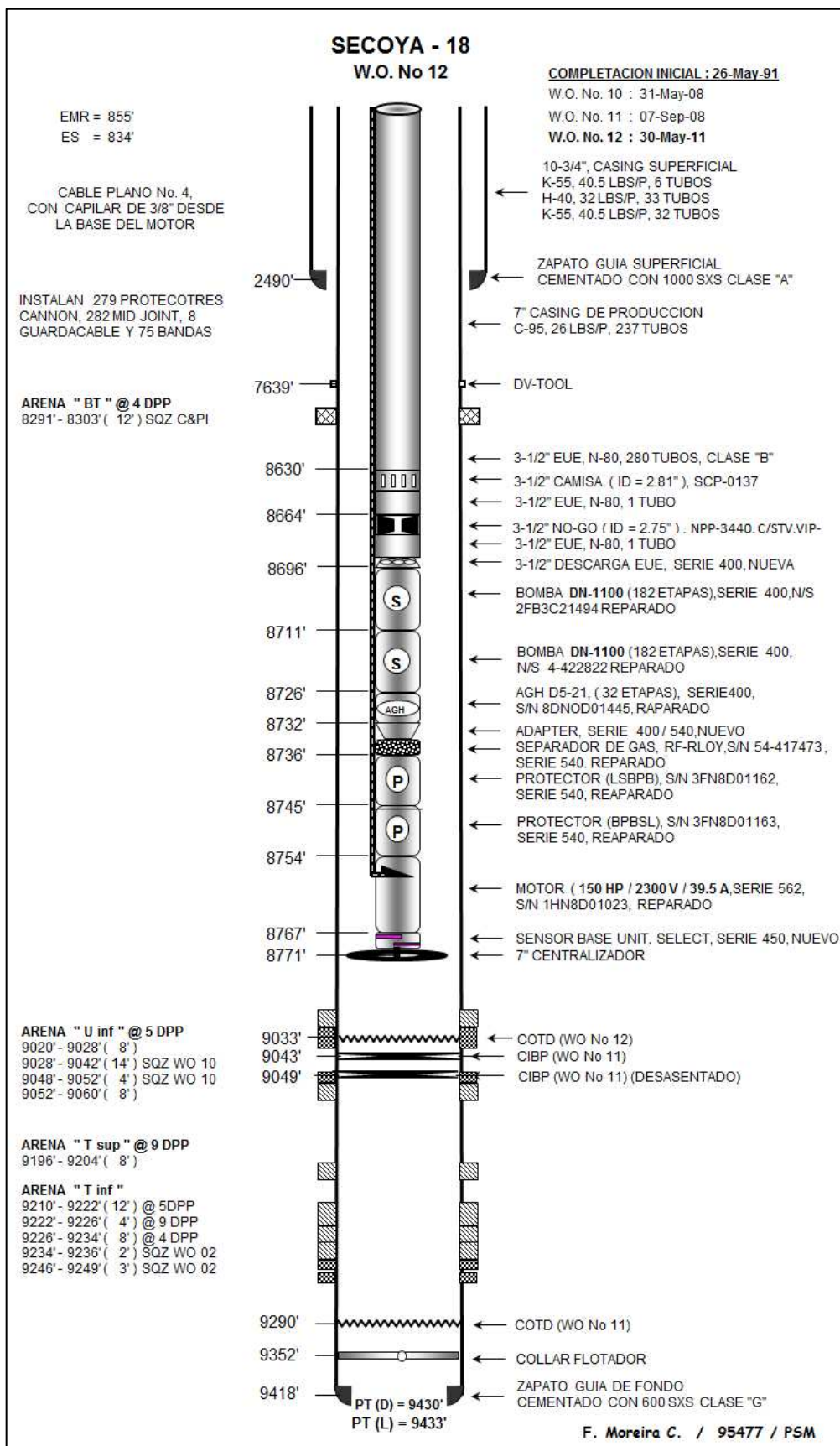
FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.5.4 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO ATACAPI 23



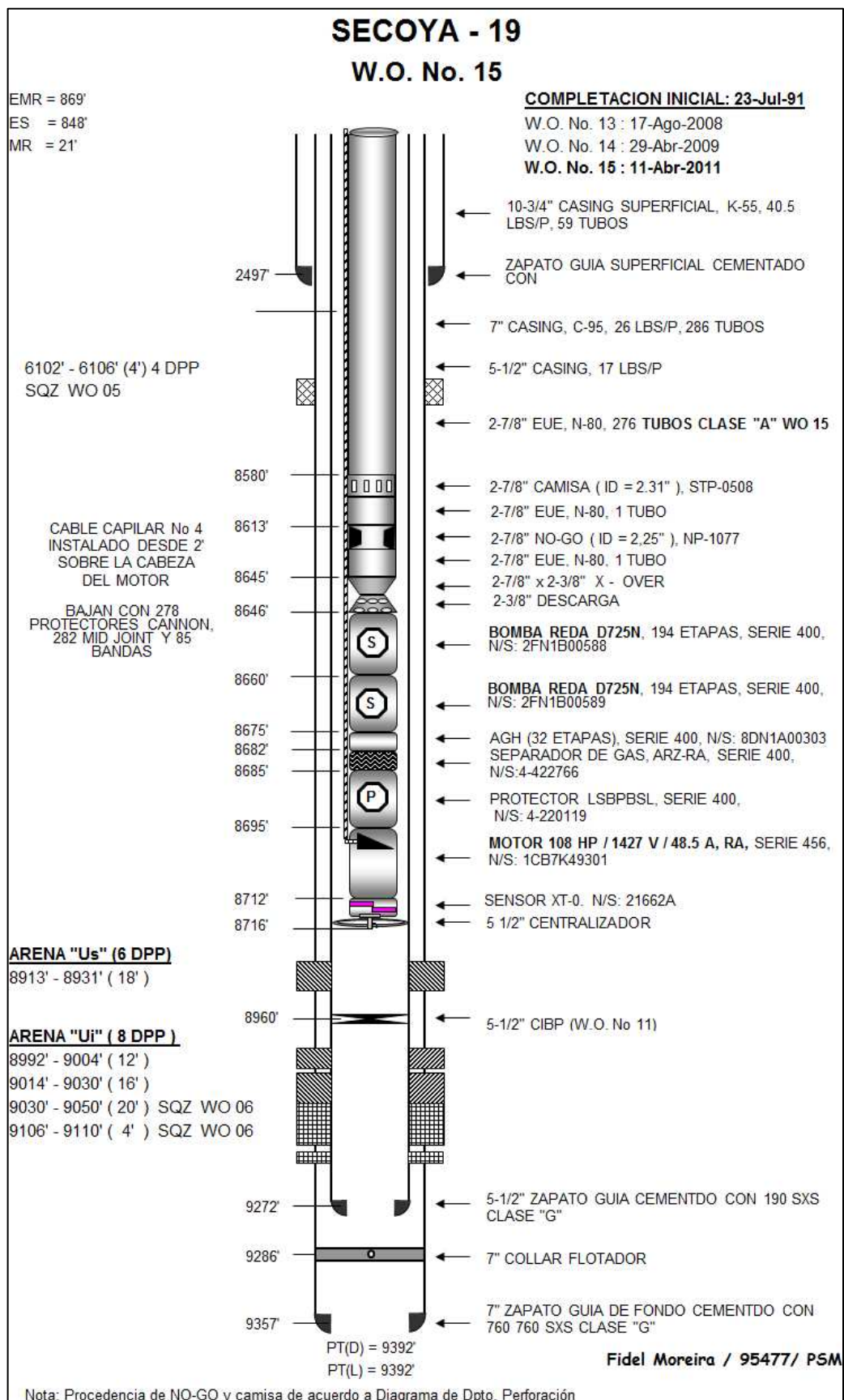
FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.5.5 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO SECOYA 18



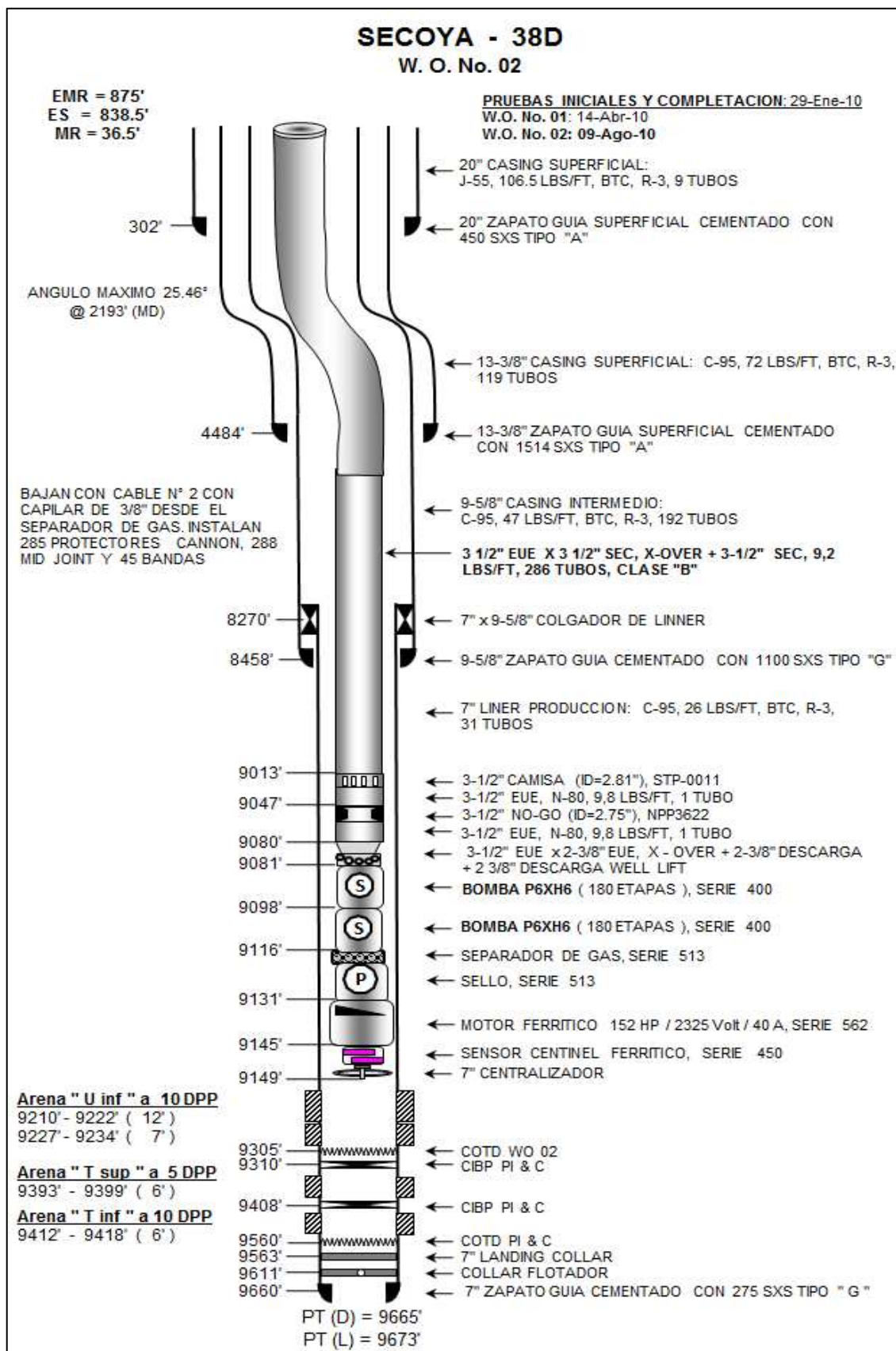
FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.5.6 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO SECOYA 19



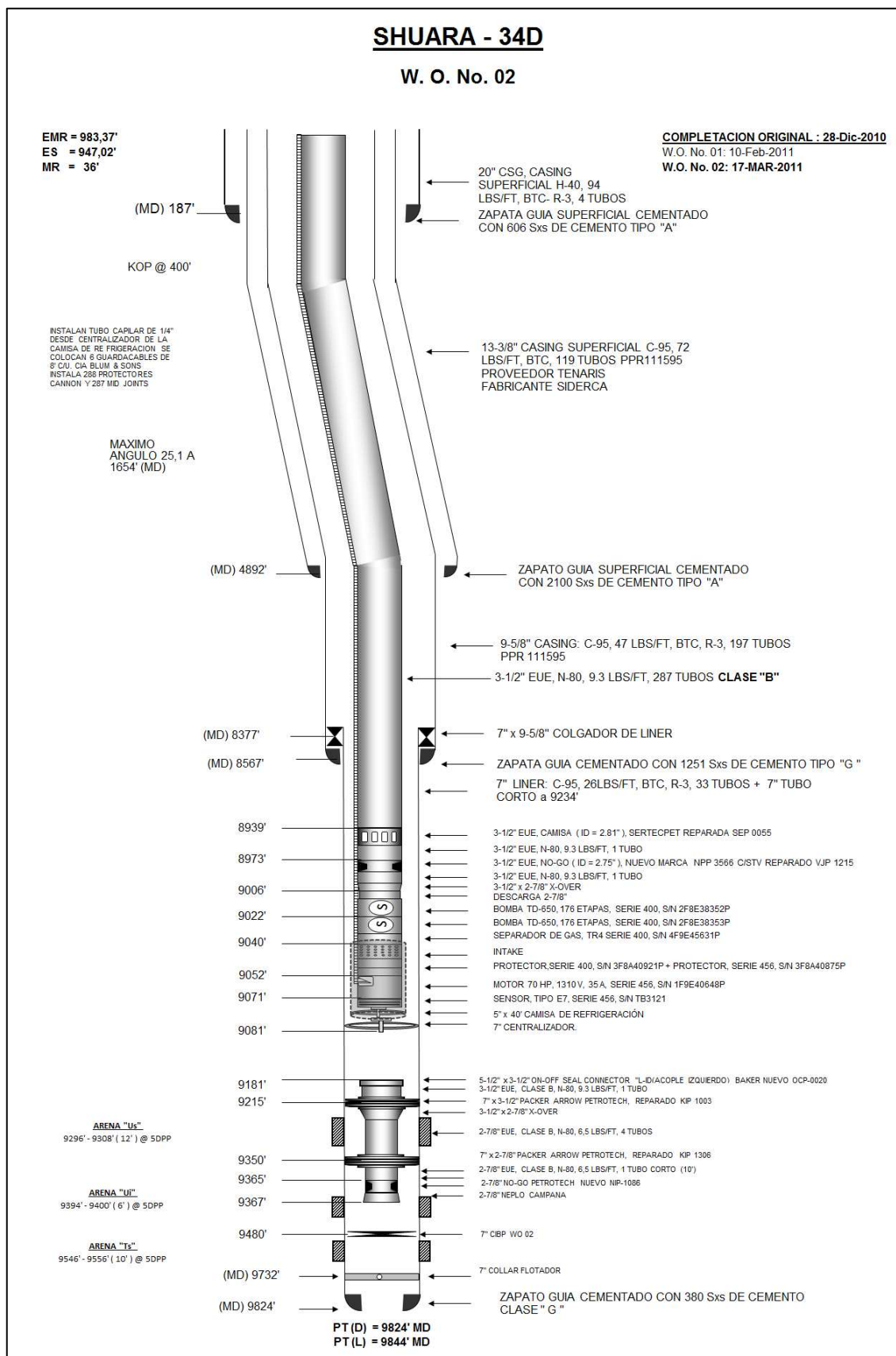
FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.5.7 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO SECOYA 38D



FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.5.8 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO SHUARA 34D



FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

ANEXO N° 6

PROCEDIMIENTO PARA EL ANÁLISIS Y DISEÑO DE

EQUIPOS BES MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DEL

SOFTWARE SUBPUMP

SUBPUMP®

SubPUMP ayuda a diseñar equipos de bombeo electrosumergible mediante la creación de un desempeño óptimo para las condiciones actuales de un pozo o analizando el desempeño de un sistema BES ya instalado. El análisis de la bomba es frecuentemente realizado por un ingeniero de producción. La configuración del pozo, análisis de fluido y comportamiento de afluencia son las bases para un análisis SubPUMP.

Una vez que el sistema de producción ha sido diseñado por completo, se utiliza el sistema de selección de bombas para hallar todos o algunos fabricantes de bombas que cumplan con los criterios de diseño del sistema de producción. Luego se selecciona una bomba del listado de selección de bombas, y el número de etapas de la bomba es después calculado para una frecuencia determinada. Saldrá un mensaje de advertencia si el número de etapas necesarias para obtener un caudal es mayor a la cantidad de etapas permitida por el fabricante de la bomba para una carcasa. Luego se selecciona el motor en una lista de motores que va a operar la bomba. Se da la opción de ajustar el deslizamiento del motor. Una ventana de cable permite seleccionar el cable y calcular el voltaje de fondo o verificar el voltaje en superficie para operar el motor. El análisis de sensibilidad permite realizar cambios al caso base y crear hasta cuatro casos diferentes para compararlos.

A continuación se describen de manera más detallada los pasos para realizar el análisis y el diseño a través de SubPUMP.

A.6.1 INGRESO DE LA DESCRIPCIÓN DEL POZO

En primer lugar, se debe ingresar la descripción del pozo como se indica en la figura A.6.1, el ejemplo seleccionado es el pozo ATACAPI 11BD.

FIGURA A.6.1 INGRESO DE INFORMACIÓN DEL POZO

FUENTE: Software SubPUMP®

A.6.2 SELECCIÓN DEL MODO DE DISEÑO

A partir del ingreso de datos se selecciona el modo de diseño. El software funciona en tres modos de interface mostrados en la figura A.6.2.

FIGURA A.6.2 SELECCIÓN DEL MODO ANÁLISIS O DISEÑO

FUENTE: Software SubPUMP®

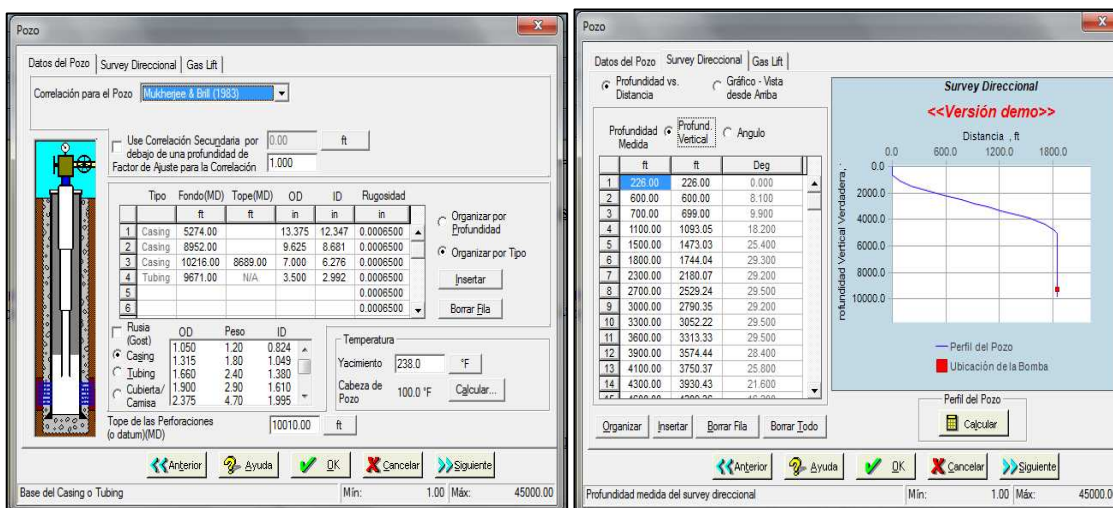
Según el modo de diseño seleccionado, se procede al ingreso de los datos respectivos que se describe en los siguientes pasos.

A.6.2.1 Ingreso de datos modo Análisis

1. La primera ventana que aparece permite el ingreso de los datos de la completación del pozo y el survey direccional en caso de que se lo requiera, además de la temperatura de reservorio y de cabeza, la cual

se ingresa directamente o es calculada mediante correlación. Se elige también la correlación de flujo para los cálculos en la tubería de producción mostrados en la figura A.6.3.

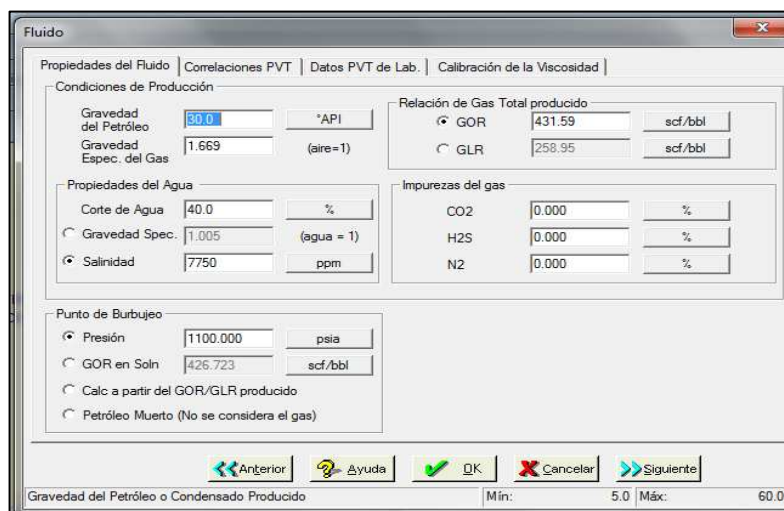
FIGURA A.6.3 INGRESO DE DATOS DE COMPLETACIÓN DE POZO Y SURVEY DIRECCIONAL



FUENTE: Software SubPUMP®

- Al presionar el botón siguiente se despliega la segunda ventana (figura A.6.4), donde se ingresa las propiedades del fluido tal como GOR, densidad API, P_b , entre otros.

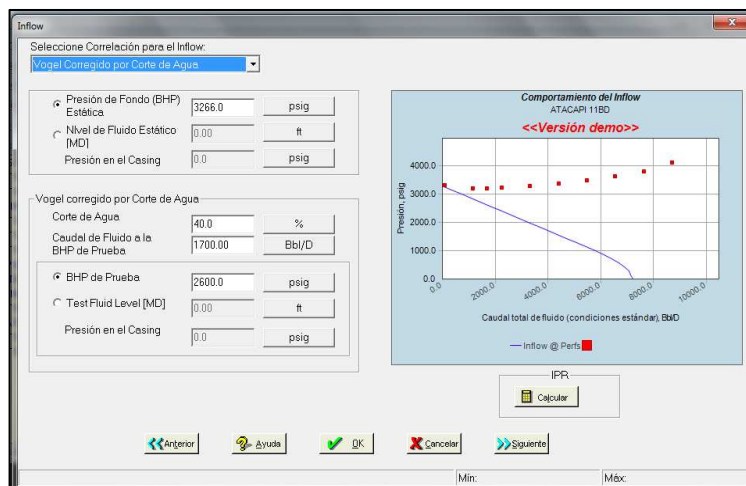
FIGURA A.6.4 INGRESO DE PROPIEDADES DEL FLUIDO



FUENTE: Software SubPUMP®

3. A continuación, se ingresa los datos para el cálculo de la curva IPR (presiones de reservorio, de fondo, corte de agua y caudal de la prueba), según la correlación de inflow requerida, seguidamente al lado derecho de la ventana la imagen se visualiza el comportamiento de inflow, que se indica en la figura A 6.5.

FIGURA A.6.5 INGRESO DE DATOS CURVA INFLOW



4. Posteriormente se ingresa datos de las presiones de cabeza, del tubing y casing, el valor de caudal esperado y la frecuencia de operación del equipo BES mostrados en la figura A.6.6.

FIGURA A.6.6 INGRESO DE PRESIONES Y CAUDAL ESPERADO

The screenshot shows the 'Presiones / Caudales' software interface. It includes:

- Correcciones por Viscosidad: Use la Viscosidad de: Fluido
- Presiones en Cabeza:
 - Tubing: 100.0 psig
 - Casing: 20.0 psig
- Análisis:
 - Frecuencia: 59.000 Hz
 - Entrar Caudal Esperado:
 - Caudal Esperado: 1383.00 Bbl/D

 At the bottom, there are navigation buttons: Anterior, Ayuda, OK, Cancelar, and Siguiente.

FUENTE: Software SubPUMP®

5. Finalmente se procede a ingresar los datos del equipo (figura A.6.7), como son: equipo de superficie, tipo de bomba y número de etapas, sello, motor, cable, 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.

FIGURA A.6.7 INGRESO DATOS DEL EQUIPO

Selección de Equipo

* Obsoleto por el Fabricante

Selección de la Bomba

Banco de Datos de SubPUMP Inventario Archivo Excel de Equipos

Fabricante: ESP

Bombas en Serie 2 Bombas 3 Bombas

Fab	Series	Modelo	Caudal a BEP/DP	Etapas	Mostrar Eq. Obsoleto
ESP	500	TG-2000	2139	71	<input checked="" type="checkbox"/>

Selección del Motor

Banco de Datos de SubPUMP Inventario Archivo Excel de Equipos

Fabricante: ESP

Fab	Series	Tipo	HP	Volts	Amps	Mostrar Eq. Obsoleto
ESP	540	TR5	120.0	2165	33.0	<input type="checkbox"/>

Selección del Cable

Cable en Secciones ESP - Powerline 450

Comportamiento del Equipo

Calcular

Catálogo	Caudal en Superficie:	1908.05	Bbl/D	Nivel de Fluido:	3143.23	ft
	Poder Req'd @ 60 Hz:	61.3	HP	Presión de Entrada a la Bomba	2393.48	psig
				Presión de Fondo	2513.71	psig

Anterior Ayuda OK Cancelar Siguiente

FUENTE: Software SubPUMP®

Una vez ingresada toda la data se elige los gráficos y reportes a presentar por parte del software.

Adicionalmente el software ofrece la alternativa de comparación del comportamiento del equipo BES para diversas variables (veáse figura A.6.8), se elige la sección sensibilidades para evaluación de equipo del software SubPUMP y se ingresa los valores del parámetro a comparar. En este ejemplo se elige esta sección para ingresar el dato de presión futura de reservorio y así analizar el comportamiento del equipo BES.

FIGURA A.6.8 COMPORTAMIENTO DEL EQUIPO BES A DIFERENTES VALORES DE PRESIÓN

FUENTE: Software SubPUMP®

A.6.2.2 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.

FIGURA A.6.9 INGRESO DE DATOS DE PRESIONES Y CAUDALES DISEÑO RIGUROSO

FUENTE: Software SubPUMP®

A continuación, se selecciona la bomba adecuada para el manejo del caudal deseado. En el modo diseño riguroso, las etapas de la bomba se calculan 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 selección de bomba, que se indica en la figura A.6.9, 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.

FIGURA A.6.10 SELECCIÓN DE EQUIPO – MODO DISEÑO RIGUROSO

Selección de Equipo

Auto selección del Equipo... Frecuencia de Diseño: 56.000 Hz

Selección de la Bomba

Equipo de Superficie: Banco de Datos de SubPUMP Inventario Archivo Excel de Equipos

Fabricante: Schlumberger/Reda

La opción "Etapas" es para analizar el comportamiento de la bomba. El caudal se calculará de acuerdo al número fijo de etapas, el cual puede ser muy diferente al caudal de diseño.

Feb	Serie	Modelo	Caudal a BEP/DP	Etapas	Mostrar Eq. (Opcional)Obsoleto
Reda	400	D475N	428	390	<input checked="" type="checkbox"/>

Selección del Motor

Banco de Datos de SubPUMP Inventario Archivo Excel de Equipos

Fabricante: Schlumberger/Reda

Feb	Serie	Tipo	HP	60 (Hz) en la Placa		Mostrar Eq. Obsoleto
				Volts	Amps	
Reda	540D1	D@100%	150.0	2314	40.8	<input type="checkbox"/>

Selección del Cable

Cable en Secciones Rueda - Ruedalead

Comportamiento del Equipo

Calcular

Catálogo:

Caudal en Superficie:	475.59	Bbl/D	Nivel de Fluido:	6887.46	ft
Poder Req'd @ 60 Hz:	51.5	HP	Presión de Entrada a la Bomba:	701.61	psig
			Presión de Fondo:	739.05	psig

Anterior Ayuda OK Cancelar Siguiente

Selección de la Bomba

Bomba | Housing | Derating | Correcciones por Viscosidad | Interferencia por Gas

Banco de Datos de SubPUMP Inventario Archivo Excel de Equipos

Fabricante: Almaz Alnas Borets CAI Centrifl/ODI ESP Novomet Schlumberger/Reda Weatherford WSP

Mostrar Eq. Obsoleto: Frecuencia de Diseño: 56.000 Hz

Feb	Serie	Modelo	Máx. Caudal No.	Caudal Bbl/D	BEP/DP Bbl/D	Caudal Bbl/D
Reda	400	D725N	439	327	671	861
Reda	400	D475N	465	187	428	582

Condiciones a la Entrada de la Bomba

PIP de Diseño	704	psig
Caudal de Liq.	527.98	Bbl/D
Caudal de Liq+Gas	529.61	Bbl/D

Diseño vs Catalogo

	Caudal	PIP
390 Etapas		
Cond. de Diseño	480.00	704
Comportamiento Basado en Catalogo:	475.59	706

Eficiencia de la Bomba: 48.47% Comportamiento de la Bomba

Calcular

* Equipo obsoleto

Ayuda OK Cancelar Motor

Mín: Máx:

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:

1. 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:

$$HP_{motor} = HP_{bomba} + HP_{separador} + HP_{manejador\ gas} + HP_{sello} \quad (A.6.1)$$

2. Para estimar los HP de separador y manejo de gas a la frecuencia de operación se emplea la siguiente expresión:

$$HP@Hz = (HP@60\ Hz) * \left(\frac{Hz}{60}\right)^3 \quad (A.6.2)$$

3. 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.6.3

$$HP_{motor}\ @60\ Hz = HP_{motor}\ @\ Hz * \frac{60}{Hz} \quad (A.6.3)$$

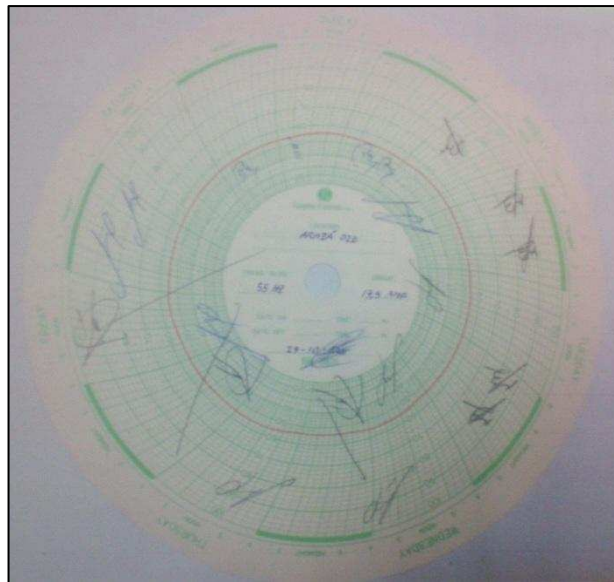
En caso de no existir un motor con el número de HP calculado, se escoge el inmediatamente superior, con la premisa de que este opere a una carga razonable. Para la elección de sello, este se elige de acuerdo a la carga de empuje calculada por SubPUMP.

4. 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 y se emplea la expresión A.6.4 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.6.5.

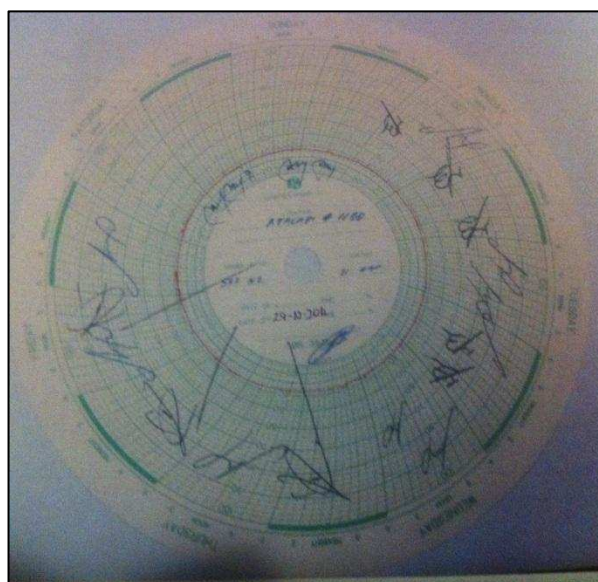
$$Caída\ de\ voltaje\ cable = \frac{Profundidad\ asentamiento\ de\ la\ bomba}{1000\ ft} \left(\frac{Caída\ Voltaje}{1000\ ft}\right) T_{factor} \quad (A.6.4)$$

$$Voltaje\ en\ superficie = Voltaje\ de\ motor + Caída\ de\ voltaje\ cable \quad (A.6.5)$$

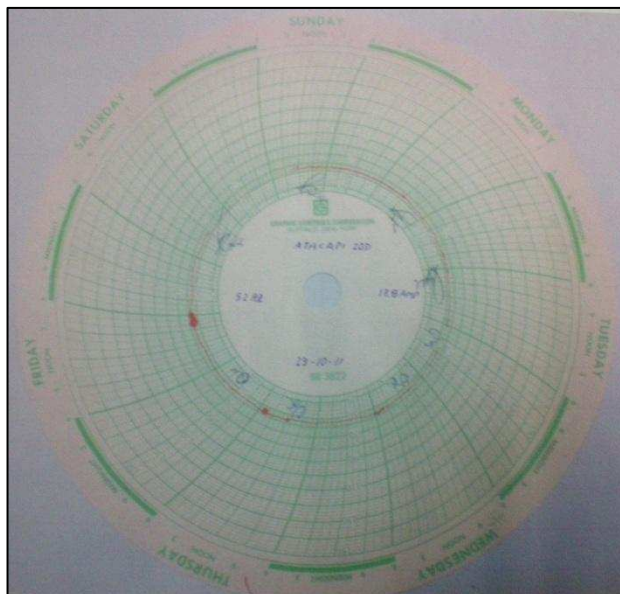
ANEXO N° 7
CARTAS AMPERIMÉTRICAS DE LOS POZOS
SELECCIONADOS

FIGURA A.7.1 CARTA AMPERIMÉTRICA POZO ARAZÁ 02D

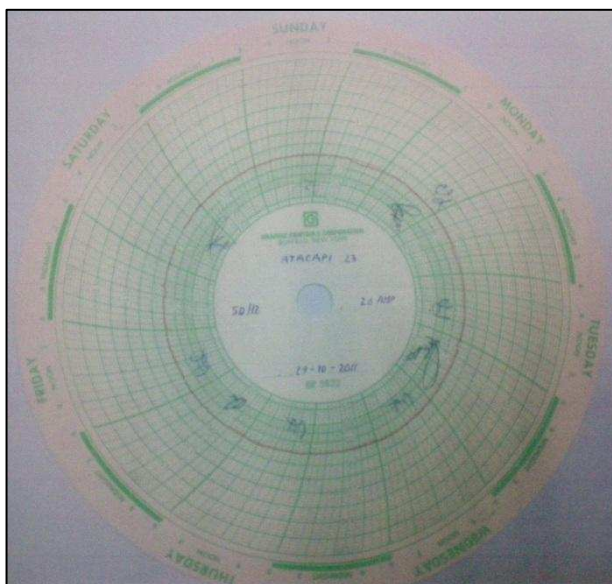
FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.7.2 CARTA AMPERIMÉTRICA POZO ATACAPI 11BD

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

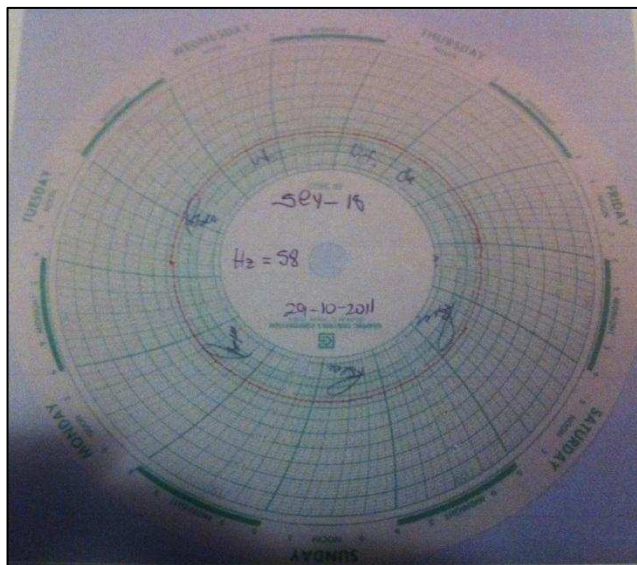
FIGURA A.7.3 CARTA AMPERIMÉTRICA POZO ATACAPI 20D

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador - EP PETROECUADOR.

FIGURA A.7.4 CARTA AMPERIMÉTRICA POZO ATACAPI 23

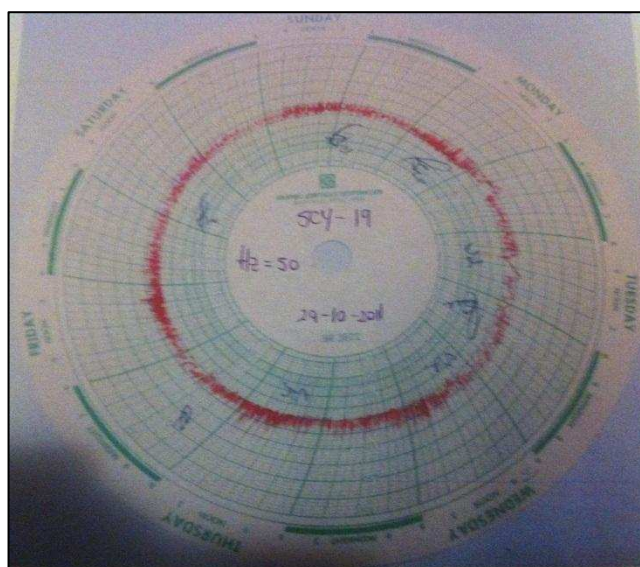
FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador - EP PETROECUADOR.

FIGURA A.7.5 CARTA AMPERIMÉTRICA POZO SECOYA 18

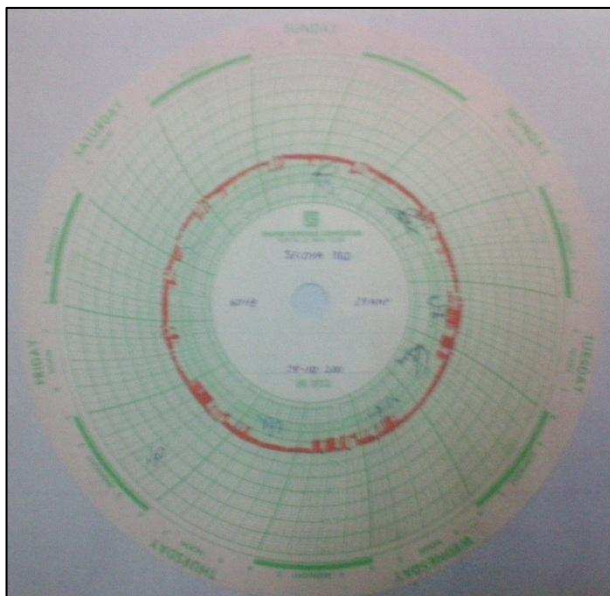


FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

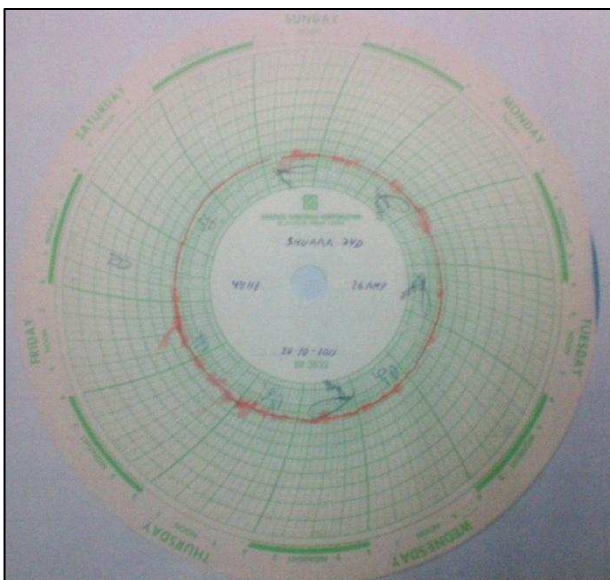
FIGURA A.7.6 CARTA AMPERIMÉTRICA POZO SECOYA 19



FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador - EP PETROECUADOR.

FIGURA A.7.7 CARTA AMPERIMÉTRICA POZO SECOYA 38D

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador - EP PETROECUADOR.

FIGURA A.7.8 CARTA AMPERIMÉTRICA POZO SHUARA 34D

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador - EP PETROECUADOR.

ANEXO N° 8
CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN
TUBERÍAS

TABLA A.8.1 CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO

Correlación	Recomendada	No Recomendada
MONA Modified (1986)	Pozos desviados o pozos con tubería desviada.	-
Mukherjee & Brill (1983)	Pozos desviados o pozos con tubería desviada, pozos con altos GLR.	-
Beggs & Brill (1973)	Pozos desviados o pozos con tubería desviada.	-
Ansari Mechanistic (1987)	Pozos levemente desviados (< 30° de la vertical).	Pozos altamente desviados, tubería desviada.
Sylvester & Yao Mech (1987)	Flujo ascendente, pozos desviados.	-
Aziz etal. (1972)	Pozos verticales.	Pozos desviados, pozos con tubería desviada.
Orkiszewski (1967)	Pozos verticales.	Pozos desviados, pozos con tubería desviada.
Duns & Ros (1963)	Pozos verticales con alto GLR.	Pozos desviados, pozos con tubería desviada.
Hagedorn & Brown (1963)	Pozos verticales con GLR < 10.000 scf/stb.	Pozos desviados, pozos con tubería desviada.
Fancher & Brown (1963)	Pozos verticales con ratas de flujo < 400 bpd y GLR < 5.000 scf/stb	Pozos desviados, pozos con tubería desviada.
Baxendall & Thomas (1961)	Pozos verticales con tubería larga y alta viscosidad.	Pozos desviados, pozos con tubería desviada.
Poettmann & Carpenter (1952)	Pozos verticales con Visc.<5cP;GLR< 1500scf/stb; Caudal>420 bpd	Pozos desviados, pozos con tubería desviada: Visc>5cP: GLR>1500scf/stb:Caudal<4 2D bpd
Chokshi(1996)	Pozos verticales.	Pozos desviados o pozos horizontales.
Gomez (2000)	Pozos verticales, pozos horizontales, pozos desviados, líneas de flujo de KDiam. Tubería<8; Caudal<27KBPD; Caudal Gas<t 10K scf/day: 8.3<API<112	-

FUENTE: Wood Group ESP

ANEXO N° 9
FACILIDADES DE PRODUCCIÓN ÁREA LIBERTADOR

FIGURA A.9.1 MANIFOLD – ESTACIÓN FRONTERA

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.9.2 SEPARADORES – ESTACIÓN FRONTERA

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.9.3 TANQUE DE LAVADO – ESTACIÓN FRONTERA

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.9.4 BOMBAS DE TRANSFERENCIA – ESTACIÓN FRONTERA

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.9.5 UNIDADES DE MEDICIÓN – ESTACIÓN FRONTERA

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.9.6 COMPRESORES – ESTACIÓN FRONTERA

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.9.7 UNIDADES DE MEDICIÓN – ESTACIÓN SECOYA

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.9.8 MANIFOLD – ESTACIÓN TAPI

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.9.9 SEPARADORES – ESTACIÓN TAPI

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.9.10 BOMBAS DE TRANSFERENCIA – ESTACIÓN TAPI

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.9.11 UNIDADES DE MEDICIÓN – ESTACIÓN TAPI

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.9.12 COMPRESORES – ESTACIÓN TAPI

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.9.13 MANIFOLD – ESTACIÓN TETETE

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.9.14 SEPARADORES – ESTACIÓN TETETE

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.9.15 TANQUE DE LAVADO – ESTACIÓN TETETE

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.9.16 BOMBAS DE TRANSFERENCIA – ESTACIÓN TETETE

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.9.17 UNIDADES DE MEDICIÓN – ESTACIÓN TETETE

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.9.18 UNIDADES DE BOMBEO WEATLEY – ESTACIÓN TETETE

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.9.19 UNIDADES DE MEDICIÓN – ESTACIÓN SHUSHUQUI

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.9.20 UNIDAD DE MEDICIÓN – ESTACIÓN SHUARA

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.9.21 UNIDAD DE MEDICIÓN – ESTACIÓN PICHINCHA

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.

FIGURA A.9.22 UNIDAD DE MEDICIÓN – ESTACIÓN ATACAPI

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador – EP PETROECUADOR.