

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS QUE PRODUCEN EN LOS CAMPOS CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA OPERADOS POR EP PETROECUADOR, MEDIANTE ANÁLISIS NODAL

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

LENIN PATRICIO DONOSO ACOSTA

lenindo@hotmail.com

ALEX MARCELO SOLÍS FREIRE

alexs21349@hotmail.com

DIRECTOR: ING. GUILLERMO ORTEGA VERINAZ MSc.

ruben.ortega@epn.edu.ec

Quito, Mayo 2013

DECLARACIÓN

Nosotros, Lenin Patricio Donoso Acosta y Alex Marcelo Solís Freire, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

Lenin Patricio Donoso A.

Alex Marcelo Solís F.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Lenin Patricio Donoso Acosta y Alex Marcelo Solís Freire, bajo mi supervisión.

ING. GUILLERMO ORTEGA V. MSc.

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

En primer lugar le agradezco a Dios por cuidarme bendecirme y guiar mi camino durante todos estos años.

Agradezco a mis padres Fernando y Graciela por todo el apoyo que me han brindado por sus palabras de aliento y todas las enseñanzas y el ejemplo que me han dado.

A mis hermanos Carlos y Marcelo que han estado conmigo en buenas y malas aconsejándome y siendo participes de todas las metas que he logrado.

A mi abuelita, tíos y tías en especial a mi tía Aurelina por estar siempre pendiente de mi e impulsarme a que nunca deje de luchar por mis sueños.

A los perforadores que más que mis compañeros han sido mis amigos y mi segunda familia con los que hemos compartido sueños, triunfos, derrotas pero siempre juntos apoyándonos.

A mi compañero y amigo Marcelo con quien pasamos muchas complicaciones y alegrías para ver por fin culminado nuestro proyecto de titulación.

A mis maestros Ing. Gerardo Barros, Ing. Raúl Valencia, Ing. Vinicio Melo, Ing. Guillermo Ortega quienes han sabido inculcarme parte de su sabiduría para convertirme en un buen profesional y una mejor persona.

LENIN PATRICIO DONOSO ACOSTA

AGRADECIMIENTO

Primeramente agradezco a Dios y a mi Virgencita, que me dan el regalo de la vida cada día para poder seguir adelante cumpliendo una a una las metas que me propongo.

A mis padres Marcelo y Martha por ser quienes con su apoyo incondicional hicieron posible la consecución de este peddño más en mi vida.

A mis hermanos Diego, Daniel y Paola, por ser quienes me dieron la fuerza cada día con su voz de aliento, para sobrellevar las adversidades que se presentan en la vida.

Al Ing. Guillermo Ortega quien supo guiarnos con su conocimiento y con su calidad humana durante la elaboración de este proyecto. Muchas gracias.

A mi compañero Lenin Donoso con quien compartimos la responsabilidad de realizar este proyecto, gracias por la amistad que siempre demostraste.

A todos quienes formamos el grupo de los Perforadores durante todo el tiempo que estuvimos en la facultad, gracias por los buenos momentos que nunca se borrarán de mi memoria.

*A los Ing. Gerardo Barros, Ing. Raúl Valencia, Ing. Vinicio Melo por su apoyo y amistad
brindados durante todo este tiempo.*

A todos muchas gracias.

ALEX MARCELO SOLÍS FREIRE

DEDICATORIA

Dedico el presente proyecto a mi familia mis padres Fernando y Graciela, a mis hermanos Carlos y Marcelo, que juntos hemos sabido superar todas las dificultades que se nos han presentado en la vida y que a pesar de muchas adversidades siempre han estado al pendiente de Mí, que no me falte nada para alcanzar este sueño, y hoy les puedo decir FAMILIA LO LOGRAMOS...

Todos somos capaces de alcanzar las metas que nos propongamos los únicos obstáculos y barreras nos las ponemos nosotros mismos...

LENIN PATRICIO DONOSO ACOSTA

DEDICATORIA

El presente trabajo está dedicado a mis padres Marcelo y Martha que han sido quienes me han dado ese apoyo incondicional siempre, a mis tíos, mis abuelitos, para todas las personas que creyeron en mí, que día a día han sido parte de este sueño y que siempre estarán conmigo en las buenas y en las malas.

A una persona que ya no está cerca, pero fue quien me ayudó a empezar este sueño y sigue conmigo en mi corazón. Para ti J. C. B. B.

*Para quien está conmigo siempre en las buenas y en las malas gracias
C. L. C. P.*

ALEX MARCELO SOLÍS FREIRE

CONTENIDO

CAPÍTULO I	1
DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA	1
1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	2
1.2.1 COORDENADAS UTM.....	2
1.3 GEOLOGÍA.....	4
1.3.1 ESTRUCTURAL	4
1.3.2 ESTRATIGRÁFICA.....	5
1.3.2.1 Basal Tena	5
1.3.2.2 Arenisca “U”	5
1.3.2.3 Arenisca “T”	5
1.3.2.4 Arenisca Hollín Superior	5
1.4 CARACTERIZACIÓN LITOLÓGICA	7
1.5 PROPIEDADES DE LA ROCA.....	7
1.6 DATOS PVT DEL CAMPO	8
1.7 RESERVAS	9
1.7.1 DATOS BÁSICOS DE RESERVAS	9
1.8 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.....	12

1.9 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO	15
1.9.1 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS	15
CAPITULO II.....	17
FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE ANÁLISIS NODAL Y SISTEMAS DE PRODUCCIÓN.....	17
2.1 ANÁLISIS NODAL	17
2.1.1 INTRODUCCIÓN.....	17
2.1.2 CONCEPTO DE ANALISIS NODAL	17
2.1.3 COMPONENTES DEL ANALISIS NODAL.....	18
2.1.4 PROCEDIMIENTO DE EVALUACION.....	19
2.1.5 PARÁMETROS NECESARIOS	21
2.2 CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE FLUIDO DE FORMACIONES PRODUCTORAS (IPR).....	21
2.3 CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS.....	25
2.4 FLUJO MULTIFÁSICO A TRAVÉS DE ESTRANGULADORES.	27
2.5 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN EXISTENTES EN EL CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA.	29
2.5.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)	30
2.6 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET.....	42
2.6.1 GENERALIDADES	42
2.6.2 TIPOS DE BOMBAS JET.....	43
2.6.3 TEORÍA DE LA BOMBA JET.....	45
2.6.3.1 Antecedentes	45
2.6.3.2 Teoría General	45
2.6.4 PRINCIPIO DE OPERACIÓN	48
2.6.5 NOMENCLATURA.....	50
2.6.6 CURVAS DE COMPORTAMIENTO ADIMENSIONALES.....	51
2.6.7 FLUJO EN LA TOBERA.....	54
2.6.8 CAVITACIÓN.....	54

CAPITULO III	56
ANALISIS NODAL DE LOS POZOS DEL CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA	56
3.1 INTRODUCCIÓN.....	56
3.2 CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS. ...	56
3.2.1 DENSIDAD (ρ).....	57
3.2.2 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO (ρ_o)	57
3.2.3 GRADIENTE DE PRESIÓN.....	58
3.2.4 CORTE DE AGUA (BSW).....	58
3.2.5 PRESIÓN DE BURBUJA (P_b)	58
3.2.6 RELACIÓN GAS – PETRÓLEO (GOR).....	59
3.2.7 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO (B_o).....	59
3.2.8 FLUJO DE FLUIDO (Q)	59
3.2.9 PERMEABILIDAD DE LA FORMACIÓN.....	60
3.3 PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL ANÁLISIS NODAL UTILIZANDO EL SOFTWARE SUBPUMP	60
3.4 ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA AUCA CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA.	69
3.4.1 ANÁLISIS NODAL DEL POZO ANACONDA – 06D.....	69
3.4.2 ANÁLISIS DEL POZO CULEBRA-09D.....	76
3.4.3 ANÁLISIS DEL POZO CULEBRA-15D.....	82
3.4.4 ANÁLISIS DEL POZO YULEBRA-04.....	88
3.4.5 ANÁLISIS DEL POZO YULEBRA-09D	94
3.4.6 ANÁLISIS DEL POZO YULEBRA-15D	101
3.4.7 ANÁLISIS DEL POZO YULEBRA-16D	107
3.4.8 ANÁLISIS DEL POZO YULEBRA-19D	114
CAPÍTULO IV	121
DETERMINACIÓN DE LOS MEJORES ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN	121
4.1 DISEÑO DEL NUEVO SISTEMA DE BOMBEO BES.	121

4.1.1 DATOS BÁSICOS PARA LA SELECCIÓN DEL NUEVO EQUIPO DE BOMBEO.....	121
4.1.2 ANÁLISIS DE LOS POSIBLES PROBLEMAS QUE PRESENTAN EN LOS POZOS SELECCIONADOS	123
4.2 PROPUESTA TÉCNICA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS EN EL CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA.....	125
4.2.1 PASOS PARA EL DISEÑO DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	126
4.2.2 REDISEÑO DEL EQUIPO EN LOS POZOS SELECCIONADOS DEL CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA.....	127
4.2.2.1 Propuesta Técnica Pozo ANA-06D.	128
4.2.2.1.1 Opción 1 para el pozo ANA-06D	128
4.2.2.1.2 Opción 2 para el pozo ANA-06D	133
4.2.2.2 Propuesta Técnica Pozo CUL-09D.....	138
4.2.2.2.1 Opción 1 para el pozo CUL-09D	138
4.2.2.2.2 Opción 2 para el pozo CUL-09D	143
4.2.2.3 Propuesta Técnica para el pozo CUL-15D	144
4.2.2.3.1 Opción 1 para el pozo CUL-15D	144
4.2.2.3.2 Opción 2 para el pozo CUL-15D	146
4.2.2.4 Propuesta Técnica Pozo YUL-04.	147
4.2.2.4.1 Opción 1 para el pozo YUL-04	147
4.2.2.4.2 Opción 2 para el pozo YUL-04	152
4.2.2.5 Propuesta Técnica Pozo YUL-09D.....	157
4.2.2.5.1 Opción 1 para el pozo YUL-09D.....	157
4.2.2.5.2 Opción 2 para el pozo YUL-09D.....	162
4.2.2.6 Propuesta Técnica Pozo YUL-15D.....	166
4.2.2.6.1 Opción 1 para el pozo YUL-15D.....	166
4.2.2.6.2 Opción 2 para el pozo YUL-15D.....	171
4.2.2.7 Propuesta Técnica Pozo YUL-16D.....	176
4.2.2.7.1 Opción 1 para el pozo YUL-16D.....	176

4.2.2.7.2 Opción 2 para el pozo YUL-16D.....	181
4.2.2.8 Propuesta Técnica Pozo YUL-19D.....	186
4.2.2.8.1 Opción 1 para el pozo YUL-19D.....	187
4.2.2.8.2 Opción 2 para el pozo YUL-19D.....	192
4.2.3 RESULTADOS DEL REDISEÑO.....	197
CAPÍTULO V.....	199
ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO	199
5.1 ANÁLISIS TÉCNICO.....	199
5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO	201
5.2.1 MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS	201
5.2.1.1 Valor Actual Neto (VAN).....	202
5.2.1.2 Tasa Interna de Retorno (TIR).....	203
5.2.1.3 Relación Costo / Beneficio (RCB).....	204
5.2.2 COSTOS E INVERSIÓN DEL PROYECTO.....	205
5.2.3 INGRESOS.....	208
5.2.4 EGRESOS.....	209
5.2.5 CONSIDERACIONES TOMADAS EN EL ANÁLISIS ECONÓMICO	209
5.2.6 CRONOGRAMA DE REACONDICIONAMIENTOS.....	210
5.2.7.1 Análisis Económico – Propuesta Técnica N° 1	212
5.2.7.2 Resultados Análisis Económico – Propuesta Técnica N° 2	217
CAPÍTULO VI.....	222
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	222
6.1 CONCLUSIONES.....	222
6.2 RECOMENDACIONES	223
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	225
ANEXOS	226
ANEXO 1: MAPAS DE UBICACIÓN, ESTRUCTURAL Y SECCIONES SÍSMICAS DEL CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA.....	227

ANEXO 2: SISTEMAS DE PRODUCCIÓN PRESENTES EN EL CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA.....	232
ANEXO 3: POZOS PRODUCTORES, CERRADOS Y ABANDONADOS DEL CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA.....	234
ANEXO 4: DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN DE LOS POZOS ESCOGIDOS PARA EL ANÁLISIS.....	238
ANEXO 5: HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTO DE LOS POZOS ESCOGIDOS PARA EL ANÁLISIS AÑO 2012.	247
ANEXO 6: HISTORIALES DE PRODUCCIÓN AÑO 2012, DE LOS POZOS ESCOGIDOS PARA EL ANÁLISIS.	265
ANEXO 7: PROCEDIMIENTO DE INGRESO DE DATOS AL SOFTWARE SUBPUMP 7.00 (MODO RIGUROSO).	274
ANEXO 8: ANÁLISIS ECONÓMICO DETALLADO	282

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Coordenadas UTM	2
Tabla 1.2: Parámetros Petrofísicos	8
Tabla 1.3: Datos PVT	8
Tabla 1.4: Reservas de Petróleo por Reservorio.....	11
Tabla 1.5: Reservas Remanentes	11
Tabla 1.6: Historial de producción año 2012	13
Tabla 1.7: Sistemas de producción de los pozos	16
Tabla 1.8: Estado Actual de los Pozos	16
Tabla 2. 1: Correlaciones de flujo multifásico en tuberías	26
Tabla 2. 2: Parámetros a emplear en la ecuación de Ros, Baxendell y Achong	29
Tabla 2. 3: Diámetros y áreas de toberas y cámaras de mezclado.....	52
Tabla 3. 1: Datos del Pozo Anaconda-06D y del Sistema de Levantamiento Artificial BES.	69
Tabla 3. 2: Resultados del Análisis Nodal Pozo ANA-06D.....	70
Tabla 3. 3: Presión de Succión y Descarga pozo ANA-06D.....	73
Tabla 3. 4: Datos para construir la curva IPR pozo ANA-06D.....	74

Tabla 3. 5: Datos del Pozo CULEBRA-09D y del Sistema de Levantamiento Artificial BES.....	76
Tabla 3. 6: Resultados del Análisis Nodal Pozo CUL-09D	76
Tabla 3. 7: Presión de Succión y Descarga Pozo CUL-09D	79
Tabla 3. 8: Datos para construir la curva IPR Pozo CUL-09D.....	80
Tabla 3. 9: Datos del Pozo CULEBRA-15D y del Sistema de Levantamiento Artificial BES.....	82
Tabla 3. 10: Resultados del Análisis Nodal Pozo CUL-15D	82
Tabla 3. 11: Presión de Succión y Descarga Pozo CUL-15D	85
Tabla 3. 12: Datos para construir la curva IPR Pozo CUL-15D.....	86
Tabla 3. 13: Datos del Pozo YULEBRA-04 y del Sistema de Levantamiento Artificial BES.....	88
Tabla 3. 14: Resultados del Análisis Nodal Pozo YUL-04.....	88
Tabla 3. 15: Presión de Succión y Descarga Pozo YUL-04	91
Tabla 3. 16: Datos para la Curva IPR, Pozo YUL-04	92
Tabla 3. 17: Datos del Pozo YULEBRA-09D y del Sistema de Levantamiento Artificial BES.....	94
Tabla 3. 18: Resultados del Análisis Nodal Pozo YUL-09D	94
Tabla 3. 19: Presión de Succión y Descarga Pozo YUL-09D.....	98
Tabla 3. 20: Datos para la Curva IPR, Pozo YUL-09D.....	99
Tabla 3. 21: Datos del pozo YULEBRA-15D y del sistema de levantamiento artificial BES.....	101
Tabla 3. 22: Resultados del Análisis Nodal Pozo YUL-15D	101
Tabla 3. 23: Presión de Succión y Descarga Pozo YUL-15D.....	104
Tabla 3. 24: Datos para la Curva IPR, Pozo YUL-15D.....	105
Tabla 3. 25: Datos del Pozo YULEBRA-16D y del sistema de Levantamiento Artificial BES.....	107
Tabla 3. 26: Resultados Del Análisis Nodal Pozo YUL-16D.....	107
Tabla 3. 27: Presión de Succión y Descarga Pozo YUL-16D.....	111
Tabla 3. 28: Datos para la Curva IPR, Pozo YUL-16D.....	112

Tabla 3. 29: Datos del pozo YULEBRA-19D y del sistema de Levantamiento Artificial BES.	114
Tabla 3. 30: Resultados del Análisis Nodal Pozo YUL-19D	114
Tabla 3. 31: Presión de Succión y Descarga Pozo YUL-19D.....	118
Tabla 3. 32: Datos para la Curva IPR, Pozo YUL-19D.....	119
Tabla 4. 1: Datos del Pozo Anaconda-06D Y del Sistema de Levantamiento Artificial BES.	130
Tabla 4. 2: Parámetros de Operación y desempeño del equipo BES; pozo ANA-06D	130
Tabla 4. 3: Datos de la BES y del pozo ANA-06D; OPCIÓN 2.....	135
Tabla 4. 4: Parámetros de Operación y desempeño del equipo BES; pozo ANA-06D.....	135
Tabla 4. 5: Datos del pozo y del equipo BES, CUL-09D; OPCIÓN 1	140
Tabla 4. 6: Parámetros de Operación y desempeño del equipo BES; pozo CUL-09D.....	140
Tabla 4. 7: Datos Del Pozo Y Del Equipo BES, CUL-15D; OPCIÓN 1.....	145
Tabla 4. 8: DATOS DEL POZO Y DEL EQUIPO BES, YUL-04; OPCIÓN 1.	149
Tabla 4. 9: Parámetros de Operación y desempeño del equipo BES; Pozo YUL-04; (Opción 1).....	149
Tabla 4. 10: DATOS DEL POZO Y DEL EQUIPO BES, YUL-04; OPCIÓN 2.....	154
Tabla 4. 11: Parámetros de Operación y desempeño del equipo BES; pozo YUL-04; (OPCIÓN 2).....	154
Tabla 4. 12: DATOS DEL POZO Y DEL EQUIPO BES, YUL-09D; OPCIÓN 1	159
Tabla 4. 13: Parámetros de Operación y desempeño del equipo BES; pozo YUL-09D (OPCIÓN 1)	159
Tabla 4. 14: DATOS DEL POZO Y DEL EQUIPO BES, YUL-09D; OPCIÓN 2.....	163
Tabla 4. 15: Parámetros de Operación y desempeño del equipo BES; pozo YUL-09D (OPCIÓN 2).	163

Tabla 4. 16: Datos del Pozo YUL-15D y del Sistema de Levantamiento Artificial BES.	168
Tabla 4. 17: Parámetros de Operación y desempeño del equipo BES; pozo YUL-15D (OPCIÓN 1)	168
Tabla 4. 18: Datos de la BES y del Pozo YUL-15D; OPCIÓN 2.....	173
Tabla 4. 19: Parámetros de Operación y desempeño del equipo BES; pozo YUL-15D (OPCIÓN 2)	173
Tabla 4. 20: Datos del Pozo YUL-16D y del Sistema de Levantamiento Artificial BES; OPCIÓN 1	178
Tabla 4. 21: Parámetros de Operación y desempeño del equipo BES; pozo YUL-16D (OPCIÓN 1)	178
Tabla 4. 22: Datos de la BES y del pozo YUL-16D; OPCIÓN 2.	183
Tabla 4. 23: Parámetros de Operación y desempeño del equipo BES; pozo YUL-16D; (OPCIÓN 2).	183
Tabla 4. 24: Datos del Pozo YUL-19D y del Sistema de Levantamiento Artificial BES; OPCIÓN 1	188
Tabla 4. 25: Parámetros de Operación y desempeño del equipo BES; pozo YUL-19D; (OPCIÓN 1).	189
Tabla 4. 26: Datos de la BES y del pozo YUL-19D; OPCIÓN 2.	194
Tabla 4. 27: Parámetros de Operación y desempeño del equipo BES; pozo YUL-19D (OPCIÓN 2)	194
Tabla 4. 28: Resultados del rediseño OPCIÓN 1	198
Tabla 4. 29: Resultados del rediseño OPCIÓN 2	198
Tabla 5. 1: Estimación de Producción para la Propuesta 1 en los Pozos Seleccionados (OPCIÓN 1).....	200
Tabla 5. 2: Estimación de Producción para la Propuesta 1 en los Pozos Seleccionados (OPCIÓN 2).....	200
Tabla 5. 3: Costos estimados para cambios de Bomba Electrosumergible en los pozos seleccionados (OPCIÓN 1).....	206

Tabla 5. 4: Costos estimados para cambios de Bomba Electrosumergible y Costo de Remoción de daño en los pozos seleccionados (OPCIÓN 2)	207
Tabla 5. 5: Costos Operativos de Reacondicionamiento de los pozos seleccionados.	208
Tabla 5. 6: Cronograma de Reacondicionamientos	210
Tabla 5. 7: Cálculo de la Producción mensual para la Propuesta N° 1	210
Tabla 5. 8: Cálculo de la producción mensual para la Propuesta N°2.....	211
Tabla 5. 9: Consideraciones para el Análisis Económico (Propuesta 1)	212
Tabla 5. 10: Resultados del Análisis Económico Propuesta 1	217
Tabla 5. 11: Resultados Análisis Económico (Propuesta 1)	217
Tabla 5. 12: Resultados finales Análisis Económico; (Propuesta 2).....	221

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1: Mapa de Ubicación.....	3
Figura 1. 2: Columna Estratigráfica y litológica del Campo	6
Figura 2. 1: Componentes básicos del sistema de análisis nodal	18
Figura 2. 2: Ubicación de los nodos	20
Figura 2. 3: Representación esquemática de las Curvas de comportamiento de Presión – Producción.	23
Figura 2. 4: Esquema de comportamiento Presión – Producción de acuerdo a correlación de Fetkovich.....	25
Figura 2. 5: Componentes del Bombeo Electrosumergible	31
Figura 2. 6: Curvas de comportamiento de Bombas Electrosumergibles.....	33
Figura 2. 7: Curva de Levantamiento (Head)	35
Figura 2. 8: Curva de Potencia (BHP)	36
Figura 2. 9: Curva de Eficiencia de la Bomba Electrosumergible.....	37
Figura 2. 10: Curva de Rendimiento de la Bomba Electrosumergible	38
Figura 2. 11: Curvas Tornado de la Bomba Electrosumergible	39

Figura 2. 12: Bomba KOBE Tipo "A" (JET)	43
Figura 2. 13: Bomba KOBE Tipo B.....	44
Figura 2. 14: Tipos de Bomba JET	45
Figura 2. 15: Geometría de la Bomba Jet	46
Figura 2. 16: Principio de Operación	50
Figura 2. 17: Nomenclatura	51
Figura 2. 18: Gráfica de H vs M para diferentes valores de R.....	53
Figura 3. 1: Interfase 1 SUBPUMP.....	60
Figura 3. 2: Interfase 2 SubPUMP.....	61
Figura 3. 3: Interfase 3 SubPUMP.....	62
Figura 3. 4: Interfase 4 SubPUMP.....	63
Figura 3. 5: Interfase 5 SubPUMP.....	64
Figura 3. 6: Interfase 6 SubPUMP.....	65
Figura 3. 7: Interfase 7 SubPUMP.....	66
Figura 3. 8: Interfase 8 SubPUMP.....	67
Figura 3. 9: Interfase 9 SubPUMP.....	67
Figura 3. 10: Curva de Desempeño de la Bomba P8XH6 Pozo ANA-06D.....	71
Figura 3. 11: Análisis Nodal SubPUMP Pozo ANA-06D, TDH vs Q.....	72
Figura 3. 12: Análisis Nodal SubPUMP Pozo ANA-06D, Presión vs Caudal.....	75
Figura 3. 13: Curva de Desempeño de la Bomba P8XH6 Pozo CUL-09D.....	77
Figura 3. 14: Análisis Nodal SubPUMP Pozo CUL-09D, TDH vs Q.....	78
Figura 3. 15: Análisis Nodal SubPUMP Pozo CUL-09D, Presión vs Caudal.....	81
Figura 3. 16: Curva de Desempeño de la Bomba DN440 Pozo CUL-15D.....	83
Figura 3. 17: Análisis Nodal SubPUMP Pozo CUL-15D, TDH vs Q.....	84
Figura 3. 18: Análisis Nodal SubPUMP Pozo CUL-15D, Presión vs Caudal.....	87
Figura 3. 19: Curva de Desempeño de la Bomba DN-1100 Pozo YUL-04.....	89
Figura 3. 20: Análisis Nodal SubPUMP Pozo YUL-04, TDH vs Q.....	90
Figura 3. 21: Análisis Nodal SubPUMP Pozo YUL-04, Presión vs Caudal.....	93
Figura 3. 22: Curva de desempeño de la bomba DN440 POZO YUL-09D.....	96

Figura 3. 23: Análisis Nodal SubPUMP Pozo YUL-09D, TDH vs Q	97
Figura 3. 24: Análisis Nodal SubPUMP Pozo YUL-09D, Presión vs Caudal	100
Figura 3. 25: Curva de Desempeño de la Bomba D725N Pozo YUL-15D	102
Figura 3. 26: Análisis Nodal SubPUMP Pozo YUL-15D, TDH vs Q	103
Figura 3. 27: Análisis Nodal SubPUMP Pozo YUL-15D, Presión vs Caudal	106
Figura 3. 28: Curva de desempeño de la bomba DN440 POZO YUL-16D	109
Figura 3. 29: Análisis Nodal SubPUMP Pozo YUL-16D, TDH vs Q	110
Figura 3. 30: Análisis Nodal SubPUMP Pozo YUL-16D, Presión vs Caudal	113
Figura 3. 31: Curva de desempeño de la bomba D400 Pozo YUL-19D	116
Figura 3. 32: Análisis Nodal SubPUMP Pozo YUL-19D, TDH vs Q	117
Figura 3. 33: Análisis Nodal SubPUMP Pozo YUL-19D, Presión vs Caudal	120
Figura 4. 1: IPR actual del pozo ANA-06D sin remover el daño.....	129
Figura 4. 2: Especificaciones técnicas del equipo BES, pozo ANA-06D (opción 1)	131
Figura 4. 3: Comportamiento INFLOW-OUTFLOW, pozo ANA-06D (opción 1)	132
Figura 4. 4: Desempeño de la bomba (TDH), pozo ANA-06D.....	133
Figura 4. 5: Comportamiento de la curva IPR actual del pozo vs IPR con remoción de daño de formación, pozo ANA-06D.....	134
Figura 4. 6: Especificaciones técnicas del equipo BES, pozo ANA-06D (opción 2)	136
Figura 4. 7: Comportamiento INFLOW-OUTFLOW, pozo ANA-06D (opción 2)	137
Figura 4. 8: Desempeño de la bomba (TDH), pozo ANA-06D.....	138
Figura 4. 9: IPR actual del pozo CUL-09D sin remoción del daño	139
Figura 4.10: Especificaciones técnicas del equipo BES, pozo CUL-09D	141
Figura 4. 11: Comportamiento INFLOW-OUTFLOW, pozo CUL-09D (Opción 1)....	142
Figura 4. 12: Curva de Desempeño de la bomba (TDH); Pozo CUL-09D	143
Figura 4. 13: Curva IPR del Pozo CUL-09D; (OPCIÓN 2)	144
Figura 4. 14: IPR actual del pozo CUL-15D sin remoción del daño	146
Figura 4. 15: IPR del pozo CUL-15D con remoción del daño.....	147
Figura 4. 16: IPR actual del pozo YUL-04 sin remoción del daño	148
Figura 4. 17: Especificaciones técnicas del equipo BES, pozo YUL-04	150

Figura 4. 18: Comportamiento INFLOW-OUTFLOW, pozo YUL-04 (opción 1)	151
Figura 4. 19: Curva de Desempeño de la bomba (TDH); Pozo YUL-04	152
Figura 4. 20: Curva IPR del Pozo YUL-04; (OPCIÓN 2)	153
Figura 4. 21: Especificaciones técnicas del equipo BES, pozo YUL-04	155
Figura 4. 22: Comportamiento INFLOW-OUTFLOW, pozo YUL-04	156
Figura 4. 23: Curva de Desempeño de la bomba (TDH); Pozo YUL-04	157
Figura 4. 24: IPR actual del pozo YUL-09D sin remoción del daño.....	158
Figura 4. 25: Especificaciones técnicas del equipo BES, pozo YUL-09D	160
Figura 4. 26: Comportamiento INFLOW-OUTFLOW, pozo YUL-09D	161
Figura 4. 27: Curva de Desempeño de la bomba (TDH); Pozo YUL-09D	161
Figura 4. 28: Curva IPR del Pozo YUL-09D	162
Figura 4. 29: Especificaciones técnicas del equipo BES, pozo YUL-09D	164
Figura 4. 30: Comportamiento INFLOW-OUTFLOW, pozo YUL-09D	165
Figura 4. 31: Curva de Desempeño de la bomba (TDH); Pozo YUL-09D	166
Figura 4. 32: IPR actual del pozo YUL-15D sin remover el daño.	167
Figura 4. 33: Especificaciones técnicas del equipo BES, pozo YUL-15D (opción 1)	169
Figura 4. 34: Comportamiento INFLOW-OUTFLOW, pozo YUL-15D (OPCIÓN 1).	170
Figura 4. 35: Desempeño de la bomba (TDH), pozo YUL-15D	171
Figura 4. 36: Comportamiento de la curva IPR actual del pozo vs IPR con remoción de daño de formación, pozo YUL-15D	172
Figura 4. 37: Especificaciones técnicas del equipo BES, pozo YUL-15D (Opción 2)	174
Figura 4. 38: Comportamiento INFLOW-OUTFLOW, pozo YUL-15D (opción 2).....	175
Figura 4. 39: Desempeño de la bomba (TDH), pozo YUL-15D	176
Figura 4. 40: IPR actual del pozo YUL-16D sin remover el daño.	177
Figura 4. 41: Especificaciones técnicas del equipo BES, pozo YUL-16D (opción 1)	179
Figura 4. 42: Comportamiento INFLOW-OUTFLOW, pozo YUL-16D (Opción 1)....	180
Figura 4. 43: Desempeño de la bomba (TDH), pozo YUL-16D	181
Figura 4. 44: Comportamiento de la curva IPR actual del pozo vs IPR con remoción de daño de formación, pozo YUL-16D	182
Figura 4. 45: Especificaciones técnicas del equipo BES, pozo YUL-16D (opción 2)	184

Figura 4. 46: Comportamiento INFLOW-OUTFLOW, pozo YUL-16D (opción 2).....	185
Figura 4. 47: Desempeño de la bomba (TDH), pozo YUL-16D	186
Figura 4. 48: IPR actual del pozo YUL-19D sin remover el daño.	187
Figura 4. 49: Especificaciones técnicas del equipo BES, pozo YUL-19D (opción 1)	190
Figura 4. 50: Comportamiento INFLOW-OUTFLOW, pozo YUL-19D (opción 1).....	191
Figura 4. 51: Desempeño de la bomba (TDH), pozo YUL-19D	192
Figura 4. 52: Comportamiento de la curva IPR actual del pozo vs IPR con remoción de daño de formación, pozo YUL-15D	193
Figura 4. 53: Especificaciones técnicas del equipo BES, pozo YUL-19D (opción 2)	195
Figura 4. 54: Comportamiento INFLOW-OUTFLOW, pozo YUL-19D (opción 2).....	196
Figura 4. 55: Desempeño de la bomba (TDH), pozo YUL-19D	197
Figura 5. 1: Recuperación de Inversión 82,71 USD	213
Figura 5. 2: Recuperación de Inversión 93,45 USD	214
Figura 5.3: Recuperación de Inversión 109,68 USD	215
Figura 5. 4: Ingresos y Egresos Actualizados Acumulados.....	216
Figura 5. 5: Recuperación de Inversión 82,71 USD	218
Figura 5. 6: Recuperación de Inversión 93,45 USD	218
Figura 5. 7: Recuperación de Inversión 109,68 USD	219
Figura 5. 8: Ingresos y Egresos Actualizados Acumulados.....	221

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
A	Amperios	
ANA	Anaconda	
API	Gravedad Especifica en °API	
bl	Barril	L ³
BAPD	Barriles de agua por día	L ³ /t
BES	Bombeo Electrosumergible	
BF	Barriles fiscales (superficie)	L ³ /t
BFPD	Barriles de fluido por día	L ³ /t
BPD	Barriles por día	L ³ /t
BPPD	Barriles de petróleo por día	L ³ /t
BSW	Porcentaje de agua y sedimentos básicos	%

BT	Arena Basal Tena	
CA	Pozo Abandonado	
CAP	Contacto Agua – Petróleo	
CP	Pozo cerrado	
CUL	Culebra	
EF	Eficiencia de Flujo	
FNC	Flujo Neto de caja	
FR	Factor de Recobro	
ft	Pies	L
GOR	Relación Gas – Petróleo	
GLR	Relación Gas – Líquido	
H	Arena Hollín	
Hi	Arena Hollín Inferior	
Hs	Arena Hollín Superior	
HJ	Bombeo Hidráulico Jet	
Hp	Horse Power (caballos de fuerza)	L ² M/t ³
Hz	Hertzios	t ⁻¹
ID	Diámetro Interno	L
IP	Índice de Productividad	
IPR	Relación Índice de Productividad	
K	Permeabilidad	
km	Kilómetros	L
KVA	Kilovoltios - Amperios	
KW	Kilovatios	
lb	Libra	M

LIP	Límite inferior de Petróleo	
OD	Diámetro externo	L
Pb	Presión de burbuja	M/Lt ²
POES	Petróleo original en sitio	L ³
PP	Pozo productor	
ppm	partes por millón	
Prom	Promedio	
psia	Libra por pulgada cuadrada absoluta	
psig	Libra por pulgada cuadrada manométrica	
Psep	Presión en el separador	M/Lt ²
pulg	pulgada	L
PVT	Presión, volumen, temperatura	
Pwf	Presión de fondo	M/Lt ²
Pwh o Pc	Presión de cabeza	M/Lt ²
Pws	Presión estática de fondo	M/Lt ²
qmax	caudal máximo	L ³ /t
qo	caudal de petróleo	L ³ /t
qt	caudal total de fluido	L ³ /t
qw	caudal de agua	L ³ /t
RCB	relación costo – beneficio	
RPM	Revoluciones por minuto	
Sf	Daño de formación	
SQZ	Squeeze (cementación forzada)	
St	Daño total	
Ti	Arena T inferior	

Ts	Arena T superior	
TIR	Tasa interna de retorno	
U	Arena U	
Ui	Arena U inferior	
Us	Arena U superior	
USD	Dólar Americano	
UTM	Universal Transversal de mercator	
V	Voltaje	
VAN	Valor Actual Neto	
W.O.	WorkOver (reacondicionamiento)	
YUL	Yulebra	
B_o	Factor Volumétrico del petróleo	
B_g	Factor Volumétrico del gas	
B_w	Factor Volumétrico del agua	
γ_w	Gravedad específica del gas	
μ_o	Viscosidad del petróleo	M/Lt
μ_g	Viscosidad del gas	M/Lt

RESUMEN

El proyecto de titulación denominado “OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS QUE PRODUCEN EN LOS CAMPOS CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA OPERADOS POR EP PETROECUADOR, MEDIANTE ANÁLISIS NODAL”, consiste de un análisis de los sistemas de producción existentes en dicho campo, con la finalidad de incrementar la producción de los pozos a ser seleccionados, dicho análisis se realizará con el software SubPUMP 7.0.

En este proyecto recopilaremos información de los reservorios productores en su estado actual, dicha información serían datos de presión, datos PVT, historiales de producción y de reacondicionamientos.

Con el análisis a llevarse a cabo en los pozos existentes en el campo, se determinará cuáles son los pozos técnicamente factibles para realizar el rediseño de la bomba, con la finalidad de incrementar su producción.

En este proyecto daremos una alternativa económicamente rentable para incrementar la producción de ciertos pozos del Área Auca.

En el primer capítulo, presentaremos los aspectos generales del área Auca, es decir la descripción y características del campo tales como ubicación geográfica, descripción geológica y litológica, datos de reservas, historiales de producción, presiones, y mecanismos de producción existentes.

En el segundo capítulo, presentamos los conceptos fundamentales referentes a lo que es en sí el análisis nodal y también conceptos básicos de los tipos de sistemas de levantamiento artificial existentes en los pozos del Campo Culebra – Yulebra – Anaconda del Área Auca.

En el tercer capítulo, realizaremos un análisis técnico para realizar la selección de pozos, el cual consiste en consideraciones técnicas, disponibilidad de información actualizada y confiable; también este capítulo contiene teoría y procedimiento para realizar el análisis nodal de pozos. Además las gráficas de análisis nodal y del punto óptimo de operación de la bomba que son utilizados para la ejecución del proyecto, empleando el software SubPUMP 7.0.

En el cuarto capítulo, se realizará el rediseño del equipo BES en los pozos que se han seleccionados teniendo en cuenta los resultados del análisis nodal obtenidos en el capítulo anterior, con la finalidad de optimizar la producción de los pozos.

Para el rediseño del equipo se consideran las siguientes Opciones:

- **Opción 1:** se rediseña los equipos BES de los pozos seleccionados sin considerar remoción de daño, en los reservorios de los cuales se produce actualmente.
- **Opción 2:** se rediseña los equipos, considerando trabajos de remoción de daño en la formación de la cual se produce actualmente.

En el quinto capítulo, se realizará el estudio técnico – económico del proyecto, basado en pozos seleccionados, para realizar el rediseño del equipo. Para realizar dicho análisis económico establecemos dos posibles propuestas a ser aplicadas para las opciones 1 y 2 del capítulo 4.

- **Propuesta Técnica 1:** Se la aplica únicamente a los pozos en los cuales se aplicó la Opción 1 del rediseño, es decir, en los cuales se rediseñó sin remoción del daño en la formación.
- **Propuesta Técnica 2:** Se la aplica únicamente a los pozos en los cuales se aplicó la Opción 2 del rediseño, es decir los pozos en los que se realizó la remoción del daño en la formación.

En el sexto capítulo, se presentan las conclusiones y recomendaciones a ser consideradas luego de la obtención de resultados de nuestro proyecto.

PRESENTACIÓN

Este proyecto, trata sobre la situación actual de los pozos productores del campo Culebra – Yulebra – Anaconda, cuyo potencial de producción es económicamente rentable y es aprovechado mediante el rediseño de los equipos de levantamiento artificial.

En este estudio se aprovecha el potencial de los pozos que se encuentran operando fuera de los rangos de producción recomendados, se rediseñan los equipos de levantamiento con la finalidad de incrementar la producción del Campo.

El Campo Culebra – Yulebra - Anaconda presenta 31 pozos que están produciendo actualmente de los cuales 29 tienen Sistema BES y 2 pozos tiene Bombeo Hidráulico tipo Jet, de los cuales hemos seleccionado 8 pozos con Sistema BES ya que de dichos pozos poseemos la información más actualizada, con esta información procedemos a simular los pozos en el Software SubPUMP 7.0.

Para la elaboración de este estudio realizamos un análisis de los Historiales de Producción y de Reacondicionamiento de cada uno de los pozos, así como también analizamos los últimos B' UP de los pozos para observar si se ha mantenido o ha

disminuido el potencial del reservorio, también debemos tomar en cuenta las condiciones operativas de los equipos del sistema de Levantamiento, para realizar el rediseño del equipo si fuera el caso de que se encuentren trabajando fuera del rango óptimo.

Los pozos que seleccionamos para realizar el estudio de optimización de la producción de petróleo mediante análisis nodal son los pozos: ANA-06D, CUL-09D, CUL-15D, YUL-04, YUL-09D, YUL-15D, YUL-16D, YUL-19D.

Para determinar la viabilidad del proyecto se realiza el análisis económico con la estimación del valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y la relación costo/beneficio (RCB).

Se realiza la evaluación económica con la cual se justificará la viabilidad de realizar el proyecto. Esta evaluación se realiza para tres diferentes precios del barril de petróleo:

- 109,68 USD; precio del barril según la OPEP para el año 2013.
- 82,71 USD; precio del barril de crudo oriente según EP PETROECUADOR.
- 93,45 USD; precio del barril según el Banco Central del Ecuador para el mes de abril del año 2013.

Para finalizar se establecen conclusiones y recomendaciones a ser consideradas referentes al proyecto que hemos elaborado.

CAPITULO I

DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO CULEBRA, YULEBRA Y ANACONDA

1.1 ANTECEDENTES

En un principio Culebra, Yulebra y Anaconda eran tomados como tres campos independientes pero en base a estudios geológicos y trabajos de simulación desarrollados entre los años 1997 y 1998, se definió a éstos como un solo campo.

El primer pozo perforado en este campo fue el pozo Culebra 1 por la Compañía Texaco el 8 de Noviembre de 1973, siendo completado el mismo el 17 de diciembre del mismo año. Alcanzo una profundidad de 10625 ft y produjo 60 bl de la arena "Hollín", alrededor de 100 bl de la arenisca "T" con un %API de 26, y cerca de 360 bl de la arenisca "U" con un %API de 19.

Texaco en el año de 1980 perforo el pozo Yulebra 1, el cual alcanzo una profundidad de 10345 ft, obteniendo de las pruebas iniciales 1803 BPPD esto a flujo natural, de los reservorios Basal Tena que aportó 1614 BPPD de 23 %API y del reservorio Hollín inferior 189 BPPD de 27 %API. Adicionalmente se obtuvo por pistoneo alrededor de 252 bl de 20 %API de la arenisca "U".

Petroamazonas en el año de 1991 perforo el pozo Anaconda 1, el cual alcanzó una profundidad de 10403 ft, obteniendo de las pruebas iniciales 1488 BPPD de los reservorios Hollín Principal 423 BPPD de 24 %API, Hollín Inferior 451 BPPD de 26 %API y de "U" Inferior 614 BPPD de 20 %API.

Ya con la unificación del campo esté fue puesto en producción con un promedio de 131 BPD, con una tendencia incremental continua en el tiempo hasta llegar a su

estabilización en una producción de entre 7000 y 8000 BPD en el mes de Diciembre de 1995. Su producción histórica se alcanzó en junio de 1997 que fue alrededor de 8328 BPD.

1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Culebra – Yulebra – Anaconda se encuentra situado en el Oriente Ecuatoriano en la Provincia de Orellana, a unos 12 km al Este de la ciudad capital de dicha Provincia que es Francisco de Orellana (Coca) , y a unos 180 km al Sureste de la ciudad de Quito y al Sur del campo Sacha.

El campo Culebra – Yulebra – Anaconda conjuntamente con los campos Armadillo, Auca Sur, Auca Este, Conga Sur, Cononaco, Puma, Yuca, Rumiyaçu forman parte del Área Auca.

1.2.1 COORDENADAS UTM

El área comprendida por Culebra – Yulebra – Anaconda se encuentra dentro de las siguientes coordenadas que se muestran en la tabla 1.1:

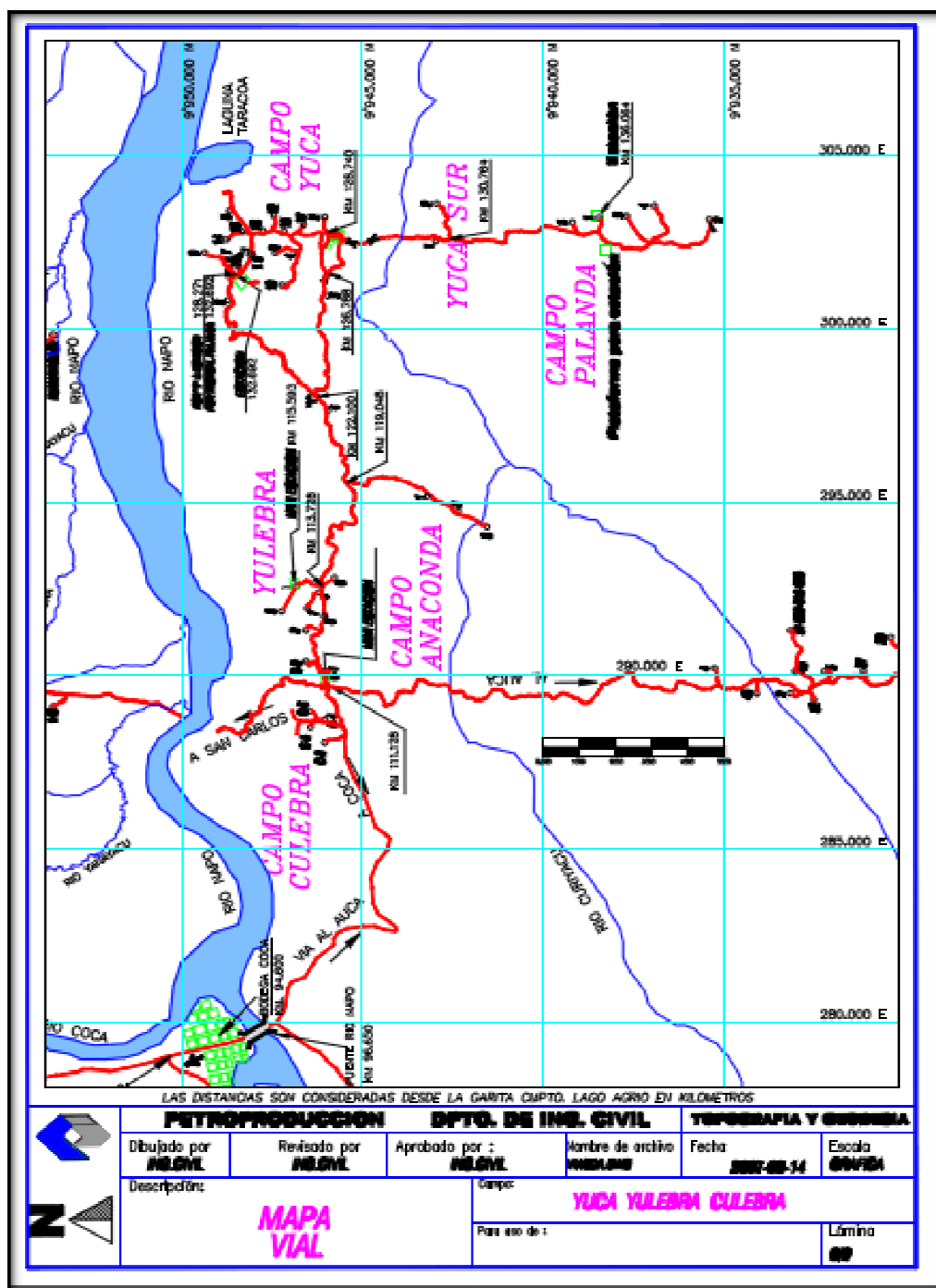
TABLA 1.1: COORDENADAS UTM

Coordenadas	X	Y
Mínimo	284000	9941000
Máximo	296000	9951000

Fuente: Petroproducción, Archivo Técnico

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

FIGURA 1. 1: MAPA DE UBICACIÓN



Fuente: Petroproducción, Departamento de Cartografía

1.3 GEOLOGÍA

1.3.1 ESTRUCTURAL

Define el marco geométrico básico de la trampa de Hidrocarburos, constituida principalmente por Fallas y Superficies Geológicas.

Fallas Principales: son aquellas que limitan los bloques más grandes del Yacimiento.

Superficies Geológicas: delimitan a las principales formaciones geológicas del Yacimiento.

El campo se halla localizado al centro oeste de la Cuenca Oriente, al sur del campo Sacha, alineándose en el eje estructural, Norte – Sur, conformado por los campos Lago Agrio, Sacha, Culebra, Yulebra y Auca, y constituye un anticlinal asimétrico con una tendencia preferencial Oeste – Este y un eje secundario de dirección Sur – Este en el que se encuentra el alto Anaconda, limitados con rumbo norte – sur por fallas con salto de baja magnitud, que podrían ser considerados como flexuras al oeste por un límite inferior de petróleo (LIP) (Pozo Culebra 6) y al este por un contacto agua petróleo (CAP) (Pozo Yulebra 6). El mapa estructural al tope de la Arenisca “U” Principal se observa en el Anexo1.2.

La estructura del campo Culebra – Yulebra forma un anticlinal asimétrico con dos altos estructurales separados por una silla estructural a la altura de los pozos (Culebra 2) y (Yulebra 2), y se separan de la estructura Anaconda por una derivación hacia el sur siguiendo la dirección noroeste – sureste. Esto se visualiza en el Anexo1.3.

Anaconda es el tercer alto estructural que se encuentra limitado al Norte, Este y Sur por bajos estructurales bien definidos. Estos altos estructurales se expresan en todos los niveles de la columna estratigráfica. La sección sísmica estructural principal del campo Anaconda se observa en el Anexo1.4.

1.3.2 ESTRATIGRÁFICA

En el campo Culebra – Yulebra – Anaconda las formaciones de interés en las que vamos a realizar nuestros estudios presentan espesores promedios para Basal Tena de 21 ft, para “U” Inferior de 43 ft, para “T” Superior de 18 ft, para “T” Inferior de 20 ft, para Hollín Superior de 45 ft y de Hollín Inferior de 32 ft.

1.3.2.1 Basal Tena

La arenisca Basal Tena está constituida por areniscas de cuarzo de grano fino a muy fino, redondeado, con selección de regular a buena, con presencias de circón, rutilo, glauconita y cemento silicio – calcáreo.

1.3.2.2 Arenisca “U”

Esta arenisca forma parte de la Formación Napo, constituida por cuarzo de grano fino a medio, subredondeadas, con una clasificación de regular a buena, tiene un cemento silíceo, y en ocasiones hacia el tope tiende a tener glauconita con presencias de carbón, azufre y yeso.

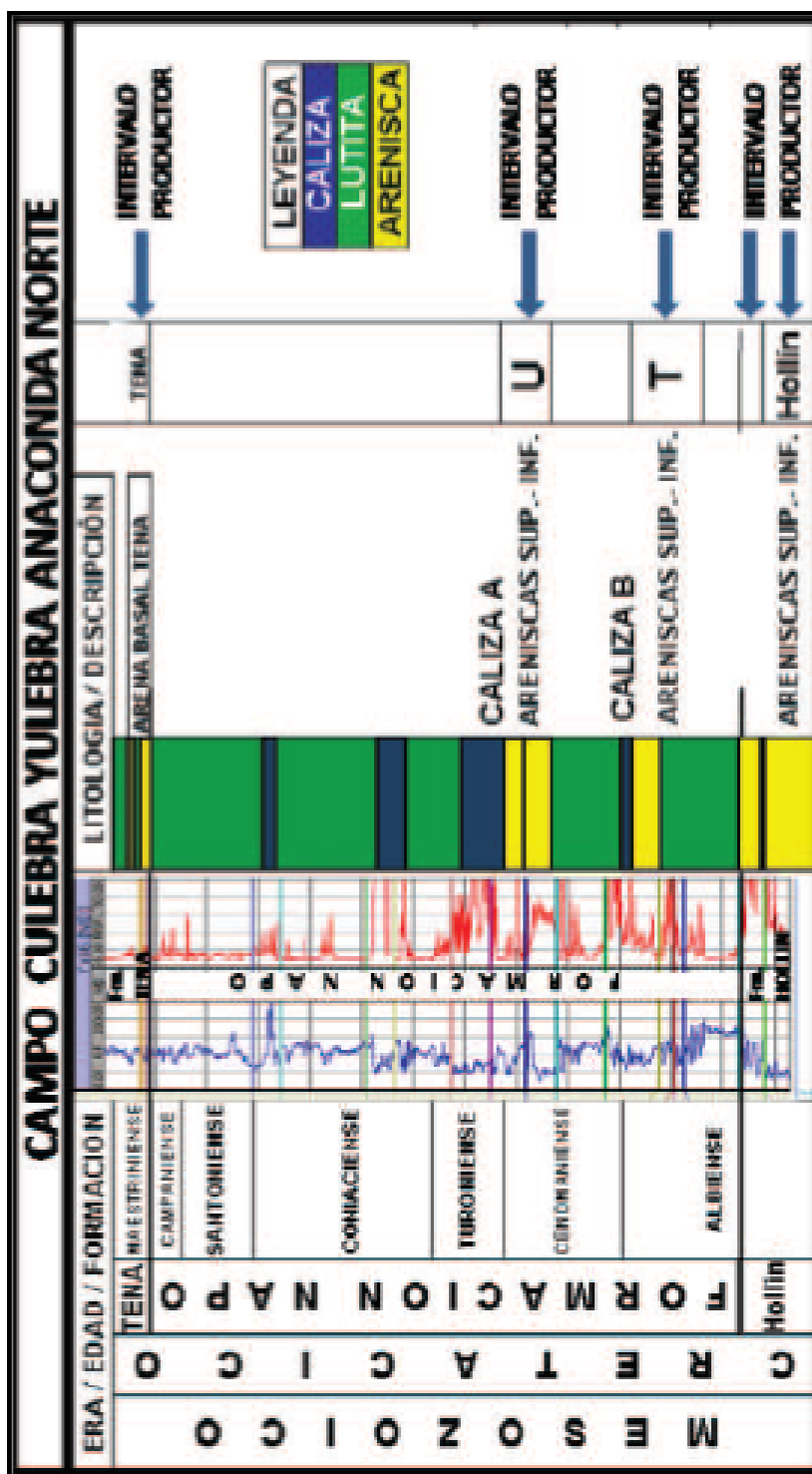
1.3.2.3 Arenisca “T”

Esta arenisca al igual que la arenisca “U” forma también parte de la Formación Napo, en sí es una arenisca cuarzosa, de grano fino – decreciente hasta que sufre un cambio abrupto a un lodolito laminado.

1.3.2.4 Arenisca Hollín Superior

Esta arenisca está formada por cuarzo de granos finos, redondeados de buena clasificación, con presencia de glauconita, materia orgánica y pirita, con cemento calcáreo.

FIGURA 1. 2: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA Y LITOLÓGICA DEL CAMPO



Fuente: Petroproducción. Departamento de Yacimientos

1.4 CARACTERIZACIÓN LITOLÓGICA

La producción de petróleo de la Cuenca Oriente proviene de reservorios que datan del Cretácico Inferior a Medio, de las formaciones Hollín y Napo, además se puede producir de la formación Basal Tena, la cual pertenece al Cretácico Superior. En la figura anterior se presenta la columna estratigráfica del campo.

“U” Inferior, es el yacimiento que consideraremos como el de mayor interés del campo debido a su desarrollo y distribución, el cual tiene mejores propiedades en Culebra y Yulebra que en Anaconda.

1.5 PROPIEDADES DE LA ROCA

Las propiedades fundamentales de la roca son:

Porosidad: Es una propiedad que describe la capacidad de almacenamiento que tiene una roca. Es la medida del espacio vacío de la roca.

Permeabilidad: es la capacidad que tiene una roca para permitir el flujo de fluidos a través de su espacio poroso interconectado. Si los poros de la roca no se encuentran interconectados, no puede existir permeabilidad.

Saturación de Fluidos: Se define como la fracción del volumen poroso de una roca que está ocupada por dicho fluido. Además es la medida de la distribución de los fluidos en la roca.

La sumatoria de las saturaciones de todos los fluidos que se encuentran presentes en el espacio poroso de una roca debe ser igual a 1; es decir:

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (1.1)$$

Los yacimientos del Campo Culebra – Yulebra – Anaconda presentan variaciones en los valores de sus parámetros petrofísicos y propiedades de los fluidos como se muestra a continuación en la Tabla 1.2.

En la Tabla 1.2 se presentan los parámetros petrofísicos determinados de las distintas arenas donde “ Φ ” representa a la porosidad efectiva, “Sw” representa la saturación de agua y “K” representa a la Permeabilidad.

TABLA 1.2: PARÁMETROS PETROFÍSICOS

YACIMIENTO	ESPESOR (ft)	POROSIDAD Φ (%)	SATURACIÓN Sw (%)	PERMEABILIDAD K (md)
Basal Tena	10	18	23	900
"U"	31.9	16.4	16.9	814
"T"	5.6	15.1	39	251
Hollín Superior	10.3	12.6	14.7	61
Hollín Inferior	31.8	15.7	8.4	371

Fuente: Ingeniería de Petróleos Campo Auca.

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

1.6 DATOS PVT DEL CAMPO

TABLA 1.3: DATOS PVT

	Basal Tena	"U" Inferior	"T" Inferior	Hollín Superior	Hollín Inferior
Presión Inicial (psi)	3720	3955	4270	4390	4500
Presión de Burbuja (psi)	630	860	1170	206	120
Boi (BY/BN)	1,1254	1,1689	1,1526	1,1479	1,1479
Bob (BY/BN)	1,134	1,199	1,169	1,152	1,152
Rsi (PCN/BN)	108	163	128	40	40
Coi (1/psi)	3,987EXP - 08	4,009EXP- 08	4,204EXP- 08	4,3 EXP- 08	4,05 EXP- 08
°API	21,2	21,3	27,2	27,2	27,2
Salinidad (ppm NaCl)	41663	52371	48098	8168	2393
Yg	1,25	1,028	1,2551	1,2	1,1234

Fuente: Ingeniería de Petróleos Campo Auca.

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

1.7 RESERVAS

1.7.1 DATOS BÁSICOS DE RESERVAS

Para que un proyecto de recuperación de petróleo sea económicamente viable este debe estar influenciado por el comportamiento de la producción bajo las actuales y futuras condiciones operacionales.

Simuladores de evaluaciones volumétricas, balance de materiales, curvas de declinación y modelos modernos de simulación primaria y mejorada, se aplican para estimar el comportamiento del yacimiento y estimar sus reservas.

Los simuladores juegan un papel importante en la formulación inicial del plan de desarrollo, el ajuste a historia y la optimización de las producciones futuras, así como en la planeación y diseño de planes de recuperación mejorada.

Petróleo Original En Sitio (POES): Es la cantidad estimada de barriles de petróleo crudo que existe en un yacimiento, conocidos antes de cualquier producción.

El petróleo original en sitio puede ser evaluado por la ecuación:

$$POES = 7758 \frac{V_b \phi_e (1 - S_w)}{B_{oi}} \quad (1.2)$$

Donde:

POES: Petróleo original in situ, BF

V_b: Volumen bruto, acre – pie

Ø_e: Porosidad efectiva, fracción

B_{oi}: Factor volumétrico inicial del petróleo, bl/BF

7758: Factor de conversión de unidades, bl/ acre – pie

Reservas Probadas: es la cantidad de petróleo que puede ser estimada mediante análisis de datos geológicos y de ingeniería que serán recuperables comercialmente, a partir de una fecha dada, de yacimientos conocidos y bajo las actuales condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones.

Las reservas probadas pueden ser divididas en desarrolladas y no desarrolladas. Los métodos para determinar las reservas probadas son los siguientes:

- Método volumétrico
- Curvas de declinación de producción de pozos
- Balance de materiales
- Simulación matemática

Reservas Remanentes: es el volumen de hidrocarburos recuperables como resultado de la diferencia entre las reservas iniciales probadas y de la producción acumulada de un determinado yacimiento al momento de la estimación. Este volumen es un indicativo del potencial de un yacimiento, así como una referencia para realizar operaciones futuras en un campo.

Reservas no probadas: están basadas en datos de geología o ingeniería, similares a los usados en el estimado de las reservas probadas; pero incertidumbre técnicas, contractuales, económicas o de regulación hacen que estas reservas no sean clasificadas como probadas. Las reservas no probadas pueden ser sub-clasificadas como probables y posibles.

Reservas Probables: son las reservas no probadas que el análisis de datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas que las probadas.

Reservas Posibles: son las reservas no probadas que el análisis de los datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas a ser recuperadas que las reservas probables.

A continuación presentamos una tabla con los valores de las reservas pertenecientes al Campo Culebra – Yulebra – Anaconda.

TABLA 1.4: RESERVAS DE PETRÓLEO POR RESERVORIO

Reservorio	POES (MMbl)	Fr (%)	Reservas Probadas (MMbl)	Producción Acumulada (MMbl)
Basal Tena	49.3	31.1	15.33	9.95
"U"	224.3	28.2	63.25	35.83
"T"	10.92	20	2.18	0.44
Hollín Superior	44.67	20.2	9.02	0.056
Hollín Inferior	18.88	30	5.66	5.34
TOTAL	348.08		95.46	51.62

Fuente: Ingeniería de Petróleos Campo Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Tabla 1.5 Se proporciona información de las Reservas Remanentes de Petróleo hasta el 31 de marzo del 2010.

TABLA 1.5: RESERVAS REMANENTES

Reservorio	Reservas Remanentes (MMbl)	Fra (%)
Basal Tena	5.38	20.2
"U"	27.42	16
"T"	1.75	4
Hollín Superior	8.97	0.1
Hollín Inferior	0.32	28.3
TOTAL	43.84	

Fuente: Ingeniería de Petróleos Campo Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

1.8 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

De acuerdo a datos proporcionados por ingeniería de Petróleos del área Auca perteneciente al distrito amazónico Operado por Petroecuador, elaboramos el siguiente cuadro correspondiente a la producción total de los pozos productores, ubicados dentro del campo Culebra, Yulebra y Anaconda en el período enero-diciembre del año 2012.

TABLA 1.6: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN AÑO 2012

PRODUCCION AÑO 2012												
CAMPO	POZO	ARENA	METODO	API	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	HZ	P intake	PROD. ACUM. OIL	PROD. ACUM. AGUA
CULEBRA	CUL_01	U	BES	17,00	251,88	125,94	125,94	50,00	58,00	580,00	45339,17	45339,17
	CUL_02	U	BES	14,90	299,74	258,79	40,95	13,74	53,72	299,46	93163,39	14742,73
	CUL_03	U	BES	15,00	273,63	251,74	21,89	8,00	54,00	431,46	90627,26	7880,63
	CUL_05	U	BES	18,50	292,34	284,70	7,64	2,57	52,43	601,04	102493,26	2749,74
	CUL_06	U	BES	19,10	291,17	258,53	32,64	10,75	53,49	721,07	93070,35	11750,99
	CUL_09D	U	BES	22,41	210,53	168,43	42,11	20,00	52,55	594,29	60633,05	15158,26
	CUL_12D	UI	BES	20,10	319,37	317,31	2,06	0,55	53,00	828,11	114232,31	741,02
	CUL_13H	UI	BES	19,70	495,50	481,58	13,92	3,74	47,36	508,43	173369,33	5012,12
	CUL_14D	UI	BES	18,30	173,30	168,57	4,73	2,20	685,95	665,76	60686,74	1702,46
	CUL_15D	UI	BES	18,90	163,20	14,76	148,44	18,00	52,00	986,10	5313,60	53436,93
	CUL_16H	UI	BES	18,00	576,87	551,58	25,29	4,19	51,51	815,91	198568,01	9103,99
	CUL_17D	UI	BES	20,00	414,35	412,80	1,55	0,36	50,47	640,33	148606,71	558,43
	CUL_18D	UI	BES	19,70	165,72	164,21	1,51	0,70	48,46	586,94	59116,10	543,54
											TOTAL	1245219,28

CONTINUACIÓN TABLA 1.6: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN AÑO 2012

CAMPO	POZO	ARENA	METODO	API	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	HZ	P intk	PROD. ACUM. OIL	PROD. ACUM. AGUA
YULEBRA	YUL_04	UI	BES	18,78	857,46	214,36	643,09	75,00	55,00	725,00	77171,17	231513,50
	YUL_05	U	BES	18,46	948,38	175,86	772,52	81,42	56,08	953,80	63310,23	278105,77
	YUL_09D	U	BES	19,15	267,90	235,75	32,15	12,00	59,23	868,00	84869,14	11573,06
	YUL_15D	Ui	BES	18,95	192,81	188,95	3,86	2,00	54,47	740,72	68021,63	1388,20
	YUL_16D	BT	BES	19,35	149,05	119,24	29,81	20,00	50,00	505,36	42927,21	10731,80
	YUL_19D	BT	BES	17,35	191,32	78,47	112,85	57,09	51,99	656,11	28250,28	40624,82
	YUL_20D	BT	BES	19,26	424,97	421,16	3,82	0,89	55,00	938,76	151616,73	1373,79
											TOTAL	516166,37
ANACONDA	ANA_01	U	BES	25,50	272,64	256,29	16,36	6,00	54,01	105,13	92262,96	5889,13
	ANA_06	HS	BES	29,00	339,89	330,55	9,34	2,62	53,62	656,56	118997,80	3363,43
	ANA_07	HI	JET	27,40	846,46	823,73	22,73	2,70			296543,65	8181,15
											TOTAL	507804,41

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Auca

Elaborado por: Lenin Donoso - Marcelo Solís

1.9 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

La producción del Campo Culebra para el mes de Diciembre del año 2012 fue de 3915 BFPD, con una producción de 3698,48 BPPD, con un BSW actual promedio de 5,76%. El mismo que cuenta con 16 pozos que se encuentran en producción, 2 pozos cerrados y 1 pozo que fue abandonado (Culebra 7D).

La producción del Campo Yulebra para el mes de diciembre del año 2012 fue de 4784 BFPD, con una producción de 3038,20 BPPD, con un BSW actual promedio de 36,49%. El mismo que cuenta con 11 pozos en producción y 3 pozos que fueron cerrados.

La producción del campo Anaconda para el mes de Diciembre del año 2012 fue de 1722 BFPD, con una producción de 1624,03 BPPD, con un BSW actual promedio de 5,69%. El mismo que cuenta con 4 pozos productores y 4 pozos que se encuentran cerrados.

1.9.1 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS

El campo Culebra – Yulebra – Anaconda actualmente no tienen ningún pozo en producción a flujo natural, por esta razón el campo produce bajo los siguientes sistemas de levantamiento:

- Bombeo Electrosurgible
- Bombeo Hidráulico

En la actualidad en el campo Culebra – Yulebra – Anaconda el bombeo Electrosurgible es el que predomina en la mayor parte de los pozos productores como se observa en la tabla 1.7

TABLA 1.7: SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS

SISTEMAS DE PRODUCCIÓN POZOS PRODUCTORES			
MÉTODO	POZOS		
	CULEBRA	YULEBRA	ANACONDA
B. Electrosumergible	16	11	2
B. Hidráulico Jet	0	0	2
TOTAL	16	11	4
SUMA	31		

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Auca

Elaborado por: Lenin Donoso Marcelo Solís

En la Tabla 1.8 se muestra en forma resumida de los pozos perforados en el campo Culebra – Yulebra – Anaconda.

TABLA 1.8: ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS

SUMARIO DE POZOS DEL CAMPO			
MÉTODO	POZOS		
	CULEBRA	YULEBRA	ANACONDA
Productores	16	11	4
Abandonados	1	0	0
Inyectores	0	0	0
Reinyectores	0	0	0
Cerrados	1	3	4
TOTAL	18	14	8
SUMA	40		

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

CAPITULO II

FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE ANÁLISIS NODAL Y SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

2.1 ANÁLISIS NODAL

2.1.1 INTRODUCCIÓN

El análisis nodal se realizara con el software SubPUMP 7.0, el cual permite establecer un modelo de simulación, para predecir el comportamiento de producción de los pozos del campo Culebra – Yulebra – Anaconda.

El análisis nodal es una herramienta que nos permite evaluar y simular varios parámetros de nuestro interés como los que les presentamos a continuación:

- Determinar el daño
- Obtener pronósticos de producción
- Determinar caídas de presión
- Evaluar producción simulando diferentes cambios en el sistema
- Determinar diámetro óptimo en tuberías de producción.

2.1.2 CONCEPTO DE ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal de un sistema de producción, realizado en forma sistemática, nos permite tanto determinar el comportamiento actual como el comportamiento futuro de un pozo productor, y consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como gasto de los fluidos producidos, y con esto, lograr determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento.

Al realizar este análisis se obtiene como resultado generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un

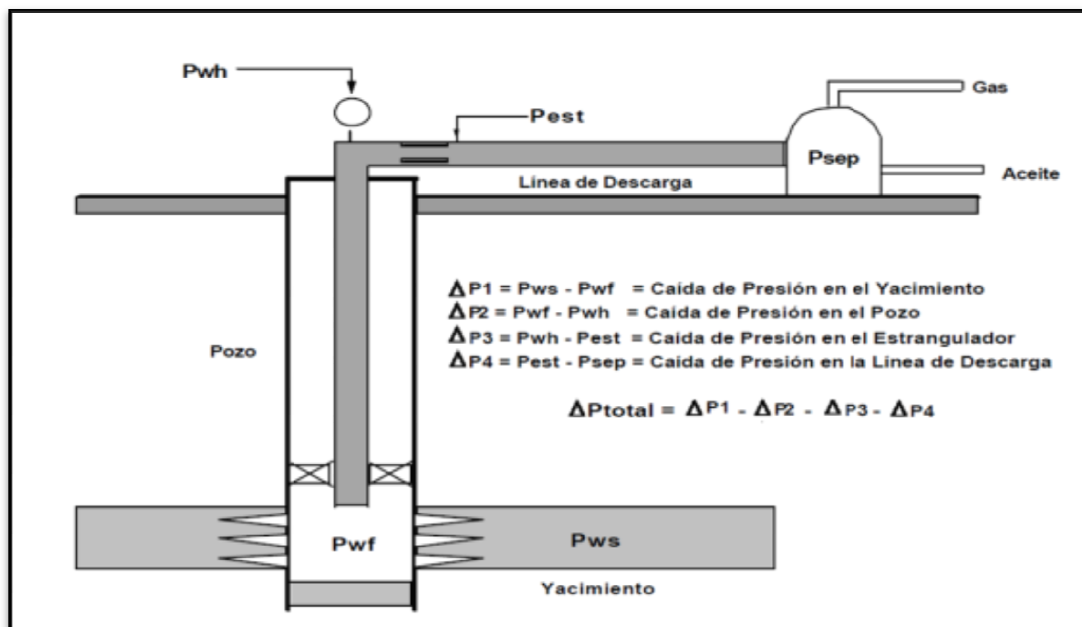
pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y línea de descarga por el cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo y presión para diferentes condiciones de operación.

2.1.3 COMPONENTES DEL ANÁLISIS NODAL

Los componentes básicos del análisis nodal cuando se evalúa un sistema de producción son los siguientes:

- Flujo a través de la línea de descarga (Tubería Horizontal), considerando el manejo de estranguladores en superficie.
- Flujo a través del Aparejo de producción (Tubería Vertical), considerando cualquier posible restricción como empacamientos, válvulas de seguridad estranguladores de fondo, etc.
- Flujo a través de un medio poroso (Yacimiento), considerando el daño ocasionado por lodos de perforación, cemento, etc.

FIGURA 2. 1: COMPONENTES BÁSICOS DEL SISTEMA DE ANÁLISIS NODAL



Fuente: Introducción de Pruebas de Presión (Marzo 1998) Schlumberger

2.1.4 PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente. Este procedimiento comprende la asignación de nodos en varias de las posiciones claves dentro del sistema.

En este procedimiento se debe asignar nodos en varias de las posiciones claves dentro del sistema. Luego de esto, variando los caudales y empleando el método y correlación de flujo multifásico que se considere adecuado dependiendo de las características de los fluidos, se calcula la caída de presión entre dos nodos.

Después de seleccionar un nodo de solución, que por lo general es a presión del separador, las caídas de presión son adicionales o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida, el cual generalmente es la presión estática del yacimiento, como se indica en la Figura 2.1 de esta forma se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$\Delta P_1 = P_R - P_{wfs} : \text{Perdidas de presión en medios porosos.} \quad (2.1)$$

$$\Delta P_2 = P_{wfs} - P_{wf} : \text{Perdidas de presión en la cara del pozo.} \quad (2.2)$$

$$\Delta P_3 = P_{UR} - P_{DR} : \text{Perdidas de presión a través de las restricciones.} \quad (2.3)$$

$$\Delta P_4 = P_{USV} - P_{DSV} : \text{Perdidas de presión a través de la válvula de seguridad.} \quad (2.4)$$

$$\Delta P_5 = P_{wh} - P_{DSC} : \text{Perdidas de presión a través del estrangulador superficial.} \quad (2.5)$$

$$\Delta P_6 = P_{DSC} - P_{SEP} : \text{Perdidas de presión en la línea de flujo superficial.} \quad (2.6)$$

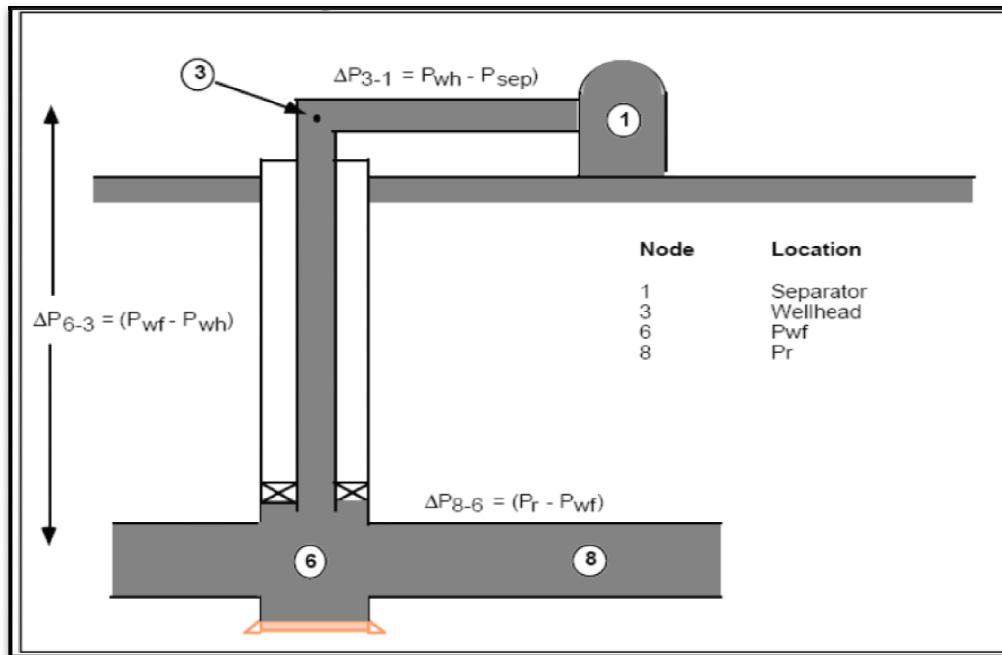
$$\Delta P_7 = P_{wf} - P_{wh} :$$

$$\text{Perdidas de presión totales en la entrada de la tubería de producción.} \quad (2.7)$$

$$\Delta P_8 = P_{wh} - P_{SEP}$$

$$: \text{Perdidas de presión totales en la línea de flujo superficial incluyendo el estrangulador superficial.} \quad (2.8)$$

FIGURA 2. 2: UBICACIÓN DE LOS NODOS



Fuente: Introducción de Pruebas de Presión (Marzo 1998) Schlumberger

En un sistema de producción se conocen dos presiones, las mismas son consideradas constantes cuando se van a realizar cálculos, siendo estas presiones la presión estática del yacimiento (P_{ws}) y la presión de separación en la superficie (P_{sep}).

Los cálculos a realizarse pueden iniciar con cualquiera de estas presiones, para después determinar la presión en los nodos de solución intermedios entre estas posiciones de partida, se debe tener en cuenta que para utilizar el concepto nodal, al menos se deberá conocer la presión en el punto de partida. En la figura se presenta la ubicación de los nodos para un análisis de producción.

Con el análisis nodal podemos obtener resultados que nos permitirán la definición de la capacidad de producción de un pozo para cierta serie de condiciones, además de que nos muestra los cambios en cualquiera de los parámetros que afectan su comportamiento. En conclusión, el resultado que obtenemos es la identificación de los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción.

2.1.5 PARÁMETROS NECESARIOS

Se debe tomar en cuenta las curvas de comportamiento de afluencia ya que son función de los siguientes aspectos del sistema:

- 1) Características de la tubería de producción y línea de flujo.
- 2) Porcentaje de agua producido.
- 3) Longitud y diámetro de las tuberías.
- 4) Características de los fluidos a manejar.
- 5) Grado de desviación del pozo.
- 6) Topografía del terreno en el caso de la línea de flujo.
- 7) Temperatura.
- 8) Relación Gas – Líquido.
- 9) Presión en el nodo inicial y final del sistema.
- 10) Características del Yacimiento.

Para realizar la selección del nodo o nodos iniciales se debe tener en cuenta principalmente el componente del sistema que se desea evaluar, su posición deberá ser tal que muestre, de la mejor manera posible, la respuesta del sistema a una serie de condiciones dadas, para poder obtener una evaluación total del problema y dar así la mejor solución posible. Además de las razones técnicas, se debe aportar también una justificación económica, validando con ello la solución encontrada.

2.2 CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE FLUIDO DE FORMACIONES PRODUCTORAS (IPR)

El primer intento para construir una curva de comportamiento de afluencia de un pozo (IPR), se obtuvo como resultado de la suposición de que la IPR era una línea recta. Por consiguiente, bajo dicha suposición, el flujo de líquido en un pozo será directamente proporcional a la caída de presión en el fondo del mismo.

La constante de proporcionalidad con la que se mide la productividad del pozo se llama índice de productividad (IP) y la ecuación de la misma es:

$$IP = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (2.9)$$

Donde:

q = Caudal (BPD)

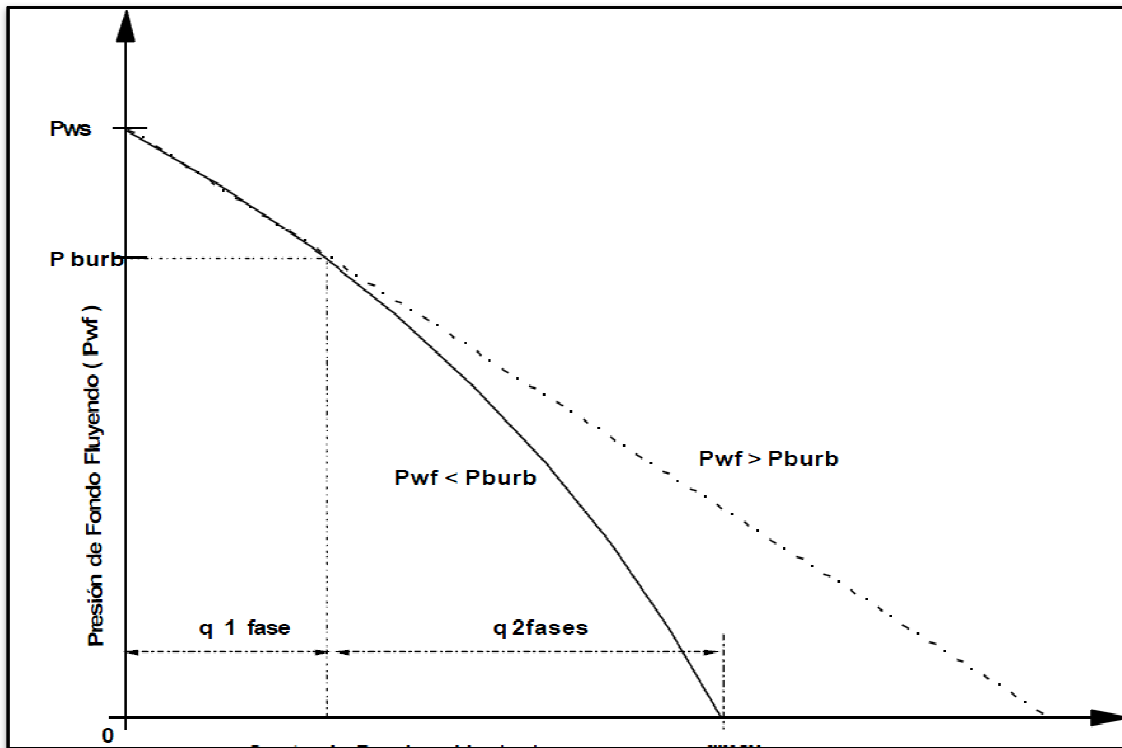
Pws = Presión de fondo estática en el pozo (psia)

Pwf = Presión de fondo fluyente en el pozo (psia)

Posteriormente **W. E. Gilbert (1954)** realizó diversas observaciones en campos petroleros y se dio cuenta que esto sólo se cumplía cuando la Presión de Fondo Fluyente (Pwf) se encontraba por encima de la Presión de Burbuja, mientras que en la mayoría de los pozos la Presión de Fondo Fluyente (Pwf) estaba por debajo de burbuja, la IPR graficada formaba una curva debido a que la fase gaseosa presente en el aceite tenía un efecto en la producción (ver Figura 2.3).

W. E. Gilbert encontró que el índice de productividad variaba con respecto al tiempo. Esto debido a que la presión en el yacimiento disminuye conforme a la explotación del mismo, lo que nos indica que hay un incremento en la saturación de gas y también un incremento en la resistencia a fluir del aceite. Cuando la caída de presión es constante, el IP también dependerá del mecanismo de empuje del yacimiento.

FIGURA 2. 3: REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE LAS CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN – PRODUCCIÓN.



Fuente: ESP OIL; Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal

Para un yacimiento con empuje asociado a un acuífero activo, el IP permanecerá casi constante cuando produzca por encima del punto de burbuja, debido a que no existe gas liberado en el yacimiento que pueda afectar las permeabilidades relativas del aceite y del agua.

M. V. Vogel (1968) desarrolló un estudio sobre IPR para yacimientos con empuje por gas en solución derivando ecuaciones que describirán los perfiles de presión y saturación de gas desde el agujero del pozo hasta las fronteras del yacimiento. Con dichas ecuaciones consideró variaciones en las caídas de presión y en las propiedades roca – fluido, hasta obtener una relación adimensional para el índice de productividad.

La correlación de Vogel para obtener una curva IPR adimensional es la siguiente:

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad (2.10)$$

Donde:

q = Caudal.

q_{max} = Caudal máximo.

P_{wf} = Presión de Fondo Fluyente (psia).

P_{ws} = Presión de Fondo Estática (psia).

M. J. Fetkovich (1973) demostró que los pozos de aceite y los pozos de gas que producen por debajo de la presión de burbuja, se comportaban de manera similar en términos del índice de productividad, por lo que desarrolló la siguiente correlación:

$$q = C (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (2.11)$$

Donde:

q = caudal correspondiente a la P_{wf}.

P_{wf} = Presión de Fondo Fluyente.

P_{ws} = Presión de fondo estática.

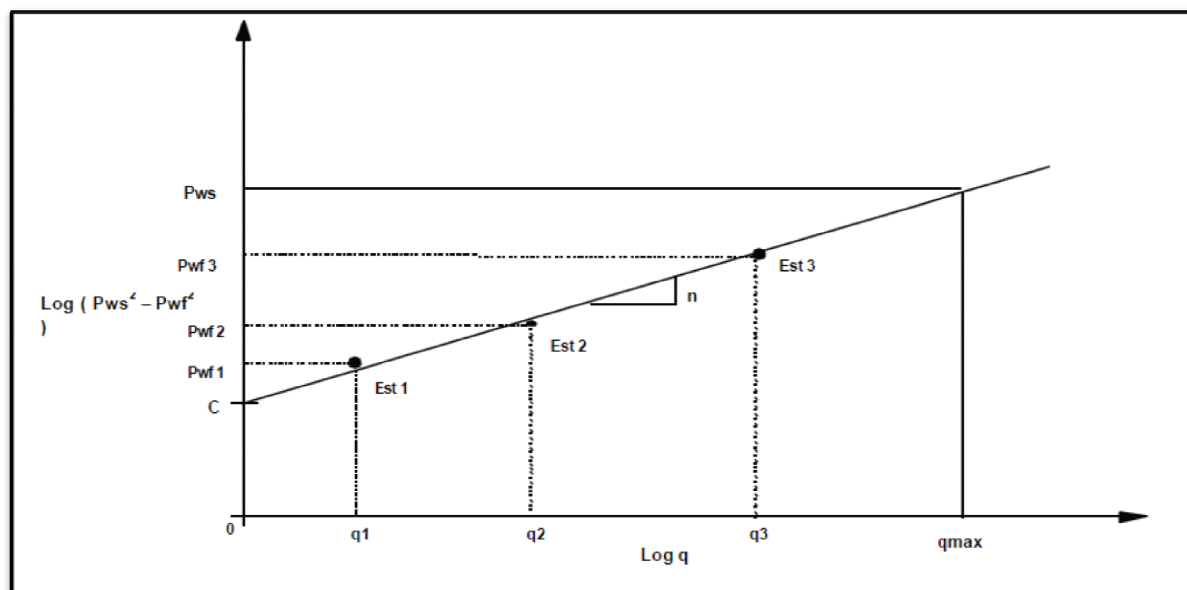
C = Coeficiente de la curva.

n = Exponente (un valor entre 0,5 y 1,0)

Para aplicar el método de Fetkovich, es necesario determinar los valores de C y de n. Estos coeficientes se obtienen a través de una prueba de presión – producción de un pozo, donde medimos los gastos aportados por tres diferentes diámetros de estrangulador con sus correspondientes presiones de fondo fluyentes, así como la presión de fondo estática con el pozo cerrado. En escala log – log se grafican los valores de presión contra gasto, obteniendo una línea recta.

El valor de C es la ordenada al origen y el valor de n es la pendiente de dicha recta. El potencial del pozo o gasto máximo teórico se obtiene intersecando el valor de la P_{ws} con la recta obtenida, para encontrar su correspondiente valor de gasto (ver Figura 2.4).

FIGURA 2. 4: ESQUEMA DE COMPORTAMIENTO PRESIÓN – PRODUCCIÓN DE ACUERDO A CORRELACIÓN DE FETKOVICH.



Fuente: ESP OIL; Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal

2.3 CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS

El flujo simultáneo de gas y líquido en una tubería es muy importante en las operaciones modernas. Para muchas instalaciones el uso de tuberías que manejan flujos multifásicos es la solución más económica, ya que disminuye el costo 20 a 25% con respecto a utilizar dos tuberías para manejar fluidos en una sola fase.

Varios investigadores han desarrollado diferentes correlaciones de flujo en tuberías verticales y horizontales, basándose en los principios termodinámicos y

de flujo de fluidos, pero principalmente en observaciones empíricas limitadas por caídas de presión por fricción, diámetros de tuberías, características de los fluidos utilizados, geometría y condiciones de flujo, y relaciones gas – líquido.

TABLA 2. 1: CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS

Correlación	Fecha	Sustento	Diámetro de tubería	Fluido
Flujo Vertical				
Dunn& Ross	1961	datos de campo y laboratorio	amplio rango	aceite, gas y agua
Hagerdorn& Brown	1965	datos de campo y laboratorio	1 a 4 pulgadas	aceite, gas y agua
Orkiszewski	1967	revisión y modificación de otros modelos	amplio rango	aceite, gas y agua
Aziz&Govier	1972	datos de campo y laboratorio	amplio rango	aceite, gas y agua
Beggs&Brill	1973	datos de laboratorio	1 a 1.5 pulgadas	gas y agua
Gray	1974	datos de campo	< 3.5 pulgadas	gas y condensado

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Correlación	Fecha	Sustento	Diámetro de tubería	Fluido
Flujo Horizontal				
Lochart&Martinelli	1949	datos de laboratorio	0,0586 a 1,1017 pg	aceite, gas y agua
Eaton	1966	datos de campo y laboratorio	2 a 4 pulgadas	aceite, gas y agua
Dukler	1969	datos de laboratorio	amplio rango	aceite, gas y agua
Flujo Inclinado				
Mukherjee&Brill	1983	datos de laboratorio	1.5 pulgadas	keroseno, aceite lubricante y gas

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

No existe una correlación que sea la más adecuada para utilizarla en todas las aplicaciones. Cuando se utiliza algún modelo, se debe examinar la clase de sistemas en las cuales está basado, es decir si el modelo y los datos que lo soportan son compatibles físicamente con el sistema propuesto para su aplicación.

Por ejemplo, algunas correlaciones están basadas en datos para tuberías horizontales de diámetro pequeño. Su aplicación es limitada para tuberías de diámetro mayor con perfiles topográficos que representen diferencias de nivel con respecto a un plano de referencia.

La tabla anterior 2.1 Presenta una referencia rápida de las correlaciones más utilizadas así como su rango de aplicación.

2.4 FLUJO MULTIFÁSICO A TRAVÉS DE ESTRANGULADORES.

Los estranguladores son dispositivos mecánicos que se utilizan en los pozos para provocar una restricción al flujo, con objeto de controlar el aporte de agua y arena proveniente de los yacimientos.

Predecir el comportamiento del flujo de mezclas de gas – líquido en orificios no es un problema que se considere resuelto. Existen numerosos estudios sobre este tema y se han desarrollado varias correlaciones que relacionan el gasto a través del orificio, la presión y la temperatura antes del orificio y el área de estrangulamiento cuando el flujo es crítico. Algunas de las correlaciones obtenidas están basadas en trabajos experimentales y se ajustan razonablemente a los rangos probados, sin embargo, se desconoce su precisión fuera de esos límites.

En el desarrollo de sus correlaciones los autores han supuesto diversas relaciones de presión crítica. Establecer un valor fijo para dicha relación implica una simplificación que indudablemente se reflejará en la exactitud de las predicciones que se obtengan al aplicar las correlaciones citadas. Por tanto, es recomendable que al desarrollar una correlación se investiguen las fronteras de flujo crítico y además que las relaciones se cumplan para los casos extremos en los que tiene flujo solo de gas o flujo solo de líquido.

Existen varias correlaciones que predicen el comportamiento de flujo multifásico a través de estranguladores, las más utilizadas son las de Gilbert, Ros, Baxendell y Achong (Tabla 2.2). A partir de datos de producción Gilbert desarrolló una expresión tomando como base la relación de las presiones antes y después de un orificio para flujo sónico de una fase, recomendando que dicha relación fuera de 0,588 o menor. Ros, Baxendell y Achong, tomaron como base el trabajo de Gilbert y cada uno estableció una correlación en la que sólo variaron los coeficientes de flujo.

La forma general de las ecuaciones desarrolladas por estos investigadores es la siguiente:

$$P_1 = \frac{A_{qL} R^B}{d_c^C} \quad (2.13)$$

Donde:

P1= Presión corriente arriba (psi)

ql = Producción de Líquido (BPD)

R = Relación Gas libre – Líquido (ft³/ bl)

dc = Diámetro del estrangulador (64avos de pulgada)

A, B, C = constantes que dependen de la correlación y que toman los siguientes valores:

TABLA 2. 2: PARÁMETROS A EMPLEAR EN LA ECUACIÓN DE ROS, BAXENDELL Y ACHONG

Correlación	A	B	C	Año
Gilbert	10.0	0.546	1.89	1954
Ros	17.40	0.500	2.00	1960
Baxendell	9.56	0.546	1.93	1963
Achong	3.82	0.650	1.88	1974

2.5 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN EXISTENTES EN EL CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA.

Cuando la presión existente en el yacimiento empieza a disminuir, como consecuencia de la explotación de petróleo la producción de fluidos baja hasta que llega un momento en el cual, el pozo deja de producir por sí mismo, entonces, surge la necesidad de proporcionar energía externa al pozo, para extraer los fluidos que todavía se encuentran en el yacimiento, a este proceso se lo denomina levantamiento artificial.

A continuación les indicamos los sistemas de Levantamiento Artificial existentes:

- Gas Lift (Inyección de Gas).
- Bombeo Electrosumergible (BES).
- Bombeo Mecánico.
- Bombeo Hidráulico (Pistón y Jet).

En el Campo Culebra – Yulebra – Anaconda existen únicamente dos tipos de Levantamiento Artificial, los cuales son: Bombeo Electrosumergible (BES) y Bombeo Hidráulico tipo Jet.

2.5.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

Una bomba electrosumergible (BES) es una bomba centrífuga multietapa que ofrece una gran flexibilidad. Las bombas electrosumergibles son capaces de producir volúmenes muy grandes de fluido, pudiendo ser usadas más eficientemente que las bombas de varillas de succión en pozos profundos (Prof > 5000 ft), y son capaces de manejar algo de gas libre en el fluido bombeado.

La bomba es accionada mediante un motor eléctrico conectado por cables a una fuente de energía trifásica en la superficie. En nuestro país las bombas comúnmente operan a 3500 rpm. Accionadas por un suministro de energía eléctrica AC de 60 hz.

El motor se lo ubica de modo que los fluidos producidos fluyan alrededor del motor, proporcionando enfriamiento, ya sea asentando la bomba sobre el intervalo productor, o equipando la bomba con una cubierta que dirige a los fluidos a que circulen exteriormente por el motor antes de ingresar a la admisión de la bomba.

Los componentes del sistema de Bombeo Electrosumergible pueden ser divididos en 2 partes como se muestra en la figura 2.5.

➤ **Componentes de Superficie**

- Transformador Primario
- Panel de Control del Motor
- Transformador Secundario
- Variador de Frecuencia
- Caja de Venteo
- Cabezal del Pozo

➤ **Componentes de Fondo**

- Cable Eléctrico
- Y tool (opcional)
- Bomba Centrífuga Multietapa
- Separador de Gas
- Protector
- Motor Eléctrico
- Sensor

FIGURA 2. 5: COMPONENTES DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE



Fuente: Centrilift

Las bombas centrífugas no desplazan una cantidad fija de fluido, como lo hacen las bombas de desplazamiento positivo, sino más bien crean una cantidad

relativamente constante de incremento de presión en la corriente de flujo. De este modo la tasa de flujo a través de la bomba variará, dependiendo de la contrapresión mantenida en el sistema. El incremento de presión proporcionado por una bomba centrífuga usualmente se expresa como carga de bombeo, que no es más que la altura de fluido producido que la ΔP creada por la bomba puede soportar:

$$h = \frac{\Delta P}{\rho} \frac{g_c}{g} \quad (2.14)$$

La cual en unidades de campo puede expresarse como:

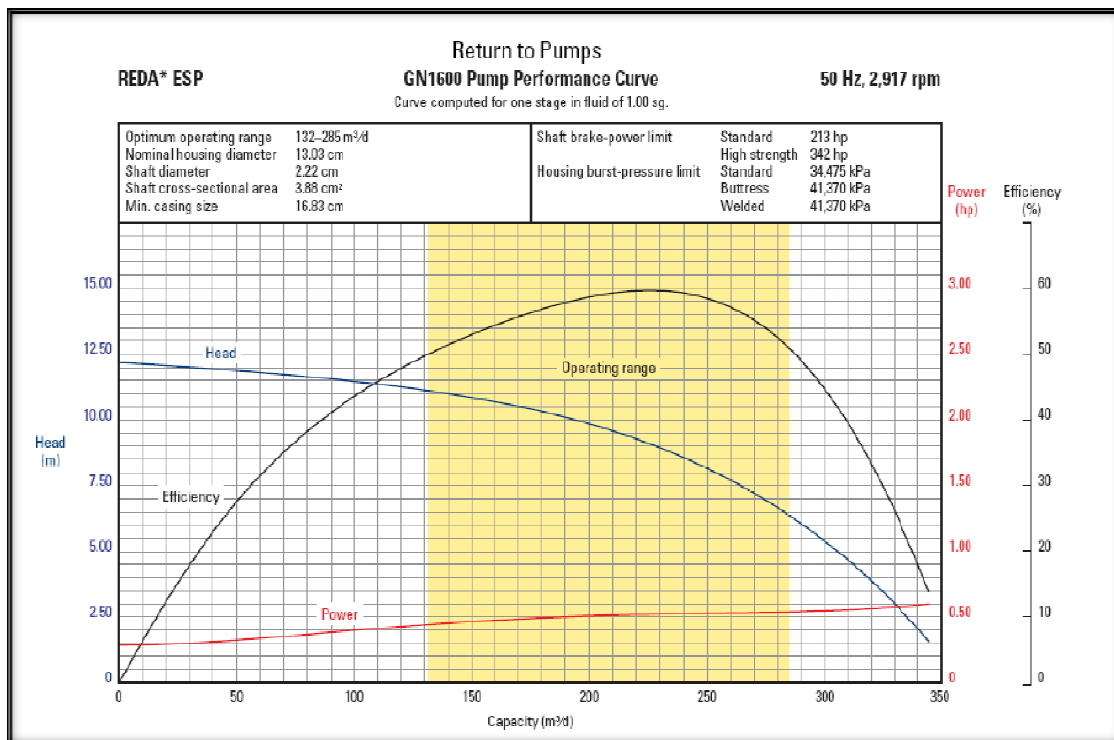
$$h = \frac{\Delta P}{0.433\gamma_f} \quad (2.15)$$

La carga de bombeo es independiente de la densidad del fluido. Para una bomba multietapa la carga total desarrollada es igual a la suma de las cargas de bombeo de cada etapa, o

$$h = N_s h_s \quad (2.16)$$

La carga de bombeo de una bomba centrífuga disminuirá según se incremente el rendimiento volumétrico; sin embargo, la eficiencia de la bomba, definida como la relación de la potencia hidráulica transferida al fluido ($q \times \Delta P$) a la potencia suministrada a la bomba, tiene un máximo en alguna tasa de flujo para una bomba dada. La carga desarrollada y la eficiencia de una bomba dependen del diseño particular de la bomba y deben ser medidas. Estas características son proporcionadas por los fabricantes de las bombas como una gráfica de comportamiento de la bomba, tal como se muestra en la Figura 2.6

FIGURA 2. 6: CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES



Fuente: Bombeo Electrosumergible / Baker Huges

Realizado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Estas características se miden con agua dulce. Con otro fluido de aproximadamente la misma viscosidad, la carga de bombeo será la misma, pero los requerimientos de potencia diferirán, puesto que Δp variará con la gravedad específica de acuerdo con la siguiente ecuación. Así, para un fluido de diferente densidad,

$$(2.17)$$

Las gráficas de comportamiento de las bombas electrosumergibles usualmente vienen dadas para una etapa o para 100 etapas, si se trata de 100 etapas, la carga desarrollada por etapa es la carga total leída de la curva dividida para 100.

Curva de Levantamiento (Head).- El levantamiento desarrollado por la bomba centrífuga es indiferente del tipo y de la gravedad específica del fluido bombeado. Pero cuando se convierte la altura a presión, esta debe ser multiplicada por el gradiente del fluido obteniéndose la siguiente ecuación:

$$Ph = h\gamma fN \quad (2.18)$$

Presión desarrollada por la bomba = (levantamiento por etapa) * (gradiente de fluido) * (número de etapas).

Donde:

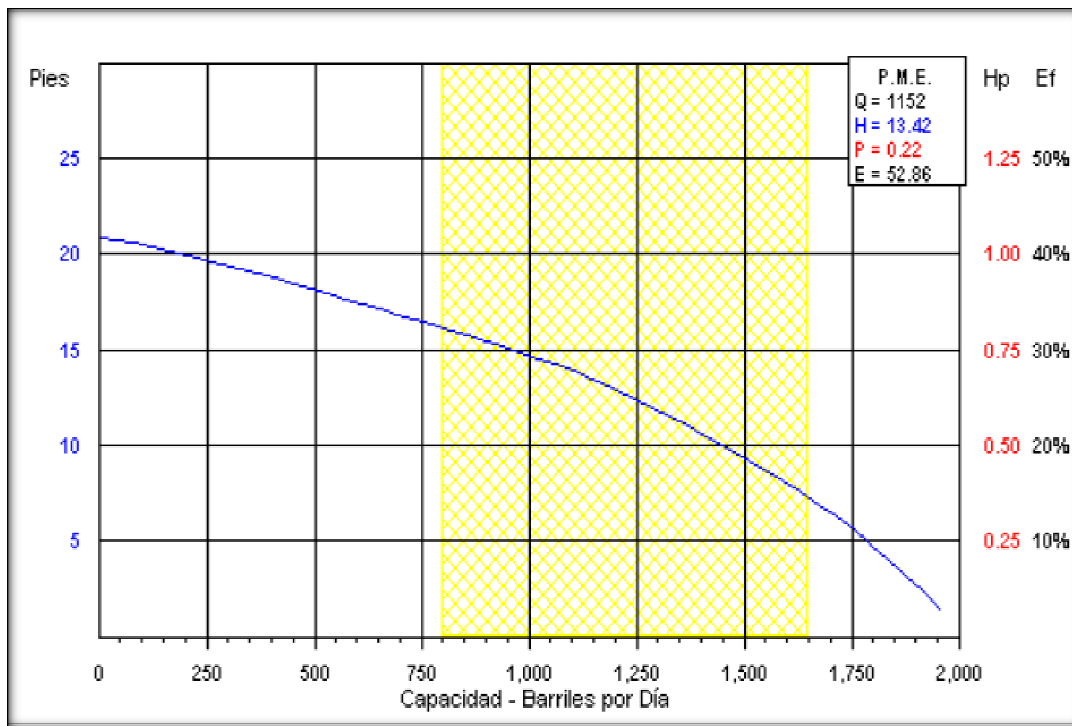
dP = diferencial de presión desarrollada por la bomba (psi).

h = levantamiento por etapa (ft/etapa).

γf = gradiente del fluido bombeado (psi/ft).

N = número de etapas.

Cuando la capacidad de flujo aumenta, el levantamiento total se reduce.

FIGURA 2. 7: CURVA DE LEVANTAMIENTO (HEAD)

Fuente: Bombeo Electrosumergible / Baker Huges

Realizado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Curva de Potencial (BHP).- Estas curvas de comportamiento generan la potencia por etapa basadas en un fluido de gravedad específica 1, por esta razón a esta potencia se la debe multiplicar por la gravedad específica del fluido.

(2.19)

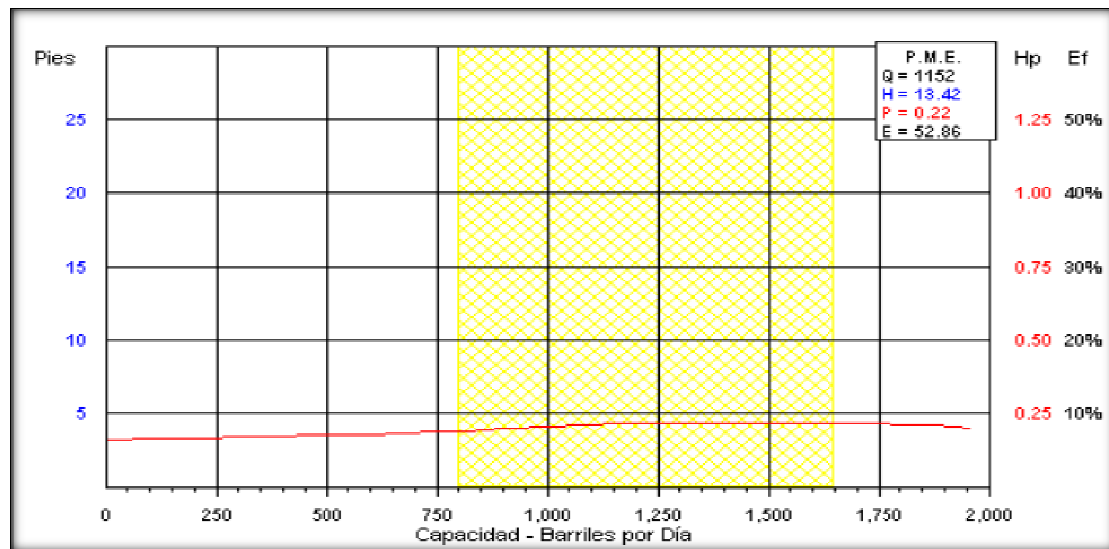
Donde:

HP = potencia requerida.

hp = potencia por etapa.

= gravedad específica del fluido.

N = número de etapas.

FIGURA 2. 8: CURVA DE POTENCIA (BHP)

Fuente: Bombeo Electrosumergible / Baker Huges

Realizado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En referencia al diseño de la bomba, la curva de potencia puede tener variaciones en su forma a partir del punto máximo de rendimiento, lo que nos indica que si la potencia disminuye la curva disminuirá también sin sobrecarga, al contrario si la potencia aumenta a partir de dicho punto con el aumento de caudal, la curva será de sobrecarga.

Curva de la eficiencia de la bomba.- esta no se puede medir directamente y debe ser calculada de los datos de la prueba ya medidos. Utilizando la siguiente relación:

$$\text{Ef} = \frac{\text{Hp}}{\text{BHP}} \quad (2.20)$$

Donde:

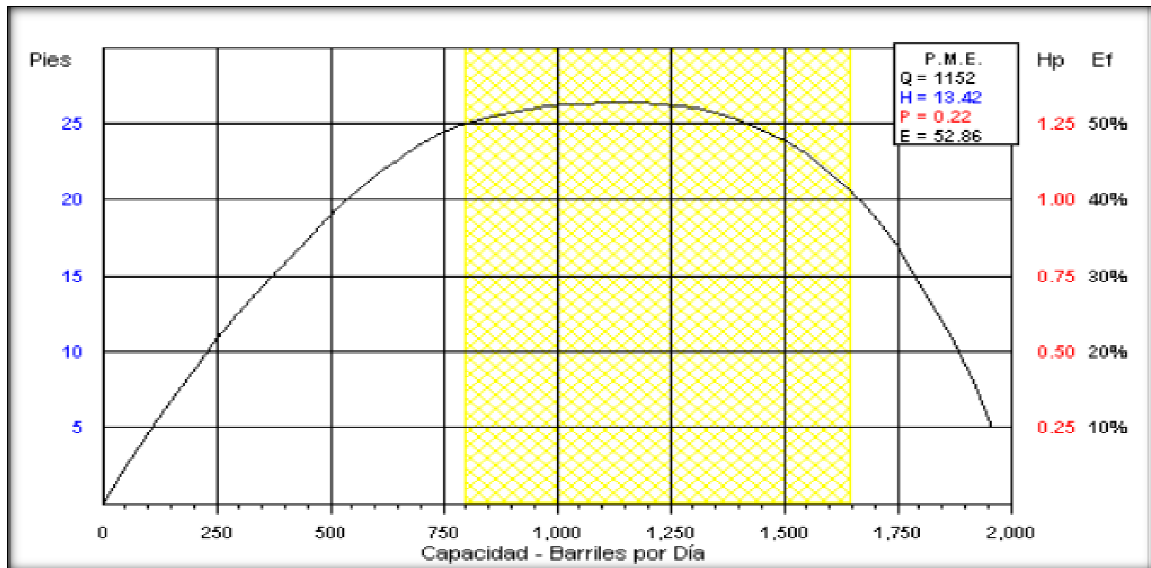
Altura de la columna en pies (ft).

Capacidad en (Galones/minuto).

BHP es la potencia al freno (HP).

Los valores de la curva de eficiencia son variables con el diseño y tamaño de la bomba, es decir que esta aumenta con el tamaño de la bomba, debido a que existen menores pérdidas por la fricción del fluido.

FIGURA 2. 9: CURVA DE EFICIENCIA DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE



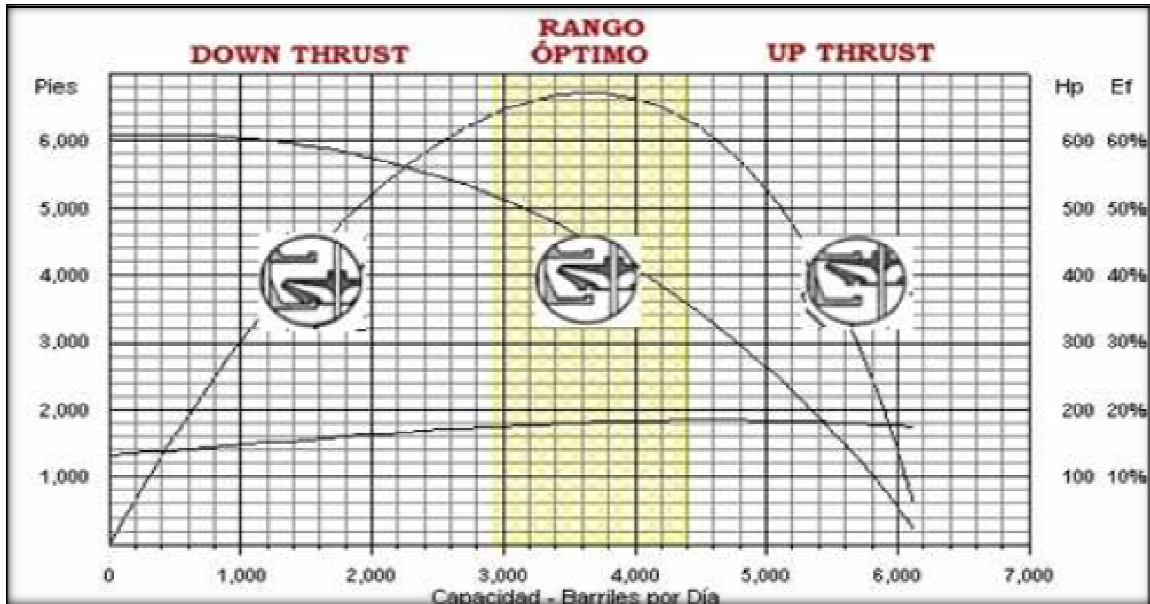
Fuente: Bombeo Electrosomergible / Baker Hughes

Realizado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Rango de Operación.- El rango de operación óptimo de la bomba se encuentra debidamente marcada en las curvas de rendimiento de las bombas (Figura 2.11).

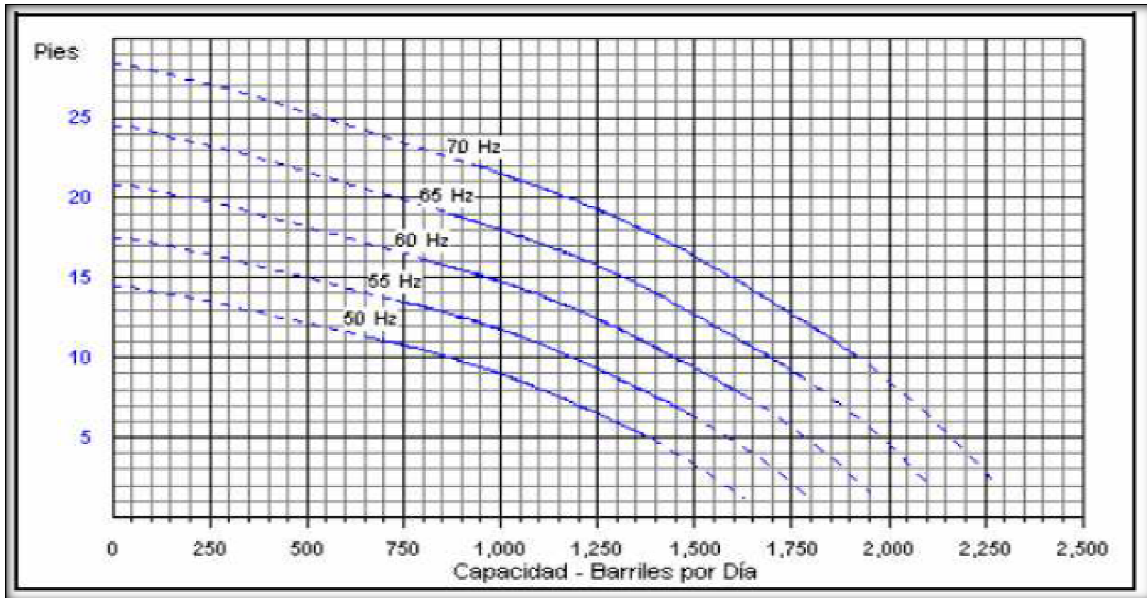
Si la bomba se encuentra operando bajo el rango de operación a una tasa de flujo menos, la bomba sufrirá de desgaste por empuje descendente llamada DOWNTHRUST. Si la bomba se encuentra operando sobre el rango de operación a una tasa de flujo mayor, la bomba puede sufrir desgaste por empuje ascendente llamado UPTHURST

FIGURA 2. 10: CURVA DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE



Fuente: Bombeo Electrosomergible / Baker Huges

Cuando se tiene un funcionamiento con condiciones de frecuencia variable la cantidad de barriles por día (BPD) que la bomba puede extraer del pozo, sigue el comportamiento de las curvas Tornado, que se observan a continuación:

FIGURA 2. 11: CURVAS TORNADO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE

Fuente: Bombeo Electrosomergible / Baker Huges

Columna Dinámica Total.- Se define como la altura total requerida para bombear la capacidad de flujo deseada, esta altura se la puede obtener por medio de la siguiente ecuación:

$$(2.21)$$

Donde:

Hd = Levantamiento neto (distancia vertical en pies o metros, entre la cabeza del pozo y el nivel estimado de producción).

= columna requerida para vencer las pérdidas por fricción en la tubería.

= presión de descarga en la cabeza del pozo (presión necesaria para superar las pérdidas de presión existentes en la línea de flujo).

Para diseñar una instalación de bombeo electrosumergible debe determinarse la ΔP (carga de bombeo) necesaria para producir la tasa de flujo deseada a partir de la curva IPR del pozo y de la caída de presión que ocurrirá de la bomba a la superficie. Los pasos necesarios para seleccionar una bomba electrosumergible apropiada y producir a una tasa de flujo deseada son los siguientes:

- a) Determinar el diámetro adecuado de la bomba de las especificaciones del fabricante. Un rendimiento eficiente de una bomba electrosumergible depende de las dimensiones de la bomba y no del ΔP desarrollado por la bomba. Por lo tanto, la dimensión de la bomba puede ser seleccionada basándose únicamente en la tasa de flujo.
- b) De la curva IPR del pozo, determinar P_{wf} para la tasa de producción deseada.
- c) Calcular la mínima profundidad de la bomba basándose en la P_{wf} y en la presión de succión necesaria para la bomba. Las bombas electrosumergibles generalmente requieren una presión de succión entre los 150 y 300 lb/pg². Para una presión de tubería de revestimiento en la cabeza igual a cero y despreciando la presión hidrostática de la columna de gas en el anular, la profundidad de asentamiento de la bomba es:

$$H_{bomba} = H - \left(\frac{P_{wf} - P_{succión}}{0.433\gamma_f} \right) \quad (2.22)$$

Donde H es la profundidad del intervalo productor, H_{bomba} es la profundidad de asentamiento de la bomba, y $P_{succión}$ es la presión de succión requerida por la bomba. La bomba puede estar asentada a cualquier profundidad debajo de esta profundidad mínima, y a menudo se localizará próxima al intervalo productor.

- d) Determinar la presión requerida de descarga de la bomba a partir del cálculo de gradientes para flujo multifásico a través del tubing, usando procedimientos analíticos mediante las correlaciones del flujo multifásico o procedimientos gráficos mediante las curvas de gradiente.

e) El ΔP que se necesita de la bomba entonces es:

$$\Delta P = \Delta P_{descarga} - P_{succión} \quad (2.23)$$

Y la carga total de la bomba puede ser calculada con la ecuación:

$$h = \frac{\Delta P}{0.433\gamma_f} \quad (2.24)$$

f) De la curva de comportamiento de la bomba, se lee y/o calcula la carga por etapa. El número necesario de etapas se lo calcula con la ecuación:

$$h = N_S h_S \quad (2.25)$$

g) El requerimiento total de potencia para la bomba se obtiene multiplicando la potencia por etapa obtenida de la gráfica de comportamiento de la bomba por el número de etapas obtenido en el numeral anterior.

Es importante indicar que las características de las bombas dadas por los fabricantes de bombas electrosumergibles son determinadas utilizando agua como fluido en las pruebas de banco y deben ser corregidas si el fluido a ser bombeado tiene una viscosidad más alta. Una alta viscosidad del fluido disminuye la eficiencia de una bomba centrífuga y puede afectar la carga desarrollada. Los fabricantes de las bombas proporcionan cartas de corrección para tomar en cuenta el comportamiento con fluidos de alta viscosidad.

2.6 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

2.6.1 GENERALIDADES

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

En la Figura (2.12). Se muestra un ejemplo de una bomba hidráulica tipo jet. El fluido motriz entra por la parte superior de la bomba y pasa a través de la tobera, donde su presión total es convertida a una carga por velocidad. La tobera descarga un chorro en la cámara de entrada de los fluidos del pozo, la cual tiene comunicación con la formación. En la cámara de mezclado cuyo diámetro es mayor al de la tobera, se mezclan los fluidos producidos y el fluido motriz.

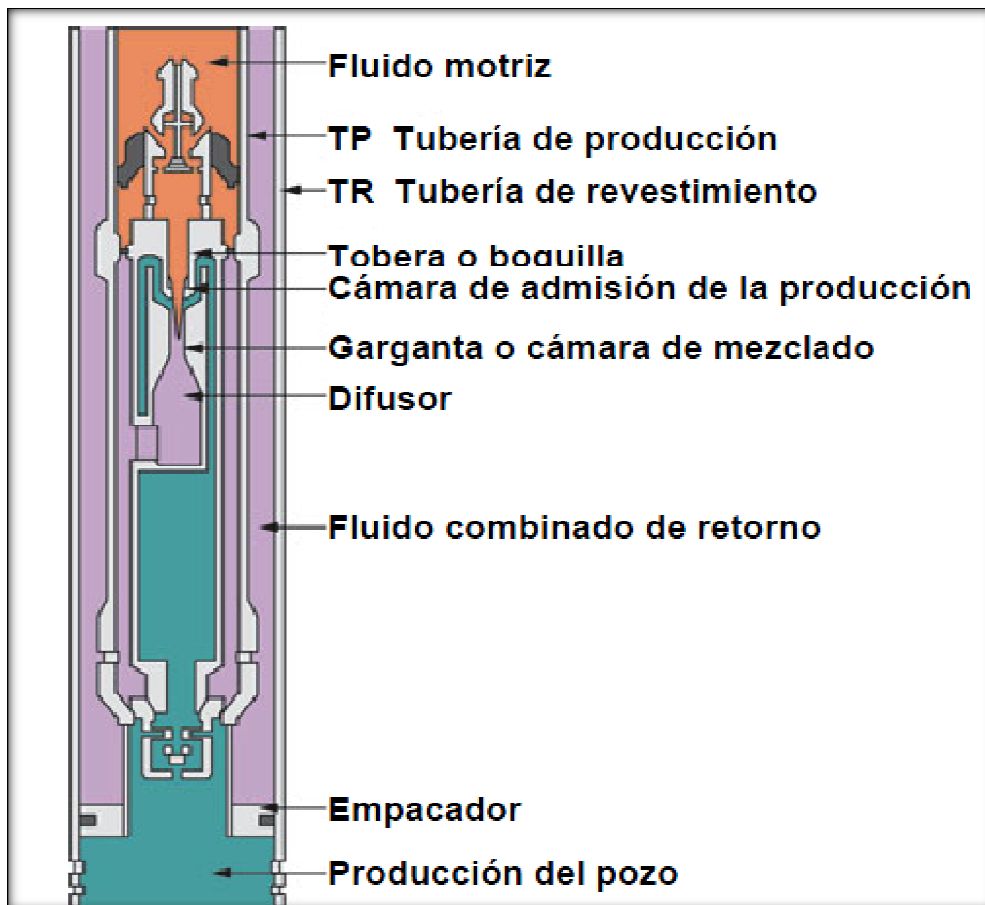
Al mismo tiempo que se efectúa la mezcla, el fluido motriz pierde energía que es ganada por los fluidos del pozo. Después, la mezcla pasa al difusor, que es la última sección de trabajo, en donde la energía que en su mayor parte es conservada en forma de carga por velocidad se convierte en carga por presión estática; cuando esta presión es mayor que la ejercida por la columna de fluidos en el espacio anular, se establece el flujo hacia la superficie.

Las ventajas de este sistema de bombeo son numerosas. Principalmente la carencia de partes móviles que permite manejar fluidos de cualquier calidad, tanto motriz como producido. Otra ventaja se tiene en lo compacto de la sección de trabajo compuesta por la tobera, la entrada a la cámara de mezclado y el difusor, esto facilita su instalación, además permite al bombeo hidráulico adaptarse casi a cualquier profundidad en el pozo. Frecuentemente se pueden obtener tasas más grandes que con un bombeo hidráulico convencional con el mismo diámetro de tubería.

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

embargo, se ha incrementado su empleo para pozos de grandes tasas (10000 bl/día) y fluidos contaminados.

FIGURA 2. 12: BOMBA KOBE TIPO “A” (JET)



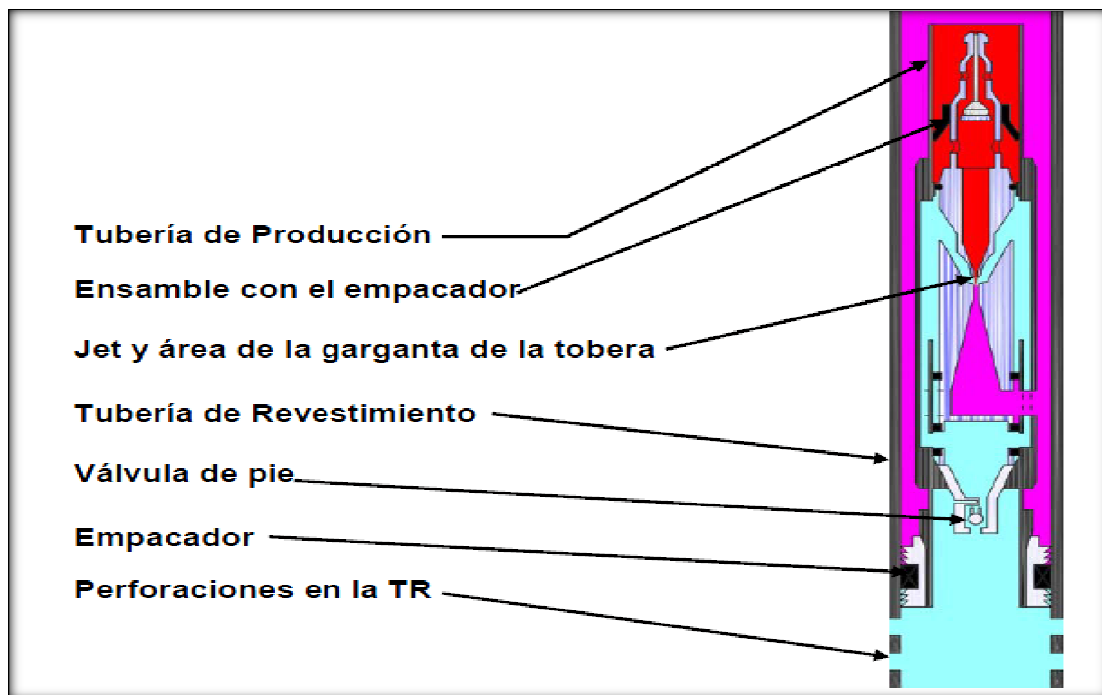
Fuente: Folleto de Levantamiento Artificial

2.6.2 TIPOS DE BOMBAS JET

Las bombas hidráulicas tipo jet que se usan en el campo petrolero son generalmente presentadas por Kobe, National, Guiberson y por Fluid PackedPumps. El diseño básico de estos fabricantes es muy similar, la principal diferencia es la forma en que los fluidos son circulados dentro y fuera de la sección de trabajo.

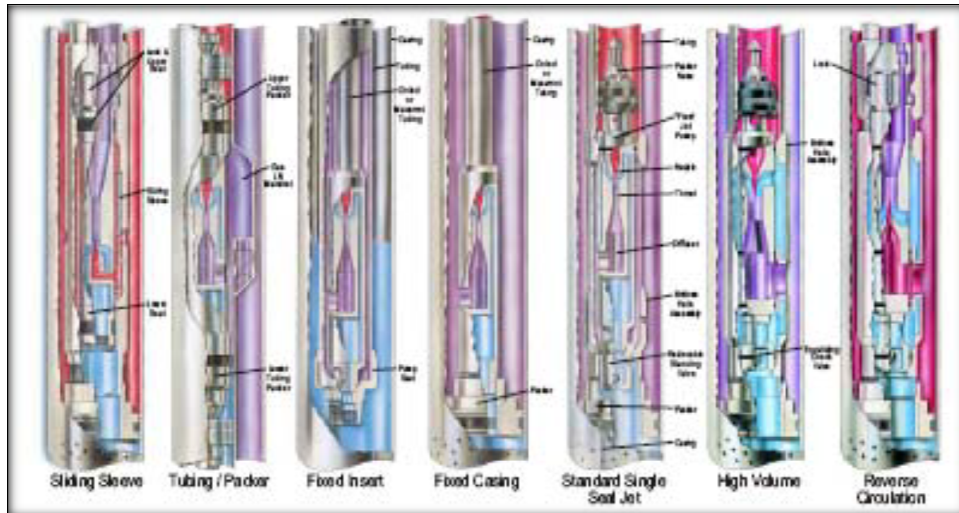
La Fig. (2.12) ilustra una bomba “libre” marca Kobe, tipo A, con descarga en el espacio anular y anclada en la tubería de revestimiento. El diseño A, se refiere a un concepto relacionado a la trayectoria del fluido motriz y al de producción que se encuentran en la bomba. La Fig. (2.13) muestra una bomba “libre”, tipo B, colocada en el fondo del pozo y con descarga en el espacio anular. La succión del fluido en esta bomba, se lleva a cabo a través de un mecanismo colocado en la entrada de la cámara, permitiendo usar cámaras de mezclado y toberas grandes, para obtener así una alta tasa de producción. La Fig. (2.14) muestra bombas de fluidos colocadas con un tipo de ensamble semejante al usado para cuando la bomba se encuentra en el fondo del pozo. Una característica del bombeo hidráulico tipo chorro, es que por lo general el diseño de la tobera está dirigido hacia abajo y los conductos de succión tienen dirección para un flujo inverso, es decir, el flujo no es solamente en un solo sentido.

FIGURA 2. 13: BOMBA KOBE TIPO B



Fuente: Folleto de Levantamiento Artificial

FIGURA 2. 14: TIPOS DE BOMBA JET



Fuente: Folleto de Levantamiento Artificial

2.6.3 TEORÍA DE LA BOMBA JET

2.6.3.1 Antecedentes

El uso de agua por primera vez en el bombeo hidráulico a chorro se le acreditó a James Thomson en el año 1852 en Inglaterra. J. M. Rankine desarrolló la teoría del bombeo jet en 1870. Posteriormente fueron elaborados trabajos teóricos por diferentes investigadores incluyendo notablemente a Lorenz (1910). Gosline y O'Brien desarrollaron un trabajo en 1933, con una discusión teórica basada en pruebas de laboratorio.

2.6.3.2 Teoría General

De la consideración efectuada por Gosline y O'Brien, refiriéndose a la Fig. 2.15, se definieron los siguientes términos:

— (2.26)

— (2.27)

— (2.28)

Como una relación de continuidad se tiene:

(2.29)

(2.30)

(2.31)

(2.32)

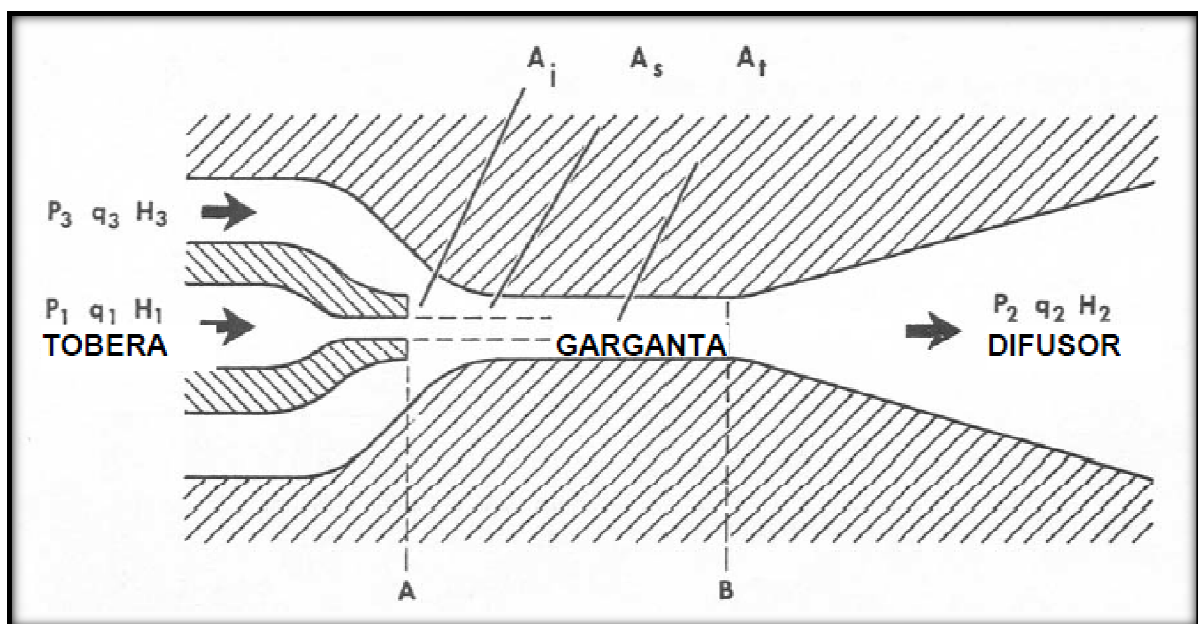
— — — — —

(2.33)

— — — — —

(2.34)

FIGURA 2. 15: GEOMETRÍA DE LA BOMBA JET



Fuente:Folleto de Levantamiento Artificial

Lorenz estableció que la pérdida de carga, al efectuarse la mezcla de los fluidos en la bomba, es proporcional al cuadrado de la diferencia de las velocidades de

los fluidos mezclados; por tanto, la pérdida de energía por unidad de tiempo en la zona de la cámara de mezclado se expresa como:

$$L = q_1 \rho \frac{(v_j - v_t)^2}{2g} + q_3 \rho \frac{(v_s - v_t)^2}{2g} \quad (2.35)$$

La energía por unidad de tiempo proporcionada por la tobera es:

$$E_j = q_1 \rho (H_1 - H_2) \quad (2.36)$$

La energía por unidad de tiempo adicionada a los fluidos es:

$$E_s = q_3 \rho (H_2 - H_3) \quad (2.37)$$

La pérdida de energía por unidad de tiempo debido a la resistencia por la fricción en la parte interna de la cámara de mezclado es en forma aproximada:

$$F_t = \rho K_t (q_1 + q_3) \frac{v_t^2}{2g} \quad (2.38)$$

Donde v_t es la velocidad promedio de la ecuación y K_t es el factor de resistencia calculado de la misma manera que en flujo por tubería. Similarmente para el difusor, en la succión y en la tobera respectivamente se tienen las siguientes pérdidas de energía:

$$F_d = \rho K_d (q_1 + q_3) \frac{v_t^2}{2g} \quad (2.39)$$

$$F_s = \rho K_s (q_3) \frac{v_s^2}{2g} \quad (2.40)$$

$$F_j = \rho K_j (q_1) \frac{v_j^2}{2g} \quad (2.41)$$

La pérdida total de energía por unidad de tiempo debida a la fricción es:

$$F_f = F_t + F_d + F_s + F_j \quad (2.42)$$

V_s y V_t en términos de la velocidad en la tobera se expresan de la siguiente manera:

$$V_s = \frac{q_3}{A_s} = \frac{Mq_1}{A_s} \quad (2.43)$$

$$V_s = \frac{MV_j A_j}{A_s} = MV_j \frac{R}{1-R} \quad (2.44)$$

$$V_t = V_j R(1 + M) \quad (2.45)$$

Considerando la ecuación de Bernoulli para el fluido motriz en la tobera, para la succión y para la descarga:

$$\text{Fluido motriz:} \quad H_1 = \frac{P_a}{\rho} + \frac{V_j^2}{2g} + K_j \frac{V_j^2}{2g} = \frac{P_a}{\rho} + (1 + K_j) \frac{V_j^2}{2g} \quad (2.46)$$

$$\text{Succión:} \quad H_3 = \frac{P_a}{\rho} + \frac{V_s^2}{2g} + K_s \frac{V_s^2}{2g} = \frac{P_a}{\rho} + (1 + K_s) \frac{V_s^2}{2g} \quad (2.47)$$

$$\text{Descarga:} \quad \frac{P_b}{\rho} + \frac{V_t^2}{2g} = H_2 + K_d \frac{V_t^2}{2g} \quad (2.48)$$

2.6.4 PRINCIPIO DE OPERACIÓN

Los caudales de producción y fluido motriz en las bombas jet se controlan mediante una configuración de nozzle y garganta (venturi).

Diferentes configuraciones geométricas (áreas internas de nozzle y garganta) permiten manejar diferentes caudales de inyección y producción.

El fluido motriz se bombea a un caudal determinado (Q_1) hasta la bomba jet en el subsuelo, donde llega al nozzle con una presión total que se designa como (P_1).

Este fluido a presión alta se dirige, entonces, a través del nozzle, como resultado, que la corriente de fluido tenga alta velocidad y baja presión.

La presión baja (P3) llamada presión de succión permite que los fluidos de la formación entren en la bomba y se descargan por el casing el caudal de producción deseado (Q3).

El fluido motriz arrastra al fluido del pozo por efectos de la alta velocidad, estos dos fluidos llegan hasta la sección de área constante en donde se mezclan, en este punto se mantiene la velocidad y la presión constante.

Cuando los fluidos mezclados llegan al final de esta sección constante, al iniciar el cambio de áreas en el difusor tenemos que la velocidad va disminuyendo a medida que aumenta el área y la presión se incrementa.

Esta alta presión de descarga (P2) debe ser suficiente para levantar la mezcla de fluido de inyección (Q1) y producción (Q2) hasta la superficie.

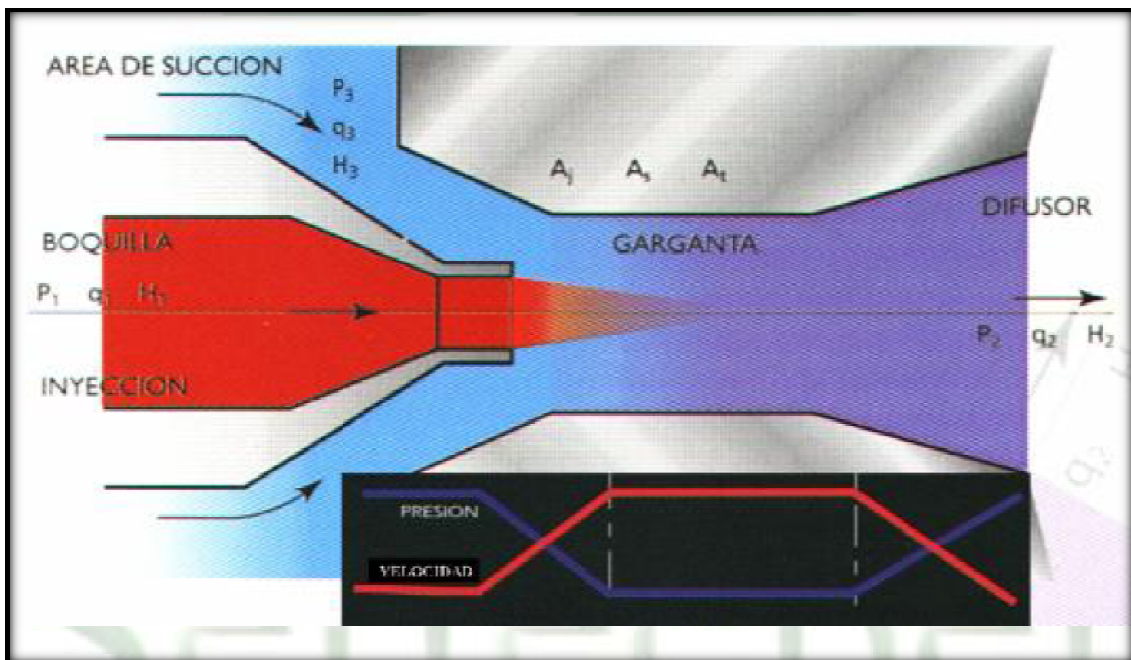
Las partes importantes de la bomba jet, es el nozzle y la garganta y sus correspondientes áreas internas de trabajo correspondientes (AN), (AT). El área interna de cada una de ellas determina el rendimiento de la bomba.

El valor de la relación de estas áreas AN/AT deberá estar comprendido entre el 25 @ 30% de esta relación a dimensional.

El volumen de fluido motriz utilizando será proporcional al tamaño de la boquilla.

El área en la bomba debe dar paso al caudal de producción en el espacio anular entre la boquilla y la garganta.

FIGURA 2. 16: PRINCIPIO DE OPERACIÓN



Fuente: Folleto de Levantamiento Artificial

2.6.5 NOMENCLATURA

La nomenclatura utilizada para la identificación del tamaño y capacidad de cada una de las bombas esta en base al siguiente criterio como se muestra en la Figura 2.17.

El nozzle se lo denominara con un Número (# 10)

La garganta se la denominara con una letra (J)

FIGURA 2. 17: NOMENCLATURA

6	0,0086	F	0,0215
7	0,0111	G	0,0278
8	0,0144	H	0,0359
9	0,0159	I	0,0464
10	0,0175	J	0,0526
11	0,0310	K	0,0774

BOMBA 10 J	
------------	--

Fuente: Folleto de Levantamiento Artificial

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

2.6.6 CURVAS DE COMPORTAMIENTO ADIMENSIONALES

El comportamiento de bombas a chorro geoméricamente similares, que se encuentran operando para el mismo número de Reynolds está descrito por las siguientes ecuaciones:

$$\frac{H}{M} = \frac{K_j}{R} \quad (2.49)$$

$$\frac{H}{M} = \frac{K_s}{R} \quad (2.50)$$

$$\frac{H}{M} = \frac{K_t}{R} \quad (2.51)$$

En la Figura 2.18 se muestra una gráfica de H contra M para diferentes valores de R. Las eficiencias son también graficadas como una función de M respectivamente. Estas curvas fueron elaboradas usando los coeficientes de pérdida establecidos por Gosline y O'Brien, es decir:

$$K_j = 0.15, K_s = 0, K_t = 0.28, K_d = 0.10$$

Las relación de áreas cubren un rango amplio; desde una relación de carga alta para tasas de producción bajas (relación A con $R = 0.410$) hasta una relación de carga baja para tasas de producción altas (relación E con $R = 0.168$). En la tabla se encuentran el diámetro y área de tobera así como el área de la cámara de mezclado, de las bombas disponibles.

Bomba **A**: $R=0.410$ Bomba **B**: $R=0.328$ Bomba **C**: $R = 0.262$ Bomba **D**: $R=0.210$
 Bomba **E**: $R=0.168$.

TABLA 2. 3: DIÁMETROS Y ÁREAS DE TOBERAS Y CÁMARAS DE MEZCLADO

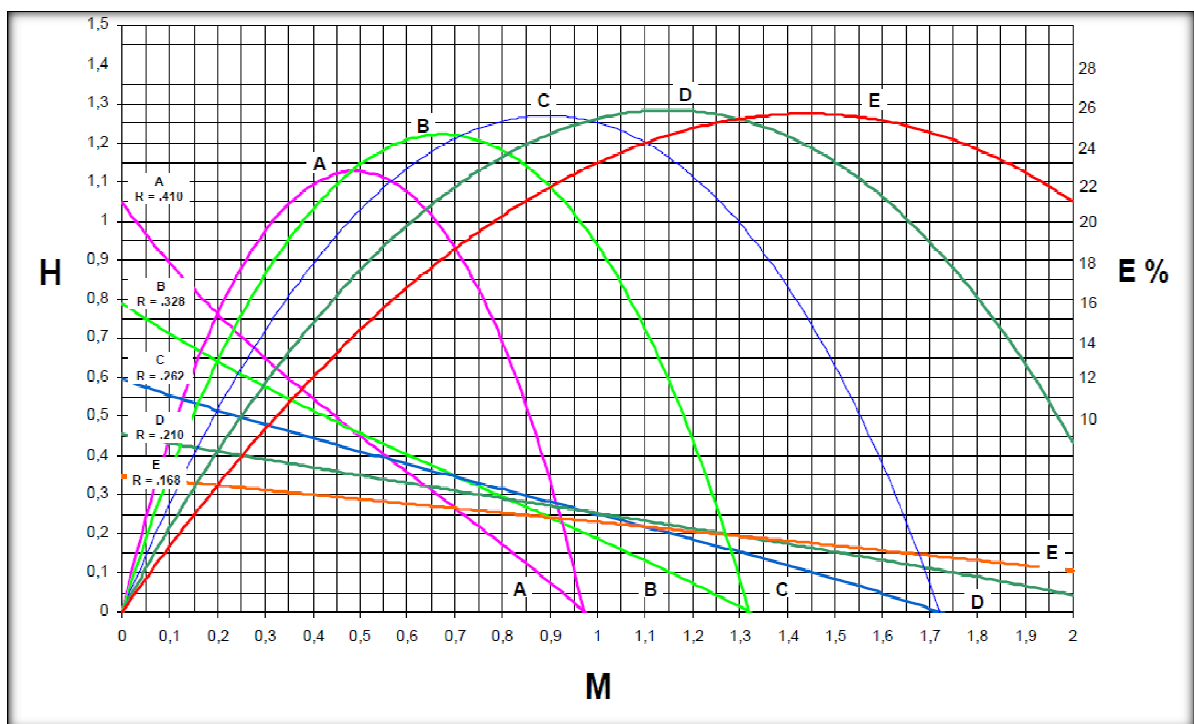
Nº	Área de tobera	Diámetro	Nº	Cámara de mezclado	Diámetro
1	0,00371	0,06869	1	0,00905	0,10733
2	0,00463	0,0768	2	0,01131	0,12
3	0,00579	0,08587	3	0,01414	0,13416
4	0,00724	0,096	4	0,01767	0,15
5	0,00905	0,10733	5	0,02209	0,16771
6	0,01131	0,12	6	0,02761	0,1875
7	0,01414	0,13416	7	0,03451	0,20963
8	0,01767	0,15	8	0,04314	0,23438
9	0,02209	0,16771	9	0,05393	0,26204
10	0,02761	0,1875	10	0,06741	0,29297
11	0,03451	0,20933	11	0,08426	0,32755
12	0,04314	0,23438	12	0,10533	0,36621
13	0,05393	0,26204	13	0,13166	0,40944
14	0,06741	0,29297	14	0,16458	0,45776
15	0,08426	0,32755	15	0,20572	0,5118
16	0,10533	0,36621	16	0,25715	0,5722
17	0,13166	0,40944	17	0,32144	0,64974
18	0,16458	0,45776	18	0,4018	0,71526
19	0,20572	0,5118	19	0,50225	0,79968
20	0,25715	0,5722	20	0,62782	0,89407
			21	0,78477	0,9996
			22	0,98096	1,11759
			23	1,2262	1,2495
			24	1,53275	1,39698

Una bomba con alta carga se emplea en pozos profundos. La máxima eficiencia de la relación A se tiene para $M = 0.5$. Esto significa que por cada barril producido

(q_3) deben suministrarse dos barriles de fluido motriz (q_1). Por otra parte, las bombas para altas tasas de producción, relación E, se emplean en pozos someros y sólo requieren de 0.69 barriles de fluido motriz para cada barril de fluido producido, para un valor de $M = 1.45$ en el punto de máxima eficiencia.

Debe quedar claro que el comportamiento descrito por la Fig. sólo muestra los puntos de operación normal sin cavitación, considerando los coeficientes de pérdida y las relaciones de áreas anteriormente descritos.

FIGURA 2. 18: GRÁFICA DE H VS M PARA DIFERENTES VALORES DE R



Fuente: Folleto de Levantamiento Artificial

2.6.7 FLUJO EN LA TOBERA

El flujo a través de la tobera está en función de la diferencia de carga ($H_1 - H_3$) y de la tasa de succión (q_3), implícita en el término del denominador, el cual contiene la relación de flujo a dimensional (M) en la siguiente ecuación:

$$q_1 = V_j A_j = A_j \sqrt{\frac{2g(H_1 - H_3)}{(1+K_j) - (1+K_s)M^2 \left(\frac{R}{1-R}\right)^2}} \quad (2.52)$$

Cunningham encontró que el flujo en la tobera se comporta como:

$$q_1 = A_j \sqrt{\frac{2g(P_1 - P_3)}{\rho(1+K_j)}} \quad (2.53)$$

Donde el total de carga tiene que ser reemplazado por las presiones estáticas como se hizo anteriormente. Se observa que la presión de descarga P_2 no interviene en la ecuación anteriormente mencionada.

2.6.8 CAVITACIÓN

La presión a la entrada de la cámara de mezclado (P_a) siempre es menor que la carga a la succión H_3 . Si P_a es menor a P_v (presión de vapor del fluido bombeado) entonces se presenta la cavitación. Ya que P_v es la presión mínima permisible a la entrada de la cámara, la tasa a la succión bajo estas condiciones, es la máxima para el valor de H_3 correspondiente.

Tratar de bajar P_a a que sea menor a P_v , incrementando la tasa en la tobera, provoca mayor volumen de vapor en la succión. Por lo que el choque de las burbujas de vapor contra la cámara provoca un daño severo debido a los micro-cohetes a alta velocidad resultado del colapso asimétrico de las burbujas. Por tal motivo evitar la cavitación es muy importante en las bombas a chorro.

Cunningham y Brown demostraron, por medio de la siguiente ecuación, que el límite del valor de M en el punto de cavitación es:

$$M_c = \frac{1-R}{R} \sqrt{\frac{P_3 - P_V}{I_c H_V}} \quad (2.54)$$

Donde H_V es la carga por velocidad jet, e I_c es el índice de cavitación determinado experimentalmente, por tanto:

$$H_V = \frac{V_j^2}{2g} \quad y \quad \frac{V_j^2}{2g} = \frac{(H_1 - H_3)}{(1+K_j) - (1+K_s)M^2 \left(\frac{R}{1-R}\right)^2} \quad (2.55)$$

De esta forma se tiene que:

$$H_V = \frac{P_1 - P_3}{(1+K_j) - (1+K_s)M^2 \left(\frac{R}{1-R}\right)^2} \quad (2.56)$$

$$M_c = \frac{1-R}{R} \sqrt{1 + K_j} \sqrt{\frac{(P_3 - P_V)/(P_1 - P_3)}{I_c + (P_3 - P_V)/(P_1 - P_3)}} \quad (2.57)$$

Si $P_V = 0$

$$M_c = \frac{1-R}{R} \sqrt{1 + K_j} \sqrt{\frac{P_3}{I_c(P_1 - P_3) + P_3}} \quad (2.58)$$

Donde $K_s = 0$; para los demás parámetros, diferentes investigadores determinaron empíricamente que el valor de I_c está comprendido entre 0.8 y 1.67; y consideran 1.35 como un valor de diseño. Para valores de operación de M menores a M_c no habrá cavitación. Cuando se experimenta un incremento del valor de M superior a M_c se tendrá cavitación en la entrada de la cámara de mezclado y el comportamiento de la bomba puede desviarse del esperado de las curvas $H - M$.

CAPITULO III

ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS DEL CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA

3.1 INTRODUCCIÓN

El análisis nodal se realizara con el software SUBPUMP – VERSION 7.0, que es de propiedad de la compañía IHS ENERGY.

El cual nos permite a más de realizar el análisis nodal sensibilizar el modelo del pozo, variar y simular las condiciones de frecuencia operativa, además nos da la posibilidad de poder rediseñar el equipo BES si en el caso fuera necesario en los pozos a ser seleccionados para ser analizados del campo Culebra – Yulebra – Anaconda, para dicha selección debemos tomar en cuenta varias consideraciones técnicas, las cuales nos permitirán elegir los pozos con alto potencial y optimizar el Sistema de Levantamiento Artificial usado en el pozo con la finalidad de alcanzar el objetivo de incrementar la producción del Campo Culebra – Yulebra – Anaconda.

3.2 CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS.

Para seleccionar los pozos, debemos hacer un análisis técnico tomando en cuenta varios aspectos. Uno de los más importantes es la disponibilidad de datos confiables y actuales, que nos permitan realizar un estudio completo, confiable, seguro, acertado y con el menor margen de error posible.

Se necesita también conocer varios conceptos básicos de ingeniería y hacer un breve repaso de los términos y fórmulas básicas relacionadas con la aplicación del bombeo Electrosumergible.

Razón por la cual se han escogido los pozos cuyos Build up sean pertenecientes a los años 2009-2012, ya que son los más actuales que se han realizado de acuerdo a la información facilitada por el Área De Ingeniería En Petróleos Del Área Auca, perteneciente al distrito amazónico de EP PETROECUADOR.

3.2.1 DENSIDAD (ρ)

Densidad es la masa de una sustancia por unidad de volumen. Podemos tomar como referencia a la densidad del agua que es 62.4 lb/ft³ o 1.00 kg. A condiciones estándar.

La densidad del petróleo (ρ_o) varía de acuerdo a los cambios en temperatura y/o presión, al igual que a los cambios en la cantidad de gas en solución. Si la presión de interés se encuentra por encima de la presión del punto de burbuja (P_b) todo el gas disponible se encuentra en solución, por lo tanto un incremento de la presión simplemente comprimiría el líquido aumentando su densidad.

3.2.2 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO (γ_o)

Es la relación de la densidad, o peso específico del petróleo con respecto a la densidad del agua a condiciones estándar. La gravedad específica de los gases se compara con la densidad del aire a condiciones estándar de presión y temperatura. Se calcula de la siguiente manera:

$$\gamma_o = \left(\frac{\rho_L}{\rho_W} \right)_{P_{sc}, T_{sc}} \quad (3.1)$$

En la industria petrolera se usa la gravedad API como medida de la gravedad específica del petróleo. La relación entre gravedad específica y gravedad API es la siguiente (a temperatura de 60 °F):

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API} \quad (3.2)$$

3.2.3 GRADIENTE DE PRESIÓN.

Es la presión ejercida por cada pie de altura del fluido. El agua fresca tiene un gradiente de presión de 0.433 psi/pie (0.1 kg/m). Por tanto una columna de agua de 50 pies de altura ejercerá una presión de 21.65 psi. Entre mayor sea la densidad o gravedad específica del fluido, mayor será el gradiente de presión ejercido para la misma distancia de columna.

$$\text{Gradiente (psi/ft)} = (S.G)0.433 \text{ psi/ft} \quad (3.3)$$

3.2.4 CORTE DE AGUA (BSW)

Es calculado en la superficie como el porcentaje del volumen de agua en relación al volumen de los otros fluidos del pozo. Este valor se usa para calcular la gravedad específica del fluido total del pozo y es un valor muy importante en los cálculos de las correlaciones de flujo multifásico y de viscosidad del fluido. Si el agua es más pesada que el crudo, un aumento del corte de agua tendrá como efecto un incremento en la densidad total del fluido, incrementando el gradiente de presión.

En el sistema de bombeo Electrosumergible al incrementar el corte de agua no existe mayor problema, debido a que se puede controlar la velocidad y la producción de la bomba con un variador de frecuencia VSD.

3.2.5 PRESIÓN DE BURBUJA (Pb)

La presión de burbuja de un hidrocarburo es la presión más alta a la cual las primeras moléculas de gas salen de solución y forman una burbuja de gas. Esta presión depende en parte de las propiedades del fluido. El gas y el aceite conforman una mezcla de múltiples componentes y las cantidades de gas – aceite están determinadas por un equilibrio gas – líquido.

Este conocimiento nos es fundamental en el diseño de un sistema Electrosumergible, para reducir la cantidad de gas que entra a la bomba, se debe procurar mantener la presión de entrada a la bomba por debajo de la presión de burbuja.

3.2.6 RELACIÓN GAS – PETRÓLEO (GOR)

Es el volumen total de gas producido por día dividido por el volumen total de petróleo producido por día, las unidades de GOR son Scf/Stb. El GOR de producción es calculado en la superficie, por lo tanto se considera que todo el gas existente se encuentra en estado libre.

$$Prod\ GOR = \frac{q_s(\text{Volumen de gas producido})}{q_o(\text{Volumen de petróleo producido})} \frac{scf}{stb} @ STP \quad (3.4)$$

3.2.7 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO (Bo)

Se define como el volumen de petróleo en el yacimiento necesario para producir un barril de petróleo en la superficie, se puede expresar a través de la siguiente ecuación:

$$B_o = \frac{\text{Volumen del petróleo+gas en solución a cierta } P,T \left(\frac{bbl}{stb}\right)}{\text{Volumen del petróleo en la superficie}} @ P \leq P_b \quad (3.5)$$

Donde el numerador representa el volumen de petróleo producido más el gas en solución a cierta presión y temperatura específica, el denominador es el volumen de petróleo producido en la superficie. A temperatura constante el valor de Bo aumenta hasta alcanzar la presión de burbuja, después de este punto la compresión del aceite es el factor más importante y el valor de Bo disminuye.

3.2.8 FLUJO DE FLUIDO (Q)

Puesto que consideramos la mayoría de fluidos como incompresibles, hay una relación definida entre la cantidad del líquido que fluye en un conducto y la velocidad del flujo. La relación se expresa de la siguiente manera:

$$Q = AV \quad (3.6)$$

Donde:

Q = Capacidad en pies cúbicos por segundo (o metros cúbicos por segundo).

A = Área de conducto en pies cuadrados (o metros cuadrados).

V = Velocidad de flujo en pies por segundo (o metros por segundo).

3.2.9 PERMEABILIDAD DE LA FORMACIÓN

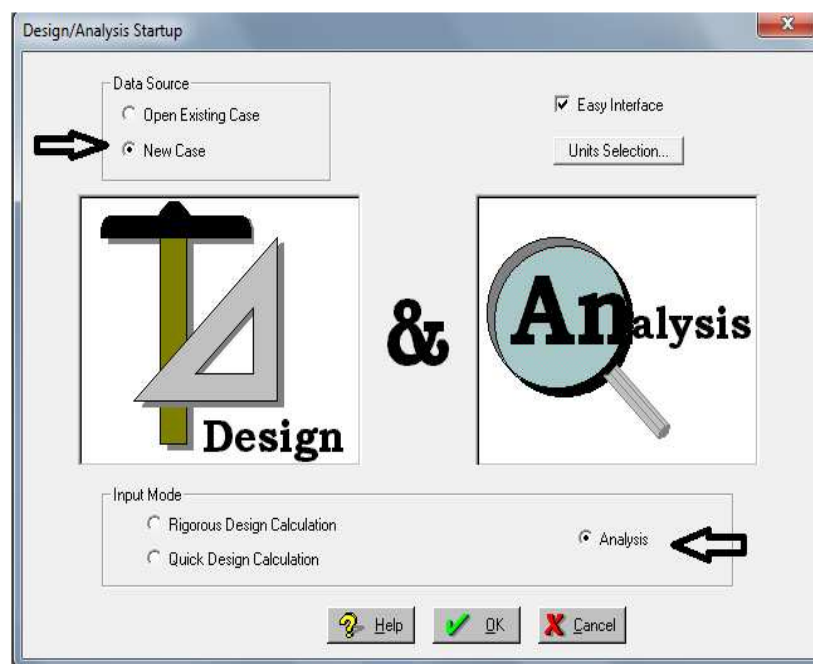
La permeabilidad es la capacidad de movilizar el fluido a través de los espacios porosos de la formación hacia el pozo, por lo que se consideran valores altos.

Siempre que tenga un buen medio de comunicación entre la formación y el pozo y un buen empuje hidráulico, se obtendrá como resultado un considerable volumen de llenado en el pozo.

3.3 PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL ANÁLISIS NODAL UTILIZANDO EL SOFTWARE SUBPUMP

- a. Para realizar un nuevo proyecto de análisis nodal de un pozo seleccionamos las opciones: “New Case” y “Analysis” de la ventana de entrada como se muestra en la figura 3.1.

FIGURA 3. 1: INTERFASE 1 SUBPUMP

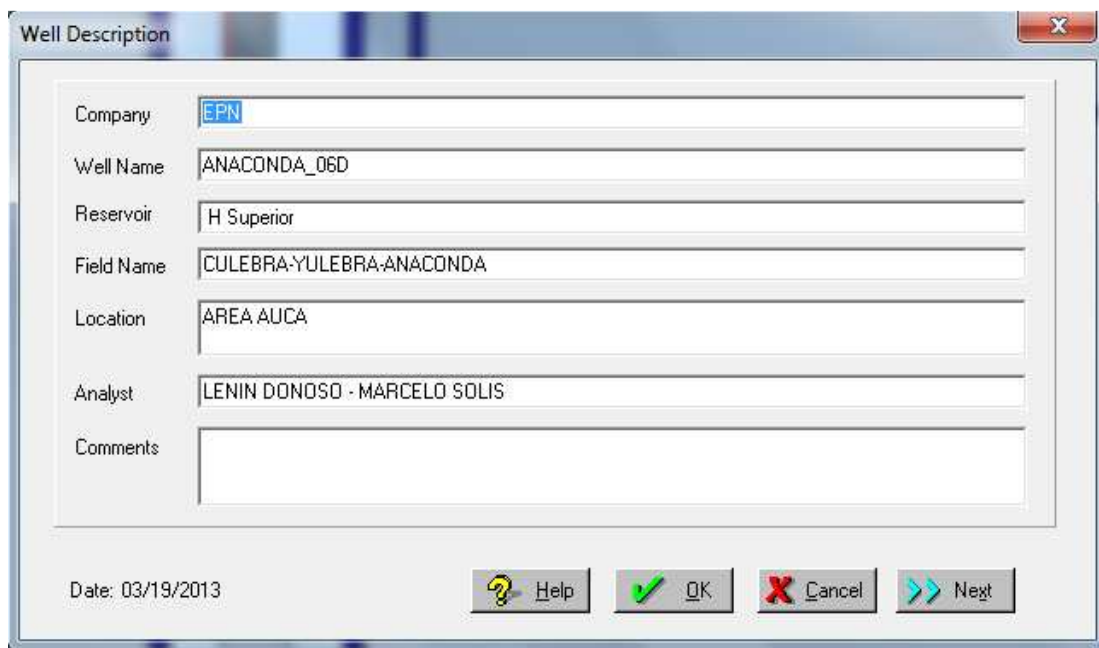


Fuente: Software SUBPUMP

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

- b. Se describe la información básica del pozo, como el nombre de la compañía, nombre del pozo, reservorio del que producimos, nombre del campo, la ubicación del mismo, el tipo de análisis y comentarios como se muestra en la Figura 3.2.

FIGURA 3. 2: INTERFASE 2 SUBPUMP



The screenshot shows a software window titled "Well Description" with a close button (X) in the top right corner. The window contains a form with the following fields and values:

Field	Value
Company	EPN
Well Name	ANACONDA_06D
Reservoir	H Superior
Field Name	CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA
Location	AREA AUCA
Analyst	LENIN DONOSO - MARCELO SOLIS
Comments	

At the bottom of the window, there is a date field showing "Date: 03/19/2013" and four buttons: "Help" (with a question mark icon), "OK" (with a green checkmark icon), "Cancel" (with a red X icon), and "Next" (with a blue double arrow icon).

Fuente: Software SubPUMP

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

- c. El siguiente paso a seguir, es ingresar los datos correspondientes en las casillas como se muestra en la Figura 3.3, en las que colocaremos las especificaciones de las tuberías de revestimiento (CSG) y de producción (TBG), sus diámetros y pesos, topes y bases de las perforaciones en MD, profundidad de asentamiento de la bomba, temperatura de fondo y de superficie, debemos prestar mucha atención de si el pozo es vertical,

horizontal o direccional para determinar la correlación a usar para el análisis.

Para pozos verticales usamos la correlación de “Hagedorn & Brown” mientras que para los pozos direccionales usamos la correlación de “Beggs & Brill”.

FIGURA 3. 3: INTERFASE 3 SUBPUMP

The screenshot shows the 'Wellbore' software interface with the following details:

- Well Data | Directional Survey | Gas Lift** tabs are visible.
- Wellbore Correlation:** Set to 'Beggs & Brill (1973)'. A checkbox for 'Use Palmer holdup correction factor' is checked.
- Use Secondary Correlation below a depth of:** 0.00 ft (checkbox is unchecked).
- Well Diagram:** A vertical well schematic is shown on the left.
- Table of Well Components:**

Type	Bottom(MD)	Top(MD)	OD	ID	Rough
	ft	ft	in	in	in
1 Casing	10466,00		7,000	6,276	0,0006500
2 Tubing	10166,00	N/A	3,500	2,992	0,0006500
3					0,0006500
4					0,0006500
5					0,0006500
6					0,0006500
7					0,0006500
- Sort Options:** 'Sort by Type' is selected.
- Bottom Properties Table:**

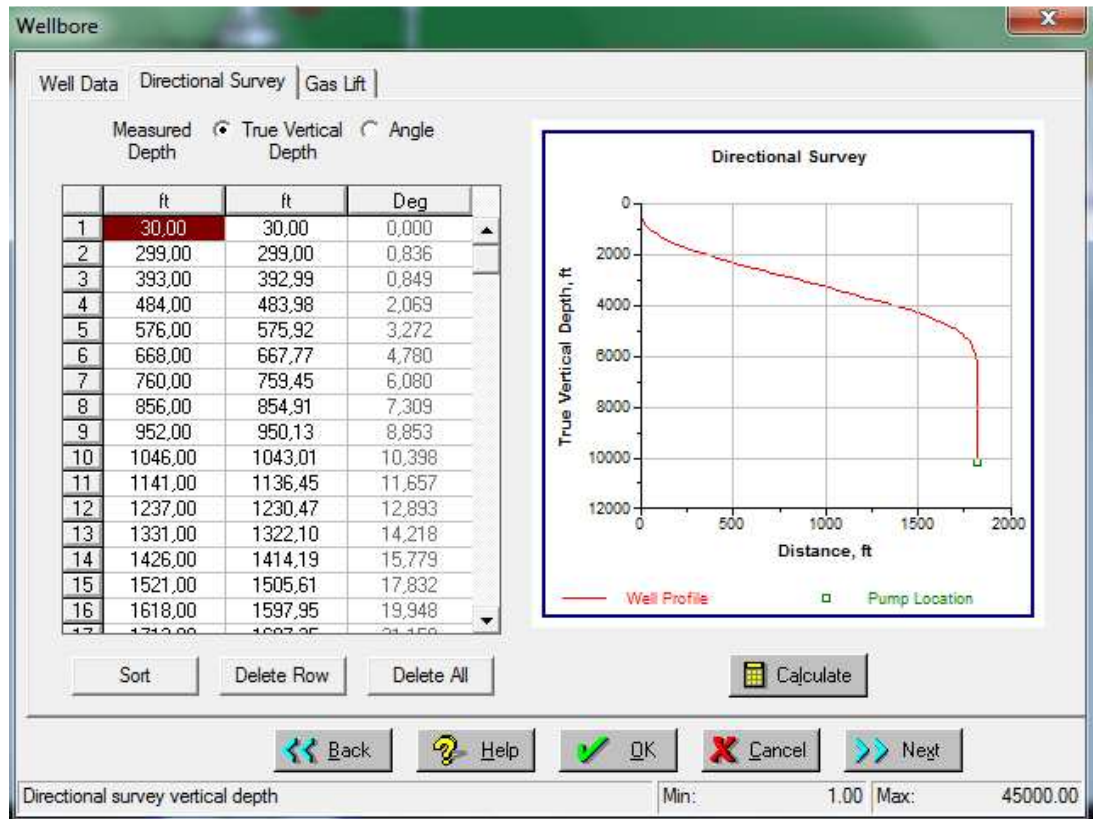
	OD	Weight	ID
Casing	1.050	1.20	0.824
	1.315	1.80	1.049
Tubing	1.660	2.40	1.380
	1.900	2.90	1.610
	2.375	4.70	1.995
	2.375	5.95	1.867
- Top of Perforation or datum point (MD):** 10422.00 ft
- Temperature:**
 - Reservoir: 236.0 °F
 - Wellhead: 80.0 °F
- Navigation:** Back, Help, OK, Cancel, Next buttons.
- Bottom of casing or tubing:** Min: 1.00, Max: 45000.00

Fuente: Software SUBPUMP

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

NOTA: Si se trata de un pozo direccional es necesario que ingresemos los datos de los Surveys como se muestra a continuación en la Figura 3.4.

FIGURA 3. 4: INTERFASE 4 SUBPUMP



Fuente: Software SUBPUMP

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

- d. En el siguiente paso caracterizaremos el fluido de la formación, esto lo haremos ingresando los grados API del crudo, la gravedad específica del gas, el corte de agua del fluido, la salinidad del fluido, la relación Gas – Petróleo (GOR), la presión de burbuja y los datos de pruebas PVT, en los casilleros correspondientes como se indica en la Figura 3.5.

FIGURA 3. 5: INTERFASE 5 SUBPUMP

The screenshot shows the 'Fluids' window with the following data and settings:

Section	Parameter	Value	Unit
Producing Conditions	Oil Gravity	29.6	°API
	Spec Grav Gas	1.250	(air=1)
	Gas Ratio (GOR)	17.0	scf/bbl
	Gas Ratio (GLR)	16.7	scf/bbl
Water Properties	Water Cut	2.0	%
	Sp Gravity	1.050	(water = 1)
	Salinity	67197	ppm
Gas Impurities	CO2	0.000	%
	H2S	0.000	%
	N2	0.000	%
Bubble Point	Pressure	80.000	psia
	Soln GOR	15.480	scf/bbl
	Calc from producing GOR/GLR		
	Dead Oil (No gas considered)		

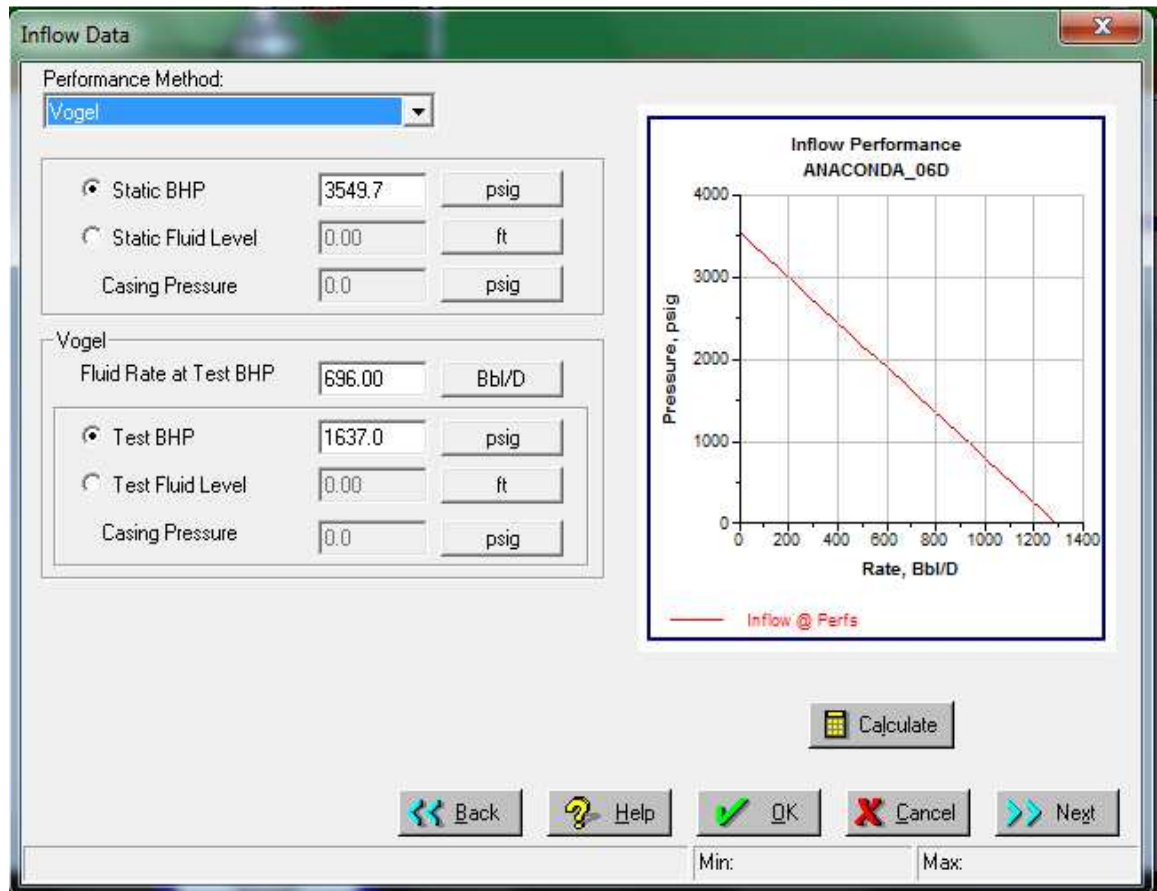
At the bottom, there are navigation buttons: Back, Help, OK, Cancel, and Next. A status bar at the very bottom indicates: Gravity of produced oil or condensate, Min: 5.0, Max: 60.0.

Fuente: Software SUBPUMP

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

- e. Para formar nuestra curva IPR, y tomando en cuenta que el corte de agua es considerablemente alto usaremos la correlación de Vogel corregida por el corte de agua: "Vogel Corrected for Water Cut". Para ello es necesario ingresar los datos del último B'UP: Presión promedio del reservorio (Static BHP), Presión de fondo fluente (Test BHP), rata de producción durante la prueba de B'UP (Fluid Rate at Test BHP) y corte de agua, como se muestra en la Figura 3.6.

FIGURA 3. 6: INTERFASE 6 SUBPUMP

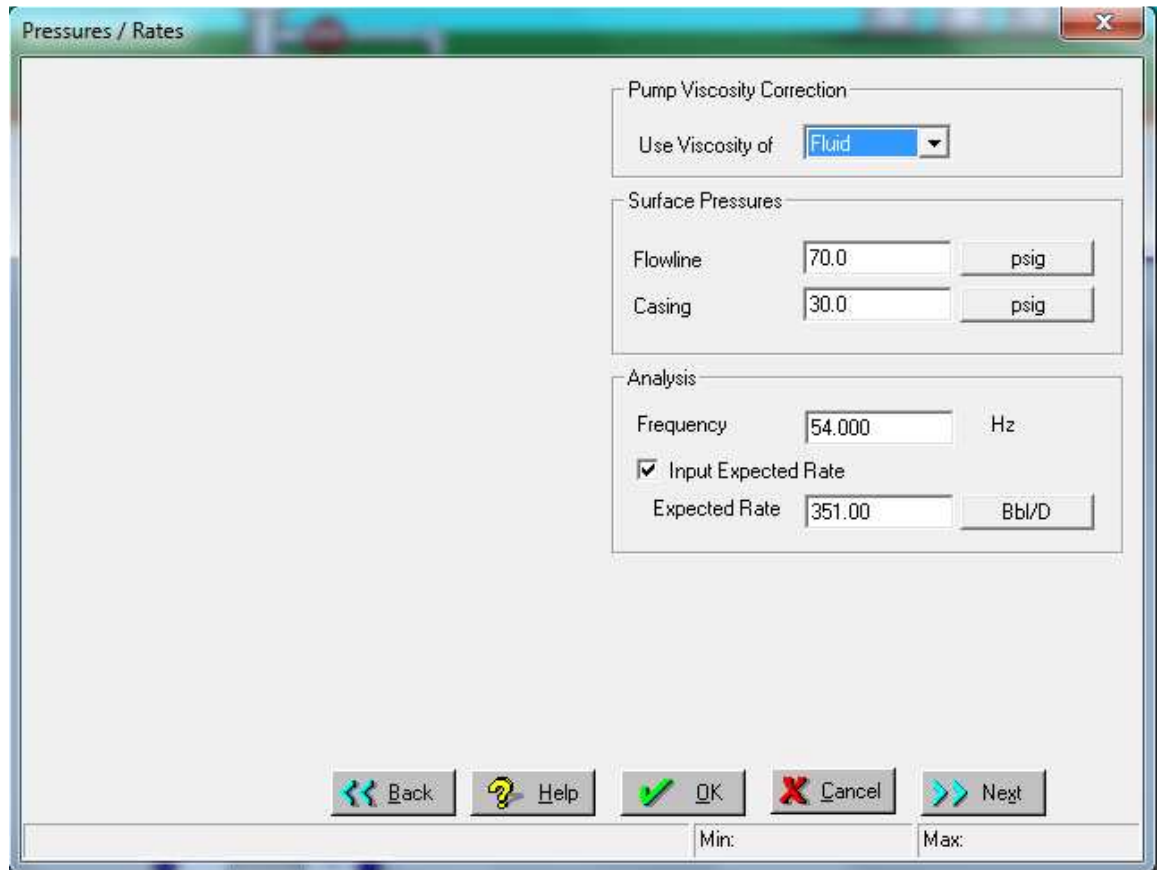


Fuente: Software SUBPUMP

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

- f. Como se muestra en la Figura 3.7, ingresamos los parámetros de producción y operación actuales de nuestro pozo, es decir su producción neta de fluido, la presión de cabeza y la frecuencia del equipo BES, que está actualmente operando.

FIGURA 3. 7: INTERFASE 7 SUBPUMP

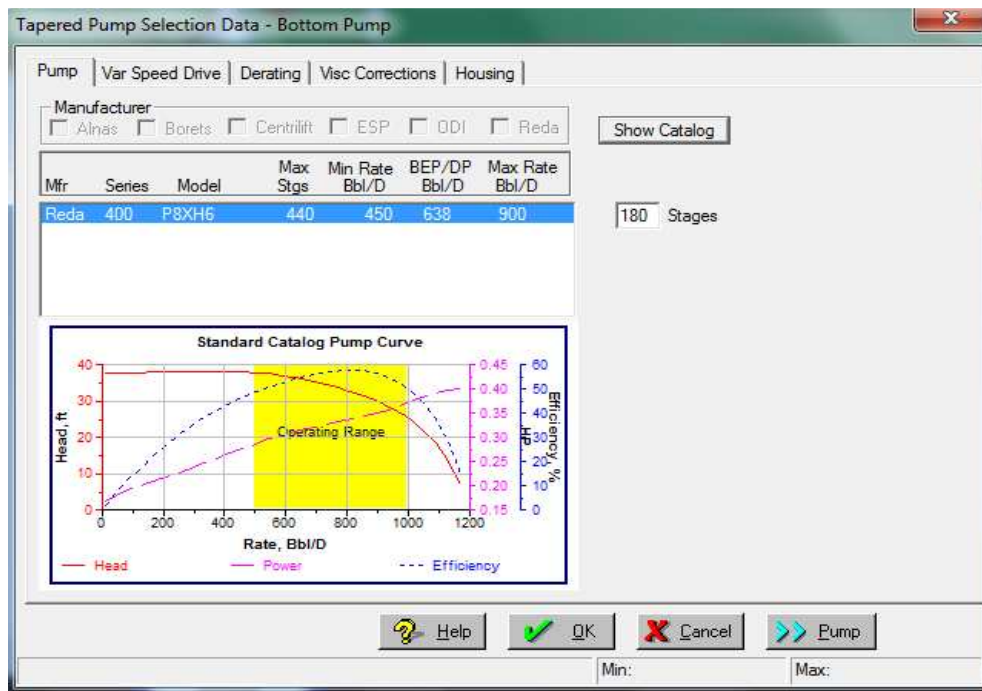


Fuente: Software SUBPUMP

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

- g. Finalmente, vamos a describir el quipo electro-sumergible de fondo con el que está operando el pozo.
- Empezaremos detallando la(s) bomba(s) electrosumergibles de la manera como se muestra en la Figura 3.8, seleccionamos el proveedor, elegimos el modelo de la bomba, la serie, el número de etapas; y el programa nos despliega la curva de comportamiento de esta bomba con sus rangos máximos y mínimos de operación.

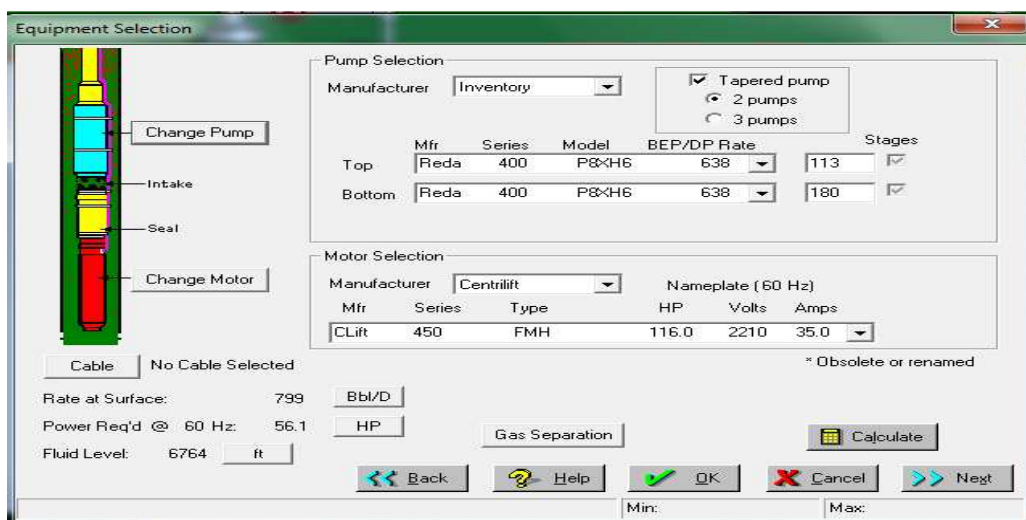
FIGURA 3. 8: INTERFASE 8 SUBPUMP



Fuente: Software SUBPUMP

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

FIGURA 3. 9: INTERFASE 9 SUBPUMP



Fuente: Software SUBPUMP

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Una vez que hemos ingresado todos los datos referentes al pozo, tuberías, fluidos y equipo BES, se ha dado por culminada la etapa de ingreso de la data y la interface final se muestra en la Figura 3.9. A partir de este momento podremos visualizar los resultados del análisis nodal del pozo.

Las curvas más importantes que podemos visualizar son las curvas Comportamiento de Afluencia (INFLOW PERFORMANCE) y la Curva de Desempeño de la Bomba (PUMP PERFORMANCE, TDH vs Q), en esta última podemos ver los valores de producción máximos y mínimos a la frecuencia con la que está operando actualmente el equipo BES; en esta gráfica podemos también observar la curva de comportamiento del pozo, en la que su intersección con la curva de la bomba nos da la producción óptima a la que debería estar produciendo el pozo con el equipo Electrosumergible (BES) que posee. Este valor óptimo de producción se puede comparar con el valor actual de producción y determinar si la bomba está produciendo dentro del rango óptimo. Con esta curva podemos determinar si la bomba está operando en UPTHURST o DOWNTHRUST, en cuyo caso se debe variar la frecuencia de operación o en su defecto rediseñar el equipo Electrosumergible de tal forma que los parámetros de producción del pozo sean los óptimos.

La curva de Comportamiento de Afluencia (IPR) generado a partir de los datos de los diálogos de Afluencia y de Fluido, muestran la Presión de fondo fluyente vs caudal total de líquido en BLS/D a la profundidad del tope de la perforación y a la entrada de la bomba. Podemos usar este gráfico como una herramienta para determinar la Presión de fondo fluyente o la presión de entrada a la bomba si se conoce un caudal, o podemos determinar un caudal si se conoce la Presión de fondo fluyente o la presión de entrada a la bomba.

La curva de comportamiento de la bomba puede ser generada para un motor de velocidad variable (VSD) para representar varias frecuencias de diseño con intervalos de 5 Hz y 10 Hz por encima y por debajo de los Hz de diseño. El gráfico muestra que la bomba operará a mayores caudales de flujo cuanto mayor sea la

frecuencia. Sin embargo, quedará fuera del margen deseable de operación cuando la frecuencia del motor supere los 65 Hz.

3.4 ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA AUCA CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA.

Se han seleccionado ocho pozos en producción, de los cuales se disponían los datos más confiables tanto de completación, parámetros de reservorio, propiedades de fluido y pruebas de B' UP actuales.

3.4.1 ANÁLISIS NODAL DEL POZO ANACONDA – 06D

Para realizar el análisis nodal del pozo ANA-06D, se utilizarán los datos presentados en la Tabla 3.1:

TABLA 3. 1: DATOS DEL POZO ANACONDA-06D Y DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BES.

POZO ANACONDA-06D							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DEL BUILD UP		DATOS DEL FLUIDO	
ID. Casing (in)	6,276	Tipo de bomba	P8XH6	Pr (psi)	3549	API (°)	29,6
ID. Tubing (in)	2,992	Numero de etapas	113+180	Pwf (psi)	1637	BSW (%)	2
Profundidad bomba (ft)	10166	Frecuencia (Hz)	54	Q (BFPD)	696	GOR (scf/bbl)	17
Profundidad Perf. (ft)	10422	HP	114	IP	0,64	Gradiente(psi/ft)	0,3818
Profundidad Casing (ft)	10466	Voltaje	2330	SG agua	1,05	Pb (psi)	80
Direccional	SI	Amperaje	180	SG gas	1,25	Q actual(BFPD)	351
Arena Productora	HS			Pc (psi)	70	T yac.	236

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La Tabla 3.2 indica los cálculos del Análisis Nodal del pozo ANA-06D que son utilizados para construir la curva del sistema.

TABLA 3. 2: RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO ANA-06D

PUNTO	PROFUNDIDAD DE DESCARGA (ft)	PROFUNDIDAD DE SUCCIÓN (ft)	TDH (ft)	Q TOTAL EN SUPERFICIE O+W (bl/d)	Q EN LA BOMBA O+W+G (bl/d)	NIVEL DE FLUIDO (ft)
1	9418.52	9341.08	77.44	12.36	13.11	863.51
2	9420.48	8197.48	1223.00	165.25	175.38	1982.53
3	9412.86	7054.02	2358.85	318.15	337.65	3111.83
4	9398.30	5910.70	3487.60	471.04	499.92	4251.58
5	9376.26	4767.55	4608.71	623.94	662.19	5401.94
6	9381.99	3624.48	5757.51	776.83	824.46	6563.17
7	9396.37	2481.36	6915.01	929.73	986.73	7735.53
8	9412.91	1338.01	8074.89	1082.62	1148.99	8919.14
Pump Off	9537.85	146.65	9391.19	1235.52	1311.26	10160.19
Design	9409.93	6808.33	2601.61	351.00	372.52	3355.85

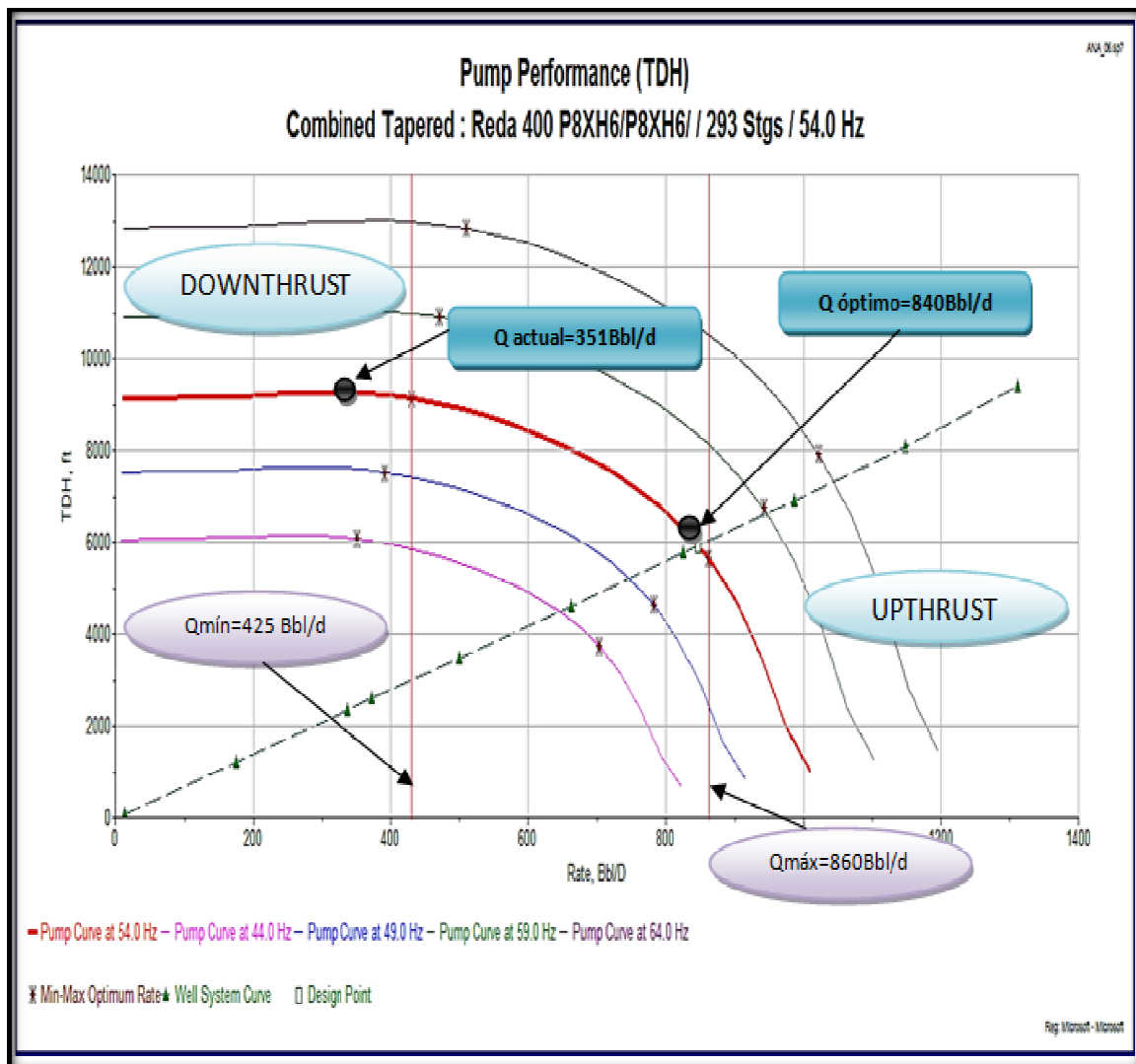
Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO ANA-06D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 3.10 se presenta la curva de desempeño de la bomba instalada en el pozo ANA-06D. Este pozo cuenta con un equipo BES que cuenta con dos bombas Centrífuga, Modelo P8XH6 con 113 y 180 etapas cada una, un motor de 114 HP que al cierre de estudio está operando a 54 Hz. De acuerdo a los resultados obtenidos del análisis nodal, los caudales máximos y mínimos a estas condiciones de operación son 860 y 425 BFPD respectivamente, El caudal óptimo de producción es de 840 BFPD, el caudal de producción actual del pozo es de 351 BFPD lo que significa una pérdida de producción de 489 BFPD, que equivale al 58.21%. Es decir que la bomba está operando con empuje descendente (DOWNTHRUST), lo que genera problemas en las etapas, produciéndose una disminución de la vida útil de la bomba.

Esto se debería posiblemente por presencia de sólidos, lo que produciría un daño en la bomba y al desgaste de las etapas de la bomba debido al tiempo de operación (215 días).

FIGURA 3. 10: CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA P8XH6 POZO ANA-06D

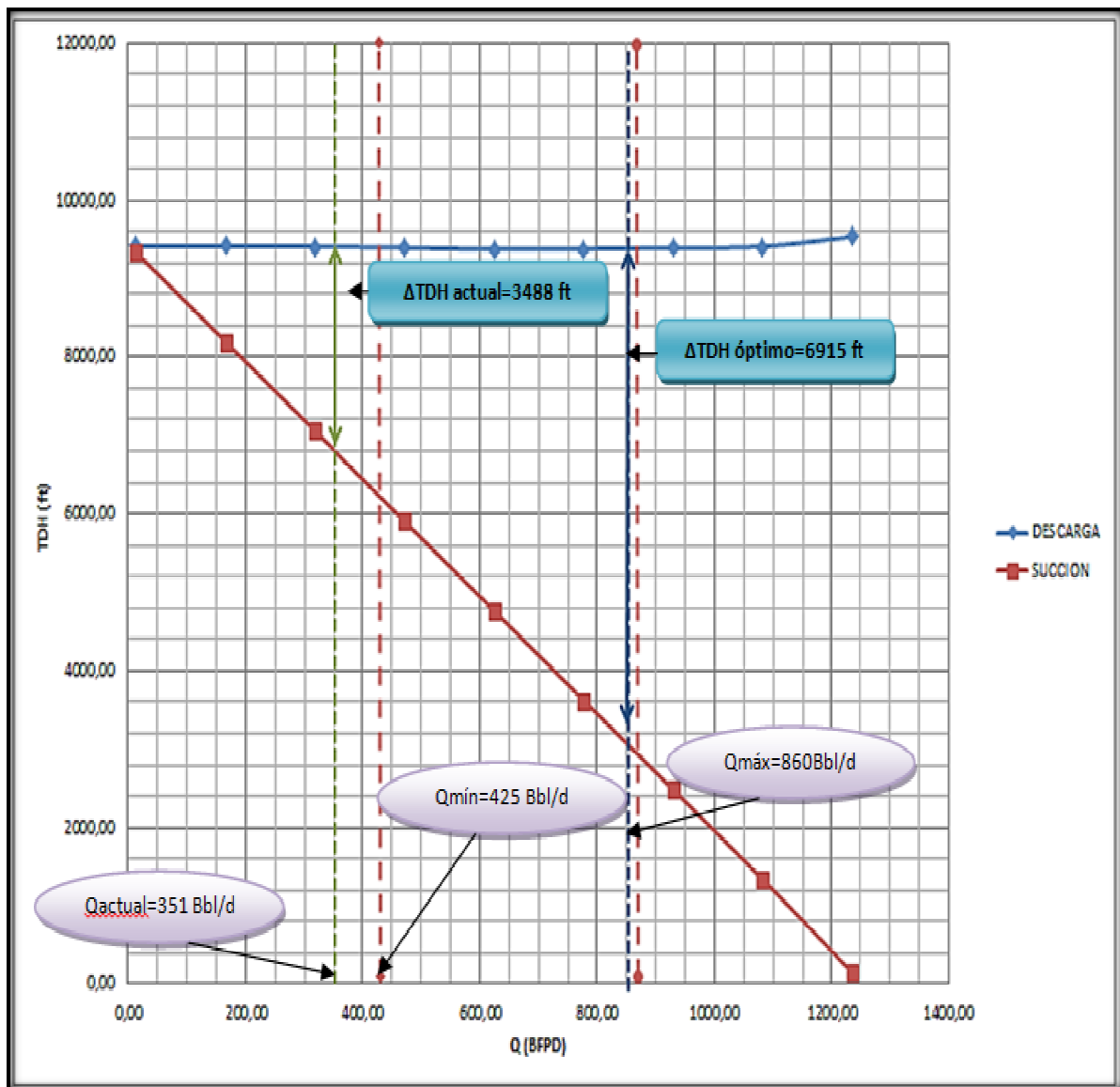


Fuente: Análisis Nodal SubPUMP, Curva de desempeño POZO ANA-06D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 3.11 se indica el análisis nodal del pozo ANA-06D, las curvas de succión y descarga del equipo BES, las capacidades de levantamiento de la bomba, los mismos que son: Δ TDH óptimo 6915 ft y Δ TDH actual 5030 ft, se obtiene una pérdida de 49.66 % con respecto a la capacidad de levantamiento de la bomba.

FIGURA 3. 11: ANÁLISIS NODAL SUBPUMP POZO ANA-06D, TDH VS Q



Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO ANA-06D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La Tabla 3.3 nos muestra las presiones de succión y de descarga de la bomba, obtenidas mediante la multiplicación de los valores de alturas respectivas (de la tabla 3.2) por el gradiente del fluido del pozo (0.3831 psi/ft), con estas presiones se grafican las curvas de Presión de succión y descarga vs. Caudal (Figura 3.12)

TABLA 3. 3: PRESIÓN DE SUCCIÓN Y DESCARGA POZO ANA-06D

PRESIÓN DE DESCARGA (psi)	PRESIÓN DE SUCCIÓN (psi)	CAUDAL O+W (BFPD)
3595,990936	3566,4243	12,36
3596,739264	3129,7979	165,25
3593,829948	2693,2248	318,15
3588,27094	2256,7053	471,04
3579,856068	1820,2506	623,94
3582,043782	1383,8265	776,83
3587,534066	947,38325	929,73
3593,849038	510,85222	1082,62
3641,55113	55,99097	1235,52

Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO ANA-06D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La Tabla 3.4 nos muestra los datos obtenidos para la construcción de nuestra curva IPR del pozo ANA-06D

TABLA 3. 4: DATOS PARA CONSTRUIR LA CURVA IPR POZO ANA-06D

PRESIÓN	CAUDAL O+W(BFPD)
3549,7	0
3395,37	561,599
3241,03	112,32
3086,7	168,48
2932,36	224,64
2778,03	280,799
2623,69	336,959
2469,36	393,119
2315,02	449,279
2160,69	505,439
2006,35	561,599
1852,02	617,759
1697,68	673,919
1543,35	730,078
1389,01	786,238
1234,68	842,398
1080,34	898,558
926,009	954,718
771,674	1010,88
617,339	1067,04
463,004	1123,2
308,67	1179,36
154,335	1235,52
0	1283,06

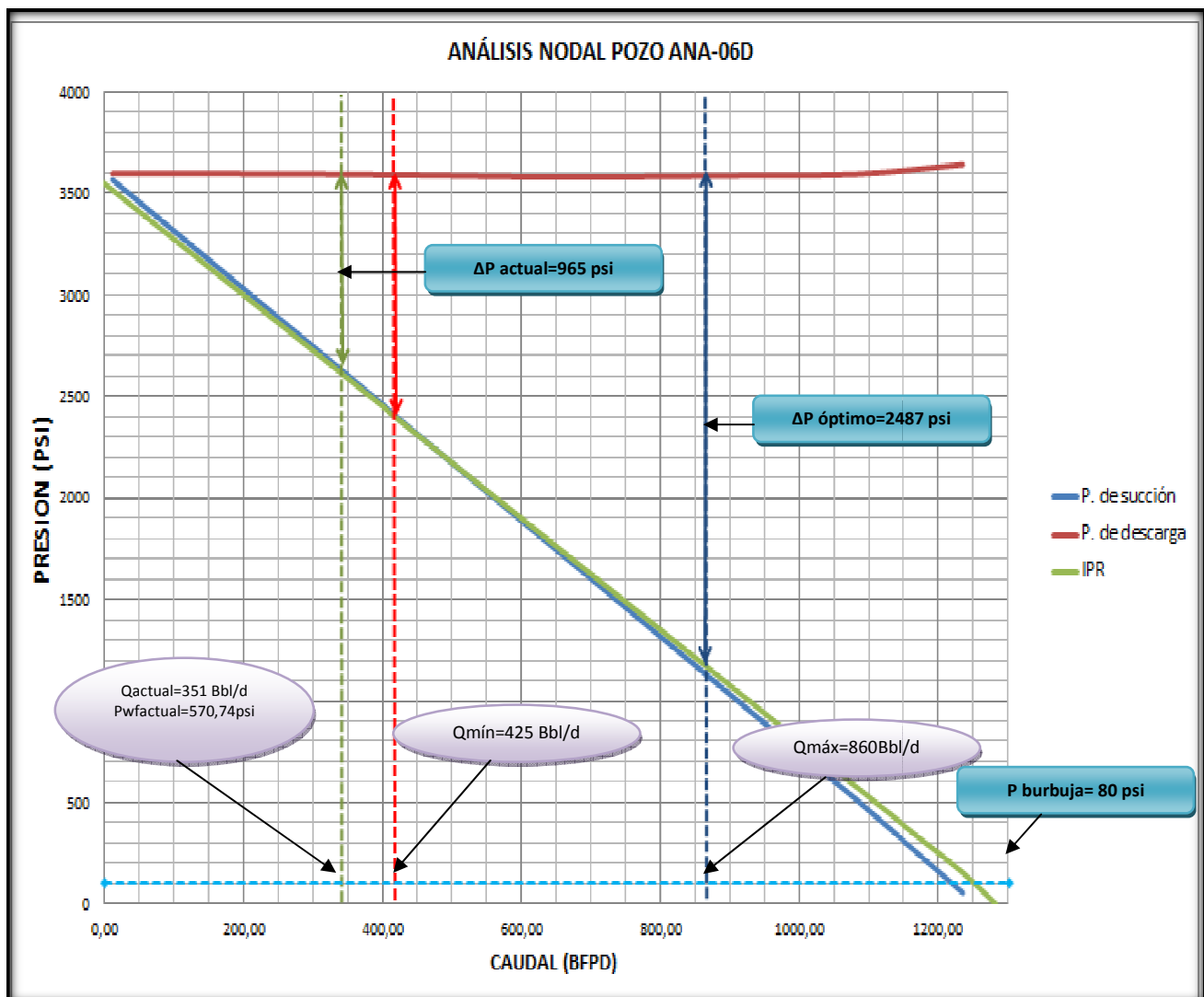
Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO ANA-06D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La Figura 3.12, nos muestra las curvas de presión y descarga vs caudal, y la curva IPR del pozo ANA-06D, aquí se observa que el equipo BES está operando fuera del rango de producción recomendado de la bomba de acuerdo a las condiciones del reservorio. Además se observa que el ΔP actual del sistema es de 965 psi que está por debajo del ΔP mínimo recomendado que es de 1190 psi.

La curva IPR del pozo ANA-06D indica que tiene una capacidad de flujo de 1283 BFPD

FIGURA 3. 12: ANÁLISIS NODAL SUBPUMP POZO ANA-06D, PRESIÓN VS CAUDAL



Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO ANA-06D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 3.12 se observa que la producción actual del pozo ANA-06D es muy baja en relación al caudal óptimo que manejaría la bomba P8XH6, que es de 840 BFPD a estas condiciones de reservorio, esto se debería a una posible obstrucción de la tubería debido a formación de escala, el alto daño de formación $S=12$, así como también al desgaste de las etapas de la bomba debido al tiempo de operación de la BES (215 días)

3.4.2 ANÁLISIS DEL POZO CULEBRA-09D

Para realizar el análisis nodal del pozo CUL-09D, se utilizarán los datos presentados en la Tabla 3.5:

TABLA 3. 5: DATOS DEL POZO CULEBRA-09D Y DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BES

POZO CULEBRA-09D							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DEL BUILD UP		DATOS DEL FLUIDO	
ID. Casing (in)	6,276	Tipo de bomba	P6XH6	Pr (psi)	3941	API	22,41
ID. Tubing (in)	2,992	Numero de etapas	128+180	Pwf (psi)	1628	BSW (%)	13
Profundidad bomba (ft)	9690	Frecuencia (Hz)	54	Q (BFPD)	600	GOR (scf/bbl)	200
Profundidad Perf, (ft)	10177	HP	132	IP	0,244	Gradiente (psi/ft)	0,4043
Profundidad Casing (ft)	10472	Voltaje	1370	SG water	1,03	Pb (psi)	1294
Direccional	SI	Amperaje	64	SG gas	0,87	Q actual(BFPD)	210
Arena Productora	T			Pc	50	Ty (°F)	223

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La tabla 3.6 indica los cálculos del Análisis Nodal del pozo CUL-09D que son utilizados para construir la curva del sistema.

TABLA 3. 6: RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO CUL-09D

PUNTO	PROFUNDIDAD DE DESCARGA (ft)	PROFUNDIDAD DE SUCCIÓN (ft)	TDH (ft)	Q TOTAL EN SUPERFICIE O+W (bl/d)	Q EN LA BOMBA O+W+G (bl/d)	NIVEL DE FLUIDO (ft)
3	8779.62	7822.03	957.60	203.33	252.27	1970.77
4	8507.01	6713.91	1793.10	330.66	373.50	3070.73
5	8093.70	5599.84	2493.85	438.00	494.74	4163.90
6	7787.70	4485.71	3301.99	545.33	615.97	5265.48
7	7716.78	3369.11	4347.67	652.66	737.21	6376.34
8	8033.04	2140.58	5892.47	759.99	858.44	7585.41
PumpOff	7969.96	114.48	7855.49	867.32	979.68	9686.81
Design	8803.53	7960.39	843.13	210.00	237.21	1833.85

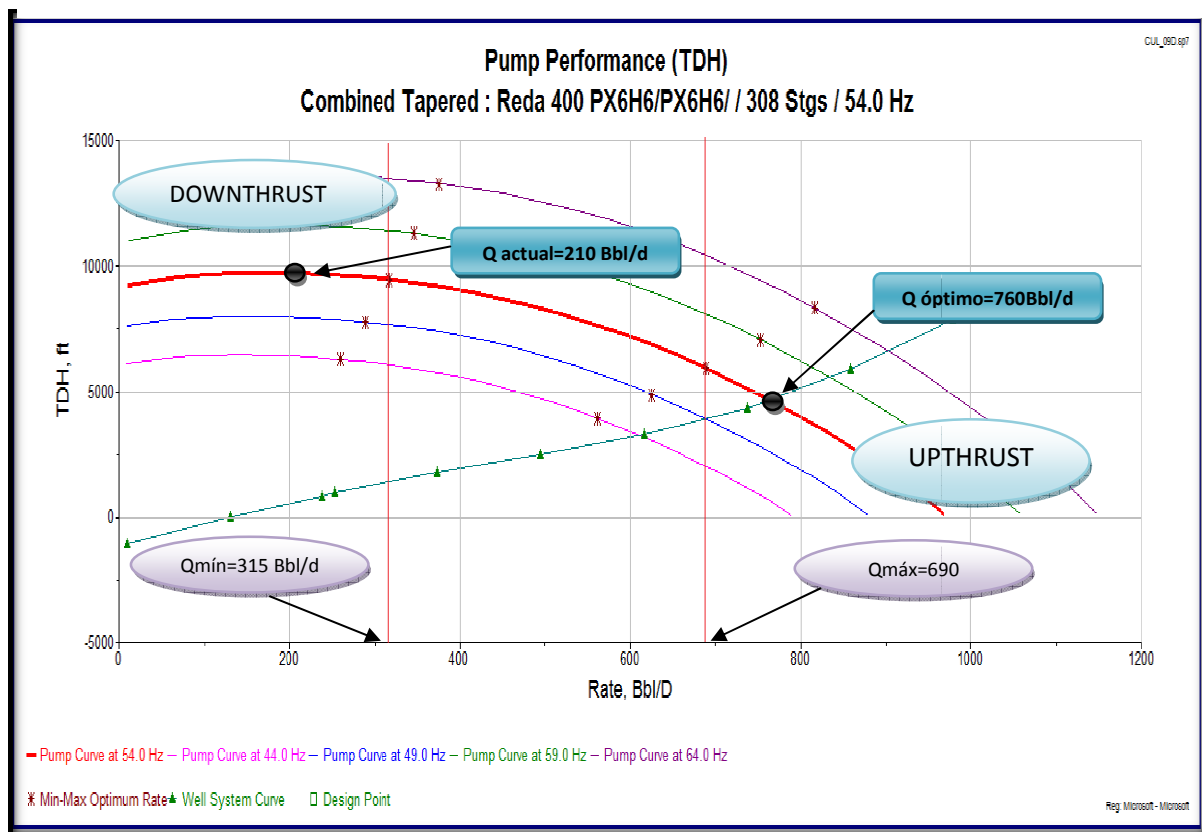
Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO CUL-09D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 3.13 se presenta la curva de desempeño de la bomba instalada en el pozo CUL-09D. Este pozo cuenta con un equipo BES que cuenta con dos bombas Centrifliff, Modelo P6XH6 con 128 y 180 etapas cada una, un motor de 132 HP que al cierre de estudio está operando a 54 Hz. De acuerdo a los resultados obtenidos

del análisis nodal, los caudales máximos y mínimos a estas condiciones de operación son 690 y 315 BFPD respectivamente, El caudal óptimo de producción es de 760 BFPD, el caudal de producción actual del pozo es de 210 BFPD lo que significa una pérdida de producción de 550 BFPD, que equivale al 72.36%. Es decir que la bomba está operando con empuje descendente (DOWNTHRUST), lo que genera problemas en las etapas, produciéndose una disminución de la vida útil de la bomba. En este caso es necesario cambiar o rediseñar la bomba debido a la pérdida de producción considerable, causada posiblemente por presencia de sólidos lo que produciría un daño en la bomba.

FIGURA 3. 13: CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA P8XH6 POZO CUL-09D

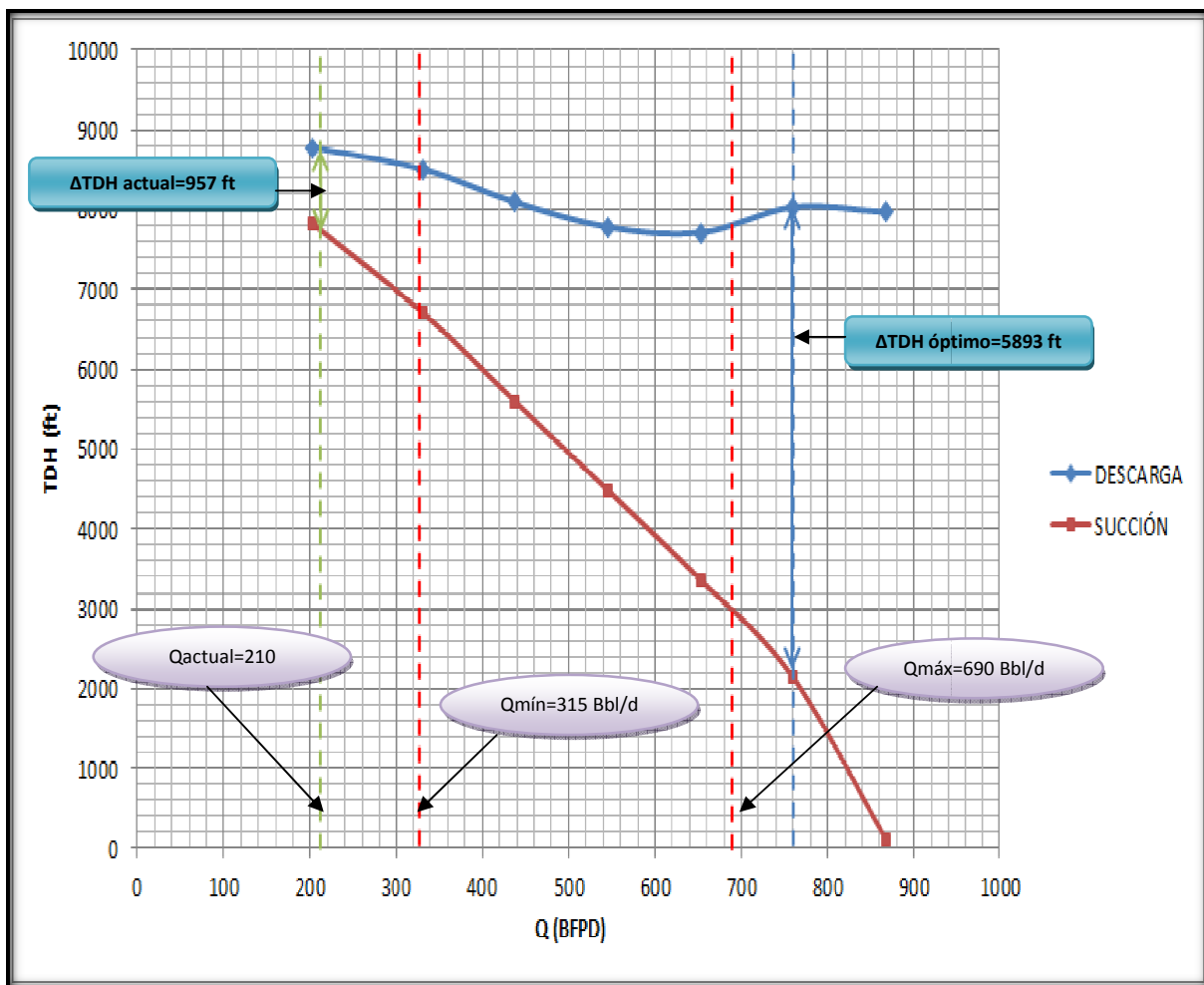


Fuente: Análisis Nodal SubPUMP, Curva de desempeño POZO CUL-09D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 3.14 se indica el análisis nodal del pozo CUL-09D, las curvas de succión y descarga del equipo BES, las capacidades de levantamiento de la bomba, los mismos que son: ΔTDH óptimo 5893 ft y ΔTDH actual 957 ft, se obtiene una pérdida de 83.76% con respecto a la capacidad de levantamiento de la bomba

FIGURA 3. 14: ANÁLISIS NODAL SUBPUMP POZO CUL-09D, TDH VS Q



Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO CUL-09D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La Tabla 3.7 nos muestra las presiones de succión y de descarga de la bomba, obtenidas mediante la multiplicación de los valores de alturas respectivas (de la Tabla 3.6) por el gradiente del fluido del pozo (0.4043 psi/ft), con estas presiones se grafican las curvas de presión de succión y descarga vs. Caudal (gráfica 3.15)

TABLA 3. 7: PRESIÓN DE SUCCIÓN Y DESCARGA POZO CUL-09D

PRESIÓN DE DESCARGA (ft)	PRESION DE SUCCIÓN (ft)	Q TOTAL EN SUPERFICIE O+W (bl/d)
3540,820746	3154,624699	203,2
3430,877133	2707,719903	330,66
3264,18921	2258,415472	438
3140,77941	1809,086843	545,33
3112,177374	1358,762063	652,66
3239,725032	863,295914	759,99
3214,284868	46,169784	867,32

Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO CUL-09D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La Tabla 3.8 nos muestra los datos obtenidos para la construcción de nuestra curva IPR del pozo CUL-09D

TABLA 3. 8: DATOS PARA CONSTRUIR LA CURVA IPR POZO CUL-09D

PRESIÓN	CAUDAL O+W(BFPD)
3941	0
3769,65	444,482
3598,3	888,964
3426,96	133,345
3255,61	177,793
3084,26	222,241
2912,91	266,689
2741,57	311,137
2570,22	355,586
2398,87	400,034
2227,52	444,482
2056,17	488,93
1884,83	533,378
1713,48	577,827
1542,13	622,275
1370,78	666,723
1199,43	710,603
1028,09	749,997
856739	784,159
685391	813,089
514043	836,788
342696	855,255
171348	868,49
0	876,493

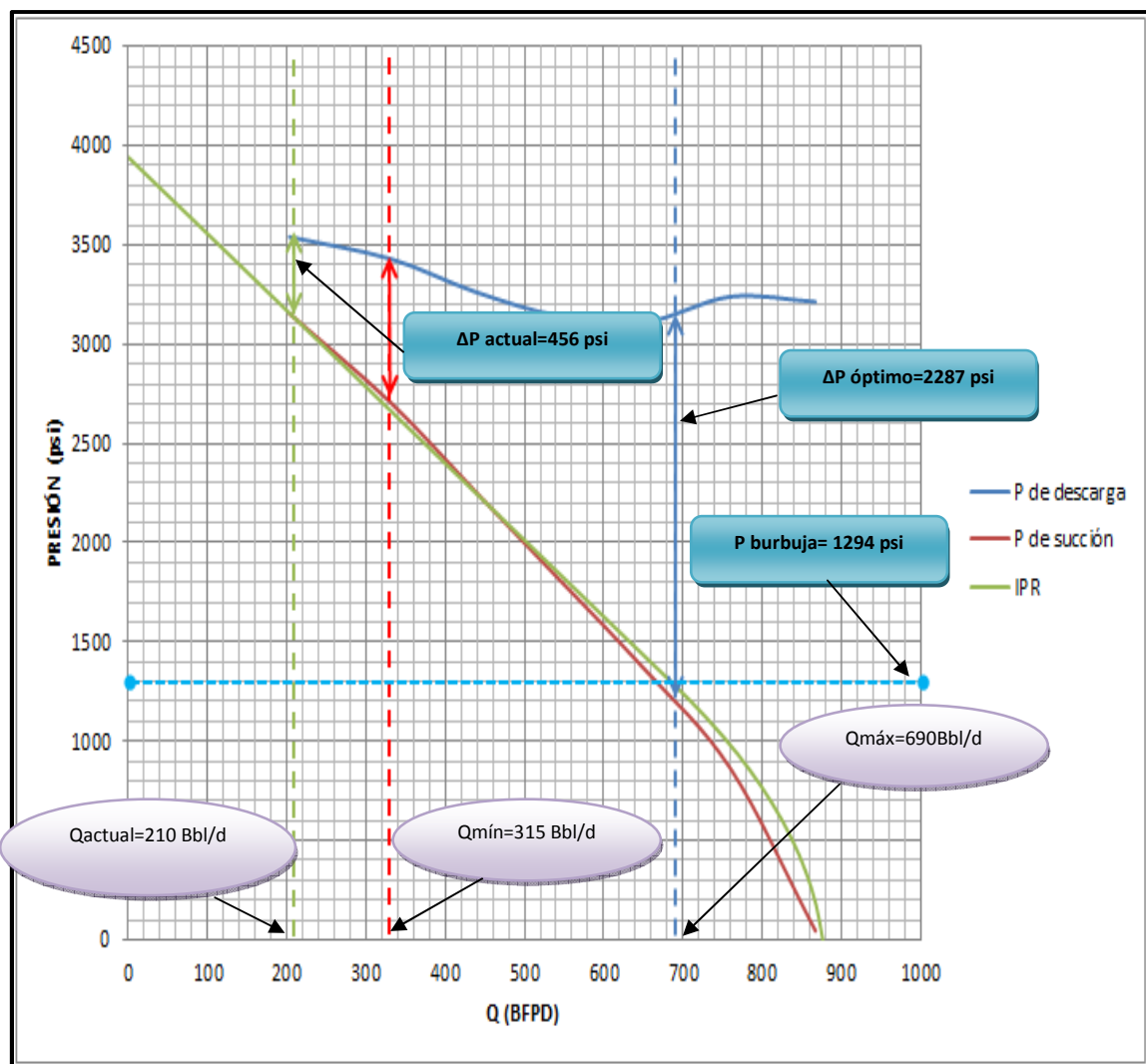
Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO CUL-09D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La Figura 3.15, nos muestra las curvas de presión y descarga vs caudal, y la curva IPR del pozo CUL-09D, se observa que el ΔP actual del sistema es de 456 psi que está por debajo del ΔP mínimo recomendado que es de 695 psi.

La curva IPR del pozo CUL-09D indica que tiene una capacidad de flujo de 630BFPD, a una P_{wf} de 1500 psi (206 psi sobre la P_b).

FIGURA 3. 15: ANÁLISIS NODAL SUBPUMP POZO CUL-09D, PRESIÓN VS CAUDAL



Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO CUL-09D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 3.15 se observa que la producción actual del pozo CUL-09D es muy baja en relación al caudal óptimo que manejaría la bomba P6XH6, que es de 760 BFPD a estas condiciones de reservorio, esto se debería posiblemente a daños en la bomba por presencia de sólidos, al alto daño de formación $S=12$ o a una posible obstrucción de tubería bajo el intake de la bomba. Es un pozo candidato a realizar una estimulación y con el fin de eliminar el daño de formación y poder decidir si es o no candidato para un rediseño o cambio del sistema BES.

3.4.3 ANÁLISIS DEL POZO CULEBRA-15D

Para realizar el análisis nodal del pozo CUL-15D, se utilizarán los datos presentados en la tabla 3.9:

TABLA 3. 9: DATOS DEL POZO CUL-15D Y DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

POZO CULEBRA-15D							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DEL BUILD UP		DATOS DEL FLUIDO	
ID. Casing (in)	6,276	Tipo de bomba	TD-460	Pr (psi)	1161,33	API	18,8
ID. Tubing (in)	2,992	Numero de etapas	176+176+143	Pwf (psi)	702,26	BSW (%)	0,4
Profundidad bomba (ft)	10116	Frecuencia (Hz)	52	Q (BFPD)	180	GOR (scf/bbl)	146
Profundidad Perf. (ft)	10256	HP	92	IP	0,3989	Grad. (psi/ft)	0,4078
Profundidad Casing (ft)	10740	Voltaje	1930	SG wáter	1,04	Pb (psi)	848,34
Direccional	SI	Amperaje	31	SG gas	1,25	Qactual(BFPD)	152
Arena Productora	UI	Skin	10	Pc	50	Ty (°F)	220

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La tabla 3.10 indica los cálculos del Análisis Nodal del pozo CUL-15D que son utilizados para construir la curva del sistema.

TABLA 3. 10: RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO CUL-15D

PUNTO	PROFUNDIDAD DE DESCARGA (ft)	PROFUNDIDAD DE SUCCIÓN (ft)	TDH (ft)	Q TOTAL EN SUPERFICIE O+W (bl/d)	Q EN LA BOMBA O+W+G (bl/d)	NIVEL DE FLUIDO (ft)
1	9664.86	2861.37	6803.49	3.14	3.49	7324.43
2	9412.32	2608.17	6804.16	42.04	46.67	7580.90
3	9078.09	2355.06	6723.03	80.93	89.85	7837.68
4	8896.18	2099.64	6796.54	119.83	133.04	8095.30
5	8894.07	1830.05	7064.01	158.72	176.22	8361.99
6	8926.67	1533.95	7392.72	197.62	219.40	8659.64
7	9049.19	1191.73	7857.46	236.51	262.58	9008.08
8	9123.36	768.59	8354.77	275.41	305.76	9445.30
PumpOff	9116.47	136.29	8980.18	314.30	348.95	10109.70
Design	8890.50	1877.30	7013.20	152.00	168.76	8314.96

Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO CUL-15D

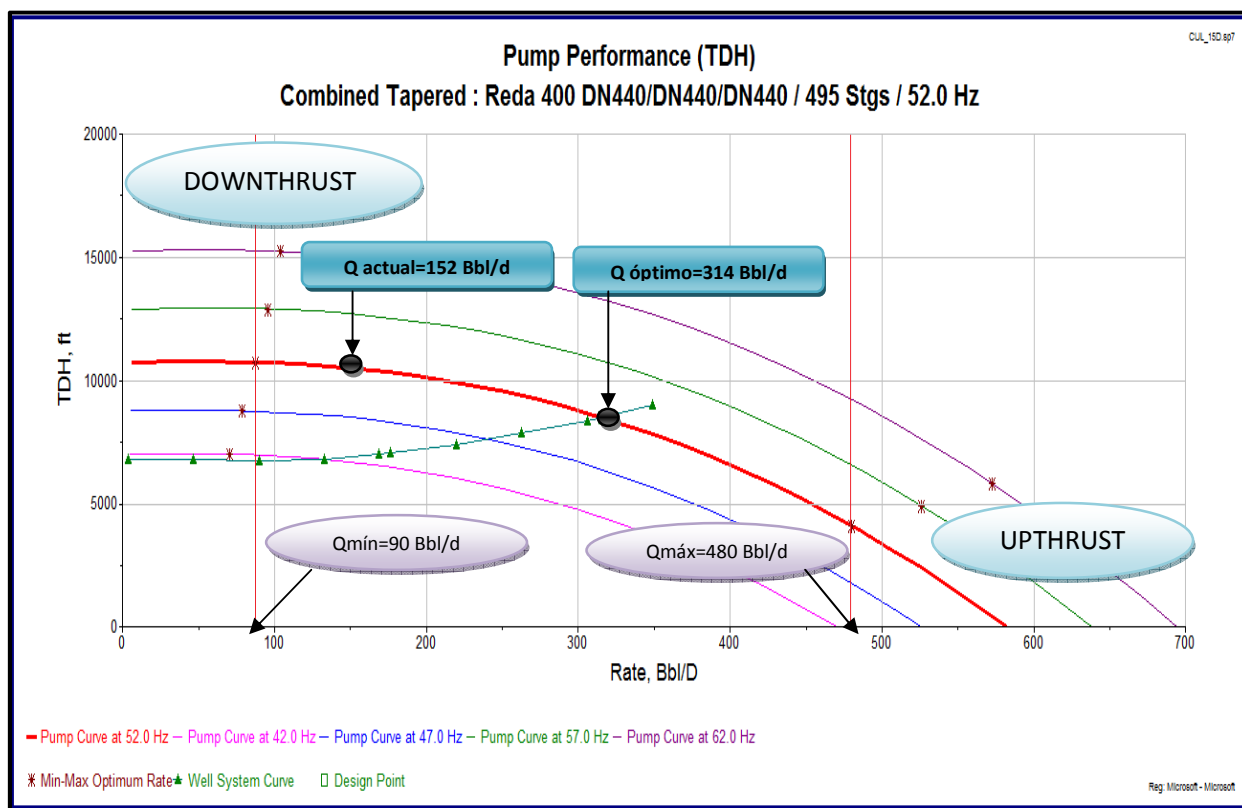
Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 3.16 se presenta la curva de desempeño de la bomba instalada en el pozo CUL-15D. Este pozo cuenta con un equipo BES con tres bombas REDA,

Modelo DN440 con 143, 176 y 176 etapas cada una, un motor de 90 HP que al cierre de estudio está operando a 52 Hz. De acuerdo a los resultados obtenidos del análisis nodal, los $Q_{\text{máx}}$ y $Q_{\text{mín}}$ son 580 y 90 BFPD respectivamente, El Q óptimo de producción es de 314 BFPD, el caudal de producción actual del pozo es de 152 BFPD. La bomba está operando dentro del rango óptimo con una pérdida de producción de 162 BFPD, que equivale al 48,43%.

El equipo BES fue diseñado de acuerdo al BUP tomado el 13 de octubre de 2012, ya que se descarta el daño en la bomba por su corto tiempo de operación, la pérdida de producción del pozo se debería al daño de formación relativamente alto $S=10$

FIGURA 3. 16: CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA DN440 POZO CUL-15D



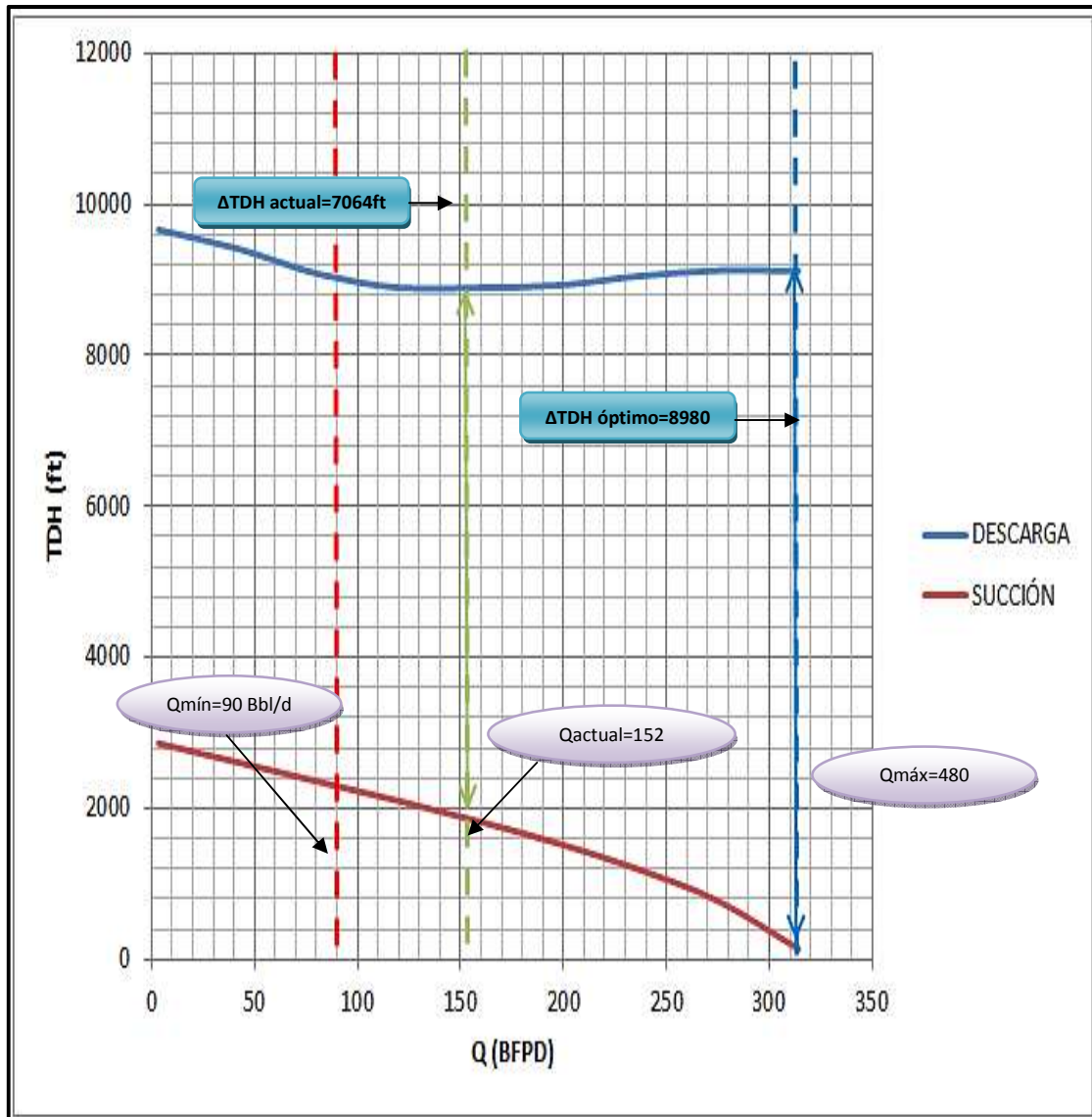
Fuente: Análisis Nodal SubPUMP, Curva de desempeño POZO CUL-15D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 3.17 se indica el análisis nodal del pozo CUL-15D, las curvas de succión y descarga del equipo BES, las capacidades de levantamiento de la bomba, los mismos que son: ΔTDH óptimo 8980 ft y ΔTDH actual 7046 ft, se

obtiene una pérdida de 21,53% con respecto a la capacidad de levantamiento de la bomba.

FIGURA 3. 17: ANÁLISIS NODAL SUBPUMP POZO CUL-15D, TDH VS Q



Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO CUL-15D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La Tabla 3.11 nos muestra las presiones de succión y de descarga de la bomba, obtenidas mediante la multiplicación de los valores de alturas respectivas (de la Tabla 3.10) por el gradiente del fluido del pozo (0.4078 psi/ft), con estas presiones se grafican las curvas de presión de succión y descarga vs. Caudal (gráfica 3.15)

TABLA 3. 11: PRESIÓN DE SUCCIÓN Y DESCARGA POZO CUL-15D

PRESIÓN DE DESCARGA (ft)	PRESIÓN DE SUCCIÓN (ft)	Q TOTAL EN SUPERFICIE O+W (bl/d)
3941,329908	1166,866686	3,14
3838,344096	1063,611726	42,04
3702,045102	960,393468	80,93
3627,862204	856,233192	119,83
3627,001746	746,29439	158,72
3640,296026	625,54481	197,62
3690,259682	485,987494	236,51
3720,506208	313,431002	275,41
3717,696466	55,579062	314,3

Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO CUL-15D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La tabla 3.12 nos muestra los datos obtenidos para la construcción de nuestra curva IPR del pozo CUL-15D

TABLA 3. 12: DATOS PARA CONSTRUIR LA CURVA IPR POZO CUL-15D

PRESIÓN	CAUDAL O+W(BFPD)
1161,93	0,00
1111,41	20,18
1060,89	40,36
1010,37	60,54
959,86	80,72
909,34	100,90
858,82	121,08
808,30	141,12
757,78	160,23
707,26	178,27
656,74	195,25
606,22	211,15
555,71	225,99
505,19	239,76
454,67	252,46
404,15	264,09
353,63	274,65
303,112	284,15
252,593	292,58
202,075	299,94
151,556	306,23
101,037	311,45
50,52	315,61
0,00	318,69

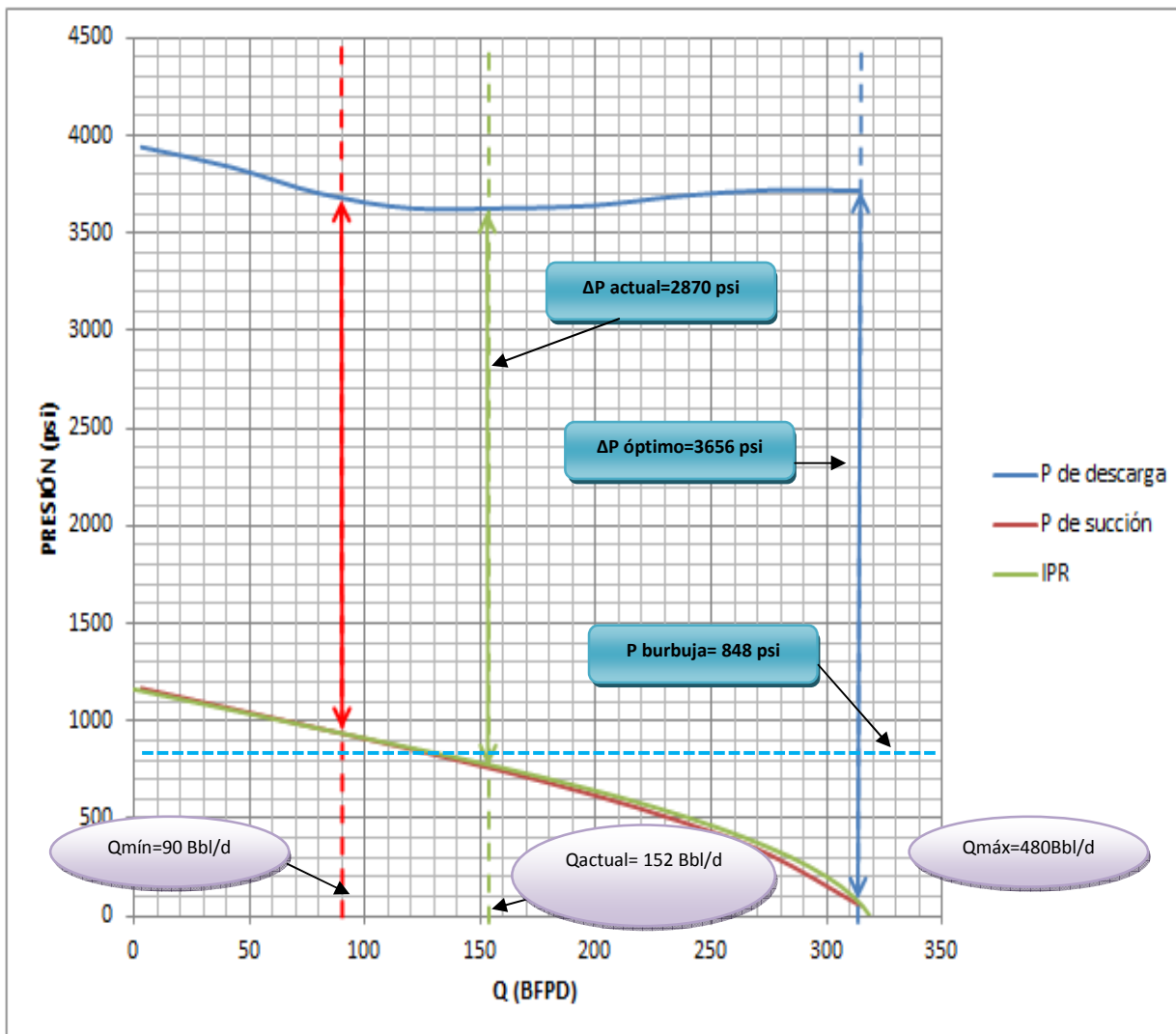
Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO CUL-15D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La Figura 3.18, nos muestra las curvas de Presión y descarga vs caudal, y la curva IPR del pozo CUL-15D , aquí se observa que el equipo BES está operando dentro del rango de producción recomendado, de acuerdo a las condiciones de reservorio, el caudal actual es de 152 BFPD y el caudal óptimo es de 314 BFPD. Además se observa que el ΔP actual del sistema es de 2870 psi que está por debajo del ΔP óptimo que es de 3656 psi.



FIGURA 3. 18: ANÁLISIS NODAL POZO CUL-15D, PRESIÓN VS CAUDAL.



Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO CUL-15D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 3.18 se observa que la producción actual del pozo CUL-15D es baja en relación al caudal óptimo que manejaría la bomba DN440, que es de 314 BFPD, a estas condiciones de reservorio, esto se debería posiblemente al daño de formación $S=10$. La curva IPR del pozo CUL-15D indica que el pozo está operando por debajo de la presión de burbuja, lo que nos denota presencia de gas y consecuentes problemas de pérdida de producción por desgaste prematuro de las etapas en la bomba.

3.4.4 ANÁLISIS DEL POZO YULEBRA-04

Para realizar el análisis nodal del pozo YUL-04, se utilizarán los datos presentados en la tabla 3:13

TABLA 3. 13: DATOS DEL POZO YULEBRA-04 Y DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BES.

POZO YULEBRA-04							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DEL BUILD UP		DATOS DEL FLUIDO	
ID. Casing (in)	6,276	Tipo de bomba	DN-1100	Pr (psi)	2140	API	23
ID. Tubing (in)	2,992	Numero de etapas	124+142+161	Pwf (psi)	1775	BSW (%)	83
Profundidad bomba (ft)	9283	Frecuencia (Hz)	55	Q (BFPD)	532	GOR (scf/bbl)	114
Profundidad Perf. (ft)	9561	HP	165	IP	1,28	Grad(psi/ft)	0,4412
Profundidad Casing (ft)	9690	Voltaje	1752	SG wáter	1,05	Pb (psi)	830
Direccional	NO	Amperaje	56,5	SG gas	0,95	Q actual(BFPD)	884
Arena productora	UI			Pc	110	Ty (°F)	231

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La Tabla 3.14 indica los cálculos del Análisis Nodal del pozo YUL-04 que son utilizados para construir la curva del sistema.

TABLA 3. 14: RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO YUL-04

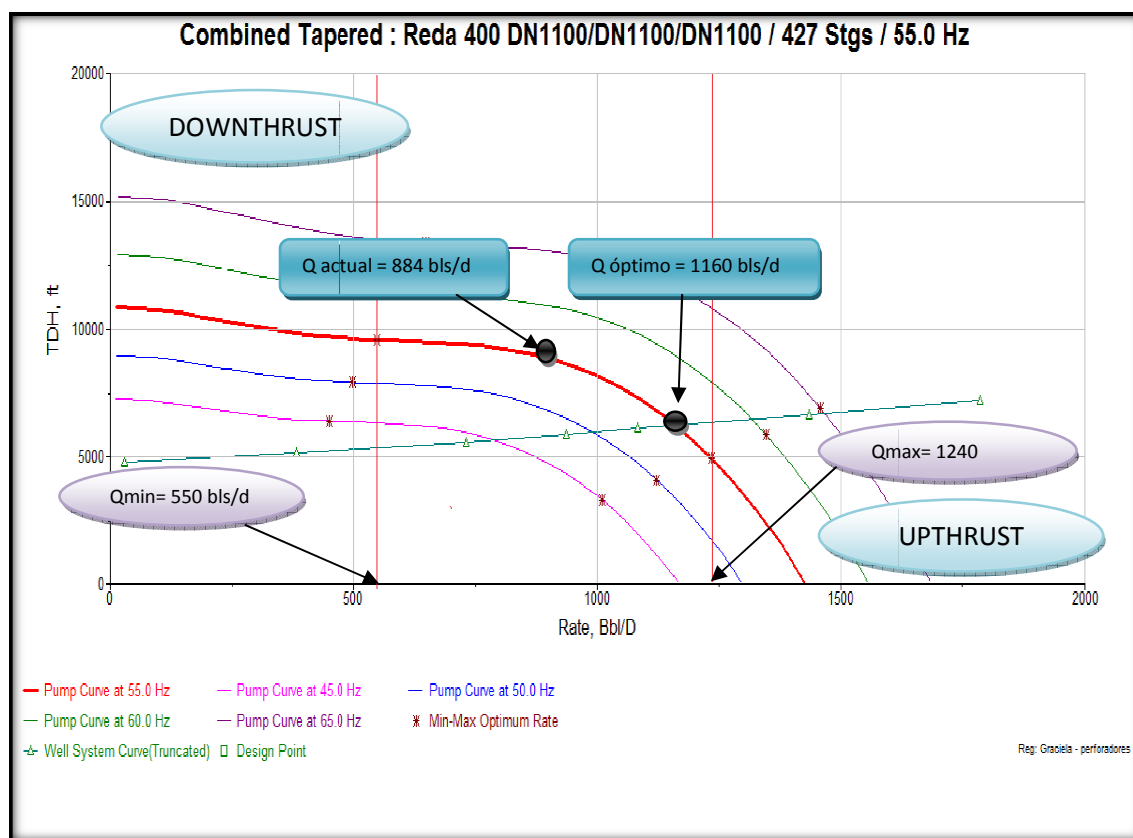
PUNTO	PROFUNDIDAD DE DESCARGA (ft)	PROFUNDIDAD DE SUCCIÓN (ft)	TDH (ft)	Q TOTAL EN SUPERFICIE O+W (bl/d)	Q EN LA BOMBA O+W+G (bl/d)	NIVEL DE FLUIDO (ft)
1	9461.95	4670.03	4791.92	26.81	28.40	4631.26
2	9308.67	4141.34	5167.32	358.55	379.87	5168.77
3	9203.49	3612.31	5591.19	690.30	731.34	5707.89
4	9208.17	3082.90	6125.27	1022.05	1082.81	6247.21
5	9222.13	2553.29	6668.84	1353.79	1434.28	6788.26
6	9242.88	2023.53	7219.35	1685.54	1785.75	7331.05
7	9327.50	1491.90	7835.60	2017.28	2137.22	7874.58
8	9445.00	933.95	8511.05	2349.03	2488.69	8448.33
PumpOff	9468.67	135.69	9332.98	2680.77	2840.16	9278.97
Design	9204.89	3303.22	5901.67	884.00	936.56	6022.58

Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO YUL-04

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 3.19 se presenta la curva de desempeño de la bomba instalada en el pozo YUL-04. Este pozo cuenta con un equipo BES que cuenta con tres bombas REDA, Modelo DN 1100 con 124, 142 y 161 etapas respectivamente cada una, un motor de 165 HP que al cierre de estudio está operando a 55 Hz. De acuerdo a los resultados obtenidos del análisis nodal, los caudales máximos y mínimos a estas condiciones de operación son 1240 y 550 BFPD respectivamente, El caudal óptimo de producción es de 1160 BFPD, el caudal de producción actual del pozo es de 884 BFPD lo que significa una pérdida de producción de 276 BFPD, que equivale al 23.79%. Es decir que la bomba está operando dentro del rango, y podríamos decir que el porcentaje de pérdida de producción se debe al desgaste natural de la bomba debido al tiempo de operación de la misma.

FIGURA 3. 19: CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA DN-1100 POZO YUL-04

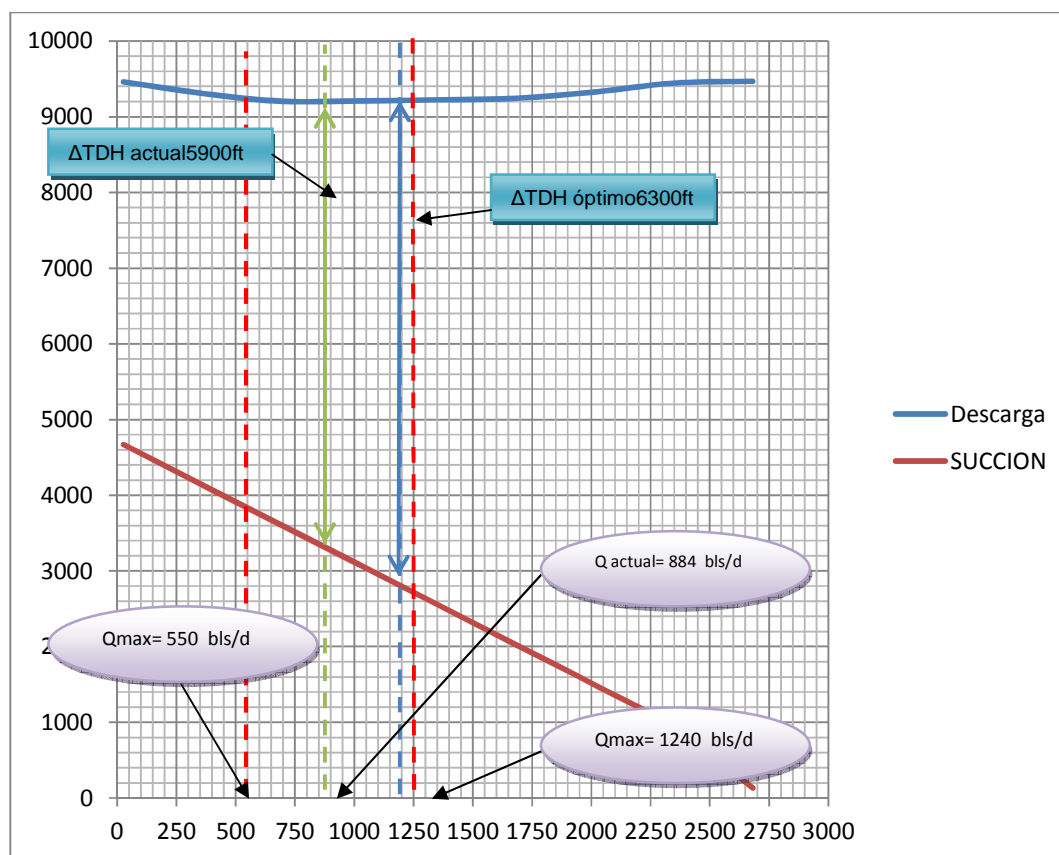


Fuente: Análisis Nodal SubPUMP, Curva de desempeño POZO YUL-04

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 3.20 se indica el análisis nodal del pozo YUL-04, las curvas de succión y descarga del equipo BES, las capacidades de levantamiento de la bomba, los mismos que son: ΔTDH óptimo 6300 ft y ΔTDH actual 5900 ft, se obtiene una pérdida de 6.35% con respecto a la capacidad de levantamiento de la bomba.

FIGURA 3. 20: ANÁLISIS NODAL SUBPUMP POZO YUL-04, TDH VS Q



Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO YUL-04

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La Tabla 3.15 nos muestra las presiones de succión y de descarga de la bomba, obtenidas mediante la multiplicación de los valores de alturas respectivas (de la tabla 3.14) por el gradiente del fluido del pozo (0,4412 psi/ft), con estas presiones se grafican las curvas de presión de succión y descarga vs. Caudal (Figura 3.21)

TABLA 3. 15: PRESIÓN DE SUCCIÓN Y DESCARGA POZO YUL-04

PRESIÓN DE DESCARGA (ft)	PRESION DE SUCCIÓN (ft)	Q TOTAL EN SUPERFICIE O+W (bl/d)
4174,61234	2060,41724	26,81
4106,9852	1827,15921	358,55
4060,57979	1593,75117	690,3
4062,6446	1360,17548	1022,05
4068,80376	1126,51155	1353,79
4077,95866	892,781436	1685,54
4115,293	658,22628	2017,28
4167,134	412,05874	2349,03
4177,5772	59,866428	2680,77

Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO YUL-04

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La Tabla 3.16 nos muestra los datos obtenidos para la construcción de nuestra curva IPR del pozo YUL-04

TABLA 3. 16: DATOS PARA LA CURVA IPR, POZO YUL-04

PRESIÓN	CAUDAL O+W(BFPD)
2140	0
2046,96	135,614
1953,91	271,228
1860,87	406,842
1767,83	542,456
1674,78	678,07
1581,74	813,684
1488,7	949,298
1395,65	1084,91
1302,61	1220,53
1209,57	1356,14
1116,52	1491,75
1023,48	1627,37
930,435	1762,98
837,391	1898,6
744,348	2033,17
651,304	2163,75
558,261	2288,91
465,217	2406,4
372,174	2511,78
279,13	2593,16
186,087	2641,71
930,435	2689,32
0	2736,93

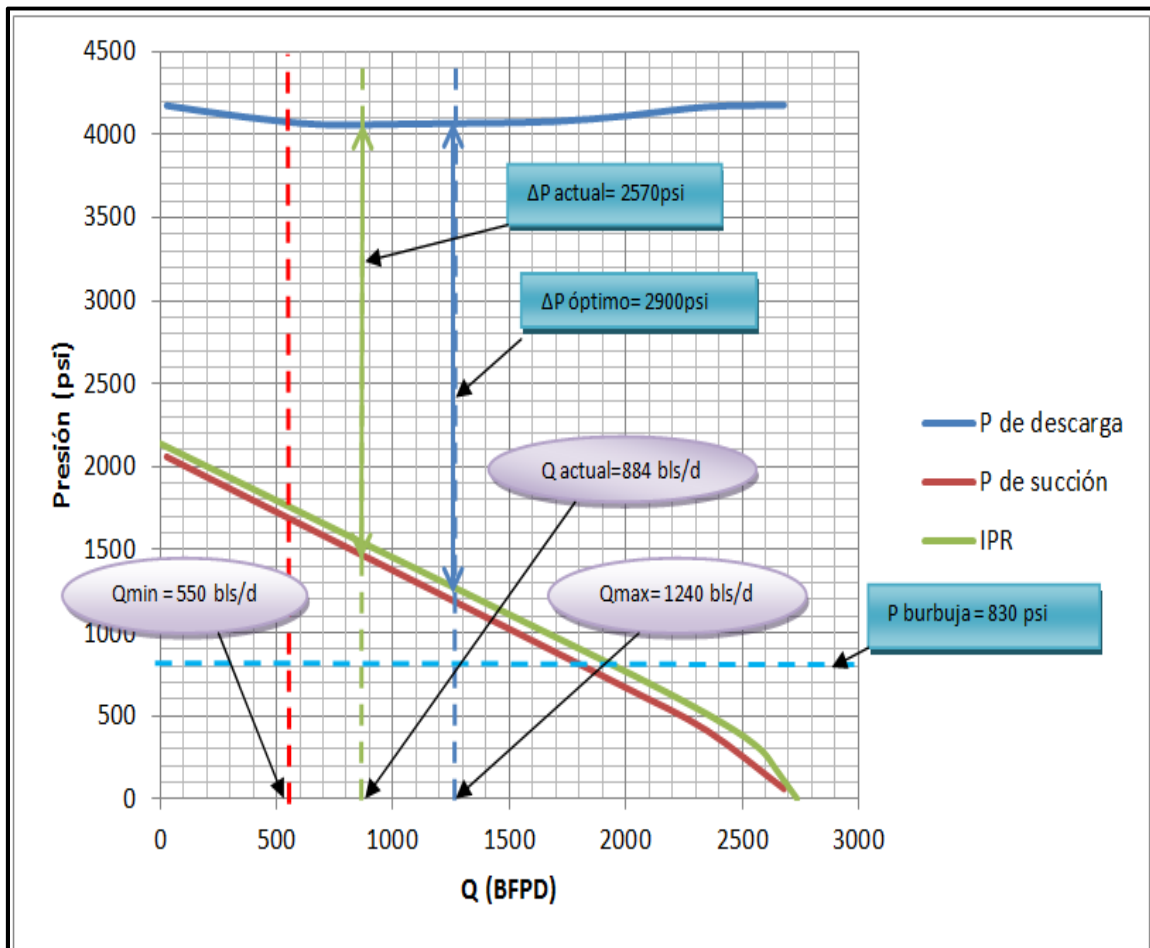
Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO YUL-04

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La Figura 3.21 nos muestra las curvas de presión y descarga vs caudal, y la curva IPR del pozo YUL-04, aquí se observa que el equipo BES está operando dentro del rango de producción recomendado de la bomba, de acuerdo a las condiciones de reservorio, el caudal actual es de 884 BFPD y el caudal óptimo es de 1160 BFPD.

Además se observa que el ΔP actual del sistema es de 2570 psi que está por debajo del ΔP óptimo que es de 2900 psi.

FIGURA 3. 21: ANÁLISIS NODAL SUBPUMP POZO YUL-04, PRESIÓN VS CAUDAL



Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO YUL-04

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 3.21 se observa que la producción actual del pozo YUL-04, es menor al caudal óptimo que manejaría la bomba DN1100, que es de 1160 BFPD, a estas condiciones de reservorio. La curva IPR del pozo YUL-04 indica que tiene una capacidad de flujo de 1650 BFPD a una P_{wf} de 1000 psi, 170 psi sobre la presión de burbuja.

3.4.5 ANÁLISIS DEL POZO YULEBRA-09D

Para realizar el análisis nodal del pozo YUL-09D, se utilizarán los datos presentados en la tabla 3.17:

TABLA 3. 17: DATOS DEL POZO YULEBRA-09D Y DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BES.

POZO YULEBRA-09D							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DEL BUILD UP		DATOS DEL FLUIDO	
ID. Casing (in)	6,276	Tipo de bomba	DN-725	Pr (psi)	1645	API	22
ID. Tubing (in)	2,992	Numero de etapas	159+177	Pwf (psi)	1492	BSW (%)	12
Profundidad bomba (ft)	9605	Frecuencia (Hz)	60	Q (BFPD)	312	GOR (scf/bbl)	114
Profundidad Perf. (ft)	9893	HP	105	IP	2,03	Grad. (psi/ft)	0,4058
Profundidad Casing (ft)	10360	Voltaje	1371	SG water	1,05	Pb (psi)	830
Direccional	SI	Amperaje	30	SG gas	1,2687	Q actual (BFPD)	217
Arena productora	U			Pc	160	Ty (°F)	231

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La tabla 3.18 indica los cálculos del Análisis Nodal del pozo YUL-09D que son utilizados para construir la curva del sistema.

TABLA 3. 18: RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO YUL-09D

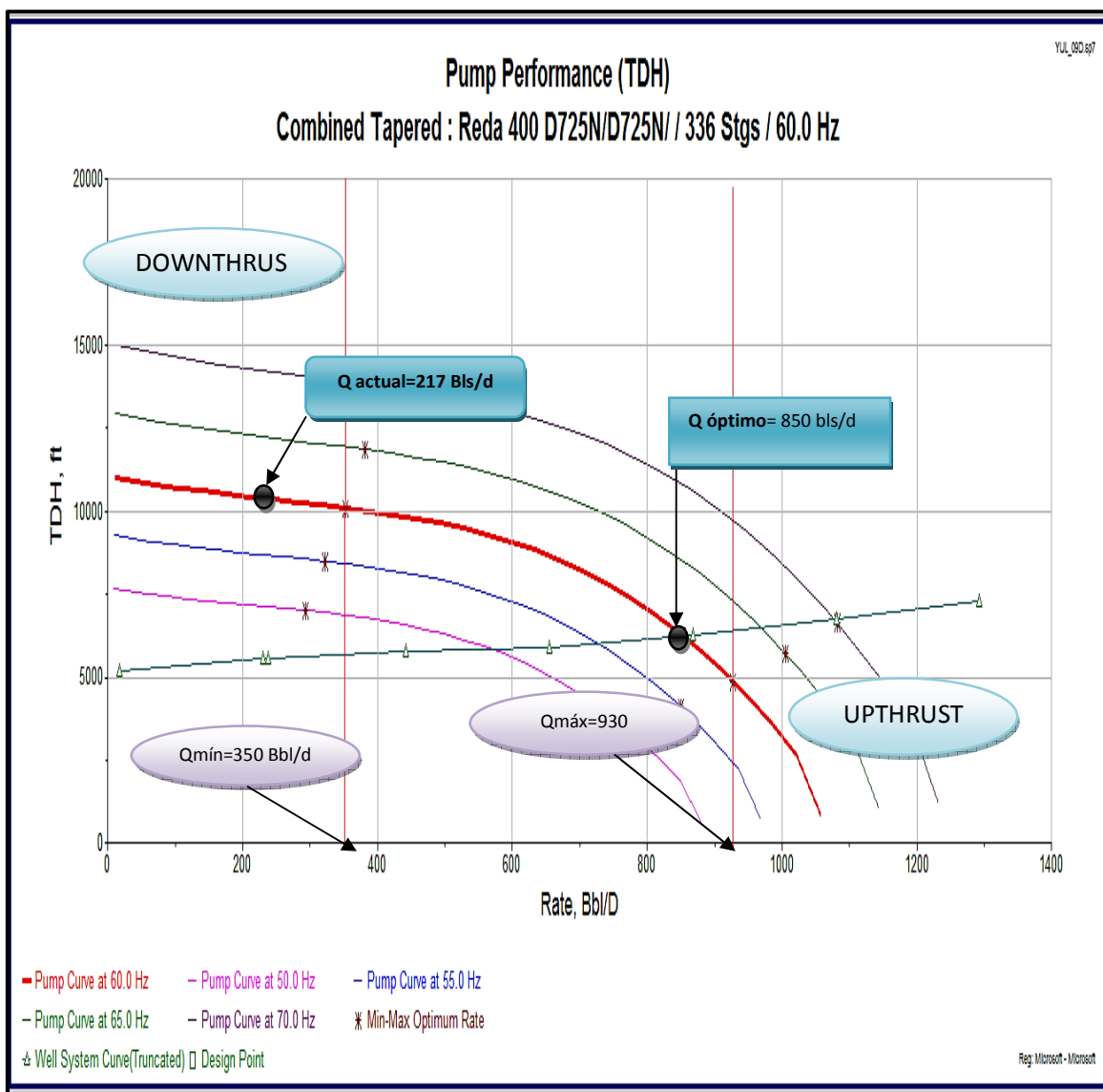
PUNTO	PROFUNDIDAD DE DESCARGA (ft)	PROFUNDIDAD DE SUCCIÓN (ft)	TDH (ft)	Q TOTAL EN SUPERFICIE O+W (bl/d)	Q EN LA BOMBA O+W+G (bl/d)	NIVEL DE FLUIDO (ft)
1	9127,97	3933,38	5194,59	15,7	17,18	5762,2
2	9087,29	3532,26	5555,04	210,01	229,78	6164,35
3	8926,51	3131,2	5795,3	404,31	442,38	6567,5
4	8625,64	2730,42	5895,22	598,62	654,98	6971,46
5	8602,13	2330,05	6272,08	792,93	867,58	7376,1
6	8642,92	1924,18	6718,74	987,23	1080,17	7784,34
7	8763,07	1496,43	7266,63	1181,54	1292,77	8214,25
8	8948,49	969,27	7979,22	1375,84	1505,37	8750,36
PumpOff	8849,29	152,12	8697,17	1570,15	1717,97	9600,57
Design	9083,73	3517,82	5565,91	217	237,43	6178,84

Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO YUL-09D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 3.22 se presenta la curva de desempeño de la bomba instalada en el pozo YUL-09D. Este pozo cuenta con un equipo BES con dos bombas REDA, Modelo D725N con 169 y 177 etapas cada una, un motor de 105 HP que al cierre de estudio está operando a 60 Hz. De acuerdo a los resultados obtenidos del análisis nodal, los caudales máximos y mínimos a estas condiciones de operación son 930 y 350 BFPD respectivamente, El caudal óptimo de producción es de 850 BFPD, el caudal de producción actual del pozo es de 217 BFPD. La bomba está operando fuera del rango óptimo con una pérdida de producción de 162 BFPD, que equivale al 80,94%. Es decir que la bomba está operando con empuje descendente (DOWNTHRUST), lo que genera problemas en las etapas, produciéndose una disminución de la vida útil de la bomba. En este caso es necesario cambiar o rediseñar la bomba debido a la pérdida de producción considerable, causada posiblemente por presencia de sólidos lo que produciría un daño en la bomba.

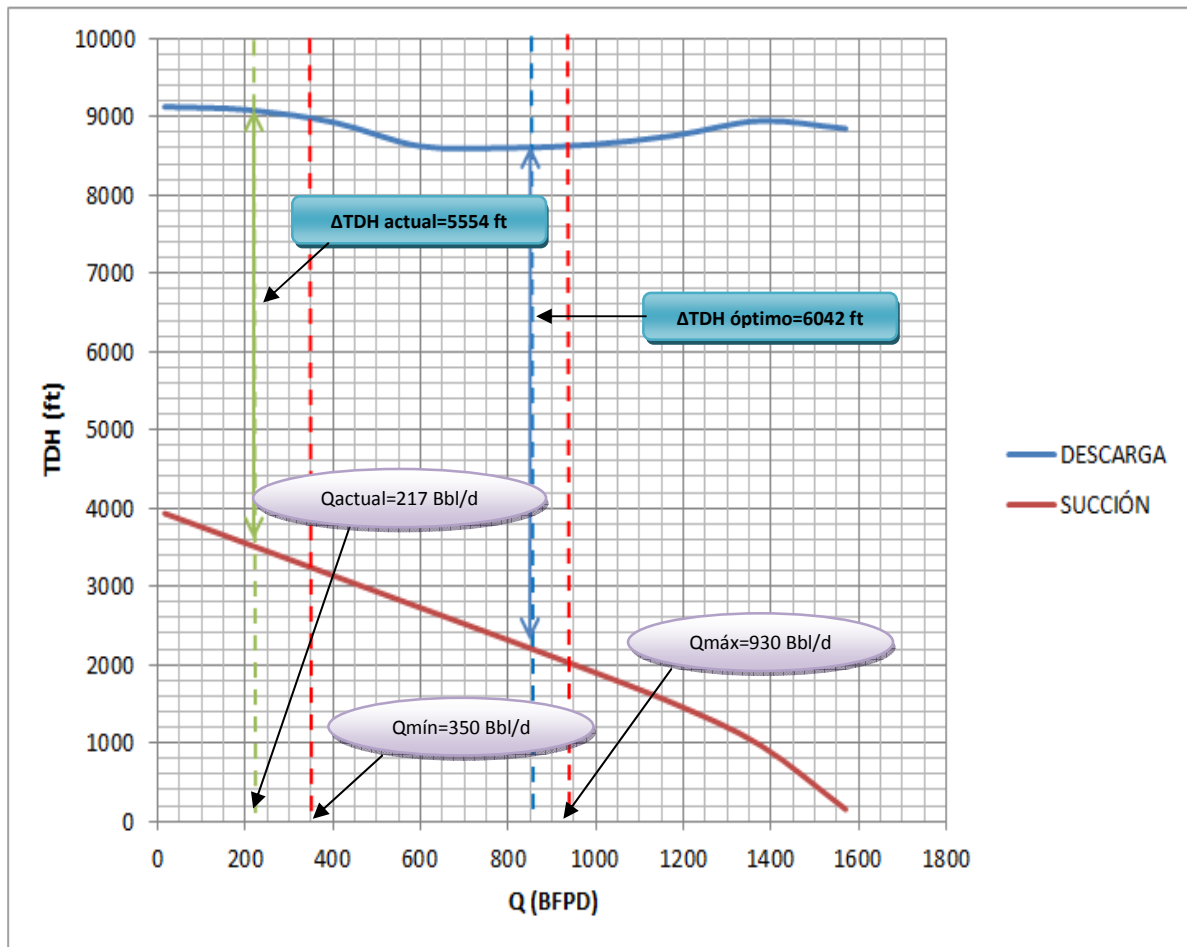
FIGURA 3. 22: CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA DN440 POZO YUL-09D



Fuente: Análisis Nodal SubPUMP, Curva de desempeño POZO YUL-09D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 3.23 se indica el análisis nodal del pozo YUL-09D, las curvas de succión y descarga del equipo BES, las capacidades de levantamiento de la bomba, los mismos que son: Δ TDH óptimo 5554 ft y Δ TDH actual 6042 ft, se obtiene una pérdida de 8,73% con respecto a la capacidad de levantamiento de la bomba.

FIGURA 3. 23: ANÁLISIS NODAL SUBPUMP POZO YUL-09D, TDH VS Q

Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO YUL-09D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La Tabla 3.19 nos muestra las presiones de succión y de descarga de la bomba, obtenidas mediante la multiplicación de los valores de alturas respectivas (de la Tabla 3.18) por el gradiente del fluido del pozo (0,4058 psi/ft), con estas presiones se grafican las curvas de presión de succión y descarga vs. Caudal (Figura 3.24)

TABLA 3. 19: PRESIÓN DE SUCCIÓN Y DESCARGA POZO YUL-09D

PRESIÓN DE DESCARGA (ft)	PRESION DE SUCCIÓN (ft)	Q TOTAL EN SUPERFICIE O+W (bl/d)
3704,130226	1596,165604	15,7
3687,622282	1433,391108	210,01
3622,377758	1270,64096	404,31
3500,284712	1108,004436	598,62
3490,744354	945,53429	792,93
3507,296936	780,832244	987,23
3556,053806	607,251294	1181,54
3631,297242	393,329766	1375,84
3591,041882	61,730296	1570,15

Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO YUL-09D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La tabla 3.20 nos muestra los datos obtenidos para la construcción de nuestra curva IPR del pozo YUL-09D

TABLA 3. 20: DATOS PARA LA CURVA IPR, POZO YUL-09D

PRESIÓN	CAUDAL O+W(BFPD)
1645,000	0,000
1573,480	891,216
1501,960	178,243
1430,430	267,365
1358,910	356,486
1287,390	445,608
1215,870	534,729
1144,350	623,851
1072,830	712,972
1001,300	802,094
929,783	891,216
858,261	980,337
786,739	1068,910
715,217	1151,900
643,696	1228,050
572,174	1297,380
500,652	1359,890
429,130	1415,560
357,609	1464,410
286,087	1506,440
214,565	1541,630
143,043	1570,010
71,522	1591,550
0,00	1606,270

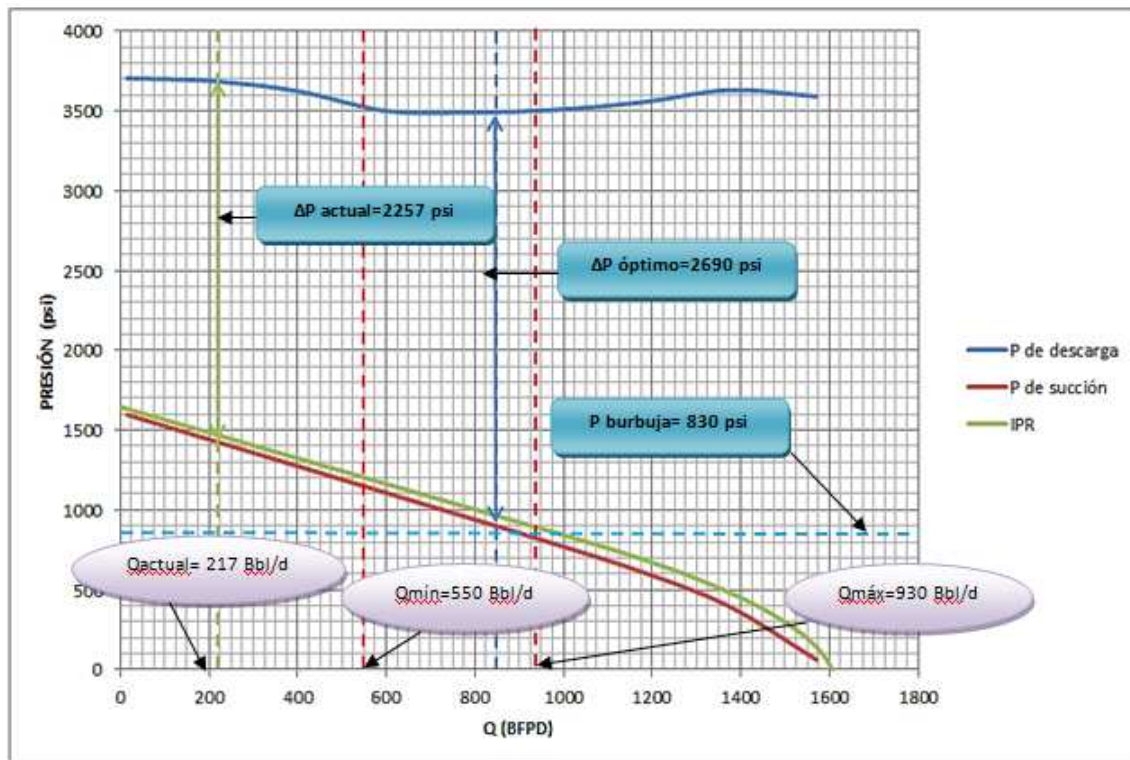
Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO YUL-09D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La Figura 3.24 nos muestra las curvas de presión y descarga vs caudal, y la curva IPR del pozo YUL-09D, aquí se observa que el equipo BES está operando fuera del rango de producción recomendado de la bomba, de acuerdo a las condiciones de reservorio, el caudal actual es de 884 BFPD y el caudal óptimo es de 850 BFPD.

Además se observa que el ΔP actual del sistema es de 2570 psi que está por debajo del ΔP óptimo que es de 2900 psi.

FIGURA 3. 24: ANÁLISIS NODAL SUBPUMP POZO YUL-09D, PRESIÓN VS CAUDAL



Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO YUL-09D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 3.24 se observa que la producción actual del pozo YUL-09D es muy baja en relación al caudal óptimo que manejaría la bomba DN725, que es de 930 BFPD a estas condiciones de reservorio, esto se debería posiblemente a daños en la bomba por presencia de sólidos o a una posible obstrucción de tubería bajo el intake de la bomba. Es un pozo candidato a realizar una estimulación y con el fin de eliminar el daño de formación y poder decidir si es o no candidato para un rediseño o cambio del sistema BES.

3.4.6 ANÁLISIS DEL POZO YULEBRA-15D

Para realizar el análisis nodal del pozo YUL-15D, se utilizarán los datos presentados en la tabla 3.21:

TABLA 3. 21: DATOS DEL POZO YULEBRA-15D Y DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BES.

POZO YULEBRA-15D							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DEL BUILD UP		DATOS DEL FLUIDO	
ID. Casing (in)	6,276	Tipo de bomba	P4X	Pr (psi)	1563	API	20
ID. Tubing (in)	2,992	Numero de etapas	164+269	Pwf (psi)	1150	BSW (%)	2
Profundidad bomba (ft)	9740	Frecuencia (Hz)	54	Q (BFPD)	335	GOR (scf/bbl)	114
Profundidad Perf. (ft)	9888	HP	132	IP	0,81	Gradiente (psi/ft)	0,4054
Profundidad Casing (ft)	10350	Voltaje	459	SG water	1,05	Pb (psi)	830
Direccional	SI	Amperaje	30	SG gas	1,25	Q actual (BFPD)	186
Arena productora	U	Skin	5	Pc	50	Ty (°F)	220

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos Area Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La tabla 3.22 indica los cálculos del Análisis Nodal del pozo YUL-15D que son utilizados para construir la curva del sistema.

TABLA 3. 22: RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO YUL-15D

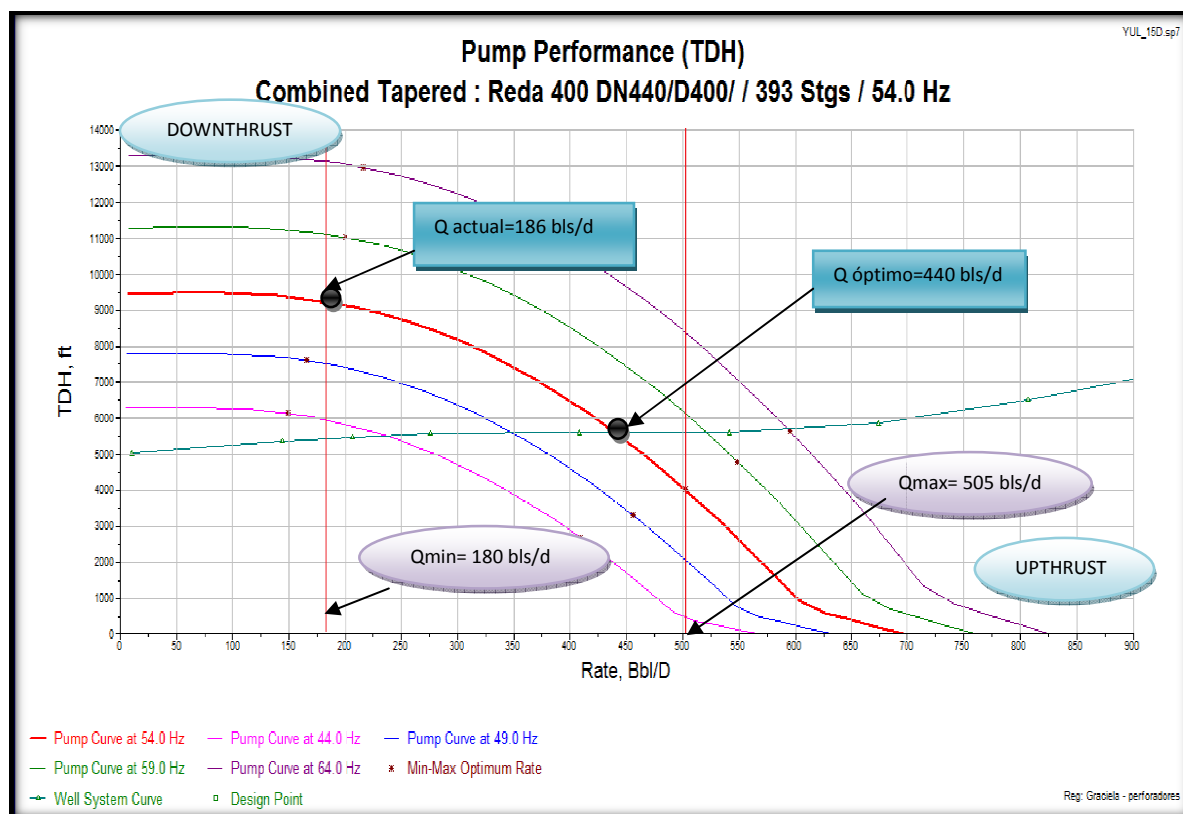
PUNTO	PROFUNDIDAD DE DESCARGA (ft)	PROFUNDIDAD DE SUCCIÓN (ft)	TDH (ft)	Q TOTAL EN SUPERFICIE O+W (bl/d)	Q EN LA BOMBA O+W+G (bl/d)	NIVEL DE FLUIDO (ft)
1	8963,19	3919,2	5043,99	9,66	10,72	5878,94
2	8878,9	3533,56	5345,34	129,17	143,38	6267,16
3	8706,75	3147,96	5558,79	248,69	276,04	6656,28
4	8375,65	2762,4	5613,26	368,21	408,71	7046,28
5	7973,06	2377,04	5596,02	487,72	541,37	7437,03
6	7833,19	1985,78	5847,41	607,24	674,03	7830,13
7	8057,06	1554,33	6502,73	726,75	806,69	8261,56
8	8340,21	1017,14	7323,08	846,27	939,36	8809,33
PumpOff	8219	134,2	8084,79	965,79	1072,02	9734,02
Design	8811,17	3350,22	5460,95	186	206,46	6452,06

Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO YUL-15D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 3.25 se presenta la curva de desempeño de la bomba instalada en el pozo YUL-15D. Este pozo cuenta con un equipo BES que cuenta con dos bombas REDA, Modelo D400 serie 400 con 124 y 269 etapas respectivamente cada una, un motor de 132 HP que al cierre de estudio está operando a 54 Hz. De acuerdo a los resultados obtenidos del análisis nodal, los caudales máximos y mínimos a estas condiciones de operación son 505 y 180 BFPD respectivamente, El caudal óptimo de producción es de 440 BFPD, el caudal de producción actual del pozo es de 186 BFPD lo que significa una pérdida de producción de 254 BFPD, que equivale al 57.72%. Es decir que la bomba está operando dentro del rango, y podríamos decir que el porcentaje de pérdida de producción se debe al desgaste de la bomba debido al tiempo de operación de la misma o a daño en las etapas por presencia de sólidos.

FIGURA 3. 25: CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA D725N POZO YUL-15D

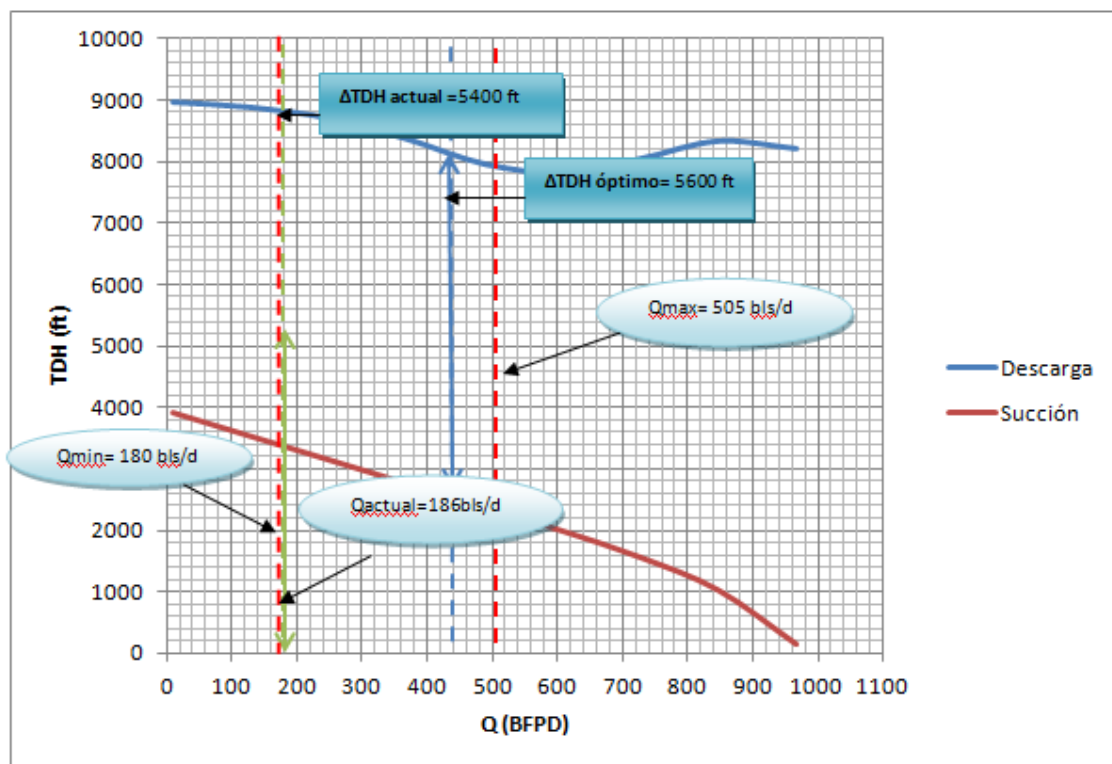


Fuente: Análisis Nodal SubPUMP, Curva de desempeño POZO YUL-15D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 3.26 se indica el análisis nodal del pozo YUL-15D, las curvas de succión y descarga del equipo BES, las capacidades de levantamiento de la bomba, los mismos que son: Δ TDH óptimo 5600 ft y Δ TDH actual 5400 ft, se obtiene una pérdida de 3,57% con respecto a la capacidad de levantamiento de la bomba.

FIGURA 3. 26: ANÁLISIS NODAL SUBPUMP POZO YUL-15D, TDH VS Q



Fuente: Análisis Nodal SubPUMP, Reporte detallado POZO YUL-15D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La Tabla 3.23 nos muestra las presiones de succión y de descarga de la bomba, obtenidas mediante la multiplicación de los valores de alturas respectivas (de la Tabla 3.22) por el gradiente del fluido del pozo (0,4054 psi/ft), con estas presiones se grafican las curvas de presión de succión y descarga vs. Caudal (Figura 3.27).

TABLA 3. 23: PRESIÓN DE SUCCIÓN Y DESCARGA POZO YUL-15D

PRESIÓN DE DESCARGA (ft)	PRESION DE SUCCIÓN (ft)	Q TOTAL EN SUPERFICIE O+W (bl/d)
3633,67723	1588,84368	9,66
3599,50606	1432,50522	129,17
3529,71645	1276,18298	248,69
3395,48851	1119,87696	368,21
3232,27852	963,652016	487,72
3175,57523	805,035212	607,24
3266,33212	630,125382	726,75
3381,12113	412,348556	846,27
3331,9826	54,40468	965,79

Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO YUL-15D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La tabla 3.24 nos muestra los datos obtenidos para la construcción de nuestra curva IPR del pozo YUL-15D

TABLA 3. 24: DATOS PARA LA CURVA IPR, POZO YUL-15D

PRESIÓN	CAUDAL O+W(BFPD)
1563	0
1495,04	55,1221
1427,09	110,244
1359,13	165,366
1291,17	220,488
1223,22	275,611
1155,26	330,733
1087,3	385,855
1019,35	440,977
951,391	496,099
883,435	551,221
815,478	606,343
747,522	659,47
679,565	708,585
611,609	753,689
543,652	794,78
475,696	831,86
407,739	864,929
339,783	893,986
271,826	919,031
203,87	940,064
135,913	957,086
67,9565	970,096
0	979,094

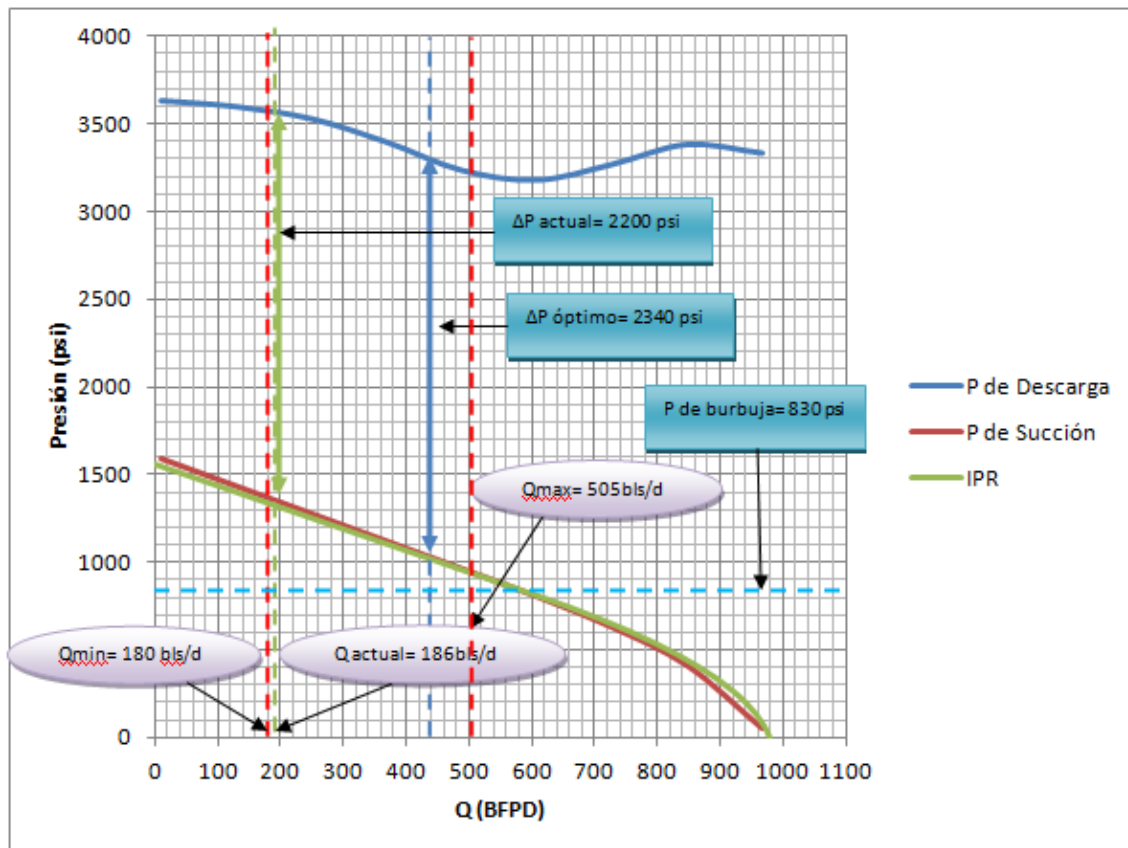
Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO YUL-15D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La Figura 3.27, nos muestra las curvas de presión y descarga vs caudal, y la curva IPR del pozo YUL-15D, aquí se observa que el equipo BES está operando dentro del rango de producción recomendado de la bomba, de acuerdo a las condiciones de reservorio, el caudal actual es de 186 BFPD y el caudal óptimo es de 440 BFPD.

Además se observa que el ΔP actual del sistema es de 2200 psi que está por debajo del ΔP óptimo que es de 2340 psi.

FIGURA 3. 27: ANÁLISIS NODAL SUBPUMP POZO YUL-15D, PRESIÓN VS CAUDAL



Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO YUL-15D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 3.27 se observa que la producción actual del pozo YUL-15D es baja en relación al caudal óptimo que manejaría la bomba D400, que es de 440 BFPD a estas condiciones de reservorio, esto se debería al valor del daño de formación $S=6$, desgaste por tiempo de trabajo de la BES (180 días) o a un daño producido por presencia de sólidos de formación.

3.4.7 ANÁLISIS DEL POZO YULEBRA-16D

Para realizar el análisis nodal del pozo YUL-16D, se utilizarán los datos presentados en la tabla 3.25:

TABLA 3. 25: DATOS DEL POZO YUL-16D Y DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

POZO YULEBRA-16D							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DEL BUILD UP		DATOS DEL FLUIDO	
ID. Casing (in)	6,276	Tipo de bomba	DN725	Pr (psi)	1508	API	17,5
ID. Tubing (in)	2,992	Numero de etapas	176+176+52	Pwf (psi)	1060	BSW (%)	20
Profundidad bomba (ft)	9009	Frecuencia (Hz)	50	Q (BFPD)	409	GOR (scf/bbl)	131
Profundidad Perf, (ft)	9175	HP	210	IP	1,11	Grad. (psi/ft)	
Profundidad Casing (ft)	9840	Voltaje	1455	SG water	1,05	Pb (psi)	800
Direccional	SI	Amperaje	84	SG gas	0,87	Q actual (BFPD)	137
Arena Productora	BT			Pc	85	Ty (°F)	210

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La tabla 3.26 indica los cálculos del Análisis Nodal del pozo YUL-16D que son utilizados para construir la curva del sistema.

TABLA 3. 26: RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO YUL-16D

PUNTO	PROFUNDIDAD DE DESCARGA (ft)	PROFUNDIDAD DE SUCCIÓN (ft)	TDH (ft)	Q TOTAL EN SUPERFICIE O+W (Bbl/d)	Q EN LA BOMBA O+W+G (Bbl/d)	NIVEL DE FLUIDO (ft)
1	8832,29	3545,14	5287,15	10,64	11,49	5494,3
2	8582,32	3188,1	5394,22	142,36	153,68	5855,53
3	8365,52	2831,08	5534,44	274,07	295,86	6217,43
4	8297,72	2474,12	5823,61	405,78	438,05	6580
5	8270,55	2117,29	6153,26	537,5	580,24	6943,16
6	8322,6	1754	6568,6	669,21	722,43	7310,7
7	8477,07	1362,11	7114,96	800,92	864,61	7706,35
8	8598,64	896,06	7702,58	932,64	1006,8	8182,37
PumpOff	8542,29	105,73	8436,56	1064,35	1148,99	9005,97
Design	8588,86	3202,62	5386,24	137	147,89	5840,82

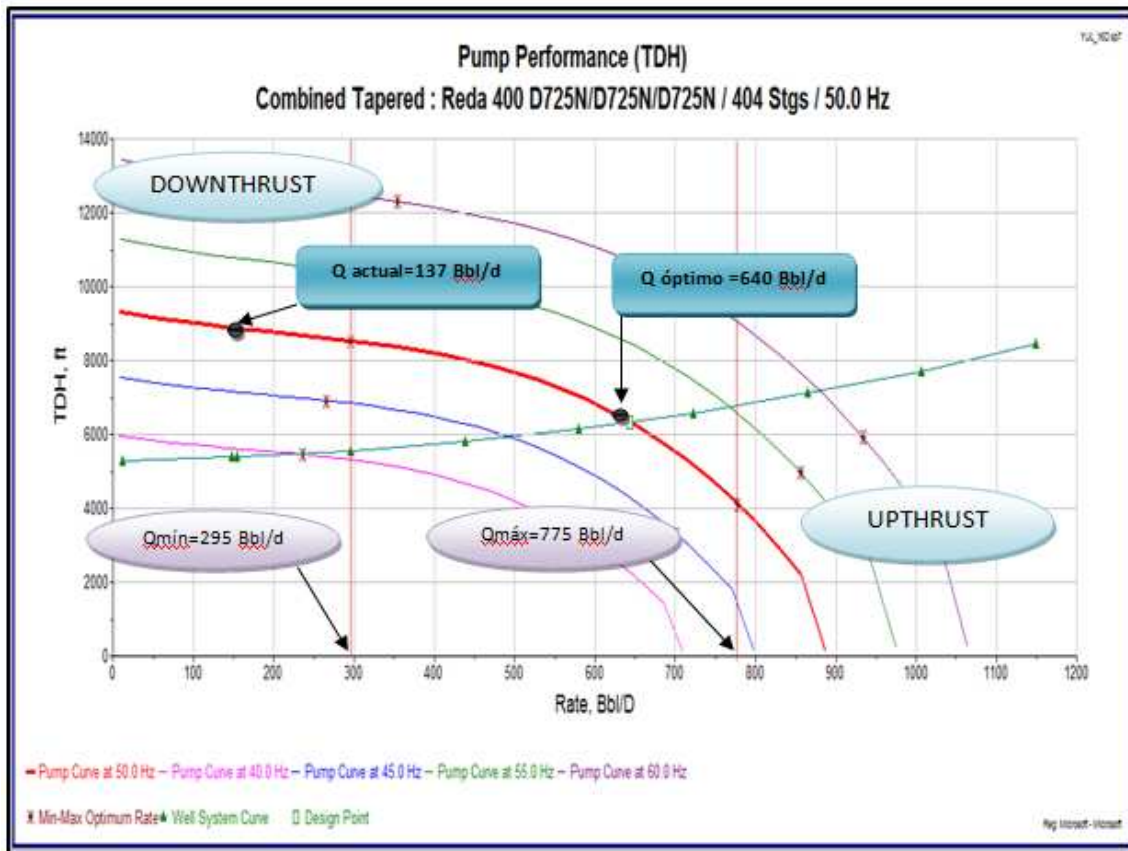
Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO CUL-15D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 3.28 se presenta la curva de desempeño de la bomba instalada en el pozo YUL-16D. Este pozo cuenta con un equipo BES con tres bombas REDA, Modelo D725N con 52, 176 y 176 etapas cada una, un motor de 210 HP que al cierre de estudio está operando a 50 Hz. De acuerdo a los resultados obtenidos del análisis nodal, los caudales máximos y mínimos a estas condiciones de operación son 775 y 295 BFPD respectivamente, El caudal óptimo de producción es de 640 BFPD, el caudal de producción actual del pozo es de 137 BFPD. La bomba está operando fuera del rango óptimo con una pérdida de producción de 162 BFPD, que equivale al 80,94%. Es decir que la bomba está operando con empuje descendente (DOWNTHRUST), lo que genera problemas en las etapas, produciéndose una disminución de la vida útil de la bomba. En este caso es necesario cambiar o rediseñar la bomba debido a la pérdida de producción considerable, causada posiblemente por presencia de sólidos lo que produciría un daño en la bomba.

En este caso el daño de formación es de $S=2$, según el último Build up tomado el 27 de febrero del 2010, lo que no incidiría mayormente en el descenso de producción tan alto.

FIGURA 3. 28: CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA DN440 POZO YUL-16D

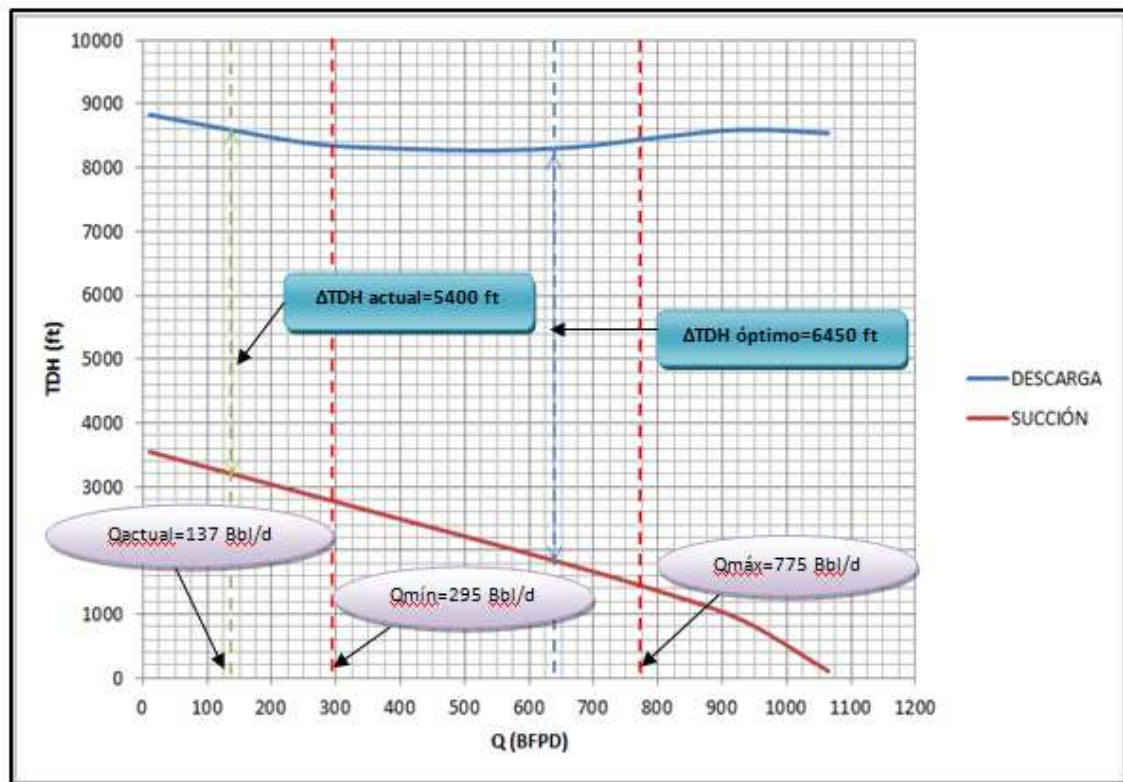


Fuente: Análisis Nodal SubPUMP, Curva de desempeño POZO YUL-16D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 3.29 se indica el análisis nodal del pozo YUL-16D, las curvas de succión y descarga del equipo BES, las capacidades de levantamiento de la bomba, los mismos que son: Δ TDH óptimo 5400 ft y Δ TDH actual 6450 ft, se obtiene una pérdida de 16,27% con respecto a la capacidad de levantamiento de la bomba.

FIGURA 3. 29: ANÁLISIS NODAL SUBPUMP POZO YUL-16D, TDH VS Q



Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO YUL-16D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La Tabla 3.27 nos muestra las presiones de succión y de descarga de la bomba, obtenidas mediante la multiplicación de los valores de alturas respectivas (de la Tabla 3.26) por el gradiente del fluido del pozo (0,3879 psi/ft), con estas presiones se grafican las curvas de presión de succión y descarga vs. Caudal (Figura 3.30)

TABLA 3. 27: PRESIÓN DE SUCCIÓN Y DESCARGA POZO YUL-16D

PRESIÓN DE DESCARGA (ft)	PRESION DE SUCCIÓN (ft)	Q TOTAL EN SUPERFICIE O+W (bl/d)
3426,045291	1375,159806	10,64
3329,081928	1236,66399	142,36
3244,985208	1098,175932	274,07
3218,685588	959,711148	405,78
3208,146345	821,296791	537,5
3228,33654	680,3766	669,21
3288,255453	528,362469	800,92
3335,412456	347,581674	932,64
3313,554291	41,012667	1064,35

Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO YUL-16D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La tabla 3.28 nos muestra los datos obtenidos para la construcción de nuestra curva IPR del pozo YUL-16D

TABLA 3. 28: DATOS PARA LA CURVA IPR, POZO YUL-16D

PRESIÓN	CAUDAL O+W(BFPD)
1508,000	0,000
1442,430	59,858
1376,870	119,715
1311,300	179,573
1245,740	239,430
1180,170	299,288
1114,610	359,145
1049,040	419,003
983,478	478,860
917,913	538,718
852,348	598,575
786,783	658,433
721,217	716,600
655,652	771,124
590,087	821,833
524,522	868,544
458,957	911,057
393,391	949,156
327,826	982,604
262,261	1011,140
196,696	1034,490
131,130	1052,340
65,565	1064,350
0,000	1072,840

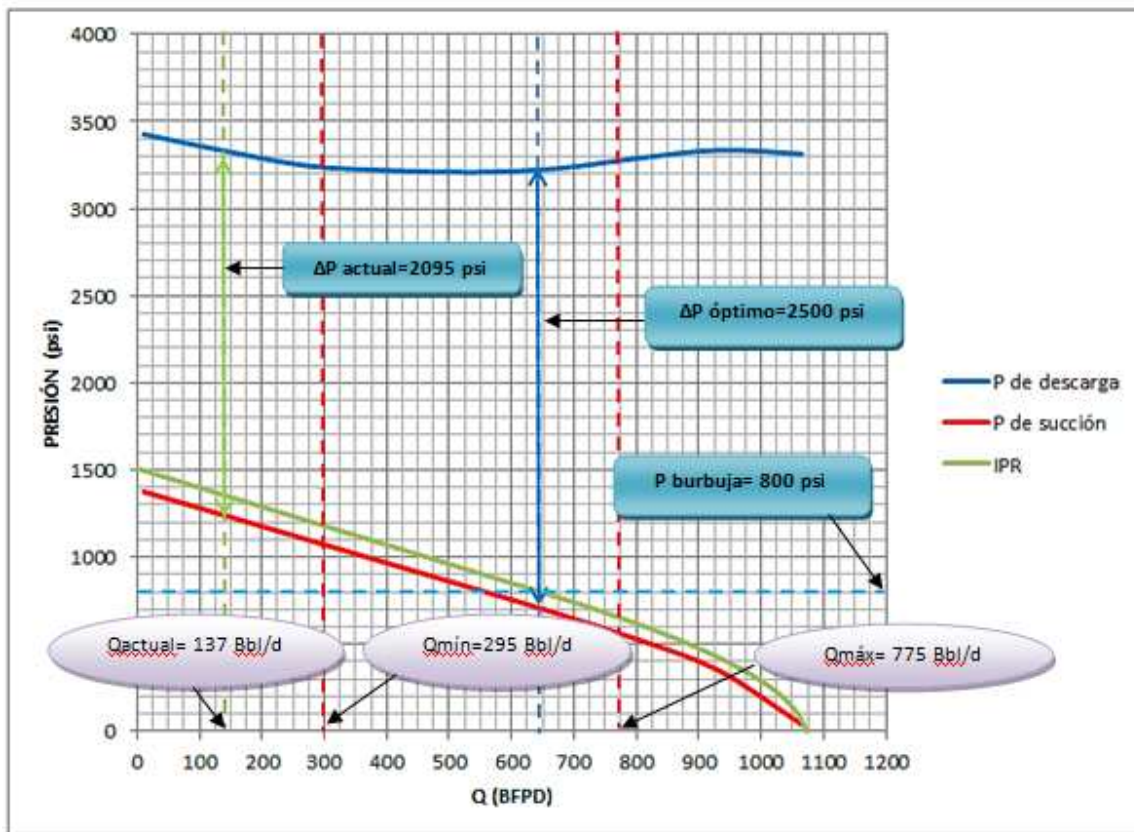
Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO YUL-16D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La Figura 3.30 nos muestra las curvas de presión y descarga vs caudal, y la curva IPR del pozo YUL-16D, aquí se observa que el equipo BES está operando fuera del rango de producción recomendado de la bomba, de acuerdo a las condiciones de reservorio, el caudal actual es de 137 BFPD y el caudal óptimo es de 640 BFPD.

Además se observa que el ΔP actual del sistema es de 2095 psi que está por debajo del ΔP óptimo que es de 2500 psi.

FIGURA 3. 30: ANÁLISIS NODAL SUBPUMP POZO YUL-16D, PRESIÓN VS CAUDAL



Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO YUL-16D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 3.30 se observa que la producción actual del pozo YUL-16D es muy baja en relación al caudal óptimo que manejaría la bomba DN725, que es de 775 BFPD a estas condiciones de reservorio, esto se debería posiblemente a daños en la bomba por presencia de sólidos o a una posible obstrucción de tubería bajo el intake de la bomba. Es un pozo candidato a realizar una estimulación y con el fin de eliminar el daño de formación y poder decidir si es o no candidato para un rediseño o cambio del sistema BES.

3.4.8 ANÁLISIS DEL POZO YULEBRA-19D

Para realizar el análisis nodal del pozo YUL-19D, se utilizarán los datos presentados en la tabla 3.29:

TABLA 3. 29: DATOS DEL POZO YUL-19D Y DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

POZO YULEBRA-19D							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DEL BUILD UP		DATOS DEL FLUIDO	
ID. Casing (in)	8,681	Tipo de bomba	D400	Pr (psi)	884	API	19
ID. Tubing (in)	2,992	Numero de etapas	124+269	Pwf (psi)	832	BSW (%)	55
Profundidad bomba (ft)	8976	Frecuencia (Hz)	52	Q (BFPD)	288	GOR (scf/bbl)	50
Profundidad Perf. (ft)	9161	HP	132	IP	0,461	Grad. (psi/ft)	0,4284
Profundidad Casing (ft)	9300	Voltaje	1370	SG water	1,03	Pb (psi)	591
Direccional	SI	Amperaje	64	SG gas	1,25	Q actual (BFPD)	205
Arena Productora	BT	Skin	1	Pc	150	Ty (°F)	206

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La tabla 3.30 indica los cálculos del Análisis Nodal del pozo YUL-19D que son utilizados para construir la curva del sistema.

TABLA 3. 30: RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO YUL-19D

PUNTO	PROFUNDIDAD DE DESCARGA (ft)	PROFUNDIDAD DE SUCCIÓN (ft)	TDH (ft)	Q TOTAL EN SUPERFICIE O+W (bl/d)	Q EN LA BOMBA O+W+G (bl/d)	NIVEL DE FLUIDO (ft)
1	8469,8	1933,33	6536,47	35,02	37,02	7174,82
2	8339,19	1746,29	6592,9	468,45	495,18	7366,93
3	8219,12	1559,24	6659,88	901,87	953,34	7559,22
4	8255,12	1372,15	6882,97	1335,3	1411,5	7751,6
5	8457,98	1182,64	7275,34	1768,73	1869,65	7944,86
6	8609,65	986,83	7622,82	2202,15	2327,81	8145,29
7	8762,83	776,97	7985,86	2635,58	2785,97	8361,7
8	8896,88	537,72	8359,16	3069	3244,13	8609,07
PumpOff	9024,81	191,84	8832,97	3502,43	3702,28	8969,19
Design	8453,41	1859,97	6593,44	205	216,7	7250,13

Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO YUL-19D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

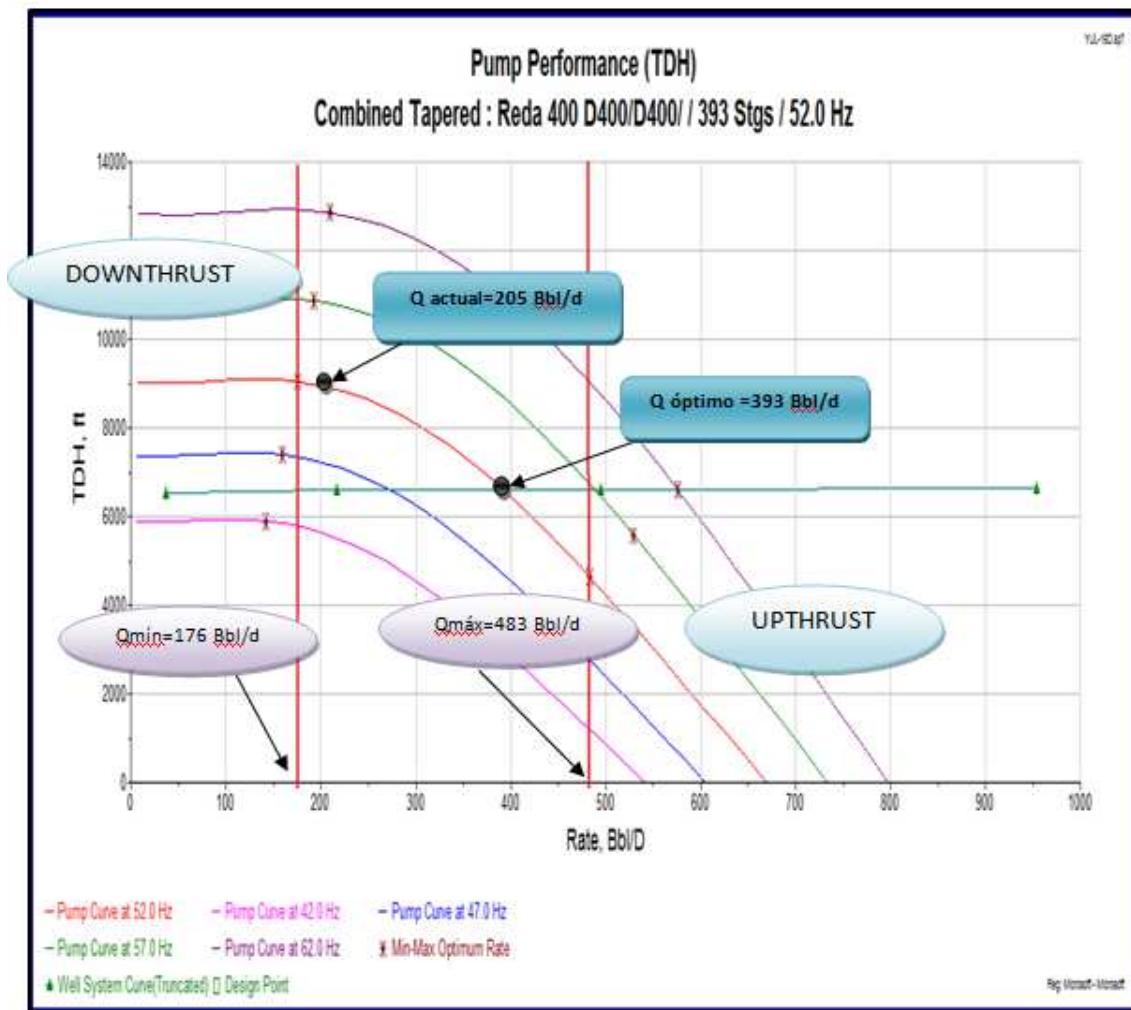
En la Figura 3.31 se presenta la curva de desempeño de la bomba instalada en el pozo YUL-19D. Este pozo cuenta con un equipo BES con dos bombas REDA, Modelo D400 con 124 y 269 etapas cada una, un motor de 132 HP que al cierre de estudio está operando a 52 Hz.

De acuerdo a los resultados obtenidos del análisis nodal, los caudales máximos y mínimos a estas condiciones de operación son 483 y 176 BFPD respectivamente.

El caudal óptimo de producción es de 393 BFPD, el caudal de producción actual del pozo es de 205 BFPD. La bomba está operando dentro del rango óptimo de producción y tiende a operar en DOWNTHRUST, con una pérdida de producción de 149 BFPD, que equivale al 47,83%.

En este caso la caída de producción se debería al desgaste de la bomba debido al tiempo de operación de la misma, (140 días), a la presencia de sólidos en la tubería de producción, así como también a que el aporte del pozo es bajo ya que tiene una $EF=0,1$.

FIGURA 3. 31: CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA D400 POZO YUL-19D

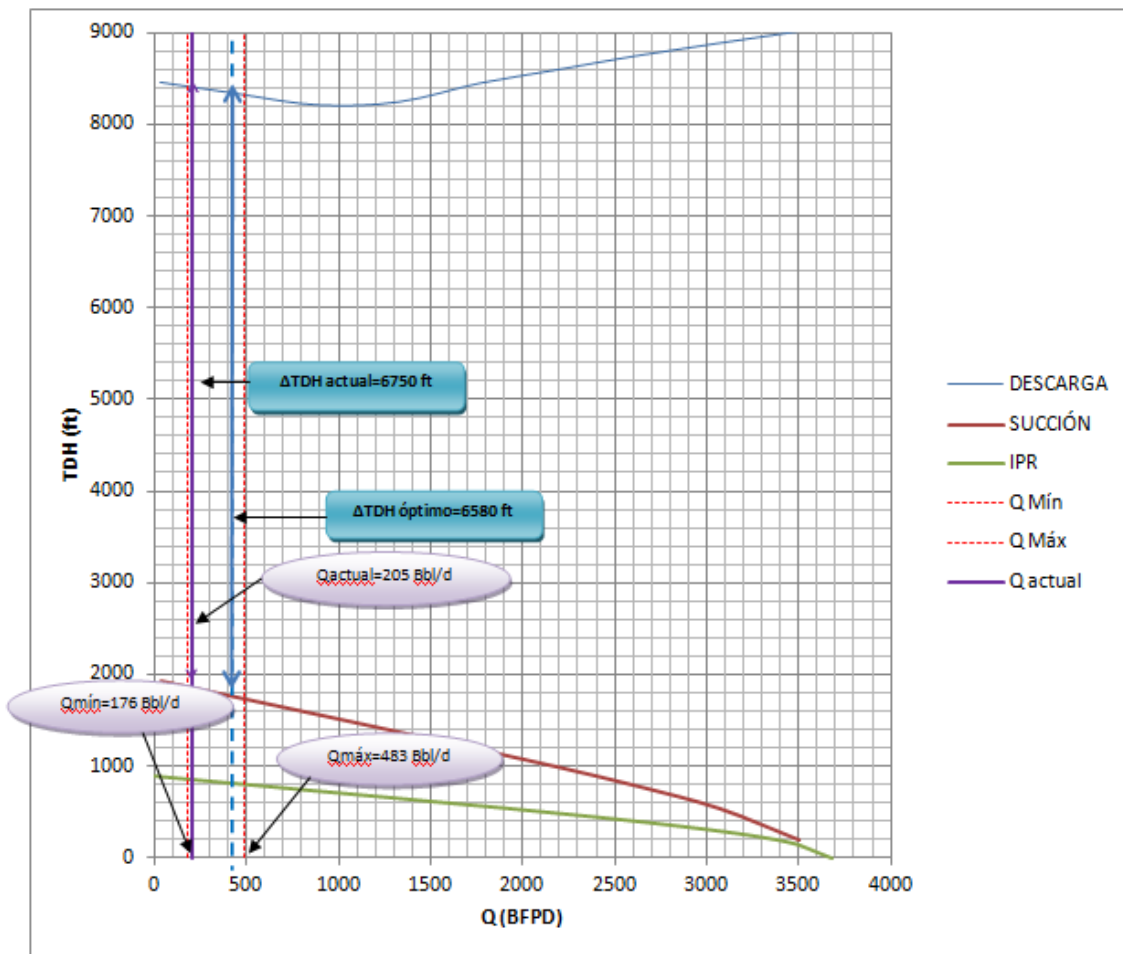


Fuente: Análisis Nodal SubPUMP, Curva de desempeño POZO YUL-19D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 3.32 se indica el análisis nodal del pozo YUL-19D, las curvas de succión y descarga del equipo BES, las capacidades de levantamiento de la bomba, los mismos que son: Δ TDH óptimo 6580 ft y Δ TDH actual 6750 ft, se obtiene una pérdida de 3,69 % con respecto a la capacidad de levantamiento de la bomba.

FIGURA 3. 32: ANÁLISIS NODAL SUBPUMP POZO YUL-19D, TDH VS Q



Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO YUL-19D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La Tabla 3.31 nos muestra las presiones de succión y de descarga de la bomba, obtenidas mediante la multiplicación de los valores de alturas respectivas (de la Tabla 3.30) por el gradiente del fluido del pozo (0,4284psi/ft), con estas presiones se grafican las curvas de presión de succión y descarga vs. Caudal (Figura 3.33)

TABLA 3. 31: PRESIÓN DE SUCCIÓN Y DESCARGA POZO YUL-19D

PRESIÓN DE DESCARGA (ft)	PRESION DE SUCCIÓN (ft)	Q TOTAL EN SUPERFICIE O+W (bl/d)
3628,46232	828,238572	35,02
3572,508996	748,110636	468,45
3521,071008	667,978416	901,87
3536,493408	587,82906	1335,3
3623,398632	506,642976	1768,73
3688,37406	422,757972	2202,15
3753,996372	332,853948	2635,58
3811,423392	230,359248	3069

Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO YUL-19D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La tabla 3.32 nos muestra los datos obtenidos para la construcción de nuestra curva IPR del pozo YUL-19D

TABLA 3. 32: DATOS PARA LA CURVA IPR, POZO YUL-19D

PRESIÓN	CAUDAL O+W(BFPD)
884	0
845,565	212,87
807,13	426
768,696	639
730,261	851
691,826	1064,35
653,391	1277,22
614,957	1490,09
576,522	1702,96
538,087	1913
499,652	2116,93
461,217	2314,05
422,783	2503,57
384,348	2684,47
345,913	2855,52
307,478	3015,15
269,043	3161,35
230,609	3291,4
192,174	3401,54
153,739	3486,28
115,304	3540,63
76,8696	3588,42
38,4348	3636,21
0	3684

Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO YUL-19D

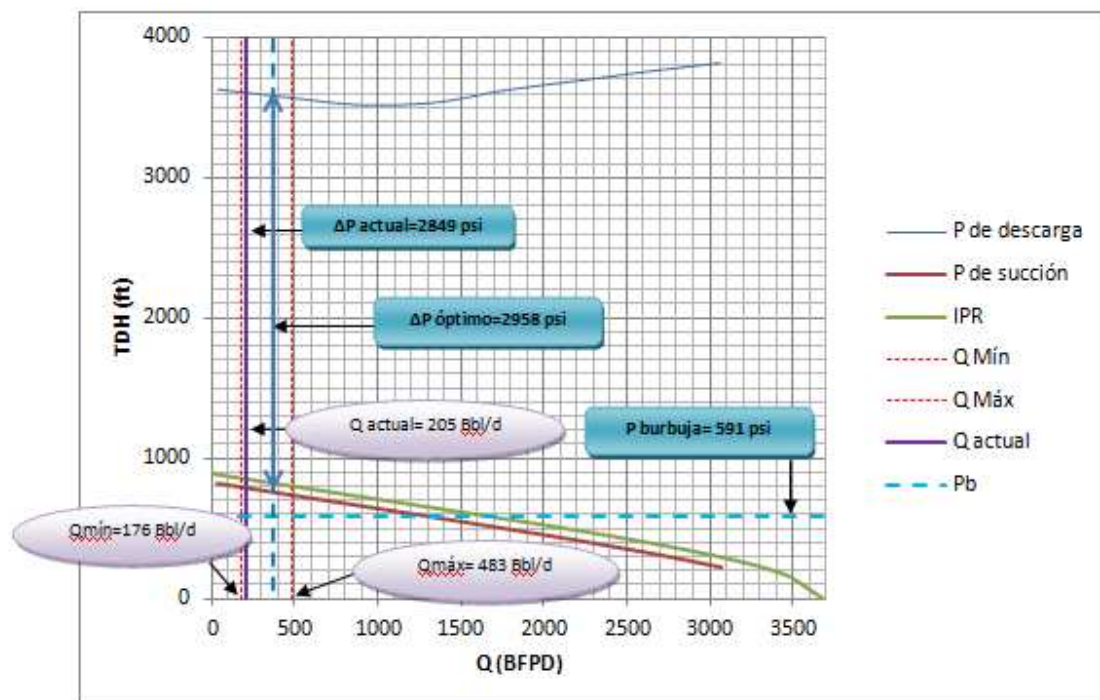
Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

La Figura 3.33 nos muestra las curvas de presión y descarga vs caudal, y la curva IPR del pozo YUL-19D, aquí se observa que el equipo BES está operando dentro del rango de producción recomendado de la bomba, de acuerdo a las condiciones de reservorio, el caudal actual es de 205 BFPD y el caudal óptimo es de 393 BFPD.

Además se observa que el ΔP actual del sistema es de 2891 psi que está por encima del ΔP óptimo que es de 2818 psi, debido a la tendencia a operar en DOWNTHRUST.

Lo que significa una variación del 3,68 % con respecto al valor óptimo.

FIGURA 3. 33: ANÁLISIS NODAL SUBPUMP POZO YUL-19D, PRESIÓN VS CAUDAL



Fuente: Reporte detallado Análisis Nodal SubPUMP, POZO YUL-09D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 3.33 se observa que la producción actual del pozo YUL-19D es baja en relación al caudal óptimo que manejaría la bomba D400, que es de 483 BFPD a estas condiciones de reservorio, esto se debería a la baja eficiencia de flujo del pozo YUL 19D, $EF=0.1$, según la curva IPR actual la sería de 285 BFPD a una P_{wf} de 691 psi (109 psi por encima de P_b).

CAPITULO IV

DETERMINACIÓN DE LOS MEJORES ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN

Una vez realizado el análisis nodal de los pozos seleccionados en el capítulo anterior del campo Culebra – Yulebra – Anaconda, el objetivo en este cuarto capítulo, es determinar los problemas que se presentan en cada uno de los pozos y realizar una propuesta técnica para optimizar la producción de los mismo tomando en cuenta ciertas consideraciones y parámetros que se escriben a continuación.

Para elaborar la propuesta técnica de los pozos en estudio, utilizaremos el Software SubPUMP 7.00 en el cual se realizara la simulación de la producción con las nuevas condiciones de rediseño y operación de las bombas, con el fin de tener un aumento en la producción de petróleo.

4.1 DISEÑO DEL NUEVO SISTEMA DE BOMBEO BES.

El diseño de una instalación de bombeo Electrosumergible, al igual que otros métodos de levantamiento artificial, no es una ciencia exacta e involucra un gran número de factores. El procedimiento varía con las condiciones del pozo y con los fluidos que van a ser bombeados. Es muy importante obtener información detallada acerca del estado mecánico del pozo, los historiales de producción y las condiciones en las que se encuentra el yacimiento. El poseer buenos datos referentes a estas condiciones es esencial para un diseño exitoso.

4.1.1 DATOS BÁSICOS PARA LA SELECCIÓN DEL NUEVO EQUIPO DE BOMBEO.

Seleccionar una unidad de bombeo Electrosumergible, en la mayoría de las condiciones, no es una tarea difícil, especialmente si los datos son confiables, por el contrario si la información que tenemos referente al pozo es pobre, el diseño

también será de baja calidad. Los datos equivocados o erróneos nos dan como resultado una bomba mal diseñada y una operación costosa, una bomba mal seleccionada puede funcionar fuera del rango recomendado, lo que puede ocasionar una sobrecarga en el motor, trabajar por debajo de la carga o bajar muy rápidamente el nivel del pozo trabajando con un caudal excesivo que puede causar daño en la formación.

La lista de datos requeridos para un buen diseño de un equipo Electrosumergible, se detallan a continuación:

A. Datos del Pozo.

- Tamaño de la tubería de revestimiento y su peso.
- Profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento (vertical y medida).
- Intervalos de perforación del pozo, con disparos o abierto.
- Profundidad de asentamiento de la bomba (medida y vertical).

B. Datos de Producción

- Presión de la tubería de producción en la cabeza del pozo.
- Presión en la tubería de revestimiento en la cabeza del pozo.
- Presión de Fondo Fluyente
- Presión Estática de fondo del pozo.
- Profundidad
- Temperatura del Yacimiento
- Caudal de flujo deseado
- GOR (Relación Gas – Petróleo).
- Presión de Burbuja
- BSW (Corte de Agua).

C. Condiciones del Fluido del Pozo.

- Gravedad específica del agua.
- Grado API del petróleo (Gravedad específica del petróleo).
- Gravedad específica del gas.
- Presión del punto de burbuja del gas.
- Datos PVT.

D. Fuente de Energía

- Voltaje primario disponible.
- Frecuencia.
- Capacidad de la fuente de potencia.

E. Posibles Problemas

- Arena.
- Carbonatos.
- Corrosión.
- Parafinas.
- Emulsión.
- Gas.
- Alta Temperatura.

El procedimiento de selección a utilizarse varía significativamente según las condiciones de producción y las propiedades del fluido del pozo. A continuación se presentan posibles problemas que presentan los pozos seleccionados en el Área Auca en el Campo Culebra – Yulebra – Anaconda.

4.1.2 ANÁLISIS DE LOS POSIBLES PROBLEMAS QUE PRESENTAN EN LOS POZOS SELECCIONADOS

La mayoría de los pozos del Campo Culebra – Yulebra – Anaconda que hemos tomado para realizar el análisis, se encuentran produciendo con empuje descendente (DOWNTHRUST), es decir no se encuentran cercanos a su punto óptimo de producción.

Problemas del Yacimiento

El Campo Culebra – Yulebra – Anaconda es un campo explotado desde 1973, sus arenas productoras se han depletado con el tiempo, su arena productoras son: “Hs”, “Ti”, “Ui”, “BT” tiene presiones en el rango de 600 a 1800 psi, las mismas que son demasiado bajas para levantar el fluido hasta superficie, además si los pozos presentan daños de formación las presiones disminuirán aun más.

Problemas en la Bomba

Cuando la bomba se encuentra bloqueada por gas causa tiempo sin producción y reducción en la confiabilidad del sistema. Cuando hay gas libre en el impulsor de la primera etapa, este ocupa espacio útil y restringe la eficiencia de la bomba. Lo que nos da como resultado una caída o declinación en la producción esperada, si el impulsor se llena completamente de gas, la bomba dejará de generar altura. A esto se le conoce como Bloqueo por Gas.

También encontramos problemas que se generan en la bomba debido a fluidos altamente corrosivos, por la formación de escala, taponamiento u obstrucción debido a sólidos, fluidos abrasivos entre otros; las etapas son las que sufren el mayor desgaste reduciendo la eficiencia de levantamiento de la bomba.

El mal funcionamiento de una bomba, se debe a las siguientes condiciones de operación más comunes:

- Operación en UPTHURST.
- Operación en DOWNTHRUST.
- Taponamiento por formación de escala.
- Torsión en el eje, debido al atascamiento de la bomba por back spin al arrancar.

Problemas Eléctricos

Cuando en el motor una de sus fases se encuentra a tierra, la energía entregada a la bomba por el motor es menos y también su eficiencia de levantamiento, esto se conoce como desbalance de fases.

Un problema común en los equipos es un bajo aislamiento de las fases, puesto que se trabaja bajo exigentes condiciones de operación y altas temperaturas, las características de aislamiento de los bobinados del motor como de las fases del cable de alimentación se van perdiendo hasta llegar a un punto en que las fases se cortocircuitan y el motor deja de funcionar.

Problemas en el Tubing

Los fluidos presentes en el yacimiento pueden tener en su composición sustancias altamente corrosivas (especialmente el agua de formación que puede poseer salinidades muy altas), lo que generaría agujeros en las tuberías y por lo mismo una comunicación tubing – casing, esto generaría una recirculación de fluido producido dando como resultado la disminución de la producción y a su vez la reducción en la presión de intake.

4.2 PROPUESTA TÉCNICA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS EN EL CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA.

Las propuestas técnicas que vamos a plantear en el siguiente estudio, tienen como finalidad optimizar la producción de petróleo tomando en cuenta las siguientes opciones:

OPCIÓN 1: Rediseñar el equipo de Levantamiento Artificial actual de los pozos seleccionados, considerando las condiciones en las que se encuentran sus arenas productoras actualmente, pero sin tomar en cuenta el daño existente en la formación.

OPCIÓN 2: Rediseñar el equipo de Levantamiento Artificial actual de los pozos seleccionados, considerando trabajos de remoción de daños en la formación, para con esto conseguir un aumento en la eficiencia de flujo, esto se llevara a cabo únicamente en los pozos que tengan un daño considerablemente alto.

4.2.1 PASOS PARA EL DISEÑO DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El procedimiento de selección se basa en la asunción de que el fluido producido es incomprensible, la gravedad específica del fluido no varía con la presión. En tal caso, el siguiente procedimiento se puede usar paso a paso:

- 1) Analizar los datos disponibles.
- 2) Determinar la producción, la profundidad de asentamiento de la bomba y la presión en la entrada de la bomba requerida para el pozo.

Generalmente la bomba se sitúa cerca de las perforaciones (100 ft sobre el tope de las perforaciones como recomendación de diseño), ya que la presión de fondo fluyente (P_{wf}) a la profundidad de entrada de la bomba debe ser mayor que la presión del punto de burbuja (P_b) del fluido para evitar la interferencia de gas.

- 3) Se calcula la altura de la columna dinámica total requerida (TDH), igual a la sumatoria del levantamiento neto (La distancia vertical desde el nivel del fluido producido hasta la superficie), la pérdida por fricción en la tubería de producción medida en pies y la presión de descarga en la cabeza del pozo todo expresado en términos de altura de columna del fluido que está siendo producido.

$$TDH = H_d + F_t + P_d$$

- 4) Basándose en las curvas de desempeño de la bomba, seleccionamos un tipo de bomba en la que el diámetro exterior de la misma sea menor que el drift de la tubería de revestimiento del pozo y la tasa de producción deseada se ubique dentro del rango de capacidad recomendado de la bomba. Si tenemos el caso en el que dos bombas

$$No. Etapas = \frac{Altura Dinámica Total}{Altura/etapa}$$

$$BHP = BHP/Etapa(Número de etapas) SG_L$$

- 5) Basándonos en la información técnica que nos da el proveedor, seleccionamos el tamaño y modelo adecuado de la sección sello y determinamos sus requerimientos de potencia. El motor que seleccionemos debe ser lo suficientemente grande para soportar la carga máxima sin sobrecargarse, además debe ser capaz de entregarnos los requerimientos de potencia total para la bomba y la sección sello.
- 6) Utilizando los datos técnicos que nos da el fabricante de la bomba, debemos determinar si se ha excedido alguna limitación de carga (por ejemplo, la carga del eje, de los cojines de empuje, limitaciones de presión de la carcasa, etc.).
- 7) Seleccionar el tipo y tamaño de cable de potencia adecuado teniendo en cuenta la corriente del motor, la temperatura del conductor y las limitaciones de espacio. Calculamos el voltaje de superficie y los requerimientos de KVA.
- 8) Seleccionamos los accesorios y el resto de equipo opcional.
- 9) Debemos seleccionar un separador de gas adecuado si la relación gas – petróleo lo justifica.
- 10) Seleccionar el variador (VDS) con la frecuencia de operación adecuada para cada bomba.

4.2.2 REDISEÑO DEL EQUIPO EN LOS POZOS SELECCIONADOS DEL CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA.

Se realiza la propuesta técnica para la optimización en la producción de petróleo de los siguientes pozos seleccionados ANA-06D, CUL-09D, CUL-15D, YUL-04, YUL-09D, YUL-15D, YUL-16D, YUL-19D. Se usa el programa SubPUMP 7.0 para el rediseño de los equipos.

Debemos considerar los siguientes parámetros para realizar el rediseño: la producción deseada, presión de fondo fluyente, presión de intake y profundidad de asentamiento de la bomba.

Para el rediseño del equipo BES se toma en cuenta las siguientes consideraciones:

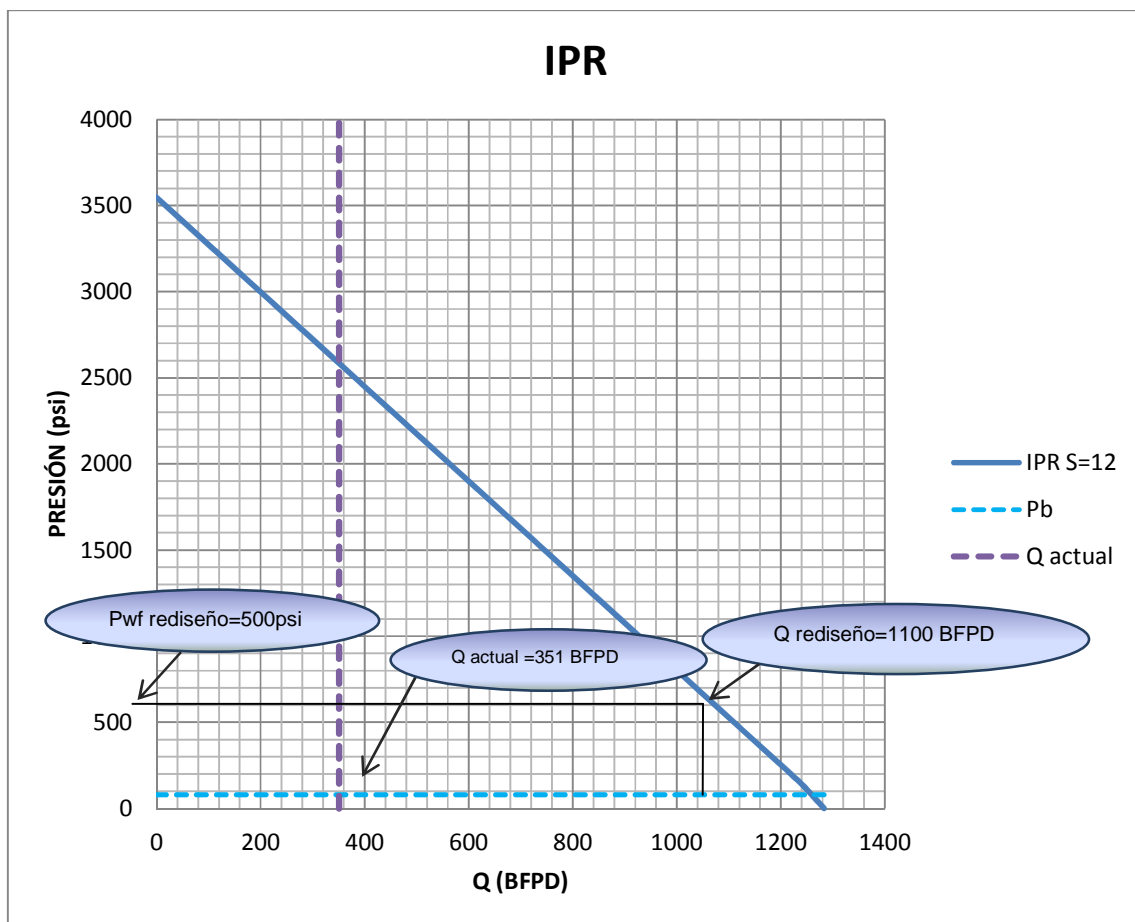
1. La frecuencia de diseño empleada es 53 Hz, esto se hace con el objetivo de tener un rango de maniobrabilidad (50 Hz – 65 Hz) con la producción del pozo y principalmente en caso de tener presiones de intake bajas, y producción de gas libre, para evitar problemas por bloqueos de gas.
2. Se ubica el intake de la bomba a 100 pies por encima del tope de las perforaciones; con el objetivo de tener una presión de intake cercana a la presión dinámica de fondo.
3. Se toma como caudal de fluido para el rediseño la producción correspondiente en la curva IPR a una presión de fondo fluyente (P_{wf}) de 100 psi por encima de la presión de burbuja, para evitar la cavitación o bloqueo por gas en la bomba debido a la liberación de gas.

4.2.2.1 Propuesta Técnica Pozo ANA-06D.

El análisis nodal de este pozo indica que el equipo BES, se encuentra trabajando fuera del rango óptimo de operación (DOWNTHRUST).

4.2.2.1.1 Opción 1 para el pozo ANA-06D

Se plantea el rediseño del equipo BES sin remover el daño en la formación. La figura 4.1, indica la curva de comportamiento del pozo (IPR), el caudal actual de producción de pozo es 351 BFPD y el caudal óptimo es de 840 BFPD.

FIGURA 4. 1: IPR ACTUAL DEL POZO ANA-06D SIN REMOVER EL DAÑO.

Fuente: Software SubPUPM. Diseño ANA-06D (Opción 1)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

A las nuevas condiciones de presión de fondo, se produce 1100 BFPD lo que supone un aumento de producción de 749 BFPD, es decir un aumento de producción neta de petróleo de 734BPPD, este aumento sería causa además de una limpieza de tubería ya que según el análisis realizado, se encontraba presuntamente obstruida debido a la formación de escala, así como también por la presencia de sólidos en las etapas de la bomba.

En la Tabla 4.1 se presentan los datos del equipo BES y del pozo considerados para el rediseño del equipo del pozo ANA-06D.

TABLA 4. 1: DATOS DEL POZO ANACONDA-06D Y DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BES.

POZO ANACONDA-06D							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DEL BUILD UP		DATOS DEL FLUIDO	
ID. Casing (in)	6,276	Tipo de bomba	DN1300	Pr (psi)	3549	API (°)	29,6
ID. Tubing (in)	2,992	Numero de etapas	280+251	Pwf (psi)	1637	BSW (%)	2
Profundidad bomba (ft)	10166	Frecuencia (Hz)	53	Q (BFPD)	696	GOR (scf/bbl)	17
Profundidad Perf, (ft)	10422	HP	110	IP	0,64	Gradiente(psi/ft)	0,3818
Profundidad Casing (ft)	10466	Voltaje	1190	SG agua	1,05	Pb (psi)	80
Direccional	SI	Amperaje	60	SG gas	1,25	Q diseño(BFPD)	1100
Arena Productora	HS	Skin	12	Pc (psi)	70	T yac.	236

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la tabla 4.2 se presentan los parámetros de operación y desempeño de sistema BES diseñado, se puede observar que el motor y la bomba están trabajando en un rango alto de eficiencia.

TABLA 4. 2: PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES; POZO ANA-06D

OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES	
FRECUENCIA (Hz)	53
OPERATION MOTOR LOAD @ DESIGN Hz (HP)	91,51
OPERATING SPEED MOTOR (RPM)	3052
OPERATING CURRENT (Amp)	55,7
PUMP EFFICIENCY (%)	62,4
MOTOR EFFICIENCY (%)	83,09

Fuente: Software SubPUPM. Diseño ANA-06D (Opción 1)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

CONTINUACIÓN TABLA 4.2: PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES; POZO ANA-06D

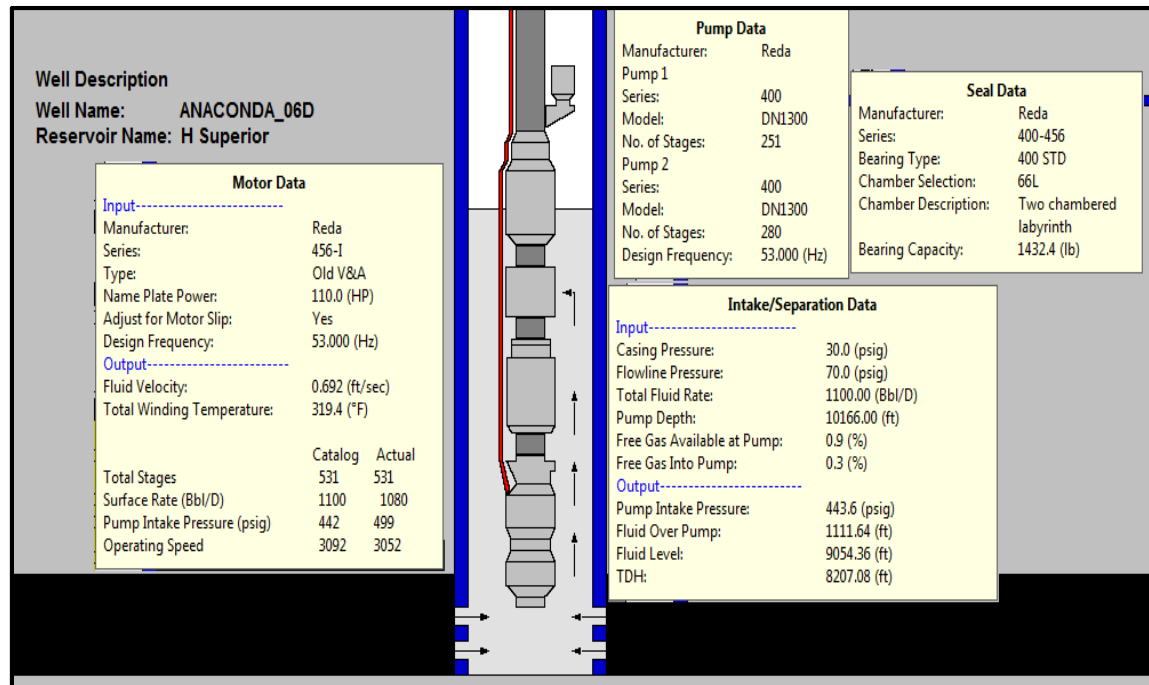
FLUIDO TOTAL EN SUPERFICIE O+W (Bbl/d)	1067,49
AVERAGE PUMP FINAL FLUID (Bbl/d)	1080
AVERAGE PUMP TOTAL RATE (Bbl/d)	1147,46
FREE GAS BY VOLUME @ PUMP (%)	0.3
TOTAL DYNAMIC HEAD (ft)	8061,7
PUMP INTAKE PRESSURE (psi)	503,2
PUMP OPERATING POWER (HP)	88,5

Fuente: Software SubPUPM. Diseño ANA-06D (Opción 1)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 4,2 se muestran las especificaciones técnicas del equipo BES diseñado para el pozo ANA-06D a las nuevas condiciones de operación.

FIGURA 4. 2: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL EQUIPO BES, POZO ANA-06D (OPCIÓN 1)



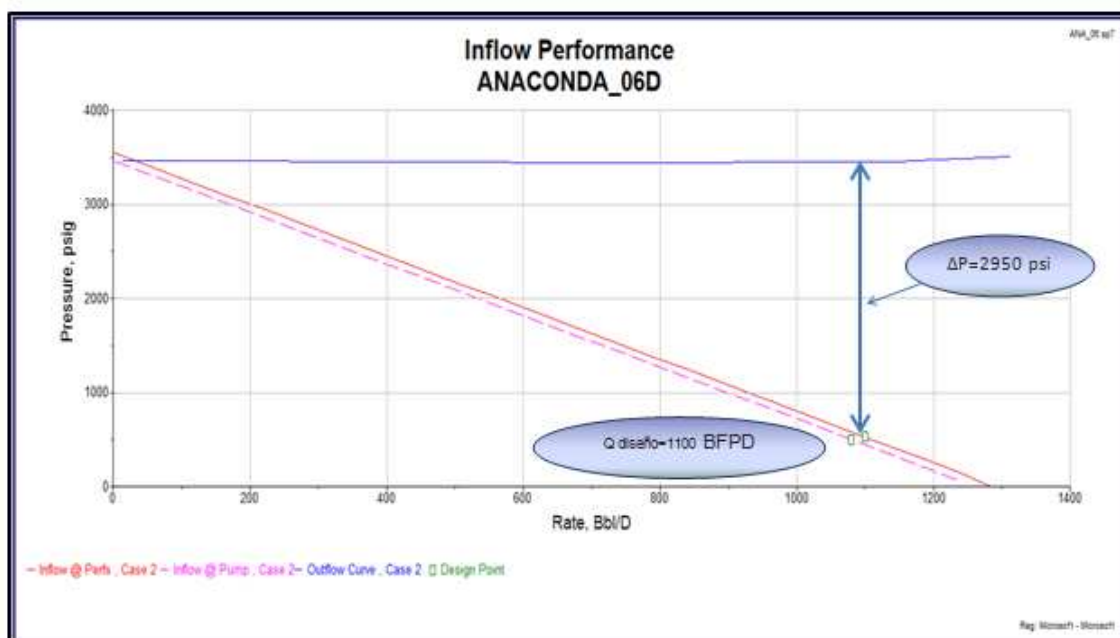
Fuente: Software SubPUPM. Diseño ANA-06D (Opción 1)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Se ha seleccionado la bomba REDA DN1300 (251+280), opera dentro del rango operativo de diseño. La eficiencia de la bomba alcanza el 62,4 % lo que es una muy alta eficiencia.

En la Figura 4.3 se presentan las curvas de presión de succión y descarga vs caudal de operación, además se nota que la presión requerida por el equipo diseñado para levantar el caudal de diseño (1100BFPD) hasta superficie es de 2950 psi.

FIGURA 4. 3: COMPORTAMIENTO INFLOW-OUTFLOW, POZO ANA-06D (OPCIÓN 1)

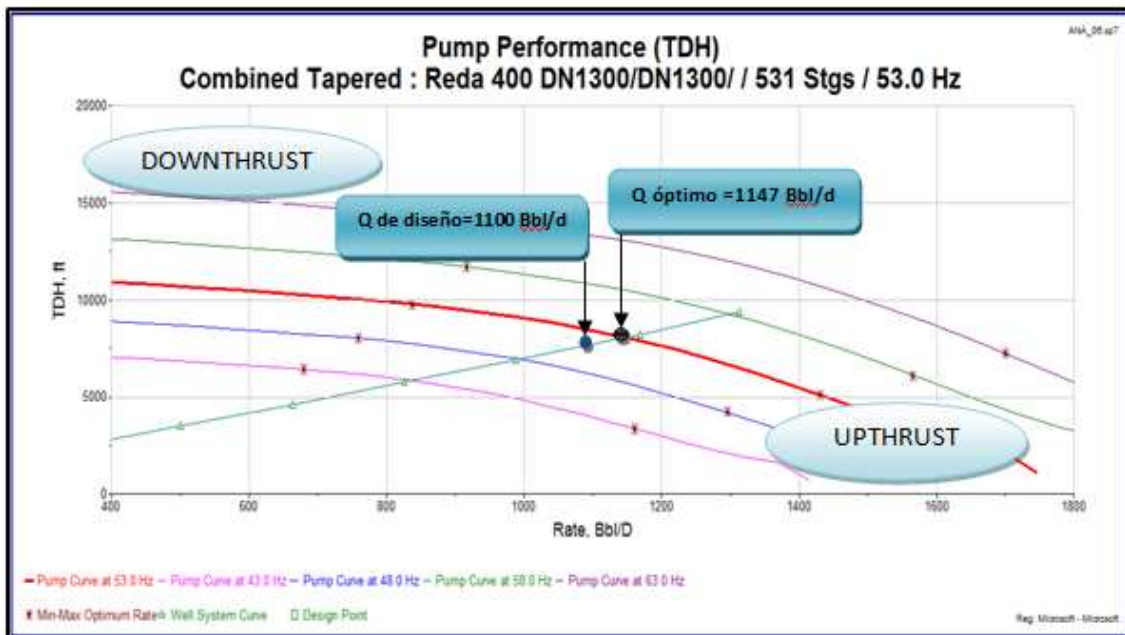


Fuente: Software SubPUPM. Diseño ANA-06D (Opción 1)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 4.4 se presenta las curvas de comportamiento de la bomba (TDH) a distintas frecuencias de operación, el equipo BES diseñado opera dentro del rango óptimo con una variación de 4,81% con respecto al caudal óptimo de operación que es 1147 BFPD

FIGURA 4. 4: DESEMPEÑO DE LA BOMBA (TDH), POZO ANA-06D



Fuente: Software SubPUPM. Diseño ANA-06D (Opción 1)

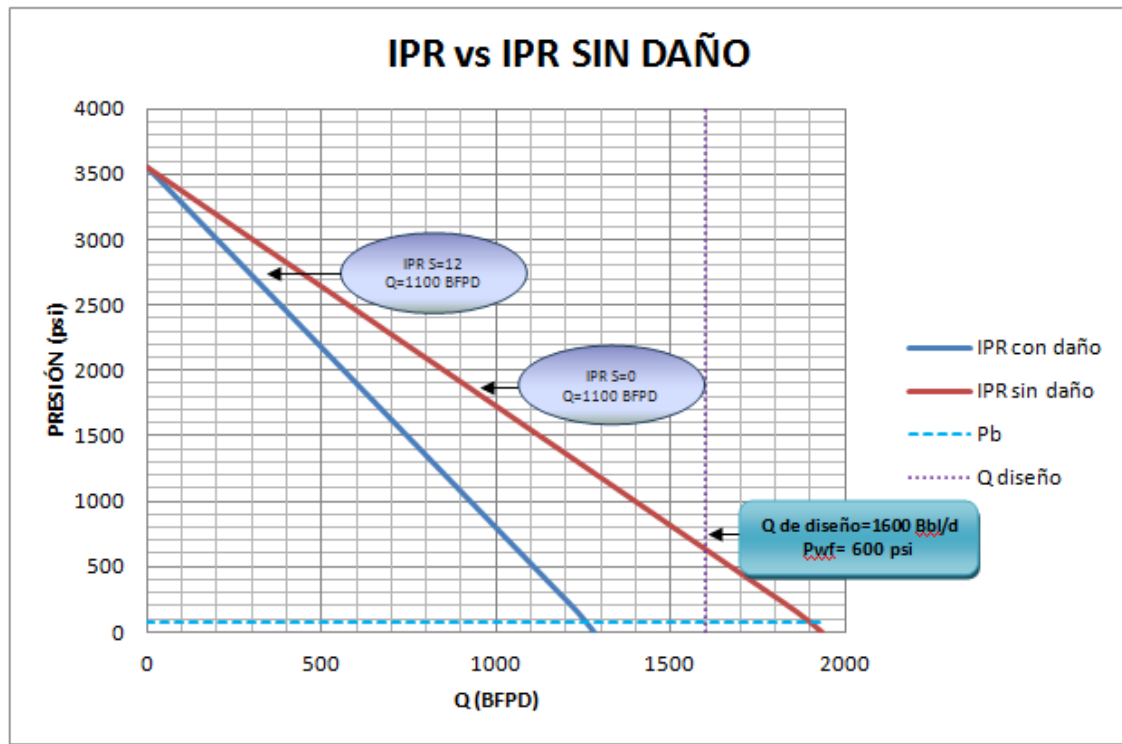
Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

4.2.2.1.2 Opción 2 para el pozo ANA-06D

Se plantea el rediseño del equipo BES removiendo el daño en la formación. La última prueba de Build up con fecha 28/10/2011 indica un daño de formación $S=12$, el índice de productividad es de 0,64, la eficiencia de flujo es de 0,32 y el $\Delta P_s=649$ psi lo que indica una obstrucción al flujo de fluido hacia el pozo, lo que ocasiona una caída de presión adicional en la cara del pozo. Sería recomendable en este caso realizar una estimulación ácida para eliminar el daño. La figura 4.5, indica la nueva curva de comportamiento del pozo (IPR) resultante de eliminar el daño de formación, el aumento de producción al eliminar el daño es muy significativo ya que el nuevo caudal de diseño es de $Q=1600$ BFPD.

Esto nos aportaría una ganancia de producción de 1224 BPPD, la op

FIGURA 4. 5: COMPORTAMIENTO DE LA CURVA IPR ACTUAL DEL POZO VS IPR CON REMOCIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN, POZO ANA-06D



Fuente: Software SubPUPM. Diseño ANA-06D (Opción 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Con las nuevas condiciones del pozo ANA-06D, se procede a rediseñar el equipo BES tomando en cuenta la misma profundidad de asentamiento de la bomba para no tener complicaciones en la completación del pozo.

En la Tabla 4,3 se muestra los datos del pozo y del equipo BES que se eligió para el rediseño en la opción 2.

TABLA 4. 3: DATOS DE LA BES Y DEL POZO ANA-06D; OPCIÓN 2.

POZO ANACONDA-06D							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DEL BUILD UP		DATOS DEL FLUIDO	
ID. Casing (in)	6,276	Tipo de bomba	GN1600	Pr (psi)	3549	API (°)	29,6
ID. Tubing (in)	2,992	Numero de etapas	274	Pwf (psi)	2280	BSW (%)	2
Profundidad bomba (ft)	10166	Frecuencia (Hz)	53	Q (BFPD)	696	GOR (scf/bbl)	17
Profundidad Perf. (ft)	10422	HP	200	IP	0,64	Gradiente(psi/ft)	0,3818
Profundidad Casing (ft)	10466	Voltaje	2600	SG agua	1,05	Pb (psi)	80
Direccional	SI	Amperaje	48	SG gas	1,25	Q diseño (BFPD)	1600
Arena Productora	HS	Skin	0	Pc (psi)	70	T yac.	236

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la tabla 4.4 se muestran los parámetros de operación y desempeño del equipo BES, pozo ANA-06D, se observa que tanto la bomba como el motor operan en un valor de eficiencia alto.

TABLA 4. 4: PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES; POZO ANA-06D

OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES	
FRECUENCIA (Hz)	53
OPERATION MOTOR LOAD @ DESIGN Hz (HP)	144,9
OPERATING SPEED MOTOR (RPM)	3088
OPERATINGCURRENT (Amp)	40,7
PUMP EFFICIENCY (%)	58,1
MOTOR EFFICIENCY (%)	86,03

Fuente: Software SubPUPM. Diseño ANA-06D (Opción 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

CONTINUACIÓN TABLA 4.4: PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES; POZO ANA-06D

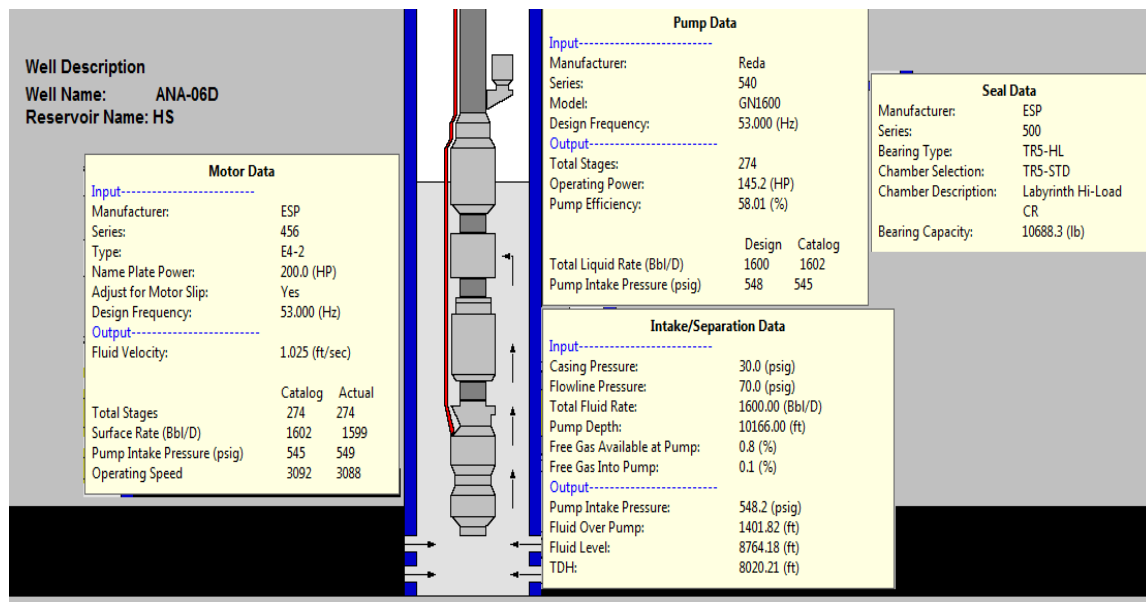
FLUIDO TOTAL EN SUPERFICIE O+W (Bbl/d)	1599,51
AVERAGE PUMP FINAL FLUID (Bbl/d)	1696,47
AVERAGE PUMP TOTAL RATE (Bbl/d)	1147,46
FREE GAS BY VOLUME @ PUMP (%)	0.12
TOTAL DYNAMIC HEAD (ft)	8023,53
PUMP INTAKE PRESSURE (psi)	549
PUMP OPERATING POWER (HP)	141

Fuente: Software SubPUPM. Diseño ANA-06D (Opción 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 4.6 se muestran las especificaciones técnicas del equipo BES diseñado para el pozo ANA-06D a las nuevas condiciones de operación.

FIGURA 4. 6: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL EQUIPO BES, POZO ANA-06D (OPCIÓN 2)



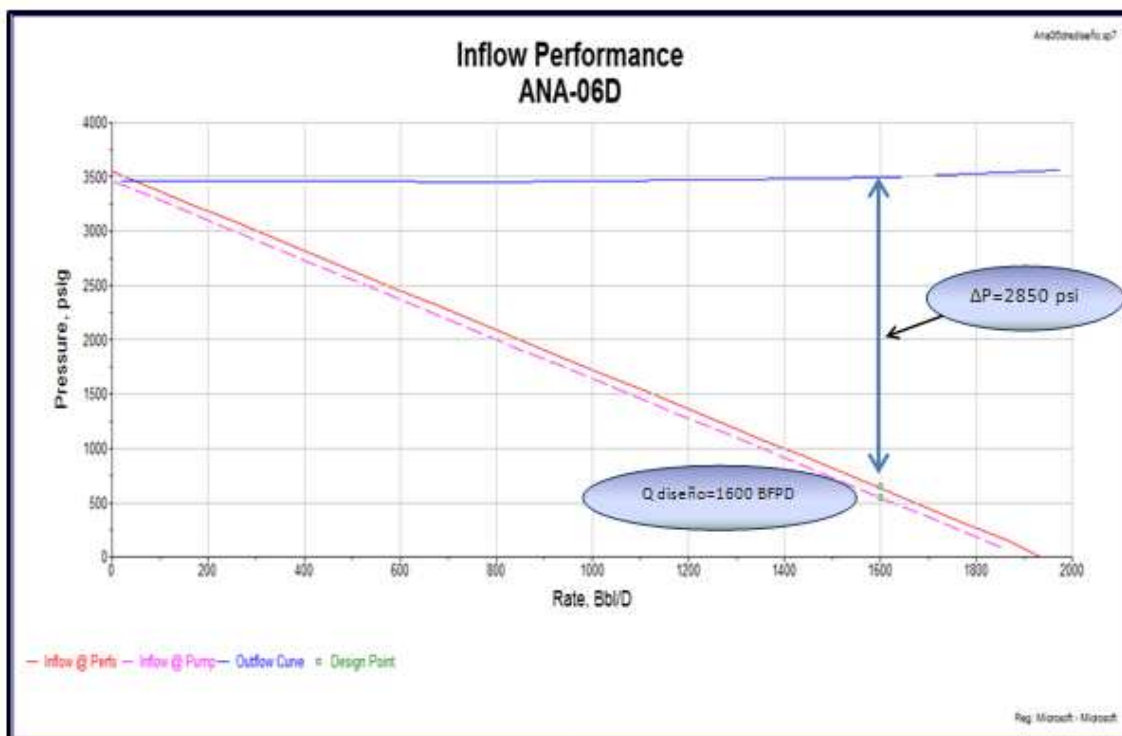
Fuente: Software SubPUPM. Diseño ANA-06D (Opción 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Se ha seleccionado la bomba REDA GN1600 (274 etapas), opera dentro del rango operativo de diseño. La eficiencia de la bomba alcanza el 58,1 % lo que es una buena eficiencia.

En la Figura 4.7 se presentan las curvas de presión de succión y descarga vs caudal de operación, además se nota que la presión requerida por el equipo diseñado para levantar el caudal de diseño (1600BFPD) hasta superficie es de 2850 psi.

FIGURA 4. 7: COMPORTAMIENTO INFLOW-OUTFLOW, POZO ANA-06D (OPCIÓN 2)

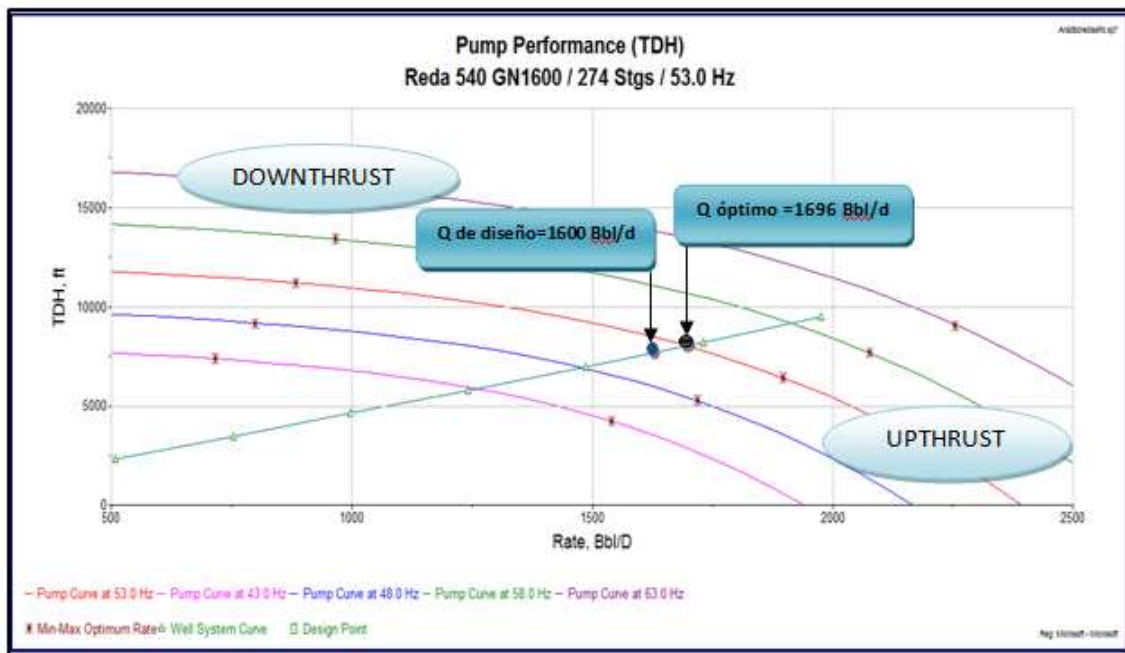


Fuente: Software SubPUPM. Diseño ANA-06D (Opción 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 4.8 se presenta las curvas de comportamiento de la bomba (TDH) a distintas frecuencias de operación, el equipo BES diseñado opera dentro del rango óptimo con una variación de 6% con respecto al caudal óptimo de operación que es 1696 BFPD

FIGURA 4. 8: DESEMPEÑO DE LA BOMBA (TDH), POZO ANA-06D



Fuente: Software SubPUPM. Diseño ANA-06D (Opción 2)

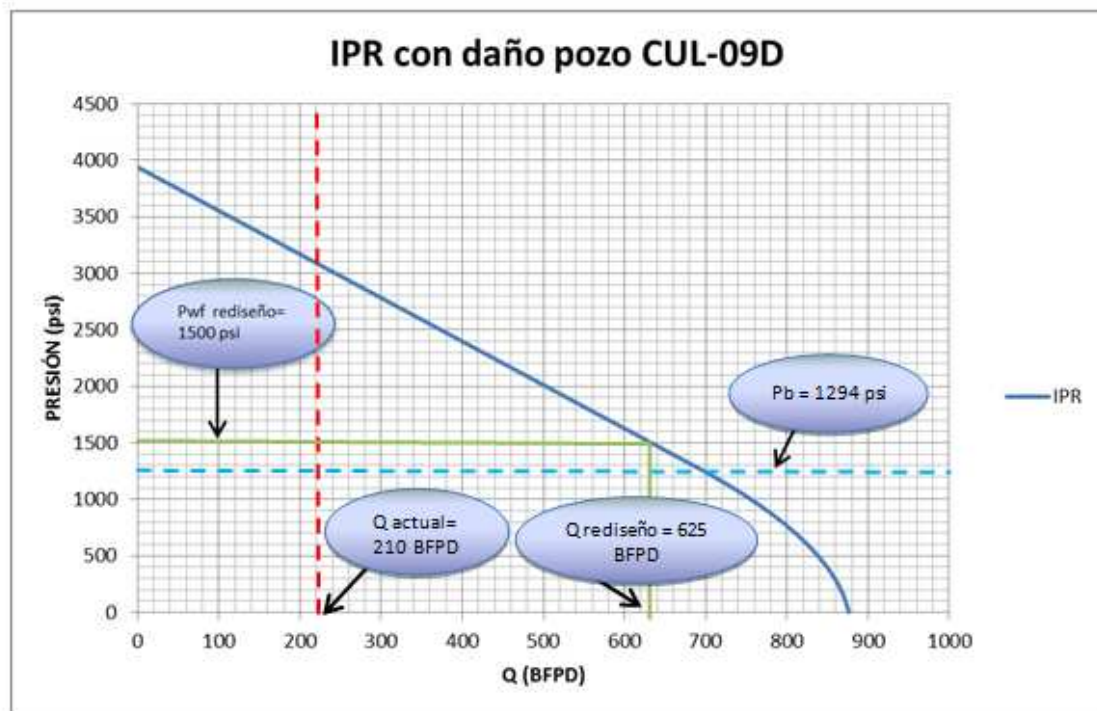
Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

4.2.2.2 Propuesta Técnica Pozo CUL-09D.

El análisis nodal de este pozo indica que el equipo BES, se encuentra trabajando fuera del rango óptimo de operación (DOWNTHRUST).

4.2.2.2.1 Opción 1 para el pozo CUL-09D

Se plantea el rediseño del equipo BES sin remover el daño en la formación. La Figura 4.9, indica la curva de comportamiento del pozo (IPR), el caudal actual de producción de pozo es 210 BFPD y el caudal óptimo es de 760 BFPD. Se establece un caudal de diseño de 625 BFPD, correspondiente a una presión de fondo de 200 psi por encima de la presión del punto de burbuja, para evitar tener problemas con el manejo de gas y no depletar rápidamente el reservorio.

FIGURA 4. 9: IPR ACTUAL DEL POZO CUL-09D SIN REMOCIÓN DEL DAÑO

Fuente: Software SubPUMP, diseño CUL-09D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Con las nuevas condiciones de presión de fondo (P_{wf}), el pozo produce 625 BFPD, logrando un incremento de producción del 197,6% (415 BFPD) en relación a la producción actual que es de 210 BFPD, el BSW de este pozo es del 13%, el incremento neto es de 361 BPPD.

En la tabla 4.5, se presenta los datos del pozo y del equipo BES considerados para el rediseño del equipo para el pozo CUL-09D.

TABLA 4. 5: DATOS DEL POZO Y DEL EQUIPO BES, CUL-09D; OPCIÓN 1

POZO CULEBRA-09D							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DEL BUILD UP		DATOS DEL FLUIDO	
ID. Casing (in)	6,276	Tipo de bomba	P6XH6	Pr (psi)	3941	API	33.1
ID. Tubing (in)	2,992	Numero de etapas	128+180	Pwf (psi)	1628	BSW (%)	13
Profundidad bomba (ft)	9690	Frecuencia (Hz)	54	Q (BFPD)	600	GOR (scf/bbl)	200
Profundidad Perf, (ft)	10177	HP	132	IP	0,244	Gradiente (psi/ft)	0,4043
Profundidad Casing (ft)	10472	Voltaje	1370	SG water	1,03	Pb (psi)	1294
Direccional	SI	Amperaje	64	SG gas	0,87	Q diseño (BFPD)	625
Arena Productora	TI	Skin	1,95	Pc	50	Ty (°F)	223

Fuente: Software SubPUMP, diseño CUL-09D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la tabla 4.6 se presentan los parámetros de operación y desempeño de sistema BES diseñado, se puede observar que el motor y la bomba están trabajando en un rango alto de eficiencia.

TABLA 4. 6: PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES; POZO CUL-09D

OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES	
FRECUENCIA (Hz)	53
OPERATION MOTOR LOAD @ DESIGN Hz (HP)	93,56
OPERATING SPEED MOTOR (RPM)	3048
OPERATING CURRENT (Amp)	26,2
PUMP EFFICIENCY (%)	59,7
MOTOR EFFICIENCY (%)	82,99

Fuente: Software SubPUMP. Diseño CUL-09D (Opción 1)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

CONTINUACIÓN TABLA 4.6: PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES; POZO CUL-09D

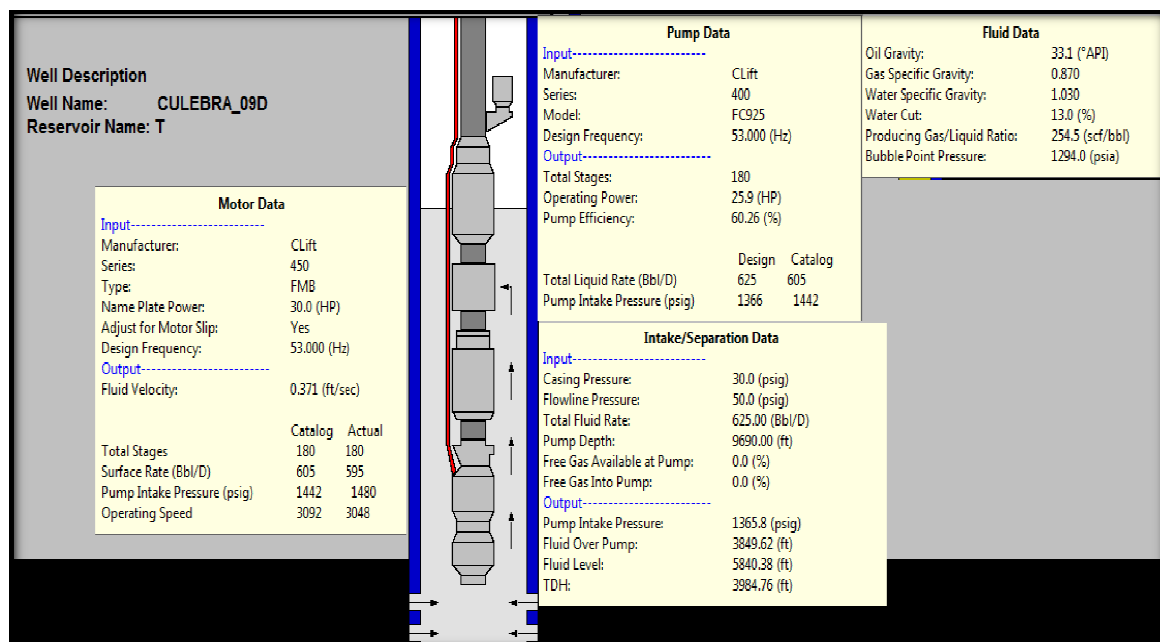
FLUIDO TOTAL EN SUPERFICIE O+W (Bbl/d)	595,27
AVERAGE PUMP FINAL FLUID (Bbl/d)	698,38
AVERAGE PUMP TOTAL RATE (Bbl/d)	709,89
FREE GAS BY VOLUME @ PUMP (%)	0.0
TOTAL DYNAMIC HEAD (ft)	3676,43
PUMP INTAKE PRESSURE (psi)	1480,4
PUMP OPERATING POWER (HP)	24,8

Fuente: Software SubPUMP. Diseño CUL-09D (Opción 1)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la figura 4,10 se muestran las especificaciones técnicas del equipo BES diseñado para el pozo CUL-09D a las nuevas condiciones de operación.

FIGURA 4.10: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL EQUIPO BES, POZO CUL-09D



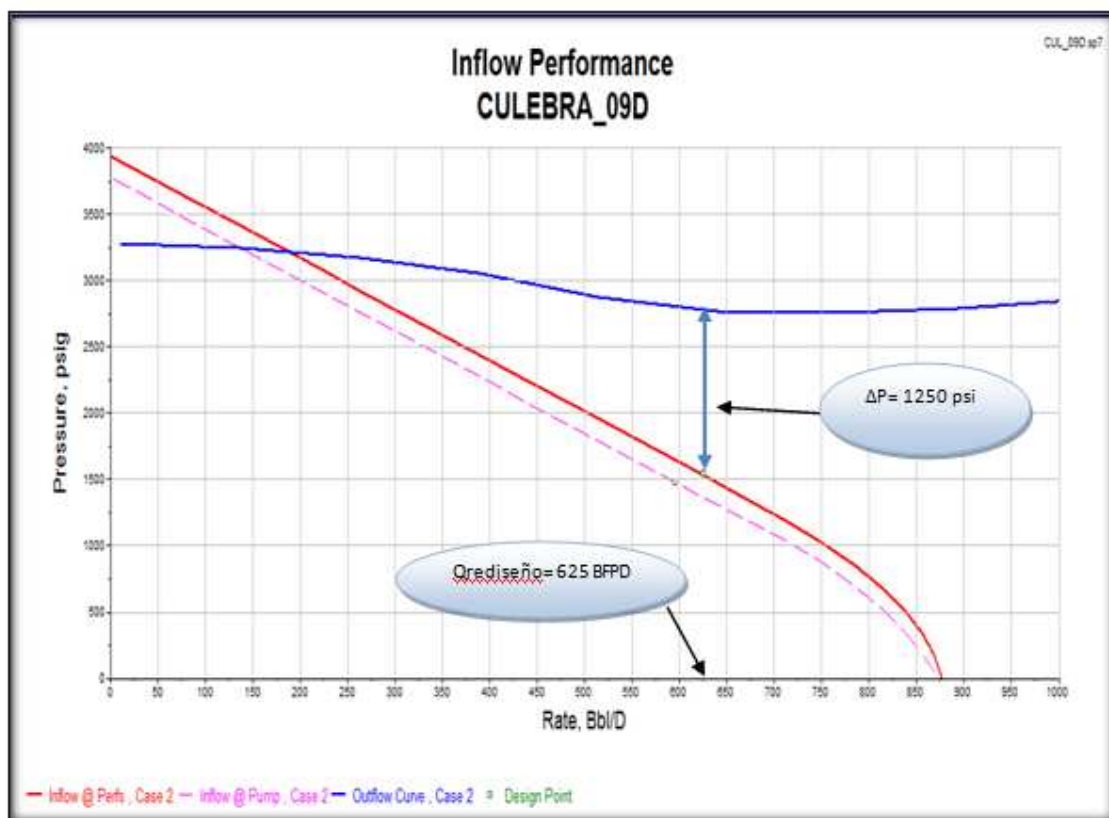
Fuente: Software SubPUMP. Diseño CUL-09D (Opción 1)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Se ha seleccionado la bomba CENTRILIFT modelo FC925 (180 etapas), opera dentro del rango operativo de diseño. La eficiencia de la bomba alcanza el 60,26 % lo que es una eficiencia aceptable.

En la Figura 4.11 se presentan las curvas de presión de succión y descarga vs caudal de operación, además se nota que la presión requerida por el equipo diseñado para levantar el caudal de diseño (625BFPD) hasta superficie es de 1250 psi.

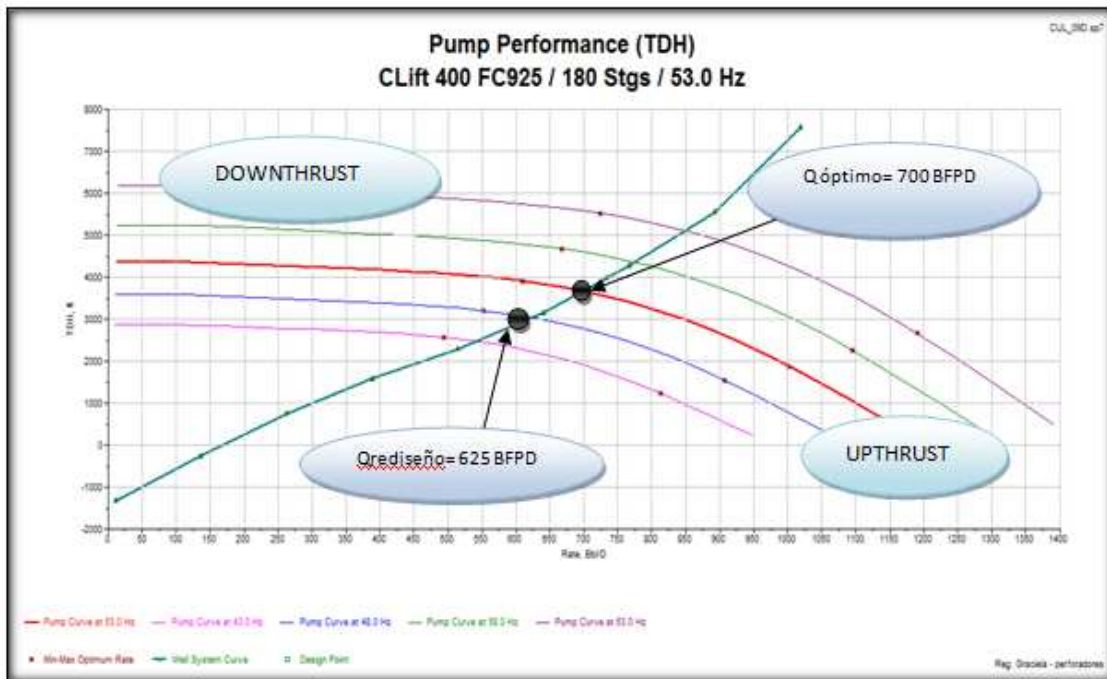
FIGURA 4. 11: COMPORTAMIENTO INFLOW-OUTFLOW, POZO CUL-09D (OPCIÓN 1)



Fuente: Software SubPUPM. Diseño CUL-09D (Opción 1)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

FIGURA 4. 12: CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA (TDH); POZO CUL-09D



Fuente: Software SubPUMP. Diseño CUL-09D (Opción 1)

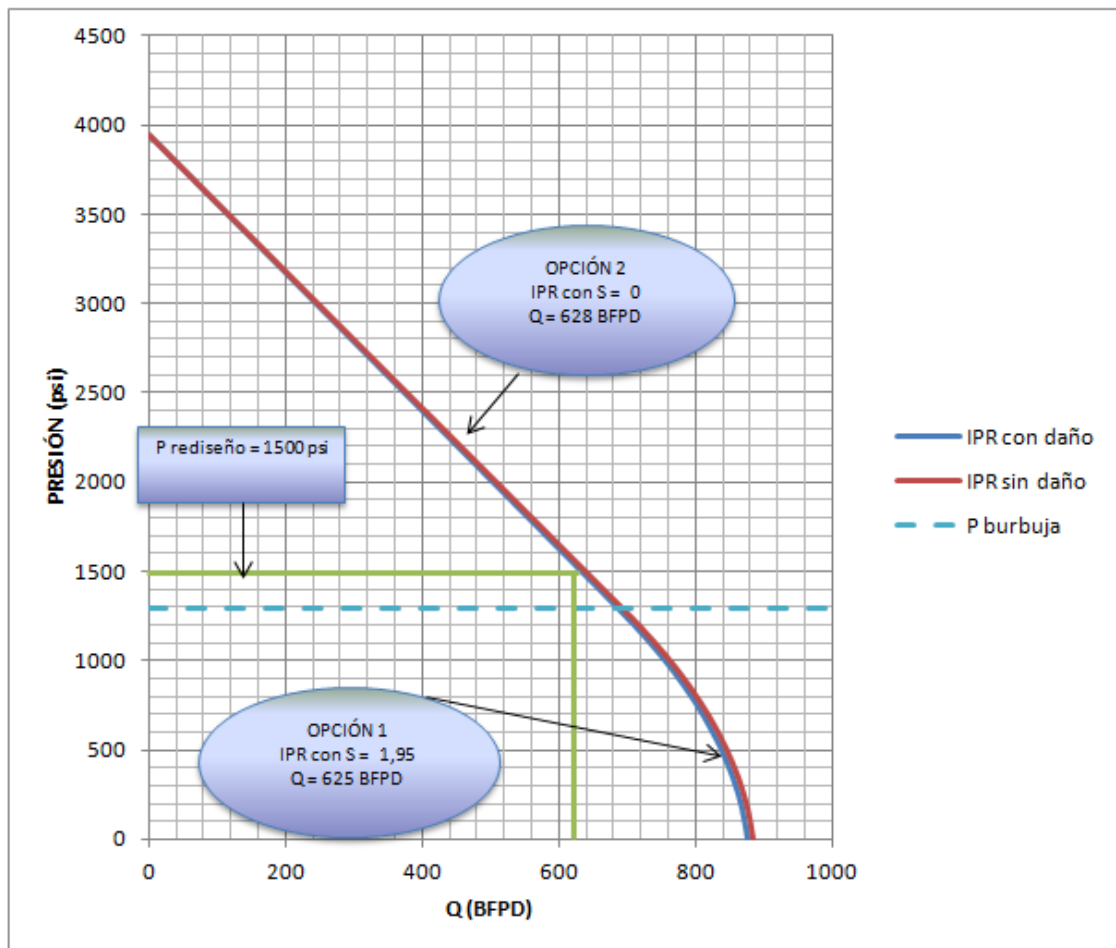
Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

4.2.2.2.2 Opción 2 para el pozo CUL-09D

De acuerdo a los datos del último Build Up (26 – Dic – 2009), el daño que presenta este pozo es de $S = - 1,95$; el $\Delta P_s = - 22,1$ psi, presenta un IP de 0,244 en la arena “U”. Puesto que la IPR con daño y sin daño son prácticamente iguales entonces la OPCIÓN 2 queda descartada para el Pozo CUL-09D.

La Figura 4.13 nos muestra la diferencia que existe entre las dos curvas IPR: con daño y sin daño, las mismas que no representan un aumento de producción significativo.

FIGURA 4. 13: CURVA IPR DEL POZO CUL-09D; (OPCIÓN 2)



Fuente: Software SubPUMP. Diseño CUL-09D (Opción 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

4.2.2.3 Propuesta Técnica para el pozo CUL-15D

El análisis nodal del pozo CUL-15D indica que el equipo BES, se encuentra trabajando fuera del rango óptimo de operación (DOWNTHRUST).

4.2.2.3.1 Opción 1 para el pozo CUL-15D

La tabla 4.7, nos muestra los parámetros de producción actuales del pozo CUL-15D

TABLA 4. 7: DATOS DEL POZO Y DEL EQUIPO BES, CUL-15D; OPCIÓN 1

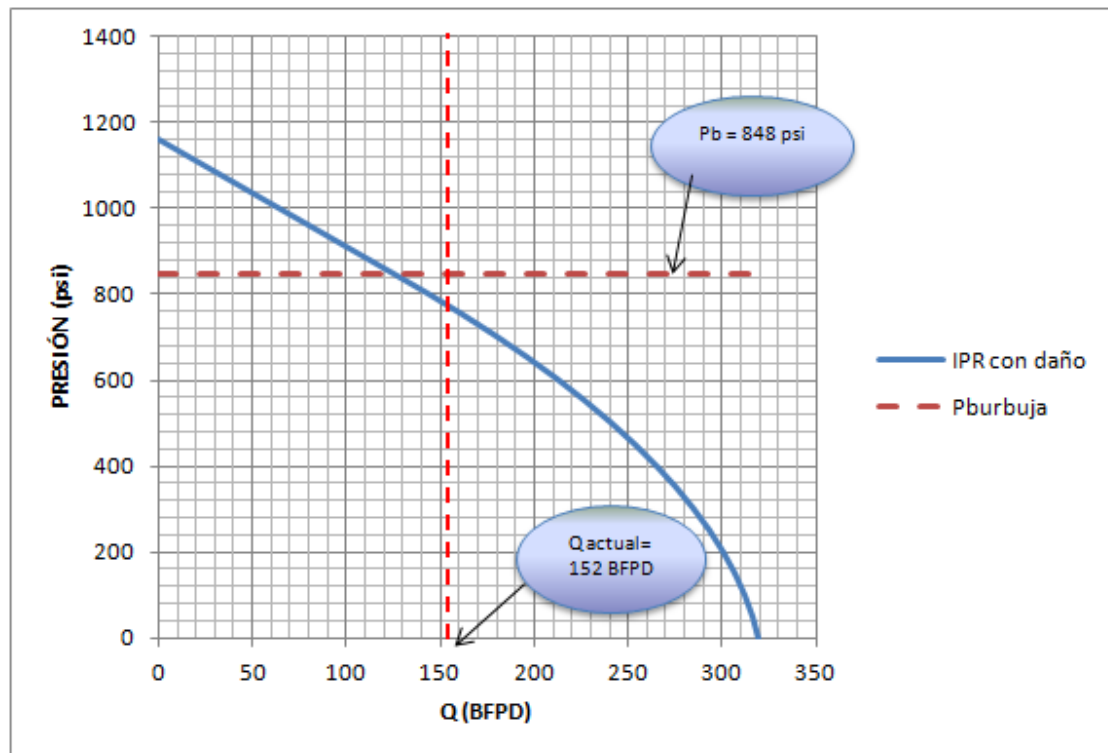
POZO CULEBRA-15D							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DEL BUILD UP		DATOS DEL FLUIDO	
ID. Casing (in)	6,276	Tipo de bomba	TD-460	Pr (psi)	1161,33	API	18,8
ID. Tubing (in)	2,992	Numero de etapas	176+176+143	Pwf (psi)	702,26	BSW (%)	0,4
Profundidad bomba (ft)	10116	Frecuencia (Hz)	52	Q (BFPD)	180	GOR (scf/bbl)	146
Profundidad Perf. (ft)	10256	HP	92	IP	0,3989	Grad. (psi/ft)	0,4078
Profundidad Casing (ft)	10740	Voltaje	1930	SG wáter	1,04	Pb (psi)	848,34
Direccional	SI	Amperaje	31	SG gas	1,25	Qactual(BFPD)	152
Arena Productora	UI	Skin	10	Pc	50	Ty (°F)	220

Fuente: Software SubPUMP, rediseño CUL-15D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Se plantea el rediseño del equipo BES sin remover daño de formación. En la curva IPR de la Figura 4.14, el caudal actual de producción del pozo es de 152 BFPD y el caudal óptimo es de 314 BFPD, se encuentra por debajo de la presión de burbuja.

La bomba trabaja dentro del rango operativo con cierta tendencia a operar en DOWNTHRUST, si realizáramos un rediseño o incrementáramos la frecuencia de operación para intentar alcanzar el caudal óptimo, entonces la bomba trabajaría bajo el punto de burbuja lo que ocasionaría problemas de cavitación y bloqueo por gas. Se recomienda dejar este pozo produciendo con los parámetros actuales.

FIGURA 4. 14: IPR ACTUAL DEL POZO CUL-15D SIN REMOCIÓN DEL DAÑO

Fuente: Software SubPUMP, diseño CUL-15D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

4.2.2.3.2 Opción 2 para el pozo CUL-15D

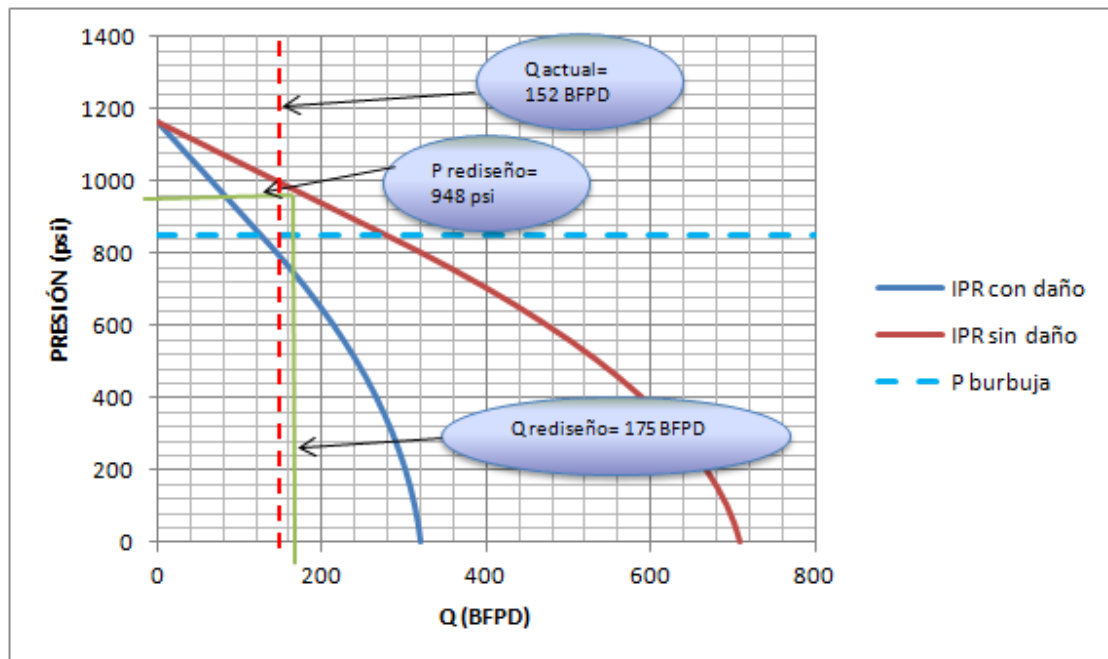
En los datos del último Build Up (17 – Oct – 2012), podemos observar que el pozo presenta un daño de formación de $S = 9,06$, lo que representa una pérdida de presión por daño $\Delta P_s = 256,9$ psi; con un IP = 0,3989 y una eficiencia de flujo de 0,44 en la arena productora "U".

En la Figura 4.15, se indica la nueva curva IPR que se obtiene al eliminar el daño ($S = 0$), a estas nuevas condiciones se establece un caudal de diseño de 175 BFPD, que corresponden a una presión de fondo fluyente de 100 psi por encima del punto de burbuja para evitar problemas por liberación de gas.

Dado que luego de realizar la remoción del daño en el pozo solo se nos ah incrementado nuestro caudal en 23 BFPD, entonces no sería económicamente

favorable realizar la Opción 2 en este pozo, y se recomienda dejar este pozo produciendo con los parámetros actuales.

FIGURA 4. 15: IPR DEL POZO CUL-15D CON REMOCIÓN DEL DAÑO



Fuente: Software SubPUMP, diseño CUL-15D

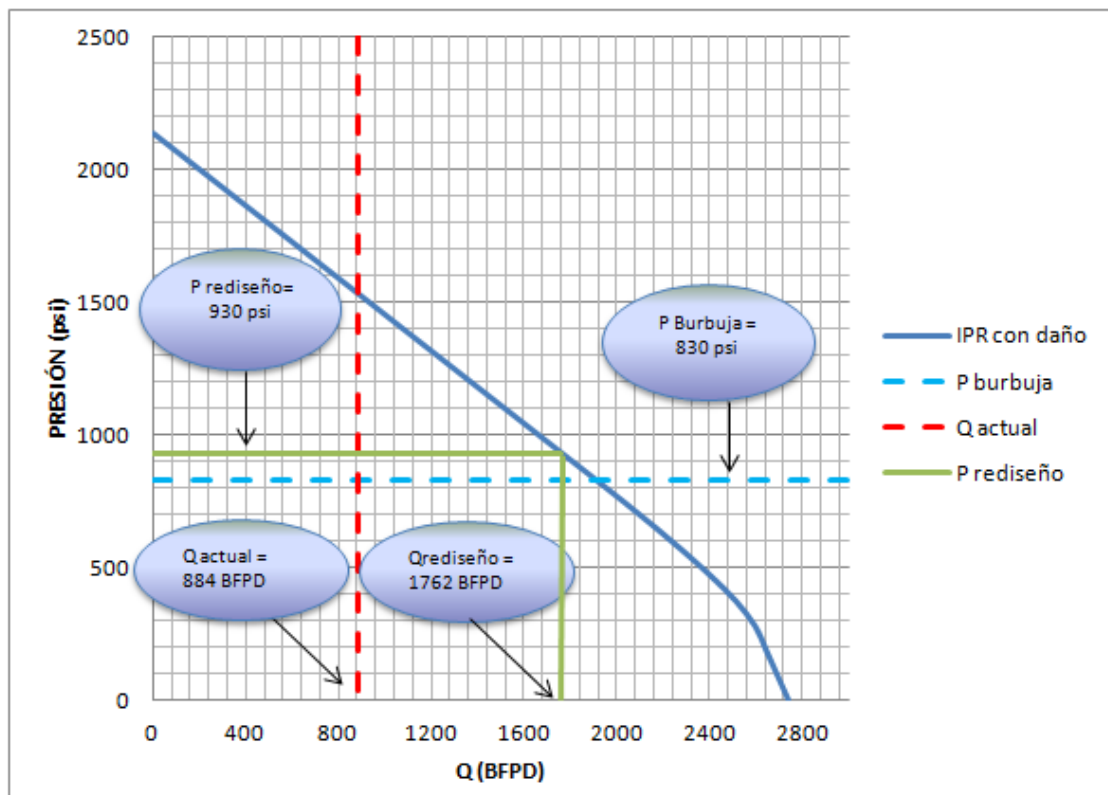
Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

4.2.2.4 Propuesta Técnica Pozo YUL-04.

El análisis nodal de este pozo nos indica que el equipo BES, se encuentra trabajando dentro del rango óptimo de operación.

4.2.2.4.1 Opción 1 para el pozo YUL-04

Se plantea el rediseño del equipo BES sin remover el daño en la formación. La Figura 4.16, indica la curva de comportamiento del pozo (IPR), el caudal actual de producción de pozo es 884 BFPD y el caudal óptimo es de 1160 BFPD. Se establece un caudal de diseño de 1762 BFPD, correspondiente a una presión de fondo de 100 psi por encima de la presión del punto de burbuja, para evitar tener problemas con el manejo de gas y no depletar rápidamente el reservorio.

FIGURA 4. 16: IPR ACTUAL DEL POZO YUL-04 SIN REMOCIÓN DEL DAÑO

Fuente: Software SubPUMP, diseño YUL-04

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Con las nuevas condiciones de presión de fondo (P_{wf}), el pozo produce 1762 BFPD, logrando un incremento de producción del 99,32% (878 BFPD) en relación a la producción actual que es de 884 BFPD, el BSW de este pozo es del 75%, el incremento neto es de 219 BPPD.

En la Tabla 4.8, se presenta los datos del pozo y del equipo BES considerados para el rediseño del equipo para el pozo YUL-04.

TABLA 4. 8: DATOS DEL POZO Y DEL EQUIPO BES, YUL-04; OPCIÓN 1.

POZO YULEBRA_04							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DEL BUILD UP		DATOS DEL FLUIDO	
ID. Casing (in)	6,276	Tipo de bomba	GN-2100	Pr (psi)	2140	API	23
ID. Tubing (in)	2,992	Numero de etapas	220	Pwf (psi)	1775	BSW (%)	75
Profundidad bomba (ft)	9283	Frecuencia (Hz)	53	Q (BFPD)	532	GOR (scf/bbl)	114
Profundidad Perf. (ft)	9561	HP	220	IP	1,28	Salinidad(ppm)	37500
Profundidad Casing (ft)	9690	Voltaje	2380	SG water	1,05	Pb (psi)	830
Direccional	NO	Amperaje	60	SG gas	0,95	Q diseño (BFPD)	1762
Arena productora	UI	Skin	5,97	Pc	110	Ty (F)	231

Fuente: Software SubPUMP, diseño YUL-04

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la tabla 4.9 se presentan los parámetros de operación y desempeño de sistema BES diseñado, se puede observar que el motor y la bomba están trabajando en un rango alto de eficiencia.

TABLA 4. 9: PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES; POZO YUL-04; (OPCIÓN 1)

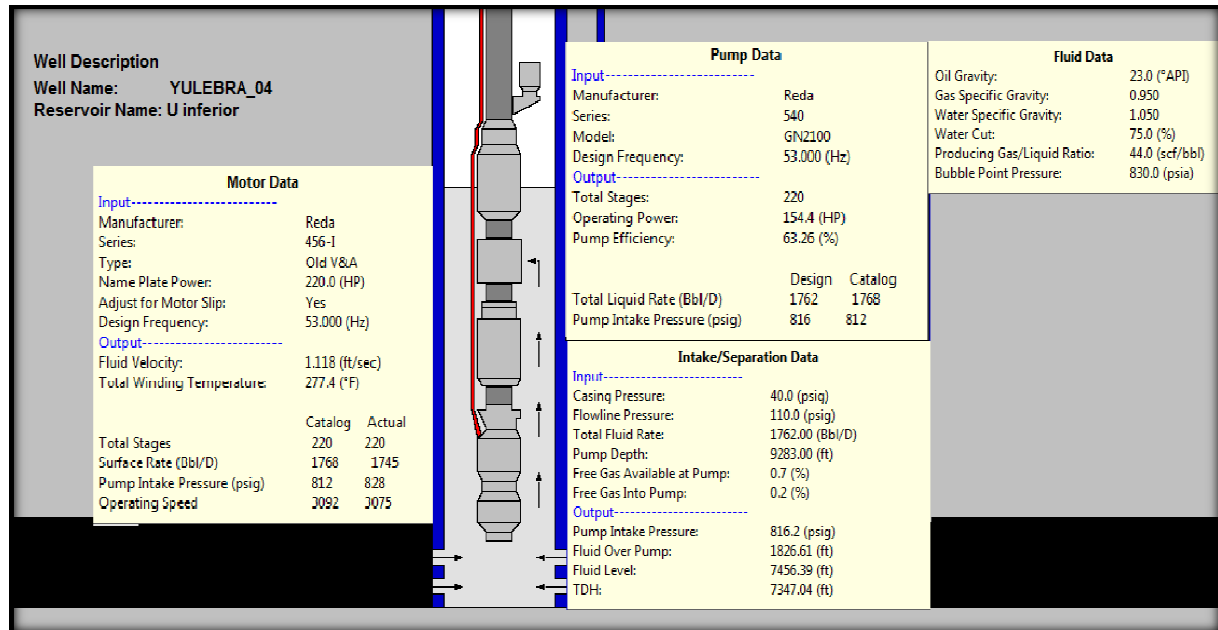
OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES	
FRECUENCIA (Hz)	53
OPERATION MOTOR LOAD @ DESIGN Hz (HP)	154,4
OPERATING SPEED MOTOR (RPM)	3075
OPERATING CURRENT (Amp)	33,5
PUMP EFFICIENCY (%)	63,3
MOTOR EFFICIENCY (%)	82,54
FLUIDO TOTAL EN SUPERFICIE O+W (Bbl/d)	1744,99
AVERAGE PUMP FINAL FLUID (Bbl/d)	1854,14
AVERAGE PUMP TOTAL RATE (Bbl/d)	1768,03
FREE GAS BY VOLUME @ PUMP (%)	0,2
TOTAL DYNAMIC HEAD (ft)	7323,61
PUMP INTAKE PRESSURE (psi)	827,8
PUMP OPERATING POWER (HP)	151,8

Fuente: Software SubPUMP. Diseño YUL-04 (Opción 1)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 4.17 se muestran las especificaciones técnicas del equipo BES diseñado para el pozo YUL-04 a las nuevas condiciones de operación.

FIGURA 4. 17: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL EQUIPO BES, POZO YUL-04



Fuente: Software SubPUMP. Diseño YUL-04 (Opción 1)

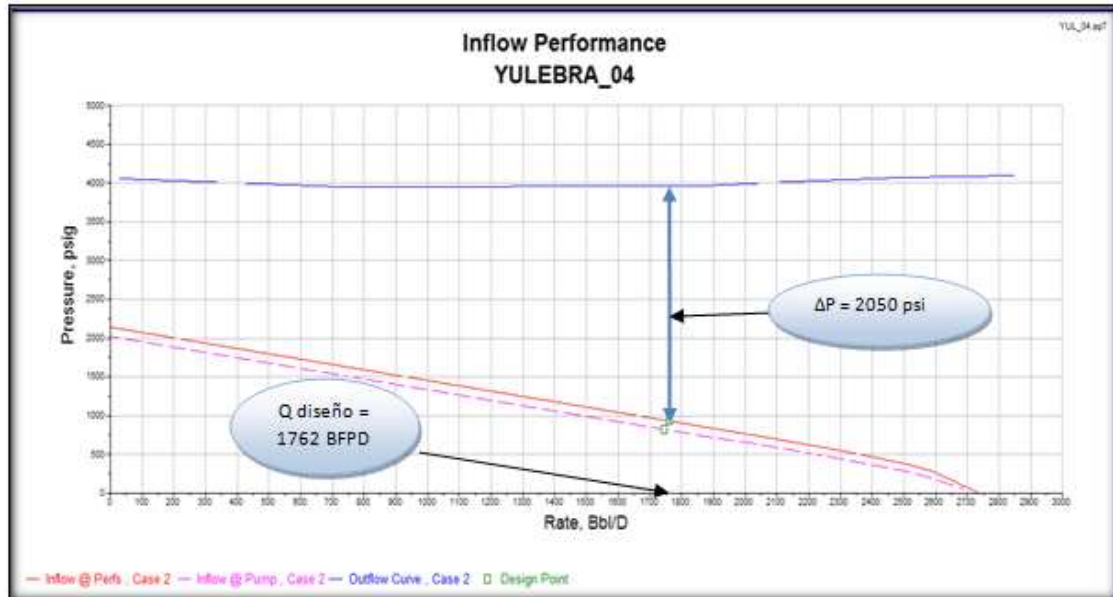
Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Se ha seleccionado la bomba REDA modelo GN2100 (220 etapas), opera dentro del rango operativo de diseño. La eficiencia de la bomba alcanza el 63,26 % lo que es una eficiencia aceptable.

Las bombas de mayor diámetro son menos costosas y manejan mayor caudal de fluido, por lo que sería una excelente opción para mejorar la producción del pozo.

En la Figura 4.18 se presentan las curvas de presión de succión y descarga vs caudal de operación, además se nota que la presión requerida por el equipo diseñado para levantar el caudal de diseño (1762BFPD) hasta superficie es de 2050 psi.

FIGURA 4. 18: COMPORTAMIENTO INFLOW-OUTFLOW, POZO YUL-04 (OPCIÓN 1)

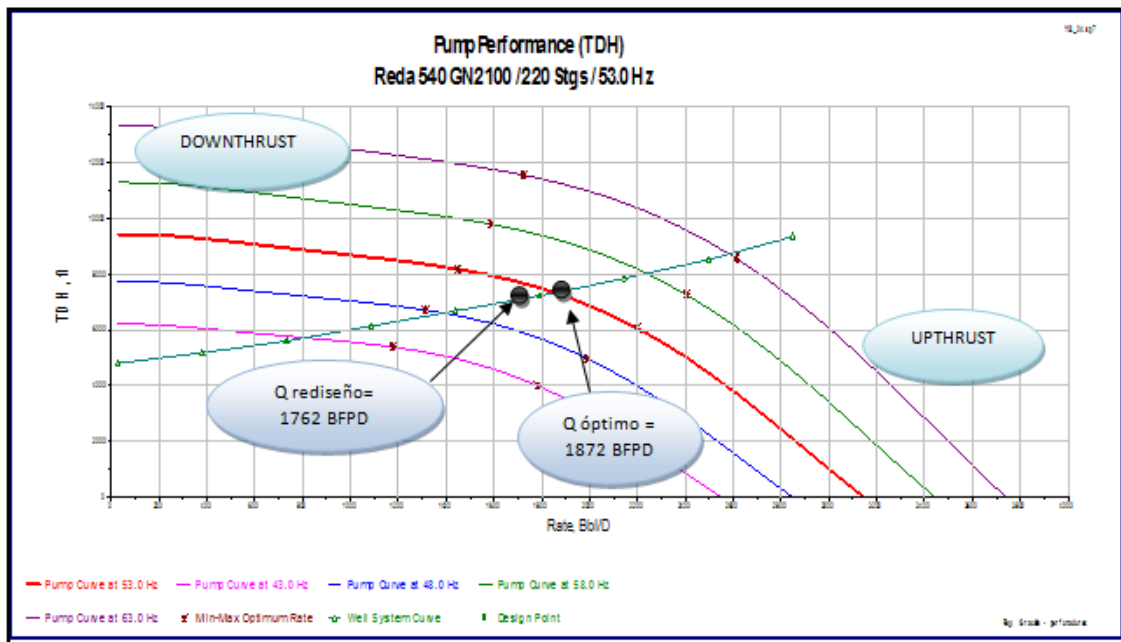


Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-04 (Opción 1)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 4.19 se presenta las curvas de comportamiento de la bomba (TDH) a distintas frecuencias de operación, el equipo BES diseñado opera dentro del rango óptimo con una variación de 5,87% con respecto al caudal óptimo de operación que es 1872 BFPD.

FIGURA 4. 19: CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA (TDH); POZO YUL-04



Fuente: Software SubPUMP. Diseño YUL-04 (Opción 1)

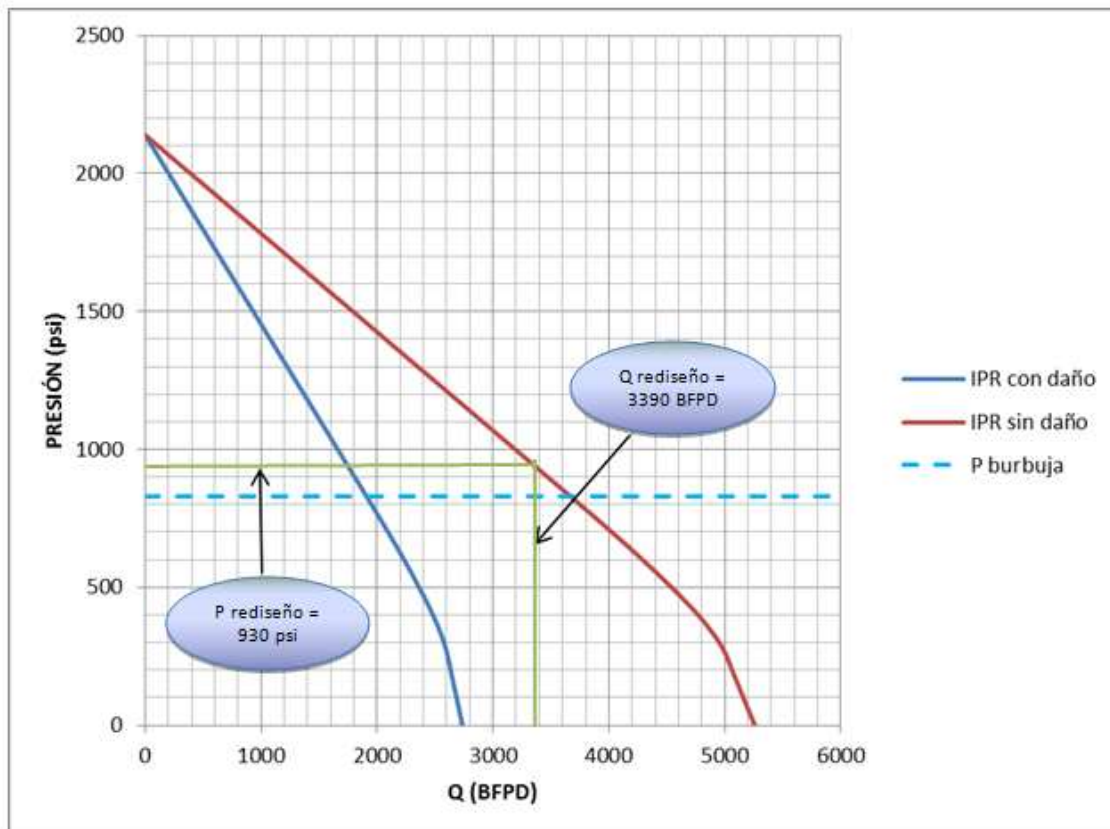
Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

4.2.2.4.2 Opción 2 para el pozo YUL-04

De acuerdo a los datos del último Build Up (07 – Abr – 2009), el daño que presenta este pozo es de $S = 5,97$; el $\Delta P_s = 175$ psi, presenta un IP de 1,28 en la arena “Ui”.

La propuesta para este pozo, es rediseñar el Sistema BES, realizando trabajos de remoción de daño en la formación, teniendo en cuenta un $S = 0$. En la figura 4.20 se muestra la nueva curva IPR del pozo.

FIGURA 4. 20: CURVA IPR DEL POZO YUL-04; (OPCIÓN 2)



Fuente: Software SubPUMP, diseño YUL-04

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Con las nuevas condiciones de presión de fondo (P_{wf}), el pozo produce 3390 BFPD, logrando un incremento de producción del 283,48% (2506 BFPD) en relación a la producción actual que es de 884 BFPD, el BSW de este pozo es del 75%, el incremento neto es de 626 BPPD.

En la tabla 4.10, se presenta los datos del pozo y del equipo BES considerados para el rediseño del equipo para el pozo YUL-04.

TABLA 4. 10: DATOS DEL POZO Y DEL EQUIPO BES, YUL-04; OPCIÓN 2

POZO YULEBRA-04							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DEL BUILD UP		DATOS DEL FLUIDO	
ID. Casing (in)	6,276	Tipo de bomba	GN-4000	Pr (psi)	2140	API	23
ID. Tubing (in)	2,992	Numero de etapas	291	Pwf (psi)	1950	BSW (%)	75
Profundidad bomba (ft)	9283	Frecuencia (Hz)	53	Q (BFPD)	532	GOR (scf/bbl)	114
Profundidad Perf. (ft)	9561	HP	412,5	IP	1,28	Salinidad(ppm)	37500
Profundidad Casing (ft)	9690	Voltaje	3900	SG water	1,05	Pb (psi)	830
Direccional	NO	Amperaje	72	SG gas	0,95	Q diseño(BFPD)	3390
Arena productora	UI	Skin	5,97	Pc	110	Ty (°F)	231

Fuente: Software SubPUMP, diseño YUL-04

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la tabla 4.11 se presentan los parámetros de operación y desempeño de sistema BES diseñado, se puede observar que el motor y la bomba están trabajando en un rango alto de eficiencia.

TABLA 4. 11: PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES; POZO YUL-04; (OPCIÓN 2)

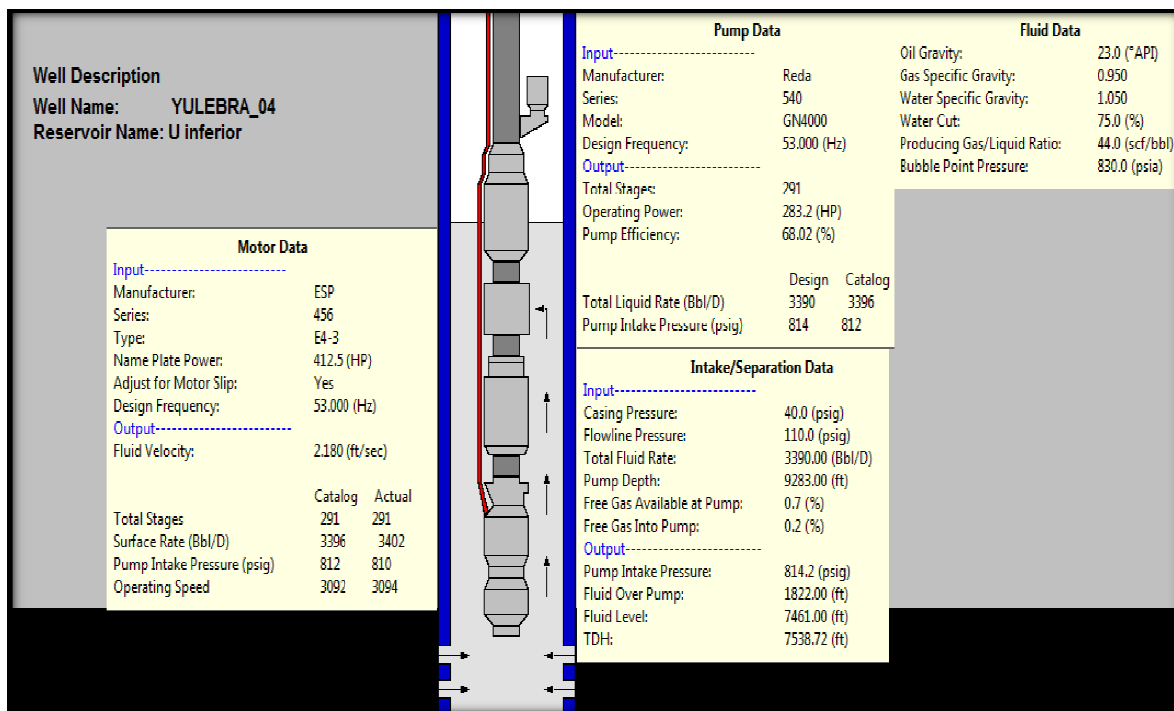
OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES	
FRECUENCIA (Hz)	53
OPERATION MOTOR LOAD @ DESIGN Hz (HP)	283,2
OPERATING SPEED MOTOR (RPM)	3094
OPERATING CURRENT (Amp)	58,9
PUMP EFFICIENCY (%)	68
MOTOR EFFICIENCY (%)	85,97
FLUIDO TOTAL EN SUPERFICIE O+W (Bbl/d)	3401,56
AVERAGE PUMP FINAL FLUID (Bbl/d)	3613,86
AVERAGE PUMP TOTAL RATE (Bbl/d)	3608,3
FREE GAS BY VOLUME @ PUMP (%)	0,23
TOTAL DYNAMIC HEAD (ft)	7552,98
PUMP INTAKE PRESSURE (psi)	810,1
PUMP OPERATING POWER (HP)	283,9

Fuente: Software SubPUMP. Diseño YUL-04 (Opción 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la figura 4,21 se muestran las especificaciones técnicas del equipo BES diseñado para el pozo YUL-04 a las nuevas condiciones de operación.

FIGURA 4. 21: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL EQUIPO BES, POZO YUL-04



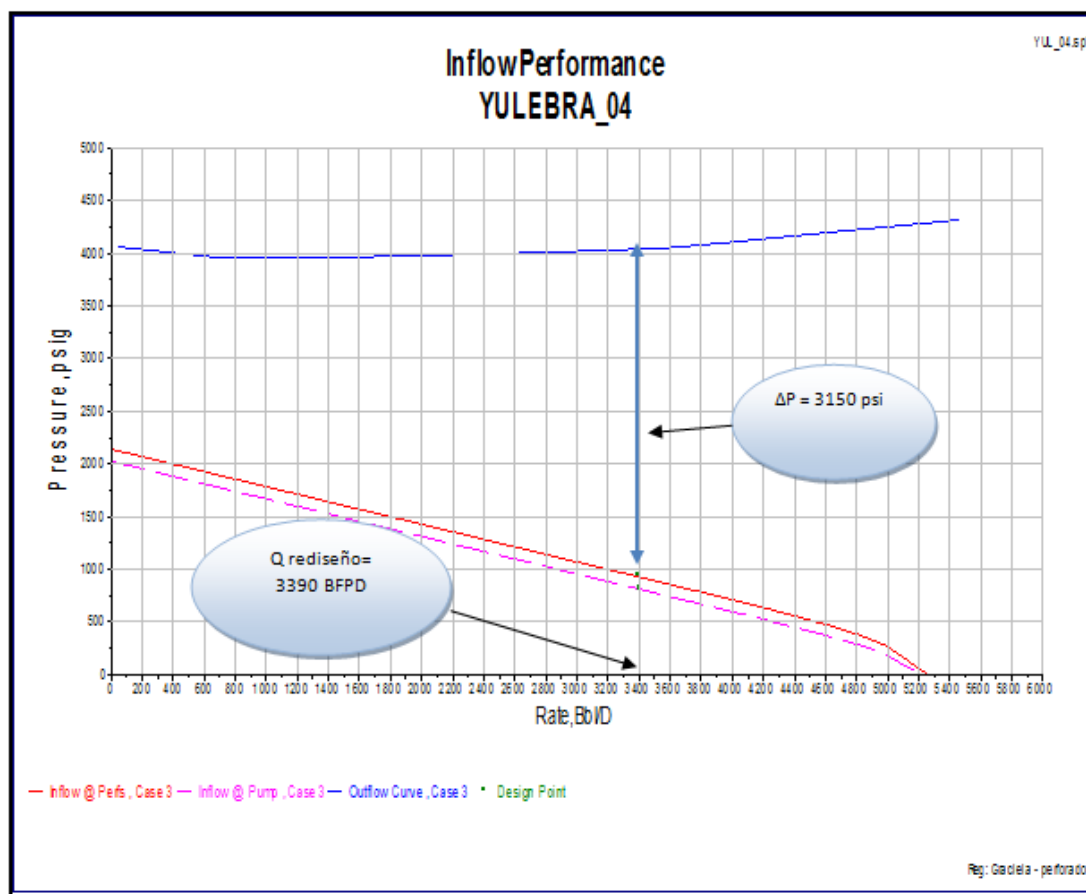
Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-04 (Opción 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Se ha seleccionado la bomba REDA modelo GN4000 (291 etapas), opera dentro del rango operativo de diseño. La eficiencia de la bomba alcanza el 68,02 % lo que es una eficiencia aceptable.

En la figura 4.22 se presentan las curvas de presión de succión y descarga vs caudal de operación, además se nota que la presión requerida por el equipo diseñado para levantar el caudal de diseño (3390BFPD) hasta superficie es de 2050 psi.

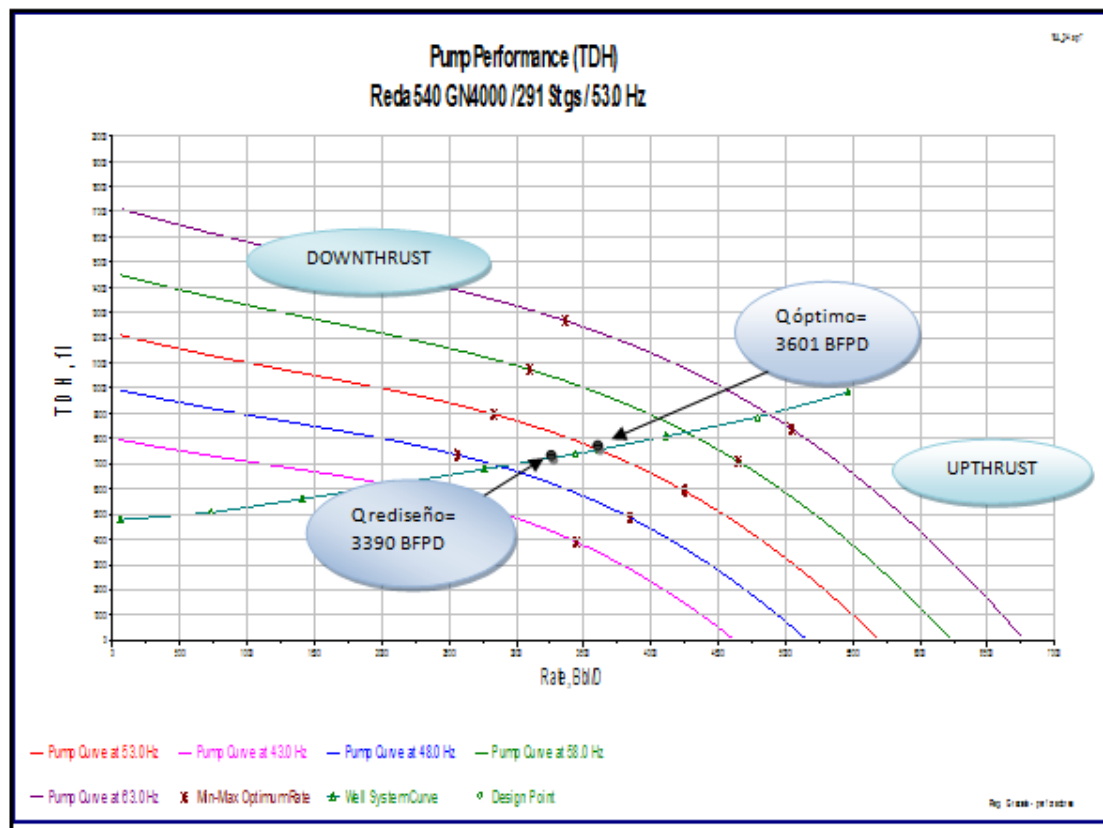
FIGURA 4. 22: COMPORTAMIENTO INFLOW-OUTFLOW, POZO YUL-04



Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-04 (Opción 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

FIGURA 4. 23: CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA (TDH); POZO YUL-04



Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-04 (Opción 2)

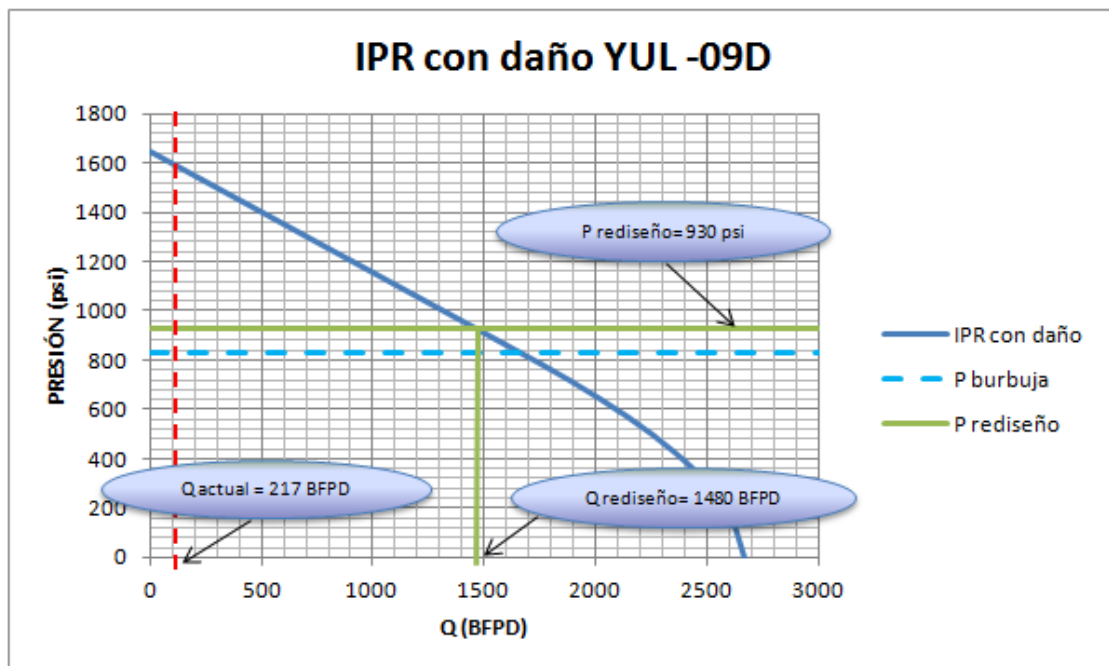
Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

4.2.2.5 Propuesta Técnica Pozo YUL-09D.

El análisis nodal de este pozo indica que el equipo BES, se encuentra trabajando fuera del rango óptimo de operación (DOWNTHRUST).

4.2.2.5.1 Opción 1 para el pozo YUL-09D

Se plantea el rediseño del equipo BES sin remover el daño en la formación. La Figura 4.24, indica la curva de comportamiento del pozo (IPR), el caudal actual de producción de pozo es 217 BFPD y el caudal óptimo es de 850 BFPD. Se establece un caudal de diseño de 1480 BFPD, correspondiente a una presión de fondo de 100 psi por encima de la presión del punto de burbuja, para evitar tener problemas con el manejo de gas y no depletar rápidamente el reservorio.

FIGURA 4. 24: IPR ACTUAL DEL POZO YUL-09D SIN REMOCIÓN DEL DAÑO

Fuente: Software SubPUMP, diseño YUL-09D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Con las nuevas condiciones de presión de fondo (P_{wf}), el pozo produce 1480 BFPD, logrando un incremento de producción del 582,03% (1263 BFPD) en relación a la producción actual que es de 217 BFPD, el BSW de este pozo es del 32%, el incremento neto es de 858 BPPD.

En la tabla 4.12, se presenta los datos del pozo y del equipo BES considerados para el rediseño del equipo para el pozo YUL-09D.

TABLA 4. 12: DATOS DEL POZO Y DEL EQUIPO BES, YUL-09D; OPCIÓN 1

POZO YULEBRA-09D							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DEL BUILD UP		DATOS DEL FLUIDO	
ID. Casing (in)	6,276	Tipo de bomba	GN-1600	Pr (psi)	1645	API	22
ID. Tubing (in)	2,992	Numero de etapas	214	Pwf (psi)	1492	BSW (%)	32
Profundidad bomba (ft)	9605	Frecuencia (Hz)	53	Q (BFPD)	312	GOR (scf/bbl)	114
Profundidad Perf. (ft)	9893	HP	180	IP	2,03	Salinidad (ppm)	
Profundidad Casing (ft)	10360	Voltaje	2440	SG water	1,05	Pb (psi)	830
Direccional	SI	Amperaje	46	SG gas	1,2687	Q diseño (BFPD)	1480
Arena productora	U	Skin	4	Pc	160	Ty (°F)	231

Fuente: Software SubPUMP, diseño YUL-09D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la tabla 4.13 se presentan los parámetros de operación y desempeño de sistema BES diseñado, se puede observar que el motor y la bomba están trabajando en un rango alto de eficiencia.

TABLA 4. 13: PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES; POZO YUL-09D (OPCIÓN 1)

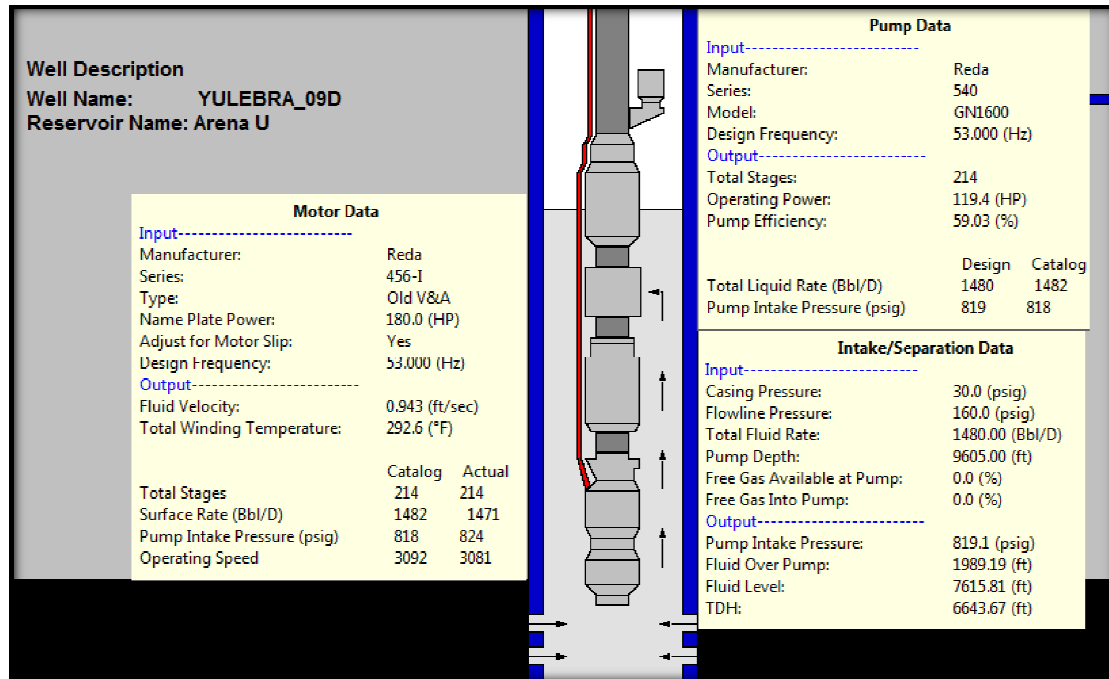
OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES	
FRECUENCIA (Hz)	53
OPERATION MOTOR LOAD @ DESIGN Hz (HP)	119,4
OPERATING SPEED MOTOR (RPM)	3081
OPERATING CURRENT (Amp)	37
PUMP EFFICIENCY (%)	59,3
MOTOR EFFICIENCY (%)	82,13
FLUIDO TOTAL EN SUPERFICIE O+W (Bbl/d)	1471,01
AVERAGE PUMP FINAL FLUID (Bbl/d)	1613,06
AVERAGE PUMP TOTAL RATE (Bbl/d)	1624,57
FREE GAS BY VOLUME @ PUMP (%)	0
TOTAL DYNAMIC HEAD (ft)	6635,41
PUMP INTAKE PRESSURE (psi)	823,6
PUMP OPERATING POWER (HP)	118,1

Fuente: Software SubPUMP. Diseño YUL-09D (Opción 1)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la figura 4.25 se muestran las especificaciones técnicas del equipo BES diseñado para el pozo YUL-09D a las nuevas condiciones de operación.

FIGURA 4. 25: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL EQUIPO BES, POZO YUL-09D



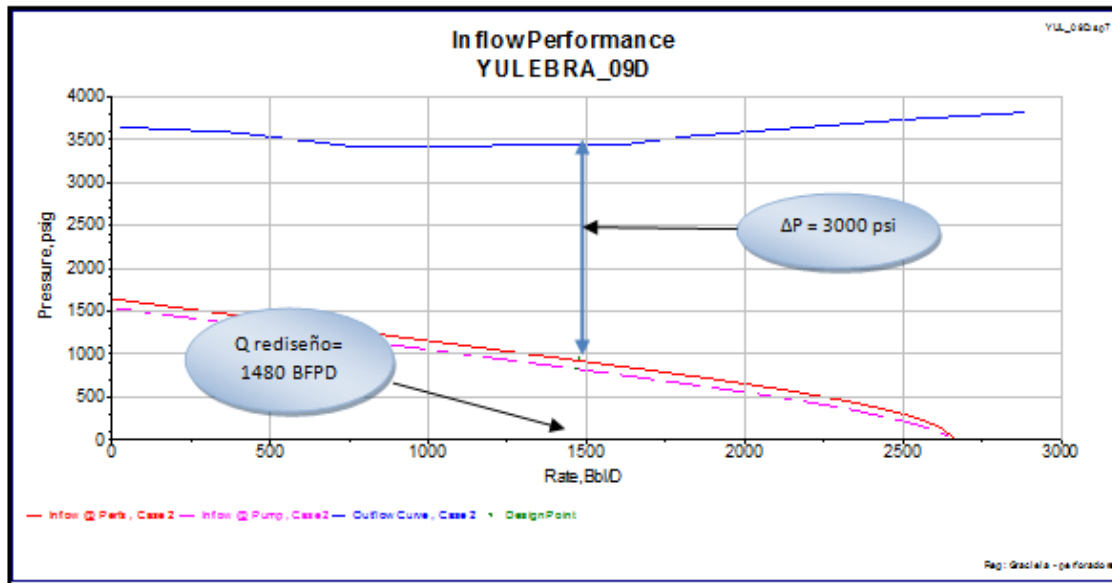
Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-09D (Opción 1)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Se ha seleccionado la bomba REDA modelo GN1600 (214 etapas), opera dentro del rango operativo de diseño. La eficiencia de la bomba alcanza el 59,03 % lo que es una eficiencia aceptable.

En la figura 4.26 se presentan las curvas de presión de succión y descarga vs caudal de operación, además se nota que la presión requerida por el equipo diseñado para levantar el caudal de diseño (1480BFPD) hasta superficie es de 1250 psi.

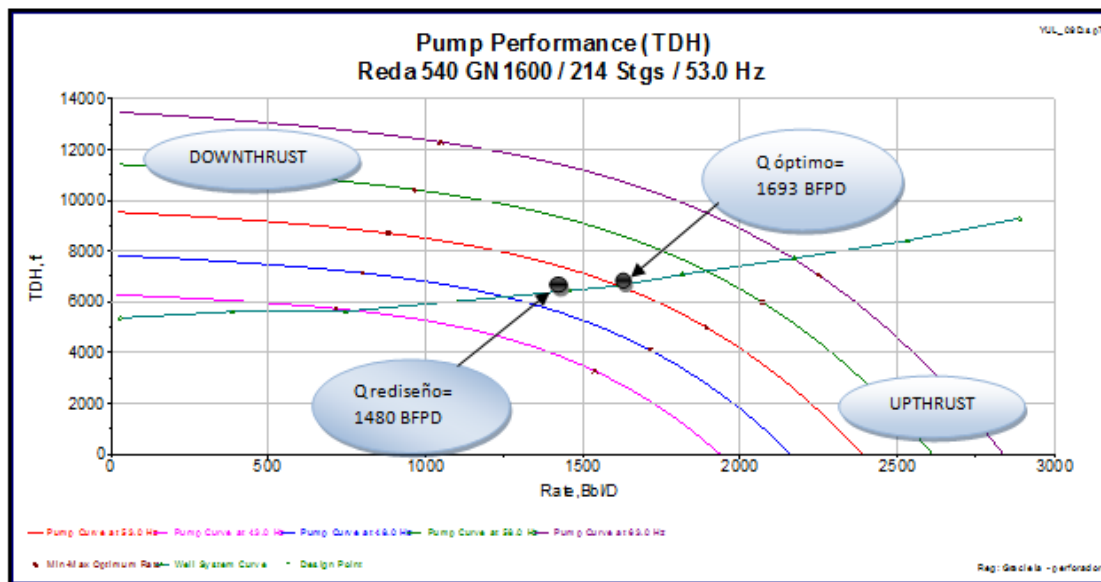
FIGURA 4. 26: COMPORTAMIENTO INFLOW-OUTFLOW, POZO YUL-09D



Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-09D (Opción 1)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

FIGURA 4. 27: CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA (TDH); POZO YUL-09D



Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-09D (Opción 1)

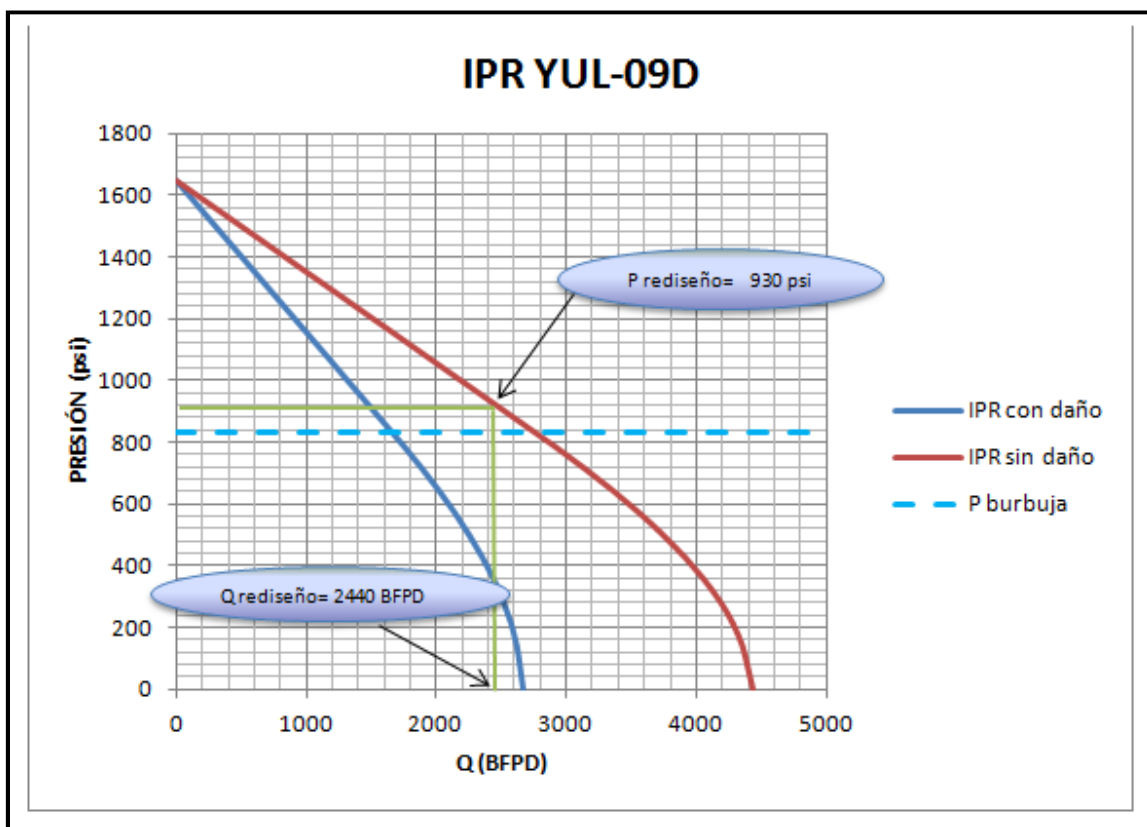
Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

4.2.2.5.2 Opción 2 para el pozo YUL-09D

De acuerdo a los datos del último Build Up (07 – Oct – 2009), el daño que presenta este pozo es de $S = 4$; el $\Delta P_s = 61,2$ psi, presenta un IP de 2,03 en la arena “U”.

La propuesta para este pozo, es rediseñar el Sistema BES, realizando trabajos de remoción de daño en la formación, teniendo en cuenta un $S = 0$. En la figura 4.28 se muestra la nueva IPR

FIGURA 4. 28: CURVA IPR DEL POZO YUL-09D



Fuente: Software SubPUMP, diseño YUL-09D (OPCIÓN 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Con las nuevas condiciones de presión de fondo (P_{wf}), el pozo produce 2440 BFPD, el BSW de este pozo es del 32%, el incremento neto es de 1659 BPPD.

En la tabla 4.14, se presenta los datos del pozo y del equipo BES considerados para el rediseño del equipo para el pozo YUL-09D.

TABLA 4. 14: DATOS DEL POZO Y DEL EQUIPO BES, YUL-09D; OPCIÓN 2

POZO YULEBRA-09D							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DEL BUILD UP		DATOS DEL FLUIDO	
ID. Casing (in)	6,276	Tipo de bomba	G2700	Pr (psi)	1645	API	22
ID. Tubing (in)	2,992	Numero de etapas	241	Pwf (psi)	1553	BSW (%)	32
Profundidad bomba (ft)	9605	Frecuencia (Hz)	53	Q (BFPD)	312	GOR (scf/bbl)	114
Profundidad Perf. (ft)	9893	HP	180	IP	2,03	Salinidad (ppm)	
Profundidad Casing (ft)	10360	Voltaje	2240	SG water	1,05	Pb (psi)	830
Direccional	SI	Amperaje	46	SG gas	1,2687	Q diseño (BFPD)	2240
Arena productora	U	Skin	4	Pc	160	Ty (F)	231

Fuente: Software SubPUMP, diseño YUL-09D (OPCIÓN 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la tabla 4.15 se presentan los parámetros de operación y desempeño de sistema BES diseñado, se puede observar que el motor y la bomba están trabajando en un rango alto de eficiencia.

TABLA 4. 15: PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES; POZO YUL-09D (OPCIÓN 2).

OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES	
FRECUENCIA (Hz)	53
OPERATION MOTOR LOAD @ DESIGN Hz (HP)	192,1
OPERATING SPEED MOTOR (RPM)	2995
OPERATING CURRENT (Amp)	51,1
PUMP EFFICIENCY (%)	64,13
MOTOR EFFICIENCY (%)	79,93

Fuente: Software SubPUMP. Diseño YUL-09D (OPCIÓN 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

CONTINUACIÓN TABLA 4.15: PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES; POZO YUL-09D.

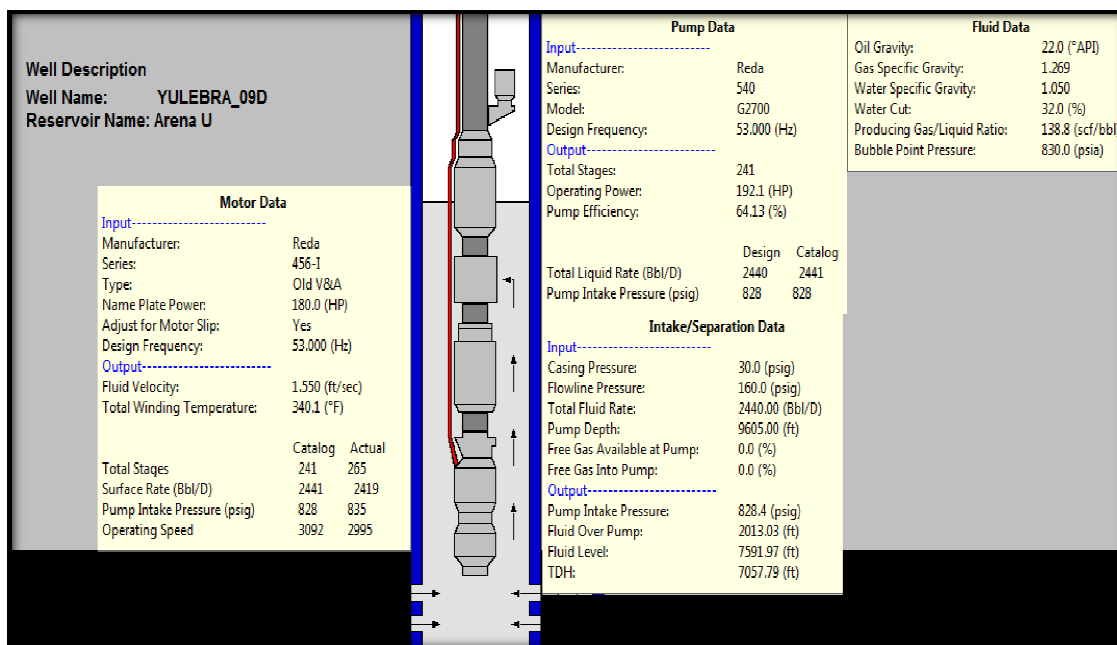
FLUIDO TOTAL EN SUPERFICIE O+W (Bbl/d)	2419,31
AVERAGE PUMP FINAL FLUID (Bbl/d)	2652,11
AVERAGE PUMP TOTAL RATE (Bbl/d)	2675,89
FREE GAS BY VOLUME @ PUMP (%)	0.0
TOTAL DYNAMIC HEAD (ft)	7043,33
PUMP INTAKE PRESSURE (psi)	834,6
PUMP OPERATING POWER (HP)	191,6

Fuente: Software SubPUMP. Diseño YUL-09D (OPCIÓN 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la figura 4.29 se muestran las especificaciones técnicas del equipo BES diseñado para el pozo YUL-09D a las nuevas condiciones de operación.

FIGURA 4. 29: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL EQUIPO BES, POZO YUL-09D



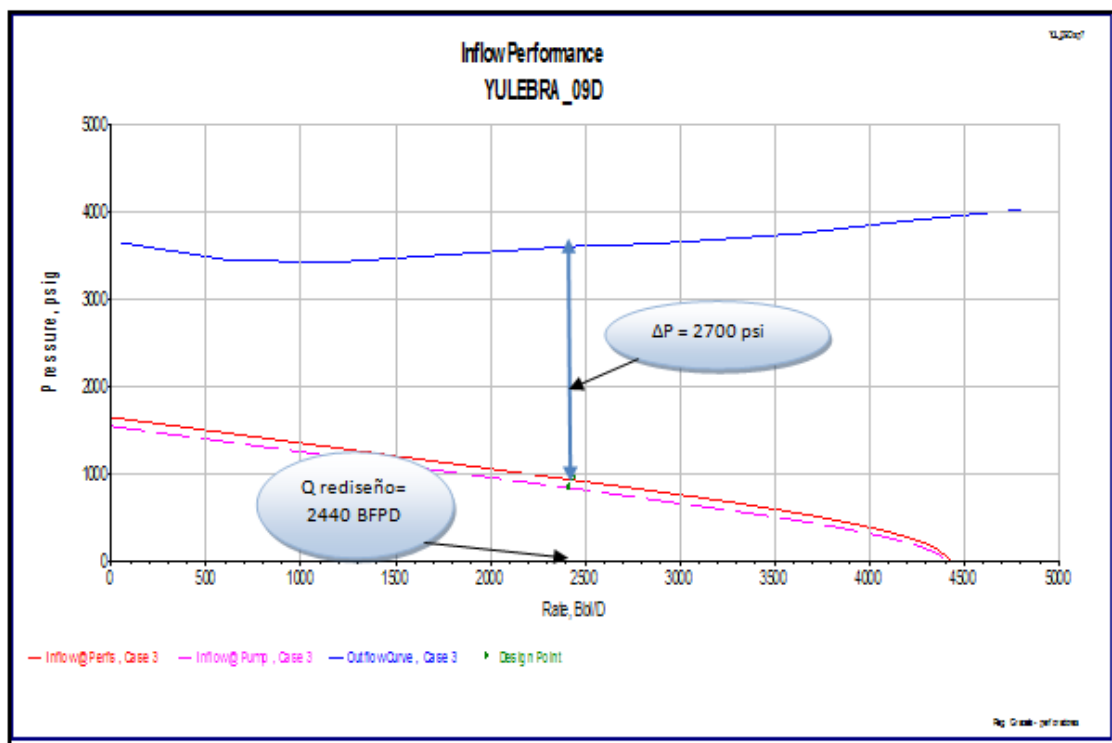
Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-09D (OPCIÓN 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Se ha seleccionado la bomba REDA modelo GN2700 (241 etapas), opera dentro del rango operativo de diseño. La eficiencia de la bomba alcanza el 64,13 % lo que es una eficiencia aceptable.

En la figura 4.30 se presentan las curvas de presión de succión y descarga vs caudal de operación, además se nota que la presión requerida por el equipo diseñado para levantar el caudal de diseño (2440BFPD) hasta superficie es de 1250 psi.

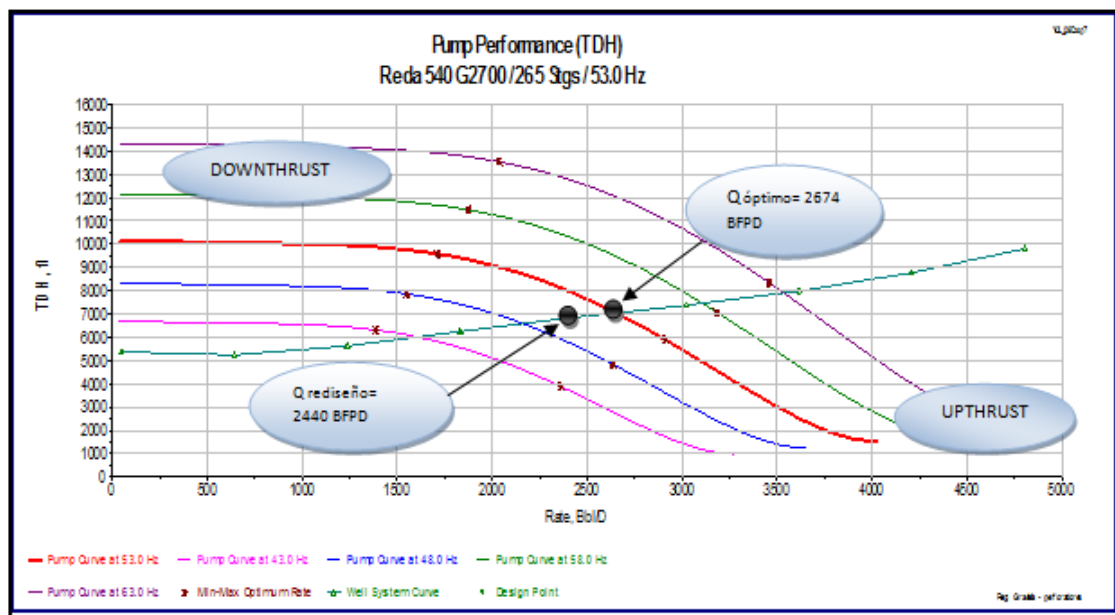
FIGURA 4. 30: COMPORTAMIENTO INFLOW-OUTFLOW, POZO YUL-09D



Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-09D (OPCIÓN 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

FIGURA 4. 31: CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA (TDH); POZO YUL-09D



Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-09D (OPCIÓN 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

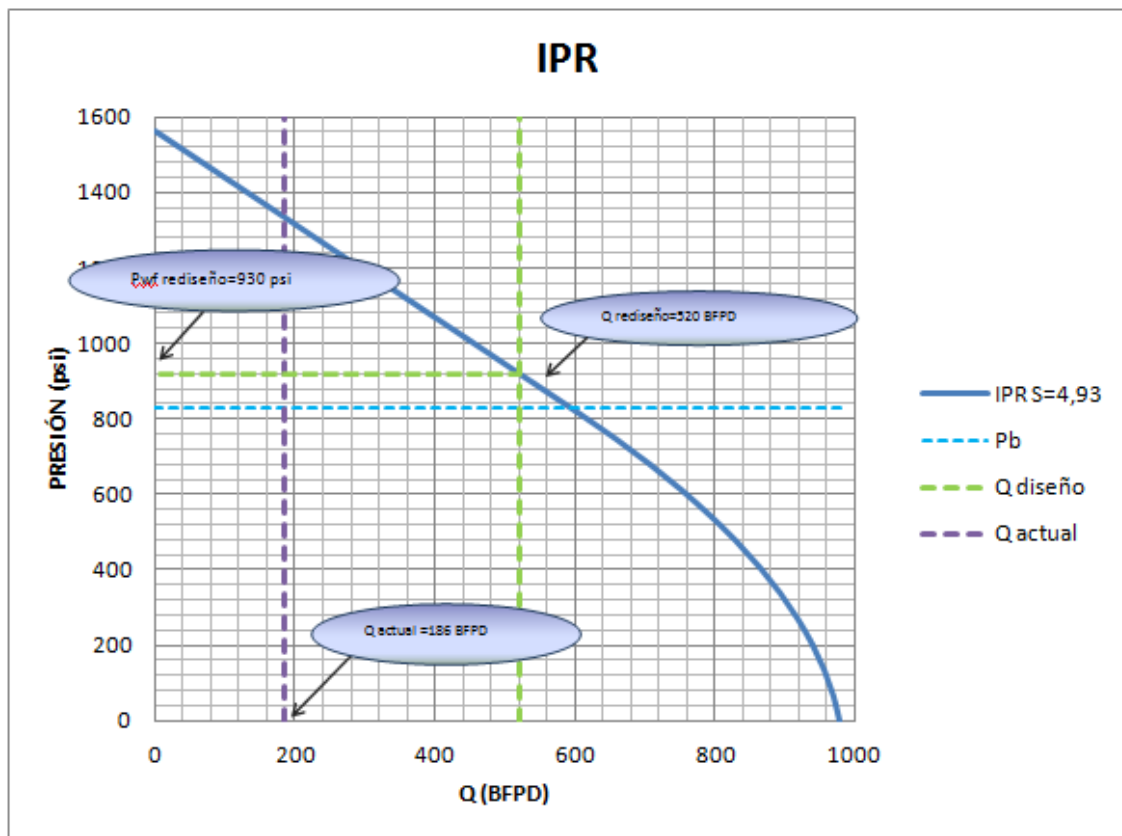
4.2.2.6 Propuesta Técnica Pozo YUL-15D.

El análisis nodal de este pozo indica que el equipo BES, se encuentra trabajando dentro del rango óptimo de operación, con una tendencia a operar por debajo del límite mínimo (DOWNTHRUST).

4.2.2.6.1 Opción 1 para el pozo YUL-15D

Se plantea el rediseño del equipo BES sin remover el daño en la formación. La Figura 4.32, indica la curva de comportamiento del pozo (IPR), el caudal actual de producción de pozo es 186 BFPD y el caudal óptimo es de 440 BFPD.

FIGURA 4. 32: IPR ACTUAL DEL POZO YUL-15D SIN REMOVER EL DAÑO.



Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-15D (Opción 1)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

A las nuevas condiciones de presión de fondo 930 psi; 100 psi por encima del P_b , el caudal de diseño es 520 BFPD lo que supone un aumento de producción de 334 BFPD, es decir un aumento de producción de 327BPPD, este aumento sería causa además de una limpieza de tubería ya que según el análisis realizado, se encontraba presuntamente obstruida debido a la formación de escala, así como también por la presencia de sólidos en las etapas de la bomba.

En la tabla 4.16 se presentan los datos del equipo BES y del pozo considerados para el rediseño del equipo del pozo YUL-15D.

TABLA 4.16: DATOS DEL POZO YUL-15D Y DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BES.

POZO YULEBRA_15D							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DEL BUILD UP		DATOS DEL FLUIDO	
ID. Casing (in)	6,276	Tipo de bomba	TD-600	Pr (psi)	1563	API	20
ID. Tubing (in)	2,992	Numero de etapas	255	Pwf (psi)	1150	BSW (%)	2
Profundidad bomba (ft)	9740	Frecuencia (Hz)	53	Q (BFPD)	335	GOR (scf/bbl)	114
Profundidad Perf. (ft)	9888	HP	43,5	IP	0,81	Gradiente (psi/ft)	0,4054
Profundidad Casing (ft)	10350	Voltaje	809	SG water	1,05	Pb (psi)	830
Direccional	SI	Amperaje	32,5	SG gas	1,25	Q diseño (BFPD)	520
Arena productora	Ui	Skin	4,93	Pc	50	Ty (°F)	220

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la tabla 4.17 se presentan los parámetros de operación y desempeño de sistema BES diseñado, se puede observar que el motor y la bomba están trabajando en un rango alto de eficiencia.

TABLA 4. 17: PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES; POZO YUL-15D (OPCIÓN 1)

OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES	
FRECUENCIA (Hz)	53
OPERATION MOTOR LOAD @ DESIGN Hz (HP)	32,5
OPERATING SPEED MOTOR (RPM)	3067
OPERATINGCURRENT (Amp)	27,1
PUMP EFFICIENCY (%)	63,7
MOTOR EFFICIENCY (%)	82,15
FLUIDO TOTAL EN SUPERFICIE O+W (Bbl/d)	443,26

Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-15D

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

CONTINUACIÓN TABLA 4.17: PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES; POZO YUL-15D

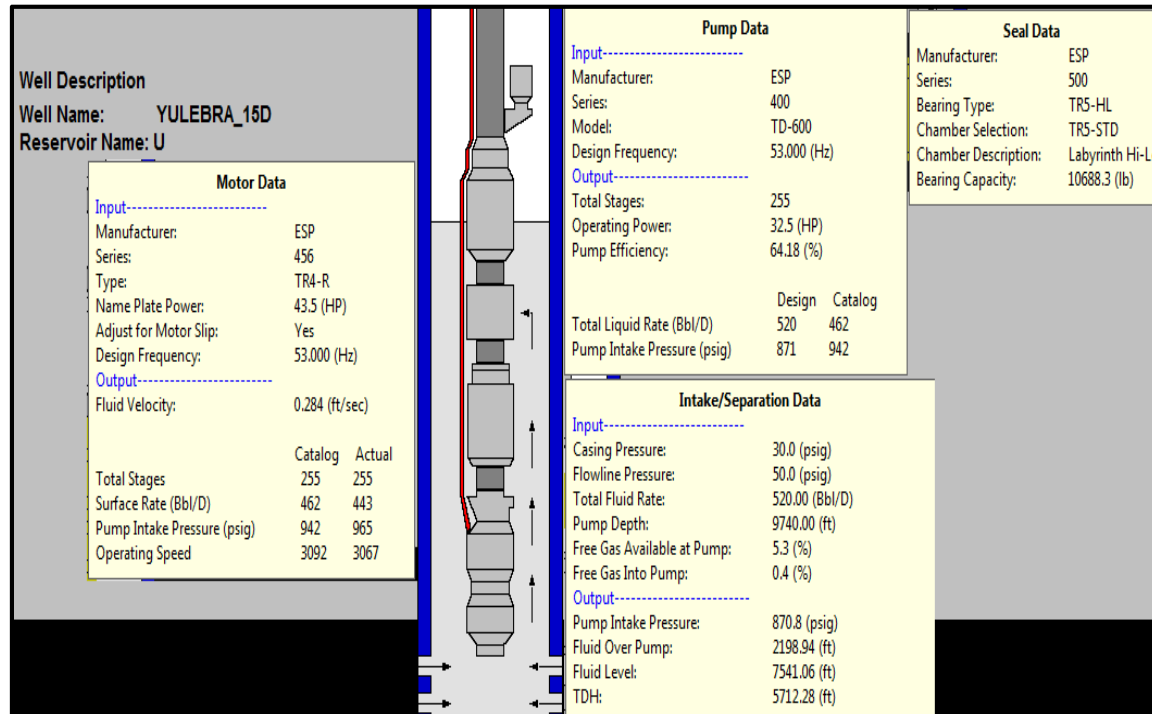
AVERAGE PUMP FINAL FLUID (Bbl/d)	513,46
AVERAGE PUMP TOTAL RATE (Bbl/d)	492,8
FREE GAS BY VOLUME @ PUMP (%)	0.38
TOTAL DYNAMIC HEAD (ft)	5685
PUMP INTAKE PRESSURE (psi)	965
PUMP OPERATING POWER (HP)	27,7

Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-15D (Opción 1)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la figura 4.33 se muestran las especificaciones técnicas del equipo BES diseñado para el pozo ANA-06D a las nuevas condiciones de operación.

FIGURA 4.33: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL EQUIPO BES, POZO YUL-15D (OPCIÓN 1)



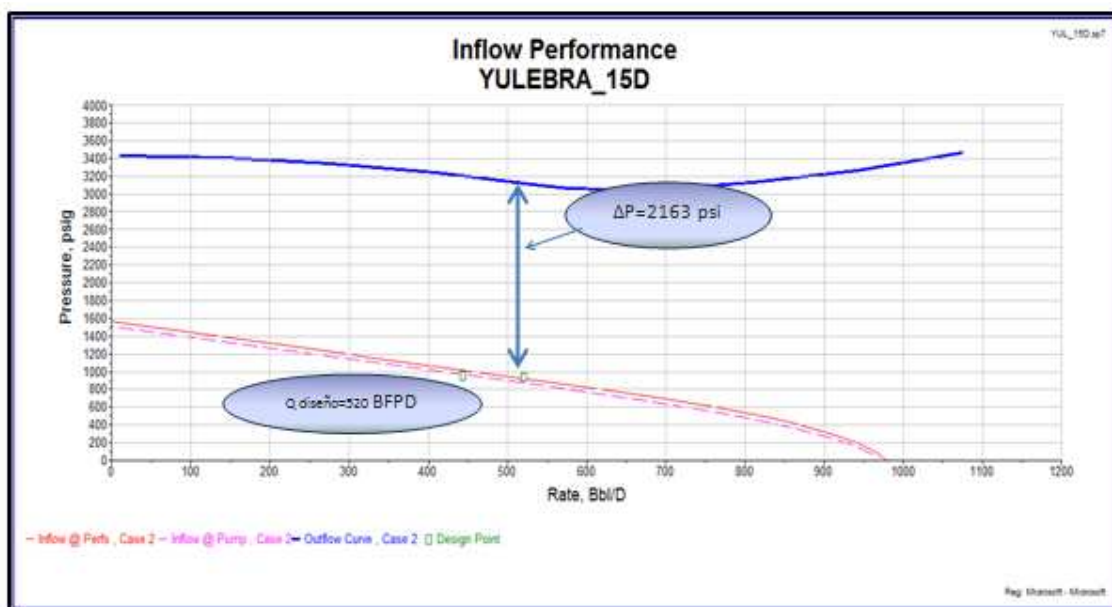
Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-15D (Opción 1)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Se ha seleccionado la bomba ESPTD-600 (255 etapas), opera dentro del rango operativo de diseño. La eficiencia de la bomba alcanza el 64,2 % lo que es una muy alta eficiencia.

En la figura 4.34 se presentan las curvas de presión de succión y descarga vs caudal de operación, además se nota que la presión requerida por el equipo diseñado para levantar el caudal de diseño (520 BFPD) hasta superficie es de 2163 psi.

FIGURA 4. 34: COMPORTAMIENTO INFLOW-OUTFLOW, POZO YUL-15D (OPCIÓN 1)

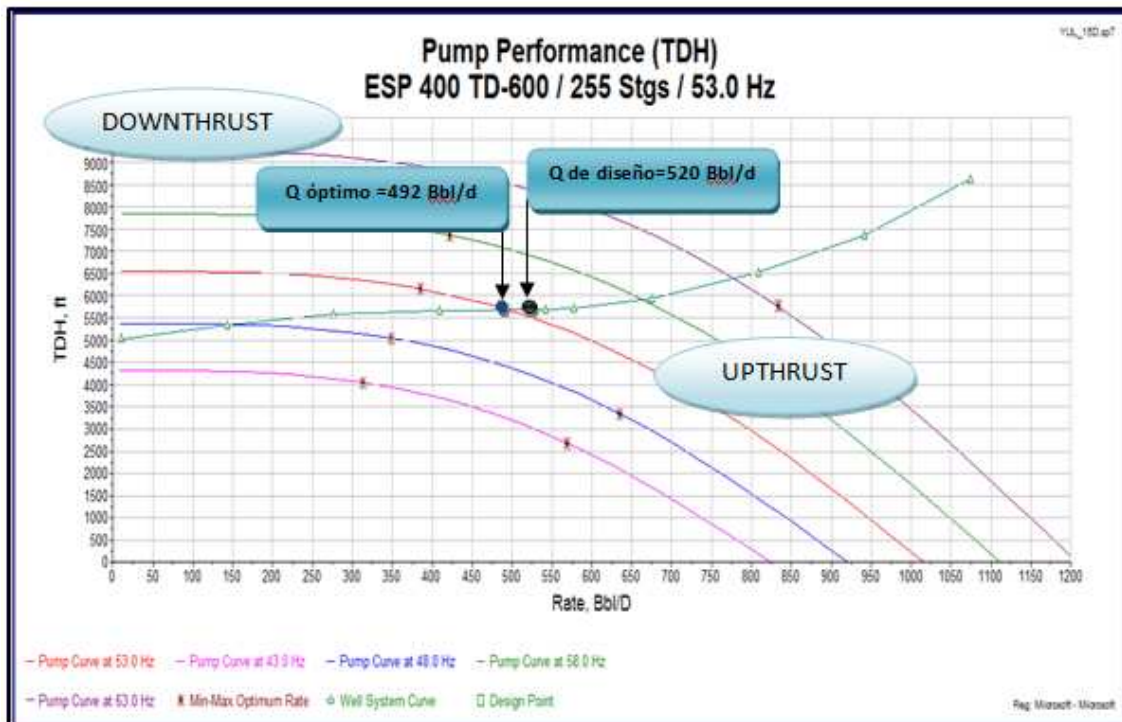


Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-15D (Opción 1)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la figura 4.35 se presenta las curvas de comportamiento de la bomba (TDH) a distintas frecuencias de operación, el equipo BES diseñado opera dentro del rango óptimo con una variación de 5,38 % con respecto al caudal óptimo de operación que es 492 BFPD

FIGURA 4. 35: DESEMPEÑO DE LA BOMBA (TDH), POZO YUL-15D



Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-15D (Opción 1)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

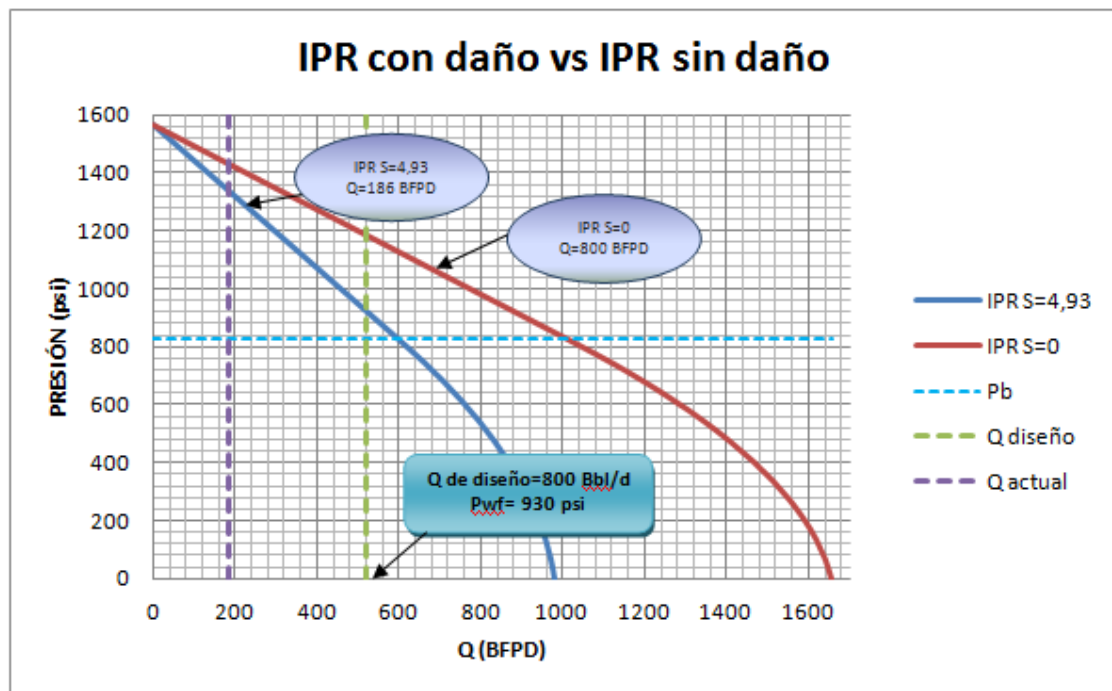
4.2.2.6.2 Opción 2 para el pozo YUL-15D

Se plantea el rediseño del equipo BES removiendo el daño en la formación. La última prueba de Build Up con fecha 21/12/2009 indica un daño de formación $S=4,93$, el índice de productividad es de 0,81, la eficiencia de flujo es de 0,59 y el $\Delta P_s=172$ psi lo que indica una obstrucción al flujo de fluido hacia el pozo, lo que ocasiona una caída de presión adicional en la cara del pozo. Sería recomendable en este caso realizar una estimulación ácida para eliminar el daño.

La Figura 4.36, indica la nueva curva de comportamiento del pozo (IPR) resultante de eliminar el daño de formación, el aumento de producción al eliminar el daño es muy significativo ya que el nuevo caudal de diseño es de $Q=800$ BFPD, lo que produce un aumento de producción de 614 BFPD, es decir un aumento de 602

BPPD a una P_{wf} de 930 psi, 100 psi por encima de la P_b para no tener problemas de manejo de gas.

FIGURA 4. 36: COMPORTAMIENTO DE LA CURVA IPR ACTUAL DEL POZO VS IPR CON REMOCIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN, POZO YUL-15D



Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-15D (Opción 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Con las nuevas condiciones del pozo YUL-15D, se procede a rediseñar el equipo BES tomando en cuenta la misma profundidad de asentamiento de la bomba para no tener problemas de presencia de gas en la BES.

En la tabla 4,18 de muestra os datos del pozo y del equipo BES que se eligió para el rediseño en la opción 2.

TABLA 4. 18: DATOS DE LA BES Y DEL POZO YUL-15D; OPCIÓN 2.

POZO YULEBRA_15D							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DEL BUILD UP		DATOS DEL FLUIDO	
ID. Casing (in)	6,276	Tipo de bomba	D950	Pr (psi)	1563	API	20
ID. Tubing (in)	2,992	Numero de etapas	120+245	Pwf (psi)	1319	BSW (%)	2
Profundidad bomba (ft)	9740	Frecuencia (Hz)	53	Q (BFPD)	335	GOR (scf/bbl)	114
Profundidad Perf. (ft)	9888	HP	77	IP	0,81	Gradiente (psi/ft)	0,4054
Profundidad Casing (ft)	10350	Voltaje	1465	SG water	1,05	Pb (psi)	830
Direccional	SI	Amperaje	35	SG gas	1,25	Q diseño (BFPD)	800
Arena productora	Ui	Skin	0	Pc	50	Ty (°F)	220

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la tabla 4.19 se muestran los parámetros de operación y desempeño del equipo BES, pozo YUL-15D

TABLA 4. 19: PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES; POZO YUL-15D (OPCIÓN 2)

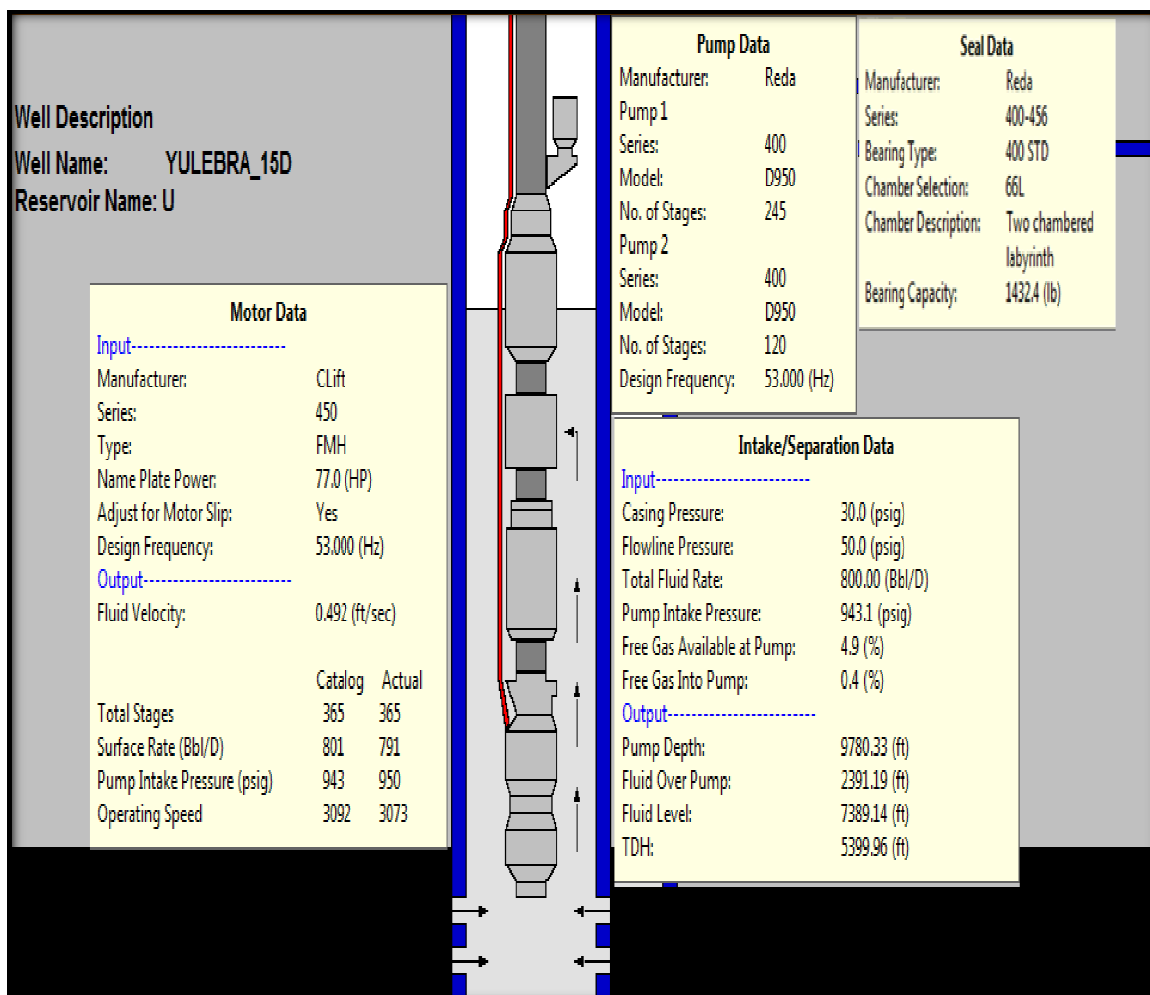
OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES	
FRECUENCIA (Hz)	53
OPERATION MOTOR LOAD @ DESIGN Hz (HP)	52,5
OPERATING SPEED MOTOR (RPM)	3073
OPERATING CURRENT (Amp)	30,4
PUMP EFFICIENCY (%)	60,5
MOTOR EFFICIENCY (%)	81,56
FLUIDO TOTAL EN SUPERFICIE O+W (Bbl/d)	790,95
AVERAGE PUMP FINAL FLUID (Bbl/d)	889,37
AVERAGE PUMP TOTAL RATE (Bbl/d)	878,62
FREE GAS BY VOLUME @ PUMP (%)	0.15
TOTAL DYNAMIC HEAD (ft)	5383,9
PUMP INTAKE PRESSURE (psi)	949,8
PUMP OPERATING POWER (HP)	49,2

Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-15D (Opción 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la figura 4.37 se muestran las especificaciones técnicas del equipo BES diseñado para el pozo YUL-15Da las nuevas condiciones de operación.

FIGURA 4. 37: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL EQUIPO BES, POZO YUL-15D (OPCIÓN 2)



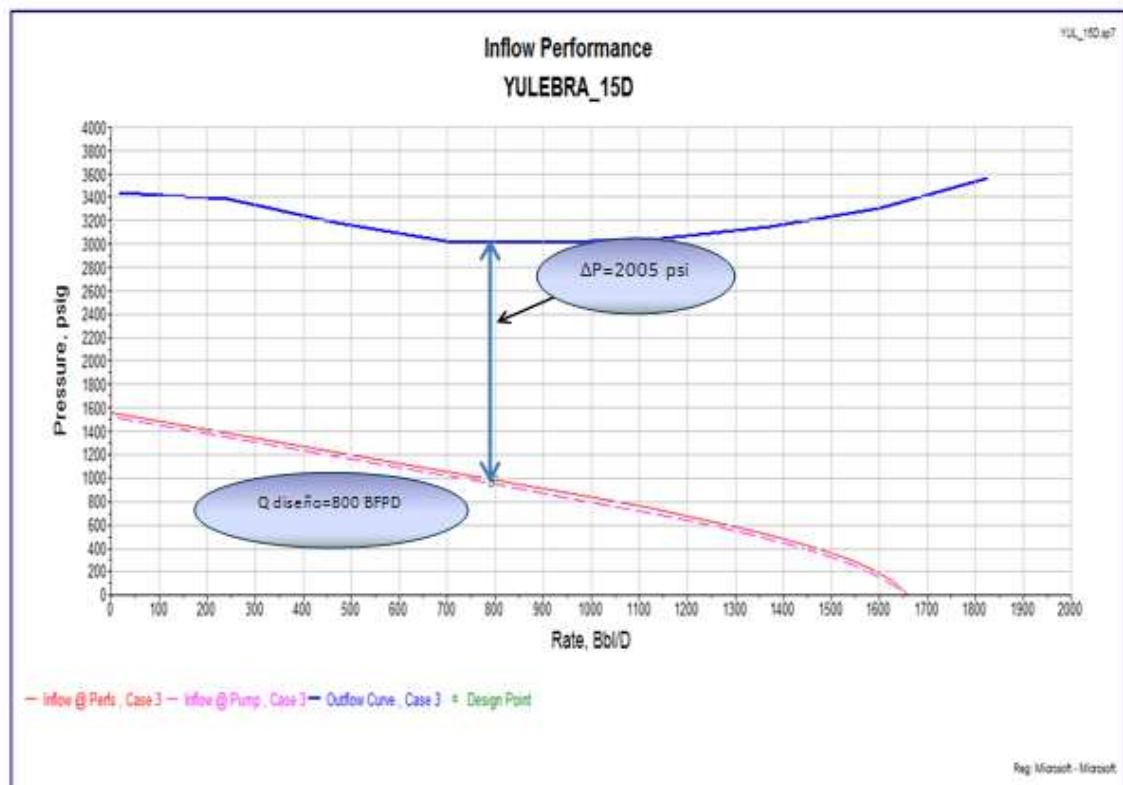
Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-15D (Opción 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Se ha seleccionado la bomba REDA D950 (120+145 etapas), opera dentro del rango operativo de diseño. La eficiencia de la bomba alcanza el 60,5 % lo que es una buena eficiencia.

En la figura 4.38 se presentan las curvas de presión de succión y descarga vs caudal de operación, además se nota que la presión requerida por el equipo diseñado para levantar el caudal de diseño (800 BFPD) hasta superficie es de 2005 psi.

FIGURA 4. 38: COMPORTAMIENTO INFLOW-OUTFLOW, POZO YUL-15D (OPCIÓN 2)

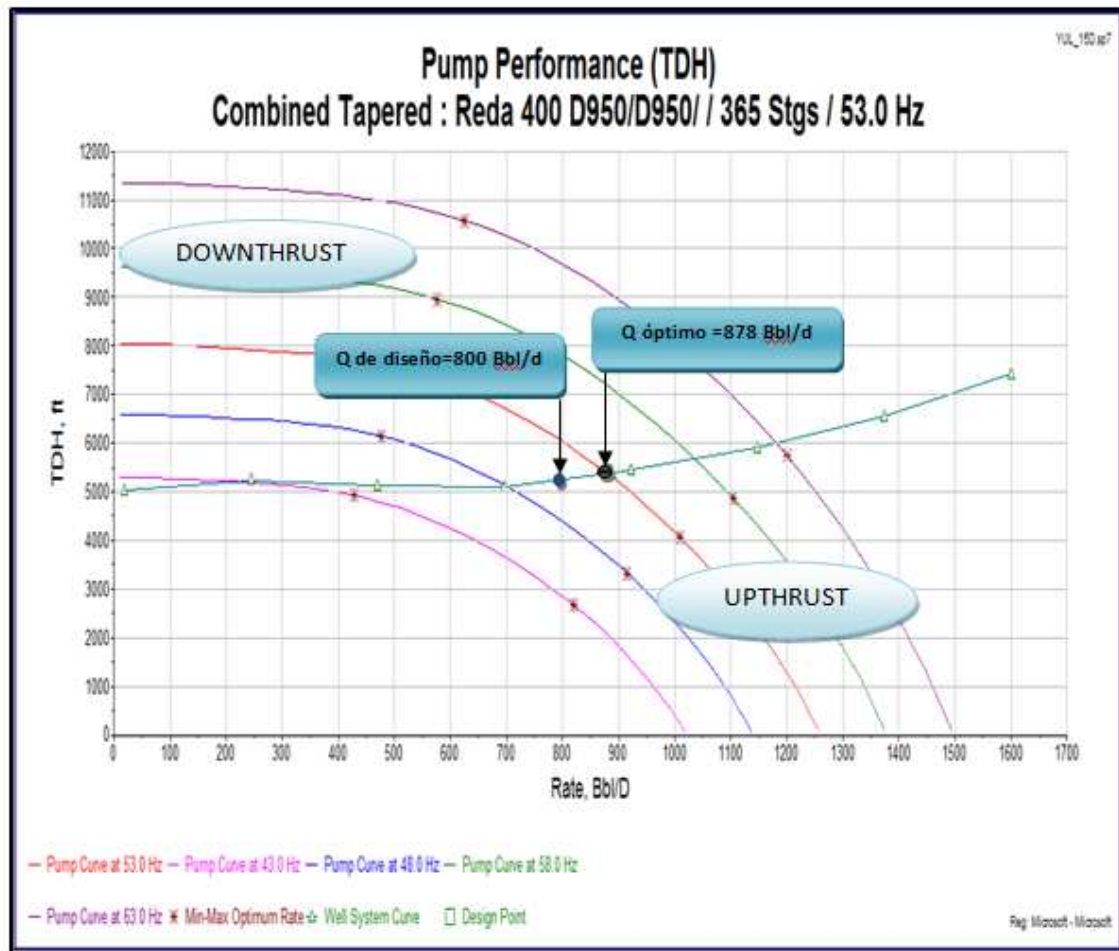


Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-15D (Opción 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la figura 4.39 se presenta las curvas de comportamiento de la bomba (TDH) a distintas frecuencias de operación, el equipo BES diseñado opera dentro del rango óptimo con una variación de 8.86% con respecto al caudal óptimo de operación que es 878 BFPD.

FIGURA 4. 39: DESEMPEÑO DE LA BOMBA (TDH), POZO YUL-15D



Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-15D (Opción 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

4.2.2.7 Propuesta Técnica Pozo YUL-16D.

El análisis nodal de este pozo indica que el equipo BES, se encuentra trabajando fuera del rango óptimo de operación, por debajo del límite mínimo, es decir que tiene un empuje descendente (DOWNTHRUST).

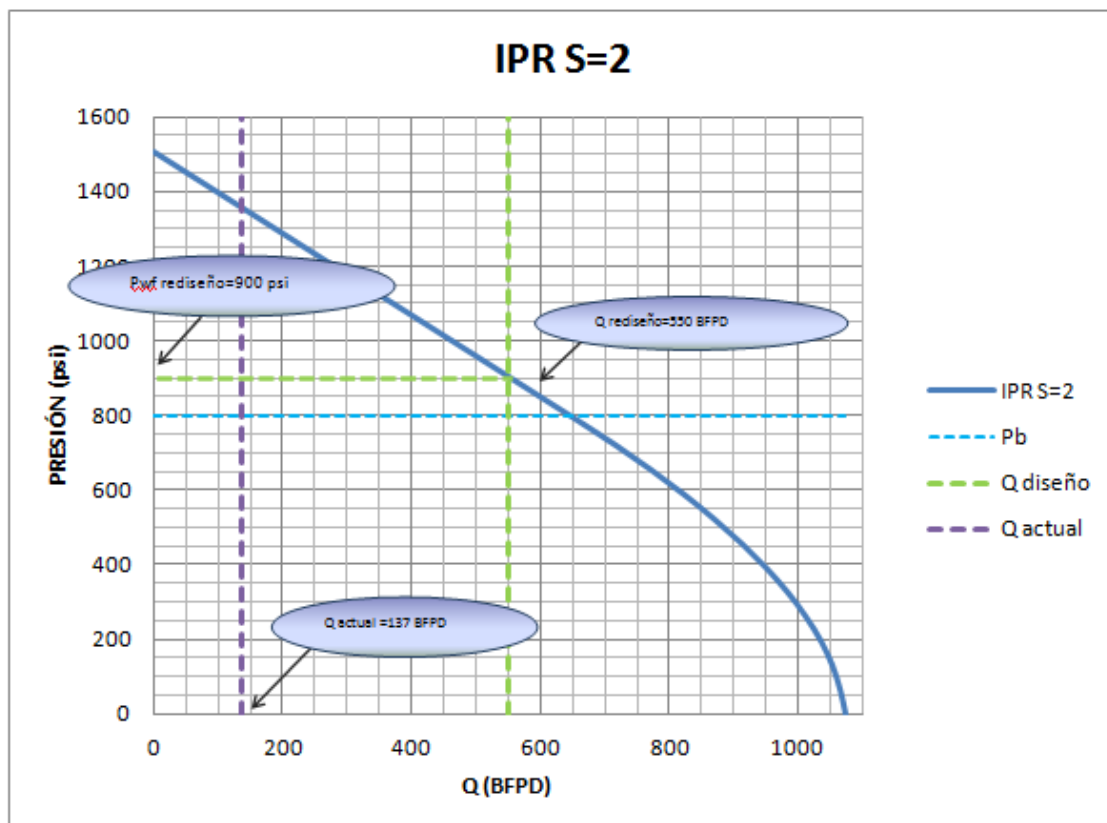
4.2.2.7.1 Opción 1 para el pozo YUL-16D

Se plantea el rediseño del equipo BES sin remover el daño en la formación. La Figura 4.40, indica la curva de comportamiento del pozo (IPR), el caudal actual de

producción de pozo es 137 BFPD y el caudal de diseño a una P_{wf} de 900 psi, 100psi por encima de la P_b , es de 550 BFPD.

Se observa que la bomba DN-725 está sobredimensionada para este pozo, por lo cual procedemos al rediseño del equipo BES.

FIGURA 4. 40: IPR ACTUAL DEL POZO YUL-16D SIN REMOVER EL DAÑO.



Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-16D (Opción 1)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

A las nuevas condiciones de presión de fondo, se produce 550 BFPD lo que supone un aumento de producción de 413 BFPD, es decir un aumento de producción neta de 330.4 BPPD.

Con las nuevas condiciones del pozo YUL-16D, se procede a rediseñar el equipo BES tomando en cuenta la misma profundidad de asentamiento de la bomba para no tener complicaciones con el manejo de gas en la BES.

En la tabla 4.20 se presentan los datos del equipo BES y del pozo considerados para el rediseño del equipo del pozo YUL-16D.

TABLA 4. 20: DATOS DEL POZO YUL-16D Y DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BES; OPCIÓN 1

POZO YULEBRA 16D							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DEL BUILD UP		DATOS DEL FLUIDO	
ID. Casing (in)	6,276	Tipo de bomba	FC650	Pr (psi)	1508	API	17,5
ID. Tubing (in)	2,992	Numero de etapas	160+140	Pwf (psi)	1060	BSW (%)	20
Profundidad bomba (ft)	9009	Frecuencia (Hz)	53	Q (BFPD)	409	GOR (scf/bbl)	131
Profundidad Perf. (ft)	9175	HP	48	IP	1,11	Gradiente (psi/ft)	0,3879
Profundidad Casing (ft)	9840	Voltaje	1104	SG water	1,05	Pb (psi)	800
Direccional	SI	Amperaje	30	SG gas	0,87	Q diseño (BFPD)	550
Arena Productora	BT	Skin	2	Pc	85	Ty (°F)	210

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la tabla 4.21 se presentan los parámetros de operación y desempeño de sistema BES diseñado, se puede observar que el motor y la bomba están trabajando en un rango alto de eficiencia.

TABLA 4. 21: PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES; POZO YUL-16D (OPCIÓN 1)

OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES	
FRECUENCIA (Hz)	53
OPERATION MOTOR LOAD @ DESIGN Hz (HP)	39,1
OPERATING SPEED MOTOR (RPM)	3054
OPERATING CURRENT (Amp)	28,3
PUMP EFFICIENCY (%)	56,8
MOTOR EFFICIENCY (%)	82,70
FLUIDO TOTAL EN SUPERFICIE O+W (Bbl/d)	530

Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-15D (Opción 1)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

CONTINUACIÓN TABLA 4.21: PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES; POZO YUL-16D

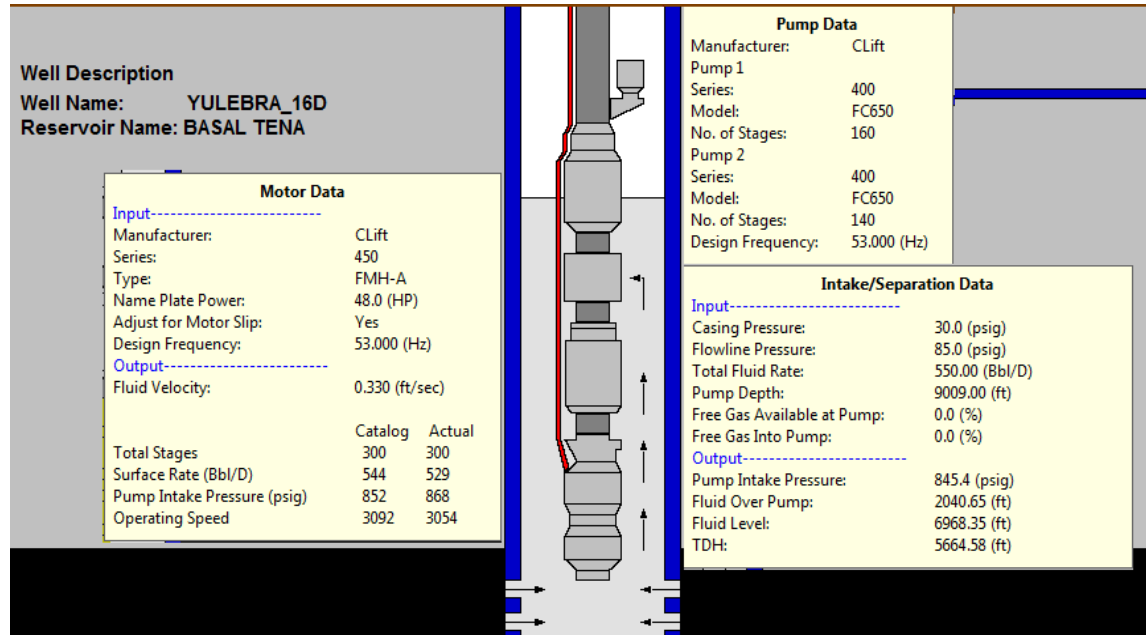
AVERAGE PUMP FINAL FLUID (Bbl/d)	573,21
AVERAGE PUMP TOTAL RATE (Bbl/d)	589,36
FREE GAS BY VOLUME @ PUMP (%)	0.0
TOTAL DYNAMIC HEAD (ft)	5638
PUMP INTAKE PRESSURE (psi)	868
PUMP OPERATING POWER (HP)	37,8

Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-16D (Opción 1)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la figura 4.41 se muestran las especificaciones técnicas del equipo BES diseñado para el pozo YUL-16D a las nuevas condiciones de operación.

FIGURA 4. 41: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL EQUIPO BES, POZO YUL-16D (OPCIÓN 1)



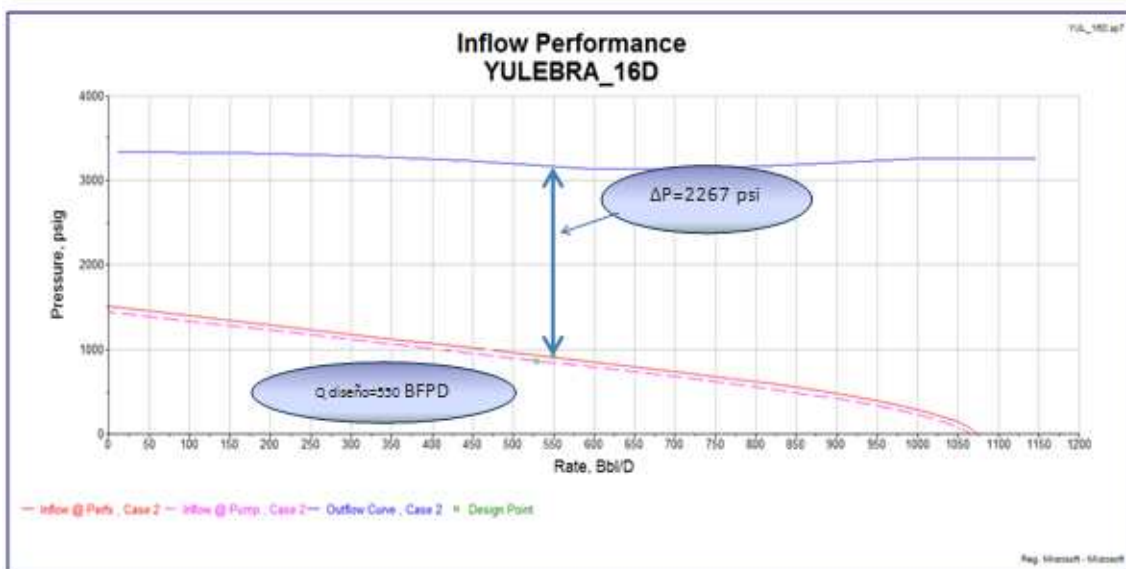
Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-15D (Opción 1)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Se ha seleccionado la bomba CENTIRILIFT FC650 (140+160), opera dentro del rango operativo de diseño. La eficiencia de la bomba alcanza el 56,8 % que es un valor aceptable de eficiencia.

En la figura 4.42 se presentan las curvas de presión de succión y descarga vs caudal de operación, además se nota que la presión requerida por el equipo diseñado para levantar el caudal de diseño (550 BFPD) hasta superficie es de 2267 psi.

FIGURA 4. 42: COMPORTAMIENTO INFLOW-OUTFLOW, POZO YUL-16D (OPCIÓN 1)

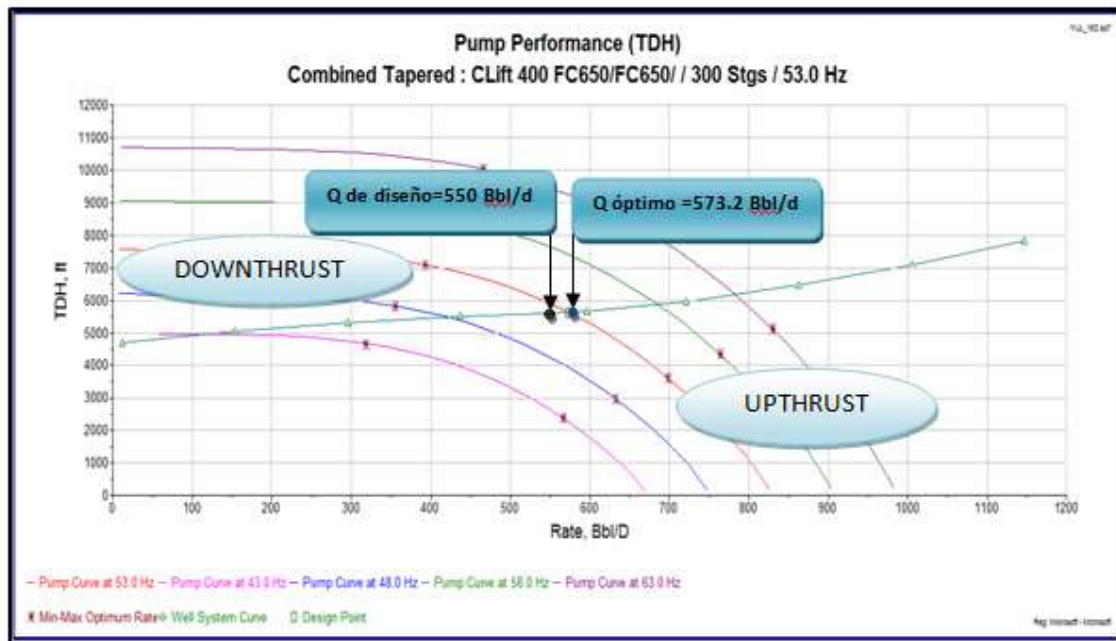


Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-16D (Opción 1)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la figura 4.43 se presenta las curvas de comportamiento de la bomba (TDH) a distintas frecuencias de operación, el equipo BES diseñado opera dentro del rango óptimo con una variación de 4,03 % con respecto al caudal óptimo de operación que es 573,1 BFPD

FIGURA 4. 43: DESEMPEÑO DE LA BOMBA (TDH), POZO YUL-16D



Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-16D (Opción 1)

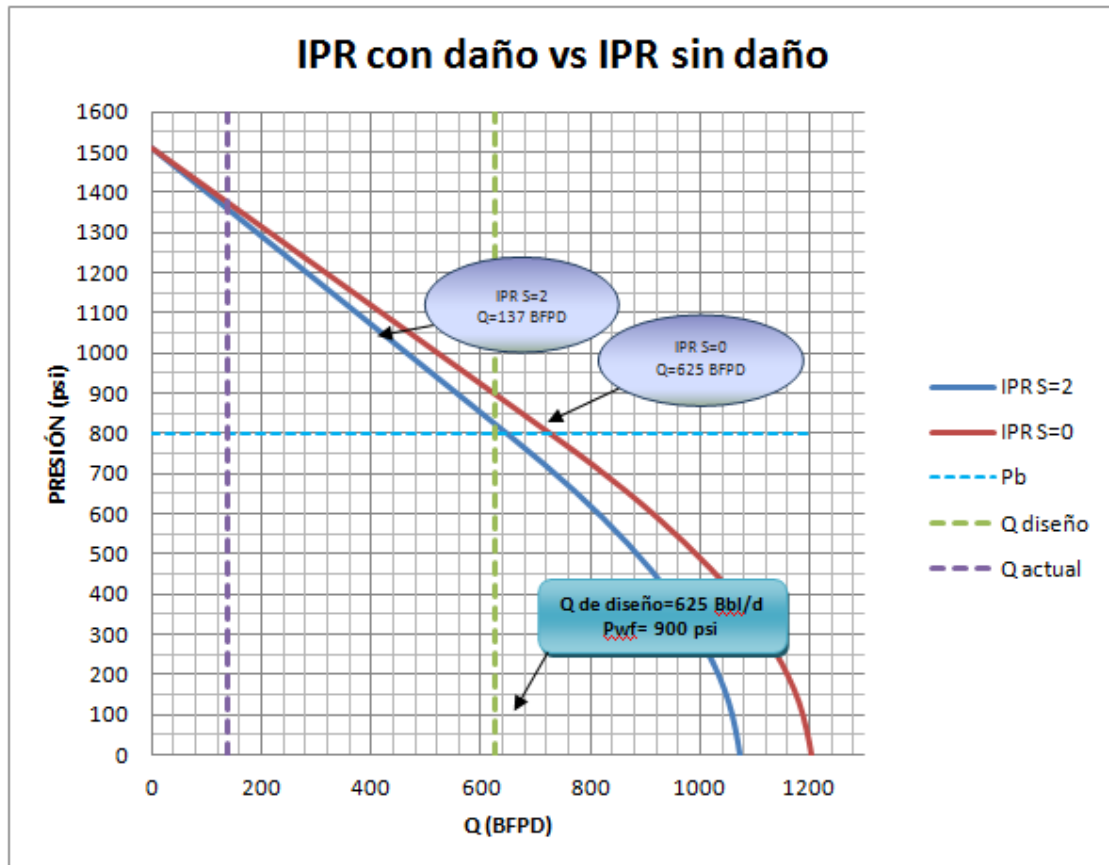
Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

4.2.2.7.2 Opción 2 para el pozo YUL-16D

Se plantea el rediseño del equipo BES removiendo el daño en la formación. La última prueba de Build up con fecha 27/02/2010 indica un daño de formación $S=2$, el índice de productividad es de 1,11 la eficiencia de flujo es de 0,59 y el $\Delta P_s=47,7$ psi lo que indica una mínima obstrucción al flujo de fluido hacia el pozo, lo que ocasiona una caída de presión muy pequeña en la cara del pozo.

La figura 4.44, indica la nueva curva de comportamiento del pozo (IPR) resultante de eliminar el daño de formación, el aumento de producción al eliminar el daño es de 488BFPD, ya que el nuevo caudal de diseño a una P_{wf} de 900 psi, 100 psi por encima de la P_b , para evitar problemas de manejo de gas en la bomba, es de $Q=625$ BFPD, el aumento de producción neta es de 391 BPPD respecto a las condiciones actuales.

FIGURA 4. 44: COMPORTAMIENTO DE LA CURVA IPR ACTUAL DEL POZO VS IPR CON REMOCIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN, POZO YUL-16D



Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-16D (Opción 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Con las nuevas condiciones del pozo YUL-16D, se procede a rediseñar el equipo BES tomando en cuenta la misma profundidad de asentamiento de la bomba para no tener complicaciones con manejo de gas en la BES.

En la tabla 4,22 de muestra Los datos del pozo y del equipo BES que se eligió para el rediseño en la opción 2.

TABLA 4. 22: DATOS DE LA BES Y DEL POZO YUL-16D; OPCIÓN 2.

POZO YULEBRA_16D							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DEL BUILD UP		DATOS DEL FLUIDO	
ID. Casing (in)	6,276	Tipo de bomba	DN725	Pr (psi)	1508	API	17,5
ID. Tubing (in)	2,992	Numero de etapas	170+170	Pwf (psi)	1108	BSW (%)	20
Profundidad bomba (ft)	9009	Frecuencia (Hz)	53	Q (BFPD)	409	GOR (scf/bbl)	131
Profundidad Perf. (ft)	9175	HP	54	IP	1,11	Gradiente (psi/ft)	0,3879
Profundidad Casing (ft)	9840	Voltaje	905	SG water	1,05	Pb (psi)	800
Direccional	SI	Amperaje	40	SG gas	0,87	Q diseño (BFPD)	625
Arena Productora	BT	Skin	0	Pc	85	Ty (°F)	210

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la tabla 4.23 se muestran los parámetros de operación y desempeño del equipo BES, pozo YUL-16D

TABLA 4. 23: PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES; POZO YUL-16D; (OPCIÓN 2).

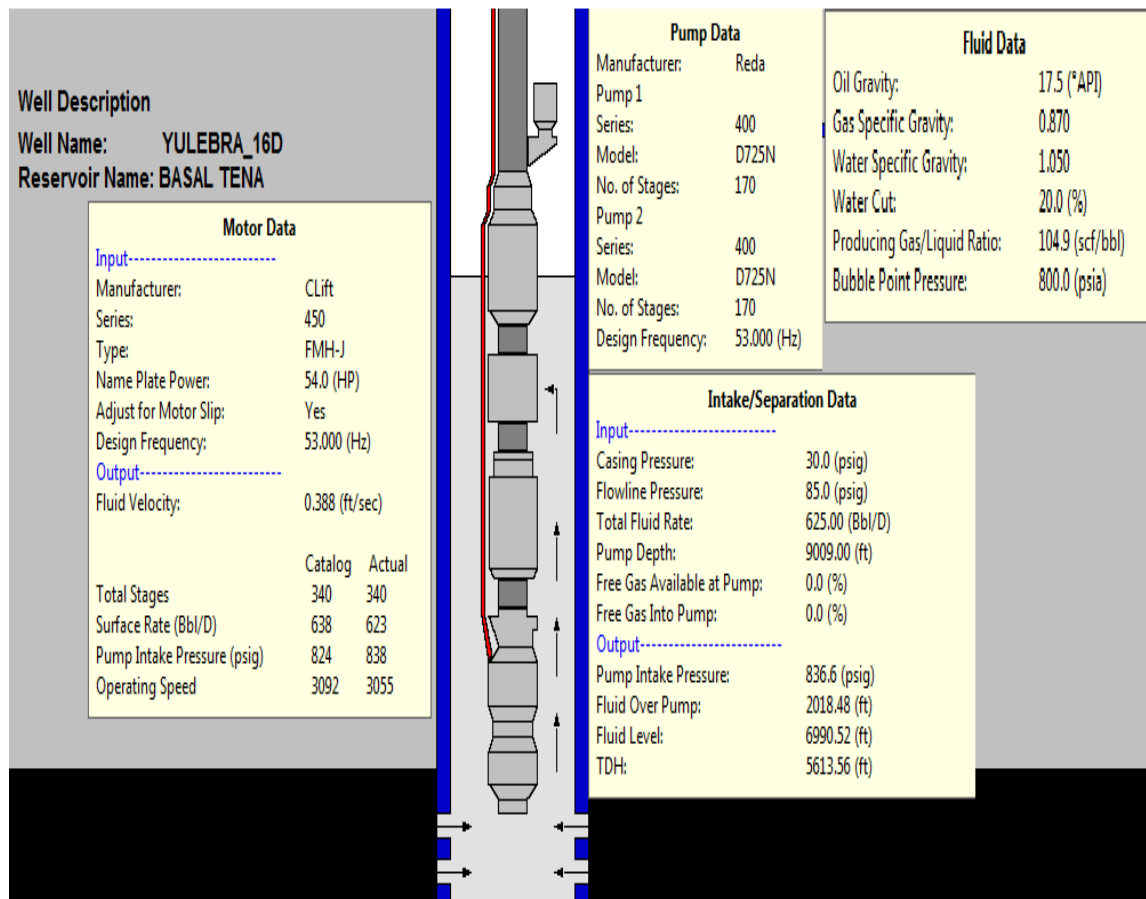
OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES	
FRECUENCIA (Hz)	53
OPERATION MOTOR LOAD @ DESIGN Hz (HP)	43,7
OPERATING SPEED MOTOR (RPM)	3055
OPERATING CURRENT (Amp)	37,6
PUMP EFFICIENCY (%)	59,7
MOTOR EFFICIENCY (%)	82,64
FLUIDO TOTAL EN SUPERFICIE O+W (Bbl/d)	623,76
AVERAGE PUMP FINAL FLUID (Bbl/d)	674,77
AVERAGE PUMP TOTAL RATE (Bbl/d)	690,6
FREE GAS BY VOLUME @ PUMP (%)	0.0
TOTAL DYNAMIC HEAD (ft)	5612
PUMP INTAKE PRESSURE (psi)	838,4
PUMP OPERATING POWER (HP)	42,2

Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-16D (Opción 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la figura 4.45 se muestran las especificaciones técnicas del equipo BES diseñado para el pozo YUL-16Da las nuevas condiciones de operación.

FIGURA 4. 45: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL EQUIPO BES, POZO YUL-16D (OPCIÓN 2)



Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-16D (Opción 2)

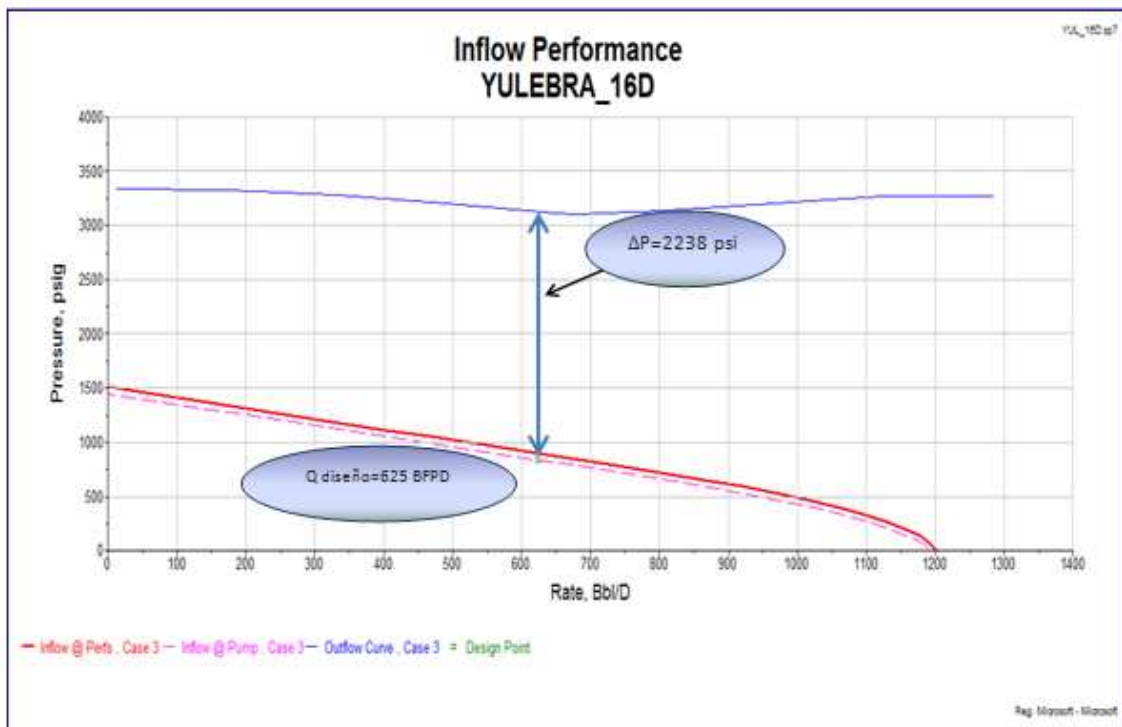
Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Se ha seleccionado la bomba REDA DN725 (170+170 etapas), opera dentro del rango operativo de diseño. La eficiencia de la bomba alcanza el 59,7 % lo que es una alta eficiencia de operación.

En la figura 4.46 se presentan las curvas de presión de succión y descarga vs caudal de operación, además se nota que la presión requerida por el equipo

diseñado para levantar el caudal de diseño (625 BFPD) hasta superficie es de 2238 psi.

FIGURA 4. 46: COMPORTAMIENTO INFLOW-OUTFLOW, POZO YUL-16D (OPCIÓN 2)

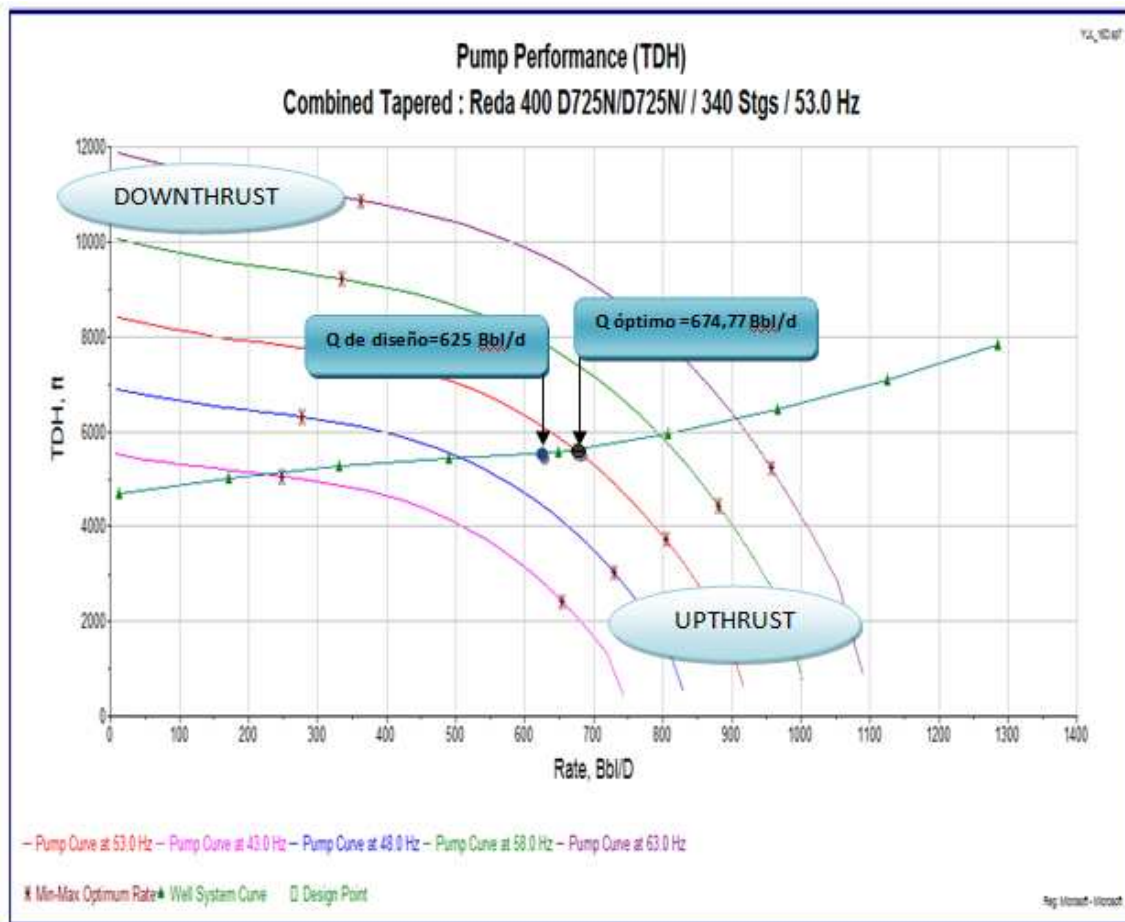


Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-16D (Opción 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 4.47 se presenta las curvas de comportamiento de la bomba (TDH) a distintas frecuencias de operación, el equipo BES diseñado opera dentro del rango óptimo con una variación de 7,37 % con respecto al caudal óptimo de operación que es 874,77 BFPD.

FIGURA 4. 47: DESEMPEÑO DE LA BOMBA (TDH), POZO YUL-16D



Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-16D (Opción 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

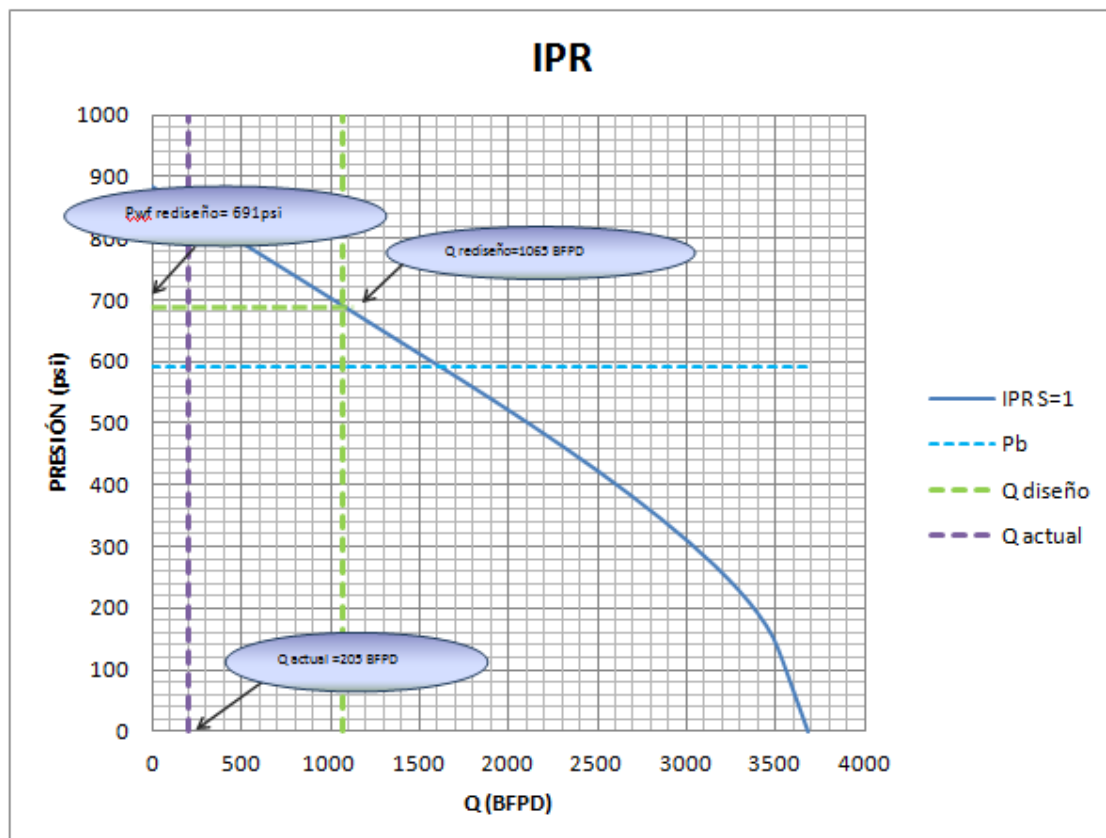
4.2.2.8 Propuesta Técnica Pozo YUL-19D.

El análisis nodal de este pozo indica que el equipo BES, se encuentra trabajando dentro del rango óptimo de operación, con una tendencia a operar por debajo del límite mínimo (DOWNTHRUST).

4.2.2.8.1 Opción 1 para el pozo YUL-19D

Se plantea el rediseño del equipo BES sin remover el daño en la formación. La Figura 4.48, indica la curva de comportamiento del pozo (IPR), el caudal actual de producción de pozo es 205 BFPD y el caudal óptimo es de 393 BFPD.

FIGURA 4. 48: IPR ACTUAL DEL POZO YUL-19D SIN REMOVER EL DAÑO.



Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-19D (Opción 1)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

De la curva IPR del pozo YUL-19D se establece un caudal de diseño de 1065 BFPD, el BSW del pozo es de 55%, lo que supone un aumento de producción de 860 BFPD, es decir un aumento de producción neta de 387 BPPD.

Con las nuevas condiciones del pozo YUL-19D, se procede a rediseñar el equipo BES tomando en cuenta la misma profundidad de asentamiento de la bomba para no tener complicaciones con manejo de gas.

En la tabla 4.24 se presentan los datos del equipo BES y del pozo considerados para el rediseño del equipo del pozo YUL-19D.

TABLA 4. 24: DATOS DEL POZO YUL-19D Y DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BES; OPCIÓN 1

POZO YULEBRA_19D							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DEL BUILD UP		DATOS DEL FLUIDO	
ID. Casing (in)	8,681	Tipo de bomba	GN1300	Pr (psi)	884	API	19
ID. Tubing (in)	2,992	Numero de etapas	221	Pwf (psi)	832	BSW (%)	55
Profundidad bomba (ft)	8976	Frecuencia (Hz)	53	Q (BFPD)	288	GOR (scf/bbl)	50
Profundidad Perf. (ft)	9161	HP	125	IP	0,461	Grad. (psi/ft)	0,4284
Profundidad Casing (ft)	9300	Voltaje	2425	SG water	1,03	Pb (psi)	591
Direccional	SI	Amperaje	32	SG gas	1,25	Q diseño (BFPD)	1065
Arena Productora	BT	Skin	1	Pc	150	Ty (°F)	206

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la tabla 4.25 se presentan los parámetros de operación y desempeño de sistema BES diseñado, se puede observar que el motor y la bomba están trabajando en un rango alto de eficiencia.

TABLA 4. 25: PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES; POZO YUL-19D; (OPCIÓN 1).

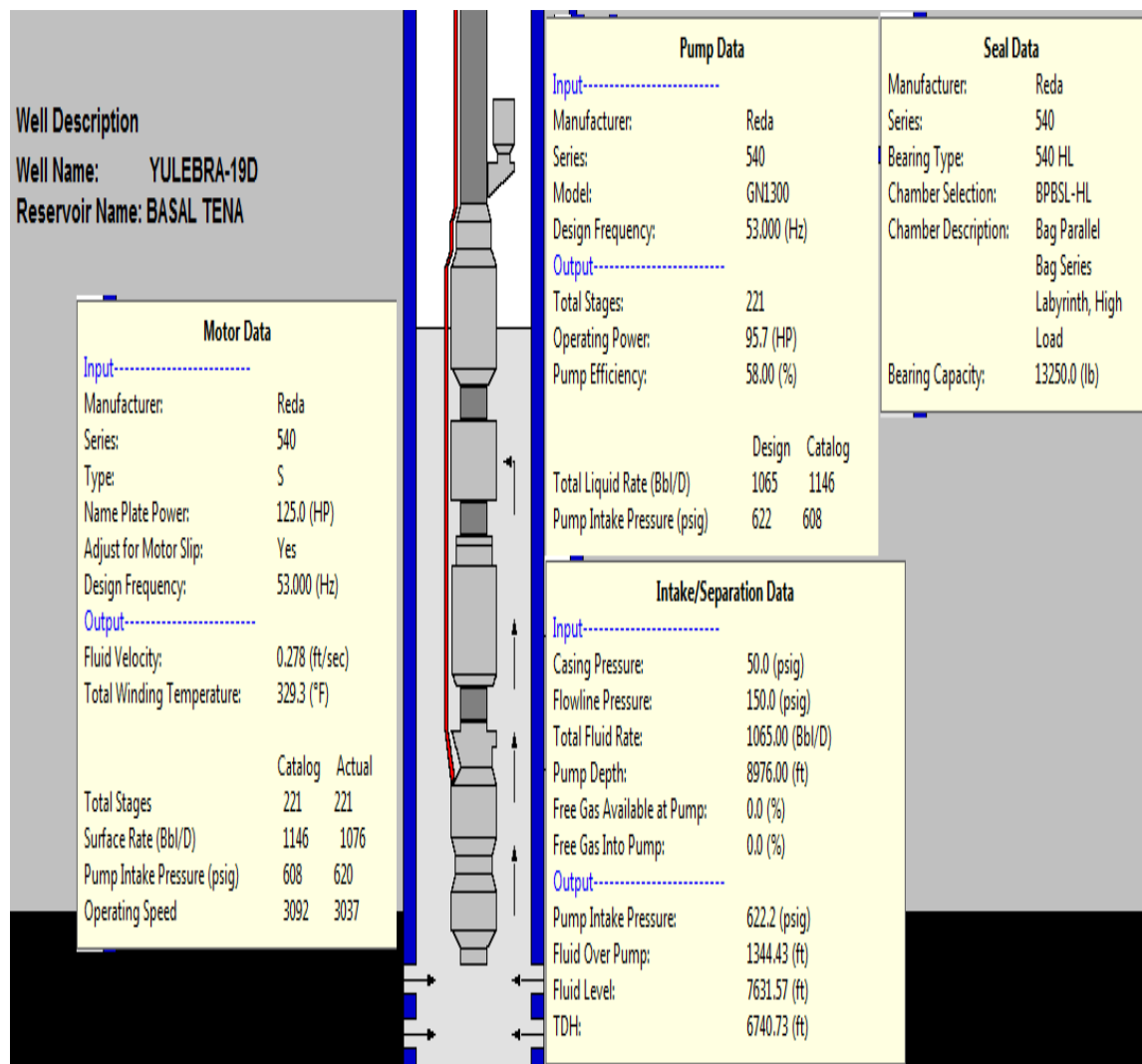
OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES	
FRECUENCIA (Hz)	53
OPERATION MOTOR LOAD @ DESIGN Hz (HP)	95,5
OPERATING SPEED MOTOR (RPM)	3038
OPERATING CURRENT (Amp)	27
PUMP EFFICIENCY (%)	58,3
MOTOR EFFICIENCY (%)	83,05
FLUIDO TOTAL EN SUPERFICIE O+W (Bbl/d)	1076,87
AVERAGE PUMP FINAL FLUID (Bbl/d)	1139,65
AVERAGE PUMP TOTAL RATE (Bbl/d)	1213,28
FREE GAS BY VOLUME @ PUMP (%)	0.0
TOTAL DYNAMIC HEAD (ft)	6782
PUMP INTAKE PRESSURE (psi)	620,1
PUMP OPERATING POWER (HP)	91,3

Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-19D (Opción 1)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 4.49 se muestran las especificaciones técnicas del equipo BES diseñado para el pozo YUL-16D a las nuevas condiciones de operación.

FIGURA 4. 49: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL EQUIPO BES, POZO YUL-19D (OPCIÓN 1)



Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-15D (Opción 1)

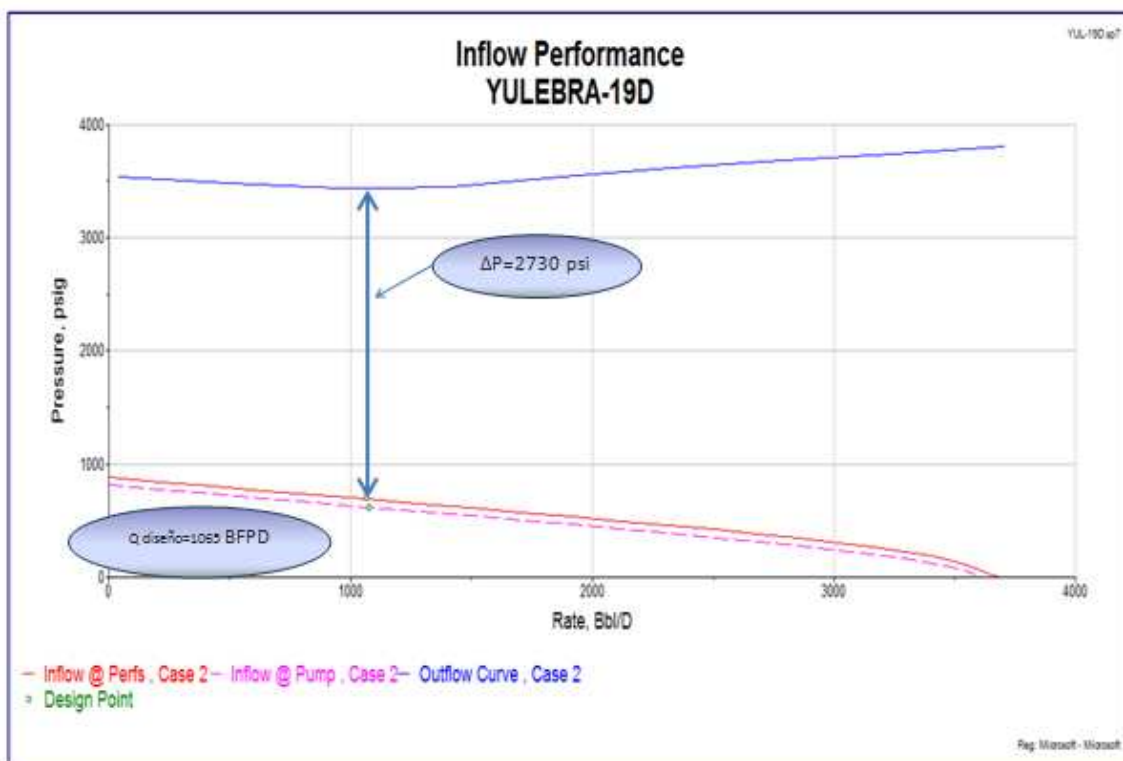
Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Se ha seleccionado la bomba CENTIRILIFTFC650 (140+160), opera dentro del rango operativo de diseño. La eficiencia de la bomba alcanza el 58,3 % que es un valor aceptable de eficiencia.

Una de las ventajas que se tiene al implementar una bomba de mayor diámetro, es que son más eficientes, más económicas y pueden manejar altos caudales de producción sin problema.

En la figura 4.50 se presentan las curvas de presión de succión y descarga vs caudal de operación, además se nota que la presión requerida por el equipo diseñado para levantar el caudal de diseño (1065BFPD) hasta superficie es de 2730 psi.

FIGURA 4. 50: COMPORTAMIENTO INFLOW-OUTFLOW, POZO YUL-19D (OPCIÓN 1)



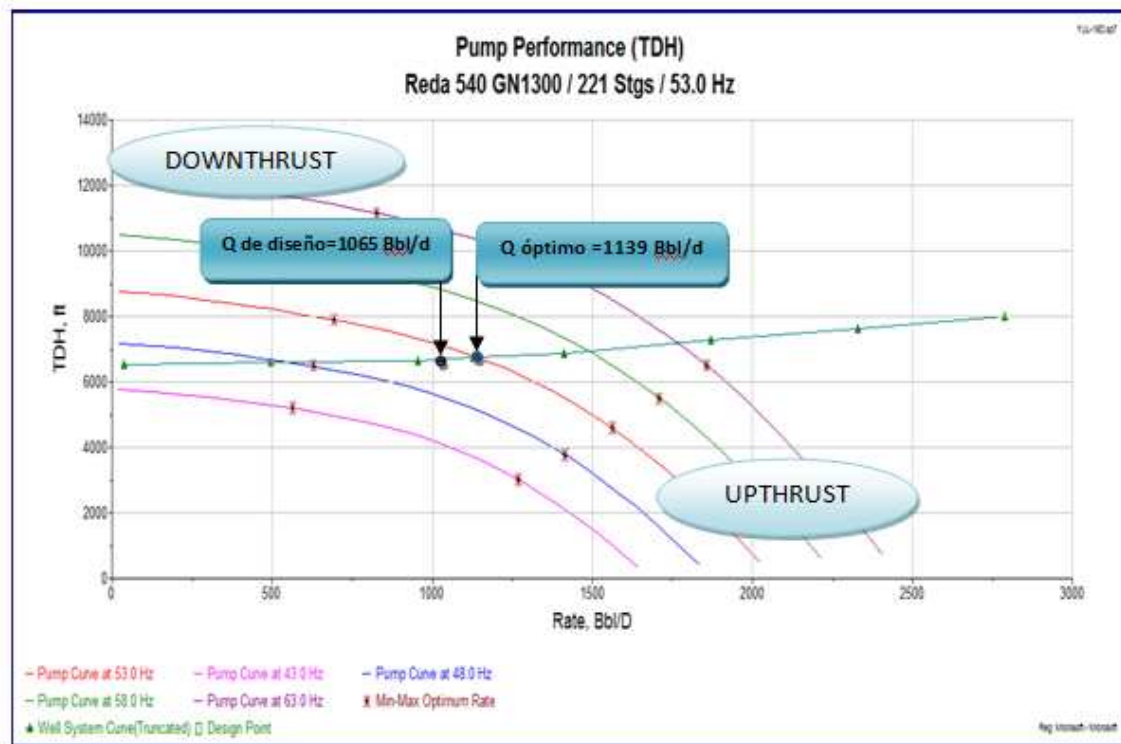
Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-19D (Opción 1)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la Figura 4.51 se presenta las curvas de comportamiento de la bomba (TDH) a distintas frecuencias de operación, el equipo BES diseñado opera dentro del rango

óptimo con una variación de 6,49 % con respecto al caudal óptimo de operación que es 1139 BFPD

FIGURA 4. 51: DESEMPEÑO DE LA BOMBA (TDH), POZO YUL-19D



Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-16D (Opción 1)

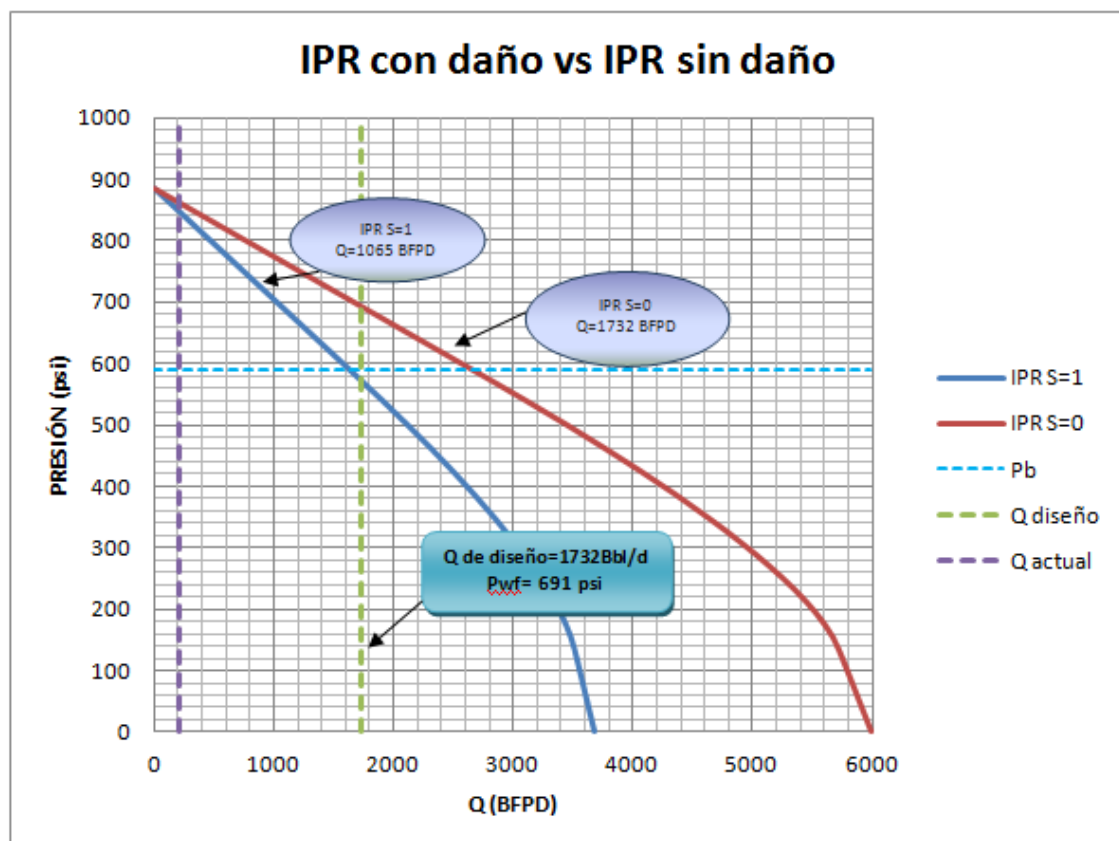
Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

4.2.2.8.2 Opción 2 para el pozo YUL-19D

Se plantea el rediseño del equipo BES removiendo el daño en la formación. La última prueba de Build Up con fecha 31/05/2012 indica un daño de formación $S=1$, el índice de productividad es de 5,57 la eficiencia de flujo es de 0,1 y $\Delta P_s=23$ psi lo que indica una obstrucción al flujo de fluido hacia el pozo, lo que ocasiona una caída de presión adicional en la cara del pozo. Sería recomendable en este caso realizar una estimulación ácida para eliminar el daño.

La Figura 4.52, indica la nueva curva de comportamiento del pozo (IPR) resultante de eliminar el daño de formación, el aumento de producción al eliminar el daño es muy significativo ya que el nuevo caudal de diseño es de $Q=800$ BFPD.

FIGURA 4. 52: COMPORTAMIENTO DE LA CURVA IPR ACTUAL DEL POZO VS IPR CON REMOCIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN, POZO YUL-15D



Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-15D (Opción 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la tabla 4.26 muestra los datos del pozo y del equipo BES que se eligió para el rediseño en la opción 2.

TABLA 4. 26: DATOS DE LA BES Y DEL POZO YUL-19D; OPCIÓN 2.

POZO YULEBRA_19D							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DEL BUILD UP		DATOS DEL FLUIDO	
ID. Casing (in)	8,681	Tipo de bomba	GS2300	Pr (psi)	884	API	19
ID. Tubing (in)	2,992	Numero de etapas	182	Pwf (psi)	852	BSW (%)	55
Profundidad bomba (ft)	8976	Frecuencia (Hz)	53	Q (BFPD)	288	GOR (scf/bbl)	50
Profundidad Perf, (ft)	9161	HP	184	IP	0,461	Grad. (psi/ft)	0,4284
Profundidad Casing (ft)	9300	Voltaje	2430	SG water	1,03	Pb (psi)	591
Direccional	SI	Amperaje	48	SG gas	1,25	Q diseño (BFPD)	1732
Arena Productora	BT	Skin	0	Pc	150	Ty (°F)	206

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la tabla 4.27 se muestran los parámetros de operación y desempeño del equipo BES, pozo YUL-15D

TABLA 4. 27: PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES; POZO YUL-19D (OPCIÓN 2)

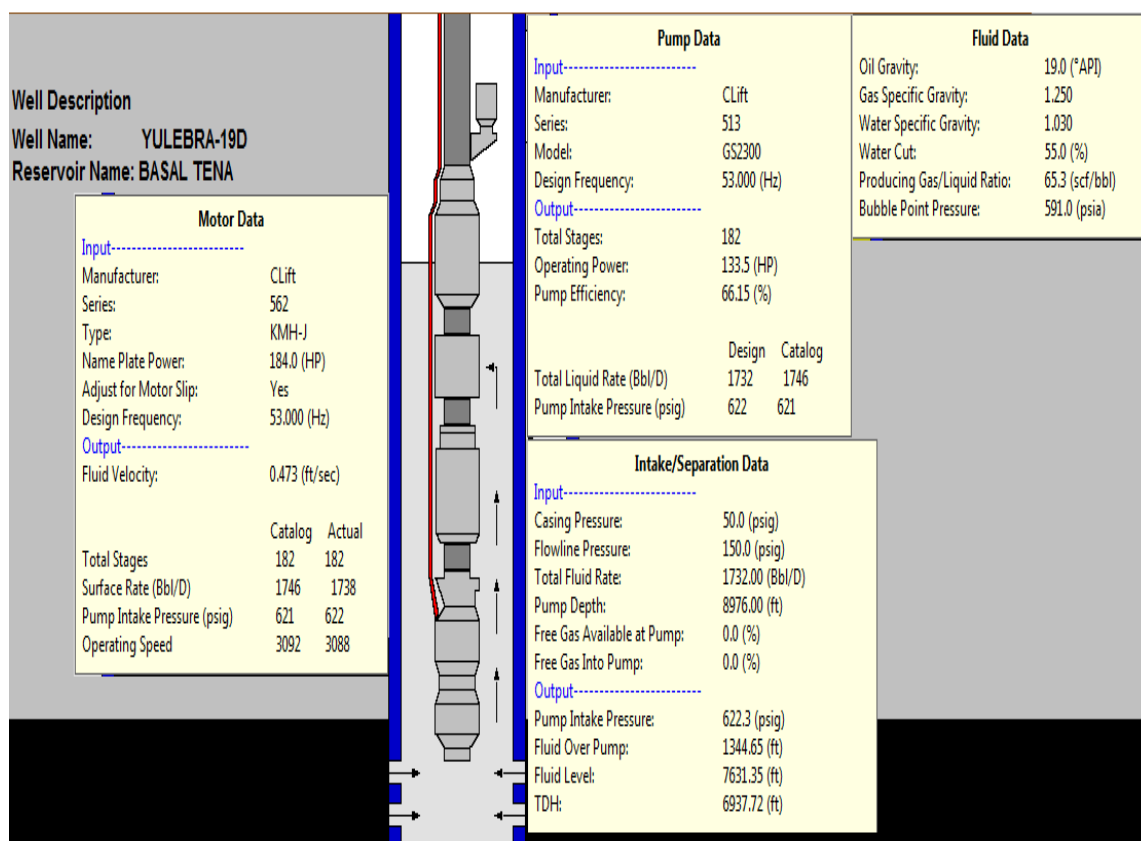
OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO BES	
FRECUENCIA (Hz)	53
OPERATION MOTOR LOAD @ DESIGN Hz (HP)	133,35
OPERATING SPEED MOTOR (RPM)	3088
OPERATING CURRENT (Amp)	40,6
PUMP EFFICIENCY (%)	66,3
MOTOR EFFICIENCY (%)	86,85
FLUIDO TOTAL EN SUPERFICIE O+W (Bbl/d)	1738,11
AVERAGE PUMP FINAL FLUID (Bbl/d)	1848,17
AVERAGE PUMP TOTAL RATE (Bbl/d)	1839,19
FREE GAS BY VOLUME @ PUMP (%)	0.0
TOTAL DYNAMIC HEAD (ft)	6945,14
PUMP INTAKE PRESSURE (psi)	620,7
PUMP OPERATING POWER (HP)	133,5

Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-15D (Opción 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la figura 4.53 se muestran las especificaciones técnicas del equipo BES diseñado para el pozo YUL-19Da las nuevas condiciones de operación.

FIGURA 4. 53: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL EQUIPO BES, POZO YUL-19D (OPCIÓN 2)



Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-19D (Opción 2)

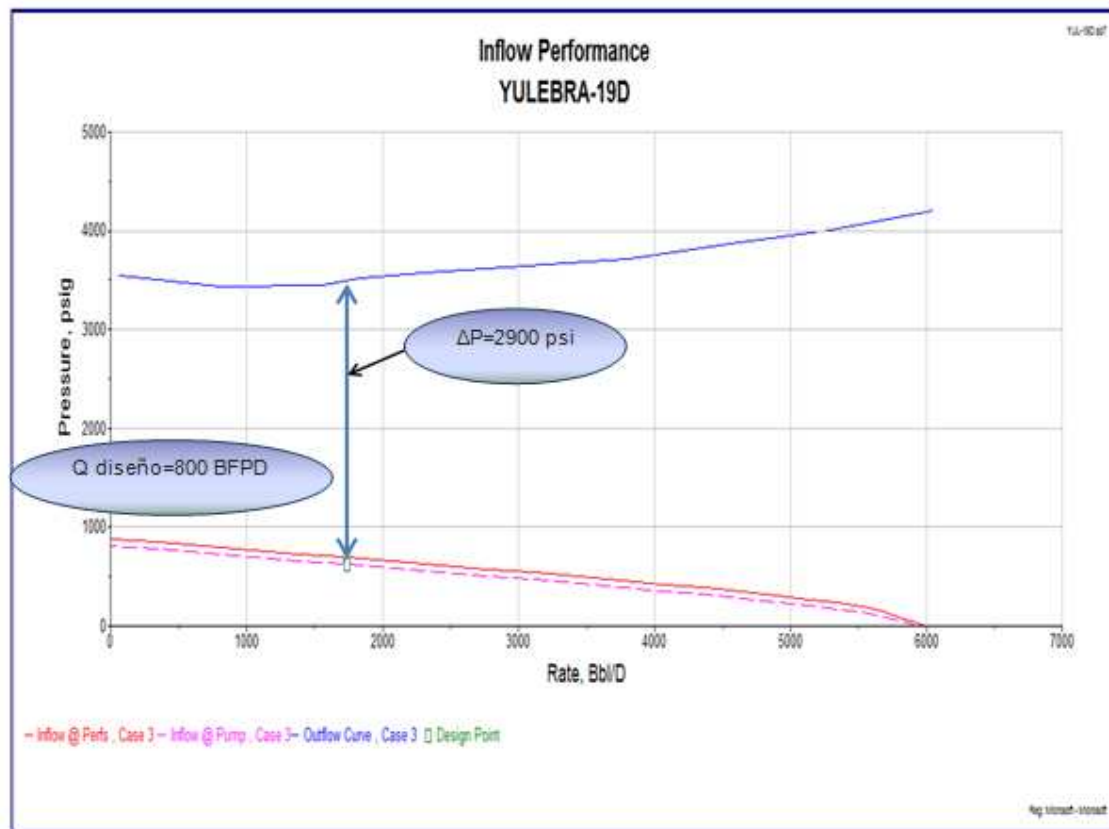
Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Se ha seleccionado la bomba CENTRILIFTGS 2300 (182 etapas), opera dentro del rango operativo de diseño. La eficiencia de la bomba alcanza el 66,3 % que es un valor de eficiencia muy bueno, al igual que la eficiencia del motor que es de 86.85%.

En la Figura 4.54 se presentan las curvas de presión de succión y descarga vs caudal de operación, además se nota que la presión requerida por el equipo

diseñado para levantar el caudal de diseño (1732 BFPD) hasta superficie es de 2900 psi.

FIGURA 4. 54: COMPORTAMIENTO INFLOW-OUTFLOW, POZO YUL-19D (OPCIÓN 2)

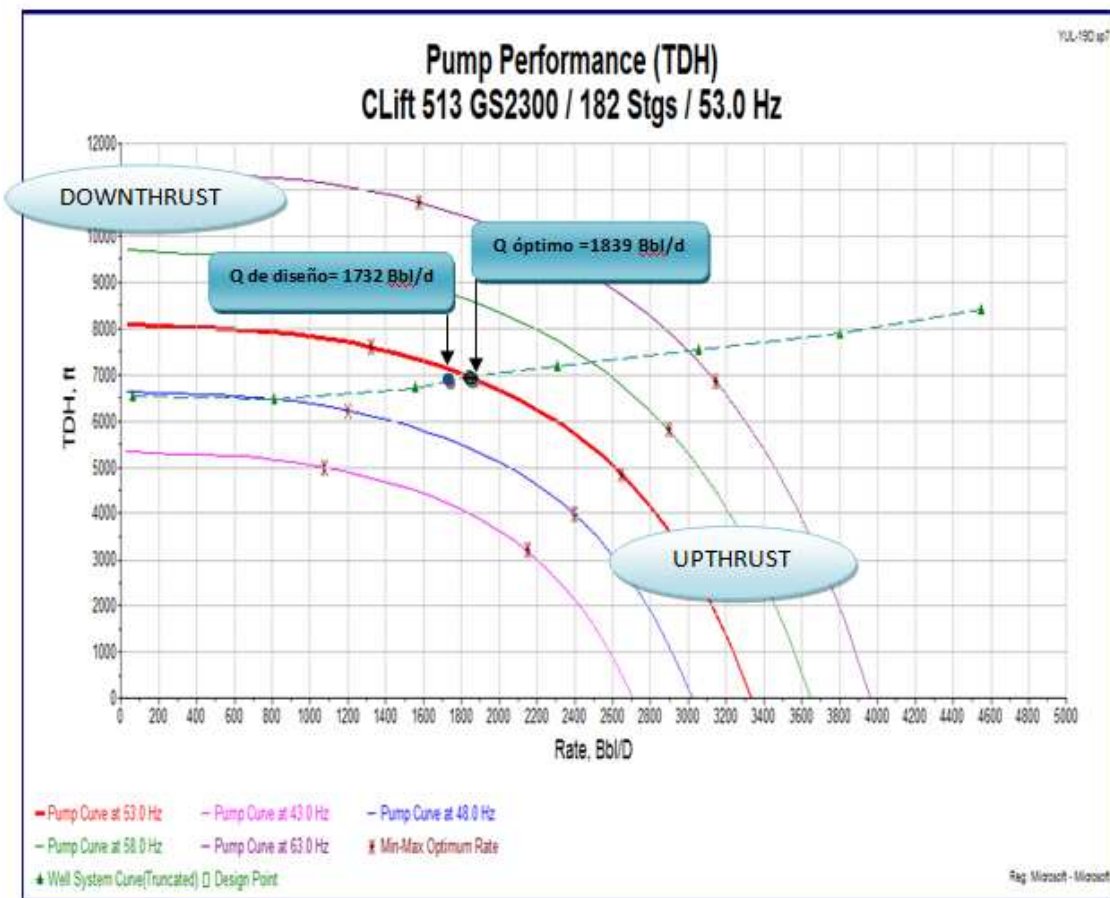


Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-19D (Opción 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la figura 4.55 se presenta las curvas de comportamiento de la bomba (TDH) a distintas frecuencias de operación, el equipo BES diseñado opera dentro del rango óptimo con una variación de 5,82% con respecto al caudal óptimo de operación que es 1839 BFPD.

FIGURA 4. 55: DESEMPEÑO DE LA BOMBA (TDH), POZO YUL-19D



Fuente: Software SubPUPM. Diseño YUL-19D (Opción 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

4.2.3 RESULTADOS DEL REDISEÑO

En la tabla 4.28 y en la tabla 4.29 se presentan la producción actual con fecha de cierre de estudio 30/12/2012, de los pozos seleccionados para su análisis y rediseño, se plantea también la producción resultante luego del rediseño y la diferencia de producción que se obtiene.

TABLA 4. 28: RESULTADOS DEL REDISEÑO OPCIÓN 1

OPCIÓN 1					
Pozo	PRODUCCIÓN AL 30/12/2012		PRODUCCIÓN LUEGO DEL REDISEÑO		INCREMENTO DE PRODUCCIÓN
	BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
ANA-06D	351,0	344,0	1100,0	1078,0	734,0
CUL-09D	210,0	182,7	625,0	543,8	361,1
CUL-15D	152,0	151,4	152,0	151,4	0,0
YUL-04	884,0	221,0	1762,0	440,5	219,5
YUL-09D	217,0	147,6	1480,0	1006,4	858,8
YUL-15D	186,0	182,3	520,0	509,6	327,3
YUL-16D	137,0	109,6	550,0	440,0	330,4
YUL-19D	205,0	51,3	1065,0	266,3	215,0
TOTAL	2342,0	1389,8	7254,0	4435,9	3046,1

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Capítulo IV del presente proyecto.

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

TABLA 4. 29: RESULTADOS DEL REDISEÑO OPCIÓN 2

OPCIÓN 2					
Pozo	PRODUCCIÓN AL 30/12/2012		PRODUCCIÓN LUEGO DEL REDISEÑO		INCREMENTO DE PRODUCCIÓN
	BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
ANA-06D	351,0	344,0	1600,0	1568,0	1224,0
CUL-09D	210,0	182,7	625,0	543,8	361,1
CUL-15D	152,0	151,4	152,0	151,4	0,0
YUL-04	884,0	221,0	3390,0	847,5	626,5
YUL-09D	217,0	147,6	2440,0	1659,2	1511,6
YUL-15D	186,0	182,3	800,0	784,0	601,7
YUL-16D	137,0	109,6	625,0	500,0	390,4
YUL-19D	205,0	51,3	1732,0	433,0	381,8
TOTAL	2342,0	1389,8	11364,0	6486,8	5097,1

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Capítulo IV del presente proyecto.

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

CAPITULO V

ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO

5.1 ANÁLISIS TÉCNICO

Al momento de realizar el análisis de los proyectos se debe constituir la técnica matemático – financiera y analítica, por medio de la cual determinamos los beneficios o pérdidas que se nos pueden presentar al pretender realizar una inversión o algún otro movimiento similar, en donde una de sus metas es obtener resultados que ayuden a facilitar la toma de decisiones referentes a actividades de inversión.

El estudio Técnico – Económico, se realiza en base a las ganancias que se estima obtener de la producción de los trabajos a realizar de la propuesta técnica plateada una vez hecho el respectivo estudio de los pozos intervenidos con sistemas BES del campo Culebra – Yulebra –Anaconda.

El incremento de la producción, se obtiene por el cambio de Bombas por otras de mayor capacidad aprovechando el índice de productividad que tienen los pozos, también del rediseño de las bombas luego de realizar trabajos de remoción de daño de formación que aumentan la productividad de los pozos. Esto permite aumentar la producción de petróleo actual del campo Culebra – Yulebra – Anaconda.

En la Tabla 5.1 y Tabla 5.2 se indica la estimación del aumento de producción en los pozos que hemos seleccionados.

TABLA 5. 1: ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN PARA LA PROPUESTA 1 EN LOS POZOS SELECCIONADOS (OPCIÓN 1).

Pozo	ÁREA	PRODUCCIÓN AL 30/12/2012					PRODUCCIÓN ESPERADA CON OPCIÓN 1			INCREMENTO DE PRODUCCIÓN		
		%API	BSW	BFPD	BPPD	BAPD	BFPD	BPPD	BAPD	BFPD	BPPD	BAPD
ANA-06D	ANACONDA	29,6	2,0	351,0	344,0	7,0	1100,0	1078,0	22,0	749,0	734,0	15,0
CUL-09D	CULEBRA	33,1	13,0	210,0	182,7	27,3	625,0	543,8	81,3	415,0	361,1	54,0
CUL-15D		18,8	0,4	152,0	151,4	0,6	152,0	151,4	0,6	0,0	0,0	0,0
YUL-04	YULEBRA	23,0	75,0	884,0	221,0	663,0	1762,0	440,5	1321,5	878,0	219,5	658,5
YUL-09D		22,0	32,0	217,0	147,6	69,4	1480,0	1006,4	473,6	1263,0	858,8	404,2
YUL-15D		20,0	2,0	186,0	182,3	3,7	520,0	509,6	10,4	334,0	327,3	6,7
YUL-16D		19,7	20,0	137,0	109,6	27,4	550,0	440,0	110,0	413,0	330,4	82,6
YUL-19D		19,0	75,0	205,0	51,3	153,8	1065,0	266,3	798,8	860,0	215,0	645,0
TOTAL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA									4912,0	3046,1	1865,9	

Fuente: Departamento de Producción Área Auca, Capítulo 4

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

TABLA 5. 2: ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN PARA LA PROPUESTA 1 EN LOS POZOS SELECCIONADOS (OPCIÓN 2).

POZO	ÁREA	PRODUCCIÓN AL 30/12/2012					PRODUCCIÓN ESPERADA CON OPCIÓN 2			INCREMENTO DE PRODUCCIÓN		
		%API	BSW	BFPD	BPPD	BAPD	BFPD	BPPD	BAPD	BFPD	BPPD	BAPD
ANA-06D	ANACONDA	29,6	2,0	351,0	344,0	7,0	1600,0	1568,0	32,0	1249,0	1224,0	25,0
CUL-09D	CULEBRA	33,1	13,0	210,0	182,7	27,3	625,0	543,8	81,3	415,0	361,1	54,0
CUL-15D		18,8	0,4	152,0	151,4	0,6	152,0	151,4	0,6	0,0	0,0	0,0
YUL-04	YULEBRA	23,0	75,0	884,0	221,0	663,0	3390,0	847,5	2542,5	2506,0	626,5	1879,5
YUL-09D		22,0	32,0	217,0	147,6	69,4	2440,0	1659,2	780,8	2223,0	1511,6	711,4
YUL-15D		20,0	2,0	186,0	182,3	3,7	800,0	784,0	16,0	614,0	601,7	12,3
YUL-16D		19,7	20,0	137,0	109,6	27,4	625,0	500,0	125,0	488,0	390,4	97,6
YUL-19D		19,0	75,0	205,0	51,3	153,8	1732,0	433,0	1299,0	1527,0	381,8	1145,3
TOTAL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA									9022,0	5097,1	3924,9	

Fuente: Departamento de Producción Área Auca, Capítulo 4

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

El objetivo de este capítulo es determinar la factibilidad económica del proyecto que estamos elaborando, así como la posibilidad efectiva de realizar la inversión en el proyecto con el menor riesgo y el mayor potencial de efectividad. Para esto, definiremos los niveles de ingresos y egresos que envuelve nuestro proyecto, también se realizará un análisis sistemático con la finalidad de encontrar el punto de inflexión económico del proyecto, lo que significa cómo y cuándo el proyecto es rentable para determinar la oportunidad de inversión.

El estudio económico se basa principalmente, en analizar inversiones, ingresos, egresos, el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR), las mismas que determinan la puesta en marcha de un proyecto y al mismo tiempo nos indica si es o no rentable.

Se dice que un proyecto es rentable cuando:

- El valor actual neto es mayor que cero.
- La tasa interna de retorno, es mayor a la tasa de actualización.

El valor actual neto (VAN) es igual a la suma de los fluidos de caja actualizados de cada mes, y la tasa interna de retorno (TIR) es la tasa de rendimiento por periodo con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda actual.

5.2.1 MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS

Existen diferentes métodos de análisis para la evaluación de proyectos, de los cuales nosotros utilizaremos los siguientes:

- Valor actual neto.
- Tasa interna de retorno.
- Relación Costo/Beneficio.

Utilizaremos estos tres métodos ya que son los más utilizados y flexibles para la evaluación de proyectos.

5.2.1.1 Valor Actual Neto (VAN)

Se entiende como valor actual neto a la diferencia entre los ingresos y egresos actualizados al periodo actual. Este procedimiento nos permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. Este proceso consiste en actualizar mediante una tasa todos los flujos de caja futuros del proyecto. A dicho valor se le resta la inversión inicial, de este modo el valor obtenido será el valor actual neto del proyecto.

Como se trata de un método que toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo, los ingresos futuros esperados, como también los egresos deben ser actualizados a la fecha de inicio del proyecto.

La tasa de interés que se usa para actualizar se denomina “tasa de descuento”.

La tasa de descuento es fijada por la persona que evalúa el proyecto de inversión. Para lo cual el cálculo del Van se determina con la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FCN_k}{(1+i)^k}$$

Que en su forma individual se expresa: $VAN = VP * (1+i)^k$

Donde:

VP = valor presente.

VF = valor futuro.

FNC= flujo neto de caja.

i = tasa de actualización.

n = período de análisis.

Se realiza la sumatoria de los valores actualizados de los ingresos obtenidos o del flujo de caja y se resta la inversión.

Una vez obtenido el VAN tenemos los siguientes criterios para aceptar o rechazar el proyecto:

- Si **VAN > 0** (positivo) se acepta el proyecto
- Si **VAN = 0** solo recupero la inversión
- Si **VAN < 0** (negativo) no se acepta el proyecto

5.2.1.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

En este método se descuentan los flujos de cada período para determinar su valor neto en el momento de tomar decisiones, con esto tenemos la posibilidad de evaluar sobre la misma base de tiempo los beneficios y gastos que ocurren en períodos diferentes, para así determinar su rentabilidad.

Podemos también definir la TIR como la tasa de interés con la cual el valor actual neto o valor presente neto es igual a cero. El VAN es calculado a partir del flujo de caja anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente.

La TIR es la suma de los flujos netos descontados de cada periodo, desde el origen considerándose del el año inicial hasta el último año.

Para la búsqueda de la tasa de descuento que iguale los flujos positivos con los negativos, se recurre al método de prueba y error, hasta encontrar la tasa que satisfaga esta condición. Comúnmente se asigna la tasa intuitivamente y se aplica una y otra vez, hasta que se percibe que el resultado es cercano al valor del flujo original (negativos, puesto que corresponde a la suma de egresos que se efectúan durante el proceso de inversión).

Para determinar el valor correspondiente al TIR aplicamos la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FCN_k}{(1 + TIR)^k} - I_0$$

Donde:

I_0 = Inversión a realizarse en el período “cero”.

FNC = Flujo neto de caja.

n = período de análisis.

Una vez obtenido el TIR tenemos los siguientes criterios para aceptar o rechazar el proyecto:

- Si **TIR** > **i**, acepto el proyecto
- Si **TIR** < **i**, no acepta el proyecto

5.2.1.3 Relación Costo / Beneficio (RCB)

Esta relación nos muestra de forma clara la rentabilidad de un proyecto considerando los ingresos generados, los gastos y la inversión, todos calculados en el período de la inversión.

Para determinar el valor correspondiente al RCB aplicamos la siguiente fórmula:

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

Una vez obtenido el RCB tenemos los siguientes criterios para aceptar o rechazar el proyecto:

- Si **RCB** > **1** es aceptable (los ingresos son mayores que los egresos).
- Si **RCB** = **1** Es indiferente (los ingresos son iguales a los egresos).
- Si **RCB** < **1** No es aceptable (los ingresos son menores que los egresos)
- En el análisis económico se utiliza la ecuación de declinación exponencial para obtener los caudales en los diferentes meses de evaluación del proyecto:

$$q = q_1 e^{x*t}$$

Donde:

Q = caudal esperado a cierto período de tiempo (t) [BFPD]

q1 = caudal inicial [BFPD]

x = porcentaje de declinación anual del Área

t = tiempo al cual se desea calcular el nuevo caudal [años]

5.2.2 COSTOS E INVERSIÓN DEL PROYECTO

Tomaremos en cuenta para este proyecto varios aspectos inherentes para el cambio de bombas y trabajos de remoción de daño de formación, a más de los aspectos técnicos analizados en este estudio, cada uno de estos rubros representan inversiones que deben realizarse antes de la producción de los pozos.

Los costos estimados para realizar los trabajos de reacondicionamiento para cambio de bomba BES y trabajos de remoción de daño en la formación de los pozos que hemos seleccionados para la OPCIÓN1 y la OPCIÓN 2, se detallan a continuación en la Tabla 5.3 y Tabla 5.4 respectivamente.

Los costos aquí presentados son estimaciones que hemos hecho así como también estimamos los tiempos de operación a partir de trabajos similares realizados en otros pozos, con esto queremos dar a entender que alguno de ellos puede encontrarse sobredimensionado.

TABLA 5. 3: COSTOS ESTIMADOS PARA CAMBIOS DE BOMBA ELECTROSUMERGIBLE EN LOS POZOS SELECCIONADOS (OPCIÓN 1)

RUBRO	Costo	Unidad	Cantidad	Total
	Unitario			
Transporte terrestre	10000	Global	1	10000
Inspección de casing	21000	Pozo	1	21000
Equipo en operación torre W.O	10000	Día	7	120000
Equipo Movilización	17000	Hora	1	17000
Brocas, Rimadores, Ampliadores		Global		18000
Fluido de Control y Completación	33	Bls. de fluido	700	23100
Herramientas Desvíos				4000
ESP sencilla Nueva	525000	Global	1	525000
Spooler	5000	Global	1	5000
Slick Line		Global		10000
Wellintegrity test	10000	Global	1	10000
Otros equipos (Packers, Nipples,)	88000	Pozo	1	88000
Protectores	43000	Global	1	43000
Equipo Cabeza de pozo	46000	Pozo	1	46000
Contingencia (+ / - 20%)				70000
COSTO TOTAL, SIN SQZ NI MOLER CIBP				1010100

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos, Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Alex Solís

TABLA 5. 4: COSTOS ESTIMADOS PARA CAMBIOS DE BOMBA ELECTROSUMERGIBLE Y COSTO DE REMOCIÓN DE DAÑO EN LOS POZOS SELECCIONADOS (OPCIÓN 2)

RUBRO	Costo Unitario	Unidad	Cantidad	Total
Transporte terrestre	10000	Global	1	10000
Inspección de casing	21000	Pozo	1	21000
Equipo en operación torre W.O	10000	Día	12	120000
Equipo Movilización	17000	Hora	1	17000
Brocas, Rimadores, Ampliadores		Global		18000
ACIDIFICACIÓN MATRICIAL	75000	Global	1	75000
COILED TUBING	20000	Global	1	20000
Fluido de Control y Completación	33	Bls. De fluido	700	23100
Herramientas Desvíos				4000
ESP sencilla Nueva	525000	Global	1	525000
Spooler	5000	Global	1	5000
CEMENTACIÓN	32000	Global	1	32000
Slick Line		Global	1	10000
RECAÑONEO DE INTERVALOS	15000	Global	1	15000
Otros equipos (Packers, Nipples,)	88000	Pozo	1	88000
Protectores	43000	Global	1	43000
Equipo Cabeza de pozo	46000	Pozo	1	46000
Contingencia (+ / - 20%)				70000
COSTO TOTAL, SIN SQZ NI MOLER CIBP				1142100

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos, Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Alex Solís

En la Tabla 5.5 se presenta el costo por los pozos intervenidos y el costo total o inversión inicial, también se detalla: el costo total por pozo, la producción a recuperarse y los días estimados para realizar los reacondicionamientos propuestos.

A 1 año de iniciado el proyecto, se realiza una nueva inversión igual a la inicial, con la finalidad de mantenimiento y reparación de equipos BES.

TABLA 5. 5: COSTOS OPERATIVOS DE REACONDICIONAMIENTO DE LOS POZOS SELECCIONADOS.

POZOS	REACONDICIONAMIENTO		INCREMENTO DE PRODUCCION ESTIMADA (BPPD)		COSTO REFERENCIAL ESTIMADO (BPPD)	
	PROPUESTA 1	PROPUESTA 2	PROPUESTA 1	PROPUESTA 2	PROPUESTA 1	PROPUESTA 2
ANA-06D	OPCIÓN 1	OPCIÓN 2	734,0	1224,0	1010100	1142100
CUL-09D	OPCIÓN 1	OPCIÓN 2	361,1	361,1	1010100	1142100
CUL-15D	0	0	0,0	0,0	0	0
YUL-04	OPCIÓN 1	OPCIÓN 2	219,5	626,5	1010100	1142100
YUL-09D	OPCIÓN 1	OPCIÓN 2	858,8	1511,6	1010100	1142100
YUL-15D	OPCIÓN 1	OPCIÓN 2	327,3	601,7	1010100	1142100
YUL-16D	OPCIÓN 1	OPCIÓN 2	330,4	390,4	1010100	1142100
YUL-19D	OPCIÓN 1	OPCIÓN 2	215,0	381,8	1010100	1142100
TOTAL			3046	5097	7070700	7994700

Fuente: Tablas 5.1, 5.2, 5.3 y 5.4

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

5.2.3 INGRESOS

Los ingresos mensuales se obtienen multiplicando el valor del barril de petróleo por el número de barriles de petróleo producido en cada mes. Considerando que en el primer mes del proyecto no se tiene producción, por tanto la producción de los pozos intervenidos en el primer mes empezará a principios del segundo mes.

Para el cálculo de la producción por mes durante el tiempo que se realiza la evaluación económica se considera una declinación de producción del 1,083% mensual o 13% anual.

5.2.4 EGRESOS

Los egresos son la representación de la suma entre los costos operativos y los equipos a ser intervenidos, es decir el desembolso de dinero consecuente de los trabajos de reacondicionamiento realizados; dicha suma comprende costos de remoción de daño y costos de cambio de bomba electrosumergible. El monto de inversión es de 7.070.700 USD para la propuesta N° 1 y de 7.994.700 USD para la propuesta N° 2. Debemos tomar en cuenta que los pozos de este proyecto pueden necesitar intervenciones dentro del período de evaluación económica y costos de reacondicionamiento inesperados que no se incluyen en el proyecto.

5.2.5 CONSIDERACIONES TOMADAS EN EL ANÁLISIS ECONÓMICO

- Se selecciona para el análisis económico únicamente a los pozos en los cuales el aumento neto en la producción sea mayor a 200 BPPD.
- No consideramos la depreciación contable de los equipos debido a que no interviene los impuestos fiscales.
- No consideramos una posible devaluación monetaria durante el tiempo que tiene de duración el proyecto.
- Se estima una tasa de actualización mensual del 1%, así la tasa de actualización anual será del 12%.
- La estimación del costo operativo de producción por barril de petróleo es de 7,65 \$/bl.
- Para el análisis económico se toman en cuenta tres valores referenciales de precio del petróleo:
 - Precio por barril 82,71 USD, según EP PETROECUADOR del Crudo Oriente, para el año 2011.
 - Precio por barril 93,45 USD, según el Banco Central del Ecuador para febrero del 2013.
 - Precio por barril 109.68 USD, según la OPEP para el año 2013.
- La declinación de producción anual del campo es aproximadamente de 13%, lo que supone una declinación mensual de 1,083%
- Se utiliza equipos BES nuevos.

CONTINUACIÓN TABLA 5. 8: CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN MENSUAL PARA LA PROPUESTA N° 1

6	5	2081	845	2926	87769
7	6	2058	836	2894	86824
8	7	2036	827	2863	85888
9	8	2014	818	2832	84963
10	9	1993	809	2802	84047
11	10	1971	800	2771	83142
12	11	1950	792	2742	82246

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

NOTA: Aquí se incluye la declinación del 1,083% mensual

TABLA 5. 9: CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN MENSUAL PARA LA PROPUESTA N°2

Mes	Período	Producción de 4 pozos en entran a producir en el segundo mes (BPPD)	Producción de 3 pozos en entran a producir en el tercer mes (BPPD)	Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPD)
1	0	0	0	0	0
2	1	3723	0	3723	111696
3	2	3683	1374	5057	151710
4	3	3643	1359	5002	150075
5	4	3604	1344	4949	148458
6	5	3565	1330	4895	146858
7	6	3527	1316	4843	145276
8	7	3489	1301	4790	143711
9	8	3451	1287	4739	142162
10	9	3414	1274	4688	140631
11	10	3377	1260	4637	139115
12	11	3341	1246	4587	137616

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

NOTA: Aquí incluimos la declinación del 1,083% mensual.

5.2.7 PROPUESTA TÉCNICA PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

Establecemos posibles propuestas para la aplicación de las Opciones 1 y 2 realizadas en el capítulo 4 para elaborar el análisis económico.

- **Propuesta Técnica N° 1:** En este escenario se establece la aplicación de la Opción 1, rediseño del equipo BES sin remoción de daño de formación en los pozos: ANA-06D, CUL-09D, YUL-04, YUL-09D. YUL-15D, YUL-16D, YUL-19D.
- **Propuesta Técnica N° 2:** En este escenario se establece la aplicación de la Opción 2, rediseño del equipo BES con remoción de daño de formación en los pozos: ANA-06D, CUL-09D, YUL-04, YUL-09D. YUL-15D, YUL-16D, YUL-19D.

5.2.7.1 Análisis Económico – Propuesta Técnica N° 1

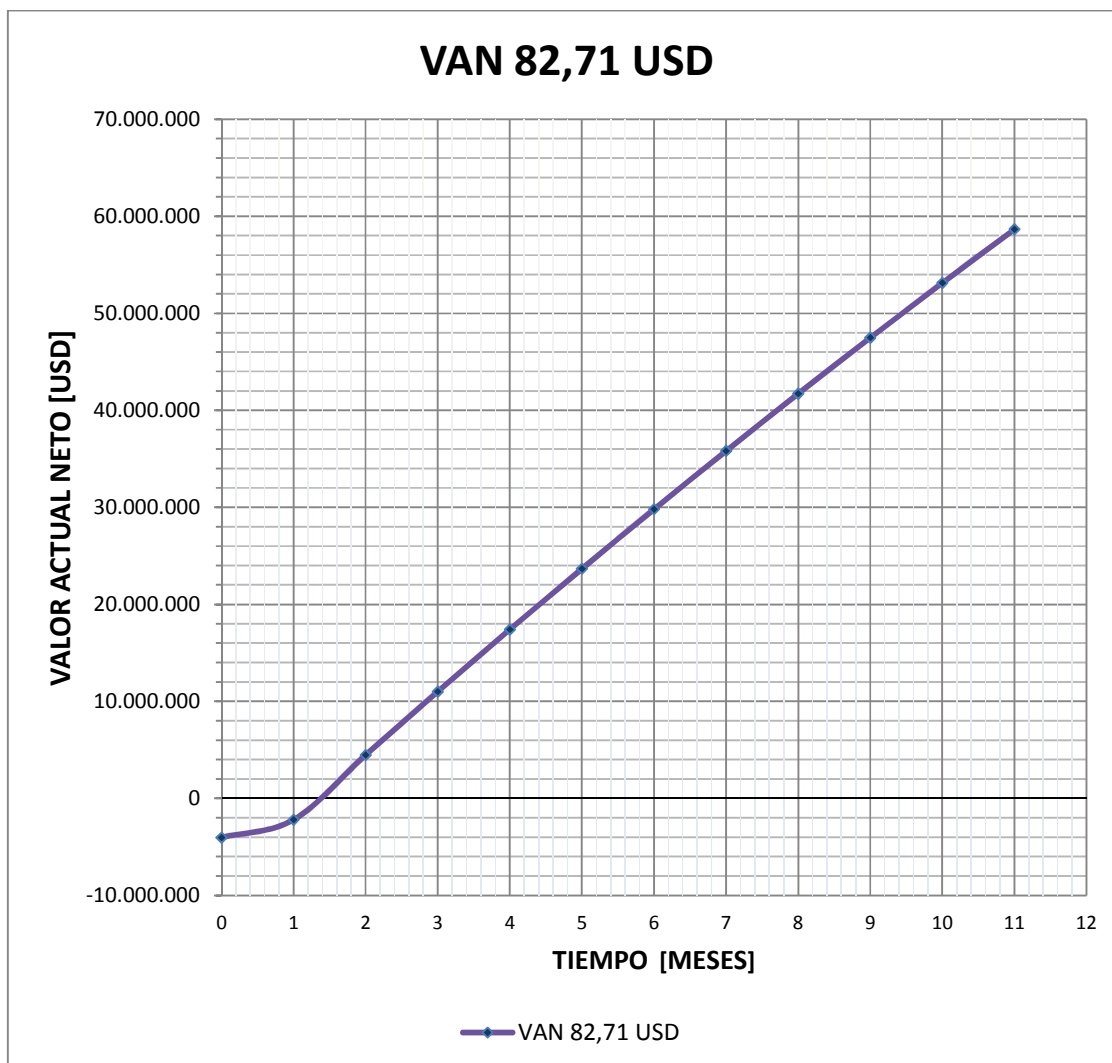
De acuerdo a las especificaciones detalladas anteriormente se ilustran los siguientes resultados de VAN, TIR y relación C/B, consecuentes del análisis económico en la Tabla 5.9.

TABLA 5. 10: CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO (PROPUESTA 1)

	PRECIO BARRIL DE PETRÓLEO [USD]		
	82,71	93,45	109,68
VAN	58.670.597	68.072.932	82.281.489
TIR	103%	119%	143%
RCB	5,27	5,96	6,99

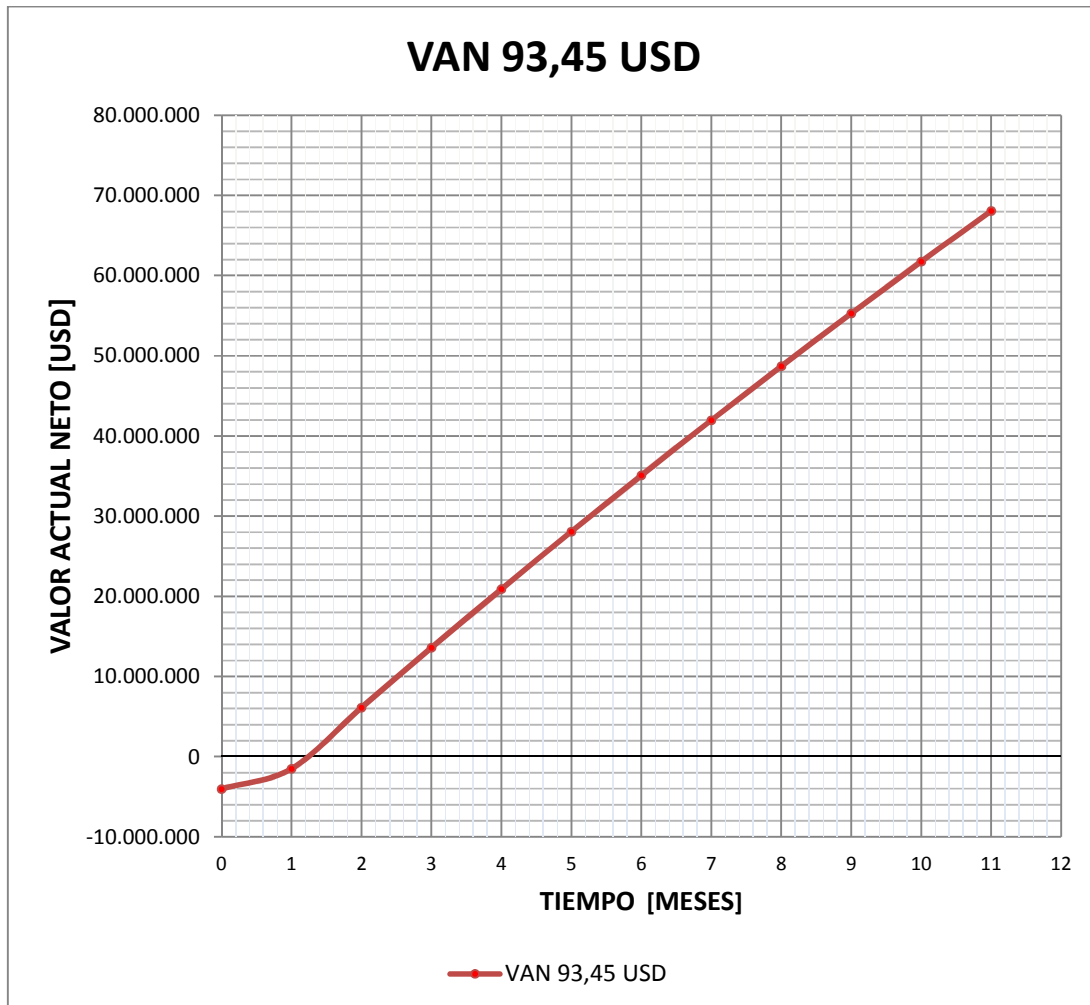
Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

De acuerdo a la Figura 5.1 la inversión de este proyecto se recupera en aproximadamente en 2,6 meses aproximadamente, reflejada en la gráfica del VAN vs Tiempo, como se indica, tomando en cuenta que el precio del barril de petróleo es 82,71 USD.

FIGURA 5. 1: RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN 82,71 USD

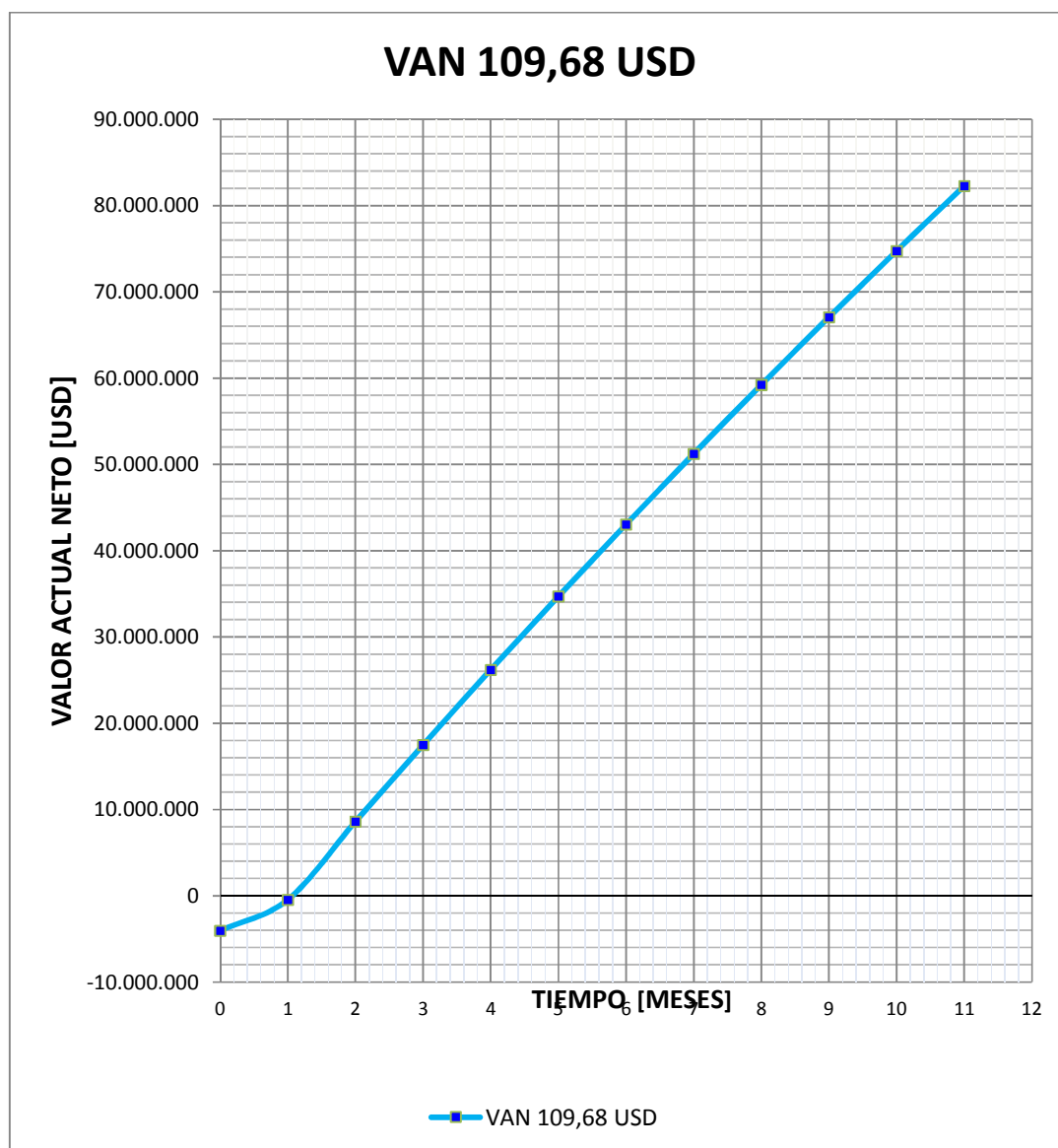
Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Por otro lado de acuerdo a la Figura 5.2 la inversión de este proyecto se recupera en aproximadamente en 2,4 meses, reflejada en la gráfica del VAN vs Tiempo, como se indica, tomando en cuenta que el precio del barril de petróleo es 93,45 USD.

FIGURA 5. 2: RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN 93,45 USD

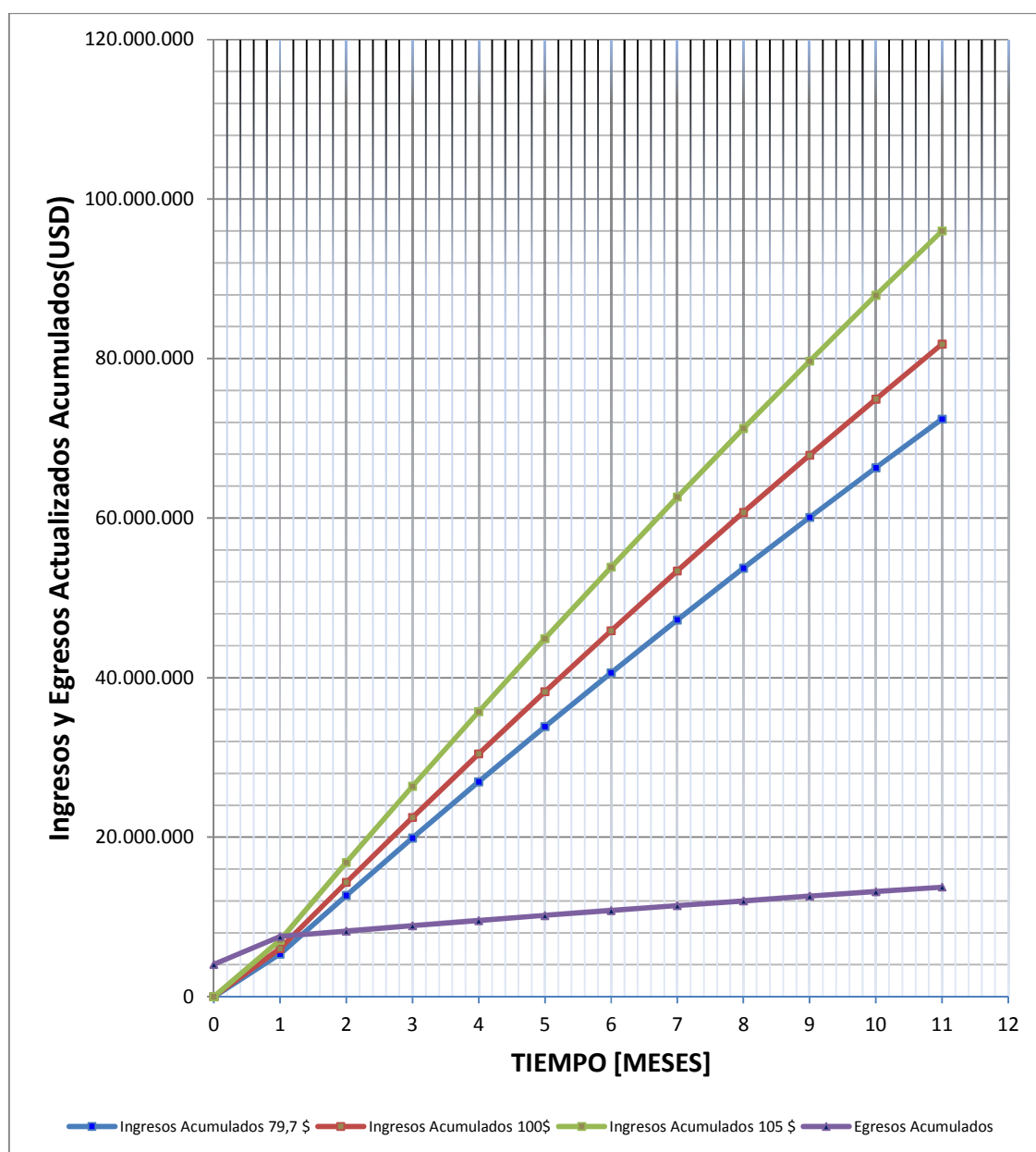
Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

También de acuerdo a la Figura 5.3 la inversión de este proyecto se recupera en aproximadamente en 2 meses, reflejada en la gráfica de flujo de caja acumulado vs meses, como se indica continuación, tomando en cuenta que el precio del barril de petróleo es 109,68 USD.

FIGURA 5.3: RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN 109,68 USD

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la figura 5.4 se muestran los ingresos y los egresos acumulados del proyecto a lo largo de la evaluación, se evidencia q en el caso más pesimista se recuperará la inversión en aproximadamente **2,6 meses**.

FIGURA 5. 4: INGRESOS Y EGRESOS ACTUALIZADOS ACUMULADOS

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Como se observa en la Tabla 5.10 el resultado final del análisis económico para la propuesta 1, representa una ganancia económica excelente para la empresa operadora.

TABLA 5. 11: RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO PROPUESTA 1

TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (MESES)	PRECIO BARRIL DE PETRÓLEO [USD]		
	82,71	93,45	109,68
	2,6	2,4	2

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

5.2.7.2 Resultados Análisis Económico – Propuesta Técnica N° 2

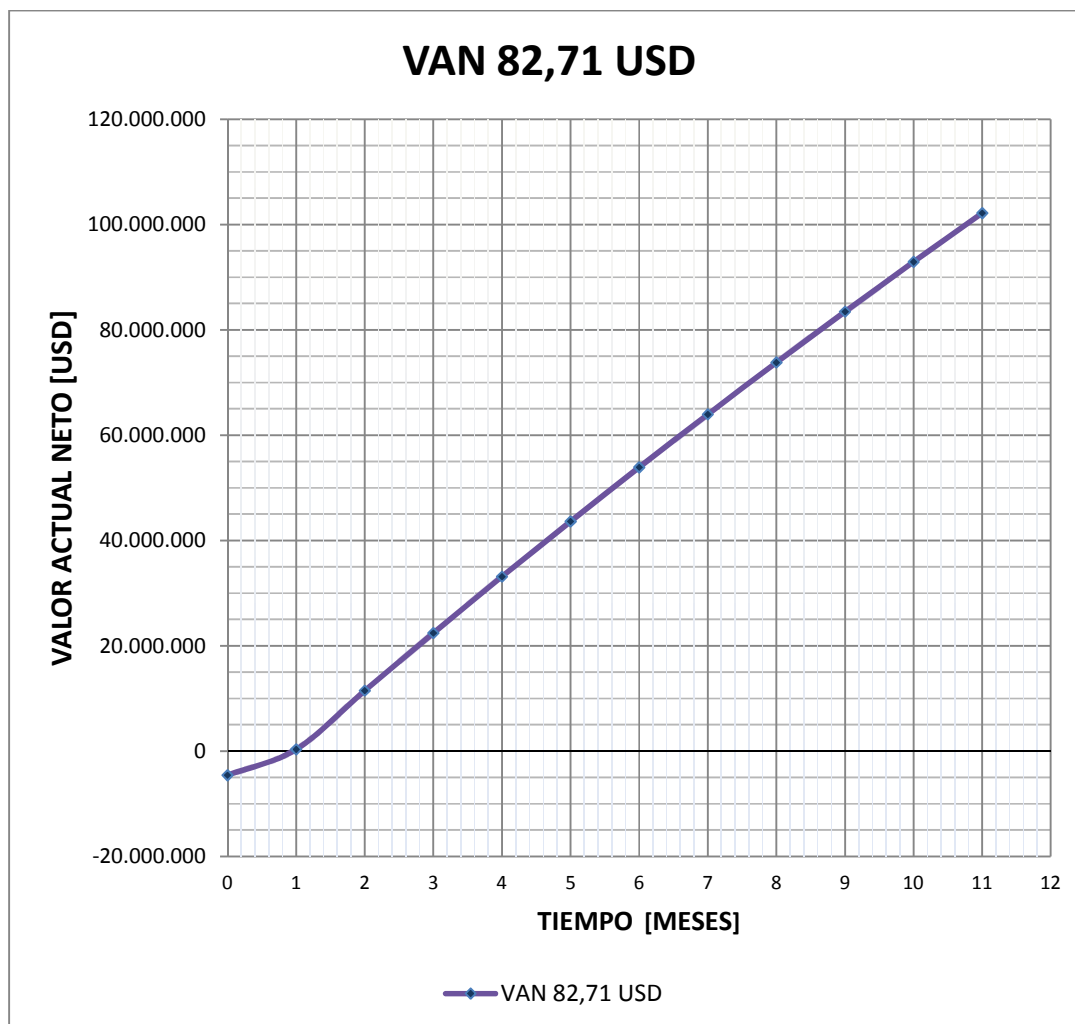
De acuerdo a las especificaciones detalladas anteriormente se ilustran los siguientes resultados de VAN, TIR y relación C/B, consecuentes del análisis económico.

TABLA 5. 12: RESULTADOS ANÁLISIS ECONÓMICO (PROPUESTA 2)

	PRECIO BARRIL DE PETRÓLEO [USD]		
	82,71	93,45	109,68
VAN	102.183.965	117.944.084	141.760.353
TIR	159%	184%	221%
RCB	6,33	7,15	8,39

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

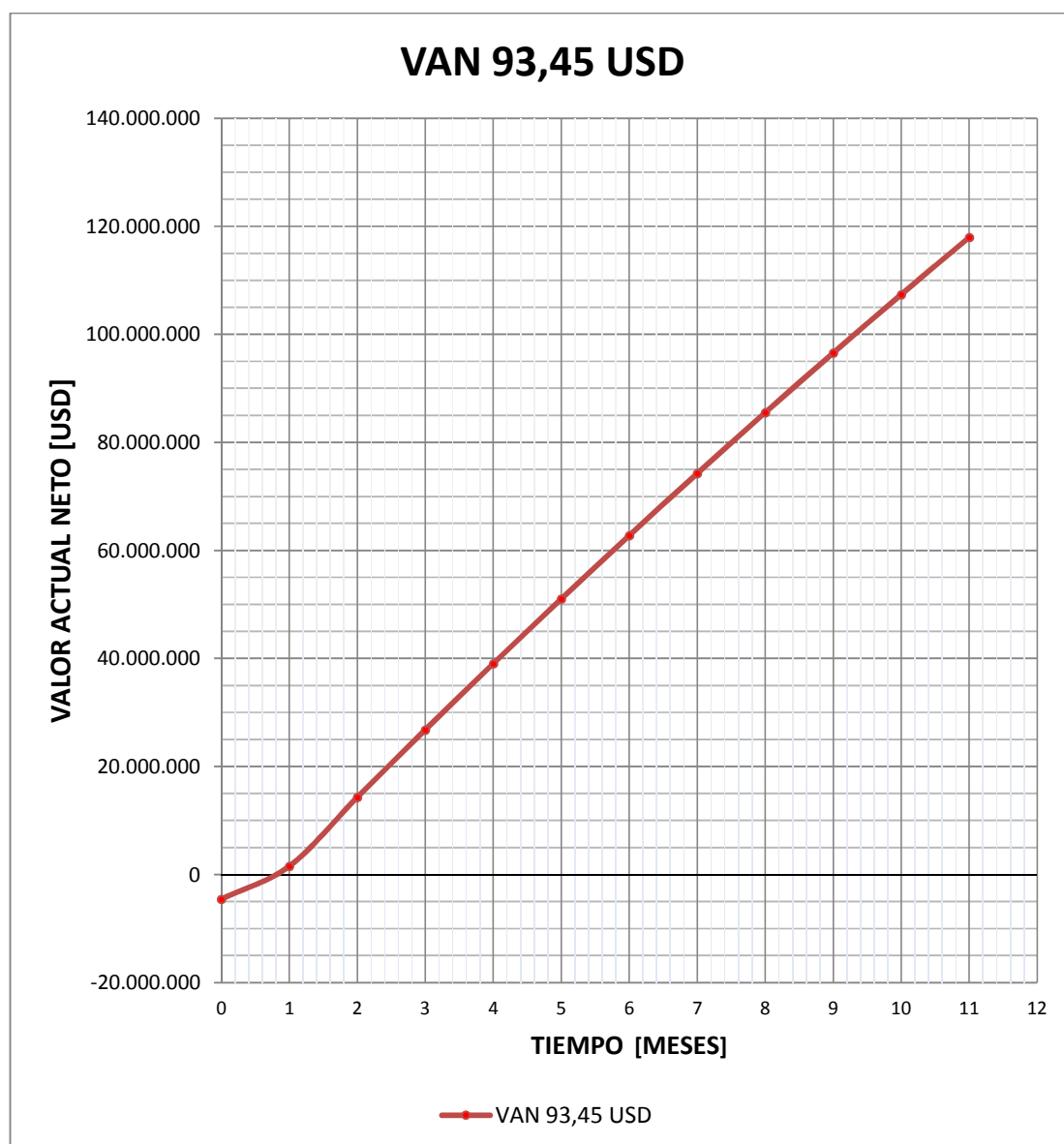
De acuerdo a la Figura 5.5 la inversión de este proyecto se recupera en aproximadamente en 1,8 meses aproximadamente, reflejada en la gráfica del VAN vs Tiempo, como se indica, tomando en cuenta que el precio del barril de petróleo es 82,71 USD.

FIGURA 5. 5: RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN 82,71 USD

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Por otro lado de acuerdo a la Figura 5.6 la inversión de este proyecto se recupera en aproximadamente en 1,6 meses, reflejada en la gráfica del VAN vs Tiempo, como se indica, tomando en cuenta que el precio del barril de petróleo es 93,45 USD.

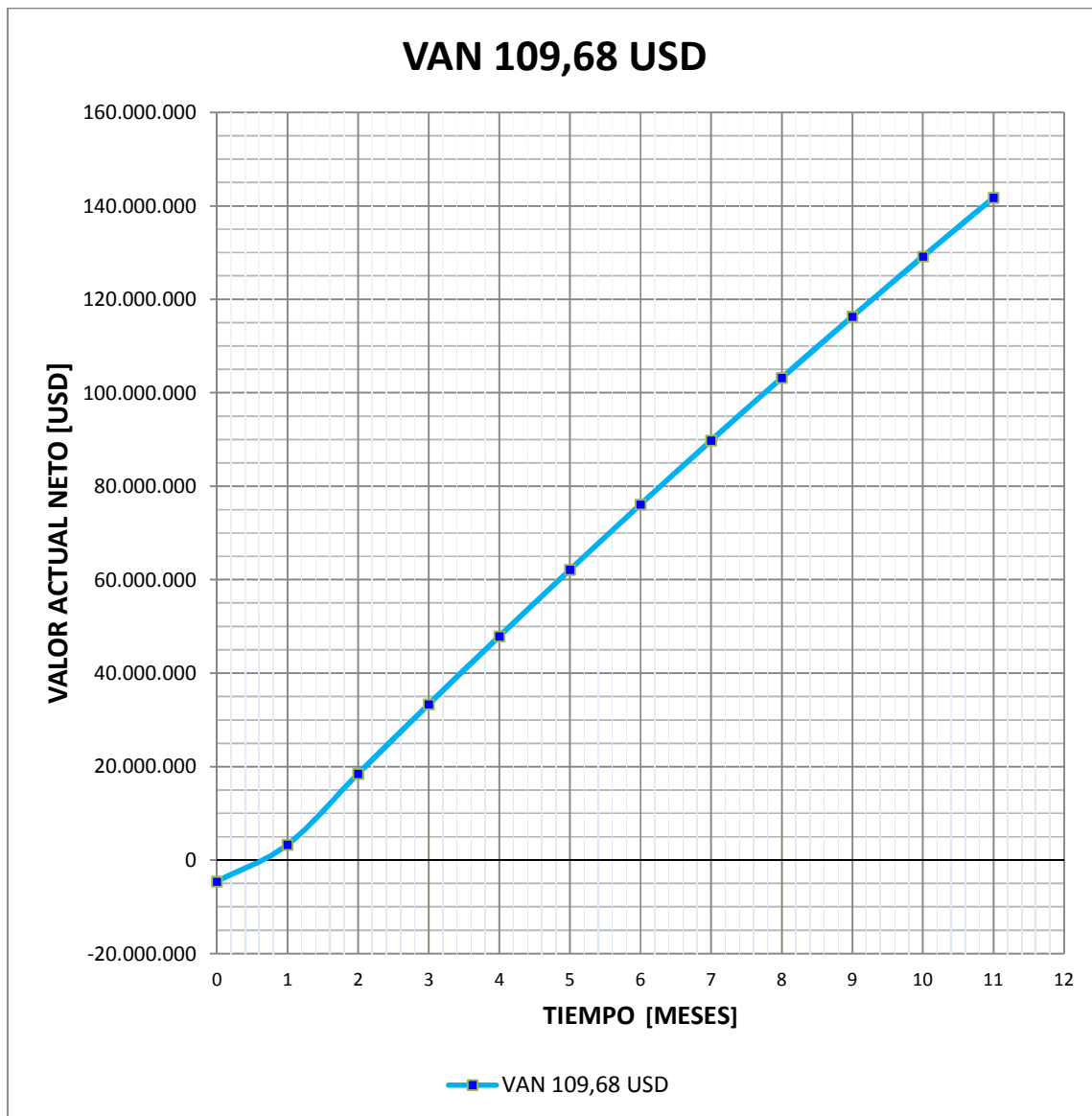
FIGURA 5. 6: RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN 93,45 USD



Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

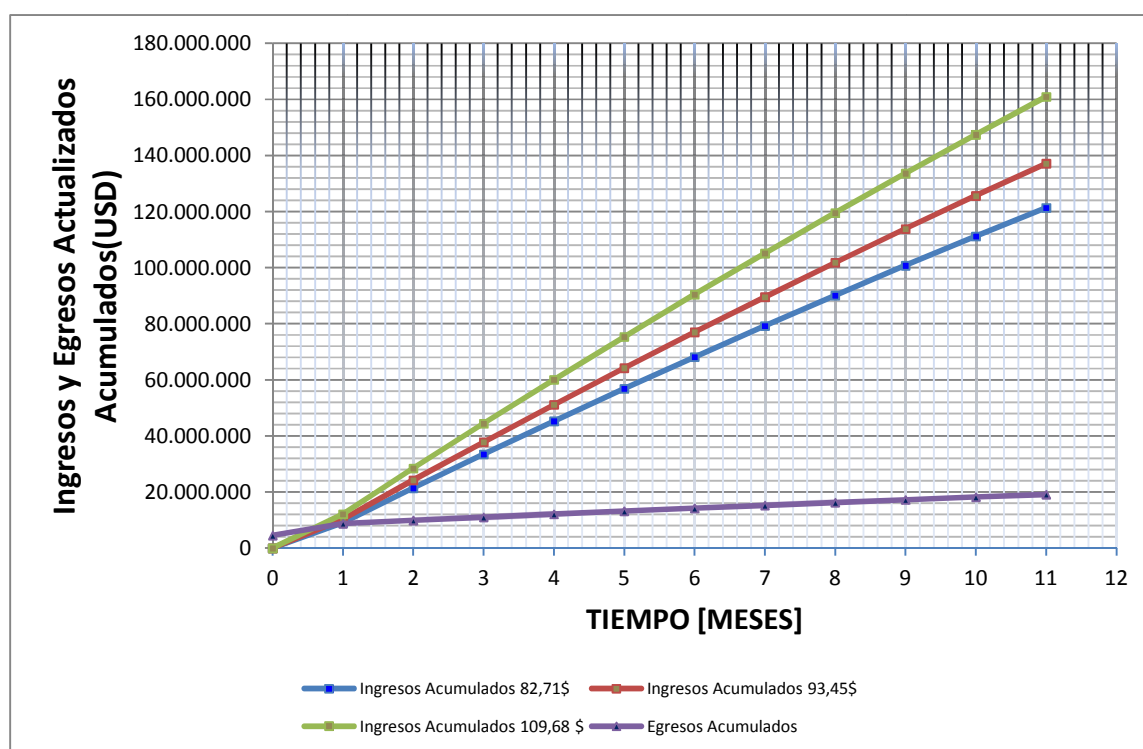
También de acuerdo a la Figura 5.7 la inversión de este proyecto se recupera en aproximadamente en 1,4 meses, reflejada en la gráfica de flujo de caja acumulado vs meses, como se indica continuación, tomando en cuenta que el precio del barril de petróleo es 109,68 USD.

FIGURA 5. 7: RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN 109,68 USD



Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

En la figura 5.8 se muestran los ingresos y los egresos acumulados del proyecto a lo largo de la evaluación, se evidencia q en el caso más pesimista se recuperará la inversión en aproximadamente **1,8 meses**.

FIGURA 5. 8: INGRESOS Y EGRESOS ACTUALIZADOS ACUMULADOS

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

Como se observa en la Tabla 5.13 el resultado final del análisis económico para la propuesta 2, representa una ganancia económica excelente para la empresa operadora.

TABLA 5. 13: RESULTADOS FINALES ANÁLISIS ECONÓMICO; (PROPUESTA 2)

TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (MESES)	PRECIO BARRIL DE PETRÓLEO [USD]		
	82,71	93,45	109,68
	1,8	1,6	1,4

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

1. El Campo CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA inició su producción con 131 BPPD, pero con la perforación de nuevos pozos, la producción se incrementó hasta estabilizarse en 8500 BPPD.
2. Tanto para la Opción 1 como para la Opción 2 necesitaríamos realizar 7 trabajos de workover (W.O), ya que el pozo CUL-15D se mantendrá producción a las condiciones actuales, debido a que su potencial es bajo y no es posible aplicar ninguna de las 2 Opciones.
3. Realizados los trabajos de Workover (W.O) para la Opción 1 se contempla un incremento de producción de petróleo neto de 3046 BPPD, con respecto a la fecha de cierre de estudio que es 30/12/2012.
4. Realizados los trabajos de Workover (W.O) para la Opción 2 se contempla un incremento de producción de petróleo neto de 5097 BPPD, con respecto a la fecha de cierre de estudio que es 30/12/2012.
5. La producción de agua luego de realizar los trabajos recomendados, supondría un aumento neto de 1866 BAPD para la propuesta 1, mientras que para la Propuesta 2 el aumento neto sería de 3925 BAPD, este aumento de producción es de acuerdo al incremento de producción de petróleo, el BSW variará de acuerdo a las condiciones de cada pozo, y de

la arena de la que esté produciendo, esperando por supuesto no tener un incremento inmediato.

6. Desde el punto de vista económico, la propuesta 2 sería definitivamente el mejor escenario para los intereses de EP Petroecuador, debido a que la inversión total que es de 7.994.700 USD Además el tiempo de recuperación de la inversión es de sólo 1,6 meses en el mejor de los escenarios, mientras que en el más pesimista es 2,4 meses. Esto garantiza una ganancia económica muy buena para la empresa.

6.2 RECOMENDACIONES

1. Realizar un buen diseño del sistema BES para que la producción del pozo esté dentro del rango óptimo de la bomba, y cercano al punto óptimo de producción.
2. Se recomienda realizar una actualización de los datos de producción y de presiones de los pozos del campo, mediante la realización de pruebas de Build up, esto permitiría una optimización de la producción.
3. Antes de ejecutar las alternativas propuestas es recomendable confirmar los datos utilizados en el análisis de cada uno de los pozos escogidos, para más tarde así evitar errores y sobre todo afirmar la mejor alternativa.
4. Para los pozos que están trabajando fuera del rango óptimo se recomienda limpiar tubería para evitar la presencia de escala.
5. El desarrollo del Campo CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA continúa con la perforación de nuevos pozos productores.

6. Realizar un Análisis Nodal periódico a cada uno de los pozos para mantener en continuo control y así determinar los posibles problemas lo más brevemente posible.
7. Poner en práctica la alternativa propuesta en este proyecto para incrementar la producción de petróleo en los pozos del Campo CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA, y sobre todo porque es económicamente rentable.

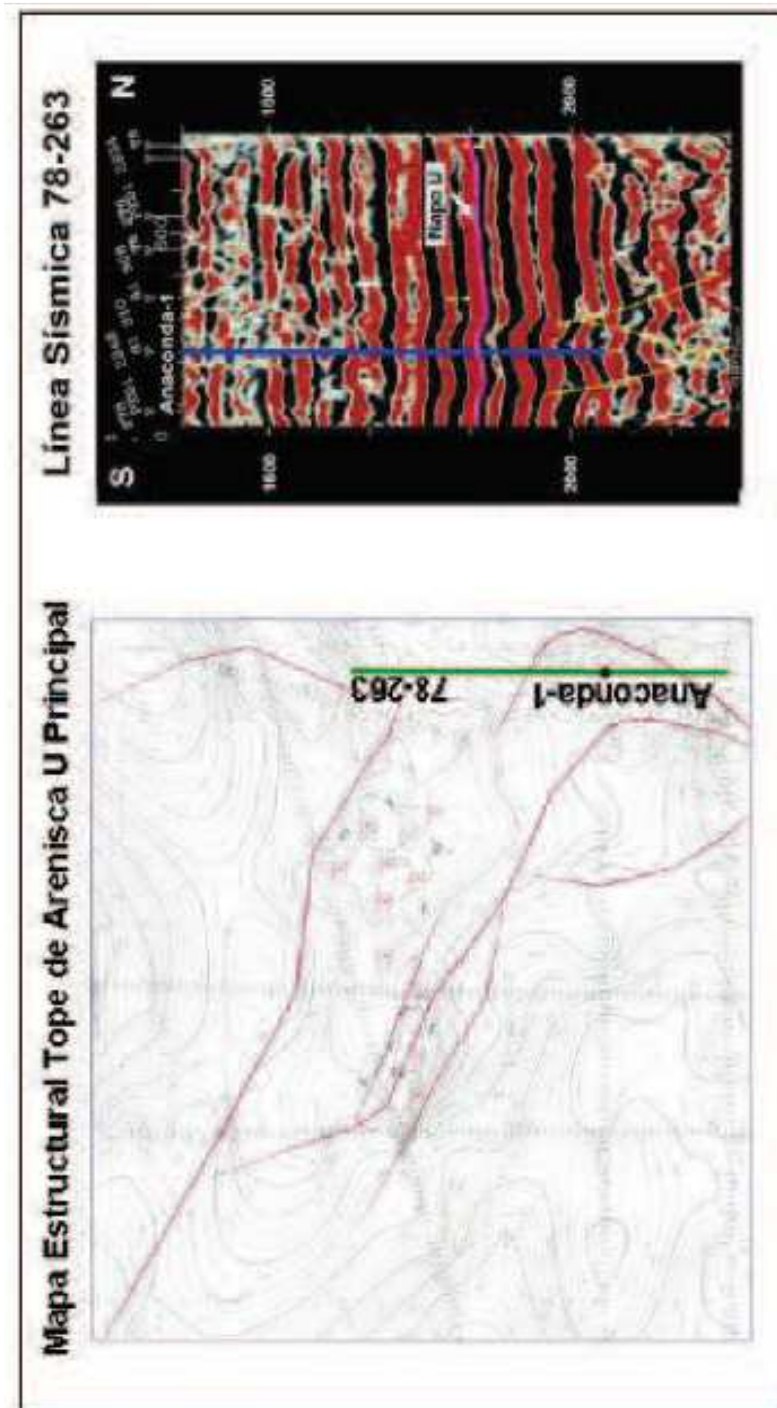
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **KERMIT R. BROWN**, “The Technology of Artificial Lift methods”, Oklahoma 1980, Volumen 2B, University of Tulsa.
- **B.C. CRAFT Y M.F. HAWKINGS**, “Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos”, Editorial Tecnos S.A.
- **BAKER HUGHES CENTRILIFT**, Manual de Instrumentos de equipos BES (2002).
- **SCHLUMBERGER REDA**, Catálogo de equipos de Bombeo Electrosumergible (2007).
- **SCHLUMBERGER**, Introducción de pruebas de presión (1998)
- **PAMLEA HINOJOSA – HUMBERTO GOYES**, “Estudio para optimizar el sistema de Bombeo Electrosumergible en la Producción de Petróleo del Área Lago Agrio”. (2012).
- **ESP OIL**, Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal.
- **EP – PETROECUADOR**, Archivos de pruebas de B’UP, Historiales de reacondicionamiento, Historiales de Producción, Ingeniería de Petróleos, Ingeniería de Producción, Área Auca.
- **VINICIO MELO**, Folleto de Levantamiento Artificial – EPN (2007).

ANEXOS

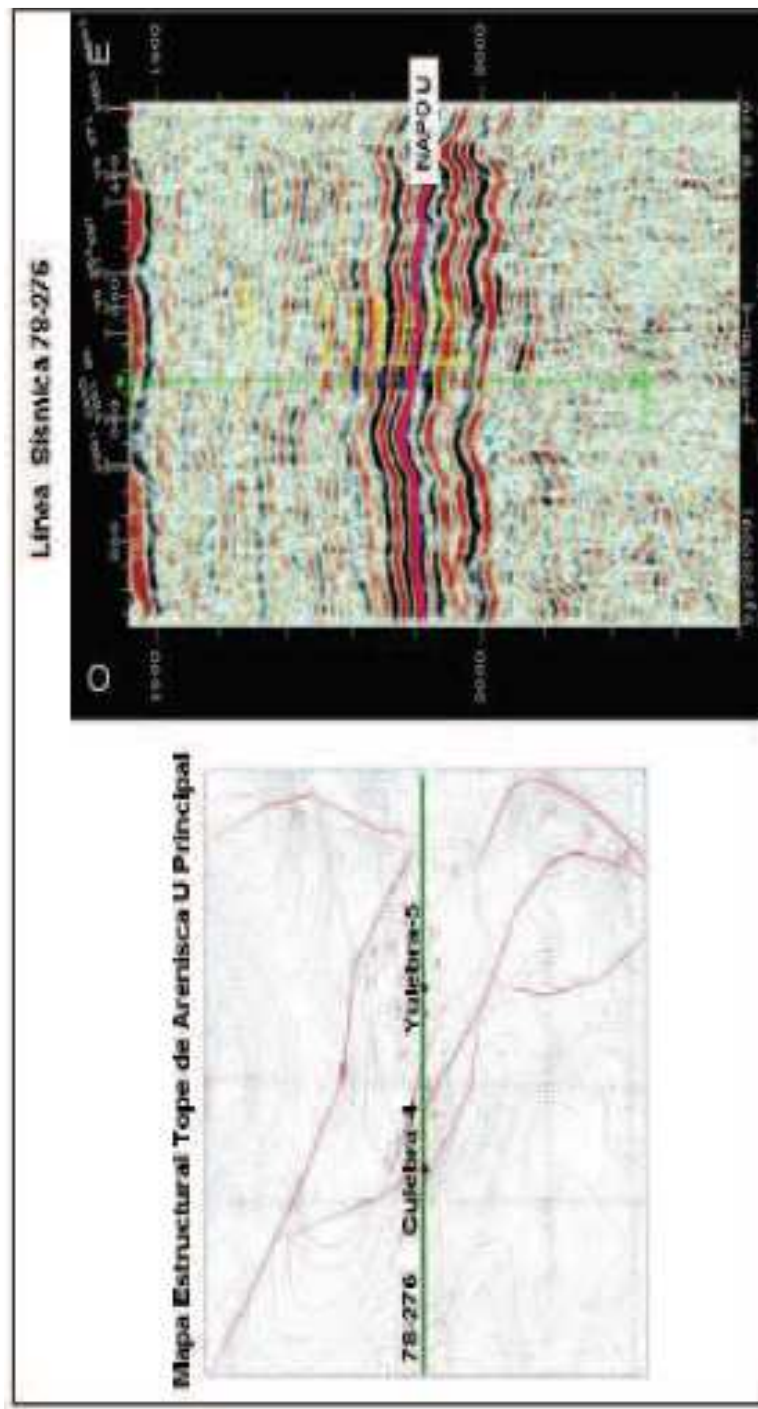
**ANEXO 1: MAPAS DE UBICACIÓN, ESTRUCTURAL Y
SECCIONES SÍSMICAS DEL CAMPO CULEBRA-
YULEBRA-ANACONDA.**

A1. 3: SECCIÓN SISMICA ESTRUCTURAL PRINCIPAL CAMPO ANACONDA



Fuente: Petroproducción, Departamento de Yacimientos

A1. 4: SECCIÓN SISMICA ESTRUCTURAL OESTE – ESTE AL TOPE DE LA ARENISCA “U” CULEBRA – YULEBRA



Fuente: Petroproducción, Departamento de Yacimientos

**ANEXO 2: SISTEMAS DE PRODUCCIÓN PRESENTES EN
EL CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA.**

A 2.1 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN EXISTENTES EN EL CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA.

SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CULEBRA - YULEBRA – ANACONDA								
BES	BOMBEO HIDRAULICO		BES	BOMBEO HIDRAULICO		BES	BOMBEO HIDRAULICO	
CULEBRA			YULEBRA			ANACONDA		
CUL – 001			YUL - 001			ANA - 001	ANA - 007D	
CUL – 002			YUL - 004			ANA - 006	ANA - 008D	
CUL – 003			YUL - 005					
CUL – 004			YUL - 009D					
CUL – 005			YUL - 013D					
CUL – 006			YUL - 015D					
CUL – 008			YUL - 016D					
CUL - 009D			YUL – 018D					
CUL - 010H			YUL - 019D					
CUL - 012D			YUL - 020D					
CUL - 013H			YUL - 022D					
CUL - 014D								
CUL - 015D								
CUL - 016H								
CUL - 017D								
CUL - 018D								

Fuente: Ingeniería de Producción – Campo Auca

**ANEXO 3: POZOS PRODUCTORES, CERRADOS Y
ABANDONADOS DEL CAMPO CULEBRA-YULEBRA-
ANACONDA.**

A 3.1 POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA

POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO CULEBRA - YULEBRA - ANACONDA					
POZO	ESTADO	ARENA	MÉTODO	TIPO DE BOMBA	CAMPO
ANA-001	PP	BT	BES	P6X	ANACONDA
ANA-006	PP	HS	BES	P8X H6 SSD	ANACONDA
ANA-007D	PP	HI	HJ	JET-E8	ANACONDA
ANA-008D	PP	HI	HJ	JET-9a	ANACONDA
CUL-001	PP	U	BES	FC-450	CULEBRA
CUL-002	PP	U	BES	P6X	CULEBRA
CUL-003	PP	U	BES	D460N	CULEBRA
CUL-005	PP	UI	BES	P4XH6	CULEBRA
CUL-006	PP	UI	BES	D475N	CULEBRA
CUL-008	PP	UI	BES	P4XH6	CULEBRA
CUL-009D	PP	T	BES	P6XH6	CULEBRA
CUL-010H	PP	U	BES	P6XH6	CULEBRA
CUL-012D	PP	UI	BES	P4XH6	CULEBRA
CUL-013H	PP	UI	BES	DN-725	CULEBRA
CUL-014D	PP	UI	BES	P4XH6	CULEBRA
CUL-015D	PP	UI	BES	TD-460	CULEBRA
CUL-016H	PP	UI	BES	P8XH6	CULEBRA
CUL-017D	PP	UI	BES	P4XH6	CULEBRA
CUL-018D	PP	UI	BES	P4XH6	CULEBRA
YUL-001	PP	BT	BES	P4X	YULEBRA
YUL-004	PP	UI	BES	DN-1100	YULEBRA
YUL-005	PP	U	BES	DN-1100	YULEBRA
YUL-009D	PP	U	BES	DN-725	YULEBRA
YUL-013D	PP	UI	BES	P6X	YULEBRA
YUL-015D	PP	U	BES	P4X	YULEBRA
YUL-016D	PP	BT	BES	DN-725	YULEBRA
YUL-018D	PP	UI	BES	P4XH6	YULEBRA
YUL-019D	PP	BT	BES	P4XH6	YULEBRA
YUL-020D	PP	UI	BES	P4X	YULEBRA
YUL-022D	PP	UI	BES	P6X	YULEBRA

Fuente: Ingeniería de Producción – Campo Auca

A 3.2 PARAMETROS ACTUALES DE LOS POZOS PRODUCTORES

POZO	ARENA	MÉTODO	BFPD	BPPD	BWPD	BSW	API
			26/DIC/2012 (Potencial)				
ANA - 001	BT	BES	240	225,6	14,4	6	25,5
ANA - 006	HS	BES	359	353,97	5,03	1,4	28,9
ANA - 007D	HI	HJ	840	823,2	16,8	2	27,4
ANA - 008D	HI	HJ	288	227,52	60,48	21	26,3
CUL - 001	U	BES	213	106,5	106,5	50	17
CUL - 002	U	BES	258	206,4	51,6	20	14,9
CUL - 003	U	BES	214	196,88	17,12	8	17,5
CUL - 005	Ui	BES	320	316,8	3,2	1	18,5
CUL - 006	Ui	BES	280	271,6	8,4	3	19,1
CUL - 008	Ui	BES	258	257,23	0,77	0,3	18
CUL - 009D	T	BES	193	192,61	0,39	0,2	21,6
CUL - 10H	U	BES	159	158,2	0,8	0,5	19,7
CUL - 12D	Ui	BES	202	201,6	0,4	0,2	20,1
CUL - 13H	Ui	BES	304	297,92	6,08	2	18,9
CUL - 14D	Ui	BES	161	160,84	0,16	0,1	19,6
CUL - 15D	Ui	BES	192	190,46	1,54	0,8	18,9
CUL - 16H	Ui	BES	604	591,92	12,08	2	18
CUL - 17D	Ui	BES	375	374,25	0,75	0,2	19,5
CUL - 18D	Ui	BES	122	121,76	0,24	0,2	20
YUL - 001	BT	BES	323	290,7	32,3	10	21,3
YUL - 004	Ui	BES	889	222,25	666,75	75	18,4
YUL - 005	U	BES	980	176,4	803,6	82	18,2
YUL - 009D	U	BES	217	190,96	26,04	12	18,4
YUL - 13D	Ui	BES	0	0	0	80	17,7
YUL - 15D	U	BES	190	186,2	3,8	2	18,9
YUL - 16D	BT	BES	137	109,6	27,4	20	17,5
YUL - 18D	BT	BES	395	381,17	13,83	3,5	16,2
YUL - 19D	BT	BES	141	63,45	77,55	55	16,8
YUL - 20D	Ui	BES	342	339,61	2,39	0,7	19,8
YUL - 022	Ui	BES	475	473,1	1,9	0,4	16

A 3.3 POZOS CERRADOS DEL CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA.

POZOS CERRADOS DEL CAMPO CULEBRA - YULEBRA - ANACONDA				
POZO	ESTADO	FECHA DE CIERRE	ARENA	OBSERVACIÓN
ANA - 02	CP	14-may-12	Ui	Analizar posibles reservas remanentes para intervenir
ANA - 03	CP	12-abr-06	H	pozo queda sin tubería de producción
ANA - 04	CP	04-abr-94	Ts + Ti	bajo aporte
ANA - 05	CP	23-oct-12	Hs	Atascamiento
YUL - 02	CP	29-nov-12	Ti	reiniciar operaciones de pesca
YUL - 07	CP	16/09/2012	Ui	preparar programa de reacondicionamiento
YUL - 10D	CP	30-dic-12	BT	programa workover estimular arenas "BT" y "Ui"
YUL - 13D	CP	05-oct-12	Ui	correr registros gr espectral en "Ui"

Fuente: Ingeniería de Producción – Campo Auca.

A 3.4 POZOS CERRADOS DEL CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA.

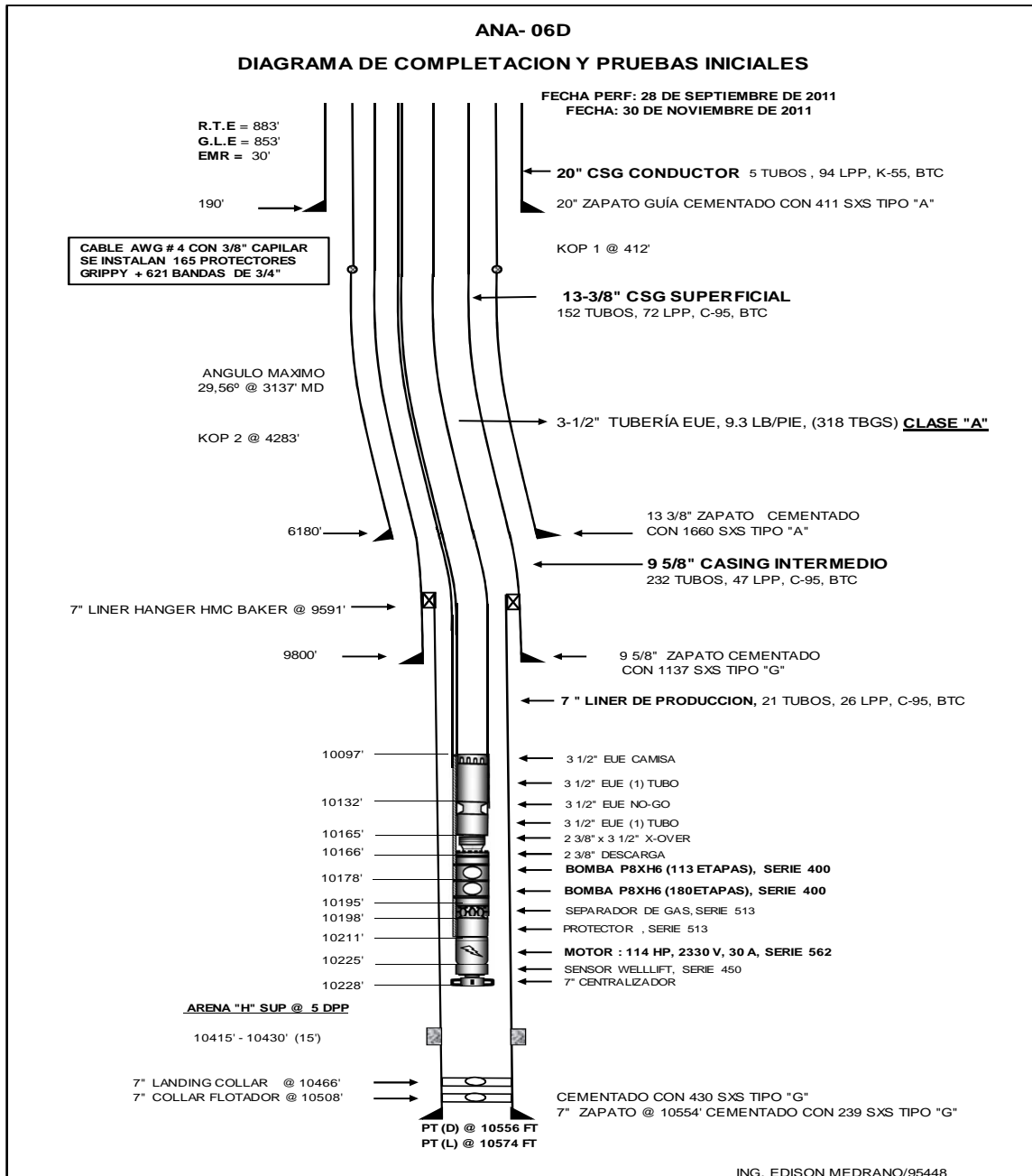
POZOS ABANDONADOS DEL CAMPO CULEBRA - YULEBRA - ANACONDA			
POZO	ESTADO	FECHA DE ABANDONO	OBSERVACIÓN
CUL - 7D	CA	15-nov-11	construcción de ventana

Fuente: Ingeniería de Producción – Campo Auca.

NOMENCLATURA	
SIMBOLO	DEFINICION
BES	B. Electrosumergible
HJ	B. Hidráulico - Jet
PP	Pozo Productor
CP	Pozo Cerrado
CA	Pozo Abandonado

**ANEXO 4: DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN DE LOS
POZOS ESCOGIDOS PARA EL ANÁLISIS**

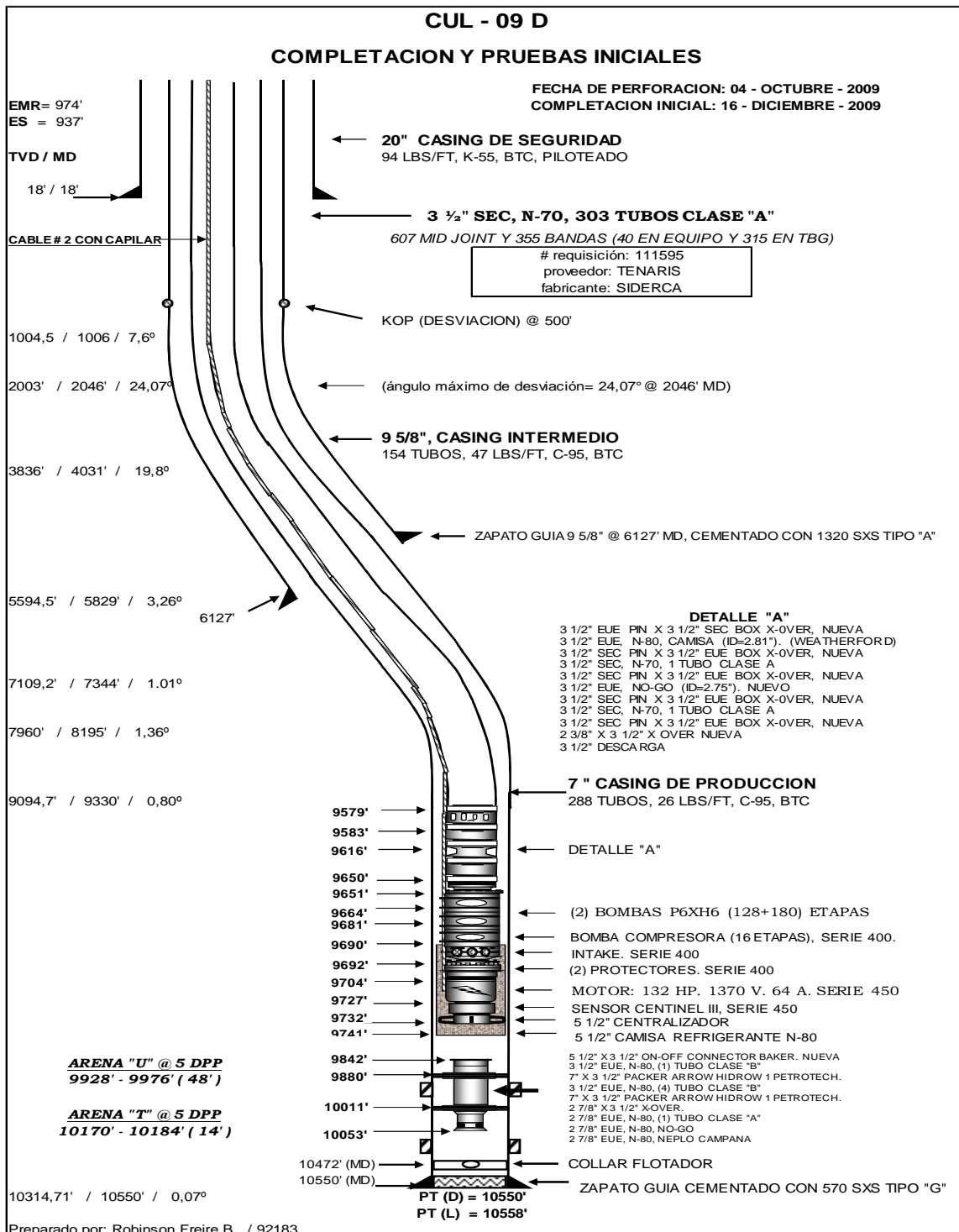
A 4.1 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO ANA 06D



Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

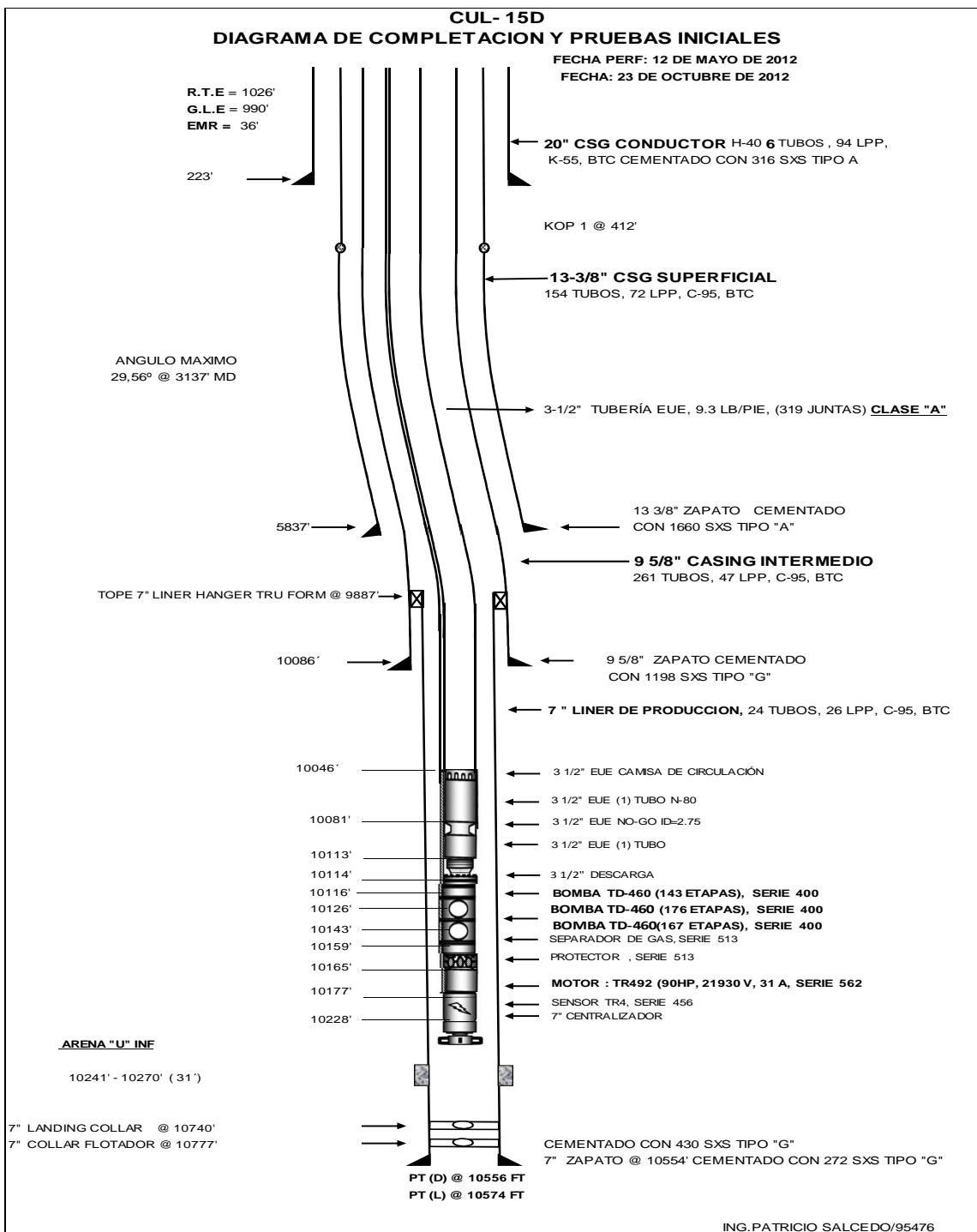
A 4.2 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO CUL-09D



Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

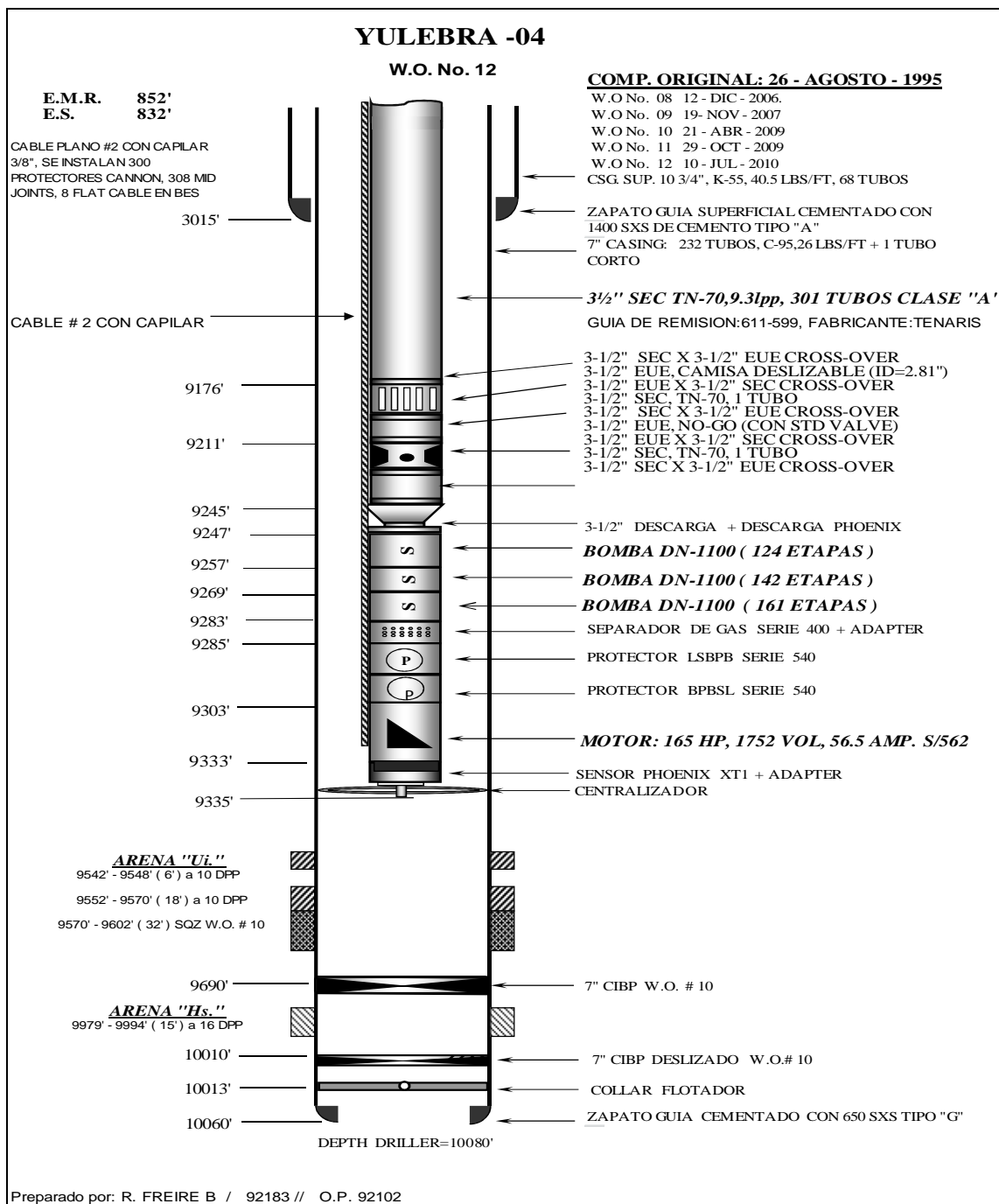
A 4.3 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO CUL-15D



Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

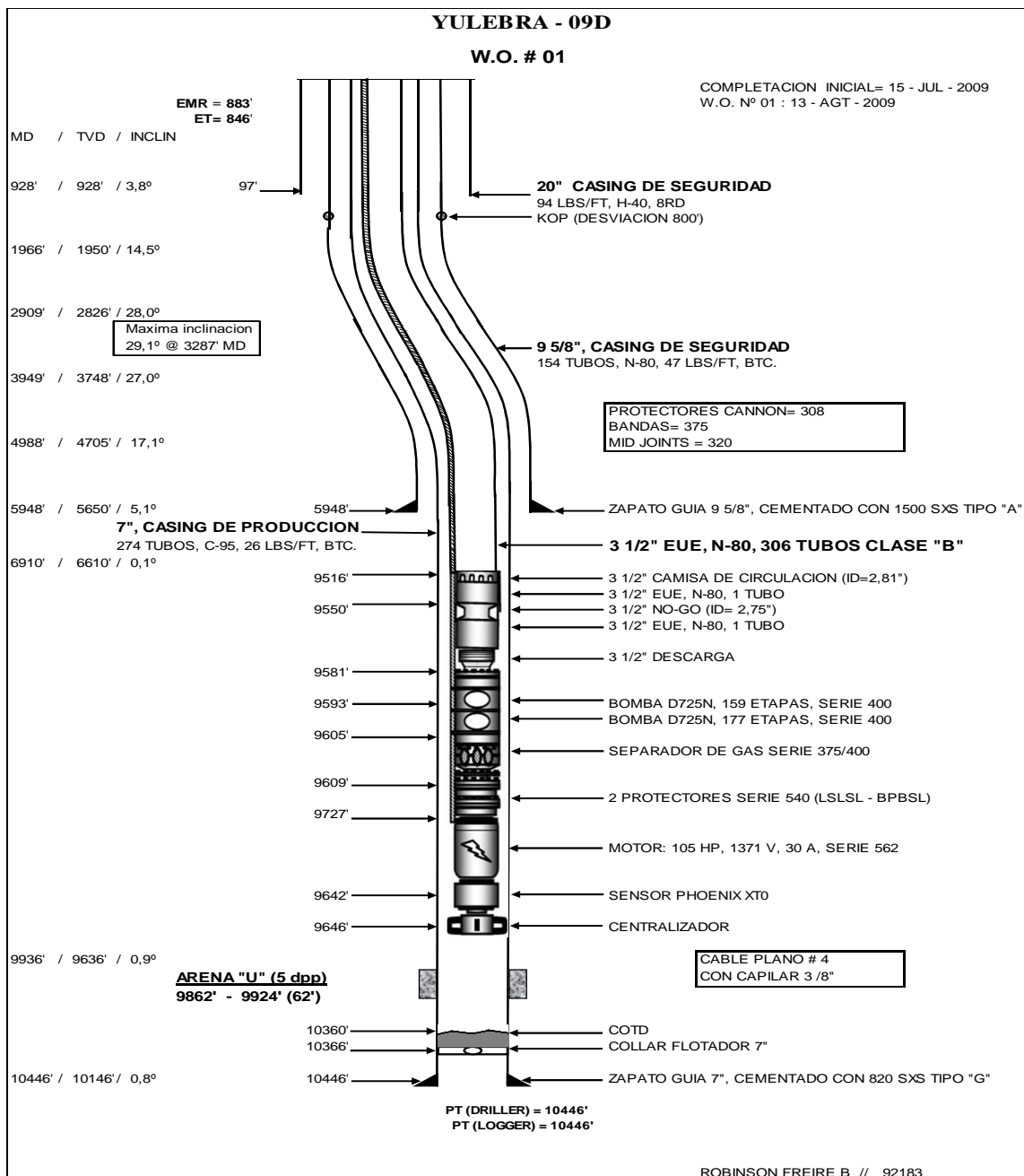
A 4.4 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO YUL-04



Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

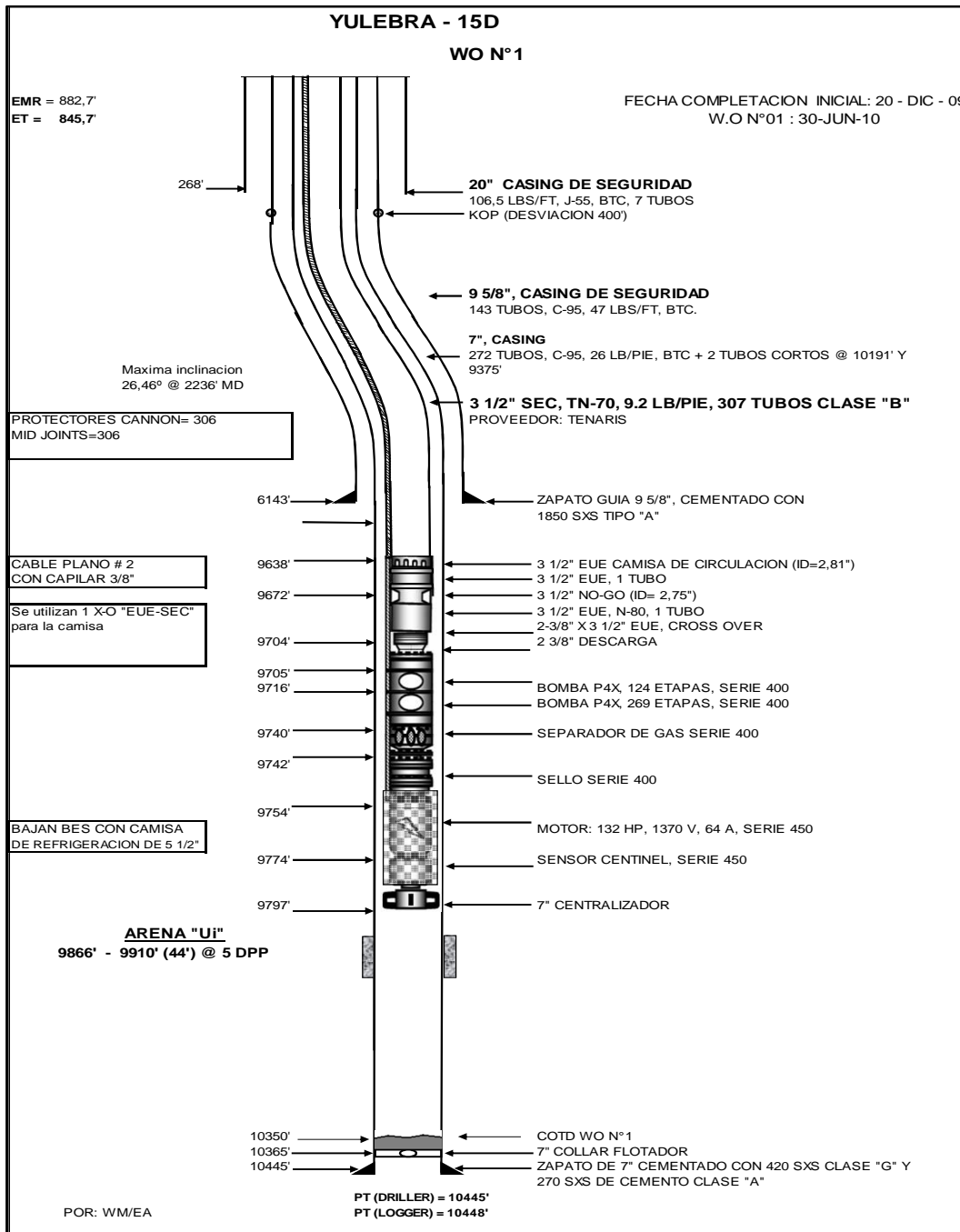
A 4.5 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO YUL-09D



Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

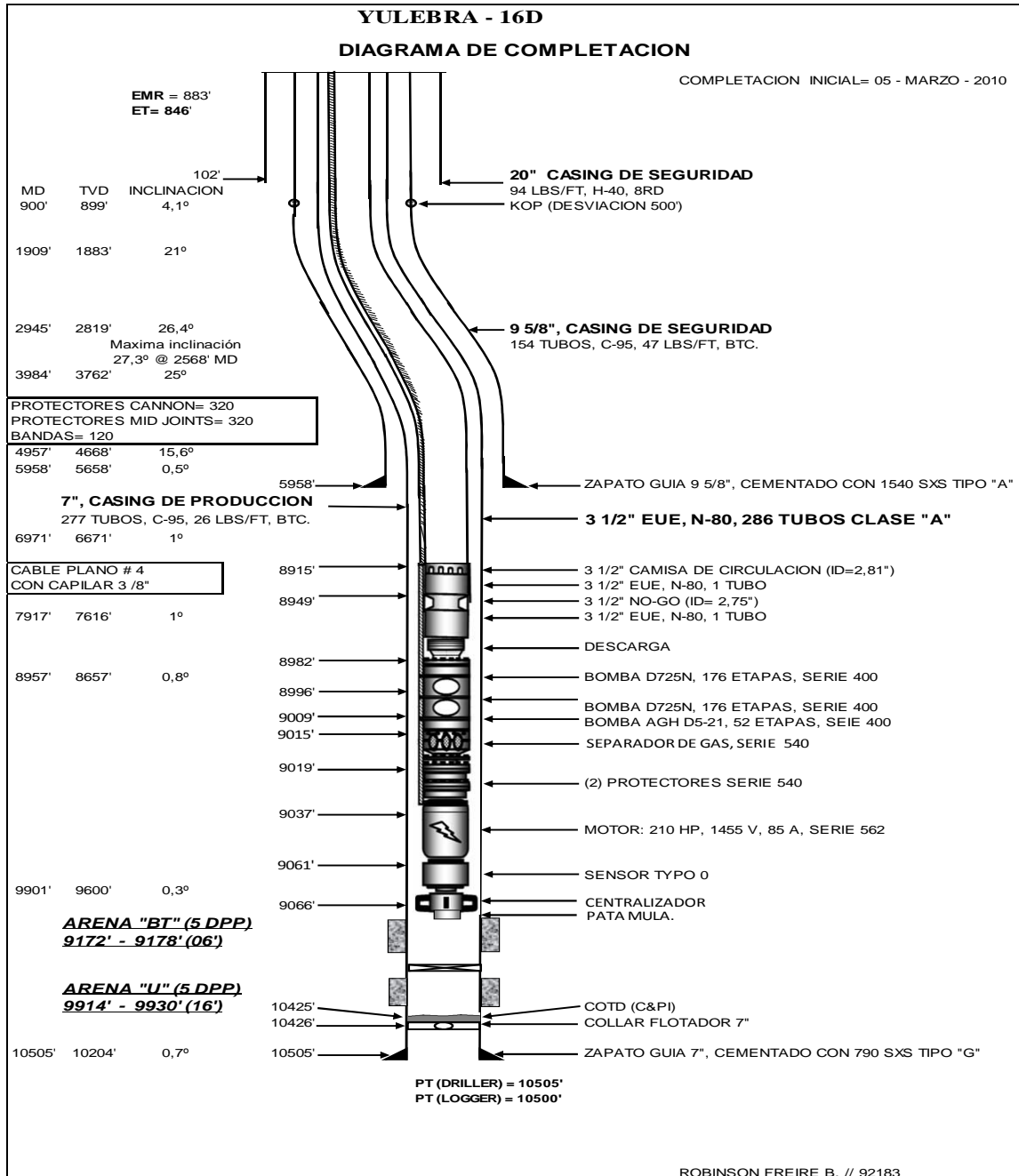
A 4.6 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO YUL-15D



Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

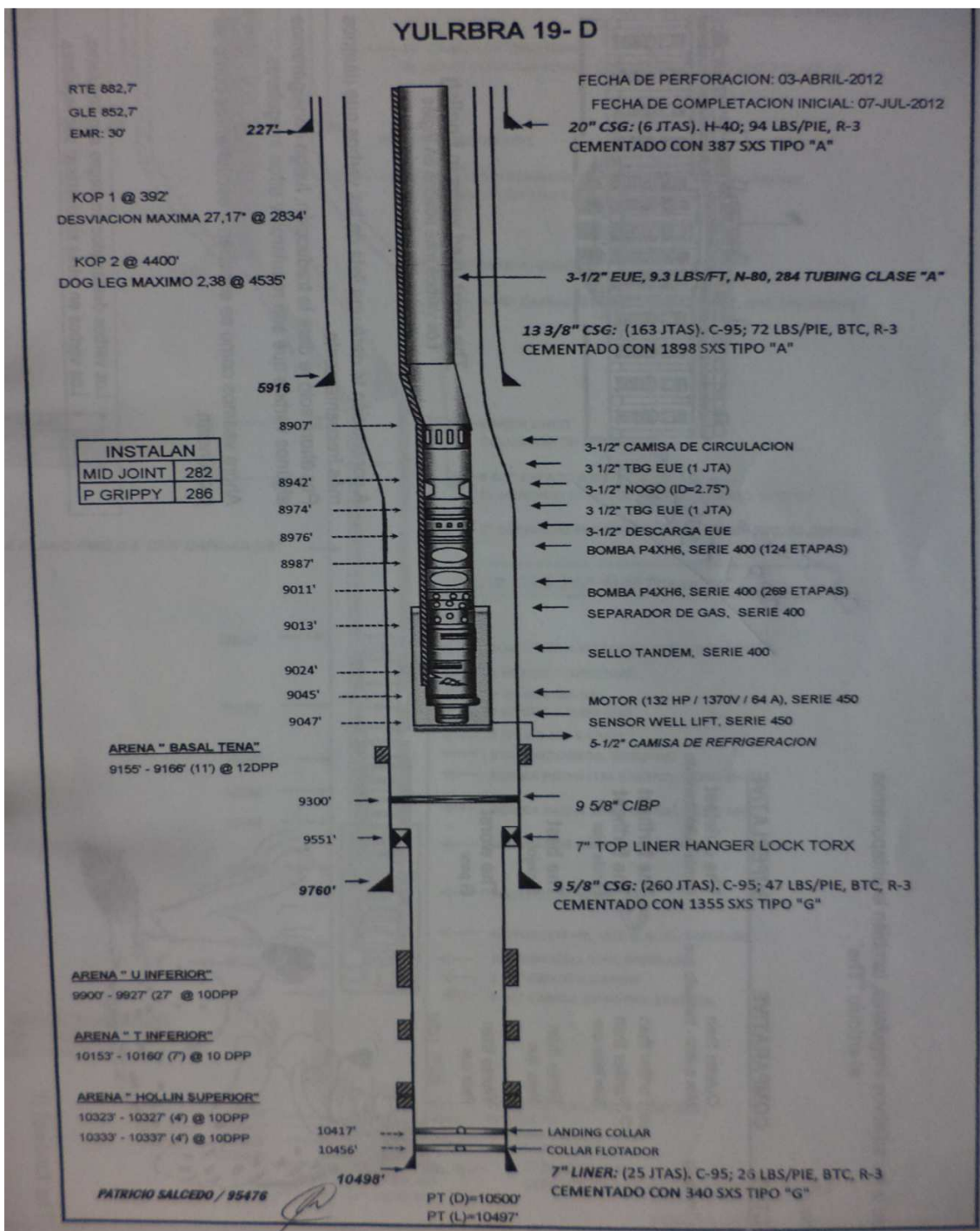
A 4.7 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO YUL-16D



Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

A 4.8 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN POZO YUL-19D



Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

**ANEXO 5: HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTO
DE LOS POZOS ESCOGIDOS PARA EL ANÁLISIS AÑO
2012.**

A 5.1 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO ANA – 06D

FECHA DE PERFORACIÓN: 28 – SEP – 2011.

FECHA DE COMPLETACIÓN: 04 – OCT – 2011.

ARENA: Hs

INTERVALOS: 10415' 10430' (15) @ 5 DPP

PRUEBAS INICIALES:

WO No.- 01:

- Evalúan con elementos: BFPD=624, BPPD=635; BSW=02%, API=29.2.
- Cierran pozo para B' UP por 12 hrs. (Pws=3466 psi; Pwf=1637 psi).
- Suspenden C&PI para evaluar sin torre el 28 –oct-2011:
- Reinician C&PI el 24-Nov-2011 para bajar equipo BES P8XH6 en 3 ½" TBG EUE clase "A".

FINALIZAN COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES: 30 – NOV – 2011.

PRUEBA OFICIAL

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	SAL
11-NOV-2011	"H SUP"	PPS	633	620	13	2 %	29.2	3950

A 5.2 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO YUL – 04

FECHA DE COMPLETACIÓN: 26 – AGOSTO – 1995

ARENA: Hs y Ui

INTERVALOS:

Hs: 9979' - 9994' (15') a 6 DPP

Ui : 9552' - 9602' (50') a 6 DPP

PRUEBAS INICIALES:

FECHA	BPPD	SALINIDAD	BSW	API	METODO	ARENA
13-08-95	245		15	NR	PPH	Hs
20-08-95	979		20	17	PPH	U INF

WO N° 01 REPARAR BES - EVALUAR Ui - REDISEÑAR BES.**FECHA: 09 – MAYO – 97**

Sacan BES: Cortocircuito sobre el empate de "flat cable", material precipitado químico en todo el equipo. Intake taponado, equipo eléctricamente bien.

Bajan conjunto TCP de 4 5/8" y re-dispara la arena "Ui". El intervalo 9552' – 9582' (30') @ 4 dpp. Evalúa con elementos de presión.

Bajan equipo BES CENTRILIFT con 2 bombas FC-1200 (139 etapas c/u)

PRUEBA	FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW	PC	PM	API
ANTES	25-04-97	UI	PPS	149	10	60	CTK	18.4
DESPUES	10-05-97	UI	PPS	1105	6	65	CTK	18.4

Trabajo exitoso, se supera la expectativa de producción con 300 BPPD.

WO N° 02 REPARAR BES - EVALUAR LA ARENA Ui CON ELEMENTOS DE PRESION Y REDISEÑAR**FECHA: 08-01-00**

Sacan equipo BES: Motor eléctricamente malo, bombas giran bien, presencia moderada de escala, sellos presentan corrosión Y contaminación, cable con bajo aislamiento.

Evalúan arena "Ui". Con bomba jet 9A y elementos de presión.

Se baja equipo BES CENTRILIFT con 1 bomba FC-1700 (187 etapas)

PRUEBA	FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW	PC	PM	API
ANTES	27-12-99	UI	BES OFF					
DESPUES	10-01-00	UI	PPS	932	35	75	CTK	18.4

Exitoso, se supera con 150 BPPD la expectativa de producción. Pero se incrementa el BSW de 28 a 35%.

WO N°03 REPARAR BES.

Fecha: 27-04-01

Sacan equipo BES: Motor eléctricamente malo, bombas giran normal, sello con aceite contaminado, cable con bajo aislante.

Se baja equipo BES CENTRILIFT con 1 bomba GC – 1700 (151 etapas)

PRUEBA	FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW	PC	PM	API
ANTES	02-03-01	UI	PPS	840	35	80	CTK	23.5
DESPUES	01-05-01	UI	PPS	743	50	110	CTK	23.5

Exitoso, se cubre la expectativa de producción, pero se incrementa el BSW de 35 a 50%.

WO N°04 REPARAR BES.

Fecha: 30-04-02

Sacan equipo BES: Giro del equipo bien. Motor, sello y bomba presenta corrosión externa. Cable eléctricamente bien, presenta corrosión externa.

Se baja BES CENTRILIFT con 1 bomba FC-1700 (137 etapas)

PRUEBA	FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW	PC	PM	API
ANTES	02-03-01	UI	PPS	840	35	80	CTK	23.5
DESPUES	01-05-01	UI	PPS	743	50	110	CTK	23.5

Satisfactorio, se cubre la expectativa de producción, pero se incrementa el BSW de 50 a 55%.

WO N°05 REPARAR BES.

FECHA: 6-01-03

Sacan equipo BES: Desarman equipo, motor y sello presentan desgaste, motor eléctricamente en mal estado, cable en mal estado, y bajo aislamiento.

Bajan BES CENTRILIFT (1 bomba GC-1700, 123 etapas).

Realizan prueba de rotación al equipo BES ok.

Realizan prueba de producción: BFPD=1648, BSW=100%, AMP= 40, FREC=60 Hz, Pc= 50 psi.

Finalizan operaciones el 6 – 01 – 03 a las 06:00 hrs

PRUEBA	FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW	PC	PM	API
ANTES	26-12-02	UI	PPS	610	50	100	CTK	23.5
DESPUES	18-01-03	UI	PPS	480	65	70	CTK	23.5

Exitoso, se recupera producción + incrementa BSW de 50 a 65 %, control de pozo ocasionó incremento de BSW.

WO N°06: REPARAR BES.

FECHA: 20-Ago-03

Sacan equipo BES: Equipo en buenas condiciones (giro normal)

Cable de potencia eléctricamente ok. Existe un cortocircuito en MLE a +/- 3' bajo la descarga, aceite contaminado en cámaras de sellos.

Se baja equipo BES CENTRILIFT con 2 bombas FC-1200 (86 + 174 etapas)

Realizan prueba de producción a arena "U"

BFPD= 1390, BSW = 100%, Pc= 70 psi, THE= 6, Amp = 31, P intake = 830 psi

Finaliza operaciones a las 20:00 hrs del 20-08-03

PRUEBA	FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW	PC	PM	API
ANTES	13-08-03	E.W.O, PRESENTA PROBLEMAS BAJO SUPERFICIE						
DESPUES	23-08-03	UI	PPS	482	58	110	CTK	23.5

Exitoso, se recupera producción +/- 480 bl.

WO N°07 REPARAR BES.

FECHA: 09-Mar-06

Sacan equipo BES: Equipo sale con giro semi-duro, descarga de la bomba con eje roto a la altura del cupling. Housing roto por presencia severa de corrosión. Motor presenta leve corrosión en la base y el cable eléctrico con fase a tierra.

Se baja equipo BES CENTRILIFT centurión P-12X (251 etapas).

Realizan prueba de producción a arena "U"

BFPD= 1680, BSW = 80%, BPPD= 336, Pc= 70 psi, THE= 6, Amp = 37, P intake = 1315 psi

Finaliza operaciones a las 06:00 hrs del 09-Mar-06

PRUEBA	FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW	PC	PM	API
ANTES	03-Mar-06	E.W.O, Presenta eje roto en la bomba.						
DESPUES	05-Abr-06	UI	PPS	380	70	70		23.5

Exitoso, se recupera producción +/- 380 bl

WO N°08 CAMBIAR COMPLETACION BES POR COMUNICACIÓN TBG-CSG.

FECHA: 12-Dic-06

Sacan equipo BES: Equipo con giro suave de todo el conjunto.

Motor eléctrico y mecánicamente OK. Ánodo de sacrificio totalmente desgastado.

Se baja equipo BES CENTRILIFT Centurión P-12X (251 etapas)

Realizan prueba de producción a arena "Ui"

BFPD= 1320, BSW = 100%, Pc= 70 psi, THE= 6, Amp = 38

P intake = 1334 psi

Finaliza operaciones a las 20:00 hrs del 12-Dic-06

PRUEBA	FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW	PC	PM	API
ANTES	05-Dic-06	E.W.O. Por comunicación TBG-CSG.						
DESPUES	29-Dic-06	UI	PPS	434	64	76	-	23.5

Exitoso, se recupera producción +/- 430 bl

**WO N° 09 CAMBIAR COMPLETACION BES POR POSIBLE PES CADO BES
EN EL FONDO TUBERIA ARRANCADA.**

FECHA: 19-Nov-2007

Bajan BHA de pesca con arpon recuperan 339' de cable.

Bajan Bloque impresor hasta 1025' sale con dos marcas en los filos.

Bajan BHA de pesca con overshot hasta 1031' sin éxito. Acondicionan cabeza de pescado.

Bajan BHA de pesca hasta 1031' enganchan, tensionan con 120000 lb con éxito sacan pescado (completación BES).

Sacan equipo BES: Equipo con giro suave de todo el conjunto. Motor balanceado eléctricamente, el cable presenta bajo aislamiento y presenta lecturas de fondo abiertas. Parte inferior del protector con sólidos (Escala).

Resto del equipo libre de corrosión.

Se baja equipo BES CENTRILIFT 2 Centurión P-12X (252+83 etapas)

Finaliza operaciones a las 20:00 hrs del 12-Dic-06

PRUEBA	FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW	PC	PM	API
ANTES	15-nov-07	E.W.O. Por posible pescado Bes.						
DESPUES	27-nov-07	UI	PPS	391	67	140	-	23.5

Trabajo Exitoso, se recupera producción +/- 400 bl

**WO N°10 REALIZAR SQZ A “UI”, PUNZONAR Y REPUNZONAR “UI”,
EVALUAR CON BUILD UP, REDISEÑAR BES**

FECHA: 21-Abr-2009

Sacan equipo BES P12X: giro libre, motor y cable con bajo aislamiento, tubería con corrosión.

Realizan cementación forzada a la arena “Ui” con 250 sacos de cemento clase

“G”: 51.6 bl de lechada de 15.8 lpg, forzan a la arena: 27,5 bl en formación,

4 bl en cámara, 20.1 bl reversado, P cierre=3500 psi.

Suspenden operaciones el 6-ene-09

Reinician operaciones el 30-mar-09

Bajan conjunto TCP y punzonan y repunzonan intervalos de arena “Ui”:

9542’ – 9548’ (6’), 9552’ – 9570’ (18’) @ 5 dpp

Evalúan arena “UI” con elementos: JET 9-A, BFPD=504, BSW=83%, BPPD=66,

23.5 °API, Salinidad=25000 ppm Cl (pwf=1740, Pws=20 49)

Sacan TCP, repunzonan arena “HS”: 9979’ – 9994’ (15’) @ 5 dpp

Bajan BHA de evaluación, no hay aporte, sacan.

Repunzonan intervalo de “HS”: 9979’ – 9994’ (15’) @ 5 dpp

Evalúan arena “HS”: Jet 8-A, BFPD=24, BSW=100%, THE=14

Realizan tratamiento a la arena Hs con 72 bl de ácido solvente, se detecta comunicación tubing – casing al bombear 20 bl de ácido.

Sacan BHA de prueba bajan nuevo BHA de prueba, suspenden estimulación por baja admisión (0.03BPM con 3500 psi)

Asientan tapón CIBP a 9690'

Bajan equipo BES CENTRILIFT 2 bombas P12XH6 (226+104 etapas)

Realizan prueba de producción: BFPD=1320, BSW=100%, Amp=48, Frec=55

Finaliza operaciones a las 06:00 hrs del 21-ABR-09

PRUEBA	FECHA	ZONA	METODO	BFPD	BSW	BPPD	PC	API
ANTES	25-dic-08	E.W.O. Por comunicación tbg-csg						
DESPUES	24-abr-09	UI	PPS	988	96	40	100	23.5

Trabajo Satisfactorio, se recupera producción +/- 200 bl. Disminuye BSW luego de realizar SQZ.

WO N° 11 REPARAR BES, REPUNZONAR ARENA "UI": 9542'-9 548' (6'), 9552'-9570' (18') @ 5 DPP

FECHA: 29-Oct-2009

Sacan equipo BES P12X: giro en conjunto trabado, eje de bomba superior roto, motor y cable eléctricamente ok, motor con presencia de escala.

Con cañones convencionales repunzonan los intervalos de la arena "UI":

9552' – 9570' (18') @ 5 dpp

9542' – 9548' (6') @ 5 dpp

Bajan equipo BES Reda: 3 bombas DN-1100 (145+126+126 etapas)

Realizan prueba de producción de la arena "UI": BFPD=960, BSW=100%,

Amp=54, Frec=55 hz, Pint=1055, THE=9

Finaliza operaciones a las 06:00 hrs del 29-OCT-09

PRUEBA	FECHA	ZONA	METODO	BFPD	BSW	BPPD	PC	API
ANTES	12-oct-09	E.W.O. Bomba con eje roto						
DESPUES	05-nov-09	UI	PPS	927	74	241	90	23.5

Trabajo Exitoso, se recupera producción +/- 240 bl.

WO N°12 REPARAR BES

FECHA: 10-Jul-2010

Sacan equipo BES: 3 Bombas DN-1100. Giro Suave, protector superior con giro suave y las tres cámaras contaminadas con agua. Protector inferior con aceite trabajado, motor con giro suave y eléctricamente OK. Cable eléctricamente OK.

Se baja equipo BES REDA con 3 bombas DN-1100 (161 + 142 + 124 etapas)

Realizan prueba de producción a arena "Ui"

BFPD= 1080, BSW = 100%, Pc= 80 psi, THE= 6, Amp = 44, P intake =1365 psi

Finaliza operaciones a las 06:00 hrs del 10-07-2010

PRUEBA	FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW	PC	PM	API
ANTES	01-07-2010	E.W.O, POR COMUNICACIÓN TBG-CSG						
DESPUES	18-07-2010	UI	PPS	235	75	90	CTK	19
DESPUES	25-07-2010	UI	PPS	220	75	110	CTK	19

Exitoso, se recupera producción +/- 240 bl.

A 5.3 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO YUL – 09D

FECHA DE PERFORACIÓN: 16 – MAY – 2009.

FECHA DE COMPLETACIÓN: 03– JUL – 2009.

ARENA: U

INTERVALOS: 9862' 9924' (62) @ 5 DPP

PRUEBAS INICIALES:

WO No.- 01: REPARAR EQUIPO BES

FECHA: 08 – AGO – 2009

Llenando tanques controlan pozo con fluido especial de control de pozos, Ok. Desarman cabezal. Instalan BOP. Sacando equipo BES D725N en tbg 3 1/2". La primera bomba con presencia de viruta metálica y se encuentra atascada, la segunda bomba con giro normal, resto de equipo con giro normal. Bajan BHA de limpieza has 10350' recuperan standing valve circulan pozo.

FINALIZAN COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES: 15 – JUL – 2011.

PRUEBA OFICIAL

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	SAL
15-JUL-2011	"U"	BES	480	360	120	25 %	18.5	

A 5.4 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO YUL – 15D

FECHA DE COMPLETACIÓN: 20 – DIC – 2009

ARENA: “Ti”

INTERVALOS: 9866’ – 9910’ (44’) @ 5 DPP

PRUEBAS INICIALES:

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BSW	API	SALINIDAD
10-DIC-09	“Ui”	PPH	840	148	56%	20	

Cía. Baker corre registros de cementos: SBT-VDL-GR-CCL, se determina mal cemento en zonas de interés

Con cable eléctrico repunzonan para SQZ:

9906’ – 9910’ (4’) @ 5 DPP

Realizan SQZ a “U” con 85 sacos de cemento tipo “G” (17 bl de lechada): 12 bl en formación, 2 bl en cámara, 3 bl reversados, P cierre=3500 psi

Bajan conjunto TCP. Asientan packer @ 9676’. Punzonan el siguiente intervalo:

Arena “Ui”: 9866’ – 9910’ (44’) @ 5DPP

Pozo no fluye, soplo débil.

Bajan equipo BES: 2 Bombas P8X (180 + 113 etapas), separador de gas, manejador de gas (20 etapas) 1 sello, Motor (152 HP, 2325 V, 40 A), sensor centinel, centralizador de 7”.

Realizan prueba de producción con BES de arena “Ui”

BFPD= 384, BSW = 100 %, THE=6, P intake=1019 PSI.

Finalizan operaciones el 20 de diciembre del 2009.

**WO No.- 01: CAMBIAR DE COMPLETACIÓN BES POR POSIBLE
COMUNICACIÓN TBG/CGS.**

FECHA: 23 – JUN – 2010

Sacan equipo BES P8X en tubería de 3-1/2": bombas y todo el conjunto con giro y juego axial ok, separador de gas, sello, cable de potencia ok. Motor y sensor en buenas condiciones eléctricas. Sin presencia de corrosión y escala se observa rosca de cajas de tubería sec con daño mecánico (roscas lavadas).

Bajan equipo BES CENTRILIFT P4XH6 en tubería de 3-1/2" sec, clase "b".

Centralizador de 7"; sensor centinel serie 450; motor: 132 hp, 1370 v, 64 a. serie 450; protector. Serie 400; separador de gas. Serie 400; (2) bombas P4XH6 (269 + 124etapas). Serie 400; camisa de refrigeración de 5 1/2".

FINALIZAN OPERACIONES: 30 – JUN – 2010.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET	BPPD	BSW	PC	P.INT	API
ANTES	06-06-2010	UI	PPS	237	0.2%	120	1028	17.5
DESPUES	15-09-2010	UI	PPS	453	0.5%	120	787	17.5

**A 5.5 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO YUL –
16D**

FECHA DE PERFORACIÓN: 02 – JUN – 2009.

FECHA DE COMPLETACIÓN: 15– JUL – 2009.

ARENA: BT

INTERVALOS: 9172' 9178' (6') @ 5 DPP

PRUEBAS INICIALES:

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BSW	API	SALINIDAD
10-DIC-09	"BT"	PPH	480	317	34%	19,7	11600

Cierran pozo para tomar B'up por 28 horas.

WO No 1: REVERSAR BOMBA JET

Recuperan bomba Jet 10-l. Cierran camisa y recuperan standing valve. Bombean píldora para controlar al pozo con agua de 8,3 LPG. Desasientan packers y sacan conjunto TCP.

WO No 2: ARMAR EQUIPO BES

Bajan equipo BES en 3 ½" tubería clase "A", midiendo calibrando y probando con 3000 psi cada 20 paradas. Desarman el BOP. Arman el cabezal y prueban con 3000 psi. OK.

PRUEBAS FINALES:

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BSW	API	SALINIDAD
05-MAR-10	"BT"	BES	960	0	100%	19,7	11600

FINALIZAN OPERACIONES: 06 – MAR – 2010

A 5.6 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO YUL – 19D

FECHA DE PERFORACIÓN: 03 – MAR – 2012.

INICIO DE LA COMPLETACIÓN: 09– ABR – 2012.

ARENA: BT

INTERVALOS: 9155' a 9166' (11') @ 5 DPP

FINALIZAN LA COMPLETACIÓN: 07 – JUN – 2012

Al ser un pozo nuevo no existen trabajos de Workover

A 5.7 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO CUL – 09D

INICIO DE LA COMPLETACIÓN: 16– DIC – 2009.

ARENA: “U” y “T”

INTERVALOS:

“U”: 9928' – 9976' (48') @ 5 DPP

“T”: 10170' – 10184' (14') @ 5 DPP

PRUEBAS INICIALES:

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BSW	API	SALINIDAD
18-DIC-09	“T”	BES	706	635	10%	18	

Pozo inicia producción con levantamiento artificial por bombeo electrosumergible de arena “T”, con:

(2) BOMBAS P6XH6 (128 + 180) ETAPAS

BOMBA COMPRESORA DE GAS (16 ETAPAS)

MOTOR: 132 HP

1370 V

64 A.

SERIE 450

A 5.8 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO CUL – 15D

FECHA DE PERFORACIÓN: 12 – AGO – 2012.

INICIO DE LA COMPLETACIÓN: 23– OCT – 2012.

ARENA: “Ui”

INTERVALOS: 10241’ a 10270’ (29’) @ 5 DPP

PRUEBAS INICIALES:

Evalúan arena “Ui” con JET D-6 y mtu:

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BSW	API	SALINIDAD
23-AGO-12	“Ui”	PPH	216	127	41%	18,9	

WO No 1: REVERSAN BOMBA JET

FECHA: 13 – OCT – 2012

Reversan bomba JET, bajan elementos de presión, para tomar b' up.

Reinician c&pi con el rig tuscany-104 el 15 -octubre – 2012.

Con unidad de s/line recuperan bomba jet d-6 y elementos de presión (**pws=1161 psi, pwf=702 psi, s=10**)

Reversan jet d-6, controlan pozo con fluido especial, retiran cabezal, desasientan hd packer, sacan conjunto tcp.

WO No 2: BAJAN EQUIPO BES

Bajan equipo BES DN-440 con camisa de refrigeración en 3 1/2" tbg EUE clase "a"

Realizan prueba de producción de la arena "Ui" con el equipo BES.

FINALIZAN OPERACIONES: 23 - OCT – 2012

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BSW	API	SALINIDAD
23-OCT-12	"Ui"	PPS	180	179	0.4%	18,9	

**ANEXO 6: HISTORIALES DE PRODUCCIÓN AÑO 2012, DE
LOS POZOS ESCOGIDOS PARA EL ANÁLISIS.**

A 6.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO ANA-06D AÑO 2012

ANA – 06D									
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN									
FECHA	ARENA	MET.	API	BFPD	BPPD	BSW	HZ	P intk	OBSERVACIONES
dic-11	HS	BES	29	380	319	16	53	729	Evalúan con unidad MTU
ene-12	HS	BES	29	438	429	2	54	434	Pozo produce con Bomba P8X
feb-12	HS	BES	29	391	383	2	54	615	Pozo produce con Bomba P8X
mar-12	HS	BES	29	354	347	2	54	913	BES Off falla Generador
abr-12	HS	BES	29	158	155	2	54	1035	Pozo produce con Bomba P8X
may-12	HS	BES	29	311	307	1	53	670	
jun-12	HS	BES	29	313	309	1	53	673	
jul-12	HS	BES	29	309	305	2	53	669	
ago-12	HS	BES	29	324	323	1	53	665	
sep-12	HS	BES	29	329	324	1	54	577	
oct-12	HS	BES	29	359	354	1	54	562	
nov-12	HS	BES	29	372	366	1	54	497	
dic-12	HS	BES	29	382	377	1	54	497	

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

A 6.2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO CUL-09D AÑO 2012

CUL_09D										
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN										
FECHA	ARENA	MET	API	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	HZ	P intk	OBSERVACIONES
jul-11	U	BES	27,3	281	225	56	20	50	703,82	
ago-11	U	BES	25,44	260	208	52	20	50	719,36	
sep-11	U	BES	27,3	254	204	50	20	50	727,70	
oct-11	U	BES	21,16	259	208	51	20	50	727,45	
nov-11	U	BES	21,6	225	180	45	20	50	716,17	
dic-11	U	BES	21,3	216	173	43	20	50	707,29	
ene-12	U	BES	21,6	194	156	38	20	51	713,64	
feb-12	U	BES	21,60	214	171	43	20	54	637,20	
mar-12	U	BES	21,60	222	178	44	20	54	566,92	
abr-12	U	BES	21,60	193	154	39	20	54	578,25	
may-12	U	BES	21,60	195	156	36	20	54	569,40	
jun-12	U	BES	21,60	224	179	45	20	54	560,33	
jul-12	U	BES	21,60	175	140	35	20	54	531,75	
ago-12	U	BES	21,60	181	145	36	20	54	546,00	
sep-12	U	BES	21,60	171	137	34	20	54	546,00	
oct-12	U	BES	21,60	171	137	34	20	54	546,00	
nov-12	U	BES	21,60	170	136	34	20	54	546,00	
dic-12	U	BES	21,60	182	146	36	20	54	54,00	
CUL_09D	U	BES	22,41	211	169	42	20	53	594,29	

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

A 6.3 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO CUL-15D AÑO 2012

CUL_15D											
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN											
FECHA	ARENA	MET.	API	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	HZ	P intk	OBSERVACIONES	
may-12	INICIA EVALUACION CON CAMION BOMBA					0					
may-12	UI	PPH	18,9	123	101	22	18			EVALUANDO	
jun-12	UI	PPH	18,9	158	130	28	18			EVALUANDO	
jul-12	UI	PPH	18,9	185	152	33	18			EVALUANDO	
ago-12	UI	PPH	18,9	180	147	33	18			EVALUANDO	
sep-12	UI	PPH	18,9	170	140	30	18			EVALUANDO	
oct-12	UI	BES	18,9	198	162	36	18	52	1907,5		
nov-12	UI	BES	18,9	138	113	25	18	52	519,8		
dic-12	UI	BES	18,9	153	125	28	18	52	531		
CUL_15D	UI	BES	18,9	163	134	29	18	52	986,1		

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

A 6.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO YUL-04D AÑO 2012

YUL-04										
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN										
FECHA	ARENA	MET.	API	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	HZ	P intk	OBSERVACIONES
abr-12	UI	BES	18	888	222	666	75	55		
may-12	UI	BES	18,8	831	208	623	75	55		
jun-12	UI	BES	18	911	228	683	75	55		
jul-12	UI	BES	18	836	209	627	75	55		
ago-12	UI	BES	19,7	874	218	656	75	55	725	
sep-12	UI	BES	19,7	840	210	630	75	55	725	
oct-12	UI	BES	19,7	793	198	595	75	55	725	
nov-12	UI	BES	18,83	861	215	646	75	55	725	
dic-12	UI	BES	18,27	884	221	663	75	55	725	
YUL-04	UI	BES	18,78	857	214	643	75	55	725	

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

A 6.5 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO YUL-09D AÑO 2012

YUL_09D										
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN										
FECHA	ARENA	MET.	API	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	HZ	P intk	OBSERVACIONES
mar-12	U	BES	19	253	223	30	12	60	868	
abr-12	U	BES	19	241	212	29	12	60	868	
may-12	U	BES	19	234	206	28	12	60	868	
jun-12	U	BES	18,7	245	216	29	12	60	868	
jul-12	U	BES	18,7	264	232	32	12	60	868	
ago-12	U	BES	20,77	349	307	42	12	58,33	868	
sep-12	U	BES	20,2	286	252	34	12	60	868	
oct-12	U	BES	18,95	296	261	35	12	60	868	
nov-12	U	BES	18,52	301	265	36	12	54	868	
dic-12	U	BES	18,7	209	184	25	12	60	868	
YUL-09D	U	BES	19,15	268	236	32	12	59,23	868	

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

A 6.6 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO YUL-15D AÑO 2012

YUL_15D										
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN										
FECHA	ARENA	MET.	API	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	HZ	P intk	OBSERVACIONES
may-12	Ui	BES	19	120	118	2	2	56	935	
jun-12	Ui	BES	19	104	101	3	2	56	945	
jul-12	Ui	BES	19	249	244	5	2	53,75	421	
ago-12	Ui	BES	18,9	245	240	5	2	54	575	
sep-12	Ui	BES	18,9	250	245	5	2	54	691	
oct-12	Ui	BES	18,9	196	192	4	2	54	767,5	
nov-12	Ui	BES	19	187	183	4	2	54	749,25	
dic-12	Ui	BES	18,93	192	188	4	2	54	842	
YUL-15D	Ui	BES	18,95	193	189	4	2	54,47	740,72	

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

A 6.7 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO YUL-16D AÑO 2012

YUL_16D										
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN										
FECHA	ARENA	MET.	API	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	HZ	P intk	OBSERVACIONES
feb-12	BT	BES	19,5	229	183	46	20	50	511	
mar-12	BT	BES	19,57	156	125	31	20	50	515,29	
abr-12	BT	BES	20	151	120	31	20	50	515,5	
may-12	BT	BES	20	136	109	27	20	50	512	
jun-12	BT	BES	19,5	149	120	29	20	50	507,8	
jul-12	BT	BES	19,5	154	123	31	20	50	506	
ago-12	BT	BES	19,5	133	106	27	20	50	495	
sep-12	BT	BES	22,6	144	115	29	20	50	498	
oct-12	BT	BES	17,5	117	93	24	20	50	496,33	
nov-12	BT	BES	17,7	139	111	28	20	50	499	
dic-12	BT	BES	17,5	133	106	27	20	50	503	
YUL-16D	BT	BES	19,35	149	119	30	20	50	505,36	

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

A 6.8 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO YUL-19D AÑO 2012

YUL-19D										
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN										
FECHA	ARENA	MET.	API	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	HZ	P intk	OBSERVACIONES
jun-12	BT	BES	15,23	365	111	254	69,62	51,92	875	
jul-12	BT	BES	16,8	193	87	106	55	52	744,33	
ago-12	BT	BES	16,8	171	77	94	55	52	781,83	
sep-12	BT	BES	19,5	183	82	101	55	52	483	
oct-12	BT	BES	19,5	150	68	82	55	52	658,25	
nov-12	BT	BES	16,8	123	55	68	55	52	803	
dic-12	BT	BES	16,85	155	70	85	55	52	247,33	
YUL_19D	BT	BES	17,35	191	78	113	57,09	51,99	656,11	

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, Área Auca

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

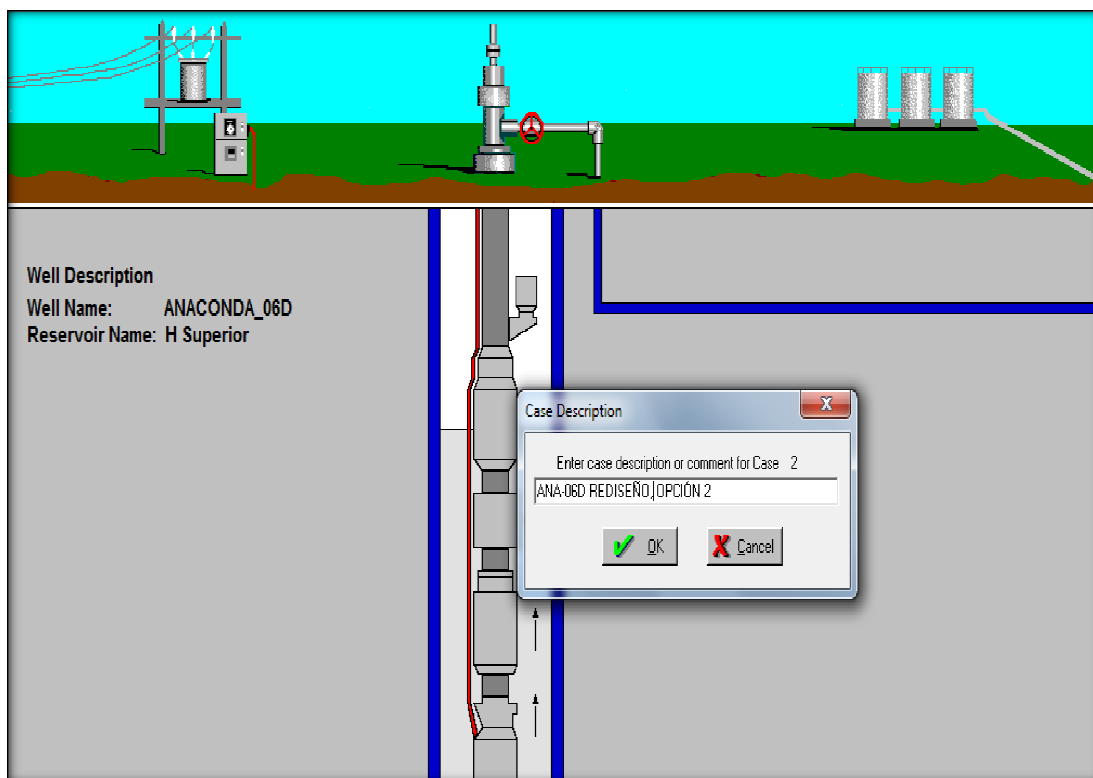
**ANEXO 7: PROCEDIMIENTO DE INGRESO DE DATOS AL
SOFTWARE SUBPUMP 7.00 (MODO RIGUROSO).**

PROCEDIMIENTO PARA EL REDISEÑO DEL SISTEMA BES USANDO SUBPUMP 7.0.

A continuación indicaremos el proceso para elaborar el rediseño de un sistema Electrosumergible a partir del análisis nodal realizado en el capítulo 3, para esto utilizaremos el software SubPUMP 7.0.

- a. Basándonos en el análisis nodal del pozo, vamos a crear un nuevo caso (Caso 2), en donde vamos a ingresar los nuevos parámetros del pozo.

FIGURA: INTERFASE 1 SUBPUMP

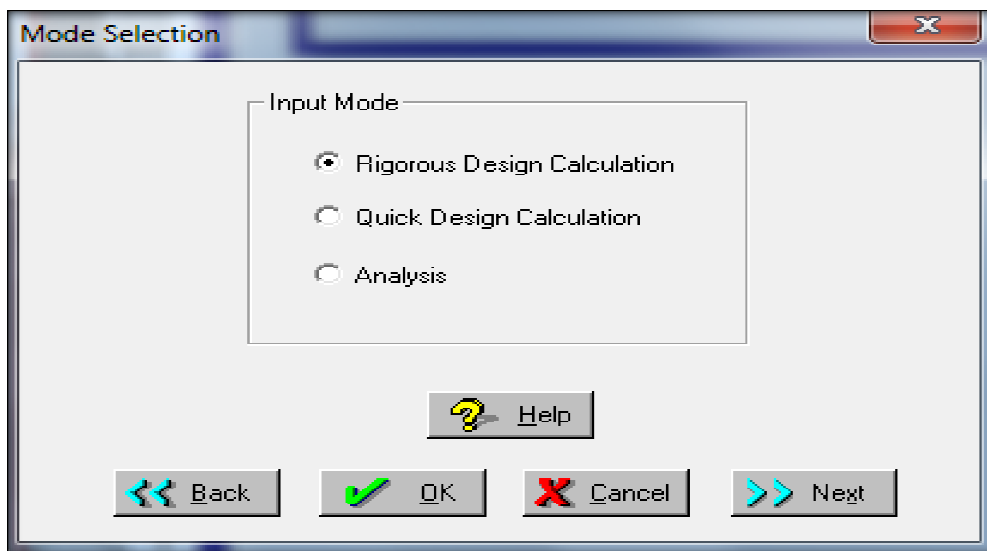


Fuente: Software SubPUMP, Rediseño ANA-06D (Opción 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís.

b. En la ventana seleccionamos la opción: Rigorous Design Calculation.

FIGURA: INTERFASE 2 SUBPUMP



Fuente: Software SubPUMP, Rediseño ANA-06D (Opción 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís.

c. En este paso ingresamos las especificaciones de las tuberías de revestimiento (CSG) y de producción (TBG), sus diámetros y pesos, los topes y las bases de las perforaciones en MD, la profundidad de asentamiento de la bomba, temperatura de fondo y de superficie del pozo. En este paso debemos tomar en cuenta el tipo de pozo si es que este es vertical, horizontal o direccional para así poder elegir la correlación correcta que vamos a utilizar.

FIGURA: INTERFASE 3 SUBPUMP

Wellbore

Well Data | Directional Survey | Gas Lift

Wellbore Correlation: **Beggs & Brill (1973)** Use Palmer holdup correction factor

Use Secondary Correlation below a depth of ft

	Type	Bottom(MD) ft	Top(MD) ft	OD in	ID in	Rough in
1	Casing	10466.00		7.000	6.276	0.0006500
2	Tubing	10166.00	N/A	3.500	2.992	0.0006500
3						0.0006500
4						0.0006500
5						0.0006500
6						0.0006500
7						0.0006500

Sort by Depth Sort by Type Delete Row

	OD	Weight	ID
<input checked="" type="radio"/> Casing	1.050	1.20	0.824
	1.315	1.80	1.049
<input type="radio"/> Tubing	1.660	2.40	1.380
	1.900	2.90	1.610
	2.375	4.70	1.995
	2.375	5.95	1.867

Top of Perforation or datum point (MD) ft

Temperature

Reservoir °F

Wellhead °F

Bottom of casing or tubing Min: 1.00 Max: 45000.00

Back Help OK Cancel Next

Fuente: Software SubPUMP, Rediseño ANA-06D (Opción 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís.

- d. En este paso caracterizaremos el fluido de la formación, para ello ingresamos los grados API del crudo, la gravedad específica del gas, el corte de agua (BSW), la relación Gas – petróleo (GOR), la presión de burbuja (Pb) y los datos de pruebas PVT.

FIGURA: INTERFASE 4 SUBPUMP

The screenshot shows the 'Fluids' software interface with the following data and settings:

Section	Parameter	Value	Unit
Producing Conditions	Oil Gravity	29.6	°API
	Spec Grav Gas	1.250	(air=1)
	Gas Ratio (GOR)	17.0	scf/bbl
	Gas Ratio (GLR)	16.7	scf/bbl
Water Properties	Water Cut	2.0	%
	Sp Gravity	1.050	(water = 1)
	Salinity	67197	ppm
Gas Impurities	CO2	0.000	%
	H2S	0.000	%
	N2	0.000	%
Bubble Point	Pressure	80.000	psia
	Soln GOR	15.480	scf/bbl
	Calc from producing GOR/GLR		
	Dead Oil (No gas considered)		

Navigation buttons: << Back, Help, OK, Cancel, >> Next

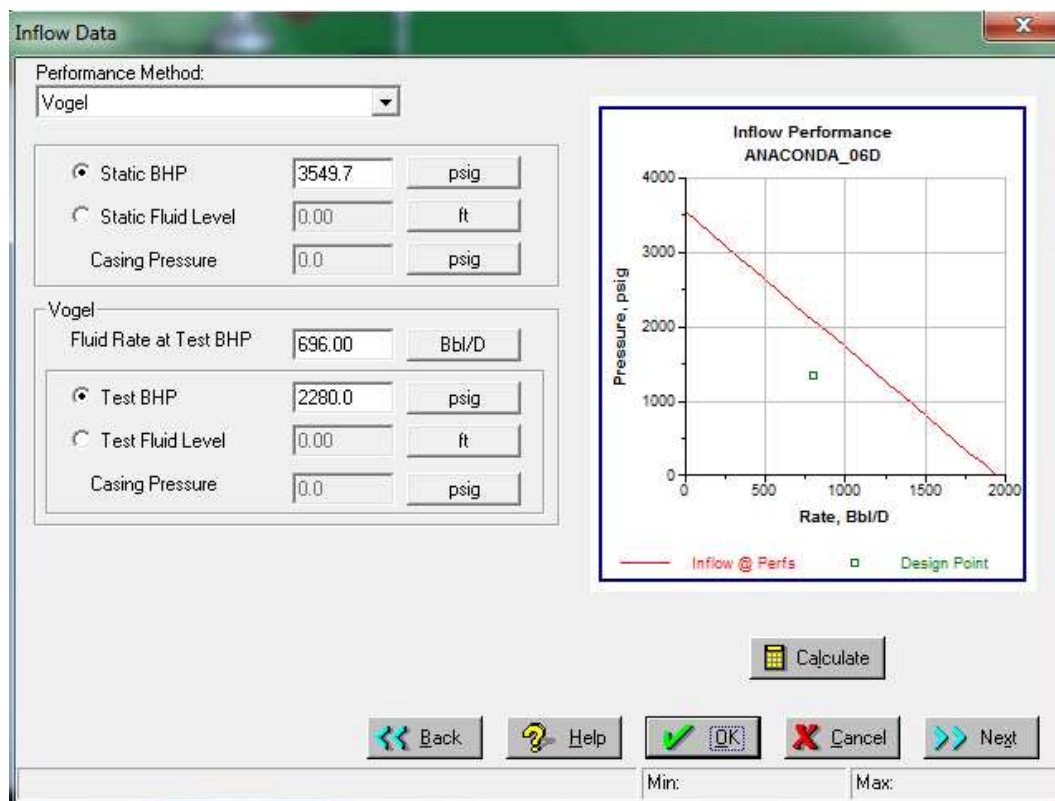
Status bar: Gravity of produced oil or condensate, Min: 5.0, Max: 60.0

Fuente: Software SubPUMP, Rediseño ANA-06D (Opción 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís.

- e. Para obtener la nueva curva IPR para el Caso 2 del pozo, y tomando en cuenta que el corte de agua es bajo, vamos a utilizar la correlación de Vogel. La nueva P_{wf} de la prueba de B'UP será: (último B'UP + ΔP_s), se debe mantener la presión de reservorio, la tasa de producción de B'UP y el mismo corte de agua (BSW), obtendremos nuestra nueva IPR como se muestra en la figura.

FIGURA: INTERFASE 5 SUBPUMP



Fuente: Software SubPUMP, Rediseño ANA-06D (Opción 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís.

- f. En este paso ingresamos los nuevos parámetros de producción y operación del pozo, es decir su producción neta de fluido, la presión de cabeza y la frecuencia a la que el nuevo equipo BES operará

Nota: Estimamos una frecuencia de diseño de 53 Hz, con la finalidad de que sea posible incrementar la frecuencia de trabajo para incrementar la producción (El rango de frecuencia operacional está entre los 45 – 65 Hz).

FIGURA: INTERFASE 6 SUBPUMP

Pressures / Rates

Design

Solve for:

Pump Intake Conditions *

Total Fluid Rate

Pump Depth

Total Fluid Rate: 1100 Bbl/D

Pump Depth: 10166.00 ft

Pump Intake Conditions

Intake Pressure * 2009.8 psig

Fluid Over Pump 5475.51 ft

Fluid Level 4690.49 ft

TDH 3910.54 ft

* Recommended Selection

Pump Viscosity Correction

Use Viscosity of: Fluid

Surface Pressures

Flowline: 70.0 psig

Casing: 30.0 psig

Gas Separation...

Calculate

Back Help OK Cancel Next

Min: Max:

Fuente: Software SubPUMP, Rediseño ANA-06D (Opción 2)

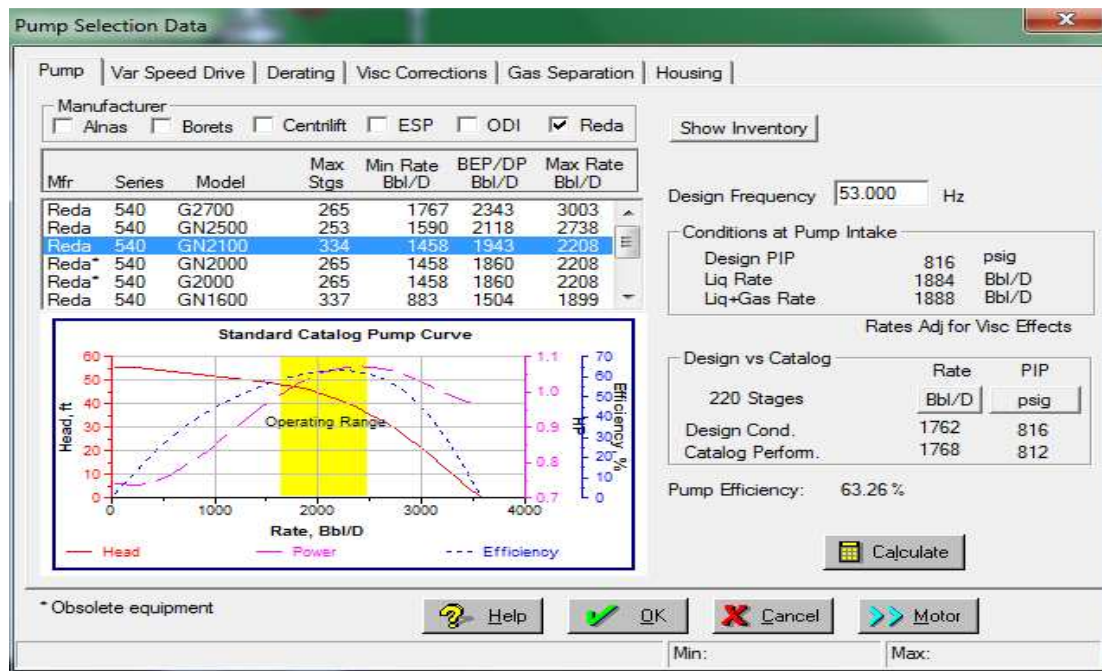
Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís.

- g. Como último paso, vamos a diseñar un equipo que pueda levantar la cantidad de fluido que tenemos actualmente y que opere de la mejor manera dentro del rango óptimo.

En la figura (Interfase 7) se muestra la parte de la selección de la bomba acorde con el nivel de fluido que debe levantar la misma.

En la figura (interfase 8) se muestra la selección del motor que va junto con la bomba previamente seleccionada.

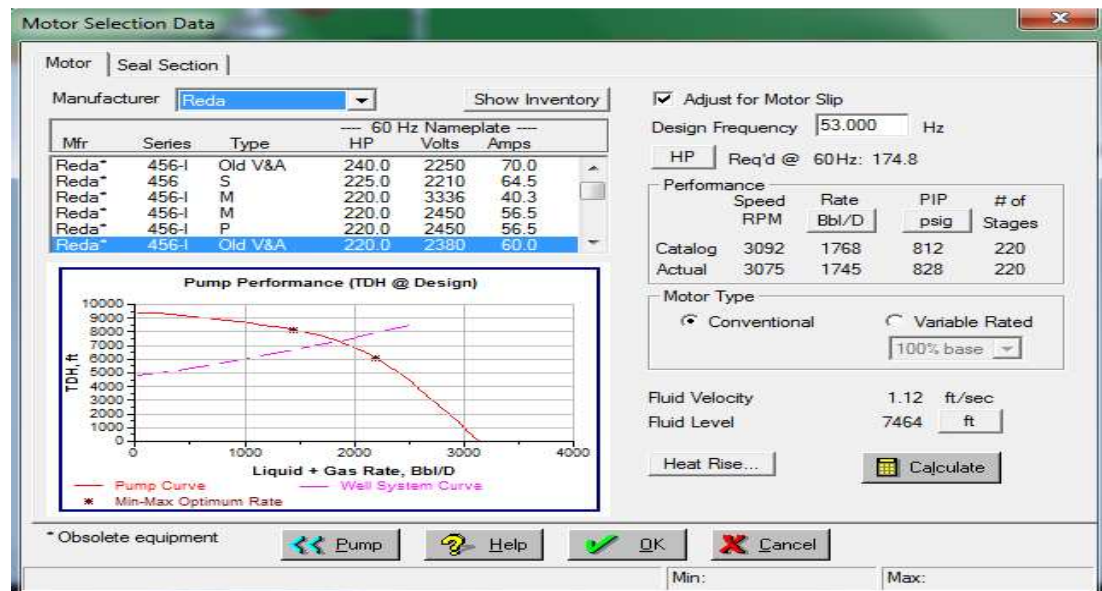
FIGURA: INTERFASE 7 SUBPUMP



Fuente: Software SubPUMP, Rediseño (Opción 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís.

FIGURA: INTERFASE 8 SUBPUMP



Fuente: Software SubPUMP, Rediseño (Opción 2)

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís.

ANEXO 8: ANÁLISIS ECONÓMICO DETALLADO

A 8.1 ANÁLISIS ECONÓMICO DETALLADO PROPUESTA 1

Mes		Número de Pozos productores por mes	Producción diaria (calculada con declinación del 1,083% mensual)	Producción mensual (calculada con declinación del 1,083% mensual)	Ingresos Total mes [USD]			Costos de Reparación de pozos	Costo Operativo	Egreso Total mes	Ingresos mensuales Actualizados [USD]			Ingresos mensuales Actualizados Acumulados [USD]			Egreso mensual Actualizado	Egreso mensual Actualizado Acumulado	Flujo de Caja Actualizado [USD]			Flujo de Caja Actualizado Acumulado [USD]		
			[BPPD]	[BPPD]	82,71	93,45	109,68	[USD]	7,65 [USD/BBL]	[USD]	82,71	93,45	109,68	82,71	93,45	109,68	[USD]	[USD]	82,71	93,45	109,68	82,71	93,45	109,68
1	0	0	0	0	0	0	0	4.040.400	0	4.040.400	0	0	0	0	0	0	4.040.400	4.040.400	-4.040.400	-4.040.400	-4.040.400	-4.040.400	-4.040.400	-4.040.400
2	1	4	2173	6590	5.391.865	6.092.006	7.500.039	3.030.300	498.704	3.529.004	5.338.480	6.031.689	7.079.247	5.338.480	6.031.689	7.079.247	3.494.063	7.534.463	1.844.417	2.537.626	3.585.184	-2.195.983	-1502.774	-4552.16
3	2	8	3022	90669	7.499.201	8.472.981	9.944.533	0	693.615	693.615	7.351.437	8.306.030	9.748.586	12.689.917	14.337.719	16.827.833	679.948	8.214.411	6.671.489	7.626.082	9.068.638	4.475.506	6.123.308	8.613.422
4	3	8	2990	89692	7.418.400	8.381.689	9.837.385	0	686.141	686.141	7.200.226	8.135.185	9.548.069	19.890.143	22.472.903	26.375.902	665.962	8.880.373	6.534.264	7.469.223	8.882.107	11.009.770	13.592.531	17.495.529
5	4	8	2958	88725	7.338.470	8.291.380	9.731.392	0	678.749	678.749	7.052.126	7.967.853	9.351.676	26.942.268	30.440.757	35.727.578	652.264	9.532.637	6.399.862	7.315.589	8.699.412	17.409.631	20.908.120	26.194.941
6	5	8	2926	87769	7.258.402	8.202.044	9.626.541	0	671.435	671.435	6.907.072	7.803.964	9.159.323	33.849.340	38.244.720	44.886.901	638.848	10.171.485	6.268.224	7.165.116	8.520.475	23.677.855	28.073.236	34.715.417
7	6	8	2894	86824	7.181.185	8.113.671	9.522.819	0	664.201	664.201	6.765.001	7.643.445	8.970.926	40.614.341	45.888.165	53.857.828	625.707	10.797.192	6.139.294	7.017.738	8.345.219	29.817.149	35.090.973	43.060.635
8	7	8	2863	85888	7.103.811	8.026.250	9.420.215	0	657.045	657.045	6.625.853	7.486.228	8.786.405	47.240.194	53.374.394	62.644.232	612.837	11.410.029	6.013.015	6.873.391	8.173.567	35.830.164	41.964.364	51.234.203
9	8	8	2832	84963	7.027.271	7.939.771	9.318.716	0	649.965	649.965	6.489.566	7.332.245	8.605.678	53.729.760	60.706.639	71.249.910	600.232	12.010.261	5.889.335	6.732.013	8.005.446	41.719.499	48.696.377	59.239.649
10	9	8	2802	84047	6.951.555	7.854.223	9.218.312	0	642.962	642.962	6.356.084	7.181.429	8.428.669	60.085.844	67.888.068	79.678.580	587.886	12.598.147	5.768.198	6.593.543	7.840.784	47.487.696	55.289.921	67.080.433
11	10	8	2771	83142	6.876.655	7.769.598	9.118.988	0	636.034	636.034	6.225.346	7.033.715	8.255.301	66.311.190	74.921.783	87.933.881	575.794	13.173.941	5.649.552	6.457.922	7.679.508	53.137.249	61.747.842	74.759.940
12	11	8	2742	82246	6.802.562	7.685.884	9.020.736	0	629.181	629.181	6.097.298	6.889.040	8.085.499	72.408.488	81.810.823	96.019.380	563.950	13.737.891	5.533.348	6.325.090	7.521.549	58.670.597	68.072.932	82.281.489
				929.655	76.850.376	86.829.496	101.909.675	7.070.700	7.108.033	14.178.733	72.408.488	81.810.823	96.019.380				13.737.891		58.670.597	68.072.932	82.281.489			

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís.

A 8.2 ANÁLISIS ECONÓMICO DETALLADO PROPUESTA 2

Mes	Día	Número de Pozos productores por mes	Producción diaria (calculada con declinación del 1,083% mensual)	Producción mensual (calculada con declinación del 1,083% mensual)	Ingresos Total mes [USD]			Costos de Reparación de pozos	Costo Operativo	Egreso Total mes	Ingresos mensuales Actualizados [USD]			Ingresos mensuales Actualizados Acumulados [USD]			Egreso mensual Actualizado	Egreso mensual Actualizado Acumulado	Flujo de Caja Actualizado [USD]			Flujo de Caja Actualizado Acumulado [USD]		
			[BPPD]	[BPPD]	82,71	93,45	109,68	[USD]	7,65 [USD/BBL]	[USD]	82,71	93,45	109,68	82,71	93,45	109,68	[USD]	[USD]	82,71	93,45	109,68	82,71	93,45	109,68
1	0	0	0	0	0	0	0	4.568.400	0	4.568.400	0	0	0	0	0	4.568.400	4.568.400	-4.568.400	-4.568.400	-4.568.400	-4.568.400	-4.568.400	-4.568.400	
2	1	4	3723	11696	9.238.376	10.437.991	12.250.817	3.426.300	854.474	4.280.774	9.146.907	10.334.645	12.129.522	9.146.907	10.334.645	12.129.522	4.238.390	8.806.790	4.908.517	6.096.254	7.891.132	340.117	1.527.854	3.322.732
3	2	8	5057	15710	12.547.895	14.177.255	16.639.501	0	1.160.578	1.160.578	12.300.652	13.897.907	16.311.637	21.447.559	24.232.582	28.441.189	1.137.710	9.944.500	11.162.942	12.760.197	15.173.927	11.503.059	14.288.052	18.496.659
4	3	8	5002	150075	12.412.697	14.024.502	16.460.218	0	1.148.073	1.148.073	12.047.642	13.612.043	15.976.125	33.495.201	37.844.585	44.417.284	1.114.309	11.058.809	10.933.333	12.497.735	14.861.817	22.436.392	26.785.786	33.358.475
5	4	8	4949	148458	12.278.956	13.873.394	16.282.867	0	1.135.703	1.135.703	11.799.835	13.332.059	15.647.515	45.295.036	51.176.655	60.064.799	1.091.388	12.150.197	10.708.447	12.240.671	14.556.126	33.144.838	39.026.457	47.914.602
6	5	8	4895	146858	12.146.656	13.723.915	16.107.426	0	1.123.467	1.123.467	11.557.126	13.057.834	15.325.663	56.852.162	64.234.489	75.390.462	1.068.940	13.219.137	10.488.186	11.988.894	14.256.723	43.633.025	51.015.351	62.171.325
7	6	8	4843	145276	12.015.781	13.576.046	15.933.876	0	1.111.362	1.111.362	11.319.409	12.789.249	15.010.432	68.171.572	77.023.738	90.400.894	1.046.953	14.266.090	10.272.456	11.742.296	13.963.479	53.905.481	62.757.648	76.134.804
8	7	8	4790	143711	11.886.317	13.429.770	15.762.196	0	1.099.387	1.099.387	11.086.582	12.526.189	14.701.685	79.258.154	89.549.927	105.102.579	1.025.418	15.291.509	10.061.164	11.500.771	13.676.266	63.966.645	74.258.419	89.811.070
9	8	8	4739	142162	11.758.247	13.285.071	15.582.365	0	1.087.542	1.087.542	10.858.544	12.268.540	14.399.288	90.116.698	101.818.467	119.501.867	1.004.327	16.295.835	9.854.217	11.264.213	13.394.961	73.820.863	85.522.632	103.206.032
10	9	8	4688	140631	11.631.557	13.141.930	15.424.365	0	1.075.824	1.075.824	10.635.196	12.016.190	14.103.111	100.751.894	113.834.657	133.604.978	983.669	17.279.504	9.651.527	11.032.521	13.119.442	83.472.390	96.555.153	116.325.474
11	10	8	4637	139115	11.506.233	13.000.332	15.258.174	0	1.064.233	1.064.233	10.416.442	11.769.031	13.813.026	111.168.336	125.603.688	147.418.004	963.436	18.242.940	9.453.006	10.805.595	12.849.590	92.925.396	107.360.748	129.175.064
12	11	8	4587	137616	11.382.258	12.860.259	15.093.775	0	1.052.766	1.052.766	10.202.188	11.526.955	13.528.908	121.370.524	137.130.643	160.946.912	943.619	19.186.559	9.258.569	10.593.336	12.585.289	102.183.965	117.944.084	141.760.353
				1557308	128804974	145530465	170805580	7994700	11913.409	11908109	121370.524	137130.643	160946.912				19.186.559		102.183.965	117.944.084	141.760.353			

Elaborado por: Lenin Donoso – Marcelo Solís

