

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE EN LA PRODUCCIÓN DEL PETRÓLEO
EN EL ÁREA SHUSHUFINDI**

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

**DÁVILA ARAGÓN PEDRO ANTONIO
davila_tonio@hotmail.com**

**TAYO GARCÉS WASHINGTON MARCELO
marcelo_tayo@hotmail.com**

**DIRECTOR: ING. ÁNGEL FERNANDO USHIÑA PUMA MSc
afup_1957@yahoo.com**

Quito, Septiembre 2012

DECLARACIÓN

Nosotros, Pedro Antonio Dávila Aragón, Washington Marcelo Tayo Garcés, 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.

PEDRO ANTONIO

DÁVILA ARAGÓN

WASHINGTON MARCELO

TAYO GARCÉS

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Pedro Antonio Dávila Aragón y Washington Marcelo Tayo Garcés, bajo mi supervisión.

Ing. Ángel Ushiña MSc
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

A mis padres, Pedro y Adriana, por su amor, constancia y sabiduría.

A mis hermanos por su cariño y apoyo incondicional.

A mis profesores, quienes impartieron sus conocimientos, base fundamental de mi formación profesional, pilar para la elaboración de este proyecto.

A mi compañero Marcelo Tayo, por el apoyo, solidaridad y la amistad brindada a lo largo de la elaboración de este proyecto.

Al Ing. Ángel Ushiña, por su compromiso y firmeza en la dirección del presente proyecto.

A mis compañeros quienes han sido una escuela de vida durante mi formación profesional.

A la empresa Estatal E.P PETROECUADOR, por brindarnos las facilidades para realizar el proyecto de titulación, en especial al Ingeniero Diego Palacios y Jaime Gavilanes.

A la Escuela Politécnica Nacional, a la Facultad de Ingeniería de Petróleos, a sus autoridades, docentes, administrativos y alumnos.

PEDRO DÁVILA ARAGÓN

AGRADECIMIENTO

A Dios por haberme dado la vida, la fuerza y la sabiduría para poder cumplir una importante en mi vida.

A todos y cada uno de los miembros de mi familia, en especial a mi madre Rosana Garcés, quien con su sacrificio y amor incondicional ha sabido educarme y guiarme hasta llegar a este momento de gran alegría para mí.

A mi hermana Enma Rocío, por su apoyo incondicional, por estar en los momentos buenos, pero sobre todo en aquellos momentos difíciles de mi vida.

A mis abuelitos Manuel Garces (+) y Rosa Diaz, quienes me brindaron su amor y apoyo incondicional.

Al ingeniero Ángel Ushiña, por su apoyo y acertada dirección de este proyecto de titulación.

A mi compañero de tesis Pedro Dávila, por la amistad, el apoyo, y la dedicación que ha puesto para culminar este proyecto con éxito.

A la gente de ingeniería de petróleos, ingeniería de producción e ingeniería de reservorios de la empresa E.P. Petroecuador, por el apoyo en el desarrollo de este proyecto.

A la Escuela Politécnica Nacional, a quienes fueron mis profesores, a mis compañeros con quienes compartí aula durante seis años de mi vida, a la Facultad de Ingeniería de Petróleos, a sus autoridades, docentes, administrativos y alumnos; y en especial a la Asociación de Estudiantes de Ingeniería y Petróleos, quienes me brindaron su apoyo y confianza para dirigir esta maravillosa entidad por un año y medio en calidad de presidente de la AEIP.

A todas y cada una de las personas que han sido parte de mi vida, con quienes comparto este gran logro.

WASHINGTON MARCELO TAYO GARCÉS

DEDICATORIA

A mis Padres, Pedro y Adriana, ejemplo de honestidad y sacrificio, siempre han sido mi inspiración para salir adelante.

A mis hermanos, por su afecto y lealtad.

A Liliana, mi amiga incondicional y dueña de mi corazón.

PEDRO DÁVILA ARAGÓN

DEDICATORIA

A la memoria de mi abuelito Manuel Garcés, quien fue mi padre, mi amigo y mi confidente incondicional; y hoy desde el cielo cuida y guía mis pasos.

A mi madre Rosana Garcés, a mi hermana Enma, a mi abuelita Rosita, y a toda mi familia, por su amor, cariño y apoyo incondicional.

WASHINGTON MARCELO TAYO GARCÉS

CONTENIDO

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA SHUSHUFINDI Y FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA

TECNOLOGÍA DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE 1

1.1 DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL ÁREA SHUSHUFINDI	1
1.1.2 ANTECEDENTES.....	1
1.1.2 UBICACIÓN.....	3
1.1.3 ESTRUCTURA.....	4
1.1.4 ESTRATIGRAFÍA.....	5
1.1.6 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI	9
1.1.6.1. Características y Propiedades de las Rocas Productoras.....	9
1.1.6.2. Características y Propiedades de los Fluidos	11
1.1.7. RESERVAS.....	11
1.1.7.1 Reservas Probadas	12
1.1.7.2 Reservas Probables	12
1.1.7.3 Reservas Posibles	12
1.1.7.4 Reservas Remanentes	13
1.1.8 PRESIONES	14
1.1.8.1 Generación de Mapas Isobáricos.....	14
1.1.8.2 Comportamiento de la Presión con el Tiempo	17
1.1.8.3 Distribución de la Saturación de Agua en el Campo Shushufindi	24
1.1.9 SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ESTACIONES Y LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA SHUSHUFINDI.....	31
1.1.9.1 Generalidades.	31
1.1.9.2 Estado Actual de la Producción por Estaciones y Métodos de Levantamiento.	33
1.1.9.3 Facilidades de Producción.....	36
1.1.9.3.1 Estado de las Facilidades de Superficie.....	36
1.1.9.3.2 Sistema de Reinyección de Agua de Formación	42
1.1.9.3.3 Tratamiento Químico para el Sistema de Reinyección de Agua.....	44
1.1.9.3.4 Tratamiento Químico que se aplica a los pozos con Bombeo Electrosumergible.....	44
1.1.9.3.5 Estudio de Armónicos en el Sistema Eléctrico de Potencia	50
1.1.9.3.6 Correccion a los efectos negativos generados por los ARMÓNICOS... Fitros de Absorcion.....	53
Variadores de Velocidad de 12 Pulsos con Transformador	
Reductor Defasado	55
1.2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.	56
1.2.1 INTRODUCCIÓN AL SISTEMA B.E.S.	56
1.2.2 COMPONENTES DEL SISTEMA B.E.S.	56
1.2.3 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE FONDO.....	58
1.2.3.1 Motor	58
1.2.3.1.1 Componentes del Motor.....	59
Estator.....	60

Bastidor.....	60
Núcleo.....	60
Bobinado del Estator	61
Rotor	61
Cojinetes Radiales del Rotor.....	62
Cojinetes Axiales del Motor.....	62
<i>Acople o Conector</i>	63
1.2.3.1.2 Funcionamiento del Motor	63
1.2.3.1.3 Selección de un Motor	64
Serie del Motor	64
Tipo de Motor	64
<i>Configuración, Voltaje & Amperaje</i>	65
Motores en Tándem	66
Temperatura de Operación del Motor	67
1.2.3.2 Protector o Sello.....	67
1.2.3.2.1 Funciones del Protector	68
1.2.3.2.2 Componentes del Sello	69
1.2.3.2.3 Tipos de Protectores	71
1.2.3.2.3.1 Protectores Tipo Laberinto.....	71
1.2.3.2.3.2 Protectores de Sello Positivo o de Bolsa	72
1.2.3.2.4 Nomenclatura de los Sellos.....	72
1.2.3.2.5 Conexión en Serie	73
1.2.3.3 Separador de Gas / Intake	74
1.2.3.3.1 Tipos de Separadores.....	75
1.2.3.3.1.1 Separadores Estáticos o Laberínticos.....	75
1.2.3.3.1.2 Separadores Dinámicos o Centrífugos	75
1.2.3.3.2 Eficiencia del Separador.....	76
1.2.3.4 Bomba Electrosumergible	76
1.2.3.4.1 Principio de Funcionamiento	77
1.2.3.4.2 Tipos de Bombas Según Tipo de Impulsores	79
1.2.3.4.2.1 Flujo Radial	79
1.2.3.4.2.2 Flujo Mixto.....	79
1.2.3.4.2.3 Flujo Axial	80
1.2.3.4.3 Tipos de Bomba según su Construcción	80
1.2.3.4.3.1 Bombas de construcción "flotante"	80
1.2.3.4.3.2 Bombas de construcción "Compresión"	81
1.2.3.4.4 Nomenclatura de las Bombas	81
1.2.3.4.5 Curvas de desempeño de la Bomba Electrosumergible	83
La Curva de Altura de la Columna (Head Capacity).....	83
La Curva de Potencia al Freno (Brake Horse Power - Bhp)	84
La Curva de Eficiencia	84
1.2.3.4.6 Rango Operativo de la Bomba	84
Zona de Empuje Descendente (Downthrust).....	84
Rango Operativo (Operating Range)	85
Zona de Empuje Ascendente (Upthrust).....	85
Bombas de Frecuencia Variable	85

1.2.3.4.7 Selección de una Bomba	86
1.2.3.5 Cable.....	90
1.2.4 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE SUPERFICIE.....	93
1.2.4.1 Cabezal del Pozo.....	93
Componentes del Cabezal de Producción	94
1.2.4.2 Transformador	95
1.2.4.3 Caja de Venteo	96
1.2.4.4 Variador de Frecuencia (VSD)	97
1.2.5 APLICACIÓN DEL SISTEMA BES	98
1.2.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA APLICACIÓN DE BES	99
a) Ventajas.....	99
b) Desventajas.....	99

CAPITULO 2

ANÁLISIS TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CON BOMBEO

ELECTROSUMERGIBLE DEL ÁREA SHUSHUFINDI..... 100

2.1 INTRODUCCION.....	100
2.2 CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS.....	100
2.2.1 DENSIDAD (ρ).....	100
2.2.2 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO (γ_o)	101
2.2.3 GRADIENTE DE PRESIÓN.....	101
2.2.4 CORTE DE AGUA (W.C.)	102
2.2.5 PRESIÓN DE BURBUJA (P_b)	102
2.2.6 RELACIÓN GAS-ACEITE (GOR).....	102
2.2.7 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO (B_o)	103
2.2.8 FLUJO DE FLUIDO (Q).....	103
2.2.9 PERMEABILIDAD DE LA FORMACIÓN	103
2.3 POZOS CON SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE SELECCIONADOS	104
2.3.1 DISPONIBILIDAD DE DATOS CONFIABLES.....	104
2.3.2 PRUEBAS DE RESTAURACION DE PRESION (B'UP) Y REPORTES DE BOMBAS.....	105
2.3.3 REPORTE SEMANAL DE LOS EQUIPOS ELECTROSUMERGIBLES.....	109
2.3.4 DIAGRAMAS MECÁNICOS ACTUALES DE LOS POZOS.....	109
2.3.5 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DE LOS POZOS SELECCIONADOS	118
2.3.6 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELLECCIONADOS.	118
2.3.6 DATOS DEL FORECAST DE LOS POZOS SELECCIONADOS.....	118

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA SHUSHUFINDI..... 119

3.1 RECOPIACIÓN DE DATOS	119
3.2 TEORÍA DEL ANÁLISIS NODAL	119
3.5 PROCESO PARA EL ANÁLISIS NODAL DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	124

3.5.1 PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR ANÁLISIS NODAL DEL SISTEMA.....	124
3.6 DESCRIPCION DEL PROGRAMA “SUBPUMP”	127
3.6.1 INTRODUCCIÓN.	127
3.6.2 PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL ANALISIS NODAL UTILIZANDO EL SUBPUMP.....	127
3.7.2 ANÁLISIS POZO AGU-10.....	141
3.7.3 ANÁLISIS POZO DRN-01.....	147
3.7.4 ANÁLISIS POZO DRE-08D	153
3.7.5 ANÁLISIS POZO SSF-10BD	159
3.7.6 ANÁLISIS POZO SSF-63.....	165
3.7.7 ANÁLISIS POZO SSF-90.....	171
3.7.8 ANÁLISIS POZO SSF-91.....	177
3.7.9 ANÁLISIS POZO SSF-101.....	183
3.7.10 ANÁLISIS POZO SSF-104D	189
3.7.11 ANÁLISIS POZO SSF-106D.	195
3.7.12 ANÁLISIS POZO SSF-109D.	201
3.7.13 ANÁLISIS POZO SSF-110D	207
3.7.14 ANÁLISIS POZO SSF-119D.	213

CAPÍTULO 4

REDISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN LOS POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA SHUSHUFINDI	219
4.1 DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	219
4.1.1 DATOS BÁSICOS PARA LA SELECCIÓN DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	220
4.1.2 ANÁLISIS DE LOS POSIBLES PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN EN LOS POZOS SELECCIONADOS	222
4.2 PROPUESTA TÉCNICA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS EN EL ÁREA SHUSHUFINDI	224
4.2.1 PASOS PARA EL DISEÑO DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	224
4.2.2 REDISEÑO DE EQUIPOS BES EN LOS POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA SHUSHUFINDI.....	227
4.2.2.1 Propuesta Técnica Pozo AGU-09.	227
4.2.2.1.1 Opción 1 para el pozo AGU-09.....	227
4.2.2.1.2 Opción 2 para el pozo AGU-09.....	229
4.2.2.2 Propuesta Técnica Pozo AGU-10	229
4.2.2.2.2 Opción 2 para el pozo AGU-10.....	230
4.2.2.3 Propuesta Técnica Pozo DRN-01.....	235
4.2.2.3.1 Opción 1 para el pozo DRN-01.....	235
4.2.2.3.2 Opción 2 para el pozo DRN-01.....	235
4.2.2.4 Propuesta Técnica Pozo DRE-08D.....	240
4.2.2.4.1 Opción 1 para el pozo DRE-08D.....	240
4.2.2.5 Propuesta Técnica Pozo SSF-10BD.....	245
4.2.2.5.1 Opción 1 para el pozo SSF-10BD.....	245

4.2.2.5.2 Opción 2 para el pozo SSF-10BD.....	249
4.2.2.6 Propuesta Técnica Pozo SSF-63	253
4.2.2.6.1 Opción 1 para el pozo SSF-63	253
4.2.2.6.2 Opción 2 para el pozo SSF-63.....	254
4.2.2.8 Propuesta Técnica Pozo SSF-104D.....	264
4.2.2.8.1 Opción 1 para el pozo SSF-104D.....	264
4.2.2.8.2 Propuesta técnica Opción 2 para el pozo SSF-104D.....	265
4.2.2.9 Propuesta Técnica Pozo SSF-106D.....	269
4.2.2.9.1 Opción 1 para el pozo SSF-106D	269
4.2.2.9.2 Propuesta técnica Opción 2 para el pozo SSF-106D.....	270
4.2.2.10 Propuesta Técnica Pozo SSFD-109D.	274
4.2.2.10.1 Opción 1 para el pozo SSF-109D.....	274
4.2.2.10.2 Opción 2 para el pozo SSF-109D.....	275
4.2.2.11.1 Opción 1 para el pozo SSF-110.	279
4.2.2.11.2 Opción 2 para el pozo SSF-110D.....	283
4.2.2.12 Propuesta Técnica Pozo SSF-119D.....	287
4.2.2.12.1 Opción 1 para el pozo SSF-119D.....	287
4.2.2.12.2 Opción 2 para el pozo SSF-119D.....	291
4.2.3 RESULTADOS DEL REDISEÑO	295

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO	296
5.1 ANÁLISIS TÉCNICO.....	296
5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO	298
5.2.1 MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS.....	298
5.2.1.1 Valor Actual Neto (VAN)	299
5.2.1.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)	300
5.2.1.3 Relación Costo / Beneficio (RCB)	301
5.2.2 COSTOS E INVERSIÓN DEL PROYECTO	302
5.2.3 INGRESOS.....	304
5.2.4 EGRESOS	305
5.2.5 CONSIDERACIONES TOMADAS EN EL ANÁLISIS ECONÓMICO	305
5.2.6 CRONOGRAMA DE REACONDICIONAMIENTOS.....	307
5.2.7 PROPUESTA TÉCNICA PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO.....	310
5.2.7.1 Análisis Económico – Propuesta Técnica N° 1	310
5.2.7.2 Análisis Económico – Propuesta Técnica N° 2	312

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	317
6.1 CONCLUSIONES	317
6.2 RECOMENDACIONES	320
GLOSARIO	322
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	326
ANEXOS.....	327

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1	Parámetros Petrofísicos del campo Shushufindi.	10
Tabla 1.2	Propiedades de los Fluidos	11
Tabla 1.3	Reservas Iniciales, Producción Acumulada y Reservas Remanentes por Yacimiento al 31 de diciembre de 2010	13
Tabla 1.4	Comportamiento de la Presión Área Shushufindi.	14
Tabla 1.5	Producción de Crudo por Estaciones del Área Shushufindi.....	31
Tabla 1.6	Producción por Tipo de Levantamiento.....	31
Tabla 1.7	Pozos productores según el tipo de Levantamiento Artificial, por estación.	32
Tabla 1.8	Forecast de los Pozos del Área Shushufindi al 30 de Noviembre de 2011	33
Tabla 1.9	Facilidades de producción, Estacion Aguarico.	37
Tabla 1.10	Facilidades de producción, Estación Shushufindi Norte.....	38
Tabla 1.11	Facilidades de producción, Estación Shushufindi Central.	38
Tabla 1.12	Facilidades de producción, Estación Shushufindi Sur.....	39
Tabla 1.13	Facilidades de producción, Estacion Shushufindi Sur Oeste.	40
Tabla 1.14	Separadores De Prueba, Producción Y Fwko.	41
Tabla 1.15	Pozos y equipos del sistema de reinyección de agua de formación.	43
Tabla 1.16	Químicos utilizados para la Reinyección de Agua	44
Tabla 1.17	Tratamiento Antiescala de los pozos con BES.	45
Tabla 1.18	Tratamiento Anticorrosivo de los pozos con BES del Área Shushufindi.	46
Tabla 1.19	Tratamiento Biocida de los pozos con BES del Área Shushufindi.....	47
Tabla 1.20	Químicos utilizados para la Deshidratación del crudo.	48
Tabla 1.21	Centrales de Generación del Sistema Interconectado de potencia.	49
Tabla 1.19	Resumen Distorsión Armónica Total de Corriente en Alimentadores	53
Tabla 1.20	Diseño De Motores REDA @ 50HZ.....	66
Tabla 1.21	Diseño de Motores REDA @ 60HZ	67
Tabla 1.22	TABLA DE EFICIENCIAS DEL SEPARADOR	76
Tabla 1.24	NOMENCLATURA DE BOMBAS REDA.....	82
Tabla 1.25	BOMBAS SERIE 400 Y 513	86
Tabla 2.1	Pozos seleccionados en el Área Shushufindi.	105
Tabla 2.2	PRUEBAS DE B´UP DE LOS POZOS SELECCIONADOS.	106
Tabla 2.3	REPORTE SEMANAL BOMBAS REDA-SCHULEMBERGER	110

Tabla 2.4 REPORTE SEMANAL BOMBAS BAKER-CENTRILIFT	112
Tabla 2.5 REPORTE SEMANAL BOMBAS REDA -SCHLUMBERGER; RECOMENDACIONES DE PRODUCCIÓN.....	114
Tabla 2.6 REPORTE SEMANAL BOMBAS BAKER -CENTRILIFT; RECOMENDACIONES DE PRODUCCIÓN	116
Tabla 3.1 DATOS BOMBA B.E.S. Y DEL POZO AGU-09	135
Tabla 3.2 CÁLCULOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO AGU-09.....	135
Tabla 3.3 Presión de succión y descarga, pozo AGU-09.....	137
Tabla 3.4 Datos para la curva IPR, Pozo AGU-09.....	138
Tabla 3.5 DATOS BOMBA B.E.S. Y DEL POZO AGU-10	141
Tabla 3.6 CÁLCULOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO AGU-10.....	141
Tabla 3.7 Presión de succión y descarga, pozo AGU-10.....	143
Tabla 3.8 Datos para la curva IPR, Pozo AGU-10.....	144
Tabla 3.10 DATOS BOMBA B.E.S. Y DEL POZO DRN-01	147
Tabla 3.10 CÁLCULOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO DRN-01.....	147
Tabla 3.11 Presión de succión y descarga, pozo DRN-01	149
Tabla 3.12 Datos para la curva IPR, Pozo DRN-01.....	150
Tabla 3.13 DATOS BOMBA B.E.S. Y DEL POZO DRE-08D.....	153
Tabla 3.14 CÁLCULOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO DRE-08D	153
Tabla 3.15 Presión de succión y descarga, pozo DRE-08D	155
Tabla 3.16 Datos para la curva IPR, Pozo DRE-08D	156
Tabla 3.17 DATOS BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-10BD	159
Tabla 3.18 CÁLCULOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO SSF-10BD	159
Tabla 3.19 Presión de succión y descarga, pozo SSF-10BD	161
Tabla 3.20 Datos para la curva IPR, Pozo SSF-10BD	162
Tabla 3.21 DATOS BOMBA BES Y DEL POZO SSF-63	165
Tabla 3.22 CÁLCULOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO SSF-63.....	165
Tabla 3.23 Valores de presión de succión y descarga, pozo SSFD-63	167
Tabla 3.24 Datos para la curva IPR, Pozo SSFD-63	168
Tabla 3.25 DATOS EQUIPO BES Y DEL POZO SSF-90.....	171
Tabla 3.26 CÁLCULOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO SSF-90.....	171
Tabla 3.27 Presión de succión y descarga, pozo SSF-90.....	173
Tabla 3.28 Datos para la curva IPR, Pozo SSF-90.....	174
Tabla 3.29 DATOS BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-91	177

Tabla 3.30 CÁLCULOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO SSF-91.....	177
Tabla 3.31 Presión de succión y descarga, pozo SSF-91.....	179
Tabla 3.32 Datos para la curva IPR, Pozo SSF-91.....	180
Tabla 3.33 DATOS BOMBA BES. Y DEL POZO SSFD-101.....	183
Tabla 3.34 Cálculos del Análisis Nodal Del Pozo SSF-101.....	183
Tabla 3.35 Presión de succión y descarga, pozo SSF-101.....	185
Tabla 3.36 Datos para la curva IPR, Pozo SSF-101.....	186
Tabla 3.37 DATOS BOMBA BES Y DEL POZO SSF-104D.....	189
Tabla 3.38 CÁLCULOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO SSF-104D	189
Tabla 3.39 Presión de succión y descarga, pozo SSF-104D	191
Tabla 3.40 Datos para la curva IPR, pozo SSF-104D	192
Tabla 3.41 DATOS BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-106D.....	195
Tabla 3.42 CÁLCULOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO SSF-106D	195
Tabla 3.43 Presión de succión y descarga, pozo SSF-106D	197
Tabla 3,44 Datos para la curva IPR, pozo SSF-106D	198
Tabla 3.45 DATOS BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-109D.....	201
Tabla 3.46 CÁLCULOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO SSF-109D	201
Tabla 3.47 Presión de succión y descarga, pozo SSF-109D	203
Tabla 3.48 Datos para la curva IPR, Pozo SSF-109D	204
Tabla 3.49 DATOS BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-110D.....	207
Tabla 3.50 CÁLCULOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO SSF-110D	207
Tabla 3.51 Presión de succión y descarga, pozo SSF-110D	209
Tabla 3.52 Datos para la curva IPR, pozo SSF-110D	210
Tabla 3.53 DATOS BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-119D.....	213
Tabla 3.54 CÁLCULOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO SSF-119D	213
Tabla 3.55 Presión de succión y descarga, pozo SSF-119D	215
Tabla 3.57 Datos para la curva IPR, pozo SSF-119D	216
Tabla 4.1 DATOS DE LA BOMBA B.E.S. Y DEL POZO AGU-10 (OPCIÓN 2).....	232
Tabla 4.2 Parámetros de Operación y Desempeño Equipo BES; Pozo AGU-10	232
Tabla 4.3 DATOS DE LA BOMBA B.E.S. Y DEL POZO DRN-01; (OPCIÓN 2).....	237
Tabla 4.4 Parámetros de Operación y Desempeño Equipo BES; Pozo DRN-01.....	237
Tabla 4.5 DATOS DE LA BOMBA B.E.S. Y DEL POZO DRE-08D; OPCIÓN 1	240
Tabla 4.6 Parámetros de Operación y Desempeño Equipo BES; Pozo DRE-08D.....	241

Tabla 4.7 DATOS DE LA BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-10BD; OPCIÓN 1	246
Tabla 4.8 Parámetros de Operación y Desempeño Equipo BES; Pozo SSF-10BD	246
Tabla 4.9 DATOS DE LA BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-10BD; OPCIÓN 2	250
Tabla 4.10 Parámetros de Operación y Desempeño del Equipo BES; Pozo SSF-10BD (OPCIÓN 2).....	250
Tabla 4.11 DATOS DE LA BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-63; OPCIÓN 2.....	256
Tabla 4.13 Parámetros de operación y desempeño del Equipo BES; Pozo SSF-63	256
Tabla 4.13 DATOS DE LA BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-91; OPCIÓN 2.....	261
Tabla 4.14 Parámetros de Operación y Desempeño Equipo BES; pozo SSF-91; OPCIÓN 2	261
Tabla 4,15 Datos de la bomba B.E.S. y del pozo SSF-104D; Opción 2	266
Tabla 4.16 Parámetros de Operación y Desempeño del Equipo BES; Pozo SSF-104D.....	266
Tabla 4.17 DATOS DE LA BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-106D; OPCIÓN 2	271
Tabla 4.18 Parámetros de Operación y Desempeño del Equipo BES; Pozo SSF-106D.....	271
Tabla 4.19 DATOS DE LA BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-109D; OPCIÓN 2	276
Tabla 4.21 Parámetros de Operación y Desempeño del Equipo BES; Pozo SSF-109D.....	276
Tabla 4.21 DATOS DE LA BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-110D; OPCIÓN 1	280
Tabla 4.22 Parámetros De Operación Y Desempeño Equipo BES; Pozo SSF-110D	280
Tabla 4.24 DATOS DE LA BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-110D; OPCIÓN 2	284
Tabla 4.24 Parámetros de Operación y Desempeño Equipo BES; SSF-110D.....	284
Tabla 4.26 DATOS DE LA BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-119D; OPCIÓN 1	288
Tabla 4.27 Parámetros de Operación y Desempeño Equipo BES; SSF-119D	288
Tabla 4.27 DATOS DE LA BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-119D; OPCIÓN 2	292
Tabla 4.28 Parámetros de Operación y Desempeño Equipo BES; SSF-119D	292
Tabla 4.1 Resultados del Rediseño Propuesta 1.....	295
Tabla 4.1 Resultados del Rediseño Propuesta 2.....	295
Tabla 5.1 Estimación de Producción para la Propuesta 1 de Trabajos a realizarse en los Pozos Seleccionados (OPCIÓN No. 1).....	297
Tabla 5.2 Estimación de Producción para la Propuesta 2 de Trabajos a realizarse en los Pozos Seleccionados (OPCIÓN No. 2).....	297
Tabla 5.3 Costos Estimados para Cambios de Bomba Electrosumergible en los Pozos Seleccionados – Opción No.1	303
Tabla 5.5 Costos de Operativos de Reacondicionamiento de los Pozos Seleccionados ...	304
Tabla 5.6 Cronograma de reacondicionamientos	307

Tabla 5.7 Cálculo de la Producción mensual para la Propuesta N° 1 (incluye declinación del 0,75% mensual).....	308
Tabla 5.8 Cálculo de la Producción mensual para la Propuesta N° 2 (incluye declinación del 0,75 % mensual).....	309
Tabla 5.9 Consideraciones tomadas para el Análisis Económico; Propuesta N° 1.....	310
Tabla 5.10 Resultados del Análisis Económico-Propuesta N° 1	311
Tabla 5.11 Consideraciones tomadas para el Análisis Económico; Propuesta N°2	313
Tabla 5.12 Resultados del Análisis Económico-Propuesta N° 2	313
Tabla 5.13 ANÁLISIS ECONÓMICO DETALLADO; PROPUESTA N° 1	315
Tabla 5.14 ANÁLISIS ECONÓMICO DETALLADO; PROPUESTA N° 2	316
Tabla A 4.7 Historial de Producción Pozo SSF-90.	410
Tabla A.4.8 Historial de Producción Pozo SSF-91.	411
Tabla A 4.11 Historial de Producción Pozo SSF-106D.....	418
Tabla A 4.14 Historial de Producción Pozo SSF-119D.....	425

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI	3
FIGURA 1.2 Principales sistemas que afectan al campo Shushufindi y principales elementos tectónicos regionales.....	5
FIGURA 1.3 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA	7
FIGURA 1.5 Corte Estructural del campo Shushufindi - Aguarico	10
FIGURA 1.6: Mapa Isobáricos del campo Shushufindi para la arena "U".	15
FIGURA 1.7 Mapa Isobáricos del campo Shushufindi para la arena "T"	16
FIGURA 1.8 Comportamiento de la saturación de agua con el tiempo, BASAL TENA.	25
FIGURA 1.9 Variación de Saturación de Agua en Campo Shushufindi; ARENA "U"	27
FIGURA 1.10 Variación de Saturación de Agua en Campo Shushufindi; ARENA "T"	29
FIGURA 1.11 Esquema eléctrico de un Filtro de absorción.....	54
FIGURA 1.12 Componentes del Sistema de Bombeo Electrosumergible.....	57
FIGURA 1.13 Motor de Fondo.	59
FIGURA 1.14 Componentes del Estator.....	60
FIGURA 1.15 Laminaciones del Núcleo del Estator	60
FIGURA 1.16 Devanados del Motor	61
FIGURA 1.17 Rotor de un Motor.	62
FIGURA 1.18 Cojinetes Radiales del Rotor	62
FIGURA 1.19 Cojinetes Radiales del Rotor	63
FIGURA 1.20 Conector o Acople del Motor.....	63
FIGURA 1.21 DIAGRAMA DEL SELLO.....	69
FIGURA 1.22 Protectores laberínticos.	71
FIGURA 1.23 Protectores Sello Positivo.	72
FIGURA 1.24 Sistema de protector modular de los sellos.....	73
FIGURA 1.25 Diagrama Separador de Gas.....	74
FIGURA 1.26 Diagrama Separador Dinámico	75
FIGURA 1.27 Diagrama BOMBA ELECTROSUMERGIBLE	77
FIGURA 1.28 Diagrama de un DIFUSOR y un IMPULSOR.....	78
FIGURA 1.29 Diagrama Funcionamiento de las Etapas de una Bomba.....	78
FIGURA 1.30 Diagrama de un Impulsor Radial	79
FIGURA 1.31 Diagrama de un IMPULSOR MIXTO	80

FIGURA 1.32 Diagrama de un IMPULSOR AXIAL.....	80
FIGURA 1.33 Diagrama Bombas de Compresión y flotantes.....	81
FIGURA 1.34 Curva característica real del Comportamiento de una Bomba Electrosumergible	83
FIGURA 1.35 Curvas de Bombas con Frecuencia Variable	85
FIGURA 1.36 Gráficas para Selección de una Bomba.....	87
FIGURA 1.37 Gráfica para Selección de una Bomba	89
FIGURA 1.38 Cable de Potencia Trifásico A) Plano B) Redondo	90
FIGURA 1.39 Componentes Internos del Cable de Potencia.....	90
FIGURA 1.40 a) Cable de extensión plano, b) Conector motor electrosumergible.....	92
FIGURA 1.41 Configuración del equipo de superficie del sistema BES.	93
FIGURA 1.42 Cabezal Pozo con Sistema BES	94
FIGURA 1.43 Transformadores de superficie del sistema BES..	96
FIGURA 1.44 Transformadores de una fase acoplados.	96
FIGURA 1.45 Variador de frecuencia.	98
FIGURA 3.1 LOCALIZACIÓN DE NODOS EN EL SISTEMA	120
FIGURA 3.2 PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL SISTEMA	121
FIGURA 3.3 CURVA IPR OBTENIDA POR EL MÉTODO DE VOGEL.....	124
FIGURA 3.4 Interfase 1 SubPump	128
FIGURA 3.5 Interfase 2 SubPump	128
FIGURA 3.6 Interfase 3 SubPump	129
FIGURA 3.7 Interfase 4 SubPump	130
FIGURA 3.8 Interfase 5 SubPump	130
FIGURA 3.9 Interfase 6 SubPump	131
FIGURA 3.10 Interfase 7 SubPump	132
FIGURA 3.11 Interfase 8 SubPump	132
FIGURA 3.12 Interfase 9 Subpump	133
FIGURA 3.13 Interfase 10 Subpump	133
FIGURA 4.1 ESPECIFICACIONES TÉCNICA DEL EQUIPO BES; POZO AGU-10	233
FIGURA 4.2 ESPECIFICACIONES TÉCNICA DEL EQUIPO BES; POZO DRN-01	238
FIGURA 4.3 ESPECIFICACIONES TÉCNICA DEL EQUIPO BES; POZO DRE-08D	242
FIGURA 4.4 ESPECIFICACIONES TÉCNICA DEL EQUIPO BES; POZO SSF-10BD OPCIÓN 1	247
FIGURA 4.5 ESPECIFICACIONES TÉCNICA EQUIPO BES; POZO SSF-10BD	251

FIGURA 4.6 ESPECIFICACIONES TÉCNICA DEL EQUIPO BES; POZO SSF-63	257
FIGURA 4.8 Especificaciones Técnica del Equipo BES; Pozo SSF-91	262
FIGURA 4.10 ESPECIFICACIONES TÉCNICA EQUIPO BES; POZO SSF-109D.....	277
FIGURA 4.11 ESPECIFICACIONES TÉCNICA EQUIPO BES; POZO SSF-110D	281
FIGURA 4.12 ESPECIFICACIONES TÉCNICA EQUIPO BES; POZO SSF-110D.....	285
FIGURA 4.14 ESPECIFICACIONES TÉCNICA EQUIPO BES; POZO SSF-119D	289
FIGURA 4.15 ESPECIFICACIONES TÉCNICA EQUIPO BES; POZO SSF-119D	293

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1.1 Producción Acumulada Y Reservas Remanentes	13
Gráfica 1.2 Comportamiento de la presión Pr en el tiempo; Reservorio “U”, Campo Aguarico.	17
Gráfica 1.3 Comportamiento de la presión Pr en el tiempo; Reservorio “T”, Campo Aguarico.	18
Gráfica 1.4 Comportamiento Presión Pr vs. Tiempo; Arena “U”, SSF-Central.	19
Gráfica 1.5 Comportamiento Presión Pr vs.Tiempo; Arena “T”, SSF-Central.....	19
Gráfica 1.6 Comportamiento de la presión Pr en el tiempo; Arena “U”, Shushufindi Norte.	20
Gráfica 1.7 Comportamiento Presión Pr vs Tiempo; Arena “T”, SSF-Norte.	21
Gráfica 1.8 Comportamiento Presión Pr vs Tiempo; Arena “BT”, SSF-Norte.....	21
Gráfica 1.9 Comportamiento de la presión Pr en el tiempo; Arena “U”, Shushufindi Sur.	22
Gráfica 1.10 Comportamiento Presión Pr vs Tiempo; Arena “T”, SSF-Sur.	23
Gráfica 1.11 Comportamiento Pr vs Tiempo; Arena “U”, SSF- Sur-Oeste.....	23
Gráfica 1.12 Comportamiento de la presión Pr en el tiempo; Arena “T”, Shushufindi Sur-Oeste.	24
Gráfica 1.13 Producción por sistemas de Levantamiento en el Área Shushufindi	32
Gráfica 1.14 Distorsión Armónica Total De Corriente A La Entrada Del Variador	51
Gráfica 1.15 Distorsión Armónica Total de Corriente a la salida del Variador.....	52
Gráfica 3.1 Desempeño de la Bomba DN-1100, REDA, Pozo AGU-09.....	136
Gráfica 3.2 Análisis nodal pozo AGU-09, TDH vs. Q	137
Gráfica 3.3 ANÁLISIS NODAL - PRESIÓN VS CAUDAL - POZO AGU-09	138
Gráfica 3.4 Curva de Eficiencia de la Bomba DN 1100, pozo AGU-09.....	139
Gráfica 3.5 Curva de desempeño de la Bomba P6X, Centrilift; Pozo Agu-10.....	142
Gráfica 3.6 Análisis nodal pozo AGU-10, THD vs. Q	143
Gráfica 3.7 ANÁLISIS NODAL - PRESIÓN VS CAUDAL - POZO AGU-10	145
Gráfica 3.8 Curva de Eficiencia de la Bomba Centrilift P6X, pozo AGU-10	146
Gráfica 3.10 Desempeño de la Bomba DN-1100, REDA; pozo DRN-01.....	148
Gráfica 3.11 Análisis nodal pozo DRN-01, THD vs. Q.....	149
Gráfica 3.11 ANÁLISIS NODAL - PRESIÓN VS CAUDAL - POZO DRN-01	151
Gráfica 3.12 Curva de Eficiencia de la Bomba REDA DN-1100, pozo DRN-01.....	152

Gráfica 3.14 Desempeño de la Bomba GN-1600, REDA, Pozo DRE-08D	154
Gráfica 3.14 Análisis nodal pozo DRE-08D, THD vs. Q, pozo DRE-08D.....	154
Gráfica 3.15 ANÁLISIS NODAL - PRESIÓN VS CAUDAL - POZO DRE-08D	157
Gráfica 3.16 Curva de Eficiencia de la Bomba REDA GN-1600. Pozo DRE-08D.....	158
Gráfica 3.17 Desempeño de la Bomba DN-1100, REDA; pozo SSF-10BD.....	160
Gráfica 3.18 Análisis nodal pozo SSF_10BD, THD vs. Q; pozo SSF-10BD.....	161
Gráfica 3.19 ANÁLISIS NODAL - PRESIÓN VS CAUDAL, Pozo SSF-10BD.....	163
Gráfica 3.20 Curva de Eficiencia de la Bomba REDA DN-1100, pozo SSF-10BD.....	164
Gráfica 3.21 Curva de desempeño de la Bomba, Pozo SSFD-63	166
Gráfica 3.22 Análisis nodal SSFD-63, TDH vs. Q.....	167
Gráfica 3.23 Análisis nodal SSFD-63, Presión vs. Q.....	169
Gráfica 3.24 Desempeño de la Bomba, Pozo SSFD-63	170
Gráfica 3.26 Análisis nodal pozo SSF-90, THD vs. Q	173
Gráfica 3.30 Análisis nodal pozo SSF-91, THD vs. Q	179
Gráfica 3.31 ANÁLISIS NODAL - PRESIÓN VS CAUDAL - POZO SSF-91.....	181
Gráfica 3.32 Curva de Eficiencia de la Bomba REDA GN-1300, pozo SSF-91	182
Gráfica 3.35 ANÁLISIS NODAL - PRESIÓN VS CAUDAL - POZO SSFD-101	186
Gráfica 3.36 Curva de Eficiencia de la Bomba REDA DN1750, pozo SS ^o F-101	188
Gráfica 3.38 Análisis nodal pozo SSF-104D, THD vs. Q.....	191
Gráfica 3.39 ANÁLISIS NODAL - PRESIÓN VS CAUDAL, POZO SSF-104D.....	193
Gráfica 3.40 Curva de Eficiencia de la Bomba Centrilift P8X, pozo SSF-104D.....	194
Gráfica 3.41 Desempeño de la Bomba P-8X, pozo SSF-106D	196
Gráfica 3.43 ANÁLISIS NODAL - PRESIÓN VS CAUDAL - POZO SSF-106D	199
Gráfica 3.44 Curva de Eficiencia de la Bomba Centrilift P-8X, pozo SSF-106D.....	200
Gráfica 3.45 Desempeño de la Bomba DN-1100, REDA, Pozo SSF-109D	202
Gráfica 3.46 Análisis nodal pozo SSF-109D, THD vs. Q.....	203
Gráfica 3.47 ANÁLISIS NODAL - PRESIÓN VS CAUDAL - POZO SSF-109D	205
Gráfica 3.48 Curva de Eficiencia de la Bomba REDA DN-1100, pozo SSF-109D	206
Gráfica 3.49 Curva de desempeño de la Bomba D475N, pozo SSF-110D	208
Gráfica 3.50 Análisis nodal pozo SSF-110D, THD vs. Q.....	209
Gráfica 3.51 ANÁLISIS NODAL - PRESIÓN VS CAUDAL - POZO SSF-110D	211
Gráfica 3.52 Curva de Eficiencia de la Bomba REDA D725N, pozo SSF-110D.	212
Gráfica 3.53 Desempeño de la Bomba P23, Centrilift. Pozo SSF-119D	214

Gráfica 3.54 Análisis nodal pozo ssf-119D, THD vs. Q.....	215
Gráfica 3.55 ANÁLISIS NODAL – PRESIÓN VS CAUDAL - POZO SSF-119D.....	217
Gráfica 3.56 Curva de Eficiencia de la Bomba Centrífuga P-23, pozo SSF-119D.....	218
Gráfica 4.1 IPR actual del Pozo AGU-09 sin remover el daño	228
Gráfica 4.2 Curva IPR actual del pozo AGU-10	230
Gráfica 4.3 Comportamiento de la curva IPR con efecto de daño vs curva IPR eliminado el daño, pozo AGU-10.....	231
Gráfica 4.4 Comportamiento del INFLOW / OUTFLOW, pozo AGU-10.....	234
Gráfica 4.5 Curva del Desempeño de la Bomba (TDH); Pozo AGU-10	234
Gráfica 4.6 Comportamiento de la curva IPR con efecto de daño vs curva IPR eliminado el daño, pozo DRN-01	236
Gráfica 4.7 Comportamiento del INFLOW / OUTFLOW, pozo DRN-01	239
Gráfica 4.9 IPR actual del Pozo DRE-08D sin remover el daño.....	241
Gráfica 4.10 Curva presión de succión y descarga de la bomba GN5200	243
Gráfica 4.11 Curva del Desempeño de la Bomba (TDH); Pozo DRE-08D.....	244
Gráfica 4.12 IPR actual del Pozo SSF-10BD.....	245
Gráfica 4.13 Comportamiento del INFLOW / OUTFLOW, pozo SSF-10BD	248
Gráfica 4.14 Curva del Desempeño de la Bomba (TDH); Pozo SSF-10BD	248
Gráfica 4.15 IPR actual del Pozo SSF-10BD. OPCIÓN 2.....	249
Gráfica 4.16 Comportamiento del INFLOW / OUTFLOW, pozo SSF-10BD	252
Gráfica 4.17 Curva del Desempeño de la Bomba (TDH); Pozo SSF-10BD	252
Gráfica 4.18 Comportamiento de la curva IPR con efecto de daño, pozo SSF-63	253
Gráfica 4.19 Comportamiento de la curva IPR con efecto de daño vs curva IPR eliminado el daño	255
Gráfica 4.20 Comportamiento del INFLOW / OUTFLOW, pozo SSF-63.....	258
Gráfica 4.21 Curva del Desempeño de la Bomba (TDH); Pozo SSF-63	258
Gráfica 4.22 IPR actual del Pozo SSF-91	259
Gráfica 4.23 Comportamiento de la curva IPR con efecto de daño vs curva IPR eliminado el daño, pozo SSF-91.....	260
Gráfica 4.24 Comportamiento del INFLOW / OUTFLOW, pozo SSF-91.....	263
Gráfica 4.25 Curva del Desempeño de la Bomba (TDH); Pozo SSF-91; OPCIÓN 2.....	263
Gráfica 4.26 IPR actual del Pozo SSF-104D	264
Gráfica 4.27 Comportamiento de la curva IPR con efecto de daño vs IPR (s=0), pozo SSF-104D	265

Gráfica 4.28 Comportamiento del INFLOW / OUTFLOW, pozo SSF-104D	268
Gráfica 4.29 Curva del Desempeño de la Bomba (TDH); Pozo SSF-104D; OPCIÓN 2.....	268
Gráfica 4.30 IPR condiciones actuales del Pozo SSF-106D	269
Gráfica 4.31 Comportamiento de la curva IPR ($s=1,4$) vs curva IPR ($s = 0$), pozo SSF-106D	270
Gráfica 4.32 Comportamiento del INFLOW / OUTFLOW, SSF-106D	273
Gráfica 4.33 Curva del Desempeño de la Bomba (TDH); Pozo SSF-106D; OPCIÓN 2.....	273
Gráfica 4.34 Curva IPR actual, pozo SSF-109D	274
Gráfica 4.35 Comportamiento de la curva IPR con efecto de daño vs curva IPR eliminado el daño, Pozo SSF-109D	275
Gráfica 4.36 Presión de succión y descarga de la Bomba (TDH); Pozo SSF-109D	278
Gráfica 4.37 Curva del Desempeño de la Bomba (TDH); Pozo SSF-109D.....	278
Gráfica 4.38 IPR actual del Pozo SSF-110D sin remover el daño.....	279
Gráfica 4.39 Curva del Desempeño de la Bomba (TDH); Pozo SSF-110D.....	282
Gráfica 4.40 Curva del Desempeño de la Bomba (TDH); Pozo SSF-110D.....	282
Gráfica 4.41 Comportamiento de la curva IPR con efecto de daño vs curva IPR ($s = 0$), Pozo SSF-110D.....	283
Gráfica 4.42 Curva del Desempeño de la Bomba (TDH); Pozo SSF-110D.....	286
Gráfica 4.43 Curva del Desempeño de la Bomba (TDH); Pozo SSF-110D.....	286
Gráfica 4.44 IPR actual del Pozo SSF-119D sin remover el daño.....	287
Gráfica 4.45 Curva de succión y de la Bomba (TDH); Pozo SSF-119D	290
Gráfica 4.46 Curva del Desempeño de la Bomba (TDH); Pozo SSF-119D.....	290
Gráfica 4.47 Comportamiento de la curva IPR con efecto de daño vs curva IPR eliminado el daño, Pozo SSF-119D	291
Gráfica 4.48 Curva de presión de succión y descarga de la Bomba (TDH); Pozo SSF-119D	294
Gráfica 4.49 Curva del Desempeño de la Bomba (TDH); Pozo SSF-119D.....	294
Gráfica 5.1 Valor Actual Neto vs Tiempo; Propuesta No 1.....	311
Gráfica 5.2 Ingresos y Egresos Actualizados Acumulados vs Tiempo; Propuesta N° 1	312
Gráfica 5.3 Valor Actual Neto vs Tiempo; Propuesta No 2.....	314
Gráfica 5.4 Ingresos y Egresos Acumulados vs Tiempo; Propuesta No 2.....	314

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO No. 1

RESERVAS REMANENTES DE LOS POZOS CON SISTEMA BES CALCULADAS MEDIANTE SOFTWARE OFM Y PROCEDIMIENTO PARA INGRESO DE DATOS (OIL FIEL MANAGER)	328
A 1.1 DESCRIPCION DEL SOFTWARE OIL FIELD MANAGEMENT (OFM) Y ESTIMACION DE RESERVAS REMANENTES POR POZO Y POR ARENA.	329
Figura A 1.1 Interfase OFM 1	329
Figura A 1.2 Interfase OFM 2	330
Figura A 1.4 Interfase OFM 4	331
Figura A 1.5 Interfase OFM 5	331
Figura A 1.7 Interfase OFM 7	332
A 1.2 CURVAS DE ESTIMACION DE RESERVAS Y PRODUCCION HISTORICA DE LOS POZOS SELECCIONADOS USANDO SOFTWARE OIL FIELD MANAGEMENT (OFM).....	333
Gráfica A1.1 Reservas Estimadas Campo Shushufindi	333
Gráfica A1.2 Reservas Estimadas Campo Aguarico	333
Gráfica A1.3 Reservas Estimadas Pozo SSF-63 "Ti"	334
Gráfica A1.4 Reservas Estimadas Pozo SSFD'63 "Ui"	334
Gráfica A1.5 Reservas Estimadas Pozo SSFD-63 "Ti"	335
Gráfica A1.6 Reservas Estimadas Pozo SSFD-90 "Ti".	335
Gráfica A1.7 Reservas Estimadas Pozo SSFD-91 "Ti".	336
Gráfica A1.8 Reservas Estimadas Pozo SSFD-91 "Ti"	336
Gráfica A1.9 Reservas Estimadas Pozo SSFD-101 "Ti"	337
Gráfica A1.10 Reservas Estimadas Pozo SSFD-101 "Ui"	337
Gráfica A1.11 Reservas Estimadas Pozo SSFD-101 "Us"	338
Gráfica A1.12 Reservas Estimadas Pozo SSFD-104 "Ti".	338
Gráfica A1.13 Reservas Estimadas Pozo SSFD-106 "Ti".	339
Gráfica A1.14 Reservas Estimadas Pozo SSFD-106 "Ui"	339
Gráfica A1.15 Reservas Estimadas Pozo SSFD-109 "Us"	340
Gráfica A1.16 Reservas Estimadas Pozo SSFD-109 "Ts"	340
Gráfica A1.17 Reservas Estimadas Pozo SSFD-110 "Ui"	341
Gráfica A1.18 Reservas Estimadas Pozo SSFD-119 "Ti"	341
Gráfica A1.19 Producción Histórica y Acumulada Campo Shushufindi	342
Gráfica A1.20 Producción Histórica y Acumulada Campo Aguarico	342
Gráfica A1.21 Producción Histórica y Acumulada Pozo SSF-63	343
Gráfica A1.22 Producción Histórica y Acumulada Pozo SSF-90	343
Gráfica A1.23 Producción Histórica y Acumulada Pozo SSF-91	344
Gráfica A1.24 Producción Histórica y Acumulada Pozo SSF-101	344
Gráfica A1.25 Producción Histórica y Acumulada Pozo SSF-104D	345

Gráfica A1.26 Producción Histórica y Acumulada Pozo SSF-106D	345
Gráfica A1.27 Producción Histórica y Acumulada Pozo SSF-109D	346
Gráfica A1.28 Producción Histórica y Acumulada Pozo SSF-110D	346
Gráfica A1.29 Producción Histórica y Acumulada Pozo SSF-119D	347

ANEXO No. 2

HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA SHUSHUFINDI	348
HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO AGUARICO-09.....	349
HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO AGUARICO-10.....	355
HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO DRAGO NORTE-01	361
HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO DRAGO ESTE -08D	362
HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO SHUSHUFINDI -10BD	363
HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO SHUSHUFINDI-63.....	363
HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO SHUSHUFINDI – 91	368
HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO SHUSHUFINDI – 104D.....	371
HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO SHUSHUFINDI – 106D.....	373
HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO SHUSHUFINDI – 109D.....	377
HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO SHUSHUFINDI – 110D.....	381
HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO SHUSHUFINDI - 119D.....	384

ANEXO No. 3

DIAGRAMAS MECÁNICOS ACTUALES DE LOS POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA SHUSHUFINDI	386
FIGURA A 3.1 Diagrama Mecánico del pozo AGU-09	387
FIGURA A 3.2 Diagrama Mecánico del pozo AGU-10.	388
FIGURA A 3.3 Diagrama Mecánico del pozo DRN-01.....	389
FIGURA A 3.4 Diagrama Mecánico del pozo DRE-08D.....	390
FIGURA A 3.5 Diagrama Mecánico del pozo SSF-10BD.....	391
FIGURA A 3.6 Diagrama Mecánico del pozo SSF-63.	392
FIGURA A 3.7 Diagrama Mecánico del pozo SSF-90	393
FIGURA A 3.8 Diagrama Mecánico del pozo SSFD-91.....	394
FIGURA A 3.9 Diagrama Mecánico del pozo SSFD-101.....	395
FIGURA A 3.10 Diagrama Mecánico del pozo SSFD-104D.	396
FIGURA A 3.11 Diagrama Mecánico del pozo SSFD-106D.	397
FIGURA A 3.12 Diagrama Mecánico del pozo SSFD-109D.	398

FIGURA A.3.13 Diagrama Mecánico del pozo SSFD-110D.	399
FIGURA A 3.14 Diagrama Mecánico del pozo SSFD-119D	400
ANEXO No. 4	
HISTORIALES DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DEL ÁREA SHUSHUFINDI	
	401
Tabla A 4.1 Historial de Producción Pozo AGU-09.....	402
Tabla A 4.2 Historial de Producción Pozo AGU-10.....	403
Tabla A 4.3 Historial de Producción Pozo DRN-01.....	405
Tabla A 4.4 Historial de Producción Pozo DRE-08D.....	407
Tabla A 4.5 Historial de Producción Pozo SSF-10BD.....	408
Tabla A 4.6 Historial de Producción Pozo SSF-63.	409
Tabla A 4.7 Historial de Producción Pozo SSF-90	410
Tabla A.4.8 Historial de Producción Pozo SSF-91	411
Tabla A 4.9 Historial de Producción Pozo SSF-101.	414
Tabla A 4.10 Historial de Producción Pozo SSF-104D.....	416
Tabla A 4.11 Historial de Producción Pozo SSF-106D	418
Tabla A 4.12 Historial de Producción Pozo SSF-109D.....	421
Tabla A 4.14 Historial de Producción Pozo SSF-119D	425
ANEXO No. 5	
MATRIZ DE BUILD UPS DE LOS POZOS DEL ÁREA SHUSHUFINDI.....	
	427
Tabla A 5.1 Matriz de Build Ups tomados en los pozos del Área Shushufindi.....	428
ANEXO No. 6.....	
	445
PROCEDIMIENTO DE INGRESO DE DATOS AL SOFTWARE SUBPUMP 7.0 (MODO RIGUROSO)	
	445
5.1 PROCEDIMIENTO PARA EL REDISEÑO DEL SISTEMA ELECTROSUMERGIBLE USANDO SUBPUMP 7.0.	
	446
Figura A.5.1 Interfase Subpump 7.0.	446
Figura A 5.2 Interfase Subpump 7.0.	446
Figura A.5.3 Interfase Subpump 7.0.	447
Figura A.5.4 Interfase Subpump 7.0.....	448
Figura A 5.5 Interfase Subpump 7.0.	448
Figura A.5.6 Interfase Subpump 7.0	449
Figura A.5.7 Interfase Subpump 7.0	449

ANEXO No. 7**TABLAS DE PRESIONES CORREGIDAS AL DATUM DE LAS ARENAS DE LOS CAMPOS**

DEL ÁREA SHUSHUFINDI	450
TABLA A 7.1 Presiones corregidas al Datum de la Arena "U", Campo AGUARICO.....	451
TABLA A 7.2 Presiones corregidas al Datum de la Arena "T", Campo AGUARICO	453
TABLA A 7.3 Presiones corregidas al Datum de la Arena "U", SSF-Central	454
TABLA A 7.4 Presiones corregidas al Datum de la Arena "T", SSF-Central.....	458
TABLA A 7.5 Presiones corregidas al Datum de la Arena "U", SSF-Norte.....	462
TABLA A 7.6 Presiones corregidas al Datum de la Arena "U", SSF-Sur.....	466
TABLA A 7.7 Presiones corregidas al Datum de la Arena "U", SSF-Sur Oeste	470
TABLA A 7.8 Presiones corregidas al Datum de la Arena "T", SSF-Norte	473
TABLA A 7.9 Presiones corregidas al Datum de la Arena "T", SSF-Sur	477
TABLA A 7.10 Presiones corregidas al Datum de la Arena "T", SSF-Sur Oeste.....	481
TABLA A 7.11 Presiones corregidas al Datum de la Arena "BT", SSF-Norte.....	484
TABLA A 7.12 Presiones corregidas al Datum de la Arena "BT", SSF-Sur	487

ABREVIATURAS

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
A	Amperios	
API	Gravedad específica en grados API	
ARA	Arazá	
ATA	Atacapi	
ALTN	Alternativa	
BLS	Barriles	L ³ /t
BAPD	Barriles de agua por día	L ³ /t
BF	Barriles fiscales (condiciones superficie)	L ³ /t
BPD	Barriles por día	L ³ /t
BFPD	Barriles de fluido por día	L ³ /t
BPPD	Barriles de petróleo por día	L ³
BSW	Porcentaje de agua y sedimentos básicos	%
“BT”	Arena Basal Tena	
CA	Pozo Abandonado	
Co	Compresibilidad del Petróleo	LT ² /M
CAP	Contacto Agua - Petróleo	
CP	Pozo cerrado	
DPP	Número de disparos por pie	
EF	Eficiencia de flujo	
FNC	Flujo neto de caja	
FR	Factor de Recobro	
FRO	Frontera	
ft	pies	L
GOR	Relación gas petróleo	
GLR	Relación gas líquido	
“H”	Arena Hollín	
“Hs”	Arena Hollín Superior	
“Hi”	Arena Hollín Inferior	
HJ	Bombeo Hidráulico Jet	
HP	Horse Power (Caballos de Fuerza)	L ² M/t ³
HP	Bombeo Hidráulico Pistón	
Hz	Hertzios	t ⁻¹
ID	Diámetro Interno	L

IP o J	Índice de Productividad	
In	Pulgadas	L
IPR	Relación Índice de Productividad	
K	Permeabilidad	
Km	Kilómetros	L
KVA	Kilovoltios - Amperios	
KW	Kilovatios	
Lb	Libra	M
MLE	Motor Lead Extensión (Cable de extensión del motor)	
MPCD	Miles de pies cúbicos por día	L ³ /t
NF	Nivel de Fluido Dinámico	L
Np	Producción acumulativa de petróleo	L ³
OD	Diámetro externo	L
P _b	Presión de burbuja o saturación	M/Lt ²
PCY	Pacayacu	
PIC	Pichincha	
POES	Petróleo original en sitio	L ³
PP	Pozo productor	
ppm	Partes por millón	
PRH	Parahuacu	
Prom.	Promedio	
PSIA	Libra por pulgada cuadrada atmosférica	
PSIG	Libra por pulgada cuadrada manométrica	
P _c o P _{wh}	Presión de cabeza	M/Lt ²
P _m	Presión de manifold	M/Lt ²
P _s	Presión de separador	M/Lt ²
PVT	Presión, volumen, temperatura	
P _{wf}	Presión dinámica de fondo	M/Lt ²
P _{ws}	Presión estática de fondo	M/Lt ²
q _o	Caudal de petróleo	L ³ /t
q _t	Caudal total de fluido	L ³ /t
q _w	Caudal de agua	L ³ /t
RCB	Relación costo - beneficio	
RPM	Revoluciones por minuto	
S, BES	Bombeo Electrosurgible	
SEC	Secoya	

S_f	Daño de formación	
SHU	Shuara	
SQZ	Squezze (Cementación Forzada)	
SSQ	Shushuqui	
S_p	Daño por penetración parcial	
S_t	Daño total	
TAP	Tapi	
“Ti”	Arena T inferior	
“Ts”	Arena T superior	
TIR	Tasa interna de retorno	
TKS	Tanques	
TTT	Tetete	
“Us”	Arena U superior	
“Ui”	Arena U inferior	
USD	Dólar de EEUU	
UTM	Universal Transversal de Mercator	
V	Voltaje	
VAN	Valor Actual Neto	
W.O.	Work Over (Trabajo de reacondicionamiento)	
β_o	Factor Volumétrico del petróleo	
β_g	Factor Volumétrico del gas	
β_w	Factor Volumétrico del agua	
γ_g , GE_{gas}	Gravedad específica del gas	
μ_o	Viscosidad del petróleo	M/Lt
μ_g	Viscosidad del gas	M/Lt

RESUMEN

El presente proyecto, tiene como objetivo evaluar, mediante análisis nodal el sistema de levantamiento artificial por Bombeo Electrosumergible, empleando el software SubPUMP 7.0, y en los casos que sea necesario se rediseña el equipo BES, con el objetivo de aprovechar de manera eficiente el potencial de producción de los pozos e incrementar la producción de los diferentes pozos seleccionados del Área Shushufindi, operada por EP- PETROECUADOR.

En este proyecto se da una alternativa económicamente rentable para incrementar la producción de pozos que manejan bombeo electrosumergible del Área Shushufindi.

En el primer Capítulo, se presentan los aspectos generales del Área Shushufindi, ubicación geográfica, descripción geológica, estructura y estratigrafía de los yacimientos que se encuentran en el Área Shushufindi. Se detalla características petrofísicas y de los fluidos; además, se exponen datos de reservas, presiones de los yacimientos, mecanismos de producción y las facilidades de producción que dispone el Área, finalmente se proporciona conceptos fundamentales del equipo electrosumergible de superficie y de subsuelo, y la descripción de cada una de las partes que la componen.

En el segundo capítulo, se realiza un análisis técnico para la selección de pozos, el cual incluye consideraciones técnicas, disponibilidad de equipos, historiales de reacondicionamiento y producción. Evaluación que permite seleccionar los pozos con alto potencial y económicamente rentables, para la optimización del sistema BES, mediante análisis nodal de pozos, para incrementar la producción de petróleo.

El tercer capítulo, contiene teoría y procedimiento para realizar el análisis nodal de pozos que producen con bombeo electrosumergible. Además las gráficas de análisis nodal y del punto óptimo de operación de la bomba electrosumergible que son utilizados para la ejecución del proyecto, empleando el software SubPUMP.

En el cuarto capítulo, se realiza el diseño del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible y se determina los pozos a ser rediseñados con este sistema. También se realiza el análisis técnico de los resultados del análisis nodal, para optimizar la producción de los pozos con BES. Para el rediseño de equipos BES, se consideran dos Opciones:

- Opción No. 1, se rediseña los equipos BES de los pozos seleccionados sin considerar remoción de daño, en los reservorios que actualmente se encuentren produciendo.
- Opción No. 2, se rediseña los equipos BES, considerando trabajos de remoción de daño en la formación, con la finalidad de lograr un aumento en la eficiencia de flujo.

En el quinto capítulo, se realiza el estudio técnico - económico del proyecto, basado en pozos seleccionados, para realizar el rediseño del equipo electrosumergible. Para elaborar el análisis económico, establecemos posibles propuestas para la aplicación de la Opción 1 y Opción 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 en los pozos: DRE-08D, SSF-10BD, SSF-119D. Esta propuesta se la complementa con aplicación de la Opción 2 para los pozos que no aplican para la Opción 1: AGU-10, DRN-01, SSF-91, SSF-109D.
- **Propuesta Técnica N° 2:** En este escenario se establece la aplicación de la Opción 2 en los pozos: AGU-10, DRN-01, SSF-10BD, SSF-91, SSF-109D, SSF-110D, SSF-119D. Esta propuesta se la complementa con aplicación de la Opción 2 para los pozos que no aplican para la Opción 1: DRE-08D.

Por último, en el sexto capítulo, se presenta un conjunto de conclusiones y recomendaciones a ser consideradas, obtenidas como resultado del estudio.

PRESENTACIÓN

El presente proyecto, es un estudio de la situación actual de los pozos que producen con sistema de bombeo electrosumergible, cuyo potencial de producción es económicamente rentable y es aprovechado mediante el rediseño de equipos electrosumergibles.

Este estudio, se realiza para aprovechar el potencial de los pozos que actualmente producen con bombas electrosumergible, que operan fuera de los rangos de producción recomendados, se rediseña equipos electrosumergibles que incrementan la producción en el Área Shushufindi, operada por la Gerencia de Exploración y Producción de EP PETROECUADOR, con la información técnica disponible hasta Noviembre del 2011.

El Área Shushufindi está conformado por los campos Shushufindi, Aguarico y por el campo Drago que actualmente está desarrollo, el Área Shushufindi se encuentra situado a 250 kilómetros al este de la ciudad de Quito y 35 kilómetros al sur de la frontera con Colombia.

- Campo Aguarico, con 7 pozos en producción de los cuales 5 producen con sistema BES y 2 con sistema Hidráulico, 6 pozos se encuentran cerrados y 9 pozos abandonados.
- Campo Drago, con 13 pozos productores, de los cuales 11 pozos están produciendo con sistema BES y 2 con sistema Hidráulico, 2 pozos están cerrados.
- Campo Shushufindi 90, de los cuales 83 pozos están produciendo con sistema BES, 6 pozos produciendo con sistema Hidráulico y 1 con sistema Gas Lift, la producción del campo es operada por cuatro estaciones: Shushufindi Norte, Central, Sur y Sur Oeste.

Debido al tiempo y varios factores como el alto corte de agua que influyen en la producción, se ha visto la necesidad de realizar estudios nuevos de producción, de gran importancia los equipos de fondo, los mismos que deben tener un dimensionamiento adecuado para optimizar la producción.

El sistema de bombeo electrosumergible en la actualidad, es el sistema de extracción de petróleo más usado en el Ecuador por las empresas operadoras de campos petrolíferos, debido a su efectividad y capacidad de recuperar grandes volúmenes de fluido.

En el Área Shushufindi, el sistema de Bombeo Electrosumergible, es el que predomina, con 99 pozos en producción, además se tiene 10 pozos con Bombeo Hidráulico y 1 pozo con Gas Lift.

Este estudio, se realiza con el propósito de incrementar la producción de los pozos con potencial de producción económicamente rentable, que actualmente se encuentran produciendo con el sistema de bombeo electrosumergible, se realiza un análisis detallado de los historiales de producción y reacondicionamiento, cálculo de reservas remanentes, disponibilidad de equipos de superficie, comportamiento del yacimiento, se rediseñan equipos electrosumergibles para obtener un incremento en la producción, se utiliza varias fuentes de consulta, manuales y programas facilitados por las compañías: EP PETROECUADOR, IHS (SubPUMP), Schlumberger (OFM), Baker Hughes y Wood Group.

- Los pozos seleccionados, para realizar el estudio de optimización de la producción de petróleo del Área Shushufindi son: AGU-09, AGU-10, DRN-01, DRE-08D, SSF-10BD, SSF-63, SSF-90, SSF-91, SSF-101, SSF-104D, SSF-106D, SSF-109D, SSF-110D, SSF-119.

Las condiciones ambientales que demandan el incremento de agua de formación por la ejecución del proyecto no se ven afectadas, las instalaciones actuales existentes en el Área Shushufindi tienen la capacidad necesaria para el manejo del agua de formación.

Para finalizar, se realiza la evaluación económica que permite justificar la viabilidad del proyecto. Se realiza para diferentes precios del barril de petróleo de 79,7; 100 y 105 USD/BBL. El valor de 79,7 USD/BBL, es el valor establecido como precio del barril de crudo en el presupuesto del Estado del año 2012; y 100 USD/BBL, es el valor estipulado para el crudo Oriente de acuerdo a la OPEP y 105 USD/BBL es el valor de proyección realizado por el

Banco Central del Ecuador en referencia a las condiciones económicas del mercado actual.

Además se establecen las conclusiones y recomendaciones a ser consideradas.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA SHUSHUFINDI Y FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA TECNOLOGÍA DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

1.1 DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL ÁREA SHUSHUFINDI

1.1.2 ANTECEDENTES

El Área Shushufindi, está conformada por los campos Shushufindi, Aguarico y por el campo Drago que actualmente está en desarrollo, fue descubierto por el Consorcio TEXACO-GULF en 1968 con la perforación del pozo Shushufindi-01, con una profundidad final de 9.772 pies y, completado oficialmente en Enero de 1.969; las pruebas iniciales fueron de 2.496 BPPD en el reservorio U con 26.6° API y de 2.621 BPPD en el reservorio T con de 32.5° API.

El campo Drago, empezó su desarrollo con el pozo Drago 1 completado oficialmente el 12 de Septiembre del 2007, las pruebas iniciales fueron de 955 BPPD en el reservorio U, con 26° API y una $P_i = 1471$ psi.

En abril de 1969, se completó el pozo exploratorio AGU-1, para la arenisca "U" produciendo 528 BPPD con una gravedad de 25,3 °API, ubicado al norte del Área.

En febrero de 1972, se inicia el desarrollo del Área mediante la perforación de pozos espaciados con un área de drenaje de 500 acres, iniciándose la producción en agosto del mismo año, alcanzando su pico en agosto de 1986 con un promedio diario para ese mes de 126.400 barriles de petróleo.

Esta Área está catalogada como la que posee las reservas de petróleo liviano más grandes del Oriente Ecuatoriano.

El Área está constituida por tres yacimientos productores que son: "G2" ($U_{sup.}$), "U" y "T", pertenecientes a la Formación Napo, siendo los de mayor importancia por sus reservas y producción los yacimientos "U" y "T". El reservorio Basal Tena de la Formación Tena de edad Terciaria, se presenta en determinadas áreas del campo en forma lenticular, siendo productor en menor escala que en los otros yacimientos.

El promedio de las presiones iniciales de las arenas U y T fue de 3.867 psi y 4.050 psi, respectivamente, reportándose a lo largo de los años un descenso prácticamente estable de 60 psi por año.

En 38 años de actividad, se han extraído 1.157'203.025 barriles de petróleo (31 de Diciembre de 2010). Este campo ha entrado en su etapa de madurez, tras una producción constante sobre los 100 mil barriles diarios hasta abril del año 1994.

Actualmente, uno de los mayores problemas en el área es controlar la producción de agua que en los últimos años se ha incrementado, afectando los procesos y facilidades de producción por la presencia de escala y por la corrosión en las tuberías y facilidades de superficie, y desarrollar nuevos proyectos para la producción de petróleo en la etapa de madurez del campo.

Se implementó un proyecto de recuperación secundaria mediante inyección de agua a los yacimiento U y T con 11 pozos inyectores ubicados en la periferia Oeste del campo en noviembre de 1984, a fin de mantener la presión e incrementar la recuperación final de petróleo. El proyecto de inyección de agua no tuvo el efecto esperado en el mantenimiento de presión, las tasas de producción de fluidos se incrementaron sin que la presión disminuyera, evidenciando el gran empuje lateral que generan los acuíferos, por esta razón en 1999 se terminó este proyecto.

Al cierre de información del estudio, Forecast del mes de noviembre del 2011; la producción promedia diaria es de 4872 BPPD para el campo Aguarico, 39890 BPPD para el campo Shushufindi y 7192 BPPD para el campo Drago teniendo un total de aproximadamente 52000 BPPD de producción neta de toda el área, la

misma que declina a razón del 10% anual y representa el 26% de la producción total de EP-Petroecuador.

El Área Shushufindi, se encuentra actualmente operada por las siguientes estaciones de producción: Aguarico, Condorazo, Shushufindi Sur Oeste, Shushufindi Sur, Shushufindi Norte, Shushufindi Central y Drago.

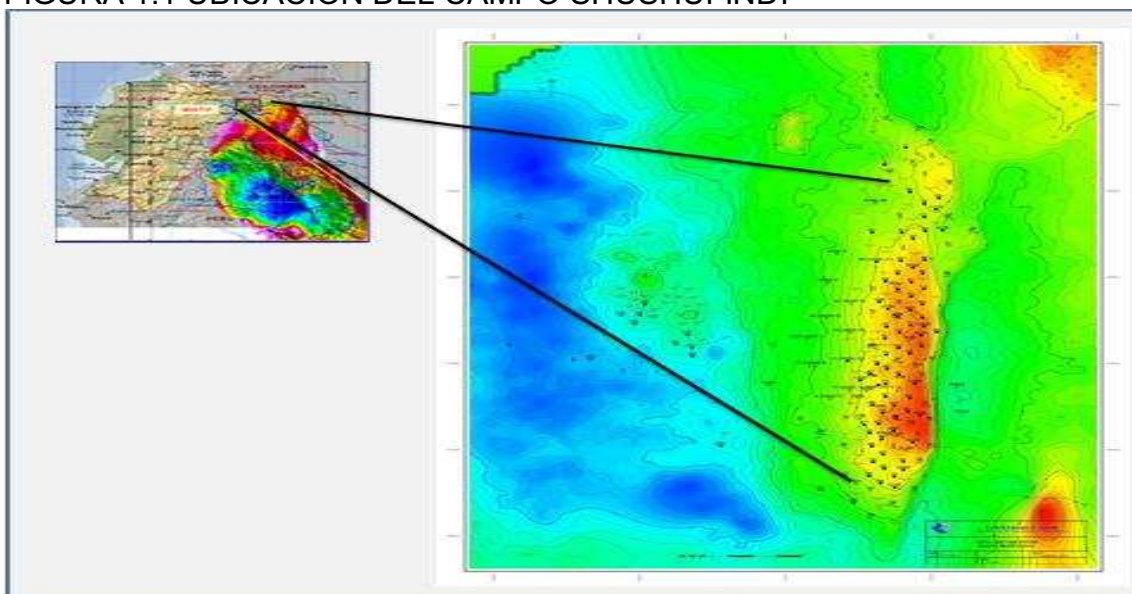
1.1.2 UBICACIÓN

El campo Shushufindi se encuentra situado a 250 kilómetros al este de la ciudad de Quito y 35 kilómetros al sur de la frontera con Colombia.

El campo se encuentra limitado al Norte por los Campos Atacapi y Libertador, al Sur por los Campos Limoncocha y Pacay, al Oeste por el Campo Sacha y las estructuras Eno, Ron y Vista, y al Este por el río Aguarico.

El campo, es una estructura anticlinal fallada y de tendencia norte – sur; el cual produce de las arenas cretáceas “U”, “T” y en algunos pozos de las arenas Terciarias de Basal Tena. Shushufindi, se encuentra estructuralmente situado en el “foreland” andino; el mismo está localizado en el llamado Corredor “Sacha-Shushufindi” en la Cuenca Oriental de Ecuador (Rivadenera M. , Baby P., Barragan R., 2004 y Jorge Vega, 1998).

FIGURA 1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI



FUENTE: Dpto. de Ingeniería en Petróleos Distrito Oriente. EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Dpto. de Ingeniería en Petróleos. Distrito Oriente. EP-Petroecuador

1.1.3 ESTRUCTURA

El anticlinal del campo Shushufindi, se encuentra ubicado en la Cuenca Oriente del Ecuador al este de la Cordillera Real, en el área del Foreland Andino, Cuenca que forma parte de la gran Cuenca del Putumayo – Oriente – Marañón y que abarca los países de Colombia, Ecuador y Perú. Estructuralmente, este campo corresponde a un anticlinal asimétrico con una longitud aproximada de 30 km en dirección preferencial Norte-Sur y un eje secundario de dirección Este-Oeste de 7 km de ancho; con un cierre vertical de 370 pies.

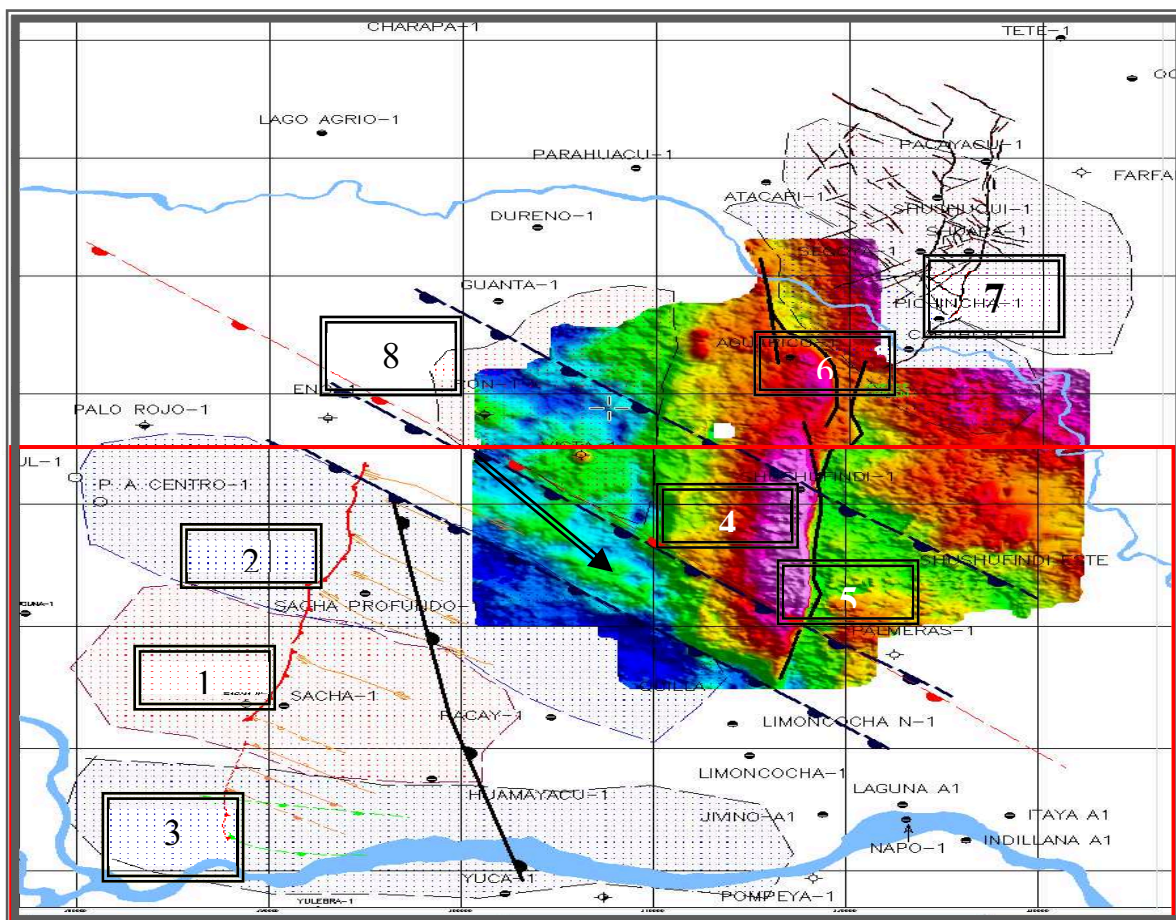
La estructura del campo, es la de un anticlinal de aproximadamente 231 Km² de área al Tope de la Caliza A con una longitud aproximada de 30 km en dirección preferencial Norte-Sur y un eje secundario de dirección Este-Oeste de 7 km de ancho. El anticlinal es alargado, con un bajo relieve estructural al flanco oeste del campo y al este es abrupto y controlado por una falla reactivada orientada N-S. Esta falla en la parte sur es subvertical y al norte se invierte y divide en dos a ambos lados de los pozos Aguatico. La actividad de esta falla se evidencia para el Pre- Cretácico. En el flanco suroeste del campo mediante la superposición de mapas estructurales y de buzamientos se apreció la influencia de las fallas de rumbo NNW – SSE y su control en la oportunidad Condorazo.

Se confirmó la presencia de una nariz estructural controlada por alto de basamento denominada Cobra situada al oeste de Shushufindi

En la figura 1.4, se muestra el mapa estructural resultado de la interpretación de la sísmica 3D para los campos Sacha, Shushufindi y Libertador al norte, en sombras la proyección de las principales fallas. Los números describen los principales elementos tectónico-estructurales que afectan los campos Sacha, Shushufindi y Libertador.

La zonificación propuesta es la siguiente: 1.- Alto Pacay, 2.-Graven Pacay, 3.- Depresión del Río Napo, 4.-Alto de basamento sísmico Shushufindi, 5.-Alto de Basamento Palmeras, 6.- Fosa Carabobo, 7.- Alto de Basamento Libertador, 8.- Zona de distribución de volcánicos.

FIGURA 1.2 Principales sistemas que afectan al campo Shushufindi y principales elementos tectónicos regionales.



FUENTE: Dpto. de Ingeniería en Petróleos Distrito Oriente. EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Dpto. de Ingeniería en Petróleos. Distrito Oriente. EP-Petroecuador

1.1.4 ESTRATIGRAFÍA

La producción en el campo proviene de los reservorios Basal Tena, U y T Inferior y Superior, los cuales están incluidos en el Grupo Napo. El Grupo Napo está constituido formalmente por Napo Basal, Napo Inferior, Napo Medio y Napo Superior. Es de importancia resaltar la presencia de un sello vertical importante en el campo para la Formación Hollín, el cual está representado por más de 50 pies de lutitas en el intervalo Napo Basal. Sobre este sello vertical, constituido por las lutitas en Napo Basal, se ubican los reservorios T Superior y T Inferior, los cuales a su vez infrayacen la Caliza B, que constituye la parte basal de Napo Inferior. Suprayaciendo a esta caliza se encuentra una lutita y sobre ésta la Arenisca U, la

cual se subdivide en U Superior e Inferior, constituyendo esta última el reservorio de mayor importancia en Napo Inferior.

Suprayaciendo a las Areniscas U, se encuentra una caliza espesa, denominada Caliza A, la cual es la parte basal de Napo Medio y a la que suprayacen areniscas y calizas, las cuales se denominan Caliza M-2, que constituyen la parte superior de Napo Medio. Por arriba del mismo se encuentra Napo Superior, estando este último constituido hacia la base por intercalaciones de calizas delgadas (Caliza M-1) con lutitas, las cuales constituyen hacia el tope las denominadas Lutitas M-1, que constituyen otro sello vertical importante en el campo.

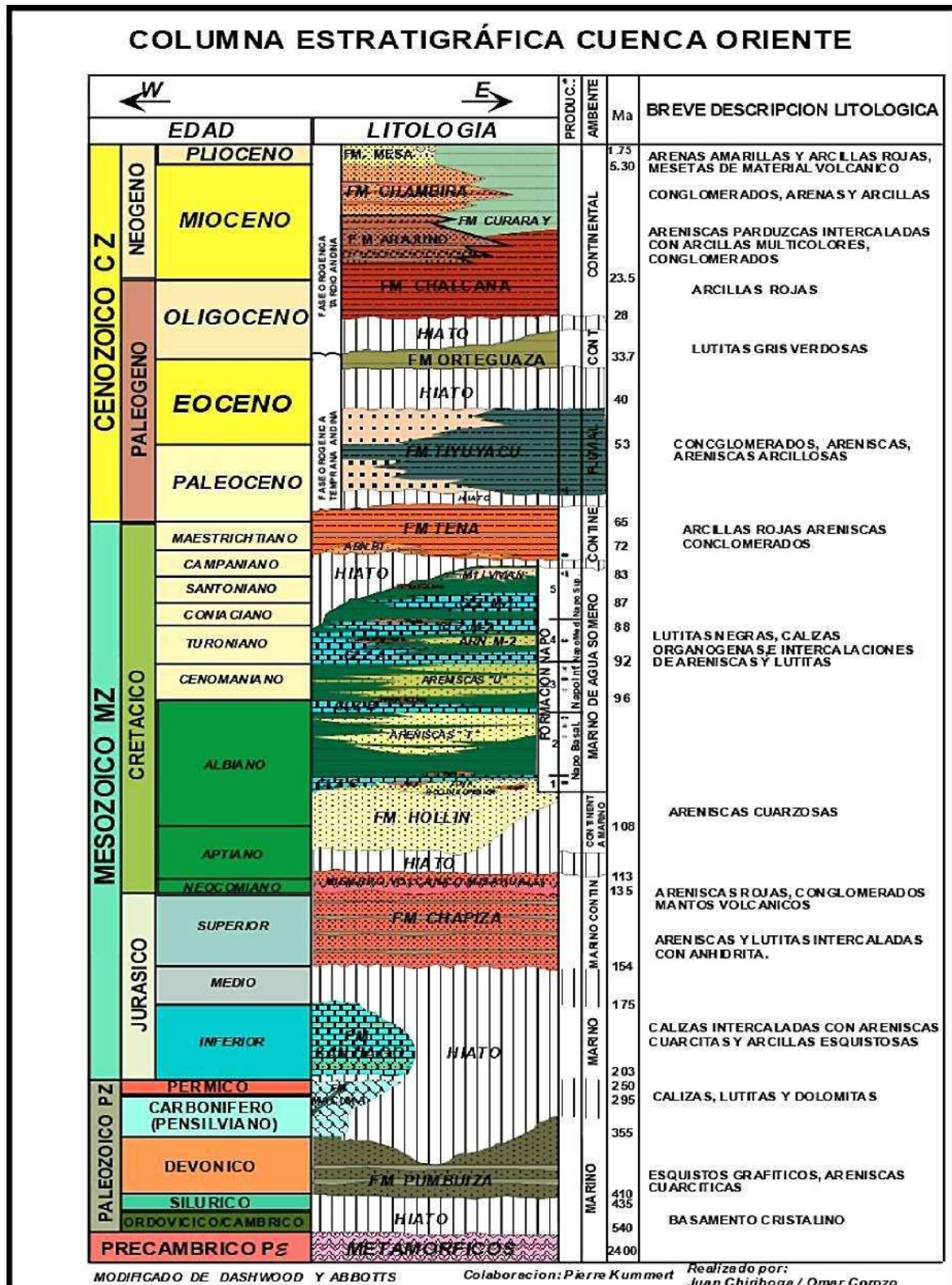
En el campo Shushufindi y Aguarico, las arenas T y U están formadas por secuencias transgresiva y regresiva con sus correspondientes superficies de inundación.

La transgresión, produjo la depositación de calizas y lutitas negras con alto contenido de materia orgánica. Regresiones por caídas relativas en el nivel del mar resultan en las areniscas T. Posteriores transgresiones hasta una máxima subida relativa del nivel del mar dieron origen a los depósitos de la T Superior hasta la Caliza B respectivamente. Posteriores transgresiones hasta una máxima subida relativa del nivel del mar dieron origen a los depósitos de la T Superior hasta la Caliza B respectivamente. Este ciclo de sedimentación de la formación Napo Basal se repite para la Napo Inferior, dando lugar a las calizas, lutitas, areniscas U y la Caliza A, la cual a su vez pertenece a la base de la formación Napo Medio.

Las arenas de los reservorios U y T son generalmente blancas, café o gris claro, de granos de cuarzo, regularmente sorteadas a muy bien sorteadas y casi completamente libres de arcilla u otros detritus intergranulares. El tamaño del grano es variable y mezclado, siendo más frecuente en el rango de tamaño fino a medio con algunas zonas de grano grueso.

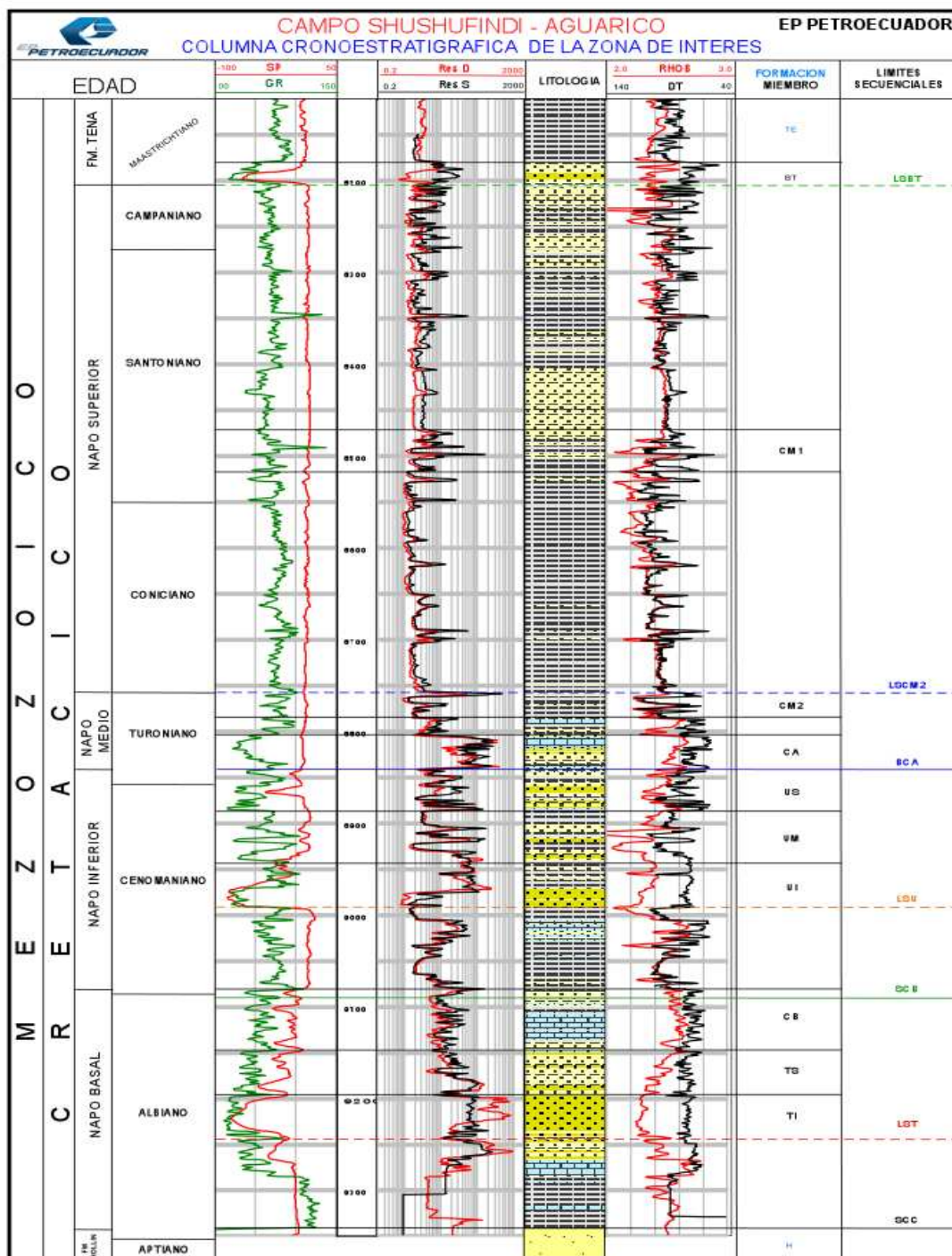
La formación Tena presenta una zona poco común en este campo, la arenisca Basal Tena, que presenta una litología de arenisca fina de cuarzo, y a menudo estratificaciones lenticulares más arriba.

FIGURA 1.3 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA



FUENTE: Dpto. de Ingeniería en Petróleos Distrito Oriente. EP-Petroecuador
 ELABORADO POR: Dpto. de Ingeniería en Petróleos. Distrito Oriente. EP-Petroecuador

FIGURA 1.4 COLUMNA GENERALIZADA DEL CAMPO



FUENTE: Dpto. de Ingeniería en Petróleos Distrito Oriente. EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Dpto. de Ingeniería en Petróleos. Distrito Oriente. EP-Petroecuador

1.1.5 FORMACIONES PRODUCTORAS

Mediante la perforación de pozos exploratorios, de avanzada y desarrollo, se ha determinado que el Campo Shushufindi-Aguarico posee areniscas con potencial de hidrocarburos en niveles correspondientes al Cretácico medio a superior.

Los yacimientos principales de los cuales se produce en el Área Shushufindi están constituidos por las areniscas “U”, “T” y “G-2”, pertenecientes a la formación Napo. Las de mayor importancia son las areniscas “Uinf” y “Tinf”, que se caracterizan por su alta porosidad y permeabilidad, especialmente en el sector central de la estructura. Entre los yacimientos secundarios incluyen las areniscas “Usup” (“G-2”), “Tsup” y “Basal Tena” que se presenta en forma lenticular en determinados sectores del Área y actualmente pocos pozos producen de esta formación.

1.1.6 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI

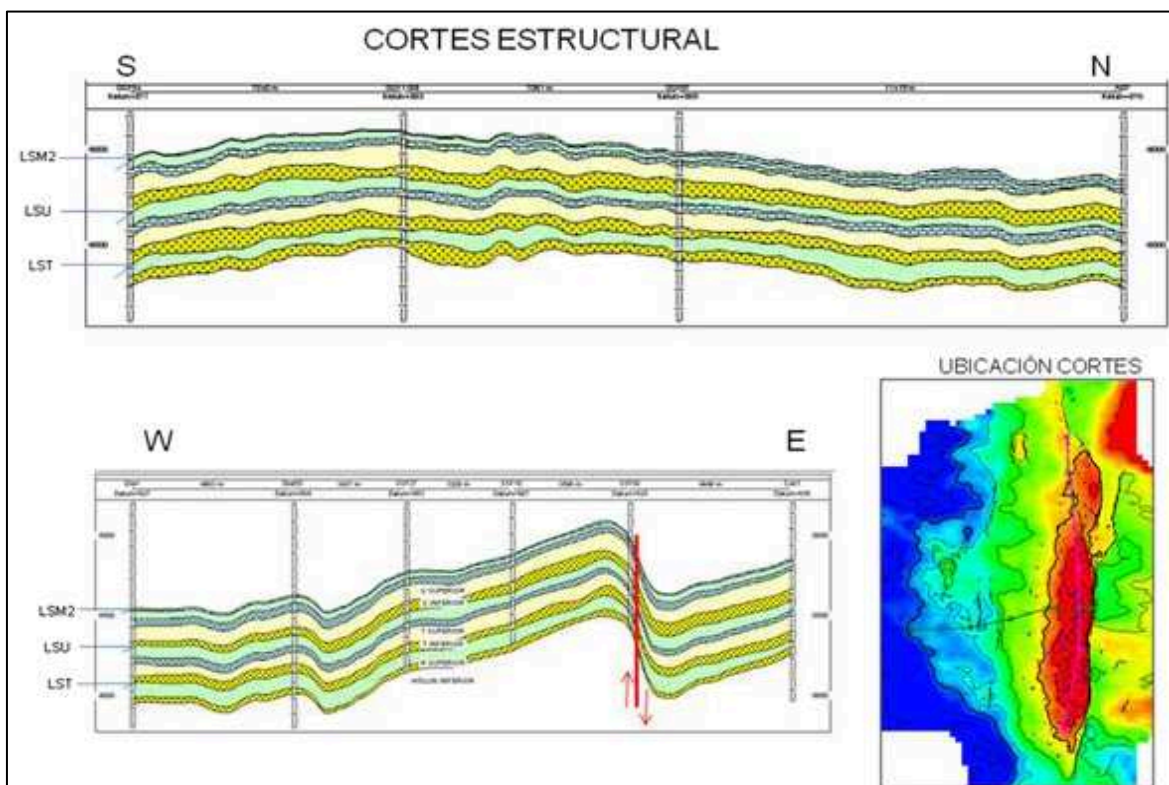
1.1.6.1. Características y Propiedades de las Rocas Productoras

Las arenas U y T tienen buena porosidad y permeabilidad, son similares tanto en origen como en constitución y están formadas por areniscas de grano fino, son regionalmente continuas.

Cortes Estructurales y Estratigráficos

Los cortes estructurales a nivel de los límites secuenciales (LST, LSU Y LSM2) muestran la forma estructural tanto longitudinal como transversal de la estructura Shushufindi - Aguarico, esta estructura es un anticlinal alargado de dirección preferencial norte - sur, interrumpido en la parte este por una falla inversa de alto ángulo de buzamiento. En el corte estructural sur norte, el alto estructural se localiza en la parte centro sur y decrece gradualmente hacia el norte (área Aguarico); y en el corte de dirección oeste este, la estructura inicia desde el bajo estructural entre las estructuras Drago Este y Shushufindi, y en dirección hacia el este se levanta gradualmente hasta el alto estructural ubicado cerca a la falla.

FIGURA 1.5 Corte Estructural del campo Shushufindi - Aguarico



FUENTE: Dpto. de Ingeniería en Petróleos Distrito Oriente. EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Dpto. de Ingeniería en Petróleos. Distrito Oriente. EP-Petroecuador

Las características y propiedades promedio básicas de las rocas productoras se describen en la tabla 1.1.

TABLA 1.1 Parámetros Petrofísicos del campo Shushufindi.

PARÁMETRO	ARENA		
	G2 (U _{SUP.})	"U"	"T"
Profundidad promedio (pies)	9250	9300	9600
Espesor promedio de So, ho (pies)	16	52	48
Porosidad, ϕ (%)	16	18	17
Área, A (Acres)	11000	36000	38000
Factor de recobro, FR (%)	30	53	53
Permeabilidad, k (md)	150	40 - 1100	10 - 900

FUENTE: Ingeniería de Yacimientos; EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

1.1.6.2. Características y Propiedades de los Fluidos

Las características y propiedades principales de los fluidos de las formaciones productoras están descritas en la tabla 1.2.

Tabla 1.2 Propiedades de los Fluidos

PARÁMETRO	ARENA		
	G2 (U _{SUP.})	“U”	“T”
Presión inicial, Pi (psi)	3860	3867	4050
Presión de burbuja, Pb (psi)	1264	1.010	1.061
Temperatura de formación, T (°F)	195	218	217
Gravedad específica del petróleo (°API)	19-30	22,4	32
Relación gas – petróleo, GOR (PCS/BF)	320	233	286
Factor volumétrico inicial de petróleo, Boi (BL/BF)	1,227	1,267	1,217
Saturación de agua inicial, Swi (%)	24,8	15	15
Salinidad NaCl (ppm)	106800	99600	23000
Salinidad Cl-1 (ppm)	65000	55017	13557
Resistividad del agua, Rw @ Temperatura de formación	0,028	0,031	0,101
Viscosidad del petróleo, μ_o (cp)	2,75	2,471	1,08
Viscosidad del agua, μ_w (cp)	0,32	0,47	0,46
Compresibilidad del petróleo, Co (psi-1)	$7,75572 \times 10^{-6}$		
Gravedad específica del gas, γ_g	0,65		

FUENTE: Ingeniería de Yacimientos; EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

1.1.7. RESERVAS

Las reservas son cantidades de petróleo que se considera pueden ser recuperados técnica y económicamente rentables a partir de acumulaciones conocidas a una fecha futura. Todos los estimados de reservas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad de datos de ingeniería y geología, confiables y disponibles a la fecha del estimado

y de la interpretación de estos datos. El grado relativo de incertidumbre aplicado por colocar las reservas en una de las dos clasificaciones principales, ya sea probadas o no-probadas.

1.1.7.1 Reservas Probadas

Las reservas probadas son las cantidades de petróleo, por análisis de datos de geología e ingeniería, pueden ser estimadas con "razonable certeza" que serán recuperables comercialmente, a partir de una fecha dada, de reservorios conocidos y bajo las actuales condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones

El Campo Shushufindi con reservas iniciales probadas de 1.584,2 millones de barriles, que representa el 21,5% de todas las reservas de la cuenca Oriente, del total de reservas, 38 millones de barriles pertenecen a la formación G-2; 754,1 millones de barriles a la formación U y 792,1 millones de barriles a la formación T. **(Fuente: Plan de Desarrollo del Área Shushufindi – Aguarico 2011-2031; E.P. Petroecuador).**

1.1.7.2. Reservas Probables

Son las reservas no probadas que el análisis de datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas que las probadas. En este contexto, cuando se usen métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad de 50 % de que la cantidad a ser recuperada será igual o excederá a la suma del estimado de reservas probadas más las probables.

1.1.7.3 Reservas Posibles

Son los volúmenes estimados de petróleo que podrían recuperarse de yacimientos que se cree pueden existir, en áreas con la información geológica y sísmica disponible al momento de realizarse la estimación, estas no permite clasificarlas con mayor grado de certeza.

1.1.7.4 Reservas Remanentes

Son los volúmenes de petróleo recuperables, cuantificadas a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial, que todavía permanecen en el yacimiento.

La Tabla 1.3, muestra el yacimiento, gravedad específica del petróleo (API), barriles de petróleo en sitio (POES), factor de recobro (FR) en porcentaje, barriles de reservas originales, barriles de producción acumulada y barriles de reservas remanentes del campo Shushufindi; al 31 de diciembre de 2010.

Tabla 1.3 Reservas Iniciales, Producción Acumulada y Reservas Remanentes por Yacimiento al 31 de diciembre de 2010

FUENTE: Departamento de Yacimientos; EP Petroecuador. 31 de diciembre de 2010

ARENA	POES Std. (Bls)	FR %	°API	RESERVAS ORIGINALES			PRODUCCIÓN ACUMULADA (Bls) al 31/12/2010	RESERVAS REMANENTES (Bls) al 31/12/2010
				PROBADAS (BLS)	PROBABLES (BLS)	TOTALES (BLS)		
BASAL TENA	33.333.333	20,0	21,0	6'666.667	0	6'666.667	5'243.455	1'423.212
U	1'549.571.937	51,1	28,5	792'123.000	0	792'123.000	391'673.113	400'449.887
T	1'494.571.698	53,0	29,5	792'123.000	0	792'123.000	760'268.457	31'836.543
SUB- TOTAL	3'077.476.968			1590'912667	0	1590'912.667	1157'203.025	433'709.642

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Gráfica 1.1. Producción Acumulada Y Reservas Remanentes



FUENTE: Departamento de Yacimientos; EP Petroecuador. 31 de diciembre de 2010

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

1.1.8 PRESIONES

La presión inicial para la arena “G-2” es de 2.737 psi, para la formación “U” es 3.867 psi, y para la formación “T” es 4.050 psi, estas presiones han disminuido de acuerdo a la producción de los fluidos.

TABLA 1.4 Comportamiento de la Presión Área Shushufindi.

PRESIÓN	Basal Tena	“G2”	“U”	“T”
Estática (psi)	3257	2029	2234	2659
De burbuja (psi)	870	1140	1010	1053

FUENTE: Centro de Investigaciones Geológicas. Subgerencia de Exploración y Desarrollo

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

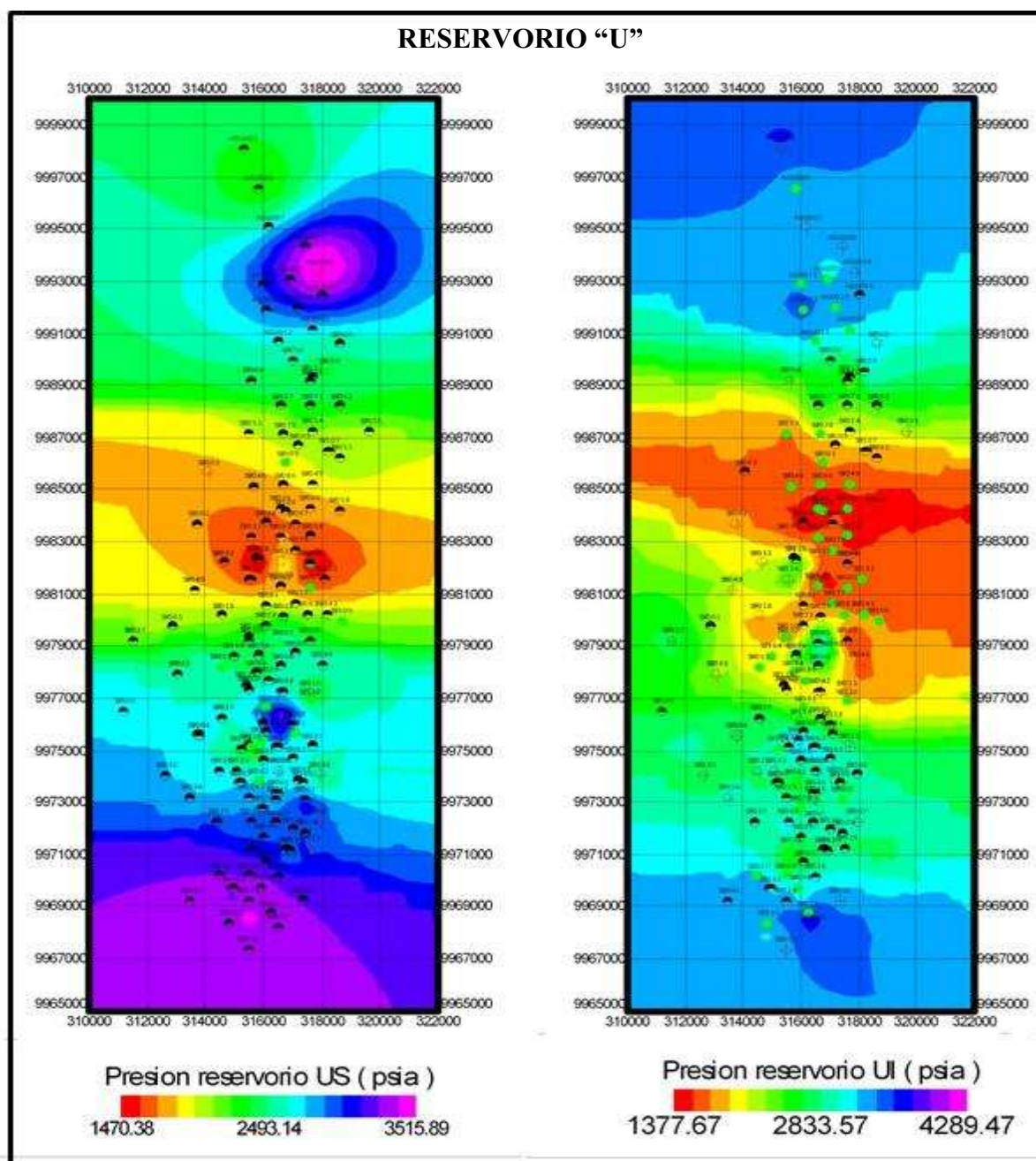
1.1.8.1 Generación de Mapas Isobáricos.

Se genera los mapas utilizando datos de presión de pruebas de Build Up en el paquete OFM 2010, al datum. Los niveles de referencia considerados (DATUM) son para Basal Tena: 7497’, “U” superior: 8208’, “U” inferior 8295’, “T” superior 8509’ y “T” inferior 8570’.

En las figuras 1.6 y 1.7, se observa el comportamiento de la presión del área Shushufindi y se distingue las regiones de alta y baja presión, los mapas están graficados separados por arena “Us”, “Ui”, “Ts” y “Ti”

En la Figura 1.6, se observa el comportamiento de la presión para la arena “U”, hay diferencia de presión en todo el reservorio, la zona norte del área (Aguarico), presenta presiones que van desde los 2500 PSI hasta 3500 PSI, valores altos que indican que dicha zona no está desarrollada por completo. En la parte central del área, tenemos la zona con mayor depleción, con valores de 1400 a 1600 PSI, que indican un mayor desarrollo y una mayor producción de fluido que la parte superior; el acuífero que posee esta arena no influye eficientemente en esta zona porque es un acuífero lateral y parcialmente activo. En la parte sur del área, la presión va desde 2900 a 4000 Psi, en esta parte las presiones son originales. El comportamiento para la arena “Us” y “Ui” son parecidos a lo largo de toda el área Shushufindi.

FIGURA 1.6: Mapa Isobáricos del campo Shushufindi para la arena “U”.



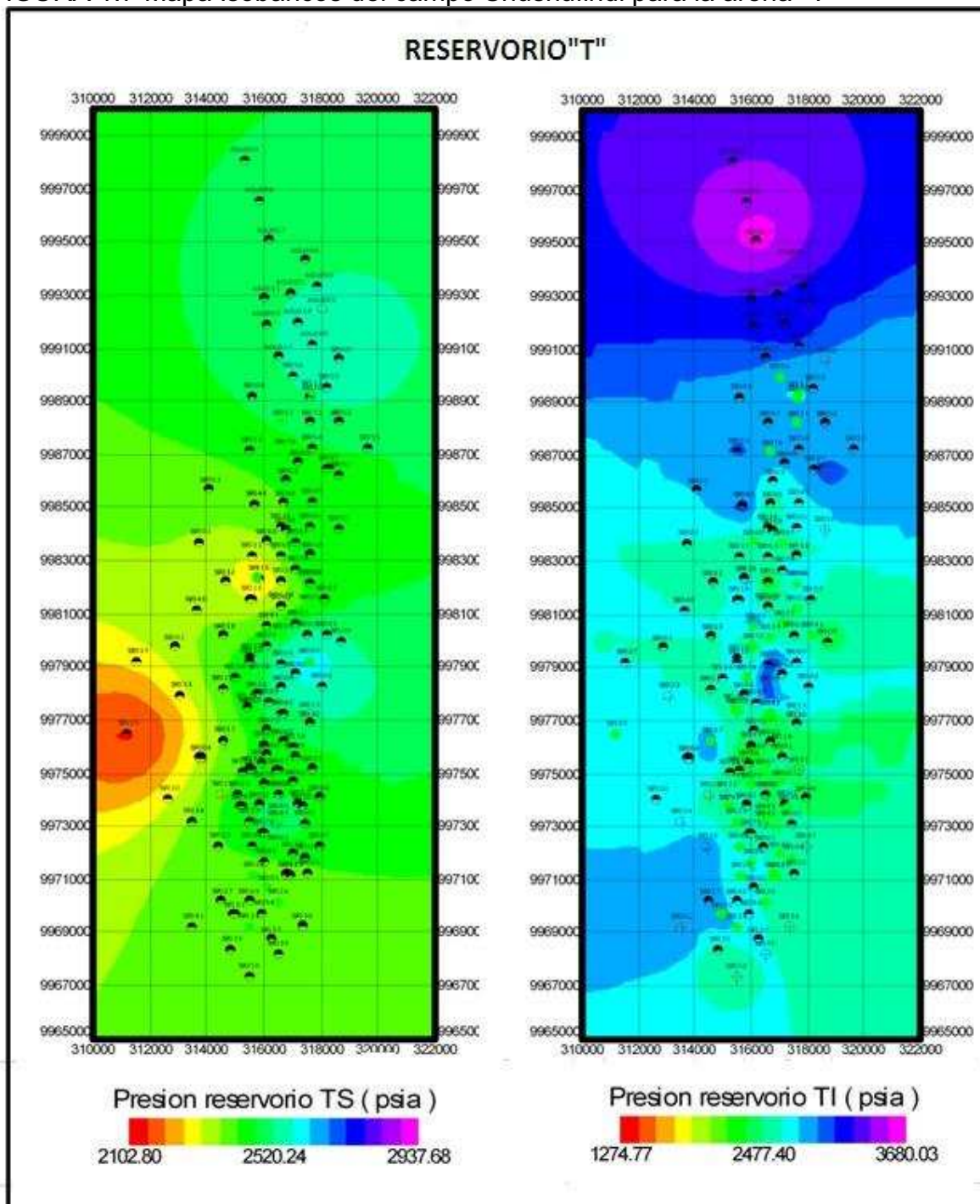
FUENTE: Dpto. de Ingeniería en Petróleos Distrito Oriente. EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Dpto. de Ingeniería en Petróleos. Distrito Oriente. EP-Petroecuador

La Figura 1.7, indica el comportamiento de la presión en el reservorio “T”, podemos observar que se encuentra zonas de mayor presión que “U”, porque las características de esta arena son homogéneas en todo el reservorio y no presentan zonas de depleción. En la zona norte las presiones van desde los 3000

a 3600 PSI, mientras que en las zonas centro y sur que tienen más pozos perforados, las presiones son menores, con un rango de 2700 a 3000 PSI.

FIGURA 1.7 Mapa Isobáricos del campo Shushufindi para la arena "T"



FUENTE: Dpto. de Ingeniería en Petróleos Distrito Oriente. EP-Petroecuador

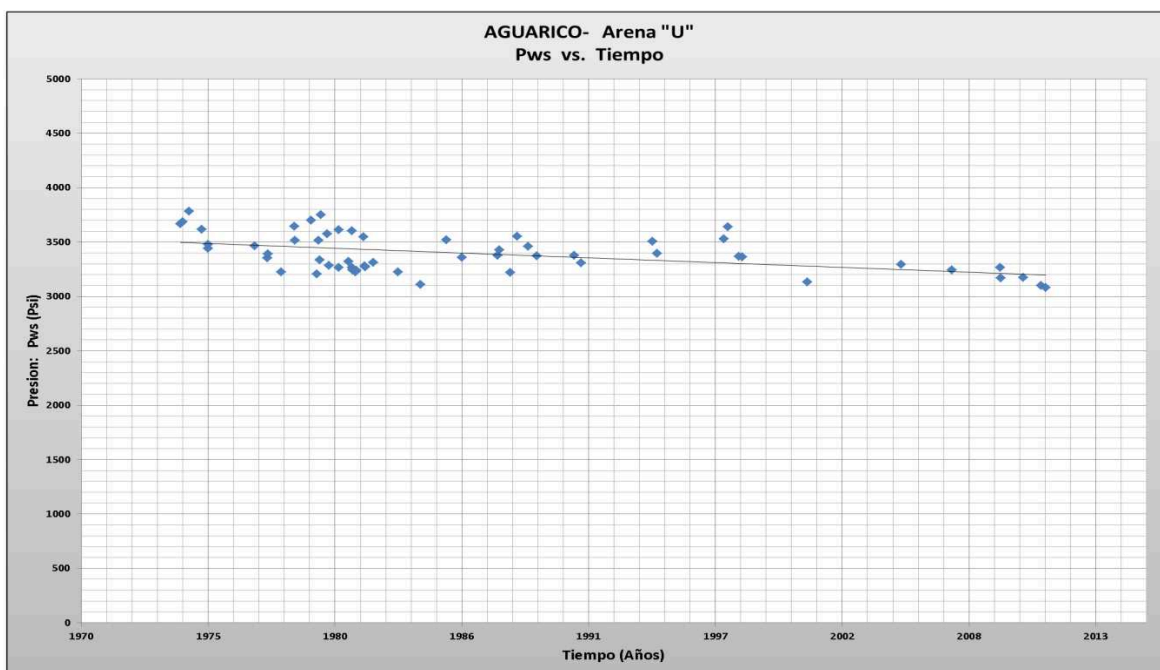
ELABORADO POR: Dpto. de Ingeniería en Petróleos. Distrito Oriente. EP-Petroecuador

1.1.8.2 Comportamiento de la Presión con el Tiempo

Las gráficas 1.2 hasta 1.12, indican el comportamiento de la presión estática de reservorio con el tiempo, correspondientes a los campos Aguarico, Shushufindi Central, Shushufindi Norte, Shushufindi Sur y Shushufindi Sur-Oeste; para las arenas "U", "T" y "BT". Los reservorios son subsaturados, la mayoría de las presiones actuales son superiores a la presión de burbuja (U: 1010 psi y T: 1053 psi). Las tablas usadas para generar estas gráficas están en el Anexo 7.

La gráfica 1.2, indica el comportamiento de Pr con el tiempo de la arena U para el campo Aguarico, el DATUM para esta arena es de 8210 SSTVD-Pies. La declinación promedio de la presión es de 9.46 PSI/año. La Pr promedia inicial en el año 1974 es de 3550 PSI y la Pr promedia actual es de 3200 Psi, se estima un valor de 3180 PSI para el próximo año. El valor de la declinación indica la influencia de una fuerza externa (Acuífero) que ayuda a mantener la presión, no hay problemas de manejo de gas, las presiones están sobre el punto de burbuja.

Gráfica 1.2 Comportamiento de la presión Pr en el tiempo; Reservorio "U", Campo Aguarico.

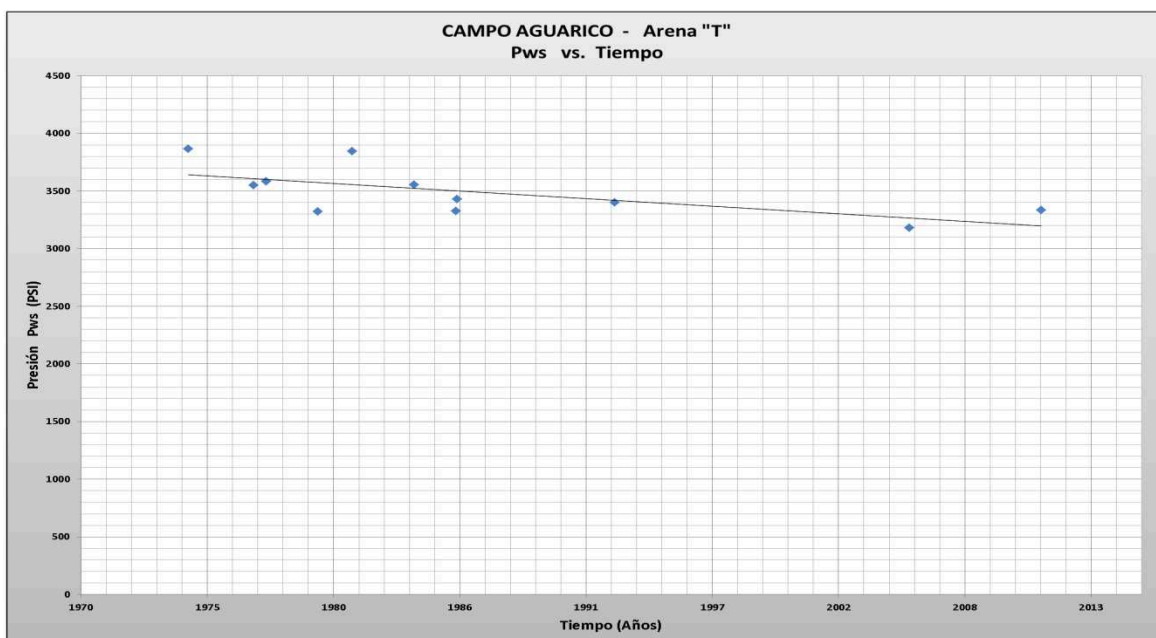


FUENTE: Dpto. de Ingeniería en Petróleos Distrito Oriente. EP-Petroecuador.

ELABORADO POR: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

La Gráfica 1.3, indica el comportamiento de Pr en el tiempo para la arena "T" del campo Aguarico, el DATUM para esta arena es de 8515 SSTVD-Pies. La declinación promedio de la presión es de 12.16 PSI/año. La Pr promedio inicial en el año 1974 es de 3650 PSI, la Pr promedio actual es de 3200 Psi, se estima un valor promedio de 3180 PSI para el próximo año. Se descartan problemas de manejo de gas, los pozos producen sobre el punto de burbuja en esta arena. Hay pocos datos estadísticos de presión, la arena T en esta zona no está desarrollada.

Gráfica 1.3 Comportamiento de la presión Pr en el tiempo; Reservorio "T", Campo Aguarico.

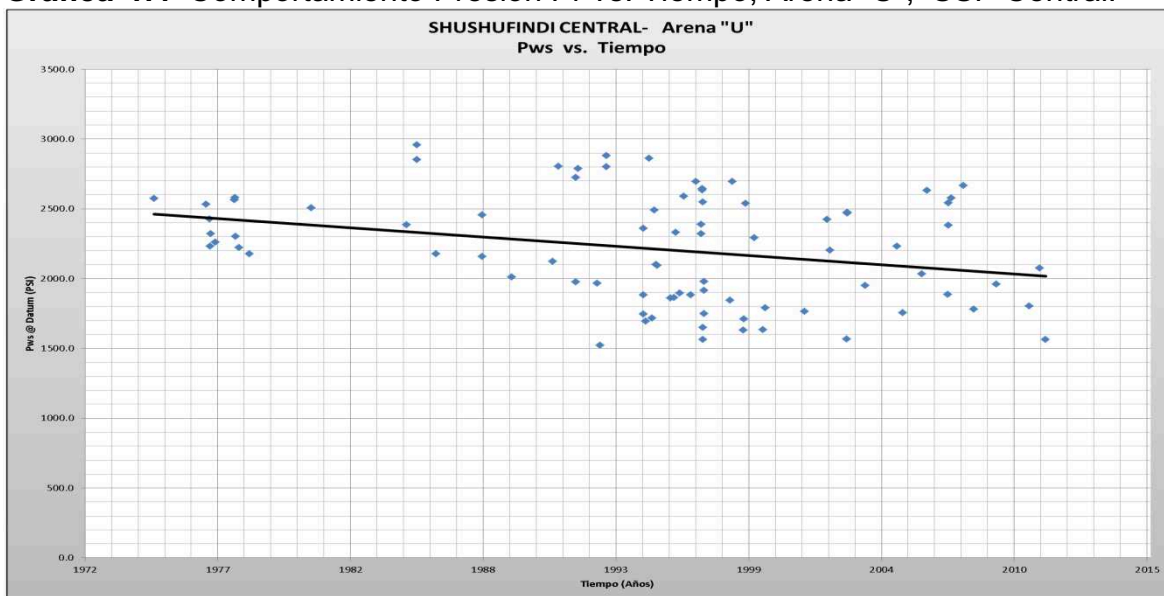


FUENTE: Dpto. de Ingeniería en Petróleos Distrito Oriente. EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

La Gráfica 1.4, indica el comportamiento de Pr en el tiempo para la arena "U" del campo Shushufindi Central, el DATUM para esta arena es de 8210 SSTVD-Pies. La declinación de la presión es de 18.92 PSI/año. La Pr promedio inicial en el año 1974 es de 2500 PSI, la Pr promedio actual es de 1800 Psi, se estima un valor promedio de 1780 PSI para el próximo año. En esta zona, la arena U no es uniforme (no hay comunicación total en el espacio poroso), la presión está depletada en ciertos pozos, mientras que en otros pozos la presión se mantiene estable. No hay problemas de manejo de gas.

Gráfica 1.4 Comportamiento Presión Pr vs. Tiempo; Arena "U", SSF-Central.

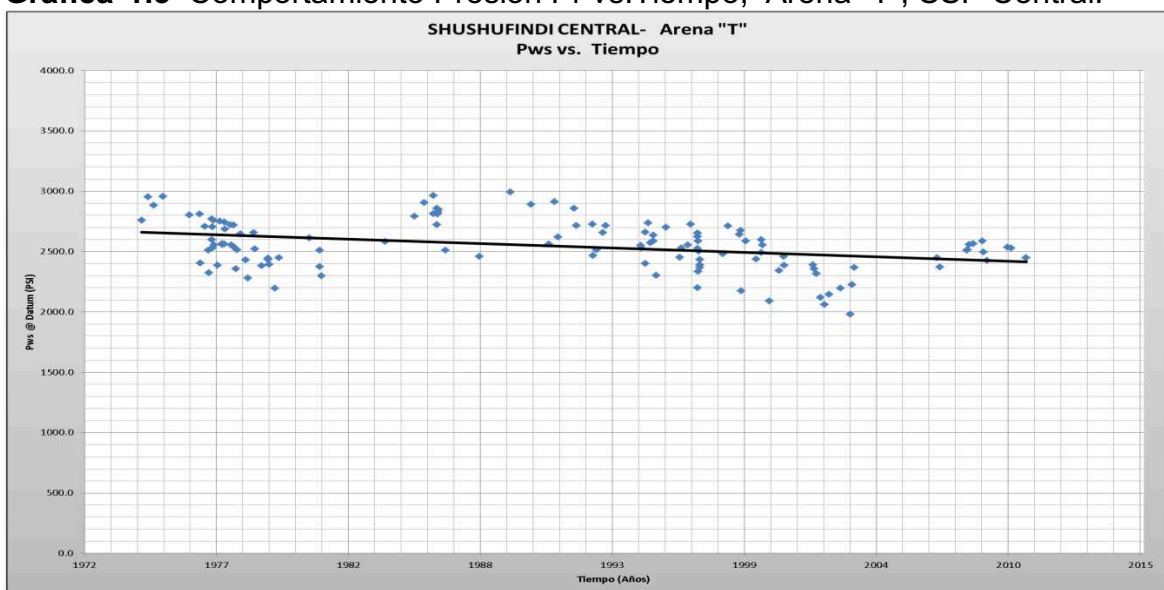


FUENTE: Dpto. de Ingeniería en Petróleos Distrito Oriente. EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

La Gráfica 1.5, indica el comportamiento de Pr en el tiempo para la arena "T" del campo Shushufindi Central, el DATUM para esta arena es de 8515 SSTVD-Pies. La homogeneidad de esta arena ayuda a mantener estable la presión, la declinación de la presión es de 11.3 PSI/año. La Pr promedia inicial en el año 1974 es de 2850 PSI, la Pr promedia actual es de 2420 Psi. La mayoría de los pozos que producen de esta arena trabajan sobre el punto de burbuja (1053 PSI), no hay problemas de manejo de gas.

Gráfica 1.5 Comportamiento Presión Pr vs. Tiempo; Arena "T", SSF-Central.

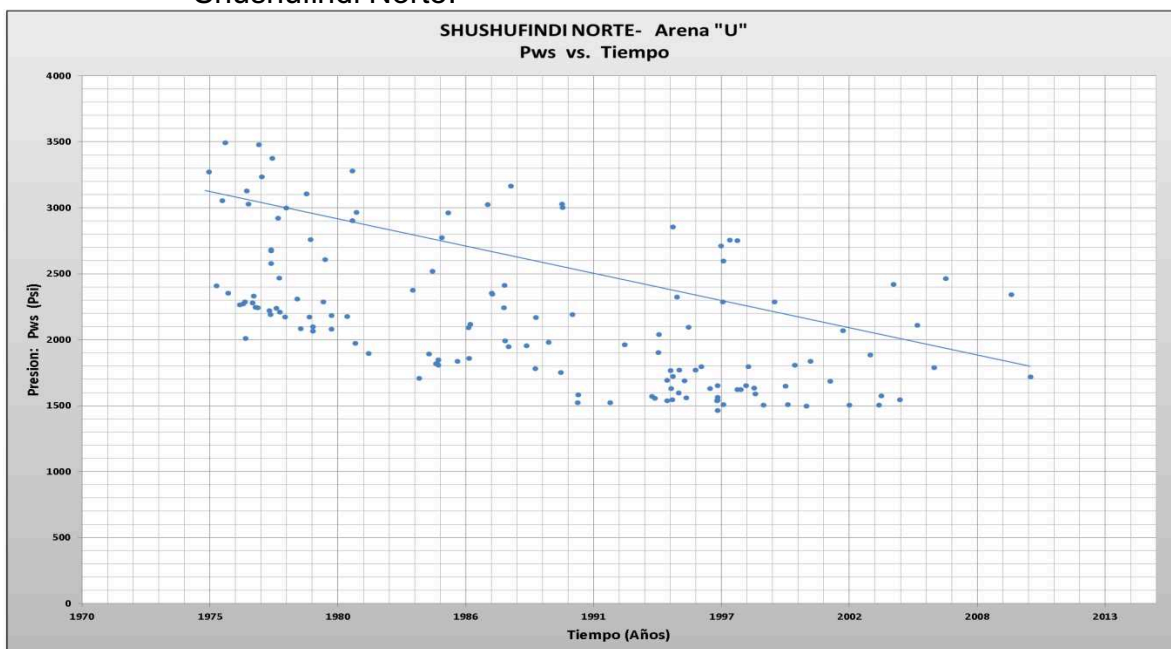


FUENTE: Dpto. de Ingeniería en Petróleos Distrito Oriente. EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

La Gráfica 1.6, indica el comportamiento de Pr en el tiempo para la arena “U” del campo Shushufindi Norte, el DATUM para esta arena es de 8515 SSTVD-Pies. La declinación de la presión es de 38 PSI/año. La Pr promedia inicial en el año 1974 es de 3200 PSI, la Pr promedia actual es de 1700 PSI, se estima un valor de 1661 PSI para el próximo año. La variación del rango de datos indica que la arena no es homogénea, ciertos pozos tienen altas presiones, mientras que otros tienen presiones de fondo bajas. No hay problemas de manejo de gas, la mayoría de pozos producen sobre el punto de burbuja.

Gráfica 1.6 Comportamiento de la presión Pr en el tiempo; Arena “U”, Shushufindi Norte.

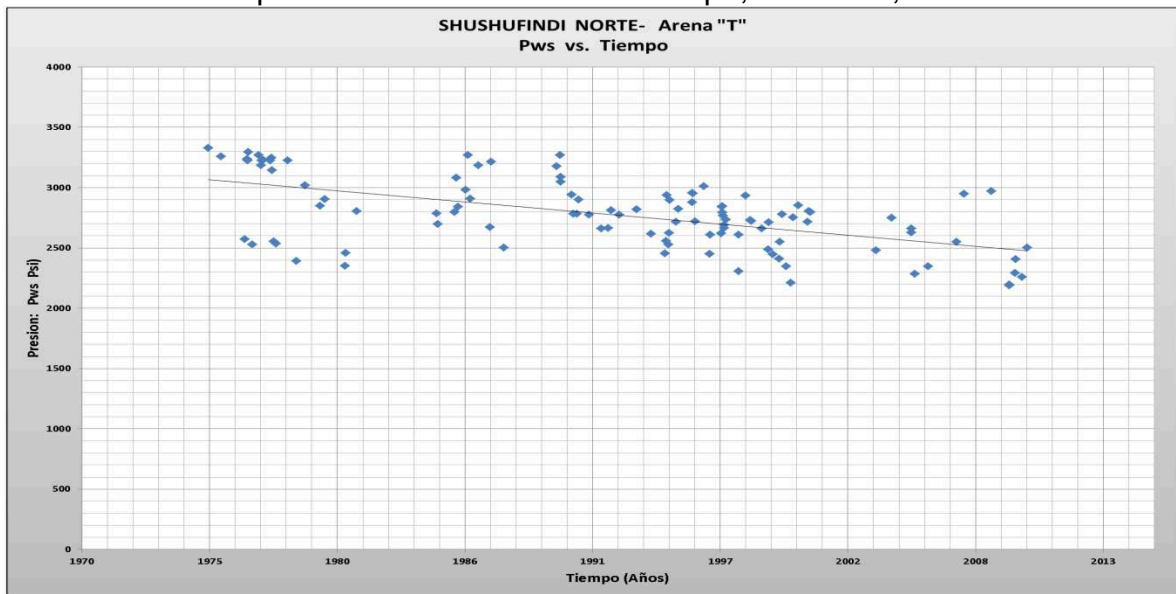


FUENTE: Dpto. de Ingeniería en Petróleos Distrito Oriente. EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

La Gráfica 1.7, indica el comportamiento de Pr en el tiempo para la arena “T” del campo Shushufindi Norte, el DATUM para esta arena es de 8515 SSTVD-Pies. La declinación de la presión es de 21.6 PSI/año. La Pr promedia inicial en el año 1974 es de 3300 PSI, la Pr promedia actual es de 2500 PSI, se estima un valor de 2478 PSI para el próximo año. No hay problemas de manejo de gas, la mayoría de pozos producen sobre el punto de burbuja.

Gráfica 1.7 Comportamiento Presión Pr vs Tiempo; Arena “T”, SSF-Norte.

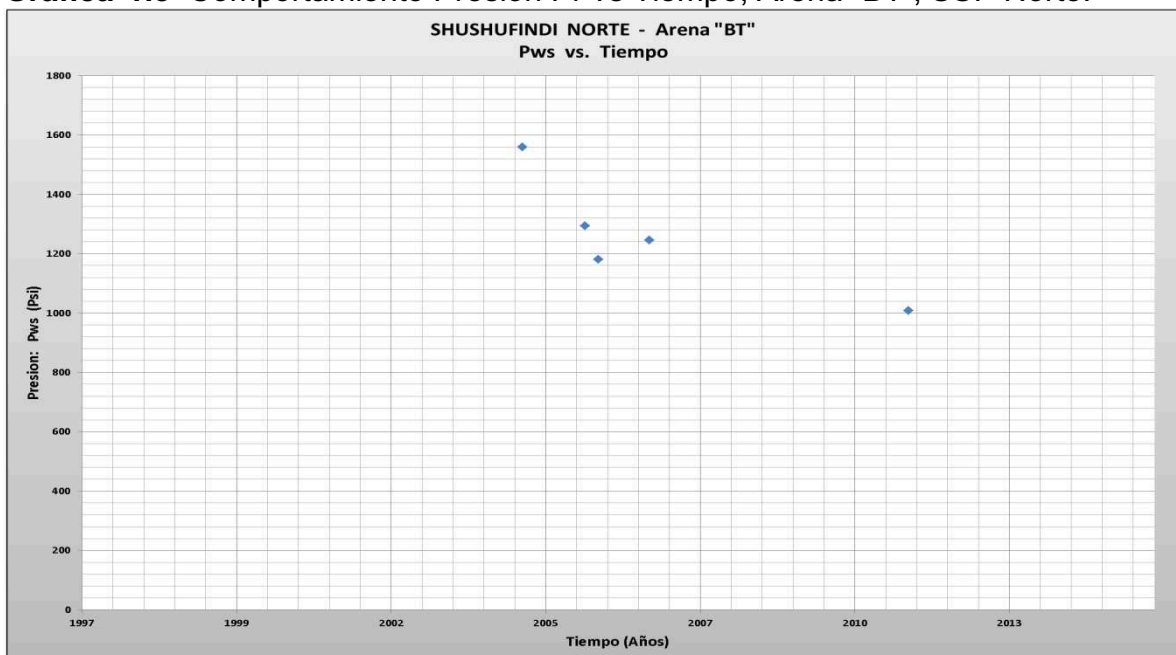


FUENTE: Dpto. de Ingeniería en Petróleos Distrito Oriente. EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

La Gráfica 1.8, indica el comportamiento de Pr en el tiempo para la arena “BT” del campo Shushufindi Norte, el DATUM para esta arena es de 7535 SSTVD-Pies. Esta es una de las pocas zonas que ha desarrollado la producción de Basal Tena, sin embargo el desarrollo no ha sido total, presenta presiones bajas de 1000 PSI a 1400 PSI, no hay datos suficientes para estimar una tendencia del comportamiento de la presión en esta zona.

Gráfica 1.8 Comportamiento Presión Pr vs Tiempo; Arena “BT”, SSF-Norte.

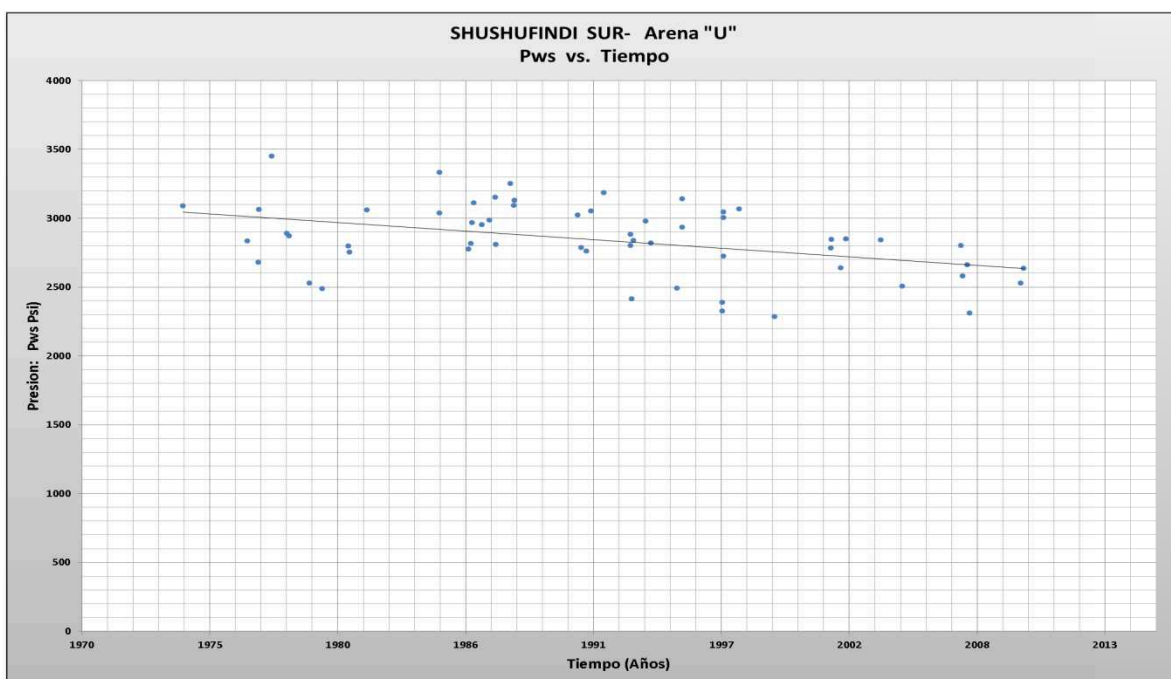


FUENTE: Dpto. de Ingeniería en Petróleos Distrito Oriente. EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

La Gráfica 1.9, indica el comportamiento de Pr en el tiempo para la arena "U" del campo Shushufindi Sur, el DATUM para esta arena es de 8210 SSTVD-Pies. La declinación de la presión es de 12.16 PSI/año. La Pr promedia inicial en el año 1974 es de 3100 PSI, la Pr promedia actual es de 2650 PSI, se estima un valor de 2638 PSI para el próximo año. No hay problemas de manejo de gas, los pozos producen sobre el punto de burbuja. Se evidencia la presencia de un acuífero que ayuda a mantener la presión, evitando una drástica depleción.

Gráfica 1.9 Comportamiento de la presión Pr en el tiempo; Arena "U", Shushufindi Sur.

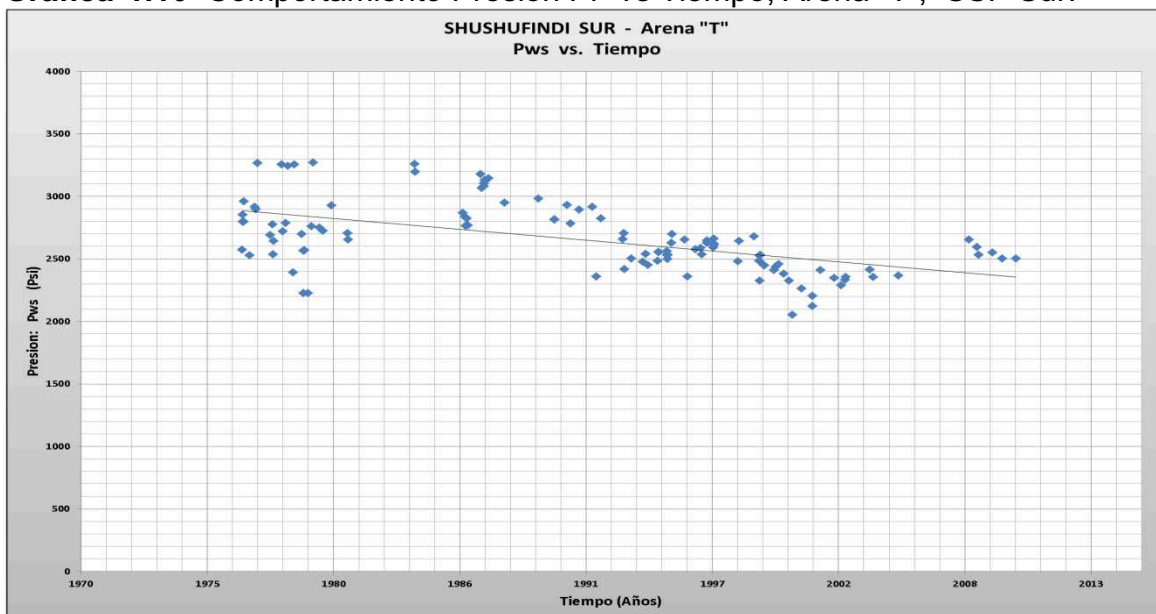


FUENTE: Dpto. de Ingeniería en Petróleos Distrito Oriente. EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

La Gráfica 1.10, indica el comportamiento de Pr en el tiempo para la arena "T" del campo Shushufindi Sur, el DATUM para esta arena es de 8515 SSTVD-Pies. La declinación de la presión es de 17.1 PSI/año. La Pr promedia inicial en el año 1976 es de 3000 PSI, la Pr promedia actual es de 2400 PSI, se estima un valor de 2380 PSI para el próximo año. No hay problemas de gas, todos los pozos producen sobre el punto de burbuja promedio (1053 PSI).

Gráfica 1.10 Comportamiento Presión Pr vs Tiempo; Arena "T", SSF-Sur.

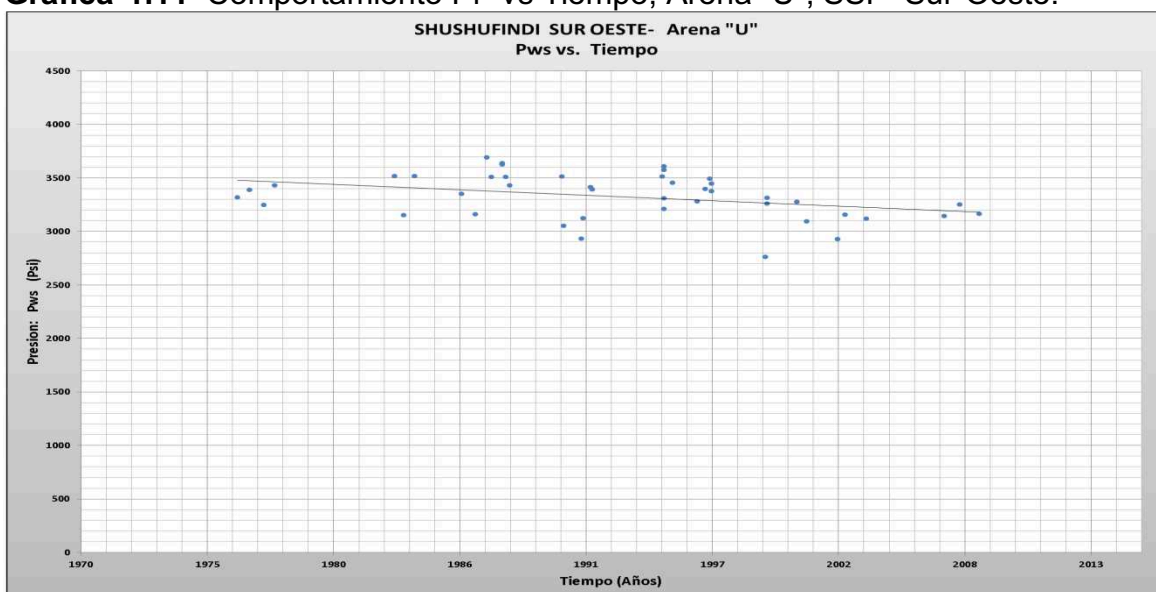


FUENTE: Dpto. de Ingeniería en Petróleos Distrito Oriente. EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

La Gráfica 1.11, indica el comportamiento de Pr en el tiempo para la arena "U" del campo Shushufindi Sur Oeste, el DATUM para esta arena es de 8210 SSTVD-Pies. La declinación de la presión es de 8.57 PSI/año. La Pr promedia inicial en el año 1976 es de 3500 PSI, la Pr promedia actual es de 3200 PSI, se estima un valor de 3191 PSI para el próximo año. No hay problemas de gas, los pozos producen sobre el punto de burbuja promedio (1010 PSI), el acuífero en esta zona está activo, ayudando a mantener estable la presión.

Gráfica 1.11 Comportamiento Pr vs Tiempo; Arena "U", SSF- Sur-Oeste.

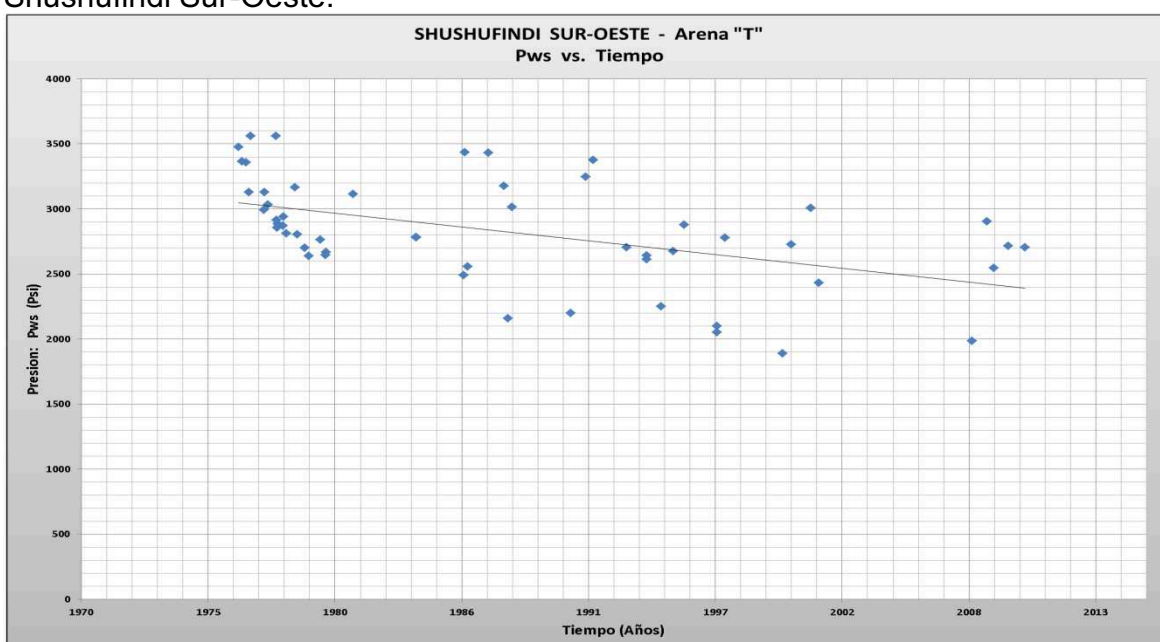


FUENTE: Dpto. de Ingeniería en Petróleos Distrito Oriente. EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

La Gráfica 1.12, indica el comportamiento de Pr en el tiempo para la arena “T” del campo Shushufindi Sur Oeste, el DATUM para esta arena es de 8515 SSTVD-Pies. La declinación de la presión es de 22.9 PSI/año. La Pr promedia inicial en el año 1976 es de 3300 PSI y, la Pr promedia actual es de 2500 PSI, se estima un valor de 2477 PSI para el próximo año. La depleción es considerable, indica desarrollo de la arena T en la zona Sur Oeste. No hay problemas de gas, los pozos producen sobre el punto de burbuja promedio (1053 PSI).

Gráfica 1.12 Comportamiento de la presión Pr en el tiempo; Arena “T”, Shushufindi Sur-Oeste.



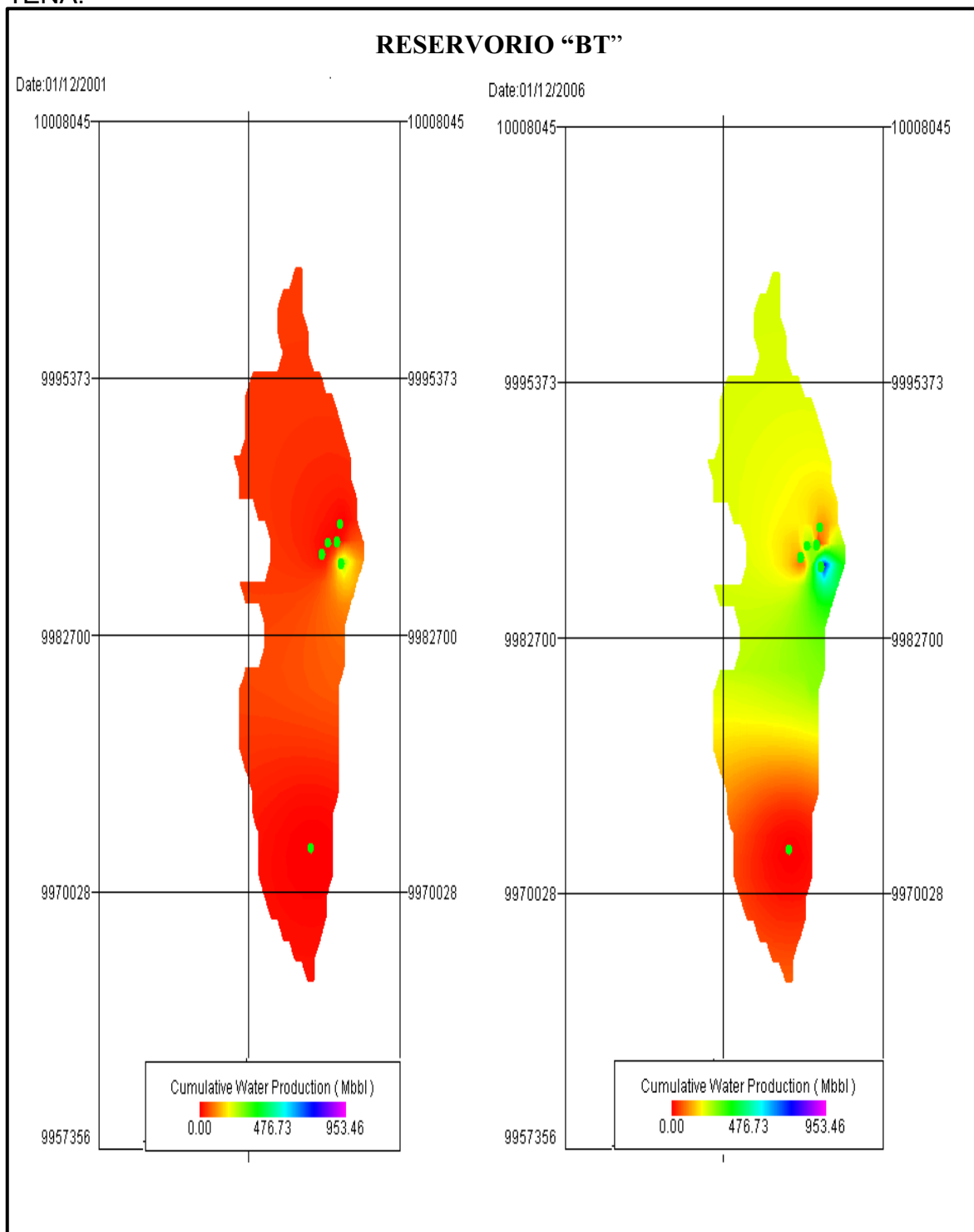
FUENTE: Dpto. de Ingeniería en Petróleos Distrito Oriente. EP-Petroecuador
ELABORADO POR: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

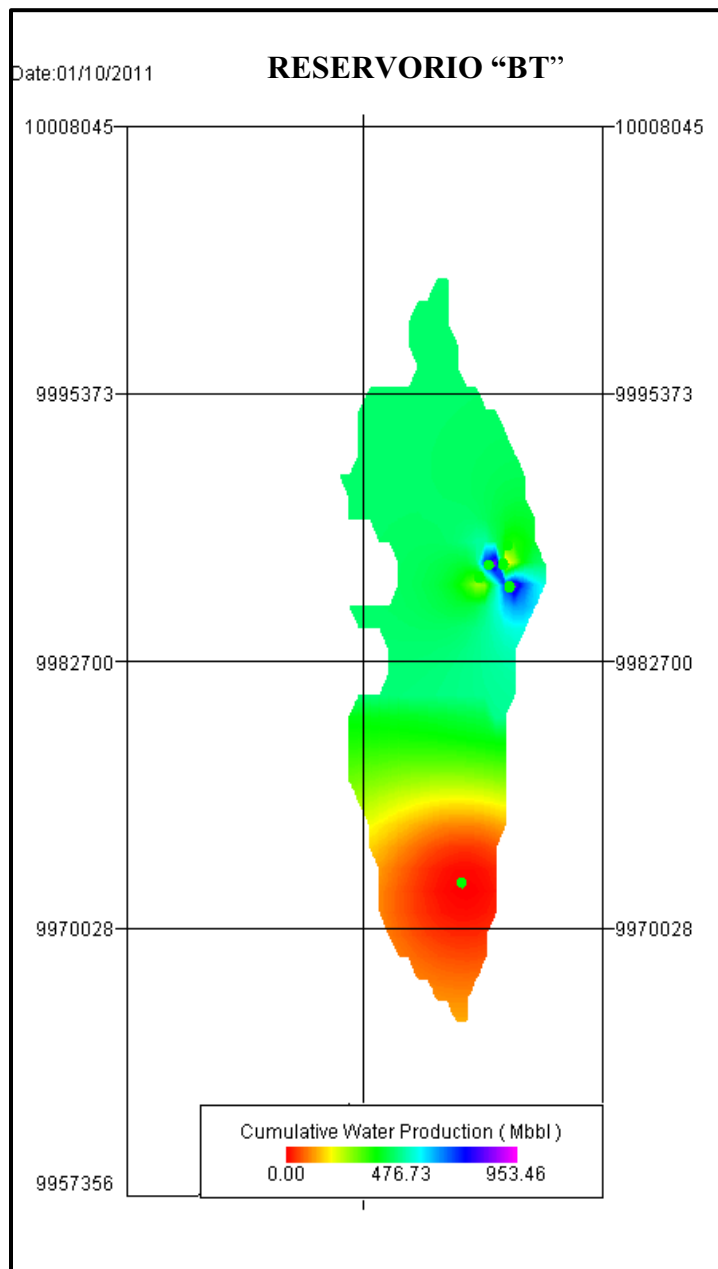
1.1.8.3 Distribución de la Saturación de Agua en el Campo Shushufindi

En las figuras 1.8, 1.9 y 1.10 se observa la distribución de la saturación de agua con el tiempo, se obtuvo tres gráficas a distintos años, para las tres arenas (“U”, “T” y “BT”). Estas gráficas indican la tendencia en el incremento en la saturación en el Campo con el tiempo.

La figura 1.8, indica el comportamiento de la saturación de agua para la arena “BT”, se observa el incremento en la saturación de agua se ha dado en la parte Norte del campo para la arena “Basal Tena”

FIGURA 1.8 Comportamiento de la saturación de agua con el tiempo, BASAL TENA.



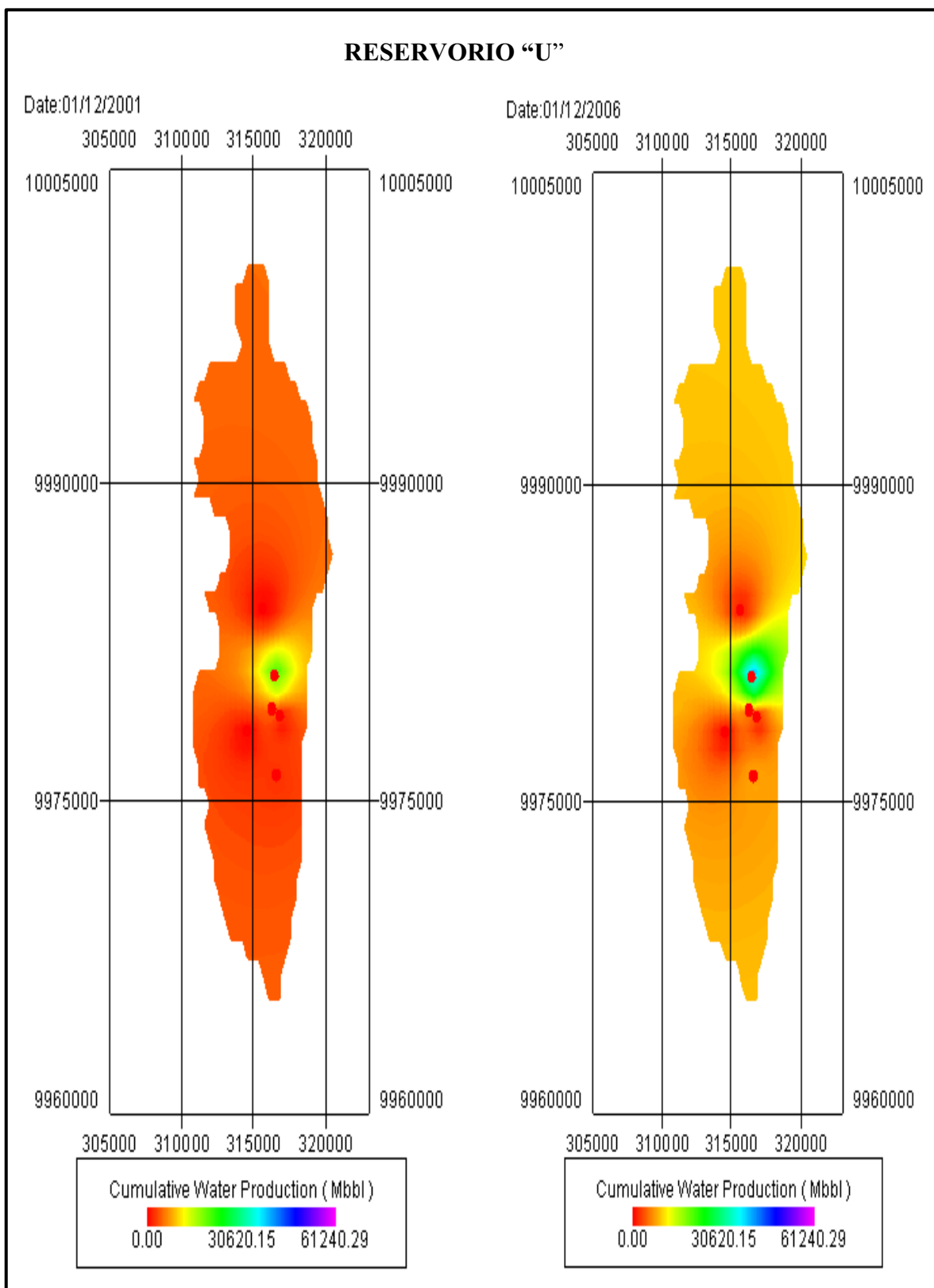


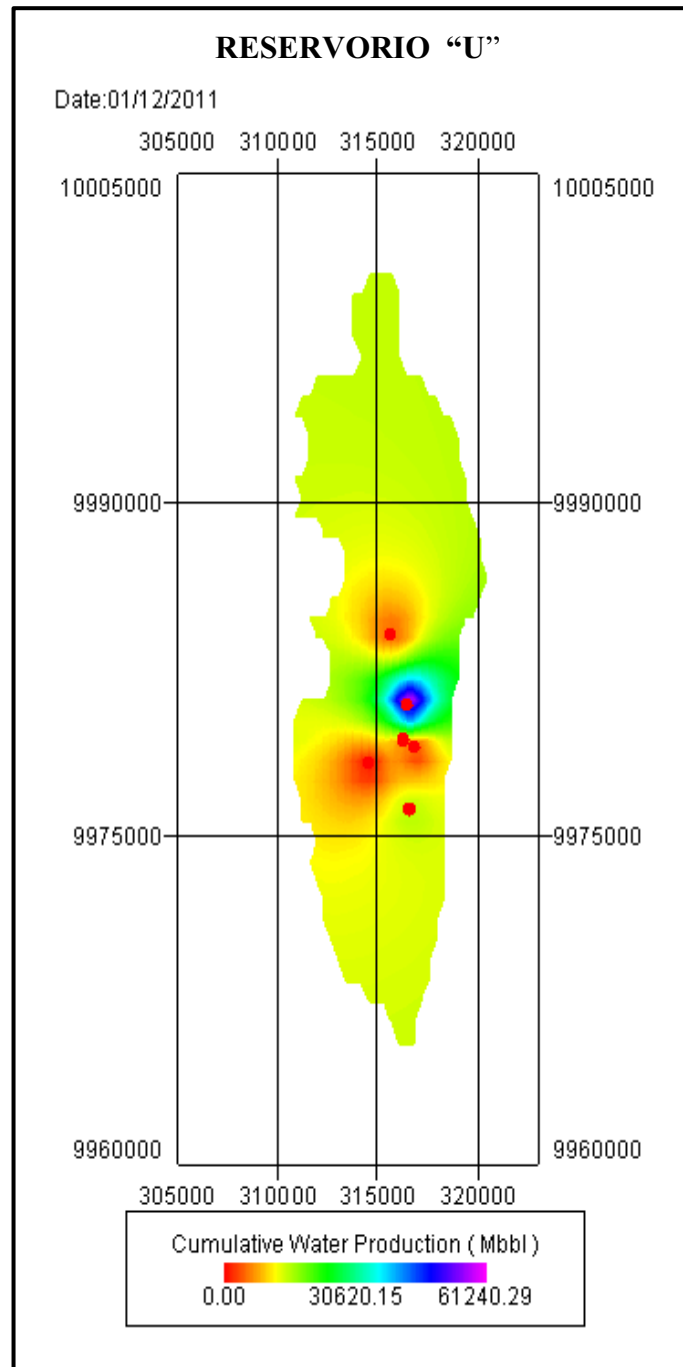
FUENTE: Dpto. de Ingeniería en Petróleos Distrito Oriente. EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la figura 1.9, indica el comportamiento de la saturación de agua con el tiempo para la arena "U", el mayor incremento en la saturación de agua se da en la parte central con porcentajes altos de saturación, estos valores altos de saturación se deben a que la arena "U" tiene un empuje lateral de un acuífero.

FIGURA 1.9 Variación de Saturación de Agua en Campo Shushufindi; ARENA “U”

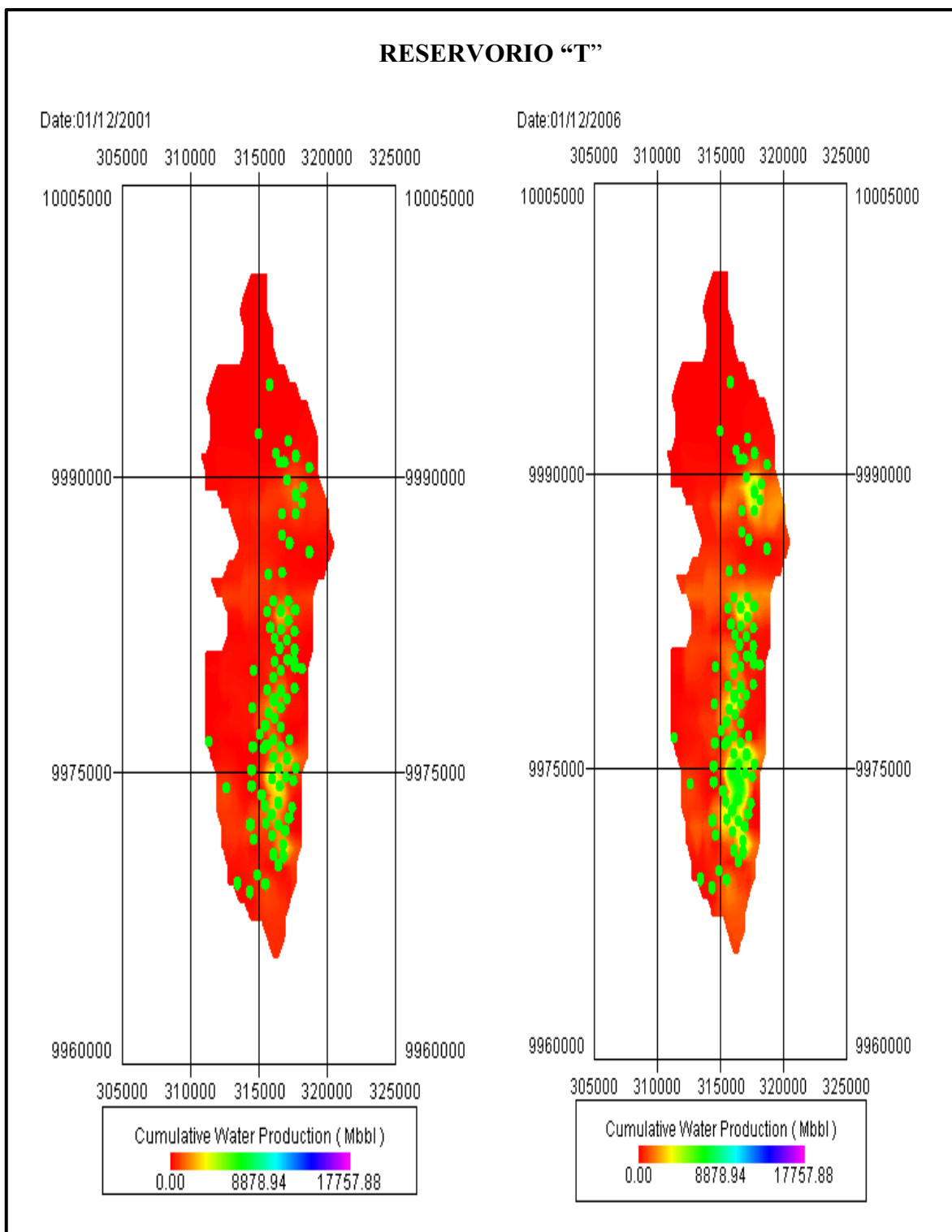


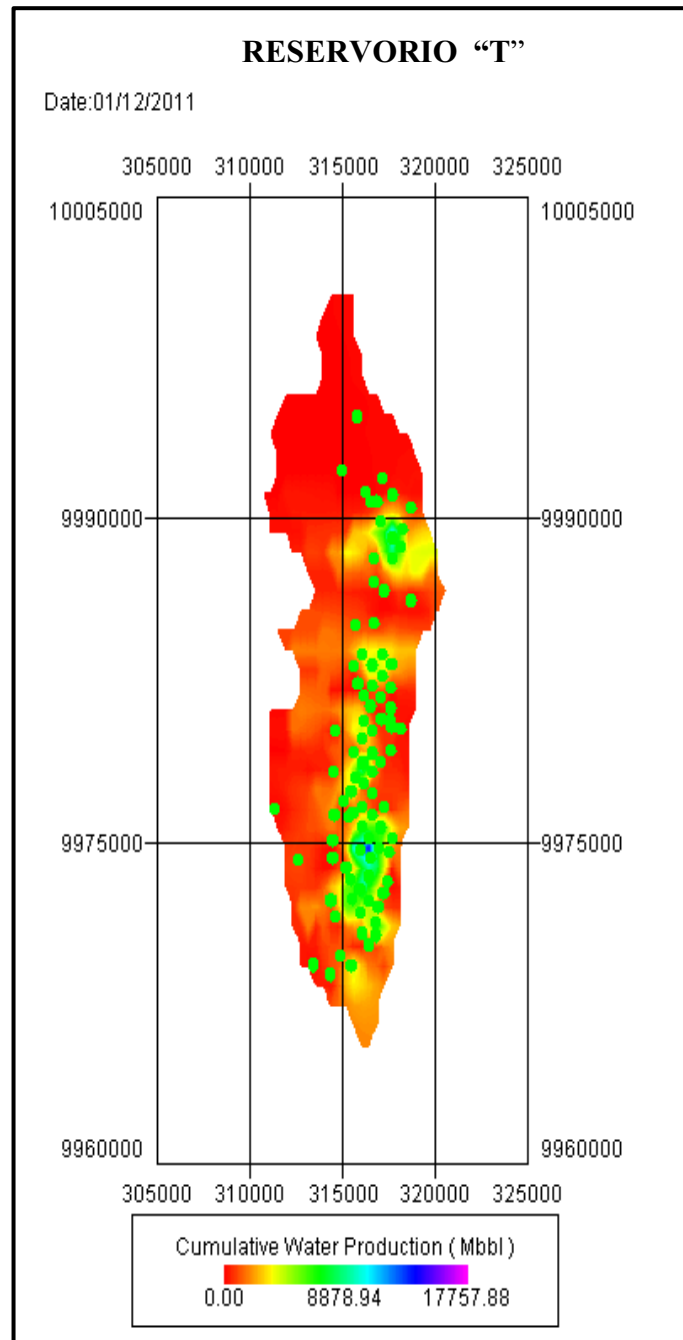


FUENTE: Dpto. de Ingeniería en Petróleos Distrito Oriente. EP-Petroecuador
ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La figura 1.10, indica el comportamiento de la saturación de agua para la arena "T", la saturación de agua es menor a la de "U" y se distribuye a lo largo de Norte a Sur por la parte central del campo. La arena "T" tiene un empuje de acuífero de fondo este es uno de los motivos por los que el agua no inunda la formación rápidamente.

FIGURA 1.10 Variación de Saturación de Agua en Campo Shushufindi; ARENA "T"





FUENTE: Dpto. de Ingeniería en Petróleos Distrito Oriente. EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

1.1.9 SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ESTACIONES Y LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA SHUSHUFINDI.

1.1.9.1 Generalidades.

Al 30 de Noviembre de 2011, la producción promedio diaria del Área Shushufindi es 59.290 BPPD y 90.029 BAPD.

La tabla 1.5, indica la producción por estaciones del Área Shushufindi, los barriles de fluidos por día (BFPD), los barriles de petróleo por día (BPPD) y los barriles de agua por día (BAPD).

Tabla 1.5 Producción de Crudo por Estaciones del Área Shushufindi

ÁREA	ESTACIONES	BFPD	BPPD	BAPD	BSW%
SHUSHUFINDI	AGUARICO	8066	5218	2848	35,31
	DRAGO	9452	8821	2260	23,91
	SSF_CENTRAL	44761	18009	25035	55,93
	SSF_NORTE	30306	12165	18141	59,86
	SSF_SUR-OESTE	19322	5999	13323	68,95
	SSF_SUR	37429	10094	28422	75,94
	TOTAL	149336	53203	90029	63,15

FUENTE: Ingeniería de Petróleos; Área Shushufindi; Forecast; 30 de Noviembre de 2011

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 1.6, indica la producción de petróleo en barriles de cada estación según el tipo de levantamiento.

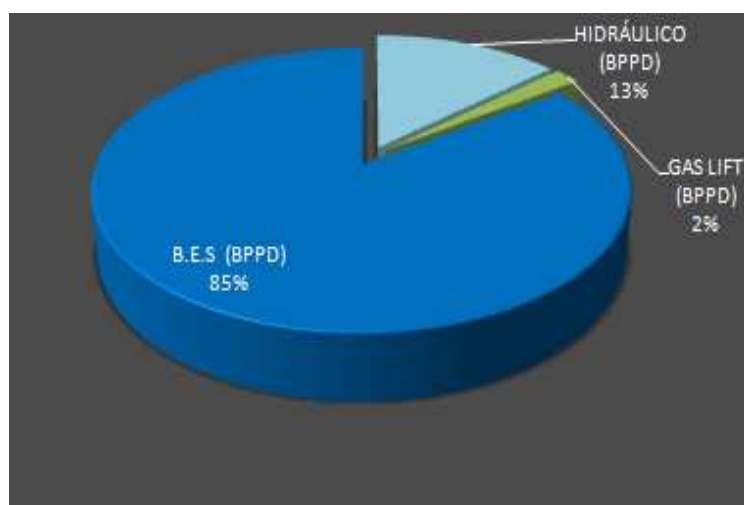
TABLA 1.6. Producción por Tipo de Levantamiento.

SIST. LEVANTAMIENTO ESTACIONES	HIDRÁULICO (BPPD)	GAS LIFT (BPPD)	B.E.S (BPPD)	TOTAL (BPPD)
AGUARICO	4479	0	739	5218
CENTRAL DRG-CDZ-COB	1441	0	18268	19709
NORTE	1041	0	11124	12165
SUR-OESTE	0	977	5022	5999
SUR	0	0	10094	10094
TOTAL	6961	977	45265	53203

FUENTE: Forecast; 30 de Noviembre 2011. Ingeniería de Petróleos; EP-Petroecuador.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Gráfica 1.13. Producción por sistemas de Levantamiento en el Área Shushufindi



FUENTE: Forecast, 30 de Noviembre de 2011. Ingeniería de Petróleos. EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La Tabla 1.7, indica un resumen del número de pozos del Área Shushufindi de acuerdo al sistema de levantamiento

TABLA 1.7 Pozos productores según el tipo de Levantamiento Artificial, por estación.

CAMPO	METODO	# DE POZOS	PORCENTAJE
SHUSHUFINDI CENTRAL	GAS LIFT	0	0
	HIDRAULICO	0	0
	BES	28	25
SHUSHUFINDI NORTE	GAS LIFT	0	0
	HIDRAULICO	5	5
	BES	25	23
SHUSHUFINDI SUR	GAS LIFT	1	1
	HIDRAULICO	0	0
	BES	17	15
SHUSHUFINDI SUR - OESTE	GAS LIFT	0	0
	HIDRAULICO	1	1
	BES	13	12
AGUARICO	GAS LIFT	0	0
	HIDRAULICO	2	2
	BES	5	5
DRAGO	GAS LIFT	0	0
	HIDRAULICO	2	2
	BES	11	10
TOTAL		110	100

FUENTE: Forecast, 30 de Noviembre de 2011. Ingeniería de Petróleos. EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

1.1.9.2 Estado Actual de la Producción por Estaciones y Métodos de Levantamiento.

Actualmente en el Área Shushufindi se encuentran perforados 178 pozos de los cuales 110 pozos se encuentran produciendo en la actualidad con los diferentes sistemas de levantamiento artificial, 24 se encuentran cerrados.

La tabla 1.8, muestra los parámetros de producción por estación y por arena de los pozos del área Shushufindi.

Tabla 1.8. Forecast de los Pozos del Área Shushufindi al 30 de Noviembre de 2011

CAMPO	ESTACION	YAC.	POZO	MET	BPPD	BAPD	GAS	BSW	GOR	API	ESTADO ACTUAL	PETRÓLEO ACUMULADO	AGUA ACUMULADO	
AGUARICO	AGUARICO	TI	AGU_003RWTI	ESP							CERR	0,00	0,00	
			AGU_013DTI	ESP								PROD.	9.228,48	29.223,51
			AGU_014DTI	JET	873	19	45,7	2,14	0,04	31,68		W.O	0,00	0,00
		TS	AGU_017DTS	ESP	124	652	207,5	84,00	1,68	23,00		PROD.	3.858,62	20.257,76
			U	AGU_001U	JET	427	1151	255,4	73,04	0,60	24,80		PROD.	15.788.646,29
		AGU_003U		ESP	706	829	164,5	54,00	0,23	24,60		PROD.	12.189.924,54	5.643.892,49
		AGU_010U		ESP	220	329	101,6	60,00	0,46	24,60		PROD.	319.453,17	1.552.967,40
		UI	AGU_011DUI	ESP	1237	169	315,1	12,00	0,26	29,30		PROD.	201.740,76	4.482,78
			AGU_012DUI	JET	1452	22	304,8	1,50	0,21	26,08		PROD.	257.706,52	9.223,17
			AGU_015DUI	JET								CERR.	0,00	0,00
		US	AGU_008US	JET	143	356	78,7	71,80	0,60	23,55		PROD.	67.589,06	88.462,47
			AGU_009US	ESP								CERR.	97.687,40	341.425,70
			AGU_015DUS	JET	454	8	174,4	1,83	0,38	30,40		PROD.	0,00	0,00
		AGUARICO					5636	3535	1647,7					28.935.834,84
COBRA	COBRA	BT	COB_001BT	JET	562	158		22,00		22,53	PROD.	18.068,23	5.096,14	
		COBRA					562	158					18.068,23	5.096,14
CONDORAZO	CONDORAZO	HS	CDR_002SEHS	JET							CERR.	0,00	0,00	
			TI	CDR_001TI	ESP							CERR.	0,00	0,00
				CDR_002SETI	JET							CERR.	0,00	0,00
		UI	CDR_001UI	ESP								W.O.	69.671,40	44.116,80
			CDR_002SEUI	JET								CERR.	0,00	0,00
		CONDORAZO											69.671,40	44.116,80
DRAGO	DRAGO	TI	DRA_001TI								CERR.	0,00	0,00	
			DRE_008DTI	ESP	403	555	194,8	58,00	0,50	30,70		PROD.	369.827,59	162.178,18
			DRE_009DTI	ESP	1507	186	490,4	11,00	0,33	31,20		PROD.	72.929,24	6.869,80
			DRE_012DTI	ESP	1275	381	445,3	23,00	0,35	28,30		PROD.	473.263,59	23.168,53
			DRN_003DTI	ESP								CERR.	0,00	0,00
		UI	DRA_001UI	ESP	255	120		32,00		26,03		PROD.	806.691,50	81.494,21

CAMPO	ESTACION	YAC.	POZO	MET	BPPD	BAPD	GAS	BSW	GOR	API	ESTADO ACTUAL	PETRÓLEO ACUMULADO	AGUA ACUMULADO	
DRAGO			DRE_001UI	ESP	555	216	119,2	28,00	0,21	22,10	PROD.	750.288,21	83.373,27	
			DRE_005DUI	ESP	408	461	70,5	53,00	0,17	26,10	PROD.	469.401,22	113.598,92	
			DRN_001UI	ESP	972	10	238,8	1,00	0,25	25,20	PROD.	1.212.833,40	34.784,58	
			DRN_002UI	JET	221	84		27,08		30,27	W.O.	0,00	0,00	
			DRN_006DUI	ESP	579	1	166,5	0,10	0,29	26,10	PROD.	508.221,50	28.909,45	
			DRN_011DUI	ESP	833	1	232,0	0,10	0,28	24,90	PROD.	176.887,29	2.132,38	
			DRN_015DUI	ESP	528	1	194,3	0,20	0,37	26,70	PROD.	449.389,26	4.390,69	
			DRN_016DUI		998	111		10,00		26,60	PROD.	1.067,15	118,57	
			DRN_017DUI	JET	152	241		61,38		24,99	PROD.	4.979,28	7.816,62	
			DRN_031DUI	ESP	135	66		33,35		27,20	PROD.	0,00	0,00	
DRAGO					8821	2433	2151,9					5.322.251,43	567.159,50	
SHUSHUFINDI	SHUSHUFINDI CENTRAL	T	SSF_009T	ESP	410	730	218,6	64,00	0,53	31,54	PROD.	13.154,81	23.254,57	
			SSF_012T	ESP	321	2354	241,5	88,00	0,75	30,00	PROD.	24.195.130,97	2.539.925,80	
			SSF_017T	ESP	278	1268	128,0	82,00	0,47	27,55	PROD.	858.673,32	2.884.105,81	
			SSF_019T	ESP	130	518		80,00		30,70	PROD.	203.332,97	397.693,58	
			SSF_072T	ESP	211	600	89,0	74,00	0,43	30,20	PROD.	2.966.806,14	1.475.933,44	
			SSF_074T	ESP	460	3371	350,0	88,00	0,76	26,00	W.O.	7.067.029,30	10.885.658,79	
			SSF_090T	ESP	107	661	107,4	85,80	1,19	28,30	PROD.	882,73	6.581,41	
		TI	SSF_105TI	ESP								W.O.	30.468,30	25.193,80
			SSF_106DTI	ESP	199	370	129,7	65,00	0,67	30,10	PROD.	397.664,65	435.420,06	
			SSF_118DTI	ESP								CERR.	324.296,20	803.051,60
			SSF_119DTI	ESP	507	1520	205,0	75,00	0,40	31,00	PROD.	716.644,64	796.340,72	
			SSF_133DTI	ESP	485	791	209,7	62,00	0,43	31,10	PROD.	57.389,89	79.639,59	
			SSF_162DTI	ESP								CERR.	0,00	0,00
		TS	SSF_042BTS	ESP	297	1054	160,8	78,00	0,54	30,60	PROD.	1.072.246,85	1.503.664,80	
		TS+TI	SSF_080TS+TI	ESP	313	1383	208,3	81,00	0,73	29,00	PROD.	871.779,12	4.281.605,03	
			SSF_081TS+TI	ESP	490	3011	269,3	86,00	0,55	25,85	PROD.	1.841.520,50	8.960.520,95	
		U	SSF_073U	ESP	647	1665	222,6	72,00	0,34	22,60	PROD.	6.032.463,33	5.180.931,48	
			SSF_083U	ESP	485	189	89,6	28,00	0,19	26,00	PROD.	3.428.325,88	954.017,83	
			SSF_084U	ESP	284	54	77,0	16,00	0,27	24,60	PROD.	9.068,30	1.727,30	
			SSF_089U	ESP	321	119	68,6	27,00	0,21	26,60	PROD.	2.547.016,74	3.107.008,77	
			SSF_090U	ESP								CERR.	1.218.666,60	1.556.916,70
		U+T	SSF_043U+T	ESP	1108	1108	352,8	50,00	0,32	26,70	PROD.	30.352.879,55	3.184.353,25	
			SSF_077U+T	ESP	470	1488	209,8	76,00	0,45	26,50	PROD.	3.797.272,84	3.524.573,02	
		U+US	SSF_011U+US	ESP	59	237	70,0	80,00	1,21	25,90	PROD.	1.994,53	7.978,12	
		UI	SSF_010BDUI	ESP	606	274	141,6	31,20	0,23	23,10	PROD.	53.807,83	60.411,18	
			SSF_110DUI	ESP	223	451	75,3	72,67	1,54	29,30	W.O.	335.821,07	569.038,01	
			SSF_118DUI	ESP	277	31	82,5	10,00	0,30	28,40	PROD.	0,00	0,00	
			SSF_134DUI	ESP	797	310	105,7	28,00	0,13	21,40	PROD.	243.494,09	24.157,01	
			SSF_140DUI	ESP	130	152	57,4	54,00	0,45	23,61	PROD.	3.945,86	5.580,59	
			SSF_162DUI	ESP								CERR.	0,00	0,00
			SSF_164DUI	ESP	207	132	34,3	39,00	0,17	20,80	PROD.	56.622,67	11.497,95	
		US	SSF_065US	ESP	213	4	77,5	2,00	0,37	31,10	PROD.	57.650,05	1.176,47	
			SSF_096HUS	ESP	582	111	132,0	16,00	0,23	25,30	PROD.	745.008,90	121.779,77	
US+UI	SSF_102HUS+UI	ESP	523	123	175,6	19,00	0,34	27,00	PROD.	1.882.869,30	449.935,31			
SHUSHUFINDI CENTRAL					11140	24078	4289,5					91.383.927,93	53.859.672,71	

CAMPO	ESTACION	YAC.	POZO	MET	BPPD	BAPD	GAS	BSW	GOR	API	ESTADO ACTUAL	PETRÓLEO ACUMULADO	AGUA ACUMULADO	
SHUSHUFINDI	SHUSHUFINDI NORTE	BT	SSF_051BT	JET	183	88		32,43		21,99	PROD.	0,00	0,00	
			SSF_052BBT	ESP	231	251		52,00		23,40	PROD.	1.105.819,93	324.808,06	
			SSF_054BT	ESP	261	50	65,0	16,00	0,25	28,00	PROD.	727.119,42	940.639,55	
			SSF_099BT	JET								CERR.	723.940,10	76.891,50
			SSF_107DBT	ESP	229	34		13,00		21,70	PROD.	794.982,94	79.165,80	
		T	SSF_014T	ESP								CERR.	988.293,20	1.850.845,20
			SSF_015BT	ESP	166	387		70,00		28,80	PROD.	174.452,00	145.822,00	
			SSF_051T	ESP								CERR.	66.851,00	93.520,20
			SSF_056T	ESP	499	1059	187,0	68,00	0,38	28,50	PROD.	10.817.392,75	4.982.505,77	
			SSF_057T	ESP	197	296		60,00		28,40	PROD.	8.990.408,40	3.472.970,29	
SSF_071T	ESP	945	2991	523,5	76,00	0,55	26,60	PROD.	15.119.342,61	8.457.824,98				
SHUSHUFINDI	SHUSHUFINDI NORTE	T	SSF_076T	ESP	634	3720	290,0	85,40	0,46	28,40	PROD.	12.242.894,84	12.370.317,18	
			SSF_087T	ESP	463	1390	353,3	75,00	0,76	28,60	PROD.	3.800.984,04	2.954.892,52	
			SSF_088T	ESP	288	912	132,6	76,00	0,46	30,40	PROD.	2.468.292,69	3.433.006,84	
			SSF_111DT	ESP	249	395	120,0	55,50	1,48	29,50	PROD.	1.517.974,14	210.365,79	
		T+U+G2	SSF_001T+U+G2	ESP								CERR.	32.365.409,80	10.382.701,20
		TI	SSF_098DTI	ESP	212	1116	125,4	84,00	0,59	29,10	PROD.	224.910,44	813.964,14	
			SSF_109DTI	ESP								CERR.	621.966,60	381.298,50
			SSF_135DTI	JET								MTU	0,00	0,00
		TS	SSF_099TS	JET								CERR.	0,00	0,00
			SSF_116DTS	ESP	153	10	69,8	6,00	0,50	27,32	PROD.	7.163,67	457,26	
		U	SSF_003U	ESP								CERR.	0,00	0,00
			SSF_014U	ESP	610	12	165,2	2,00	0,27	26,00	PROD.	191.803,24	7.102,09	
			SSF_036U	ESP	644	105	178,7	14,00	0,28	21,40	PROD.	4.595.701,15	99.987,08	
			SSF_046U	JET	192	16	78,5	7,63	0,42	24,70	PROD.	724.153,27	93.008,66	
			SSF_049U	JET	53	403	23,8	88,23	0,49	27,50	PROD.	12.983.904,24	1.374.705,57	
			SSF_053U	ESP	203	281	47,0	58,00	0,23	23,60	PROD.	2.845.703,79	780.954,31	
			SSF_062BU	ESP	804	153	190,7	16,00	0,24	24,60	PROD.	2.505.316,62	231.627,29	
			SSF_063U	ESP	190	404	72,8	68,00	0,39	21,60	PROD.	1.070.928,00	517.164,92	
			SSF_066U	JET	109	72	43,2	42,55	0,52	27,20	PROD.	10.039.726,48	100.476,99	
			SSF_078U	ESP	362	114	123,3	24,00	0,34	25,60	PROD.	1.569.359,31	123.076,15	
		SSF_086U	ESP	282	502	102,3	64,00	0,36	24,00	PROD.	1.387.001,61	536.973,03		
		U+T	SSF_070U+T	ESP	583	1499	232,5	72,00	0,40	25,70	PROD.	5.743.297,71	5.510.753,78	
		U+US	SSF_001U+US	ESP	983	109	238,8	10,00	0,24	27,00	PROD.	0,00	0,00	
		UI	SSF_108DUI	JET	49	140	26,5	75,10	0,81	26,10	PROD.	175.671,37	311.290,47	
			SSF_109DUI	ESP	768	217	152,3	22,00	0,20	28,00	PROD.	582.544,05	143.859,11	
			SSF_111DUI	ESP								CERR.	132.234,40	7.203,70
		UI+TI	SSF_060UI+TI	ESP								CERR.	44.465,40	151.226,80
US	SSF_059US	ESP	240	15		6,00		31,40	PROD.	11.018,81	703,32			
	SSF_064US	ESP	1001	31	244,5	3,00	0,24	30,20	PROD.	83.225,15	2.573,99			
SHUSHUFINDI NORTE					11783	16772	3786,6					137.444.253,17	60.964.684,04	
SHUSHUFINDI	SHUSHUFINDI SUR	T	SSF_045BT	ESP	1127	1839	610,2	62,00	0,54	24,20	PROD.	18.108.624,38	6.371.071,54	
			SSF_067T	ESP	694	4263	429,8	86,00	0,62	27,80	PROD.	18.651.166,56	17.643.254,31	
			SSF_075T	ESP	407	1627	133,7	80,00	0,33	28,30	PROD.	9.549.243,21	11.249.922,24	
		TI	SSF_007TI	ESP	209	952	78,5	82,00	0,38	29,60	PROD.	86.118,61	194.970,52	
			SSF_097TI	ESP	455	809	139,0	64,00	0,31	28,90	PROD.	807.960,32	808.034,95	

CAMPO	ESTACION	YAC.	POZO	MET	BPPD	BAPD	GAS	BSW	GOR	API	ESTADO ACTUAL	PETRÓLEO ACUMULADO	AGUA ACUMULADO		
SHUSHUFINDI	SHUSHUFINDI SUR		SSF_104DTI	ESP	181	722	57,7	80,00	0,32	31,10	PROD.	510.197,12	1.003.382,28		
			SSF_122DTI	ESP	668	1903	309,0	74,00	0,46	29,90	PROD.	467.117,24	580.651,08		
			SSF_125DTI	ESP	471	632	168,4	57,20	0,36	26,20	PROD.	16.730,51	19.327,48		
		TS	SSF_002TS	ESP	217	277	103,6	56,00	0,48	30,50	PROD.	12.850,58	9.145,69		
			SSF_068TS	ESP	607	3727	263,3	86,00	0,44	24,50	PROD.	5.715.162,49	11.399.166,91		
			SSF_095TS	GAS_LIFT	773	170	1451,0	18,00	1,87	31,00	PROD.	6.117.133,21	151.810,12		
		TS+TI	SSF_023TS+TI	ESP	489	3002	305,6	86,00	0,62	24,10	PROD.	1.151.851,78	5.335.032,95		
			SSF_092TS+TI	ESP	799	4909	579,7	86,00	0,73	30,20	PROD.	4.912.087,71	10.998.940,42		
		U	SSF_002U	ESP									CERR.	13.434.674,90	8.518.127,20
			SSF_079U	ESP	272	579	59,5	68,00	0,22	26,00	PROD.	692.855,01	789.667,34		
			SSF_091U	ESP	308	655	68,8	67,33	0,24	27,60	PROD.	1.581.956,25	1.150.247,85		
		U+T	SSF_028U+T	ESP	733	1303	189,3	64,00	0,26	27,40	PROD.	28.375.106,37	11.630.008,16		
SHUSHUFINDI	SHUSHUFINDI SUR	UI	SSF_130DUI	JET	429	4		1,00		21,60	PROD.	0,00	0,00		
		US	SSF_006BUS	ESP								CERR.	0,00	0,00	
			SSF_020BUS	ESP	386	34	85,8	8,00	0,22	31,40	PROD.	425.623,44	28.341,55		
		US+UI	SSF_082US+UI	ESP	1239	1455	331,8	54,00	0,27	25,00	PROD.	2.106.269,24	1.342.210,63		
	SHUSHUFINDI SUR					10464	28860	5364,5					112.722.728,93	89.223.313,22	
	SHUSHUFINDI SUR OESTE	T	SSF_024T	ESP	371	1690	141,6	82,00	0,38	26,10	PROD.	22.675.879,78	10.264.200,34		
			SSF_041T	ESP								CERR.	9.613,00	80.603,70	
			SSF_061T	ESP	307	1229	117,0	80,00	0,38	28,90	PROD.	12.832.648,76	12.938.689,04		
			SSF_101T	ESP	88	1170	111,2	93,00	1,26	25,40	PROD.	213.807,77	872.771,75		
		TI	SSF_129DTI	ESP	231	72		28,00		33,60	W.O.	245.038,40	554.637,40		
			SSF_132DTI	ESP								CERR.	0,00	0,00	
		TS	SSF_085TS	ESP	435	2675	165,3	86,00	0,38	26,20	PROD.	4.982.683,08	9.596.615,53		
		TS+TI	SSF_026TS+TI	ESP	64	292	82,8	82,00	1,31	31,00	PROD.	21.806.681,15	3.643.631,85		
U		SSF_027U	ESP	140	72		34,00		14,50	PROD.	8.068.027,90	593.289,13			
		SSF_035U	JET	247	242	17,0	43,60	0,06	20,56	PROD.	534.754,37	835.400,15			
		SSF_069U	ESP	208	625	81,8	75,00	0,38	17,60	PROD.	3.887.205,92	6.641.383,56			
UI		SSF_101UI	ESP									CERR.	341.033,40	438.787,40	
		SSF_127DUI	ESP									SUSP.	576.540,60	934.033,80	
		SSF_128DUI	ESP	753	462	95,5	38,00	0,13	17,80	PROD.	32.386,05	19.849,49			
		SSF_131DUI	ESP	707	579	125,8	45,00	0,18	15,10	PROD.	0,00	0,00			
		SSF_132DUI	ESP	833	429	94,0	34,00	0,11	17,10	PROD.	33.831,25	17.428,21			
US		SSF_101US	ESP									CERR.	32.621,60	424.420,60	
US+UI		SSF_094US+UI	ESP	410	3094	91,5	88,33	0,22	16,20	PROD.	3.437.418,90	12.792.252,25			
SHUSHUFINDI SUR OESTE					4797	12630	1123,3					79.710.171,93	60.647.994,20		
SHUSHUFINDI					38184	82340	14563,9					421.261.081,96	264.695.664,17		
TOTAL ÁREA SSF					53203	88467	18363,5					455.606.907,86	278.479.697,73		

FUENTE: Forecast, 30 Noviembre de 2011. EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

1.1.9.3 Facilidades de Producción

1.1.9.3.1 Estado de las Facilidades de Superficie

A continuación se detalla los diferentes tipos de tanques, con sus capacidades de acuerdo a cada estación:

Estación Central posee un tanque de Lavado con una capacidad nominal de 28.790 Bls; un tanque de Reposo de 72.510 Bls, un tanque de Oleoducto No. 1 de 100.000 Bls; y un tanque de Oleoducto T 201 de 100.000 Bls.

La estación Norte posee un tanque de Lavado con una capacidad nominal de 37.600 Bls y un tanque de Reposo de 10.490 Bls. Estación Sur posee un tanque de Lavado con una capacidad nominal de 24.680 Bls y un tanque de Reposo de 28.650 Bls. Estación Suroeste posee un tanque de Lavado con una capacidad nominal de 9.060 Bls. Estación Aguarico posee un tanque de Lavado con una capacidad nominal de 16.450 Bls y un tanque de Reposo de 12.090 Bls.

En las tablas 1.9, a 1.13 se indica las facilidades por estación con las que cuenta el Área Shushufindi; entre tanques, bombas de transferencia, botas de gas, compresores de gas, facilidades pa combustible; se indica la cantidad de equipos de cada estación, la potencia y las condiciones de diseño.

Tabla 1.9 Facilidades de producción, Estacion Aguarico.

FUENTE: Ingeniería de Producción – Shushufindi. Distrito Amazónico, EP-Petroecuador

LISTADO DE EQUIPOS ESTACION AGUARICO						
ITEM	DESCRIPCIÓN DE EQUIPO	CANTIDAD DE EQUIPOS	POTENCIA DE MOTOR (HP)	CONDICIONES DE DISEÑO		OBSERVACIONES
				PRESIÓN (kPa)	TEMP. (°C)	
1	BOTA DE GAS	1	N/A	827	10	Tanque de lavado
2	TANQUE LAVADO	1	N/A	N/D	N/D	Tanque de lavado
3	TANQUE DE REPOSO	1	N/A	N/D	N/D	Tanque de reposo
4	BOMBA BOOSTER POWER OIL	1	50	1.999	37, 7	Sistema de power oil
5	BOMBA BOOSTER POWER OIL	1	100	1.999	37, 7	Sistema de power oil
6	BOMBA BOOSTER TRANSF. CRUDO	2	50	1.999	37, 7	Sistema transferencia de crudo
7	BOMBA TRANSF. CRUDO	1	75	1.999	37, 7	7
8	BOMBA TRANSF. CRUDO	1	100	1.999	37, 7	Sistema transferencia de crudo
9	BOMBA BOOSTER RYA	2	25	1.999	37, 7	Sistema de agua de formación
11	BOMBA RYA	2	500	25.545	37, 7	Sistema de agua de formación
12	BOMBA RYA	1	350	25.545	37, 7	Sistema de agua de formación
13	BOMBA SCI	2	210	1.965	37, 7	Sistema contra incendio
14	BOMBA SCI	3	10	1.965	37, 7	Sistema contra incendio

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

Tabla 1.10 Facilidades de producción, Estación Shushufindi Norte.

LISTADO SE EQUIPOS ESTACION SHUSHUFINDI NORTE						
ITEM	DESCRIPCIÓN DE EQUIPO	CANTIDAD DE EQUIPOS	POTENCIA DE MOTOR (HP)	CONDICIONES DE DISEÑO		OBSERVACIONES
				PRESIÓN (kPa)	TEMP. (°C)	
1	BOTA DE GAS	1	N/A	827	10	Tanque de lavado
2	TANQUE LAVADO	1	N/A	N/D	N/D	Tanque de lavado
3	TANQUE DE REPOSO	1	N/A	N/D	N/D	Tanque de reposo
4	BOMBA BOOSTER POWER OIL	1	50	1.999	37, 7	Sistema de power oil
5	BOMBA BOOSTER POWER OIL	1	100	1.999	37, 7	Sistema de power oil
6	BOMBA DE TRANSF. CRUDO	3	50	1.999	37, 7	Sistema transferencia de crudo
7	BOMBA BOOSTER RYA	2	25	1.999	37, 7	Sistema de agua de formación
8	BOMBA DE RECIRCULACIÓN	1	5	1.793	93 ,3	Sistema de recirculación TK-TK
9	BOMBA RYA	3	633	25.545	37, 7	Sistema de agua de formación
10	DEPURADOR DE GAS	1	N/A	N/D	N/D	Sistema de admisión de gas pin
11	COMPRESOR DE GAS	2	900	18.961	N/A	Sistema de admisión de gas pin
12	TANQUE DE AGUA CONTRA INCENDIO	1	N/A	ATM	AMB	Sistema contra incendio
13	TANQUE DE ESPUMA	1	N/A	N/A	N/A	Sistema contra incendio
14	BOMBA DE ESPUMA	1	27	N/A	N/A	Sistema contra incendio
15	BOMBA JOCKEY	1	10	N/A	N/A	Sistema contra incendio
16	BOMBA SCI DIESEL	1	205	N/A	N/A	Sistema contra incendio
17	TANQUE SUMIDERO	5	N/A	N/A	N/A	Sistema drenajes (tanque de concreto)
18	BOMBA TANQUE SUMIDERO	2	5	N/A	N/A	Sistema drenajes

FUENTE: Ingeniería de Producción – Shushufindi. Distrito Amazónico, EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

Tabla 1.11 Facilidades de producción, Estación Shushufindi Central.

LISTADO SE EQUIPOS ESTACION SHUSHUFINDI CENTRAL						
ITEM	DESCRIPCIÓN DE EQUIPO	CANTIDAD DE EQUIPOS	POTENCIA DE MOTOR (HP)	CONDICIONES DE DISEÑO		OBSERVACIONES
				PRESIÓN (kPa)	TEMP. (°C)	
1	BOMBA TRANSFERENCIA CRUDO BLOQUE 15	2	N/A	N/A	N/A	Sistema de bombeo oleoducto
2	DEPURADOR DE GAS	1	N/A	N/D	N/A	Sistema de admisión de gas
3	TANQUE DE LAVADO	1	N/A	N/A	N/A	Tanque de lavado
4	TANQUE DE REPOSO	1	N/A	N/A	N/A	Tanque de reposo
5	BOMBA DE RECIRCULACIÓN	1	10	N/A	N/A	Sistema de recirculación
6	BOMBA DE TRANSFERENCIA	3	100	N/A	N/A	Sistema de despacho

LISTADO SE EQUIPOS ESTACION SHUSHUFINDI CENTRAL						
ITEM	DESCRIPCIÓN DE EQUIPO	CANTIDAD DE EQUIPOS	POTENCIA DE MOTOR (HP)	CONDICIONES DE DISEÑO		OBSERVACIONES
				PRESIÓN (kPa)	TEMP. (°C)	
7	BOMBA DE RECIRCULACIÓN OLEODUCTO	1	15	N/A	N/A	Tanque de oleoducto
8	TANQUE DE OLEODUCTO	1	N/A	N/A	N/A	Tanque de oleoducto
9	BOMBA DE OLEODUCTO	5	100	N/A	N/A	Sistema de bombeo oleoducto
10	UNIDAD DE OLEODUCTO	3	600	N/A	N/A	Sistema de bombeo oleoducto
11	UNIDAD DE OLEODUCTO	1	475	N/A	N/A	Sistema de bombeo oleoducto
12	UNIDAD DE OLEODUCTO	2	950	N/A	N/A	Sistema de bombeo oleoducto
13	TANQUE BLOQUE 15	1	N/A	N/A	N/A	Tanque bloque 15
14	BOMBA DE TRANSFERENCIA	2	150	N/A	N/A	Tanque bloque 15
15	LANZADOR DE CHANCHOS	1	N/A	N/A	N/A	Trampa lanzadora
16	BOMBA BOOSTER DE RYA	3	N/A	N/A	N/A	Sistema de reinyección de agua de formación
17	BOMBA DE RYA	4	600	N/A	N/A	Sistema de agua de formación
18	COMPRESOR DE GAS	2	915	N/A	N/A	Sistema de admisión de gas pin
19	DEPURADOR DE GAS COMBUSTIBLE	1	N/A	N/A	N/A	Sistema de gas combustible
20	TANQUE PARA QUIMICOS (BULK TANK)	5	N/A	N/A	N/A	Sistema de inyección de químicos
21	TANQUE DE DIESEL	6	N/A	N/A	N/A	Sistema diesel
22	TANQUE DE AGUA CONTRAINCENDIO	1	N/A	N/A	N/A	Sistema contraincendios
23	BOMBA DE ESPUMA	1	27	N/A	N/A	Sistema contraincendios
24	BOMBA DE SCI	2	268	N/A	N/A	Sistema contraincendios
25	TANQUE SUMIDERO	4	N/A	N/A	N/A	Sistema de drenajes
26	BOMBA TANQUE SUMIDERO	4	10	N/A	N/A	Sistema de drenajes

FUENTE: Ingeniería de Producción – Shushufindi. Distrito Amazónico, EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

Tabla 1.12 Facilidades de producción, Estación Shushufindi Sur.

LISTADO SE EQUIPOS ESTACION SHUSHUFINDI SUR						
ITEM	DESCRIPCIÓN DE EQUIPO	CANTIDAD DE EQUIPOS	POTENCIA DE MOTOR (HP)	CONDICIONES DE DISEÑO		OBSERVACIONES
				PRESIÓN (kPa)	TEMP. (°C)	
1	BOTA DE GAS	1	N/A	827	10	Tanque de lavado
2	TANQUE LAVADO	1	N/A	N/D	N/D	Tanque de lavado
3	TANQUE DE REPOSO	1	N/A	N/D	N/D	Tanque de reposo
4	BOMBA DE RECIRCULACIÓN	1	5	N/A	N/A	Sistema de recirculación TK-TK

LISTADO SE EQUIPOS ESTACION SHUSHUFINDI SUR						
ITEM	DESCRIPCIÓN DE EQUIPO	CANTIDAD DE EQUIPOS	POTENCIA DE MOTOR	CONDICIONES DE DISEÑO		OBSERVACIONES
5	BOMBA DE DESPACHO	3	100	N/A	N/A	Sistema de despacho de crudo
6	BOMBA BOOSTER RYA	4	50	N/A	N/A	Sistema de agua de formación
7	BOMBA BOOSTER RYA	1	75	N/A	N/A	Sistema de agua de formación
8	BOMBA RYA	3	500	25.545	37, 7	Sistema de agua de formación
9	BOMBA RYA	3	600	25.545	37, 7	Sistema de agua de formación
10	COMPRESOR DE GAS	2	915	18.961	N/A	Sistema de compresión de gas
11	DEPURADOR DE GAS COMBUSTIBLE (VERTICAL)	3	N/A	4, 998	57, 2	Sistema de gas combustible
12	TANQUE DE DIESEL	1	N/A	N/A	N/A	Sistema diesel
13	TANQUE DE AGUA CONTRA INCENDIOS	1	N/A	N/A	N/A	Sistema contra incendio

FUENTE: Ingeniería de Producción – Shushufindi. Distrito Amazónico, EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

Tabla 1.13 Facilidades de producción, Estacion Shushufindi Sur Oeste.

LISTADO SE EQUIPOS ESTACION SHUSHUFINDI SUR OESTE						
ITEM	DESCRIPCIÓN DE EQUIPO	CANTIDAD DE EQUIPOS	POTENCIA DE MOTOR (HP)	CONDICIONES DE DISEÑO		OBSERVACIONES
				PRESIÓN (kPa)	TEMP. (°C)	
1	BOTA DE GAS	150#	N/A	827	10	Tanque de lavado
2	TANQUE DE REPOSO	N/A	N/A	N/D	N/D	Tanque de reposo
3	BOMBA BOOSTER RYA	2	N/A	N/A	N/A	Sistema de agua de formación
4	BOMBA RYA	1	500	N/A	N/A	Sistema de agua de formación
5	BOMBA RYA	2	633	N/A	N/A	Sistema de agua de formación
6	COMPRESOR DE GAS	1	1.408	18.961	N/A	Sistema de admisión de gas pin
7	TANQUE ALMACENAMIENTO (EMPERN)	1	N/A	N/A	N/A	Tanque almacenamiento
8	SEPARADOR GAS	5	N/A	N/D	N/D	Sistema de admisión de gas
9	TANQUE AGUA CRUDA	1	N/A	N/A	N/A	Sistema de agua de formación
10	BOMBA BOOSTER TRANSFERENCIA CRUDO	3	N/A	N/A	N/A	Sistema transferencia de crudo
11	TANQUE SEDIMENTADOR	2	N/A	N/A	N/A	Sistema de agua de formación
12	SEPARADOR GAS	3	N/A	N/D	N/D	Sistema de admisión de gas
13	BOMBA DE RECIRCULACIÓN	1		N/A	N/A	Sistema de recirculación TK-TK
14	BOMBA TRANSFERENCIA DE CRUDO	2	N/A	N/A	N/A	Sistema transferencia de crudo
15	TANQUE CLARIFICADOR	1	N/A	N/A	N/A	Sistema de agua de formación

FUENTE: Departamento de Producción. Área Shushufindi. EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La Tabla 1.14, detalla los Separadores de producción, Separadores de Prueba y Free Water con los que cuenta para el proceso de separación del crudo cada Estación Aguarico, Estación Central, Estación Norte, Estación Sur, Estación Suroeste en sus plantas de producción, se encuentran con sus respectivas dimensiones, capacidad de procesamiento por día y condiciones de operación.

Tabla 1.14 Separadores De Prueba, Producción Y Fwko.

ESTACION AGUARICO				
Función	Dimensiones (OD" x L')	Capacidad Nominal(BFPD)	Presión Diseño(PSI)	Temperatura Diseño (°F)
SEPARADOR DE PRODUCCION		35000		
SEPARADOR DE PRUEBA	48IN*20FT	15000	125	125
SEPARADOR DE PRODUCCION	84IN*22FT	35000		
ESTACION CENTRAL				
Función	Dimensiones (OD" x L')	Capacidad Nominal(BFPD)	Presión Diseño(PSI)	Temperatura Diseño (°F)
SEPARADOR FREE WATER		31772	100	
SEPARADOR DE PRODUCCION	84IN*22FT	35000	125	200
SEPARADOR DE PRODUCCION	84IN AT 22FT	35000	125	120
SEPARADOR DE PRODUCCION	84IN * 22FT	35000	125	120
SEPARADOR DE PRUEBA	60IN * 20FT	10000	100	120
ESTACION NORTE				
Función	Dimensiones (OD" x L')	Capacidad Nominal(BFPD)	Presión Diseño(PSI)	Temperatura Diseño (°F)
SEPARADOR FREE WATER		30436	100	
SEPARADOR DE PRUEBA	48IN*20FT	15000	100	120
SEPARADOR DE PRUEBA	48IN*15FT	15000	100	120
SEPARADOR DE PRODUCCION		35000		
SEPARADOR DE PRODUCCION				
ESTACION SUR				
Función	Dimensiones (OD" x L')	Capacidad Nominal(BFPD)	Presión Diseño(PSI)	Temperatura Diseño (°F)
SEPARADOR DE PRUEBA		30436	100	
SEPARADOR DE PRUEBA	48IN*20FT	15000	100	120
SEPARADOR DE PRODUCCION	48IN*15FT	15000	100	120
SEPARADOR DE PRODUCCION		35000		
SEPARADOR FREE WATER		30000	125	
SEPARADOR FREE WATER	129" OD X 40FT	35000	100	180
ESTACION SUROESTE				
Función	Dimensiones (OD" x L')	Capacidad Nominal(BFPD)	Presión Diseño(PSI)	Temperatura Diseño (°F)
SEPARADOR DE PRODUCCION	84IN * 22FT	35000	125	120
SEPARADOR DE PRODUCCION	60IN * 45FT	20000	125	120
SEPARADOR DE PRUEBA	60IN * 15FT	15000	100	120

FUENTE: Departamento de Producción. Área Shushufindi. EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

1.1.9.3.2 Sistema de Reinyección de Agua de Formación

El agua proveniente del Tanque de Lavado, con un nivel normal de operación de 8 pies de altura de agua, previa inyección de Químicos (Biocidas y Antiescala) es succionada por las Bombas Booster RYA las cuales, una a la vez con una presión de descarga de 70 psig, empacan la succión de las Bombas Multietapas de Inyección de Agua de formación, con un flujo de operación y presión de descarga estimados en: B-011 (8.400 BPD @ 1.600 psig), B-012 (11.000 BPD @ 1.300 psig), B-013 (11.900 BPD @ 1.720 psig), funcionando una a la vez en forma alternada inyectan agua de producción a los pozos AGU_04, AGU_06, SSFRW 01, 58, 5, 13, 33, 20, 21,47, 92,02, 25, 50 y 38 las 24 horas del día. Es importante destacar, que actualmente no se está realizando ningún tipo de Tratamiento Físico Químico al agua de formación, ya que la Planta de Tratamiento instalada (que consiste en un tanque de almacenamiento de agua cruda, un tanque clarificador, un tanque sedimentador y un tanque de almacenamiento de agua tratada) está fuera de servicio.

Actualmente existen proyectos para implementar facilidades de producción y aumentar las capacidades de otras ya existentes, ya que al tratarse de un campo maduro y tener acuíferos muy activos el corte de agua promedio del Área Shushufindi es alto (por encima del 60%) y uno de los grandes problemas es que no existe las facilidades necesarias para tratar la gran cantidad de agua de formación.

La capacidad instalada por estación para reinyección de agua de formación es: Aguarico con 32000 BAPD, DRAGO con 12600 BAPD, SSF-CENTRAL con 39500 BAPD, SSF-NORTE con 36000 BAPD, SSF-SUR con 56000 BAPD y SSF-SUR OESTE con 36000 BAPD.

En la Tabla 1.15, se indican los equipos de reinyección de agua en las estaciones del Área Shushufindi. El agua producida y reinyectada a las Formaciones Tiyuyacu y Orteguaza.

Tabla 1.15 Pozos y equipos del sistema de reinyección de agua de formación.

REINYECCIÓN DE AGUA – ÁREA SHUSHUFINDI												
CAMPO	POZO	Zona	BOMBAS	Pres. Desc. (Psi)	CAPACIDAD INSTALADA (BAPD)	Produc. Agua (BAPD)	Inyección de Agua (BAPD)	Diferencia BAPD	Acumulado Agua Inyect. (BLS)	Acumulado Agua Produc. (Bls)		
ÁREA SHUSHUFINDI	CENT	SSF-05	Tiyu	(1) TJ-12000 (52)	1.660	39500	24.197	4.494	-57	8.566.455	44.316.682	
		SSF-13	Hollin	(2) TJ-12000 (41)			8.090	3.034.109				
		SSF-33	Tiyu	(3) TJ-12000 (52)	2.000		8.370	2.547.941				
		SSF-21	Tiyu	(4) HJ-350 (44)	1.780		800	2.028.192				
		SSF-20					2.500	2.346.352				
	SUR		Tiyu	(1) TJ-12000 (41)	1.490	56000	24.640		-222	26.163.619	65.469.173	
				(2) TJ-12000 (41)					5.719.989			
				(3) TJ-12000 (41)	1.450				7.117.648			
									80.577.261			
		SSF-47	Tiyu	(4) P100 (39+43)	1.660							3.071.060
				(5) P100(39+43)	1.450			7.800	28.541.380			
				SSF-93	Hollin		(6) P100(39+43)			4.200		23.237.495
	DRAGO	DRG-02		(1)HC-12500(2)UT6	1.680	12600	2.825	2.825		273.264		
	SUR OEST	SSF-38	Ort	(1) TJ-12000 (41)	1.750	36000	9.942		0	2.662.788	24.238.353	
		SSF-50	Tiyu	(2) TJ-12000 (41)	1.480			4.100	2.188.774			
		SSF-25	Tiyu	(3) TJ-12000 (41)	1.800			5.842	9.561.652			
	NORT	SSF-58	Tiyu	(1) TJ-12000 (41)		36000	11.775	8.456	0	3.960.161	22.236.608	
				(2) TJ-12000 (41)	1.040							
		SSFD RW 1	Tiyu	(3) TJ-12000 (38)					3.319	8.367.364		
	AGU	AGU-04	Tiyu	(1) P100 (39+39) MKP		32000	8.663	1.692	171	1.372.522	19.361.381	
		AGU-06	"T"	(2) P100 (39+39)	1.243					9.466.885		
		AGU-03	"Hi"	(3) TJ-12000 (41)					6.800	32.544		
	TOTAL						82.042	82.150	- 108	372.732.913	175.622.19	

FUENTE: Ingeniería de Petróleos. Área Shushufindi. EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

1.1.9.3.3 Tratamiento Químico para el Sistema de Reinyección de Agua

A lo largo de la vida productiva de los pozos, se realizan tratamientos químicos específicos para el mejoramiento de la capacidad de los mismos y evitar problemas por roturas de casing, desgaste de los equipos de subsuelo, daños causados por la calidad del agua de formación de ahí la importancia de los tratamientos químicos en los pozos. A continuación se presentan en la tabla los tratamientos por estaciones y el consumo que se realiza actualmente en el Área.

Tabla 1.16 Químicos utilizados para la Reinyección de Agua

ESTACIÓN	BAPD (Bls)	QUÍMICOS (gal/día)				OBSERVACIONES
		ANTIESCALA	A. CORROSIVO	BIOCIDA	SURFACTANTE	
SSFD-CENTRAL	22185	9	11	50	25	EL Biocida y Surfactante se los inyecta por 24 hrs cada 3 días
SSFD-SUR	28103	36	18	60	30	EL Biocida y Surfactante se los inyecta por 24 hrs cada 2 ó 3 días
SSFD-SUROESTE	15385	12	12	30	15	EL Biocida y Surfactante se los inyecta por 24 hrs cada 3 días
SSFD-NORTE	10147	6	20	50	25	EL Biocida y Surfactante se los inyecta por 24 hrs cada 7 días.
DRAGO	2831	3	3	10	0	Se inyecta esporádicamente Surfactante.
AGUARICO	9950	3	9	20	10	El Biocida y Surfactante se los inyecta por 24 hrs cada 3 días.

FUENTE: Ingeniería de Petróleos. Área Shushufindi. EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

1.1.9.3.4 Tratamiento Químico que se aplica a los pozos con Bombeo Electrosumergible

El tratamiento recibido por los pozos del Campo Shushufindi, se encuentra clasificado por la estación a la cual pertenece cada pozo.

En la estación Aguarico y Estación Norte, se han realizado tratamientos químicos para prevenir la escala en 21 pozos, con un consumo total de 46.5 GPD.

La Tabla 1.17, detalla los pozos, el consumo de cada pozo, la proporción de la mezcla, la cantidad del químico utilizado y la tasa de agua con su correspondiente cantidad de sólidos y presión.

Tabla 1.17 Tratamiento Antiescala de los pozos con BES.

TRATAMIENTO ANTIESCALA							
	POZO	CONSUMO	DILUCION	PURO	BAPD	PPM	PRESION CABEZA
AGUARICO Y NORTE	AGU 09	0	1:1	0,0			
	SSFD 56	3	1:3	0,8	645	27,7	150
	SSFD 59	1	1:9	0,1	14	170,1	7
	SSFD 76	4	1	4,0	3982	23,9	250
	SSFD 71	4	1	4,0	2410	39,5	205
	SSFD 52	1,5	1:3	0,4	230	38,8	16
	SSFD 111 D	2	1:4	0,4	126	75,6	100
	SSFD 57	1	1:3	0,3	348	17,1	52
	SSFD 70	3	1:1	1,5	1153	31,0	200
	SSFD 54	2	1:4	0,4	57	167,1	110
	SSFD 53	3	1:9	0,3	266	26,9	120
	SSFD 03	0	1:3	0,0			
	SSFD 86	1	1:3	0,3	417	14,3	60
	SSFD 87	0	1:2	0,0	945	0,0	50
	EST. NORTE	2	1:1	1,0	616	38,7	
	SSFD 63	2	1:1	1,0	388	61,4	45
	SSFD 88	3	1:1	1,5	850	42,0	80
	SSFD 98	4	1:2	1,3	983	32,3	85
	SSFD 109	2	1:3	0,5	227	52,4	60
	SSFD 116D	2	1:4	0,4	12	793,6	45
	SSFD 14	1	1:4	0,2	38	125,3	50
	SSFD 78	1	1:9	0,1	105	22,7	70
SSFD 01	4	1	4,0	2955	32,4	100	
CENTRAL	SSFD 77	3	1:1	1,5	1251	28,5	30
	SSFD 43	3	1:2	1,0	926	25,7	45
	SSFD 19	2,5	1:2	0,8	386	51,4	15
	SSFD 81	4	1:1	2,0	2763	17,2	100
CENTRAL	SSFD 72	1	1:1	0,5	442	26,9	65
	SSFD 11	2	1:3	0,5	286	41,6	130
	SSFD 105	1	1:1	0,5	151	78,8	20
	SSFD 90	2	1:1	1,0	567	42,0	60
	SSFD 102	2	1:4	0,4	127	75,0	160
	SSFD 65	1	1:9	0,1	5	476,2	30
	SSFD 74	10	1:1	5,0	3653	32,6	150
	SSFD 10BD	1,5	1:2	0,5	383	31,1	15
	SSFD 09	5	1:1	2,5	727	81,9	40
	SSFD 84	3	1:9	0,3	85	84,0	50
	SSFD 96	1	1:2	0,3	99	80,2	60
	SSFD12	5	1	5,0	2531	47,0	90
	SSFD 17	3	1:3	0,8°	1170	15,3	340
	SSFD 119	3	1:1	1,5	1353	26,4	65
	SSFD 164D	1	1:3	0,3	77	77,3	35
	SSFD 134D	1	1:3	0,3	66	90,2	25
	SSFD 133D	4	1:1	2,0	773	61,6	40
	SSFD 89	2	1:2	0,7	108	147,0	70
	SSFD 42B	3	1:3	0,8	924	19,3	60
	SSFD 118D	3	1:1	1,5	963	37,1	50
	SSFD 73	2	1:1	1,0	1563	15,2	180
	SSFD 80	10	1:2	3,3	1931	41,1	230
SSFD 106D	4	1:3	1,0	412	57,8	175	
SUR	SSFD 91	3	1:3	0,8	686	26,0	80
	SSFD 20B	1	1:9	0,1	83	28,7	95
	SSFD 67	5	1	5,0	4692	25,4	220
	SSFD 92	21	1:2	7,0	4605	36,2	350
	SSFD 75	5	1:1	2,5	1709	34,8	220

POZO	CONSUMO	DILUCION	PURO	BAPD	PPM	PRESION CABEZA	POZO
SUR	SSFD 82	3	1:1	1,5	1224	29,2	55
	SSFD 23	12	1:2	4,0	2651	35,9	125
	SSFD 97	2,5	1:1	1,3	950	31,3	90
	SSFD 122	3	1:1	1,5	1982	18,0	75
	SSFD 79	4	1:1	2,0	726	65,6	50
	SSFD 07	2	1:2	0,7	898	17,7	50
	SSFD 104D	2	1:3	0,5	759	15,7	40
	SSFD 68	6	1:1	3,0	3822	18,7	230
	SSFD 85	3	1	3,0	2410	29,6	195
	SSFD 61	2	1:1	1,0	1377	17,3	50
	SSFD 69	2	1:2	0,7	695	22,8	15
SUR OESTE	SSFD 27	2	1:4	0,4	163	58,4	10
	SSFD 101	2	1:1	1,0	1152	20,7	50
	SSFD 26	3	1:1	1,5	988	36,1	60
	SSFD 127D	2,5	1:1	1,3	1417	21,0	80
	SSFD 129D	4	1:3	1,0	938	25,4	50
	SSFD 94	5	1:2	1,7	3073	12,9	40
	SSFD 24	2,5	1	2,5	1958	30,4	50
DRAGO	SSFD 35	4	1:3	1,0	589	40,4	60
	COND 01	1	1:9	0,1	198	12,0	10
	DRAGO 01	7	1:9	0,7	99	168,3	50
	DRAGO 10	0	1:9	0,0			
	DRAGO E 01	3	1:9	0,3	199	35,9	20
	DRAGO E 05	5	1:9	0,5	270	44,1	25
	DRAGO 8D	3	1:9	0,3	355	20,1	40
	DRAGO 12D	4	1:9	0,4	38	250,6	45
	DRAGO N 06	2	1:6	0,3	54	126,0	48
	DRAGO N 01	2	1:6	0,3	5	1360,5	38
	DRAGO N 15	2	1:6	0,3	9	755,8	20
DRAGO N 20	12	1:6	1,7	444	91,9	40	
DRAGO N 11	2	1:6	0,3	13	523,3	15	
TOTAL				113,2			

FUENTE: Ingeniería de Petróleos. Área Shushufindi. EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 1.18, describe el tratamiento anticorrosivo que se realiza a cada pozo del área Shushufindi.

Tabla 1.18 Tratamiento Anticorrosivo de los pozos con BES del Área Shushufindi.

TRATAMIENTO ANTICORROSIVO INHIBIDOR DE CORROSION (CORRCONTROL B)				
POZO		CONSUMO	BFPD	PPM
AGUARICO NORTE	AGU 01	1	1536	15,5
	AGU 03	1,6	1567	24,3
	AGU 10	0		
	AGU 09	0		
	SSFD 76	6	4856	29,4
	SSFD 71	6	3443	41,5
	SSFD 70	5	1801	66,1
	EST. NORTE	2	1411	33,7
CENTRAL	SSFD 17	1	1463	16,3
	SSFD 89	1	399	59,7
	SSFD 42	2	1249	38,1
SUR	SSFD 67	5	5586	21,3
	SSFD 92	0	0	0,0
SUR	SSFD 82	4	2550	37,3
	SSFD 23	7	3082	54,1
	SSFD 02	0	251	0,0
	SSFD 79	3	907	78,8

POZO	CONSUMO	BFPD	PPM	POZO
SUR OESTE	SSF-85	3	3013	23,7
	SSF-28	3,5	1927	43,2
	SSF-94	9	3747	57,2
TOTAL		67,1		

FUENTE: Ingeniería de Petróleos. Área Shushufindi. EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 1.19, describe el tratamiento biocida que se realiza a los pozos del área Shushufindi.

Tabla 1.19. Tratamiento Biocida de los pozos con BES del Área Shushufindi

TRATAMIENTO BIOCIDA (BACH SEMANAL) BAC-96 Y BAC 98				
	PUNTO DE INYECCION	GAL/BACH	BAPD	PPM
1	SSF-11	8	262	727,0
2	SSF-12B	30	2231	320,2
3	SSF-19	5	384	310,0
4	SSF-72	6	343	416,5
5	SSF-73	15	1592	224,3
6	SSF-80	23	1890	289,7
7	SSF-81	35	2658	313,5
8	SSF-83	6	444	321,8
9	SSF-90	8	606	314,3
10	SSF-106D	25	1387	429,2
11	SSF-07	15	894	399,5
12	SSF-23	25	2529	235,4
13	SSF-28	13	1279	242,0
14	SSF-45B	20	1932	246,5
15	SSF-67	45	4481	239,1
16	SSF-68	40	3827	248,9
17	SSF-75	20	1684	282,8
18	SSF-79	8	726	262,4
19	SSF-82	30	1539	464,1
20	SSF-92	50	4428	268,9
21	SSF-104D	10	761	312,9
22	SSF-24	25	1814	328,1
23	SSF-26	15	926	385,7
24	SSF-35	8	617	308,7
25	SSF-61	15	1246	286,6
26	SSF-69	8	815	233,7
27	SSF-85	30	2334	306,0
28	SSF-94	35	3050	273,2
29	SSF-129D	12	1138	251,1
30	SSF-01	40	3004	317,0
31	SSF-56	10	645	369,1
32	SSF-70	12	1084	263,6
33	SSF-71	25	2328	255,7
34	SSF-88	15	812	439,8
35	AGUARICO 01	10	1024	232,5
36	SSF-98	15	1018	350,8
37	SSF-86	5	423	281,4
38	SSF-91	8	662	287,7
39	SSF-09	10	707	336,8

FUENTE: Ingeniería de Petróleos. Área Shushufindi. EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La Tabla 1.20, describe los químicos utilizados en la deshidratación del crudo del área Shushufindi.

Tabla 1.20 Químicos utilizados para la Deshidratación del crudo.

DESHIDRATACION DE CRUDO		
	DMO-14535X	PAO-14715X
PUNTOS DE INYECCION	DEMULSIFICANTE	ANT..PARAFINICO
	DOSIS	DOSIS
SUBTOTAL CENTRAL	32	4
SUBTOTAL NORTE	43	12
SUBTOTAL AGUARICO	35	3
SUB TOTAL SUR	14	3
SUBTOTAL SUROESTE	20	3
TOTAL CAMPO SHUSHUFINDI	144	25

FUENTE: Ingeniería de Petróleos. Área Shushufindi. EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

1.1.9.3.4 Sistema de Generación Eléctrica del Área Shushufindi

El área de Shushufindi forma parte de la red eléctrica de EP-Petroecuador. Su subestación principal está ubicada en la estación Central y se encuentra interconectada por medio de líneas de transmisión a 69 kV a las subestaciones Atacapi (área Shushufindi), Sacha (área Sacha) y Sur (área Shushufindi); cuyas longitudes son de 27 km, 41 km y 8 km respectivamente.

La Estación Central Shushufindi cuenta con una planta de generación con turbinas duales (Diesel/Gas), que preferentemente operan a gas. Este gas combustible que alimenta a las turbinas proviene de Petroindustrial que suministra gas residual (metano y etano), pero este suministro no es confiable, por ser intermitente, lo cual hace que se deba utilizar gas de reposición.

Actualmente el campo Shushufindi-Aguarico cuenta con la potencia total instalada de 26.35 MW; mientras que la disponibilidad máxima total es de 18.27 MW. A continuación señalaremos por estación el estado energético:

La potencia total instalada en la Estación Shushufindi Central es de 12.75 MW, mientras que la disponibilidad máxima total de la misma estación es de 7.77 MW. La potencia total instalada en la Estación SSF Sur por parte de Justice es de 6.80 MW, mientras que la disponibilidad máxima total de la misma estación es de 5.25 MW. La potencia total instalada en la Estación SSF Central por parte de Justice

es de 6.80 MW, mientras que la disponibilidad máxima total de la misma estación es de 5.25 MW.

La estación Aguarico se alimenta a través de la línea Aguarico de 13,8 kV y longitud aproximada de 37,5 km, que parte de la posición CB – 19 en el switchgear de la estación Central.

Tabla 1.21 Centrales de Generación del Sistema Interconectado de potencia.

DESPACHO DIARIO DE ENERGIA AL SISTEMA INTERCONECTADO DE POTENCIA (SEIP)										
	FRECUENCIA DEL SISTEMA	60 Hz	TIPO DE COMBUSTIBLE	POTENCIA INSTALADA (KW)	ESTADO	POTENCIA DISPONIBLE (KW)	POTENCIA GENERADA (KW)	% GARGA	RESERVA RODANTE (KW)	RESERVA FRIA (KW)
Á R E A	TURBINAS SSFD-CENT.	TA-1	DIESEL	1000	M.CORR					
		TA-3		1000	DISP.	700			700	
		TB-1		3000	OPERANDO	2200	1619	73,60%	581	
		TB-2		3000	DISP.	2200				2200
		TY	GAS	3750	OPERANDO	2600	955	36,70%	1645	
TOTAL				11750		7700	2574	33,40%	2226	2900
S H U S H U F I N D I	ARCOLADNS SSFD-CENT.	UND-1		1500	DISP.	1200				1200
		UND-2		1500	DISP.	1200				1200
		UND-3		1445	DISP.	1156				1156
		UND-4	GAS	1445	OPERANDO	1156	790	68,30%	366	
		UND-5	GAS	1200	OPERANDO	960	460	47,90%	500	
		UND-6	GAS	1200	OPERANDO	960	460	47,90%	500	
		UND-7	GAS	1200	OPERANDO	960	450	46,90%	510	
TOTAL				9490		7592	2160	28,50%	1875	3556
J U S T I C E	SSFD-SUR	GEN-1	DIESEL	1360	OPERANDO	1050	711	67,70%		339
		GEN-2	DIESEL	1360	OPERANDO	1050	803	76,50%		247
		GEN-3	DIESEL	1360	OPERANDO	1050	713	67,90%		337
		GEN-4	DIESEL	1360	OPERANDO	1050	715	68,10%		335
		GEN-5	DIESEL	1360	OPERANDO	1050	714	68,00%		336
		GEN-6		1360	DISP.					
TOTAL				8160		5250	3656	69,60%	0	1594
R S R O T H		GEN-21	DIESEL	1450						
		GEN-131	DIESEL	1450						
TOTAL				2900		0	0		0	0
TOTAL DE CENTRALES SSFD				32300		20542	8390	0,51	4101	8050

FUENTE: Ingeniería de Petróleos. Área Shushufindi. EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

1.1.9.3.5 Estudio de Armónicos en el Sistema Eléctrico de Potencia

Uno de los aspectos importantes para el uso racional de la energía eléctrica es generar y transportar en todo momento sólo la energía útil (activa) y de buena calidad, compensando en las cargas otros tipos de energía fluctuantes como la energía reactiva y la energía de distorsión.

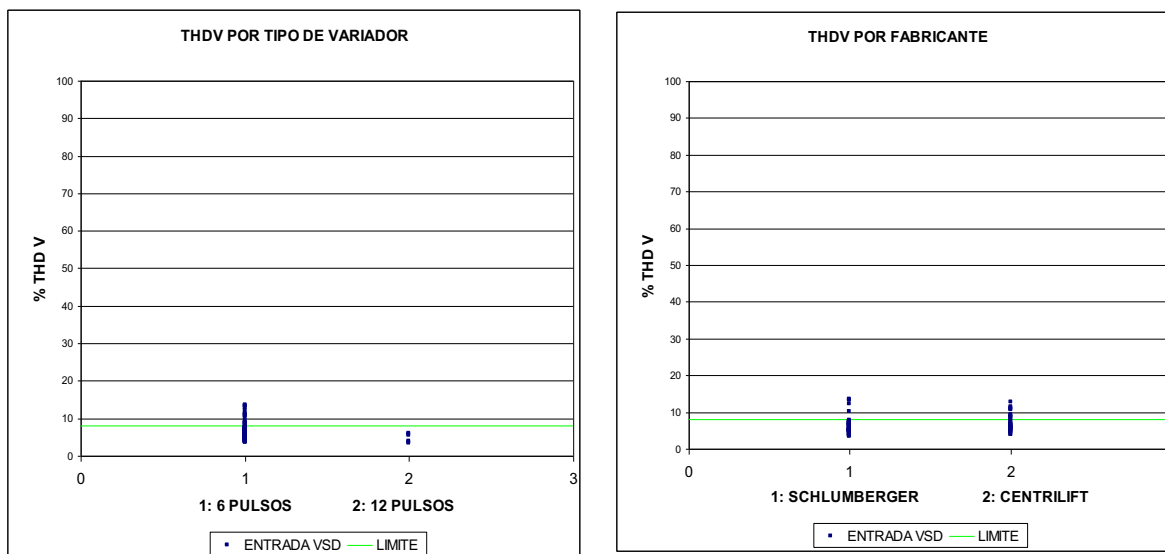
Dentro del Campo Shushufindi, se emplea extensivamente como mecanismo de levantamiento artificial el sistema de bombeo electro sumergible (BES), el cual entre sus componentes presenta variadores de velocidad (VSD), estos variadores al comportarse como cargas no lineales generan distorsión en la corriente, la cual en su recorrido a través de la red produce también armónicos de tensión.

Los armónico típicos que ocurren a lo largo de todo el sistema son el quinto (300Hz), el séptimo (420Hz) , el onceavo (660Hz) y el décimo tercero (780Hz), de estos el quinto y el onceavo armónico son de secuencia negativa generando efectos especialmente nocivos para motores y generadores.

A la entrada de los VSD, si bien existe distorsión de voltaje, ésta se mantiene en términos generales dentro de los límites tolerables (THDV inferior al 8%), fenómeno que no ocurre en la señal de corriente, en donde se observan distorsiones armónicas totales (TDHI) importantes, superando en ciertos casos el nivel del 100%, con una predominancia de los armónicos quinto y séptimo, lo cual es característico de variadores de velocidad de 6 pulsos.

Estos armónicos están afectando especialmente al transformador reductor que alimenta al VSD, provocando pérdidas por calentamiento debido al efecto Joule en los bobinados, así como pérdidas por corrientes en los circuitos magnéticos, esto contribuye al desgaste prematuro del transformador y a la consecuente disminución en su vida útil. Si bien debido a la configuración usual de estos transformadores (Delta- Y), los armónicos de tercer orden y sus múltiplos son retenidos en el transformador y no continúan aguas arriba, el resto de armónicos estarían afectando a otras cargas conectadas en paralelo así como a los generadores que las alimentan.

Gráfica 1.14 Distorsión Armónica Total De Corriente A La Entrada Del Variador



FUENTE: Análisis de calidad de Energía Campo Shushufindi, Octubre 2007; EP-Petroecuador

ELABORADO POR: E.P. PETROECUADOR

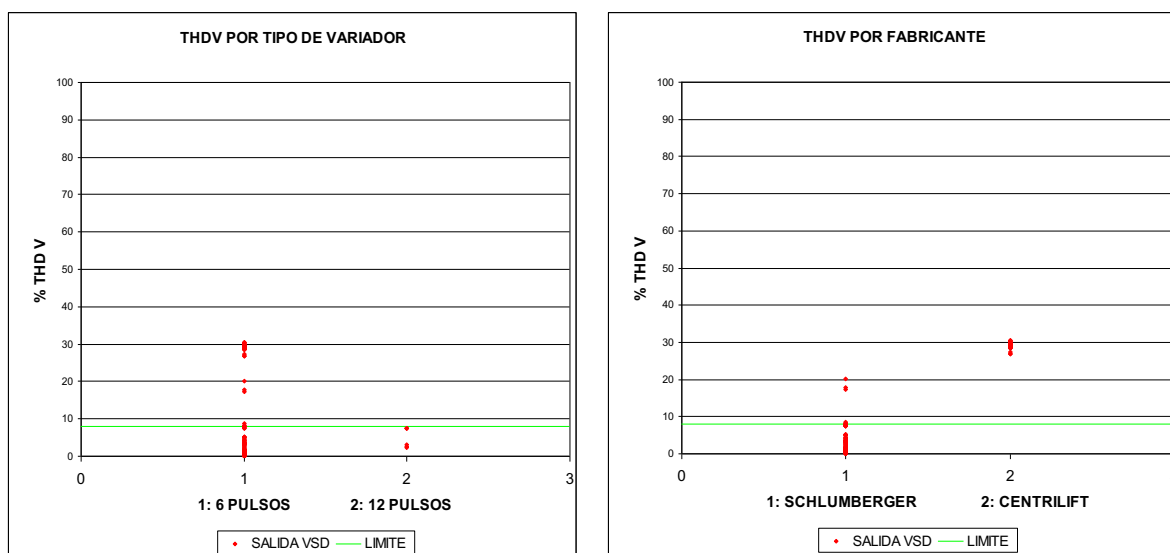
Otro efecto negativo de estos armónicos, se da sobre los cables de transmisión, provocando su saturación en la capacidad de conducción y deterioro prematuro en el aislamiento. Sin embargo, gracias a la configuración del sistema y a su robustez, los armónicos se atenúan aguas arriba, y su incidencia sobre la generación se mantiene en límites tolerables. Por otro lado, a la salida de los variadores de velocidad, se observa consistentemente un comportamiento diferente para los equipos del fabricante Schlumberger y Centrilift. Para el caso de los variadores de velocidad del fabricante Schlumberger, las distorsiones armónicas totales tanto de voltaje como de corriente se encuentran dentro ó próximas a los límites tolerables.

En el caso de los variadores del fabricante Centrilift, en todas las mediciones a la salida del variador, los valores de distorsión armónica total tanto de voltaje como de corriente superan siempre los límites permitidos, existiendo presencia predominante de los armónicos de quinto y séptimo orden. Este tipo de comportamiento debe a los variadores del fabricante Schlumberger cuentan con un filtro a su salida que atenúa los armónicos generados, ó debido a la tecnología propietaria del fabricante. (De los 49 pozos en los que se tomaron los registros, 17

cuentan con variadores de velocidad Centrilit y 32 con variadores de velocidad Schlumberger.)

La gráfica 1..15, indica la distorsion total de la corriente que se tiene a la salida del variador,

Gráfica 1.15 Distorsión Armónica Total de Corriente a la salida del Variador



FUENTE: Análisis de calidad de Energía Campo Shushufindi, Octubre 2007; EP-Petroecuador.

ELABORADO POR: E.P. PETROECUADOR

A la salida de los variadores, los efectos de estos armónicos sobre los transformadores elevadores son los mismos que sobre los transformadores reductores, y si bien los armónicos de tercer orden y sus múltiplos, debido a la configuración del transformador elevador quedarían atrapados y no se reflejarían en el secundario del transformador, el resto de armónicos continúan su camino hasta el motor de la bomba electro sumergible generando un calentamiento adicional, y por consiguiente disminución en su rendimiento, así como vibraciones, lo que en definitiva limita su eficiencia y vida útil. Cuando la distorsión de voltaje que alimenta un motor es inferior al 5% y las componentes individuales son menores al 3% no es común que se presenten problemas, pero en caso de superarse el límite del 8% en la THDV, es aconsejable mitigar el problema.

La tabla 1.9, indica un resumen de la distorsion de la corriente en los alimentadores eléctricos por campo del área Shushufindi.

TABLA 1.19 Resumen Distorsión Armónica Total de Corriente en Alimentadores

	Nivel Voltaje	THDI %			ALIMENTADOR
		L1	L2	L3	
CAMP OESTE	13.8KV	3,90	4,07	4,11	POZOS
NORTE	13.8KV	9,58	10,19	9,79	POZOS
AGUARICO	13.8KV	5,92	6,25	6,06	POZOS
SUR CENTRAL	13.8KV	7,09	6,75	6,78	POZOS
SUR OESTE	13.8KV	8,58	8,36	8,45	POZOS
JUSTICE CENTRAL	13.8KV	3,56	3,63	3,64	GENERACION
JUSTICE SUR	13.8KV	5,64	5,46	5,56	GENERACION
SACHA	69KV	16,51	18,29	20,22	TRANSMISION
SSFD SUR	69KV	17,61	17,42	18,22	TRANSMISION

	5% < THDI < 10%
	10% < THDI < 15%
	THDI > 15%

FUENTE: Análisis de calidad de Energía Campo Shushufindi, Octubre 2007; EP-Petroecuador

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

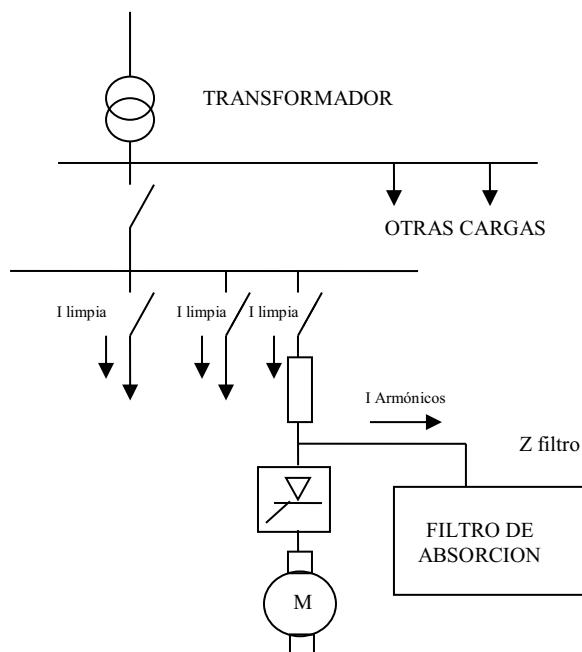
1.1.9.3.6 Correccion a los efectos negativos generados por los ARMÓNICOS.

Fitros de Absorcion

Los filtros de absorción pretenden derivar una parte importante de la corriente de armónicos generada por una determinada carga no lineal de forma que ésta no vaya hacia la red y no afecte a otras cargas vecinas conectadas en paralelo. Habitualmente se colocan en el lado de baja tensión. Para el caso de este estudio, y de los resultados observados, sería aconsejable la colocación de filtros de absorción tanto entre el transformador reductor y la entrada del VSD (con esto se mitigarían los armónicos que retornan a la red y afectan el transformador reductor, cargas conectadas en paralelo y generadores), así como entre la salida del VSD y la entrada del transformador elevador (mitigación de los armónicos que afectan el transformador elevador y el motor de la BES).

Constructivamente los filtros pasivos de absorción son similares a los de rechazo, Estos filtros, como se muestra en la figura 1.11, están formados por varias ramas L-C, de manera que una o varias de ellas forman un grupo dedicado a filtrar un determinado armónico. Los valores de L y C están dimensionados según la corriente armónica que deban absorber. Es muy importante durante la etapa de diseño del filtro verificar que éste no entre en resonancia a la frecuencia de algún otro de los armónicos existentes.

Figura 1.11 Esquema eléctrico de un Filtro de absorción



FUENTE: Análisis de calidad de Energía Campo Shushufindi, Octubre 2007.

Filtro de absorción separado del resto de cargas por una reactancia de choque
 En general, los filtros pasivos de absorción no pueden conectarse y desconectarse parcialmente y aportan una compensación permanente de energía reactiva de signo capacitivo a la frecuencia fundamental. Si se hace necesario desconectar grupos L-C debe ser siempre de los armónicos más altos ó aplicar un relé tipo WDH ó un regulador especial para controlar que pasos pueden desconectarse.

Para que el filtro de absorción sea efectivo debe estar separado del resto de cargas por una reactancia de choque cuya impedancia a los armónicos Z_{Choque} ha de ser muy superior a la del filtro Z_{Filtro} (Ver figura).

Variadores de Velocidad de 12 Pulsos con Transformador Reductor

Defasado

Estos variadores utilizan la tecnología Pulse Width Modulation (PWM/ Modulación por Ancho de Pulso) y usualmente incorporan un filtro de carga el cual virtualmente elimina los armónicos en la señal de salida, proporcionando una señal casi sinusoidal de tensión y corriente, similar a la señal de un generador rotativo, lo que permite una mayor eficiencia y rendimiento del sistema BES. Además, debido a los menores esfuerzos eléctricos en el cable de potencia y motor, el tiempo de vida de las BES es considerable mayor porque la señal sinusoidal se refleja en la eliminación de esfuerzos severos durante el arranque, lo que no ocurre en variadores de velocidad convencionales que al no tener la señal filtrada provocan fallas prematuras del aislamiento de las bobinas de los motores. Otros beneficios de este tipo de variadores son la reducción del calentamiento del motor, mayor torque por amperio, y la reducción de pulsaciones de torque.

Los transformadores son de características especiales permitiendo el desfase de 30% en las salidas del secundario, lo que hace posible la adecuada alimentación de los variadores de 12 pulsos.

En general, se observa que si bien existen en campo variadores de velocidad con tecnología de 12 pulsos, éstos no se encuentran conectados a transformadores reductores defasados, por lo que para efectos prácticos estos variadores tienen el mismo comportamiento que los de 6 pulsos, generando importantes niveles de distorsión armónica, como se ha podido observar de los resultados obtenidos. Una alternativa viable, siendo que se cuenta ya con los variadores de velocidad de 12 pulsos, podría ser el cambio de los transformadores actuales por transformadores defasados.

1.2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.

1.2.1 INTRODUCCIÓN AL SISTEMA B.E.S.

El Bombeo Electro Sumergible (BES) es un sistema de levantamiento artificial para la extracción de petróleo, que se basa en la utilización de bombas de subsuelo de tipo centrífuga de múltiples etapas ubicadas en el fondo del pozo las cuales son accionadas por motores eléctricos. Este método permite desplazar volúmenes de crudo desde la formación hasta superficie con una alta eficiencia y economía, en pozos profundos y en yacimientos potencialmente rentables o con grandes perspectivas. Por lo general es aplicable en los siguientes casos: alto índice de productividad, baja presión de fondo, alta relación agua-petróleo, baja relación gas-liquido, crudos desde 9 hasta 40 ° API, pozos con fluidos abrasivos, fluidos de alta viscosidad, pozos con temperatura elevadas y diámetros reducidos, pozos verticales, desviados y horizontales. Además hay que tener en cuenta que este método también ofrece otras ventajas como por ejemplo: Su período de vida útil es largo, los costos de mantenimiento son relativamente bajos, hay facilidad de operar y manipular los equipos desde superficie, esta y otras más son las características que hacen del Sistema de Bombeo Electrosumergible el más eficiente y solicitado en la industria petrolera.

1.2.2 COMPONENTES DEL SISTEMA B.E.S.

El sistema típico de Bombeo Electrosumergible se compone de dos partes:

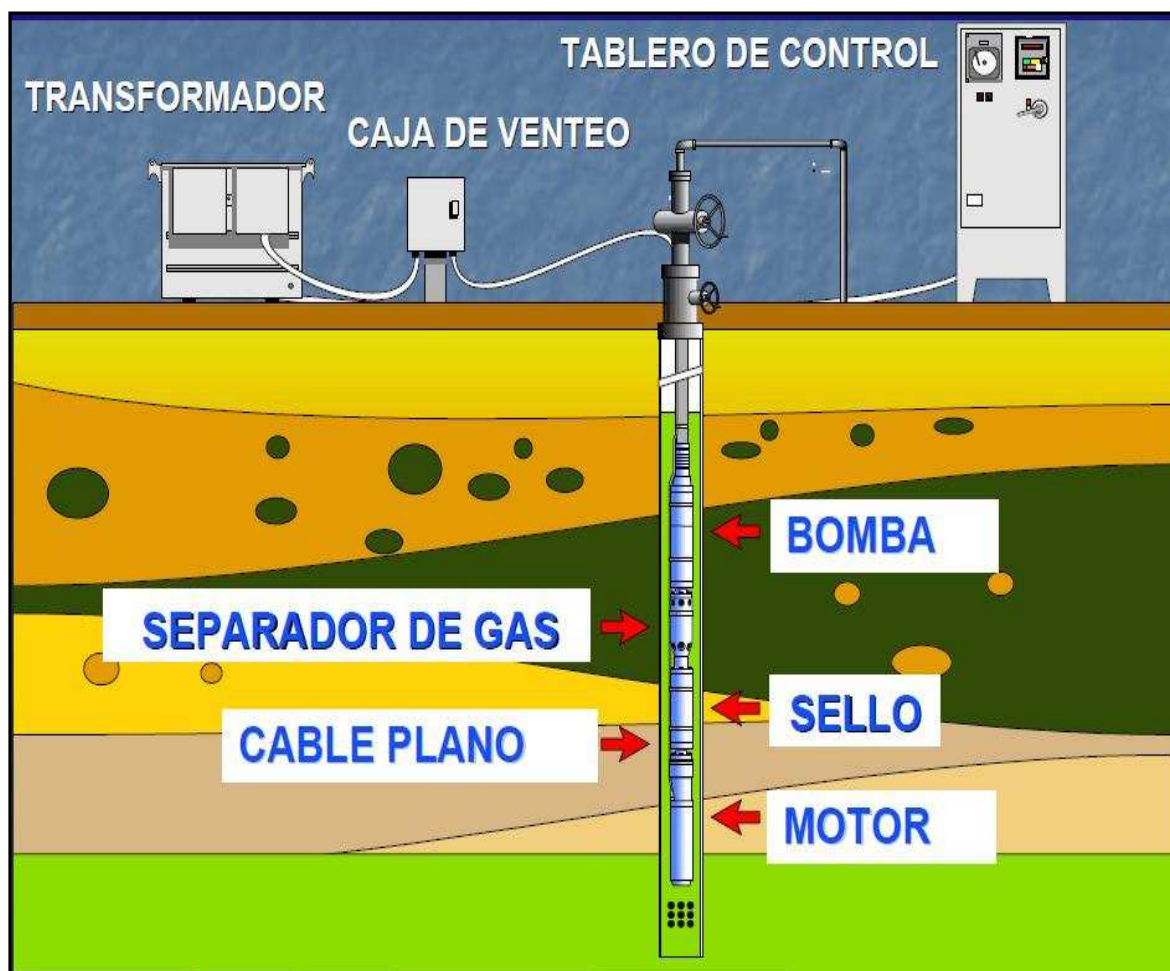
- Equipo de Superficie.
- Equipo de Fondo.

El equipo de fondo cuelga de la tubería de producción y cumple la función de elevar la columna de fluido necesaria para producir el pozo, consiste principalmente de un motor eléctrico, un sello, un separador de gas y una bomba electro centrífuga. Un cable de poder transmite la energía eléctrica de la boca del pozo hasta el motor. El equipo de superficie provee de energía eléctrica al motor

electrosumergible y controla su funcionamiento. Los principales componentes de superficie son los transformadores, el tablero o variador de control (Speed Star, Sinewave, MVD Medium Voltage Drive), y la caja de venteo. Varios componentes adicionales normalmente incluyen la cabeza de pozo, empacadores, protectores de cable y flejes o sunchos, válvulas de retención y de drenaje, Y-Tools, entre otros.

En la figura 1.12 se puede ver un diagrama típico de un sistema de Bombeo Electrosumergible con sus componentes de fondo y de superficie:

FIGURA 1.12 Componentes del Sistema de Bombeo Electrosumergible



FUENTE: CATÁLOGO CENTRILIFT.

1.2.3 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE FONDO.

El equipo se encuentra suspendido de la tubería de producción y se encarga de levantar el fluido desde la formación productora hasta la cabeza del pozo. Sus componentes son:

- Motor.
- Protector o Sello.
- Separador de Gas / Intake.
- Bomba Electrosumergible.
- Descarga.
- Cable

1.2.3.1 Motor

Los principios básicos de diseño y operación de los motores de las B.E.S. son los mismos que los motores eléctricos normales de superficie. Son motores de inducción, trifásicos, tipo jaula de ardilla, con dos polos de inducción. El motor opera a una velocidad típica de 3600 revoluciones por minuto “RPM” a una frecuencia de 60 Hz. Los componentes del motor están diseñados para resistir temperaturas de hasta 260°C (500°F).

Puesto que el motor de la BES debe ser instalado en el interior del casing, debe tener una geometría adecuada. Los motores son llenados completamente con un aceite mineral altamente refinado o con aceite sintético el cual lubrica los cojinetes y provee resistencia dieléctrica y conductividad térmica para disipar el calor generado hacia el housing del motor. El calor es luego transferido al fluido que pasa por la superficie externa del motor.

El motor puede ser utilizado con corriente alterna de 60 Hz ó 50 Hz. Físicamente no hay diferencia entre un motor para operación a 50 Hz y uno de 60 Hz, con excepción de la placa de datos del motor.

El voltaje de operación puede ser tan bajo como 230 voltios o tan alto como 4000 voltios. Los requerimientos de amperaje están en un rango de 22 a 119 amperios.

La potencia (HP) desarrollada por un motor es proporcional al largo y al diámetro del mismo.

FIGURA 1.13 Motor de Fondo.



FUENTE: CATÁLOGO REDA.

1.2.3.1.1 Componentes del Motor

La construcción del motor es simple, fuerte y confiable. Su velocidad es prácticamente constante, a pesar de la carga, cuando se opera en el rango normal de trabajo. El diseño del motor es de inducción, dos polos, tres fases y de jaula de ardilla.

Estator

El estator es el núcleo del campo eléctrico del motor. El estator está compuesto por el bastidor o carcaza, el núcleo del estator y el bobinado.

FIGURA 1.14 Componentes del Estator.



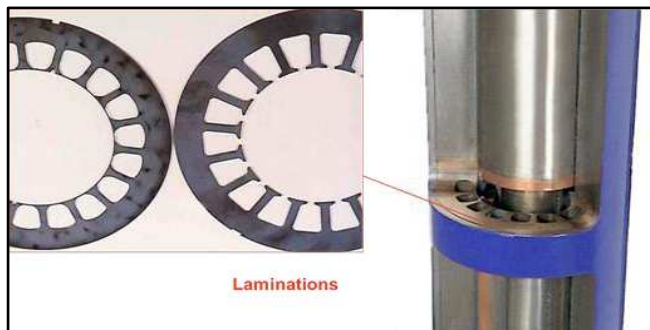
Bastidor

El material del bastidor forma la cubierta del motor y está roscado en ambos extremos para instalar el cabezal y la base. El material del bastidor puede ser seleccionado de acuerdo a la aplicación, dependiendo del ambiente de trabajo.

Núcleo

El núcleo del estator está formado por un número de laminaciones sometidas a compresión para asegurar la estabilidad mecánica. Las laminaciones son láminas delgadas de acero o bronce punzadas como se muestra en la figura 1.15.

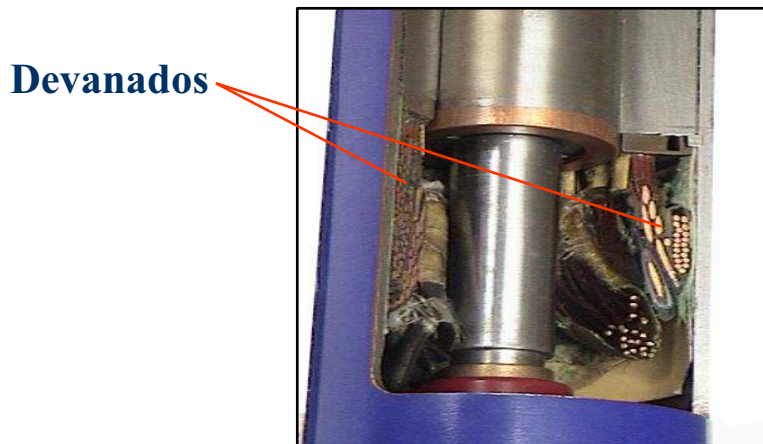
FIGURA 1.15 Laminaciones del Núcleo del Estator



Bobinado del Estator

El devanado es de alambre de cobre revestido con Polyamid o PEEK, colocado en los ranuras del núcleo del estator.

FIGURA 1.16 Devanados del Motor



FUENTE: CATÁLOGO REDA.

El estator es bobinado manualmente en tres fases para desarrollar el voltaje y amperaje apropiado de acuerdo al diseño. Es importante notar que el PEEK no puede ser utilizado en el diseño con laminaciones abiertas. Pueden ocurrir fallas si el devanado es expuesto al diámetro interno del estator.

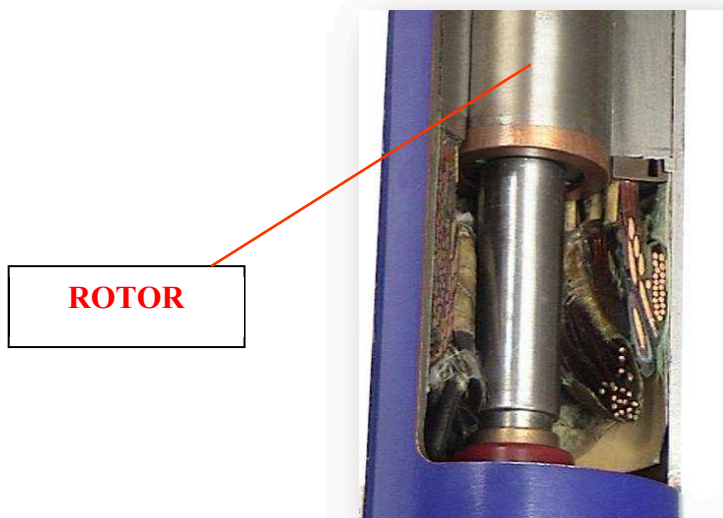
Rotor

El rotor es un dispositivo que rota dentro del núcleo del estator. El rotor está hecho de laminaciones para rotor, las cuales son de diámetro más pequeño que las del estator, estas laminaciones forman el núcleo de hierro del rotor. Dentro de cada ranura se encuentran barras de cobre con anillos de soporte en ambos extremos.

Las barras se conectan entre sí por un anillo de cobre en ambos extremos. Dependiendo del motor, los anillos en los extremos se mantienen en posición ya sea con soldadura o por medio de un proceso de compresión y deformación de los extremos de las barras de cobre para formar un cuerpo rígido.

A continuación se presenta en la figura 1.17 el rotor de un motor del equipo BES.

FIGURA 1.17 Rotor de un Motor.

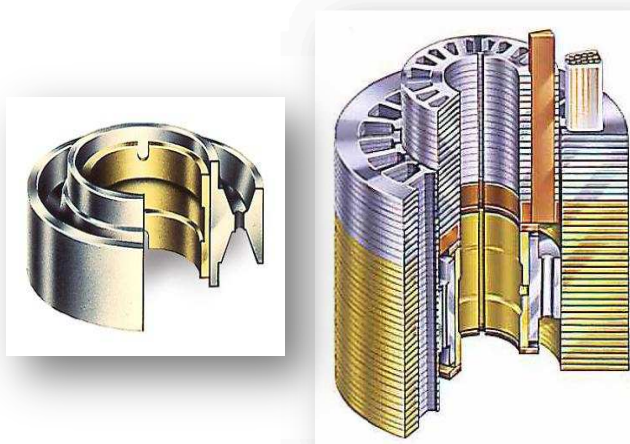


FUENTE: CATÁLOGO REDA.

Cojinetes Radiales del Rotor

Los cojinetes radiales del rotor son una de las partes más vitales del motor. Tienen amplios agujeros y pasajes en el exterior para permitir la circulación de aceite y distribuir el lubricante uniformemente sobre toda la superficie del cojinete.

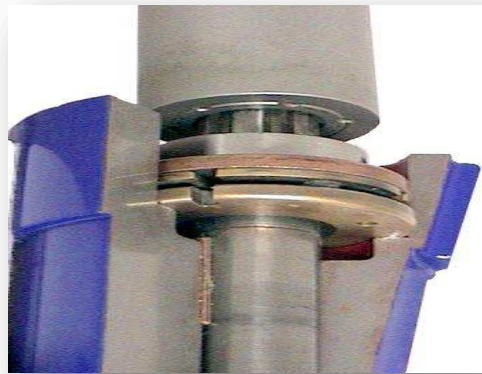
FIGURA 1.18 Cojinetes Radiales del Rotor



FUENTE: CATÁLOGO REDA.

Cojinetes Axiales del Motor

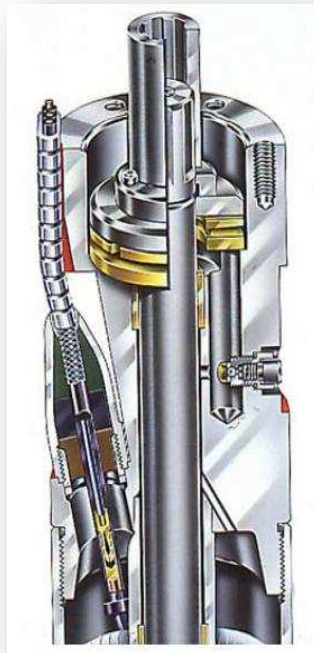
El cojinete de empuje axial del motor está instalado en el tope del rotor. Está diseñado para soportar el peso total del rotor.

FIGURA 1.19 Cojinetes Radiales del Rotor

FUENTE: CATÁLOGO REDA.

Acople o Conector

Conecta los terminales eléctricos del motor con el cable de poder que viene desde superficie.

FIGURA 1.20 Conector o Acople del Motor.

FUENTE: CATÁLOGO REDA.

1.2.3.1.2 Funcionamiento del Motor

El motor electrosumergible opera mediante el uso de una corriente alterna de tres fases la cual crea un campo magnético que gira en el estator. Este campo

magnético rotativo induce un voltaje en los conductores de la jaula de ardilla del rotor lo cual genera una corriente que fluye en las barras del rotor. Esta corriente de inducción en el rotor establece un segundo campo magnético el cual es atraído al campo magnético rotativo del estator induciendo al rotor y al eje a girar dentro del estator.

1.2.3.1.3 Selección de un Motor

El proceso para seleccionar el mejor motor para la aplicación dependerá del compromiso económico del usuario, pero en general, después de definir los objetivos del usuario y la potencia requerida por la bomba para la aplicación, podemos resumir el proceso de selección del motor como un proceso iterativo el cual incluye:

- Serie del Motor
- Tipo de Motor
- Configuración del Motor, Voltaje y Amperaje
- Comportamiento real del motor & Temperatura de Operación y comparar versus temperatura máxima
- Re-seleccionar el motor si fuere necesario

Aunque cada empresa de servicio tiene su propia nomenclatura para cada tipo de motor, la selección en cuanto a la serie, tipo de motor y demás parámetros la vamos a realizar en esta ocasión en base al catálogo de la empresa REDA-SLB.

Serie del Motor

REDA fábrica motores en cinco diferentes series -- 375, 456, 540, 562 y 738 para diferentes tamaños de revestidor, de la siguiente manera:

En general, como con las bombas, a mayor diámetro mejor. Motores de mayor diámetro son menos costosos.

Tipo de Motor

El tipo de motor se designa con dos letras:

La primera letra es un código el cual provee información relacionada con la clasificación del motor:

S = Estándar (250°F BHT – potencia fija),

M = Intermedia (300°F BHT – potencia fijada conservadoramente)

H = Hotline (450°F Temperatura del Devanado del Motor – potencia fija)

P = Alto Rendimiento (250°F BHT – potencia fijada conservadoramente)

R = Optimo (400 °F Temperatura Interna – potencia variable)

La segunda letra es un código que provee información sobre el tipo de aislamiento:

K = Devanado convencional y barniz

X = Nuevo material patentado, sin barniz

Nomenclatura Antigua:

Las designaciones correspondientes al código antiguo para los motores son:

OLD

90-0

91

90-0 Int.

NA

NA

NEW

SK

PK

MK

RK Dominator

HX HOTLINE

Configuración, Voltaje & Amperaje

Después de escoger la Serie y el Tipo del Motor, sabremos si será necesario una sola sección de motor o varias para proveer los requerimientos de potencia de la bomba.

Para cualquier potencia dada habrá una selección de voltaje y amperaje disponible. Así también, para cualquier potencia en particular, el producto del voltaje por el amperaje será esencialmente constante. En otras palabras el KVA es constante. Es decir que los motores de alto voltaje (motores de una sección) no son ni más ni menos eficientes que los de bajo voltaje. Para alimentar a un

motor de fondo es necesario tener en superficie un voltaje mayor al requerido puesto que hay q considerar las pérdidas de voltaje a lo largo de todo el cable. Por ejemplo si tenemos en superficie una fuente de poder de 460V, es probable que el motor de fondo solamente ocupe 430V y que el resto se pierda en el cable de poder. Aunque hay que considerar también que a veces

Motores en Tándem

Cuando el requerimiento de HP que necesita un motor no es suficiente, se necesita acoplar varios motores en serie (Motores en TANDEM), así por ejemplo: Si se requiere 300 HP, debemos acoplar 2 motores, en TANDEM, de 150 HP cada uno.

Tabla 1.20 Diseño De Motores REDA @ 50HZ

Rango de Motores Reda @ 60 Hz					
SERIE	DIAM.	TIPE	HP- RANGO SENCILLO	HP – RANGO MULTIPLE	MAX # SECCIONES MULTIPLES
375	3.75"	SK, SX	7-26	127	5
456	4.56"	SK, SX	12-150	300	2
		PK, PX	10-120	240	2
		MK, MX	10-120	240	2
540	5.43"	SK,SX	25-250	750	3
		PK, PX	20-200	600	3
		MK, MX	20-200	600	3
562	5.62"	Dominator	30-450	1200	3
738	7.38"	738E	200-333	1170	3

FUENTE: CATALOGO REDA

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Tabla 1.21 Diseño de Motores REDA @ 60HZ

Rango de Motores Reda @ 50 Hz					
SERIE	DIAM.	TIPE	HP- RANGO SENCILLO	HP – RANGO MULTIPLE	MAX # SECCIONES MULTIPLES
375	3.75"	SK, SX	6-21	106	5
456	4.56"	SK, SX	10-125	250	2
		PK, PX	8-100	200	2
		MK, MX	8-100	200	2
540	5.43"	SK,SX	21-208	625	3
		PK, PX	17-167	500	3
		MK, MX	17-167	500	3
562	5.62"	Dominator	25-375	1000	3
738	7.38"	738E	167-278	975	3

FUENTE: CATALOGO REDA

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Temperatura de Operación del Motor

Los componentes internos del motor están diseñados para resistir temperaturas de 260 °C (500 °F). La temperatura del motor en una instalación de bombeo electrosumergible está determinada por varios factores, principalmente por la velocidad y la viscosidad del fluido que circula alrededor de la parte exterior del motor y por la circulación interna del aceite dieléctrico del motor. Es de suma importancia que la temperatura de operación del motor se mantenga por debajo de sus límites operacionales de sus componentes para prevenir fallas al sistema.

A continuación en la tabla 1.20 se puede observar varios modelos de motores para dos diferentes frecuencias:

1.2.3.2 Protector o Sello

El sello o sección sellante está ubicado entre la parte superior del motor y la parte inferior de la bomba, puede ser instalado como una unidad sencilla o como una unidad tándem.

1.2.3.2.1 Funciones del Protector

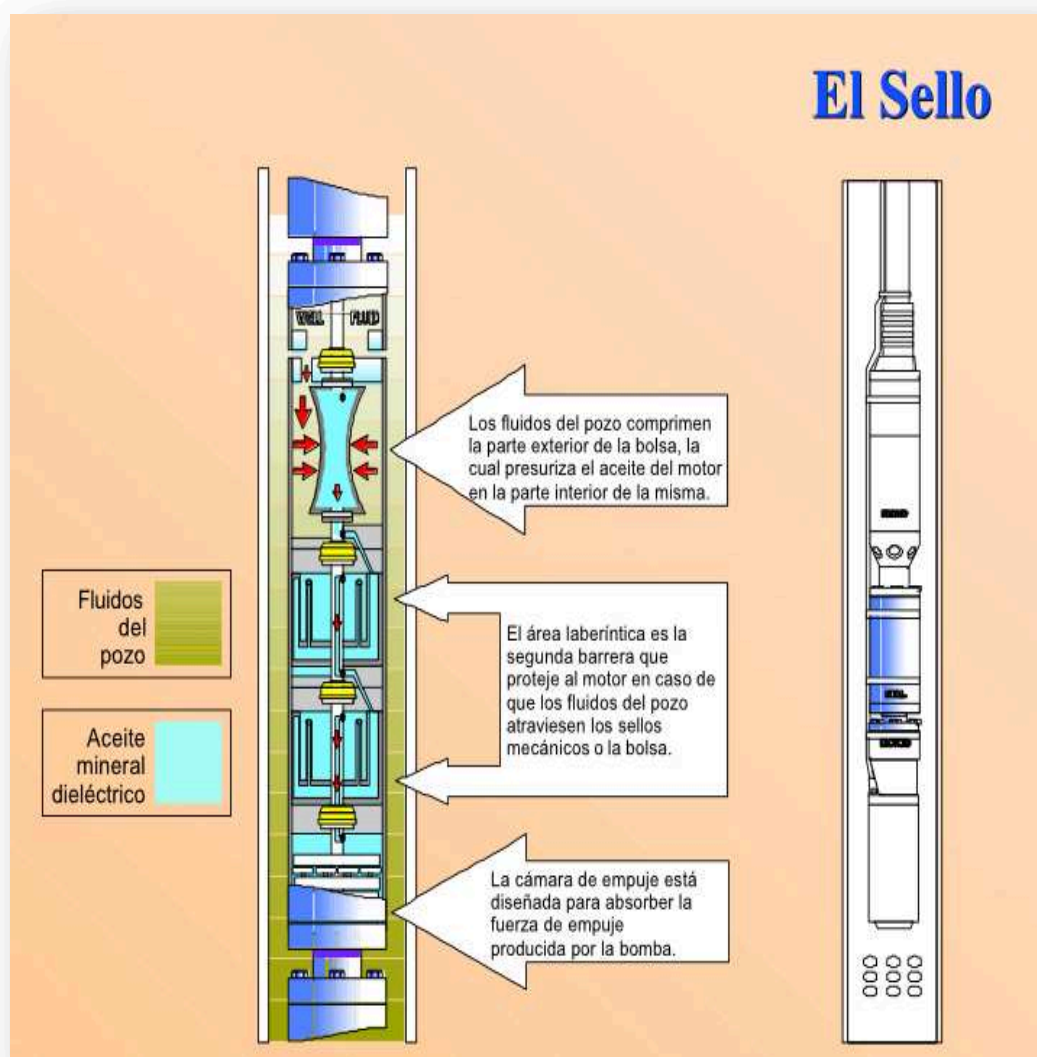
El sello está diseñado para proteger al motor por medio de cuatro funciones básicas, las cuales son:

- Provee el volumen necesario para permitir la expansión del aceite dieléctrico contenido en el motor. La expansión se debe al incremento de temperatura del motor cuando la unidad está en operación y a la temperatura de fondo del pozo.
- Igualar la presión en la cavidad del pozo con fluido dieléctrico del motor. Esta igualación de presiones a lo largo del motor evita que el fluido del pozo pueda infiltrarse en las uniones selladas del motor. El ingreso de fluido del pozo al motor causará una falla dieléctrica prematura, al igual que las cámaras laberínticas, permiten que se lleve a cabo el equilibrio de las presiones.
- Proteger al motor de la contaminación de los fluidos del pozo. Como se mencionó anteriormente, la contaminación del aislamiento del motor con el fluido del pozo conlleva una falla temprana del aislamiento. La sección sello contiene múltiples sellos mecánicos montados en el eje que evitan que el fluido del pozo ingrese por el eje. Las bolsas elastoméricas, proporcionan una barrera positiva para el fluido del pozo. Las cámaras laberínticas proporcionan separación del fluido en base a la diferencia de densidades entre el fluido del pozo y el aceite del motor.
- Absorber el empuje axial descendente de la bomba. Esto se lleva a cabo por medio de un cojinete de empuje deslizante (Thrust Bearing). El cojinete utiliza una película hidrodinámica de aceite para proporcionarle lubricación durante la operación. El empuje descendente es el resultado de la presión desarrollada por la bomba actuando sobre el área del eje de la bomba y el empuje residual transferido por cada impulsor individual al eje.

1.2.3.2.2 Componentes del Sello

La cámara de empuje esta conformada por cuatro partes fundamentales: el soporte de la zapata, la zapata, el rodete de empuje y el anillo de empuje ascendente. La zapata está compuesta de seis a nueve secciones individuales (cojinetes de empuje) montadas en pedestales ubicados en el centro de dichas secciones.

FIGURA 1.21 DIAGRAMA DEL SELLO



FUENTE: MANUAL BES CENTRILIFT

La cámara de empuje esta conformada por cuatro partes fundamentales: el soporte de la zapata, la zapata, el rodete de empuje y el anillo de empuje

ascendente. La zapata está compuesta de seis a nueve secciones individuales (cojinetes de empuje) montadas en pedestales ubicados en el centro de dichas secciones. Esta configuración varía según el diseño. La zapata descansa sobre un soporte, quedando fija por medio de unos pines guía. Ensamblado al eje se encuentra el rodete de empuje, el cual gira permanentemente sobre la zapata, disipando el calor generado por el contacto entre estas superficies por medio de la circulación del aceite dieléctrico en un movimiento centrifugo. Sosteniendo éste conjunto, se encuentra el anillo de empuje ascendente, el cual va roscado a la carcasa de la cámara de empuje. Este anillo permite un leve juego axial del rodete de empuje para que se forme una película de aceite a través de toda el área entre las superficies de contacto. La película de lubricación se podrá mantener solamente en una distancia limitada debido a los efectos de la viscosidad, la carga, la temperatura, etc.

Los cuatro principales enemigos de los cojinetes de empuje son:

1. Reducción en la viscosidad ocasionada por el incremento de temperatura.
2. Falta de alineación.
3. Partículas extrañas.
4. Vibración.

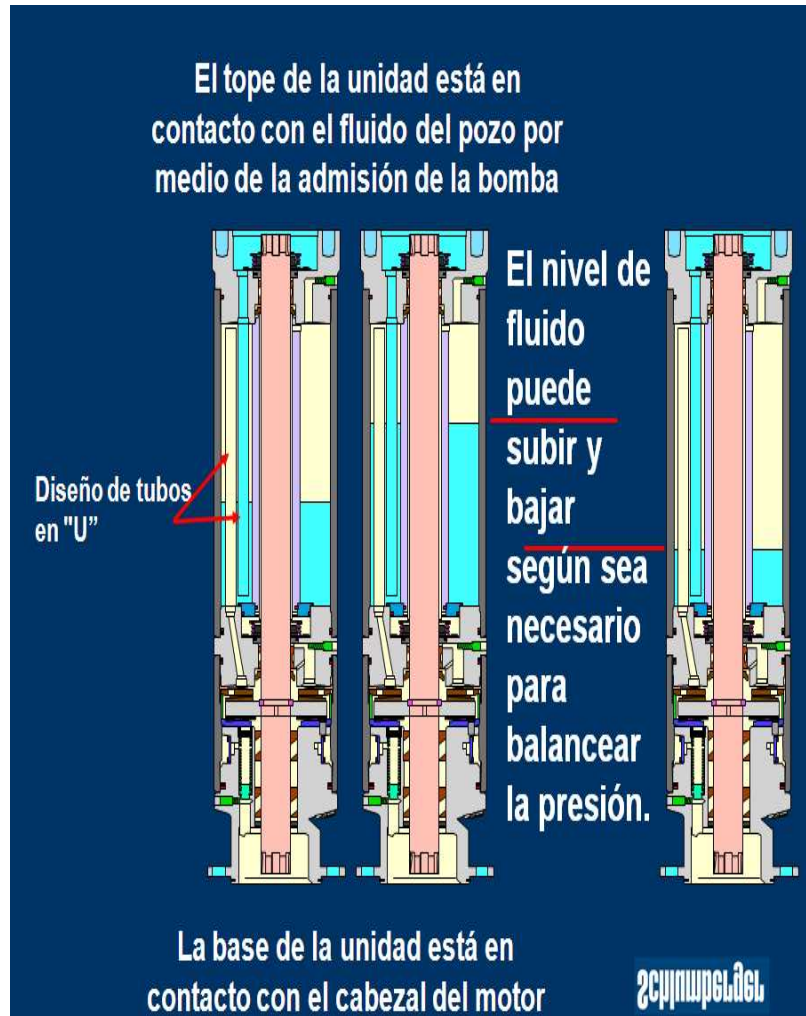
Los sellos vienen en varios tamaños para unir motores y bombas de diámetros diferentes. El eje del motor es conectado al eje de la bomba por medio del eje del sello, el cual tiene una terminación con estrías en cada extremo. El extremo superior del eje del sello se une al eje de la bomba de tal manera que el peso del eje de la bomba, la carga hidráulica longitudinal en el eje de la bomba, y cualquier carga longitudinal de los impulsores fijos es transmitida de la bomba al eje del ensamble del sello. Estas cargas son transferidas a su vez al cojinete de empuje, aislándolas del eje del motor.

1.2.3.2.3 Tipos de Protectores

1.2.3.2.3.1 Protectores Tipo Laberinto

El diseño de laberinto se vale de la diferencia en la gravedad específica de los fluidos del pozo y la del aceite del motor para mantenerlos separados aun cuando estén en contacto directo.

FIGURA 1.22 Protectores laberinticos.



FUENTE: MANUAL BES SCHLUMBERGER

Hay aplicaciones en las cuales no es conveniente usar este tipo de protector:

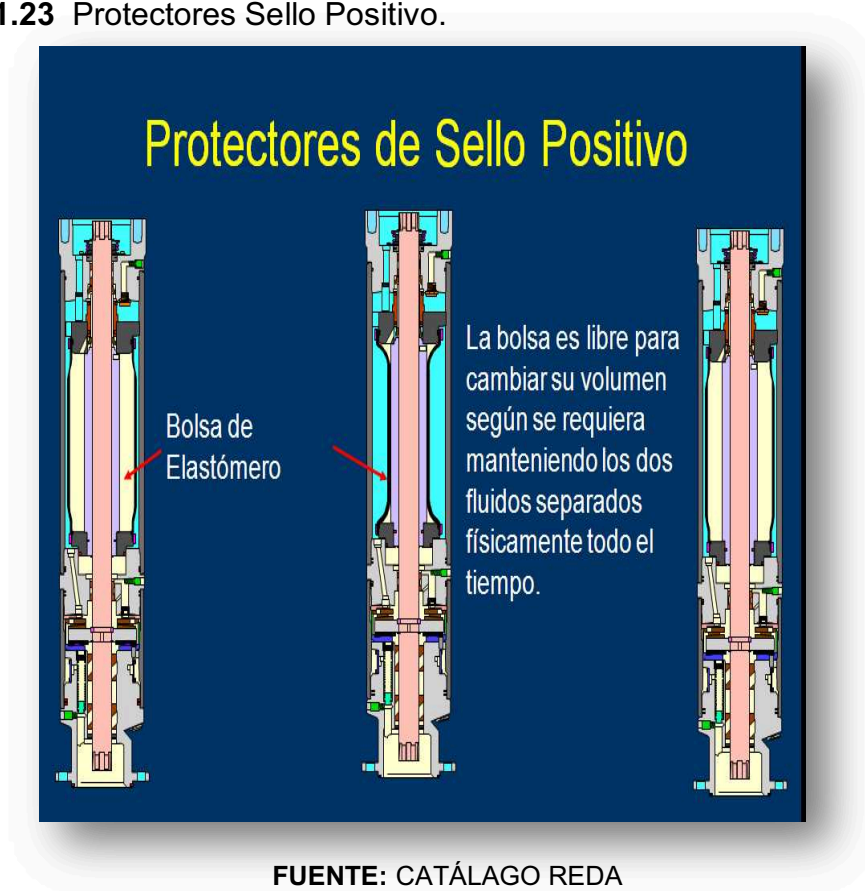
- Fluidos del pozo y del motor con gravedades similares.
- En Pozos Horizontales o Altamente Desviados.

1.2.3.2.3.2 Protectores de Sello Positivo o de Bolsa

En aplicaciones en donde el fluido del pozo y el motor tienen gravedades específicas similares o cuando el pozo es altamente desviado, hay otro tipo de Protector que usa un “sello positivo” o de “bolsa” para separar físicamente los dos fluidos.

Tiene un Elastómero de Alta Temperatura / Alto Rendimiento. Además se adapta a los cambios de volumen.

FIGURA 1.23 Protectores Sello Positivo.

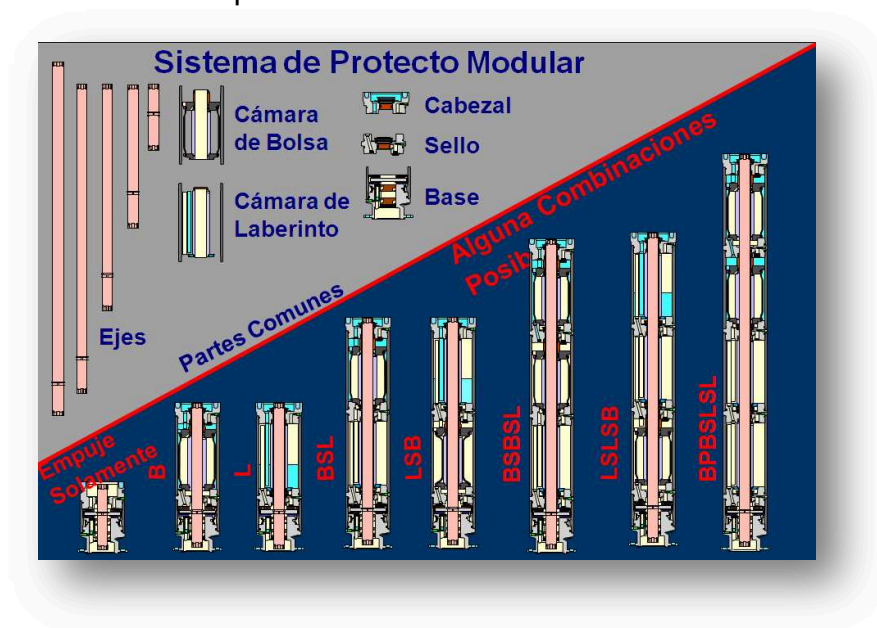


1.2.3.2.4 Nomenclatura de los Sellos

Hay muchas configuraciones disponibles. 3 Componentes Básicos:

- 1) Sello
- 2) Cojinete de Empuje Axial
- 3) Eje

FIGURA 1.24 Sistema de protector modular de los sellos.



FUENTE: CATÁLOGO REDA

El nombre del Protector es designado por los tipos de cámaras de sello usadas y como están conectadas dichas cámaras (por ej.; en "serie" o "paralelo").

L: Laberinto

B: Bolsa

P: Paralelo

S: Serie

HL: Alta Capacidad de Carga (Cojinete)

Por ejemplo, un BSBSL-HL es: Un protector de tres cámaras diseñado con una bolsa en el tope conectada en serie con otra cámara de bolsa, la cual está conectada a su vez con una cámara de laberinto. También tiene un cojinete de empuje de alta capacidad.

1.2.3.2.5 Conexión en Serie

Se instala en serie para Redundancia/Seguridad. Para pozos donde los fluidos pueden entrar en la cámara de abajo, primero deben desplazar completamente los fluidos de la cámara superior. No añaden capacidad adicional de expansión.

Conexión en Paralelo:

Útil en aplicaciones de alta potencia. No añaden capacidad adicional de expansión.

Permutaciones Posibles:

LSL

LSB

BSL

BSB

BPB

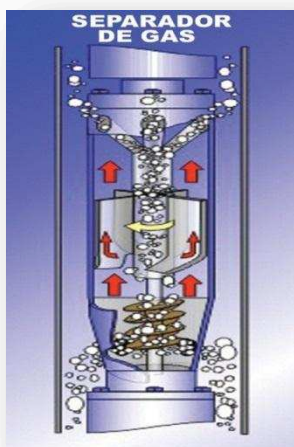
No es Posible Conectar: LPL o BPL

1.2.3.3 Separador de Gas / Intake

En pozos que presentan altos volúmenes de gas se hace necesaria la presencia de un dispositivo que ayude a eliminar el gas libre que causa interferencia con el rendimiento de la bomba; funciona mediante fuerzas centrífugas que separan el líquido del gas antes que ingrese a la bomba.

El diseño de la bomba, le permite operar normalmente con un porcentaje de gas libre de 12% por volumen. Si el gas libre presente en la entrada de la bomba es de más del 12%, afectará su funcionamiento e incrementará la posibilidad de cavitación o bloqueo por gas en la bomba. Cuando el gas libre presente en la entrada de la bomba se aproxima a este rango es recomendable el uso de separador de gas.

FIGURA 1.25 Diagrama Separador de Gas



FUENTE: MANUEAL CENTRILIFT

1.2.3.3.1 Tipos de Separadores

Básicamente existen 2 tipos de separadores de gas:

- Estáticos o laberínticos.
- Separadores centrífugos.

1.2.3.3.1.1 Separadores Estáticos o Laberínticos

Al igual que los sellos, el arreglo mecánico interno que tienen estos separadores permiten que el gas tomado en la admisión del separador continúe su migración ascendente orientándolo hacia el anular, mientras fuerzan al fluido del pozo a entrar a una cámara inferior por diferencia de densidad, nuevamente, para luego ser impulsados hacia arriba.

1.2.3.3.1.2 Separadores Dinámicos o Centrífugos

La separación se realiza gracias al proceso de centrifugación que obliga al gas a pegarse a la flecha mientras separa al fluido por diferencia de gravedad específica hacia las paredes del dispositivo separador para luego orientar este gas separado del fluido hacia el anular, el fluido a su vez es dirigido hacia las bombas.

FIGURA 1.26 Diagrama Separador Dinámico



FUENTE: MANUAL REDA

1.2.3.3.2 Eficiencia del Separador

El separador de gas típico tiene un rango de eficiencia de 80% a 95%. La eficiencia del sistema se ve afectada por los volúmenes, la composición y las propiedades del fluido. Los dispositivos de separación de gas se conectan frecuentemente en tándem para mejorar la eficiencia total en aplicaciones con elevada cantidad de gas libre.

La eficiencia del separador se determina de la siguiente manera:

$$\text{EFICIENCIA (\%)} = \frac{\text{GAS LIBRE SEPARADO}}{\text{GAS LIBRE DISPONIBLE}} \quad 1.1$$

La eficiencia de separación no es un número fácil de predecir debido al número de variables involucradas.

Tabla 1.22 TABLA DE EFICIENCIAS DEL SEPARADOR

TIPO DE SEPARADOR	EFICIENCIA DE SEPARACIÓN	% DE GAS QUE PASA A LA BOMBA
Intake Estándar	0 – 20 %	80 – 100 %
Flujo Inverso	25 – 50 %	50 – 75 %
Rotativo	80 – 95 %	5 – 20 %

FUENTE: MANUAL CENTRILIFT

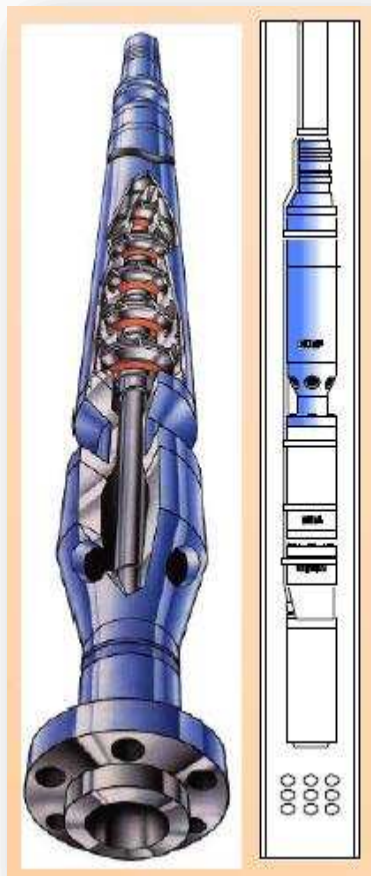
1.2.3.4 Bomba Electrosumergible

Una bomba centrífuga, es una máquina que mueve fluidos rotándolos con un impulsor rotativo dentro de un difusor que tiene una entrada central y una salida tangencial. La trayectoria del fluido es una espiral que se incrementa desde la entrada en el centro a la salida tangente al difusor. El impulsor transmite energía cinética al fluido.

En el difusor, parte de la energía cinética es transformada en energía potencial (altura) por medio de un incremento del área de flujo.

Las bombas electrosumergibles son bombas centrífugas multietapa donde su diámetro de fabricación depende del espacio que se dispone en cada pozo, el caudal de descarga depende de la carga hidrostática, la velocidad de giro del motor electrosumergible, diseño de las etapas internas y propiedades del fluido.

FIGURA 1.27 Diagrama BOMBA ELECTROSUMERGIBLE



FUENTE: MANUAL CENTRILIFT

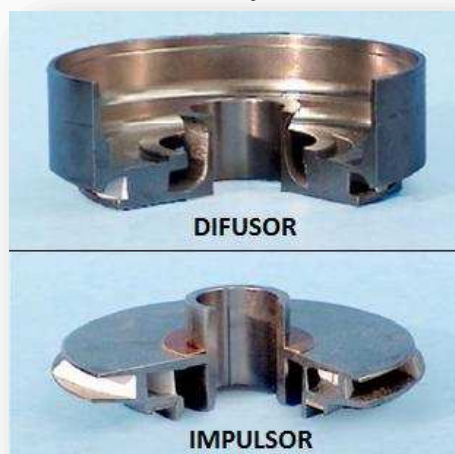
1.2.3.4.1 Principio de Funcionamiento

Esta bomba multietapa (Cada etapa consiste de un impulsor y un difusor) mueve fluidos rotándolos con un impulsor rotativo dentro de un difusor que tiene una entrada central y una salida tangencial. La trayectoria del fluido es una espiral que se incrementa desde la entrada en el centro a la salida tangente al difusor. El impulsor transmite energía cinética al fluido. En el difusor, parte de la energía cinética es transformada en energía potencial (altura) por medio de un incremento del área de flujo.

Están diseñadas con un número seleccionado de impulsores (dependiendo de la aplicación) equipados con álabes, dentro de sus respectivos difusores de una forma muy ajustada, dispuestas en serie en un eje el cual está movido por un motor eléctrico.

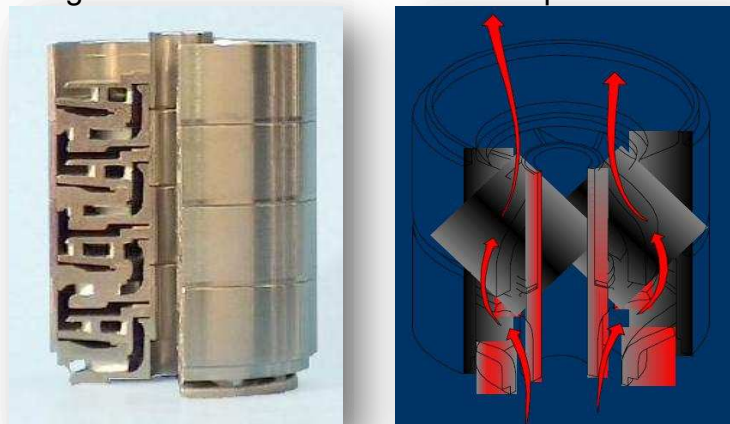
Una bomba centrífuga crea presión por medio de la rotación de una serie de álabes en un impulsor. El movimiento del impulsor forma un vacío parcial a la succión del impulsor. Mientras que la función del impulsor es transferir energía al rotar el líquido pasando a través de él, por lo tanto elevando la energía cinética. El difusor entonces convierte esta energía en energía potencial elevando la presión de la descarga. Fuerzas externas, tales como la atmosférica presionan o empujan fluido dentro del ojo del impulsor en dirección a la periferia del impulsor.

FIGURA 1.28 Diagrama de un DIFUSOR y un IMPULSOR



FUENTE: MANUAL REDA

FIGURA 1.29 Diagrama Funcionamiento de las Etapas de una Bomba



FUENTE: MANUAL REDA

1.2.3.4.2 Tipos de Bombas Según Tipo de Impulsores

Los impulsores determinan la tasa de flujo que la bomba es capaz de manejar para un diseño específico. Y consecuentemente también determinan los tipos de bomba existentes.

Existen tres tipos de impulsores; y la diferencia entre estos está definida por los ángulos del álabe en el impulsor y el tamaño y la forma de los pasajes internos para el flujo.

1.2.3.4.2.1 Flujo Radial

En bombas centrífugas de flujo radial, la bomba crea un diferencial de presión únicamente por la acción de la fuerza centrífuga sobre el fluido.

Los impulsores radiales (panqueca) tienen los ángulos cercanos a 90 grados, los cuales son encontrados usualmente en bombas de bajas tasas de flujo.

FIGURA 1.30 Diagrama de un Impulsor Radial



FUENTE: MANUAL REDA

1.2.3.4.2.2 Flujo Mixto

En bombas centrífugas de flujo mixto, la bomba crea un diferencial de presión por la acción combinada del impulsor y de la fuerza centrífuga sobre el fluido.

Un impulsor de flujo mixto tiene los ángulos de los álabes cercanos a 45 grados, los cuales son usualmente encontrados en las bombas para altas tasas de flujo.

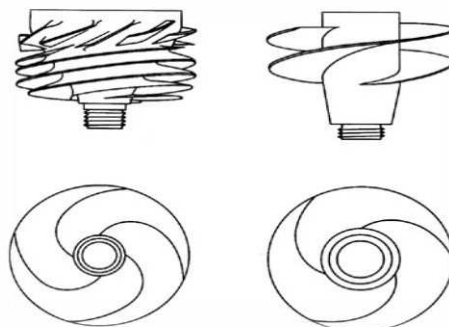
FIGURA 1.31 Diagrama de un IMPULSOR MIXTO

FUENTE: MANUAL REDA

1.2.3.4.2.3 Flujo Axial

En bombas centrífugas de flujo axial, la bomba crea un diferencial de presión únicamente por la acción del impulsor.

Los impulsores axiales tienen una geometría diferente y se pueden ver como una forma de hélice.

FIGURA 1.32 Diagrama de un IMPULSOR AXIAL

FUENTE: MANUAL REDA

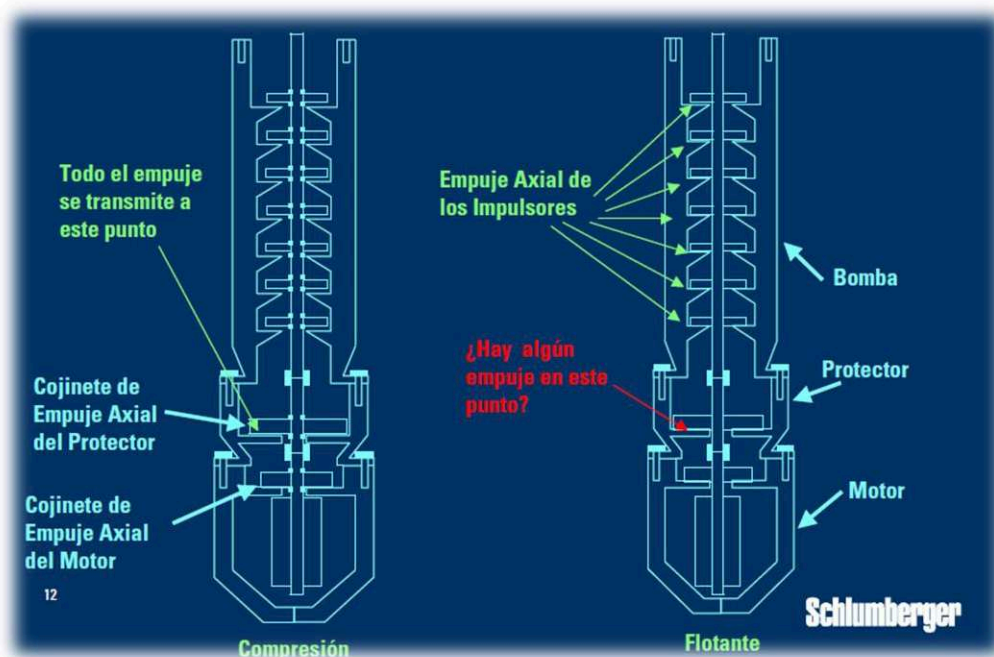
1.2.3.4.3 Tipos de Bomba según su Construcción**1.2.3.4.3. 1 Bombas de construcción "flotante"**

Cada impulsor es libre de moverse hacia arriba y hacia abajo en el eje como si "flotara" en el eje.

1.2.3.4.3.2 Bombas de construcción "Compresión"

Cada impulsor está rígidamente fijo al eje de tal manera que se mueve solidariamente con el eje. Todos los impulsores están "comprimidos" conformando un cuerpo rígido.

FIGURA 1.33 Diagrama Bombas de Compresión y flotantes



FUENTE: MANUAL REDA

1.2.3.4.4 Nomenclatura de las Bombas

Cada empresa fabricante de Bombas Electrosumergibles a nivel mundial tiene su forma particular de definir a sus bombas, en este caso vamos a usar como referencia la nomenclatura de la empresa REDA.

Se usa caracteres alfabéticos para describir el diámetro o serie de cada etapa disponible en la descripción del catálogo de la empresa.

Así, por ejemplo:

Tabla 1.24 NOMENCLATURA DE BOMBAS REDA

TIPO	SERIE	DIAMETRO EXTERNO	DIAMETRO MINIMO DEL REVESTIDOR
A	338	3.38"	4 1/2"
D	400	4.00"	5 1/2"
G	540	5.13"	6 5/8"
S	538	5.38"	7"
H	562	5.63"	7"
J	675	6.75"	8 5/8"
L	738	7.25"	9 5/8"
M	862	8.63"	10 3/4"
N	950	9.5"	11 3/4"
	950	10.00"	11 3/4"
P	1125	11.25"	13 3/8"

FUENTE: CATALOGO REDA

Se usa una descripción numérica para referirse a la Tasa de Flujo de las Bombas en el Punto de Mejor Eficiencia en Barriles por Día (bpd).

Ejemplo:

BOMBA: **DN1300**

El segundo caracter alfabético en la descripción de los tipos de se refiere al material de las etapas, y se coloca luego del primer carácter alfabético (bombas antiguas) o luego de la tasa de flujo (bombas nuevas).

N (Ni - Resist).

H (Extruído y rectificado).

E (Etapas revestidas con Epoxy) SN3600E.

C (Fundición).

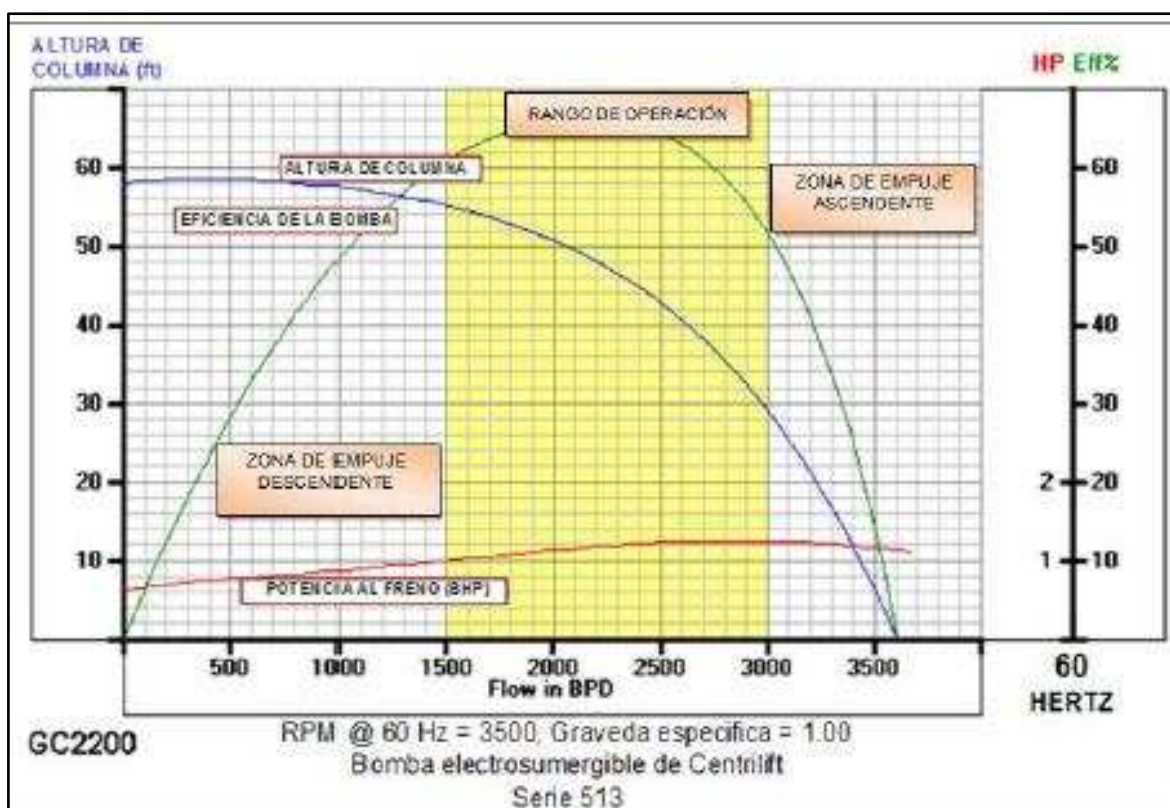
Sin descripción (Ryton).

Entonces, de acuerdo a lo que hemos dicho, una bomba **D1300N**, es una bomba de serie 400, que producirá hasta 1300 BFPD y cuyo material es el Ni-Resist; cabe indicar que una bomba con las mismas características tendrá otra nomenclatura si el fabricante es diferente.

1.2.3.4.5 Curvas de desempeño de la Bomba Electrosumergible

Las curvas de comportamiento de una bomba electrosumergible nos permite el conocimiento del respectivo funcionamiento de la bomba.

FIGURA 1.34 Curva característica real del Comportamiento de una Bomba Electrosumergible



FUENTE: MANUAL CENTRILIFT

La Curva de Altura de la Columna (Head Capacity)

Determina la altura de fluido que puede levantar cada etapa, está en función de BPD que la bomba saca del pozo. En ésta curva podemos ver que cuando tenemos un alto caudal nos da una altura total de la columna baja. La altura de la columna más alta que se tiene de una bomba es cuando no existe flujo a través

de ésta, se da éste caso cuando la válvula de descarga se encuentra totalmente cerrada.

La Curva de Potencia al Freno (Brake Horse Power - Bhp)

Nos ayuda a determinar la potencia requerida por la bomba centrífuga o por cada una de las etapas obtener el caudal que se necesite para levantar el fluido.

La Curva de Eficiencia

Indica cuan eficiente es la bomba electrosumergible o la transformación de la energía mecánica en energía hidráulica, esto es hasta un punto máximo de eficiencia que la bomba puede extraer del pozo y en función del caudal para cada etapa.

1.2.3.4.6 Rango Operativo de la Bomba

Las etapas de las bombas centrífugas se encuentran diseñadas para que puedan mantener una fuerza de empuje axial descendente en el impulsor durante su funcionamiento, ésta fuerza se debe de encontrar dentro de un determinado rango que varía desde un valor bajo en el punto de operación máximo con una fuerza de empuje creciente hacia el punto mínimo de operación, se las diseña de ésta forma para asegurar un funcionamiento hidráulico estable. Entonces podemos decir que la bomba debe funcionar dentro del rango de operación recomendado para que tengan una óptima vida útil, existen bombas que funcionan fuera de este rango, pero tienen una vida útil reducida, éstas también pueden afectar a los otros componentes del sistema electrosumergible.

En la curva para cada etapa determinada se puede diferenciar tres zonas: Zona de empuje descendente (**Downthrust**), Rango operativo y Zona de empuje ascendente (**Upthrust**).

Zona de Empuje Descendente (Downthrust)

El impulsor experimenta un empuje descendente, cuando la bomba está operando hacia la izquierda del punto de máxima eficiencia, la tasa de flujo es menor y la bomba puede sufrir desgaste.

En esta zona de operación las arandelas de empuje descendente hacen contacto con el difusor.

Rango Operativo (Operating Range)

Este es el rango en el cual la bomba opera con máxima eficiencia. El rango operativo define dos instancias de funcionamiento de la bomba.

- Zona de bajos empujes ascendentes y descendentes y
- Zona de alto rendimiento

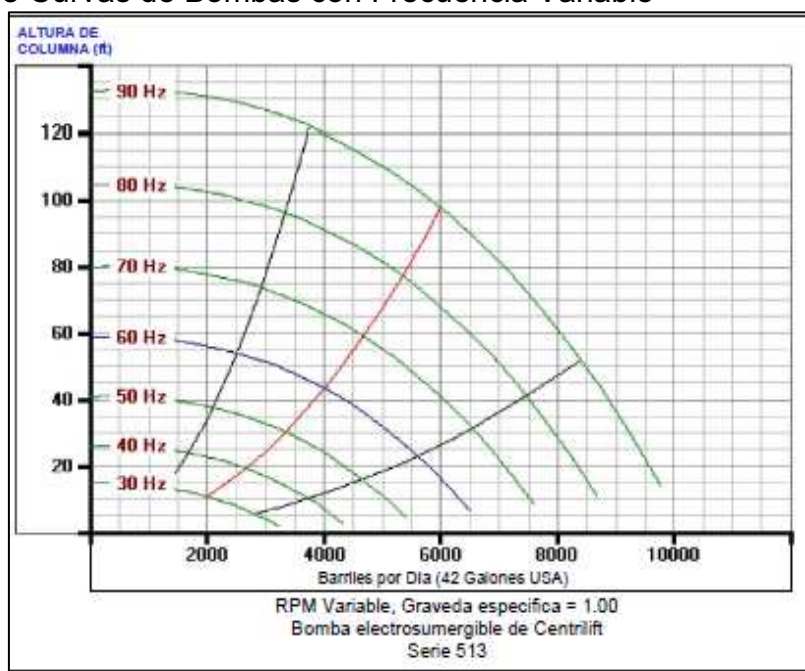
Zona de Empuje Ascendente (Upthrust)

El empuje ascendente se da cuando la bomba está operando hacia la derecha del punto de máxima eficiencia, la tasa de flujo es mayor y la bomba puede sufrir desgaste por empuje. En toda esta zona de operación las arandelas de empuje ascendente están en contacto con el difusor.

Bombas de Frecuencia Variable

Se tiene también, las curvas de bombas con velocidad variable o frecuencia variable. Este tipo de gráfico se denomina “**Tornado**” y se representa en la figura.

FIGURA 1.35 Curvas de Bombas con Frecuencia Variable



FUENTE: MANUAL CENTRILIFT

En ella está representado el desempeño de una etapa para un diámetro mínimo de casing a distintas frecuencias de funcionamiento, utilizando (Sp. Gr. =1) como fluido de ensayo. Cada curva representada es identificada con la frecuencia.

1.2.3.4.7 Selección de una Bomba

Ahora veamos con un ejemplo práctico como dimensionar una bomba para un pozo con determinadas características.

Seleccionar la mejor bomba para un pozo con los siguientes datos:

Casing:	9-5/8".
Tasa de Flujo Deseada:	2000 bpd.
Levantamiento Total:	1850 pies.
Frecuencia Electricidad:	60 Hz.

Solución:

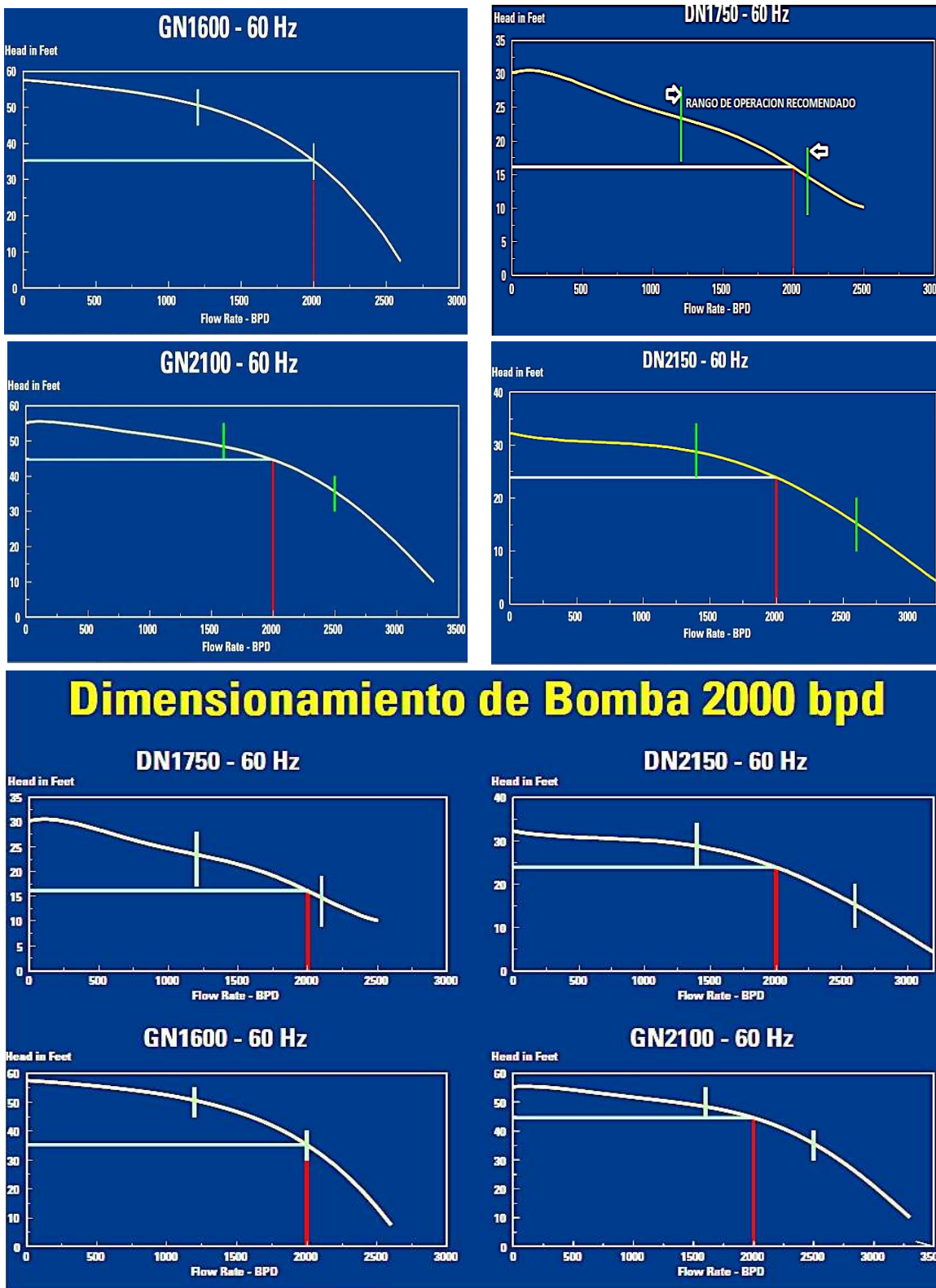
Para un pozo con un Casing de 9 5/8" se tiene las siguientes opciones de bombas:

Tabla 1.25 BOMBAS SERIE 400 Y 513

Series - O.D.	Pump Type	Monel Shaft Max BHP	Shaft Size	Recommended Capacity @ 60 Hz (BPD)		Capacity (M ³ /D)	
	DN280	44	0.50	100	- 450	16	- 72
	D400	94	0.625	200	- 550	32	- 87
	DN440	94	0.625	100	- 550	16	- 87
	DN525	94	0.625	300	- 625	48	- 99
	DN675	94	0.625	325	- 850	52	- 135
	D950	125	0.687	600	- 1150	95	- 183
400 Series - O.D. 4.00	DN1000	125	0.687	700	- 1250	111	- 199
	DN1100	125	0.687	600	- 1350	95	- 215
	DN1300	125	0.687	800	- 1600	127	- 254
	D1400	125	0.687	900	- 1850	143	- 294
	DN1750	125	0.687	1200	- 2050	191	- 326
	DN1800	125	0.687	1200	- 2400	191	- 382
	DN2150	125	0.687	1400	- 2600	223	- 413
	DN3000	256	0.875	2000	- 3700	318	- 588
	DN3100	256	0.875	2400	- 4000	382	- 636
	DN4000	256	0.875	3400	- 5200	541	- 827
	GN1600	256	0.875	1200	- 2000	191	- 318
	GN2100	256	0.875	1650	- 2500	262	- 398
	GN2500	256	0.875	1800	- 3100	286	- 493
	G2700	256	0.875	2000	- 3400	318	- 541
513 Series O.D. 5.13	GN3200	256	0.875	2200	- 4150	350	- 660
	GN4000	375	0.995	2500	- 5000	398	- 795
	GN5200	375	1.00	3900	- 6600	620	- 1049
	GN5600	375	1.00	4000	- 7500	636	- 1193
	GN7000	375	1.00	5000	- 9000	795	- 1431
	GN10000	637	1.187	7000	- 12000	1113	- 1908

FUENTE: MANUAL REDA

FIGURA 1.36 Gráficas para Selección de una Bomba



FUENTE: MANUAL REDA

Como vemos hay la posibilidad de usar bombas con dos diámetros diferentes, pero generalmente las bombas con diámetros mayores son mejores ya que usualmente son más eficientes, menos costosas, manejan más potencia y manejan también de mejor manera el gas y fluidos viscosos; razón por la cual vamos a escoger una de las bombas con serie G.

Ahora debemos comparar y seleccionar una bomba de entre estos tres modelos: GN1600, GN2100 y GN2500.

Nótese que: GN1600 aporta 35 pies/etapa, GN2100 provee 45 pies/etapa y GN2500 supe 46.1 pies/etapa. Esto significa que la GN2100 y la GN2500 necesitan menos etapas para hacer el trabajo.

Nótese también que la GN2100 estaría operando más cerca del rango recomendado, lo cual significa que esta bomba sería más eficiente.

Al requerir menos etapas y tener mejor eficiencia, lo más probable es que la GN2100 sea menos costosa y más económica de operar; así que elegiremos esta.

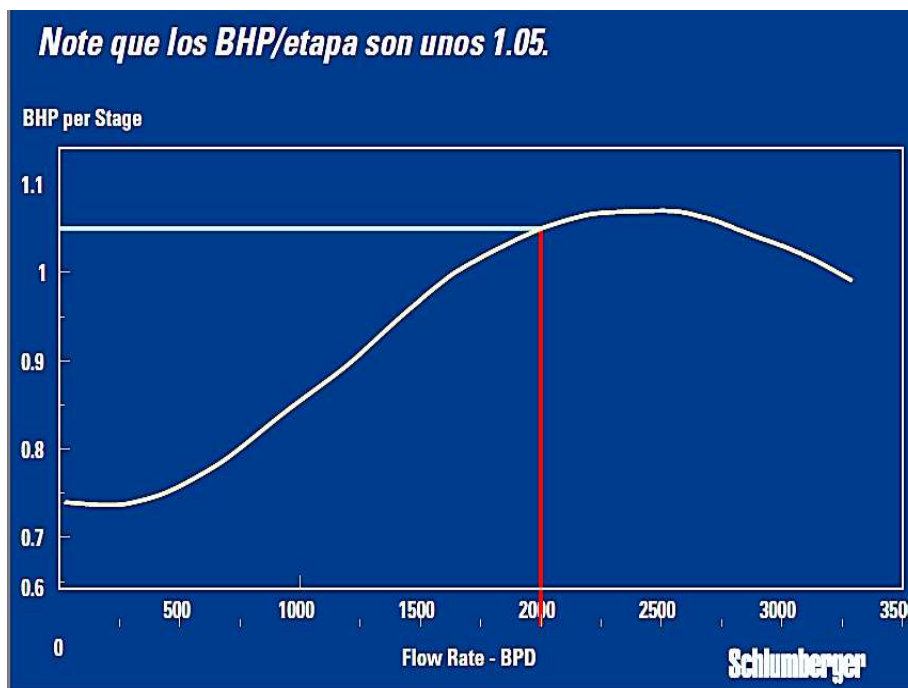
Como queremos una bomba que pueda aportar 1850 pies de altura. Y sabemos que la GN2100 que hemos escogido provee 45 pies por etapa, entonces el total de etapas que requiere la bomba será:

$$\frac{1850 \text{ pies}}{45 \frac{\text{pies}}{\text{etapa}}} = 41 \text{ etapas}$$

Esto significa que la bomba GN2100 necesitará 41 etapas para hacer el trabajo.

Una vez que hemos escogido la mejor bomba y hemos determinado el número de etapas, veamos la otra curva de importancia de la GN2100, la cual es la curva de potencia (BHP).

FIGURA 1.37 Gráfica para Selección de una Bomba



FUENTE: MANUAL REDA

Como vemos en la curva anterior, esta bomba requiere 1.05 HP/etapa para levantar una rata de 2000 BPD. Entonces la potencia que requiere la bomba será:

$$1.05 \frac{HP}{etapa} \times 41 etapas = 43 HP$$

Finalmente determinamos la eficiencia de la bomba:

$$\eta = \frac{Q \times Ht \times \gamma}{HP \times 135,771} \quad 1.2$$

Donde:

Q: Caudal de fluido (BPD)

Ht: Altura a levantar (Feet)

HP: Potencia (HP)

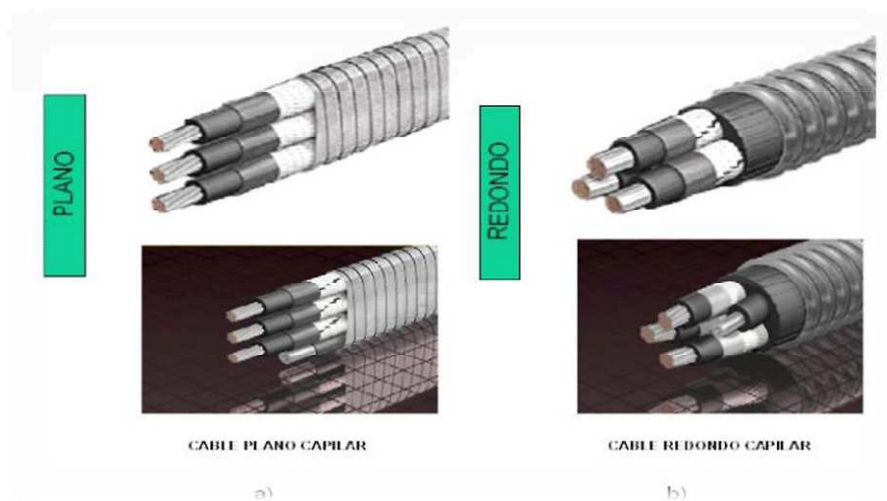
Para esta bomba: $\eta = 64.3 \%$

Entonces: Para levantar 2000 BPD a una altura de 1850 pies, en CSG de 9 7/8", la mejor opción es usar una bomba GN2100, con 41 etapas, 43 HP y cuya eficiencia será 64.3 %.

1.2.3.5 Cable

La energía eléctrica necesaria para el funcionamiento del motor electrosumergible es transmitida desde la caja de venteo a través de un cable eléctrico de potencia, que puede ser plano ó redondo de forma simple y/o con tubo capilar para la inyección de químicos dentro del pozo.

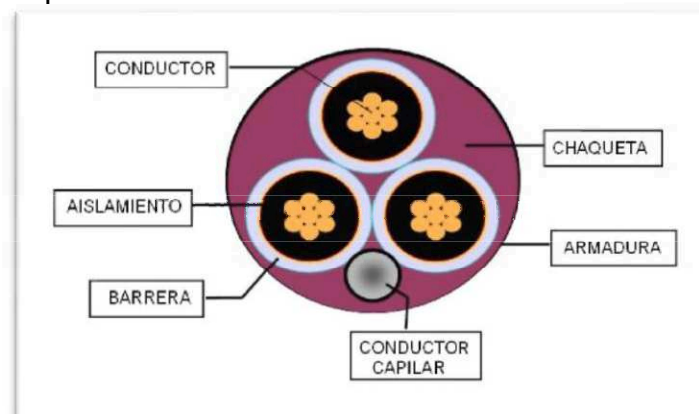
FIGURA 1.38 Cable de Potencia Trifásico A) Plano B) Redondo



FUENTE: MANUEAL REDA

Los componentes internos del cable eléctrico de potencia:

FIGURA 1.39 Componentes Internos del Cable de Potencia



FUENTE: MANUEAL REDA

Conductor:

El conductor interno del cable eléctrico de potencia, se fabrica de tres tipos: sólido, trenzado y compacto, el calibre mas utilizado en las instalaciones de bombeo electrosumergible es el AWG #2.

Aislamiento:

El aislamiento del conductor interno del cable eléctrico de potencia, se encuentra fabricado de:

- PPE ó P: Polipropileno/etileno
- E: E P D M (Etileno propileno dienemetileno)
- K: Poliamida (Kaptom)
- T: Cinta semi-conductora
- S: Especial

Barrera:

La barrera protectora del conductor interno del cable eléctrico de potencia, se encuentra fabricada de:

- TB-300: Cinta Trenzada de fluoruro de Polivinil (PVF o Tedlar)
- TB-400: Cinta trenzada de alta temperatura
- F: Fluoro polímero extruido (FEP)
- S: Fluoruro de Polivinildeno Extruido (PVDF o Solef)
- L : Plomo

Chaqueta:

La chaqueta de protección de la barrera en el cable eléctrico de potencia se encuentra fabricada de:

- PE: Polietileno de alta densidad (HDPE)
- O: Nitrilo (Compuesto de goma de nitrilo resistente al petróleo)
- E: EPDM (Compuesto de goma de EPDM)

Armadura:

Finalmente la armadura protectora del cable eléctrico de potencia se encuentra fabricada de:

- FP: Perfil de armadura plano
- HG: Acero galvanizado de película gruesa
- GG: Doble galvanizado (dos películas)
- SS: Acero inoxidable
- M: Monel
- G: Acero galvanizado

El espesor de la armadura puede variar desde 0,015 pulgadas a 0,034 pulgadas (0,38 mm. a 0,86 mm.).

Capacidad de Voltaje y Geometría del Cable

La capacidad de voltaje que el cable eléctrico de potencia puede operar se encuentra especificada por:

- Capacidad de voltaje en kV F.
- Configuración del cable plano R.
- Configuración del cable redondo

Cable Eléctrico de Extensión (Motor Lead Extensión-MLE)

El cable de extensión, es un segmento corto de cable de potencia que en uno de sus extremos posee un conector para la conexión al motor electrosumergible mientras que en el otro extremo se empalma al cable eléctrico de potencia que viene de la superficie, como se muestra en la figura.

FIGURA 1.40 a) Cable de extensión plano, b) Conector motor electrosumergible



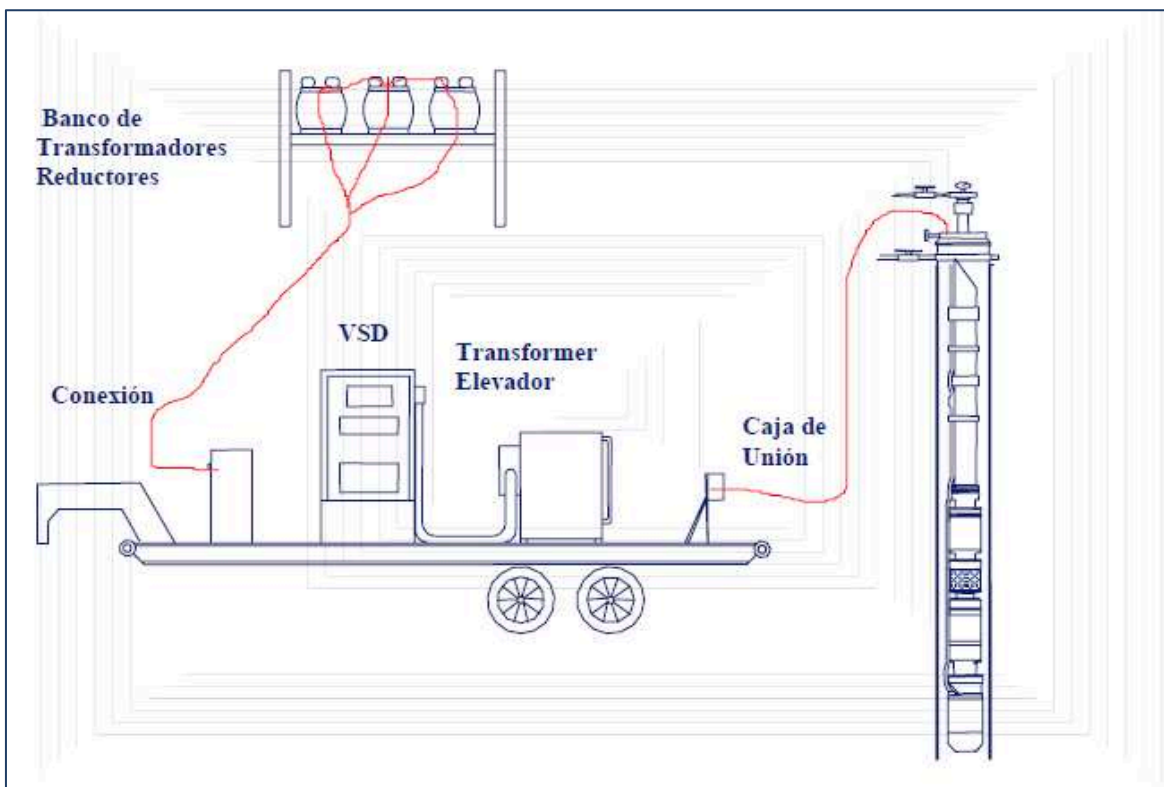
FUENTE: MANUAL REDA

1.2.4 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE SUPERFICIE

El equipo de superficie de un sistema de bombeo electrosumergible, proporciona la energía eléctrica al motor de fondo, permite proteger, controlar y monitorear el funcionamiento de todo el sistema, consta principalmente de:

- Cabezal del Pozo.
- Transformador.
- Variador de velocidad (VSD)
- Caja de Venteo.

FIGURA 1.41 Configuración del equipo de superficie del sistema BES.



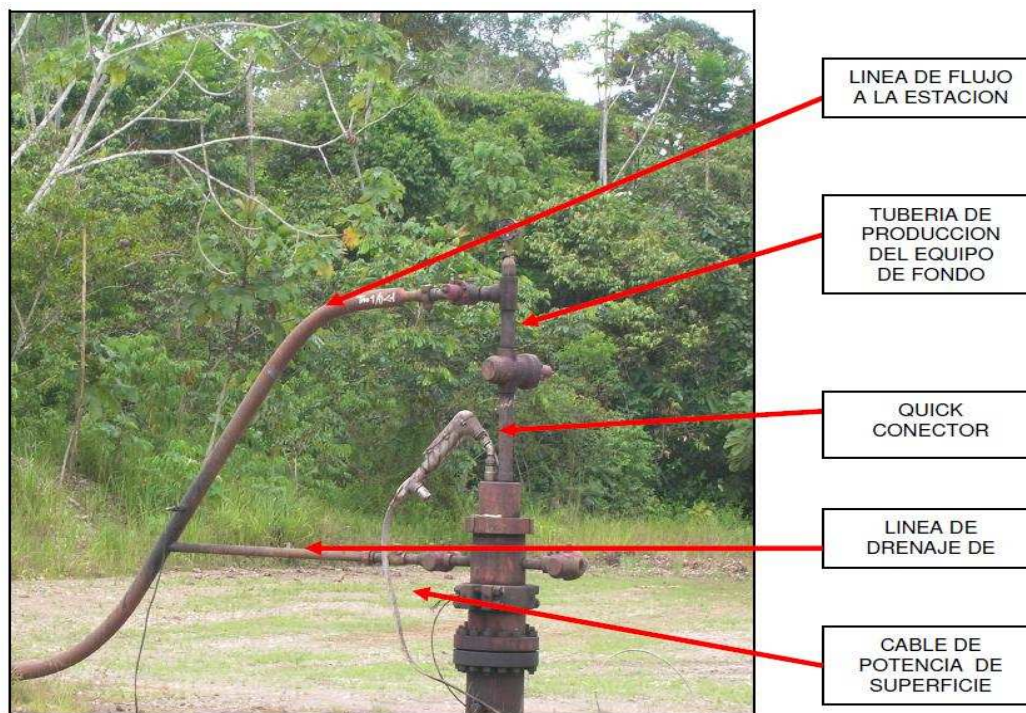
FUENTE: MANUAL REDA

1.2.4.1 Cabezal del Pozo

El cabezal del pozo es el equipo superficial que tiene la función de soportar el peso total del equipo de fondo incluyendo: Tubería de producción, cable de potencia, herramientas especiales, accesorios, etc. El cabezal de producción es diseñado de tal manera que el penetrador de superficie pase a través de él.

Provee las facilidades para instalar el cable de potencia con un sello, que proporciona hermeticidad y control de los fluidos del pozo; puede resistir presiones diferenciales de hasta 10000 psi.

FIGURA 1.42 Cabezal Pozo con Sistema BES



ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

Componentes del Cabezal de Producción

Dentro de lo principales componentes del cabezal de producción tenemos:

Válvula Viajera:

Instalada en el tope del medio árbol y su función es realizar trabajo, con la unidad de línea de acero (wireline) sin necesidad de parar el pozo. Esta aplicación se usa mucho cuando las bombas se taponean y se necesita hacer trabajos de limpieza con arominas, ácidos u otros químicos.

Válvula Maestra:

Su función es cerrar completamente el flujo del pozo a superficie.

Válvula Lateral:

Su función es cerrar parcialmente el flujo del pozo a superficie.

Estrangulador:

Es instalado en el tope de medio árbol y su función es controlar la abertura que se le tiene que dar a la producción. Dentro de la operación es muy importante porque con el estrangulador permite realizar alternativas de operación y resolver en forma temporal algunos casos operacionales, tales como:

- Reducir la aportación de arena.
- Realizar pruebas de verificación de rotación del equipo BES
- Reducir Cavitación
- Reducir aporte de agua.

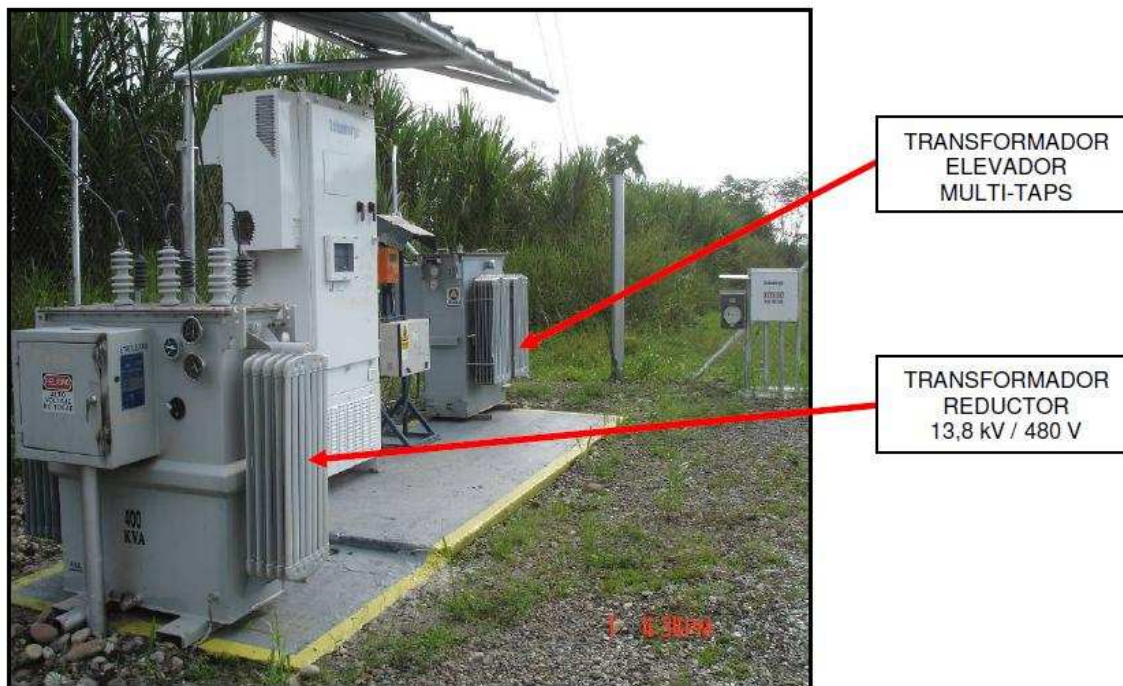
1.2.4.2 Transformador

La distribución de la energía eléctrica en los campos petroleros se realiza generalmente a voltajes intermedios, tal como 6,000 voltios o más. Debido a que el equipo BES funciona con voltajes entre 250 y 4000 voltios, se requiere la transformación del voltaje de distribución.

Los transformadores se proveen generalmente en una configuración de tres máquinas monofásicas o en una máquina trifásica. Estos transformadores son unidades llenas de aceite, auto-refrigerables y son poco comunes del punto de vista de que contienen un número considerable de derivaciones en el secundario que permiten un amplio rango de voltajes de salida. Este amplio rango de voltajes es necesario para poder ajustar el voltaje requerido en la superficie para una variedad de posibilidades de caídas de voltaje en el cable que ocurren debido a las diferentes profundidades en las cuales se instala el sistema BES.

Los transformadores pueden ser de una fase o de tres fases.

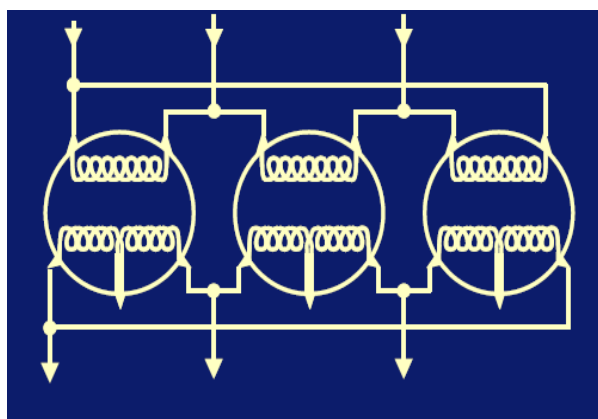
FIGURA 1.43 Transformadores de superficie del sistema BES..



FUENTE: Manual REDA

Normalmente cuando usamos transformadores de una fase para potencia de tres fases, se conectan tres transformadores individuales juntos.

FIGURA 1.44 Transformadores de una fase acoplados.



FUENTE: Manual REDA

1.2.4.3 Caja de Venteo

La caja de venteo o caja de conexiones tiene tres funciones principales:

Funciona como un punto de conexión entre el penetrador del cabezal, el cable "pigtail" y el cable de superficie permanente, permitiendo que los espacios internos de estos cables estén completamente sellados para prevenir la migración de gases desde el cabezal al cuarto de control.

Permite el acceso al sistema eléctrico del cabezal para pruebas de rutina y la localización de averías; así como facilitar un medio local de aislamiento fuera de línea.

Funciona como punto de desconexión del equipo del cabezal desde el sistema eléctrico de superficie durante una intervención o reparación del pozo.

General junto a la caja de venteo se ubica un registrador amperimétrico, el cual me permite registrar de forma gráfica la corriente del motor electrosumergible en cartas Amperimétricas.

1.2.4.4 Variador de Frecuencia (VSD)

Es un tablero de control de frecuencia fija, cuyas funciones son las siguientes:

- Proteger el equipo de subsuelo contra relámpagos.
- Elimina el uso de estranguladores en el sistema.
- Provee arranques suaves sin picos de corriente en el arranque.
- Protege el equipo de subsuelo contra tasa de bombeo máximo (achicamiento del pozo).
- Permite operación remota / automatización.
- Permite respuesta suave a cambios de torque.
- Suaviza la rampa aceleración en el arranque, reduce daños en la bomba, previene infiltración de arena, todo esto para aumentar la vida útil del sistema.
- Reduce tiempos de parada y mantenimiento.

FIGURA 1.45 Variador de frecuencia.



FUENTE: Manual REDA

En conclusión, el VSD es simplemente un dispositivo que toma corriente a una frecuencia fija para cambiarla a corriente de frecuencia variable y suministrarla al equipo de fondo.

NOTA: Al incrementar la frecuencia, también incrementa la velocidad del motor así como su capacidad de potencia.

El incremento de velocidad hace que la bomba genere más altura y caudal, y por lo tanto, la potencia al freno requerida para generar más altura y caudal también incrementa.

1.2.5 APLICACIÓN DEL SISTEMA BES

Es posible la aplicación de Bombeo Electro sumergible en pozos que se encuentren bajo las siguientes condiciones:

- Altas tasas de producción (Q), alto índice de productividad (IP), baja presión de fondo (Pwf),
- Alta relación agua – petróleo y baja relación gas – petróleo (RGP).
- En caso de alta RGP, se puede emplear este método utilizando un separador de gas.

1.2.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA APLICACIÓN DE BES

La aplicación del método de levantamiento artificial BES en los campos de producción de crudos presenta ventajas y desventajas de acuerdo a su comportamiento en los pozos:

a) Ventajas

1. Capacidad para levantar alta tasa de producción de hasta 18000 BPD.
2. Posee un amplio rango de caudal de aplicación, entre 200 y 18000 BPD.
3. Alta capacidad para manejar crudos liviano 40 °API y pesados 9 °API con viscosidades de crudo hasta 5000cp a condición del fondo.
4. Puede ser instalado en altas profundidades (12000 pies) y resiste alta temperatura del fondo (350 °F).
5. Puede instalarse en pozos desviados y horizontales.
6. Largo periodo de vida útil (Promedio tres años) y bajo gasto por mantenimiento.
7. Capacidad para manejo de cualquier tipo de fluido con los accesorios adecuados.
8. Es aplicable en pozo con baja presión de fondo (P_{wf}).
9. Es uno de los métodos de levantamiento artificial más automatizable

b) Desventajas

1. Baja capacidad para manejar gas libre (Máximo 15% de gas libre dentro la bomba)
2. Limitación en pozos con producción de materiales sólidos.
3. Equipo muy costoso, y genera alto gasto de inversión inicial.
4. Alto gasto por consumo de energía eléctrica.
5. Limitación a instalarse a profundidad mayor que 15000 pies por el costo del cable y la dificultad de suministrar suficiente potencia en el fondo del pozo.

CAPITULO 2

ANÁLISIS TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DEL ÁREA SHUSHUFINDI

2.1 INTRODUCCION.

En este capítulo, se seleccionan los pozos con sistema de bombeo electrosumergible, en base a varias consideraciones técnicas, los cuales son sometidos al análisis nodal en el Capítulo 3 para seleccionar los pozos con alto potencial y optimizar el sistema de bombeo electrosumergible en el Capítulo 4, logrando así el objetivo de incrementar la producción del Área Shushufindi.

2.2 CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS.

Para la selección de los pozos, es necesario hacer un análisis técnico tomando en cuenta varios aspectos. Uno de los aspectos más importantes es la disponibilidad de datos actualizados y confiables, que permitan realizar un estudio completo, seguro, confiable, acertado y con un margen mínimo de error.

Es necesario también entender varios conceptos básicos de ingeniería y hacer un breve repaso de los términos y fórmulas básicas relacionadas con las aplicaciones del bombeo electrosumergible.

2.2.1 DENSIDAD (ρ)

Densidad es la masa de una sustancia por unidad de volumen. Podemos tomar como referencia La densidad del agua que es 62.4 lb/ft^3 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 comprimirá el líquido aumentando su densidad.

2.2.2 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. La gravedad específica del petróleo se puede calcular de la siguiente forma:

$$\gamma_o = \left(\frac{\rho_L}{\rho_W} \right)_{P_{sc}, T_{sc}} \quad 2.1$$

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

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ\text{API}} \quad 2.2$$

2.2.3 GRADIENTE DE PRESIÓN.

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

$$\text{Gradiente (psi/ft)} = \text{S.G.} * 0.433 \text{ psi/ft} \quad 2.3$$

2.2.4 CORTE DE AGUA (W.C.)

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 flujo 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.

2.2.5 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.

El conocimiento de esta presión es importante 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. Sin embargo, muchos de los pozos en levantamiento artificial presentan bajas presiones y en muchos casos la presión del pozo se encuentra por debajo de la presión del punto de burbuja.

2.2.6 RELACIÓN GAS-ACEITE (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.

$$\text{Prod GOR} = \frac{q_s \text{ (Volume of gas produced)}}{q_o \text{ (Volume of oil produced)}} \frac{\text{scf}}{\text{stb}} @\text{STP} \quad \mathbf{2.4}$$

2.2.7 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO (B_o)

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:

$$B_o = \frac{\text{Volumen del petróleo + gas en solución a cierta } P, T \left(\frac{\text{bbl}}{\text{stb}} \right)}{\text{Volumen del petróleo en la superficie}} @ P \leq P_b \quad \mathbf{2.5}$$

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

2.2.8 FLUJO DE FLUIDO (Q).

Ya que se considera que la mayoría de los líquidos son incompresibles, hay una relación definida entre la cantidad del líquido que fluye en un conducto y la velocidad del flujo. Esta relación se expresa:

$$Q = AV \quad \mathbf{2.6}$$

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).

2.2.9 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.

2.3 POZOS CON SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE SELECCIONADOS

Para seleccionar los pozos para la optimización, se realiza un estudio detallado en campo sobre todos los trabajos de reacondicionamiento que se han realizado a cada pozo del Área Shushufindi, desde 1972 hasta el 30 de noviembre del 2011. Se clasifica y divide los pozos que se encuentran produciendo, los que se encuentran cerrados, así como aquellos que se encuentran abandonados. De los pozos que están produciendo se determina el tipo de levantamiento artificial que posee cada pozo, así como también su producción diaria de petróleo y de agua. Se realiza la recopilación de la información petrofísica (Estudio de Geociencias) de cada pozo y se la incluye en la matriz de producción/forecast. Se analiza los reportes semanales de las bombas electrosumergibles de las empresas SCHLUMBERGER y BAKER-CENTRILIFT, para determinar los parámetros de producción y operación, se revisa que los estados mecánicos de los pozos estén actualizados, para que no haya discordancia de información, además se revisan las pruebas de restauración de presión (B'UP) disponibles, cuyos resultados de las interpretaciones se detallan en la matriz de B'UP (Anexo 4).

2.3.1. DISPONIBILIDAD DE DATOS CONFIABLES

Se han seleccionado 14 pozos del Área Shushufindi para realizar el análisis nodal y optimizar su producción mediante el diseño o el rediseño de equipos BES dependiendo de los resultados del análisis nodal que se realice a cada pozo.

La selección se realiza tomando en cuenta la disponibilidad de pruebas de B'UP actualizadas, se selecciona pozos cuyas pruebas de restauración de presión sean de los años 2009, 2010 y 2011, cuyos resultados se pueden considerar como confiables.

En la tabla 2.1, se muestran los pozos seleccionados para el estudio.

TABLA 2.1. Pozos seleccionados en el Área Shushufindi.

#	POZO	ARENA PRODUCTORA	ESTADO	AREA	CAMPO
1	AGU-09	Us	PRODUCTOR	SHUSHUFINDI	AGUARICO
2	AGU-10	U	PRODUCTOR	SHUSHUFINDI	AGUARICO
3	DRN-01	Ui	PRODUCTOR	SHUSHUFINDI	DRAGO NORTE
4	DRE-08D	Ti	PRODUCTOR	SHUSHUFINDI	DRAGO ESTE
5	SSFD-10BD	Ui	PRODUCTOR	SHUSHUFINDI	SHUSHUFINDI CENTRAL
6	SSFD-63	U	PRODUCTOR	SHUSHUFINDI	SHUSHUFINDI NORTE
7	SSFD-90	T	PRODUCTOR	SHUSHUFINDI	SHUSHUFINDI CENTRAL
8	SSFD-91	U	PRODUCTOR	SHUSHUFINDI	SHUSHUFINDI SUR
9	SSFD-101	Us	PRODUCTOR	SHUSHUFINDI	SHUSHUFINDI OESTE
10	SSFD-104D	Ti	PRODUCTOR	SHUSHUFINDI	SHUSHUFINDI SUR
11	SSFD-106D	Ti	PRODUCTOR	SHUSHUFINDI	SHUSHUFINDI CENTRAL
12	SSFD-109D	Ui	PRODUCTOR	SHUSHUFINDI	SHUSHUFINDI NORTE
13	SSFD-110D	Ui	PRODUCTOR	SHUSHUFINDI	SHUSHUFINDI CENTRAL
14	SSFD-119	Ti	PRODUCTOR	SHUSHUFINDI	SHUSHUFINDI CENTRAL

FUENTE: Ing. Shushufindi E.P-Petroecuador

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

2.3.2. PRUEBAS DE RESTAURACION DE PRESION (B'UP) Y REPORTES DE BOMBAS

Los resultados de la interpretación de estas pruebas son de vital importancia para el desarrollo del análisis nodal.

La Tabla 2.2, indica los resultados de las interpretaciones de los últimos trabajos de B'UP de los pozos seleccionados en el Área Shushufindi, se indica los datos de presiones durante el cierre, la permeabilidad, el daño de formación, la eficiencia de flujo, el índice de productividad y la caída de presión generada por el daño frente a la cara de la formación. En el Anexo 5 se indica los resultados de Build Up de todos los pozos del área Shushufindi.

Tabla 2.2 PRUEBAS DE B'UP DE LOS POZOS SELECCIONADOS.

POZO	FECHA	ZONA	RESULTADOS DE LA INTERPRETACION											PRUEBA DE B'UP				INTERVALOS EVALUADOS			
			Pr	Pwf	Pb	K	Dps	IPa	IP ideal	EF	Qmáx	DAÑO (total)	Qt	BSW	Oo	Qw	API	DE	HASTA	TOTAL	TOTAL PERFORADO
			psi	psi	psi	md	psi	b/d/psi	b/d/psi	b/d/psi	b/d/psi	%	b/d	b/d	b/d	°	pies	pies	pies	pies	
AGU-09	31-ago-10	Us	3157	1961	860	240.2	1043	0.8428		0.43	2337	52	1008	64	363	645	28	9120	9130	10	10
	25-may-05	Us	3322	2464	1140	1484	696	1.12	5.9	0.18	3071	>20	960	32	653	307	27	9120	9130	10	10
	12-jun-11	U	3064	1778	1010	32	1642	0.21	0.195	0.67	575	29	394	28	276	118	27.2	9142	9146	4	4
AGU-10	09-ago-07	U	3284	1864	1010	213	591	0.71	1.22	0.58	1943	2.50	1008	45	554	454	25	9166	9180	14	14
	03-dic-05	T	3046	1389	1053	75.0		0.261	0.465	0.56	711	12.52	432	32	294	138	23	9371	9385	14	14
DRG-N1	29-may-11	UI	1921	1284	1010	309		0.58		0.73	661	10	680	34	417	263	27	9476	9494	18	18
	22-mar-09	UI	2848	2419	1010	300	429	3.6	6.2	0.58	8440	5.5	1560	80	1435	125	27	9476	9494	18	18
	17-mar-09	TI	2854	1914	1053	4.1	-360	0.92	0.66	1.39	2110	-1.9	864	42	501	363	30	9690	9696	6	18
DRG-E8D	13-mar-09	HS	4183	2729	550	142	574	0.89	1.47	0.6	3442	5	1296	35	842	454	28	9854	9866	12	12
	07-oct-10	Ti	2665	2210	600	43.3	114.9	3.15	-	-	7556	-2.7	1434	-	-	-	-	10263	10274	11	11
SSF-10BD	07-dic-10	Ui	1769	1508	1010	259	150	2.1889	0.22	0.22	2937	14	672	43	383	289	28	9201	9230	29	29
																		9186	9194	8	8
SSF-63	23-may-09	U	1378	1233	1010	230	52	3.3	5.16	0.63	2188	20	480	24	365	115	26	9014	9016	2	2
																		9023	9028	5	5
																		9035	9038	3	3
																		9048	9080	32	32
																		9090	9110	20	20
	09-ago-04	U	1422	1233	987	370	124	2.28	2.42	0.496	2537	8.3	600	0.6	596	4	24.9	9014	9016	2	2
																		9023	9028	5	5
																		9035	9038	3	3
																		9048	9080	32	32
																		9090	9110	20	20
15-feb-02	T	2097	1846	1053	92	64	2.48	3.32	0.746	4046	2.81	624	70	187	437	31	9274	9282	8	8	
																	9292	9301	9	9	
04-sep-98	T	2095	2649	1010	263		2.24	5.5	0.57	9694	8	1272	79	268	1004	30.5	9274	9282	8	8	
																	9292	9301	9	9	
19-sep-98	T	2627	2173	1010	289	184	4.42	7.75	0.47	5130	7.52	2040	65	714	1326	30.5	9274	9282	8	8	
																	9292	9301	9	9	

Continuación de la Tabla 2.2

POZO	FECHA	ZONA	RESULTADOS DE LA INTERPRETACION											PRUEBA DE B'UP					INTERVALOS EVALUADOS			
			Pr	Pwf	Pb	K	Dp's	IPa	IP ideal	EF	Qmáx	DAÑO (total)	Qt	BSW	Qo	Qw	API	DE	HASTA	TOTAL	TOTAL PERFORADO	
			psi	psi	psi	md	psi	b/d/psi	b/d/psi				b/d	%	b/d	b/d	o	pies	pies	pies	pies	
SSF-63																		9308	9321	13		
	27-feb-98	T	2592	2094	1010	225		3.87	4.19	0.92	8252	7.8	1954	60	782	1172	30.5	9274	9282	8		
																		9292	9301	9	22	
SSF-74	23-abr-10	T	2259	1837	1053	448	341	1.92		0.41		36.3	1152	87	153	999	26	9282	9302	20	30	
																		9310	9320	10		
	06-abr-02	T	2352	1715	1053	410	287	3.07	8.43	0.364	5226	16.5	1392	76	334	1058	31	9282	9302	20	30	
																		9310	9320	10		
	13-ene-01	T	2207	2062	1010	224	6.17	7.253	7.507	0.958	18231	0.6	1320	60	528	792	31	9282	9302	20	30	
SSF-90	28-jun-97	U	2524	1856	1010	168		1.65	5.12		3418	4	1102	41	650	452	28	9051	9055	4	16	
	26-feb-97	T	2641	2323	1119	335	128	5.8			12203	7.5	1471	56	648	823	31	9059	9061	2		
																		9074	9084	10		
	10-jun-10	Ti	2413	1701	1053	200	628	1.104			2147	14	813	36	520	293	32	9240	9250	10	10	
SSF-91	26-dic-96	Us+i	1894	1362	1010	494	269	1.56	3.21	0.49	2172	8.47	816	40	490	326	29	9114	9120	6		
																		9132	9140	8	45	
	19-mar-10	U	2287	1685	1010	221	296	0.48	0.63	0.76	955	>20	650	51	319	331	28	8912	8924	12		
																		8930	8934	4	24	
	22-feb-05	US	2459	1661	1010	148	347	1.097	1.113		2238	5.32	888	1.4	876	12	31	8940	8948	8		
																		8912	8924	12	24	
	14-sep-00	T	2161	1893	1053	246	220	5.5	29	0.28		16.3	1488	73	402	1086	30	9180	9210	30	30	
	14-ago-99	T	2352	2065	1053	626		5.85	7.56	0.77	10985	21	1680	65	588	1092	20.4	8930	8934	4	30	
	01-oct-10	T	2215	1947	1053	1230	108.6					9.87	1080	78	238	842	32	8940	8948	8	12	
	13-feb-08	G2	3267	2598	1140	580	201	1.50	2.15	0.69	4012	5.5	1008	74	262	746	22	9130	9142	12	12	
SSF-101	23-ene-04	Ui	3157	1997	1053	793		0.662			1683	9.94	768	0.28	553	215	17	9246	9254	8	8	
	25-feb-03	G-2	3146	1935	1140	485	720	1.1	2.68	0.4	2905	9.2	1320	35	858	462	23	8390	8420	30	42	
	05-mar-01	U+T	2818	2334	1053	103	230	2.12	8.38	0.494	6960	1.7	1026	72	287	739	24	9130	9142	12		
																		9496	9508	12	26	
	12-sep-99	U	2799	1321	1010	112		0.41	0.95	0.43	969	3.1	627	16	527	100	23	9222	9240	18	18	
08-abr-99	T	2794	2225	1053	322		2.48	3.24	0.76	58.04	3	1442	76	361	1081	29	9496	9508	12	12		

Continuación de la Tabla 2.2

POZO	FECHA	ZONA	RESULTADOS DE LA INTERPRETACION										PRUEBA DE B'UP					INTERVALOS EVALUADOS			
			Pr	Pwf	Pb	K	Dp's	IPa	IP ideal	EF	Qmáx	DAÑO (total)	Qt	BSW	Qo	Qw	API	DE	HASTA	TOTAL	TOTAL PERFORADO
			psi	psi	psi	md	psi	b/d/psi	b/d/psi	b/d/psi	b/d/psi	S	b/d	%	b/d	b/d	o	pies	pies	pies	pies
SSF-101	11-dic-00	Ui	3442	2889	1010	161.1	552	1.551	1.36	1.089	3485	-2.86	600	48	312	288	16	9224	9238	14	14
	16-dic-09	Ti	2460	1685	1053	533	501	0.5	0.87	0.57	987	20	668	56	298	370	32	9569	9582	13	22
SSF-104D	02-jul-08	Ti	2627	2029	1050	344	339	2.85	6.57	0.43	5951	10	1704	7	1585	119	33	9569	9582	13	22
	07-jun-09	Ti	2144	1598	1053	95	107	0.69	0.83	0.83	1369	1.4	480	65.6	165	315	34.2	9674	9682	8	8
SSF-106D	12-sep-08	Ti	2519	1867	1053	210	29	2.13	2.23	0.95	3800	4.6	1392	24	1058	334	34.2	9674	9682	8	8
	10-sep-06	Ui	2478	1480	1010	358	613	0.96	2.4			13.1	797	0.17	781	13	22.4	9396	9406	10	10
	26-ene-10	Ui	1336	1145	1010	407	141	2.76	10.56	0.26	2447	20	528	66	179	348	27	10120	10126	6	45
SSF-109D	23-ene-10	Ti	2200	1750	1053	138	365	1.28	6.77	0.2	2214	20	576	81	110	466	31	10374	10414	40	40
	20-nov-08	Ui	1444	1324	1010	940	63	10.15	27.4	0.37	9187	14	1015	6	954	61	28	10120	10126	6	45
	15-nov-08	Ui	REALIZAN 2 CORRIDAS SIN ÉXITO: LA 1ERA DEL 05 AL 10 NOV 2008 Y LA 2DA DEL 10 AL 15 NOV 2008.																		
SSF-110D	21-abr-06	Ti	2289	1987	1053	300	165	2.9	6.5	0.45	5349	>10	888	25	666	222	34	10374	10414	40	80
	02-ago-09	Ui	1926	1357	1010	162	194	1.47	2.24	0.66	1918	38	840	77	193	647	29.0	9769	9775	6	19
	29-jul-07	Ui	1858	1322	1891	49	48.89	0.879	0.962		1331	-0.1	480	32	326	154	27.5	9769	9775	6	19
SSF-119D	06-jul-06	Ui	2008	1463	1010	275	308	0.88	2.03	0.43	1371	13	480	40	288	192	27	9799	9811	12	20
	15-nov-09	Ti	2497	2270	1053	410	42	6.34	7.78	0.81	12497	1.9	1440	21	1138	302	31.0	9821	9829	8	16
																		9797	9803	6	16

FUENTE: DEPARTAMENTO DE ING. DE PETRÓLEOS SHUSHUFINDI.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

2.3.3 REPORTE SEMANAL DE LOS EQUIPOS ELECTROSUMERGIBLES

En el reporte se encuentra la información detallada de los equipos BES que están operando en cada pozo, aquí podemos ver el tipo de bomba de cada pozo, el número de etapas, la fecha de arranque del equipo, su rango de operación, las condiciones actuales de trabajo (frecuencia, amperajes, voltajes), las especificaciones mecánicas y eléctricas de cada componente del equipo BES, datos de producción, lecturas de presiones en el fondo, temperaturas de Intake y del motor, químicos inyectados para el control de corrosión y escala, entre otros.

Los reportes semanales de los equipos BES emitidos por los técnicos de las compañías SCHLUMBERGER y BAKER-CENTRILIFT se detallan en las Tablas 2.3, 2.4, 2.4, 2.5 y 2.6.

2.3.4 DIAGRAMAS MECÁNICOS ACTUALES DE LOS POZOS

Los diagramas mecánicos indican el estado actual de los pozos, la configuración de las distintas tuberías de revestimiento del pozo (CSG), sus especificaciones técnicas, diámetros, profundidades de asentamiento de los zapatos guía, desviación del pozo, intervalos perforados, topes de cemento, obstrucciones existentes, configuraciones del BHA de producción, tubería de producción (TBG), descripción del equipo electrosumergible, profundidad de asentamiento de la bomba, entre otros.

Es importante que la información de los diagramas mecánicos de los pozos sea actualizada y confiable, una información errada podría ocasionar pérdidas considerables al momento de intervenir el pozo.

Los diagramas mecánicos de los pozos seleccionados están detallados en el Anexo 3.

Continuación de la Tabla 2.3

POZO	Run Life		Placa de Bomba			Rango Operación		Configuración Equipo BES				Prueba de Producción						Lecturas del Sensor PHOENIX									
	FECHA RUN	RUN días	Tipo	Bomba		min BPPD	max BPPD	Separador de Gas	AGH	Protector	ARENA	Pb	Prueba Anterior	Fecha	BPPD	BPPD	BSW %	API grados	GOR (ft3/bbl)	Pc psf	PI psf	Ps psf	Pd	Ti	Tm		
				Etapas	Hz																					Pi psf	Ps psf
91-SCADA	31-mar-10	586	GN 1300 (2)	131	59	787	1770	GRS-ES-LT-RA	N/A	LSBPB-BPBSL	U	1010	958	20-Oct-2011	918	330	64.0	27.6	93	100	1275	N/A	N/A	216	251		
94-SCADA	09-sep-09	789	GN-4000	222	58	3040	4560	GRS-ES-LT-RA	N/A	LSLSL-BPBSL	Us+H	1010	3899	5-Nov-2011	3786	531	86.0	16.2	275	95	1617	N/A	3795	217.4	258		
96H-SCADA	25-jun-10	500	D750N (3)	471	56	400	1000	RF-RA	D5-21	LSBPBSL MAXI	Us	1010	707	30-Oct-2011	741	622	16.0	25.3	214	50	769	N/A	N/A	218	257		
101	11-oct-10	392	DNT750(2)	231		1060	1811	DRS-RLOY	N/A	LSBPB-BPBSL	T	1053	1263	1-Nov-2011	1226	86	93.0	25.4	1410	50	1888	N/A	3282	220	274		
102 H	27-nov-07	1441	D725N	332	60	350	925	RF-ARZ-RA	N/A	LSBPBSL	U+H	1010	644	27-Oct-2011	644	522	19.0	27.0	249	40	885				SIN DATO DE SENSOR		
107D	08-may-08	1278	D475N(2)	336	56	187	583	RF-RA	D5-21	LSLSL-BPBSL	BT		306	16-Oct-2011	279	243	13.0	21.7	-	10					SIN DATO DE SENSOR		
109D	20-sep-10	413	DNT100(2)	309	61	590	1328	RF-ARZ-RA	N/A	LSLSL-BPBSL	UI	1010	1020	1-Nov-2011	958	747	22.0	28.0	264	80	1089	2788	1719	223	266.9		
110D	19-abr-11	202	D475N(3)	420	50	167	521	DRS-RA	N/A	LSBPB-SL	UI	1010	850	5-Nov-2011	1111	389	65.0	29.3	301	35	909	N/A	N/A	213	239.6		
127D	08-may-11		GN2100	144	53	1540	2520	RF 540 RLOY	N/A	LSBPB-BPBSL	UI	1010														EN ESPERA DE WORKOVER	
128	21-may-11	170	GN 1600 (1)	105	63	933	2000	GRS-ES-LT-RA	N/A	LSBPB-BPBSL	UI	1010	1492	29-Oct-2011	1436	1034	28.0	17.8	119	75	1917	N/A	N/A	216	295		
129D	14-feb-11		DNT750(3)	179	58	1160	1891	RF-ARZ-RA	N/A	LSBPB-BPBSL	Ti	1053														EN ESPERA DE WORKOVER	
132 Ui	16-ago-11	83	DNT800 (3)	356	55	1100	2200	GRS-ES-LT-RA	N/A	LSBPB-BPBSL	UI	1010	1607	6-Nov-2011	1037	788	24.0	17.1	117	140	1738		3173	226	308		
132 Ti	16-ago-11	83	SN2600(1)	153	45	1200	2400	ARZ-RLOY	N/A	LSBPB-BPBSL	Ti	1053	1682	7-Oct-2011	1885	113	94.0	22.3	85	70	1686		3701	220	248		
140D	20-ago-11	79	D460(2)	253	53			RF-ARZ-RA	D5-21	LSBPB-BPBSL	UI	1010														EN ESPERA DE WORKOVER	
164 D	29-dic-10	313	GN 1300 (2)	131	57	760	1710	INTAKE	N/A	LSBPB-BPBSL	UI	1010	257	28-Oct-2011	300	183	39.0	20.6	249	110	1141					SIN DATO DE SENSOR	
AG 03-SCADA	16-abr-09	935	DNT750(3)	364	60	1200	2050	DRS-RA	N/A	LSLSL-BPBSL	U	1010	1414	6-Nov-2011	1531	704	54.0	24.6	239	136	1570					SIN DATO DE SENSOR	
AG 09	26-ago-11	73	DNT100	362	53	510	1148	DRS-RA	N/A	LSBPB-SL																OFF COLCHON DE AGUA	
AG 11D																											EVALUANDO CON MITU
DRG EST 1	17-oct-11	21	DNT100(2)	270	57	600	1260	RF-RA	N/A	LSBPB-BPBSL	UI	420	804	5-Oct-2011	802	577	28.0	22.0	215							SIN DATO DE SENSOR	
DRG EST 8	25-may-10	527	GN 1600 (1)	106	51	783	1884	RF-RA	N/A	LSBPB-BPBSL	Ti	600	1083	5-Nov-2011	1007	463	54.0	28.1	307	90	1935					SIN DATO DE SENSOR	
DRG EST 9D	05-oct-11	33	GN 2100 (2)	220	51	1200	1950	GRS-RLOY	N/A	LSBPB-BPBSL	Ti	600	1743	6-Nov-2011	1705	1569	8.0	31.2	249	40	1837		2316	219	268		
DRG ESTE 12D	06-sep-10	427	GN 1600 (1)	102	62	983	2114	GRS-RLOY	N/A	LSLSL-BPBSL	Ti	600	1779	22-Oct-2011	1719	1324	23.0	28.1	361	100	1734		2551	220	292		
DRG NORT 1	18-jul-11	112	DNT100(3)	435	57	1100	1879	RF-ARZ-RA	N/A	LSLSL-BPBSL	UI	420	961	3-Nov-2011	963	953	1.0	25.3	356	40	806		2191	221	249		
DRG NORTE 11D	23-nov-10	349	DN 1100(2)	361	60	580	1305	RF-ARZ-RA	N/A	LSBPB-BPBSL	UI	420	878	6-Nov-2011	841	840	0.1	24.9	287	40	1113	N/A	N/A	221	293		
DRG NORTE 20	10-ago-10		DN 1100(2)	234	56	560	1260	GRS-RLOY	N/A	LSBPB-BPBSL	UI	420															EN ESPERA DE WORKOVER
DRG 10 D	18-jul-10																										EN ESPERA DE WORKOVER

RUN LIFE 562
PROMEDIO

FUENTE: DEPARTAMENTO DE ING. DE PETRÓLEOS SHUSHUFINDI.
ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Tabla 2.4 REPORTE SEMANAL BOMBAS BAKER-CENTRILIFT

POZO	FECHA INST.	RUN LIFE	BOMBA		RANGO OPERATIVO		FREC.	DATOS DE PRODUCCIÓN										PRESIONES (P S I)			TEMPERATURA (F)			INYECCIÓN QUÍMICA*		
			ETAPA S	TIPO	MIN	MAX		AREN A	FECHA	BFP D	%SS W	BPP D	BAP D	T°Fond o	API @60F	GOR	FOND O	Pb	CABEZA	MOTOR	INTK	LINEA	CAPLR	RECIR C		
SSF	9	09-jun-09	874	226	P	12X	700	1600	61,0	Ts	29-oct-11	1049	60%	420	629	220	22,6	212	1604	1053	40	233	218	N/Y	1,5 AE	N/Y
SSF	14	05-oct-10	391	293	P	8X	400	1200	51,0	U	28-oct-11	616	2%	604	12	218	25,0	142	917	1010	60	227	220	N/Y	0,06 AE	N/Y
SSF	17	12-jul-09	841	226	P	12X	700	1600	60,0	T	18-oct-11	1385	82%	249	1136	220	27,5	111	2005	1053	180	212	216	N/Y	1,50 AE	2,0 ACR
SSF	19	18-oct-11	13	360	P	8X	400	1200	48,0	U+T	28-oct-11	661	78%	145	516	218	30,8	N/R	891	1053	15	224	222	1,0 DMO	1,00 AE	N/Y
SSF	23	26-may-11	158	291	P	35X	2012	3773	58,0	Ts+Ti	23-oct-11	3348	84%	536	2812	221	24,1	274	1667	1053	175	214	220	N/Y	4,00 ACR	3,33 AE
SSF	26	27-nov-09	703	208	P	12X	700	1600	58,0	Ts+Ti	28-oct-11	897	82%	161	736	220	31,0	127	2014	1053	100	233	219	N/Y	2,0 AE	N/Y
SSF	28	29-mar-09	946	279	P	30X	1509	3207	60,0	U+T	24-oct-11	1999	64%	720	1279	220	27,4	206	1113	1053	140	219	216	N/Y	4,0 ACR	N/Y
SSF	36	24-feb-04	2806	248	F	925	700	1150	62,5	U	28-oct-11	758	18%	622	136	210	23,4	157	N/R	1010	50	N/A	N/A	N/Y	N/Y	N/Y
SSF	42B	26-sep-07	1496	252	P	12X	700	1600	62,0	Ts	28-oct-11	1294	78%	285	1009	215	30,6	169	1121	1053	60	242	219	N/Y	0,75 AE	2,0 ACR
SSF	52B	30-nov-08	1065	269	P	11X	600	1400	60,0	BT	17-oct-11	405	50%	203	203	215	23,3	N/R	591	1052	12	243	210	2,0 DMO	0,25 AE	N/Y
SSF	53	26-jun-11	127	293	P	8X	400	1200	53,0	U	20-oct-11	599	65%	210	389	218	23,6	82	994	1010	110	250	229	1,0 DMO	0,30 AE	N/Y
SSF	54	31-dic-09	669	294	P	6X	250	900	52,0	BT	25-oct-11	283	16%	238	45	210	28,0	102	463	1000	115	229	211	N/Y	0,30 AE	N/Y
SSF	59	13-ene-09	1021	342	F	450	200	625	50,5	G2	25-oct-11	222	6%	209	13	220	31,4	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/Y	0,05 AE	N/Y
SSF	68	19-mar-10	591	122	P	47X	1500	5900	60,0	Ts	28-oct-11	4233	86%	593	3640	220	24,5	313	N/R	1053	260	N/R	N/R	N/Y	4,5 AE	8,0 ACR
SSF	69	06-ene-06	2124	297	F	120	900	1550	60,0	U	29-oct-11	752	75%	188	564	220	17,6	124	N/R	1050	PEND	N/R	N/R	1,0 DMO	1,00 AE	N/Y
SSF	73	30-abr-10	549	172	P	23X	750	2900	58,0	U	29-oct-11	2326	65%	814	1512	220	28,0	135	982	1010	175	245	219	N/Y	1,00 AE	N/Y
SSF	74	18-sep-11	43	170	P	62X	2000	7700	54,0	T	25-oct-11	3927	88%	471	3456	220	26,0	390	1421	1053	340	257	223	N/Y	5,50 AE	N/Y
SSF	75	07-jun-06	1972	175	F	220	1500	2800	65,0	T	29-oct-11	1946	80%	389	1557	220	28,3	118	1886	1053	185	243	218	N/Y	1,75 AE	N/Y
SSF	76	23-dic-10	312	144	P	47X	1500	5900	60,0	T	25-oct-11	3868	82%	696	3172	218	28,4	201	989	1053	285	249	230	N/Y	3,00 AE	6,0 ACR
SSF	78	08-mar-09	967	246	P	8X	400	1200	57,0	U	26-oct-11	502	24%	382	120	210	25,4	89	568	1010	40	268	215	1,0 DMO	0,1 AE	N/Y
SSF	84	19-dic-10	316	293	P	8X	400	1200	49,0	U	20-oct-11	295	16%	248	47	217	44,2	81	704	1010	S/IM	225	217	N/Y	0,1 AE	N/Y
SSF	86	11-oct-11	20	360	P	8X	400	1200	53,0	U	28-sep-11	827	70%	248	579	217	24,0	144	1209	1010	60	250	222	2,0 DMO	0,75 AE	N/Y
SSF	87	05-sep-11	56	172	P	23X	750	2900	53,0	T	29-oct-11	1000	75%	250	750	218	28,6	150	1700	1053	50	202	226	N/Y	1,33 AE	1,0 ACR

Continuación de la Tabla 2.4

POZO	FECHA INST.	RUN LIFE	BOMBA		RANGO OPERATIVO		FREC.	DATOS DE PRODUCCIÓN										PRESIONES (P S I)			TEMPERATURA (F)			INYECCIÓN QUÍMICA*		
			ETAPAS	TIPO	MIN	MAX		AREN A	FECHA	BFP D	%BS W	BPP D	BAP D	T°Fond o	API @60F	GO R	FOND O	Pb	CABEZA	MOTOR	INTK	LINEA	CAPLR	RECIR C		
SSF	17-sep-09	774	206	P 12X	700	1600	58,0	T	28-oct-11	1254	76%	301	953	220	30,4	143	1462	1053	N/R	245	225	1,0 DMO	1,0AE	N/Y		
SSF	01-jul-10	487	293	P 6X	250	900	55,0	U	20-oct-11	409	27%	299	110	216	26,6	71	N/R	1010	55	N/R	N/R	N/Y	0,20 ACR	1,00 ACR		
SSF	16-jun-10	502	256	P 8X	400	1200	50,0	T	19-oct-11	787	91%	71	716	210	28,3	256	1656	1053	40	240	221	N/Y	4,0 AE	N/Y		
SSF	05-abr-10	574	170	P 62X	2000	7700	59,0	Ts+Ti	28-oct-11	5347	88%	642	4705	220	30,2	529	1357	1053	260	242	219	N/Y	5,33 AE	0,0 ACR		
SSF	26-ene-09	1008	121	P 21X	1257	2264	61,5	Ti	25-oct-11	1537	60%	615	922	247	28,9	194	1008	1053	80	253	224	N/Y	0,75 AE	N/Y		
SSF	12-jun-10	506	330	P 12X	700	1600	53,0	Ti	27-oct-11	1408	84%	225	1183	224	29,1	131	1818	1053	90	245	221	N/Y	1,00 AE	N/Y		
SSF	22-dic-09	678	293	P 8X	400	1200	58,0	Ti	25-oct-11	916	80%	183	733	210	31,1	55	1684	1053	40	252	218	N/Y	0,75 AE	N/Y		
SSF	12-ago-11	80	393	P 4X	150	600	49,0	Ti	27 Septiembre 2011, en espera de W.O.																0,00 AE	1 COR
SSF	18-may-11	166	293	P 8X	400	1200	56,0	Ti	25-oct-11	790	66%	269	521	220	30,1	111	3428	1053	N/R	254	217	N/Y	1,00 AE	N/Y		
SSF	17-ene-10	652	293	P 8X	400	1200	49,0	T	24-oct-11	538	17%	447	91	226	29,5	135	1188	1038	90	347	228	1,0 DMO	0,20 AE	N/Y		
SSF	25-jul-11	98	360	P 8X	400	1200	45,5	Ui	24-oct-11	388	10%	349	39	226	28,5	126	657	1010	70	241	219	N/Y	0,10 AE	N/Y		
SSF	07-jun-11	146	172	P 23X	750	2900	54,2	Ti	21-oct-11	2212	75%	553	1659	218	31,0	173	1295	1053	120	259	223	2,0 DMO	1,50 AE	N/Y		
SSF	22-jun-11	131	366	P 18X	500	2500	50,0	Ui	26-oct-11	1307	45%	719	588	210	15,1	133	2130	1010	80	277	216	1,00 DMO	10 AE	N/Y		
SSF	24-ene-11	280	330	P 12X	700	1600	54,0	Ui	22-oct-11	1157	28%	833	324	210	21,4	103	1681	1040	PEND	258	222	N/Y	0,25 AE	N/Y		
AG	17-ago-11	76	360	P 6X	250	900	51,0	Ui	30-oct-11	459	60%	184	275	210	24,6	214	1148	1040	125	266	232	N/Y	2,00 ACR	N/Y		
AG	13-ago-11	79	366	P 18X	500	2500	49,0	Ti	24-oct-11	1269	68%	406	863	220	14,9	219	2006	1010	PEND	263	230	N/Y	1,25 AE	N/Y		
DRA E	21-mar-11	224	330	P 12X	700	1600	53,0	Ui	25-oct-11	849	53%	399	450	220	21,6	61	904	1028	PEND	258	221	3,0 DMO	0,50 AE	N/Y		
DRA N	04-ene-10	665	268	P 18X	500	2500	56,0	Ui	28-oct-11	612	0,1%	611	1	210	26,1	217	608	420	45	274	219	N/Y	0,00 AE	N/Y		
DRA N	12-mar-10	598	226	P 12X	700	1600	60,0	Ui	29-oct-11	579	0,2%	578	1	220	26,7	194	590	420	25	N/R	215	N/Y	0,00 AE	N/Y		

FUENTE: DEPARTAMENTO DE ING. DE PETRÓLEOS SHUSHUFINDI.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Tabla 2.5 REPORTE SEMANAL BOMBAS REDA -SCHLUMBERGER; RECOMENDACIONES DE PRODUCCIÓN

POZO	HISTORIAL CARTA AMPERIMETRICA	CONDICION ELECTRICA	STANDING VALVE	CHEQUEO TUBERIA	OBSERVACIONES, COMENTARIOS, RECOMENDACIONES
SSF-01	Carta normal	OK			Evaluando con MTU
SSF-02	Carta Normal	OK	RECUPERADO ABRIL 23/11	Sale de wo 2 abril	Incremento de la presión de fondo 1040 @ 1080 . Pozo en observación.
SSF3		OK	ESTA ASENTADA	-	OFF por ampliación de plataforma. 28 de Sep.
SSF-7	Carta Normal	OK	NO ESTA ASENTADA/FEB1610	29 DE ENERO 2011 OK	Opera dentro del rango.
10BD	Carta normal	OK	ESTA ASENTADA		Sale de WO 14 de Septiembre 2011. Produciendo al limite de la presión de burbuja
11	Carta normal	OK	RECUPERADO/OCT-2009	15 MARZO 2011 OK	Opera dentro del rango. Desgasificar espacio anular. Pic deshabilitada
12B	Carta normal	OK	RECUPERADO/OCT-2006	17 SEPT 2011 Escala	Opera dentro de rango. Presenta escala en cabezal. Limpiar cabezal.
20 B	Carta normal	OK	ESTA ASENTADA	19 JUNIO 2011 OK	Opera cerca a downthrust, No registra sensor. Desgasificar área anular. Incremento BSW de .4 @ 8% desde 3 Jul 2011. Producción variable
24	Carta con variaciones de carga (gas)	OK	NO ESTA ASENTADA	31 MARZO 2011 OK	Opera dentro del rango. Desgasificar espacio anular. Pi variable.
27	Carta normal	FASE TIERRA	RECUPERADO/ABR-09	14 NOVIEMBRE 2010 OK	Opera en el rango. Incremento BSW de 32 @ 34 % 12 Sept 2011
35					EN SERVICIO DE WORKOVER. Equipo pescado 09 Julio 2011. Suspenden pesca.
43	Con variaciones de carga y picos	FASE TIERRA	RECUPERADO/Enero- 2007	2 Abril 2011 Escala	Opera dentro del rango, no se puede tomar nivel de fluido por tener packer en completación. 2 Abril TBG con escala. Aumento BSW del .42 al 50% desde 12 de Agosto
45 B	Carta variación de carga	OK	ESTA ASENTADA	Sale de wo 26 julio	Opera dentro de rango
56	Carta variación de carga	FASE TIERRA	RECUPERADO/OCT-2009	18 ENERO 2011 IOK	Opera en el rango. Desgasificar espacio anular. Toma de nivel Marzo 13 2011.
57	Carta normal	OK	NO ESTA ASENTADA	18 ENERO 2011 OK	Opera dentro de rango. Trabaja bajo el punto de burbuja. No registra señal de sensor. Toma de nivel 30 de julio.
61	Carta normal	OK	ESTA ASENTADA	07 ENERO 2011 OK	Opera dentro del rango.
62B	Carta normal	FASE TIERRA	PESCADA	04 DICIEMBRE 2010	Opera dentro del rango. Intenian recuperar todos de calibración sin éxito 04 Dic 2010 pescada (30-Mar 2010).
63	Carta normal	OK	ESTA ASENTADA		Sale de wo 25 sept 2011
64	Carta normal	OK	RECUPERADO/NOV/2009	11 MARZO 2011 OK	Opera dentro del rango. Pierde señal de fondo día 10 de Julio. Toma de nivel 30 Julio.
65	Carta normal	OK	ESTA ASENTADA	04 MARZO 2010 OK	Opera en el rango. Analizar para producir otras zonas. Opera con temp de motor alta 310 F.
67	Carta normal	OK	NO ESTA ASENTADA	07 DE JUNIO 2011 OK	Opera dentro de rango.
70	Carta normal	OK	ESTA ASENTADA		Sale de workover 26 de Sept
71	Carta con variaciones	OK	ESTA ASENTADA	-	Opera dentro del rango. DESGASIFICAR AREA ANULAR , PI variable.
72	Carta normal	OK	NO ESTA ASENTADA	21 ENERO 2011 OK	Opera dentro de rango. Incremento de BSW de 68 @ 70 % desde 7 agosto 2011. Drenar gas, repetir prueba.
77	Carta normal	FASE TIERRA	RECUPERADO/DIC-08	2 MAYO 2011. Escala	Opera en UP THRUST. OPERA CON FASE A TIERRA. Desgasificar área anular. PRESENCIA DE ESCALA EN CABEZA. Incremento BSW 7 Jul
79	Carta normal	OK	NO ESTA ASENTADA	24 FEBRERO 2011 OK	Opera dentro de rango. ARRANCA CON SOBRE CARGA. Se realiza prueba de hermetisidad. 07-05-2011. REPETIR PRUEBA
80	Carta normal	OK	ESTA ASENTADA		Opera dentro del rango. . Tem motor descalibrada dia 25 de Agosto. Incremento de bsw de 76 @ 78 %.
81	Carta normal	OK	ESTA ASENTADA	sale de wo 14 Abril	Opera dentro de rango. 05 de junio intenta recuperar sid-valve sin éxito por presencia de escala. INCREMENTO DE HZ (53@55) 05 JULIO
82	Carta normal	OK	ESTA ASENTADA	Sale de WO 27 Junio	Opera dentro del rango INCREMENTO DE HZ (66@58) 05 JULIO

Continuación de la Tabla 2.5

POZO	HISTORIAL CARTA AMPERIMETRICA	CONDICION ELECTRICA	STANDING VALVE	CHEQUEO TUBERIA	OBSERVACIONES, COMENTARIOS, RECOMENDACIONES
				2011	
83	Carta normal	OK	RECUPERADO SEP 2007	05 MARZO 2011 OK	Opera dentro de rango. Bsw declina de 45@28%.
85	Carta normal	OK	ESTA ASENTADA	.	Cambio de vsd por falla de elementos internos. 02 de Oct
91	Carta normal	OK	NO ESTA ASENTADA	16 ABRIL 2011 OK	Opera dentro del rango. Drenar gas. Arranca con sobre carga.
94	Carta normal	OK	RECUPERADO SEP 2009	11 JUNIO 2011 OK	Opera dentro del rango .
96H	Con picos de corriente y variaciones (gas)	OK	NO ESTA ASENTADA	28 FEBRERO 2011 OK	Opera dentro de rango.
101	Carta normal	OK	NO ESTA ASENTADA	13 FEBRERO 2011 OK	Pozo operativo desde 08 de Septiembre 2011. pendiente actualizar prueba.
102 H	Carta con variaciones	FASE TIERRA	ESTA ASENTADA	08 FEBRERO 2011 OK	Opera dentro rango. Se requiere desgasificar espacio anular.
107D	Carta normal		NO ESTA ASENTADA	22 FEBRERO 2011 OK	Opera dentro de rango . válvula wing estrangulada el 40 % 09 Febrero 2010.
109D	Carta normal	OK	NO ESTA ASENTADA	28 ENERO 2011 OK	Opera dentro del rango . Carga al limite de operación. Pendiente recupera señal de fondo. 10 sep 2011.
110D	Carta normal	OK	-	sale de wo '19 de abril	Opera dentro del rango .
127D			-		En espera de workover
128	Carta normal	OK	RECUPERADO/ESC . 30 JUL 2011	sale de wo 21 de mayo 11	INCREMENTO DE HZ (61@63)05 JULIO . Incremento de BSW del 20 al 28% el 17 Sept 2011, sale sid con presencia de material extraño dia 30 julio. Incremento de la presión de fondo ultima semana pozo en observación
129D	Carta normal	OK	RECUPERADO-ABRIL 2011	01 ABRIL 2011 OK	Opera cerca a Down thrust.
132UI		OK	ESTA ASENTADA	-	Sale de WO 16 Agosto 2011 se incrementa frecuencia 55@57Hz via remota 20 Agosto 2011. Tm en incremento 318-F. Incremento BSW del 4 al 14% 25 Sept 2011
132Ti		OK	ESTA ASENTADA	-	Sale de WO 16 Agosto 2011. Off por alto corte de agua 96% . Dia 23 Sep.
140D	Carta con variaciones de carga (gas)	OK	ESTA ASENTADA	-	Sale de WO 20 Agosto 2011, OFF por OL presencia de solidos . limpieza de bes con ctu.
164 D	Carta con variaciones de carga (gas)	OK	28 ABRIL 2011 OK	01 DE SEPT 2011	Opera en downthrust severo . Ultimo Echometer 18 Agosto 1154 PSI .Chequeo de tubería limpia 01 sep , Carga variable del motor.
AGU 03	Carta con variaciones de carga	OK	RECUPERADO/ AGO 2009	26 de FEBRERO 2011 OK	Opera dentro de rango. Pendiente chequeo de señal de fondo continua con falla de alarmas . Ultima prueba baja
AGU RW 03	Carta normal		ESTA ASENTADA	-	Sale de workover 01 de Oct.
AGU 09	Carta normal	OK	ESTA ASENTADA	-	Opera dentro del rango. SALE DE WORKOVER 25 AGOSTO. Incremento de la presión de fondo
AGU 11D	-		-	-	EVALUANDO CON MTU
DRG E 8	Carta con variaciones de carga (gas)	OK	NO ESTA ASENTADA	17 DICIEMBRE 2010 OK	Opera dentro de rango. Pi de acuerdo a Echometer 17 Agosto 1935 PSI. Desgasificar. Memory no carga data pendiente chequeo.
DRG E 9D	Carta con variaciones de carga (gas)	OK	ESTA ASENTADA		EVALUANDO CON MTU
DRG E 12D	Carta normal	OK	ESTA ASENTADA	6 NOVIEMBRE 2010 OK	Opera dentro del rango. Alineado a estación ctg norte. Incremento BSW del 10 al 18% 25 agosto
DRG N_1	Carta con variaciones de carga (gas)	OK	RECUPERADO. 26 JUL 2011	-	Opera dentro del rango.
DRG N_11D	Carta con variaciones	OK	ESTA ASENTADA	24 ABRIL OK	Opera dentro del rango. Se incrementa frecuencia @ 60 hz 23 de Julio.
DRG N 20	Carta normal	OK	ESTA ASENTADA	31 Marzo 2011 Escala	Operan dentro de rango. Equipo opera con limite de carga del motor 90 % . Se baja frecuencia @ 56 Hz 03 Agosto

FUENTE: DEPARTAMENTO DE ING. DE PETRÓLEOS SHUSHUFINDI.
ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Tabla 2.6 REPORTE SEMANAL BOMBAS BAKER -CENTRILIFT; RECOMENDACIONES DE PRODUCCIÓN

CAMPO	POZO	Historial	DRENAR GAS	Comentarios-Observaciones-Recomendaciones
SSF	9	Pozo sin Standing Valve	1XS	04 de Febrero se chequea tubería, no pasa calibrador de 2.25" a los 7 Ft del cabezal. Bomba opera dentro de rango. Necesario drenar gas presente en el espacio anular. Producción se mantiene estable Realizar limpieza en el area del variador y cabezal
SSF	14	Pozo con Standing Valve	1XS	Se encuentra dentro de rango. Producción se mantiene estable. Drenar gas presente en el espacio anular. 20 Febrero se reemplaza Standing Valve.
SSF	17	Pozo sin Standing Valve	3XS	Se encuentra dentro del rango. Producción se mantiene estable. 12 de Agosto 2011 se chequea tubería no pasa calibrador 2.25" a los 12". Necesario drenar gas presente en el espacio anular.
SSF	19	Pozo sin Standing Valve	2XS	Bomba opera dentro de rango. Producción se mantiene estable. 17 de Marzo 2011 se chequea tubería encontrándose limpia
SSF	23	Pozo sin Standing Valve	1XS	Bomba opera dentro de rango. Producción se mantiene estable. 29 Junio 2011 se recupera la Standing Valve en condiciones normales. Necesario drenar gas presente en el espacio anular.
SSF	26	Pozo sin Standing Valve	1XS	Se encuentra dentro del rango. Producción se mantiene estable. 29 Marzo 2011 se chequea tubería encontrándose limpia. Drenar gas presente en el espacio anular.
SSF	28	Pozo sin Standing Valve	0XS	Bomba opera dentro de rango. Producción se mantiene estable. 04 Abril 2011 se chequea tubería encontrándose limpia.
SSF	36	Pozo sin Standing Valve	1XS	Se encuentra dentro del rango. Producción se mantiene estable. 04 Marzo 2011 se chequea tubería encontrándose limpia. Necesario drenar gas presente en el espacio anular. 18 agosto 2011 se realiza echometer.
SSF	42B	Pozo sin Standing Valve	1XS	Bomba opera dentro de rango. Producción se mantiene estable. 17 Febrero 2011 se chequea tubería encontrándose limpia. Drenar gas del espacio anular.
SSF	52B	Pozo con Standing Valve	7XS	Trabajando fuera de rango. Bomba opera en Downthrust con empuje axial descendente. 06 Abril 2011 se reemplaza Standing Valve, adicional se encuentra estrangulada la válvula win mantener el nivel. Presión de fondo por debajo del punto de burbuja.
SSF	53	Pozo con Standing Valve	2XS	Pozo sale de trabajos de Workover el 26 de Junio del 2011, Bomba opera dentro de rango. Necesario drenar gas del espacio anular. Incremento de BSW del 42% al 65%.
SSF	54	Pozo con Standing Valve	1XS	Bomba trabajando dentro del rango con tendencia a un Downthrust y presión de fondo por debajo de la presión de burbuja. Válvula Win estrangulada. 17 Junio 2011 se cambia Standing Valve de 2 7/8". Necesario drenas gas presente en el espacio anular.
SSF	59	Pozo con Standing Valve	1XS	Bomba opera fuera de rango en downthrust y con empuje axial descendente. Trabajando bajo la presión de burbuja. 24 de Diciembre 2010 se reemplaza Standing Valve. Manómetro en cabezal no registra presión de cabeza. 18 agosto se realiza echometer.
SSF	68	Pozo sin Standing Valve	2XS	Bomba opera en rango de eficiencia óptimo. Pozo requiere drenar gas presente en el espacio anular. Producción se mantiene estable. 16 ago 2011 chequeo de tubería encontrándose limpia. 18 agosto se realiza echometer.
SSF	69	Pozo sin Standing Valve	0XS	Bomba opera dentro de rango. 22 de Enero 2011 se realiza chequeo de tubería encontrándose limpia. Producción variable dentro de su historial. 18 ago no se realiza prueba de nivel por no presentar las facilidades.
SSF	73	Pozo sin Standing Valve	1XS	Se encuentra dentro de rango. Producción se mantiene estable. Necesario desgasificar el gas presente en el espacio anular. 06 Junio se realiza chequeo de tubería OK.
SSF	74	Pozo con Standing Valve	1XS	Se encuentra dentro de rango. Producción se mantiene estable.
SSF	75	Pozo sin Standing Valve	0XS	Se encuentra dentro del rango. 20 Marzo se chequea tubería con calibrador de 2.34", presencia de escala de 8 a 32 ft, calibrador de 2.75" no pasa. Necesario drenar gas del espacio anular. Producción se mantiene estable. Realizar limpieza en el area del cabezal.
SSF	76	Pozo sin Standing Valve	3XS	Se encuentra dentro del rango. Producción se mantiene estable. Necesario drenar gas presente en el espacio anular 3 veces por semana. 31 de Enero 2011 se retira la Standing Valve. Presión de fondo bajo el punto de burbuja.
SSF	78	Pozo con Standing Valve	0XS	Se encuentra dentro del rango. Bomba trabaja con tendencia al Downthrust. Producción se mantiene estable. Presión de fondo por debajo de la presión de burbuja. 02 de Marzo 2011 reemplazo Standing Valve. 31 Agosto 2011 se chequea tubería encontrándose limpia.
SSF	84	Pozo con Standing Valve	1XS	Bomba trabaja en Downthrust debido al bajo aporte de la formación. Producción evidencia pérdida en su historial. 27 Abril se reemplaza la Standing Valve Necesario drenar gas presente en el espacio anular. Presión de fondo por debajo de la presión de burbuja. Válvula Win estrangulada.
SSF	86	Pozo sin Standing Valve	0XS	Se encuentra dentro del rango. 12 de Enero 2011 chequeo de tubería encontrándose limpia. Necesario drenar gas presente en el espacio anular. 18 Agosto 2011 se realiza echometer.

Continuación de la Tabla 2.6

CAMPO	POZO	Historial	DRENAR GAS	Comentarios-Observaciones-Recomendaciones
SSF	87	Pozo con Standing Valve	1XS	Se encuentra dentro de rango. Producción se mantiene estable.
SSF	88	Pozo sin Standing Valve	0XS	Se encuentra operando dentro de rango. 14 de Abril chequeo de tubería con presencia de escala los primeros 5 ft. Producción se mantiene estable.
SSF	89	Pozo con Standing Valve	1XS	Bomba opera dentro de rango. Drenar gas presente en el espacio anular. 15 de Abril 2011 se reemplaza Standing Valve y se realiza Prueba de Hermeticidad OK. Producción se mantiene estable. 18 de Marzo Chequeo Tubería encontrándose limpia.
SSF	90	Pozo sin Standing Valve	1XS	Bomba dentro de rango. Producción se mantiene estable. 10 de Agosto 2011 se chequea tubería encontrándose limpia. Se requiere desgasificar el gas presente en el espacio anular.
SSF	92	Pozo sin Standing Valve	3XS	Se encuentra dentro de rango. Necesario desgasificar cada 2 días. 03 Abril 2011 se chequea tubería (anteriores de formación de escala en cabezal y bayoneta). Producción se mantiene estable.
SSF	97	Pozo sin Standing Valve	1XS	Se encuentra dentro de rango. Producción se mantiene estable. Necesario desgasificar gas presente en el espacio anular. 30 Junio chequeo de tubería encontrándose limpia.
SSS	98 D	Pozo sin Standing Valve	1XS	Equipo opera en rango de eficiencia óptimo. Producción se mantiene estable. 01 de Marzo 2011 se chequea tubería encontrándose limpia.
SSF	104D	Pozo sin Standing Valve	0XS	Bomba opera dentro de rango. 17 Abril se chequea tubería encontrándose limpia. Producción se mantiene estable. Contrapozo inundado
SSF	105	Pozo con Standing Valve	7XS	12 de Agosto 2011 sale de trabajos de Workover, equipo BES se encuentra trabajando en condiciones normales. Produce al tanque de la locación. Flujo intermitente.
SSF	106D	Pozo sin Standing Valve	2XS	Bomba trabaja dentro de rango. Producción se mantiene estable. Necesario drenar gas presente en el espacio anular. 01 Julio 2011 se recupera la Standing Valve en condiciones normales.
SSF	111D	Pozo sin Standing Valve	7XS	Se encuentra dentro del rango. Producción se mantiene estable. 11 de Febrero se realiza el 5° tratamiento de limpieza a la BES con HCL, por tendencia inconstante en fondo. Equipo trabaja con alta temperatura del motor de fondo. Presenta atascamientos. 23 Agosto se chequea tubería encontrándose limpia, mantenimiento preventivo de equipos de superficie.
SSF	118D	Pozo con Standing Valve	0XS	VSD en modo PID para mantener PIP en 600 psi. En 6 horas apagado alcanzó presión estática de 1020 psi. Contrapozo inundado.
SSF	119D	Pozo con Standing Valve	1XS	07 Junio sale de trabajos de Workover, equipo BES se encuentra trabajando en condiciones normales. Línea de flujo en superficie, presenta cambios bruscos de sección que provocan una alta presión en la cabeza. Producción se mantiene estable acorde al diseño del equipo BES.
SSF	131D	Pozo con Standing Valve	2XS	Evidencia presencia de finos (arena) en el fluido, adicional se ha incrementado el BSW después de los incrementos de frecuencia. Producción se mantiene estable. 01 Septiembre 2011 se recupera standing valve. 02 sep. 2011 inyección de barriles JP1 por anular para limpieza de bombas.
SSF	134D	Pozo sin Standing Valve	1XS	Bomba opera dentro de rango. Producción se mantiene estable. Necesario drenar gas presente en el espacio anular. 20 Mayo 2011 se retira Standing Valve. Necesario realizar prueba de Build Up.
AG	10	Pozo con Standing Valve	1XS	17 de Agosto 2011 sale de trabajos de Workover, equipo BES se encuentra trabajando en condiciones normales. Se requiere drenar gas en el espacio anular.
AG	13D	Pozo con Standing Valve	1XS	13 de Agosto 2011 sale de trabajos de Workover, equipo BES se encuentra trabajando en condiciones normales.
DRA E	5D	Pozo sin Standing Valve	7XS	Pozo sale de trabajos de Workover el 21 de Marzo 2011. Se encuentra trabajando dentro de rango. Se requiere drenar el gas presente en el espacio anular. Se recupera standing valve 18 ago 2011.
DRA N	6D	Pozo con Standing Valve	7XS	Se encuentra dentro del rango. Producción se mantiene estable, presenta particularidad de un declinamiento paulatino de la presión de fondo. 29 de Noviembre se asienta Standing Valve para mantener la presión de fondo. Se baja frecuencia porque declina la producción.
DRA N	15D	Pozo con Standing Valve	7XS	Se encuentra dentro del rango. Producción se mantiene estable, tendencia a seguir bajando el PIP. 30 Marzo 2011 se asienta Standing Valve. Se baja frecuencia porque declina la producción.

FUENTE: DEPARTAMENTO DE ING. DE PETRÓLEOS SHUSHUFINDI.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

2.3.5 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DE LOS POZOS SELECCIONADOS.

El Historial de Reacondicionamiento proporciona la información de los trabajos que se han realizado durante toda la vida del pozo, la fecha en que se intervino el pozo, el objetivo de cada trabajo de reacondicionamiento, un resumen detallado del procedimiento operativo y sobre todo los resultados obtenidos luego del trabajo de Workover. Este historial se elabora en base a los reportes diarios de operaciones de reacondicionamiento emitidos por el responsable del RIG (COMPANY MAN) al departamento de Ingeniería de Petróleos.

En el Anexo 2, se detallan los historiales de Reacondicionamiento, el número de reacondicionamientos, el objetivo, el procedimiento, la fecha en que se realizan, actualizados hasta el 31 Noviembre de 2011.

2.3.6 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS.

El historial de producción constituye una herramienta valiosa para determinar el comportamiento del pozo en cuanto a su producción de petróleo y el incremento de la producción de agua a través del tiempo. Las curvas del comportamiento de la producción de los pozos seleccionados se detallan en el Anexo 1 (Curvas OFM), los historiales de producción de los pozos seleccionados están detallados en el Anexo 4.

2.3.6 DATOS DEL FORECAST DE LOS POZOS SELECCIONADOS.

El FORECAST, es un reporte que se emite semanal y mensualmente por el Departamento de Producción, este reporte consta principalmente información de producción de los pozos, los sistemas de producción de cada pozo, la arena o arenas productoras, la producción diaria, mensual y acumulada de petróleo, agua y gas, el grado API del petróleo producido, la relación Gas-Petróleo (GOR); la información es de gran importancia, con los datos de producción se pueden estimar las reservas acumuladas y remanentes de los pozos, y permite determinar la curva de comportamiento de la producción del pozo a través del tiempo.

El reporte mensual de producción (FORECAST) del Área Shushufindi, emitido el 31 de noviembre del 2011 por el Departamento de Producción, se presenta en el Capítulo 1, en la Tabla 1.8.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA SHUSHUFINDI

3.1 RECOPIACIÓN DE DATOS

En el desarrollo del presente capítulo, se realiza el análisis nodal de los pozos con sistema de bombeo electrosumergible seleccionados en el capítulo anterior, se realiza la tabulación de datos mediante la elaboración de matrices de forecast, workovers, Build up, historiales de producción y reportes semanales de las bombas.

3.2 TEORÍA DEL ANÁLISIS NODAL

El principal objetivo de la Ingeniería de Producción, es diseñar y fijar los parámetros de operación de un pozo, ya sea nuevo, o se encuentre en producción y se requiera cambiar su tipo de completación, de una manera segura y eficiente, generalmente relacionada a lograr la máxima producción.

Otro objetivo, es hacer un seguimiento a los pozos que están en producción de manera que se pueda evaluar el sistema de levantamiento, si el sistema no actúa de la manera esperada, se debe fijar nuevos parámetros para obtener un mejor estado del sistema de producción, esto es posible con el análisis del sistema nodal, por medio del cual se toma varios sectores o nodos del sistema de producción del 14 pozo para analizar su comportamiento y determinar aquellas áreas donde se necesita realizar cambios o mejoras para optimizar su producción.

Una vez perforado un pozo productor, el principal propósito es producir los fluidos desde el yacimiento y llevar hasta el lugar en superficie donde se pueda separar y tratar.

Para que los fluidos lleguen hasta el separador con la presión necesaria para que este pueda cumplir su función, primero debe:

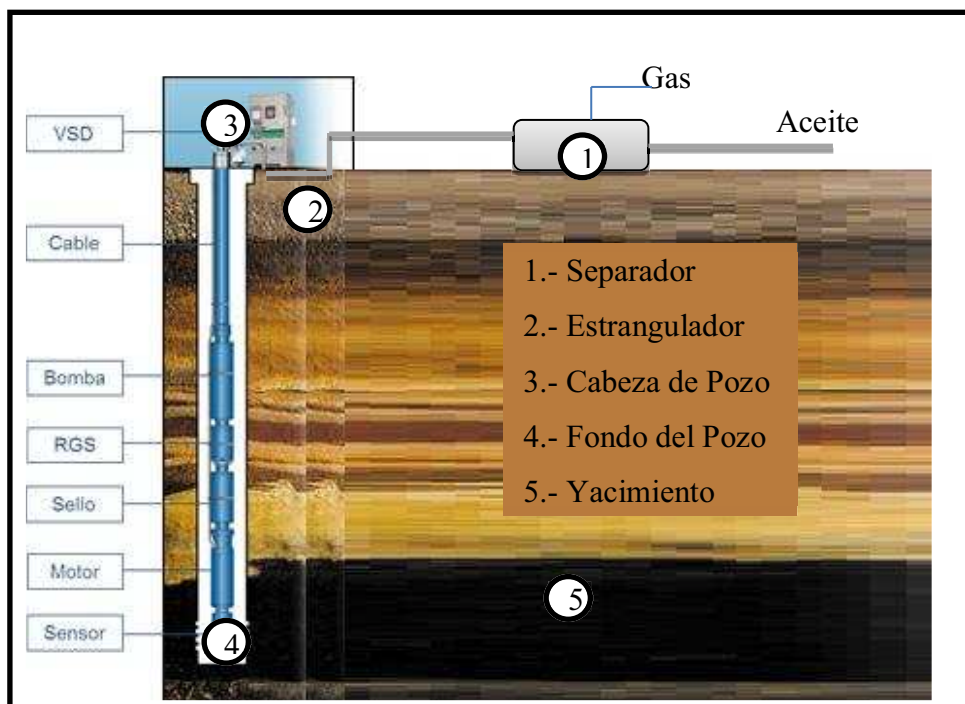
- Atravesar el medio poroso (flujo de fluidos en medios porosos).

- Atravesar un conducto vertical o direccional, sea por flujo radial o anular (flujo multifásico vertical, FMV).
- Atravesar una línea de flujo horizontal o inclinada (flujo multifásico horizontal, FMH).

Esto implica una pérdida de presión en cada uno de estos trayectos, y esta pérdida de presión debe ser tal que al llegar al separador se tenga la presión que se requiere para llegar hasta el tanque de lavado.

Un nodo, es funcional, cuando la presión diferencial a través del mismo y la presión a la tasa de flujo, puede ser representada por una función matemática o física para realizar un análisis de nodos en diversos puntos importantes dentro del sistema de producción, como se muestra en la figura 3.1.

Figura 3.1 LOCALIZACIÓN DE NODOS EN EL SISTEMA



Fuente: Catálogo CENTRILIFT.

El análisis en los nodos en sistema de producción se resuelve colocando nodos desde el límite exterior del reservorio en la cara de la formación donde se encuentran los disparos y la sección de la completación al intake de la bomba, a

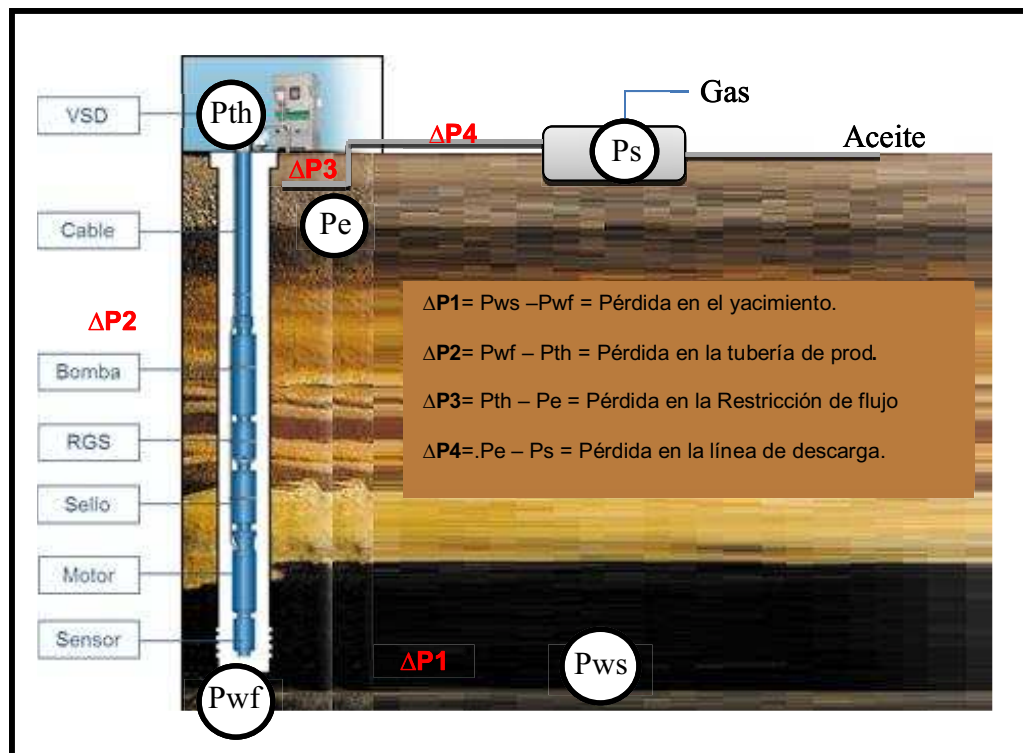
la tubería de producción incluyendo cualquier restricción y válvulas de seguridad del fondo de pozo, el choke superficial, y a la línea de flujo y separador.

El nodo 1, representa la presión del separador (constante y no depende de la tasa de flujo) su valor es más alto que el de las dos presiones que se necesita para que fluya solo gas o líquido.

En el sistema hay dos presiones que no son función de la tasa de flujo, la P_r en nodo 5 y la P_{sep} . en nodo 1. Por esta razón, cualquier prueba y solución al problema en el sistema completo se debe hacer en nodo 1 (P_{sep}) o en nodo 5 (P_r), si nodo 2, 3 o 4 es seleccionado como nodo solución se debe hacer en los dos nodos el análisis nodo 1 y nodo 5.

La figura 3.2, muestra las pérdidas de presión que se dan en el sistema desde el interior de la formación hasta el separador.

Figura 3.2 PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL SISTEMA



Fuente: Catálogo CENTRILIFT.

3.3 RELACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP, IPR)

En el diseño de un sistema de producción, el caudal y la presión de fondo fluyente son variables que se determinan tomando en cuenta parámetros como el diámetro de la tubería de producción, el choque en el cabezal, diámetros de las líneas de flujo y presión del separador. Para analizar el comportamiento se grafica en un plano cartesiano la presión de fondo fluyente en función del caudal

3.3.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)

Esta es la forma más simple de construir la curva de la relación del comportamiento de afluencia (IPR), la cual resulta de la suposición de que el IPR es una relación lineal. Es decir, el caudal del pozo (q_o) es directamente proporcional a la reducción de presión “drawdown” en el fondo del pozo ($P_r - P_{wf}$). La constante de proporcionalidad que mide la productividad del pozo se le conoce como el Índice de Productividad (PI)(J).

$$PI = \frac{q_o}{\bar{P}_r - P_{wf}} \quad \text{Cuando } \rightarrow P_{wf} \geq P_b \quad 3.1$$

donde:

q_o = Caudal de prueba (Aceite y agua), stb/d.

P_{wf} = Presión de fondo (Al caudal de prueba), psig.

P_r = Presión promedio del yacimiento, psig.

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

Asumiendo un Índice de Productividad constante, podemos transformar la ecuación anterior para resolver nuevas tasas de producción (q_o) en base a nuevas presiones de flujo (P_{wfd}):

$$q_o = PI \cdot (\bar{P}_r - P_{wfd}) \quad 3.2$$

3.4 DESARROLLO DE CURVAS IPR

Cuando la presión del pozo cae por debajo de la presión del punto de burbuja, el gas sale de solución e interfiere con el flujo de petróleo y del agua. El caudal del pozo empieza a declinar a mayores reducciones de presión. Cuando un pozo se encuentra en estas condiciones de flujo no es correcto asumir un índice de productividad constante, el PI constante no toma en consideración la pérdida ocasionadas por el gas. La relación del IP se usa por encima de la presión del punto de burbujeo. Vogel calculó curvas IPR adimensionales usando varios yacimientos con empuje de gas en solución que cubren un amplio rango de propiedades PVT del crudo y las características de permeabilidad del yacimiento.

3.4.1 ECUACIÓN DE VOGEL

En 1968, Vogel desarrolló una correlación para el flujo de dos fases (líquido y gas) en un yacimiento de petróleo saturado mediante el montaje de una curva sobre los resultados de una multiplicidad de simulaciones de yacimientos con gas en solución. Su correlación fue de la forma:

$$\frac{q_o}{q_{o_{max}}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^2 \quad 3.3$$

donde: q_o = Caudal de prueba (Aceite y agua), BLS/D.
 P_{wf} = Presión de fondo (Al caudal de prueba), psig.
 \bar{P}_r = Presión promedio del yacimiento, psig.
 $q_{o_{max}}$ = Caudal máximo de producción (a $P_{wf} = 0$), BPPD.

Si realizamos el cálculo de diferentes caudales a diferentes P_{wf} , entonces podremos graficar la curva IPR.

El índice de productividad se puede calcular usando una versión modificada de la ecuación de Vogel para yacimientos en los cuales la presión de prueba se encuentra por debajo de la presión del punto de burbuja.

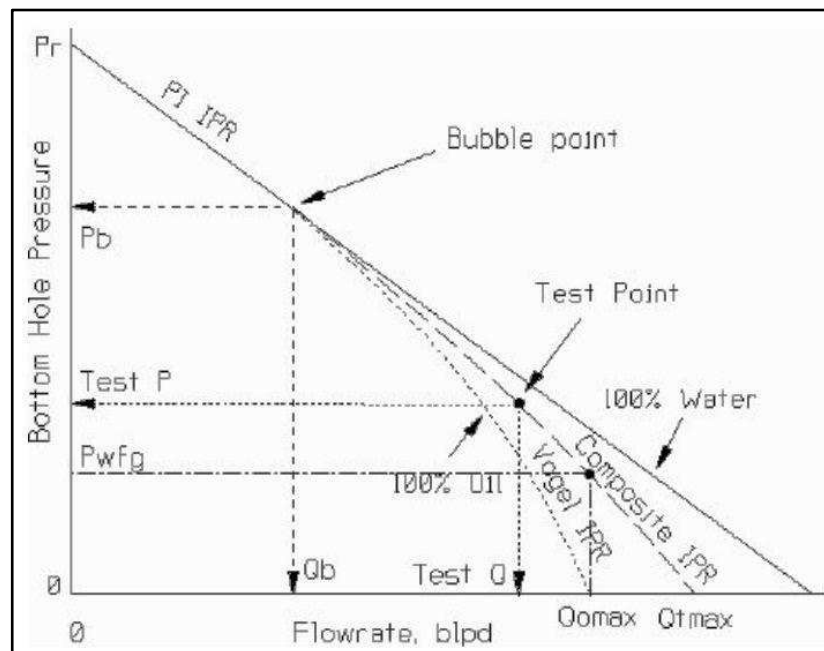
$$PI = \frac{q_o}{Pr - Pb + \left(\frac{Pb}{1.8} \right) \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{Pb} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{Pb} \right)^2 \right]} \quad 3.4$$

Para calcular cualquier caudal de flujo mayor a q_b (donde $P_{wf} < P_b$), la ecuación de Vogel se puede expresar de la siguiente forma:

$$q_o = q_b + (q_{o_{m\acute{a}x}} - q_b) * \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \quad 3.5$$

$$q_o = q_b + \frac{PI * P_b}{1.8} * \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \quad 3.6$$

Figura 3.3 CURVA IPR OBTENIDA POR EL MÉTODO DE VOGEL



FUENTE: Manual SubPump

3.5 PROCESO PARA EL ANÁLISIS NODAL DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

3.5.1 PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR ANÁLISIS NODAL DEL SISTEMA

1. Se construyen las curvas IPR a partir de las pruebas de Build up para determinar el caudal máximo disponible.

2. Calculamos la Presión de Fondo Fluyente a la profundidad de las perforaciones a diferentes caudales de Fluido.
3. Calculamos la altura dinámica de la columna de líquido utilizando las presiones obtenidas con el siguiente procedimiento:

- a) Calculamos la gravedad específica del petróleo con:

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5+API} \quad 3.7$$

Donde: γ_o = gravedad específica del petróleo

API = grados API del crudo

- b) Ahora calculamos la gravedad específica de la mezcla con:

$$\gamma_{mezcla} = (\gamma_w * BSW) + (\gamma_o * (1 - BSW)) \quad 3.8$$

Donde: γ_w = gravedad específica del agua

BSW = fracción de agua y sólidos del fluido producido

- c) Calculamos la altura del fluido con la siguiente ecuación:

$$NF = \frac{2,31 * Pwf}{\gamma_{mezcla}} \quad 3.9$$

4. Con el siguiente procedimiento calculamos la presión de succión de la B.E.S. con el siguiente procedimiento:

- a) Se calcula la diferencia de altura del fluido desde la profundidad de las perforaciones hasta el Intake, representada por ΔH_s succión.

$$\Delta H_s = Prof. de Disparos - Prof. Succión \quad 3.10$$

Donde: *Prof. de Disparos* = profundidad media de la zona cañoneada,
Prof. Succión = profundidad a la entrada de la bomba, [pies]

b) calculamos la presión de succión con la siguiente fórmula:

$$P_{\text{succión}} = \frac{(NF - \Delta H) * \gamma_{\text{mezcla}}}{2,31} \quad 3.11$$

5. Con los diferentes caudales obtenidos para las curvas IPR y con la presión de cabeza, calculamos la presión de fondo en la descarga de la BES.

a) Hallamos las pérdidas de presión en tubería con la siguiente ecuación de Hazen Williams:

$$F = \frac{2,083 * \left(\frac{100}{C}\right)^{1,85} \left(\frac{Q}{4,3}\right)^{1,85}}{ID^{4,8655}} \quad 3.12$$

Donde :

F = caída de presión, [pies perdidos / 1000 pies]

Q = tasa de fluido, [BPPD]

C = factor de rugosidad de la tubería, se considera 120

b) Las pérdidas de presión en la tubería, debido al rozamiento entre el fluido y la tubería se calcula mediante la siguiente expresión:

$$P_f = \frac{F * Hd * \gamma_{\text{mezcla}}}{2,31} \quad 3.13$$

Donde:

Hd = la altura que sale desde la descarga hasta la superficie
 (Nivel estático de fluido), [pies]

c) Calculamos la presión de la columna hidrostática desde superficie hasta la profundidad de descarga de la bomba:

$$P_{hd} = \frac{Hd * \gamma_{\text{mezcla}}}{2,31} \quad 3.14$$

- d) La presión de descarga se obtiene de la suma de las pérdidas de presión:

$$P_{desc. (psi)} = P_f + P_{hd} + P_{cab}. \quad 3.15$$

6. Hallar la presión total que debe suministrar la bomba para obtener cualquier tasa de flujo, esta se la obtiene mediante la diferencia entre la presión de succión y la presión de descarga:

$$P_{sis} = P_{descarga} - P_{succión} \quad 3.16$$

7. Graficar las curvas de presión de descarga vs. caudal y presión de succión vs. Caudal.

3.6 DESCRIPCION DEL PROGRAMA “SUBPUMP”

3.6.1 INTRODUCCIÓN.

En el siguiente extracto se establecen los pasos a seguir para el uso del software “SUBPUMP - VERSION 7.0”, propiedad de la compañía IHS ENERGY.

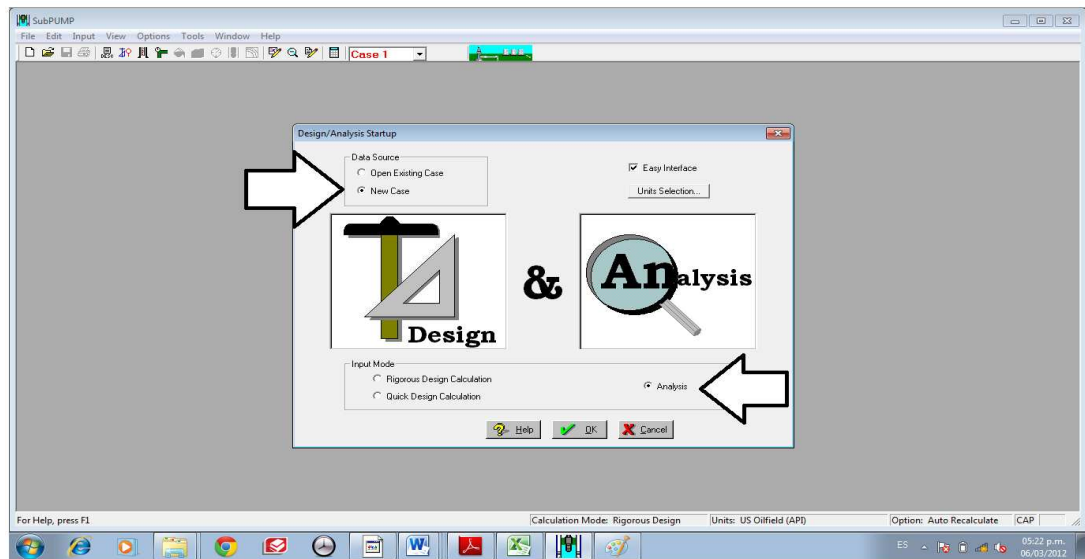
Para poder realizar el análisis nodal, debemos tomar en cuenta que la información que se ingresa al software debe estar validada, si ingresamos datos erróneos el simulador nos dará resultados erróneos y sin validez.

El programa SUBPUMP, además de ser una herramienta útil para realizar el análisis nodal, nos permite sensibilizar el modelo del pozo, simular y variar las condiciones de frecuencia operativa, y rediseñar el equipo BES si fuese necesario.

3.6.2 PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL ANALISIS NODAL UTILIZANDO EL SUBPUMP.

1. Para realizar un nuevo análisis nodal de un pozo seleccionamos en la ventana de entrada las opciones: “New Case” y “Analysis”, como se muestra en la figura 3.4.

Figura 3.4 Interfase 1 SubPump

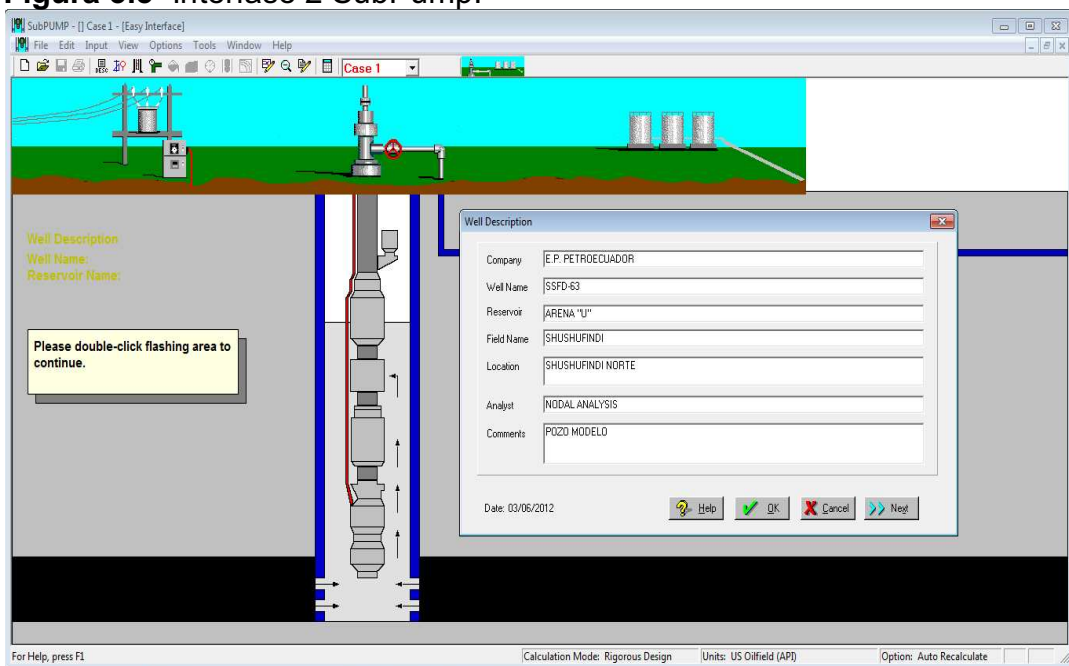


FUENTE: Software SUBPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

2. Luego se describe la información básica de pozo, el nombre del pozo, campo, ubicación, arena productora, como se muestra en la figura 3.5.

Figura 3.5 Interfase 2 SubPump.



FUENTE: Software SUBPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

3. El siguiente paso es, ingresar en las casillas correspondientes como se indica en la figura 3.6, 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 del pozo, tener en cuenta el tipo de pozo si es vertical, direccional u horizontal para determinar la correlación (wellbore correlation) a usar.

NOTA: Para los pozos verticales usamos la correlación de “Hagedorn & Brown, 1963”, mientras que para los pozos desviados usamos la correlación de “Beggs & Brill, 1973”.

Figura 3.6 Interfase 3 SubPump.

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

- Well Data** | Directional Survey | Gas Lift
- Wellbore Correlation: **Hagedorn & Brown (1963)**
- Use Griffith & Wallis bubble flow equation
- Use Secondary Correlation below a depth of **0.00** ft
- Wellbore Diagram:** A schematic showing a well with casing and tubing, with a pump at the bottom.
- Table 1: Wellbore Components**

Type	Bottom(MD)	Top(MD)	OD	ID	Rough
	ft	ft	in	in	in
1 Casing	9062.00		7.000	6.276	0.0006500
2 Tubing	8705.00	N/A	3.500	2.992	0.0006500
3					0.0006500
4					0.0006500
5					0.0006500
6					0.0006500
7					0.0006500

- Table 2: Component Properties**

Type	OD	Weight	ID
<input type="radio"/> Casing	2.875	8.70	2.259
<input checked="" type="radio"/> Tubing	3.500	12.80	2.764
	3.500	12.95	2.750
	3.500	15.80	2.548
	3.500	16.70	2.480

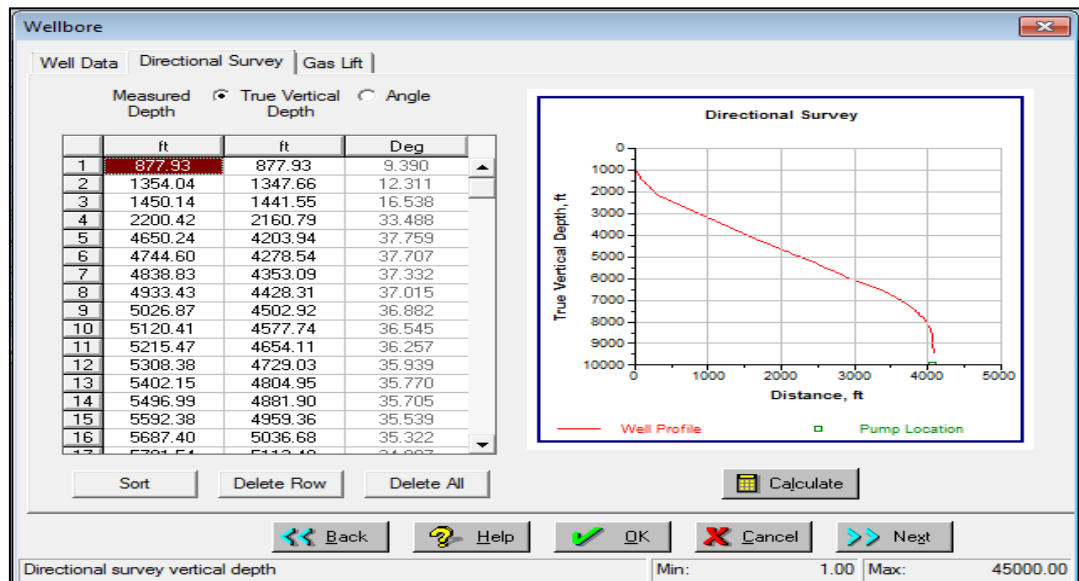
- Top of Perforation or datum point (MD):** 9014.00 ft
- Temperature:**
 - Reservoir: 218.0 °F
 - Wellhead: 80.0 °F
- Buttons:** Back, Help, OK, Cancel, Next
- Bottom of casing or tubing:** Min: 1.00 | Max: 45000.00

FUENTE: Software SUBPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

NOTA: Para el caso de los pozos desviados, es necesario ingresar los Surveys como se muestra en la figura 3.7

Figura 3.7 Interfase 4 SubPump.



FUENTE: Software SUBPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

- Se caracteriza el fluido de la formación, para ello ingresamos 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 3.8.

Figura 3.8 Interfase 5 SubPump.

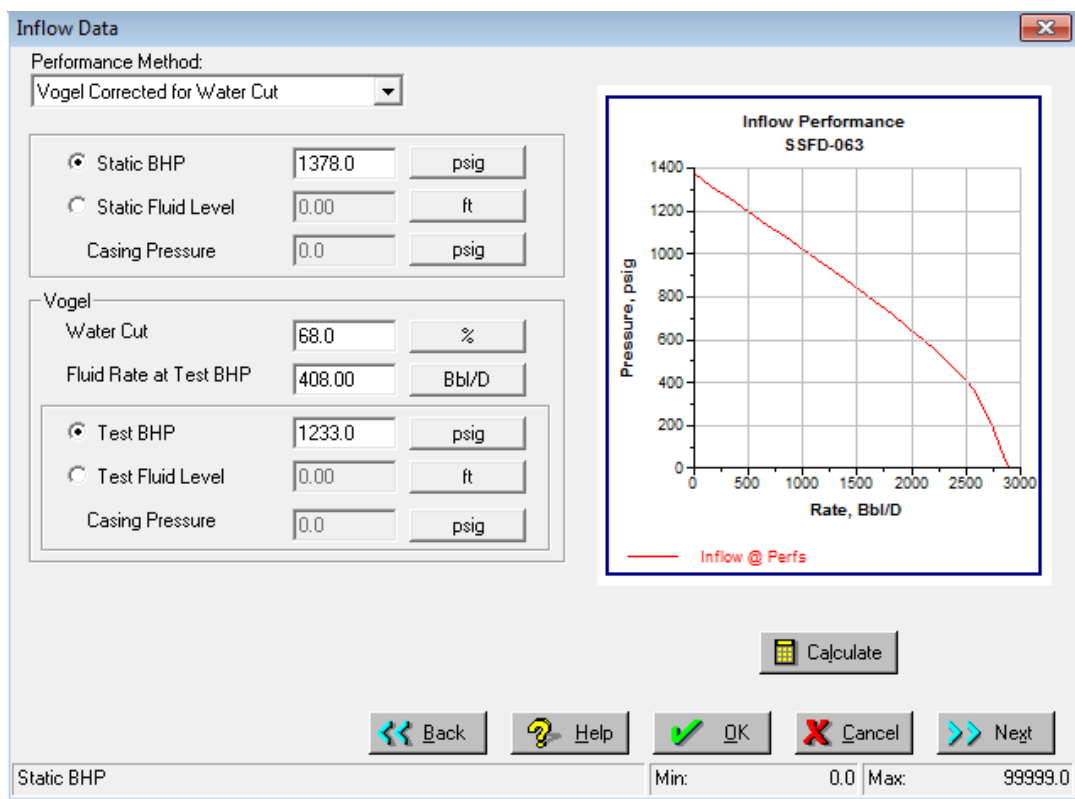
The screenshot shows the 'Fluids' software interface. It has four tabs: 'Fluid Data', 'PVT Correlations', 'PVT Lab Data', and 'Viscosity Calibration'. The 'Fluid Data' tab is active. The interface is divided into several sections: 'Producing Conditions' with fields for Oil Gravity (21.6 °API) and Spec Grav Gas (1.180, air=1); 'Water Properties' with fields for Water Cut (68.0 %) and Salinity (28650 ppm); 'Gas Ratio' with fields for GOR (398.0 scf/bbl) and GLR (127.4 scf/bbl); 'Gas Impurities' with fields for CO2, H2S, and N2 (all 0.000 %); and 'Bubble Point' with fields for Pressure (1010.000 psia) and Soln GOR (239.169 scf/bbl). At the bottom, there are navigation buttons: 'Back', 'Help', 'OK', 'Cancel', and 'Next'. A status bar at the bottom indicates 'Gravity of produced oil or condensate' with 'Min: 5.0' and 'Max: 60.0'.

FUENTE: Software SUBPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

5. Para obtener nuestra curva IPR, y tomando en cuenta que el corte de agua es considerablemente alto, vamos a utilizar la correlación de Vogel corregida por el corte de agua: “Vogel Corrected for Water Cut”. Para ello es necesario ingresar los datos (como se indica la figura 3.9) de la última prueba de B’UP: Presión promedio de reservorio (Static BHP), Presión de fondo fluyente (Test BHP), Rata de producción durante la prueba de B’UP (Fluid Rate at Test BHP) y corte de agua.

Figura 3.9 Interfase 6 SubPump.



FUENTE: Software SUBPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

6. Ingresar como se muestra en la figura 3.10, 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 3.10 Interfase 7 SubPump.

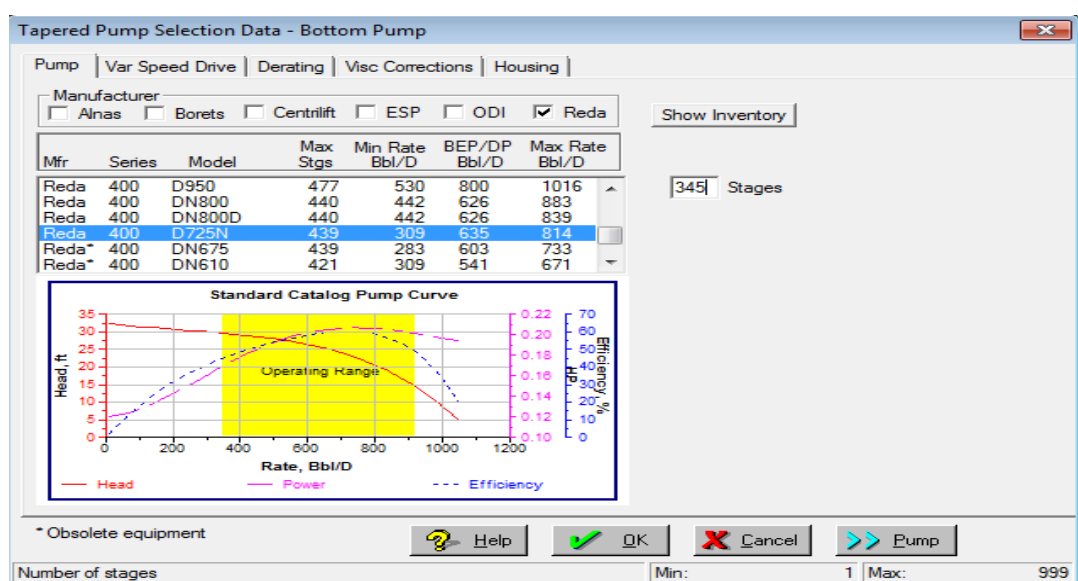
FUENTE: Software SUBPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

7. Finalmente, vamos a describir el equipo electrosumergible de fondo con el que está operando el pozo.

- Vamos a empezar detallando la(s) bomba(s) electrosumergibles de la manera como se muestra en la figura 3.11, 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 3.11 Interfase 8 SubPump.

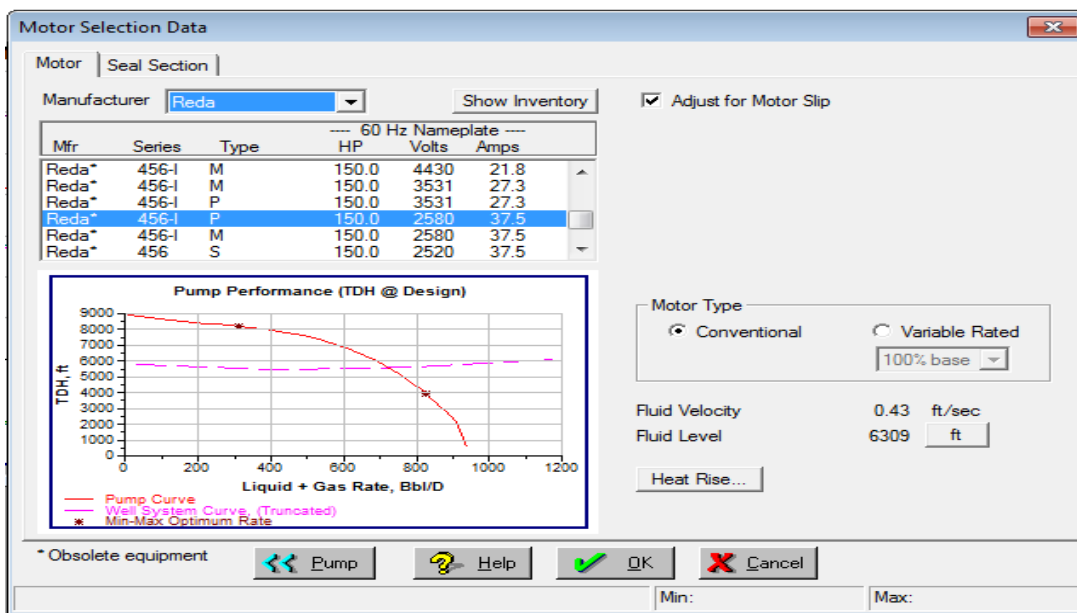


FUENTE: Software SUBPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

- Ahora vamos a describir el motor eléctrico de fondo; especificamos el fabricante, el tipo, la serie, la Potencia (HP), el voltaje (Voltios) y el Amperaje (Amp) de operación, como se indica en las figuras 3.12 y 3.13.

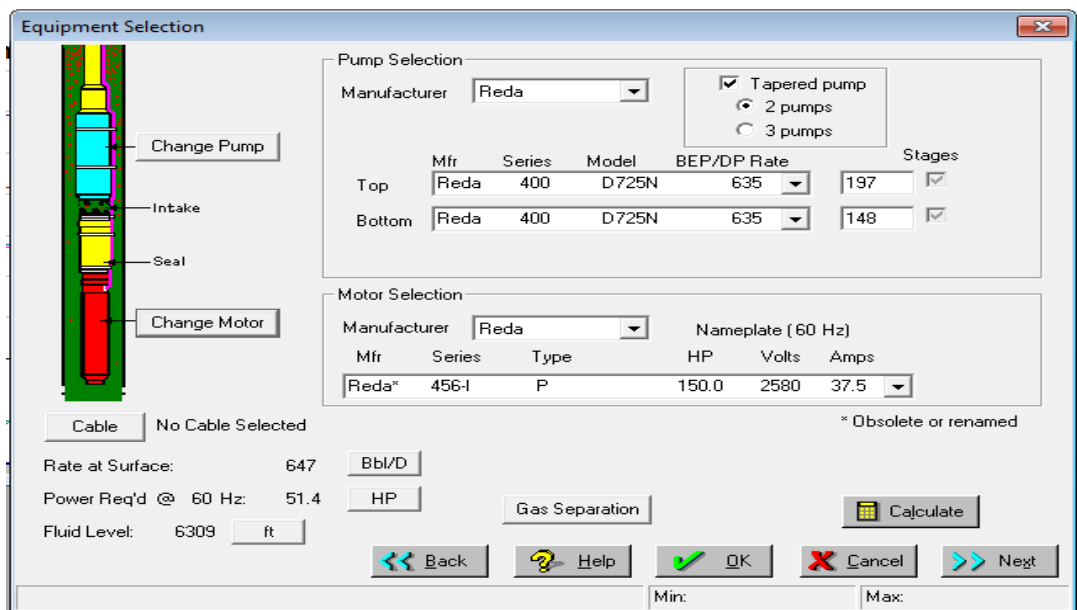
Figura 3.12 Interfase 9 Subpump.



FUENTE: Software SUBPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Figura 3.13 Interfase 10 Subpump.



FUENTE: Software SUBPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Una vez que se ingresan todos los datos del pozo, de los tubulares, del fluido y del equipo BES, se ha finalizado la etapa de ingreso de la data y la interface final se muestra en la figura 3.13. Ahora podemos visualizar los resultados del análisis nodal del pozo.

Una de las curvas más importantes que podemos visualizar es la curva de desempeño de la bomba (PUMP PERFORMANCE, TDH Vs. Q), en donde 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 visualizar la curva de comportamiento del pozo, cuya intersección con la curva de la bomba nos da la producción óptima a la que debería estar produciendo el pozo con ese equipo electrosumergible. 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 UPTHrust 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.

El gráfico de Comportamiento de afluencia (IPR) generado a partir de los datos dados en los diálogos de Afluencia y de Fluido, muestra 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. Este gráfico puede usarse como una herramienta para determinar la Presión de fondo fluyente o la presión de entrada a la bomba si se conoce un caudal, o puede 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 10Hz 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.

3.7 ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS CON BES DEL ÁREA SHUSHUFINDI.

3.7.1 ANÁLISIS POZO AGU-09

Para el desarrollo del Análisis Nodal del pozo AGU-09, se usa las correlaciones de flujo multifásico de "Hagedorn & Brown (1973)". En la tabla 3.1, se presenta los datos del pozo y del equipo BES para este pozo.

Tabla 3.1 DATOS BOMBA B.E.S. Y DEL POZO AGU-09.

POZO AGU-09"U"							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	4.892	Tipo de Bomba	DN1100	API	27	Pr (Psi)	3157
ID Tubing (in)	2.441	Número de Etapas	106+197	BSW (%)	86	Pwf (Psi)	1961
Prof. Bomba (ft)	8023	Frecuencia	53	GOR (scf/bbl)	845	Q (BFPD)	1008
Prof. Perforaciones (ft)	9120	HP	120	Pb (Psi)	860	IP	0.84
Prof. Casing	9145	Voltaje	1586	Salinidad (ppm)	65350	Y gas	1.36
Pozo Direccional	NO	Amperaje	48.5	Q actual (BFPD)	946	Y agua	1.05
						Grad. Fluido (Psi/ft)	0.412

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 3.2, indica los cálculos del Análisis Nodal del pozo que son utilizados para realizar la curva de sistema de pozo.

Tabla 3.2 CÁLCULOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO AGU-09.

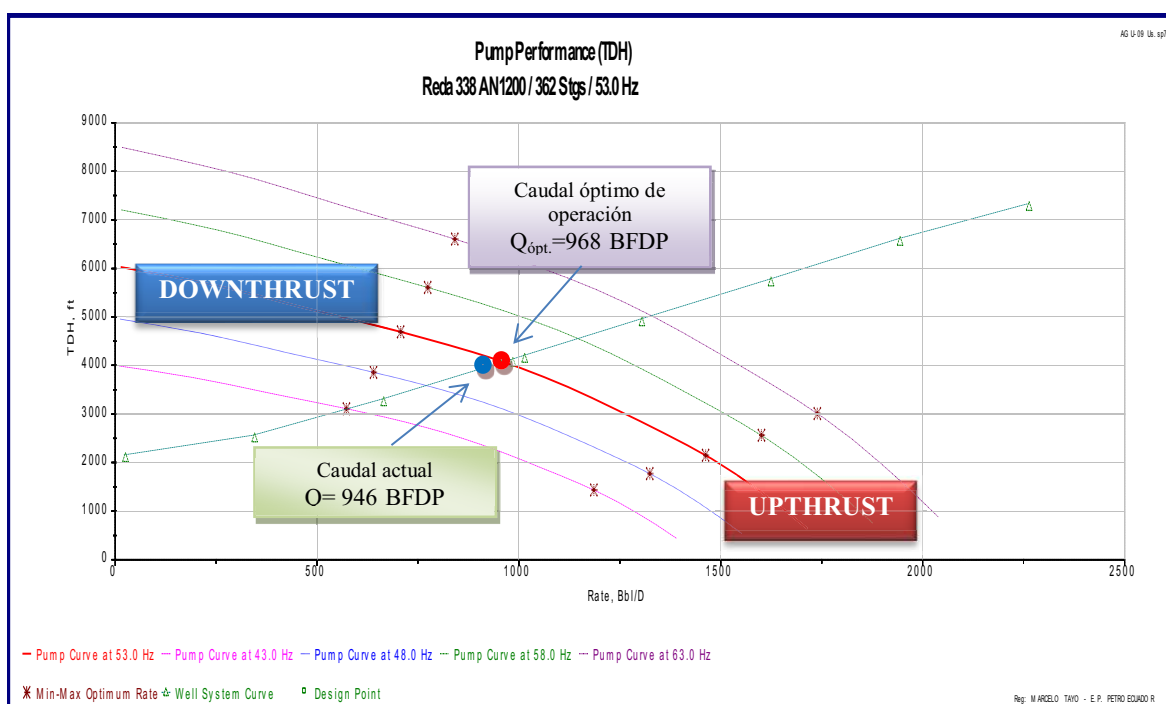
# Punto	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal O+W (Bbl/D)	Caudal en bomba O+W+G (Bbl/D)	Nivel de fluido (ft)
1	8148.02	6052.53	2095.49	24.09	25.83	1920.2
2	7756.7	5255.46	2501.24	322.23	345.51	2721.1
3	7702.98	4456.79	3246.19	620.37	665.19	3526.02
4	7721.24	3659.39	4061.85	918.51	984.86	4332.79
5	7757.81	2867.37	4890.43	1216.65	1304.54	5136.74
6	7801.82	2089.66	5712.16	1514.79	1624.22	5929.36
7	7913.34	1364.2	6549.14	1812.93	1943.89	6667.54
8	8007.58	741.33	7266.24	2111.07	2263.57	7307.31
PumpOff	8085.18	81.24	8003.94	2409.21	2583.25	7991.83
Design	7723.75	3586.11	4137.64	946	1014.34	4407.05

FUENTE: Reporte Detallado Pozo AGU-09, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

AGU-09. Este pozo tiene un equipo BES con tres bombas REDA de 108, 126 Y 126 etapas, respectivamente. Modelo DN-1100, Serie 400, motor de 156 HP y operando a 53 Hz. Según los resultados del análisis nodal el punto máximo y mínimo de operación para estas condiciones son 1472 y 712 BFPD, respectivamente. Al comparar la producción en el punto óptimo de operación 968 BFPD con el punto de producción actual 946 BFPD (está operando dentro del rango optimo), hay un diferencial de producción de 22 BFPD, que indica una pérdida de producción del 2.3 por ciento. Este porcentaje de pérdida de producción se debe al desgaste de la bomba debido al tiempo de funcionamiento de 73 días (Ver tabla 2.3), la desviación también responde a que los datos de B'UP fueron tomados en Agosto del 2010.

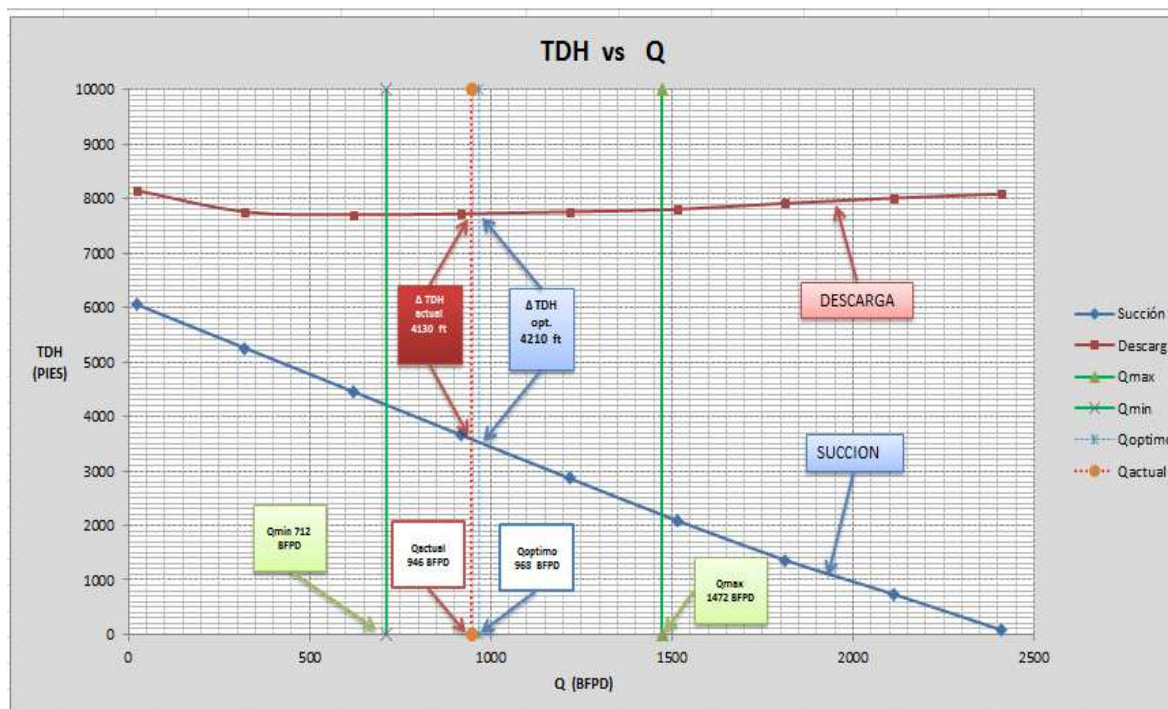
Gráfica 3.1 Desempeño de la Bomba DN-1100, REDA, Pozo AGU-09.



FUENTE: Reporte Detallado Pozo AGU-09, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 3.2, se indica el análisis nodal del pozo AGU-09, las curvas de succión y descarga del equipo BES, las capacidades de levantamiento de la bomba son: Δ TDH teórico 4210 ft y Δ TDH actual 4130 ft, se obtiene una pérdida de 1.5 por ciento de la capacidad de levantamiento de la bomba. Esta diferencia en la capacidad de levantamiento, se debe al desgaste normal de las etapas de la bomba por el tiempo de uso (73 días).

Gráfica 3.2 Análisis nodal pozo AGU-09, TDH vs. Q.

FUENTE: Reporte Detallado Pozo AGU-09, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 3.3, indica la presión de succión y descarga a diferentes caudales, las presiones se obtienen multiplicando los valores de las alturas de succión y descarga (de la tabla 3.2) por el gradiente del fluido del pozo (0,58 psi/pie), con estas presiones se grafican las curvas de presión de succión y descarga vs. Caudal (Gráfica 3.3).

Tabla 3.3 Presión de succión y descarga, pozo AGU-09.

P. Descarga	P. Succión	Caudal O+W (Bls/día)
4709.55	3498.36	24.09
4483.37	3037.65	322.23
4452.32	2576.02	620.37
4462.87	2115.12	918.51
4484.01	1657.33	1216.65
4509.45	1207.82	1514.79
4573.91	788.50	1812.93
4628.38	428.48	2111.07

FUENTE: Reporte Detallado Pozo AGU-09, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 3.4, indica los valores obtenidos del análisis nodal del pozo Agu-09 usados para construir la curva IPR del pozo.

Tabla 3.4 Datos para la curva IPR, Pozo AGU-09.

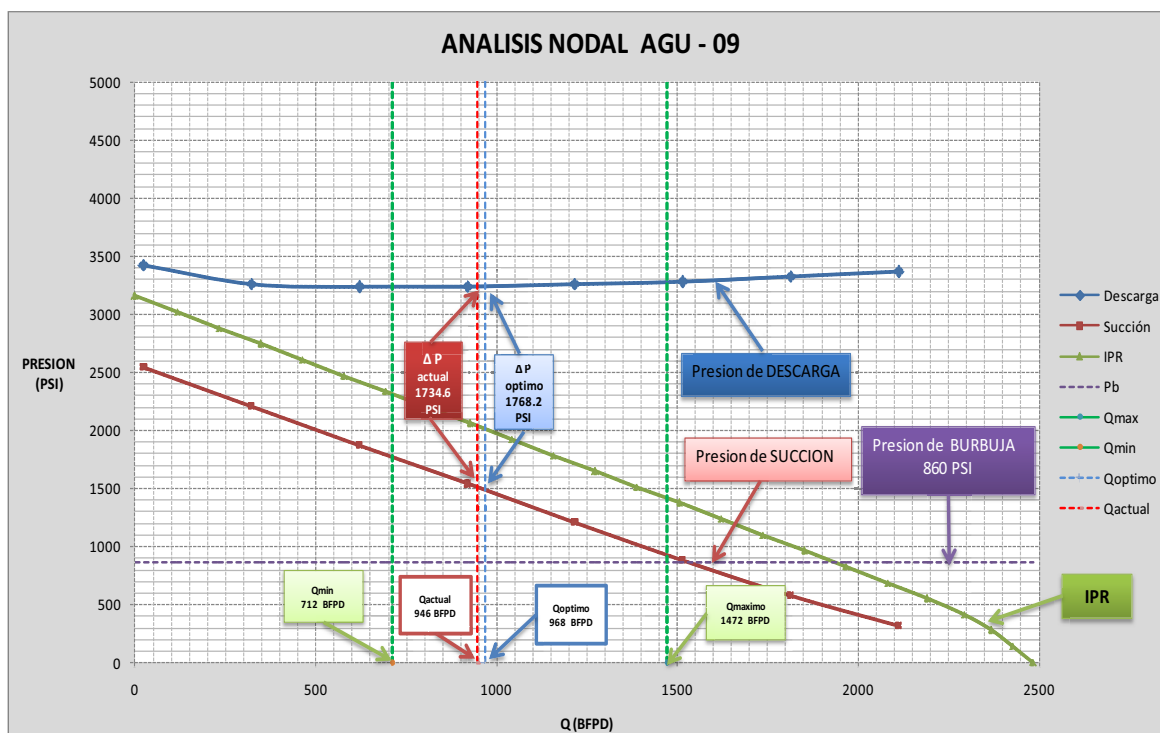
Caudal O+W (Bbl/D)	Presión (psi)
0	3157
115.685	3019.74
231.369	2882.48
347.054	2745.22
462.739	2607.96
578.424	2470.7
694.108	2333.43
809.793	2196.17
925.478	2058.91
1041.16	1921.65
1156.85	1784.39
1272.53	1647.13
1388.22	1509.87
1503.9	1372.61
1619.59	1235.35
1735.27	1098.09
1850.96	960.826
1966.61	823.565
2080.52	686.304
2190.5	549.043
2292.73	411.783
2367.64	274.522
2425.49	137.261
2483.35	0

FUENTE: Reporte Detallado Pozo AGU-09, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La gráfica 3.3, indica las curvas de presión de succión y descarga vs caudal y la curva IPR del pozo Agu-09, se observa que el equipo BES, está operando dentro de los rangos recomendados de producción de acuerdo a las condiciones de reservorio. Además, se observa que la curva IPR y la curva de presión de succión están separadas, esto se debe a la diferencia de profundidad entre los disparos y la profundidad de asentamiento de la bomba, que para este pozo está 1096 ft sobre el tope de las perforaciones, generando este desfase entre la P_{wf} y la P_{intake} . La presión del sistema (ΔP), es de 1734.6 psi, este valor es la presión total que actualmente suministra la bomba para obtener el caudal producido en superficie, de tal forma que el fluido tenga la presión suficiente para llegar desde el intake hasta el cabezal y hasta el separador.

Gráfica 3.3 ANÁLISIS NODAL - PRESIÓN VS CAUDAL - POZO AGU-09.



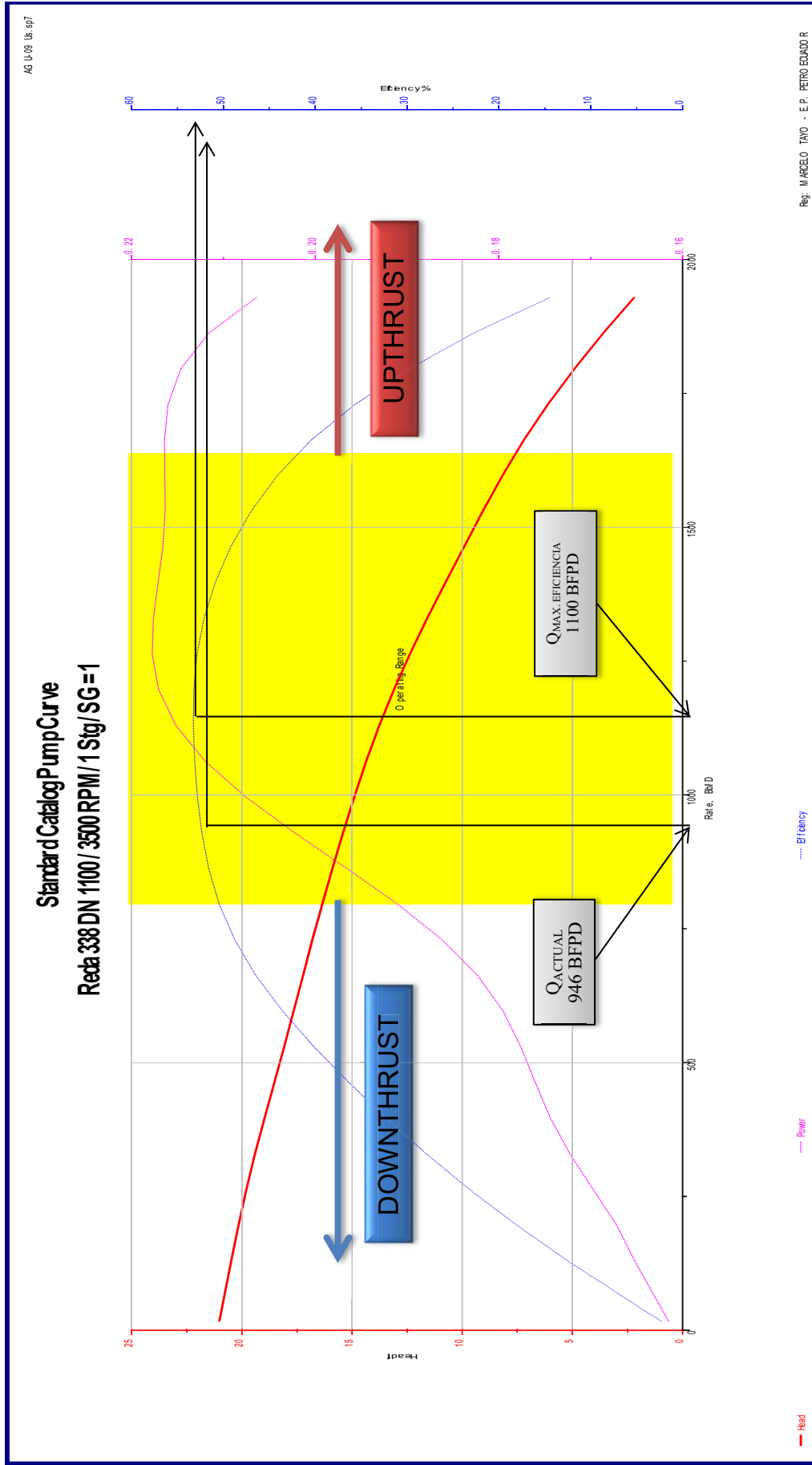
FUENTE: Reporte Detallado Pozo AGU-09, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 3.3, la curva IPR indica que el pozo tiene una capacidad de flujo de 1600 BFPD (Caudal máximo de equipos BES para CSG de 5 ½") a una Pwf de 1300 psi (440 psi por encima de Pb), caudal que se maneja sin tener problemas con la liberación de gas. El BSW del pozo es 86 por ciento, la producción de fluido a esta presión es 1600 BFPD, la producción de agua es 1376 BAPD, la producción de petróleo es de 224 BPPD, el incremento neto de producción es de 92 BPPD, valor que a las condiciones actuales no justifica un rediseño del equipo BES, pues su arena productora tiene tendencia a incrementar el porcentaje de BSW.

En la gráfica 3.4, se indica la curva estándar de la bomba, la eficiencia actual de cada etapa es de 53 por ciento, y la eficiencia óptima es de 54 por ciento, disminución generada por el desgaste normal de operación. Cada etapa de esta bomba levanta 15 ft y necesita 0.205 HP para levantar el fluido hasta superficie.

Gráfica 3.4 Curva de Eficiencia de la Bomba DN 1100, pozo AGU-09.



Fuente: Reporte Detallado Pozo AGU-09, Análisis Nodal SubPUMP.

Elaborado por: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

3.7.2 ANÁLISIS POZO AGU-10

Para el desarrollo del análisis nodal del pozo AGU-10, se usa las correlaciones de flujo multifásico de “Hagedorn & Brown (1973)”. En la tabla 3.5, se indica los datos del pozo y del equipo BES.

Tabla 3.5 DATOS BOMBA B.E.S. Y DEL POZO AGU-10.

POZO AGU-10U							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6,276	Tipo Bomba	P-6X	API	29,3	Pr (Psi)	3064
ID Tubing (in)	2,992	Número de Etapas	180+180	BSW (%)	60	Pwf (Psi)	1778
Prof. Bomba (ft)	8909	Frecuencia	51	GOR (scf/bbl)	179	Q (BFPD)	394
Prof. Perfor. (ft)	9144	HP	132	Pb (Psi)	1010	IP	0,30
Prof. Casing	9400	Voltaje	1370	Salinidad (ppm)	36250	Y gas	1,25
Pozo Direccional	NO	Amperaje	64	Q actual (BFPD)	549	Y agua	1,05
						Grad. Fluido (Psi/ft)	0,40

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 3.6, indica los cálculos del Análisis Nodal del pozo, que son utilizados para realizar la curva de sistema de pozo.

Tabla 3.6 CÁLCULOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO AGU-10.

# Punto	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal O+W (Bbl/D)	Caudal en bomba O+W+G (Bbl/D)	Nivel de fluido (ft)
1	9154,27	7284,82	1869,44	8,12	9,36	1565,18
2	8867,35	6476,59	2390,76	108,57	125,24	2374,86
3	8347,67	5668,44	2679,23	209,02	241,12	3188,12
4	8081,27	4859,94	3221,34	309,47	356,99	4003,47
5	7911,76	4051,69	3860,07	409,93	472,87	4817,26
6	7814,53	3244,54	4569,99	510,38	588,74	5633,27
7	7766,99	2437,49	5329,49	610,83	704,62	6450,2
8	7896,53	1590,45	6306,07	711,28	820,5	7302,59
PumpOff	7785,84	45,14	7740,7	811,74	936,37	8907,05
Design	7776,27	2934,78	4841,5	549	633,29	5947,37

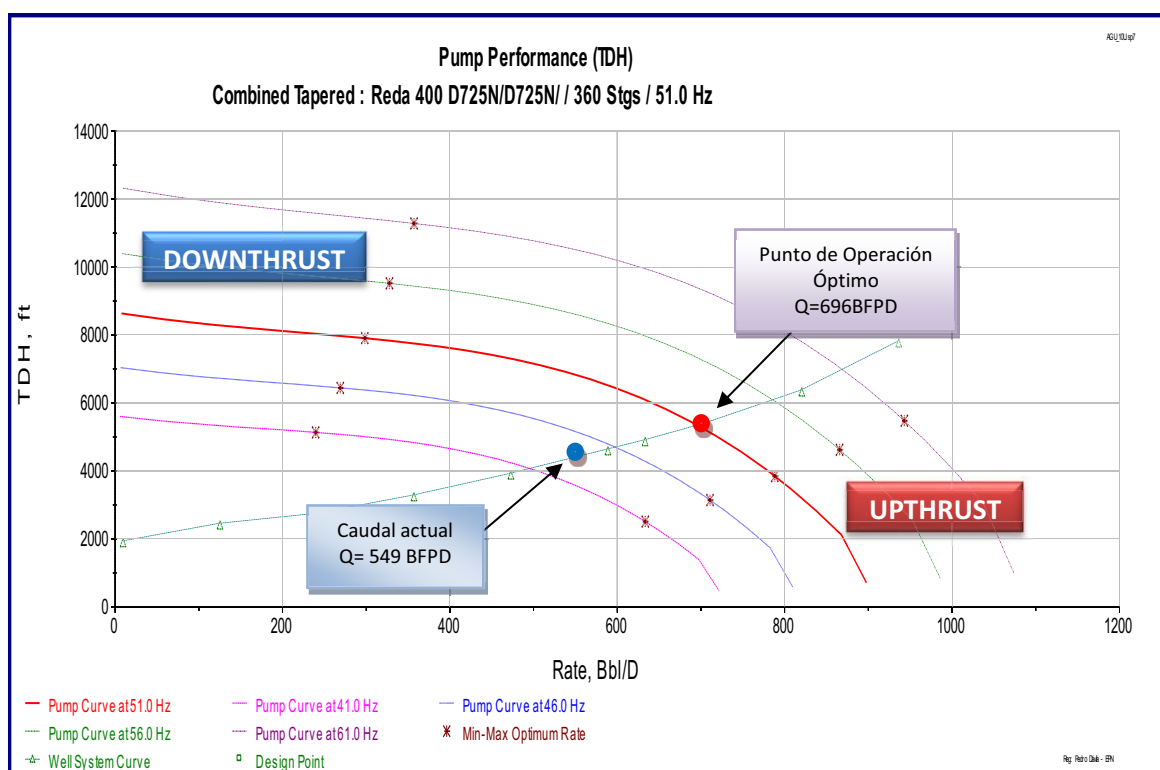
FUENTE: Reporte Detallado Pozo AGU-10, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 3.5, se indica la curva de desempeño de la bomba para el pozo AGU-10. Este pozo tiene un equipo BES con dos bombas Centrifliff de 180 etapas

cada una, Modelo P6X, Serie 400, motor de 132 HP y operando a 51 Hz de frecuencia. Según los resultados del análisis nodal, los puntos máximo y mínimo de operación para estas condiciones son 790 Y 299 BFPD, respectivamente. Al comparar la producción en el punto óptimo de operación 695 BFPD con el punto de producción actual 549 BFPD (se encuentra dentro del rango de producción de la bomba), hay un diferencial de producción de 146 BFPD, que indica una pérdida de producción del 21 por ciento. El último B'up tomado en este pozo fue Junio-12-2011 y la bomba fue instalada el Agosto-17-2011 (73 días de operación de la BES), estos datos nos indican que la Bomba debería estar trabajando cerca de las condiciones óptimas de diseño, la pérdida de producción podría ser causada por la presencia de sólidos en el fluido o daños en el equipo BES.

Gráfica 3.5 Curva de desempeño de la Bomba P6X, Centriflitz; Pozo Agu-10.

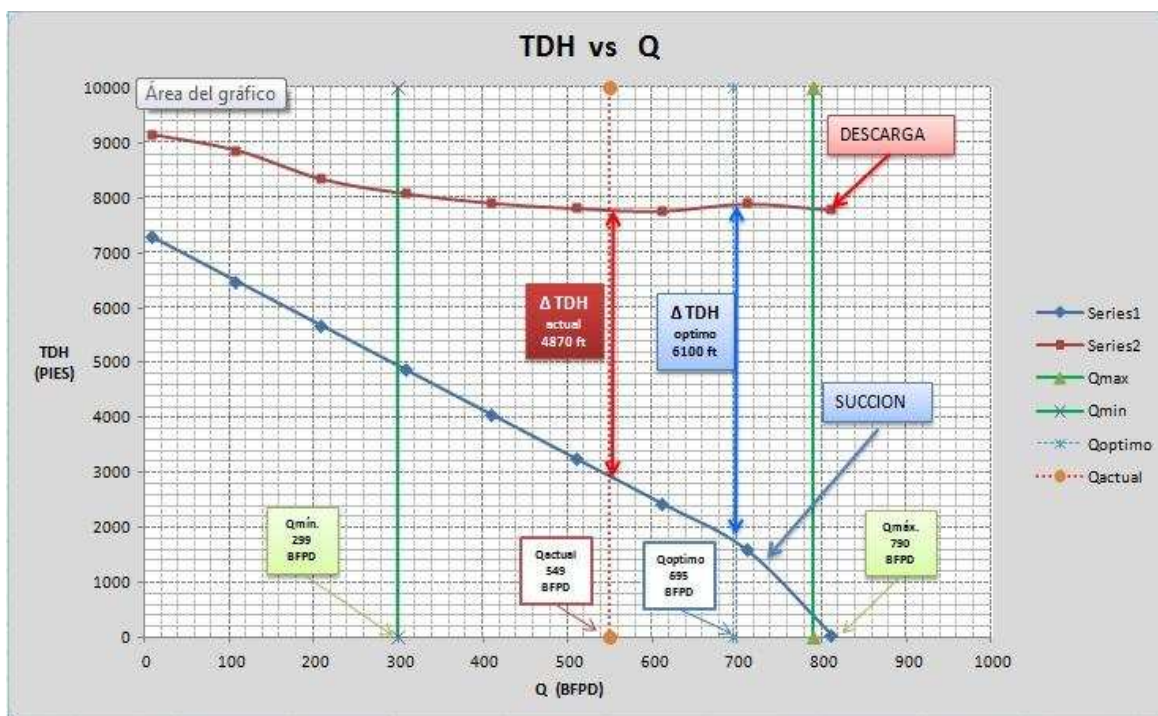


FUENTE: Reporte Detallado Pozo AGU-10, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

En la gráfica 3.6, se indica el análisis nodal del pozo AGU-10, las curvas de succión y descarga del equipo BES, las capacidades de levantamiento de la bomba son: Δ TDH teórico 6100 ft y Δ TDH actual 4870 ft, se obtiene una pérdida de 20,16 por ciento de la capacidad de levantamiento de la bomba.

Gráfica 3.6 Análisis nodal pozo AGU-10, THD vs. Q.



FUENTE: Reporte Detallado Pozo AGU-10, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

La tabla 3.7, indica la presión de succión y descarga a diferentes caudales, las presiones se obtienen multiplicando los valores de las alturas de succión y descarga (de la tabla 3.6) por el gradiente del fluido del pozo (0,40 psi/pie), con estas presiones se grafican las curvas de presión de succión y descarga vs. Caudal (Gráfica 3.7).

Tabla 3.7 Presión de succión y descarga, pozo AGU-10.

P. Descarga	P. Succión	Caudal O+W (Bls/día)
3661,708	2913,928	8,12
3546,94	2590,636	108,57
3339,068	2267,376	209,02
3232,508	1943,976	309,47
3164,704	1620,676	409,93
3125,812	1297,816	510,38
3106,796	974,996	610,83
3158,612	636,18	711,28
3114,336	18,056	811,74

FUENTE: Reporte Detallado Pozo AGU-10, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 3.8, indica los valores obtenidos del análisis nodal del pozo Agu-10 usados para construir la curva IPR del pozo.

Tabla 3.8 Datos para la curva IPR, Pozo AGU-10.

Caudal O+W (Bbl/D)	Presión (psi)
0,00	3064,00
40,81	2930,78
81,63	2797,57
122,44	2664,35
204,07	2397,91
244,89	2264,70
326,52	1998,26
367,33	1865,04
408,15	1731,83
448,96	1598,61
489,78	1465,39
530,59	1332,17
612,22	1065,74
652,56	932,52
690,81	799,30
726,27	666,09
757,97	532,87
784,21	399,65
801,34	266,44
811,74	133,22
822,14	0,00

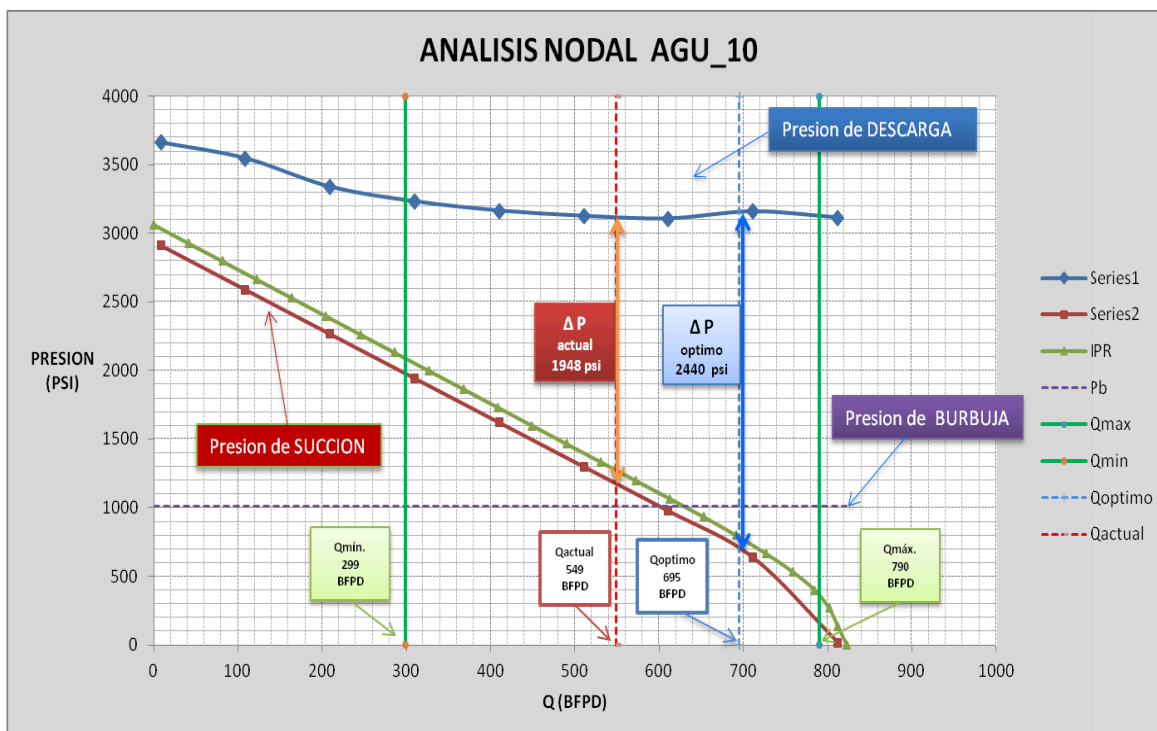
FUENTE: Reporte Detallado Pozo AGU-10, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La gráfica 3.7, indica las curvas de presión de succión y descarga vs caudal y la curva IPR del pozo Agu-10, se observa que el equipo BES está operando dentro de los rangos recomendados de producción de acuerdo a las condiciones de reservorio, el caudal actual de 549 BFPD y el caudal óptimo de 695 BFPD, se puede concluir que el equipo BES instalado en este pozo, se encuentra funcionando dentro de rango, además se observa que la curva IPR y la curva de presión de succión están separadas, se debe a la diferencia de profundidad entre los disparos y la profundidad de asentamiento de la bomba, que para este pozo está 181 ft sobre el tope de las perforaciones, generando una diferencia entre la P_{wf} y la P_{intake} .

La presión del sistema (ΔP) es de 1948 psi, este valor es la presión total que actualmente suministra la bomba para obtener el caudal producido en superficie, de tal forma que el fluido tenga la presión suficiente para llegar desde el intake hasta el cabezal y hasta el separador.

Gráfica 3.7 ANÁLISIS NODAL - PRESIÓN VS CAUDAL - POZO AGU-10.



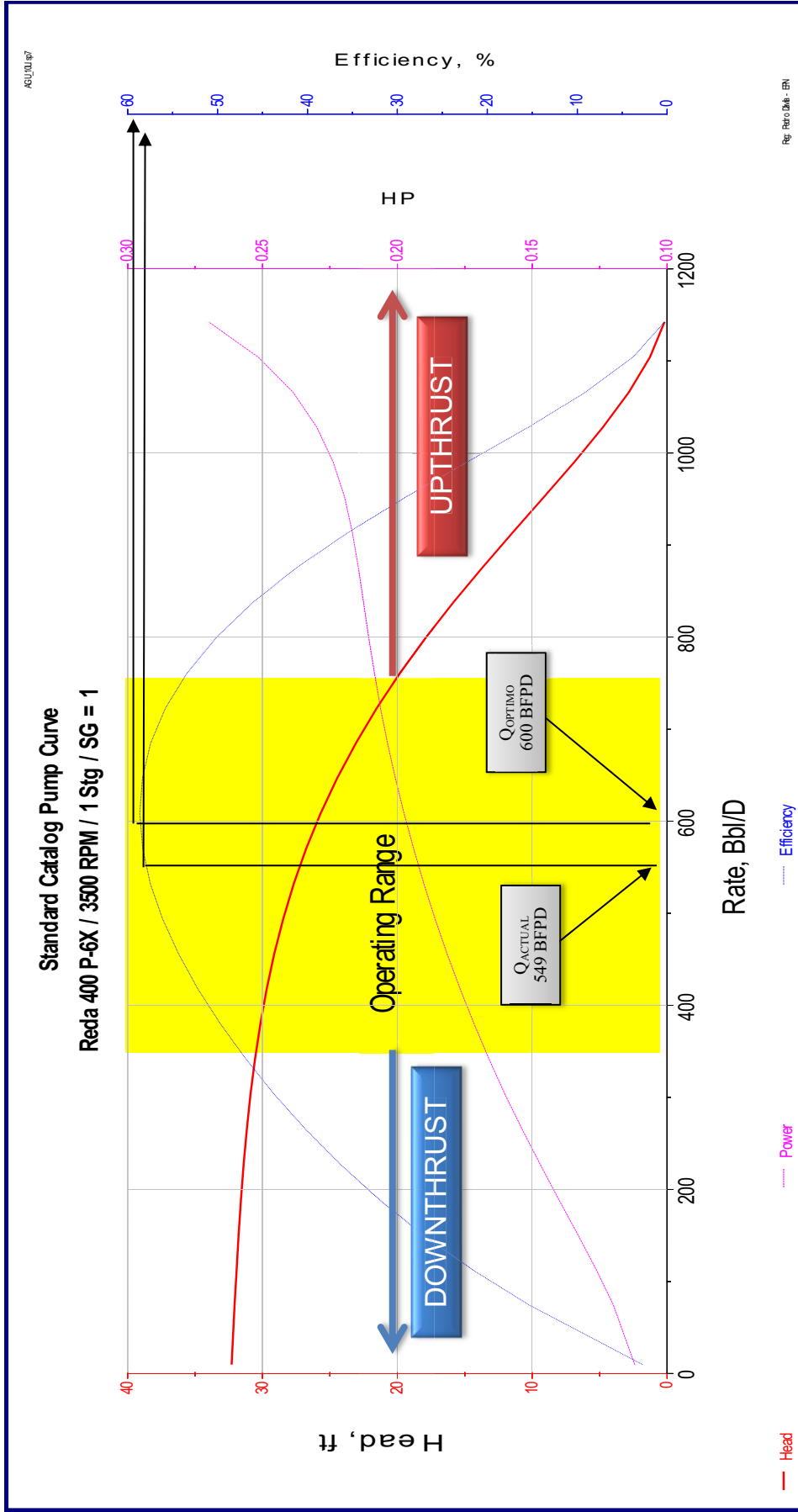
FUENTE: Reporte Detallado Pozo AGU-10, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 3.7, la curva IPR indica que el pozo tiene una capacidad de flujo de 600 BFPD a una P_{wf} de 1110 psi (100 psi sobre la P_b), si se incrementa la capacidad del equipo BES se tendrá problemas de gas, el pozo empezará a trabajar bajo el punto de burbuja. Este pozo no es candidato para realizar un rediseño del equipo BES.

En la gráfica 3.8, se indica la curva estándar de la bomba, la eficiencia actual de la bomba es de 54 por ciento, y la eficiencia óptima es de 61 por ciento, disminución generada por el desgaste normal de operación. Cada etapa de esta bomba levanta 27 ft y necesita 0.18 HP para levantar el fluido hasta superficie.

Gráfica 3.8 Curva de Eficiencia de la Bomba Centrífuga P6X, pozo AGU-10.



Fuente: Reporte Detallado Pozo AGU-10, Análisis Nodal SubPUMP.

Elaborado por: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

3.7.3 ANÁLISIS POZO DRN-01

Para el desarrollo del análisis nodal del pozo DRN-01, se usa las correlaciones de flujo multifásico de “Hagedorn & Brown (1963)”. En la tabla 3.9, se presenta los datos del pozo y del equipo BES.

Tabla 3.10 DATOS BOMBA B.E.S. Y DEL POZO DRN-01.

POZO DRN-01							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6.276	Tipo Bomba	DN-1100 (3)	API	25.5	Pr (Psi)	1921.00
ID Tubing (in)	2.992	Número de Etapas	108+108+219	BSW (%)	1	Pwf (Psi)	1284.00
Prof. Bomba (ft)	9302	Frecuencia	57	GOR (scf/bbl)	240	Q (BFPD)	680.00
Prof. Perfor. (ft)	9485	HP	175	Pb (Psi)	1010	IP	1.06
Prof. Casing	9550	Voltaje	1916	Salinidad (ppm)	14500	Y gas	1.25
Pozo Direccional	NO	Amperaje	54	Q actual (BFPD)	978	Y agua	1.02
						Grad. Fluido (Psi/ft)	0.41

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 3.10, indica los cálculos del Análisis Nodal del pozo, que son utilizados para realizar la curva de sistema del pozo.

Tabla 3.10 CÁLCULOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO DRN-01.

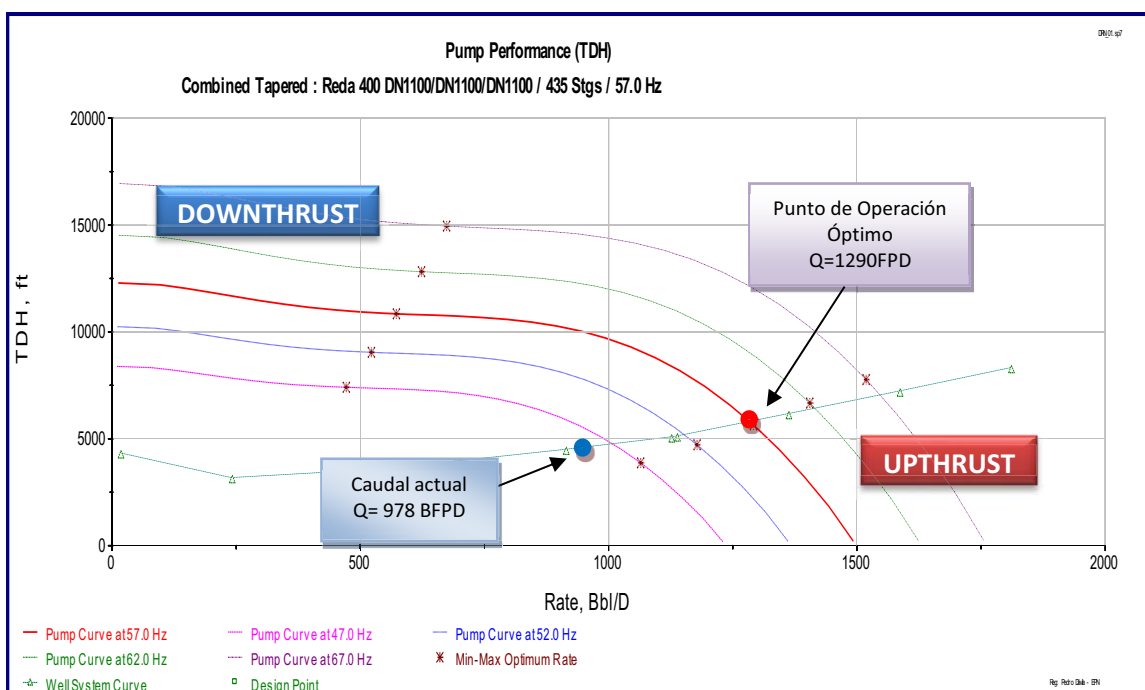
# Punto	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal O+W (Bbl/D)	Caudal en bomba O+W+G (Bbl/D)	Nivel de fluido (ft)
1	9328.46	5085.71	4242.75	15.72	18.11	4213.29
2	7659.94	4580.95	3078.99	210.23	242.27	4712.5
3	7455.7	4078.07	3377.63	404.73	466.42	5213.31
4	7427.27	3575.79	3851.48	599.24	690.57	5715.54
5	7480.89	3074.2	4406.7	793.75	914.73	6218.97
6	7590.86	2559.98	5030.89	988.26	1138.88	6731.47
7	8070.93	1999.35	6071.58	1182.76	1363.03	7282.75
8	8449.29	1317.82	7131.48	1377.27	1587.19	7972.06
PumpOff	8278.96	57.51	8221.44	1571.78	1811.34	9298.86
Design	7572.01	2588.59	4983.42	978	1127.06	6703.45

FUENTE: Reporte Detallado Pozo DRN-01, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 3.10, se indica la curva de desempeño de la bomba para el pozo DRN-01. Este pozo tiene un equipo B.E.S. con tres bombas REDA de 108,108 y 219 etapas, modelo DN-1100, serie 400, motor de 175 HP, 54 amp, opera a 57 Hz. Según los resultados del análisis nodal los puntos máximo y mínimo de operación para estas condiciones son 1301 BFPD y 578 BFPD, respectivamente. Al comparar la producción en el punto óptimo de operación 1097 BFPD con el punto de producción actual 978 BFPD (se encuentra dentro del rango de producción de la bomba), hay un diferencial de producción de 119 BFPD, que indica una pérdida de producción del 10,84 por ciento. La pérdida de producción podría ser debido al tiempo de operación de la bomba 112 días (Instalada 18-Jul-2011) y a la presencia de sólidos en el fluido, el último B'up que se tomo fue 29-May-2011, los datos son actuales, esto indica que el diseño del Equipo BES fue bien hecho.

Gráfica 3.10 Desempeño de la Bomba DN-1100, REDA; pozo DRN-01.



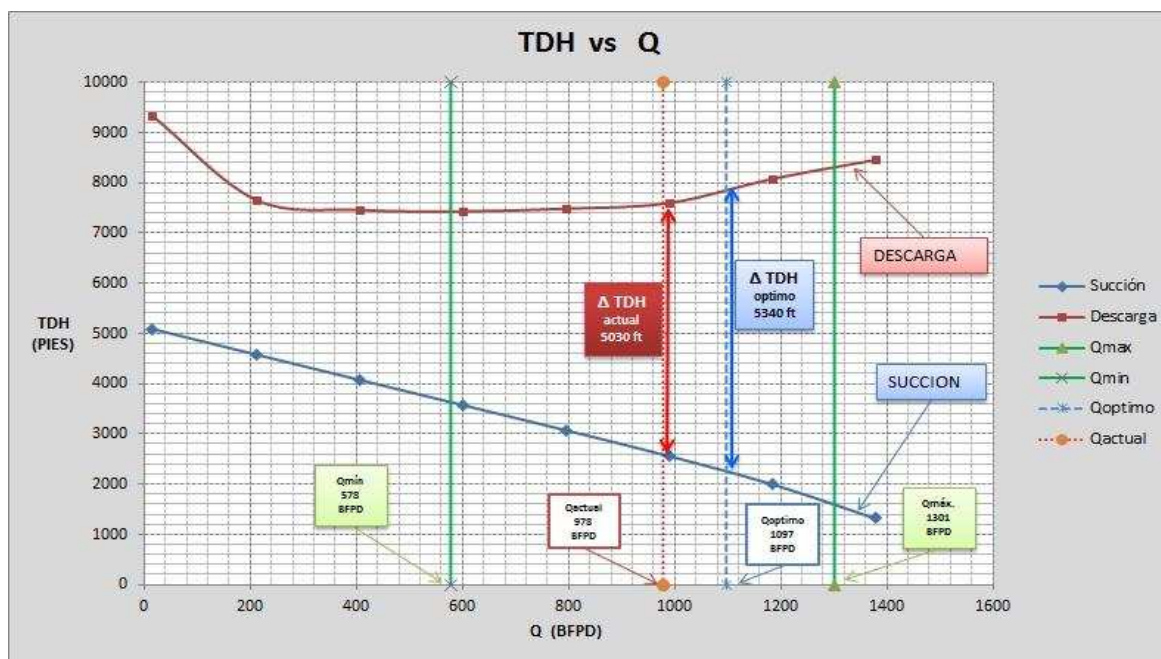
FUENTE: Análisis SubPUMP, Desempeño de la Bomba pozo DRN-01.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 3.11, se indica el análisis nodal del pozo DRN-01, las curvas de succión y descarga del equipo BES, las capacidades de levantamiento de la bomba son: Δ TDH teórico 5340 ft y Δ TDH actual 5030 ft, se obtiene una pérdida

de 5.80 por ciento de la capacidad de levantamiento de la bomba generada por el desgaste de las etapas.

Gráfica 3.11 Análisis nodal pozo DRN-01, THD vs. Q.



FUENTE: Reporte Detallado Pozo DRN-01, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 3.11, indica la presión de succión y descarga a diferentes caudales, las presiones se obtienen multiplicando los valores de las alturas de succión y descarga (de la tabla 3.10) por el gradiente del fluido del pozo (0,41 psi/pie), con estas presiones se grafican las curvas de presión de succión y descarga vs. Caudal (Gráfica 3.11).

Tabla 3.11 Presión de succión y descarga, pozo DRN-01.

P. Descarga	P. Succión	Caudal O+W (Bls/día)
3824.7	2085.1	15.72
3140.6	1878.2	210.23
3056.8	1672.0	404.73
3045.2	1466.1	599.24
3067.2	1260.4	793.75
3112.3	1049.6	988.26
3309.1	819.7	1182.76
3464.2	540.3	1377.27
3824.7	2085.1	15.72

FUENTE: Reporte Detallado Pozo DRN-01, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 3.12, indica los valores obtenidos del análisis nodal del pozo DRN-01 usados para construir la curva IPR del pozo.

Tabla 3.12 Datos para la curva IPR, Pozo DRN-01.

Caudal O+W (Bbl/D)	Presión (psi)
0.00	1921.00
89.16	1837.48
178.32	1753.96
356.64	1586.91
445.80	1503.39
534.96	1419.87
624.12	1336.35
713.28	1252.83
802.44	1169.30
891.60	1085.78
980.76	1002.26
1147.14	835.22
1220.58	751.70
1347.86	584.65
1401.66	501.13
1448.89	417.61
1523.57	250.57
1550.99	167.04
1571.78	83.52
1585.91	0.00
0.00	1921.00

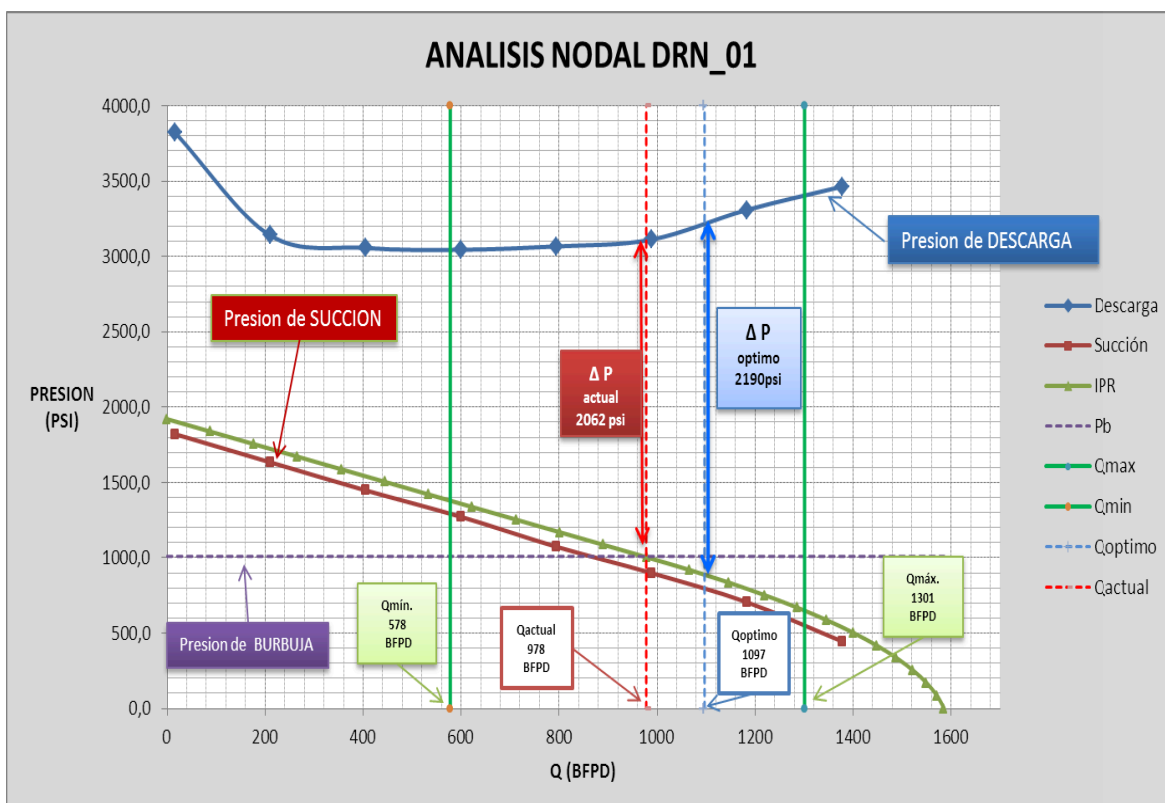
FUENTE: Reporte Detallado Pozo DRN-01, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La gráfica 3.11, indica las curvas de presión de succión y descarga vs caudal y la curva IPR del pozo DRN-01, se observa que el equipo BES está operando dentro de los rangos recomendados de producción de acuerdo a las condiciones de reservorio, además se observa que la curva IPR y la curva de presión de succión están separadas, esta separación se debe a la diferencia de profundidad entre los disparos y la profundidad de asentamiento de la bomba, en este pozo el equipo BES está 122 ft sobre el tope de las perforaciones, generando esta diferencia entre la P_{wf} y la P_{intake} .

La presión del sistema (ΔP) es de 2062 psi, este valor es la presión total que suministra la bomba para obtener el caudal producido en superficie, de tal forma que el fluido tenga la presión suficiente para llegar desde el intake hasta el cabezal y hasta el separador.

Gráfica 3.11 ANÁLISIS NODAL - PRESIÓN VS CAUDAL - POZO DRN-01.



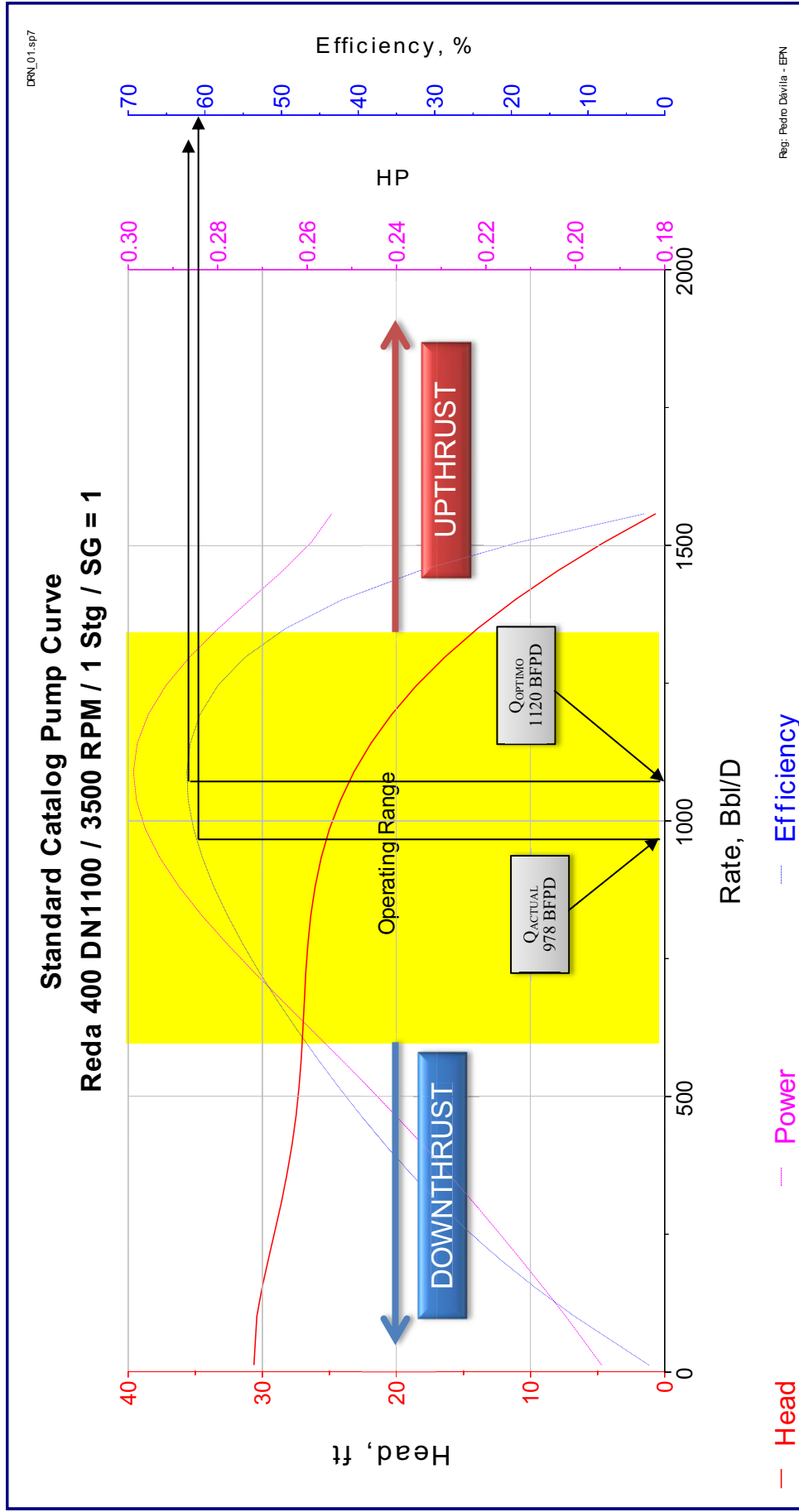
FUENTE: Reporte Detallado Pozo DRN-01, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 3.11, la curva IPR indica que el pozo tiene una capacidad de flujo de 1030 BFPD a la P_b , si se incrementa la capacidad del equipo BES se tendrá problemas de gas porque el pozo empezará a trabajar bajo el punto de burbuja. Este pozo no es candidato para realizar un rediseño del equipo BES; pero se puede considerar realizar un trabajo de remoción de daño.

En la gráfica 3.12, se indica la curva estándar de la bomba, la eficiencia actual de la bomba es de 60.5 por ciento, y la eficiencia óptima es de 62 por ciento, disminución generada por el desgaste normal de operación. Cada etapa de esta bomba levanta 25 ft y necesita 0.295 HP para levantar el fluido hasta superficie.

Gráfica 3.12 Curva de Eficiencia de la Bomba REDA DN-1100, pozo DRN-01.



Fuente: Reporte Detallado Pozo DRN-01, Análisis Nodal SubPUMP.

Elaborado por: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

3.7.4 ANÁLISIS POZO DRE-08D

Para el desarrollo del análisis nodal del pozo DRE-08D, se usa las correlaciones de flujo multifásico de "Beggs & Brill (1973)". En la tabla 3.13, se presenta los datos del pozo y del equipo BES.

Tabla 3.13 DATOS BOMBA B.E.S. Y DEL POZO DRE-08D.

POZO DRE-08D "T"							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6.276	Tipo de Bomba	GN-1600	API	30.7	Pr (Psi)	2665
ID Tubing (in)	2.992	Número de Etapas	106	BSW (%)	58	Pwf (Psi)	2210
Prof. Bomba (ft)	9618	Frecuencia	51	GOR (scf/bbl)	338	Q (BFPD)	1434
Prof. Perforaciones (ft)	10255	HP	165	Pb (Psi)	600	IP	3.15
Prof. Casing	10565	Voltaje	1355	Salinidad (ppm)	5200	Y gas	1.15
Pozo Direccional	SI	Amperaje	73.5	Q actual (BFPD)	958	Y agua	1.05
						Grad. Fluido (Psi/ft)	0.41

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 3.14, indica los cálculos del Análisis Nodal del pozo, que son utilizados para realizar la curva de sistema del pozo.

Tabla 3.14 CÁLCULOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO DRE-08D.

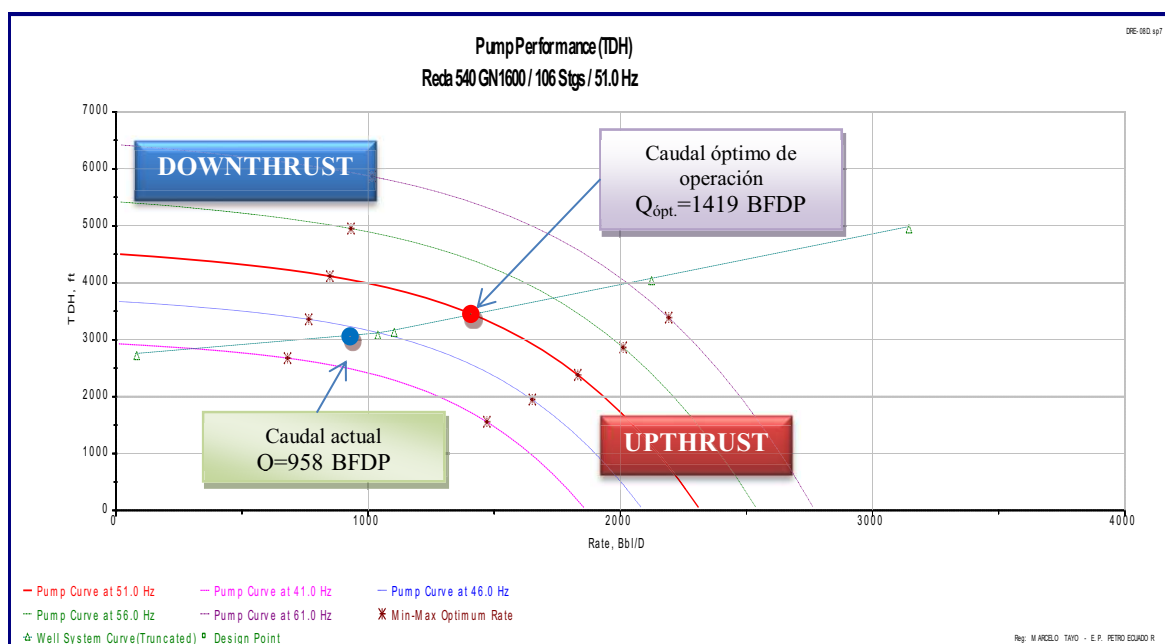
# Punto	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal O+W (Bbl/D)	Caudal en bomba O+W+G (Bbl/D)	Nivel de fluido (ft)
1	8786.69	6081.17	2705.52	76.09	82.48	3259.47
2	8447.99	5334.24	3113.75	1017.66	1103.21	4047.01
3	8610.95	4589.02	4021.93	1959.23	2123.93	4835.47
4	8778.79	3847.58	4931.21	2900.8	3144.66	5623.55
5	8932.38	3119.01	5813.37	3842.37	4165.39	6401.55
6	9222.34	2387.35	6834.99	4783.94	5186.11	7183.32
7	9562.78	1664.13	7898.65	5725.51	6206.84	7958.07
8	9930.11	966.37	8963.74	6667.09	7227.56	8703.34
PumpOff	10489.71	92.6	10397.11	7608.66	8248.29	9614.1
Design	8446.95	5381.51	3065.44	958	1038.54	3997.1

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

En la gráfica 3.13, se indica la curva de desempeño de la bomba para el pozo DRE-08D. El pozo tiene un equipo BES con una bomba REDA de 106 ETAPAS, Modelo GN-1600, Serie 5400, motor de 165 HP y opera a una frecuencia de 51 Hz. Según los resultados del análisis nodal, el punto máximo y mínimo de operación para estas condiciones son 1839 BFPD Y 860 BFPD, respectivamente. Al comparar la producción en el punto óptimo de operación 1419 BFPD con el punto de producción actual 958 BFPD (se encuentra dentro del rango óptimo de la bomba), hay diferencial de producción de 461 BFPD, que indica una pérdida de producción del 32.48 por ciento. Esta pérdida de producción se debe al desgaste por el tiempo de operación de la bomba que genera disminución en la eficiencia del equipo BES (Arranque de la bomba: 29/may/2010, tiempo acumulado de operación: 550 días) y la posible presencia de escala en el equipo. Esta notoria pérdida de la capacidad hace evidente la necesidad de rediseñar el equipo BES.

Gráfica 3.14 Desempeño de la Bomba GN-1600, REDA, Pozo DRE-08D.

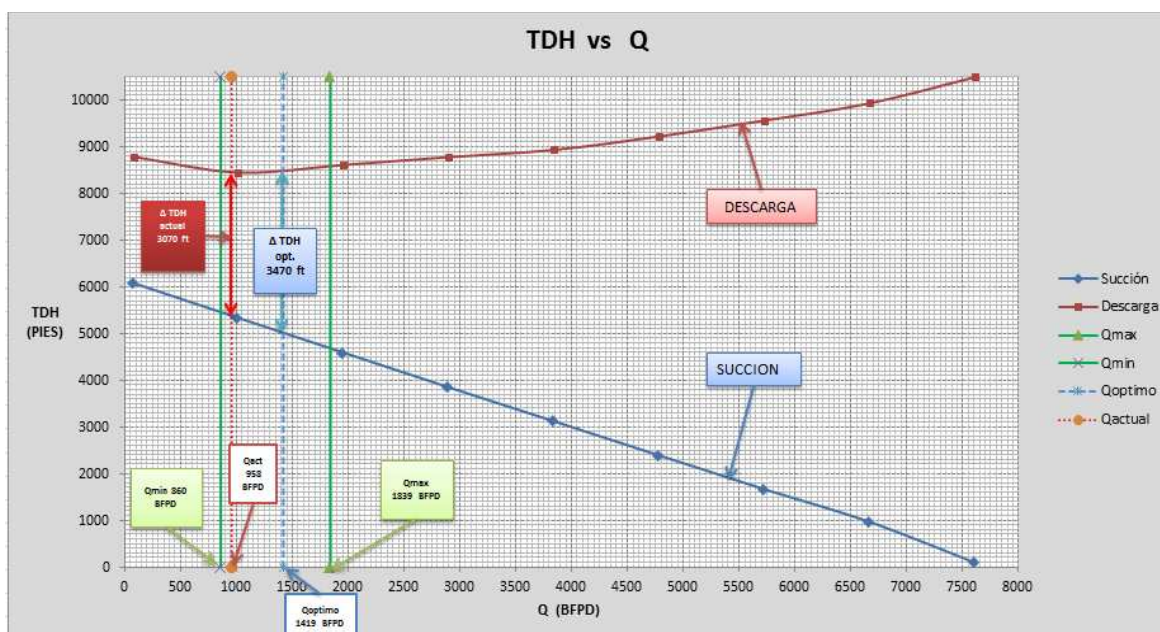


FUENTE: Reporte Detallado Pozo DRE-08D, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 3.14, se indica el análisis nodal del pozo DRE-08D, las curvas de succión y descarga del equipo BES, las capacidades de levantamiento de la bomba son: Δ TDH teórico 3470 ft y Δ TDH actual 3070 ft, se obtiene una pérdida de 11.5 %.

Gráfica 3.14 Análisis nodal pozo DRE-08D, THD vs. Q, pozo DRE-08D.



FUENTE: Reporte Detallado Pozo DRE-08D, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 3.15, indica la presión de succión y descarga a diferentes caudales, las presiones se obtienen multiplicando los valores de las alturas de succión y descarga (de la tabla 3.14) por el gradiente del fluido del pozo (0,416 psi/pie), con estas presiones se grafican las curvas de presión de succión y descarga vs. Caudal (Gráfica 3.15).

Tabla 3.15 Presión de succión y descarga, pozo DRE-08D.

P. Descarga	P. Succión	Caudal O+W (Bls/día)
3655.26	2529.76	76.09
3514.36	2219.04	1017.66
3582.15	1909.03	1959.23
3651.97	1600.59	2900.8
3715.87	1297.50	3842.37
3836.49	993.13	4783.94
3978.11	692.27	5725.51
4130.92	402.00	6667.09

FUENTE: Reporte Detallado Pozo DRE-08D, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 3.16, indica los valores obtenidos del análisis nodal del pozo DRE-08D usados para construir la curva IPR del pozo.

Tabla 3.16 Datos para la curva IPR, Pozo DRE-08D.

Caudal O+W (Bbl/D)	Presión (psi)
0	2665
365.18	2549.13
730.36	2433.26
1095.54	2317.39
1460.72	2201.52
1825.9	2085.65
2191.08	1969.78
2556.26	1853.91
2921.44	1738.04
3286.62	1622.17
3651.8	1506.3
4016.98	1390.43
4382.16	1274.57
4747.34	1158.7
5112.52	1042.83
5477.7	926.957
5842.88	811.087
6208.06	695.217
6573.21	579.348
6922.11	463.478
7232.8	347.609
7483.44	231.739
7624.36	115.87
7717.27	0

FUENTE: Reporte Detallado Pozo DRE-08D, Análisis Nodal SubPUMP.

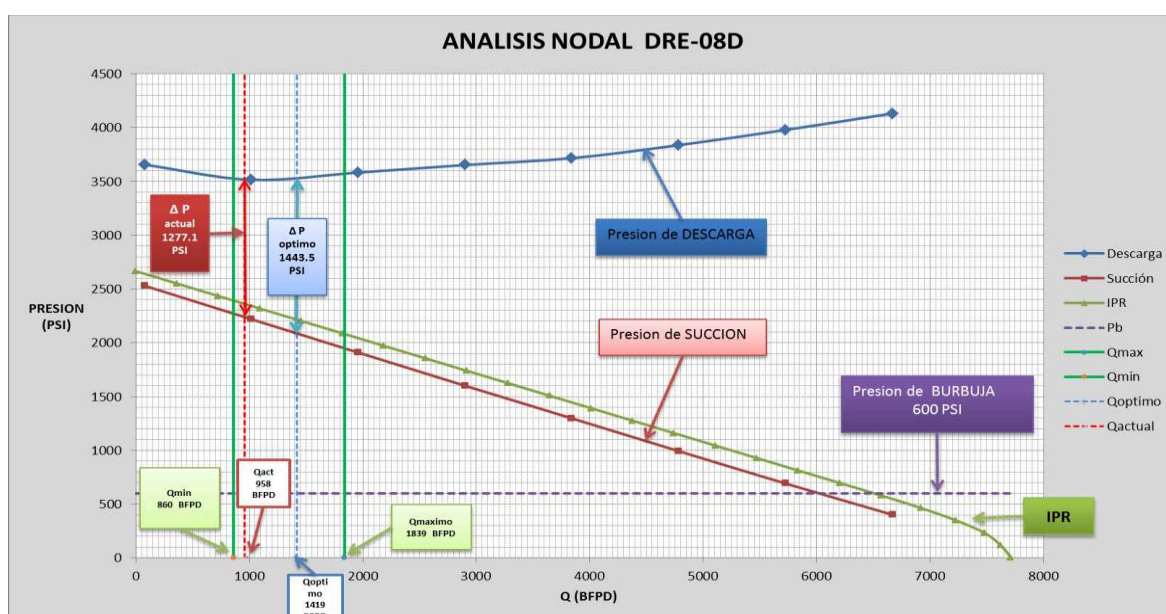
ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La gráfica 3.15, indica las curvas de presión de succión y descarga vs caudal y la curva IPR del pozo DRe-08D, se observa que el equipo BES está operando dentro de los rangos recomendados de producción de acuerdo a las condiciones de reservorio, aunque el valor actual de producción (958 BFPD) está casi al límite inferior (DOWNTHRUST), para disminuir este impacto se puede incrementar la frecuencia para aumentar la producción, logrando desplazar el punto de producción actual hacia el rango óptimo de producción; además se observa que la curva IPR y la curva de presión de succión están separadas, esta separación

se debe a la diferencia de profundidad entre los disparos y la profundidad de asentamiento de la bomba, en este pozo el equipo BES está 621 ft sobre el tope de las perforaciones, generando este desfase entre la P_{wf} y la P_{intake} .

La presión del sistema (ΔP) es de 1443.5 psi, este valor es la presión total que suministra la bomba para obtener el caudal producido en superficie, de tal forma que el fluido tenga la presión suficiente para llegar desde el intake hasta el cabezal y hasta el separador.

Gráfica 3.15 ANÁLISIS NODAL - PRESIÓN VS CAUDAL - POZO DRE-08D.



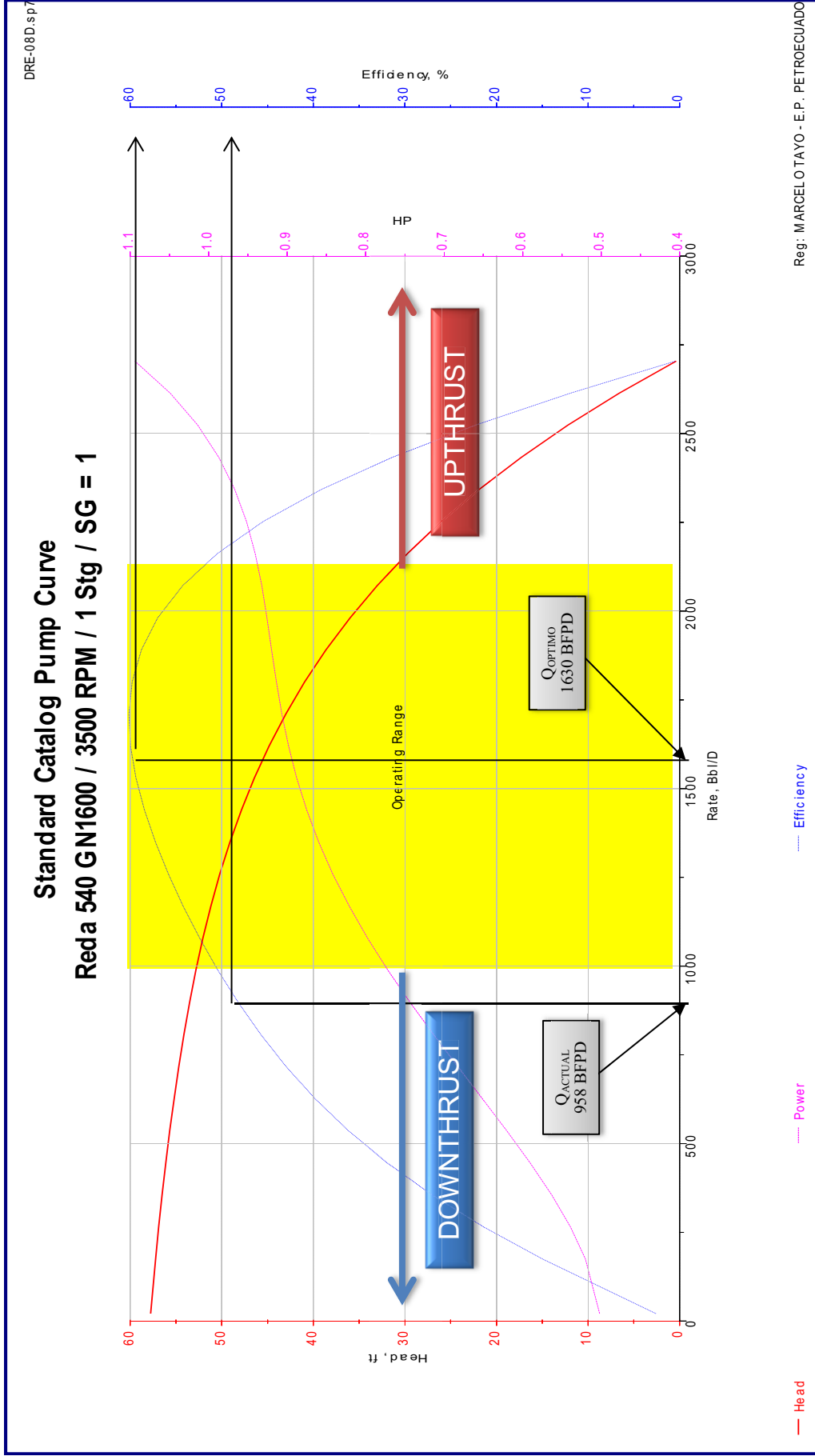
FUENTE: Reporte Detallado Pozo DRE-08D, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 3.15, la curva IPR indica que el pozo tiene una capacidad de flujo de 4930 BFPD a una P_{wf} de 1100 PSI, el BSW de esta arena es 58 por ciento, la producción de agua a estas condiciones es 2859.4 BAPD, la producción de petróleo es de 2070.6 BPPD; el incremento neto de petróleo es de 1668 BPPD, valor que justifica un rediseño del equipo BES para incrementar la producción.

En la gráfica 3.16, se indica la curva estándar de la bomba, la eficiencia actual de la bomba es de 51 por ciento, y la eficiencia óptima es de 60 por ciento, disminución generada por el desgaste normal de operación. Cada etapa de esta bomba levanta 54 ft y necesita 0.74 HP para levantar el fluido hasta superficie.

Gráfica 3.16 Curva de Eficiencia de la Bomba REDA GN-1600. Pozo DRE-08D.



Fuente: Reporte Detallado Pozo DRE-08D, Análisis Nodal SubPUMP.

Elaborado por: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

3.7.5 ANÁLISIS POZO SSF-10BD

Para el desarrollo del análisis nodal del pozo SSF-10BD, se usa las correlaciones de flujo multifásico inclinado de “Beggs & Brill (1973)”. En la tabla 3.17, se presenta los datos del pozo y del equipo BES.

Tabla 3.17 DATOS BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-10BD.

POZO SSF_10BD							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6.276	Tipo Bomba	DN-1100	API	23.3	Pr (Psi)	1769.00
ID Tubing (in)	2.992	Número de Etapas	126+126	BSW (%)	31.2	Pwf (Psi)	1508.00
Prof. Bomba (ft)	8981	Frecuencia	60	GOR (scf/bbl)	230	Q (BFPD)	672.00
Prof. Perfor. (ft)	9208	HP	188	Pb (Psi)	1010	IP	2.19
Prof. Casing	9492	Voltaje	2424	Salinidad (ppm)	34900	Y gas	1.25
Pozo Direccional	SI	Amperaje	47	Q actual (BFPD)	880	Y agua	1.05
						Grad. Fluido (Psi/ft)	0.41

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la tabla 3.18, se presenta los cálculos del Análisis Nodal del pozo que son utilizados para realizar la curva del sistema del pozo.

Tabla 3.18 CÁLCULOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO SSF-10BD.

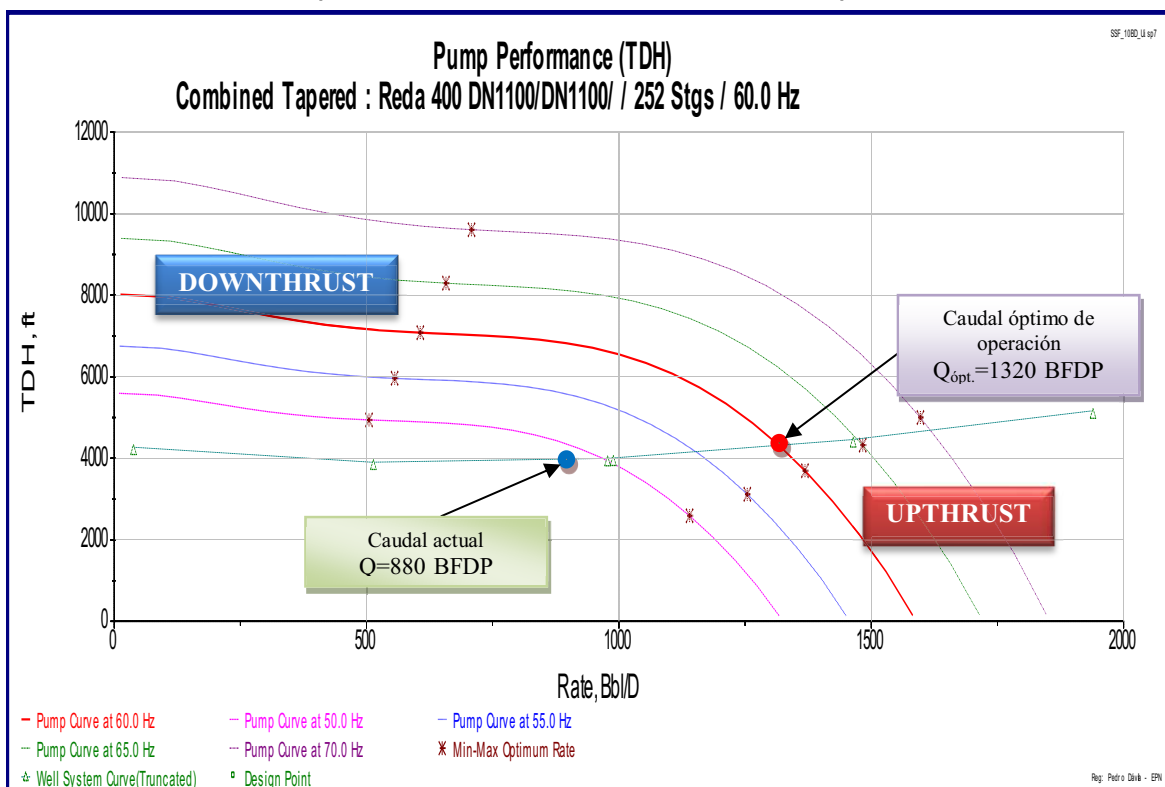
# Punto	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal O+W (Bbl/D)	Caudal en bomba O+W+G (Bbl/D)	Nivel de fluido (ft)
1	8486.45	4297.48	4188.97	34.57	38.4	4660.24
2	7696.24	3872.06	3824.18	462.34	513.65	5087.24
3	7373.28	3446.64	3926.64	890.12	988.9	5515.3
4	7395.04	3021.17	4373.86	1317.89	1464.15	5944.54
5	7673.61	2596.56	5077.05	1745.66	1939.39	6374.07
6	7945.14	2150.96	5794.18	2173.44	2414.64	6816.46
7	8201.39	1671.77	6529.62	2601.21	2889.89	7295.65
8	8389.58	1109.02	7280.56	3028.99	3365.13	7870.64
PumpOff	8479.65	53.1	8426.56	3456.76	3840.38	8978.21
Design	7373.67	3456.71	3916.96	880	977.66	5505.16

FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-10BD, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 3.17, se indica la curva de desempeño de la bomba para el pozo SSF-10BD para distintas frecuencias de operación. Para este pozo tenemos un equipo BES con dos bombas REDA de 126 etapas cada una, modelo DN-1100, serie 400, motor de 188 HP y opera a una frecuencia de 60 Hz. Según los resultados del análisis el punto máximo y mínimo de operación para estas condiciones son 1375 BFPD y 610 BFPD, respectivamente. La bomba opera dentro del rango de óptim, hay un diferencial de producción de 440 BFPD, que indica una pérdida de producción del 33,33 por ciento. En este caso es necesario cambiar o rediseñar la Bomba ya que se está perdiendo una considerable producción que puede ser causada por daño de la bomba (presencia de sólidos), el último B'up con el que se hizo el diseño es del 07-Dic-2010, las condiciones del pozo podieron haber cambiado ocasionando que la bomba esté mal diseñada. Se descarta desgaste de las etapas ya que la bomba lleva funcionando solo 54 días.

Gráfica 3.17 Desempeño de la Bomba DN-1100, REDA; pozo SSF-10BD.

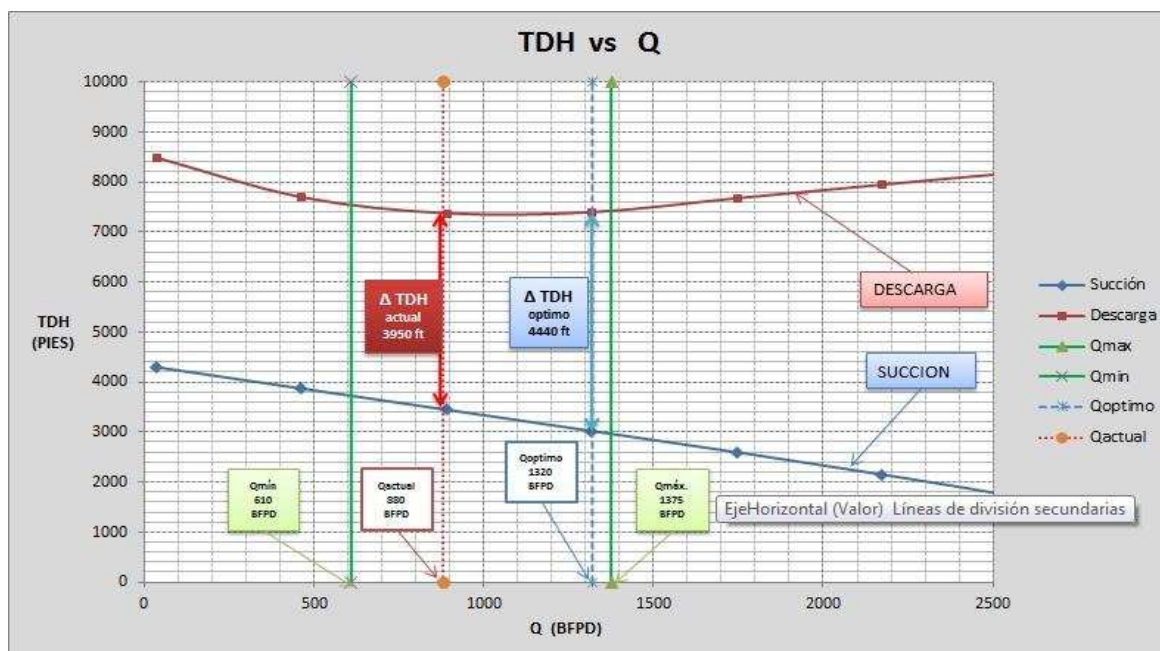


FUENTE: Análisis SubPUMP, Desempeño de la Bomba pozo SSF_10BD.

En la gráfica 3.18, se indica el análisis nodal del pozo SSF-10BD, las curvas de succión y descarga del equipo BES, las capacidades de levantamiento de la bomba son: Δ TDH teórico 4440 ft y Δ TDH actual 3950 ft, se obtiene una pérdida

de 11.03 %. Se recomienda cambiar la bomba y tomar un Buil Up. Para diseñar la nueva Bomba BES.

Gráfica 3.18 Análisis nodal pozo SSF_10BD, THD vs. Q; pozo SSF-10BD.



FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-10BD, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 3.19, indica la presión de succión y descarga a diferentes caudales, las presiones se obtienen multiplicando los valores de las alturas de succión y descarga (de la tabla 3.18) por el gradiente del fluido del pozo (0,41 psi/pie), con estas presiones se grafican las curvas de presión de succión y descarga vs. Caudal (Grafica 3.19).

Tabla 3.19 Presión de succión y descarga, pozo SSF-10BD.

P. Descarga	P. Succión	Caudal O+W (Bls/día)
3903.8	1976.8	34.57
3540.3	1781.1	462.34
3391.7	1585.5	890.12
3401.7	1389.7	1317.89
3654.8	989.4	2173.44
3772.6	769.0	2601.21
3859.2	510.1	3028.99
3903.8	1976.8	34.57

FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-10BD, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 3.20, indica los valores obtenidos del análisis nodal del pozo SSF-10BD usados para construir la curva IPR del pozo.

Tabla 3.20 Datos para la curva IPR, Pozo SSF-10BD.

Caudal O+W (Bbl/D)	Presión (psi)
0.00	1769.00
198.03	1692.09
594.09	1538.26
792.11	1461.35
990.15	1384.43
1188.17	1307.52
1386.20	1230.61
1584.23	1153.70
1980.29	999.87
2174.16	922.95
2358.23	846.04
2694.14	692.21
2844.34	615.30
2981.42	538.40
3104.26	461.47
3301.83	307.65
3373.29	230.74
3423.83	153.82
3456.76	76.91
3488.52	0.00
0.00	1769.00

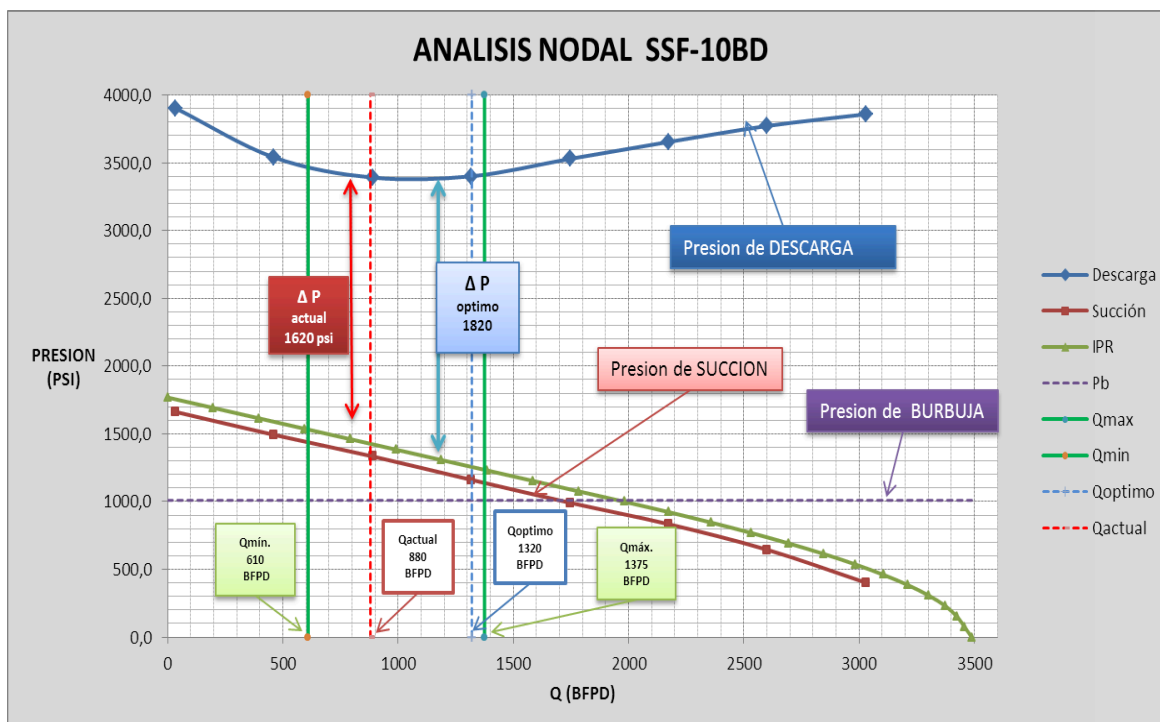
FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-10BD, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La gráfica 3.19, indica las curvas de presión de succión y descarga vs caudal y la curva IPR del pozo DSSF-10BD, se observa que el equipo BES está operando dentro de los rangos recomendados de producción de acuerdo a las condiciones de reservorio, además se observa que la curva IPR y la curva de presión de succión están separadas, esta separación se debe a la diferencia de profundidad entre los disparos y la profundidad de asentamiento de la bomba, en este pozo el equipo BES está 205 ft sobre el tope de las perforaciones, generando este desfase entre la P_{wf} y la P_{intake} .

La presión del sistema (ΔP) es de 1620 psi, este valor es la presión total que suministra la bomba para obtener el caudal producido en superficie, de tal forma que el fluido tenga la presión suficiente para llegar desde el intake hasta el cabezal y hasta el separador.

Gráfica 3.19 ANÁLISIS NODAL - PRESIÓN VS CAUDAL, Pozo SSF-10BD.



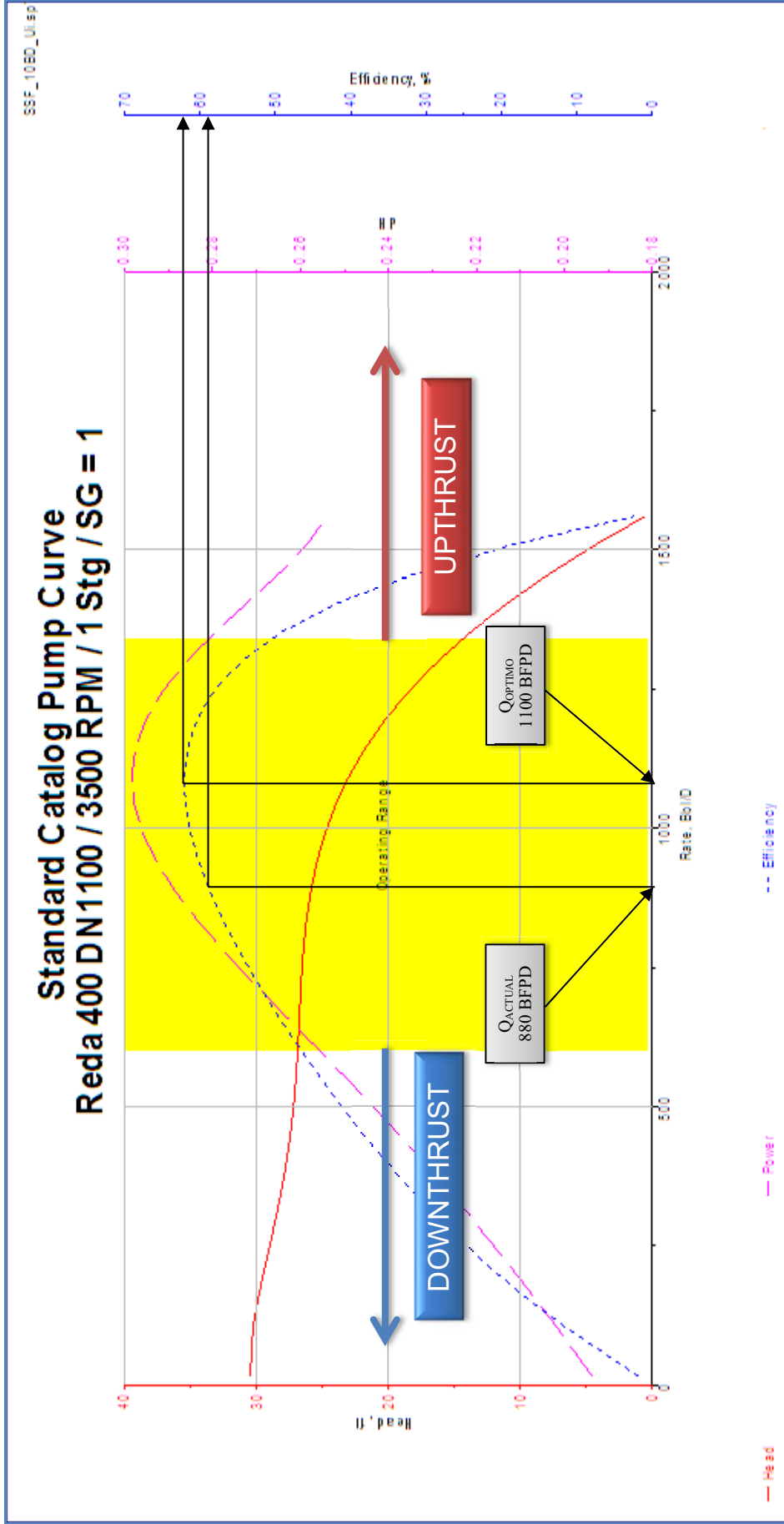
FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-10BD, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 3.19, la curva IPR indica que el pozo tiene una capacidad de flujo de 1550 BFPD a la una presión de fondo de 1160 PSI (150 PSI sobre Pb), el BWS es de 31.2 por ciento, el incremento neto de producción de petróleo a estas condiciones es de 461 BPPD. Este pozo es candidato para realizar un rediseño del equipo BES de tal forma que pueda manejar un caudal de fluido mayor al actual, incrementando la producción de petróleo.

En la gráfica 3.20, se indica la curva estándar de la bomba, la eficiencia actual de la bomba es de 58 por ciento, y la eficiencia óptima es de 62.5 por ciento, disminución generada por el desgaste normal de operación. Cada etapa de esta bomba levanta 26 ft y necesita 0.29 HP para levantar el fluido hasta superficie.

Gráfica 3.20 Curva de Eficiencia de la Bomba REDA DN-1100, pozo SSF-10BD.



Fuente: Reporte Detallado Pozo SSF-10BD, Análisis Nodal SubPUMP.

Elaborado por: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

3.7.6 ANÁLISIS POZO SSF-63.

Para el desarrollo del análisis nodal del pozo SSF-63, se escoge las correlaciones de flujo multifásico de “Hagedorn & Brown (1973)”. En la tabla 3.21, se presenta los datos del pozo y del equipo BES.

Tabla 3.21 DATOS BOMBA BES Y DEL POZO SSF-63.

POZO SSFD-63							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6,276	Tipo Bomba	D1400N	API	21.6	Pr (Psi)	1378
ID Tubing (in)	2,992	Número de Etapas	(197+116)	BSW (%)	68	Pwf (Psi)	1285
Prof. Bomba (ft)	8900	Frecuencia	53	GOR (scf/bbl)	398	Q (BFPD)	408
Prof. Perfor. (ft)	9014	HP	100	Pb (Psi)	1010	IP	3.3
Prof. Casing	9062	Voltaje	2420	Salinidad (ppm)	28650	Y gas	1,18
Pozo Direccional	NO	Amperaje	26	Q actual (BFPD)	594	Y agua	1,05
						Grad. Fluido (Psi/ft)	0,418

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 3.22, indica los cálculos del Análisis Nodal del pozo que son utilizados para realizar la curva del sistema del pozo.

Tabla 3.22 CÁLCULOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO SSF-63.

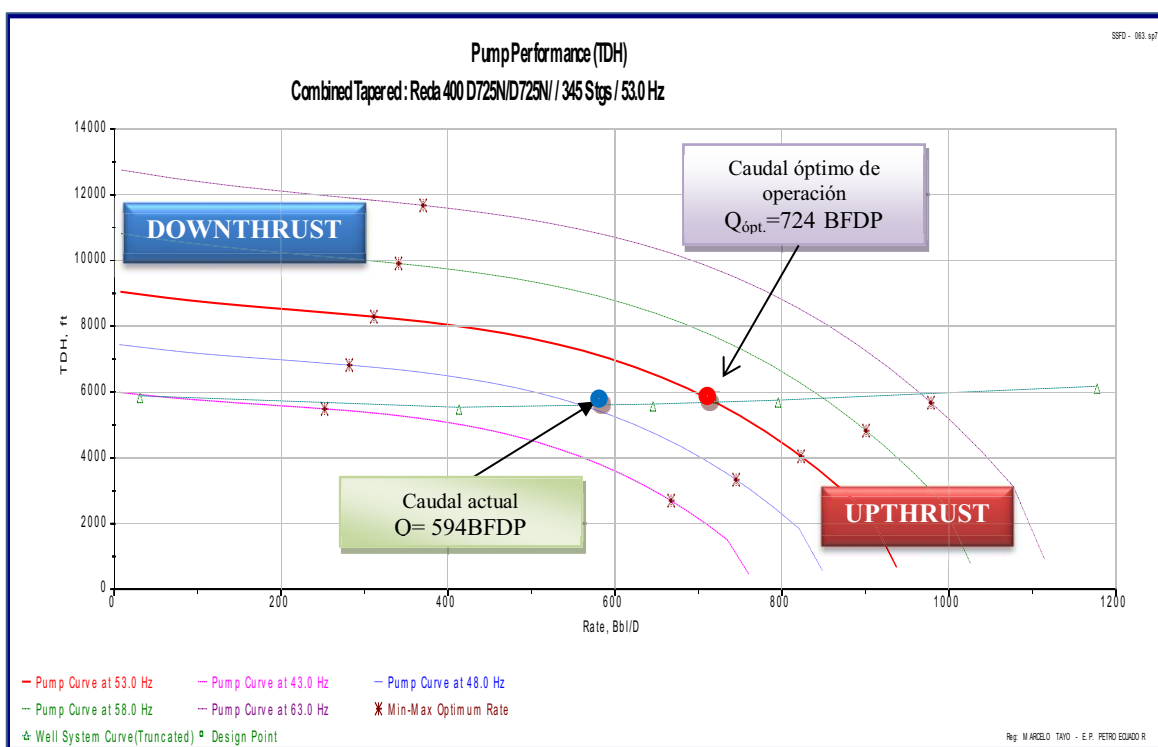
# Punto	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal O+W (Bbl/D)	Caudal en bomba O+W+G (Bbl/D)	Nivel de fluido (ft)
1	8783.03	2990.71	5792.32	28.43	30.89	5726.84
2	8133.36	2693.99	5439.38	380.22	413.1	6028.3
3	8049.49	2396.72	5652.77	732.01	795.31	6330.28
4	8176.07	2098.87	6077.2	1083.8	1177.52	6629.07
5	8270.53	1796.63	6473.9	1435.59	1559.73	6933.61
6	8352.17	1484.42	6867.75	1787.38	1941.94	7251.01
7	8443.86	1153.17	7290.69	2139.17	2324.15	7590.1
8	8509.94	805.17	7704.78	2490.96	2706.36	7948.39
PumpOff	8622.91	81.66	8541.26	2842.75	3088.57	8702.06
Design	8046.02	2513.34	5532.69	594	645.36	6211.79

FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-63, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La gráfica 3.21, indica la curva de desempeño de la bomba para el pozo SSFD-63 a diferentes frecuencias de operación. Este pozo tiene un equipo eléctrico de fondo con dos bombas REDA (197 y 116 etapas), modelo D725N, serie 400; un motor de 150 HP, opera a una frecuencia de 53 Hz. Según los resultados del análisis nodal, el punto máximo y mínimo de operación para estas condiciones son 827 BFPD y 314 BFPD, respectivamente, el punto óptimo de operación es 724 BFPD, la producción actual es de 594 BFPD, hay un diferencial de producción de 130 BFPD, indica una pérdida de producción de 18 por ciento generada por el desgaste del equipo BES, o porque la información del b'up es de hace 3 años, esto genera distorsion en los resultados actuales del análisis nodal. El equipo BES de este pozo está operando dentro del rango óptimo de operación.

Gráfica 3.21 Curva de desempeño de la Bomba, Pozo SSFD-63.

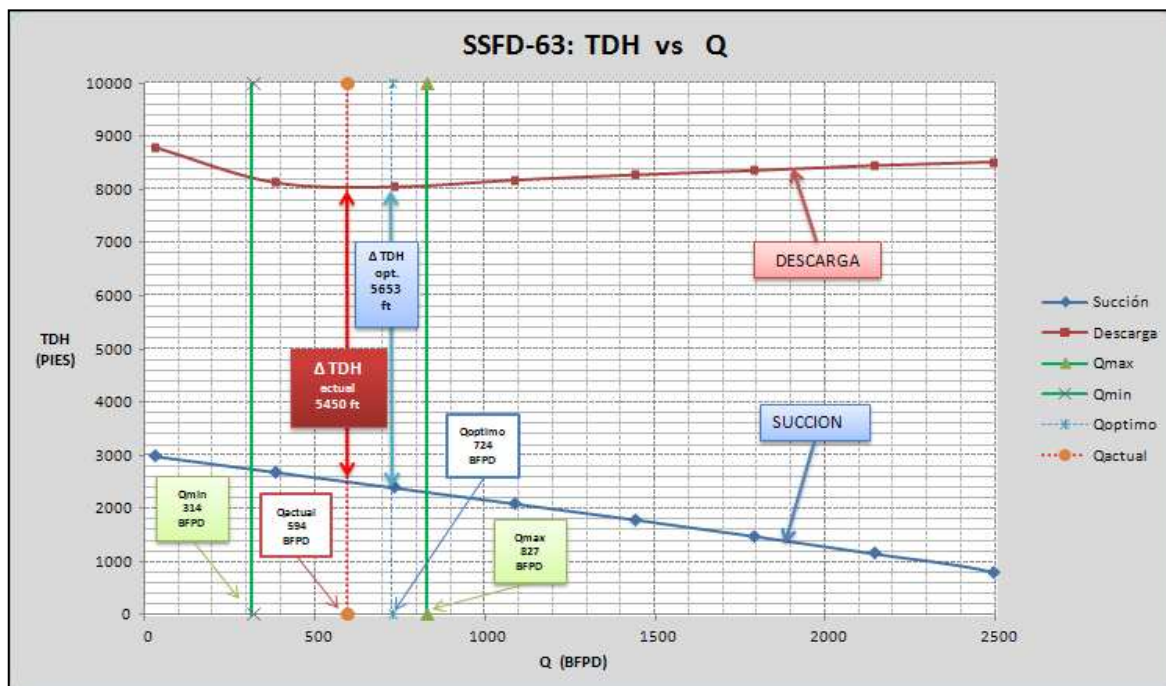


FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-63, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 3.11, se indica el análisis nodal del pozo SSF-63, las curvas de succión y descarga del equipo BES, las capacidades de levantamiento de la bomba son: Δ TDH teórico 5653 ft y Δ TDH actual 5450 ft, se obtiene una pérdida de 3.59 por ciento de la capacidad de levantamiento de la bomba generada por el desgaste de las etapas.

Gráfica 3.22 Análisis nodal SSFD-63, TDH vs. Q.



FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-63, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 3.23, indica la presión de succión y descarga a diferentes caudales, las presiones se obtienen multiplicando los valores de las alturas de succión y descarga (de la tabla 3.22) por el gradiente del fluido del pozo (0,418 psi/pie), con estas presiones se grafican las curvas de presión de succión y descarga vs. Caudal (Gráfica 3.23).

Tabla 3.23 Valores de presión de succión y descarga, pozo SSFD-63.

P. Descarga (Psi)	P. Succión (PSI)	Caudal O+W (Bbl/D)
3952.36	1345.8195	28.43
3660.01	1212.2955	380.22
3622.27	1078.524	732.01
3679.23	944.4915	1083.8
3721.73	808.4835	1435.59
3758.47	667.989	1787.38
3799.73	518.9265	2139.17
3829.47	362.3265	2490.96

FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-63, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 3.24, indica los valores obtenidos del análisis nodal del pozo SSF-63 usados para construir la curva IPR del pozo.

Tabla 3.24 Datos para la curva IPR, Pozo SSFD-63.

Caudal O+W (Bbl/D)	Presión (PSI)
0.00	1378
168.58	1318.09
337.17	1258.17
505.75	1198.26
674.33	1138.35
842.92	1078.43
1011.50	1018.52
1179.53	958.609
1344.73	898.696
1506.51	838.783
1664.39	778.87
1817.80	718.957
1965.99	659.043
2108.00	599.13
2242.50	539.217
2367.63	479.304
2480.60	419.391
2576.86	359.478
2648.06	299.565
2696.97	239.652
2745.56	179.739
2794.16	119.826
2842.75	59.913
2891.35	0

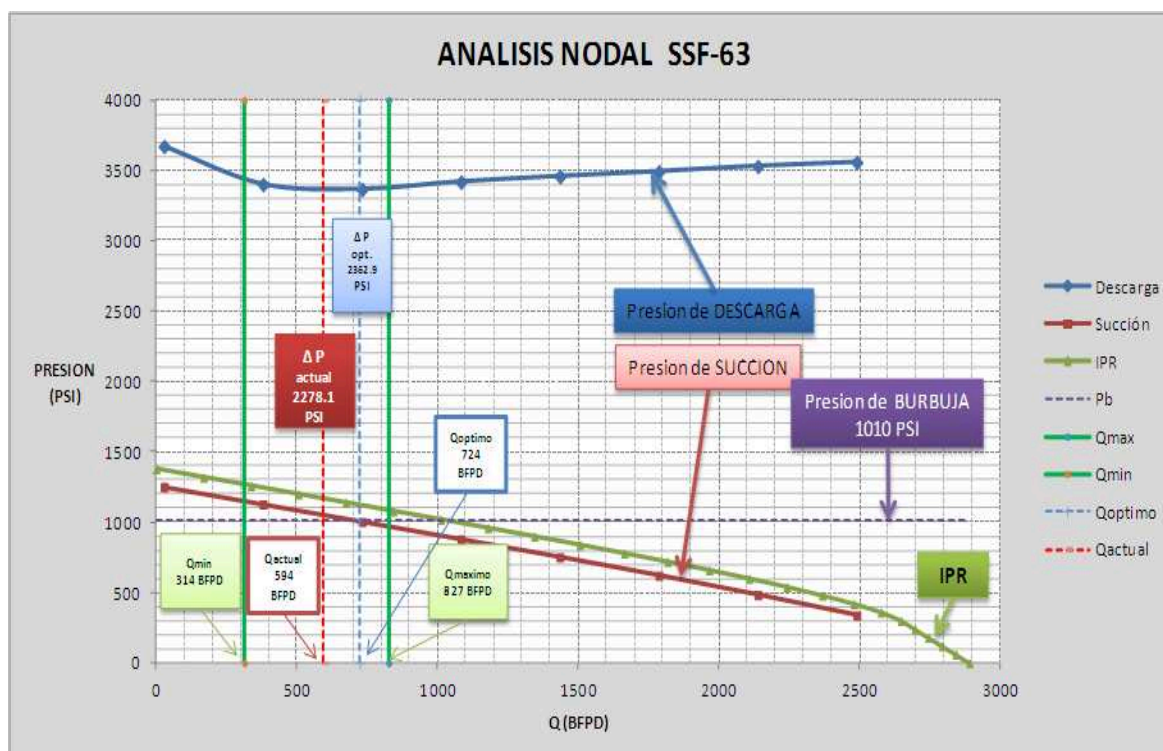
FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-63, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La gráfica 3.23, indica las curvas de presión de succión y descarga vs caudal y la curva IPR del pozo SSF-63, el equipo BES está operando dentro de los rangos recomendados de producción de acuerdo a las condiciones de reservorio, además se observa que la curva IPR y la curva de presión de succión están separadas, esta separación se debe a la diferencia de profundidad entre los disparos y la profundidad de asentamiento de la bomba, en este pozo el equipo BES está 309 ft sobre el tope de las perforaciones, generando este desfase entre la P_{wf} y la P_{intake} .

La presión del sistema (ΔP) es de 2452.5 psi, este valor es la presión total que suministra la bomba para obtener el caudal producido en superficie, de tal forma que el fluido tenga la presión suficiente para llegar desde el intake hasta el cabezal y hasta el separador.

Gráfica 3.23 Análisis nodal SSFD-63, Presión vs. Q.



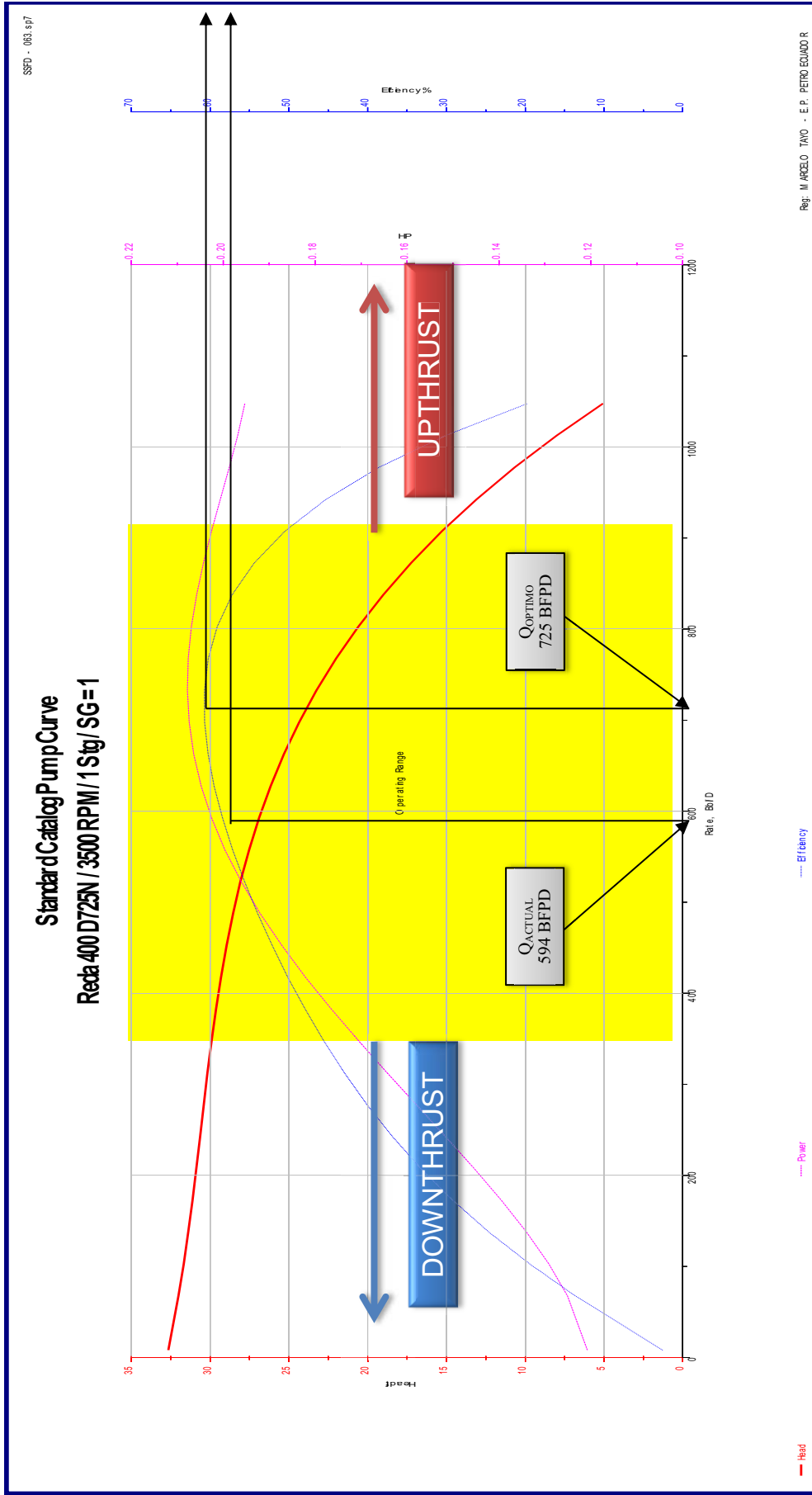
FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-63, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 3.23, la curva IPR indica que el pozo tiene una capacidad de flujo de 720 BFPD a una P_{wf} de 1110 Psi (100 Psi sobre P_b), el BWS de este pozo es de 68 por ciento, el incremento neto de producción de petróleo a estas condiciones es 40.3 BPPD, no justifica realizar una inversión. Este pozo no es candidato para realizar un rediseño del equipo BES; pero se puede considerar realizar un trabajo de remoción de daño e incrementar la producción de petróleo.

En la gráfica 3.24, se indica la curva estándar de la bomba, la eficiencia actual de la bomba es de 58 por ciento, y la eficiencia óptima es de 60 por ciento, disminución generada por el desgaste normal de operación. Cada etapa de esta bomba levanta 27 ft y necesita 0.20 HP para levantar el fluido hasta superficie.

Gráfica 3.24 Desempeño de la Bomba, Pozo SSFD-63.



Fuente: Reporte Detallado Pozo SSF-63, Análisis Nodal SubPUMP.
Elaborado por: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

3.7.7 ANÁLISIS POZO SSF-90.

Para el desarrollo del análisis nodal del pozo SSF-90, se usa las correlaciones de flujo multifásico de “Hagedorn & Brown (1963)”. En la tabla 3.26, se indica los datos del pozo y del equipo BES.

Tabla 3.25 DATOS EQUIPO BES Y DEL POZO SSF-90.

POZO SSF-90							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6.276	Tipo Bomba	P-8x (2)	API	28,3	Pr (Psi)	2413
ID Tubing (in)	2.922	Número de Etapas	113+180	BSW (%)	85,8	Pwf (Psi)	1701
Prof. Bomba (ft)	8992	Frecuencia	50	GOR (scf/bbl)	256	Q (BFPD)	813
Prof. Perfor. (ft)	9245	HP	152	Pb (Psi)	1053	IP	1,10
Prof. Casing	9358	Voltaje	2325	Salinidad (ppm)	53000	Y gas	1.25
Pozo Direccional	NO	Amperaje	40	Q actual (BFPD)	768	Y agua	1.02
						Grad. Fluido (Psi/ft)	0.40

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 3.26, indica los cálculos del Análisis Nodal del pozo, que son utilizados para realizar la curva del sistema del pozo.

Tabla 3.26 CÁLCULOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO SSF-90.

# Punto	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal O+W (Bbl/D)	Caudal en bomba O+W+G (Bbl/D)	Nivel de fluido (ft)
1	9017.57	5341.21	3676.36	23.88	25.37	3586.72
2	8721.88	4740.37	3981.51	319.33	339.29	4192.25
3	8576.52	4138.8	4437.72	614.79	653.21	4799.29
4	8553.89	3536.7	5017.19	910.25	967.13	5408.68
5	8563.53	2934.32	5629.21	1205.7	1281.05	6020.44
6	8599.52	2330.28	6269.25	1501.16	1594.98	6634.99
7	8718.36	1717.38	7000.98	1796.62	1908.9	7257.98
8	8838.83	1070.95	7767.88	2092.07	2222.82	7921.53
PumpOff	8902.82	42.82	8860	2387.53	2536.74	8990.2
Design	8552.5	3826.63	4725.87	768	816	5115.01

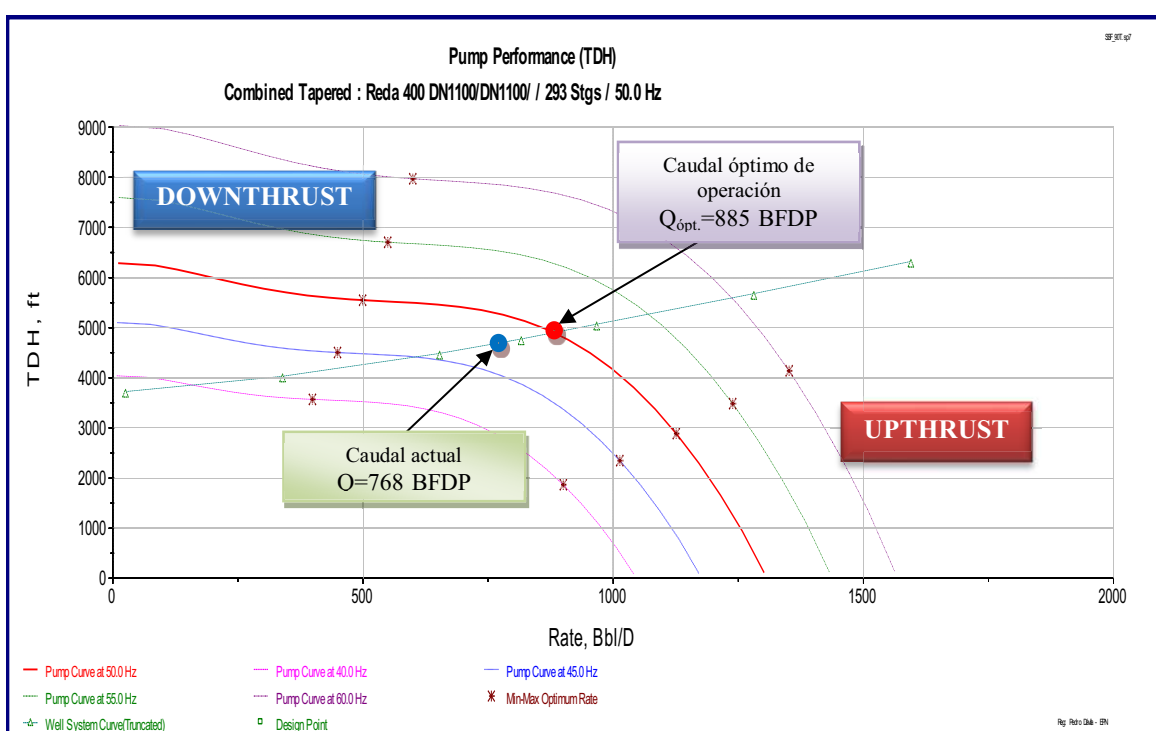
FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-90, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La gráfica 3,25, indica la curva de desempeño de la bomba para el pozo SSF-90 a diferentes frecuencias de operación. Este pozo tiene un equipo BES con dos bombas Centrilift (113 y 180 etapas), modelo P8X, serie 400, motor de 152 HP, 40

amp, opera a una frecuencia de 50 Hz. Según los resultados del análisis nodal el punto máximo y mínimo de operación para estas condiciones son 1132 BFPD y 501 BFPD, respectivamente. La producción en el punto óptimo de operación es de 884 BFPD, la producción actual es de 768 BFPD (se encuentra dentro del rango de producción de la bomba), hay un diferencial de producción de 116 BFPD, indica una pérdida de producción del 13,12%. Este porcentaje de pérdida de producción se debe al desgaste normal de la bomba por su tiempo de operación (502 días), el equipo opera desde junio del 2010.

Gráfica 3.25 Desempeño de la Bomba P8X, Centrifliff; pozo SSF-90.

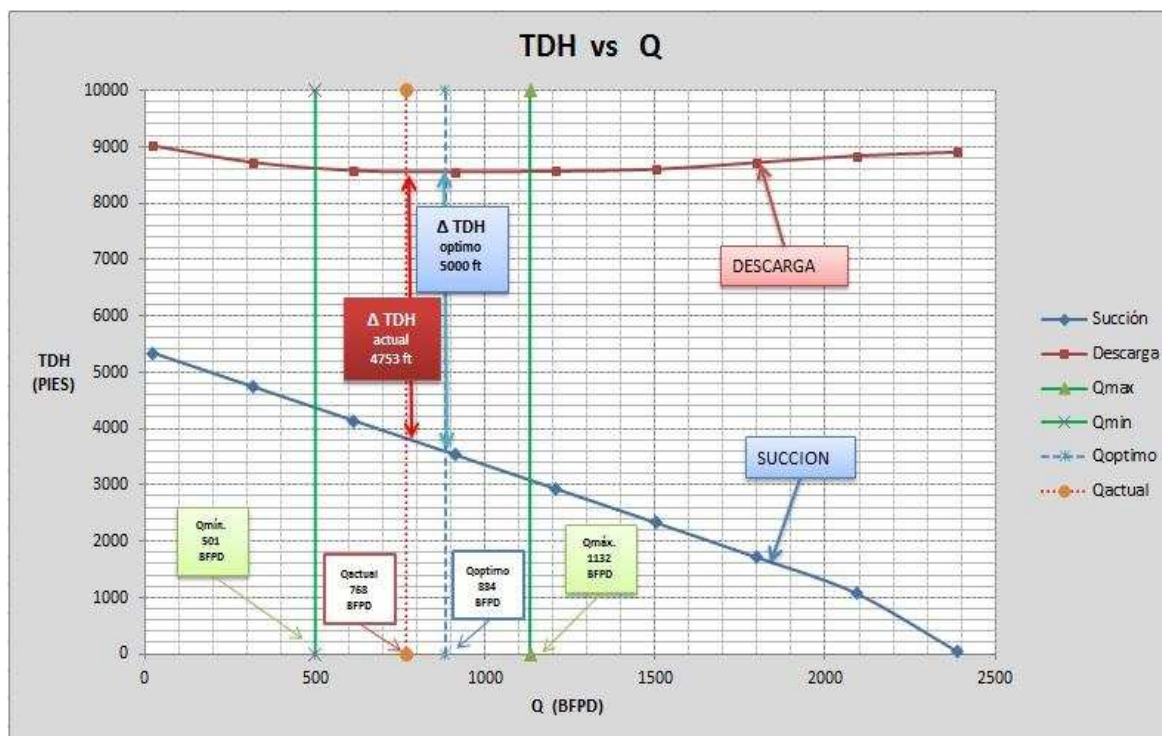


FUENTE: Análisis SubPUMP, Desempeño de la Bomba pozo SSF-90.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 3.26, se indica el análisis nodal del pozo SSF-90, las curvas de succión y descarga del equipo BES, las capacidades de levantamiento de la bomba son: Δ TDH teórico 5000 ft y Δ TDH actual 4753 ft, se obtiene una pérdida de 4.94 por ciento de la capacidad de levantamiento de la bomba.

Gráfica 3.26 Análisis nodal pozo SSF-90, THD vs. Q.



FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-90, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 3.27, indica la presión de succión y descarga a diferentes caudales, las presiones se obtienen multiplicando los valores de las alturas de succión y descarga (de la tabla 3.26) por el gradiente del fluido del pozo (0,40 psi/pie), con estas presiones se grafican las curvas de presión de succión y descarga vs. Caudal (Grafica 3.27).

Tabla 3.27 Presión de succión y descarga, pozo SSF-90.

P. Descarga	P. Succión	Caudal O+W (Bls/día)
3607.028	2136.484	23.88
3488.752	1896.148	319.33
3430.608	1655.52	614.79
3421.556	1414.68	910.25
3425.412	1173.728	1205.7
3439.808	932.112	1501.16
3487.344	686.952	1796.62
3535.532	428.38	2092.07
3607.028	2136.484	23.88

FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-90, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 3.28, indica los valores obtenidos del análisis nodal del pozo SSF-90 usados para construir la curva IPR del pozo (Gráfica 3.27).

Tabla 3.28 Datos para la curva IPR, Pozo SSF-90.

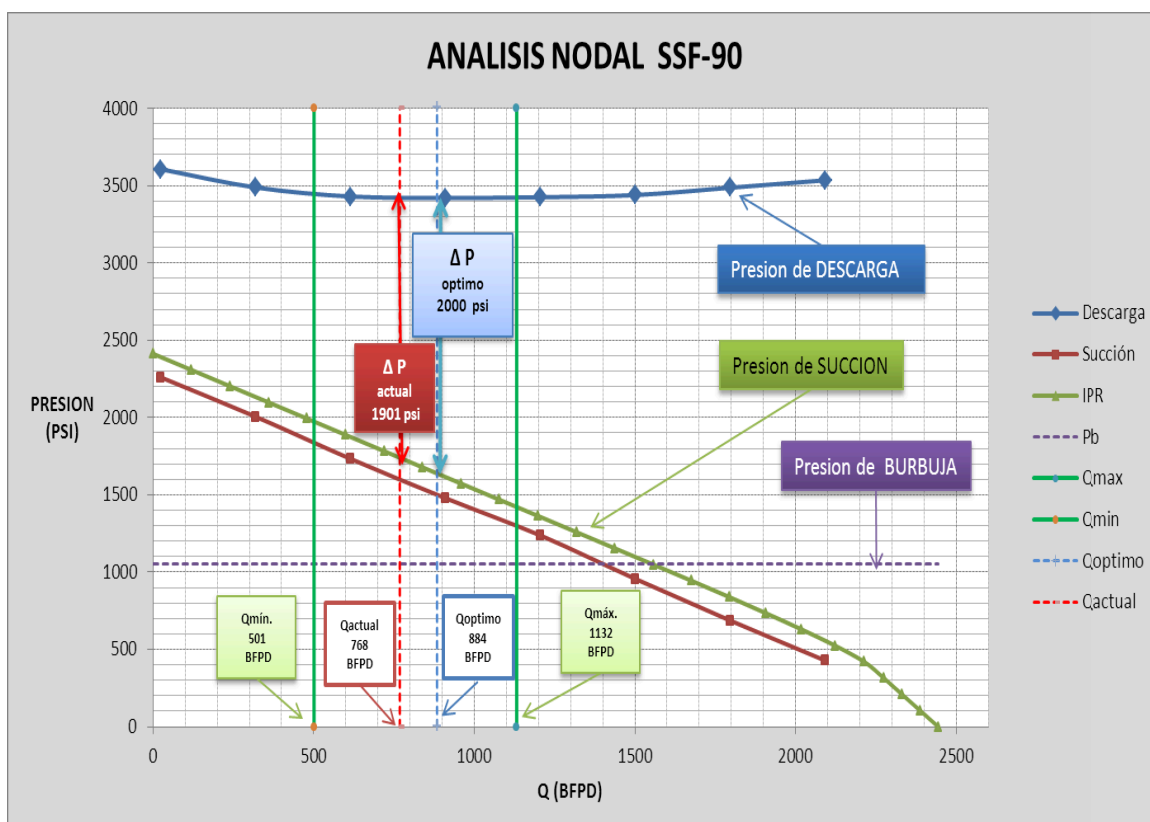
Caudal O+W (Bbl/D)	Presión (psi)
0.00	2413.00
119.79	2308.09
239.59	2203.17
359.39	2098.26
598.97	1888.43
718.77	1783.52
838.56	1678.61
958.36	1573.70
1197.95	1363.87
1317.75	1258.96
1437.54	1154.04
1557.34	1049.13
1676.45	944.22
1793.57	839.30
1908.01	734.39
2122.96	524.56
2214.01	419.65
2331.02	209.82
2387.53	104.91
2444.04	0.00
0.00	2413.00

FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-90, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La gráfica 3.27, indica las curvas de presión de succión y descarga vs caudal y la curva IPR del pozo SSF-90, el equipo BES opera dentro de los rangos recomendados de producción de acuerdo a las condiciones de reservorio, además se observa que la curva IPR y la curva de presión de succión están separadas, esta separación se debe a la diferencia de profundidad entre los disparos y la profundidad de asentamiento de la bomba, en este pozo el equipo BES está 248 ft sobre el tope de las perforaciones, generando este desfase entre la P_{wf} y la P_{intake} .

La presión del sistema (ΔP) es de 1901 psi, este valor es la presión total que suministra la bomba para obtener el caudal producido en superficie, de tal forma que el fluido tenga la presión suficiente para llegar desde el intake hasta el cabezal y hasta el separador.

Gráfica 3.27 ANÁLISIS NODAL - PRESIÓN VS CAUDAL, POZO SSF-90.

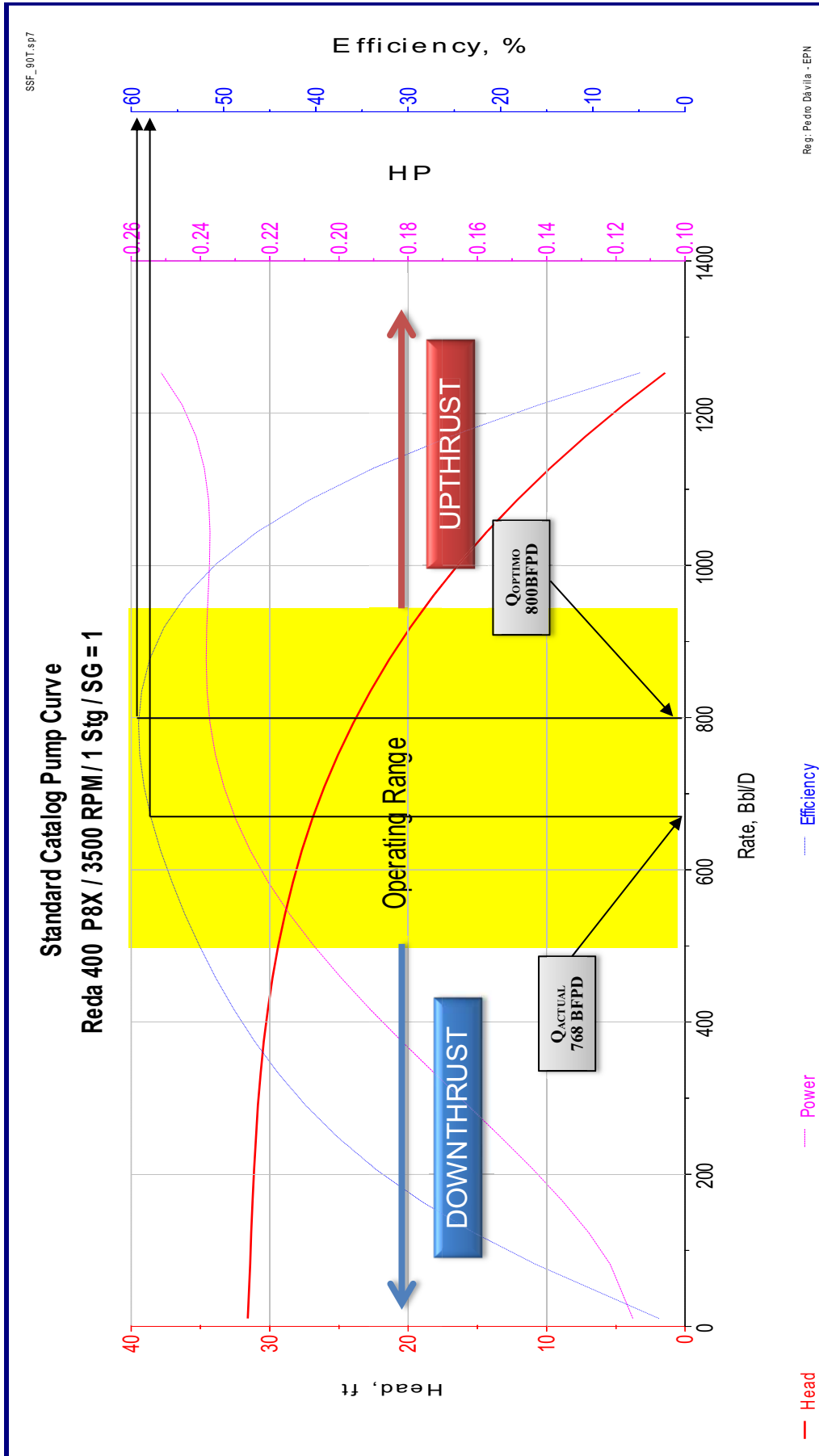
FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-90; Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 3.27, la curva IPR indica que el pozo tiene una capacidad de flujo de 1400 BFPD a una P_{wf} de 1110 Psi (100 Psi sobre P_b), el elevado porcentaje BWS de este pozo (85.8 por ciento), el incremento neto de producción de petróleo a estas condiciones es 89.7 BPPD, no justifica realizar una inversión. Es recomendable dejarlo produciendo en las condiciones actuales. Este pozo no es candidato para realizar un rediseño del equipo BES; pero se puede considerar realizar un trabajo de remoción de daño e incrementar la producción de petróleo.

En la gráfica 3.28, se indica la curva estándar de la bomba, la eficiencia actual de la bomba es de 57 por ciento, y la eficiencia óptima es de 62 por ciento, disminución generada por el desgaste normal de operación. Cada etapa de esta bomba levanta 26 ft y necesita 0.23 HP para levantar el fluido hasta superficie.

Gráfica 3.28 Curva de Eficiencia de la Bomba Centrífuga P8X, pozo SSF-90.



Fuente: Reporte Detallado Pozo SSF-90, Análisis Nodal SubPUMP.

Elaborado por: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

3.7.8 ANÁLISIS POZO SSF-91.

Para el desarrollo del análisis nodal del pozo SSF-91, se usa las correlaciones de flujo multifásico de "Hagedorn & Brown (1963)". En la tabla 3.29, se indica los datos del pozo y del equipo BES.

Tabla 3.29 DATOS BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-91.

POZO SSF-91 "U"							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6.276	Tipo Bomba	GN-1300 (2)	API	27,6	Pr (Psi)	2287
ID Tubing (in)	2.992	Número de Etapas	42+82	BSW (%)	67	Pwf (Psi)	1685
Prof. Bomba (ft)	8801	Frecuencia	59	GOR (scf/bbl)	93	Q (BFPD)	650
Prof. Perfor. (ft)	8934	HP	210	Pb (Psi)	1010	IP	1,07
Prof. Casing	9030	Voltaje	1455	Salinidad (ppm)	56150	Y gas	1,31
Pozo Direccional	NO	Amperaje	85	Q actual (BFPD)	963	Y agua	1,02
						Grad. Fluido (Psi/ft)	0,41

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 3.30, indica los cálculos del Análisis Nodal del pozo, que son utilizados para realizar la curva del sistema del pozo.

Tabla 3.30 CÁLCULOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO SSF-91.

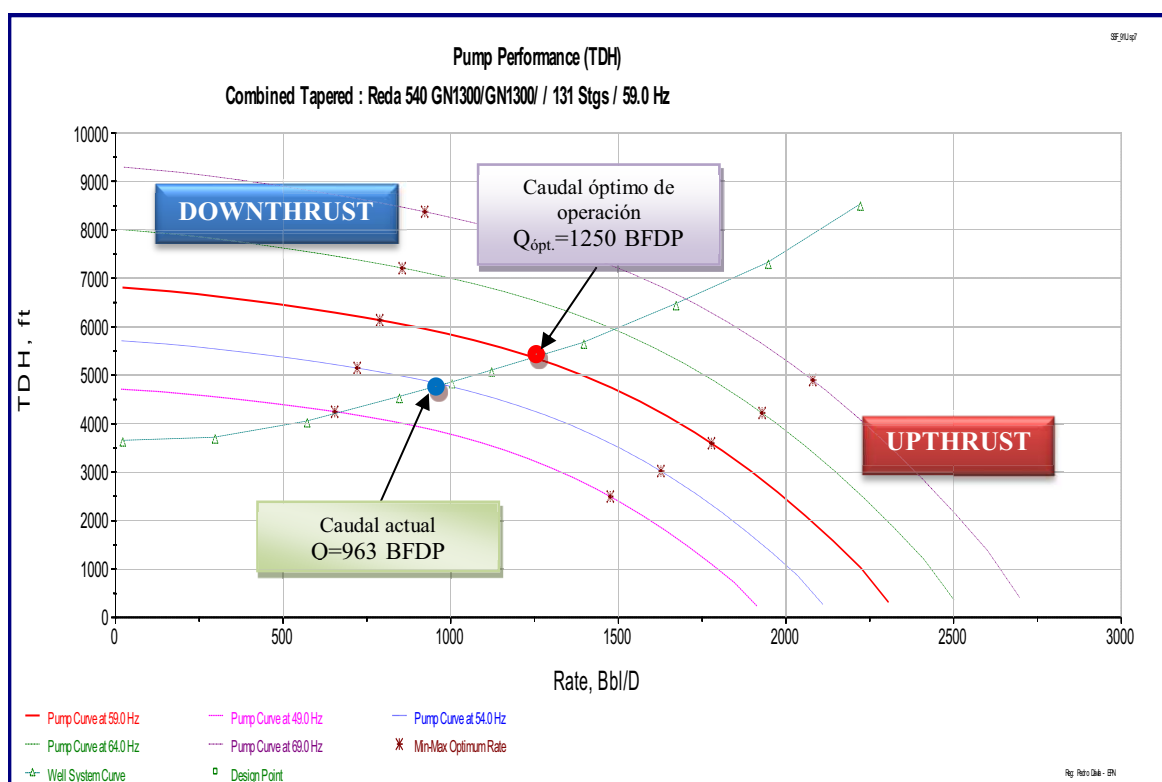
# Punto	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal O+W (Bbl/D)	Caudal en bomba O+W+G (Bbl/D)	Nivel de fluido (ft)
1	8898.5	5292.19	3606.3	20.59	22.23	3395.89
2	8397.24	4729.37	3667.87	275.35	297.27	3972.85
3	8165.92	4166.42	3999.49	530.11	572.32	4548.02
4	8110.02	3603.42	4506.6	784.87	847.36	5124.63
5	8090.55	3040.45	5050.1	1039.63	1122.41	5702.61
6	8102.6	2477.42	5625.18	1294.39	1397.45	6282.08
7	8315.71	1895.11	6420.59	1549.15	1672.49	6875.18
8	8538.93	1264.62	7274.31	1803.92	1947.54	7522.63
PumpOff	8523.17	51.08	8472.08	2058.68	2222.58	8797.45
Design	8089.4	3282.7	4806.7	930	1004.04	5453.74

FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-91, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La gráfica 3.29, indica la curva de desempeño de la bomba para el pozo SSF-91 a diferentes frecuencias de operación. Este pozo tiene un equipo BES con dos bombas REDA (42 y 82 etapas), modelo GN-1300, serie 540, motor de 210 HP y opera a una frecuencia de 59 Hz. Según los resultados del análisis, el punto máximo y mínimo de operación para estas condiciones son 1780 BFPD Y 780 BFPD, respectivamente. La producción en el punto óptimo de operación es de 1250 BFPD, la producción actual es de 960 BFPD (dentro del rango de producción óptimo de la bomba), hay un diferencial de producción de 290 BFPD, indica una pérdida de producción del 23,2 %. Este porcentaje de pérdida de producción se debe al desgaste normal de la bomba debido a su tiempo de operación (La fecha de arranque de la bomba es en junio del 2010).

Gráfica 3.29 Curva de desempeño de la Bomba GN-1300, REDA: pozo SSF-91.



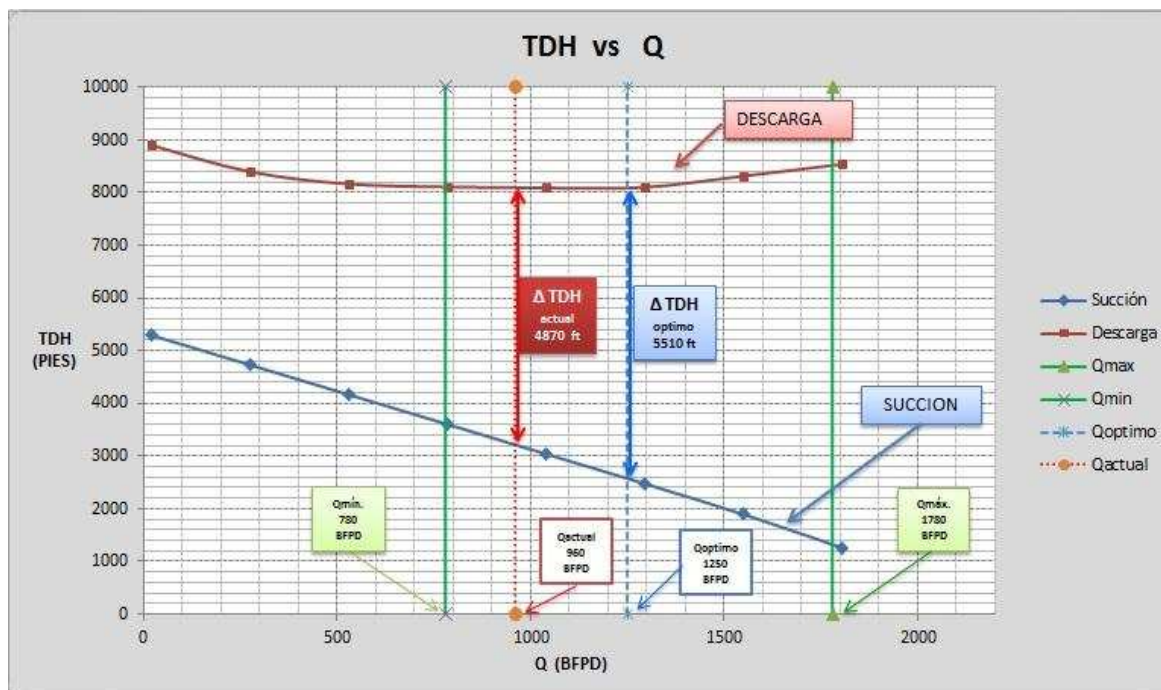
FUENTE: Análisis SubPUMP, Desempeño de la Bomba pozo SSF-91.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 3.30, se indica el análisis nodal del pozo SSF-91, las curvas de succión y descarga del equipo BES, las capacidades de levantamiento de la bomba son: Δ TDH teórico 5510 ft y Δ TDH actual 4870 ft, se obtiene una pérdida

de 11.61 por ciento de la capacidad de levantamiento de la bomba generada por el desgaste de las etapas en los dos años de funcionamiento.

Gráfica 3.30 Análisis nodal pozo SSF-91, THD vs. Q.



FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-91, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

La tabla 3.31, indica la presión de succión y descarga a diferentes caudales, las presiones se obtienen multiplicando los valores de las alturas de succión y descarga (tabla 3.30) por el gradiente del fluido del pozo (0,41 psi/pie), con estas presiones se grafican las curvas de presión de succión y descarga vs. Caudal (Gráfica 3.31).

Tabla 3.31 Presión de succión y descarga, pozo SSF-91.

P. Descarga	P. Succión	Caudal O+W (Bls/día)
3648.39	2169.80	20.59
3442.87	1939.04	275.35
3348.03	1708.23	530.11
3325.11	1477.40	784.87
3317.13	1246.58	1039.63
3322.07	1015.74	1294.39
3409.44	777.00	1549.15
3500.96	518.49	1803.92

FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-91, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 3.32, indica los valores obtenidos del análisis nodal del pozo SSF-91 usados para construir la curva IPR del pozo (Gráfica 3.31).

Tabla 3.32 Datos para la curva IPR, Pozo SSF-91.

Caudal O+W (Bbl/D)	Presión (psi)
0	2287.00
107.36	2187.57
214.72	2088.13
429.45	1889.26
536.81	1789.83
751.54	1590.96
858.9	1491.52
966.26	1392.09
1073.63	1292.65
1180.99	1193.22
1288.36	1093.78
1395.72	994.35
1501.4	894.91
1602.32	795.48
1700.56	696.04
1874.84	497.17
1945.9	397.74
2027.7	198.87
2058.68	99.43
2089.65	0.00

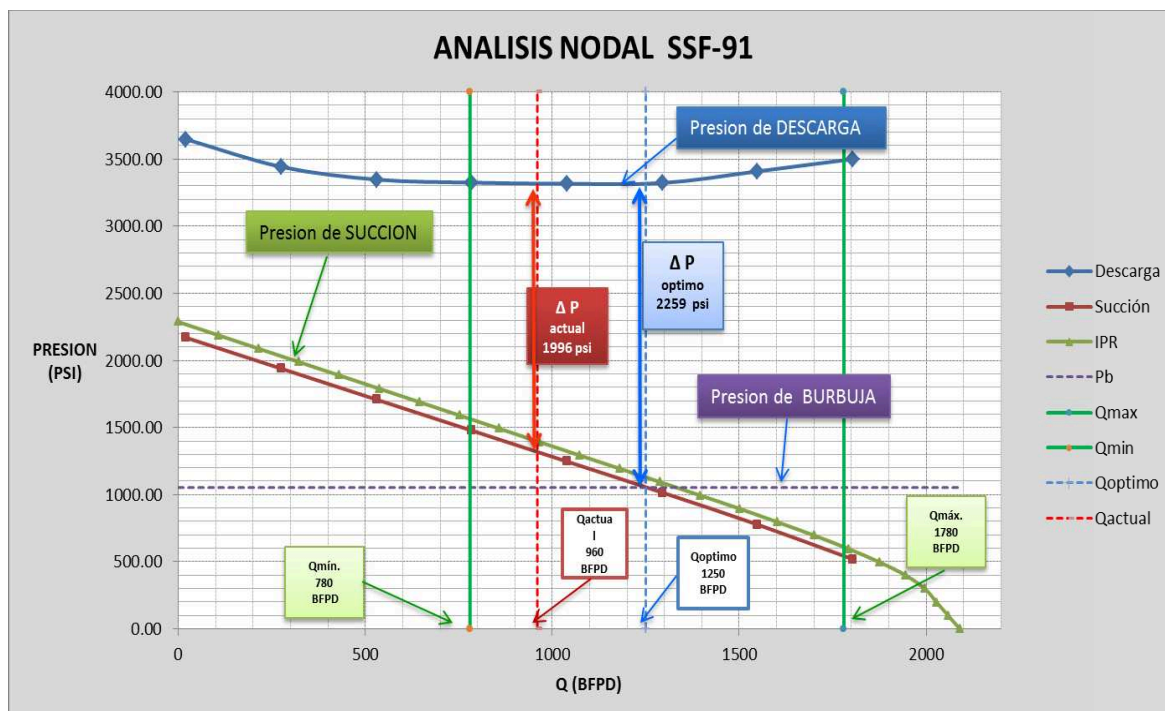
FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-91, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La gráfica 3.31, indica las curvas de presión de succión y descarga vs caudal y la curva IPR del pozo SSF-91, el equipo BES opera dentro de los rangos recomendados de producción de acuerdo a las condiciones de reservorio, además se observa que la curva IPR y la curva de presión de succión están separadas, esta separación se debe a la diferencia de profundidad entre los disparos y la profundidad de asentamiento de la bomba, en este pozo el equipo BES está 144 ft sobre el tope de las perforaciones, generando este desfase entre la P_{wf} y la P_{intake} .

La presión del sistema (ΔP) es de 1996 psi, este valor es la presión total que suministra la bomba para obtener el caudal producido en superficie, de tal forma que el fluido tenga la presión suficiente para llegar desde el intake hasta el cabezal y hasta el separador.

Gráfica 3.31 ANÁLISIS NODAL - PRESIÓN VS CAUDAL - POZO SSF-91.



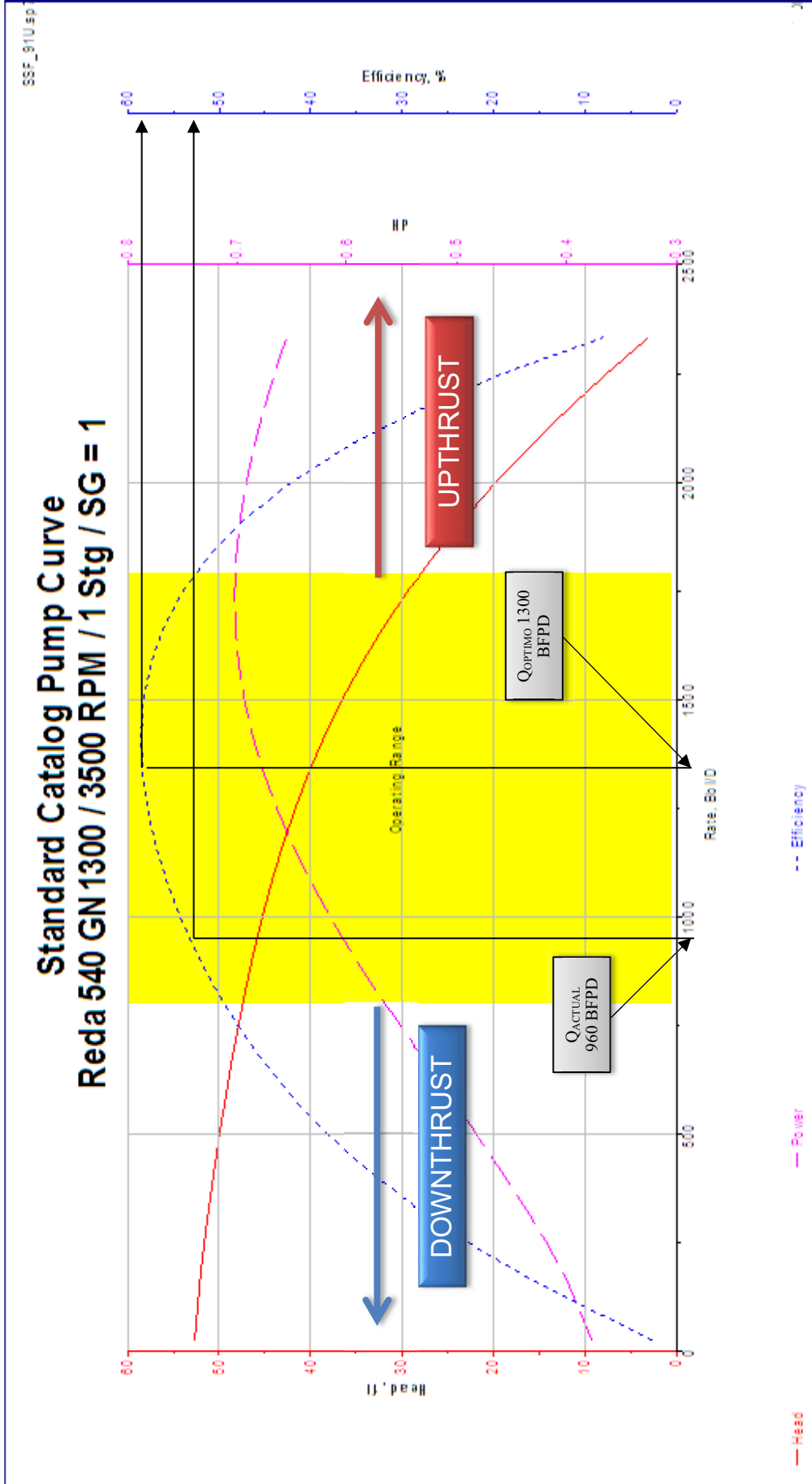
FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-91; Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 3.31, la curva IPR indica que el pozo tiene una capacidad de flujo de 1220 BFPD a una P_{wf} de 1110 Psi (100 Psi sobre P_b), el BWS de este pozo es de 67 por ciento, el incremento neto de producción de petróleo a estas condiciones es 83.81 BPPD, no justifica realizar una inversión. Este pozo no es candidato para realizar un rediseño del equipo BES; pero se considera para realizar un trabajo de remoción de daño e incrementar la producción de petróleo.

En la gráfica 3.28, se indica la curva estándar de la bomba, la eficiencia actual de la bomba es de 53.7 por ciento, y la eficiencia óptima es de 58.5 por ciento, disminución generada por el desgaste normal de operación. Cada etapa de esta bomba levanta 45 ft y necesita 0.6 HP para levantar el fluido hasta superficie.

Gráfica 3.32 Curva de Eficiencia de la Bomba REDA GN-1300, pozo SSF-91.



Fuente: Reporte Detallado Pozo SSF-91, Análisis Nodal SubPUMP.

Elaborado por: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

3.7.9 ANÁLISIS POZO SSF-101

Para el desarrollo del análisis nodal del pozo SSF-101, se usa las correlaciones de flujo multifásico de “Hagedorn & Brown (1973)”, para pozos verticales. En la tabla 3.33, se indica los datos del pozo y del equipo BES.

Tabla 3.33 DATOS BOMBA BES. Y DEL POZO SSFD-101.

POZO SSF-101 "Us"							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6.276	Tipo de Bomba	DN-1750	API	25.4	Pr (Psi)	2215
ID Tubing (in)	2.992	Número de Etapas	108+123	BSW (%)	93	Pwf (Psi)	1947
Prof. Bomba (ft)	7993	Frecuencia	53	GOR (scf/bbl)	1505	Q (BFPD)	1080
Prof. Perfor. (ft)	9496	HP	150	Pb (Psi)	1053	IP	1.696
Prof. Casing	9573	Voltaje	2300	Salinidad (ppm)	7950	Y gas	1.16
Pozo Direccional	NO	Amperaje	39.6	Q actual (BFPD)	1234	Y agua	1.05
						Grad. Fluido (Psi/ft)	0.421

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 3.34, indica los cálculos del Análisis Nodal del pozo, que son utilizados para realizar la curva del sistema del pozo SSF-101.

Tabla 3.34 Cálculos del Análisis Nodal Del Pozo SSF-101.

# Punto	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal O+W (Bbl/D)	Caudal en bomba O+W+G (Bbl/D)	Nivel de fluido (ft)
1	7918.24	3675.98	4242.26	75.93	81.14	4306.95
2	7310.5	3172.73	4137.77	1015.53	1085.28	4819.21
3	7357.33	2663.53	4693.8	1955.14	2089.43	5337.42
4	7483.07	2157.02	5326.05	2894.74	3093.57	5852.7
5	7634.24	1716.32	5917.92	3834.34	4097.71	6301.56
6	7813.4	1267.93	6545.47	4773.95	5101.85	6760.64
7	8019.33	834.03	7185.3	5713.55	6105.99	7206.82
8	8248.01	448.9	7799.11	6653.16	7110.13	7604.62
PumpOff	8534.38	76.81	8457.57	7592.76	8114.27	7990.44
Design	7316.06	3054.86	4261.19	1234	1318.76	4939.06

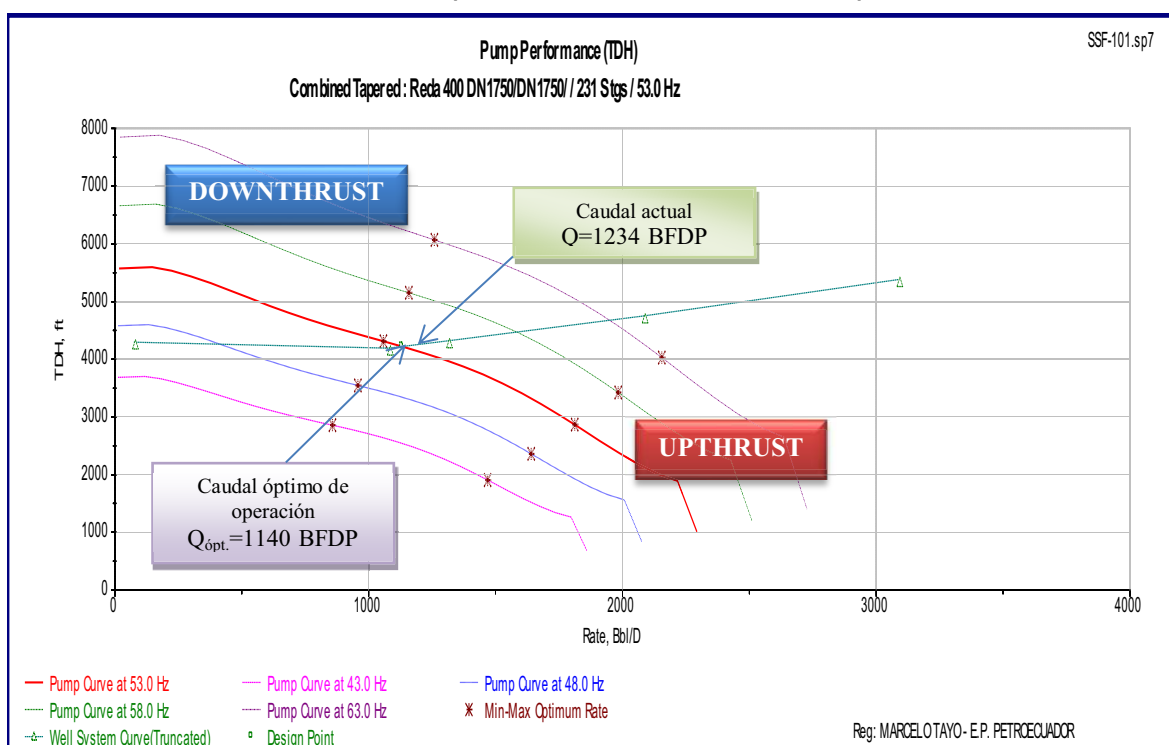
FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSFD-101, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

La gráfica 3.33, indica la curva de desempeño de la bomba para el pozo SSF-101 a diferentes frecuencias de operación. Este pozo tiene un equipo BES con dos

bombas REDA (108 Y 123 etapas), modelo DN1750, Serie 400, motor de 150 HP, opera a una frecuencia de 53 Hz. Según los resultados del análisis nodal, el punto máximo y mínimo de operación para estas condiciones son 1821 BFPD Y 1066 BFPD, respectivamente. La producción en el punto óptimo es de 1140 BFPD, la producción actual es de 1234 BFPD, tenemos un diferencial de producción de 94 BFPD, indica una producción del 8.25% sobre el punto óptimo de operación, la bomba está subdimensionada y produce más de lo que teóricamente debería. Además estos valores de producción óptimo y actual están muy cerca del límite inferior, evidenciando que la bomba está operando con empuje descendente (DOWNTHRUST), generando problemas de desgaste por empuje descendente, las arandelas de empuje descendente están en contacto con el difusor y la carga axial está dirigida hacia abajo.

Gráfica 3.33 Curva de desempeño de la Bomba DN1750, pozo SSFD-101.

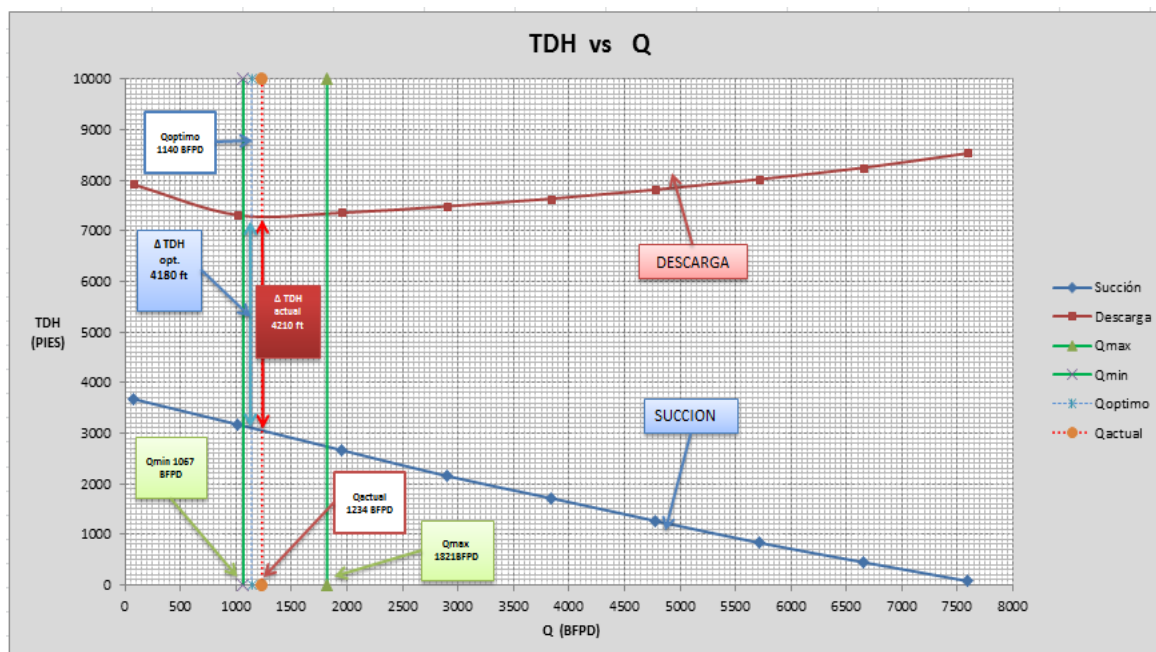


FUENTE: Análisis SubPUMP, Desempeño de la Bomba pozo SSF-101.

ELABORADO POR: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

En la gráfica 3.30, se indica el análisis nodal del pozo SSF-101, las curvas de succión y descarga del equipo BES, las capacidades de levantamiento de la bomba son: Δ TDH teórico 4180 ft y Δ TDH actual 4210 ft, la bomba está levantando 1% más de lo que debería levantar.

Gráfica 3.34 Análisis nodal pozo SSF-101, THD vs. Q.



FUENTE: Análisis Nodal SSFD-101; SOFTWARE SUBPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

La tabla 3.35, indica la presión de succión y descarga a diferentes caudales, las presiones se obtienen multiplicando los valores de las alturas de succión y descarga (tabla 3.34) por el gradiente del fluido del pozo (0,421 psi/pie), con estas presiones se grafican las curvas de presión de succión y descarga vs. Caudal (Gráfica 3.35).

Tabla 3.35 Presión de succión y descarga, pozo SSF-101.

P. Descarga	P. Succión	Caudal O+W (Bls/día)
4164.99424	1933.56548	75.93
3845.323	1668.85598	1015.53
3869.95558	1401.01678	1955.14
3936.09482	1134.59252	2894.74
4015.61024	902.78432	3834.34
4109.8484	666.93118	4773.95
4218.16758	438.69978	5713.55
4338.45326	236.1214	6653.16

FUENTE: Análisis Nodal SSFD-101; SOFTWARE SUBPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 3.36, indica los valores obtenidos del análisis nodal del pozo SSF-101 usados para construir la curva IPR del pozo (Gráfica 3.35).

Tabla 3.36 Datos para la curva IPR, Pozo SSF-101.

Caudal O+W (Bbl/D)	Presión (psi)
0.00	2215
388.09	2118.7
776.18	2022.39
1164.28	1926.09
1552.37	1829.78
1940.46	1733.48
2328.55	1637.17
2716.65	1540.87
3104.74	1444.57
3492.83	1348.26
3880.92	1251.96
4269.01	1155.65
4657.11	1059.35
5044.48	963.043
5429.22	866.739
5810.37	770.435
6186.4	674.13
6554.22	577.826
6905.21	481.522
7192.67	385.217
7446.98	288.913
7701.29	192.609
7955.61	96.3043
8209.92	0

FUENTE: Análisis Nodal SSFD-101; SOFTWARE SUBPUMP.

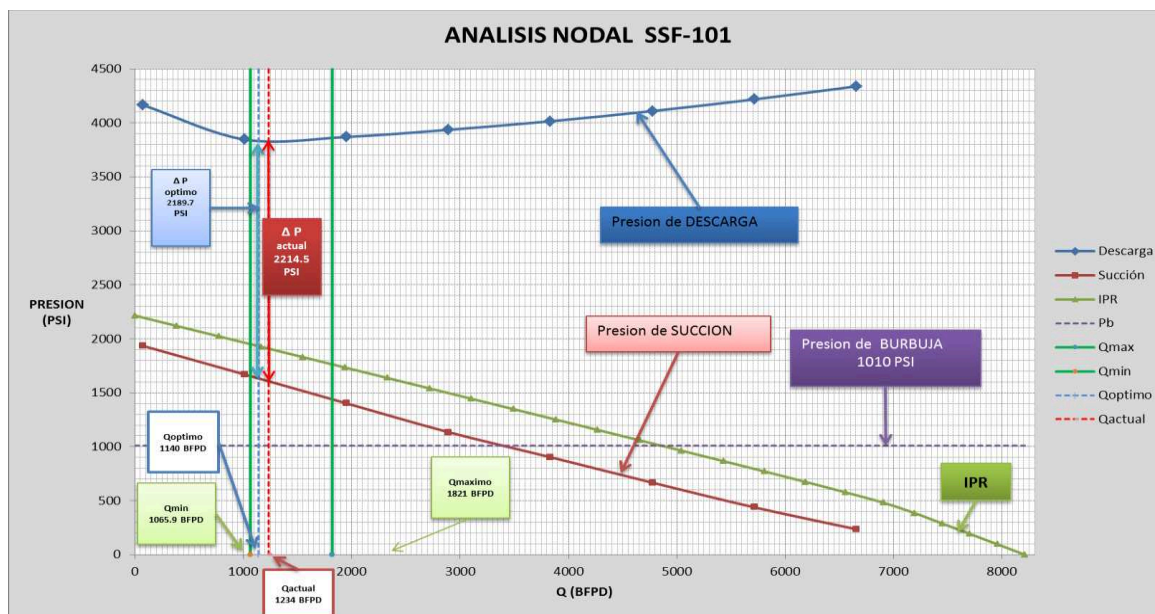
ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La gráfica 3.36, indica las curvas de presión de succión y descarga vs caudal y la curva IPR del pozo SSF-101, según el análisis nodal, el equipo BES opera dentro del rango recomendado, con tendencia a operar en DOWNTRHUST, además se observa que la curva IPR y la curva de presión de succión están separadas, esta separación se debe a la diferencia de profundidad entre los disparos y la profundidad de asentamiento de la bomba, en este pozo el equipo BES está 1503 ft sobre el tope de las perforaciones, generando este desfase entre la P_{wf} y la P_{intake} .

La presión del sistema (ΔP) es de 1772.4 psi, este valor es la presión total que suministra la bomba para obtener el caudal producido en superficie, de tal forma

que el fluido tenga la presión suficiente para llegar desde el intake hasta el cabezal y hasta el separador.

Gráfica 3.35 ANÁLISIS NODAL - PRESIÓN VS CAUDAL - POZO SSFD-101.



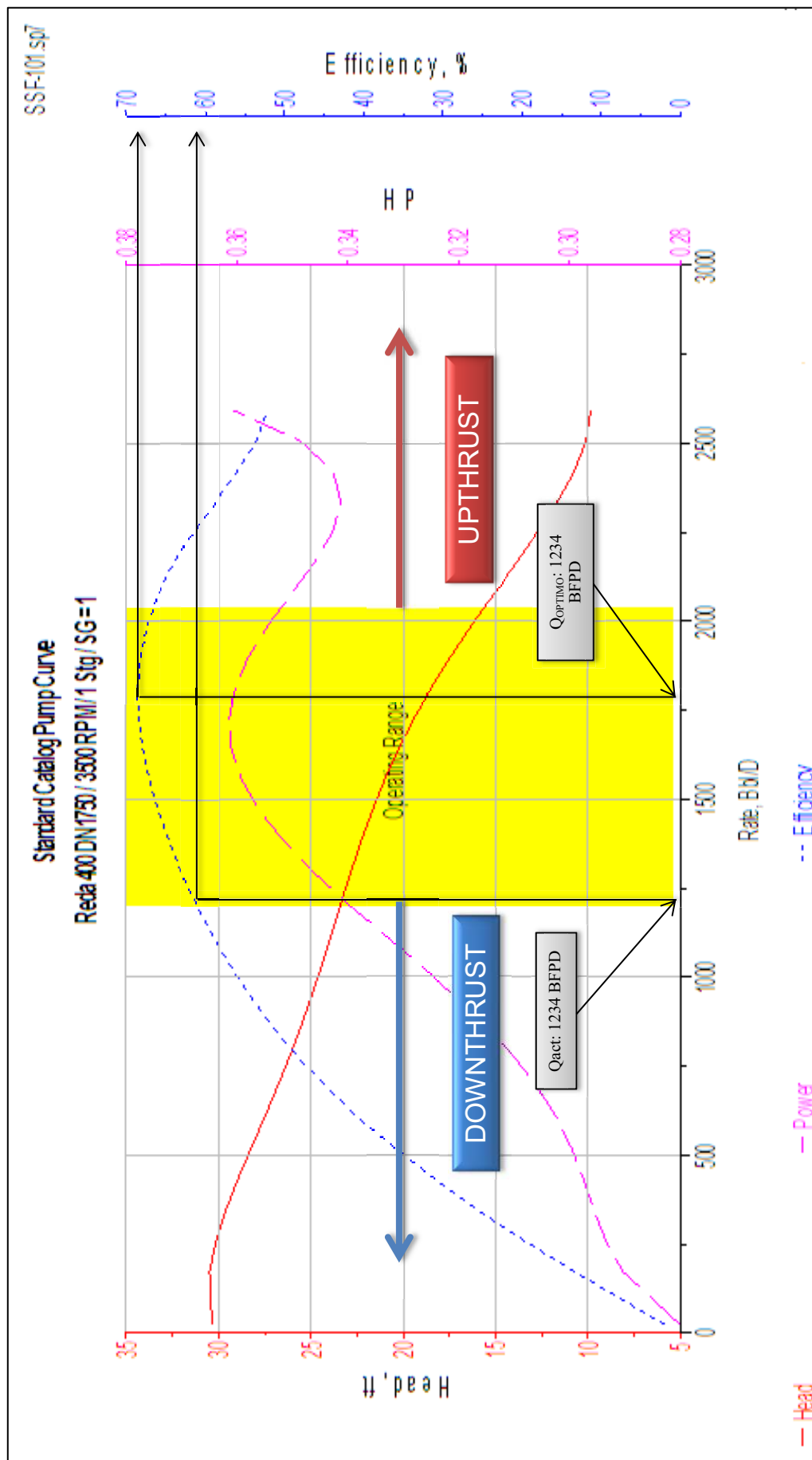
FUENTE: Análisis Nodal SSFD-101; SOFTWARE SUBPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 3.31, la curva IPR indica que el pozo tiene una capacidad de flujo de 4400 BFPD a una P_{wf} de 1110 Psi (100 PSI sobre P_b), el BWS de este pozo es de 93 por ciento, la producción de agua a estas condiciones es de 4092 BAPD, la producción de petróleo es de 308 BPPD, el incremento neto de petróleo es de 221.6 BPPD, con estas condiciones de producción de agua y petróleo, no justifica realizar una inversión. Este pozo no es candidato para realizar un rediseño del equipo BES; por su corte de agua de 93 % tampoco es recomendable realizar un trabajo de remoción de daño. Se debe realizar un estudio petrofísico para controlar el corte de agua con trabajos de cementación remedial que eviten comunicación entre zonas y realizar re-cañoneo de los intervalos productores.

En la gráfica 3.36, se indica la curva estándar de la bomba, la eficiencia actual de la bomba es de 61 por ciento, y la eficiencia óptima es de 69 por ciento, disminución generada por la sobredimensión del equipo. Cada etapa de esta bomba levanta 23 ft y necesita 0.34 HP para levantar el fluido hasta superficie.

Gráfica 3.36 Curva de Eficiencia de la Bomba REDA DN1750, pozo SS°F-101.



Fuente: Reporte Detallado Pozo SSF-101, Análisis Nodal SubPUMP.

Elaborado por: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

3.7.10 ANÁLISIS POZO SSF-104D

Para el desarrollo del análisis nodal del pozo SSF-104D, se usa las correlaciones de flujo multifásico inclinado de “Beggs & Brill (1973)”. En la tabla 3.37, se indica los datos del pozo y del equipo BES.

Tabla 3.37 DATOS BOMBA BES Y DEL POZO SSF-104D.

POZO SSF-104D “Ti”							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6.276	Tipo Bomba	P-8X	API	31.1	Pr (Psi)	2460.00
ID Tubing (in)	2.992	Número de Etapas	113+180	BSW (%)	80	Pwf (Psi)	1685.00
Prof. Bomba (ft)	9398	Frecuencia	58	GOR (scf/bbl)	56	Q (BFPD)	668.00
Prof. Perfor. (ft)	9583	HP	152	Pb (Psi)	1053	IP	0.86
Prof. Casing	9875	Voltaje	2325	Salinidad (ppm)	3750	Y gas	1.31
Pozo Direccional	SI	Amperaje	40	Q actual (BFPD)	903	Y agua	1.05
						Grad. Fluido (Psi/ft)	0.405

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 3.38, indica los cálculos del Análisis Nodal del pozo SSF-104D, que son utilizados para realizar la curva de sistema de pozo (Gráfica 3.37).

Tabla 3.38 CÁLCULOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO SSF-104D.

# Punto	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal O+W (Bbl/D)	Caudal en bomba O+W+G (Bbl/D)	Nivel de fluido (ft)
1	8632.45	5751.61	2880.84	18.17	19.39	3577.46
2	8546.37	5120.13	3426.24	243.04	259.36	4215.79
3	8,271	4488.78	3782.14	467.9	499.32	4854.66
4	8,056	3856.96	4198.54	692.77	739.28	5495.35
5	8,044	3224.36	4819.8	917.64	979.25	6138.46
6	8,043	2591.15	5451.93	1142.5	1219.21	6784.22
7	8171.34	1944.02	6227.32	1367.37	1459.18	7439.4
8	8352.93	1250.7	7102.22	1592.23	1699.14	8148.02
PumpOff	8442.25	54.57	8387.67	1817.1	1939.11	9394.93
Design	8044.54	3265.54	4779	903	963.63	6096.53

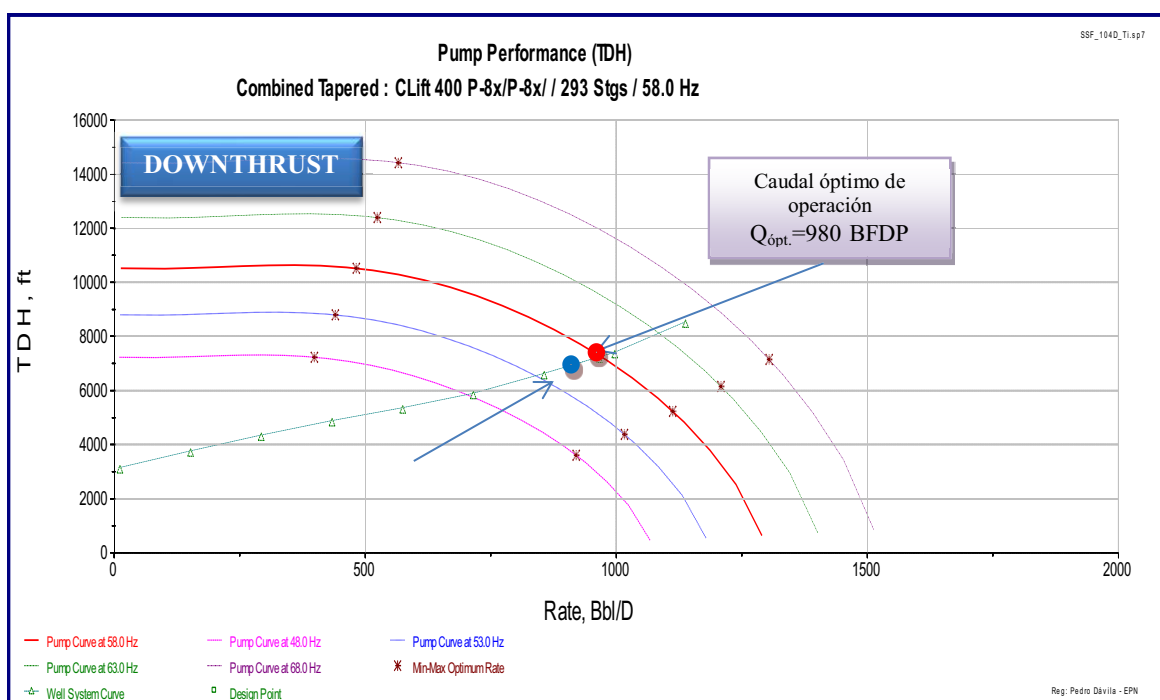
FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-104D, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La gráfica 3.37, indica la curva de desempeño de la bomba para el pozo SSF-104D a diferentes frecuencias de operación. Este pozo tiene un equipo BES con

dos bombas Centrilift (13 y 180 etapas), modelo P8X, serie 400, motor de 152 HP, a una frecuencia de 58 Hz. Según los resultados del análisis nodal, punto máximo y mínimo de operación para estas condiciones son 1320 BFPD y 588 BFPD, respectivamente. La producción en el punto óptimo de operación es de 980 BFPD, la producción actual es de 903 BFPD (dentro del rango óptimo de operación), hay un diferencial de producción de 77 BFPD, indica una pérdida de producción del 7,8 %. Este porcentaje de pérdida de producción se debe al desgaste normal de la bomba por su tiempo de operación. La fecha de arranque de la bomba es el 22 de diciembre del 2009 (2 años de operación).

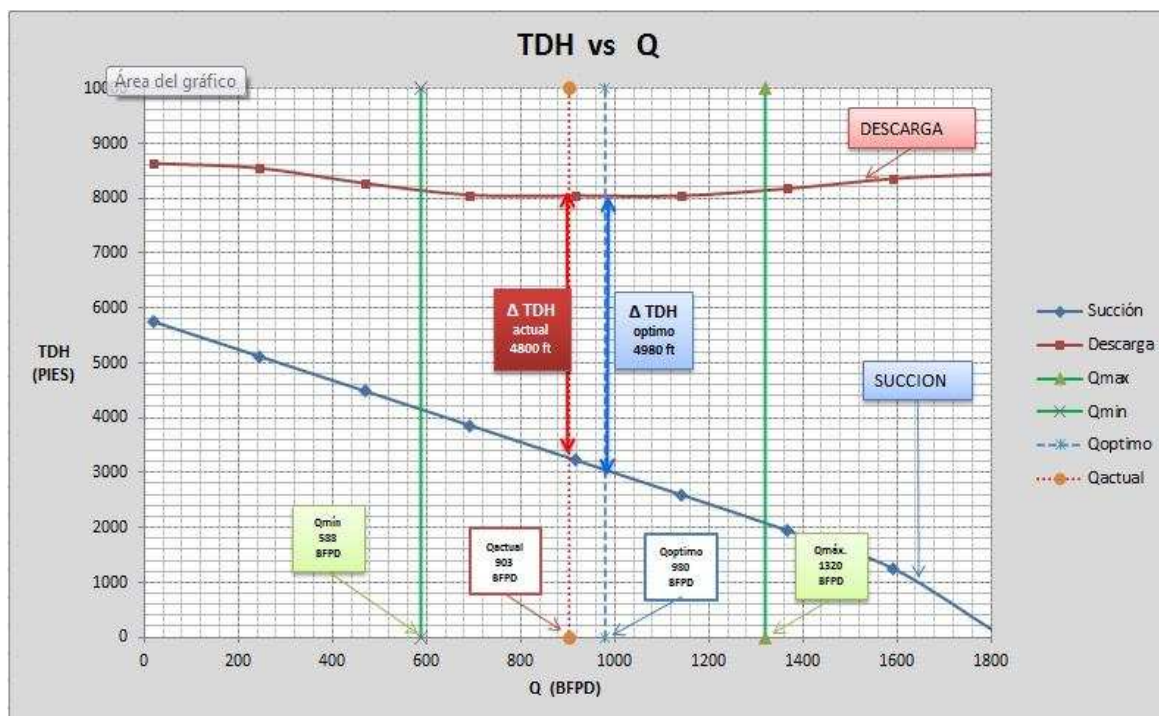
Gráfica 3.37 Desempeño de la Bomba P8X, pozo SSF-104D.



FUENTE: Análisis SubPUMP, Desempeño de la Bomba pozo SSF-104D.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 3.38, se indica el análisis nodal del pozo SSF-104D, las curvas de succión y descarga del equipo BES, las capacidades de levantamiento de la bomba son: Δ TDH teórico 4980 ft y Δ TDH actual 4800 ft, se obtiene una pérdida de 3.61 por ciento de la capacidad de levantamiento de la bomba generada por el desgaste de las etapas en los dos años de funcionamiento.

Gráfica 3.38 Análisis nodal pozo SSF-104D, THD vs. Q.

FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-104D, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

La tabla 3.39, indica la presión de succión y descarga a diferentes caudales, las presiones se obtienen multiplicando los valores de las alturas de succión y descarga (tabla 3.39) por el gradiente del fluido del pozo (0,59 psi/pie), con estas presiones se grafican las curvas de presión de succión y descarga vs. Caudal (Gráfica 3.39).

Tabla 3.39 Presión de succión y descarga, pozo SSF-104D.

P. Descarga	P. Succión	Caudal O+W (Bls/día)
5093.1	3393.4	18.17
5042.4	3020.9	243.04
4879.8	2648.4	467.9
4752.7	2275.6	692.77
4746.1	1902.4	917.64
4745.4	1528.8	1142.5
4821.1	1147.0	1367.37
4928.2	737.9	1592.23
4980.9	32.2	1817.1

FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-104D, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 3.40, indica los valores obtenidos del análisis nodal del pozo SSF-104D usados para construir la curva IPR del pozo (Gráfica 3.39).

Tabla 3.40 Datos para la curva IPR, pozo SSF-104D .

Caudal O+W (Bbl/D)	Presión (psi)
0.00	2460.00
92.19	2353.04
184.38	2246.09
276.57	2139.13
460.95	1925.22
553.14	1818.26
645.33	1711.30
737.52	1604.35
829.71	1497.39
921.90	1390.43
1106.28	1176.52
1198.47	1069.57
1290.22	962.61
1380.06	855.65
1467.33	748.70
1629.31	534.78
1697.73	427.83
1743.08	320.87
1817.10	106.96
1854.11	0.00
0.00	2460.00

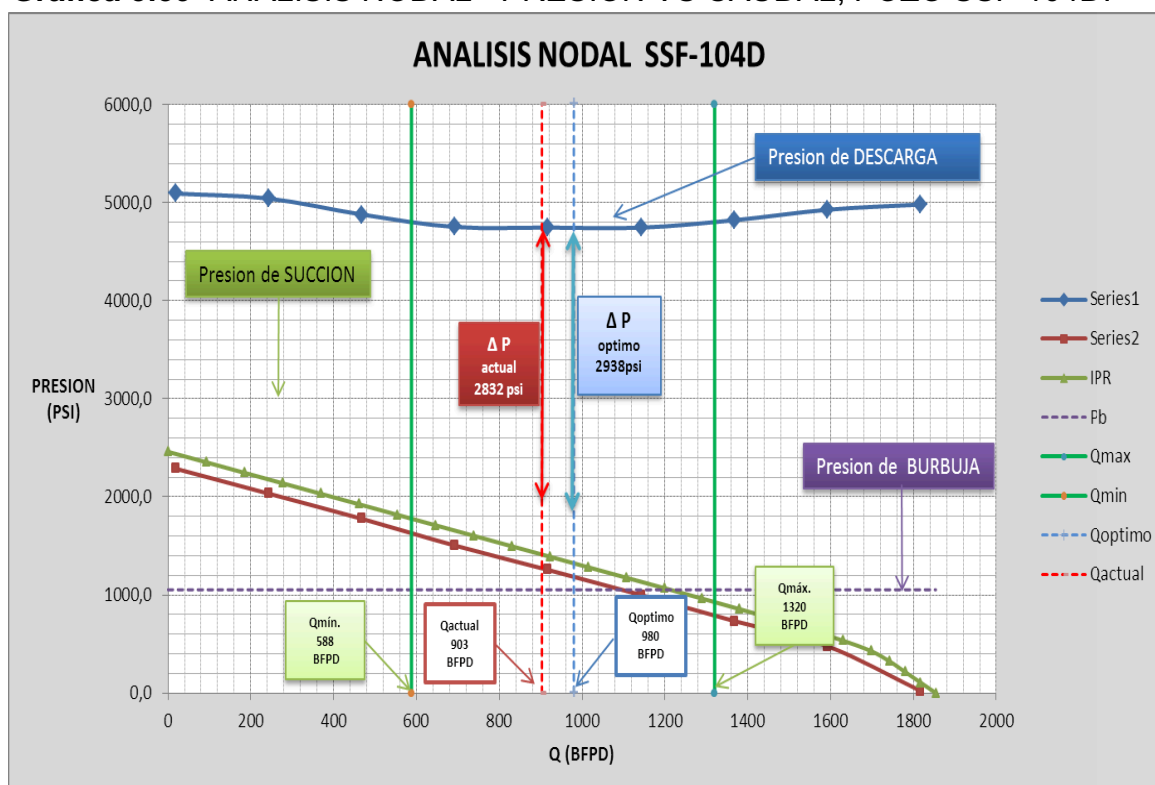
FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-104D, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La gráfica 3.39, indica las curvas de presión de succión y descarga vs caudal y la curva IPR del pozo SSF-104D, el equipo BES está operando dentro de los rangos recomendados de producción de acuerdo a las condiciones de reservorio, además la curva IPR y la curva de presión de succión están separadas, esta separación se debe a la diferencia de profundidad entre los disparos y la profundidad de asentamiento de la bomba, en este pozo el equipo BES está 171 ft sobre el tope de las perforaciones, generando este desfase entre la P_{wf} y la P_{intake} .

La presión del sistema (ΔP) es de 2832 psi, este valor es la presión total que suministra la bomba para obtener el caudal producido en superficie, de tal forma que el fluido tenga la presión suficiente para llegar desde el intake hasta el cabezal y hasta el separador.

Gráfica 3.39 ANÁLISIS NODAL - PRESIÓN VS CAUDAL, POZO SSF-104D.



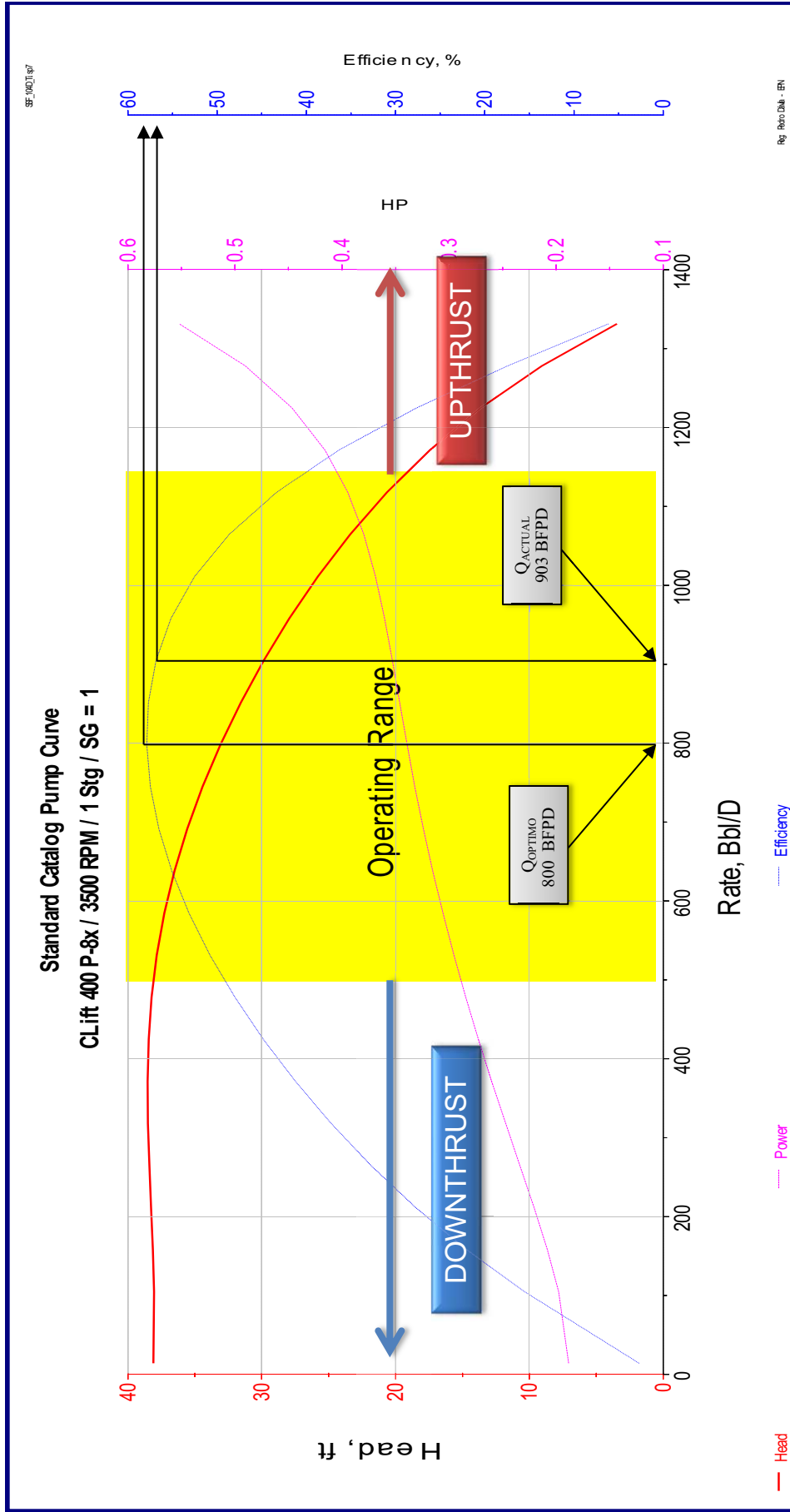
FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-104D; Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 3.39, la curva IPR indica que el pozo tiene una capacidad de flujo de 1110 BFPD a una P_{wf} de 1350 Psi, el BWS de este pozo es de 80 por ciento, el incremento neto de producción de petróleo a estas condiciones es de 41 BPPD, no justifica realizar una inversión. Este pozo no es candidato para realizar un rediseño del equipo BES; pero se puede considerar realizar un trabajo de remoción de daño e incrementar la producción de petróleo.

En la gráfica 3.28, se indica la curva estándar de la bomba, la eficiencia actual de la bomba es de 60 por ciento, y la eficiencia óptima es de 62.5 por ciento, disminución generada por el desgaste normal de operación. Cada etapa de esta bomba levanta 33 ft y necesita 0.38 HP para levantar el fluido hasta superficie.

Gráfica 3.40 Curva de Eficiencia de la Bomba Centrífuga P8X, pozo SSF-104D.



Fuente: Reporte Detallado Pozo SSF-104D, Análisis Nodal SubPUMP.

Elaborado por: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

3.7.11 ANÁLISIS POZO SSF-106D.

Para el desarrollo del análisis nodal del pozo SSF-106D, se usa las correlaciones de flujo multifásico inclinado de “Beggs & Brill (1973)”. En la tabla 3.41, se indica los datos del pozo SSF-106D y del equipo BES.

Tabla 3.41 DATOS BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-106D.

POZO SSF-106D “Ti”							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6.276	Tipo Bomba	P-8X	API	29,3	Pr (Psi)	2427
ID Tubing (in)	2.992	Número de Etapas	113+180	BSW (%)	65	Pwf (Psi)	1741
Prof. Bomba (ft)	9163	Frecuencia	56	GOR (scf/bbl)	379	Q (BFPD)	480
Prof. Perfor. (ft)	9678	HP	152	Pb (Psi)	1010	IP	0,69
Prof. Casing	9760	Voltaje	2325	Salinidad (ppm)	36250	Y gas	1,25
Pozo Direccional	SI	Amperaje	40	Q actual (BFPD)	676	Y agua	1,05
						Grad. Fluido (Psi/ft)	0,40

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la tabla 3.42, se indica los cálculos del Análisis Nodal del pozo SSF-106D, que son utilizados para realizar la curva de sistema de pozo (Gráfica 3.41).

Tabla 3.42 CÁLCULOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO SSF-106D.

# Punto	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal O+W (Bbl/D)	Caudal en bomba O+W+G (Bbl/D)	Nivel de fluido (ft)
1	8512,5	5466,47	3046,02	13,96	15,21	3675,73
2	8480,44	4858,82	3621,63	186,74	203,38	4289,58
3	8346,45	4251,28	4095,18	359,52	391,56	4902,67
4	8075,52	3644	4431,52	532,31	579,73	5517,54
5	7962,61	3036,34	4926,27	705,09	767,9	6134,64
6	7980,53	2424,67	5555,86	877,87	956,08	6755,22
7	8118,08	1800,1	6317,99	1050,65	1144,25	7383,38
8	8205,14	1127,91	7077,23	1223,43	1332,43	8071,3
PumpOff	8104,83	90,44	8014,39	1396,21	1520,6	9158,7
Design	7837.18	2961.73	4875.45	676	738.74	6178.75

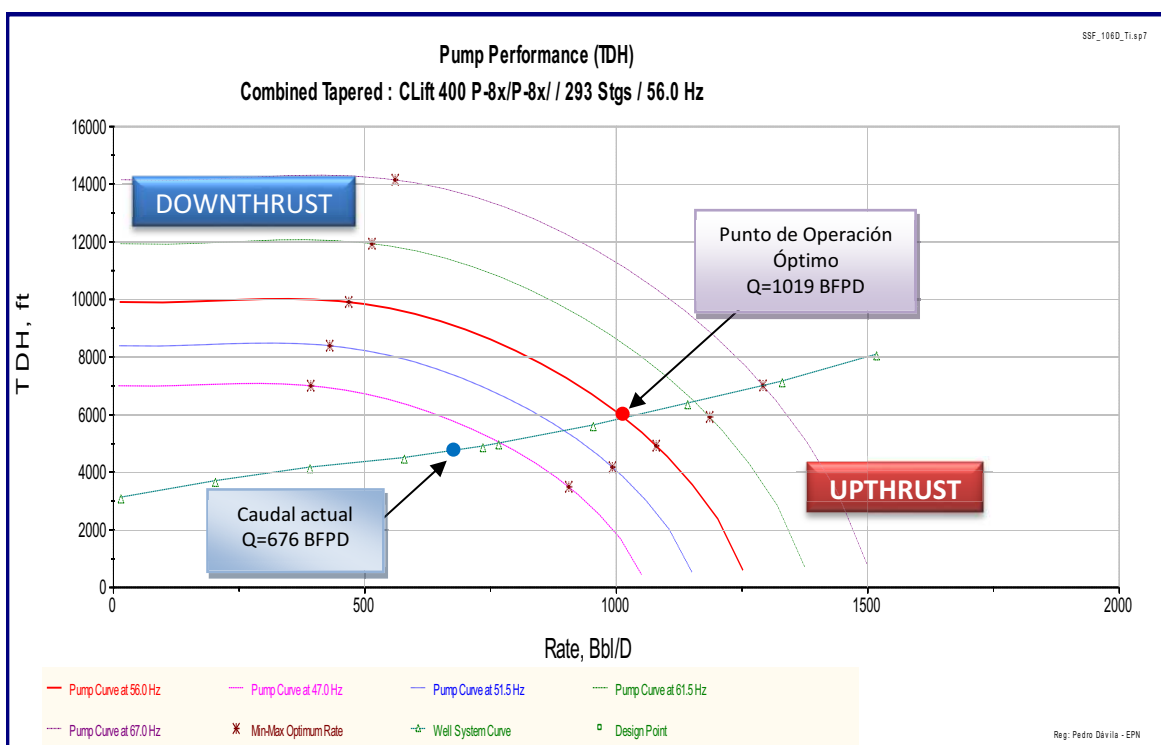
FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-106D, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La gráfica 3.41, indica la curva de desempeño de la bomba para el pozo SSF-106D a diferentes frecuencias de operación. Este pozo tiene un equipo BES con

dos bombas Centrilift (113 y 180 etapas), modelo P8X, serie 400, motor de 152 HP, opera a una frecuencia de 56 Hz. Según los resultados del análisis nodal, el punto máximo y mínimo de operación para estas condiciones son 1275 BFPD Y 570 BFPD, respectivamente. La producción en el punto óptimo de operación es de 1060 BFPD, la producción actual es de 676 BFPD (dentro del rango óptimo de producción), hay un diferencial de producción de 384 BFPD, indica una pérdida de producción del 36,22%. La pérdida de producción se debe principalmente al desgaste normal de la bomba (166 días de operación), también podría tratarse de presencia sólidos en el fluido. El último Build Up tomado en este pozo y utilizado para el diseño del equipo BES fue tomado el 07-Jun-2009, no son datos actualizados y no reflejan las condiciones actuales y reales del pozo, puede ser que la bomba esté mal diseñada o haya problemas en el yacimiento (taponado) generando pérdida en la producción.

Gráfica 3.41 Desempeño de la Bomba P-8X, pozo SSF-106D.



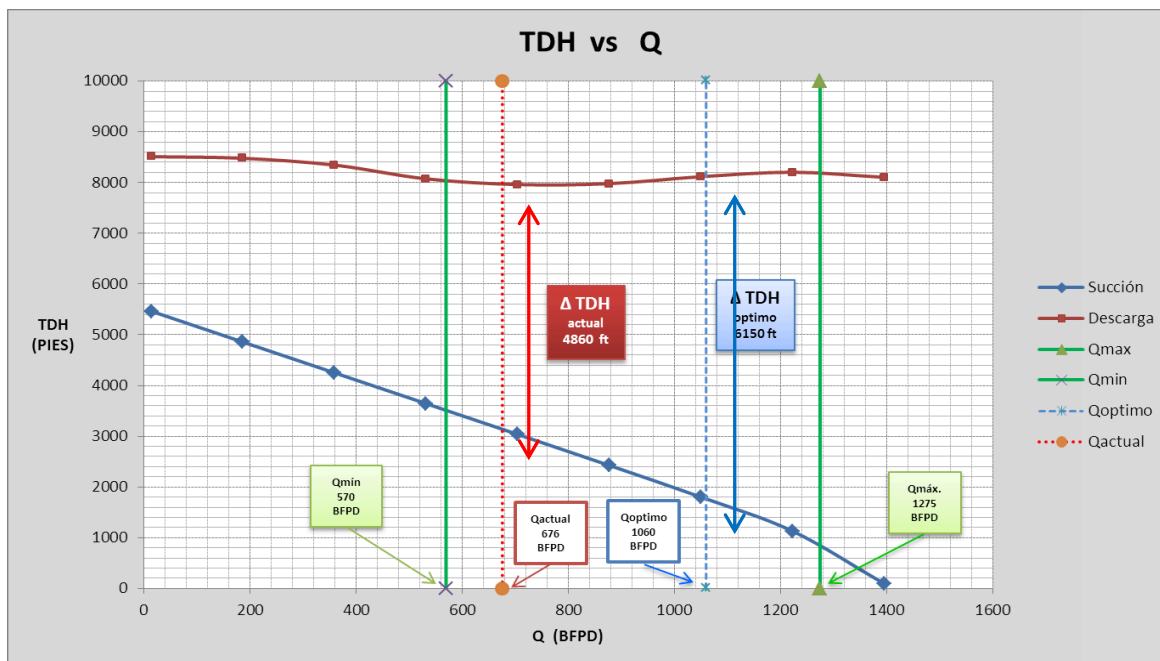
FUENTE: Análisis SubPUMP, Desempeño de la Bomba pozo SSF-106.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 3.42, se indica el análisis nodal del pozo SSF-106D, las curvas de succión y descarga del equipo BES, las capacidades de levantamiento de la

bomba son: Δ TDH teórico 6150 ft y Δ TDH actual 4860 ft, se obtiene una pérdida de 20.97 por ciento de la capacidad de levantamiento de la bomba generada por el desgaste de las etapas.

Gráfica 3.42 Análisis nodal pozo SSF-106D, THD vs. Q.



FUENTE: Análisis SubPUMP, Reporte Detallado de la Bomba pozo SSF-106D.

La tabla 3.43, indica la presión de succión y descarga a diferentes caudales, las presiones se obtienen multiplicando los valores de las alturas de succión y descarga (tabla 3.42) por el gradiente del fluido del pozo (0,42 psi/pie), con estas presiones se grafican las curvas de presión de succión y descarga vs. Caudal (Gráfica 3.43).

Tabla 3.43 Presión de succión y descarga, pozo SSF-106D.

P. Descarga	P. Succión	Caudal O+W (Bls/día)
3557.4	2028.9	15.07
3535.3	1807.4	201.51
3453.9	1585.9	387.95
3287.6	1143.1	760.83
3322.4	917.5	947.27
3390.0	686.2	1133.71
3408.1	430.6	1320.15
3557.4	2028.9	15.07

FUENTE: Análisis SubPUMP, Reporte Detallado pozo SSF-106D.

ELABORADO POR: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

La tabla 3.44, indica los valores obtenidos del análisis nodal del pozo SSF-106D usados para construir la curva IPR del pozo (Gráfica 3.43).

Tabla 3,44 Datos para la curva IPR, pozo SSF-106D.

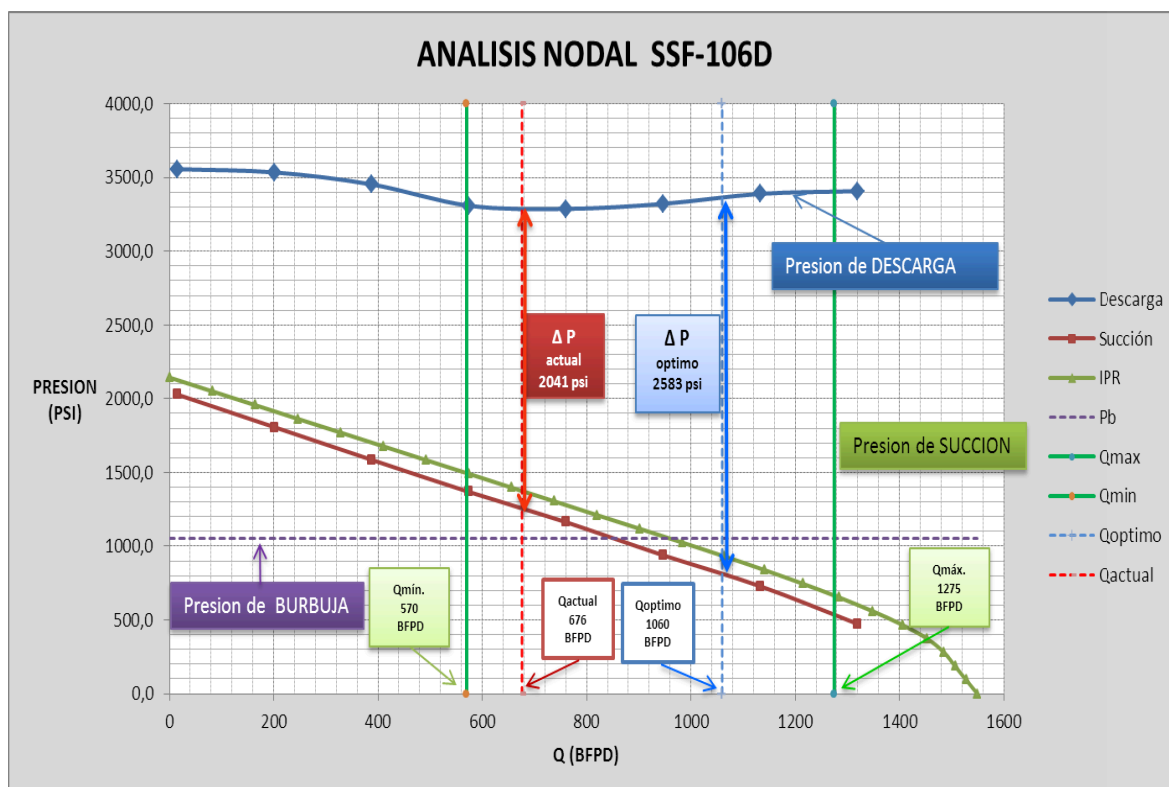
Caudal O+W (Bbl/D)	Presión (psi)
0.00	2144.00
81.94	2050.78
163.89	1957.57
327.80	1771.13
409.75	1677.91
491.70	1584.70
573.65	1491.48
737.54	1305.04
819.49	1211.83
901.44	1118.61
983.37	1025.39
1063.66	932.17
1141.01	838.96
1284.46	652.52
1348.68	559.30
1405.86	466.09
1485.39	279.65
1506.59	186.44
1527.81	93.22
1549.03	0.00
0.00	2144.00

FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-106D, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La gráfica 3.43, indica las curvas de presión de succión y descarga vs caudal y la curva IPR del pozo SSF-106D, el equipo BES está operando dentro de los rangos recomendados de producción de acuerdo a las condiciones de reservorio, además se observa que la curva IPR y la curva de presión de succión están separadas, esta separación se debe a la diferencia de profundidad entre los disparos y la profundidad de asentamiento de la bomba, en este pozo el equipo BES está 233 ft sobre el tope de las perforaciones, generando este desfase entre la P_{wf} y la P_{intake} .

La presión del sistema (ΔP) es de 2041 psi, este valor es la presión total que suministra la bomba para obtener el caudal producido en superficie, de tal forma que el fluido tenga la presión suficiente para llegar desde el intake hasta el cabezal y hasta el separador.

Gráfica 3.43 ANÁLISIS NODAL - PRESIÓN VS CAUDAL - POZO SSF-106D.

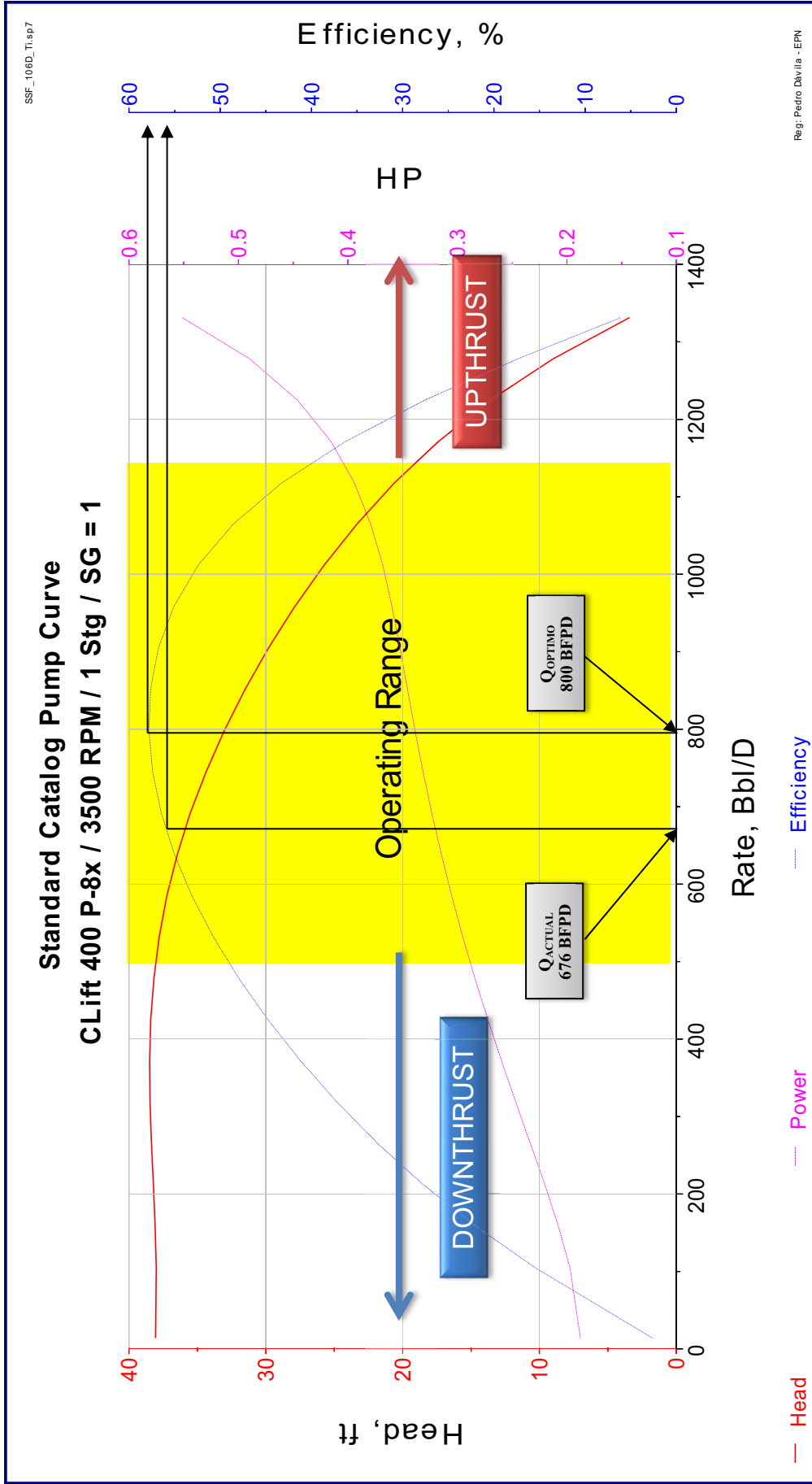
FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-106D, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 3.43, la curva IPR indica que el pozo tiene una capacidad de flujo de 880 BFPD a una P_{wf} de 1110 Psi (100 Psi sobre P_b), el BWS de este pozo es de 65 por ciento, el incremento neto de producción de petróleo a estas condiciones es 72 BPPD, no justifica realizar una inversión. Este pozo no es candidato para realizar un rediseño del equipo BES; pero se considera para realizar un trabajo de remoción de daño e incrementar la producción de petróleo.

En la gráfica 3.44, se indica la curva estándar de la bomba, la eficiencia actual de la bomba es de 51 por ciento, y la eficiencia óptima es de 62.5 por ciento, disminución generada por el desgaste normal de operación. Cada etapa de esta bomba levanta 31 ft y necesita 0.30 HP para levantar el fluido hasta superficie.

Gráfica 3.44 Curva de Eficiencia de la Bomba Centrífuga P-8X, pozo SSF-106D.



Fuente: Reporte Detallado Pozo SSF-106D, Análisis Nodal SubPUMP.

Elaborado por: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

3.7.12 ANÁLISIS POZO SSF-109D.

Para el desarrollo del análisis nodal del pozo SSF-109D, se usa las correlaciones de flujo multifásico direccional de "Beggs & Brill (1973)". En la tabla 3.45, se indica los datos del pozo SSF-109D y del equipo BES.

Tabla 3.45 DATOS BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-109D.

POZO DSSF-109D"Ui"							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6.276	Tipo de Bomba	DN-1100	API	28	Pr (Psi)	1336
ID Tubing (in)	2.992	Número de Etapas	145+164	BSW (%)	22	Pwf (Psi)	1145
Prof. Bomba (ft)	9983	Frecuencia	60	GOR (scf/bbl)	264	Q (BFPD)	528
Prof. Perforaciones (ft)	10158	HP	125	Pb (Psi)	1010	IP	2.76
Prof. Casing	10300	Voltaje	1605	Salinidad (ppm)	2900	Y gas	1.32
Pozo Direccional	SI	Amperaje	48	Q actual (BFPD)	985	Y agua	1.05
						Grad. Fluido (Psi/ft)	0.41

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la tabla 3.46, se indica los cálculos del Análisis Nodal del pozo, que son utilizados para realizar la curva de sistema de pozo SSF-109D.

Tabla 3.46 CÁLCULOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO SSF-109D.

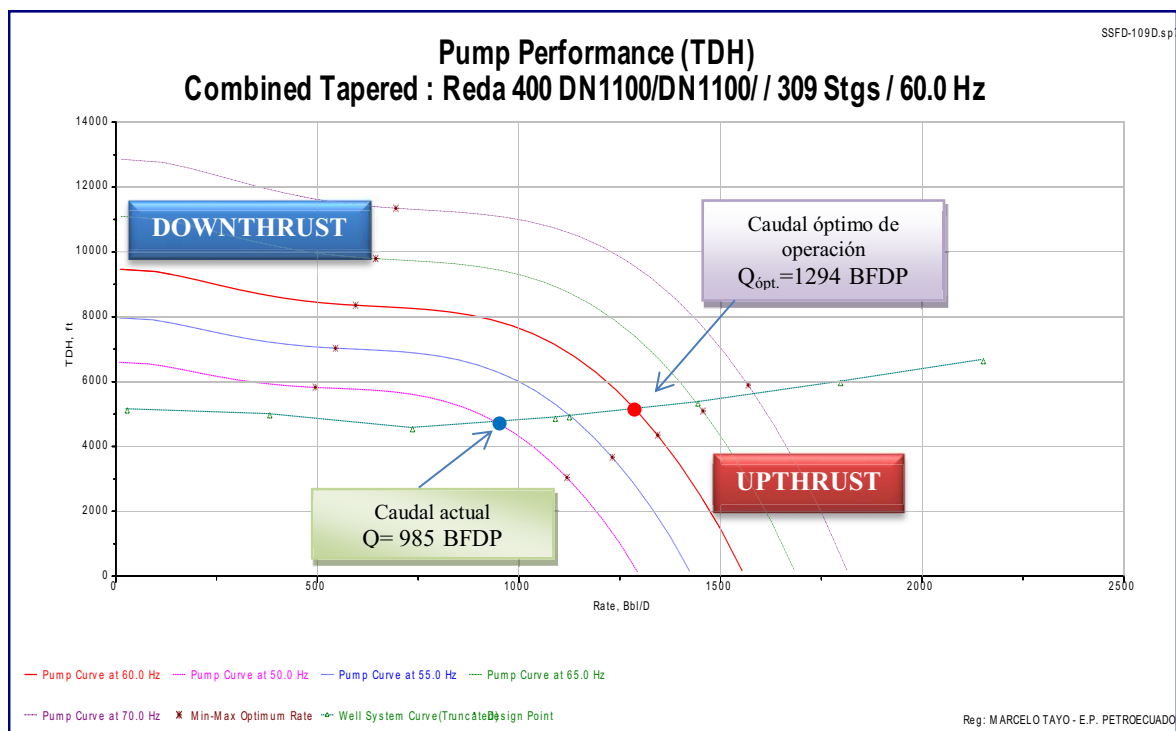
# Punto	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal O+W (Bbl/D)	Caudal en bomba O+W+G (Bbl/D)	Nivel de fluido (ft)
1	8579.96	3488.16	5091.8	25.03	28.6	6533.34
2	8124.92	3182.05	4942.88	334.8	382.48	6840.32
3	7392.05	2876.83	4515.22	644.57	736.37	7146.94
4	7399.25	2565.33	4833.91	954.34	1090.25	7456.93
5	7546.39	2238.01	5308.38	1264.11	1444.14	7779.1
6	7816.87	1878.71	5938.16	1573.87	1798.02	8134.86
7	8086.14	1474.32	6611.82	1883.64	2151.91	8543.22
8	8280.54	982.39	7298.15	2193.41	2505.8	9048.91
PumpOff	8188.92	103.18	8085.74	2503.18	2859.68	11123.31
Design	7413.31	2533.56	4879.75	985	1125.28	7488.14

FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-109D, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La gráfica 3.45, indica la curva de desempeño de la bomba para el pozo SSF-109D a diferentes frecuencias de operación. Este pozo tiene un equipo BES con dos bombas REDA (126 etapas cada una), modelo DN-1100, serie 400, motor de 125 HP, opera a una frecuencia de 60 Hz. Según los resultados del análisis nodal, el punto máximo y mínimo de operación para estas condiciones son 1350 BFPD y 599 BFPD, respectivamente. La producción en el punto óptimo de operación es de 1294 BFPD, la producción actual es de 985 BFPD (dentro del rango de operación), hay un diferencial de producción de 309 BFPD, indica una pérdida de producción del 23.88 %. Este porcentaje de pérdida de producción se debe al desgaste normal de la bomba debido a su tiempo de operación (Run equipo BES: 20/sep/2010 - 14 meses de vida operacional), o por presencia de sólidos en la bomba; esta disminución de la capacidad de levantamiento indica la necesidad de realizar un rediseño del equipo BES.

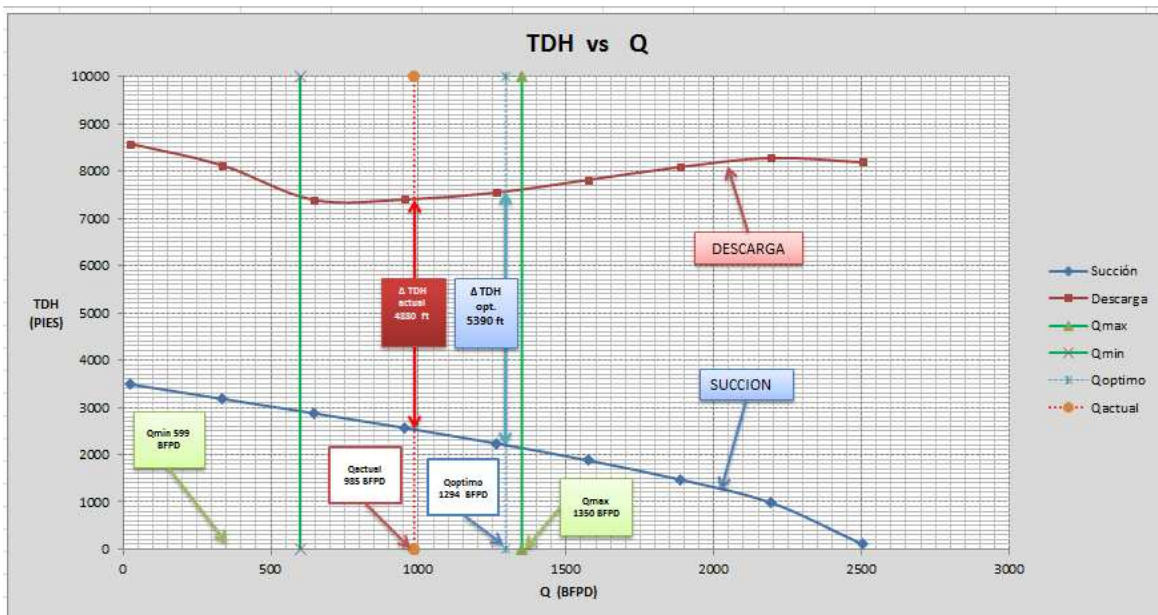
Gráfica 3.45 Desempeño de la Bomba DN-1100, REDA, Pozo SSF-109D.



FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-109D, Análisis Nodal SubPUMP.
ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 3.46, se indica el análisis nodal del pozo SSF-109D, las curvas de succión y descarga del equipo BES, las capacidades de levantamiento de la bomba son: Δ TDH teórico 5390 ft y Δ TDH actual 4880 ft, se obtiene una pérdida de 9.5 por ciento de la capacidad de levantamiento.

Gráfica 3.46 Análisis nodal pozo SSF-109D, THD vs. Q.



FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-109D, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

La tabla 3.47, indica la presión de succión y descarga a diferentes caudales, las presiones se obtienen multiplicando los valores de las alturas de succión y descarga (tabla 3.46) por el gradiente del fluido del pozo (0,41 psi/pie), con estas presiones se grafican las curvas de presión de succión y descarga vs. Caudal (Gráfica 3.47).

Tabla 3.47 Presión de succión y descarga, pozo SSF-109D.

P. Descarga	P. Succión	Caudal O+W (Bls/día)
1715.992	697.632	25.03
1624.984	636.41	334.8
1478.41	575.366	644.57
1479.85	513.066	954.34
1509.278	447.602	1264.11
1563.374	375.742	1573.87
1617.228	294.864	1883.64
1656.108	196.478	2193.41

FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-109D, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 3.48, indica los valores obtenidos del análisis nodal del pozo SSF-109D usados para construir la curva IPR del pozo (Gráfica 3.47).

Tabla 3.48 Datos para la curva IPR, Pozo SSF-109D.

Caudal O+W (Bbl/D)	Presión (psi)
0.00	1336
160.58	1277.91
321.151	1219.83
481.726	1161.74
642.302	1103.65
802.877	1045.57
963.395	987.478
1119.85	929.391
1269.65	871.304
1412.56	813.217
1548.32	755.13
1676.67	697.043
1797.31	638.957
1909.96	580.87
2014.28	522.783
2109.93	464.696
2196.53	406.609
2273.69	348.522
2340.99	290.435
2397.95	232.348
2444.08	174.261
2478.84	116.174
2503.18	58.087
2526.03	0

FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-109D, Análisis Nodal SubPUMP.

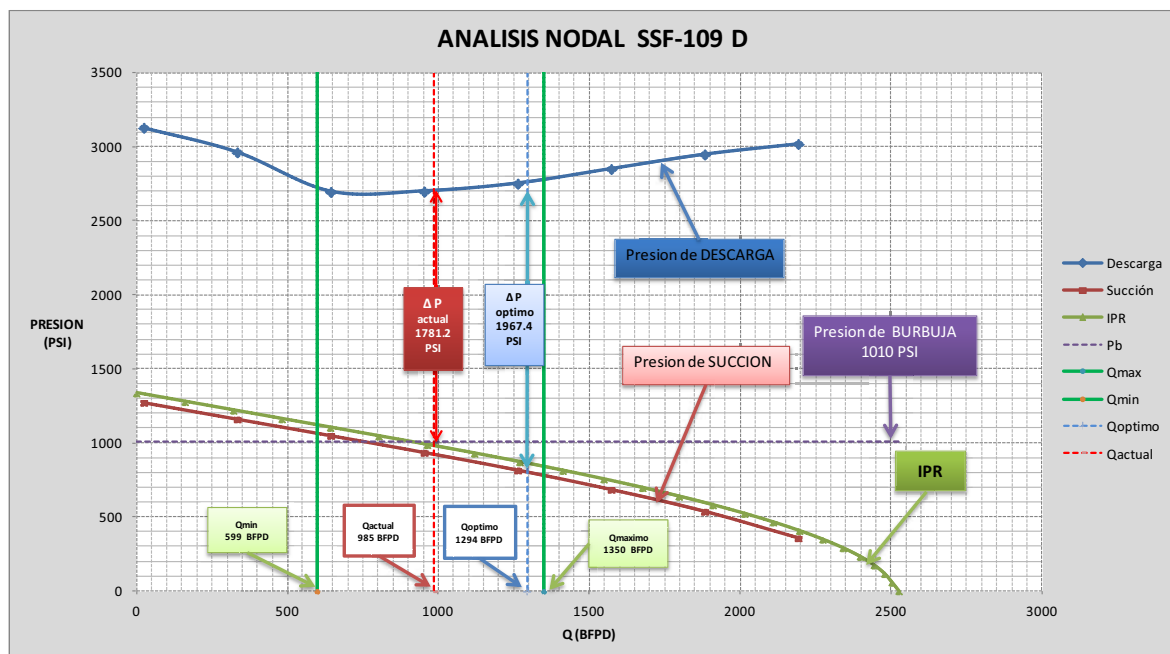
ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La gráfica 3.47, indica las curvas de presión de succión y descarga vs caudal y la curva IPR del pozo SSF-109D, el equipo BES opera dentro de los rangos recomendados de producción de acuerdo a las condiciones de reservorio, la diferencia entre el caudal actual de 985 BFPD y el caudal óptimo de 1294 BFPD es de 309 BFPD, se debe a presencia de escala en el equipo y al desgaste por el uso y el tiempo de operación (un año), además se observa que la curva IPR y la curva de presión de succión están separadas, esta separación se debe a la diferencia de profundidad entre los disparos y la profundidad de asentamiento de

la bomba, en este pozo el equipo BES está 135 ft sobre el tope de las perforaciones, generando este desfase entre la P_{wf} y la P_{intake} .

La presión del sistema (ΔP) es de 2000 psi, este valor es la presión total que suministra la bomba para obtener el caudal producido en superficie, de tal forma que el fluido tenga la presión suficiente para llegar desde el intake hasta el cabezal y hasta el separador.

Gráfica 3.47 ANÁLISIS NODAL - PRESIÓN VS CAUDAL - POZO SSF-109D.



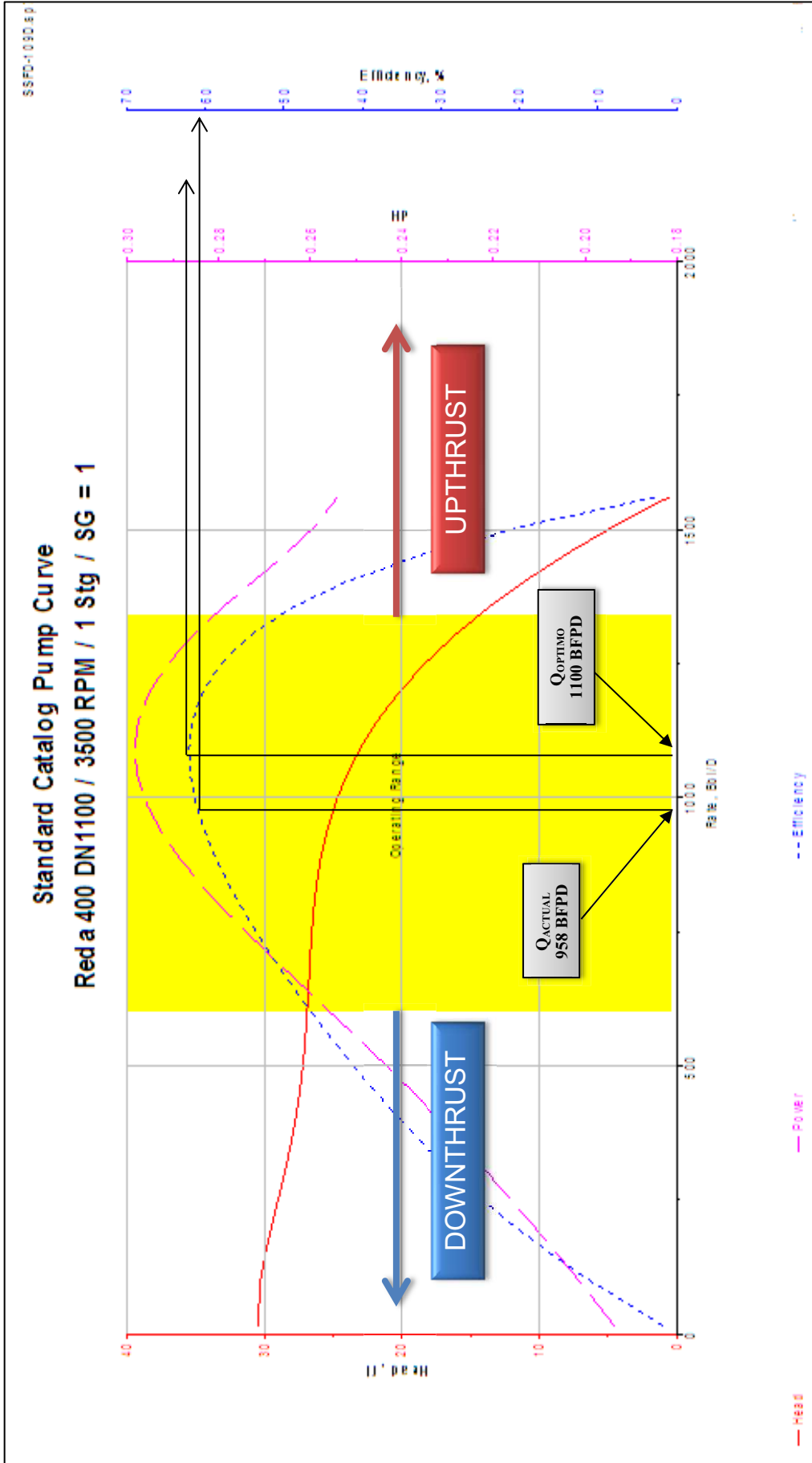
FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-109D, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 3.47, la curva IPR indica que el pozo opera cerca del punto de burbuja ($P_b=1010$ psi), este pozo no es candidato para realizar un rediseño del equipo BES porque al incrementar la capacidad de levantamiento de la bomba, se trabaja bajo el punto de burbuja y se tiene problemas de manejo de gas; se considera en este pozo realizar un trabajo de remoción de daño para incrementar la producción de petróleo.

En la gráfica 3.48, se indica la curva estándar de la bomba, la eficiencia actual de la bomba es de 60 por ciento, y la eficiencia óptima es de 62 por ciento, disminución generada por el desgaste normal de operación. Cada etapa de esta bomba levanta 24 ft y necesita 0.28 HP para levantar el fluido hasta superficie.

Gráfica 3.48 Curva de Eficiencia de la Bomba REDA DN-1100, pozo SSF-109D.



Fuente: Reporte Detallado Pozo SSF-109D, Análisis Nodal SubPUMP.
Elaborado por: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

3.7.13 ANÁLISIS POZO SSF-110D

Para el desarrollo del análisis nodal del pozo SSF-110D, se usa las correlaciones de flujo multifásico de "Beggs & Brill (1973)", para pozos direccionales. En la tabla 3.49, se presenta los datos del pozo SSF-110D y del equipo BES.

Tabla 3.49 DATOS BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-110D.

POZO SSF-110D "U"							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6.276	Tipo de Bomba	D475N	API	29	Pr (Psi)	1926.
ID Tubing (in)	2.992	Número de Etapas	177+177	BSW (%)	72.7	Pwf (Psi)	1357
Prof. Bomba (ft)	9437	Frecuencia	50	GOR (scf/bbl)	1505	Q (BFPD)	840
Prof. Perforaciones (ft)	9799	HP	156	Pb (Psi)	1010	IP	1.47
Prof. Casing	9898	Voltaje	1535	Salinidad (ppm)	48000	Y gas	1.313
Pozo Direccional	SI	Amperaje	65	Q actual (BFPD)	674	Y agua	1.05
NOTA: ESTE POZO TIENE UN PESCADO A 9558': DOS PROTECTORES, UN MOTOR Y UNSENSOR.						Grad. Fluido (Psi/ft)	0.413

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la tabla 3.50, se representa los cálculos del Análisis Nodal del pozo SSF-110D, que son utilizados para realizar la curva del sistema del pozo (Gráfica 3.49).

Tabla 3.50 CÁLCULOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO SSF-110D.

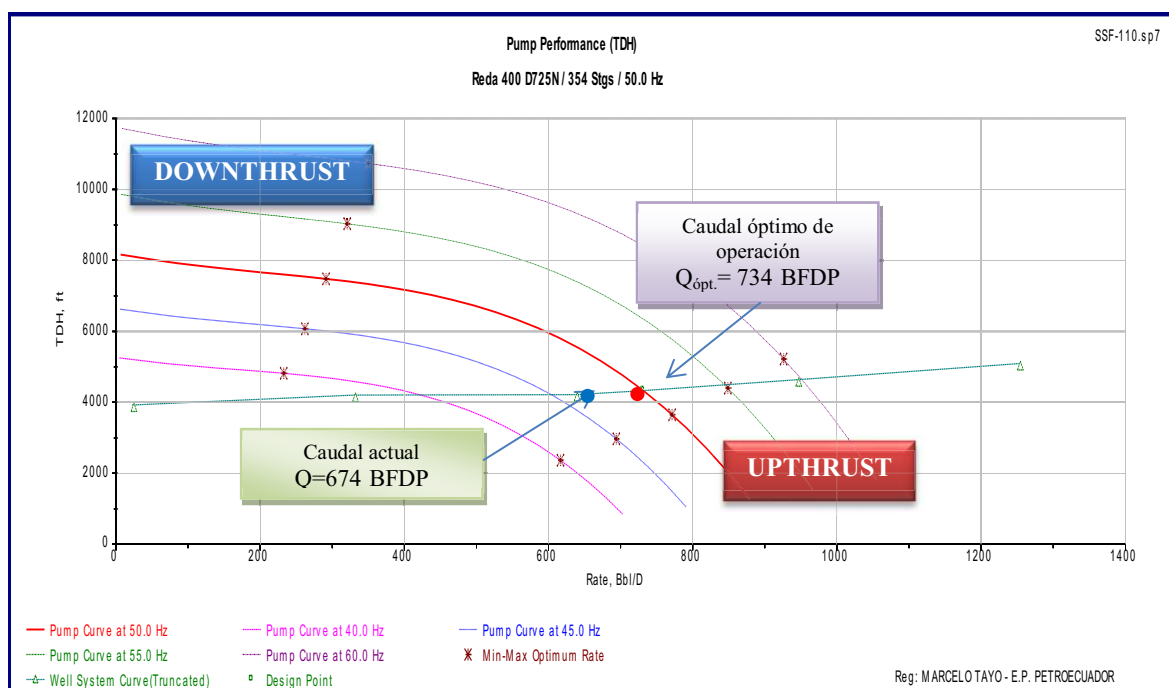
# Punto	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal O+W (Bbl/D)	Caudal en bomba O+W+G (Bbl/D)	Nivel de fluido (ft)
1	8119.42	4275.42	3844	23.12	24.84	5114.84
2	7934.99	3812.25	4122.73	309.24	332.26	5584.42
3	7486.04	3349.48	4136.56	595.36	639.68	6054.85
4	7439.93	2886.62	4553.31	881.48	947.09	6525.91
5	7434.74	2423.08	5011.66	1167.6	1254.51	6998.67
6	7566.85	1950.82	5616.03	1453.71	1561.93	7474.87
7	7760.43	1463.77	6296.66	1739.83	1869.34	7969.04
8	7906.82	931.66	6975.15	2025.95	2176.76	8516.59
PumpOff	7999.2	54.15	7945.05	2312.07	2484.18	10270.9
Design	7457.95	3222.24	4235.71	674	724.17	6184.26

FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-110D, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La gráfica 3.49, indica la curva de desempeño de la bomba para el pozo SSF-110D a diferentes frecuencias de operación. Este pozo tiene un equipo BES con dos bombas REDA (177 etapas cada una), modelo D475N, serie 400, motor de 156 HP, opera a una frecuencia de 50 Hz. Según los resultados del análisis nodal, el punto máximo y mínimo de operación para estas condiciones son 795 BFPD y 295 BFPD, respectivamente. La producción en el punto óptimo de operación 734 BFPD, la producción actual es de 674 BFPD (dentro del rango óptimo de operación), hay un diferencial de producción de 60 BFPD, indica una pérdida de producción del 8.2 %. El tiempo de operación puede influir a la pérdida de producción (Fecha de arranque del equipo BES: 19/abr/2011; Tiempo de operación: 223 días), fecha del B'up es el 02/Ago/2009.

Gráfica 3.49 Curva de desempeño de la Bomba D475N, pozo SSF-110D.



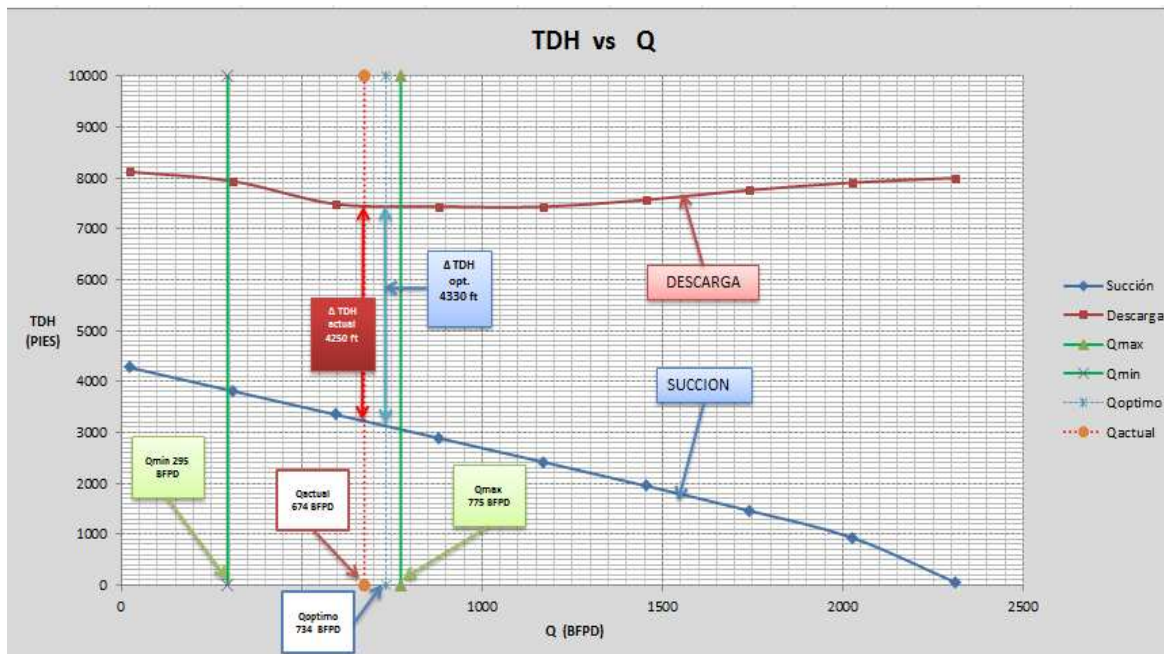
FUENTE: Análisis SubPUMP, Desempeño de la Bomba pozo SSF-110D.

ELABORADO POR: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

En la gráfica 3.50, se indica el análisis nodal del pozo SSF-110D, las curvas de succión y descarga del equipo BES, las capacidades de levantamiento de la bomba son: Δ TDH teórico 4330 ft y Δ TDH actual 4250 ft, se obtiene una pérdida

de 1.9 por ciento de la capacidad de levantamiento de la bomba generada por el desgaste de las etapas.

Gráfica 3.50 Análisis nodal pozo SSF-110D, THD vs. Q.



FUENTE: Análisis SubPUMP, Desempeño de la Bomba pozo SSF-110D.

ELABORADO POR: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

La tabla 3.51, indica la presión de succión y descarga a diferentes caudales, las presiones se obtienen multiplicando los valores de las alturas de succión y descarga (tabla 3.50) por el gradiente del fluido del pozo (0,413 psi/pie), con estas presiones se grafican las curvas de presión de succión y descarga vs. Caudal (Gráfica 3.51).

Tabla 3.51 Presión de succión y descarga, pozo SSF-110D.

P. Descarga	P. Succión	Caudal O+W (Bls/día)
3353.32046	1765.74846	23.12
3277.15087	1574.45925	309.24
3091.73452	1383.33524	595.36
3072.69109	1192.17406	881.48
3070.54762	1000.73204	1167.6
3125.10905	805.68866	1453.71
3205.05759	604.53701	1739.83
3265.51666	384.77558	2025.95

FUENTE: Análisis SubPUMP, Desempeño de la Bomba pozo SSF-110D.

ELABORADO POR: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

La tabla 3.52, indica los valores obtenidos del análisis nodal del pozo SSF-110D usados para construir la curva IPR del pozo (Gráfica 3.51).

Tabla 3.52 Datos para la curva IPR, pozo SSF-110D.

Caudal O+W (Bbl/D)	Presión (psi)
0	1926
123.622	1842.26
247.244	1758.52
370.866	1674.78
494.488	1591.04
618.11	1507.3
741.731	1423.57
865.353	1339.83
988.975	1256.09
1112.6	1172.35
1236.22	1088.61
1359.84	1004.87
1482.44	921.13
1602.15	837.391
1718.35	753.652
1830.19	669.913
1936.39	586.174
2034.9	502.435
2122.03	418.696
2189.56	334.957
2231.42	251.217
2271.75	167.478
2312.07	83.7391
2352.4	0.00E+00

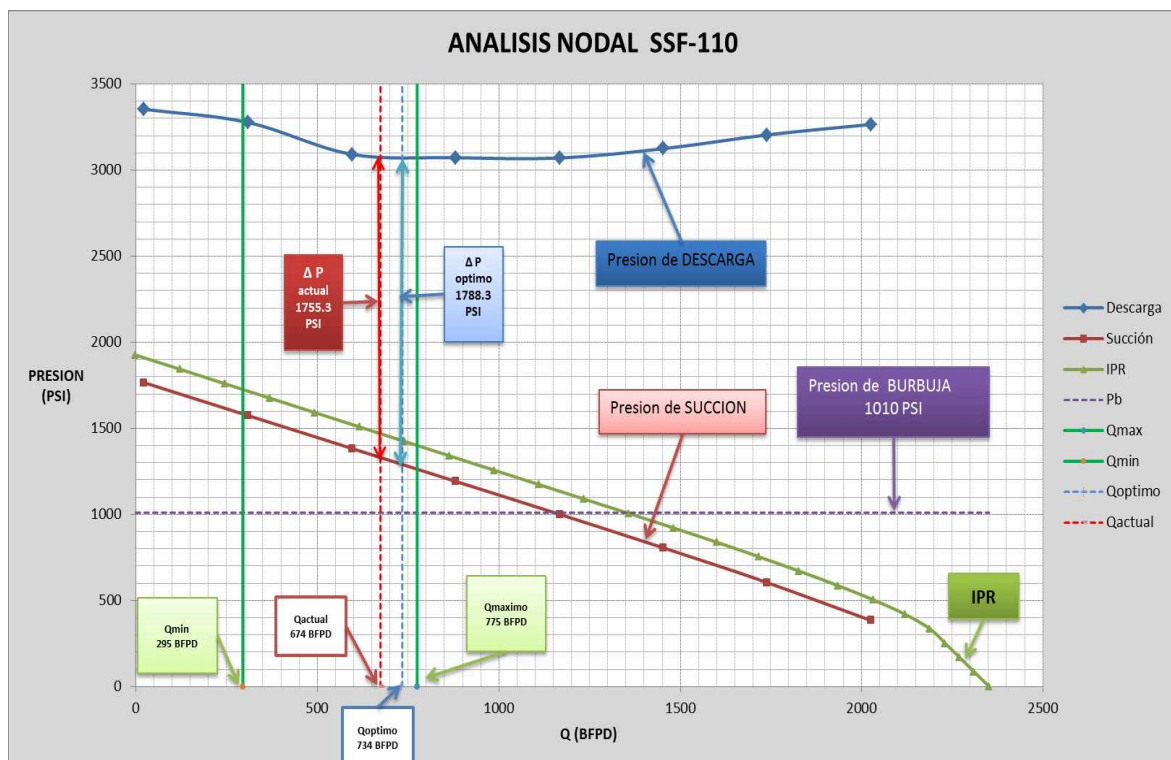
FUENTE: Análisis SubPUMP, Desempeño de la Bomba pozo SSF-110D.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La gráfica 3.51, indica las curvas de presión de succión y descarga vs caudal y la curva IPR del pozo SSF-110D, el equipo BES instalado en este pozo se encuentra funcionando dentro de rango, aunque con una ligera tendencia hacia un empuje ascendente (UPTHRUST); además se observa que la curva IPR y la curva de presión de succión están separadas, esta separación se debe a la diferencia de profundidad entre los disparos y la profundidad de asentamiento de la bomba, en este pozo el equipo BES está 332 ft sobre el tope de las perforaciones, generando este desfase entre la P_{wf} y la P_{intake} .

La presión del sistema (ΔP) es de 1755.3 psi, este valor es la presión total que suministra la bomba para obtener el caudal producido en superficie, de tal forma que el fluido tenga la presión suficiente para llegar desde el intake hasta el cabezal y hasta el separador.

Gráfica 3.51 ANÁLISIS NODAL - PRESIÓN VS CAUDAL - POZO SSF-110D.



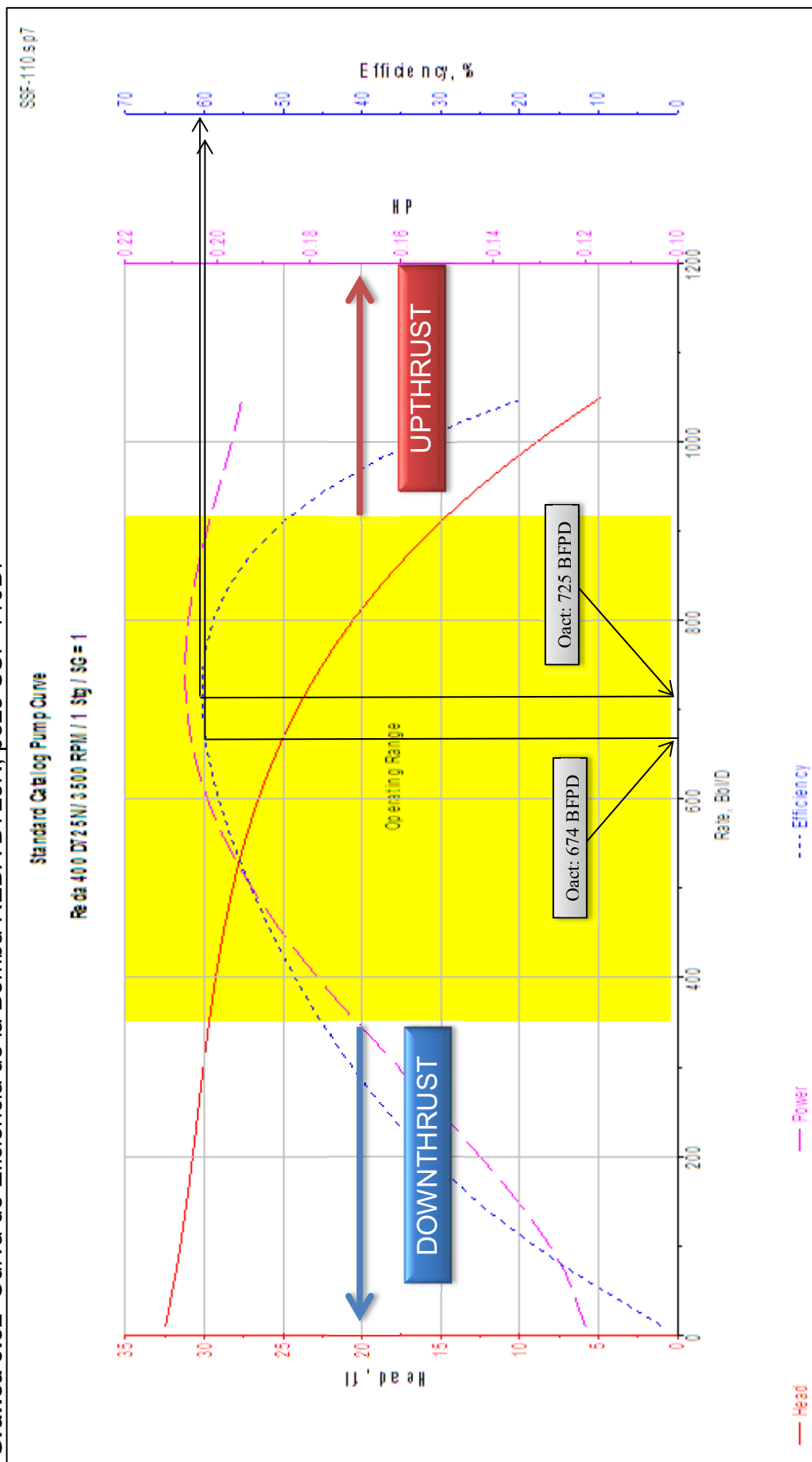
FUENTE: Análisis SubPUMP, Desempeño de la Bomba pozo SSF-110D.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 3.51, la curva IPR indica que el pozo tiene una capacidad de flujo de 1200 BFPD a la una presión de fondo de 1110 PSI (100 PSI sobre P_b), el BWS es de 72.7 por ciento, el incremento neto de producción de petróleo a estas condiciones es de 148 BPPD. Este pozo es candidato para realizar un rediseño del equipo BES de tal forma que pueda manejar un caudal de fluido mayor al actual, incrementando la producción de petróleo.

En la gráfica 3.52, se indica la curva estándar de la bomba, la eficiencia actual de la bomba es de 59 por ciento, y la eficiencia óptima es de 61 por ciento. Cada etapa de esta bomba levanta 25 ft y necesita 0.203 HP para levantar el fluido hasta superficie.

Gráfica 3.52 Curva de Eficiencia de la Bomba REDA D725N, pozo SSF-110D.



Fuente: Reporte Detallado Pozo SSF-110D, Análisis Nodal SubPUMP.

Elaborado por: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

3.7.14 ANÁLISIS POZO SSF-119D.

Para el desarrollo del análisis nodal del pozo SSF-119D, se usa las correlaciones de flujo multifásico de "BEGGS & BRILL (1973)" para pozos inclinados. En la tabla 3.53, se indica los datos del pozo SSF-119D y del equipo BES.

Tabla 3.53 DATOS BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-119D.

POZO SSF-119D "TI"							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6.276	Tipo de Bomba	P-23x	API	31	Pr (Psi)	2497
ID Tubing (in)	2.992	Número de Etapas	68+104	BSW (%)	75	Pwf (Psi)	2270
Prof. Bomba (ft)	8946	Frecuencia	54.3	GOR (scf/bbl)	267	Q (BFPD)	1440
Prof. Perforaciones (ft)	9812	HP	380	Pb (Psi)	1053	IP	6.34
Prof. Casing	10049	Voltaje	2370	Salinidad (ppm)	14800	Y gas	1.31
Pozo Direccional	SI	Amperaje	98	Q actual (BFPD)	2027	Y agua	1.02
						Grad. Fluido (Psi/ft)	0.42

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la tabla 3.54, se indica los cálculos del Análisis Nodal del pozo SSF-119D, que son utilizados para realizar la curva de sistema de pozo (Gráfica 3.53).

Tabla 3.54 CÁLCULOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO SSF-119D.

# Punto	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal O+W (Bbl/D)	Caudal en bomba O+W+G (Bbl/D)	Nivel de fluido (ft)
1	8473.56	5280.38	3193.18	131.88	141.85	3637.42
2	8281.11	4656.21	3624.9	1763.89	1897.29	4264.91
3	8478.13	4035.69	4442.44	3395.91	3652.72	4889.21
4	8835.66	3416.32	5419.35	5027.92	5408.15	5514.41
5	9376.48	2794.07	6582.41	6659.94	7163.59	6144.77
6	10062.22	2153.54	7908.68	8291.95	8919.02	6790.43
7	10846.44	1527.37	9319.07	9923.97	10674.45	7423.81
8	11761.16	930.05	10831.11	11555.98	12429.89	8038.09
PumpOff	13244.82	88.7	13156.11	13188	14185.32	8918.34
Design	8328.48	4555.72	3772.76	2027	2180.29	4365.83

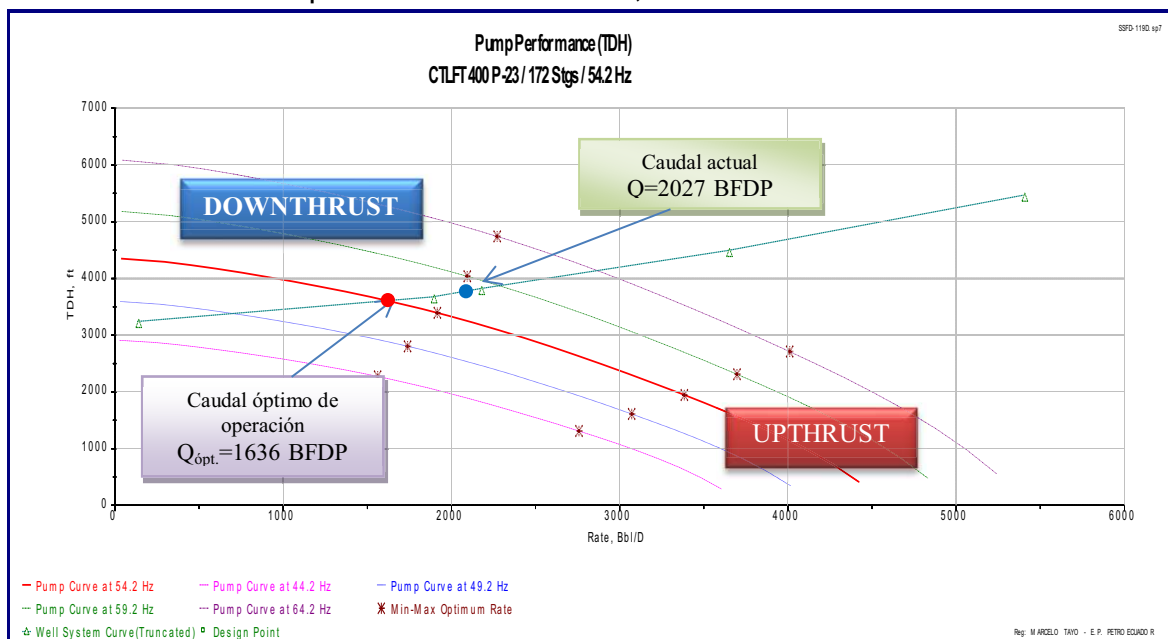
FUENTE: Reporte Detallado Pozo SSF-119D, Análisis Nodal SubPUMP.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La gráfica 3.53, indica la curva de desempeño de la bomba para el pozo SSF-119D a diferentes frecuencias de operación, este pozo tiene un equipo BES con

dos bombas Centrilift (68 y 104 etapas), modelo P23, serie 400, motor de 380 HP, 98 amp, opera a una frecuencia de 54.3 Hz. Según los resultados del análisis nodal, el punto máximo y mínimo de operación para estas condiciones son 3397 BFPD y 1928 BFPD, respectivamente. La producción en el punto óptimo de operación es de 1636 BFPD, la producción actual es de 2027 BFPD, hay un diferencial de producción de 391 BFPD, indica una producción del 23.9 % sobre el punto óptimo de operación, la bomba está subdimensionada y produce más de lo que teóricamente debe producir. Los valores de producción óptimo y actual están fuera del rango óptimo de operación (Bajo el límite inferior). La bomba opera con empuje descendente (DOWNTHRUST), generando problemas de en las etapas, las arandelas de empuje ascendente están en contacto con el difusor y la carga axial está hacia abajo, generando disminución de la vida útil de la bomba.

Gráfica 3.53 Desempeño de la Bomba P23, Centrilift. Pozo SSF-119D.

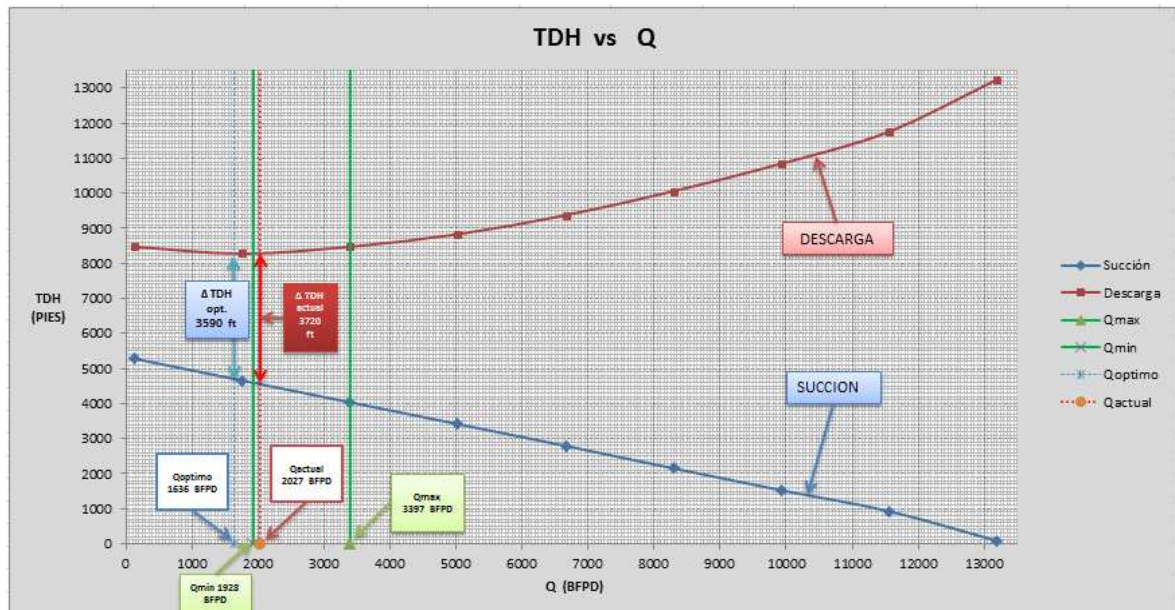


FUENTE: Análisis SubPump, Desempeño de la Bomba Pozo SSF-119D.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 3.54, se indica el análisis nodal del pozo SSF-119D, las curvas de succión y descarga del equipo BES, las capacidades de levantamiento de la bomba son: Δ TDH teórico 3590 ft y Δ TDH actual 3720 ft, la bomba está levantando 3.6 % más de lo que debería, generando un esfuerzo adicional de la bomba y un daño a los impeler de las etapas.

Gráfica 3.54 Análisis nodal pozo ssf-119D, THD vs. Q.



FUENTE: Análisis SubPUMP, Desempeño de la Bomba pozo SSF-119D.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 3.55, indica la presión de succión y descarga a diferentes caudales, las presiones se obtienen multiplicando los valores de las alturas de succión y descarga (tabla 3.54) por el gradiente del fluido del pozo (0,435 psi/pie), con estas presiones se grafican las curvas de presión de succión y descarga vs. Caudal (Gráfica 3.55).

Tabla 3.55 Presión de succión y descarga, pozo SSF-119D.

P. Descarga	P. Succión	Caudal O+W (Bls/día)
3685.9986	2296.9653	131.88
3602.28285	2025.45135	1763.89
3687.98655	1755.52515	3395.91
3843.5121	1486.0992	5027.92
4078.7688	1215.42045	6659.94
4377.0657	936.7899	8291.95
4718.2014	664.40595	9923.97
5116.1046	404.57175	11555.98

FUENTE: Análisis SubPUMP, Desempeño de la Bomba pozo SSF-119D.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La tabla 3.56, indica los valores obtenidos del análisis nodal del pozo SSF-119D usados para construir la curva IPR del pozo (Gráfica 3.55).

Tabla 3.57 Datos para la curva IPR, pozo SSF-119D.

Caudal O+W (Bbl/D)	Presión (psi)
0.00	2497
688.70	2388.43
1377.39	2279.87
2066.09	2171.3
2754.78	2062.74
3443.48	1954.17
4132.17	1845.61
4820.87	1737.04
5509.57	1628.48
6198.26	1519.91
6886.96	1411.35
7575.65	1302.78
8264.35	1194.22
8953.04	1085.65
9639.13	977.087
10308.7	868.522
10955.4	759.957
11571.4	651.391
12143.1	542.826
12642.2	434.261
12987.9	325.696
13228.6	217.13
13469.3	108.565
13710	0

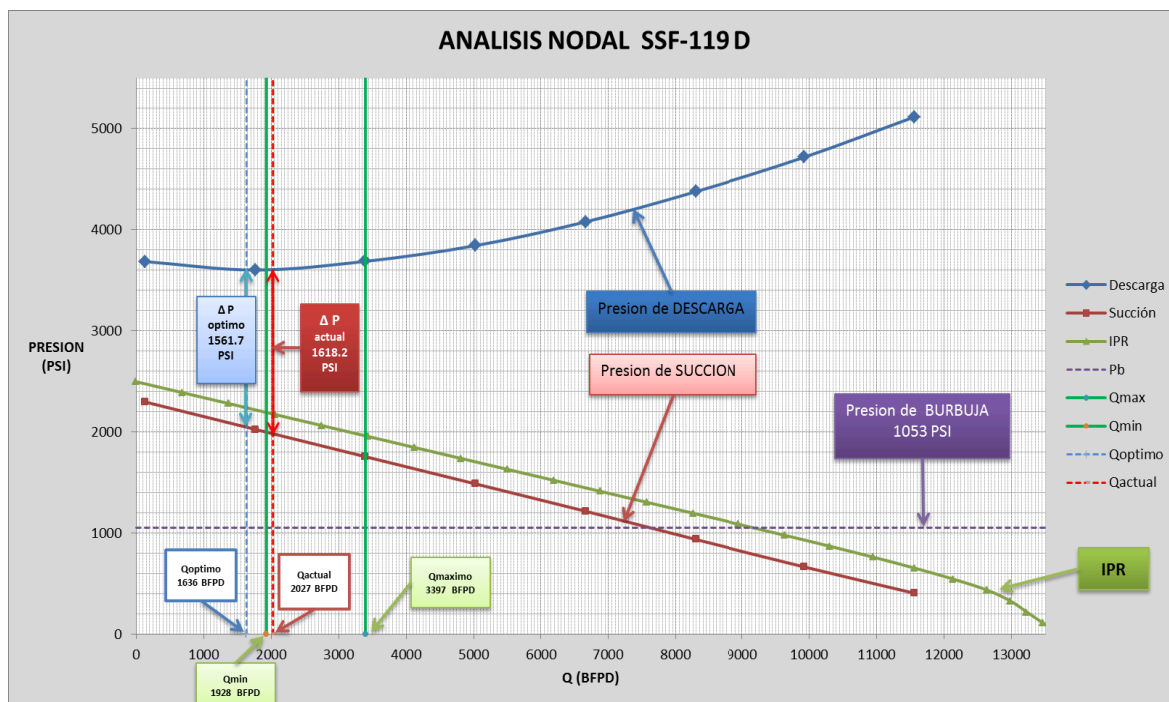
FUENTE: Análisis SubPUMP, Desempeño de la Bomba pozo SSF-119D.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La gráfica 3.56, indica las curvas de presión de succión y descarga vs caudal y la curva IPR del pozo SSF-119D, el equipo BES opera fuera de los rangos recomendados de producción de acuerdo a las condiciones de reservorio (DOWNTHRUST), se considera un rediseño del equipo BES, de tal forma que los parámetros de operación estén dentro del rango óptimo de trabajo, además se observa que la curva IPR y la curva de presión de succión están separadas, esta separación se debe a la diferencia de profundidad entre los disparos y la profundidad de asentamiento de la bomba, en este pozo el equipo BES está 845 ft sobre el tope de las perforaciones, generando este desfase entre la P_{wf} y la P_{intake} .

La presión del sistema (ΔP) es de 1618.2 psi, este valor es la presión total que suministra la bomba para obtener el caudal producido en superficie, de tal forma que el fluido tenga la presión suficiente para llegar desde el intake hasta el cabezal y hasta el separador.

Gráfica 3.55 ANÁLISIS NODAL – PRESIÓN VS CAUDAL - POZO SSF-119D.

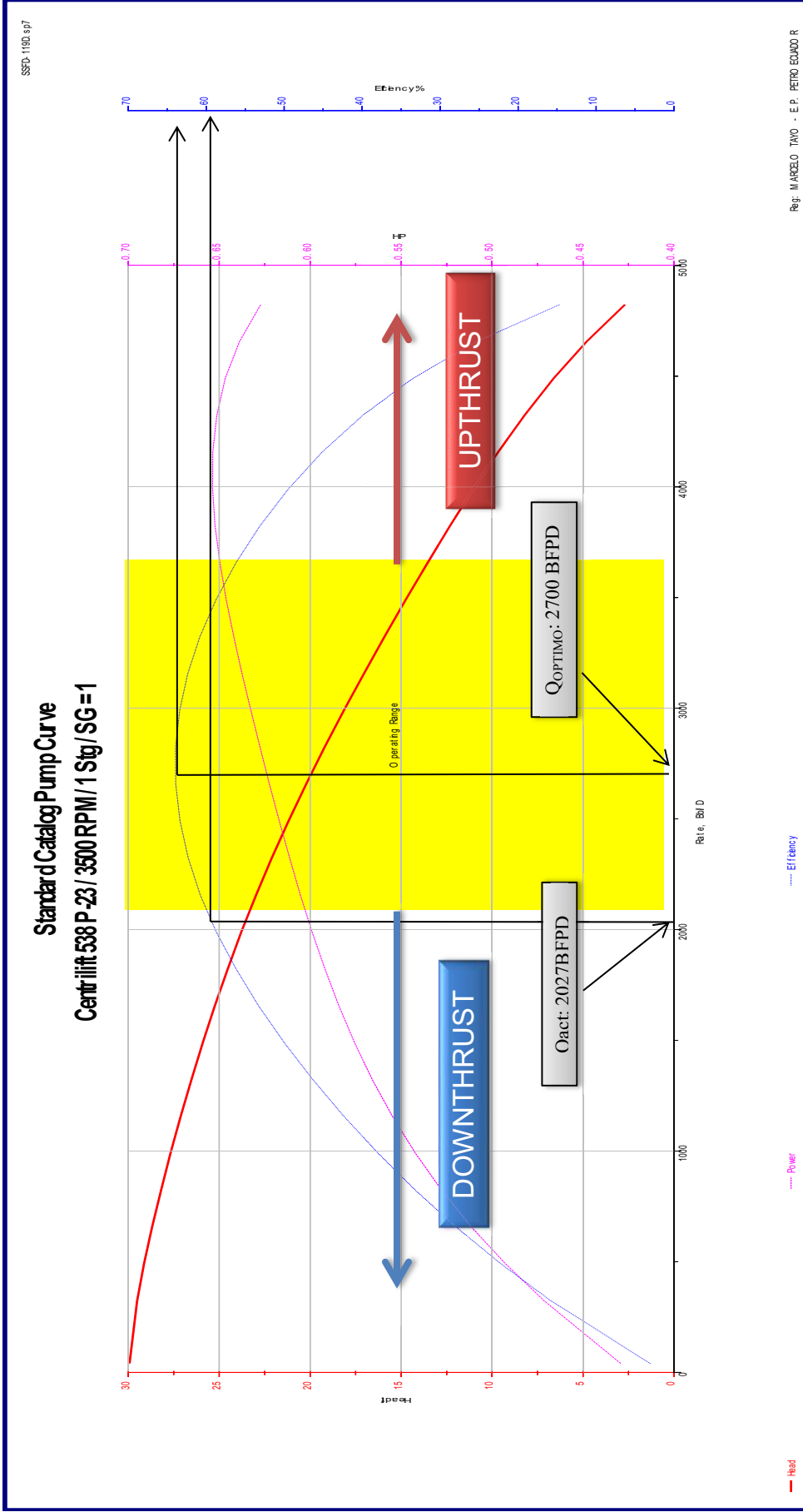


FUENTE: Análisis SubPUMP, Desempeño de la Bomba pozo ssf-119D.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 3.55, la curva IPR indica que el pozo tiene una capacidad de flujo de 5690 BFPD a la una presión de fondo de 1600 PSI, el BWS es de 75 por ciento, el incremento neto de producción de petróleo a estas condiciones es de 916 BPPD. Este pozo es candidato para realizar un rediseño del equipo BES de tal forma que pueda manejar un caudal de fluido mayor al actual, incrementando la producción de petróleo. La producción de agua incremental es de 2748 BAPD, hay que considerar el diseño de facilidades en superficie que manejen este volumen de agua. En la gráfica 3.56, se indica la curva estándar de la bomba, la eficiencia actual de la bomba es de 58 por ciento, y la eficiencia óptima es de 64 por ciento, disminución generada por el desgaste normal de operación. Cada etapa de esta bomba levanta 23 ft y necesita 0.60 HP para levantar el fluido hasta superficie.

Gráfica 3.56 Curva de Eficiencia de la Bomba Centrifliff P-23, pozo SSF-119D.



Fuente: Reporte Detallado Pozo SSF-119D, Análisis Nodal SubPUMP.
Elaborado por: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

CAPÍTULO 4

REDISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN LOS POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA SHUSHUFINDI

Una vez realizado el análisis nodal de los pozos seleccionados con sistema BES en el Área Shushufindi, el objetivo de este capítulo, es determinar los problemas que se presentan en cada uno de ellos y realizar una propuesta técnica para optimizar la producción de los pozos intervenidos tomando en cuenta ciertas consideraciones y parámetros que se describen más adelante.

Para elaborar la propuesta técnica de los pozos en estudio, se utiliza el software SubPUMP 7.00 en el cual se realiza una 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.

Es importante comenzar este capítulo mencionando los datos requeridos para el diseño correcto de una instalación de un equipo electrosumergible.

4.1 DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

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, la historia de la producción y las condiciones del yacimiento. La obtención de buenos datos acerca de estas condiciones antes de realizar el diseño es esencial para un diseño exitoso.

Una vez que el equipo de bombeo electrosumergible ha sido diseñado correctamente y su operación ha sido monitoreada adecuadamente, el equipo instalado empieza a ser relativamente económico.

4.1.1 DATOS BÁSICOS PARA LA SELECCIÓN DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

La selección de una unidad de bombeo electrosumergible, en la mayoría de las condiciones, no es una tarea difícil, especialmente si los datos son confiables, si la información sobre el potencial del pozo es pobre, el diseño será marginal. Los datos erróneos traen como resultado una bomba mal diseñada y una operación costosa, una bomba mal seleccionada puede funcionar fuera del rango recomendado, sobrecargar 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.

A continuación, se detalla la lista de datos requeridos para un buen diseño de un equipo electrosumergible:

1. Datos del Pozo.

- Tamaño de la tubería de revestimiento y su peso.
- Profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento (vertical y medida).
- Tamaño, tipo y conexión de la tubería de producción (nueva o usada).
- Intervalo de perforaciones del pozo, con disparos o abierto.
- Profundidad de asentamiento de la bomba, (medida y vertical).

2. Datos de Producción.

- Presión de la tubería de producción en la cabeza del pozo.
- Presión en la tubería de revestimiento en la cabeza de pozo.
- Nivel de fluido y/o presión de fondo fluyente.
- Nivel de fluido estático y/o presión estática de fondo de pozo.

- Profundidad de referencia.
- Temperatura en el fondo del pozo.
- Caudal de flujo deseado.
- Relación gas - aceite (prod GOR y Rs).
- Presión del punto de burbuja.
- Corte de agua.

3. Condiciones del Fluido del Pozo.

- Gravedad específica del agua.
- Gravedad específica o API del petróleo.
- Gravedad específica del gas.
- Presión del punto de burbuja del gas.
- Viscosidad del petróleo.
- Datos PVT.

4. Fuente de Energía.

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

5. Posibles Problemas.

- Arena.
- Carbonatos.
- Corrosión.
- Parafina.
- 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 Shushufindi

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

La mayoría de los pozos con sistema BES del Área Shushufindi, se encuentran produciendo dentro del rango recomendado de producción, pero no lo hacen en su punto óptimo.

Problemas del Yacimiento

El área Shushufindi es un campo marginal que ha sido explotado desde 1972, sus arenas productoras se han depletado con el tiempo, especialmente la zona central de la arena "U" tiene presiones en el rango de 1400 a 1600 PSI, presiones demasiado bajas para levantar los fluidos a la superficie, además si los pozos presentan daño de formación la presión de fondo disminuye más.

Existen pozos con bajo potencial, que están produciendo dentro del rango óptimo, en los cuales es recomendable mantener las condiciones actuales de producción, para evitar una mayor depletación y obtener mayor tiempo de vida útil de los equipos BES.

Problemas en la Bomba

El bloqueo por gas causa tiempo sin producción y reducción en la confiabilidad del sistema. Cuando hay gas libre presente en el impulsor de la primera etapa (o primeras etapas), ocupa espacio útil y restringe la eficiencia volumétrica de la bomba. El resultado es que hay una declinación en la producción esperada, de hecho si el impulsor, se llena completamente con gas, la bomba dejará de generar altura. Esta es la condición conocida como BLOQUEO POR GAS.

También se producen problemas en la bomba por fluidos altamente corrosivos, formación de escala, taponamiento debido a la obstrucción por 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, un equipo antes de que este haya terminado de girar, cuando el flujo está descendiendo por la tubería de producción.

Problemas Eléctricos

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

Un bajo aislamiento de las fases, es un problema común en los equipos electrosumergibles, debido a las exigentes condiciones de operación y altas temperaturas, las características de aislamiento tanto 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

Algunos yacimientos del Área Shushufindi producen fluidos que en su composición contienen sustancias altamente corrosivas (especialmente el agua de formación con salinidades muy altas), generando agujeros en las tuberías y por ende una comunicación tubing – casing; llevando a una recirculación de fluido producido dando como consecuencia la disminución de la producción y una reducción en la presión de intake.

4.2 PROPUESTA TÉCNICA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS EN EL ÁREA SHUSHUFINDI

La propuesta técnica planteada en el presente estudio, tiene como fin optimizar la producción de petróleo tomando en cuenta las siguientes opciones:

OPCIÓN 1: Rediseño de los Equipos BES de los pozos seleccionados, considerando las condiciones actuales de las arenas productoras de petróleo, sin tomar en cuenta la remoción del daño en la formación.

OPCIÓN 2: Rediseño de los Equipos BES, considerando trabajos de remoción de daño en la formación para lograr un aumento en la eficiencia de flujo, estos trabajos se aplicarán en pozos que su daño sea considerablemente alto.

4.2.1 PASOS PARA EL DISEÑO DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El procedimiento de selección, es simple y directo y 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 utilizar 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, dependiendo de los datos, se pueden hacer varias combinaciones. Si se conoce el caudal de flujo deseado y la profundidad de asentamiento de la bomba, la presión de entrada a la bomba para el caudal de flujo deseado se calcula en base a la relación del comportamiento de afluencia del pozo, se establece el caudal óptimo para una profundidad de asentamiento de la bomba dada, graficando la presión de fondo del pozo fluyente (o el nivel del fluido) en función del caudal de flujo.

La bomba se sitúa generalmente cerca de las perforaciones (recomendación para diseño: 100 pies sobre el tope de las perforaciones), pues la presión de fondo fluyente a la profundidad de entrada de la bomba debe ser mayor que la presión del punto de burbuja del fluido para evitar la interferencia de gas.

3. Se calcula la altura de 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.

$$TDH = H_d + F_t + P_d \quad \mathbf{4.1}$$

4. Basándose en las curvas de desempeño de la bomba, se selecciona un tipo de bomba de manera tal que, el diámetro exterior del mismo 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 dos o más bombas cumplen estos requisitos, será necesario un análisis económico antes de finalizar la selección. En la práctica se selecciona la bomba con la eficiencia más alta a la tasa de producción deseada. Con la curva de desempeño de la bomba seleccionada, determinar la altura de columna generada y la potencia al freno requerido por cada etapa.

Se calcula el número de etapas requerido para proporcionar la altura dinámica total, el número de etapas redondeado al valor entero es igual a la altura de columna dinámica total dividida por la altura generada por etapa.

$$No. \text{ Etapas} = \frac{\textit{Altura Dinámica Total}}{\textit{Altura / etapa}} \quad \mathbf{4.2}$$

Se calcula también la potencia del motor multiplicando la potencia al freno por etapa por el número total de etapas y por el valor promedio de la gravedad específica del fluido que está siendo bombeado.

$$\text{BHP} = \text{BHP/Etapa} \times \text{Número de etapas} \times \text{SG}_L \quad \mathbf{4.3}$$

5. Basándose en la información técnica proporcionada por el proveedor, seleccionar el tamaño adecuado y el modelo de la sección sello y determinar sus requerimientos de potencia. Seleccionar un motor que sea capaz de entregar los requerimientos de potencia total para la bomba y la sección sello. El motor seleccionado debe ser lo suficientemente grande para soportar la carga máxima sin sobrecargarse.
6. Utilizando los datos técnicos proporcionados por el fabricante de la bomba electrosumergible, determinar si se ha excedido alguna limitación de carga (por ejemplo la carga del eje, la carga de los cojinetes de empuje, las limitaciones de presión de la carcaza, la velocidad de fluido que pasa por el motor, etc.).
7. Seleccionar el tipo y tamaño del cable de potencia en base a la corriente del motor, la temperatura del conductor y las limitaciones de espacio. Calcular el voltaje de superficie y los requerimientos de KVA.
8. Seleccionar los accesorios y el equipo opcional.
9. Seleccionar el separador de gas si la relación gas-petróleo lo justifica.
10. Seleccionar el VSD (Variador) con la frecuencia de operación adecuada para cada bomba electrosumergible.

4.2.2 REDISEÑO DE EQUIPOS BES EN LOS POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA SHUSHUFINDI

Se realiza la propuesta técnica para la optimización en la producción de petróleo de los siguientes pozos seleccionados: AGU-09, AGU-10, DRN-01, DRE-08, SSF-10BD, SSF-63, SSF-91, SSF-104D, SSF-106D, SSF-109D, SSF-110, SSF-119. Se usa el programa SubPUMP para el rediseño de los equipos (Ver Anexo 6)

Los parámetros más importantes a considerar en el rediseño son: producción deseada, presión de fondo fluyente, presión de intake y profundidad de asentamiento de la Bomba.

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

1. La frecuencia de diseño empleada es de 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 electrosumergible 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 AGU-09.

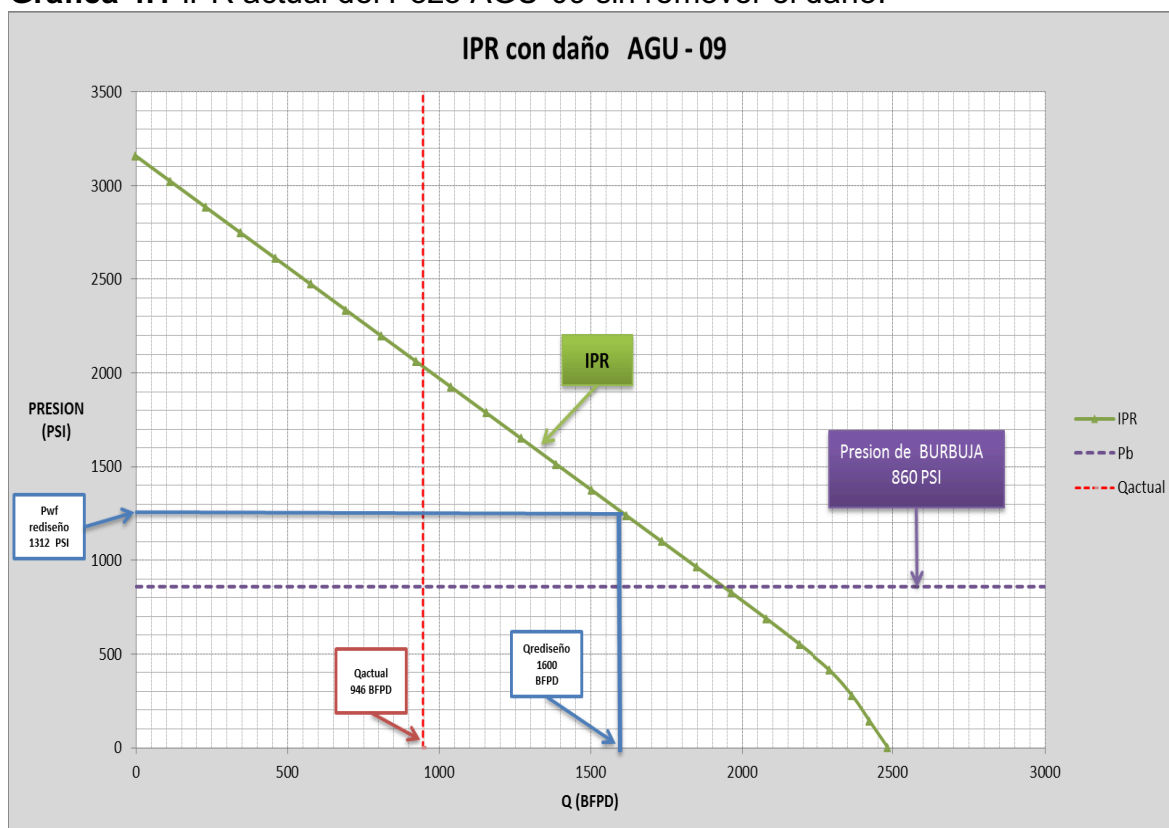
4.2.2.1.1 Opción 1 para el pozo AGU-09.

Se plantea el rediseño del equipo BES sin remover daño de formación. En la Gráfica 4.1, se indica la curva IPR del pozo AGU-09, el caudal actual de producción del pozo es de 946 BFPD.

De la curva IPR actual del pozo AGU-09, se establece un caudal de diseño de 1600 BFPD, equivalente a una presión de fondo fluyente de 1312 psi, se toma este valor para evitar problemas de manejo de gas; además el estado mecánico de este pozo no permite bajar equipos grandes con capacidades de levantamiento mayores a 1600 BFPD, específicamente por el diámetro del casing (OD = 5 ½”), esto restringe la capacidad de producción del pozo.

A las nuevas condiciones de presión de fondo el pozo produce 1600 BFPD, el BSW del pozo es 86 por ciento, la producción de agua es 1374 BAPD, la producción de petróleo es de 224 BPPD, el incremento neto de la producción de petróleo es de 92 BPPD, valor que a las condiciones actuales no justifica un rediseño del equipo BES, la opción 1 no es aplicable en este pozo.

Gráfica 4.1 IPR actual del Pozo AGU-09 sin remover el daño.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño AGU-09. (Opción 1)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

4.2.2.1.2 Opción 2 para el pozo AGU-09.

En la Opción 2, se propone el rediseño del Equipo BES realizando trabajos de remoción de daño de formación (Arena "Us") mediante estimulación matricial, el pozo presenta un daño de formación $St = + 52$, estimado en la última prueba de B'UP (Ago/2010), es recomendable remover el daño para incrementar el potencial del pozo y por ende su producción.

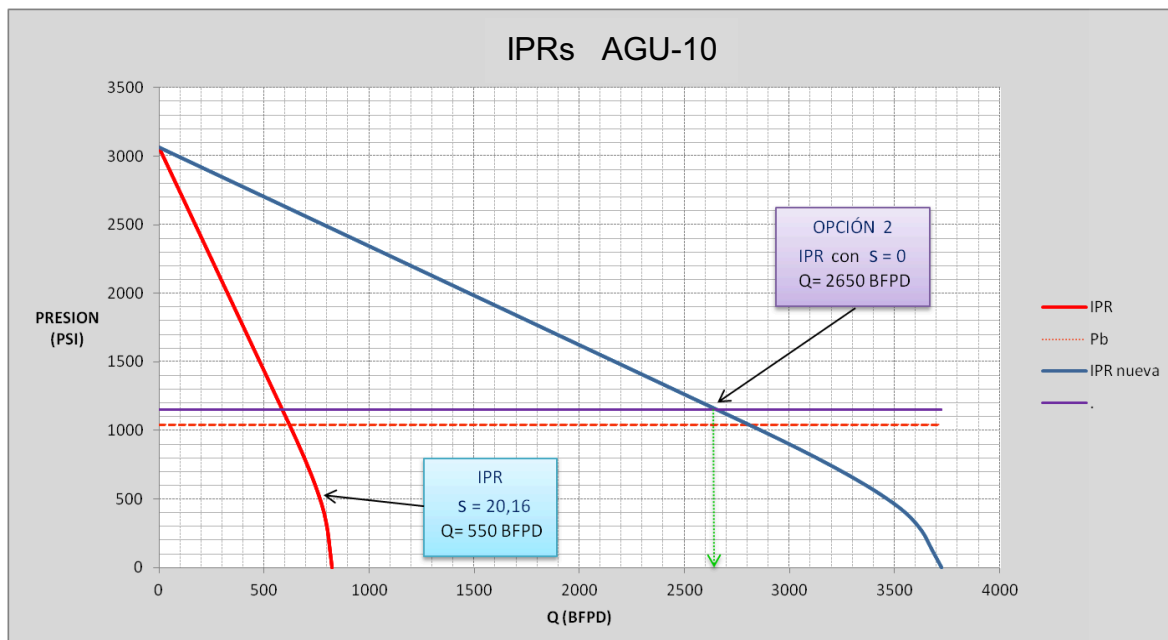
Sin embargo, este pozo tiene restricción en su estructura mecánica, su casing de producción de OD = 5 ½" no permite bajar equipos grandes con capacidades de levantamiento altas (Serie > 338). Se está limitado a producir caudales de hasta 1600 BFPD, si se incrementa el potencial del pozo con un trabajo de estimulación, no se puede diseñar equipos que manejen altos caudales de producción (Serie > 338). Consecuentemente la Opción 2 no es aplicable para el pozo AGU-09.

4.2.2.2 Propuesta Técnica Pozo AGU-10

4.2.2.2.1 Opción 1 para el pozo AGU-10

Se plantea el rediseño del equipo BES sin remover el daño de formación. La gráfica 4.2, indica la curva IPR actual del pozo AGU-10, el caudal actual de producción de pozo es de 549 BFPD y el caudal óptimo es de 695 BFPD, se encuentra por debajo de la presión de burbuja. La bomba trabaja dentro del rango operativo recomendado con tendencia a operar en DOWNTHRUST, si se rediseña la bomba o se incrementa los hercios para llegar al caudal óptimo, entonces la bomba trabajaría bajo el punto de burbuja y tendrá problemas de cavitación y bloqueo por gas. Es recomendable dejar este pozo produciendo con los parámetros actuales, la P_{wf} actual se encuentra a 300 psi por encima de la presión de burbuja.

Gráfica 4.2 Curva IPR actual del pozo AGU-10.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño AGU-10 (Opción 1)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

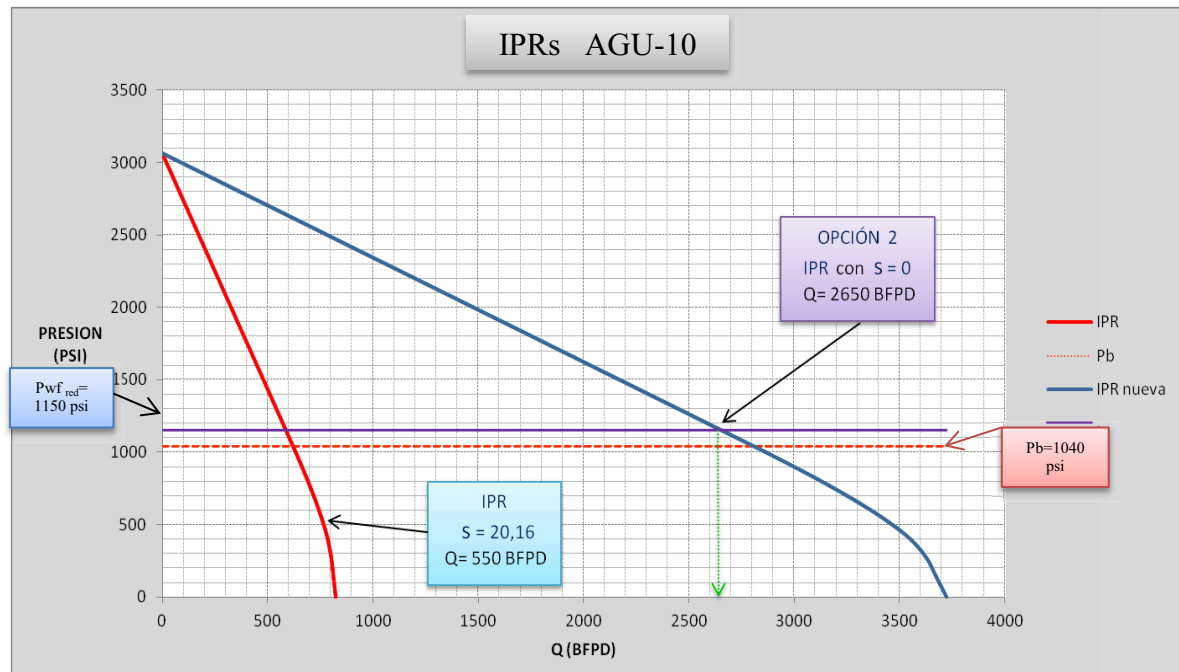
4.2.2.2 Opción 2 para el pozo AGU-10.

En los datos del último Build Up (12/Jun/2011 - Tabla 2.2), se observa que el pozo AGU-10 presenta un alto daño de formación $S_t = + 20,16$, un índice de productividad $IP = 0,30$ y una eficiencia de flujo $EF = 0,166$ en la arena productora "U". Es recomendable realizar trabajos de remoción de daño con tratamientos químicos o estimulación matricial, debido al alto valor de daño que presenta, con el fin de aumentar la eficiencia de flujo. Debido al daño, este pozo presenta una pérdida de presión por daño ΔPS de 1002 psi en la cara del pozo.

En la gráfica 4.3, 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 2650 BFPD, correspondiente a una presión de fondo fluyente de 100 psi por encima del punto de burbuja para evitar problemas por liberación de gas, la ganancia de producción de fluido a estas condiciones es de 2100 BFPD en relación a la producción actual de 549 BFPD, el BWS se mantiene en 60 por ciento, la

ganancia neta de producción de petróleo es de 840 BPPD, representa un 79 % de incremento en la producción; este aumento se logra eliminando el alto daño que existe en la formación que restringe el flujo de los fluidos y genera una alta caída de presión en la cara del pozo.

Gráfica 4.3 Comportamiento de la curva IPR con efecto de daño vs curva IPR eliminado el daño, pozo AGU-10.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño AGU-10 (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Como disponemos de una buena presión de fondo y se asume que la bomba se asentará 100 pies por encima de los disparos (9040 ft) no se diseña el separador de gas.

Con las condiciones del pozo AGU-10, se procede a realizar el diseño de equipo BES, en la Tabla 4.1, se presentan los datos del pozo y del equipo BES que se considera para el diseño.

En la Tabla 4.2, se presentan los parámetros de operación y desempeño del sistema BES diseñado. Se observa que la bomba y el motor trabajan en un rango de eficiencia alto, esto ayuda a la producción y la vida útil del equipo.

Tabla 4.1 DATOS DE LA BOMBA B.E.S. Y DEL POZO AGU-10 (OPCIÓN 2).

POZO AGU-10 "U"							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6,276	Tipo Bomba	G-2700	API	29,3	Pr (Psi)	3064
ID Tubing (in)	2,992	Número de Etapas	70+74	BSW (%)	60	Pwf (Psi)	2780
Prof. Bomba (ft)	9040	Frecuencia	59	GOR (scf/bbl)	511	Q (BFPD)	394
Prof. Perfor. (ft)	9144	HP	225	Pb (Psi)	1040	IP	9,3
Prof. Casing	9400	Voltaje	2210	Salinidad (ppm)	36250	Y gas	1,25
Pozo Direccional	NO	Amperaje	65	Q actual (BFPD)	2650	Y agua	1,05
						Grad. Fluido (Psi/ft)	0,40

FUENTE: Ingeniería de Petróleos; Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Tabla 4.2 Parámetros de Operación y Desempeño Equipo BES; Pozo AGU-10.

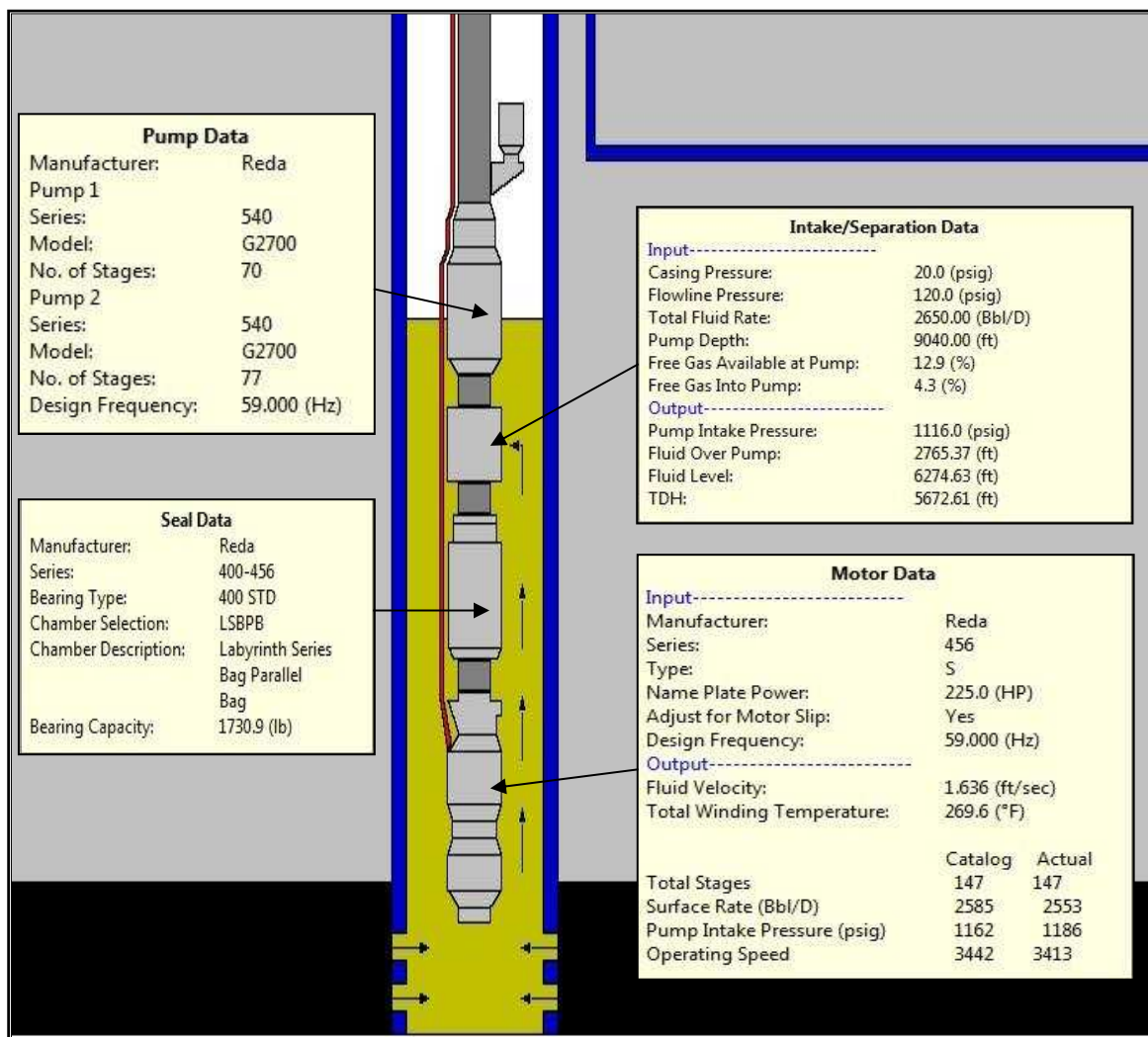
OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO B.E.S.	
Frecuencia, Hz:	59.0
Oper. Motor Load @ Design Hz, HP:	157.3
Oper. Motor Load @ 60 Hz, HP:	159.9
Operating Speed, RPM:	3413.0
Operating Current, Amps:	46.4
Operating Voltage, Volts:	2173.2
Operating Power Factor :	0.791
Pump Efficiency, %:	65.0
Motor Efficiency, %:	82.0
Fluido total en Superficie. Rate(O+W), Bbl/D:	2552.95
Avg. Pump Final Fluid, Bbl/D	2881.85
Avg. Pump Total Rate, Bbl/D	2918.50
Free Gas by Volume @ Pump, %:	12.9
Free Gas by Volume into Pump, %:	4.0
Total Dynamic Head (TDH), ft:	5486.62
Pump Intake Pressure, psig:	1185.5
Pump Operating Power, HP:	157.3

FUENTE: Software SubPUMP, Diseño AGU-10 (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la Figura 4.1, se indica las especificaciones técnicas de equipo BES diseñado para el pozo AGU-10.

Figura 4.1 ESPECIFICACIONES TÉCNICA DEL EQUIPO BES; POZO AGU-10.



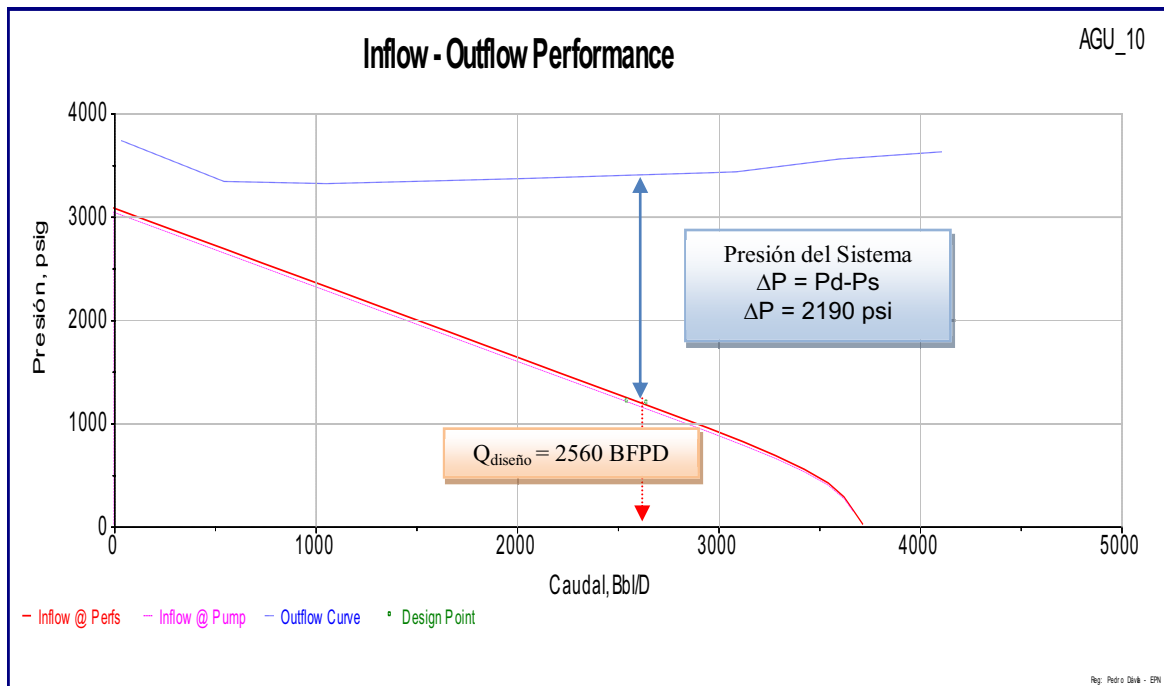
FUENTE: Software SubPUMP, Diseño AGU-10 (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 4.4, se presenta las curvas de presión de succión y presión de descarga vs caudal de operación, la presión que requiere el equipo diseñado para levantar el caudal de diseño (2560 BFPD) hasta superficie es de 2190 psi.

En la gráfica 4.5, se presenta la curva de comportamiento de la bomba (TDH) a distintas frecuencias de operación, el equipo opera dentro del rango óptimo a la frecuencia de diseño (59 hz), el caudal de diseño varía 4% del caudal óptimo de operación.

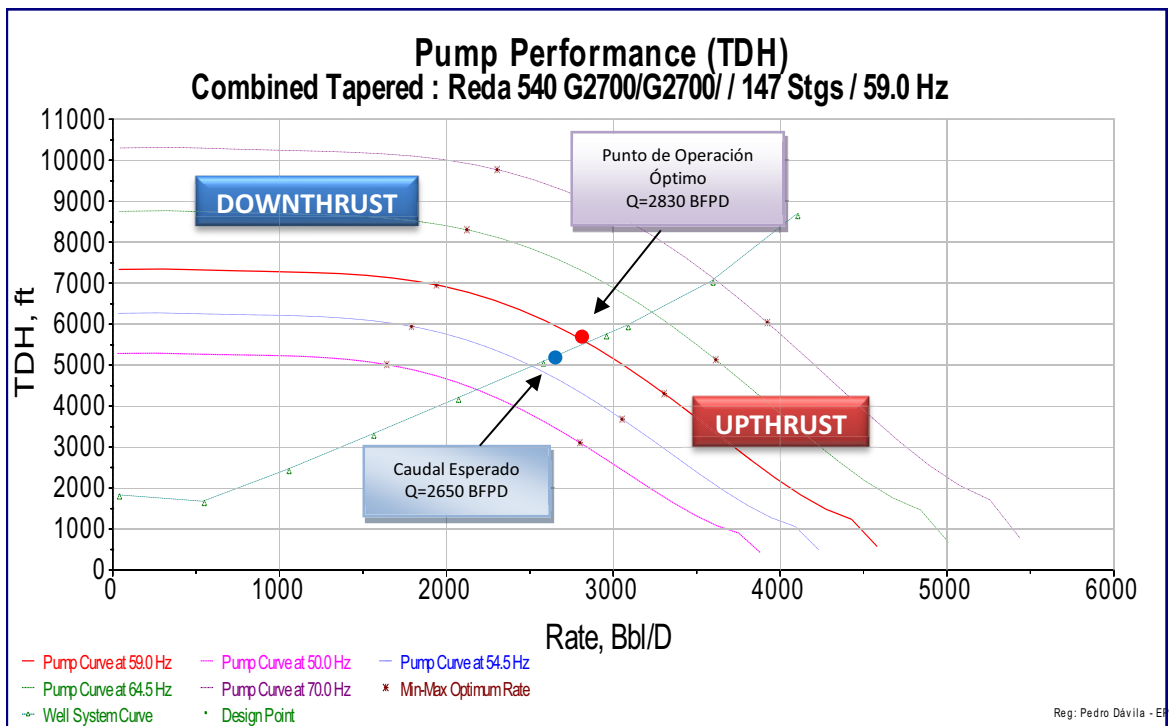
Gráfica 4.4 Comportamiento del INFLOW / OUTFLOW, pozo AGU-10.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño AGU-10 (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Gráfica 4.5 Curva del Desempeño de la Bomba (TDH); Pozo AGU-10.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño AGU-10 (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

4.2.2.3 Propuesta Técnica Pozo DRN-01

4.2.2.3.1 Opción 1 para el pozo DRN-01

Se plantea el rediseño del equipo BES sin remover daño de formación. En la curva IPR (Gráfica 4.6), el caudal actual de producción del pozo es de 978 BFPD y el caudal óptimo es de 1097 BFPD, la bomba REDA DN1100, se trabaja dentro del rango operativo recomendado; no es necesario diseñar una nueva bomba, la producción actual está cerca del punto máximo de operación de la bomba.

Si se incrementa la frecuencia en 1 o 2 hercios, aumenta la producción hasta producir en el punto óptimo o sobre este, pero se opera bajo el punto de burbuja, liberando gas y provocando problemas de cavitación y bloqueo por gas en la bomba.

Otro factor a tomar en cuenta, es el bajo porcentaje BSW que tiene el pozo (1 por ciento), al aumentar la frecuencia el corte de agua aumenta rápidamente (Conificación de agua).

Se sugiere dejar trabajando a la bomba con los parámetros actuales, pues su producción es considerable de 978 BFPD, el bajo corte de agua de 1% y la presión de entrada a la bomba se encuentra 120 psi por encima del punto de Burbuja.

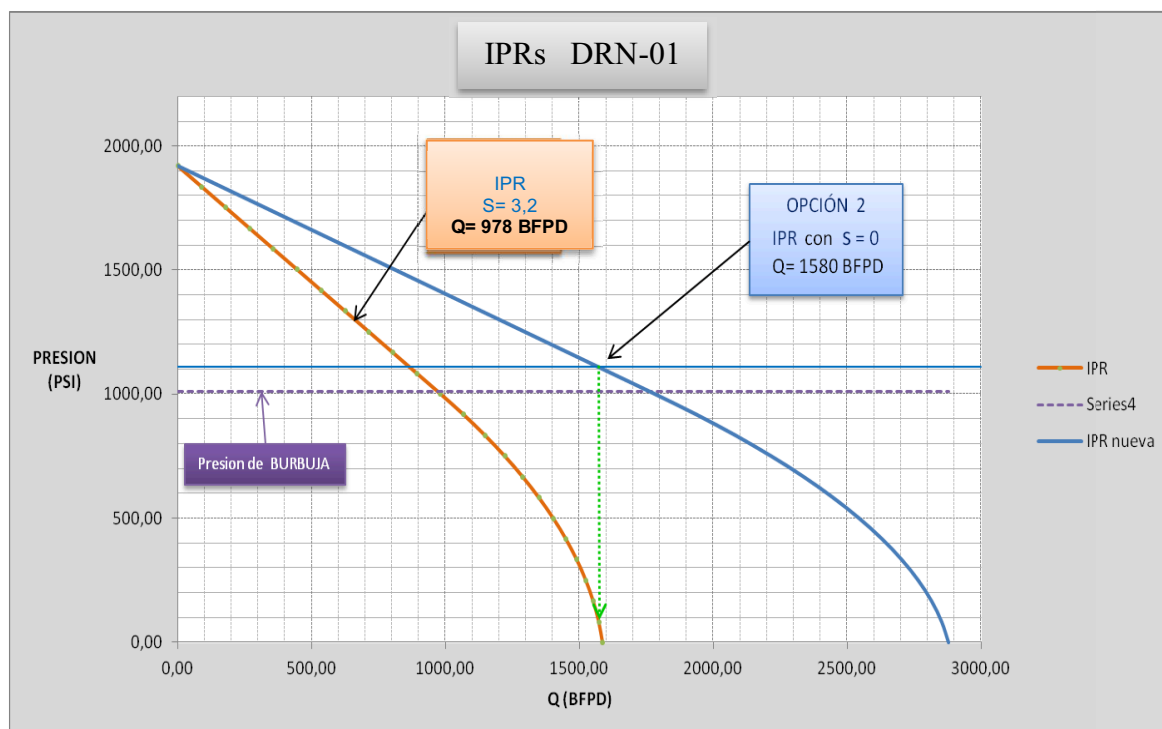
4.2.2.3.2 Opción 2 para el pozo DRN-01

La última prueba de B'UP (Tabla 2.2: 29/may/2011), indica que el pozo DRN-01 presenta un daño de formación $S_t = + 3.2$, un índice de productividad $IP = 1.06$ en la arena "Ui". Es recomendable realizar trabajos de remoción de daño con estimulación matricial para aumentar la productividad del pozo, este pozo presenta una pérdida de presión por daño $\Delta P_s = 285$ psi en la cara del pozo.

En la gráfica 4.6, se indica la nueva curva IPR que se obtiene al eliminar el daño de formación ($S = 0$), en la nueva curva de comportamiento del pozo, se establece un caudal de diseño de 1580 BFPD, correspondiente a una presión de 100 psi sobre la presión del punto de burbuja para evitar problemas por

liberación de gas. La ganancia de producción de fluido es de 602 BFPD en relación a la producción actual de 978 BFPD, el corte de agua se mantiene en 1 por ciento, la ganancia neta de petróleo es de 596 BPPD, se incrementa 38,1 por ciento la producción de crudo; este aumento se logra eliminando el daño que existe en la formación y genera una considerable caída de presión en la cara del pozo.

Gráfica 4.6 Comportamiento de la curva IPR con efecto de daño vs curva IPR eliminado el daño, pozo DRN-01.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño DRN-01 (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Si se asume una presión de fondo de 140 psi sobre la presión de burbuja, y se coloca la bomba 100 pies por encima de los disparos (9385 ft), no se diseña el separador de gas.

Una vez que tenemos las nuevas condiciones de operación del pozo DRN-01, se procede a realizar el diseño del equipo BES.

En la Tabla 4.3, se indica los datos del pozo y del equipo BES que se considera para el diseño.

Tabla 4.3 DATOS DE LA BOMBA B.E.S. Y DEL POZO DRN-01; (OPCIÓN 2).

POZO DRN-01							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6.276	Tipo Bomba	DN-1100 (3)	API	25.5	Pr (Psi)	1921.00
ID Tubing (in)	2.992	Número de Etapas	155	BSW (%)	1	Pwf (Psi)	1570.00
Prof. Bomba (ft)	9385	Frecuencia	57	GOR (scf/bbl)	240	Q (BFPD)	680.00
Prof. Perfor. (ft)	9485	HP	140	Pb (Psi)	1010	IP	1.06
Prof. Casing	9550	Voltaje	2470	Salinidad (ppm)	14500	Y gas	1.25
Pozo Direccional	NO	Amperaje	36	Q diseño (BFPD)	1580	Y agua	1.02
						Grad. Fluido (Psi/ft)	0.41

FUENTE: Ingeniería de Petróleos; Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la Tabla 4.4, se presentan los parámetros de operación y desempeño del sistema BES diseñado, se observa que la bomba y el motor trabajan en un rango de eficiencia alto.

Tabla 4.4 Parámetros de Operación y Desempeño Equipo BES; Pozo DRN-01.

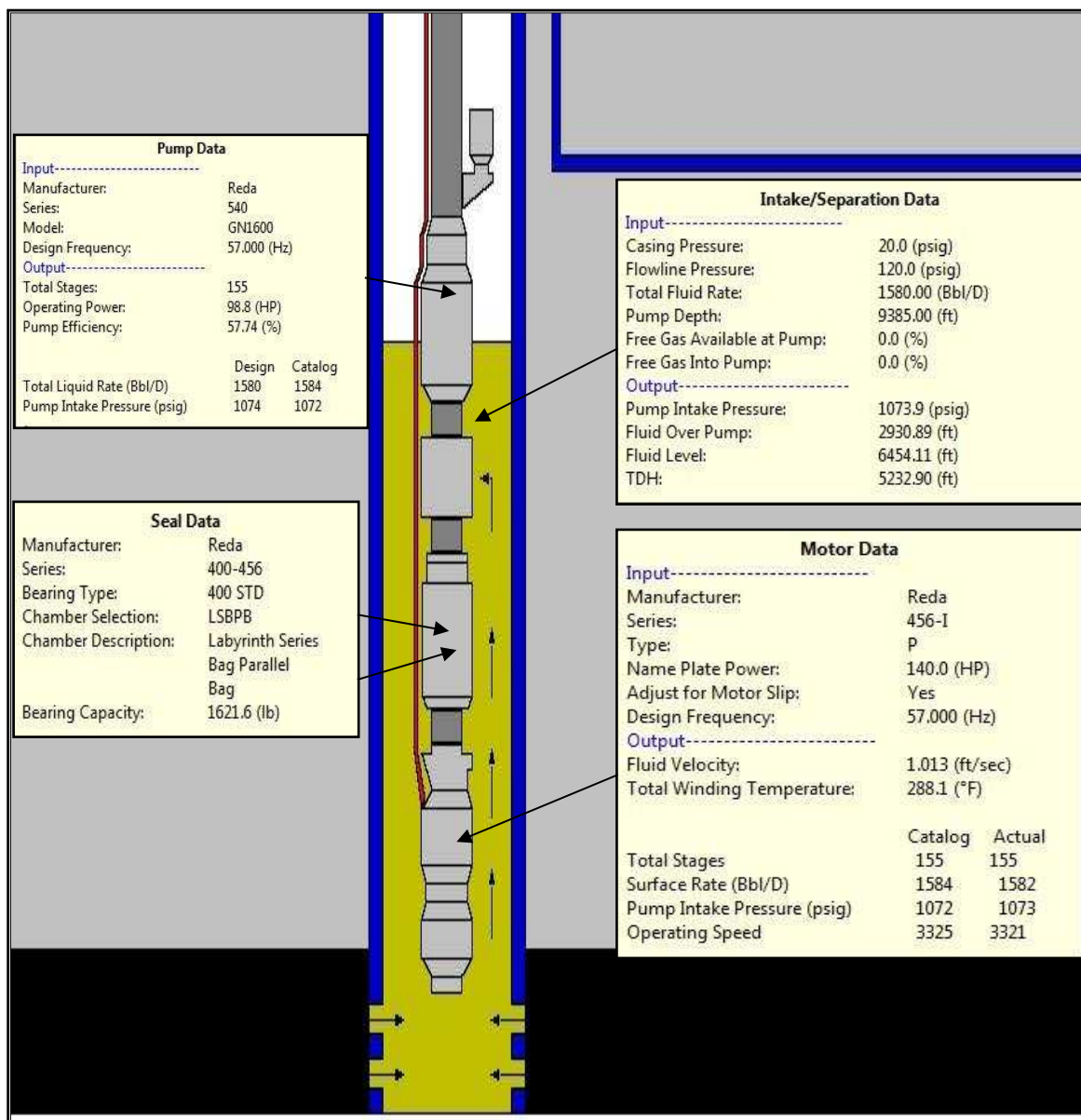
OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO B.E.S.	
Frecuencia, Hz:	57.0
Oper. Motor Load @ Design Hz, HP:	98.8
Oper. Motor Load @ 60 Hz, HP:	104.0
Operating Speed, RPM:	3321.4
Operating Current, Amps:	28.9
Operating Voltage, Volts:	2346.5
Operating Power Factor :	0.799
Pump Efficiency, %:	58.0
Motor Efficiency, %:	82.1
Fluido total en Superficie. Rate(O+W), Bbl/D:	1581.52
Avg. Pump Final Fluid, Bbl/D	1826.75
Avg. Pump Total Rate, Bbl/D	1830.01
Free Gas by Volume @ Pump, %:	0.0
Free Gas by Volume into Pump, %:	0.0
Total Dynamic Head (TDH), ft:	5239.76
Pump Intake Pressure, psig:	1073.1
Pump Operating Power, HP:	98.4

FUENTE: Software SubPUMP, Diseño DRN-01 (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la Figura 4.2 se muestran las especificaciones técnicas de Equipo BES diseñado para el pozo DRN-01.

Figura 4.2 ESPECIFICACIONES TÉCNICA DEL EQUIPO BES; POZO DRN-01.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño DRN-01 (Opción 2)

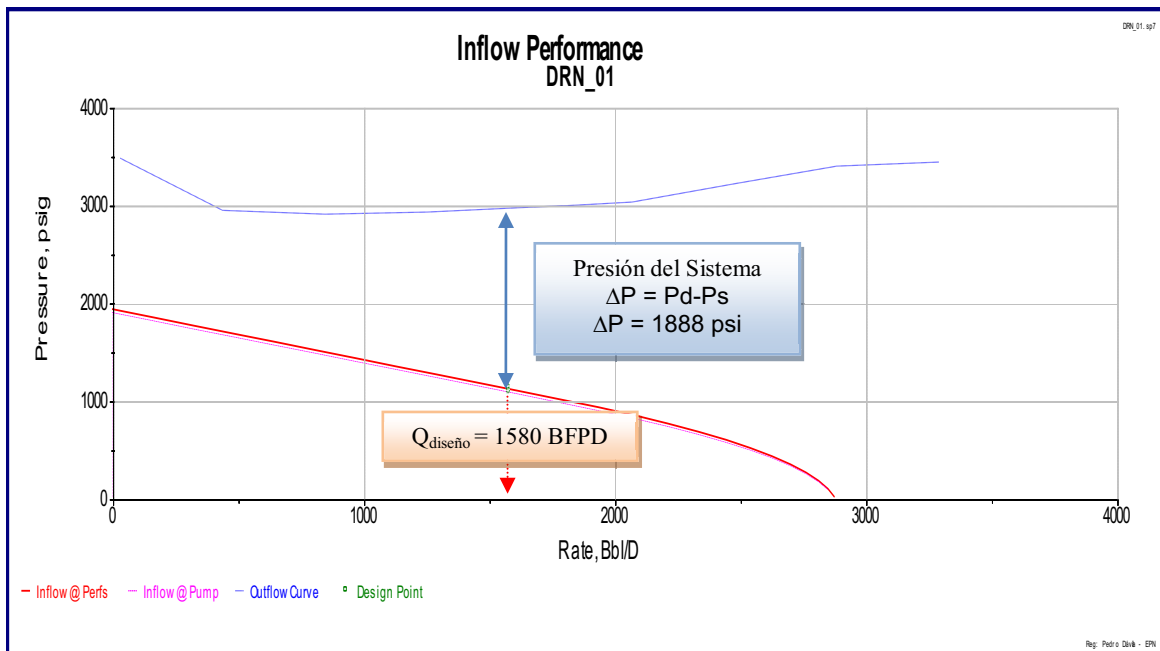
ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 4.7, se presenta las curvas de presión de succión y presión de descarga vs caudal de operación, la presión que requiere el equipo diseñado para levantar el caudal de diseño (1580 BFPD) hasta superficie es de 1888 psi.

En la gráfica 4.5, se presenta la curva de comportamiento de la bomba (TDH) a distintas frecuencias de operación, el equipo opera dentro del rango óptimo a la

frecuencia de diseño (57 hz), el caudal de diseño varía 10 % del caudal óptimo de operación.

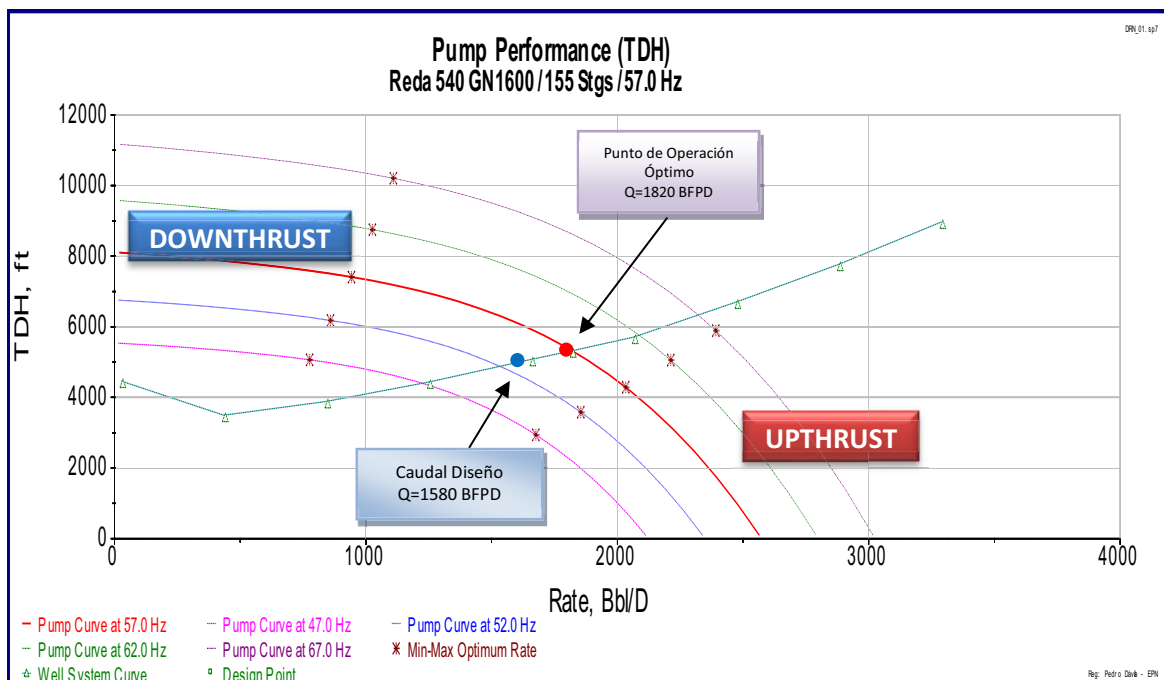
Gráfica 4.7 Comportamiento del INFLOW / OUTFLOW, pozo DRN-01.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño DRN-01 (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Gráfica 4.8 Curva del Desempeño de la Bomba (TDH); Pozo DRN-01.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño DRN-01 (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

4.2.2.4 Propuesta Técnica Pozo DRE-08D.

El análisis nodal del pozo indica que el equipo BES trabaja dentro del rango óptimo de operación. El caudal que el equipo BES GN1600 produce es de 958 BFPD, valor distante al caudal óptimo de diseño (1419 BFPD) a la frecuencia de 51 hz. Sin embargo, el caudal óptimo de diseño se encuentra dentro del rango óptimo de operación a la frecuencia actual de trabajo, el caudal actual está cercano al límite inferior de dicho rango; en poco tiempo el equipo puede empezar a trabajar con un empuje descendente, dañando el equipo y el yacimiento, se hace necesario el rediseño del sistema electrosumergible.

4.2.2.4.1 Opción 1 para el pozo DRE-08D.

Se plantea el rediseño del equipo BES sin remover daño de formación.

La gráfica 4.9, indica la curva IPR del pozo DRE-08D, el caudal actual de producción del pozo es de 958 BFPD, se toma un caudal de diseño de 4930 BFPD, correspondiente a una presión de fondo fluyente de 100 psi sobre la presión del punto de burbuja, evitando con esto el manejo de gas y evitando depletar demasiado al pozo.

La tabla 4.5, indica los datos del pozo y del equipo BES que se considera para el diseño.

Tabla 4.5 DATOS DE LA BOMBA B.E.S. Y DEL POZO DRE-08D; OPCIÓN 1.

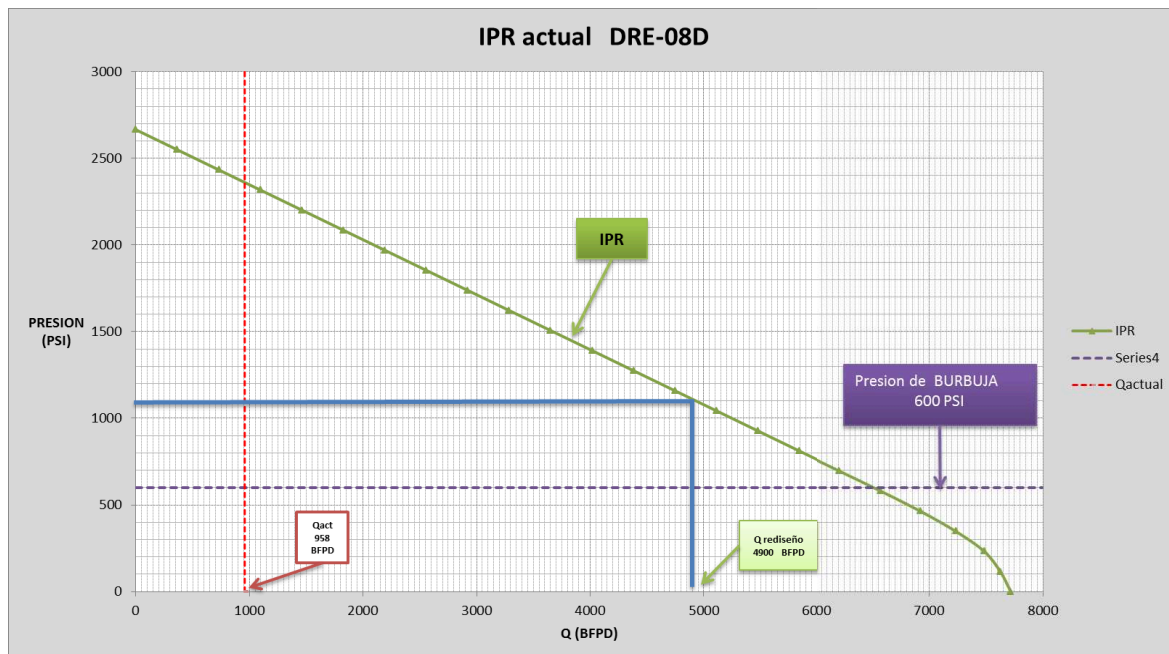
POZO DRE-08D "T"							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6.276	Tipo de Bomba	GN5200	API	30.7	Pr (Psi)	2665
ID Tubing (in)	2.992	Número de Etapas	182 + 183	BSW (%)	58	Pwf (Psi)	2210
Prof. Bomba (ft)	9800	Frecuencia	53	GOR (scf/bbl)	338	Q (BFPD)	1434
Prof. Perforaciones (ft)	10255	HP	500	Pb (Psi)	600	IP	3.15
Prof. Casing	10565	Voltaje	4320	Salinidad (ppm)	5200	Y gas	1.15
Pozo Direccional	SI	Amperaje	72	Q actual (BFPD)	4930	Y agua	1.05
						Grad. Fluido (Psi/ft)	0.416

FUENTE: Software SubPUMP, Diseño DRE-08D. (Opción 1)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 4.9, se presenta el nuevo caudal de diseño escogido para el rediseño del equipo BES del pozo DRE-08D, En base al potencial del pozo y de la curva de comportamiento que presenta el yacimiento.

Gráfica 4.9 IPR actual del Pozo DRE-08D sin remover el daño.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño DRE-08D. (Opción 1)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

A las nuevas condiciones de presión de fondo, el pozo produce 4932 BFPD, el corte de agua es de 58 por ciento, el incremento neto de producción es de 1668 BPPD.

En la Tabla 4.6, se presentan los parámetros de operación y desempeño del sistema BES diseñado.

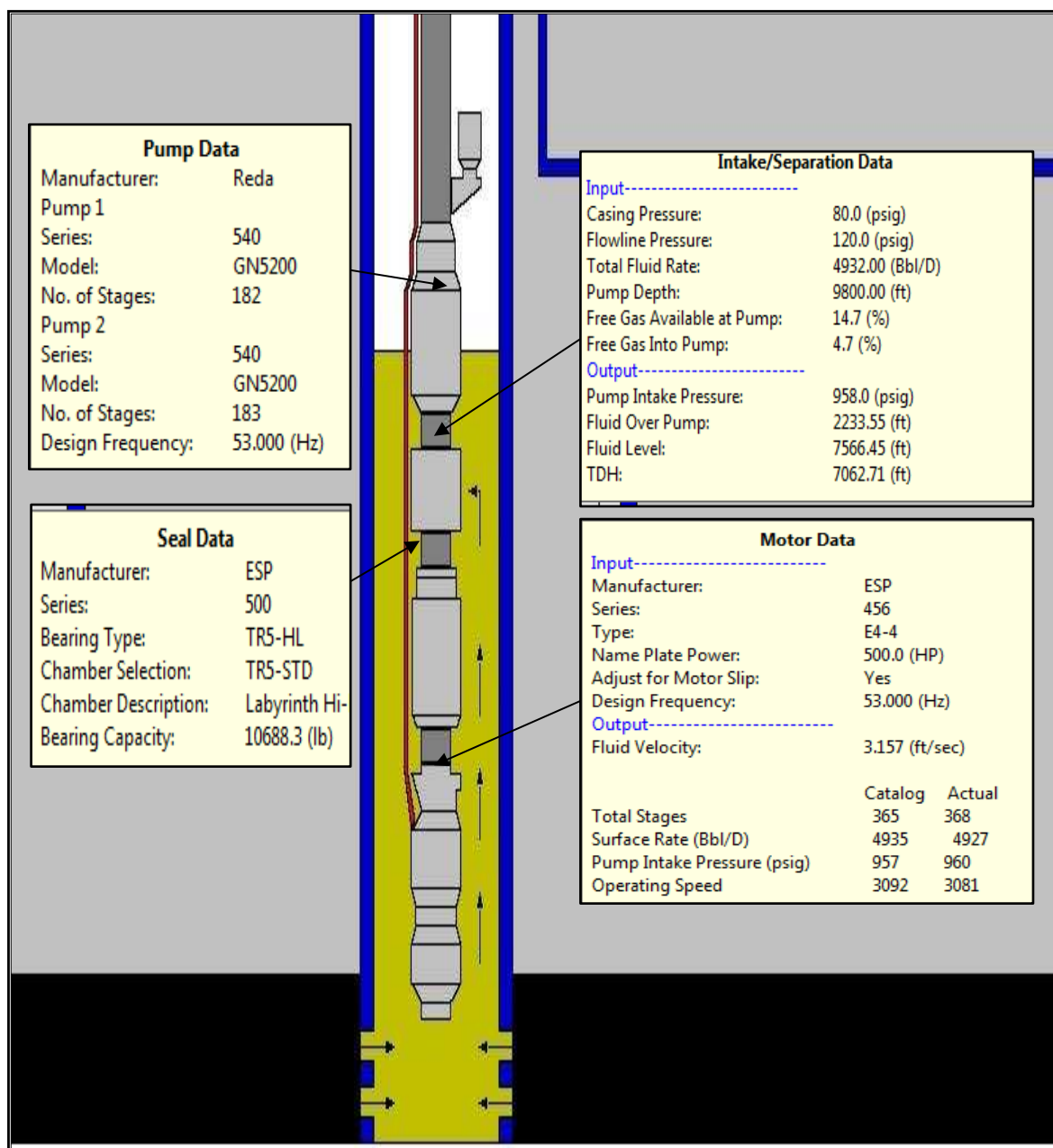
Tabla 4.6 Parámetros de Operación y Desempeño Equipo BES; Pozo DRE-08D.

OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO B.E.S.	
Frecuencia, Hz:	53
Oper. Motor Load @ 60 Hz, HP:	433
Operating Speed, RPM:	3092
Operating Current, Amps:	72
Operating Voltage, Volts:	4320
Pump Efficiency, %:	63.63
Motor Efficiency, %:	83
Fluido total en Superficie. Rate(O+W), Bbl/D:	4932
TDH total, ft.	6213.9
Free Gas by Volume @ Pump, %:	14.7
Free Gas by Volume into Pump, %:	4.7
Pump Intake Pressure, psig:	958
Pump Operating Power, HP:	374

FUENTE: Reporte Detallado SubPUMP, DRE-08D (Opción 1)

En la Figura 4.3, se indica las especificaciones técnicas de Equipo BES diseñado para el pozo DRE-08D.

Figura 4.3 ESPECIFICACIONES TÉCNICA DEL EQUIPO BES; POZO DRE-08D.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño DRE-08D (Opción 1).

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

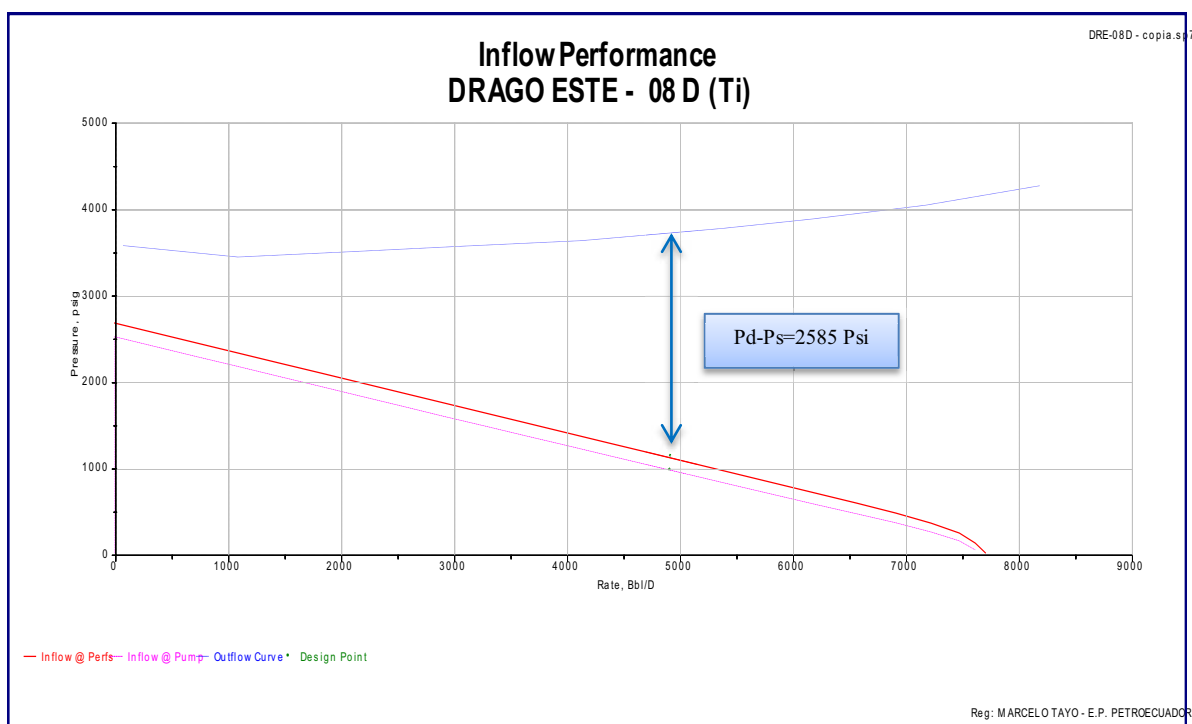
Se selecciona la Bomba REDA GN5200 (182 + 183 etapas), es la que mejor trabaja dentro del rango operativo de diseño. Su eficiencia es más alta para manejar esta cantidad alta de fluido.

Una de las ventajas que se tiene al escoger una bomba de diámetro grande, es que son más eficientes, más económicas y maneja altos caudales de producción.

En la gráfica 4.10, se presenta las curvas de presión de succión y presión de descarga vs caudal de operación, el sistema necesita energía ($\Delta P = 2585$) para levantar el fluido hasta superficie.

En la gráfica 4.11, se presenta la curva de comportamiento de la bomba (TDH) a distintas frecuencias de operación, la bomba GN5200 Serie 540 opera dentro del rango optimo y que maneja tranquilamente el caudal de fluido de 4932 BFPD; a una frecuencia de 53 Hz. El punto óptimo de diseño es 5250BFPD.

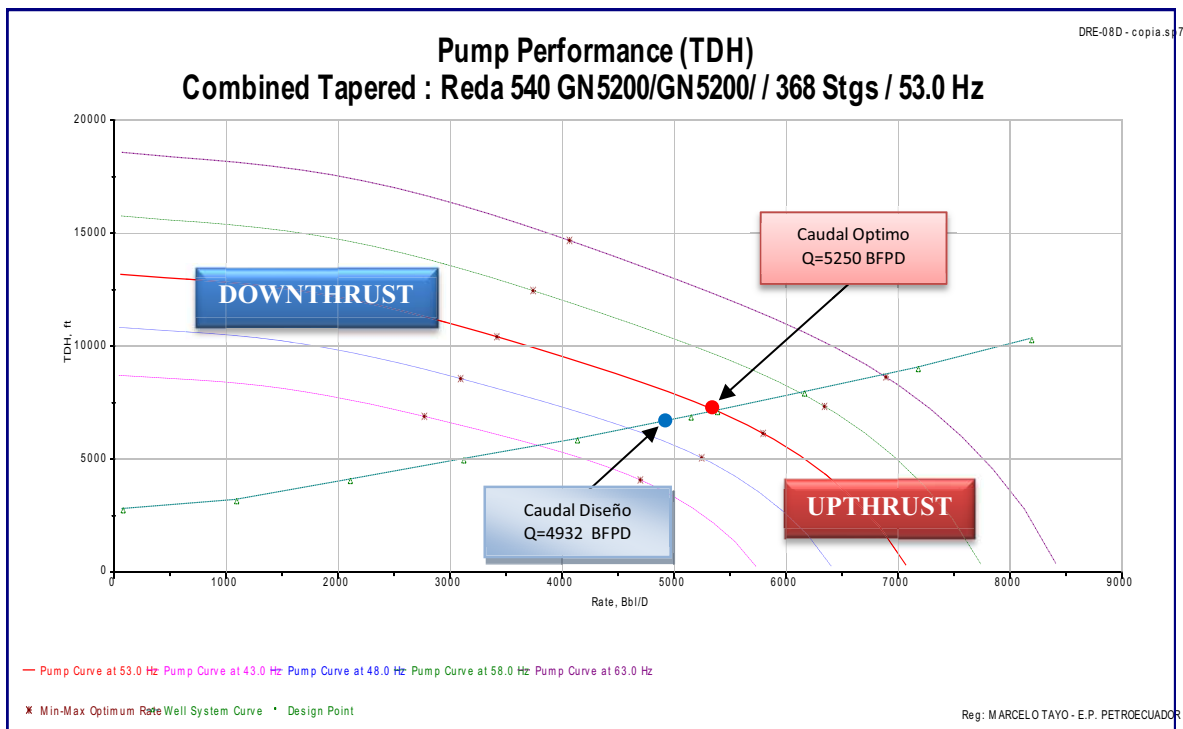
Gráfica 4.10 Curva presión de succión y descarga de la bomba GN5200.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño DRE-08D.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Gráfica 4.11 Curva del Desempeño de la Bomba (TDH); Pozo DRE-08D.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño DRE-08D

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

4.2.2.4.2 Opción 2 para el pozo DRE-08D

De acuerdo a los datos del último Build Up (07/Oct/2010), el daño que presenta este pozo es de $S = -2.7$, el ΔPS es -114.9 psi, presenta un IP de 3.15, el pozo se encuentra estimulado, tiene un buen índice de productividad y su eficiencia de flujo es alta. Al momento de realizar las completaciones iniciales de este pozo, se realiza un trabajo de estimulación a la arena "T, la propuesta 2 no es aplicable en este pozo.

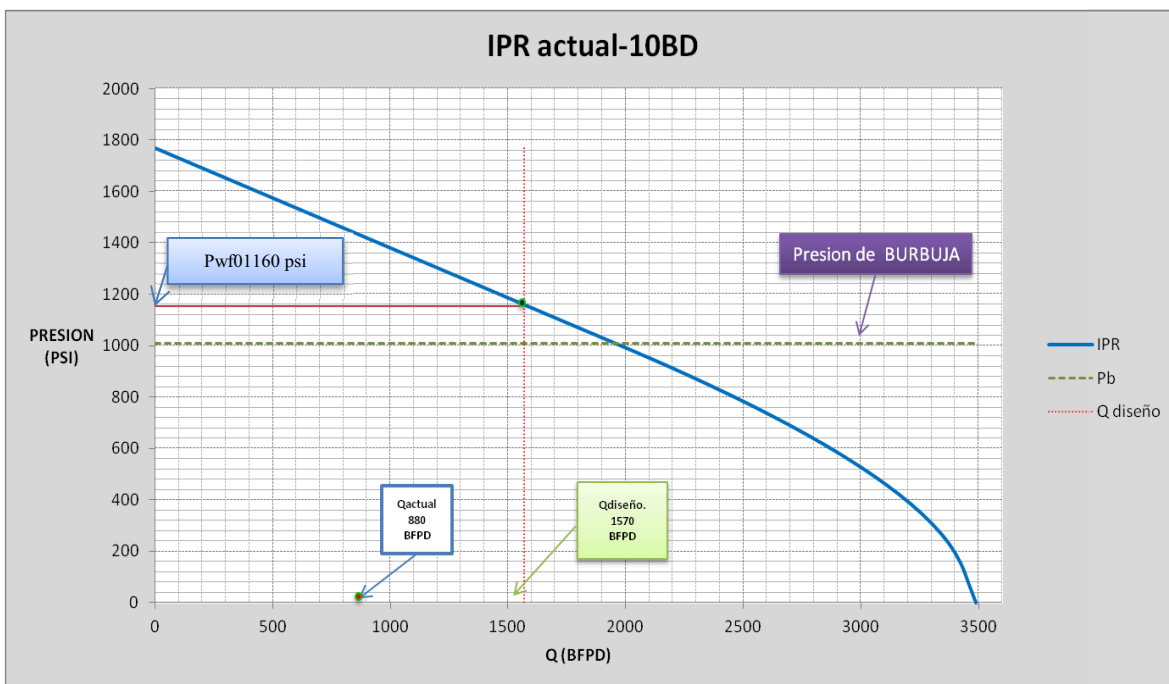
4.2.2.5 Propuesta Técnica Pozo SSF-10BD.

4.2.2.5.1 Opción 1 para el pozo SSF-10BD.

La propuesta para este pozo es rediseñar el Sistema BES, sin remover el daño de formación, de la curva IPR actual (Gráfica 4.12) del pozo SSF-10BD, se establece un caudal de diseño de 1570 BFPD, correspondiente a una presión de fondo 100 psi sobre la presión del punto de Burbuja.

En la gráfica 4.12, se indica el nuevo caudal de diseño escogido para el rediseño del equipo BES.

Gráfica 4.12 IPR actual del Pozo SSF-10BD.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-10BD (Opción 1)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

A las nuevas condiciones, el pozo produce 1570 BFPD, el BSW del pozo es de 31.2 por ciento, el incremento neto de petróleo es de 475 BPPD, se incrementa 44% en relación a la producción actual.

En la Tabla 4.7, se presentan los Datos del Equipo BES y del Pozo considerados para el rediseño del equipo para el pozo SSF-10BD.

Tabla 4.7 DATOS DE LA BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-10BD; OPCIÓN 1.

POZO SSF-10BD "Ui"							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6.276	Tipo Bomba	GN-1600	API	23.3	Pr (Psi)	1769.00
ID Tubing (in)	2.992	Número de Etapas	128	BSW (%)	31.2	Pwf (Psi)	1508.00
Prof. Bomba (ft)	8981	Frecuencia	58	GOR (scf/bbl)	230	Q (BFPD)	672.00
Prof. Perfor. (ft)	9208	HP	130	Pb (Psi)	1010	IP	2.19
Prof. Casing	9492	Voltaje	2230	Salinidad (ppm)	34900	Y gas	1.25
Pozo Direccional	SI	Amperaje	37	Q diseño (BFPD)	1570	Y agua	1.05
						Grad. Fluido (Psi/ft)	0.41

FUENTE: Ingeniería de Petróleos; Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la Tabla 4.8, se presentan los parámetros de operación y desempeño del sistema BES diseñado, se puede observar que la bomba y el motor están trabajando en un rango de eficiencia alto.

Tabla 4.8 Parámetros de Operación y Desempeño Equipo BES; Pozo SSF-10BD.

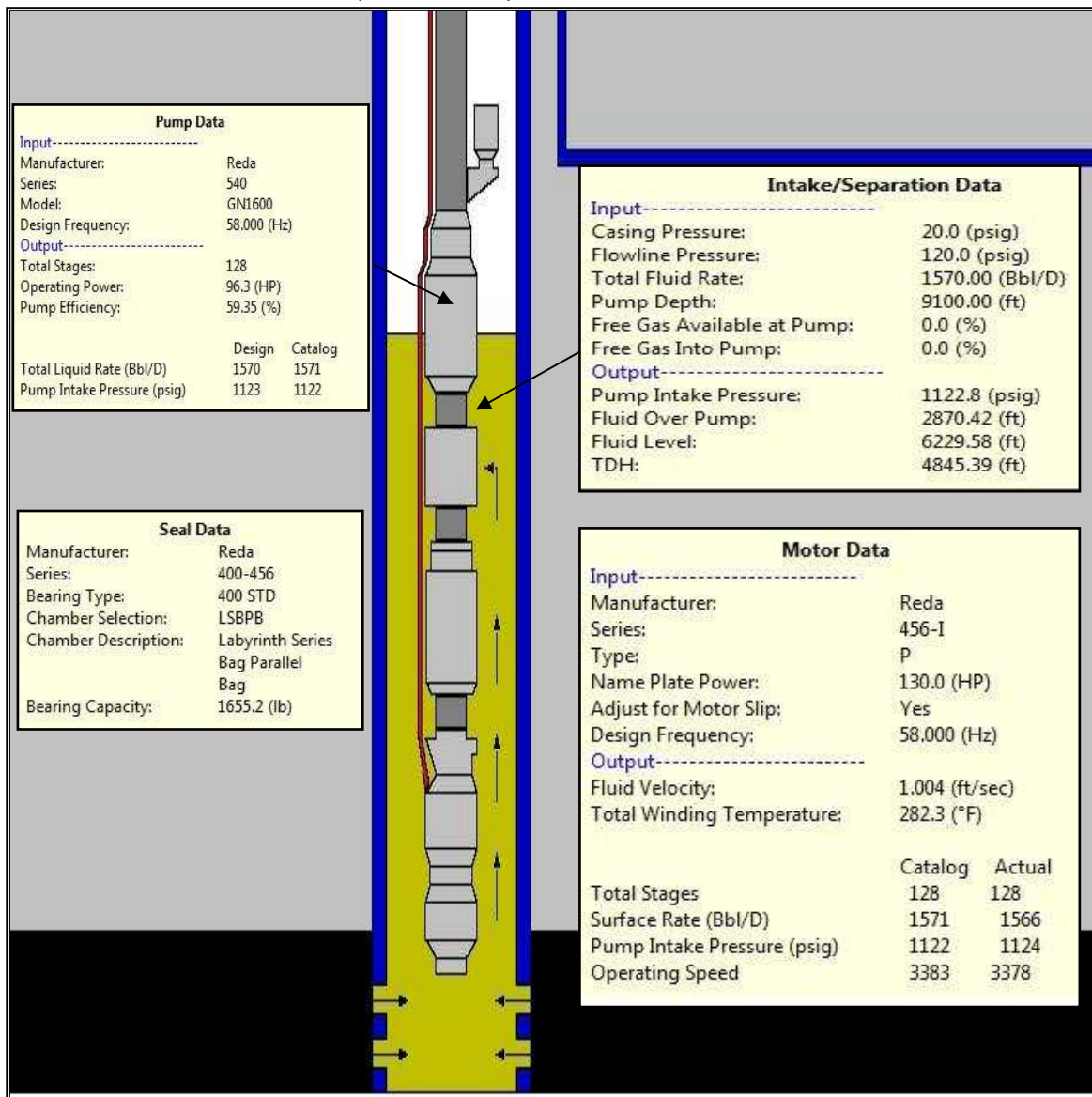
OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO B.E.S.	
Frecuencia, Hz:	58.0
Oper. Motor Load @ Design Hz, HP:	95.8
Oper. Motor Load @ 60 Hz, HP:	99.1
Operating Speed, RPM:	3378.0
Operating Current, Amps:	30.5
Operating Voltage, Volts:	2155.7
Operating Power Factor :	0.802
Pump Efficiency, %:	59.5
Motor Efficiency, %:	82.4
Fluido total en Superficie. Rate(O+W), Bbl/D:	1566.45
Avg. Pump Final Fluid, Bbl/D	1745.51
Avg. Pump Total Rate, Bbl/D	1750.85
Free Gas by Volume @ Pump, %:	0.0
Total Dynamic Head (TDH), ft:	4841.35
Pump Intake Pressure, psig:	1124.1
Pump Operating Power, HP:	91.2

FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-10BD (Opción 1)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la Figura 4.4, se muestran las especificaciones técnicas de Equipo BES diseñado para el pozo SSF-10BD, a las nuevas condiciones de operación.

Figura 4.4 ESPECIFICACIONES TÉCNICA DEL EQUIPO BES; POZO SSF-10BD (OPCIÓN 1).



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-10BD (Opción 1)

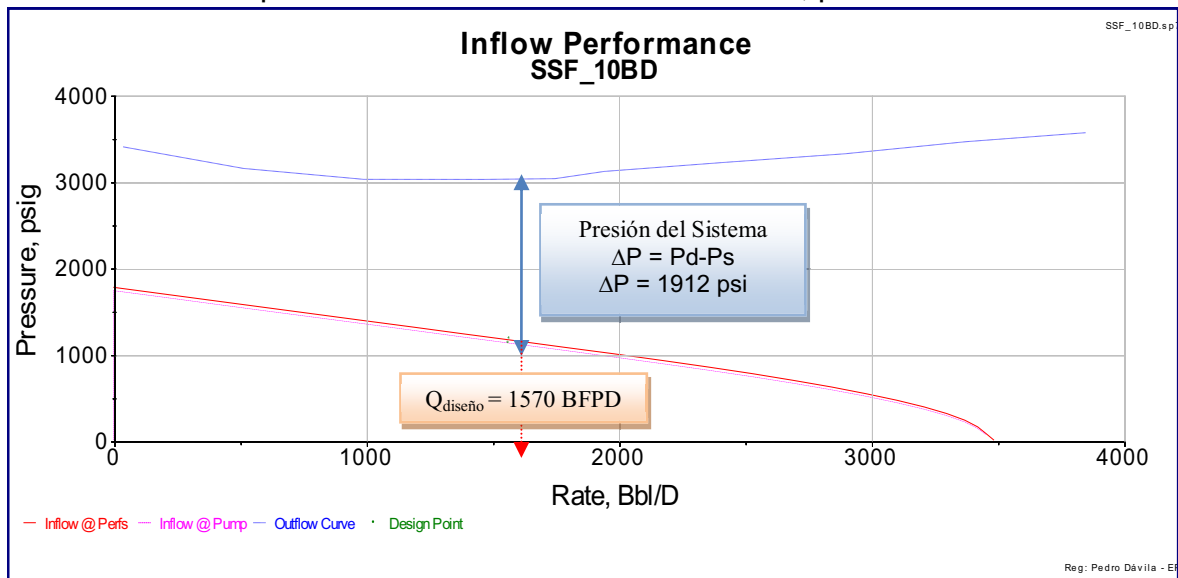
ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

Se selecciona la Bomba REDA GN-1600 (128 etapas), opera dentro del rango operativo de diseño. La bomba GN-1600 tiene un diámetro mayor y su eficiencia es más alta comparada a la bomba DN-1750, las bombas de mayor diámetro tienen la ventaja de ser menos costosas, más eficientes, operan mejor en presencia de gas y manejan más potencia.

En la gráfica 4.13, se presenta las curvas de presión de succión y presión de descarga vs caudal de operación, la presión que requiere el equipo diseñado para levantar el caudal de diseño (1570 BFPD) hasta superficie es de 1912 psi.

En la gráfica 4.14, se presenta la curva de comportamiento de la bomba (TDH) a distintas frecuencias de operación, el equipo opera dentro del rango óptimo a la frecuencia de diseño (58 hz), el caudal de diseño varía 10 % del caudal óptimo de operación.

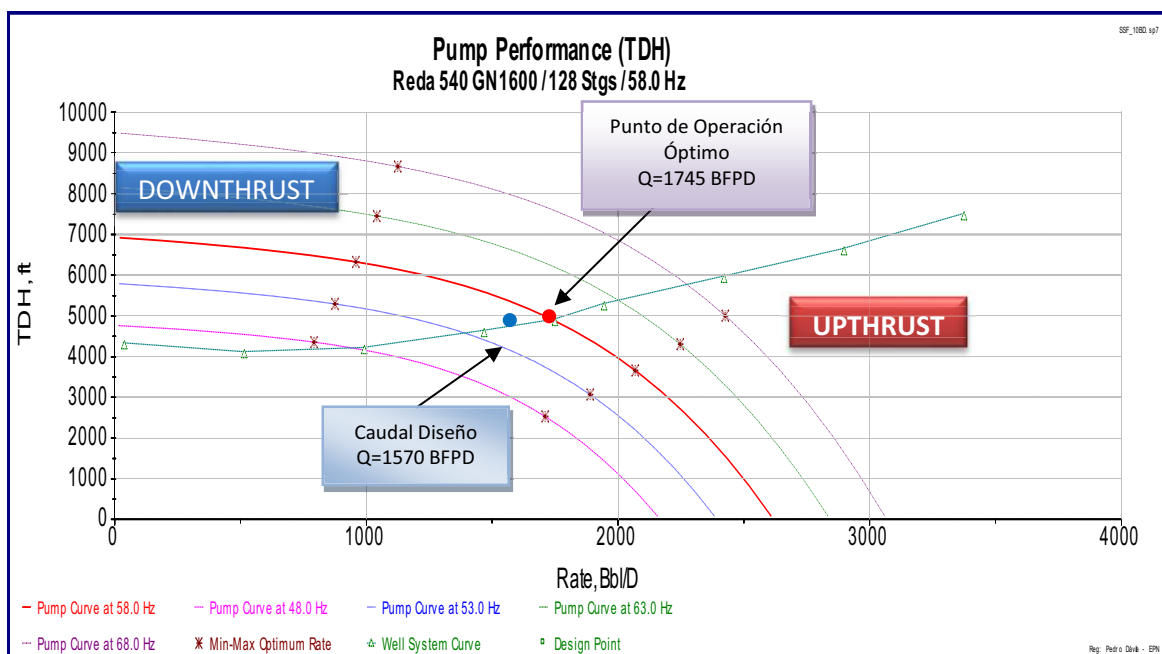
Gráfica 4.13 Comportamiento del INFLOW / OUTFLOW, pozo SSF-10BD.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-10BD (Opción 1).

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Gráfica 4.14 Curva del Desempeño de la Bomba (TDH); Pozo SSF-10BD.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-10BD (Opción 1)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

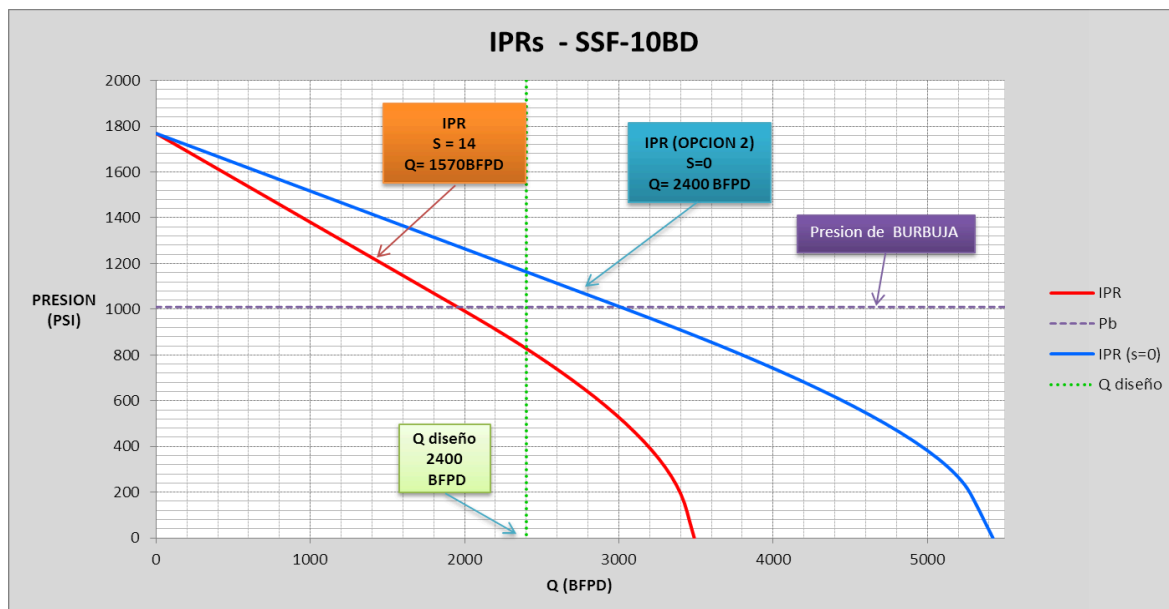
4.2.2.5.2 Opción 2 para el pozo SSF-10BD.

La última prueba de B'UP (Tabla 2.2: 07/dic/2010), indica que el pozo SSF-10BD presenta un daño de formación $S_t = + 14$, un índice de productividad $IP = 0.22$ en la arena "Ui". Es recomendable realizar trabajos de remoción de daño con estimulación matricial para aumentar la productividad del pozo, este pozo presenta una pérdida de presión por daño $\Delta P_s = 150$ psi en la cara del pozo.

La propuesta para este pozo, es rediseñar el Sistema BES, realizando trabajos de remoción de daño de formación, en la curva IPR con $S = 0$ del pozo SSF-10BD (Gráfica 4.15), se establece un caudal de diseño de 2400 BFPD, correspondiente a una presión de fondo de 100 psi sobre la presión del punto de burbuja, para evitar problemas por liberación de gas.

En la gráfica 4.15, se presenta el nuevo caudal de diseño escogido para el rediseño del equipo BES.

Gráfica 4.15 IPR actual del Pozo SSF-10BD. OPCIÓN 2.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-10BD (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La producción de fluido a las nuevas condiciones es de 2400 BFPD, el corte de agua se mantiene en 31.2 por ciento, la ganancia neta de petróleo es de 1046 BPPD, se incrementa 63 por ciento la producción de crudo; este aumento se

logra eliminando el daño que existe en la formación y genera una considerable caída de presión en la cara del pozo.

En la Tabla 4.9, se presentan los Datos del Equipo BES y del Pozo considerados para el rediseño del equipo para el pozo SSF-10BD.

Tabla 4.9 DATOS DE LA BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-10BD; OPCIÓN 2.

POZO SSF-10BD "Ui"							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6.276	Tipo Bomba	GN-2500	API	23.3	Pr (Psi)	1769.00
ID Tubing (in)	2.992	Número de Etapas	170	BSW (%)	31.2	Pwf (Psi)	1600.00
Prof. Bomba (ft)	8981	Frecuencia	57	GOR (scf/bbl)	230	Q (BFPD)	670.00
Prof. Perfor. (ft)	9208	HP	229	Pb (Psi)	1010	IP	3,96
Prof. Casing	9492	Voltaje	2450	Salinidad (ppm)	34900	Y gas	1.25
Pozo Direccional	SI	Amperaje	56,5	Q diseño (BFPD)	2400	Y agua	1.05
						Grad. Fluido (Psi/ft)	0.41

FUENTE: Ingeniería de Petróleos; Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la Tabla 4.10, se presentan los parámetros de operación y desempeño del sistema BES diseñado, la bomba y el motor están trabajando en un rango de eficiencia alto.

Tabla 4.10 Parámetros de Operación y Desempeño del Equipo BES; Pozo SSF-10BD (OPCIÓN 2).

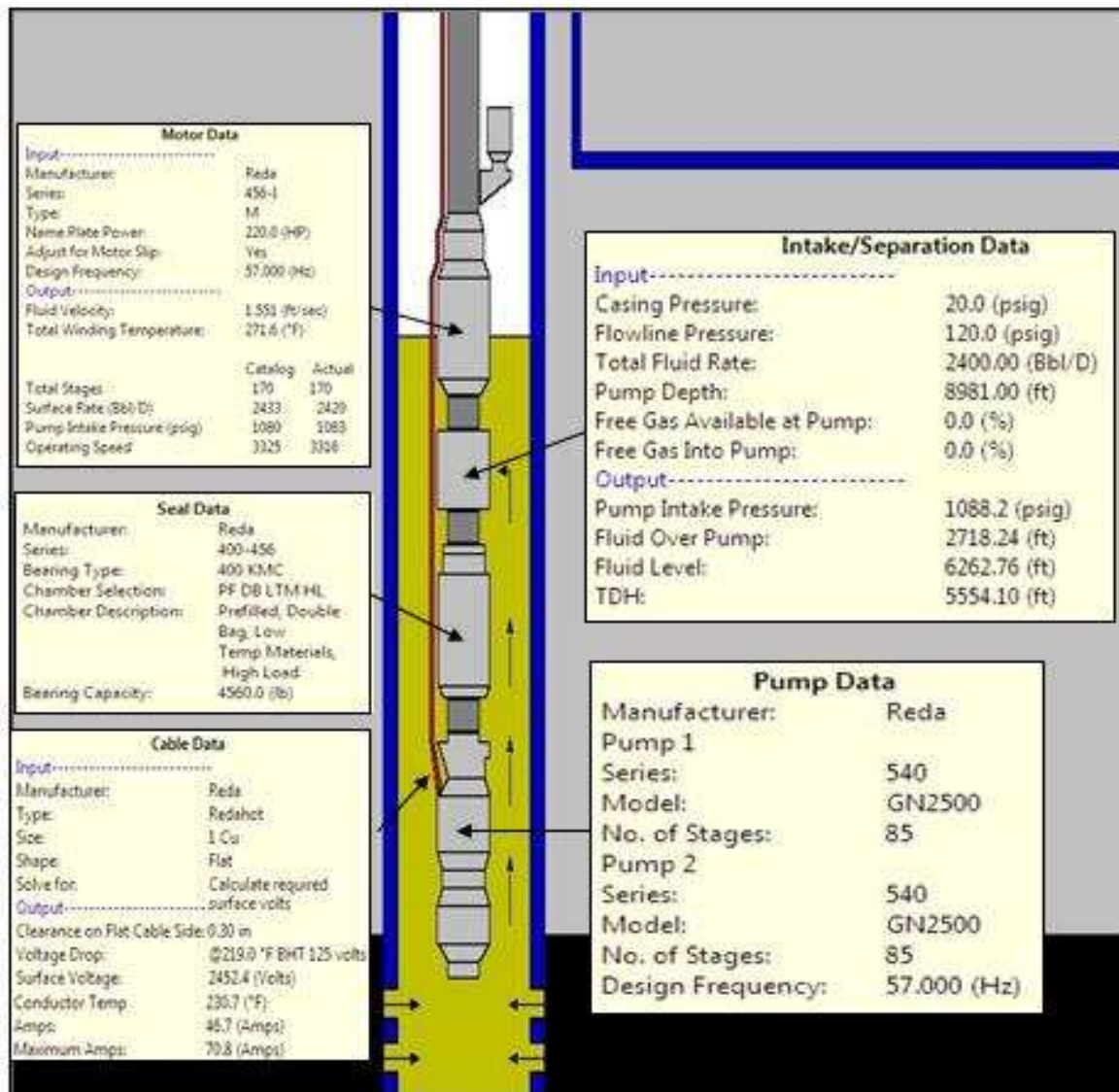
OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO B.E.S.	
Frecuencia, Hz:	57.0
Oper. Motor Load @ Design Hz, HP:	161.8
Oper. Motor Load @ 60 Hz, HP:	170.3
Operating Speed, RPM:	3316.1
Operating Current, Amps:	46.7
Operating Voltage, Volts:	2327.5
Operating Power Factor :	0.803
Pump Efficiency, %:	60.2
Motor Efficiency, %:	82.5
Fluido total en Superficie. Rate(O+W), Bbl/D:	2419.66
Avg. Pump Final Fluid, Bbl/D	2669.95
Avg. Pump Total Rate, Bbl/D	2684.15
Total Dynamic Head (TDH), ft:	5574.34
Pump Intake Pressure, psig:	1083.3
Pump Operating Power, HP:	161.7

FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-10BD (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la Figura 4.5, se muestran las especificaciones técnicas de equipo BES diseñado para el pozo SSF-10BD; OPCIÓN 2.

Figura 4.5 ESPECIFICACIONES TÉCNICA EQUIPO BES; POZO SSF-10BD.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-10BD (Opción 2)

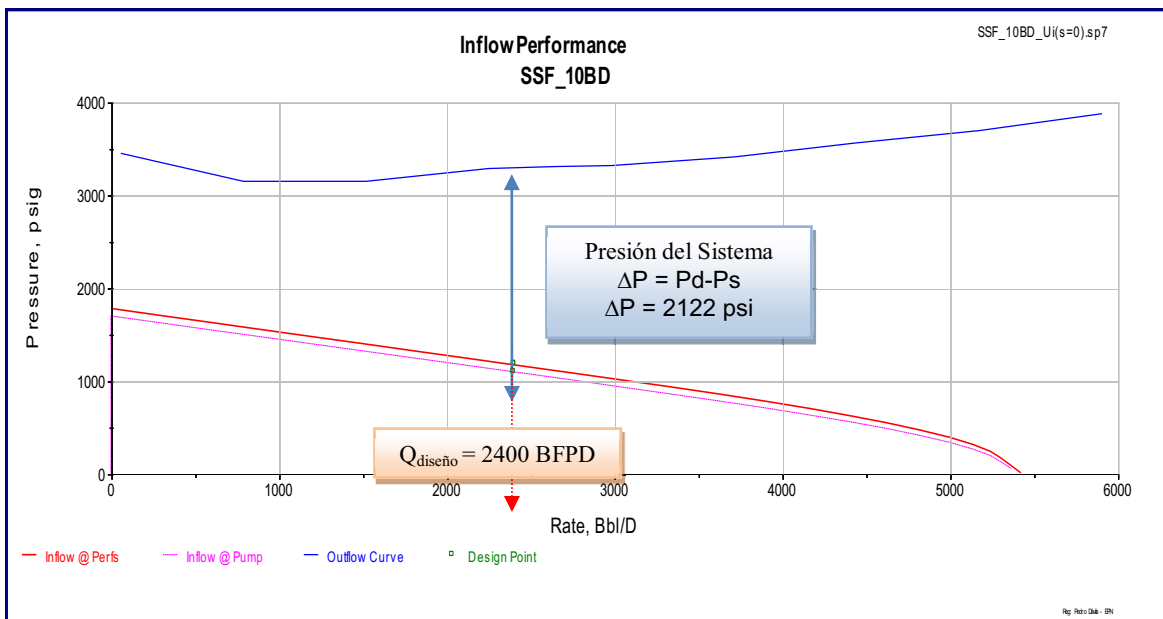
ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Se selecciona la Bomba REDA GN-2500 (170 etapas) serie 540, opera cerca del rango operativo de diseño. La GN-2500 tiene un diámetro mayor y su eficiencia es más alta comparada a bombas de serie 400.

En la gráfica 4.16, se presenta las curvas de presión de succión y presión de descarga vs caudal de operación, la presión que requiere el equipo diseñado para levantar el caudal de diseño (2400 BFPD) hasta superficie es de 2122 psi.

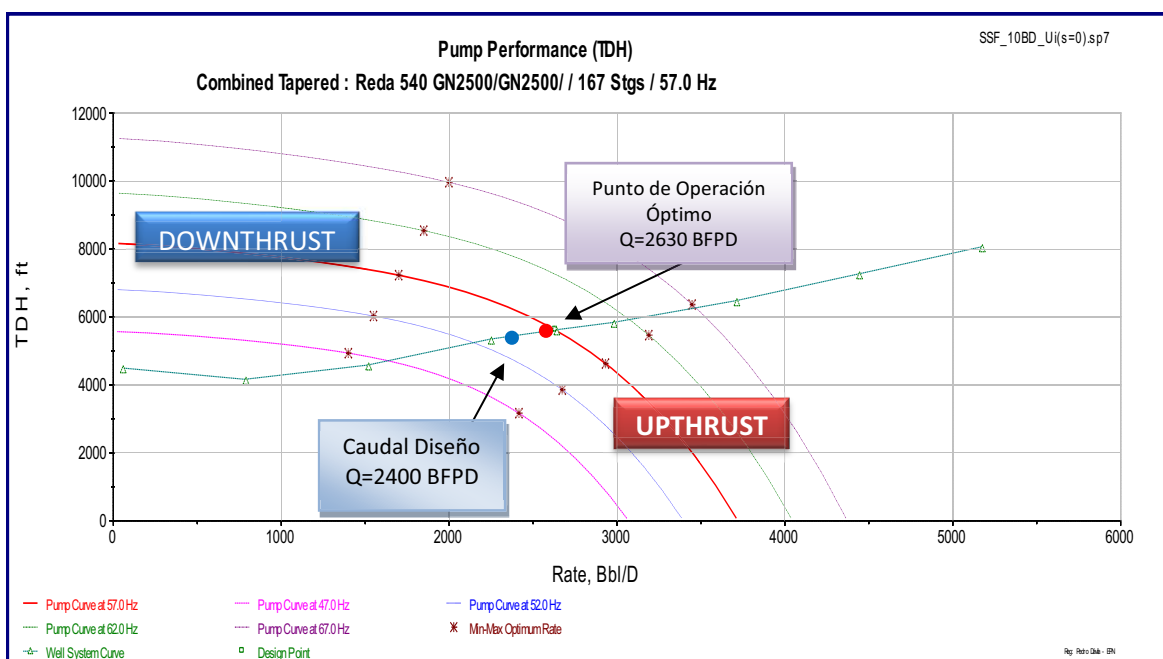
En la gráfica 4.17, se presenta la curva de comportamiento de la bomba (TDH) a distintas frecuencias de operación, el equipo opera dentro del rango óptimo a la frecuencia de diseño (57 hz), el caudal de diseño varía 8.7 % del caudal óptimo de operación.

Gráfica 4.16 Comportamiento del INFLOW / OUTFLOW, pozo SSF-10BD.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-10BD (Opción 2)
ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Gráfica 4.17 Curva del Desempeño de la Bomba (TDH); Pozo SSF-10BD.



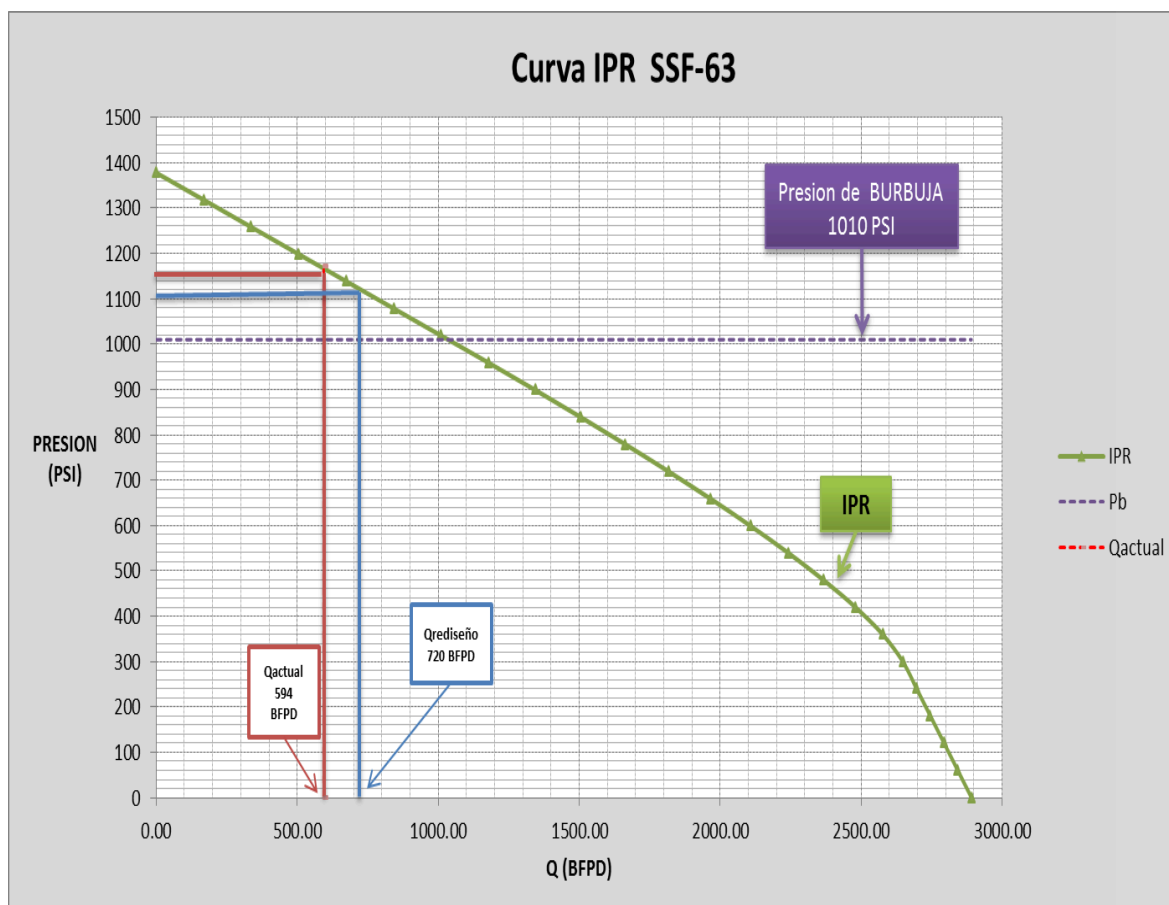
FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-10BD (Opción 2)
ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

4.2.2.6 Propuesta Técnica Pozo SSF-63

4.2.2.6.1 Opción 1 para el pozo SSF-63

Se plantea el rediseño del equipo BES sin remover daño de formación. La gráfica 4.18, indica la curva de comportamiento del pozo (IPR), el caudal actual de producción de pozo es de 594 BFPD y el caudal óptimo es de 724 BFPD. La bomba está trabajando dentro del rango operativo recomendado, con una variación de caudal debido al desgaste normal de las etapas de la bomba. Se establece un nuevo caudal de operación de 720 BFPD, correspondiente a una presión de fondo de 100 psi sobre la presión del punto de burbuja.

Gráfica 4.18 Comportamiento de la curva IPR con efecto de daño, pozo SSF-63.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-63 (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

El aumento en la producción de fluido a las nuevas condiciones es de 126 BFPD, el corte de agua es de 68%, el aumento neto de petróleo es de 40.3 BPPD. Incremento que no justifica parar la producción, realizar un reacondicionamiento y bajar un nuevo equipo electrosumergible. La propuesta 1 no es aplicable para este pozo.

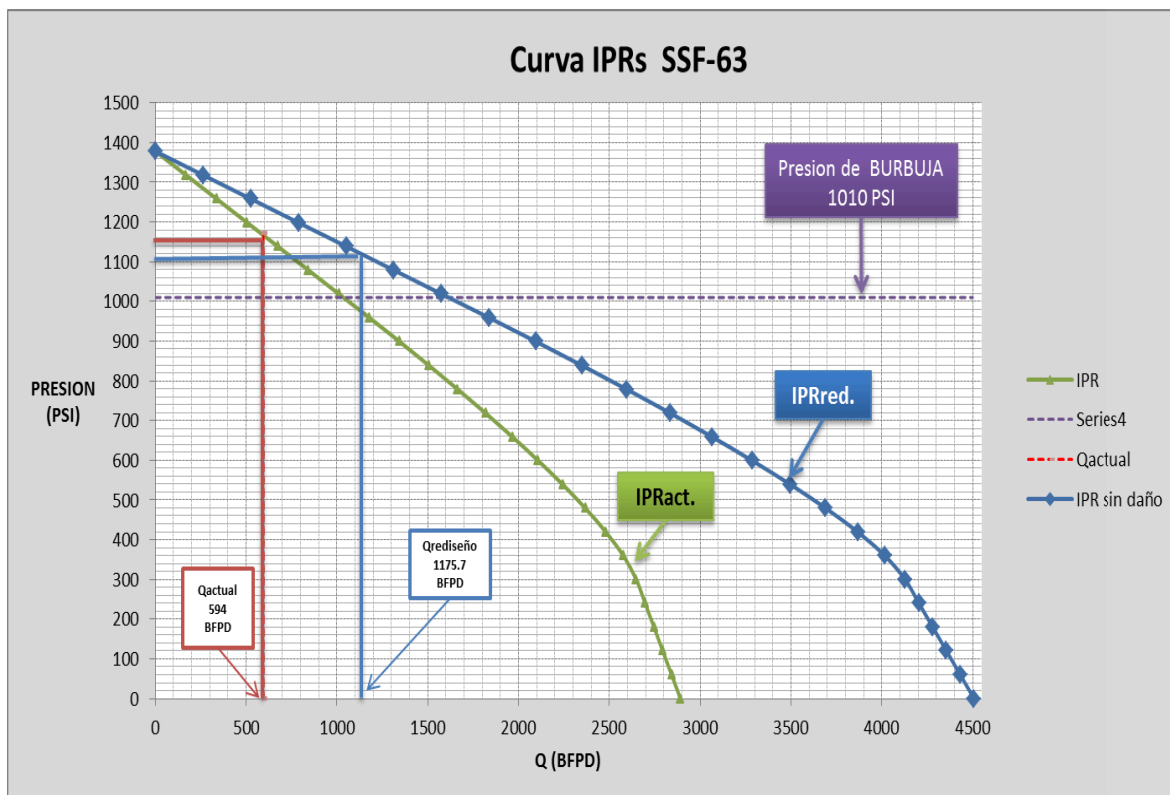
No es recomendable variar los parámetros eléctricos de operación (subir la frecuencia), el equipo opera dentro del rango recomendado, si se incrementa la frecuencia hay el riesgo de salir del rango operativo e incrementar el corte de agua del pozo. Es recomendable, cuando el pozo entre a mantenimiento (Pulling), bajar un equipo con características parecidas al equipo actual.

4.2.2.6.2 Opción 2 para el pozo SSF-63.

Los datos del último Build Up tomado al pozo (23/may/2009), indican que el pozo SSF-63 presenta un alto daño de formación $St = + 20$, índice de productividad $IP = 3.3$ y una eficiencia de flujo $EF = 0,63$ en la arena nproductora "U". Es recomendable realizar trabajos de remoción de daño con tratamientos químicos o estimulación matricial, para aumentar la eficiencia de flujo, este pozo presenta una pérdida de presión por daño $\Delta P_s = 52$ psi en la cara del pozo.

En la gráfica 4.19, se indica la nueva curva IPR que se obtiene al eliminar el daño ($S = 0$), se establece un caudal de diseño de 1175.7 BFPD correspondiente a una presión de fondo de 100 psi sobre la presión del punto de burbuja para evitar problemas por liberación de gas. El BSW es de 68 %, la ganancia de producción de fluido es de 581.7 BFPD, la ganancia neta de petróleo es de 186 BFPD, representa un 97.9 % de incremento en la producción; este aumento se logra eliminando el daño que existe en la formación que restringe el flujo de los fluidos y genera una caída de presión en la cara del pozo. El daño es generado porque en las intervenciones que ha tenido el pozo, se utiliza fluido de control no filtrado adecuadamente, por mala práctica de cementación o como consecuencia de los disparos en la arena "U" durante el WO # 6.

Gráfica 4.19 Comportamiento de la curva IPR con efecto de daño vs curva IPR eliminado el daño.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-63 (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Se dispone de una presión de fondo de 1110 psi, se asume que la bomba se asienta 100 pies por encima de los disparos (9014 ft), es necesario diseñar el separador de gas, sino solamente un Intake.

Con las nuevas condiciones del pozo SSF-063, se procede a realizar el re-diseño de equipo BES.

En la Tabla 4.11, se presentan los datos del pozo y del equipo BES que se considera para el diseño.

Tabla 4.11 DATOS DE LA BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-63; OPCIÓN 2.

POZO SSFD_63							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6,276	Tipo Bomba	D1400N	API	21.6	Pr (Psi)	1378
ID Tubing (in)	2,992	Número de Etapas	397	BSW (%)	68	Pwf (Psi)	1285
Prof. Bomba (ft)	8900	Frecuencia	53	GOR (scf/bbl)	398	Q (BFPD)	408
Prof. Perfor. (ft)	9014	HP	100	Pb (Psi)	1010	IP	3.3
Prof. Casing	9062	Voltaje	2420	Salinidad (ppm)	28650	Y gas	1,18
Pozo Direccional	NO	Amperaje	26	Q actual (BFPD)	1176	Y agua	1,05
						Grad. Fluido (Psi/ft)	0,45

FUENTE: Ingeniería de Petróleos; Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la Tabla 4.13, se presentan los parámetros de operación y desempeño del sistema BES diseñándose observa que la bomba y el motor están trabajando en un rango de eficiencia alto.

Tabla 4.13 Parámetros de operación y desempeño del Equipo BES; Pozo SSF-63.

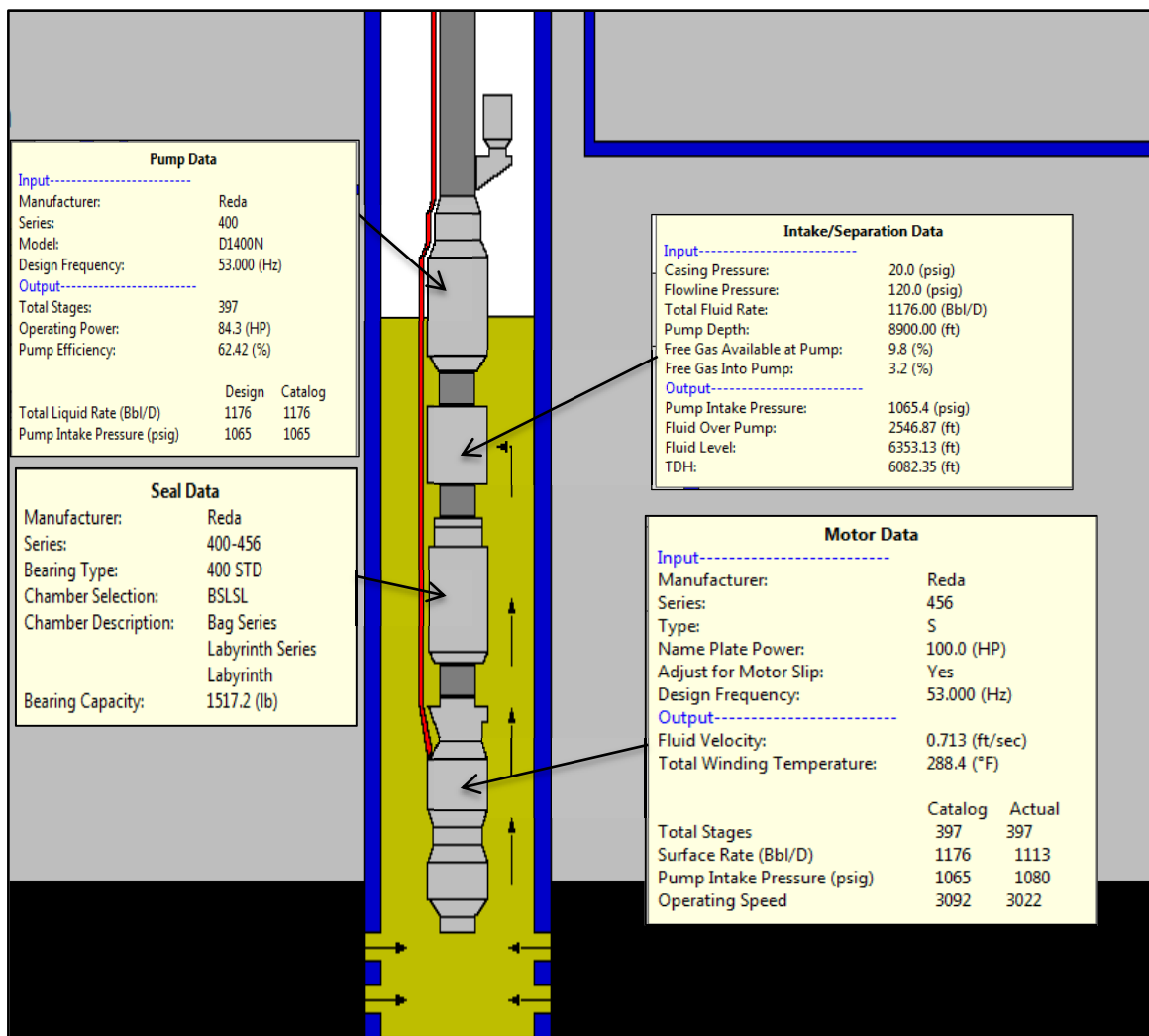
OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO B.E.S.	
Frecuencia, Hz:	53.0
Oper. Motor Load @ Design Hz, HP:	95.4
Oper. Motor Load @ 60 Hz, HP:	100
Operating Speed, RPM:	3092
Operating Current, Amps:	26
Operating Voltage, Volts:	2420
Operating Power Factor :	0.96
Pump Efficiency, %:	62.42
Motor Efficiency, %:	83.4
Fluido total en Superficie. Rate(O+W), Bbl/D:	1176
Avg. Pump Final Fluid, Bbl/D	1266
Avg. Pump Total Rate, Bbl/D	1308
Free Gas by Volume @ Pump, %:	9.8
Free Gas by Volume into Pump, %:	3.2
Total Dynamic Head (TDH), ft:	6040
Pump Intake Pressure, psig:	1080
Pump Operating Power, HP:	95.4

FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-63 (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la Figura 4.6, se indica las especificaciones técnicas de Equipo BES diseñado para el pozo SSF-63.

Figura 4.6 ESPECIFICACIONES TÉCNICA DEL EQUIPO BES; POZO SSF-63.



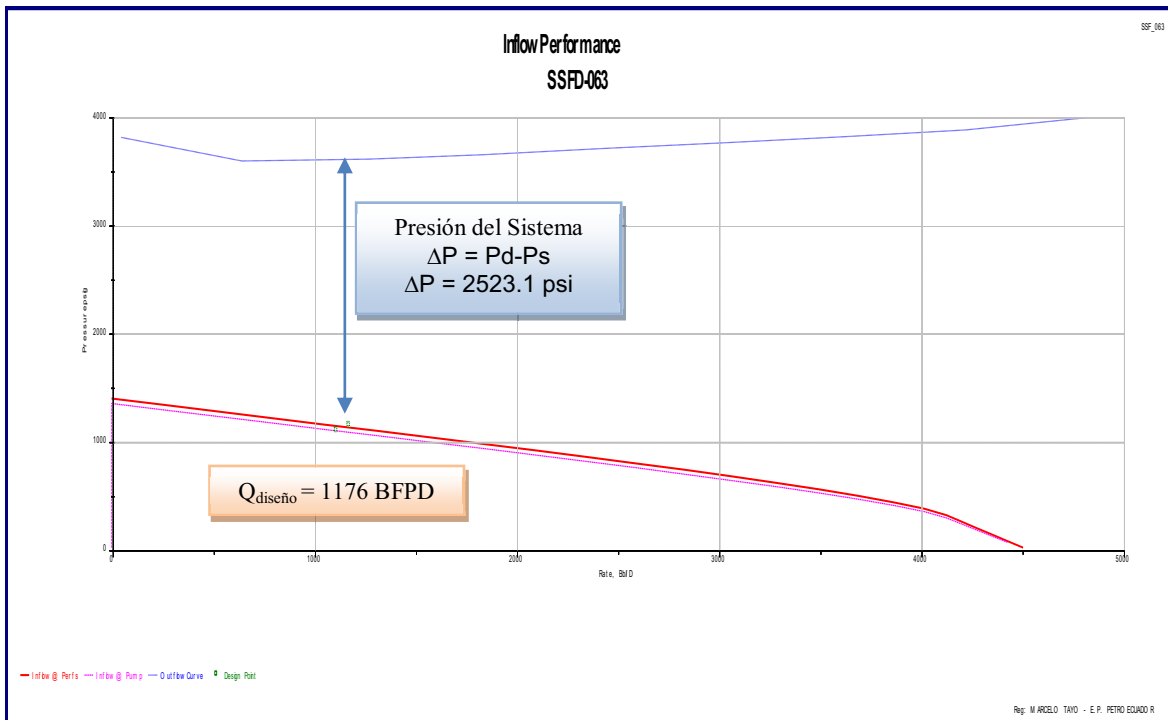
FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-63 (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 4.20, se presenta las curvas de presión de succión y presión de descarga vs caudal de operación, la presión que requiere el equipo diseñado para levantar el caudal de diseño (1176 BFPD) hasta superficie es de 2523 psi.

En la gráfica 4.21, se presenta la curva de comportamiento de la bomba (TDH) a distintas frecuencias de operación, el equipo opera dentro del rango óptimo a la frecuencia de diseño (53 hz), el caudal de diseño varía 3 % del caudal óptimo de operación.

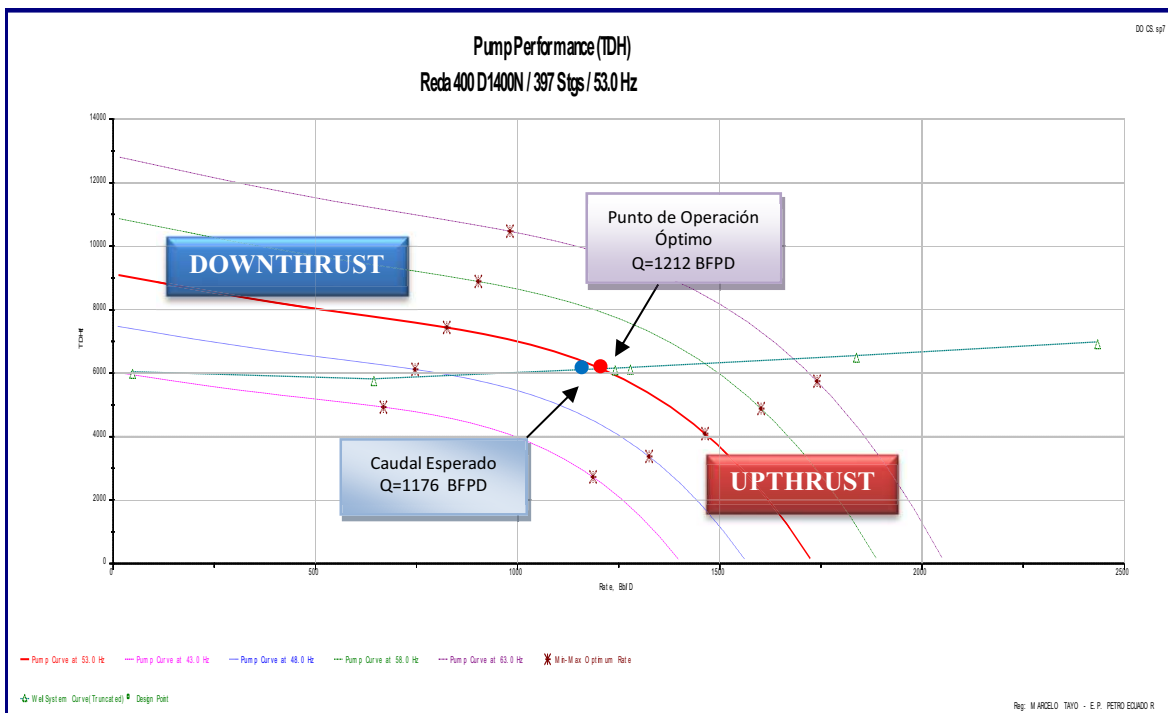
Gráfica 4.20 Comportamiento del INFLOW / OUTFLOW, pozo SSF-63.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-63 (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Gráfica 4.21 Curva del Desempeño de la Bomba (TDH); Pozo SSF-63.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-63 (Opción 2).

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

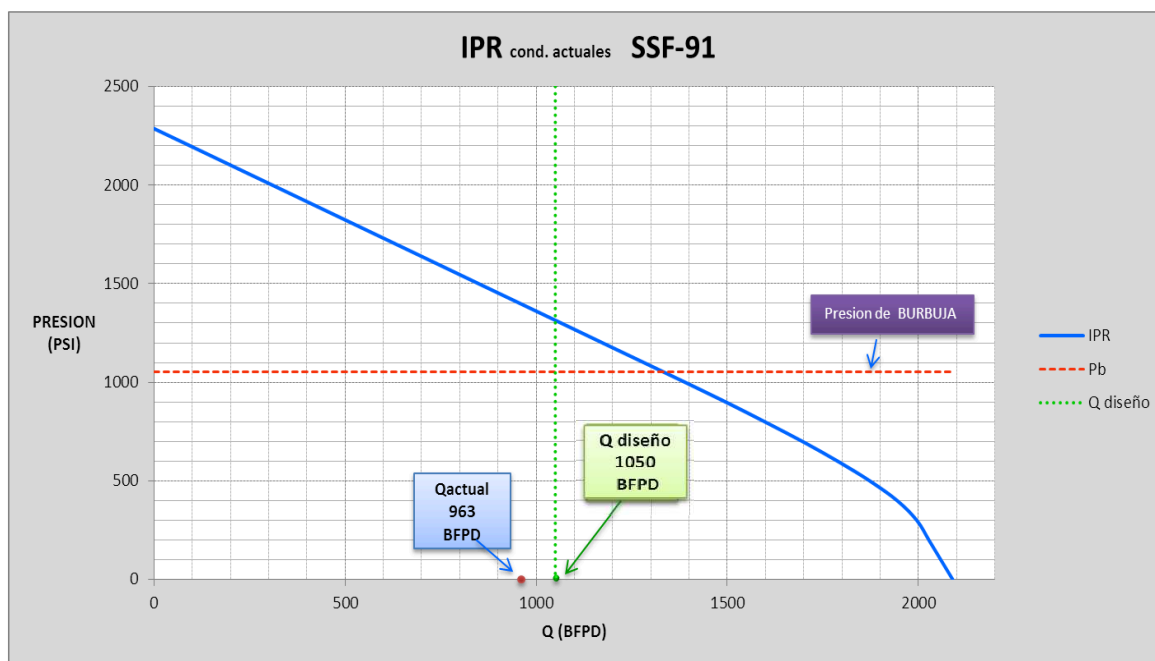
4.2.2.7 Propuesta Técnica Pozo SSF-91.

4.2.2.7.1 Opción 1 para el pozo SSF-91.

En el análisis nodal del pozo SSF-91 del capítulo 3, se observa que el pozo se encuentra operando dentro del rango recomendado de producción pero no en su punto óptimo. El pozo tiene instalada 2 Bombas GN-1300 diseñadas para una producción óptima de 1300 BFPD; la producción actual del pozo SSF-91 es de 963 BFPD, la bomba está sobredimensionada y trabaja en DOWNTHRUST (empuje descendente).

En la gráfica 4.22, se presenta el nuevo caudal de diseño escogido para el rediseño del equipo BES según la curva IPR a las condiciones actuales del pozo.

Gráfica 4.22 IPR actual del Pozo SSF-91.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-91 (Opción 1).

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

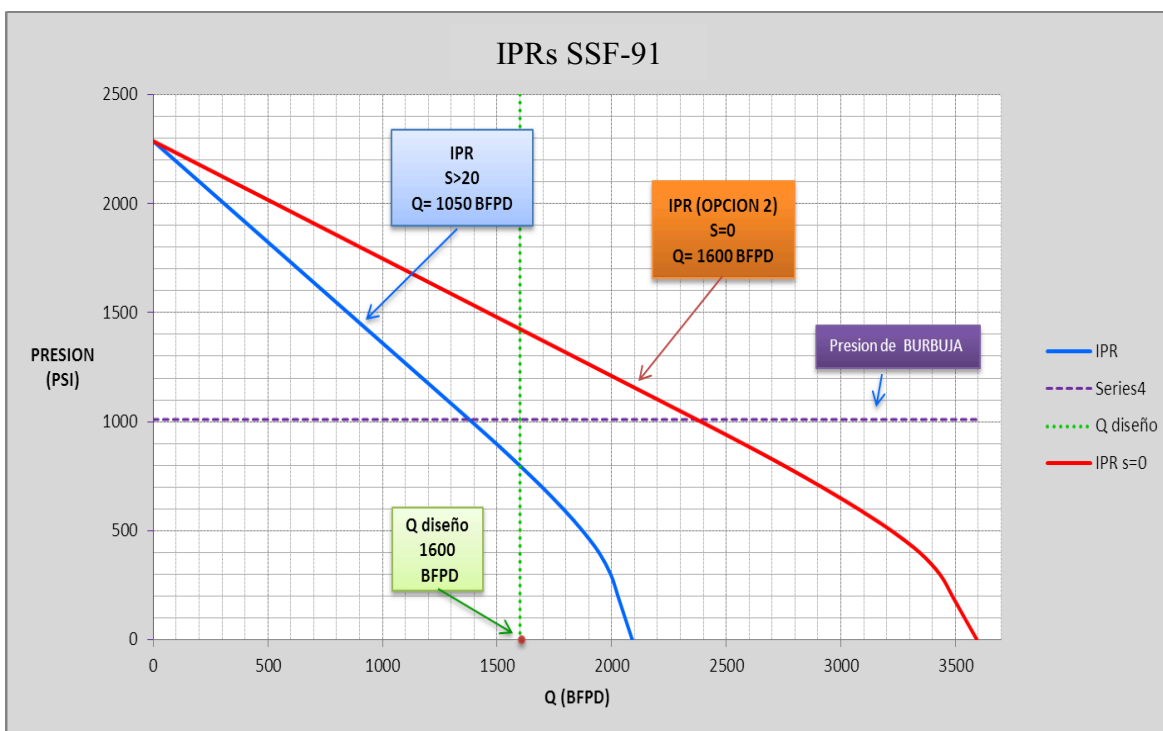
Se establece un caudal de diseño de 1050 BFPD, correspondiente a una presión de fondo de 100 psi sobre la presión del punto de burbuja, para dimensionar el equipo BES, hay un incremento en la producción de 87 BFPD (8 %) y 29 BPPD, no representa un porcentaje alto de petróleo, no justifica la inversión para realizar un trabajo de reacondicionamiento, se descarta la OPCIÓN 1 para el pozo SSF-91.

4.2.2.7.2 Opción 2 para el pozo SSF-91

La última prueba de Build Up del pozo SSF-91 (Tabla 2.2: 19/may/2010), indica un daño de formación $S = +35$, índice de productividad de 0.48, la eficiencia de flujo es de 0.76, la caída de presión debda al daño es $\Delta PS = 296$ psi que genera obstrucción al paso de fluidos de la formación hacia el pozo y una caída de presión fuerte en la cara del pozo.

En la gráfica 4.23, se indica la nueva curva IPR que se obtiene al eliminar el daño ($S = 0$), se establece un caudal de diseño de 1600 BFPD, no se toma un caudal mayor por precaución, debido a la tendencia de aumento del BSW en este pozo, la ganancia de producción es de 637 BFPD en relación a la producción actual que es 963 BFPD, el BSW es de 67 por ciento, la ganancia neta de petróleo es de 210 BPPD, representa un 39 % de incremento en la producción.

Gráfica 4.23 Comportamiento de la curva IPR con efecto de daño vs curva IPR eliminado el daño, pozo SSF-91.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-91 (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Con las nuevas condiciones de operación del pozo SSF-91, se realiza el diseño del equipo BES.

La Tabla 4.13, indica los datos del pozo y del equipo BES que se considera para el diseño en la OPCIÓN 2 del pozo SSF-91.

Tabla 4.13 DATOS DE LA BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-91; OPCIÓN 2.

POZO SSF_91							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6.276	Tipo Bomba	TD-1750 (2)	API	27,6	Pr (Psi)	2287
ID Tubing (in)	2.992	Número de Etapas	150+132	BSW (%)	67	Pwf (Psi)	1910
Prof. Bomba (ft)	8801	Frecuencia	57	GOR (scf/bbl)	93	Q (BFPD)	700
Prof. Perfor. (ft)	8934	HP	125	Pb (Psi)	1010	IP	1,85
Prof. Casing	9030	Voltaje	2430	Salinidad (ppm)	56150	Y gas	1,31
Pozo Direccional	NO	Amperaje	32	Q diseño (BFPD)	1600	Y agua	1,02
						Grad. Fluido (Psi/ft)	0,41

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

En la Tabla 4.14, se indica los parámetros de operación y desempeño del sistema BES diseñado, la bomba tiene una eficiencia del 68.9%.

Tabla 4.14 Parámetros de Operación y Desempeño Equipo BES; pozo SSF-91; OPCIÓN 2.

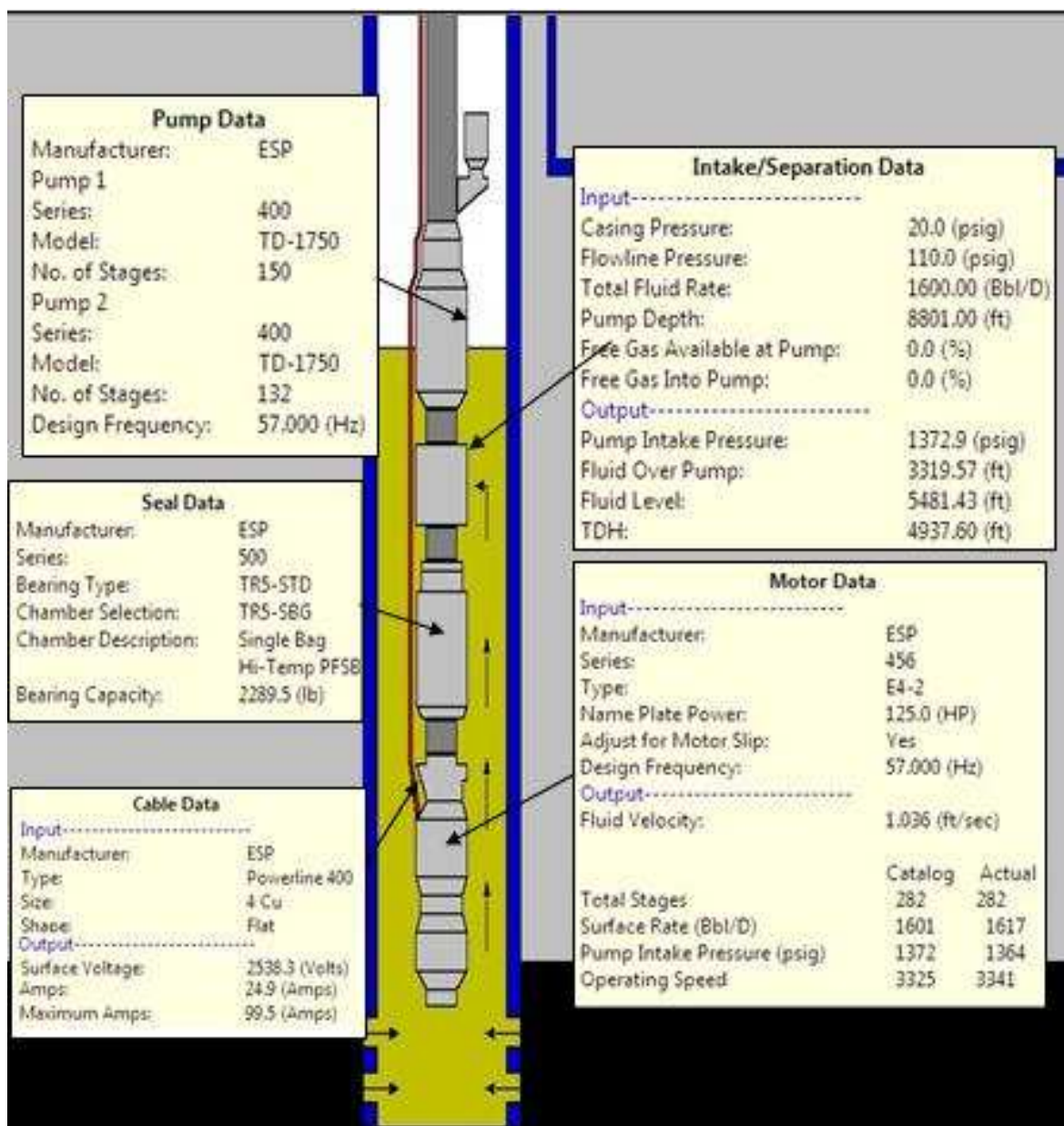
OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO B.E.S.	
Frecuencia, Hz:	57.0
Oper. Motor Load @ Design Hz, HP:	85.2
Oper. Motor Load @ 60 Hz, HP:	89.6
Operating Speed, RPM:	3341.3
Operating Current, Amps:	24.9
Operating Voltage, Volts:	2308.5
Operating Power Factor :	0.790
Pump Efficiency, %:	68.9
Motor Efficiency, %:	85.9
Fluido total en Superficie. Rate(O+W), Bbl/D:	1616.92
Total Dynamic Head (TDH), ft:	4963.15
Pump Intake Pressure, psig:	1363.8
Pump Operating Power, HP:	86.1

FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-91 (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la Figura 4.8, se indica las especificaciones técnicas de Equipo BES diseñado para el pozo SSF-91 en la OPCIÓN 2.

Figura 4.8 Especificaciones Técnica del Equipo BES; Pozo SSF-91.



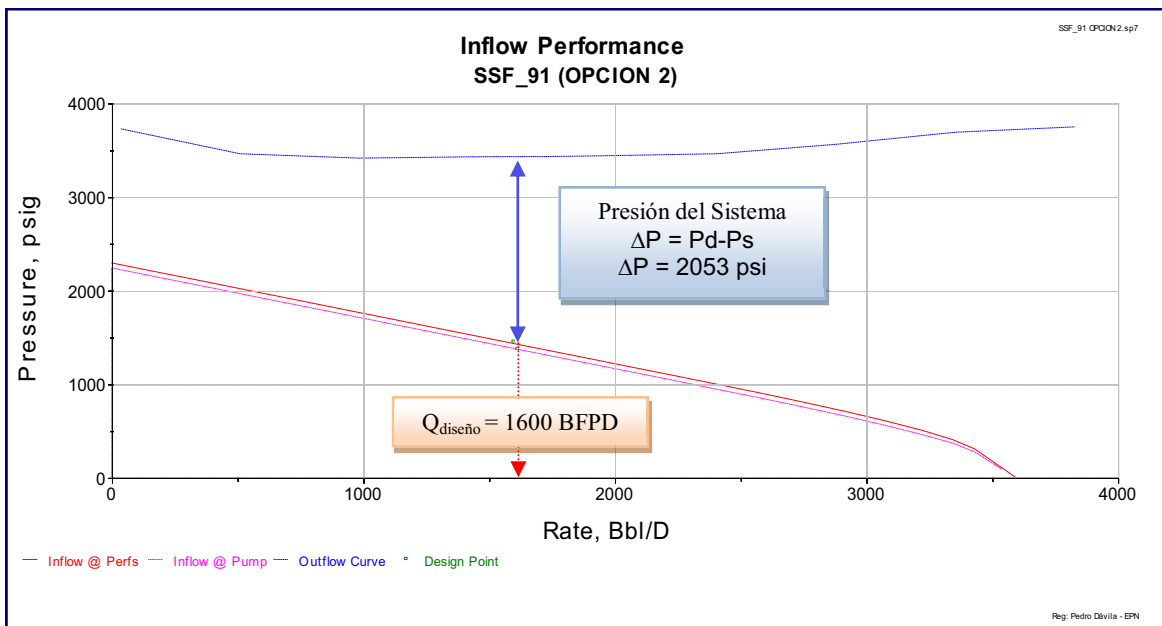
FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-91 (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 4.24, se presenta las curvas de presión de succión y presión de descarga vs caudal de operación, la presión que requiere el equipo diseñado para levantar el caudal de diseño (1600 BFPD) hasta superficie es de 2053 psi.

En la gráfica 4.25, se presenta la curva de comportamiento de la bomba (TDH) a distintas frecuencias de operación, el equipo opera dentro del rango óptimo a la frecuencia de diseño (57 hz), el caudal de diseño varía 8 % del caudal óptimo de operación.

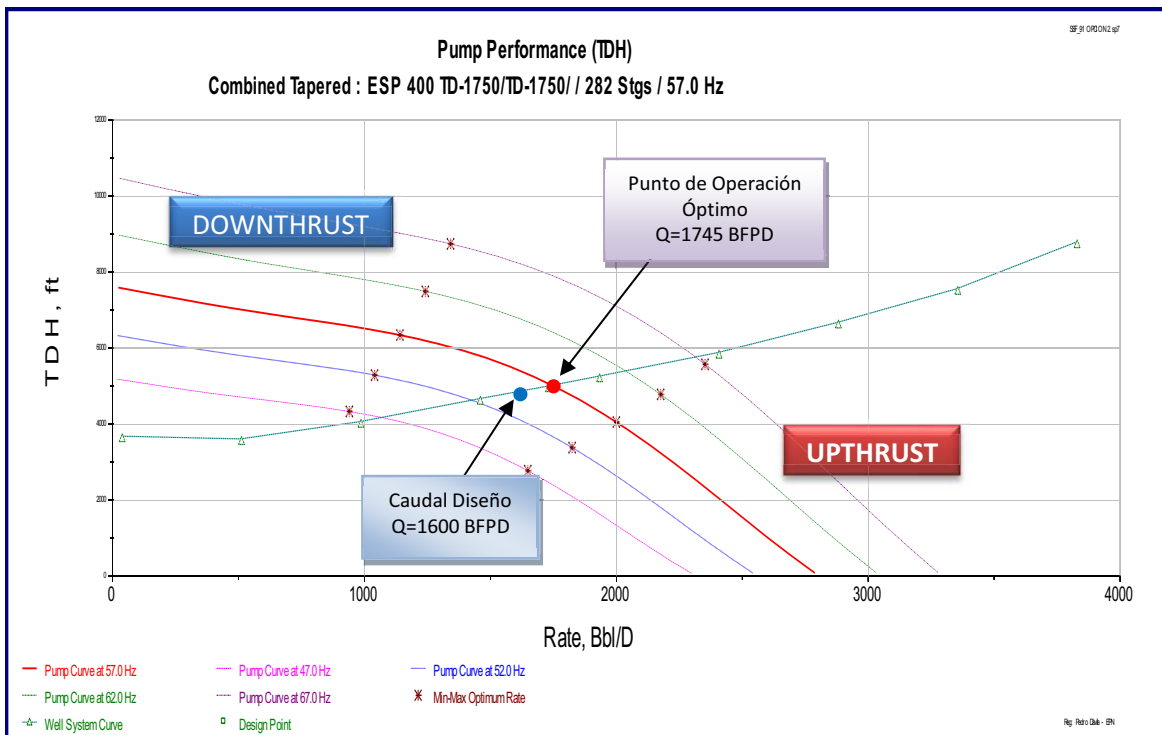
Gráfica 4.24 Comportamiento del INFLOW / OUTFLOW, pozo SSF-91.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-91 (Opción 2).

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Gráfica 4.25 Curva del Desempeño de la Bomba (TDH); Pozo SSF-91; OPCIÓN 2.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-91 (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

4.2.2.8 Propuesta Técnica Pozo SSF-104D.

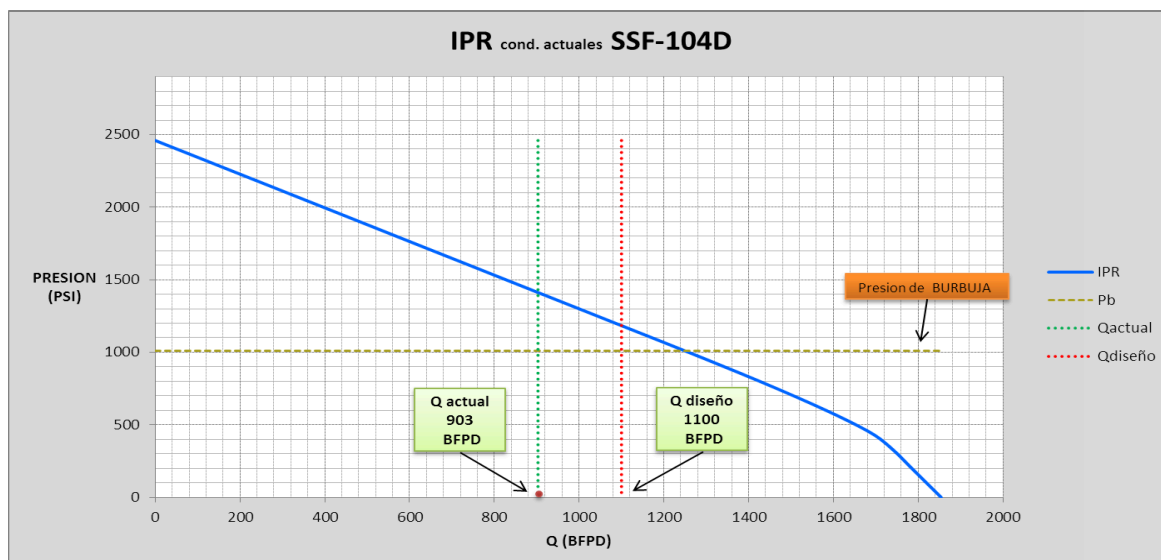
4.2.2.8.1 Opción 1 para el pozo SSF-104D.

El análisis nodal del pozo SSF-104D (capítulo 3), se observa que el pozo opera dentro del rango recomendado cerca al punto de empuje ascendente (UPTHRUST). El pozo tiene instalada 2 Bombas P8X diseñadas para una producción óptima de 800 BFPD, la producción actual del pozo es de 903 BFPD.

En los reportes semanales de las bombas BES (tabla 2.3), este pozo no presenta problemas eléctricos y se encuentra operando con parámetros normales

La gráfica 4.26, indica la curva IPR actual del pozo SSFD-104D sin remover el daño de formación.

Gráfica 4.26 IPR actual del Pozo SSF-104D.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-104D (Opción 1)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

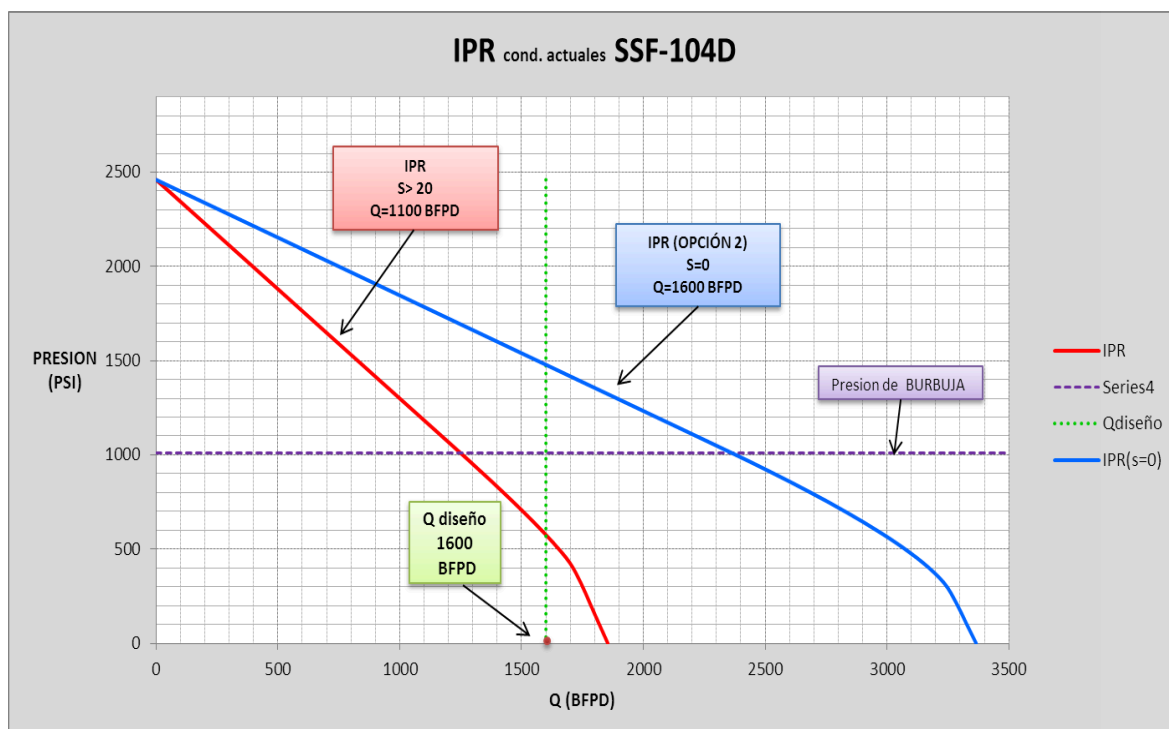
De la curva IPR, se establece un caudal de diseño de 1100 BFPD para dimensionar el equipo BES que cooresponde a una presión de fondo de 100psi sobre la presión del punto de burbuja, teniendo un incremento en la producción de 197 BFPD (17%) y 40 BPPD, no justifica la inversión para realizar un trabajo de reacondicionamiento y camiar el equipo BES, se descarta la OPCIÓN 1.

4.2.2.8.2 Propuesta técnica Opción 2 para el pozo SSF-104D.

La última prueba de Build Up del pozo SSF-104D (Tabla 2.2: 16/dic/2009), indica un daño de formación alto $S = 20$, el índice de productividad es de 0.5, la eficiencia de flujo es de 0.57, la caída de presión por el daño (ΔP_s) es de 501 psi, significa que existe una obstrucción al flujo de fluido hacia el pozo, generando una caída de presión adicional en la cara del pozo, esto influye significativamente a la productividad de la formación. En este caso, se recomendaría realizar una estimulación matricial ácida para eliminar daño.

En la gráfica 4.27, se indica la nueva curva IPR que se obtiene al eliminar el daño ($S = 0$), se observa que al eliminar el daño, el IP del pozo aumenta, se establece un caudal de diseño de 1600 BFPD. El aumento de producción que se logra al eliminar el daño es de 697 BFPD (43 %) en relación a la producción actual 903 BFPD.

Gráfica 4.27 Comportamiento de la curva IPR con efecto de daño vs IPR ($s=0$), pozo SSF-104D.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-104D (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la Tabla 4.15, se indica los datos del pozo y del equipo BES que se consideró para el diseño en la OPCIÓN 2.

Tabla 4,15 Datos de la bomba B.E.S. y del pozo SSF-104D; Opción 2.

POZO SSF-104D							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6.276	Tipo Bomba	GN-1600	API	31.1	Pr (Psi)	2460
ID Tubing (in)	2.992	Número de Etapas	115	BSW (%)	80	Pwf (Psi)	2001
Prof. Bomba (ft)	9398	Frecuencia	60	GOR (scf/bbl)	56	Q (BFPD)	700
Prof. Perfor. (ft)	9583	HP	125	Pb (Psi)	1053	IP	0.86
Prof. Casing	9875	Voltaje	1180	Salinidad (ppm)	3750	Y gas	1.31
Pozo Direccional	SI	Amperaje	67	Q diseño (BFPD)	1600	Y agua	1.05
						Grad. Fluido (Psi/ft)	0.42

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

En la Tabla 4.16, se presentan los parámetros de operación y desempeño del sistema BES diseñado para el pozo SSF-104D.

Tabla 4.16 Parámetros de Operación y Desempeño del Equipo BES; Pozo SSF-104D.

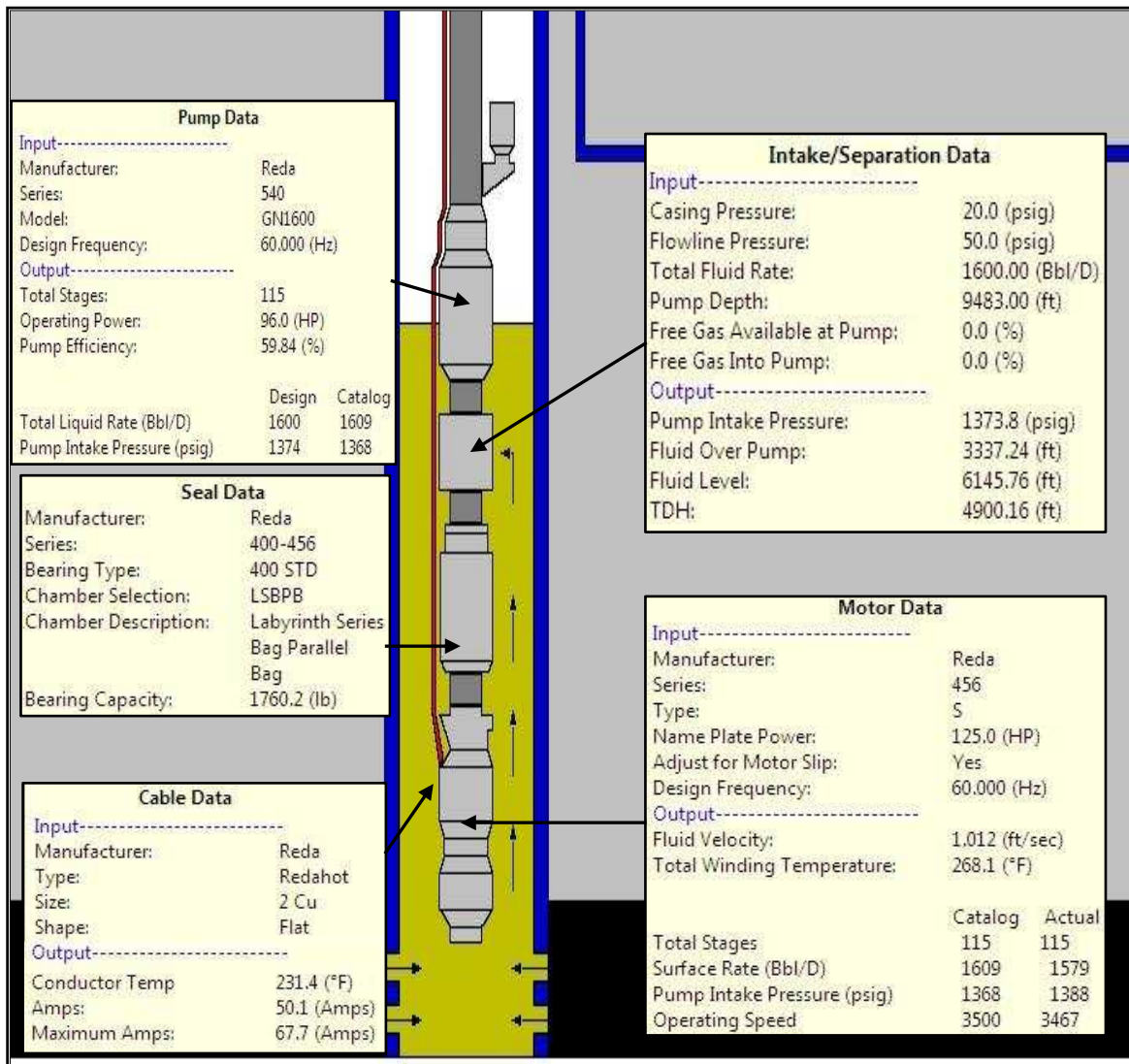
OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO B.E.S.	
Frecuencia, Hz:	60.0
Oper. Motor Load @ Design Hz, HP:	96.0
Oper. Motor Load @ 60 Hz, HP:	96.0
Operating Speed, RPM:	3467.0
Operating Current, Amps:	50.1
Operating Voltage, Volts:	1180.0
Operating Power Factor :	0.798
Pump Efficiency, %:	59.8
Motor Efficiency, %:	82.8
Fluido total en Superficie. Rate(O+W), Bbl/D:	1578.53
Avg. Pump Final Fluid, Bbl/D	1683.06
Avg. Pump Total Rate, Bbl/D	1715.18
Free Gas by Volume @ Pump, %:	0.0
Total Dynamic Head (TDH), ft:	4861.18
Pump Intake Pressure, psig:	1387.8
Pump Operating Power, HP:	93.1

FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-104D (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la Figura 4.9, se indica las especificaciones técnicas de Equipo BES diseñado para el pozo SSF-104D en la OPCIÓN 2.

Figura 4.9 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS EQUIPO BES; POZO SSF-104D.



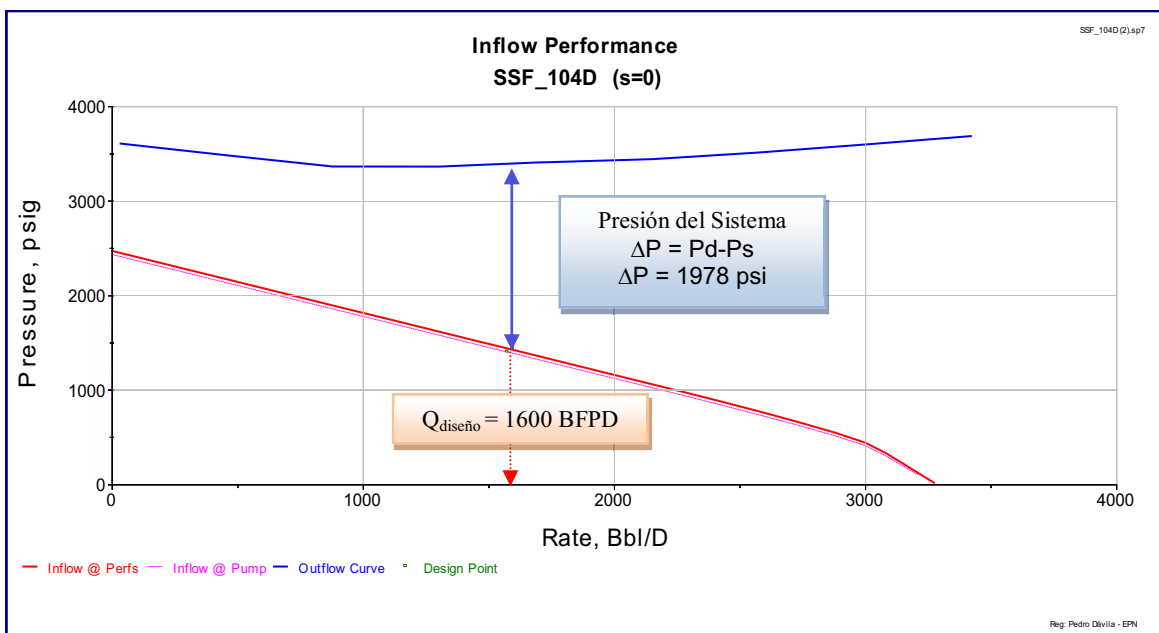
FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-104D (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 4.28, se presenta las curvas de presión de succión y presión de descarga vs caudal de operación, la presión que requiere el equipo diseñado para levantar el caudal de diseño (1600 BFPD) hasta superficie es de 1978 psi.

En la gráfica 4.29, se presenta la curva de comportamiento de la bomba (TDH) a distintas frecuencias de operación, el equipo opera dentro del rango óptimo a la frecuencia de diseño (60 hz), el caudal de diseño varía 8 % del caudal óptimo de operación.

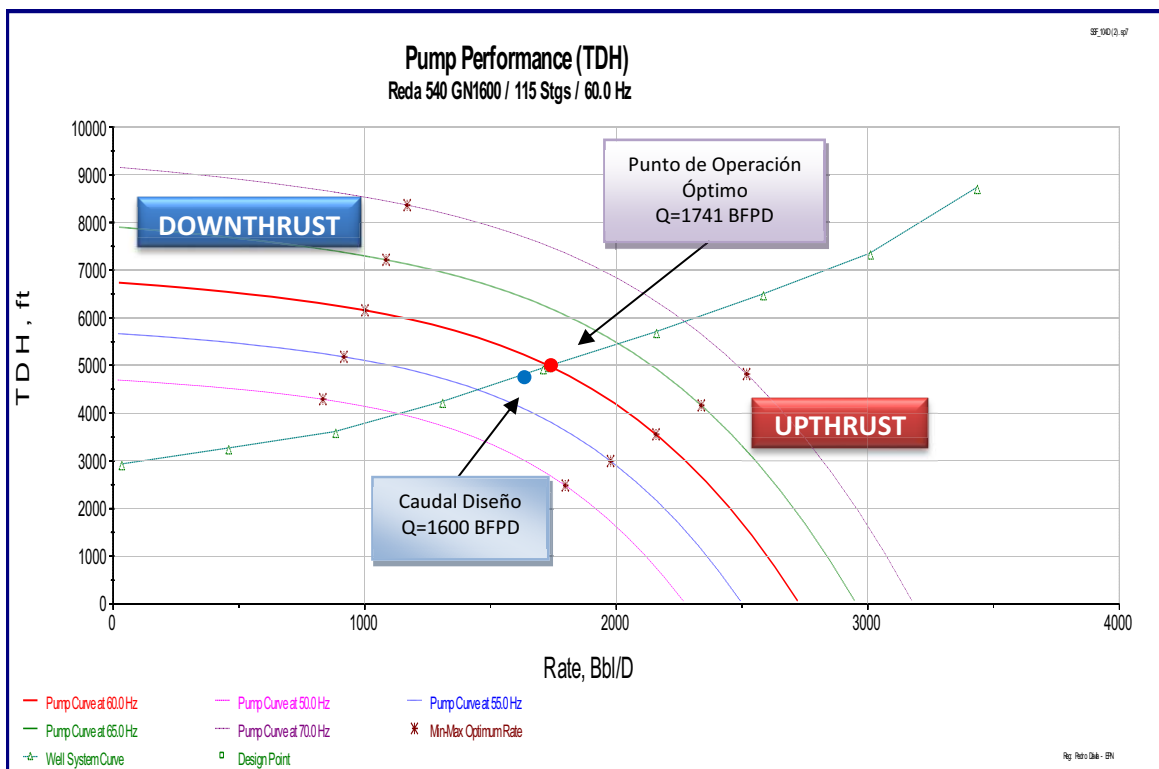
Gráfica 4.28 Comportamiento del INFLOW / OUTFLOW, pozo SSF-104D.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-104D (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Gráfica 4.29 Curva del Desempeño de la Bomba (TDH); Pozo SSF-104D; OPCIÓN 2.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-104D (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

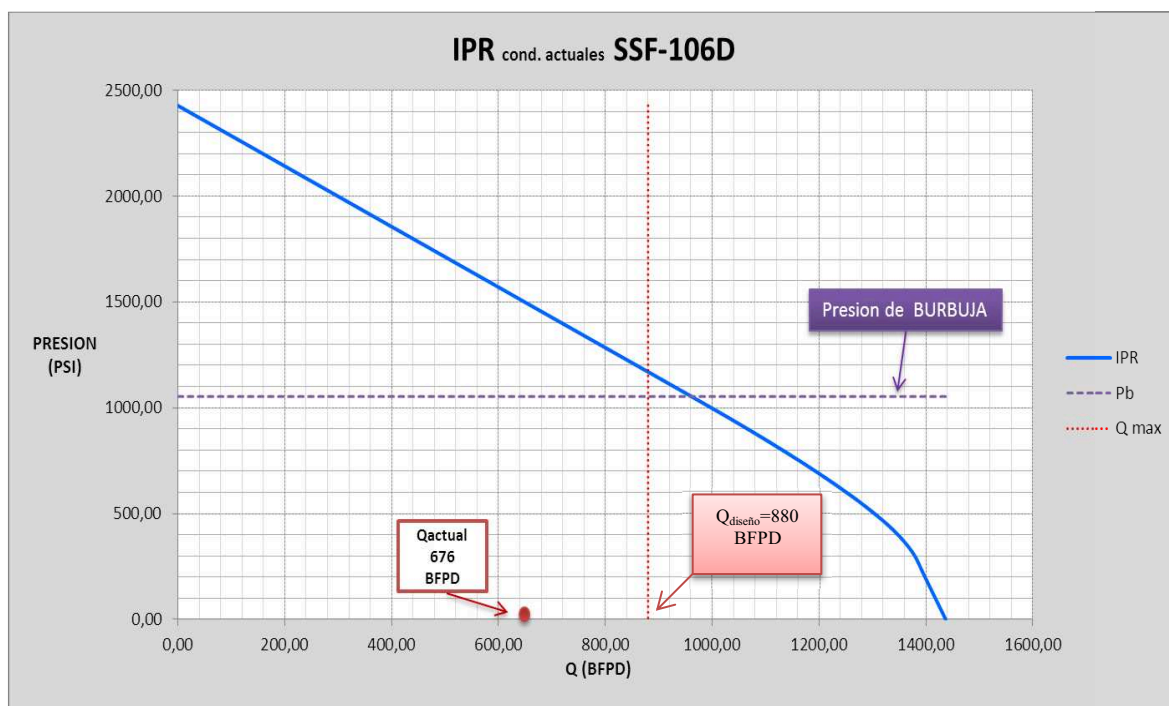
4.2.2.9 Propuesta Técnica Pozo SSF-106D

4.2.2.9.1 Opción 1 para el pozo SSF-106D

El análisis nodal realizado al pozo SSF-106D (Capítulo 3), indica que existen problemas con el yacimiento, el caudal óptimo que debe producir la bomba Centrilift P8X (293 stg) que actualmente está instalada es de 1019 BFPD a 56 Hz. La bomba se encuentra trabajando dentro el rango recomendado de producción con 676 BFPD.

En la gráfica 4.30, se indica la curva IPR actual del pozo, el caudal máximo que podemos extraer a condiciones actuales del yacimiento sin tener problemas de manejo de gas es de 880 BFPD, se descarta la OPCIÓN 1 para este pozo, la bomba está diseñada adecuadamente para extraer este caudal.

Gráfica 4.30 IPR condiciones actuales del Pozo SSF-106D.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-106D (Opción 1).

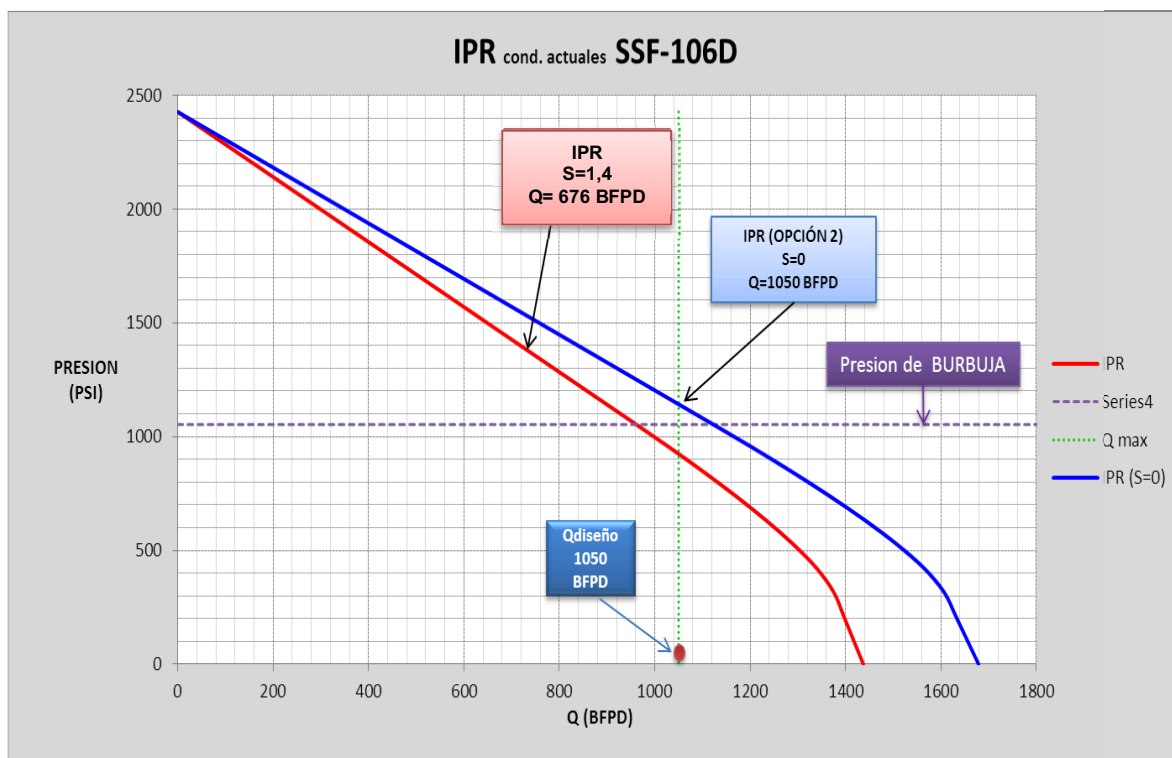
ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

4.2.2.9.2 Propuesta técnica Opción 2 para el pozo SSF-106D.

La última prueba de Build Up del Pozo SSF-106D, indica un daño de formación $s = + 1.4$, el índice de productividad es de 0.69, la eficiencia de flujo es de 0.83, la caída de presión por el daño es de 107 psi, influye en la productividad del pozo, se recomienda realizar trabajos de remoción de daño.

En la gráfica 4.31, se indica la nueva curva IPR resultante de eliminar el daño de formación ($s = 0$), se establece un caudal de diseño de 1050 BFPD (caudal correspondiente a una presión de 100 psi por encima de la presión de burbuja), el pozo tiene tendencia al aumento del BSW que actualmente es 65%. No se toma un caudal mayor con el fin de precautelar la producción de crudo y evitar que la formación se inunde de agua de formación. El aumento de producción que se logra al eliminar el daño es de 374 BFPD (35 %) en relación a la producción actual 676 BFPD.

Gráfica 4.31 Comportamiento de la curva IPR ($s=1,4$) vs curva IPR ($s = 0$), pozo SSF-106D.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-106D (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la Tabla 4.17, se presenta los datos del pozo y del equipo BES que se considera para el diseño en la OPCIÓN 2.

Tabla 4.17 DATOS DE LA BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-106D; OPCIÓN 2.

POZO SSF-106D "T1"							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6.276	Tipo Bomba	DN-1100	API	29,3	Pr (Psi)	2427
ID Tubing (in)	2.992	Número de Etapas	201+145	BSW (%)	65	Pwf (Psi)	1741
Prof. Bomba (ft)	9163	Frecuencia	55	GOR (scf/bbl)	379	Q (BFPD)	480
Prof. Perfor. (ft)	9678	HP	152	Pb (Psi)	1053	IP	0,69
Prof. Casing	9760	Voltaje	2325	Salinidad (ppm)	36250	Y gas	1,25
Pozo Direccional	SI	Amperaje	40	Q diseño (BFPD)	1050	Y agua	1,05
						Grad. Fluido (Psi/ft)	0,40

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila y Marcelo Tayo.

En la Tabla 4.18, se presentan los parámetros de operación y desempeño del sistema BES diseñado.

Tabla 4.18 Parámetros de Operación y Desempeño del Equipo BES; Pozo SSF-106D.

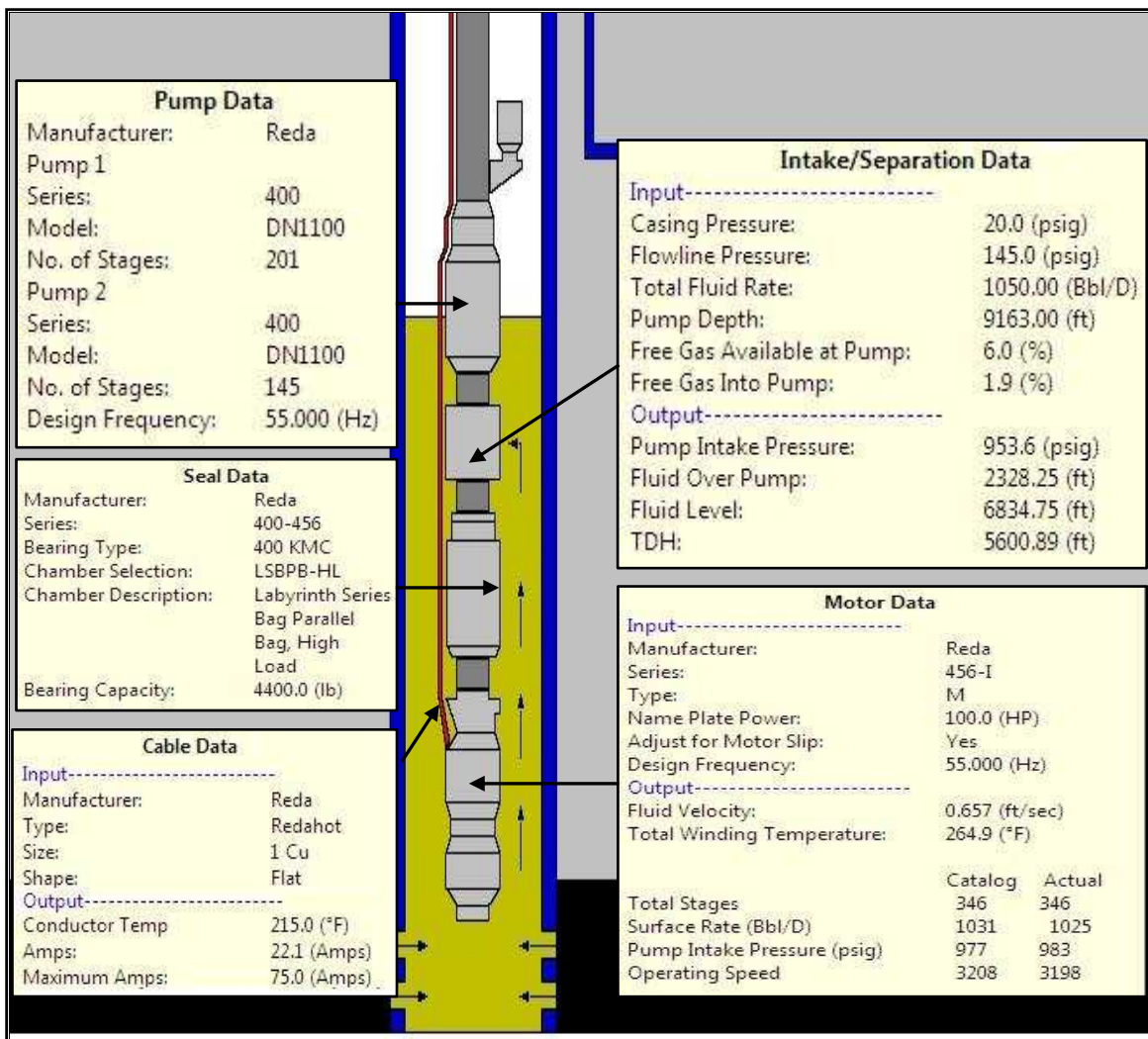
OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO B.E.S.	
Frecuencia, Hz:	55.0
Oper. Motor Load @ Design Hz, HP:	70.2
Oper. Motor Load @ 60 Hz, HP:	76.6
Operating Speed, RPM:	3197.7
Operating Current, Amps:	22.1
Operating Voltage, Volts:	2165.2
Operating Power Factor :	0.802
Pump Efficiency, %:	59.1
Motor Efficiency, %:	82.4
Fluido total en Superficie. Rate(O+W), Bbl/D:	1025.44
Avg. Pump Final Fluid, Bbl/D	1126.31
Avg. Pump Total Rate, Bbl/D	1131.91
Free Gas by Volume @ Pump, %:	6.0
Total Dynamic Head (TDH), ft:	5521.27
Pump Intake Pressure, psig:	983.4
Pump Operating Power, HP:	69.9

FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-106D (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la Figura 4.9, se indica las especificaciones técnicas del equipo BES diseñado para el pozo SSF-106D en la OPCIÓN 2.

Figura 4.9 ESPECIFICACIONES TÉCNICA EQUIPO BES; POZO SSF-106D.



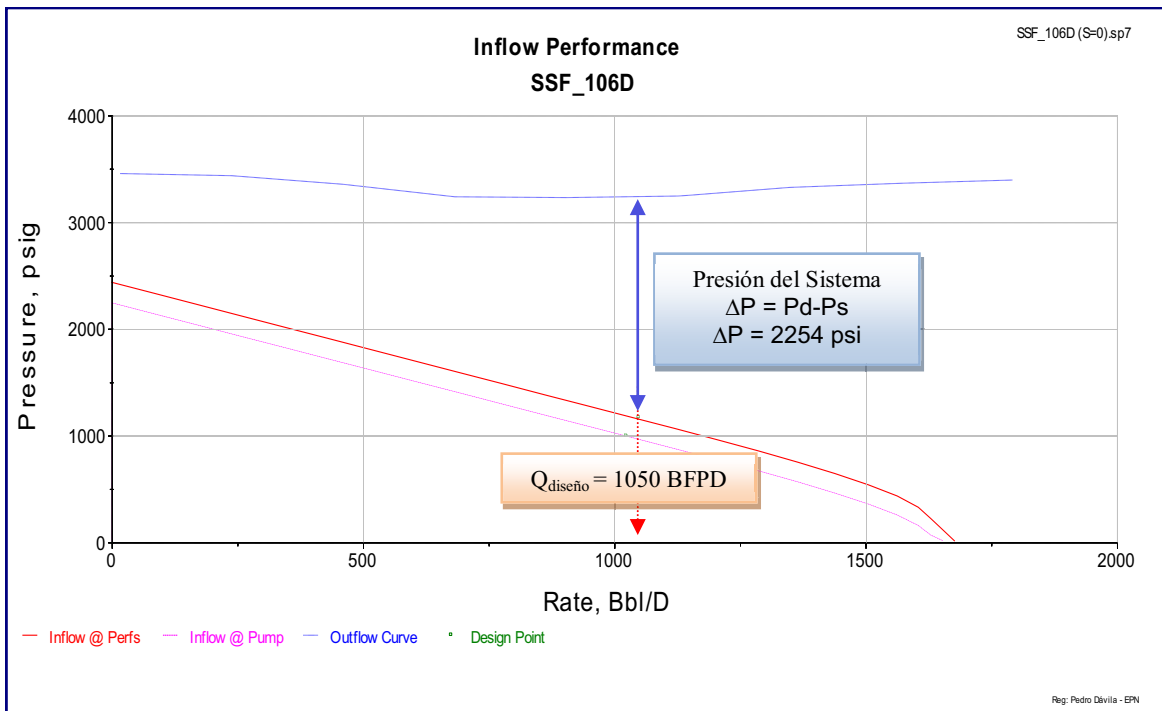
FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-106D (Opción 2).

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 4.32, se presenta las curvas de presión de succión y presión de descarga vs caudal de operación, la presión que requiere el equipo diseñado para levantar el caudal de diseño (1050 BFPD) hasta superficie es de 2254 psi.

En la gráfica 4.33, se presenta la curva de comportamiento de la bomba (TDH) a distintas frecuencias de operación, el equipo opera dentro del rango óptimo a la frecuencia de diseño (55 hz), el caudal de diseño varía 6.7 % del caudal óptimo de operación.

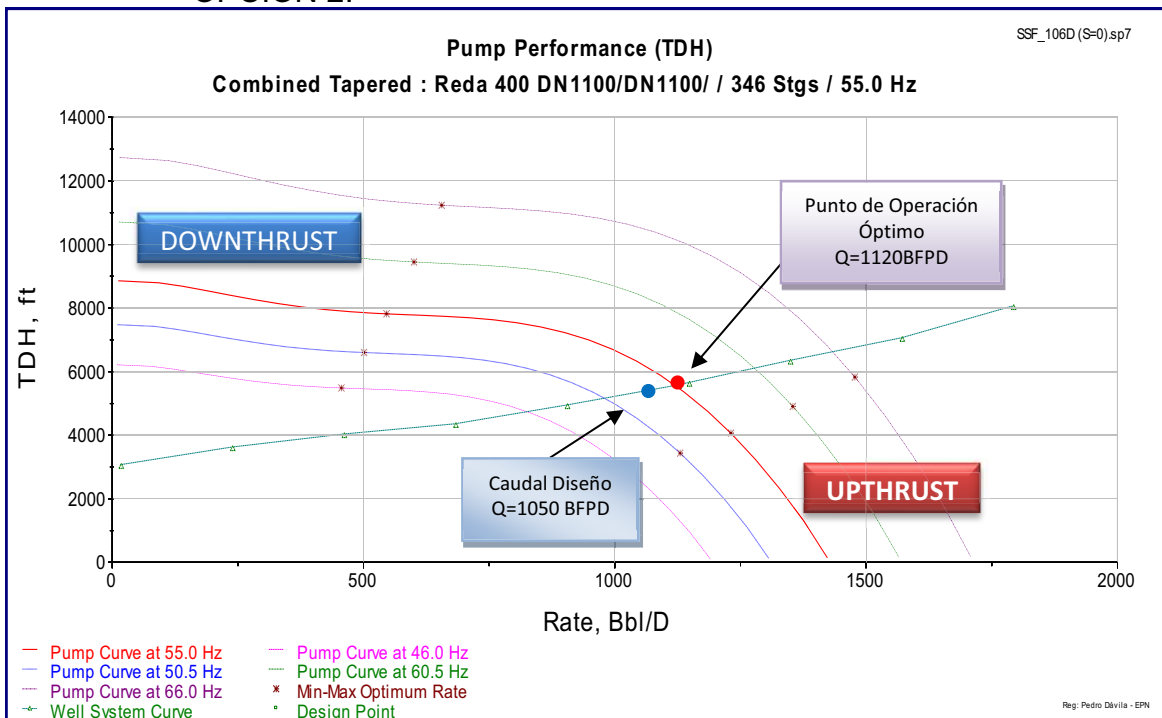
Gráfica 4.32 Comportamiento del INFLOW / OUTFLOW, SSF-106D.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-106D (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Gráfica 4.33 Curva del Desempeño de la Bomba (TDH); Pozo SSF-106D; OPCIÓN 2.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-106D (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

4.2.2.10 Propuesta Técnica Pozo SSFD-109D.

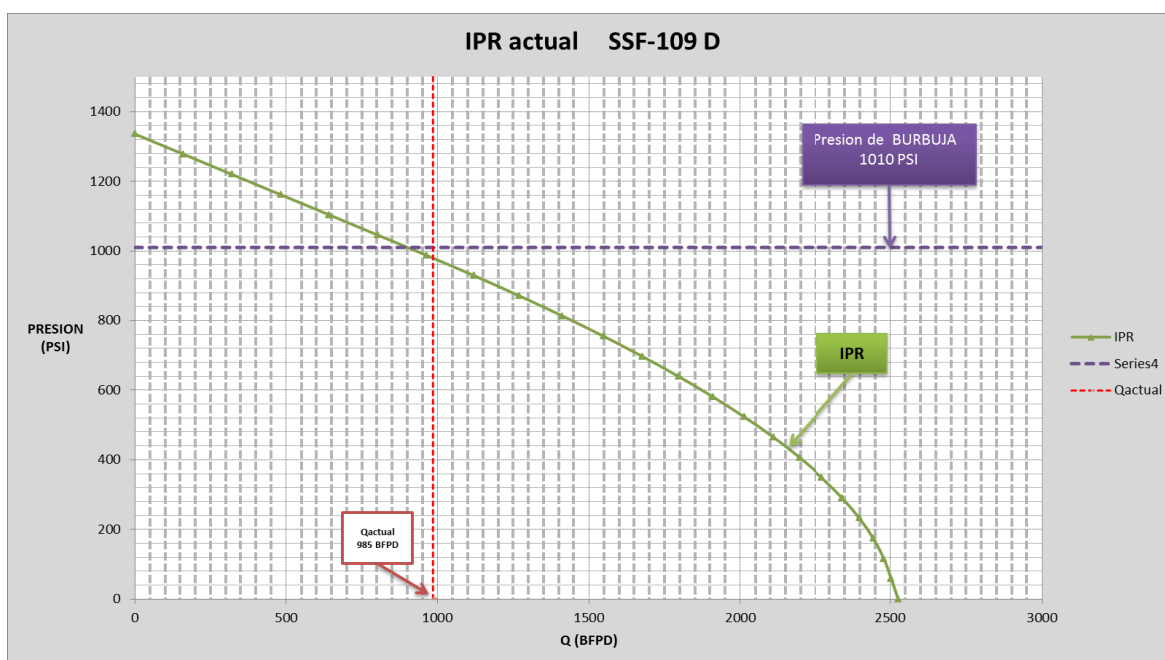
El análisis nodal del pozo indica que el equipo BES DN1100, trabaja dentro del rango óptimo de operación, una variación de la capacidad de levantamiento, debido principalmente al desgaste normal de las etapas.

4.2.2.10.1 Opción 1 para el pozo SSF-109D.

Se plantea el rediseño del equipo BES sin remover daño de formación, el análisis nodal (Capítulo 3) indica que la bomba REDA D475N trabaja dentro del rango óptimo de operación.

La gráfica 4.34, indica la curva IPR actual del pozo sin remover el daño de formación, la producción actual (985 BFPD) está cerca al punto de burbuja, si se rediseña el equipo BES para incrementar la producción, el pozo trabaja bajo el punto de burbuja ocasionando problemas de cavitación, no es recomendable aplicar el Caso 1 para este pozo.

Gráfica 4.34 Curva IPR actual, pozo SSF-109D.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-109D. (Opción 1)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

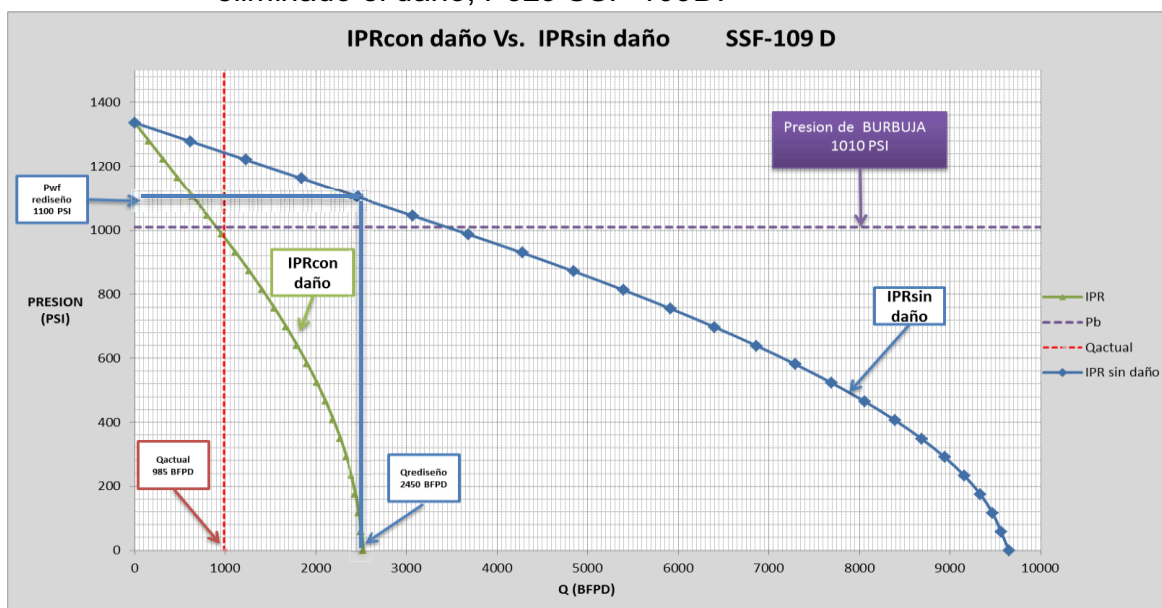
4.2.2.10.2 Opción 2 para el pozo SSF-109D.

La Opción 2, propone el rediseño del equipo BES realizando trabajos de remoción de daño de formación (Arena Ui) mediante estimulación matricial, según las condiciones petrofísicas del pozo y la magnitud del daño.

De acuerdo a los datos del último Build Up (Tabla 2.2: 26/ene/2010), el daño que presenta este pozo es $S = + 20$, el índice de productividad es de 2.76, la eficiencia de flujo es de 0.26, el ΔPS generado por la presencia del daño es de 141 psi, valor que representa la pérdida de presión en la cara del pozo.

En la gráfica 4.35, indica la curva IPR que se genera eliminando el daño de formación ($S=0$).

Gráfica 4.35 Comportamiento de la curva IPR con efecto de daño vs curva IPR eliminado el daño, Pozo SSF-109D.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-109D (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Para la propuesta 2, se establece un caudal de diseño de 2450 BFPD, correspondiente a la presión de fondo de 100 psi por encima de la presión de Burbuja.

La nueva producción a estas condiciones es de 2450 BFPD, obteniendo una ganancia de 1465 BFPD en relación a la producción actual de 985 BFPD, el corte

de agua es de 22 por ciento, el incremento neto de petróleo es de 1143 BPPD, este aumento se logra eliminando el daño que existe en la formación que restringe el flujo de los fluidos y genera una caída de presión en la cara del pozo. Se puede remover el daño de formación con una estimulación matricial.

La tabla 4.19, indica los datos del pozo y del equipo BES que se considera para el diseño.

Tabla 4.19 DATOS DE LA BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-109D; OPCIÓN 2.

POZO DSSF-109D"Ui"							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6.276	Tipo de Bomba	G2700	API	28	Pr (Psi)	1336.00
ID Tubing (in)	2.992	Número de Etapas	191	BSW (%)	22	Pwf (Psi)	1286
Prof. Bomba (ft)	10000	Frecuencia	53	GOR (scf/bbl)	264	Q (BFPD)	528.00
Prof. Perforaciones (ft)	10158	HP	175	Pb (Psi)	1010	IP	2.76
Prof. Casing	10300	Voltaje	4160	Salinidad (ppm)	2900	Y gas	1.32
Pozo Direccional	SI	Amperaje	26	Q actual (BFPD)	2450	Y agua	1.05
						Grad. Fluido (Psi/ft)	0.41

FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-109D (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

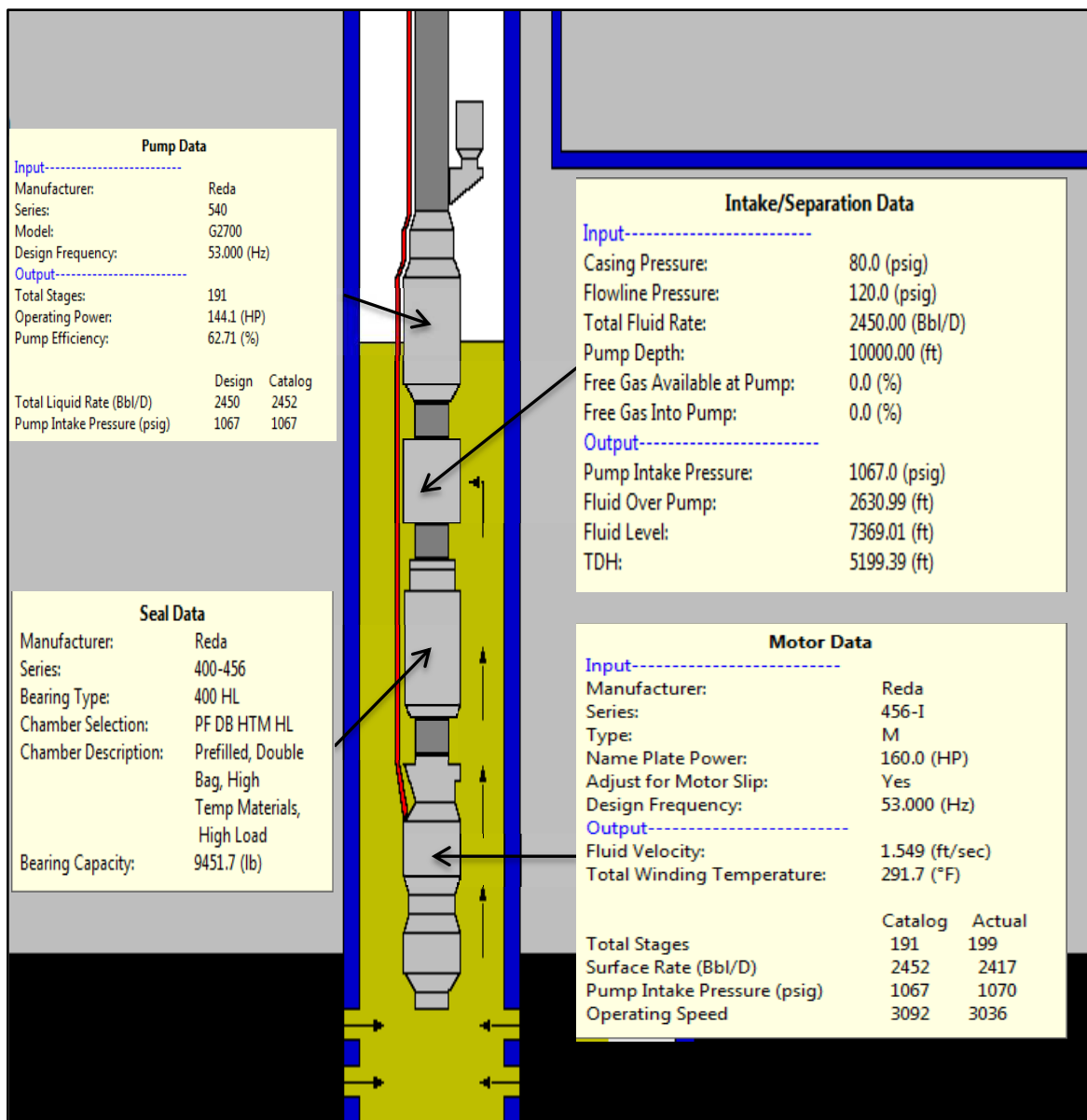
Tabla 4.21 Parámetros de Operación y Desempeño del Equipo BES; Pozo SSF-109D.

OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO B.E.S.	
Frecuencia, Hz:	53
Oper. Motor Load @ Design Hz, HP:	175
Oper. Motor Load @ 60 Hz, HP:	1163.1
Operating Speed, RPM:	3090
Operating Current, Amps:	26
Operating Voltage, Volts:	4160
Operating Power Factor :	107.36
Pump Efficiency, %:	62.71
Motor Efficiency, %:	82.39
Fluido total en Superficie. Rate(O+W), Bbl/D:	2450
Avg. Pump Final Fluid, Bbl/D	2828
Avg. Pump Total Rate, Bbl/D	2828
Free Gas by Volume @ Pump, %:	0
Free Gas by Volume into Pump, %:	0
Total Dynamic Head (TDH), ft:	4501
Pump Intake Pressure, psig:	1067
Pump Operating Power, HP:	139.13

FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-109D (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Figura 4.10 ESPECIFICACIONES TÉCNICA EQUIPO BES; POZO SSF-109D.



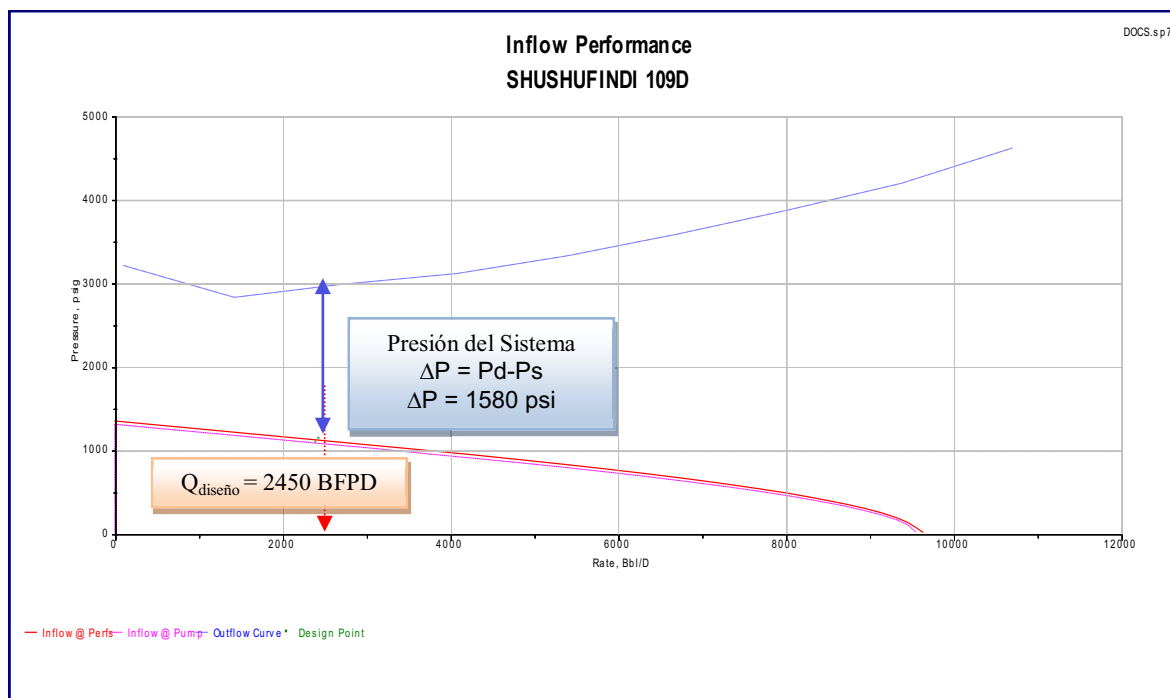
FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-109D (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 4.36, se presenta las curvas de presión de succión y presión de descarga vs caudal de operación, la presión que requiere el equipo diseñado para levantar el caudal de diseño (2450 BFPD) hasta superficie es de 1580 psi.

En la gráfica 4.37, se presenta la curva de comportamiento de la bomba (TDH) a distintas frecuencias de operación, el equipo opera dentro del rango óptimo, el caudal óptimo de diseño es de 2763 BFPD, el caudal esperado es de 2450 a la frecuencia de diseño (53 Hz)

Gráfica 4.36 Presión de succión y descarga de la Bomba (TDH); Pozo SSF-109D.



--- Pump Curve at 63.0 Hz * Min-Max Optimum Rate -o- Well System Curve(Truncated) Design Point

FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-109D (Opción 2).

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

4.2.2.11 Propuesta Técnica Pozo SSF-110D.

El análisis nodal de este pozo indica que el equipo BES trabaja dentro del rango óptimo de operación y con variación de la capacidad de levantamiento, debido al desgaste normal de las etapas. El flujo del fluido tiene una obstrucción en el fondo del pozo, debido a la presencia de un pescado que no se ha podido recuperar desde el Workover 5 (Agosto del 2010), es necesario recuperar el pescado atascado (a 8668´) para que la eficiencia del pozo sea mayor.

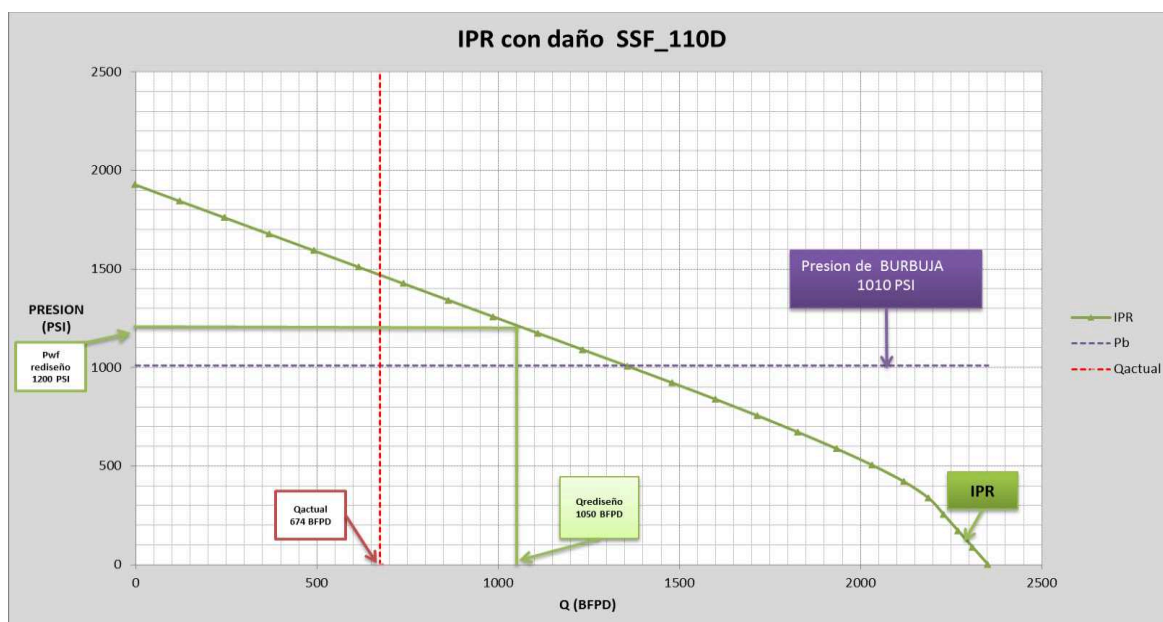
Para este caso no es recomendable incrementar la frecuencia actual de operación que actualmente es 50 hz, el punto actual de operación está cerca del límite superior del rango óptimo de operación.

4.2.2.11.1 Opción 1 para el pozo SSF-110.

Se plantea el rediseño del equipo BES sin remover daño de formación.

La gráfica 4.38, indica la curva IPR del pozo sin remover el daño de formación, establece un caudal de diseño de 1050 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 de gas disuelto.

Gráfica 4.38 IPR actual del Pozo SSF-110D sin remover el daño.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-110D. (Opción 1)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

A las nuevas condiciones de presión de fondo, se produce 1050 BFPD. El incremento de producción de fluido es de 376 BFPD, el BSW del pozo es de 72.7 por ciento, el incremento neto de petróleo es de 103 BPPD en relación a la producción actual de 764 BFPD.

En la Tabla 4.21, se presentan los datos del equipo BES y del pozo considerados para el rediseño del equipo BES para el pozo SSF-110D.

Tabla 4.21 DATOS DE LA BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-110D; OPCIÓN 1.

POZO SSF-110D "Ui"							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6.276	Tipo de Bomba	DN1300	API	29	Pr (Psi)	1926
ID Tubing (in)	2.992	Número de Etapas	329	BSW (%)	72.7	Pwf (Psi)	1357
Prof. Bomba (ft)	9437	Frecuencia	53	GOR (scf/bbl)	1505	Q (BFPD)	840
Prof. Perforaciones (ft)	9799	HP	80	Pb (Psi)	1010	IP	1.47
Prof. Casing	9898	Voltaje	2382	Salinidad (ppm)	48000	Y gas	1.313
Pozo Direccional	SI	Amperaje	22	Q actual (BFPD)	1050	Y agua	1.05
NOTA: ESTE POZO TIENE UN PESCADO A 9558': DOS PROTECTORES, UN MOTOR Y UNSENSOR.						Grad. Fluido (Psi/ft)	0.413

FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-110D. (Opción 1)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la Tabla 4.22, se presentan los parámetros de operación y desempeño del sistema BES diseñado, se puede observar que la bomba DN1300 y el motor están trabajando en un rango óptimo de eficiencia .

Tabla 4.22 Parámetros De Operación Y Desempeño Equipo BES; Pozo SSF-110D.

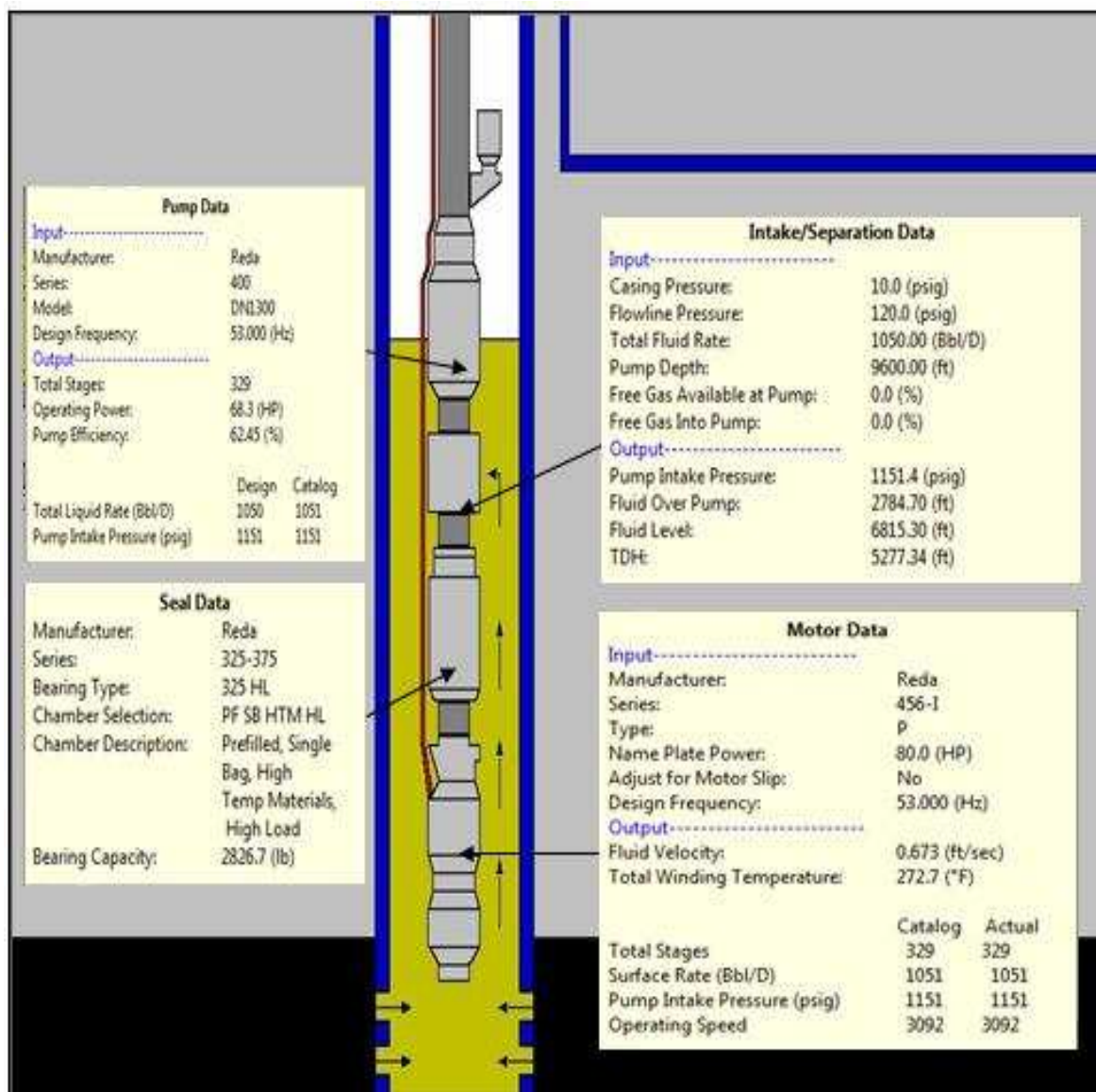
OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO B.E.S.	
Frecuencia, Hz:	53
Oper. Motor Load @ Design Hz, HP:	77.3
Oper. Motor Load @ 60 Hz, HP:	80
Operating Speed, RPM:	3092
Operating Current, Amps:	22
Operating Voltage, Volts:	2382
Operating Power Factor :	1.074
Pump Efficiency, %:	62.5
Motor Efficiency, %:	82.40
Fluido total en Superficie. Rate(O+W), Bbl/D:	1050
Avg. Pump Total Rate, Bbl/D	1135
Free Gas by Volume @ Pump, %:	0
Free Gas by Volume into Pump, %:	0
Pump Intake Pressure, psig:	1151
Pump Operating Power, HP:	77.3

FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-110D (Opción 1)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la Figura 4.12, se indica las especificaciones técnicas del Equipo BES diseñado para el pozo SSF-110D.

Figura 4.11 ESPECIFICACIONES TÉCNICA EQUIPO BES; POZO SSF-110D.



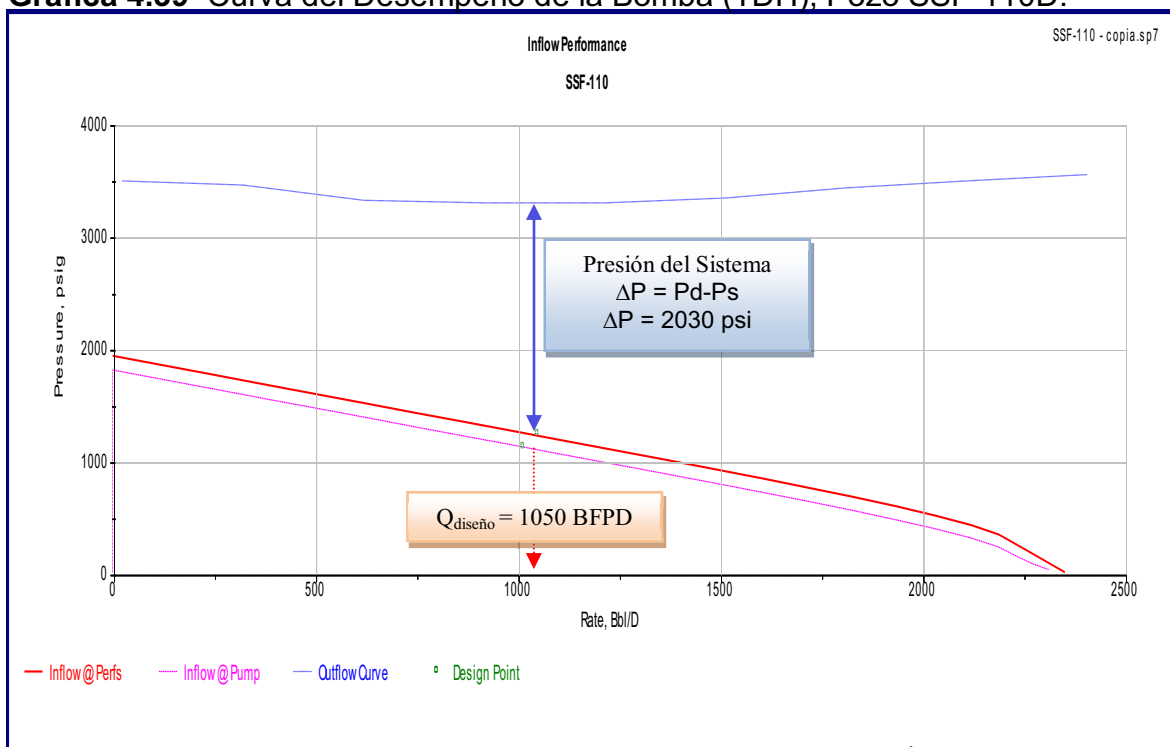
FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-110D (Opción 1)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

En la gráfica 4.39, se presenta las curvas de presión de succión y presión de descarga vs caudal de operación, la presión que requiere el equipo diseñado para levantar el caudal de diseño (1050 BFPD) hasta superficie es de 2030 psi.

En la gráfica 4.40, se presenta la curva de comportamiento de la bomba (TDH) a distintas frecuencias de operación, el equipo opera dentro del rango óptimo a la frecuencia de diseño (53 hz), el punto óptimo de diseño es de 1131 BFPD, el punto de diseño es de 1050 BFPD (Variación 81 BFPD).

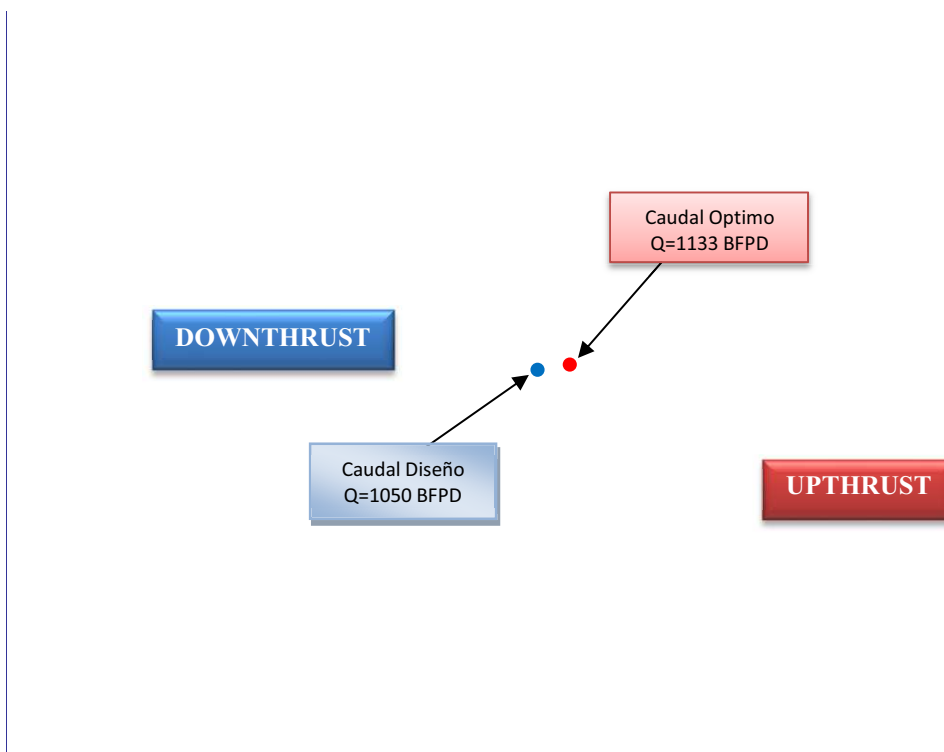
Gráfica 4.39 Curva del Desempeño de la Bomba (TDH); Pozo SSF-110D.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-110D (Opción 1).

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Gráfica 4.40 Curva del Desempeño de la Bomba (TDH); Pozo SSF-110D.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-110D (Opción 1).

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

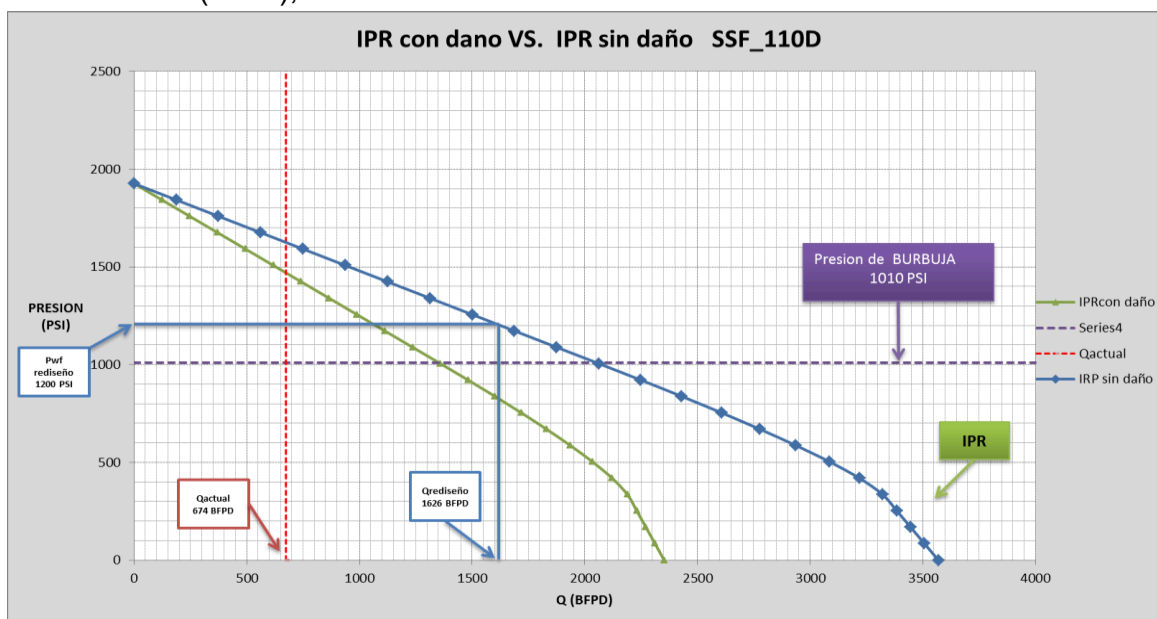
4.2.2.11.2 Opción 2 para el pozo SSF-110D.

En la Opción 2, se propone el rediseño del equipo BES realizando trabajos de remoción de daño de formación (Arena "U"), el último Build Up del pozo (Tabla 2.2: 02/ago/2009) indica que el pozo presenta un daño $S = + 38$, el índice de productividad es de 1.47, la eficiencia de flujo es de 0.68.

La gráfica 4.41, indica la curva IPR del pozo eliminando el daño de formación, se establece un caudal de diseño de 1626 BFPD, correspondiente a una presión de fondo P_{wf} de 100 psi por encima del punto de burbuja, para no tener problemas con la liberación de gas. Se asume que la bomba queda a 9600 ft, no se diseña el separador de gas, sino un Intake.

La gráfica 4.41, indica la nueva curva IPR que se genera eliminando el daño de formación ($S=0$).

Gráfica 4.41 Comportamiento de la curva IPR con efecto de daño vs curva IPR ($s = 0$), Pozo SSF-110D.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-110D (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La producción a estas condiciones es de 1626 BFPD, el BSW es de 72.7 por ciento, el incremento neto de petróleo es de 260 BPPD.

En la Tabla 4.23, se presenta los datos del pozo y del equipo BES que se considera para el diseño.

Tabla 4.24 DATOS DE LA BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-110D; OPCIÓN 2.

POZO SSF-110 "Ui"							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6.276	Tipo de Bomba	DN1800	API	29	Pr (Psi)	1926
ID Tubing (in)	2.992	Número de Etapas	418	BSW (%)	72.7	Pwf (Psi)	1551
Prof. Bomba (ft)	9437	Frecuencia	53	GOR (scf/bbl)	1505	Q (BFPD)	840
Prof. Perforaciones (ft)	9799	HP	110	Pb (Psi)	1010	IP	1.47
Prof. Casing	9898	Voltaje	1190	Salinidad (ppm)	48000	Y gas	1.313
Pozo Direccional	SI	Amperaje	60	Q diseño (BFPD)	1626	Y agua	1.05
NOTA: ESTE POZO TIENE UN PESCADO A 9558': DOS PROTECTORES, UN MOTOR Y UNSENSOR.						Grad. Fluido (Psi/ft)	0.413

FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-110D (Opción 2).

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la Tabla 4.24, se presentan los parámetros de operación y desempeño del sistema BES diseñado.

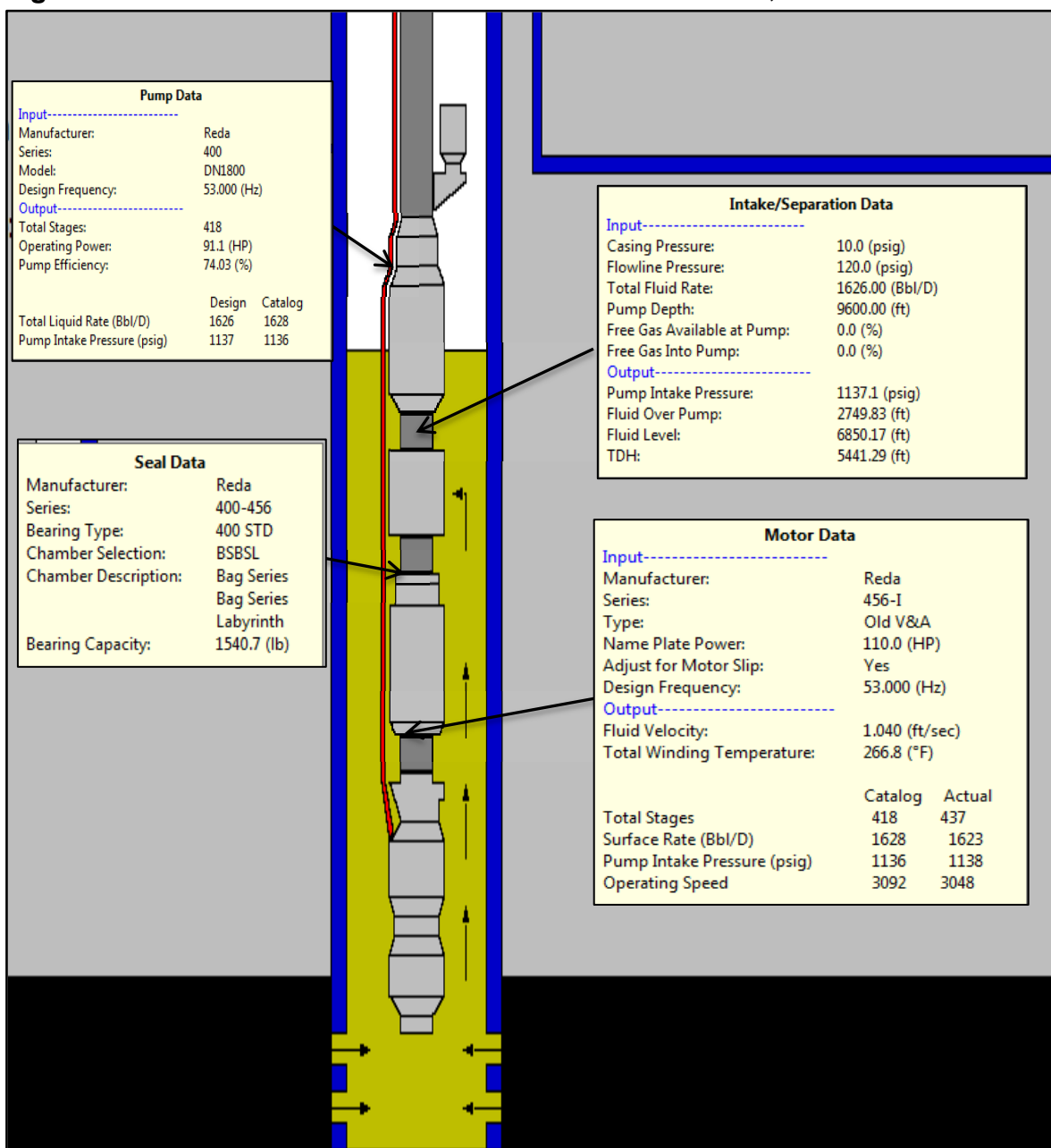
Tabla 4.24 Parámetros de Operación y Desempeño Equipo BES; SSF-110D.

OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO B.E.S.	
Frecuencia, Hz:	53
Oper. Motor Load @ Design Hz, HP:	103.2
Oper. Motor Load @ 60 Hz, HP:	110
Operating Speed, RPM:	3048
Operating Current, Amps:	60
Operating Voltage, Volts:	1190
Pump Efficiency, %:	74.03
Motor Efficiency, %:	89
Fluido total en Superficie. Rate(O+W), Bbl/D:	1626
Avg. Pump Final Fluid, Bbl/D	1757
Avg. Pump Total Rate, Bbl/D	1757
Free Gas by Volume @ Pump, %:	0
Free Gas by Volume into Pump, %:	0
Total Dynamic Head (TDH), ft:	6610
Pump Intake Pressure, psig:	1137
Pump Operating Power, HP:	91.1

FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-110D (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Figura 4.12 ESPECIFICACIONES TÉCNICA EQUIPO BES; POZO SSF-110D.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-110D (Opción 2)

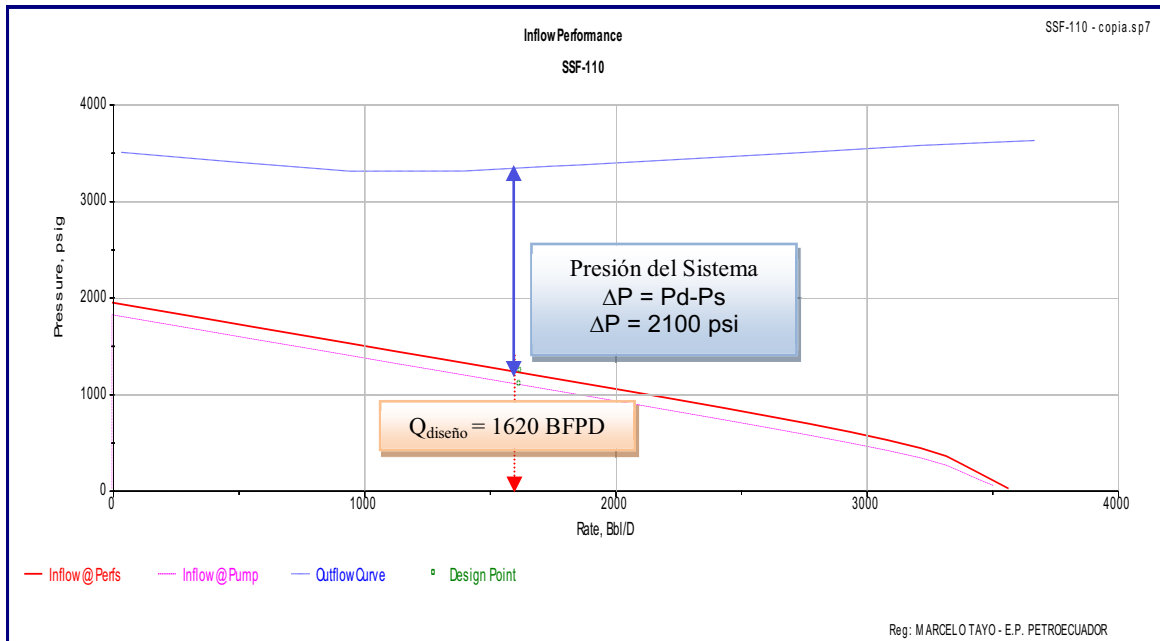
ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 4.42, se presenta las curvas de presión de succión y presión de descarga vs caudal de operación, la presión que requiere el equipo diseñado para levantar el caudal de diseño (1620 BFPD) hasta superficie es de 2100 psi.

En la gráfica 4.43, se presenta la curva de comportamiento de la bomba (TDH) a distintas frecuencias de operación, el equipo opera dentro del rango óptimo, el

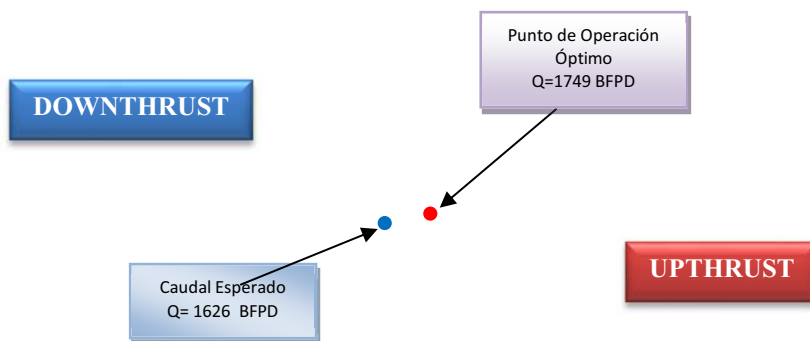
caudal óptimo de diseño es de 1749 BFPD, se encuentra cerca del caudal esperado de 1626 a la frecuencia de 53 Hz.

Gráfica 4.42 Curva del Desempeño de la Bomba (TDH); Pozo SSF-110D.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-110D (Opción 2).
ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Gráfica 4.43 Curva del Desempeño de la Bomba (TDH); Pozo SSF-110D.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-110D (Opción 2).
ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

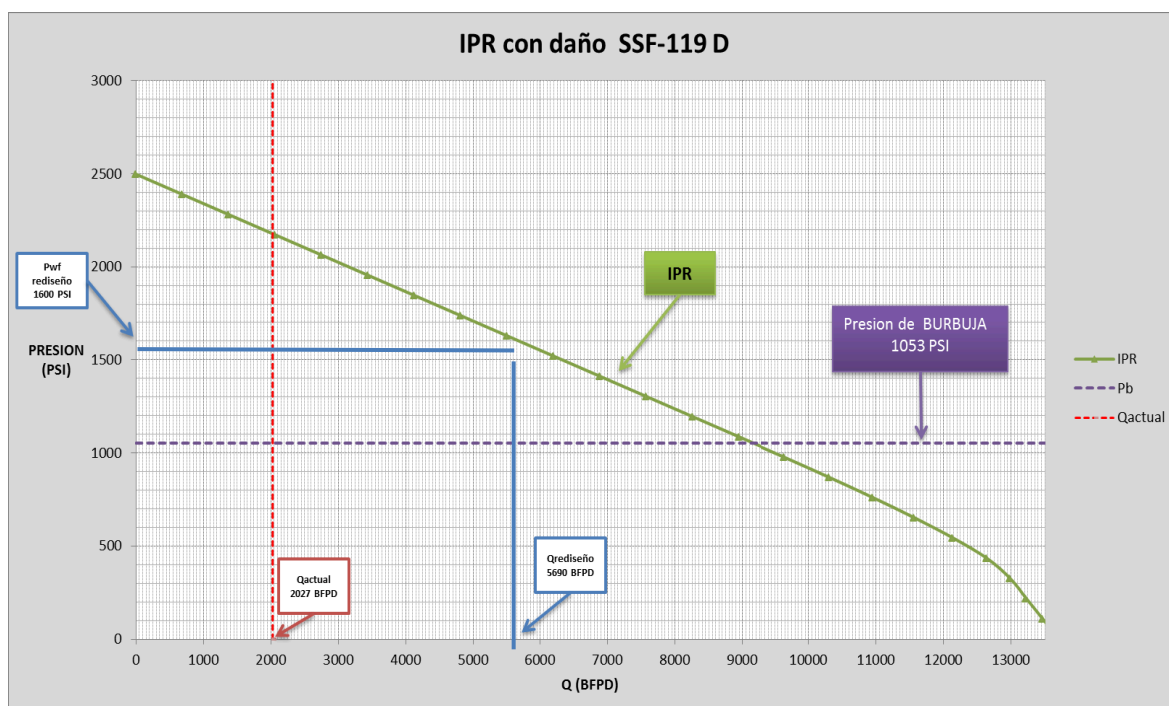
4.2.2.12 Propuesta Técnica Pozo SSF-119D.

El análisis nodal de este pozo indica que el equipo BES, se encuentra trabajando fuera del rango óptimo de operación (DOWNTHRUST) y hay una variación de la capacidad de levantamiento. El análisis nodal (capítulo 3), indica que el caudal actual de 2027 BFPD que levanta el equipo BES Centrilift P23X es mayor al caudal óptimo (1630 BFPD), operando a la frecuencia de 54Hz, indica que existe problemas en el yacimiento, pues esta bomba puede manejar caudales promedio de 2300 BFPD a la frecuencia actual.

4.2.2.12.1 Opción 1 para el pozo SSF-119D.

En la gráfica 4.44, se indica la curva IPR actual del pozo sin remover el daño de formación, se establece un caudal de diseño de 5690 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.

Gráfica 4.44 IPR actual del Pozo SSF-119D sin remover el daño.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-119D. (Opción 1)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

A las nuevas condiciones de presión de fondo, el pozo produce 5690 BFPD, logrando un incremento de producción del 180 % (3663 BFPD) en relación a la producción actual que es de 2027 BFPD, el BSW del pozo es de 75 por ciento, el incremento neto de petróleo es de 916 BPPD sobre la producción actual.

En la Tabla 4.25, se presenta los datos del equipo BES y del pozo considerados para el rediseño del equipo para el pozo SSF-119D.

Tabla 4.26 DATOS DE LA BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-119D; OPCIÓN 1.

POZO SSF-119D "Ti"							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6.276	Tipo de Bomba	GN5600	API	31	Pr (Psi)	2497.00
ID Tubing (in)	2.992	Número de Etapas	180+141	BSW (%)	75	Pwf (Psi)	2270.00
Prof. Bomba (ft)	8700	Frecuencia	53	GOR (scf/bbl)	267	Q (BFPD)	1440.00
Prof. Perforaciones (ft)	9812	HP	412.5	Pb (Psi)	1053	IP	6.34
Prof. Casing	10049	Voltaje	3900	Salinidad (ppm)	14800	Y gas	1.31
Pozo Direccional	SI	Amperaje	72	Q actual (BFPD)	5690	Y agua	1.02
						Grad. Fluido (Psi/ft)	0.42

FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-119D. (Opción 1)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Tabla 4.27 Parámetros de Operación y Desempeño Equipo BES; SSF-119D.

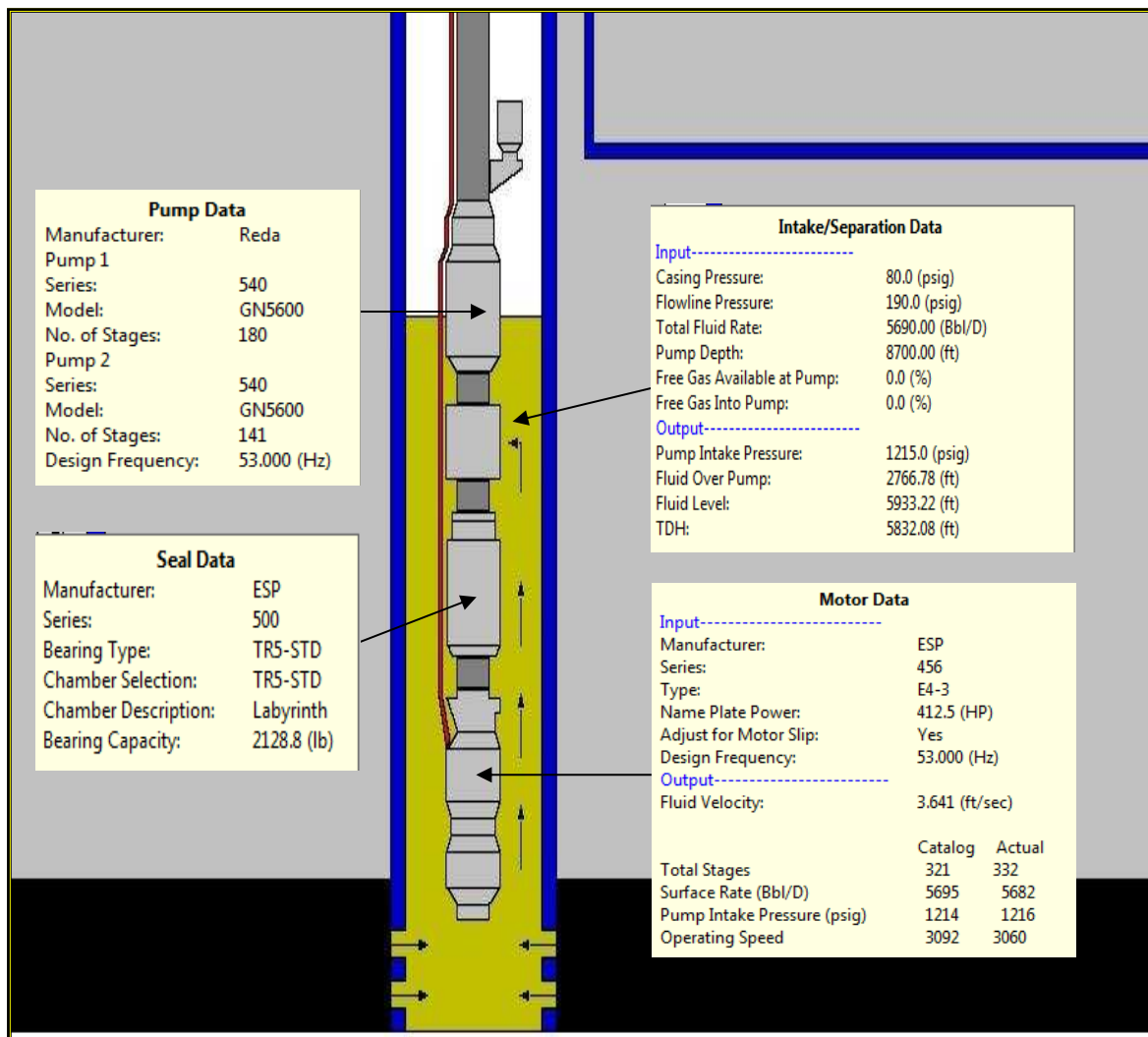
OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO B.E.S.	
Frecuencia, Hz:	53
Oper. Motor Load @ Design Hz, HP:	412.5
Oper. Motor Load @ 60 Hz, HP:	411.8
Operating Speed, RPM:	3090
Operating Current, Amps:	72
Operating Voltage, Volts:	3900
Pump Efficiency, %:	66.92
Motor Efficiency, %:	95.24
Fluido total en Superficie. Rate(O+W), Bbl/D:	5690
Avg. Pump Final Fluid, Bbl/D	6153
Avg. Pump Total Rate, Bbl/D	6153
TDH total, ft.	5833.22
Free Gas by Volume @ Pump, %:	0
Free Gas by Volume into Pump, %:	0
Pump Intake Pressure, psig:	1215
Pump Operating Power, HP:	347.2

FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-119D (Opción 1)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la Figura 4.13, se muestran las especificaciones técnicas de Equipo BES diseñado para el pozo SSF-119D (OPCIÓN 2).

Figura 4.14 ESPECIFICACIONES TÉCNICA EQUIPO BES; POZO SSF-119D.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-119D (Opción 1)

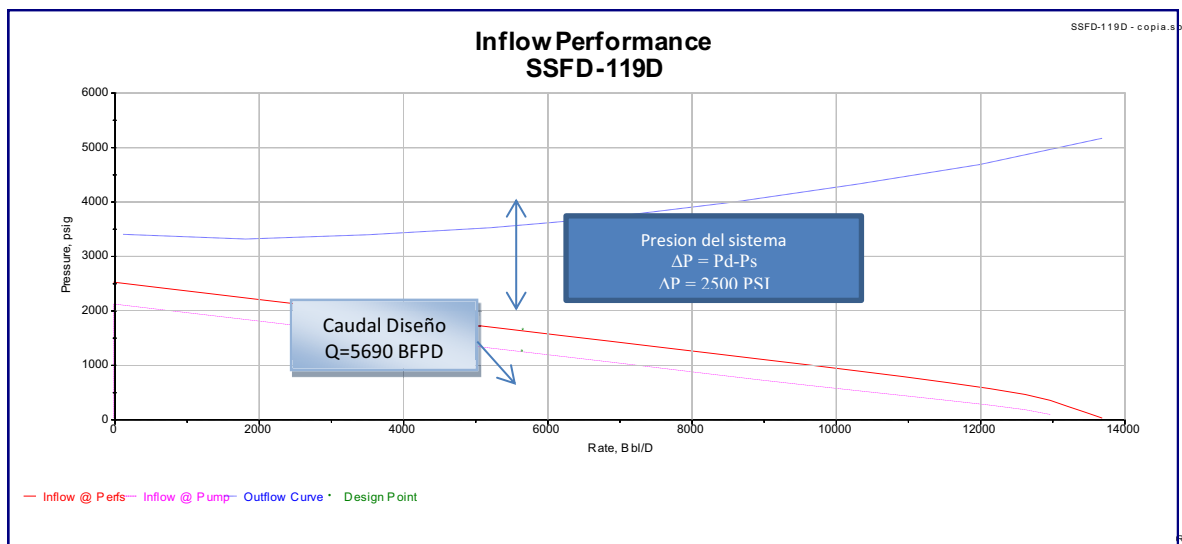
ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

Se selecciona la bomba REDA GN5600 (180+141 etapas), es la que opera cerca del rango operativo de diseño. Su eficiencia óptima para manejar la cantidad de fluido.

En la gráfica 4.45, se presenta las curvas de presión de succión y presión de descarga vs caudal de operación, la presión que requiere el equipo diseñado para levantar el caudal de diseño (5690 BFPD) hasta superficie es de 2500 psi.

En la gráfica 4.46, se presenta la curva de comportamiento de la bomba (TDH) a distintas frecuencias de operación, el equipo opera dentro del rango óptimo a la frecuencia de diseño (53 hz), el punto óptimo de diseño es 6100 BFPD, cercano al punto de diseño de 5690 BFPD.

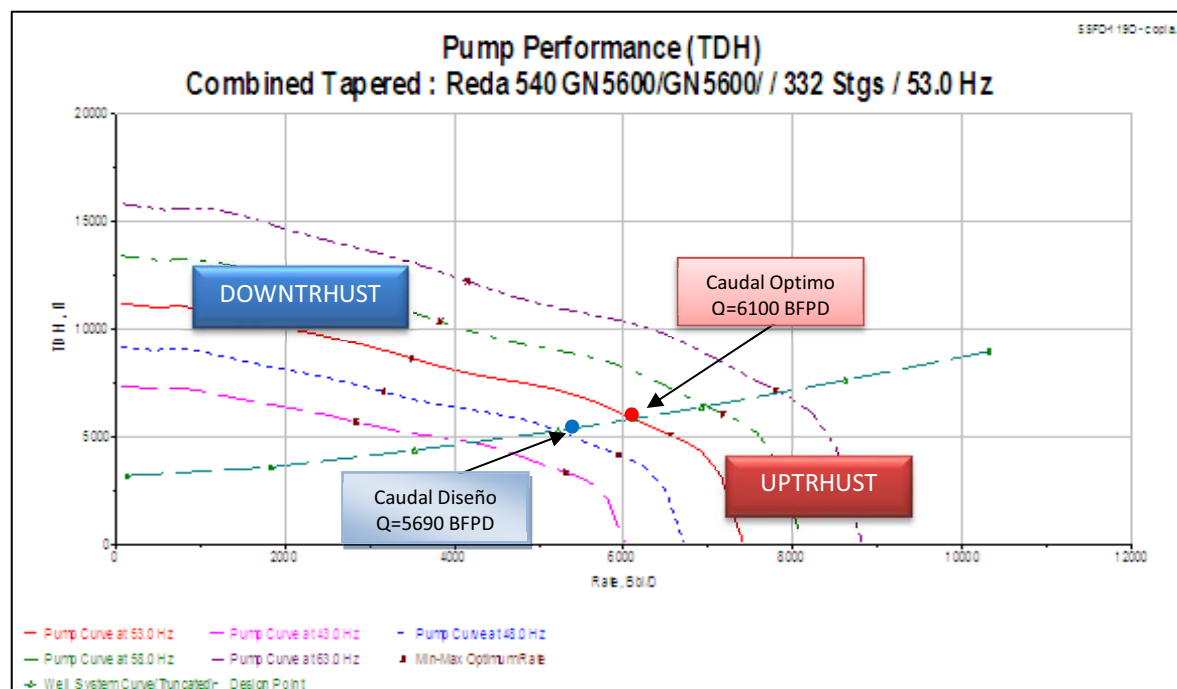
Gráfica 4.45 Curva de succión y de la Bomba (TDH); Pozo SSF-119D.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-119D (Opción 1).

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Gráfica 4.46 Curva del Desempeño de la Bomba (TDH); Pozo SSF-119D.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-119D (Opción 1).

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

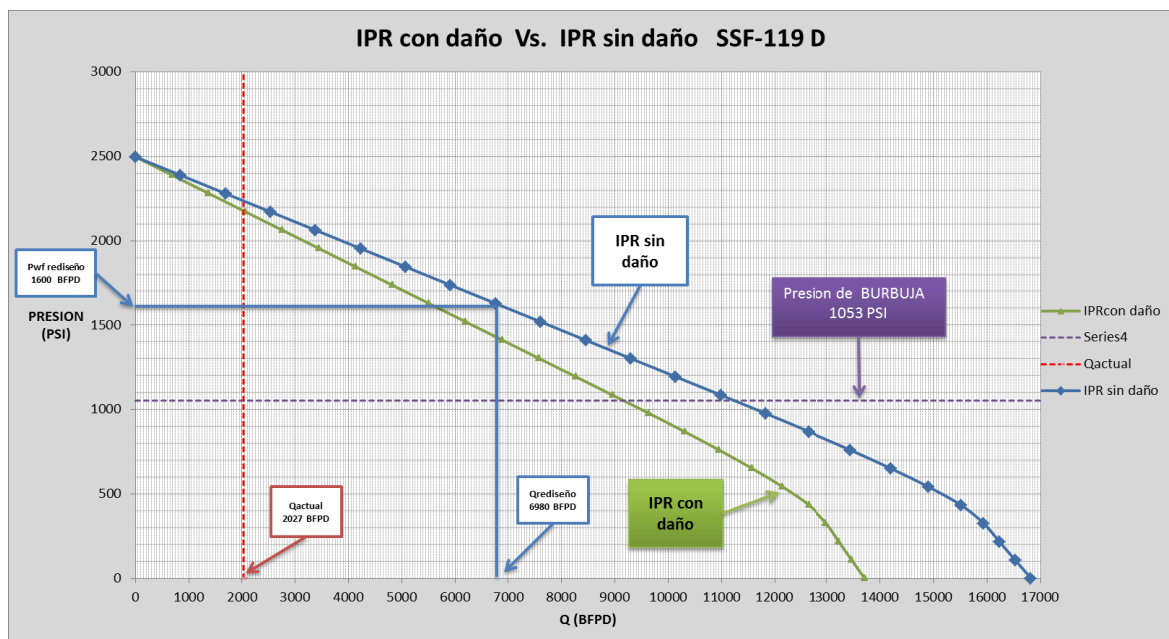
4.2.2.12.2 Opción 2 para el pozo SSF-119D.

La Opción 2, se propone el rediseño del Equipo BES realizando trabajos de remoción de daño de formación (Arena Ti) mediante estimulación matricial, De acuerdo a los datos del último Build Up (15 nov /2009), el daño que presenta este pozo es $S = + 1.9$, genera obstrucción al flujo de fluidos en la cara del pozo. El ΔP_s generado es de 42 psi, valor que representa pérdida de presión en la cara del pozo.

La gráfica 4.47, indica la nueva curva IPR que se genera eliminando el daño de formación ($S=0$).

Se establece un caudal de diseño de 6980 BFPD, correspondiente a la presión de fondo Pwf de 100 psi por encima de la presión del punto de burbuja. La nueva producción a estas condiciones es 6980 BFPD, obteniendo una ganancia de 4953 BFPD en relación a la producción actual que es 2027 BFPD, representa un 244 % de incremento en la producción de fluido, el BSW es de 75 por ciento, el incremento neto de petróleo es de 1238 BPPD.

Gráfica 4.47. Comportamiento de la curva IPR con efecto de daño vs curva IPR eliminado el daño, Pozo SSF-119D.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-119D (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

.En la Tabla 4.27, se presentan los datos del pozo y de la bomba B.E.S. que se considera para el diseño.

Tabla 4.27 DATOS DE LA BOMBA B.E.S. Y DEL POZO SSF-119D; OPCIÓN 2.

POZO SSF-119D "Ti"							
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE LA BOMBA		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6.276	Tipo de Bomba	GN7000	API	31	Pr (Psi)	2497.00
ID Tubing (in)	2.992	Número de Etapas	271	BSW (%)	75	Pwf (Psi)	2312
Prof. Bomba (ft)	8700	Frecuencia	53	GOR (scf/bbl)	267	Q (BFPD)	1440.00
Prof. Perforaciones (ft)	9812	HP	500	Pb (Psi)	1053	IP	6.34
Prof. Casing	10049	Voltaje	4320	Salinidad (ppm)	14800	Y gas	1.31
Pozo Direccional	SI	Amperaje	72	Q actual (BFPD)	2027	Y agua	1.02
						Grad. Fluido (Psi/ft)	0.42

FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-119D. (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la Tabla 4.28, se presentan los parámetros de operación y desempeño del sistema BES diseñado.

Tabla 4.28 Parámetros de Operación y Desempeño Equipo BES; SSF-119D.

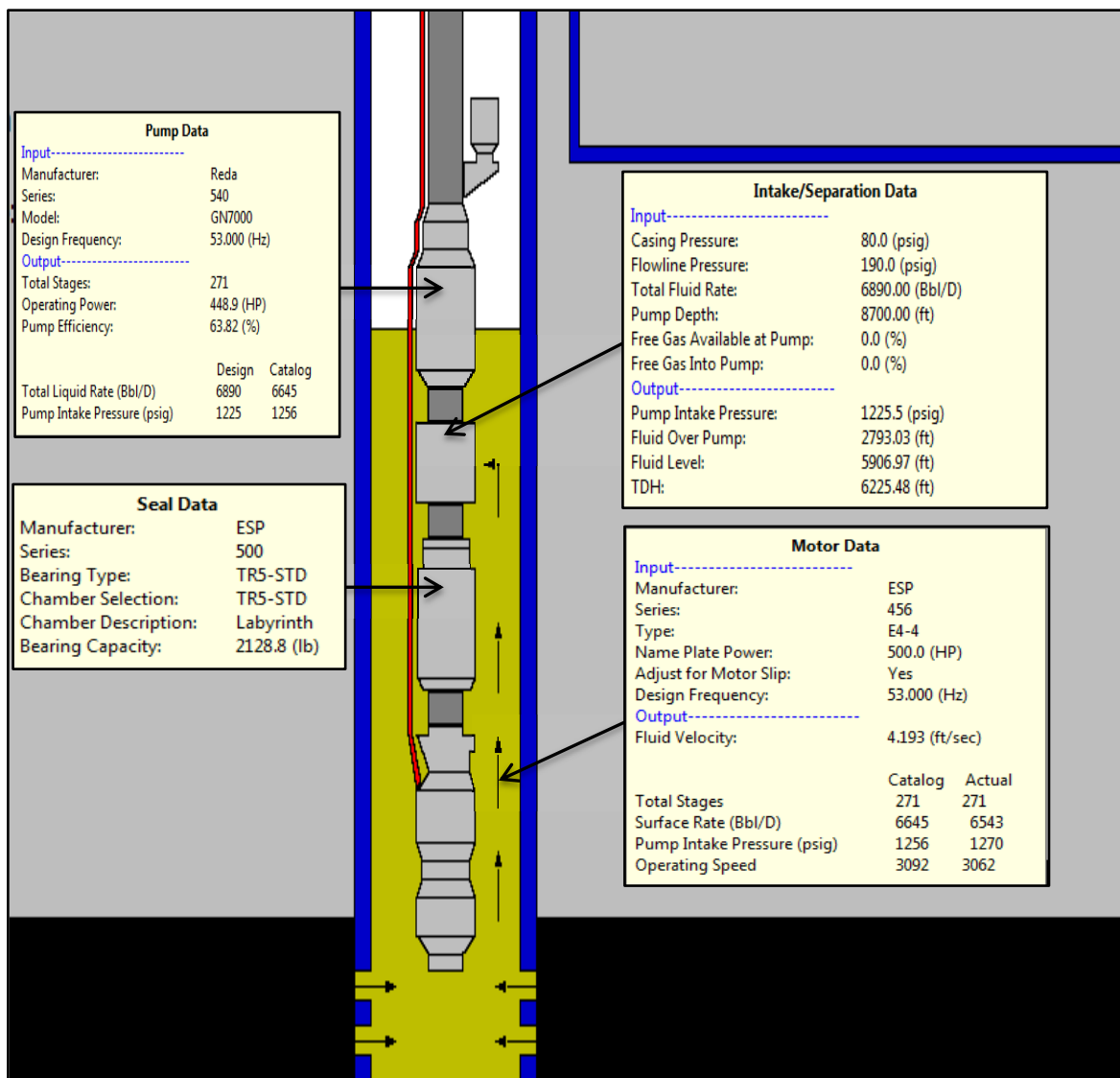
OPERACIÓN Y DESEMPEÑO DEL EQUIPO B.E.S.	
Frecuencia, Hz:	53
Oper. Motor Load @ Design Hz, HP:	500
Oper. Motor Load @ 60 Hz, HP:	508.2
Operating Speed, RPM:	3062
Operating Current, Amps:	72
Operating Voltage, Volts:	4320
Pump Efficiency, %:	64.80
Motor Efficiency, %:	83.67
Fluido total en Superficie. Rate(O+W), Bbl/D:	6980
Avg. Pump Final Fluid, Bbl/D	7450
Avg. Pump Total Rate, Bbl/D	7450
Free Gas by Volume into Pump, %:	0
Total Dynamic Head (TDH), ft:	6226
Pump Intake Pressure, psig:	1228
Pump Operating Power, HP:	433

FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-119D (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la Figura 4.15, se muestran las especificaciones técnicas de Equipo BES diseñado para el pozo SSF-119D.

Figura 4.15 ESPECIFICACIONES TÉCNICA EQUIPO BES; POZO SSF-119D.



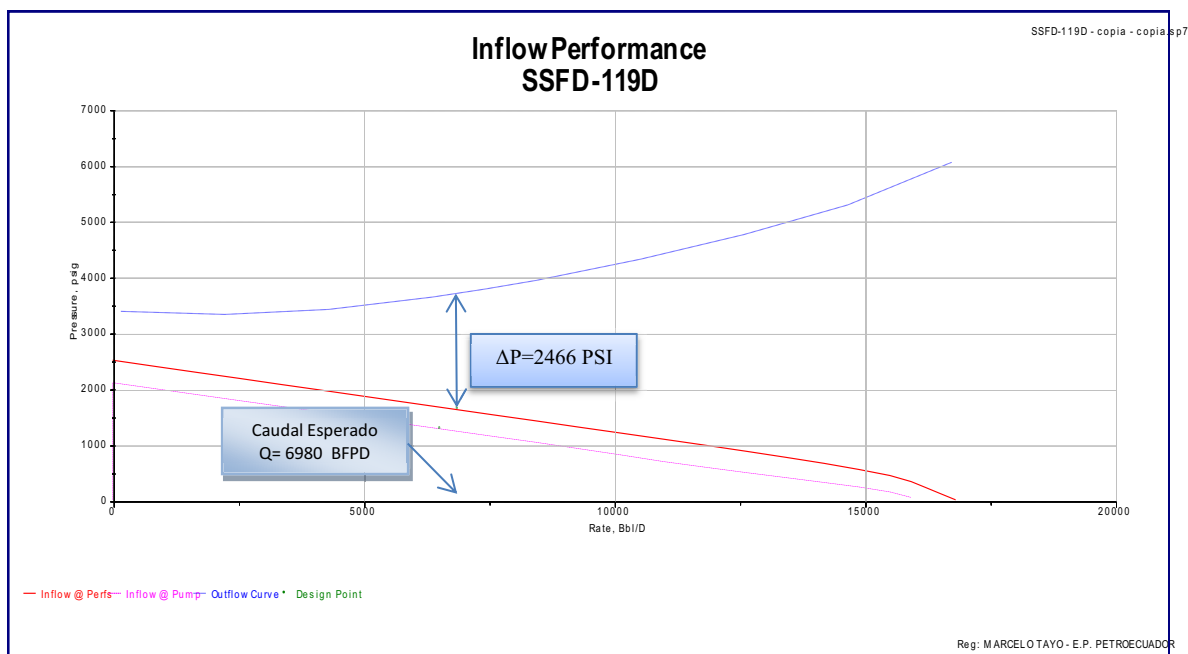
FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-119D (Opción 2)

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la gráfica 4.48, se presenta las curvas de presión de succión y presión de descarga vs caudal de operación, la presión que requiere el equipo diseñado para levantar el caudal de diseño (6980 BFPD) hasta superficie es de 2466 psi.

En la gráfica 4.49, se presenta la curva de comportamiento de la bomba (TDH) a distintas frecuencias de operación, el equipo opera dentro del rango óptimo a la frecuencia de diseño (53 hz), el caudal óptimo de diseño es de 7038 BFPD, se encuentra cercano al caudal esperado de 6980 BFPD

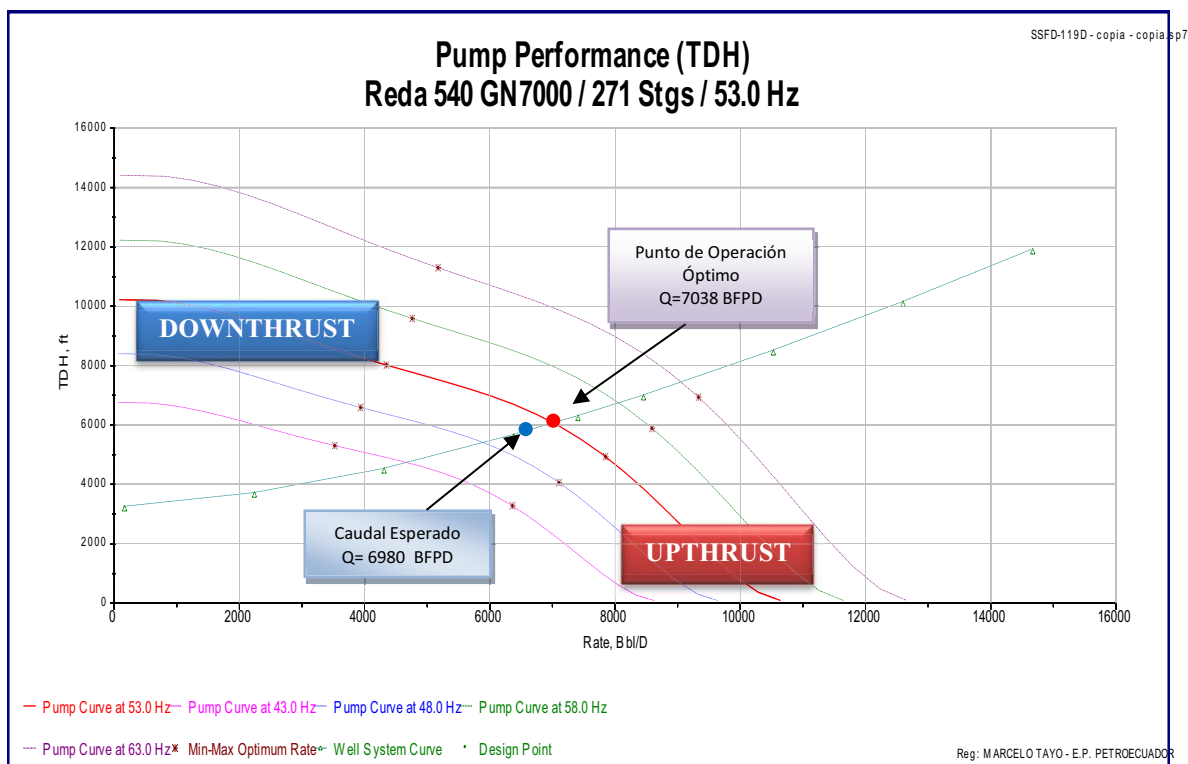
Gráfica 4.48 Curva de presión de succión y descarga de la Bomba (TDH); Pozo SSF-119D.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-119D (Opción 2).

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Gráfica 4.49 Curva del Desempeño de la Bomba (TDH); Pozo SSF-119D.



FUENTE: Software SubPUMP, Diseño SSF-119D (Opción 2).

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

4.2.3 RESULTADOS DEL REDISEÑO

En la tabla 4.30, se presenta la producción actual (Noviembre de 2011) de los pozos seleccionados para su rediseño, la producción luego de ser rediseñados y la ganancia en producción de petróleo que se obtiene.

El incremento neto de producción es de 2128 (BPPD), considerando que el potencial de producción de cada pozo, es suficiente para mantener estos niveles de producción.

Tabla 4.1 Resultados del Rediseño Propuesta 1 (■ Opción 1).

Pozo	PRUEBA DE PRODUCCIÓN (30 Noviembre de 2011)		PRODUCCIÓN DE REDISEÑO		INCREMENTO NETO PRODUCCIÓN
	BPPD	% BSW	BPPD	% BSW	BPPD
AGU_09	132	86,0	224	86,0	92
AGU_10	220	60	1060	60	840
DRN_01	968	1	1564	1	596
DRE_08D	402	58,0	2071	58,0	1668
SSF_10BD	605	31,2	1080	31,2	475
SSF_63	190	68	376	68	186
SSF_91	318	67,0	528	67,0	210
SSF_104	181	80,0	320	80,0	139
SSF_106D	237	65	368	65	131
SSF_109D	768	22,0	1911	22,0	1143
SSF_110D	184	72,7	287	72,7	103
SSF_119D	507	75,0	1423	75,0	916
TOTAL	4713		11211		6498

FUENTE: Ingeniería de Petróleos, Capítulo 4 de la presente Tesis.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Tabla 4.1 Resultados del Rediseño Propuesta 2 (■ Opción 2)

Pozo	PRUEBA DE PRODUCCIÓN (30 Noviembre de 2011)		PRODUCCIÓN DE REDISEÑO		INCREMENTO NETO PRODUCCIÓN
	BPPD	% BSW	BPPD	% BSW	BPPD
AGU_09	132	86,0	224	86,0	92
AGU_10	220	60	1060	60	840
DRN_01	968	1	1564	1	596
DRE_08D	402	58,0	2071	58,0	1668
SSF_10BD	605	31,2	1651	31,2	1046
SSF_63	190	68	376	68	186
SSF_91	318	67,0	528	67,0	210
SSF_104	181	80,0	320	80,0	139
SSF_106D	237	65	368	65	131
SSF_109D	768	22,0	1911	22,0	1143
SSF_110D	184	72,7	444	72,7	260
SSF_119D	507	75,0	1745	75,0	1238
TOTAL	4713		12261		7549

FUENTE: Ingeniería de Petróleos, Capítulo 4 de la presente Tesis.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

5.1 ANÁLISIS TÉCNICO

El análisis de los proyectos constituye la técnica matemático-financiera y analítica, a través de la cual se determinan los beneficios o pérdidas en los que se puede incurrir al pretender realizar una inversión u algún otro movimiento, en donde uno de sus objetivos es obtener resultados que apoyen la toma de decisiones referente a actividades de inversión.

El estudio Técnico-Económico, se realiza en base a la ganancia de producción que se estima obtener de los trabajos a realizar de la propuesta técnica planteada una vez hecho el respectivo estudio de los pozos intervenidos con sistema B.E.S. del Área Shushufindi.

El Sistema de Bombeo Electrosumergible, es el principal sistema de levantamiento artificial (84%), instalado en 92 pozos en el Área Shushufindi, aporta el 85% de la producción Neta Total de crudo del Área.

El incremento de la producción, se obtiene mediante el cambio de Bombas por otras de mayor capacidad aprovechando el alto Índice de productividad que tienen los pozos, también del rediseño de 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 Área Shushufindi.

En la Tabla 5.1 y 5.2, se indica la estimación del aumento de producción en los pozos seleccionados cuyo aumento neto es mayor a 200 BPPD.

Tabla 5.1 Estimación de Producción para la Propuesta 1 de Trabajos a realizarse en los Pozos Seleccionados (OPCIÓN No. 1)

ESTACIÓN	POZO	PRUEBA DE PRODUCCIÓN (30 Noviembre de 2011)						ESTIMACIÓN PRODUCCIÓN				INCREMENTO NETO PRODUCCIÓN		INCREM. NETO DE PROD. POR ESTACIÓN	
		OPCIÓN 1										BPPD	BAPD	BPPD	BAPD
		Zona	API	BFPD	BPPD	BAPD	% BSW	BFPD	BPPD	BAPD	% BSW				
AGUARICO	AGU-10	U	29,3	550	220	330	60	2650	1060	1590	60	840	1260	840	1260
DRAGO	DRN-01	Ui	25,5	978	968	10	1	1580	1564	16	1	596	6	2264	2310
	DRE-08D	Ti	30,7	958	402	556	58,0	4930	2071	2859	58,0	1668	2304		
SHUSHUFIND NORTE	SSF-109D	Ui	28,0	985	768	217	22,0	2450	1911	539	22,0	1143	322	1143	322
SHUSHUFIND CENTRAL	SSF-10BD	Ui	23,3	880	605	275	31,2	1570	1080	490	31,2	475	215	1391	2962
	SSF-119D	Ti	31,0	2027	507	1520	75,0	5690	1423	4268	75,0	916	2747		
SHUSHUFIND SUR	SSF-91	U	27,6	963	318	645	67,0	1600	528	1072	67,0	210	427	210	427
TOTAL INCREMENTO ÁREA SHUSHUFINDI												5848	7281	5848	7281

FUENTE: Departamento de producción Área Shushufindi; Capítulo 4

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Tabla 5.2 Estimación de Producción para la Propuesta 2 de Trabajos a realizarse en los Pozos Seleccionados (OPCIÓN No. 2)

ESTACIÓN	POZO	PRUEBA DE PRODUCCIÓN (30 Noviembre de 2011)						ESTIMACIÓN PRODUCCIÓN				INCREMENTO NETO PRODUCCIÓN		INCREM. NETO DE PROD. POR ESTACIÓN	
		OPCIÓN 2										BPPD	BAPD	BPPD	BAPD
		Zona	API	BFPD	BPPD	BAPD	% BSW	BFPD	BPPD	BAPD	% BSW				
AGUARICO	AGU-10	U	29,3	550	220	330	60	2650	1060	1590	60	840	1260	840	1260
DRAGO	DRN-01	Ui	25,5	978	968	10	1	1580	1564	16	1	596	6	2264	2310
	DRE-08D	Ti	30,7	958	402	556	58,0	4930	2071	2859	58,0	1668	2304		
SHUSHUFIND NORTE	SSF-109D	Ui	28,0	985	768	217	22,0	2450	1911	539	22,0	1143	322	1143	322
SHUSHUFIND CENTRAL	SSF-10BD	Ui	23,3	880	605	275	31,2	2400	1651	749	31,2	1046	474	2544	4881
	SSF-110D	Ui	29	674	184	490	72,7	1626	444	1182	72,7	260	692		
	SSF-119D	Ti	31,0	2027	507	1520	75,0	6980	175	5235	75	1238	3715		
SHUSHUFIND SUR	SSF-91	U	27,6	963	318	645	67,0	1600	528	1072	67,0	210	427	210	427
TOTAL INCREMENTO ÁREA SHUSHUFINDI												7001	9200	7001	9200

FUENTE: Departamento de producción Área Shushufindi; Capítulo 4

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

En este capítulo determinamos la factibilidad económica del proyecto, la posibilidad efectiva de realizar la inversión con el menor riesgo, el máximo potencial esperado de efectividad. Para ello, se define los niveles de ingresos y egresos que involucra el proyecto, y el análisis sistemático en la búsqueda del punto de inflexión económico del proyecto, es decir cuando y como, el proyecto es rentable para determinar la oportunidad de inversión.

El estudio económico se basa principalmente, en el análisis de inversiones, ingresos, egresos, 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.

Un proyecto se puede decir que 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 es igual a la suma de los flujos de caja actualizados de cada mes, mientras que 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

Los métodos de análisis para la evaluación de proyectos son diversos, entre los que tenemos los siguientes:

- Valor actual neto
- Tasa interna de retorno
- Relación Costo/Beneficio
- Tasa promedio de rentabilidad,
- Tiempo o período de recuperación de la inversión
- Interés simple sobre el rendimiento
- Valor Terminal
- Índice o coeficiente de rendimiento

Los métodos que se utilizan para la evaluación del proyecto son: el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Rendimiento o Retorno (TIR), Relación Costo/Beneficio (RCB) ya que son los más utilizados y flexibles para la evaluación de proyectos.

5.2.1.1 Valor Actual Neto (VAN)

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

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

La tasa de interés que se usa para actualizar se denomina “tasa de descuento”.

La tasa de descuento va a ser fijada por la persona que evalúa el proyecto de inversión. Para el cálculo del VAN se usa la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FCN_k}{(1+i)^k} \quad 5.1$$

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 o descuento

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.

Con el VAN se tiene los siguientes criterios para la aceptación o rechazo de un 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)

Con este método se descuentan los flujos de cada período para determinar su valor neto en el momento de tomar la decisión, con lo que se está en la posibilidad de evaluar sobre una misma base de tiempo los beneficios y gastos que ocurren en periodos diferentes, con el objeto de determinar su rentabilidad, como la aplicación real del criterio que sirve para la determinación de la aceptación o rechazo.

La TIR se define 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 desde el año o periodo 0 (cero o inicial), hasta el año o periodo n (último).

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. Tradicionalmente, se asigna la tasa intuitivamente y se aplica a los flujos una y otra vez, hasta que se percibe que el resultado es cercano al valor del flujo origen (negativos, ya que corresponde a la suma de egresos que se efectúan durante el proceso de inversión).

Para determinar el valor correspondiente al TIR se aplica la fórmula expresada por:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FCN_k}{(1 + TIR)^k} - I_0 \quad 5.2$$

Donde:

I_0 = Inversión a realizarse en el período “cero”

FNC = Flujo neto de caja

n = período de análisis

Ventajas:

- Toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo.
- Su cálculo es relativamente sencillo.
- Señala exactamente la rentabilidad del proyecto y conduce a resultados de más fácil interpretación para los inversionistas.

Desventajas:

- En algunos proyectos no existe una sola TIR sino varias, tantas como cambios de signo tenga el flujo de efectivo (TIR modificado)
- Por la razón anterior la aplicación de la TIR puede ser incongruente si antes no se corrige el efecto anterior.
- La TIR califica individualmente al proyecto, por lo que no siempre su utilización es válida para comparar o seleccionar proyectos distintos.
- Con el TIR se tiene los siguientes criterios para la aceptación o rechazo de un proyecto:

Si $TIR > i$, acepto el proyecto

Si $TIR < i$, no acepto el proyecto

5.2.1.3 Relación Costo / Beneficio (RCB)

La relación Costo/Beneficio (RCB), 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, este método tiene los siguientes criterios de aceptación del proyecto:

$$RCB = \frac{\text{Ingresos (actualizados)}}{\text{Costos (actualizados) + Inversión}} \quad 5.3$$

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:

$$q = q_1 * e^{-x*t} \quad 5.4$$

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

En este proyecto se toma en cuenta ciertos 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, y 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 bombas BES y trabajos de remoción de daño de formación de los pozos seleccionados para la OPCIÓN 1 y OPCIÓN 2, se detallan en las Tabla 5.3 y 5.4 respectivamente.

Los costos son estimados como también los tiempos operación a partir de trabajos similares realizados en otras ocasiones en otros pozos, que indica que alguno de ellos puede estar sobredimensionado.

Tabla 5.3 Costos Estimados para Cambios de Bomba Electrosumergible en los Pozos Seleccionados – Opción No.1

RUBRO	Cost Unit.	Unidad	Cantidad	AFE
Transporte terrestre	10000	Global	1	10000
Inspección de Casing	21000	pozo	1	21000
Equipo en operación Torre W.O	10000	DIA	12	120000
Equipo Movilización	17000	Hora	1	17000
Brocas, rimadores, ampliadores		Global		18000
Fluido de Control y Completion (Wellcont)	32	Bls. de Fluido	700	23000
Herramientas Desvíos (SMITH)				4000
ESP sencilla Nueva	525000	Global	1	525000
Spooler	5000	Global	1	5000
Slick Line		Global		10000
Well integrity test	10000	Global	1	10000
Other equipo, Pkrs., Nipples, Sleeves,	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 CIPB				1.010.000

FUENTE: Departamento de Ingeniería de Petróleos; Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Tabla 5.4 Costos Estimados para Cambios de Bomba Electrosumergible + Remoción de daño en los Pozos Seleccionados – Opción No.2

RUBRO	Cost Unit.	Unidad	Cantidad	AFE
Transporte terrestre	10000	Global	1	10000
Inspección de Casing	21000	pozo	1	21000
Equipo en operación Torre W.O	10000	DIA	12	120000
Equipo Movilización	17000	Hora	1	17000
Brocas, rimadores, ampliadores		Global	1	18000
Acidificación Matricial	75000	Global	1	73000
Coiled tubing	20000	Global	1	20000
Fluido de Control y Completion (Wellcont)	32	Bls. de Fluido	700	23000
Herramientas Desvíos (SMITH)				4000
ESP sencilla Nueva CSG 7"	525000	Global	1	525000
Spooler	5000	Global	1	5000
Cementación cemento Microfino	32.000	Global	1	32000
Slick Line		Global	1	10000
Recañoneo de Intervalos/cañones convencionales	15000	Global	1	15000
Other equip., Pkrs., Nipples, Sleeves, Y-Tool etc.	88000	Pozo	1	88000
Protectores	43000	Global	1	43000
Equipo Cabeza de pozo	46000	Pozo	1	46000
Contingencia (+/- 20%)			1	70000
COSTO TOTAL, SIN SQZ NI MOLER CIPB				1.140.000

FUENTE: Departamento de Ingeniería de Petróleos; Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

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 12 meses 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 de Operativos de Reacondicionamiento de los Pozos Seleccionados

POZO	Objetivo del Reacondicionamiento		Incremento de Producción Estimada [BPPD]		Costo Referencial Estimado [BPPD]		Tiempo de Operaciones W.O [Días]	
	PROPUESTA 1	PROPUESTA 2	PROPUESTA 1	PROPUESTA 2	PROPUESTA 1	PROPUESTA 2	PROPUESTA 1	PROPUESTA 2
AGU-10	Opción 2	Opción 2	840	840	1.140.000	1.140.000	15	15
DRN-01	Opción 2	Opción 2	596	596	1.140.000	1.140.000	15	15
DRE-08D	Opción 1	Opción 1	1668	1668	1.010.000	1.010.000	12	12
SSF-10BD	Opción 1	Opción 2	475	1046	1.010.000	1.140.000	12	15
SSF-91	Opción 2	Opción 2	210	210	1.140.000	1.140.000	12	15
SSF-109D	Opción 2	Opción 2	1143	1143	1.140.000	1.140.000	15	15
SSF-110D	Opción 1	Opción 2	0	260	0	1.140.000	0	15
SSF-119D	Opción 1	Opción 2	916	1238	1.010.000	1.140.000	12	15
TOTAL			5848	7001	7.590.000	8.990.000	93	117

FUENTE: Tablas 5.1, 5.2, 5.3 y 5.4.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

5.2.3 INGRESOS

Los ingresos por mes se obtienen multiplicando el valor del barril de petróleo por el número de barriles de petróleo producido en cada mes. En el primer mes del proyecto no se tiene producción en el mismo, por lo 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 de evaluación económica se considera una declinación de producción del 9% anual (0,75% mensual)

5.2.4 EGRESOS

Los egresos mensuales, constituyen la suma entre los costos operativos y equipos de los pozos intervenidos, el costo de los futuros reacondicionamientos dentro del período de evaluación económica (el tiempo de vida útil para las bombas electrosumergibles, se considera 13 meses,), el costo operativo de producción de 7,98 \$/barril (valor obtenido del Departamento de Ingeniería de Petróleos, EP- Petroecuador). El monto total de inversión es de 15.180.000USD USD para la Propuesta N° 1 y 17.980.000 USD para la Opción N°2 que se desembolsan a lo largo de los primeros meses del proyecto y luego a la mitad del mismo. Es necesario comprender 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 los pozos cuyo aumento neto en la producción sea mayor a 200 BPPD.
- Se considera dos tipos de Propuesta Técnicas para el análisis económico; La propuesta N° 1 que es aplicable la Opción 1 y la Propuesta N°2 que se aplica la Opción 2.
- No se considera la depreciación contable de los equipos debido a que no intervienen los impuestos fiscales.
- No se considera devaluación monetaria durante 2 años de duración del proyecto.
- Se estima a una tasa de actualización anual del 12%, siendo la tasa de actualización del 1% mensual (valor sugerido por el “Departamento de Ingeniería de Petróleos” EP-Petroecuador - Quito), siendo el período mensual considerado equivalente a 30 días.

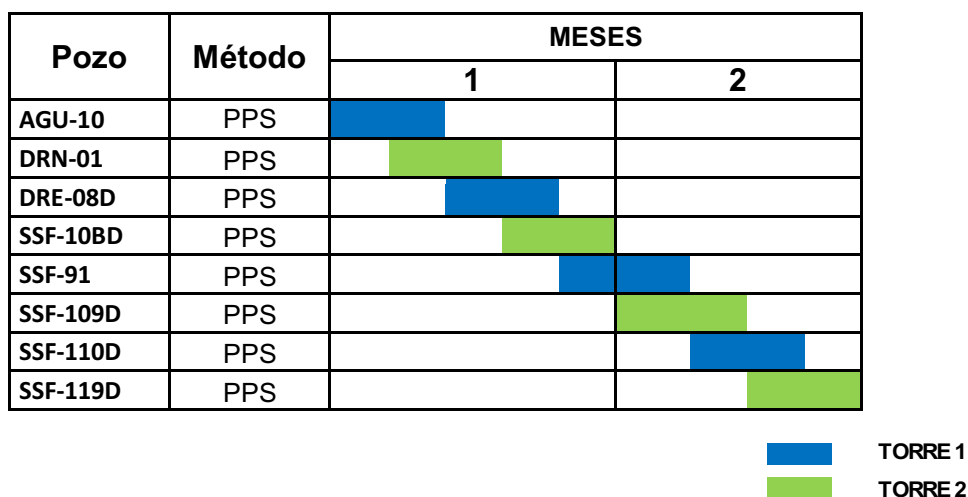
- De acuerdo con los historiales de producción del campo se estima que su declinación de producción es de 9% anual. Con lo que para el proyecto se establece una declinación mensual de 0,75 %.
- La estimación del costo operativo de producción por barril de petróleo es de 7,98 USD/BBL.
- Para el análisis económico se emplea tres valores referenciales para el precio del barril petróleo:
 - \$79,7 valor establecido como precio del barril de crudo en el presupuesto del Estado del año 2012. (Fuente del Ministerio Coordinador de la política Económica)
 - \$105 proyección realizada por el Banco Central del Ecuador para el año 2012.
 - \$100 valor estipulado para el crudo Oriente de acuerdo a la OPEP en referencia a las condiciones económicas del mercado actual.
- Se determina un incremento de producción de 5848 BPPD, que se obtendrán al implementar la Propuesta No.1 y de 7001 BPPD al implementar la Propuesta No.2.
- Promedio de vida útil de las bombas electrosumergibles es de 13 meses.
- Se utiliza Equipos BES nuevos.
- Se determinan los costos de los reacondicionamientos: para la implementación de la Opción No.1 de 1.010.000 USD y de la Opción No.2 de 1.140.000 USD. Estos costos son estimados de acuerdo a trabajos similares realizados en el Área Shushufindi.
- Se prevé que se realiza en 12 días un reacondicionamiento para un pozo que requiera cambio de bomba y 15 días un reacondicionamiento para un pozo a realizar trabajos de remoción más cambio de bomba; Los tiempos son estimados y no necesariamente tienen que cumplirse estrictamente en estos plazos.
- Se estiman contingencias del +/-20 %.

5.2.6 CRONOGRAMA DE REACONDICIONAMIENTOS

Se realiza un cronograma con un número de terminado de trabajos reacondicionamiento por mes, en base a la experiencia y promedio de tiempo de operación que maneja la Compañía Operadora EP-Petroecuador y las empresas de servicios.

El tiempo necesario para la ejecución del proyecto es tres meses, trabajando con dos torres de reacondicionamiento en forma continua.

Tabla 5.6 Cronograma de reacondicionamientos



ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

La estimación de la necesidad de futuros reacondicionamientos después que haya sido instalado el nuevo equipo BES en los pozos seleccionados, se basa en la experiencia obtenida en el Área Shushufindi y en el historial de reacondicionamiento que prevé se necesitará un reacondicionamiento cada 13 meses.

En la tabla 5.9, se presenta el cálculo de la producción mensual estimada para realizar de todos los cálculos necesarios.

Tabla 5.7 Cálculo de la Producción mensual para la Propuesta N° 1 (incluye declinación del 0,75% mensual)

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	3579	0	3579	107370
3	2	3552	2269	5821	174638
4	3	3526	2252	5778	173333
5	4	3499	2235	5735	172038
6	5	3473	2219	5692	170752
7	6	3447	2202	5649	169477
8	7	3422	2185	5607	168210
9	8	3396	2169	5565	166953
10	9	3371	2153	5524	165706
11	10	3345	2137	5482	164468
12	11	3320	2121	5441	163239
13	12	3296	2105	5401	162019
14	13	0	2089	2089	62680
15	14	3247	0	3247	97396
16	15	3222	2058	5280	158415
17	16	3198	2043	5241	157231
18	17	3174	2028	5202	156056
19	18	3151	2012	5163	154890
20	19	3127	1997	5124	153733
21	20	3104	1982	5086	152584
22	21	3080	1968	5048	151444
23	22	3057	1953	5010	150313
24	23	3035	1938	4973	149190

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Tabla 5.8 Cálculo de la Producción mensual para la Propuesta N° 2 (incluye declinación del 0,75 % mensual)

Mes	Período	Producción de 4 pozos en entran a producir en el segundo mes (BPPD)	Producción de 4 pozos en entran a producir en el tercer mes (BPPD)	Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPD)
1	0	0	0	0	0
2	1	4150	0	4150	124500
3	2	4119	2851	6970	209100
4	3	4088	2830	6918	207537
5	4	4058	2809	6866	205987
6	5	4027	2788	6815	204448
7	6	3997	2767	6764	202920
8	7	3967	2746	6713	201404
9	8	3938	2726	6663	199899
10	9	3908	2705	6614	198406
11	10	3879	2685	6564	196923
12	11	3850	2665	6515	195452
13	12	3821	2645	6466	193991
14	13	0	2625	2625	78757
15	14	3764	0	3764	112935
16	15	3736	2586	6323	189675
17	16	3708	2567	6275	188258
18	17	3681	2548	6228	186852
19	18	3653	2529	6182	185456
20	19	3626	2510	6136	184070
21	20	3599	2491	6090	182695
22	21	3572	2472	6044	181329
23	22	3545	2454	5999	179975
24	23	3519	2436	5954	178630

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

5.2.7 PROPUESTA TÉCNICA PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

Para elaborar el análisis económico, establecemos posibles propuestas para la aplicación de la Opción 1 y Opción 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 en los pozos: DRE-08D, SSF-10BD, SSF-119D. Esta propuesta se la complementa con aplicación de la Opción 2 para los pozos que no aplican para la Opción 1: AGU-10, DRN-01, SSF-91, SSF-109D.
- **Propuesta Técnica N° 2:** En este escenario se establece la aplicación de la Opción 2 en los pozos: AGU-10, DRN-01, SSF-10BD, SSF-91, SSF-109D, SSF-110D, SSF-119D. Esta propuesta se la complementa con aplicación de la Opción 2 para los pozos que no aplican para la Opción 1: DRE-08D.

5.2.7.1 Análisis Económico – Propuesta Técnica N° 1

En la tabla 5.9, se detalla un resumen de las consideraciones en las que se basa el análisis económico.

Tabla 5.9 Consideraciones tomadas para el Análisis Económico; Propuesta N° 1

Incremento de producción estimada [BPPD]	5848
Costo Operativo [USD]	7,98
Declinación de producción [%/año]	9
Período mensual considerado [días]	30
Costo para pozos Opción 1 [USD]	1.010.000
Inversión [USD]	15.180.000
Precio estimado de crudo [USD]	79,7; 100; 105
Tasa de actualización estimada mensual [%]	100%
Tiempo de evaluación del proyecto [meses]	24
Promedio de la vida útil de Equipo BES [meses]	13

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la Tabla 5.10, se muestra los resultados del cálculo del VAN, TIR y RCB y en la Tabla 5.13, los resultados obtenidos del Análisis Económico Detallado de la Propuesta N° 1.

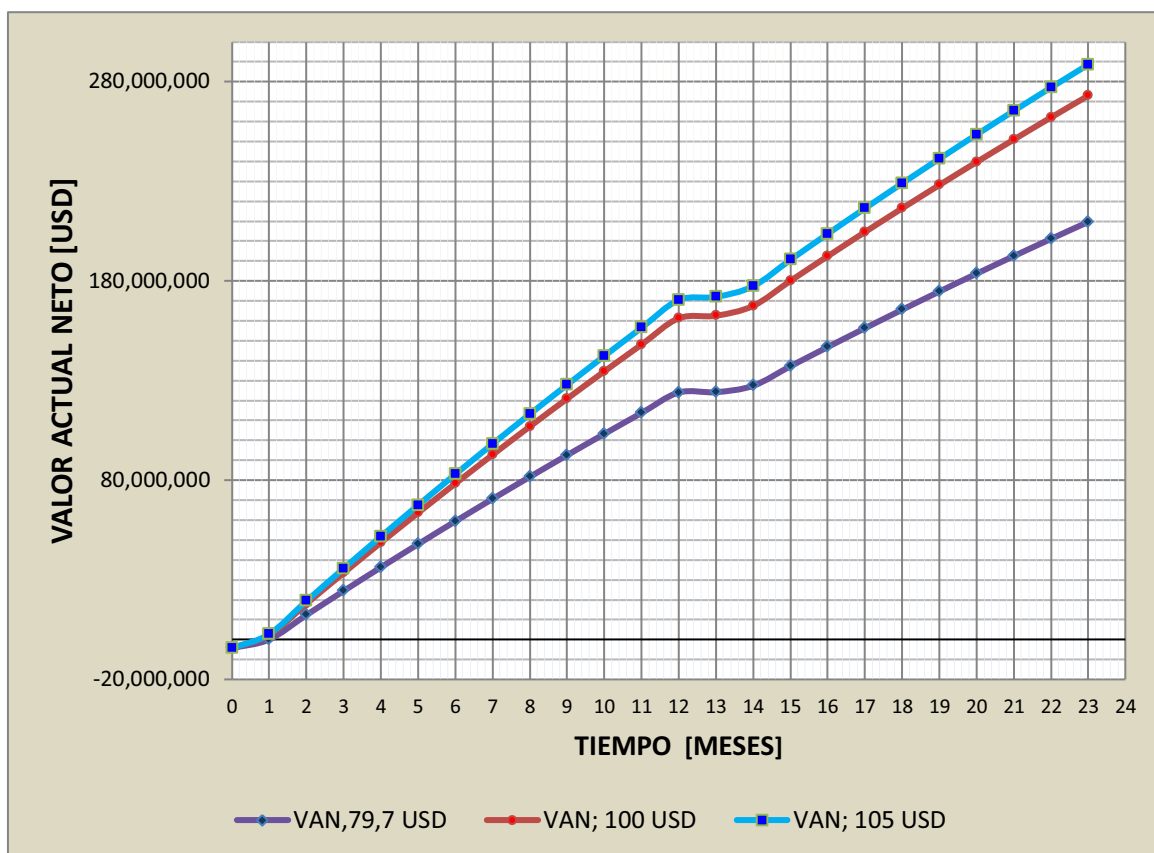
Tabla 5.10 Resultados del Análisis Económico-Propuesta N° 1

	PRECIO BARRIL DE PETRÓLEO [USD]		
	79,7	100	105
VAN	209.639.072	272.995.034	288.599.950
TIR	169%	218%	230%
RCB	6,36	7,98	8,38

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

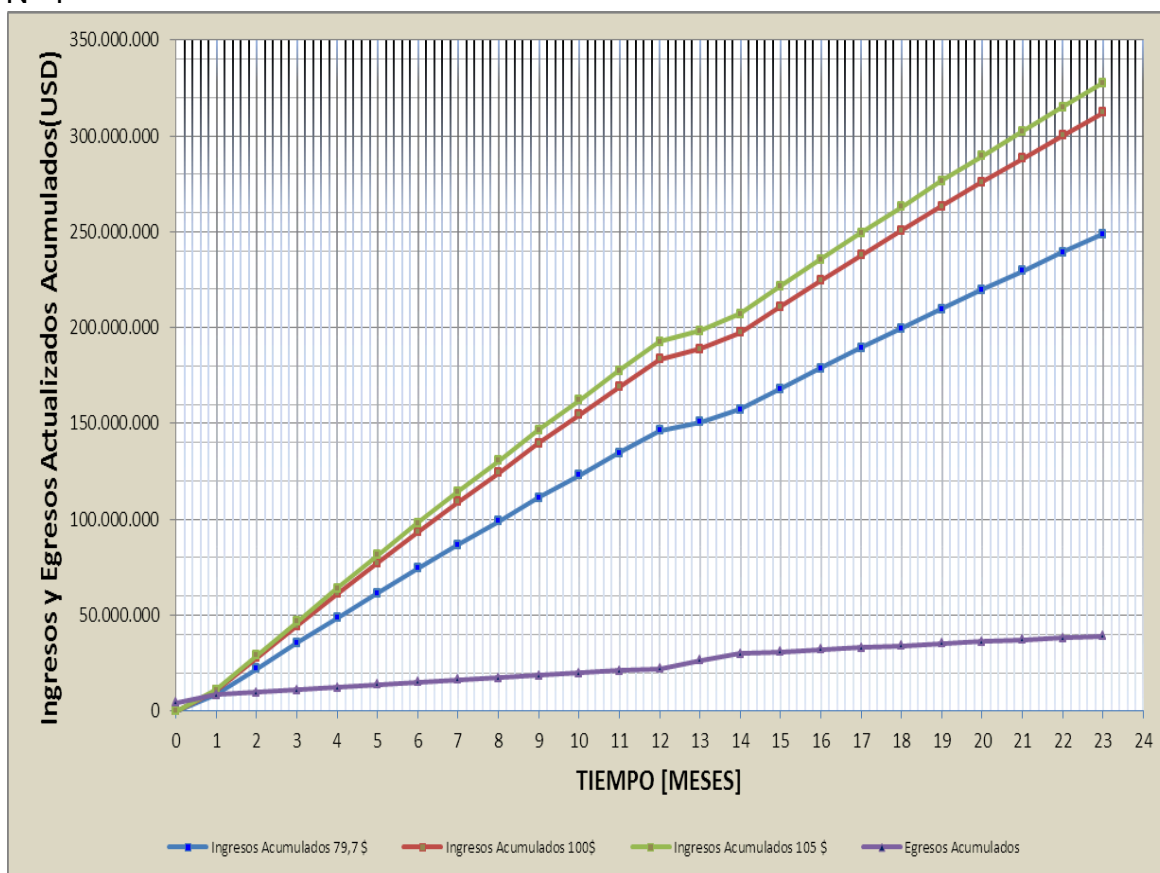
En la Gráfica 5.1, se muestra el Valor Actual Neto vs. Tiempo, y en la gráfica 5.2 se muestran los ingresos y los egresos actualizados acumulados del proyecto a lo largo del tiempo de evaluación, se evidencia que en el caso más pesimista se recuperará la inversión en aproximadamente 8 meses.

Gráfica 5.1 Valor Actual Neto vs Tiempo; Propuesta No 1



ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Gráfica 5.2 Ingresos y Egresos Actualizados Acumulados vs Tiempo; Propuesta N° 1



ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

El resultado final del análisis económico para la Propuesta N° 1, es satisfactorio, representa una ganancia económica grande para la empresa. El tiempo de recuperación de la inversión para el valor de 79,7 dólares es de 12 meses aproximadamente, mientras que para el valor de 100 dólares es de 10 meses días, y para el valor de 105 dólares es de 8 meses aproximadamente, como se puede apreciar en la gráfica 5.2.

5.2.7.2 Análisis Económico – Propuesta Técnica N° 2

En la tabla 5.11, se detalla un resumen de las consideraciones en las que se basa el análisis económico.

Tabla 5.11 Consideraciones tomadas para el Análisis Económico; Propuesta N°2

Incremento de producción estimada [BPPD]	7001
Costo Operativo [USD]	7,98
Declinación de producción [%/año]	9
Período mensual considerado [días]	30
Costo para pozos Opción 2 [USD]	1.140.000
Inversión [USD]	17.980.000
Precio estimado de crudo [USD]	79,7; 100; 105
Tasa de actualización estimada mensual [%]	100%
Tiempo de evaluación del proyecto [meses]	24
Promedio de la vida útil de Equipo BES [meses]	13

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la Tabla 5.12, se indica los resultados del cálculo del VAN, TIR y RCB y en la Tabla 5.14, los resultados obtenidos del Análisis Económico Detallado de la Propuesta N° 1.

Tabla 5.12 Resultados del Análisis Económico-Propuesta N° 2

	PRECIO BARRIL DE PETRÓLEO [USD]		
	79,7	100	105
VAN	250.919.156	326.697.005	345.361.500
TIR	180%	234%	248%
RCB	6,39	8,01	8,41

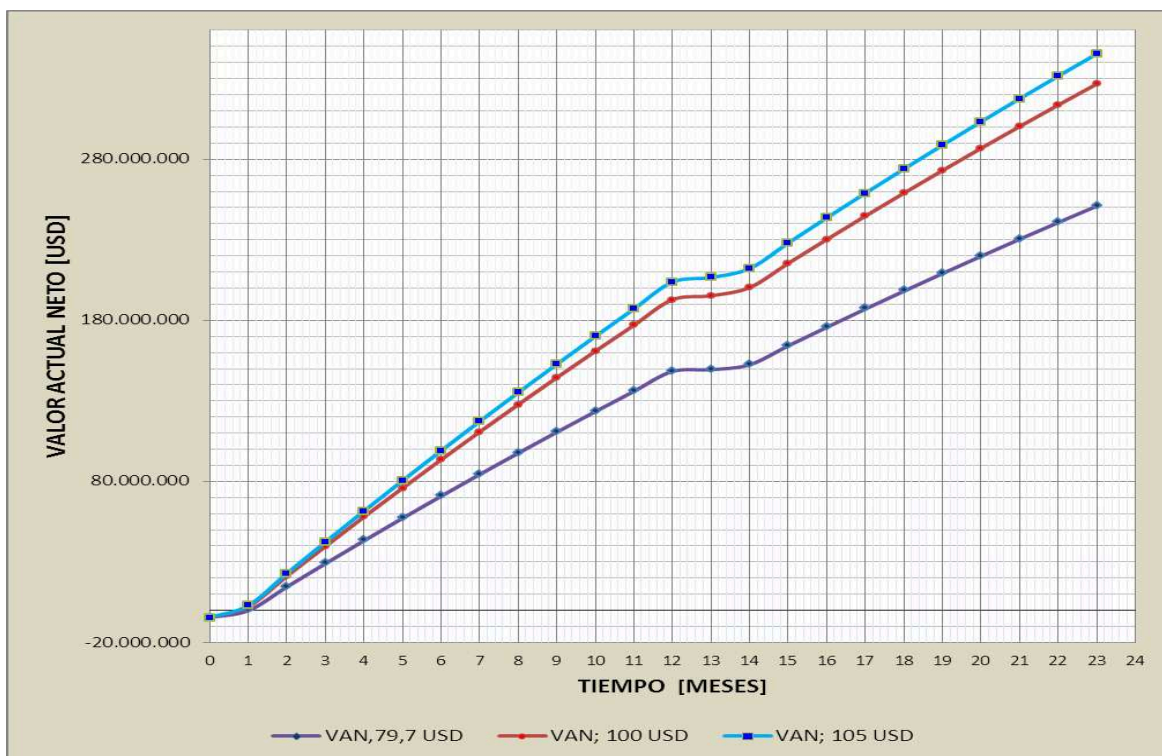
ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

En la Gráfica 5.3, se indica el Valor Actual Neto vs. Tiempo, y en la Gráfica 5.4 se muestran los ingresos y los egresos actualizados acumulados del proyecto a lo largo del tiempo de evaluación, se evidencia que en el caso más pesimista se recuperará la inversión en aproximadamente 6 meses.

El tiempo de recuperación de la inversión para el valor de 79,7 dólares es de 9,6 meses aproximadamente, mientras que para el valor de 100 dólares es de 7,2 meses días, y para el valor de 105 dólares es de 6 meses aproximadamente, como se puede apreciar en la gráfica 5.4.

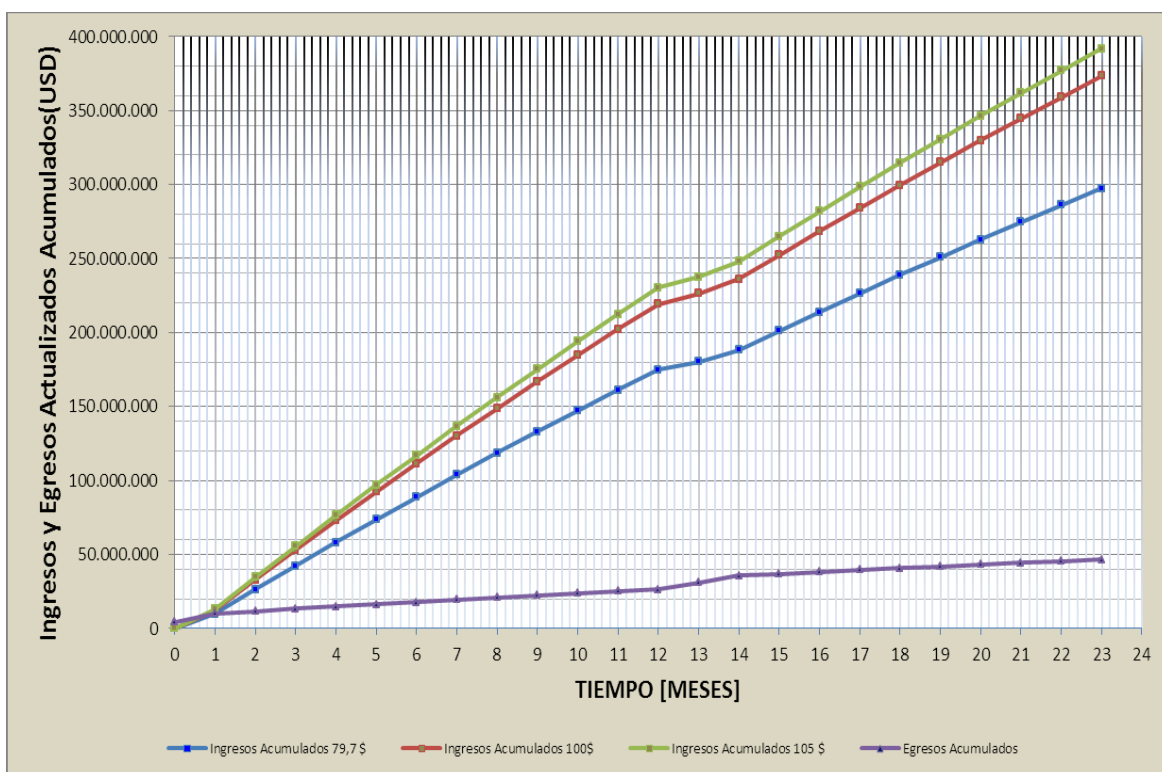
De acuerdo a los resultados obtenidos podemos ver que la Propuesta N° 2 es la que obtiene mayor rentabilidad.

Gráfica 5.3 Valor Actual Neto vs Tiempo; Propuesta No 2



ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Gráfica 5.4 Ingresos y Egresos Acumulados vs Tiempo; Propuesta No 2



ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Tabla 5.13 ANÁLISIS ECONÓMICO DETALLADO; PROPUESTA N° 1

Mes	Número de Buzos productores por mes	Producción diaria (calculada con dedicación del 0,583%/mensual)	Producción mensual (calculada con dedicación del 0,583%/mensual)	Ingresos Total mes [USD]		Costos de Reparación de pozos [USD]	Costo Operativo [USD]	Egreso Total mes [USD]	Ingresos mensuales Actualizados [USD]		Egreso mensual Actualizado [USD]	Egreso mensual Actualizado [USD]	Flujo de Caja Actualizado [USD]		Flujo de Caja Actualizado Acumulado [USD]
				79,7	100				79,7	100			79,7	100	
1	0	0	0	0	0	4.300.000	0	4.300.000	0	0	4.300.000	4.300.000	-4.300.000	-4.300.000	-4.300.000
2	1	359	10.737.000	8.557.389	10.737.000	3.290.000	868.818	4.166.188	8.472.862	11.627.228	4.166.188	8.472.862	6.524.938	66.907	2.224.938
3	2	821	19.463.776	14.836.965	0	1.383.009	1.383.009	1.383.009	16.944.378	19.169.671	1.383.009	1.383.009	12.345.185	1.978.464	4.203.402
4	3	578	14.117.633	10.889.956	0	1.383.009	1.383.009	1.383.009	12.504.369	14.702.640	1.383.009	1.383.009	10.312.176	1.595.264	5.798.666
5	4	535	12.714.444	9.703.762	0	1.382.862	1.382.862	1.382.862	11.321.506	13.705.502	1.382.862	1.382.862	9.329.214	1.366.288	7.164.954
6	5	482	11.308.987	8.529.002	0	1.382.004	1.382.004	1.382.004	10.139.502	12.523.006	1.382.004	1.382.004	8.157.502	1.171.504	6.013.450
7	6	549	12.947.659	9.795.042	0	1.382.423	1.382.423	1.382.423	11.357.119	13.742.465	1.382.423	1.382.423	9.360.046	1.372.419	7.385.865
8	7	597	14.406.361	10.622.062	0	1.382.348	1.382.348	1.382.348	12.274.770	14.654.832	1.382.348	1.382.348	10.272.484	1.382.348	8.768.213
9	8	585	13.906.803	10.306.666	0	1.382.289	1.382.289	1.382.289	11.892.481	14.277.321	1.382.289	1.382.289	9.915.032	1.367.289	10.135.502
10	9	524	12.206.173	9.300.006	0	1.382.334	1.382.334	1.382.334	11.510.147	13.899.655	1.382.334	1.382.334	10.517.811	1.382.334	11.517.811
11	10	548	13.006.095	9.446.795	0	1.382.648	1.382.648	1.382.648	12.127.495	14.519.143	1.382.648	1.382.648	11.136.495	1.382.648	12.900.459
12	11	541	13.233.909	9.740.004	0	1.382.915	1.382.915	1.382.915	12.509.610	14.902.053	1.382.915	1.382.915	11.526.735	1.382.915	14.283.374
13	12	541	13.233.909	9.740.004	0	1.382.915	1.382.915	1.382.915	12.509.610	14.902.053	1.382.915	1.382.915	11.526.735	1.382.915	15.666.289
14	1	2089	6.267.979	6.511.137	4.300.000	500.855	4.807.185	5.307.960	6.718.044	11.039.181	5.307.960	6.718.044	2.410.221	1.697.777	8.366.061
15	1	3247	9.739.586	10.276.586	3.290.000	777.219	4.061.729	4.838.945	6.531.044	10.830.225	4.838.945	6.531.044	2.991.280	2.119.736	10.485.797
16	1	5280	12.625.659	13.814.719	0	1.284.810	1.284.810	1.284.810	11.530.849	12.819.529	1.284.810	1.284.810	10.255.019	1.564.510	12.050.339
17	1	5241	12.511.323	13.703.116	0	1.254.705	1.254.705	1.254.705	11.276.144	12.560.849	1.254.705	1.254.705	10.021.439	1.539.410	11.561.849
18	1	5202	12.437.683	13.605.637	0	1.245.330	1.245.330	1.245.330	11.120.814	12.437.683	1.245.330	1.245.330	9.875.484	1.562.209	11.414.053
19	1	5163	12.344.762	13.510.166	0	1.236.025	1.236.025	1.236.025	11.004.789	12.344.762	1.236.025	1.236.025	9.729.759	1.615.003	11.279.056
20	1	5124	12.252.525	13.414.691	0	1.226.790	1.226.790	1.226.790	10.888.999	12.252.525	1.226.790	1.226.790	9.584.209	1.666.316	11.145.372
21	1	5086	12.160.288	13.319.216	0	1.217.624	1.217.624	1.217.624	10.773.374	12.160.288	1.217.624	1.217.624	9.438.584	1.727.704	11.018.076
22	1	5048	12.068.051	13.223.739	0	1.208.526	1.208.526	1.208.526	10.663.848	12.068.051	1.208.526	1.208.526	9.288.858	1.789.191	10.897.267
23	1	5010	11.975.814	13.128.262	0	1.199.496	1.199.496	1.199.496	10.559.352	11.975.814	1.199.496	1.199.496	9.139.362	1.850.452	10.777.814
24	1	4973	11.883.577	13.032.785	0	1.190.534	1.190.534	1.190.534	10.454.866	11.883.577	1.190.534	1.190.534	9.000.828	1.911.749	10.669.563
TOTAL		3.502.166	279.120.272	350.276.642	367.724.324	5.600.000	27.947.049	43.573.049	248.742.372	327.033.250	39.103.300	209.639.072	272.995.034	288.599.950	

PRECIO BARRIL DE PETRÓLEO [USD]	
79,7	105
VAN	209.639.072
TIR	169%
RCB	6,36
	272.995.034
	218%
	7,98
	288.599.950
	230%
	8,38

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Tabla 5.14 ANÁLISIS ECONÓMICO DETALLADO; PROPUESTA N° 2

Mes	Número de Pozos productivos por mes	Producción diaria (calculada con dedicación de 0,55% mensual)	Producción mensual (calculación con dedicación de 0,55% mensual)	Costos de Reparación de pozos [USD]	Costo Operativo [USD/Baril]	Egreso Total mes [USD]	Ingresos mensuales Actualizados [USD]			Egreso mensual Actualizado Acumulado [USD]	Flujo de Caja Actualizado [USD]			Acumulado
							79,7	100	105		79,7	100	105	
1	0	0	0	4.430.000	0	4.430.000	0	0	0	4.430.000	-4.430.000	-4.430.000	-4.430.000	-4.430.000
2	1	410	2.430	9.022.650	983.50	5.658.50	9.824.406	2.326.733	2.943.069	5.682.55	9.022.650	4.325.881	6.828.208	3.041.56
3	2	600	2000	6.682.252	1.688.616	1.688.616	6.336.880	2.612.966	2.652.966	1.635.738	1.635.738	1.635.738	1.635.738	2.120.438
4	3	606	2037	6.500.204	1.633.44	1.633.44	6.054.213	2.113.319	2.110.546	1.607.442	1.617.004	1.448.831	1.543.106	4.244.73
5	4	686	20387	6.147.46	1.643.74	1.643.74	5.716.514	1.794.924	2.084.610	1.530.635	1.733.339	1.683.920	1.762.289	5.810.655
6	5	685	20446	6.294.42	1.631.483	1.631.483	5.533.690	1.942.487	2.025.022	1.522.309	1.633.986	1.657.518	1.900.68	7.597.652
7	6	664	20320	6.427.34	1.619.316	1.619.316	5.256.447	1.813.63	2.017.63	1.525.45	1.732.16	1.709.980	1.930.587	9.048.964
8	7	676	20404	6.165.686	1.617.204	1.617.204	4.979.683	1.765.31	1.724.56	1.480.088	1.528.13	1.472.625	1.726.243	10.788.632
9	8	683	20389	6.183.890	1.615.85	1.615.85	4.720.888	1.640.349	1.624.56	1.473.65	1.501.336	1.230.762	1.687.278	12.476.91
10	9	684	18406	5.812.921	1.583.26	1.583.26	4.468.384	1.410.8	1.608.089	1.447.682	1.447.682	1.200.781	1.683.356	14.162.261
11	10	684	18823	5.694.71	1.574.46	1.574.46	4.218.272	1.282.647	1.619.51	1.422.610	1.422.610	1.276.682	1.404.82	16.567.04
12	11	685	18362	5.573.04	1.539.705	1.539.705	4.052.467	1.195.633	1.630.744	1.388.001	1.388.001	1.250.857	1.404.82	18.968.86
13	12	686	18391	5.461.11	1.546.051	1.546.051	3.920.93	1.125.21	1.639.538	1.373.817	1.373.817	1.244.386	1.404.82	21.370.31
14	13	2625	7657	6.276.949	628.482	593.42	5.565.20	1.820.407	7.288.16	4.444.689	3.088.087	1.070.621	2.454.01	23.824.32
15	14	3764	14365	9.000.885	901.26	5.462.78	7.830.437	1.824.880	1.316.64	4.750.67	3.669.16	3.079.380	5.023.82	25.848.14
16	15	6223	18065	6.147.63	1.481.60	1.481.60	6.021.65	1.637.885	1.643.49	4.387.747	3.092.882	1.179.388	1.633.938	27.482.08
17	16	6255	18258	6.004.82	1.502.301	1.502.301	5.856.886	1.656.084	1.685.819	4.249.647	1.646.682	1.173.889	1.636.623	29.118.71
18	17	6226	18852	6.182.015	1.480.06	1.480.06	5.754.53	1.616.188	1.686.188	4.149.06	1.646.317	1.165.02	1.636.623	30.755.33
19	18	6162	18263	6.180.806	1.479.035	1.479.035	5.630.01	1.577.351	1.686.188	4.070.624	1.646.317	1.165.02	1.636.623	32.391.95
20	19	6181	18470	6.160.388	1.488.577	1.488.577	5.513.249	1.523.197	1.688.007	4.023.251	1.646.317	1.165.02	1.636.623	34.028.57
21	20	6000	18285	6.150.715	1.457.932	1.457.932	5.403.486	1.492.630	1.691.007	3.976.649	1.646.317	1.165.02	1.636.623	35.665.19
22	21	6044	18629	6.145.861	1.447.009	1.447.009	5.304.634	1.476.622	1.694.304	3.929.966	1.646.317	1.165.02	1.636.623	37.301.81
23	22	5889	18935	6.143.980	1.436.48	1.436.48	5.213.889	1.462.88	1.697.88	3.883.282	1.646.317	1.165.02	1.636.623	38.938.43
24	23	5854	18830	6.128.806	1.425.467	1.425.467	5.124.510	1.450.971	1.699.420	3.838.382	1.646.317	1.165.02	1.636.623	40.575.05
TOTAL			48908	3383062	489077	4386566	30164302	2975096	30164302	4618282	2019316	32839706	34638100	

PRECIO BARRIL DE PETRÓLEO [USD]	
79,7	100
250.919.156	345.361.500
180%	248%
6,39	8,41

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- Todos los pozos seleccionados para el estudio necesitan de un sistema de levantamiento artificial, esto lo determinamos en las gráficas de Presión de Succión vs Presión de Descarga de las bombas, observamos que ninguno de los pozos tiene la energía suficiente para levantar el fluido hasta superficie.
- El sistema de levantamiento artificial utilizado en el Área Shushufindi es el Sistema de Bombeo Electrosumergible, actualmente se encuentran produciendo 110 pozos de los cuales: 92 pozos producen con sistema B:E.S. aportando con el 85 % de la producción total del Área, 17 con sistema de Bombeo Hidráulico que representa el 13% de la producción total del Área y 1 pozo con sistema Gas Lift que representa el 2% de la producción total del Campo.(Ver tabla 1.7)
- El promedio de BSW del Área, es de aproximadamente 48 %. Esto ha ido dificultando procesos de producción, tanto en instalaciones, como trabajos de operación, debido a la corrosión de las líneas de flujo, obstrucción por depositación de escala, incrementando así, el consumo de químicos, mayor demanda de energía eléctrica y problemas con el medio ambiente. Este efecto, en gran parte, es provocado por la sobre dimensión del sistema de bombeo electrosumergible que es el más usado en el campo (Referencia: Figura 1.8, 1.9 y 1.10).
- En base al estudio del Análisis Nodal se plantea realizar dos propuestas: OPCIÓN 1, consiste en realizar un rediseño de las Bombas en los pozos que tengan alto potencial y sin eliminar daño de formación; Se escoge los siguientes pozos: DRE-08D, SSF-10BD, SSF-119D. En la OPCIÓN 2 se

lleva a cabo el rediseño de las bombas realizando trabajos de remoción de daño de formación; Los pozos escogidos son: AGU-10, DRN-01, SSF-10BD, SSF-91, SSFD-109D, SSF-110D, SSF-119D.

- Para un correcto y eficiente diseño de los Equipos BES, se realiza un análisis de los sistemas productores, depende gran parte de la calidad de los datos utilizados incorrectos pueden conducir a un sobredimensionamiento o sub dimensionamiento de la bomba, del motor o de otros componentes del sistema, como consecuencia los equipos fallan tempranamente.
- Para el Análisis Técnico-Económico se plantea dos propuestas: La Propuesta N° 1, donde se aplica la Opción 1 y en los pozos que no aplica la misma se la completa con la Opción 2, en la Propuesta N° 2 se aplican la Opción 2 y para los pozos que no aplique esta se completa con la Opción 1.
- La producción neta de petróleo para la Propuesta N° 1, es 5848 BPPD (Tabla 5.2), representa el 21% de la producción total diaria del Área Shushufindi, el incremento de la propuesta técnica es de 5848 BPPD, con respecto a la última prueba de producción (30 de Noviembre 2011), la producción neta de petróleo para la Propuesta N° 1, es 7001 BPPD (Tabla 5.2), representa el 13,5% de la producción total diaria del Área Shushufindi.
- El incremento de producción de agua, puede ser tratada adecuadamente y reinyectada para no contaminar el medio ambiente con el sistema actual (capacidad instalada: Aguarico= 32000 BAPD, Drago = 12500 BAPD, SSF-Central = 39500 BAPD, SSF-Norte = 36000 BAPD, SSF-Sur= 56000 BAPD). Las bombas de reinyección pueden manejar el incremento de agua de formación en cada estación, trabajan al 60 % de su capacidad instalada (Referencia: Tabla 1.15).
- Se concluye, que este proyecto es económicamente rentable para los dos casos propuestos, se realiza para 24 meses. En la Propuesta N° 1, para un precio del crudo de 79,7; 100 y 105 dólares, el VAN del mejor escenario económico (105 USD) es de 288'599.950 dólares, la relación Costo/Beneficio es de 8,38, lo que indica buena rentabilidad del proyecto; El tiempo de recuperación de la inversión es relativamente corto, en el peor

de los escenarios es 12 meses y en el mejor es de 8 meses. En la Propuesta N° 2, para un precio del crudo de 79,7; 100 y 105 dólares, el VAN del mejor escenario (105 USD) es de 345'361.500 dólares; y con una relación Costo/Beneficio de 8,4, el tiempo de recuperación de la inversión es mucho más corto que el de la propuesta N°1, en el peor de los escenarios es de 10,6 meses y en el mejor de 8 meses. La Propuesta N°2 es la más rentable y se puede dar marcha al proyecto.

TABLA 6.1 RESUMEN DE RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

	PROPUESTA No 1			PROPUESTA No 2		
	PRECIO BARRIL DE PETRÓLEO [USD]			PRECIO BARRIL DE PETRÓLEO [USD]		
	79,7	100	105	79,7	100	105
VAN	209.639.072	272.995.034	288.599.950	250.919.156	326.697.005	345.361.500
TIR	169%	218%	230%	180%	234%	248%
RCB	6,36	7,98	8,38	6,39	8,01	8,41

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

6.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda a EP-Petroecuador, poner en marcha este proyecto, es económicamente rentable.
- Se recomienda realizar los trabajos de remoción de daño a los pozos considerados (AGU-10, DRN-01, SSF-10BD, SSF-91, SSF-109D, SSF-110D, SSF-119D) en la Propuesta N° 2, se tiene un considerable incremento en la producción del Área Shushufindi, considerando el alto precio del crudo en el mercado.
- Se recomienda evaluar y realizar una prueba de Build Up a todos los pozos seleccionados para determinar el grado de daño de formación y determinar si es posible realizar un trabajo de estimulación.
- Se recomienda bajar el Equipo BES acoplada con herramienta Y-tool, a los pozos con Casing o Liner de 7", para realizar trabajos de limpieza de formación y equipo BES con Coiled tubing con el objetivo de evitar realizar trabajos de reacondicionamientos.

Se recomienda, realizar un monitoreo constante de los pozos de toda el Área Shushufindi, de acuerdo a su arena productora obtener todos los parámetros que puedan brindar información sobre el funcionamiento del equipo de bombeo electrosumergible, para posteriores estudios se tendrá datos más reales y precisos de presiones, niveles de fluido, temperatura, corriente, voltaje y HP de operación.

- Se recomienda correr registros de cementación (USIT-CBL-VDL) para descartar posibles fallas en la cementación o cross-flow entre arenas de los pozos analizados.
- En caso de cross-flow o la cementación no sea de buena calidad se debe realizar cementaciones remediales en las arenas de interés y repunzonar los intervalos correlacionando los registros eléctricos convencionales y los de cementación.
- Se recomienda, correr registros en modo corrosión para determinar la integridad del Casing, especialmente en los pozos SSF-90, SSF-91 y SSF-101, que son los más antiguos; en caso de determinar fisuras o huecos se debería realizar trabajos de cementación remedial (SQZ).

- Es importante evaluar las arenas que no están produciendo actualmente, pueden tener cantidades prospectivas de reservas remanentes, que son de gran aporte para incrementar la producción de hidrocarburos del Área Shushufindi.
- Debido a que la roca, es preferentemente mojada por el petróleo, el petróleo in situ se queda atrapado en el yacimiento; es recomendable efectuar análisis de laboratorio, proyectos pilotos y proyectos de recuperación mejorada que permitan recuperar una parte de ese petróleo residual.
- De acuerdo al análisis técnico y económico, es recomendable aplicar la Alternativa No. 2, se obtiene un incremento de producción de 7001 BPPD, con una inversión inicial de 4'430.000 USD, recuperable en un mes, considerando el precio del barril de petróleo en 105 USD. (Ver tabla 5.12).

GLOSARIO

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

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

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

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

CAMPO: Área geográfica bien delimitada donde se lleva a cabo la perforación de pozos profundos para la explotación de yacimientos petrolíferos.

CAVITACIÓN: Es el fenómeno provocado cuando el líquido bombeado se vaporiza dentro del tubo de succión o de la bomba misma, debido a que la presión de ella se reduce hasta ser menor que la presión absoluta de saturación del vapor de líquido a la temperatura de bombeo.

COLUMNA DINÁMICA TOTAL (TDH): es la altura total requerida para bombear la capacidad de fluido deseada. Esta altura hace referencia a los pies de líquido bombeado.

CONIFICACIÓN: Es la incursión invasiva de los fluidos hacia las zonas superiores o inferiores de la formación productiva, ocasionado por un diferencial de presión no controlado. Al momento de la producción de un pozo se busca que no suceda este efecto debido a que dificulta el manejo de tales fluidos, la aplicación de métodos de levantamiento artificial y aumenta los costos de producción relacionados con su separación.

CROMATOGRAFÍA: Método físico de separación de mezclas en una columna absorbente en un sistema fluyente.

CUENCA: Recipiente donde se deposita una columna sedimentaria, y que comparte en varios niveles estratigráficos una historia tectónica común.

FALLA INVERSA: Es el resultado de las fuerzas de compresión, en donde uno de los bloques es desplazado hacia arriba de la horizontal. Su ángulo es de cero a 90 grados y se reconoce por la repetición de la columna estratigráfica.

FALLA NORMAL: Es el resultado del desplazamiento de uno de los bloques hacia abajo con respecto a la horizontal Su ángulo es generalmente entre 25 y 60 grados y se reconoce por la ausencia de una parte de columna estratigráfica.

GAS EN SOLUCIÓN: Gas natural disuelto en el crudo dentro del yacimiento.

GAS NATURAL: Una mezcla de hidrocarburos, generalmente gaseosos presentes en forma natural en estructuras subterráneas. El gas natural consiste principalmente de metano (80%) y proporciones significativas de etano, propano y butano. Habrá siempre alguna cantidad de condensado y/o aceite asociado con el gas.

GRAVEDAD API: La escala utilizada por el Instituto Americano del Petróleo para expresar la gravedad específica de los aceites.

GRAVEDAD ESPECÍFICA: La relación de la densidad de una sustancia a determinada temperatura con la densidad de agua a 4°C.

HIDROCARBURO: Cualquier compuesto o mezcla de compuestos, sólido, líquido o gas que contiene carbono e hidrógeno (como carbón, aceite crudo y gas natural).

NIVEL DINÁMICO: Es la altura a la que llega el fluido dentro del pozo cuando este está fluyendo, esto quiere decir que el pozo está abierto y fluyendo a una P_{wf} .

NIVEL ESTÁTICO: Es la altura a la que llega el fluido dentro del pozo cuando este se encuentra cerrado. La medición de estos niveles se lo hace con una herramienta llamada Echometer que es acoplada al cabezal del pozo.

PETRÓLEO: Mezcla de carburos de hidrógeno líquidos, resultantes de la descomposición de materia orgánica (fermentación bioquímica), bajo condiciones específicas de presión y temperatura. El petróleo comúnmente se encuentra asociado con gases.

PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES): Aquella cantidad de petróleo estimada a una fecha determinada, contenida en acumulaciones conocidas, antes de la puesta en producción.

POZOS DE DESARROLLO: Pozos que se instrumentan para ser productivos, una vez explorado y localizado el campo petrolífero.

PRESIÓN ABSOLUTA: Esta es la presión manométrica más la presión atmosférica.

PRESIÓN ATMOSFÉRICA: El peso de la atmósfera sobre la superficie de la tierra. A nivel del mar, ésta es aproximadamente 1,013 bares; 101.300 Nétones/m²; 14,7 lbs. /pulg² ó 30 pulgadas de mercurio.

PRESIÓN DE BURBUJA O SATURACIÓN: Presión a la cual se produce la primera liberación de una burbuja de gas del petróleo.

PRESIÓN MANOMÉTRICA: La presión que registra un dispositivo de medición normal. Dicho dispositivo mide la presión en exceso de la atmósfera

REACONDICIONAMIENTO DE POZOS: Trabajos de mantenimiento a la infraestructura física de los pozos en producción, con el objeto de compensar la declinación de sus niveles productivos y/o incrementales.

RECUPERACIÓN PRIMARIA: La recuperación de aceite y gas empleando sólo la presión natural del yacimiento para forzar la salida del aceite o gas.

RECUPERACIÓN SECUNDARIA: La recuperación secundaria de hidrocarburos incrementando la presión del reservorio mediante la inyección de gas o agua en la roca reservorio.

RECUPERACIÓN TERCIARIA: Recuperación de hidrocarburos por encima de lo que se puede recuperar por medio de recuperación primaria o secundaria. Normalmente implica un método sofisticado tal como calentamiento del yacimiento o el ensanchamiento de los poros empleando productos químicos.

REGISTRO DE ADHERENCIA DE CEMENTO (CBL): Informa de la buena o mala adherencia del cemento al casing. Una onda sónica es emitida por un transmisor, esta viaja a través del fluido y de la tubería donde sufre atenuación que es medida por la amplitud que presenta la curva de dicha onda. Cuando existe buena adherencia del cemento al casing la amplitud de onda decrece, caso contrario se apreciará mala adherencia.

REGISTRO DE DENSIDAD VARIABLE (VDL): Registra la buena o mala adherencia del cemento al casing y/o del cemento a la formación. De manera general, cuando existe mala adherencia el registro presenta líneas paralelas, con una buena adherencia el registro presenta líneas onduladas bien marcadas.

RESERVAS POSIBLES: Reservas que, con base en datos ingeniero-geológicos, tienen una baja probabilidad (10%) de ser comercialmente recuperables. Reservas que están basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables.

RESERVAS PROBADAS: Volúmenes de hidrocarburos y sustancias asociadas, evaluadas a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos ingeniero - geológicos se estima, con razonable certidumbre, que serán comercialmente recuperables, con base en datos de yacimientos conocidos y bajo condiciones actuales económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales.

RESERVAS PROBABLES: Reservas no probadas que, con base en los análisis de datos ingeniero-geológicos, tienen una alta probabilidad (por lo menos 50%) de que sea recuperable. Reservas en formaciones geológicas que parecen ser productoras con base en registros geofísicos, pero carecen de datos de núcleos o pruebas definitivas, y no son análogas a formaciones geológicas probadas en el campo. Estas reservas pueden ser clasificadas como probadas mediante la perforación de pozos.

TRAMPA ESTRATIGRÁFICA: Trampa de hidrocarburos formada durante la sedimentación y en la cual los hidrocarburos fueron encapsulados como resultado del cambio de roca de porosa a no porosa, en lugar del plegamiento o falla de los estratos de roca.

TRAMPA ESTRUCTURAL: Trampa de hidrocarburos formada por la de estratos de roca por movimientos de la corteza terrestre.

UNIDAD DE COILED TUBING (UCT): A esta unidad se han designado principalmente trabajos de limpieza dentro del pozo. El sistema consiste de una tubería enrollable de pequeño diámetro que es introducida en el pozo para realizar un servicio específico en el mismo, ofreciendo la ventaja de que ningún equipo de fondo sea afectado por su presencia.

VISCOSIDAD: Resistencia de un líquido al movimiento o flujo; normalmente disminuye al elevar la temperatura.

YACIMIENTO: Acumulación de aceite y/o gas en roca porosa tal como arenisca.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **EP-Petroecuador**, (1972-2011). Archivos de pruebas de BUP, Historiales de Reacondicionamiento, Historiales de Producción, Ingeniería de Petróleos, Ingeniería de producción, Ingeniería de Reservorios, Shushufindi.
- **EP-Petroecuador**, Plan de Desarrollo Campo Shushufindi – Aguarico 2011 – 2031.
- **Peñafiel Janina**, (2008). Optimización del Bombeo Electrosumergible en la producción de petróleo en el área Shushufindi. Quito – Ecuador.
- **Schlumberger REDA**, (2007). Catálogo de equipos de Bombeo Electrosumergible.
- **Schlumberger REDA**, (2007). Curso Avanzado de Bombeo Electrosumergible.
- **BAKER HUGHES CENTRILIFT**, (2002). Manual de Instrucciones de equipos BES.
- **BAKER HUGHES CENTRILIFT**, (2005). Artificial Lift Submersible Systems Field Service Manual.
- **Angulo Alexandra**, (2005). Análisis del sistema de producción en el campo PBH para determinar el incremento de producción mediante el cambio de levantamiento artificial.
- **Marcelo A. Crotti**, (2004). Movimiento de fluidos en reservorios de hidrocarburos.
- **B.C. CRAFT y M.F. HAWKINGS**. “Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos”.
- **Vinicio Melo**, (2007). Folleto de Levantamiento Artificial – EPN.
- **Brown Kermit E. (1980)**. The Technology of Artificial Lift Methods, Volumen 2B, Tulsa – USA, Penn Well Publishing Company.
- **AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (A.P.I)**. Manual de Recomendaciones Prácticas para BES.

ANEXOS

ANEXO No. 1

**RESERVAS REMANENTES DE LOS POZOS CON SISTEMA BES
CALCULADAS MEDIANTE SOFTWARE OFM Y PROCEDIMIENTO
PARA INGRESO DE DATOS (OIL FIEL MANAGER)**

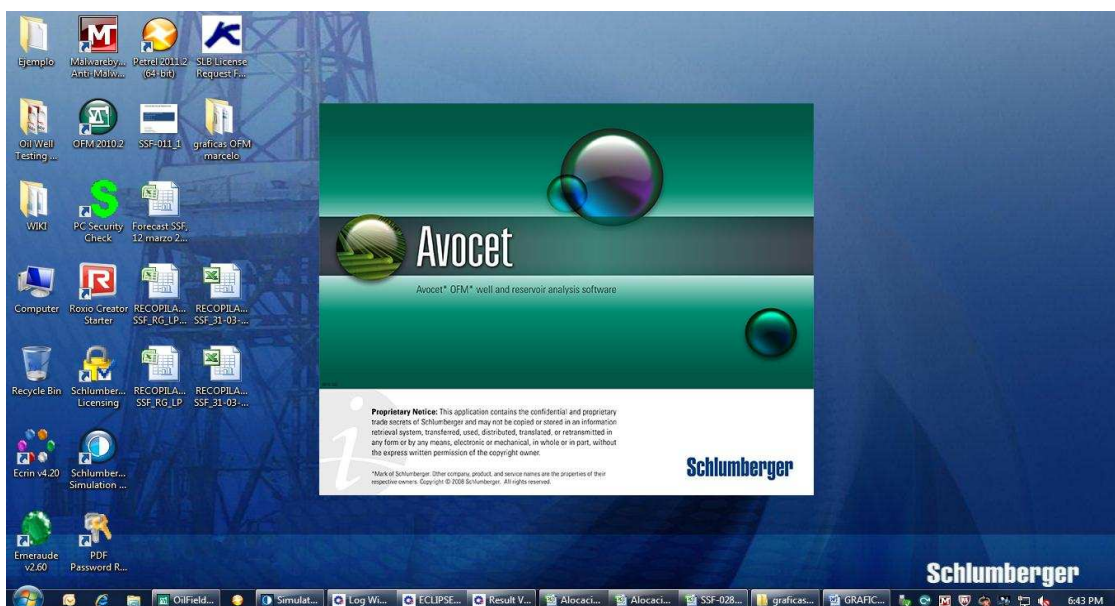
A 1.1 DESCRIPCION DEL SOFTWARE OIL FIELD MANAGEMENT (OFM) Y ESTIMACION DE RESERVAS REMANENTES POR POZO Y POR ARENA.

El Software OFM constituye una herramienta útil para el modelo y análisis petrofísico, y en nuestro caso para la estimación de las reservas acumuladas y remanentes de los pozos productores del campo SSFD.

La estimación de las reservas mediante el uso del OFM constituye un método estadístico que se basa en el comportamiento de la producción del pozo desde que empezó a producir hasta la actualidad.

El procedimiento se detalla a continuación:

Figura A 1.1 Interfase OFM 1.

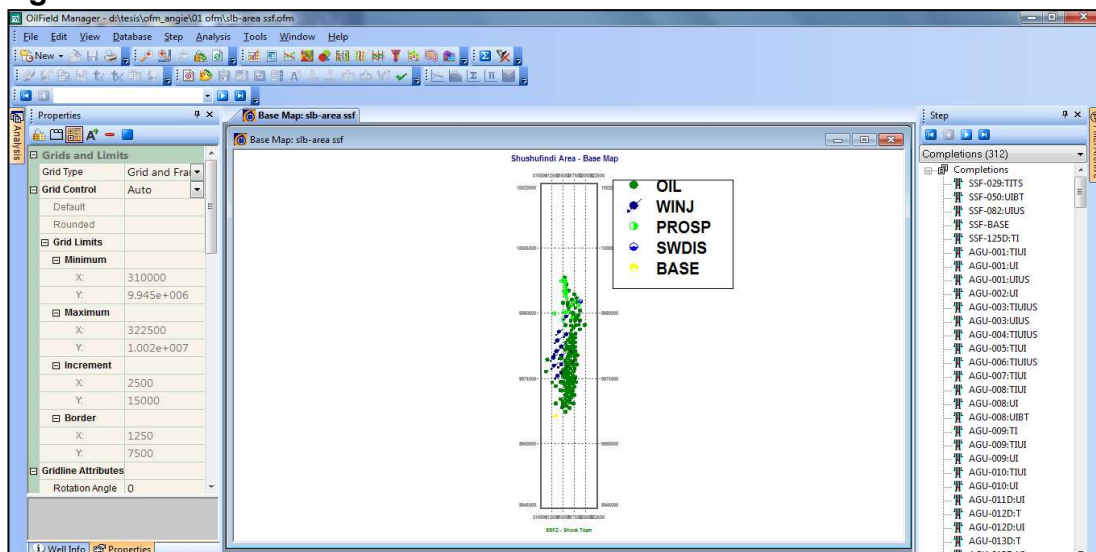


FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Software OFM.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

1. Cargar la Base de datos de producción histórica en formato Access, en base a la información de los reportes mensuales de producción (Forecast). Una vez cargada nuestra base de datos, el programa muestra un mapa de distribución de los pozos del campo.

Figura A 1.2 Interfase OFM 2.

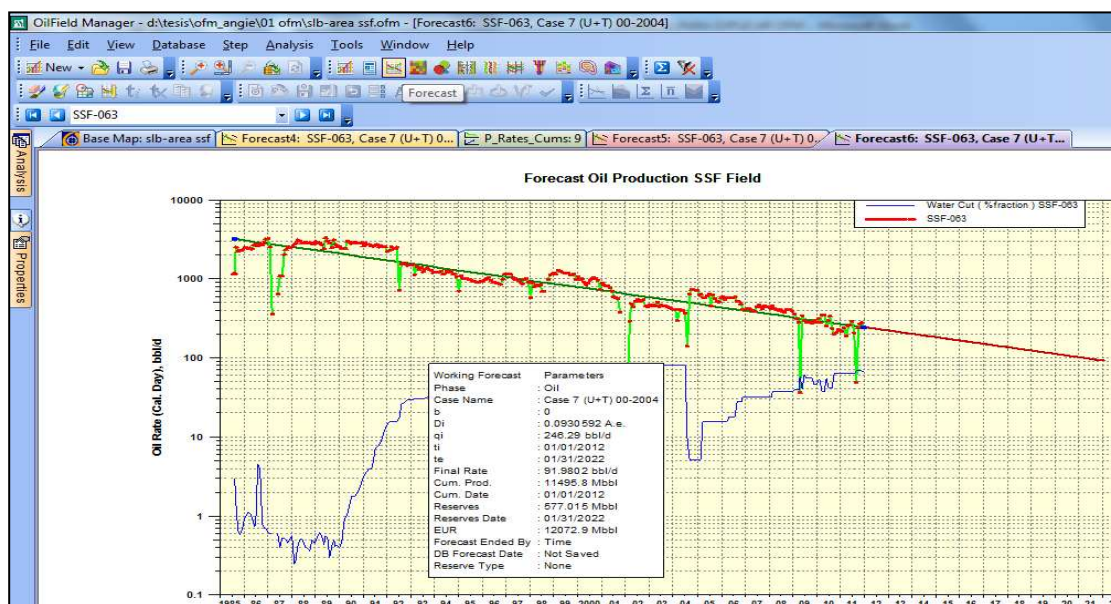


FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

- Para realizar la estimacion de las reservas, debemos crear un Forecast Histórico; Seleccionamos la opcion **"FORECAST"** en la barra de herramientas. Y se despliega una curva historica de produccion, en la curva incluimos también el corte de agua historico representado por la linea azul, como se puede ver en la figura A 1.3.

Figura A 1.3 Interfase OFM 3.

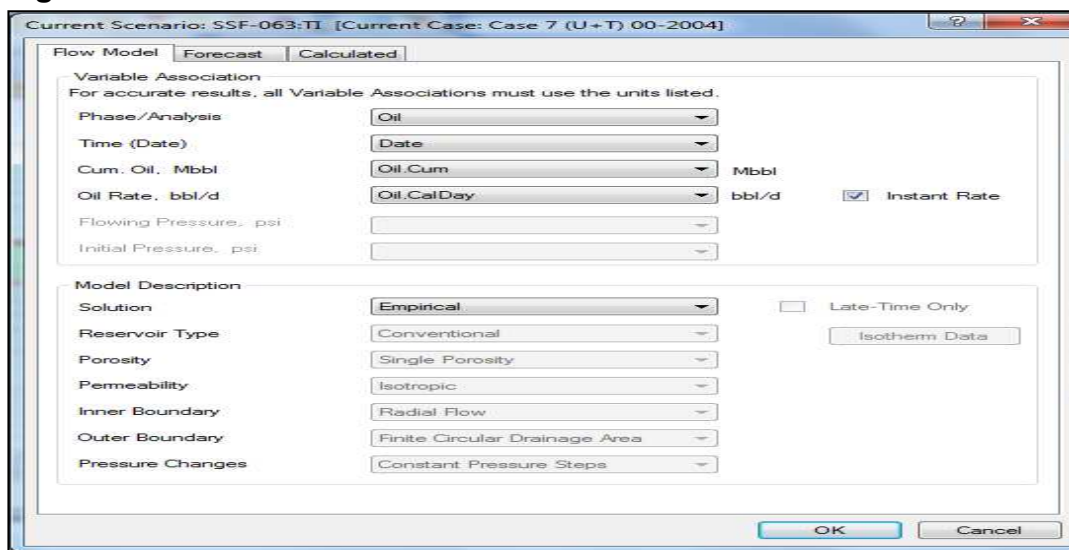


FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

3. Selecciono el pozo y la arena que quiero analizar, Doy doble clic sobre la curva de forecast, y estimo el modelo de flujo.

Figura A 1.4 Interfase OFM 4.

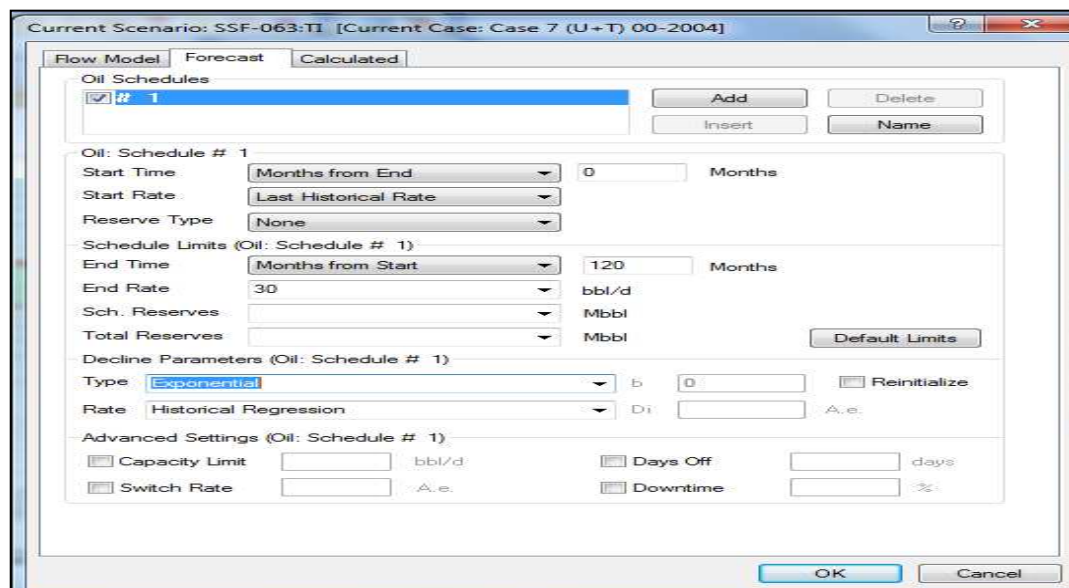


FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

4. En la siguiente pestaña vamos a definir el tipo de declinación, para nuestro análisis vamos a trabajar con una **DECLINACION EXPONENCIAL**; Determinamos el tiempo de estimacion maximo **12 MESES**, y el tope de produccion rentable de **120 BBLS/DIA**.

Figura A 1.5 Interfase OFM 5.

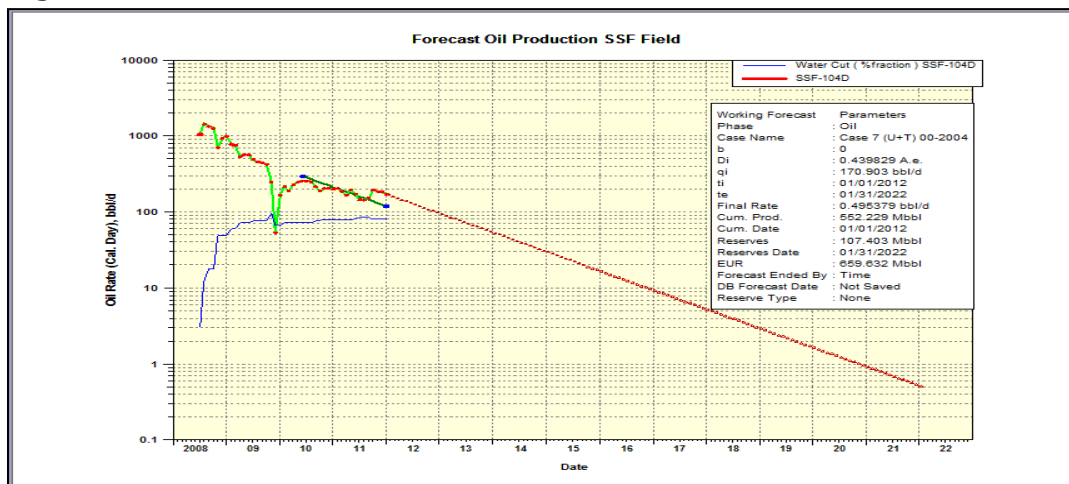


FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

5. En la curva Forecast estimamos la pendiente de la línea de declinación histórica que mejor se empate a los puntos, en la parte donde el corte de agua se mantenga constante, ya que esto nos garantiza una mejor estimación de la declinación real del yacimiento.

Figura A 1.6 Interfase OFM 6.

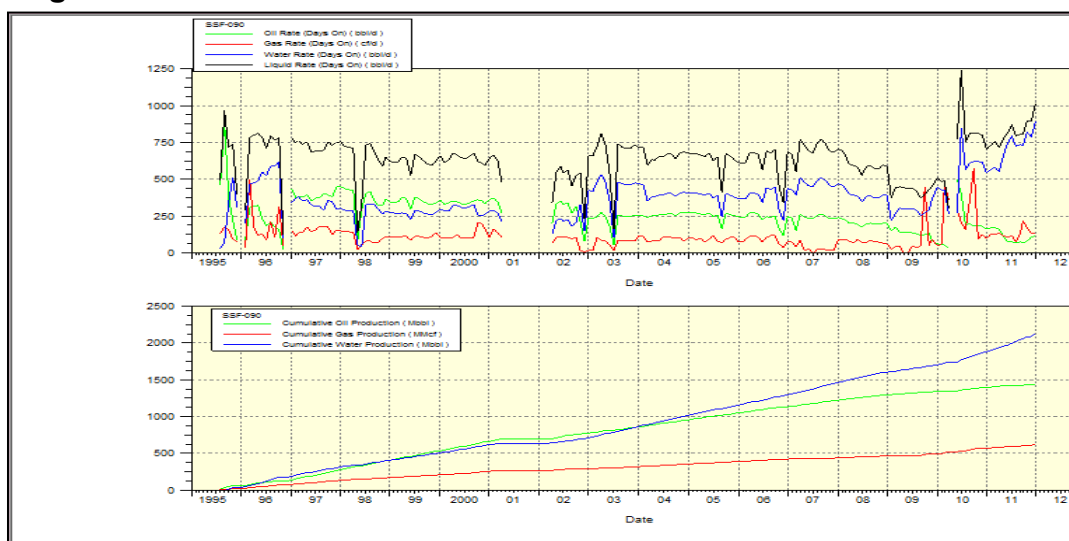


FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Software OFM.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

6. Ahora para generar una curva de producción histórica y una curva de producción acumulada de petróleo, gas y agua; Seleccionamos la opción Análisis y generamos las curvas requeridas.

Figura A 1.7 Interfase OFM 7.

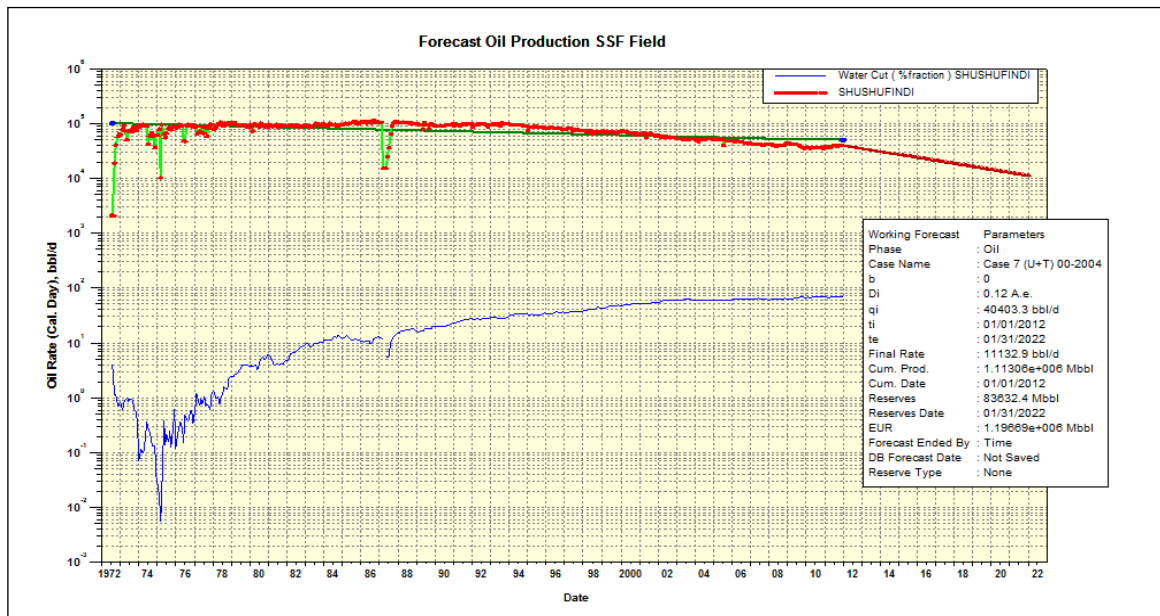


FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Software OFM.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

A 1.2 CURVAS DE ESTIMACION DE RESERVAS Y PRODUCCION HISTORICA DE LOS POZOS SELECCIONADOS USANDO SOFTWARE OIL FIELD MANAGEMENT (OFM).

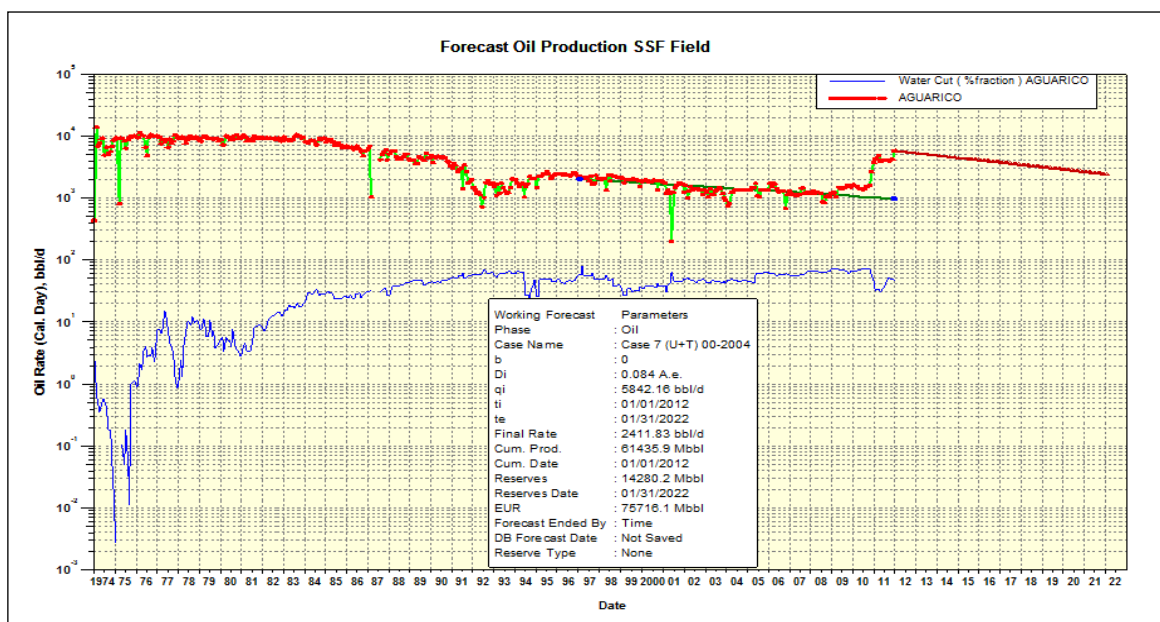
Gráfica A1.1 Reservas Estimadas Campo Shushufindi.



FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Software OFM.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

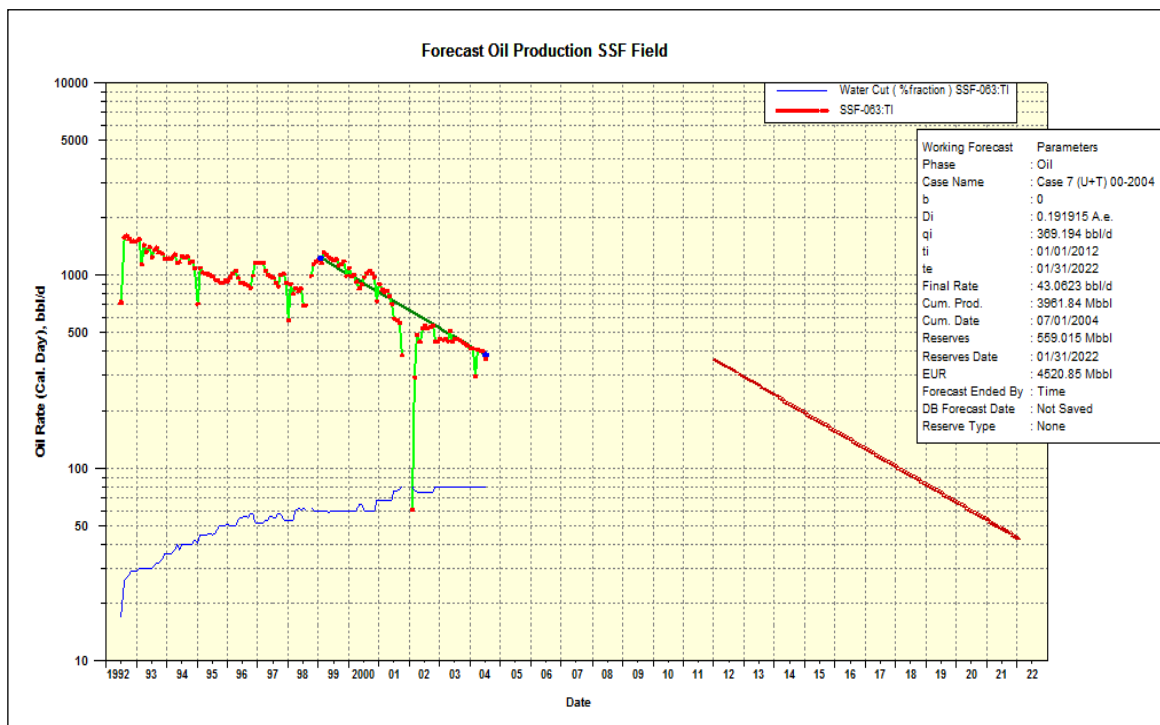
Gráfica A1.2 Reservas Estimadas Campo Aguatico.



FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Software OFM.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

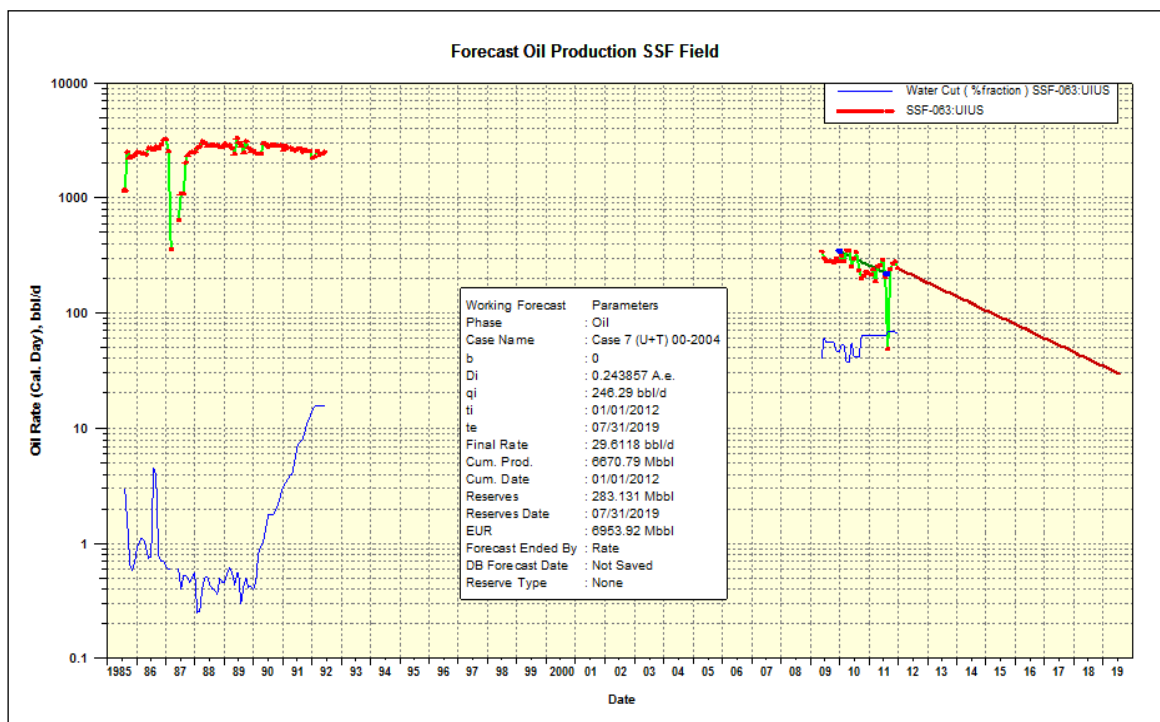
Gráfica A1.3 Reservas Estimadas Pozo SSF-63 "Ti".



FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

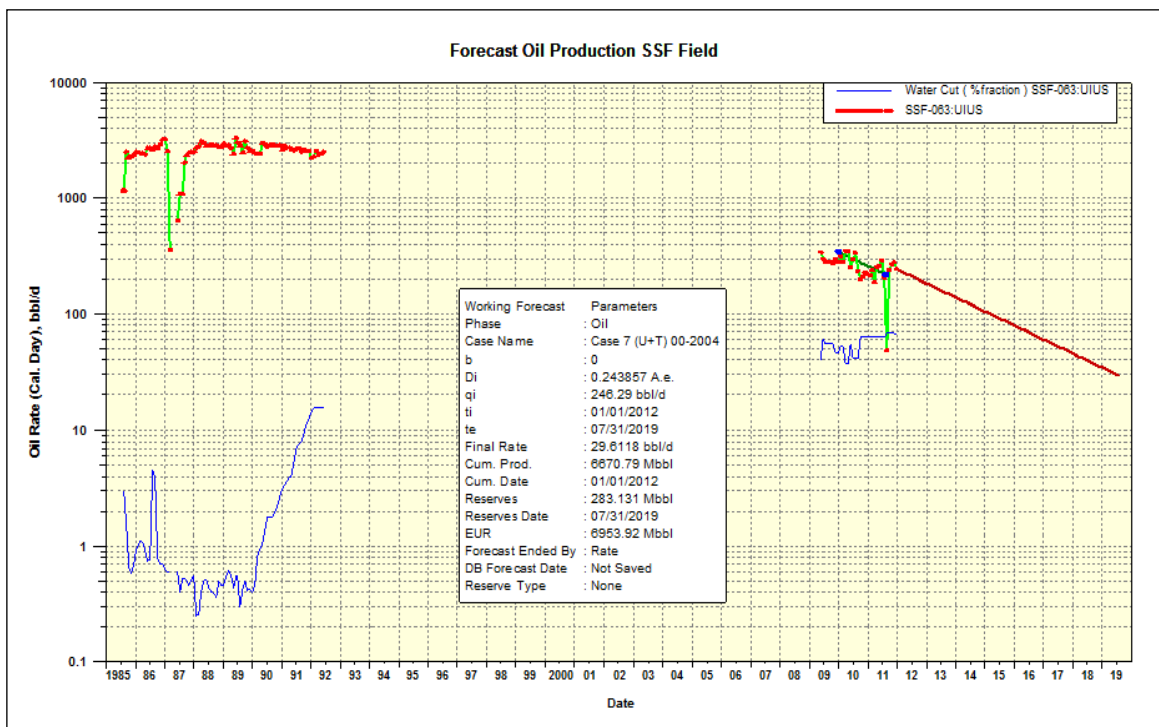
Gráfica A1.4 Reservas Estimadas Pozo SSFD'63 "Ui".



FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.

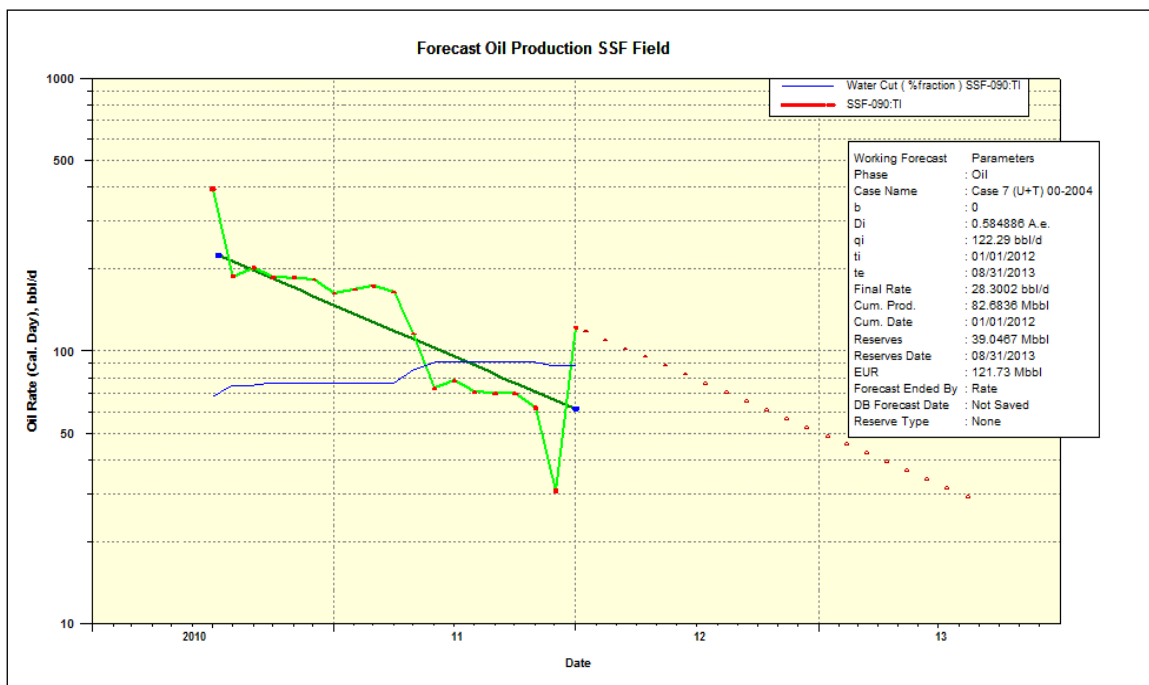
ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Gráfica A1.5 Reservas Estimadas Pozo SSFD-63 "Ti".



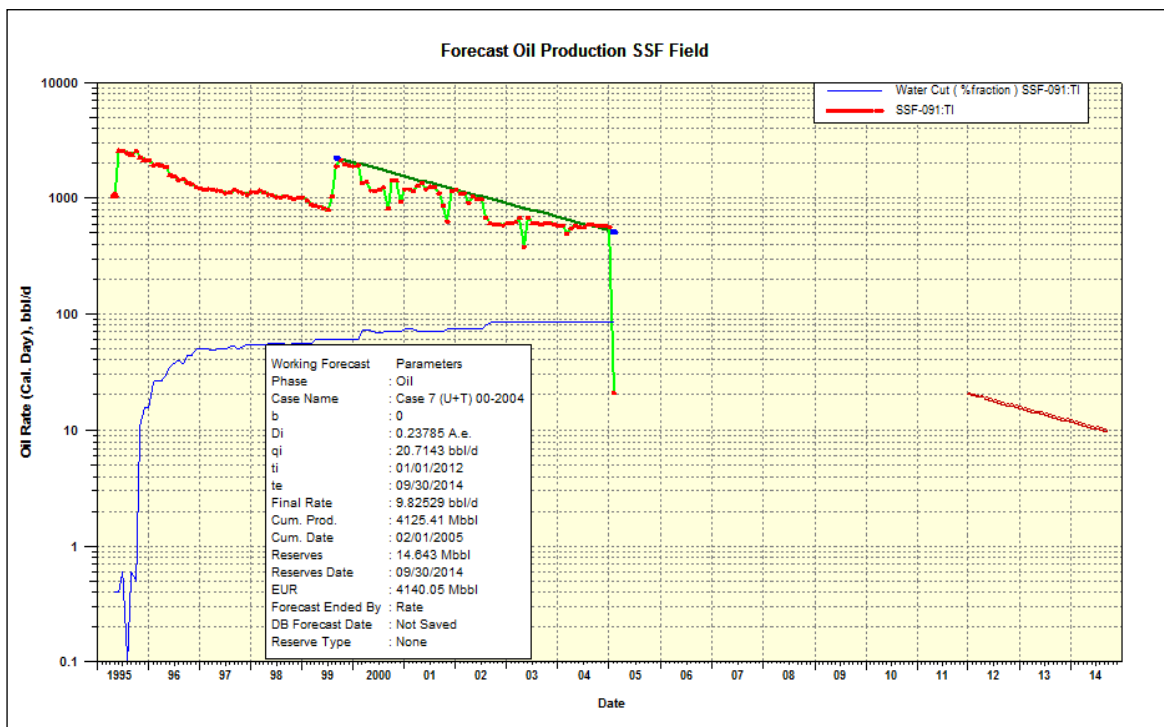
FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.
ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

Gráfica A1.6 Reservas Estimadas Pozo SSFD-90 "Ti".



FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.
ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

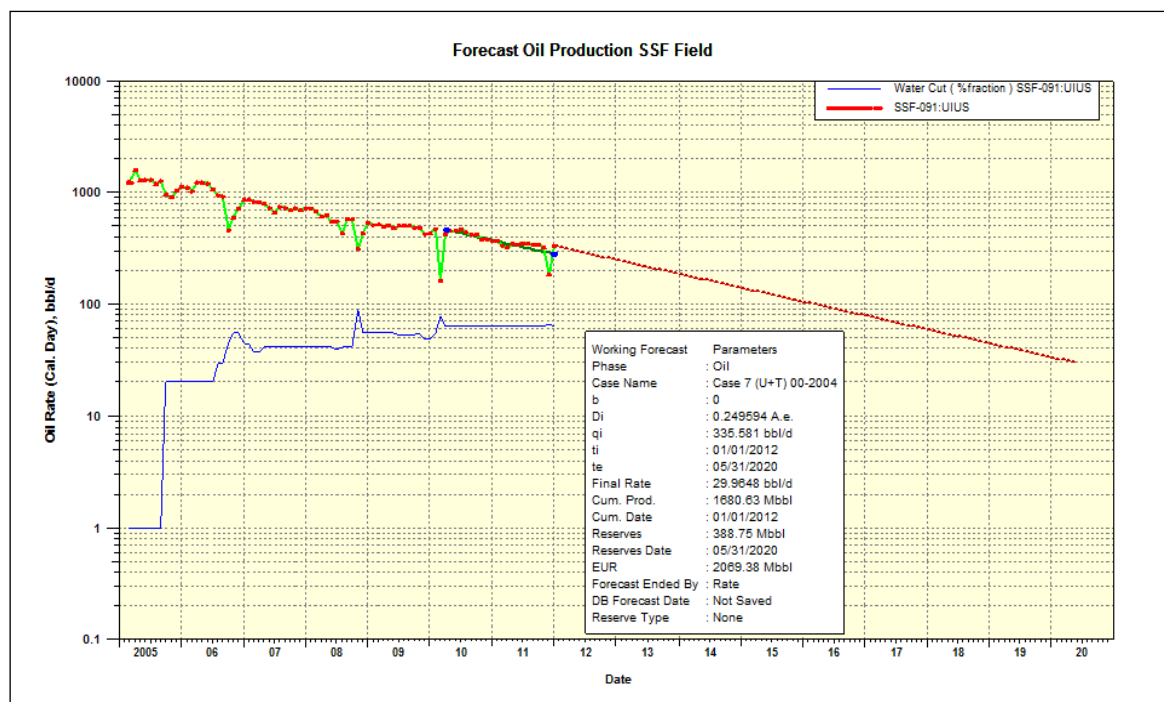
Gráfica A1.7 Reservas Estimadas Pozo SSFD-91 "Ti".



FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

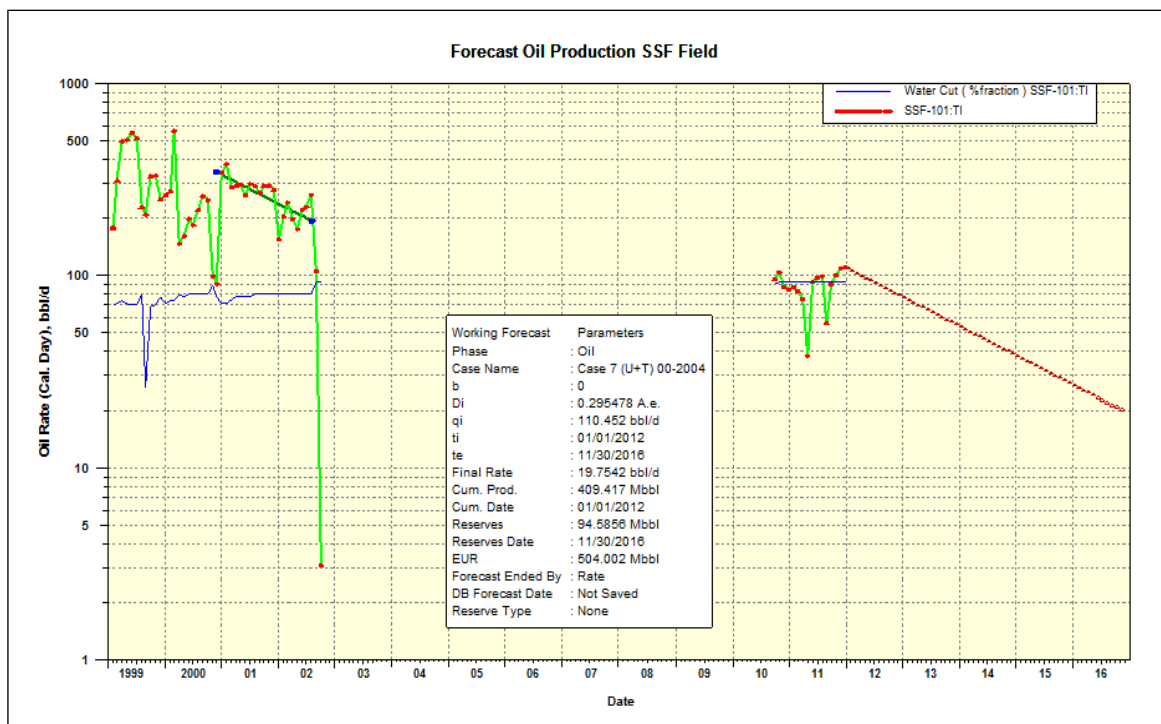
Gráfica A1.8 Reservas Estimadas Pozo SSFD-91 "Ti".



FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

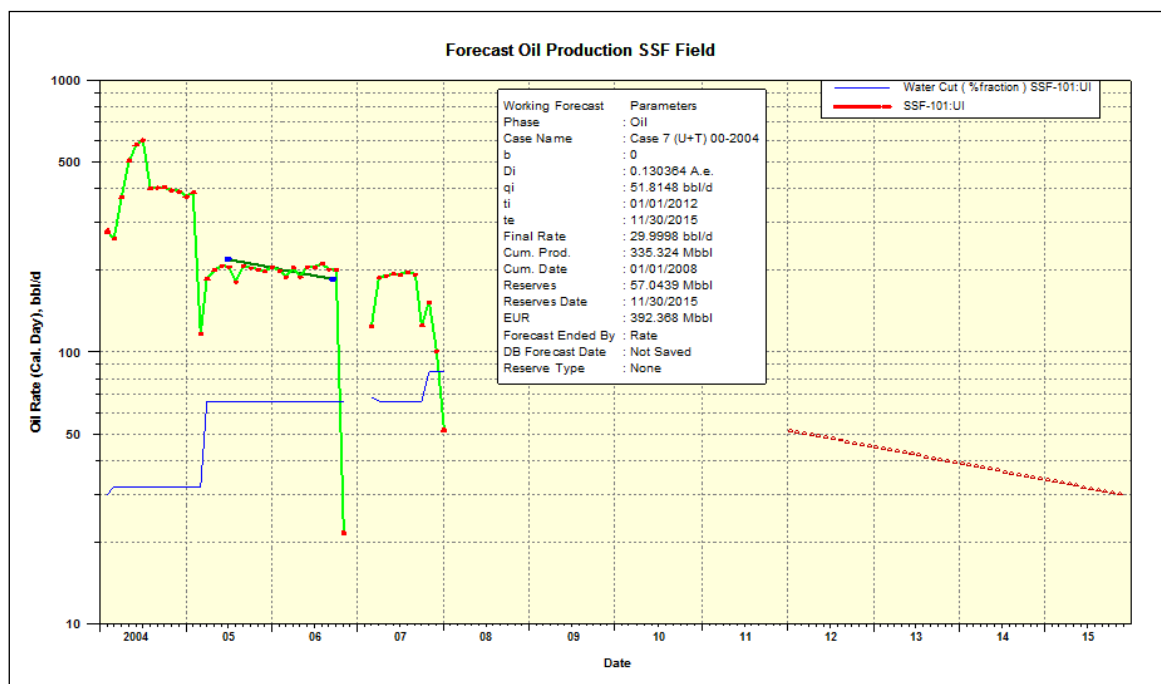
Gráfica A1.9 Reservas Estimadas Pozo SSFD-101 "Ti".



FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

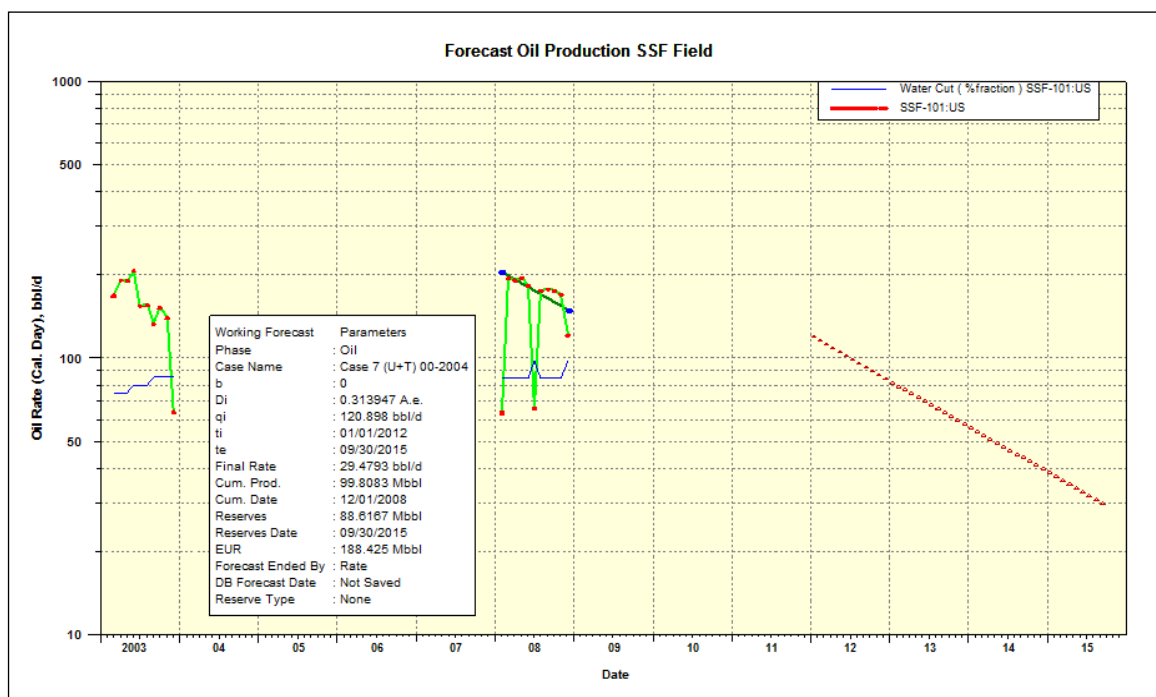
Gráfica A1.10 Reservas Estimadas Pozo SSFD-101 "Ui".



FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

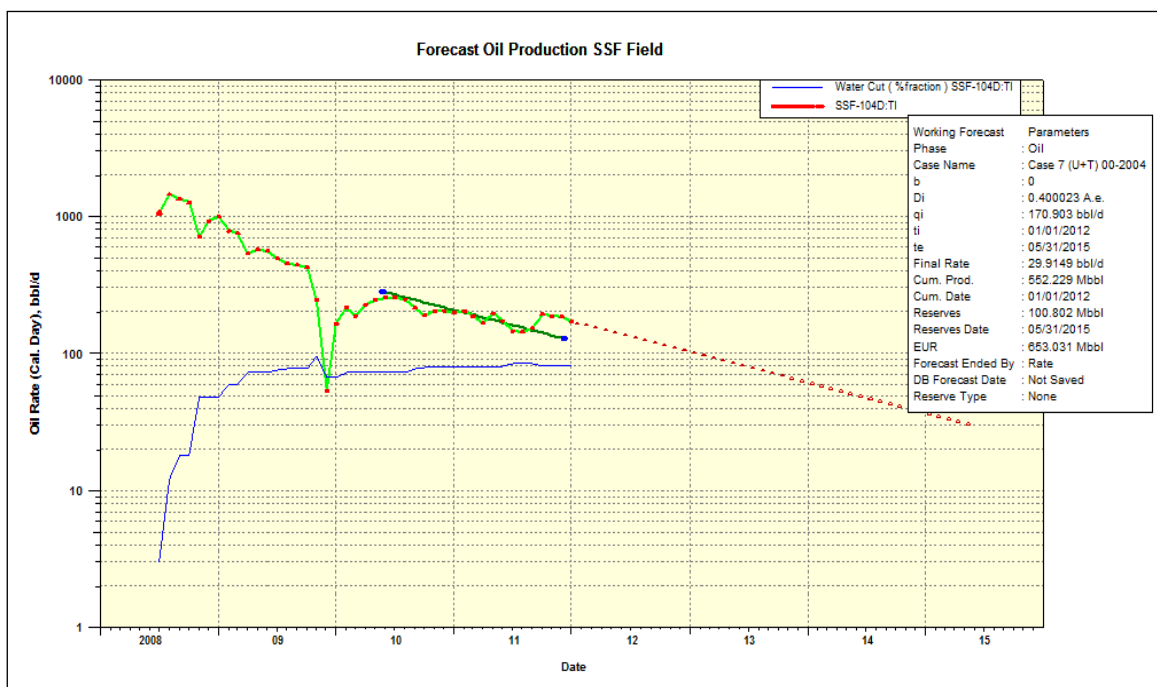
Gráfica A1.11 Reservas Estimadas Pozo SSFD-101 "Us".



FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

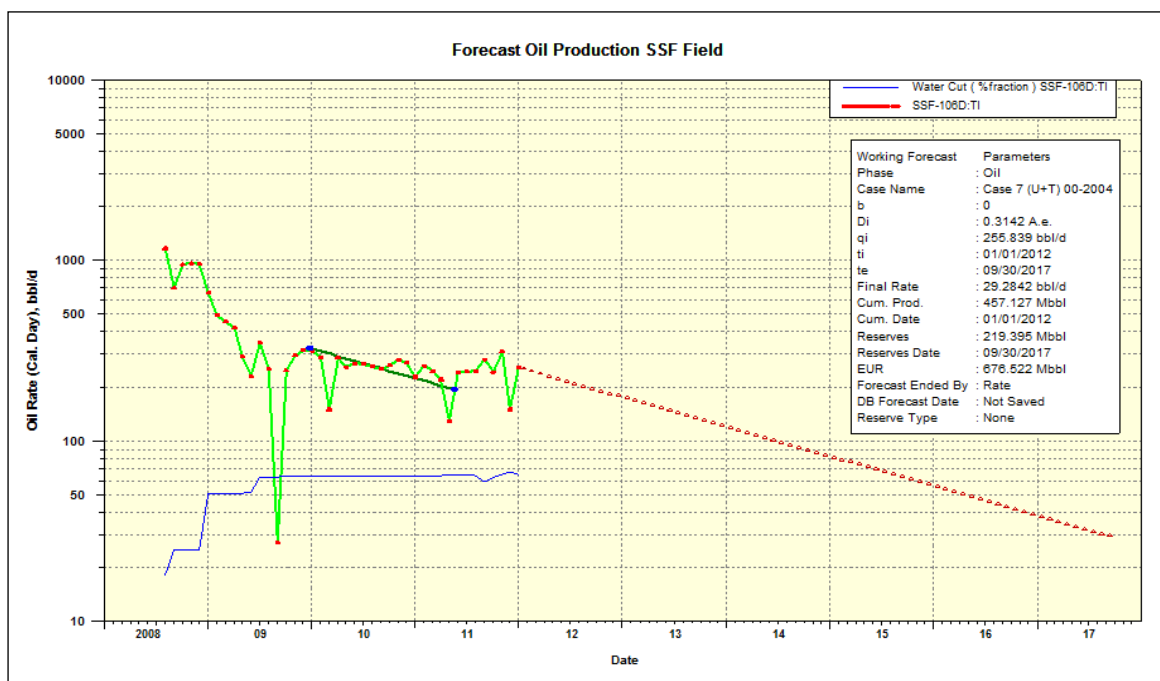
Gráfica A1.12 Reservas Estimadas Pozo SSFD-104 "Ti".



FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

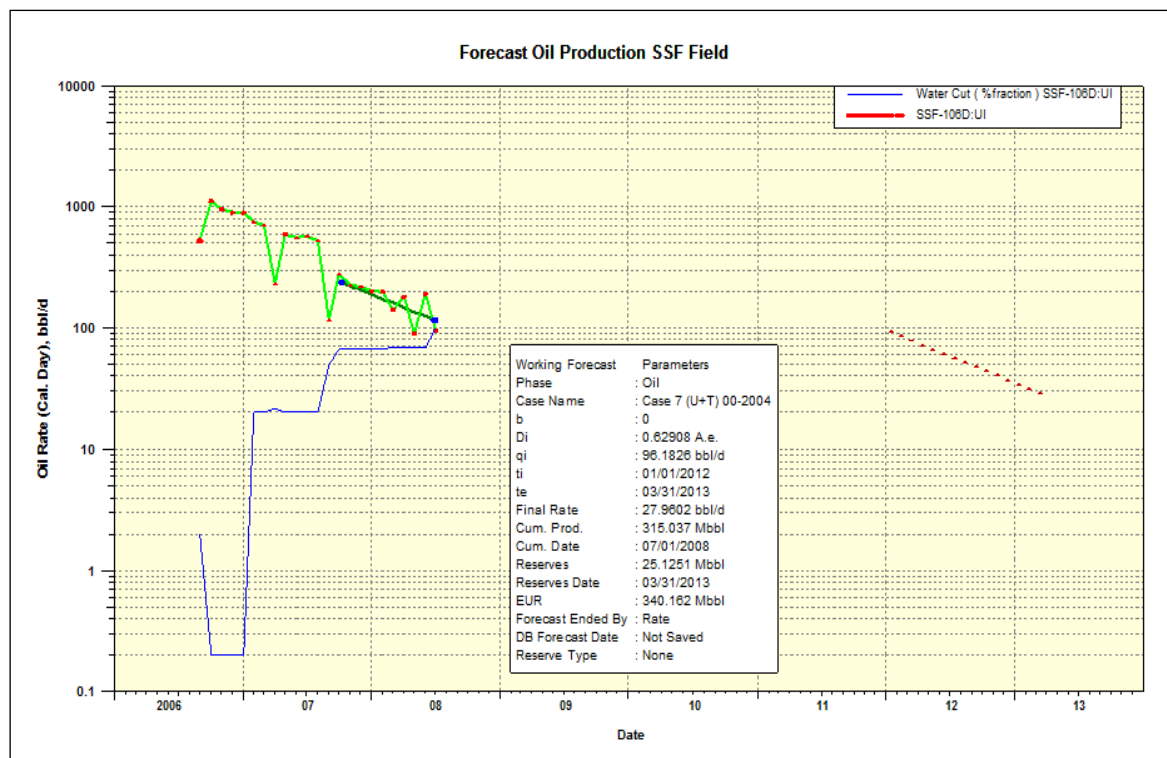
Gráfica A1.13 Reservas Estimadas Pozo SSFD-106 "Ti".



FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

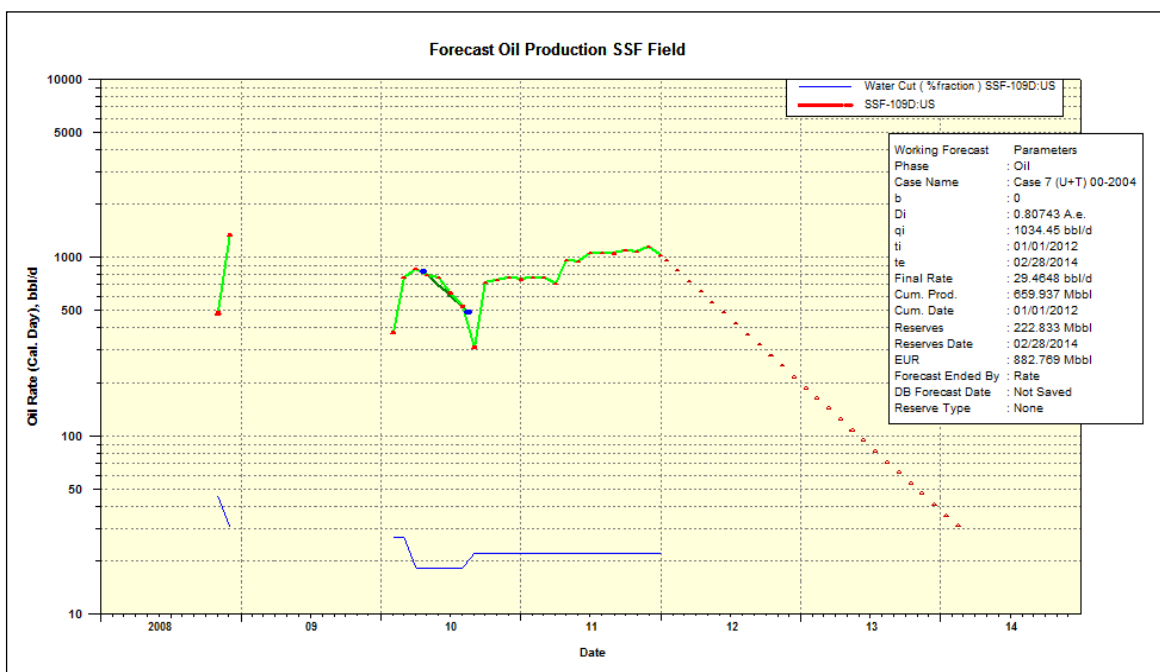
Gráfica A1.14 Reservas Estimadas Pozo SSFD-106 "Ui".



FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

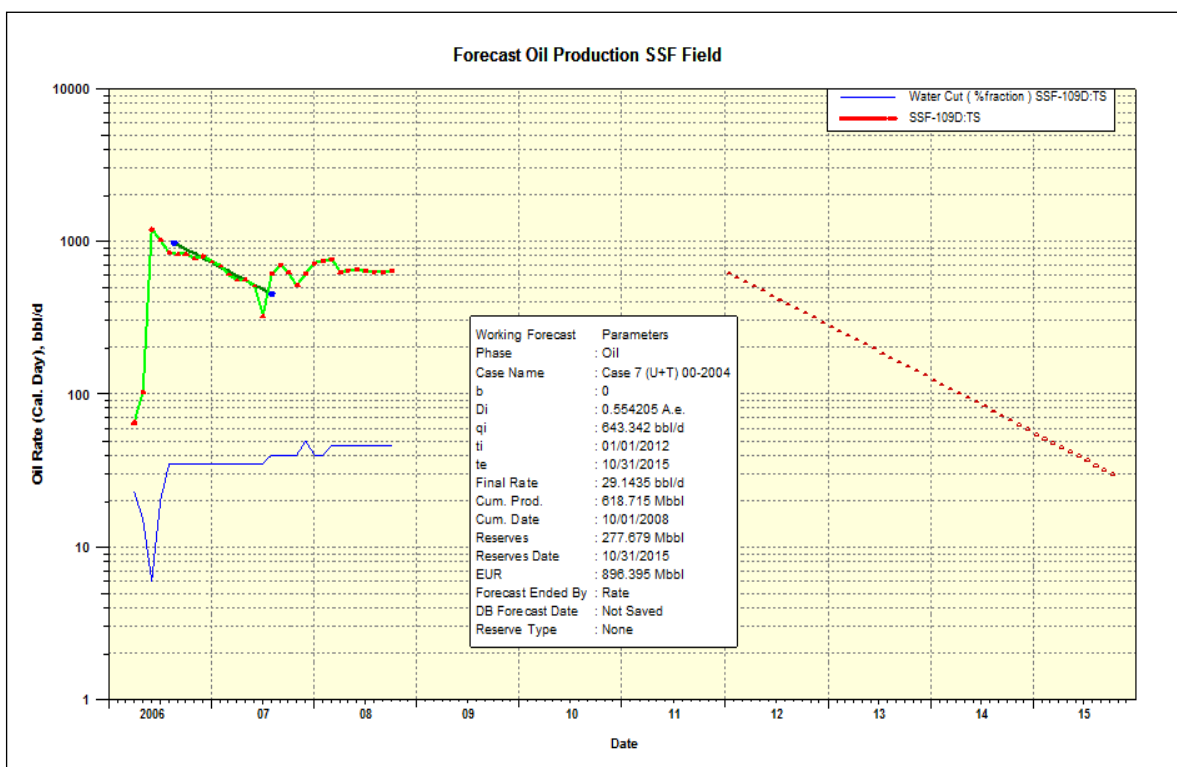
Gráfica A1.15 Reservas Estimadas Pozo SSFD-109 "Us".



FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

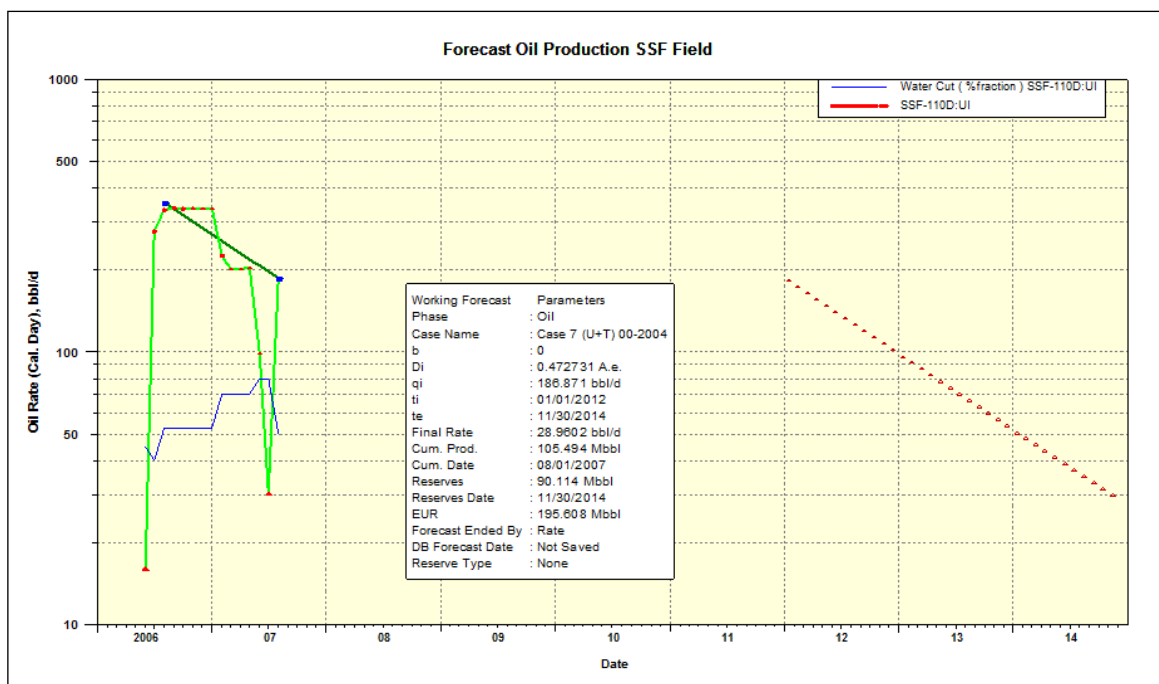
Gráfica A1.16 Reservas Estimadas Pozo SSFD-109 "Ts".



FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

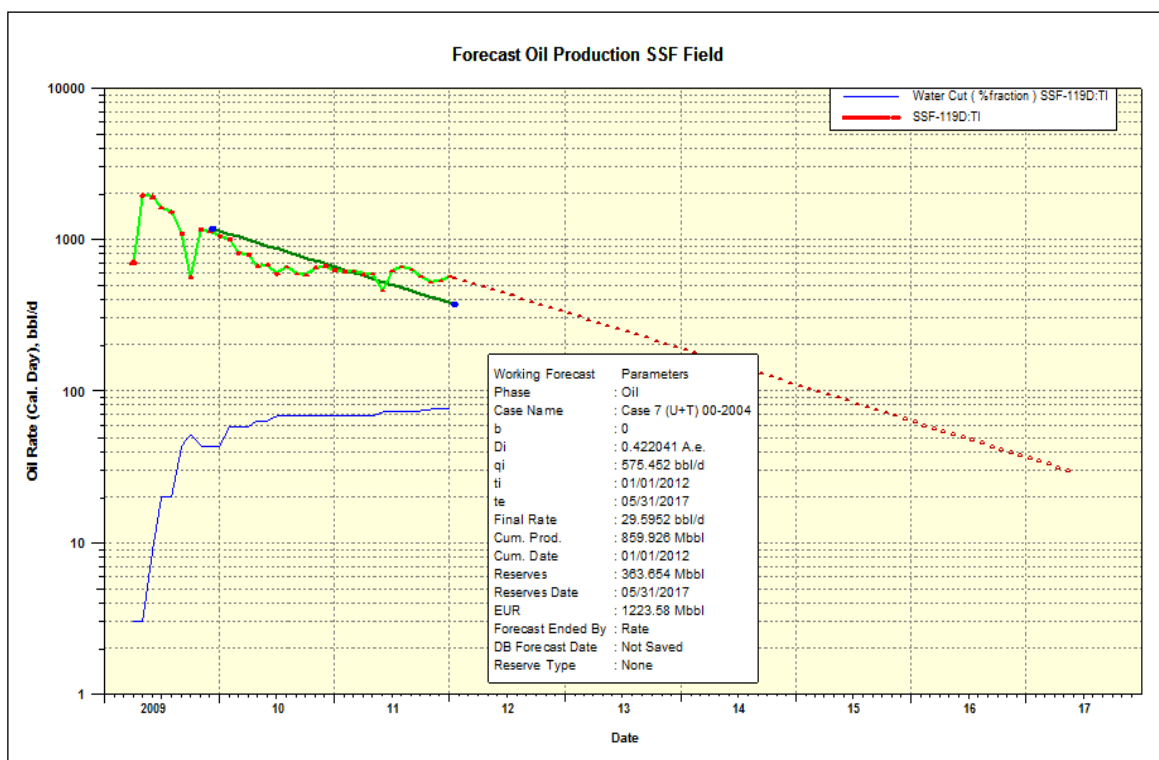
Gráfica A1.17 Reservas Estimadas Pozo SSFD-110 "Ui".



FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

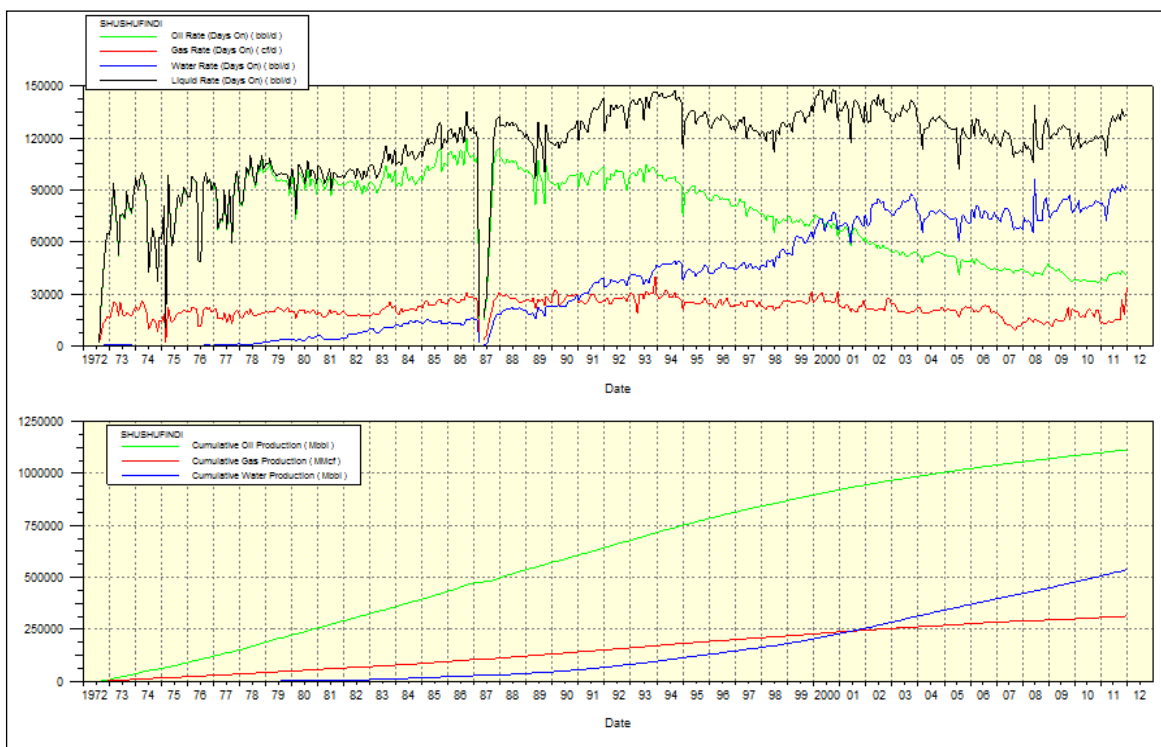
Gráfica A1.18 Reservas Estimadas Pozo SSFD-119 "Ti".



FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

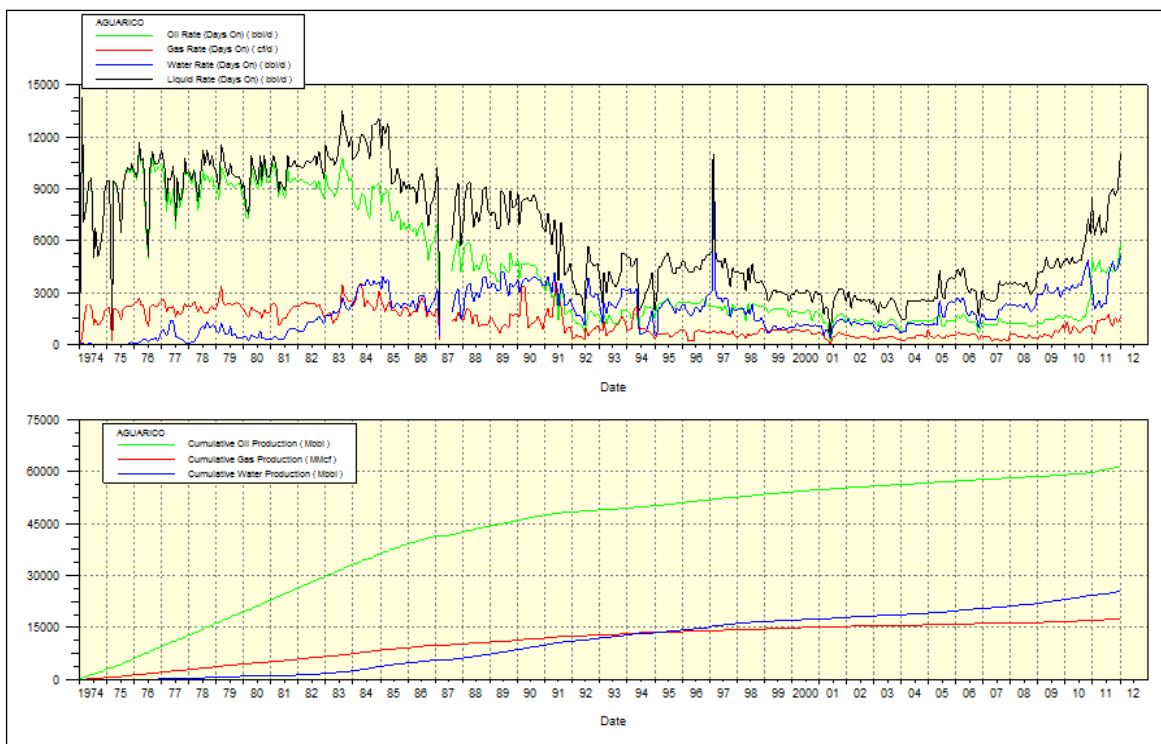
Gráfica A1.19 Producción Histórica y Acumulada Campo Shushufindi.



FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

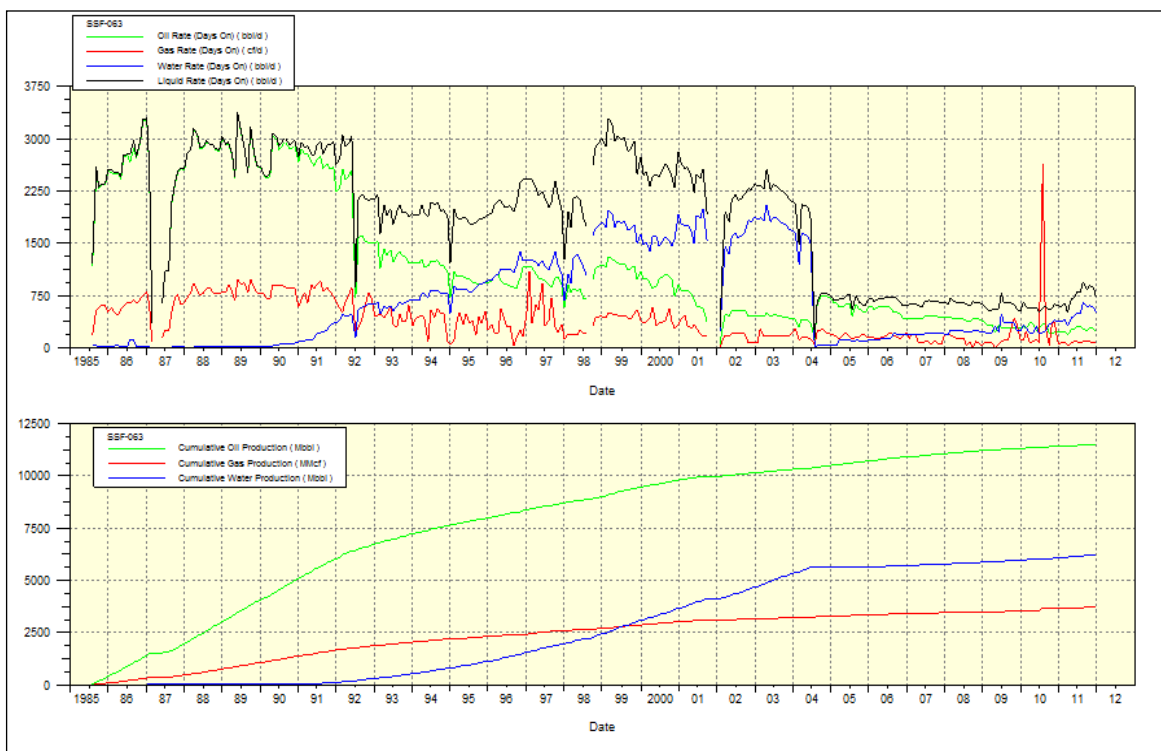
Gráfica A1.20 Producción Histórica y Acumulada Campo Aguatico.



FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

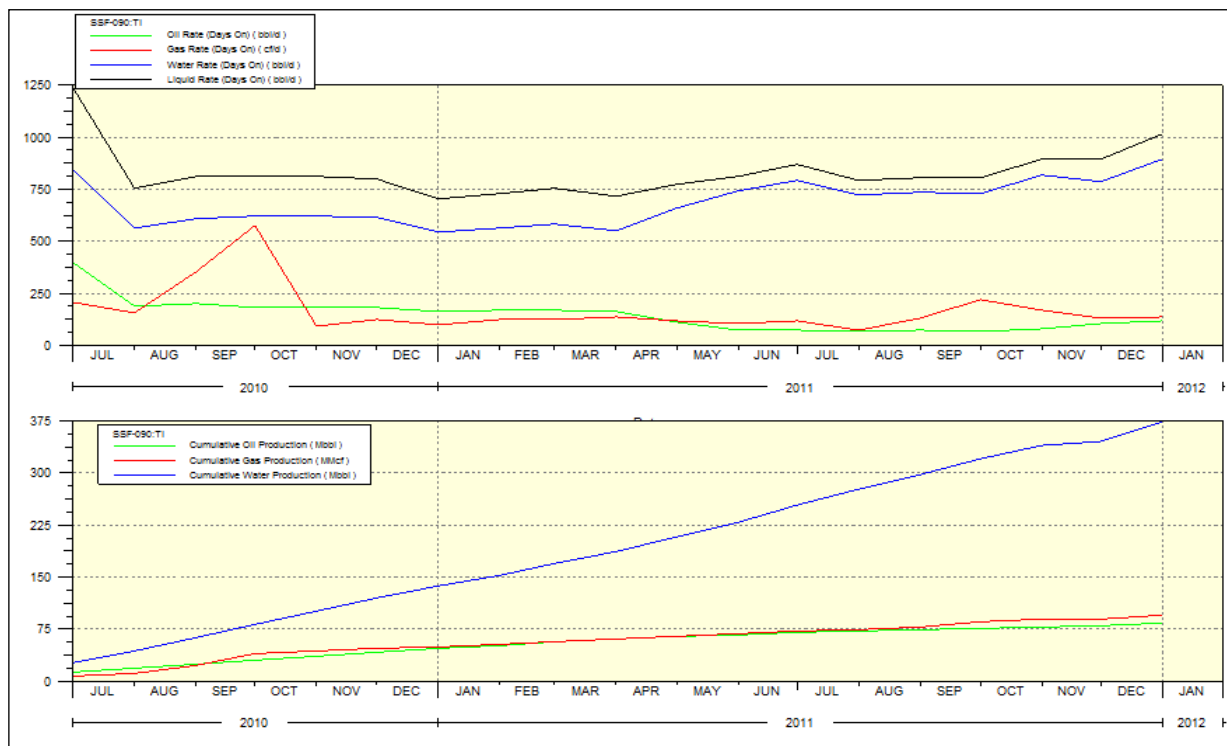
Gráfica A1.21 Producción Histórica y Acumulada Pozo SSF-63.



FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

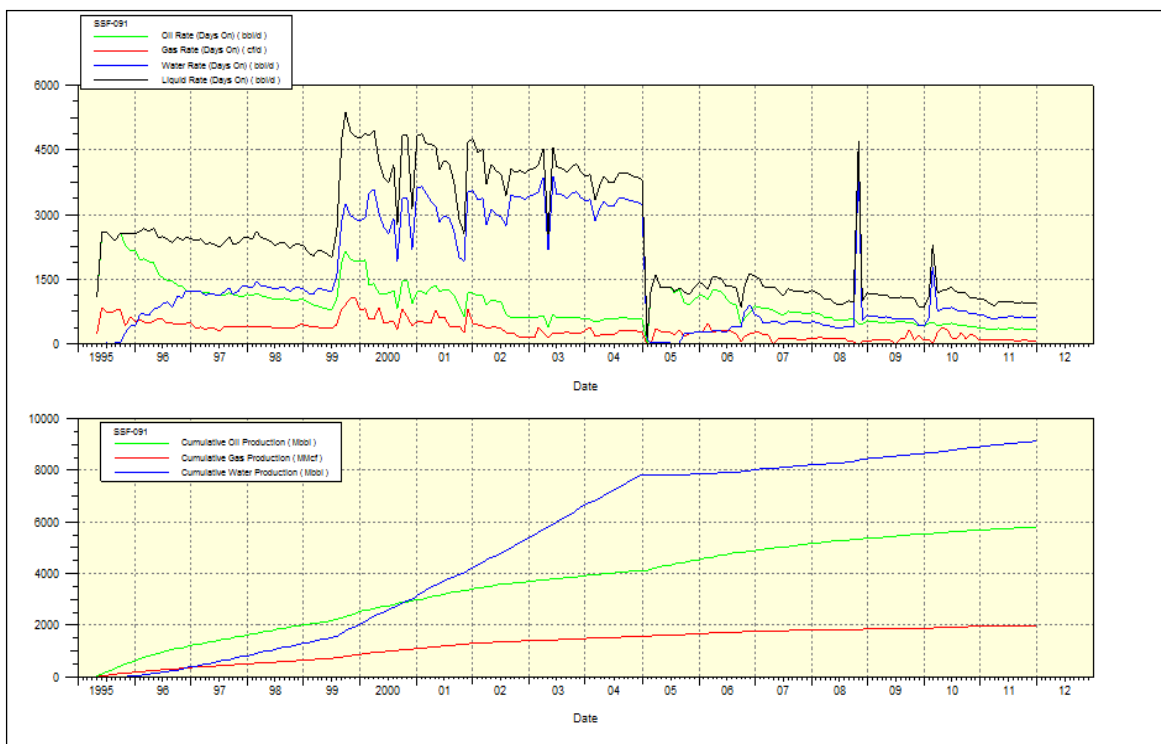
Gráfica A1.22 Producción Histórica y Acumulada Pozo SSF-90.



FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

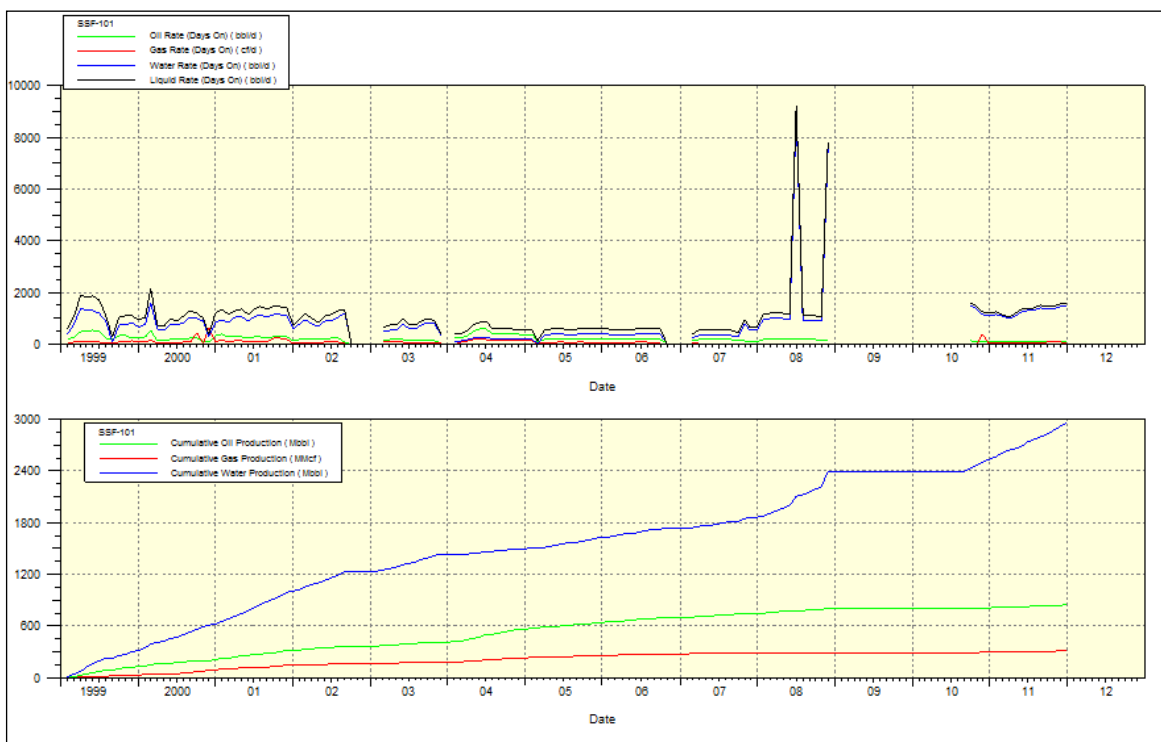
Gráfica A1.23 Producción Histórica y Acumulada Pozo SSF-91.



FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

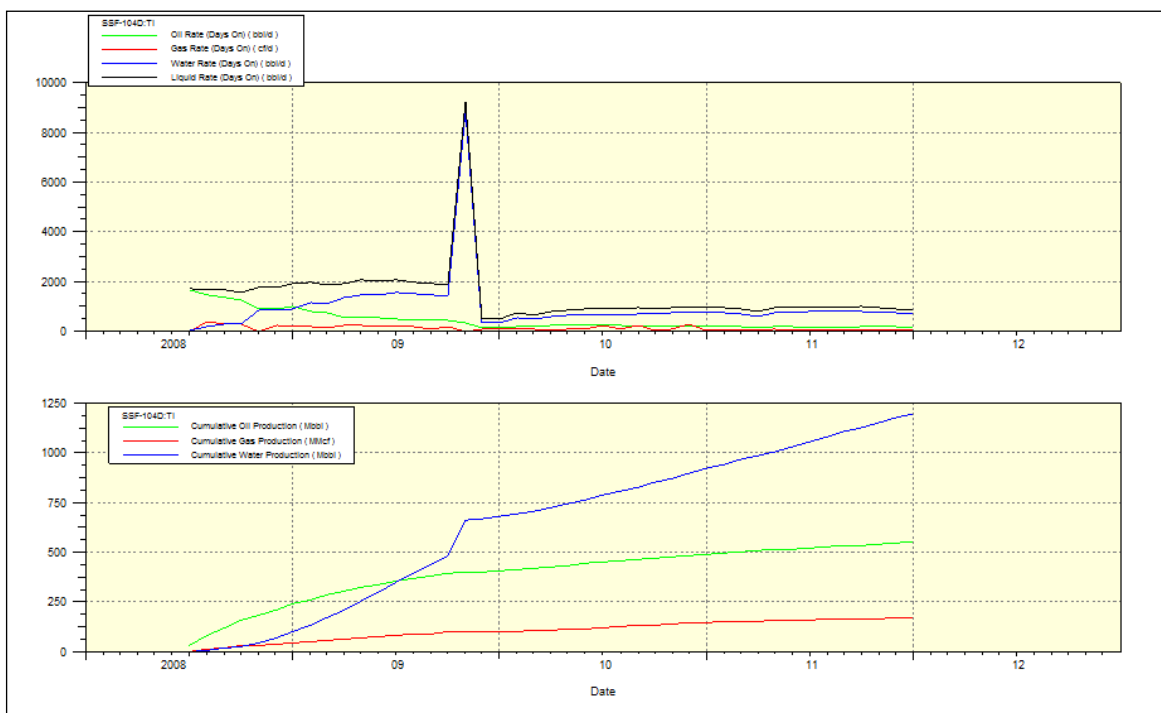
Gráfica A1.24 Producción Histórica y Acumulada Pozo SSF-101.



FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.

ELABORADO POR: Pedro Davila, Marcelo Tayo.

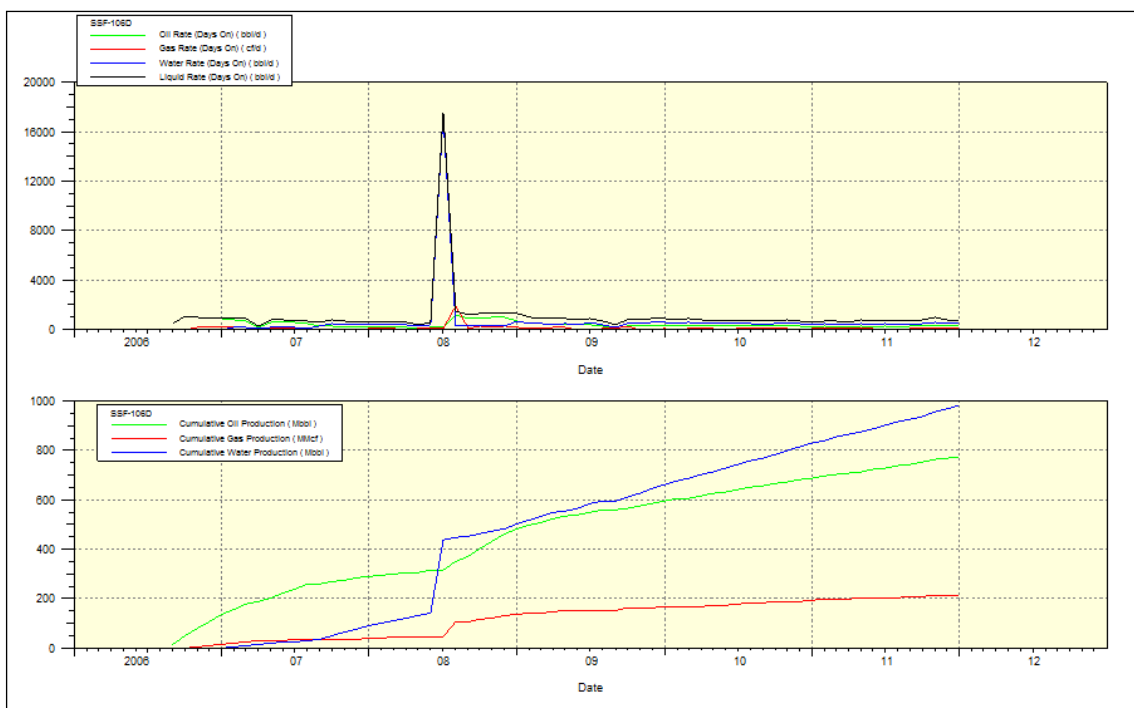
Gráfica A1.25 Producción Histórica y Acumulada Pozo SSF-104D.



FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.

ELABORADO POR: Pedro Davila, Marcelo Tayo.

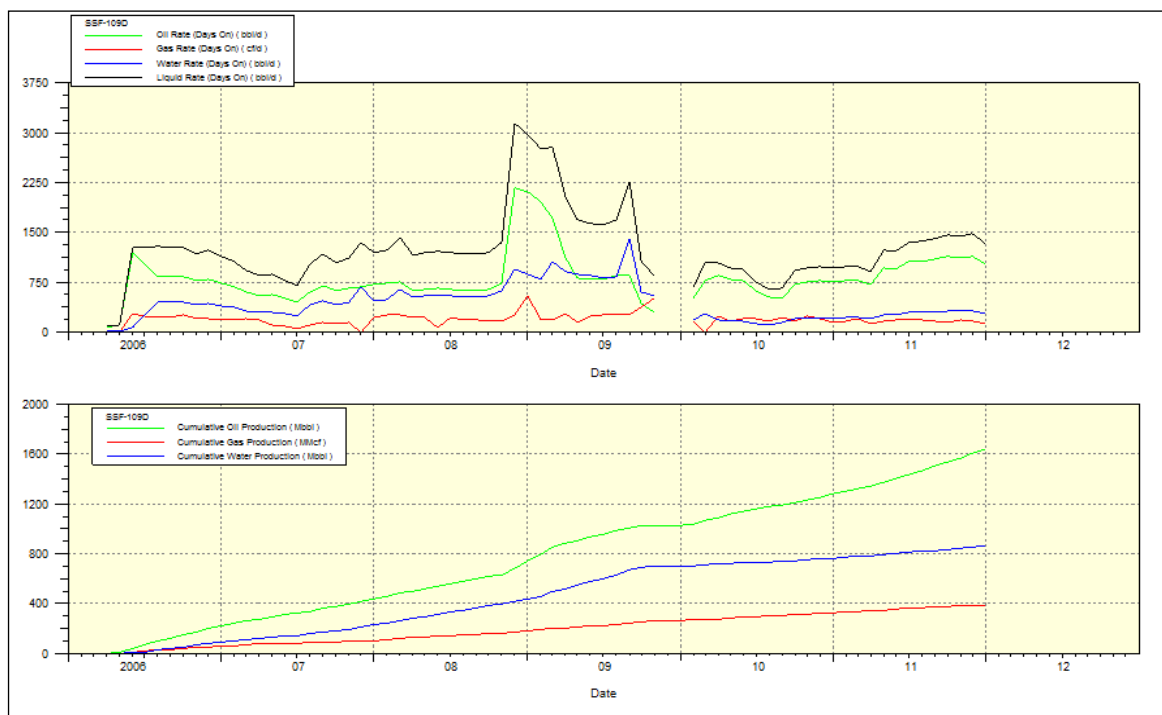
Gráfica A1.26 Producción Histórica y Acumulada Pozo SSF-106D.



FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.

ELABORADO POR: Pedro Davila, Marcelo Tayo.

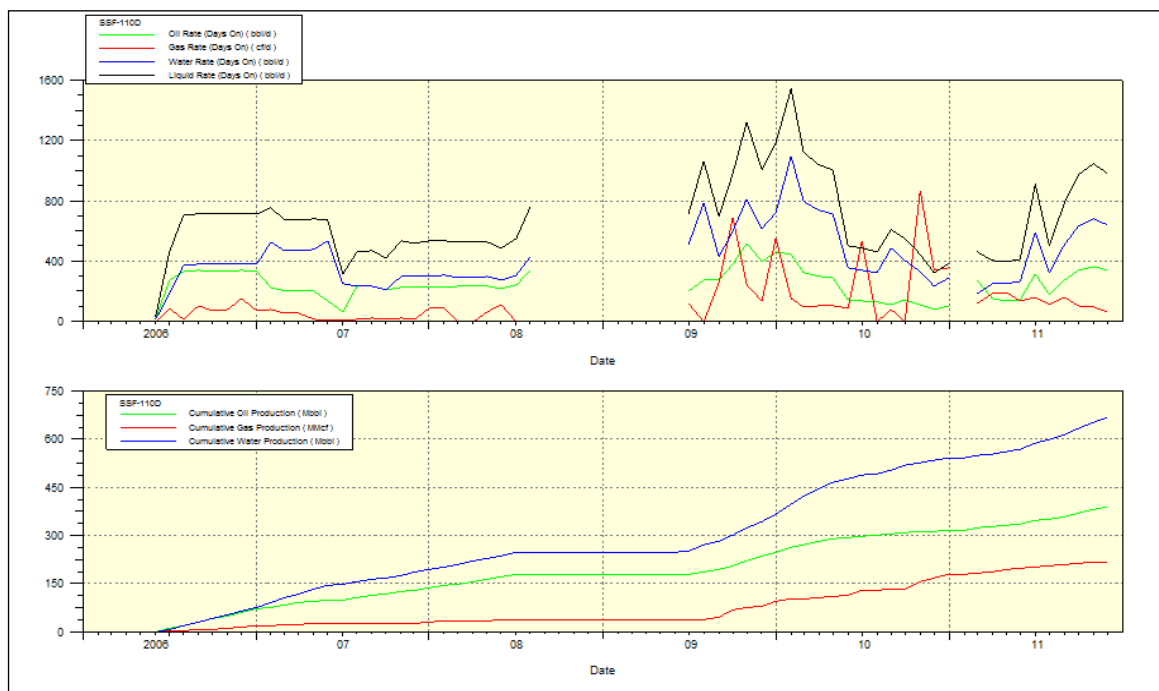
Gráfica A1.27 Producción Histórica y Acumulada Pozo SSF-109D.



FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.

ELABORADO POR: Pedro Davila, Marcelo Tayo.

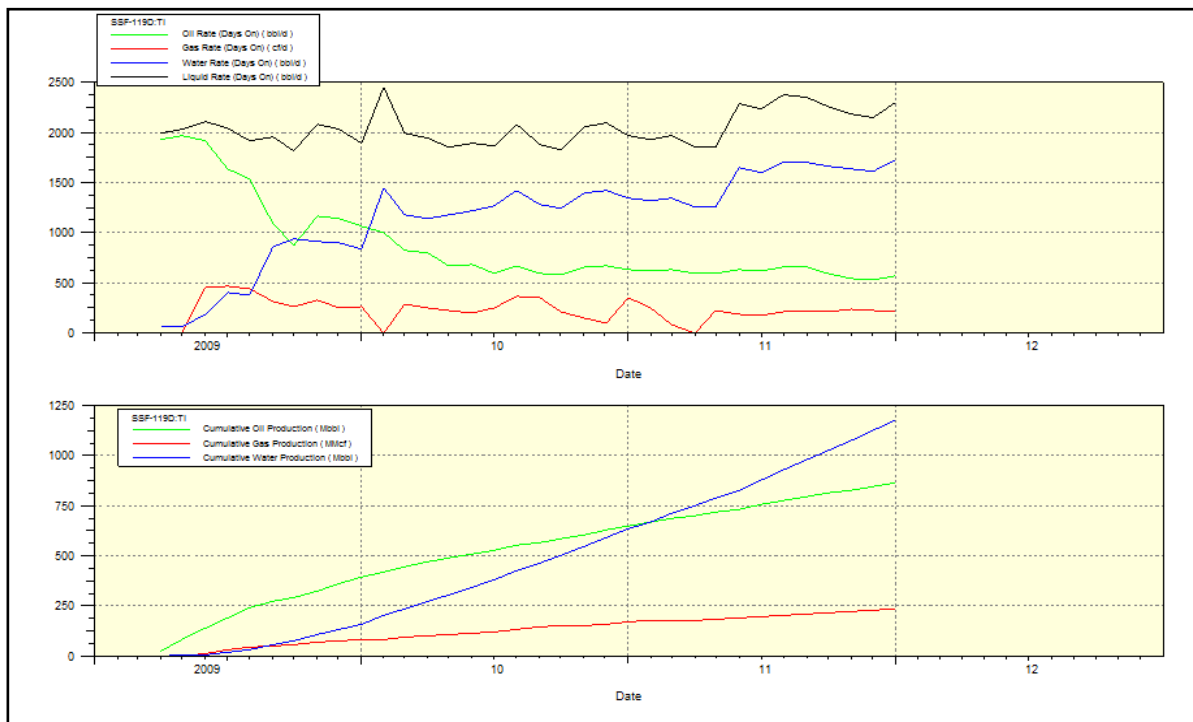
Gráfica A1.28 Producción Histórica y Acumulada Pozo SSF-110D.



FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.

ELABORADO POR: Pedro Davila, Marcelo Tayo.

Gráfica A1.29 Producción Histórica y Acumulada Pozo SSF-119D.



FUENTE: Ingeniería de Reservorios E.P. Petroecuador. Softwarwe OFM.

ELABORADO POR: Pedro Davila, Marcelo Tayo.

ANEXO No. 2

HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTOS

DE LOS POZOS SELECCIONADOS

DEL ÁREA SHUSHUFINDI

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO AGUARICO-09

Fecha de completación 18 de Marzo de 1.978

Perforaciones Iniciales:

"U" 9124'- 9138' (14') 4 DPP
 9148'- 9168' (20') 4 DPP

"T" 9364'- 9392' (28') 4 DPP

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Inicial	ABR-77	2054	0.4	--	UT	PPF

W.O.# 01 REPARAR VALVULA MASTER DEL CABEZAL
10-VI-77

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	10-Abr-77	2054	0.4	350	UT	PPF
Después	26-Jun-77	3365	0.6	310	UT	PPF

W.O.# 02 CAMBIO DE COMPLETACION DE FONDO
06-VI-81

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	17-Oct-82	409	30.0	104	UT	PPF

W.O.# 03 BAJAR BOLSILLOS PARA PRODUCIR CON LEVANTAMIENTO
06-VU-81 POR GAS LIFT.

- Estimulan con solventes a la arena T y U por separado

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	01-Dic-82	285	14.0	96	U	PPF
Después	14-Ene-83	1860	27.0	100	UT	PPG

W.O.# 04 CAMBIO DE COMPLETACION POR TENER PESCADO DE WIRE
23-I-85 LINE Y ROTURA DEL TUBING.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	16-Dic-84	1001	50.0	88	UT	PPG
Después	19-Feb-85	368	80.0	200	UT	PPG

W.O.# 05 AISLAR ENTRADA DE AGUA DE "U" CON CEMENTACION

27-III-85 FORZADA Y BAJAR GAS LIFT

- Evalúan arena "T" total recuperado 226 bls. BFPD 36 Bsw 50 %
- Realizan acidificación a "T" con 1000 gls. de Hcl 15 %
- Pistonean y pozo fluye BFPD 749 Bsw 7 %
- Evalúan arena "U" total recuperado 1060 bls. BFPD 1416 Bsw 80 %
- Realizan cementación forzada a "U" con 100 sacos de cemento clase "G"
- Corren registro de cementación CBL-VDL-GR-CCL buen cemento
- Perforan Napo "U" @ 4 DPP 9124'- 9138' (14')
- Pistonean arena "U" total recuperado 310 bls. Bsw 80 % salinidad 5600 ppmcl- NF: 3000'

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	05-Feb-85	395	75.0	84	UT	PPG
Después	19-Abr-85	1125	45.0	130	T	PPG

**W.O.# 06 CAMBIO DE COMPLETACION POR TUBERIA ROTA
14-IV-86 CEMENTACION FORZADA A "T" EVALUAR "U" Y BAJAR BES.**

- Realizan cementación forzada a "T" con 100 sacos de cemento clase "H"
- Evalúan arena "U" total recuperado 1873 bls. BFPD 1320 Bsw 82 %
- Pistonean arena "U" total recuperado 312 bls. Bsw 80 % salinidad 65300 ppmcl-
- Schlumberger perfora arena "T" q 4 DPP 9364'- 9380' (16')
- Evalúan arena "T" total recuperados 1043 bls. BFPD 1248 Bsw 3% cierran el pozo para restauración de presión.
- Realizan estimulación con 500 gls. de Hcl al 15 %
- Evalúan "T" total recuperado 294 bls. BFPD 1344 Bsw 25 %

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes		640	45.0	120	T	PPG
Después		1718	3.4	90	T	PPS

**W.O.# 07 REPARACION DE INSTALACION ELECTRICA
07-X-86**

- Sacan BES daño del motor quemado por corrosión

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	BES fuera de servicio					
Después	No se baja instalación eléctrica por falta de ánodos					

**W.O.# 08 INSTALACION DE BOMBA ELECTRICA E INSTALACION DE
12-I-87 ANODOS DE SACRIFICIO**

- Corren registro de chequeo de casing
- Bajan Bomba Eléctrica con ánodos de sacrificio

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	02-Oct-86	Pozo muerto				
Despues	02-Mar-87	1077	30.0	110	T	PPS

**W.O.# 09 REPARAR BES POR FUGA EN LA TUBERIA EN LA TUBRIA
01-IX-88**

- Realizan tratamiento anti-incrustaciones a "T" con SP-245
- Bajan Bomba Eléctrica sumergible.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	09-Ago-88	151	50.0	135	T	PPS
Después	12-Sep-88	701	50.0	130	T	PPS

**W.O.# 10 REPARAR BES Y TRATAMIENTO ANTIINCRUSTACIONES A LA
05-II-89 ARENA "T"**

- Realizan tratamiento anti-incrustaciones a la arena "T"
- Bajan Bomba eléctrica Sumergible

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	BES fuera de servicio					
Después	07-Mar-89	600	50.0	175	T	PPS

**W.O.# 11 REPARAR BES Y TRATAMIENTO ANTI-INCRUSTACIONES A
LA
26-VI-89 ARENA "T"**

- Realizan tratamiento anti-incrustaciones a la arena "T"

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	22-Jun-89	BES fuera de servicio				
Después	29-Jun-89	412	70.0	120	T	PPS

**W.O.# 12 CAMBIO DE BES Y COMPLETACION DE FONDO
28-XI-90**

- Realizan tratamiento anti-incrustaciones a la arena "T"
- Corren registro de chequeo de casing

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	BES Off					
Después	06-Dic-90	201	80.0	130	T	PPS

W.O.# 13 CAMBIO DE COMPLETACION DE FONDO POR HUECO EN LA TUBERIA Y BAJAR BES
24-I-91

- Sacan BES. Equipo OK, salió un tubo con rosca mala.
- Realizan tratamiento anti-corrosivo (microcápsula).
- Bajan BES. Produce "T".

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	07-Ene-91	BES OFF				
Después	07-Feb-91	265	70.0	160	T	PPS

W.O.# 14 REPARAR BES
11-VII-92

- Sacan BES, queda pescado.
- Realizan operaciones de pesca, recuperan pescado, equipo con motor circuitado y protectores con corrosión.
- Bajan completación de fondo y BES. Produce "T"

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	10-Ene-92	BES Off				
Después	19-Jul-92	209	70.0	205	T	PPS

W.O.# 15 CAMBIO DE COMPLETACION POR HUECO EN LA TUBERIA
21-X-92

- Sacan BES. Equipo OK, hueco @ 1380'.
- Bajan BES. Produce "T".

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	31-Ago-92	BES Off				
Después	07-Nov-92	95	90.0	150	T	PPS

W.O.# 16 RECUPERAR BOMBAS ELECTRICAS SUMERGIBLES Y BAJAR COMPLETACION PARA EVALUAR CON POWER OIL SIN TORRE.
21-VII-93

- Recuperan BES. Daño en flat cable, Protector y housing del motor corroído
- Sacan completación de fondo.
- Bajan completación Power Oil.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	BES OFF (09-Ene-93)					
Después	ESPERA EVALUACION SIN TORRE					

**W.O.# 17 CAMBIO DE COMPLETACION POR OBSTRUCCIÓN EN EL
30-V-94 CABEZAL TOMAR REGISTRO DE CASING Y GR.**

- Sacan completación Power Oil en buenas condiciones.
- Realizan registro CBL y CIT.
- Bajan completación Power Oil. Produce "U".

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	MÉTODO
Antes	CERRADO	(25-May-94)				
Después	01-VI-94	SE EVALUARA	SIN TORRE			

**W.O.# 18 CORRER REGISTRO RST; CEMENTAR; REPUNZONAR Y
25-X-97 EVALUAR
ZONAS DE INTERES. BAJAR TIPO DE LEVANTAMIENTO DE
ACUERDO A LOS RESULTADOS.**

- Sacan completación Power Oil salen 2 tubos de 2 3/8" con huecos y escala.
- Evalúan "U+T": BFPD= 1704, BPPD=187, BSW=82%, API=28.2, SALIN.=50050 ppm Cl-
- Realizan registro RST en los intervalos de arena "T": 9340'-9400'(60'), arena "U": 9100'-9194'(94').
- Evalúan U+T": BFPD= 1680, BPPD=185, BSW=89%, API=28.2, SALIN.=50000 ppm Cl-
- Realizan cementación forzada con 120 Sxs cemento clase "G" a la arena "T".P.cierre= 3500 psi.
- Realizan cementación forzada con 85 Sxs cemento clase "G" a la arena "U".P.cierre= 3500 psi.
- Disparan "T": 9366'-9370', 9371'-9382'. El primer intervalo se dispara por error de mal marcado cañón.
- Disparan "U": 9124'-9128', 9156'-9164', 9134'-9140'.
- Evalúan "U+T": BFPD= 2160, BPPD=216, BSW=90%, Realizan prueba de admisión a "U" con 2000 psi; cae 300 psi/min.
- Evalúan "U": BFPD= 1920, BPPD=384, BSW=80%, API=26, SALIN.=66000 ppm Cl-
- Bajan completación Power Oil. Produce "US"

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	MÉTODO
Antes	01-X-97	CERRADO	PESCADO		PARTE BAJA DE BOMBA	JET
Después	26-X-97	400	69.0	190	US	PPH

**W.O.# 19 REALIZAR CEMENTACION FORZADA A "U^{sup}" Y "T" . 12-V-05
REPUNZONAR "U" Y "T". EVALUAR POR SEPARADO CON B'UP +
COMPLETAR.**

- Sacan completación Power Oil, sale 1 tubo con orificio a 9125', resto de tubería en buenas condiciones.
- Realizan SQZ a "U" y "T"

- Punzonan arena "T" de 9356' – 9368' (12') a 6 DPP y arena "U" de 9120' a 9130' (10') a 6 DPP.
- Bajan BHA de evaluación no pasan a 9163'.
- Evalúan arena "T" BFPD=576, BSW=87%, THE=46, TOTAL REC=1356 bls.
- Evalúan arena "U sup" BFPD=840, BSW=100%, THE=6, TOTAL REC=210 bls.
- Bajan completación para continuar evaluando sin torre.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	MÉTODO
Antes	CERRADO					
Después	24-V-05	524	44		U sup	PPH

W.O.# 20 BAJAR BES
31-V-05

- Controlan pozo con agua tratada a 8.3 LPG (6.89 NTU) arman BOP prueban. Desconectan on-off campana a 8991' sacan tubería de 2 7/8 punta libre (en buen estado).
- Bajan 2 Bombas DN-1300 (108+108) etapas. Motor 125 HP, 1480 Vol, 55 Amp hasta 8775' .
- Desarman BOP instalan Casing Spool y Donald realizan empate del cable con Quick Conector. Arman cabezal prueban ok.
- Realizan prueba de funcionamiento de la BES, ok. Realizan prueba de producción arena "U" y finalizan operaciones el 31 de mayo del 2005 a las 22:hrs.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	MÉTODO
Antes	22-agos-98	Cerrado por alto BSW				
Después	18-jun-05	150	88%	160	U sup	PPS

W.O.# 21 REPARAR BES
06-VIII-06

- Controlan pozo con agua tratada a 8.3 LPG (6.89 NTU) arman BOP prueban.
- Intentan sacar equipo BES sin éxito, Sacan tubería 8679' de tubería 2 7/8 (Queda pescado tbg + equipo Bes).
- Realizan operaciones de pesca. Recuperan Pescado 100%. Bomba atascada. Centralizador roto.
- Muelen cabeza de On-OFF. Enganchan completación de fondo desasientan packers intentan recuperar completación de fondo sin éxito) se atranca a (realizan varios intentos) Muelen hombros de packer superior. queda pescado a 8979'.
- Bajan 1 tubo de 2 7/8"
- Suspenden operaciones el 6 de Agosto del 2006

FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	MÉTODO
Antes	28-May-06	Cerrado BES fase a tierra			
Después	6-Agt-06	Cerrado por falta de tubería de 2 7/8"			

W.O.# 22 RECUPERAR PESCADO. EVALUAR "US". DISEÑAR BES
10-IX-10

- Realizan varias operaciones de acondicionamiento y pesca y recuperan completación de fondo pescado 100%.
- Asientan CIBP de 5 ½" a 9145' .
- Evalúan arena "US" con B'UP: JET 11K: BFPD=1008, BPPD=473, BSW=53%, SAL=70900', API=27.7°.PS=3157,PWF=1961 PSI.
- Bajan Equipo Bes 2DN-1100 en 2 7/8" tubería
- Finaliza operaciones el 10 de Septiembre del 2010

FECHA BPPD BSW Pc ZONA MÉTODO

Antes 06-Ago-06 Cerrado por falta TBF 2 7/8"
 Después 10-Sep-10 Cerrado por Fuga en Master

W.O.# 23 REPARAR VALVULA MASTER DE CABEZAL
13-IX-10

- Inician operaciones el 11-Septiembre-2010.
- Despresurizan pozo, desconectan máster cambian niple bajo master (por daño de hilos del niple instalado en WO-22)
- Levantan hanger megan equipo OK. Arman cabezal. Prueban Realizan prueba de rotación y producción ok.
- Finalizan operaciones el 12-Sep-2010.

FECHA BPPD BSW Pc ZONA MÉTODO

Antes 10-Sep-10 Cerrado por fuga en Master
 Después 12-Sep-10 230 76 150 Us PPs

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO AGUARICO-10

Fecha de completación 25 de Febrero de 1.980
 Perforaciones Iniciales:

"T" 9372'- 9389' (17') 4 DPP
 9396'- 9417' (21')

PRUEBAS INICIALES:

FECHA	BPPD	BSW	Pc	RGP	METODO
25-02-80	2385	6	18		PPF
06-03-80	2461	0.5	220	205	PPF
15-03-80	726	5	100	-	PPF

W.O.# 01 CAMBIAR TUBERÍA TAPONADA Y REALIZAR TRATAMIENTO ANTI-INCRUSTACIONES
27-JUL-80

- Realizan tratamiento incrustaciones a arena U

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	Jul-80	MUERTO				
Después	08-Ago-80	1453	28	130	UT	PPF

W.O.# 02 ESTIMULACION CON ACIDO A LA ARENA NAPO "U" Y "T" 06-AGO-84
Y TRATAMIENTO ANTIESCALA. CHEQUEO CASING.

- Realizan tratamiento antiescala a T y U

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	23-Jul-84	1592	28	78	U	PPF
Después	15-Ago-84	848	5	34	U	PPF

W.O.# 03 INSTALACION DE VÁLVULAS DE GAS LIFT.
29-AGO-84

Asientan mandriles. 2599',3987',5180',5950',6614',7089',7595',8100',8606

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	19-Ago-84	848	5	42	U	PPF
Después	12-Sep-84	2931	6.5	120	U	PPG

W.O.# 04 CAMBIO DE COMPLETACION Y REDISEÑO DE VÁLVULAS DE GAS LIFT
04-OCT-86

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	15-Sep-86	1805	28.0	100	U	PPG
Después	13-Oct-86	2426	32.0	110	U	PPG

W.O.# 05 EVALUACION DE ARENAS U Y T. CEMENTACION FORZADA A AMBAS ZONAS Y LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS L.
23-DIC-88

- Evalúan arena U: BFPD=2040, BSW=47, Sal=64000ppmCl-
- Evalúan arena T: BFPD=1248, BSW=53, Sal=13000 ppmCl-
- Realizan B'Up.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	01-Dic-87	2342	40.0	60	U	PPG
Después	17-Ene-88	1565	5.0	52	U	PPG

W.O.# 06 CAMBIO DE COMPLETACION DE GAS LIFT POR FUGA EN 09-SEP-88
LA TUBERÍA

- Sacan completación corroída. Queda pescado a 2896'
- Por varias ocasiones bajan over shot y recuperan pescado.
- Bajan completación para gas lift.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	01-Sep-88	841	46.0	84	U	PPG
Después	13-Sep-88	855	60.0	210	U	PPG

**W.O.# 07 CAMBIO DE CABEZAL POR LIQUEO.
22-DIC-88**

Cambian de cabezal, cauchos del donald en mal estado.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	9-Dic-88	Cerrado por fuga en el cabezal.				
Después	25-Dic-88	1079	62	130	U	PPG

**W.O.# 08 CEMENTACION FORZADA A "U". REDISPARAR "U"
05-SEP-89 EVALUACIÓN. BAJAR COMPLETACIÓN DE FONDO. CAMBIO
DE TUBERÍA.**

- Corren registro de chequeo de casing ETDD y multifinger se detecta hueco entre 9276', 9416'-9350', casing ovalado de 8130'-8200', 6350'-6400', 5475'-5500', 4780'-4800'.
- Evalúan U: BFPD=2760, BSW=89%, Sal=30000 ppm Cl-
- Realizan cementación forzada a U y punzonan el siguiente intervalo 9140' – 9170' (30') a 4 DPP.
- Realizan tratamiento anticorrosivo.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	11-Ago-89	515	70	145	UT	PPG
Después	13-Sep-89	1494	38	90	U	PPG

**W.O.# 09 CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR ROTURA DE TUBERÍA.
17-ABR-91**

- Corren registro de chequeo de casing ETDD desde el fondo hasta superficie.
- Realizan tratamiento anticorrosivo con 4 tambores de TC-6768.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	24-Mar-91	249	80.0	144	U	PPG
Después	19-Abr-91	429	80.0	176	U	PPG

**W.O.# 10 EVALUAR ARENAS T Y U. TOMAR REGISTRO DE
05-FEB-89 CORROSION METT-GR. BAJAR BES**

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	12-Feb-93	224	76	144	U	PPG
Después	03-Mar-93	799	70	140	UT	PPS

**W.O.# 11 REPARAR BES
15-ABR-93**

- Sacan BES: escala dentro de bombas.
- Bajan BES Reda GN-2000

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	10-Abr-93	BES fuera de servicio				
Después	19-Abr-93	771	70.0	140	UT	PPS

W.O.# 12 REPARAR BES
29-AGO-93

- Sacan BES: Flat cable circuitado, problemas de corrosion.
- Bajan BES; GN-2000

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	23-Ago-93	BES Off				
Después	06-Sep-93	638	75.0	180	T	PPS

W.O.# 13 CAMBIAR TIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BES
30-AGO-94 A BOMBEO HIDRÁULICO. TOMAR GR. SQUEEZE A A NAPO
U+T. REDISPARAR. EVALUAR POR SEPARADO.

- Tubería corroída. Queda pescado, luego de varios intentos, recuperan pescado.
- Realizan cementación forzada a la arena T, cementación forzada a la arena U.
- Bajan PPH con cavidad KOBE.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	03-Jun-94	364	85	200	UT	PPS
Después	02-Sep-94	780	10.7	100	UT	PPH

W.O.# 14 CAMBIO DE COMPLETACION POR EMPACADURA
04-FEB-95 DESASENTADA

- Sacan tubería en buenas condiciones, empacaduras no accionadas.
- Bajan Jet National.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	25-Ene-95	Empacadura compacta desasentada				
Después	09-Feb-95	593	31.8	150	UT	PPH

W.O.# 15 CAMBIO DE COMPLETACION EMPACADURA DESASENTADA.
20-SEP-95

- Sacan completación, packer-arrow salen limpios y completos, recorrido de pistones normal.
- Bajan completación definitiva con empacaduras y cavidad national.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	27-Ago-95	Pozo recirculando				
Después	25-Sep-95	544	49	90	UT	PPH

W.O.# 16 CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR POSIBLE ROTURA DEL 16-

DIC-96 TUBING

- Sacan completación PPH, 8959' de tubería 3 ½" y cavidad national partida (se recuperan ¾ partes)
- Sacan pescado.
- Baján completación para PPH con cavidad national con bomba jet 10B.

	PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	12-Abr-96	0	0	rotura tubing			
Después	17-Dic-96	203	80.4	150	UT	PPH	

W.O.# 17 REALIZAR SQUEEZE A "T" Y "U".CORER REGISTRO DE CEMENTACION. PUNZONAR ,EVALUAR Y DISEÑAR BES

- Sacan completación PPH, en buenas condiciones.
- Baján BHA de limpieza, circulan, limpian y sacan.
- Baján retenedor y realizan SQZ a "T" con 180 Sxs de cemento "G". 15 bls a la formación, P. cierre 3500 psi. Sacan tubería.
- Baján retenedor y realizan SQZ a "U" con 150 Sxs de cemento "G". 15 bls a la formación, P. cierre 3500 psi. Sacan tubería.
- Baján BHA moledor y perforan retenedores y cemento hasta 9400'. Circulan, limpian y sacan.
- Corren registro CBL-VDL-GR-CCL, 2000' desde el fondo.
- Repunzonan "U" 9166'-9180' (14') @ 5 dpp.
- Evalúan "U": BFPD= 1200, BSW= 100%, TREC= 1481, THE= 30.
- Baján y repunzonan "T" 9371'-9385' (14')@ 5dpp.
- Baján completación de fondo con empacaduras "FH": Asientan @ 9054' y 9281' con 3000 psi. Prueban anular con 800 psi. Desplazan bomba Jet 10J para realizar prueba de producción de arena "T" :

TBR= 239 , BFPD= 720 , BSW= 100%, THE=8

Finalizan operaciones el 27/Noviembre/2005.

W.O.# 18 BAJAR BOMBA ELECTRICA SUMERGIBLE
15-DIC-05

- Sacan completación PPH, en tubería 3 ½" con toda completación de fondo con ON OFF seguros rotos, packer con el MANDRIL trabado y las CUÑAS remordidas (GOMAS sin uso), el segundo PACKER sale con la primera GOMA rota.
- Baján BHA de limpieza, circulan, limpian y sacan.
- Baján BHA de fondo con packer ARROW en 3 ½" tubería hasta 9356'. Asientan Packer ARROW con 3000 psi 9056' y 9284'. Prueban anular con 600 psi.
- Realizan prueba de admisión a arena "T" con 2200 psi @ 2 bls/min. Presión cae a cero/min. Desplazan bomba Jet 10J para evaluar arena "T" :
- BFPD= 432, BSW= 79%, TREC= 416, THE= 20.
Baján equipo BES Reda: 3 bombas D475N (123-123-141) etapas.

Motor de 150-120 HP, 2380-2270 V, 38-32.5 Amp.

Realizan prueba de producción de arena "T":

BFPD= 624, BPPD=0, BSW=100%.

Pc=10 psi, Amp=31, Hz=60, Pf=1842 psi.

- Finalizan operaciones el 15-Dic-2005.

W.O.# 19 REPARAR BOMBA ELECTRICA SUMERGIBLE
24-JUL-06

- Sacan equipo BES, equipo eléctrica y mecánicamente en buen estado, todo el equipo con giro normal y suave. Protector en la 1ra y 2da cámara con agua y en la 3ra cámara con aceite trabajado y limpio , en el protector inferior con aceite trabajado en las tres cámaras. Motor eléctricamente bueno.
- Bajan BHA de limpieza, circulan, limpian y sacan.
- Bajan equipo BES Reda: 3 bombas D475N (141+141+141) etapas. Motor: 125/100 HP, 1710/1618 V, 46/38.9 Amp.
Realizan prueba de producción arena "T":
BFPD=624 , BSW= 100% , Pc=110 psi, Hz= 60 Pf= 2220 psi.
Finalizan operaciones el 24/Julio/2006.

W.O.# 20 CAMBIO DE COMPLETACION POR COMUNICACIÓN
14-AGO-07 TUBING-CASING

- Geopetsa-02 inicia operaciones el 3-marzo-07
- Sacan completación BES, en buenas condiciones.
- Bajan BHA de limpieza, probando detectan tubo malo a 5000'. Bajan hasta 9015'. Circulan, limpian y sacan.
- Bajan equipo BES 3 bombas D475N en 3 ½" tubería probando a 5000' tubería se revienta. Equipo cae al fondo.
- Circulan, limpian y sacan.
- Corren registro CBL-VDL-GR-CCL, 2000' desde el fondo. Buen cemento en zona de interés.
- Repunzonan con TCP "U" 9152'-9164' (12') @ 5 dpp.
- Evalúan "U" y toman B'UP: BFPD= 1008, BPPD=554, BSW= 45%, TREC=2307, THE= 71 (22 CON ELEM). PS=3187; PWF=1766 PSI.
Bajan completación BES 2 DN-1100 EN 3 ½" TBG clase "A"

PRUEBA FECHA BPPD BSW Pc ZONA METODO

Antes 07-Feb-07 Cerrado por comunicación Tbg-Csg

Después 20-Agt-07 414 60 150 U PPs

W.O.# 21 CAMBIO DE COMPLETACION POR COMUNICACIÓN
12-DIC-08 TUBING-CASING Y REDISEÑO DE BES

- Sacan equipo BES en 3-1/2" tubería la cámara superior contiene agua y hay sólidos en el housing. Eléctricamente OK, tubería en estado aceptable y a 2700' una capa de 3 mm de escala.
- Bajan BHA de limpieza hasta 9275'. Circulan y sacan quebrando
- Bajan equipo BES 3 GN-1300 (42+42+74 etapas), rediseñado en

tubería 3-1/2" clase "A":

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	04-Dic-08	058	83.5	140	U	PPs
Después	20-Dic-08	204	86	145	U	PPs

**W.O.# 22 CAMBIO DE COMPLETACION POR COMUNICACIÓN
08-NOV-09 TUBING-CASING Y REDISEÑO DE BES**

- Sacan equipo BES en 3-1/2" tubería la cámara superior contiene agua, motor con bajo aislamiento. Sensor Eléctricamente malo, tubería en estado aceptable.
- Bajan BHA de limpieza hasta 9275'. Circulan y sacan
- Bajan equipo BES 3 P18XH6 (134+134+98) etapas, rediseñado en tubería 3-1/2".

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	Pc	ZONA	METODO
Antes	25-Oct-09	133	86	200	U	PPs
Después	29-Nov-09	144	90	140	U	PPs

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO DRAGO NORTE-01

Fecha de Completación: 27-Mar-2009.

Perforaciones Iniciales:

9476'-9494'	(18')	5DPP	Ui
9690'-9696'	(6')	5DPP	Ti
9724'-9736'	(12')	5DPP	
9854'-9866'	(12')	5DPP	Hs

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	ZONA	METODO
INICIAL 1					2-mar-2009
Hs	PPH				845
					36
					17-mar-2009
PPH					501
					42
					22-mar-2009
PPH					1435 8
					Ui

- Bajan conjunto TCP con cañones de 4 1/2" en 3 1/2" tubería, Correlación profundidad con registro "GR". Asientan packer PHD @9707'. Prueba con 800psi. Sueltan barra detonadora y punzonan: Arena "Hs" 9854' – 9866'@ 5DPP. Soplo moderado no fluye.
- Evalúan arena "Hs": BFPD=936, BPPD=683, BSW=27%, 27.5°API, TREC=1261 bls, THE=32 hrs, Salinidad=1850 ppmCl.
- Reevalúan arena "Hs": BFPD=1320, BPPD=845, BSW=36%, 27.5°API, TREC=4250 bls, THE=59 hrs(c/e), Salinidad=5000ppmCl.

- Bajan con cable eléctrico CIBP de 7" y asientan a 9815'.
- Bajan conjunto TCP con cañones de 4 ½" en 3 ½" tubería, Correlación profundidad con registro "GR". Asientan packer PHD @9544'. Prueba con 600psi. Sueltan barra detonadora y punzonan: Arena "Ti" 9690' – 9696' (6'); 9724'-9736'(12') @ 5DPP. Soplo mediano no fluye.
- Evalúan arena "Ti": BFPD=864, BPPD=501, BSW=42%, 29.5°API, TREC=1140 bls, THE=31 hrs, Salinidad=16000 ppmCl.
- Bajan con cable eléctrico CIBP de 7" y asientan a 9550'.
- Bajan conjunto TCP con cañones de 4 ½" en 3 ½" tubería, Correlación profundidad con registro "GR". Asientan packer PHD @9322'. Prueba con 800psi. Sueltan barra detonadora y punzonan: Arena "Ui" 9476' – 9494' (18') @ 5DPP. Soplo fuerte no fluye.
- Evalúan arena "Ui": BFPD=1560, BPPD=1435, BSW=8%, 28.9°API, TREC=3559bls, THE=49hrs, Salinidad=9500ppmCl.
- Reevalúan arena "Ui": BFPD=1560, BPPD=1513, BSW=3%, 28.9°API, TREC=2007 bls, THE=43 hrs(L/RECP ELEM), Salinidad=18200 ppmCl.
- Equipo BES REDA: Sensor Phoenix TYPO-0, (1) motor de 137.5/165 HP, 1729/2075V, 52.1 AMP, Serie 456. (1) Protector BPBSL-S/LT-FACT SHIM-MAXIMUS, Serie 400. (1) Separador de gas, Serie 400/375. (3) Bombas DN-1750 (116+124+124) etapas. Serie 400.
- Bajan BES en 3 ½" tubería clase "A", midiendo, calibrando y probando con 3000psi cada 20 paradas hasta 9051'.
- Realizan empates de cable #2 con capilar a 4380' y 8517'
- Realizan prueba de producción con BES de Ui al tanque del rig en locación: BFPD=1752, BPPD=350, BSW=80%, PC=150psi, TREC=448bls, Pitk=1990psi, THE=6hrs, VFF=1850-1847-1850, VFT=1077-1060-1073, AMP=30-30-32, Hz=50.

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO DRAGO ESTE -08D

Fecha de Completación: 29-May-2010

- Toman registro CBL-VDL-CCL-GR desde 10320' @ 8730', segunda pasada desde 10320' @ 9800', se observa buen cemento en zonas de interés.
- Bajan tubería 3-1/2 hasta 9600' W/L recupera Std. Valve. Circulan y Sacan.
- Bajan cañones con cable eléctrico, correlacionan @ 10086' – 10096' (10') Arena "Ti".Ok
- Arman y bajan equipo BES, GN-1600 (160, etapas) Serie 540, Motor, (165 HP / 1355 Volt / 73,5 Amp), Serie 540.
- Realizan prueba de rotación a 60Hz, Ok.

PRUEBA DE PRODUCCION

BFPD=960, BSW=8%, Pintk=2400psi; Tintk=217°F, Tm=279°F; Frecuencia=53Hz, Amp=26-26-25A; Voltaje F/F=1322-1301-1310V, TREC=410BBLS.

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BSW	API	PC
29-05-10	"Ti"	PPH	960	883	8%	29	NR

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO SHUSHUFINDI -10BD

Fecha de Completación: 14-Dic-2010

- Toman registro de Desviación GIRO-CBL-VDL-GR-CCL 2000' desde superficie hasta 8100' herramienta de registro de cementación se atasca, cortan cable, bajan herramienta de pesca. Recuperan en 100%. Limpian. Baker toma registro de CBL-VDL-GR-CCL.2000' desde 9485' hasta 8100'. Corre registro de saturación
- Bajan conjunto TCP, correlacionan y asientan retrieva matic @ 9031', punzonan 9186' – 9194' (8') y 9201' – 9230' (29') a 5dpp. Arena "Ui".
- Desplazan bomba jet – D6, evalúan arena Uinf. Al tanque bota del rig.
- BFPD= 672; BPPD = 383; Bsw = 43%; Salinidad = 7400 ppm Cl-; THE = 21.
- Cierran pozo para B'Up. por 24 horas, reversan Jet, recuperan elementos de presión, Pwf =1507 psi, Pws =1773 psi; Circulan, limpian, desplazan Jet E7 y; continúan evaluando "Ui": BFPD= 1720; BPPD = 346; Bsw = 52,%; API= 25.8°. THE = 105 Hrs.
- Bajan equipo bes reda D725N. En 3 ½" tubería clase "B". Realizan conexiones y toman prueba de Rotación y producción por 10 hrs.
- BFPD= 687; BPPD = 0; Bsw = 100%; API = 26,7; Salinidad = 7400 ppm Cl; THE = 10 Hrs.

PRUEBA DE PRODUCCION

BFPD=687; BSW=100%; Vol f-f=1655-1652-1653; Vol f-t= 953-962-962; AMP= 30/28/28; F= 55 Hz; Pint = 1509 psi; Tm=230°F; Tint = 225°F; THE = 10 Hrs.

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BSW	API	PC
13-Ago-11	"UI"	PPS	695	660	5%	23.7	30

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO SHUSHUFINDI-63

FECHA COMPLETACION: 08-AGOSTO-85

Inician operaciones el 27-VI-85

Limpian hasta 9338. LAGO-COMPANY Toma registro de cementación con 500 Psi desde el fondo a 9340' hasta 8000'. con cañón de 4"

Perforan los siguientes intervalos:

9274' - 9282' (8')	4DPP	T
9292' - 9301' (9')	4DPP	
9308' - 9321' (13')	4DPP	
9014' - 9016' (2')	4DPP	U
9023' - 9028' (5')	4DPP	
9035' - 9038' (3')	4DPP	
9048' - 9080' (32')	4DPP	
9090' - 9110' (20')	4DPP	

Bajan completación para Gas Lift.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	API	ZONA	METODO
Inicial	17-ago-85	2439	3%	31.0	UT	PPG

La prueba es después de realizar estimulación a U y T con ácido regular para lodos.

27-VI-91 Limpieza al tubing con solventes y 800 Gls HCl al 15%.

23-24-IX-91 Estimulación con solventes a T.

15-XII-92 Estimulación con solventes a T.

(W.O. # 01) CAMBIO DE TIPO DE LEVANTAMIENTO PPG A PPS, PARA CUMPLIR CUPO DE 3100 BPPD Y AHORRAR 1000 MPCD DE GAS

- Tensionan con 90000 Lbs. Tubería se rompe; se recuperan 130 tubos con escala. Realizan operaciones de pesca y se recupera 100 % el pescado.
- Con broca limpian hasta 9346'.
- Realizan tratamiento anti-incrustaciones a "T" de acuerdo al programa con 2.9 tambores de DCH-112; presión inicial 3500 Psi; Presión final 4000 Psi.
- HLS Baja cañón de 4" y punzonan a 2 DPP arena T los intervalos:

9274' - 9282' (8')
9292' - 9301' (9')
9308' - 9321' (1')

- Evalúan arena "T": BFPD 1608; BSW 45%; Toman B'up.
- Bajan completación para Gas Lift.

NOTA: No se cambia de tipo de levantamiento por posible daño de formación debido al tratamiento anti-incrustaciones.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	API	ZONA	METODO
Antes	11-jul-92	1702	20%	31	T	PPG
Después	05-ago-92	1457	28%	31	T	PPG

(W.O. # 02) CAMBIO DE TIPO DE LEVANTAMIENTO PPG A PPS, PARA

24-sep-98 INCREMENTO DE PRODUCCION

- Sacan completación, tubería se rompe a 2425'. Severa corrosión interna.
- Bajan over shot, enganchan a 2425'. Bajan cortador químico, intentan corte sin éxito. Tensionan y desasientan empacaduras. Tubería y BHA salen con severa corrosión interna y escala.
- Realizan acidificación a T.
- Realizan tratamiento antiincrustante a T.
- Schlumberger repunzona arena T: 9274 – 9282 (8) y 9292 – 9301 (9)
- Realizan Regular Mud Acid a T
- Evalúan OK. Bajan completación PPS con bomba GN-2500

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	API	ZONA	METODO
Antes	22-ago-98	876	60%	31	T	PPG
Después	07-oct-98	1113	60%	31	T	PPS

**(W.O. # 03) REPARAR CABLE Y CAMBIAR CONECTOR HYDRAHEAD
24-dic-00**

- Desarman cabezal, tuerca del casing spool no desenrosca, se saca grapa de 11' y se levanta toda la sarta, se mega el equipo daño bajo el donut.
- Sacan 3 primeros tubos se encuentran con escala y ponen 2 tubos cortos.
- Realizan pruebas de rotación y producción, ok..

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	API	ZONA	METODO
Antes	22-dic-00	BES OFF				
Después	28-dic-00	812	68%	31	T	PPS

**(W.O. # 04) REPARAR BES (CORTOCIRCUITO EN EL MOTOR) POSIBLE
TUBERIA
24-feb-00 ROTA.**

- Sacan completación, tubería en mal estado, se recupera hasta 1517' (1495' de cable), se arranca.
- Bajan arpon recuperan cable, bajan tubería punta libre y suspenden operaciones.
- Reinician operaciones, realizan varios intentos de pesca, sacan bomba reda hasta bajo el BOP se atranca y desconecta el pescado, intentan enganchar sin éxito, en el over shot salen pedazos de cable, sunchos, tubo capilar y parte de cuello de 3 1/2".
- Luego de varios intentos de pesca se recupera pescado, motor sale con aceite contaminado, intake lleno de sólidos, bombas atascadas, cables deteriorados.
- Bajan tubería punta libre clase "A". Luego bajan BHA de evaluación y evalúan arena T BFPD=960, BSW=95%, .

- Asientan retenedor de cemento a 9230', realizan cementación forzada a T, muelen y disparan los intervalos de arena T: 9274'-9282' (8'), 9292'-9301' (9'), 9308'-9316' (8') a 5DPP.
- Evalúan arena T, con packer asentados a 8975' y 9207', BFPD=576, BPPD=219, BSW=62%.
- Bajan BES SN-2600 con cable capilar No.2

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	API	ZONA
					METODO
Antes	24-oct-01	BES OFF			
Después	27-feb-02	BES OFF			

Trabajo no exitoso, la bomba solo trabaja 3 días

(W.O. # 05) CAMBIO BES POR ATASCAMIENTO
03-mar-02

- Se intenta arrancar BES sin éxito.
- Sacan BES; bomba remordida, separador con residuos de material molido, protector con giro duro.
- Bajan tubería punta libre hasta 9322', circulan congel de 45 cp, y recuperan limallas, luego bombean píldora de 70 cp, recuperan residuos de cemento, carbonato, hierro, cauchos.
- Evalúan arena T: BFPD=1056, BPPD=327, BSW=69%
- Desconectan de On-Off y bajan equipo reda.

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	API	ZONA	METODO
Antes	27-feb-02	BES OFF				
Después	18-mar-02	412	80	31	T	PPS

(W.O. # 06) REDISPARAR ARENA "U", EVALUAR, TOMAR B'UP. DISEÑAR Y BAJAR BES
24-Ago-04

- Sacan 4 primeros tubos de 3 ½" con escala. Wireline abre camisa de circulación, ok.
- Sacan BES; se detecta los primeros tubos con presencia de escala interiormente de aproximadamente 5 mm. Bomba y Motor eléctricamente ok.. Motor con fina capa de escala a lo largo del housing. Separador de gas bocines estabilizadores rotos; 2do carrito fase a tierra , posible corto circuito.
- Baja ON OFF Campana, enganchan . Sacan Completación de fondo.
- Schlumberger, Repunzonan arena "u" de 9048' – 9080' (32') @ 5 DPP.
- Bajan BHA de evaluación con elementos de presión @ 8917'. Desplazan bomba Jet 10J y evalúan "U" : T.Rec=6070 bls, BFPD=600, BPPD=564, Bsw=6%, API=25 a 60°F.
- Bajan completación de fondo con 2 packer FH. Asientan packer con 3000 psi, ok.
- Desconectan de On-Off .

- Bajan equipo BES: 2 Bombas D725N (157+157) etapas, 1 Motor 120HP, 2270V, 32.5 Amp.

FECHA	BPPD	BSW	API	ZONA	METODO
Antes 30-Jul-04	BES OFF POR FASES A TIERRA.				
Después	27-Ago-04	628	9	26	T PPS

**W.O. # 07 CAMBIO DE COMPLETACION POR COMUNICACIÓN TBG-CSG
27-May-2009**

- Sacan equipo BES Reda D725N: mecánicamente bien, giro del conjunto suave; Motor eléctricamente ok; Centralizador golpeado, debido a desprendimiento del equipo.
- Sacan BHA de fondo, sale un tubo con hueco bajo camisa superior.
- Bajan BHA de fondo con on –off connector probando, recuperan std. Valve, cierran camisa, asientan packers a 9184' y 8953', prueban sin éxito, hay comunicación por tubo colapsado a la altura del BOP. Cambian tubo.
- Intentan evaluar arena "U", sin éxito (fuga de presión por cabezal), reparan, reinicia prueba, sin éxito, se presuriza tbg con 3500 psi, no hay inyección, reversan bomba (sale limpia).
- Evalúan "U" con elementos de presión y bomba Jet-10A, recuperan elementos (Pwf=1074 psi): BFPD=744, BPPD=409; BSW=42%; THE=25
- Bajan equipo BES Reda: Motor 150Hp, 2300 Volt, 39.5 Amp, serie 562; 2 Protectores serie-540; 1 separador de gas, serie-540; 1 AGH D5-21, Serie 400; 2 bombas D725N (176+197 etapas); prueban rotación a 60Hz, ok. Prueban producción a la estación: BFPD=840; BSW=100%; AMP=23@ 53Hz; Pintk=2280 Psi; Tm=230°F; Tintk=220°F; Pc=40; THE=3
- Pierde señal de fondo, se apaga equipo por sobrecarga, megan, se determina bajo aislamiento.
- Abren camisa, controlan pozo, levantan tbg hanger, chequean parámetros eléctricos, confirman bajo aislamiento.
- Sacan equipo BES (motor sale con bajo aislamiento).
- Bajan equipo BES: 1 Motor 156 Hp, 1535 Volt, 65 Amp serie-456, 1 Protector serie-400; 1 Separador de Gas serie-400; 1 AGH D5-21, serie-400; 2 Bombas D725N (176+197 etapas), Serie-400
- Realizan prueba de producción (4 arranques): BFPD=648; BSW=100%; 35 AMP @ 54Hz; Pintk= 3005; Tm=334.8; Tintk=260; Pc=90; THE=10; Debido al bajo aporte e incremento de las temperaturas, sacan el equipo.
- Bajan BHA de evaluación, prueban admisión con 3000 psi, no hay admisión. Sacan.
- Evalúan arena "U" con bomba Jet-10A BFPD=408; BSW=75%; HE=10. Pescan bomba, circulan, controlan pozo, no hay retorno (camisa se cierra en la operación de pesca), abren camisa.
- Bajan BHA de limpieza, circulan, limpian y sacan.
- Asientan EZ-Drill de 7" a 9250'.
- Bajan BHA de evaluación: (Pwf=1176 psi; Pws=1320 psi); BFPD=384; BSW=39%; THE=64
- Bajan equipo BES: 1 Motor 156 Hp, 1535 Volt, 65 Amp serie-456, 1 Protector

serie-400; 1 Separador de Gas serie-400-375; 1 AGH D5-21, serie-400; 2 Bombas D725N (197+176 etapas), Serie-400

- Prueban: BFPD=672; BSW=96%; 34 AMP @ 50Hz; Pintk=1170; Tm=240°F; Tintk=220°F; Pc=50 psi; HE=8

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	API	ZONA	METODO
Antes	26-Abr-09	Pozo no aporta				
Después	27-may-09	27	96	23.7	U	PPS

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO SHUSHUFINDI – 91

Fecha de completación: 15 de mayo de 1995

Perforaciones Iniciales: Cañones de 5" a 4 DPP:

Arena "T" 9180' - 9210' (30')

FECHA	BPPD	BSW	ZONA	METODO
10-may-95	1949	5.0%	T	PPH

- Bajan completación electrosumergible. BES GN-2100 (99 etapas).
- Terminan operaciones el 15- mayo- 1995

W.O. No 1 CAMBIO DE BES POR EJE ROTO. REDISEÑO BES 20-AGO-99

- Sacan bes (eje desacoplado en separador de gas)
- Evalúan "t" con b'up: bfpd=1680 , bsw=65% sal=4800 ppmcl-
- Bajan bes gn-5200

	FECHA	BPPD	BSW	ZONA	METODO	
Antes	24-JUL-99	790	60	T	PPS	GN-2100
Después	21-AGO-99	2006	60	T	PPS	GN-5200

W.O. No 2 CAMBIO DE BES POR ATASCAMIENTO. 18-SEP-00

- Realizan tubing punch a 8475'. Sacan bes, bomba superior sale remordida.
- Evalúan "t" con b'up: bfpd=1488 , bsw=73% bppd=402
- Bajan bes gn-5200

	FECHA	BPPD	BSW	ZONA	METODO	OBSERVACION
Antes	04-SEP-00	BES ATASCADA				(SE APAGA POR SOBRECARGA)
Después	24-SEP-00	1402	70	T	PPS	GN-5200

**W.O. No 3 CAMBIO DE BES POR FASES A TIERRA Y COMUNICACIÓN
TBG-CSG.
20-NOV-01**

- Bombas y protector salen corroídos. Cable sup. Tres fases a tierra, cable inf. Dos fases a tierra.
- Bajan bes gn-5200

	FECHA	BPPD	BSW	ZONA	METODO	OBSERVACION
Antes	04-SEP-01	BES OFF (FASES A TIERRA)				
Después	01-DIC-01	1199	74	T	PPS	GN-5200

**W.O. No 4 REPARAR BES POR FASES A TIERRA.
02-MAY-02**

- Sacan equipo bes: bombas ok, cortocircuito en el pot head.
- Bajan bes gn-5200

	FECHA	BPPD	BSW	ZONA	METODO	OBSERVACION
Antes	25-ABR-02	BES OFF				
Después	04-MAY-02	1095	75	T	PPS	GN-5200

**W.O. No 5 REPARAR BES
08-AGO-02**

- Sacan equipo bes: bombas giro atascado, separador con eje suelto, cable fundido.
- Bajan bes gn-4000

	FECHA	BPPD	BSW	ZONA	METODO	OBSERVACION
Antes	02-AGO-02	BES OFF				
Después	21-AGO-02	815	80	T	PPS	GN-4000

**W.O. No 6 REPARAR BES (FASES A TIERRA)
24-MAY-03**

- Inician operaciones el 19 de mayo del 2003.
- Sacan equipo bes: equipo bes ok. Un carrito con baja resistencia. Dos fases baja resistencia.
- Bajan bes (3) bombas gn-4000.

	FECHA	BPPD	BSW	ZONA	METODO	OBSERVACION
Antes	10-MAYO-03	BES OFF				
Después	25-MAYO-03	674	85	T	PPS	GN-4000

W.O. No 7 REALIZAR CEMENTACION FORZADA A "T". REPUNZONAR DE

ACUERDO A 06-MAR-05 REGISTRO GR. EVALUAR "T". REDISEÑAR BES

- Sacan equipo bes: bombas, ok. Protector con agua en la cámara y motor desbalanceado con bajo aislamiento.
- Bajan ret. Matic asientan a 9130'. Prueban admisión a "T" presión cae 1000 psi/min. Sacan. Bajan retenedor de cemento, cementan "t".
- Repunzonan "t": 9172'-9176' (4') y 9180'-9190' (10') a 5 DPP.
- Evalúan arena "t": BFPD=384, BSW=51%, BPPD=188, t. Rec.=1618, THE=92
- Se dispara "us":8912'-8924' (12'), 8930'-8934'(4') y 8940'-8948' (8') a 5 dpp. Evalúan: bfpd=960, bsw=0.8%, bppd=953, t. Rec=3505 bls, the=138, se toma B'up.
- Bajan equipo bes: 1 te-1500, se intenta realizar prueba de rotación, sin éxito. Sacan equipo.
- Bajan equipo bes: dn-1750 (108+108+82 etapas).

	FECHA	BPPD	BSW	ZONA	METODO	OBSERVACION
Antes	30-ENE-05	581	85	T	PPS	GN-4000
Después	14-MAR-05	1485	1	U	PPS	GN-1750

**W.O. No 8 CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR COMUNICACIÓN TUBING CASING
17-OCT-06**

- Sacan equipo bes: dn-1750 giro del conjunto suave, protector, motor y sensor con presencia de sólidos en housing. Protectores con agua, aceite contaminado y aceite trabajado, eléctricamente bueno, cable eléctricamente bueno.
- Bajan bha de limpieza hasta 9040'. Circulan, limpian y sacan.
- Bajan equipo bes: 2 bombas gn-1300 (136+89) etapas, motor de 270 hp, 1500 v, 104 amp. En tubería clase "a" hasta 8827'
- Realizan prueba de rotación, ok. De producción a arena "u", ok.
- Finalizan operaciones el 17-oct-2006

	FECHA	BPPD	BSW	ZONA	METODO	OBSERVACION
Antes	11-OCT-06	SE APAGA POZO POR COMUNICACION TBG-CSG.				
Después	19-OCT-06	693	44%	U	PPS	GN-1300

**W.O. No 9 CAMBIO DE COMPLETACIÓN ELECTROSUMERGIBLE POR FASES A TIERRA
22-AGO-08**

- Sacan equipo bes: gn-1300 giro del conjunto suave, separador de gas presenta pequeñas cantidades de sólidos en las mallas. Protector inferior con presencia de sólidos exteriormente. Motor con escala exteriormente, cable con bajo aislamiento.
- Bajan broca de 6-1/8" y scraper de 7" hasta 9020'. Circulan, limpian y sacan.
- Bajan equipo bes: centralizador de 7"; sensor phoenix; motor 330 hp,

1906 v, 104 amp, serie 562; 2 protectores, serie 540; separador de gas, serie 540; 2 bombas gn-1300 (136 + 89) etapas, serie 540. Bajan en tubing de 3-1/2" hasta 8838'.

- Realizan prueba de rotación, ok. De producción a arena "u", ok.
- Finalizan operaciones el 22-ago-2008.

	FECHA	BPPD	BSW	ZONA	METODO	OBSERVACION
Antes	11-OCT-06	BES OFF	PR	FASES A	TIERRA	
Después	16-OCT-08	980	41%	U	PPS	GN-1300

W.O. No 10 PESCAR Y REPARAR EQUIPO BES 29-NOV-08

- Sacan tubería de 3 1/2", a 6910' safada en pin, rosca lavada, recuperan 224 tubos y cable eléctrico. Queda pescado tubería de 3 1/2" + equipo bes a 7112'.
- Bajan BHA de pesca con realising spear, en dos ocasiones, sin éxito.
- Muelen pescado desde 7129' hasta 7139'.
- Bajan BHA de pesca con over shot, recuperan 100% pescado.
- Sacan equipo bes: giro del conjunto suave, descarga con rosca dañada, protector superior 3 cámaras con agua, motor eléctricamente bien, centralizador doblado, cable no se pudo megar.
- Asientan CIBP 9030',
- Bajan equipo bes gn-1300 en tbg de 3 1/2" clase "a" hasta 8816'.
- Prueban producción de arena "U".

	FECHA	BPPD	BSW	ZONA	METODO	OBSERVACION
Antes	19-nov-08	BES off	por	bajo	aislamiento	y tubería rota a 6950'
Después	04-dic-08	261	55%	U	PPS	GN-1300

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO SHUSHUFINDI – 104D

Fecha de completación: 12-JULIO-08

Intervalos perforados: Perforan con TCP cañones 4 1/2" a 5 DPP:

ARENA	INTERVALO
"Ti"	9569'-9582' (13')
	9588'-9597'(9')

Intervalos perforados: Con cañón 4 1/2" Convencionales a 5 DPP
9600'-9604' (4') SQZ

- TOMAN REGISTRO CBL-VDL-GR-CCL DE 9852' A 8230', Muestra mal cemento en "T". Bueno de 9836'-9860'; Regular de 8640'-8460' ; 8460'-8276. Liner de 7" sin cemento.
- Punzonan de 9600' – 9604' (4) a 5DPP para Squeeze.
- Realizan Squeeze a "T" con 100 Sxs de cemento Tipo "G". Presión de cierre 3500 Psi.
- Punzonan "Ti" con TCP.

PRUEBA DE "Ti" (EVALUACION) CON JET 11K

BFPD=1704, BPPD=1585, BSW=7%, TREC=1471, THE=21 (CON ELEMENTOS)
SAL=6100 ppmCl-, API=33.11°. Ps=2557 psi ; Pwf=1954 psi.

Continúan evaluando luego de recuperar elementos:

BFPD=1680, BPPD=1668, BSW=0.7%, TREC=7214, THE=158 (137 SIN ELEMENTOS)

- Bajan 2 bombas DN-1750 (57+108 etapas). En 3 ½" tubería clase "A".

PRODUCCION INICIAL:

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	ARENA
12-JUL-08	1752	1612	8	PPS	Ti
13-JUL-08	1752	1740	0.7	PPS	Ti

W.O. # 1 CAMBIO DE COMPLETACION BES POR PROBLEMAS BAJO SUPERFICIE (18-NOV-08)

- Controlan pozo con agua filtrada de 8.2 ntu y 8.3 lpg.
- Sacan equipo BES DN 1750: equipo BES gira libremente. Bombas y motor eléctrica y mecánicamente en buen estado. El eje roto a la altura del separador de gas. Tubería sale sin escala ni corrosión.
- Bajan equipo BES FerriTico P23XH6, finalizan operaciones

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	Pc	Observaciones
Antes	10-11-08	BES OFF	POR PROBLEMAS BAJO SUPERFICIE				
Después	28-11-08	Ti	PPS	901	44%	40	

W.O. # 2 CAMBIO DE COMPLETACION BES POR PROBLEMAS BAJO SUPERFICIE (17-NOV-09)

- Controlan pozo con agua filtrada de 7.9 NTU y 8.3 lpg. Pozo toma 320 BLS.
- Sacan equipo BES 2 Bombas P-23X: bombas limpias, no presenta corrosión ni escala eje con juego axial, motor limpio eje ok y presenta arrastre, sello sale el eje roto (en la unión que une el sello y el

- separador de gas).
- Bajan equipo BES Ferritico P23X, finalizan operaciones el 17-11-09 a las 21:00 hr

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	Pc	Observaciones
Antes	10-11-09	Bes Off	Por Problemas	Bajo Superficie	Eje Roto		
Después	21-11-09	Ti	PPS	382	80%	50	

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO SHUSHUFINDI – 106D

Fecha de completación: 15-Septiembre-06

Intervalos perforados: Perforan con TCP cañones 4 ½" a 5 DPP:

"Ui": 9396' – 9406' (10')

Con cable eléctrico cañones de 4 ½" a 5DPP:

"Ti": 9674' – 9682' (8')

"Hs": 9830' – 9836' (6') ; 9842' – 9848' (6').

- Toman registro de control de cemento, se observa buen cemento en zonas de interés.
- Evalúan arena "Ui" con bomba jet 10 J y toman B'UP
- BFPD=960, BPPD=845, BSW=12%, THE=71, TREC=5420, SAL=500 PPM Cl-
- Pws= 2475 y Pwf= 1477 psi.
- Bajan 2 bombas FC-925 (214+160 etapas).

PRUEBAS CON EQUIPO BES:

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	ARENA
19-Sep-06	1064	1043	2	PPS	Ui

W.O. 01 REPARAR BES. (21-SEP-07)

- Sacan equipo bes fc-925: equipo giro libre, bombas con giro normal, motor con bajo aislamiento. Sensor eléctricamente bien,
- sacan BHA de limpieza tomando registro de corrosión cia, PEVSA a tubing de 3 ½". Se detecta 16 tubos malos.
- Evalúan arena "ui" con jet 9b + toman fluyente al tk en loc:
tbr=1830, bfpd=360, bppd=248, bsw=41 %, the=70, sal=26300 ppmcl,
pwf=1463 psi.

- Sacan BHA de evaluación. Bajan nuevo BHA de evaluación.
 - Evalúan arena "ui" con jet 9b+ toman fluyente.
- Tbr=3557, bfpd=540, bppd=141, bsw=72 %, sal=29650 ppmcl;the=139 (14 hrs com elementos) ; pwf=1593 psi.
- Bajan equipo bes: 2 bombas p6xh6, motor: 228 hp,2305 v, 60 amp.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	Pc	Observaciones
Antes	02-SEP-07	Ui					BES OFF FASE A TIERRA
Después	23-SEP-07	Ui	PPS	394	50 %		

W.O.-02 CAMBIO DE COMPLETACION POR COMUNICACIÓN TBG-CSG 18-MAR-08

- Sacan BES Centrilit P6xh6: equipo en su conjunto eléctrica y mecánicamente en buen estado
 - Bajan BHA de limpieza hasta 9855'. Circulan. Limpian y sacan.
 - Bajan equipo bes p6xh6 (166+166 etapas)
- en la prueba se realiza 4 arranques por aumento de temperatura de motor

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	Pc	Observaciones
Antes	10-MAR-08	Ui					Pozo No Aporta Por Comunicación TBG-CSG
Después	30-MAR-08	Ui		PPS	234	69 %	

W.O.-03 CAMBIO DE COMPLETACION POR COMUNICACIÓN TBG-CSG 23-MAY-08

- Controlan pozo con agua de 8.3 lpg.
- Sacan BES Centrilit p6xh6: equipo en su conjunto eléctrica y mecánicamente en buen estado. Cable eléctrico bueno safada armadura a 2000'.
- Bajan BHA de limpieza hasta 9855'. Circulan. Limpian y sacan.
- Bajan equipo bes p6xh6 (166+166 etapas) en 3 ½" tubería clase "a"
- En la prueba se realiza 4 arranques por aumento de temperatura de motor.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	Pc	Observaciones
Antes	14-MAY-08	Ui					Pozo No Aporta Por Comunicación Tbg-Csg
Después	30-MAY-08	Ui		PPS	192	69 %	

W.O.-04 PUNZONAR "HS" DE 9830'-9836', "Ti" DE 9842'-9848' (6'). BAJAR COMPLETACION PARA 29-JUL-08

- Evaluar sin torre
- Controlan pozo con agua de 8.3 lpg.
- Sacan BES Centrilit p6xh6: equipo en su conjunto eléctrica y mecánicamente en buen estado. Cable eléctrico bueno.
- Bajan BHA de limpieza hasta 9850'. Circulan. Limpian y sacan.

- Con cable eléctrico Halliburton dispara los siguientes intervalos

“HS” 9830’ – 9836’ (6’) a 5dpp
“Ti ” 9674’ – 9682’ (8’) a 5dpp

- Bajaron completación de fondo con 1 packer arrow + 2 fhl con on-off+ camisa. Para evaluar sin torre.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	Pc	Observaciones
Antes	15-JUL-08	Ui	Off	Bajo	Aporte	Por	
Después	25-AGT-08	TI	PPH	1063	18 %		Sin Torre

W.O.-05 BAJAR COMPLETACION BES DEFINITIVA
15-Sep-08

- Controlan pozo con agua de 8.3 lpg.
- Intentan desconectar on-off a 9279' sin éxito. Desasientan packer sacan completación de fondo .recuperan herramientas de w.line + elementos pescados: ps=2349. Pwf=1643 psi.
- Con cable eléctrico BAKER asienta cibp de 7" a 9760'.
- Bajaron completación de fondo y bes definitiva 1 bomba gn-gc-1700.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	Pc	Observaciones
Antes	28-AGT-08	Ti	PPH	1063	18%		SIN TORRE
Después	24-SEP-08	TI	PPS	983	25 %		GC-1700 ,

W.O.-06 REPARAR BES
13-Jun-09

- Bes atascada tensionan sin éxito. Circulan con hcl, sacan bes
- Bes presenta poca escala y corrosión en ciertas partes, motor con bajo aislamiento, mle sale mal eléctricamente y mecánicamente mal.
- Intentan estimular arena "ti" sin éxito. Sacan BHA de prueba.
- Desasientan packers sacan completación de fondo . Bajaron BHA de prueba e intentan estimular sin éxito..
- Con cable eléctrico schlumberger repunzona arena "ti": 9674'-9682' a 5 dpp
- Evalúan arena "ti" con jet 9a+ toman build up.
- Tbr=792, bfpd=480, bppd=165, bsw=65 %, sal=2000 ppmcl;the=37 (16 hrs cierre para restauración presión) ; pwf=1558 psi. Pwr= 2245 psi.
- Bajaron completación de fondo y bes definitiva 2 bombas p8xh6 (180+113)etapas.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	Observaciones
Antes	22-MAY-09	Ti	PPS	319	51%	FASES A TIERRA
Después	15-JUN-09	TI	PPS	405	52 %	P8XH6 ,

**W. O. -07 CAMBIO DE COMPLETACION POR COMUNICACION TBG-CSG.
06-OCT-09**

- Controlan pozo con agua de 8.3 lpg.
- Sacan BES centrilift equipo en su conjunto eléctrica y mecánicamente en buen estado.
- Bajan BHA de limpieza hasta 9290'. Circulan en reversa, recuperan st. Valve a 9220'. Sacan BHA de limpieza en tbg 3 1/2" quebrando.
- Bajan equipo bes centrilift p8 (180+113 etapas) en 3 1/2" tubería clase "a".
- WI abre camisa de circulación a 8704'. Intentan sacar bes con dificultad. Sacan 1 tubo sin recuperar cable.
- Cia misión petroleom, instala abrazaderas para sujetar cable a tbg. Sacan bes + tbg (17 jts). Sigue deslizandose. WI recup. St. Valve de 3 1/2" a 8102'.
- Cont. Sacando equipo bes en tbg de 3 1/2" siderca (con 4 abrazaderas / grapas) cable sale tensionado, doblado, retorcido; recuperan 236 sunchos.
- Bajan BHA de evaluación. Bomba oil well 9 a evalúa arena "ti" con elementos:

TREC=175 BLS, BFPD=600, BSW=100%, HE=8 HRS, SAL=2200 ppmCl- (CON ELEMENTOS)

TREC=1100 BLS, BFPD=600, BSW=66%, BPPD=204, SAL=2250 ppmCl-, THE=45 HRS. (SIN ELEMENTOS).

- Bajan equipo bes Centrillift ok.
- Realizan prueba de rotación y producción ok.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	Pc	
Antes	06-SEP-09	Ti	PPS	171	73%	100	
Después	17-OCT-09	Ti	PPS	299	64 %	125	P8XH6

**W. O. -08 REPARACIÓN DE EQUIPO BES
17/MARZO/2010**

- Controlan pozo con agua de 8.3 lpg.
- Sacan equipo BES Centrillift en tbg de 3-1/2" último tubo con rosca mala queda pescado tbg 3-1/2 + equipo bes.
- Bajan BHA de pesca, intenta enganchar sin éxito, bajan BHA moledor muelen de 5791' a 5793' (2') limpian, sacan , bajan BHA de pesca, engancha, pescado, controlan pozo y sacan 100% del pescado. Equipo bes eléctricamente bien. Centralizador aplastado por caída de equipo.
- Bajan BHA de limpieza. Circulan y sacan quebrando d.p
- Bajan BHA de evaluación en tubería de 3 1/2" calibrando y probando hasta 9233', asientan packer r-matic @ 9230', prueban ok.
- WI abre camisa de circulación @ 9163'. Cia. Sertecpet desplaza bomba jet 10-j. Evalúan arena "T inf" con unidad MTU a la estación. Rec= 2320 bls, bfpd = 648, bppd= 181, bsw =72%, he = 26hrs, the = 86hrs sal=9600 ppmcl- (toman buil'up (pwf: 1425psi)
- Reversan bomba jet, controlan pozo desasientan packer y sacan bha de evaluación.
- Bajan bes P8xh6 en la misma tubería de 3 1/2" sec midiendo calibrando y

- probando con 3000 psi cada 20 paradas hasta 9225'.
- Realizan prueba de rotación y producción ok.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	Pc	Observaciones
Antes	25/Feb/10	Ti	PPS	289	64 %	136	BES OFF
Después	23/Mar10	Ti	PPS	319	64 %	100	P8XH6

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO SHUSHUFINDI – 109D

Fecha de Completación: 26-ABRIL-06

Intervalos perforados: perforan con tcp cañones 4 ½” a 5 dpp:
 “TI” 10374-10414 (40')

Intervalos perforados: con cañones 4 ½” a 4 dpp para sqz.

“TI” 10366'-10370' (4') SQZ

“TI” 10419'-10423' (4') SQZ

“UI” 10203'-10207' (4') SQZ

“Um” 9433'-9437' (4') SQZ

- Realizan sqz a arena “ti” con 300 sxs de cemento tipo “g”.
- Realizan sqz a arena “u” con 200 sxs de cemento tipo “g”.
- Realizan sqz a arena “um” con 200 sxs de cemento tipo “g”.
- Muelen cemento + retenedores. bajan libre hasta 10520'.
- Toman registro de cementacion: determina buen cemento en “bt”, regular en “ti”, “ui” ; “um”.
- Realizan nuevo sqz arena “ti” con 130 ssx de cemento tipo “g”.
- Bajan conjunto tcp con 4 ½” tubería y punzonan a 5 dpp “ti” 10374'-10414' (40').
- Desplazan bomba jet 10 j y evalúan arena “ti”
- bfpd=624, bppd=399, bsw=36%, the=57, trec=1575, sal=2250 ppm cl realizan rma.
- Desplazan bomba jet 10 j y evalúan arena “ti” con b-up.
- bfpd=864, bppd=665, bsw=23%, api=33.5,the=124, trec=4635, sal=16100 ppm cl-
- ps= 2250 psi; pwf=1948 psi.
- Bajan bomba centurión p11x (130 etapas).
- Finalizan operaciones el 26 de abril de 2006

Pruebas iniciales:

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	ARENA
29-ABR-06	1284	0	100	PPS	TI

W.O. # 01 CHEQUEAR CASING Y AISLAR CORTE DE AGUA. COMPLETAR DE ACUERDO A RESULTADOS.

29-V-06

- Inician operaciones el 02 de mayo de 2006.
- Sacan bes: equipo con giro suave, cable eléctricamente ok, descarga con hilos de rosca destruidos.
- Realizan prueba de sello entre pkr y ret. De cemento. Existe retorno por el anular. Reasientan pkr. Prueban anular, existe retorno por el tbg. Pkr con sunchos incrustados dentro del by-pass y cuñas.
- Realizan tapón balanceado con 11 sxs de cemento tipo "g", desplazan tapón balanceado hasta fondo (50') . Se intenta recuperar tbg sin éxito, se realiza tbg-punch. Sacan tbg.
- Bajan bha de evaluación y desplazan bomba jet 10j y evalúan arena "ti": bfpd=1176, bsw=100%, the=41, sal=14300 ppm cl-.
- Realizan sqz a "ti" con 300 sxs de cemento tipo "g".
- Muelen retenedor + cemento. Bajan libre hasta 10475'
- Bajan tcp y punzona a 5 dpp el intervalo 10374'-10414' (40').
- Abre Camisa Y Desplazan Bomba Jet 10j Y Evalúan Arena "TI": TOMAN FLUYENTE: BFPD=936, BPPD=880, BSW=6%, API=31°, THE=212, SAL=4600 PPM CL-, TREC=8386. PWF=1832 PSI
- Bajan equipo bes bomba fc-1200 (209 etapas).
- Finaliza operaciones el 29 de mayo 2006

PRUEBA	FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	SAL
Antes	30-IV-06	TI	CERRADO POR ALTO BSW				
Después	04-VI-06	TI	1288	1211	6	PPS	1400

W.O. # 02 CAMBIO DE COMPLETACION POR COMUNICACIÓN TBG-CSG.

30-VII-07

- Rig dygoil-20 inicia operaciones a las 12:00 hrs del 23 de julio del 2007. controlan pozo.
- Sacan equipo bes fc-1200 en 3 1/2" tubería: giro de todo el conjunto normal.
- Bombas con giro normal. Separador de gas con giro normal. Sello superior, cámaras con aceite contaminado. Sello inferior, cámara superior con aceite contaminado, cámaras media e inferior con aceite limpio.
- Motor y sensor eléctricamente en buen estado corrosión y erosión en sello y motor. Guardacables corroídos, se recuperan todos los protectores cannon.
- Tubería presenta picaduras por corrosión @ 8603', 8853', 9910', 9494'.

- Bajan BHA de limpieza en 3 1/2" tubería hasta 10520'. Circulan, limpian y sacan.
- Bajan equipo bes dn-1100 ; en 3 1/2" tubería clase "a"

PRUEBA	FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	SAL
Antes	20-VII-07	TI	No Aporta	Por	Comunicacion	Tbg-Csg	
Después	10-VIII-07	TI	1072	643	40%	PPS	11750 ppm-CI

W.O. # 03 CAMBIO DE COMPLETACION POR COMUNICACIÓN TBG-CSG. 03-XII-07

- Controlan pozo. Con agua de 8.3 lpg.
- Sacan equipo bes dn-1100 en 3 1/2" tubería: giro de todo el conjunto normal. Bombas con giro normal. Separador de gas con giro suave. Sello superior, cámara con agua. Motor y sensor eléctricamente en bueno .
- Tubería presenta (291' tubos) corrosión en pin y cajas, a 9249' el pin del tubo sale lavado y sostenido por protector cannon.
- Bajan BHA de limpieza en 3 1/2" tubería hasta 10453'. Circulan, sin éxito. Sacan.
- Bajan BHA moledor en 3 1/2" tubería hasta 10453'. Intentan pasar sin éxito. Rompen circulación, retorna crudo.
- Sacan. Tomando registro magnético de tbg CIA PEVSA. Detectan 4 tubos malos.
- Bajan equipo bes dn-1100 (145+126 etapas); en 3 1/2" tubería (la misma que salió del pozo. (Cambian 3 tubos malos).

PRUEBA	FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	SAL
Antes	07-XI-07	Ti	No Aporta	Por	Comunicacion	Tbg-Csg	
Después	08-XI-07	TI	1069	701	40%	PPS	24150 ppm-CI

W.O. # 04 PUNZONAR ARENA "Ui" BAJAR COMPLETACION PARA EVALUAR SIN TORRE 06-XI-08

- Controlan pozo. Con agua de 8.3 lpg.
- Sacan equipo bes dn-1100 en 3 1/2" tubería: giro de todo el conjunto normal. Bombas con giro normal. Separador de gas con giro suave. Sello superior, 1era cámara seca. Motor y sensor eléctricamente buenos.
- Bajan BHA de limpieza en 3 1/2" tubería hasta 10467'. Circulan, limpian y sacan.
- Halliburton con cable eléctrico baja cañones convencionales 4 1/2" y punzonan arena "Ui" en los siguientes intervalos :

10120' - 10126' (6') ; 10157' - 10176' (19') A 5DPP.

- Bajan completación hidráulica con 2 packers arrow para evaluar sin torre ; en 3 1/2" tubería (la misma que salió del pozo). Probando.
- Realizan prueba de producción arena "ui": bfpd=912,bppd=182.bsw=94%

Finaliza operaciones el 06-nov-08 .

PRUEBA	FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	SAL	BOMBA
Antes	25-XI-08	TI	1231	665	46	PPS	11500	
Después	11-XI-08	UI	912	721	21	PPH	24500	

W.O. # 05 SACAR COMPLETACION PARA EVALUAR SIN TORRE. BAJAR COMPLETACION DUAL CONCENTRICA PARA PRODUCIR ARENAS "TI" Y "UI" CON BES POR SEPARADO

12-XII-2008

- Controlan pozo. Con agua de 8.3 lpg.
- Sacan completación para evaluar sin torre
- Bajan primera sección de completación dual en tbg de 2 7/8". Asientan packer permanente. Prueban ok.
- Realizan 2 corridas de calibrador para casing de 9 5/8".
- Bajan segunda sección de completación dual en tbg 3 1/2".
- Bajan bes dn-1750 encapsualdo para arena "ti". Realizan empates.
- Bajan tercera seccion. Arman bes dn-1750 para arena "ui", bajan e instalan by-pass, y-tool, accesorios bajan en csg 5 1/2".
- Asientan locator en packer permanente, prueban ok. Megan equipos, ok.
- Desarman BOP, arman cabezal secciones b y c. Bajan cuarta sección (unidad de sellos + accesorios +tbg 2 7/8"). Prueban anulares csg 5 1/2" y tbg 2 7/8", ok.
- Arman cabezal dual, prueban, ok. Instalan quick conectores , capilares. Realizan prueba de rotaciones, independiente, ok.
- Realizan pruebas de producción de las bes para las arenas "ui" y "ti" en forma independiente y simultánea, ok.
- Finalizan operaciones el 12 de diciembre del 2008.

PRUEBA	FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	SAL	BOMBA
Antes	01-XI-08	TI	1243	671	46	PPS	11500	
Antes	25-XI-08	UI	1008	988	2	PPH	NR	
Después	29-xii-08	Ti	1550	713	54	PPS	14050	
Después	30-XII-08	UI	1501	1462	2,6	PPS	59000	

W.O. # 06 EVALUAR ARENAS Ti y Ui POR SEPARADO. DISEÑAR COMPLETACIÓN BES DE ACUERDO AL RESULTADOS

08-feb-10

- Inician operaciones el 09-Enero-2010
- Controlan pozo. Sacan tubería de 2 7/8" (sale corroída)
- Sacan completación Dual Concéntrica: Equipo BES Bomba Superior sale mecánica y eléctricamente en buen estado. Presencia de escala en separador de gas y toda tubería de 5 1/2".
- Bajan BHA de limpieza hasta 10524'. circulan. Limpian y sacan.
- Bajan BHA de evaluación. Evalúan arena "TI":
- BFPD=576, BPPD=109, BSW=81%, SAL=6000 ppm Cl-, TH= 37 (Pws=2200 Psi – Pwf=1750 Psi)

- Evalúan arena "Ui":
- BFPD=528, BPPD=364, BSW=31%, SAL=12000 ppm Cl-, TH= 142
- Asientan CIBP a 10300'
- Bajan Equipo BES DC-1100 hasta 10028'.
- Finalizan operaciones 08-feb-2010

**W.O. # 07 CAMBIO DE COMPLETACION POR COMUNICACIÓN TBG-
CSG
20-sep-10**

- Inician operaciones el 10- Sep.-2010, a las 03:00 H
- Cía. Halliburton prepara 1200 bls de fluido especial de control pozo
- Sacan completación Electrosumergible, Equipo BES mecánica y eléctricamente en buen estado, motor con giro suave. Sensor operativo, cable eléctrico en buen estado.
- Al inspeccionar tubería se detecta 32 tubos malos
- Bajan BHA de limpieza hasta 10295' y sacan tomando registro electromagnético (se descartan 25 tubos)
- Bajan equipo BES (2) DN-1100 (145 +164 etapas). Motor: 125 HP, 1605 V, 48 A
- Realizan prueba de producción de arena "Ui" al tanque en locación.
- BFPD=840, BSW=100%, Hz. 55; Pi = 1204 psi, THE = 9
- Finalizan operaciones 20-sep-2010, a las 20:00H

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO SHUSHUFINDI – 110D

Fecha de completación : 15-Julio-06

Intervalos perforados: Perforan con TCP cañones 4 ½" a 5 DPP:

"Ti" 10065'-10084' (19')
"Ts" 10020' – 10055' (35')
"Ui" 9799' – 9811' (12')
9821' – 9832' (11')

- Bajan 2 bombas D725N (157+157 etapas).

PRUEBAS INICIALES:

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	ARENA
13-May-06	1008	0	100	PPH	Ti
20-May-06	912	46	95	PPH	Ts
04-Jul-06	480	288	40	PPH	Ui
04-Jul-06	192	0	100	PPH	Us

W.O. # 1 REPARAR BES

(13-JUN-07)

- Intentan controlar pozo sin éxito, realizan tubing punch a 9425'. Controlan pozo.
- Sacan equipo BES D725N: equipo BES gira libremente. Equipo eléctrica y mecánicamente en buen estado. El flan cable a la altura del separador de gas con avería. Tubería sale con escala hasta 240'.
- Bajan BHA de limpieza, circulan y limpian pozo.
- Bajan equipo BES similar al anterior D725N, finalizan operaciones

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	Pc	Observaciones
Antes	02-06-07	Bes	Off	Bajo	Aislamiento	Y Fases	Desbalanceadas
Después	26-06-07	Ui	PPS	122	80%	50	

**W.O.-02 SQUEEZE A"UI". PUNZONAR EVALUAR. DISEÑAR BES.
06-AGT-07**

- Controlan pozo con agua deE 8.3 LPG.
- Sacan BES REDA: equipo eléctricamente y mecánicamente, ok. Cable sale enrollado, golpeado y con fase a tierra.
- Bajan BHA de limpieza. Circulan. Sacan.
- Realizan squeeze a "Ui" y punzonan de: 9769'- 9775' 6') ; 9782'- 786'(4'), repunzonan de 9802'-9811' (9') a 5DPP.
- Evalúan "Ui" toman B'UP : Bfpd=480, Bppd= 326, Bsw=32%, PS=1754, Pwf=1270.
- Bajan 3 bombas D475N (123+123+141 etapas).
- Finalizan operaciones el 6 de Agosto del 2007.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	Pc	Observaciones
Antes	17-07-07	Ui	CERRADO	POR ALTO	CORTE DE AGUA	90%	
Después	11-AGT-07	Ui	PPS	240	50%		

**W.O.-03 CAMBIO DE COMPLETACION POR COMUNICACIÓN TBG-CSG
02-NOV-07**

- Controlan pozo con agua de 8.3 LPG.
- Sacan BES REDA: equipo eléctricamente y mecánicamente, ok.
- Bajan BHA de limpieza. Circulan. Sacan.
- Bajan 3 bombas D475N (174+123+92 etapas)
- En la Prueba de producción se realizan 17 arranques por incremento de T motor.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	Pc	Observaciones
Antes	24-10-07	Ui	BES	off	comunicación	tbg-csg	
Después	05-11-07	Ui	PPS	235	57%		

W.O.-04 REPARAR BES 05-MAR-08

- Controlan pozo con agua de 8.3 LPG.
- Sacan BES REDA: Giro en conjunto ok. Protector tres Càmaras con agua. Motor eléctricamente malo fases desbalanceadas.
- Bajan BHA de limpieza. Circulan. Sacan.
- Bajan 3 bombas D475N (174+123+123 etapas)
- Desplazan agua de matado con 500 bls de crudo limpio.
- En la Prueba de producción se realizan 12 arranques por incremento de T motor.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	Pc	Observaciones
Antes	26-II-08	Ui	Bes	Off	Fases A Tierra		
Después	08-III-08	Ui	PPS	221	56%		

W.O.-05 REPARAR BES 08-AGO-09

- Controlan pozo con agua de 8.3 LPG.
- Sacan 3 BES REDA (174+123+123 etapas), sin cable hasta 5800', retiran protectores canon (cables retorcidos y roto en secciones, alrededor de la tbg de 3 ½"). Conjunto de: Separador de Gas, 2 protectores, serie 540, motor 150 HP, serie 540, sensor Phoenix, centralizador quedan pescados.
- Bajan por reiteradas ocasiones herramientas de pesca (overshot, y arpón), herramientas de acondicionamiento de pescado (impresión Block, BHA Moledor con junk mill, acondicionador y BHA de limpieza). Circulan. Sacan.
- Bajan 2 bombas D725N (157+116 etapas), serie 400
- Motor 330 HP, 1906 Volt, 104 Amp, Serie 562.
- 2 Protectores, serie 540.
- En la Prueba de producción, se intenta arrancar por varias ocasiones, por alta temperatura de motor, hasta lograr la estabilización del equipo.

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	Pc	Observaciones
Antes	1-AGO-09	Ui	BES	193	77%		- Baja producción
Después	11-AGO-09	Ui	BES	280	74%	40	Prod. Estabiliz.

W.O.-06 CAMBIO DE COMPLETACION BES POR COMUNICACIÓN TBG-CSG 04-SEP-10

- Controlan pozo con agua filtrada (7 NTU) y tratada con químicos a 8.3 LPG. Se encuentra escala internamente en rosca de tubing hanger y 7 tubos cerca la cabezal de 3 ½", limpian.
- Sacan equipo BES Reda G 725N en tbg de 3 ½" con protectores cannon. Equipo sale electrica y mecánicamente en buenas condiciones, giro de

- todo el conjunto suave, cable eléctricamente bueno en BES no hay presencia de escala y corrosión.
- Evalúan "Ui" con bomba jet 10J al tanque bota de locación, BFPD = 240, BPPD = 0, BSW = 100%, THE = 6 hrs, TBR = 36, Salinidad 0 3500 ppm Cl-. Reversan jet, sale con escala. Recuperan std. Valve de no-go a 9466` (presenta escala).
 - Evalúan "Ui" al tanque bota de la locación: BFPD = 264, BPPD = 40, BSW = 85%, THE = 15 hrs, TBR = 128, Salinidad = 6700 ppm Cl-. Se suspende evaluación, para limpiar escala.
 - Realizan pickling (10 bls de HCl 10%) y se realiza limpieza de la escala sobre el pescado con 12 bls de HCl 7.5%. Se recuperan +/- 41 bls de agua tratada queda en el pozo +/- 44 bls de agua + 12 bls de ácido al 7.5 % de HCl
 - Evalúan "Ui" al tanque bota de locación, no hay aporte. Prueban admisión a "Ui" da 0.5 BPM con 10 bls de agua
 - Realizan estimulación a "Ui" con 68 bls de solvente + 12 bls de agua tratada, trabajo no fue exitoso, debido a comunicación con el anular, se reversan 53 bls de solvente y se quedaron 15 bls de solvente en la cámara. Circulan
 - Bajan coiled tubing hasta 9568` y forzan a la formación 4 bls de ácido a 0.1 BPM con 3500 psi. Realizan prueba de admisión a "Ui" con 10 bls de agua tratada a 0.3 BPM con 3500 psi + bombean 8 bls de ácido a la formación con 3500 psi a 0.2 BPM + 50 bls de solvente a 3500 psi. Reversan +/- 10 bls
 - Evalúan "Ui" con bomba jet 10I con elementos al tanque bota de locación: BFPD = 528, BPPD, BSW = 70%, THE = 124 (16 hrs con elementos), TBR = 2124, Salinidad = 30100 ppmCl-
 - Bombean 50 bls de Logard, desplazan con 30 bls de agua de matado, cierran by pass de packer forzan 15 bls de LOGARD con 3000 psi a 0.2 BPM y reversan 35 bls a la estación.
 - Bajan equipo BES Reda D475N en tubería N-80 de 3 ½" clase "B" hasta 9503`. Equipo BES instalado: 3 Bombas D 475N (84+159+177 etapas), Serie 400, Motor (108 HP/1427 Volt/48.5 Amp), Serie 456, 1 Protector, Serie 400, 1 Separador de gas, Serie 400, 1 Descarga de 3 ½" EUE,

PRUEBA	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	Pc	Observaciones
Antes	11-AGO-10	Ui	BES	48	71%	-	
Después	14-SEP-10	Ui	BES	131	74%	-	

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO POZO SHUSHUFINDI - 119D

Fecha de completación: 21-ABRIL-2009

Intervalos perforados: Perforan con TCP de 4 ½" a 5 DPP:

ARENA	INTERVALO
	9797'-9803' (6')
"Ti"	9808-9812' (4')
	9816'-9822' (6')

- Toman registro CBL-VDL-GR-CCL DE 10035' A 8000', Muestra buen cemento en Zonas de interés..
- Punzonan con TCP Arena "Ti" .
- Evalúan "Ti" con jet E-8 y toman B'Up: BFPD=1656,BPPD=1606, BSW=3%, API=31 , SAL=850 ppmcl, PS=2440 PSI, PWF=2213 PSI.
- Bajan completación BES 2 BOMBAS P18XH6.

PRUEBA DE PRODUCCION

BFPD=1992, BPPD=1793, BSW=10%, Hz=55, Pintk=1767 psi ; Amp=21.

W.O # 1 . REPARAR BOMABA ELECTRICA DESPRENDIMIENTO DE EQUIPO (COMUNICACIÓN TUBING –CASING) (18-OCT -09)

- Intentan sacan equipo BES sin éxito, recuperan 5738' de tubería (185 juntas) + 5765' de cable, ultimo tubo sale dañado los hilos de las rocas del pin. Queda pescado 80 juntas.
- Bajan BHA de pesca hasta 6797' intentan enganchar sin éxito, sacan. Bajan BHA moledor muelen de 6797' hasta 6800' circulan, sacan, Bajan BHA de pesca enganchan, tensionan, y sacan 1005 del pescado.
- Bajan bha de limpieza con 6 1/8" broca en 3 1/2" Tbg, hasta 10040' circulan limpian y sacan quebrando.
- Bajan 3 1/2" Tbg punta libre SIDERCA CLASE "A" hasta 8961' midiendo calibrando y probando con 3000 psi cada 40 tubos. Circulan sacan.
- En tbg 3 1/2 " bajan equipó BES Centrifft 1 bomba P23XH6 (104 etapas)
- Finaliza operaciones a las 20:00 horas de 18 de octubre de 2009

PRUEBA	FECHA	BPPD	BSW	PC	ZONA	METODO
Antes	08-Oct-09	BES OFF	Tubería	desprendida	al fondo	
Después	20-Oct-09	1830	52%	150	"Ti"	PPS

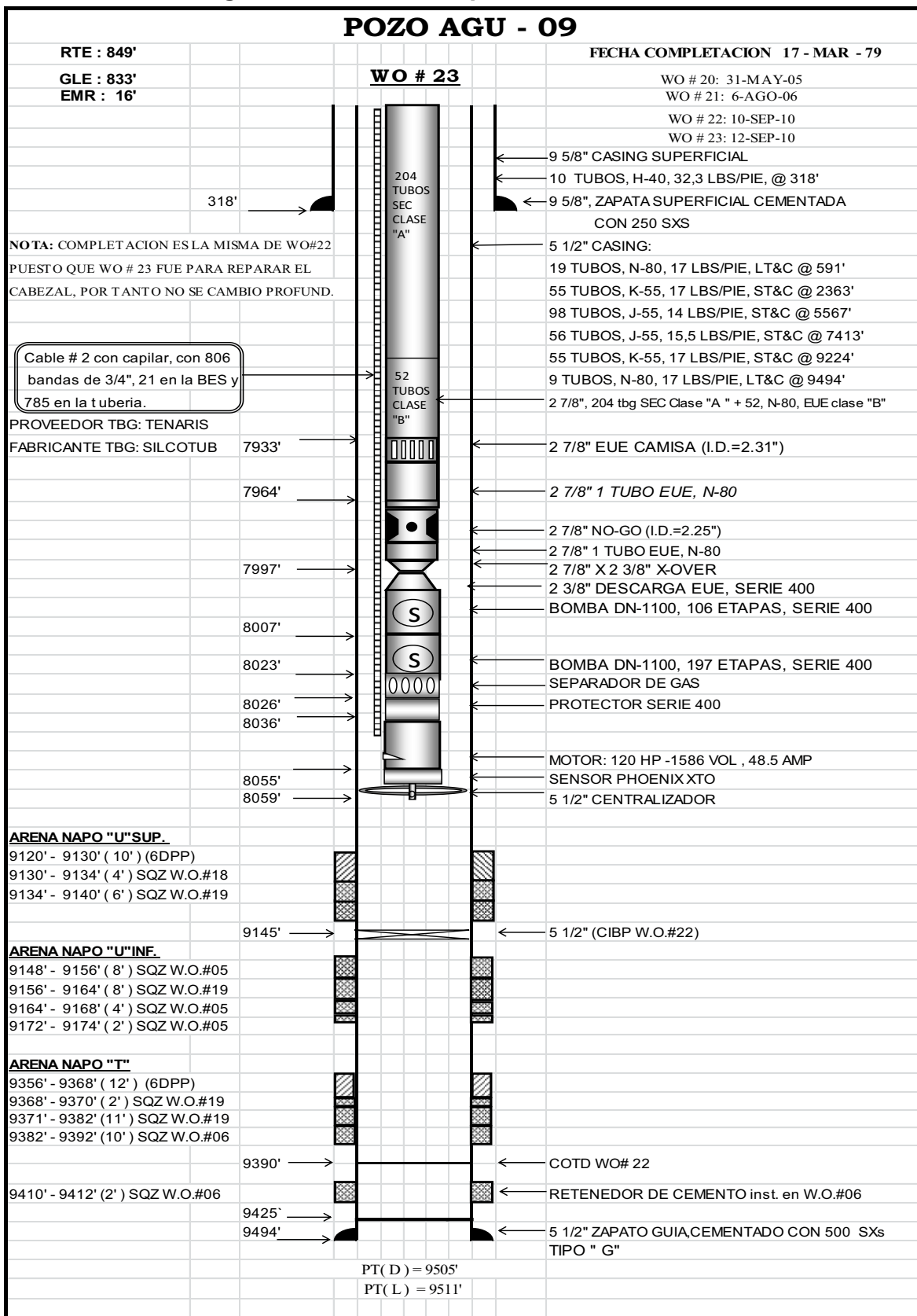
ANEXO No. 3

DIAGRAMAS MECÁNICOS ACTUALES

DE LOS POZOS SELECCIONADOS

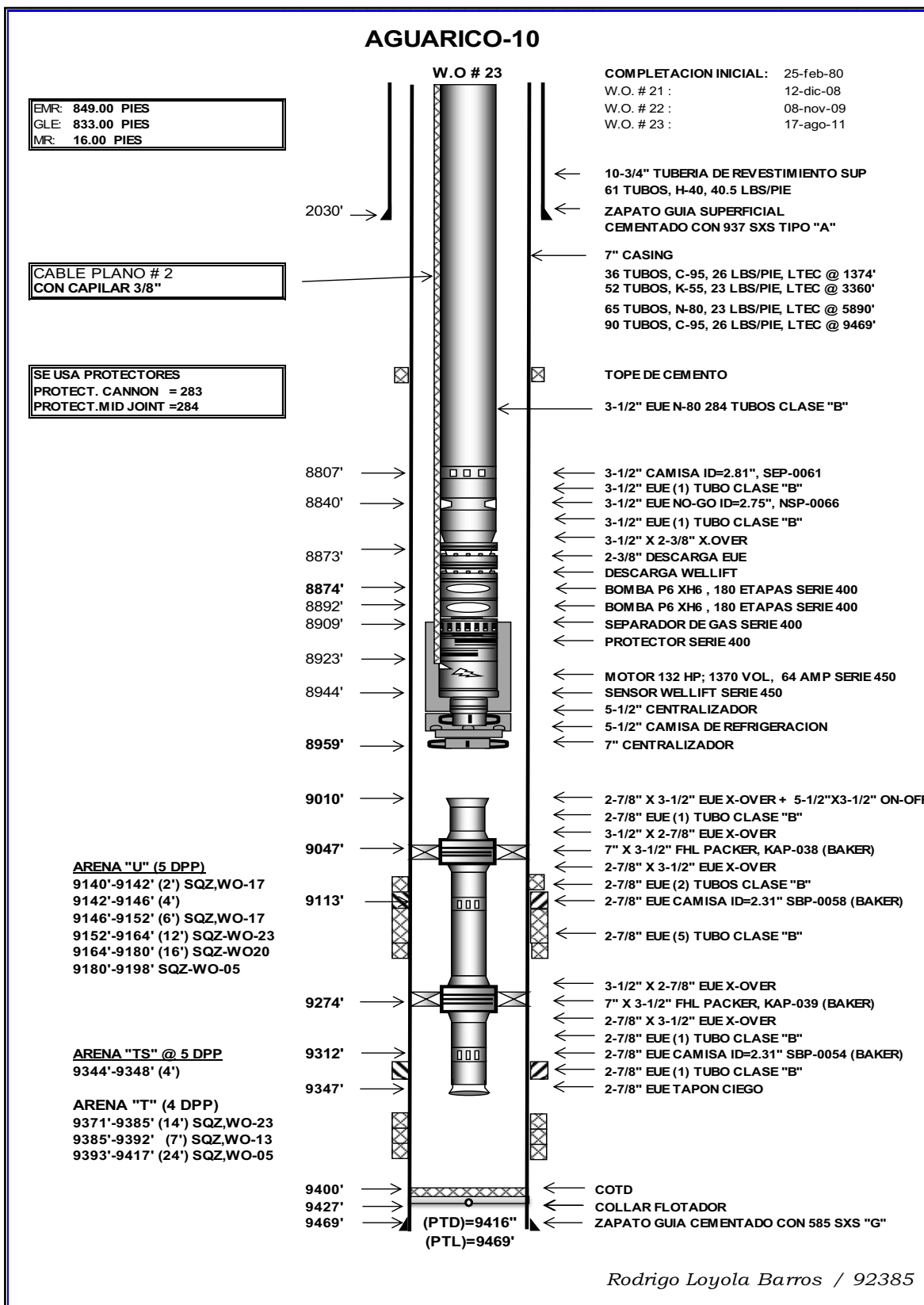
DEL ÁREA SHUSHUFINDI

FIGURA A 3.1 Diagrama Mecánico del pozo AGU-09.



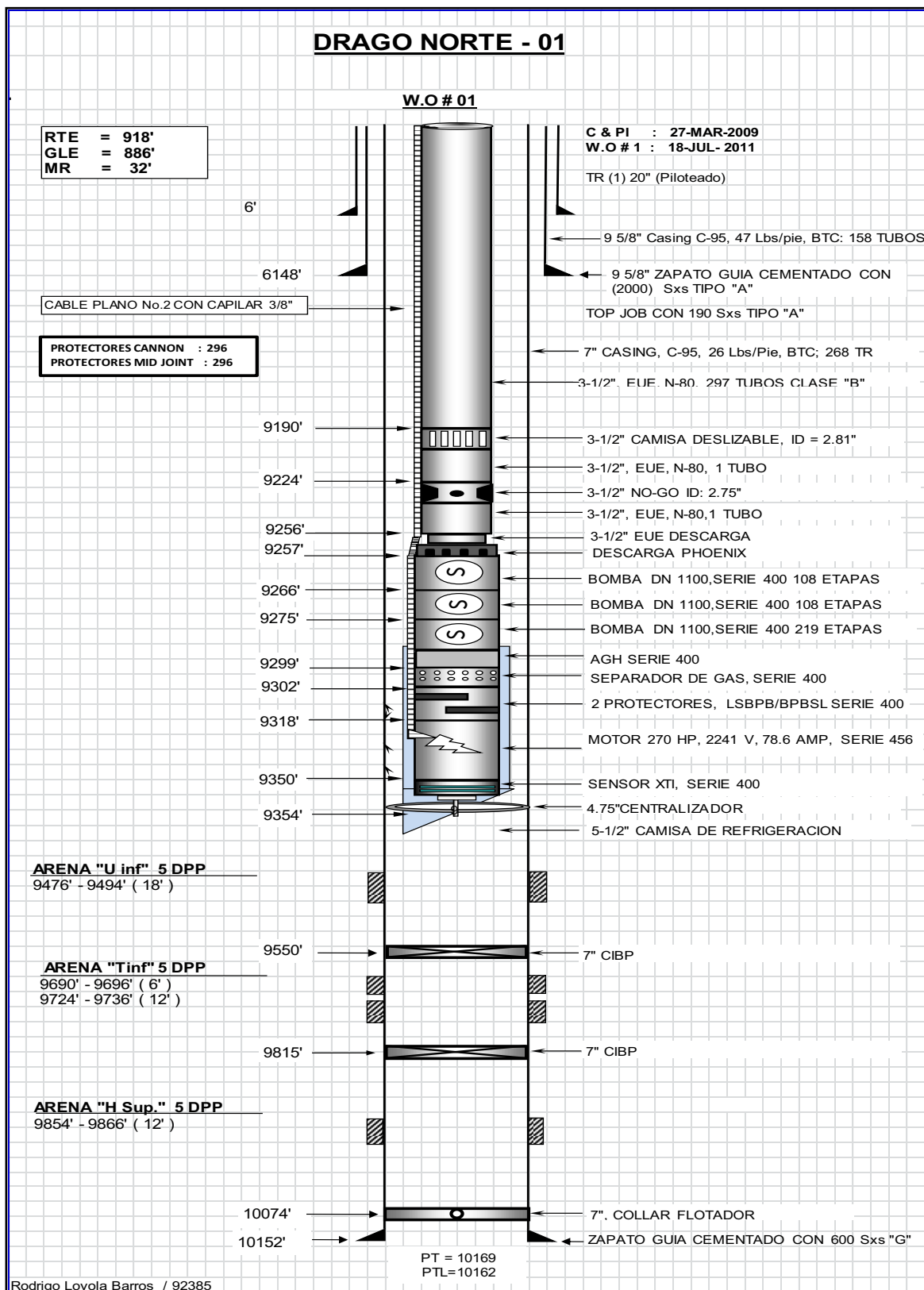
FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi. EP_Petroecuador.

FIGURA A 3.2 Diagrama Mecánico del pozo AGU-10.



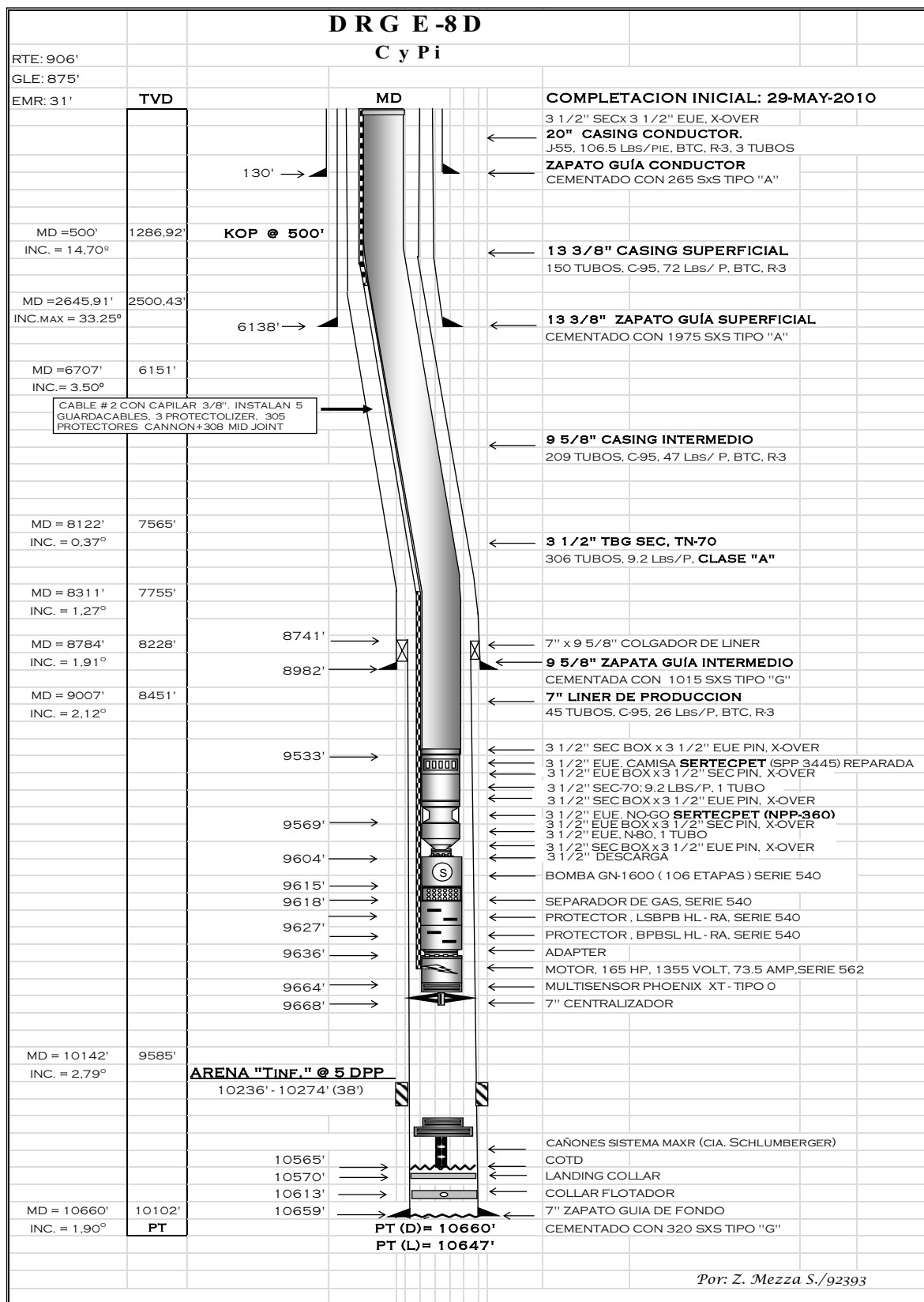
FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi. EP_Petroecuador.

FIGURA A 3.3 Diagrama Mecánico del pozo DRN-01.



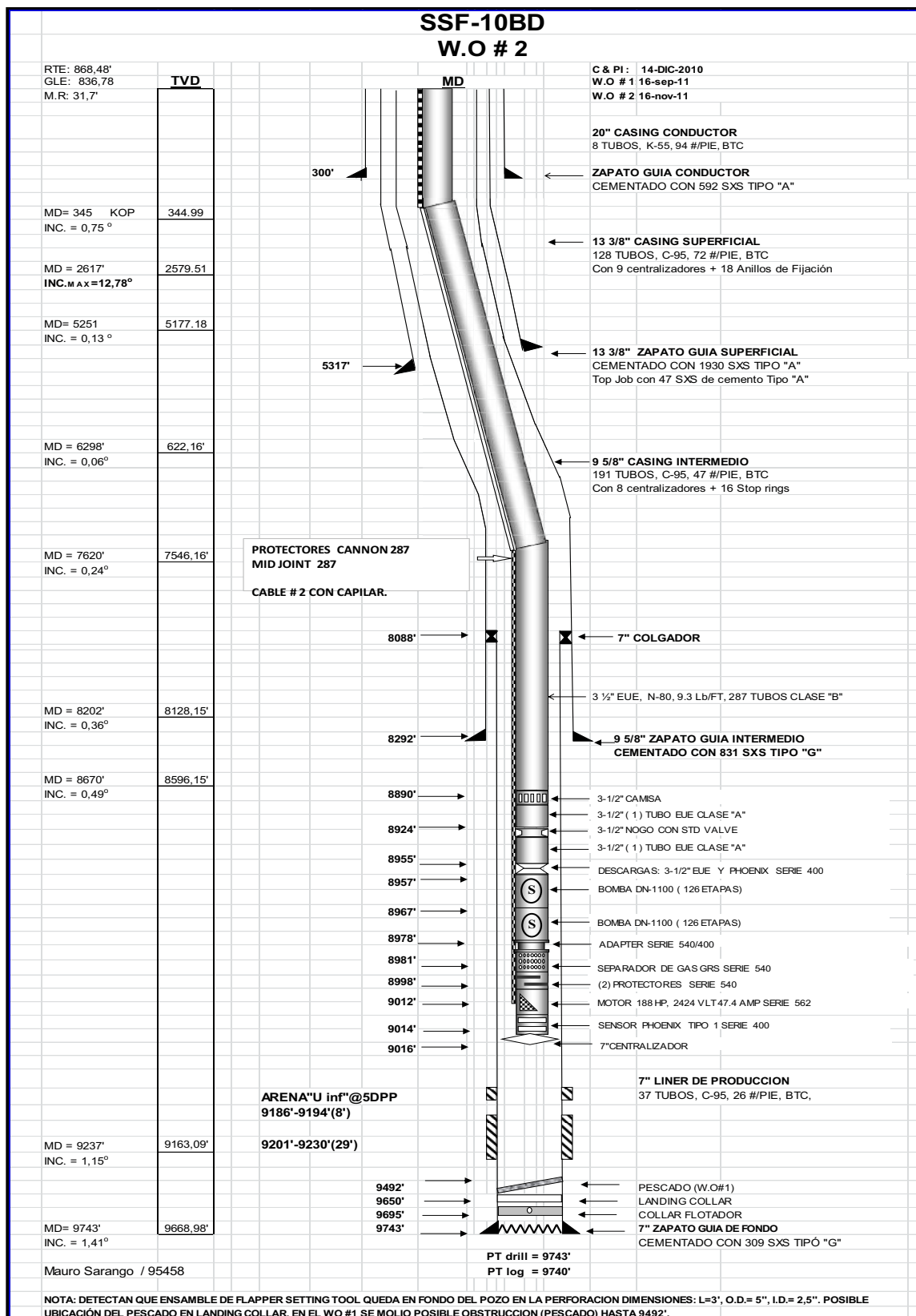
FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi. EP_Petroecuador.

FIGURA A 3.4 Diagrama Mecánico del pozo DRE-08D.



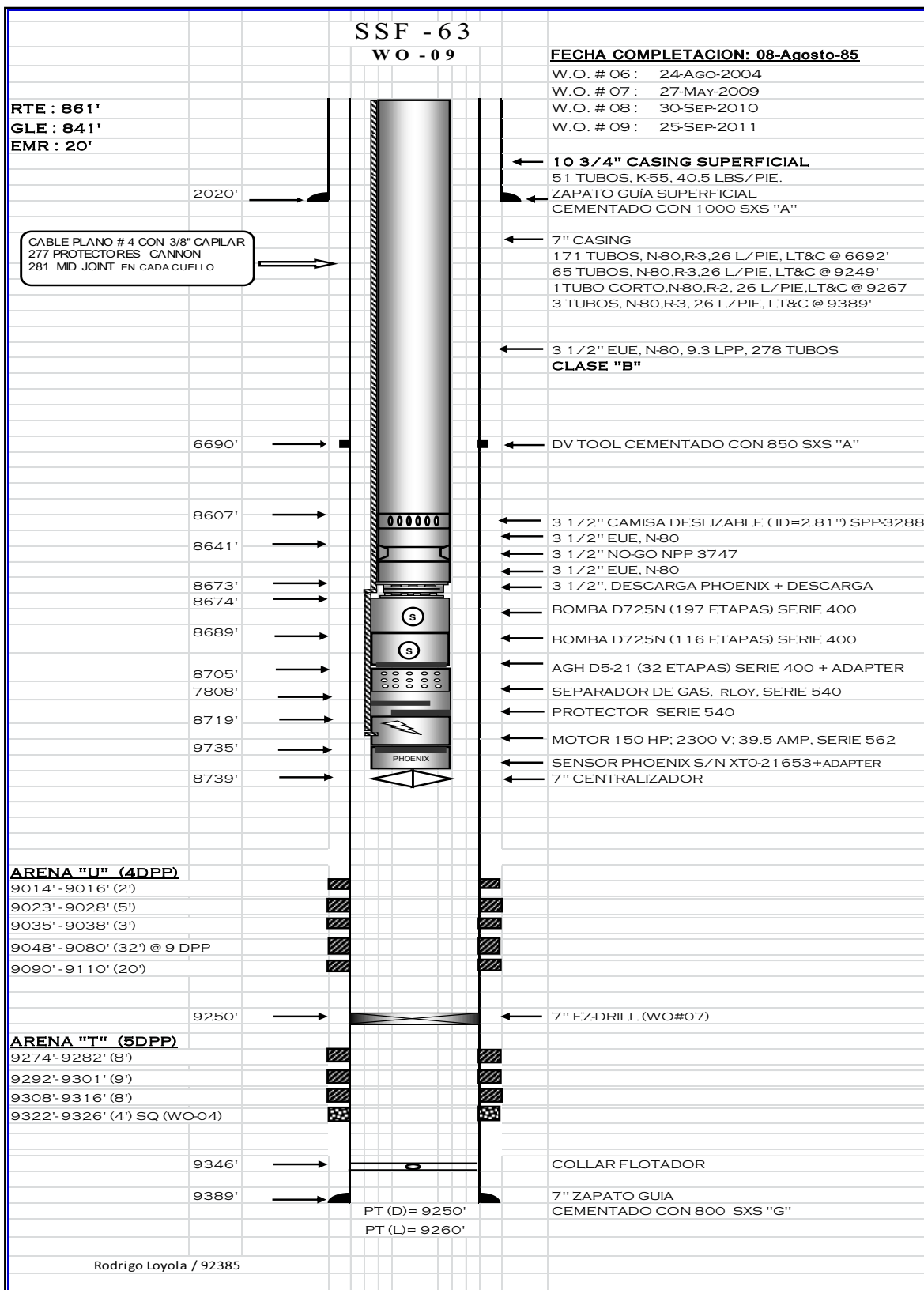
FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi. EP_Petroecuador.

FIGURA A 3.5 Diagrama Mecánico del pozo SSF-10BD.



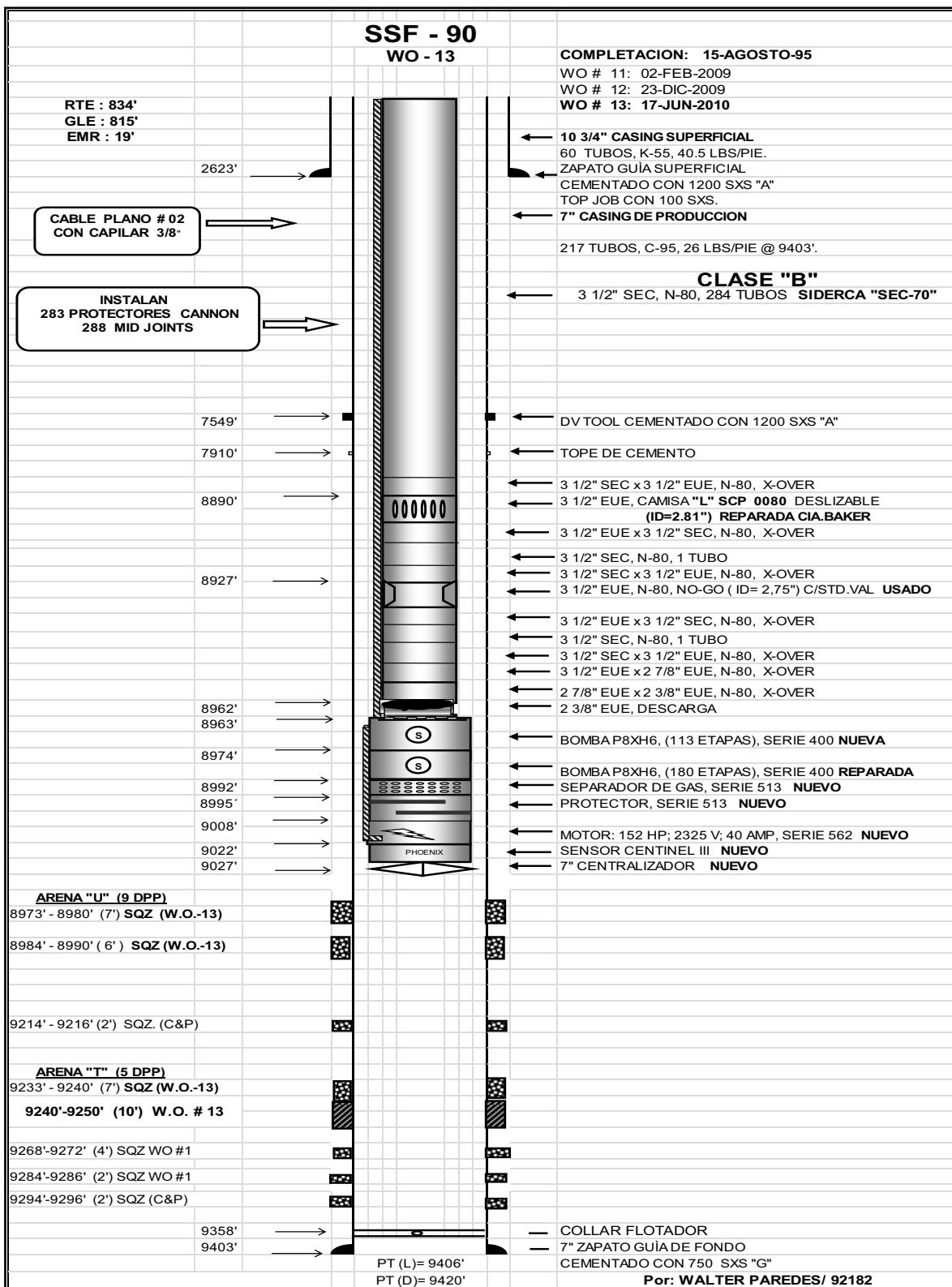
FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi. EP_Petroecuador.

FIGURA A 3.6 Diagrama Mecánico del pozo SSF-63.



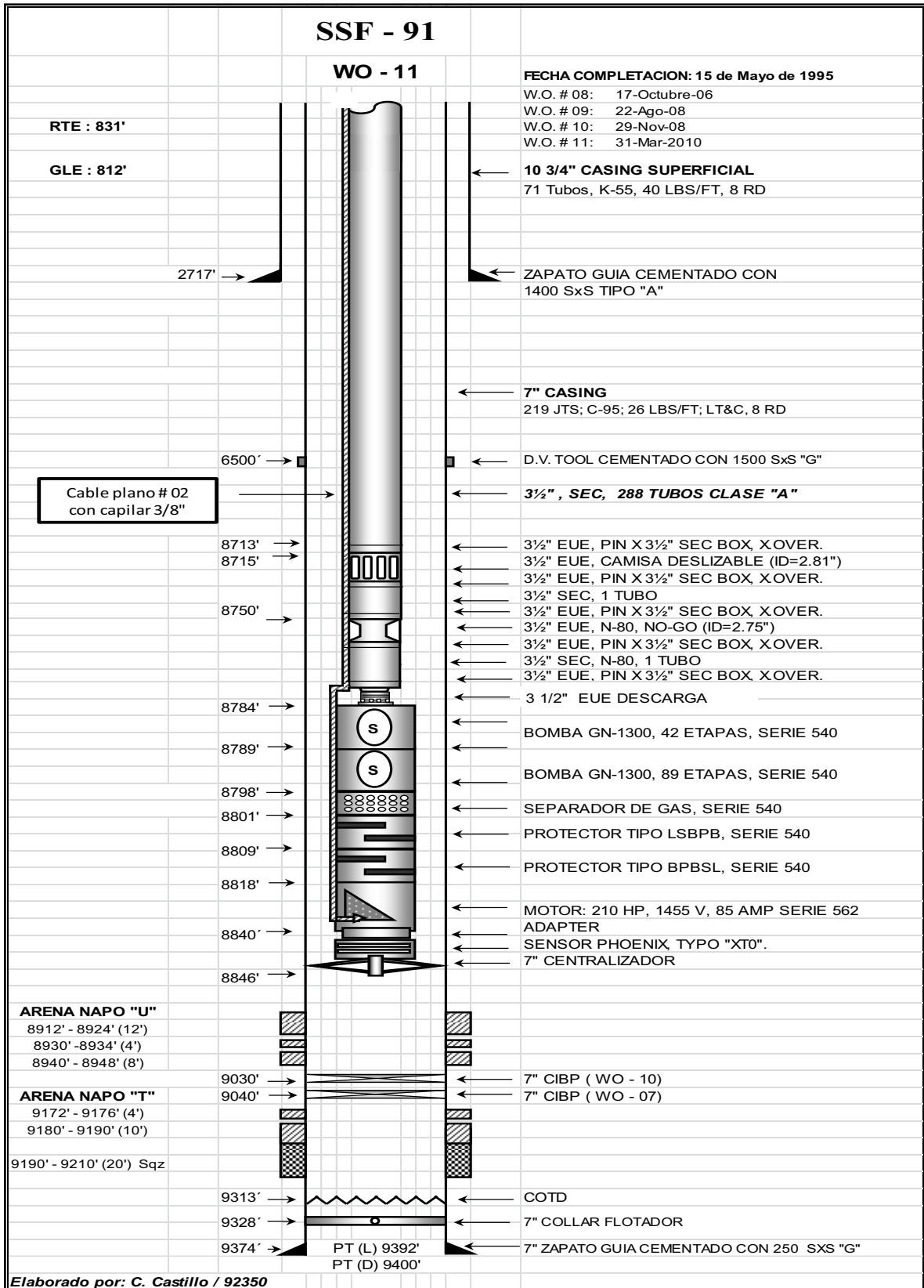
FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi. EP_Petroecuador.

FIGURA A 3.7 Diagrama Mecánico del pozo SSF-90.



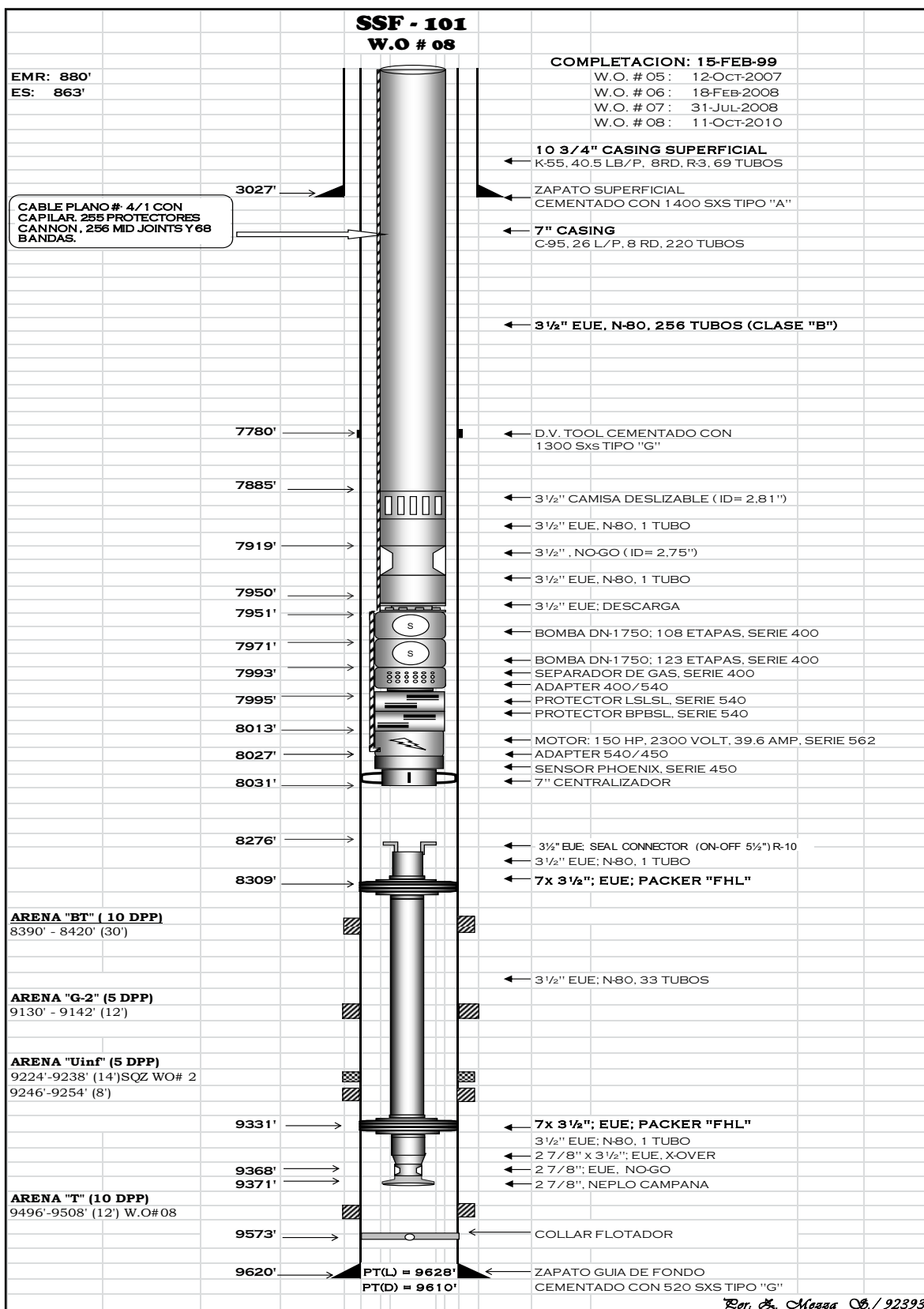
FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi. EP_Petroecuador.

FIGURA A 3.8 Diagrama Mecánico del pozo SSFD-91.



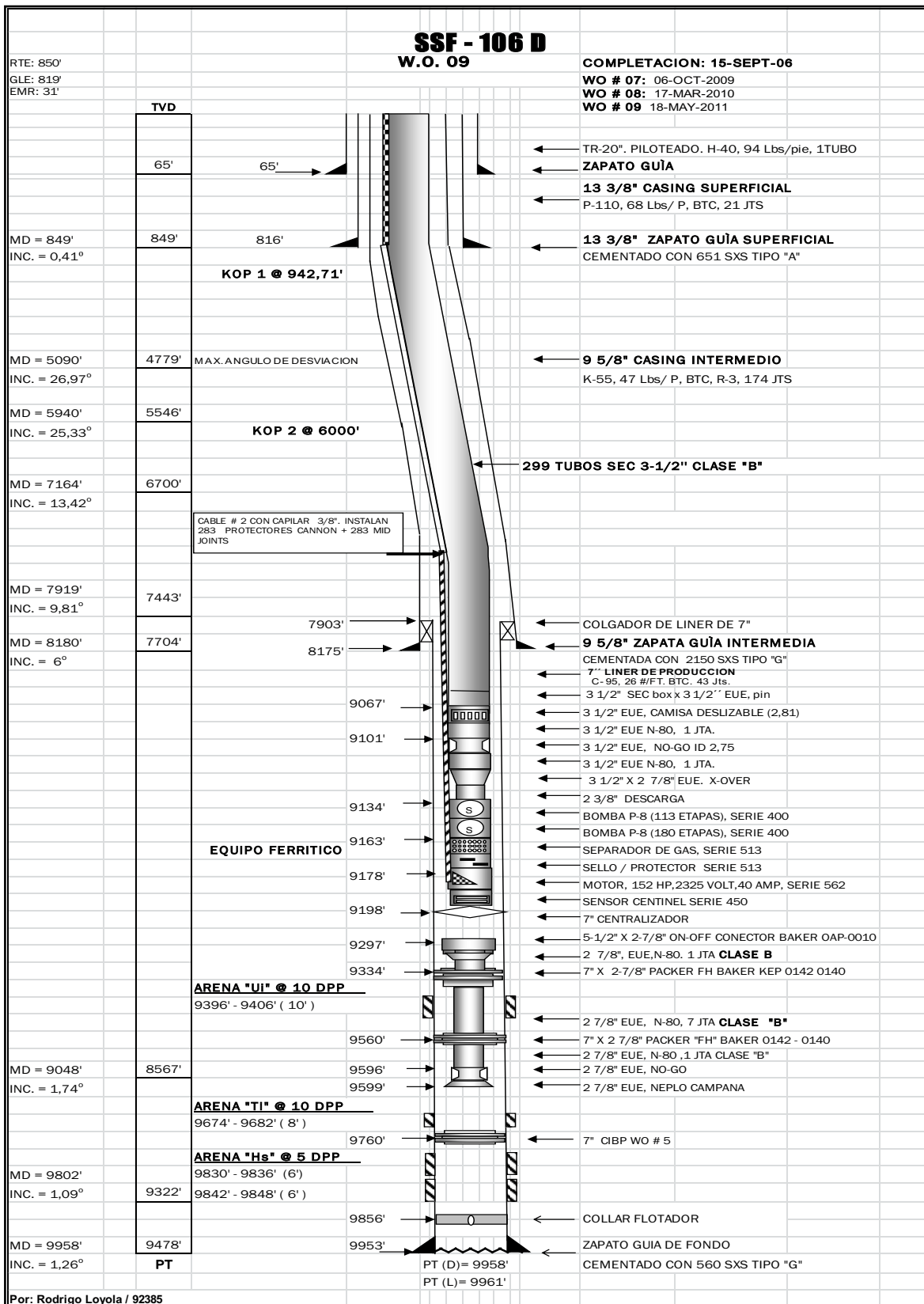
FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi. EP_Petroecuador.

FIGURA A 3.9 Diagrama Mecánico del pozo SSFD-101



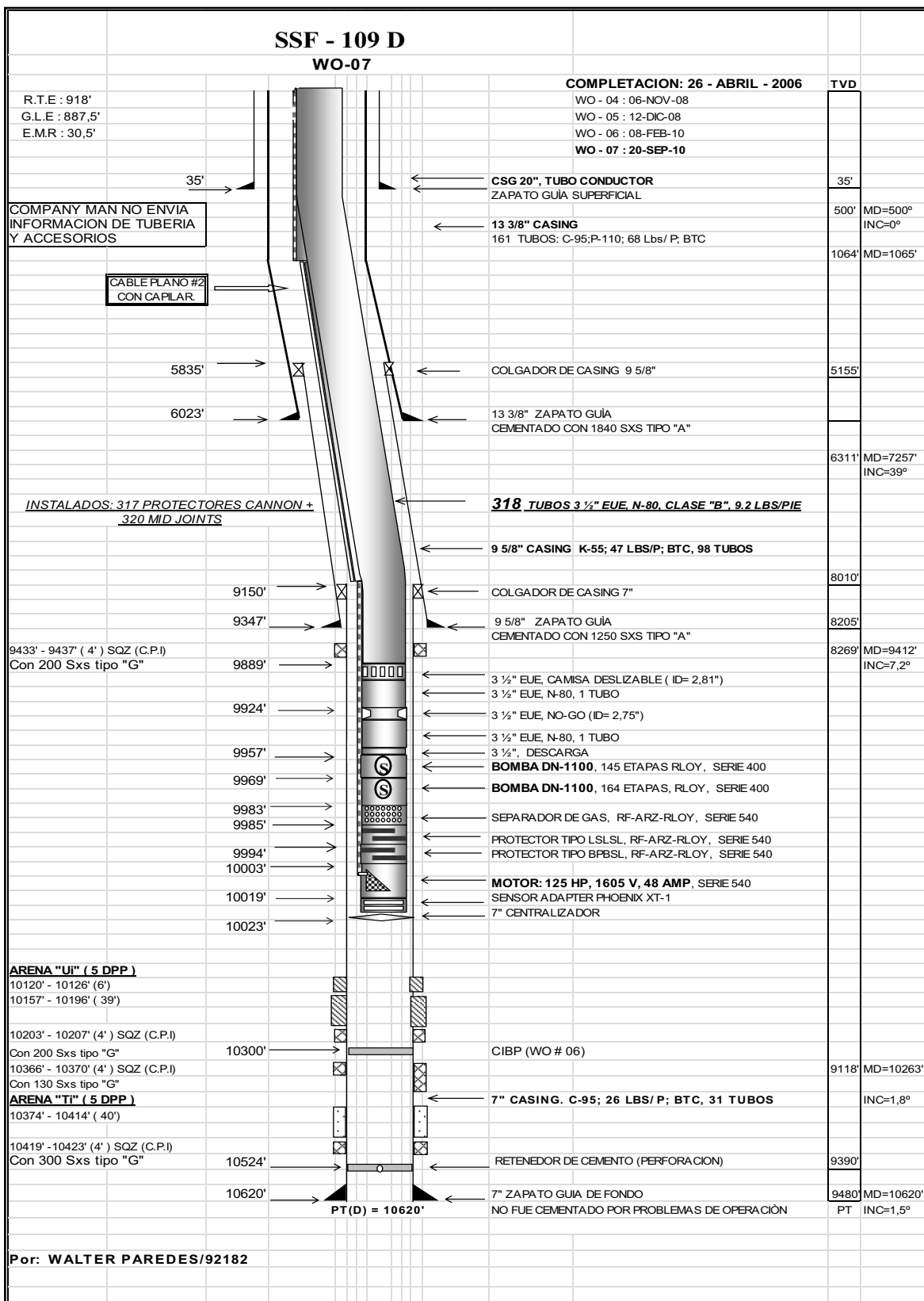
FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi. EP_Petroecuador.

FIGURA A 3.11 Diagrama Mecánico del pozo SSFD-106D.



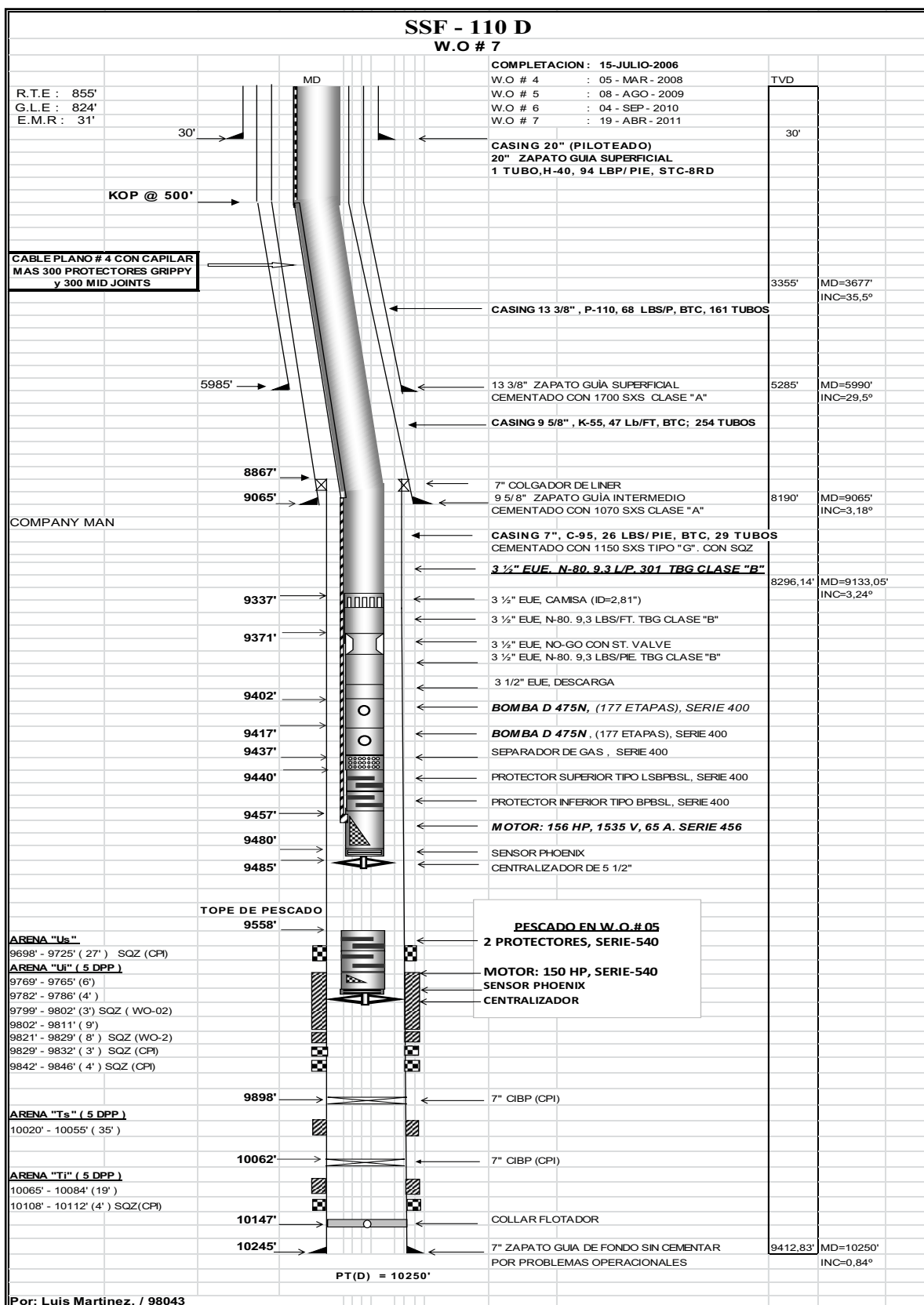
FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi. EP_Petroecuador.

FIGURA A 3.12 Diagrama Mecánico del pozo SSFD-109D.



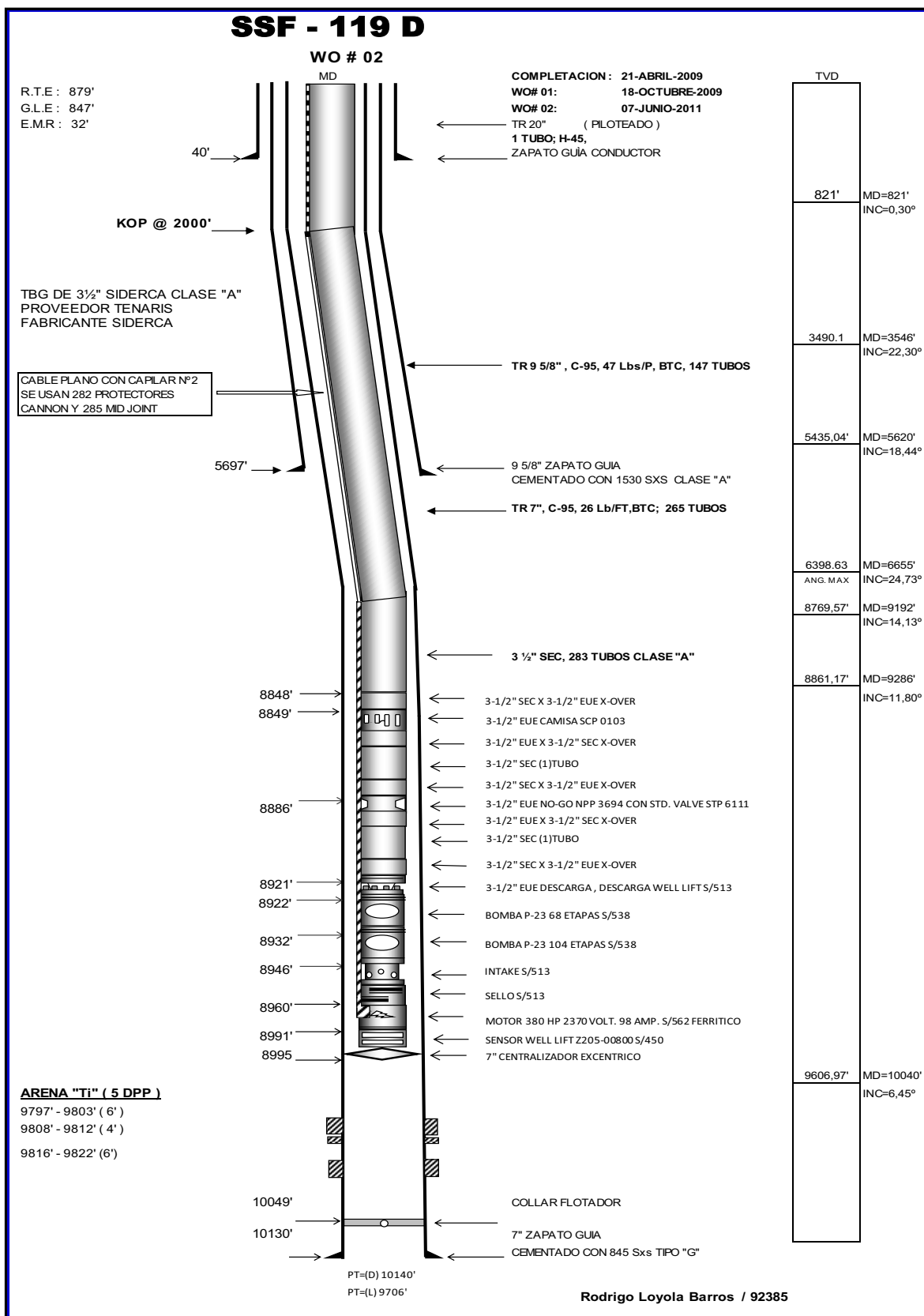
FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi. EP_Petroecuador.

FIGURA A.3.13 Diagrama Mecánico del pozo SSFD-110D.



FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi. EP_Petroecuador.

FIGURA A 3.14 Diagrama Mecánico del pozo SSFD-119D.



FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi. EP_Petroecuador.

ANEXO No. 4

**HISTORIALES DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS
SELECCIONADOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DEL
ÁREA SHUSHUFINDI**

Tabla A 4.1 Historial de Producción Pozo AGU-09.

AGU-09 HISTORIAL DE PRODUCCION								
ARENA: "Us"		API: 27						
FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	METODO	BFIPD	PINY	OBSERVACIONES
25-abr-05	Inicia WO # 19.							
12-may-05	Sale de W.O . Completado para evaluar con sin torre , JET Arena "Us"							
12-may-05	Inicia evaluacion con MTU al TK en locacion , con jet 10 J							
13-may-05	912	0	912	100	PPH	1440	3500	Sal= 4000 ppmCl-
15-may-05	960	470	490	51	PPH	1400	3500	Sal= 58000 ppmCl- API SECO= 27,15
17-may-05	912	593	319	35	PPH	1420	3500	Se baja elementos de presión para B'UP
21-may-05	960	576	384	40	PPH	1488	3500	Intentan recuperar elementos sin éxito
22-may-05	960	528	432	45	PPH	1488	3000	
24-may-05	960	624	336	35	PPH	1560	3500	
25-may-05	960	643	317	33	PPH	1560	3500	Recuperan elementos de presión: Ps=3254 , Pwf=2396 psi
26-may-05	960	653	307	32	PPH	1584	3500	Sal= 55000 ppmcl-
28-may-05	Suspenden Evaluación .							
28-may-05	Inicia WO#20 Bajar bomba Electrosumergible.							
31-may-05	Termina WO#20 Equipo bajado: 2 Bombas DN-1300 108+108 etapas.serie 400, Motor 125 HP 1480 Volt, 55 Amp.							
01-jun-05	1290	387	903	70	PPS			SAL=58600 PPMCL. Pwf= 2150 psi.
07-jun-05	1176	647	529	45	PPS			SAL=58200 PPMCL. Pwf= 2140 psi.
10-jun-05	1167	782	385	33	PPS			SAL=58200 PPMCL.
16-jun-05	1174	787	385	33	PPS			SAL=58200 PPMCL. Pwf= 2120 psi.
18-jun-05	1248	150	1098	88	PPS			Incrementa bsw.
22-jul-05	1245	149	1096	88	PPS			
15-ago-05	1208	145	1063	88	PPS			SAL=58600 PPMCL.
16-ago-05	Apagado por paro Bi-Provincial							
11-sep-05	1146	138	1008	88	PPS			
25-oct-05	1220	146	1074	88	PPS			SAL=53650 PPMCL. PWF=2140 PSI
04-nov-05	Intentan Recuperar St. Valve sin éxito, Sale solo cabeza de St. Valve.							
22-nov-05	1231	148	1083	88	PPS			PWF=2150 PSI.
28-dic-05	1284	154	1130	88	PPS			
29-ene-06	1303	156	1147	88	PPS			PWF=2082 PSI
19-feb-06	1334	160	1174	88	PPS			
07-mar-06	Apagan pozo por paro de Cias Tercerizadoras, 11-03-06 Arrancan pozo.							
31-mar-06	1386	166	1220	88	PPS			SAL=53650 PPMCL, PWF=2404 PSI.
08-may-06	1362	163	1199	88	PPS			
27-may-06	1362	163	1199	88	PPS			
28-may-06	BES off fases a tierra							
19-jul-06	Inicia W:O. (Reparar BES).							
06-ago-06	WO suspendido . Completado con 1 tubo de 2 7/8"). Pozo en espera de tubería Clase "A" de 2 7/8", completación de fondo desasentada y pescada.							
12-mar-07	W.line baja calibrador de 2 7/8" baja hasta topar pescado de completación 8976' , ok. + toman Estatica , topan Nivel de F=8900'.							
27-jul-10	Reinicia W:O 22. suspendido							
10-sep-10	Termina WO # 22 Equipo bajado: 2 Bombas DN-1100 (197+106) etapas.serie 400, Motor 120 HP 1586 Volt, 48,5 Amp.							
10-sep-10	Luego de instalar bayoneta, detectan fuga en Master. Espera W.O							
12-sep-10	Inicia W:O 23. Reparar valvula master de cabezal							
12-sep-10	Termina WO # 23							
FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	METODO	PWF	HZ	
13-sep-10	921	111	810	88	PPS	1604	56	Salinidad=65350 ppmCl-
15-sep-10	959	230	729	76	PPS	1603	56	
17-sep-10	898	216	682	76	PPS	1607	56	
12-oct-10	1074	258	816	76	PPS	1610	56	
17-oct-10	1086	261	825	76	PPS	1606	56	26/10/2010 INCREMENTA Bsw.
23-oct-10	Con Pulling Tool de 2 7/8" se baja a recuperar St. Valve del No-go a 7964' (canastilla desgastada).							
26-oct-10	965	135	830	86	PPS	1600	56	
31-oct-10	856	120	736	86	PPS	1605	56	
02-nov-10	Off por Cambio tensores estructura línea de 13,8 Kv.							
13-nov-10	904	127	777	86	PPS	1610	56	
25-nov-10	866	121	745	86	PPS	1619	56	
01-dic-10	872	122	750	86	PPS	1610	56	
11-dic-10	798	112	686	86	PPS	1606	56	
14-dic-10	836	117	719	86	PPS	1650	56	
23-dic-10	836	117	719	86	PSS	1645	56	
31-dic-10	BES off fases a tierra (01-01-11 WL detecta tubería de 2 7/8" desprendida a 5900' . Topan pescado a 7000'.							

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi. EP-Petroecuador.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

Tabla A 4.2 Historial de Producción Pozo AGU-10.

AGUARICO # 10							
HISTORIAL DE PRODUCCION							
FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	API	OBSERVACIONES
16-dic-98	U	661	74	89	PPH		CERRADO POR ALTO BSW.
15-nov-05							Inicia WO#17 Realizar Cementación forzada a las arenas "T" y "U", correr Registro de cementación Punzonar y Evaluar de acuerdo a resultados diseñar BES.
27-nov-05							Sale de W.O. # 17 completado para evaluar sin torre.
28-nov-05							Inicia evaluación con unidad MTU
29-nov-05	T	456	347	24	PPH	22.6	
28-nov-05	T	456	306	33	PPH	22.6	
01-dic-05	T	456	306	33	PPH	22.6	Salin. = 25000 ppmCl-. Jet 10J
03-dic-05	T	432	294	32	PPH	22.6	Toman B'UP. Ps=3039 ; Pwf= 1453 psi.
05-dic-05	T	408	273	33	PPH	22.6	
07-dic-05	T	456	287	37	PPH	22.6	Salin. = 32750 ppmCl-. Jet 10J
08-dic-05							Termina evaluación Sin Torre
09-dic-05							Inicia WO #18 bajar Bomba Electrosumergible
15-dic-05							Termina WO#18 Equipo Bajado: Bombas D475N (123+123+141) Etapas, serie 400 Motor 120 HP, 2380 Volt, 38/32.5 Amp, serie 540. Cerrado espera línea de Flujo
28-ene-06							Recuperan St. Valve (Sale Limpio).
29-ene-06							Instalan línea de flujo .Arranque normal del Pozo. Inicia producción a estación Aguarico.
31-ene-06	T	441	353	20	PPS	25.5	
03-feb-06							BSW=20%, SAL= 9150 PPMCL, HZ= 60, PWF= 1346 PSI
24-feb-06	T	471	359	24	PPS	25.5	SUBE BSW DE 20% A 24%
07-mar-06							Paro de Cias Tercerizadoras . 11-marz-06 Arrancan pozo luego de Paro
12-mar-06	T	509	387	24	PPS	25.5	PWF=1129 PSI
29-mar-06	T	477	363	24	PPS	25.5	
22-abr-06	T	481	366	25	PPS	25.5	PWF=1131 PSI
16-may-06	T	483	367	26	PPS	25.5	
22-may-06							Incrementa BSW de 24% a 34%, Sal= 9900 Ppmcl, Confirmado por corrosión.
22-may-06	T	604	398	34	PPS	25.5	
31-may-06	T	528	348	34	PPS	25.5	
04-jun-06							Incrementa BSW de 34% a 44%, Confirmado por corrosión.
04-jun-06	T	496	277	44	PPS	25.5	
09-jun-06							Chequean tubería de 3 1/2" hasta 8733' (Limpia).
10-jun-06	T	500	280	44	PPS	25.5	
23-jun-06							Incrementa BSW de 44% a 74% (Prueban pozo a tk y determinan bsw por foro)
23-jun-06	T	547	142	74	PPS	25.5	
02-jul-06	T	473	123	74	PPS	25.5	
07-jul-06	T	456	119	74	PPS	25.5	
09-jul-06							BES OFF FASES A TIERRA.
10-jul-06							Abren camisa de circulación a 8733'.
20-jul-06							En WO#19, Reparar BES.
24-jul-06							Termina WO#19 . Bombas D475n (141+141+141)Etapas. Serie 400. Motor 125 HP, 1710 Volt, 48 Amp, Serie-400
25-jul-06	T	574	144	75	PPS	25.5	
26-ago-06	T	545	147	73	PPS	26.5	PWF=1333 PSI
20-sep-06							Recuperan St. Valve (Sale Limpio).
22-sep-06	T	610	165	73	PPS	28.5	PWF=1226 PSI
12-oct-06	T	482	130	73	PPS	29.5	PWF=1207 PSI
28-nov-06	T	471	127	73	PPS	30.5	09-nov-06 Paro de Canton Ssf. 10-nov-06 Arrancan pozo, ok
14-dic-06	T	564	152	73	PPS	31.5	
23-dic-06							Se chequeo tubería , limpia. + asientan y recuperan St. Valve + realizan Prueba al TBG 1000 PSI, ok.
24-dic-06	T	564	152	73	PPS	33.5	Produce normal l/cambio de trama Línea de flujo de 4 1/2"
20-ene-07	T	543	147	73	PPS	34.5	PWF=2225 PSI
07-feb-07							Asientan St. Valve a 7000'. + ch/TBG con presión. Comunicación Tbg-Csg, no aporta EWO.
08-feb-07							Ch/camisa de circulación (cerrada) pozo no aporta abren camisa de circulación
03-mar-07							Inicia Wo# 20 . Cambio de Completación por comunicación Tbg-Csg.

AGUARICO # 10							
HISTORIAL DE PRODUCCION							
FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	API	OBSERVACIONES
13-mar-07							WO suspendido.
10-jul-07							Reinicia WO Suspendido.
23-jul-07							WO suspendido.
28-jul-07							Reinicia WO Suspendido.
14-ago-07							Finaliza WO-20. Equipo bajado: 2 Bombas DN-1100 (145+145)Etapas, Serie -400. Motor 150 HP, 2300 Volt, 39.5 Amp Serie-562. Cambian Arena de "T" a "U".
15-ago-07	U	946	161	83	PPS	25.7	
16-ago-07	U	980	225	77	PPS	25.7	
18-ago-07	U	1003	401	60	PPS	25.7	BSW=60%, Salinidad=61800 ppm-Cl
28-ago-07							Recuperan St. Valve de 3 1/2" a 8866', ok.
14-sep-07	U	1060	424	60	PPS	24.6	
11-oct-07	U	1072	177	83.5	PPS	24.6	Incrementa BSW.
21-oct-07							Cerrado por control de colchón de agua en estación aguarico
22-oct-07							Calibrador 3 1/2" baja a NOGO a 8866'. Tubería limpia
26-oct-07							Calibrador de 3 1/2" baja a NOGO a 8866'. Tubería limpia
02-nov-07							Arrancan pozo apagado desde 21-OCT-07.
03-nov-07	U	1102	182	83.5	PPS	24.6	
07-nov-07	U	1090	180	83.5	PPS	24.6	
11-nov-07	U	1079	178	83.5	PPS	24.6	PWF=1803 TEM=303
05-dic-08							Con tubing gawge de 3 1/2 (2.78) se bajo hasta el HO.GO A 8866 OK niovel= 1300
22-dic-07	U	1074	177	83.5	PPS	24.6	
28-ene-08	U	1062	1785	83.5	PPS	24.6	
03-feb-08							Se baja calibrador de 2.78" y se chequea tubería hasta el NO-GO a 8866
05-feb-08	U	1041	172	83.5	PPS	24.6	
22-mar-08	U	1047	173	83.5	PPS	24.6	
28-mar-08	U	1056	174	83.5	PPS	24.6	
19-abr-08	U	1001	165	83.5	PPS	24.6	
29-may-08	U	1015	167	83.5	PPS	24.6	
09-jun-08	U	984	162	83.5	PPS	24.6	PWF=1909 TEM=303
27-jul-08	U	1007	166	83.5	PPS	24.6	
25-ago-08	U	823	136	83.5	PPS	24.6	Declina producción.
22-sep-08	U	754	124	83.5	PPS	24.6	
23-sep-08							Asientan St. Valve a 8866'. Prueban TBG con 1000 PSI cae a 0 en 1min. Detectan comunicación TBG-CSG. Pwf=2138 psi.
24-sep-08	U	790	130	83.5	PPS	24.6	
30-oct-08	U	711	117	83.5	PPS	24.6	
15-nov-08	U	585	97	83.5	PPS	24.6	
29-nov-08	U	407	67	83.5	PPS	24.6	
03-dic-08	U	369	61	83.5	PPS	24.6	PWF = 2487, TEM=311.
05-dic-08							Cerrado por comunicación tbg-csg
06-dic-08							Inicia WO # 21 Cambio completación por comunicación tbg-csg
12-dic-08							Finaliza WO # 21 Cambio completación por comunicación tbg-csg
20-dic-08	U	1457	204	86	PPS	24.6	
01-ene-09	U	1446	202	86	PPS	24.6	P. INT.=1740 PSI.
11-feb-09	U	1511	212	86	PPS	24.6	
19-mar-09	U	1528	214	86	PPS	24.6	
30-abr-09	U	1566	219	86	PPS	24.6	P. INT.=1435 PSI
27-may-09	U	1421	199	86	PPS	24.6	SALINIDAD= 47800 PPM CL-
26-jun-09	U	1246	174	86	PPS	24.6	
07-jul-09	U	1212	170	86	PPS	24.6	P. INT.=1504 PSI
31-ago-09	U	1220	171	86	PPS	24.6	
16-sep-09	U	1288	180	86	PPS	24.6	P. INT.=1535 PSI
15-oct-09	U	1263	177	86	PPS	24.6	
20-oct-09	U	1292	180	86	PPS	24.6	
25-oct-09	U	1334	187	86	PPS	24.6	PINT= 1618 PSI
11-nov-09	U	1134	113	90	PPS	24.6	
29-nov-09	U	1436	144	90	PPS	24.6	
01-dic-09	U	1444	144	90	PPS	24.6	
17-dic-09	U	1398	141	90	PPS	24.6	
14-ene-09	U	1370	137	90	PPS	24.6	
30-ene-10	U	1227	123	90	PPS	24.6	con calibrador de 2,78" chequean tubería hasta 8935 ok
10-feb-10	U	1368	137	90	PPS	24.6	
25-feb-10	U	1381	138	90	PPS	24.6	
05-mar-10	U	1231	123	90	PPS	24.6	
27-abr-10	U	1260	76	94	PPS	24.6	26-Abril-10 con calibrador 2,78" chequean tubería hasta 8935 ok

AGUARICO # 10							
HISTORIAL DE PRODUCCION							
FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	API	OBSERVACIONES
12-may-10	U	1269	76	94	PPS	24.6	
23-jun-10	U	1340	80	94	PPS	24.6	
28-ago-10	U	1474	88	94	PPS	24.6	
15-sep-10	U	1338	80	94	PPS	24.6	
25-oct-10	U	1277	77	94	PPS	24.6	02-Nov-10 con calibrador 2,78" chequean tubería hasta 8935 ok
21-nov-10	U	1229	74	94	PPS	24.6	
31-dic-10	U	1193	72	94	PPS	24.6	
18-ene-11	U	1203	72	94	PPS	24.6	SALINIDAD= 60000 PPM Cl-
22-ene-11	POZO CERRADO POR ALTO BSW						PRUEBA CONTRATANQUE BSW=97%.
21-abr-11	Inicia WO # 23 Moler CIBP, TOMAR Registro de saturación, SQZ "U" y "T", punzonar evaluar diseñar BES						
05-may-11	Suspende WO # 23						
09-may-11	U	296	281	5	PPH	24.6	Evaluando sin torre, camión bomba MKP
11-may-11	U	342	198	42	PPH	24.6	Evaluando sin torre, camión bomba MKP
12-may-11	U	433	264	39	PPH	24.6	Evaluando sin torre, camión bomba MKP
15-may-11	U	365	245	33	PPH	24.6	Evaluando sin torre, camión bomba MKP
30-may-11	U	365	245	33	PPH	24.6	Evaluando sin torre, camión bomba MKP
12-jun-11	U	408	294	28	PPH	24.6	Evaluando sin torre, camión bomba MKP
24-jun-11	U	360	259	28	PPH	24.6	Evaluando sin torre, camión bomba MKP
26-jun-11	U	384	276	28	PPH	24.6	Evaluando sin torre, camión bomba MKP
03-jul-11	U	384	276	28	PPH	24.6	Evaluando sin torre, camión bomba MKP
14-jul-11	U	384	276	28	PPH	24.6	Evaluando sin torre, camión bomba MKP
22-jul-11	U	379	273	28	PPH	24.6	Evaluando sin torre, camión bomba MKP
26-jul-11	U	369	266	28	PPH	24.6	Evaluando sin torre, camión bomba MKP
29-jul-11	U	384	276	28	PPH	24.6	Evaluando sin torre, camión bomba MKP
03-ago-11	U	384	276	28	PPH	24.6	Evaluando sin torre, camión bomba MKP
04-ago-11	U	384	276	28	PPH	24.6	Evaluando sin torre, camión bomba MKP
13-ago-11	REINICIA WO # 23 SUSPENDIDO						
17-ago-11	FINALIZA WO # 23. EQUIPO BAJADO . BOMBA P6XH6 (180+180)ETAPAS, SERIE - 400MOTOR 132 HP, 64 AMP, SERIE - 450						
30-ago-11	U	513	205	60		24.6	
08-sep-11	U	439	176	60		24.6	
24-sep-11	U	410	164	60		24.6	
04/10/2011	U	416	166	60		24.6	
12/10/2011	U	439	176	60		24.6	
23/10/2011	U	475	190	60		24.6	
03/11/2011	U	576	230	60		24.6	
25/11/2011	U	570	228	60		24.6	
28/11/2011	U	527	211	60		24.6	CORROSION MONITOREA BSW MAN=76% SALINIDAD= 58900ppm-cl
05/12/2011	U	465	186	60		24.6	
10/12/2011	U	510	204	60		24.6	
30/12/2011	U	578	231	60		24.6	
02/01/2012	U	513	205	60		24.6	
13/01/2012	U	566	226	60		24.6	

Fuente: Ing. De Petróleos Shushufindi, E.P. Petroecuador.

Tabla A 4.3 Historial de Producción Pozo DRN-01.

DRAGO N1				
HISTORIAL DE PRODUCCION				
ARENA:	Ui		API:	28.9
FECHA	BFPD	BPPD	BSW %	OBSERVACIONES
21-ene-09	Inicia perforación			
23-feb-09	Finaliza perforación			
27-mar-09	Finaliza completación y pruebas iniciales. Equipo bajado 3 bombas DN-1750,(116 +124+124) Etapas. Serie 400. Motor 137,5-165HP, 1729-2075 V,52A,Serie 456			
28-mar-09	1762	1709	3	BSW 3%, Salinidad 2100ppmCl ⁻ API seco de 28,97
3-abr-09	1848	1793	3	
6-abr-09	3 Horas off. Cambio de bota mechero líneas de ingreso y gas			
18-abr-09	1855	1796	3	
16-may-09	1853	1797	3	Salinidad 80000 ppmCl ⁻
30-may-09	1824	1769	3	
4-jun-09	con Pulling Tool de 3 1/2" se recupera ST-VALVE de 2,75 a 8918" (sale con leve escala). + asientan St. Valve .			

DRAGO N1				
HISTORIAL DE PRODUCCION				
ARENA:	Ui		API:	28.9
FECHA	BFPD	BPPD	BSW %	OBSERVACIONES
12-jun-09	1811	1757	3	
23-jun-09	1797	1743	3	
9-jul-09	2 Horas off por MPG			
30-jul-09	Cambia regulador de voltaje			
8-ago-09	1854	1798	3	
9-ago-09	Recuperan St. Valve a 8918'. Variacion de voltaje por daño de Breake principal del generador . Espera cambio produce a flujo natural. 10-ago-2009 Cambian Breaker , regulador de voltaje del generador y VSD + retapean.			
22-ago-09	1842	1787	3	24-ago-2009 chequean parametros ok.
3-sep-09	1800	1746	3	
13-oct-09	1728	1676	3	
5-nov-09	1793	1739	3	
18-dic-09	1759	1706	3	
4-ene-10	1757	1704	3	
3-feb-10	1594	1546	3	
27-feb-10	1669	1619	3	
5-mar-10	1605	1557	3	
6-mar-10	Chequean tubería con WL Limpia + MPG.			
7-mar-10	1678	1628	3	
8-abr-10	1582	1535	3	MPG.
9-may-10	(4hrs off) MPG+ problemas de generador.Arranque normal			
10-may-10	1572	1525	3	
1-jun-10	1564	1517	3	
1-jul-10	(2hrs)MPG. Daño en generador. Arranque normal OK			
2-jul-10	BSW=1%			
12-jul-10	Toman BSW de cabeza igual a 1%			
22-jun-10	1578	1531	3	
29-jul-10	(2hrss off) por sobrecarga			
12-ago-10	1529	1483	3	
24-ago-10	BSW cabeza = 0.3%, BSW manifold = 0,4%, promedio 0,4			
15-sep-10	MPG			
26-sep-10	1505	1499	6	
8-oct-10	1496	1490	0.4	
2-nov-10	1494	1488	0.4	
1-dic-10	BSW = 0,6 % (tomado por corrosión) 0,4 %			
7-dic-10	suben frecuencia de 50 a 52 Hz run life 622 días			
16-dic-10	1369	1364	0.4	
21-dic-10	se bajo parafing cutter de 3 1/2" (2,75) hasta el nogo @ 8918' tubería limpia			
6-ene-11	off 2 horas MPG			
19-ene-11	Toma BSW CAB 0,7%			
23-ene-11	1216	1211	0.4	
8-feb-11	baja frecuencia de 60 @ 58 Hz Pi= 2248 OK			
21-feb-11	1134	1129	0.4	
1-mar-11	1092	1088	0.4	
10-mar-11	WL. Baja calibrador 2,75 chequea tbg hasta nogo 64 8918 OK limpia			
16-mar-11	1086	1082	0.4	Frecuencia 60 Hz. Pi= 2438; T° motor. 310
24-mar-11	W/L. Intentan pescar Std. Valve, no sale. Atasacado por presencia de escala			
27-mar-11	1033	1029	0.4	Baja producción del pozo +/- 400 Bls. Bomba @ 56 Hz. Tem. Motor = 317 °F
7-abr-11	972	968	0.4	PWF=2569, Tm=318, 56 HZ
8-abr-11	941	937	0.4	PWF=2569, Tm=318, 56 HZ
10-abr-11	BAJAN PULLING TOOL DE 3 1/2" PARA RECUPERAR STD. VALVE @8918', SIN ÉXITO.			
22-abr-11	952	900	0.4	PWF=2675, Tm=322, 55 HZ
5-may-11	804	801	0.4	PWF=2824, Tm=325, 55 HZ.
20-may-11	718	717	0.1	PWF=2955, Tm=336, 55 HZ.
22-may-11	730	729	0.1	
23-may-11	REALIZAN LIMPIEZA A LA BES CON HCL AL 10% SIN ÉXITO . CHEQUEAN PARAMETROS DETECTAN FASES A TIERRA. EWO.			
28-may-11	480	479	0.1	Evaluando con unidad MTU y J-11K.
12-jun-11	624	622	0.3	Evaluando con unidad MTU y J-11K.
24-jun-11	624	621	0.5	Evaluando con unidad MTU y J-11K.
11-jul-11	624	620	0.6	Evaluando con unidad MTU y J-11K.
18-jul-11	SALE DE W.O # 1 BOMBAS: DN - 1100 (219 / 108 /108 ETAPAS; INTERVALO: "TI": 9476' - 9494' (18')			
18-jul-11	854	760	11	3 BOMBAS DN-1100
23-jul-11	559	498	11	
24-jul-11	502	447	11	SE SUBE FRECUENCIA DE 55 @ 58Hz,
26-jul-11	534	475	11	RECUPERA STD. VALVE @ OK.
28-jul-11	760	752	1	
14-ago-11	787	779	1	
14-sep-11	733	726	1	
15-sep-11	714	707	1	
18-sep-11	635	629	1	
19-sep-11	597	591	1	
20-sep-11	536	531	1	

DRAGO N1					
HISTORIAL DE PRODUCCION					
ARENA:	Ui		API:	28.9	
FECHA	BFPD	BPPD	BSW %	OBSERVACIONES	
22-sep-11	505	500	1	Se baja Std Valve. Para probar Tubería. Se intenta arrancar BES sin éxito.	
23-sep-11	Se recupera Std Valve, se baja bloque impresor hasta la descarga no marca posible taponamiento, se abre camisa para igualar niveles, se intenta arrancar BES sin éxito, se baja Std Valve, se prueba tubería con camión bomba. Tubería ok,				
23-sep-11	REALIZAN TRATAMIENTO A LA BES				
24/09/2011	775	767	1	FREC= 57 HZ, PWF=794 PSI	
25/09/2011	970	960	1	FREC= 57 HZ, PWF=794 PSI	
27/09/2011	977	967	1	PWF=790 PSI	
28/10/2011	961	951	1	PWF=810 PSI	
27/11/2011	973	963	1	PWF=790 PSI	
23/12/2011	978	968	1	PWF=791 PSI	
11/01/2012	972	962	1	PWF=783 PSI	
31/01/2012	908	899	1	FREC=57 HZ, PWF=782 PSI	
14/02/2012	894	885	1	PWF=784 PSI	
20/02/2012	815	807	1	PWF=812 PSI	
21/02/2012	815	807	1	PWF=812 PSI	
24/02/2012	702	695	1	FREC=57 HZ, PWF= 888 PSI. DECLINA PRODUCCION POSIBLE ATASCAMIENTO DE BES.	
25/02/2012	650	644	1	FREC= 57 HZ, PWF=898 PSI. DECLINA PRODUCCION POSIBLE ATASCAMIENTO DE BES.	

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi. EP_Petroecuador.
ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

Tabla A 4.4. Historial de Producción Pozo DRE-08D.

DRAGO E8D						
HISTORIAL DE PRODUCCION						
ARENA	Ti		API	33.4		
FECHA	BFPD	BPPD	BSW	FREC.	P. Intake	OBSERVACIONES
07-mar-10	Inicia perforación					
07-abr-10	Finaliza Perforación					
18-may-10	Inicia WO de Completación y Pruebas Iniciales					
29-may-10	Finaliza WO de Completación y Pruebas Iniciales. Equipo bajado: Bomba GN-1600 (106) Etapas, Serie-540. Motor 165 HP, 2355 V, 73,5 Amp, Serie-562. Fue Disparado con Tecnología MAXZAR					
30-may-10	2064	144	93	48	2437	
31-may-10	1530	1438	6	45	2410	Salinidad=1100 ppmCl-
03-jun-10	1590	1495	6	45	2385	Falla en conexión a tierra . Estabilizando Prod. BSW
05-jun-10	1584	1489	6	47	2380	
16-jun-10	1530	1484	3	47	2321	06-06-2010 Chequean Tubería hasta 8116' ok. Toman muestra a 9500' para PVT.
27-jun-10	1548	1502	3	47	2481	27/06/2010 Cambio de Generador + Quick Conector por daño en cable de superficie.
28-jun-10	1530	1484	3	47	2480	27-06-10 C/regulador de voltaje de Generador.
29-jun-10	1512	1467	3	47	2481	
04-jul-10	1471	1427	3	47		03-07-10 MPG.
05-jul-10	1480	1436	3	47		08/07/2010
08-jul-10	1464	1376	6	47	2256	
18-jul-10	1512	1421	6	47	2245	
21-jul-10	1482	1245	16	47	2245	21-07-10 MPG. BSW=16%, Sal=4500 ppmCl-
30-jul-10	1430	1201	16	47	2234	
04-ago-10	1439	1209	16	47	2233	MPG. + Problemas en Sensor del Generador.
11-ago-10	1434	1205	16	47	2224	
20-ago-10	1434	1205	16	47	2246	BSW=20% Cabeza, BSW=19% Manifold.
27-ago-10	1428	1142	20	47	2220	
07-sep-10	1432	1146	20	47	2222	06-SEP-2010 MPG.
22-sep-10	1374	1099	20	47	2238	Cierran pozo para B'UP de arena "Ti" + MPG. Pwf=2210, PB=600,
24-sep-10	1315	1052	20	47	2340	
09-oct-10	1320	1056	20	47	2286	Realizan MPG.
14-oct-10	1308	1046	20	47	2275	20-10-2010 Problemas de tarjeta en VSD (Chequean ok)
21-oct-10	1266	1013	20	47		24-10-2010 MPG. + Chequean tubería hasta No-go a 9569'

DRAGO E8D						
HISTORIAL DE PRODUCCION						
ARENA	Ti		API	33.4		
FECHA	BFPD	BPPD	BSW	FREC.	P. Intake	OBSERVACIONES
						ok. Limpia.
24-oct-10	1282	1026	20	47	2282	
30-oct-10	1312	1010	23	47	2102	SUBE BSW DE 20 @ 23%
07-nov-10	1296	998	23	47		
09-nov-10	1280	986	23	47	1571	Realizan MPG.
25-nov-10	1269	977	23	47		22-nov-11 (Cambian conexión de químico)
26-nov-10	1398	1076	23	47	869	Realizan MPG.
28-nov-10	1275	931	23	47		
06-dic-10	1282	936	27	47		SUBE BSW DE 23 @ 27%
09-dic-10	1284	924	27	47		
22-dic-10	1284	924	27	47		17-dic-10 (Chequea tbg hasta No-go limpia)
26-dic-10	1256	920	27	47		Realizan MPG.
03-ene-11	1306	940	28	47		SUBE BSW DE 27 @ 28%
14-ene-11	1269	914	28	47		
29-ene-11	1284	924	28	47		
03-feb-11	1272	916	28	47		
11-feb-11	1269	914	28	47		12-feb-11 (Realizan MPG)
20-feb-11	1260	907	28	47		
12-mar-11	1254	903	28	47		
16-mar-11	1264	910	28	47		
25-mar-11	1269	863	32	47		SUBE BSW DE 28 @ 32%
01-abr-11	1287	875	32	47		
02-abr-11	corrosión toma bsw cab 40%					
03-abr-11	corrosión toma bsw cab 36%					

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi. EP-Petroecuador.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

Tabla A 4.5 Historial de Producción Pozo SSF-10BD.

SSF-10BD					
HISTORIAL DE PRODUCCION					
API	32		ARENA	UI	
FECHA	BFPD	BPPD	BSW	HZ	OBSERVACIONES
14-sep-10					Inicia Perforación
19-nov-10					Inicia Completación y Pruebas Iniciales
14-dic-10					Finaliza Completación y Pruebas Iniciales Equipo bajado, D725N
15-dic-10	552	132	76	55	API= 32"
23-dic-10	605	242	60	55	
04-ene-11	594	238	60	55	Salinidad= 3390 ppmCl-
27-feb-11	667	268	60	57	
18-mar-11	688	275	60	57	
24-abr-11	699	280	60	57	
23-may-11	707	283	60	57	
29-jun-11	707	283	60	60	Realizan conexión de línea de 13,8 kv
12-jul-11	699	280	60	60	
2-ago-11	713	378	20	60	Salinidad= 25500 ppmCl-
03-ago-11	695	556	20	60	BSW de Corrosión= 5%
13-ago-11	695	660	5	60	
30-ago-11	684	649.8	5	60	
01-sep-11	BES OFF, Por bajo aislamiento, W/L abre camisa de circulación				
02-sep-11					INICIA WO#1
16-sep-11					FINALIZA WO#1, EQUIPO BAJADO DN-1100
17-sep-11	656	407	38	57	
18-sep-11	676	419	38	57	
19-sep-11	664	465	30	57	
21-sep-11	676	487	28	57	
2-oct-11	698	503	28	57	
24-oct-11	768	553	28	57	
1-nov-11	792	570	28	57	
8-nov-11	752	541	28	57	
10-nov-11	Equipo con Fase a tierra, W/L abre camisa de circulación @ 8920' OK				
12-nov-11	Inicia WO#02 . Reparar BES				

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi. EP_Petroecuador.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

Tabla A 4.6 Historial de Producción Pozo SSF-63.

SHUSHUFINDI # 63								
HISTORIAL DE PRODUCCION								
FECHA	ZONA	METODO	BFPD	BPPD	HZ	P.FONDO	BSW	OBSERVACIONES
03-ene-08	U	PPS	665	456			31.5	Trabaja con 60 Hz
07-ene-08	U	PPS	627	429			31.5	Bajan TBG gauge de 3 1/2" hasta NO-GO @ 8767' OK. Nivel 1800'.
13-ene-08	U	PPS	624	427			31.5	3 Hrs OFF por falla de sensor Phoenix
14-ene-08	U	PPS	692	474			31.5	Fre=60HZ; Sal= 34500 ppm Cl-
21-ene-08	U	PPS	741	508			31.5	
26-ene-08	U	PPS	627	429			31.5	Bajan calibrador 3 1/2" hasta NO-GO @ 8767' limpia, OK.
06-feb-08	U	PPS	627	429			31.5	Trabaja con 60 Hz
10-feb-08							30.5	Salinidad 54500 ppm Cl
13-feb-08	U	PPS	635	435			31.5	
25-feb-08	U	PPS					27.5	
28-feb-08	U	PPS	661	453			31.5	
04-mar-08	U	PPS	693	475			31.5	
21-mar-08	U	PPS	703	482			31.5	(22/marz/2008) BSW = 37% Prueba CTK
29-mar-08	U	PPS	650	410			37	
04-abr-08	U	PPS	714	450			37	
08-abr-08	U	PPS	694	437			37	(11/abril/2008) bajan TBG gauge de 3 1/2" hasta 8767' tbg limpia, OK. Nivel 1950'.
17-abr-08	U	PPS	644	406			37	
05-may-08	U	PPS	688	433			37	
28-may-08	U	PPS	650	410			37	
04-jul-08	U	PPS	669	421			37	
28-jul-08	U	PPS	661	416			37	
06-ago-08	U	PPS	616	388			37	
28-ago-08	U	PPS	642	404			37	
10-sep-08	U	PPS	633	399			37	
30-sep-08	U	PPS	642	404			37	
01-oct-08	U	PPS	656	413			37	
23-oct-08	U	PPS	667	420			37	
01-nov-08	U	PPS	644	406			37	
27-nov-08	U	PPS	670	422			37	BSW 39% (Muestra en cabeza)
01-dic-08	U	PPS	638	402			37	
11-dic-08	U	PPS	661	416			37	
07-ene-09	U	PPS	638	402			37	
24-ene-09	U	PPS	623	392			37	
05-feb-09	U	PPS	604	381			37	(7/Feb/2009) BSW 39%
23-feb-09	U	PPS	593	362			39	
03-mar-09	U	PPS	524	320			39	
26-mar-09	U	PPS	623	380			39	
23-mar-09	U	PPS	581	354			39	
26-abr-09	U	PPS						14 hrs OFF alarma en VSD. pozo NO APORTA
27-abr-09	U	PPS						W/L Baja parafing cutter de 3 1/2", se atranca herramienta a 4450', se martilla y pasa hasta 8735'
29-abr-09	U	PPS						Inicia WO #7 (Cambio de Completación por comunicación TBG-CSG)
27-may-09	U	PPS						Finaliza WO #7 Bomba DN725 (176+197) etapas/156 HP, 1535 Volt, 65 Amp, 60 Hz.
29-may-09	U	PPS	690	283	50	1114	59	(30/may/2009) incrementan frecuencia de 50 a 52 Hz
01-jun-09	U	PPS	604	362	52	1116	40	
05-jun-09	U	PPS						Incrementan frecuencia de 52 a 54 Hz
11-jun-09	U	PPS	593	356	54	1050	40	
26-jun-09	U	PPS	559	335	54	1110	40	
30-jun-09	U	PPS						BSW 50% Prueba CTK
01-jul-09	U	PPS	612	367	54	1117	40	BSW 62,5% Prueba CTK
14-jul-09	U	PPS	612	367	54	1112	40	
15-jul-09	U	PPS	619	235	56	1119	62	BSW=72,8%. Salinidad =32250 ppm Cl
30-jul-09	U	PPS						BSW=56 %. Salinidad = 32759 ppm Cl (muestra de cabeza)
02-ago-09	U	PPS	665	293	58	1126	56	BSW=56% estabilizado
26-ago-09	U	PPS	638	281	58	1145	56	
26-sep-09	U	PPS	638	281	58		56	
03-oct-09	U	PPS	657	289	58	1161	56	
28-oct-09	U	PPS	638	281	58	1171	56	
09-nov-09	U	PPS	627	276	58	1190	56	
25-nov-09	U	PPS	587	258	58	1195	56	
04-dic-09	U	PPS	553	299	58	1290	46	
30-dic-09	U	PPS	547	295	58	1305	46	
04-ene-10	U	PPS	502	271	58	1331	46	
13-ene-10	U	PPS	517	279	58	1331	46	
26-ene-10	U	PPS						Se baja parafing cutter de 3 1/2" hasta 8752' TBG limpia OK
11-feb-10	U	PPS	547	295	59	1346	46	(14/Feb/2010) Drenan Gas
21-feb-10	U	PPS						BSW 50% en cabeza, BSW =56% de manifold
24-feb-10	U	PPS	589	283	59	1360	52	
09-mar-10	U	PPS	589	283	59	1360	52	
14-mar-10	U	PPS						Declina producción Válvula Check en mal estado (cambian)
24-mar-10	U	PPS	599	246	59	1404	59	
02-abr-10	U	PPS	532	335	59	1420	37	
23-abr-10	U	PPS	542	341	59	1450	37	

SHUSHUFINDI # 63								
HISTORIAL DE PRODUCCION								
FECHA	ZONA	METODO	BFPD	BPPD	HZ	P.FONDO	BSW	OBSERVACIONES
04-may-10	U	PPS	587	370	59	1440	37	
20-may-10	U	PPS	621	273	59	1465	56	BSW = 56,17 % Prueba CTK
09-jun-10	U	PPS	559	246	59	1530	56	
28-jun-10	U	PPS	441	194	59	1450	56	
05-jul-10	U	PPS	473	279	29	1450	41	
24-jul-10	U	PPS	507	299	59	1490	41	BSW cab=36%, BSW Promed. Total=36%, salinidad=31100 ppm. Cl.
06-ago-10	U	PPS	547	323	59	1640	41	(12/ago/2010) BSW =40.5%. Sal= 38250 ppm Cl.
30-ago-10	U	PPS	638	376	60	1678	41	
01-sep-10	U	PPS	599	353	60	1692	41	
07-sep-10	U	PPS						W/L Baja parafing cutter de 3 1/2", hasta NO-GO a 8752', Ok. Limpia.
12-sep-10	U	PPS	650	384	60	1730	41	
17-sep-10	U	PPS						Asientan ST. Valve a 8752'
19-sep-10	U	PPS	348	205	60	1780	41	Prueba de Presión, cae 700 Psi en 1 min. Declina producción, continua produciendo con comunicación TBG-CSG.
20-sep-10	WL INTENTA ABRIR CAMISA SIN ÉXITO A 6 FT HAY PRESENCIA DE ESCALA A LAS 19H00 INICIA WO #8							
30-sep-10	FINALIZA WO #8 EQUIPO BAJADO 2 BOMBAS 725 W (173+176) ETAPAS SERIE 400 MOTOR 150 HP, 2300 VOLT, 39.5 AMP, SERIE 562							
03-oct-10	U	PPS	553	265	55	970	52	
13-oct-10	U	PPS	610	389	55	1030	63	
30-oct-10	2 HORAS C/TIRA FUSIBLE (CAÑUELA) EN LINEA DE 13,8KV							
13-nov-10	U	PPS	612	226	55	1055	63	
18-nov-10	CON PULLING TOOL DE 3 1/2" SE BAJA A RECUPERAR ST VALVE DE NO-GO A 8752 FT SIN ÉXITO, SE GOLPEO Y NO ENGANCH. SE BAJA BLOQUE IMPRESOR DE 2 7/8" HASTA NO-GO A 8752 FT SALE MARCAS DE SOLIDOS SOBRE ST VALVE							
29-nov-10	U	PPS	604	223	55	1062	63	
06-dic-10	2 HORAS REUBICACION DE ESTRUCTURA DE LINEA DE 13.8 KV PARA POZO SSFD31							
27-dic-10	U	PPS	597	221	55	1062	63	
19-ene-11	U	PPS	559	207	55	1065	63	
16-feb-11	U	PPS	616	228	55	1057	63	
07-mar-11	U	PPS	690	255	55	1057	63	
02-abr-11	S/W SE RECUPERA ST VALVE DE 2.75 A 8708 FT							
03-abr-11	CORROSION TOMA BSW CAB=56%							
14-may-11	U	PPS	581	215	55	1076	63	
20-jun-11	U	PPS	604	223	55	1081	63	
09-jul-11	U	PPS	673	249	55	1077	63	
07-ago-11	U	PPS	627	232	55	1070	63	

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi. EP_Petroecuador.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

Tabla A 4.7 Historial de Producción Pozo SSF-90.

SSF - 90								
HISTORIAL DE PRODUCCION								
FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	PWF P Inyección	HZ BIPD	OBSERVACIONES
30-dic-09	Finaliza WO # 12 equipo bajado: 2 bombas D725N (138+157) etapas, serie-400. Para producir de arena "U"							
17-ene-10	U	494	59	435	90	934	55	
19-ene-10	U	520	104	416	80	853	55	
19-feb-10	U	486	58	428	88	877	55	Sal=45700 ppmCl-
25-feb-10	Recuperan St. Valve (limpio) 25-01-2010 Asientan St. Valve de 2,75 a 8821'.							
21-mar-10	U	513	62	451	88	900	55	
27-mar-10	U	490	59	431	88	889	55	
29-mar-10	U	467	56	411	88	945	55	
06-abr-10	U	410	49	361	88	967	55	
12-abr-10	U	376	45	331	88	954	55	
18-abr-10	U	167	20	147	88	965	55	
28-abr-10	Alta temperatura de Intake y alto corte de agua.Se cierra pozo.							
20-may-10	Inicia WO#13. Objetivo . Moler CIBP.Tomar registro de saturación.Squeeze a "U" y "T". Evaluar, completar.							
19-jun-10	Finaliza WO # 13 Equipo bajado: 2 bombas P8XH6 BSSD (113+180 Etapas) Serie-562. Queda produciendo de arena "TI"							
27-jun-10	TI	770	385	385	50		47	Sal=6900 ppm Cl,API Seco=35.; HZ=47
28-jun-10	TI	816	530	286	35		47	Estabilizando producción y bsw.
30-jun-10	Sube frecuencia de 47 a 49 HZ ,Pint= 1629 psi							
03-jul-10	TI	804	523	281	35		49	
09-jul-10	Incrementa bsw de 35 a 44%, sal =6500 ppmCl-							
20-jul-10	TI	803	522	281	35	1538	49	
23-jul-10	Realizan prueba contra tanque determina BSW=68,85%							
23-jul-10	TI	792	253	539	68		49	
03-ago-10	TI	714	237	504	68		49	
03-ago-10	Recuperan St. Valve 3 1/2" a 8927' (limpio).							
05-ago-10	Realizan prueba contra tanque determina BSW=74,91%							
11-ago-10	TI	748	187	504	75		49	

SSF - 90								
HISTORIAL DE PRODUCCION								
FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	PWF P Inyección	Hz BIPD	OBSERVACIONES
25-ago-10	TI	765	191	573	75	1542	49	
16-sep-10	TI	851	213	638	75	1680	49	
03-oct-10	TI	790	198	592	75	1659	49	
10-oct-10	TI	747	172	575	77		49	
22-oct-10	Toman muestra de cabeza y manifold BSW= 77%, Sal= 5800 ppmCl-, API=30,6°.							
10-nov-10	WL. con 2,75 chequea TBG hasta NO-GO @ 8927' OK. Limpia							
22-nov-10	Sobrecarga + Cambio de fusibles en línea de alta							
12-dic-10	TI	782	180	602	77		49	
17-ene-11	TI	726	167	559	77		49	
08-feb-11	Mantenimiento línea de 13,8 KV. + Equipo superficie. + WL chequea TB6 hasta NO-GO 8927' OK							
09-feb-11	TI	736	169	567	77		49	
27-feb-11	TI	752	173	579	77		49	
06-mar-11	TI	756	174	582	77		49	
13-mar-11	Incrementa Hz de 49 @ 50							
22-mar-11	TI	792	182	610	77		50	
02-abr-11	TI	784	180	604	77		50	
15-abr-11	TI	802	185	618	77		50	
11-may-11	Corrosion toma prueba contra tanque BSW=90,59%							
29-may-11	TI	792	71	721	91		50	
04-jun-11	TI	809	73	737	91		50	
02-jul-11	TI	996	90	906	91		50	
14-jul-11	TI	775	70	705	91		50	
10-ago-11	WL baja calibrador de 2,75 hasta NO-GO @ 8927' Limpia OK							
13-ago-11	TI	783	70	713	91		50	
02-oct-11	TI	787	71	716	91		50	
26-oct-11	TI	790	71	819	91		50	
13-nov-11	TI	783	70	713	91		50	
25-nov-11	Inicia WO#14. Objetivo . AISLAR TI. DISPARAR "Ts". Evaluar con B UP + BES.							
23-dic-11	Finaliza WO # 14 Equipo bajado: P8XH6							
23-dic-11	Corrosion monitoreo BSW Cab= 91% SAL=5750 ppm-cl							
24-dic-11	Corrosion monitoreo BSW Cab= 88% SAL=5750 ppm-cl							
25-dic-11	Corrosion monitoreo BSW Cab= 84% SAL=5750 ppm-cl							
29-dic-11	TS	874	105	769	88	1728	51	
06-ene-12	TS	889	107	782	88	1731	51	
14-ene-12	TS	844	101	743	88	1734	51	
27-ene-12	Cambio tramo de línea de flujo							
03-feb-12	TS	760	91.2	669	88	1732	51	
08-feb-12	Rotura de tensor línea de alta							
15-feb-12	TS	866	104	762	88	1734	51	
21-feb-12	TS	775	93	682	88	1734	51	
28-feb-12	TS	923	111	812	88	1735	51	

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi. EP_Petroecuador.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

Tabla A.4.8 Historial de Producción Pozo SSF-91.

SHUSHUFINDI # 91							
HISTORIAL DE PRODUCCION							
API	28	ARENA	U	ZONA	METODO	OBSERVACIONES	
FECHA	BFPD	BPPD	BSW				
11-oct-06	A LAS 20:00 EN Wo No 08 cambio de completacion por comunicacion TBG-C56						
17-oct-06	A las 18:00 termina WO No 08 Equipo bajado 2 Bombas GN-1300 (89+136)Etapas, Serie-540. Motor 270 HP, 1560 Volt, 104 Amp, Serie-562						
18-oct-06	1123	606	46	U	PPS	Sal=55000 ppmCl-, PWF=488. T=218	
03-nov-06	Cambian tramo línea de flujo + recuperan st. Valve. Sale limpio						
17-nov-06	1385	609	56	U	PPS		
25-nov-06	813	358	56	U	PPS		
25-nov-06	Declina producción . Incrementa PWF de 500 a 1300 PSI						
26-nov-06	Corren bloque Imp. + asientan St. Valve a 8725' . Prueban TBG con 1500 PSI ok. Se deja St. Valve.						
27-nov-06	1106	487	56	U	PPS		
11-dic-06	Limpieza a la BES con Solventes y acido con CTU.						
15-dic-06	1687	742	56	U	PPS	PWF=1298	
06-ene-07	Cambian transformador.						
21-ene-07	1585	872	45	U	PPS		
13-feb-08	Reposición de cable y reparación de Quick conector						
18-feb-07	1516	864	43	U	PPS		
09-mar-07	1362	858	57	U	PPS	Sal=56500 ppmCl-	
11-abr-07	1351	851	37	U	PPS		
19-abr-07	Reposición de cable y reparación de Quick conector. + chequean TBG. Limpia + Toman Estática						
21-may-07	1426	841	41	U	PPS		
03-jun-07	1425	841	41	U	PPS		
25-jul-07	1203	710	41	U	PPS		
02-ago-07	1243	753	41	U	PPS		

SHUSHUFINDI # 91						
HISTORIAL DE PRODUCCION						
API	28		ARENA	U		
FECHA	BFPD	BPPD	BSW	ZONA	METODO	OBSERVACIONES
03-ago-07	Se chequeo tubería hasta No-go a 8725' ok. Limpia.					
19-sep-07	1243	733	41	U	PPS	PWF= NR
10-oct-07	1254	740	41	U	PPS	
16-nov-07	1220	720	41	U	PPS	
26-nov-07	Con tubing gauge de 3 1/2 (2.78) se bajo hasta no-go a 8725' ok nivel= 1500					
29-nov-07	1191	703	41	U	PPS	
18-dic-07	Se chequeo tubería hasta No-go a 8725' ok. Limpia. + Toman Estática					
19-dic-07	1237	730	41	U	PPS	
14-ene-08	1231	726	41	U	PPS	
26-feb-08	1248	736	41	U	PPS	
02-mar-08	Se bajo con tubing gauge de 3 1/2" (2.75) hasta no-go a 8725' tubería limpia Nivel =2370					
10-mar-08	1214	716	41	U	PPS	
23-mar-08	Reparacion de fisura en línea de flujo					
15-abr-08	1037	612	41	U	PPS	PWF= NR
26-may-08	1035	611	41	U	PPS	
30-jun-08	840	496	41	U	PPS	
28-jul-08	935	570	39	U	PPS	Ch/parámetros eléctricos. Presenta una fase a tierra
03-ago-08	973	594	39	U	PPS	
10-ago-08	975	595	39	U	PPS	
15-ago-08	BES off. Chequean Tubería ok. Fases a tierra bajo aislamiento. Fases desbalanceadas.					
16-ago-08	Inicia WO # 09.					
22-ago-08	Finaliza WO # 09.					
23-ago-08	918	496	46	U	PPS	
24-ago-08	905	534	41	U	PPS	PWF=550
27-ago-08	802	473	41	U	PPS	
29-ago-08	Bajan calibrador de 3 1/2" a chequear tubería hasta No-go a 8730'. Tubería Limpia.					
29-ago-08	1049	619	41	U	PPS	
15-sep-08	992	585	41	U	PPS	
22-sep-08	1018	601	41	U	PPS	
26-sep-08	975	575	41	U	PPS	
08-oct-08	980	578	41	U	PPS	
16-oct-08	980	578	41	U	PPS	
26-oct-08	1049	619	41	U	PPS	
01-nov-08	1020	602	41	U	PPS	
03-nov-08	968	474	51	U	PPS	
08-nov-08	992	586	51	U	PPS	Salinidad= 53000 ppm Cl-
12-nov-08	988	484	51	U	PPS	PWF=580
19-nov-08	BES off. . Fase a tierra, bajo aislamiento. Fases desbalanceadas. W.L. detecta roto tbg a 6950'. BES en el fondo.					
21-nov-08	Inicia WO # 10 Recuperar pescado + reparar BES					
29-nov-08	Finaliza WO # 10.					
30-nov-08	1285	129	90	U	PPS	Frec= 54 Hz, P. int= 1434 psi
01-dic-08	701	113	84	U	PPS	Baja frec a 50 Hz por P. int. Baja= 780 psi,
03-dic-08	513	82	84	U	PPS	Sube frec. A 52 Hz. P. int.= 680 psi. Sal= 58300 ppm Cl-
04-dic-08	497	99	80	U	PPS	Frec= 52 Hz, P. int= 555 psi
05-dic-08	627	282	55	U	PPS	Frec= 52 Hz, P. int= 555 psi
06-dic-08	581	261	55	U	PPS	Frec= 52 Hz, P. int= 581 psi
10-dic-08	1106	498	55	U	PPS	Incrementa frecuencia a 53 HZ.
19-dic-08	1155	529	55	U	PPS	
16-ene-09	1208	544	55	U	PPS	(21-ene-09)BSW=60% Sal=60250 ppm Cl (Muestra de cabeza).
04-feb-09	1178	530	55	U	PPS	(09-ene-09)BSW 50%.
21-ene-09	1216	547	55	U	PPS	
07-mar-09	1197	539	55	U	PPS	
31-mar-09	1291	581	55	U	PPS	
10-abr-09	1159	522	55	U	PPS	
23-ABR.09	1136	511	55	U	PPS	
08-may-09	1174	528	55	U	PPS	
22-may-09	1178	530	55	U	PPS	
14-jun-09	1106	498	55	U	PPS	(17-jun-09)BSW=66% Sal=53550 ppm Cl.
25-jun-09	1117	503	55	U	PPS	(30-jun-09) Calb 3 1/2 Bja a chequear tubeia 8706' limpia
16-jul-09	1151	518	55	U	PPS	(23-JUL-09)BSW=53% PRUEBA CTK.
30-jul-09	1060	498	53	U	PPS	31-JUL-09 BSW=52.87% Prueba contra tanque.
10-ago-09	1125	529	53	U	PPS	(12-AGO-09)BSW (cabeza)56% BSW (manifild)=60% Sal=53900 ppm CL(21-ago-09)Bsw=60% Sal=53500 ppm Cl (muestra de cable. za.
22-ago-09	1068	502	53	U	PPS	(24-AGO-09)BSW=52% cabeza. BSW=58% manifold, sal.=51300 ppm Cl (25-ago-09)BSW=54,14% Prueba contra tanque.
27-ago-09	1053	495	53	U	PPS	
11-sep-09	1106	520	53	U	PPS	
21-sep-09	1113	523	53	U	PPS	
04-oct-09	1151	529	53	U	PPS	(02-OCT-09)BSW-Retorna 58% Salinidad= 56100 ppm Cl (04-oct-09)BSW=54% Salinidad=55800 (09-oct-09)Recupera producción luego de drenar gas.
08-nov-09	1079	496	54	U	PPS	(11-nov-09)Se baja parafiled cutter de 3 1/2 " hasta 2,75 hasta el no-go a 8706' Tubería limpia.
07-dic-09	958	441	564	U	PPS	(01-dic-09)BSW=43,55% Pruea CTK.(14-dic-09)Alta presencia de gas en corta incrementa PWF de 1400 de 1400 a 1800 PSI:

SHUSHUFINDI # 91						
HISTORIAL DE PRODUCCION						
API	28		ARENA	U		
FECHA	BFPD	BPPD	BSW	ZONA	METODO	OBSERVACIONES
16-dic-09	941	480	49	U	PPS	(23-DIC-09)Declina producción baja rango de la bomba.
02-ene-10	790	403	49	U	PPS	(03-ENE-10)Con calibrador de 2,25 Se chequea tubería hasta 8706' no-go ok. (07-ene-10)Produce baja rango bomba: P.Intake Incrementa de 1589 a 2072 Psi.
09-ene-10	627	320	49	U	PPS	Produce a bajo rango de la bomba WL. Asienta ST Valve ok. Prueban TBG coin equipo BES P=200 PSI Presion no cal Tec. Red F de 53 a 55HZ.(11-ene-10) Incrementa frecuencia de 55 a 56 HZ.
13-ene-10	931	475	49	U	PPS	(13-ene-10)Recupera producción + suben frecuencia de 56 a 58 HZ P Int=1865 PSI No baja (pin=1100 PSO) pazo en observación.
20-feb-10	1140	587	49	U	PPS	
28-feb-10	798	351	56	U	PPS	bsw=(Manifold)=60% BSW=(Cabeza)56% Salinidad
10-mar-10	1178	518	56	U	PPS	(09-mar-10)Pozo en observación Incrementa P.Intake de 1800 a 2010 PSI.(10-mar-10)Se prueba TBG con BES y camión bomba ok pozo no arranca+ WL baja Pulling tool detectan parafina a 8769'. Con bloque Imp. 2718" llegal a 8706'.
11-mar-10						(11-mar-10)Se realiza limpieza con CTU desde 8679' baja hasta 8707'. WL baja recuperar ST Valve no pasa a 8679'. Baja bloque Imp. Sale con marcas al contado.
14-mar-10						Inicia wo No11 objetivo. Cambio de completación por Bes tascada pasible obstrucción a 8679'. Evaluar y diseñar BES.
18-mar-10						BSW Cabeza=84 Promedio 84%(21-mar-10)Termina de tomar B'UP Arena "U" Durante los días 17 al 19 marzo 2010.
31-mar-10						Finaliza wo No11 (89-41) Etapas, serie-540 motor 210 HP, 1455 Volt,85 Amp,serie.540.
06-abr-10	992	357	64	U	PPS	(08-ABR-10)Incrementa frecuencia de 58 a 59HZ.
12-abr-10	1216	438	64	U	PPS	(14-abr-10)Con Pulling tool de 3 1/2 Se recupera ST Valve de 8.75 a 8760'. Incrementa Frecuencia de 59 a 60 HZ.
22-abr-10	1180	425	64	U	PPS	(23-ABR-10)Off por sobrecarga.(13-abr-10) BSW de cabeza 68%
14-may-10	1258	453	64	U	PPS	
27-may-10	1292	465	64	U	PPS	
05-jun-10	1254	451	64	U	PPS	Con calibrador de 2.75 se chequea tubería hasta 8067' ok.
26-jun-10	1260	454	64	U	PPS	
03-jul-10	1212	436	64	U	PPS	
22-jul-10	1214	483	64	U	PPS	
14-ago-10	1227	442	64	U	PPS	
18-sep-10	1167	420	64	U	PPS	
09-oct-10	1170	421	64	U	PPS	
18-oct-10	1216	438	64	U	PPS	BAJAN PARAFING CUTTER DE 3 1/2" HASTA NO-GO A 8750' OK LIMPIA. SOBRECARGA
20-oct-10	1220	439	64	U	PPS	ARRANCON A 59 Hz
14-nov-10	1091	393	64	U	PPS	
21-nov-10	1056	380	64	U	PPS	
23-dic-10	1056	380	64	U	PPS	
11-ene-11	975	351	64	U	PPS	
15-ene-11	992	357	64	U	PPS	
13-feb-11	1053	379	64	U	PPS	
10-mar-11	942	339	64	U	PPS	
26-mar-11	1026	369	64	U	PPS	
15-abr-11	1018	367	64	U	PPS	
16-abr-11	969	349	64	U	PPS	WL BAJA CON CALIBRADOR DE 3 1/2" HASTA EL NO-GO @ 8750' OK. TUBERIA LIMPIA
01-may-11	980	353	64	U	PPS	
21-may-11	964	347	64	U	PPS	
29-may-11	923	332	64	U	PPS	
05-jun-11	1018	366	64	U	PPS	
18-jun-11	961	346	64	U	PPS	
30-jun-11	356	344	64	U	PPS	
11-jul-11	963	347	64	U	PPS	
25-jul-11	980	353	64	U	PPS	
01-ago-11	950	342	64	U	PPS	
09-ago-11	954	343	64	U	PPS	

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi. EP_Petroecuador.
ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

Tabla A 4.9 Historial de Producción Pozo SSF-101.

SHUSHUFINDI # 101						
HISTORIAL DE PRODUCCION						
API	28.4		Arena	"T"		
FECHA	BFPD	BPPD	BSW	ZONA	METODO	OBSERVACIONES
22-mar-05	241	164	32	UI	PPS	PF=2300
23-mar-05	Bombean 130 BLS. de agua					
24-mar-05	Apagan equipo a las 13:hrs por calentamiento de motor					
25-mar-05	Se prueba tbg.con Camión Bomba. Comunicación tbg-csg					
31-mar-05	Inicia WO # 03:					
04-abr-05	Termina WO # 03:					
20-abr-05	618	210	66	UI	PPS	PWF=1632 PSI.
20-may-05	604	205	66	UI	PPS	PWF=1186 PSI
17-jun-05	618	210	66	UI	PPS	
28-jul-05	609	207	66	UI	PPS	Sal=54050 ppmcl
01-ago-05	Recuperar St.valve a 7911' (Limpio)					
16-ago-05	Apagan pozo por paro Bi-Provincial. 19-ago-05. Arrancan pozo.					
26-ago-05	606	206	66	UI	PPS	
12-sep-05	609	207	66	UI	PPS	
15-oct-05	594	202	66	UI	PPS	PWF=1614 PSI
13-nov-05	595	202	66	UI	PPS	
22-dic-05	594	202	66	UI	PPS	PWF=1669 PSI
14-ene-06	604	205	66	UI	PPS	SAL=57750 PPMCL, PWF=1645 PSI
23-feb-06	Chequean tubería con Calibrador de 2,86 hasta 7878' TBG Limpia.					
02-mar-06	504	171	66	UI	PPS	
07-mar-06	Apagan pozo por paro de Tercerizados. 08-Marz-06 Arrancan pozo.					
13-mar-06	491	167	66	UI	PPS	PWF=1737 PSI
19-mar-06	470	160	66	UI	PPS	
21-mar-06	473	161	66	UI	PPS	
22-mar-06	4 hrs off por Sobrecarga , se gira en reversa para arrancar debido a atascamiento.					
28-mar-06	Realizan Limpieza a BES con HCL al 15% + Solventes con CTU.OK.					
29-mar-06	585	199	66	UI	PPS	
27-abr-06	600	204	66	UI	PPS	PWF=1679 PSI
24-may-06	552	188	66	UI	PPS	
22-jun-06	604	205	66	UI	PPS	PWF=1664 PSI TEM=296
12-jul-06	606	206	66	UI	PPS	
08-ago-06	Chequean tubería hasta 7911'. TBG Limpia.					
22-ago-06	Cambio de Switchboard					
24-ago-06	612	208	66	UI	PPS	
22-sep-06	597	203	66	UI	PPS	PWF=1627 PSI TEM=292
11-oct-06	597	203	66	UI	PPS	
01-nov-06	483	164	66	UI	PPS	SALINIDAD = 57750 ppmCL.-
02-nov-06	WL. INTENTA CHEQUEAR TUBERIA CON PRESION, SIN ÉXITO, HERRAMIENTA DE 2.75" NO PASA EN PASA EN "T" DEL CABEZAL (DIAMETRO DE "T" 2.74"). CHEQUEAN TUBERIA CON TBG GAUGE DE 3 1/2" 2.74" HAS DE 3 1/2" 2.74" HASTA 7911'.LIMPIA.					
02-nov-06	227	77	66	UI	PPS	
03-nov-06	86	29	66	UI	PPS	
04-nov-06	ASIENTAN ST VALVE.CHEQUEAN CAMISA DE CIRCULACION, OK.					
05-nov-06	RECUPERAN ST VALVE. ASIENTAN ST VALVE A 7911'.CHEQUEAN TUBERIA CON PRESION CON UNIDAD DE BOMBEO . PRESION CAE DE 1800PSI A 0 EN 5 SEGUNDOS. EXISTE COMUNICACION TUBING CASING					
02-mar-07	INICIA WO # 04					
10-mar-07	FINALIZA WO # 04					
11-mar-07	564	180	68	UI	PPS	
16-abr-07	Calibrador 2 ,75 baja @ 7909'. Tubería Limpia					
17-abr-07	554	188	66	UI	PPS	
20-may-07	582	198	66	UI	PPS	
07-jun-07	576	196	66	UI	PPS	PWF=1585 PSI TEM=253
28-jun-07	570	194	66	UI	PPS	SALINIDAD = 56000 ppmCL.-
01-jul-07	Daño en transformador y porta fusibles de línea de alta.					
27-jul-07	575	196	66	UI	PPS	
13-ago-07	582	198	66	UI	PPS	
15-ago-07	Calibrador de 2,75 baja a chequear tubería a 7909'. Tubería Limpia.					
26-ago-07	577	194	66	UI	PPS	
27-sep-07	577	196	66	UI	PPS	
05-oct-07	6 hrs off. Alta Temperatura de Motor. Incrementa Pwf de 1575 a 2328 PSI.					
05-oct-07	141	48	66	UI	PPS	
06-oct-07	Prueban Tbg con 1500 Psi cae a 0 Psi en 30 segundos. Detectan Comunicación Tbg- Csg. Pozo No Aporta. 07-oct-07 Abren camisa de circulación.					
08-oct-07	Inicia WO#05. 12-oct-07 finaliza operaciones. Bomba D725N (176)Etapa, Serie-400 Motor 1605 Volt; 125 HP; 48 Amp; Serie-540.					
12-oct-07	593	89	85	UI	PPS	
15-oct-07	572	194	66	UI	PPS	BSW EN 66%. Sal=62500 ppmCl-
22-oct-07	604	205	66	UI	PPS	
23-oct-07	Reparan bomba de transferencia . Arranque normal.					
24-oct-07	575	196	66	UI	PPS	PWF=1726 PSI
04-nov-07	Recuperan St. Valve de 3 1/2" ok.					
05-nov-07	648	220	66	UI	PPS	Regulan Frec. De 55 a 58 HZ.
05-nov-07	652	222	66	UI	PPS	
10-nov-07	Se realiza limpieza a la línea de flujo con solventes 2000 gls de JP-1,+ solventes se libera presión de 380 a 100 PSI.					
13-nov-07	696	111	84	UI	PPS	Salinidad=62300 ppmCl-
17-nov-07	651	104	84	UI	PPS	Salinidad=62500 ppmCl-
19-nov-07	654	105	84	UI	PPS	
17-dic-07	648	104	84	UI	PPS	PWF=1508 PSI

SHUSHUFINDI # 101						
HISTORIAL DE PRODUCCION						
API	28.4		Arena		"T"	
FECHA	BFPD	BPPD	BSW	ZONA	METODO	OBSERVACIONES
02-ene-08	636	102	84	UI	PPS	
03-ene-08	Con Calibrador de 3 1/2" (2.78) se chequeo tubería hasta no-go a 7938' . Tubería limpia. Nivel=1264.					
09-ene-08	624	100	84	UI	PPS	PWF=1515 PSI.
14-ene-08	674	108	84	UI	PPS	
16-ene-08	OFF no aporta . Asientan St. Valve . Prueban TBG con C/Bomba y 1000 PSI cae a 0 en 1/min. Comunicación TBG-CSG.					
31-ene-08	INICIA WO # 06					
20-feb-08	FINALIZA WO # 06. Bajan equipo BES Y se cambia de zona productora de UI a G2					
29-feb-08	827	132	84	G-2	PPS	
16-mar-08	1218	195	84	G-2	PPS	
09-abr-08	Con Oficio No-1146-DNH-EE-805515 (2008-04-09) :Se aprueba tasa de producción de US (G2)					
26-abr-08	1218	195	84	US	PPS	
19-may-08	1178	188	84	US	PPS	
12-jun-08	CALIBRADOR 3 1/2" BAJA A CHEQUEAR TBG A 7969'. LIMPIA					
14-jun-08	1208	193	84	US	PPS	
26-jun-08	1170	187	84	US	PPS	
01-jul-08	1140	182	84	US	PPS	
06-jul-08	1188	190	84	US	PPS	
10-jul-08	1146	183	84	US	PPS	
12-jul-08	OFF POR DESBALANCE DE FASES					
12-jul-08	Inicia Wo#07 Objetivo Cambio de Completacion por tubería rota.					
31-jul-08	Finaliza WO#07 . Equipo bajado: Bomba DN-1100 (126+164)Etapas, Serie-400, Motor 150 HP, 2425 Volt, 32 Amp, Serie-540					
31-jul-08	920	180	98	Us	PPS	PWF=1678
06-ago-08	1092	175	84	Us	PPS	Salinidad=84900 ppmCl-
07-ago-08	Se recupera St. Valve del No-go a 7968'.					
08-ago-08	1140	182	84	Us	PPS	PWF=1440
04-sep-08	1128	180	84	Us	PPS	PWF=1432
21-oct-08	1061	170	84	Us	PPS	PWF=1484
10-nov-08	BES off por descarga admosferica. Arranque normal.					
17-nov-08	1097	176	84	Us	PPS	PWF=1484. Sal=84000 ppmCl-
24-nov-08	1067	171	84	Us	PPS	
04-dic-08	1098	176	84	Us	PPS	PWF=1496
23-dic-08	Realizan seguimiento de BSW y regulan frecuencia a 60 HZ					
24-dic-08	1037	21	98	Us	PPS	PWF=1580
25-dic-08	1026	21	98	Us	PPS	
25-dic-08	Cieran pozo por incremento de BSW y baja producción (EWO).					
16-sep-10	Inicia WO#8 Objetivo: Moler CIBP, correr registro de saturación SQZ a T, U, G2 y BT. Punzonar					
	Producir de la mejor zona o en conjunto.					
11-oct-10	1296	130	90	T	PPS	Finaliza WO Equipo Bajado: 2 Bombas DN1750
	(108+123) etapas, serie 400, Motor150-125HP2300-1917 Volt, Amp=39,5, Serie=562.					
12-oct-10	1320	132	90	T	PPS	BSW cab=94%; sal=8500 ppm
12-oct-10	Incrementa frecuencia de 53 a 55 Hz.					
13-oct-10	1463	293	80	T	PPS	BSW cab=96%; sal=9000 ppm
14-oct-10	BSW cab=92%; sal=10350 ppm, API seco=27					
15-oct-10	1357	136	90	T	PPS	
16-oct-10	BSW cab=88%; sal= 8800 ppm; BSWprueba ctk=87,6%.					
21-oct-10	1357	136	90	T	PPS	
22-oct-10	Bajan frecuencia de 55 a 53 Hz.					
23-oct-10	1373	137	90	T	PPS	Frec=53 Hz
26-oct-10	Recuperan ST. Valve de 2.75 a 7918. Limpio'					
28-oct-10	1269	114	91	T	PPS	
02-nov-10	1277	115	91	T	PPS	Pi=1810 psi
19-nov-10	1246	112	91	T	PPS	Pi=1814 psi, Frec=53 Hz
20-nov-10	BSW prueba ctk=93,02%.					
21-nov-10	1237	87	93	T	PPS	Pi=1809 psi; Frec=53 Hz
26-nov-10	1248	87	93	T	PPS	Pi=1811 psi; Frec=53 Hz
29-nov-10	1243	87	93	T	PPS	BSW cab=87%; sal= 9000 ppm; BSWmanifold=88%.
02-dic-10	1227	86	93	T	PPS	Pi=1750 psi, Frec=53 Hz
11-dic-10	1226	86	93	T	PPS	Pi=1820 psi, Frec=53 Hz
30-dic-10	1227	86	93	T	PPS	Pi=1820 psi, Frec=53 Hz
05-ene-11	1246	87	93	T	PPS	Pi=1821 psi, Frec=53 Hz
23-ene-11	1231	86	93	T	PPS	Pi=1832 psi, Frec=53 Hz
30-ene-11	1205	84	93	T	PPS	Pi=1833 psi, Frec=53 Hz
03-feb-11	1186	83	93	T	PPS	Pi=1824 psi, Frec=53 Hz
06-feb-11	1224	86	93	T	PPS	Pi=1816 psi, Frec=53 Hz
10-feb-11	1250	88	93	T	PPS	Pi=1830 psi, Frec=53 Hz
13-feb-11	CALIBRADOR 3 1/2" BAJA A CHEQUEAR TBG A 7919'. LIMPIA					
20-feb-11	1231	86	93	T	PPS	Pi=1838 psi, Frec=53 Hz
28-feb-11	1212	85	93	T	PPS	Pi=1836 psi, Frec=53 Hz
07-mar-11	1208	85	93	T	PPS	Pi=1841 psi, Frec=53 Hz
10-mar-11	1220	85	93	T	PPS	Pi=1841 psi, Frec=53 Hz
26-mar-11	1243	87	93	T	PPS	Pi=1838 psi, Frec=53 Hz
28-mar-11	1235	86	93	T	PPS	Pi=1884 psi, Frec=53 Hz
01-abr-11	1208	85	93	T	PPS	Pi=1838 psi, Frec=53 Hz
08-abr-11	REALIZA PRUEBA CTK BSW=92,73%					
11-abr-11	1212	85	93	T	PPS	Pi=1843 psi, Frec=53 Hz
18-abr-11	1193	84	93	T	PPS	Pi=1948 psi, Frec=53 Hz
02-may-11	1208	85	93	T	PPS	Pi=1845 psi, Frec=53 Hz
10-may-11	1250	88	93	T	PPS	Pi=1836 psi, Frec=53 Hz
13-may-11	CERRADO POR ALTO COLCHON DE AGUA					

SHUSHUFINDI # 101						
HISTORIAL DE PRODUCCION						
API	28.4		Arena	"T"		
FECHA	BFPD	BPPD	BSW	ZONA	METODO	OBSERVACIONES
14-jun-11	ARRANCAN POZO OK					
17-jun-11	1208	85	93	T	PPS	Pi=1840 psi, Frec=53 Hz
	CERRADO POR ALTO COLCHON DE AGUA					
11-sep-11	1257	88	93	T	PPS	Pi=1834psi,Frec=53Hz
26-sep-11	1263	88	93	T	PPS	Pi=1887psi,Frec=53Hz
10-oct-11	1257	88	93	T	PPS	Pi=1878psi,Frec=53Hz
22-oct-11	1235	86	93	T	PPS	Pi=1874psi,Frec=53Hz
25-oct-11	1285	90	93	T	PPS	Pi=1860psi,Frec=53Hz
28-oct-11	CERRADO POR ALTO COLCHON DE AGUA					
01-nov-11	1226	86	93	T	PPS	Pi=1876psi,Frec=53Hz
08-nov-11	1234	86	93	T	PPS	Pi=1875psi,Frec=53Hz
17-nov-11	1231	86	93	T	PPS	Pi=1877psi,Frec=53Hz
20-nov-11	1283	90	93	T	PPS	Pi=1872psi,Frec=53Hz
31-dic-11	1231	86	93	T	PPS	Pi=1887psi,Frec=53Hz
05-ene-12	1296	91	93	T	PPS	Pi=1894psi,Frec=53 Hz
10-ene-12	1227	86	93	T	PPS	Pi=1893psi, Frec=53 Hz
16-ene-12	1246	87	93	T	PPS	Pi=1890psi, Frec.=53Hz.
17-ene-12	1322	93	93	T	PPS	Pi=1893psi, Frec.=53Hz.
23-ene-12	1197	84	93	T	PPS	Pi=1893psi, Frec.=53Hz.
31-ene-12	1201	84	93	T	PPS	Pi=1892psi, Frec.=53Hz.
06-feb-12	1181	83	93	T	PPS	Pi=1890psi, Frec.=53Hz.
09-feb-12	1171	82	93	T	PPS	Pi=1897psi, Frec.=53Hz.
14-feb-12	1186	83	93	T	PPS	Pi=1890psi, Frec.=53Hz.

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi. EP_Petroecuador.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

Tabla A 4.10 Historial de Producción Pozo SSF-104D.

SHUSHUFINDI 104D						
HISTORIAL DE PRODUCCION						
ZONA	Ti		API	31		
FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	ARENA	OBSERVACIONES
12-may-08	INICIA PERFORACION					
08-jun-08	INALIZA PERFORACION					
17-jun-08	INICIA PRUEBAS INICIALES Y COMPLETACION DEL POZO					
12-jul-08	FINALIZA PRUEBAS INICIALES Y COMPLETACION DEL POZO: BAJAN EQUIPO BES REDA 2 BOMBAS DN-1750 (57+108)ETAPAS, SERIE-400. MOTOR 137,5/165 HP, 1729/2075 VOLT, 52,1 AMP, SERIE- 456					
12-jul-08	RECUPERAN ST. VALVE A 8969' (SALE LIMPIO)					
12-jul-08	1752	1612	140	8	TI	PWF=1475, SAL=6100 ppmCl-
17-jul-08	1830	1823	7	0.4	TI	PWF=1224
28-jul-08	1858	1851	7	0.4	TI	
31-jul-08	1653	1646	7	0.4	TI	
06-ago-08	1588	1445	143	9	TI	INCREMENTA BSW A 9%
06-ago-08	DECLINA PRODUCCION + CHEQUEAN PARAMETROS ELECTRICOS OK.					
07-ago-08	1604	1460	144	9	TI	PWF=1365
07-ago-08	CALI. DE 3 1/2" BAJA A CHE/TUBERIA HASTA NO-GO A 8969', OK. BAJAN BLOQUE IMP. DE 2 7/8" A CH/TUBERIA HASTA X-OVER DE LA DESCARGA A 9002'. LIMPIO + SUBEN FREC. DE 60 A 62 HZ. INCREMENTA BSW A 12%.					
08-ago-08	1687	1485	202	12	TI	
13-ago-08	1668	1468	200	12	TI	PWF=1256
31-ago-08	1588	1397	191	12	TI	PWF=1243
16-sep-08	1670	1369	301	18	TI	INCREMENTA BSW A 18%
27-sep-08	1558	1278	280	18	TI	PWF=1248
02-oct-08	1569	1287	282	18	TI	
15-oct-08	1554	1274	280	18	TI	PWF=1276
17-oct-08	1577	1293	284	18	TI	
24-oct-08	1778	1458	320	18	TI	PWF=1276
29-oct-08	1725	1415	310	18	TI	
31-oct-08	1539	1077	462	30	TI	INCREMENTA BSW A 30%
01-nov-08	1721	1205	516	30	TI	PWF=1393
02-nov-08	1739	1217	522	30	TI	
05-nov-08	1733	1213	520	30	TI	PWF=1393
10-nov-08						BES OFF (1HR) POR BAJA CARGA, POZO NO APORTA
11-nov-08						Posible eje roto y/o comunicación TBG-CSG
19-nov-08						Pozo sale de W.O# 01, Bajan equipo BES Centriflt

SHUSHUFINDI 104D						
HISTORIAL DE PRODUCCION						
ZONA	Ti		API 31			
FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	ARENA	OBSERVACIONES
22-nov-08	1592	716	876	56	Ti	Pintake declina de 1325 psi a 920 psi
			0			Toma de nivel de fluido Pwf: 850 psi, toma nivel: 6420'
26-nov-08	1714	891	823	48	Ti	P-23X, BSW en observación
09-dic-08	1828	951	877	48	Ti	Hz: 50, Pintake: n/r
28-ene-09			0		Ti	Pwf: 758 psi con ECHOMETER
28-feb-09	1946	778	1168	60	Ti	Pintake : N/R
28-mar-09	2003	801	1202	60	Ti	Incrementa BSW de 48 a 60%
25-abr-09	2022	569	1453	72	Ti	Incrementa BSW de 60 a 72%
21-may-09	2014	564	1450	72	Ti	
23-jun-09	2009	563	1446	72	Ti	Salinidad: 3050 ppm -Cl
18-jul-09	2014	483	1531	76	Ti	Incrementa BSW de 72 a 76%
28-jul-09	2139	513	1626	76	Ti	
29-ago-09	1976	454	1522	77	Ti	Incrementa BSW de 76 a 77%
15-sep-09	1957	450	1507	77	Ti	BOMBA P23X
09-oct-09	1961	451	1510	77	Ti	Salinidad: 4200 ppm -Cl
08-nov-09	1938	446	1492	77	Ti	API : 31", Salinidad: 4200 ppm -CL
10-nov-09			0		Ti	BES no levanta (Posible eje roto). Pozo E.W.O
17-nov-09			0		Ti	Finaliza W.O No 2.
18-nov-09	1892	76	1816	96	Ti	BSW limpiándose luego de W.O
21-nov-09	1910	382	1528	80	Ti	BSW EN OBSERVACION
28-nov-09	1910	191	1719	90	Ti	Incrementa BSW de 80 a 90%
28-nov-09	1910	19	1891	99	Ti	Incrementa BSW de 90 a 99%
28-nov-09	1910	0	1910	100	Ti	Incrementa BSW de 99 a 100%
28-nov-09					Ti	Cierra pozo por alto BSW : 100%
29-nov-09	1910	19		99	Ti	(30-nov-09)Abre camisa de circulación de 3 1/2 a 9310'
01-dic-10						Inicia wo No03, objetivo: Cementación forzada arena "T" Repunzonar arena "T" Evaluar, diseñar BES.
22-dic-09						Finaliza wo No03. equipo bajado: 2 bombas P8xH6 (113+180) Serie 400 Motor 152 HP, 2325 volt,40 Amp, Serie-513.
22-dic-09						BSW=90%, sal-1450 ppm Cl
23-dic-09	519	52	476	90	Ti	BSW=60%. Sal-4100 ppm Cl.
24-dic-10	661	132	529	80	Ti	(25-dic-09) BSW=60%, sal-4500 ppm Cl.
27-dic-09	8116	2655	546	62.28	Ti	BSW=60% Sal=3700 ppm Cl.
29-dic-09	593	196	397	67	Ti	
09-ene-10	589	194	395	67	Ti	(08-ene-10) Inicia BES de 67% a 77% prueba CTK.
22-ene-10	669	221	448	67	Ti	(2 hrs) oof por sobre carga.
29-ene-10	635	210	425	67	Ti	
01-feb-10	550	182	368	67	Ti	(03-feb-10) Con pulling tool de 3 1/2 se recupera St Valve de 2,75 a 9306'.
13-feb-10	695	229	466	67	Ti	(19-feb-10)BSW=contra tanque 72.01 (19-feb-10)BSW = (MANIFOLD)=80% BSW (CABEZA)=68% SALINIDAD 3750.
20-mar-10	684	226	458	67	Ti	BSW (manifold)-80% BSW (cabeza)-76% Salinidad-3750.
28-feb-10	678	190	488	72	Ti	(24-feb-10)BSW=73% Promedio de cabeza y Manifol.
12-mar-10	631	177	454	72	Ti	(16-mar-10)BSW de cabeza=68%, BSW Manifold= 74% (18-mar-10)BSW de cabeza =68%, BSW Manifold=72% Promedio=70%
24-mar-10	673	188	485	72	Ti	
04-abr-10	804	225	579	72	Ti	
15-may-10	893	250	643	72	Ti	(19-may-10)Chequean TBS tubería (limpia)ok Conexión equipo de sistema scada.
23-may-10	866	242	624	72	Ti	
04-jun-10	885	248	637	72	Ti	
19-jun-10	882	247	635	72	Ti	
01-jul-10	840	235	605	72	Ti	
30-jul-10	1043	292	751	72	Ti	(31-jul-10) BSW=79%, Salinidad=4250 ppm Cl.
10-ago-10	863	242	621	72		(12-ago-10)BSW=77%, Salinidad=3000 ppm Cl- (promedio de manifold y cabeza)(14-ago-10) Regulan frecuencia de 54 a 56 Hz+ Chequea parámetros eléctricos.
14-ago-10	Regulan frecuencia de 54 a 56 Hz + Chequean parámetros eléctricos					
07-sep-10	920	212	708	77	Ti	
18-sep-11	Chequean tubería OK, limpia					
13-oct-10	554	200	754	79	Ti	
07-nov-10	935	196	738	79	Ti	
10-nov-10	Incrementa frecuencia de 56 a 58 Hz					
25-nov-10	999	210	790	79	Ti	
27-dic-10	946	199	749	79	Ti	
03-ene-11	975	205	770	79	Ti	2 Hrs OFF. Mantenimiento equipo de superficie + WL Chequea tubería OK
24-ene-11	957	201	556	79	Ti	
13-feb-11	961	202	759	79	Ti	
29-mar-11	935	196	739	79	Ti	

SHUSHUFINDI 104D						
HISTORIAL DE PRODUCCION						
ZONA	Ti		API		31	
FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	ARENA	OBSERVACIONES
17-abr-11	Se arma equipo WL a 9306 ft					
15-may-11	931	196	735	79	TI	
06-jun-11	920	193	729	79	TI	
19-jun-11	920	138	782	85	TI	
04-jul-11	942	141	801	85	TI	
13-ago-11	935	140	795	85	TI	
18-ago-11	931	140	791	85	TI	Pi= 1660, Frec=58, Tm=252
20-sep-11	939	141	798	85	TI	Pi= 1672, Frec=58, Tm=252
11-oct-11	931	186	745	80	TI	Pi= 1677, Frec=58, Tm=252
15-nov-11	939	188	731	80	TI	Pi=1664, Frec=58, Tm=251
26-dic-11	908	182	726	80	TI	Pi=1687, Frec=58, Tm=252
09-ene-12	882	176	706	80	TI	Pi=1690, Frec=58, Tm=252

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi. EP_Petroecuador.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

Tabla A 4.11 Historial de Producción Pozo SSF-106D.

SHUSHUFINDI 106D						
HISTORIAL DE PRODUCCION						
API	34.2					
FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	ARENA	OBSERVACIONES
29-jul-08	FINALIZA WO # 04. EVALUAN HS POR 7 HRS. BFPD=1200, BSW=100%.					
30-jul-08	INICIA EVALUACION CON MTU A LA ARENA "HS".					
29-jul-08	1080	0	1080	100	HS	
31-jul-08	1464	0	1464	100	HS	
31-jul-08	RECUPERAN BOMBA JET A 5500' + ST VALVE DE 3 1/2" A 8752'. CIERRAN CAMISA DE "HS" A 9796'. ABREN CAMISA DE "TI" A 9657'. ASIANTAN ST VALVE DE 2 ,75" ACOPLADO ELEMENTOS.PARA B'UP DE "TI" A 9657'. DESPLAZAN BOMBA JET 11K Y EVALUAN "TI".					
01-ago-08	2184	830	1354	62	TI	
02-ago-08	1656	1275	381	23	TI	SAL=3250 ppmCl-
02-ago-08	RECUPERAN BOMBA JET DE CAMISA A 9213'. REJILLAS NOZZLE SALE TAPONADO CON ESQUIRLAS METALICAS.					
03-ago-08	1392	1058	334	24	TI	
03-ago-08	11:HRS CIERRAN POZO PARA RESTAURACION DE PRESION.					
04-ago-08	RECUPERAN BOMBA. SE INTENTA PESCAR ST VALVE, SIN ÉXITO, QUEDA BLOQUE IMPRESOR CON BARRA Y MARTILLOS. CIRCULAN LIMPIAN Y BAJAN BOMBA JET 12L					
04-ago-08	1392	1058	334	24	TI	
05-ago-08	1344	1008	336	25	TI	
06-ago-08	1728	1279	449	26	TI	SALINIDAD=1100ppmCL.- Api seco=34.6
07-ago-08	1680	1529	151	9	TI	Api seco=35.3
08-ago-08	1680	1562	118	7	TI	Api seco=34.7
09-ago-08	1320	1228	92	7	TI	SALINIDAD=1200ppmCL-
10-ago-08	1320	1228	92	7	TI	
10-ago-08	WL. BAJA A PESCAR BOMBA SALE REJILLAS TAPONADAS CIRCULAN + DESPLAZAN BOMBA JET 12L Y CONTINUAN EVALUANDO.					
11-ago-08	1632	1518	114	7	TI	
12-ago-08	1632	1518	114	7	TI	SALINIDAD=10250ppmCL.- Api seco=34.7
13-ago-08	1632	1501	130	8	TI	
14-ago-08	1392	1267	125	9	TI	SALINIDAD=10250ppmCL.-
15-ago-08	1464	1332	132	9	TI	SALINIDAD=9050 ppmCl-
16-ago-08	1464	1318	146	10	TI	
17-ago-08	1464	1303	161	11	TI	
18-ago-08	1410	1282	158	11	TI	
19-ago-08	1440	1267	173	12	TI	
20-ago-08	1488	1295	193	13	TI	
21-ago-08	1488	1280	208	14	TI	
22-ago-08	1488	1265	223	15	TI	
23-ago-08	1488	1265	223	15	TI	
24-ago-08	1488	1265	223	15	TI	
25-ago-08	1296	1063	233	18	TI	Cambian Jet (Rejillas taponadas)x mismo tipo
26-ago-08	1296	1063	233	18	TI	
27-ago-08	1296	1063	233	18	TI	
28-ago-08	1296	1063	233	18	TI	
09-sep-08	1320	1030	290	22	TI	Suspenden Evaluacion con MTU. Para WO
15-sep-08	Finaliza WO#05 . Equipo bajado: Bomba GC-1700 (123)Etapas, Serie-513. Motor 165 Hp, 2133 Volt, 46 Amp, Serie-562 para producir de arena "Ti"					
16-sep-08	1083	162	921	85	TI	Frecuencia 54 HZ, PWF=1625
21-sep-08	1224	918	306	25	TI	Frecuencia 56 HZ, PWF=1127, Sal=5250 ppmCl-
22-sep-08	Recuperan St. Valve de 3 1/2" a 9158', ok					
27-sep-08	1328	996	332	25	TI	PWF=1067

SHUSHUFINDI 106D						
HISTORIAL DE PRODUCCION						
API	34.2					
FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	ARENA	OBSERVACIONES
19-oct-08	1269	952	317	25	TI	PWF=1082
06-nov-08	1265	949	316	25	TI	
18-nov-08	1248	936	312	25	TI	
29-dic-08	1254	941	314	25	TI	PWF=1099. SALINIDAD=6750 ppmCl-
06-ene-09	6 hrs off por fusibles quemados . Incrementa bsw de 25 a 51 % .					
07-ene-09	1267	950	317	25	TI	
10-ene-09	1239	607	632	51	TI	PWF=1089
26-ene-09	1123	550	573	51	TI	C/de fusibles en VSD
28-ene-09	1049	514	535	51	TI	
09-feb-09	1063	521	542	51	TI	2 hrs off por Sobrecorriente a la entrada del VSD
20-feb-09	1049	514	535	51	TI	PWF=1077
03-mar-09	1186	581	605	51	TI	C/ de tarjeta y fusibles en VSD
05-mar-09	948	465	483	51	TI	
09-abr-09	809	396	413	51	TI	Declina Producción
16-abr-09	825	404	421	51	TI	Luego de quemar Gas (Excesiva presencia de Gas) ok
22-abr-09	909	445	464	51	TI	PWF=1091
02-may-09	827	405	422	51	TI	PWF=1070
19-may-09	Chequean tubería + drenan gas (Fuga de gas por graserero sección "B" del cabezal.					
21-may-09	889	436	453	51	TI	PWF=1055
21-may-09	8 hrs off Cia Schlumberger controla pozo con agua de 8,3 LPG (600 BLS) . Reparar fuga en tapón de cabezal + Quick Conector . Prueba baja (-335 bls)					
21-may-09	274	0	274	100	TI	PWF=NR
22-may-09	BES OFF POR FASES DESBALANCEAS Y FASE A TIERRA					
13-jun-09	Finaliza WO#06 . Equipo bajado: Bomba P8XH6 (113+180)Etapas, Serie-513. Motor 152 Hp, 2325 Volt, 40 Amp, Serie-562 para producir de arena "TI"					
14-jun-09	996	259	737	74	TI	Frecuencia 55 HZ, PWF=1177 PSI
15-jun-09	861	413	448	52	TI	Frecuencia 55 HZ, PWF=1177 PSI, Sal=5350 ppmCl-
19-jun-09	844	405	405	52	TI	PWF=1177 PSI
11-jul-09	882	423	459	52	TI	PWF=1177 PSI
17-jul-09	882	326	556	63	TI	INCREMENTA BSW A 63%.
31-jul-09	748	277	471	63	TI	INCREMENTA BSW A 63%.
04-ago-09	775	287	488	63	TI	PWF=1160. SALINIDAD=5300 ppmCl-
06-ago-09	2 hrs off Recuperan st. valve de 3 1/2" a 9101' sale limpio. 29-ago-2009 (3 hrs) cambio de Display.					
07-ago-09	711	263	448	63	TI	PWF=1160 PSI
11-ago-09	(1 hr) off por sobre voltaje + cambian de ventilador en VSD.					
30-ago-09	509	188	321	63	TI	PWF=1230. DECLINA PRODUCCION. SUBE A 56 HZ. Drena gas
02-sep-09	382	141	241	63	TI	
04-sep-09	365	135	230	63	TI	PWF=1329
05-sep-09	323	120	203	63	TI	PWF=1581
07-sep-09	Drenan gas+W.L. asienta st. Valve a 9101'. Prueba tbg. Con BES con 700 psi cae a 50 psi en 5 min (COMUNICACION TBG-CSG).					
07-sep-09	Inicia WO#07. Objetivo: Cambio de Completación por Comunicación TBG-CSG.					
06-oct-09	Finaliza WO#07. Equipo bajado: Bomba P8 (113+180)Etapas, Serie-400, Motor 152 HP, 2325 Volt, 40 Amp, 60 HZ, Serie-562.					
07-oct-09	790	158	632	80	TI	Salinidad=5100 ppmCl-
07-oct-09	809	259	550	68	TI	
09-oct-09	1077	345	732	68	TI	
17-oct-09	831	299	532	64	TI	Salinidad=5300 ppmCl-
28-oct-09	Con Pulling Tool de 3 1/2" se recupera St. Valve de 2,75 a 9113' + chequean parametros electricos ok.					
28-oct-09	861	310	551	64	TI	
30-oct-09	883	318	565	64	TI	
04-nov-09	849	306	543	64	TI	
22-nov-09	748	269	479	64	TI	
21-dic-09	815	293	522	64	TI	
17-ene-10	889	320	569	64	TI	
21-ene-10	Mantenimiento Est. Linea de 13.8 KV. + C/ motor ventilador .+ con calibrador de 2,75 se baja a ch/tuberia hasta No-go a 9113' ok . Limpio.					
25-ene-10	823	296	527	64	TI	22-ENE-10 (2 HRS OFF) Por sobre carga.
29-ene-10	866	312	554	64	TI	
06-feb-10	844	304	540	64	TI	
21-feb-10	859	310	549	64	TI	
28-feb-10	(16 hrs off) fases abiertas (posible equipo desprendido .					
01-mar-10	Se baja impresion Block de 3 1/2 (2,75) y no pas a 5730' Sale marca de tuberia desprendida .					
02-mar-10	A las 06h00 Inicia wo No08 Objetivo reparar BES.					
17-mar-10	A las 06h00 finaliza wo No08 Equipo bajado: bomba P8xH6 (113+180) Etapas, serie-400 motor 152 HP, 2325 volt,40 amp. Serie-562.					
18-mar-10	Bsw cabeza =55 BSW Manifold= 60 % Promedio 57,5.					
27-mar-10	871	314	557	64	TI	
30-mar-10	Incrementa frecuencia de 55 a 56 HZ.					
31-mar-10	390	328	584	64	TI	
02-abr-10	897	323	574	64	TI	
06-abr-10	Recupera WI ST valve de no-go a 9129'					
13-abr-10	861	310	551	64	TI	(20-abr-10) por alto TM=310°F Se chequea TBG con calibrador 2,75" a 9131' no-go y con 2.25" hasta descarga a 9161' ok. Se prueba en reverza 1 HR y luego con giro normal TM=275°F.53HZ.
22-abr-10	631	227	404	64	TI	Estabilizado TM=273°F Se seba frecuencia de 52 a 54 HZ.
03-may-10	821	293	525	64	TI	Arranca normal. Se baja frecuencia a 52 HZ.
10-may-10	650	234	416	64	TI	(11-may-10)BSW cabeza=68% BSW manifold=64%, Promedio=66 12-may-10)BSW cabeza=66% BSW manifold=58%,

SHUSHUFINDI 106D						
HISTORIAL DE PRODUCCION						
API	34.2					
FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	ARENA	OBSERVACIONES
						Promedio=62%
20-jun-10	785	273	485	64	TI	(23-may-10)BSW=63.68% prueba CTK.
24-may-10	735	265	470	64	TI	Tem estabiliza a 306°F a 298°F
01-jun-10	699	252	477	64	TI	(02-jun-10)Cambio tramo línea de flujo.
15-jun-10	737	265	472	64	TI	(19-jun-10)Tramo línea de flujo.
06-ago-10	670	243	64	64	TI	Bajan frecuencia de 51 a 50 Hz.
11-ago-10	724	261	463	64	TI	
15-sep-10	714	257	457	64	TI	
25-sep-10	690	248	442	64	TI	
10-oct-10	720	259	461	64	TI	
28-oct-10	684	246	438	64	TI	
12-nov-10	764	275	489	64	TI	
19-nov-10	741	267	475	64	TI	
02-dic-10	730	263	467	64	TI	
25-dic-10	712	256	456	64	TI	
19-ene-11	667	240	427	64	TI	
31-ene-11	585	211	374	64	TI	
19-feb-11	646	233	413	64	TI	
25-feb-11	Chequean tubería calibrador 3 1/2 no pasa @ 9106'; se baja bloque impresor 2,25" no pasa @ 9133' marca escala.					
13-mar-11	669	241	428	64	TI	
20-mar-11	686	247	439	64	TI	
24-mar-11	Se realiza limpieza con HCl al 10% a Tubing @ 9130' + BES con Coiled Tubing.					
26-mar-11	768	276	492	64	TI	
03-may-11	399	144	255	64	TI	
03-may-11	Declina Producción, se baja STD.V + se realiza prueba de hermeticidad con equipo BES, presión cae de 580 @ 200 psi. Inmediato.					
04-may-11	258	93	165	64	TI	Pi: 1847 psi. Tm: 287°F
05-may-06	257	93	164	64	TI	Pi: 2076 psi. Tm: 292°F @ 51 HZ.
06-may-11	Pozo se apaga por por alta temperatura del motor; se arranca problema persiste por recirculación de fluido Temp. Intake = 304,9°F					
08-may-11	Se bajan con Shifting tool de 3 1/2" y se abre camisa de circulación a 9097ft OK. A las 18H00 inicia WO# 9 Objetivo: Cambio de completacion por comunicación TBG-CSG					
19-may-11	A las 6H00 finaliza WO# 9 Equipo bajado 2 bombas P8X(180+113) etapas Serie 400. Motor 132 HP 1370 volt, 64 AMP FMHGX					
15-jun-11	644	225	419	65	TI	
01-jul-11	WI con línea 0,108 recupera pulling tool St Valve de NO-GO 2.75 a 9101ft OK					
	631	221	410	65	TI	
05-jul-11	Incrementan frecuencia de 53 a 55 HZ					
11-ago-11	636	230	426	65	TI	Pi=1409 psi. Tm=252 @ 55 Hz
09-sep-11	706	311	395	56	TI	INCREMENTA FREC. DE 55 A 56 HZ
11-sep-11	Salinidad = 11600 ppm, BSW = 68%					
22-sep-11	675	257	418	62	TI	
30-sep-11	690	262	428	62	TI	
03-oct-11	BES OFF por atascamiento. Carta presenta picos.					
04-oct-11	Realizan limpieza a la BES con CTU, con HCL al 10%.					
05-oct-11	676	257	419	62	TI	
16-oct-11	701	266	435	62	TI	
17-oct-11	BES OFF por atascamiento, realizan limpieza a la BES con CTU, con HCL al 10%. Toman muestra de solidos por extracción = 2,255% peso					
18-oct-11	713	271	442	62	TI	
19-oct-11	775	295	481	62	TI	
22-oct-11	775	264	512	66	TI	
25-oct-11	790	269	521	66	TI	
29-oct-11	BES OFF por atascamiento,					
30-oct-11	795	270	525	66	TI	
04-nov-11	804	273	531	66	TI	
12-nov-11	844	295	549	65	TI	
23-nov-11	832	291	541	65	TI	

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi. EP_Petroecuador.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

Tabla A 4.12 Historial de Producción Pozo SSF-109D.

SSF-109D							
HISTORIAL DE PRODUCCION							
ARENA	"UI"						
FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	PC	OBSERVACIONES
12-dic-08	Finaliza WO#05. Bajan equipo (BES sup) (Arena Ui") 3 Bombas DN-1750 (108+108+108)Etapas. Serie-400. Motor 210 HP, 1213 Volt, 104 Amp, Serie-562.						
12-dic-08	1665	1365	300	18	26.8	120	PWF=752
13-dic-08	1585	1331	254	16	26.8	120	PWF=782
14-dic-08	1592	1465	127	8	26.8	120	PWF=1028
15-dic-08	1505	1460	45	3	26.8	160	PWF=1028
17-dic-08	1478	1434	44	2.6	26.8	160	Salinidad=59000 ppmCl-
18-dic-08	1486	1447	39	2.6	26.8	80	PWF=813
22-dic-08	1537	1497	40	2.6	26.8	80	PWF=809 FREC=52 HZ
30-dic-08	1501	1462	39	2.6	26.8	80	PWF=809
03-ene-09	1539	1499	40	2.6	26.8	80	PWF=814
06-ene-09	1502	1463	39	2.6	26.8	80	
19-ene-09	1558	1517	41	2.6	26.8	80	
22-ene-09	1562	1521	41	2.6	26.8	80	
28-ene-09	1490	1451	39	2.6	26.8	80	PWF=808
05-feb-09	1488	1449	39	2.6	26.8	80	PWF=992
06-feb-09	1482	1443	39	2.6	26.8	80	
08-feb-09	1490	1445	45	3	26.8	80	
07-mar-09	1569	1258	311	19.8	26.8	80	PWF=899. BSW=19,8% Prueba CTK
21-mar-09	1550	1209	341	22	26.8	80	PWF=834. BSW=22% Prueba CTK
01-abr-09	1493	1165	329	22	26.8	80	PWF=834
02-abr-09	1604	1251	353	22	26.8	80	PWF=783. FREC.=52 HZ
08-abr-09	587	451	127	22	26.8	80	
08-abr-09	Baja Producción (Drenan Gas PWF baja hasta 200 PSI). Se estrangula pozo. Se recupera producción y PWF lentamente . Pozo en observación.						
08-abr-09	866	675	191	22	26.8	80	PWF=315
09-abr-09	682	532	104	22	26.8	80	PWF=434
10-abr-09	Se baja Frec. De 52 a 50 HZ. Recupera producción y P.Intak=500 PSI. Se abre 2 vueltas wing . Pozo en observación						
10-abr-09	882	688	194	22	26.8	80	PWF=500 FREC.=50
11-abr-09	666	519	147	22	26.8	80	PWF=452
12-abr-09	Operando a 50 HZ. Declina producción. Estabilizando P.Intak=452 PSI . No se cambió Check no se dispone.						
13-abr-09	373	291	82	22	26.8	30	PWF=625. FREC=48 HZ
15-abr-09	418	326	92	22	26.8	30	PWF=626
20-abr-09	384	300	84	22	26.8	30	PWF=686
20-abr-09	419	327	92	22	26.8	30	PWF=700
21-abr-09	441	344	97	22	26.8	30	PWF=700. FREC=49 HZ
22-abr-09	399	311	88	22	26.8	30	PWF=667. FREC=50 HZ
24-abr-09	433	338	95	22	26.8	30	PWF=596. FREC=50 HZ
25-abr-09	456	356	100	22	26.8	30	PWF=596. FREC=50 HZ
25-abr-09	Operando a 50 HZ se libera gas de bomba (abriendo y cerrando wing) se toma Nivel F (P=1760 y 1158 PSI no reales) recupera produccion paulatinamente.						
27-abr-09	566	441	125	22	26.8	35	Toman Niveles= 1687,1638,1693 PSI . No son reales)
08-may-09	Pozo no recupera presión de Intake se cierra wing .						
08-may-09	416	324	92	22	26.8	45	PWF=460
14-may-09	322	251	71	22	26.8	45	Declina producción no recupera P. Intake.
25-jun-09	291	227	64	22	26.8	60	PWF=470
15-jul-09	331	258	73	22	26.8	60	PWF=440
07-ago-09	336	262	74	22	26.8	70	PWF=479, Salinidad=17500 ppmCl-
06-sep-09	425	332	93	22	26.8	65	PWF=520
01-oct-09	428	282	146	34	26.8	70	PWF=470, Salinidad=15200 ppmCl-, BSW=34%
21-oct-09	315	208	107	34	26.8	70	
29-oct-09	365	277	88	24	26.8	70	PWF=496, BSW=24%
03-nov-09	336	255	81	24	26.8	70	
05-nov-09	271	206	65	24	26.8	70	
06-nov-09	268	204	64	24	26.8	70	PWF=530
08-nov-09	18 HRS off. No aporta sube TM= 324°F. Posible Comunicación TBG-CSG.						
09-ene-10	Finaliza WO#06. Bajan equipo 2 Bombas DC-1100 (108+219) Etapas. Serie-400 Motor 150 HP, 2300 Volt, 39,5 Amp, Serie-400.						
12-feb-10							
19-feb-10	1049	525	525	50	26.8	65	
25-feb-10	975	712	263	27	26.8	65	
19-mar-10	992	724	268	27	26.8	65	
25-mar-10	996	727	269	27	26.8	65	
15-abr-10	980	804	176	18	26.8	65	

SSF-109D							
HISTORIAL DE PRODUCCION							
ARENA	"UI"						
FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	PC	OBSERVACIONES
16-abr-10	1003	822	181	18	26.8	65	
05-may-10	1037	850	187	18	26.8	65	
28-may-10	952	781	171	18	26.8	65	
09-jun-10	975	800	175	18	26.8	65	
20-jun-10	918	753	165	18	26.8	65	
08-jul-10	855	701	154	18	26.8	65	
17-jul-10	815	668	147	18	26.8	65	
26-jul-10	661	542	119	18	26.8	65	
28-jul-10	Prueban tubería con BES (Existe comunicación TBG-CSG)						
13-ago-10	638	523	115	18	26.8	65	Regulan frecuencia de 55 a 57 Hz.
25-ago-10	616	505	111	18	26.8	65	
02-sep-10	598	490	108	18	26.8	65	Regulan frecuencia de 57 a 60 Hz.
06-sep-10	165	135	30	18	26.8	65	
08-sep-10	63	51	12	18	26.8	65	
20-sep-10	Finaliza WC#07. Bajan equipo 2 Bombas DN-1100 (145+164)Etapas. Serie-400. Motor 125 HP, 1605 Volt, 48 Amp, Serie-400.						
25-sep-10	912	748	164	18	26.8	65	F= 55 HZ, Pintk.=1169 PSI
03-oct-10	961	750	211	22	26.8	65	F= 55 HZ, Pintk.=1172 PSI
16-oct-10	935	729	206	22	26.8	65	F= 55 HZ, Pintk.=1190 PSI
23-oct-10	969	756	213	22	26.8	65	F= 55 HZ, Pintk.=1180 PSI
14-nov-10	963	751	212	22	26.8	65	F= 55 HZ, Pintk.=1190 PSI
02-dic-10	918	716	202	22	26.8	66	F= 55 HZ, Pintk.=1192 PSI
05-dic-10	965	753	212	22	26.8	65	F=55 Hz, Pintk=1196 psi
11-dic-09	Instalación del Procesador, de Optimización, Monitoreo y Control Remoto Automatizado ZSIGHT-ZENITH (Adrialpetro)						
12-dic-09	998	778	220	22	26.8	65	F=55 Hz, Pintk=1195 psi
26-dic-09	975	760	214	22	26.8	70	F=55 Hz, Pintk=1189 psi
03-ene-11	935	729	206	22	26.8	66	F=55 Hz, Pintk=1192 psi
07-ene-11	Se sube de 55 Hz a 56 Hz (Sugerido por Sist. de Monitoreo ZSIGHT-ZENITH (El incremento lo realiza desde el VSD Tonco. Reda)						
08-ene-11	963	751.14	211.86	22	26.8	70	F= 56 HZ, Pintk.=1186 PSI
12-ene-11	Se sube de 56 Hz a 57 Hz (Sugerido e Incrementa desde Sist. de Monitoreo ZSIGHT-ZENITH)						
13-ene-11	998	778.44	219.56	22	26.8	68	F= 57 HZ, Pintk.=1165 PSI
13-ene-11	Se sube de 57 Hz a 58 Hz (Sugerido e Incrementado desde Sist. de Monitoreo ZSIGHT-ZENITH)						
14-ene-11	1003	782	221	22	26.8	65	F= 58 HZ, Pintk.=1160 PSI
23-ene-11	1026	800	226	22	26.8	70	F= 58 HZ, Pintk.=1171 PSI
29-ene-11	WI Calibra Tubería hasta 9924', limpia, ok. + Reparar VSD						
30-ene-11	1020	796	224	22	26.8	70	F= 58 HZ, Pintk.=1180 PSI
02-feb-11	Se sube de 58 Hz a 59 Hz (Sugerido e Incrementado desde Sist. de Monitoreo ZSIGHT-ZENITH)						
03-feb-11	1060	827	233	22	26.8	70	
10-feb-11	1003	782.34	220.66	22	26.8	70	
18-feb-11	1017	793.26	223.74	22	26.8	70	
09-mar-11	1043	813.54	229.46	22	26.8	70	
18-mar-11	992	773.76	218.24	22	26.8	70	
23-mar-11	1009	787.02	221.98	22	26.8	55	
01-abr-11	1009	787.02	221.98	22	26.8	70	
16-abr-11	Incrementan la frecuencia de operación de 59 a 61 Hz para aporte de fluido						
26-may-11	1043	814	229	22	28	80	
12-jul-11	1123	876	247	22	28	80	
29-jul-11	1100	858	242	22	28	75	
11-ago-11	1129	881	248	22	28	70	
15-sep-11	1003	782	221	22	28	70	
29-sep-11	1037	809	228	22	28	70	
02-oct-11	1003	782	221	22	28	70	
06-oct-11	1020	796	224	22	28	75	
20-oct-11	1009	787	222	22	28	70	
28-oct-11	WL. BAJA PARAFING CUTTER DE 3 1/2 2.75 HASTA NO-GO @ 9924' TUBERIA LIMPIA						
31-oct-11	TECNICO REDA BAJA FRECUENCIA DE 61 @ 60Hz POR SOBRECARGA DEL MOTOR						
10-nov-11	998	747	211	22	28	75	
27-nov-11	1003	782	221	22	28	70	
05-dic-11	1037	809	228	22	28	70	
12-dic-11	986	769	217	22	28	75	
05/01/2012	969	756	213	22	28	70	

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi. EP_Petroecuador.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

Tabla A 4.13 Historial de Producción Pozo SSF-110D.

SSF - 110D							
HISTORIAL DE PRODUCCION							
ARENA	"Ui"						
FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	GAS F.	P. CAB	OBSERVACIONES
05-mar-08	Finaliza W.O #4 Equipo bajado: Bomba D475N (123+123)Etapas- Serie-400 Motor 125 HP, 1710 volt, 46 Amp, Serie-540						
05-mar-08	544	234	310	60	72	40	PWF= 1288
07-mar-08	544	239	305	56	72	40	Reg. Frec a 60 HZ.
10-mar-08	570	251	319	56	89	70	
11-mar-08	556	245	311	56	91	70	
14-abr-08	RECUPERAN ST VALVE 3 1/2" DE 9326'. (Presencia de escala)						
15-abr-08	530	233	297	56	91	35	
23-may-08	540	238	302	56	94	35	PWF=1282
02-jun-08	559	246	313	56	132	35	
06-jun-08	3 hrs off por rotura de By-pass en línea de transferencia						
16-jun-08	562	247	313	56	111	35	
30-jun-08	564	248	316	56	110	35	PWF=1278
07-jul-08	565	249	316	56	221	35	
19-jul-08	593	261	332	56	112	85	
25-jul-08	Sobrecorriente + ch/ de parametros electricos (1 fase a tierra).						
26-jul-08	570	251	319	56		85	
02-ago-08	650	286	364	56		85	
03-ago-08	BES OFF, BAJA CARGA POZO NO APORTA. (POSIBLE EJE ROTO)						
07-ago-08	Inicia WO#05						
11-ago-08	Suspenden WO#05						
22-ago-08	Reinicia WO#05 Suspendido.						
19-sep-08	Suspenden WO#05						
10-feb-09	Reinicia WO#05 Suspendido.						
08-mar-09	Suspenden WO#05						
28-mar-09	Reinicia WO#05 Suspendido.						
17-abr-09	Suspenden WO#05						
05-jul-09	Reinicia WO#05 Suspendido.						
22-jul-09	Suspenden WO#05. Queda evaluando la arena "Ui" con unidad MTU. Cia Sertecpet. Bomba JET 10J						
23-jul-09	720	137	583	81			
24-jul-09	19 hrs off por chequeo de Completacion.						
25-jul-09	720	173	547	76			
27-jul-09	816	237	579	71			Salinidad= 38050
27-jul-09	Evalúan hasta 18 hrs. Reversan bomba . Asientan st. Valve + elementos.						
28-jul-09	Desplazan bomba, No aporta. Reversan bomba (sale taponada). Desplazan Jet 10J y continua evaluando.						
29-jul-09	840	235	605	72			Cierran pozo para B'UP.
31-jul-09	16 hrs off intentan recuperar st. Valve + elementos sin éxito. No despega St. Se corta línea. Queda pescado herramienta de WL. Reinicia evaluación						
01-ago-09	840	193	647	77			Salinidad=40000 ppmCl-
08-ago-09	Suspenden evaluación de la arena "Ui" con unidad MTU. Reinicia WO-#05 suspendido.						
08-ago-09	Finaliza W.O # 5 Equipo bajado: Bomba D725N (157+116)Etapas- Serie-400 Motor 330 HP, 1906 volt, 102 Amp, Serie-562						
08-ago-09	950	247	703	74		40	PINT=1127 PSI 52 HZ. Limpiándose
12-ago-09	929	279	650	70	247	36	PINT= 1070 PSI 52 HZ. Limpiándose
19-ago-09	866	338	528	61	187	37	PINT= 963 PSI 52 HZ. Estabilizado
28-ago-09	334	130	204	61	54	37	PINT= 1047SI 54 Hz. Declinando
29-ago-09	276	108	168	61	37	37	PINT= 963 PSI 54 Hz. Declinando
	W.L. intenta recuperar st. Valve a 9388' sin éxito. Agarra pero no logra despegar.						
30-sep-09	416	162	254	61	37	71	PINT= 963 PSI 54 Hz. Declinando
02-sep-09	296	115	181	61	43	-	PINT= 874 PSI 54 Hz. Declinando
	UNIDAD DE SWAB INTENTA RECUPERAR ST. VALVE SIN ÉXITO, LLEGA A 9388' NO AGARRA.						
	EN SEGUNDA CORRIDA SE LOGRA AGARRAR ST. VALVE PERO TENSIONA HASTA 6000 LBS NO DESPEGA.						
05-sep-09	350	137	213	61	60	32	
05-sep-09	REALIZAN LIMPIEZA DE ST. VALVE CON HCL AL 15%, ENGANCHAN, TENSIONAN CON 21000 LBS. NO DESENGANCHA Y QUEDA HERRAMIENTA COILD TBG.						
07-sep-09	741	289	452	61	272	31	
21-sep-09	870	339	531	61	404	38	
04-oct-09	906	353	553	61	249	50	
20-oct-09	1040	406	634	61	184	60	
04-nov-09	1191	464	727	61	234	-	
28-nov-09	1300	507	793	61	139	58	
07-dic-09	1083	422	661	61	138	55	
26-dic-09	878	342	563	61	122	60	
02-ene-10	1499	585	914	61	234	52	
31-ene-10	1169						
24-ene-10	1083	422	661	61	235	45	
11-feb-10	1590	461	1129	71	220	55	
25-feb-10	1067	309	758	71	155	55	
17-mar-10	821	238	583	71	109	50	
27-mar-10	889	258	631	71	100	45	
02-abr-10	1134	329	805	71	150	45	

SSF - 110D							
HISTORIAL DE PRODUCCION							
ARENA	"Uj"						
FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	GAS F.	P. CAB	OBSERVACIONES
20-abr-10	882	256	626	71	84	45	
25-abr-10	Prueban tubería con BES, presión cae de 700 a 50 PSI/40min por lo que se determina posible comunicación TBG-CSG.						
09-may-10	775	225	550	71	101	45	
25-may-10	730	212	518	71	96	45	
03-jun-10	509	148	361	71	91	70	
13-jun-10	502	146	356	71	84	75	
09-jul-10	496	144	352	71	78	65	
20-jul-10	511	148	363	71	94	68	
25-jul-10	319	93	383	71	82	45	
27-jul-10	513	149	364	71		45	
08-ago-10	BES OFF alta temperatura de motor, se deja enfriar y se arranca sin novedad.						
10-ago-10	54	16	38	71		44	P.INTAKE AUMENTA DE 1230 A 1795 PSI
11-ago-10	48	14	34	71		40	
11-ago-10	Declina fluidos. BES OFF alta temperatura de motor. Intentan bajar std.valve no pasa a 12'. Golpean hasta 47'. Existe presencia de escala. Abren camisa de circulación a 9354'. Pozo espera w.o.						
04-sep-10	Pozo sale de W.O # bajan bomba D 475 N (84-159-177 ETAPAS);						
05-sep-10	621	62	559	90		32	
06-sep-10	633	95	538	85	91	32	
14-sep-10	790	150	640	81	81	32	
18-sep-10	505	131	374	74	99	32	
02-oct-10	587	153	434	74	178	38	Drenan Gas 2 Vs x Sem
28-oct-10	350	91	259	74		40	
12-nov-10	471	122	349	74	288	30	
25-nov-10	428	111	317	74	97	45	Drenan Gas 2 Vs x Sem
11-dic-10	358	93	265	74	126	30	
30-dic-10	Chequean tubería con calibrador 3/2" (2,75) hasta NO-GO @9399' OK.						
25-dic-10	312	81	231	74	113	41	
16-ene-11	282	73	209	74	104	45	Drenan Gas 2 Vs x Sem
18-ene-11	333	87	246	74	96	45	
24-ene-11	239	62	177	74		32	
25-ene-11	239	62	177	74	123	32	Drenan Gas 2 Vs x Sem
25-ene-11	Asienta STD VALVE EN NOGO @ 9399'						
26-ene-11	327	85	242	74	118	32	
26-ene-11	Se prueba tubería con BES.15 minutos para llegar P = 1000 psi, bomba off 25 min. P= 650psi estabilizada						
27-ene-11							
28-ene-11	310	80.6	229.4	74		32	Suben de 52 @ 54 Hz.
29-ene-11	Prueba de levantamiento: en 35 Minutos P=800 Psi, demora levantar presión hasta 500 psi						
29-ene-11	308	80	228	74		50	Pintake sube a 1510 psi
30-ene-11	290	75	215	74	234	45	Pintake 1474 PSI
30-ene-11	WL. REALIZA DOS CORRIDAS CON PULLING TOOL PARA RECUPERAR STD.VA.VE SIN ÉXITO, BAJAN BLOQUE IMPRESOR, NO MARCA						
31-ene-11	WL. BAJA CALIBRADOR PARA VERIFICAR PROFUNDIDAD DE NO-GO A 9399' BAJA BLOCK IMPRESOR, SALE SIN MARCA. POSIBLE CABEZA DEL STD. TAPONADA BAJAN CON PESO, SIN ÉXITO. NO PASA A 9399'						
01-feb-11	INICIA OPERACIÓN DE WO-07 A LAS 22:00						
02-feb-11	WL. ABRE CAMISA DE CIRCULACION A 9367', OK						
06-feb-11	WL. CORRE BLOCK IMPRESOR. CHEQUEA CABEZA DE PESCADO A 9569'						
21-feb-11	WL. CALIBRA DRILL PIPE HASTA 9558', OK LIMPIA						
08-mar-11	WL. CHEQUEA CAMISA EN SUPERFICIE, OK						
08-mar-11	TERMINA WO-07						
10-mar-11	WL. ASIENTA STD. VALVE EN NO-GO A 9468', OK						
*	POZO QUEDA EVALUANDO SIN TORRE CON JET 10J						
11-mar-11	633	32	601	95	446	28	
12-mar-11	512	266	246	48	187		
14-mar-11	452	276	176	39	426	26	
18-mar-11	CORROSION TOMA BSW CTK 50.07% BSW						
19-mar-11	372	186	186	50	123	28	
21-mar-11	380	190	190	50	113	28	
24-mar-11	395	197	197	50	474	28	
01-abr-11	405	207	198	49	231		PRESION MANOMETRO=30 PSI
02-abr-11	396	198	198	50	209		PRESION MANOMETRO=26PSI
06-abr-11	342	171	171	50	193		PRESION MANOMETRO=27 PSI
14-abr-11	WL abre camisa de circulación chequea tubería hasta NO-GO a 9367ft pozo apagado por alta temperatura del motor. Se arranca a 50 Hz, se baja frecuencia a 49 Hz						
19-abr-11	Finaliza WO# 7						
22-abr-11	Corrosión monitorea BSW CAB=40%						

HISTORIAL DE PRODUCCION							
SSF - 110D							
ARENA	"Ui"						
FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	GAS F.	P. CAB	OBSERVACIONES
26-jun-11	420	147	274	65	122	45	
03-jul-11	435	152	283	65	110	45	
30-jul-11	980	343	637	65	123	30	
15-ago-11	519	182	337	65	116	26	
22-ago-11	838	293	545	65	83	35	
04-sep-11	838	293	545	65	45	35	
24-sep-11	840	294	546	65	119	30	
02-oct-11	850	298	553	65	92	35	
16-oct-11	895	313	582	65	62	35	
23-nov-11	Corrosión monitoreada BSW CAB=56%						
24-nov-11	866	303	563	65	69	35	
30-nov-11	935	327	608	65	42	30	
09-dic-11	950	333	618	65	57	30	
13-dic-11	904	316	588	65	85	35	
22-dic-11	Pozo Off, Alta temperatura del motor						

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi. EP_Petroecuador.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

Tabla A 4.14 Historial de Producción Pozo SSF-119D.

SSF_119D					
HISTORIAL DE PRODUCCION					
ARENA	Ti				
FECHA	BFPD	BPPD	BSW	P.FONDO	OBSERVACIONES
03-mar-09	Inicia Perforación Perforación.				
27-mar-09	Finaliza Perforación				
10-abr-09	Inicia Pruebas Iniciales y Completación del pozo				
21-abr-09	Finaliza Pruebas Iniciales y Completación del pozo. Equipo Bajado: Bomba P-18 (134+98)Etapas, Serie-400. Motor 114 HP, 2330 Volt, 30 Amp, Serie-562.				
22-abr-09	2064	1899	8	1761	Frecuencia 55 HZ, Salinidad=1700 ppmCl-
23-abr-09	2191	2125	3	1842	
25-abr-09	2128	2064	3	1863	
28-abr-09	2232	2165	3	1880	
01-may-09	2256	2188	3	1890	
03-may-09	Instalación de línea de 13,8 KV. Reubicación de equipo de superficie. Recuperan St. Valve y problemas del Variador.				
04-may-09	1955	1896	3	1945	
05-may-09	1974	1915	3	1945	Incrementa Frec. De 55 a 57 HZ
06-may-09	2039	1978	3	1920	
20-may-09	2022	1961	3	1913	Incrementa Frec. De 57 a 58 HZ
21-may-09	2034	1973	3	1913	
27-may-09	2075	2013	3	1899	Incrementa Frec. de 58 a 60 Hz
03-jun-09	2081	2019	3	1849	
25-jun-09	2158	1964	9	1815	SAL=35000 PPMCl-
06-jul-09	2101	1912	9	1795	
10-jul-09	1968	1574	20	1794	Incrementa BSW. Prueba CTK
26-jul-09	1961	1569	20	1754	BES off por sobrecarga
02-ago-09	1949	1559	20	1753	Off por cortocircuito en pararrayos SSF-17
13-ago-09	WL chequea tubería con calibrador de 2,79" hasta NO-GO a 8919', ok, tbg limpia.				
22-ago-09	1847	1478	20	1750	
06-sep-09	1693	1185	30		Incrementa BSW
06-sep-09	Prueban TBG con 800 psi, Presión cae 200 psi/min. Determinan comunicación TBG-CSG				
09-sep-09	1860	1302	30		
13-sep-09	1687	1181	30	1794	Declina producción, trabaja con comunicación TBG-CSG
24-sep-09	1490	954	36	1830	
04-oct-09	1300	832	36	1912	(08-oct-09) Fase abierta pasible TBG suelta. A 6771' WL. Baja. Imp block de 3 1/2" (2,75) y vino se pasa a 6771' marca de obst. de TBG desprendida.(09-oct-09) Inicia wo No01 Objetivo: reparar BES.
					18 / Octubre de 2011 FINALIZA W.O. # 1
19-oct-09	1710	308	52	1613	Motor 228 HP, 2305 Volt, 60 Amp, Serie-456
20-oct-09	1830	878	48	1387	BSW=48%, Sal=21500 ppm Cl (muestra de cabeza)
27-nov-09	1955	1095	44		
05-dic-09	2086	1168	50	1472	(01-dic-09) BSW=50%, Sal=43500 ppm Cl-(muestra de Manifold) BSW=49%, Sal =43500 ppm Cl-(muestra de cabeza)
16-dic-09	2029	1136	50	1496	
20-feb-10	1984	1111	59		(19-ene-10) BSW=contra tanque=59,01

SSF_119D					
HISTORIAL DE PRODUCCION					
ARENA	Ti				
FECHA	BFPD	BPPD	BSW	P.FONDO	OBSERVACIONES
06-mar-10	1978	811	60	1506	(07-mar-10) BSW cabeza =58 y BSW de manifold=60 Promedio=59(20.mar-10) Prueba contra tanque 43,51%.
28-mar-10	2012	825	64	1507	
09-abr-10	1967	806	64	1531	(10-abr-10)BSW=63,57 Prueba CTK.
15-may-10	1961	706	64		
23-may-10	1764	635	64	1537	
06-jun-10	1786	643	64	1547	(01-jun-10)BSW064%, Sal=15600 ppm Cl-(muestra de cabeza)
27-jun-10	1900	684	68	1533	(30-jun-10) Prueba contra tanque BSW=68,15
16-jul-10	1932	618	68	1529	
12-ago-10	2128	681	68	1487	
23-sep-11	1875	600	68	1590	Chequean tubería hasta No-Go @ 8389', tubería limpia.
11-nov-11	2151	688	68	1486	Se sube frecuencia de 58 @ 51 Hz.
15-nov-11	2150	688	68	1410	
15/012/11	2020	646	68	1410	
28-ene-11	2012	644	68	1401	
08-feb-11	2006	642	68	1390	06/ Feb /2011; se chequea tubería hasta No-Go @ 8963'; Tubería Ok.
14-feb-11	1882	605	68	1480	Pwf: de 1334 @ 1480 psi; P. cabeza sube de 200 @ 350 psi. Incremento posible por cambio de tubería de producción de 4" @ 31/2"
21-mar-11	2067	661	68	1465	
23-abr-11	1892	606	68	1497	
08-may-11	1847	591	68	1457	
21-may-11	1613	516	68	1516	
30-may-11	1744	558	68	1916	
01-jun-11					Pozo off por baja carga. Se verifica que camisa este cerrada, se enciende BES, Pozo no aporta.
02-jun-11	Inicia Wo# 2 a las 2H00 Objetivo reparar BES				
07-jun-11	Finaliza WO# 2 Equipo bajado, Bomba P-23(68+104) Etapas, Serie 538 Motor 380 HP 2370 volt, 98 AMP. Serie 562				
12-jul-11	Incrementan Frecuencia de 52 a 54 Hz				
06-ago-11	2223	622	72	1304	
13-sep-11	2252	631	72	1310	
27-sep-11	2195	615	72	1309	
07-oct-11	2275	637	72	1302	
21-oct-11	2212	553	75	1326	
06/11/2011	2120	530	75	1310	
26/11/2011	1634	409	75	1315	
05/12/2011	2234	559	75	1315	
24/12/2011	2022	506	75	1315	
10/01/2012	2022	506	75	1287	

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi. EP_Petroecuador.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

ANEXO No. 5

MATRIZ DE BUILD UPs DE LOS POZOS DEL

ÁREA SHUSHUFINDI

Tabla A 5.1 Matriz de Build Ups tomados en los pozos del Área Shushufindi.

P O Z O	FECHA	Z O N A	RESULTADOS DE LA INTERPRETACION										PRUEBA DE B'UP				INTERVALOS EVALUADOS			
			Pr	Pwf	Pb	K	DPs	IPa	IPide al	EF	Qmá x	D A Ñ O	Qt	BS W	Qo	API	DES DE	HAS TA	TOT AL	TOT AL PERF ORA DO
			psi	psi	psi	md	psi	b/d/ps i	b/d/ psi		b/d	S (TOTA L)	b/d	%	b/d	O	pies	pies	pies	pies
SSF-01	31-ene-97	G2 + U + T	2418	2057	2323	580	291	4,93	32,44	0,15	24661	46,7	1776	43,9	996	29	8926	8936	10	125
	23-sep-00	Se realiza prueba estática, Pws=2035 PSI, T=220 F@ 8720 ft																		
	29-ene-03	Se realiza prueba estática, Pws=2200 PSI, T=220.2F@9105 ft																		
	03-may-10	Se realiza B'up Pwf=2286 PSI, T=220 F @ 9195 ft																		
																	8990	9030	40	
SSF-02	04-may-10	U	2590	1032	1010	111	417	0,26	0,36	0,72	5428	20	408	75	102	26	8907	8930	23	23
	20-mar-04	U	2803	2397	1010	900	60	2,74	3,27	0,837	6339	15	1008	68	323	29	8907	8930	23	53
	24-sep-02	U	2811	2265	1010	265	431	1,92	NR	NR	4520	>20	973	65,7	334	29	8907	8930	23	53
	26-ene-02	U	2744	2158	2708	265	-517	2,82	1,5	1,95	6358	30	1541	59,5	624	28	8907	8930	23	65
	22-jun-97	G2	2937	2459	2874	1375	84	1,91	2,32	0,82	4682	6	911	28,3	653	21	8851	8863	12	12
	21-oct-91	U	3106	2470	2459	84	0	1,44	2,46	1	2166	1,96	1383	52	664	27	8907	8930	23	53
SSF-03	19-ago-10	U	1630	1036	1010	10	551	0,5418	0,35	0,35	661	10	312	66	106	28,7	9026	9033	7	26
	18-ene-02	U	1713	1341	1010	470	89	2,49	3,63	0,68	2928	3,31	708	60	283	21	9109	9117	8	
	15-feb-00	U	1570	1396,7	1010	153,99	89,15	1,834	3,75	0,899	2550	7,47	#IREFI	55	146	26	9109	9117	8	
	22-mar-97	U	1589	1174	1391	149	70	3,44	3,98	0,86	3462	0,6	1429	28	1029	28	9109	9117	8	
	22-oct-95	U	1769	1252	1400	155	47	2,16	5,15	0,42	5015	6,15	475	40	475	28	9109	9117	8	
	23-mar-91	U	1624	1324	1269	403	44	4,36	4,36	1	6800	1,21	1178	0	1178	28	9109	9117	8	
SSF-05	16-feb-98	T	2582	2345	1053	276	40	2,56	7,97	0,32	5473	43,5	614	66,9	203	30,5	9174	9179	5	13
	29-ene-92	U	3392	847	3668	10	0	0,15	0,15	1	415	43,5	374	1	373	28	9248	9256	8	
SSF-06B	27-nov-07	G2	2608	1781	1140	243	95	1,1	1,24	0,88	2266	1,1	912	38	566	29	8894	8902	8	8
	21-sep-01	T	1939	1667	1100	121	175,5	4,85	13,66	0,4	8839	11,6	1320	76	317	32	9240	9260	20	32
	07-apr-01	T	Se realiza prueba estática a la Arena "T"; Pwws= 1757 @ 8250'; T= 220F														Prof.= 8250 pies			
	18-feb-00	T	2173	1903		550	0	4,24	15,78	0,27	7278	18	1200	79	252	28	9240	9260	20	32
	23-ago-95	T	2695	2297		605	249	5,44	17,36	0,31	24870	16,87	2160	6	2030	31	9240	9260	20	32
	30-jun-94	T	2438	2189		14	-197	3,68	3,67	1	5345	0	1272	3	1238	31,2	9240	9260	20	32
31-oct-89	T	2957	2610		1244		16,92	86,16	0,2	40208	43,01	4427	28	3187		9240	9260	20	53	
																9268	9280	12		
																9296	9320	21		

P O Z O	FECHA	Z O N A	RESULTADOS DE LA INTERPRETACION										PRUEBA DE B'UP				INTERVALOS EVALUADOS			
			Pr	Pwf	Pb	K	DPs	IPa	IPide al	EF	Qmá x	D A Ñ O	Qt	BS W	Qo	API	DES DE	HAS TA	TOT AL	TOT AL PERF ORA DO
			psi	psi	psi	md	psi	b/d/ps i	b/d/ psi		b/d	S (TOTA L)	b/d	%	b/d	O	pies	pies	pies	pies
SSF-07	22-mar-04	T	2390	2151	1053	2168	239	6,02		0,53 3	9979	>20	1440	88	173	32	9166 9255	9172 9290	6 35	41
	02-sep-02	T	2307	2109	1053	838	5,51	9,71	10,18	0,95	1710 1	14,2	1176	80	235	30	9166 9255	9172 9290	6 35	41
	05-jun-99	T	2513	2369		2615	6,51	19,8	42	0,47	4056 2	31,5	2,93 2	72	821	32	9255 9308	9295 9318	40 10	50
	05-jun-97	T	2457	2337		260		17,09	26,2			3,88	2988 1		993	32	9255 9308	9295 9318	40 10	50
	28-feb-97	T	2337	2325		260	46	17,09	26,2	0,64	2988 1	3,88	2988 1	56	993	32	9255 9308	9295 9318	40 10	50
SSF-08	23-may-94	U+T	2332	1875	1053	249	35	2,62	8,8	0,3	1058	15,8	1200	42	696	28,2	8969 8974 8994 9008 9023 9236	8974 8994 9002 9018 9040 9253	5 20 8 10 17 17	77
	24-oct-93	U+T	2325	1958	1053	228	289	2,49	7,05	0,35	6019	12,88	1272	38	789	26	8969 8974 8994 9008 9023 9236	8974 8994 9002 9018 9040 9253	5 20 8 10 17 17	77
SSF-09	29-mar-09	TS	2534	1900	1053	23,8	221	1,21	1,83	0,66	2399	2	758	57	326	34,7	9150 9160 9190	9156 9185 9210	6 25 20	51
	03-jun-00	T	2045	1123	2109	83	672	0,9	3,4	0,29 5	1615 7	18,5	870	28	626	30	9150 9160 9190	9156 9185 9210	6 25 20	51
	05-jun-00	U	1010	1157	1053	115	165,5	2,5	8,6	0,34	2797	11,57	610	28	439	29	8912 8936 8968 8992	8926 8960 8980 9012	14 24 12 20	70
	15-jul-97	U	1698	1551	1010	209		7,55	16,5	0,46	9384	7,5	#iRE F!	22	845	29,5	8912 8936 8968 8992	8926 8960 8980 9012	14 24 12 20	70
	13-jul-97	T	2312	1542	1053	40		1,4	1,81	0,77	2581	11,9	#iRE F!	30	755	32	9150 9160 9190	9156 9185 9210	6 25 20	51
	19-sep-95	TS	2144	1618	1053	27	225	2	6,26	0,32	2177	9,82	1054	14	908	28,1	9150 9160 9190	9156 9185 9210	6 25 20	51
	01-abr-92	U	1943	1725	1053	149	-78	7,49	7,49	1	7873	0	2200	10	1980	30	8968 8936 8912	9018 8960 8932	50 24 20	94
	31-ago-01	U	1730	1483	1300	118	112	2,97	5,38	0,72 9	3828	3,3	744	20	595	28	9088 9107 9116	9098 9113 9146	10 6 30	46
SSF-10	11-ene-01	U	Pws = 1420 psia y T= 222 F @ 8650 pies																	
	24-ene-00	U	1375	1114	1010	289		3,21	7,85	0,4	3023	12,5	888	15	755	28	9088 9107 9116	9098 9113 9146	10 6 30	46
	19-ene-00	U	1743	1442	1010	186		2,43	5,33	0,46	3177	9	768	27	561	28	9088 9107 9116	9098 9113 9146	10 6 30	46

P O Z O	FECHA	Z O N A	RESULTADOS DE LA INTERPRETACION										PRUEBA DE B'UP				INTERVALOS EVALUADOS				
			Pr	Pwf	Pb	K	DPs	IPa	IPide al	EF	Qmá x	D A Ñ O	Qt	BS W	Qo	API	DES DE	HAS TA	TOT AL	TOT AL PERF ORA DO	
			psi	psi	psi	md	psi	b/d/ps i	b/d/ psi		b/d	S (TOTA L)	b/d	%	b/d	O	pies	pies	pies	pies	
	22-mar-99	T	2605	2208	1053	94	94	2,63	5,12	0,51	5662	8,5	1080	75	270	28,7	9370	9380	10	26	
																	9380	9390	10		
																	9393	9399	6		
		28-feb-99	U	1723	1321	1010	118		3,48	3,48	1	4701	0	1664	10	1498	24	9088	9098	10	46
																		9107	9113	6	
																		9116	9146	30	
		11-jul-97	U	1990	1558	1010	279	109	4,07	5,44	0,75	6267	2,5	1759	4,4	1682	24	9088	9098	10	46
																		9107	9113	6	
																		9116	9146	30	
SSF-10B D	07-dic-10	Ui	1769	1508	1010	259	150	2,1889	0,22	0,22	2937	14	672	43	383	28	9201	9230	29	29	
																	9186	9194	8		
SSF-11	13-ago-07	G2+ U	2589	1166	1100	19	516	0,24	0,37	0,65	442	3,8	336	14	289	22	9050	9080	30	40	
																	9566	9576	10		
	12-may-07	T	2460	1783	1053	62	2,77	1,06	1,06	1	2116	0,03	720	68	230	30	9340	9346	6	21	
																		9372	9378		6
																		9382	9391	9	
	06-oct-03	T	1987	1033	1053	80	127	0,58	0,68	0,85	860	1,8	528	3	512	30	9340	9346	6	21	
																	9372	9378	6		
																	9382	9391	9		
SSF-12	07-jun-99	T	2532	2432	1053	670	110	19	19	1	3935 4	6,9	2018	46	1090	31	9362	9372	10	70	
																	9382	9422	40		
																	9432	9452	20		
SSF-12B	31-dic-00	Ti	2347	2227	1100	464	51,5	7,5	11,6	0,71 1	1413 5	3,214	792	9	721	30	9364	9378	14	30	
																	9384	9400	16		
SSF-13	19-ene-98		Se realiza prueba estática. Pws= 1913 y T = 211 F @ 8550'													8550					
	02-dic-97	U	2216	1011	1010	50	50	0,29	4,3	0,00 6	523	27,5	360	37	227	28	8916	8926	10	14	
																	8929	8933	4		
SSF-14	23-jul-01	T	Se realiza Prueba estática Pws= 1412 psia y T = 221 F @ 8550 pies																		
	08-ago-10	U	1321	1034	1010	91	126,4 5	0,3411	0,76	0,76	867, 8	6,14	665	1	658	27,2	9032	9036	4	36	
																	9040	9048	8		
																	9066	9072	6		
	19-jul-10	T	2271	1891	1053	352		2,1994 6	0,21	0,21	3961	11	816	84	131	26	9228	9232	4	24	
																	9246	9254	8		
																	9262	9274	12		
	08-nov-00	U+T	1909	1553									576	64	207	28	9032	9036	4	60	
																	9040	9048	8		
																	9066	9072	6		
																	9081	9099	18		
																9228	9232	4			
																9246	9254	8			
11-nov-00	T	1970	1685													9262	9274	12	24		
																9228	9232	4			
																9246	9254	8			
24-ago-99	T	2304	1396	1053	159		0,6	3,38	0,17	1112	35	552	16	468	29,5	9262	9274	12	24		
																9228	9232	4			
																	9246	9254	8		
20-mar-98	U+T	2462	2317	1031	524		12,3	29	0,42	2437 1	12,7	1788	64	644	29	9032	9036	4	60		
																9040	9048	8			
																9066	9072	6			
																9081	9099	18			
																9228	9232	4			
																9246	9254	8			
SSF-15A	13-nov-02	G2+ U	1477	1321	1053	887	28,67	10,78	15,91	0,67 7	1014 6	8	960	61	374	31	8924	8933	9	28	
																	8999	9003	4		

P O Z O	FECHA	Z O N A	RESULTADOS DE LA INTERPRETACION										PRUEBA DE B'UP				INTERVALOS EVALUADOS			
			Pr	Pwf	Pb	K	DPs	IPa	IPide al	EF	Qmá x	D A Ñ O	Qt	BS W	Qo	API	DES DE	HAS TA	TOT AL	TOT AL PERF ORA DO
			psi	psi	psi	md	psi	b/d/ps i	b/d/ psi		b/d	S (TOTA L)	b/d	%	b/d	O	pies	pies	pies	pies
SSF-25	24-mar-91	U	3436	1988		-	-	-				1440	85	216	28	9020	9034	14	56	
																9048	9080	32		
																9086	9096	10		
SSF-26	27-may-09	Ts+TI	2128	1702	1619	22,2	534	1.17			2128	15	1032	21	815	31	9320	9324	4	20
	16-jun-08	Ts+TI	1982	1554	1053	64	71	1,74	1,49	1,16	2291	-1	744	88	89	31	9320	9334	14	
	11-abr-00	Ts+Ti	1843,65	1163,29	1035	115	372,93	1,342	3,071	0,46	1938,8	9,211	889	23	685	31	9320	9334	14	30
	11-abr-95	Ts+Ti	1844	1164	1035	117	373	1,21	2,76			9,21	889	23	685	31	9320	9334	14	
	15-jun-97	T	2072	1225	1052	48	419	1,4	2,86	0,49	2226	5,95	1163	18	954	30	9320	9334	14	30
																9354	9370	16		
SSF-27	16-abr-95	U	3322	1722		81	74	0,48	0,5		0,38	768	25	576	15	9242	9257	15	15	
SSF-28	12-jul-01	Ts+Ti	1723	883,84		54,58	678,24	0,719	3,831	0,192	980	10,49	624	10	562	28	9308	9322	14	34
	21-jul-01	U+T	3166	2285	1100	70,12	413	1,32	2,31	0,533	4336	5,56	1368	60	547	31	9340	9360	20	
SSF-29	15-ene-91	T	2959	2228		345	485	3,20	9,22	0,35	6620	19,63	2337	58	982	30	9392	9410	18	18
SSF-30	24-ene-01	TS	2440	1373	1050	29,13	844	0,29	1,29	0,3	702	14,28	336	55	151	31	9437	9460	23	23
SSF-31	01-jun-05	T	2423	1814	1053	925	609	0,78	0,8	0,98	1477	3	480	36	307	26	9328	9336	8	16
																	9362	9370	8	
	31-dic-94	UT	2599	1402		91	993	0,82	4,8	0,17	1291	39,35	924	82	166	25	9110	9115	5	31
																	9120	9130	10	
																	9328	9336	8	
	13-oct-92	T	2748	2074	1053	66	576	2,07	5,78	0,36	3399	39,74	1392	63	515	26	9328	9354	26	26
	18-feb-91	U	1581	615	1053	173	576	0,57	1,38	0,41	1122	15,7	552	17,9	453	29	9110	9116	6	20
																	9120	9130	10	
																	9134	9138	4	
SSF-35	13-jun-07	U	3232	1926	1010	157	371	0,83	1,16	0,71	1969	2,4	1080	79	227	17,5	9260	9280	20	24
																	9292	9296	4	
	29-jul-00	U+TS	3065	2335	Cia. SUMMA- PET no presenta interpretación del B'UP										9260	9280	20	42		
																	9292		9296	4
																	9320		9324	4
	10-sep-95	U+TS	3471	2502	1010	24	-231	1,49	1,49	1	2294	0	1440	30	1008	18,4	9260	9280	20	42
																	9292	9296	4	
																	9320	9324	4	
																	9536	9550	14	
SSF-36	20-feb-04	U	1512	1213	1010	505	169	2,71	8	0,339	2768	19,6	696	4	668	28	9066	9094	28	28
	06-nov-98	U	1613	1301		619	257	1,93	8,34	0,32	2171	38,42	600	17	498	28,5	9066	9094	28	28
SSF-37	24-mar-08	U	2764	1903	1100	209	81	0,72	0,80	0,9	1582	0,9	624	63	231	25	9280	9288	8	13
																	9335	9340	5	
SSF-41	11-feb-09	T	2768,17	1576	1053	212	294	0,483				15,8	264	76	63	31	9530	9536	6	6
SSF-42B	02-nov-03	TS	2199	1911	1053	1020	85	5,7	9,21	0,61	9493	9,8	1272	16	1068	25	9273	9288	15	15
	13-ene-02	U+TS	2249	2026	1100	172	188,55	4,42	29,03			20,07	984	88	118	31	9032	9040	8	18
																	9062	9072	10	
	09-dic-00	U+TS	2248	2025,29	1100	172,265	167,62	4,413	14,083	0,253	9681	19,952	984	88	118	31	9032	9040	8	18
																	9062	9072	10	
23-oct-00	TS	2243	1966		709	158	4,89	13,1	0,378		13,13	1272	53	598	31	9273	9288	15	15	
12-jun-	U	2604	1167	1011	373		1,03	1,15	0,89	2229	0,8	1488	28	1488	27	9022	9026	4	12	

P O Z O	FECHA	Z O N A	RESULTADOS DE LA INTERPRETACION										PRUEBA DE B'UP				INTERVALOS EVALUADOS					
			Pr	Pwf	Pb	K	DPs	IPa	IPide al	EF	Qmá x	D A Ñ O	Qt	BS W	Qo	API	DES DE	HAS TA	TOT AL	TOT AL PERF ORA DO		
			psi	psi	psi	md	psi	b/d/ps i	b/d/ psi		b/d	S (TOTA L)	b/d	%	b/d	O	pies	pies	pies	pies		
	97																		9032	9040	8	
	10-jun-97	T	2118	1648	1053	266	-36,00	4,03	-36	1,07	6648	-0,245	1896	30	1327	30			9273	9288	15	15
SSF-43	05-ago-07	U+T	2614	1456	No existe documento de interpretación																	
	16-may-88	U	2106	1456		917	7,68	4,06	31,16	0,13	6163	43,29	1632	0,7	1621				9000	9015	15	
SSF-44	22-ene-02	U	1586	1325	1010	276		2,73	3,83			1,33	713	44	399	29			9084	9110	26	
	22-ene-00	U	1568,05	1101,52		88,449		1,854	2,275			1,661							9084	9110	26	
	16-jul-98	U	1755	1384	1010	137		2,15	5,4	0,4	2817	7	827	16	695	29			9084	9110	26	
	05-ago-96	U	1785	1251	1010	161	284	1,93	4,91	0,39	4058	9,56	1032	12	908	29			9000	9015	15	
																				9026	9051	25
SSF-45B	03-jun-99	TS	2325	2011	1053	202		3,76	5,23	0,72	7509	2,5	1272	60	509	31			9219	9227	8	
																			9233	9249	16	
																			9253	9274	21	
																			9283	9294	11	
SSF-46	07-mar-99	U	1645	748	1010	33		0,54	0,58	0,95	702	2	517	13	450	26,1			9144	9168	24	24
	20-feb-99	T	2873	2569	1053	382		0,54	4,26	0,82	8468	2	1114	72,3	309	24,6			9358	9386	28	28
	28-mar-97	U	1520	691	1002	17,5	-162	0,4	0,34	1,17	458	-2,2	336	0,6	334	25			9144	9168	24	24
SSF-48	05-dic-01	G2	2363	2028	1140	550	356	2,86	45,14	0,063	5315	6,5	960	62	365	30			8835	8846	11	11
	13-abr-97	G2	2109	1508	1126	425	364	1,35	3,44	0,39	2181	15,53	816	50	408	30			8835	8846	11	11
SSF-49	04-abr-04	U+T	Se realiza prueba para tomar datos de P y T ; Pr=2130 psia , Pwf1285 psia T fondo = 220 F																			
	27-mar-04	U	1483	1182	970	43,53	235	1,42	1,04	0,219	1138	25,6	312	51	153	26			9024	9030	6	
																			9050	9060	10	
	12-mar-04	U	2649	1472	1010	12	60	0,45	0,47	0,96	986	0,12	528	30	370	26			9024	9030	6	
																			9050	9060	10	
	05-mar-04	T	2705	1162	1100	40	337	0,28	0,36	0,78	620	1,8	432	40	259	29			9260	9272	12	12
SSF-51	22-ago-11	BT	905	528	900	523		1,071	0,917	0,52	644	10	336	51	165	25,3			8402	8410	8	8
	03-ene-09	T	1775	2980	1053	244	243	0,26	0,32	0,81	636	20	312	48	162	28			9392	9402	10	10
	07-nov-07	T	2986	1560	1010	84	365	0,38	0,52	0,73	809	>20	552	60	221	28			9398	9413	15	15
	21-ene-07	BT	1253	1034	1010	430	-105	1,97	1,33	1,48	1583	-3,7	432	60	259	28			8402	8410	8	8
SSF-52	02-dic-00	BT	1772	1398	1010	346	5,33	2,36	2,41	1,098	2580	0,06	632	46	341	26			9402	9410	8	8
	28-feb-97	BT	3111	2480	1010	1257	-305	3,75	3,75	1	9512	-2,54	1944	7	1808	21,8			9402	9410	8	8
SSF-52B	08-oct-04	US	2466	1017	1010	70	266	0,33	0,4	0,82	640	0,8	480	57	206	25,84			9194	9204	10	10
	09-sep-92	U+T	2582	2066	1010	278	435	4,76	30,45			40,91	2455	48	1277	30			9176	9206	30	
																			9391	9436	45	
SSF-52B	22-oct-04	BT	1531	1208	900	662	23,37	2,45	1,84	0,934	2880	3,18	792	0,8	786	23,5			8416	8424	8	8

P O Z O	FECHA	Z O N A	RESULTADOS DE LA INTERPRETACION										PRUEBA DE B'UP				INTERVALOS EVALUADOS				
			Pr	Pwf	Pb	K	DPs	IPa	IPide al	EF	Qmá x	D A Ñ O	Qt	BS W	Qo	API	DES DE	HAS TA	TOT AL	TOT AL PERF ORA DO	
			psi	psi	psi	md	psi	b/d/ps i	b/d/ psi		b/d	S (TOTA L)	b/d	%	b/d	O	pies	pies	pies	pies	
	08-oct-04	Ui	2417	968	1010	70	266	0,33	0,4			0,8	480	57	206	25,84	9194	9204	10	10	
	24-sep-04	T	2722	1254	1010	26,5	2613	0,327			756	12,3	756	0,45	409	20,3	9416	9426	10	10	
	26-sep-04	Ti	2697	1217	1010	26,5	977	0,18	0,33			12,3	480	45	264	20,3	9416	9426	10	10	
SSF-53	20-oct-98	U	1588	1220	1010	745	158	1,95	3,39	0,57	2540	6,05	720	8	662	29	9156	9160	4	31	
																	9166	9172	6		
																	9186	9207	21		
	06-oct-97	U	2765	2158	1010	154		2,25	7,77	0,29	5014	14	1392	90	139	29	9156	9160	4	60	
																	9166	9172	6		
																	9186	9207	21		
SSF-54	12-jul-04	BT	1961	1592	807	1200	98	2,4	3,27	0,73	3728	4,2	888	35	577	22	8374	8384	10	10	
	11-oct-03	U	1826	1383	1010	68	288	0,53	0,96	0,35	1250	17	336	50	168	27,6	9114	9138	24	54	
																	9148	9178	30		
	05-ago-02	U	2074	1621	1010	60	240	1,33	2,83	0,47	2198	8,5	603	15	513	30	9114	9138	24	54	
																		9148	9178	30	
																		9354	9376	22	
	09-mar-01	T	2647,14	1838,57	1053	55,881	816,29	0,362	3,022	0,069	1045	70,667	336	72	94	31	9388	9398	10	32	
	13-mar-01	U	1797,44	1447,47	1010	25,783	175,73	0,753	1,373	0,47		7,668	288	54	132	28		9114	9138	24	54
9148																		9178	30		
19-jun-99	U + T	2060	1319		67		2,1	1,69	1,26	3721	-1,5	1915	54	881	30		9114	9138	24	54	
																	9148	9178	30		
02-mar-98	T	2282	1507	1053	43		2,45	1,94	1,26	4640	-1	2098	52	1007	30		9148	9178	28	32	
																	9354	9376	22		
31-jul-95	T	3335	1525	1053	54	140	0,74	3,2	0,23	3903	22,6	1339	38	830	28,5		9388	9398	10	32	
																	9354	9376	22		
SSF-56	24-jun-98	T	4159	3535	1053	32		1,84	1,76	1,04	6859	-0,62	1152	65	403	28		9362	9368	6	30
																		9378	9384	6	
																		9388	9396	8	
																		9410	9420	10	
	07-feb-95	U	3284	1775	1010	110	795	0,69	1,58	0,44	2988	9,62	1128	10	1016	22,5		9362	9368	6	30
																		9378	9384	6	
SSF-57	04-feb-08	T	1808	1012	1053	90	389	0,84	1,65	0,51	1000	8	672	78	148	28,6		9320	9328	8	36
																		9332	9338	6	
																		9344	9358	14	
																		9378	9386	8	
24-ene-98	U	2559	940	1010	35,5		0,175	0,188	0,93	374	1,2	288	30	202	23,5	9184	9193	9	9		
13-may-97	U	2711	857	1010	80	700	0,19	0,26	0,73	441	3,9	360	56	158	23,5	9184	9193	9	9		
SSF-59	31-dic-06	G-2	2397	1460	1053	137	545	0,51	1,22	0,41	1013	14	480	6	451	27,5	9008	9024	16	16	
	30-jul-02	U	2981	1136	1010	50	450	0,35	0,46	0,76	888	1,38	648	4	622	22,4	9090	9094	4	28	
																	9097	9113	16		
	23-dic-97	U	3207	767	1010	33		0,23	0,6	0,38	657	9	576	28	415	27	9482	9514	32	32	
15-mar-96	T	2944	1930	1053	30	256	0,74	1,25	0,6	1784	17,1	816	23	628	29	9320	9350	30	30		
SSF-60	27-feb-08	U+T	3441	1839,00	1050	26,5	-205	0,42	0,37	1,13		-0,80	672	68	215	29,3	9319	9323	4	10	
	12-jul-07	TS	2512	1106,00	1053	80	553	0,49	0,81			2,8	696	76	164	30	9054	9060	6		
																	9244	9252	8	16	
																	9260	9268	8		

P O Z O	FECHA	Z O N A	RESULTADOS DE LA INTERPRETACION										PRUEBA DE B'UP				INTERVALOS EVALUADOS			
			Pr	Pwf	Pb	K	DPs	IPa	IPide al	EF	Qmá x	D A Ñ O	Qt	BS W	Qo	API	DES DE	HAS TA	TOT AL	TOT AL PERF ORA DO
			psi	psi	psi	md	psi	b/d/ps i	b/d/ psi		b/d	S (TOTA L)	b/d	%	b/d	O	pies	pies	pies	pies
	29-jul-05	TS+I	2583	1488,77	1053	2,363		0,299	0,054	8,79	1481		720	29	511	32	9244	9252	8	26
																	9260	9278	18	
SSF-61	21-nov-01	U	1407	1259,00	1300	405	56	7,03	16,06	0,437	6372	8	696	59	285	29	9056	9086	30	47
	07-nov-01	T	2242	1592	1053	470	748	1,28	88	0,014	2409	>20	972	30	680	31	9315	9332	17	17
	27-oct-00	T	2264,48	1517,32	1053	460,685	748	1,506	52,927	0,111	2849	49,196	1080	40	648	31	9315	9332	17	17
SSF-62	01-oct-01	U	1231,19	1064,26	1100	345,332	124,51	4,351	17,569	0,254	3868	22,879	720	30	504	29	9056	9086	30	57
																	9098	9115	17	
																	9128	9138	10	
	21-nov-01	U	1358	1259	1010	272	56	7,03	16,6			8	696	59	285	29	9056	9086	30	47
																	9098	9115	17	
																	9056	9086	30	
	23-mar-98	U	1534	1463	1010	751		18,5		0,81	12394	2,27	1387	38	860	26	9098	9115	17	69
																	9128	9150	22	
																	9056	9086	30	
	25-ene-95	U	1697	1545	1010	87	121	12,39	18,34	0,68	1207	4,65	1809	18	1483	29	9098	9115	17	57
																	9128	9138	10	
SSF-62 B	09-ago-04	U	1422	1175	987	370						8,3	2537	0,06	2378	24,9	9048	9080	32	32
	25-ago-04	U	1486	1415	1003	384	24	14,57	14,87	0,667	15487	4,76	1056	2	1035	24,4	9073	9125	52	52
SSF-63	23-may-09	U	1378	1233	1010	230	52	3,3	5,16	0,63	2188	20	480	24	365	26	9014	9016	2	60
																	9023	9028	5	
																	9035	9038	3	
																	9048	9080	32	
																	9090	9110	20	
	09-ago-04	U	1422	1233	987	370	124	2,28	2,42	0,496	2537	8,3	600	0,6	596	24,9	9014	9016	2	60
																	9023	9028	5	
																	9035	9038	3	
																	9048	9080	32	
																	9090	9110	20	
	15-feb-02	T	2097	1846	1053	92	64	2,48	3,32	0,746	4046	2,81	624	70	187	31	9274	9282	8	17
																	9292	9301	9	
																9308	9316	8		
04-sep-98	T	2095	2649	1010	263		2,24	5,5	0,57	9694	8	1272	79	268	30,5	9274	9282	8	17	
																9292	9282	8		
																9292	9301	9		
19-sep-98	T	2627	2173	1010	289	184	4,42	7,75	0,47	5130	7,52	2040	65	714	30,5	9274	9282	8	22	
																9292	9301	9		
																9308	9321	13		
27-feb-98	T	2592	2094	1010	225		3,87	4,19	0,92	8252	7,8	1954	60	782	30,5	9274	9282	8	22	
																9292	9301	9		
																9308	9321	13		
SSF-64	17-jul-96	U	1741	1456		512	185	2,38	8,2	0,29	5485	19,22	672	34	444	28	9086	9098	12	34
																	9132	9154	22	
	28-abr-96	G2	1367	581	1314	36,16	674	0,34	2,36	0,14	1519	47,79	284	18	233	26	9002	9020	18	18
04-mar-95	TS	2416	1274		21	729	0,74	5,16	0,14	368	55	840	20	672	31	9320	9340	20	20	
SSF-65	12-ago-07	G-2	2486	1153	2381	311	898	0,42	1,15	0,35	820	20,5	576	18	472	30	8934	8938	4	8
																8949	8953	4		
	15-may-96	G-2	2709	858		191	1001	0,45	1,92	0,23	2250	22,82	624	14	537	31	8924	8938	14	18
																8949	8953	4		
SSF-66	21-feb-10	U	1470	1245	1010	15,6	48	1,6	2,03	0,78	1350	1	360	20	288	33,87	9016	9039	23	33
																	9049	9059	10	
	19-dic-09	U	1460	1162	1010	13	122	1,04	2,8	0,37	1008	1,1	312	23	240	33,87	9016	9039	23	33
																	9049	9059	10	
	02-feb-	U	1379	744	1010	81	58	1,33	1,47	0,9	1294	2,6	850	4	816	26	9016	9039	23	33

P O Z O	FECHA	Z O N A	RESULTADOS DE LA INTERPRETACION										PRUEBA DE B'UP				INTERVALOS EVALUADOS			
			Pr	Pwf	Pb	K	DPs	IPa	IPide al	EF	Qmá x	D A Ñ O	Qt	BS W	Qo	API	DES DE	HAS TA	TOT AL	TOT AL PERF ORA DO
			psi	psi	psi	md	psi	b/d/ps i	b/d/ psi		b/d	S (TOTA L)	b/d	%	b/d	O	pies	pies	pies	pies
	09																			
	09-abr-00	U	1369	545	1010	82,4	427	0,55	1,13	0,48 2		6,81	464	0,5	462	28	9049	9059	10	
	17-dic-99	U	1397,99	637,52	1010	30,238		0,586	0,421	1,40 2	622	-1,745	456	1,8	448	29	9016	9039	23	33
	23-jun-97	U	1472	1133	1010	295	204	4,86	5,66	0,86	4968	19,6	1649	0	1649	28	9016	9039	23	33
																	9049	9059	10	
SSF-67	11-jun-05	T	2353	2212	1053	695	57	7,65	12,85	0,59	12816	25	1080	93	76	31	9240	9247	7	
																	9251	9278	27	58
																	9286	9310	24	
SSF-67	16-dic-02	T	2094	1960	1053	610	57	14,5	25	0,58	26218	6,8	1944	70	583	26	9240	9247	7	
																	9251	9278	27	58
																	9286	9310	24	
SSF-67	12-jul-97	T	2538	2280	1054	991	51	11	13	0,8	22752	13,2	2839	26	2101	33	9240	9247	7	
																	9251	9278	27	34
SFS-68	02-jul-02		Se realiza Prueba estática Pws=2041.5 y T= 217,5 F @ 9527 profundidad de sensor (30 min)																	
	13-sep-95	U	3134	2334		1089	532	2,54	8,36	0,29	14355	24,89	1992	5	1892	22,5	9080	9102	22	22
	09-sep-95	TS	3384	2708		275	154	2,48	3,22			21,45	1680	5	1596	32	9330	9344	14	14
SSF-69	31-oct-02	U	2956	1608	1050	37,2	422	0,75	1,13	0,66	1820	5	960	24	730	29	9141	9172	31	31
	09-oct-99	Us + Ui	3144	2645	1010	279		3,56	7,89	0,45	8347	7,5	1776	90	178	31	9141	9172	31	55
																	9184	9208	24	
	04-oct-99	Us + Ui	3325	2892	1010	278		4,37	19,5	0,22	12584	4	1517	80	379	31	9141	9172	31	55
SSF-70	29-ene-97	U	3363			424				0,31	1800	16,6					9141	9208	67	67
	16-jun-01	U+T	2162	1268	1050	19,23		3,63	2,24	1,56	6757	2,65	3291	30	2304	30	9143	9173	30	
																	9294	9314	20	90
																	9330	9370	40	
SSF-70	12-ene-00	T	2738	2037	1050	72		2,05	2,72	0,75	4908	3,34	1680	30	1176	31	9294	9314	20	60
																	9330	9370	40	
	21-jun-99	T	2268	1994	1053	96		3,33	3,82	0,87	7584	1	2497	28	1798	31	9294	9314	20	60
																	9330	9370	40	
SSF-71	06-jul-97	T	2685	2156	1052	166		3,49			2125	8,2	1847	2,5	1081	32	9294	9314	20	60
																	9330	9370	40	
	28-sep-00	U+T	2858	2426	1100	202	335	3,15	13,9	0,23	8020	25	1368	33	917	31	9135	9150	15	
																	9156	9180	24	76
																	9356	9393	37	
SSF-71	20-sep-00	T	2816,08	2321,22	1100	347,58	411,19	2,861	16,923	0,229	7115,9	24,21	1416	35	920	31	9356	9393	37	37
	25-jun-98	T	2890	2303	1053	197		4,06	11,5	0,35	9761	7,4	2386	17	1981	31	9356	9393	37	37
	17-jun-97	T	2795	2264	1052	384	293	4,99	11,1	0,45	11634	12,5	2664	3	2585	31	9356	9393	37	37
	18-jun-97	U	2292	1521	1010	127	470	2,08	5,33	0,39	3838	10	1607	14	1382	31	9135	9150	15	
SSF-72	05-mar-99	T	2439	1248	1053	43		0,68	108	0,63	1374	0,06	840	87	109	31	9286	9297	11	
																	9299	9304	5	16
	24-feb-99	U	1579	1252	1010	456		2,27	3,41	0,66	2566	4,5	744	61	290	25	9045	9050	5	
SSF-73																	9097	9106	9	14
	11-ago-02	U	2419	1826	1010	90	191	2,3	3,6	0,64	4537	5,1	1224	27	894	30	9006	9018	12	
																	9020	9040	20	52
																	9056	9076	20	
SSF-73	05-ago-99	U	2244	1301	1010	109		1,17	3,63	0,32	2129	6	1128	6	1060	28	9006	9018	12	
																	9020	9040	20	52
																	9056	9076	20	
07-	U	2387	2184	1306	588	268	2,79	5,47	0,51	5988	22	1538	13	1338	22,7	9006	9018	12	64	

P O Z O	FECHA	Z O N A	RESULTADOS DE LA INTERPRETACION										PRUEBA DE B'UP				INTERVALOS EVALUADOS				
			Pr	Pwf	Pb	K	DPs	IPa	IPide al	EF	Qmá x	D A Ñ O	Qt	BS W	Qo	API	DES DE	HAS TA	TOT AL	TOT AL PERF ORA DO	
			psi	psi	psi	md	psi	b/d/ps i	b/d/ psi		b/d	S (TOTA L)	b/d	%	b/d	O	pies	pies	pies	pies	
	mar-97															9020	9040	20			
																9056	9076	20			
																9078	9090	12			
	07-oct-96	T	2445	1232		1197	227	5,8	16,9		14778	22,81	1680	38	1042	31	9290	9301	11	23	
																9315	9327	12			
SSF-74	23-abr-10	T	2259	1837	1053	448	341	1,92		0,41		36,3	1152	87	153	26	9282	9302	20	30	
																9310	9320	10			
	06-abr-02	T	2352	1715	1053	410	287	3,07	8,43	0,364	5226	16,5	1392	76	334	31	9282	9302	20	30	
																9310	9320	10			
	13-ene-01	T	2207,74	2062,05	1010	223,927	6,17	7,253	7,507	0,958	18231	0,6	1320	60	528	31	9282	9302	20	30	
															9310	9320	10				
28-jun-97	U	2524	1856	1010	168			1,65	5,12		3418	4	1102	41	650	28	9051	9055	4	16	
															9059	9061	2				
															9074	9084	10				
26-feb-97	T	2641	2323	1119	335	128	5,8				12203	7,5	1471	56	648	31	9310	9340	30	30	
SSF-75	14-feb-01	T	2196	2042	1053	334	55,69	5,9	8,83	0,65	11445	7,5	912	50	456	29	9244	9254	10	42	
																9266	9290	24			
																9300	9308	8			
	08-ene-01	T	2174,83	2821,54	1010	60,214	118	3,397	8,581	0,67	6946	3,224	1200	69	372	29	9244	9254	10	42	
															9266	9290	24				
															9300	9308	8				
01-oct-99	T	2135	1916	1053	426			6,69			10950	19,5	1440	27	1051	30	9244	9254	10	42	
															9266	9290	24				
															9300	9308	8				
12-ene-99	T	2567	1920	1053	115			1,85	7,59	0,24	3890	22,5	1200	30	840	30	9244	9254	10	30	
															9278	9290	12				
															9300	9308	8				
SSF-76	07-abr-01	T	2733	2366	1053	159	232	4,28	13,28	0,267	10660	24	1464	86	205	31	9342	9372	30	30	
	18-feb-01	T	2692,48	2225,72	1010	445,77	415,12	4,456	40,279	0,25	10813	20,92	2080	50	1040	31	9342	9372	30	30	
	19-jun-97	T	2800	2315	1053	486	146	6,54	9,36	0,7	15245	7	3173	10	2856	32	9342	9372	30	30	
SSF-77	11-may-03	T	2182	1412	1053	180	249	1,74	3,05	0,57	2980	7	1008	38	625	28	9241	9266	25	25	
	07-may-03	U+T	2081	1412	1053	22	332	1,82	4,92	0,36	2935	9,8	960	41	566	28	8999	9014	15	79	
																9020	9034	14			
																9041	9066	25			
																9241	9266	25			
08-ago-98	G2+U	1754	1455	1010	211			4,26	3,86	1,1	5957	0,5	1786	34	1179	27	8999	9014	15	29	
															9020	9034	14				
18-jun-97	T	2258	1277	1053	55	470	2,04	1,46	0,71	2624	2,6	1440	30	1008	31	9041	9066	25	25		
															9241	9266	25				
20-jun-97	U	1628	1390	1010	443	18	8,54	9,94	0,92	10055	4,5	2033	3	1972	28	8999	9014	15	51		
															9020	9034	14				
															9041	9063	22				
SSF-78	24-ene-04	U	1475	1157	1010	261	135	3,09	6,32			12	816	8	751	27	9038	9044	6	51	
																9055	9070	15			
																9075	9105	30			
	25-ene-04	T	2281	1578	1076	54,7			1,297			2575	46,1	912	84	146	31	9288	9296	8	8
	29-ene-04	U	1475	1151	1010	261	135	3,09	6,32	0,48	2999	12	816	8	751	27	9038	9044	6	51	
																9055	9070	15			
03-sep-00	U+T	1210												0		9038	9044	6	51		
															9055	9070	15				
															9075	9105	30				
02-jun-00	T	2010	1147	1053	260	338	4,69	3,47	1,4	9983	2,2	4993	40	2996	30	9288	9296	8	28		
															9300	9320	20				
13-dic-	T	2484	2246	1100	350			6,25	13,16		1246	8,5	1488	46	804	32	9288	9296	8	28	

P O Z O	FECHA	Z O N A	RESULTADOS DE LA INTERPRETACION										PRUEBA DE B'UP				INTERVALOS EVALUADOS			
			Pr	Pwf	Pb	K	DPs	IPa	IPide al	EF	Qmá x	D A Ñ O	Qt	BS W	Qo	API	DES DE	HAS TA	TOT AL	TOT AL PERF ORA DO
			psi	psi	psi	md	psi	b/d/ps i	b/d/ psi		b/d	S (TOTA L)	b/d	%	b/d	O	pies	pies	pies	pies
	99										2					9300	9320	20		
	28-nov-99	T	2393	1881	1053	304		2,36	7,29	0,32	4577	28	1248	40	749	30	9288	9296	8	28
	28-feb-99	T	2593	2137	1053	474		7,98	10,8	0,74	16990	7	3688	14	2775	31	9300	9320	20	20
	07-jun-97	T	2552	2060	1051	550	392	7,5	27	0,2	11455	12,5	2706	0	2076	32	9300	9320	20	20
	23-ago-07	U	2816	1610	1010	318	NR	0,95	2,3	0,41	2261	318	1152	8	1060	24	9064	9080	16	16
	10-may-04	T	Se realiza prueba estática Pws= 2180 psia y T= 220 F													9336	9370	34	34	
SSF-79	02-mar-03	T	2360	1958	1053	1202	145	6,2	16	0,39	10793	15,5	1488	78	327	29	9336	9370	34	34
	11-jun-99	T	2281	1980		1109		8,45	19,4	0,43	15459	7,5	2569	46	#IRE FI	27	9336	9370	34	34
	18-jul-98	T	2729	245	1053	552		8,66	11,5	0,75	19585	4	2462	40	1477	32	9336	9370	34	34
	10-may-92	U	3059	1690	1010				3,24			17,8	1329	0,3	1325	28	9064	9080	16	16
SSF-80	15-may-02	Ts+i	2144	1964	1053	650	146	0,49			823	> 20	1488	94	89	30	9252	9268	16	58
	06-may-02	Ti	2299	1748	1053	109	29	2,14	2,27	0,94	3,78	12,35	1128	76	271	30	9278	9304	26	26
	05-jun-97	T	2549	2325	1497	1770	80	10,6	17,1	0,59	20078	23,5	2390	50	1195	30	9290	9320	30	30
SSF-81	13-feb-00	Ts+i	2444	2253	2444	423	127	6,540	33,05	0,341	13889	11,11	1248	30	874	31	9320	9338	18	34
	11-feb-00	U	1384	1260	1010	280	81,36	5,79	16,7	0,96	7416	15	720	75	180	26	9074	9116	42	42
SSF-82	21-sep-07	U	2587	1813	2606	106	14	0,034	1826	0,55	2138	5,7	840	40	504	22	8996	9027	31	31
	14-mar-00	U+T	2217	1996	1030	90		13,83	2,61	1,46	7280	-3,8	1392	43	794	30	8996	9027	31	67
	09-mar-00	U+T	2502	1745	1030	70		1,64	3,78	9,43	3366	8	1248	38	774	30	9284	9320	36	67
	13-jun-99	U+T	2313	2109	1031	170		12,5	16,2	0,77	23274	-1,5	2652	30	1856	30	8996	9027	31	67
	02-jun-97	U	2357	1801	1004	123	364	2,88	1,47	1,96	8088	-3,5	2356	13	2050	27,5	8996	9027	31	31
SSF-83	15-jun-01	U															9378	9392	14	28
	03-abr-96	UI	1901	1470	1685	418	367	1,730	6,88			45,94	744	22	580	27	9378	9392	14	28
SSF-84	25-ago-08	U	1788	548	1100	29	876	0,26	0,98		366	14	312	18	256	29	9071	9082	11	31
	24-sep-05	U	1728	916,77	1010	76,63	431	0,480	0,683	0,620	648	4,99	408	1	404	23	9086	9106	20	31
SSF-85	16-oct-97	TS	2765	2538	2722	966	12	8,230	32,48	0,250	46300	29,35	1872	8	1722	30	9314	9346	32	32
	06-jun-94	TS	2605	2436	2720	243	60	13,27	78	0,17	3909	17,39	1584	3	1536	31	9314	9346	32	32
SSF-86	19-mar-07	U	1469	892	1471	5,37	250	0,98	1,53	0,53	1088	4,26	720	0,3	718	30	9058	9064	6	46
																	9070	9080	10	
																	9100	9120	20	
																	9070	9080	10	
																	9120	9126	6	
SSF-87	01-jun-00	T	2171	1575	1053	240	188	2,74	3,53	0,706	6509	-0,42	2105	30	1474	32	9278	9285	7	7
																	9302	9309	7	
SSF-88	30-nov-99	TI	2323	1622	2324	163	541	1,40	6,3	0,53	2890	13,57	1008	37	635	32	9278	9289	11	23
	03-abr-97	Us+ Ui	1389	538	1041	11,78		0,50	0,39	1,28	537	0,5	432	76	104	23	9294	9306	12	
																	9064	9080	16	42
																	9102	9128	26	

P O Z O	FECHA	Z O N A	RESULTADOS DE LA INTERPRETACION										PRUEBA DE B'UP				INTERVALOS EVALUADOS			
			Pr	Pwf	Pb	K	DPs	IPa	IPide al	EF	Qmá x	D A Ñ O	Qt	BS W	Qo	API	DES DE	HAS TA	TOT AL	TOT AL PERF ORA DO
			psi	psi	psi	md	psi	b/d/ps i	b/d/ psi		b/d	S (TOTA L)	b/d	%	b/d	O	pies	pies	pies	pies
SSF-89	18-sep-02	U	2152	1214	1010	47,9	431	0,92	1,7	0,54	1612	9,9	864	15	734	29	9080	9100	20	20
	08-sep-98	T	2610	2218	920	848		3,24	5,53	0,58	7134	23	1272	19	1030	29	9306	9316	10	10
	11-sep-98	U	2631	2262	1010	1338		3,84	1060	0,36	8414	23	1440	28	1037	23	9116	9138	22	22
	15-jun-97	T	2603	2065	1053	130	175	3,03	449	0,67	2603	17,5	1630	60	652	31	9306	9326	20	20
	13-jun-97	U	2639	2409	1009	1781	46	8,25	22,6	0,36	1805 9	10,5	1898	48	987	28	9116	9138	22	22
SSF-90	10-jun-10	Ti	2472,6	1743	1053	200	628	1,104			2147	14	813	36	520	32	9240	9250	10	10
	26-dic-96	Us+i	1894	1362	1010	494	269	1,56	3,21	0,49	2172	8,47	816	40	490	29	9114	9120	6	45
																	9132	9140	8	
9151																	9182	31		
SSF-91	19-mar-10	U	2487	1247	1010	221	296	0,48	0,63	0,76	955	>20	600	51	294	28	8912	8924	12	24
																	8930	8934	4	
																	8940	8948	8	
	22-feb-05	US	2459	1661	1010	148	347	1,097	1,113		2238	5,32	888	1,4	876	31	8912	8924	12	24
																	8930	8934	4	
8940																	8948	8		
14-sep-00	T	2161	1893	1053	246	220	5,5	29	0,28		16,3	1488	73	402	30	9180	9210	30	30	
14-ago-99	T	2352	2065	1053	626		5,85	7,56	0,77	1098 5	21	1680	65	588	20,4	9180	9210	30	30	
SSF-92	24-ene-00	TS+Ti	2257	1477	1053	671	691	1,4	13,14	0,61 4	2717	59	1128	15	959	32	8916	8920	4	48
																	8931	8952	21	
																	9180	9191	11	
06-dic-96	T basa l	2331	1902	1053	406	330	3,74	12,98	0,27	9800	27,95	1488	61	580	33	9246	9260	14	14	
SSF-93	30-jun-95	U	2967	2527	1010	1394	31	3,19	7,02	0,45	1507	10,2	1392	10	1253	29	8920	8928	8	8
SSF-94	28-jun-01	Us+Ui	3099	2545	1010	79	407	2,77	10,2	0,26 1	8174	12	1536	77	353	26	9114	9120	6	45
																	9132	9140	8	
																	9151	9182	31	
	17-ene-01	Us+Ui	3100,69	2538,5	1300	77,57 5	293,1 8	2,157	4,667	0,47	6159	13,56	#IRE FI	73	318	28	9114	9120	6	45
																	9132	9140	8	
9151																	9182	31		
09-may-97	Us+Ui	3416	2372	1011	119	651	1,31	3,48	0,37	3884	14	1368	40	821	28	9114	9120	6	45	
																9132	9140	8		
09-abr-97	Us+Ui	3459	2732	1136	752	467	1,81	5,07	0,35	3459	12,49	1320	40	792	16,5	9114	9120	6	45	
SSF-95	23-abr-96	Ts	2357	1849	1053	121	218	1,97	2,78	0,71	8769	11,15	1392	5	1322	30	9320	9328	8	18
																	9333	9343	10	
SSF-96H	26-jun-05	Us	2285	2004	1010	185	22	3,58	3,89	0,92	6067	4,55	1008	67	333	23	9940	9960	20	79
																	1000 0	1002 7	27	
																	1009 4	1012 6	32	
05-jun-03	Ui	2022	1459	1300	350	173	2,15	3,12		1200	6,5	1200	20	960	20,3	1009 4	1012 6	32	32	
19-mar-02	T	1410	1272	1053	190	115	7,66	5,76	1,33	8334	2,78	2184	73	590	28	1093 0	1096 2	32	32	
SSF-97	07-dic-08	Ti	2545	2081	1053	346	324	3,67	12,17	0,3	7081	13	1704	13	1483	33	9340	9370	30	30
SSF-98D	03-mar-06	U	1405	1287	1053	311	68	3,25	7,68	0,42	3105	10	984	64	354	30,0 0	9455 ,5	9483 ,5	28	58
																	9500	9530	30	

P O Z O	FECHA	Z O N A	RESULTADOS DE LA INTERPRETACION										PRUEBA DE B'UP				INTERVALOS EVALUADOS				
			Pr	Pwf	Pb	K	DPs	IPa	IPide al	EF	Qmá x	D A Ñ O	Qt	BS W	Qo	API	DES DE	HAS TA	TOT AL	TOT AL PERF ORA DO	
			psi	psi	psi	md	psi	b/d/ps i	b/d/ psi		b/d	S (TOTA L)	b/d	%	b/d	O	pies	pies	pies	pies	
	23-ene-10	Ti	2200	1750	1053	138	365	1,28	6,77	0,2	2214	20	576	81	110	31	1037 4	1041 4	40	40	
	20-nov-08	Ui	1444	1324	1010	940	63	10,15	27,4	0,37	9187	14	1015	6	954	28	1012 0	1012 6	6	45	
	15-nov-08	Ui	REALIZAN 2 CORRIDAS SIN ÉXITO: LA 1ERA DEL 05 AL 10 NOV 2008 Y LA 2DA DEL 10 AL 15 NOV-2008.														1015 7				
	21-abr-06	Ti	2289	1987	1053	300	165	2,9	6,5	0,45	5349	>10	888	25	666	34	1037 4	1041 4	40	80	
																	9229	9269	40		
SSF-110 D	02-ago-09	Ui	1926	1357	1010	162	194	1,47	2,24	0,66	1918	38	840	77	193	29,0	9769	9775	6	19	
																	9782	9786	4		
																	9802	9811	9		
	29-jul-07	Ui	1858	1322	1891	49	48,89	0,879	0,962		1331	-0,1	480	32	326	27,5	9769	9775	6	19	
																	9782	9786	4		
																	9802	9811	9		
	06-jul-06	Ui	2008	1463	1010	275	308	0,88	2,03	0,43	1371	13	480	40	288	27	9799	9811	12	20	
																	9821	9829	8		
SSF-111 D	11-ene-10	T	2083	2090	1053	30	809	0,69	2,87	0,24	1124	10	744	74	194	28	9834	9854	20	52	
																	9868	9878	10		
																	9890	9896	6		
																	9900	9916	16		
																	9834	9854	20		
																	9868	9878	10		
																	9890	9896	6		
																	9900	9916	16		
																	9643	9647	4		
																	9654	9668	14	28	
																	9688	9698	10		
																	9643	9647	4		
																9654	9668	14	28		
																9688	9698	10			
	23-sep-05	T	2215,4	1685,77	1053	211,94		2,6	6,8	1,008	4764	-0,1	1440	1,2	1423	29	9834	9854	20	52	
																	9868	9878	10		
																	9890	9896	6		
																	9900	9916	16		
																	9643	9647	4		
																	9654	9668	14	28	
																	9688	9698	10		
SSF-116 D	30-abr-10	Ts	2112	1148	1053	24	-38	0,24	0,23	1,04	408	0,3	240	1	237	32	9795	9806	11	11	
SSF-118 D	13-may-11	Ui	1957	1071	1010	56,5		0,6859	0,6747	0,576	1025	11,5	600	2	588	30	9360	9374	14	24	
																	9392	9402	10		
	13-nov-08	Ti	2509	2081	1053	385	202	2,74	5,2	0,52	5432	5,4	1176	39	718	33	9640	9652	12	12	
SSF-119 D	15-nov-09	Ti	2497	2270	1053	410	42	6,34	7,78	0,81	12497	1,9	1440	21	1138	31,0	9797	9803	6	16	
																	9808	9812	4		
																	9816	9822	6		
SSF-122 D	15-nov-08	Ti	2565	2414	1053	1582	52	13,19	20,1	0,65	26728	13	1992	7	1853	32,3	9629	9635	6	24	
																	9640	9653	13		
																	9660	9665	5		
SSF-127 D	19-dic-08	Ui	3293	2265	1013	433		1,14			1550	7,41				9636	9660	24	24		
SSF-129 D	24-may-09		Cia Schlumberger no entrega interpretacion.																		
SSF-133 D	26-ene-11	Ti	2367	2213	1562	322	-68,5	4,76				-2,6	960	47	509	29,30	9849	9869	20	20	
SSF-140 D	14-ago-11	Ui	1539	1014	1072	350		1,31	1,59	0,26	1658	18	431	23	331,8	24	9359	9379	20	41	
																	9399	9420	21		
SSF-	16-ene-		Cia Schlumberger no entrega interpretacion.																		

P O Z O	FECHA	Z O N A	RESULTADOS DE LA INTERPRETACION										PRUEBA DE B'UP				INTERVALOS EVALUADOS				
			Pr	Pwf	Pb	K	DPs	IPa	IPide al	EF	Qmá x	D A Ñ O	Qt	BS W	Qo	API	DES DE	HAS TA	TOT AL	TOT AL PERF ORA DO	
			psi	psi	psi	md	psi	b/d/ps i	b/d/ psi		b/d	S (TOTA L)	b/d	%	b/d	O	pies	pies	pies	pies	
164 D	11																				
AGU -01	12- may-01	U	3133	2013	1010	103	690	0,8	2,33	0,35 6	2271	6,2	898	54	413	23	9276 9290	9286 9298	10 8	18	
	21- jul-98	U	3388	2366	1010	149	407	0,86	1,49	0,58	1006	18,8	857	67	283	20,6	9276	9286	10	10	
AGU -03	27- may-98	U	3357	2315	1010		163	1,24	2,88	0,43	3297	14,22	1344	44	753	26	9198	9220	22	22	
	08- abr-96	T	3331	1725	1053		38	0,78				> 20	1247	3	1210	28	9422	9432	10	10	
AGU -08	01- jun-10	Us	2319	647	1011	41,4	1368	0,17	0,26		334	42,4	308	46	166	34	9100 9115	9110 9125	10 10	20	
	05- abr-10	Us	2300	740	1110	24	992	0,17	0,47	0,36	292	12	268	27	196	34	9100 9115	9110 9125	10 10	20	
	09- sep-09	U	3305	979	1010	15,6	1209	0,22	0,47	0,47	576	10	528	21	417	32,9	9100 9115 9183	9110 9125 9191	10 10 8	28	
	13- sep-09	U	3215	806	1140	12	1043	0,12	0,21	0,57	302	5,5	288	13	251	32	9100 9115	9110 9125	10 10	20	
	10- jun-05	U	3348, 26	577,5 4	1140	170	2681, 39	0,098	1,984	0,04		5,57	264	29	187	28	9183 9199	9199 9202	16 3	19	
	31- ago-10	Us	3157	1961	860	240,2 3	1043	0,8428 09		0,43	2337	52	1008	64	363	28	9120	9130	10	10	
25- may-05	Us	3322	2464	1140	1484	696	1,12	5,9	0,18	3071	>20	960	32	653	27	9120	9130	10	10		
AGU -10	12- jun-11	U	3064	1228	1010	32	1642	0,21	0,195	0,67	575	29	384	28	276	27,2	9142	9146	4	4	
	09- ago-07	U	3284	1864	1010	213	591	0,71	1,22	0,58	1943	2,50	1008	45	554	25	9166	9180	14	14	
	03- dic-05	T	3046	1389	1053	75,0		0,261	0,465	0,56	711	12,52	432	32	294	23	9371	9385	14	14	
AGU -11D		Ui	POZO POR RECUPERAR ELECTRONICAS, SIN ESPACIO EN LOCACION										1642	0,3	1637		29,2 0				
AGU -12D		Ui	POZO CON ELECTRONICAS ESPERANDO CIERRE																		
AGU -RW 03D	29- ago-11	Ti	2794	1943	1053	28	335	0,94	0,68	0,37	1842	3	696	93	647	27	1018 0	1020 0	20	20	
AGU -15D	29- ago-11	Ui	3019, 8	1520	1010	4,2		0,104	0,104	0,62	270	-1,3	168	17	139	26,6	9650	9685	35	35	
AGU -17D	29- ago-11	Ts	3282	1564	1053	17	889	0,265	0,297	0,72	703	15	504	25	378	30,0	9558 9576	9572 9588	14 12	26	
DRG -01	10- abr-08	Ui	2316	1471	1010	169,0	140	1,08	1,29	0,84	1935	1,25	912	0,6	907	27	9608	9622	14	14	
	11- dic-07	Ui	2648	1333	1170	162	69	1,001			1750	-6,9	936	0,5	931	28	9608	9622	14	14	
	02- oct-07	Ui	2610	1725	1010	140	23	1	1,03	0,97	2113	0,21	888	1	879	26	9608	9622	14	14	
	12- oct-07	US	3376	1220	1010	57	1161	0,31	0,91	0,42	840	4	600	20	480	28	9575	9581	6	6	
	24- sep-07	TS+ Ti	3077	812	1053	4,2	81	0,21	0,22	0,95	545	0,20	480	39	293	33	9724 9734 9744 9784	9730 9740 9756 9809	6 6 12 25	49	
DRG -02	31- jul-09	Ti	2936	2298	1050	242	392	1,73	4,48	0,38	4141	11,60	1104	76	265	30,9	9777	9787	10	10	
	25- jul-09	Ti	2975	1309	1050	137	705	0,1	0,17	0,59	242	5	168	41	99	29	9777	9786	9	9	
DRG -10D	01- may-09	Ui	2711	667	420	24,4	923	0,13	0,23	0,56	319	-1,9	264	60	106	27	1019 8 1022 4	1020 6 1024 2	8 18	26	
	10- jul-10	Ui	2337, 99	997,7 7	420	9,97	250	0,079	0,66	0,66	288, 05	2,19	192	52	92,1 6	27	1018 4 1019 8	1019 8 1020 8	14 8	40	

P O Z O	FECHA	Z O N A	RESULTADOS DE LA INTERPRETACION										PRUEBA DE B'UP				INTERVALOS EVALUADOS			
			Pr	Pwf	Pb	K	DPs	IPa	IPide al	EF	Qmá x	D A Ñ O	Qt	BS W	Qo	API	DES DE	HAS TA	TOT AL	TOT AL PERF ORA DO
			psi	psi	psi	md	psi	b/d/ps i	b/d/ psi		b/d	S (TOTA L)	b/d	%	b/d	O	pies	pies	pies	pies
																8	6			
																1022 4	1024 2	18		
DRG -N1	29- may-11	UI	1521	640,3 8	1010	309		0,58		0,73	661	10	480	34	317	27	9476	9494	18	18
	22- mar-09	UI	2848	2419	1010	300	429	3,6	6,2	0,58	8440	5,5	1560	80	1435	27	9476	9494	18	18
	17- mar-09	TI	2854	1914	1053	4,1	-360	0,92	0,66	1,39	2110	-1,9	864	42	501	30	9690 9724	9696 9736	6 12	18
	13- mar-09	HS	4183	2729	550	142	574	0,89	1,47	0,6	3442	5	1296	35	842	28	9854	9866	12	12
DRG -N3D	09- mar-11	UI	1510	855	627	89	226	0,32	0,49	0,49	387	3,84	192	38, 8	117, 5	25	1013 0	1014 7	17	17
DRG -N6D	28-dic- 09	UI	2301	1893	420	108	235	2,84	6,65	0,42	5724	2,6	1152	2	1129	28	9980	1000 4	24	24
DRG -N11 D	15-nov- 10	UI	1645	1459	505	359	67,61	3,692	0,14	0,14	5237	6,97	720	21	569	29,8	9859	9890	31	31
DRG -N15 D	03- mar-10	UI	2253	1840	420	405	223	2,55	5,55	0,46	5091	12	1056	6	993	25,5	9905	9920	15	41
																	9932	9950	18	
																	9962	9970	8	
DRG -N20 D	15-jun- 10	Ui	2083	1638	420	106,7		1,1347			2429	-1,047	864	4	830	26,9	1015 4	1017 2	18	
	09-jun- 10	Ui	2053, 21	1599, 35	1010	157		1,1042			2147	80	480	34	317	26,4	1018 0	1018 8	8	8
DRG -E01	23-feb- 09	T	3254	2003	1050	44	16	0,76	1	0,76	1973	7	960	12	845	29	9714	9720	6	6
	18-feb- 09	HS	4049	1371	ND	37,8	16	0,2	0,42	0,47	733	7	552	55	249	29	9848	9868	20	20
	10-feb- 09	U	2838	2642	1010	225	16	4,89	4,52	1,08	1140 8	0,57	960	4	922	27	9470 9496	9480 9512	10 16	26
DRG -ESD	15-nov- 09	HS	4100	864	550	12	1727	0,022	0,047	0,46	81	6,8	72	27	52	27	1025 6	1026 8	12	12
	11-nov- 09	Ui	2625	2329	1065	716	249,1 7	3,15	3,57	0,88	7652	5,74	1056	77	243	27	9882	9894	12	12
	09-nov- 09	UI	2626	2301	1010	282	172	3,24	6,9	0,47	6853	8,8	1056	86	148	27	9882	9894	12	12
DRG -E8D	07-oct- 10	TI	2665	2210	600	43,3	-114,9	3,15	-	-	7556	-2,7	1434	-	-	-	1026 3	1027 4	11	11
CDZ- 01	04-dic- 09	UI	2491	1537	1200	904		0,35	0,41	0,85	663	>20	336	22	262	18,0	9626	9634	8	20
																	9656	9662	6	
																	9666	9672	6	
	29-nov- 09	TI	2783	2127	1310	1120	330	0,95	1,90	0,5	2011	20	624	34	412	18,4	9874 9894	9880 9904	6 10	16
	20-nov- 09	UI	3413	1334	1200	23	93	0,23	0,24	0,96	643	0,95	480	12	422	18,0	9626	9634	8	20
																	9656	9662	6	
9666																	9672	6		
CDZ- 15E	08-nov- 08	Hs	4102	1257	550	58	1074	0,48	0,96	0,5	1734	1,8	1032	42	599	26	9844 9858	9852 9866	8 8	16
	06-abr- 06	US	3414	2753	1010	700	449	1,8	5,7	0,32	5379	13	1200	58	504	31,4	9362	9374	12	12

FUENTE: Departamento Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi. EP_Petroecuador.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

ANEXO No. 6

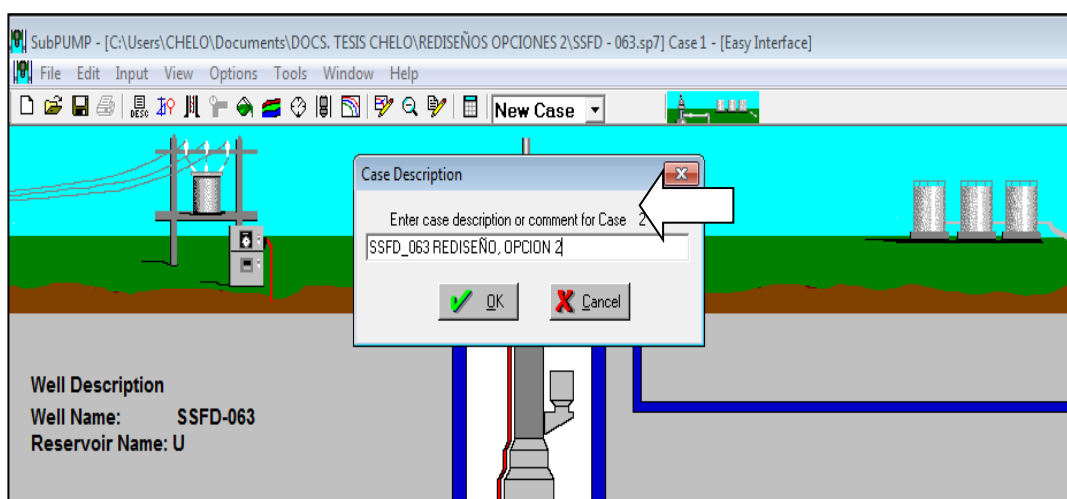
**PROCEDIMIENTO DE INGRESO DE DATOS AL SOFTWARE
SUBPUMP 7.0 (MODO RIGUROSO)**

5.1 PROCEDIMIENTO PARA EL REDISEÑO DEL SISTEMA ELECTROSUMERGIBLE USANDO SUBPUMP 7.0.

A continuación se detalla el proceso para realizar el rediseño de un sistema electrosumergible a partir del análisis nodal realizado en el capítulo 3, utilizando el Software SUBPUMP 7.0.

1. Utilizando el análisis nodal del pozo (SUBPUMP 7.0), vamos a crear un nuevo caso (Caso 2), en donde vamos a ingresar los nuevos parámetros del pozo.

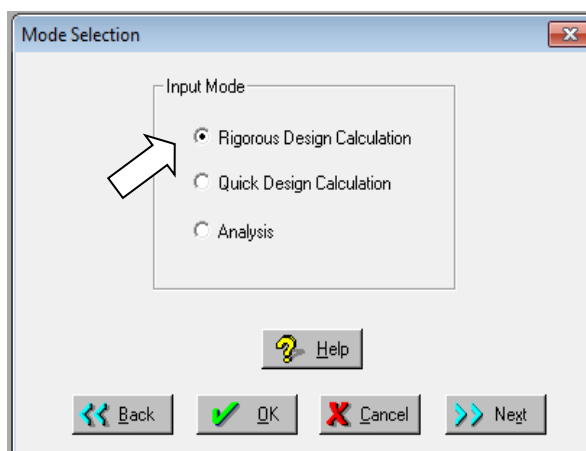
Figura A.5.1 Interfase Subpump 7.0.



Fuente: Software SubPUMP, Diseño SSF-63 (Opción 2).

2. Seleccionamos en la ventana de entrada la opción: "Rigorous Desing Calculation".

Figura A 5.2 Interfase Subpump 7.0.



Fuente: Software SubPUMP, Diseño SSF-63 (Opción 2).

3. El siguiente paso es ingresar 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 del pozo. Aquí hay que tener en cuenta el tipo de pozo en cuanto a determinar si es vertical, direccional u horizontal para establecer la correlación (**wellbore correlation**) a usar.

NOTA: Estas condiciones van a mantenerse para el rediseño de nuestro equipo.

Figura A.5.3 Interfase Subpump 7.0.

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

- Well Data:** Directional Survey | Gas Lift
- Wellbore Correlation:** Hagedorn & Brown (1963) (selected)
- Use Griffith & Wallis bubble flow equation
- Use Secondary Correlation below a depth of 0.00 ft
- Wellbore Correlation Table:**

Type	Bottom(MD)	Top(MD)	OD	ID	Rough
	ft	ft	in	in	in
1 Casing	9062.00		7.000	6.276	0.0006500
2 Tubing	8705.00	N/A	3.500	2.992	0.0006500
3					0.0006500
4					0.0006500
5					0.0006500
6					0.0006500
7					0.0006500
- Casing and Tubing Specifications Table:**

	OD	Weight	ID
<input type="radio"/> Casing	2.875	8.70	2.259
<input checked="" type="radio"/> Tubing	3.500	9.30	2.992
	3.500	12.80	2.764
	3.500	12.95	2.750
	3.500	15.80	2.548
	3.500	16.70	2.480
- Top of Perforation or datum point (MD):** 9014.00 ft
- Temperature:**
 - Reservoir: 218.0 °F
 - Wellhead: 80.0 °F
- Buttons:** Back, Help, OK, Cancel, Next
- Bottom of casing or tubing:** Min: 1.00 | Max: 45000.00

Fuente: Software SubPUMP, Diseño SSF_63 (Opción 2).

Elaborado por: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

4. Ahora vamos a caracterizar el fluido de la formación, para ello ingresamos 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.

NOTA: Estas condiciones también van a mantenerse para el rediseño de nuestro equipo.

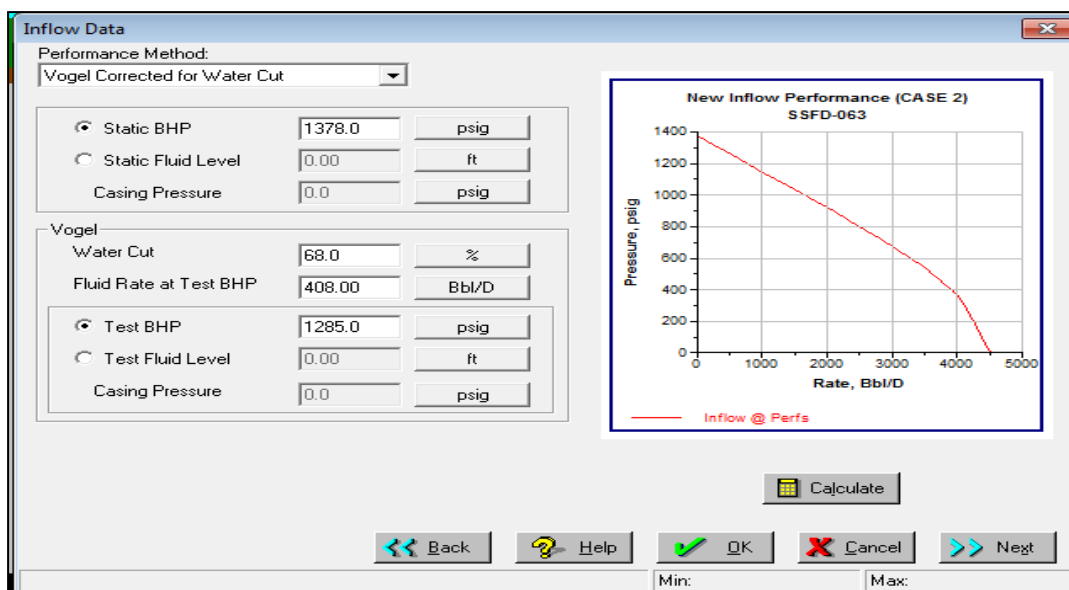
Figura A.5.4 Interfase Subpump 7.0.

Fuente: Software SubPUMP, Diseño SSF-063 (Opción 2).

Elaborado por: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

- Para obtener nuestra nueva curva IPR para el caso 2 del pozo, y tomando en cuenta que el corte de agua es considerable, vamos a utilizar la correlación de Vogel corregida por el corte de agua: **“Vogel Corrected for Water Cut”**. La nueva Pwf de la prueba de B´UP será: Pwf (prueba ultimo B´UP) + ΔP_s manteniendo la presión estática de reservorio, la tasa de producción de B´UP y el corte de agua, obtendremos nuestra nueva IPR, como se observa en al figura A 5.5

Figura A 5.5 Interfase Subpump 7.0.



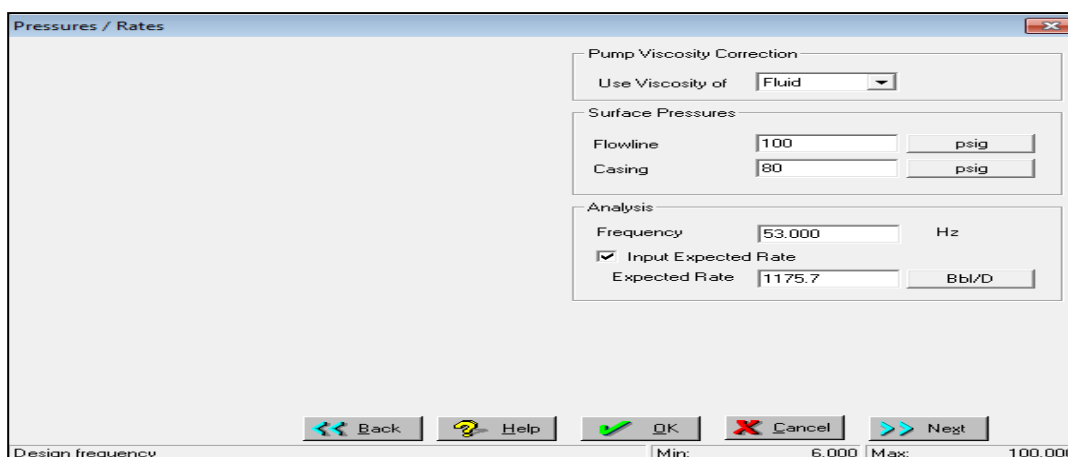
Fuente: Software SubPUMP, Diseño SSF-063 (Opción 2).

Elaborado por: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

- Ahora 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.

La frecuencia de diseño la estimamos de 53 Hz, con la finalidad de que a futuro sea posible incrementar la frecuencia de trabajo para incrementar la producción (Rango de frecuencia operacional: 45 – 65 Hz).

Figura A.5.6 Interfase Subpump 7.0.

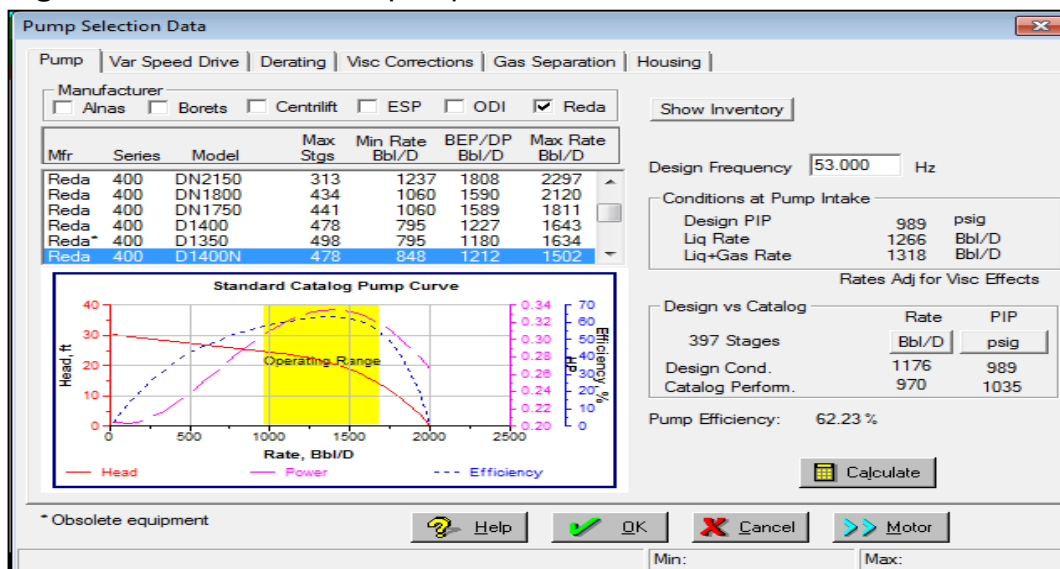


Fuente: Software SubPUMP, Diseño SSF-063 (Opción 2).

Elaborado por: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

- Finalmente, vamos a diseñar un equipo que pueda levantar la cantidad de fluido antes mencionada y que opere de la mejor manera dentro del rango óptimo.

Figura A.5.7 Interfase Subpump 7.0.



Fuente: Software SubPUMP, Diseño SSF_63 (Opción 2).

Elaborado por: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

ANEXO No. 7

**TABLAS DE PRESIONES CORREGIDAS AL DATUM DE LAS
ARENAS DE LOS CAMPOS DEL ÁREA SHUSHUFINDI**

TABLA A 7.1 Presiones corregidas al Datum de la Arena "U", Campo AGUARICO

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	P ws @ SENSOR	P ws @ MP	P ws @ DATUM	Pwf @ SENSOR	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
AGU001	7-ene-92	9285	9285	9000	9000	0,37	-	-	-	1970	2076,9	2035,3
AGU001	21-jul-98	9281	9281	9151	9151	0,36	3356	3404,1	3363,9	2366	2412,8	2372,6
AGU001	02-dic-97	9281	9281	9084	9084	0,39	3603	3681,9	3641,7	2653	2729,9	2689,7
AGU001	12-may-01	9287	9287	9167	9167	0,36	3131	3175,4	3133,2	2017	2060,2	2018,0
AGU001	11-jun-86	9285	9285	9130	9130	0,34	3347	3400,5	3359,0	2831	2883,0	2841,5
AGU001	30-jul-91	9285	9285	9175	9175	0,33	3312	3349,6	3308,0	2161	2197,5	2155,9
AGU001	9-ene-78	9285	9285	9100	9100	0,32	3332	3393,1	3351,5	2820	2879,2	2837,7
AGU001	20-jun-75	9285	9285	9150	9150	0,33	3437	3482,9	3441,4	3115	3159,6	3118,0
AGU001	14-feb-81	9285	9285	9140	9140	0,33	3258	3307,3	3265,8	2753	2800,9	2759,3
AGU001	15-ago-78	9285	9285	9140	9140	0,33	3215	3264,3	3222,8	2660	2707,9	2666,3
AGU001	15-abr-80	9285	9285	9140	9140	0,33	3326	3375,3	3333,8	2823	2870,9	2829,3
AGU001	12-sep-81	9285	9285	9170	9170	0,33	3268	3307,1	3265,6	2693	2731,0	2689,4
AGU001	29-oct-81	9285	9285	9200	9200	0,33	3236	3265,0	3223,4	2653	2681,1	2639,6
AGU001	4-nov-81	9285	9285	9200	9200	0,35	-	-	-	2772	2801,8	2760,2
AGU001	4-jul-83	9285	9285	9100	9100	0,34	-	-	-	2516	2578,1	2536,6
AGU002	8-may-80	9260	9260	9150	9150	0,33	3764	3801,4	3751,1	1868	1904,3	1854,0
AGU002	5-nov-81	9260	9260	9150	9150	0,33	-	-	-	1848	1884,5	1834,2
AGU002	24-ago-84	9260	9260	9100	9100	0,43	-	-	-	3189	3257,3	3206,9
AGU002	11-sep-81	9260	9260	9150	9150	0,33	3616	3653,5	3603,1	1848	1884,4	1834,0
AGU002	1-jul-84	9260	9260	9050	9050	0,33	-	-	-	2066	2135,5	2085,2
AGU002	13-oct-83	9260	9260	9130	9130	0,34	-	-	-	1343	1387,0	1336,6
AGU002	11-may-84	9260	9260	9140	9140	0,35	-	-	-	1401	1443,3	1393,0
AGU002	30-nov-79	9270	9270	9100	9100	0,34	3692	3752,2	3698,5	2468	2526,5	2472,8
AGU002	14-jul-84	9260	9260	9150	9150	0,37	-	-	-	2264	2305,0	2254,7
AGU002	6-ago-83	9260	9260	9120	9120	0,33	-	-	-	1487	1533,4	1483,1
AGU002	25-jul-83	9270	9270	9120	9120	0,33	-	-	-	1490	1540,1	1486,3
AGU002	7-abr-84	9260	9260	9050	9050	0,35	-	-	-	1312	1384,9	1334,6
AGU002	23-oct-88	9257,5	9257,5	9162	9162	0,36	3568	3603,3	3553,9	2467	2501,4	2451,9
AGU002	8-oct-85	9270	9270	9200	9200	0,37	3547	3573,6	3519,9	2638	2663,9	2610,2
AGU003	07-ago-82	9217	9217	9100	9100	0,33	3322	3361,9	3314,1	2682	2720,8	2672,9
AGU003	21-abr-89	9209	9209	9150	9150	0,36	3482	3503,8	3458,7	2380	2401,2	2356,2
AGU003	29-mar-82	9217	9217	9100	9100	0,33	3288	3327,8	3279,9	2537	2575,6	2527,7
AGU003	11-ene-90	9209	9209	9150	9150	0,38	-	-	-	2456	2478,2	2433,1
AGU003	01-ene-83	9217	9217	9014	9014	0,34	-	-	-	1734	1802,3	1754,5
AGU003	29-nov-89	9209	9209	9100	9100	0,37	-	-	-	2410	2450,5	2405,5
AGU003	04-oct-97	9209	9209	9076	9076	0,36	3524	3572,8	3527,7	2445	2492,5	2447,4
AGU003	08-jun-84	9217	9217	9140	9140	0,37	-	-	-	2360	2388,2	2340,4
AGU003	10-mar-85	9217	9217	9100	9100	0,40	-	-	-	2246	2292,7	2244,9
AGU003	12-jul-88	9218	9218	9150	9150	0,36	3244	3269,2	3221,0	2240	2264,5	2216,3
AGU003	6-nov-81	9125	9125	9100	9100	0,34	-	-	-	2571	2579,5	2563,0
AGU003	27-may-98	9209	9209	8848	8848	0,36	3277	3410,6	3365,5	2235	2365,0	2319,9
AGU003	07-jul-88	9217	9217	9150	9150	0,34	-	-	-	2144	2166,7	2118,9
AGU003	20-jul-88	9217	9217	9150	9150	0,37	-	-	-	2300	2325,1	2277,3
AGU003	22-mar-92	9209	9209	9000	9000	0,26	-	-	-	2221	2275,3	2230,3
AGU003	14-may-90	9209	9209	9150	9150	0,35	-	-	-	2388	2408,4	2363,3
AGU003	09-jul-09	9209	9209	8213	8213	0,38	-	-	-	1268	1645,1	1600,0
AGU003	13-ago-09	9209	9209	8213	8213	0,38	-	-	-	1279	1656,1	1611,0
AGU003	15-oct-09	9209	9209	8213	8213	0,38	-	-	-	1284	1658,7	1613,6
AGU003	09-nov-09	9209	9209	8213	8213	0,38	-	-	-	1308	1682,5	1637,4
AGU003	18-dic-09	9209	9209	8213	8213	0,38	-	-	-	1316	1693,1	1648,0
AGU003	18-dic-09	9209	9209	8213	8213	0,38	-	-	-	1316	1693,1	1648,0
AGU003	04-mar-10	9209	9209	8213	8213	0,37	-	-	-	1349	1718,1	1673,0
AGU003	01-abr-10	9209	9209	8213	8213	0,38	-	-	-	1359	1736,1	1691,0
AGU003	03-may-09	9209	9209	8213	8213	0,38	-	-	-	1374	1751,1	1706,0
AGU003	01-abr-10	9209	9209	8213	8213	0,36	-	-	-	1375	1729,2	1684,1
AGU003	03-jun-10	9209	9209	8213	8213	0,39	-	-	-	1457	1843,1	1798,0
AGU003	09-jun-11	9209	9209	8213	8213	0,38	-	-	-	1467	1843,9	1798,9
AGU003	22-oct-10	9209	9209	8213	8213	0,38	-	-	-	1624	2005,5	1960,4
AGU004	12-mar-82	9094,5	9094,5	9000	9000	0,31	3509	3540,2	3547,2	2201	2230,3	2237,3
AGU004	26-ago-74	9208	9208	9200	9200	0,31	3813	3815,6	3783,9	3624	3626,5	3594,9

POZO	FECHA	PROF. MP	PROF. MP	PROF. SENSOR	PROF. SENSOR	GRAD DE PRESIÓN	P ws @	P ws @	P ws @	Pwf @	Pwf @	Pwf @
		(MD)	(TVD)	(MD)	(TVD)	FLUYENTE	SENSOR	MP	DATUM	SENSOR	MP	DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
AGU004	21-jun-75	9208	9208	9200	9200	0,33	3505	3507,7	3476,1	3281	3283,6	3252,0
AGU004	11-jul-84	9205,5	9205,5	9150	9150	0,43	-	-	-	3105	3128,9	3098,1
AGU005	19-ene-78	9122,5	9122,5	9200	9200	0,33	3435	3408,7	3389,9	3240	3214,4	3195,7
AGU005	12-sep-80	9122,5	9122,5	9120	9120	0,32	3301	3301,8	3283,1	2915	2915,8	2897,1
AGU006	08-abr-74	9283,5	9283,5	9099	9099	0,39	3651	3724,8	3669,0	3055	3127,0	3071,2
AGU008	05-abr-10	9112,5	9112,5	8354	8354	0,35	2005	2281,2	2268,3	445	713,6	700,7
AGU008	27-mar-80	9196,5	9196,5	9000	9000	0,42	3470	3554,5	3513,0	2612	2694,5	2653,0
AGU008	28-mar-79	9196,5	9196,5	9120	9120	0,29	3534	3557,0	3515,5	2250	2272,3	2230,7
AGU008	17-jul-84	9196,5	9196,5	8450	8450	0,34	-	-	-	1884	2137,8	2096,3
AGU009	14-nov-94	9160	9160	9000	9000	0,34	3369	3425,4	3394,2	2351	2405,8	2374,6
AGU009	10-mar-75	9146	9146	9170	9170	0,32	3651	3643,1	3616,7	3541	3533,3	3506,9
AGU009	25-may-05	9125	9125	8960	8960	0,36	3254	3314,8	3295,6	2396	2455,2	2436,0
AGU009	31-ago-10	9125	9125	9030	9030	0,39	3157	3194,8	3175,5	1961	1997,8	1978,6
AGU009	16-may-74	9146	9146	9150	9150	0,32	3713	3711,7	3685,3	3372	3370,7	3344,4
AGU009	25-jun-77	9146	9146	9139	9139	0,32	3490	3492,3	3465,9	3204	3206,2	3179,9
AGU009	20-jul-81	9146	9146	9080	9080	0,34	3326	3349,1	3322,7	2982	3004,4	2978,1
AGU009	17-sep-10	9125	9125	8055	8055	0,40	-	-	-	1503	1933,1	1913,8
AGU009	20-oct-10	9125	9125	8055	8055	0,40	-	-	-	1598	2024,3	2005,0
AGU009	25-nov-10	9125	9125	8055	8055	0,41	-	-	-	1607	2042,9	2023,7
AGU009	16-sep-11	9125	9125	8065	8065	0,41	-	-	-	1622	2053,8	2034,6
AGU009	14-dic-10	9125	9125	8055	8055	0,41	-	-	-	1624	2059,9	2040,7
AGU010	12-jun-11	9144	9144	8978	8978	0,36	3064	3124,6	3099,1	1228	1287,0	1261,4
AGU010	28-ago-94	9149	9149	8652	8652	0,39	3336	3534,8	3507,5	1310	1503,8	1476,6
AGU010	09-ago-07	9173	9173	8938	8938	0,37	3188	3277,4	3242,0	1768	1855,1	1819,6
AGU010	21-dic-87	9160	9160	9067	9067	0,33	3376	3408,0	3377,0	1380	1411,1	1380,1
AGU010	15-abr-91	9169	9169	9020	9020	0,40	3352	3412,8	3378,8	2510	2569,4	2535,3
AGU010	26-ago-84	9169	9169	9040	9040	0,33	3097	3141,0	3107,0	1630	1672,7	1638,7
AGU010	07-mar-80	9169	9169	9100	9100	0,37	3214	3239,9	3205,9	2935	2960,3	2926,2
AGU010	04-sep-89	9155	9155	9003	9003	0,37	3343	3400,2	3370,8	2196	2251,6	2222,3
AGU010	27-ago-80	9169	9169	9110	9110	0,29	3284	3301,7	3267,6	2866	2883,1	2849,0
AGU010	28-oct-90	9160	9160	9050	9050	0,43	-	-	-	2316	2363,3	2332,3
AGU010	3-jun-88	9169	9169	9100	9100	0,36	-	-	-	2496	2520,8	2486,7
AGU010	20-oct-84	9205,5	9205,5	9150	9150	0,33	-	-	-	2640	2658,4	2611,9
AGU010	16-sep-81	9169	9169	9100	9100	0,33	3253	3276,5	3242,4	2846	2868,8	2834,7
AGU010	24-nov-81	9169	9169	9100	9100	0,33	3251	3274,5	3240,4	2880	2902,8	2868,7
AGU010	01-abr-82	9169	9169	9100	9100	0,33	3283	3306,5	3272,4	2869	2891,8	2857,7
AGU010	22-dic-85	9169	9169	9150	9150	0,37	-	-	-	2857	2864,0	2830,0
AGU010	10-jun-88	9160	9160	9150	9150	0,36	-	-	-	2395	2398,6	2367,6
AGU010	06-sep-83	9169	9169	9150	9150	0,34	3253	3259,555	3225,5	2997	3003,4	2969,3
AGU010	18-nov-86	9169	9169	9150	9150	0,43	-	-	-	2661	2669,2	2635,1
AGU010	12-oct-11	9144	9144	8944	8944	0,38	-	-	-	1144	1220,8	1195,2
AGU010	15-sep-11	9144	9144	8944	8944	0,38	-	-	-	1154	1230,8	1205,2
AGU010	18-abr-10	9158	9158	9069	9069	0,41	-	-	-	1354	1390,9	1360,6
AGU010	02-abr-09	9158	9158	9043	9043	0,41	-	-	-	1415	1461,8	1431,5
AGU010	13-feb-09	9158	9158	9043	9043	0,41	-	-	-	1423	1469,9	1439,5
AGU010	10-mar-09	9158	9158	9043	9043	0,41	-	-	-	1435	1481,8	1451,5
AGU010	07-jul-09	9158	9158	9043	9043	0,41	-	-	-	1604	1650,8	1620,5
AGU010	08-nov-11	9144	9144	8944	8944	0,38	-	-	-	1834	1910,8	1885,2
AGU010	11-ago-09	9158	9158	9043	9043	0,41	-	-	-	1835	1881,8	1851,5
AGU015D	29-ago-11	9667,5	9190	9407	8928	0,35	3020	3113,2	3080,2	1520	1610,5	1577,6

FUENTE: Departamento de Ingeniería de Petróleos; Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

TABLA A 7.2 Presiones corregidas al Datum de la Arena "T", Campo AGUARICO

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	P cierre @ SENSOR	P cierre @ MP	P cierre @ DATUM	Pwf @ SENSOR	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
AGU003	06-nov-91	9427	9427	9000	9000	0,39	-	-	-	2380	2546,5	2531,5
AGU003	25-abr-86	9427	9427	8937	8937	0,39	3257	3445,1	3430,1	2092	2285,0	2270,0
AGU004	27-ago-74	9431	9431	9300	9300	0,34	3826	3869,2	3865,6	3631	3675,5	3671,9
AGU005	16-ene-78	9369	9369	9260	9260	0,34	3547	3583,0	3584,1	3147	3184,1	3185,2
AGU007	11-jun-84	9422	9422	9070	9070	0,38	-	-	-	1342	1475,8	1463,7
AGU007	11-jun-84	9422	9422	9350	9350	0,43	3533	3564,0	3551,9	1446	1477,0	1464,9
AGU009	08-abr-86	9378	9378	9248	9248	0,33	3285	3326,6	3325,1	1683	1725,9	1724,4
AGU009	08-dic-85	9378	9378	8900	8900	0,40	-	-	-	2876	3066,0	3064,5
AGU009	12-oct-85	9378	9378	9000	9000	0,40	-	-	-	2732	2884,6	2883,1
AGU009	24-may-85	9378	9378	9000	9000	0,40	-	-	-	2471	2621,2	2619,7
AGU009	05-oct-81	9378	9378	9270	9270	0,40	3805	3847,1	3845,6	3316	3359,2	3357,7
AGU009	06-abr-80	9378	9378	9150	9150	0,35	3246	3322,4	3320,9	3040	3118,7	3117,1
AGU009	24-jun-77	9378	9378	9215	9215	0,35	3495	3550,4	3548,9	3302	3359,1	3357,5
AGU010	03-dic-05	9378	9378	8985	8985	0,37	3039	3181,2	3179,9	1389	1535,2	1533,8
AGU010	21-feb-93	9381,5	9381,5	8900	8900	0,41	3211	3404,6	3402,0	2180	2378,4	2375,8
AGU010	31-dic-10	9378	9378	8944	8944	0,43	-	-	-	1271	1459,3	1458,0
AGU013D	13-ago-11	11088	9380	10574	8916	0,41	-	-	-	1919	2108,3	2114,2
AGU013D	9-sep-11	11088	9380	10574	8916	0,41	-	-	-	1972	2161,3	2167,3
AGU013D	10-oct-11	11088	9380	10574	8916	0,41	-	-	-	1979	2168,3	2174,3
AGU017D	29-ago-11	9573	9442	9386	9255	0,37	3282	3348,4	3335,5	1564	1632,3	1619,4

FUENTE: Departamento de Ingeniería de Petróleos; Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

TABLA A 7.3 Presiones corregidas al Datum de la Arena "U", SSF-Central

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	Pws @ SENSOR	Pws @ MP	Pws @ DATUM	Pwf @ SENSOR	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF009	05-jun-00	8962	8962	8900	8900	0,355	1390	1412,6	1444,6	1157	1179,0	1211,0
SSF009	15-jul-97	8965	8965	8900	8900	0,350	1695	1718,4	1749,3	1551	1573,7	1604,7
SSF009	01-abr-92	8965	8965	8900	8900	0,339	1924	1946,7	1977,5	1725	1747,0	1777,8
SSF009	27-mar-99	8965	8965	8900	8900	0,339	-	-	-	1707	1729,0	1759,8
SSF010	15-dic-92	9117	9117	8936	8936	0,342	1589	1652,6	1635,9	1405	1466,8	1450,1
SSF010	31-ago-01	9117	9117	8964	8964	0,348	1730	1784,8	1768,0	1483	1536,2	1519,5
SSF010	19-ene-00	9117	9117	8935	8935	0,354	1743	1809,3	1792,6	1422	1486,5	1469,8
SSF010	24-ene-00	9117	9117	8935	8935	0,343	1375	1439,3	1422,7	1114	1176,5	1159,9
SSF010	11-feb-93	9117	9117	9018	9018	0,400	1944	1984,6	1967,9	1516	1555,6	1538,9
SSF010	12-abr-91	9117	9117	9100	9100	0,310	2137	2142,4	2125,8	1682	1687,3	1670,6
SSF010	21-may-88	9117	9117	9150	9150	0,330	2487	2475,5	2458,7	1806	1795,1	1778,4
SSF010	11-jul-97	9117	9117	9100	9100	0,380	1990	1996,6	1979,9	1558	1564,5	1547,7
SSF010	18-feb-77	9117	9117	9000	9000	0,320	2406	2444,6	2427,9	1917	1954,4	1937,7
SSF010BD	07-dic-10	9215,5	9215,5	8998	8998	0,369	1769	1851,4	1804,8	1508	1588,2	1541,6
SSF010BD	06-oct-11	9208	9208	9012	9012	0,355	-	-	-	1033	1102,6	1058,6
SSF010BD	08-ago-11	9208	9208	9012	9012	0,365	-	-	-	1272	1343,5	1299,4
SSF010BD	03-jul-11	9208	9208	9012	9012	0,392	-	-	-	1282	1358,8	1314,8
SSF010BD	02-jun-11	9208	9208	9012	9012	0,384	-	-	-	1298	1373,4	1329,3
SSF010BD	26-mar-11	9208	9208	9012	9012	0,384	-	-	-	1328	1403,3	1359,2
SSF010BD	01-mar-11	9208	9208	9012	9012	0,392	-	-	-	1328	1404,8	1360,8
SSF010BD	27-feb-11	9208	9208	9012	9012	0,384	-	-	-	1332	1407,3	1363,2
SSF010BD	02-feb-11	9208	9208	9012	9012	0,384	-	-	-	1340	1415,3	1371,2
SSF010BD	04-ene-11	9208	9208	9012	9012	0,384	-	-	-	1373	1448,3	1404,2
SSF010BD	23-dic-10	9208	9208	9012	9012	0,382	-	-	-	1373	1447,9	1403,9
SSF011	25-dic-76	9171	9171	9150	9150	0,330	2559	2566,1	2533,8	2461	2467,9	2435,6
SSF011	13-ago-07	9113	9113	8966	8966	0,343	2345	2396,8	2384,4	922	972,4	959,9
SSF011	14-feb-86	9171	9171	9000	9000	0,335	3126	3184,9	3152,8	1301	1358,2	1326,1
SSF011	01-mar-78	9171	9171	9160	9160	0,320	2594	2597,6	2565,5	2293	2296,5	2264,4
SSF011	06-jul-10	9113	9113	8861	8861	0,402	-	-	-	1003	1104,3	1091,9
SSF011	30-may-10	9113	9113	8861	8861	0,396	-	-	-	1013	1112,9	1100,5
SSF011	08-nov-09	9113	9113	8861	8861	0,386	-	-	-	1019	1116,2	1103,8
SSF011	03-ene-09	9113	9113	8846	8846	0,376	-	-	-	1032	1132,5	1120,1
SSF011	11-feb-09	9113	9113	8846	8846	0,377	-	-	-	1043	1143,5	1131,1
SSF011	13-dic-09	9113	9113	8861	8861	0,386	-	-	-	1044	1141,2	1128,8
SSF011	13-dic-09	9113	9113	8861	8861	0,386	-	-	-	1044	1141,2	1128,8
SSF011	26-mar-09	9113	9113	8846	8846	0,376	-	-	-	1053	1153,5	1141,1
SSF011	06-may-09	9113	9113	8846	8846	0,376	-	-	-	1054	1154,5	1142,0
SSF011	11-mar-09	9113	9113	8846	8846	0,377	-	-	-	1055	1155,5	1143,1
SSF011	17-jul-09	9113	9113	8846	8846	0,380	-	-	-	1055	1156,3	1143,9
SSF011	26-ago-09	9113	9113	8846	8846	0,380	-	-	-	1061	1162,4	1149,9
SSF011	14-ago-09	9113	9113	8846	8846	0,380	-	-	-	1073	1174,3	1161,9
SSF011	07-jul-09	9113	9113	8846	8846	0,376	-	-	-	1081	1181,5	1169,0
SSF011	13-oct-10	9113	9113	8861	8861	0,402	-	-	-	1083	1184,3	1171,9
SSF012	07-abr-85	9155	9155	9100	9100	0,350	2370	2388,2	2385,5	1767	1786,3	1783,6
SSF012	29-abr-92	9155	9155	9050	9050	0,390	2751	2793,0	2790,3	2035	2076,0	2073,2
SSF012	04-mar-78	9155	9155	9128	9128	0,330	2574	2583,2	2580,5	1588	1596,9	1594,2
SSF017	20-jun-86	9179	9179	9000	9000	0,342	2148	2211,0	2179,0	1067	1128,2	1096,2
SSF017	01-may-81	9179	9179	9080	9080	0,339	2507	2541,6	2509,6	1614	1647,6	1615,6
SSF017	21-jun-09	9176	9176	8769	8769	0,404	-	-	-	1980	2144,4	2113,4
SSF017	15-feb-09	9176	9176	8769	8769	0,404	-	-	-	2072	2236,3	2205,4
SSF017	04-ene-09	9176	9176	8769	8769	0,404	-	-	-	2164	2328,3	2297,4
SSF018	15-mar-78	9236	9236	9210	9210	0,331	2334	2342,9	2302,4	1315	1323,6	1283,1
SSF019	02-jul-95	9007	9007	8577	8577	0,370	1309	1472,6	1490,9	854	1013,3	1031,6
SSF019	10-feb-95	9015	9015	8840	8840	0,390	1612	1682,0	1697,6	1129	1197,3	1212,9
SSF019	17-may-77	9015	9015	8970	8970	0,320	2232	2246,9	2262,5	2052	2066,4	2082,0
SSF019	09-nov-74	9015	9015	9050	9050	0,322	2572	2560,4	2576,0	2389	2377,7	2393,4
SSF019	08-may-78	9015	9015	8990	8990	0,322	2201	2209,3	2224,9	1974	1982,1	1997,7
SSF037	24-mar-08	9310	9310	9120	9120	0,387	2674	2749,4	2668,8	1813	1886,5	1805,9
SSF037	06-ene-09	9310	9310	8286	8286	0,409	-	-	-	1072	1491,0	1410,4
SSF037	11-feb-09	9310	9310	8286	8286	0,403	-	-	-	1134	1546,8	1466,2

POZO	FECHA	PROF.	PROF.	PROF.	PROF.	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	Pws @	P ws @	P ws @	Pwf @	Pwf @	Pwf @
		MP (MD)	MP (TVD)	SENSOR (MD)	SENSOR (TVD)		SENSOR	MP	DATUM	SENSOR	MP	DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF037	06-mar-09	9310	9310	8286	8286	0,409	-	-	-	1175	1594,0	1513,4
SSF042	06-mar-77	9078	9078	9030	9030	0,320	2305	2320,8	2323,6	1881	1896,4	1899,1
SSF042	25-jun-78	9078	9078	8876	8876	0,330	-	-	-	1808	1874,7	1877,4
SSF042B	02-abr-99	9047	9047	8826	8826	0,375	2443	2528,1	2541,7	1668	1750,9	1764,5
SSF042B	01-abr-92	9047	9047	9000	9000	0,390	2693	2711,8	2725,4	1401	1419,3	1432,9
SSF042B	12-jun-97	9031	9031	9000	9000	0,370	2604	2615,8	2634,8	1167	1178,5	1197,5
SSF043	09-ago-89	9050	9050	8908	8908	0,339	1968	2017,6	2012,5	1687	1735,1	1730,0
SSF043	16-may-88	9050	9050	8876	8876	0,335	2106	2165,9	2160,8	1705	1763,2	1758,1
SSF043	02-mar-77	9050	9050	8950	8950	0,331	2204	2238,1	2233,0	1864	1897,1	1892,0
SSF043	12-oct-78	9050	9050	8970	8970	0,362	2159	2185,6	2180,5	1985	2014,0	2008,9
SSF065	09-oct-11	8943,5	8943,5	8557	8557	0,332	-	-	-	270	398,4	439,4
SSF065	07-nov-09	8943,5	8943,5	8557	8557	0,332	-	-	-	613	741,2	782,2
SSF065	01-abr-09	8943,5	8943,5	8567	8567	0,332	-	-	-	980	1104,9	1145,9
SSF065	06-may-09	8943,5	8943,5	8567	8567	0,332	-	-	-	980	1104,9	1145,9
SSF065	12-ago-07	8943,5	8943,5	8575	8575	0,346	2371	2502,3	2543,4	1039	1166,6	1207,7
SSF065	11-may-96	8938,5	8938,5	8820	8820	0,360	2246	2289,8	2332,5	858	900,7	943,3
SSF065	15-may-96	9035	9035	8938	8938	0,344	3341	3375,4	3385,2	1319	1352,4	1362,3
SSF065	7-sep-85	9035	9035	8565	8565	0,330	2685	2844,8	2854,7	1364	1519,1	1529,0
SSF065	9-sep-85	9035	9035	8665	8665	0,330	2824	2949,8	2959,7	948	1070,1	1080,0
SSF072	24-feb-99	9075,5	9075,5	8934	8934	0,385	1579	1634,9	1633,0	1252	1306,5	1304,6
SSF073	17-oct-09	9041	9041	8898	8898	0,388	-	-	-	1025	1080,4	1091,7
SSF073	22-abr-11	9041	9041	8828	8828	0,388	-	-	-	1049	1131,7	1143,0
SSF073	04-jun-11	9041	9041	8828	8828	0,389	-	-	-	1052	1134,8	1146,0
SSF073	17/11/2000	9041	9041	8900	8900	0,357	-	-	-	1554	1604,3	1615,5
SSF073	08/06/2002	9041	9041	8978	8978	0,361	-	-	-	1889	1911,7	1923,0
SSF073	30/03/2000	9041	9041	8900	8900	0,350	-	-	-	1712	1761,3	1772,5
SSF073	05-ago-99	9041	9041	8932	8932	0,335	2244	2281,7	2292,9	1301	1337,6	1348,8
SSF073	11-ago-02	9041	9041	8886	8886	0,354	2357	2413,5	2424,8	1826	1880,9	1892,3
SSF073	11/11/2001	9041	9041	8950	8950	0,357	-	-	-	1440	1472,5	1483,7
SSF073	21/07/2001	9041	9041	8950	8950	0,357	-	-	-	1338	1370,6	1381,8
SSF073	09-mar-97	9048	9048	8891	8891	0,360	2631	2689,1	2697,9	2071	2127,5	2136,4
SSF073	21/03/2002	9041	9041	8950	8950	0,361	-	-	-	1720	1752,8	1764,0
SSF073	07-abr-11	9041	9041	8828	8828	0,389	-	-	-	1063	1145,8	1157,0
SSF073	01-mar-11	9041	9041	8828	8828	0,391	-	-	-	1081	1164,3	1175,5
SSF073	30-jun-11	9041	9041	8828	8828	0,388	-	-	-	1099	1181,7	1193,0
SSF073	05-nov-09	9041	9041	8898	8898	0,388	-	-	-	1102	1157,4	1168,6
SSF073	01-feb-11	9041	9041	8828	8828	0,391	-	-	-	1104	1187,3	1198,5
SSF073	15-dic-10	9041	9041	8828	8828	0,391	-	-	-	1112	1195,3	1206,5
SSF073	15-may-10	9041	9041	8828	8828	0,391	-	-	-	1140	1223,3	1234,5
SSF073	15-nov-10	9041	9041	8828	8828	0,391	-	-	-	1148	1231,3	1242,5
SSF073	02-ene-11	9041	9041	8828	8828	0,391	-	-	-	1152	1235,3	1246,5
SSF073	11-jul-10	9041	9041	8828	8828	0,391	-	-	-	1163	1246,3	1257,5
SSF073	19-jun-10	9041	9041	8828	8828	0,391	-	-	-	1164	1247,3	1258,5
SSF073	14-ago-10	9041	9041	8828	8828	0,391	-	-	-	1164	1247,3	1258,5
SSF073	16-dic-09	9041	9041	8898	8898	0,382	-	-	-	1170	1224,6	1235,8
SSF073	16-dic-09	9041	9041	8898	8898	0,382	-	-	-	1170	1224,6	1235,8
SSF073	12-sep-10	9041	9041	8828	8828	0,388	-	-	-	1171	1253,7	1265,0
SSF074	10-ene-95	9067,5	9067,5	9050	9050	0,390	1879	1886,0	1885,5	814	820,8	820,3
SSF074	28-jun-97	9056	9056	9000	9000	0,367	2524	2545,1	2548,5	1856	1876,5	1880,0
SSF074	11-jul-91	8997	8997	8889	8889	0,332	2745	2781,9	2805,4	1215	1250,8	1274,3
SSF074	12-ene-95	8997	8997	8950	8950	0,330	2323	2339,0	2362,5	1588	1603,5	1627,0
SSF077	19-may-95	9032,5	9032,5	8863	8863	0,390	1638	1705,8	1717,2	1474	1540,1	1551,5
SSF077	10-ago-99	8992	8992	9000	9000	0,368	-	-	-	925	922,1	947,2
SSF077	08-ago-98	9032,5	9032,5	8809	8809	0,361	1751	1833,8	1845,2	1460	1540,6	1552,0
SSF077	27-jul-98	8992	8992	9000	9000	0,352	-	-	-	1593	1590,2	1615,3
SSF077	20-jun-97	9031	9031	9000	9000	0,333	1542	1552,6	1564,5	1311	1321,3	1333,2
SSF077	20-jun-97	9031	9031	9000	9000	0,370	1628	1639,8	1651,7	1390	1401,5	1413,4
SSF080	13-ene-95	9059	9059	9000	9000	0,420	1722	1747,4	1746,4	258	282,8	281,8
SSF081	11-feb-00	9095	9095	8842	8842	0,398	1384	1487,1	1479,6	1261	1361,6	1354,1
SSF081	24-jul-95	9095	9095	9050	9050	0,347	2094	2110,1	2102,6	1930	1945,6	1938,1
SSF081	22-feb-96	9095	9095	8969	8969	0,352	1824	1869,6	1862,1	1632	1676,3	1668,8
SSF081	31-mar-93	9095	9095	8972	8972	0,330	1490	1531,9	1524,4	1360	1400,6	1393,2

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	Pws @ SENSOR	P ws @ MP	P ws @ DATUM	Pwf @ SENSOR	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF082	10-mar-09	8972,5	8972,5	8812	8812	0,359	-	-	-	792	849,6	872,0
SSF082	15-sep-11	8972,5	8972,5	8825	8825	0,380	-	-	-	1051	1107,1	1129,5
SSF082	03-ago-11	8972,5	8972,5	8825	8825	0,359	-	-	-	1057	1110,0	1132,4
SSF082	11-oct-11	8972,5	8972,5	8825	8825	0,379	-	-	-	1060	1115,8	1138,3
SSF082	07-mar-11	8972,5	8972,5	8822	8822	0,373	-	-	-	1072	1128,2	1150,6
SSF082	13-dic-09	8972,5	8972,5	8813	8813	0,372	-	-	-	1120	1179,4	1201,8
SSF082	13-dic-09	8972,5	8972,5	8813	8813	0,372	-	-	-	1120	1179,4	1201,8
SSF082	06-jul-11	8972,5	8972,5	8825	8825	0,383	-	-	-	1120	1176,6	1199,0
SSF082	14-oct-09	8972,5	8972,5	8812	8812	0,366	-	-	-	1126	1184,7	1207,2
SSF082	02-abr-11	8972,5	8972,5	8822	8822	0,376	-	-	-	1137	1193,6	1216,0
SSF082	03-feb-10	8972,5	8972,5	8813	8813	0,376	-	-	-	1141	1201,0	1223,4
SSF082	21-sep-07	9011,5	9011,5	8521	8521	0,366	2385	2569,4	2577,9	1611	1790,5	1799,0
SSF082	30-jun-93	9011,5	9011,5	8931	8931	0,330	2846	2873,4	2881,9	2197	2223,6	2232,1
SSF082	03-mar-10	8972,5	8972,5	8813	8813	0,372	-	-	-	1167	1226,4	1248,8
SSF082	02-jun-97	9011,5	9011,5	8950	8950	0,370	2357	2380,4	2388,8	1801	1823,8	1832,2
SSF082	02-jun-97	9011,5	9011,5	8950	8950	0,360	2293	2315,8	2324,2	1846	1868,1	1876,6
SSF082	27-jun-95	9011,5	9011,5	9000	9000	0,333	2479	2482,9	2491,4	2008	2011,8	2020,3
SSF082	03-jul-93	8935,5	8935,5	8659	8659	0,331	2673	2767,2	2801,5	2105	2196,4	2230,8
SSF082	09-feb-11	8972,5	8972,5	8822	8822	0,379	-	-	-	1188	1245,0	1267,4
SSF082	20-abr-10	8972,5	8972,5	8813	8813	0,372	-	-	-	1192	1251,4	1273,8
SSF082	01-abr-10	8972,5	8972,5	8813	8813	0,371	-	-	-	1195	1254,3	1276,7
SSF082	05-jun-10	8972,5	8972,5	8813	8813	0,372	-	-	-	1212	1271,4	1293,8
SSF082	08-jul-10	8972,5	8972,5	8813	8813	0,372	-	-	-	1249	1308,4	1330,8
SSF082	10-ago-10	8972,5	8972,5	8813	8813	0,373	-	-	-	1304	1363,5	1385,9
SSF082	12-sep-10	8972,5	8972,5	8813	8813	0,373	-	-	-	1315	1374,5	1396,9
SSF082	18-oct-10	8972,5	8972,5	8813	8813	0,373	-	-	-	1472	1531,5	1553,9
SSF082	26-nov-10	8972,5	8972,5	8813	8813	0,373	-	-	-	1481	1540,5	1562,9
SSF082	25-dic-10	8972,5	8972,5	8813	8813	0,373	-	-	-	1534	1593,5	1615,9
SSF083D	01-sep-09	9388,5	8952	8399	8055	0,355	-	-	-	974	1292,7	1327,3
SSF083D	10-nov-09	9388,5	8952	8399	8055	0,361	-	-	-	985	1308,6	1343,3
SSF083D	13-jun-11	9388,5	8952	8399	8055	0,394	-	-	-	1005	1358,7	1393,4
SSF083D	06-feb-10	9388,5	8952	8399	8055	0,361	-	-	-	1011	1334,4	1369,1
SSF083D	12-dic-09	9388,5	8952	8399	8055	0,361	-	-	-	1012	1335,4	1370,1
SSF083D	12-dic-09	9388,5	8952	8399	8055	0,361	-	-	-	1012	1335,4	1370,1
SSF083D	26-feb-10	9388,5	8952	8399	8055	0,360	-	-	-	1015	1337,8	1372,5
SSF083D	09-jul-11	9388,5	8952	8399	8055	0,383	-	-	-	1021	1364,3	1399,0
SSF083D	30-mar-11	9388,5	8952	8399	8055	0,387	-	-	-	1028	1374,8	1409,5
SSF083D	13-abr-96	9396	8958	8809	8427	0,360	1636	1832,5	1865,1	1340	1531,2	1563,8
SSF083D	07-jul-96	9396	8958	8842	8456	0,360	1680	1865,7	1898,4	1348	1528,7	1561,4
SSF083D	15-jun-01	9396	8958	8421	8075	0,360	1018	1344,7	1381,8	736	1053,9	1090,9
SSF084	15-nov-09	9088,5	9088,5	8848	8848	0,339	-	-	-	575	656,5	654,0
SSF084	17-ene-10	9088,5	9088,5	8848	8848	0,339	-	-	-	691	772,5	770,0
SSF084	15-jun-10	9088,5	9088,5	8848	8848	0,339	-	-	-	968	1049,5	1047,0
SSF084	25-ago-08	9088,5	9088,5	8969	8969	0,346	1742	1784,6	1782,2	548	589,4	587,0
SSF084	24-sep-05	9088,5	9088,5	8971	8971	0,331	1719	1759,1	1756,7	917	955,9	953,5
SSF084	11-sep-96	9108,5	9108,5	8981	8981	0,390	2549	2600,0	2590,8	2242	2291,7	2282,5
SSF084	04-ene-09	9088,5	9088,5	8848	8848	0,339	-	-	-	1276	1357,5	1354,9
SSF089	18-abr-09	9090	9090	8826	8826	0,344	-	-	-	673	763,9	773,8
SSF089	22-mar-09	9090	9090	8826	8826	0,344	-	-	-	680	770,9	780,8
SSF089	24-may-09	9090	9090	8826	8826	0,344	-	-	-	682	772,9	782,8
SSF089	23-ago-09	9090	9090	8826	8826	0,344	-	-	-	690	780,9	790,8
SSF090	07-nov-09	8981,5	8981,5	8588	8588	0,391	-	-	-	695	848,9	873,2
SSF090	27-dic-09	8981,5	8981,5	8927	8927	0,409	-	-	-	878	900,3	924,6
SSF090	04-ago-95	8981,5	8981,5	8665	8665	0,357	1954	2070,2	2094,5	271	384,0	408,3
SSF090	25-dic-96	8981,5	8981,5	8872	8872	0,366	1819	1860,2	1884,5	1298	1338,1	1362,4
SSF096H	05-ene-09	9983,5	9010	9414	8671	0,342	-	-	-	889	1004,8	1032,6
SSF096H	02-may-09	9983,5	9010	9414	8671	0,342	-	-	-	894	1009,8	1037,6
SSF096H	17-dic-09	9983,5	9010	9414	8671	0,361	-	-	-	962	1084,3	1112,1
SSF096H	06-feb-10	9983,5	9010	9414	8671	0,342	-	-	-	992	1107,8	1135,6
SSF096H	04-mar-10	9983,5	9010	9414	8671	0,356	-	-	-	995	1115,7	1143,4
SSF096H	24-mar-10	9983,5	9010	9414	8671	0,372	-	-	-	966	1092,1	1119,9
SSF096H	28-abr-11	9983,5	9010	9409	8668	0,344	-	-	-	879	996,8	1024,6

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	Pws @ SENSOR	P ws @ MP	P ws @ DATUM	Pwf @ SENSOR	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF096H	04-may-11	9983,5	9010	9409	8668	0,344	-	-	-	885	1002,8	1030,5
SSF096H	04-jul-11	9983,5	9010	9409	8668	0,344	-	-	-	842	959,8	987,5
SSF096H	12-ago-11	9983,5	9010	9409	8668	0,361	-	-	-	958	1081,6	1109,4
SSF096H	26-jun-05	10033	9035	9710	8853	0,390	2142	2214,8	2234,1	1861	1932,0	1951,3
SSF096H	05-jun-03	10110	9094	8434	7987	0,410	2023	2476,9	2476,1	1460	1913,9	1913,1
SSF096H	05-jun-03	10110	9094	8434	7987	0,410	2016	2469,9	2469,1	1459	1912,9	1912,1
SSF102H	04-abr-09	9934,5	8959	8851	8350	0,347	-	-	-	974	1185,4	1222,1
SSF102H	08-may-09	9934,5	8959	8851	8350	0,347	-	-	-	974	1185,4	1222,1
SSF110D	29-jul-07	9790	8953	9541	8704	0,359	1758	1849,8	1888,3	1223	1312,4	1350,8
SSF110D	06-jul-06	9814	8976	9729	8891	0,366	1972	2004,0	2034,6	1427	1458,1	1488,8
SSF110D	02-ago-09	9790	8953	9368	8531	0,399	1750	1922,7	1961,2	1181	1349,5	1388,0
SSF110D	07-oct-11	9790	8953	9480	8643	0,389	-	-	-	909	1029,4	1067,9
SSF110D	02-oct-10	9790	8953	9499	8662	0,397	-	-	-	985	1100,4	1138,8
SSF118D	14-oct-11	9381	8953	9257	8827	0,339	-	-	-	575	617,7	665,3
SSF118D	09-oct-10	9381	8953	9105	8675	0,339	-	-	-	596	690,0	737,6
SSF118D	12-nov-11	9381	8953	9257	8827	0,339	-	-	-	689	731,7	779,3
SSF118D	13-may-11	9381	8951	9172	8742	0,332	1958	2029,4	2077,7	1072	1141,3	1189,6
SSF134D	28-abr-11	9604,5	9156	9257	8808	0,336	-	-	-	1576	1693,0	1672,6
SSF134D	13-ago-11	9604,5	9156	9257	8808	0,348	-	-	-	1660	1781,1	1760,7
SSF134D	17-sep-11	9604,5	9156	9257	8808	0,348	-	-	-	1667	1788,1	1767,7
SSF134D	02-ene-11	9604,5	9156	9257	8808	0,332	-	-	-	1674	1789,5	1769,1
SSF134D	15-oct-11	9604,5	9156	9257	8808	0,355	-	-	-	1676	1799,6	1779,2
SSF134D	06-nov-11	9604,5	9156	9257	8808	0,355	-	-	-	1683	1806,6	1786,2
SSF140D	12-sep-11	9389,5	9116	9200	8927	0,366	-	-	-	700	769,2	757,6
SSF140D	14-oct-11	9389,5	9116	9200	8927	0,375	-	-	-	928	998,9	987,3
SSF140D	14-ago-11	9389,5	9118	9223	8950	0,351	1516	1576,6	1564,4	998	1056,9	1044,7
SSF164D	06-ene-11	10056	9164	9253	8417	0,337	-	-	-	989	1240,9	1217,8
SSF164D	02-feb-11	10056	9164	9253	8417	0,337	-	-	-	995	1246,8	1223,7
SSF164D	06-mar-11	10056	9164	9253	8417	0,341	-	-	-	1023	1278,1	1254,9
SSF164D	14-sep-11	10056	9164	9253	8417	0,365	-	-	-	1154	1426,6	1403,5
SSF164D	12-oct-11	10056	9164	9253	8417	0,355	-	-	-	1141	1406,2	1383,1

FUENTE: Departamento de Ingeniería de Petróleos; Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

TABLA A 7.4 Presiones corregidas al Datum de la Arena "T", SSF-Central

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	P ws @ SENSOR	P ws @ MP	P ws @ DATUM	Pwf @ SENSOR	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF009	29-mar-09	9180	9180	9040	9040	0,40	2477	2531,2	2590,8	1843	1898,6	1958,2
SSF009	03-jun-00	9180	9180	9203	9203	0,37	2039	2030,8	2090,4	1123	1114,5	1174,1
SSF009	02-ago-97	9180	9180	9000	9000	0,40	-	-	-	1636	1707,4	1767,1
SSF009	13-jul-97	9180	9180	9000	9000	0,37	2312	2376,7	2436,3	1542	1608,5	1668,1
SSF009	19-sep-95	9180	9180	8850	8850	0,35	2132	2245,5	2305,2	1618	1734,8	1794,5
SSF009	23-jul-87	9180	9180	9100	9100	0,37	3004	3023,2	3082,9	2514	2543,6	2603,3
SSF009	27-nov-83	9206	9206	9000	9000	0,19	-	-	-	2111	2150,1	2201,3
SSF009	09-may-79	9206	9206	9110	9110	0,32	2303	2332,8	2383,9	2198	2228,7	2279,9
SSF009	09-mar-78	9206	9206	9084	9084	0,32	2451	2488,8	2540,0	2311	2350,0	2401,2
SSF009	19-may-74	9206	9206	9000	9000	0,33	2645	2710,9	2762,1	2570	2638,0	2689,1
SSF009	30-jun-11	9180	9180	8213	8213	0,40	-	-	-	1529	1917,8	1977,5
SSF009	06-abr-11	9180	9180	8213	8213	0,40	-	-	-	1550	1938,7	1998,5
SSF009	01-jun-11	9180	9180	8213	8213	0,40	-	-	-	1587	1975,7	2035,5
SSF009	12-sep-11	9180	9180	8213	8213	0,40	-	-	-	1591	1979,7	2039,5
SSF009	12-may-10	9180	9180	8213	8213	0,40	-	-	-	1626	2012,8	2072,5
SSF009	18-abr-10	9180	9180	8213	8213	0,40	-	-	-	1636	2022,8	2082,6
SSF009	21-mar-10	9180	9180	8213	8213	0,41	-	-	-	1643	2039,5	2099,2
SSF009	15-nov-09	9180	9180	8213	8213	0,41	-	-	-	1742	2138,5	2198,2
SSF010	22-mar-99	9384,5	9384,5	9200	9200	0,42	2605	2679,7	2675,9	2208	2284,6	2280,8
SSF010	09-jul-97	9341	9341	9200	9200	0,38	2307	2358,9	2369,4	1809	1862,3	1872,9
SSF010	06-feb-93	9361	9361	8918	8918	0,36	2309	2464,1	2468,0	1824	1983,5	1987,4
SSF010	16-feb-77	9341	9341	9143	9143	0,33	2438	2501,4	2511,9	1827	1892,3	1902,9
SSF011	12-may-07	9365,5	9365,5	8963	8963	0,41	2284	2444,2	2449,5	1607	1771,2	1776,5
SSF011	06-oct-03	9365,5	9365,5	9219	9219	0,34	1928	1976,8	1982,0	1033	1083,3	1088,5
SSF011	30-sep-81	9387	9387	9250	9250	0,33	2467	2515,0	2513,1	2227	2272,2	2270,4
SSF011	27-ene-80	9387	9387	9220	9220	0,33	2395	2453,5	2451,6	2210	2261,1	2263,3
SSF011	08-ago-79	9387	9387	9260	9260	0,34	2405	2448,2	2446,3	2196	2239,2	2237,3
SSF011	30-oct-77	9387	9387	9256	9256	0,32	2650	2690,6	2688,8	2495	2536,9	2535,1
SSF011	20-abr-77	9387	9387	9260	9260	0,34	2666	2707,9	2706,1	2581	2624,2	2622,3
SSF011	24-dic-76	9387	9387	9260	9260	0,35	2667	2710,2	2708,3	2539	2583,5	2581,6
SSF012	07-jun-99	9407	9407	9300	9300	0,39	2532	2572,4	2587,3	2432	2473,5	2488,4
SSF012	11-jun-97	9407	9407	9100	9100	0,42	2513	2638,9	2653,7	2382	2510,9	2525,8
SSF012	22-jun-95	9407,5	9407,5	9250	9250	0,42	2496	2560,6	2575,3	2380	2446,2	2460,8
SSF012	26-abr-92	9407	9407	8980	8980	0,35	2700	2844,8	2859,6	2427	2576,0	2590,9
SSF012	23-ago-86	9407	9407	9300	9300	0,32	2762	2797,3	2812,2	2286	2320,2	2335,1
SSF012	10-ago-86	9407	9407	9300	9300	0,32	2809	2844,3	2859,2	2366	2400,2	2415,1
SSF012	05-abr-85	9407	9407	9200	9200	0,25	1587	1628,4	1643,3	1309	1360,8	1375,6
SSF012	11-ago-79	9407	9407	9250	9250	0,29	2371	2419,7	2434,5	1877	1922,5	1937,4
SSF012	23-ene-79	9407	9407	9250	9250	0,32	2456	2507,8	2522,7	2053	2103,2	2118,1
SSF012	05-mar-78	9407	9407	9300	9300	0,34	2672	2707,3	2722,2	2201	2237,4	2252,2
SSF012B	31-dic-00	9382	9382	9100	9100	0,35	2348	2443,6	2462,7	2227	2325,4	2344,5
SSF012B	15-ago-09	9382	9382	8855	8855	0,42	-	-	-	1150	1370,3	1389,4
SSF012B	31-ago-09	9382	9382	8855	8855	0,42	-	-	-	1150	1370,3	1389,4
SSF012B	15-oct-09	9382	9382	8855	8855	0,42	-	-	-	1150	1370,3	1389,4
SSF012B	15-nov-09	9382	9382	8855	8855	0,42	-	-	-	1150	1370,3	1389,4
SSF012B	15-dic-09	9382	9382	8855	8855	0,41	-	-	-	1150	1366,5	1385,6
SSF012B	15-dic-09	9382	9382	8855	8855	0,41	-	-	-	1150	1366,5	1385,6
SSF012B	02-feb-10	9382	9382	8855	8855	0,41	-	-	-	1150	1366,5	1385,6
SSF012B	25-abr-10	9382	9382	8855	8855	0,41	-	-	-	1150	1366,5	1385,6
SSF012B	23-dic-10	9382	9382	8855	8855	0,42	-	-	-	1787	2010,4	2029,6
SSF017	08-dic-03	9410	9410	9019	9019	0,37	2233	2374,6	2368,0	1751	1896,5	1889,9
SSF017	27-dic-86	9387	9387	8900	8900	0,37	-	-	-	1794	1974,2	1975,2
SSF017	12-jul-86	9392,5	9392,5	9150	9150	0,34	-	-	-	1715	1798,4	1797,6
SSF017	23-jun-86	9392,5	9392,5	9050	9050	0,34	2704	2817,3	2816,4	2213	2329,7	2328,9
SSF017	09-jul-84	9430	9430	9400	9400	0,34	-	-	-	1520	1530,3	1517,1
SSF017	09-jul-84	9430	9430	9400	9400	0,35	-	-	-	1994	2004,6	1991,4
SSF017	21-jun-84	9392,5	9392,5	9300	9300	0,35	2554	2585,4	2584,6	2151	2183,3	2182,5
SSF017	20-jun-84	9392,5	9392,5	9300	9300	0,34	-	-	-	2035	2066,1	2065,3
SSF017	02-may-81	9392,5	9392,5	9200	9200	0,37	2545	2613,9	2613,1	2356	2426,8	2426,0
SSF017	10-ene-79	9392,5	9392,5	9250	9250	0,35	2613	2660,9	2660,1	2536	2585,3	2584,5

POZO	FECHA	PROF.	PROF.	PROF.	PROF.	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	P ws @	P ws	P ws @	Pwf @	Pwf @	Pwf @
		MP (MD)	MP (TVD)	SENSOR (MD)	SENSOR (TVD)		SENSOR	MP	DATUM	SENSOR	MP	DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF017	19-jun-78	9392,5	9392,5	9250	9250	0,34	2601	2648,0	2647,2	2443	2491,5	2490,6
SSF017	15-ene-78	9392,5	9392,5	9110	9110	0,34	2631	2724,5	2723,7	2496	2592,3	2591,5
SSF017	16-oct-77	9392,5	9392,5	9230	9230	0,34	2693	2746,8	2746,0	2598	2653,4	2652,6
SSF017	07-ago-77	9392,5	9392,5	9130	9130	0,34	2669	2755,9	2755,1	2474	2563,5	2562,7
SSF017	11-may-77	9392,5	9392,5	9100	9100	0,35	2661	2759,9	2759,0	2499	2600,8	2600,0
SSF017	07-abr-77	9392,5	9392,5	9100	9100	0,35	2675	2773,9	2773,0	-	-	-
SSF017	10-oct-76	9392,5	9392,5	9100	9100	0,35	2714	2812,0	2811,2	2559	2659,9	2659,1
SSF017	07-may-76	9392,5	9392,5	9150	9150	0,38	2716	2805,7	2804,9	2526	2618,2	2617,3
SSF017	04-abr-75	9392,5	9392,5	9265	9265	0,34	2917	2959,1	2958,3	-	-	-
SSF017	20-ago-74	9392,5	9392,5	9250	9250	0,34	2907	2954,7	2953,9	-	-	-
SSF017	05-nov-11	9410	9410	8769	8769	0,42	-	-	-	2009	2279,5	2272,9
SSF017	26-dic-10	9410	9410	8769	8769	0,42	-	-	-	2015	2284,2	2277,6
SSF018	16-ago-08	9429	9429	9297	9297	0,41	2464	2517,1	2514,8	1737	1791,4	1789,1
SSF018	12-ago-08	9429	9429	9297	9297	0,40	2464	2515,2	2513,0	1663	1715,5	1713,3
SSF018	26-ago-79	9478	9478	9350	9350	0,37	2367	2413,1	2394,7	2088	2135,4	2116,9
SSF018	13-sep-77	9478	9478	9339	9339	0,35	2538	2585,3	2566,8	2342	2390,7	2372,2
SSF019	15-feb-09	9244	9244	8757	8757	0,41	-	-	-	744	941,2	981,5
SSF019	15-sep-11	9244	9244	8777	8777	0,42	-	-	-	797	992,2	1032,5
SSF019	22-mar-09	9244	9244	8757	8757	0,41	-	-	-	801	998,2	1038,5
SSF019	11-ago-11	9244	9244	8777	8777	0,41	-	-	-	806	996,5	1036,8
SSF019	27-jun-07	9244	9244	8833	8833	0,41	2167	2332,7	2372,9	1408	1577,8	1618,0
SSF019	07-feb-95	9255	9255	9080	9080	0,38	2429	2493,8	2530,4	1648	1714,5	1751,1
SSF019	27-ago-89	9255	9255	9150	9150	0,34	2922	2956,7	2993,3	1709	1744,7	1781,3
SSF019	16-ago-86	9255	9255	9100	9100	0,34	2635	2686,2	2722,8	1477	1529,7	1566,3
SSF019	30-sep-81	9255	9255	9150	9150	0,34	2305	2339,8	2376,4	1588	1623,8	1660,4
SSF019	01-may-78	9255	9255	9114	9114	0,33	2436	2480,8	2517,5	1751	1797,2	1833,9
SSF019	30-ene-78	9255	9255	9120	9120	0,33	2476	2519,7	2556,4	1860	1905,1	1941,7
SSF019	13-sep-77	9255	9255	9120	9120	0,33	2479	2522,7	2559,4	2177	2222,1	2258,7
SSF019	14-may-77	9255	9255	9080	9080	0,34	2464	2520,9	2557,5	2172	2230,6	2267,2
SSF019	11-nov-74	9255	9255	9100	9100	0,34	2796	2847,2	2883,8	2175	2227,8	2264,4
SSF042	07-abr-78	9311	9311	9188	9188	0,34	2292	2332,6	2359,0	1858	1899,8	1926,2
SSF042	19-oct-77	9311	9311	9188	9188	0,34	2495	2535,6	2562,0	2075	2116,8	2143,2
SSF042	03-jul-77	9311	9311	9230	9230	0,34	2335	2361,7	2388,1	1947	1974,5	2000,9
SSF042	15-abr-77	9311	9311	9230	9230	0,34	2476	2502,7	2529,1	2047	2074,5	2100,9
SSF042	18-oct-76	9311	9311	9230	9230	0,35	2353	2380,5	2406,9	1974	2002,4	2028,8
SSF042B	04-ene-09	9280,5	9280,5	9047	9047	0,40	-	-	-	1068	1161,6	1198,4
SSF042B	22-mar-09	9280,5	9280,5	9047	9047	0,40	-	-	-	1093	1186,6	1223,4
SSF042B	15-nov-09	9280,5	9280,5	9047	9047	0,41	-	-	-	1177	1272,7	1309,5
SSF042B	20-ago-10	9280,5	9280,5	9047	9047	0,41	-	-	-	1180	1276,7	1313,5
SSF042B	15-sep-11	9280,5	9280,5	9047	9047	0,42	-	-	-	1180	1277,6	1314,4
SSF042B	15-jul-10	9280,5	9280,5	9047	9047	0,41	-	-	-	1183	1279,7	1316,5
SSF042B	24-dic-86	9280,5	9280,5	9150	9150	0,36	2431	2476,7	2513,4	2291	2338,0	2374,7
SSF043	19-may-88	9291	9291	8905	8905	0,34	2315	2443,5	2459,7	1504	1636,4	1652,6
SSF043	27-nov-79	9293	9293	9200	9200	0,35	2152	2181,2	2196,7	1808	1840,5	1856,0
SSF043	09-oct-78	9293	9293	9150	9150	0,35	2219	2266,3	2281,8	2045	2094,3	2109,9
SSF043	26-feb-77	9293	9293	9200	9200	0,36	2277	2309,4	2324,9	2091	2124,3	2139,8
SSF065	09-jul-90	9306	9306	9120	9120	0,35	2803	2872,5	2893,3	2547	2611,9	2632,7
SSF065	05-ene-90	9306	9306	9100	9100	0,36	-	-	-	2633	2706,5	2727,3
SSF065	02-jul-87	9306	9306	9100	9100	0,33	3070	3135,3	3156,1	2771	2839,2	2860,0
SSF065	13-nov-86	9306	9306	9000	9000	0,33	-	-	-	2482	2584,2	2605,0
SSF065	02-sep-86	9306	9306	9100	9100	0,30	2739	2807,1	2827,9	2564	2625,8	2646,6
SSF065	04-sep-85	9306	9306	8800	8800	0,33	2605	2772,2	2793,0	2506	2674,5	2695,3
SSF072	10-ene-09	9295	9295	8765	8765	0,38	-	-	-	899	1102,5	1128,9
SSF072	31-oct-09	9295	9295	8765	8765	0,39	-	-	-	918	1126,9	1153,3
SSF072	11-oct-11	9295	9295	8945	8945	0,41	-	-	-	960	1104,2	1130,6
SSF072	31-mar-09	9295	9295	8765	8765	0,38	-	-	-	977	1180,6	1207,0
SSF072	06-mar-09	9295	9295	8765	8765	0,38	-	-	-	979	1182,5	1208,9
SSF072	06-may-09	9295	9295	8765	8765	0,39	-	-	-	980	1185,6	1212,0
SSF072	11-ago-11	9295	9295	8945	8945	0,41	-	-	-	980	1123,5	1149,9
SSF073	07-oct-96	9308,5	9309	9156	9156	0,41	2445	2506,2	2529,3	2142	2204,7	2227,8
SSF074	17-ene-10	9301	9301	8658	8658	0,42	-	-	-	1161	1431,7	1454,8
SSF074	21-feb-10	9301	9301	8658	8658	0,42	-	-	-	1258	1528,7	1551,8

POZO	FECHA	PROF.	PROF.	PROF.	PROF.	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	P ws @	P ws	P ws @	Pwf @	Pwf @	Pwf @
		MP (MD)	MP (TVD)	SENSOR (MD)	SENSOR (TVD)		SENSOR	MP	DATUM	SENSOR	MP	DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF074	03-jun-11	9301	9301	8759	8759	0,43	-	-	-	1299	1529,9	1553,0
SSF074	21-jun-11	9301	9301	8759	8759	0,43	-	-	-	1304	1536,0	1559,1
SSF074	13-ago-11	9301	9301	8759	8759	0,43	-	-	-	1310	1542,0	1565,1
SSF074	21-feb-11	9301	9301	8759	8759	0,42	-	-	-	1331	1560,8	1583,9
SSF074	09-dic-10	9301	9301	8759	8759	0,42	-	-	-	1332	1561,8	1584,9
SSF074	27-dic-10	9301	9301	8759	8759	0,42	-	-	-	1333	1562,8	1585,9
SSF074	04-abr-11	9301	9301	8759	8759	0,42	-	-	-	1339	1568,8	1591,9
SSF074	30-ene-11	9301	9301	8759	8759	0,42	-	-	-	1346	1575,9	1599,0
SSF074	11-abr-11	9301	9301	8759	8759	0,42	-	-	-	1347	1576,8	1599,9
SSF074	19-jun-10	9301	9301	8759	8759	0,42	-	-	-	1359	1587,2	1610,3
SSF074	28-sep-10	9301	9301	8759	8759	0,42	-	-	-	1362	1591,8	1614,9
SSF074	12-sep-10	9301	9301	8759	8759	0,42	-	-	-	1377	1606,8	1629,9
SSF074	06-abr-02	9301	9301	8884	8884	0,42	2167	2336,3	2359,4	1715	1888,5	1911,6
SSF074	13-ene-01	9301	9301	8899	8899	0,40	2210	2366,8	2389,9	2062	2222,8	2245,9
SSF074	24-jun-97	9325	9325	9100	9100	0,39	2404	2490,4	2505,6	2244	2332,6	2347,8
SSF074	26-feb-97	9325	9325	9150	9150	0,41	2641	2711,0	2726,2	2323	2394,8	2409,9
SSF074	23-mar-92	9325	9325	9150	9150	0,43	-	-	-	1982	2057,3	2072,4
SSF074	03-jul-91	9325	9325	8959	8959	0,34	2777	2898,0	2913,1	2197	2321,6	2336,8
SSF074	18-oct-09	9301	9301	8667	8667	0,42	-	-	-	1602	1868,9	1892,0
SSF074	21-jun-09	9301	9301	8667	8667	0,42	-	-	-	1864	2130,9	2154,0
SSF074	20-nov-10	9301	9301	8759	8759	0,42	-	-	-	1892	2121,8	2144,9
SSF077	11-may-03	9253,5	9253,5	8792	8792	0,38	1991	2160,8	2199,6	1412	1586,4	1625,2
SSF077	15-nov-98	9253,5	9253,5	9100	9100	0,38	-	-	-	1111	1168,7	1207,5
SSF077	15-mar-98	9253,5	9253,5	9200	9200	0,37	-	-	-	1596	1615,6	1654,4
SSF077	04-nov-97	9253,5	9253,5	9100	9100	0,37	-	-	-	1451	1507,8	1546,6
SSF077	29/05/1992	9261	9253	9155	9155	0,35	2643	2676,3	2715,3	2346	2380,3	2419,3
SSF080	07-may-09	9278	9278	8696	8696	0,42	-	-	-	1465	1711,2	1738,6
SSF080	15-mar-09	9278	9278	8696	8696	0,42	-	-	-	1495	1741,2	1768,6
SSF080	03-abr-09	9278	9278	8696	8696	0,42	-	-	-	1495	1741,2	1768,6
SSF080	02-jul-09	9278	9278	8696	8696	0,42	-	-	-	1776	2022,2	2049,6
SSF080	13-ago-09	9278	9278	8696	8696	0,42	-	-	-	1776	2022,2	2049,6
SSF080	16-oct-09	9278	9278	8696	8696	0,42	-	-	-	1776	2019,2	2046,6
SSF080	15-sep-10	9278	9278	8696	8696	0,43	-	-	-	17176	17423,4	17450,7
SSF081	10-feb-11	9350	9350	8255	8255	0,43	-	-	-	1142	1612,9	1616,5
SSF081	01-may-11	9350	9350	8255	8255	0,42	-	-	-	1282	1741,9	1745,5
SSF081	07-jul-11	9350	9350	8255	8255	0,41	-	-	-	1370	1823,8	1827,4
SSF081	13-ago-11	9350	9350	8255	8255	0,42	-	-	-	1372	1831,9	1835,5
SSF081	11-sep-11	9350	9350	8255	8255	0,41	-	-	-	1372	1825,6	1829,3
SSF081	28-nov-10	9350	9350	8255	8255	0,43	-	-	-	1386	1856,9	1860,5
SSF081	07-jul-10	9350	9350	8255	8255	0,43	-	-	-	1434	1904,9	1908,5
SSF081	12-jun-11	9350	9350	8255	8255	0,42	-	-	-	1435	1894,2	1897,8
SSF081	07-may-09	9350	9350	8856	8856	0,43	-	-	-	1894	2105,4	2109,1
SSF082	29-jun-98	9302	9302	9100	9100	0,37	2395	2468,5	2481,5	2340	2415,6	2428,6
SSF082	26-ene-95	9302	9302	9200	9200	0,36	2505	2540,7	2553,6	2411	2447,7	2460,6
SSF082	28-jun-93	9302	9302	9075	9075	0,35	2567	2644,2	2657,1	2504	2583,5	2596,3
SSF084	01-feb-00	9363	9363	8957	8957	0,41	2323	2485,4	2493,0	1550	1716,5	1724,1
SSF084	10-ene-97	9363	9363	9196	9196	0,38	2489	2550,1	2557,7	2018	2080,8	2088,4
SSF084	14-sep-96	9363	9363	9189	9189	0,38	2382	2446,4	2454,0	2048	2114,1	2121,7
SSF084	15-ago-93	9363	9363	9196	9196	0,34	2653	2708,2	2716,0	2589	2645,9	2653,7
SSF089	08-sep-98	9316	9316	9166	9166	0,38	2622	2677,5	2713,1	2230	2287,0	2322,6
SSF089	15-jun-97	9316	9316	9250	9250	0,36	2527	2552,7	2588,3	1985	2008,8	2044,4
SSF089	08-abr-95	9316	9316	9223	9223	0,35	2596	2627,2	2662,9	2134	2166,2	2201,8
SSF090	14-jul-10	9245	9245	9022	9022	0,37	-	-	-	1520	1603,6	1640,9
SSF090	11-ago-10	9245	9245	9022	9022	0,42	-	-	-	1526	1618,5	1655,8
SSF090	06-abr-11	9245	9245	9022	9022	0,42	-	-	-	1630	1723,0	1760,3
SSF090	11-sep-10	9245	9245	9022	9022	0,42	-	-	-	1636	1728,6	1765,8
SSF090	13-ago-11	9245	9245	9022	9022	0,43	-	-	-	1636	1732,1	1769,4
SSF090	28-dic-10	9245	9245	9022	9022	0,42	-	-	-	1637	1730,0	1767,3
SSF090	23-abr-11	9245	9245	9022	9022	0,42	-	-	-	1643	1736,0	1773,3
SSF090	11-nov-11	9245	9245	9022	9022	0,43	-	-	-	1643	1739,1	1776,4
SSF090	02-feb-11	9245	9245	9022	9022	0,42	-	-	-	1644	1737,0	1774,3
SSF090	16-jun-10	9245	9245	9022	9022	0,38	-	-	-	1646	1729,6	1766,9

POZO	FECHA	PROF.	PROF.	PROF.	PROF.	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	P ws @	P ws @	P ws @	Pwf @	Pwf @	Pwf @
		MP (MD)	MP (TVD)	SENSOR (MD)	SENSOR (TVD)		SENSOR	MP	DATUM	SENSOR	MP	DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF090	17-feb-96	9238	9238	9152	9152	0,38	2630	2662,1	2701,7	1788	1820,9	1860,5
SSF090	11-ago-95	9238	9238	8914	8914	0,35	2486	2596,8	2636,4	1659	1773,0	1812,6
SSF090	07-ago-95	9238	9238	9164	9164	0,34	2526	2550,6	2590,2	1397	1422,3	1461,9
SSF096H	19-mar-02	11446	9342	-	6955	0,41	1410	2371,9	2390,0	1272	2257,8	2275,8
SSF105	13-ago-11	9543	9543	9515	9515	0,42	-	-	-	503	514,8	461,3
SSF105	14-oct-10	9543	9543	9354	9354	0,37	-	-	-	508	578,7	525,2
SSF105	04-jun-11	9543	9543	9515	9515	0,39	-	-	-	646	657,0	603,5
SSF105	13-nov-10	9543	9543	9354	9354	0,39	-	-	-	676	749,0	695,5
SSF105	25-dic-10	9543	9543	9354	9354	0,39	-	-	-	731	804,0	750,5
SSF105	27-sep-10	9543	9543	9340	9340	0,34	1532	1599,6	1546,3	851	920,6	867,3
SSF105	10-sep-02	9543	9543	9318	9318	0,38	2033	2117,2	2063,8	443	529,4	476,1
SSF105	12-jul-02	9543	9543	9244	9244	0,37	2066	2173,6	2120,3	594	704,6	651,3
SSF106D	18-oct-09	9678	9198	9203	8721	0,41	-	-	-	1053	1247,6	1302,0
SSF106D	11-ago-11	9678	9198	9198	8717	0,40	-	-	-	1399	1593,8	1648,2
SSF106D	11-ago-10	9678	9198	9219	8738	0,40	-	-	-	1548	1733,8	1788,2
SSF106D	31-ene-11	9678	9198	9219	8738	0,40	-	-	-	1595	1780,9	1835,3
SSF106D	07-abr-11	9678	9198	9219	8738	0,40	-	-	-	1597	1782,9	1837,2
SSF106D	07-jun-09	9678	9197	9255	8874	0,41	2244	2371,8	2426,5	1558	1689,0	1743,7
SSF106D	11-sep-08	9678	9197	9247	8766	0,36	2353	2505,6	2560,3	1701	1857,9	1912,6
SSF118D	18-abr-10	9646	9215	9105	8676	0,42	-	-	-	1244	1470,4	1530,8
SSF118D	17-ene-10	9646	9215	9105	8676	0,42	-	-	-	1253	1479,4	1539,8
SSF118D	21-feb-10	9646	9215	9105	8676	0,42	-	-	-	1260	1486,4	1546,8
SSF118D	13-may-10	9646	9215	9105	8676	0,42	-	-	-	1267	1493,4	1553,8
SSF118D	21-jun-09	9646	9215	9105	8676	0,41	-	-	-	1270	1491,0	1551,4
SSF118D	04-ene-09	9646	9215	9105	8676	0,38	-	-	-	1527	1733,9	1794,3
SSF118D	13-nov-08	9646	9215	9488	9057	0,38	2447	2505,3	2565,7	2019	2078,9	2139,3
SSF119D	16-oct-11	9809,5	9378	8991	8575	0,42	-	-	-	1286	1619,2	1624,5
SSF119D	06-nov-11	9809,5	9378	8991	8575	0,42	-	-	-	1304	1637,2	1642,7
SSF119D	13-sep-11	9809,5	9378	8991	8575	0,41	-	-	-	1310	1640,8	1646,1
SSF119D	06-ago-11	9809,5	9378	8991	8575	0,41	-	-	-	1316	1646,9	1652,1
SSF119D	02-abr-11	9809,5	9378	9067	8649	0,41	-	-	-	1355	1652,4	1657,7
SSF119D	29-jun-11	9809,5	9378	9067	8649	0,41	-	-	-	1379	1679,3	1684,6
SSF119D	02-ene-11	9809,5	9378	9067	8649	0,41	-	-	-	1402	1699,4	1704,7
SSF119D	28-ene-11	9809,5	9378	9067	8649	0,41	-	-	-	1404	1701,4	1706,7
SSF119D	15-dic-10	9809,5	9378	9067	8649	0,41	-	-	-	1406	1703,4	1708,7
SSF133D	26-ene-11	9859	9384	9658	9183	0,39	2367	2442,8	2448,5	2213	2290,8	2296,5

FUENTE: Departamento de Ingeniería de Petróleos; Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

TABLA A 7.5 Presiones corregidas al Datum de la Arena "U", SSF-Norte

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	Pws @ SENSOR	Pwf @ SENSOR	P ws @ MP	P ws @ DATUM	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PJE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF001	23-mar-95	9030	9030	8898	8898	0,39	1693	1174	1746	1765,5	1225,5	1245,2
SSF001	01-abr-95	9030	9030	8888	8888	0,39	1549	1378	1606	1625,9	1433,8	1453,5
SSF001	20-mar-79	8998	8998	8950	8950	0,32	2261	1830	2277	2307,4	1845,4	1876,0
SSF002	04-mar-84	8857	8857	8600	8600	0,36	2209	300	2304	2373,4	392,9	461,9
SSF003	04-ene-11	9071,5	9071,5	8963	8963	0,41	-	604	-	-	648,4	646,1
SSF003	19-ago-10	9071,5	9071,5	8850	8850	0,39	1630	1036	1718	1716,1	1122,3	1119,9
SSF003	17-feb-00	9129,5	9129,5	8877	8877	0,38	1571	1397	1669	1647,4	1492,8	1470,9
SSF003	03-jun-81	9129,5	9129,5	8930	8930	0,34	-	2063	-	-	2130,8	2108,9
SSF003	11-jun-81	9129,5	9129,5	9000	9000	0,33	-	2253	-	-	2295,9	2273,9
SSF003	16-feb-81	9129,5	9129,5	8930	8930	0,36	-	2147	-	-	2218,8	2196,9
SSF003	10-may-81	9129,5	9129,5	9040	9040	0,30	2176	2079	2197	2175,4	2105,9	2083,8
SSF003	27-mar-81	9129,5	9129,5	9060	9060	0,36	-	2114	-	-	2139,0	2117,1
SSF003	18-ene-02	9129,5	9129,5	8930	8930	0,38	1625	1341	1704	1681,5	1417,6	1395,5
SSF003	24-nov-79	9129,5	9129,5	9060	9060	0,19	2064	1936	2083	2061,4	1949,2	1927,1
SSF003	11-mar-90	9129,5	9129,5	8900	8900	0,13	-	1431	-	-	1460,8	1438,9
SSF003	25-ene-80	9129,5	9129,5	8900	8900	0,34	-	1964	-	-	2042,0	2020,1
SSF003	22-mar-97	9129,5	9129,5	8900	8900	0,36	1589	1174	1673	1650,7	1255,5	1233,4
SSF003	22-mar-97	9129,5	9129,5	8900	8900	0,36	1500	1110	1584	1561,7	1191,5	1169,4
SSF003	21-jun-88	9129,5	9129,5	8900	8900	0,18	-	1650	-	-	1691,3	1669,4
SSF003	16-oct-84	9129,5	9129,5	8940	8940	0,08	-	1365	-	-	1380,2	1358,2
SSF003	29-oct-83	9129,5	9129,5	8930	8930	0,33	-	1740	-	-	1805,9	1784,0
SSF003	22-dic-80	9129,5	9129,5	8927	8927	0,35	-	2100	-	-	2170,9	2148,9
SSF003	13-sep-11	9071,5	9071,5	8963	8963	0,41	-	672	-	-	716,1	713,8
SSF003	16-oct-11	9071,5	9071,5	8963	8963	0,41	-	672	-	-	716,1	713,8
SSF003	06-ago-11	9071,5	9071,5	8963	8963	0,41	-	681	-	-	725,1	722,8
SSF003	06-jul-11	9071,5	9071,5	8963	8963	0,41	-	776	-	-	820,3	818,0
SSF014	08-ago-10	9082	9082	8806	8806	0,33	1321	1034	1415	1418,2	1125,3	1128,5
SSF014	23-abr-77	9033	9033	8949	8949	0,33	2227	2075	2256	2275,4	2102,7	2122,5
SSF014	28-ago-99	9040	9040	8979	8979	0,37	2242	1258	2265	2282,9	1280,8	1298,2
SSF014	29-dic-10	9065,5	9065,5	8664	8664	0,34	-	921	-	-	1055,7	1064,4
SSF014	09-oct-10	9065,5	9065,5	8664	8664	0,33	-	922	-	-	1054,8	1063,5
SSF014	22-dic-10	9065,5	9065,5	8664	8664	0,34	-	922	-	-	1056,7	1065,4
SSF014	03-jun-11	9065,5	9065,5	8664	8664	0,34	-	924	-	-	1058,7	1067,3
SSF014	28-feb-11	9065,5	9065,5	8664	8664	0,34	-	925	-	-	1059,7	1068,3
SSF015	08-ago-96	8931	8931	8803	8803	0,36	1170	830	1217	1264,3	876,1	923,0
SSF015	13-ago-06	8974,5	8974,5	8850	8850	0,38	-	1232	-	-	1279,8	1312,0
SSF015	30-ene-04	8974,5	8974,5	8850	8850	0,37	-	1311	-	-	1357,5	1389,6
SSF015	08-oct-05	8974,5	8974,5	8880	8880	0,39	-	1128	-	-	1164,6	1196,8
SSF015	13-nov-02	8974,5	8974,5	8820	8820	0,38	1410	1321	1471	1503,0	1380,5	1412,4
SSF015	04-sep-94	9034,5	9034,5	8936	8936	0,39	1368	1260	1407	1419,1	1298,4	1310,1
SSF015	06-ene-03	8974,5	8974,5	8850	8850	0,37	-	1329	-	-	1375,5	1407,6
SSF015	17-oct-74	8996,5	8996,5	8850	8850	0,32	2558	2440	2607	2631,4	2487,5	2512,0
SSF015	26-nov-02	8974,5	8974,5	8953	8953	0,37	-	1326	-	-	1333,9	1366,1
SSF015	17-jul-85	8995,5	8995,5	8880	8880	0,33	-	1739	-	-	1776,5	1801,4
SSF015	03-jul-84	8996,5	8996,5	8900	8900	0,33	-	1583	-	-	1614,9	1639,4
SSF015	25-jun-78	8996,5	8996,5	8870	8870	0,33	2140	2017	2183	2207,5	2058,8	2083,2
SSF015	26-nov-81	8996,5	8996,5	8900	8900	0,32	-	1802	-	-	1832,6	1857,1
SSF015	07-sep-82	8996,5	8996,5	8900	8900	0,33	-	978	-	-	1009,9	1034,3
SSF015	13-nov-80	8996,5	8996,5	8700	8700	0,33	-	1923	-	-	2020,8	2045,3
SSF015	07-jun-77	8996,5	8996,5	8870	8870	0,33	2176	2045	2219	2243,0	2086,2	2110,7
SSF015	01-jun-03	8974,5	8974,5	8850	8850	0,37	-	1360	-	-	1406,5	1438,6
SSF015	10-feb-03	8974,5	8974,5	8850	8850	0,37	-	1253	-	-	1299,5	1331,6
SSF015B	21-nov-96	9079	9079	8958	8958	0,36	1413	229	1458	1470,1	272,6	284,9
SSF015B	16-ene-90	9182	9182	9100	9100	0,39	-	1202	-	-	1234,0	1211,3
SSF015B	25-dic-89	9172	9172	9052	9052	0,35	1955	1070	1998	1979,1	1112,2	1092,9
SSF015B	18-may-87	9182	9182	9125	9125	0,37	3025	2644	3046	3023,7	2664,8	2642,2
SSF015B	28-ago-83	9182	9182	9000	9000	0,36	-	1858	-	-	1922,8	1900,1
SSF036	06-nov-98	9080	9080	8963	8963	0,35	1551	1247	1593	1586,8	1287,4	1281,6
SSF036	20-feb-04	9080	9080	8969	8969	0,33	1469	1213	1507	1501,4	1250,0	1244,3
SSF036	11-abr-96	9080	9080	8809	8809	0,36	1673	1060	1773	1767,5	1157,6	1151,8

POZO	FECHA	PROF.	PROF.	PROF.	PROF.	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	Pws @	Pwf @	P ws @	P ws @	Pwf @	Pwf @
		MP (MD)	MP (TVD)	SENSOR (MD)	SENSOR (TVD)		SENSOR	SENSOR	MP	DATUM	MP	DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF036	25-may-89	9087	9087	8875	8875	0,34	1813	976	1886	1878,1	1047,1	1039,0
SSF036	27-dic-09	9080	9080	8781	8781	0,33	-	1242	-	-	1341,7	1336,0
SSF036	21-feb-10	9080	9080	8781	8781	0,33	-	1250	-	-	1349,8	1344,0
SSF036	18-abr-10	9080	9080	8781	8781	0,33	-	1250	-	-	1349,7	1344,0
SSF036	12-may-10	9080	9080	8781	8781	0,33	-	1250	-	-	1349,7	1344,0
SSF036	10-sep-10	9080	9080	8781	8781	0,33	-	1250	-	-	1349,7	1344,0
SSF046	28-jul-96	9156	9156	9050	9050	0,36	1423	719	1462	1433,7	757,2	728,6
SSF046	28-jul-96	9156	9156	9050	9050	0,36	1423	719	1462	1433,7	757,2	728,6
SSF046	16-ago-92	9156	9156	8840	8840	0,36	1432	651	1548	1519,4	763,8	735,2
SSF046	07-feb-78	9156	9156	9150	9150	0,32	2704	2535	2706	2677,4	2536,9	2508,4
SSF046	08-ene-77	9156	9156	9180	9180	0,33	2043	1098	2035	2006,3	1090,1	1061,5
SSF046	13-nov-84	9156	9156	9100	9100	0,42	1894	1441	1918	1889,3	1464,3	1435,7
SSF046	02-jun-85	9156	9156	9000	9000	0,39	2739	2122	2802	2773,0	2183,0	2154,5
SSF046	09-ene-85	9156	9156	9100	9100	0,31	2527	2034	2545	2516,4	2051,4	2022,8
SSF046	04-feb-85	9156	9156	9100	9100	0,38	-	1612	-	-	1633,0	1604,4
SSF049	05-abr-01	9042	9042	8930	8930	0,39	-	1227	-	-	1270,5	1278,3
SSF049	15-nov-01	9042	9042	8900	8900	0,39	-	1283	-	-	1338,1	1345,9
SSF049	27-mar-04	9042	9042	8835	8835	0,38	1483	1182	1563	1570,8	1259,8	1267,7
SSF049	18-dic-00	9042	9042	8930	8930	0,40	-	1120	-	-	1165,0	1172,8
SSF049	28-jun-00	9042	9042	8900	8900	0,37	-	1025	-	-	1077,2	1085,0
SSF049	20-nov-00	9042	9042	8930	8930	0,39	-	1232	-	-	1276,0	1283,8
SSF049	24-ene-01	9042	9042	8930	8930	0,39	-	1208	-	-	1251,4	1259,2
SSF049	10-feb-00	9042	9042	8900	8900	0,36	-	1270	-	-	1321,2	1329,0
SSF049	14-ago-00	9042	9042	8900	8900	0,38	-	1159	-	-	1212,3	1220,1
SSF049	14-mar-00	9042	9042	8900	8900	0,37	-	1161	-	-	1213,0	1220,8
SSF049	29-mar-00	9042	9042	8910	8910	0,37	1447	967	1497	1504,4	1015,3	1023,1
SSF049	28-sep-99	9042	9042	8900	8900	0,36	-	960	-	-	1010,7	1018,5
SSF049	31-ene-99	9042	9042	8900	8900	0,33	-	890	-	-	937,1	944,9
SSF049	26-nov-98	9042	9042	8900	8900	0,33	-	1118	-	-	1165,1	1172,9
SSF049	04-jun-89	9047	9047	8926	8926	0,33	1730	1168	1771	1777,4	1208,0	1214,2
SSF051	03-abr-93	9178,5	9178,5	9151	9151	0,34	1988	1058	1998	1959,3	1067,3	1029,0
SSF051	15-sep-94	9189	9189	9065	9065	0,39	2029	1656	2079	2036,8	1704,4	1662,5
SSF051	20-ago-86	9178,5	9178,5	9090	9090	0,35	2123	1396	2155	2116,5	1426,9	1388,6
SSF051	15-jun-89	9192	9192	9058	9058	0,35	2161	1776	2209	2166,5	1823,0	1780,2
SSF052	09-ene-76	9191	9191	9150	9150	0,32	3085	2500	3099	3052,6	2513,1	2467,2
SSF052	22-ene-77	9191	9191	9150	9150	0,34	3158	2639	3172	3126,5	2652,9	2607,0
SSF052	15-oct-79	9191	9191	9300	9300	0,33	2839	2759	2802	2756,0	2723,0	2677,1
SSF052B	08-oct-04	9199	9199	9085	9085	0,38	2417	968	2462	2417,9	1011,5	967,8
SSF053	13-sep-11	9181,5	9181,5	9041	9041	0,39	-	561	-	-	615,6	576,0
SSF053	20-oct-98	9181,5	9181,5	9045	9045	0,36	1622	1167	1673	1632,9	1216,1	1176,5
SSF053	16-jun-75	9181,5	9181,5	9260	9260	0,33	3337	3013	3310	3270,6	2987,0	2947,4
SSF053	18-abr-09	9181,5	9181,5	8808	8808	0,37	-	1033	-	-	1169,7	1130,1
SSF053	21-jun-09	9181,5	9181,5	8808	8808	0,37	-	1038	-	-	1177,0	1137,4
SSF053	20-sep-09	9181,5	9181,5	8808	8808	0,37	-	1047	-	-	1186,1	1146,5
SSF053	27-dic-09	9181,5	9181,5	8808	8808	0,37	-	1660	-	-	1799,1	1759,5
SSF053	21-feb-10	9181,5	9181,5	8808	8808	0,37	-	1929	-	-	2065,6	2026,0
SSF054	17-jul-00	9146	9146	9104	9104	0,39	1815	1445	1832	1804,1	1461,5	1433,6
SSF054	13-mar-01	9146	9146	8975	8975	0,38	1797	1447	1863	1835,6	1511,8	1483,9
SSF054	19-ago-86	9146	9146	9100	9100	0,33	-	1746	-	-	1761,2	1733,4
SSF056	07-feb-95	9168	9168	8740	8740	0,39	3240	1647	3411	3377,9	1813,9	1780,6
SSF056	29-jul-79	9168	9168	9020	9020	0,33	3218	2587	3268	3235,0	2635,8	2602,5
SSF056	04-ago-77	9168	9168	9024	9024	0,33	3460	2752	3509	3475,6	2799,5	2766,2
SSF056	27-feb-78	9168	9168	9020	9020	0,38	3347	2683	3405	3371,4	2739,2	2705,9
SSF056	01-ago-81	9168	9168	9020	9020	0,33	3260	2591	3310	3277,0	2639,8	2606,5
SSF057	26-jun-97	9188,5	9188,5	8072	8072	0,36	2221	243	2635	2595,0	645,8	605,9
SSF057	24-ene-98	9188,5	9188,5	9060	9060	0,36	2741	970	2788	2748,2	1015,9	975,9
SSF057	13-may-97	9188,5	9188,5	9095	9095	0,41	2711	857	2750	2709,9	895,0	855,0
SSF057	28-abr-95	9188,5	9188,5	9095	9095	0,36	2857	642	2892	2851,6	675,7	635,7
SSF057	21-jul-90	9188,5	9188,5	9051	9051	0,34	3019	2295	3067	3026,8	2341,4	2301,4
SSF059	09-jul-10	9016	9016	8819	8819	0,34	-	331,8	-	-	397,9	415,6
SSF059	16-ago-10	9016	9016	8819	8819	0,34	-	342	-	-	408,1	425,8
SSF059	19-may-10	9016	9016	8819	8819	0,34	-	351	-	-	417,8	435,4

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	Pws @ SENSOR	Pwf @ SENSOR	P ws @ MP	P ws @ DATUM	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
		PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF059	17-ene-10	9016	9016	8819	8819	0,34	-	420	-	-	486,8	504,4
SSF059	23-ago-09	9016	9016	8819	8819	0,34	-	425	-	-	491,8	509,5
SSF059	20-sep-09	9016	9016	8819	8819	0,34	-	435	-	-	501,8	519,5
SSF059	15-nov-09	9016	9016	8819	8819	0,34	-	445	-	-	511,8	529,5
SSF062	24-mar-98	9103	9103	8900	8900	0,36	1538	1460	1614	1620,8	1533,9	1540,7
SSF062	25-ene-95	9103	9103	9000	9000	0,39	1641	1502	1682	1689,0	1542,2	1549,0
SSF062	4-ago-90	9098	9098	9250	9250	0,33	-	1657	-	-	1606,8	1615,3
SSF062	01-ene-89	9098	9098	9020	9020	0,33	1639	1546	1666	1674,0	1571,7	1580,2
SSF062	12-abr-85	9103	9103	9000	9000	0,33	1804	1752	1839	1845,8	1786,0	1792,8
SSF062	10-abr-85	9103	9103	8950	8950	0,33	-	1982	-	-	2032,5	2039,3
SSF062	15-jul-88	9103	9103	9034	9034	0,37	-	2550	-	-	2575,4	2582,2
SSF062	9-may-88	9103	9103	8950	8950	0,37	-	2602	-	-	2657,9	2664,7
SSF062B	01-abr-09	9099	9099	8723	8723	0,34	-	799	-	-	927,2	934,0
SSF062B	14-mar-09	9099	9099	8723	8723	0,34	-	799	-	-	926,5	933,3
SSF062B	30-ago-09	9099	9099	8723	8723	0,34	-	839	-	-	967,1	973,9
SSF062B	14-ago-09	9099	9099	8723	8723	0,34	-	839	-	-	967,1	973,9
SSF062B	25-ago-04	9099	9099	9099	9099	0,33	1486	1415	1486	1492,9	1415,0	1421,9
SSF062B	09-may-09	9099	9099	8723	8723	0,34	-	1139	-	-	1267,2	1274,0
SSF063	12-mar-09	9062	9062	8864	8864	0,37	-	863	-	-	935,3	942,4
SSF063	03-abr-09	9062	9062	8864	8864	0,37	-	863	-	-	935,3	942,4
SSF063	07-ene-09	9062	9062	8864	8864	0,36	-	921	-	-	992,9	1000,1
SSF063	12-feb-09	9062	9062	8864	8864	0,37	-	921	-	-	993,3	1000,4
SSF063	23-may-09	9062	9062	8915	8915	0,35	1320	1175	1373	1380,3	1226,7	1233,8
SSF063	09-ago-04	9062	9062	8917	8917	0,34	1421	1175	1471	1478,2	1223,6	1230,8
SSF063	18-oct-10	9062	9062	8809	8809	0,39	-	1045	-	-	1142,8	1150,0
SSF063	13-oct-11	9062	9062	8809	8809	0,39	-	1050	-	-	1149,4	1156,6
SSF063	02-abr-10	9062	9062	8858	8858	0,36	-	1422,8	-	-	1497,1	1504,2
SSF063	24-abr-10	9062	9062	8858	8858	0,37	-	1458	-	-	1534,1	1541,2
SSF063	01-jun-10	9062	9062	8858	8858	0,39	-	1526	-	-	1605,5	1612,6
SSF063	10-jul-10	9062	9062	8858	8858	0,37	-	1596	-	-	1670,9	1678,0
SSF063	11-ago-10	9062	9062	8858	8858	0,38	-	1663	-	-	1741,1	1748,2
SSF063	12-sep-10	9062	9062	8858	8858	0,38	-	1718	-	-	1795,4	1802,5
SSF064	10-jun-11	9011	9011	8772	8772	0,33	-	973	-	-	1052,5	1095,7
SSF064	06-mar-11	9011	9011	8772	8772	0,33	-	980	-	-	1059,5	1102,7
SSF064	08-abr-96	9011	9011	8843	8843	0,36	1304	519	1366	1413,4	579,5	626,7
SSF064	23-abr-11	9011	9011	8772	8772	0,33	-	990	-	-	1069,5	1112,7
SSF064	17-jul-96	9120	9120	9008	9008	0,39	1740	1456	1785	1795,0	1499,7	1509,9
SSF064	13-nov-09	9011	9011	8772	8772	0,33	-	992	-	-	1071,6	1114,8
SSF064	23-jul-87	9120	9120	8980	8980	0,33	2292	1097	2340	2350,1	1143,5	1153,7
SSF064	30-jul-87	9120	9120	8920	8920	0,34	2262	1710	2333	2342,9	1778,7	1788,9
SSF064	16-jun-01	9120	9120	8458	8458	0,39	939	665	1204	1214,0	923,2	933,4
SSF064	03-ene-11	9011	9011	8772	8772	0,33	-	1016	-	-	1095,5	1138,7
SSF064	12-ago-10	9011	9011	8772	8772	0,33	-	1076	-	-	1155,6	1198,8
SSF064	30-mar-10	9011	9011	8772	8772	0,39	-	1088	-	-	1181,3	1224,5
SSF065	9-sep-85	9035	9035	8665	8665	0,33	2824	948	2950	2959,7	1070,1	1080,0
SSF066	14-sep-09	9037,5	9037,5	8800	8800	0,38	-	744	-	-	834,3	836,9
SSF066	19-dic-09	9037,5	9037,5	8920	8920	0,35	1414	1116	1456	1458,9	1157,2	1159,8
SSF066	04-nov-11	9037,5	9037,5	8935	8935	0,34	1331	429	1367	1369,3	463,7	466,3
SSF066	21-feb-10	9037,5	9037,5	8971	8971	0,35	1414	1219	1438	1440,4	1242,1	1244,7
SSF066	09-abr-00	9037,5	9037,5	8900	8900	0,33	1369	545	1416	1418,4	590,5	593,0
SSF066	16-mar-00	9037,5	9037,5	8900	8900	0,33	-	642	-	-	687,4	689,9
SSF066	31-oct-01	9037,5	9037,5	8960	8960	0,33	-	500	-	-	525,6	528,1
SSF066	24-jul-00	9037,5	9037,5	8950	8950	0,33	-	697	-	-	725,9	728,5
SSF066	24-ene-00	9037,5	9037,5	8900	8900	0,33	-	653	-	-	698,5	701,1
SSF066	23-jun-97	9037,5	9037,5	8950	8950	0,37	1472	1133	1505	1507,8	1165,4	1167,9
SSF066	22-jun-97	9037,5	9037,5	8950	8950	0,36	1421	1133	1453	1455,9	1164,5	1167,1
SSF066	23-dic-02	9037,5	9037,5	8960	8960	0,33	-	916	-	-	941,6	944,1
SSF066	23-nov-02	9037,5	9037,5	8960	8960	0,33	-	844	-	-	869,6	872,1
SSF066	26-nov-01	9037,5	9037,5	8960	8960	0,33	-	715	-	-	740,6	743,1
SSF066	14-oct-01	9037,5	9037,5	8960	8960	0,33	-	640	-	-	665,6	668,1
SSF066	08-ene-06	9037,5	9037,5	8900	8900	0,33	-	660	-	-	705,5	708,0
SSF066	02-jul-05	9037,5	9037,5	8920	8920	0,33	-	775	-	-	813,9	816,4

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	Pws @ SENSOR	Pwf @ SENSOR	P ws @ MP	P ws @ DATUM	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF066	26-abr-05	9037,5	9037,5	8930	8930	0,33	-	875	-	-	910,6	913,1
SSF066	11-oct-04	9037,5	9037,5	8750	8750	0,33	-	785	-	-	880,1	882,7
SSF066	13-oct-03	9037,5	9037,5	8960	8960	0,33	-	877	-	-	902,6	905,2
SSF066	08-nov-08	9037,5	9037,5	8900	8900	0,36	-	809	-	-	858,1	860,6
SSF070	11-jul-90	9159,5	9159,5	8855	8855	0,33	1676	1094	1780	1750,9	1194,6	1165,9
SSF071	05-ene-91	9157,5	9157,5	9021	9021	0,33	2171	1508	2218	2187,9	1553,3	1523,5
SSF071	18-jun-97	9157,5	9157,5	9100	9100	0,36	2292	1521	2313	2283,5	1541,7	1512,0
SSF078	08-ago-11	9071,5	9071,5	8839	8839	0,35	-	551	-	-	632,7	640,0
SSF078	11-nov-11	9071,5	9071,5	8839	8839	0,35	-	551	-	-	632,7	640,1
SSF078	20-sep-09	9071,5	9071,5	8839	8839	0,35	-	607	-	-	687,5	694,8
SSF078	15-nov-09	9071,5	9071,5	8839	8839	0,35	-	614	-	-	694,5	701,8
SSF078	18-dic-10	9071,5	9071,5	8839	8839	0,35	-	616	-	-	696,5	703,8
SSF078	15-nov-10	9071,5	9071,5	8839	8839	0,35	-	618	-	-	698,5	705,8
SSF078	23-ago-09	9071,5	9071,5	8839	8839	0,35	-	620	-	-	700,5	707,8
SSF078	13-sep-10	9071,5	9071,5	8839	8839	0,35	-	628	-	-	708,5	715,8
SSF086	14-jul-94	9110	9110	9011	9011	0,38	1326	657	1365	1350,7	694,6	680,7
SSF086	05-jun-94	9118,5	9118,5	9003	9003	0,39	1540	1465	1586	1569,4	1510,0	1493,2
SSF086	22-nov-95	9110	9110	9037	9037	0,36	1543	1361	1570	1556,1	1387,3	1373,3
SSF087	15-jul-94	9092,5	9092,5	8900	8900	0,39	1482	1313	1559	1554,4	1388,1	1383,5
SSF088	03-abr-97	9096	9096	8953	8953	0,36	1296	495	1349	1341,1	546,5	538,7
SSF088	17-abr-95	9115	9115	9050	9050	0,39	1533	995	1559	1544,7	1020,4	1006,1
SSF088	21-abr-95	9096	9096	8950	8950	0,39	1670	1072	1728	1720,6	1128,9	1121,1
SSF098D	03-mar-06	9493	9078	9374	8959	0,39	1353	1235	1400	1417,0	1281,0	1297,9
SSF099	20-jun-98	9105	9105	9000	9000	0,33	1471	445	1507	1491,4	479,7	464,4
SSF099	15-abr-00	9105	9105	8947	8947	0,33	1174	1061	1228	1212,5	1113,2	1097,9
SSF099	20-jul-98	9105	9105	8947	8947	0,39	1745	641	1809	1793,4	703,1	687,8
SSF099	10-jun-98	9105	9105	9008	9008	0,35	1631	794	1666	1650,3	827,7	812,4
SSF108D	16-sep-11	9638	9081	9046	8488	0,34	-	652	-	-	853,0	852,0
SSF108D	19-mar-07	9637	9081	9517	8961	0,33	1343	372	1384	1383,3	412,0	411,1
SSF108D	30-jun-06	9638	9081	9435	8878	0,39	1708	1231	1789	1787,6	1309,5	1308,6
SSF108D	28-may-11	9637	9081	9517	8961	0,34	2763	502	2805	2804,0	542,7	541,8
SSF109D	07-jul-09	10158	9013	8869	7738	0,35	-	440	-	-	885,9	924,8
SSF109D	13-ago-09	10158	9013	8869	7738	0,35	-	486	-	-	936,6	975,5
SSF109D	02-feb-11	10158	9013	10019	8874	0,35	-	1167	-	-	1215,6	1254,6
SSF109D	26-ene-10	10158	9013	9878	8733	0,39	1336	1145	1448	1486,8	1254,0	1293,0
SSF109D	20-nov-08	10158	9013	9981	8835	0,34	1356	1256	1417	1456,5	1315,7	1354,7
SSF111D	21-jun-09	9670,5	9122	8150	7736	0,34	-	437	-	-	904,3	887,0
SSF111D	18-abr-09	9670,5	9122	8150	7736	0,34	-	454	-	-	921,3	904,0
SSF111D	24-may-09	9670,5	9122	8150	7736	0,34	-	484	-	-	951,4	934,0
SSF111D	10-oct-05	9670,5	9122	9526	8978	0,33	2075	1307	2124	2107,0	1354,9	1337,6
SSF111D	09-nov-08	9670,5	9122	9316	8768	0,34	2486	1531	2611	2593,8	1652,6	1635,3
SSF132D	12-sep-11	9692,5	9302	8797	8406	0,34	-	1727	-	-	2030,7	1962,1
SSF132D	09-oct-11	9692,5	9302	8797	8406	0,35	-	1736	-	-	2053,8	1985,1

FUENTE: Departamento de Ingeniería de Petróleos; Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

TABLA A 7.6 Presiones corregidas al Datum de la Arena "U", SSF-Sur

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	Pws @ SENSOR	Pwf @ SENSOR	Pws @ MP	Pws @ DATUM	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF002	04-may-10	8918,5	8918,5	8751	8751	0,40	2519	961	2587,3	2635,3	1027,6	1075,6
SSF002	12-may-88	8907,5	8907,5	8740	8740	0,33	3143	1212	3200,4	3252,2	1267,7	1319,5
SSF002	22-jun-97	8857	8857	8722	8722	0,36	2887	2409	2936,3	3005,3	2457,0	2526,0
SSF002	22-jun-97	8857	8857	8792	8792	0,39	2950	2475	2976,0	3045,0	2500,4	2569,3
SSF002	24-sep-02	8935,5	8935,5	8849	8849	0,39	2773	2265	2807,5	2849,8	2298,7	2340,9
SSF002	11-ene-84	8913,5	8913,5	8860	8860	0,33	-	2091	-	-	2108,8	2158,6
SSF002	20-mar-04	8935,5	8935,5	8849	8849	0,39	2765	2397	2799,7	2842,0	2430,8	2473,1
SSF002	25-mar-91	8935,5	8935,5	8900	8900	0,42	2965	2035	2980,3	3022,5	2049,9	2092,2
SSF002	29-nov-86	8857	8857	8773	8773	0,30	-	1834	-	-	1859,2	1928,2
SSF002	19-oct-90	8941,5	8941,5	8900	8900	0,38	-	2245	-	-	2260,6	2300,9
SSF002	26-mar-90	8935,5	8935,5	9000	9000	0,38	-	2156	-	-	2131,5	2173,8
SSF002	26-ene-02	8941,5	8941,5	8849	8849	0,38	2704	2158	2740,4	2780,6	2193,5	2233,7
SSF002	02-jun-88	8941,5	8941,5	8900	8900	0,36	-	1862	-	-	1876,8	1917,1
SSF002	16-jun-88	8941,5	8941,5	8800	8800	0,36	-	1860	-	-	1911,2	1951,4
SSF002	28-jun-88	8941,5	8941,5	8800	8800	0,27	-	1641	-	-	1679,2	1719,4
SSF002	21-mar-79	8913,5	8913,5	8120	8120	0,33	-	1826	-	-	2087,9	2137,6
SSF002	17-feb-78	8913,5	8913,5	8880	8880	0,29	3392	2499	3402,1	3451,8	2508,7	2558,5
SSF002	19-nov-78	8913,5	8913,5	8880	8880	0,33	2809	2347	2820,4	2870,2	2358,1	2407,8
SSF002	12-nov-82	8913,5	8913,5	8730	8730	0,32	-	1762	-	-	1820,7	1870,5
SSF002	28-oct-82	8913,5	8913,5	8720	8720	0,32	-	1826	-	-	1887,9	1937,7
SSF002	29-oct-90	8935,5	8935,5	8900	8900	0,38	-	2320	-	-	2333,4	2375,7
SSF002	02-ene-11	8918,5	8918,5	8598	8598	0,40	-	731	-	-	858,7	906,8
SSF002	18-abr-09	8935,5	8935,5	8622	8622	0,41	-	1480	-	-	1608,3	1650,6
SSF002	24-may-09	8935,5	8935,5	8622	8622	0,41	-	1494	-	-	1622,3	1664,6
SSF002	17-ene-10	8935,5	8935,5	8622	8622	0,41	-	1590	-	-	1718,0	1760,3
SSF002	21-mar-10	8935,5	8935,5	8622	8622	0,41	-	1689	-	-	1817,0	1859,3
SSF006B	22-feb-98	8979	8979	8984	8984	0,36	3039	1604	3037,2	3065,7	1602,2	1630,8
SSF006B	27-nov-07	8898	8898	8787	8787	0,36	2563	1736	2604,5	2660,6	1776,4	1832,5
SSF006B	20-sep-87	8898	8898	8850	8850	0,28	2736	2100	2752,8	2808,9	2113,4	2169,5
SSF006B	14-sep-87	8979	8979	8950	8950	0,36	3111	1627	3121,8	3150,4	1637,5	1666,1
SSF006B	09-ene-09	8898	8898	8779	8779	0,38	-	710	-	-	755,8	811,9
SSF007	27-abr-85	8967	8967	8750	8750	0,35	3222	2061	3300,7	3331,9	2137,5	2168,8
SSF007	25-abr-85	9016	9016	8750	8750	0,35	2926	2360	3022,4	3037,0	2453,8	2468,4
SSF007	15-jun-85	9016	9016	8850	8850	0,35	-	2355	-	-	2413,1	2427,7
SSF007	16-oct-86	9015	9015	9000	9000	0,34	3091	2749	3096,1	3111,1	2754,1	2769,1
SSF014	08-ago-10	9082	9082	8806	8806	0,33	1321	1034	1415,1	1418,2	1125,3	1128,5
SSF014	23-abr-77	9033	9033	8949	8949	0,33	2227	2075	2255,6	2275,4	2102,7	2122,5

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	Pws @ SENSOR	Pwf @ SENSOR	P ws @ MP	P ws @ DATUM	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF014	28-ago-99	9040	9040	8979	8979	0,37	2242	1258	2265,4	2282,9	1280,8	1298,2
SSF014	03-abr-91	9082	9082	8972	8972	0,36	1534	1255	1574,8	1578,0	1294,7	1297,9
SSF014	10-may-86	9033	9033	8760	8760	0,33	-	1303	-	-	1393,1	1412,9
SSF014	30-dic-76	9033	9033	8970	8970	0,33	2244	1828	2265,4	2285,2	1848,8	1868,6
SSF014	18-ago-85	9033	9033	8800	8800	0,33	-	1247	-	-	1324,0	1343,8
SSF014	03-may-78	9033	9033	8950	8950	0,32	2189	1876	2216,4	2236,2	1902,6	1922,4
SSF014	04-feb-78	9033	9033	8949	8949	0,32	2141	1872	2168,7	2188,5	1898,9	1918,7
SSF014	26-nov-79	9033	9033	8950	8950	0,34	2047	1980	2076,9	2096,7	2008,2	2028,0
SSF014	15-sep-11	9065,5	9065,5	8664	8664	0,33	-	904	-	-	1037,2	1045,9
SSF014	03-jun-11	9065,5	9065,5	8664	8664	0,34	-	924	-	-	1058,7	1067,3
SSF014	28-feb-11	9065,5	9065,5	8664	8664	0,34	-	925	-	-	1059,7	1068,3
SSF020	18-feb-94	9061	9061	8873	8873	0,39	2902	2641	2977,2	2976,5	2714,3	2713,6
SSF020B	16-jul-09	8978	8978	8773	8773	0,33	-	579	-	-	647,1	675,0
SSF020B	05-jul-09	8978	8978	8773	8773	0,33	-	587	-	-	655,1	683,0
SSF020B	11-ago-09	8978	8978	8773	8773	0,33	-	596	-	-	664,2	692,1
SSF020B	30-ago-09	8978	8978	8773	8773	0,33	-	596	-	-	664,2	692,1
SSF020B	14-nov-09	8978	8978	8773	8773	0,34	-	608	-	-	677,4	705,2
SSF020B	16-oct-09	8978	8978	8773	8773	0,33	-	612	-	-	680,1	708,0
SSF020B	17-dic-09	8978	8978	8773	8773	0,34	-	625	-	-	694,5	722,4
SSF020B	05-may-09	8978	8978	8773	8773	0,33	-	641	-	-	709,1	737,0
SSF020B	17-dic-09	8978	8978	8773	8773	0,34	-	664	-	-	733,5	761,4
SSF020B	03-abr-09	8978	8978	8773	8773	0,33	-	684	-	-	751,9	779,7
SSF020B	06-ene-08	8978	8978	8753	8753	0,33	2207	1134	2283,7	2311,6	1208,5	1236,3
SSF020B	29-jun-02	9087	9087	8396	8396	0,38	2383	1795	2649,0	2639,8	2054,1	2044,9
SSF020B	03-jun-10	8978	8978	8773	8773	0,38	-	993	-	-	1070,8	1098,7
SSF022	25-jun-97	9092	9092	8900	8900	0,36	2675	1888	2745,5	2722,7	1956,6	1933,8
SSF022B	27-jul-77	9110,5	9110,5	9020	9020	0,34	2666	913	2697,7	2679,7	943,8	925,8
SSF022B	19-may-94	9110	9110	8911	8911	0,39	2757	1899	2836,6	2818,8	1976,6	1958,8
SSF022B	28-sep-79	9110,5	9110,5	9020	9020	0,34	2516	2053	2546,8	2528,8	2083,8	2065,8
SSF022B	13-jun-87	9110	9110	9050	9050	0,33	2982	2382	3002,4	2984,6	2401,8	2384,0
SSF022B	13-feb-87	9110	9110	8920	8920	0,31	2710	1447	2770,8	2753,0	1505,9	1488,1
SSF022B	09-ago-91	9110	9110	9000	9000	0,34	2739	2456	2777,1	2759,3	2493,0	2475,2
SSF023	31-may-81	9110,5	9110,5	9000	9000	0,30	-	1623	-	-	1656,3	1639,4
SSF023	05-feb-02	9110,5	9110,5	9034	9034	0,36	2833	1998	2861,6	2844,7	2025,9	2008,9
SSF023	14/09/1998	9110,5	9110,5	8936	8936	0,40	3338	2079	3409,9	3393,0	2149,1	2132,2
SSF023	28-ene-77	9110,5	9110,5	9060	9060	0,33	2835	1930	2852,3	2835,4	1946,8	1929,8
SSF023	16-jun-81	9110,5	9110,5	9050	9050	0,29	2753	1756	2771,4	2754,5	1773,8	1756,9
SSF023	15-oct-78	9110,5	9110,5	9050	9050	0,34	2884	1803	2905,3	2888,4	1823,7	1806,8
SSF023	20-mar-82	9110,5	9110,5	9030	9030	0,36	3046	2043	3075,5	3058,6	2071,7	2054,8

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	Pws @ SENSOR	Pwf @ SENSOR	P ws @ MP	P ws @ DATUM	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF023	01-jun-81	9110,5	9110,5	9000	9000	0,34	2775	1239	2813,5	2796,5	1276,3	1259,4
SSF028	22-jul-93	9089	9089	8808	8808	0,39	2307	1992	2419,4	2415,0	2101,6	2097,2
SSF045	20-abr-80	8993	8993	9000	9000	0,38	2468	1966	2465,3	2488,1	1963,4	1986,2
SSF045B	13-sep-86	8977,5	8977,5	8500	8500	0,43	2775	2399	2936,4	2965,1	2602,7	2631,4
SSF045B	15-feb-87	8977,5	8977,5	9000	9000	0,40	2933	1830	2923,7	2952,4	1820,9	1849,6
SSF067	22-jul-86	9000,5	9000,5	6800	6800	0,33	2008	1909	2757,2	2776,0	2636,1	2655,0
SSF067	31-ago-86	8976	8976	9000	9000	0,35	2796	2364	2787,4	2814,6	2355,6	2382,8
SSF068	08-jul-88	9095	9095	9050	9050	0,36	3123	2905	3138,3	3129,5	2921,2	2912,3
SSF068	19-sep-95	8989,5	8989,5	8889	8889	0,31	2874	1874	2906,2	2933,2	1905,2	1932,2
SSF068	13-sep-95	9091	9091	8993	8993	0,36	3110	2298	3146,3	3138,8	2333,3	2325,8
SSF068	30-abr-91	9044	9044	8900	8900	0,36	-	2790	-	-	2841,5	2850,0
SSF068	14-ago-93	8992	8992	8947	8947	0,37	2793	2005	2810,1	2836,3	2021,7	2047,8
SSF068	03-jul-88	9095	9095	9050	9050	0,35	3085	2788	3100,7	3091,8	2803,6	2794,8
SSF069	24-may-09	9156,5	9156,5	8385	8385	0,39	-	977	-	-	1280,9	1259,9
SSF075	24-may-91	8913,5	8913,5	8820	8820	0,34	2700	474	2732,3	2785,9	505,4	558,9
SSF078	04-ene-09	9071,5	9071,5	8909	8909	0,34	-	1686	-	-	1741,2	1748,5
SSF079	23-ago-07	9072	9072	8856	8856	0,34	2730	1524	2805,0	2801,9	1596,8	1593,7
SSF079	24-nov-10	9072	9072	8760	8760	0,40	-	1177	-	-	1300,5	1297,4
SSF079	08-sep-10	9072	9072	8760	8760	0,40	-	1200	-	-	1324,0	1321,0
SSF079	06-ene-09	9072	9072	8826	8826	0,37	-	1205	-	-	1297,2	1294,2
SSF079	11-feb-09	9072	9072	8826	8826	0,38	-	1205	-	-	1297,3	1294,2
SSF079	03-abr-09	9072	9072	8826	8826	0,38	-	1205	-	-	1297,7	1294,6
SSF079	03-jul-09	9072	9072	8826	8826	0,38	-	1210	-	-	1302,7	1299,6
SSF079	30-mar-11	9072	9072	8760	8760	0,40	-	1212	-	-	1337,4	1334,4
SSF079	04-may-09	9072	9072	8826	8826	0,38	-	1216	-	-	1309,6	1306,5
SSF079	01-ene-11	9072	9072	8760	8760	0,40	-	1216	-	-	1340,2	1337,2
SSF079	15-oct-10	9072	9072	8760	8760	0,40	-	1221	-	-	1345,3	1342,2
SSF079	09-jun-10	9072	9072	8904	8904	0,40	-	1224	-	-	1291,5	1288,4
SSF079	01-may-11	9072	9072	8760	8760	0,40	-	1224	-	-	1349,1	1346,0
SSF079	30-ago-09	9072	9072	8904	8904	0,39	-	1235	-	-	1300,3	1297,2
SSF082	21-sep-07	9011,5	9011,5	8521	8521	0,37	2385	1611	2569,4	2577,9	1790,5	1799,0
SSF082	30-jun-93	9011,5	9011,5	8931	8931	0,33	2846	2197	2873,4	2881,9	2223,6	2232,1
SSF082	03-mar-10	8972,5	8972,5	8813	8813	0,37	-	1167	-	-	1226,4	1248,8
SSF082	02-jun-97	9011,5	9011,5	8950	8950	0,37	2357	1801	2380,4	2388,8	1823,8	1832,2
SSF082	02-jun-97	9011,5	9011,5	8950	8950	0,36	2293	1846	2315,8	2324,2	1868,1	1876,6
SSF082	27-jun-95	9011,5	9011,5	9000	9000	0,33	2479	2008	2482,9	2491,4	2011,8	2020,3
SSF082	03-jul-93	8935,5	8935,5	8659	8659	0,33	2673	2105	2767,2	2801,5	2196,4	2230,8
SSF082	09-feb-11	8972,5	8972,5	8822	8822	0,38	-	1188	-	-	1245,0	1267,4
SSF082	20-abr-10	8972,5	8972,5	8813	8813	0,37	-	1192	-	-	1251,4	1273,8

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	Pws @ SENSOR	Pwf @ SENSOR	P ws @ MP	P ws @ DATUM	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF082	25-dic-10	8972,5	8972,5	8813	8813	0,37	-	1534	-	-	1593,5	1615,9
SSF082	13-jun-11	8972,5	8972,5	8822	8822	0,37	-	1600	-	-	1656,2	1678,6
SSF091	09-ene-09	8930	8930	8809	8809	0,38	-	942	-	-	987,9	1035,3
SSF091	14-ago-09	8930	8930	8809	8809	0,38	-	1258	-	-	1303,7	1351,1
SSF091	01-sep-09	8930	8930	8809	8809	0,38	-	1342	-	-	1387,7	1435,1
SSF091	09-oct-09	8930	8930	8809	8809	0,38	-	1536	-	-	1581,8	1629,2
SSF091	12-nov-09	8930	8930	8809	8809	0,38	-	1677	-	-	1722,8	1770,2
SSF091	16-dic-09	8930	8930	8809	8809	0,38	-	2027	-	-	2072,8	2120,2
SSF091	16-dic-09	8930	8930	8809	8809	0,38	-	2027	-	-	2072,8	2120,2
SSF091	05-feb-10	8930	8930	8809	8809	0,37	-	2103	-	-	2147,6	2195,0
SSF091	28-feb-10	8930	8930	8809	8809	0,38	-	2359	-	-	2404,6	2452,0
SSF091	02-abr-10	8930	8930	8840	8840	0,39	-	1294	-	-	1328,9	1376,2
SSF091	24-abr-10	8930	8930	8840	8840	0,39	-	1206	-	-	1240,7	1288,0
SSF091	01-may-11	8930	8930	8840	8840	0,39	-	1297	-	-	1331,9	1379,2
SSF091	10-jun-11	8930	8930	8840	8840	0,38	-	1334	-	-	1368,6	1415,9
SSF091	06-jul-11	8930	8930	8840	8840	0,39	-	1300	-	-	1334,9	1382,2
SSF091	08-ago-11	8930	8930	8840	8840	0,38	-	1579	-	-	1613,5	1660,9
SSF091	17-sep-11	8930	8930	8840	8840	0,39	-	1294	-	-	1328,9	1376,3
SSF091	11-oct-11	8930	8930	8840	8840	0,38	-	1275	-	-	1309,5	1356,9
SSF092	07-jun-95	8934	8934	8476	8476	0,39	2807	1578	2990,2	3032,7	1756,6	1799,1
SSF096H	10-oct-11	9983,5	9010	9409	8668	0,36	-	769	-	-	892,3	920,1
SSF131D	07-nov-11	9629,5	9241	9352	8962	0,37	-	2124	-	-	2227,1	2179,2
SSF131D	15-oct-11	9629,5	9241	9352	8962	0,37	-	2126	-	-	2228,1	2180,2
SSF131D	7-sep-11	9629,5	9241	9352	8962	0,37	-	2131	-	-	2233,1	2185,2
SSF131D	01-ago-11	9629,5	9241	9352	8962	0,36	-	2215	-	-	2314,6	2266,7
SSF131D	02-jul-11	9629,5	9241	9352	8962	0,36	-	2301	-	-	2400,6	2352,7
SSF140D	12-sep-11	9389,5	9116	9200	8927	0,37	-	700	-	-	769,2	757,6
SSF140D	14-oct-11	9389,5	9116	9200	8927	0,38	-	928	-	-	998,9	987,3
SSF140D	14-ago-11	9389,5	9118	9223	8950	0,35	1516	998	1576,6	1564,4	1056,9	1044,7

FUENTE: Departamento de Ingeniería de Petróleos; Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo.

TABLA A 7.7 Presiones corregidas al Datum de la Arena "U", SSF-Sur Oeste

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	Pws @ SENSOR	Pwf @ SENSOR	P ws @ MP	P ws @ DATUM	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
		PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF024	04-feb-92	9084	9084	8956	8956	0,31	3375	1162	3416,0	3412,9	1201,7	1198,6
SSF024	22-mar-95	9156	9156	9065	9065	0,39	3504	1856	3540,4	3512,9	1891,5	1864,0
SSF024	09-ago-87	9084	9084	9050	9050	0,37	3680	1784	3692,9	3689,9	1796,6	1793,5
SSF024	14-oct-76	9156	9156	9020	9020	0,35	3295	2956	3343,5	3316,0	3003,2	2975,6
SSF024	11-abr-88	9084	9084	8997	8997	0,37	3607	1815	3640,4	3637,4	1847,5	1844,5
SSF024	08-abr-88	9195	9195	9081	9081	0,37	3623	2561	3665,8	3625,0	2602,6	2561,8
SSF024	26-abr-77	9156	9156	9050	9050	0,36	3374	2748	3413,2	3385,7	2786,2	2758,6
SSF024	28-may-78	9156	9156	9020	9020	0,36	3407	2748	3457,3	3429,8	2797,0	2769,4
SSF026	20-jun-84	9066,5	9066,5	9000	9000	0,39	3485	2528	3511,8	3515,7	2554,1	2558,0
SSF026	19-jun-84	9066,5	9066,5	9000	9000	0,33	-	2706	-	-	2727,9	2731,9
SSF026	01-feb-85	9066,5	9066,5	8920	8920	0,38	2607	2127	2663,4	2667,3	2181,9	2185,8
SSF027	15-oct-09	9249,5	9249,5	8848	8848	0,36	-	780	-	-	924,0	871,5
SSF027	05-may-09	9249,5	9249,5	8848	8848	0,36	-	781	-	-	925,1	872,5
SSF027	07-jul-09	9249,5	9249,5	8848	8848	0,36	-	781	-	-	925,1	872,5
SSF027	16-jul-09	9249,5	9249,5	8848	8848	0,36	-	781	-	-	925,0	872,5
SSF027	13-ago-09	9249,5	9249,5	8848	8848	0,36	-	781	-	-	925,1	872,6
SSF027	03-sep-09	9249,5	9249,5	8848	8848	0,36	-	781	-	-	925,1	872,5
SSF027	12-feb-87	9249,5	9249,5	9118	9118	0,36	3162	942	3211,0	3158,4	989,7	937,1
SSF027	04-abr-09	9249,5	9249,5	8848	8848	0,34	-	799	-	-	937,3	884,8
SSF027	16-abr-95	9249,5	9249,5	9150	9150	0,39	3222	1682	3261,8	3209,3	1720,8	1668,3
SSF027	29-nov-77	9249,5	9249,5	9200	9200	0,35	2853	1617	2870,9	2818,4	1634,4	1581,9
SSF027	10-dic-77	9403	9403	9200	9200	0,35	3125	2553	3193,4	3088,7	2625,0	2520,3
SSF027	16-nov-09	9249,5	9249,5	8848	8848	0,36	-	1491	-	-	1635,1	1582,5
SSF027	17-dic-09	9249,5	9249,5	8848	8848	0,36	-	1491	-	-	1635,1	1582,5
SSF027	17-dic-09	9249,5	9249,5	8848	8848	0,36	-	1491	-	-	1635,1	1582,5
SSF027	05-feb-10	9249,5	9249,5	8848	8848	0,36	-	1491	-	-	1635,1	1582,5
SSF027	17-oct-10	9249,5	9249,5	8848	8848	0,36	-	1491	-	-	1635,1	1582,6
SSF027	13-dic-10	9249,5	9249,5	8848	8848	0,36	-	1491	-	-	1635,0	1582,5
SSF035	26-ago-95	9278	9278	9155	9155	0,36	3472	1530	3517,5	3453,3	1574,3	1510,0
SSF035	11-nov-90	9278	9278	9168	9168	0,37	3535	812	3576,4	3512,1	852,3	788,0
SSF035	13-jun-07	9278	9278	8367	8367	0,40	2833	1536	3207,5	3143,2	1901,4	1837,1
SSF035	02-jun-88	9278	9278	9157	9157	0,33	3532	1815	3573,2	3509,0	1855,0	1790,8
SSF035	04-feb-83	9274	9274	9200	9200	0,39	-	2329	-	-	2358,1	2295,2
SSF035	10-mar-09	9278	9278	8260	8260	0,38	-	1320	-	-	1701,8	1637,5
SSF035	15-oct-09	9278	9278	8260	8260	0,38	-	1323	-	-	1704,8	1640,5
SSF035	05-may-09	9278	9278	8260	8260	0,37	-	1326	-	-	1707,7	1643,4
SSF035	11-sep-10	9278	9278	8260	8260	0,40	-	1799	-	-	2208,3	2144,0
SSF035	24-nov-10	9278	9278	8260	8260	0,40	-	1811	-	-	2220,2	2156,0
SSF035	11-ago-10	9278	9278	8260	8260	0,40	-	1826	-	-	2235,6	2171,3
SSF035	09-jul-10	9278	9278	8260	8260	0,40	-	1848	-	-	2257,2	2193,0
SSF035	24-dic-10	9278	9278	8260	8260	0,40	-	1876	-	-	2285,3	2221,0
SSF035	03-ene-11	9278	9278	8260	8260	0,39	-	1886	-	-	2286,1	2221,9
SSF061	04-ene-84	9073,5	9073,5	9000	9000	0,35	3124	2248	3150,8	3151,6	2274,0	2274,9
SSF061	28-nov-83	9073,5	9073,5	8900	8900	0,38	-	1817	-	-	1883,3	1884,2
SSF061	27-nov-83	9073,5	9073,5	8900	8900	0,38	-	1848	-	-	1914,3	1915,2
SSF061	22-nov-83	9073,5	9073,5	9000	9000	0,43	-	2115	-	-	2146,6	2147,5
SSF061	20-nov-83	9073,5	9073,5	8320	8320	0,40	-	2947	-	-	3248,2	3249,0
SSF061	18-nov-83	9073,5	9073,5	8950	8950	0,38	-	2492	-	-	2539,2	2540,1
SSF061	03-ene-84	9073,5	9073,5	9000	9000	0,38	-	2571	-	-	2599,1	2600,0
SSF069	24-may-09	9156,5	9156,5	8385	8385	0,39	-	977	-	-	1280,9	1259,9
SSF069	18-abr-09	9156,5	9156,5	8385	8385	0,40	-	977	-	-	1286,4	1265,5
SSF069	31-oct-02	9156,5	9156,5	8968	8968	0,35	2880	1608	2948,2	2927,2	1674,3	1653,4
SSF069	09-mar-92	9071,5	9071,5	8900	8900	0,31	3328	1284	3382,9	3390,9	1337,2	1345,2

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	Pws @ SENSOR	Pwf @ SENSOR	P ws @ MP	P ws @ DATUM	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF069	24-sep-96	9067	9067	8967	8967	0,37	3233	1913	3271,0	3280,6	1950,0	1959,6
SSF069	11-ago-88	9174,5	9174,5	9090	9090	0,40	3424	2724	3454,8	3427,7	2757,5	2730,5
SSF069	09-oct-99	9174,5	9174,5	8837	8837	0,41	3144	2645	3286,1	3259,1	2783,7	2756,7
SSF069	29-ene-97	9174,5	9174,5	9005	9005	0,35	3363	2606	3424,3	3397,3	2665,6	2638,6
SSF069	01-ene-92	9071,5	9071,5	9000	9000	0,35	-	2680	-	-	2704,9	2712,9
SSF069	04-oct-99	9174,5	9174,5	9141	9141	0,40	3325	2892	3338,8	3311,8	2905,5	2878,4
SSF069	09-dic-90	9071,5	9071,5	9000	9000	0,38	3022	2406	3044,7	3052,7	2432,8	2440,8
SSF069	08-abr-91	9071,5	9071,5	9350	9350	0,40	-	2728	-	-	2618,0	2626,0
SSF069	14-ago-88	9071,5	9071,5	9000	9000	0,37	2524	1838	2541,5	2549,5	1864,7	1872,7
SSF094	03-ene-09	9148	9148	8299	8299	0,41	-	1624	-	-	1969,9	1949,2
SSF094	16-abr-95	9136	9136	9047	9047	0,36	3291	1431	3324,1	3307,4	1463,2	1446,5
SSF094	12-abr-95	9166,5	9166,5	9100	9100	0,39	3606	3180	3632,6	3605,6	3205,9	3178,9
SSF094	17-ene-01	9148	9148	8666	8666	0,40	3100	2538,5	3295,5	3274,9	2729,2	2708,5
SSF094	09-abr-97	9148	9148	9020	9020	0,39	3459	2732	3510,2	3489,5	2781,9	2761,2
SSF094	09-may-97	9148	9148	9021	9021	0,39	3416	2372	3466,8	3446,1	2421,5	2400,8
SSF094	09-may-97	9148	9148	9021	9021	0,36	3350	2336	3397,0	3376,3	2381,7	2361,0
SSF094	28-jun-01	9148	9148	9114	9114	0,40	3099	2545	3112,9	3092,2	2558,6	2537,9
SSF094	20-abr-95	9148	9148	9047	9047	0,39	3556	2734	3596,4	3575,7	2773,4	2752,7
SSF094	02-may-09	9148	9148	8287	8287	0,41	-	1577	-	-	1927,8	1907,1
SSF094	07-jul-09	9148	9148	8287	8287	0,41	-	1699	-	-	2049,8	2029,1
SSF094	15-ago-09	9148	9148	8287	8287	0,41	-	1670	-	-	2020,8	2000,1
SSF094	15-oct-09	9148	9148	8396	8396	0,41	-	1635	-	-	1941,1	1920,4
SSF094	15-nov-09	9148	9148	8396	8396	0,41	-	1654	-	-	1960,4	1939,7
SSF094	17-dic-09	9148	9148	8396	8396	0,41	-	1736	-	-	2042,0	2021,3
SSF094	17-dic-09	9148	9148	8396	8396	0,41	-	1736	-	-	2042,0	2021,3
SSF094	04-feb-10	9148	9148	8396	8396	0,41	-	1706	-	-	2012,4	1991,7
SSF094	05-mar-10	9148	9148	8396	8396	0,40	-	1686	-	-	1990,4	1969,7
SSF094	30-mar-10	9148	9148	8396	8396	0,40	-	1682	-	-	1983,3	1962,6
SSF094	27-abr-10	9148	9148	8396	8396	0,41	-	1683	-	-	1988,5	1967,8
SSF094	01-jun-10	9148	9148	8396	8396	0,41	-	1687	-	-	1992,7	1972,0
SSF094	08-jul-10	9148	9148	8396	8396	0,41	-	1653	-	-	1958,3	1937,7
SSF094	08-ago-10	9148	9148	8396	8396	0,40	-	1692	-	-	1995,0	1974,3
SSF094	13-sep-10	9148	9148	8396	8396	0,41	-	1660	-	-	1965,7	1945,0
SSF094	20-oct-10	9148	9148	8396	8396	0,41	-	1654	-	-	1959,7	1939,0
SSF094	18-nov-10	9148	9148	8396	8396	0,41	-	1637	-	-	1942,7	1922,0
SSF094	16-dic-10	9148	9148	8396	8396	0,41	-	1629	-	-	1934,7	1914,0
SSF094	30-dic-10	9148	9148	8396	8396	0,41	-	1629	-	-	1934,7	1914,0
SSF094	22-ene-11	9148	9148	8396	8396	0,41	-	1646	-	-	1951,7	1931,0
SSF094	08-mar-11	9148	9148	8396	8396	0,40	-	1623	-	-	1926,7	1906,0
SSF094	02-abr-11	9148	9148	8396	8396	0,40	-	1634	-	-	1937,7	1917,0
SSF094	01-may-11	9148	9148	8396	8396	0,40	-	1665	-	-	1969,0	1948,3
SSF094	08-jun-11	9148	9148	8396	8396	0,41	-	1592	-	-	1898,1	1877,5
SSF094	09-jul-11	9148	9148	8396	8396	0,41	-	1599	-	-	1905,4	1884,7
SSF094	13-ago-11	9148	9148	8396	8396	0,41	-	1592	-	-	1896,6	1875,9
SSF094	12-sep-11	9148	9148	8396	8396	0,41	-	1578,7	-	-	1884,8	1864,1
SSF094	09-oct-11	9148	9148	8396	8396	0,41	-	1617	-	-	1923,4	1902,7
SSF101	13-sep-99	9231	9231	9200	9200	0,34	2799	1321	2810,0	2762,7	1331,7	1284,4
SSF101	11-dic-00	9231	9231	9106	9106	0,39	3442	2901	3491,9	3444,7	2949,7	2902,4
SSF101	09-sep-99	9231	9231	9200	9200	0,33	-	1360	-	-	1370,4	1323,1
SSF101	29-sep-03	9136	9136	9100	9100	0,41	-	2441	-	-	2455,6	2440,7
SSF101	24-ene-04	9250	9250	9114	9114	0,36	3123	1816	3172,7	3118,9	1864,3	1810,6
SSF101	26-mar-03	9136	9136	9100	9100	0,40	-	2220	-	-	2234,3	2219,3
SSF101	13-feb-08	9136	9136	8911	8911	0,40	3172	2503	3263,5	3248,5	2592,2	2577,3
SSF101	25-jun-03	9136	9136	9000	9000	0,40	-	2260	-	-	2314,7	2299,7
SSF101	25-feb-03	9136	9136	9069	9069	0,36	3146	1935	3170,9	3155,9	1959,2	1944,3

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	Pws @ SENSOR	Pwf @ SENSOR	P ws @ MP	P ws @ DATUM	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF127D	09-ene-09	9648	9127	9310	8788	0,33	-	1446	-	-	1558,8	1546,2
SSF127D	10-feb-09	9648	9127	9310	8788	0,33	-	1438	-	-	1551,4	1538,8
SSF127D	14-mar-09	9648	9127	9310	8788	0,34	-	1377	-	-	1493,7	1481,2
SSF127D	03-abr-09	9648	9127	9310	8788	0,35	-	1442	-	-	1562,1	1549,5
SSF127D	04-may-09	9648	9127	9310	8788	0,37	-	1486	-	-	1610,1	1597,5
SSF127D	04-jul-09	9648	9127	9310	8788	0,38	-	1878	-	-	2006,4	1993,8
SSF127D	14-ago-09	9648	9127	9310	8788	0,38	-	1722	-	-	1851,6	1839,0
SSF127D	30-ago-09	9648	9127	9310	8788	0,38	-	1782	-	-	1911,6	1899,0
SSF127D	13-oct-09	9648	9127	9310	8788	0,38	-	1437	-	-	1565,7	1553,1
SSF127D	16-nov-09	9648	9127	9310	8788	0,38	-	1461	-	-	1591,2	1578,6
SSF127D	17-dic-09	9648	9127	9310	8788	0,38	-	1516	-	-	1646,2	1633,6
SSF127D	17-dic-09	9648	9127	9310	8788	0,38	-	1516	-	-	1646,2	1633,6
SSF127D	04-mar-10	9648	9127	9310	8788	0,37	-	1534	-	-	1660,3	1647,7
SSF127D	30-mar-10	9648	9127	9310	8788	0,40	-	1539	-	-	1674,7	1662,2
SSF127D	18-abr-10	9648	9127	9310	8788	0,39	-	1534	-	-	1667,4	1654,8
SSF127D	02-jun-10	9648	9127	9310	8788	0,40	-	1569	-	-	1704,0	1691,5
SSF127D	06-jul-10	9648	9127	9310	8788	0,40	-	1602	-	-	1736,5	1723,9
SSF127D	09-ago-10	9648	9127	9310	8788	0,40	-	1612	-	-	1747,8	1735,2
SSF127D	19-oct-10	9648	9127	9310	8788	0,40	-	1639	-	-	1775,9	1763,3
SSF127D	25-nov-10	9648	9127	9310	8788	0,40	-	1630	-	-	1766,9	1754,3
SSF127D	21-dic-10	9648	9127	9310	8788	0,40	-	1645	-	-	1781,0	1768,4
SSF127D	17-feb-11	9648	9127	9310	8788	0,40	-	1662	-	-	1798,0	1785,4
SSF127D	07-mar-11	9648	9127	9310	8788	0,40	-	1661	-	-	1797,0	1784,4
SSF127D	01-abr-11	9648	9127	9310	8788	0,40	-	1637	-	-	1773,0	1760,4
SSF127D	02-jun-11	9648	9127	9310	8788	0,41	-	1497	-	-	1634,8	1622,2
SSF127D	19-dic-08	9648	9127	9412	8891	0,33	3097	2163	3177,7	3165,1	2241,3	2228,8
SSF127D	08-jul-11	9648	9127	9310	8788	0,41	-	1489	-	-	1626,8	1614,2
SSF127D	13-ago-11	9648	9127	9310	8788	0,41	-	1482	-	-	1619,8	1607,2
SSF127D	17-sep-11	9648	9127	9310	8788	0,41	-	1515	-	-	1652,8	1640,2
SSF128D	08-ago-11	9900,5	9197	9449	8746	0,35	-	1770	-	-	1927,0	1894,0
SSF128D	12-sep-11	9900,5	9197	9449	8746	0,36	-	1852	-	-	2012,2	1979,2
SSF128D	13-jun-11	9900,5	9197	9449	8746	0,33	-	1891	-	-	2040,0	2007,0
SSF128D	06-jul-11	9900,5	9197	9449	8746	0,34	-	1904	-	-	2055,8	2022,8
SSF128D	28-oct-11	9900,5	9197	9449	8746	0,36	-	1917	-	-	2077,2	2044,2

FUENTE: Departamento de Ingeniería de Petróleos; Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

TABLA A 7.8 Presiones corregidas al Datum de la Arena "T", SSF-Norte

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	P cierre @ SENSOR	Pwf @ SENSOR	P cierre @ MP	P cierre @ DATUM	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF001	13-mar-95	9261	9261	9034	9034	0,38	2496	1709	2580,2	2623,8	1795,5	1839,0
SSF001	29-jul-80	9261	9261	9100	9100	0,33	2167	1753	2218,5	2262,1	1806,1	1849,7
SSF001	5-may-80	9261	9261	8770	8770	0,34	-	1858	-	-	2024,9	2068,5
SSF001	6-feb-80	9261	9261	9000	9000	0,33	1916	1588	1999,5	2043,1	1674,1	1717,7
SSF001	26-dic-79	9261	9261	9100	9100	0,32	2183	1714	2232,9	2276,5	1765,5	1809,1
SSF001	26-nov-79	9261	9261	8770	8770	0,30	-	1770	-	-	1917,3	1960,9
SSF001	22-mar-78	9261	9261	9107	9107	0,31	2464	2155	2510,2	2553,8	2202,7	2246,3
SSF014	19-jul-10	9251	9251	8806	8806	0,42	2271	1891	2455,2	2503,1	2079,7	2127,6
SSF014	11-nov-00	9251	9251	9151	9151	0,36	1970	1685	2004,6	2052,5	1720,6	1768,5
SSF014	24-ago-99	9251	9251	8973	8973	0,36	2304	1396	2400,2	2448,0	1495,0	1542,8
SSF014	23-mar-91	9277	9277	8917	8917	0,33	2628	2429	2743,2	2782,5	2547,8	2587,1
SSF014	10-nov-79	9277	9277	9100	9100	0,32	2128	1912	2186,4	2225,7	1968,6	2007,9
SSF014	28-ago-79	9277	9277	9100	9100	0,33	2128	1960	2186,4	2225,7	2018,4	2057,7
SSF014	14-mar-79	9277	9277	9130	9130	0,34	2305	2125	2353,5	2392,8	2175,0	2214,3
SSF014	2-may-78	9277	9277	9100	9100	0,33	2438	2208	2494,6	2533,9	2266,4	2305,7
SSF014	24-abr-77	9277	9277	9050	9050	0,34	2413	2292	2487,9	2527,2	2369,2	2408,5
SSF014	29-dic-76	9277	9277	9140	9140	0,34	2486	2272	2531,2	2570,5	2318,6	2357,9
SSF014	15-feb-09	9251	9251	8664	8664	0,42	-	1820	-	-	2069,4	2117,3
SSF015	27-may-01	9250,5	9250,5	9100	9100	0,42	-	1877	-	-	1940,2	1981,0
SSF015	11-may-01	9250,5	9250,5	9100	9100	0,42	-	2165	-	-	2228,2	2269,0
SSF015	7-ene-01	9250,5	9250,5	9223	9223	0,42	2206	2101	2217,3	2258,0	2112,6	2153,3
SSF015	2-jul-00	9250,5	9250,5	9100	9100	0,42	-	1792	-	-	1855,2	1896,0
SSF015	1-abr-00	9250,5	9250,5	9200	9200	0,41	2238	1731	2257,9	2298,7	1751,5	1792,2
SSF015	19-feb-00	9250,5	9250,5	9100	9100	0,42	-	1804	-	-	1867,8	1908,5
SSF015	19-jul-99	9250,5	9250,5	9000	9000	0,40	-	1551	-	-	1651,2	1692,0
SSF015	26-oct-98	9250,5	9250,5	9000	9000	0,39	-	1713	-	-	1810,7	1851,5
SSF015	19-feb-98	9250,5	9250,5	9000	9000	0,35	-	1740	-	-	1828,2	1868,9
SSF015	17-dic-97	9250,5	9250,5	9000	9000	0,34	-	1835	-	-	1920,7	1961,4
SSF015	17-jul-97	9250,5	9250,5	9100	9100	0,34	2574	2134	2623,8	2664,3	2185,3	2225,9
SSF015	17-jul-97	9250,5	9250,5	9100	9100	0,38	2594	2130	2649,7	2690,3	2187,2	2227,8
SSF015B	10-dic-96	9400	9400	9043	9043	0,38	2469	2003	2601,1	2607,7	2138,7	2145,3
SSF015B	20-dic-89	9400	9400	9090	9090	0,40	3404	2854	3524,3	3530,9	2977,4	2984,0
SSF015B	9-feb-88	9400	9400	9270	9270	0,36	2451	1178	2496,5	2503,1	1224,8	1231,4
SSF015B	20-jun-86	9413	9413	9300	9300	0,33	2944	1843	2980,4	2982,7	1880,6	1882,9
SSF015B	7-jun-84	9413	9413	8200	8200	0,34	1426	1283	1826,6	1829,0	1695,8	1698,1
SSF015B	23-may-82	9413	9413	9200	9200	0,34	-	1438	-	-	1510,8	1513,1
SSF015B	12-mar-82	9413	9413	9200	9200	0,34	-	1031	-	-	1103,8	1106,1
SSF015B	5-dic-81	9413	9413	9240	9240	0,34	-	1417	-	-	1475,8	1478,1
SSF015B	11-oct-81	9413	9413	9200	9200	0,34	-	1156	-	-	1228,5	1230,8
SSF015B	10-oct-81	9413	9413	9200	9200	0,34	-	1476	-	-	1548,4	1550,7
SSF015B	22-ago-81	9413	9413	8890	8890	0,34	-	1828	-	-	2006,1	2008,4
SSF015B	13-jul-81	9413	9413	9000	9000	0,34	-	1489	-	-	1629,5	1631,8
SSF015B	26-abr-81	9413	9413	9200	9200	0,34	2386	1894	2456,6	2459,0	1966,8	1969,1
SSF015B	20-abr-81	9413	9413	8890	8890	0,34	-	1605	-	-	1782,8	1785,1
SSF046	6-jun-99	9372	9372	8943	8943	0,39	2325	2011	2487,2	2488,9	2177,5	2179,2
SSF051	3-ene-09	9397	9397	9264	9264	0,39	2928	1723	2978,3	2969,7	1774,6	1766,0
SSF051	7-nov-07	9405,5	9405,5	8327	8327	0,40	2541	1115	2961,6	2950,2	1546,4	1534,9
SSF051	11-jun-89	9405,5	9405,5	9030	9030	0,40	3343	789	3488,3	3476,9	938,1	926,6
SSF051	12-dic-08	9405,5	9405,5	8264	8264	0,42	-	1506	-	-	1985,4	1969,2
SSF052	7-sep-77	9414	9414	9280	9280	0,34	3158	2970	3202,2	3184,7	3015,6	2998,1
SSF052	29-ene-77	9414	9414	9300	9300	0,34	3216	2642	3253,6	3236,1	2680,8	2663,3
SSF052B	26-sep-04	9421	9421	9308	9308	0,39	2722	1254	2764,4	2749,4	1297,5	1282,5

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	P cierre @ SENSOR	Pwf @ SENSOR	P cierre @ MP	P cierre @ DATUM	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF053	17-may-90	9403,5	9403,5	9083	9083	0,39	3069	2733	3189,4	3178,4	2856,7	2845,6
SSF053	31-oct-78	9349,5	9349,5	9200	9200	0,33	3169	2154	3218,0	3224,8	2203,3	2210,1
SSF053	6-jun-75	9403,5	9403,5	9270	9270	0,33	3296	2831	3338,7	3327,7	2875,1	2864,0
SSF054	9-mar-01	9376	9376	8975	8975	0,41	2647	1839	2808,2	2805,9	2004,2	2001,9
SSF054	5-jul-00	9376	9376	8975	8975	0,40	2602	1745	2757,0	2754,7	1904,0	1901,7
SSF056	28-jul-79	9391	9391	9250	9250	0,35	2976	2882	3023,9	3018,7	2931,4	2926,1
SSF056	26-feb-78	9391	9391	9320	9320	0,35	3125	3000	3149,1	3143,9	3024,9	3019,6
SSF056	3-ago-77	9391	9391	9321	9321	0,34	3250	3062	3273,1	3267,8	3085,8	3080,5
SSF056	14-mar-09	9391	9391	8657	8657	0,41	-	1726	-	-	2023,3	2018,0
SSF056	4-abr-09	9391	9391	8657	8657	0,41	-	1807	-	-	2104,3	2099,0
SSF056	6-ene-09	9391	9391	8652	8652	0,41	-	1814	-	-	2113,3	2108,0
SSF056	1-may-09	9391	9391	8657	8657	0,41	-	1840	-	-	2137,3	2132,0
SSF056	12-ene-09	9391	9391	8652	8652	0,41	-	1906	-	-	2205,3	2200,0
SSF056	4-jul-09	9391	9391	8657	8657	0,41	-	1911	-	-	2208,3	2203,0
SSF056	11-ago-09	9391	9391	8657	8657	0,40	-	1922	-	-	2219,2	2214,0
SSF056	4-sep-09	9391	9391	8677	8677	0,41	-	1922	-	-	2214,7	2209,4
SSF056	31-may-10	9391	9391	8677	8677	0,40	-	1994	-	-	2281,0	2275,8
SSF057	4-ene-09	9353	9353	8223	8223	0,39	-	730	-	-	1166,3	1173,9
SSF057	27-mar-10	9353	9353	8223	8223	0,41	-	758	-	-	1217,8	1225,5
SSF057	23-abr-10	9353	9353	8223	8223	0,41	-	758	-	-	1217,8	1225,4
SSF057	23-may-10	9353	9353	8223	8223	0,41	-	758	-	-	1217,4	1225,1
SSF057	26-mar-09	9353	9353	8223	8223	0,39	-	771	-	-	1207,2	1214,9
SSF057	4-feb-08	9353	9353	8908	8908	0,42	1622	826	1803,5	1811,2	1012,0	1019,6
SSF057	17-jul-90	9389	9389	9262	9262	0,35	3049	2252	3092,7	3088,5	2297,0	2292,8
SSF057	18-dic-82	9397	9397	9320	9320	0,34	-	1786	-	-	1812,2	1805,3
SSF057	22-mar-80	9397	9397	9200	9200	0,33	2789	2288	2854,3	2847,4	2353,6	2346,7
SSF059	15-mar-96	9335	9335	9138	9138	0,38	2868	1848	2940,9	2953,4	1922,9	1935,4
SSF059	11-mar-96	9335	9335	8860	8860	0,38	2766	1338	2941,8	2954,3	1518,5	1531,0
SSF059	20-oct-93	9335	9335	9010	9010	0,41	2675	1685	2806,0	2818,5	1819,2	1831,8
SSF059	26-abr-91	9335	9335	9275	9275	0,40	2863	1276	2886,6	2899,1	1300,2	1312,7
SSF059	15-jul-90	9335	9335	9250	9250	0,35	2997	1846	3033,6	3046,2	1875,8	1888,3
SSF059	8-ene-87	9335	9335	9250	9250	0,39	3140	1867	3172,1	3184,7	1900,0	1912,5
SSF059	20-feb-78	9335	9335	9220	9220	0,35	3195	2731	3233,8	3246,3	2770,9	2783,4
SSF059	19-sep-77	9335	9335	9224	9224	0,34	3175	2822	3211,9	3224,4	2860,0	2872,5
SSF059	15-feb-77	9335	9335	9180	9180	0,34	3232	2640	3283,2	3295,7	2692,7	2705,2
SSF060	23-ago-09	9256	9256	8829	8829	0,43	-	977	-	-	1160,6	1200,2
SSF060	12-jul-07	9256	9256	9136	9136	0,42	2460	1054	2508,8	2548,4	1104,0	1143,6
SSF060	29-jul-05	9261	9261	9244	9244	0,37	2583	1489	2589,1	2627,1	1495,3	1533,2
SSF060	29-jul-05	9261	9261	9149	9149	0,37	2582	1489	2622,2	2660,2	1530,3	1568,3
SSF060	28-ene-78	9349,5	9349,5	9250	9250	0,34	3185	2338	3217,8	3226,6	2371,8	2380,6
SSF060	12-oct-77	9349,5	9349,5	9200	9200	0,34	3172	2485	3221,3	3230,1	2535,8	2544,6
SSF062	27-feb-92	9324	9324	9000	9000	0,34	-	1427	-	-	1537,8	1572,1
SSF062	22-feb-92	9324	9324	9000	9000	0,34	-	1629	-	-	1739,9	1774,2
SSF062	2-mar-85	9342	9342	9150	9150	0,36	-	2537	-	-	2606,7	2635,1
SSF063	15-feb-02	9295	9295	8902	8902	0,41	2097	1846	2254,2	2284,9	2007,1	2037,8
SSF063	28-feb-98	9297,5	9297,5	9200	9200	0,38	2543	2038	2579,1	2608,9	2075,1	2104,9
SSF063	7-ene-95	9297,5	9297,5	9200	9200	0,38	2388	1804	2424,3	2454,1	1841,2	1871,1
SSF063	29-jul-92	9297,5	9297,5	8992	8992	0,39	2521	1654	2635,6	2665,4	1771,6	1801,5
SSF063	20-may-91	9297,5	9297,5	9200	9200	0,34	-	2137	-	-	2170,0	2199,8
SSF063	7-abr-91	9297,5	9297,5	9200	9200	0,36	-	2198	-	-	2232,8	2262,7
SSF063	1-jul-87	9297,5	9297,5	9220	9220	0,34	2618	2249	2643,6	2673,5	2275,4	2305,2
SSF063	1-sep-86	9297,5	9297,5	9200	9200	0,35	2844	2514	2877,1	2907,0	2548,1	2577,9
SSF063	20-feb-86	9297,5	9297,5	9150	9150	0,34	2760	2434	2809,9	2839,7	2484,1	2514,0

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	P cierre @ SENSOR	Pwf @ SENSOR	P cierre @ MP	P cierre @ DATUM	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF064	24-abr-96	9330	9330	9185	9185	0,38	2624	1872	2677,7	2718,9	1927,1	1968,4
SSF064	4-mar-95	9330	9330	9131	9131	0,38	2412	1274	2485,6	2526,9	1349,6	1390,9
SSF064	15-mar-92	9330	9330	9200	9200	0,37	-	2076	-	-	2123,8	2165,1
SSF064	24-abr-91	9330	9330	9100	9100	0,35	-	2168	-	-	2247,5	2288,7
SSF064	4-feb-91	9340	9340	9200	9200	0,33	2698	2269	2742,8	2780,8	2315,2	2353,2
SSF071	9-oct-09	9374,5	9374,5	8811	8811	0,40	-	960	-	-	1187,4	1187,5
SSF071	3-abr-10	9374,5	9374,5	8914	8914	0,40	-	1457	-	-	1641,9	1642,1
SSF071	27-may-10	9374,5	9374,5	8914	8914	0,41	-	1520	-	-	1708,8	1708,9
SSF071	20-sep-00	9374,5	9374,5	9286	9286	0,38	2820	2322	2852,3	2852,5	2355,2	2355,4
SSF071	25-jun-98	9374,5	9374,5	9250	9250	0,36	2890	2303	2933,2	2933,4	2347,4	2347,6
SSF071	17-jun-97	9374,5	9374,5	9250	9250	0,38	2797	2264	2843,1	2843,2	2311,3	2311,5
SSF071	5-ago-95	9374,5	9374,5	9200	9200	0,34	2766	2232	2823,6	2823,8	2291,3	2291,5
SSF071	3-ene-91	9374,5	9374,5	9208	9208	0,34	2887	2242	2942,0	2942,1	2298,6	2298,8
SSF076	29-jun-11	9357	9357	9191	9191	0,42	-	996	-	-	1066,1	1071,0
SSF076	30-abr-11	9357	9357	9191	9191	0,42	-	1007	-	-	1077,1	1082,0
SSF076	21-feb-10	9357	9357	9158	9158	0,42	-	1477	-	-	1560,3	1565,3
SSF076	8-jul-10	9357	9357	9158	9158	0,42	-	1536	-	-	1619,2	1624,1
SSF076	17-jun-10	9357	9357	9158	9158	0,42	-	1553	-	-	1636,2	1641,1
SSF076	7-abr-01	9357	9357	9211	9211	0,43	2733	2366	2793,7	2798,8	2428,2	2433,2
SSF076	19-jun-97	9357	9357	9250	9250	0,38	2748	2268	2787,6	2792,5	2308,7	2313,6
SSF076	19-jun-97	9357	9357	9250	9250	0,38	2800	2315	2839,6	2844,5	2355,7	2360,6
SSF076	30-sep-91	9357	9357	9340	9340	0,34	2766	2205	2771,6	2776,6	2210,8	2215,8
SSF078	25-ene-04	9292	9292	8859	8859	0,39	2281	1578	2443,7	2478,7	1745,0	1780,0
SSF078	16-mar-00	9304	9304	8480	8480	0,38	2010	1146	2314,9	2345,9	1459,1	1490,1
SSF078	13-dic-99	9304	9304	9211	9211	0,39	2484	2246	2519,0	2550,0	2281,9	2312,9
SSF078	28-feb-99	9310	9310	9200	9200	0,35	2593	2137	2630,8	2659,9	2175,9	2205,0
SSF078	7-jun-97	9310	9310	9200	9200	0,38	2552	2060	2592,7	2621,7	2101,8	2130,8
SSF078	28-ene-95	9310	9310	9200	9200	0,38	2486	2072	2526,7	2555,7	2113,8	2142,8
SSF078	14-ene-93	9310	9310	8515	8515	0,36	2469	2125	2747,3	2776,3	2411,2	2440,2
SSF086	1-dic-96	9320	9320	9186	9186	0,38	2384	964	2433,6	2451,4	1014,9	1032,7
SSF086	6-jun-94	9330	9330	9186	9186	0,34	2555	2436	2602,9	2617,5	2485,4	2499,9
SSF087	31-ene-11	9293,5	9293,5	8774	8774	0,40	-	1208	-	-	1413,7	1443,6
SSF087	3-sep-10	9293,5	9293,5	9190	9190	0,40	-	1485	-	-	1526,0	1555,9
SSF087	9-nov-08	9293,5	9293,5	9190	9190	0,40	-	1402	-	-	1443,0	1472,9
SSF087	12-feb-07	9293,5	9293,5	9200	9200	0,40	-	1600	-	-	1637,0	1666,9
SSF087	27-ago-06	9293,5	9293,5	9200	9200	0,40	-	1473	-	-	1510,0	1539,9
SSF087	11-jul-05	9293,5	9293,5	9210	9210	0,39	-	1596	-	-	1628,4	1658,3
SSF087	2-jul-05	9293,5	9293,5	9190	9190	0,39	-	1509	-	-	1549,2	1579,0
SSF087	23-jul-04	9293,5	9293,5	9100	9100	0,38	-	1732	-	-	1805,9	1835,8
SSF087	4-jun-04	9293,5	9293,5	9100	9100	0,38	-	1824	-	-	1897,9	1927,8
SSF087	10-ago-03	9293,5	9293,5	9220	9220	0,38	-	1495	-	-	1522,9	1552,8
SSF087	2-may-02	9293,5	9293,5	9220	9220	0,37	-	1399	-	-	1426,2	1456,1
SSF087	19-feb-02	9293,5	9293,5	9220	9220	0,37	-	1422	-	-	1449,2	1479,1
SSF087	20-jul-01	9293,5	9293,5	9200	9200	0,37	-	1295	-	-	1329,6	1359,5
SSF087	1-jun-00	9293,5	9293,5	9234	9234	0,37	2160	1570	2181,3	2211,2	1591,9	1621,8
SSF087	31-mar-00	9293,5	9293,5	9200	9200	0,36	-	1350	-	-	1383,5	1413,3
SSF087	20-feb-00	9293,5	9293,5	9200	9200	0,34	-	1828	-	-	1859,8	1889,7
SSF087	9-ago-11	9293,5	9293,5	8774	8774	0,41	-	1776	-	-	1988,5	2018,4
SSF088	21-jun-09	9292	9292	8752	8752	0,41	-	1150,7	-	-	1374,8	1403,2
SSF088	26-feb-11	9292	9292	8752	8752	0,41	-	1314	-	-	1538,1	1566,5
SSF088	3-feb-11	9292	9292	8752	8752	0,41	-	1322	-	-	1546,1	1574,5
SSF088	3-ene-11	9292	9292	8752	8752	0,42	-	1323	-	-	1547,1	1575,5
SSF088	16-oct-11	9292	9292	8752	8752	0,42	-	1529	-	-	1753,7	1782,1

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	P cierre @ SENSOR	Pwf @ SENSOR	P cierre @ MP	P cierre @ DATUM	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF088	30-nov-99	9292	9292	9128	9128	0,38	2323	1622	2383,2	2411,6	1683,8	1712,2
SSF088	16-ago-97	9292	9292	9128	9128	0,35	2650	2071	2706,1	2734,5	2128,7	2157,1
SSF088	21-mar-10	9292	9292	8752	8752	0,42	-	1870	-	-	2096,8	2125,2
SSF098D	8-oct-10	9719,5	9305	9271	8862	0,42	-	1148	-	-	1332,3	1374,5
SSF098D	3-ene-11	9719,5	9305	9271	8862	0,42	-	1190	-	-	1374,3	1416,5
SSF098D	24-dic-10	9719,5	9305	9271	8862	0,42	-	1192	-	-	1376,3	1418,5
SSF098D	15-oct-09	9719,5	9305	9037	8623	0,41	-	1475	-	-	1754,9	1797,1
SSF098D	12-mar-09	9719,5	9305	8661	8247	0,42	-	1531	-	-	1975,4	2017,6
SSF098D	3-abr-09	9719,5	9305	8661	8247	0,42	-	1533	-	-	1977,4	2019,6
SSF098D	8-may-09	9719,5	9305	8661	8247	0,42	-	1538	-	-	1982,3	2024,6
SSF098D	14-feb-09	9719,5	9305	8661	8247	0,42	-	1546	-	-	1990,3	2032,6
SSF098D	8-jul-09	9719,5	9305	8661	8247	0,42	-	1561	-	-	2005,4	2047,6
SSF098D	11-nov-11	9719,5	9305	9271	8862	0,42	-	1830	-	-	2017,8	2060,1
SSF109D	12-feb-09	10394	9250	9096	7958	0,40	-	899	-	-	1412,3	1472,6
SSF109D	9-mar-09	10394	9250	9096	7958	0,40	-	927	-	-	1440,4	1500,6
SSF109D	5-abr-09	10394	9250	9096	7958	0,40	-	929	-	-	1443,2	1503,5
SSF109D	6-ene-09	10394	9250	9096	7958	0,40	-	985	-	-	1496,7	1556,9
SSF109D	20-ago-09	10394	9250	9096	7958	0,40	-	1014	-	-	1528,2	1588,5
SSF109D	2-may-09	10394	9250	9096	7958	0,40	-	1033	-	-	1547,2	1607,5
SSF109D	2-jul-09	10394	9250	9096	7958	0,40	-	1036	-	-	1550,2	1610,4
SSF109D	14-ago-09	10394	9250	9096	7958	0,40	-	1045	-	-	1559,2	1619,5
SSF109D	11-oct-09	10394	9250	9096	7958	0,41	-	1144	-	-	1672,0	1732,3
SSF109D	12-nov-09	10394	9250	9096	7958	0,41	-	1454	-	-	1984,7	2045,0
SSF109D	23-ene-10	10394	9249	10036	8891	0,42	2200	1750	2347,1	2407,7	1900,7	1961,3
SSF109D	21-abr-06	10394	9249	10277	9148	0,37	2249	1947	2284,9	2345,5	1983,9	2044,5
SSF111D	2-feb-11	9875	9315	9459	8922	0,36	-	806	-	-	946,3	966,4
SSF111D	20-ago-10	9875	9315	9459	8922	0,36	-	1093	-	-	1233,3	1253,4
SSF111D	12-nov-11	9875	9315	9459	8922	0,36	-	1102	-	-	1242,3	1262,5
SSF111D	13-sep-10	9875	9315	9459	8922	0,36	-	1104	-	-	1244,3	1264,4
SSF111D	23-sep-05	9875	9314	9716	9155	0,33	2213	1686	2265,7	2286,2	1738,7	1759,2
SSF116D	30-abr-10	9800,5	9317	9471	8988	0,33	2112	1148	2221,0	2259,3	1257,0	1295,3
SSF132D	1-oct-11	9961	9570	9036	8645	0,44	-	1688	-	-	2090,4	2035,9

FUENTE: Departamento de Ingeniería de Petróleos; Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

TABLA A 7.9 Presiones corregidas al Datum de la Arena "T", SSF-Sur

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	P cierre @ SENSOR	Pwf @ SENSOR	P cierre @ MP	P cierre @ DATUM	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF002	18-may-88	9245	9245	8766	8766	0,40	2724	1010	2908,9	2948,5	1199,7	1239,3
SSF002	26-jul-81	9245	9245	8760	8760	0,34	-	2134	-	-	2299,7	2339,3
SSF002	26-jul-81	9245	9245	9100	9100	0,34	2616	2108	2663,9	2703,5	2157,3	2196,9
SSF002	10-nov-80	9245	9245	9060	9060	0,38	2818	2090	2886,5	2926,1	2160,3	2199,9
SSF002	20-nov-78	9245	9245	9040	9040	0,35	2676	2269	2745,7	2785,3	2340,8	2380,4
SSF002	28-oct-77	9245	9245	9040	9040	0,31	3772	3412	3833,5	3873,1	3475,6	3515,2
SSF002	29-jul-77	9245	9245	9040	9040	0,31	2796	2451	2857,5	2897,1	2514,6	2554,2
SSF002	24-abr-74	9245	9245	9000	9000	0,34	2854	2577	2934,9	2974,5	2660,3	2699,9
SSF002	30-abr-11	9219	9219	8622	8622	0,35	-	786	-	-	995,3	1043,5
SSF006B	21-sep-01	9260	9260	8695	8695	0,42	1937	1668	2166,4	2202,0	1903,0	1938,7
SSF006B	18-sep-01	9260	9260	8698	8698	0,42	1854	1580	2086,1	2121,7	1817,7	1853,4
SSF006B	18-feb-00	9260	9260	8705	8705	0,42	2173	1903	2400,0	2435,6	2135,5	2171,2
SSF006B	23-ago-95	9260	9260	9132	9132	0,32	2624	2227	2663,7	2699,3	2268,0	2303,6
SSF006B	11-ago-95	9260	9260	9197	9197	0,35	2569	2157	2590,1	2625,7	2178,7	2214,4
SSF006B	30-jun-94	9280	9280	9050	9050	0,32	2438	2094	2509,3	2538,3	2167,6	2196,6
SSF006B	11-nov-91	9280	9280	9050	9050	0,35	-	1803	-	-	1883,5	1912,5
SSF006B	08-mar-91	9280	9280	9000	9000	0,37	-	2586	-	-	2689,6	2718,6
SSF006B	23-abr-90	9280	9280	9050	9050	0,40	-	2440	-	-	2532,0	2561,0
SSF006B	28-ene-90	9280	9280	9050	9050	0,43	-	2546	-	-	2644,9	2673,9
SSF006B	31-oct-89	9280	9280	9050	9050	0,38	2869	2610	2954,1	2983,1	2697,4	2726,4
SSF006B	08-sep-87	9250	9250	9050	9050	0,35	3038	2688	3106,4	3145,3	2758,0	2796,9
SSF006B	14-oct-86	9280	9280	9100	9100	0,34	2680	2508	2739,4	2768,4	2569,2	2598,2
SSF006B	07-ago-81	9280	9280	9100	9100	0,34	2568	2463	2623,8	2652,8	2524,2	2553,2
SSF007	16-jul-09	9260	9260	9042	9042	0,43	2425	2213	2516,6	2550,8	2306,7	2340,9
SSF007	22-mar-04	9228	9228	8648	8648	0,43	2126	1887	2368,4	2413,2	2135,2	2180,0
SSF007	13-jun-01	9228	9228	9100	9100	0,41	-	1909	-	-	1960,8	2005,7
SSF007	07/04/2000	9286,5	9286,5	9050	9050	0,42	2337	2232	2433,5	2458,9	2330,9	2356,3
SSF007	12-mar-00	9286,5	9286,5	9160	9160	0,42	-	2309	-	-	2361,5	2387,1
SSF007	31-jul-99	9286,5	9286,5	9100	9100	0,42	-	2241	-	-	2318,4	2344,0
SSF007	06-jun-99	9286,5	9286,5	9320	9320	0,41	2513	2369	2499,7	2525,2	2355,4	2380,9
SSF007	02-sep-98	9286,5	9286,5	9100	9100	0,42	-	2432	-	-	2509,4	2535,0
SSF007	10-ago-98	9286,5	9286,5	9100	9100	0,41	-	2337	-	-	2414,0	2439,6
SSF007	31-jul-98	9286,5	9286,5	9100	9100	0,41	-	2852	-	-	2928,1	2953,7
SSF007	20-jul-98	9286,5	9286,5	9100	9100	0,40	-	2703	-	-	2777,6	2803,2
SSF007	03-jun-98	9286,5	9286,5	9100	9100	0,40	-	2504	-	-	2578,6	2604,2
SSF007	19-mar-98	9286,5	9286,5	9100	9100	0,40	-	2501	-	-	2575,6	2601,2
SSF007	12-feb-98	9286,5	9286,5	9100	9100	0,40	-	2460	-	-	2535,3	2560,9
SSF007	14-dic-97	9286,5	9286,5	9100	9100	0,40	-	2212	-	-	2286,6	2312,2
SSF007	28-feb-97	9286,5	9286,5	8900	8900	0,40	2453	2325	2602,2	2627,6	2478,1	2503,5
SSF007	28-feb-97	9286,5	9286,5	8900	8900	0,38	2478	2348	2621,0	2646,5	2494,9	2520,3
SSF007	11-ene-95	9286,5	9286,5	9200	9200	0,38	2498	2415	2529,7	2555,3	2447,6	2473,2
SSF007	02-ago-94	9286,5	9286,5	9335	9335	0,37	2443	2356	2425,5	2451,1	2338,1	2363,6
SSF007	21-feb-91	9286,5	9286,5	8850	8850	0,35	-	2574	-	-	2728,5	2754,1
SSF007	31-ene-91	9286,5	9286,5	9150	9150	0,36	2852	2725	2903,9	2929,3	2774,1	2799,6
SSF007	01-jun-88	9286,5	9286,5	8820	8820	0,36	-	2399	-	-	2566,0	2591,6
SSF007	25-ene-80	9271	9271	9080	9080	0,29	3174	3028	3237,0	3267,7	3083,4	3114,1
SSF007	12-dic-79	9207	9207	8455	8455	0,34	-	2663	-	-	2920,9	2972,7
SSF007	05-abr-79	9271	9271	9066	9066	0,32	3160	2993	3223,6	3254,2	3058,6	3089,3
SSF007	21-dic-78	9271	9271	9066	9066	0,38	3152	2973	3211,5	3242,1	3050,9	3081,6
SSF007	01-nov-78	9271	9271	9000	9000	0,35	-	2849	-	-	2943,9	2974,5
SSF007	13-sep-78	9271	9271	9000	9000	0,37	3136	2924	3225,4	3256,1	3024,3	3055,0
SSF007	02-sep-77	9271	9271	9060	9060	0,32	3170	2927	3235,4	3266,1	2994,5	3025,2
SSF007	11-ago-10	9260	9260	8188	8188	0,42	-	1641	-	-	2091,4	2125,7
SSF007	31-ago-09	9260	9260	8174	8174	0,40	-	1770	-	-	2203,3	2237,7
SSF007	03-ene-11	9260	9260	8188	8188	0,42	-	1774	-	-	2224,3	2258,6
SSF007	22-dic-10	9260	9260	8188	8188	0,42	-	1780	-	-	2230,3	2264,6
SSF007	08-ago-11	9260	9260	8188	8188	0,42	-	1804	-	-	2256,3	2290,7
SSF007	02-jun-10	9260	9260	8188	8188	0,42	-	1805	-	-	2255,2	2289,5
SSF014	19-jul-10	9251	9251	8806	8806	0,42	2271	1891	2455,2	2503,1	2079,7	2127,6
SSF014	11-nov-00	9251	9251	9151	9151	0,36	1970	1685	2004,6	2052,5	1720,6	1768,5

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	P cierre @ SENSOR	Pwf @ SENSOR	P cierre @ MP	P cierre @ DATUM	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF014	24-ago-99	9251	9251	8973	8973	0,36	2304	1396	2400,2	2448,0	1495,0	1542,8
SSF014	23-mar-91	9277	9277	8917	8917	0,33	2628	2429	2743,2	2782,5	2547,8	2587,1
SSF014	10-nov-79	9277	9277	9100	9100	0,32	2128	1912	2186,4	2225,7	1968,6	2007,9
SSF014	28-ago-79	9277	9277	9100	9100	0,33	2128	1960	2186,4	2225,7	2018,4	2057,7
SSF014	14-mar-79	9277	9277	9130	9130	0,34	2305	2125	2353,5	2392,8	2175,0	2214,3
SSF014	02-may-78	9277	9277	9100	9100	0,33	2438	2208	2494,6	2533,9	2266,4	2305,7
SSF014	24-abr-77	9277	9277	9050	9050	0,34	2413	2292	2487,9	2527,2	2369,2	2408,5
SSF014	29-dic-76	9277	9277	9140	9140	0,34	2486	2272	2531,2	2570,5	2318,6	2357,9
SSF014	04-ene-09	9251	9251	8664	8664	0,43	-	1379	-	-	1628,5	1676,3
SSF014	24-may-09	9251	9251	8664	8664	0,43	-	2067	-	-	2319,4	2367,3
SSF020	31-dic-79	9326	9326	9100	9100	0,38	-	2385	-	-	2470,9	2483,4
SSF020	30-jul-79	9326	9326	9100	9100	0,35	2611	2453	2685,6	2698,2	2532,1	2544,6
SSF020	09-ene-77	9326	9326	9200	9200	0,35	2796	2630	2838,8	2851,4	2674,1	2686,6
SSF020	02-ene-77	9326	9326	9200	9200	0,31	2748	2577	2785,8	2798,3	2616,1	2628,6
SSF022	12-mar-99	9323	9323	9200	9200	0,38	2632	2187	2677,0	2679,3	2233,2	2235,5
SSF022	14-jun-97	9323	9323	9100	9100	0,38	2535	2103	2617,5	2619,7	2187,7	2190,0
SSF022	14-jun-97	9311,5	9311,5	9100	9100	0,38	2576	2114	2654,3	2660,3	2194,4	2200,4
SSF022	17-jul-92	9323	9323	9200	9200	0,34	2779	2431	2820,1	2822,3	2473,3	2475,5
SSF022B	27-jun-00	9362	9362	9362	9362	0,39	2380	2117	2380,0	2380,3	2117,0	2117,3
SSF022B	17-may-94	9362	9362	9100	9100	0,36	2386	2131	2477,5	2477,9	2225,2	2225,5
SSF022B	08-ago-91	9362	9362	9200	9200	0,33	2841	2580	2892,8	2893,2	2633,5	2633,8
SSF022B	28-ago-79	9362	9362	9200	9200	0,33	2509	2048	2564,1	2564,4	2101,5	2101,8
SSF022B	22-abr-78	9362	9362	9193	9193	0,34	2720	2049	2775,8	2776,1	2106,5	2106,8
SSF022B	19-jul-77	9362	9362	9200	9200	0,34	2860	2178	2913,5	2913,8	2233,1	2233,4
SSF023	24-feb-03	9337	9337	8912	8912	0,41	2150	1925	2321,7	2331,2	2101,0	2110,4
SSF023	01-feb-02	9342	9342	8926	8926	0,38	2249	1867	2402,9	2410,8	2025,1	2032,9
SSF023	03-feb-01	9342	9342	9200	9200	0,40	-	2127,11	-	-	2183,9	2191,8
SSF023	07-oct-00	9342	9342	9200	9200	0,40	-	2082,36	-	-	2139,2	2147,1
SSF023	02-jun-97	9342	9342	9050	9050	0,38	2474	2220	2580,9	2588,8	2329,8	2337,7
SSF023	07-ene-95	9342	9342	9150	9150	0,38	1612	1345	1683,0	1691,0	1418,0	1425,9
SSF023	31-jul-93	9342	9342	9120	9120	0,34	2334	1989	2407,4	2415,4	2064,7	2072,6
SSF023	31-mar-90	9321	9321	9150	9150	0,34	-	1879	-	-	1937,2	1952,0
SSF023	27-jul-88	9321	9321	9000	9000	0,34	-	2294	-	-	2403,1	2418,0
SSF023	24-jun-87	9342	9342	9200	9200	0,34	3027	2170	3073,9	3081,8	2218,3	2226,2
SSF023	01-may-87	9342	9342	8680	8680	0,35	2946	2788	3167,8	3175,7	3019,4	3027,3
SSF023	07-oct-78	9342	9342	9200	9200	0,34	2664	1537	2710,9	2718,8	1585,3	1593,2
SSF023	07-oct-78	9342	9342	9050	9050	0,36	-	1628	-	-	1732,3	1740,3
SSF023	26-ene-77	9342	9342	9230	9230	0,34	2752	2150	2788,7	2796,7	2187,9	2195,8
SSF023	04-jun-11	9337	9337	8097	8097	0,42	-	1605	-	-	2120,9	2130,4
SSF023	27-abr-11	9337	9337	8276	8276	0,43	-	1803	-	-	2255,0	2264,5
SSF023	18-abr-10	9337	9337	8276	8276	0,43	-	1805	-	-	2257,0	2266,5
SSF023	17-ene-10	9337	9337	8276	8276	0,43	-	1806	-	-	2258,0	2267,5
SSF023	17-may-10	9337	9337	8276	8276	0,43	-	1806	-	-	2258,0	2267,5
SSF028	20/11/1996	9351	9361	9216	9216	0,41	2521	2363	2578,6	2585,1	2422,0	2428,6
SSF028	20-jul-93	9361	9361	9025	9025	0,35	2584	2366	2697,6	2704,1	2482,9	2489,5
SSF028	10-may-78	9361	9361	9000	9000	0,34	2516	1553	2635,1	2641,7	1675,7	1682,3
SSF028	19-mar-78	9361	9361	9000	9000	0,34	2565	1659	2684,1	2690,7	1781,7	1788,3
SSF028	24-ene-77	9361	9361	9240	9240	0,34	2912	2682	2951,9	2958,5	2723,1	2729,7
SSF045	24-mar-92	9256,5	9256,5	9100	9100	0,37	-	2265	-	-	2323,2	2359,0
SSF045	14-jul-90	9256,5	9256,5	9100	9100	0,40	2727	2288	2779,2	2815,0	2350,6	2386,4
SSF045	20-dic-85	9276	9276	8950	8950	0,41	-	2579	-	-	2714,2	2743,6
SSF045	07-sep-85	9276	9276	8970	8970	0,38	-	1940	-	-	2056,3	2085,6
SSF045	04-nov-84	9276	9276	8950	8950	0,39	-	1707	-	-	1834,1	1863,5
SSF045	09-ago-84	9276	9276	9100	9100	0,32	-	1721	-	-	1777,4	1806,8
SSF045	29-mar-84	9276	9276	8880	8880	0,35	-	1586	-	-	1723,4	1752,8
SSF045	29-jul-83	9276	9276	9100	9100	0,34	-	1684	-	-	1743,9	1773,3
SSF045	30-may-81	9276	9276	9000	9000	0,43	-	2945	-	-	3063,7	3093,1
SSF045	06-may-81	9276	9276	9000	9000	0,34	-	2958	-	-	3053,1	3082,5
SSF045	09-sep-79	9276	9276	9100	9100	0,33	2481	2020	2538,7	2568,1	2078,8	2108,1
SSF045B	01-feb-11	9256,5	9256,5	8659	8659	0,40	-	1210	-	-	1450,8	1487,3
SSF045B	23-oct-10	9256,5	9256,5	8659	8659	0,40	-	1236	-	-	1475,6	1512,1
SSF045B	03-jun-99	9256,5	9256,5	8943	8943	0,40	2325	2011	2447,3	2483,7	2136,4	2172,9

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	P cierre @ SENSOR	Pwf @ SENSOR	P cierre @ MP	P cierre @ DATUM	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF045B	18-nov-93	9256,5	9256,5	8788	8788	0,36	2299	1511	2464,9	2501,3	1681,5	1718,0
SSF045B	08-may-92	9256,5	9256,5	9100	9100	0,36	-	2254	-	-	2310,3	2346,8
SSF045B	14-jul-90	9256,5	9256,5	9100	9100	0,33	2727	2288	2777,1	2813,5	2339,6	2376,1
SSF045B	23-may-87	9256,5	9256,5	9050	9050	0,31	2951	2605	3029,1	3065,5	2669,9	2706,3
SSF045B	17-nov-86	9256,5	9256,5	9000	9000	0,32	-	2228	-	-	2310,4	2346,9
SSF045B	11-sep-86	9256,5	9256,5	8730	8730	0,32	2559	2349	2728,3	2764,7	2518,5	2555,0
SSF045B	04-ene-09	9256,5	9256,5	8659	8659	0,39	-	1540	-	-	1774,8	1811,3
SSF045B	02-jun-10	9256,5	9256,5	8659	8659	0,40	-	2534	-	-	2774,2	2810,6
SSF045B	07-jul-10	9256,5	9256,5	8659	8659	0,40	-	2618	-	-	2855,3	2891,8
SSF045B	12-ago-10	9256,5	9256,5	8659	8659	0,40	-	2724	-	-	2965,3	3001,8
SSF067	11-jun-05	9275	9275	8818	8818	0,43	2143	2002	2336,3	2364,7	2199,9	2228,2
SSF067	16-dic-02	9275	9275	8862	8862	0,41	2094	1960	2259,2	2287,6	2129,3	2157,7
SSF067	20-ene-99	9275	9275	9100	9100	0,37	-	2145	-	-	2209,4	2237,8
SSF067	12-jun-97	9275	9275	9160	9160	0,38	2538	2280	2580,6	2608,9	2323,7	2352,1
SSF067	08-ene-95	9275	9275	9200	9200	0,33	2430	2282	2454,0	2482,4	2306,8	2335,1
SSF067	04-mar-92	9275	9275	8800	8800	0,36	2721	2248	2885,4	2913,7	2417,1	2445,5
SSF067	01-may-91	9275	9275	9100	9100	0,35	-	2449	-	-	2510,8	2539,2
SSF067	21-mar-91	9275	9275	9100	9100	0,33	-	2554	-	-	2610,9	2639,3
SSF067	05-jul-87	9275	9275	9100	9100	0,33	3041	2812	3099,5	3127,8	2869,4	2897,8
SSF067	30-ago-86	9275	9275	9100	9100	0,33	2747	2535	2806,4	2834,8	2593,3	2621,7
SSF067	20-jul-86	9275	9275	7100	7100	0,34	2118	2069	2837,9	2866,2	2810,6	2839,0
SSF067	08-jul-10	9275	9275	8589	8589	0,43	-	1701	-	-	1993,0	2021,1
SSF067	15-feb-09	9275	9275	8545	8545	0,43	-	1861	-	-	2173,4	2201,5
SSF067	22-mar-09	9275	9275	8567	8567	0,43	-	1924	-	-	2227,0	2255,1
SSF068	04-mar-96	9337	9337	9147	9147	0,34	2580	2108	2642,7	2654,9	2172,6	2184,8
SSF068	09-sep-95	9368	9368	9200	9200	0,38	3333	2657	3395,2	3397,1	2720,8	2722,8
SSF068	01-jul-88	9371,5	9371,5	9250	9250	0,34	2964	2772	3003,4	3004,2	2813,8	2814,6
SSF068	21-mar-10	9337	9337	8774	8774	0,42	-	1484	-	-	1720,5	1732,7
SSF068	04-ene-09	9337	9337	8787	8787	0,42	-	1782	-	-	2014,1	2026,3
SSF068	18-oct-09	9337	9337	8759	8759	0,42	-	1787	-	-	2029,8	2042,0
SSF068	15-feb-09	9337	9337	8787	8787	0,42	-	1803	-	-	2033,4	2045,7
SSF068	15-nov-09	9337	9337	8759	8759	0,42	-	1813	-	-	2055,8	2068,0
SSF068	18-abr-09	9337	9337	8787	8787	0,42	-	1825	-	-	2055,5	2067,7
SSF068	24-may-09	9337	9337	8787	8787	0,42	-	1872	-	-	2103,0	2115,2
SSF068	22-mar-09	9337	9337	8787	8787	0,42	-	1916	-	-	2146,5	2158,7
SSF079	10-may-04	9348	9348	8939	8939	0,42	2180	1945	2347,7	2354,3	2116,8	2123,4
SSF079	02-mar-03	9348	9348	8980	8980	0,42	2196	1958	2346,2	2352,7	2111,8	2118,4
SSF079	11-jun-99	9353	9353	9250	9250	0,39	2281	1980	2319,7	2324,6	2019,8	2024,6
SSF079	19-jul-98	9353	9353	9340	9340	0,38	2634	2369	2638,8	2643,8	2373,9	2378,9
SSF079	28-ago-96	9353	9353	9230	9230	0,38	2527	2236	2572,5	2577,5	2282,7	2287,7
SSF079	11-jun-95	9353	9353	9200	9200	0,34	2472	2227	2523,2	2528,1	2279,7	2284,7
SSF079	09-may-92	9353	9353	9062	9062	0,36	2251	2082	2352,9	2357,8	2186,8	2191,7
SSF082	29-jun-98	9302	9302	9100	9100	0,37	2395	2340	2468,5	2481,5	2415,6	2428,6
SSF082	26-ene-95	9302	9302	9200	9200	0,36	2505	2411	2540,7	2553,6	2447,7	2460,6
SSF082	28-jun-93	9302	9302	9075	9075	0,35	2567	2504	2644,2	2657,1	2583,5	2596,3
SSF091	14-sep-00	9195	9195	8935	8935	0,41	2161	1893	2265,8	2324,9	2000,4	2059,5
SSF091	14-ago-99	9195	9195	9097	9097	0,41	2352	2065	2390,7	2449,8	2104,7	2163,8
SSF091	12-jun-95	9195	9195	9100	9100	0,35	2444	2304	2475,8	2534,9	2336,8	2395,8
SSF092	14-dic-10	9195	9195	8067	8067	0,42	-	1350	-	-	1827,1	1882,9
SSF092	28-feb-11	9195	9195	8067	8067	0,42	-	1350	-	-	1826,0	1881,8
SSF092	31-ene-11	9195	9195	8067	8067	0,42	-	1351	-	-	1827,0	1882,8
SSF092	19-nov-10	9195	9195	8067	8067	0,42	-	1353	-	-	1830,2	1885,9
SSF092	15-sep-11	9195	9195	8067	8067	0,42	-	1357	-	-	1835,3	1891,0
SSF092	04-jun-11	9195	9195	8067	8067	0,42	-	1360	-	-	1838,3	1894,0
SSF092	14-oct-11	9195	9195	8067	8067	0,43	-	1361	-	-	1843,8	1899,6
SSF092	30-abr-11	9195	9195	8067	8067	0,42	-	1369	-	-	1845,0	1900,8
SSF092	29-jun-11	9195	9195	8067	8067	0,42	-	1372	-	-	1850,3	1906,0
SSF092	12-ago-11	9195	9195	8067	8067	0,42	-	1378	-	-	1856,3	1912,0
SSF092	19-jun-10	9195	9195	8067	8067	0,42	-	1466	-	-	1937,5	1993,3
SSF092	11-jul-10	9195	9195	8067	8067	0,42	-	1466	-	-	1937,5	1993,3
SSF092	03-ene-11	9195	9195	8067	8067	0,42	-	1637	-	-	2113,0	2168,8
SSF092	06-dic-96	9253	9253	8799	8799	0,38	2331	1902	2499,0	2535,5	2074,5	2111,1

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	P cierre @ SENSOR	Pwf @ SENSOR	P cierre @ MP	P cierre @ DATUM	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF092	12-jun-95	9220	9220	8702	8702	0,38	2261	1691	2452,7	2500,1	1887,8	1935,3
SSF092	03-jun-95	9253	9253	8838	8838	0,34	2387	1710	2526,0	2562,6	1853,2	1889,7
SSF092	20-sep-09	9195	9195	8508	8508	0,43	-	1862	-	-	2154,7	2210,4
SSF095	22-oct-07	9331,5	9331,5	9300	9300	0,34	-	1596	-	-	1606,8	1628,4
SSF095	23-ago-07	9331,5	9331,5	9300	9300	0,34	-	1234	-	-	1244,8	1266,4
SSF095	12-abr-07	9331,5	9331,5	9300	9300	0,34	-	951	-	-	961,8	983,4
SSF095	11-sep-06	9331,5	9331,5	9275	9275	0,34	-	1359	-	-	1378,3	1399,9
SSF095	14-dic-05	9331,5	9331,5	9275	9275	0,34	-	1200	-	-	1219,3	1240,9
SSF095	13-may-05	9331,5	9331,5	9200	9200	0,34	-	1267	-	-	1311,8	1333,4
SSF095	28-feb-04	9331,5	9331,5	9300	9300	0,34	-	1160	-	-	1170,7	1192,3
SSF095	27-nov-03	9331,5	9331,5	9300	9300	0,34	-	1164	-	-	1174,7	1196,3
SSF095	31-oct-03	9331,5	9331,5	9300	9300	0,34	-	1110	-	-	1120,7	1142,3
SSF095	09-jul-03	9331,5	9331,5	9250	9250	0,34	-	1162	-	-	1189,7	1211,4
SSF095	14-mar-03	9331,5	9331,5	9300	9300	0,34	-	1020	-	-	1030,7	1052,3
SSF095	24-dic-02	9331,5	9331,5	9300	9300	0,34	-	1174	-	-	1184,8	1206,4
SSF095	13-ago-01	9331,5	9331,5	9300	9300	0,34	-	1214	-	-	1224,7	1246,3
SSF095	18-may-01	9331,5	9331,5	9000	9000	0,34	-	1075	-	-	1187,7	1209,4
SSF095	08-feb-01	9331,5	9331,5	9000	9000	0,34	-	1072	-	-	1184,8	1206,4
SSF095	11-ago-00	9331,5	9331,5	9000	9000	0,34	-	1038	-	-	1150,7	1172,3
SSF095	08-jun-00	9331,5	9331,5	9000	9000	0,34	-	994	-	-	1106,7	1128,3
SSF095	23-abr-96	9331,5	9331,5	9235	9235	0,35	2306	1599	2338,3	2359,9	1632,3	1653,9
SSF097	14-sep-11	9355	9355	9043	9043	0,40	-	892	-	-	1016,8	1023,4
SSF097	18-jun-10	9355	9355	9043	9043	0,41	-	1264	-	-	1390,4	1397,0
SSF097	21-feb-10	9355	9355	9043	9043	0,39	-	1269	-	-	1391,6	1398,2
SSF097	09-jul-10	9355	9355	9043	9043	0,40	-	1270	-	-	1396,4	1403,0
SSF097	27-dic-09	9355	9355	9043	9043	0,43	-	1276	-	-	1408,7	1415,3
SSF097	18-abr-10	9355	9355	9043	9043	0,39	-	1277	-	-	1400,2	1406,8
SSF097	17-ene-10	9355	9355	9043	9043	0,39	-	1296	-	-	1418,6	1425,2
SSF097	20-sep-09	9355	9355	9043	9043	0,40	-	1320	-	-	1443,6	1450,2
SSF097	23-ago-09	9355	9355	9043	9043	0,40	-	1324	-	-	1447,6	1454,2
SSF097	18-oct-09	9355	9355	9043	9043	0,40	-	1324	-	-	1447,5	1454,1
SSF097	21-jun-09	9355	9355	9043	9043	0,37	-	1341	-	-	1457,4	1464,0
SSF097	18-abr-09	9355	9355	9043	9043	0,35	-	1445	-	-	1555,5	1562,1
SSF104D	17-ene-10	9583	9283	9445	9144	0,41	-	1595	-	-	1651,6	1684,6
SSF104D	21-feb-10	9583	9283	9445	9144	0,41	-	1612	-	-	1668,6	1701,6
SSF104D	30-abr-11	9583	9283	9445	9144	0,42	-	1639	-	-	1697,2	1730,2
SSF104D	01-jul-11	9583	9283	9445	9144	0,43	-	1653	-	-	1712,1	1745,1
SSF104D	16-nov-10	9583	9283	9445	9144	0,42	-	1664	-	-	1722,2	1755,2
SSF104D	13-ago-11	9583	9283	9445	9144	0,43	-	1666	-	-	1725,1	1758,1
SSF104D	14-sep-11	9583	9283	9445	9144	0,43	-	1676	-	-	1735,1	1768,1
SSF104D	11-nov-11	9583	9283	9445	9144	0,42	-	1677	-	-	1735,4	1768,3
SSF104D	16-dic-09	9583	9283	9478	9178	0,40	2428	1238	2468,5	2501,5	1279,6	1312,5
SSF104D	02-jul-08	9583	9283	9394	9094	0,35	2557	1959	2620,7	2653,6	2024,6	2057,5
SSF122D	15/11/2008	9647	9268	9465	9086	0,35	2496	2345	2557,3	2595,2	2408,1	2446,0

FUENTE: Departamento de Ingeniería de Petróleos; Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

TABLA A 7.10 Presiones corregidas al Datum de la Arena "T", SSF-Sur Oeste

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	P cierre @ SENSOR	Pwf @ SENSOR	P cierre @ MP	P cierre @ DATUM	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF024	09-ene-10	9430	9430	8901	8901	0,42	2517	2194	2731,2	2714,8	2413,5	2397,1
SSF024	25-ago-00	9430	9430	9189	9189	0,41	2649	1999	2745,4	2728,9	2097,8	2081,3
SSF024	10-feb-92	9438	9438	9230	9230	0,34	3328	2640	3397,2	3378,1	2711,3	2692,2
SSF024	06-abr-88	9455	9455	9252	9252	0,38	3127	2052	3202,1	3177,4	2129,1	2104,4
SSF024	01-ago-87	9455	9455	9300	9300	0,35	3403	1394	3456,2	3431,4	1448,7	1424,0
SSF024	27-jul-86	9467	9467	9100	9100	0,35	3339	2809	3464,9	3436,2	2938,6	2909,8
SSF024	21-mar-79	9467	9467	9250	9250	0,36	3118	2606	3196,1	3167,4	2684,1	2655,4
SSF024	30-may-78	9467	9467	9290	9290	0,38	3525	2960	3590,5	3561,8	3027,3	2998,6
SSF024	28-abr-77	9467	9467	9300	9300	0,38	3526	2439	3587,8	3559,1	2502,5	2473,8
SSF024	14-feb-77	9467	9467	9300	9300	0,35	3326	2887	3387,8	3359,1	2945,5	2916,7
SSF024	05-dic-76	9467	9467	9020	9020	0,36	3239	2907	3395,5	3366,7	3067,9	3039,2
SSF024	14-oct-76	9467	9467	9300	9300	0,37	3444	2979	3504,1	3475,4	3040,8	3012,1
SSF024	05-feb-10	9430	9430	8721	8721	0,42	-	1671	-	-	1968,8	1952,3
SSF024	05-mar-10	9430	9430	8721	8721	0,42	-	1686	-	-	1983,2	1966,7
SSF024	16-oct-10	9430	9430	8721	8721	0,42	-	1700	-	-	1999,2	1982,7
SSF024	27-nov-10	9430	9430	8721	8721	0,42	-	1700	-	-	1999,2	1982,7
SSF026	16-jun-08	9345	9345	8900	8900	0,43	1788	1360	1974,0	1986,7	1550,5	1563,1
SSF026	26-oct-07	9345	9345	9200	9200	0,38	-	1233,617	-	-	1288,7	1301,2
SSF026	17-jun-07	9345	9345	9200	9200	0,38	-	1152,25	-	-	1207,4	1219,9
SSF026	28-oct-06	9345	9345	9100	9100	0,38	-	1205,098	-	-	1298,2	1310,7
SSF026	22-abr-06	9345	9345	9200	9200	0,38	-	1241,17	-	-	1296,3	1308,8
SSF026	25-may-04	9345	9345	9200	9200	0,38	-	1085,809	-	-	1140,9	1153,4
SSF026	27-dic-03	9345	9345	9200	9200	0,38	-	1411,84	-	-	1466,7	1479,2
SSF026	31-ago-03	9345	9345	9200	9200	0,38	-	1016,935	-	-	1071,5	1084,0
SSF026	20-feb-03	9345	9345	9300	9300	0,37	-	1173,684	-	-	1190,5	1203,1
SSF026	06-nov-02	9345	9345	9300	9300	0,37	-	1109,06	-	-	1125,9	1138,4
SSF026	10-abr-02	9345	9345	9350	9350	0,37	-	1162,513	-	-	1160,6	1173,2
SSF026	03-jun-01	9345	9345	9200	9200	0,37	-	1212,55	-	-	1266,8	1279,3
SSF026	29-ene-01	9345	9345	9200	9200	0,37	-	1225,52	-	-	1279,2	1291,7
SSF026	03-sep-00	9345	9345	9200	9200	0,37	-	1223,11	-	-	1276,8	1289,3
SSF026	25-jul-00	9345	9345	9200	9200	0,37	-	1255,42	-	-	1308,9	1321,5
SSF026	28-jun-00	9345	9345	9200	9200	0,37	-	1255	-	-	1308,1	1320,6
SSF026	11-abr-00	9345	9345	9250	9250	0,36	1844	1164	1877,5	1890,1	1198,5	1211,0
SSF026	24-mar-00	9345	9345	9200	9200	0,36	-	1140	-	-	1192,5	1205,0
SSF026	01-sep-99	9345	9345	9200	9200	0,36	-	1147	-	-	1199,2	1211,7
SSF026	16-jun-97	9345	9345	9250	9250	0,38	2003	1194	2038,2	2050,7	1230,1	1242,6
SSF026	16-jun-97	9345	9345	9250	9250	0,38	2051	1225	2086,2	2098,7	1261,1	1273,6
SSF026	03-feb-91	9345	9345	4500	4500	0,34	-	870	-	-	2518,2	2530,7
SSF026	22-nov-90	9345	9345	9250	9250	0,34	-	1164	-	-	1196,3	1208,9
SSF026	09-feb-90	9345	9345	9300	9300	0,34	-	1281	-	-	1296,3	1308,8
SSF026	18-nov-89	9345	9345	9300	9300	0,34	-	1374	-	-	1389,3	1401,8
SSF026	08-jun-88	9345	9345	9100	9100	0,34	2064	1272	2144,9	2157,4	1355,3	1367,8
SSF026	25-may-88	9345	9345	8900	8900	0,34	-	1295	-	-	1446,3	1458,8
SSF026	26-oct-86	9358	9358	8900	8900	0,34	-	945	-	-	1100,8	1109,1
SSF026	07-sep-86	9358	9358	9000	9000	0,34	2430	934	2548,2	2556,4	1055,8	1064,0
SSF026	31-jul-86	9345	9345	9320	9320	0,34	-	1080	-	-	1088,5	1101,0
SSF026	23-jul-85	9350	9350	8960	8960	0,37	-	1182	-	-	1326,3	1337,2
SSF026	10-jul-85	9350	9350	8990	8990	0,37	-	1532	-	-	1665,2	1676,1
SSF026	07-may-85	9350	9350	8950	8950	0,34	-	1858	-	-	1994,8	2005,7
SSF026	01-dic-84	9358	9358	9200	9200	0,39	-	2584	-	-	2644,8	2653,1
SSF026	24-jun-84	9358	9358	9200	9200	0,37	-	2443	-	-	2501,5	2509,7
SSF026	24-jun-84	9358	9358	9200	9200	0,34	2721	2361	2773,1	2781,4	2414,7	2423,0
SSF026	20-nov-83	9358	9358	9150	9150	0,35	-	2554	-	-	2628,8	2635,1
SSF026	10-jul-09	9345	9345	9027	9027	0,38	-	1617	-	-	1739,4	1752,0
SSF026	18-jul-09	9345	9345	9027	9027	0,40	-	1624	-	-	1750,6	1763,1
SSF026	13-ago-09	9345	9345	9027	9027	0,41	-	1696	-	-	1826,7	1839,2
SSF026	18-abr-10	9345	9345	8995	8995	0,42	-	1946	-	-	2093,0	2105,5
SSF026	23-dic-10	9345	9345	8995	8995	0,42	-	1947	-	-	2094,7	2107,2
SSF026	09-nov-10	9345	9345	8995	8995	0,42	-	1950	-	-	2097,7	2110,2
SSF026	26-feb-11	9345	9345	8995	8995	0,42	-	1950	-	-	2097,7	2110,2

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	P cierre @ SENSOR	Pwf @ SENSOR	P cierre @ MP	P cierre @ DATUM	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF026	01-feb-11	9345	9345	8995	8995	0,42	-	1951	-	-	2098,7	2111,2
SSF026	17-jun-10	9345	9345	8995	8995	0,42	-	1958	-	-	2105,0	2117,5
SSF026	10-oct-10	9345	9345	8995	8995	0,42	-	1958	-	-	2105,7	2118,2
SSF026	09-abr-11	9345	9345	8995	8995	0,42	-	1958	-	-	2105,7	2118,3
SSF026	18-may-10	9345	9345	8995	8995	0,42	-	1960	-	-	2107,0	2119,5
SSF026	30-abr-11	9345	9345	8995	8995	0,42	-	1960	-	-	2107,7	2120,2
SSF026	11-oct-11	9345	9345	8995	8995	0,42	-	2033	-	-	2180,7	2193,2
SSF026	12-nov-11	9345	9345	8995	8995	0,42	-	2080	-	-	2227,7	2240,3
SSF027	29-jul-81	9531	9531	9447	9447	0,40	-	2833	-	-	2866,3	2823,0
SSF027	30-jul-80	9531	9531	9300	9300	0,39	2634	2350	2713,0	2669,8	2439,9	2396,6
SSF027	01-may-80	9531	9531	9300	9300	0,33	2725	2402	2805,4	2762,2	2478,4	2435,2
SSF027	12-mar-80	9531	9531	9320	9320	0,34	-	2673	-	-	2745,6	2702,4
SSF027	20-sep-78	9531	9531	9400	9400	0,34	2937	2475	2983,9	2940,7	2519,7	2476,5
SSF027	20-sep-78	9531	9531	8900	8900	0,38	-	2327	-	-	2564,6	2521,4
SSF027	15-jun-78	9531	9531	9380	9380	0,32	2851	2606	2901,1	2857,9	2654,9	2611,7
SSF027	23-nov-77	9531	9531	9378	9378	0,38	2985	2633	3036,7	2993,5	2691,0	2647,7
SSF035	24-sep-81	9562	9562	9200	9200	0,36	3043	2116	3170,1	3114,6	2244,6	2189,2
SSF035	29-jun-81	9562	9562	9000	9000	0,34	-	2549	-	-	2742,7	2687,3
SSF035	26-ene-81	9562	9562	8874	8874	0,43	-	2265	-	-	2560,8	2505,4
SSF035	13-ene-81	9562	9562	8870	8870	0,34	-	2209	-	-	2446,8	2391,3
SSF035	20-jul-80	9562	9562	9390	9390	0,34	2639	2023	2700,9	2645,5	2080,7	2025,3
SSF035	25-ago-79	9562	9562	9300	9300	0,33	2665	2088	2755,1	2699,7	2173,7	2118,3
SSF035	10-nov-78	9562	9562	9360	9360	0,35	2789	2286	2866,2	2810,7	2356,2	2300,8
SSF035	27-oct-78	9562	9562	9360	9360	0,34	-	2300	-	-	2368,1	2312,7
SSF035	15-sep-78	9562	9562	9350	9350	0,42	2856	2607	2927,7	2872,2	2696,8	2641,3
SSF035	27-jun-78	9562	9562	9370	9370	0,33	2874	2329	2941,6	2886,1	2392,2	2336,7
SSF035	06-jun-78	9562	9562	9367	9367	0,36	2903	2485	2970,3	2914,8	2554,2	2498,8
SSF035	24-ene-78	9562	9562	9300	9300	0,29	3000	2312	3088,8	3033,4	2387,5	2332,1
SSF035	01-abr-77	9562	9562	9390	9390	0,35	3126	2776	3185,0	3129,6	2836,7	2781,3
SSF041	11-feb-09	9533	9533	9064	9064	0,42	2768	2105	2958,5	2903,0	2300,2	2244,7
SSF061	03-jun-10	9323,5	9323,5	8728	8728	0,42	-	1377	-	-	1629,1	1648,1
SSF061	09-jul-10	9323,5	9323,5	8728	8728	0,42	-	1402	-	-	1652,1	1671,1
SSF061	02-feb-11	9323,5	9323,5	8728	8728	0,42	-	1402	-	-	1652,1	1671,1
SSF061	09-mar-11	9323,5	9323,5	8728	8728	0,42	-	1409	-	-	1659,1	1678,1
SSF061	07-nov-01	9323,5	9323,5	9147	9147	0,37	2351	1592	2414,5	2433,5	1657,3	1676,3
SSF061	16-ene-96	9323,5	9323,5	9153	9153	0,38	2798	2313	2861,1	2880,1	2377,8	2396,8
SSF061	10-oct-91	9321	9321	8898	8898	0,34	3070	2287	3226,1	3245,9	2432,2	2452,0
SSF061	06/09/1991	9321	9306	9100	9100	0,42	3007	2563	3091,5	3116,3	2649,5	2674,3
SSF061	13-jul-88	9349	9349	8920	8920	0,34	-	2217	-	-	2364,2	2374,8
SSF061	17-feb-87	9349	9349	4000	4000	0,38	-	448	-	-	2461,9	2472,5
SSF061	13-dic-86	9349,5	9349,5	8900	8900	0,39	-	1995	-	-	2169,0	2179,4
SSF061	07-jul-86	9352	9352	8100	8100	0,35	2056	1915	2481,7	2491,2	2353,2	2362,8
SSF061	27-may-86	9352	9352	8906	8906	0,36	-	2479	-	-	2641,5	2651,1
SSF061	01-may-85	9352	9352	9300	9300	0,38	-	2278	-	-	2297,9	2307,4
SSF061	12-jun-84	9352	9352	9300	9300	0,35	2754	2102	2771,3	2780,9	2120,5	2130,0
SSF061	01-dic-77	9349	9349	9147	9147	0,35	3050	2773	3118,7	3129,2	2843,7	2854,3
SSF061	25-mar-11	9323,5	9323,5	8728	8728	0,42	-	1418	-	-	1668,3	1687,2
SSF061	29-abr-11	9323,5	9323,5	8728	8728	0,42	-	1418	-	-	1668,1	1687,1
SSF061	09-jun-11	9323,5	9323,5	8728	8728	0,42	-	1418	-	-	1668,1	1687,1
SSF061	09-jul-11	9323,5	9323,5	8728	8728	0,42	-	1418	-	-	1668,1	1687,1
SSF061	08-ago-11	9323,5	9323,5	8728	8728	0,42	-	1418	-	-	1668,0	1687,0
SSF061	13-sep-11	9323,5	9323,5	8728	8728	0,42	-	1418	-	-	1668,1	1687,1
SSF061	11-ago-10	9323,5	9323,5	8728	8728	0,42	-	1420	-	-	1672,8	1691,8
SSF061	02-may-09	9323,5	9323,5	8723	8723	0,42	-	1855	-	-	2107,2	2126,2
SSF061	06-ene-09	9323,5	9323,5	8723	8723	0,42	-	1861	-	-	2113,2	2132,2
SSF061	04-feb-10	9323,5	9323,5	8723	8723	0,43	-	1862	-	-	2117,5	2136,5
SSF061	05-mar-10	9323,5	9323,5	8723	8723	0,42	-	1868	-	-	2120,2	2139,2
SSF061	09-mar-09	9323,5	9323,5	8723	8723	0,42	-	1870	-	-	2122,2	2141,2
SSF069	14-jul-90	9457	9457	9400	9400	0,36	-	2465	-	-	2485,7	2466,9
SSF069	02-dic-89	9474	9474	9430	9430	0,40	-	2354	-	-	2371,6	2347,2
SSF069	07-ago-88	9440	9440	9410	9410	0,35	3018	2328	3028,0	3014,8	2338,4	2325,2
SSF085	15-nov-09	9305,5	9305,5	8930	8930	0,42	-	1386	-	-	1544,2	1566,1

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	P cierre @ SENSOR	Pwf @ SENSOR	P cierre @ MP	P cierre @ DATUM	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF085	16-dic-09	9305,5	9305,5	8930	8930	0,42	-	1386	-	-	1544,5	1566,4
SSF085	16-dic-09	9305,5	9305,5	8930	8930	0,42	-	1386	-	-	1544,5	1566,4
SSF085	12-oct-11	9305,5	9305,5	8868	8868	0,42	-	1715	-	-	1900,6	1922,6
SSF085	17-sep-11	9305,5	9305,5	8868	8868	0,43	-	1729	-	-	1917,1	1939,1
SSF085	05-jul-01	9305,5	9305,5	9175	9175	0,36	2941	1686	2986,7	3008,6	1733,0	1754,9
SSF085	16-oct-97	9330	9330	9198	9198	0,38	2716	2489	2764,8	2778,7	2539,2	2553,0
SSF085	28-jul-95	9330	9330	9250	9250	0,39	2633	2524	2663,2	2677,1	2555,0	2568,9
SSF085	06-jun-94	9330	9330	9202	9202	0,34	2555	2436	2597,6	2611,5	2479,9	2493,8
SSF085	02-jun-94	9378	9378	9311	9311	0,35	2620	2481	2642,4	2640,5	2504,1	2502,1
SSF085	04-jun-10	9305,5	9305,5	8868	8868	0,42	-	1813	-	-	1997,1	2019,1
SSF085	06-mar-10	9305,5	9305,5	8868	8868	0,42	-	1848	-	-	2031,7	2053,7
SSF085	02-abr-10	9305,5	9305,5	8868	8868	0,42	-	1849	-	-	2032,8	2054,7
SSF101	10-may-11	9502	9502	8027	8027	0,43	-	1836	-	-	2474,6	2440,0
SSF101	10-mar-11	9502	9502	8027	8027	0,43	-	1836	-	-	2474,7	2440,1
SSF101	18-abr-11	9502	9502	8027	8027	0,43	-	1840	-	-	2481,1	2446,4
SSF101	01-abr-11	9502	9502	8027	8027	0,43	-	1846	-	-	2487,1	2452,4
SSF101	01-oct-10	9502	9502	8247	8247	0,42	2228	1943	2740,0	2705,3	2467,5	2432,9
SSF101	08-abr-99	9502	9502	9009	9009	0,41	2794	2225	2993,6	2959,0	2429,6	2394,9
SSF101	10-oct-11	9502	9502	8027	8027	0,43	-	1868	-	-	2506,6	2471,9
SSF129D	04-jul-09	9781,5	9354	9496	9068	0,38	-	1971	-	-	2080,8	2094,3
SSF129D	15-ago-09	9781,5	9354	9496	9068	0,40	-	1967	-	-	2081,4	2095,0
SSF129D	03-sep-09	9781,5	9354	9496	9068	0,40	-	1928	-	-	2042,4	2055,9
SSF129D	16-oct-09	9781,5	9354	9496	9068	0,40	-	1960	-	-	2075,5	2089,1
SSF129D	16-nov-09	9781,5	9354	9496	9068	0,41	-	1991	-	-	2107,7	2121,2
SSF129D	15-dic-09	9781,5	9354	9496	9068	0,41	-	2040	-	-	2156,7	2170,2
SSF129D	15-dic-09	9781,5	9354	9496	9068	0,41	-	2040	-	-	2156,7	2170,2
SSF129D	01-feb-10	9781,5	9354	9496	9068	0,41	-	1326	-	-	1442,7	1456,2
SSF129D	04-mar-10	9781,5	9354	9496	9068	0,41	-	2089	-	-	2206,3	2219,8
SSF129D	01-abr-10	9781,5	9354	9496	9068	0,41	-	2061	-	-	2178,3	2191,9
SSF129D	27-abr-10	9781,5	9354	9496	9068	0,39	-	2063	-	-	2175,6	2189,2
SSF129D	02-jun-10	9781,5	9354	9496	9068	0,41	-	2076	-	-	2193,3	2206,8
SSF129D	07-jul-10	9781,5	9354	9496	9068	0,41	-	2085	-	-	2202,4	2215,9
SSF129D	29-jul-10	9781,5	9354	9496	9068	0,41	-	2085	-	-	2203,4	2216,9
SSF129D	18-ago-11	9781,5	9354	9489	9063	0,43	-	1862	-	-	1987,4	2000,9
SSF129D	13-sep-11	9781,5	9354	9489	9063	0,43	-	1866	-	-	1991,4	2005,0
SSF129D	09-oct-11	9781,5	9354	9489	9063	0,43	-	1865	-	-	1990,5	2004,0

FUENTE: Departamento de Ingeniería de Petróleos; Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

TABLA A 7.11 Presiones corregidas al Datum de la Arena "BT", SSF-Norte.

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	P ws @ SENSOR	P ws @ MP	P ws @ DATUM	Pwf @ SENSOR	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF051	22-ago-11	8406	8406	8137	8137	0,41	905	1014,2	1008,7	529	638,2	632,7
SSF051	21-ene-07	8406	8406	8328	8328	0,41	1219	1250,7	1245,1	1000	1031,7	1026,1
SSF051	02-dic-00	8406	8406	8337	8337	0,40	1772	1799,4	1793,9	1398	1425,4	1419,9
SSF052B	18-abr-09	8420	8420	8112	8112	0,38	-	-	-	390	508,4	499,5
SSF052B	17-oct-11	8420	8420	8112	8112	0,40	-	-	-	422	545,2	536,3
SSF052B	18-oct-09	8420	8420	8112	8112	0,38	-	-	-	456	574,4	565,5
SSF052B	10-jul-10	8420	8420	8112	8112	0,40	-	-	-	461,9	585,1	576,2
SSF052B	15-nov-10	8420	8420	8112	8112	0,40	-	-	-	463	586,2	577,3
SSF052B	20-sep-09	8420	8420	8112	8112	0,38	-	-	-	465	583,4	574,5
SSF052B	22-oct-04	8420,5	8420,5	8315	8315	0,37	1530	1569,1	1560,0	1208	1247,1	1238,0
SSF052B	02-oct-10	8420	8420	8112	8112	0,40	-	-	-	474	597,2	588,3
SSF052B	15-feb-09	8420	8420	8112	8112	0,38	-	-	-	476	594,4	585,5
SSF052B	01-sep-10	8420	8420	8112	8112	0,40	-	-	-	484	607,2	598,3
SSF052B	23-ago-09	8420	8420	8112	8112	0,38	-	-	-	484	602,4	593,5
SSF052B	04-jun-11	8420	8420	8112	8112	0,40	-	-	-	490	613,2	604,3
SSF052B	15-nov-10	8420	8420	8112	8112	0,40	-	-	-	493	616,2	607,3
SSF052B	22-mar-09	8420	8420	8112	8112	0,38	-	-	-	493	611,4	602,5
SSF052B	13-ago-11	8420	8420	8112	8112	0,40	-	-	-	503	626,2	617,3
SSF052B	07-abr-11	8420	8420	8112	8112	0,40	-	-	-	503	626,2	617,3
SSF052B	15-jul-09	8420	8420	8112	8112	0,38	-	-	-	503	621,4	612,5
SSF052B	24-may-09	8420	8420	8112	8112	0,38	-	-	-	508	626,4	617,5
SSF052B	15-nov-09	8420	8420	8112	8112	0,38	-	-	-	515	633,4	624,5
SSF052B	21-nov-10	8420	8420	8112	8112	0,40	-	-	-	516	639,2	630,3
SSF052B	01-jul-11	8420	8420	8112	8112	0,40	-	-	-	518	641,2	632,3
SSF052B	17-ene-10	8420	8420	8112	8112	0,38	-	-	-	521	639,4	630,5
SSF052B	21-nov-10	8420	8420	8112	8112	0,40	-	-	-	529	652,2	643,3
SSF052B	18-abr-10	8420	8420	8112	8112	0,38	-	-	-	541	659,0	650,2
SSF052B	16-may-10	8420	8420	8112	8112	0,38	-	-	-	546	664,0	655,1
SSF052B	31-ene-11	8420	8420	8112	8112	0,40	-	-	-	557	680,2	671,3
SSF052B	20-feb-11	8420	8420	8112	8112	0,40	-	-	-	562	685,2	676,3
SSF052B	13-oct-11	8420	8420	8112	8112	0,40	-	-	-	584	707,2	698,3
SSF052B	17-jun-10	8420	8420	8112	8112	0,38	-	-	-	592	710,0	701,2
SSF052B	15-sep-11	8420	8420	8112	8112	0,40	-	-	-	647	770,2	761,3
SSF052B	4-ene-09	8420	8420	8112	8112	0,38	-	-	-	699	817,4	808,5
SSF052B	21-feb-10	8420	8420	8112	8112	0,39	-	-	-	816	935,7	926,8
SSF052B	21-jun-09	8420	8420	8112	8112	0,38	-	-	-	819	937,4	928,5
SSF052B	27-dic-09	8420	8420	8112	8112	0,38	-	-	-	832	950,4	941,5
SSF052B	21-mar-10	8420	8420	8112	8112	0,39	-	-	-	843	962,7	953,8

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	P ws @ SENSOR	P ws @ MP	P ws @ DATUM	Pwf @ SENSOR	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF054	15-jun-10	8381	8381	8015	8015	0,38	-	-	-	400	537,6	540,5
SSF054	10-sep-10	8381	8381	8015	8015	0,38	-	-	-	401	538,6	541,6
SSF054	09-jul-10	8381	8381	8015	8015	0,38	-	-	-	408	545,7	548,6
SSF054	15-may-10	8381	8381	8015	8015	0,38	-	-	-	410	547,6	550,6
SSF054	07-oct-10	8381	8381	8015	8015	0,38	-	-	-	411	551,9	554,8
SSF054	20-nov-10	8381	8381	8015	8015	0,38	-	-	-	411	548,6	551,6
SSF054	18-abr-10	8381	8381	8015	8015	0,38	-	-	-	412	549,6	552,6
SSF054	16-nov-10	8381	8381	8015	8015	0,38	-	-	-	416	556,8	559,8
SSF054	30-dic-10	8381	8381	8015	8015	0,38	-	-	-	418	558,9	561,9
SSF054	21-feb-10	8381	8381	8015	8015	0,38	-	-	-	422	559,6	562,6
SSF054	12-nov-11	8381	8381	8015	8015	0,38	-	-	-	422	560,9	563,9
SSF054	17-ene-10	8381	8381	8015	8015	0,38	-	-	-	423	560,6	563,6
SSF054	01-jul-11	8381	8381	8015	8015	0,38	-	-	-	452	592,9	595,9
SSF054	17-sep-11	8381	8381	8015	8015	0,39	-	-	-	452	592,9	595,9
SSF054	15-oct-11	8381	8381	8015	8015	0,38	-	-	-	454	592,9	595,9
SSF054	17-dic-10	8381	8381	8015	8015	0,39	-	-	-	455	595,9	598,9
SSF054	26-feb-11	8381	8381	8015	8015	0,38	-	-	-	467	607,9	610,8
SSF054	07-ago-11	8381	8381	8015	8015	0,38	-	-	-	467	607,9	610,8
SSF054	05-feb-11	8381	8381	8015	8015	0,39	-	-	-	468	608,9	611,9
SSF054	04-abr-11	8381	8381	8015	8015	0,38	-	-	-	468	608,9	611,9
SSF054	02-jun-11	8381	8381	8015	8015	0,38	-	-	-	470	610,9	613,9
SSF054	12-jul-04	8379,5	8379,5	8258	8258	0,39	1910	1957,5	1961,0	1541	1588,5	1592,0
SSF054	21-mar-10	8381	8381	8015	8015	0,38	-	-	-	918	1055,6	1058,6
SSF054	22-mar-09	8381	8381	8003	8003	0,42	-	-	-	1162	1319,5	1322,5
SSF054	4-ene-09	8381	8381	8003	8003	0,42	-	-	-	1164	1321,6	1324,5
SSF054	15-feb-09	8381	8381	8003	8003	0,42	-	-	-	1178	1335,5	1338,5
SSF054	17-jul-09	8381	8381	8003	8003	0,40	-	-	-	1180	1331,2	1334,2
SSF054	23-ago-09	8381	8381	8003	8003	0,42	-	-	-	1193	1350,6	1353,5
SSF054	18-oct-09	8381	8381	8003	8003	0,42	-	-	-	1197	1354,5	1357,5
SSF054	20-sep-09	8381	8381	8003	8003	0,42	-	-	-	1199	1356,5	1359,5
SSF054	18-abr-09	8381	8381	8003	8003	0,42	-	-	-	1208	1365,6	1368,5
SSF054	15-nov-09	8381	8381	8003	8003	0,42	-	-	-	1209	1366,5	1369,5
SSF054	21-jun-09	8381	8381	8003	8003	0,42	-	-	-	1248	1405,5	1408,5
SSF054	24-may-09	8381	8381	8003	8003	0,42	-	-	-	1259	1416,5	1419,5
SSF099	26-feb-06	8330	8330	8223	8223	0,40	1118	1160,8	1181,2	748	790,8	811,2
SSF099	26-nov-03	8330	8330	8198	8198	0,38	2112	2161,8	2182,1	1382	1431,8	1452,1
SSF107D	02-ene-09	8994	8407	8877	8305	0,38	-	-	-	566	604,5	610,5
SSF107D	12-feb-09	8994	8407	8877	8305	0,38	-	-	-	517	555,5	561,5
SSF107D	13-mar-09	8994	8407	8877	8305	0,38	-	-	-	497	535,5	541,5

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	P ws @ SENSOR	P ws @ MP	P ws @ DATUM	Pwf @ SENSOR	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF107D	26-mar-09	8994	8407	8877	8305	0,38	-	-	-	485	523,5	529,5
SSF107D	03-may-09	8994	8407	8877	8305	0,38	-	-	-	471	509,5	515,4
SSF107D	26-jun-09	8994	8407	8877	8305	0,38	-	-	-	487	525,5	531,5
SSF107D	12-ago-09	8994	8407	8877	8305	0,38	-	-	-	472	510,5	516,5
SSF107D	26-ago-09	8994	8407	8877	8305	0,38	-	-	-	488	526,5	532,5
SSF107D	15-oct-09	8994	8407	8877	8305	0,39	-	-	-	484	523,4	529,3
SSF107D	09-nov-09	8994	8407	8877	8305	0,37	-	-	-	483	521,2	527,2
SSF107D	13-dic-09	8994	8407	8877	8305	0,38	-	-	-	457	495,5	501,5
SSF107D	13-dic-09	8994	8407	8877	8305	0,38	-	-	-	457	495,5	501,5
SSF107D	05-feb-10	8994	8407	8877	8305	0,40	-	-	-	398	438,5	444,4
SSF107D	04-mar-10	8994	8407	8877	8305	0,38	-	-	-	441	479,6	485,5
SSF107D	27-mar-10	8994	8407	8877	8305	0,38	-	-	-	427	465,5	471,5
SSF107D	23-abr-10	8994	8407	8877	8305	0,38	-	-	-	419	457,5	463,5
SSF107D	27-may-10	8994	8407	8877	8305	0,38	-	-	-	416	454,5	460,5
SSF107D	03-jul-10	8994	8407	8877	8305	0,38	-	-	-	410	448,5	454,5
SSF107D	31-jul-10	8994	8407	8877	8305	0,38	-	-	-	427	465,8	471,7
SSF107D	12-sep-10	8994	8407	8877	8305	0,38	-	-	-	427	465,7	471,6
SSF107D	13-oct-10	8994	8407	8877	8305	0,38	-	-	-	415	453,5	459,5
SSF107D	15-nov-10	8994	8407	8877	8305	0,38	-	-	-	466	504,5	510,5
SSF107D	21-nov-10	8994	8407	8877	8305	0,38	-	-	-	466	504,5	510,5
SSF107D	30-ene-11	8994	8407	8877	8305	0,38	-	-	-	466	504,5	510,5
SSF107D	07-mar-11	8994	8407	8877	8305	0,38	-	-	-	465	503,5	509,5
SSF107D	01-abr-11	8994	8407	8877	8305	0,38	-	-	-	465	503,5	509,4
SSF107D	23-abr-11	8994	8407	8877	8305	0,38	-	-	-	465	503,5	509,5
SSF107D	02-jun-11	8994	8407	8877	8305	0,38	-	-	-	485	523,5	529,5
SSF107D	29-nov-05	8994	8407	8994	8407	0,39	1297	1297,0	1292,9	1041	1041,0	1036,9

FUENTE: Departamento de Ingeniería de Petróleos; Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo

TABLA A 7.12 Presiones corregidas al Datum de la Arena "BT", SSF-Sur

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	P ws @ SENSOR	P ws @ MP	P ws @ DATUM	Pwf @ SENSOR	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF051	22-ago-11	8406	8406	8137	8137	0,405972 22	905	1014,206 53	1008,656 53	529	638,2065 28	632,6565 28
SSF051	21-ene-07	8406	8406	8328	8328	0,405972 22	1219	1250,665 83	1245,115 83	1000	1031,665 83	1026,115 83
SSF051	02-dic-00	8406	8406	8337	8337	0,397341 77	1772	1799,416 58	1793,866 58	1398	1425,416 58	1419,866 58
SSF051	27-nov-97	8406	8406	8000	8000	0,41	2508	2674,46	2668,91	-	-	-
SSF051	28-feb-97	8406	8406	8217	8217	0,37	3111	3180,93	3175,38	2480	2549,93	2544,38
SSF052 B	18-abr-09	8420	8420	8112	8112	0,384412 81	-	-	-	390	508,3991 46	499,5191 46
SSF052 B	17-oct-11	8420	8420	8112	8112	0,4	-	-	-	422	545,2	536,32
SSF052 B	18-oct-09	8420	8420	8112	8112	0,384382 83	-	-	-	456	574,3899 11	565,5099 11
SSF052 B	10-jul-10	8420	8420	8112	8112	0,4	-	-	-	461,9	585,1	576,22
SSF052 B	15-nov-10	8420	8420	8112	8112	0,4	-	-	-	463	586,2	577,32
SSF052 B	20-sep-09	8420	8420	8112	8112	0,384373 87	-	-	-	465	583,3871 51	574,5071 51
SSF052 B	22-oct-04	8420,5	8420,5	8315	8315	0,370454 55	1530	1569,082 95	1560,017 95	1208	1247,082 95	1238,017 95
SSF052 B	02-oct-10	8420	8420	8112	8112	0,399937 11	-	-	-	474	597,1806 29	588,3006 29
SSF052 B	15-feb-09	8420	8420	8112	8112	0,384352 52	-	-	-	476	594,3805 76	585,5005 76
SSF052 B	01-sep-10	8420	8420	8112	8112	0,4	-	-	-	484	607,2	598,32
SSF052 B	23-ago-09	8420	8420	8112	8112	0,384354 56	-	-	-	484	602,3812 05	593,5012 05
SSF052 B	04-jun-11	8420	8420	8112	8112	0,4	-	-	-	490	613,2	604,32
SSF052 B	15-nov-10	8420	8420	8112	8112	0,4	-	-	-	493	616,2	607,32
SSF052 B	22-mar-09	8420	8420	8112	8112	0,384423 08	-	-	-	493	611,4023 08	602,5223 08
SSF052 B	13-ago-11	8420	8420	8112	8112	0,4	-	-	-	503	626,2	617,32
SSF052 B	07-abr-11	8420	8420	8112	8112	0,4	-	-	-	503	626,2	617,32
SSF052 B	15-jul-09	8420	8420	8112	8112	0,384403 97	-	-	-	503	621,3964 24	612,5164 24
SSF052 B	24-may-09	8420	8420	8112	8112	0,384482 76	-	-	-	508	626,4206 9	617,5406 9
SSF052 B	15-nov-09	8420	8420	8112	8112	0,384304 64	-	-	-	515	633,3658 28	624,4858 28
SSF052 B	21-nov-10	8420	8420	8112	8112	0,4	-	-	-	516	639,2	630,32
SSF052 B	01-jul-11	8420	8420	8112	8112	0,399925 19	-	-	-	518	641,1769 58	632,2969 58
SSF052 B	17-ene-10	8420	8420	8112	8112	0,384425 09	-	-	-	521	639,4029 27	630,5229 27
SSF052 B	21-nov-10	8420	8420	8112	8112	0,4	-	-	-	529	652,2	643,32
SSF052 B	18-abr-10	8420	8420	8112	8112	0,383232 63	-	-	-	541	659,0356 5	650,1556 5

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	P ws @ SENSOR	P ws @ MP	P ws @ DATUM	Pwf @ SENSOR	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF052 B	16-may-10	8420	8420	8112	8112	0,3831524	-	-	-	546	664,010939	655,130939
SSF052 B	31-ene-11	8420	8420	8112	8112	0,4	-	-	-	557	680,2	671,32
SSF052 B	20-feb-11	8420	8420	8112	8112	0,4	-	-	-	562	685,2	676,32
SSF052 B	13-oct-11	8420	8420	8112	8112	0,39991404	-	-	-	584	707,173524	698,293524
SSF052 B	17-jun-10	8420	8420	8112	8112	0,38321519	-	-	-	592	710,030278	701,150278
SSF052 B	15-sep-11	8420	8420	8112	8112	0,4	-	-	-	647	770,2	761,32
SSF052 B	4-ene-09	8420	8420	8112	8112	0,38435456	-	-	-	699	817,381205	808,501205
SSF052 B	21-feb-10	8420	8420	8112	8112	0,38866029	-	-	-	816	935,707368	926,827368
SSF052 B	21-jun-09	8420	8420	8112	8112	0,38439252	-	-	-	819	937,392897	928,512897
SSF052 B	27-dic-09	8420	8420	8112	8112	0,38438596	-	-	-	832	950,390877	941,510877
SSF052 B	21-mar-10	8420	8420	8112	8112	0,3886172	-	-	-	843	962,694098	953,814098
SSF054	15-jun-10	8381	8381	8015	8015	0,37592814	-	-	-	400	537,589701	540,549701
SSF054	10-sep-10	8381	8381	8015	8015	0,37607004	-	-	-	401	538,641634	541,601634
SSF054	09-jul-10	8381	8381	8015	8015	0,37610169	-	-	-	408	545,65322	548,61322
SSF054	15-may-10	8381	8381	8015	8015	0,37597938	-	-	-	410	547,608454	550,568454
SSF054	07-oct-10	8381	8381	8015	8015	0,38489051	-	-	-	411	551,869927	554,829927
SSF054	20-nov-10	8381	8381	8015	8015	0,37594595	-	-	-	411	548,596216	551,556216
SSF054	18-abr-10	8381	8381	8015	8015	0,37608295	-	-	-	412	549,646359	552,606359
SSF054	16-nov-10	8381	8381	8015	8015	0,38483516	-	-	-	416	556,84967	559,80967
SSF054	30-dic-10	8381	8381	8015	8015	0,38496183	-	-	-	418	558,896031	561,856031
SSF054	21-feb-10	8381	8381	8015	8015	0,37605769	-	-	-	422	559,637115	562,597115
SSF054	12-nov-11	8381	8381	8015	8015	0,3796	-	-	-	422	560,9336	563,8936
SSF054	17-ene-10	8381	8381	8015	8015	0,37601881	-	-	-	423	560,622884	563,582884
SSF054	01-jul-11	8381	8381	8015	8015	0,38495268	-	-	-	452	592,892681	595,852681
SSF054	17-sep-11	8381	8381	8015	8015	0,385	-	-	-	452	592,91	595,87
SSF054	15-oct-11	8381	8381	8015	8015	0,37961672	-	-	-	454	592,939721	595,899721
SSF054	17-dic-10	8381	8381	8015	8015	0,38510791	-	-	-	455	595,949496	598,909496
SSF054	26-feb-11	8381	8381	8015	8015	0,38484536	-	-	-	467	607,853402	610,813402
SSF054	07-ago-11	8381	8381	8015	8015	0,38490066	-	-	-	467	607,873642	610,833642
SSF054	05-feb-11	8381	8381	8015	8015	0,38507853	-	-	-	468	608,938743	611,898743
SSF054	04-abr-	8381	8381	8015	8015	0,384948	-	-	-	468	608,8912	611,8512

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	P ws @ SENSOR	P ws @ MP	P ws @ DATUM	Pwf @ SENSOR	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
	11					81					63	63
SSF054	02-jun-11	8381	8381	8015	8015	0,38495385	-	-	-	470	610,893108	613,853108
SSF054	12-jul-04	8379,5	8379,5	8258	8258	0,39101351	1910	1957,50814	1961,02314	1541	1588,50814	1592,02314
SSF054	21-mar-10	8381	8381	8015	8015	0,37598187	-	-	-	918	1055,60937	1058,56937
SSF054	22-mar-09	8381	8381	8003	8003	0,41679245	-	-	-	1162	1319,54755	1322,50755
SSF054	4-ene-09	8381	8381	8003	8003	0,41682493	-	-	-	1164	1321,55982	1324,51982
SSF054	15-feb-09	8381	8381	8003	8003	0,41679595	-	-	-	1178	1335,54887	1338,50887
SSF054	17-jul-09	8381	8381	8003	8003	0,40007595	-	-	-	1180	1331,22871	1334,18871
SSF054	23-ago-09	8381	8381	8003	8003	0,41681115	-	-	-	1193	1350,55461	1353,51461
SSF054	18-oct-09	8381	8381	8003	8003	0,41678899	-	-	-	1197	1354,54624	1357,50624
SSF054	20-sep-09	8381	8381	8003	8003	0,41677632	-	-	-	1199	1356,54145	1359,50145
SSF054	18-abr-09	8381	8381	8003	8003	0,41682622	-	-	-	1208	1365,56031	1368,52031
SSF054	15-nov-09	8381	8381	8003	8003	0,41679104	-	-	-	1209	1366,54701	1369,50701
SSF054	21-jun-09	8381	8381	8003	8003	0,41677355	-	-	-	1248	1405,5404	1408,5004
SSF054	24-may-09	8381	8381	8003	8003	0,41678742	-	-	-	1259	1416,54564	1419,50564
SSF099	26-feb-06	8330	8330	8223	8223	0,4	1118	1160,8	1181,15	748	790,8	811,15
SSF099	26-nov-03	8330	8330	8198	8198	0,37722222	2112	2161,79333	2182,14333	1382	1431,79333	1452,14333
SSF107D	02-ene-09	8994	8407	8877	8305	0,37776316	-	-	-	566	604,531842	610,451842
SSF107D	12-feb-09	8994	8407	8877	8305	0,3778392	-	-	-	517	555,539598	561,459598
SSF107D	13-mar-09	8994	8407	8877	8305	0,3777551	-	-	-	497	535,53102	541,45102
SSF107D	26-mar-09	8994	8407	8877	8305	0,37781563	-	-	-	485	523,537194	529,457194
SSF107D	03-may-09	8994	8407	8877	8305	0,37773684	-	-	-	471	509,529158	515,449158
SSF107D	26-jun-09	8994	8407	8877	8305	0,37779874	-	-	-	487	525,535472	531,455472
SSF107D	12-ago-09	8994	8407	8877	8305	0,37777273	-	-	-	472	510,532818	516,452818
SSF107D	26-ago-09	8994	8407	8877	8305	0,3777551	-	-	-	488	526,53102	532,45102
SSF107D	15-oct-09	8994	8407	8877	8305	0,38642857	-	-	-	484	523,415714	529,335714
SSF107D	09-nov-09	8994	8407	8877	8305	0,37492754	-	-	-	483	521,242609	527,162609
SSF107D	13-dic-09	8994	8407	8877	8305	0,37780612	-	-	-	457	495,536224	501,456224
SSF107D	13-dic-09	8994	8407	8877	8305	0,37780612	-	-	-	457	495,536224	501,456224
SSF107D	05-feb-10	8994	8407	8877	8305	0,39735187	-	-	-	398	438,529891	444,449891
SSF107D	04-mar-10	8994	8407	8877	8305	0,37861111	-	-	-	441	479,618333	485,538333

POZO	FECHA	PROF. MP (MD)	PROF. MP (TVD)	PROF. SENSOR (MD)	PROF. SENSOR (TVD)	GRAD DE PRESIÓN FLUYENTE	P ws @ SENSOR	P ws @ MP	P ws @ DATUM	Pwf @ SENSOR	Pwf @ MP	Pwf @ DATUM
	D-M-A	PIES	PIES	PIES	PIES	LPC/PIE	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC	LPC
SSF107D	27-mar-10	8994	8407	8877	8305	0,37785185	-	-	-	427	465,540889	471,460889
SSF107D	23-abr-10	8994	8407	8877	8305	0,37785185	-	-	-	419	457,540889	463,460889
SSF107D	27-may-10	8994	8407	8877	8305	0,37781327	-	-	-	416	454,536953	460,456953
SSF107D	03-jul-10	8994	8407	8877	8305	0,37777108	-	-	-	410	448,532651	454,452651
SSF107D	31-jul-10	8994	8407	8877	8305	0,38057895	-	-	-	427	465,819053	471,739053
SSF107D	12-sep-10	8994	8407	8877	8305	0,37964286	-	-	-	427	465,723571	471,643571
SSF107D	13-oct-10	8994	8407	8877	8305	0,37777465	-	-	-	415	453,533014	459,453014
SSF107D	15-nov-10	8994	8407	8877	8305	0,37780612	-	-	-	466	504,536224	510,456224
SSF107D	21-nov-10	8994	8407	8877	8305	0,37779841	-	-	-	466	504,535438	510,455438
SSF107D	30-ene-11	8994	8407	8877	8305	0,37779221	-	-	-	466	504,534805	510,454805
SSF107D	07-mar-11	8994	8407	8877	8305	0,37784884	-	-	-	465	503,540581	509,460581
SSF107D	01-abr-11	8994	8407	8877	8305	0,37754098	-	-	-	465	503,50918	509,42918
SSF107D	23-abr-11	8994	8407	8877	8305	0,37777465	-	-	-	465	503,533014	509,453014
SSF107D	02-jun-11	8994	8407	8877	8305	0,37779221	-	-	-	485	523,534805	529,454805
SSF107D	29-nov-05	8994	8407	8994	8407	0,38975	1297	1297	1292,93	1041	1041	1036,93

FUENTE: Departamento de Ingeniería de Petróleos; Área Shushufindi.

ELABORADO POR: Pedro Dávila, Marcelo Tayo