

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**ESTUDIO PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DE LOS
POZOS QUE FLUYEN A LA ESTACIÓN SACHA NORTE-2,
MEDIANTE ANÁLISIS NODAL**

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

GALÁRRAGA CARRIÓN DIEGO FERNANDO

diego.galarraga24@hotmail.com

DIRECTOR: ING. VINICIO RENÉ MELO GORDILLO, Msc

Vinicio.melo@epn.edu.ec

Quito, Febrero 2014

DECLARACIÓN

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

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

DIEGO FERNANDO GALÁRRAGA CARRIÓN

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Diego Fernando Galárraga Carrión, bajo mi supervisión.

ING. VINICIO MELO, Msc
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A DIOS, por brindarme la fortaleza, inspiración, sabiduría y salud necesaria para poder cumplir este objetivo muy importante en mi vida.

A mi Madre, María Soledad Carrión, por brindarme todo el apoyo necesario e inculcarme valores de perseverancia, esfuerzo, humildad y constancia, ya que en momentos difíciles estuvo ahí para guiarme, brindarme su amor y apoyo incondicional.

A mi Padre Rodrigo Galarraga, por su amor y apoyo incondicional.

Al Ingeniero Vinicio Melo, por brindarme la oportunidad de desarrollar el presente proyecto bajo su acertada dirección y permitirme conocer más que al profesor a un buen amigo que me supo inculcar consejos y conocimientos, Muchas Gracias!

A mis amigos y compañeros, con quienes he compartido tantas experiencias a lo largo de la etapa estudiantil, no quiero nombrarles por temor a olvidarme de alguien, pero en especial al curso de los “Perforadores”, muchas gracias por el apoyo, la amistad brindada y éxito en la vida profesional de todos.

Al personal de Operaciones RIO NAPO CEM y PDVSA Ecuador, en especial al Ing. Marcelo Cattani, Ing. Hender Pérez, Ing. Leo Gonzales, Ing. Fausto Sánchez, quienes me brindaron todas las facilidades y conocimientos para poder realizar el presente proyecto de titulación.

A la Escuela Politécnica Nacional, a la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, a sus autoridades, personal administrativo y docentes, quienes a lo largo de los años supieron transmitir los conocimientos necesarios para alcanzar esta meta.

A la empresa IHS, por brindarme la oportunidad de usar el Software Subpump para desarrollar el presente proyecto.

DIEGO FERNANDO GALÁRRAGA CARRIÓN

DEDICATORIA

“A mi Madre, María Soledad, por brindarme su apoyo y amor incondicional”

“A mi Padre, Rodrigo Galarraga, quien desde el cielo, cuida y guía mis pasos”

Mis padres, quienes fueron la gran fuente de inspiración para salir adelante y alcanzar las metas propuestas.

DIEGO FERNANDO GALÁRRAGA CARRIÓN

ÍNDICE

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA.....	V
ÍNDICE.....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS	XIV
ÍNDICE DE TABLAS	XVIII
ÍNDICE DE ANEXOS	XXIII
ABREVIATURAS	XXIV
RESUMEN	XXIX
PRESENTACIÓN.....	XXXI
CAPÍTULO 1	1
1 DESCRIPCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA SACHA	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO SACHA.....	2
1.3 ESTRUCTURA GEÓLOGICA DEL CAMPO SACHA.....	3
1.4 ESTRATIGRAFÍA	3
1.4.1 FORMACIÓN ORTEGUAZA.....	4
1.4.2 FORMACIÓN TIYUYACU.....	4
1.4.3 FORMACIÓN TENA	4
1.4.3.1 Tena Superior	4
1.4.3.2 Tena Inferior.....	4
1.4.4 FORMACIÓN NAPO.....	4
1.4.4.1 Napo Superior	5
1.4.4.2 Napo Medio.....	5
1.4.4.3 Napo Inferior	5
1.4.4.4 Napo Basal.....	5
1.4.5 HOLLÍN.....	5
1.5 LITOLOGÍA	7
1.5.1 FORMACIÓN BASAL TENA	7

1.5.2	FORMACIÓN NAPO.....	7
1.5.2.1	Napo " U " Superior.....	7
1.5.2.2	Napo " U " Inferior.....	7
1.5.2.3	Napo " T " Superior.....	7
1.5.2.4	Napo " T " Inferior	8
1.5.3	FORMACIÓN HOLLÍN	8
1.5.3.1	Hollín Superior.....	8
1.5.3.2	Hollín inferior	8
1.6	DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LA ROCA Y FLUIDO DEL CAMPO SACHA	8
1.6.1	CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LAS ROCAS PRODUCTORAS DEL CAMPO SACHA	8
1.6.2	CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.....	9
1.7	RESERVAS	10
1.7.1	PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)	11
1.7.2	CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS.....	11
1.7.2.1	Reservas Probadas	11
1.7.2.2	Reservas Probables	12
1.7.2.3	Reservas Remanentes	12
1.7.3	RESERVAS DEL CAMPO SACHA.....	12
1.8	PRESIONES DE LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO SACHA	13
1.8.1	PRESIONES INICIALES	13
1.8.2	PRESIONES AL CIERRE DE ESTUDIO	13
1.8.2.1	Presión de la Arena "BT"	15
1.8.2.2	Presión de la Arena "U"	16
1.8.2.3	Presión de la Arena "T"	17
1.8.2.4	Presión de la Arena "Hs"	18
1.8.2.5	Presión de la Arena "Hi"	19
1.9	ESTUDIO DEL AVANCE DE AGUA EN EL CAMPO SACHA.....	20
1.9.1	ESTUDIO DEL AVANCE DE AGUA PARA LA ARENA "U"	21
1.9.2	ESTUDIO DEL AVANCE DE AGUA PARA LA ARENA "T"	21
1.9.3	ESTUDIO DEL AVANCE DE AGUA PARA LA ARENA "HOLLÍN"	22
1.10	MECANISMOS DE PRODUCCIÓN	23
1.10.1	EMPUJE HIDRÁULICO	23

1.10.2	EMPUJE POR GAS DISUELTO	23
1.10.3	MECANISMOS DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO SACHA.....	24
1.10.3.1	Formación Basal Tena	24
1.10.3.2	Formación Napo	24
1.10.3.2.1	Arena "U"	25
1.10.3.2.2	Arena "T"	25
1.10.3.3	Formación Hollín	25
1.11	ESTADO DE LOS POZOS DEL CAMPO SACHA	25
1.11.1	ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS DEL CAMPO SACHA.....	26
1.11.2	ESTADO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA.....	26
1.11.3	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DEL CAMPO SACHA	27
1.12	FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA.....	28
1.13	SISTEMA DE REINYECCIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN DEL CAMPO SACHA.....	31
1.13.1	Tratamiento Químico para la Reinyección de Agua de Formación del campo Sacha. 34	
1.14	SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL CAMPO SACHA.....	34
CAPÍTULO 2		36
2	FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL ANÁLISIS NODAL Y SISTEMAS DE PRODUCCIÓN.....	36
2.1	INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS NODAL.....	36
2.1.1	PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN	36
2.1.2	CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA EN EL FONDO DEL POZO: CURVAS VLP/IPR	40
2.2	SISTEMAS DE PRODUCCIÓN	41
2.2.1	PARÁMETROS DEL SISTEMA PRODUCTOR TOTAL.....	41
2.3	FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	42
2.3.1	INTRODUCCIÓN	42
2.3.2	COMPONENTES DEL EQUIPO DE SUPERFICIE.....	44
2.3.2.1	Cabezal del Pozo.....	45
2.3.2.2	Transformadores	46
2.3.2.2.1	Transformador Reductor o Primario.....	46
2.3.2.2.2	Transformador Elevador o Secundario	47
2.3.2.3	Caja de Venteo	48
2.3.2.4	Cable de Superficie.....	48
2.3.2.5	Controlador del motor	48

2.3.2.5.1	Tablero de Control de Velocidad Fija	49
2.3.2.5.2	Variador de Frecuencia (VSD)	49
2.3.2.5.3	Arrancador Suave	51
2.3.3	COMPONENTES DEL EQUIPO DE FONDO	51
2.3.3.1	Motor Electrosumergible	51
2.3.3.1.1	Componentes del Motor Electrosumergible.....	53
2.3.3.1.2	Potencia Nominal del Motor	54
2.3.3.1.3	Voltaje Nominal del Motor	54
2.3.3.1.4	Corriente Nominal del Motor.....	55
2.3.3.1.5	Selección del Motor	55
2.3.3.1.6	Serie del Motor	55
2.3.3.1.7	Tipo de Motor	56
2.3.3.2	Protector del Motor	57
2.3.3.2.1	Tipos de Cámara de Sello	58
2.3.3.2.1.1	Tipo Laberintico.....	58
2.3.3.2.1.2	Tipo Bolsa (Sello Positivo)	58
2.3.3.2.2	Protectores Modulares y Tipos de Conexión	59
2.3.3.3	Intake o Entrada a la Bomba	60
2.3.3.4	Separadores de gas	61
2.3.3.4.1	Tipos de Separadores de Gas	61
2.3.3.4.1.1	Separadores de gas Estáticos	61
2.3.3.4.1.2	Separadores de gas Dinámicos	62
2.3.3.4.2	Eficiencia de los Separadores de Gas	62
2.3.3.5	Bomba Electrosumergible	63
2.3.3.5.1	Introducción y Principio de Funcionamiento	63
2.3.3.5.2	Componentes de la Bomba Centrífuga	65
2.3.3.5.2.1	Tipos de Etapas	65
2.3.3.5.3	Tipo de Construcción de Bombas.....	66
2.3.3.5.4	Análisis de las curvas de comportamiento.....	66
2.3.3.5.5	Nomenclatura	68
2.3.3.6	Cable de Potencia.....	69
2.3.3.6.1	Componentes del Cable de Potencia	70
2.3.3.7	Cable de Extensión (Motor Lead Extensión)	71

2.3.4	ACCESORIOS ADICIONALES DE FONDO	72
2.3.4.1	Sensor de Fondo.....	72
2.3.4.2	Válvulas de Drenado o de Purga	73
2.3.4.3	Válvulas de Retención o Check.....	74
2.3.4.4	Centralizador	74
2.3.4.5	Protectores de Cable	75
2.3.4.6	Flejes o Bandas de Cable	75
2.3.5	VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.	76
2.3.5.1	Ventajas.....	76
2.3.5.2	Desventajas	76
CAPÍTULO 3		77
3	ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS QUE PRODUCEN A LA ESTACIÓN SACHA NORTE-2.	77
3.1	ESTADO DE LOS POZOS QUE FLUYEN A LA ESTACIÓN SACHA NORTE-2	77
3.1.1	ESTADO DE LA PRODUCCIÓN EN LA ESTACIÓN SACHA NORTE-2.	96
3.1.2	ESTADO DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE LOS POZOS QUE FLUYEN A LA ESTACIÓN SACHA NORTE-2.	98
3.1.3	ESTADO DE LA CONFIGURACIÓN DE LOS POZOS QUE FLUYEN A LA ESTACIÓN SACHA NORTE-2	99
3.1.4	PRODUCCION DE PETRÓLEO POR ARENAS DE LOS POZOS QUE FLUYEN A LA ESTACIÓN SACHA NORTE-2	101
3.2	CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CON SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	102
3.2.1	PRESIÓN DE BURBUJA (P_b).....	102
3.2.2	PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (P_{wf})	103
3.2.3	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	103
3.2.4	RESERVAS REMANENTES.....	103
3.2.5	GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO (γ_o)	105
3.2.6	RELACIÓN GAS-PETRÓLEO (GOR).....	105
3.2.7	PERMEABILIDAD DE LA FORMACIÓN	106
3.2.8	CORTE DE AGUA (W.C)	106
3.3	DISPONIBILIDAD DE DATOS CONFIABLES Y SELECCIÓN DE POZOS CON BES QUE FLUYEN A LA ESTACIÓN SACHA NORTE-2.....	106
3.3.1	DATOS DEL FORECAST DE LOS POZOS SELECCIONADOS.....	107
3.3.2	REPORTES DE LAS BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES	107

3.3.3	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	111
3.3.4	HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTO	111
3.3.5	DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN.....	111
3.3.6	INFORMACIÓN DE LOS REPORTES DE BUILD UP	112
3.3.7	PRESIÓN DE FONDO	112
3.3.8	POZOS SELECCIONADOS.....	118
3.4	PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL ANÁLISIS NODAL DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	118
3.4.1	DESARROLLO DE LAS CURVAS IPR O INFLOW	118
3.4.1.1	ECUACIÓN DE VOGEL	119
3.4.1.2	VOGEL CORREGIDO POR EL CORTE DE AGUA	121
3.4.2	PROCESO PARA REALIZAR EL ANÁLISIS EN EL NODO BES	121
3.5	PROGRAMA PARA REALIZAR EL ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA, SUBPUMP	125
3.5.1	INTRODUCCIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE SUBPUMP.....	125
3.5.2	PROCEDIMIENTO DEL INGRESO DE DATOS MODO ANÁLISIS	126
3.6	ANÁLISIS DE LOS PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN EN LOS POZOS SELECCIONADOS CON EQUIPO BES.....	133
3.7	ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS CON EQUIPO BES	135
3.7.1	ANÁLISIS DEL POZO SAC-178D, ARENA “Hi”	135
3.7.2	ANÁLISIS DEL POZO SAC-93V, ARENA “Ui”	139
3.7.3	ANÁLISIS DEL POZO SAC-121V, ARENA “Ui”	144
3.7.4	ANÁLISIS DEL POZO SAC-242D, ARENA “Hs”	149
3.7.5	ANÁLISIS DEL POZO SAC-321D, ARENA “Hs”	153
3.7.6	ANÁLISIS DEL POZO SAC-260D, ARENA “Ui”	158
3.7.7	ANÁLISIS DEL POZO SAC-66B, ARENA “BT+Ui”	163
CAPÍTULO 4		169
4	DETERMINACIÓN DE LOS MEJORES ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN....	169
4.1	REDISEÑO DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	169
4.1.1	DATOS BÁSICOS PARA EL REDISEÑO DEL EQUIPO BES	169
4.1.2	PASOS PARA EL REDISEÑO DEL EQUIPO BES DE LOS POZOS SELCCIONADOS EN SACHA NORTE-2	171
4.2	ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS CON EQUIPO BES DE LOS POZOS QUE FLUYEN A LA ESTACIÓN SACHA NORTE-2	173
4.2.1	REDISEÑO DE LOS POZOS SELECCIONADOS DE LOS POZOS QUE FLUYEN A LA ESTACIÓN SACHA NORTE-2	174

4.2.1.1	POZO SAC- 178D, ARENA “Hi”	174
4.2.1.1.1	Escenario 1: Rediseño del equipo BES sin considerar remoción de daño ...	174
4.2.1.1.2	Escenario 2: Rediseño del equipo BES considerando remoción de daño	177
4.2.1.2	POZO SAC- 93V, ARENA “Ui”	181
4.2.1.2.1	Escenario 1: Rediseño del equipo BES sin considerar remoción de daño ...	181
4.2.1.2.2	Escenario 2: Rediseño del equipo BES considerando remoción del daño. ...	184
4.2.1.3	POZO SAC- 242D, ARENA “Hs”	188
4.2.1.3.1	Escenario 1: Rediseño del equipo BES sin considerar remoción de daño. ...	188
4.2.1.3.2	Escenario 2: Rediseño del equipo BES considerando remoción de daño. ...	192
4.2.1.4	POZO SAC-321D, ARENA “Hs”	196
4.2.1.4.1	Escenario 1: Rediseño del equipo BES sin considerar remoción de daño. ...	196
4.2.1.4.2	Escenario 2: Rediseño del equipo BES considerando remoción de daño. ...	199
4.2.1.5	POZO SAC-260D, ARENA “Hs”	203
4.2.1.5.1	Escenario 3: Cambio de zona + Rediseño del equipo BES.....	203
4.2.1.6	POZO SAC-66B, ARENA “Hi”	208
4.2.1.6.1	Escenario No 3: Cambio de zona +Rediseño del equipo BES.....	208
4.3	RESULTADOS DEL REDISEÑO	215
CAPÍTULO 5		217
5	ANÁLISIS TÉCNICO-ECÓNOMICO.....	217
5.1	ANÁLISIS TÉCNICO.....	217
5.1.1	REDISEÑO DEL EQUIPO BES.....	217
5.1.2	TRABAJOS DE REMOCIÓN DE DAÑO, CAMBIO DE ZONA CON REDISEÑO DEL EQUIPO BES	218
5.2	ANÁLISIS ECONÓMICO	219
5.2.1	VALOR ACTUAL NETO (VAN)	219
5.2.2	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	220
5.2.3	RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RCB)	221
5.2.4	COSTOS DE PRODUCCIÓN	221
5.2.5	INGRESOS	224
5.2.6	EGRESOS.....	224
5.3	CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS ECÓNOMICO.....	225
5.4	CRONOGRAMA DE REACONDICIONAMIENTOS.....	226
5.5	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO.....	227
5.5.1	ANÁLISIS DE LA ALTERNATIVA ECONÓMICA No 1.....	227

5.5.2 ANÁLISIS DE LA ALTERNATIVA ECÓNOMICA No 2.....	229
CAPÍTULO 6	235
6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	235
6.1 CONCLUSIONES	235
6.2 RECOMENDACIONES	239
GLOSARIO	241
BIBLIOGRAFÍA	246
ANEXOS	248

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación del Campo Sacha	2
Figura 1.2 Columna estratigráfica del Campo Sacha	6
Figura 1.3 Comportamiento de presiones para la arena “Basal Tena”	15
Figura 1.4 Comportamiento de presiones para la arena “U”	17
Figura 1.5 Comportamiento de presiones para la arena “T”	18
Figura 1.6 Comportamiento de presiones para la arena “Hs”	19
Figura 1.7 Comportamiento de presiones para la arena “Hi”	20
Figura 1.8 Empuje Hidráulico	23
Figura 1.9 Empuje por gas disuelto en el yacimiento	24
Figura 1.10 Producción por el método de levantamiento en el campo Sacha	28
Figura 2.1 Pérdidas de presión en un Sistema de Producción	37
Figura 2.2 Ubicación de los nodos en un Sistema de Producción	39
Figura 2.3 Perfil de presiones del sistema de producción	39
Figura 2.4 Curva Inflow y Outflow del sistema	40
Figura 2.5 Componentes del sistema de Bombeo Electrosurgible	44
Figura 2.6 Cabezal del pozo	45
Figura 2.7 Transformador reductor	47
Figura 2.8 Transformador elevador	47
Figura 2.9 Caja de venteo	48
Figura 2.10 Tablero de control	49
Figura 2.11 Variador de frecuencia	50
Figura 2.12 Motor Electrosurgible	53
Figura 2.13 Componentes del motor	54
Figura 2.14 Partes de un protector	57
Figura 2.15 Tipos de cámara del protector	59

Figura 2.16 Intake convencional	60
Figura 2.17 Separador Dinámico y Estático	62
Figura 2.18 Bomba Centrífuga.....	64
Figura 2.19 Tipo de etapas	65
Figura 2.20 Curva de rendimiento de la Bomba D725N	66
Figura 2.21 Curva Tornado de la Bomba D725N	68
Figura 2.22 Cable de potencia	70
Figura 2.23 Componentes del cable de potencia	71
Figura 2.24 Cable de extensión	72
Figura 2.25 Sensor de fondo.....	73
Figura 2.26 Válvula de drenaje	74
Figura 2.27 Válvula de retención	74
Figura 2.28 Centralizador	75
Figura 3.1 Tipo de levantamiento de la Estación Sacha Norte-2.....	99
Figura 3.2 Manifold del Well Pad Sac-65B.....	101
Figura 3.3 Producción de Petróleo por Arenas – Estación Sacha Norte-2	101
Figura 3.4 Representación gráfica de la curva IPR obtenida por el Método de Vogel	120
Figura 3.5 Ventana Diseño/Análisis	126
Figura 3.6 Ventana Descripción del Pozo	127
Figura 3.7 Ventana de Datos del Pozo y Completación	127
Figura 3.8 Ventana del Survey del Pozo.....	128
Figura 3.9 Ventana de Datos de Línea de Flujo.....	129
Figura 3.10 Ventana de Datos del fluido	129
Figura 3.11 Ventana de Datos del Build Up	130
Figura 3.12 Ventana de Presiones/Caudales reales de operación.....	131
Figura 3.13 Ventana de Selección de Equipo.	132
Figura 3.14 Comportamiento de la Bomba REDA, DN1100, Pozo SAC-178D	136

Figura 3.15 Análisis Nodal de la BES (TDH vs Q), SAC-178D.....	137
Figura 3.16 Análisis Nodal de la BES (PRESIÓN vs Q), SAC-178D.	138
Figura 3.17 Comportamiento de la Bomba REDA, DN-725, Pozo SAC-93	141
Figura 3.18 Análisis Nodal de la BES (TDH vs Q), SAC-93V	142
Figura 3.19 Análisis Nodal de la BES (PRESIÓN vs Q), SAC-93V	143
Figura 3.20 Comportamiento de la Bomba REDA, DN1100, Pozo SAC-121V	146
Figura 3.21 Análisis Nodal de la BES (TDH vs Q), SAC-121V	147
Figura 3.22 Análisis Nodal de la BES (PRESIÓN vs Q), SAC-121V	148
Figura 3.23 Comportamiento de la Bomba CENTRILIFT, P12X, Pozo SAC-242D.....	150
Figura 3.24 Análisis Nodal de la BES (TDH vs Q), SAC-242D.....	151
Figura 3.25 Análisis Nodal de la BES (PRESIÓN vs Q), SAC-242D	152
Figura 3.26 Comportamiento de la Bomba REDA, D1050N, Pozo SAC 321D	155
Figura 3.27 Análisis Nodal de la BES (TDH vs Q), SAC-321D.....	156
Figura 3.28 Análisis Nodal de la BES (PRESIÓN vs Q), SAC-321D	157
Figura 3.29 Comportamiento de la Bomba CENTRILIFT, P8X, Pozo SAC-260D.....	160
Figura 3.30 Análisis Nodal de la BES (TDH vs Q), SAC-260D.....	161
Figura 3.31 Análisis Nodal de la BES (PRESIÓN vs Q), SAC-260D	162
Figura 3.32 Comportamiento de la Bomba REDA, DN460, Pozo SAC-66B	165
Figura 3.33 Análisis Nodal de la BES (TDH vs Q), SAC-66B.....	166
Figura 3.34 Análisis Nodal de la BES (PRESÓN vs Q), SAC-66B	167
Figura 4.1 Curvas de Inflow / Outflow, SAC-178D, Escenario No 1	176
Figura 4.2 Comportamiento del equipo Reda DN800, SAC-178D.....	176
Figura 4.3 Curva IPR (S=1.39) vs IPR (S=0), SAC-178D, Escenario No 2.....	178
Figura 4.4 Curvas Inflow / Outflow, SAC-178D, Escenario No 2	180
Figura 4.5 Comportamiento del Equipo Reda D950N, SAC-178D.....	180
Figura 4.6 Curvas de Inflow / Outflow, SAC-93V, Escenario No 1.....	183
Figura 4.7 Comportamiento del Equipo Reda DN610, SAC-93V.....	183

Figura 4.8 Curva IPR (S=17.4) vs IPR (S=0), SAC-93V, Escenario No 2.....	185
Figura 4.9 Curvas Inflow / Outflow, SAC-93V, Escenario No 2	187
Figura 4.10 Comportamiento del Equipo Reda D950N, SAC-93V.....	187
Figura 4.11 Curvas de Inflow / Outflow, SAC-242D, Escenario No 1	190
Figura 4.12 Comportamiento del Equipo ESP TD 2200, SAC-242D	191
Figura 4.13 Curva IPR (S=1) vs IPR (S=0), SAC-242D, Escenario No 2.....	192
Figura 4.14 Curvas Inflow / Outflow, SAC-242D, Escenario No 2	194
Figura 4.15 Comportamiento del Equipo ESP TD 3000, SAC-242D	195
Figura 4.16 Curvas de Inflow / Outflow, SAC-321D, Escenario No 1	198
Figura 4.17 Comportamiento del Equipo ESP TD 1750, SAC-321D	198
Figura 4.18 Curva IPR (S=1.7) vs IPR (S=0), SAC-321D, Escenario No 2.....	200
Figura 4.19 Curvas Inflow / Outflow, SAC-321D, Escenario No 2	202
Figura 4.20 Comportamiento del equipo Reda DN 2150, SAC-321D	202
Figura 4.21 Curva IPR - ARENA "Hs", SAC-260D, Escenario No 3	204
Figura 4.22 Curvas Inflow/Outflow, Escenario No 3, SAC-260D	206
Figura 4.23 Comportamiento del Equipo Reda DN400, SAC-260D.....	207
Figura 4.24 Registro Petrofísico SAC-66B, Arena "Hi"	209
Figura 4.25 Registro Petrofísico SAC-125V, Arena "Hi"	210
Figura 4.26 Ubicación del pozo vecino SAC-125V, ARENA "Hi"	210
Figura 4.27 Curva IPR, Escenario No 3, SAC-66B	211
Figura 4.28 Curvas Inflow/Outflow, Escenario No 3, SAC-66B	213
Figura 4.29 Comportamiento del Equipo Reda D725N, SAC-66B.....	214
Figura 5.1 Valor Actual Neto vs Tiempo – Alternativa No 1.....	228
Figura 5.2 Ingresos y Egresos Acumulados vs Tiempo – Alternativa No 1.....	229
Figura 5.3 Valor Actual Neto vs Tiempo – Alternativa No 2.....	231
Figura 5.4 Ingresos y Egresos Acumulados vs Tiempo – Alternativa No 2.....	232

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Características de la Roca-Reservorio del campo Sacha.....	9
Tabla 1.2 Propiedades de los fluidos del campo Sacha.....	10
Tabla 1.3 Reservas de petróleo del campo Sacha.....	13
Tabla 1.4 Datos de presión de reservorio de la Arena “Basal Tena”	15
Tabla 1.5 Datos de presión de reservorio de la Arena “U”	16
Tabla 1.6 Datos de presión de reservorio de la Arena “T”.....	17
Tabla 1.7 Datos de presión de reservorio de la Arena “Hs”.....	18
Tabla 1.8 Datos de presión de reservorio de la Arena “Hi”.....	19
Tabla 1.9 Pozos Inyectores del Campo Sacha.....	20
Tabla 1.10 Estado de los pozos por estación del campo Sacha	26
Tabla 1.11 Producción de los pozos por estación del campo Sacha.....	27
Tabla 1.12 Método del levantamiento artificial por estación del Campo Sacha	27
Tabla 1.13 Facilidades de Superficie de la Estación Sacha Norte-2	29
Tabla 1.14 Facilidades de Superficie de la Estación Sacha Norte-1	29
Tabla 1.15 Facilidades de Superficie de la Estación Sacha Central.....	30
Tabla 1.16 Facilidades de Superficie de la Estación Sacha Sur.....	30
Tabla 1.17 Características de la Formación Reinyectora Tiyuyacu.....	31
Tabla 1.18 Producción y reinyección de agua en el Campo Sacha.....	32
Tabla 1.19 Balance de Reinyección del Campo Sacha.....	33
Tabla 1.20 Equipos Instalados para la Reinyección de Agua de Formación	33
Tabla 1.21 Tratamiento Químico de la Reinyección de Agua de Formación	34
Tabla 1.22 Sistema de Generación Eléctrica del campo Sacha	35
Tabla 2.1 Series de los motores	56
Tabla 2.2 Capacidad de trabajo de los motores.....	56
Tabla 2.3 Tipo de aislamiento de los motores.....	57

Tabla 2.4 Eficiencia de los separadores de gas	63
Tabla 2.5 Nomenclatura de las Bombas	68
Tabla 3.1 Matriz de Producción de los pozos que fluyen a la estación Sacha Norte-2, al 31/08/2012.....	78
Tabla 3.2 Forecast, 31 de Agosto del 2012.....	96
Tabla 3.3 Producción por el tipo de levantamiento de la Estación Sacha Norte-2.....	98
Tabla 3.4 Configuración de los pozos que conforman la estación Sacha Norte-2	100
Tabla 3.5 Rango del Índice de Productividad	103
Tabla 3.6 Reservas Remanentes de los pozos BES de Sacha Norte-2	104
Tabla 3.7 Reporte BES de los pozos productores a la Estación Sacha Norte-2, al 31/08/2012.....	108
Tabla 3.8 Presiones de Fondo de los Pozos Seleccionados - Sacha Norte-2	112
Tabla 3.9 Build Up los pozos productores a la Estación Sacha Norte-2 (31/08/2012)	113
Tabla 3.10 Pozos Seleccionados con equipo BES, Sacha Norte-2.....	118
Tabla 3.11 Datos del pozo SAC-178D, Arena “Hi”	135
Tabla 3.12 Análisis Nodal de la BES, SAC-178D.....	135
Tabla 3.13 Consideraciones de Rediseño, SAC 178D	139
Tabla 3.14 Datos del pozo SAC-93V, Arena “Ui”	139
Tabla 3.15 Análisis Nodal de la BES, SAC-93V	140
Tabla 3.16 Consideraciones de Rediseño, SAC 93V	144
Tabla 3.17 Datos del pozo SAC-121V, Arena “Ui”	144
Tabla 3.18 Análisis Nodal de la BES, SAC-121V	145
Tabla 3.19 Datos del pozo SAC-242D, Arena “Hs”	149
Tabla 3.20 Análisis Nodal de la BES, SAC-242D.....	149
Tabla 3.21 Consideraciones de Rediseño, SAC-242D.....	153
Tabla 3.22 Datos del pozo SAC-321D, Arena “Hs”	153
Tabla 3.23 Análisis Nodal de la BES, SAC-321D.....	154
Tabla 3.24 Consideraciones de rediseño, SAC-321D	158

Tabla 3.25 Datos del pozo SAC-260D, Arena “Ui”	158
Tabla 3.26 Análisis Nodal de la BES, SAC-260D.....	159
Tabla 3.27 Consideraciones de rediseño, SAC-260, Arena “Hs”.....	163
Tabla 3.28 Datos del pozo SAC-66B, Arena “BT+U”	163
Tabla 3.29 Análisis Nodal de la BES, SAC-66B	164
Tabla 3.30 Consideraciones de Rediseño, SAC-66B, Arena “Hi”	168
Tabla 4.1 Especificaciones del equipo, Escenario No 1, SAC-178D	174
Tabla 4.2 Parámetros de Operación, Escenario No 1, SAC-178D	175
Tabla 4.3 Curva del Sistema de Pozo, Escenario No 1, SAC-178D	175
Tabla 4.4 Comparación real y de rediseño, Escenario No 1, SAC-178D.....	177
Tabla 4.5 Especificaciones del equipo, Escenario No 2, SAC-178D	178
Tabla 4.6 Parámetros de Operación, Escenario No 2, SAC-178D	179
Tabla 4.7 Curva del Sistema de Pozo, Escenario No 2, SAC-178D.....	179
Tabla 4.8 Comparación real y de rediseño, Escenario No 2, SAC-178D.....	181
Tabla 4.9 Especificaciones del equipo, Escenario No 1, SAC-93V	181
Tabla 4.10 Parámetros de Operación, Escenario No 1, SAC-93V.....	182
Tabla 4.11 Curva del Sistema de Pozo, Escenario No 1, SAC-93V	182
Tabla 4.12 Comparación real y de rediseño, Escenario No 1, SAC-93V	184
Tabla 4.13 Especificaciones del equipo, Escenario No 2, SAC-93V	185
Tabla 4.14 Parámetros de Operación, Escenario No 2, SAC-93V.....	186
Tabla 4.15 Curva del Sistema de Pozo, Escenario No 2, SAC-93V	186
Tabla 4.16 Comparación real y de rediseño, Escenario No 2, SAC 93V	188
Tabla 4.17 Especificaciones del equipo, Escenario No 1, SAC-242D	189
Tabla 4.18 Parámetros de Operación, Escenario No 1, SAC-242D	189
Tabla 4.19 Curva del Sistema de Pozo, Escenario No 1, SAC-242D	190
Tabla 4.20 Comparación real y de rediseño, Escenario No 1, SAC-242D.....	191
Tabla 4.21 Especificaciones del equipo, Escenario No 2, SAC-242D	193

Tabla 4.22 Parámetros de Operación, Escenario No 2, SAC-242D	193
Tabla 4.23 Curva del Sistema de Pozo, Escenario No 2, SAC-242D	194
Tabla 4.24 Comparación real y de rediseño, Escenario No 2, SAC-242D.....	195
Tabla 4.25 Especificaciones del equipo, Escenario No 1, SAC-321D	196
Tabla 4.26 Parámetros de Operación, Escenario No 1, SAC-321D	197
Tabla 4.27 Curva del Sistema de Pozo, Escenario No 1, SAC-321D	197
Tabla 4.28 Comparación real y de rediseño, Escenario No 1, SAC-321D.....	199
Tabla 4.29 Especificaciones del equipo, Escenario No 2, SAC-321D	200
Tabla 4.30 Parámetros de Operación, Escenario No 2, SAC-321D	201
Tabla 4.31 Curva del Sistema de Pozo, Escenario No 2, SAC-321D	201
Tabla 4.32 Comparación real y de rediseño, Escenario No 2, SAC-321D.....	203
Tabla 4.33 Datos de producción de las arenas “Ui” y “Hs”	203
Tabla 4.34 Datos Build Up, arena “Hs”, SAC-260D, Escenario No 3.....	204
Tabla 4.35 Especificaciones del equipo, Escenario No 3, SAC-260D	205
Tabla 4.36 Parámetros de operación, Escenario No 3, SAC-260D	205
Tabla 4.37 Curva de sistema de pozo, Escenario No 3, SAC-260D.....	206
Tabla 4.38 Comparación real y de rediseño, Escenario No 3, SAC.260 D.....	207
Tabla 4.39 Última prueba de producción de la arena, “Hi”, SAC-125V.....	208
Tabla 4.40 Datos de Build Up “Arena Hi”, SAC-125V.....	208
Tabla 4.41 Especificaciones del equipo, Escenario No 3, SAC-66B	212
Tabla 4.42 Parámetros de operación, Escenario No 3, SAC-66B	212
Tabla 4.43 Curva de sistema de pozo, Escenario No 3, SAC-66B.....	213
Tabla 4.44 Comparación real y de rediseño, Escenario No 3, SAC-66B.....	214
Tabla 4.45 Resultados del Escenario No 1	215
Tabla 4.46 Resultados del Escenario No 2	215
Tabla 4.47 Resultados del Escenario No 3	216
Tabla 5.1 Proyección Propuesta de la Alternativa Económica No 1	217

Tabla 5.2 Proyección Propuesta de la Alternativa Económica No 2	218
Tabla 5.3 Costos estimados de W.O - Escenario No 1	222
Tabla 5.4 Costos estimados de W.O - Escenario No 2	222
Tabla 5.5 Costos estimados de W.O - Escenario No 3	223
Tabla 5.6 Costos de Producción de los pozos Seleccionados	223
Tabla 5.7 Cronograma de Reacondicionamientos – Alternativa No 1	226
Tabla 5.8 Cronograma de Reacondicionamientos – Alternativa No 2	227
Tabla 5.9 Datos para realizar el análisis económico – Alternativa No 1	227
Tabla 5.10 Resultados del Análisis Económico – Alternativa No 1	228
Tabla 5.11 Datos para realizar el análisis económico – Alternativa No 2	230
Tabla 5.12 Resultados del Análisis Económico – Alternativa No 2.....	230
Tabla 5.13 Análisis económico detallado del proyecto – Alternativa No 1	233
Tabla 5.14 Análisis económico detallado del proyecto – Alternativa No 2.....	234
Tabla 6.1 Resultados del Análisis Económico.....	239

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1: MAPAS DE SATURACIÓN DEL CAMPO SACHA.....	249
ANEXO 2: RESERVAS REMANENTES DE LOS POZOS SELECCIONADOS CON EQUIPO BES CALCULADAS MEDIANTE EL SOFTWARE DSS (DYNAMIC SURVEILLANCE SYSTEM).....	253
ANEXO 3 : HISTORIALES DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS CON EQUIPO BES DE SACHA NORTE-2.	266
ANEXO 4: HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS CON EQUIPO BES DE LA ESTACIÓN SACHA NORTE-2.....	273
ANEXO 5: DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS	298
ANEXO 6: CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO PARA TUBERÍAS HORIZONTALES Y VERTICALES.....	306
ANEXO 7: CARTAS AMPERIMÉTRICAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS CON EQUIPO BES DE SACHA NORTE-2.....	313
ANEXO 8: PROCEDIMIENTO PARA EL INGRESO DE DATOS EN EL SOFTWARE SUBPUMP PARA EL REDISEÑO DEL EQUIPO BES (MODO RIGUROSO).....	321

ABREVIATURAS

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
A	Amperios	C/T
API	Gravedad Específica en grados API	
BES	Bombeo Electrosumergible	
BLS	Barriles	L^3
B/D	Barriles por Día	L^3/T
BAPD	Barriles de Agua por Día	L^3/T
BPPD	Barriles de Petróleo por Día	L^3/T
BFPD	Barriles de Fluido por Día	L^3/T
BSW	Fracción de Agua y Sedimentos básicos	%
BT	Arena Basal Tena	
Co	Compresibilidad del Petróleo	LT^2/M
CAP	Contacto Agua-Petróleo	
CP	Pozo Cerrado	
DPP	Densidad de disparos por pie	
EF	Eficiencia de Flujo	
FN	Flujo Natural	
FNC	Flujo Neto de Caja	
FR	Factor de Recobro	
Ft	Pies	L
Gal	Galones	L^3

GOR	Relación Gas Petróleo	L^3/L^3
GLR	Relación Gas Líquido	L^3/L^3
“H”	Arena Hollín	
“Hs”	Arena Hollín Superior	
“Hi”	Arena Hollín Inferior	
HP	Horse Power (Caballos de Fuerza)	L^2M/ T^3
Hz	Hertzios	T^{-1}
ID	Diámetro Interno	L
IP o J	Índice de Productividad	$L^2/M*T$
Inch o In	Pulgadas	L
IPR	Relación del índice de Productividad	
K	Permeabilidad	L^2
Ko	Permeabilidad del Petróleo	L^2
Km	Kilómetros	L
KVA	Kilovoltios-Amperios	$10^3ML^2/T^3*I$
KW	Kilovatios	$10^3ML^2/T^3$
Lb	Libras	M
MLE	Motor Lead Extension (Cable de extensión del Motor)	
MPCD	Miles de pies cúbicos por días	L^3/T
NF	Nivel de Fluido Dinámico	L
NE	Nivel de Fluido Estático	L
Np	Producción acumulativa de Petróleo	L^3/T

OD	Diámetro Externo	L
Pb	Presión de Burbuja o saturación	M/ LT ²
PIP	Pressure Intake Pump	M/ LT ²
POES	Petróleo Original en sitio	L ³
PP	Pozo productor	
PPH	Pozo productor por Bombeo Hidráulico	
PPS	Pozo productor por Bombeo Electrosumergible	
PPM	Pozo productor por Bombeo Mecánico	
Ppm	Partes por millón	
Prom.	Promedio	
Psc	Presión Pseudocrítica	M/LT ²
PSIA	Libra por pulgada cuadrada atmosférica	M/LT ²
PSIG	Libra por pulgada cuadrada manométrica	M/LT ²
Pc o Pwh	Presión de cabeza	M/LT ²
Pm	Presión de Manifold	M/LT ²
Ps	Presión del Separador	M/LT ²
PVT	Presión, Volumen y Temperatura	
Pwf	Presión de fondo fluyente	M/LT ²
Pws	Presión estática de fondo	M/LT ²
Qa	Caudal de Agua	L ³ /T
Qo	Caudal de Petróleo	L ³ /T
Qópt	Caudal de Petróleo Óptimo	L ³ /T

Q(O+W)	Caudal de Petróleo más Agua	L ³ /T
Q(O+W+G)	Caudal de Petróleo más Agua y Gas	L ³ /T
Qreal	Caudal real de Operación	L ³ /T
Qt	Caudal Total de fluido	L ³ /T
RCB	Relación costo-beneficio	
RPM	Revoluciones por minuto	T
S	Daño de Formación	
SAC	Sacha	
SQZ	Squeeze (Cementación Forzada)	
Sp	Daño por penetración parcial	
St	Daño Total	
TDH	Total Dinamic Head	L ³
“Ti”	Arena T inferior	
“Ts”	Arena T superior	
Tsc	Temperatura Pseudocrítica	
TIR	Tasa Interna de Retorno	%
TKS	Tanques	
“Us”	Arena U superior	
“Ui”	Arena U inferior	
USD	Dólar Americano	
V	Voltaje	ML ² /T ³ I
VAN	Valor Actual Neto	

W.O	Work Over (Trabajos de Reacondionamiento)	
β_o	Factor Volumétrico del Petróleo	L^3/L^3
β_w	Factor Volumétrico del Agua	L^3/L^3
γ_g	Gravedad específica del gas	
γ_m	Gravedad específica de la mezcla del fluido	
γ_w	Gravedad específica del agua de formación	
μ_o	Viscosidad del petróleo	M/LT
μ_g	Viscosidad del agua	M/LT
ΔTDH	Variación del TDH	L^3

RESUMEN

El proyecto tiene como finalidad analizar y evaluar, mediante el análisis nodal al sistema de levantamiento artificial de los pozos que producen por bombeo electrosumergible a la Estación Sacha Norte-2, para determinar la opción más apropiada y aprovechar de una manera eficiente el potencial de los pozos con el objetivo de incrementar la producción de los pozos seleccionados. El estudio consta de 6 Capítulos que se describen a continuación.

El primer Capítulo, presenta las características generales del Campo Sacha como su ubicación geográfica, descripción geológica, estructural, estratigráfica y principales arenas productoras. Se detalla las características petrofísicas de las rocas reservorio y valores PVT promedio de los fluidos; además se presentan datos de presiones de reservorio iniciales y de operación, reservas remanentes por arenas, estado de la producción de los pozos, avance del agua, mecanismos de producción y datos de las facilidades de superficie que se dispone en las estaciones de producción del Campo Sacha.

En el segundo Capítulo se realiza una descripción teórica del análisis nodal, sistemas de producción y del sistema de bombeo electrosumergible, se explica los conceptos fundamentales del funcionamiento de los equipos de superficie y de fondo que deben ser instalados para el correcto funcionamiento del equipo BES; además se indica el análisis del comportamiento de las bombas electrosumergibles, así como las principales ventajas y desventajas de usar este tipo de levantamiento artificial.

El tercer Capítulo, presenta una descripción de los pozos al cierre del estudio (31/08/2012), que producen a la estación Sacha Norte-2; además se realiza la selección y el posterior análisis de los pozos con bombeo electrosumergible bajo ciertas consideraciones técnicas y se recopila la información necesaria para realizar el análisis nodal de la Bomba en el software SubPump y posteriormente identificar los posibles problemas.

En el cuarto Capítulo, se plantea tres escenarios para incrementar la producción de los pozos seleccionados, que son detallados a continuación:

- **Escenario No 1:** Rediseño del equipo BES, sin considerar los trabajos de remoción de daño.
- **Escenario No 2:** Rediseño del equipo BES, considerando los trabajos de remoción de daño.
- **Escenario No 3:** Cambio de zona con el rediseño del equipo BES.

En el quinto Capítulo, se realiza el análisis técnico-económico del proyecto para determinar su factibilidad, basado en el incremento de producción, se establecen dos alternativas económicas, las cuales determinan en base a indicadores económicos, si el proyecto es viable y rentable.

En el sexto Capítulo, se realiza las conclusiones y recomendaciones obtenidas a lo largo del desarrollo del estudio.

PRESENTACIÓN

El estudio se realiza con el objetivo de implementar propuestas para incrementar la producción de los pozos que fluyen a la estación Sacha Norte-2, mediante el análisis nodal del sistema de bombeo electrosumergible. Se plantea el rediseño del equipo BES bajo las nuevas condiciones de producción; la remoción de daño de formación con la finalidad de aprovechar el potencial de los pozos seleccionados y el cambio de zona de mayor producción. El proyecto, se realiza con la información técnica disponible hasta el 31 de Agosto del 2012.

El Campo Sacha está ubicado dentro del cantón de la Joya de los Sachas, provincia de Orellana, al nororiente de la región oriental del Ecuador. Está conformada por 4 estaciones de producción, las cuales son: Estación Sacha Norte-2, Estación Sacha Norte-1, Estación Sacha Central y Estación Sacha Sur; donde se recibe la producción de los pozos del campo, con un promedio mensual en el año 2012, de 62864 BPPD.

La estación Sacha Norte-2 está ubicada en la parte Norte de la estructura del Campo, con un total de 72 pozos perforados, de los cuales: 43 pozos están en producción; 17 pozos están cerrados, 5 pozos abandonados, 1 pozo en perforación, 3 pozos son de reinyección de agua y 5 pozos están en W.O.

La producción promedio diaria de la Estación Sacha Norte-2 es de: 31141 BFPD, 16854 BPPD, 14287 BAPD, 1176 BIPD, con un BSW del 46% y un API de 21.77 para el crudo producido.

El Sistema de Levantamiento Artificial más utilizado por los pozos que producen a la Estación Sacha Norte-2, es el Bombeo Electrosumergible con 41 pozos, que representa el 92 % de los sistemas instalados, le sigue el Bombeo Hidráulico con 2 pozos en producción., que representa el 6 %..

En el presente proyecto, se realiza un estudio de la operación del sistema de Bombeo Electrosumergible usando el Software Subpump de IHS, se analiza los posibles problemas y de ser el caso se rediseña los equipos de Bombeo Electrosumergible. El estudio, se realiza a partir de la recopilación confiable de

información como historiales de producción, historiales de reacondicionamiento, presiones, estado mecánico de los pozos, reservas, características de los fluidos producidos, etc.

Los pozos seleccionados que producen a la Estación Sacha Norte-2 son: SAC-93V, SAC-121V, SAC-178D, SAC-242D, SAC-321D, SAC-260D y SAC-66B.

Posteriormente se realiza la evaluación económica, para determinar si el proyecto propuesto es rentable o no. Para el análisis económico se plantea un costo de 84.9, 98 y 106.92 USD por Barril, de acuerdo al comportamiento y tendencia del mercado mundial.

Finalmente, se establecen las conclusiones y recomendaciones que se obtienen a lo largo del desarrollo del proyecto.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA SACHA

1.1 INTRODUCCIÓN

El Campo Sacha, operado por la empresa Rio Napo, es una de las zonas petroleras más importantes del país, con una producción promedio diaria que bordea los 62864 BPPD de 25 °API y un BSW de 48.3%, de acuerdo a la información obtenida el mes de Agosto del 2012.

La estructura Sacha, fue probada con el pozo exploratorio Sacha-01, el 21 de Enero de 1969 por el Consorcio Texaco-Gulf, cuya perforación alcanzo la profundidad de 10160 pies, con una producción promedio de 1328 BPPD de 30 °API y un corte de agua de 0,1 %, provenientes del yacimiento Hollín inferior

La producción del Campo Sacha, inicia el 6 de julio de 1972, con una tasa promedio diaria de 29269 BPPD, incrementándose hasta 117591 BPPD en noviembre del mismo año, que es la máxima producción registrada en el Campo. La producción con altos y bajos se mantuvo sobre los 60000 BPPD hasta el año 1994, luego del cual ha venido declinando, registrando en el año 2006 una producción promedio de 44281 BPPD. Actualmente, como resultado de una adecuada planificación y toma de decisiones estratégicas por parte de ORN CEM, se da un aumento en la producción que está por encima de los 60000 BPPD.

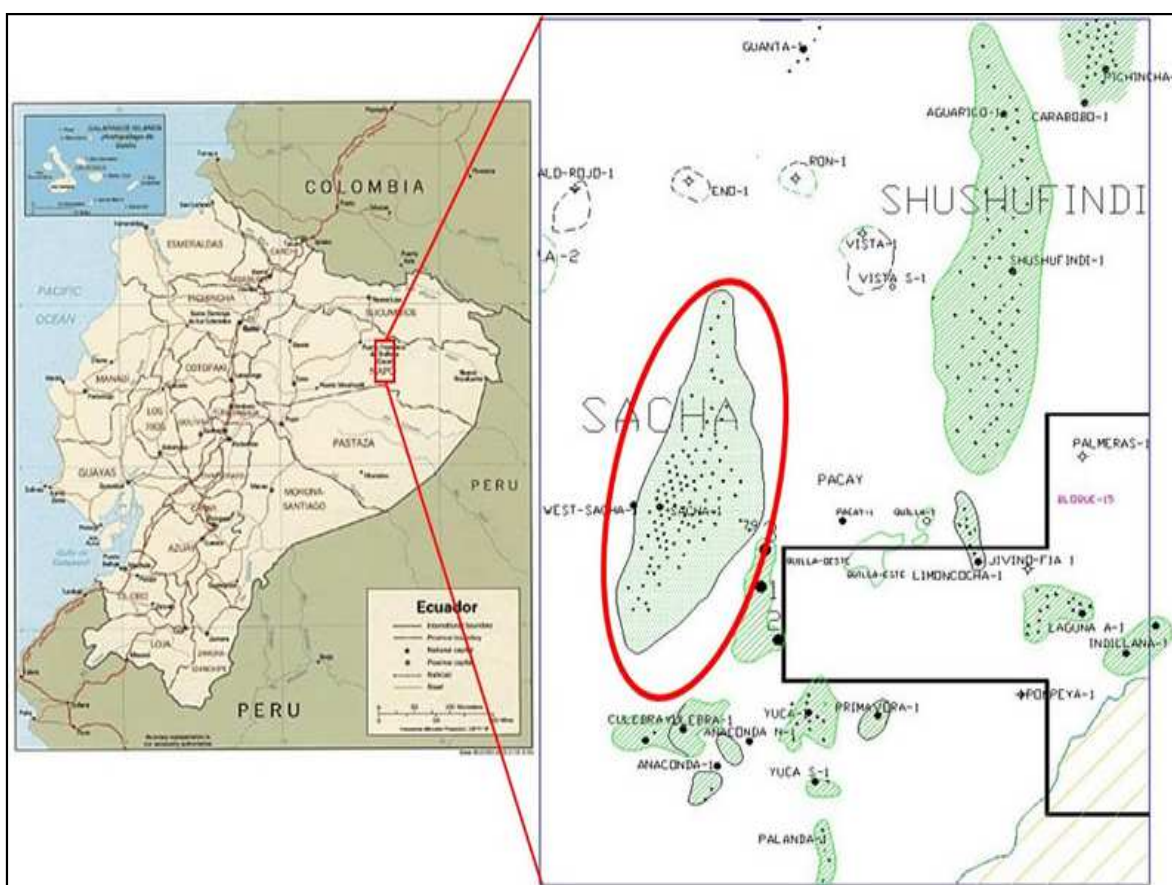
El Campo Sacha, dispone de instalaciones adecuadas y acorde a las necesidades operacionales de la empresa en buen estado y consta principalmente de cuatro estaciones de producción: Sacha Norte-1, Sacha Norte-2, Sacha Central y Sacha Sur

1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO SACHA

El Campo Sacha, se encuentra ubicado dentro del Cantón "La Joya de los Sachas, provincia de Orellana, al nororiente de la Región Oriental del Ecuador, situadas entre las coordenadas: Latitud Sur: 0° 11' 00" a 0° 24' 30" y Longitud Oeste 76° 49' 40" a 76° 54' 16".

Tiene un ancho de 4 Km en la parte Norte, 8,5 Km en la parte Central y 6 Km en la parte Sur, y una longitud aproximada de 33 Km, cubriendo un área de 166 Km², aproximadamente. El Campo Sacha está limitado al Norte por las estructuras Palo Rojo, Ron, Eno y Vista; al Sur por el campo Culebra-Yulebra; al Este por los campos Mauro Dávalos Cordero (MDC), Limoncocha, Pacay y Shushufindi-Aguarico y al Oeste por los campos Pucuna, Paraíso y Huachito.

Figura 1.1 Ubicación del Campo Sacha



Fuente: Ingeniería de Campo, Sacha, RIO NAPO

1.3 ESTRUCTURA GEOLÓGICA DEL CAMPO SACHA

Geológicamente, el Campo Sacha, se encuentra ubicada al Oeste del eje axial de la Cuenca Sedimentaria Cretácica Napo, ubicado en el corredor Sacha-Shushufindi. La estructura, se encuentra en el lado elevado de la falla de tendencia NE-SO, conectándose en el Sur con la Cuenca Marañón y al Norte con la Cuenca Putumayo, la misma que se encuentra ubicada al Este del cinturón Andino.

La trampa hidrocarburífera del Campo Sacha está compuesta de un anticlinal asimétrico de bajo relieve, producto de la compresión andina del Cretácico, que afecta al campo en forma diagonal en la dirección NNE-SSO, hacia la mitad inferior tiene un rumbo aproximado N-S. La parte Sur de la estructura está controlada por una falla en dirección E-O, parte en la cual se produce un cierre estructural suave del campo.

Por debajo de la estructura principal del Campo Sacha, se desarrolla el anticlinal "Sacha Profundo", que plegó los depósitos paleozoicos y triásicos-jurásicos de la formación Sacha. La estructura Sacha se encuentra dividida por una falla que se origina en el basamento, que posiblemente controla la deposición de los sedimentos; esta falla llega hasta la Caliza M-2 con un salto de falla al nivel de la Formación Hollín de 10 a 35 pies al Norte, en el centro del campo 10 pies y al Sur de 20 a 35 pies.

El Campo Sacha, presenta un cierre estructural vertical máximo de alrededor de 240 pies a la base caliza "A", es decir, de bajo relieve, que es lo característico de los campos del oriente Ecuatoriano.

1.4 ESTRATIGRAFÍA

La Estratigrafía, es el estudio e interpretación de las rocas sedimentarias estratificadas, y de la identificación, descripción, secuencia, tanto vertical como horizontal, espesor y litología, etc.

En el Campo Sacha, se han realizado varios estudios acerca del comportamiento estratigráfico, que ha permitido concluir en una columna estratigráfica base (ver Figura 1.2), que permite obtener información sobre la edad y la era, ambiente depositario, espesores, formación a la que pertenece, etc. A continuación se detalla los principales estratos que definen al campo Sacha:

1.4.1 FORMACIÓN ORTEGUAZA

Pertenece a la edad del Oligoceno dentro del periodo Paleógeno y presenta un rango de espesor de 50 a 500 pies. El ambiente deposicional de esta formación es de agua Salobre a Marina.

1.4.2 FORMACIÓN TIYUYACU

Pertenece a la edad del Oligoceno al Eoceno y presenta un rango de espesor de 100 a 1500 pies. El ambiente deposicional de esta formación es Continental.

1.4.3 FORMACIÓN TENA

La formación Tena tiene un espesor promedio de 400 pies y se encuentra subdividida en los siguientes estratos:

1.4.3.1 Tena Superior

Pertenece a la edad del Paleoceno, y constituye la base de la Era Cenozoica. El ambiente deposicional de esta formación es Continental

1.4.3.2 Tena Inferior

Pertenece a la edad Cretácica, y marca el origen de la era Mesozoica. El ambiente deposicional de esta formación es de Continental a Marina Somera.

1.4.4 FORMACIÓN NAPO

Pertenece al período que va desde el Cretácico Medio al Cretácico Superior, y marca el origen de la era Mesozoica. La formación Napo tiene un espesor que varía de los 500 a 2500 pies de lutitas y calizas con intercalaciones de

areniscas. La formación Napo se encuentra formada por 4 substratos, que son los siguientes:

1.4.4.1 Napo Superior

La formación Napo Superior, contiene Calizas "M-1" de la zona subandina y areniscas superiores "Areniscas M-1". La base de la formación Napo Superior, está constituida por el último banco calcáreo de la Caliza "M-2", mientras que el tope es la discontinuidad erosiva mayor de la base de la formación Tena, conocida como "Arenisca Basal Tena"

1.4.4.2 Napo Medio

La formación Napo Medio, contiene las calizas "M2" y "A". La base de esta formación, está definida por la base del primer banco calcáreo masivo de la Caliza "A", y su tope está definido por el tope del último banco masivo de las calizas "M-2".

1.4.4.3 Napo Inferior

La formación Napo inferior define la formación Basal Napo, incluye las calizas "B" y las areniscas "U". Su base está definida por el tope del último banco masivo de las areniscas "T", que coinciden con la base de un nivel lutítico intercalado entre las areniscas "T" y las calizas "B".

1.4.4.4 Napo Basal

Contiene las areniscas "T", su base está definida por el tope de la formación Hollín y su tope lo constituye las areniscas "T".

1.4.5 HOLLÍN

Pertenciente a la edad del cretácico, contiene areniscas gruesas en la parte inferior, que son continentales. Mientras que las areniscas finas de la parte superior pertenecen a un ambiente marino litoral

Figura 1.2 Columna estratigráfica del Campo Sacha

COLUMNA ESTRATIGRAFICA GENERALIZADA DEL CAMPO SACHA									
ERA	PERIODO	FORMACION	ESPESOR FORMACION	TIP. FORMACION	ESPESOR	AMBIENTE	LITOLOGIA	DESCRIPCION	
CENOZOICO	PALEOGENO	ORTEGUAZA		5.312'	900'	CONTINENTAL MARINO		lutitas semiduras, semifisiles, gris a gris verde claro.	
							Limolitas blanquecinas.		
	TIYUYACU		6.212'	1.485'	FLUVIAL		Areniscas cuarzosas, translúcidas a transparentes, friable, grano fino a medio.		
			Arenisca cuarzosa, translúcida, grano muy fino a fino, cemento silicio.						
						Arenisca conglomerática, clastos de cuarzo.			
MEZOZOICO	CRETACICO	TENA		7.827'	840'	CONTINENTAL		Variedad de arcillitas: rojiza café, gris moteada de blanco, limolita multicolor, café, rojiza amarilla, marrón verde claro, moderadamente suave.	
								Arenisca cuarzosa, translúcida, grano fino a grueso subangular a subredondeado, cemento silicio, regular porosidad buena saturación de Hc. *API de 26	
								Basal Tena	
	NAPO			8.667'	605'	MARINO		Lutita gris, oscura a negra, laminar, astillosa.	
								Caliza gris a gris negra.	
								Caliza, blanca, crema. masiva, tizosa.	
							Arenisca cuarzosa translúcida, grano fino a medio.		
		CAL *A	9.272'	195'	MARINO		Caliza gris oscura, medio dura a dura, blocosa, ligeramente fosilífera.		
		ARE. *U* INF	9.332'				Arenisca, grano fino.		
		CAL *B*	9.527'			30'	Caliza dura, gris clara a crema.		
		ARE. *T*	9.557'			50'	Arenisca cuarzosa, gris clara, friable, grano fino-medio bien seleccionado.		
		ARE. *T* INF	9.607'	175'		Lutita negra dura.			
	HOLLIN		9.782'	218'	CONTINENTAL		Caliza dura, negra, piritizada.		
	P.T.		10.000'				Arenisca cuarzosa, grano fino medio, cemento silicio, bueno saturado de Hc.		

S.T.Y. Nov-2000

ARCH: D/IBM/Datacad/Columna-lito Sacha

FUENTE: Ingeniería de Campo, Sacha, RIO NAPO

1.5 LITOLOGÍA

La Litología trata características de las rocas como: el tamaño del grano, de las partículas y sus características físico/químicas.

A continuación se detalla la litología de las principales arenas productoras del Campo Sacha.

1.5.1 FORMACIÓN BASAL TENA

Está constituida por areniscas cuarzosas, translúcida, subangular, subredondeada, fluorescencia amarillo-blanquecino, grano fino a muy fino y secuencias de grano fino a medio, cemento calcáreo.

1.5.2 FORMACIÓN NAPO

1.5.2.1 Napo "U" Superior

Está constituida por una arenisca cuarzosa, principalmente glauconíticas y arcillosas, blanca, translúcida de grano muy fino, matriz calcárea y cemento de sílice, inclusiones de glauconita y pirita, trazas de gilsonita.

1.5.2.2 Napo "U" Inferior

Está constituida por una arenisca cuarzosa, de color café, marrón, grano fino a muy fino, cemento de silicio, grano sub-redondeado a sub-angular

1.5.2.3 Napo "T" Superior

Está constituida por una arenisca cuarzosa, gris translúcida, grano muy fino a fino, matriz calcárea, cemento calcáreo, inclusiones de glauconita. Esta arenisca es más discontinua y heterogénea que la de la formación Napo "T" inferior

1.5.2.4 Napo " T " Inferior

Está constituida por una arenisca cuarzosa, café claro, marrón, grano medio a fino, cemento de silicio, y representa la selección arenosa de la secuencia Napo " T " de mayor continuidad lateral y vertical

1.5.3 FORMACIÓN HOLLÍN

1.5.3.1 Hollín Superior

Está Consiste de una arenisca cuarzosa-glauconítica oscura, parda translucida, de grano muy fino, sub-redondeada, sub-angular, matriz arcillosa con cemento de silicio, tiene inter-estratificaciones de lutitas negras, ligeramente calcáreas, duros esquistos están mezclados en las estratificación con la arenisca.

1.5.3.2 Hollín inferior

Está constituida por una arenisca blanca cuarzosa, parda no muy oscura, consolidada, de grano medio a grueso (fino en menor proporción), matriz y cemento de silicio, sub-redondeada a sub-angular, buena selección, con inclusiones de carbón, ámbar, caolín y con ocasionales intercalaciones de niveles limosos y arcillosos.

1.6 DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LA ROCA Y FLUIDO DEL CAMPO SACHA

1.6.1 CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LAS ROCAS PRODUCTORAS DEL CAMPO SACHA

Las características y propiedades promedias del Campo Sacha se describen a continuación en la tabla 1.1

Tabla 1.1 Características de la Roca-Reservorio del campo Sacha

Parámetro	Reservorios				
	Hollín Inferior	Hollín Superior	Arena "T"	Arena "U"	Basal Tena
Espesor Promedio, (ft)	30 -120	10 - 40	23 - 65	22 - 80	10
Porosidad, Φ (%)	17	14	15	17	18
Permeabilidad, (mD)	350	130	240	425	433
Saturación Promedia (S_w), (%)	35	35	17.5	22.5	23
Temperatura Promedio, ($^{\circ}$ F)	225	225	216	218	181
Profundidad Promedio, (ft)	-8975	-8975	-8765	-8530	-7800

FUENTE: Ingeniería de Campo, Sacha, RIO NAPO.

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

1.6.2 CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Conocer las propiedades de los fluidos, es útil para entender el comportamiento de estos dentro del yacimiento. Las propiedades se determinan a partir de muestras tomadas en el fondo a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, las cuales mediante un análisis PVT realizado en el laboratorio se obtienen dichas propiedades.

Las propiedades de los fluidos presentes en los reservorios del campo Sacha, se describen a continuación en la tabla 1.2.

Tabla 1.2 Propiedades de los fluidos del campo Sacha

Parámetro	Reservorios				
	Hollín Inferior	Hollín Superior	Napo "T"	Napo "U"	Basal Tena
°API	29.1	27	30.3	27	24,1
Presión Inicial, Pi (psi)	4450	4450	4146	4054	3587
Presión de Burbuja, Pb (psi)	70	550	1310	1170	807
Boi, (BL/BF)	1,162	1,133	1,373	1,230	1,096
Grav.Específica del gas, Yg	1,576	1,351	1,251	1,132	1,099
Viscosidad del petróleo, μ_o (cp)	3,7	1,4	1,6	1,8	2,5
Viscosidad del agua, μ_w (cp)	0,2-0,3	0,2-0,3	0,2-0,3	0,2-0,3	0,2-0,3
Contenido de azufre, %	0,4	1,1	0,9	1,2	---
GOR, (PCS/BF)	25	126	436	272	150
Swi, (%)	35	35	17,5	22,5	25,1
Compresibilidad del petróleo, C _o (x 10 ⁻⁶ psi ⁻¹)	5,7	9,2	9	8	7
Salinidad, ppm	<1000	1000-4000	10000-20000	20000-25000	18000-30000

FUENTE: Ingeniería de Campo, Sacha, RIO NAPO.

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

1.7 RESERVAS

Las reservas, son volúmenes de hidrocarburos presentes en los yacimientos que pueden ser recuperadas a condiciones tecnológicas y económicas del momento, y por lo tanto es importante calcular y analizar el comportamiento de drenaje de los reservorios.

1.7.1 PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)

El petróleo original en sitio, es el volumen original de petróleo existente en las acumulaciones naturales.

1.7.2 CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS

“El criterio más general para clasificar a las reservas es de acuerdo al grado de incertidumbre que se tenga”¹. De acuerdo a este criterio, las reservas se clasifican en:

1.7.2.1 Reservas Probadas

Se considera reservas probadas aquellos volúmenes de hidrocarburos contenidos en yacimientos, los cuales, hayan sido constatados mediante pruebas de producción y que, según la información geológica y de ingeniería de yacimiento disponible, puedan ser producidos comercialmente.

Los métodos más comunes para la estimación de las reservas de un yacimiento son:

- ✓ Método Volumétrico
- ✓ Métodos Estadísticos (Curvas de Declinación de producción)
- ✓ Balance de Materiales
- ✓ Simulación Matemática

Una de las tareas básicas del ingeniero de yacimiento es la estimación de los volúmenes de hidrocarburos capaces de ser producidos del yacimiento, (Reservas Probadas). Para lo cual se usa la siguiente fórmula:

$$\text{Reservas Probadas} = \text{POES} \times \text{FR} \quad (1.1)$$

¹ Economía de Hidrocarburos, Autor: Celio Vega; Capítulo No 2

Donde:

POES = Hidrocarburo Original en sitio.

FR = Factor de Recobro.

1.7.2.2 Reservas Probables

Las reservas probables son aquellos volúmenes contenidos en áreas donde la información geológica y de Ingeniería indica, desde el punto de vista de su recuperación, un grado menor de certeza comparado con el de las reservas probadas.

1.7.2.3 Reservas Remanentes

Las reservas remanentes se define como el volumen de hidrocarburos recuperables a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial, que todavía permanecen en el yacimiento.

1.7.3 RESERVAS DEL CAMPO SACHA

Las reservas probadas de petróleo del Campo Sacha se encuentran localizadas en cuatro yacimientos principales: Basal Tena, U inferior, T inferior y Hollín. El volumen total de petróleo originalmente en sitio (POES) de todo el campo es de 3501 MMBN de petróleo, siendo las reservas probadas de 1205 MMBN, que representa un factor de recobro del 33 % del POES. El 57,35 % de estas reservas se encuentran localizadas en la Formación Hollín, el 25,3 % en la Arena U, el 15,34% en la Arena T inferior y el 2 % en la formación Basal tena. Al 31 de mayo del 2012, las reservas remanentes de petróleo llegan a 404 MMBN (33,5% de las Reservas Probadas).

A continuación en la Tabla 1.3 se detalla las reservas de petróleo del Campo Sacha.

Tabla 1.3 Reservas de petróleo del campo Sacha

OPERACIONES RIO NAPO CEM						
ESTIMACIÓN DE RESERVAS DE PETRÓLEO DEL CAMPO SACHA AL 31 DE MAYO DEL 2012						
YACIMIENTO	PETRÓLEO IN SITU-POES (Bls)	FACTOR DE RECOBRO (%)	DECLINACIÓN ANUAL (%)	RESERVAS PROBADAS(Bls)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (Bls) al 31/05/12	RESERVAS REMANENTES (Bls)
BASAL TENA	117,685,666	20.84	7.94	24,527,100	20,069,993	4,457,107
U inferior	762,615,924	39.92	13.44	304,436,277	209,559,380	94,876,897
T inferior	483,325,941	38.26	8.56	184,920,505	105,345,661	79,574,844
HOLLÍN	2,137,516,953	32.33	11.53	691,059,230	466,277,541	224,781,689
TOTAL	3,501,144,484	---	---	1,204,943,112	801,252,575	403,690,537

FUENTE: Departamento de Reservorios, RIO NAPO.

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

1.8 PRESIONES DE LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO SACHA

1.8.1 PRESIONES INICIALES

Cuando inicia la explotación hidrocarburífera en el campo Sacha, se tenía 3584 psi para la arena “Basal Tena”, 4054 psi para la arena Napo “U”, 4146 psi para la arena Napo “T” y 4400 psi en promedio para las arenas “Hollín”. Las presiones iniciales de las arenas Hollín “Superior” e “Inferior” son las mismas y se han mantenido en un valor alto hasta la actualidad, debido a que están en contacto con los acuíferos activos de fondo que no permite que la presión disminuya en dichos reservorios.

1.8.2 PRESIONES AL CIERRE DE ESTUDIO

En esta sección, se obtiene las proyecciones de las presiones de reservorio al 31 de Agosto del 2012 de las arenas productoras del Campo Sacha, para ello se analiza los archivos de pruebas de restauración de presión (B´UP), para poder realizar una proyección y obtener la presión de las arenas al cierre del estudio.

En el Campo Sacha, se cuenta con pruebas de restauración de presión que datan desde la década de los 90 en el registro histórico físico, actualmente se

posee un registro digital de las pruebas que periódicamente y de acuerdo a las necesidades son actualizadas.

Para obtener datos de presión confiables, estos deben ser corregidos al nivel de medio de las perforaciones correspondiente a cada arena en un pozo.

El proceso matemático empleado es posible mediante el uso de las siguientes ecuaciones:

$$\text{Grad.Fluido} = 0.433 \times [\rho_o \times (1 - \text{BSW}) + \rho_w \times (\text{BSW})] \quad (1.2)$$

$$\Delta H = (\text{Prof.media de los perforados}) - \text{Prof.sensor} \quad (1.3)$$

$$\Delta P = \text{Grad.Fluido} \times \Delta H \quad (1.4)$$

Por lo tanto la Presión corregida al nivel medio de las perforaciones es:

$$Pr = Pr_{\text{sensor}} + \Delta P \quad (1.5)$$

Donde:

Pr = Presión estática del yacimiento, (psi)

ρ_o = Gravedad específica del petróleo, (adimensional)

ρ_w = Gravedad específica del agua, (adimensional)

Grad.Fluido = Gradiente del fluido, (psi/pies)

BSW = Sedimentos básicos y agua, (fracción)

$\text{Prof.}_{\text{sensor}}$ = Profundidad del sensor, (pies)

Ejemplo de cálculo para el pozo SAC-217D (Arena Ui)

$$\text{Grad.Fluido} = 0.433 \times \left[\left(\frac{141.5}{131.5 + 24.2} \right) \times (1 - 0.99) + 1.03 \times (0.01) \right] = 0.43$$

$$\Delta H = (10277 - 10148) = 129 \text{ pies}$$

$$\Delta P = 0.43 \times 129 = 55 \text{ psi}$$

$$Pr = 2131 + 55 = 2186 \text{ psi}$$

Como resultado de este proceso, se obtienen las presiones estáticas corregidas al nivel medio de las perforaciones para cada una de las arenas de interés, como se detallan a continuación para el Campo Sacha.

1.8.2.1 Presión de la Arena “BT”.

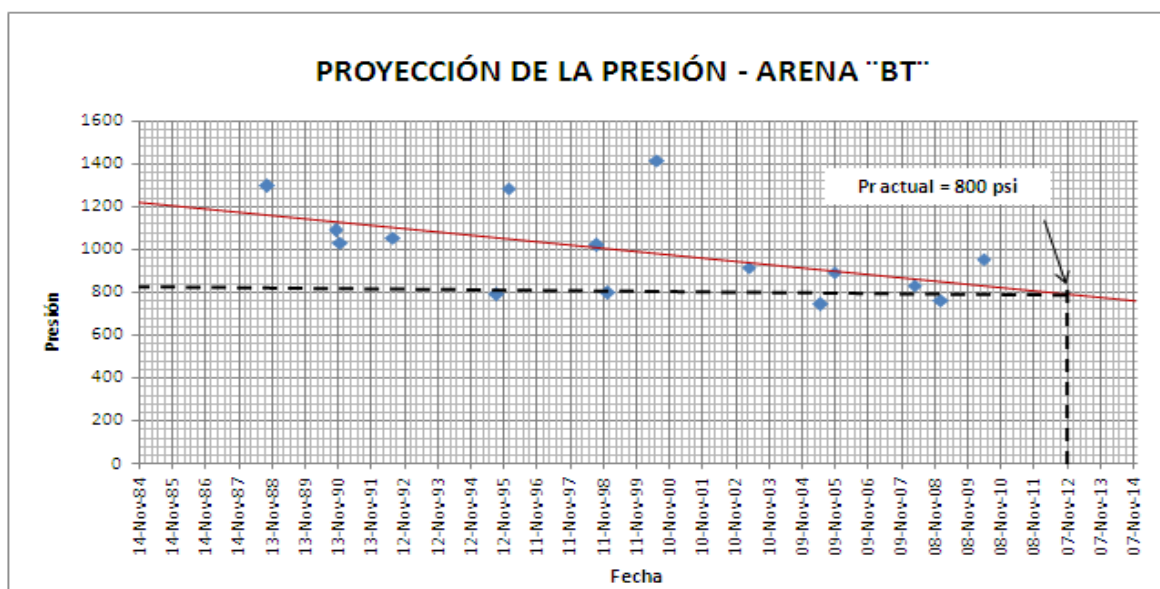
Tabla 1.4 Datos de presión de reservorio de la Arena “Basal Tena”

ESTACIÓN NORTE-1			ESTACIÓN CENTRAL			ESTACIÓN SUR		
Pozo	Fecha	Pr Datum (psi)	Pozo	Fecha	Pr Datum (psi)	Pozo	Fecha	Pr Datum (psi)
SAC-96	25-Sep-88	1296.04	SAC-30	03-Sep-98	1019.14	SAC-41	03-Ene-96	1284
SAC-8	23-Oct-90	1089	SAC-97	03-Ene-99	797	SAC-56	13-Dic-90	1033
SAC-8	17-Jul-92	1053	SAC-97	08-Jun-05	745.18	SAC-159	29-Jun-00	1417
SAC-96	01-Sep-95	789	SAC-122	06-Abr-08	831.2	SAC-41	03-Abr-03	918
SAC-136	06-May-10	955	SAC-122	23-Ene-09	763.16	SAC-42	02-Nov-05	895

FUENTE: Ingeniería de Campo, Sacha, RIO NAPO

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

Figura 1.3 Comportamiento de presiones para la arena “Basal Tena”



FUENTE: Ingeniería de Campo, Sacha, RIO NAPO.

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

La presión inicial de la arena “Basal Tena” era en promedio de 3584 psi, de acuerdo a la figura 1.3, actualmente es de 820 psi, lo que indica una depletación aproximada de 64 psi/año. Debido a que no existen pozos inyectoras para mantener la presión, la depletación de la arena Basal Tena es uniforme en todo el campo. La presión promedia 820 psi esta cercana al valor del punto de burbuja de 807 psi.

1.8.2.2 Presión de la Arena “U”.

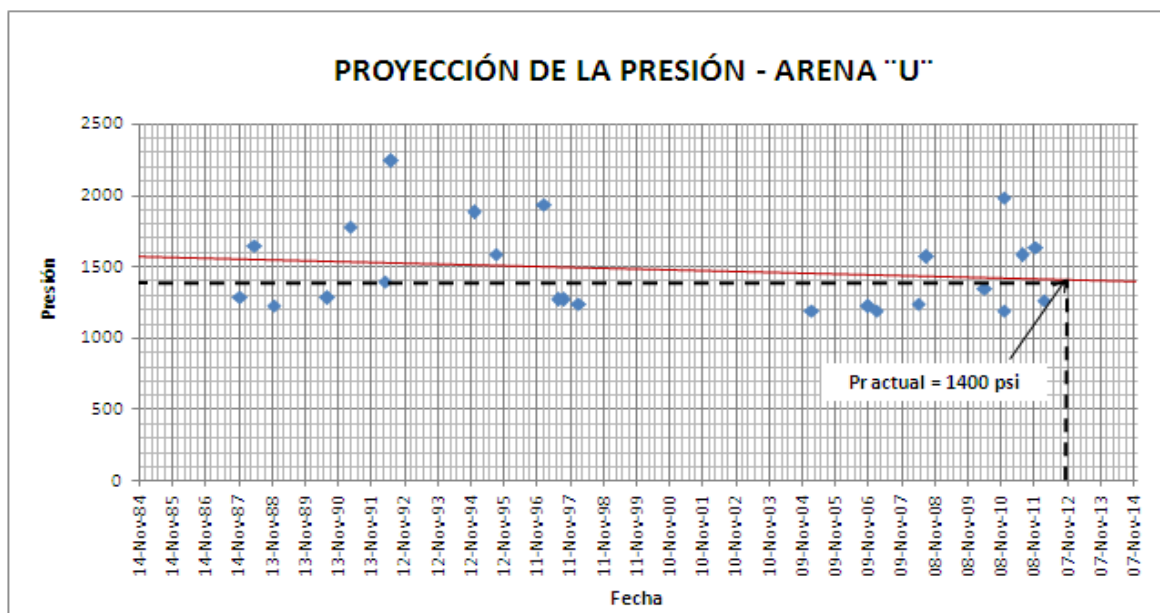
Tabla 1.5 Datos de presión de reservorio de la Arena “U”

ESTACIÓN NORTE-1			ESTACIÓN CENTRAL		
Pozo	Fecha	Pr Datum (psi)	Pozo	Fecha	Pr Datum (psi)
SAC-003	07-Dic-88	1228.16	SAC-001	04-Dic-87	1286
SAC-003	22-Dic-94	1881	SAC-017	13-Abr-92	1398
SAC-008	30-Mar-91	1779.29	SAC-026	13-Feb-98	1237
SAC-074	05-Sep-97	1272	SAC-190D	08-Nov-06	1220
SAC-120	14-Ago-08	1568.87	SAC-197D	10-Feb-07	1192
SAC-102	26-Nov-11	1637	SAC-225D	14-May-08	1240
ESTACIÓN NORTE-2			ESTACIÓN SUR		
Pozo	Fecha	Pr Datum (psi)	Pozo	Fecha	Pr Datum (psi)
SAC-093	20-Jul-90	1281	SAC-113	12-May-88	1646
SAC-121	26-Jun-92	2241	SAC-68	15-Ago-95	1586
SAC-066B	03-Feb-97	1935.81	SAC-132	27-Jun-97	1268
SAC-093	17-May-10	1346	SAC-184	28-Feb-05	1191
SAC-214D	09-Dic-10	1985	SAC-199D	10-Dic-10	1191
SAC-263D	30-Jun-11	1579	SAC-223D	29-Feb-12	1266

FUENTE: Ingeniería de Campo, Sacha, RIO NAPO.

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

La presión inicial de la arena Napo “U” fue en promedio de 4054 psi, actualmente es de 1400 psi de acuerdo a la figura 1.4, lo cual indica una depletación aproximada de 61 psi/pie por año. Los pozos inyectoras SAC-76, SAC-15, SAC-5, SAC-76 y SAC-90 evitan que la depletación sea mucho mayor a lo largo de la parte Norte y Central de la estructura del campo. La presión promedia de reservorio al 31/08/2012, es de 1400 psi, valor de presión cercana al punto de burbuja de 1170 psi.

Figura 1.4 Comportamiento de presiones para la arena "U"

FUENTE: Ingeniería de Campo, Sacha, RIO NAPO.

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

1.8.2.3 Presión de la Arena "T"

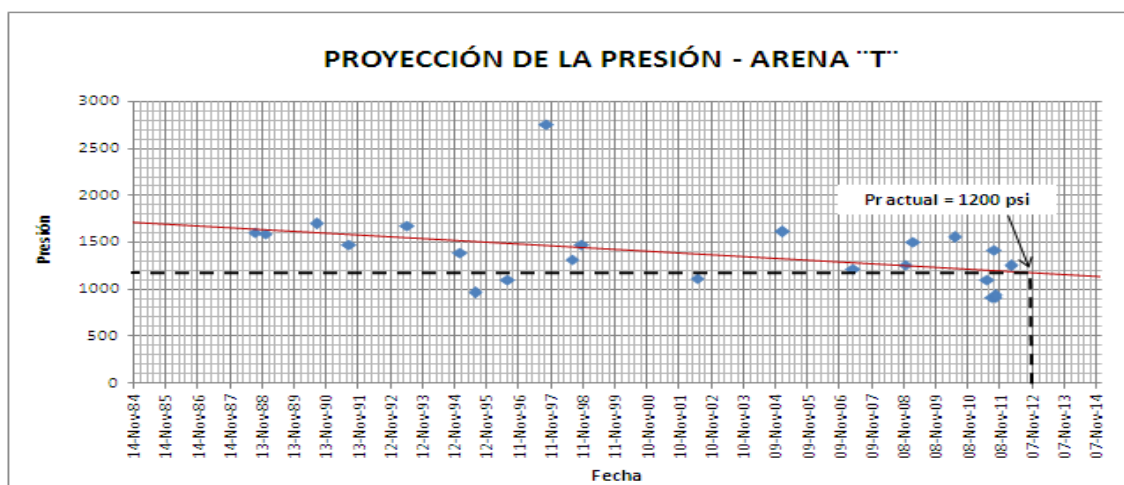
Tabla 1.6 Datos de presión de reservorio de la Arena "T"

ESTACIÓN NORTE-1			ESTACIÓN CENTRAL		
Pozo	Fecha	Pr Datum (psi)	Pozo	Fecha	Pr Datum (psi)
SAC-70	21-Dic-88	1590	SAC-88	24-Jul-91	1476
SAC-29	21-May-93	1678	SAC-37	11-Ene-95	1386
SAC-116	27-Jun-95	960	SAC-80	04-Jun-02	1111
SAC-9	08-Jul-98	1312	SAC-37	07-Abr-07	1217
SAC-12	31-Ene-05	1613	SAC-55	24-Nov-08	1259
SAC-31	30-Ago-11	1414			
ESTACIÓN NORTE-2			ESTACIÓN SUR		
Pozo	Fecha	Pr Datum (psi)	Pozo	Fecha	Pr Datum (psi)
SAC-93	24-Jul-90	1695	SAC-75	19-Ago-88	1605
SAC-138	25-Oct-98	1477	SAC-68	09-Jul-96	1100
SAC-32	21-Sep-97	2752	SAC-157	09-Jun-10	1555.4
SAC-165D	15-Feb-09	1502	SAC-137	08-Ago-11	909
SAC-177	10-Jun-11	1102.06	SAC-2B	04-Sep-11	915
SAC-138	06-Mar-12	1253	SAC-2B	08-Sep-11	936

FUENTE: Ingeniería de Campo, Sacha, RIO NAPO

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

Figura 1.5 Comportamiento de presiones para la arena “T”



FUENTE: Ingeniería de Campo, Sacha, RIO NAPO

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La presión inicial de la arena Napo “T” era en promedio, de 4146 psi, actualmente es de 1200 psi de acuerdo a la figura 1.5, lo que indica una depletación aproximada de 68 psi/pie por año. El pozo inyector SAC-76, tiene una influencia en la parte centro-norte de la estructura provocando en esta zona una saturación de agua del 50%. La presión promedio al 31/08/2012 de 1200 psi, está relativamente cercana por debajo del punto de burbuja de 1310 psi.

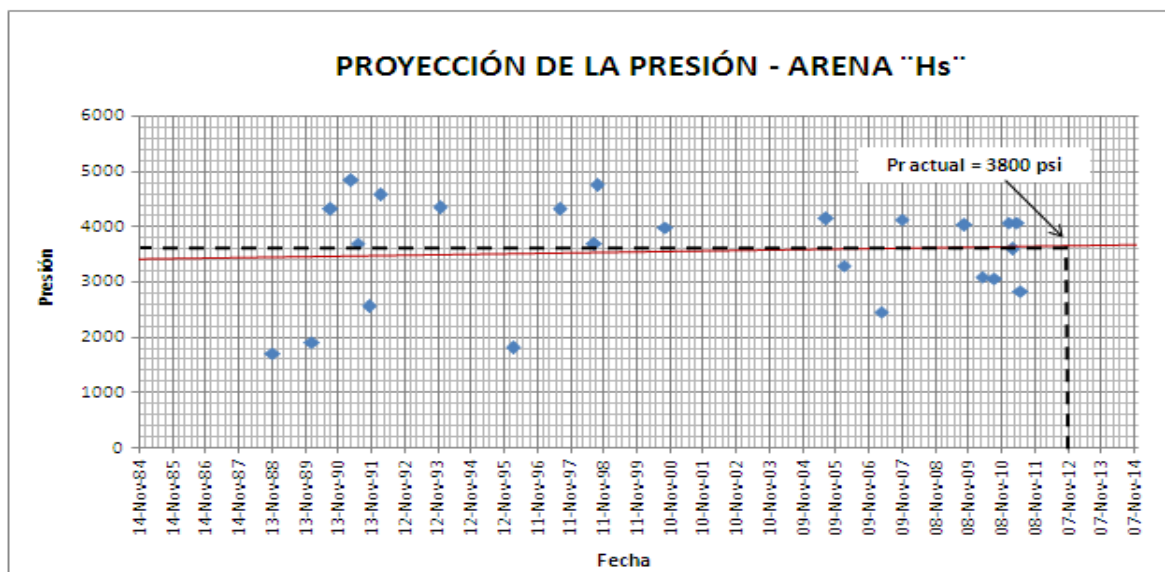
1.8.2.4 Presión de la Arena “Hs”.

Tabla 1.7 Datos de presión de reservorio de la Arena “Hs”

ESTACIÓN NORTE-1			ESTACIÓN CENTRAL		
POZO	FECHA	Pr Datum (psi)	POZO	FECHA	Pr Datum (psi)
SAC-31	29-Ene-90	1915	SAC-30	20-Nov-88	1711
SAC-31	14-Jul-97	4319	SAC-88	24-Ago-90	4311
SAC-106	02-Abr-91	4838	SAC-101	23-Oct-91	2556
SAC-119	31-Ago-98	4748	SAC-30	25-Feb-92	4576
SAC-162	21-Sep-00	3980.92	SAC-40	22-Feb-96	1815
SAC-205D	01-Oct-09	4028.49	SAC-191	13-Feb-06	3290
SAC-31	08-Abr-10	3095	SAC-99	29-Mar-07	2455.9
ESTACIÓN NORTE-2			ESTACIÓN SUR		
POZO	FECHA	Pr Datum (psi)	POZO	FECHA	Pr Datum (psi)
SAC-168H	10-Nov-07	4130.9	SAC-62	22-Jun-91	3690
SAC-262D	24-Abr-11	4077	SAC-109	06-Dic-93	4344
SAC-165D	18-Ago-10	3067	SAC-146	07-Ago-98	3679
SAC-242D	10-Mar-11	3600	SAC-155D	29-Jul-05	4146.27
SAC-321D	24-Ene-11	4073	SAC-146	05-Jun-11	2833

FUENTE: Ingeniería de Campo, Sacha, RIO NAPO.

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

Figura 1.6 Comportamiento de presiones para la arena “Hs”

FUENTE: Ingeniería de Campo, Sacha, RIO NAPO.

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

La presión promedio inicial para la arena “Hs” fue de 4400 psi. De acuerdo con la Figura 1.6, se observa que la presión promedio al 31/08/2012 para la arena “Hs” en el Campo Sacha es de 3800 psi y está encima del punto de burbuja correspondiente a 550 psi.

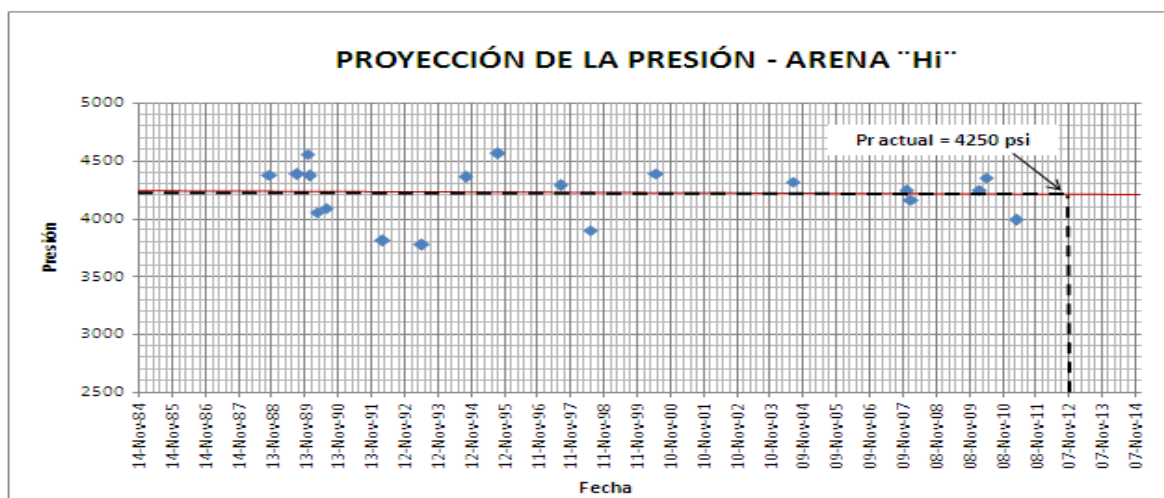
1.8.2.5 Presión de la Arena “Hi”

Tabla 1.8 Datos de presión de reservorio de la Arena “Hi”

ESTACIÓN NORTE-1			ESTACIÓN CENTRAL		
POZO	FECHA	Pr Datum (psi)	POZO	FECHA	Pr Datum (psi)
SAC-103	18-Oct-88	4382	SAC-112	13-Ago-89	4384
SAC-070	16-May-93	3777	SAC-030	04-Jul-90	4091
SAC-53	20-Jul-97	4290	SAC-055	11-Mar-92	3811
SAC-140D	10-Dic-07	4239	SAC-108	06-Sep-95	4564
SAC-147D	31-Ene-08	4165	SAC-191	13-Jul-04	4322
ESTACIÓN NORTE-2			ESTACIÓN SUR		
POZO	FECHA	Pr Datum (psi)	POZO	FECHA	Pr Datum (psi)
SAC-42	07-Dic-89	4556	SAC-109	24-Dic-89	4372
SAC-58	19-Mar-90	4057	SAC-123	09-Sep-94	4363
SAC-63	10-Jun-98	3899	SAC-156	01-Jun-00	4390
SAC-63	20-Feb-10	4250	SAC-154D	16-Feb-10	4249
SAC-228D	02-Abr-11	3989	SAC-200D	10-May-10	4354

FUENTE: Ingeniería de Campo, Sacha, RIO NAPO.

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

Figura 1.7 Comportamiento de presiones para la arena "Hi"

FUENTE: Ingeniería de Campo, Sacha, RIO NAPO.

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

De acuerdo al figura 1.7, se observa que la presión promedio al 31/08/2012 para la Arena Hollín Inferior en el Campo Sacha es de 4250 psi, por encima del punto de burbuja de 78 psi.

1.9 ESTUDIO DEL AVANCE DE AGUA EN EL CAMPO SACHA

Se analiza los mapas de saturación de petróleo y agua (Anexo 1) de las arenas productoras del campo Sacha, obtenidas de la última simulación del campo. En la tabla 1.9, se enumera los pozos inyectoras. Es muy importante conocer como avanza el agua en el reservorio para predecir el incremento de la producción de agua en los pozos del campo.

Tabla 1.9 Pozos Inyectoras del Campo Sacha

POZOS INYECTORAS			
POZO	ESTADO	ARENA	ESTACIÓN
SAC-005	INY	U	N1
SAC-015	INY	U	S
SAC-048	INY	T	S
SAC-076	INY	U+T	N1
SAC-090	INY	U	N1
SAC-105	INY	T	N1

FUENTE: Ingeniería de Campo, Sacha, RIO NAPO.

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

1.9.1 ESTUDIO DEL AVANCE DE AGUA PARA LA ARENA “U”

La saturación de petróleo de la Arena “U”, tiene un valor promedio del 70 %. La sección Norte-1 y Norte-2, están influenciados por los pozos de inyección SAC-76 y SAC-15 con un valor de saturación de Agua del 55% que afectan a los pozos SAC-06, SAC-09, SAC-164D, SAC-161, SAC-031, SAC-162, SAC-121, SAC-214D, SAC-217D, entre otros.

En la parte Central de la estructura, se observa que la Arena “U” tiene una saturación de agua alta en la zona Oeste con un valor promedio del 55%, que es influenciada por los pozos de inyección SAC-05, SAC-076 y SAC-090, es decir la dirección de inyección en la parte central del campo es de Este a Oeste.

La parte correspondiente a la estructura Sur del campo Sacha posee al cierre de este estudio (Agosto del 2012), zonas de alta saturación de petróleo con un valor promedio del 80%. Actualmente se desarrolla un programa de perforación en la estructura sur del campo Sacha, que incluye la perforación de 6 pozos inyectores de agua con el cual incrementará la saturación de agua de la zona.

1.9.2 ESTUDIO DEL AVANCE DE AGUA PARA LA ARENA “T”

La sección Norte-2 de la estructura, posee una saturación de petróleo relativamente alta en un rango del 40% al 60%, debido a que no existe influencia de pozos inyectores. Para la sección Norte-1, los valores de saturación de agua están en un rango del 50%, que deriva en una saturación de petróleo del 50%, se nota una disminución debido a que los pozos inyectores SAC-48, SAC-105 y SAC-76, tienen una influencia en la zona y en especial en los pozos SAC-163, SAC-143 y SAC-36.

En la sección Central, se tiene mínima influencia de los pozos de inyección, los pozos inyectan agua a la arena “U”. El pozo SAC-54, es afectado por la inyección del pozo SAC-105, con una saturación S_o del 30 %. Mientras que los

pozos ubicados en la parte central del campo poseen saturaciones de petróleo promedio del 60 %.

En la sección Sur, el pozo de inyección más cercano, SAC-90, tiene poca influencia sobre la saturación de agua de la arena "T", este inyecta agua a la arena "U". Los pozos SAC-149 y SAC-176D tienen una S_o en el rango del 50%, mientras que los demás pozos de la zona poseen una S_o en el rango del 60%.

1.9.3 ESTUDIO DEL AVANCE DE AGUA PARA LA ARENA "HOLLÍN"

La Arena Hollín, por efecto del contacto con un acuífero activo, a medida que se da su explotación la saturación de agua se incrementa, razón por la cual se tiene en promedio una S_w , que está en el rango del 40% al 90%.

En la estructura Norte-2, se tienen (S_o) altas en un rango del 50%-70 %, en esta zona el acuífero fluye en menor medida que el acuífero de la zona Central de la estructura del Campo Sacha. En la zona Norte-1, los acuíferos afectan en mayor medida la parte este y oeste, mientras que la parte central, donde se encuentran los pozos SAC-33, SAC-60, SAC-106, SAC-164D y SAC-147D tiene S_o mayores al 60 %.

La Estructura Central del Campo Sacha, es la más influenciada por el acuífero, con una dirección de avance Oeste-Este. Los pozos con saturaciones de petróleo menores a los 40 %, ubicados en la zona oeste de la estructura central, son: SAC-17, SAC-98, SAC-99, etc.

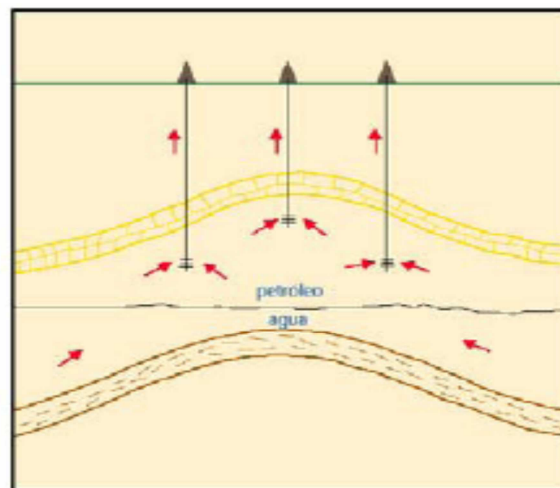
En la estructura Sur del Campo Sacha, se observa que en la zona norte los pozos SA-65, SAC-125, SAC-168H, SAC-233D, tienen una S_o entre el 60% y 80%. Mientras que los pozos SAC-95, SAC-63, SAC-133, SAC-161 ubicados en la zona Sur de esta estructura tiene S_o menores al 40 %.

1.10 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

1.10.1 EMPUJE HIDRÁULICO

Este mecanismo debe ser considerado cuando exista, asociada a la zona de petróleo, una porción de roca con alta saturación de agua. Esta porción del yacimiento recibe el nombre de acuífero. A medida que transcurre la explotación del yacimiento, el acuífero suministra energía es decir presión que ayuda a la producción de los fluidos. Esta influencia produce un desplazamiento de los hidrocarburos hacia los pozos de producción, como se describe en la figura 1.8

Figura 1.8 Empuje Hidráulico

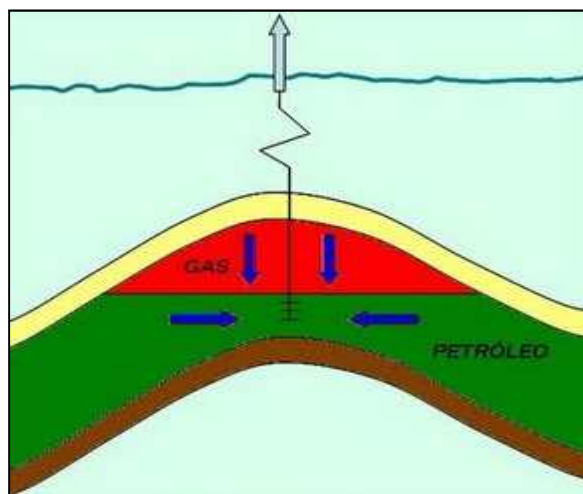


FUENTE: Blog Petrolero, Internet

1.10.2 EMPUJE POR GAS DISUELTO

Este tipo de mecanismo está presente en los yacimientos donde la presión es menor o igual a la presión de burbujeo. A medida que se desarrolla la explotación del yacimiento y su presión se reduce, los componentes livianos presentes en los hidrocarburos pasan a la fase gaseosa, de esta manera, se forman pequeñas burbujas que permiten desplazar los hidrocarburos líquidos, ejerciendo una cierta presión sobre esta fase, el cual contribuye a su desplazamiento hacia los pozos. La figura 1.9, describe el empuje por gas disuelto en el yacimiento.

Figura 1.9 Empuje por gas disuelto en el yacimiento



FUENTE: Blog Petrolero, Internet

1.10.3 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO SACHA

1.10.3.1 Formación Basal Tena

La arena “BT”, tiene como principal mecanismo de producción el empuje por gas en solución y empuje parcial de agua debido a la existencia de tres acuíferos laterales: el primer acuífero empuja desde el lado Oeste, afectando a la parte Norte del campo; el segundo acuífero se encuentra ubicado en la parte Centro-Sur del campo, que ayuda a mantener la presión, y el tercer acuífero lateral presente en la parte central-este del campo, afecta en menor medida a la saturación de agua en esa zona.

1.10.3.2 Formación Napo

En el Campo Sacha, de acuerdo a los resultados de simulación, se ha identificado la presencia de acuíferos laterales, que ayudan en ciertas zonas a mantener la presión del reservorio. El principal mecanismo de empuje para las arenas “U” y “T” de la formación Napo, es el empuje por Gas en solución, por tal razón la producción de los pozos presentan altos valores de GOR y bajos cortes de agua.

1.10.3.2.1 Arena "U"

La Arena "U" inferior, presenta dos acuíferos laterales, ubicados al Este y Oeste del campo en la parte Norte, mientras que en la parte central del campo, la influencia del acuífero es mínima, por tal razón, se produce una declinación de la presión del reservorio.

1.10.3.2.2 Arena "T"

La Arena "T" inferior, presenta un acuífero lateral en dirección Norte- Este del campo, que afecta en mayor grado a la parte Norte del reservorio.

1.10.3.3 Formación Hollín

La formación Hollín está bajo la influencia de dos acuíferos; el primero de los acuíferos está en contacto lateral, tanto en el franco occidental, como oriental de la arena "Hs", y el segundo es un acuífero activo de fondo, que debido a su fuerte influencia, mantiene la presión del reservorio Hollín constante con el tiempo. Adicionalmente el acuífero de fondo suministra una importante saturación de agua que por capilaridad pasa a ocupar el espacio del petróleo producido.

1.11 ESTADO DE LOS POZOS DEL CAMPO SACHA

Es importante analizar el estado de los pozos al 31/08/2012, los diferentes sistemas de levantamiento implementados y la producción de petróleo del campo Sacha. Debido a que suministran información valiosa para el desarrollo del proyecto.

1.11.1 ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS DEL CAMPO SACHA.

En el campo Sacha, existen en total 290 pozos, al 31 de Agosto del 2012, de los cuales, 178 pozos son productores, 7 pozos están en Workover, 78 pozos están cerrados, 10 pozos fueron abandonados, 6 pozos son inyectoros, 8 pozos son reinyectoros y 3 pozos están siendo perforados, según datos extraídos del Forecast del mes de Agosto del 2012, fecha de cierre del presente estudio.

En la tabla 1.10, se detalla el estado de los pozos de las diferentes estaciones que conforman el campo Sacha.

Tabla 1.10 Estado de los pozos por estación del campo Sacha

ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL ÁREA SACHA					
ESTADO	ESTACIONES DEL ÁREA SACHA				
	SACHA NORTE-2	SACHA NORTE-1	SACHA CENTRAL	SACHA SUR	TOTAL
PRODUCTOR	43	45	28	62	178
WORKOVER	3	0	0	4	7
CERRADO	17	24	15	22	78
ABANDONADO	5	0	2	3	10
INYECTOR	0	4	0	2	6
REINYECTOR	3	1	1	3	8
PERFORACIÓN	1	0	0	2	3
TOTAL DE POZOS	72	74	46	98	290

FUENTE: Ingeniería de Campo, Sacha, RIO NAPO.

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

1.11.2 ESTADO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA.

El campo Sacha al cierre del presente estudio (Agosto del 2012), tiene una producción de fluido de 122.057 BFPD, de los cuales 62.864 BPPD son de petróleo y 59.383 BAPD son de producción de agua, con un BSW del 48,38 % y un crudo de 25 °API en promedio.

La producción total de gas de formación en el campo Sacha, es de 5.588 MPCSD. Los datos tabulados por estación se indican en la tabla 1.11, elaborada en base a la interpretación y análisis del forecast del mes de Agosto del 2012.

Tabla 1.11 Producción de los pozos por estación del campo Sacha

PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA AL 31/08/2012						
ESTACIÓN	BFPD (Bls)	BPPD (Bls)	BAPD (Bls)	BSW (%)	API	V Gas (MPCS/D)
SACHA NORTE-2	31141	16854	14287	45.88	21.77	641
SACHA NORTE-1	42114	13592	28522	67.73	22.82	1674
SACHA CENTRAL	11932	7685	4433	34.39	25.52	2232
SACHA SUR	36870	24733	12141	32.93	21.68	1041
TOTAL CAMPO	122057	62864	59383	48.38	24.80	5588

FUENTE: Forecast De Producción, Ingeniería de Campo, Sacha, ORNCEM.

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

1.11.3 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DEL CAMPO SACHA

En el Campo Sacha, se han implementando tres tipos de levantamiento artificial, bombeo hidráulico, bombeo electrosumergible y bombeo mecánico. Al cierre del presente estudio, se tiene un solo pozo, SAC 218D que produce a flujo natural. En la tabla 1.12 se describe el método de levantamiento por estación en el campo.

Tabla 1.12 Método del levantamiento artificial por estación del Campo Sacha

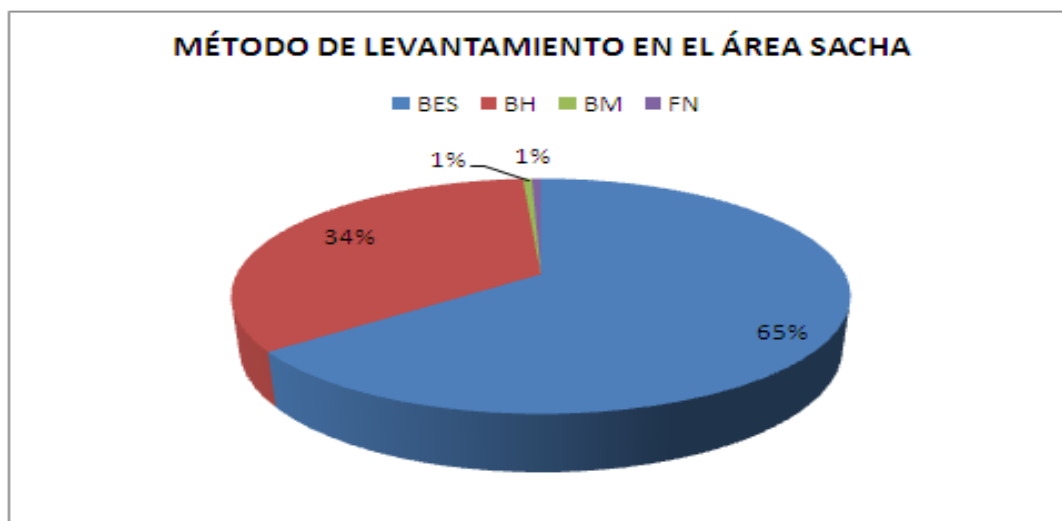
MÉTODO DE LEVANTAMIENTO EN EL CAMPO SACHA				
Número de Pozos en Producción (31/08/2012)				
ESTACIÓN	FN	BH	BES	BM
SACHA NORTE-2	1	2	40	---
SACHA NORTE-1	---	17	28	---
SACHA CENTRAL	---	24	4	---
SACHA SUR	---	18	43	1
TOTAL CAMPO	1	61	115	1

FUENTE: Ingeniería de Campo, Sacha, RIO NAPO.

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

De los 178 pozos productores, el 65 % producen por Bombeo Electrosumergible, el 34 % producen por Bombeo Hidráulico y menos del 1 % representa el Bombeo Mecánico, como se observa en la figura 1.10.

Figura 1.10 Producción por el método de levantamiento en el campo Sacha



FUENTE: Ingeniería de Campo, Sacha, RIO NAPO.

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

1.12 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA

El Campo Sacha, está conformado por 4 estaciones de producción, las cuales acogen la producción diaria de los pozos del campo. Estas estaciones son: Sacha Norte-2, Sacha Norte-1, Sacha Central y Sacha Sur. Cada una de las estaciones cuenta con facilidades de producción en condiciones relativamente óptimas para el tratamiento, almacenamiento y distribución del crudo.

Una estación de producción en general cuenta con instalaciones de superficie como: manifolds; tanques de almacenamiento, de lavado y surgencia; separadores de producción y prueba, botas de gas, tratadores térmicos, bombas, etc.

Las facilidades de superficie para cada Estación de producción, se detallan en las tablas 1.13, 1.14, 1.15 y 1.16.

Tabla 1.13 Facilidades de Superficie de la Estación Sacha Norte-2

ESTACIÓN SACHA NORTE-2				
TIPO DE TANQUE				
TANQUE	CAPACIDAD (BLS)		DIMENSIONES (PIES)	
	NOMINAL	OPERATIVA	ALTURA	DIÁMETRO
Lavado 1	12567	10850	36	50
Lavado 2	60000	—	40	52
Surgencia	15129	14112	30	60
SEPARADORES				
SEPARADOR	PRESIÓN DE DISEÑO (PSI)	TEMPERATURA DE DISEÑO (°F)	PRESIÓN DE OPERACIÓN (PSI)	CAPACIDAD NOMINAL (BFPD)
Prueba 1	125	100	19-25	12000
Producción 1	—	—	19-25	15000
Producción 2	—	—	19-25	12000
FWKO 1	100	180	19-25	52543
MANIFOLDS				
Manifolds	9	No. Pozos por Manifolds	5	

FUENTE: Facilidades de Superficie, Campo Sacha, RIO NAPO.

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

Tabla 1.14 Facilidades de Superficie de la Estación Sacha Norte-1

ESTACIÓN SACHA NORTE-1				
TIPO DE TANQUE				
TANQUE	CAPACIDAD (BLS)		DIMENSIONES (PIES)	
	NOMINAL	OPERATIVA	ALTURA	DIÁMETRO
Lavado	105880	97053	36	145
Surgencia	70580	52939	24	145
SEPARADORES				
SEPARADOR	PRESIÓN DE DISEÑO (PSI)	TEMPERATURA DE DISEÑO (°F)	PRESIÓN DE OPERACIÓN (PSI)	CAPACIDAD NOMINAL (BFPD)
Prueba 1	125	180	24-30	10000
Prueba 2	125	180	24-30	10000
Producción 1	125	120	24-30	25000
Producción 2	125	125	24-30	25000
Producción 3	125	120	24-30	25000
FWKO 1	125	150	24-30	31500
FWKO 2	100	180	24-30	35000
MANIFOLDS				
Manifolds	12	No. Pozos por Manifolds	5	

FUENTE: Facilidades de Superficie, Campo Sacha, RIO NAPO.

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

Tabla 1.15 Facilidades de Superficie de la Estación Sacha Central

ESTACIÓN SACHA CENTRAL				
TIPO DE TANQUE				
TANQUE	CAPACIDAD (BLS)		DIMENSIONES (PIES)	
	NOMINAL	OPERATIVA	ALTURA	DIÁMETRO
Lavado	72490	66462	36	120
Surgencia	41762	37797	30	100
Oleoducto 1	161105	131145	43	164
Oleoducto 2	100000	90000	43.3	132
Empernados	10000	—	24	—
SEPARADORES				
SEPARADOR	PRESIÓN DE DISEÑO (PSI)	TEMPERATURA DE DISEÑO (°F)	PRESIÓN DE OPERACIÓN (PSI)	CAPACIDAD NOMINAL (BFPD)
Prueba 1	125	180	24-30	10000
Prueba 2	125	180	24-30	10000
Producción 1	100	125	24-30	35000
Producción 2	100	125	24-30	35000
Producción 3	125	125	24-30	35000
Producción 4	125	200	24-30	35000
Producción 5	125	120	24-30	35000
MANIFOLDS				
Manifolds	9	No. Pozos por Manifolds	5	

FUENTE: Facilidades de Superficie, Campo Sacha, RIO NAPO.

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

Tabla 1.16 Facilidades de Superficie de la Estación Sacha Sur

ESTACIÓN SACHA SUR				
TIPO DE TANQUE				
TANQUE	CAPACIDAD (BLS)		DIMENSIONES (PIES)	
	NOMINAL	OPERATIVA	ALTURA	DIÁMETRO
Lavado	20000	18127	40	60
Surgencia	24600	18500	35	70
SEPARADORES				
SEPARADOR	PRESIÓN DE DISEÑO (PSI)	TEMPERATURA DE DISEÑO (°F)	PRESIÓN DE OPERACIÓN (PSI)	CAPACIDAD NOMINAL (BFPD)
Prueba 1	125	180	24-30	10000
Prueba 2	125	180	24-30	10000
Producción 1	—	—	24-30	35000
Producción 2	125	125	24-30	35000
Producción 3	—	—	24-30	35000
FWKO 1	100	180	24-30	36046
FWKO 2	100	180	24-30	35000
MANIFOLDS				
Manifolds	15	No. Pozos por Manifolds	5	

FUENTE: Facilidades de Superficie, Campo Sacha, RIO NAPO.

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

1.13 SISTEMA DE REINYECCIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN DEL CAMPO SACHA

La producción de fluidos en un campo petrolero, es la producción de petróleo, agua y gas conjuntamente. Debido a esta producción, es necesario disponer de un sistema adecuado que maneje los fluidos independientemente, en especial la producción de agua ya que debe ser tratada químicamente para su posterior reinyección a la formación.

En el Campo Sacha, la producción de agua en promedio al mes de agosto del 2012 es de 59383 BAPD de acuerdo a la tabla 1.11, la cual es reinyectada mediante 8 pozos reinyectores, a una tasa promedio de 46190 BAPD, al 31 de agosto del 2012.

La producción es tratada químicamente, para luego ser reinyectada a la formación Tiyuyacu.

A continuación la tabla 1.17, presenta las condiciones de la formación Tiyuyacu al cierre del presente estudio.

Tabla 1.17 Características de la Formación Reinyectora Tiyuyacu

FORMACIÓN REINYECTORA TIYUYACU	
Espesor neto promedio (ft)	453
Barriles Reinyectados (Bls)	146 111.614
Capacidad Total de la Formación (Bls)	7.299' 890.100
Capacidad de Admisión de la Formación (Bls)	5.109' 923.070
Reinyección Anual Promedia (Bls)	21' 600.000
Tiempo, Sw=100 % (años)	273

FUENTE: Departamento de Reservorios, ORN CEM.

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

A continuación la tabla 1.18, indica las condiciones de producción al 31/08/2012 y de reinyección de agua en el Campo Sacha.

Tabla 1.18 Producción y reinyección de agua en el Campo Sacha

PRODUCCIÓN DE AGUA FORMACIÓN (Mediante pruebas de pozos)													
NORTE-1			CENTRAL			SUR			NORTE-2			TOTAL	
POZOS (BAPD)	BOMB. (BAPD)	REINYEC. (BAPD)	PRODUCC (BAPD)	BOMB. (BAPD)	PRODUCC (BAPD)	BOMB. (BAPD)	PRODUCC (BAPD)	BOMB. (BAPD)	PRODUCC (BAPD)	BOMB. (BAPD)	PRODUCC (BAPD)	BOMB. (BAPD)	STOCK WASH CAMP.
29137	29137	5788	5788	11287	11287	11287	13171	13171	59383	59383	0		
REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN													
ESTACIÓN SUR						ESTACIÓN CENTRAL							
POZOS	REINYEC. (BAPD)	PRESIONES		RATA (BLS/MIN)	POZOS	REINYEC. (BAPD)	PRESIONES		SUCCIÓN	DESCARGA	CABEZA	RATA (BLS/MIN)	TOTAL
		SUCCIÓN	DESCARGA				SUCCIÓN	DESCARGA					
SAC-29	9583	180	1800	6.7	SAC-86	7529	40	1500	1400	5.2			
SAC-84	3444	75	1900	2.4									
SAC-100	0	0	0	0									
TOTAL	13027				TOTAL	7529							
ESTACIÓN NORTE 2						ESTACIÓN NORTE 1							
POZOS	REINYEC. (BAPD)	PRESIONES		RATA (BLS/MIN)	POZOS	REINYEC. (BAPD)	PRESIONES		SUCCIÓN	DESCARGA	CABEZA	RATA (BLS/MIN)	TOTAL
		SUCCIÓN	DESCARGA				SUCCIÓN	DESCARGA					
SAC-65	0	0	0	0	SAC-23	12463	50	3100	1750	8.7			
SAC-117	5268	85	1500	3.6									
SAC-221	7903	85	1300	5.5									
TOTAL	13171				TOTAL	12463							
TOTAL DE REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN DEL CAMPO SACHA , AL 31 DE AGOSTO DEL 2012												46190 BAPD	

FUENTE: Reporte de Producción y Reinyección de Agua de Formación, **ORN CEM**, 31/08/2012.
ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

El balance de reinyección involucra la reinyección de agua producida y la cantidad de agua tratada mediante agentes químicos. La tabla 1.19, indica el balance de reinyección al mes de agosto del 2012.

Tabla 1.19 Balance de Reinyección del Campo Sacha

BALANCE DE REINYECCIÓN (31 DE AGOSTO DEL 2012)		
PRODUCCIÓN DE AGUA	59383	BAPD
TOTAL BOMBEADO	59383	BAPD
REINY. AGUA	46190	BAPD
TOTAL REINYECTADO	46190	BAPD

FUENTE: Reporte de Reinyección y Producción de Agua de Formación, **ORN CEM.**

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

En la tabla 1.20, se indican los equipos principales como motores y bombas, con sus respectivas capacidades, instalados en las diferentes estaciones del Campo Sacha para la reinyección del agua de formación.

Tabla 1.20 Equipos Instalados para la Reinyección de Agua de Formación

EQUIPOS DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DEL CAMPO SACHA				
ESTACIÓN	POZO REINYECTOR	MOTOR	BOMBAS	CAP. REINYECCIÓN (BIPD)
NORTE 2	SAC-65	1 Motor Siemens 400 HP 1 Motor Baldor 500 HP	1 REDA HJ-350N (Pasiva) 1 REDA HJ-350N (Activa)	16000
	SAC-117			
	SAC-221H			
NORTE 1	SAC-23	2 Motores Siemens 800 HP	2 Centrilift HC-12500 (1 servicio-1 pasiva)	25000
CENTRAL	SAC-86	1 Motor Siemens 800 HP	1 Centrilift HC-12500 (En Servicio)	10000
SUR	SAC-29	2 Motores Siemens 450 HP 2 Motores Baldor 500 HP	2 REDA HJ-200N (1 Activa- 1 Pasiva) 2 REDA HJ-350N (1 Activa- 1 Pasiva)	30000
	SAC-84			
	SAC-100			
CAPACIDAD TOTAL DE REINYECCIÓN DEL CAMPO SACHA				81000

FUENTE: Departamento de Producción, **ORN CEM.**

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

1.13.1 Tratamiento Químico para la Reinyección de Agua de Formación del campo Sacha.

La reinyección de agua tratada que se verifica en la tabla 1.19 (Balance mensual de reinyección), es agua producida, que debido a sus altos contaminantes debe ser tratada químicamente, para su posterior reinyección a la formación Tiyuyacu. Para ello se usan tratamientos químicos. A continuación la tabla 1.21, muestra los costos y los diferentes tratamientos químicos, al 31 de Agosto del 2012.

Tabla 1.21 Tratamiento Químico de la Reinyección de Agua de Formación

TRATAMIENTO QUÍMICO					
TRATAMIENTO	TIPO DE QUIMICO	COSTO	CONSUMO		PPM
		\$ USD / galon	stock/gal	consm./gal	
ANTICORROSIVO	P-1106	9.4	232	7	3.60835679
ANTI ESCALA	MX-593	9.4	194	9	4.63931587
DETERQUIM	DT-272	6.6	186	6	3.09287725
BIOCIDA	BAC-98	16	16	4	2.06191816

FUENTE: Reporte de Reinyección y Producción de Agua de Formación, **ORN CEM.**

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

1.14 SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL CAMPO SACHA

La generación eléctrica del campo Sacha proviene de dos fuentes. La primera corresponde a 3200 Kw, que proviene de la planta propia instalada en Sacha Central, pero esta generación es insuficiente para los requerimientos del Campo Sacha, que es de 13800 Kw.

La segunda fuente de generación eléctrica, que corresponde a 17500 Kw, es energía comprada a las empresas Justice y RS Roth. El voltaje primario disponible por los sistemas de generación eléctrica es de 13800 voltios.

La generación eléctrica de ORN CEM, funciona a base de gas o diesel, mientras que la generación eléctrica por parte de las compañías privadas funciona a base de diesel, a continuación la tabla 1.22, muestra las especificaciones y generación de los equipos que suministran energía eléctrica al campo Sacha.

Tabla 1.22 Sistema de Generación Eléctrica del campo Sacha

GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL CAMPO SACHA							
GENERACIÓN ELÉCTRICA DE ORN CEM							
ESTACIÓN	EQUIPO	CONSUMO		CANTIDAD	POTENCIA (Kw)	POTENCIA INSTALADA (Kw)	GENERACIÓN (Kw)
		GAS	DIESEL				
		(PCD)	(GAL/DIA)				
CENTRAL	TA	800000	1100	1	1000	1000	700
	TB	1400000	4400	1	3000	3000	2500
GENERACIÓN TOTAL PRODUCIDA POR ORN CEM							3200
GENERACIÓN ELÉCTRICA RENTADA							
COMPAÑÍA	EQUIPO	CONSUMO		CANTIDAD	POTENCIA (Kw)	POTENCIA INSTALADA (Kw)	GENERACIÓN (Kw)
		DIESEL					
		(GAL/DIA)					
JUSTICE-TIME	CENTRAL	6300		7	1000	7000	6000
RS ROTH	CENTRAL	5800		5	1600	8000	6500
	PUNTUALES	5400		5	1000	5000	5000
GENERACIÓN TOTAL RENTADA POR ORN CEM							17500
GENERACIÓN TOTAL DEL CAMPO SACHA-ORN CEM							20700

FUENTE: Generación Eléctrica, Oficina de Campo, **ORN CEM.**

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL ANÁLISIS NODAL Y SISTEMAS DE PRODUCCIÓN.

2.1 INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS NODAL

El Análisis Nodal, es una de las técnicas más confiables y usadas, que permite optimizar los sistemas de producción y conocer el verdadero potencial de producción de los pozos asociados a los yacimientos del sistema total de producción, adecuando la infraestructura tanto de superficie como de subsuelo. El análisis nodal permite detectar restricciones al flujo y cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción total del sistema, mediante el análisis, diseño y evaluación.

Además permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, y consiste en dividir el sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión y evaluar el flujo del fluido a través del medio poroso, el flujo a través de la tubería vertical y horizontal, hasta llegar a los separadores. De esta manera podemos determinar las curvas de afluencia y potencial de producción de un yacimiento.

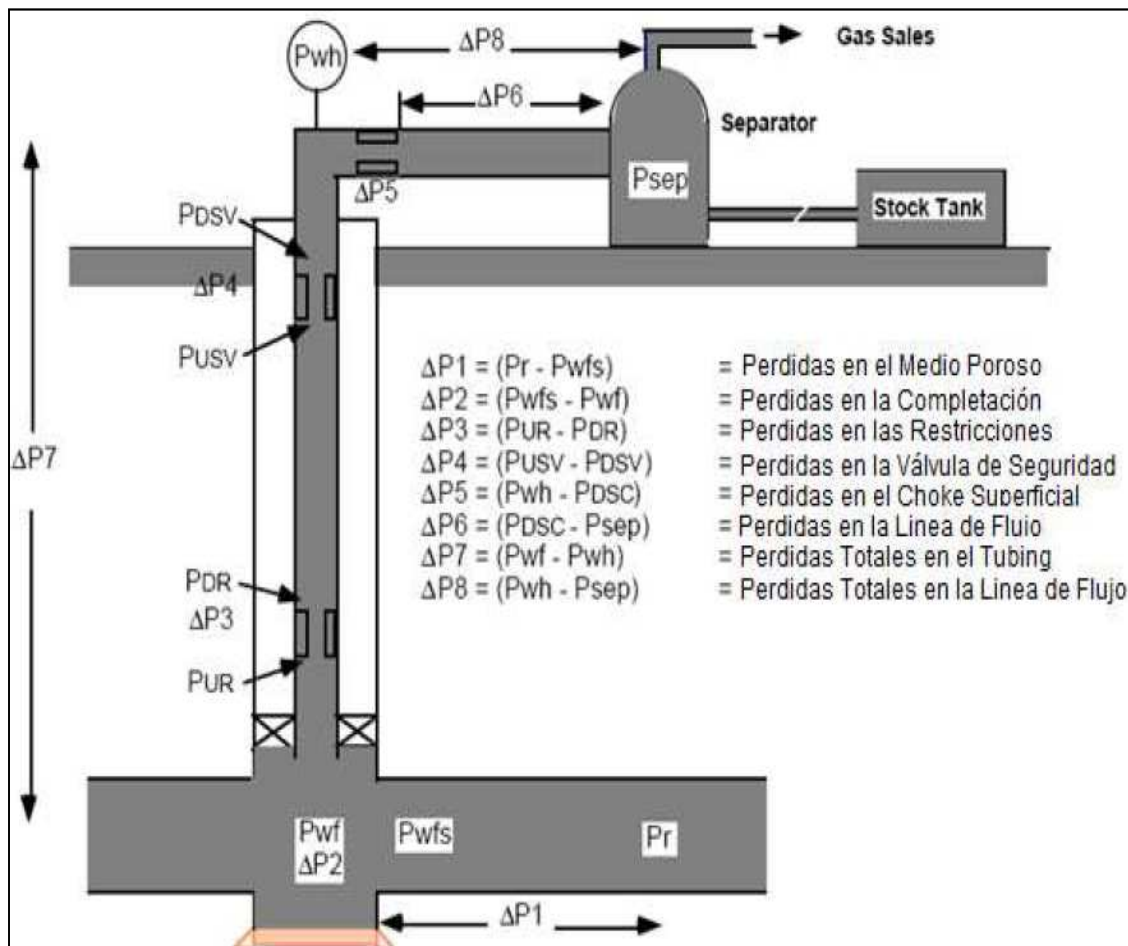
2.1.1 PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN

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

- ✓ Flujo a través del medio poroso (Yacimiento), considerando el daño ocasionado por los lodos de perforación, cemento, etc.
- ✓ Flujo a través de la tubería vertical (Aparejo de producción), considerando cualquier posible restricción como empacamientos, válvulas de seguridad, estranguladores de fondo, etc.
- ✓ Flujo a través de la tubería horizontal (Línea de descarga), considerando el manejo de estranguladores en superficie.

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula en cada uno de los componentes la caída de presión, para cada tipo de flujo, se ha desarrollado varias ecuaciones y correlaciones de flujo multifasico que predicen las caídas de presión en dichos puntos, como se muestra en la Figura 2.1.

Figura 2.1 Pérdidas de presión en un Sistema de Producción



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

Este procedimiento comprende la asignación de nodos en varias posiciones claves dentro del sistema (ver figura 2.2). Entonces, variando los caudales y empleando el método de correlación de flujo multifasico que se considere adecuado dependiendo de las características de los fluidos, se calcula la caída de presión entre dos nodos.

Después de seleccionar un nodo solución, que puede ser la presión del separador o de cabeza, las caídas de presión son adicionadas o sustraídas al

punto de presión inicial o nodo de partida, el cual generalmente es la presión estática del yacimiento, como se indica en la Figura 2.1, de esta forma se obtiene las siguientes ecuaciones:

$$\Delta P_1 = P_R - P_{wfs} : \text{Pérdida de presión en medios porosos.}$$

$$\Delta P_2 = P_{wfs} - P_{wf} : \text{Pérdida de presión en la cara del pozo.}$$

$$\Delta P_3 = P_{UR} - P_{DR} : \text{Pérdida de presión a través de las restricciones.}$$

$$\Delta P_4 = P_{USV} - P_{DVS} : \text{Pérdida de presión a través de la válvula de seguridad.}$$

$$\Delta P_5 = P_{wh} - P_{DCS} : \text{Pérdida de presión a través del estrangulador superficial.}$$

$$\Delta P_6 = P_{DCS} - P_{SEP} : \text{Pérdida de presión en la línea de flujo superficial.}$$

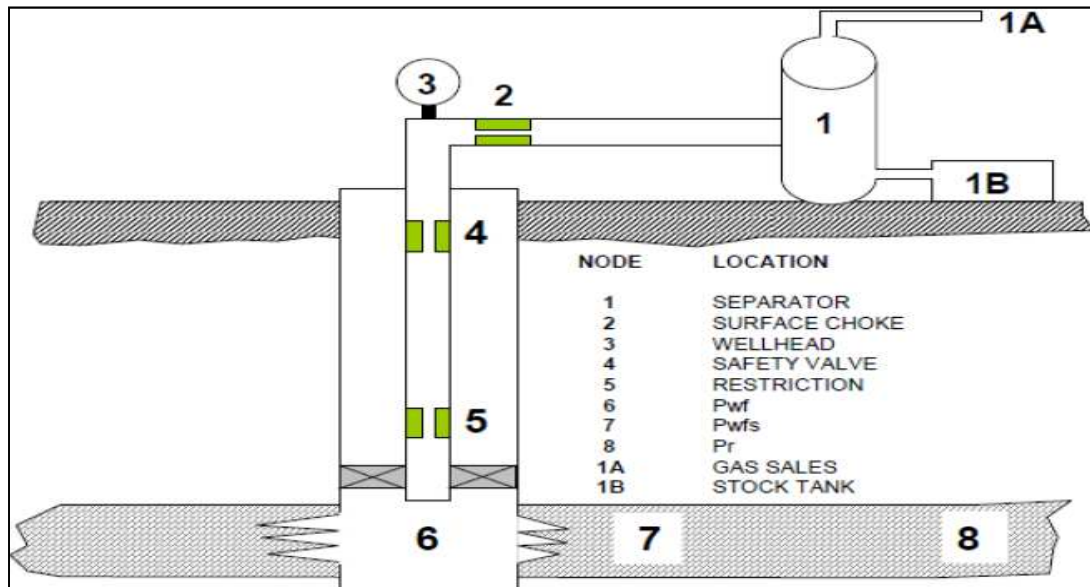
$$\Delta P_7 = P_{wf} - P_{wh} : \text{Pérdida de presión total en la entrada de la tubería de producción.}$$

$$\Delta P_8 = P_{wh} - P_{sep} : \text{Pérdida de presión total en la línea de flujo superficial incluyendo el estrangulador superficial.}$$

En un sistema de producción, se conocen siempre dos presiones, las cuales se consideran constantes para fines de cálculo, siendo estas la presión estática del yacimiento (P_{ws}) y la presión de separador en superficie (P_{sep}). Por tanto los cálculos se pueden iniciar en cualquiera de ellas, para después determinar la presión en los nodos solución intermedios, como por ejemplo al nivel de descarga de la bomba en caso de existir un sistema de bombeo electrosumergible implementado en el pozo.

Se debe tener en cuenta que para utilizar el concepto nodal, al menos se deberá conocer la presión del punto de partida. La figura 2.2, muestra el análisis de un sistema por la ubicación de nodos.

Figura 2.2 Ubicación de los nodos en un Sistema de Producción.

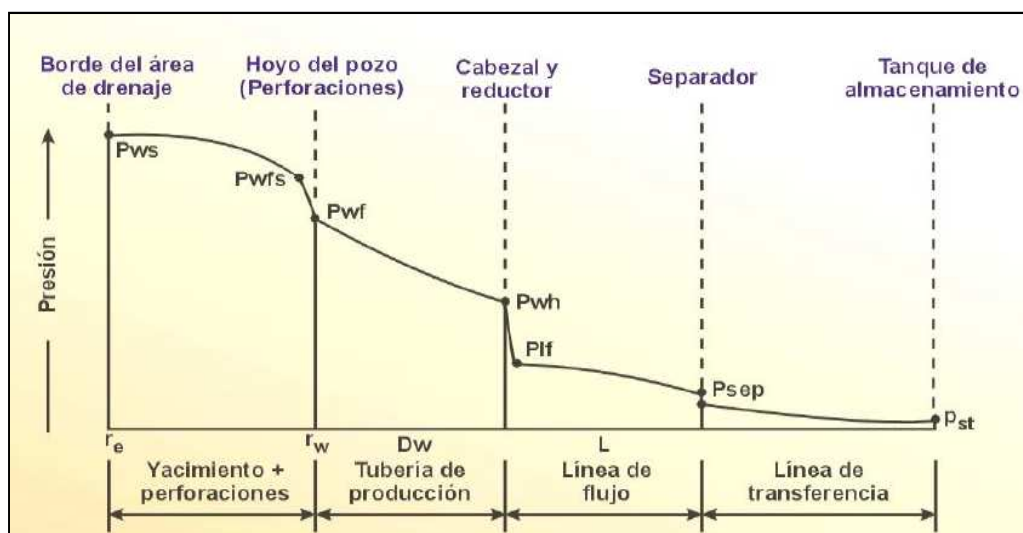


Fuente: ESP OIL Engineering Consultant, Programa de Cursos 2008

“Optimización de la producción mediante Análisis Nodal”

La Figura 2.3, ilustra las pérdidas de presión que pueden existir en el sistema de producción, y las representa en un perfil de presiones.

Figura 2.3 Perfil de presiones del sistema de producción



Fuente: ESP OIL Engineering Consultant, Programa de Cursos 2008

“Optimización de la producción mediante Análisis Nodal”

2.1.2 CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA EN EL FONDO DEL POZO: CURVAS VLP/IPR

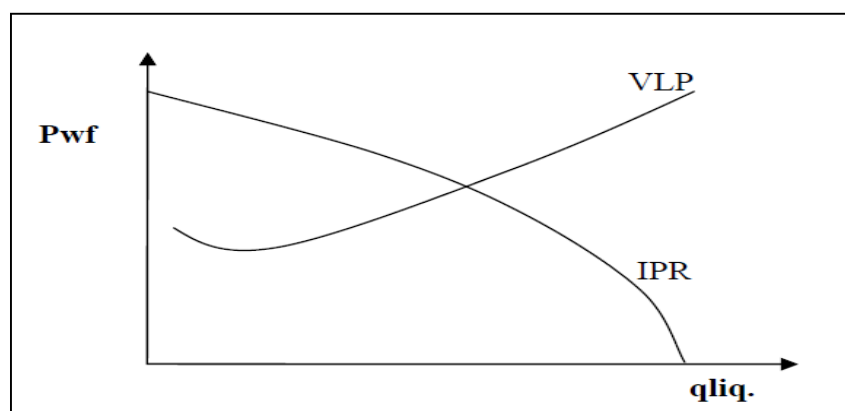
La representación gráfica de la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción se denomina curva de oferta de energía del yacimiento (Inflow Curve), y la representación gráfica de la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción se denomina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

Actualmente los simuladores permiten realizar este tipo de balance en diferentes puntos del sistema por ejemplo: en el cabezal, separador o nivel de descarga de la bomba.

Si se elige fondo del pozo como el nodo solución, que es lo más común, la curva de oferta es la IPR (Inflow Performance Relationship) y la de demanda es la VLP (Vertical Lift Performance). Existen casos donde el nodo solución se coloca a nivel de la profundidad de descarga de la bomba, en este caso la curva de oferta será la IPR más el flujo del fluido por el aparejo hasta la descarga de la bomba, mientras que la curva de demanda será el flujo del fluido desde la descarga hasta el cabezal o separador de acuerdo a la ubicación del nodo de salida.

La Figura 2.4, muestra las curvas típicas de Inflow y Outflow del sistema.

Figura 2.4 Curva Inflow y Outflow del sistema



Fuente: ESP OIL Engineering Consultant, Programa de Cursos 2008
“Optimización de la producción mediante Análisis Nodal”

2.2 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

El sistema integral de producción (SIP), es el conjunto de elementos que transporta a los fluidos del yacimiento hasta la superficie, los separa en aceite, gas y agua para su posterior envío a instalaciones, para su almacenamiento y comercialización

Cuando la presión del yacimiento disminuye, debido a la explotación de petróleo, la producción de fluidos baja hasta el momento en el cual, el pozo deja de producir por sí mismo, es decir a flujo natural, por lo que surge la necesidad de proporcionar energía adicional al pozo, para extraer los fluidos del yacimiento, a este proceso se lo conoce como levantamiento artificial.

Los sistemas de levantamiento artificial comúnmente empleados en la industria petrolera son los siguientes:

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

En el campo Sacha los métodos de levantamiento artificial mas usados son el bombeo electrosumergible y bombeo hidráulico.

2.2.1 PARÁMETROS DEL SISTEMA PRODUCTOR TOTAL.

Como se mencionó anteriormente, un sistema de producción involucra variables muy sensibles, que pueden afectar o ayudar a optimizar la producción de fluidos desde el yacimiento hacia la superficie. Estas variables están descritas a continuación:

Presión Estática, P_r . Es el punto de partida en el grafico, por lo general es una línea recta que está en función del qL .

Curva IPR de la cara de la arena: Esta línea indica la presión de fondo fluyente que existe a nivel medio de las perforaciones cuando no existen restricciones en la completación, para las diferentes tasas de flujo. Es decir, para un aporte de fluido del reservorio hacia el pozo existe un único valor de presión de fondo.

Presión de fondo fluyente, P_{wf} : Esta línea representa la presión que existe en el fondo del pozo, al nivel medio de las perforaciones.

Curva intake de la tubería de producción: Esta curva representa la presión que existe a la profundidad de la tubería de producción para una determinada tasa de fluido, también incluye las pérdidas de presión a lo largo de la tubería, válvulas de seguridad, chokes, etc.

Curva Performance del Choke: Esta curva se dimensiona para dar una tasa de flujo (q_L) con respecto a la presión del choke. Un choke, es instalado con el objetivo de reducir las tasas de producción de fluido en superficie.

Curva de Línea de flujo horizontal: Esta curva se realiza asumiendo diferentes tasas de flujo a partir del valor de presión y caudal obtenido en el choque.

Presión del separador: Es una línea recta que representa la presión que se requiere para el ingreso de una tasa de fluido al separador, por lo general en el oriente ecuatoriano tiene un valor de 20 psi a 100 psi.

Presión del tanque de almacenamiento: Es un valor constante para todas las tasas de flujo.

2.3 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

2.3.1 INTRODUCCIÓN

El bombeo electrosumergible, es un sistema de levantamiento artificial que utiliza la acción de una bomba centrífuga movida por un motor eléctrico sumergible que puede funcionar a diferentes velocidades, para imprimir al fluido del yacimiento la energía necesaria para alcanzar la superficie y ser producido.

El bombeo electrosumergible se considera un medio efectivo y económico para producir altos volúmenes de fluido a profundidades considerables, bajo una variedad de condiciones de pozo.

El sistema de Bombeo Electrosumergible es recomendado en pozos con alto índice de productividad, alta presión de fondo, alta relación agua – petróleo, baja relación gas – líquida y en casos de tener pozos con alto GOR se puede implementar manejadores de gas. Puede manejar un amplio rango de producción que va desde los 200 a hasta 90000 BFPD, trabaja a profundidades que están entre los 12000 pies y 15000 pies y puede ser usado en pozos verticales, horizontales o desviados.

El sistema de bombeo electrosumergible tiene dos componentes principales que son: Equipo de Superficie y Equipo de Fondo o Subsuelo.

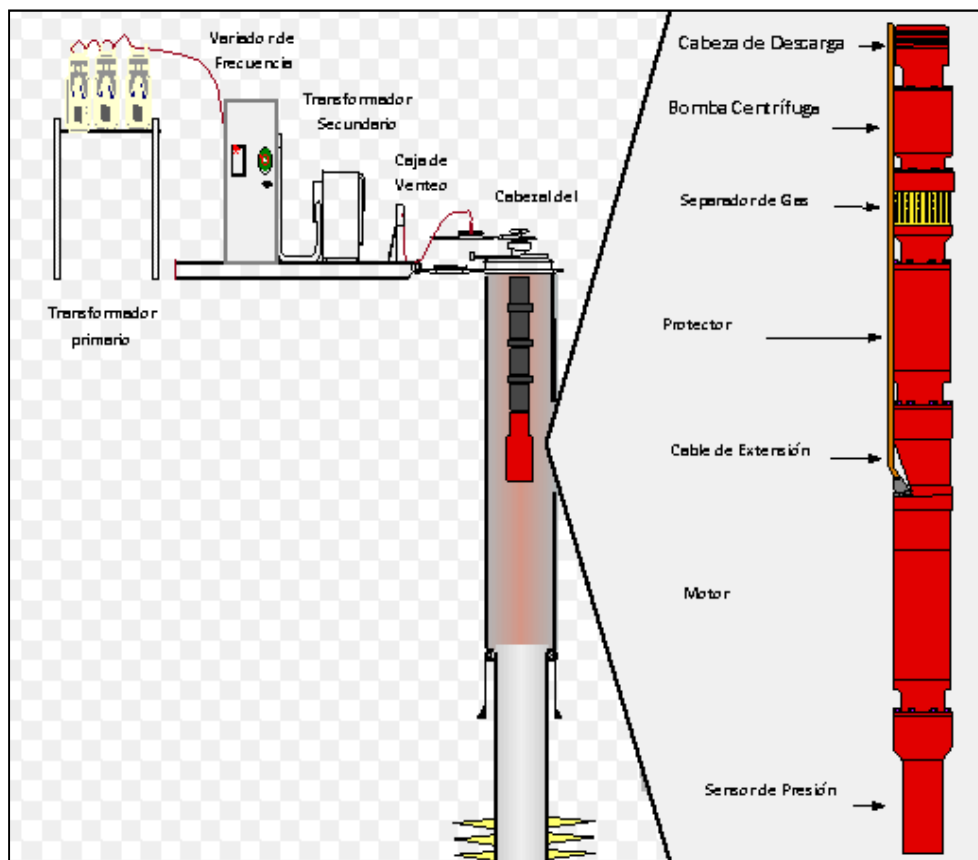
Una unidad típica de BES está constituida en el fondo del pozo por los componentes: motor eléctrico sumergible, protector, sección de entrada, bomba electrocentrífuga, cable eléctrico y de potencia. Las partes superficiales son: cabezal del pozo, cables superficial, tablero de control, caja de unión o venteo, transformador reductor y transformados elevador.

Además, se incluyen todos los accesorios necesarios para asegurar una buena operación, como son: separador de gas, protector para el cable, válvula de drenaje, válvula de contrapresión o antiretorno, centralizador y sensor de presión y temperatura de fondo,

La integración de los componentes mencionados anteriormente, es indispensable, debido a que cada uno lleva a cabo una función esencial en el sistema para obtener las condiciones de operación deseadas que permitan impulsar a la superficie los hidrocarburos.

En la figura 2.5, se muestra una grafica de los componentes que constituyen el Sistema de Bombeo Electrosumergible.

Figura 2.5 Componentes del sistema de Bombeo Electrosumergible



FUENTE: Internet (www.lacomunidadpetrolera.com)

2.3.2 COMPONENTES DEL EQUIPO DE SUPERFICIE

El equipo de superficie, suministra de energía al equipo de fondo instalado, además permite controlar su funcionamiento y monitorear las condiciones del pozo.

Los elementos principales que componen el equipo de superficie del bombeo electrosumergible son los siguientes:

- ✓ Cabezal del pozo.
- ✓ Transformadores.
- ✓ Caja de venteo.
- ✓ Cables de superficie.
- ✓ Controladores de motor (Variador de Frecuencia).

2.3.2.1 Cabezal del Pozo

El cabezal del pozo, es el equipo que se instala en la superficie del pozo. El propósito de colocar el cabezal es: brindar hermeticidad al pozo en la superficie, suspender la sarta de tubería dentro del pozo, soportar el peso del equipo de fondo instalado, monitorear y controlar altas presiones que frecuentemente se presentan en el pozo ya que soportan presiones diferenciales de hasta 10000 psi.

Además permite instalar el cable de potencia, mediante conectores, donde se realiza el empalme de los cables eléctricos de superficie y fondo, Adicionalmente el cabezal del pozo cuenta con estranguladores ajustables y válvulas de alivio. La figura 2.6, indica al cabezal de un pozo.

Figura 2.6 Cabezal del pozo



FUENTE: Pozo del Campo Sacha, SAC-121V

2.3.2.2 Transformadores

Las redes de distribución del país en los campos petroleros suministran un voltaje que está en el orden de los 13.8 kV, se debe usar los transformadores para convertir el voltaje que entrega la red de distribución, al requerido por los equipos de fondo y superficie.

El transformador reductor, es usado para suministrar el voltaje necesario al variador de frecuencia, maneja voltajes en el orden de los 480 V. El transformador elevador suministra al motor de fondo el voltaje necesario, el cual maneja potenciales en el rango de los 1000V a 4000 V.

Los motores eléctricos empleados en el bombeo electrosumergible, son trifásicos es decir de tres fases, razón por la cual se requiere un transformador trifásico o un conjunto de tres transformadores monofásicos configurados en circuito delta o estrella.

Los transformadores contienen un panel dotado de taps que permiten regular el voltaje necesario para el funcionamiento de los controladores del motor electrosumergible. Es muy importante operar a un valor de voltaje cercano al calculado, si se supera este valor se produce problemas de sobrevoltaje.

Los transformadores que componen el equipo de superficie son los siguientes:

- ✓ Transformador Reductor (primario).
- ✓ Transformador Elevador (secundario).

2.3.2.2.1 Transformador Reductor o Primario

La función principal de este transformador es reducir el voltaje que proviene de la red de distribución de 13800 V a 480 V, necesario para el funcionamiento del variador de frecuencia o del tablero de control. Se puede utilizar un transformador trifásico o un banco constituido por tres transformadores monofásicos. La figura 2.7, muestra un transformador reductor.

Figura 2.7 Transformador reductor



FUENTE: Curso Avanzado de BES (Schlumberger)

2.3.2.2.2 *Transformador Elevador o Secundario*

La función principal del transformador secundario, es elevar el voltaje que sale del variador de frecuencia (480 V), al voltaje requerido por el motor de fondo (1000 V-4000 V). Se puede utilizar un transformador trifásico o un banco constituido por tres transformadores monofásicos. La figura 2.8, muestra un transformador reductor.

Figura 2.8 Transformador elevador



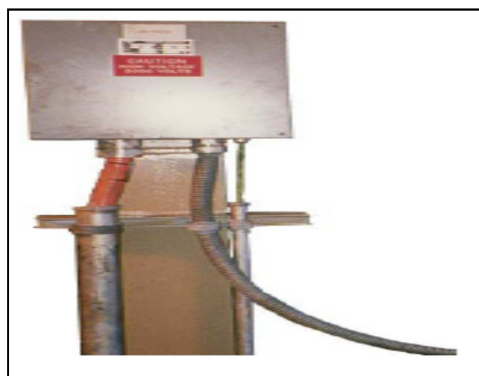
FUENTE: Transformadores RVR

2.3.2.3 Caja de Venteo

La caja de venteo o también llamada caja de unión tiene como función principal la conexión del cable de potencia que viene del tablero de control con el cable de potencia conectada al motor de fondo; además permite que desfogar el gas que haya migrada a través del cable de potencia hacia la superficie.

Adicionalmente, permite verificar los parámetros eléctricos del equipo de subsuelo, y junto a la caja es común encontrar un registrador amperímetro, el cual permite registrar de forma grafica la corriente del motor electrosumergible en las denominadas cartas amperimétricas. La figura 2.9, muestra una caja de venteo.

Figura 2.9 Caja de venteo



FUENTE: Transformadores RVR

2.3.2.4 Cable de Superficie

El cable de superficie conecta la caja de unión con el tablero de control o variador de frecuencia; además conecta la entrada del tablero de control con el lado secundario del transformador reductor.

2.3.2.5 Controlador del motor

Existen tres tipos de controladores de motor que pueden ser simples en su diseño o complejos, pero son especialmente diseñados para proteger, diagnosticar y monitorear el equipo BES. El tipo de controlador aplicarse dependerá de las necesidades operacionales del equipo de fondo, economía y

método de control que se desea aplicar. A continuación se enumera los tipos de controladores:

- ✓ Tablero de Control de Velocidad Fija
- ✓ Variador de Frecuencia (VSD)
- ✓ Arrancador Suave

2.3.2.5.1 Tablero de Control de Velocidad Fija

El tablero de control de frecuencia fija, tiene como función principal proteger al motor y cable de las descargas de alto y bajo voltaje, desbalances de corriente y arranques excesivos. El tablero contiene un botón de arranque y un fusible de protección por sobrecarga; o bien puede estar constituido por fusibles de desconexión por sobrecarga y baja carga, protectores de represionamiento de líneas, luces indicadoras de la causa de paro, amperímetro y otros dispositivos que permiten monitorear al equipo de fondo. La figura 2.10, muestra un tablero de control.

Figura 2.10 Tablero de control



FUENTE: Curso Avanzado de BES (Schlumberger)

2.3.2.5.2 Variador de Frecuencia (VSD)

El controlador del motor electrosumergible VSD (Variable Speed Driver), que se instala en la superficie del pozo entre los transformadores reductor y elevador

multi-taps, permite controlar la velocidad de un motor de inducción al variar la frecuencia y el voltaje aplicado.

Esto hace posible que, sin modificar el equipo de fondo, se pueda satisfacer un conjunto de condiciones de operación, controla la velocidad de rotación del eje en el motor electrosumergible que se encuentra axialmente acoplado al eje de la bomba centrífuga multi-etapa ubicada en el fondo del pozo.

El VSD proporciona la potencia suficiente al equipo de fondo para que éste funcione en óptimas condiciones, ofrece además numerosas opciones de protección, control y monitoreo del respectivo equipo que varían de acuerdo al fabricante.

Las ventajas del uso de un VSD son: protege al motor de bajos voltajes y desbalances, los cuales le causan un calentamiento adicional, además, un desbalance de voltaje causa vibraciones en el motor, las cuales pueden dañar el sello y/o la bomba. Optimiza el rendimiento del conjunto motor bomba controlando los parámetros de operación. Se obtiene la producción más cercana a los objetivos para el pozo.

Se optimiza el uso de la energía eléctrica mediante la operación a la máxima eficiencia posible del sistema. Se incrementa la vida útil del motor al disminuir los choques mecánicos y eléctricos asociados con un arranque directo, al disponer de arrancadores suaves. Aísla el sistema de fondo de las perturbaciones eléctricas en la red de distribución. La figura 2.11, muestra un variador de frecuencia.

Figura 2.11 Variador de frecuencia



FUENTE: Curso Avanzado de BES (Schlumberger)

2.3.2.5.3 Arrancador Suave

El arrancador suave permite controlar el arranque y apagado de los motores de fondo, es decir optimizan las secuencias de aceleración y desaceleración; adicionalmente brindan protección a los motores, es decir reducen los esfuerzos eléctricos y mecánicos que se dan cuando se arranca el equipo y permite ahorrar energía.

El arranque suave controla la cantidad de potencia entregada al motor a medida que su velocidad aumenta progresivamente. El control de la tensión permite a los arrancadores suaves parar o prender un motor de modo suave y controlado, alargando su vida útil.

2.3.3 COMPONENTES DEL EQUIPO DE FONDO

Los componentes de fondo de un sistema de bombeo electrocentrífugo, se encuentran acoplados en el subsuelo con la finalidad de obtener una operación óptima. El equipo de fondo esta acoplado a la tubería de producción, y tiene como función principal levantar la columna de fluido hasta la superficie.

Los elementos principales que componen el equipo de fondo del bombeo electrosumergible son los siguientes:

- ✓ Motor Electrosumergible.
- ✓ Protector del Motor.
- ✓ Intake o Entrada a la Bomba.
- ✓ Bomba Electrosumergible.
- ✓ Cable de Extensión.
- ✓ Cable de Potencia.

2.3.3.1 Motor Electrosumergible

El motor, es la fuente de potencia que genera el movimiento de la bomba para mantener la producción de fluidos, es colocado en la parte inferior de la tubería

de producción que recibe la energía desde una fuente superficial, a través del cable y transforma la energía eléctrica en magnética, y esta a su vez es transformada en energía mecánica, la cual es transmitida a través del eje del motor para dar movimiento a las etapas de la bomba.

El principio de operación consiste en que cuando una corriente eléctrica fluye a través de un conductor, provoca la inducción de un campo magnético en el estator, que a su vez induce una corriente en las barras de cobre de la jaula de ardilla del rotor. Estas corrientes producen un campo magnético que repele con el campo del estator provocando el giro del rotor.

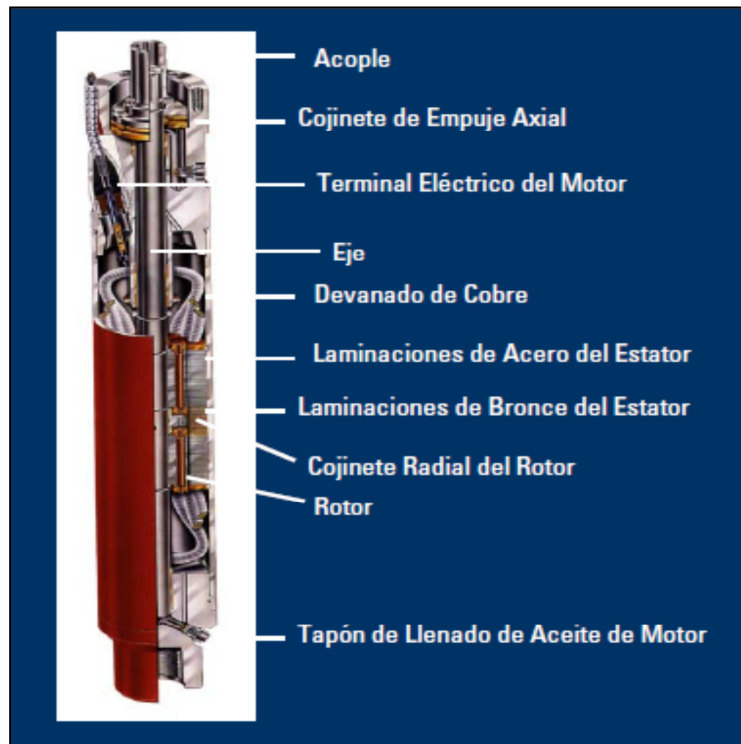
Es un motor trifásico, de inducción, tipo jaula de ardilla, de dos polos, similar a los utilizados en aplicaciones de superficie. El interior del motor se llena con aceite mineral caracterizado por su alta refinación, resistencia dieléctrica, buena conductividad térmica y capacidad para lubricar a los cojinetes. Dicho aceite, permite que el calor generado en el motor, sea transferido a la carcasa y de ésta a los fluidos de pozo que pasan por la parte externa de la misma.

Los requerimientos de amperaje pueden variar desde 12 hasta 130 amperes y se logra mayor potencia, aumentando la longitud de la sección del motor: cuando éste es sencillo, puede tener aproximadamente 30 pies de largo y desarrollar de 200 a 250 caballos de fuerza (hp), mientras que otros integrados en tándem alcanzan hasta 100 pies de largo y desarrollan 1000 (hp).

La profundidad de colocación del aparejo, es un factor determinante en la selección del voltaje del motor debido a las pérdidas de voltaje en el cable. Cuando la pérdida de voltaje es demasiado grande, se requiere un motor de más alto voltaje y menor amperaje.

Los requerimientos de voltaje de diseño y operación de los motores electrosumergibles pueden ser tan bajos como 230 voltios o tan altos como 4000 voltios. La figura 2.12, muestra un motor electrosumergible y sus partes.

Figura 2.12 Motor Electrosumergible



FUENTE: Curso Avanzado de BES (Schlumberger)

2.3.3.1.1 Componentes del Motor Electrosumergible

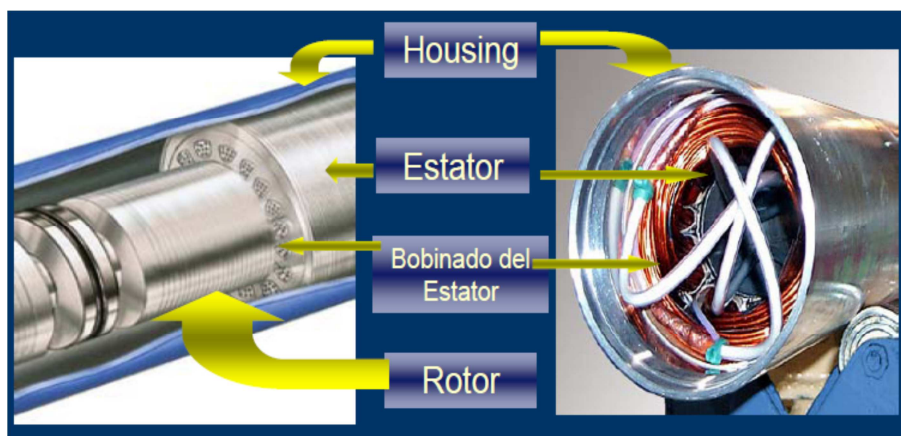
El motor electrosumergible está compuesto principalmente por:

- *Bastidor (Housing):* El bastidor, es la cubierta del motor, está provisto de roscas en ambos extremos para facilitar la instalación del cabezal y la base del motor electrosumergible, los diámetros varían según los fabricantes y principalmente del diámetro que se dispone en cada pozo.
- *Estator:* Cada estator está conformado por un núcleo y sus respectivos bobinados. El núcleo está formado de laminaciones comprimidas entre sí para asegurar una estabilidad mecánica a lo largo de todo el estator. Mientras que los bobinados por fase para cada estator interno se realiza mediante conductores de cobre revestidos de esmalte.

- *Rotor*: El rotor del motor electrosumergible, gira libremente acoplado al eje del motor
- *Eje*: el eje del motor permite la circulación de aceite dieléctrico a través de él y de los rotores para asegurar la lubricación de sus partes.

En la figura 2.13, se indica los componentes del motor electrosumergible

Figura 2.13 Componentes del motor



FUENTE: Curso Avanzado de BES (Schlumberger)

2.3.3.1.2 *Potencia Nominal del Motor*

Es la potencia máxima que genera el motor electrosumergible bajo condiciones nominales de funcionamiento como se describe en la tabla 2.1, a la frecuencia de 60 ó 50 Hz.

2.3.3.1.3 *Voltaje Nominal del Motor*

Es el voltaje necesario que se debe suministrar a los terminales del motor electrosumergible para su correcto funcionamiento. La tensión o voltaje puede variar desde los 220 V a los 5000 V.

2.3.3.1.4 Corriente Nominal del Motor

Es la corriente que circula por los bobinados del estator del motor electrosumergible en condiciones nominales de funcionamiento, si la corriente es menor, el motor no se encuentra totalmente cargado, mientras que si la corriente es mayor a la nominal el motor se encuentra sobrecargado, condiciones de baja y sobre carga se deben corregir rápidamente para que el motor no sufra daños mecánicos o eléctricos o deje de funcionar. Los requerimientos de la corriente pueden variar de 12 a 140 A.

2.3.3.1.5 Selección del Motor

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

Si por alguna razón, el sistema demanda una potencia mayor a la del motor más grande para una serie determinada, estos pueden montarse en tándem de dos o más motores, duplicando o triplicando la potencia. Al realizar combinaciones de más de un motor, es importante mantener el mismo amperaje de placa en todas las piezas. También es recomendable mantener misma potencia y mismo voltaje.

Adicionalmente la selección de un motor electrosumergibles depende de:

- ✓ Porcentaje de carga a la cual va a trabajar.
- ✓ Temperatura operativas
- ✓ Profundidad del equipo.
- ✓ Características del fluido
- ✓ Ambiente químico, presencia de corrosivos y carbonatos.

2.3.3.1.6 Serie del Motor

Los motores se clasifican según su serie, la cual está directamente relacionada con el diámetro externo del motor. La tabla 2.1, indica los diámetros externos de cada serie y los requerimientos de la potencia a 50 Hz y 60 Hz.

Tabla 2.1 Series de los motores

SERIE DE MOTOR	DIÁMETRO (pulg)	HP a 50 Hz	HP a 60 Hz
375	3.75	6.3 - 106.3	7.5 - 127
456	4.56	8.5 - 250	10 - 300
540	5.40	16.5 - 625	25 - 750
563	5.63	25 - 1000	30 - 1200
738	7.38	167 - 850	200 - 1020

FUENTE: Curso Avanzado de BES 2006, REDA

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

2.3.3.1.7 Tipo de Motor

Los tipos de motores se distinguen por su nomenclatura, se designan con dos letras. La primera letra, es un código que provee información relacionada con la capacidad de trabajo; mientras que la segunda letra provee información sobre el tipo de aislamiento.

La tabla 2.2 y 2.3, indican la capacidad de trabajo y tipo de aislamiento respectivamente.

Tabla 2.2 Capacidad de trabajo de los motores

LETRA	CAPACIDAD DE TRABAJO	POTENCIA	TEMPERATURA (°F)
R	Óptimo	Variable	400
P	Alto rendimiento	Fija	250-BHT
H	Hotline	Fija	450
M	Intermedia	Fija	300-BHT
S	Estándar	Fija	250-BHT

FUENTE: Curso Avanzado de BES, 2006

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

Tabla 2.3 Tipo de aislamiento de los motores

LETRA	TIPO DE AISLAMIENTO
K	Devanado convencional
X	Material sin barniz

FUENTE: Curso Avanzado de BES, 2006

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

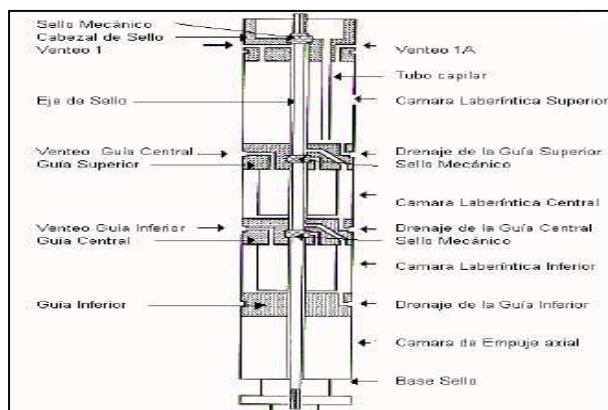
2.3.3.2 Protector del Motor

El protector, es un componente sellante que típicamente se instala entre el motor y la bomba o separador de gas en caso de existir. Las principales funciones del protector son:

- ✓ Acoplar el motor a la bomba, transmitir el torque a través del eje.
- ✓ Proveer capacidad de almacenamiento para la expansión y contracción del aceite del motor debido a los cambios de temperatura
- ✓ Mantener los fluidos del pozo fuera del motor.
- ✓ Absorber empuje ascendente o descendente
- ✓ Igualar presiones entre el motor y el pozo

El protector consiste de una cabeza, base, sección de sello (tipo laberinto o bolsa) y un eje. La figura 2.14, muestra un protector y sus partes.

Figura 2.14 Partes de un protector



FUENTE: Curso Avanzado de BES (Schlumberger)

2.3.3.2.1 Tipos de Cámara de Sello

Los protectores pueden tener dos tipos de arreglos mecánicos denominados cámaras. Estas cámaras pueden ser de dos tipos, que se describen a continuación:

- ✓ Tipo laberintico.
- ✓ Tipo Bolsa (Sello Positivo).

2.3.3.2.1.1 Tipo Laberintico

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 aún cuando estén en contacto directo y posee las siguientes características:

- ✓ Diseño de Tubo en U
- ✓ El nivel de fluido sube o baja según las condiciones, para balancear la presión
- ✓ No recomendable en pozos horizontales o altamente desviados

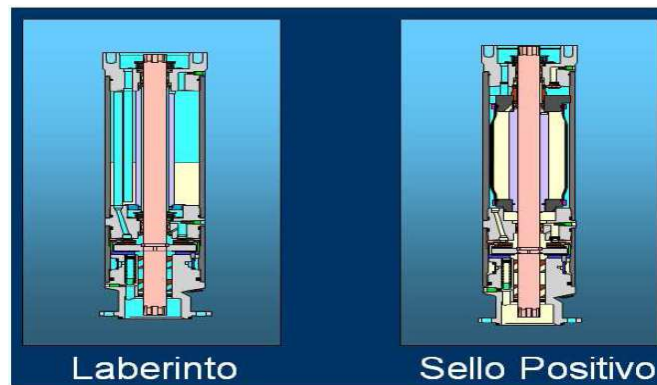
2.3.3.2.1.2 Tipo Bolsa (Sello Positivo)

Su función principal, es separar el fluido del pozo del aceite del motor, mediante una barrera física.

Esta barrera física, es una bolsa hecha de un elastómero que cambia de volumen según las condiciones y mantiene los fluidos separados. La bolsa mantiene el fluido del pozo en el exterior y el aceite limpio en el interior del motor. Y son perfectamente aplicables en pozos horizontales o altamente desviados.

La figura 2.15, muestra los dos tipos de cámara de los protectores

Figura 2.15 Tipos de cámara del protector



FUENTE: Curso Avanzado de BES (Schlumberger)

2.3.3.2.2 *Protectores Modulares y Tipos de Conexión*

Los protectores modulares, son una combinación de protectores tipo laberinto y de sello positivo, utilizados para cubrir necesidades en aplicaciones específicas. El protector modular, se denomina de acuerdo al número y tipo de cámaras que tenga y a la forma en la que estas estén conectadas, que pueden ser en:

- ✓ *Serie:* Su configuración, es una cámara después de la otra. El fluido que entra en la cámara inferior, primero debe desplazar el aceite de la cámara superior; además sirve como seguro en caso de que la primera cámara falle.
- ✓ *Paralelo:* Este tipo de configuración, es útil en motores con altos requerimientos de HP, ya que necesitan una capacidad volumétrica de expansión mucho mayor debido a que tienen más aceite.

El interior del motor se llena con un aceite mineral caracterizado por su alta refinación, resistencia dieléctrica, buena conductividad térmica y capacidad para lubricar los componentes del motor. La nomenclatura usada para denominar la conexión de los protectores comienza desde la cabeza hacia la base, y es nombrada de acuerdo al tipo de cámara de sello utilizada, a continuación se detalla la nomenclatura

- ✓ B: Cámara tipo Bolsa.
- ✓ L; Cámara tipo laberinto.
- ✓ P: Conexión Tipo paralelo.
- ✓ S: Conexión Tipo serie.
- ✓ HL: Cojinete de alta carga.

A modo de ejemplo, si se dispone de un protector cuya nomenclatura es LSB, significa que el protector está configurado desde la cabeza con una cámara tipo laberinto conectada en serie a otra cámara tipo Bolsa.

2.3.3.3 Intake o Entrada a la Bomba

El Intake, es la puerta de acceso de los fluidos del pozo hacia la bomba, para que esta pueda desplazarlos hasta la superficie. Existen dos tipos básicos de succiones o intake de bombas:

- ✓ Las succiones estándar.
- ✓ Los separadores de Gas.

Las succiones estándar solamente cumplen con las funciones de permitir el ingreso de los fluidos del pozo a la bomba y transmitir el movimiento del eje en el extremo del sello al eje de la bomba. Este tipo de intake no realiza ninguna separación de los fluidos. La figura 2.16, indica un intake convencional.

Figura 2.16 Intake convencional



FUENTE: Curso Avanzado de BES (Schlumberger)

2.3.3.4 Separadores de gas

Los separadores de gas, son un tipo de intake que además de permitir el ingreso de fluidos al interior de la bomba, tienen la finalidad de eliminar la mayor cantidad del gas contenido en estos fluidos. Su uso es opcional y se emplea cuando se prevé alta RGP. El separador de gas es un componente opcional del aparejo construido integralmente con la bomba, normalmente se coloca entre ésta y el protector.

Sirve como succión o entrada de fluidos a la bomba y desvía el gas libre de la succión hacia el espacio anular.

El uso del separador de gas permite una operación de bombeo más eficiente en pozos gasificados, reduce los efectos de disminución de capacidad de carga en las curvas de comportamiento, evita la cavitación y las fluctuaciones cíclicas de carga en el motor producido por la severa interferencia de gas

2.3.3.4.1 Tipos de Separadores de Gas

Se usan dos tipos de separadores de gas, que se diferencia en la forma como el fluido y gas son separados:

- ✓ Separadores Estáticos
- ✓ Separadores Dinámicos.

2.3.3.4.1.1 Separadores de gas Estáticos

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

2.3.3.4.1.2 Separadores de gas Dinámicos

En este tipo de separadores los fluidos entran por la base del separador a una cámara donde son centrifugados con un inductor que termina en “aspas rectas”. Los fluidos más pesados se desplazan hacia la parte externa y el gas se queda en el centro. Por medio de un desviador (by-pass) el gas pasa al espacio anular y el líquido a la bomba.

La figura 2.17, indica a los dos tipos de separadores anteriormente mencionados.

Figura 2.17 Separador Dinámico y Estático



FUENTE: Curso Avanzado de BES (Schlumberger)

2.3.3.4.2 Eficiencia de los Separadores de Gas

La eficiencia de los separadores de gas, se cuantifica en base a la cantidad de gas libre separado, como se expresa en la siguiente ecuación:

$$\text{Eficiencia de SEP GAS (\%)} = \frac{\text{Gas libre separado}}{\text{Gas libre disponible}} \quad \text{Ec (2.1)}$$

La eficiencia del separador de gas, es compleja de determinar, ya que intervienen varios factores como: la composición del gas y fluido; velocidades de los fluidos y patrón de flujo, que afectan directamente a la selección adecuada del equipo y como consecuencia a la eficiencia. En la tabla 2.4, se indica valores promedios de eficiencia para los diferentes tipos de separadores.

Tabla 2.4 Eficiencia de los separadores de gas

Tipo de Separador	Eficiencia de Separación (%)	Gas que ingresa a la bomba (%)
Dinámico	80-95	5-20
Estático	25-50	50-75
Intake Convencional	0-20	80-100

FUENTE: Curso Avanzado de BES 2006, REDA

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

2.3.3.5 Bomba Electrosumergible

2.3.3.5.1 Introducción y Principio de Funcionamiento

El componente más importante del Bombeo Electrosumergible, es sin duda la bomba de tipo centrífugo de múltiples etapas y el número de estas depende de cada aplicación específica. El número de etapas determina la capacidad de levantamiento y la potencia requerida para ello.

Cada etapa consiste de un impulsor (dinámico) y un difusor (estático). El impulsor consiste en una serie de alabes que proporcionan energía cinética al fluido y el difusor, es una serie de cámaras de diferente área que convierten la energía cinética de fluido en presión.

La potencia proviene de un motor eléctrico instalado en profundidad. La energía eléctrica requerida es transportada desde superficie hacia el motor de

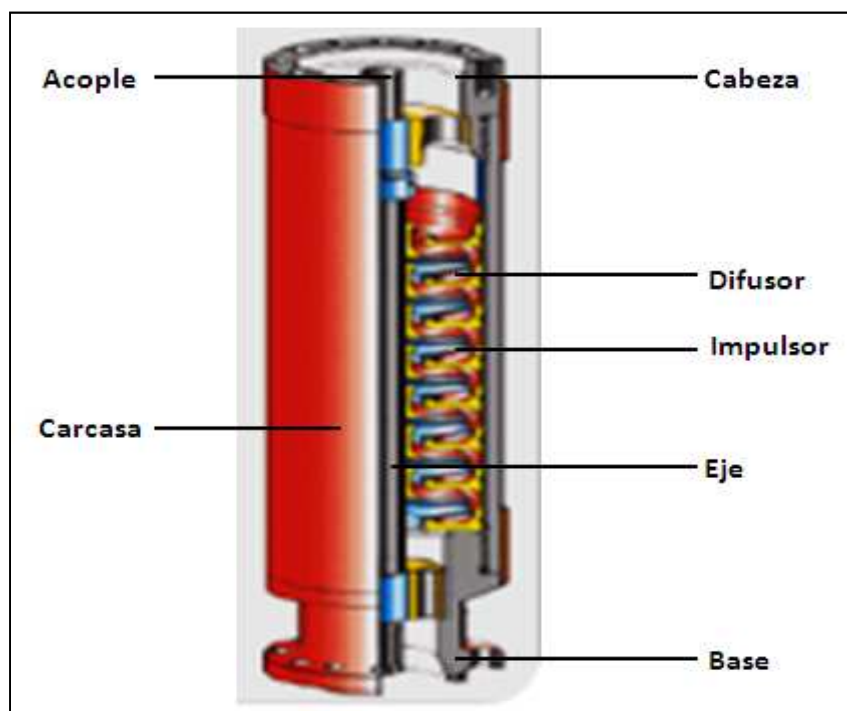
subsuelo mediante un cable eléctrico fijado a la parte externa de la tubería de producción.

El empuje hacia el fluido de producción es realizado por el impulsor, el cual, imparte un movimiento tangencial y radial al fluido, incrementando así su energía cinética. El difusor recibe el fluido de alta velocidad y reduce ligeramente dicha velocidad antes de enviarlo hacia el impulsor de la próxima etapa de bombeo. Este aumento en la energía cinética es convertido en presión.

El proceso de conversión tiene usualmente una eficiencia de entre 50 y 80 %, para las bombas centrífugas de subsuelo. Estas, son bombas de desplazamiento dinámico, en las que la cabeza dinámica total desarrollada (Total Dynamic Head, TDH), es una función de la tasa de flujo y el número de etapas de la bomba.

La figura 2.18, ilustra una bomba centrífuga multietapas y sus partes.

Figura 2.18 Bomba Centrífuga



FUENTE: Curso Avanzado de BES 2006, REDA

2.3.3.5.2 Componentes de la Bomba Centrífuga

El impulsor y difusor son conjuntamente indispensables, que acoplados al eje dentro del housing de la bomba determinaran cuan eficiente puede llegar a ser. A continuación se describe la función principal de cada uno.

- ✓ *Impulsor:* Su función es imprimir energía cinética, es decir velocidad al fluido
- ✓ *Difusor:* Su función es convertir la energía cinética en energía potencial, para permitir que el fluido llegue a superficie.
- ✓ *Etapas:* Se denomina al conjunto de un impulsor y un difusor.
- ✓ *Eje o Housing:* El número de etapas requeridas según el diseño, se ensamblan sobre un eje, y se alojan en un housing de un tamaño adecuado para este número específico de etapas

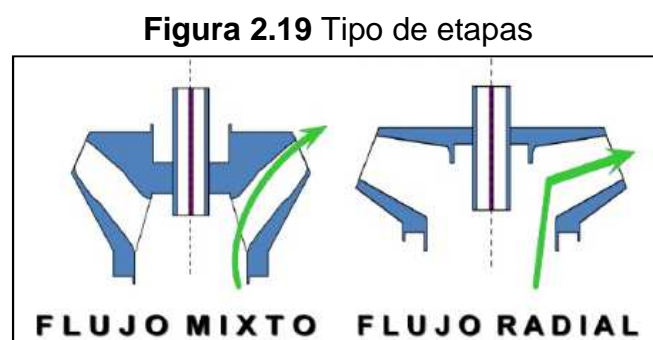
2.3.3.5.2.1 Tipos de Etapas

Las etapas pueden ser de flujo radial o de flujo mixto. A continuación se describan cada una de ellas.

Flujo radial: Tiene los ángulos de los álabes cercanos a 90 grados. Este tipo de etapas es más utilizado en aplicaciones de bajo caudal

Flujo Mixto: Tiene los ángulos de los álabes cercanos a 45 grados. Este tipo de etapa es más utilizado en aplicaciones de alto caudal.

La figura 2.19, muestra el tipo de etapas



FUENTE: Internet (www.scribd.com).

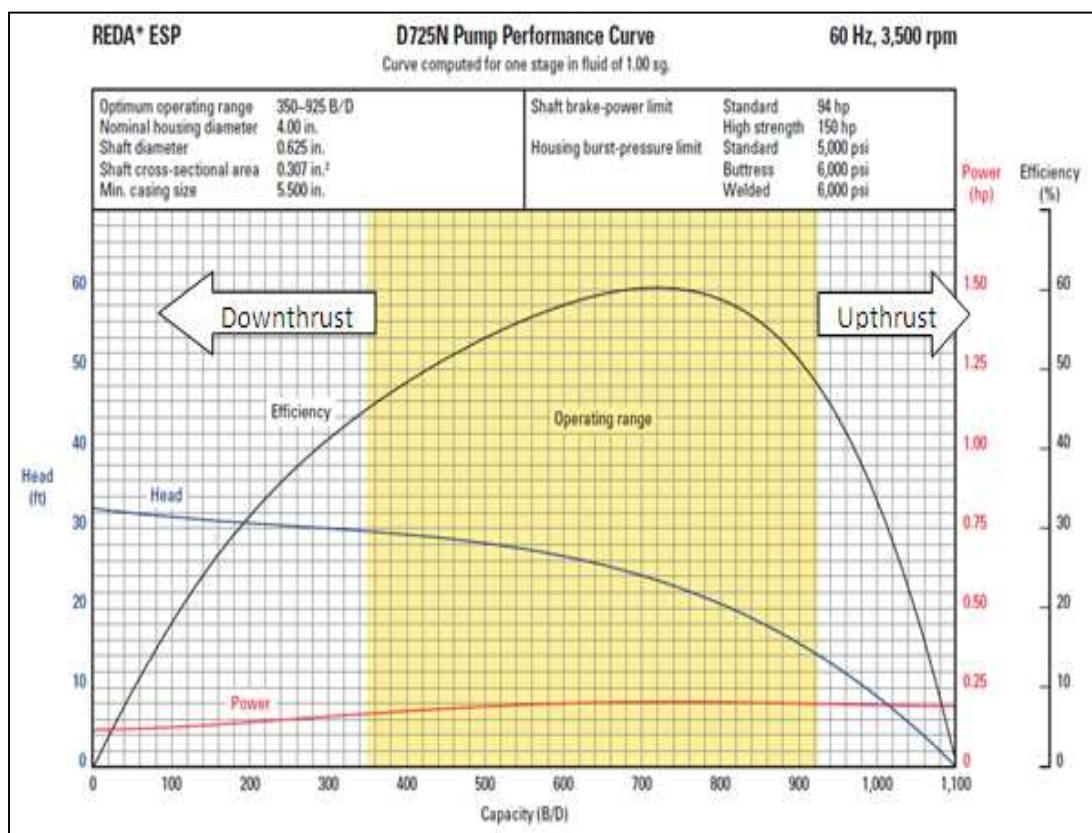
2.3.3.5.3 Tipo de Construcción de Bombas

- *Construcción Tipo Flotante:* Cada impulsor, es libre de moverse hacia arriba y hacia abajo en el eje como si “flotara” en el eje.
- *Construcción Tipo 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.

2.3.3.5.4 Análisis de las curvas de comportamiento

La curva de comportamiento de la bomba electrosumergible, permite conocer las características de funcionamiento de la bomba, como se indica en la figura 2.20.

Figura 2.20 Curva de rendimiento de la Bomba D725N



FUENTE: REDA, ESP Catalog

En la figura 2.20, se observa las curvas que se describen a continuación:

La Curva de Altura de la Columna o Head Capacity: Indica la altura de fluido que cada etapa puede levantar, en función de los barriles por día que la bomba extrae del pozo. Se puede observar en el gráfico, que a medida que aumenta el caudal, la altura de la columna total se reduce.

La Curva de Potencia al Freno o Brake Horse Power (BHP): Indica la potencia en HP (Horse Power), que requiere cada etapa para tener el caudal necesario para levantar el fluido (BPD).

La Curva de Eficiencia: Indica como varía la eficiencia de la bomba electrosumergible, hasta un valor máximo de barriles por día (punto de máxima eficiencia), que la bomba puede extraer del pozo.

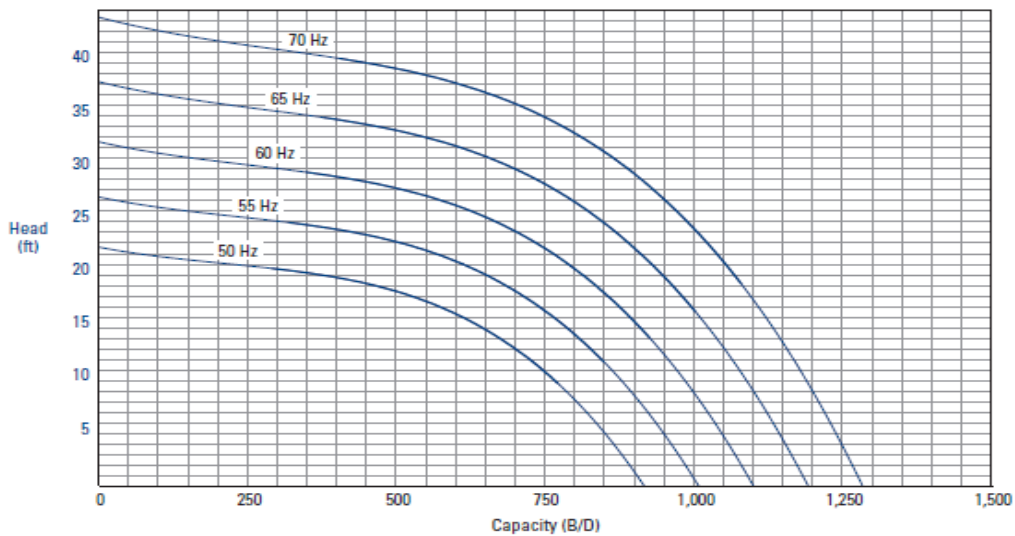
Para las curvas anteriormente mencionadas, existen tres zonas operacionales, que son: Zona de empuje descendente, Rango operativo y Zona de empuje ascendente.

Zona de empuje descendente: El movimiento rotatorio de los impulsores hace que las etapas soporten un empuje hacia abajo llamado "DOWNTHRUST" (funcionamiento de la bomba hacia la izquierda del punto de máxima eficiencia). En esta etapa la tasa de flujo es menor y la bomba puede sufrir desgaste, ya que las arandelas de empuje descendente hacen contacto con el difusor, y el Thrust Bearing del protector soporta mayor carga, provocando un desgaste sustancial.

Rango operativo: Es la zona donde la Bomba opera con máxima eficiencia.

Zona de empuje ascendente: El movimiento rotatorio de los impulsores hace que las etapas soporten un empuje hacia arriba llamado "UPTHRUST" (funcionamiento de la bomba hacia la derecha del punto de máxima eficiencia)

Cuando se tiene un funcionamiento con condiciones de frecuencia variable, la cantidad de barriles por día (BFPD) que la bomba puede extraer del pozo, sigue el comportamiento de las "Curvas Tornado", que se observan en la figura 2.21.

Figura 2.21 Curva Tornado de la Bomba D725N

FUENTE: REDA, ESP Catalog

2.3.3.5.5 Nomenclatura

Los diferentes fabricantes de bombas electrosumergibles tienden a identificarlas con letras y números, que indican especificaciones como diámetro, serie, diámetro mínimo del revestidor como se describe en la tabla 2.5.

Tabla 2.5 Nomenclatura de las Bombas

TIPO	SERIE	DIÁMETRO EXTERNO (PULG)	DIÁMETRO MÍNIMO DE REVESTIDOR (PULG)
A	338	3.38	4 ½
D	400	4	5 ½
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 ¾
N	950	9.5	11 ¾

FUENTE: Curso Avanzado de BES, SLB

A modo de ejemplo, si se dispone de una bomba DN1300 de la serie 400, se define de la siguiente manera:

- ✓ D: indica 4 pulg de diámetro externo.
- ✓ 1300: tasa de flujo en el punto de máxima eficiencia.
- ✓ N: material de la etapa, en este caso es Ni-Resist. Si no hay la letra “N” en la descripción el material es Ryton.

2.3.3.6 Cable de Potencia

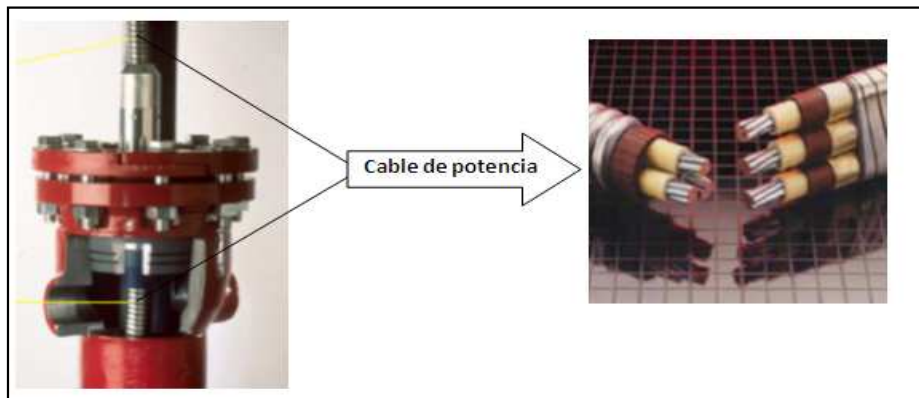
La potencia, es transmitida al motor electrosumergible por una línea de cable eléctrico trifásico que va adherido a la tubería de producción, éste cable debe ser pequeño en diámetro y es generalmente llamado cable de potencia.

Los cables de potencia usan conductores de cobre solido que deben ser aislados. Existen dos clases de cable redondo y plano; los cables de configuración redonda se usa cuando hay suficiente espacio anular y el cable de configuración plana se debe utilizar cuando hay límites de espacio anular, dependen de la geometría del pozo y condiciones de temperatura. El cable adecuado para una aplicación determinada, se selecciona teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- ✓ Propiedades eléctricas.
- ✓ Dimensiones físicas.
- ✓ Resistencia al ambiente de operación.
- ✓ Resistencia mecánica.
- ✓ Temperatura.
- ✓ Condiciones de manejo.
- ✓ Espacio disponible.

La figura 2.22, muestra el cable de potencia tradicional

Figura 2.22 Cable de potencia



FUENTE: Curso Avanzado de BES, 2006

2.3.3.6.1 Componentes del Cable de Potencia

Conductor: El cable de potencia tiene tres conductores, que generalmente son de cobre, pero que en otros casos puede ser aluminio. Estos se extienden desde el cabezal hasta el fondo, donde se encuentra el motor. El tamaño depende del amperaje requerido por el motor y de la caída de voltaje, que no debe superar los 50 V por cada 1000 pies.

Aislante: Su función, es aislar a los conductores, para su correcto funcionamiento. Existen dos tipos de aislantes: Termoplástico y Termoset. La aplicación de cada uno de ellos dependerá de su punto de fusión, rango de temperatura de aplicación, resistencia al fluido, propiedades eléctricas y costo.

Barrera: Su función principal, es proteger al aislante y su selección se debe a las condiciones de temperatura, ambiente químico presente y manejo de gas. El material más usado es el plomo que soporta temperaturas de hasta 550 °F.

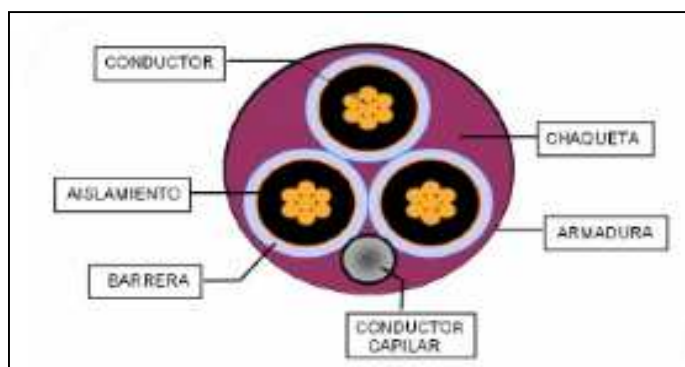
Chaqueta: Crear un ambiente de hermeticidad a los conductores del cable. Los diferentes tipos de envoltura son: polietileno de alta densidad (185 °F), nitrilo 1 (350 °F), nitrilo 2 (350 °F), nitrilo 3 (350 °F) y el más resistente denominado EDMP (350 °F).

Armadura: Evita el contacto con el fluido del pozo, el material más usado es el acero galvanizado.

tubo de inyección (Opcional): Dentro de las aplicaciones del cable de potencia en el sistema BES, actualmente en la industria se tiene la opción de instalar el cable de potencia con un tubo capilar o 2 tubos capilares, lo cual facilita la inyección de productos químicos tales como anticorrosivos, diluyentes, antiespumantes, antiescala (incrustaciones) etc., desde la superficie.

El tubo capilar, es usado cuando existen problemas en la formación de asfáltenos, parafinas, formación de incrustaciones, producción de petróleo con alto corte de agua, petróleos pesados, etc.

Figura 2.23 Componentes del cable de potencia



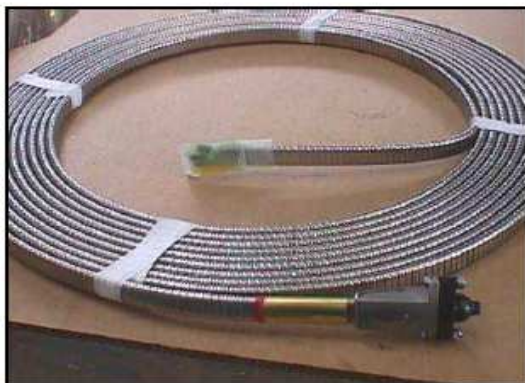
FUENTE: Curso Avanzado de BES, 2006

2.3.3.7 Cable de Extensión (Motor Lead Extensión)

La extensión de cable plano, es una cola de cable de características especiales que en uno de sus extremos posee un conector especial para acoplarlo al motor. En el otro extremo este se empalma al cable de potencia. La diferencia entre ambos es que este posee las mismas propiedades mecánicas y eléctricas que los cables de potencia, pero son de un tamaño inferior.

El cable de extensión, es instalado a lo largo del equipo de fondo, que va desde la ficha de conexión o Pothead con el motor, hasta la descarga de la bomba, donde se acopla con el cable de potencia. La Figura 2.24, indica un cable de extensión.

Figura 2.24 Cable de extensión



FUENTE: Baker Centrilift.

2.3.4 ACCESORIOS ADICIONALES DE FONDO

Los accesorios adicionales implementados en el fondo con el equipo BES, son usados acorde a los diferentes requerimientos. A continuación se enumeran los equipos más usados:

- ✓ Sensor de Fondo.
- ✓ Válvulas de Drenado o de Purga.
- ✓ Válvulas de Retención o Check.
- ✓ Centralizador.
- ✓ Protectores de Cable.
- ✓ Y-Tools
- ✓ Flejes.

2.3.4.1 Sensor de Fondo

El sensor de fondo, es un equipo que se coloca acoplado en la parte final del motor. Este sistema está compuesto por una unidad de lectura de superficie, un dispositivo sensor de presión y/o un instrumento sensor de temperatura colocado en la tubería de producción.

El sensor de fondo, está conectado a la unidad de lectura de superficie, a través de los bobinados del motor y el cable de potencia. El sensor puede registrar la presión de la parte interna de la tubería de producción, o la presión

de entrada a la bomba, llamada presión fluyente en el punto de ubicación de la bomba.

El sensor de presión, es activado por el nivel del fluido o la presión de gas en el pozo. Se calibra automáticamente cuando se dan cambios de temperatura, a intervalos específicos. Durante este tiempo las lecturas de presión y temperatura permanecen inalterables en pantallas, permitiendo la realización de registros manuales. La figura 2.25, muestra un sensor de fondo.

Figura 2.25 Sensor de fondo



FUENTE: Curso Avanzado de BES, 2006

2.3.4.2 Válvulas de Drenado o de Purga

La válvula de drenaje esta generalmente ubicada por encima de la válvula de retención, como factor de seguridad para cuando se requiera circular el pozo del anular a la tubería de producción.

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

La figura 2.26, muestra una válvula de drenaje.

Figura 2.26 Válvula de drenaje



FUENTE: Baker Centrilift.

2.3.4.3 Válvulas de Retención o Check

La válvula de retención, se coloca por lo general a un mínimo de 6 u 8 uniones por arriba de la bomba. Esta válvula permite el flujo en sentido ascendente, de manera que cuando el motor deja de trabajar, impide el regreso de la columna de fluidos y evita el giro de la flecha de la bomba en sentido contrario, lo cual la dañaría.

La figura 2.27, muestra una válvula de retención.

Figura 2.27 Válvula de retención



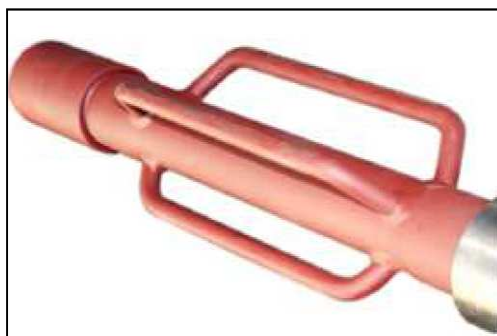
FUENTE: Baker Centrilift.

2.3.4.4 Centralizador

Como su nombre indica, se utilizan para centrar el motor, la bomba y el cable durante la instalación. Se utilizan en pozos ligeramente desviados, para mantener el motor centrado y así permitir un enfriamiento adecuado.

También evitan que el cable se dañe por roce con el revestidor, a medida que es bajado en el pozo. Al utilizar centralizadores se debe tener cuidado de que estos no giren o muevan hacia arriba o hacia abajo la tubería de producción. La figura 2.28, muestra un centralizador.

Figura 2.28 Centralizador



FUENTE: Curso Avanzado de BES, 2006

2.3.4.5 Protectores de Cable

Su función principal, es proteger al cable de potencia por medio de un blindaje mecánico, y su aplicación es útil en pozos desviados. Los materiales empleados para la construcción de los protectores son: hierro colado y acero común o inoxidable. Existen diferentes tipos de protectores: protectores unos son utilizados para proteger el cable en las uniones de la tubería de producción; y otros se instalan en medio de cada tubo de producción para suministrar protección adicional.

2.3.4.6 Flejes o Bandas de Cable

Se utilizan para fijar el cable de potencia a la tubería de producción durante la instalación, y el cable de extensión del motor al equipo. Las bandas se fabrican de tres materiales distintos:

- ✓ Bandas de acero negro, se utilizan en pozos donde no exista corrosión.
- ✓ Bandas de acero inoxidable, se usan en pozos moderadamente corrosivos.
- ✓ Bandas de monel, se usan en ambientes corrosivos.

2.3.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.

2.3.5.1 Ventajas

- ✓ El sistema brinda una gran flexibilidad y versatilidad.
- ✓ Maneja amplio rangos de volúmenes
- ✓ Se implementa tanto en pozos verticales, horizontales o desviados.
- ✓ Amplia confiabilidad en operaciones Offshore.
- ✓ Opera bajo condiciones extremas (temperatura, corrosión y abrasión) con la construcción y utilización de materiales especiales.
- ✓ La utilización de variadores amplía el rango de aplicación de un mismo equipo.
- ✓ Se puede tener información en tiempo real sobre su funcionamiento, mediante los VSD.
- ✓ Levanta grandes volúmenes de fluido con un alto corte de agua.
- ✓ Alta eficiencia, alrededor del 70 %.

2.3.5.2 Desventajas

- ✓ Inversión inicial relativamente alta, en comparación con otro tipo de sistemas de levantamiento.
- ✓ Altos GOR pueden afectar el funcionamiento del equipo, no se recomienda su aplicación en pozos con alto GOR.
- ✓ Alto contenido de sólidos puede causar un rápido desgaste y disminución en el run life.
- ✓ Altos dog leg alteran la instalación y operación.
- ✓ Para realizar reparación de sus componentes, es necesario sacar todo el equipo por medio de una torre de reacondicionamiento.
- ✓ Se requiere suministro de energía eléctrica continuo ya que su consumo es elevado.
- ✓ Los cables se deterioran al estar expuestos a altas temperaturas

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS QUE PRODUCEN A LA ESTACIÓN SACHA NORTE-2.

En este capítulo, se realiza una descripción de los pozos que fluyen por Bombeo Electrosumergible hacia la estación Sacha Norte-2 al 31/08/2012. Se procede a la selección de los pozos candidatos para el incremento de producción de petróleo, mediante consideraciones técnicas.

Las consideraciones técnicas que se toman en cuenta son: reservas remanentes, potencial del pozo (Índice de productividad), presión del reservorio, presión de fondo, BSW, presión de intake, etc. Todos los parámetros mencionados, se obtienen, mediante la recopilación confiable de pruebas de restauración, historiales de reacondicionamiento, historiales de producción y reportes semanales de la BES.

Finalmente, se realiza el análisis nodal en la bomba electrosumergible de los pozos seleccionados, mediante el uso del software Subpump, se realiza la comparación de la producción al 31/08/2012 y el comportamiento ideal; se analiza el comportamiento de la bomba, para posteriormente implementar propuestas con el fin de incrementar de producción analizando los parámetros más sensibles que pueden afectar las curvas de inflow, outflow y el desempeño del Sistema de Bombeo Electrosumergible

3.1 ESTADO DE LOS POZOS QUE FLUYEN A LA ESTACIÓN SACHA NORTE-2

Al cierre del presente estudio, 31 de Agosto del 2012, y de acuerdo al Forecast de producción y de Ingeniería de Petróleos de Campo, se tiene 72 pozos en total, de los cuales 43 pozos se encuentran produciendo, 17 pozos se encuentran cerrados, 5 pozos abandonados, 1 pozo en perforación y 3 pozos

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.1

POZO	YACIMIENTO	Última Prueba de Producción							Análisis del Reservorio	Historia y Estado de Pozo	Trabajos Recomendados
		Fecha	BFPD	BPPD	Bsw, %	?API	Salinidad	Método			
SAC-38	Arena "Hs" 9865-9872 (7ft) @4 DPP 9872-9874 (2ft) SQZ 9880-9892 (12ft) @4DPP	20/09/1975	2523	328	87.0	30		PPF	El pozo entra en producción nuevamente, en nov-1986, produce de la arena "Ti" hasta la presente fecha, con un corte de agua bajo, cuyo valor máximo es del 20 %	En nov-1986, realizan el W.O #7, evalúan la zona "Hs" y "Ti", el pozo produce hasta la presente fecha de la arena "Ti" por método de producción PPS. En ene-2012, se realiza W.O #20, cambio de completación por BES OFF	Tomar prueba de Build Up para la arena "Ti"
	Arena "Hi" 9898-9904 (6ft) SQZ 9910-9912 (2ft) SQZ 9918-9935 (17ft) SQZ	---	---	---	---	---	---	---		EL pozo tiene un CIBP para la arena Hollín a 9802 ft, de acuerdo al último W.O #20	
	Arena "Hi" 9910-9920 (10ft) a 10 DPP 9920-9925 (5ft) a 5 DPP	07/08/2012	1092	1087	0.5	25,3	14200	PPS	El pozo únicamente produce de la arena "Hi" hasta la presente fecha, se observa que el avance de agua no es significativo, debido a que se mantiene por debajo del 2%.	El pozo se completa, en may-2009, produce de la arena "Hi" por PPF. En oct-09, realizan el W.O #1, cambian de PPF @ PPS. En jun-2012, realizan el W.O #2, repunzonan la arena "Hi" y reparan equipo BES.	De acuerdo al análisis del registro, para la arena "Ti", intervalo 9722-9730 ft y 9732-9740 ft. La arena "Uj", intervalo 9548-9558 ft, punzonar, evaluar y completar de acuerdo a resultados.
SAC-65B	Arena "BT" 8810-8816 (6ft) a 10 DPP	09/06/2009	72	65	10	---	---	PPH		El pozo entra en C&PI en feb-1997, produce de "Uj" por PPS. En dic-2005, realizan el W.O #3, estimulan "Uj"-rediseño de equipo. En Abril-2009, realizan W.O#5, evalúan "Uj", punzonan "BT", el pozo produce de la arena "Uj". En may-2009, cambian completación, produce de "Uj". En Feb-2010, realizan el W.O#7, bajan equipo BES y pozo produce de "BT+Uj". En sep-2011, realizan el W.O#8, evalúan "Uj"+"BT" por separado, bajan a equipo BES y el pozo produce hasta la fecha de las arenas "BT+Uj" en conjunto.	Evaluar las arenas "BT" y "Uj" por separado. Posible Flujo cruzado de la zona de mayor presión a la de menor presión. Del análisis de los registros petrofísicos existen las siguientes zonas de interés: Arena "Hs"; 9916-9922 ft; Arena "Hi"; 9950-9966 ft, punzonar, evaluar y completar de acuerdo a los resultados.
	Arena "BT+Uj" 8810-8816 (6ft) a 10 DPP 9548-9560 (12ft) 9568-9580 (12ft)	16/08/2012	208	205	1,50	27	11100	PPS	El avance de agua en el reservorio, es bajo; con un BSW menor al 20%. El pozo produce de la arena "Uj+BT" hasta la presente fecha.		
	Arena "Uj" 9548-9560 (12ft) 9568-9580 (12ft)	27/02/2010	408	396	3	26,7		PPH			

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.1

POZO	YACIMIENTO	Última Prueba de Producción							Análisis del Reservorio	Historia y Estado de Pozo	Trabajos Recomendados
		Fecha	BFPD	BPPD	BSw, %	° API	Salinidad	Método			
SAC-93	Arena "Uj" 9476-9479 (3ft)@9DPP 9481-9486 (5ft)@9DPP 9488-9509 (21ft)@4DPP	17/08/2012	118	65	45	24,9	----	PPS	La producción inicial de la arena "Hi" presenta un aumento del corte de agua, motivo por el cual en el W.O #1 se aísla la zona Hollín. La producción del pozo, es de la arena "Uj", con un incremento de agua sustancial, llegando a la presente fecha, al 45 % de BSW. La recuperación de petróleo disminuye debido al BSW alto.	En sep-1980, el pozo se completa y produce de la arena "Hi" por PPF. En el W.O #1, en nov-1992, SQZ a "Hi", asienta CIBP @9802 ft, aíslan "Hi", punzonan las arenas "T" y "Uj", evalúan y el pozo produce de la arena "Uj" por PPH. En dic-2003, se realiza el W.O #6, repunzona arena "Uj", asienta CIBP @9587 ft, aísla "Ti", cambio de sistema PPH a PPS y queda produciendo de la arena "Uj" hasta la presente fecha.	Se recomienda realizar un tratamiento para remoción de daño en la arena "Uj", según datos del B-up el daño es S=13,8. Evaluar la arena "Ts", 723 BPPD de acuerdo a la última prueba de producción y completar de acuerdo a los resultados.
	Arena "Ts" 9719-9725 (6ft)@4 DPP	18/01/1991	904	723	20	29	----	PPH			
	Arena "Hi" 9910-9918 (8ft)@4DPP 9918-9920 (2ft) SQZ 9923-9925 (2ft) SQZ	15/10/1986	644	161	80	29	----	PPF			
SAC-121	Arena "Uj" 9548-9565 (17ft)@ 10 DPP	14/08/12	1054	1050	4	27,3	1650	PPS	La arena "Uj", presenta un BSW menor del 20 %, por largos periodos de tiempo el BSW es menor al 4%, lo que permite una mayor recuperación del hidrocarburo. Cuando se evalúa la arena "Ti", tiene un BSW 1, 4%.	En jun-1992, el pozo se completa, evalúan las arenas "Uj" y "Ti", el pozo queda produciendo de la arena "Uj" por PPS. En sep-1992, se realiza el W.O #4, realizan tratamiento antiescalas a la arena "Uj", reparación de BES y asienta CIBP X2 @ 9582 para "Ti", W.O es exitoso y aumenta producción. En jun-2009, se realiza el último W.O #9, redispares arena "Uj", W.O exitoso, el pozo aumenta producción.	El pozo, se encuentra produciendo en condiciones normales de operación. De acuerdo a los registros eléctricos, se tiene los intervalos "Us" 9512-9519 ft y "Ti"9806-9814 ft para futuras consideraciones
	Arena "Ti" 9770-9786 (16ft)@ 10 DPP	23/06/1992	672	663	1,4	29	----	PPH			

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.1

POZO	YACIMIENTO	Última Prueba de Producción							Análisis del Reservoirio	Historia y Estado de Pozo	Trabajos Recomendados
		Fecha	BFPD	BPPD	Bsw, %	° API	Salinidad	Método			
SAC-160D	Arena "Hi"	14/03/2011	936	253	73	26	11300	PPH	<p>En feb-2011, se realiza el W.O #3, repunzona "Hi" y punzona "Hs", el pozo produce conjuntamente de Hs+i por PPS. En oct-2011, se realiza el W.O #4, evalua y punzonar la arena "Ti", no aporta arena, el pozo queda productor de Hs+i. En may-2012, se realiza el último W.O #5, cambian completación y el pozo produce hasta la fecha de la arena Hs+i.</p>	<p>Se recomienda realizar una prueba de B-up para la arena "Hi" y monitorear su avance de agua. De acuerdo al analisis del registro petrofísico no existen otras arenas de interes para este pozo, la arena "Us", tiene alta presencia de gas y baja saturación de petróleo.</p>	
	Arena "Hs+i"	10/08/2012	161	64	60	26,1	2400	PPS			
	10440-10456 (16ft) 5DDP										
	10440-10456 (16ft) a 6 DPP										
	10462-10474 (7ft) a 10 DPP										
SAC-168H	Arena "Ti"	24/04/2008	48	0	100	25,9	7200	PPH	<p>En nov-2007, el pozo se completa y produce de la arena "Hi" por PPH. En mar-2008, se realiza el W.O #1, evaluan arena "Hi", asientan CIBP @ 10930 ft para "Hi", punzonan arena "Ti", el pozo produce de la arena "Ti" por PPH. En feb-2009, se realiza el W.O #2, muelen CIBP a 10930 ft, evaluan arenas "Hi" y "Ti" por separado, el pozo produce de las arenas "Hi" y "Ti" conjuntamente por el método de producción PPH. En jun-2010, se realiza el último W.O #3, cambian sistema de levantamiento de PPH a PPS, hasta la presente fecha el pozo produce conjuntamente de "Hi" y "Ti" por PPS.</p>	<p>No producir de ambas arenas al mismo tiempo. Cuantificar su producción por separado, para evitar que la producción de la zona de mayor presión ingrese en la zona de menor presión.</p>	
	Arena "Hi"	07/02/2008	264	158	40	25	3200	PPH			
	11280-11470 (190 ft)										
	11560-11580 (20ft)										
	11615-11850 (235 ft)										
Pozo SAC 168H, es horizontal y produce de las arenas "Ti" + "Hi" a la presente fecha.	17/08/2012	274	266	3	26,4	----	PPS				

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.1

POZO	YACIMIENTO	Última Prueba de Producción							Análisis del Reservoirio	Historia y Estado de Pozo	Trabajos Recomendados
		Fecha	BFPD	BPPD	Bsw, %	° API	Salinidad	Método			
SAC-170	Arena "Uj"	9510-9520 (10 ft) 5 DPP	09/12/2000	96	0	100	27	-----	PPH	<p>En dic-2000, el pozo se completa, evalúan las arenas "Uj", "Tj" y "Hj", queda produciendo de la arena "Hj" por PPF. En nov-2002, se realiza el W.O #1, repunzonan la arena "Hj", pozo produce de "Hj" por PPS. En may-2004, se realiza el W.O #3, aísian "Hj" con CIBP @ 9850 ft, evalúan arena "Uj" y "Tj" por separado, el pozo produce de arena "Tj" por PPH. En jun-2012, se realiza el W.O #8, cambian de PPH a PPS. El pozo hasta la presente fecha produce por PPS de la arena "Tj".</p>	<p>Moler CIBP a 9850 ft, evaluar arena "Hj" y analizar el cambio de zona de "Tj" a "Hj"</p>
	Arena "Ti"	9732-9744 (12ft) 5 DPP	15/08/2012	110	37	66	27,1	27500	PPS		
	Arena "Hi"	9918-9928 (10ft)									
	Arena "Hs"	10521-11199 (678ft)	14/08/2012	437	192	60	25,8	1700	PPS		
SAC-175H									<p>El pozo se completo en Oct-2001 y produce de la arena "Hs" por PPS. Desde el W.O #1 hasta el W.O #4, realizado en may-2011, realizan trabajos de cambio de completación y reparación de BES. El último W.O #5, en oct-2011, realizan limpieza en la cara de la formación y cambian equipo BES. El pozo produce por PPS de la arena "Hs" hasta la presente fecha.</p>	<p>Pozo horizontal en condiciones normales de producción, monitorear corte de agua. No se dispone de información del registro eléctrico.</p>	

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.1

POZO	YACIMIENTO	Última Prueba de Producción							Análisis del Reservoirio	Historia y Estado de Pozo	Trabajos Recomendados
		Fecha	BFPD	BPPD	Bsw, %	?API	Salinidad	Método			
SAC-218D	Arena "Hs" 10238-10269 (31 ft) 5 DPP	12/08/2012	1128	316	72	25,5	1100	PPF	El avance de agua para la arena "Hi", registra un incremento, BSW del 72%	El pozo se completo en Ene-2011 y produce hasta la presente fecha de la arena "Hi" a Flujo Natural	Punzonar: arena "Hi": 10269'-10289'; "Us": 9802'-9810' y la arena "Ti": 10049'-10059', evaluar, tomar Build Up y completar de acuerdo a los resultados.
	Arena "Hs" 10146-10156 (10 ft) 5 DPP	11/08/2012	1060	1049	1	23,6	3500	PPS	El BSW para la arena "Hi" es del 90% en menos de dos años, motivo por el cual se aisló con CIBP a 10080 ft en el W.O 2. El BSW de la arena "Hs" se mantiene por debajo del 5 % hasta la presente fecha.	El pozo se completa en mayo-2009, produce de la arena "Hi" a Flujo Natural. En nov-2009, realizan el W.O #1, cambian de PPF a PPS y produce de la arena "Hi". En sep-2011, realizan el W.O #2, aíslan con CIBP a 10080 ft la arena "Hi", punzonan intervalo "Hs", el pozo produce por PPS de la arena "Hs" a la actualidad.	De acuerdo al análisis de los registros petrofísicos, punzonar la arena "Us": 9750'-9761' y 9832'-9838', evaluar, tomar Build Up y completar de acuerdo a resultados.
SAC-226D	Arena "Hi" 10175-10185 (10 ft) 5 DPP	12/05/2011	1552	155	90	26,1	1200	PPS	La arena "Hi" presenta un BSW alto del 60 %, adicionalmente se produce una caída de producción, aíslan "Hi" con CIBP en W.O 3. A la presente fecha, el aporte de la arena "Hs" tiene un BSW bajo.	El pozo se completa en abr-2009, produce de la arena "Hi" a Flujo Natural. En nov-2009, realizan el W.O #1, cambian el sistema de levantamiento, de PPF a PPS, produce de la arena "Hi". En may-2011, realizan el W.O #3, aíslan con CIBP a 10456 ft la arena "Hi", punzonan intervalo de "Hs", el pozo produce por PPS de la arena "Hs".	De acuerdo al análisis de los registros petrofísicos, punzonar la arena "Uj": 10056'-10066', "Ti": 10282'-10294', evaluar, tomar Build Up y completar de acuerdo a resultados.
	Arena "Hs" 10426-10444 (18 ft) 5 DPP	11/08/2012	342	340	0,50	25,3	-----	PPS			
SAC-227D	Arena "Hi" 10457-10465 (8 ft) 5 DPP	20/09/2011	154	64	58	26	-----	PPS			

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.1

POZO	YACIMIENTO	Última Prueba de Producción							Análisis del Reservoirio	Historia y estado de Pozo	Trabajos Recomendados
		Fecha	BFPD	BPPD	Bsw, %	° API	Salinidad	Método			
SAC-228D	Arena "Hi" 10461-10482 (21 ft) 5 DPP	11/08/2012	968	658	32	25,9	1100	PPS	El BSW se ha mantenido constante dentro del rango comprendido entre el 30% y 40% hasta la presente fecha.	En ene-2009, el pozo se completa y produce por PPF de la arena "Hi". En ene-2011, repunzonan "Hi", cambian PPF por PPS. En jun-2012, realizan el último W.O #2, cambio de bomba.	De acuerdo al análisis de los registros petrofísicos, punzonar la arena "Us": 10010'-10017', "Ti": 10281'-10306'; evaluar, tomar Build Up y completar de acuerdo a resultados.
SAC-231D	Arena "Hi" a 5 DPP 10240-10252 (12 ft) 10264-10290 (26 ft)	21/08/2012	1896	872	54	25,8	1700	PPH	En un año de producción del pozo, el BSW incremento del 1% al 50% para la arena "Hi". Si se mantiene la tendencia el BSW aumentará y la producción de petróleo declinará.	En jul-2011, el pozo se completa y produce de la arena "Hi" por PPH hasta la presente fecha.	De acuerdo al análisis de los registros petrofísicos, punzonar la arena "Uj": 10080'-10100'; evaluar, tomar Build Up y completar de acuerdo a resultados.
SAC-233D	Arena "Hi" a 5 DPP 10608-10628 (20 ft)	21/08/2012	1938	388	80	24	1350	PPS	El BSW se incrementa al 80 % en los dos años de producción del pozo, debido a la presencia de acuíferos que afectan al reservorio Hollín.	En may-2009, el pozo se completa y produce de la arena "Hi" a flujo natural. En feb-2010, realizan el W.O #1, cambian el sistema de levantamiento de PPF A PPS y produce de la arena "Hi"	De acuerdo al análisis de los registros petrofísicos, existen las siguientes zonas de interés: "Uj": 10192'-10206'; "Ti": 10400'-10428' y 10434'-10464'; punzonar, evaluar, tomar Build Up y completar de acuerdo a resultados. Realizar un tratamiento para remover daño S=3,8 en la arena "Hi"

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.1

POZO	YACIMIENTO	Última Prueba de Producción						Análisis del Reservoirio	Historia y Estado de Pozo	Trabajos Recomendados
		Fecha	BFPD	BPPD	Bsw, %	?API	Salinidad			
SAC-240D	Arena "Uj"	9834-9850 (16 ft) 5 DPP	28/04/2011	288	118	59	28,1	----	PPH	<p>Realizar un tratamiento químico para remover el daño en la cara de la formación de la arena "Ti", según los reportes de B-up el S= 14 + posible aumento de la producción</p>
	9858-9866 (8 ft) 5 DPP									
	9880-9890 (10 ft) 5 DPP									
	Arena "Ti"	10072-10091 (19 ft) 5 DPP	12/08/2012	136	135	0,50	30,5	2000	PPS	
SAC-241D	Arena "Hs"	10250-10278 (28 ft) 5 DPP	POZO NO FLUYE						<p>En dic-2010, el pozo se completa y produce de la arena "Hi" por PPH. En may-2011, realizan el W.O # 1, aisan con CIBP a 10292 ft la arena "Hi", punzonan "Hs" y pozo no fluye, aisan arena "Hs" con CIBP a 10172 ft. Punzonan arena "Ti", evaluan, toman Build Up y asientan CIBP 9980 ft para "Ti", punzonan arena "Uj" y evaluan. Bajan a moler CIBP a 9980 ft para arena "Ti" y el pozo produce de la arena "Ti" por PPS. En Jun-2012, realizan el W.O #3, reparan equipo BES, el pozo produce de la arena "Ti" por PPS hasta la presente fecha.</p>	
	10283-10287 (4 ft) 5 DPP									
	Arena "Hi"	10294-10304 (10 ft) 5 DPP	14/02/2011	1322	185	86	27,1	----		PPH
	Arena "Uj"	9678-9684 (6ft) SQZ	29/06/2011	360	230	36	----	8800		PPH
SAC-241D	9684-9721 (37 ft) 5 DPP									<p>El pozo se completa en ago-2010, produce de la arena "Hi", a Flujo Natural. En Jun-2011, realizan el W.O #1, SQZ a la arena "Uj"; 9678'-9684', 9724'-9730' y disparan 9684'-9721', evaluan y bajan BHA ensablaje de fondo con PKR a 10018 ft para arena "Hi" y PKR a 9598ft para arena "Uj", el pozo queda produciendo a la presente fecha de la arena "Hi" por PPS.</p>
	9724-9730 (6ft) SQZ	20/08/2012	1464	366	75	24	1350	PPS		
	10083-10105 (22 ft) 5 DPP									

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.1

POZO	YACIMIENTO	Última Prueba de Producción							Análisis del Reservoirio	Historia y Estado de Pozo	Trabajos Recomendados
		Fecha	BFPD	BPPD	Bsw, %	?API	Salinidad	Método			
SAC-242D	Arena "BT" 9410-9419 (9 ft) SQZ	27/03/2011	1128	0	100	---	36250	PPH	<p>Un incremento en el BSW, 75% en menos de un año, motivo a realizar SQZ de "Hi" en el W.O 1. A la presente fecha, el pozo aporta de la arena "Hs", que tiene un incremento en el BSW del 75 %, debido a la presencia de acuíferos, que aumentan la saturación de agua y disminuyen la producción de petróleo.</p>	<p>El pozo se completa en sep-2010, produce de la arena "Hi" por PPH. En mar-2011, realizan el W.O #1, aíslan la arena "Hi" con tapón CIBP a 10620 ft, punzonan arena "Uj" + poco aporte del pozo, punzonan arena "BT" + 100% de producción de agua, realizan SQZ a la arena "BT", muelen CIBP a 10620 ft+Prueba de admisión a "Hi", realizan SQZ a "Hi". Aientan PKR a 10330' y disparan "Ti", poco aporte. Disparan arena "Hs", evalúan y pozo queda productor de "Hs" por PPS. En dic-2011, realizan el W.O #2, cambio de equipo BES, el pozo produce de la arena "Hs" con BES P12X hasta la presente fecha.</p>	<p>Monitorear el BSW, tendencia de incremento para la arena "Hs". Cambiar de zona y redispasar "Hi", registra una producción de 162 BPPD, en caso de que el BSW aumente y la producción disminuya de la arena "Hs", tomar Build Up para la arena "Uj"</p>
	Arena "Uj" 10248-10262 (14 ft) 5 DPP	28/01/2011	24	14	44	24,8	23000	PPH			
	Arena "Ti"										
	10477-10487 (10 ft) 5 DPP	30/01/2011	24	0	100	----	36250	PPH			
	10494-10499 (5 ft) 5 DPP 10512-10527 (15 ft) 5 DPP										
SAC-259D	Arena "Hs" 10661-10675 (14 ft) 5 DPP	16/08/2012	960	240	75	24,8	7800	PPS	<p>El BSW para la arena "Hi", es del 80%, incremento producido por la influencia de los acuíferos al reservorio Hollin.</p>	<p>De acuerdo al análisis de los registros eléctricos, existe una zona de interés para la arena "Ti" en el intervalo: 9960'-9980', punzonar, evaluar y completar de acuerdo a resultados.</p>	
	Arena "Hi" a 5 DPP 10687-10698 (11 ft) SQZ 10702-10705 (3 ft) SQZ	12/01/2011	672	162	75,8	24,5	----	PPH			
	Arena "Hi" a 5 DPP 10196-10218 (22 ft)	13/08/2012	1296	194	85	25,9	1100	PPH			

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.1

POZO	YACIMIENTO	Última Prueba de Producción						Análisis del Reservoirio	Historia y Estado de Pozo	Trabajos Recomendados
		Fecha	BFPD	BPPD	Bsw, %	?API	Salinidad			
SAC-260D	Arena "Uj" a 5 DPP 9666-9681 (1.5 ft)	17/08/2012	96	86	10	26,4	----	PPS	El pozo se completa en Abril-2011, punzonan las arena "Uj", "Ts" y "Hs", asientan CIBP a 9750 ft para aislar "Ts"+"Hs".El pozo produce de la arena "Uj" por el método de producción PPS hasta la presente fecha.	Realizar tratamiento químico para remover daño en la arena "Uj", según datos de BUILD UP: S=10,7. Cambiar zona, moler CIBP a 9750', evaluar "Hs" y completar de acuerdo a resultados
	Arena "Ts" a 10 DPP 9823-9905 (82ft) 9923-9932 (9ft)	19/03/2011	30	0	100	----	PPH			
	Arena "Hs" a 5 DPP 10041-10095 (54 ft)	24/03/2011	216	188	13	----	PPH			
SAC-262D	Arena "Uj" a 5 DPP 9918-9962 (44 ft) 5 DPP	31/04/2011	48	0	100	----	PPH	El pozo se completa en may-2011, punzonan las arenas "Hs"+ asientan tapón CIBP a 10265 , punzonan arena "Ts"+poco aporte, asientan PKR A 9788 ft y punzonan arena "Uj"+poco aporte, mulen CIBP a 10265 ft y el pozo queda produciendo de la arena "Hs" por PPS. En feb-2012 y jul-2012, realizan los W.O #1 y W.O #2 respectivamente, realizan la limpieza al equipo BES. EL 14-jul.2012, realizan el W.O #3, reparan el equipo BES y el pozo produce hasta la presente fecha por el método de producción PPS de la arena "Hs"	Realizar un tratamiento químico para remover el daño en la cara de la formación, según datos de B.up, existe un S=2 para la arena "Hs"+Tomar prueba de Build UP para la arena "Ts", no existen registros.	
	Arena "Ts" 10138-10145 (7 ft) 10 DPP 10155-10171 (16 ft) 10 DPP	30/04/2011	480	19	96	28500	PPH			
	Arena "Hs" 10305-10316 (1.1 ft) 5 DPP 10322-10355 (33 ft) 5 DPP	15/08/2012	475	190	60	23,9	3500			PPS

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.1

POZO	YACIMIENTO	Última Prueba de Producción							Análisis del Reservorio	Historia y Estado de Pozo	Trabajos Recomendados
		Fecha	BFPD	BPPD	Bsw, %	?API	Salinidad	Método			
SAC-263D	Arena "Uj" 9790-9832 (42 ft) 5 DPP	28/03/2012	493	414	16	22,8	3000	PPS	<p>Cuando el pozo aporta de la arena "Uj", el BSW es menor al 20%. A la presente fecha el pozo aporta de la arena "Hi+s" con un incremento de producción de agua, BSW del 50 %.</p>	<p>En jul-2011, el pozo se completa, disparan arena "Uj", evalúan; disparan la arena "Hs" + 100% de agua, el pozo produce de la arena "Uj" por PPH. En sep-2011, realizan el W.O #1, punzan la arena "Hi", evalúan arenas "Hi+s" + Build Up y el pozo produce por PPH de la arena "Hs+H". En oct-2011, realizan el W.O #2, bajan completación dual concéntrica, pozo produce de arenas "Hi"+"Uj" por separado, el 30/10/2011 la bomba inferior se apaga por fases desbalanceadas, el pozo queda produciendo de la arena "Uj" por PPS. En may-2012, realizan el W.O #3, sacan completación dual y el pozo a la presente fecha aporta de la arena "Hi+s" por PPS.</p>	<p>Monitorear el BSW, si la tendencia de incremento del corte de agua para la arena "Hs+H" continua, aislar la arena "Hi+s" con CIBP a +- 10100 ft y producir de la arena "Uj", según la última prueba, existe alta producción de petróleo +-400 BPPD</p>
	Arena "Hs" 10182-10222 (40 ft) 5 DPP	27/06/2011	96	0	100	---	---	---			
	Arena "Hs+H" 10182-10222 (40 ft) 5 DPP 10228-10253 (25 ft) 5 DPP	12/08/2012	297	149	50	22,5	3500	PPS			
	Arena "Hi" 10228-10253 (25 ft) 5 DPP	29/05/2012	420	176	58	22,6	200	PPS			
SAC-264D	Arena "Uj" 9966-9997 (31 ft) 5 DPP	17/03/2012	145	116	20	----	6900	PPS	<p>Cuando el pozo aporta de la arena "Uj", el BSW es menor al 20%. A la presente fecha el pozo aporta de la arena "Hi" con un valor bajo de BSW %, que bordea el 35%.</p>	<p>En may-2011, C&P; disparan arena "Hi", evalúan; disparan arena "Hs", evalúan+pozo no aporta; disparan arena "Uj", evalúan y el pozo produce de arena "Uj" por PPH. En ago-2011, se realiza el W.O #1, bajan completación dual, pozo produce de la arena "Uj"+falla en la bomba inferior para la arena "Hi". En oct-2011, realizan el W.O #2, sacan+bajan nueva completación dual, el pozo produce de la arena "Uj"+ falla en la bomba inferior para la arena "Hi". En may-2012, realizan el W.O #3, sacan completación dual+ bajan equipo BES y el pozo produce de la arena "Hi". En jun-2012, realizan el último W.O #5, reparación del equipo BES, pozo produce a la presente fecha de la arena "Hi" por PPS.</p>	<p>Realizar un tratamiento químico para remover daño en la cara de la arena "Hi", según datos del B-up, el día S=6.34.</p> <p>De acuerdo al análisis de los registros eléctricos, existe una zona de interés para la arena "Us" en el intervalo: 9944-9954', punzonar, evaluar y completar de acuerdo a resultados.</p>
	Arena "Hs" 10336-10366 (30 ft) 5 DPP	POZO NO APORTA									
	Arena "Hi" 10385-10400 (15 ft) 5 DPP	14/08/2012	291	189	35	22,9	1200	PPS			

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.1

POZO	YACIMIENTO	Última Prueba de Producción							Análisis del Reservoirio	Historia y Estado de Pozo	Trabajos Recomendados
		Fecha	BFPD	BPPD	Bsw, %	° API	Salinidad	Método			
SAC-265D	Arena "Hi" 11503-11530 (27 ft) 5 DPP	12/08/2012	992	595	40	24	1600	PPS	El avance de agua se incrementa a la presente fecha, con un BSW del 40%. Indicativo de la saturación de agua aumenta por acción de los acuíferos de Hollín, mientras la saturación de petróleo disminuye	El pozo entra en C&PI en ene-2012, punzonan, evalúan y produce de la arena "Hi" por PPH. En mar-2012, realizan el W.O #1, cambia el sistema de levantamiento a PPS, a la presente fecha el pozo produce de la arena "Hi" por PPS.	De acuerdo a la interpretación petrofísica existen las zonas de intereses: arena "Uj": 10983'-10996'; arena "Ts": 11216'-11244' y la arena "Ti": 11270'-11312', punzonar, evaluar y completar de acuerdo a los resultados.
	Arena "Ti" 10753-10761 (8 ft) 5 DPP 10769-10781 (12 ft) 5 DPP	12/08/2012	444	408	8	33,2	----	PPS	El pozo aporta de la arena "Ti" con un BSW no mayor al 10 %.	En dic-2011, el pozo entra en C&PI, disparan y produce de la arena "Hs" con 100% de BSW+cierran pozo. En feb-2012, realizan el W.O #1, repunzonan "Hs", punzona intervalos "Ti", evalúan y el pozo produce de la arena "Ti" por PPH. En may-2012, realizan el W.O # 3, cambian el sistema de levantamiento de PPH a PPS y el pozo produce a la presente fecha de la arena "Ti" por PPS.	Realizar prueba de Build Up para la arena "Ti" en los intervalos punzonados, no existen registros. Adicionalmente de la interpretación petrofísica, existe un intervalo de intereses para la arena "Uj": 10575'-10580', punzonar, evaluar y completar de acuerdo a resultados.
	Arena "Hs" 10590-10984 (34 ft) 5 DPP	23/02/2012	48	0	100	----	----	PPH	La arena "U", tiene avance de agua bajo, debido a que esta impermeabilizada por calizas. De esta manera existe una máxima recuperación de petróleo.	En mar-2012, el pozo entra en C&PI, punzonan "Us": 9596'-9626' y produce de la arena "Us" por PPH. En jun-2012, realizan el W.O #1, punzonan y evalúan el intervalo "Uj": 9636'-9658' + cambian el sistema de levantamiento de PPH a PPS. A la presente fecha el pozo produce de la arena "Us+" por PPS.	Tomar prueba de Build Up para las areniscas "Us+" + zonas de intereses en la arena "Ts": 9779'-9822'; arena "BT": 8875'-8889', punzonar, evaluar y completar de acuerdo a resultados
SAC-270V	Arena "Us" 9596-9626 (30 ft) 5 DPP	11/06/2012	504	501	1	27	9500	PPH			
	Arena "Ush" a 5 DPP Us: 9596-9626 (30 ft) Ui: 9638-9658 (20 ft)	14/08/2012	490	487	0,60	25,5	8000	PPS			
	Arena "Uj" 9638-9658 (30 ft) 5 DPP	----	---	---	---	---	---	---			

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.1

POZO	YACIMIENTO	Última Prueba de Producción						Análisis del Reservoirio	Historia y Estado de Pozo	Trabajos Recomendados	
		Fecha	BFPD	BPPD	Bsw, %	?API	Salinidad				Método
SAC-273D	Arena "Hs" a 5 DPP 10724-10734 (10 ft) 5 DPP	12/08/2012	2130	1193	44	24,8	1100	PPS	El BSW incrementa del 9% al 50% para la arena "Hs", la saturación de agua aumenta por influencia de los acuíferos de Hollín	En may-2012, el pozo entra en C&PI, punzonan el intervalo "Hs": 10724'-10734', pozo produce de la arena "Hs" por PPS a la presente fecha.	Del análisis de registros eléctricos existe un intervalo de interes para la arena "Ti": 10550'-10560', punzonar, evaluar y completar de acuerdo a los resultados.
SAC-274D	Arena "Uj" a 5 DPP 9950-9982 (32 ft) 5 DPP	06/08/2012	144	144	0,3	23,2	----	PPS	El avance de agua es mínimo, debido a que produce de la arena "Uj". La recuperación de petróleo es máxima, con un BSW menor al 1%.	El pozo entra en C&PI en Abril del 2012, punzonan intervalo "Uj": 9950 ft- 9982 ft y produce a la presente fecha por PPS de la arena "Uj".	Tomar Build Up para la arena "Uj"+ zona de interes en la arena "Hs": 10350'-10360', punzonar, evaluar y completar de acuerdo a resultados
SAC-275D	Arena "Uj" 9880-9888 (8 ft) 5 DPP 9909-9926 (17 ft) 5 DPP	22/07/2012	128	127	1	23,7	11500	PPS	El avance de agua es mínimo, debido a que produce de la arena "Uj". La recuperación de petróleo es máxima, con un BSW menor al 1%.	El pozo entra en C&PI en Jun-2012, punzonan arena "Uj" y produce a la presente fecha por PPS.	Tomar Build Up de la arena "Uj"+ zonas de interes, arena "Us": 9855'-9865'; arena "Ts": 10048'-10055' y arena "Hi": 10330'-10361'; punzonar, evaluar y completar de acuerdo a resultados.

POZO	YACIMIENTO	Última Prueba de Producción							Análisis del Reservoirio	Historia y Estado de Pozo	Trabajos Recomendados
		Fecha	BFPD	BPPD	Bsw, %	?API	Salinidad	Método			
SAC-281D	Arena "Ti" 9942-9962 (20 ft) 5 DPP	14/08/2012	232	231	0,50	26,2	22500	PPS	El avance de agua es bajo, debido a que produce de la arena "Ti" con un BSW menor al 1%.	El pozo entra en C&PI en julio-2012, punzonan intervalo en la arena "Ti" y produce a la presente fecha por PPS.	Tomar prueba de Build Up para la arena "Ti" + zonas de interres: "Hs": 10112'-10122', "Uj": 9730'-9740', punzonar, evaluar y completar de acuerdo a resultados
	Arena "Ti" 10223-10240 (17 ft) 5 DPP	08/08/2012	640	634	1	24,8	5000	PPS	Se aísla la arena "Hi" con el BSW del 85 %; a la presente fecha, el pozo aporta de la arena "Ti" con un BSW menor al 10 %.	El pozo entra en C&PI en nov-2010, produce de la arena "Hi" por PPH. En julio-2011, realizan el W.O #1, aíslan "Hi" con CIBP a 10433 ft, punzonan "Hs" + poco aporte + aíslan CIBP a 10300 ft, aíslan "Hs"; punzonan arena "Ti" y el pozo produce de la arena "Ti" por PPS a la presente fecha.	Tomar prueba de Build Up de la arena "Ti" + zonas de interres: arena "BT": 9210'-9222', arena "Uj": 10040'-10050' y "Ti": 10274'-10290'; punzonar, evaluar y completar de acuerdo a resultados.
SAC-320D	Arena "Hs" 10414-10427 (13 ft) 5 DPP	11/07/2011	24	16	30	---	---	PPH			
	Arena "Hi" 10438-10468 (30 ft) 5 DPP	06/07/2011	1008	182	82	24,7	900	PPH			
SAC-321D	Arena "Hs" 10310-10318 (8 ft) 5 DPP	15/08/2012	636	617	3	24,7	2500	PPS	Al ser un pozo nuevo, el BSW es menor al 20%, la arena "Hs" presenta una tendencia de incremento del BSW por influencia de los acuíferos.	En ene-2011, el pozo entra en C&PI, punzonan y produce a flujo natural de la arena "Hs". En feb-2011, desplazan bomba jet. En jul-2012, realizan el W.O #1, cambian el sistema de levantamiento de PPH a PPF. A la presente fecha el pozo produce de la arena Hs.	Zonas de interres: arena "Us": 9866'-9872' y arena "Uj": 9936'-9950'; punzonar, evaluar y completar de acuerdo a resultados.
	10325-10332 (7 ft) 5 DPP										

FUENTE: Departamento de Ingeniería de Petróleos, Operaciones Rio Napo CEM, Forecast al 31/08/2012.
ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

3.1.1 ESTADO DE LA PRODUCCIÓN EN LA ESTACIÓN SACHA NORTE-2.

La producción promedio de la Estación Sacha Norte-2 es, de 31141 BFPD, de los cuales 16864 son BPPD y 14287 son BAPD , adicionalmente tiene un grado API de 21° y un corte de agua (BSW) del 45 % en promedio, al 31 de Agosto del 2012.

A continuación, la tabla 3.2, representa el Forecast de Producción de la Estación Sacha Norte-2, en la cual se describe los valores de producción de los fluidos, arenas productoras, tipo de levantamiento, observaciones de cada pozo que fluye a la estación Sacha Norte-2

Tabla 3.2 Forecast, 31 de Agosto del 2012

POZO	ESTADO ACTUAL	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	BAPD	API	TIPO DE LEVANTAMIENTO	OBSERVACIONES
SAC-04	ABANDONADO	---	---	---	---	---		---	---	---
SAC-4B	CERRADO	29-jul-11	U	45	40	10	5	26,1	BES	CERRADO POR BAJO APORTE EL 06/08/2011.
SAC-32	PRODUCTOR	16-ago-12	T	411	337.02	18	73.98	26.5	BES	OK
SAC-38	PRODUCTOR	16-ago-12	T	296	275.28	7	20.72	27.8	BES	SALE DE W.O. 25/01/2012. OK
SAC-57	ABANDONADO	---	---	---	---	---		---	---	ABANDONADO POR ROPTURA DE CASING @ 3872' (26-ene-81).
SAC-58	CERRADO	31-ago-12	Ui	595	0	100	595	24.5	BES	20/08/12 SALE DE W.O. 22/08/12 EL POZO ES CERRADO POR BAJO APORTE
SAC-63	CERRADO	1-abr-11	BT	408	147	64	261	15	HIDRÁULICO	06/08/2011 POZO SALE W.O N° 11 POZO QUEDA SIN TUBERÍA
SAC-65	POZO REINYECTOR									
SAC-65B	PRODUCTOR	7-ago-12	Hi	1092	1086.54	0.5	5.46		BES	SALE DE W.O. 02/06/2012, OK.
SAC-66A	ABANDONADO	---	---	---	---	---	---	---	---	ABANDONADO POR COLAPSO DE CASING @ 4990'.
SAC-66B	PRODUCTOR	16-ago-12	Ui+BT	208	204.88	1.5	3.12	27	BES	OK
SAC-69	ABANDONADO	---	---	---	---	---	---	---	---	POZO SECO, SIN ARENAS PROSPECTIVAS
SAC-71	CERRADO	15-feb-98	U	168	0	100	168	---	HIDRÁULICO	AGO/09/05 SALE DE W.O# 14: COLAPSO DE CSG Y QUEDA SIN TUBERÍA
SAC-93	PRODUCTOR	17-ago-12	Ui	118	64.9	45	53.1	24.9	BES	SALE DE W.O. 22/05/2011, OK.
SAC-95	CERRADO	28-feb-12	BT	96	19	80	77	27.3	HIDRÁULICO	FEB/2012, SALE DEL W.O #14, EL POZO QUEDA SIN TUBERÍA DE PRODUCCIÓN
SAC-117	POZO REINYECTOR									
SAC-121	PRODUCTOR	14-ago-12	Ui	1054	1049.78	0.4	4.216	27.3	BES	OK
SAC-125	PRODUCTOR	16-ago-12	Hi	488	429.44	12	58.56	23.1	BES	SALE DE W.O. 30/05/2011, OK.
SAC-129	CERRADO	30-ago-94	Ui	168	104	38	64	27.2	HIDRÁULICO	SEP/02/94: CERRADO POR BAJO APORTE.
SAC-138	CERRADO	24-mar-12	Ti	231	37	84	194	30.8	BES	CERRADO POR BAJO APORTE 15/06/2012
SAC-148	CERRADO	10-ago-10	Ui	96	44	54	42	25	HIDRÁULICO	EN AGO/2010, EL POZO SALE DE W.O # 12, QUEDA CERRADO POR BAJO APORTE.
SAC-160D	PRODUCTOR	10-ago-12	Hs+i	161	64.4	60	96.6	26.1	BES	ENTRA A PRODUCCIÓN 29/05/2012, OK.
SAC-165D	CERRADO	6-ago-11	Hs	70	63	10	6	26.6	BES	24-10-2011: SALE DE WO # 04. 10-09-2011: DETECTAN COMUNICACIÓN TBG-CSG
SAC-167	CERRADO	11-mar-12	Ti	31	23	36	11	21	BES	14-05-2012: SALE DE WO-09, NO EXTOSO. POZO QUEDA SIN TUBERÍA.
SAC-168H	PRODUCTOR	17-ago-12	H+T	274	265.78	3	8.22	26.4	BES	INCREMENTA HZ DE 52 A 53 07/05/2012, OK.

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.2

SAC-170	PRODUCTOR	15-ago-12	Ti	110	37.4	66	72.6	27.1	BES	SALE DE W.O. 02/07/2012. CAMBIO DEL SISTEMA LEVANTAMIENTO, OK.
SAC-171H	CERRADO	29-may-06	Ui	264	253	96	11	27	HIDRÁULICO	SALE W.O # 01: May31/06, RECUPERAR TBG 4½", CERRADO POR BAJO APORTE Y
SAC-173H	CERRADO	20-mar-05	U	2648	79	97	2569	---	HIDRÁULICO	CERRADO POR POSIBLE COMUNICACIÓN DE Tbg-Csg E.W.O (May12/05).
SAC-174D	CERRADO	19-jun-09	Us+i	240	94	61	146	28.5	HIDRÁULICO	(Jun/20/09), POZO CERRADO POR ALTO CORTE DE AGUA
SAC-175H	PRODUCTOR	14-ago-12	Hs	437	192.28	56	244.72	25.8	BES	INCREMENTO BSW. DE 6 A 58%, OK.
SAC-177D	CERRADO	1-ago-12	Ts	156	154	0.5	2	27	BES	ENTRA A W.O. 07/08/2012 (REPARACIÓN DE BES)
SAC-178D	PRODUCTOR	15-ago-12	Hi	593	237.2	60	355.8	24.6	BES	OK
SAC-192	PRODUCTOR	10-ago-12	Hi	1864	335.52	82	1528.48	24.4	BES	OK
SAC-204D	PRODUCTOR	16-ago-12	Hi	1040	249.6	76	790.4	24.4	BES	OK
SAC-210D	PRODUCTOR	8-ago-12	Hi	648	142.56	78	505.44	24.6	BES	OK
SAC-213D	PRODUCTOR	6-ago-12	Hi	570	228	60	342	25.5	BES	PRODUCE A TANQUE DE LOCACIÓN.
SAC-214D	PRODUCTOR	12-ago-12	Hi	1360	285.6	79	1074.4	25	BES	POZO COMPLETACIÓN DUAL, OK.
SAC-214D	PRODUCTOR	29-jul-12	Ui	486	481.14	1	4.86	24.5	BES	POZO COMPLETACIÓN DUAL, OK.
SAC-217D	PRODUCTOR	12-ago-12	Ui	276	273.792	0.8	2.208	24.2	BES	OK
SAC-218D	PRODUCTOR	12-ago-12	Hi	1128	315.84	72	812.16	25.5	FLUJO NATURAL	OK
SAC-221H	POZO REINVECTOR									
SAC-226D	PRODUCTOR	11-ago-12	Hs	1060	1049.4	1	10.6	23.6	BES	OK
SAC-227D	PRODUCTOR	14-ago-12	Hs	342	340.29	0.5	1.71	25.3	BES	OK
SAC-228D	PRODUCTOR	11-ago-12	Hi	968	658.24	32	309.76	25.9	BES	SALE DE W.O. 08/06/2012, OK.
SAC-231D	PRODUCTOR	3-ago-12	Hi	1896	872.16	54	1023.84		HIDRÁULICO	OK
SAC-233D	PRODUCTOR	31-jul-12	Hi	1938	387.6	80	1550.4	24	BES	OK
SAC-237D	PRODUCTOR	22-ago-12	T	151	148	1.8	3	29.1	BES	SALE DE W.O. 14/08/2012, OK.
SAC-238D	EN PROCESO DE PERFORACIÓN									INICIA LA PERFORACIÓN
SAC-240D	PRODUCTOR	12-ago-12	T	136	135.32	0.5	0.68	30.5	BES	OK.
SAC-241D	PRODUCTOR	5-ago-12	Hi	1284	321	75	963	24	BES	OK.
SAC-242D	PRODUCTOR	16-ago-12	Hs	960	240	75	720	24.8	BES	SALE DE W.O. 15/08/2012, OK.
SAC-244D	CERRADO	29-jun-11	Hs	2066	62	97	2004	25	BES	POZO CERRADO POR BAJO APORTE Y ALTO CORTE DE AGUA
SAC-259D	PRODUCTOR	13-ago-12	Hi	1296	194.4	85	1101.6	25.9	HIDRÁULICO	OK.
SAC-260D	PRODUCTOR	17-ago-12	Ui	96	86.4	10	9.6	26.4	BES	OK.
SAC-261D	CERRADO	1-jul-12	Ui	50	32	36	18	27	BES	POR BAJO APORTE, POZO CERRADO SIN BOMBANI STD-V.
SAC-262D	PRODUCTOR	15-ago-12	Hs	475	190	60	285	23.5	BES	SALE DE W.O. 01/08/2012, OK.
SAC-263D	PRODUCTOR	12-ago-12	Hi	297	148.5	50	148.5	22.5	BES	OK.
SAC-264D	PRODUCTOR	14-ago-12	Hi	291	189.15	35	101.85	22.9	BES	OK.
SAC-265D	PRODUCTOR	12-ago-12	Hi	992	595.2	40	396.8	24	BES	OK.
SAC-266D	PRODUCTOR	27-jul-12	T	444	408.48	8	35.52	33.2	BES	OK.
SAC-270V	PRODUCTOR	14-ago-12	Us	490	487.06	0.6	2.94	25.5	BES	SALE DE W.O. 16/06/2012, OK.
SAC-271D	CERRADO	---	---	---	---	---	---	---	---	POZO SALE DE PERFORACIÓN NO SE LO COMPLETO
SAC-272D	CERRADO	29-may-12	Us	1920	0	100	1920	---	PPS	POZO CERRADO POR ALTO CORTE DE AGUA
SAC-273D	PRODUCTOR	12-ago-12	Hi	2130	1192.8	44	937.2	24.8	BES	OK.
SAC-274D	PRODUCTOR	20-jul-12	Ui	144	143.568	0.3	0.432	23.2	BES	OK.
SAC-275D	PRODUCTOR	22-jul-12	Ui	128	126.72	1	1.28	23.7	BES	OK.
SAC-280D	PRODUCTOR	21-ago-12	U	916	911.42	0.5	4.58	29.9	BES	OK.
SAC-281D	PRODUCTOR	14-ago-12	T	232	230.84	0.5	1.16		BES	POZO NUEVO PRODUCE 26/07/2012, OK.
SAC-320D	PRODUCTOR	8-ago-12	Ti	640	633.6	1	6.4	24.8	BES	OK.
SAC-321D	PRODUCTOR	15-ago-12	Hs	636	616.92	3	19.08	24.7	BES	SALE DE W.O. 20/07/2012 C/LEVANTAMIENTO, OK.
SAC-PROF	CERRADO	1-dic-96	Hi	981	0	100	981	---	PCP	OBSTRUCCIÓN EN CSG @ 2630 ft. HASTA 10127 ft.
PACAY 1	ABANDONADO	---	---	---	---	---	---	---	---	---
TOTAL DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN SACHA NORTE-2				31141	16854	45.878	14287	25.5		

FUENTE: Ingeniería de Campo Sacha, ORN CEM

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

3.1.2 ESTADO DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE LOS POZOS QUE FLUYEN A LA ESTACIÓN SACHA NORTE-2.

Los métodos de levantamiento de fluidos usados en el Campo Sacha son: el Bombeo Electrosumergible, Bombeo hidráulico, Bombeo Mecánico y Flujo Natural. La tabla 3.3, describe la producción por los diferentes tipos de levantamientos y en la que consta el número de pozos, el caudal de fluidos y de petróleo que producen al 31/08/2012.

En la figura 3.1, el 92 % de la producción de petróleo de la Estación Sacha Norte-2, corresponde al bombeo electrosumergible, siendo para el presente proyecto, el método de mayor interés, mientras que un 6 %, de la producción corresponde al bombeo hidráulico y el sobrante 2 %, corresponde a la producción por flujo natural.

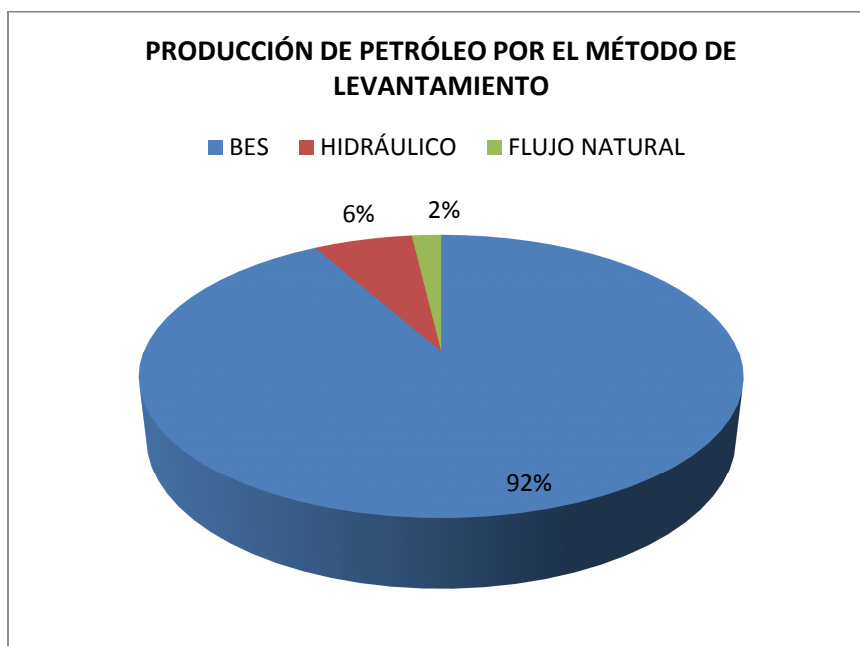
Tabla 3.3 Producción por el tipo de levantamiento de la Estación Sacha Norte-2

PRODUCCIÓN POR EL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO			
FECHA DEL CIERRE DEL ESTUDIO (31/08/2012)			
ESTACIÓN SACHA NORTE-2	BES	HIDRÁULICO	FLUJO NATURAL
No de Pozos	40	2	1
BFPD	26236	3192	1128
BPPD	15482	1067	316
PRODUCCIÓN TOTAL			
BFPD	31141		
BPPD	16854		

FUENTE: Ingeniería de Campo Sacha, ORN CEM

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

Figura 3.1 Tipo de levantamiento de la Estación Sacha Norte-2



FUENTE: Ingeniería de Campo Sacha, ORN CEM

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

3.1.3 ESTADO DE LA CONFIGURACIÓN DE LOS POZOS QUE FLUYEN A LA ESTACIÓN SACHA NORTE-2

La producción de los pozos que fluyen a la Estación Sacha Norte-2, está configurada en plataformas y aportes individuales de los pozos.

Existen 9 plataformas que están formadas por un conjunto de pozos, cuya producción es almacenada en un tanque común que se encuentra ubicado en la locación de cada plataforma para su posterior bombeo a la Estación Sacha Norte-2.

Adicionalmente existen pozos que por su ubicación y producción aportan directamente con una línea de flujo hacia la Estación Sacha Norte-2 o en casos especiales donde la producción es baja, dichos pozos producen a un tanque ubicado en la locación para su posterior traslado hacia la estación por camiones vacuum.

La tabla 3.4, indica los pozos que conforman las diferentes plataformas y los pozos que aportan individualmente hacia la Estación Sacha Norte-2.

Tabla 3.4 Configuración de los pozos que conforman la estación Sacha Norte-2

POZOS CONFIGURADOS EN PLATAFORMAS, ESTACIÓN SACHA NORTE-2						
WELL PAD SAC-192	SAC-321D	SAC-241D	SAC-240D	SAC-226D	SAC-214D	SAC-210D
	SAC-320D	SAC-242-D	SAC-227D	SAC-217D	SAC-213D	SAC-192
PLATAFORMA-177	SAC-262D	SAC-260D	SAC-265D	SAC-177		
	SAC-261D	SAC-264D	SAC-266D	SAC-263D		
WELL PAD SAC -65B	SAC-231D	SAC-233D	SAC-259D	SAC-218		
	SAC-228D	SAC-160	SAC-65B			
PLATAFORMA-4	SAC.4B	SAC-168	SAC-204D	SAC-221D		
	SAC-165	SAC-178	SAC-4			
PLATAFORMA-94	SAC-203D	SAC-94	SAC-244D			
	SAC-206D	SAC-152	SAC-173H			
PLATAFORMA-63	SAC-63	SAC-275D	SAC-274D	SAC-273D		
WELL PAD SAC-270	SAC-271D	SAC-270D	SAC-272D			
WELL PAD SAC-280	SAC-280D	SAC-281D	SAC-282D			
PLATAFORMA -66B	SAC-66B	SAC-125				
POZOS CONFIGURADOS INDIVIDUALEMTE, ESTACIÓN SACHA NORTE-2						
POZOS INDIVIDUALES	SAC 93	SAC 58	SAC 95	SAC 167	SAC 138	SAC 32
	SAC 38	SAC 121	SAC 71	SAC 129	SAC-175H	SAC-174H
	SAC-170					

FUENTE: Ingeniería de Campo Sacha, ORN CEM

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

A continuación la Figura 3.2, muestra el manifold del Well Pad SAC-65B.

Figura 3.2 Manifold del Well Pad Sac-65B

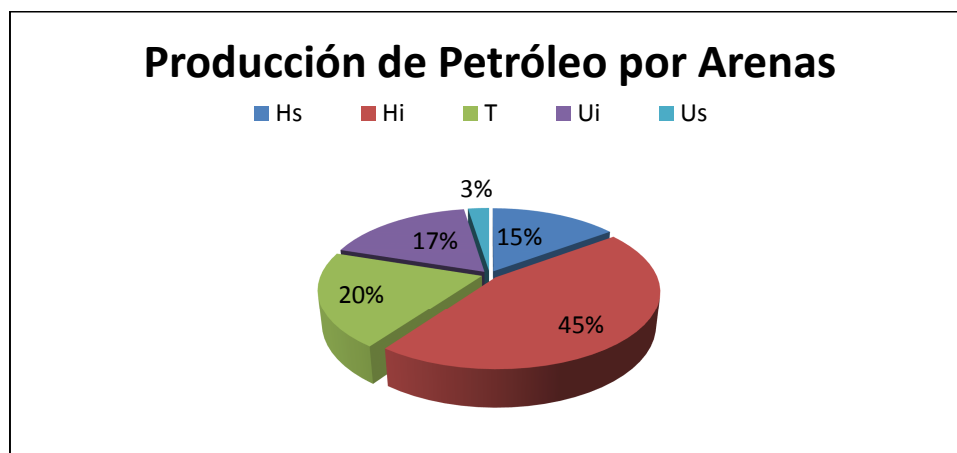


FUENTE: Campo Sacha, Well Pad SAC65-B, ORN CEM.

3.1.4 PRODUCCION DE PETRÓLEO POR ARENAS DE LOS POZOS QUE FLUYEN A LA ESTACIÓN SACHA NORTE-2

De acuerdo a la figura 3.3, las arenas Hollín Superior e Inferior aportan con 45% y 15 % respectivamente, las arenas “Ui” y “Us” aportan con un 17 % y 3% respectivamente y por último la arena “T” con un aporte del 20% de la producción de petróleo en la estación Sacha Norte-2

Figura 3.3 Producción de Petróleo por Arenas – Estación Sacha Norte-2



FUENTE: Ingeniería de Campo Sacha, ORN CEM

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

3.2 CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CON SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

La selección de pozos, que son candidatos para incrementar la producción, está basada en consideraciones técnicas del sistema de levantamiento y reservorio. El análisis de los pozos se realiza en función de información, proveniente de fuentes confiables, con el objetivo de minimizar el margen de error y de esta manera poder obtener resultados seguros y acertados en el presente estudio.

A continuación, en los siguientes numerales, son descritas las principales consideraciones técnicas.

3.2.1 PRESIÓN DE BURBUJA (P_b)

La presión de burbuja de un hidrocarburo, es el valor de presión a la cual se forma la primera burbuja de gas, teniendo en este punto, la fase líquida y gaseosa simultáneamente.

Es muy importante conocer el valor de presión de burbuja, al momento de diseñar el sistema de bombeo electrosumergible, la cantidad de gas que entra en la bomba debe ser baja. Por lo general, colocar la entrada de la bomba por debajo del punto de burbuja, debido a que la presencia de gas afecta directamente a la eficiencia de la bomba.

Como factor de seguridad, es muy importante colocar la entrada de la bomba 200 psi por encima del punto de burbuja, y si fuere el caso, bajar un separador de gas con el equipo sumergible para minimizar la cantidad de gas y evitar problemas en el funcionamiento del equipo BES.

3.2.2 PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (Pwf)

La presión de fondo fluyente, indica la caída de presión que existe entre el reservorio y el pozo, es decir la caída de presión que se da en la cara del pozo. El valor de la presión de fondo fluyente se obtiene a través de B'Up, o realizando un cálculo a partir de la presión de intake registrado por los sensores del equipo de bombeo electrosumergible.

3.2.3 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

Se define índice de productividad (IP), a la relación existente entre la tasa de producción, (Qt), y el diferencial entre la presión del yacimiento y la presión fluyente en el fondo del pozo, (Pws- Pwf). El índice de productividad, es un claro indicador de la productividad en el fondo del pozo, y la ecuación que lo define es la siguiente:

$$IP = \frac{Q_t}{P_{res} - P_{wf}} \quad (3.1)$$

A continuación, la tabla 3.5, indica una escala típica de valores de índice de productividad.

Tabla 3.5 Rango del Índice de Productividad

ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)	
BAJA PRODUCTIVIDAD	IP < 0.5
PRODUCTIVIDAD MEDIA	0.5 < IP < 1
ALTA PRODUCTIVIDAD	1 < IP < 2
EXCELENTE PRODUCTIVIDAD	IP > 2

FUENTE: Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal, Ricardo Maggiolo

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

3.2.4 RESERVAS REMANENTES

Las reservas remanentes, son un aspecto técnico importante a considerar, permite conocer los límites económicos a los que puede estar sujeto la explotación de un pozo o la implementación de un sistema de levantamiento.

En el presente estudio, se propone incrementar la producción mediante la remoción de daño y rediseño del equipo BES, lo que implica un costo para la empresa, es por ello necesario conocer si las reservas remanentes justifican, si el proyecto es rentable o no.

El Anexo No 2, indica el procedimiento de cálculo de las reservas remanentes por el método de la curva de declinación, mediante el uso del programa DSS (Dynamic Surveillance System) de la compañía Halliburton.

La tabla 3.6, indican los valores de reservas remanentes estimadas para los pozos que fluyen a la estación Sacha Norte-2.

Tabla 3.6 Reservas Remanentes de los pozos BES de Sacha Norte-2

POZO	ARENA	Reservas Remanentes	FECHA
		(BlS)	
SAC-65B	Hi	657301	31/08/2012
SAC-66B	Ui	815400	01/09/2012
SAC-93V	Ui	477239	02/09/2012
SAC-121V	Ui	1283510	03/09/2012
SAC-125	Hi	723749	04/09/2012
SAC-160D	H	56327	05/09/2012
SAC-178D	Hi	162139	06/09/2012
SAC-192	Hi	932366	07/09/2012
SAC-204D	Hi	815496	08/09/2012
SAC-214 H	Hi	3324419	09/09/2012
SAC-214 U	Ui	3324919	10/09/2012
SAC-217D	Ui	287123	11/09/2012
SAC-228D	Hi	257692	12/09/2012
SAC-240D	T	219280	13/09/2012
SAC-242D	Hs	430241	14/09/2012
SAC-260D	Ui	413402	15/09/2012
SAC-262D	Hs	51708	16/09/2012
SAC-264D	Hi	116239	17/09/2012
SAC-321D	Hs	940792	18/09/2012

FUENTE: Ingeniería de Reservorio de ORNCEM, Software DSS, Quito.

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

3.2.5 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO (γ_o)

Es la relación existente entre la densidad absoluta del petróleo y la densidad de una sustancia de referencia, donde esta última para el caso de los líquidos es el agua y para los gases es el aire. La gravedad específica del petróleo, se calcula de la siguiente forma:

$$\gamma_o = \left(\frac{\rho_l}{\rho_w} \right)_{P_{sc}, T_{sc}} \quad (3.2)$$

La gravedad API, de sus siglas en inglés (American Petroleum Institute), es una medida de densidad que describe que tan pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua. En la industria petrolera, la gravedad API, es una medida de la gravedad específica del petróleo. A continuación, se describe la fórmula para calcular la gravedad específica del petróleo en función del grado API, a una temperatura de 60 °F.

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + API} \quad (3.3)$$

3.2.6 RELACIÓN GAS-PETRÓLEO (GOR)

La relación gas petróleo, representa la razón entre los pies cúbicos de gas a condiciones estándar con respecto a los barriles de petróleo producidos a condiciones normales y se mide en (PCS/BF). El valor del GOR, es calculado en superficie, por lo que se considera que el gas se encuentra en estado libre.

La relación Gas-Petróleo debe ser baja caso contrario produce problemas de cavitación en la bomba electrosumergible y hace que disminuya su eficiencia. Generalmente los equipos BES pueden asimilar hasta un 10 % del gas en la succión.

3.2.7 PERMEABILIDAD DE LA FORMACIÓN

Un factor muy importante en el flujo de los fluidos en un yacimiento, es la permeabilidad de la roca, que representa la facilidad con que los fluidos se desplazan a través del mismo y se mide en darcys. Es muy importante, ya que valores altos de permeabilidad permiten el flujo del fluido del yacimiento a la cara de pozo.

3.2.8 CORTE DE AGUA (W.C)

El corte de agua, es un parámetro que debe ser analizado de acuerdo a los historiales de producción, para el posterior diseño del equipo BES. El corte de agua es un factor importante en las correlaciones de flujo multifásico y viscosidad de fluido.

En el sistema de bombeo electrosumergible, el incremento del corte de agua no representa un problema mayor, dado que las técnicas actuales de monitoreo, permiten a través del variador de frecuencia (VSD), controlar la velocidad y la producción.

3.3 DISPONIBILIDAD DE DATOS CONFIABLES Y SELECCIÓN DE POZOS CON BES QUE FLUYEN A LA ESTACIÓN SACHA NORTE-2

Con la finalidad de obtener un análisis confiable de los pozos, para el incremento de producción de petróleo mediante el rediseño del equipo BES, remoción de daño y análisis de registros petrofísicos, se considera para la selección de los pozos, información de pruebas de restauración (Build Up) menores a 5 años, presión de entrada a la bomba, presión de fondo fluyente, reservas remanentes, días de operación del equipo BES, índice de productividad, etc.

3.3.1 DATOS DEL FORESCAST DE LOS POZOS SELECCIONADOS

El forecast de producción, es desarrollado por el departamento de Producción y de Ingeniería de Petróleos de ORN CEM, es un registro mensual del estado de la producción, en el cual se detallan los barriles de fluido producido, BSW, API, equipo de fondo instalado, arena, fecha, tipo de levantamiento y observaciones.

La información de los forecast, es validada con los reportes de los equipos BES de las compañías prestadoras de servicios, historiales de producción y Workover para obtener información de alta confiabilidad. La tabla 3.2, detalla los datos de Forecast a la fecha de cierre del presente estudio, (31 de Agosto del 2012), de los pozos que fluyen a la estación Sacha Norte-2.

3.3.2 REPORTES DE LAS BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES

Los pozos que producen a la estación Sacha Norte-2, tienen equipos BES instalados de las compañías SHLUMBERGER, CENTRILIFT y GENERAL ELECTRIC, con el objetivo de monitorear los parámetros que involucran los equipos de fondo instalado, OPERACIONES RIO NAPO CEM, genera un reporte mensual en el que se detallan datos del equipo instalado, días de operación, tipo de Bomba, tipo de motor, frecuencia, voltaje, amperios, Hp del motor, número de etapas, nivel del fluido, presión de entrada en la bomba y observaciones que existen en la carta amperimétrica.

A continuación la tabla 3.7, indica los diferentes parámetros que componen el reporte BES de los pozos que producen a la estación Sacha Norte-2.

Tabla 3.7 Reporte BES de los pozos productores a la Estación Sacha Norte-2, al 31/08/2012

POZO	FECHA DE INSTALACIÓN	OPERACIÓN	PRUEBAS DE PRODUCCIÓN							BOMBA			MOTOR					OBSERVACIONES					
			FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW %	API	Pc (psi)	CANT	Etapas	Bomba	CANT	MOT HP	VOLTAGE	AMPERAJE	OPER		AMP	SNZ	ON/OFF	PIES	TIPO
32	12-Abr-11	507	30-Ago-12	T	415	340	18.0	26.8	50	2	289	D725N	1	150	2300	39.5	58	19	X	7509	562	R	OK
38	25-Ene-12	219	31-Ago-12	T	264	246	7.0	27.7	20	2	238	D460N	1	150	2300	39.5	55	17	X	8060	348	R	OK
65B	02-Jun-12	90	24-Ago-12	Hi	1144	1138	0.5	25.7	110	2	322	TD-1250	1	160	2185	46	52	50	X	6522	948	GE	OK
66B	20-Sep-11	346	31-Ago-12	U+BT	200	197	1.5	25.5	55	2	328	D460N	1	156	1538	62.7	51	38	X	6807	1063	R	SE PUEDE INCREMENTAR 1 HZ EN LA FRECUENCIA.
93	22-May-11	467	28-Ago-12	Ui	136	75	45.0	36.1	75	2	426	D725N	1	150	2300	39	64	22	X	5704	1186	R	DESGASIFICAR POZO
99	16-Mar-10	899	26-Ago-12	Ti	763	752	1.4	28.0	60	2	293	P8	1	152	2325	40	57	29	X	6615	882	C	OK
121	14-Jun-11	444	29-Ago-12	U	1060	1056	0.4	27.5	70	3	485	DN-1100	1	188	2224	47	57	33	X	6100	1170	R	OK
125	30-May-11	459	31-Ago-12	Hi	496	436	12.0	23.2	50	2	303	DN-1100	1	150	2300	39	54	24	X	7117	795	R	SE PUEDE INCREMENTAR 1 HZ DE FRECUENCIA. CHEQUEAR TEMP. DE MOTOR
160D	28-May-12	95	26-Ago-12	Hsi	498	199	60.0	26.2	10	2	360	P8	1	152	2325	40	50	24	X	8517	536	C	MONITOREAR, RECENSALE DE W.O. SE INCREMENTO 2 HZ.
168H	11-Jun-10	812	29-Ago-12	T+H	258	250	3.0	26.6	28	2	352	TD 650	1	120	2245	35	53	18	X	7526	764	GE	PICOS DE ATASCAMIENTO, BOMBA TRABAJA EN SEVERO DOWN TRUST
170	23-Jul-12	39	31-Ago-12	T	122	41	66.0	27.8	10	2	226	P8	1	132	1370	84	61	22	X	7157	899	C	POZO SALE DE W.O. BAJO APORTE. PI INCREMENTA, DEGASIFICAR.
175H	16-Oct-11	320	31-Ago-12	Hs	320	141	56.0	26.1	120	2	389	D475N	1	127	1290	62.5	58	49	X	7360	242	R	OK, PRODUCCION MEJORA CONTRATANQUE EN LOCACION.
178D	24-Mar-12	160	30-Ago-12	Hi	416	166	60.0	24.7	50	2	343	DN1100	1	180	1685	64.5	54	43	X	6077	1092	R	INCREMENTO DE 2 HZ Y DE 60 BPPD.
192	14-Feb-10	929	31-Ago-12	Hi	1842	332	82.0	24.7	100	1	104	P23	1	228	2305	60	43	39	X	3716	2229	C	SE INCREMENTAN 3 HZ Y SE GANAN 20 BPPD

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.7

POZO	FECHA DE INSTALACIÓN	DÍAS DE OPERACIÓN	PRUEBAS DE PRODUCCIÓN						BOMBA			MOTOR						PRESIÓN INTAKE (psi)	COMPañÍA					
			FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW %	API	Pc (psi)	CANT	Etapas	Bomba	CANT	MOT:HP	VOLTAGE	AMPERAGE	HZ			AMP	SENSOR DE FONDO			
																					ON	OFF	Nivel Fluido	PRESIÓN INTAKE (psi)
204D	03-Sep-10	728	31-Ago-12	Hi	1034	248	76.0	24.1	50	2	196	P18	1	110	2152	31	45	19	X			3664	2026	C
210D	05-Nov-11	300	28-Ago-12	Hi	802	176	78.0	24.6	20	1	35	SN-2600	1	150	2300	39.5	48	12.7		X		N/R	N/R	R
213D	10-Dic-09	995	31-Ago-12	Hi	572	229	60.0	25.5	20	1	61	SN-2600	1	150	1600	56	52	24	X			3754	2203	R
214D	31-Dic-10	609	26-Ago-12	Hi	1320	330	75.0	24.5	100	2	232	P18	1	132	1370	64	42	23	X			1762	2994	C
		609	27-Ago-12	Ui	464	459	1.0	24.4	100	1	366	P18	1	132	1370	64	44.3	29	X			7785	645	C
217D	27-May-12	96	27-Ago-12	Ui	260	258	0.8	24.2	30	2	352	TD-650	1	70	1310	35	54	20	X			8686	294	GE
226D	19-Sep-11	347	27-Ago-12	Hs	1066	1055	1.0	23.6	25	2	176	DN 1100	1	150	2300	39.5	43	27.4	X			4799	1820	R
227D	16-Nov-11	289	31-Ago-12	Hs	312	310	0.5	27.6	15	2	293	P8	1	114	2330	30	49	20	X			8405	395	C
228D	08-Jun-12	84	29-Ago-12	Hi	872	593	32.0	23.0	20	2	172	P23	1	228	2305	60	49	46	X			7966	423	C
233D	01-Feb-10	942	28-Ago-12	Hi	1908	382	80.0	26.5	120	1	104	P23	1	228	2305	60	54	44		X			NR	C
237D	14-Ago-12	17	31-Ago-12	T	91	89	1.8	29.3	20	4	429+93	TD300	1	120	195	46	58	15	X			7194	849	GE
240D	30-Jun-12	62	28-Ago-12	T	156	155	0.5	30.6	10	2	268	D460N	1	120	2270	32	54	14	X			8868	214	R
241D	29-May-11	460	29-Ago-12	Hi	1626	407	75.0	26.9	130	1	232	P18	1	150	2300	60	50	28	X			2000	2857	C
242D	05-Dic-11	270	30-Ago-12	Hs	1008	252	75.0	24.0	25	1	226	P12X	1	114	2330	30	50	26	X			4835	1801	C
260D	04-Abr-11	515	31-Ago-12	Ui	102	92	10.0	22.5	30	2	291	P8X	1	114	2330	30	55	21	X			5647	1498	C

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.7

POZO	FECHA DE INSTALACIÓN	DÍAS DE OPERACIÓN	PRUEBAS DE PRODUCCIÓN							BOMBA			MOTOR						COMPANÍA	OBSERVACIONES			
			FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW %	API	Pc (psi)	CANT	Etapas	Bomba	CANT	MOT HP	VOLTAJE	AMPERAJE	HZ	AMP			SENSEOR FONDO	Nivel Fluido	PRESION INTAKE (psi)
262D	01-Ago-12	30		Hs	488	195	60.0	23.9	25	2	143	TE 1500	1	120	2165	33	50	29	X	NR	NR	GE	SALE DE W.O. SE PIERDE SEÑAL DE FONDO
263D	21-May-12	102		Hi	304	152	50.0	22.6	60	2	293	P8X	1	114	2330	30	54	22	X	505	C	OK. SE PUEDE INCREMENTAR 1 HZEN FRECUENCIA.	
264D	25-Jun-12	67		Hi	264	145	45.0	24.8	20	2	360	P6X	1	114	2330	30	51	20	X	8385	C	CHEQUEAR CON DETENIMIENTO INYECCION DE QUIMICO. POZO SUMAMENTE INCRUSTANTE	
265D	18-Mar-12	166		Hi	956	574	40.0	24.5	65	1	180	P8X	1	83	2159	23	58	22	X	5725	C	corte de agua incrementa de 35 a 40%.	
266D	10-May-12	113		Ti	472	434	8.0	27.6	60	2	317	TD-650	1	90	1930	31	55	14	X	7357	GE	OK	
270	16-Jun-12	76		US+	448	445	0.6	25.4	100	3	303	D1050N	1	180	1900	56.4	56	26	X	8347	R	MONITOREAR Y OPTIMIZAR POZO CON SISTEMA Z-SIGHT DE ARIAPETRO. A INSTALARSE.	
273D	21-Abr-12	132		Hi	1904	1066	44.0	25.9	60	2	132	P23	1	228	2305	60	47	44	X	2777	C	SE PUEDE INCREMENTAR 2 HZ LA FRECUENCIA DE UNO EN UNO.	
274D	06-Abr-12	147		U	244	243	0.3	22.9	65	2	248	D1050N	1	120	2270	32	62	20	X	8017	R	CHEQUEAR INCREMENTO DE TEMPERATURA DEL MOTOR.	
275D	27-Jun-12	65		U	186	184	1.0		30	3	468	TD 300	1	60	1945	20	57	16	X	8714	GE	POZO SALE DE W.O. HAY INCREMENTO EN LA TEMP. DE MOTOR. BSW DISMINUYE SE 12 A 1%.	
280	28-Jun-12	64		U	827	823	0.5	30.2	105	2	293	P 8X	1	152	2325	40	58	30	X	6679	C	SE SUBEN 2 HZ DE FRECUENCIA.	
281D	26-Jul-12	36		T	291	290	0.5		40	2	393	P4	1	132	1370	64	48	28	X	9058	C	MONITOREAR. POZO BAJA PIY PRODUCCION.	
282D	28-Ago-12	3		Hs	1204	241	80.0		62	2	360	P8	1	168	2295	44	59	37	X	8429	C	POZO SALE DE C&PI SE INCREMENTA FRECUENCIA DE 55 A 59 Hz.	
320D	27-Jul-11	401		Ti	618	612	1.0	24.8	20	2	290	DN 1100	1	112	1589	44	57	22	X	6398	R	SE PUEDE INCREMENTAR 1 HZA FRECUENCIA.	
321D	04-Mar-12	180		Hs	648	629	3.0		45	1	100	D1050N	1	132	1076	78.5	67	27	X	2756	R	OK	
331D	29-Ago-12	2		Hi	378	242	36.0		70	2	172	TE 4200	1	225	2235	64	45	50	X	7238	GE	POZO SALE DE W.O. ESTABILIZANDOSE	

FUENTE: Departamento de Ingeniería de Petróleos, Operaciones Rio Napo CEM
ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

3.3.3 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

El historial de producción, es un reporte estadístico que se realiza con los datos de las pruebas de producción realizadas a cada pozo a lo largo del tiempo en el Campo Sacha. Indica datos como la producción neta de fluido, tasa de petróleo y agua, corte de agua, salinidad y observaciones, etc. Estos datos permiten construir curvas de comportamiento de la producción y del avance de agua en un pozo determinado. El Anexo No 3, detalla las gráficas de los historiales de producción de los pozos seleccionados con equipo BES que fluyen a la estación Sacha Norte-2, al 31 de Agosto del 2012.

3.3.4 HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTO

Los historiales de reacondicionamiento se elaboran con la información diaria emitida por el responsable del taladro de reacondicionamiento, suministran información acerca de todos los trabajos que se realizan en un pozo a lo largo de su etapa productiva. En él, se indican datos como fecha y objetivo del Workover, resumen operacional de las actividades, y sobre todo resultados y cuantificar que impacto tuvo el Reacondicionamiento sobre la producción del pozo. El Anexo No 4, detalla los historiales de reacondicionamiento de los pozos seleccionados con equipo BES que fluyen a la estación Sacha Norte-2 al 31 de Agosto del 2012.

3.3.5 DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN

Los diagramas de completación o también conocidos como diagramas mecánicos, son una representación grafica de las condiciones del último trabajo realizado en el pozo. En él encontramos especificaciones de la tubería de revestimiento y producción, profundidad del pozo en MD y TVD, descripción del equipo BES de fondo, BHA de producción, intervalos perforados, etc.

Es muy importante contar con diagramas mecánicos que permitan tener datos confiables para el análisis. El Anexo No 5, contiene los diagramas de

completación de los pozos seleccionados con equipo BES que fluyen a la estación Sacha Norte-2 al 31 de Agosto del 2012.

3.3.6 INFORMACIÓN DE LOS REPORTES DE BUILD UP

Los registros de Build Up, son reportes de todas las pruebas de restauración que se toman a las arenas a través del tiempo, indica datos como la permeabilidad, daño, presión de fondo, presión del reservorio, intervalos perforados, etc. La tabla 3.9, indica los registros de Build Up de los pozos que producen a la estación Sacha Norte-2, al 31 de Agosto del 2012.

3.3.7 PRESIÓN DE FONDO

La presión de fondo, es un parámetro importante que debe ser considerado en el análisis de los pozos, ya que proporciona información acerca de las condiciones dinámicas en el fondo del pozo, además es un indicativo de que el pozo puede estar presurizado por la presencia de gas o depletado, etc. A continuación la tabla 3.8, indica las presiones de fondo al 31/08/2012, calculadas a partir de la información de la presión de entrada de la bomba (PIP) registrada por el sensor del equipo BES de los pozos seleccionados que producen a la estación Sacha Norte-2.

Tabla 3.8 Presiones de Fondo de los Pozos Seleccionados - Sacha Norte-2

Presiones de Fondo al 31/08/2012							
POZO	ARENA	Qt (BFPD)	PIP (psi)	PROFUNDIDAD PERFORADOS (ft)	PROFUNDIDAD . BOMBA (ft)	GRADIENTE FLUIDO (psi/ft)	Pwf (psi)
SAC-93V	Ui	118	1186	9493	9329.5	0.39	1250
SAC-121V	Ui	1054	1170	9557	9353	0.3857	1249
SAC-178D	Hi	593	1092	10516	9648	0.42	1457
SAC-242D	Hs	960	1801	10668	9431	0.43	2333
SAC-321D	Hs	570	2623	10321	9529	0.43	2964
SAC-260D	Ui	96	1498	9674	9419	0.39	1597
SAC-66B	BT+Ui	208	1063	9564	9444	0.39	1110

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

Tabla 3.9 Build Up los pozos productores a la Estación Sacha Norte-2 (31/08/2012)

POZO	ZONA	FECHA	INTERVALO	Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	BSW %	Pwf (psi)	Pws (psi)	Sf	S Total	IP Ideal (BFPD/PSI)	IP real (BFPD/PSI)	Ko (md)	Ø %
SAC-32	Ti	21-Sep-97	9670-9678 9704-9708 9716-9730	447	297	39.9	1904	2752	3.50	3.50	S/D	0.88	159.0	0.17
	Ti	25-Sep-03	9670-9678 9704-9708 9716-9730 9730-9756	640	464	42.0	1903	2299	10.00	10.00	6.94	2.79	131.0	0.17
	Ti	01-Nov-05	9670-9678 9704-9708 9716-9730 9730-9756	558	186	25.0	1670							
SAC-38	Ti	28-Ago-96	9668-9672 9698-9704 9708-9714 9734-9770 9752-9760	192	48	20.0	490	2421	3.31	4.79	0.21	0.12	260.0	0.17
	Ti	30-Sep-96	9668-9672 9698-9704 9708-9714 9734-9760	269	403	60.0	815	3373	4.86	6.68	0.50	0.26	230.0	0.17
	Ti	12-Jul-03	9668-9672 9698-9704 9708-9714 9734-9760	511	161	24.0	1926	3399	0.92	0.92	0.64	0.46	82.0	0.17
SAC-65B	Hi	11-May-09	9910'-9926'	623	1	0.2	3509	3707	-4.70	-4.70	1.63	3.15	500.0	0.16
SAC-66B	Ui	03-Feb-97	9548-9560 9568-9580	817	167	17.0	1270	1907	15.89	15.02	S/D	1.54	305.0	0.126
	Ui	02-Dic-05	9548-9560 9568-9580	518	130	20.1	1258	1424	1.97	3.89	3.90	3.90	370.0	0.126
	Ui	21-Jun-09	9548-9560 9568-9580	256	64	20.0	884	1722	ND	ND	ND	0.38	370.0	ND
	Ui	17-Feb-10												
NO HAY ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP														

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.9

POZO	ZONA	FECHA	INTERVALO	Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	BSW %	Pwf (psi)	Pws (psi)	Sf	S Total	IP Ideal (BFPD/PSI)	IP real (BFPD/PSI)	Ko (md)	Ø %
SAC-160D	Hf	20-Nov-08	10462-10474	1940	10.0	0.5	3723	4222	PENDIENTE ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP					
	Hs+H	04-Mar-11	10462-10469 10440-10470	1248		62.0	2403	4285	PENDIENTE ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP					
	Ts	27-Sep-11	10280-10296	127	112.0	47.0	782	1338	-0.95	4.46	0.29	0.43	210.0	0.17
SAC-168H	Hs	10-Nov-07	9838-9844	875	205	19.0	1233	3922	5.00	36.00	0.32	0.40	1454.0	0.15
	Hs	11-Dic-07	9838-9844	145	119	45.1	1101	3201	---	---	---	0.13	---	---
	Ti	06-Mar-08	10700 - 10726	108	132	55.0	589	1260	-0.30	-0.30	0.34	0.36	125.0	0.17
SAC-170	Hf	04-Dic-00	9918-9940	2024	16	0.8	3845	4372	-0.70	3.42	5.42	3.87	1717.0	0.18
	Hf	18-Nov-02	9918-9928	298	446	59.9	2314	4155	18.00	18.00	0.70	0.40	398.0	0.18
	Hf	29-Ago-03	9918-9928	131	685	83.9	1117	4082	20.00	20.00	0.32	0.28	216.0	0.18
	T	19-Jun-04	9732-9740	363	130	26.4	1461	2035	3.40	3.40	1.15	0.86	280.0	0.15
	Hs	26-Sep-01	9911-9931	1747	437	20.0	1587	3150	-4.54	1.87	0.24	1.40	110.0	0.16
SAC-175H	Hs	27-Jun-03	10521-11799	747	83	10.0	---	---	NO HAY ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP					
	Hs	17-Jul-05	10521-11799	245	235	49.0	1065	2000	NO HAY ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP					
	Hs	04-May-10	9914-9931	497	55	10.0	1555	2960	---	-2.04	0.39	0.39	276.0	0.17
SAC-177D	Uf+s	26-Jun-06	10262-10290 10300-10308 10314-10334	512	64	11.1	1297	1982	NO HAY ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP					
	Ts	23-Jul-11	10146	---	---	---	2077	3325	NO HAY ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP					
	Ti	09-Nov-06	10306-10330	413	67	14.0	1451	2332	NO HAY ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP					
SAC-178D	Ti	15-Nov-06	10306-10330	826	134	14.0	1606		PRESION FLUYENTE LUEGO DEL RMA					
	Ti	03-Feb-07	10306-10330 10342-10356	122	598	83.1	1436	---	NO HAY ANALISIS E INTERPRETACION DE BUP					
	Hf	13-Feb-08	10538 - 10550	1658	95	5.4	3636	4223	6.00	6.00	6.64	2.99	290	0.17
	Hf	25-May-10	10510-10522	1102	122	10.0	2453	3691	1.39	1.39	1.05	0.99	267	0.17

POZO	ZONA	FECHA	INTERVALO	Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	BSW %	Pwf (psi)	Pws (psi)	Sf	S Total	IP Ideal (BFPD/PSI)	IP real (BFPD/PSI)	Ko (md)	Ø %
SAC-192D	Hi	19-Jun-08	9964 - 9970	803	378	32.0	4034	4149	NO HAY ANALISIS E INTERPRETACION DEBUP					
	Hi	09-Feb-10	9941-9953	2445	3	0.1	3420	4252	0.15	0.15	3.01	2.94	2140.0	0.18
SAC-204D	Hi	30-Jul-07	10222-10228	2742	8	0.3	3842	4272	-0.66	0.50	7.12	6.40	1650.0	0.18
	Hi	20-May-10	10222-10229	912	1112	18.0	3371	4024	0.53	0.53	0.87	3.10	485.0	0.18
SAC-210D	Hi	17-Ago-08	10330-10348	1509	3	0.2	3700	4216	0.45	0.45	3.07	2.93	720.0	0.19
SAC-213D	Hi	18-Oct-08	10254 - 10268	1581	3	0.2	3786	4289	-1.25	-1.25	2.56	3.15	495.0	0.17
SAC-214D	Hi	15-Dic-08	10176-10192	1501	5	0.3	3888	4199	4.00	4.00	7.68	4.84	3100.0	0.16
	Uj	09-Dic-10	9735-9742	706	14.12	2.0	1808	1985	4.00	---	4.07	3.98	252.0	0.18
SAC-217D	Hi	07-May-09	10684 - 10710	480	120	20.0	3717	4079	3.00	3.00	2.04	1.66	1307.0	0.15
	Hi	07-Ago-08	10684-10710 9905-9924	816	696	46.0	3175	4396	1.00	1.00	1.39	1.24	427.0	0.16
SAC-226D	Uj	08-May-10	10270-10284	322	350	52.1	1654	2181	11.00	---	3.18	1.28	198.0	0.17
	Hi	18-May-09	10175-10185	1646	34	2.0	3807	4344	0.86	0.86	3.48	3.13	769.0	0.15
SAC-227D	Hi	23-Abr-09	10457-10465	496	4	0.8	3632	4179	1.00	1.00	1.51	0.91	56.0	0.17
SAC-228D	Hi	18-Ene-09	10461-10482	718	2	0.3	3558	4202	-3.20	-3.20	0.64	1.12	340.0	0.15
	Hi	02-Abr-11	10461-10482	490	470.4	49.0	2035	3989	-1.93	-1.96	0.52	0.52	90.0	0.17

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 3.9

POZO	ZONA	FECHA	INTERVALO	Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	BSW %	Pwf (psi)	Pws (psi)	Sf	S Total	IP Ideal (BFPD/PSI)	IP real (BFPD/PSI)	Ko (md)	Ø %
SAC-233D	Hi	29-May-09	10608-10628	1176	6	0.5	3893	4325	3.80	3.80	3.20	2.74	3118.0	0.15
SAC-240D	Ui	14-Abr-11	9834-9850	85	108	56.0	308	2244	13.00	13.00	0.14	0.10	60.0	---
			9858-9866 9880-9890											
SAC-241D	Ui	18-May-11	10072-10091	234	148	39.0	1135	1502	---	18.41	1.04	1.04	929.0	0.17
			9684-9721											
SAC-242D	Hs	10-Mar-11	10661-10675	922	38	4.0	2360	3600	1.00	---	2.61	0.90	124.0	0.14
			10041-10095											
SAC-260D	Ui	26-Mar-11	9966-9681	211	269	56.0	1078	1786	10.70	10.70	---	0.93	260.0	0.17
			10305-10355											
SAC-262D	Hs	24-Abr-11	10305-10355	899	37	4.0	1596	4077	---	2.05	0.38	0.38	406.0	0.11
			9790'-9832'											
SAC-263D	Ui	30-Jun-11	10336-10366 10385-10400	437	187	30.0	1210	1498	8.90	8.90	2.00	2.17	142.4	0.16
			564											
SAC-264D	Hi	26-May-11	10426-10451	681	423	38.3	3514	4270	-1.24	2.88	1.46	1.46	95.8	0.17
			10310-10318 10325-10332											
SAC-320D	Hi	17-Ene-11	10426-10451	681	423	38.3	3514	4270	-1.24	2.88	1.46	1.46	95.8	0.17
SAC-321D	Hs	24-Ene-11	10310-10318 10325-10332	242	3	2.0	3629	4075	1.70	1.70	0.56	0.55	102.0	0.12

FUENTE: Departamento de Ingeniería de Petróleos, Operaciones Rio Napo CEM
ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

3.3.8 POZOS SELECCIONADOS

Se ha seleccionado 8 pozos cuya selección, se basa en la disponibilidad de datos confiables y consideraciones técnicas como reportes de Build Up no mayores a 5 años, historiales de producción y reacondicionamiento confiables, cartas amperimétrica, reservas, etc. Con la finalidad de obtener un análisis confiable para la implementación de los diferentes escenarios de incremento de producción que se propone en el Capítulo No 4.

La tabla 3.10, indica los pozos seleccionados que son considerados para el análisis en el presente capítulo

Tabla 3.10 Pozos Seleccionados con equipo BES, Sacha Norte-2

POZO	ARENA	Producción al 31 de Agosto del 2012			
		BFPD	BPPD	API	BWS, %
SAC-178D	Hi	593	237	24.6	60
SAC-93V	Ui	118	65	24.9	45
SAC-121	Ui	1054	1050	27.3	1
SAC-242D	Hs	960	240	24.8	75
SAC-321D	Hs	636	617	24.7	3
SAC-66B	UI+BT	96	86	26.4	10
SAC-260D	Ui	208	206	27	1.5

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

3.4 PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL ANÁLISIS NODAL DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

3.4.1 DESARROLLO DE LAS CURVAS IPR O INFLOW

La curva IPR, es la representación gráfica que existe entre las presiones de fondo fluente (P_{wf}) y las tasas de líquido que el yacimiento puede aportar a cada valor de presión fluente. Es muy importante conocer la curva IPR, para

conocer el potencial máximo del pozo y analizar sus diferentes condiciones fluyentes.

Si el valor de presión del pozo se encuentra debajo de la presión de burbuja, el gas en solución se libera e interfiere con el flujo de la fase líquida (Agua y Petróleo), afectando a la producción, bajo estas condiciones no es correcto asumir un Índice de productividad constante debido a que no considera las pérdidas ocasionadas por el gas. El índice de productividad lineal, se usa cuando la presión de fondo, P_{wf} , se encuentra por encima del valor de presión de burbuja (P_b), mientras que si se cumple la condición de $P_{wf} < P_b$ se utiliza el modelo de Vogel.

3.4.1.1 ECUACIÓN DE VOGEL

Vogel en 1967, en base a las ecuaciones presentadas por Weller para yacimientos que producen por gas en solución, desarrolló una correlación adimensional que considera un flujo bifásico, es decir flujo de dos fases (líquido y gas), cuando $P_{wf} < P_b$.

Vogel calculó empíricamente curvas IPR adimensionales considerando yacimientos con empuje de gas en solución que cubren un amplio rango de propiedades PVT y características de permeabilidad del yacimiento. Dichas curvas fueron graficadas con cada valor de presión dividida entre la presión estática y cada caudal dividido por el caudal máximo Q_{max} en $P_{wf}=0$. Estas curvas fueron combinadas dentro de una curva de referencia general, que se muestra en la figura 3.4.

La correlación matemática del método de Vogel, se describe a continuación (ecuación 3.4), cuando la $P_{wf} < P_b$:

$$\frac{q_o}{q_{o_{max}}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (3.4)$$

Donde:

$q_o =$ Caudal de la prueba, Bls/Dia.

$q_{o_{max}} =$ Caudal maximo de produccion ($P_{wf} = 0$), Bls/Dia.

$P_{wf} =$ Presion de Fondo, Psig

$\bar{P}_r =$ Presion promedio del reservorio, Psig

Para cualquier caudal mayor al caudal en el punto de burbuja, se puede calcular usando la siguiente expresión matemática (ecuación 3.6), que se deriva de la ecuación 3.4:

$$q_o = q_b + (q_{o_{max}} - q_b) \times \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^2 \right] \quad (3.5)$$

$$q_o = q_b + \frac{PI \times P_b}{1.8} \times \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^2 \right] \quad (3.6)$$

Donde:

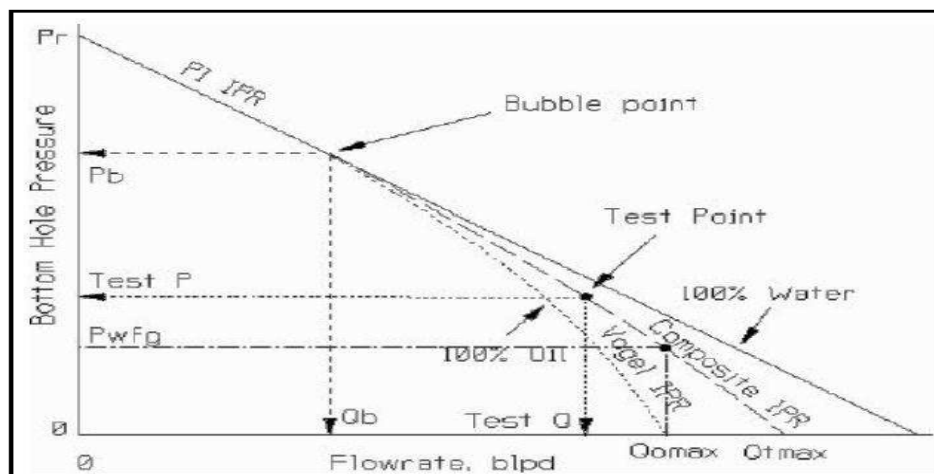
$q_o =$ Caudal por debajo del punto de burbujeo , Bls/Dia.

$q_b =$ Caudal en el punto de burbuja, Bls/Dia.

$P_{wf} =$ Presion de Fondo por debajo del punto de burbuja, Psig

$P_b =$ Presion de Burbujeo, Psig

Figura 3.4 Representación gráfica de la curva IPR obtenida por el Método de Vogel



FUENTE: Manual de Subpump

3.4.1.2 VOGEL CORREGIDO POR EL CORTE DE AGUA

La relación de Vogel, fue desarrollada asumiendo un corte de agua del 0 %, lo que no necesariamente indica condiciones reales de un pozo y puede derivar en resultados erróneos e incomprensibles. Cuando existe un aumento en el corte de agua, la liberación del gas en solución será menor, debido a que existe menor cantidad de crudo en la fase líquida, por lo que una IPR de Vogel con cortes de agua que oscilan entre el 0 y 100% es muy representativa.

El método IPR de Vogel corregido por el corte de agua, denominado en algunos casos como composicional, calcula una IPR para cualquier corte de agua. Si dicho corte de agua es 0 %, el método composicional se ajusta al método Vogel. Si el corte de agua es del 100 %, el método composicional se ajusta al método IP. Para el método de Vogel, se requiere tener un punto de prueba conocido de presión de fondo fluyente y caudal.

3.4.2 PROCESO PARA REALIZAR EL ANÁLISIS EN EL NODO BES

- ✓ Para realizar el análisis nodal del Sistema por Bombeo Electrosomergible, se requiere información confiable del pozo, debido a que los cálculos que se describen a continuación dependen de ella.
- ✓ En base a la información del Build Up, construimos la curva IPR del pozo para determinar el potencial máximo del que dispone.
- ✓ Se determina las presiones de fondo fluyente para diferentes caudales a nivel de las perforaciones.
- ✓ Se determina el nivel dinámico o altura dinámica del líquido con las presiones calculadas en el siguiente procedimiento:

- Se calcula la gravedad específica del petróleo (γ_o):

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + API} \quad (3.7)$$

Donde:

γ_o = Gravedad Específica del petróleo

API = Grados API del crudo

- Se calcula la gravedad específica de la mezcla (γ_m):

$$\gamma_m = (BSW \times \gamma_w) + ((1 - BSW) \times \gamma_o) \quad (3.8)$$

Donde:

γ_m = Gravedad Específica de la mezcla del fluido

BSW = Porcentaje de Agua y Sedimentos del fluido.

γ_w = Gravedad Específica del Agua

- Se calcula el Nivel del Fluido:

$$NF = \frac{2.31 \times Pwf}{\gamma_m} \quad (3.9)$$

Donde:

NF = Nivel del fluido, (ft)

Pwf = Presión de fondo fluyente, (psi)

- ✓ Se determina la presión de succión de la bomba por el siguiente procedimiento:

- Primero se calcula la diferencia entre la profundidad de las perforaciones y la profundidad de entrada a la bomba, simbolizada por ΔH_s :

$$\Delta H_s = Prof. de las perf - Prof. de succion \quad (3.10)$$

Donde:

$Prof. de las perfo$ = Profundidad media del intervalo punzonado, (ft)

$Prof. de succion$ = Profundidad de entrada en la Bomba, (ft)

- Calculamos la presión de succión por medio de la siguiente ecuación:

$$P_s = \frac{(NF - \Delta H_s) \times \gamma_m}{2.31} \quad (3.11)$$

Donde:

P_s = Presión de Succion, (psi)

NF = Nivel del Fluido, (ft)

γ_m = Gravedad Específica de la Mezcla

- ✓ Se determina la presión de descarga de la bomba, usando los datos de caudales de la curva IPR y la presión de cabeza a través del siguiente procedimiento:

- Se calcula las pérdidas de presión generadas a través de la tubería con la ecuación de Hazen Williams:

$$F = \frac{2.083 \times \left(\frac{100}{C}\right)^{1.85} \left(\frac{Q}{4.3}\right)^{1.85}}{ID^{4.8655}} \quad (3.12)$$

Donde:

F = Caida de Presión, (psi perdidos/1000 pies)

C = Factor de Rugosidad de la tubería.

Q = Caudal de Fluido, (BFPD)

ID = Diámetro interno del Tubing, (pulg)

- Se calcula las pérdidas de presión en la tubería generadas por el rozamiento entre el fluido y la tubería de producción:

$$P_f = \frac{F \times Hd \times \gamma_m}{2.31} \quad (3.13)$$

Donde

P_f = Pérdida de presión en la tubería, (psi)

F = Factor de Hazen Williams.

$H_d =$ Altura desde la superficie hasta la descarga de la Bomba, (ft).

$\gamma_m =$ Gravedad Específica de la mezcla.

- Se calcula la presión hidrostática generada por la columna de fluido, desde la superficie hasta la profundidad de descarga de la bomba:

$$P_{hd} = \frac{H_d \times \gamma_m}{2.31} \quad (3.14)$$

Donde:

$P_{hd} =$ Pérdida de presión desde la superficie hasta la descarga de la Bomba, (psi)

$H_d =$ Altura desde la superficie hasta la descarga de la Bomba, (ft).

$\gamma_m =$ Gravedad Específica de la mezcla.

- Finalmente se calcula la presión de descarga, sumando las pérdidas de presión anteriormente calculadas:

$$P_d = P_f + P_{hd} + P_c \quad (3.15)$$

Donde:

$P_d =$ Presión en la descarga de la bomba, (psi)

$P_{hd} =$ Pérdida de presión desde la superficie hasta la descarga de la Bomba, (psi)

$P_f =$ Pérdida de presión en la tubería, (psi):

$P_c =$ Presión en la cabeza, (psi)

- ✓ Se determina la presión del sistema, que es la presión necesaria que debe suministrar la bomba para producir cualquier tasa de flujo, se obtiene realizando la diferencia entre la presión de descarga y succión

$$P_{sist} = P_d - P_s \quad (3.16)$$

Donde:

$P_d =$ Presión en la descarga de la bomba, (psi)

$P_s =$ Presión de succión de la bomba, (psi)

Finalmente los resultados calculados en los pasos anteriores nos permiten realizar el análisis nodal en el nodo solución de la bomba, es decir obtener la curvas de presión de succión y descarga, lo cual nos permite realizar el análisis del sistema de bombeo electrosumergible.

3.5 PROGRAMA PARA REALIZAR EL ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA, SUBPUMP

3.5.1 INTRODUCCIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE SUBPUMP

El programa SubPUMP versión 7.0, fue desarrollado por la compañía IHS, actualmente es uno de los programas más usados por su confiabilidad y fácil uso para el diseño, rediseño y análisis del equipo BES con la finalidad de mejorar la producción y reducir costos. El programa SubPUMP, ofrece tres modos de diseño: diseño riguroso, diseño rápido y análisis de equipos instalados.

El programa SubPUMP, suministra datos que generan las gráficas de altura de succión y descarga en función del caudal, para determinar la capacidad de levantamiento de la bomba, además al multiplicar las alturas de succión y descarga por el gradiente de presión obtenemos la presión de succión y descarga respectivamente, que en función del caudal permite conocer las posibles pérdidas de presión en el sistema de bombeo electrosumergible. Adicionalmente, permite conocer el potencial del reservorio mediante la gráfica de la IPR.

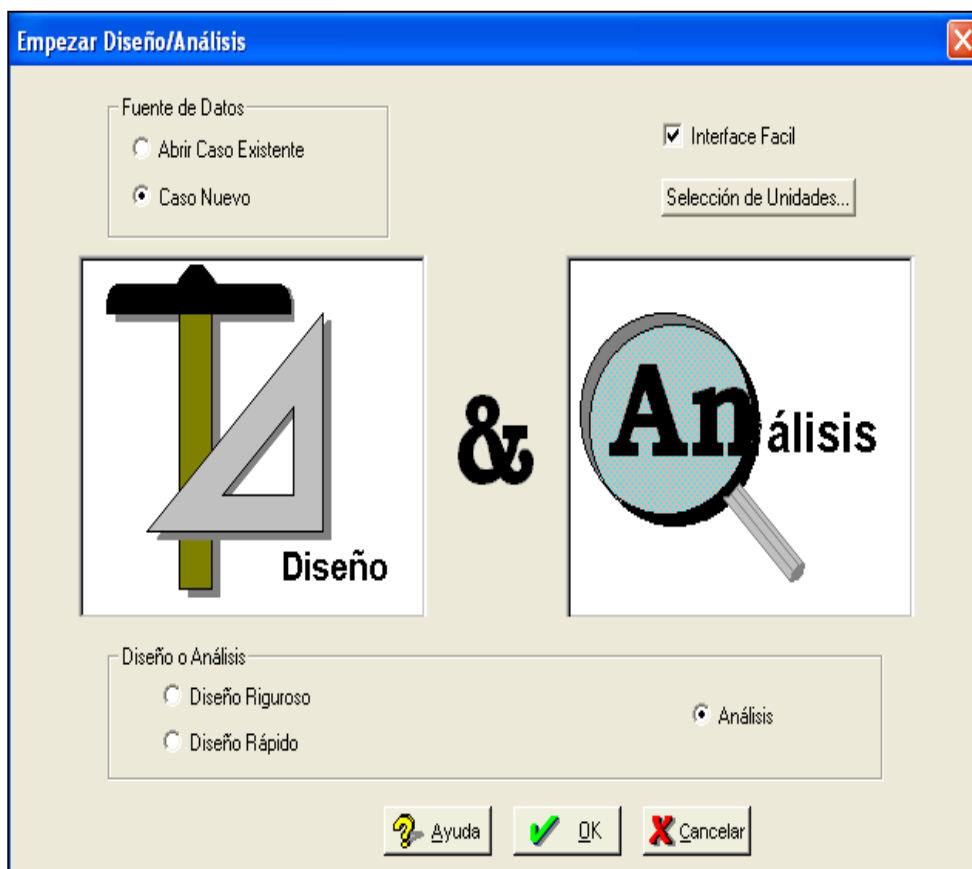
SubPUMP, permite realizar una comparación entre el comportamiento real y óptimo del equipo BES, para determinar posibles problemas existentes, sea en el equipo BES o a nivel de yacimiento. Para la optimización del equipo BES, se proponen alternativas como el rediseño del equipo, corrección de rangos operativos, sensibilidad con la frecuencia con el objetivo de que las bombas funcionen a la máxima eficiencia posible dentro de los rangos de operabilidad a condiciones reales.

3.5.2 PROCEDIMIENTO DEL INGRESO DE DATOS MODO ANÁLISIS

A continuación, se describen las diferentes interfaces que el usuario debe seguir para realizar el análisis de equipos BES instalado en el pozo.

Interface 1: En la ventana inicial denominada *Empezar Diseño/Análisis* que se indica en la figura 3.5, seleccionamos la opción nuevo caso y análisis. Clic en Ok.

Figura 3.5 Ventana Diseño/Análisis



Fuente: SubPUMP

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

Interface 2: En la ventana mostrada en la figura 3.6, se realiza la descripción del pozo.

Figura 3.6 Ventana Descripción del Pozo

The screenshot shows a software window titled "Well Description" with the following fields and values:

- Company: EPN
- Well Name: SAC-178D
- Reservoir: Hi
- Field Name: CAMPO SACHA
- Location: SACHA NORTE-2
- Analyst: DIEGO GALARRAGA
- Comments: ANALISIS DEL POZO

At the bottom, there is a date field showing "Date: 12/26/2012" and navigation buttons: Help, OK, Cancel, and Next.

Fuente: SubPUMP

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

Interface 3: La figura 3.7, muestra la ventana donde se ingresa datos CSG y TBG, peso de las tuberías, temperatura de reservorio y principalmente se escoge el tipo de correlación que se acopla más a las condiciones del pozo. En el Anexo No 6, se detallan las correlaciones para flujo multifasico en tuberías.

Figura 3.7 Ventana de Datos del Pozo y Completación

The screenshot shows a software window titled "Wellbore" with the following settings and data:

- 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
- Temperature inputs: Reservoir 221.0 °F, Wellhead 60.0 °F
- Top of Perforation or datum point (MD): 10506.00 ft

Type	Bottom(MD)	Top(MD)	OD	ID	Rough
	ft	ft	in	in	in
1 Casing	10560.00		7.000	6.276	0.0006500
2 Tubing	9583.00	N/A	3.500	2.992	0.0006500
3					0.0006500
4					0.0006500
5					0.0006500
6					0.0006500
7					0.0006500
8					0.0006500

Below the table, there is a selection for Casing or Tubing with associated OD, Weight, and ID values:

- Casing: OD 1.050, Weight 1.20, ID 0.824
- Tubing: OD 1.315, Weight 1.80, ID 1.049
- Tubing: OD 1.660, Weight 2.40, ID 1.380
- Tubing: OD 1.900, Weight 2.90, ID 1.610
- Tubing: OD 2.375, Weight 4.70, ID 1.995
- Tubing: OD 2.375, Weight 5.95, ID 1.867

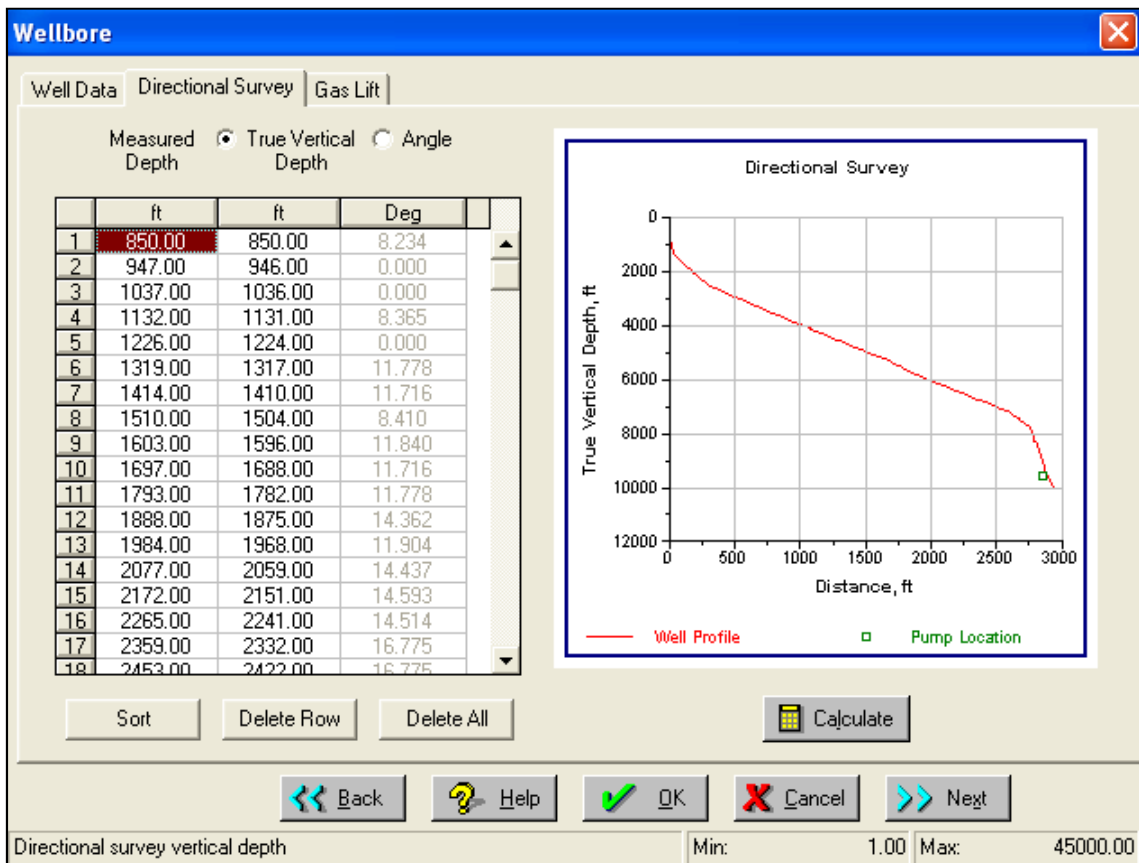
Navigation buttons: Back, Help, OK, Cancel, Next. Status bar: OD of casing or tubing, Min: 1.000, Max: 20.000

Fuente: SubPUMP

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

Interface 4: Si el pozo es direccional, se deben ingresar los datos de profundidad en MD y TVD para generar el perfil de desviación del pozo como se muestra en la figura 3.8.

Figura 3.8 Ventana del Survey del Pozo



Fuente: SubPUMP

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

Interface 5: La figura 3.9, muestra la ventana donde se ingresan los datos de la línea de flujo como distancia al separador o a la plataforma, selección de correlación para flujo en tubería horizontal (Ver Anexo No 6) si se dispone de la información. Adicionalmente se puede ingresar las condiciones de presión y temperatura del separador.

Figura 3.9 Ventana de Datos de Línea de Flujo

The 'Flowline' window displays the following configuration:

- Flowline Correlation:** Beggs & Brill (1973), Use Palmer holdup correction factor checked.
- Choke Correlation:** No choke calculations done.
- Specific Heat of Gas:** 0.540 BTU/lbm-°F.
- Separator Condition:** Temperature 60.0 °F, Pressure 30.0 psig.
- Flowline Data Table:**

Type	Dist. from Wellhead	ID	Rough	Discharge
	m	in	in	Coeff
1	371.0	4.500	0.0000500	
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
- Nominal Size Sched ID Table:**

0.500	40	0.622
0.750	40	0.824
0.750	80	0.742
1.000	40	1.049
1.000	80	0.957
1.000	160	0.815
1.500	40	1.610
1.500	80	1.500

Fuente: SubPUMP

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

Interface 6: La figura 3.10, muestra los datos de fluido que deben ser ingresados como gravedad API, Corte de Agua, Presión de burbuja, GOR y gravedad específica del gas.

Figura 3.10 Ventana de Datos del fluido

The 'Fluids' window displays the following configuration:

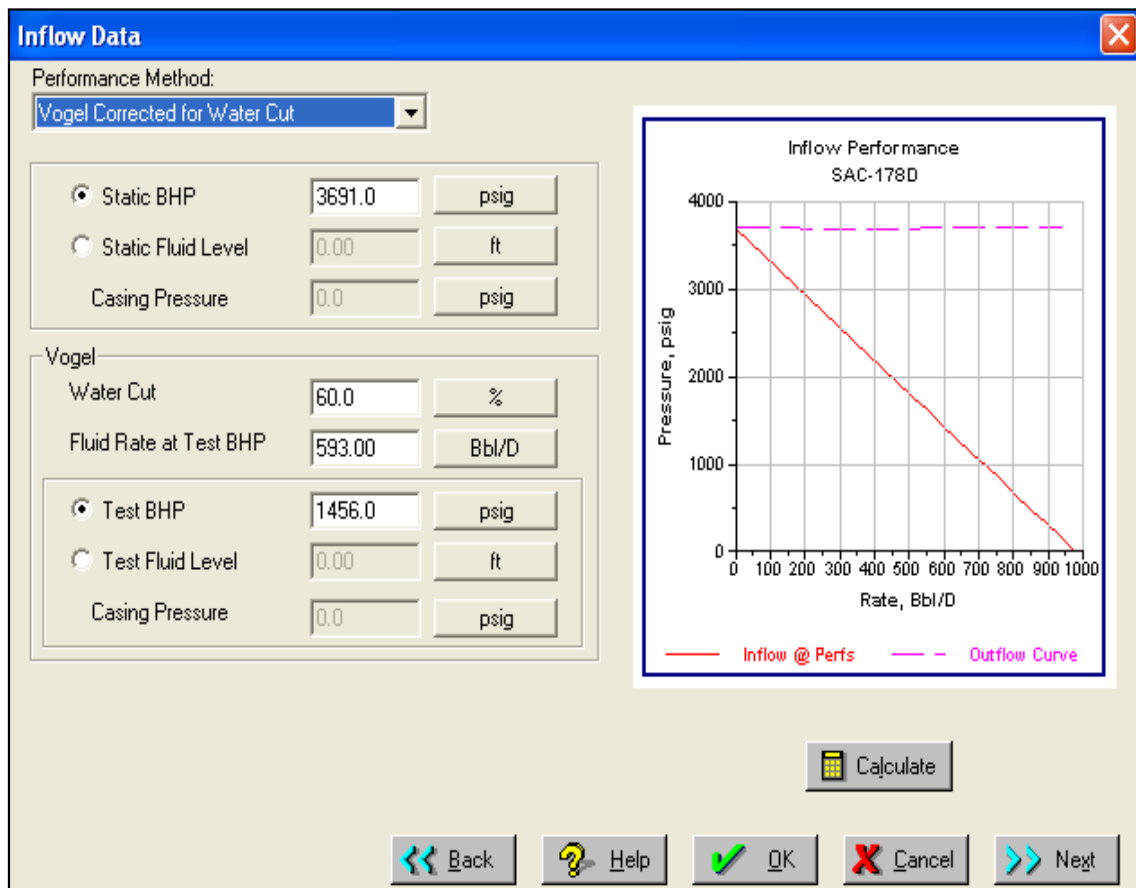
- Producing Conditions:** Oil Gravity 24.6 °API, Spec Grav Gas 1.577 (air=1).
- Water Properties:** Water Cut 60.0 %, Sp Gravity 1.001 (water = 1), Salinity 1500 ppm.
- Gas Ratio:** GOR 24.0 scf/bbl, GLR 9.6 scf/bbl.
- Gas Impurities:** CO2 0.000 %, H2S 0.000 %, N2 0.000 %.
- Bubble Point:** Pressure 78.000 psia, Soln GOR 17.517 scf/bbl, Calc from producing GOR/GLR, Dead Oil (No gas considered).

Fuente: SubPUMP

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

Interface 7: La figura 3.11, muestra la ventana de inflow data, donde se ingresan datos presión de reservorio, presión de fondo fluyente, caudal de la prueba y corte de agua al momento de realizar la prueba de Build. El método de comportamiento de la curva IPR es Vogel corregido por agua.

Figura 3.11 Ventana de Datos del Build Up



Fuente: SubPUMP

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

Interface 8: La figura 3.12, muestra la ventana de "Presiones/Caudales reales de operación", donde se ingresa los datos de presión de tubing y casing en cabeza, frecuencia y caudal de operación.

Figura 3.12 Ventana de Presiones/Caudales reales de operación

The screenshot shows a software window titled "Pressures / Rates". It features a blue title bar with a close button. The main content area is divided into three sections:

- Pump Viscosity Correction:** A dropdown menu labeled "Use Viscosity of" is set to "Fluid".
- Surface Pressures:** Two input fields are present: "Flowline" with the value "80.0" and unit "psig", and "Casing" with the value "30.0" and unit "psig".
- Analysis:** A "Frequency" field is set to "54.000" Hz. A checkbox labeled "Input Expected Rate" is checked. Below it, an "Expected Rate" field is set to "593.00" Bbl/D.

At the bottom of the window, there are five buttons: "Back", "Help", "OK", "Cancel", and "Next".

Fuente: SubPUMP

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

Interface 9: La figura 3.13, muestra la ventana de “Selección de Equipo”, donde se ingresan datos de la bomba, número de etapas y características del motor que opera en el fondo. Clic en calcular y el programa suministra datos de caudal óptimo, potencia y nivel del fluido.

Luego de realizar el ingreso de datos en el modo “Análisis”, debemos generar los reportes detallados que permite saber: el caudal óptimo, datos para generar la curva del pozo, altura de succión y descarga en función del caudal para cada pozo.

También permite visualizar gráficas como la curva de desempeño de la bomba (TDH vs Q), donde se observa los valores de producción máximos y mínimos para un valor determinado de frecuencia. La intersección de la curva del pozo con la curva de la frecuencia de operación es el caudal óptimo que debería estar produciendo el pozo con el equipo BES de fondo instalado, dicho valor óptimo se compara con la producción de operación para concluir si la bomba está operando en UPTHURST o DOWNTHRUST, si existe la posibilidad de

variar la frecuencia de operación o en su defecto rediseñar el equipo BES; de tal forma que los parámetros de producción del pozo sean los óptimos para tener una mayor eficiencia en la bomba.

Figura 3.13 Ventana de Selección de Equipo.

Equipment Selection

Pump Selection

Manufacturer: Reda

Tapered pump

2 pumps

3 pumps

	Mfr	Series	Model	BEP/DP Rate	Stages
Top	Reda	400	DN1100	990	161
Bottom	Reda	400	DN1100	990	182

Motor Selection

Manufacturer: Reda

Nameplate (60 Hz)

Mfr	Series	Type	HP	Volts	Amps
Reda*	456-l	P	140.0	1610	55.0

* Obsolete or renamed

Cable: Reda - Redablock

Rate at Surface: 694 Bbl/D

Power Req'd @ 60 Hz: 68.2 HP

Fluid Level: 8076 ft

Buttons: Back, Help, OK, Cancel, Next, Calculate, Gas Separation

Fuente: SubPUMP

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

A continuación, se realiza el análisis de los pozos seleccionados con el programa SubPUMP auspiciado por la empresa IHS para el desarrollo de dicho estudio

3.6 ANÁLISIS DE LOS PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN EN LOS POZOS SELECCIONADOS CON EQUIPO BES

Es una tarea compleja saber con certeza la causa real de las fallas pero con ayuda de los historiales de producción, reacondicionamiento y reportes semanales de los equipos eléctricos, se puede tener una idea clara de lo que está pasando con el equipo BES instalado o con el reservorio, que son los principales factores que afectan tanto a las curvas de inflow y outflow del análisis.

A continuación se describen los problemas más comunes que se tienen en los pozos que fluyen a la estación Sacha Norte-2 que producen con equipo BES.

- **Problemas del Yacimiento**

Es uno de los problemas más comunes e inevitables. Debido a la producción de los fluidos, los reservorios se depletan, es decir disminuyen su presión. En el Campo Sacha las principales arenas productoras son la arena Hollín y la arena "U".

La arena Hollín mantiene una presión de reservorio alta sobre los 3700 psi debido a que está fuertemente influenciado por los acuíferos. Mientras que la presión de la arena "U" al cierre del presente estudio la presión bordea los 1200 psi, debido a la depletación natural del reservorio.

Adicionalmente, se analizan las interpretaciones de Build up con la finalidad de determinar si la formación presenta daño, el cual produce un bajo potencial y hace que la presión de fondo disminuya más y afecte directamente con el aporte del fluido al pozo,

Cuando una formación posee un daño positivo está limitando la capacidad de flujo, y este puede ser removido con algún tratamiento químico, mientras que si existe un daño negativo el pozo esta estimulado por lo tanto las condiciones de producción son más favorables

- **Problemas en la Bomba**

Los problemas que afectan a la bomba y sus componentes producen una baja eficiencia de levantamiento siendo los más comunes la presencia de gas. Cuando los impulsores de las primeras etapas se llenan de gas reducen la capacidad volumétrica que puede ocupar el fluido provocando una caída de producción.

La producción de fluidos corrosivos, abrasivos, producción de escala, presencia de sólidos y arenas en la entrada de la bomba producen un desgaste prematuro derivando en una baja eficiencia de levantamiento.

- **Problemas Eléctricos**

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

- **Problemas en la tubería de Producción**

Es uno de los objetivos más comunes de los trabajos de Reacondicionamiento de pozos. La producción de fluidos corrosivos contiene sustancias que producen agujeros en el tubing, provocando la recirculación del fluido, baja de producción y disminución de la presión.

- **Problemas con el tipo de fluido producido**

Las características del fluido producido varían de reservorio en reservorio por tal motivo es importante tener claro las características con la salinidad, escala, presencia de parafinas, sólidos o producción de gas, ya que estos factores pueden afectar al equipo BES como a la tubería de producción y sus componentes.

3.7 ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS CON EQUIPO BES

3.7.1 ANÁLISIS DEL POZO SAC-178D, ARENA “Hi”

Se realiza el Análisis del pozo SAC-178D, usando las correlaciones de flujo multifásico de “Beggs & Brill (1973)”, para pozos direccionales. En la tabla 3.11, se presenta los datos del reservorio, completación, equipo BES, fluido y de superficie

Tabla 3.11 Datos del pozo SAC-178D, Arena “Hi”

POZO SAC-178D, ARENA "Hi"							
DATOS DE COMPLETACIÓN		DATOS DEL EQUIPO BES		DATOS DEL FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Tubing (in)	3.5	Tipo de Bomba	DN-1100 (2)	BSW (%)	60	Pr (psi)	3691
ID. Casing (in)	7	Frecuencia (Hz)	54	API	24.6	Pwf (psi)	2453
Prof. Bomba (ft)	9648	No. De etapas	161+182	GOR (scf/bbl)	24	Q (BFPD)	1224
Prof. Csg (ft)	10560	HP	126	Pb (psi)	78	IP	0.989
Prof. Perforaciones (ft)	10516	Voltaje	1534	Salinidad (ppm)	1500	yg	1.5767
Prof. De Descarga (ft)	9583	Amperaje	48.9	Q real (BFPD)	593	γw	1.01
POZO DIRECCIONAL	DATOS DE FLOWLINE					Ty (°F)	221
	Distancia (mt)	371	ID (in)	4.5	Grad Flui (psi/ft)	0.42	

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo ORN CEM

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La tabla 3.12, indica los datos usados por el simulador SUBPUMP para calcular la curva del sistema del pozo.

Tabla 3.12 Análisis Nodal de la BES, SAC-178D

Punto No	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal (O+W) (BFPD)	Caudal en la Bomba (BFPD)	Nivel del Fluido (ft)
1	8991.1	7981.35	1009.76	8.96	9.28	1609.95
2	8985.89	6963.37	2022.52	119.79	124.1	2619.22
3	8984.49	5944.92	3039.57	230.62	238.92	3634.06
4	8986.45	4925.99	4060.46	341.45	353.73	4656.21
5	8991.12	3906.56	5084.56	452.28	468.55	5680.71
6	8997.76	2886.67	6111.09	563.11	583.37	6712.53
7	9000.34	1866.51	7133.83	673.94	698.19	7751.8
8	9011.29	846.81	8164.48	784.77	813.01	8797.95
PumpOff	9024	149.61	8874.4	895.6	927.83	9517.2
Design	8999.78	2611.53	6388.25	593	614.34	6992.11

Fuente: Reporte Detallado, Software Subpump

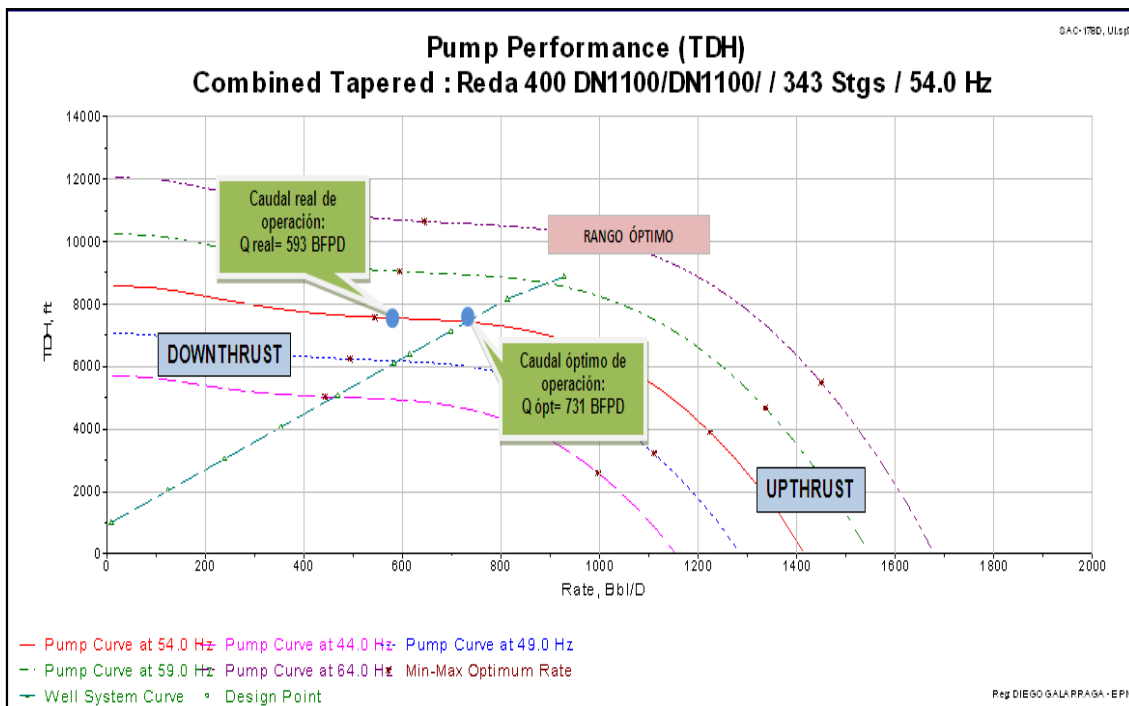
Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

El pozo SAC-178D, produce con un equipo BES compuesto de 2 bombas REDA, de 161 y 182 etapas respectivamente, modelo DN1100, serie 400 y un motor de 126 HP operando a una frecuencia de 54 Hz.

La figura 3.14, como resultado del análisis de la bomba, el punto mínimo y máximo de operación a estas condiciones son de 543 BFPD y 1223 BFPD. Al comparar la producción real, 593 BFPD, con la producción óptima, 731 BFPD, existe una diferencia de producción de 138 BFPD, que deriva en una pérdida de producción del 18.88 %. La producción real, se encuentra dentro del rango de operación de la bomba pero muy cerca de la región de Downthrust (desgaste por empuje descendente), provocando una pérdida en la capacidad de levantamiento de la bomba.

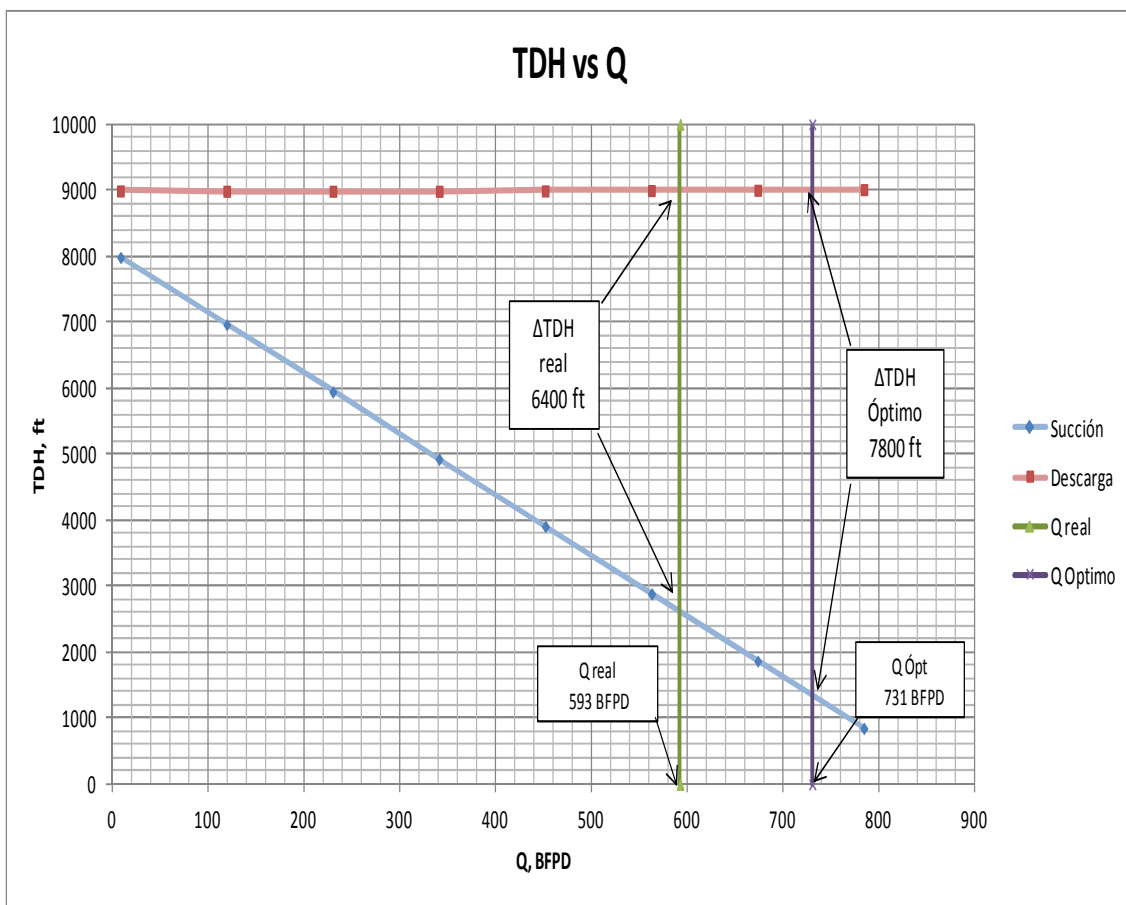
El pozo produce de la arena "Hi", con una presión de burbuja baja, la causa más probable que afecta al equipo BES es el desgaste natural ya que, el equipo se encuentra operando 160 días, lo cual justifica una baja eficiencia y fallas en sus componentes, de acuerdo a la tabla 3.7

Figura 3.14 Comportamiento de la Bomba REDA, DN1100, Pozo SAC-178D



La figura 3.15 (TDH vs Q), indica el análisis nodal del pozo SAC-178D, donde se realiza la comparación entre el Δ TDH real que es de 6400 ft a la producción real de 593 BFPD, con el Δ TDH real de 7800 ft, al caudal óptimo de 731 BFPD. Se obtiene una pérdida de la capacidad de levantamiento de la bomba del 18 %. Esta pérdida ocasionada, se debe al desgaste normal de las etapas, considerando que la bomba tiene 160 días de operación y al manejo de agua de formación altamente corrosiva.

Figura 3.15 Análisis Nodal de la BES (TDH vs Q), SAC-178D.



Fuente: Reporte detallado, Software Subpump

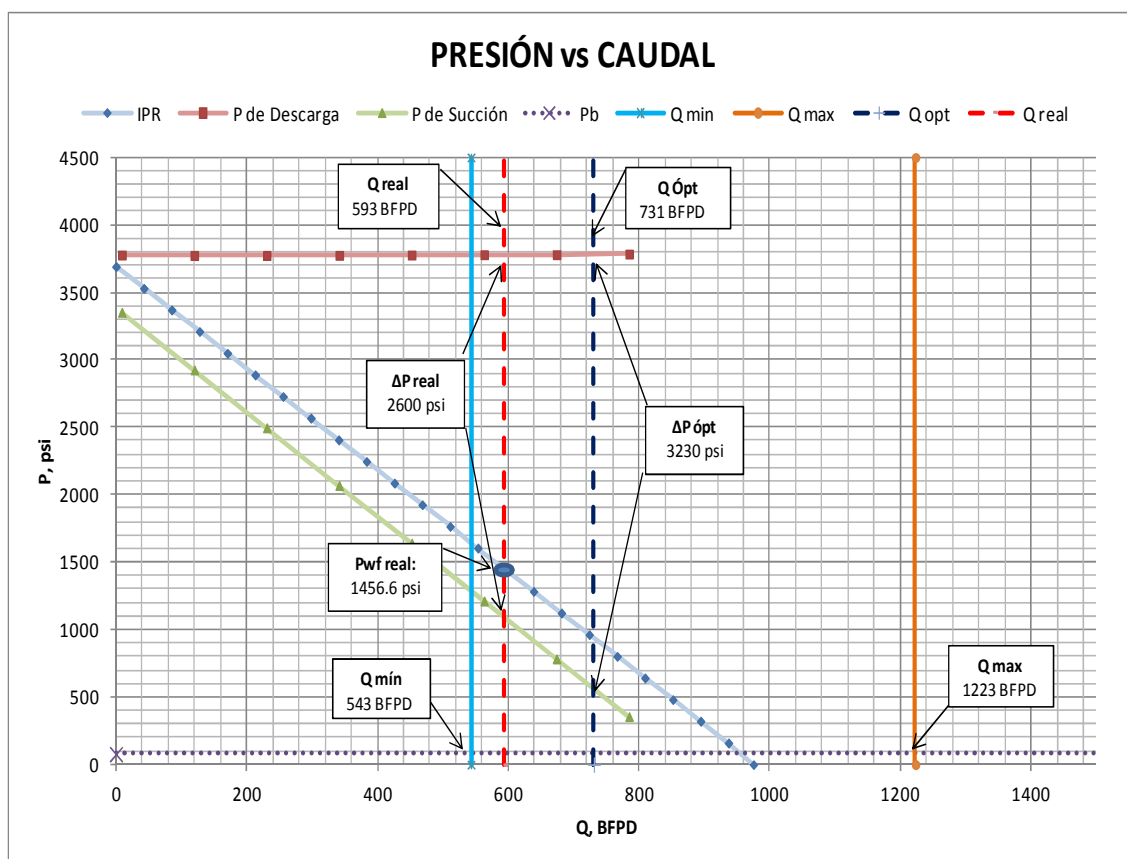
Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La figura 3.16 (Presión vs Q), indica las curvas de presión de descarga, presión de succión, IPR y presión de burbuja en función del caudal, para el pozo SAC-178D, los valores de presión de descarga y succión se obtienen multiplicando los valores de la tabla 3.12 por el gradiente del fluido del pozo (0.42 psi/ft).

Se observa en la figura 3.16, que la curva IPR y la curva de presión de succión tienen un desfase provocado por la diferencia entre la profundidad de la bomba y la profundidad media de los punzonados (868 ft).

La ΔP del sistema a las condiciones reales de operación es de 1480 psi, valor que representa la presión total que suministra la bomba para producir 593 BFPD en superficie. Adicionalmente, la gráfica de la curva de comportamiento de la bomba proporcionada por el fabricante, indica que la eficiencia de operación por etapa es del 46 %, mientras que la máxima eficiencia es del 63%, Cada etapa de la bomba levanta 27.5 ft y necesita 0.245 HP para levantar el fluido hasta la superficie.

Figura 3.16 Análisis Nodal de la BES (PRESIÓN vs Q), SAC-178D.



Fuente: Reporte detallado, Software Subpump

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La presión fluyente real del pozo, es de 1457 psi (tabla 3.8), valor mayor a la presión de burbuja, por lo que el pozo no presenta problemas por producción

de gas de acuerdo al análisis de la carta amperimétrica del pozo del Anexo No 7, el pozo opera dentro de las condiciones normales.

En la figura 3.16, se observa que el pozo tiene la posibilidad de producir a una tasa de flujo de 800 BFPD, con una presión de fondo de 690 psi, el BSW es del 60%, el incremento neto de producción de petróleo es de 83 BPPD como se puede observar en la tabla 3.13, lo cual justifica realizar una inversión. El pozo es candidato para rediseño de equipo BES, adicionalmente considerar remover el daño, $S=1.39$ (Tabla 3.9).

Tabla 3.13 Consideraciones de Rediseño, SAC 178D

PRODUCCIÓN REAL	BFPD	BSW %	BPPD
	593	60	237
PRODUCCIÓN ESTIMADA	BFPD	BSW %	BPPD
	800	60	320
INCREMENTO NETO DE PETRÓLEO	83	BPPD	

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

3.7.2 ANÁLISIS DEL POZO SAC-93V, ARENA “Ui”

Se realiza el análisis del pozo SAC-93V, usando las correlaciones de flujo multifásico de “Hagedorn & Brown (1963)”. La tabla 3.14, presenta los datos del pozo, completación, equipo BES, fluido y de superficie

Tabla 3.14 Datos del pozo SAC-93V, Arena “Ui”

POZO SAC-93V, ARENA "Ui"							
DATOS DE COMPLETACIÓN		DATOS DEL EQUIPO BES		DATOS DEL FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Tubing (in)	3.5	Tipo de Bomba	DN-725 (2)	BSW (%)	45	Pr (psi)	1346
ID. Casing (in)	7	Frecuencia (Hz)	64	API	24.9	Pwf (psi)	1070
Prof. Bomba (ft)	9329.5	No. De etapas	194+232	GOR (scf/bbl)	150	Q (BFPD)	357
Prof. Csg (ft)	9941	HP	150	Pb (psi)	752	IP	1.29
Prof. Perforaciones (ft)	9493	Voltaje	2300	Salinidad (ppm)	60000	yg	1.132
Prof de descarga (ft)	9249.8	Amperaje	39.5	Q real (BFPD)	118	yw	1.03
POZO VERTICAL		DATOS DE FLOWLINE				Ty (°F)	223
		Distancia (mt)	5063	ID (in)	4.5	Grad Flui (psi/ft)	0.39

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo ORN CEM

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La tabla 3.15, muestra los datos usados por el simulador SUBPUMP para calcular la curva del sistema del pozo.

Tabla 3.15 Análisis Nodal de la BES, SAC-93V

Punto No	Altura de Descarga	Altura de Succión	TDH	Caudal (O+W)	Caudal en la Bomba (O+W+G)	Nivel del Fluido
	(ft)	(ft)	(ft)	(BFPD)	(BFPD)	(ft)
1	9307.76	3070.4	6237.36	12.04	12.98	6181.28
2	8883.67	2753.49	6130.18	161	173.57	6504.87
3	8630.26	2436.57	6193.69	309.96	334.17	6828.91
4	8608.88	2119.76	6489.12	458.92	494.76	7153.34
5	8585.38	1802.87	6782.51	607.88	655.36	7477.97
6	8740.47	1473.6	7266.86	756.85	815.95	7811.13
7	8940.52	1130.03	7810.5	905.81	976.54	8161.56
8	9099.49	734.93	8364.56	1054.77	1137.14	8568.08
PumpOff	9002.91	84.54	8918.37	1203.73	1297.73	9246.93
Design	8916.38	2845.03	6071.35	118	127.21	6411.41

Fuente: Reporte Detallado, Software Subpump

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

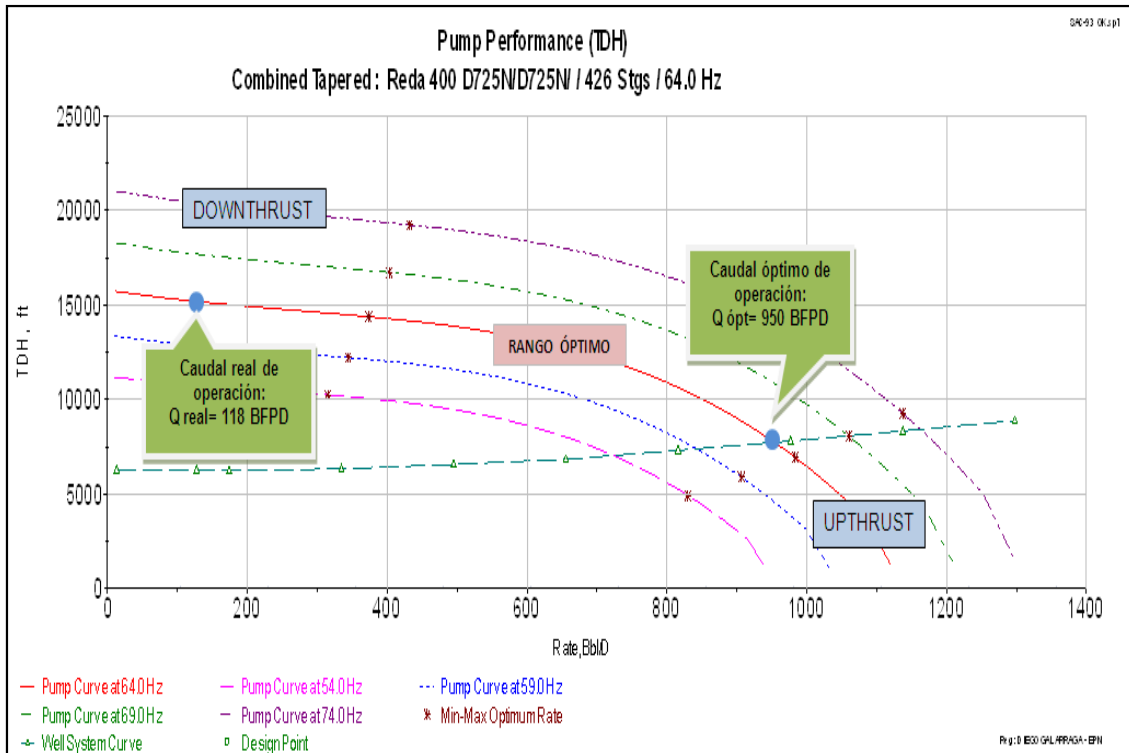
El pozo SAC-93V, produce con un equipo BES compuesto de 2 bombas REDA, de 194 y 232 etapas respectivamente, modelo DN725, serie 400 y un motor de 188 HP que opera a una frecuencia de 64 Hz.

La figura 3.17, como resultado del análisis de la bomba, el punto mínimo y máximo de operación a estas condiciones son de 373 BFPD y 980 BFPD. Al comparar la producción real, 118 BFPD, con la producción óptima, 950 BFPD, existe una diferencia de producción de 832 BFPD, que deriva en una pérdida de producción del 87.6 %. La producción de operación, se encuentra fuera del rango de operación de la bomba, operando en la región de Downthrust (desgaste por empuje descendente), provocando una pérdida en la capacidad de levantamiento de la bomba.

El pozo produce de la arena "Ui", que es un yacimiento en constante depletación y con una alta presión de burbuja de 752 psi, la causa probable que afecta al equipo BES, es la presencia de gas y de acuerdo al análisis de la carta amperimétrica del pozo SAC-93V (Anexo No 7), el pozo presenta variación de amperaje, lo que indica presencia de gas

Adicionalmente, de acuerdo a la Tabla 3.7, el equipo se encuentra operando 467 días.

Figura 3.17 Comportamiento de la Bomba REDA, DN-725, Pozo SAC-93



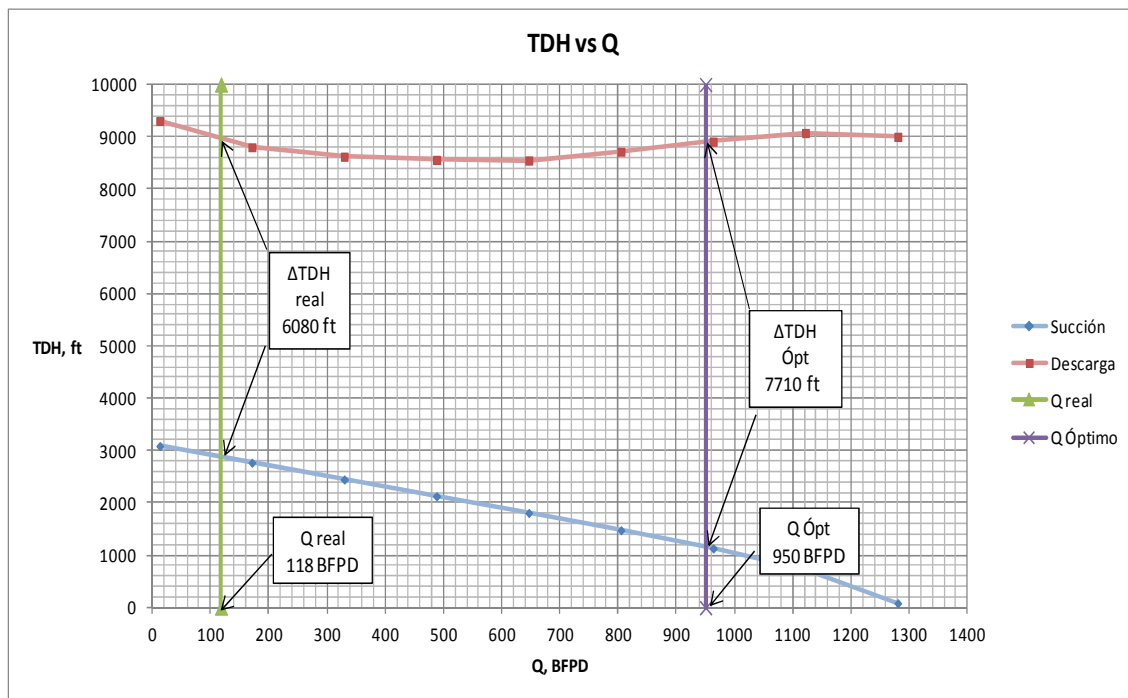
Fuente: Software Subpump

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La figura 3.18 (TDH vs Q), muestra el análisis nodal del pozo SAC-93V, donde se realiza la comparación entre el Δ TDH real de operación que es de 6080 ft, a la producción real de 118 BFPD, con el Δ TDH óptimo de 7710 ft, al caudal óptimo de 950 BFPD. Se obtiene una pérdida de la capacidad de levantamiento de la bomba del 21 %.

Esta pérdida ocasionada, posiblemente se da por el desgaste normal de las etapas, considerando que maneja cantidades de gas altas, con un GOR de 150 y una salinidad de 60000 ppm, lo que indica un fluido corrosivo con presencia de sólidos de acuerdo al análisis del historial de producción en el Anexo No 3.

Figura 3.18 Análisis Nodal de la BES (TDH vs Q), SAC-93V



Fuente: Reporte detallado, Software Subpump

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

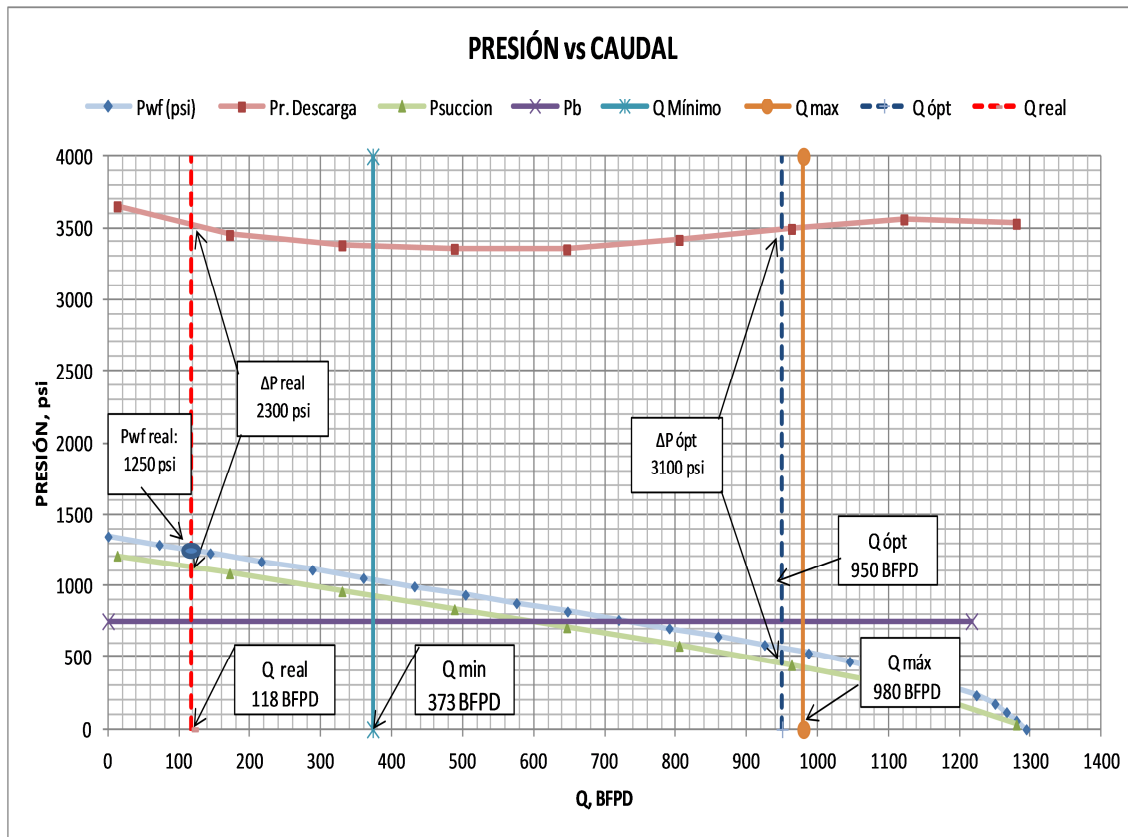
La figura 3.19 (Presión vs Q), muestra las curvas de presión de descarga, presión de succión, IPR y presión de burbuja en función del caudal, para el pozo SAC-93V, los valores de presión de descarga y succión se obtienen multiplicando los valores de la tabla 3.15 por el gradiente del fluido del pozo (0.39 psi/ft).

Se observa en la figura 3.19, que el equipo opera fuera de los límites de producción recomendados, el caudal mínimo es de 373 BFPD y el caudal real es de 118 BFPD. Además, se observa que la curva IPR y la curva de presión de succión tienen un desfase provocado por la diferencia entre la profundidad de la bomba y la profundidad media de los punzonados (168 ft).

La ΔP del sistema a las condiciones reales de operación, es de 2300 psi, valor que representa la presión total que suministra la bomba para producir 118 BFPD en superficie. Adicionalmente, la gráfica de la curva comportamiento proporcionada por el fabricante de la bomba, indica que la eficiencia de operación por etapa es del 22 %, mientras que la máxima eficiencia es del

61%, Cada etapa de la bomba levanta 32 ft y necesita 0.117 HP para levantar el fluido hasta la superficie.

Figura 3.19 Análisis Nodal de la BES (PRESIÓN vs Q), SAC-93V



Fuente: Reporte detallado, Software Subpump

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La presión fluyente real del pozo, es de 1250 psi (tabla 3.8) y de acuerdo al historial del reporte BES, la presión de intake aumento de Enero/2012 de 720 psi a Agosto/2012 a 1186 psi. Esto indica que durante este período se libero gas por tal razón se tiene presencia de gas en el casing, presurizando de esta manera el fondo del pozo, haciendo que el fluido sobre la BES se comprima. Se recomienda realizar venteo del gas que se acumulo durante este período en el casing para evitar que el nivel del fluido sobre la BES disminuya y se produzca un Pump Off.

En la figura 3.19, se observa que el pozo tiene la posibilidad de producir a una tasa de flujo de 500 BFPD, con una presión de fondo de 952 psi, (200 psi sobre

la Pb), el BSW es del 45%, el incremento neto de producción de petróleo es de 210 BPPD de acuerdo a la tabla 3.16, lo cual justifica realizar una inversión. El pozo es candidato para rediseño de equipo BES, adicionalmente considerar remover el daño, S=17.4 (Tabla 3.9).

Tabla 3.16 Consideraciones de Rediseño, SAC 93V

PRODUCCIÓN REAL	BFPD	BSW %	BPPD
	118	45	65
PRODUCCIÓN ESTIMADA	BFPD	BSW %	BPPD
	500	45	275
INCREMENTO NETO DE PETRÓLEO	210	BPPD	

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

3.7.3 ANÁLISIS DEL POZO SAC-121V, ARENA “Ui”

Se realiza el Análisis del pozo SAC-121V, usando las correlaciones de flujo multifásico de “Hagedorn & Brown (1963)”. La tabla 3.17, presenta los datos del reservorio, completación, equipo BES, fluido y de superficie

Tabla 3.17 Datos del pozo SAC-121V, Arena “Ui”

POZO SAC-121V, ARENA "Ui"							
DATOS DE COMPLETACIÓN		DATOS DEL EQUIPO BES		DATOS DEL FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Tubing (in)	3.5	Tipo de Bomba	DN-1100 (3)	BSW (%)	0.4	Pr (psi)	1810
ID. Casing (in)	7	Frecuencia (Hz)	57	API	27.3	Pwf (psi)	1610
Prof. Bomba (ft)	9353	No. De etapas	145+161+179	GOR (scf/bbl)	273	Q (BFPD)	432
Prof. Csg (ft)	9860	HP	188	Pb (psi)	1170	IP	2.16
Prof. Perforaciones (ft)	9557	Voltaje	2424	Salinidad (ppm)	1650	γg	1.21
Prof. De Descarga	9268	Amperaje	474	Q real (BFPD)	1054	γw	1.01
POZO VERTICAL	DATOS DE FLOWLINE					Ty (°F)	227
	Distancia (mt)	3067	ID (in)	4.5	Grad Flui (psi/ft)	0.3857	

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo ORN CEM

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La tabla 3.18, muestra los datos usados por el simulador SUBPUMP para calcular la curva del sistema del pozo.

Tabla 3.18 Análisis Nodal de la BES, SAC-121V

Punto No	Altura de Descarga	Altura de Succión	TDH	Caudal (O+W)	Caudal en la Bomba	Nivel del Fluido
	(ft)	(ft)	(ft)	(BFPD)	(BFPD)	(ft)
1	8722.44	4734	3988.43	27.93	32.9	4508
2	6992.98	4299.86	2693.13	373.6	439.98	4952.14
3	7243.69	3861.93	3381.76	719.26	847.06	5397.23
4	7545.85	3425.91	4119.94	1064.93	1254.15	5842.02
5	8007.26	2957.86	5049.4	1410.59	1661.23	6309.16
6	8500.69	2474.59	6026.1	1756.25	2068.32	6786.96
7	9061.66	1931.19	7130.47	2101.92	2475.4	7331.94
8	9225.26	1293.2	7932.06	2447.58	2882.49	7989.62
PumpOff	9094.94	95.97	8998.97	2793.25	3289.57	9264.13
Design	7534.74	3439.74	4095	1054	1241.28	5827.89

Fuente: Reporte Detallado, Software Subpump

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

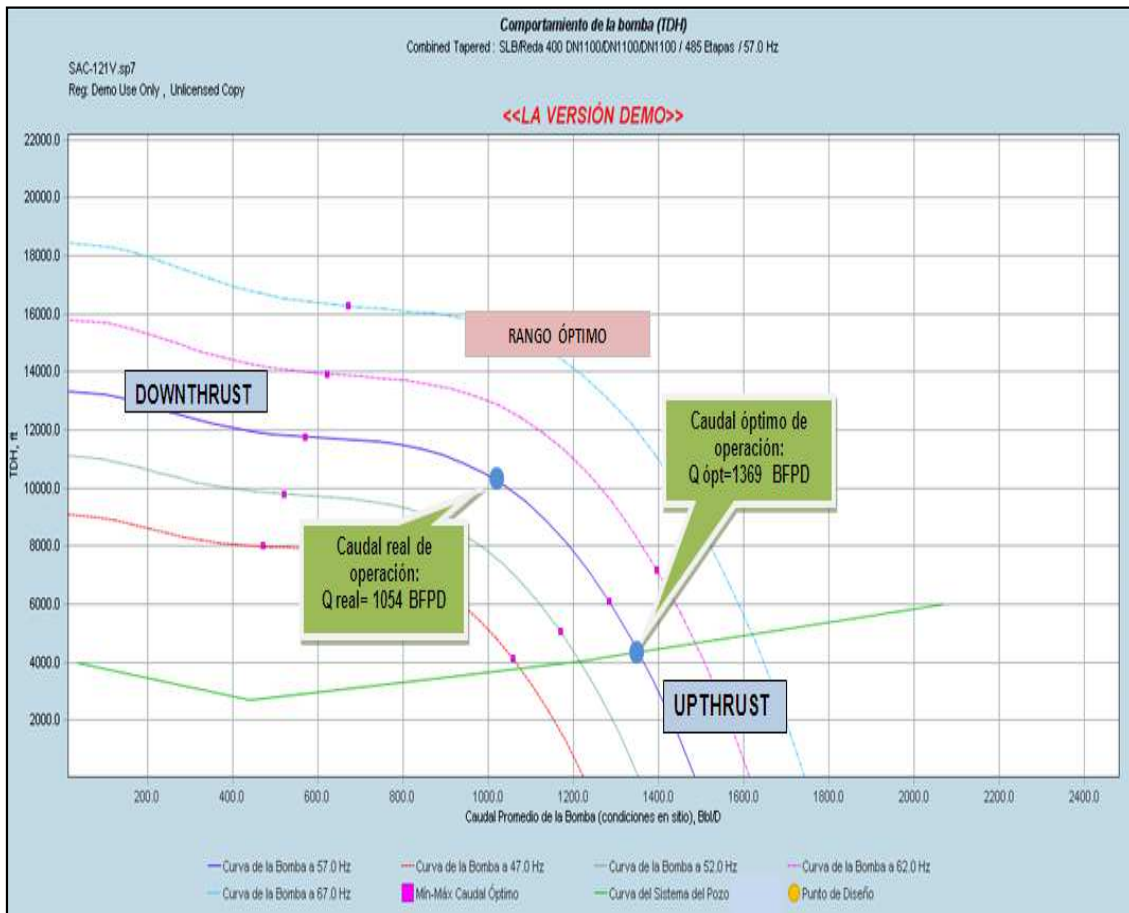
El pozo SAC-121V, produce con un equipo BES compuesto de 3 bombas REDA, de 145, 161 y 179 etapas respectivamente, modelo DN1100, serie 400 y un motor de HP 188 operando a una frecuencia de 57 Hz.

La figura 3.20, como resultado del análisis de la bomba, el punto mínimo y máximo de operación a estas condiciones son de 570 BFPD y 1283 BFPD. Al comparar la producción real de operación, 1054 BFPD, con la producción óptima, 1369 BFPD, existe una diferencia de producción de 315 BFPD, que deriva en una pérdida de producción del 23 %.

La producción real se encuentra dentro del rango de operación de la bomba, pero muy cerca de la región de Upthrust (desgaste por empuje ascendente), provocando una pérdida en la capacidad de levantamiento de la bomba.

El pozo produce de la arena "Ui", que es un yacimiento en constante depletación y con una alta presión de burbuja de 1170, la causa más probable que afecta al equipo BES es la presencia de gas debido a la variación de amperaje que presenta la carta amperimétrica del pozo (Anexo No 7). De acuerdo a la tabla 3.7, el equipo se encuentra operando 444 días.

Figura 3.20 Comportamiento de la Bomba REDA, DN1100, Pozo SAC-121V



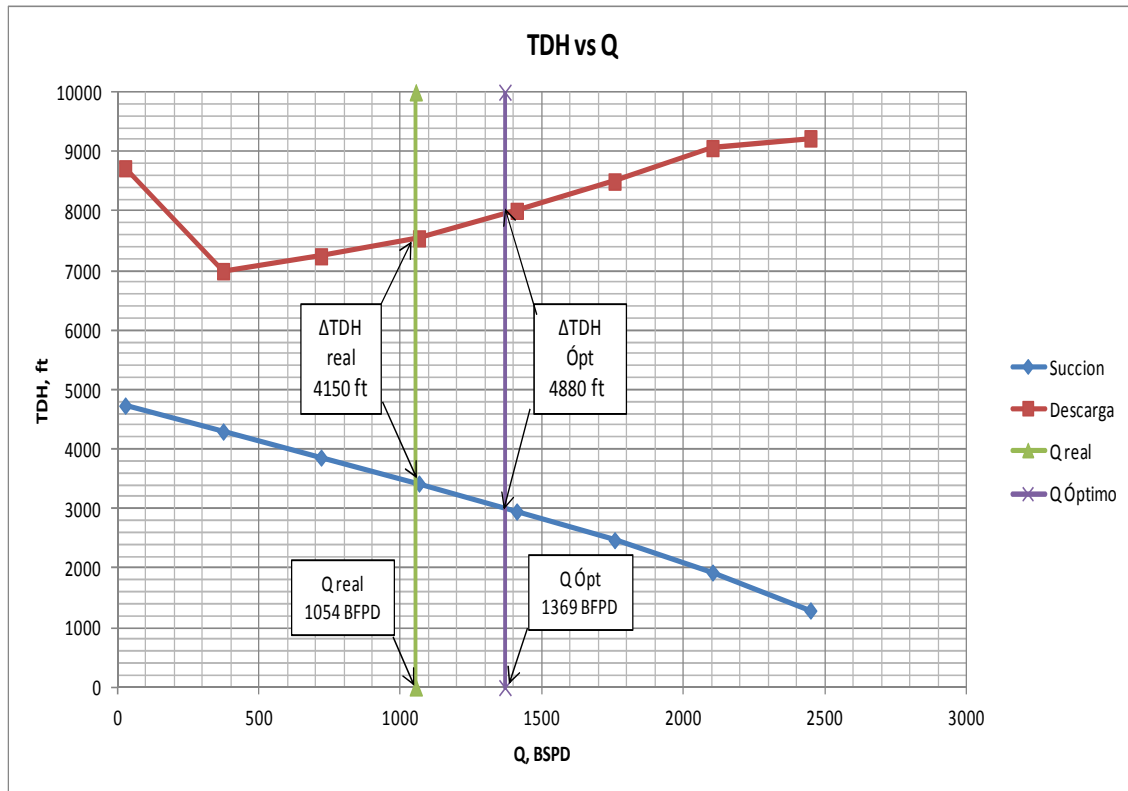
Fuente: Software Subpump

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La figura 3.21 (TDH vs Q), muestra el análisis nodal del pozo SAC-121V, donde se realiza la comparación entre el Δ TDH real que es de 4150 ft, a la producción de 1054 BFPD, con el Δ TDH óptimo que es de 4880 ft, a la producción óptima de 1369 BFPD.

Se obtiene una pérdida de la capacidad de levantamiento de la bomba del 15 %. Esta pérdida ocasionada, se debe al desgaste normal de las etapas, considerando que la bomba tiene 444 días de operación y maneja considerables cantidades de gas, con un GOR de 273.

Figura 3.21 Análisis Nodal de la BES (TDH vs Q), SAC-121V



Fuente: Reporte detallado, Software Subpump

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

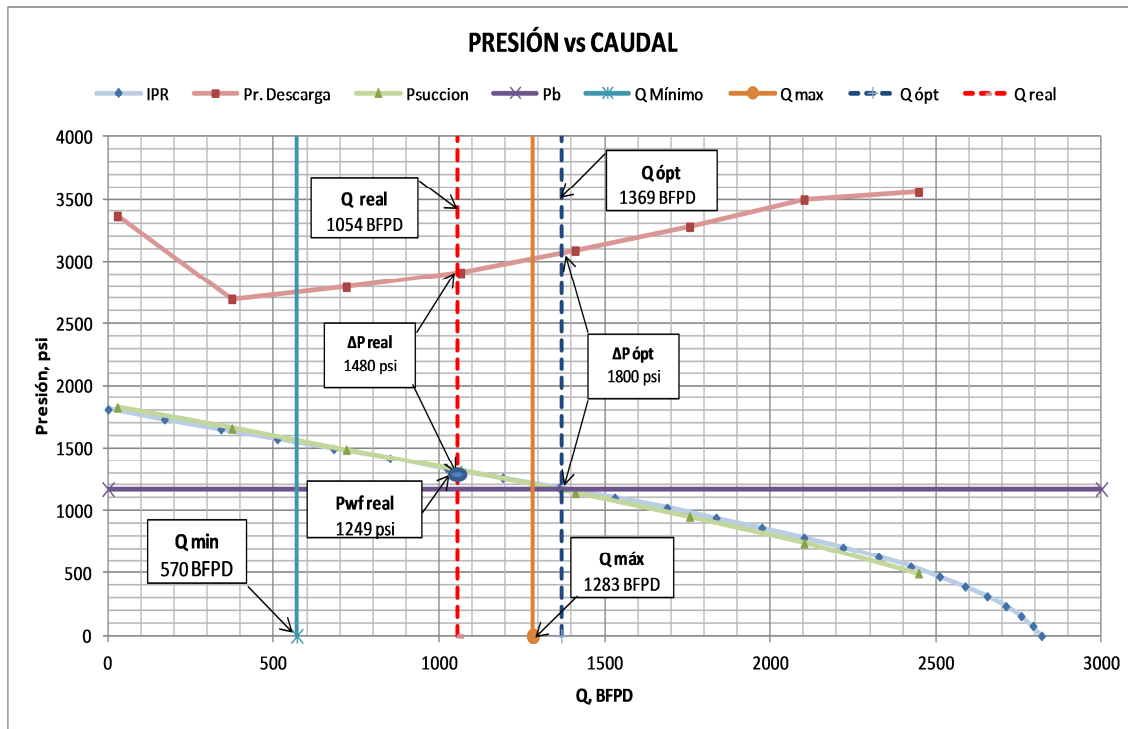
La figura 3.22 (Presión vs Q), indica las curvas de presión de descarga, presión de succión, IPR y presión de burbuja en función del caudal, para el pozo SAC-121V, los valores de presión de descarga y succión se obtienen multiplicando los valores de la tabla 3.18 por el gradiente del fluido del pozo (0.3857 psi/ft).

Se observa en la figura 3.22, que el equipo opera dentro de los límites de producción recomendados, el caudal máximo es de 1283 BFPD y la producción real es de 1054 BFPD. Además, se observa que la curva IPR y la curva de presión de succión tienen un desfase provocado por la diferencia entre la profundidad de la bomba y la profundidad media de los punzonados (204 ft).

La ΔP del sistema a las condiciones reales de operación, es de 1480 psi, valor que representa la presión total que suministra la bomba para producir 1054 BFPD en superficie. Adicionalmente, la gráfica de la curva estándar de la bomba, indica que la eficiencia de operación por etapa es del 60 %, mientras

que la máxima eficiencia es del 62%, Cada etapa de la bomba levanta 24 ft y necesita 0.2627 HP para levantar el fluido hasta la superficie.

Figura 3.22 Análisis Nodal de la BES (PRESIÓN vs Q), SAC-121V



Fuente: Reporte detallado, Software Subpump

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

De acuerdo a lo analizado, el pozo produce muy cerca a la tasa máxima que es de 1283 BFPD, con tendencia de producir en la región de Upthrust. El diseño inicial, se realizó en un severo Upthrust, que no es recomendable debido a que produce un desgaste prematuro de la bomba.

En la figura 3.22, la curva IPR indica que el pozo tiene la posibilidad de producir a una tasa de flujo de 1100 BFPD a una presión de fondo de 1270 (100 psi sobre la Pb), y el BSW del pozo es del 0.40 %, el incremento neto de producción de petróleo es de 46 BPPD, lo cual no justifica realizar la inversión.

El pozo SAC 121V, no es candidato para realizar rediseño del equipo BES, ni candidato para realizar trabajos de remoción de daño, el pozo se encuentra estimulado con un $S=-2.10$, (Tabla 3.9), Por las consideraciones técnicas mencionadas se recomienda seguir trabajando con el equipo BES instalado.

3.7.4 ANÁLISIS DEL POZO SAC-242D, ARENA “Hs”

Se realiza el Análisis del pozo SAC-242, usando las correlaciones de flujo multifásico de “Beggs and Brill (1973)”. La tabla 3.19, presenta los datos del reservorio, completación, equipo BES, fluido y de superficie

Tabla 3.19 Datos del pozo SAC-242D, Arena “Hs”

POZO SAC-242D, ARENA "Hs"							
DATOS DE COMPLETACIÓN		DATOS DEL EQUIPO BES		DATOS DEL FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Tubing (in)	3.5	Tipo de Bomba	P12X	BSW (%)	75	Pr (psi)	3600
ID. Casing (in)	7	Frecuencia (Hz)	50	API	24.8	Pwf (psi)	2360
Prof. Bomba (ft)	9431	No. De etapas	226	GOR (scf/bbl)	124	Q (BFPD)	960
Prof. Csg (ft)	10837	HP	114	Pb (psi)	575	IP	0.904
Prof. Perforaciones (ft)	10668	Voltaje	2330	Salinidad (ppm)	5000	γg	1.25
Prof de descarga (ft)	9374	Amperaje	30	Q real (BFPD)	960	γw	1.03
POZO DIRECCIONAL		DATOS DE FLOWLINE				Ty (°F)	228
		Distancia (mt)	6743	ID (in)	4.5	Grad Flui (psi/ft)	0.43

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo ORN CEM

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La tabla 3.20, indica los datos usados por el simulador SUBPUMP para calcular la curva del sistema del pozo.

Tabla 3.20 Análisis Nodal de la BES, SAC-242D

Punto No	Altura de Descarga	Altura de Succión	TDH	Caudal (O+W)	Caudal en la Bomba	Nivel del Fluido
	(ft)	(ft)	(ft)	(BFPD)	(BFPD)	(ft)
1	8813.4	7447.92	1365.49	23.78	24.95	2011.84
2	8741.26	6513.81	2227.45	318.08	333.69	2938.83
3	8744.52	5578.88	3165.64	612.38	642.43	3871.2
4	8824.94	4643.41	4181.53	906.68	951.17	4808.93
5	8884.98	3708.04	5176.94	1200.98	1259.92	5751.79
6	9006.54	2773.66	6232.88	1495.28	1568.66	6698.98
7	9077.61	1842.51	7235.09	1789.58	1877.4	7646.53
8	9190.73	912.94	8277.79	2083.88	2186.14	8595.08
PumpOff	9401.54	161.77	9239.76	2378.18	2494.88	9369.39
Design	8843.5	4473.91	4369.6	960	1007.11	4979.38

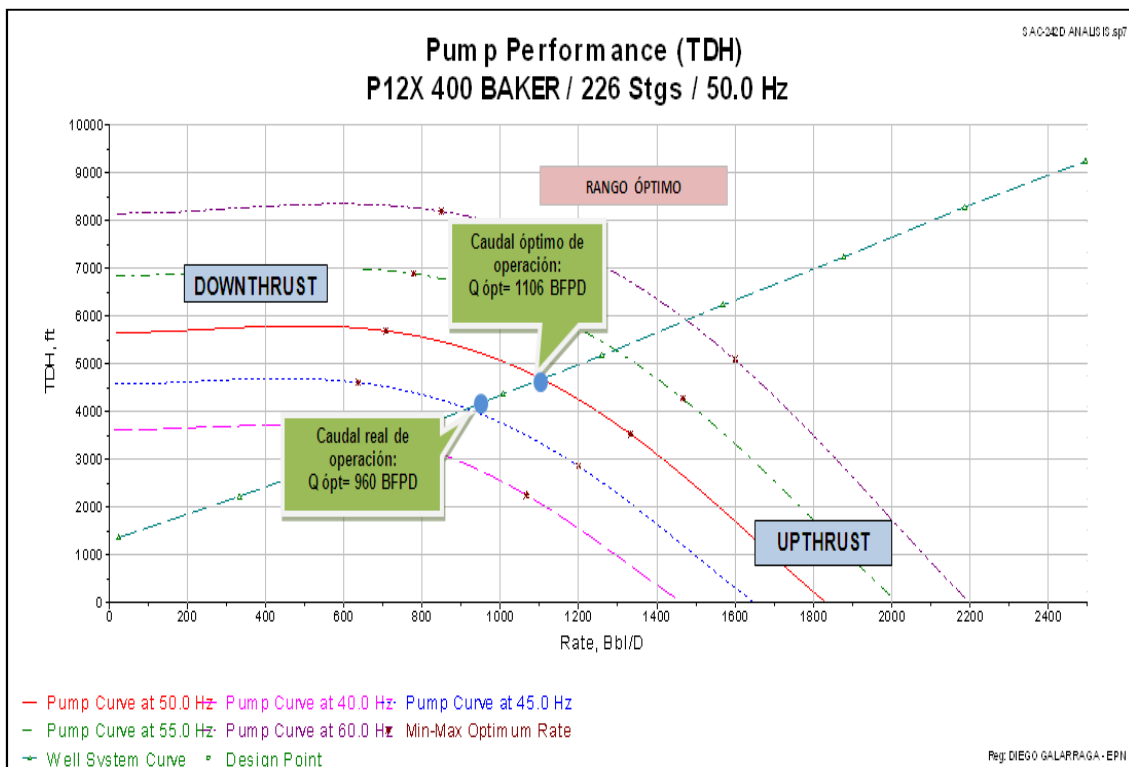
Fuente: Reporte detallado, Software Subpump

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

El pozo SAC-242D, produce con un equipo BES compuesto de 1 bomba CENTRILIFT de 226 etapas respectivamente, modelo P12X, serie 400 y un motor de 114 HP operando a una frecuencia de 50 Hz.

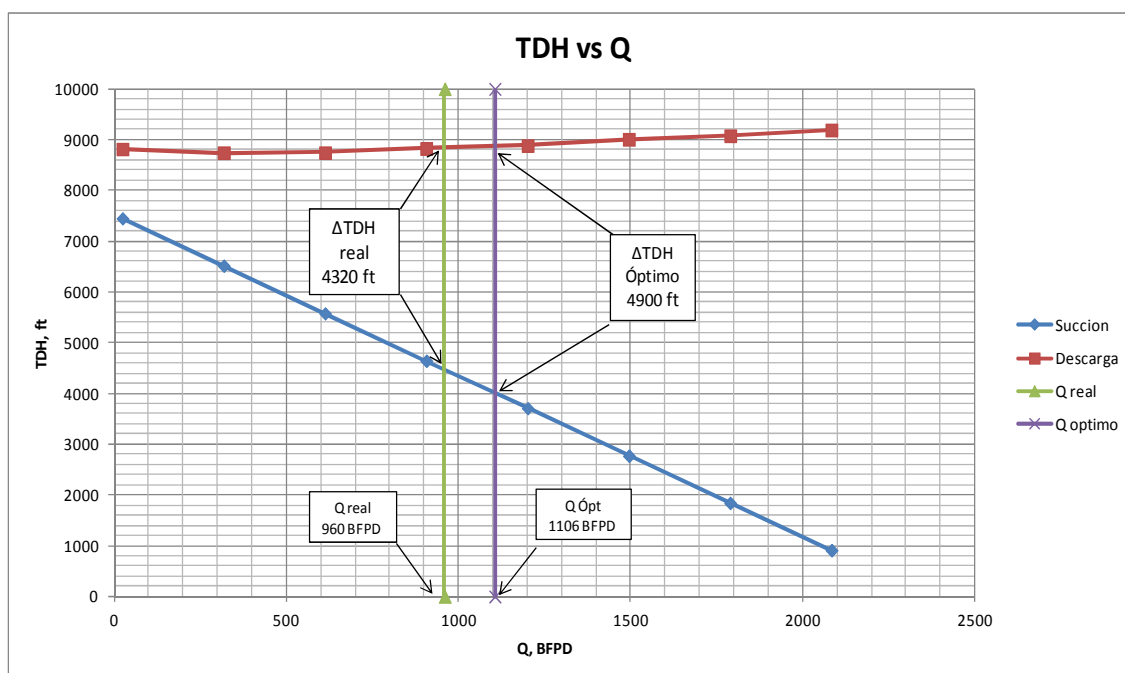
La figura 3.23, muestra como resultado del análisis de la bomba, el punto mínimo y máximo de operación a estas condiciones son de 708 BFPD y 1332 BFPD. Al comparar la producción real de operación de 960 BFPD, con la producción óptima, 1106 BFPD, existe una diferencia de producción de 146 BFPD, que deriva en una pérdida de producción del 13.2 %. La producción real está dentro del rango de operación de la bomba, el desgaste normal por el uso del equipo provoca una pérdida en la capacidad de levantamiento de la bomba. De acuerdo a la Tabla 3.7, el equipo se encuentra operando 270 días aproximadamente.

Figura 3.23 Comportamiento de la Bomba CENTRILIFT, P12X, Pozo SAC-242D



La figura 3.24 (TDH vs Q), muestra el análisis nodal del pozo SAC-242D, se realiza la comparación entre el Δ TDH real que es 4320 ft, a la producción real de 960 BFPD, con el Δ TDH óptimo que es de 4900 ft, al caudal óptimo de 1106 BFPD, de donde se obtiene una pérdida de la capacidad de levantamiento de la bomba del 12%. Esta pérdida ocasionada, se debe al desgaste normal de las etapas por el tiempo de operación de la bomba y al manejo del fluido corrosivo.

Figura 3.24 Análisis Nodal de la BES (TDH vs Q), SAC-242D



Fuente: Reporte Detallado, Software Subpump

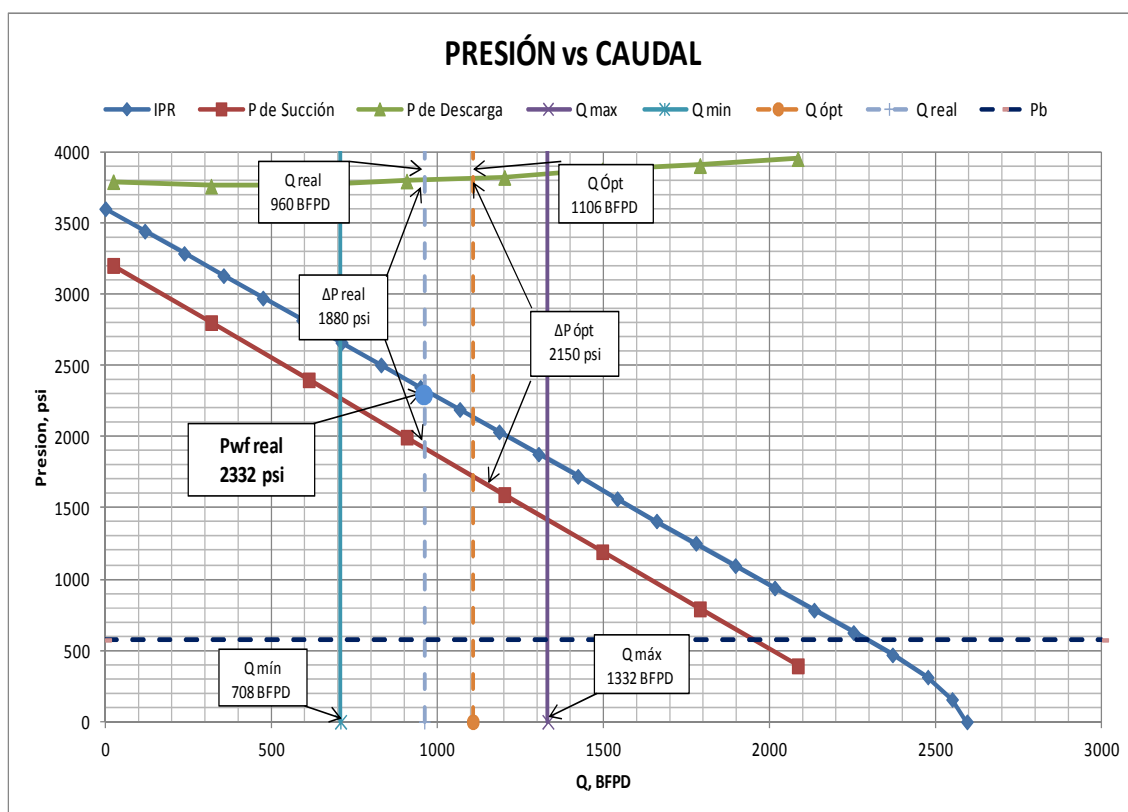
Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La figura 3.25 (Presión vs Q), muestra las curvas de presión de descarga, presión de succión, IPR y presión de burbuja en función del caudal, para el pozo SAC-242D, los valores de presión de descarga y succión se obtienen multiplicando los valores de la tabla 3.20 por el gradiente del fluido del pozo (0.43 psi/ft).

Se observa en la figura 3.25, que el equipo opera dentro de los límites de producción recomendados. Además, se observa que la curva IPR y la curva de presión de succión tienen un desfase provocado por la diferencia entre la profundidad de la bomba y la profundidad media de los punzonados (1237 ft).

La ΔP del sistema a las condiciones reales de producción es de 1880 psi, valor que representa la presión total que suministra la bomba para producir 960 BFPD en superficie. Adicionalmente, la gráfica de la curva de comportamiento proporcionada por el fabricante de la bomba, indica que la eficiencia de operación por etapa es del 59 %, mientras que la máxima eficiencia es del 63 %, Cada etapa de la bomba levanta 36 ft y necesita 0.41 HP para levantar el fluido hasta la superficie

Figura 3.25 Análisis Nodal de la BES (PRESIÓN vs Q), SAC-242D



Fuente: Reporte Detallado, Software Subpump
Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

En la figura 3.25, se observa que el pozo tiene la posibilidad de producir a una tasa de flujo de 2000 BFPD, con una presión de fondo de 1000 psi, (425 psi sobre la P_b), el BSW es del 75%, el incremento neto de producción de petróleo es de 260 BPPD como se detalla en la tabla 3.21, lo cual justifica realizar una inversión. El pozo es candidato para rediseño de equipo BES, adicionalmente se debe considerar remover el daño, $S=1$ (ver tabla 3.9).

Tabla 3.21 Consideraciones de Rediseño, SAC-242D

PRODUCCIÓN ACTUAL	BFPD	BSW %	BPPD
	960	75	240
PRODUCCIÓN ESTIMADA	BFPD	BSW %	BPPD
	2000	75	500
INCREMENTO NETO DE PETRÓLEO	260	BPPD	

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

3.7.5 ANÁLISIS DEL POZO SAC-321D, ARENA “Hs”

Se realiza el Análisis del pozo SAC-321D, usando las correlaciones de flujo multifásico de “Beggs and Brill (1973)”. La tabla 3.22, muestra los datos del reservorio, completación, equipo BES, fluido y de superficie

Tabla 3.22 Datos del pozo SAC-321D, Arena “Hs”

POZO SAC-321D, ARENA "Hs"							
DATOS DE COMPLETACIÓN		DATOS DEL EQUIPO BES		DATOS DEL FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Tubing (in)	3.5	Tipo de Bomba	D1050N	BSW (%)	3	Pr (psi)	4075
ID. Casing (in)	7	Frecuencia (Hz)	67	API	24.7	Pwf (psi)	3629
Prof. Bomba (ft)	9529	No. De etapas	100	GOR (scf/bbl)	124	Q (BFPD)	247
Prof. Csg (ft)	10503	HP	137	Pb (psi)	550	IP	0.55
Prof. Perforaciones (ft)	10321	Voltaje	1299	Salinidad (ppm)	2500	yg	1.25
Prof de descarga (ft)	9470	Amperaje	65	Q real (BFPD)	636	γw	1.02
POZO DIRECCIONAL	DATOS DE FLOWLINE					Ty (°F)	222
	Distancia (mt)	6683	ID (in)	4.5	Grad Flui (psi/ft)	0.43	

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo ORN CEM

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La tabla 3.23, indica los datos usados por el simulador SUBPUMP para calcular la curva del sistema del pozo.

Tabla 3.23 Análisis Nodal de la BES, SAC-321D

Punto No	Altura de Descarga	Altura de Succión	TDH	Caudal (O+W)	Caudal en la Bomba	Nivel del Fluido
	(ft)	(ft)	(ft)	(BFPD)	(BFPD)	(ft)
1	8505.96	9882.1	-1376.13	20.2	22.1	-633.3
2	8307.53	8692.32	-384.79	270.18	295.55	567.81
3	7729.38	7503.24	226.13	520.16	569	1772.22
4	7670.81	6315.27	1355.54	770.14	842.46	2988.47
5	7712.95	5128.97	2583.98	1020.13	1115.91	4254.81
6	7818.13	3944.54	3873.59	1270.11	1389.36	5543.89
7	7881.52	2764.25	5117.28	1520.09	1662.81	6830.2
8	8203.25	1593.24	6610.01	1770.07	1936.27	8141.08
PumpOff	8577.1	406.71	8170.39	2020.05	2209.72	9449.52
Design	7638.3	6952.6	685.7	636	695.72	2333.27

Fuente: Reporte Detallado, Software Subpump

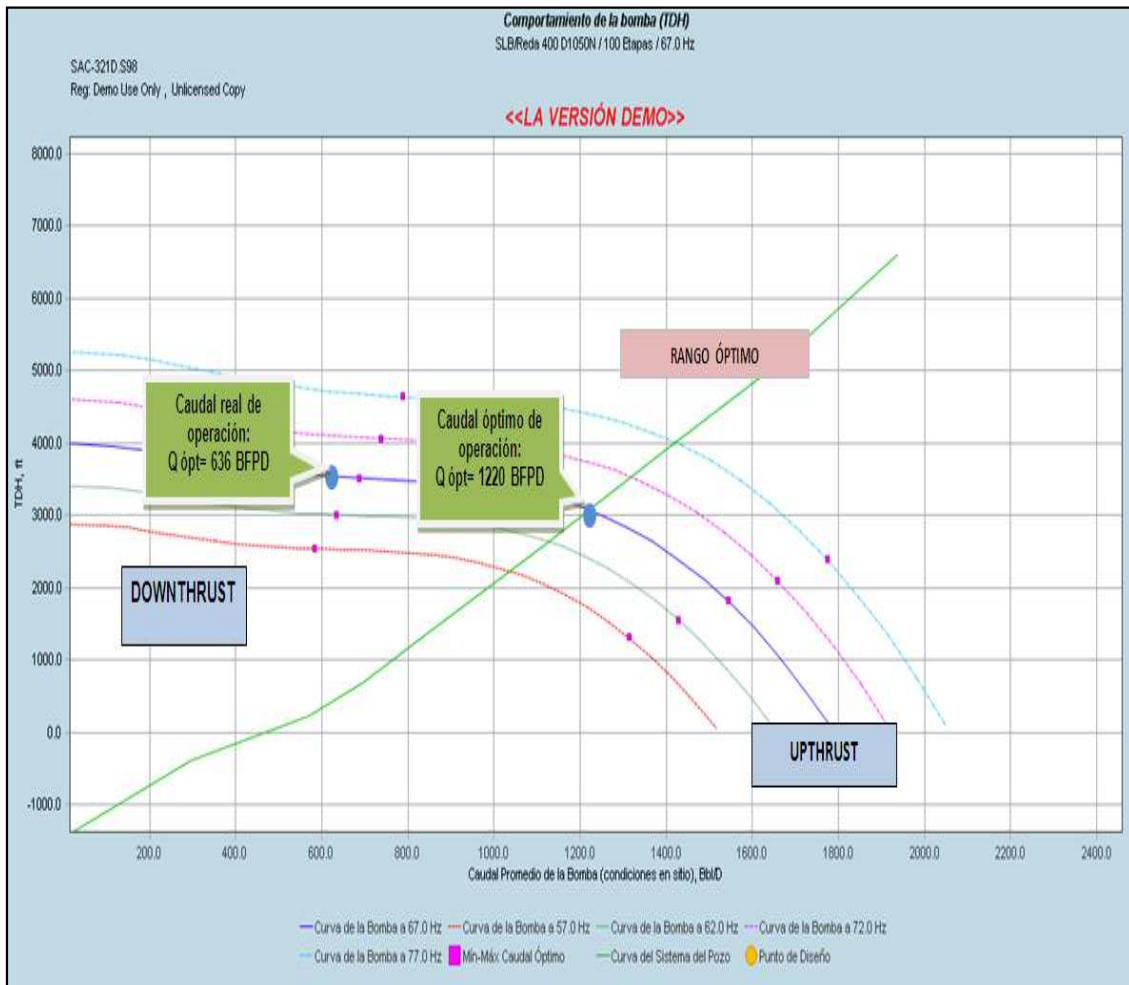
Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

El pozo SAC-321D, produce con un equipo BES compuesto de 1 bomba REDA, de 100 etapas, modelo D1050N, serie 400 y un motor de 137 HP operando a una frecuencia de 67 Hz.

En la figura 3.26, como resultado del análisis de la bomba, el punto mínimo y máximo de operación a estas condiciones son de 683 BFPD y 1536 BFPD. Al comparar la producción real de operación de 636 BFPD, con la producción óptima, 1220 BFPD, existe una diferencia de producción de 584 BFPD, que deriva en una pérdida de producción del 47.9 %.

La producción real se encuentra fuera del rango de operación de la bomba, cerca de la región de Downthrust (desgaste por empuje descendente), provocando una pérdida en la capacidad de levantamiento de la bomba. De acuerdo a la tabla 3.7, el equipo se encuentra operando 180 días, lo cual justifica un desgaste.

Figura 3.26 Comportamiento de la Bomba REDA, D1050N, Pozo SAC 321D

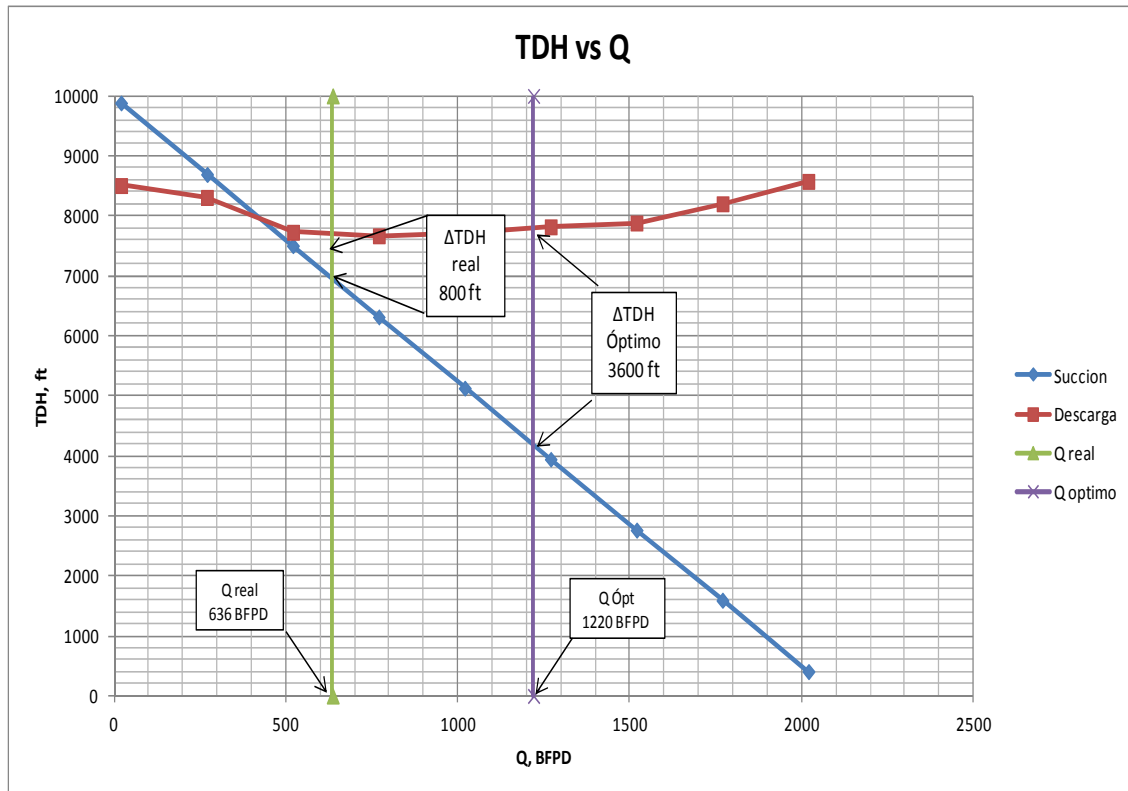


Fuente: Software Subpump

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La Figura 3.27 (TDH vs Q), indica el análisis nodal del pozo SAC-321D, donde se realiza la comparación entre el Δ TDH real que es de 800 ft, a la producción real de 636 BFPD, con el Δ TDH óptimo de 3600 ft, al caudal óptimo de 1220 BFPD, de donde se obtiene una pérdida de la capacidad de levantamiento de la bomba del 77.8%. Esta pérdida ocasionada, se debe al desgaste normal de las etapas por el tiempo de operación de la bomba.

Figura 3.27 Análisis Nodal de la BES (TDH vs Q), SAC-321D



Fuente: Reporte Detallado, Software Subpump

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

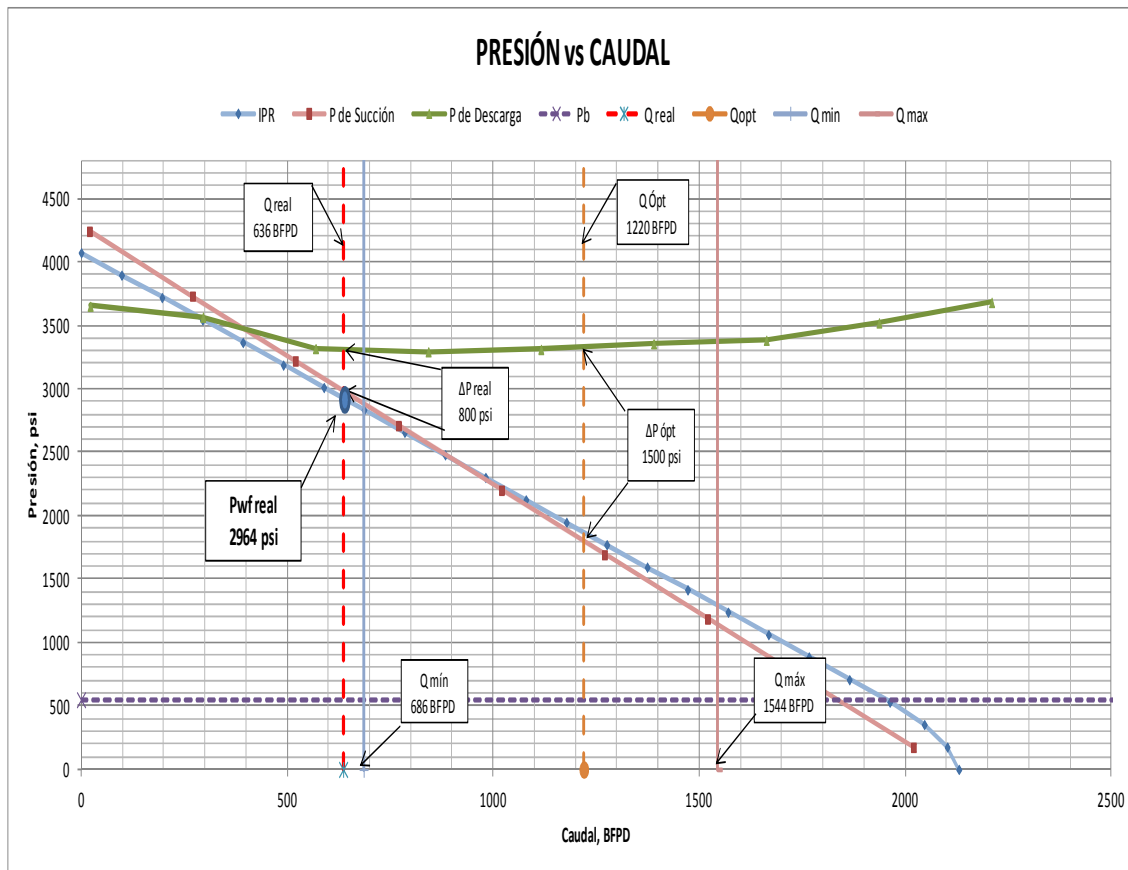
La figura 3.28 (Presión vs Q), indica las curvas de presión de descarga, presión de succión, IPR y presión de burbuja en función del caudal, para el pozo SAC-321D, los valores de presión de descarga y succión se obtienen multiplicando los valores de la tabla 3.23 por el gradiente del fluido del pozo (0.43 psi/ft).

Se observa en la figura 3.28, que el equipo está operando fuera de los límites de producción recomendados. Además, se observa que la curva IPR y la curva de presión de succión tienen un desfase provocado por la diferencia entre la profundidad de la bomba y la profundidad media de los punzonados (792 ft).

La ΔP del sistema a las condiciones reales de producción, es de 800 psi, valor que representa la presión total que suministra la bomba para producir 636 BFPD en superficie. Adicionalmente, la gráfica de la curva de comportamiento de la bomba suministrada por el fabricante, indica que la eficiencia de operación por etapa es del 47 %, mientras que la máxima eficiencia es del 62

%, Cada etapa de la bomba levanta 26.4 ft y necesita 0.257 HP para levantar el fluido hasta la superficie.

Figura 3.28 Análisis Nodal de la BES (PRESIÓN vs Q), SAC-321D



Fuente: Reporte Detallado, Software Subpump
Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La presión fluyente real del pozo, es de 2964 psi, (Tabla 3.8), a la producción de 636 BFPD. Adicionalmente, se debe considerar el daño que produce una caída de presión, de acuerdo a los datos del Build Up, $S=1.7$, (ver tabla 3.9).

En la figura 3.28, se observa que el pozo la posibilidad de producir a una tasa de flujo de 1506 BFPD, con una presión de fondo de 1320 psi, (270 psi sobre la P_b), el BSW es del 3%, valor que no representa el valor del BSW promedio para la arena Hollín, por lo que se considera un valor de BSW del 30% para realizar las predicciones y tomar las respectivas decisiones de implementar o no los escenarios propuestos en el siguiente capítulo.

Con un BSW del 30%, $P_{wf}= 1320$ psi, el incremento neto de producción de petróleo es de 437 BPPD como se detalla en la tabla 3.24, lo cual justifica realizar una inversión. El pozo, es candidato para rediseño de equipo BES, adicionalmente se debe considerar remover el daño, $S=1.7$ (ver Tabla 3.9).

Tabla 3.24 Consideraciones de rediseño, SAC-321D

PRODUCCIÓN ACTUAL	BFPD	BSW %	BPPD
	636	3	617
PRODUCCIÓN ESTIMADA	BFPD	BSW %	BPPD
	1506	30	1054
INCREMENTO NETO DE PETRÓLEO	437	BPPD	

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

3.7.6 ANÁLISIS DEL POZO SAC-260D, ARENA “Ui”

Se realiza el Análisis del pozo SAC-260D, usando las correlaciones de flujo multifásico de “Beggs & Brill (1973)”, para pozos direccionales. La tabla 3.25, presenta los datos del reservorio, completación, equipo BES, fluido y de superficie

Tabla 3.25 Datos del pozo SAC-260D, Arena “Ui”

POZO SAC-260D, ARENA "Ui"							
DATOS DE COMPLETACIÓN		DATOS DEL EQUIPO BES		DATOS DEL FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Tubing (in)	3.5	Tipo de Bomba	P18X (2)	BSW (%)	10	Pr (psi)	1786
ID. Casing (in)	7	Frecuencia (Hz)	56	API	26.4	P_{wf} (psi)	1078
Prof. Bomba (ft)	9419	No. De etapas	(108+183)	GOR (scf/bbl)	224	Q (BFPD)	480
Prof. Csg (ft)	10184	HP	114	Pb (psi)	1080	IP	0.93
Prof. Perforaciones (ft)	9674	Voltaje	2330	Salinidad (ppm)	35000	yg	1.13
Prof. De Descarga (ft)	9361	Amperaje	30	Q real (BFPD)	96	yw	1.01
POZO DIRECCIONAL		DATOS DE FLOWLINE				Ty (°F)	221
		Distancia (mt)	200	ID (in)	4.5	Grad. F (psi/ft)	0.393

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo ORN CEM

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La tabla 3.26, indica los datos usados por el simulador SUBPUMP para calcular la curva del sistema del pozo.

Tabla 3.26 Análisis Nodal de la BES, SAC-260D

Punto No	Altura de Descarga	Altura de Succión	TDH	Caudal (O+W)	Caudal en la Bomba	Nivel del Fluido
	(ft)	(ft)	(ft)	(BFPD)	(BFPD)	(ft)
1	8742.97	4578.1	4164.87	8.87	10.14	4824.84
2	8609.77	4132.18	4477.59	118.66	135.6	5267.2
3	8382.93	3686.16	4696.77	228.46	261.07	5711.03
4	7976.04	3239.95	4736.09	338.25	386.54	6156.37
5	7535.02	2789.52	4745.5	448.04	512	6603.43
6	7500.74	2315.63	5185.11	557.83	637.47	7065.65
7	7695.18	1783.22	5911.96	667.62	762.93	7596.03
8	7771.39	1127	6644.39	777.41	888.4	8265.44
PumpOff	7609.58	91.3	7518.28	887.21	1013.87	9357.54
Design	8639.92	4224.23	4415.68	96	109.71	5175.77

Fuente: Reporte Detallado, Software Subpump

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

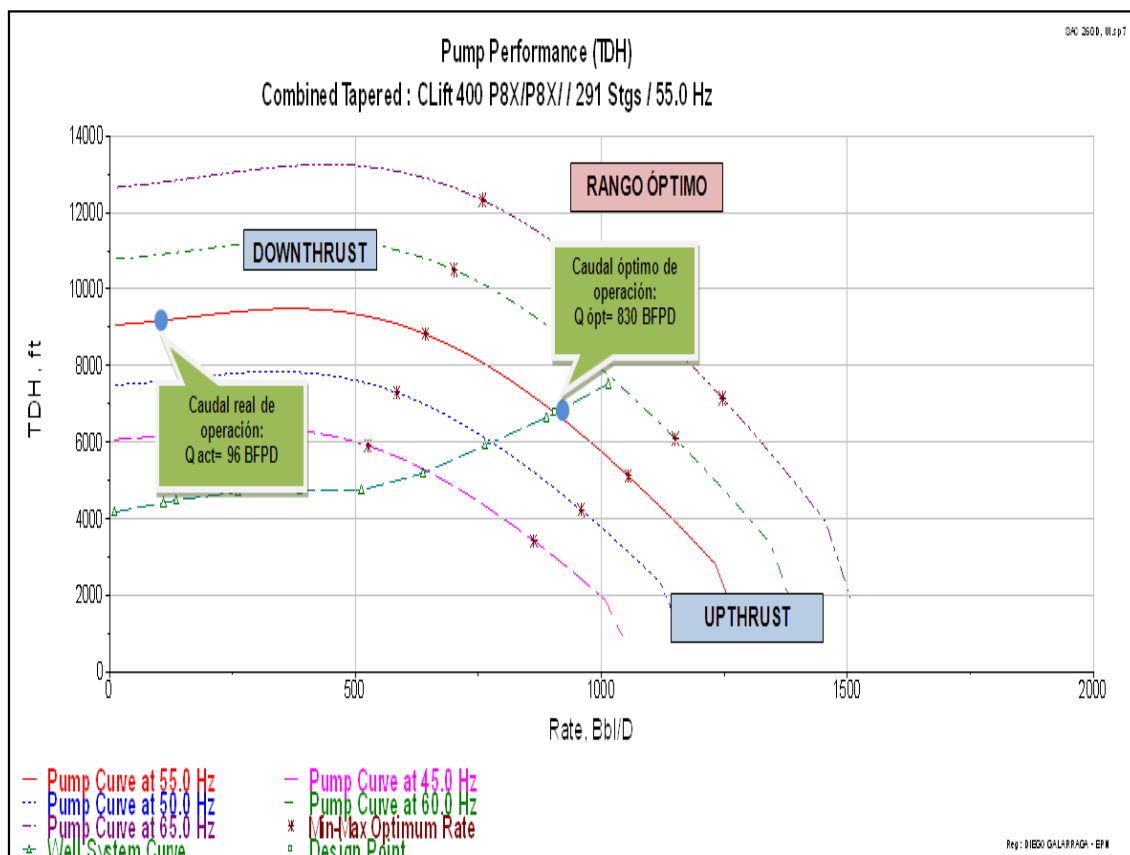
El pozo SAC-260D, produce con un equipo BES compuesto de 2 bombas CENTRILIFT, de 108 y 183 etapas respectivamente, modelo P8X, serie 400 y un motor de 114 HP operando a una frecuencia de 55 Hz.

La figura 3.29, como resultado del análisis de la bomba, el punto mínimo y máximo de operación a estas condiciones son de 641 BFPD y 1054 BFPD. Al comparar la producción real de operación, 96 BFPD, con la producción óptima, 830 BFPD, existe una diferencia de producción de 734 BFPD, que deriva en una pérdida de producción del 88.4 %.

La producción real de operación se encuentra fuera del rango de operación de la bomba, operando en la región de Downthrust (desgaste por empuje descendente), lo que provoca una pérdida en la capacidad de levantamiento de la bomba.

El pozo produce de la arena "Ui", tiene una presión de burbuja de 1080 psi y de acuerdo al análisis de carta amperimétrica la causa más probable que afecta al equipo BES es la presencia de gas en la bomba disminuyendo su eficiencia, adicionalmente de acuerdo al análisis del historial de producción, el poco aporte del fluido es causado por la depletación del reservorio.

Figura 3.29 Comportamiento de la Bomba CENTRILIFT, P8X, Pozo SAC-260D



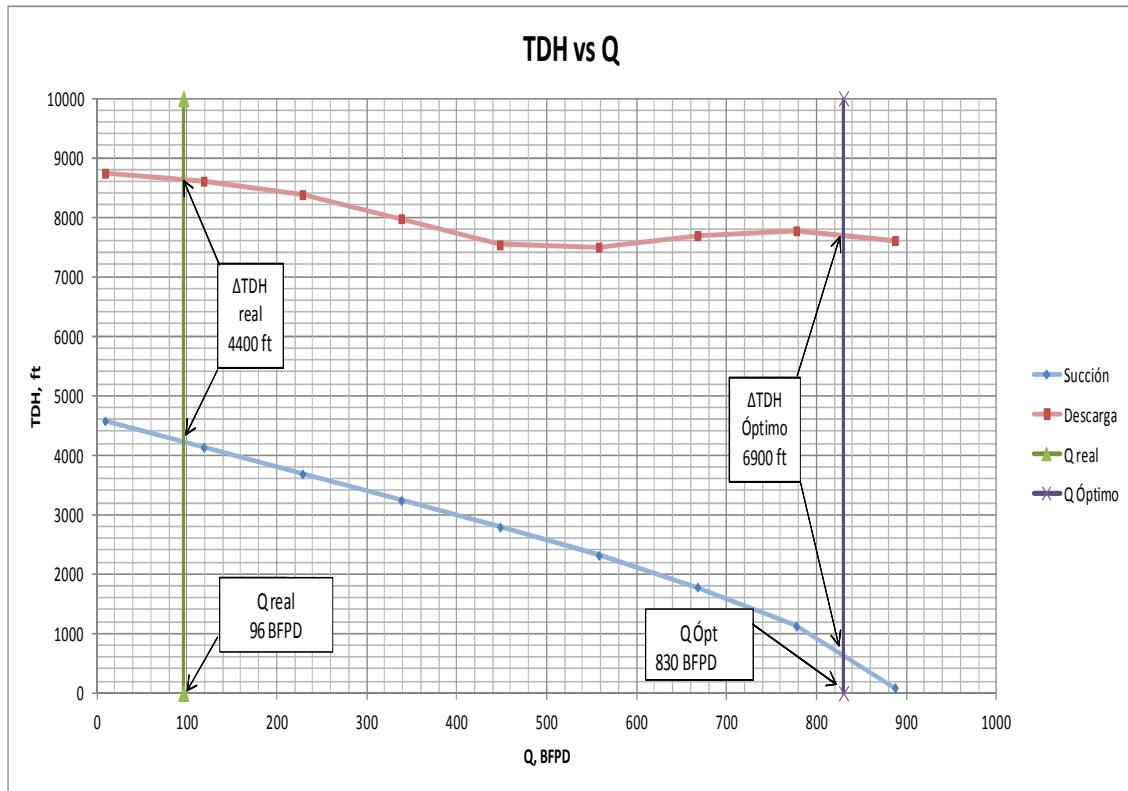
Fuente: Software Subpump

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La figura 3.30 (TDH vs Q), indica el análisis nodal del pozo SAC-260D donde se realiza la comparación entre el Δ TDH real que es de 4400 ft, a la producción real de 96 BFPD con el Δ TDH óptimo que es de 6900 ft, al caudal óptimo de 830 BFPD, de donde se obtiene una pérdida de la capacidad de levantamiento de la bomba del 36.2 %.

Los días de operación de la bomba de acuerdo a la tabla 3.7, es de 515 días, lo cual puede producir baja eficiencia en sus componentes y como consecuencia la pérdida en la capacidad de levantamiento.

Figura 3.30 Análisis Nodal de la BES (TDH vs Q), SAC-260D



Fuente: Reporte Detallado, Software Subpump
Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

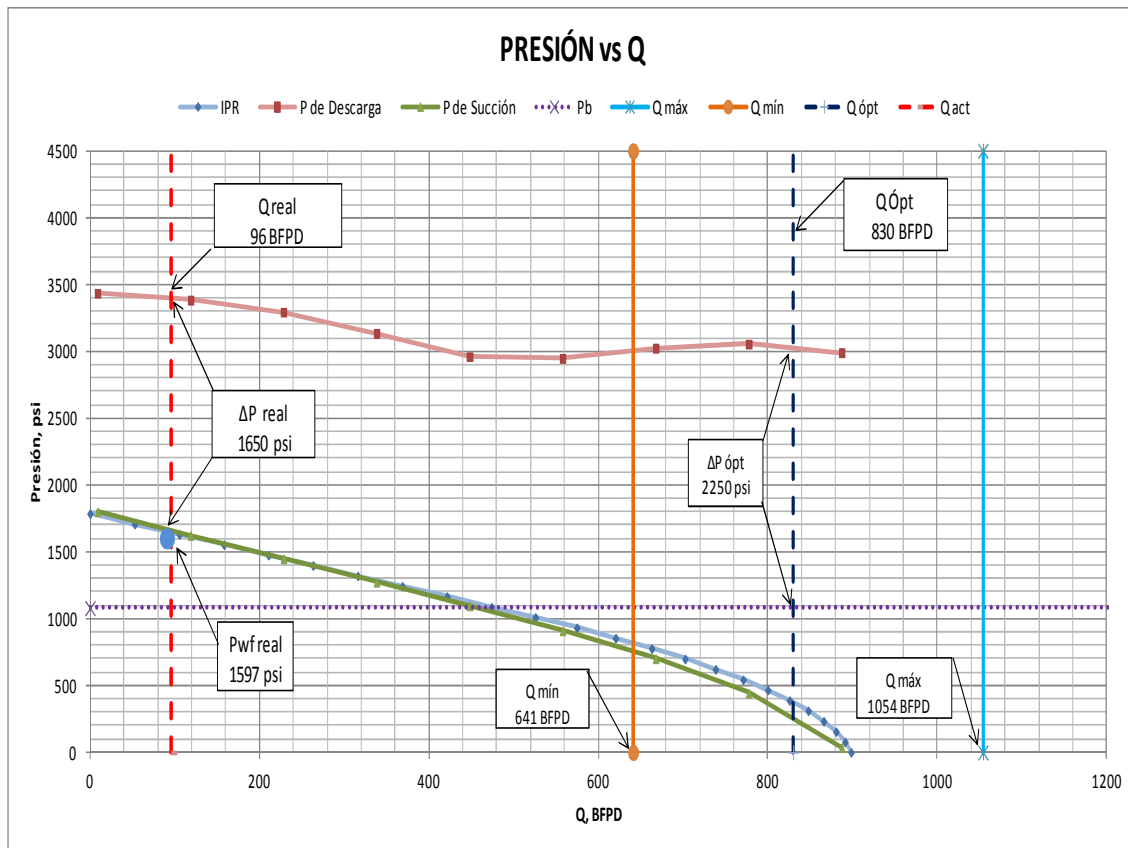
La figura 3.31 (Presión vs Q), indica las curvas de presión de descarga, presión de succión, IPR y presión de burbuja en función del caudal, para el pozo SAC-260D, los valores de presión de descarga y succión se obtienen multiplicando los valores de la tabla 3.26 por el gradiente del fluido del pozo (0.393 psi/ft).

Se observa en la figura 3.31, que la curva IPR y la curva de presión de succión tienen un pequeño desfase provocado por la diferencia entre la profundidad de la bomba y la profundidad media de los punzonados (255 ft).

La ΔP del sistema a las condiciones reales de producción, es de 1650 psi, valor que representa la presión total que suministra la bomba para producir 96 BFPD en superficie. Adicionalmente, la gráfica de la curva de comportamiento de la bomba suministrada por el fabricante, indica que la eficiencia por etapa es del 18 %, mientras que la máxima eficiencia es del 58 %, Cada etapa de la

bomba levanta 33.5 ft y necesita 0.143 HP para levantar el fluido hasta la superficie.

Figura 3.31 Análisis Nodal de la BES (PRESIÓN vs Q), SAC-260D



Fuente: Reporte Detallado, Software Subpump
Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La presión fluyente real del pozo, es de 1597 psi (ver Tabla 3.8) a una producción de 96 BFPD, valor mayor a la presión de burbuja, $P_b = 1080$ psi. El pozo ha declinado su producción probablemente por el daño de formación que tiene de acuerdo a la tabla 3.9, $S = 10.7$

Adicionalmente se analiza la última prueba de producción realizada a la arena "Hs", el 24/03/2011 (ver tabla 3.1), de donde se tiene una producción para la arena "Hs" de 188 barriles de petróleo netos, con un incremento neto 102 BPPD como se detalla en la tabla 3.27, lo cual justifica realizar una inversión para el rediseño del equipo BES y el cambio de zona de la arena "Ui" a la arena "Hs" que se realiza en el siguiente capítulo.

Tabla 3.27 Consideraciones de rediseño, SAC-260, Arena "Hs"

PRODUCCIÓN ACTUAL	BFPD	BSW %	BPPD	ARENA
	96	10	86	Ui
PRODUCCIÓN ESTIMADA	BFPD	BSW %	BPPD	ARENA
	216	13	188	Hs
INCREMENTO NETO DE PETRÓLEO	102	BPPD		

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

3.7.7 ANÁLISIS DEL POZO SAC-66B, ARENA "BT+Ui"

Se realiza el análisis del pozo SAC-66B, usando las correlaciones de flujo multifásico de "Hagedorn & Brown (1963)". La tabla 3.28, presenta los datos del reservorio, completación, equipo BES, fluido y de superficie.

Tabla 3.28 Datos del pozo SAC-66B, Arena "BT+Ui"

POZO SAC-66B, ARENA "BT+Ui"							
DATOS DE COMPLETACIÓN		DATOS DEL EQUIPO BES		DATOS DEL FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Tubing (in)	3.5	Tipo de Bomba	D460N(2)	BSW (%)	1.5	Pr (psi)	1722
ID. Casing (in)	7	Frecuencia (Hz)	51	API	27	Pwf (psi)	884
Prof. Bomba (ft)	9444	No. De etapas	164+164	GOR (scf/bbl)	150	Q (BFPD)	312
Prof. Csg (ft)	9680	HP	156	Pb (psi)	1170	IP	0.37231504
Prof. Perforaciones (ft)	9564	Voltaje	1538	Salinidad (ppm)	11100	yg	1.132
Prof de descarga (ft)	9360	Amperaje	62.7	Q real (BFPD)	208	yw	1.012
POZO VERTICAL	DATOS DE FLOWLINE					Ty (°F)	211
	Distancia (mt)	3604	ID (in)	4.5	Grad Flui (psi/ft)	0.39	

Fuente: Ingeniería de Petróleos, Campo ORN CEM

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La tabla 3.29, indica los datos usados por simulador SUBPUMP para calcular la curva del sistema del pozo.

Tabla 3.29 Análisis Nodal de la BES, SAC-66B

Punto No	Altura de Descarga	Altura de Succión	TDH	Caudal (O+W)	Caudal en la Bomba	Nivel del Fluido
	(ft)	(ft)	(ft)	(BFPD)	(BFPD)	(ft)
1	9406.36	4581.43	4824.93	4.73	5.54	4930.16
2	8071.88	4163.2	3908.68	63.33	74.06	5348.49
3	7423.25	3745.81	3677.44	121.92	142.59	5768.07
4	7095.42	3328.8	3766.62	180.52	211.12	6189.01
5	7216.43	2899.61	4316.83	239.11	279.64	6614.01
6	7482.93	2429.87	5053.06	297.71	348.17	7078.19
7	7716.44	1890.09	5826.35	356.3	416.69	7619.5
8	7993.64	1232.6	6761.04	414.89	485.22	8298.31
PumpOff	7908.85	246.76	7662.09	473.49	553.75	9350.72
Design	7085.96	3129.6	3956.36	208	243.26	6387.88

Fuente: Reporte Detallado, Software Subpump

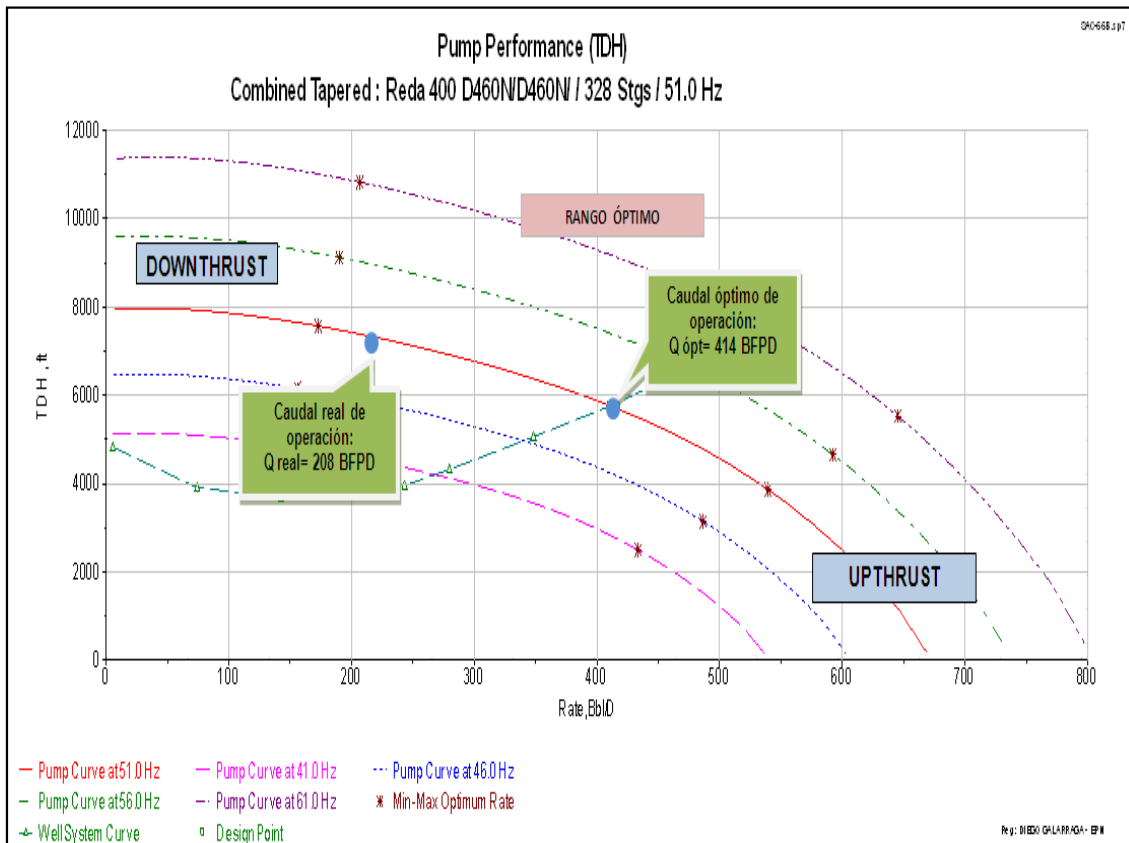
Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

El pozo SAC-66B, produce de la arena “BT”+”Ui” conjuntamente de acuerdo al trabajo de Workover No 8 realizado el 13/Sep/2011 en el cual evalúan conjuntamente las dos arenas en los intervalos para la arena “BT”: 8810 ft- 8816 ft y para la arena “Ui”: 9548 ft- 9560 ft y 9568 ft- 9580 ft.

El pozo tiene instalado un equipo BES compuesto de dos bombas SLB, de 164 etapas cada una, modelo DN460, serio 400 y un motor de 156 HP, que opera a una frecuencia de 51 Hz.

La figura 3.32, indica el punto mínimo y máximo de operación que son de 172 BFPD y 539 BFPD respectivamente. Al comparar la producción real de 208 BFPD, con la producción óptima de 414 BFPD; existe una diferencia de 206 BFPD, que deriva en una pérdida de producción del 50%. La producción real, se encuentra dentro del rango óptimo de producción de la bomba, pero muy cerca de la región de Downthrust (desgaste por empuje descendente), provocando una pérdida en la capacidad de levantamiento de la bomba.

Figura 3.32 Comportamiento de la Bomba REDA, DN460, Pozo SAC-66B



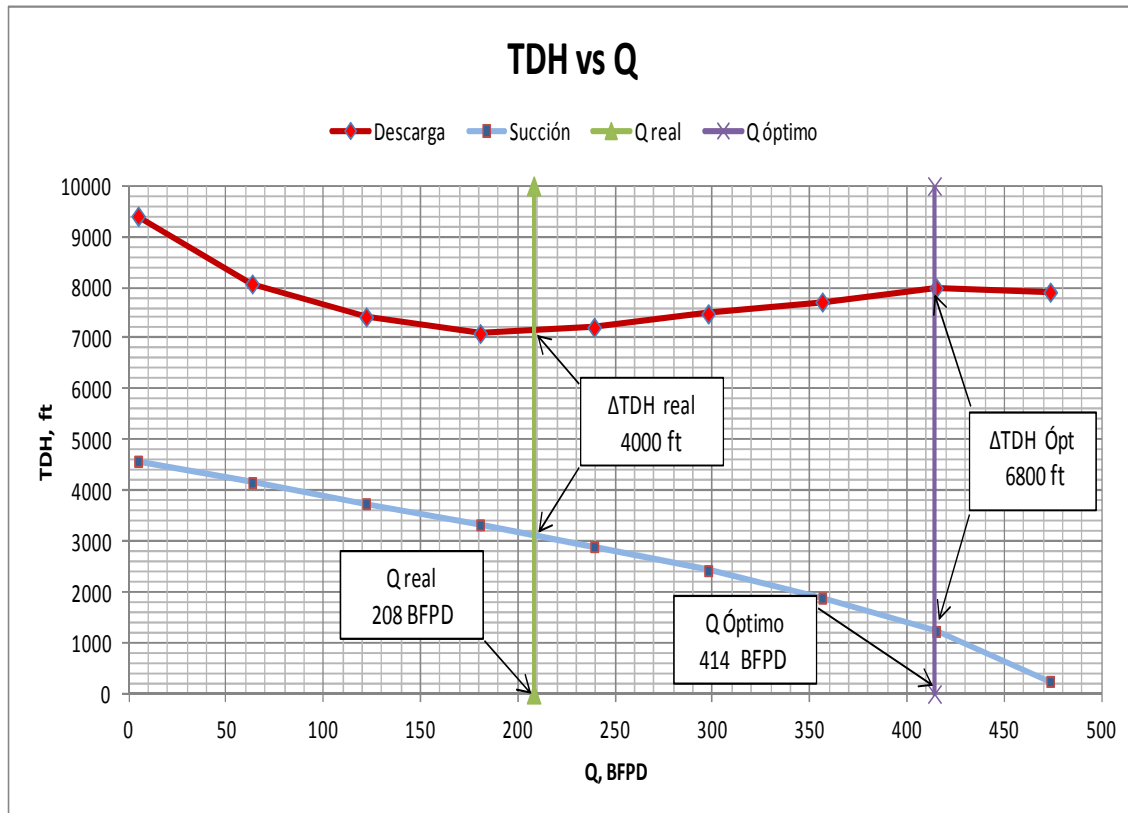
Fuente: Software Subpump

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La figura 3.33, indica el análisis nodal del pozo SAC-66B donde se realiza una comparación entre el Δ TDH real, que es de 4000 ft, a la producción real de 208 BFPD, con el Δ TDH óptimo que es 6800 ft, al caudal óptimo de 414 BFPD. Se obtiene una pérdida en la capacidad de levantamiento de la bomba del 41 %.

Esta pérdida en la capacidad de levantamiento es ocasionada por la presencia de gas dentro de la bomba, de acuerdo al análisis de la carta amperimétrica del pozo (Anexo No 7), existen picos o variación de amperaje, que indica presencia de gas y de acuerdo al historial de producción tenemos un GOR de 150, adicionalmente se debe considerar los días de operación de la bomba (346 días) de acuerdo a la tabla 3.7.

Figura 3.33 Análisis Nodal de la BES (TDH vs Q), SAC-66B



Fuente: Reporte Detallado, Software Subpump

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

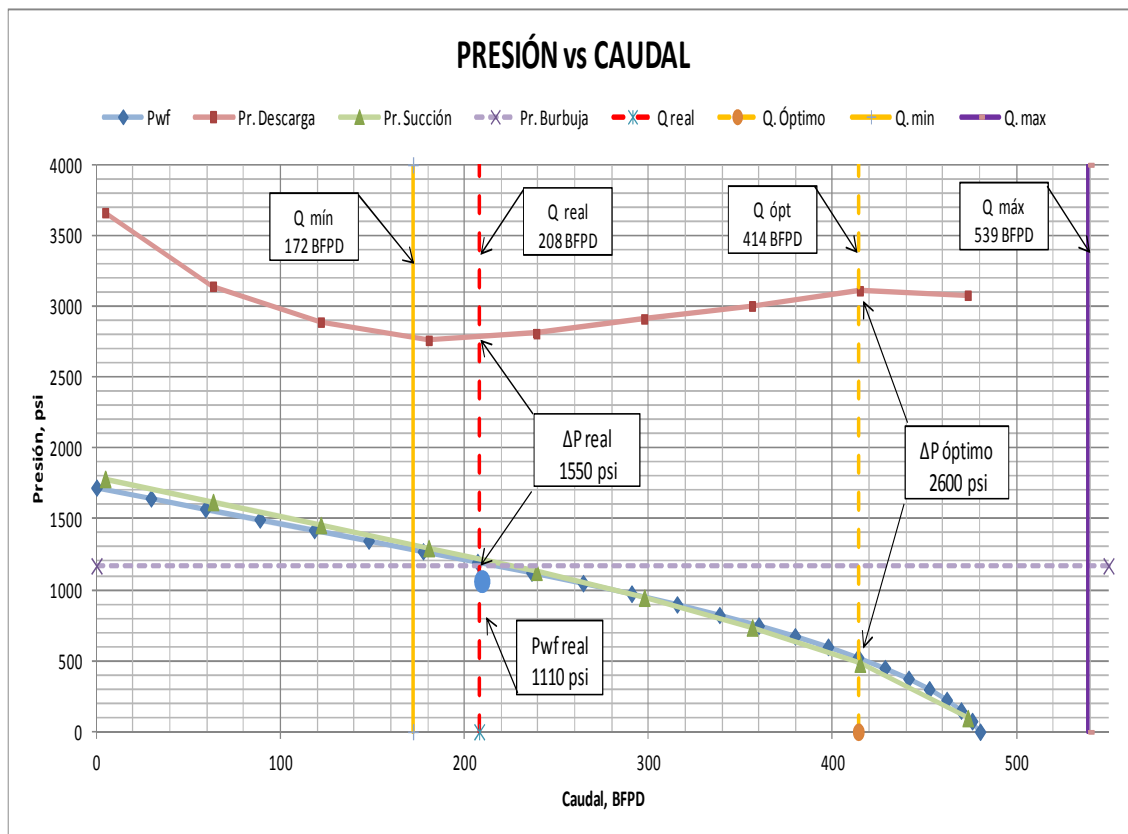
La figura 3.34 (Presión vs Q), indica las curvas de presión de descarga, presión de succión, IPR y presión de burbuja en función del caudal. Los valores de presión de descarga y succión, se obtienen multiplicando los valores de la tabla 3.29 por el gradiente del fluido del pozo (0.39 psi/ft).

Se observa en la figura 3.34, que el equipo BES está operando dentro del rango de producción recomendado, pero la producción real de 208 BFPD se encuentra muy cercana al límite inferior de producción de 172 BFPD. Además, se observa que la curva IPR y la curva de presión de succión tienen un desfase, provocado por la diferencia entre la profundidad de la bomba y la profundidad media de los perforados (110 ft).

La ΔP del sistema a las condiciones reales de operación es de 1550 psi, valor que representa la presión total que suministra la bomba para producir los 208

BFPD. Adicionalmente la gráfica estándar de la bomba proporcionada por el fabricante, indica que la eficiencia de operación por etapa es del 46 %, mientras que la máxima eficiencia es del 55%; cada etapa de la bomba levanta 32 ft y necesita 0.138 HP, es decir la bomba presenta una alta eficiencia operativa.

Figura 3.34 Análisis Nodal de la BES (PRESIÓN vs Q), SAC-66B



Fuente: Reporte Detallado, Software Subpump

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La presión real de fondo fluyente del pozo es de 1110 psi (ver tabla 3.8), y de acuerdo al análisis de la carta amperimétrica (Anexo No 7), el pozo produce gas debido a que la presión de fondo se encuentra por debajo de la presión de burbuja de 1170 psi.

En la figura 3.34, se observa que el potencial del pozo es de 480 BFPD. La producción real de 208 BFPD, es la capacidad de flujo del pozo máxima para

evitar el aumento de la producción de gas, con una presión de fondo cercana a la presión de burbuja para evitar daños en la bomba.

Por la tanto, se recomienda seguir trabajando bajo las condiciones reales de operación en el pozo SAC-66B.

A continuación la tabla 3.30, indica las consideraciones de rediseño con cambio de arena, que se propone en el siguiente capítulo para el pozo en estudio, en base al análisis de los registros petrofísicos y de producción de los pozos vecinos, en especial el pozo SAC-125V.

Tabla 3.30 Consideraciones de Rediseño, SAC-66B, Arena “Hi”

PRODUCCIÓN ACTUAL	BFPD	BSW %	BPPD	ARENA
	208	1.5	205	Ui+BT
PRODUCCIÓN ESTIMADA	BFPD	BSW %	BPPD	ARENA
	587	22	458	Hi
INCREMENTO NETO DE PETRÓLEO	253	BPPD		

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

CAPÍTULO 4

DETERMINACIÓN DE LOS MEJORES ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN

El análisis nodal realizado en el Capítulo No 3 de los pozos seleccionados con equipo BES que fluyen a la estación Sacha Norte-2, determinan los posibles problemas que se presentan en cada uno de ellos. En el presente capítulo, se desarrollan las propuestas técnicas para optimizar la producción de los pozos analizados, teniendo en cuenta ciertas consideraciones que se describen más adelante con la finalidad de incrementar la producción de petróleo.

El software SubPUMP es usado para realizar el rediseño del equipo BES a las nuevas condiciones de operación de la bomba. Por esta razón es importante conocer algunos aspectos y datos básicos para el rediseño del equipo BES.

4.1 REDISEÑO DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El correcto desempeño del equipo de bombeo electrosumergible, depende en su totalidad de la información confiable que se obtenga para el diseño del mismo. El software SubPUMP permite realizar el diseño por medio de la selección de los componentes importantes del equipo BES.

Un diseño adecuado del equipo BES, es importante para obtener la producción deseada, reducir costos y aumentar la vida útil del equipo.

4.1.1 DATOS BÁSICOS PARA EL REDISEÑO DEL EQUIPO BES

A continuación, se describen los datos básicos para el diseño del equipo BES

:

1. Datos del Pozo

- Diámetro y peso de la tubería de revestimiento
- Diámetro y peso de la tubería de producción
- Intervalos de profundidad disparados y datos de las arenas
- Profundidad de asentamiento del equipo BES

2.- Datos de Producción

- Tasa de producción deseada
- Presión del Tubing
- Presión del Casing
- Presión de Cabeza
- Nivel de Fluido Dinámico y Estático
- Presión de Intake (psi)
- Temperatura del Fluido
- Relación Gas-Aceite (GOR)

3.- Fuentes de Energía

- Capacidad de generación eléctrica
- Disponibilidad de voltaje y frecuencia en la locación

4.- Propiedades del Fluido del Pozo

- Gravedad API del crudo
- Gravedad específica del agua
- Gravedad específica del gas
- Presión de burbuja
- Corte de Agua
- Viscosidad del petróleo
- Propiedades PVT

5.- Posibles Problemas en el Pozo.

- Producción de arenas
- Emulsiones
- Carbonatos

- Fluidos corrosivos
- Presencia de parafinas
- Producción de gas
- Altas temperaturas de fondo

El conocimiento de los datos anteriormente mencionados, permite realizar un diseño confiable y obtener resultados más cercanos a la realidad. Es importante notar que las propiedades cambian significativamente de acuerdo a los problemas que se presentan en cada pozo.

4.1.2 PASOS PARA EL REDISEÑO DEL EQUIPO BES DE LOS POZOS SELCCIONADOS EN SACHA NORTE-2

El dimensionamiento del equipo BES, es simple y a continuación se detallan los pasos básicos a seguir para calcular y analizar las variables de diseño de una instalación de bombeo electrosumergible

- Disponer de información confiable y real de producción del pozo.
- Establecer criterios para la determinación de la profundidad de la bomba y presión de entrada en la bomba. Si se conoce el caudal de flujo deseado y la profundidad de asentamiento de la bomba se puede conocer la presión de entrada a la bomba en base a la relación del comportamiento de afluencia del pozo, se establece un caudal óptimo para la profundidad de asentamiento de la bomba establecido.
- Por lo general la profundidad de asentamiento de la bomba es cerca de las perforaciones, (recomendación mínima para diseño: 200 pies por encima del tope de las perforaciones), debido a que la presión fluyente en la entrada de la bomba debe ser mayor que la presión de burbuja para evitar el manejo de gas.
- Se determina la carga dinámica total más conocido como TDH (Total Dynamic Head), que es igual a la sumatoria del levantamiento neto, la

perdida de fricción en la tubería de producción y la presión de descarga en la cabeza, todo expresado en términos de altura de columna del fluido que está siendo producido. El TDH viene expresada por la siguiente fórmula:

$$TDH = Hd + Ft + Pd \quad (4.1)$$

- Se realiza la selección de la bomba, al caudal que podrá aportar el pozo para una determinada carga dinámica y según las restricciones del tamaño del CSG. La opción más económica se tiene con equipos de series grandes, la bomba seleccionada debe ser aquella en la que el caudal teórico a extraer, se encuentre entre los límites óptimos de trabajo de la misma y cerca de la máxima eficiencia. En caso de tener dos o más bombas cerca de la máxima eficiencia, la selección final se basa en la comparación de precios, potencia requerida y las etapas que levanten un mayor número de pies realizando el mismo trabajo.
- Posterior a la selección de la bomba, se calcula el número de etapas requerido para suministrar la altura dinámica total, el número de etapas, es un valor redondeado e igual a la altura de la columna dinámica total dividido por la altura generada por cada etapa como lo indica la siguiente expresión:

$$No. Etapas = \frac{Altura Dinamica Total}{Altura/Etapa} \quad (4.2)$$

- Se calcula la potencia del motor, multiplicando la potencia de freno por etapa por el mismo número de etapas y por el valor promedio de la gravedad específica del fluido que está siendo bombeado como lo indica la siguiente expresión:

$$BHP = \left(\frac{BHP}{Etapa} \right) \times (No de etapas) \times (SGliq) \quad (4.3)$$

- Existe una gran variedad de motores en el mercado, y si bien la selección básica se realiza a través de la potencia requerida, intervienen en la misma el rango de voltaje, la frecuencia, la profundidad y temperatura. Por lo tanto, seleccionar un motor que sea capaz de

entregar los requerimientos de potencia total para la bomba y la sección del sello. El motor debe ser grande para evitar sobrecargas.

- La selección del cable, se realiza teniendo en cuenta la corriente máxima consumida por el motor, caída de voltaje y temperatura del conductor.
- Se selecciona el separador de gas si el pozo tiene una producción considerable de gas para evitar desgaste prematuro en los componentes de la bomba.
- Se realiza el dimensionamiento del variador de frecuencia (VSD) de acuerdo a los requerimientos de velocidad del motor. Este sirve para mantener la presión de entrada de la bomba constante y ayuda a reducir los requerimientos de arranque.

4.2 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS CON EQUIPO BES DE LOS POZOS QUE FLUYEN A LA ESTACIÓN SACHA NORTE-2

La propuesta técnica planteada en el presente estudio tiene como objetivo optimizar el equipo BES e incrementar la producción de petróleo tomando en cuenta los siguientes escenarios:

ESCENARIO 1: Se considera el Rediseño del equipo BES a condiciones de producción más favorables, sin considerar la remoción de daño en las arenas productoras.

ESCENARIO 2: Se realiza el rediseño del equipo BES, considerando la remoción de daño en el yacimiento con la finalidad de aumentar la eficiencia de flujo. Este escenario es aplicable a pozos que presentan daño.

ESCENARIO 3: Se realiza el estudio de cambio de zona y se rediseña el equipo BES a condiciones más favorables de producción.

4.2.1 REDISEÑO DE LOS POZOS SELECCIONADOS DE LOS POZOS QUE FLUYEN A LA ESTACIÓN SACHA NORTE-2

A continuación se propone los diferentes escenarios de producción de los pozos analizados en el Capítulo 3, usando el programa SubPUMP para realizar el rediseño de equipo BES como se indica en el Anexo 8.

4.2.1.1 POZO SAC- 178D, ARENA “Hi”

4.2.1.1.1 Escenario 1: Rediseño del equipo BES sin considerar remoción de daño

En esta propuesta técnica, se realiza el rediseño del nuevo equipo BES sin remover el daño de formación para la arena “Hi”. De acuerdo al análisis realizado en el capítulo 3, se establece un caudal de diseño de 800 BFPD, a una presión de fondo ($P_{wf}=690$ psi), valor que se encuentra por encima de la presión de burbuja ($P_b=78$ psi), con una presión de intake de 295 psi, consiguiendo un incremento aproximado del 35 % respecto a la producción real de operación de 593 BFPD. Se considera la tasa de 800 BFPD, para evitar la prematura conificación del agua, por pozos vecinos; Hollín Inferior puede llegar a tener un corte de agua igual al 90 %.

La tabla 4.1, muestra las especificaciones del equipo diseñado para el escenario No 1.

Tabla 4.1 Especificaciones del equipo, Escenario No 1, SAC-178D

BOMBA		MOTOR	
Fabricante	SLB REDA	Fabricante	REDA
Serie	400	Serie	456-I
Modelo	DN800	Potencia, HP	100
Etapas	591	Voltaje, V	1350
FREC @ DISEÑO, Hz	53	Corriente, A	50
CABLE		HOUSING	
Tipo de Cable	REDAHOT	# 120	229
Fabricante	REDA	# 120	229
Temp, °F	250	# 70	133
Longitud, FT	9623		
PROTECTOR		SEPARADOR	
Serie	REDA	Serie	ALNAS/406
Tipo de Cojinete	LSBPB-HL	Modelo	GSA-5A

Fuente: Software Subpump, Escenario No 1

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

En la tabla 4.2, se presentan los parámetros estimados de operación por el Software Subpump, para el Escenario No 1.

Tabla 4.2 Parámetros de Operación, Escenario No 1, SAC-178D

PARÁMETROS DE OPERACIÓN BOMBA DN 800			
Frecuencia de Diseño, Hz	53	Volumen de gas libre a la entrada de la Bomba, %	1.3
Velocidad de Operación, RPM	3092.5	Volumen de gas libre dentro de la Bomba, %	0.4
Corriente de Operación, Amp	50.3	Nivel del fluido, ft	8969
Voltaje de Operación, V	1215	Presión de fondo, psig	690
Potencia de Operación, HP	91.9	Presión de entrada a la bomba, psig	293
Eficiencia de la Bomba, %	50.9	Presión de Descarga, psig	3563
Eficiencia de la Motor, %	82.8	Caudal Total Promedio de la Bomba, BFPD	828
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft	8302	Caudal de líquido final en la Superficie (P+A), BFPD	800

Fuente: Software Subpump, Escenario No 1

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

En la tabla 4.3, se presentan los datos usados para construir la curva del pozo a partir de los cálculos realizados por SubPUMP.

Tabla 4.3 Curva del Sistema de Pozo, Escenario No 1, SAC-178D

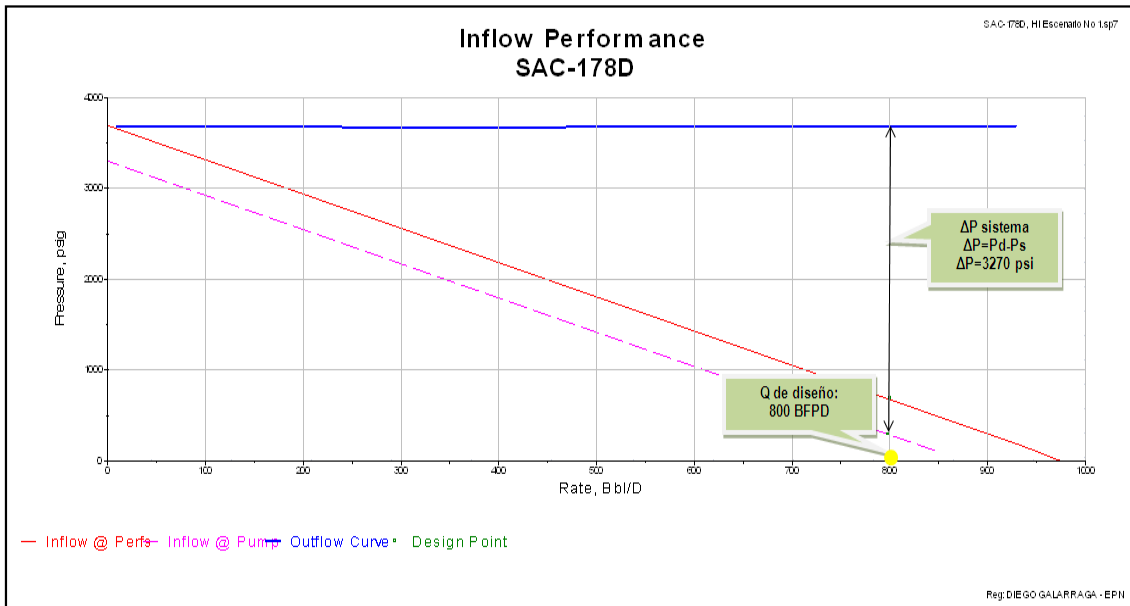
Punto No	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal (O+W) (BFPD)	Caudal en la Bomba (BFPD)	Nivel del Fluido (ft)
1	8991.1	7981.35	1009.75	8.95	9.29	1609.94
2	8985.89	6963.41	2022.48	119.75	124.25	2619.18
3	8984.49	5945	3039.5	230.55	239.2	3633.99
4	8986.45	4926.1	4060.35	341.34	354.16	4656.11
5	8991.11	3906.7	5084.42	452.14	469.12	5680.57
6	8997.75	2886.85	6110.91	562.94	584.07	6712.35
7	9000.32	1866.72	7133.6	673.73	699.03	7751.59
8	9011.27	847.04	8164.24	784.53	813.99	8797.72
PumpOff	9023.98	149.61	8874.37	895.33	928.94	9517.2
Design	9012.95	704.82	8308.13	800	830.03	8944.21

Fuente: Software Subpump, Escenario No 1

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La figura 4.1, muestra el comportamiento de las curvas inflow y outflow para el pozo en análisis. Se observa que el incremento de presión suministrado por el equipo BES es de 3270 psi, para producir en superficie 800 BFPD

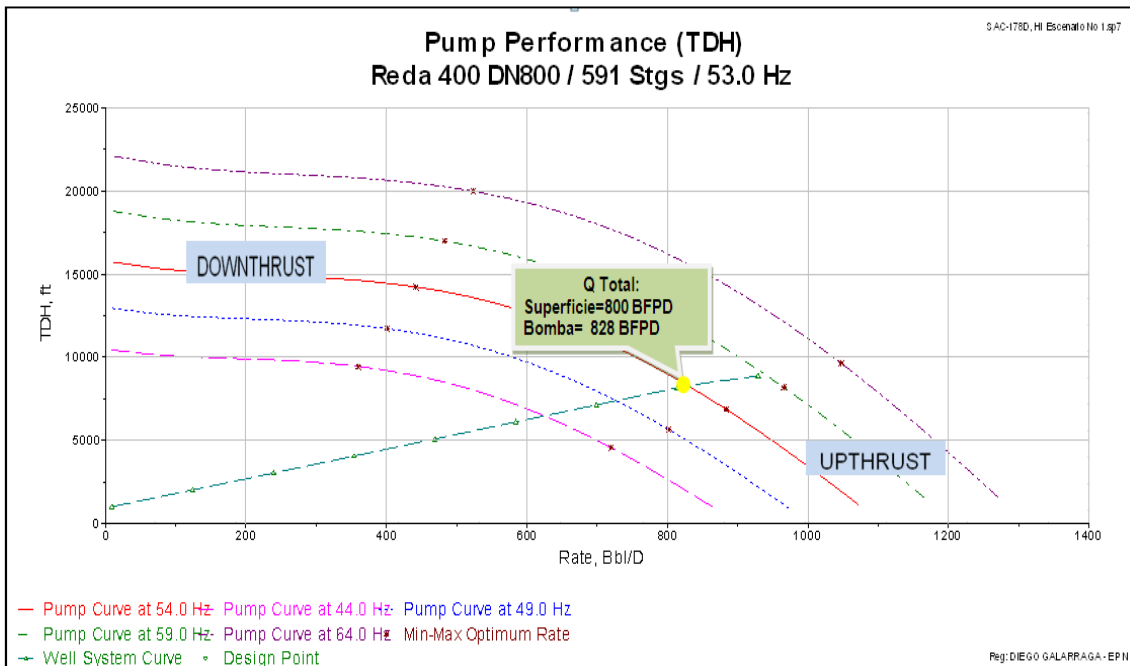
Figura 4.1 Curvas de Inflow / Outflow, SAC-178D, Escenario No 1



Fuente: Software Subpump, Escenario No 1
Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La figura 4.2, muestra el comportamiento de la bomba DN800 REDA a diferentes frecuencias. El punto de operación inicial se encuentra dentro del rango óptimo a 53 Hz de frecuencia.

Figura 4.2 Comportamiento del equipo Reda DN800, SAC-178D



Fuente: Software Subpump, Escenario No 1
Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

Finalmente la tabla 4.4, muestra una comparación entre el estado real de operación y el diseño del nuevo equipo en función del caudal producido, equipo instalado, frecuencia de operación y BSW. En síntesis luego del analizar el escenario No 1 se tiene una producción de petróleo de 320 BPPD, lo cual significa un incremento neto de petróleo de 83 BPPD.

Tabla 4.4 Comparación real y de rediseño, Escenario No 1, SAC-178D

ESTADO	BOMBA	BFPD	BSW, %	BPPD	GANANCIA	Hz
REAL	DN1100	593	60	237	0	54
REDISEÑO BES	DN800	800	60	320	83	53

Fuente: Software Subpump, Escenario No 1

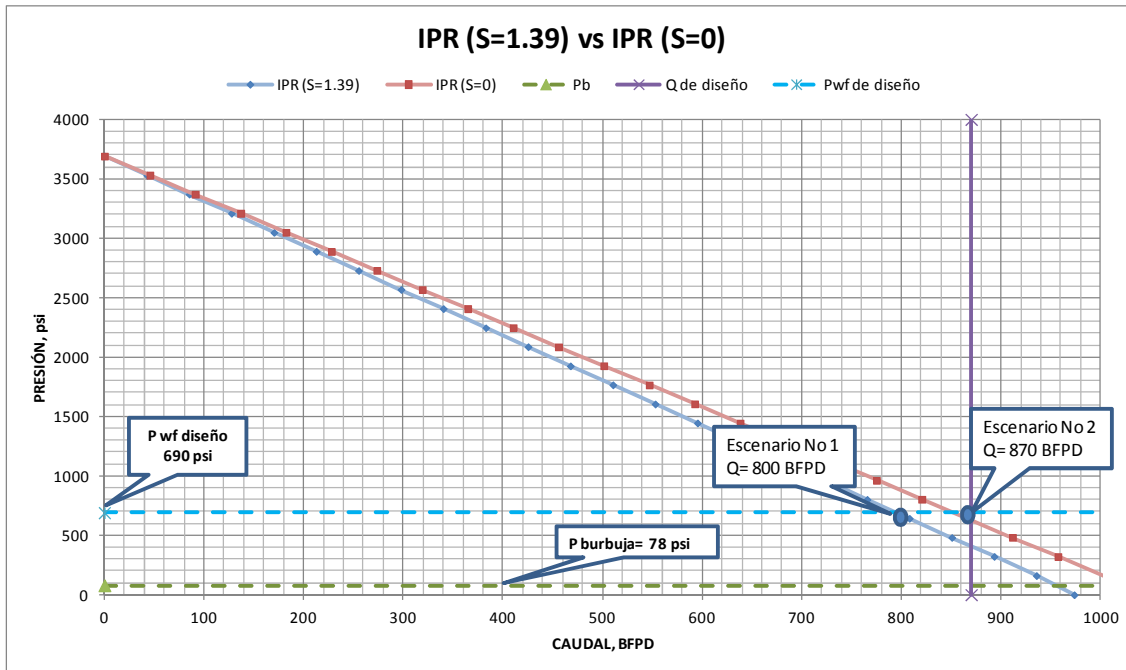
Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

4.2.1.1.2 Escenario 2: Rediseño del equipo BES considerando remoción de daño

El escenario 2 propuesto para el pozo SAC-178D, considera rediseñar el equipo BES a condiciones más favorables de producción removiendo el daño de formación. De acuerdo al Build Up tomado el 25 de Mayo del 2010. El pozo SAC-178D presenta un daño de formación medio bajo, $S=1.39$, la caída de presión generada por el daño es 147.4 psi, lo que produce una obstrucción del flujo de fluido hacia el pozo. El daño influye directamente en la productividad del pozo disminuyendo la eficiencia de flujo, que es de 0.88, el índice de productividad IP, es de 0.27. La permeabilidad promedio del reservorio según la prueba de restauración es de 267 md, se recomienda realizar una estimulación matricial ácida para eliminar el daño presente.

La figura 4.3, indica la curva IPR con $S=1.39$ y la curva IPR con $S=0$ es decir con una eficiencia de flujo ideal e igual a 1. Se observa que al eliminar el daño, a la misma presión de fondo de 690 psi que se plantea en el escenario No 1, la producción aumenta de 800 BFPD a 870 BFPD.

Figura 4.3 Curva IPR (S=1.39) vs IPR (S=0), SAC-178D, Escenario No 2



Fuente: Software Subpump, Escenario No 2

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La producción que se logra al eliminar el daño, es de 870 BFPD, que en comparación con la producción real de 593 BFPD, representa un incremento del 46 % en términos de producción de fluido, por lo tanto se justifica la aplicación del Escenario No 2 para el pozo en estudio.

La tabla 4.5, indica las características del equipo seleccionado para el Escenario No 2

Tabla 4.5 Especificaciones del equipo, Escenario No 2, SAC-178D

BOMBA		MOTOR	
Fabricante	SLB/REDA	Fabricante	REDA
Serie	400	Serie	456-I
Modelo	D950N	Potencia, HP	120
Etapas	592	Voltaje, V	1125
FREC @ DISEÑO, Hz	53	Corriente, A	70
CABLE		HOUSING	
Tipo de Cable	REDAHOT	# 110, FL	210
Fabricante	REDA	# 110, FL	210
Temp, °F	250	# 90, FL	172
Longitud, FT	9623		
PROTECTOR		SEPARADOR	
Serie	REDA400/456	Serie	ND
Tipo de Cojinete	PF DB LTM HL	Modelo	ND

Fuente: Software Subpump, Escenario No 2

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La tabla 4.6, indica los parámetros estimados de operación por el Software Subpump para el Escenario No 2.

Tabla 4.6 Parámetros de Operación, Escenario No 2, SAC-178D

PARÁMETROS DE OPERACIÓN BOMBA D950N			
Frecuencia de Diseño, Hz	53	Volumen de gas libre a la entrada de la Bomba, %	1.5
Velocidad de Operación, RPM	3069.5	Volumen de gas libre dentro de la Bomba, %	0.4
Corriente de Operación, Amp	59.9	Nivel del fluido, ft	8997
Voltaje de Operación, V	993	Presión de fondo, psig	690
Potencia de Operación, HP	85.8	Presión de entrada a la bomba, psig	293
Eficiencia de la Bomba, %	59.7	Presión de Descarga, psig	3769
Eficiencia de la Motor, %	82.8	Caudal Total Promedio de la Bomba, BFPD	897
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft	8375	Caudal de líquido final en la Superficie (P+A), BFPD	870

Fuente: Software Subpump, Escenario No 2

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La tabla 4.7, presentan los datos usados para construir la curva del pozo a partir de los cálculos generados por Subpump.

Tabla 4.7 Curva del Sistema de Pozo, Escenario No 2, SAC-178D

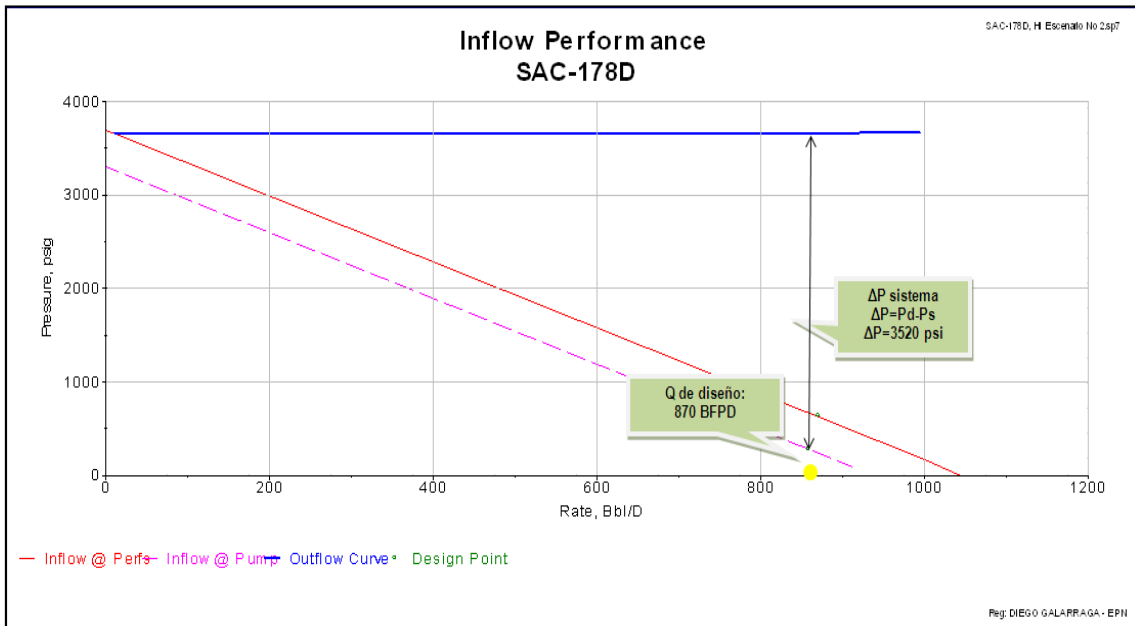
Punto No	Altura de Descarga	Altura de Succión	TDH	Caudal (O+W)	Caudal en la Bomba	Nivel del Fluido
	(ft)	(ft)	(ft)	(BFPD)	(BFPD)	(ft)
1	8945.42	7981.43	963.99	9.58	9.95	1609.95
2	8939.83	6963.34	1976.49	128.2	133.02	2619.32
3	8938.48	5944.79	2993.69	246.81	256.09	3634.26
4	8941.01	4925.75	4015.26	365.42	379.16	4656.51
5	8946.32	3906.21	5040.11	484.04	502.23	5681.11
6	8953.69	2886.22	6067.48	602.65	625.31	6713.02
7	8957.82	1865.97	7091.84	721.26	748.38	7752.37
8	8969.74	846.24	8123.51	839.87	871.45	8798.55
PumpOff	8983.56	149.61	8833.95	958.49	994.52	9517.2
Design	8972.96	587.66	8385.3	870	902.71	9065

Fuente: Software Subpump, Escenario No 2

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La figura 4.4, indica el comportamiento de las curvas de inflow y outflow para el pozo en análisis. Se observa que el incremento de presión suministrado por el equipo BES es de 3520 psi, para producir en superficie 870 BFPD

Figura 4.4 Curvas Inflow / Outflow, SAC-178D, Escenario No 2

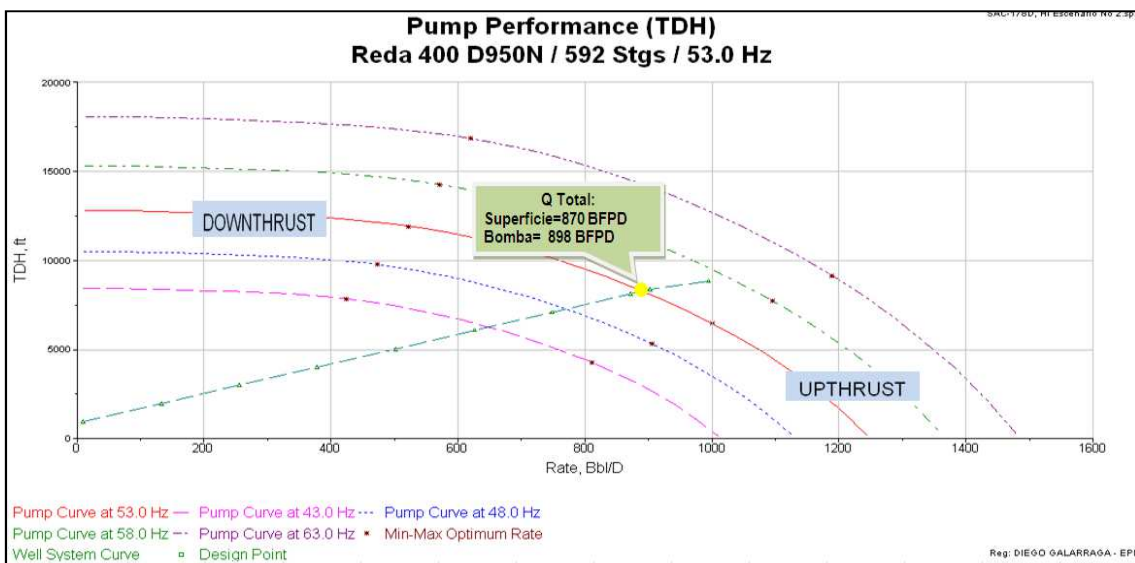


Fuente: SubPump, Escenario No 2

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La figura 4.5, indica el comportamiento de la bomba D950N REDA a diferentes frecuencias. El punto de operación inicial se encuentra dentro del rango óptimo a 53 Hz de frecuencia, lo que maximiza la vida útil del equipo BES.

Figura 4.5 Comportamiento del Equipo Reda D950N, SAC-178D



FUENTE: SubPUMP, Escenario No 2.

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

Finalmente la tabla 4.8, indica una comparación entre el estado real de operación y el diseño del nuevo equipo para el escenario No 2 planteado. En síntesis luego de analizar el escenario No 2 se tiene una producción de petróleo de 348 BPPD, lo cual significa un incremento neto de petróleo de 111 BPPD.

Tabla 4.8 Comparación real y de rediseño, Escenario No 2, SAC-178D

ESTADO	BOMBA	BFPD	BSW, %	BPPD	GANANCIA	Hz
REAL	DN1100	593	60	237	---	54
REDISEÑO BES	D950N	870	60	348	111	53

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 2.

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

4.2.1.2 POZO SAC- 93V, ARENA “Uí”

4.2.1.2.1 Escenario 1: Rediseño del equipo BES sin considerar remoción de daño

En esta propuesta técnica, se propone el diseño del nuevo equipo BES sin remover el daño de formación. De acuerdo al análisis realizado en el capítulo 3, se establece un caudal de diseño de 500 BFPD, a una presión de fondo ($P_{wf}=952$ psi), 200 psi por encima de la presión de burbuja ($P_b=752$ psi), con una presión de intake de 840 psi, consiguiendo un incremento aproximado del 324 % respecto a la producción real, de 118 BFPD. Se considera la tasa de 500 BFPD para evitar la liberación de gas en la entrada de la bomba. La tabla 4.9, muestra las características del equipo seleccionado para esta propuesta.

Tabla 4.9 Especificaciones del equipo, Escenario No 1, SAC-93V

BOMBA		MOTOR	
Fabricante	SLB/REDA	Fabricante	SLB/REDA
Serie	400	Serie	456
Modelo	DN610	Potencia, HP	50
Etapas	341	Voltaje, V	475
FREC @ DISEÑO, Hz	53	Corriente, A	67
CABLE		HOUSING	
Tipo de Cable	REDABLACK	# 70	133
Número	2 Cu	# 70	133
Temp, °F	300	# 40	75
Longitud, FT	9350		
PROTECTOR		SEPARADOR	
Serie	REDA400-456	Serie	ND
Tipo de Cojinete	LSBPB-HL	Modelo	ND

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 1

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La tabla 4.10, indica los parámetros estimados de operación por el Software Subpump, para el Escenario No 1.

Tabla 4.10 Parámetros de Operación, Escenario No 1, SAC-93V

PARÁMETROS DE OPERACIÓN BOMBA DN610			
Frecuencia de Diseño, Hz	53	Volumen de gas libre a la entrada de la Bomba, %	NA
Velocidad de Operación, RPM	3022.7	Volumen de gas libre dentro de la Bomba, %	NA
Corriente de Operación, Amp	58.8	Nivel del fluido, ft	7194
Voltaje de Operación, V	419.6	Presión de fondo, psig	952
Potencia de Operación, HP	47.3	Presión de entrada a la bomba, psig	840
Eficiencia de la Bomba, %	58.3	Presión de Descarga, psig	3445.6
Eficiencia de la Motor, %	83.8	Caudal Total Promedio de la Bomba, BFPD	538.91
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft	6415	Caudal de líquido final en la Superficie (P+A), BFPD	500

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 1

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La tabla 4.11, muestra los datos usados para construir la curva del pozo a partir de los cálculos realizados por SubPUMP.

Tabla 4.11 Curva del Sistema de Pozo, Escenario No 1, SAC-93V

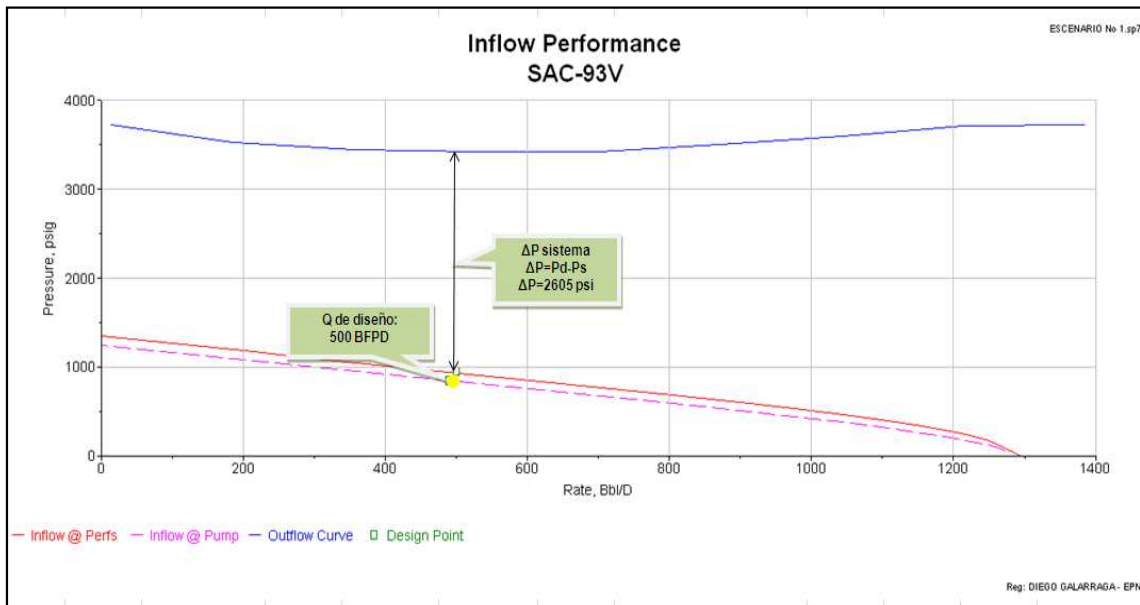
Punto No	Altura de Descarga	Altura de Succión	TDH	Caudal (O+W)	Caudal en la Bomba (O+W)	Nivel del Fluido
	(ft)	(ft)	(ft)	(BFPD)	(BFPD)	(ft)
1	9276.24	3090.95	6185.29	12.8	13.86	6178.97
2	8773.58	2770.77	6002.81	171.2	185.4	6502.91
3	8592.08	2450.52	6141.55	329.61	356.93	6827.38
4	8530.43	2130.4	6400.03	488.01	528.47	7152.34
5	8522.02	1809.64	6712.37	646.42	700.01	7478.12
6	8692.42	1478.37	7214.05	804.82	871.54	7811.2
7	8891.18	1131.76	7759.42	963.22	1043.08	8162.79
8	9114.85	733.59	8381.27	1121.63	1214.61	8570.69
PumpOff	9085.34	84.7	9000.64	1280.03	1386.15	9246.93
Design	8532.25	2106.18	6426.07	500	541.45	7176.96

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 1

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La figura 4.6, indica el comportamiento de las curvas de inflow y outflow para el pozo en análisis. Se observa que el incremento de presión suministrado por el equipo BES para producir al caudal de diseño de 500 BFPD, es de 2605 psi.

Figura 4.6 Curvas de Inflow / Outflow, SAC-93V, Escenario No 1

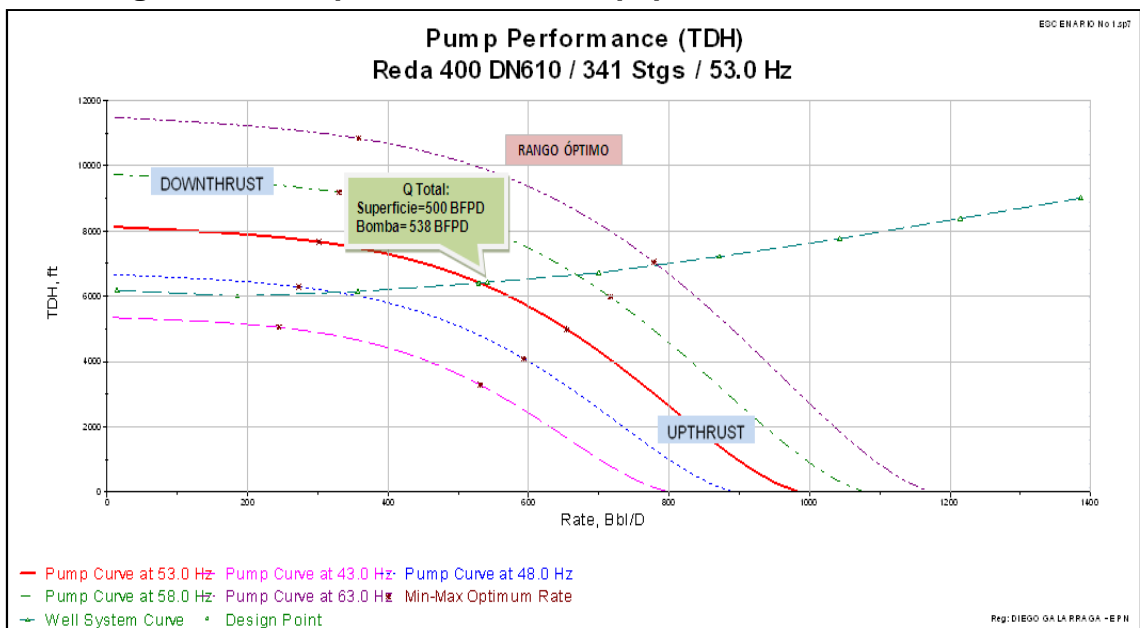


FUENTE: SubPUMP, Escenario No 1

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La figura 4.7, indica el comportamiento de la bomba DN610 REDA a diferentes frecuencias. El punto de operación inicial se encuentra dentro del rango óptimo a 53 Hz de frecuencia, lo que maximiza la vida útil del equipo.

Figura 4.7 Comportamiento del Equipo Reda DN610, SAC-93V



FUENTE: SubPUMP, Escenario No 1

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

Finalmente la tabla 4.12, muestra una comparación entre el estado real de operación y el diseño del nuevo equipo en función del caudal producido, equipo instalado, frecuencia de operación y BSW. En síntesis luego del analizar el escenario No 1 se tiene una producción de petróleo de 275 BPPD, lo cual significa un incremento neto de petróleo de 210 BPPD.

Tabla 4.12 Comparación real y de rediseño, Escenario No 1, SAC-93V

ESTADO	BOMBA	BFPD	BSW, %	BPPD	GANANCIA	Hz
REAL	DN725	118	45	65	---	64
REDISEÑO BES	DN610	500	45	275	210	53

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 1

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

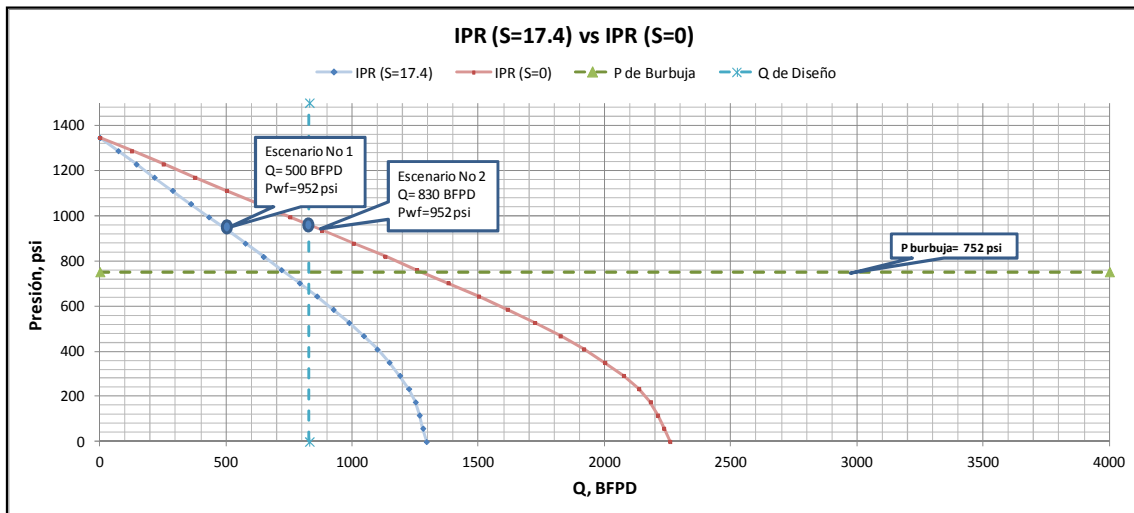
4.2.1.2.2 Escenario 2: Rediseño del equipo BES considerando remoción del daño.

El escenario 2 propuesto para el pozo SAC-93V, considera rediseñar el equipo BES a condiciones más favorables de producción removiendo el daño de formación. De acuerdo al Build Up tomado el 17 de Mayo del 2010. El pozo SAC-93V presenta un daño de formación alto, $S=17.4$, la caída de presión generada por el daño es 221 psi, lo que produce una obstrucción del fluido hacia el pozo.

El daño influye directamente en la productividad del pozo disminuyendo la eficiencia de flujo que es de 0.20, el índice de productividad IP es de 1.29. La permeabilidad promedio del reservorio según la prueba de restauración es de 275 md, se recomienda realizar una estimulación matricial ácida para eliminar el daño presente.

La figura 4.8, muestra la curva IPR con $S=17.4$ y la curva IPR con $S=0$, es decir con una eficiencia de flujo ideal e igual a 1. Se observa que al eliminar el daño a una presión de fondo de: $P_{wf}=952$ psi, 200 psi por encima de la presión de burbuja, ($P_b=752$ psi), la producción aumenta de 500 BFPD a 830 BFPD.

Figura 4.8 Curva IPR (S=17.4) vs IPR (S=0), SAC-93V, Escenario No 2



FUENTE: SubPUMP, Escenario No 2

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

El aumento que se logra al eliminar el daño es de 712 BFPD, que en comparación con la producción real de operación de 118 BFPD, representa un incremento del 703 % en términos de producción, por lo tanto se justifica la aplicación del escenario No 2 para el pozo en estudio.

En la tabla 4.13, se indica las características del equipo seleccionado para el Escenario No 2

Tabla 4.13 Especificaciones del equipo, Escenario No 2, SAC-93V

BOMBA		MOTOR	
Fabricante	SLB/REDA	Fabricante	REDA/SINGLE
Serie	400	Serie	456
Modelo	D950N	Potencia, HP	90
Etapas	455	Voltaje, V	960
FREC @ DISEÑO, Hz	53	Corriente, A	59
CABLE		HOUSING	
Tipo de Cable	REDAHOT	# 70, FL	133
Número	2 Cu	# 70, FL	133
Temp, °F	250	# 70, FL	133
Longitud, FT	9350	# 30, FL	56
PROTECTOR		SEPARADOR	
Serie	REDA/400	Serie	NA
Tipo de Cojinete	PF SB LTM	Modelo	NA

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 2

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La tabla 4.14, indica los parámetros estimados de operación por el Software Subpump para el Escenario No 2.

Tabla 4.14 Parámetros de Operación, Escenario No 2, SAC-93V

PARÁMETROS DE OPERACIÓN BOMBA D950N			
Frecuencia de Diseño, Hz	53	Volumen de gas libre a la entrada de la Bomba, %	0.1
Velocidad de Operación, RPM	3064.8	Volumen de gas libre dentro de la Bomba, %	0.1
Corriente de Operación, Amp	51.7	Nivel del fluido, ft	7162
Voltaje de Operación, V	848	Presión de fondo, psig	952
Potencia de Operación, HP	64.1	Presión de entrada a la bomba, psig	866
Eficiencia de la Bomba, %	59.8	Presión de Descarga, psig	3441
Eficiencia de la Motor, %	82.9	Caudal Total Promedio de la Bomba, BFPD	905
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft	6420	Caudal de líquido final en la Superficie (P+A), BFPD	830

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 2

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La tabla 4.15, presenta los datos usados para construir la curva del pozo a partir de los cálculos realizados por SubPUMP.

Tabla 4.15 Curva del Sistema de Pozo, Escenario No 2, SAC-93V

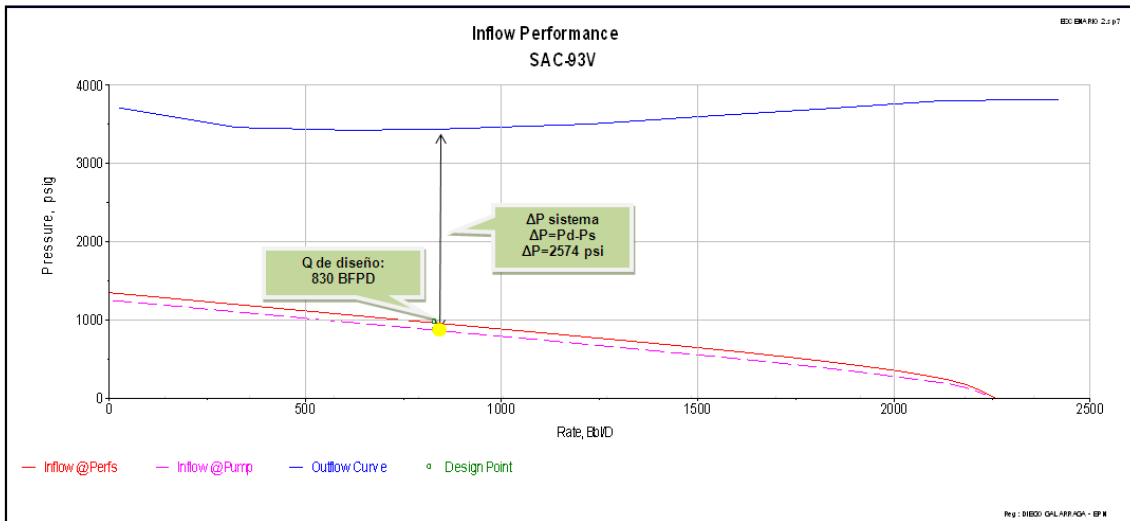
Punto No	Altura de Descarga	Altura de Succión	TDH	Caudal (O+W)	Caudal en la Bomba	Nivel del Fluido
	(ft)	(ft)	(ft)	(BFPD)	(BFPD)	(ft)
1	9240.89	3091.03	6149.86	22.34	24.19	6178.91
2	8612.76	2771.63	5841.13	298.83	323.6	6502.11
3	8518.93	2452.03	6066.91	575.32	623.01	6825.89
4	8591.17	2132.56	6458.61	851.8	922.41	7150.13
5	8712.77	1813.06	6899.72	1128.29	1221.82	7474.65
6	8931.22	1479.63	7451.59	1404.78	1521.22	7809.87
7	9132.86	1136.97	7995.88	1681.26	1820.63	8157.43
8	9336.05	744.59	8591.47	1957.75	2120.04	8559.32
PumpOff	9321.93	84.7	9237.23	2234.24	2419.44	9246.93
Diseño	8572.29	2157.75	6414.54	830	898.8	7124.54

FUENTE: SubPUMP 9.8, Escenario No 2

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La figura 4.9, indica el comportamiento de las curvas de inflow y outflow para el pozo en análisis. Se observa que el incremento de presión suministrado por el equipo BES para producir al caudal de diseño de 830 BFPD, es de 2574 psi.

Figura 4.9 Curvas Inflow / Outflow, SAC-93V, Escenario No 2

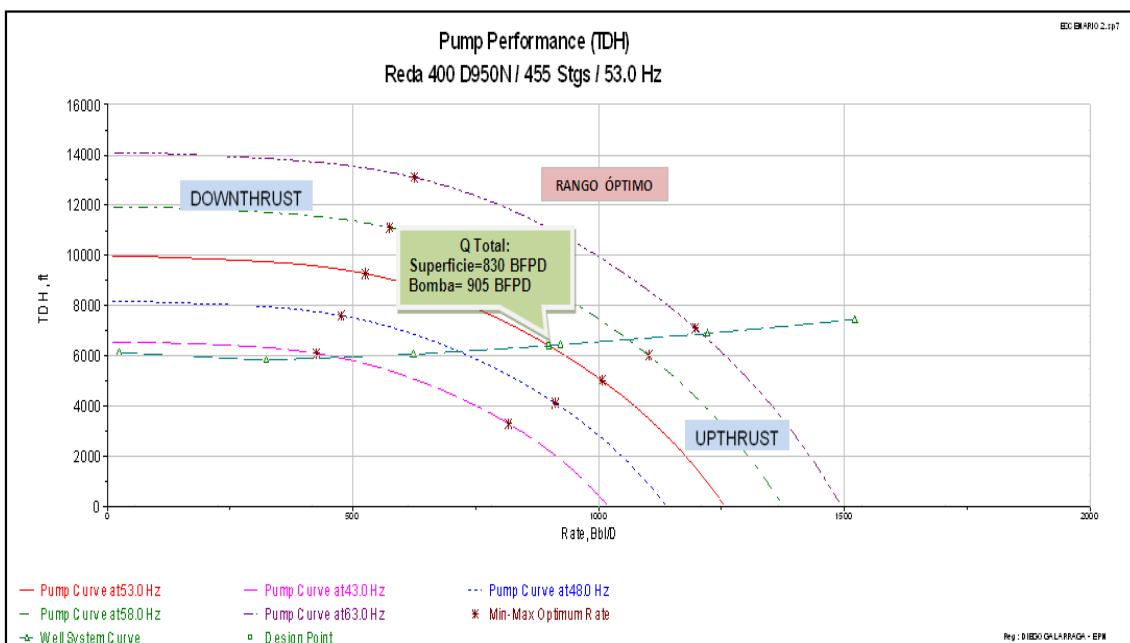


FUENTE: SubPUMP, Escenario No 2

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La figura 4.10, indica el comportamiento de la bomba D950N REDA a diferentes frecuencias. El punto de operación inicial se encuentra dentro del rango óptimo a 53 Hz de frecuencia, lo que maximiza la vida útil del equipo BES.

Figura 4.10 Comportamiento del Equipo Reda D950N, SAC-93V



FUENTE: SubPUMP, Escenario No 2

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

Finalmente la tabla 4.16, muestra una comparación entre el estado real de operación y el diseño del nuevo equipo para el escenario No 2 planteado. En síntesis luego de analizar el escenario No 2, se tiene una producción de petróleo de 457 BPPD, lo cual significa un incremento neto de petróleo de 392 BPPD.

Tabla 4.16 Comparación real y de rediseño, Escenario No 2, SAC 93V

ESTADO	BOMBA	BFPD	BSW, %	BPPD	GANANCIA	Hz
REAL	DN725	118	45	65	---	64
REDISEÑO BES	D950N	830	45	457	392	53

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 2

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

4.2.1.3 POZO SAC- 242D, ARENA “Hs”

4.2.1.3.1 *Escenario 1: Rediseño del equipo BES sin considerar remoción de daño.*

Esta propuesta técnica, propone el rediseño del nuevo equipo BES sin remover el daño de formación. De acuerdo al análisis realizado en el capítulo 3, se establece un caudal de diseño de 2000 BFPD, a una presión de fondo ($P_{wf}=1000$ psi), valor de presión que se encuentra 425 psi por encima de la presión de burbuja ($P_b=575$ psi), consiguiendo un incremento aproximado del 108 % respecto a la producción real de operación de 960 BFPD.

Se considera la tasa de 2000 BFPD óptima, para evitar la prematura conificación del agua ya que por pozos vecinos Hollín Inferior puede llegar a tener un corte de agua igual al 90 %.

La tabla 4.17, indica las especificaciones del equipo diseñado para el escenario No 1.

Tabla 4.17 Especificaciones del equipo, Escenario No 1, SAC-242D

BOMBA		MOTOR	
Fabricante	GE ESP	Fabricante	GE ESP
Serie	400	Serie	456/E4-2 - Double
Modelo	TD-2200	Potencia, HP	225
Etapas	415	Voltaje, V	4380
FREC @ DISEÑO, Hz	53	Corriente, A	32
CABLE		HOUSING	
Fabricante	GE ESP	# 12, CM	100
Tipo de Cable	Powerline 300, 6Cu	# 12, CM	100
Temp, °F	300	# 12, CM X(2)	100
Longitud, FT	9474	# 2, CM	15
PROTECTOR		SEPARADOR	
Serie	GE ESP/456	Serie	Wford
Tipo de Cojinete	TR4-HL	Modelo	Single Rotary/400

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 1

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La tabla 4.18, presenta los parámetros estimados de operación por el Software SubPUMP para el Escenario No 1.

Tabla 4.18 Parámetros de Operación, Escenario No 1, SAC-242D

PARÁMETROS DE OPERACIÓN BOMBA TD 2200			
Frecuencia de Diseño, Hz	53	Volumen de gas libre a la entrada de la Bomba, %	2.8
Velocidad de Operación, RPM	3089.1	Volumen de gas libre dentro de la Bomba, %	0.4
Corriente de Operación, Amp	27.1	Nivel del fluido, ft	8197.08
Voltaje de Operación, V	3869	Presión de fondo, psig	921.2
Potencia de Operación, HP	161.9	Presión de entrada a la bomba, psig	478.9
Eficiencia de la Bomba, %	66.7	Presión de Descarga, psig	3481
Eficiencia de la Motor, %	86	Caudal Total Promedio de la Bomba, BFPD	2186.65
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft	7149.2	Caudal de líquido final en la Superficie (P+A), BFPD	2000.76

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 1

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La tabla 4.19, presenta los datos usados para construir la curva del pozo a partir de los cálculos realizados por SubPUMP.

Tabla 4.19 Curva del Sistema de Pozo, Escenario No 1, SAC-242D

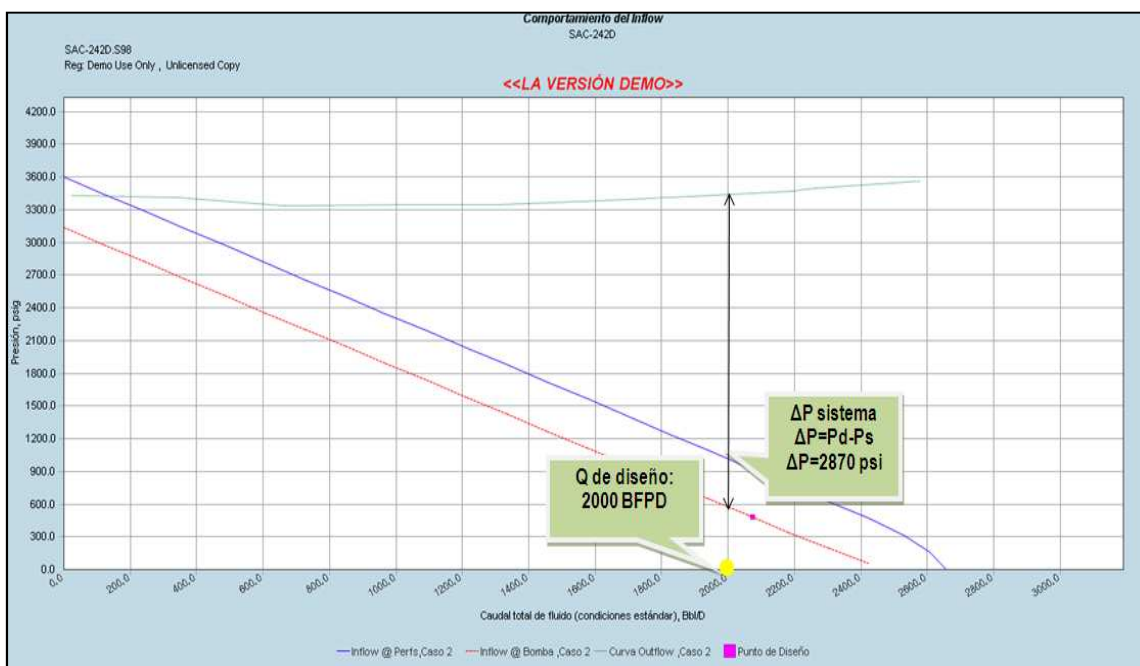
Punto No	Altura de Descarga	Altura de Succión	TDH	Caudal (O+W)	Caudal en la Bomba	Nivel del Fluido
	(ft)	(ft)	(ft)	(BFPD)	(BFPD)	(ft)
1	8194.01	7409.13	784.89	24.5	25.8	1234.89
2	8141.84	6478.63	1663.21	327.65	345.05	2172.59
3	7969.29	5550.34	2418.95	630.8	664.3	3116.72
4	7978.23	4623.29	3354.94	933.95	983.55	4098.36
5	7999.92	3696.66	4303.25	1237.11	1302.8	5164.78
6	8090.38	2770.79	5319.59	1540.26	1622.05	6248.17
7	8210.15	1846.58	6363.57	1843.41	1941.31	7331.03
8	8338.68	922.73	7415.95	2146.56	2260.56	8409.92
PumpOff	8458.08	118.98	8339.1	2449.71	2579.81	9367.39
Design	8289.67	1136.37	7153.3	2000.76	2186.6	8165.07

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 1

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La figura 4.11, indica el comportamiento de las curvas de inflow y outflow para el pozo en análisis. Se observa que el incremento de presión suministrado por el equipo BES para producir en superficie 2000 BFPD, es de 2870 psi.

Figura 4.11 Curvas de Inflow / Outflow, SAC-242D, Escenario No 1

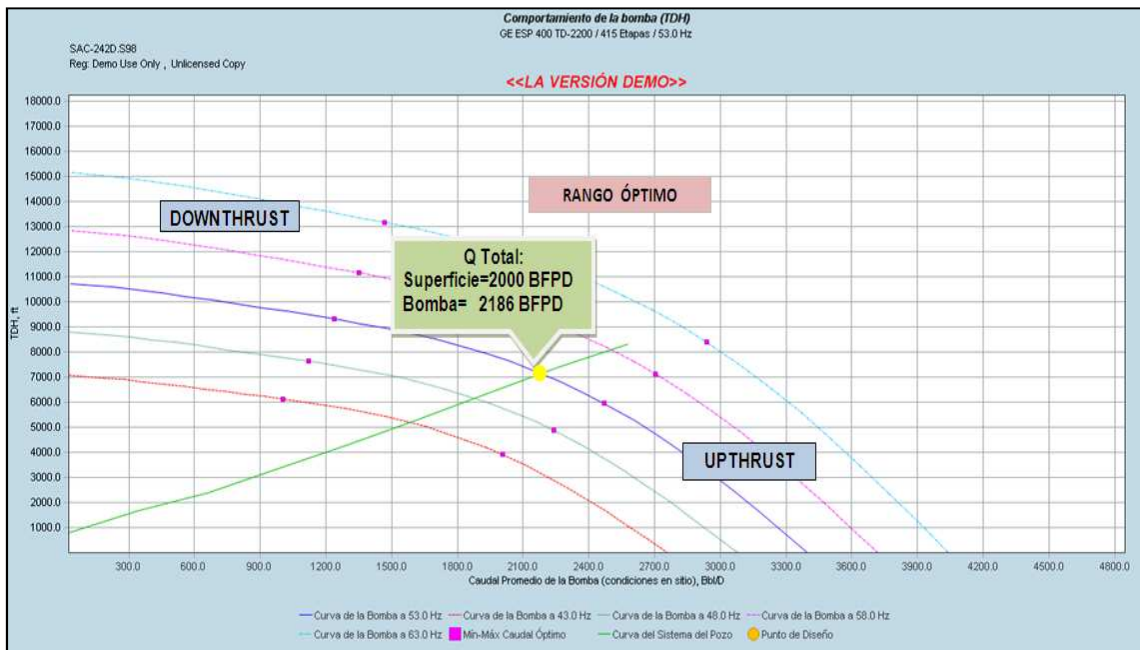


FUENTE: SubPUMP, Escenario No 1

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La figura 4.12, indica el comportamiento de la bomba TD 2200 a diferentes frecuencias. El punto de operación inicial se encuentra dentro del rango óptimo a 53 Hz de frecuencia. En caso de incrementar la frecuencia se debe monitorear el avance de agua, ya que la Arena Hollín presenta cortes de agua altos.

Figura 4.12 Comportamiento del Equipo ESP TD 2200, SAC-242D



FUENTE: SubPUMP, Escenario No 1

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

Finalmente en la tabla 4.20, se indica una comparación entre el estado real de operación y el diseño del nuevo equipo en función del caudal producido, equipo instalado, frecuencia de operación y BSW. En síntesis luego de analizar el escenario No 1 se tiene una producción de petróleo de 500 BPPD, lo cual significa un incremento neto de petróleo de 260 BPPD.

Tabla 4.20 Comparación real y de rediseño, Escenario No 1, SAC-242D

ESTADO	BOMBA	BFPD	BSW, %	BPPD	GANANCIA	Hz
REAL	P12X	960	75	240	---	50
REDISEÑO BES	TD2200	2000	75	500	260	53

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 1

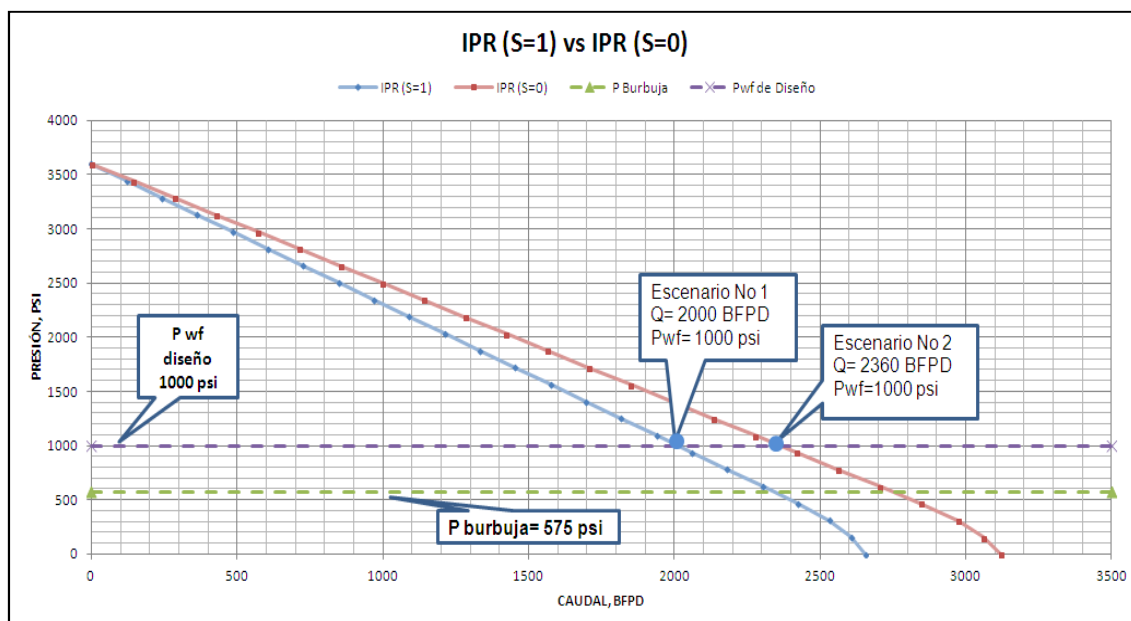
ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

4.2.1.3.2 Escenario 2: Rediseño del equipo BES considerando remoción de daño.

El escenario 2 propuesto para el pozo SAC-242D, considera rediseñar el equipo BES a condiciones más favorables de producción removiendo el daño de formación. De acuerdo al Build Up tomado el 10 de Marzo del 2011. El pozo SAC-242D presenta un daño de formación medio bajo, $S=1$, la caída de presión generada por el daño es 184.4 psi, lo que produce una obstrucción del flujo de fluido hacia el pozo. El daño influye directamente en la productividad del pozo disminuyendo la eficiencia de flujo que es de 0.85, el índice de productividad IP, es de 0.9041. La permeabilidad promedio del reservorio según la prueba de restauración es de 124 md, se recomienda realizar fracturamiento hidráulico para mejorar la permeabilidad.

La figura 4.13, indica la curva IPR con $S=1$ y la curva IPR con $S=0$ es decir con una eficiencia de flujo ideal e igual a 1. Se observa que al eliminar el daño, a la misma presión de fondo de 1000 psi, muy por encima de la presión de burbuja, ($P_b=575$ psi), la producción aumenta de 2000 BFPD a 2360 BFPD respecto al escenario No 1 propuesto.

Figura 4.13 Curva IPR ($S=1$) vs IPR ($S=0$), SAC-242D, Escenario No 2.



FUENTE: SubPUMP, Escenario No 2

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

El aumento que se logra al eliminar el daño es de 1400 BFPD, que en comparación con la producción real de operación de 960 BFPD, representa un incremento del 245 % en términos de producción de fluido, por lo tanto se justifica la aplicación del Escenario No 2 para el pozo en estudio.

En la tabla 4.21, se indica las características del equipo seleccionado para el Escenario No 2

Tabla 4.21 Especificaciones del equipo, Escenario No 2, SAC-242D

BOMBA		MOTOR	
Fabricante	GE ESP	Fabricante	GE ESP
Serie	400	Serie	456/E4-2 - Double
Modelo	TD-3000	Potencia, HP	250
Etapas	481	Voltaje, V	4320
FREC @ DISEÑO, Hz	53	Corriente, A	36
CABLE		HOUSING	
Fabricante	GE ESP	# 14, CM	100
Tipo de Cable	Powerline 300, 6Cu	# 14, CM	100
Temp, °F	300	# 14, CM X(2)	100
Longitud, FT	9474	# 11, CM	81
PROTECTOR		SEPARADOR	
Serie	GE ESP/500	Serie	Wford
Tipo de Cojinete	TR5-HL	Modelo	Single Rotary/400

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 2

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La tabla 4.22, indica los parámetros estimados de operación por el Software SubPUMP para el Escenario No 2.

Tabla 4.22 Parámetros de Operación, Escenario No 2, SAC-242D

PARÁMETROS DE OPERACIÓN BOMBA TD 3000			
Frecuencia de Diseño, Hz	53	Volumen de gas libre a la entrada de la Bomba, %	2.3
Velocidad de Operación, RPM	3091.7	Volumen de gas libre dentro de la Bomba, %	0.4
Corriente de Operación, Amp	31.9	Nivel del fluido, ft	8000.06
Voltaje de Operación, V	3816	Presión de fondo, psig	992.4
Potencia de Operación, HP	192.5	Presión de entrada a la bomba, psig	550
Eficiencia de la Bomba, %	63.4	Presión de Descarga, psig	3494
Eficiencia de la Motor, %	86.1	Caudal Total Promedio de la Bomba, BFPD	2509.42
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft	7012.9	Caudal de líquido final en la Superficie (P+A), BFPD	2360

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 2

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La tabla 4.23, presentan los datos usados para construir la curva del pozo a partir de los cálculos generados por SubPUMP.

Tabla 4.23 Curva del Sistema de Pozo, Escenario No 2, SAC-242D

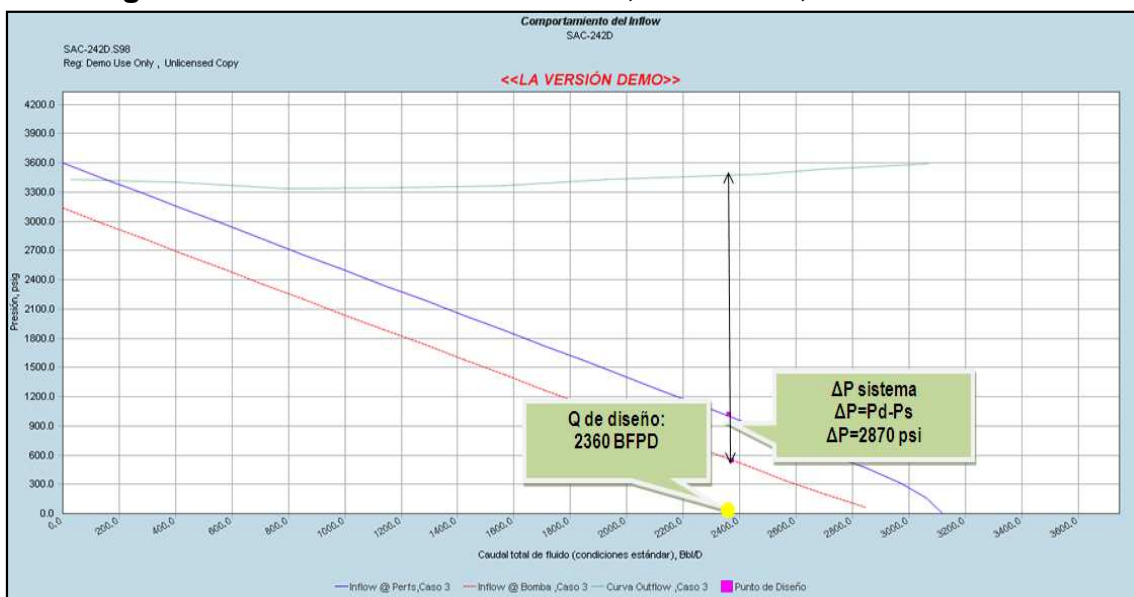
Punto No	Altura de Descarga	Altura de Succión	TDH	Caudal (O+W)	Caudal en la Bomba	Nivel del Fluido
	(ft)	(ft)	(ft)	(BFPD)	(BFPD)	(ft)
1	8174.17	7396.15	778.02	29.12	30.67	1248.22
2	8096.79	6455.66	1641.13	389.43	410.17	2196.07
3	7952.69	5517.52	2435.17	749.74	789.67	3150.67
4	7977.03	4580.63	3396.4	1110.05	1169.17	4145.88
5	8028.43	3644.3	4384.13	1470.37	1548.67	5225.73
6	8192.52	2709.11	5483.41	1830.68	1928.17	6320.64
7	8278.37	1776.8	6501.57	2190.99	2307.68	7412.97
8	8414.3	845.93	7568.36	2551.3	2687.18	8497.58
PumpOff	8538.16	118.83	8419.34	2911.62	3066.68	9367.4
Design	8318.33	1340.4	6977.93	2360	2485.69	7926.34

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 2

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La figura 4.14, indica el comportamiento de las curvas de inflow y outflow para el pozo en análisis. Se observa que el incremento de la presión suministrado por el equipo BES para producir al caudal de diseño de 2360 BFPD, es de 2870 psi.

Figura 4.14 Curvas Inflow / Outflow, SAC-242D, Escenario No 2

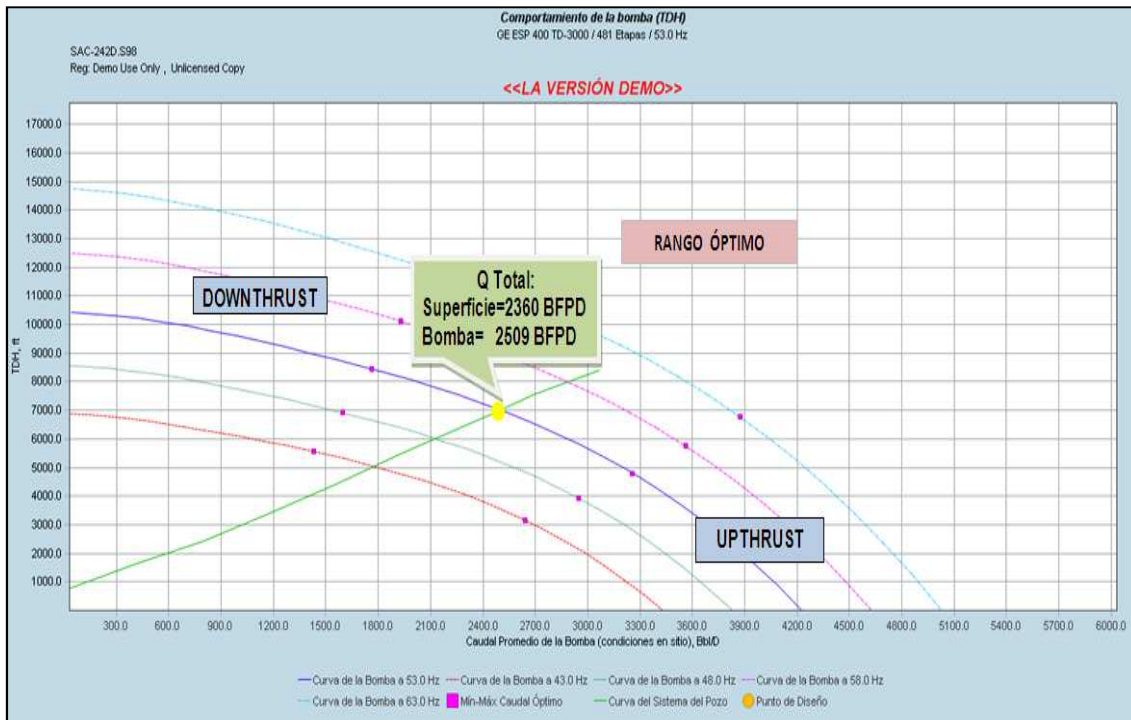


FUENTE: SubPUMP, Escenario No 2

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La figura 4.15, muestra el comportamiento de la bomba TD 3000 ESP a diferentes frecuencias. El punto de operación inicial de se encuentra dentro del rango óptimo a 53 Hz de frecuencia, lo que maximiza la vida útil del equipo BES.

Figura 4.15 Comportamiento del Equipo ESP TD 3000, SAC-242D



FUENTE: SubPUMP, Escenario No 2

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

Finalmente la tabla 4.24, presenta una comparación entre el estado real de operación y el diseño del nuevo equipo para el escenario No 2 planteado. En síntesis al analizar el escenario No 2 se tiene una producción de petróleo de 590 BPPD, lo cual significa un incremento neto de petróleo de 350 BPPD.

Tabla 4.24 Comparación real y de rediseño, Escenario No 2, SAC-242D

ESTADO	BOMBA	BFPD	BSW, %	BPPD	GANANCIA	Hz
REAL	P12X	960	75	240	---	50
REDISEÑO BES	TD3000	2360	75	590	350	53

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 2

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

4.2.1.4 POZO SAC-321D, ARENA “Hs”

4.2.1.4.1 Escenario 1: Rediseño del equipo BES sin considerar remoción de daño.

Esta propuesta técnica, propone el rediseño del nuevo equipo BES sin remover el daño de formación. De acuerdo al análisis realizado en el capítulo 3, se establece un caudal de diseño de 1506 BFPD, a una presión de fondo ($P_{wf}=1320$ psi), valor de presión que se encuentra 770 psi por encima de la presión de burbuja ($P_b=550$ psi), consiguiendo un incremento aproximado del 136 % respecto a la producción real de 636 BFPD.

Se considera la tasa de 1506 BFPD óptima, para evitar la prematura conificación del agua, según datos de pozos vecinos la arena Hollín puede llegar a tener un corte de agua igual al 90 %.

La tabla 4.25, indica las especificaciones del equipo diseñado para el escenario No 1.

Tabla 4.25 Especificaciones del equipo, Escenario No 1, SAC-321D

BOMBA		MOTOR	
Fabricante	GE ESP	Fabricante	GE ESP
Serie	400	Serie	456
Modelo	TD-1750	Potencia, HP	100
Etapas	341	Voltaje, V	2380
FREC @ DISEÑO, Hz	53	Corriente, A	27
CABLE		HOUSING	
Tipo de Cable	Powerline 300, 4Cu	# 12, CM	100
Fabricante	GE ESP	# 12, CM	100
Temp, °F	300	# 12, CM	100
Longitud, FT	9570	# 5, CM	41
PROTECTOR		SEPARADOR	
Serie	GE-ESP/400	Serie	Wford/400
Tipo de Cojinete	TR4-HL	Modelo	Single Vortex

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 1

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La tabla 4.26, presenta los parámetros estimados de operación por el Software Subpump para el Escenario No 1.

Tabla 4.26 Parámetros de Operación, Escenario No 1, SAC-321D

PARÁMETROS DE OPERACIÓN BOMBA TD 1750			
Frecuencia de Diseño, Hz	53	Volumen de gas libre a la entrada de la Bomba, %	1.8
Velocidad de Operación, RPM	3083.3	Volumen de gas libre dentro de la Bomba, %	0.3
Corriente de Operación, Amp	23.7	Nivel del fluido, ft	6516.5
Voltaje de Operación, V	2102.3	Presión de fondo, psig	1362.5
Potencia de Operación, HP	75.9	Presión de entrada a la bomba, psig	1078.4
Eficiencia de la Bomba, %	68.4	Presión de Descarga, psig	2963
Eficiencia de la Motor, %	86.1	Caudal Total Promedio de la Bomba, BFPD	1651.65
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft	4975.9	Caudal de Líquido final en la Superficie (P+A), BFPD	1506.5

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 1

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La tabla 4.27, presenta los datos usados para construir la curva del pozo a partir de los cálculos realizados por SubPUMP.

Tabla 4.27 Curva del Sistema de Pozo, Escenario No 1, SAC-321D

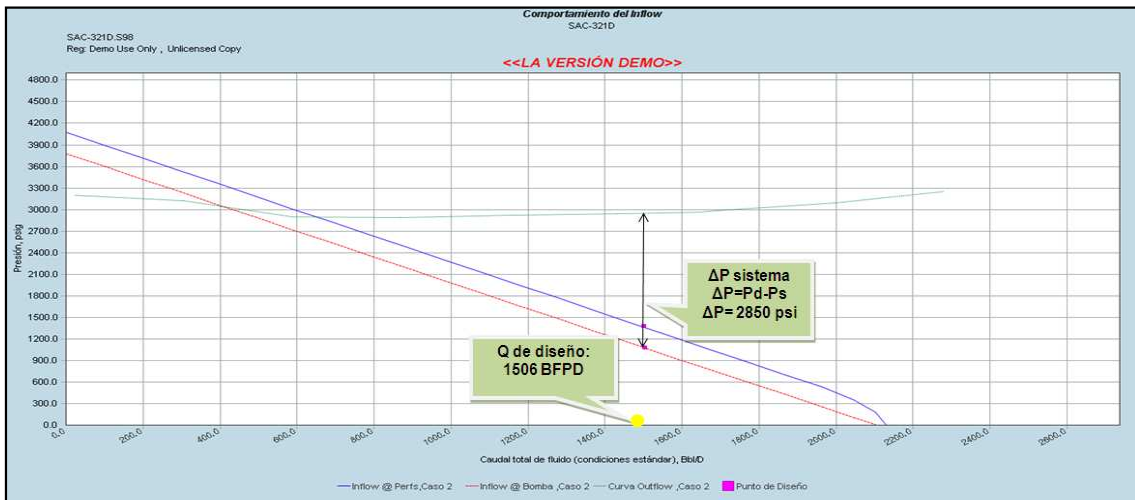
Punto No	Altura de Descarga	Altura de Succión	TDH	Caudal (O+W)	Caudal en la Bomba	Nivel del Fluido
	(ft)	(ft)	(ft)	(BFPD)	(BFPD)	(ft)
1	8454.6	9879.3	-1424.71	20.79	22.79	-811.02
2	8242.92	8654.94	-412.02	278.03	304.82	414.25
3	7641.98	7431.29	210.69	535.28	586.85	1642.56
4	7626.93	6208.75	1418.18	792.53	868.88	2880.33
5	7705.24	4987.9	2717.34	1049.77	1150.92	4166.69
6	7779.8	3769.32	4010.47	1307.02	1432.95	5479.26
7	7903.37	2555.14	5348.23	1564.27	1714.98	6790.31
8	8171.71	1345.44	6826.27	1821.51	1997.01	8130.05
PumpOff	8719.03	132.25	8586.78	2078.76	2279.04	9463.1
Design	7818.56	2857.91	4960.65	1506	1644.52	6464.18

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 1

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La figura 4.16, indica el comportamiento de las curvas de inflow y outflow para el pozo en análisis. Se observa que el incremento de presión suministrado por el equipo BES para producir en superficie 1506 BFPD, es de 2850 psi.

Figura 4.16 Curvas de Inflow / Outflow, SAC-321D, Escenario No 1

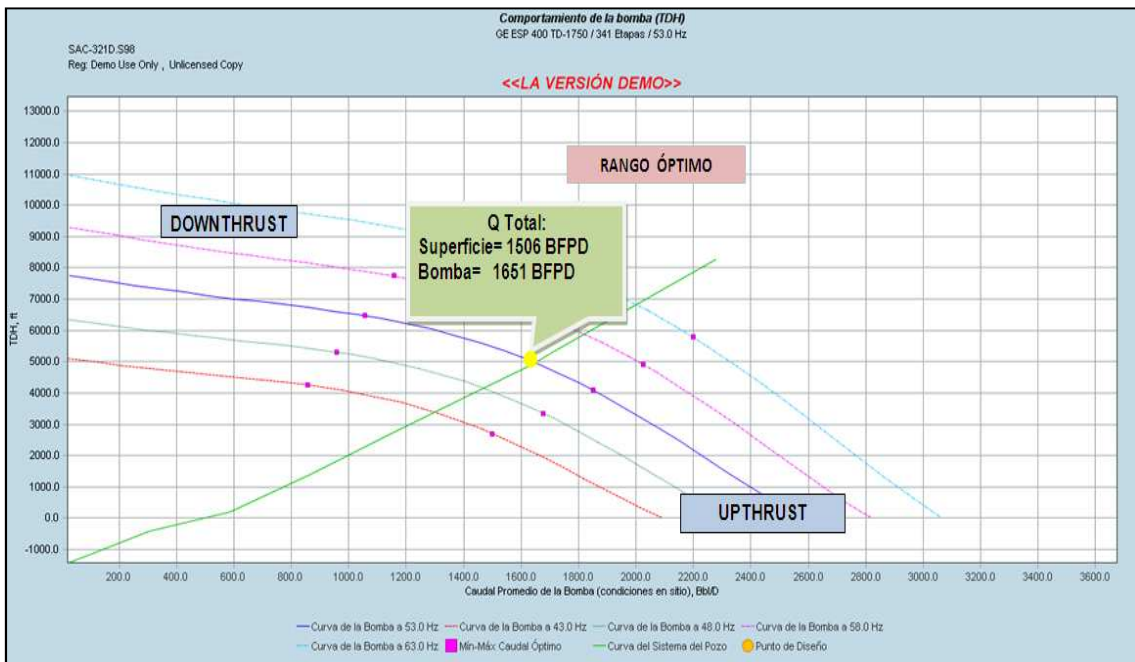


FUENTE: SubPUMP, Escenario No 1

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La figura 4.17, indica el comportamiento de la bomba TD 1750 ESP a diferentes frecuencias. El punto de operación inicial, se encuentra dentro del rango óptimo a 53 Hz de frecuencia.

Figura 4.17 Comportamiento del Equipo ESP TD 1750, SAC-321D



FUENTE: SubPUMP, Escenario No 1

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

Finalmente la tabla 4.28, indica una comparación entre el estado real de operación y el diseño del nuevo equipo en función del caudal producido, equipo instalado, frecuencia de operación y BSW. En síntesis luego de analizar el escenario No 1 se tiene una producción de petróleo de 1054 BPPD, lo cual significa un incremento neto de petróleo de 437 BPPD.

Tabla 4.28 Comparación real y de rediseño, Escenario No 1, SAC-321D

ESTADO	BOMBA	BFPD	BSW, %	BPPD	GANANCIA	Hz
REAL	D1050N	636	3	617	---	67
REDISEÑO BES	TD1750	1506	30	1054	437	53

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 1

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

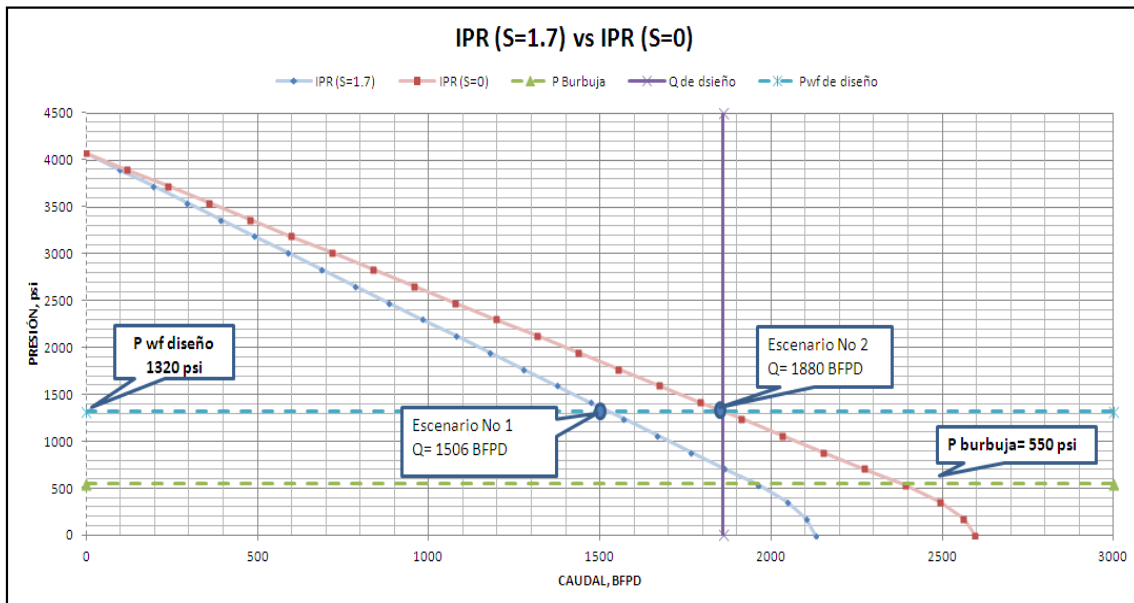
4.2.1.4.2 Escenario 2: Rediseño del equipo BES considerando remoción de daño.

El escenario 2 propuesto para el pozo SAC-321D, considera rediseñar el equipo BES a condiciones más favorables de producción removiendo el daño de formación. De acuerdo al Build Up tomado el 24 de Enero del 2011. El pozo SAC-321D presenta un daño de formación medio bajo, $S=1.7$, la caída de presión generada por el daño es 79.9 psi, lo que produce una obstrucción del flujo de fluido hacia el pozo.

El daño influye directamente en la productividad del pozo disminuyendo la eficiencia de flujo que es de 0.82, el índice de productividad IP, es de 0.55. La permeabilidad promedia del reservorio según la prueba de restauración es de 102 md, se recomienda realizar fracturamiento hidráulico para mejorar la permeabilidad.

La figura 4.18, indica la curva IPR con $S=1.7$ y la curva IPR con $S=0$, es decir con una eficiencia de flujo ideal e igual a 1. Se observa que al eliminar el daño, a la misma presión de fondo de 1320 psi, 770 psi por encima de la presión de burbuja, ($P_b=550$ psi), la producción aumenta de 1506 BFPD a 1880 BFPD respecto al escenario No 1 propuesto.

Figura 4.18 Curva IPR (S=1.7) vs IPR (S=0), SAC-321D, Escenario No 2



FUENTE: SubPUMP, Escenario No 2

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

El aumento que se logra al eliminar el daño es de 1244 BFPD, que en comparación con la producción real de 636 BFPD, representa un incremento del 196 % en términos de producción de fluido, por lo tanto se justifica la aplicación del Escenario No 2 para el pozo en estudio. La tabla 4.29, indica las características del equipo seleccionado para el Escenario No 2

Tabla 4.29 Especificaciones del equipo, Escenario No 2, SAC-321D

BOMBA		MOTOR	
Fabricante	SLB REDA	Fabricante	GE ESP
Serie	400	Serie	456
Modelo	DN2150	Potencia, HP	150
Etapas	367	Voltaje, V	3570
FREC @ DISEÑO, Hz	53	Corriente, A	27
CABLE		HOUSING	
Tipo de Cable	Powerline 400, 6 Cu	# 110, FL	150
Fabricante	GE ESP/400	# 110, FL	150
Temp, °F	400	# 50, FL	67
Longitud, FT	9570		
PROTECTOR		SEPARADOR	
Serie	GE-ESP/400	Serie	Wford/400
Tipo de Cojinete	TR4-HL	Modelo	Single Vortex

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 2

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La tabla 4.30, presenta los parámetros estimados de operación por el Software Subpump para el Escenario No 2.

Tabla 4.30 Parámetros de Operación, Escenario No 2, SAC-321D

PARÁMETROS DE OPERACIÓN BOMBA DN2150			
Frecuencia de Diseño, Hz	53	Volumen de gas libre a la entrada de la Bomba, %	2.1
Velocidad de Operación, RPM	3091.7	Volumen de gas libre dentro de la Bomba, %	0.1
Corriente de Operación, Amp	26.4	Nivel del fluido, ft	6772.77
Voltaje de Operación, V	3153.5	Presión de fondo, psig	1317.1
Potencia de Operación, HP	132.7	Presión de entrada a la bomba, psig	1023.6
Eficiencia de la Bomba, %	57.3	Presión de Descarga, psig	3246
Eficiencia de la Motor, %	86.2	Caudal Total Promedio de la Bomba, BFPD	2030.07
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft	5652.26	Caudal de líquido final en la Superficie (P+A), BFPD	1880.45

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 2

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La tabla 4.31, presenta los datos usados para construir la curva del pozo a partir de los cálculos generados por SubPUMP.

Tabla 4.31 Curva del Sistema de Pozo, Escenario No 2, SAC-321D

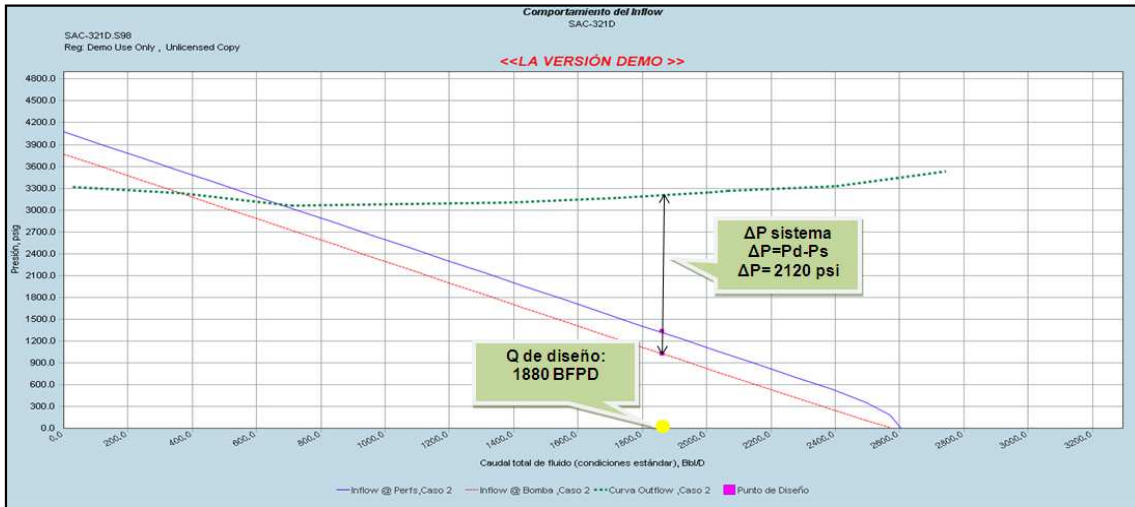
Punto No	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal (O+W) (BFPD)	Caudal en la Bomba (BFPD)	Nivel del Fluido (ft)
1	8443.38	9488.49	-1045.11	25.41	27.43	-434.48
2	8209.68	8305.7	-96.02	339.87	366.92	749.99
3	7779.21	7123.66	655.55	654.33	706.4	1937.95
4	7834.18	5942.96	1891.23	968.8	1045.88	3141.27
5	7891.59	4764.25	3127.34	1283.26	1385.37	4396.97
6	8050.33	3587.57	4462.76	1597.72	1724.85	5668.91
7	8300.77	2414.99	5885.78	1912.18	2064.33	6937.97
8	8456	1246.73	7209.27	2226.64	2403.81	8236.81
PumpOff	8829.69	128.16	8701.53	2541.1	2743.3	9463.35
Design	8254.85	2609.22	5645.63	1880.45	2008	6727.41

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 2

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La figura 4.19, muestra el comportamiento de las curvas de inflow y outflow para el pozo en análisis. Se observa que el incremento de presión suministrado por el equipo BES para producir al caudal de diseño de 1880 BFPD es de 2120 psi.

Figura 4.19 Curvas Inflow / Outflow, SAC-321D, Escenario No 2

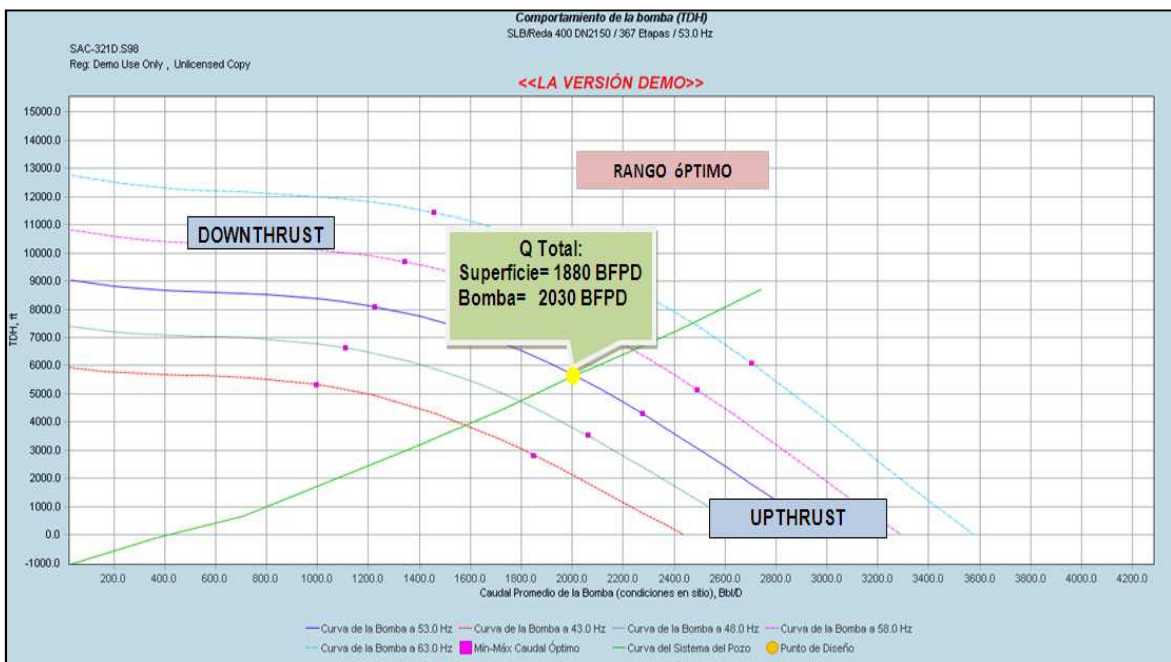


FUENTE: SubPUMP, Escenario No 2

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La figura 4.20, indica el comportamiento de la bomba DN 2150 REDA a diferentes frecuencias. El punto de operación inicial de producción está dentro del rango óptimo a 53 Hz de frecuencia

Figura 4.20 Comportamiento del equipo Reda DN 2150, SAC-321D



FUENTE: SubPUMP, Escenario No 2

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

Finalmente la tabla 4.32, indica una comparación entre el estado real de operación y el diseño del nuevo equipo para el escenario No 2 planteado. En síntesis al analizar el escenario No 2 se tiene una producción de petróleo de 1316 BPPD, lo cual significa un incremento neto de petróleo de 699 BPPD.

Tabla 4.32 Comparación real y de rediseño, Escenario No 2, SAC-321D

ESTADO	BOMBA	BFPD	BSW, %	BPPD	GANANCIA	Hz
REAL	D1050N	636	3	617	---	67
REDISEÑO BES	DN2150	1880	30	1316	699	53

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 2

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

4.2.1.5 POZO SAC-260D, ARENA “Hs”

4.2.1.5.1 Escenario 3: Cambio de zona + Rediseño del equipo BES

Dadas las condiciones de bajo aporte de fluido para la arena “Ui”, con una producción real de operación de 96 BFPD y de acuerdo a la última prueba de producción para la arena “Hs” el 24/mar/2011 (ver tabla 4.33), con una producción de 216 BFPD y 188 BPPD, se propone moler CIBP a 9750 ft, evaluar y realizar el diseño de la bomba BES para producir de la arena “Hs”.

Tabla 4.33 Datos de producción de las arenas “Ui” y “Hs”

POZO	YACIMIENTO	Última Prueba de Producción						
		Fecha	BFPD	BPPD	Bsw, %	*API	Salinidad	Método
SAC-260D	Arena "Ui" a 5 DPP 9666-9681 (15 ft)	17/08/2012	96	86	10	26,4	----	PPS
	Arena "Ts" a 10 DPP 9823-9905 (82ft) 9923-9932 (9ft)	19/03/2011	30	0	100	----	----	PPH
	Arena "Hs" a 5 DPP 10041-10095 (54 ft)	24/03/2011	216	188	13	----	----	PPH

FUENTE: Matriz de Producción- Tabla 3.1, Escenario No 3

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La tabla 4.34, muestra los resultados de Build Up para la arena “Hs”

Tabla 4.34 Datos Build Up, arena “Hs”, SAC-260D, Escenario No 3

POZO SAC-260D		
POZO	Qo	Sf
SAC-260D	288	0.83
	Qw	S Total
	141	0.83
ZONA	BSW	IP
Hs	33.0	0.15
FECHA	Pwf	K
25-Mar-11	1105	4.8
INTERVALO	Pws	ϕ
10041-10095	3910	0.14

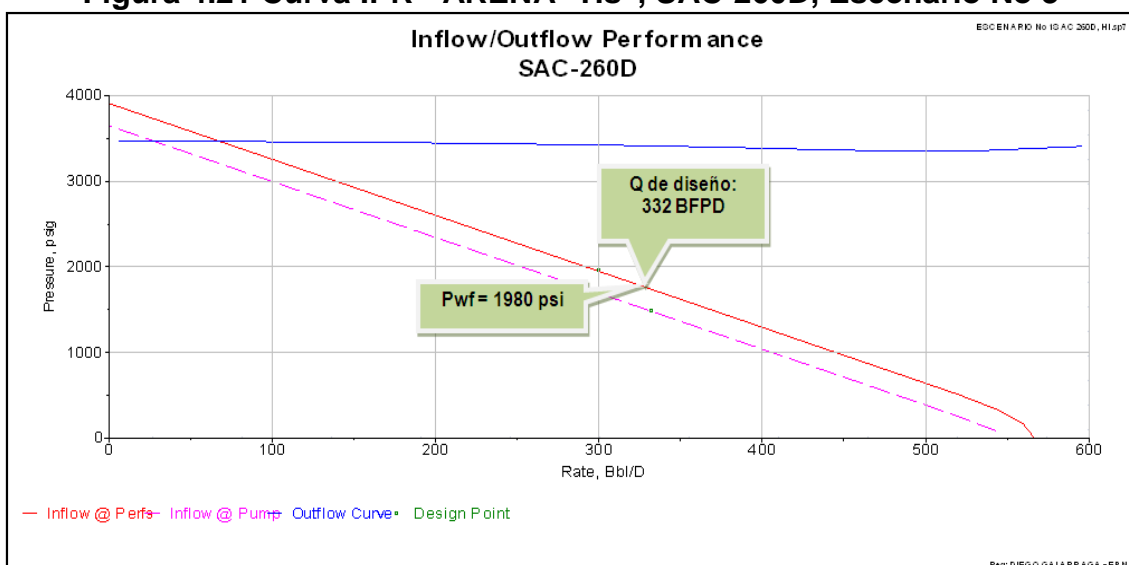
FUENTE: Reporte Build Up, Escenario No 3

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

De acuerdo al análisis del historial de producción, Workover y datos de la prueba de Build Up a la arena “Hs”, se establece un caudal de diseño de 332 BFPD, a una presión de fondo ($P_{wf}=1980$ psi), valor superior al valor de presión de burbuja ($P_b= 575$ psi), con una presión de intake de 1480 psi.

Bajo estas condiciones de diseño se consigue un incremento del 218%, respecto a la producción real de 96 BFPD. A continuación la figura 4.21, muestra los valores de P_{wf} , P_b , y caudal de diseño.

Figura 4.21 Curva IPR - ARENA “Hs”, SAC-260D, Escenario No 3



FUENTE: SubPUMP, Escenario No 3

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La tabla 4.35, indica las especificaciones del equipo diseñado para el escenario No 3

Tabla 4.35 Especificaciones del equipo, Escenario No 3, SAC-260D

BOMBA		MOTOR	
Fabricante	SLB/REDA	Fabricante	SLB/REDA
Serie	400	Serie	456-1
Modelo	DN400	Potencia, HP	30
Etapas	260	Voltaje, V	711
FREC @ DISEÑO, Hz	53	Corriente, A	28
CABLE		HOUSING	
Tipo de Cable	REDAHOT	# 70 (FL)	130
Número	2 Cu	# 70 (FL)	130
Temp, °F	250		
Longitud, FT	9461		
PROTECTOR		SEPARADOR	
Serie	REDA/400	Serie	ND
Tipo de Cojinete	PF SB HTM	Modelo	ND

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 3

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

En la tabla 4.36, se presentan los parámetros estimados de operación por el software Subpump, para el escenario No 3.

Tabla 4.36 Parámetros de operación, Escenario No 3, SAC-260D

PARÁMETROS DE OPERACIÓN BOMBA DN-400			
Frecuencia de Diseño, Hz	53	Volumen de gas libre a la entrada de la Bomba, %	ND
Velocidad de Operación, RPM	3069.9	Volumen de gas libre dentro de la Bomba, %	ND
Corriente de Operación, Amp	23.9	Nivel del fluido, ft	4227.2
Voltaje de Operación, V	628	Presión de fondo, psig	1980
Potencia de Operación, HP	21.6	Presión de entrada a la bomba, psig	1480
Eficiencia de la Bomba, %	53.4	Presión de Descarga, psig	2990
Eficiencia de la Motor, %	82.8	Caudal Total Promedio de la Bomba, BFPD	359
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft	4801	Caudal de líquido final en la Superficie (P+A), BFPD	332

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 3

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La tabla 4.37, presenta los datos usados para construir la curva del pozo a partir de los cálculos realizados por el software Subpump.

Tabla 4.37 Curva de sistema de pozo, Escenario No 3, SAC-260D

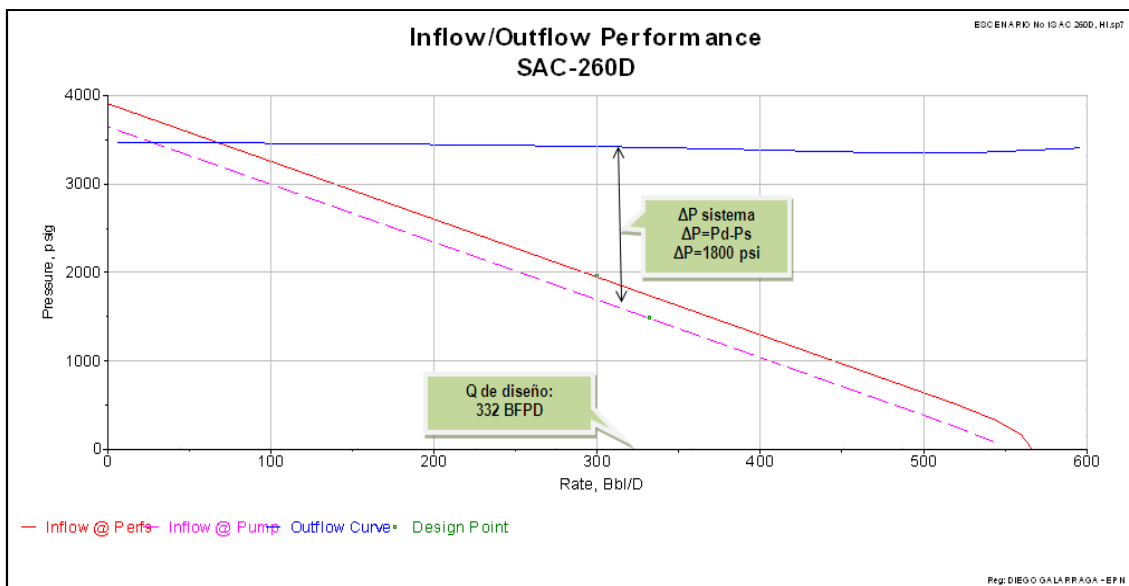
Punto No	Altura de Descarga	Altura de Succión	TDH	Caudal (O+W)	Caudal en la Bomba (O+W+G)	Nivel del Fluido
	(ft)	(ft)	(ft)	(BFPD)	(BFPD)	(ft)
1	8668.47	9004.61	336.14	5.57	5.96	354.18
2	8654.41	7884.84	769.57	74.5	79.67	1460.94
3	8637.09	6764.85	1872.24	143.44	153.38	2575.07
4	8605.74	5644.67	2961.07	212.37	227.1	3696.73
5	8560.19	4524.28	4035.91	281.3	300.81	4826.12
6	8497.88	3403.47	5094.41	350.24	374.53	5963.63
7	8412.38	2281.69	6130.69	419.17	448.24	7107.55
8	8356.18	1155.45	7200.73	488.11	521.95	8255.58
PumpOff	8398.41	86.11	8312.3	557.04	595.67	9357.81
Design	8544.93	4220.37	4324.57	332	320.8	5133.8

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 3

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La figura 4.22, indica el comportamiento de las curvas inflow y outflow para el pozo en análisis. Se observa que el incremento de presión suministrado por el equipo BES para producir en superficie 332 BFPD, es de 1800 psi aproximadamente

Figura 4.22 Curvas Inflow/Outflow, Escenario No 3, SAC-260D

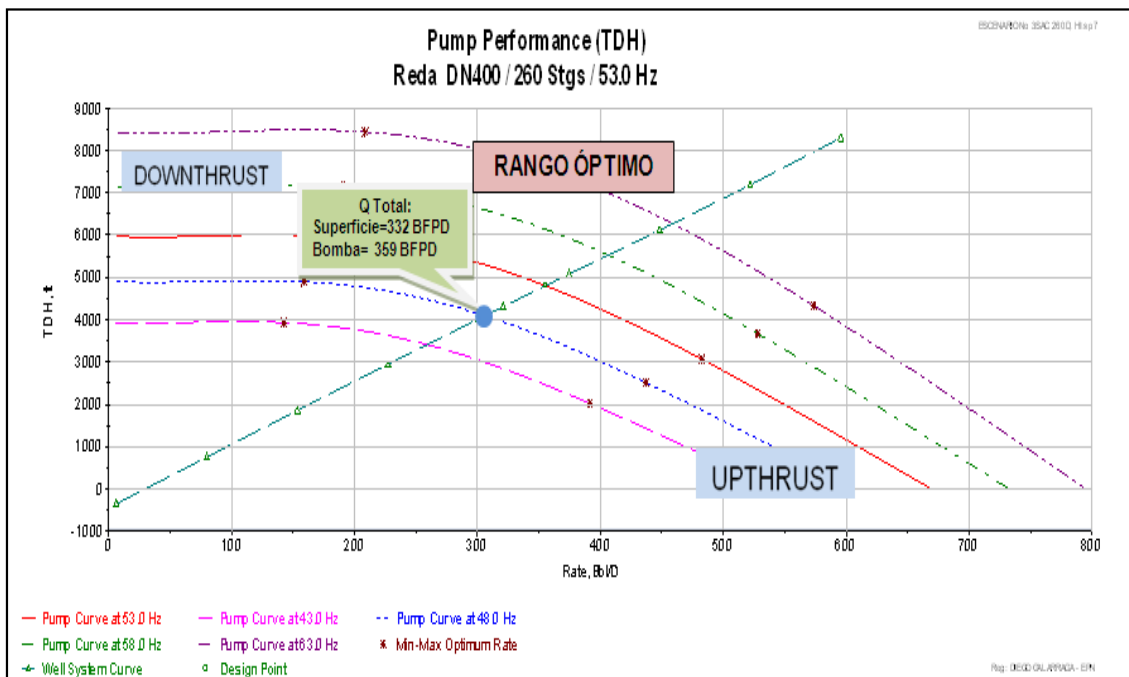


FUENTE: SubPUMP, Escenario No 3

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La figura 4.23, muestra el comportamiento de la Bomba DN400 REDA a diferentes frecuencias. El punto de operación inicial de producción está dentro del rango óptimo a 53 Hz de frecuencia. En caso de incrementar la frecuencia, monitorear el avance de agua para la arena “Hs”

Figura 4.23 Comportamiento del Equipo Reda DN400, SAC-260D



FUENTE: SubPUMP, Escenario No 3

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

Finalmente la tabla 4.38, indica la comparación entre el estado real de operación y el nuevo equipo diseñado, en función del caudal producido, equipo instalado, frecuencia de operación y BSW. En síntesis, luego de analizar el escenario No 3, se tiene una producción de petróleo de 169 BPPD, lo cual significa un incremento neto de petróleo de 83 BPPD.

Tabla 4.38 Comparación real y de rediseño, Escenario No 3, SAC.260 D

ESTADO	BOMBA	BFPD	BSW, %	BPPD	GANANCIA	Hz
REAL	P18X	96	10	86	---	64
REDISEÑO BES	DN400	332	49	169	83	53

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 3

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

4.2.1.6 POZO SAC-66B, ARENA “Hi”

4.2.1.6.1 Escenario No 3: Cambio de zona +Rediseño del equipo BES

El escenario No 3 propuesto para el pozo SAC-66B, se realiza en base al análisis de los registros petrofísicos y datos de pozos vecinos (ver Figura 4.26), como el pozo SAC-125V.

El pozo SAC-125, produce de la arena “Hi” al 31/08/2012, a continuación la tabla 4.39, indica los datos de la última prueba de producción para la arena “Hi” del pozo SAC-125V.

Tabla 4.39 Última prueba de producción de la arena, “Hi”, SAC-125V

POZO	YACIMIENTO	Última Prueba de Producción						
		Fecha	BFPD	BPPD	Bsw, %	°API	Salinidad	Método
POZO SAC-125V	Arena "Hi"							
	9950-9960 (10ft) @ 5 DPP 9960-9962 (2ft) SQZ	16/08/2012	488	429	12	23,1	4700	PPS

FUENTE: Matriz de Producción, Tabla 3.1 Escenario No 3

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La tabla 4.40, muestra los últimos datos de Build Up registrados para la arena “Hi” del pozo SAC-125V, los cuales son usados para realizar la simulación del pozo SAC-66B para la arena “Hi”.

Tabla 4.40 Datos de Build Up “Arena Hi”, SAC-125V

POZO SAC-125V		
POZO	Q_o	GOR
SAC-125D	768	18.00
	Q_w	Pb
	169	78.00
ZONA	BSW	IP
HI	22.0	0.41
FECHA	P_{wf}	K
30-Ago-10	2462	407.0
INTERVALO	P_{ws}	ϕ
9950-9960	4118	17.00

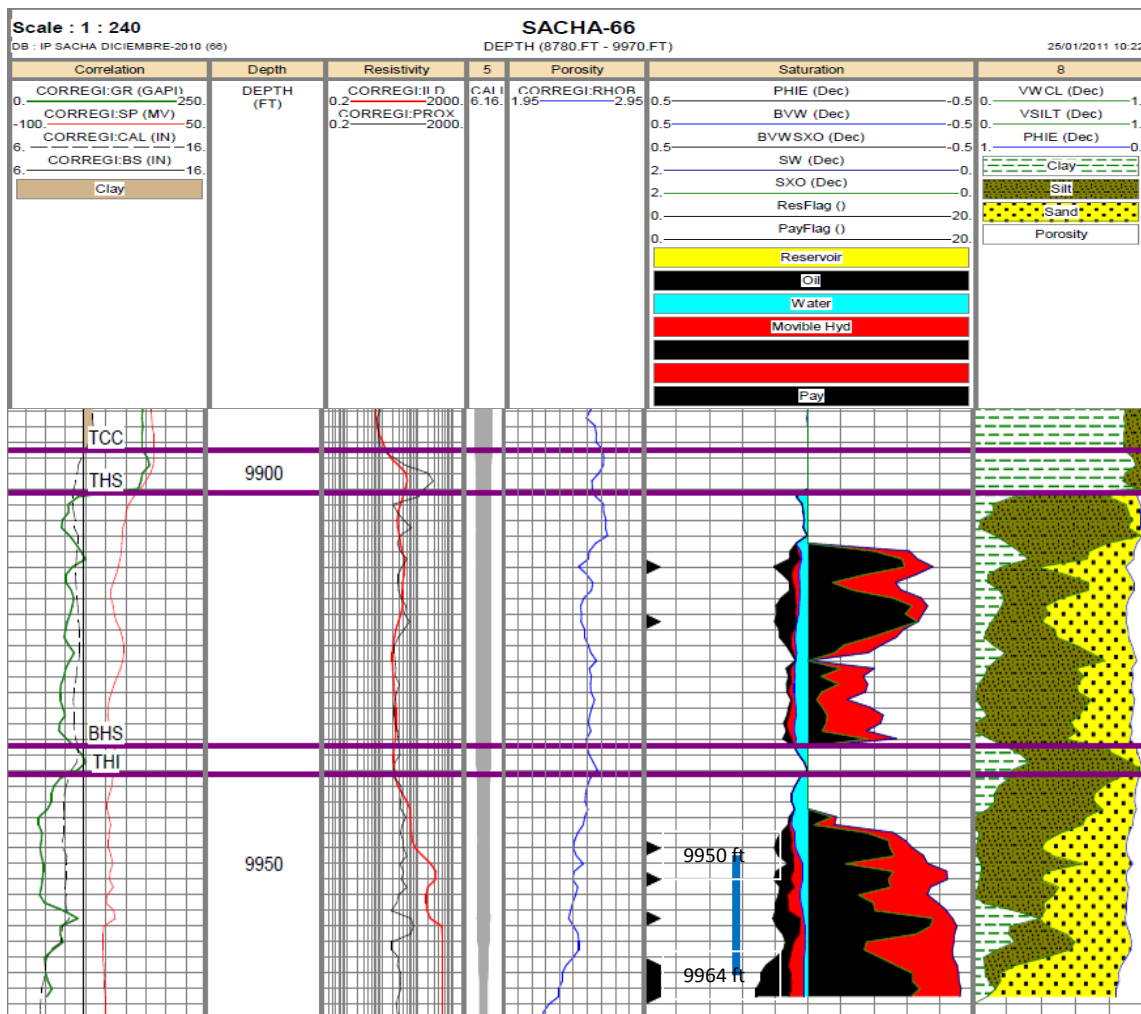
FUENTE: Reporte Build Up- Arena “Hi”, SAC-125V, Escenario No 3

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La figura 4.24, muestra el registro petrofísico de la arena “Hi” para el pozo SAC-66B. Se puede observar que existe un intervalo de interes para la arena “Hi” : 9950 ft- 9964 ft, con una saturación de hidrocarburo considerable. La figura 4.25, muestra el registro petrofísico de la arena “Hi” para el pozo SAC-125V, donde se observa el intervalo productor de 9950 ft – 9960 ft para la arena “Hi”.

Comparando los dos registros se concluye que la estructura tiene continuidad en los dos pozos y como consecuencia las probabilidades son altas para que el pozo SAC-66B sea productor de la arena “Hi” en el intervalo de 9950 ft a 9964 ft, con una produccion estimada de +/-600 BFPD y un BSW DEL +/-30 %.

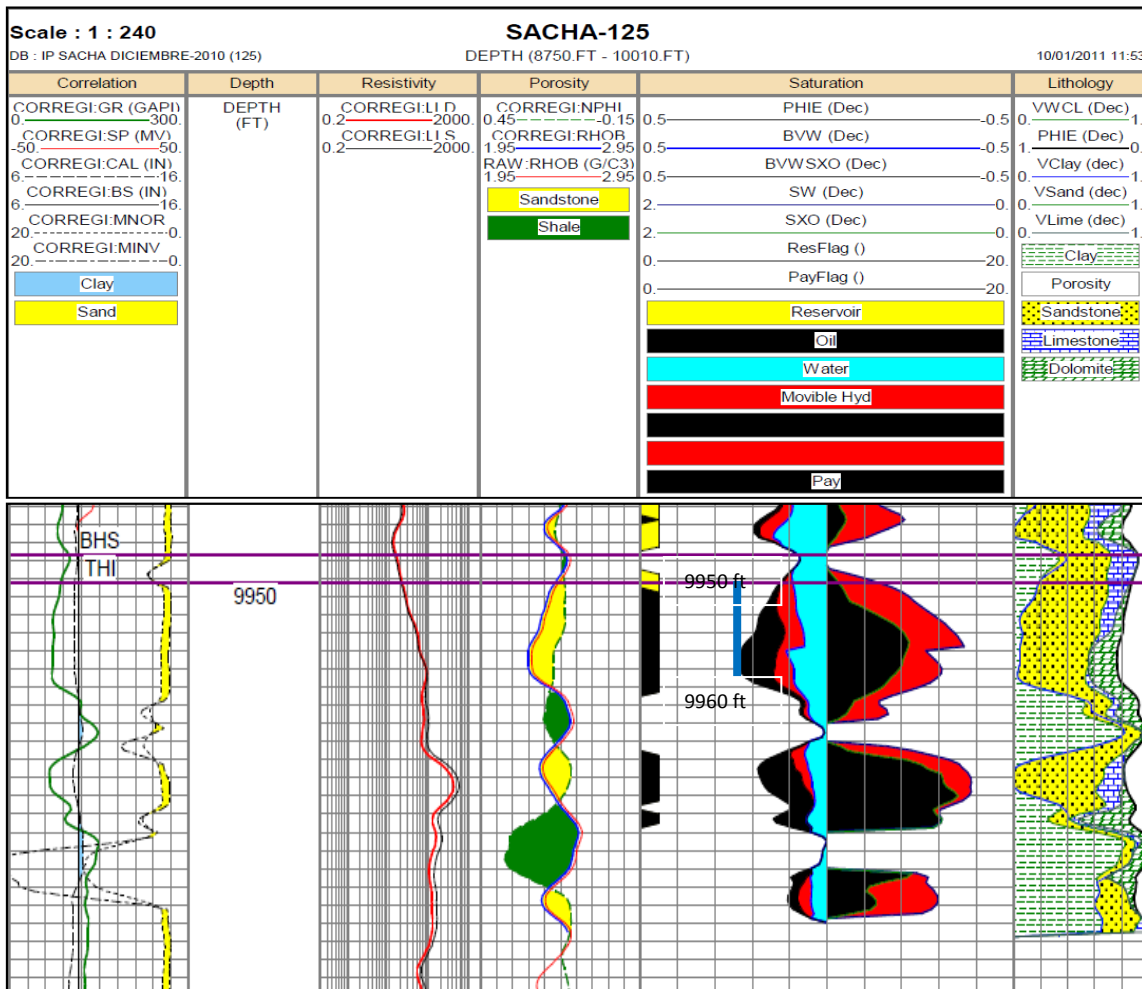
Figura 4.24 Registro Petrofísico SAC-66B, Arena “Hi”



FUENTE: Ingeniería de Reservorios, SAC-66B, Escenario No 3

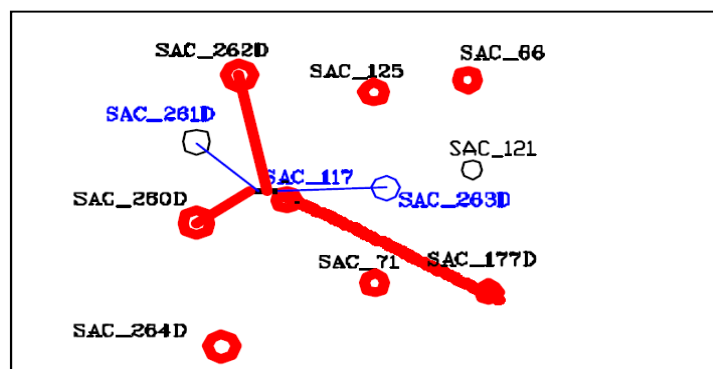
ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

Figura 4.25 Registro Petrofísico SAC-125V, Arena “Hi”



FUENTE: Ingeniería de Reservorios, SAC-125V, Escenario No 3
ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

Figura 4.26 Ubicación del pozo vecino SAC-125V, ARENA “Hi”

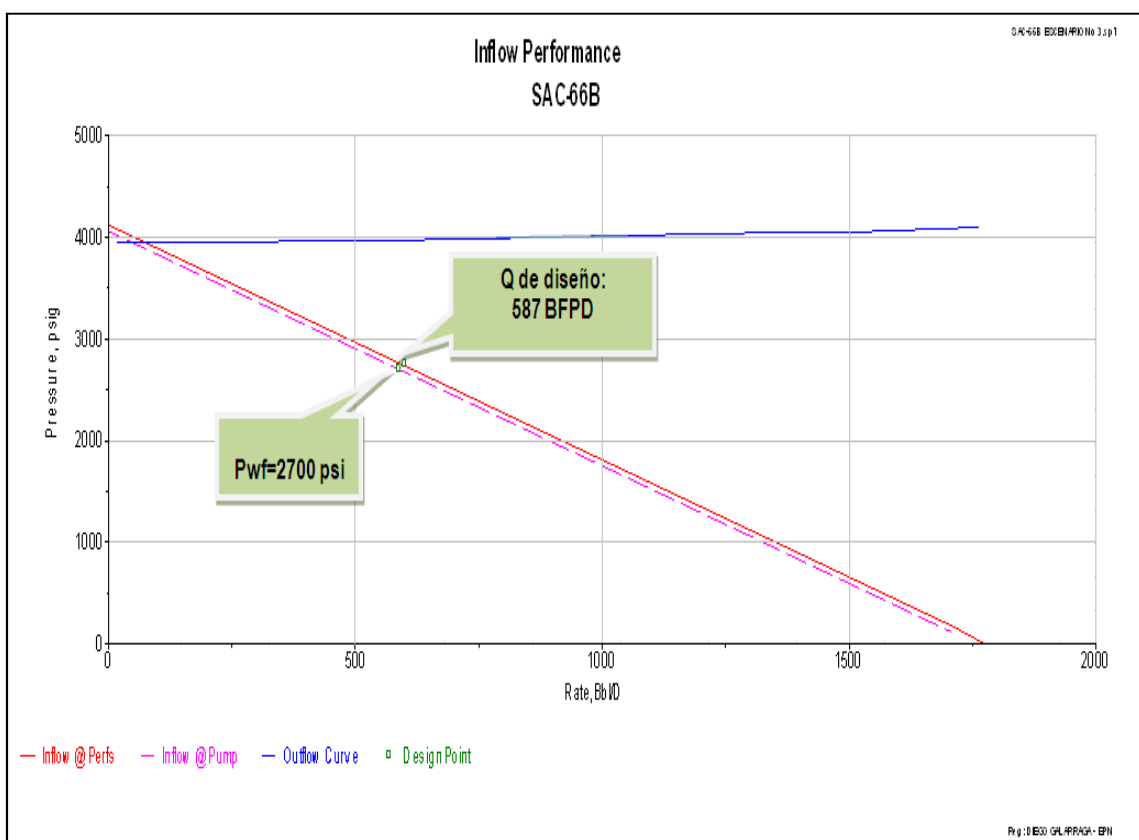


FUENTE: Mapa de Ubicación de pozos del Campo SACHA
ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

De acuerdo al análisis del historial de producción, Workover y datos de la prueba de Build Up a la arena “Hi”, se establece un caudal de diseño de 587 BFPD, a una presión de fondo ($P_{wf}=2700$ psi), valor superior al valor de presión de burbuja ($P_b= 550$ psi), con una presión de intake de 2672 psi.

Bajo estas condiciones de diseño se consigue un incremento del 182%, respecto a la producción real de operación de 208 BFPD de la arena “BT+U”. A continuación la figura 4.27, muestra los valores de P_{wf} , P_b , y caudal de diseño

Figura 4.27 Curva IPR, Escenario No 3, SAC-66B



FUENTE: SubPUMP, Escenario No 3

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La tabla 4.41, indica las especificaciones del equipo diseñado para el escenario No 3

Tabla 4.41 Especificaciones del equipo, Escenario No 3, SAC-66B

BOMBA		MOTOR	
Fabricante	SLB/REDA	Fabricante	SLB/REDA
Serie	400	Serie	456-1
Modelo	D725N	Potencia, HP	30
Etapas	199	Voltaje, V	711
FREC @ DISEÑO, Hz	53	Corriente, A	28
CABLE		HOUSING	
Tipo de Cable	REDAHOT	# 100 (FL)	199
Número	4 Cu		
Temp, °F	275		
Longitud, FT	9900		
PROTECTOR		SEPARADOR	
Serie	REDA/325	Serie	ND
Tipo de Cojinete	66L	Modelo	ND

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 3

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

En la tabla 4.42, se presentan los parámetros estimados de operación por el software Subpump, para el escenario No 3.

Tabla 4.42 Parámetros de operación, Escenario No 3, SAC-66B

PARÁMETROS DE OPERACIÓN BOMBA D725N			
Frecuencia de Diseño, Hz	53	Volumen de gas libre a la entrada de la Bomba, %	0.1
Velocidad de Operación, RPM	3017	Volumen de gas libre dentro de la Bomba, %	0.12
Corriente de Operación, Amp	29.6	Nivel del fluido, ft	3268
Voltaje de Operación, V	628	Presión de fondo, psig	2700
Potencia de Operación, HP	32.9	Presión de entrada a la bomba, psig	2672
Eficiencia de la Bomba, %	48.3	Presión de Descarga, psig	4013
Eficiencia de la Motor, %	82.1	Caudal Total Promedio de la Bomba, BFPD	607
Cabeza Dinámica Total (TDH), ft	3152.86	Caudal de líquido final en la Superficie (P+A), BFPD	587

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 3

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La tabla 4.43, presenta los datos usados para construir la curva del pozo a partir de los cálculos realizados por el software Subpump.

Tabla 4.43 Curva de sistema de pozo, Escenario No 3, SAC-66B

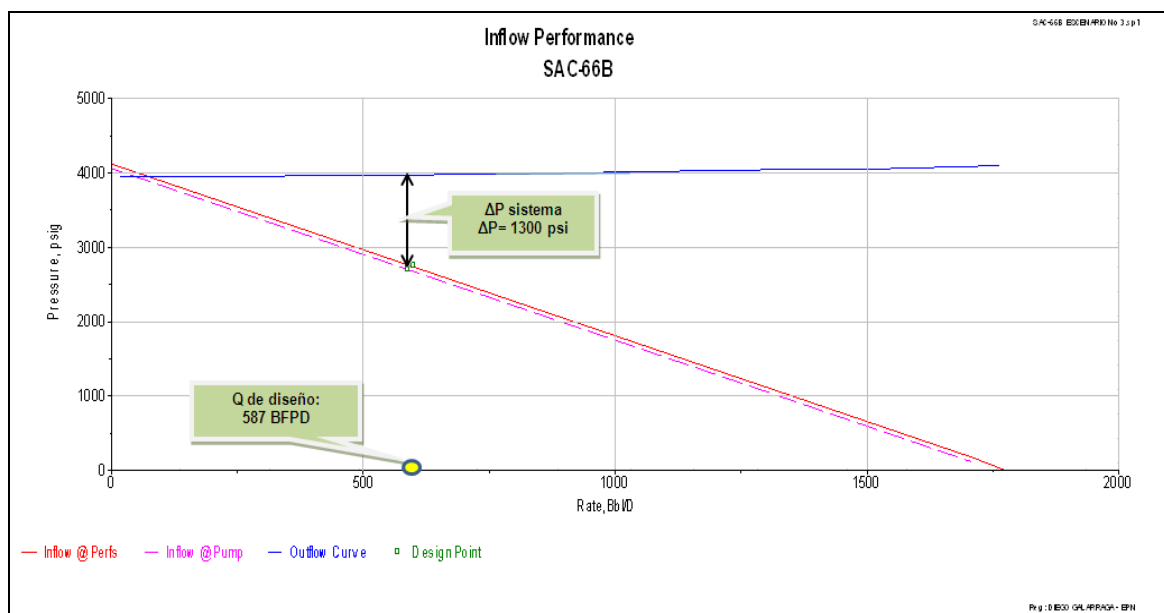
Punto No	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal (O+W) (BFPD)	Caudal en la Bomba (O+W+G) (BFPD)	Nivel del Fluido (ft)
1	9785.14	9962.89	-177	17.06	17.64	-81.35
2	9801.82	8753.7	1048.12	228.24	235.89	1125.45
3	9825.65	7544.67	2280.99	439.42	454.15	2339.06
4	9859.02	6335.78	3523.24	650.6	672.41	3559.64
5	9909.28	5127.03	4782.25	861.78	890.66	4781.6
6	9970.23	3918.38	6051.85	1072.96	1108.92	6013.97
7	10026.03	2709.85	7316.18	1284.14	1327.18	7256.96
8	10053.87	1501.5	8552.37	1495.32	1545.43	8510.68
PumpOff	10157.47	283.48	9873.99	1706.49	1763.69	9784.59
Design	9847.58	6625.05	3222.54	587	620.11	3268.75

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 3

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La figura 4.28, indica el comportamiento de las curvas inflow y outflow para el pozo en análisis. Se observa que el incremento de presión suministrado por el equipo BES para producir en superficie 332 BFPD, es de 1800 psi aproximadamente

Figura 4.28 Curvas Inflow/Outflow, Escenario No 3, SAC-66B

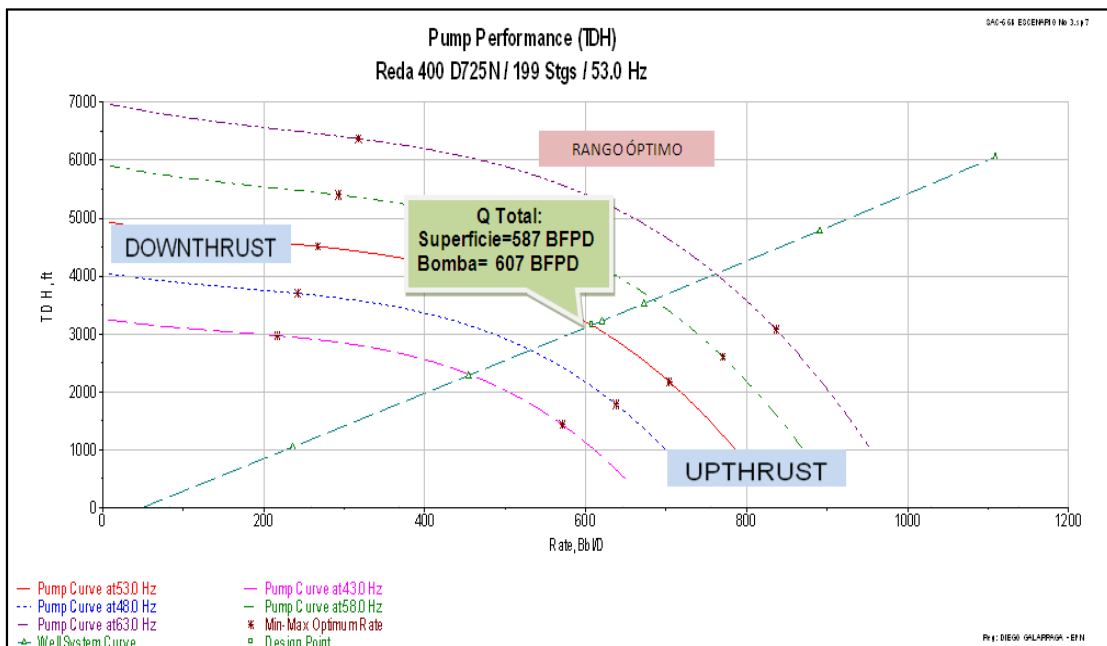


FUENTE: SubPUMP, Escenario No 3

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

La figura 4.29, muestra el comportamiento de la Bomba D725N SLB a diferentes frecuencias. El punto de operación inicial de producción está dentro del rango óptimo a 53 Hz de frecuencia. En caso de incrementar la frecuencia, monitorear el avance de agua para la arena “HI”

Figura 4.29 Comportamiento del Equipo Reda D725N, SAC-66B



FUENTE: SubPUMP, Escenario No 3

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

Finalmente la tabla 4.44, indica la comparación entre el estado real de operación y el nuevo equipo diseñado, en función del caudal producido, equipo instalado, frecuencia de operación y BSW. En síntesis, luego de analizar el escenario No 3, se tiene una producción de petróleo de 458 BPPD, lo que significa un incremento neto de petróleo de 253 BPPD.

Tabla 4.44 Comparación real y de rediseño, Escenario No 3, SAC-66B

ESTADO	BOMBA	BFPD	BSW, %	BPPD	GANANCIA	Hz
REAL	DN460	208	1.5	205	---	51
REDISEÑO BES	D725N	587	22	458	253	53

FUENTE: SubPUMP, Escenario No 3

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

4.3 RESULTADOS DEL REDISEÑO

Los escenarios propuestos en el presente capítulo, tienen como finalidad incrementar la producción de petróleo en los pozos seleccionados. Las tablas 4.45, 4.46 y 4.47, muestran los datos de la producción real de operación de fluido, petróleo, agua al 31/08/2012 y los respectivos incrementos de producción al implementar los escenarios 1, 2 y 3 respectivamente.

Tabla 4.45 Resultados del Escenario No 1

INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL ÁREA SACHA NORTE-2				
PARÁMETROS	POZOS -ESCENARIO No 1			
	SAC-178D	SAC-93V	SAC-242D	SAC-321D
Qt actual, BFPD	593	118	960	636
Qo actual, BFPD	237	65	240	617
BSW actual, %	60	45	75	3
Qw actual, BFPD	356	53	720	19
Qt opt, BFPD	800	500	2000	1506
Qo opt, BFPD	320	275	500	1054
BSW opt, BFPD	60	45	75	30
Qw opt, BFPD	480	225	1500	452
Incremento, BPPD	83	210	260	437
PRODUCCIÓN DE FLUIDO			4806	BFPD
PRODUCCIÓN DE AGUA			2657	BAPD
INCREMENTO TOTAL DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO			990	BPPD

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

Tabla 4.46 Resultados del Escenario No 2

INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL ÁREA SACHA NORTE-2				
PARÁMETROS	POZOS -ESCENARIO No 2			
	SAC-178D	SAC-93V	SAC-242D	SAC-321D
Qt actual, BFPD	593	118	960	636
Qo actual, BFPD	237	65	240	617
BSW actual, %	60	45	75	3
Qw actual, BFPD	356	53	720	19
Qt opt, BFPD	870	830	2360	1880
Qo opt, BFPD	348	457	590	1316
BSW opt, BFPD	60	45	75	30
Qw opt, BFPD	522	374	1770	564
Incremento, BPPD	111	392	350	699
PRODUCCIÓN DE FLUIDO			5940	BFPD
PRODUCCIÓN DE AGUA			3230	BAPD
INCREMENTO TOTAL DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO			1552	BPPD

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

Tabla 4.47 Resultados del Escenario No 3

INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL ÁREA SACHA NORTE-2				
PARÁMETROS	POZOS -ESCENARIO No 3			
	SAC-260D	ARENA	SAC-66B	ARENA
Qt actual, BFPD	96	ARENA "Ui"	208	ARENA "BT+Ui"
Qo actual, BFPD	86		206	
BSW actual, %	10		1.5	
Qw actual, BFPD	10		2	
Qt opt, BFPD	332	ARENA "Hs"	587	ARENA "Hi"
Qo opt, BFPD	169		458	
BSW opt, BFPD	49		22	
Qw opt, BFPD	163		129	
Incremento, BPPD	83		252	
PRODUCCIÓN DE FLUIDO	919		BFPD	
PRODUCCIÓN DE AGUA	292		BAPD	
INCREMENTO TOTAL DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	335		BPPD	

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS TÉCNICO-ECÓNOMICO

5.1 ANÁLISIS TÉCNICO

El objetivo principal del presente estudio, es incrementar la producción de petróleo, de modo que la aplicación del proyecto sea rentable. Las alternativas económicas planteadas en el presente capítulo, se realizan en base a los escenarios propuestos en el capítulo 4 para incrementar la producción de petróleo. Las alternativas planteadas se describen a continuación:

5.1.1 REDISEÑO DEL EQUIPO BES

La Alternativa No 1, considera los resultados al plantear el Escenario No 1 en el capítulo 4, cuyo objetivo es reemplazar las bombas que están operando fuera del rango óptimo, por bombas que operen dentro del rango óptimo con mayor eficiencia con la finalidad de aprovechar el potencial de los pozos seleccionados e incrementar la producción de petróleo, sin considerar el daño de formación. La alternativa No 1 se complementa con la propuesta del escenario No 3 de los pozos SAC-260D y SAC-66B. La tabla 5.1, muestra los valores de incremento de petróleo y agua de los pozos seleccionados para la alternativa económica No 1

Tabla 5.1 Proyección Propuesta de la Alternativa Económica No 1

POZO	ESCENARIO	PRUEBA DE PRODUCCIÓN							PROPUESTA					INCREMENTO, BPPD		
		31/08/2012														
		ARENA	MÉTODO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW, %	API	ARENA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW, %	BFPD	BPPD	BAPD
SAC-178D	Escenario 1	Hi	PPS	593	237	356	60	24.6	Hi	800	320	480	60	207	83	124
SAC-93V	Escenario 1	Ui	PPS	118	65	53	45	24.9	Ui	500	275	225	45	382	210	172
SAC-242D	Escenario 1	Hs	PPS	960	240	720	75	24.8	Hs	2000	500	1500	75	1040	260	780
SAC-321D	Escenario 1	Hs	PPS	636	617	19	3	24.7	Hs	1506	1054	452	30	870	437	433
SAC-260D	Escenario 3	Ui	PPS	96	86	10	10	26.4	Hs	332	169	163	49	236	83	153
SAC-66B	Escenario 3	Bt+Ui	PPS	208	206	2	1.5	27	Hi	587	458	129	22	379	252	127
TOTAL				2611	1451	1160				5725	2776	2949		3114	1325	1789

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

De acuerdo a los resultados de la tabla 5.1, el incremento de la producción de petróleo es de 1325 BPPD, lo que representa un incremento del 7.86 % de la producción total de la estación Sacha Norte-2. El incremento de la producción de agua de formación es de 1789 BAPD, la cual debe ser tratada para su posterior reinyección.

5.1.2 TRABAJOS DE REMOCIÓN DE DAÑO, CAMBIO DE ZONA CON REDISEÑO DEL EQUIPO BES

La alternativa No 2, considera los resultados al plantear el Escenario No 2 en el capítulo 4, con el objetivo de remover el daño de formación mediante tratamientos químicos para aumentar la eficiencia de flujo y rediseñar el equipo BES luego de remover el daño. Esta alternativa económica se complementa con los resultados al plantear el Escenario No 3 a los pozos SAC-260D y SAC-66B. La tabla 5.2, muestra los valores de incremento de petróleo y agua de los pozos seleccionados para la alternativa económica No 2.

Tabla 5.2 Proyección Propuesta de la Alternativa Económica No 2

POZO	ESCENARIO	PRUEBA DE PRODUCCIÓN							PROPUESTA					INCREMENTO, BPPD		
		31/08/2012														
		ARENA	MÉTODO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW, %	API	ARENA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW, %	BFPD	BPPD	BAPD
SAC-178D	Escenario 2	Hi	PPS	593	237	356	60	24.6	Hi	870	348	522	60	277	111	166
SAC-93V	Escenario 2	Ui	PPS	118	65	53	45	24.9	Ui	830	457	373	45	712	392	320
SAC-242D	Escenario 2	Hs	PPS	960	240	720	75	24.8	Hs	2360	590	1770	75	1400	350	1050
SAC-321D	Escenario 2	Hs	PPS	636	617	19	3	24.7	Hs	1880	1316	564	30	1244	699	545
SAC-260D	Escenario 3	Ui	PPS	96	86	10	10	26.4	Hs	332	169	163	49	236	83	153
SAC-66B	Escenario 3	BT+Ui	PPS	208	206	2	1.5	27	Hi	587	458	129	22	379	252	127
TOTAL				2611	1451	1160				6859	3338	3521		4248	1887	2361

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

De acuerdo a los resultados de la tabla 5.2, el incremento de la producción de petróleo es de 1887 BPPD, lo que representa un incremento del 11.18 % de la producción total de la estación Sacha Norte-2. El incremento de la producción de agua de formación es de 2361 BAPD que debe ser tratada para su posterior reinyección.

5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

El estudio económico, se basa en los métodos de actualización que toman en cuenta el valor del dinero en el tiempo, por esta razón son uno de los métodos de evaluación económica de proyectos más confiables. El análisis económico, se realiza con el objetivo de verificar si el proyecto es viable, además permite cuantificar el beneficio económico que genera el mismo en caso de ser ejecutado.

Entre los métodos de actualización tenemos; Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y la Relación Costo/Beneficio (RCB) entre los más importantes.

A continuación se detalla en qué consiste cada uno de ellos para un mejor entendimiento del análisis económico que se llevara a cabo.

5.2.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

También conocido como valor presente neto (VPN), es igual a la suma algebraica de los valores de los flujos netos de caja asociados a una inversión. La expresión matemática que permite calcular el VAN es:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNC_k}{(1+i)^k} \quad (5.1)$$

Donde:

FNCK: Flujo de caja en el periodo k

k: Período en evaluación

i: tasa de actualización o descuento

Los criterios de evaluación empleados para determinar la aceptación de un proyecto en función del VAN son los siguientes:

$VAN > 0$: Indica que el proyecto debe ser aceptado y que al efectuarse la inversión se obtendrán ganancias por encima de la rentabilidad obtenida.

$VAN < 0$: Indica que el proyecto no debe ser aceptado y que al efectuarse la inversión se obtendrán pérdidas del capital.

$VAN = 0$: El proyecto podría ser aceptado o rechazado, tomando en cuenta ciertos criterios como el tiempo de recuperación de la inversión. Además indica que no se producirán ganancias ni pérdidas sobre el capital invertido.

5.2.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno es una medida de la máxima rentabilidad en términos porcentuales que se puede tener en un proyecto, se obtiene en función del VAN igualado a cero, al resolver dicha función se tiene el TIR. La expresión matemática que permite calcular el TIR es:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNC_k}{(1 + TIR)^k} - I_0 \quad (5.2)$$

Donde:

I_0 : Inversión a realizarse en el período “cero” (Inversión inicial)

FNC_k : Flujo de caja en el periodo k

k: Periodo en evaluación

Los criterios de evaluación empleados para determinar la aceptación de un proyecto en función del TIR son los siguientes:

$TIR > Tasa\ de\ actualización$: Indica que el proyecto es viable.

$TIR < Tasa\ de\ actualización$: Indica que el proyecto no es viable

$TIR = Tasa\ de\ actualización$: La viabilidad del proyecto es indiferente

5.2.3 RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RCB)

Es un indicador adimensional que relaciona los costos y beneficios del proyecto. Involucra los egresos, ingresos, inversión y período de inversión. La expresión matemática que permite calcular la (RCB) es:

$$RCB = \frac{\text{Ingresos (actualizados)}}{\text{Costos(actualizados) + Inversión}} \quad (5.3)$$

Los criterios de evaluación empleados para determinar la aceptación de un proyecto en función del RCB son los siguientes:

RCB>1: Indica que los ingresos son mayores que los egresos y que el proyecto debe ser aceptado.

RCB<1: Indica que los egresos son mayores que los ingresos y que el proyecto no debe ser aceptado

RCB=1: Indica que los egresos son iguales a los ingresos. La viabilidad del proyecto es indiferente

5.2.4 COSTOS DE PRODUCCIÓN

Los costos de producción (también llamados costos de operación) son los gastos necesarios para mantener un proyecto, línea de procesamiento o un equipo en funcionamiento. En una compañía estándar, la diferencia entre el ingreso (por ventas y otras entradas) y el costo de producción indica el beneficio bruto.

Para el presente proyecto los costos de producción involucran todos los valores que se desembolsan por realizar los trabajos en cada pozo, es decir es el costo por implementar los escenarios 1, 2 y 3; propuestos para el presente proyecto.

Las tablas 5.3, 5.4 y 5.5, muestran los valores típicos de las operaciones de reacondicionamiento para cambio de equipo BES, remoción de daño y cambio de zona.

Tabla 5.3 Costos estimados de W.O - Escenario No 1

Trabajo	Costo, \$
Movimiento de la Torre	9,000.00
Trabajo de la Torre (+/- 10 días)	75,000.00
Supervisión y Transporte	6,000.00
Químicos	5,000.00
Equipo de Subsuelo	300,000.00
Supervisión e Instalación/BES	4,000.00
Spooler	3,000.00
Unidad Wire Line+Vaccum	5,000.00
Cambio de Bomba Evaluación Jet	20,000.00
Contingencias (+/-30%)	128,100.00
TOTAL	555,100.00

Fuente: Reporte de Reacondicionamiento, Ingeniería de Petróleos, **ORN CEM**

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

Tabla 5.4 Costos estimados de W.O - Escenario No 2

Trabajo	Costo, \$
Movimiento de la Torre	9,000.00
Trabajo de la Torre (+/- 10 días)	75,000.00
Supervisión y Transporte	6,000.00
Químicos	5,000.00
Trabajo de Remoción de Daño	55,000.00
Equipo de Subsuelo	300,000.00
Supervisión e Instalación/BES	4,000.00
Spooler	3,000.00
Unidad Wire Line+Vaccum	5,000.00
Cambio de Bomba Evaluación Jet	20,000.00
Contingencias (+/-30%)	144,600.00
TOTAL	626,600.00

Fuente: Reporte de Reacondicionamiento, Ingeniería de Petróleos, **ORN CEM**

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

Tabla 5.5 Costos estimados de W.O - Escenario No 3

Trabajo	Costo, \$
Movimiento de la Torre	9,000.00
Trabajo de la Torre (+/- 10 dias)	80,000.00
Supervisión y Transporte	6,000.00
Químicos	5,000.00
Equipo de Subsuelo	300,000.00
Supervisión e Instalación/BES	4,000.00
Spooler	3,000.00
Unidad Wire Line+Vaccum	10,000.00
Unidad TCP	50,000.00
Herramientas + Evaluación	25,000.00
Contingencias (+/-30%)	147,600.00
TOTAL	639,600.00

Fuente: Reporte de Reacondicionamiento, Ingeniería de Petróleos, **ORN CEM**

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La tabla 5.6, indica los valores de la inversión inicial total para implementar las alternativas económicas No 1 y No 2, propuestas en las tablas 5.1 y 5.2. Adicionalmente se considera realizar una nueva inversión similar a la inicial después de un período de 12 meses, por concepto de mantenimiento y reparación de equipos.

Tabla 5.6 Costos de Producción de los pozos Seleccionados

POZO	OBJETIVO DEL REACONDICIONAMIENTO		COSTO ESTIMADO, USD (\$)	
	ALTERNATIVA No 1	ALTERNATIVA No 2	ALTERNATIVA No 1	ALTERNATIVA No 2
SAC-178D	Escenario No 1	Escenario No 2	555100	626600
SAC-93V	Escenario No 1	Escenario No 2	555100	626600
SAC-242D	Escenario No 1	Escenario No 2	555100	626600
SAC-321D	Escenario No 1	Escenario No 2	555100	626600
SAC-260D	Escenario No3	Escenario No3	639600	639600
SAC-66B	Escenario No3	Escenario No3	639600	639600
TOTAL, USD (\$)			3499600	3785600

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

5.2.5 INGRESOS

Los ingresos, son considerados como las regalías en valores monetarios que incrementan el patrimonio de una empresa. Para el presente estudio los ingresos se generan a partir del incremento neto del número de barriles de petróleo a producirse por el precio del barril de crudo en el mercado internacional. Se considera los ingresos a partir del segundo mes por que en el primer mes los pozos son intervenidos y no se considera la producción de petróleo

Para el cálculo de la producción de petróleo durante el tiempo de evaluación económica, se considera una declinación de la producción del 10% anual para el campo Sacha, es decir el 0.83% mensual.

El precio por barril de petróleo ecuatoriano en el mercado para el 2013 es de 98 USD por barril contemplado dentro del Presupuesto General del Estado, por lo tanto para el análisis económico se toma como punto de partida el cálculo de los ingresos a precios del barril de: 84,9 USD, 98 USD y 106,92 USD.

5.2.6 EGRESOS

Los egresos, son los gastos que requiere una inversión inicial. Para el presente estudio los egresos mensuales, constituyen la suma de los costos de inversión, reparación de los pozos intervenidos y el costo operativo por barril.

Operaciones Río Napo CEM contempla un costo de operación de 6,58 USD/Bl de petróleo, sin tomar en cuenta el costo de transporte y comercialización del crudo. De acuerdo a valores estimados de transporte de crudo en el distrito amazónico que es 1.50 USD/bl, se tiene como un costo de operación por barril de aproximadamente 8 USD/bl.

Adicionalmente no se consideran trabajos de reacondicionamiento dentro del período de evaluación económica, debido a que el tiempo de vida útil aproximada para las bombas electrosumergibles son de 12 meses, de acuerdo a datos suministrados por el departamento de Ingeniería del Campo Sacha.

5.3 CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS ECÓNOMICO

- No se considera a la depreciación contable de los equipos debido a que no intervienen los impuestos fiscales.
- La tasa de actualización fijada por ORN CEM es del 12% anual, y del 1% mensual.
- No se incluye el costo de reparación de los pozos dentro del costo operativo, en caso de que alguno deje de operar. La estimación del costo operativo por barril es de 8 USD aproximadamente.
- Se estima una declinación anual del 10%, equivalente al 0.83% mensual. Se considera 12 períodos mensuales de 30 días cada uno.
- No se considera devaluación de la moneda durante los períodos de evaluación, es decir durante los dos años siguientes a la implementación del proyecto.
- No se considera devaluación monetaria durante el período de evaluación del proyecto igual a 1 año.
- Se estima un precio por barril de petróleo de: 84,9 USD, 98 USD y 106,92 USD, según datos del Presupuesto General del Estado, Banco Central y OPEP para el año 2013.
- Se estima un valor de contingencias de +/- el 30 %.
- Los valores estimados para el rediseño del equipo BES, es de 555.100 USD; para trabajos de remoción de daño y rediseño de equipo de equipo BES, es de 626.600 y cambios de zona más rediseño de equipo BES, es de 639.600 USD. Los valores mencionados fueron estimados en base a trabajos de reacondicionamiento de pozos del Campo Sacha.

- Al aplicar la alternativa económica 1, la producción de petróleo es de 1325 BPPD, mientras que la producción de petróleo al aplicar la alternativa económica 2 es de 1887 BPPD.
- Se considera la declinación exponencial para determinar la producción mensual de cada pozos en los periodos de evaluación económica

$$q_o = q_{oi} \times e^{-DT}$$

Donde:

qo: Caudal al tiempo t, bl/día

qoi: Caudal Inicial, bl/día

D: Tasa de declinación de producción, bl/mes; y

T: Tiempo en meses

5.4 CRONOGRAMA DE REACONDICIONAMIENTOS

Para el cronograma de reacondicionamiento se considera trabajar con una torre. Los trabajos de reacondicionamiento que se contemplan en los escenarios 1, 2 y 3, se realizan en +/- 10 días. Las tablas 5.7 y 5.8, indican el cronograma propuesto para intervenir los pozos en las alternativas económicas No 1 y No 2.

Tabla 5.7 Cronograma de Reacondicionamientos – Alternativa No 1

POZO	ALTERNATIVA ECONÓMICA No 1					
	1 MES			2 MES		
SAC-178D						
SAC-93V						
SAC-242D						
SAC-321D						
SAC-260D						
SAC-66B						

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

Tabla 5.8 Cronograma de Reacondicionamientos – Alternativa No 2

POZO	ALTERNATIVA ECONÓMICA No 2					
	1 MES			2 MES		
SAC-178D						
SAC-93V						
SAC-242D						
SAC-321D						
SAC-260D						
SAC-66B						

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

5.5 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

5.5.1 ANÁLISIS DE LA ALTERNATIVA ECONÓMICA No 1

En esta sección se realiza el análisis económico de la alternativa No 1, en la cual se analizan indicadores financieros como la tasa interna de retorno, la relación costo/beneficio y el valor actual neto, calculados para tres escenarios, pesimista (84.9 USD), realista (98 USD) y optimista (106.92 USD).

La tabla 5.9, muestra los datos considerados para realizar el análisis económico de la alternativa No 1

Tabla 5.9 Datos para realizar el análisis económico – Alternativa No 1

POZO	PRODUCCIÓN ACTUAL BPPD	PRODUCCIÓN INCREMENTO BPPD	Incremento de producción, BPPD	1325
			Inversión por año, USD	3,499,600
			Costo Operativo, USD/BI	8
SAC-178D	237	83	Declinación de producción mensual, %	0.83
SAC-93V	65	210	Período, días	30
SAC-242D	240	260	Precio de crudo estimado, USD/BI	84.9, 98 y 106.92
SAC-321D	617	437	Tasa de actualización mensual, %	1
SAC-260D	86	83	Tiempo de evaluación del proyecto, meses	12
SAC-66B	206	252	Tiempo de vida útil de los equipo BES, meses	12
TOTAL	1451	1325		

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La tabla 5.10, muestra los resultados obtenidos en función de los principales indicadores financieros para evaluar la viabilidad de la alternativa No 1

Tabla 5.10 Resultados del Análisis Económico – Alternativa No 1

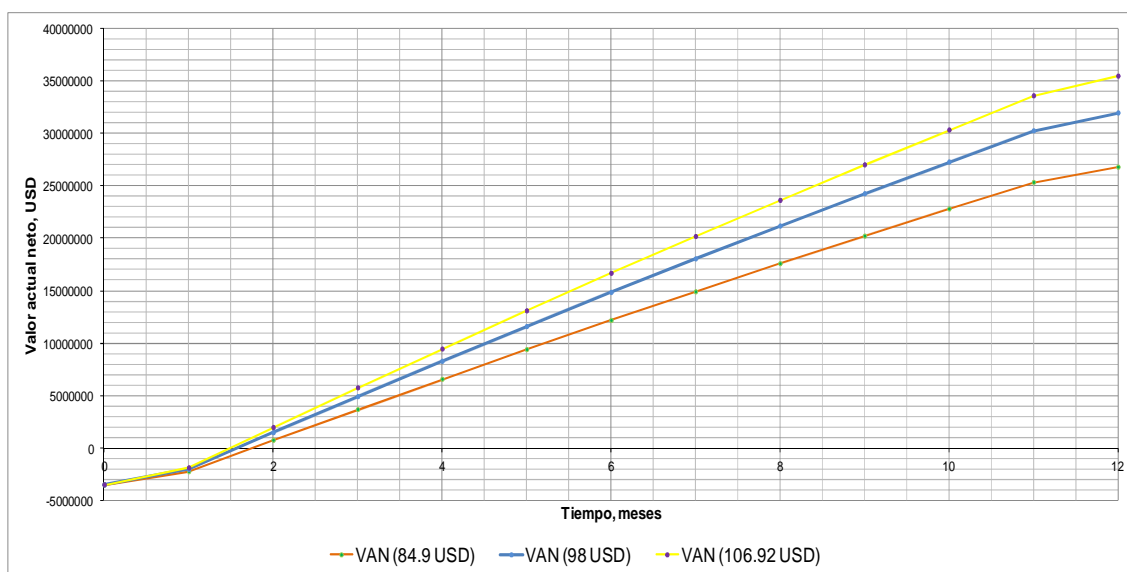
INDICADOR FINANCIERO	PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO, USD		
	84.9	98	106.92
TIR	64%	74%	80%
VAN, USD	26'763.620	31'918.993	35'326.372
RCB	5.03	5.80	6.33

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

Al analizar los resultados, se observa que la alternativa económica No 1 es viable, tiene una tasa interna de retorno mayor a la tasa de actualización (12 %), el valor actual neto es mayor a 0 y la relación costo- beneficio es mayor a 1.

La figura 5.1, muestra la curva del valor actual neto en función del tiempo. Como se puede observar en los tres casos, la alternativa No 1 es rentable, siendo el caso más favorable cuando el precio del barril de petróleo es de 106.92 USD.

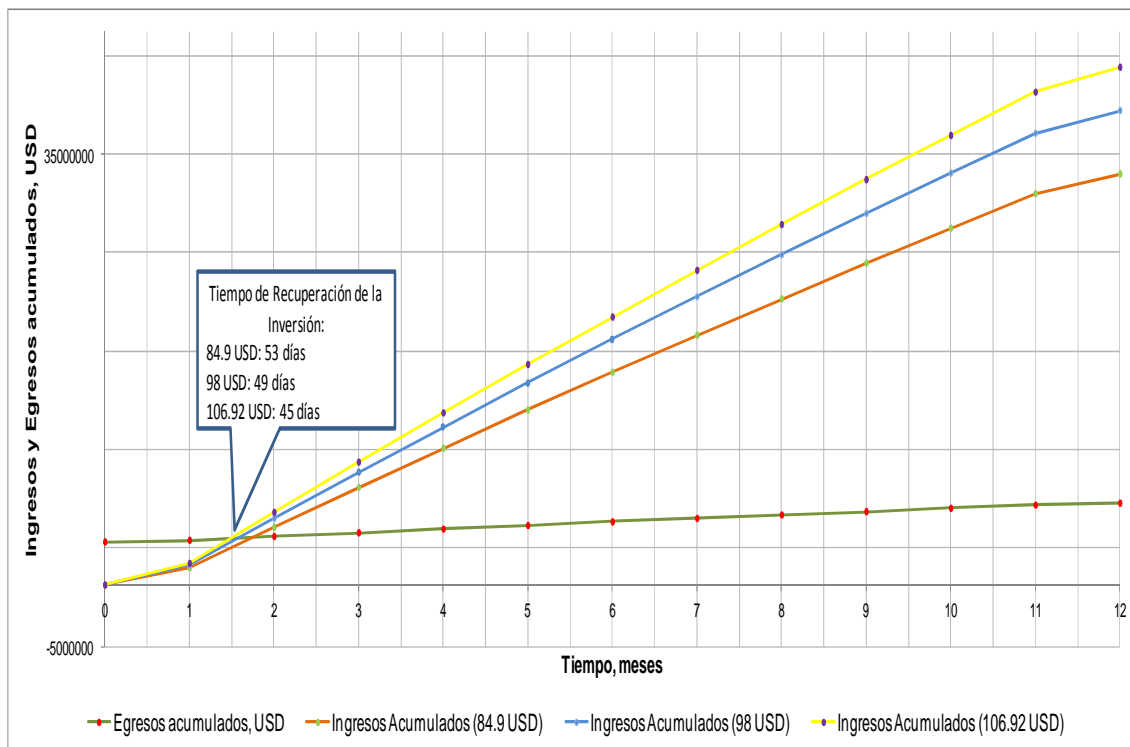
Figura 5.1 Valor Actual Neto vs Tiempo – Alternativa No 1



Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La figura 5.2, muestra las curvas de ingresos y egresos acumulados en función del tiempo, como se observa a partir de la intersección, el proyecto empieza a ser rentable. El tiempo de recuperación de la inversión es 53 días para un precio de 84.9 USD/bl, 49 días para un precio de 98 USD/bl y 45 días para un precio de 106.92 USD/bl.

Figura 5.2 Ingresos y Egresos Acumulados vs Tiempo – Alternativa No 1



Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

5.5.2 ANÁLISIS DE LA ALTERNATIVA ECONÓMICA No 2

En esta sección se realiza el análisis económico de la alternativa No 2, en la cual se analizan indicadores financieros como la tasa interna de retorno, la relación coste/beneficio y el valor actual neto, calculados para tres escenarios, pesimista (84.9 USD), realista (98 USD) y optimista (106.92 USD).

La tabla 5.11, presenta los datos considerados para realizar el análisis económico de la alternativa No 2

Tabla 5.11 Datos para realizar el análisis económico – Alternativa No 2

POZO	PRODUCCIÓN ACTUAL BPPD	PRODUCCIÓN INCREMENTO BPPD	Incremento de producción, BPPD	1887
			Inversión por año, USD	3,785,600
SAC-178D	237	111	Costo Operativo, USD/BI	8
SAC-93V	65	392	Declinación de producción mensual, %	0.83
SAC-242D	240	350	Período, días	30
SAC-321D	617	699	Precio de crudo estimado, USD/BI	84.9, 98 y 106.92
SAC-260D	86	83	Tasa de actualización mensual, %	1
SAC-66B	206	252	Tiempo de evaluación del proyecto, meses	12
TOTAL	1159	1887	Tiempo de vida útil de los equipo BES, meses	12

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La tabla 5.12, presenta los resultados obtenidos en función de los principales indicadores financieros para evaluar la viabilidad de la alternativa No 2

Tabla 5.12 Resultados del Análisis Económico – Alternativa No 2

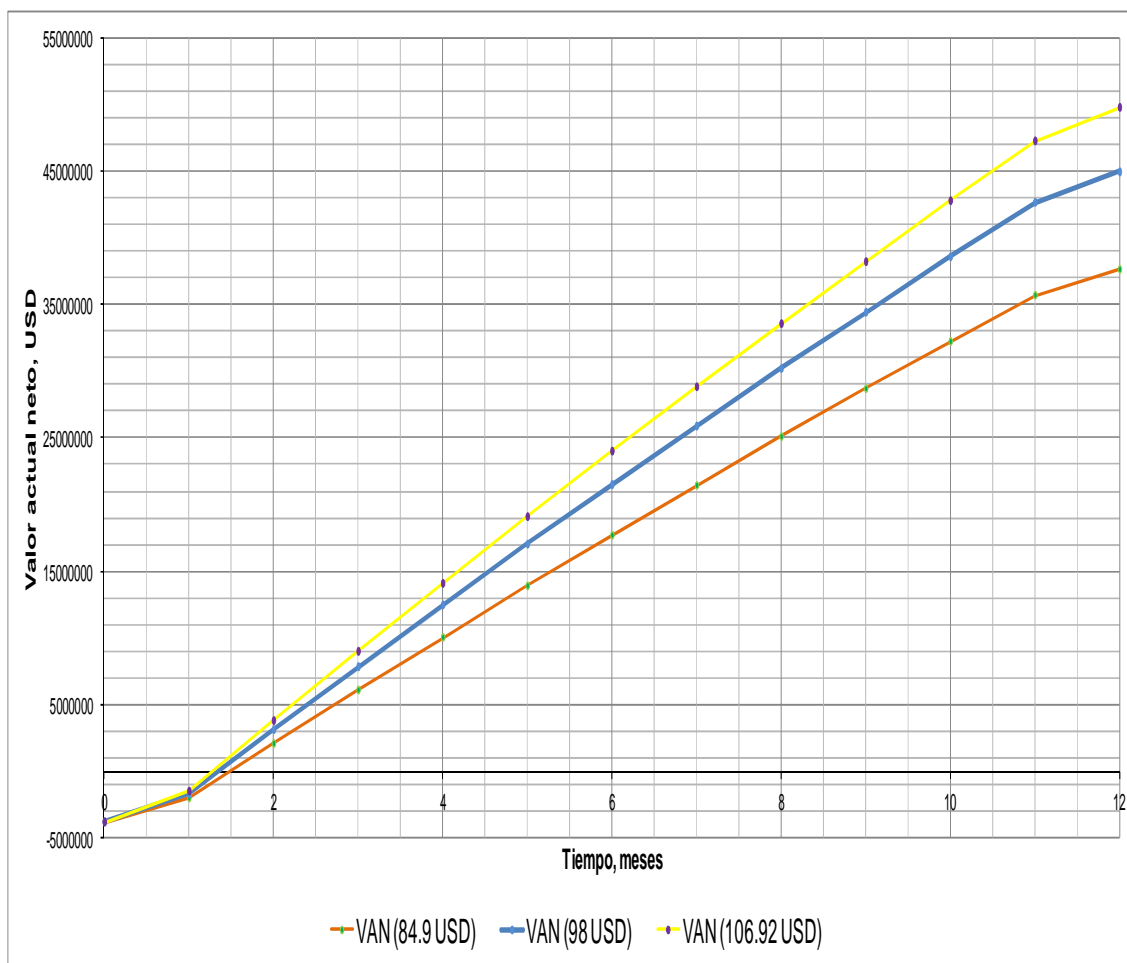
INDICADOR FINANCIERO	PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO, USD		
	84.9 USD	98 USD	106.92 USD
TIR	80%	92%	99%
VAN, USD	37'618.959	44'925.646	49'753.472
RCB	5.64	6.54	7.13

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

Al analizar los resultados se puede observar que la alternativa económica No 2 es aplicable, ya que tiene una tasa interna de retorno mayor a la tasa de actualización (12 %), el valor actual neto es mayor a 0 y la relación costo-beneficio es mayor a 1

La figura 5.3, muestra la curva del valor actual neto en función del tiempo. Como se puede observar en los tres casos, la alternativa No 2 es rentable, siendo el caso más favorable cuando el precio del barril de petróleo es de 106.92 USD.

Figura 5.3 Valor Actual Neto vs Tiempo – Alternativa No 2

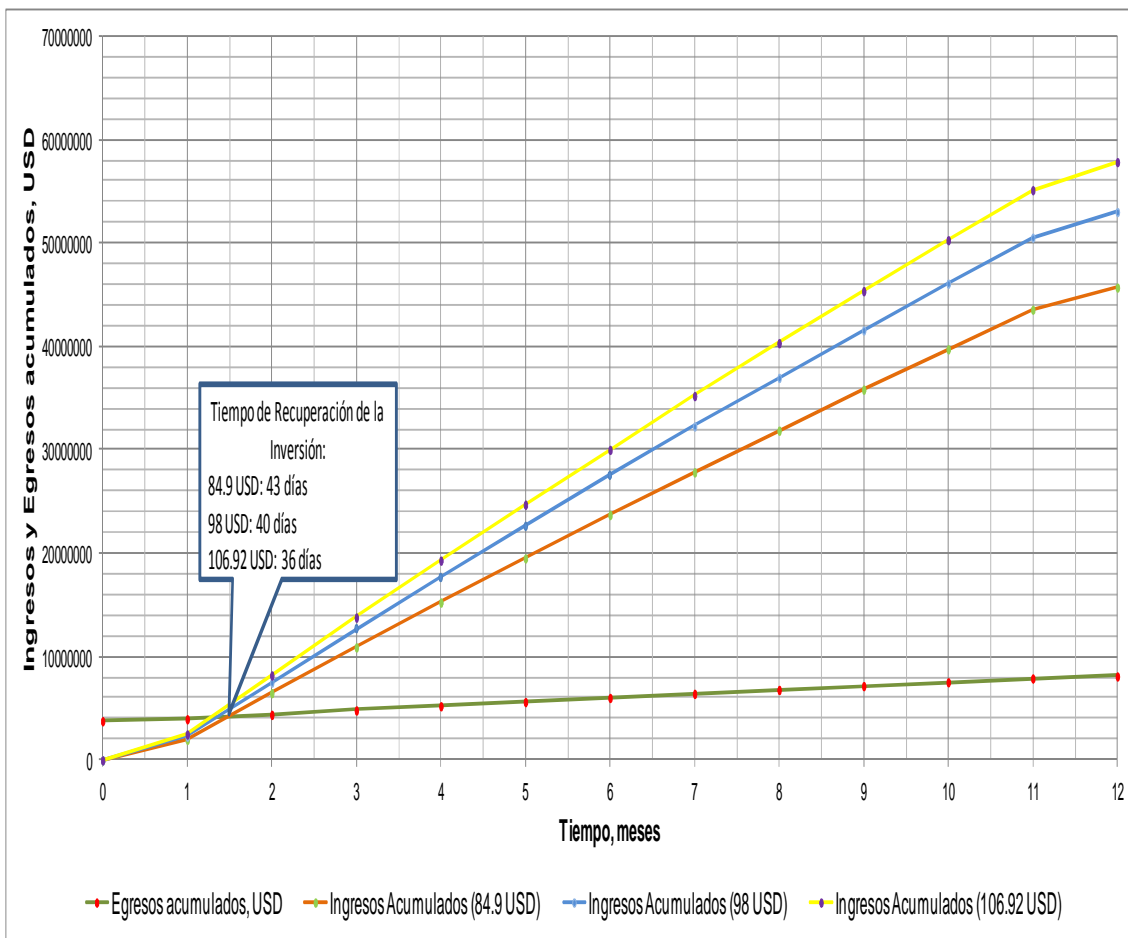


Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

La figura 5.4, muestra las curvas de ingresos y egresos acumulados en función del tiempo, como se observa a partir de la intersección el proyecto empieza a ser rentable.

El tiempo de recuperación de la inversión es 43 días para un precio de 84.9 USD/bl, 40 días para un precio de 98 USD/bl y 36 días para un precio de 106.92 USD/bl.

Figura 5.4 Ingresos y Egresos Acumulados vs Tiempo – Alternativa No 2



Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

A continuación en las tablas 5.13 y 5.14, se presentan los análisis económicos de las alternativas No 1 y No 2 respectivamente. Se detalla el tiempo de estudio del proyecto, costos, egresos actualizados, ingresos actualizados y flujo de caja actualizados.

Tabla 5.13 Análisis económico detallado del proyecto – Alternativa No 1

	Incremento de Producción Total	INGRESOS			Costos de Reparación	Costo Operativo	Egreso Total	Ingresos Actualizados, USD			Egreso Actualizado	Egreso Actualizado acumulado	Flujo de Caja Actualizado, USD			Flujo de Caja Actualizado Acumulado, USD		
		84.9 USD	98 USD	106.92 USD				84.9 USD	98 USD	106.92 USD			84.9 USD	98 USD	106.92 USD	84.9 USD	98 USD	106.92 USD
1	0	0	0	0	0	3499600	0	0	0	0	3499600	3499600	-3499600	-3499600	-3499600	-3499600	-3499600	
2	553	1408491	1625820	1773803	0	132720	132720	1394546	1609723	1756240	131406	3631006	1263140	1478317	1624834	-2021283	-1874766	
3	1320	3363133	3882062	4235408	0	316903	316903	3296866	3805570	4151954	310659	3941665	2986207	3494911	3841295	749747	1966530	
4	1310	3335334	3849974	4200400	0	314284	314284	3237243	3736747	4076867	305041	4246705	2932202	3431706	3771826	3681949	4905334	
5	1299	3307766	3818151	4165681	0	311686	311686	3178698	3669168	4003137	299524	4546229	2879174	3369644	3703614	6561123	8274978	
6	1288	3280425	3786592	4131249	0	309110	309110	3121212	3602812	3930742	294107	4840336	2827105	3308705	3636634	9388227	11583683	
7	1277	3233310	3755293	4097101	0	306555	306555	3064765	3537656	3859655	288788	5129125	2775977	3248868	3570867	12164204	14832551	
8	1267	3226419	3742253	4063236	0	304021	304021	3009340	3473678	3789854	283566	5412690	2725774	3190113	3506288	14889978	18022663	
9	1256	3199751	3693470	4029651	0	301508	301508	2954916	3410857	3721315	278437	5691127	2676479	3132420	3442878	17566457	21155083	
10	1246	3173303	3662941	3996343	0	299016	299016	2901477	3349173	3654016	273402	5964529	2628075	3075771	3380614	20194533	24230854	
11	1236	3147073	3632664	3963311	0	296544	296544	2849005	3288604	3587934	268457	6232987	2580547	3020146	3319476	22775080	27251000	
12	1225	3121061	3602638	3930552	0	294093	294093	2797481	3229130	3523047	263602	6496589	2533878	2965527	3259444	25308958	30216528	
13	1212	1809672	2088903	2279035	0	170523	170523	1605992	1853795	2022528	151330	6647919	1454662	1702465	1871198	26763620	31918993	
TOTAL	0	35625738	41122760	44865770	3499600	356660	685660	33411539	38566912	42077288	6647919	...	26763620	31918993	35429369	

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

Tabla 5.14 Análisis económico detallado del proyecto – Alternativa No 2

Incremento de Producción Total	INGRESOS			Costos de Reparación	Costo Operativo	Egreso Total	Ingresos Actualizados, USD			Egreso Actualizado	Egreso Actualizado acumulado	Flujo de Caja Actualizado, USD			Flujo de Caja Actualizado Acumulado, USD			
	84.5 USD	98 USD	106.92 USD				84.5 USD	98 USD	106.92 USD			USD	84.5 USD	98 USD	106.92 USD	84.5 USD	98 USD	106.92 USD
BPPD																		
1	0	0	0	3785600	0	3785600	0	0	0	3785600	3785600	-3785600	-3785600	-3785600	-3785600	-3785600	-3785600	-3785600
2	788	1997580	2316720	0	189120	189120	1977802	293782	2502563	187248	3972848	1790554	2106535	2315316	-1995046	-1679065	-1470284	
3	1815	4602259	5337531	0	435717	435717	4511576	5232360	5708612	427131	4399979	4084445	4805229	5281480	2089399	3126164	3811196	
4	1800	4564218	5293413	0	432115	432115	4429985	5137734	5605373	419407	4819386	4010578	4718327	5185966	6099977	7844491	8997162	
5	1786	4526492	5249659	0	428544	428544	4349870	5044819	5504001	411822	5231208	3938048	4632997	5092179	10038025	12477488	14089341	
6	1771	4489077	5206267	0	425001	425001	4271203	4953585	5404462	404374	5655582	3866829	4549210	5000088	13904854	17026699	19089429	
7	1756	4451972	5163234	0	421488	421488	4193959	4864000	5306723	397061	6032643	3796898	4466939	4909662	17701752	21493637	23999091	
8	1742	4415174	5120557	0	418005	418005	4118112	4776036	5210752	389880	6425274	3728232	4386155	4820872	21429984	25879793	28819963	
9	1727	4378680	5078232	0	414550	414550	4043637	4689662	5116517	382830	6805353	3660808	4306832	4733687	25090791	30186625	33553650	
10	1713	4342487	5086257	0	411123	411123	3970509	4604850	5023986	375906	7181259	3594603	4228944	4648080	28685394	34415569	38201730	
11	1699	4306593	4994629	0	407725	407725	3898703	4521573	4933128	369108	7550367	3529595	4152465	4564020	32214989	38568034	42765749	
12	1685	4270997	4953345	0	404355	404355	3828196	4439801	4843913	362433	7912800	3465763	4077368	4481481	35680752	42645402	47247230	
13	952	2412415	2797831	0	228394	228394	2140896	2482933	2708930	202688	8115489	1938208	2280244	2506242	37618959	44925646	49753472	
TOTAL	0	48757944	56547675	3785600	4616137	8401737	4574448	53041135	57868960	8115489	..	37618959	44925646	49753472

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- La selección de los pozos con sistema de Bombeo Electrosumergible, se basa en el análisis de la información confiable al 31/08/2012, como las pruebas de build Up no mayores a 5 años, historiales de reacondicionamiento, historiales de producción, diagramas de completación, análisis del daño de formación, presión de fondo de operación calculada a partir de la presión de intake y reporte de las bombas electrosumergibles. Los pozos seleccionados para el análisis son: SAC-178D, SAC-121V, SAC-93V, SAC-242D, SAC-321D, SAC-260D y SAC-66B.
- El análisis nodal y rediseño del sistema de bombeo electrosumergible en los pozos seleccionados, permite establecer las siguientes conclusiones que se describen a continuación:
 - El pozo SAC-178D, produce de la arena “Hi” dentro del rango de operabilidad de la bomba, pero muy cerca del límite inferior (Downthrust). La presión de fondo real de operación de 1457 psi, es mayor a la presión de burbuja, $P_b=78$ psi; por lo que la producción de gas es mínima. Para el escenario 1, de acuerdo al análisis de la curva IPR (figura 3.16), se propone una tasa de diseño de 800 BFPD a una presión de fondo de 690 psi, lo que significa un incremento neto de 83 BPPD. En el capítulo 4, se propone el escenario 2, con una tasa de diseño de 870 BFPD a una presión de fondo de 690 psi (figura 4.3), lo que significa un incremento neto de 111 BPPD.
 - El pozo SAC-93V, produce de la arena “Ui” fuera del rango óptimo recomendado de la bomba, en la región de Downthrust. El pozo presenta

acumulación de gas en el anular, de acuerdo al reporte Bes en el período Enero/Agosto 2012, la presión de intake se incrementa de 720 psi a 1186 psi, por tal razón al inicio se encontraba produciendo bajo el punto de burbuja y producía gas, presurizando de esta manera el fondo del pozo. Se recomienda desgasificar con cierta frecuencia el pozo. La eficiencia de la bomba es del 22%. Para el escenario 1, de acuerdo al análisis de la curva IPR (figura 3.19), se propone una tasa de diseño de 500 BFPD a una presión de fondo de 952 psi, lo que significa un incremento neto de 210 BPPD. En el capítulo 4, se propone el escenario 2, con una tasa de diseño de 830 BFPD a una presión de fondo de 952 psi (figura 4.8), lo que significa un incremento neto de 392 BPPD.

- El pozo SAC-121V, produce de la arena "Ui" dentro del rango óptimo de producción recomendado por la bomba, por lo tanto no es necesario rediseñar el equipo, se encuentra produciendo cerca de la región de Upthrust por lo que se puede presentar un desgaste prematuro del equipo. La eficiencia de la bomba es del 60%, y de acuerdo al análisis de la curva IPR (ver Figura 3.22), el pozo tiene una capacidad de aporte de 1100 BFPP, con un factor de seguridad de 100 psi sobre la presión de burbuja, por lo que el rediseño del equipo BES no es necesario, ya que el incremento neto de petróleo es mínimo.

- El pozo SAC-242D, produce de la arena "Hs" dentro del rango recomendado para la bomba y en condiciones normales. La presión de fondo real de operación de 2322 psi está por encima de la presión de burbuja, la producción de gas es mínima. Se propone el rediseño del equipo BES sin considerar la remoción del daño de formación de acuerdo al análisis de la curva IPR (figura 3.25), el reservorio posee una capacidad de aporte de 2000 BFPD a una presión de fondo de 1000 psi, lo que significa un incremento neto de 260 BPPD. En el capítulo 4, se propone el rediseño del equipo BES considerando la remoción del daño, de acuerdo al análisis de la curva IPR (figura 4.13), el pozo posee una capacidad de aporte de 2360 BFPD a una presión de fondo de 1000 psi, lo que significa un incremento neto de 350 BPPD

- El pozo SAC-321D, produce de la arena “Hs” fuera del rango recomendado por la bomba y en la región de Downthrust. La presión de fondo de operación de 2964 psi, está por encima de la presión de burbuja, por lo que la presencia de gas es mínima, la eficiencia de la bomba, es del 47%. Para el escenario 1, de acuerdo al análisis de la curva IPR (figura 3.28), se propone una tasa de diseño de 1506 BFPD a una presión de fondo de 1320 psi, lo que significa un incremento neto de 437 BPPD. En el capítulo 4, se propone el escenario 2 que de acuerdo al análisis de la curva IPR (figura 4.18), se establece una tasa de diseño de 1880 BFPD, lo que significa un incremento neto de 699 BPPD.
- El pozo SAC-260D, produce de la arena “Ui” fuera del rango óptimo la bomba, en la región de Downthrust severo. Debido a la baja producción y de acuerdo al análisis de la última prueba de producción realizada a la arena “Hs”, el 24/03/2011 (ver tabla 3.1), se propone el escenario 3 que implica el rediseño del equipo BES con cambio de arena de “Ui” a la arena “Hs”, en la cual se establece un caudal de diseño de 332 BFPP, a una presión de fondo de 1980 psi (figura 4.21), con un incremento neto de 83 BPPD.
- En el pozo SAC-66B se propone el escenario 3 que implica el cambio de arena más rediseño del equipo BES a condiciones favorables de producción. Se cambia de la arena “BT+Ui” a la arena “Hi”, en la cual se establece un caudal de diseño de 587 BFPP, a una presión de fondo de 2700 psi (figura 4.27), con un incremento neto de 253 BPPD respecto a la producción actual.
- La alternativa económica 1 que se propone en el análisis económico (ver tabla 5.1), consiste en implementar el escenario 1 a los pozos seleccionados: SAC-178D, SAC-93, SAC-242D, SAC-321D y se complementa con la opción del escenario 3 de los pozos SAC 260D y SAC-66B. La alternativa económica No 1, produce un incremento de 1325 BPPD, es decir un incremento del 7,86 % respecto a la producción total de petróleo de la Estación Sacha Norte-2.

- La alternativa económica 2 que se propone en el análisis económico (ver tabla 5.2), consiste en implementar el escenario 2 a los pozos seleccionados: SAC-178D, SAC-93, SAC-242D, SAC-321D y se complementa con el Escenario 3 de los pozos SAC-260D y SAC-66B. La alternativa económica 2, produce un incremento de 1887 BPPD, es decir un incremento del 11,18% respecto a la producción total de petróleo de la Estación Sacha Norte-2.
- Al implementar la alternativa económica 1, existe un incremento en la producción de agua de 1789 BAPD, mientras que al implementar la alternativa económica 2, se tiene una producción de agua de 2361 BAPD.
- La inversión que se realiza al aplicar la alternativa económica 1 se recupera en 53 días para un precio de 84.9 USD/bl; 49 días para un precio de 98 USD/bl y 45 días para un precio de 106.92 USD/bl. Mientras que la inversión realizada al implementar la alternativa económica 2 se recupera en 43 días para un precio de 84,9 USD/bl; 40 días para un precio de 98 USD/bl y 36 días para un precio de 106,92 USD/bl.
- De acuerdo al Análisis Técnico Económico realizado, se concluye que las dos Alternativas son rentables para el estudio, siendo la más favorable la Alternativa 2, por que posee un TIR de 80 %, un VAN de 37' 618.959 USD y un tiempo de recuperación de la inversión de 43 días en el peor de los escenarios es decir con un precio por barril de petróleo de 84,9 USD. La tabla 6.1, indican los resultados del análisis económico de las dos alternativas propuestas:

Tabla 6.1 Resultados del Análisis Económico

INDICADOR FINANCIERO	ALTERNATIVA No 1			ALTERNATIVA No 2		
	PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO, USD			PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO, USD		
	84.9 USD	98 USD	106.92 USD	84.9 USD	98 USD	106.92 USD
TIR	64%	74%	80%	80%	92%	99%
VAN, USD	26'763.620	31'918.993	35'326.372	37'618.959	44'925.646	49'753.472
RCB	5.03	5.80	6.33	5.64	6.54	7.13

Elaborado por: Diego Fernando Galárraga Carrión

6.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda implementar la Alternativa Económica 2, que considera el rediseño del equipo de bombeo electrosumergible y remoción de daño de formación de los pozos: SAC-178D, SAC-93, SAC-242D y SAC-321D, mas el cambio de zona con el rediseño del equipo de los pozos SAC-260D y SAC-66B, porque es la propuesta que genera mayor rentabilidad y un menor tiempo de recuperación de la inversión.
- Se recomienda realizar pruebas de Build Up, antes de realizar el reacondicionamiento, para disponer de información de las presiones de reservorio, de fondo, valores de permeabilidad y daño. Esto permite tener información confiable y más actualizada al momento de realizar el rediseño del equipo electrosumergible con la finalidad de que opere de una forma eficiente y dentro del rango óptimo.
- Se recomienda, realizar un monitoreo constante de todos los pozos que fluyen a la estación Sacha Norte-2 con sistema BES, esto permite tener un control continuo y detectar las posibles fallas y problemas que afectan al equipo de fondo. El sistema Lowis permite controlar los parámetros del equipo BES como nivel de fluido, correcto funcionamiento de los sensores, parámetros eléctricos, parámetros de producción, etc.

- Es conveniente realizar periódicamente, en los pozos que producen con BES a la estación Sacha No 2, tratamientos químicos con adición de anticorrosivo, para evitar problemas en la tubería y equipo de fondo BES instalado.
- Se recomienda desgasificar el anular de los pozos que producen de la formación Napo "U", porque tienen una producción de gas alta, con un GOR de 436 y la arena "T" con un GOR de 272 para la arena "U" (ver tabla 1.2), esto afecta a la capacidad de levantamiento y eficiencia del equipo BES.
- Se recomienda tener información actualizada de los historiales de reacondicionamiento, de producción, etc. Toda la información en lo posible debe estar sincronizada y soportada en programas computacionales a medida que se realiza un trabajo en el pozo para evitar problemas de mal dimensionamiento de equipo BES o para planificar futuros proyectos.
- El Campo Sacha, es considerado como un campo maduro en el país debido a los años de producción petrolífera, es por ello que se debe considerar realizar estudios preliminares para definir un proyecto de recuperación mejorada con la finalidad de recuperar la mayor cantidad de reservas y mantener una tasa de producción rentable.
- Se recomienda realizar un proyecto de mantenimiento de presión a la formación Napo por medio de la inyección de agua en nuevos pozos, debido a que su constante depletación tiene un impacto significativo sobre la recuperación de petróleo.
- Se recomienda instalar separadores de gas en las completaciones de producción con equipo de bombeo electrosumergible a manera de prevención con la finalidad de evitar problemas de presencia de gas en la bomba y baja eficiencia del equipo.

GLOSARIO

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

ANTICLINAL: Es una configuración estructural conformado por rocas que se pliegan inclinadas en direcciones diferentes a partir de una cresta.

BARRIL: Es el nombre que se da a la medida estándar para el aceite y sus productos derivados. Un Barril contiene 42 galones US, 35 galones imperiales o 159 Litros.

BASAMENTO: Es una base de una secuencia sedimentaria compuesto por rocas ígneas o metamórficas.

CAMPO: Área geográfica delimitada, en donde se llevan a cabo las operaciones de perforación de pozos para su posterior producción.

CAVITACIÓN: Fenómeno provocado cuando el fluido bombeado se vaporiza dentro del tubo de succión o en la bomba, debido a que la presión de ella se reduce hasta ser menor que la presión absoluta de saturación de 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 es expresada en 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 no se desea tener este fenómeno, ya que dificulta el manejo de los fluidos producidos, la aplicación del levantamiento artificial y como consecuencia aumenta los costos de producción.

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 dos 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 la columna estratigráfica.

GAS EN SOLUCIÓN: Gas natural disuelto en el crudo dentro del yacimiento.

GAS NATURAL: Es una mezcla de hidrocarburos gaseosos presentes en forma natural en estructuras subterráneas. El gas natural está compuesto principalmente por metano (80%), y en menor proporción el etano, propano y butano.

GRAVEDAD API: Es la escala utilizada por el instituto Americano del Petróleo para expresar la gravedad específica de los aceites.

GRAVEDAD ESPECÍFICA: Es la relación que existe entre la densidad de una sustancia a una determinada temperatura con una densidad patrón, para el caso del líquido es el agua; y para el caso de gases, la densidad patrón es el aire.

HIDROCARBURO: Es una mezcla de compuestos, sólidos, líquidos o gas que contiene principalmente carbono e Hidrogeno. (Ejm: carbón, crudo o gas natural)

NIVEL DINÁMICO: Es la altura a la que llega el fluido dentro del pozo cuando este se encuentra fluyendo, es decir el pozo está abierto y produciendo a una determinada Pwf.

NIVEL ESTÁTICO: Altura del líquido a la que llega dentro del pozo cuando este se encuentra cerrado. La medición de este parámetro se realiza mediante el

uso de una herramienta llamada Echometer, la cual es acoplada al cabezal del pozo.

PETRÓLEO: Es una mezcla de una gran variedad de aceites minerales, llamados "hidrocarburos" resultantes de la descomposición de la materia orgánica bajo determinadas condiciones de presión y temperatura; pues sus moléculas están formadas por hidrógeno y carbono, excepto cuando hay contaminación de azufre y otras impurezas indeseables.

PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO: Es aquella cantidad de petróleo estimada a una fecha determinada, contenida en acumulaciones conocidas, antes de la explotación de un campo.

POZO PETROLÍFERO: Se refiere a cualquier perforación del suelo diseñada con el objetivo de hallar y extraer fluido combustible, ya sea petróleo o hidrocarburos gaseosos

POZO EXPLORATORIO: Los pozos exploratorios son los primeros pozos que se perforan una vez que la etapa de exploración ha concluido. Estos pozos son muy costosos y en muchos de los casos no se encuentran hidrocarburos en los reservorios

POZO DE DESARROLLO: Son los pozos que son perforados después de evaluar el reservorio con el pozo exploratorio, motivo por el cual se necesitara mayor infraestructura como vías de acceso y facilidades de producción.

PRESIÓN ABSOLUTA: Es la suma de la presión manométrica mas la presión atmosférica.

PRESIÓN ATMOSFÉRICA: Es la presión ejercida por parte de la atmosfera en cualquier punto de la tierra. A nivel del mar, es aproximadamente 1,103 bares o 14,7 psi

PRESIÓN DE BURBUJA: Es la presión a la cual se produce la primera liberación de una burbuja de gas asociado al petróleo.

PRESIÓN MANOMÉTRICA: Es la presión que registra un dispositivo de medición normal, en el cual se mide la presión en exceso de la atmosférica.

REACONDICIONAMIENTO DE POZOS: Son los trabajos de mantenimiento de los pozos en producción con la finalidad de mantener o aumentar la producción de fluidos y de esta manera evitar que la declinación aumente cada vez mas.

RECUPERACIÓN PRIMARIA: Se denomina a la recuperación de aceite y gas empleando solo la presión natural del reservorio como fuente de energía para que este fluya hacia la superficie.

RECUPERACIÓN SECUNDARIA: Se denomina a la recuperación de los hidrocarburos manteniendo o incrementado la presión del reservorio mediante la inyección de gas o agua en la roca reservorio.

RECUPERACIÓN Terciaria: Se denomina la recuperación de hidrocarburos mediante el uso de técnicas sofisticadas como el calentamiento del yacimiento (Combustión en sitio) o el ensanchamiento de los poros en la cara del pozo mediante el uso de productos químicos.

REGISTRO DE ADHERENCIA DE CEMENTO (CBL): Es un registro que se corre con la finalidad de obtener información sobre la calidad del cemento. Una onda sónica es emitida por un transmisor, la cual viaja por el fluido y la tubería, donde sufre una atenuación que es medida por la amplitud que presenta la curva de dicha onda. Cuando existe una buena calidad de cemento la amplitud de la onda decrece, caso contrario se observa una amplitud de onda creciente

RESERVAS POSIBLES: Son las reservas obtenidas en base al análisis de ingeniería geológica como las interpretaciones geológicas de zonas adyacentes, tienen una baja probabilidad de ser recuperadas comercialmente

RESERVAS PROBADAS: Son los volúmenes de Hidrocarburos evaluadas en base a los datos de ingeniería geológica, con una razonable certidumbre de ser recuperadas comercialmente con las técnicas de explotación actuales.

RESERVAS PROBABLES: Son reservas no probadas, que tiene un alto grado de probabilidad de ser recuperados en base a la información de ingeniería geológica y análisis de los registros geofísicos, pero que carecen de datos de núcleos o pruebas definitivas. Este tipo de reservas puede ser considerado como reservas probadas mediante la perforación de pozos.

TRAMPA ESTRATIGRÁFICA: Trampa de Hidrocarburos formada durante la sedimentación, en la cual los hidrocarburos fueron encapsulados como resultado del cambio de roca porosa a no porosa, en lugar del plegamiento o falla de los estratos de roca.

TRAMPA ESTRUCTURAL: Trampa de Hidrocarburos formada por estratos de roca producida por los movimientos de la corteza terrestre p placas tectónicas.

YACIMIENTO: Un yacimiento, depósito o reservorio petrolífero, es una acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, contenidos en rocas porosas o fracturadas (roca almacén). Los hidrocarburos naturales, como el petróleo crudo y el gas natural, son retenidos por formaciones de rocas suprayacentes con baja permeabilidad.

BIBLIOGRAFÍA

- Baby Patrice, RIVADENEIRA Marco, **(2004)** La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo, Petroproducción, Ecuador.
- Vaca Eduardo, **(Mayo 2012)**. Análisis Técnico Económico para el cambio del sistema de levantamiento Artificial de Bombeo Hidráulico a Bombeo Electrosumergible en pozos con alto potencial en el Campo Sacha para incrementar la producción. Tesis EPN, Quito Ecuador.
- Archivos de Ingeniería del Campo Sacha, **(Agosto 2012)**.
- Melo Vinicio, **(2007)**. Folleto de Levantamiento Artificial-EPN
- Rivera José **(2004)**, Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo-Venezuela
- Maggiolo Ricardo, **(Julio 2008)**. Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. Lima-Perú
- Marto Ramírez, **(Julio 2004)**. Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. Monagas-Venezuela
- IHS Energy, **(2003)**. Subpump 7.0 : Sumergible Pump Design and Analysis, Program Reference Manual.
- Tayo Marcelo y Dávila Pedro, **(Septiembre 2012)**. Mejoramiento del Sistema de Bombeo Electrosumergible en la Producción de Petróleo en el Campo Shushufindi. Tesis EPN, Quito-Ecuador.
- Schlumberger, **(2006)**, Bombeo Electrosumergible: Curso Básico.
- Schlumberger **(2007)**, REDA ESP Catálogo,

- Baker Hughes **(2008)**, Electrical Submersible Pump Performance Curve
- Dale Beggs, **(1991)**. Production Optimization using Nodal Analysis. Tulsa Oklahoma.
- Brown Kermit, **(1980)**. The Technology of Artificial Lift Methods, Volumen 2B, Tulsa-USA.
- Celio Vega **(2006)**, Economía de Hidrocarburos

Páginas Web:

- <http://es.scribd.com/doc/76091842/Bombeo-Electro-Sumergible>
- <http://www.slideshare.net/daviddesing/bombeo-electrosumergible-bombas-centrifugas>
- <http://es.scribd.com/doc/95701919/BOMBEO-ELECTROSUMERGIBLE>

ANEXOS

ANEXO 1: MAPAS DE SATURACIÓN DEL CAMPO SACHA

FIGURA A 1.1: MAPA DE SATURACIÓN DE LA ARENA HOLLÍN

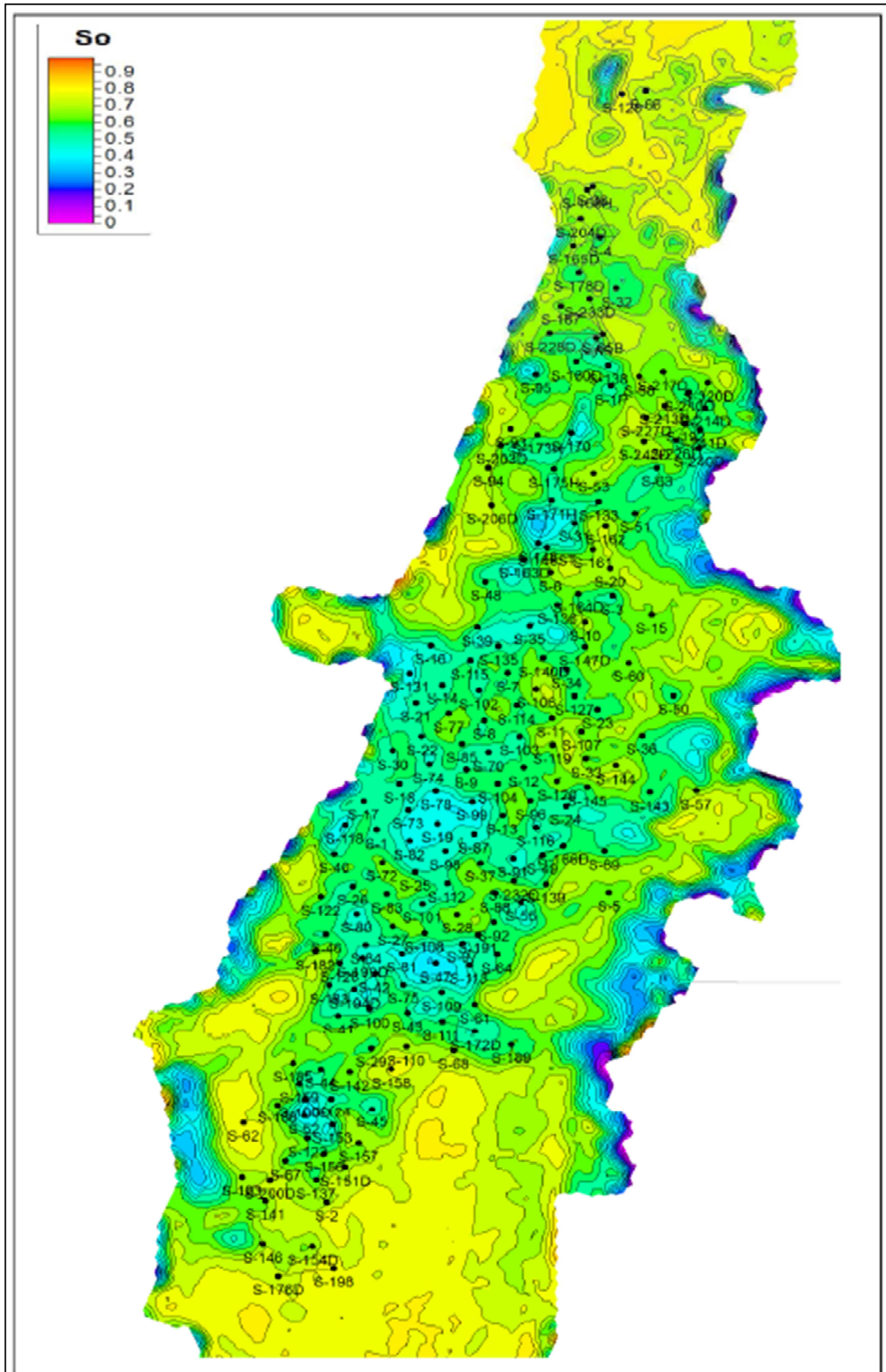


FIGURA A 1.2: MAPA DE SATURACIÓN DE LA ARENA "U"

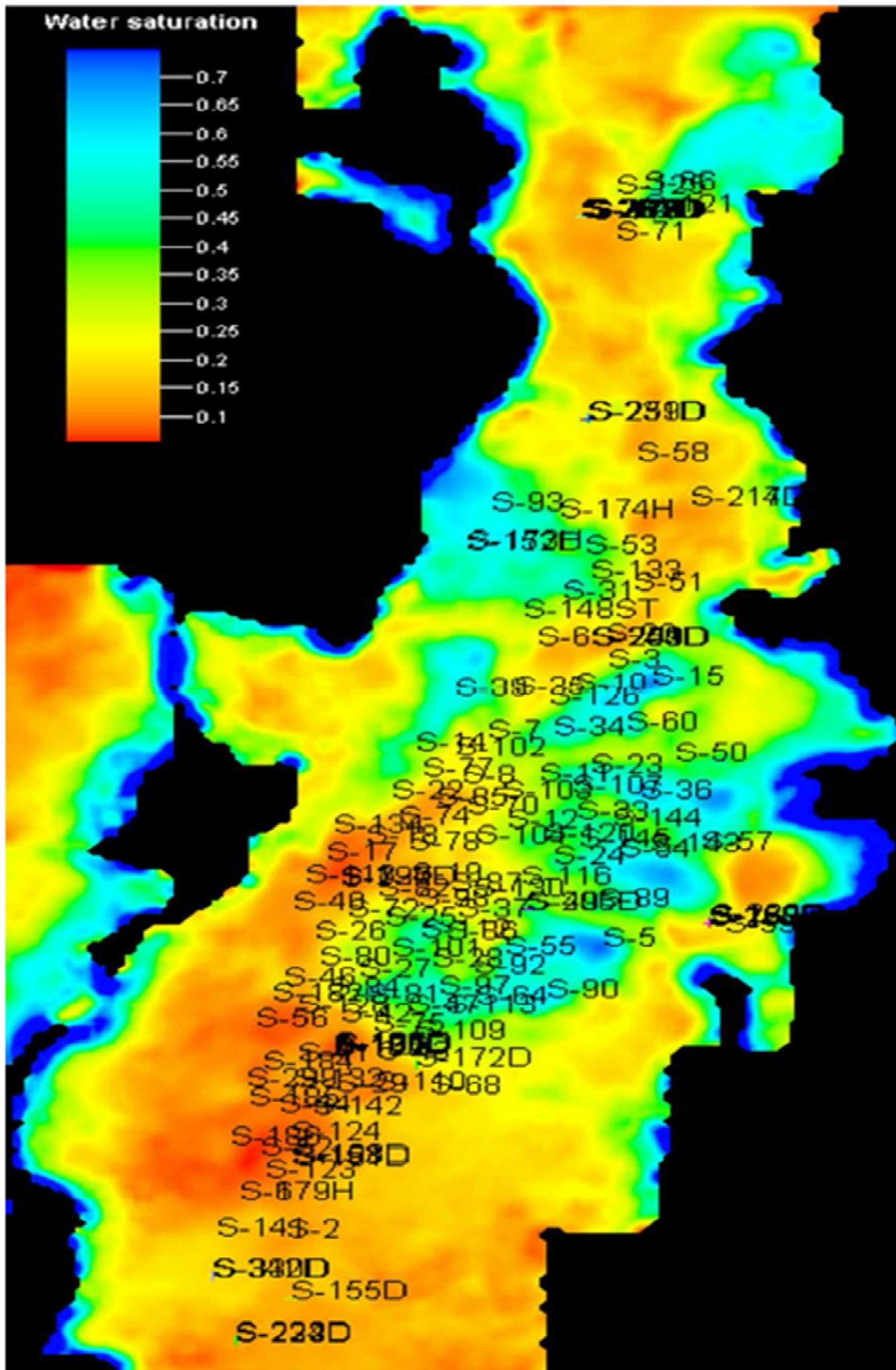
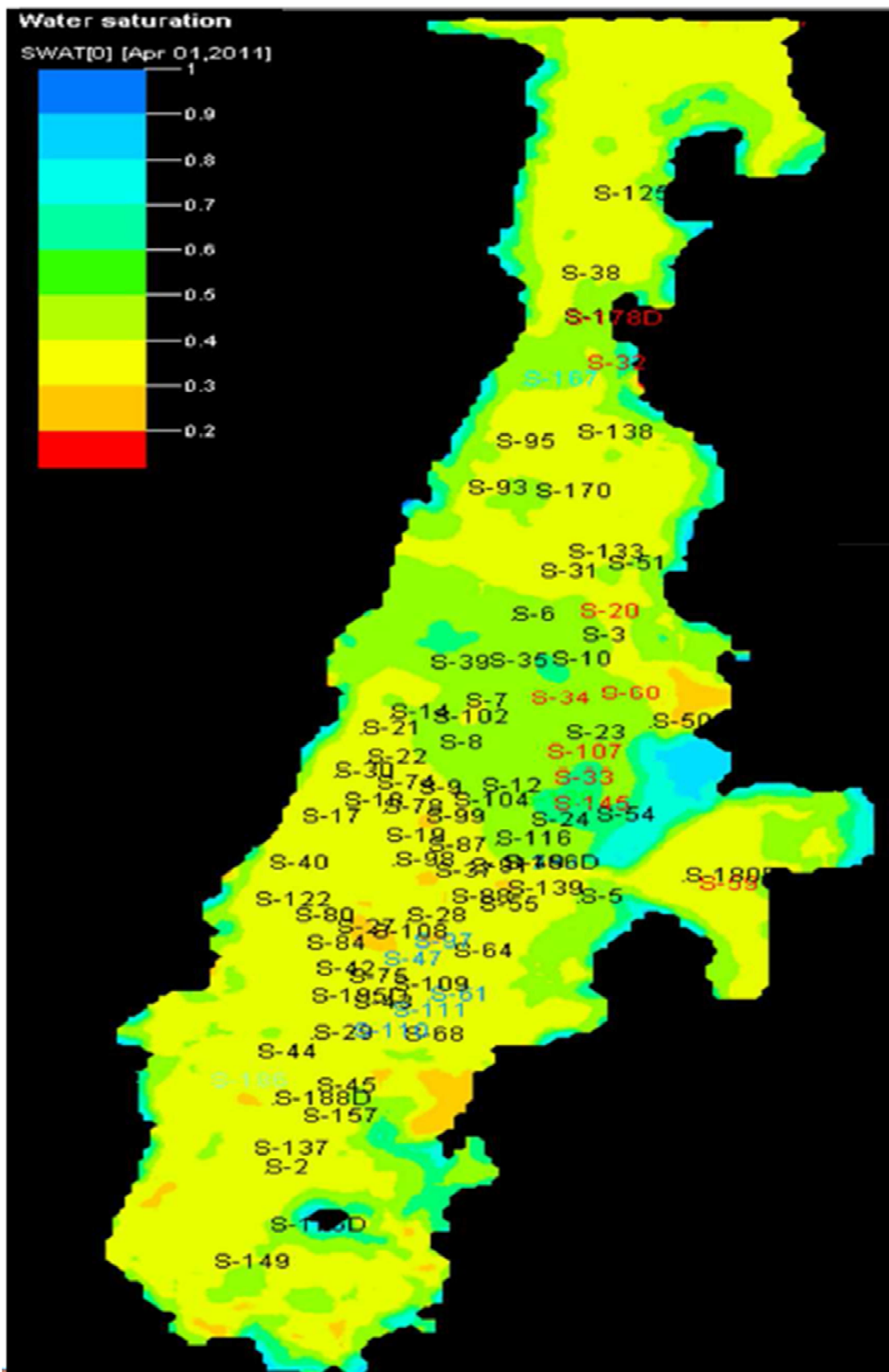


FIGURA A 1.3: MAPA DE SATURACIÓN DE LA ARENA "T"



**ANEXO 2: RESERVAS REMANENTES DE LOS POZOS
SELECCIONADOS CON EQUIPO BES CALCULADAS
MEDIANTE EL SOFTWARE DSS (DYNAMIC SURVEILLANCE
SYSTEM)**

A 2.1 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE DSS (DYNAMIC SURVEILLANCE SYSTEM), PROCEDIMIENTO DE INGRESO DE DATOS PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS REMANENTES.

El software DSS, fue desarrollado por la empresa Halliburton, y es una herramienta poderosa para analizar y optimizar la producción de los pozos petroleros. Visualiza los principales parámetros como tasa de producción de gas, petróleo y agua, volúmenes acumulativos para generar históricos y mapas, analiza las tendencias de la producción y proporciona supervisión en tiempo real a través de la adquisición de datos SCADA. Para fines del presente estudio el software DSS es usado para pronosticar las reservas remanentes tradicionales utilizando curvas de declinación de análisis (DCA).

El método de la curva de declinación constituye uno de los métodos más utilizados para la estimación de reservas de petróleo. Su base fundamental es la propia producción del yacimiento. Este método es muy sencillo de aplicar y se basa en la suposición de que todos los factores que han afectado al yacimiento en el pasado, lo seguirán afectando en el futuro.

Para la estimación de reservas remanentes, el tipo más conveniente de gráfica es un trazado de radio de producción, esto es, barriles promedio por día vs. producción acumulada. La extrapolación de la línea a un punto de “retorno no económico” nos da una lectura directa del total de la última producción acumulada. Esto viene a ser las reservas recuperadas. En todos los casos el objetivo es seleccionar escalas gráficas que van a resultar en lo posible casi una línea recta. Obviamente estos resultados son las extrapolaciones más exactas.

Existen tres tipos de curvas de declinación, cada uno puede estar representado por formulas matemáticas.

1. Declinación Exponencial o Constante: Se dice que la tasa de producción declina exponencialmente con el tiempo, cuando su variación con el tiempo expresada como una fracción de ella misma es una constante.
2. Declinación hiperbólica: Esta considera que la rata de declinación varía con el tiempo. Es buena para yacimientos que producen por gas en solución.
3. Declive Hiperbólico: Este tipo de declinación es común en yacimientos que producen predominantemente por segregación gravitacional, la declinación armónica es una variante de la declinación hiperbólica. El declive de la producción es proporcional a un radio de producción.

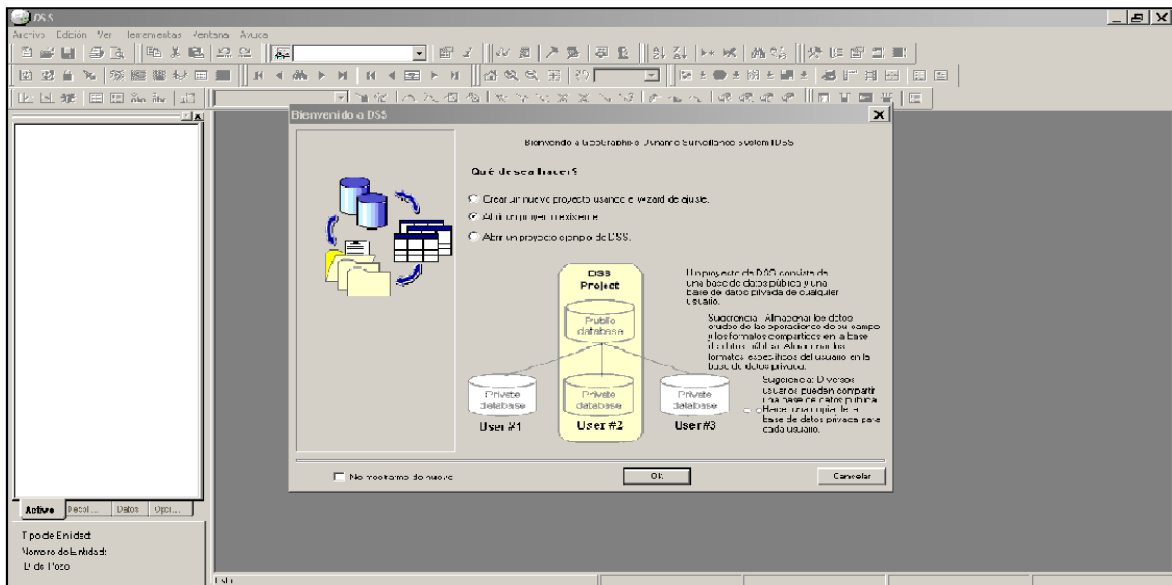
En el presente estudio se utilizará la declinación exponencial o constante, debido a que es una de las curvas más utilizadas en la industria y además por ser simple para su uso, porque es representada como una línea recta fácil de extrapolar e interpretar los resultados.

Para este método se utiliza el programa computacional DSS desarrollado por la empresa Halliburton, y que bajo el debido uso por parte de la empresa OPERACIONES RIO NAPO, se estiman las reservas remanentes de los pozos seleccionados con bombeo electrosumergible.

A continuación se describe el procedimiento de cálculo de las reservas en el programa DSS:

PASO 1: Ingresamos al programa DSS, aparece la pantalla inicial y seleccionamos la opción OK para poder ingresar a la base de datos de ORNCEM conectadas por una red Oracle.

FIGURA A 2.1: Interface DSS 1

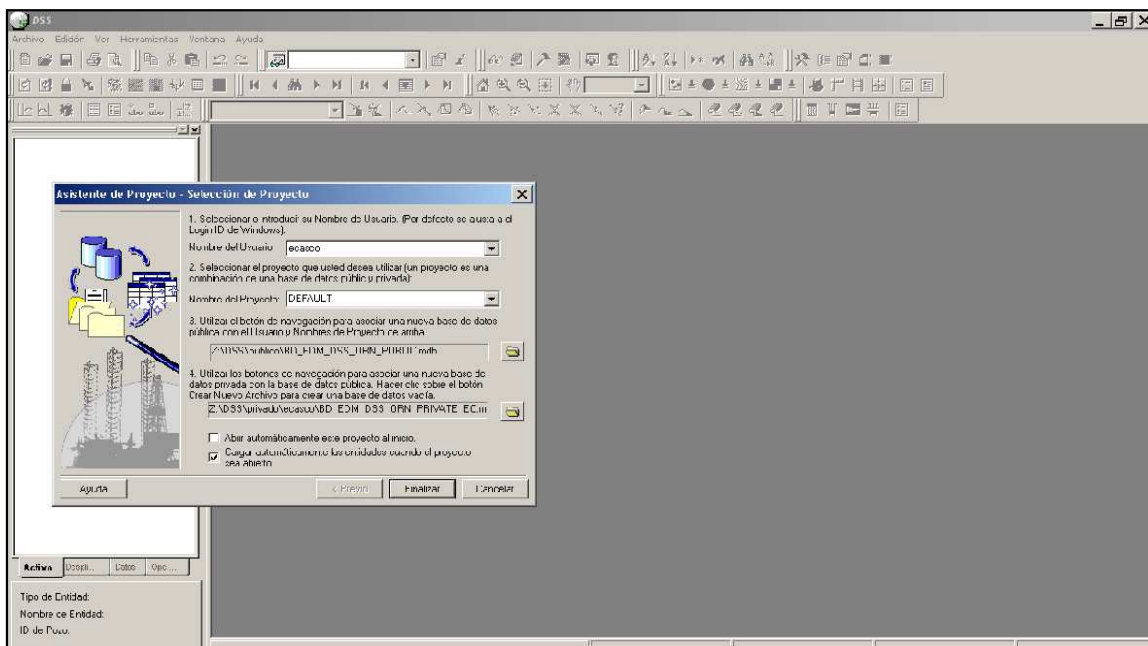


FUENTE: Ingeniería de Reservoirio de ORNCEM, Software DSS, Quito.

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

PASO 2: Ingresamos el nombre de usuario, ubicamos la carpeta de archivos por DEFAULT, y finalizamos el ingreso a la base de datos ORACLE de ORNCEM.

FIGURA A 2.2: Interface DSS 2

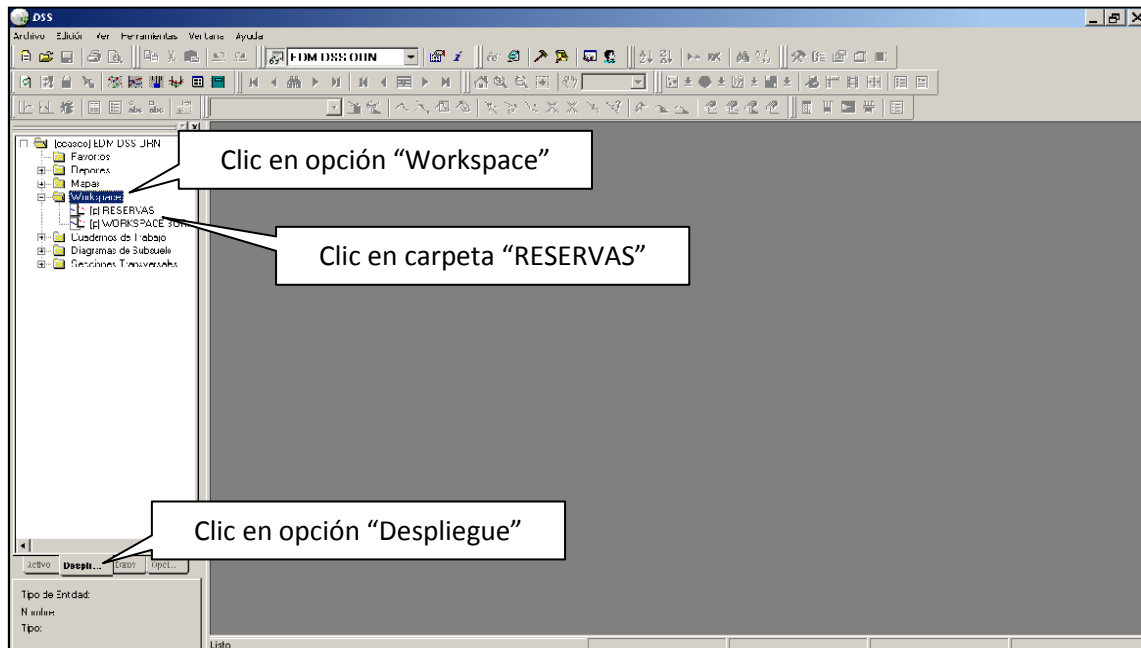


FUENTE: Ingeniería de Reservoirio de ORNCEM, Software DSS, Quito.

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

PASO 3: Elegimos la opción “Despliegue”, elegimos la carpeta “Workspace” y finalmente damos clic en la subcarpeta “RESERVAS”.

FIGURA A 2.3: Interface DSS 3

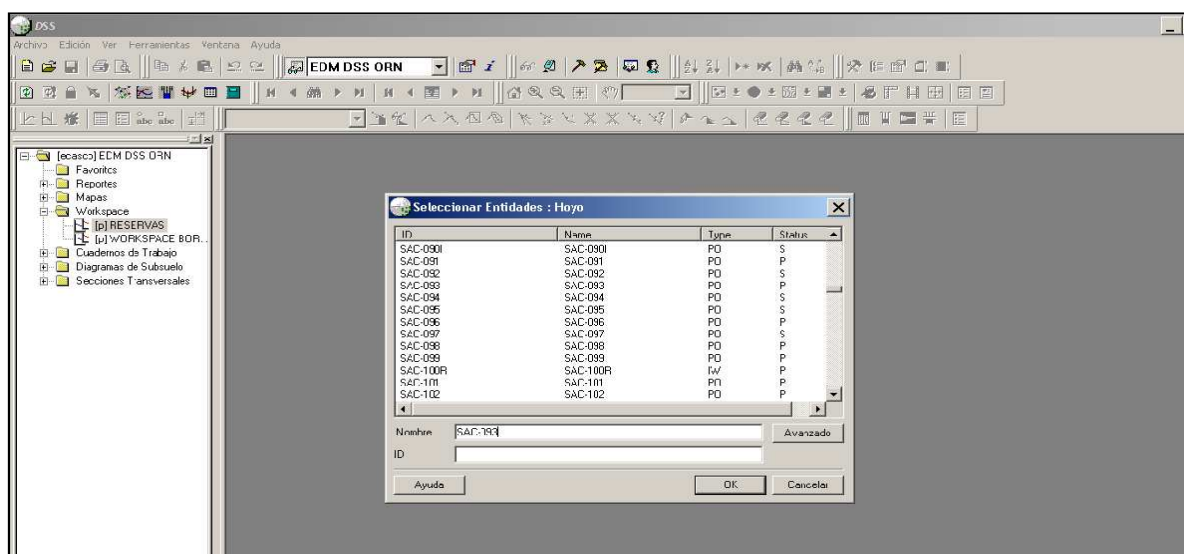


FUENTE: Ingeniería de Reservorio de ORNCEM, Software DSS, Quito.

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

PASO 4: En la pantalla que se despliega, ingresamos el nombre del pozo o seleccionamos de la lista.

FIGURA A 2.4: Interface DSS 4

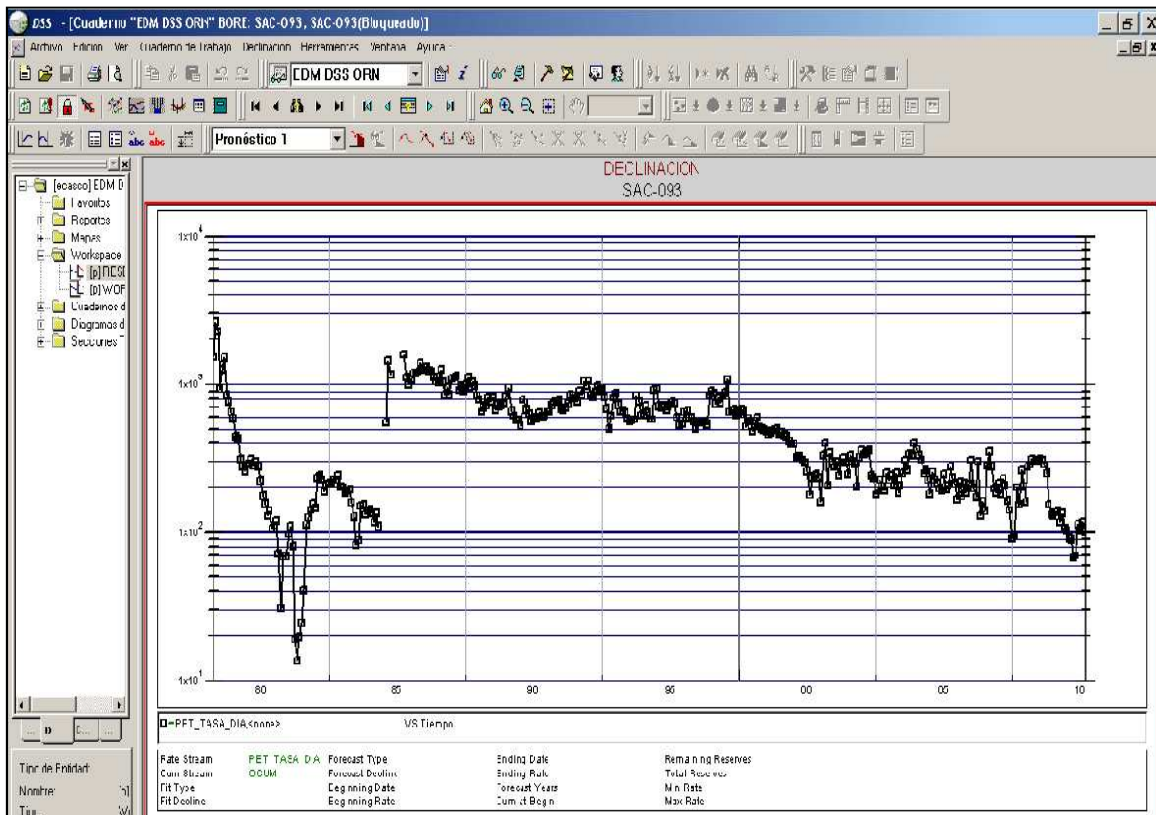


FUENTE: Ingeniería de Reservorio de ORNCEM, Software DSS, Quito.

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

PASO 5: En la pantalla que se despliega, nos aparece el historial de producción para poder realizar la declinación exponencial del pozo en análisis.

FIGURA A 2.5: Interface DSS 5

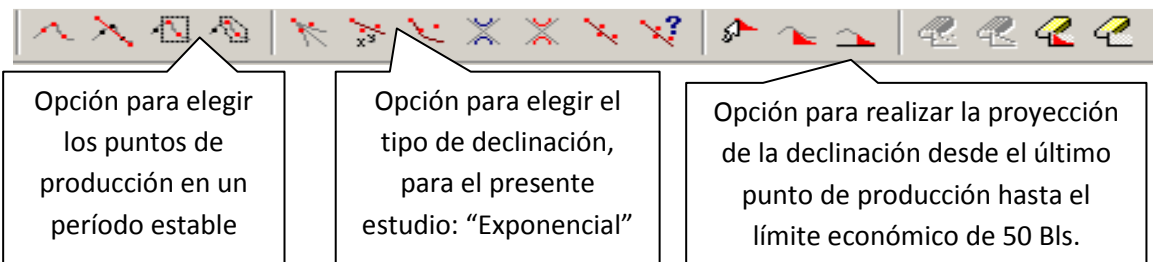


FUENTE: Ingeniería de Reservorio de ORNCEM, Software DSS, Quito.

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

PASO 6: Se elige un periodo de tiempo estable de producción para determinar las reservas lo más reales posibles, sin muchos cambios en las condiciones mecánicas del pozo, ni cambios en el reservorio como estimulaciones, etc. A continuación se muestra la barra de herramientas para realizar la declinación:

FIGURA A 2.6: Barra de Herramientas para la Declinación

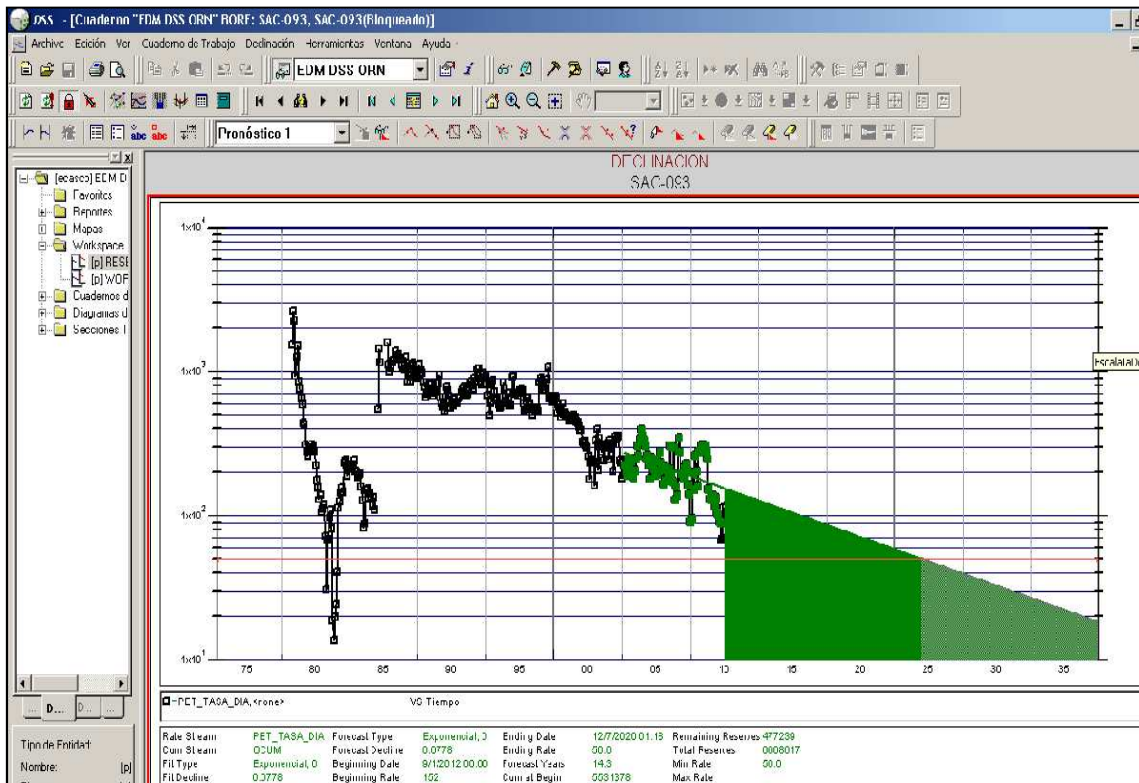


FUENTE: Ingeniería de Reservorio de ORNCEM, Software DSS, Quito.

ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

PASO 7: Se genera el gráfico con los cálculos de las reservas remanentes a un límite económico de 50 USD/BL.

FIGURA A 2.7: Barra de Herramientas para la Declinación



FUENTE: Ingeniería de Reservorio de ORNCEM, Software DSS, Quito.

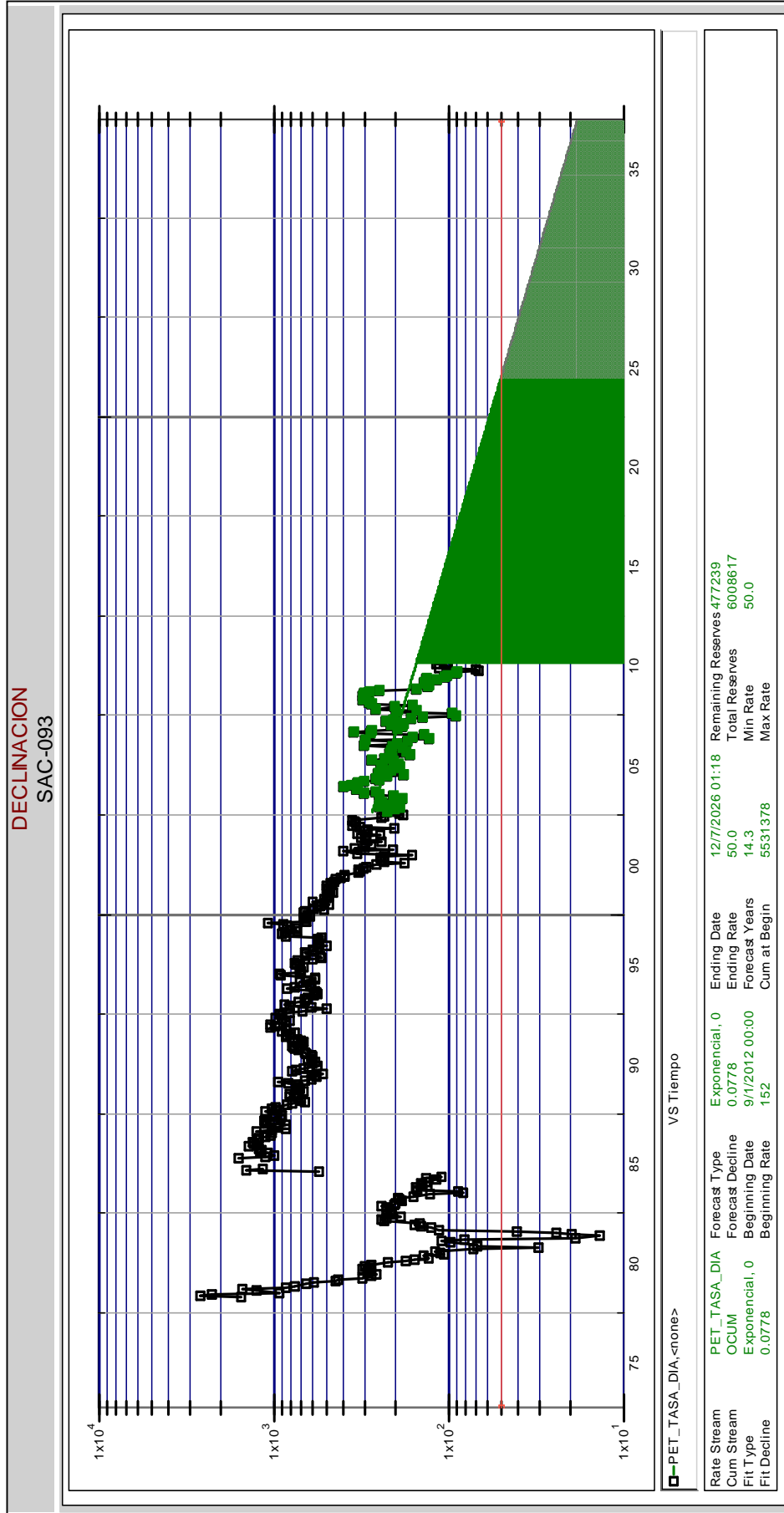
ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión

A 2.2 CURVAS DE ESTIMACIÓN DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN HISTÓRICA DE LOS POZOS SELECCIONADOS CON EQUIPO BES USANDO EL SOFTWARE DSS (DYNAMIC SURVEILLANCE SYSTEM).

En esta sección se presentan los gráficos correspondientes a las reservas remanentes estimadas de los pozos seleccionados con bombeo electrosumergible del Área Sacha Norte-2, los cuales son generados del software DSS utilizado por la compañía Operaciones Rio Napo CEM.

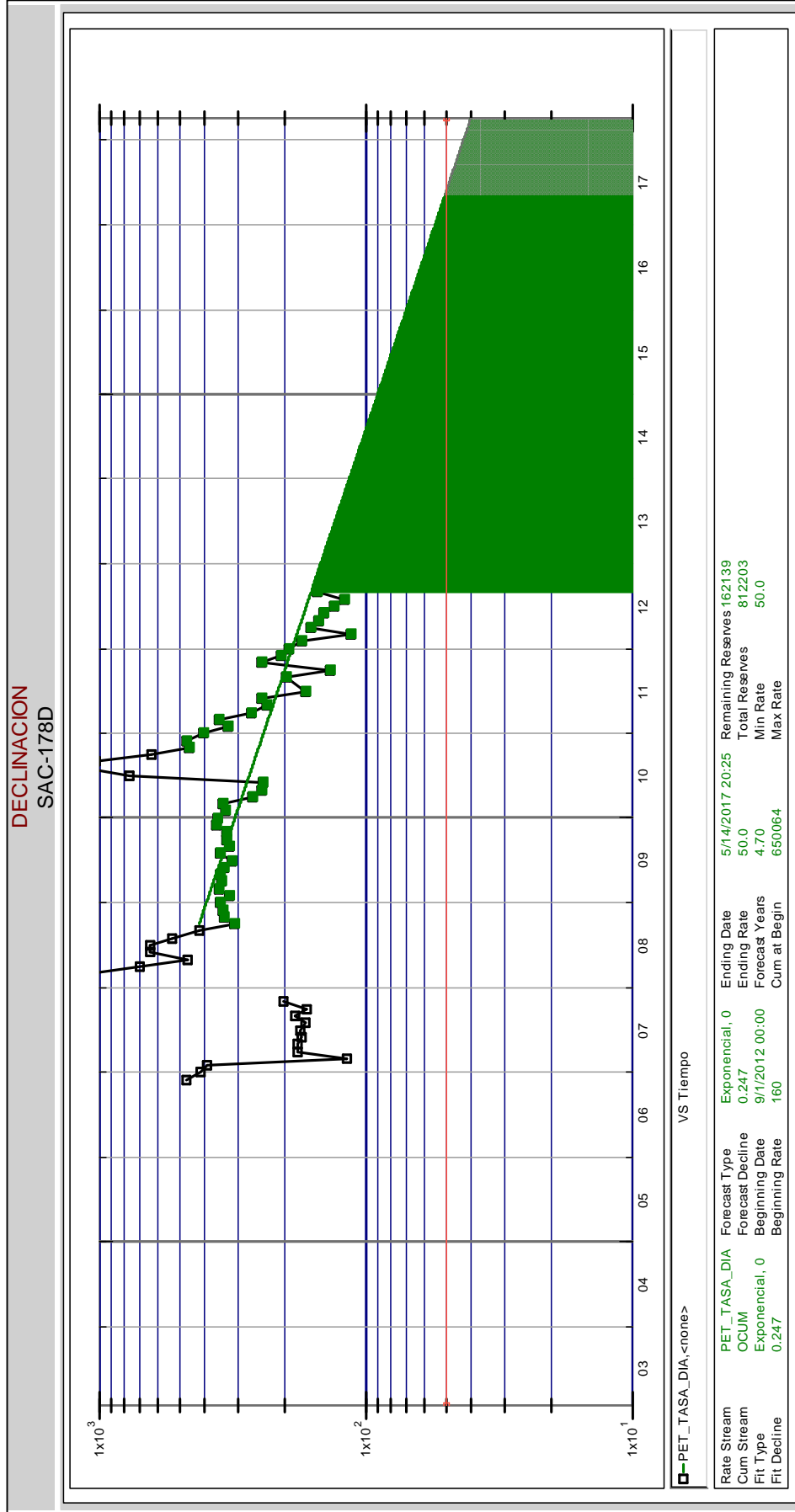
*Los datos utilizados en el programa DSS son responsabilidad de la compañía Halliburton.

GRÁFICA A 2.1; Reservas estimadas, SAC-93V, Arena "Uj"



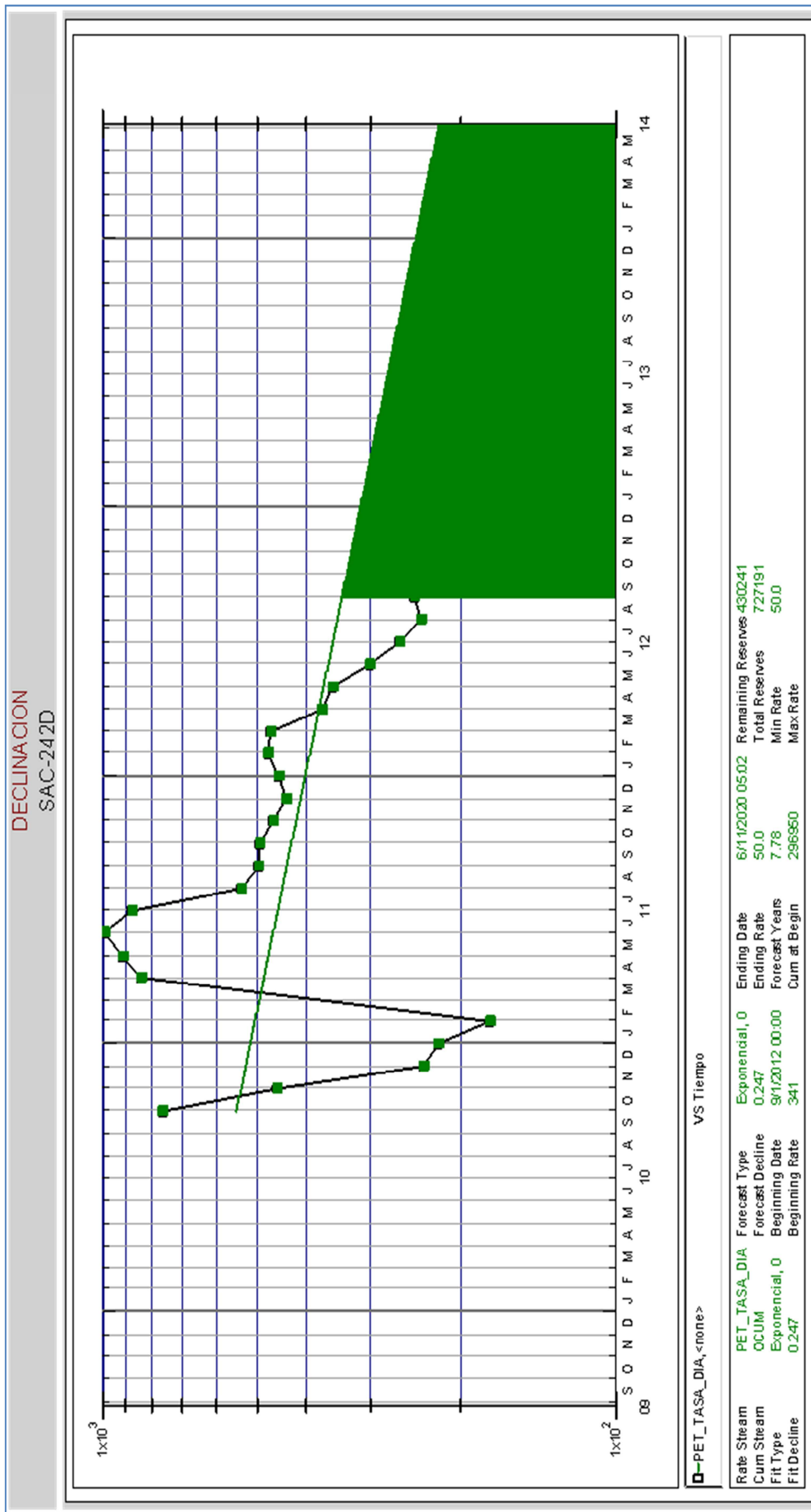
FUENTE: Ingeniería de Reservorios, Operaciones Rio Napo CEM, Software DSS.
ELABORADO POR: Diego Fernando Galárrada Carrión.

GRÁFICA A 2.2: Reservas estimadas. SAC-178D. Arena "HI"



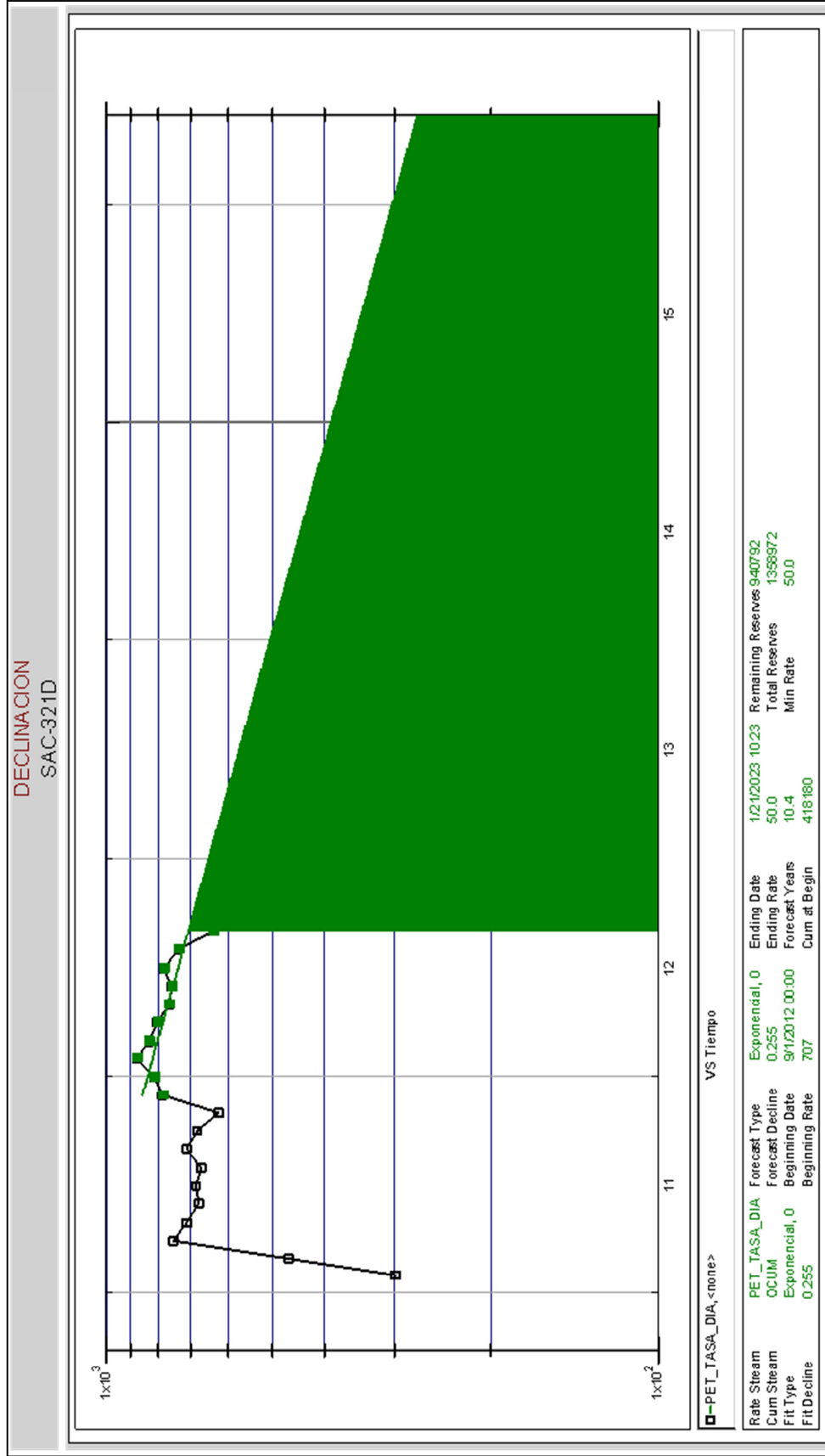
FUENTE: Ingeniería de Reservorios, Operaciones Rio Napo CEM, Software DSS.
ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

GRÁFICA A 2.3: Reservas estimadas, SAC-242D, Arena "Hs"



FUENTE: Ingeniería de Reservorios, Operaciones Rio Napo CEM, Software DSS.
ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

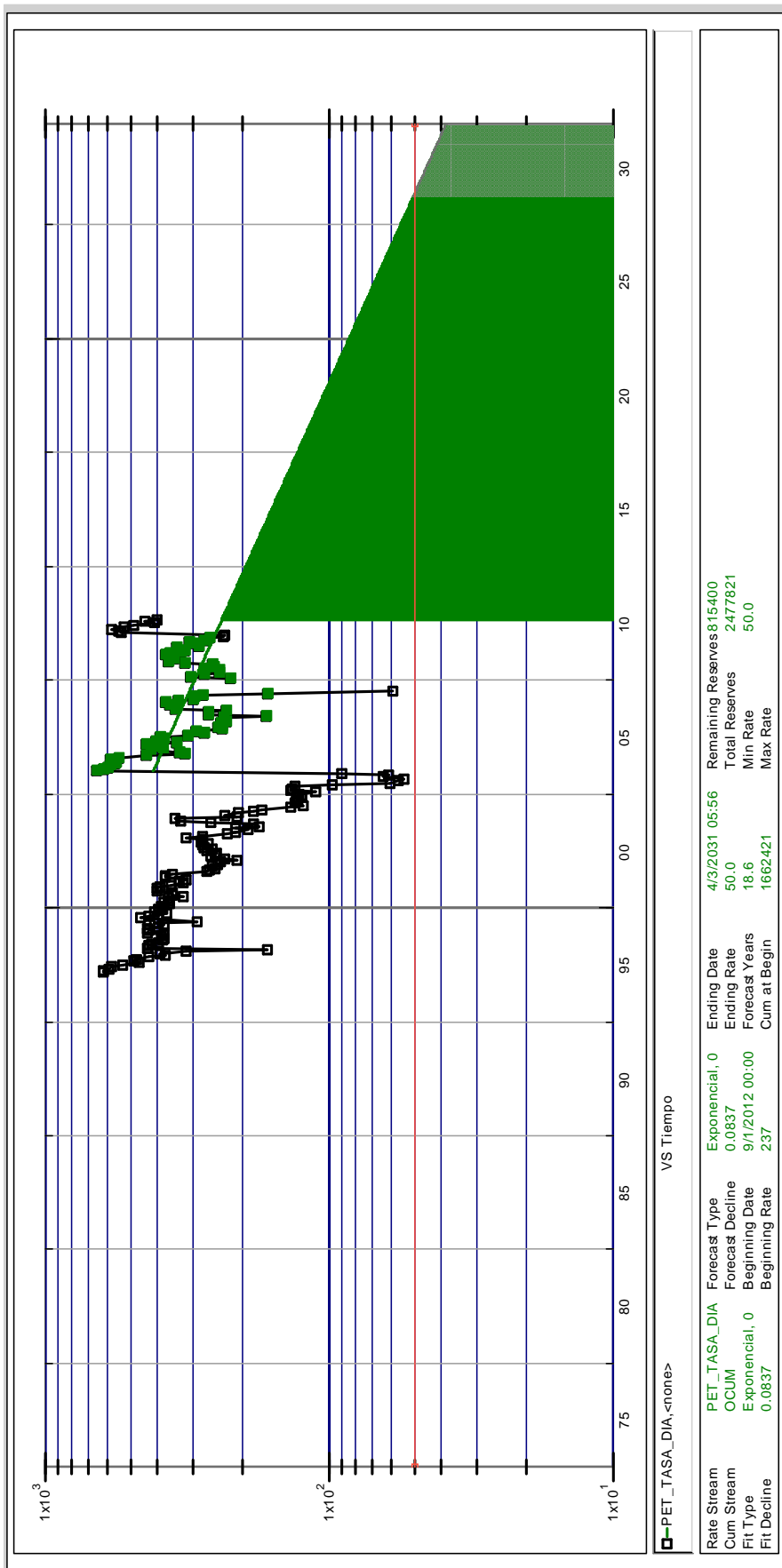
GRÁFICA A 2.4: Reservas estimadas, SAC-321D, Arena "Hs"



FUENTE: Ingeniería de Reservorios, **Operaciones Rio Napo CEM**, Software DSS.
ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

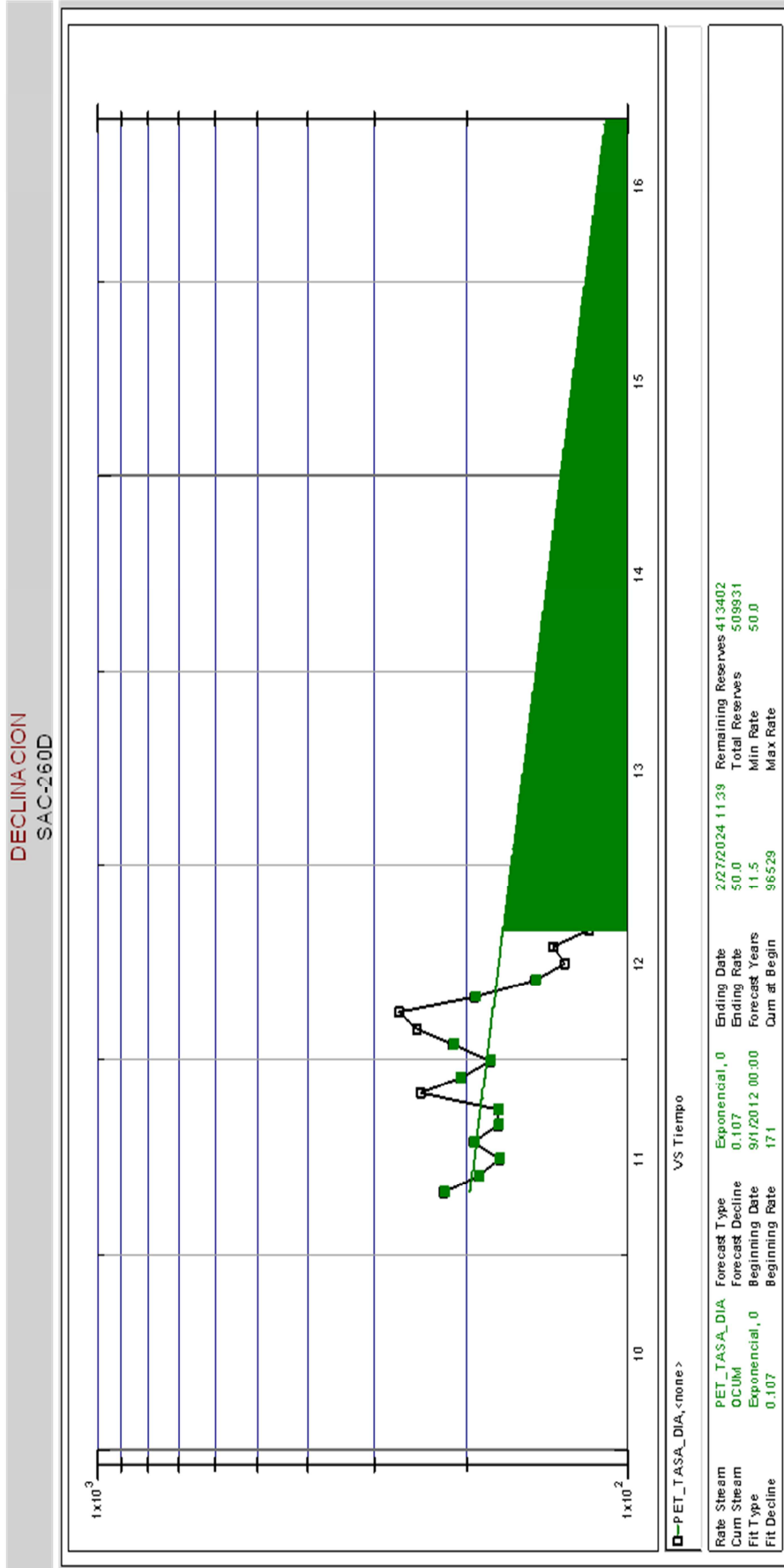
GRÁFICA A 2.5; Reservas estimadas, SAC-66B, Arena "U"

DECLINACION
SAC-066B



FUENTE: Ingeniería de Reservorios, Operaciones Rio Napo CEM, Software DSS.
ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

GRÁFICA A 2.6; Reservas estimadas, SAC-260D, Arena "U1"

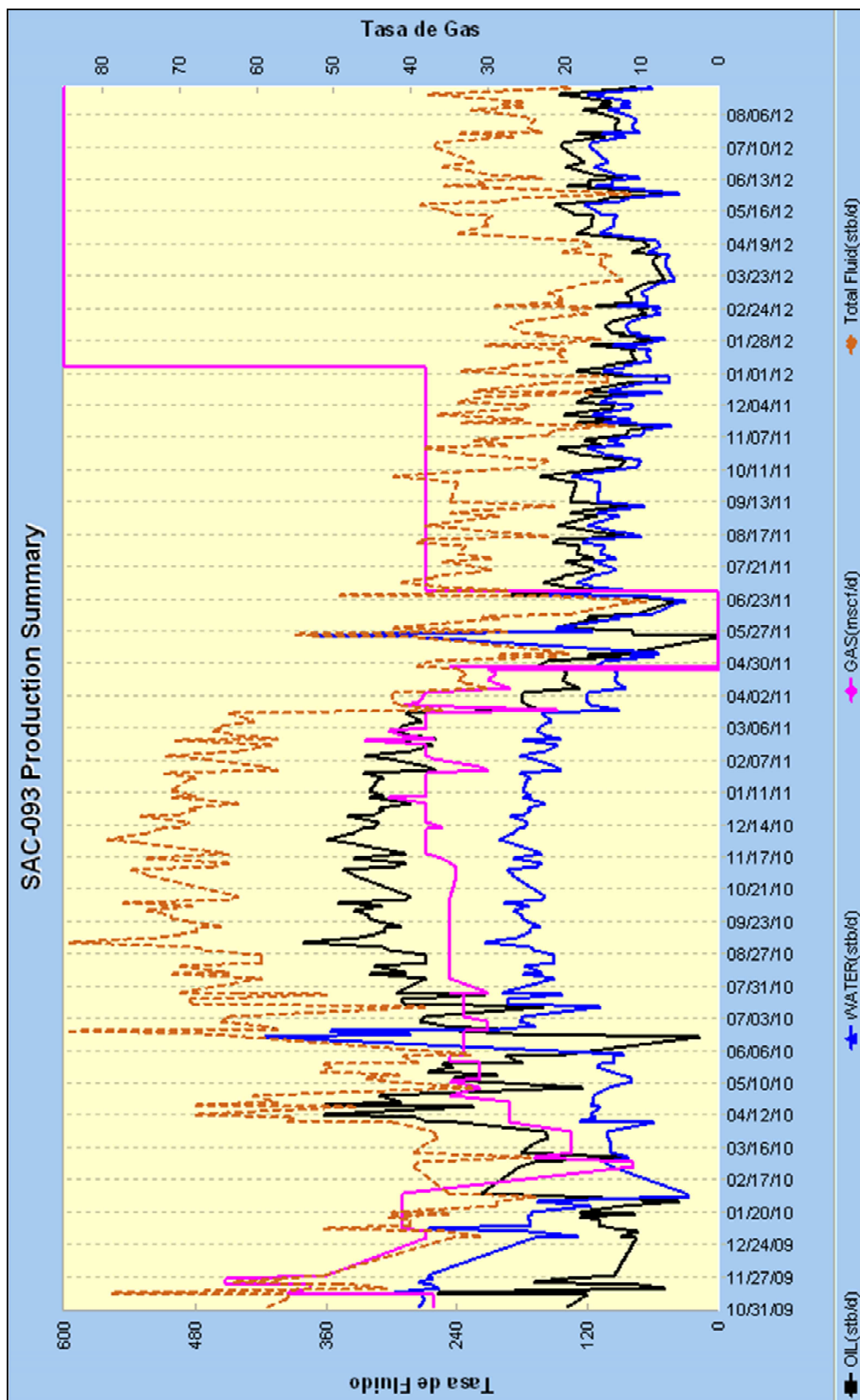


FUENTE: Ingeniería de Reservorios, Operaciones Rio Napo CEM, Software DSS.
ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

**ANEXO 3 : HISTORIALES DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS
SELECCIONADOS CON EQUIPO BES DE SACHA NORTE-2.**

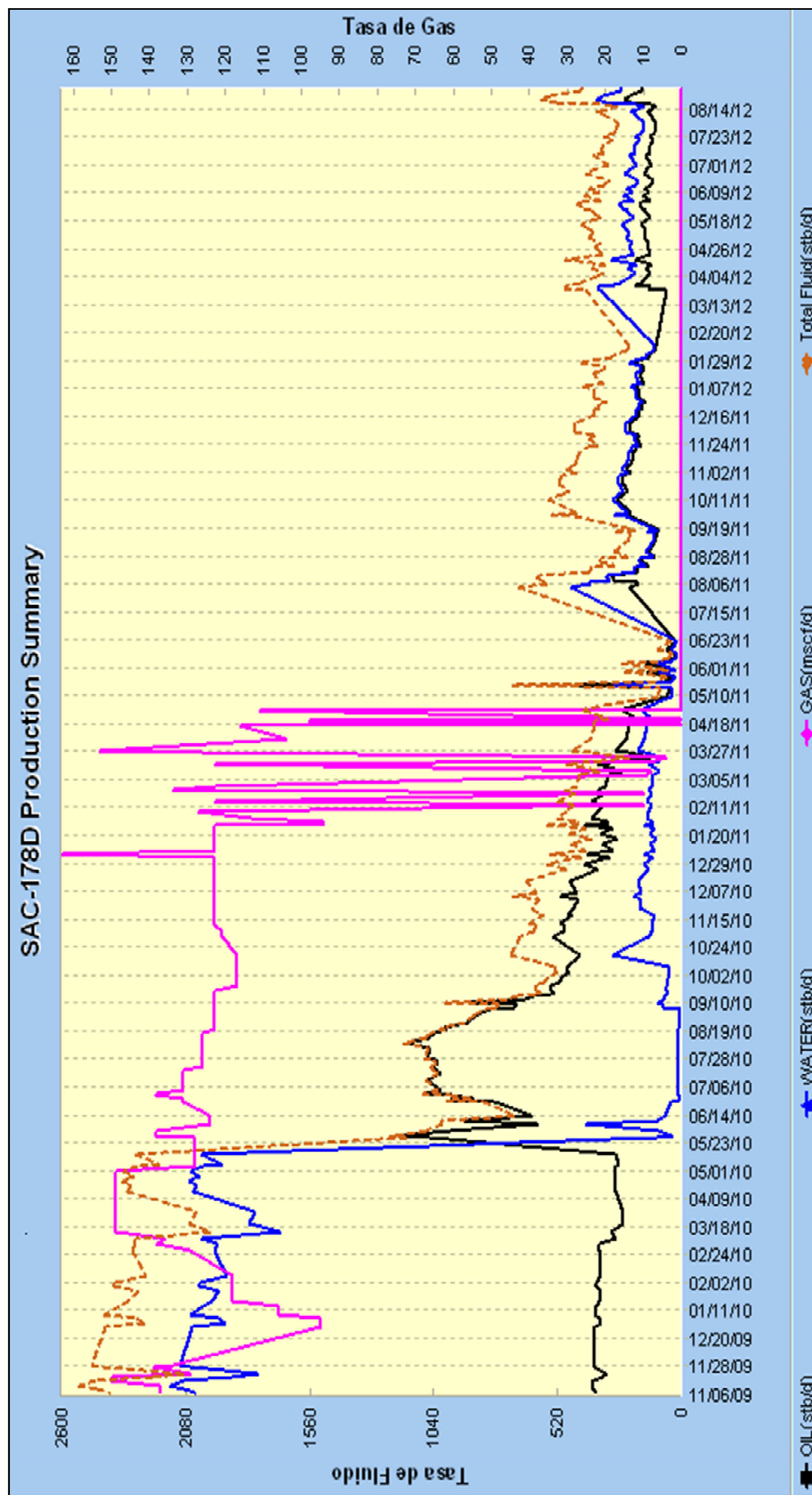
A 3.1 GRÁFICAS DE CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS CON EQUIPOS DEL CAMPO SACHA NORTE-2.

GRÁFICA A 3.1 PRODUCCIÓN POZO SAC-93V, ARENA "U"



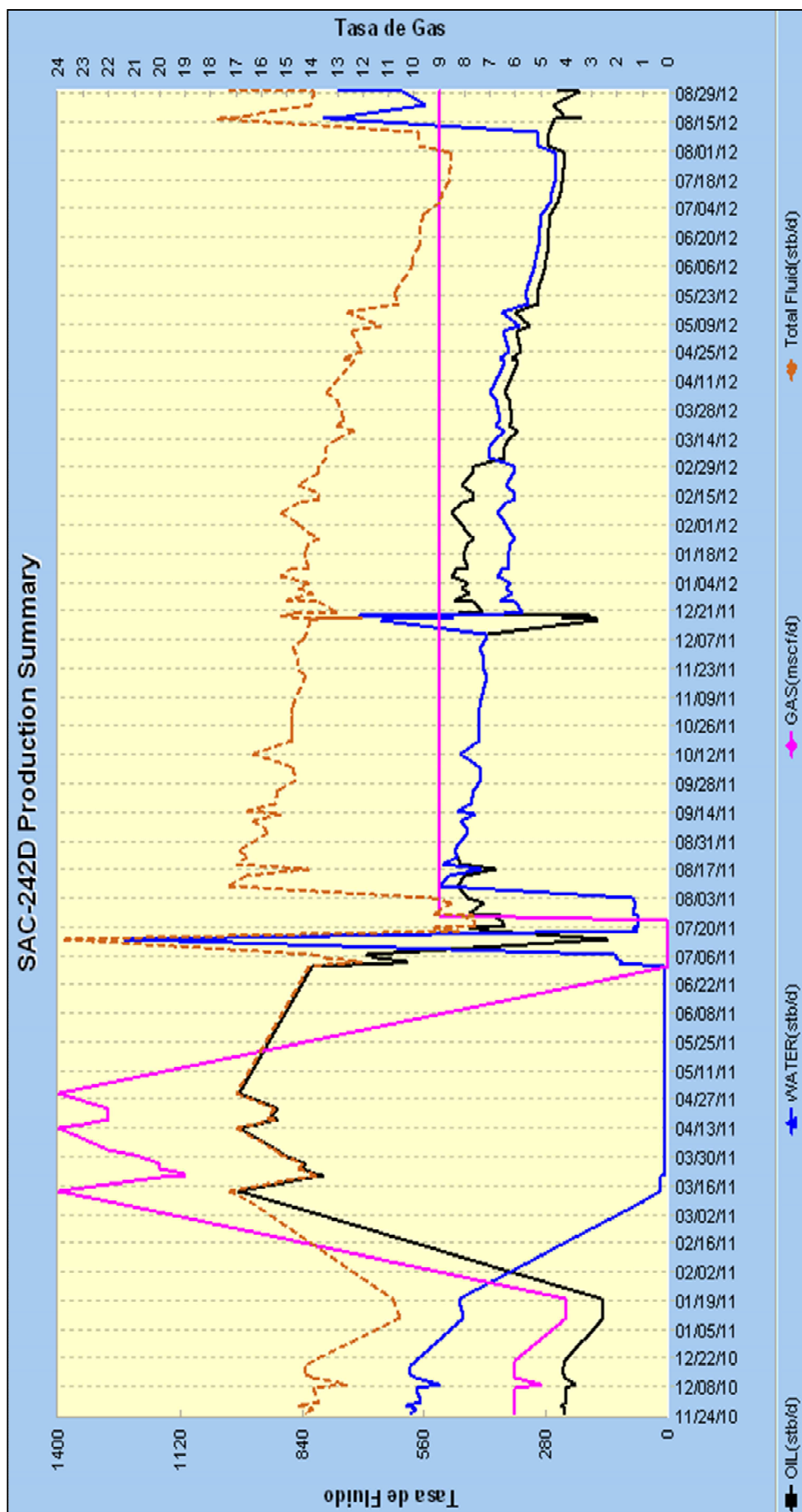
FUENTE: Ingeniería de Petróleos, Operaciones Rio Napo CEM, Software LOWIS.
ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

GRÁFICA A 3.2 PRODUCCIÓN POZO SAC-178D, ARENA "Hi"



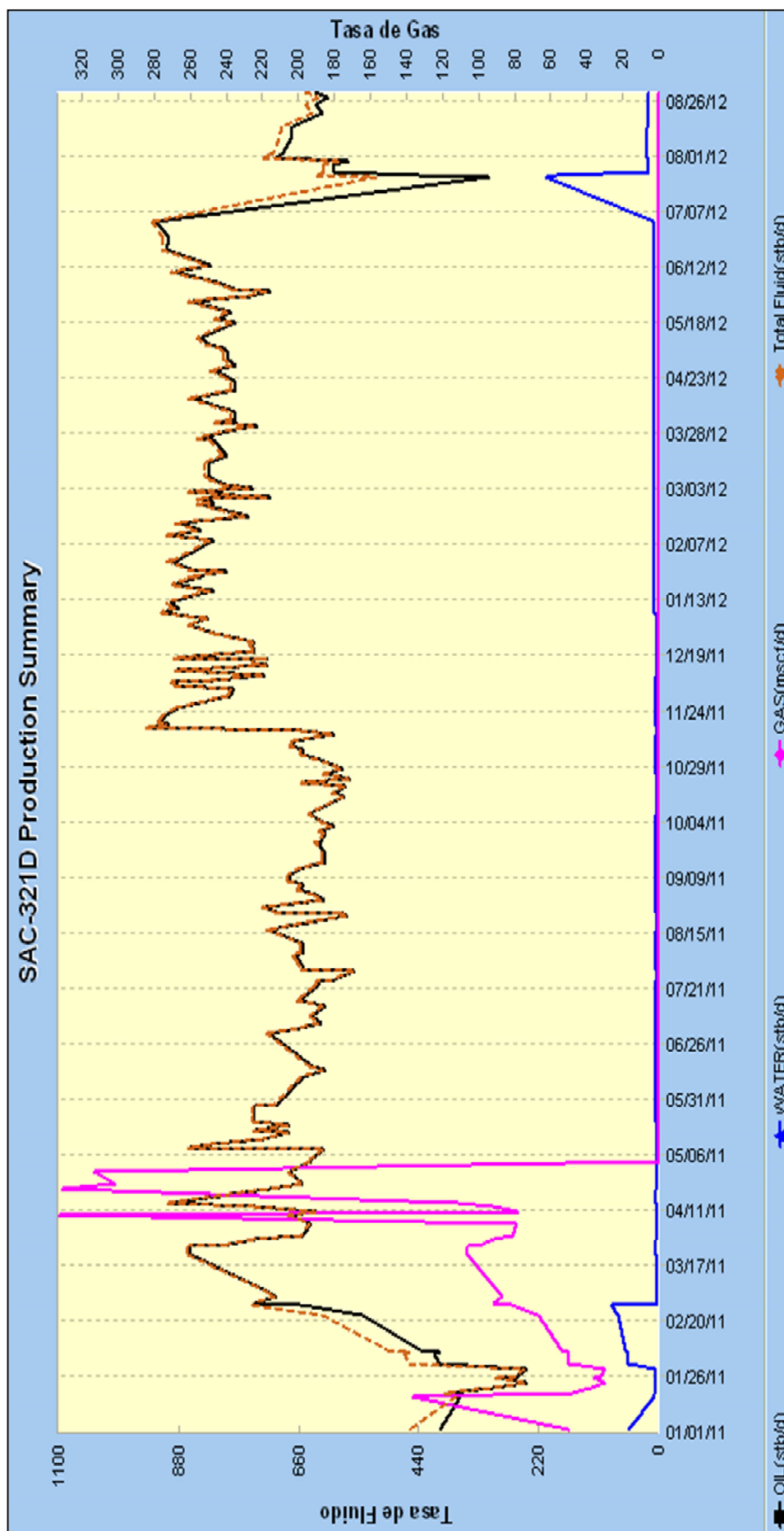
FUENTE: Ingeniería de Petróleos, Operaciones Rio Napo CEM, Software LOWIS.
 ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

GRÁFICA A 3.3 PRODUCCIÓN POZO SAC-242D, ARENA "Hs"



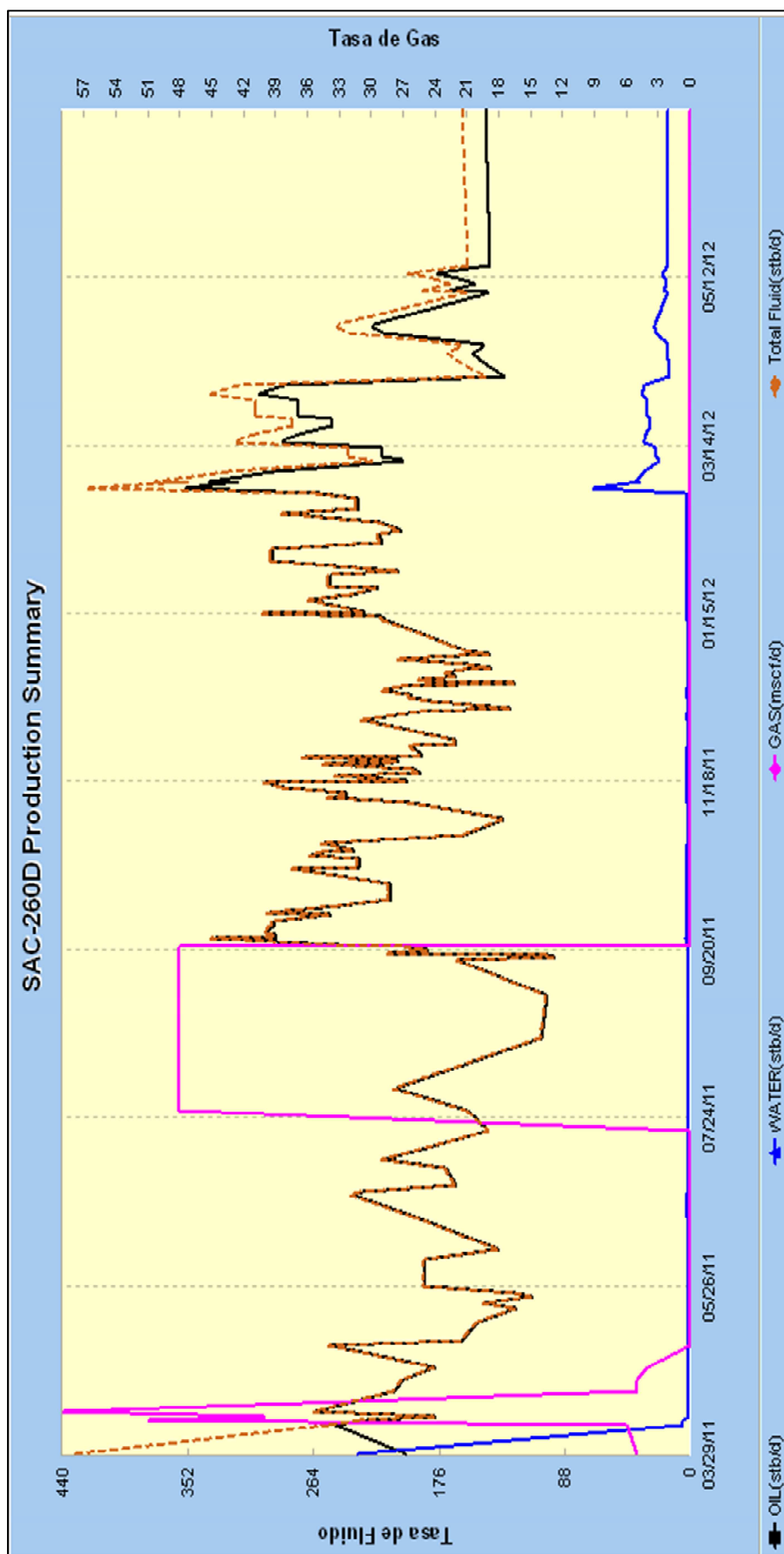
FUENTE: Ingeniería de Petróleos, Operaciones Rio Napo CEM, Software LOWIS.
 ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

GRÁFICA A 3.4 PRODUCCIÓN POZO SAC-321D, ARENA "Hs"



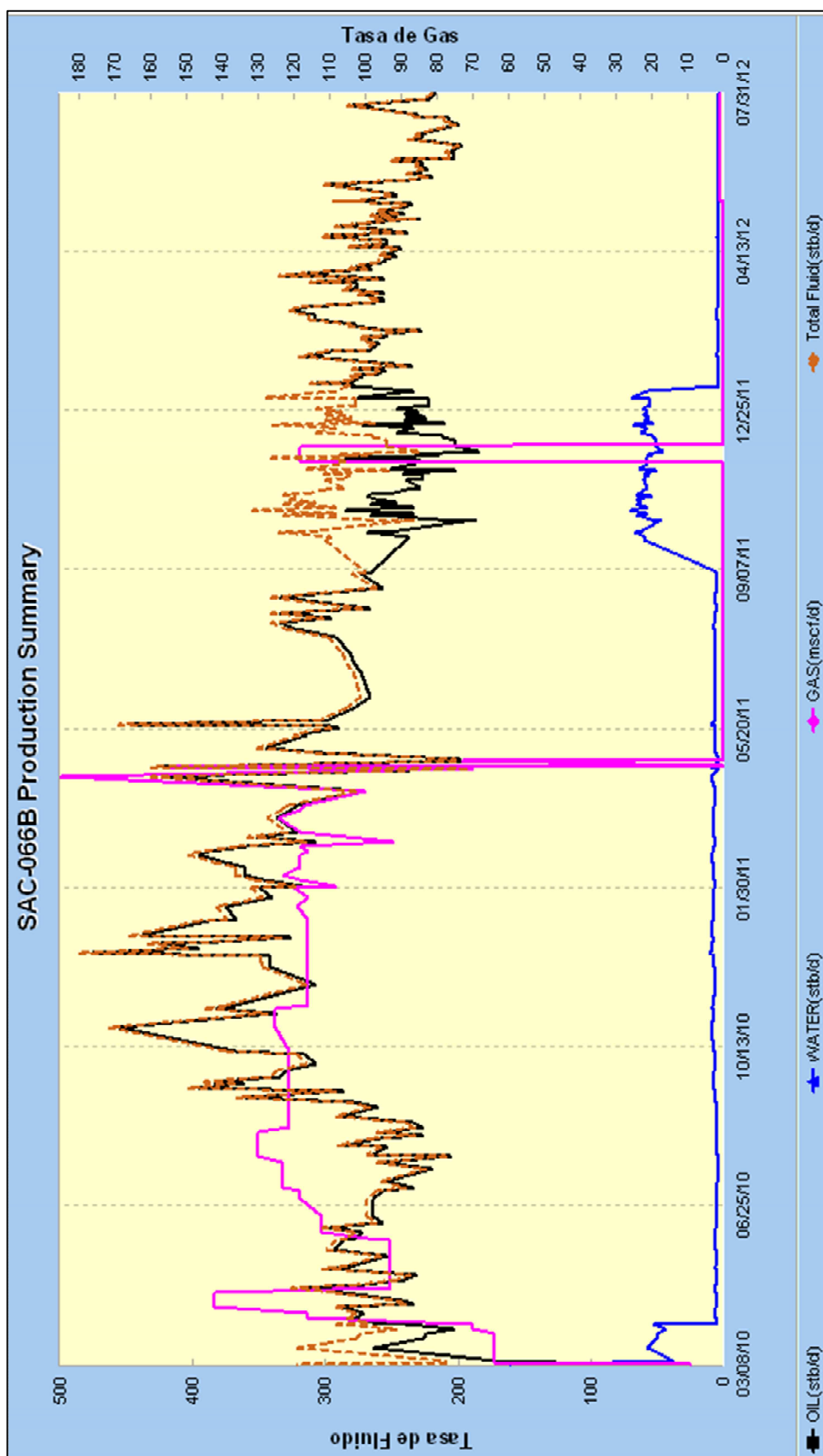
FUENTE: Ingeniería de Petróleos, Operaciones Rio Napo CEM, Software LOWIS.
 ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

GRÁFICA A 3.5 PRODUCCIÓN POZO SAC-260 D, ARENA "UJ"



FUENTE: Ingeniería de Petróleos, Operaciones Rio Napo CEM, Software LOWIS.
 ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

GRÁFICA A 3.6 PRODUCCIÓN POZO SAC-66B, ARENA "BT+UI"



FUENTE: Ingeniería de Petróleos, Operaciones Rio Napo CEM, Software LOWIS.
 ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

**ANEXO 4: HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS DE LOS
POZOS SELECCIONADOS CON EQUIPO BES DE LA ESTACIÓN
SACHA NORTE-2**

SACHA – 93V

HISTORIAL DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTOS

FECHA DE COMPLETACIÓN: 15 SEPTIEMBRE-1980

Intervalo Perforado:

UI: 9910' - 9920' (10') @ 4 dpp

PRUEBAS INICIALES

Zona	BPPD	BSW	API	Método
Hollín	1858	0.2	28	PPF

W.O.- 01

18-Nov-1986

OBJETIVO: AISLAR LA ENTRADA DE AGUA CON CEMENTACIÓN FORZADA A HOLLÍN. CAMBIAR DE PPF @ PPS

-Inician operaciones.

-Controlan el pozo con fluido

-Asientan tapón a 9800'. Disparan:

Ts: 9719' - 9725' (6')

Ui: 9476' - 9479' 3'
9481' - 9486' 5'
9488' - 9509' (21')

PRUEBAS INICIALES

Prueba	Fecha	arena	método	BPPD	Bsw	RGP	API	Pc
Antes	15 -X- 86	H	PPF	161	80	8	29	100
Después	5 -XII-86	U	PPH	1542	0.5	273	30	219

W.O Exitoso

W.O.- 02**02-Ene-1991****OBJETIVO: CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR BOMBA ATASCADA****PRUEBA OFICIAL:**

Prueba	Fecha	arena	método	BPPD	Bsw	RGP	API	Pc
Antes	2 - I -91	U+T	BOMBA ATASCADA					
Después	18 - I -91	U+T	PPH	723	2	NR	27.9	114

*W.O Exitoso***W.O.- 03****17-Mar-1993****OBJETIVO: CAMBIO DE BHA POR BOMBA NO RECUPERABLE+ESTIMULACIÓN A LA ARENA U. PRODUCIR POR PPH.**

-Bajan BHA de evaluación. Mezclan químicos para realizar RMA @ U, se suspende

PRUEBA OFICIAL:

Prueba	Fecha	arena	método	BPPD	Bsw	RGP	API	Pc
Antes	1 -III-95	CERRADO						
Después	16 -IV-95	U	PPH	625	17.5	-	28.3	95

*W.O no Exitoso***W.O.- 04****16-Ene-2002****OBJETIVO: CAMBIO DE BOMBEO POR CAVIDAD EN MAL ESTADO.**

- Movilizar torre para iniciar operaciones.*
- Controlan pozo a la estación con agua de 8.3 lpg filtrada y tratada.*
- Desarmar cabezal, armar BOP, armar BOP y desasentar packers*
- Bajar BHA de limpieza, midiendo, calibrando y probando.*
- Bajan BHA de producción hidráulica de 3 1/2" midiendo, calibrando y probando.*
- Probar Admisión Ok. Reversan Bomba falsa.*
- Bajan otro BHA de producción hidráulica con camisas nuevas de Baker en tubería de 3 1/2" midiendo, calibrando y probando.*
- Retiran BOP. Arman cabezal, prueban con 3000 psi, ok. Asientan 2 packers Arrow*
- Realizan prueba de producción de arena "U" a la estación con bomba jet*
- Finalizan operaciones el 14 de Diciembre del 2003 a las 22:00 horas*

PRUEBA OFICIAL:

Prueba	Fecha	arena	método	BPPD	Bsw	RGP	API	Pc
Antes	29 -XI -01	U	PPH	191	48.9	--	28	
Después	22 -I -02	U	PPH	367	13.8	-	28	70

W.O Exitoso

W.O.- 05

14-Dic-2003

OBJETIVO: CAMBIO DE COMPLETACIÓN DE BOMBEO HIDRÁULICO POR CAVIDAD EN MAL ESTADO

- Se inicia operaciones el 09 de diciembre con torre Geopetsa
- Controlan pozo a la estación con agua de 8.3 lpg filtrada y tratada.
- Desarmar cabezal, armar BOP, armar BOP y desasentar packers
- Bajar BHA de limpieza, midiendo, calibrando y probando.
- Bajan BHA de producción hidráulica de 3 1/2" midiendo, calibrando y probando.
- Prueban anular con 800 psi, ok. Intentan realizar prueba de admisión con 2500 psi, presión no cae. Posible camisa cerrada. Reversan bomba falsa.
- Retiran cabezal. Instalan BOP, prueban ok. Desasientan 2 packers Arrow con 150000 lbs. Sacan completación.
- Bajan otro BHA de producción hidráulica con camisas nuevas de Baker en tubería de 3 1/2" midiendo, calibrando y probando con 3000 psi cada 20 paradas hasta 9712'.
- Retiran BOP. Arman cabezal, prueban con 3000 psi, ok. Asientan 2 packers Arrow a 9434'y 9637', prueban anular con 800 psi, ok. W/L Petrotech abre camisa de "U" con dificultad. Realizan prueba de admisión a "U" con 1500 psi, presión cae 1000 psi/min.
- Realizan prueba de producción de arena "U" a la estación con bomba jet D-6.
- Finalizan operaciones el 14 de Diciembre del 2003 a las 22:00 horas.

PRUEBA OFICIAL:

Prueba	Fecha	arena	método	BPPD	Bsw	API	Pc
Antes	3-XII-03	U	PPH	81	67.2	28	100
Después	20-XII-03	U	PPH	335	40.5	28	110

W.O Exitoso

W.O.- 06

17-Jun-2010

OBJETIVO: REPUNZONAR ARENA "U" CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DE PPH A PPS

- Movilizar la torre para inicio de operaciones.
- Controlar pozo con fluido especial

- Desarmar cabezal, armar BOP, armar BOP y desasentar packers
- Sacar completación de BBH en tbg de 3 ½
- Bajar BHA de limpieza, midiendo, calibrando y probando
- Con cable eléctrico bajar tapón CIBP y asentar a 9576 ft
- Bajar cañones de 4 1/2, correlacionar y repunzonar el intervalo ARENA U 9488-9509 ft
- Bajar la completación de BES definitiva en tubería de 3 1/2, bajar calibrando y probando.
- Realizar prueba de rotación y evaluar la arena U por 6 horas
- Finalizar las operaciones

PRUEBA OFICIAL:

Prueba	Fecha	arena	método	BPPD	Bsw	API	Estado
Antes	01/06/2010	U	pph	195	33	28	PP
Después	25/6/2010	U	PPS	296	40	28	PP

W.O exitoso.

W.O.- 07

22-May-2011

OBJETIVO: REPARARA EQUIPO BES.

- Inician las operaciones.
- Controlan pozo en reversa CSG-TBG. Desarman cabezal, arman BOP, prueban con 1500 psi, OK.
- Sacan tubería quebrando, se produce desprendimiento de la sarta, equipo de fondo queda para pesca.
- Arman y bajan BHA de pesca, se pesca equipo, OK. Desarman BHA de pesca.
- Sacan BHA de producción, sales std valve con residuos de arena.
- Arman y bajan BHA de limpieza, circulan, limpian y sacan.
- Arman y bajan BHA de prueba en tubería, se prueba CIBP con 600 psi, OK.
- CIA HALLIBURTON arma y prueban líneas, mezclan químicos y bombea a la arena U solvente.
- Sacan BHA de prueba, arman y bajan equipo BES DN-725, midiendo, calibrando y probando con 3000 psi cada 20 paradas.
- Retiran BOP, instalan cabezal, prueban con 3000 psi, OK, Realizan prueba de rotación y producción.
- Finalizan operaciones.

PRUEBA OFICIAL:

Prueba	Fecha	arena	método	BPPD	Bsw	RGP	API	Estado
Antes	14/04/2011	U	PPS	93	40	--	28	PP
Después	08/06/2011	U	PPS	120	45	-	28	PP

W.O Exitoso

SACHA – 121V

HISTORIAL DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTOS

FECHA DE PERFORACIÓN: 24-Mayo-1992

FECHA DE COMPLETACIÓN: 30-Junio-1992

-Inician operaciones el 19 de Junio de 1992.

-Corren registro de cementación CBL, VDL, GR, CCL. Desde el fondo hasta el fondo 7800' con 1000 Psi. Disparan arena "T" intervalos @ 4 DPP 9770' – 9786' (16') y arena "U" @ 4 DPP 9548' – 9565' (17').

-Asientan RBP @ 9806', Rtrivamatic @ 9723' y compresión packer @ 8926'. Bajamos elementos de presión, bomba Jet 11 A y evaluamos arena "T".

BPPD= 663 ; BSW= 1.4% ; API= 29

-Reasientan RBP @ 9728', Rtrivamatic @ 9716'. Bajamos elementos de presión, bomba Jet 11 A y evaluamos arena "U".

BPPD= 1008; BSW= 25% ; API= 29

-Bajamos completación definitiva con FH packer. ON OFF seal conector de 3 ½" con NO – GO nipple. Desenganchamos ON OFF SEAL @ 9632' y luego bajamos equipo BES.

-Terminamos operaciones el 30 de Junio de 1992.

PRUEBA OFICIAL:

PRUEBA	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	MET	PC	RPG
OFICIAL	23-Jun-92	T	663	1.4	29	PPH	---	---
	25-Jun-92	U	1008	25	29	PPH	NR	NR

W.O.- 01

07-Jul-1992

OBJETIVO: REPARACIÓN DEL EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE

- Inician operaciones el 05 de Julio de 1992.

-Inician operaciones el 05 de Julio de 1992.

-Sacamos equipo BES. Equipo sale Protectores con agua, motor y unidad PSI circuitados.

-Arman nuevo equipo BES con 2 bombas DN-1000.

-Finalizan operaciones el 07 de Julio de 1992.

PRUEBA OFICIAL:

PRUEBAS	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	MET.	PC	Observación
ANTES	02-Jul-92	U	882	0.5	28	PPS	75	REDA OFF
DESPUÉS	09-Jul-92	U	902	2	28.3	PPS	220	Estrangulado.

Trabajo exitoso. Pozo recupera la producción normal.

W.O.- 02**14-Nov-1996****OBJETIVO: REPARACIÓN DEL EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE**

- Inician operaciones el 09 de Noviembre de 1996.
- Sacan equipo BES. Bombas salen remordidas por presencia de escala y motor circuitado.
- Bajan equipo eléctrico Reda, Realizan empates y bajan hasta 9122’.
- Finalizan operaciones el 14 de Noviembre de 1996.

PRUEBA OFICIAL:

PRUEBAS	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	MET.	PC	Observación
ANTES	09-Nov-96	U	REDA OFF. Motor circuitado.					
DESPUES	14-Nov-96	U	1052	8.0	28.2	PPS	NR	BES DN-110

Trabajo exitoso. Pozo en observación por presencia de escala.

W.O.- 03**29-Ene-1999****OBJETIVO: REPARACIÓN DEL EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE Y TRATAMIENTO ANTIESCALA.**

- Inician operaciones el 23 de Enero de 1999.
- Cable circuitado, giro de bombas duro, separador de gas taponado 50%. Presencia de escala.
- Realizan tratamiento ácido a la formación y prueba por 10 horas.
- Bajan equipo BES con 2 bombas DN – 1000 de 191 y 171 etapas.
- Finalizan operaciones el 29 de Enero de 1999.

PRUEBA OFICIAL:

PRUEBAS	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	MET.	PC	Observación
ANTES	22-Ene-99	U	BES fuera de servicio.					
DESPUES	27-Feb-99	U	992	0.3	28.4	PPS	70	BES DN-1100

-Trabajo exitoso. Se incremento en 992 BPPD. El trabajo de limpieza a los punzados con ácido y solventes no aumento el porcentaje de agua.

W.O.- 04**02-Sep-1999****OBJETIVO: REPARAR BOMBA ELECTRICA SUMERGIBLE + REALIZAR TRATAMINETO ANTIESCALA A LA ARENA "U".**

- Inician operaciones el 18 de Agosto de 1999.
- Sacan equipo BES, bombas salen remordidas con escala y separador de gas y descarga taponados con arena.
- Bajan BHA de pesca con Over shot y grampas. Sacan completación de fondo. OK.
- Bajan asentar CIBP @ 9850'.
- Bajan BHA de evaluación y realizan prueba de admisión y luego realizan tratamiento ácido a los punzados y tratamiento antiescala a la formación y sacan BHA de evaluación.
- Bajan equipo BES con 2 bombas DN-1000.
- Finalizan operaciones el 02 de Septiembre de 1999.

PRUEBA OFICIAL:

PRUEBAS	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	MET.	PC	Observación
ANTES	17-Ago-99	U	376	0.2	28.4	PPS	50	DN-1100
DESPUÉS	04-Sep-99	U	1023	3	28.4	PPS	94	DN-1100

Trabajo exitoso. Se incremento en 650 BPPD.

W.O.- 05**25-Abr-2002****OBJETIVO: CAMBIO DE RING GASKET POR LIQUEO EN EL CABEZAL.**

- Inician operaciones el 10 de Abril de 2002.
- Chequean y cambian ring gasket R – 53 y detectan cable con fase a tierra.
- Sacan BES y bombas tienen la presencia de sólidos, separador de gas colapsado y taponado 100%, protector con presencia de agua y presencia de escala a lo largo del housing del motor.
- Realizan prueba de admisión y un tratamiento ácido con 2 Bls.
- Bajan equipo BES con 2 bombas DN-1000.
- Finalizan operaciones el 25 de Abril de 2002.

PRUEBA OFICIAL:

PRUEBAS	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	MET.	PC	Observación
ANTES	06-Abr-02	U	948	0.1	28.5	PPS	60	DN-1100
DESPUÉS	26-Abr-02	U	1048	0.3	28.4	PPS	95	DN-1100

Trabajo exitoso. Pozo queda en producción normalizada.

W.O.- 06**17-Mar-2009****OBJETIVO: REPACI3N DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.**

- Inician operaciones el 07 de Marzo de 2009.
- Controlan el pozo con agua filtrada, desarman cabezal y arman BOP y se prueba, ok.
- Sacan BES DN-1100 equipo sale trabado, sin giro manual, desde descarga hasta bomba con material bituminoso con precipitado qu3mico. Motor con dos fases a tierra.
- Arman y bajan BHA de limpieza, circulan y sacan.
- Reparan parte da3ada del casing de 7" sobre cu3as de secci3n "A" del cabezal.
- Bajan equipo BES DN-1100de 182+182+108 etapas, serie 400, en tuber3a 3 1/2" nueva clase "A". Empates realizados a 4735' y 7823'.
- Desarmen BOP, instalan cabezal y prueban con 3000 psi, OK.
- Realizan prueba de rotaci3n a la BES a 60Hz. OK.
- Realizan prueba de producci3n de arena "U" a la estaci3n: BFPD=816; BSW=100%, FREC=50Hz, AMP=25, PINTAKE=371, Pc=40, THE=3
- Finalizan operaciones el 17 de Marzo de 2009.

PRUEBA OFICIAL:

PRUEBAS	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	MET.	PC	Observaci3n
ANTES	05-Mar-09	U	846	0.8	28.7	PPS	NR	DN.1100
DESPUE3S	20-Mar-09	U	716	0.2	28.7	PPS	80	DN-1100

W.O. Satisfactorio.

W.O.- 07**04-Ene-2011****OBJETIVO: REPARAR EL EQUIPO BES**

- Inician operaciones el 02-enero-2011.
- Controlan pozo con fluido de control desarmen cabezal. Levantan tuber3a de la completaci3n. Tec. Adrialpetro corta cable bajo el tubing hanger. Se inspecciona par3metros el3ctricos de equipo BES: fase-Fase= 8.9/8.9/8.9, Fase-Tierra= 200Mohm.
- Sacan tubing hanger.
- Se realiza la conexi3n bajo el tubing hanger, asientan, realizan la conexi3n sobre el tubing hanger.
- Realizan prueba de producci3n de arena "U" a la estaci3n: BFPD=928; BSW=100%, FREC=50Hz, AMP=24-25-26, PINTAKE=841, Pc=100 psi, THE=6

PRUEBA OFICIAL:

PRUEBAS	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	MET.	PC	Observación
ANTES	18/12/2009	U	711	0.2	28.7	PPS	25	DN-1100
DESPUÉS	04/01/2011	U	836	1.2	28.7	PPS	80	DN-1100

W.O satisfactorio.

W.O.- 08

20-May-2011

OBJETIVO: REPARAR EL EQUIPO BES.

- Movilizar torre y dar por iniciada las operaciones.
- Controlar pozo con agua tratada.
- Desarmar cabezal, armar BOP, probar. Sacar BOMBA DN-1100 en tubería de 3 ½, chequear. OK
- Bajar BHA de limpieza en tubería de 3 ½ hasta 9575 ft, circular, limpiar y sacar.
- Bajar equipo BES similar al anterior, midiendo, calibrando cada 20 paradas con 3000 psi.
- Realizar prueba de rotación de la BES y tomar prueba de producción arena U.
- Dar por terminadas las operaciones.

PRUEBA OFICIAL:

PRUEBAS	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	MET.	PC	Observación
ANTES	19/05/2011	U	0	0	---	PPS	---	DN-1100
DESPUÉS	06/04/2011	U	300	1	28.7	PPS	80	DN-1100

W.O satisfactorio.

W.O.- 09

20-Jun-2011

OBJETIVO: REDISPARAR ARENA "U" CON TCP, REDISEÑAR BES.

- Mover torre e iniciar operaciones.
- Controlar el pozo con agua tratada
- Desarmar cabezal, armar BOP y probar, ok. Sacar equipo BES DN-1100 en tubería de 3 ½, chequear presencia de corrosión, ok.
- Arman y Bajan conjunto TCP en tubería de 3 ½ con cañones de 4 ½, con registro correlacionar, asentar empacadura, repunzonar arena U, 9548-9565 pies. OK.
- Bajan elementos de presión y toman un build up, reversan bomba jet 10J, sacan BHA de evaluación.
- Bajar el mismo equipo BES, midiendo y calibrando con 3000 psi cada 20 paradas.
- Desarmar BOP, armar cabezal y probar.
- Realizar prueba de producción de la arena U.

-Dar por finalizadas las operaciones.

PRUEBA OFICIAL:

PRUEBAS	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	MET.	PC	Observación
ANTES	04-Jun-11	U	300	1	27,4	PPS	100	
DESPUÉS	14-Jun-11	U	1109	7	28.7	PPS	80	AUMENTA PRODUCCIÓN

W.O satisfactorio.

SACHA – 178D

HISTORIAL DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTOS

PERFORACIÓN: 21 - SEPTIEMBRE - 2006.

COMPLETACIÓN Y PRUEBAS: (22 - NOVIEMBRE - 2006).

-Bajan conjunto TCP con cañones 4 ½" hasta 10537'. Correlacionan profundidad de marca radioactiva, asientan packer RT-MATIC, sueltan barra y detonan cañones en siguiente intervalo:

Tinf: 10342' – 10356' (14') a 5 DPP.
10306' – 10330' (24') a 5 DPP.

-Bajan equipo BES Centrilift, 2 bombas FC-1200 (86+174 etapas) en tubería de 3 ½" hasta 10008'.

PRUEBA OFICIAL

Prueba	Arena	Met.	BPPD	BSW	Api	Pc
15-Nov-06	Ti	PPS	960	14	22.7	CTK

W.O.- 01

19-Feb-2007

OBJETIVO: EVALUAR "Ti", TOMAR PRESIÓN FLUYENTE, REISEÑAR BES.

-Inician operaciones el 28 de enero del 2007.

-Controlan pozo, desarmen cabezal, sacan equipo BES Centrilift, detectan anomalía en camisa de circulación, sacan conjunto BES con desbalance entre fases y bajo aislamiento a tierra.

-Bajan BHA de limpieza en TBG de 3 ½ pulg, circulan, limpian y sacan.

- Bajan BHA de evaluación, midiendo, calibrando y probando con 3000 psi cada 20 paradas, realizan prueba de admisión a Ti con 700 psi y cae a 0 en 10 minutos.
- W/L asienta std valve en NO-GO, abren camisa, desplazan bomba jet y evalúan arena Ti.
- Bajan BHA de limpieza, circulan, limpian y sacan.
- Bajan equipo BES REDA 3 bombas DN725 (116+136+157 etapas) en tubería de 3 ½" hasta 9955'.
- Se realiza prueba de rotación a 59 Hz de la BES.
- Se realiza prueba de producción a la estación de la arena Ti.
- Terminan operaciones el 19 de febrero de 2007.
- W.O no exitoso, no incrementa producción debido al incremento del BSW.

PRUEBA OFICIAL

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	Observación
ANTES	25-Ene-07	Ti	PPS	BES OFF, FASE A TIERRA				
DESPUÉS	27-Feb-07	Ti	PPS	146	80	28	40	DN-725

-Pozo no recupera producción de +/- 400 BPPD debido a que se incremento el corte de agua luego del W.O.

W.O.- 02

07-Feb-2008

OBJETIVO: SACAR BES, DISPARAR CON TCP ARENA "Hi: 10538-10550 ft", EVALUAR COMPLETAR SEGÚN RESULTADOS, ALTERNATIVAS, DISPARAR Hs+Ui.

- Inician operaciones el 30 de enero del 2008.
- Realiza TBG-punch de 9764'-9765.5' (1.5') controlan pozo
- Sacan equipo BES, tubería sale con corrosión y uniones duras, tubo bajo el NO-GO lleno de cemento, hueco en tubo de 3 ½"@ 2602' camisa de circulación sale cerrada, conjunto BES sale con las siguientes novedades: Bombas +separador de gas y protector con giro normal, 3 primeras cámaras con agua y la 4ta con fluido contaminado, motor con bajo aislamiento sin aceite, cable superior y flat corroído y con bajo aislamiento.
- Cia Schlumberger realiza registro de cementación CBL-VDL-GR-CCL desde 10578'-8578', buen cemento en "Hi".
- Con cañones TCP de 4 ½" a 5 dpp punzonan intervalo de "Hi"
10538 - 10550' 12'
- Realizan prueba de producción de "Hi" BFPD=1368, BPPD=1300, BSW=0.5%, API=26 @ 60°F, Pc=70, THE=10, TR=570 bls
- Terminan operaciones el 7 de febrero de 2008.

PRUEBA OFICIAL:

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	Observación
ANTES	21-Oct-07	Ti	PPS	BES OFF X BAJO AISLAMIENTO				
DESPUÉS	25-Feb-08	Hi	PPF	833	24	26	70	FN

-Trabajo exitoso, se punzona "Hi" con TCP y queda produciendo a Flujo Natural, incrementa el BSW de 0.5% a 24 % produce estrangulado.

W.O.- 03**10-Ago-2008**

OBJETIVO: BAJAR EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE (ANTERIORMENTE TENÍA EQUIPO BES)

- Inician operaciones el 2 de Agosto de 2008
- Bajan Completación de fondo con 2 packers "FH" y On-off conector, realizan prueba de admisión a "Hi" con 1500 psi, presión cae 1000 psi/min.
- Bajan equipo BES con bomba DN-2150
- Realizan prueba de producción de "Hi" BFPD=2156, BPPD=216, BSW=90 %, Pc=220 psi, THE=6
- Terminan operaciones el 10 de agosto de 2008.

PRUEBA OFICIAL

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	Observación
ANTES	02-Ago-08	Hi	PPS	426	78	26	20	MTU
DESPUÉS	25-AG-08	Hi	PPS	448	80	26	70	DN-2150

-W.O Exitoso, aumenta producción

W.O.- 04**06-Jun-2010**

OBJETIVO: AISLAR Hi: 10538-10550 ft CON CIBP, DISPARAR Hi: 10510-10522 ft. EVALUAR, DISEÑAR Y BAJAR COMPLETACIÓN BES

- Inician operaciones el 16 de mayo del 2010
- Controlan pozo con agua filtrada, desarman cabezal y arman BOP.
- Desasientan 2 empacaduras, circula y sacan completación de fondo en tubería de 3 ½ in.
- Arman y Bajan BHA de limpieza hasta 10575 ft, circulan y sacan.
- CIA SLB, correlaciona profundidad. Arman y bajan conjunto TCO hasta 10522, prueban anular con 600 psi, OK, Activan cañones y punzonan al intervalo de la arena Hi

Hi; 10510 ft- 10522 ft (12 ft).

-W/L, abre camisa a 10127 ft, desplazan bomba jet d6 y evalúan al tanque de la bota del taladro.

-Reversan bomba jet, recuperan elementos de presión, controlan el pozo, desasientan empacaduras y sacan conjunto TCP.

-Bajan Completación de fondo con 2 Empacaduras y On-off conector, realizan prueba de admisión a "Hi" con 1500 psi, presión cae 1000 psi/min.

-Arman y Bajan equipo BES con bomba GN-1600

-Retiran BOP, arman cabezal y prueban con 3000 psi, OK, realizan prueba de rotación al equipo BES, Ok.

-Terminan operaciones el 6 de junio 2010

PRUEBA OFICIAL

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	Observación
ANTES	14/05/2010	Hi	PPS	2293	88	24.8	DN-2150
DESPUÉS	10/06/2010	Hi	PPS	1011	10	24.8	GN-1600

W.O éxitos, se incrementa producción.

W.O.- 05

10-Oct-2010

OBJETIVO: CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR COMUNICACIÓN TUBING-CASING.

-Inician operaciones el 16 de octubre del 2010.

-Controlan el pozo con agua filtrada, desarman cabezal, arman BOP y prueban con 3000 psi, OK.

-Arman y bajan BHA de limpieza, midiendo, calibrando y probando con 3000 psi/20 paradas hasta 10220 ft.

-Arman y bajan equipo BES REDA GN-1600 en camisa refrigerante.

-Desarman BOP, arman cabezal, prueban, ok, realizan prueba de rotación al equipo, ok.

-Terminan operaciones el 15 de octubre de 2010

PRUEBA OFICIAL:

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	Observación
ANTES	09/10/2010	Hi	----	----	----	----	Comunicación
DESPUÉS	21/10/2010	Hi	PPS	634	20	24.8	GN-1600

W.O éxitos, se incrementa producción.

W.O.- 06**26-Ene-2011(SIN TORRE)****OBJETIVO: LIMPIEZA CON HCL AL 10% A LA CABEZA DEL STANDING VALVE Y PESCA CON COILED TUBING.**

- Arman unidad de bombeo CTU, con herramienta de pesca para Std Valve.
- Bajan tubería flexible hasta 7960 ft, preparan la mezcla de HCL al 10 %.
- Bombea n 3 bls durnate 30 minutos.
- 2 bls de agua + 1 gl A-261 + 33 gls HCl 34% + 1 gl U106 + 3 gls U066) TOTAL=3 Bls
- Bombea n 7 bls durnate 30 minutos.
- Bombea n 5 bls durnate 15 minutos.
- Se realiza limpieza de st. Valve.
- Sacan tubería flexible, dan por finalizada las operaciones.
- Trabajo exitoso.

W.O.- 07**28-May-2011 (SIN TORRE)****OBJETIVO: LIMPIEZA A LA BES CON HCL AL 10% UTILIZANDO COILED TUBING.**

- CIA HALLIBURTON inicia operaciones.
- Instalan BOP y prueban líneas de superficie con 2000 psi, ok. Bajan tubería flexible.
- Realizan las mezclas de solventes y HCL al 7 % para bajar por tubería flexible.
- Bajan Coiled Tubing hasta el no-go 8886 ft, empiezan a bombear secuencialmente las mezclas a través del intake de la BES.
- Desasientan y sacan tubería flexible, desarman líneas en superficie.
- Arrancan equipo BES, el pozo queda en producción y se dan por finalizadas las operaciones.
- Trabajo exitoso.

W.O.- 08**31-Jul-2011****OBJETIVO: EVALUAR ARENAS "Tinf" Y "Hinf". REDISEÑAR COMPLETACIÓN ELECTROSUMERGIBLE.**

- Inician operaciones el 16 de julio del 2011
- Controlan el pozo con agua filtrada, retiran cabezal, arman BOP y prueban, OK.
- Sacan equipo BES: bomba GN-1600. Equipo BES en buen estado eléctrico y mecánico.
- Bajan BHA de limpieza, midiendo, calibrando y probando cada 20 paradas a 3000 psi hasta 10525 ft, circulan, limpian y sacan.
- Bajan BHA de evaluación sin éxito no pasa la entrada del liner a 8944 ft.
- Arman y bajan BHA acondicionador de liner POLISH MILL, acondicionan liner y sacan.
- Arman y bajan BHA de evaluación con std valve en no-go, asientan packers.

- PETROTECH, baja elementos de presión acoplados al std valve, y cierran pozo para prueba de restauración de presión.
- Reversan bomba jet, recuperan elementos de presión.
- Bajan equipo BES: 2 bombas DN-1100
- Desarman BOP, arman cabezal, prueban, ok. Realizan prueba de producción y rotación a la BES.
- Terminan operaciones el 31 de julio de 2011

PRUEBA OFICIAL:

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	Observación
ANTES	21/06/2011	Hi	PPS	28	40%		GN-1600
DESPUÉS	11/08/2011	Hi	PPS	607	52%	23.9	DN-1100

W.O éxitos, se incrementa producción.

W.O.- 09

23-Feb-2012

OBJETIVO: MOLER CIBP A 10530'.REALIZAR SQUEEZE A "Hi" 10538'-10550'. REPUNZONAR "Hi". EVALUAR, REDISEÑAR BES. ALTERNATIVA 1: PUNZONAR "Hs" EN 10490'-10504' (14').EVALUAR. ALTERNATIVA 2: TOMAR REGISTRO GR-ESPECTRAL DE 10250' A 10400'. REALIZAR SQUEEZE A "Ti". REPUNZONAR SEGÚN GR-ESPECTRAL.EVALUAR.

- Inician operaciones el 23 de febrero del 2012.
- Controlan pozo con agua filtrada, desarman cabezal, arman BOP y prueban, OK.
- Sacan equipo BES DN-1100 en perfectas condiciones eléctricas y mecánicas.
- Bajan BHA de pesca para sacar completación de fondo, enganchan con éxito.
- Arman y bajan BHA moledor, muelen a 10530 ft, circulan y sacan BHA moledor.
- Arman y bajan BHA de limpieza, midiendo, calibrando y probando cada 40 tubos con 3000 psi, Sacan el BHA de limpieza.
- Arman y bajan BHA de prueba, realizan prueba de admisión. a la arena Hi @ 10488 ft.
- CIA SLB, arma y baja cañones para punzonar el intervalo Hi (10510-10522 ft), (10536-10542 ft).
- Bajan BHA de evaluación, y evalúan Hi con unidad MTU al intervalo punzonado.
- CIA SLB, arma y baja cañones para punzonar el intervalo Hs (10490-10504 ft).
- Bajan BHA de evaluación, y evalúan Hs punzonado con unidad MTU al intervalo punzonado, adicional se realiza un Build Up por 12 horas.
- Arman y bajan completación de fondo con equipo BES DN-1100.
- Desarman BOP, arman cabezal y se prueba con 3000 psi, OK.
- Realizan prueba de rotación al equipo BES DN-1100.
- Realizan prueba de producción de la arena Hs hacia la estación Sacha Norte 2.
- Finalizan operaciones el 24 de marzo del 2012.

PRUEBA OFICIAL:

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	PC	Observación
ANTES	20/02/2012	Hi	PPS	78	52%	22,1	25	DN-1100
DESPUÉS	01/03/2012	Hi	PPS	177	60%	22.1	40	DN-1100

Reacondicionamiento Satisfactorio.

SACHA – 242D

HISTORIAL DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTOS

FECHA DE PERFORACIÓN: 14-Sep-2010

FECHA DE COMPLETACIÓN: 23-Sept-2010

-Cia. Baker baja conjunto TCP con cañones de 4 1/2" en tubería 3 1/2" clase "A" hasta 10706'. Correlacionan profundidad de marca radioactiva, espacian tubería. Ok. Sacan sonda, asientan Packer "R-3" a 10523'. Sueltan barra detonadora, punzona los intervalos:

*Arena "Hi" 10687' - 10698' (11') @ 5 DPP
10702' 10705' (3') @ 5 DPP*

PRUEBA OFICIAL:

FECHA	ARENA	BPPD	BSW	API	PC	MET.	Observación
28-Sep-10	Hi	861	3	24.5	CTK	PPH	evaluación con MTU

W.O.- 01

29-Mar-2011

OBJETIVO: AISLAR HOLLÍN INF CON CIBP, PUNZONAR ARENA "U" EVALUAR COMPLETAR.

-Inicia W.O. el 27 de enero del 2011

-Bajan Bes DN 1100 de Schlumberger con camisa de refrigeración

-Finalizan operaciones el 18 de marzo de 2011

-W.O. exitoso, se recupera la producción en +/- 700 bls.

PRUEBA OFICIAL:

FECHA	ARENA	BPPD	BSW	API	PC	MET.	Observación
02-Abr-11	Hs	897	0.8	25	NR	PPS	DN 1100

W.O.- 02**11-Dic-2011****OBJETIVO: REPARAR BES**

- Inicia operaciones a las 03:00 hrs. del 12 de diciembre del 2011.
- Sacan equipo BES DN-1100 en tubería de 3 1/2", desarman BHA de producción sobre equipo BES. Tec Cía Schlumberger.
- Tec. Cía Baker arma equipo BES P-12 Centrilit.
- Finalizan operaciones el 16 de diciembre del 2011 a las 18:00 Horas.

PRUEBA OFICIAL:

PRUEBAS	FECHA	ZONA	MET.	BPPD	BSW	API	Observación
ANTES	01-May-11	HS	PPS	-----	FASE	TIERRA	DN-1100
DESPUES	10-Jun-11	HS	PPS	230	44	24,8	P12X

W.O EXITOSO SE RECUPERA PRODUCCIÓN.

SACHA – 321D**HISTORIAL DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTOS****FECHA DE PERFORACIÓN: 11-Ene-2011****FECHA DE COMPLETACIÓN: 17-Ene-2011**

Cia. Baker baja conjunto TCP con cañones de 4 1/2" en tubería 3 1/2" clase "A" hasta 10333'. Asientan Packer "R-3" a 10160'. Sueltan barra detonadora, punzonan el intervalo:

Arena "Hs" 10310' - 10318' (8') @ 5 DPP
 10325' - 10332' (7') @ 5 DPP

PRUEBA OFICIAL:

FECHA	ARENA	BPPD	BSW	API	PC	MET.	Observación
17-Ene-11	Hs	364	2	24.7	CTK	PPF	A FLUJO NATURAL

W.O.- 01

04-Mar-2012

OBJETIVO: PUNZONAR CON TCP ARENAS "Ti" Y "Ui", EVALUAR CON B'UP COMPLETAR. CANDIDATO PARA BAJAR COMPLETACIÓN DUAL CONCENTRICA

- Movilizar la torre de reacondicionamiento a la locación
- Controlar el pozo con agua filtrada y tratada de 8.6 lpg.
- Desarmar cabeza, armar BOP, probar, desasentar, sacar conjunto TCP.
- Bajar BHA de limpieza en tubería de 3 1/2, midiendo, calibrando y probando con 3000 psi cada 20 paradas hasta 10460 pies.
- Bajar cable eléctrico CIBP de 7 pulg correlacionar y asentar a 10250 pies.
- En tubería de 3 1/2 pulg, bajar conjunto TCP, probar y soltar barra detonadora para punzonar arena Ti en el siguiente intervalo: 10116 ft-10168 ft.
- Con wireline abrir camisa de 3 1/2 pulg, desplazar bomba jet y evaluar arena "Ti"
 - a.- Resultados positivos, bajar electrónicas y tomar Build Up a la arena Ti
 - b.- Resultados negativos, realizar estimulación a la arena Ti.
- Reversar bomba jet, recuperar electrónicas, verificar que las cargas se encuentren disparadas.
- Con cable eléctrico asentar CIBP de 7 pulg, correlacionar y asentar +- 10000 ft
- Bajar conjunto TCP, en tubería de 3 1/2 pulg con cargas de alta penetración, con camisa de 3 1/2 y empacadura R-3, con colchón de fluido de 600 ft, correlacionar profundidad con marca radioactiva, asentar empacadura, probar, soltar barra y punzonar los siguientes intervalos:
 - ARENA Ui: 9909-9917 (8 ft) @5DPP
 - 9921-9954 (33 ft) @5DPP
- Abrir camisa, desplazar bomba jet, evaluar arena Ui.
 - a.- Resultados positivos, tomar Build Up con cierre de 20 horas.
 - b.- Resultados negativos, realizar una estimulación a la arena Ui
- c.- Si los resultados de la estimulación son negativos, un programa alterno será preparado
- Reversar bomba jet, controlar el pozo, desasentar empacadura R-3, sacar conjunto TCP y verificar que las cargas se encuentren disparadas.
- Con broca y canasta moler CIBPs a 10000 ft y 10250 ft, sacar BHA de limpieza hasta 10460, circular, limpiar y sacar.
- La completación a bajarse se diseñara de acuerdo a los resultados de las evaluaciones de Build up, se dejara produciendo de la mejor arena.
- Desarmar cabezal, armar BOP y probar.
- realizar prueba de producción estabilizada por 6 horas.
- Finalizar operaciones de taladro.

PRUEBA OFICIAL:

FECHA	ARENA	BPPD	BSW	API	PC	MET.
02-Jul-12	Hs	921	1	24.7	NR	PPH
30-Jul-12	Hs	568	3	24.7	40	PPS

Trabajo No satisfactorio, pozo no recupera producción antes de WO (-350 BPPD).

SACHA – 260D

HISTORIAL DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTOS

FECHA DE PERFORACIÓN: 17-Febrero-2011

FECHA DE COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES: 03-Abril-2011

- RIG CPV-16 inicia operaciones 17 de febrero del 2011.
- Cía. Halliburton toma registro de evaluación de cemento: CAST-V, CBL, NSG, CCL-GR. desde el fondo 10120' hasta 8120'.
- Cía. Halliburton baja conjunto TCP y disparan los intervalos de la arena "T":
 - 9823' - 9905' (82') @ 5DPP
 - 9923' - 9932' (9') @ 5DPP
- Evalúan arena "T" con bomba jet y unidad MTU al tanque bota.
BFPD=36; BSW fm=100% ; THE=9;
- Sacan conjunto TCP.
- Cía. Halliburton intenta bajar conjunto TCP para disparar Hs, sin éxito. No pasa de tope de liner a 8490'.
- Bajan BHA de limpieza con polish mil para acondicionar tope de liner.
- Cía. Halliburton intenta bajar conjunto TCP para disparar Hs por segunda ocasión, sin éxito. No pasa de tope de liner a 8490'.
- Suspenden operaciones de C&PI el 02 de marzo del 2011.
- RIG GP-02 reinicia operaciones 14 de marzo del 2011.
- Cía. Schlumberger baja conjunto TCP y redisparan intervalos de la arena "T":
 - 9823' - 9905' (82') @ 5DPP
 - 9923' - 9932' (9') @ 5DPP
- Evalúan arena "T" con bomba jet 9A y elementos de presión al tanque bota.
BFPD=30; BSW =100% ; THE=30; Pwf=801 PSI, Pws=3830 PSI.
- Cía. Halliburton dispara con cable los siguientes intervalos de la arena "Hs":
10041' - 10095' (54') a 5 DPP.
- Evalúan arena "Hs" con bomba jet 9A y elementos de presión al tanque bota.
BFPD=216; BPPD= 188, BSW =13% ; THE=78; Pwf=950 PSI, Pws=3766 PSI
- Cía. Halliburton baja conjunto TCP y disparan los intervalos de la arena "Ui":
 - 9666' – 9681' (15') A 5 DPP
- Evalúan arena "Ui" con bomba jet 9A y elementos de presión al tanque bota.

BFPD=480; BPPD=211, BSW =56%; THE=28; Pwf=1053 PSI, Pws=1764 PSI

- *Baker centriflft baja equipo BES P8X en tubería de 3 ½".*
- *Finalizan operaciones el 03 de abril del 2011*

PRUEBA OFICIAL

FECHA	ARENA	BPPD	BSW	API	PC	MET.	Observación
19-Mar-11	Ti	0	100	ND	CTK	PPH	
24-Mar-11	Hs	188	49	ND	CTK	PPH	Prueba con elementos.
30-Mar-11	Ui	211	56	ND	CTK	PPH	Prueba con elementos.

C&I exitoso

SACHA – 66B

HISTORIAL DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTOS

FECHA DE PERFORACIÓN: 10-Enero-97.

FECHA DE COMPLETACIÓN: 07-Febrero-97

- *Inician operaciones el 17-Enero-1997.*
- *Disparan los siguientes intervalos:*
Arena "U" 9548' – 9560' (12')
9568' – 9580' (12') a 6 DPP
- *Terminan operaciones el 07-Febrero-1997*

PRUEBA OFICIAL:

PRUEBA	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	MET.	PC
OFICIAL	02-Feb-97	Ui	817	17	28	PPH	NR

- *03-Feb-98 Se realiza limpieza de punzados y estimulación a la formación con solventes y HCL (15%).*
- *27-Mar-01 Se realiza limpieza de Std-valve y Bes con HCL (15%) Y Coiled tubing.*
- *14-Feb-03 Se realiza limpieza de punzados y estimulación a la formación napo U con solventes y HCL (15%).*

W.O. # 1 (14-Mar-98)

OBJETIVO: Reparar BES, Evaluar U y rediseñar BES.

- Inician operaciones el 07-marzo-98.
- Evalúan arena U con bomba Jet-D7 :

BFPD=480, BPPD=360, BSWF=25%, REC=767, T. EVAL=40 Hrs, Salinidad = 1394 ppm Cl-.

- Bajan 3 bombas DN-450.
- Finalizan operaciones el 14-marzo-98

PRUEBA OFICIAL:

PRUEBAS	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	MET.	PC	Observación
ANTES	27-Feb-98	Ui	OFF			PPS	NR	DN-450
DESPUÉS	16-Mar-98	Ui	437	1	27	PPS	NR	DN-450

Trabajo exitoso, se logra una producción de 437 BPPD, se baja equipo con 3 bombas DN-450.

W.O. # 2 (20-Dic-2003)**OBJETIVO: Reparar BES.**

- Inician operaciones el 12 de diciembre del 2003.
- Con cañones de 4 ½" Cia. Schlumberger repunzona Napo "U" a 5 DPP en los intervalos:

9548' – 9560' (12'), 9568' – 9580' (12').

- Evalúan arena U con bomba Jet-E8 :

BFPD=480, BPPD=408, BSWF=15%, REC=1279, T. EVAL=55 Hrs, Salinidad = 4300 ppm Cl-.

- Bajan 3 bombas Reda, DN-280 (154+154+134 etapas), Serie 400.
- Finalizan operaciones el 20 de diciembre del 2003.

PRUEBA OFICIAL:

PRUEBAS	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	MET.	PC	Observación
ANTES	20-Nov-03	Ui	344	0.3	28.4	PPS	60	DN-450
DESPUÉS	28-Dic-03	Ui	224	1.4	28.4	PPS	58	DN-280

Se bajaron 3 bombas de menor capacidad de levantamiento (DN-280), no se pudo recuperar a la producción neta del pozo (+/- 350 BPPD), trabajo no exitoso.

W.O. # 3 (8-Dic-2005)

OBJETIVO: Sacar BES. Realizar estimulación a la arena U. Evaluar. Rediseñar BES. Alternativa punzonar BT.

- Sacan BES: DN280 con bombas con giro suave, presencia de químico antiescala en el housing, motor eléctricamente bien.
- Realizan RMA a U con 82 bls a 0.9 bpm y 0 psi. Evalúan arena U.
- Realizan B'UP: Pwf=1161 psi, Pws=1428 psi.
- Bajan equipo BES con 2 bombas D725N serie 400(197+136 etapas).

PRUEBA OFICIAL

PRUEBAS	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	MET.	PC	Observación
ANTES	17-Nov-05	UI	86	0.2	28.6	PPS	55	DN-280
DESPUES	22-Dic-05	UI	718	2	28.6	PPS	50	DN-725

W.O exitoso, aumenta producción

W.O. # 4 (5-Mar-07)

OBJETIVO: Cambio de BHA Electro Sumergible por bajo aislamiento y Comunicación TBG-CSG

- Inicia Operación 27-feb-07
- Sacan BES , sale tubo colapsado a +/- 5500', cable sale eléctricamente en buen estado, sensor con problemas electrónico , el resto del equipo con giro suave y adherencia de químicos , separador de gas taponado con químicos, motor bueno.
- Bajan BHA de evaluación (Ing de Petróleos Quito, dispone sacar BHA de evaluación y bajar Equipo BES).
- Arman y bajan BHA de producción BES (2 bombas DN-725, motor 120 hp, 1138 V, 63 Amp)
- Al arrancar el variador de frecuencia se encuentra dispositivo dañado. Cambian variador)
- Realizan prueba de producción de U a Estación BFPD=504, BSW=100%, PC=90, Pint=582, FREC=53 Hz, Tint=216°F, Tmot=238°F, THE=7
- Finalizan Operaciones 5-mar-07

PRUEBA OFICIAL

PRUEBAS	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	MET.	PC	Observación
ANTES	24-feb-07	UI	Cerrado por bajo aislamiento y comunicación TBG-CSG					
DESPUES	16-Mar-07	UI	409	2	28.6	PPS	60	DN-725

Trabajo exitoso, la comunicación TBG-CSG se debió al tubo colapsado y el bajo aislamiento al sensor de fondo.

W.O. # 5 (13-Abril-09)

OBJETIVO: Sacar BES, realizar estimulación a la arena U, evaluar, rediseñar BES.

- Inician Operaciones el 01-abril-09.
- Sacan BES, técnico Reda desarma equipo, giro de conjunto atascado, giro de primera bomba atascado, housing limpio, giro de segunda bomba suave, housing limpio, separador de gas giro suave, presencia de químico en la malla, motor giro suave, aceite contaminado, eléctricamente. OK. Centralizador limpio, sensor.OK. cable eléctricamente. OK.
- Cia. Halliburton realiza estimulación a la arena U, PI=900 PSI, PF=2250 PSI,
- Desplazan bomba Jet-10J y evalúan U con unidad de bombeo al tanque bota:
BFPD=216, BSW=100%, TR=128 bls, THE=15 Hrs.
- Continúan evaluando U con camión bomba al tanque bota:
BFPD=144, BSW=71%, BPPD=42, TR=345 bls, THE=95 Hrs. salinidad=9250 ppm Cl-.
- Cia. Schlumberger arma cañones 4 ½", baja a disparar :
Arena BT: 8810'- 8816' (6') a 5 DPP.
- Instalan y bajan BHA definitivo con packers hasta 9576'.
- Cia. Sertecpet desplaza bomba Jet-10J y asienta a 8662'.
- Realizan prueba de producción de arena U con bomba Jet-10J + unidad de bombeo MTU al tanque bota:
BFPD=144, BSW=100%, TR=65 bls, THE=9 Hrs.
- Finalizan Operaciones el 13-abril-09.

PRUEBA OFICIAL:

PRUEBAS	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	MET.	PC	Observación
ANTES	30-mar-09	UI						BES OFF por 3 fases a tierra E.W.O
DESPUÉS	17-Abr-09	UI						Packers desasentados. E.W.O.

Trabajo no exitoso, luego de W.O se comprueba packers desasentados.

W.O # 06 (14-Mayo-2009)

OBJETIVO: CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR EMPACADURAS DESASENTADAS

- Inician operaciones el 09 de Mayo del 2009
- Sacan completación de bombeo hidráulico en tubería de 3 ½"
- Bajan BHA de limpieza, Sacan BHA de limpieza tubería sale con brea interna y externamente.
- Bajan completación de producción en tubería de 3 ½"
- Asientan dos packers de 7" x 2 7/8" FH a 8706` y 9365`
- Realizan prueba de producción al tanque bota con bomba jet E-8 a "U"
BFPD=408,BSWF=100,TR=102,THE=6

PRUEBA OFICIAL

PRUEBAS	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	MET.	PC	Observación
ANTES	17-Abr-09	UI	Packers desasentados E.W.O					
DESPÚES	20-May-09	UI	Bomba atascada E.W.O.					

W.O no exitoso

W.O. # 07 (28-Feb-10)

OBJETIVO: CAMBIO DE LEVANTAMIENTO DE PPH A PPS

- Mover torre para inicio de operaciones.
- Controlar pozo, desarmar cabezal, armar BOP y probar, desasentar packers y sacar completación y chequear.
- Bajar BHA de limpieza, midiendo y probando con 3000 psi cada 20 paradas.
- Armar equipo ESP de REDA D475N (177+159+159) etapas., bajar y probar.
- Probar rotación de equipo ESP
- Realizar prueba de producción y dar por finalizada las operaciones del taladro.

PRUEBA OFICIAL:

PRUEBAS	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	MET.
ANTES	27-Feb-10	UI	396	3	27	--
DESPÚES	08-Mar-10	BT+UI	289	10	28.6	PPS

W.O EXITOSO

W.O. # 08

FECHA INICIO: 13-SEP-11

FECHA FIN: 19-SEP-11

OBJETIVO: SACAR COMPLETACION BES, EVALUAR ARENA "U" Y "BT", DISEÑAR NUEVA BES

- Moviliza taladro y entra en W.O 8 a las 4 pm
- Desarmar cabezal, armar BOP y probar.
- Bajar BHA DE limpieza en tubería de 3 ½, midiendo y probando cada 20 paradas con 3000 psi.
- Bajar BHA de evaluación, realizar prueba de admisión a la arena U.
- Abrir camisa y desplazar bomba Jet y evaluar arena U.
- Bajar completación de BES, diseñada para producir de una arena a dos arenas.
- Desarmar BOP, armar cabezal y probar.
- Tomar prueba de producción y finalizar las operaciones.

PRUEBA OFICIAL

PRUEBAS	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	MET.
ANTES	04-Sep-11	BT+UI	270	2	27	PPS
DESPÚES	20/09/2011	BT+UI	264	88	28	PPS

**ANEXO 5: DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN DE LOS POZOS
SELECCIONADOS**

FIGURA A 5.1 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO SAC-93V

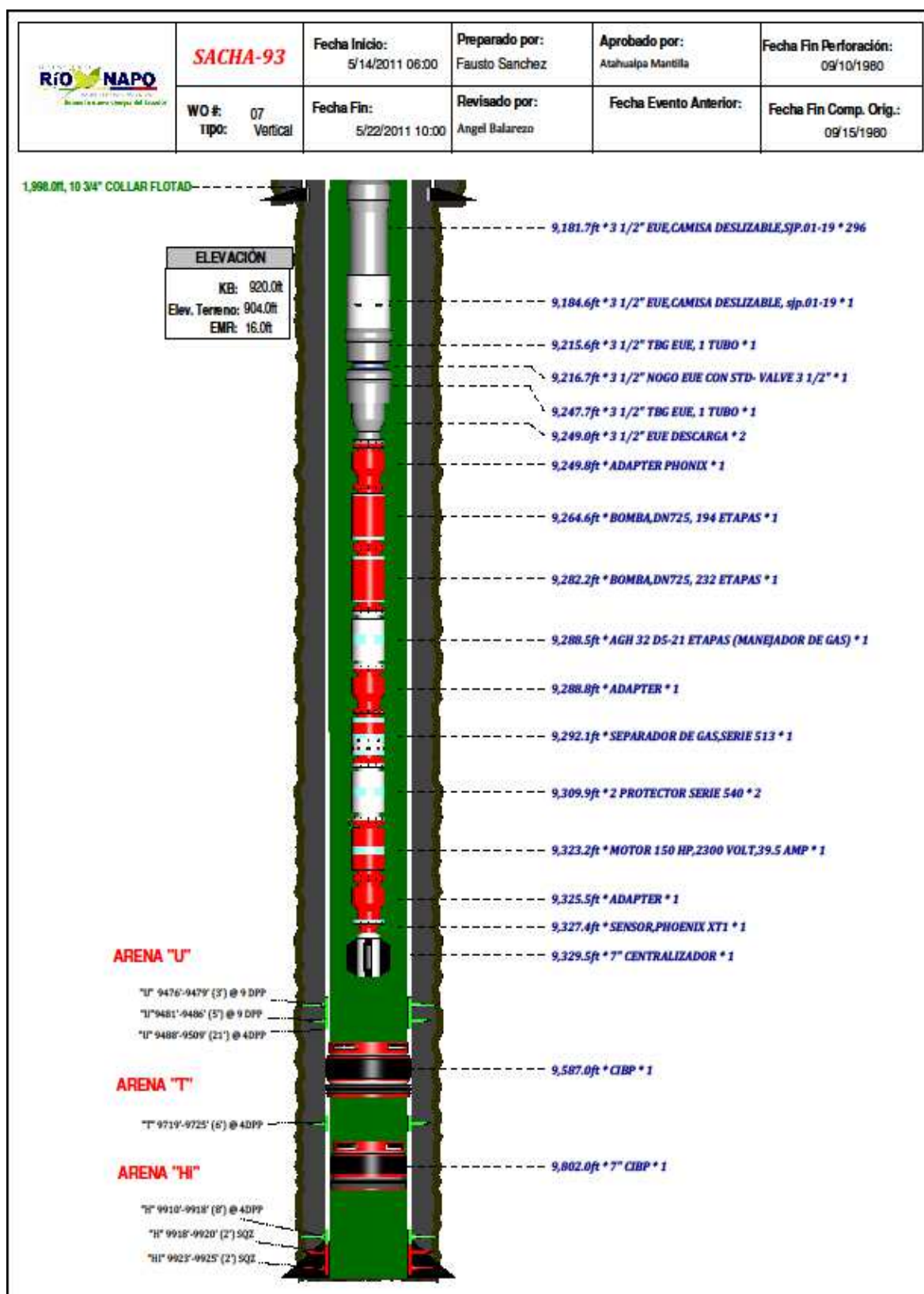


FIGURA A 5. 2 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO SAC-121V

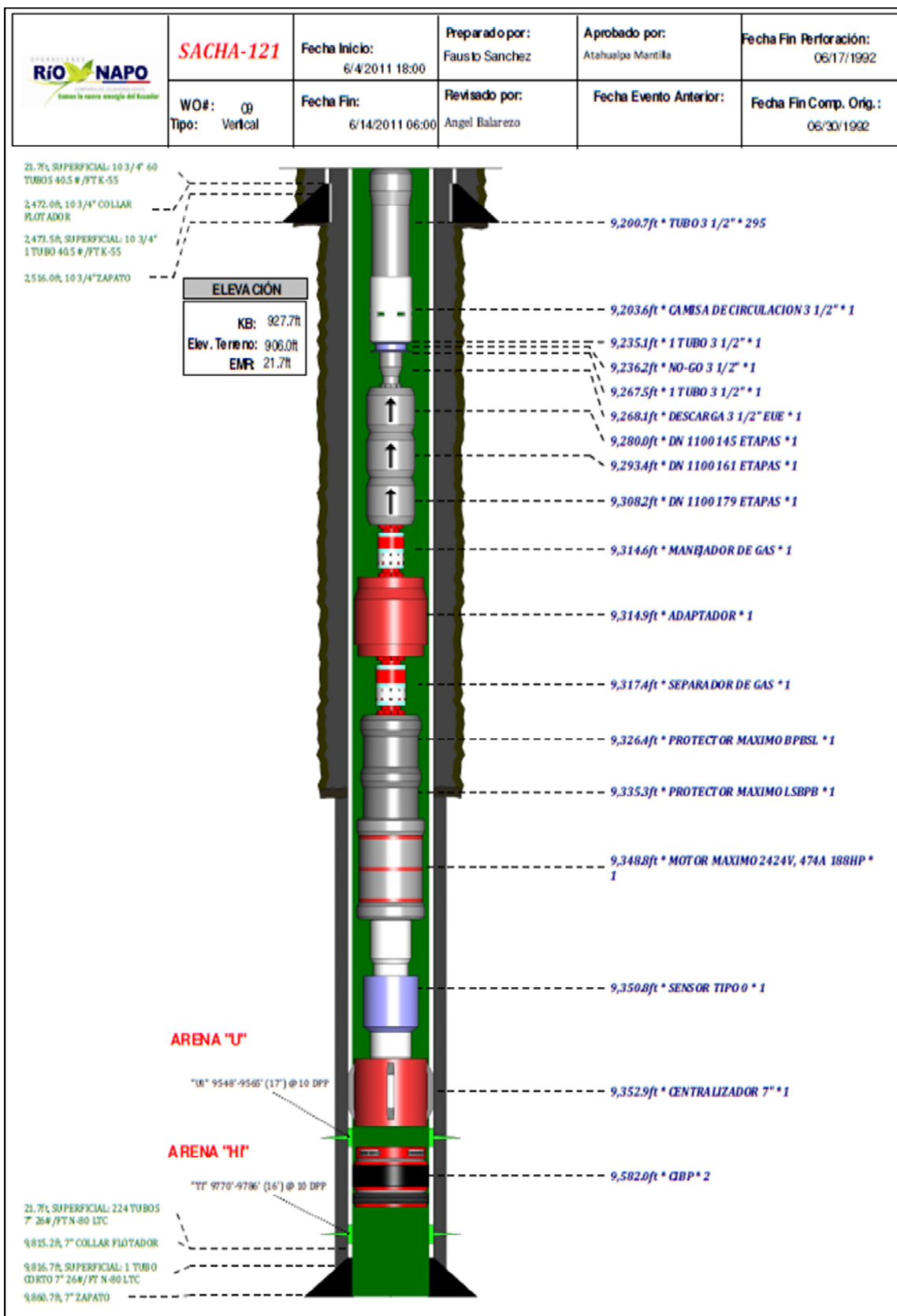


FIGURA A 5.3 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO SAC-178D

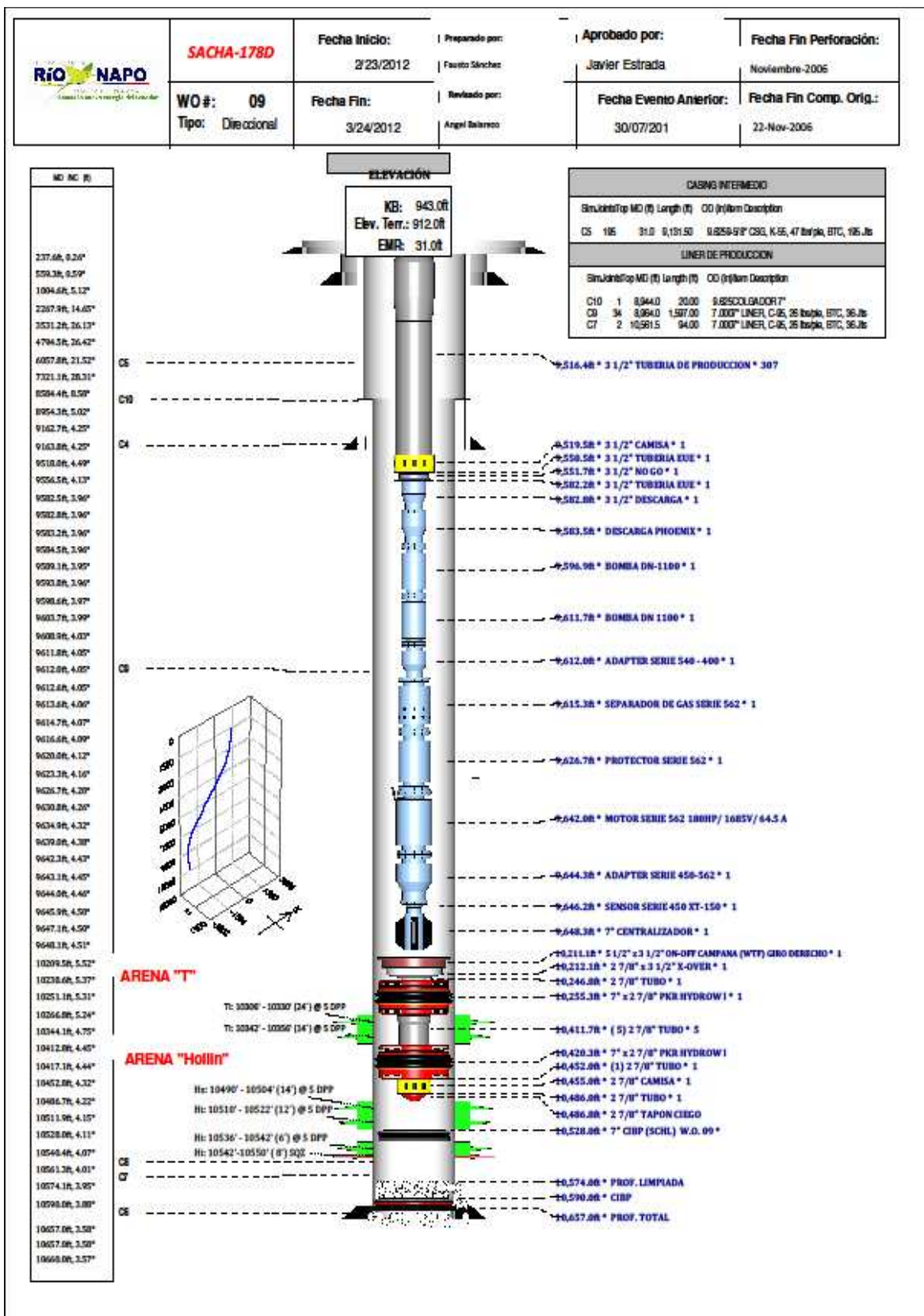


FIGURA A 5.4 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO SAC-242D

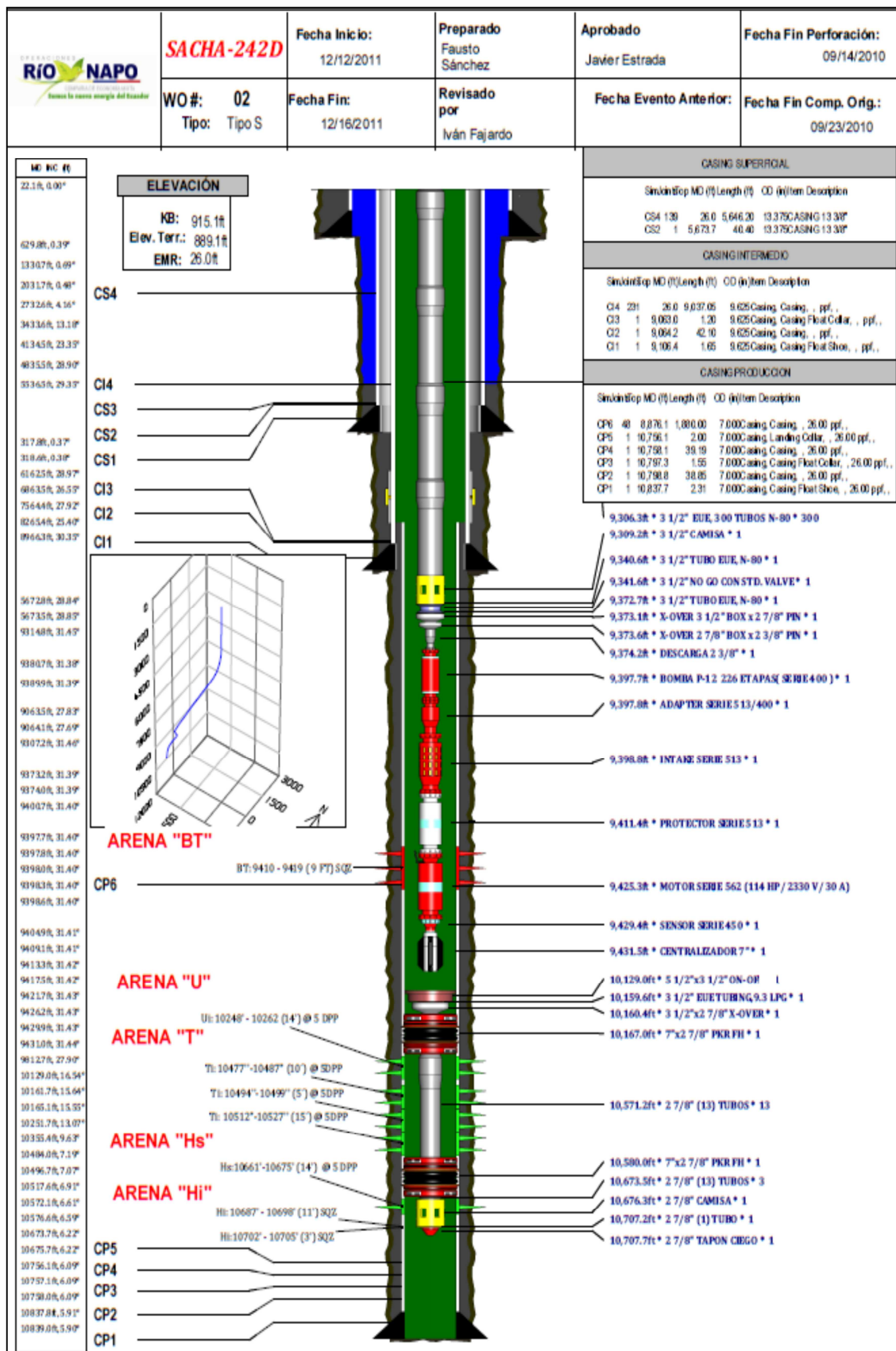


FIGURA A 5.5 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO SAC-321D

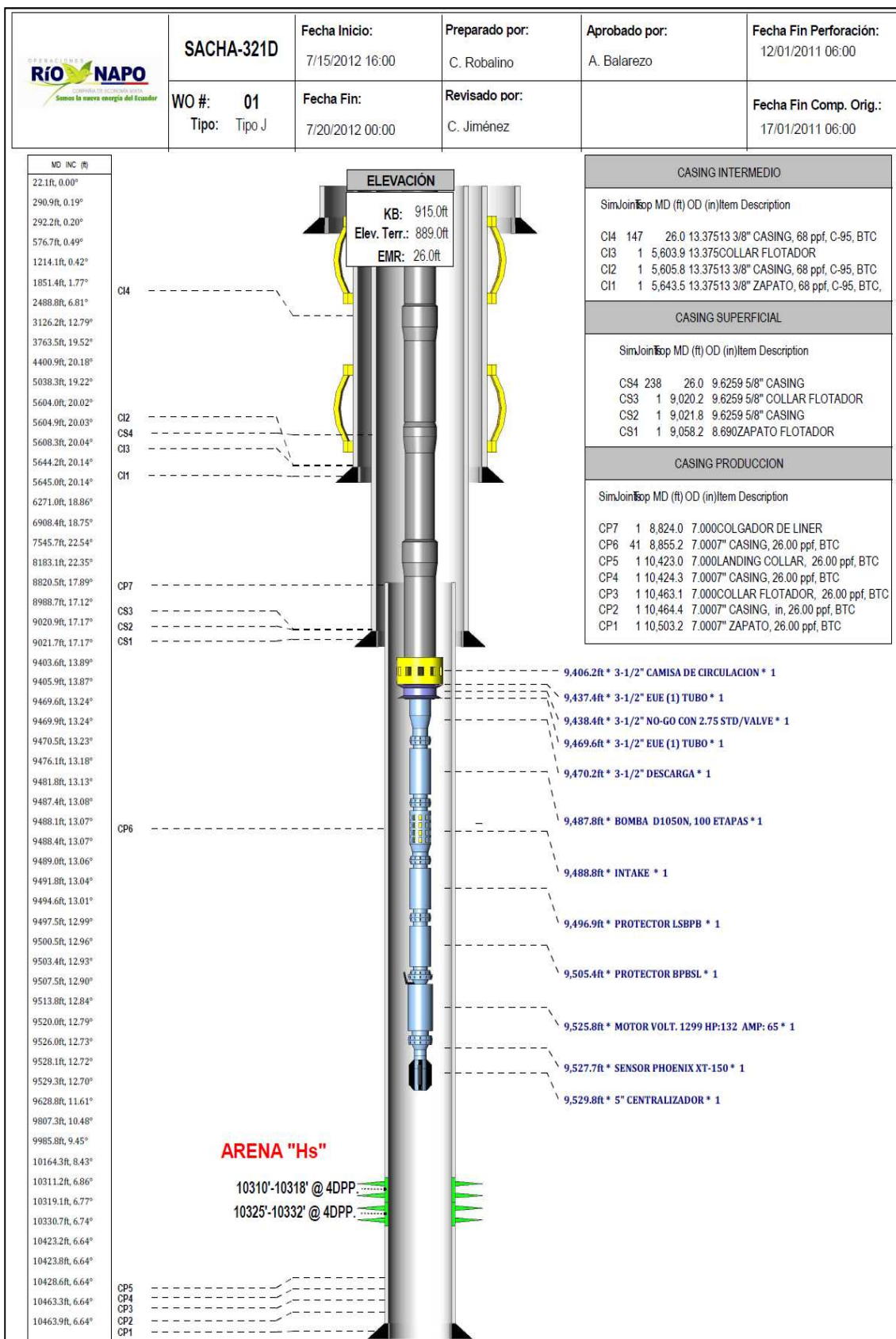


FIGURA A 5.6 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO SAC-260D

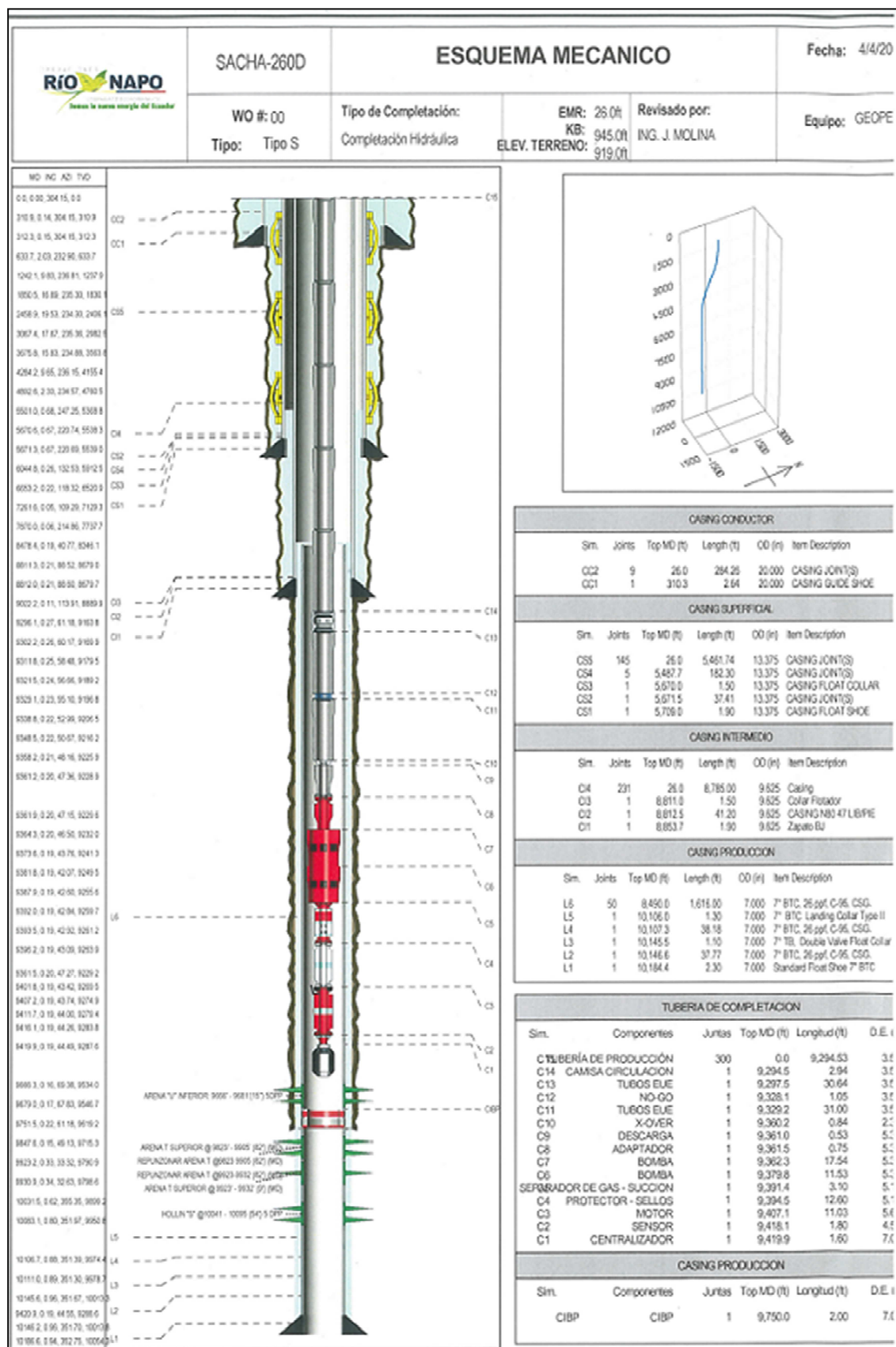
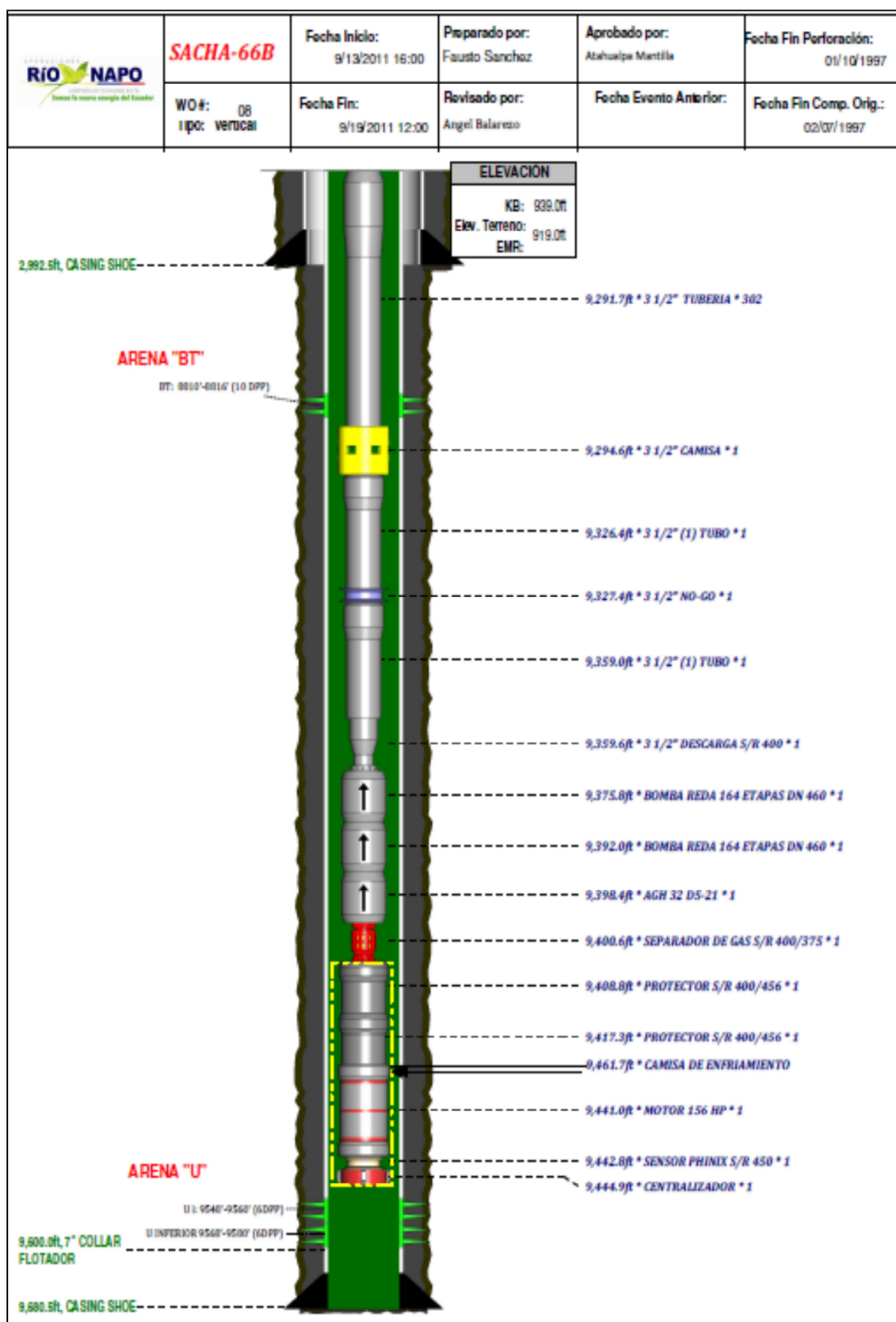


FIGURA A 5.7 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO SAC-66B



**ANEXO 6: CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO PARA
TUBERÍAS HORIZONTALES Y VERTICALES**

6.1 CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS VERTICALES

Los estudios realizados en el comportamiento de flujo multifásico en tuberías verticales tienen como objetivo predecir el gradiente de presión a través de la tubería de producción, debido a la importancia que tienen para la industria petrolera.

Las correlaciones realizadas mediante técnicas de laboratorio y/o datos de campo poseen sus limitaciones al ser aplicadas en condiciones diferentes a la de su deducción. Los factores más importantes tomados en cuenta son: el cálculo de la densidad de la mezcla, el factor de entrapamiento de líquido (Hold Up), regímenes de flujo, factor de fricción, entre otros.

Existen muchas correlaciones para predecir los gradientes de presión durante el flujo multifásico en tuberías verticales, a continuación se hará una breve descripción de las correlaciones más usuales para el análisis de flujo multifásico en tubería vertical

Duns & Ros:

La corrección de Duns & Ros se utiliza para pérdidas de presión y resbalamiento con determinación del régimen de flujo tanto por la correlación de Duns & Ros o Taitel Dukler. Esta correlación fue desarrollada para una mezcla de gas y líquido en el pozo, en el flujo vertical. Las ecuaciones fueron desarrolladas para cada uno de los regímenes de flujo: 1. Flujo burbuja, tapón y parte espuma, 2. Flujo residuo de espuma y bolsa de gas y líquido, 3. Flujo neblina.

Estas regiones tienen rendimiento de gas bajo, intermedio y alto, respectivamente. Cada región de flujo tiene una correlación de resbalamiento diferente. Las ecuaciones están basadas en un extenso trabajo experimental utilizando mezclas de petróleo y aire.

Beggs & Brill:

La correlación original de Beggs & Brill utiliza pérdidas de presión y resbalamiento de flujo. El régimen de flujo es determinado por la correlación de Beggs & Brill y Taitel Dukler. Esta correlación fue desarrollada siguiendo un estudio del flujo bifásico en tuberías horizontales e inclinadas. La correlación esta basada en un mapa de regímenes de flujo, el cual se determina primero como si el flujo fuera horizontal. Luego se calcula un resbalamiento horizontal mediante correlaciones, y este se corrige para un ángulo y una inclinación.

La correlación revisada trabaja con rugosidades de tubería, limitantes de resbalamiento y constantes de corrección propuestas por Palmer y Payne.

Se toman en cuenta los siguientes puntos de la correlación original: 1. Un patrón de flujo extra dentro del flujo espuma que no considera un colgamiento del flujo. 2. El factor de fricción varía desde un modelo estándar de tubería lisa, para utilizar un factor de fricción monofásico basado en la velocidad promedio que tenga el fluido.

Orkiszewski:

La correlación de Orkiszewski toma en cuenta las pérdidas de presión, resbalamiento y patrón de flujo. Esta correlación fue desarrollada para predecir las pérdidas de presión de un flujo bifásico en una tubería vertical. Se consideran tres regímenes de flujo: burbuja, tapón, tapón anular de transición y neblina anular. El comportamiento del flujo se puede predecir dentro de un 10% de exactitud, para caídas de presión de un fluido bifásico, en pozos que producen naturalmente o mediante Gas Lift. Los fenómenos de restablecimiento se ajustan como en los métodos anteriores según el anulo de desviación.

Hagedorn & Brown:

Considera pérdidas de presión y resbalamiento. Esta correlación no predice el patrón de flujo como las correlaciones de Duns & Ros y Beggs & Brill. Sin embargo la predicción del patrón de flujo no afecta ningún de los cálculos. La correlación de Hagedorn & Brown fue desarrollada siguiendo un estudio experimental de los gradientes de presión que se presentan durante un flujo

bifásico en tuberías vertical de diámetro pequeño .Se utilizo en el estudio un pozo experimental de 1500ft,diámetros 1 in,1.25 in y 1.5 in.

El aire fue la fase gaseosa y cuatro diferentes líquidos (agua y petróleo con viscosidades desde 10,3 cP hasta 110 cP). El resbalamiento del flujo no fue medido directamente, más bien se determino un valor de resbalamiento que ajuste con los gradientes de presión medidos.

Todas las correlaciones utilizan variables a dimensionales, lo que es una condición usualmente buscado para un análisis similar pero no siempre alcanzado

Dukler (AGA) & Flanigan:

Esta correlación fue desarrollada para un flujo bifásico de gas y condensado. El mapa desarrollado por Taitel Dukler se utiliza para determinar los patrones de flujo: Estatificado, Ondulante, Intermitente, Anular de líquido disperso y burbuja disperso. La ecuación de Dukler se utiliza para calcular la presión de fricción y el resbalamiento y la ecuación de Flanigan calcula la pérdida de presión por elevación. La correlación mejorada calcula el resbalamiento de acuerdo a la correlación de Eaton. Las correlaciones de resbalamiento de Eaton están basadas en un estudio desarrollado en tuberías de acero de 2 y 4 pulgadas.

Las correlaciones de Duns & Ros, Hagedorn & Brown y Beggs y Brill son generalmente utilizadas para todo rango de tipos de fluidos y diámetros de tubería.

Gray:

La correlación fue desarrollada por "H. E Gray" de la compañía petrolera "Shell", para fases de gas, predominantemente para sistemas de gas y condensada en flujo multifásico vertical. Gray considero una fase simple, asumiendo que el agua o condensado van adheridos en las paredes de la tubería en forma de gotas.

La correlación es aplicada para casos en los que se considera que las velocidades para flujo vertical estén por debajo de 50 ft/s, que el tamaño de la tubería de producción sea menor de 3 ½-in y que las relaciones de condensado y agua estén por debajo de 50 bls/mmpcn y 5 bls/mmpcn, respectivamente.

Gilbert (1954):

Fue el primer investigador en presentar curvas de recorrido de presión para uso práctico. Su trabajo consistió en tomar medidas de caídas de presión en el reductor; el método trabajó para bajas tasas de producción y utilizó en el mismo el término de "longitud equivalente" para el cálculo de la presión de fondo fluyente.

6.2 CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS HORIZONTALES

El problema del flujo horizontal bifásico se considera tan complejo como el flujo bifásico vertical. Para el diseño de las tuberías de gran longitud es necesario conocer las caídas de presión que se producen a lo largo de ellas. La predicción de las caídas de presión, cuando una mezcla de gas y líquido fluye en un conducto cerrado, es uno de los mayores problemas de ingeniería.

Las caídas de presión en flujo bifásico son bastantes diferentes de las que ocurren en flujo de una sola fase; esto se debe a que generalmente existe una interface y el gas se desliza en el líquido, separadas ambas por una interface que puede ser lisa o irregular dependiendo del régimen de flujo existente y las caídas de presión pueden llegar a ser de 5 a 10 veces mayores, que las ocurridas en flujo monofásico. Los tipos de regímenes que pueden darse en flujo multifásico horizontal dependen de las variaciones en presión o de la velocidad de flujo de una fase con respecto a la otra.

A continuación se enumera las correlaciones comúnmente usadas para determinar las pérdidas de presión en tuberías horizontales.

Beggs & brill (1973):

Es una de las ecuaciones más utilizadas y cubre varios rangos de tasas y diámetros internos de la tubería. Desarrollaron un esquema paracaídas de presión en tuberías inclinadas y horizontales para flujo multifásico.

Establecieron ecuaciones según los regímenes de flujo segregado, intermitente y distribuido para el cálculo del factor de entrapamiento líquido y definieron el factor de fricción bifásico independientemente de los regímenes de flujo.

Beggs & brill revisada:

En la misma se mejoraron los siguientes métodos que no se usaron en la correlación original, (1) un régimen de flujo adicional, el flujo burbuja, considerando que no asume error en él (holdup), (2) el factor de fricción del modelo de tubería lisa normal fue cambiado, utilizando un factor de fricción en fase simple basado en el rango de la velocidad de fluido.

Dukler, aga & flanigan:

La correlación de AGA & Flanigan fue desarrollada para sistemas de gas condensado en tuberías horizontales e inclinadas. Se considero cinco regímenes de flujo: burbuja, intermitente, anular, neblina y estratificado. La ecuación de Dukler es usada para calcular las pérdidas de presión por fricción y el factor de entrapamiento (holdup) y la ecuación de Flanigan es usada para calcular el diferencial de presión por elevación.

La tabla A 6.1, indica las principales diferencias entre las correlaciones más usadas tanto en tuberías verticales, desviadas y horizontales

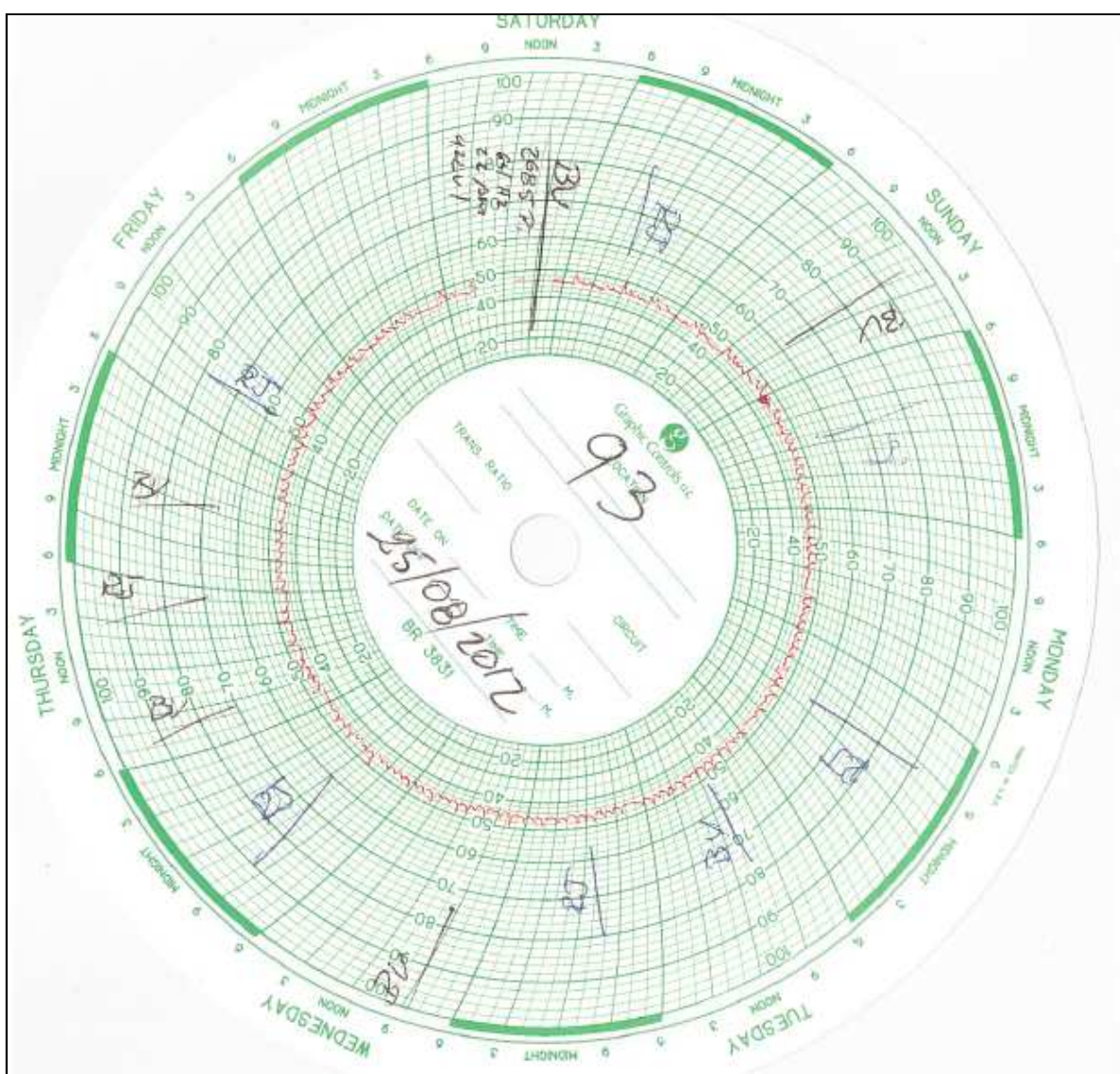
Tabla A 6.1 CARACTERÍSTICAS DE LAS CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO

Investigadores	Año	Tipo de estudio	Diámetro de la Tubería	Fluidos utilizados	Comentario
Poetmann & Carpenter	1952	Campo, Experimental	2-2.5-3	Petróleo, Agua y Gas	Correlación desarrollada a partir de pruebas de pozos con $q > 420$ BFPD, $GLR < 1500$ pcs/bls.
Baxendell & Thomas	1961	Campo, Experimental	2.5-3-3.5	Petróleo y Gas	Basada en datos del campo del lago Maracaibo. Caudales muy altos.
Fancher & Brown	1963	Campo, Experimental	2	Agua y Gas	Los datos son de un pozo utilizando un GLR mas alto que en la correlación de Poetmann y Carpenter
Hagedorn & Brown	1963	Intermedio, Experimental	1-1.25-1.5	Petróleo, Aire y Agua	Datos de un pozo experimental. Utiliza un amplio rango de viscosidad de petróleo
Dun & Rose	1963	Laboratorio y experimental	1.5-2-2.5-3	Petróleo, Agua y Gas	Correlación desarrollada para un gran número de datos de laboratorio.
Orkiszewski	1967	Campo, Experimental	1-1.5-2-3	Petróleo, Agua y Gas	Utiliza datos de campo y los datos de Hagedorn y Brown. Nuevo método solo para el flujo tapón
Azis & et.al	1972	Campo, Experimental	-----	-----	Extensión del trabajo de Orkiszewski revisado. Nuevo mapa de patrones de flujo
Chierici et al	1974	Laboratorio, experimental y teórico	0.5-0.75-1	Petróleo, Agua y Gas	Utiliza los datos de Wallis y Nicklen. Nuevo método para flujo tapón. Nuevo mapa de petróleo de flujo
Beggs & Brill	1973	Laboratorio, experimental y teórico	1-1.5	Agua y Aire	Método para flujo multifásico inclinado. Gran número de puntos de referencia de baja presión
Asheim	1986	Teórico	-----	-----	Basado en trabajos realizados por Dukler
Hasan & Kabir	1986	Laboratorio, experimental y teórico	5, incluye casos de anular	-----	Exclusivo para pozos direccionales

FUENTE: The Technology of Artificial Lift Methods, Kermit E Brown, Volumen 2
ELABORADO POR: Diego Fernando Galárraga Carrión.

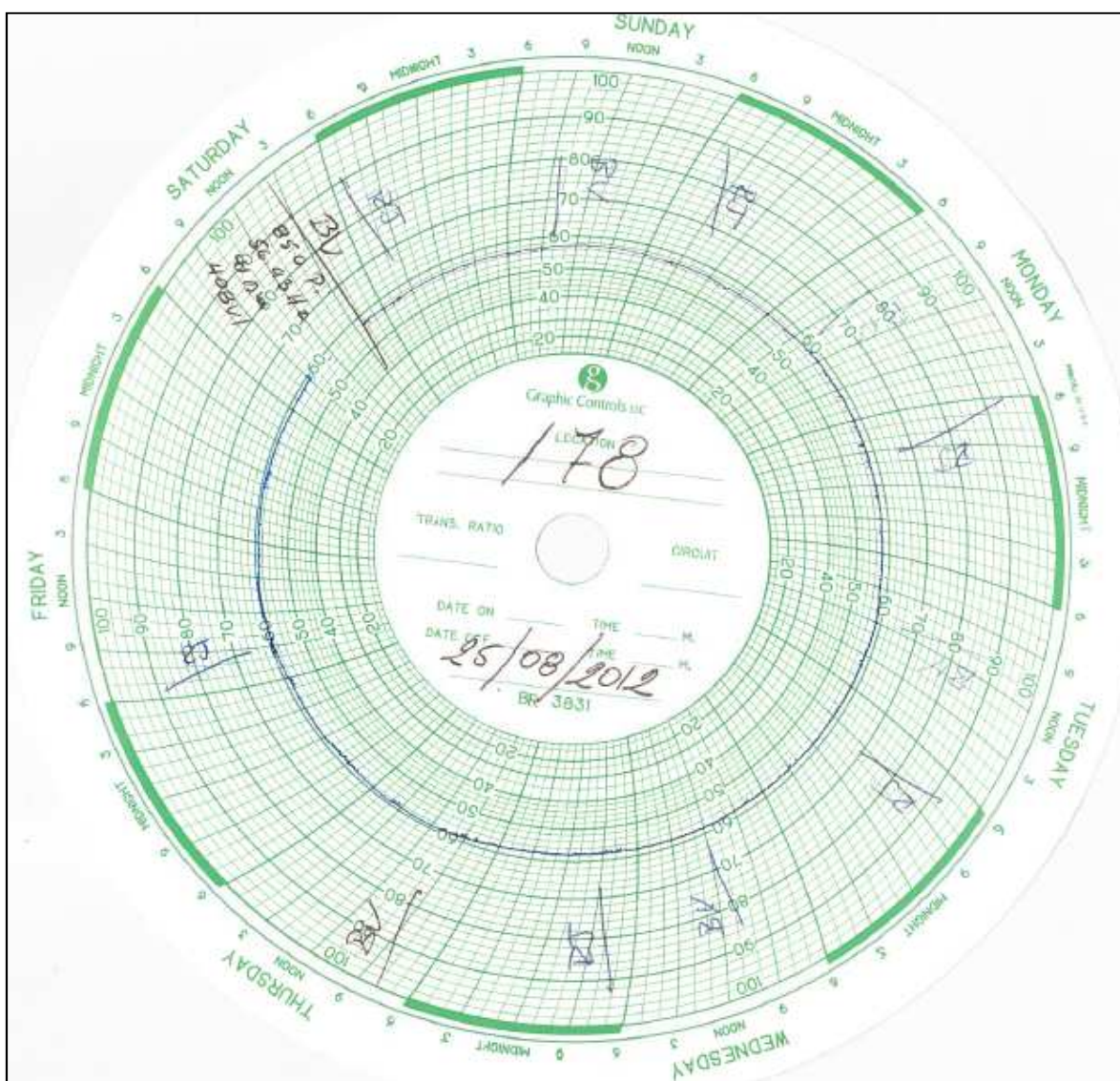
**ANEXO 7: CARTAS AMPERIMÉTRICAS DE LOS POZOS
SELECCIONADOS CON EQUIPO BES DE SACHA NORTE-2**

FIGURA A 7.1: CARTA AMPERIMÉTRICA DEL POZO SAC-93V



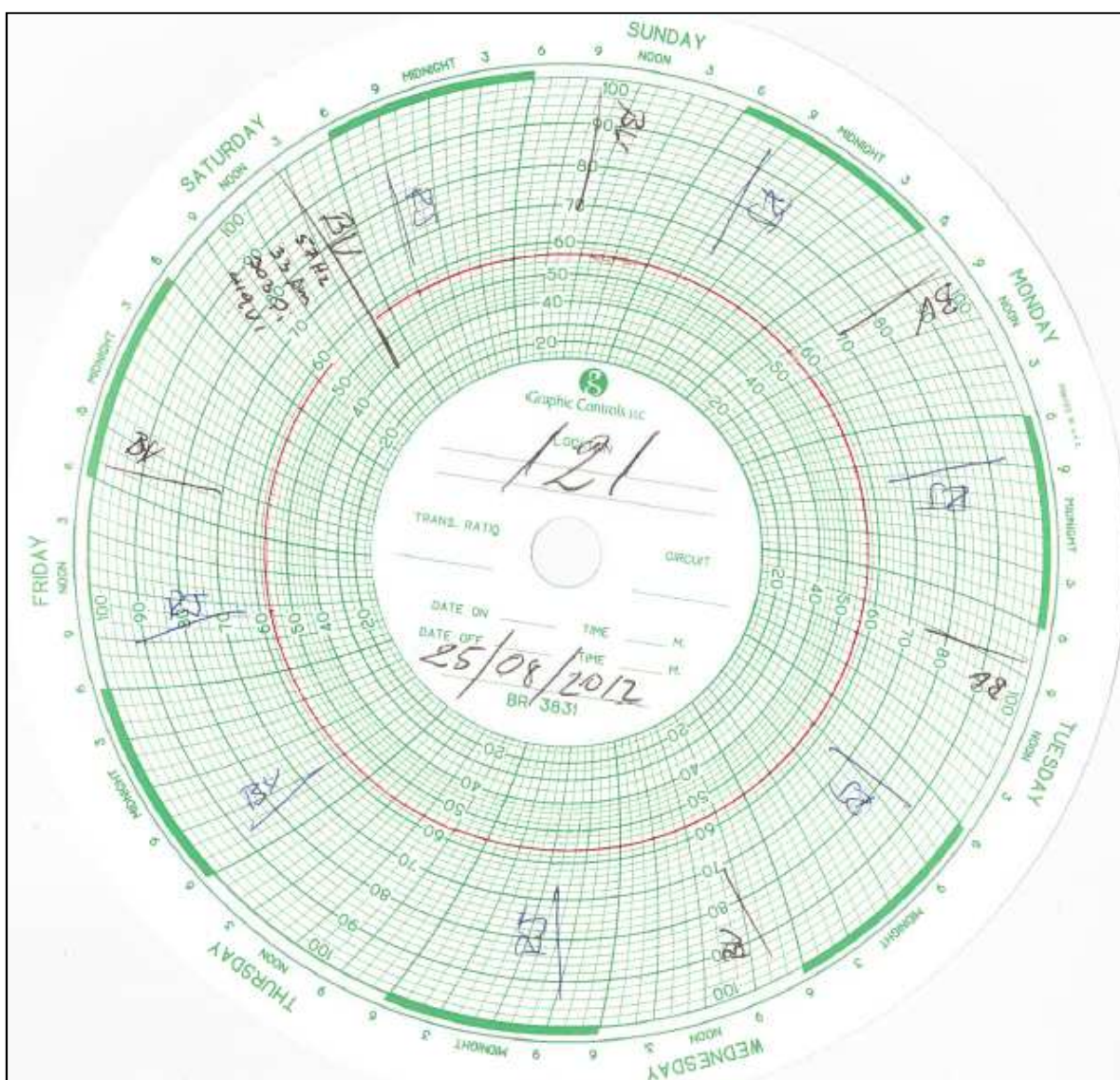
Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, Campo Sacha

FIGURA A 7.2: CARTA AMPERIMÉTRICA DEL POZO SAC-178D



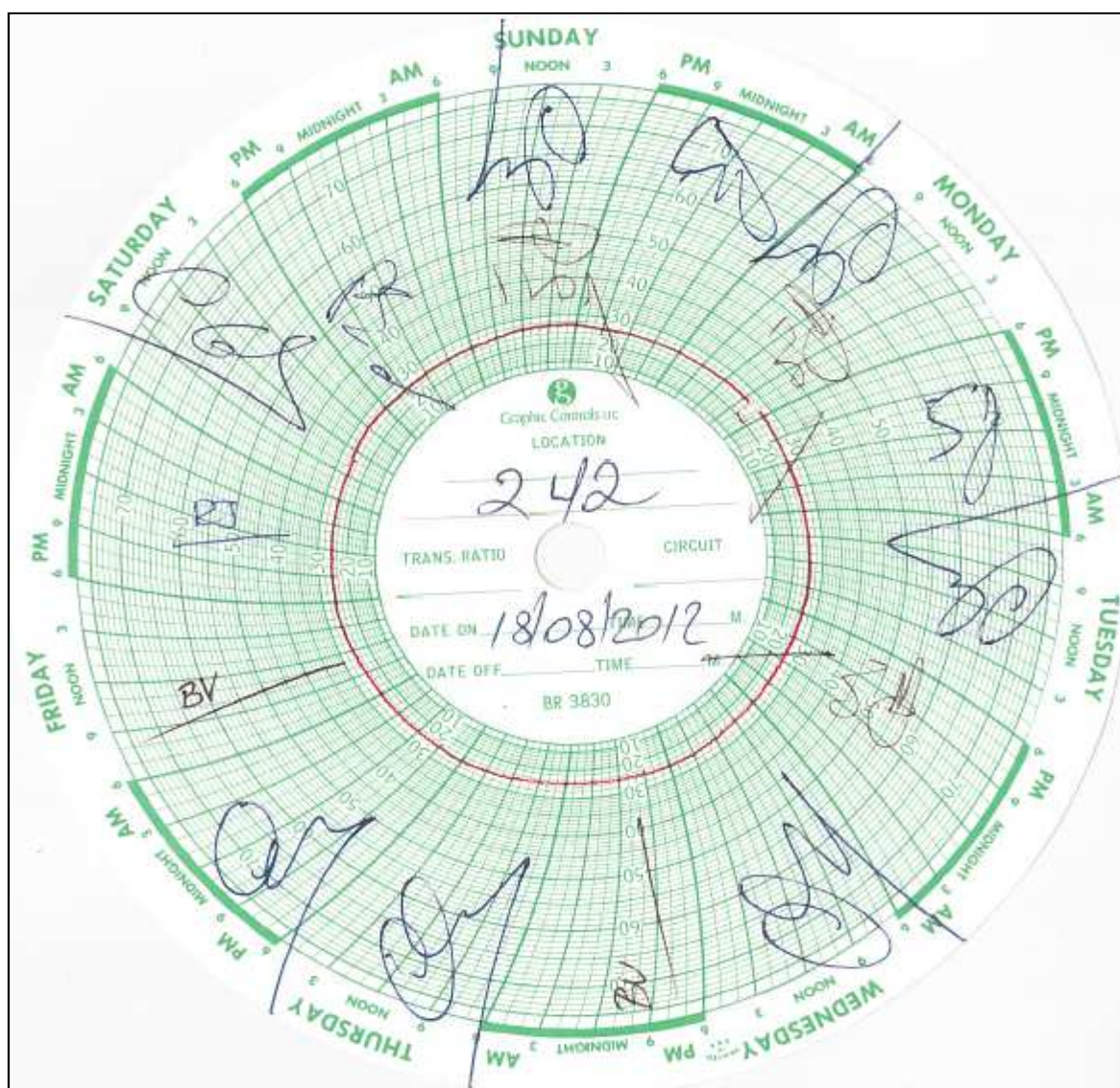
Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, Campo Sacha

FIGURA A 7.3: CARTA AMPERIMÉTRICA DEL POZO SAC-121V



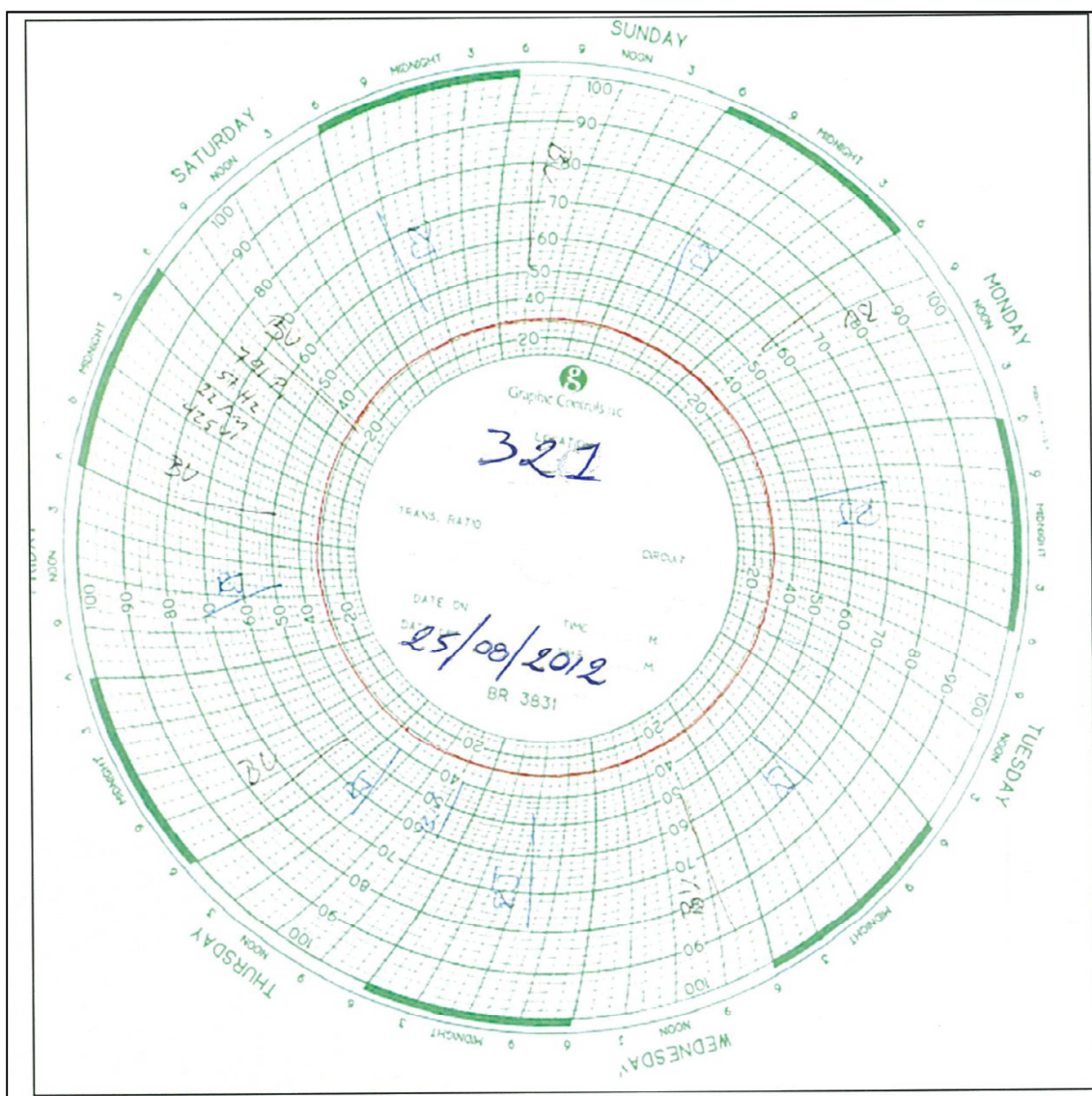
Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, Campo Sacha

FIGURA A 7.4: CARTA AMPERIMÉTRICA DEL POZO SAC-242D



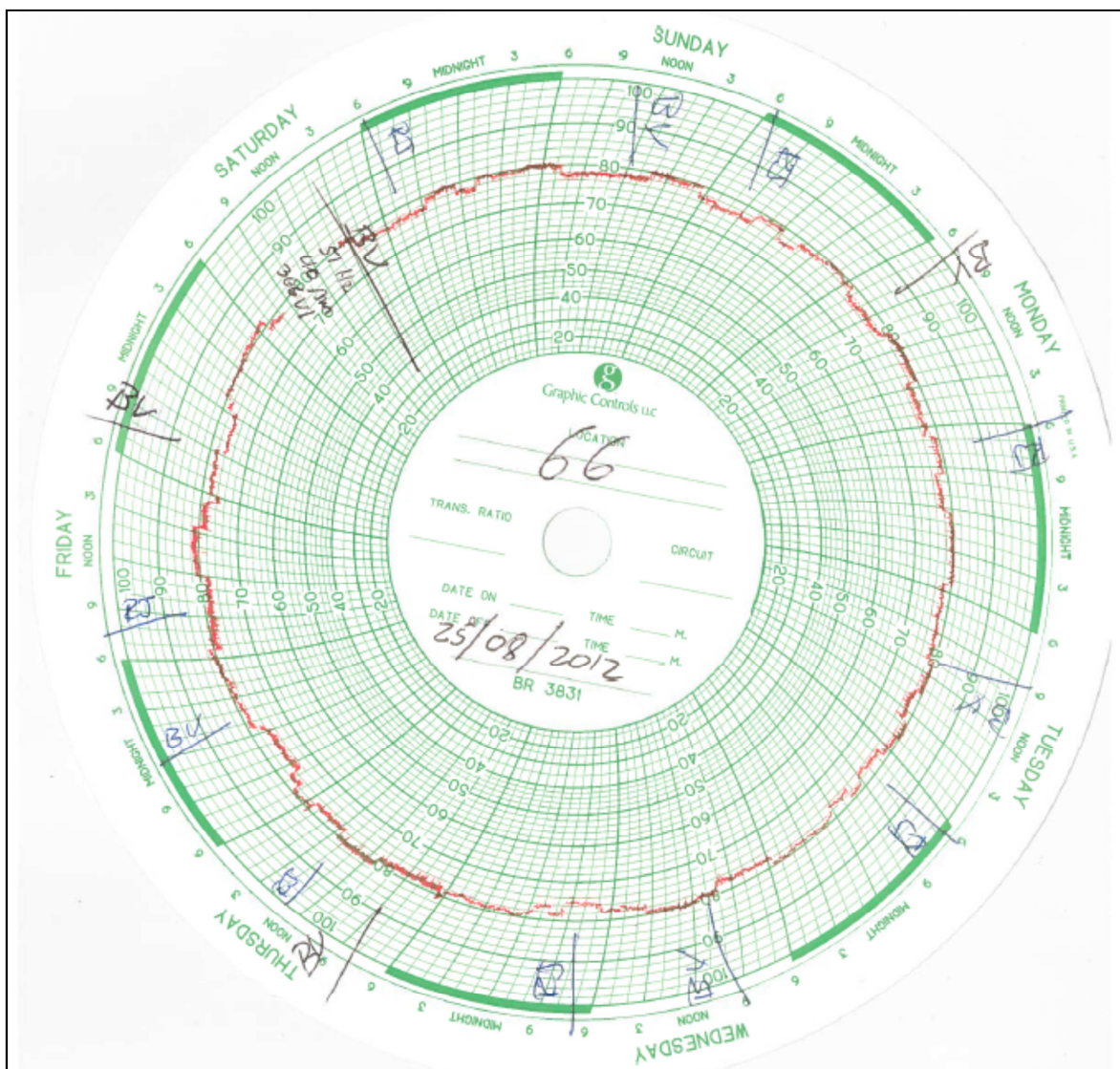
Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, Campo Sacha

IGURA A 7.5: CARTA AMPERIMÉTRICA DEL POZO SAC-321D

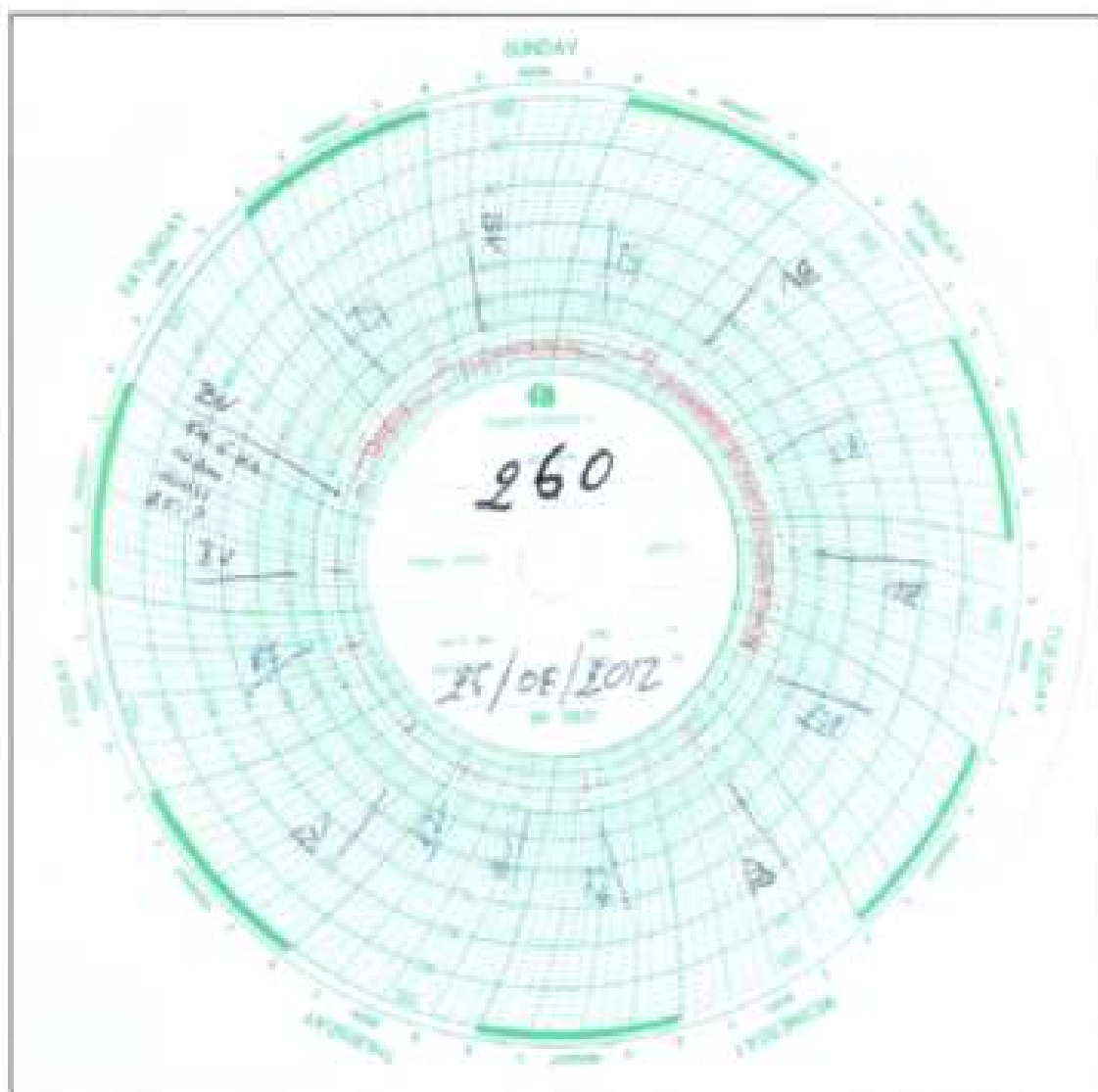


Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, Campo Sacha

FIGURA A 7.6: CARTA AMPERIMÉTRICA DEL POZO SAC-66B



Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, Campo Sacha

FIGURA A 7.7: CARTA AMPERIMÉTRICA DEL POZO SAC-260D

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos, Campo Sacha

**ANEXO 8: PROCEDIMIENTO PARA EL INGRESO DE DATOS EN
EL SOFTWARE SUBPUMP PARA EL REDISEÑO DEL EQUIPO
BES (MODO RIGUROSO)**

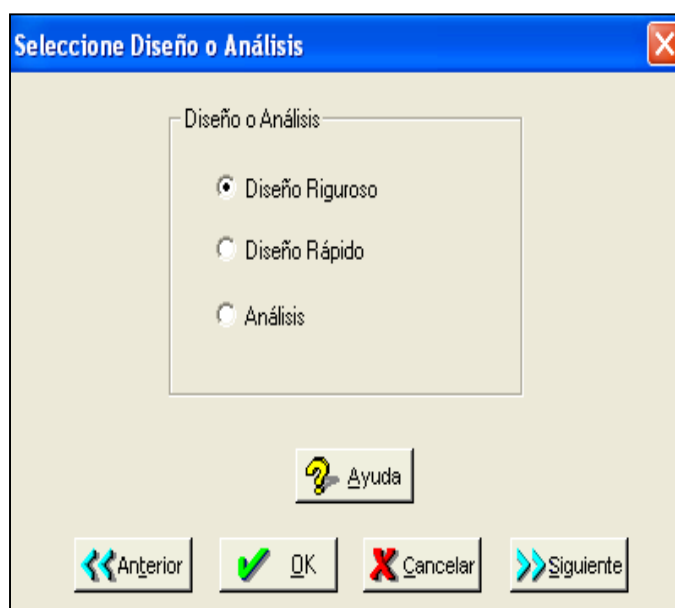
8.1 INGRESO DE DATOS EN EL SOFTWARE SUBPUMP (DISEÑO RIGUROSO)

Para el ingreso de datos en modo riguroso debe crearse un nuevo caso en el cual se elige la opción “Diseño Riguroso” y se ingresa los datos del pozo como se indica en la figura 3.4, en el capítulo 3.

El diseño riguroso permite elegir una bomba óptima para un valor de caudal deseado, el motor de acuerdo al número de HP requeridos por la bomba. La frecuencia de diseño es de 53 Hz, para obtener un rango de operabilidad de frecuencias.

Interface 1: Elegimos la opción diseño riguroso como se indica en la figura A 8.1

FIGURA A 8.1 Selección del diseño riguroso



Fuente: Software Subpump, SAC-242D

Interface 2: En la figura A 8.2, se indica la ventana donde se ingresa datos CSG y TBG, peso de las tuberías, temperatura de reservorio y principalmente se escoge el tipo de correlación que se acopla más a las condiciones del pozo. En el Anexo No 6, se detallan las correlaciones para flujo multifásico en tuberías.

FIGURA A 8.2 Ventana de datos del pozo y completación

Pozo

Datos del Pozo | Survey Direccional | Gas Lift

Correlación para el Pozo: **Beggs & Brill (1973)** Usar el factor de corrección holdup de Palmer

Use Correlación Secundaria por debajo de una profundidad de Factor de Ajuste para la Correlación: 0.00 ft / 1.000

Tipo	Fondo(MD)	Tope(MD)	OD	ID	Rugosidad
	ft	ft	in	in	in
1 Casing	10837.00	7.000	6.276	0.0006500	
2 Tubing	9374.00	N/A	3.500	2.992	0.0006500
3					0.0006500
4					0.0006500
5					0.0006500
6					0.0006500
7					0.0006500

Rusia (Gost) Casing Tubing Cubierta/Camisa

	OD	Peso	ID
Rusia (Gost)	1.050	1.20	0.824
Casing	1.315	1.80	1.049
Tubing	1.660	2.40	1.380
Cubierta/Camisa	1.900	2.90	1.610
Camisa	2.375	4.70	1.995

Temperatura: Yacimiento 228.0 °F, Cabeza de Pozo 110.0 °F,

Topo de las Perforaciones (o datum)(MD): 10668.00 ft

Base del Casing o Tubing: Mín: 1.00 Máx: 45000.00

Fuente: Software Subpump, SAC-242D

NOTA: Si el pozo es direccional, se deben ingresar los datos de profundidad en MD y TVD en la pestaña Survey direccional.

Interface 3: Se ingresa datos de distancia de flowline, diámetro interno y rugosidad, como se indica en la figura A 8.3

FIGURA A 8.3 Ventana de datos de la línea de flujo

Línea de Flujo:

Datos de Línea de Flujo | Perfil de Elevación

Restricción (Choke) Cabeza de Pozo Longitud de la Línea de Flujo Separador ID de la Línea de Flujo

Selección de Input: Adicionar Tubería Adicionar Choke

Correlación para la Línea de Flujo: **Beggs & Brill (1973)** Usar el factor de corrección holdup de Palmer

Correlación para el Choke: No calculos de choke

Calor Especifico del Gas: 0.540 BTU/lbm·°F

Tipo	Dist. desde Cabeza de Pozo	ID	Rugosidad	Coefficiente de Descarga
	m	in	in	
1 Tubería	6743.0	4.500	0.0005000	
2 Tubería				
3				
4				
5				
6				
7				
8				

Tamaño Nominal	Sched	ID
0.500	40	0.622
0.750	40	0.824
0.750	80	0.742
1.000	40	1.049
1.000	80	0.957
1.000	160	0.815
1.500	40	1.610
1.500	80	1.500

Condiciones a la Salida: Temperatura 60.0 °F, Presión 100.0 psig

Distancia de la Tubería de la Línea de Flujo: Mín: 0.3 Máx: 32186.9

Fuente: Software Subpump, SAC-242D

Interface 4: En la figura A 8.4, se ingresan los datos de fluido como API, BSW, Salinidad y presión de burbuja

FIGURA A 8.4 Ventana de propiedad del fluido

The screenshot shows a software window titled 'Fluido' with a blue header and a close button. The window is divided into several sections for inputting fluid properties:

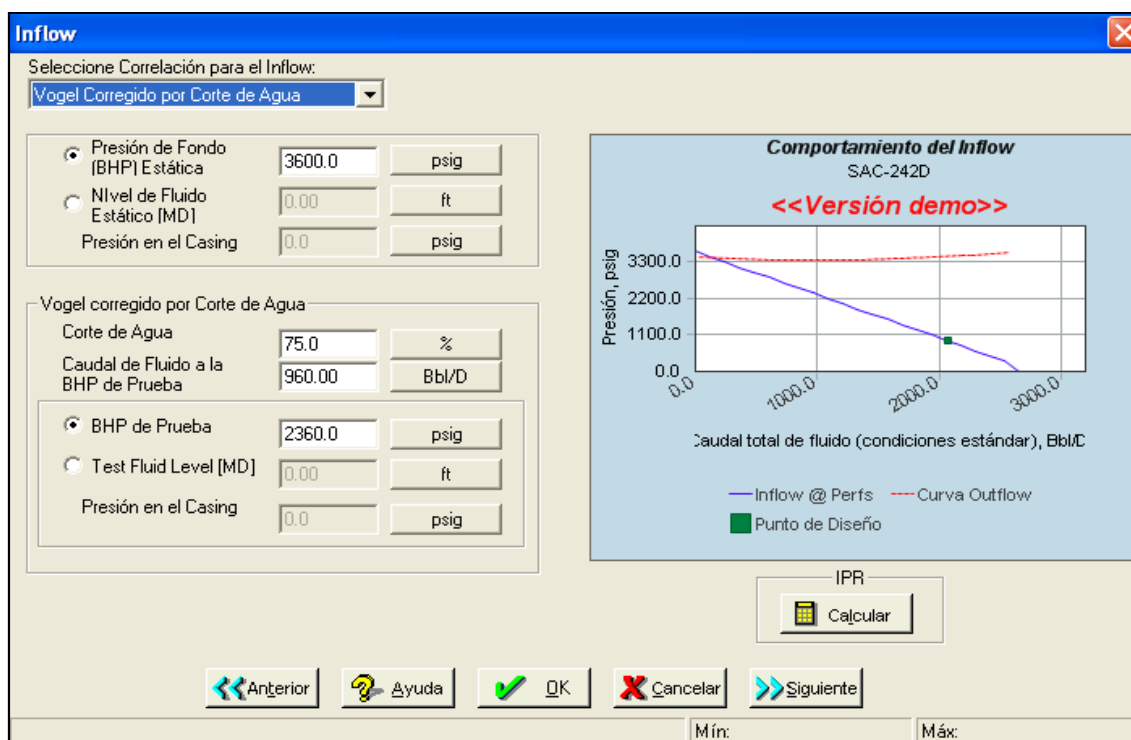
- Propiedades del Fluido** (selected tab):
 - Condiciones de Producción:**
 - Gravedad del Petróleo: 24.8 (unit: °API)
 - Gravedad Espec. del Gas: 1.250 (unit: (aire=1))
 - Relación de Gas Total producido:**
 - GOR (selected): 160.74 (unit: scf/bbl)
 - GLR: 40.19 (unit: scf/bbl)
 - Propiedades del Agua:**
 - Corte de Agua: 75.0 (unit: %)
 - Gravedad Spec. (radio button): 1.003 (unit: (agua = 1))
 - Salinidad (selected radio button): 5000 (unit: ppm)
 - Impurezas del gas:**
 - CO2: 0.000 (unit: %)
 - H2S: 0.000 (unit: %)
 - N2: 0.000 (unit: %)
 - Punto de Burbujeo:**
 - Presión (selected radio button): 576.601 (unit: psia)
 - GOR en Soln (radio button): 146.844 (unit: scf/bbl)
 - Calc a partir del GOR/GLR producido (radio button)
 - Petróleo Muerto (No se considera el gas) (radio button)
- Navigation and Status:**
 - Buttons: Anterior, Ayuda, OK, Cancelar, Siguiente
 - Status bar: Gravedad del Petróleo o Condensado Producido | Mín: 5.0 | Máx: 60.0

Fuente: Software Subpump, SAC-242D

Interface 5: En la figura A 8.5, se ingresan datos de presiones de reservorio y de fondo fluente. En el capítulo 4 se establecen dos escenarios de producción. El escenario No 1, propone rediseñar el equipo BES sin remoción de daño, para lo cual se ingresan los datos de build Up tomado de acuerdo a la arena que se va a producir, mientras que el escenario No 2 propone una remoción de daño.

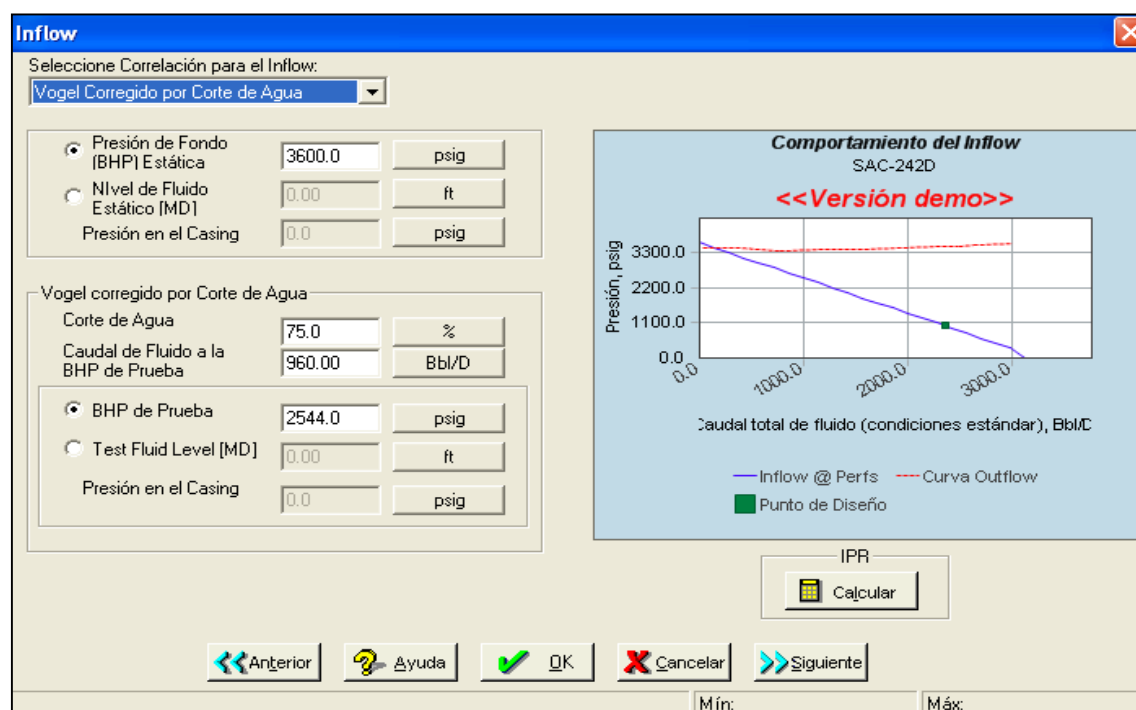
En las figuras A 8.5 y A 8.6, se indican las curvas IPR obtenidas a partir de los datos ingresados, la cual se genera a partir de la correlación de Vogel corregida por el corte Agua

FIGURA A 8.5 Generación de curva IPR (Con daño)



Fuente: Software Subpump, SAC-242D, Escenario No 1

FIGURA A 8.6 Generación de curva IPR (Sin daño)



Fuente: Software Subpump, SAC-242D, Escenario No 2

Interface 6: En la figura A 8.7, se ingresa el dato de caudal que se desea producir a condiciones de entrada a la Bomba, la profundidad de asentamiento de la bomba es considera la misma que para el caso de análisis.

FIGURA A 8.7 Ingreso del caudal deseado

The screenshot shows a software window titled "Presiones / Caudales" with a blue header and a close button. The interface is divided into several sections:

- Diseño:**
 - Calcular:** Three radio buttons: "Condiciones a la Entrada de la Bomba *", "Caudal de Fluido Total", and "Profundidad de la Bomba". The first is selected.
 - Caudal de Líquido Total:** Input field with value 2074.32 and unit Bbl/D.
 - Profundidad de la Bomba (MD):** Input field with value 9374.00 and unit ft.
 - Condiciones a la Entrada de la Bomba:**
 - Corrección del Nivel de Fluido en el Anular para Pozos con Bastante Gas (curva-S):** Dropdown menu set to "None".
 - Presión a la Entrada de la Bomba *:** Input field with value 478.5 and unit psig.
 - Fluido Sobre la Bomba (MD):** Input field with value 1216.24 and unit ft.
 - Nivel del Fluido(MD):** Input field with value 8157.76 and unit ft.
 - TDH:** Input field with value 7146.51 and unit ft.
 - * Selección Recomendada**
- Correcciones por Viscosidad:**
 - Use la Viscosidad de:** Dropdown menu set to "Fluido".
- Presiones en Cabeza:**
 - Tubing:** Input field with value 116.3 and unit psig.
 - Casing:** Input field with value 30.0 and unit psig.
- Separación de Gas...** (button)
- Condiciones de Diseño de la Bomba:**
 - Calcular** (button)

At the bottom, there are navigation buttons: "Anterior", "Ayuda", "OK", "Cancelar", and "Siguiete". Below these are "Mín:" and "Máx:" labels.

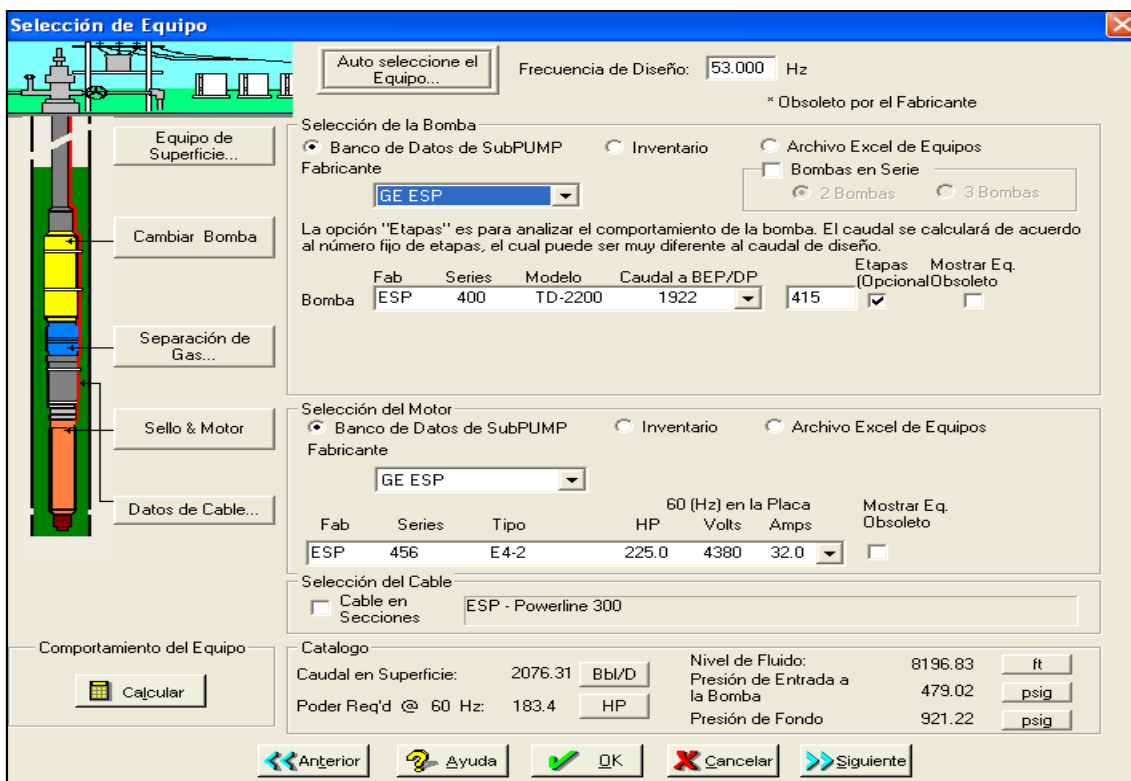
Fuente: Software Subpump, SAC-242D

Interface 7: En la figura A 8.8, se ingresa la frecuencia de diseño de 53 Hz, se elige este valor para tener un rango de operabilidad de frecuencias de 45 a 65 Hz de acuerdo a la información suministrada en Ingeniería de Campo.

El equipo es seleccionado de acuerdo a la eficiencia, producción deseada y completación del pozo. El número de etapas se calcula automáticamente de acuerdo a la frecuencia seleccionada por el Software Subpump. (Figura A 8.9)

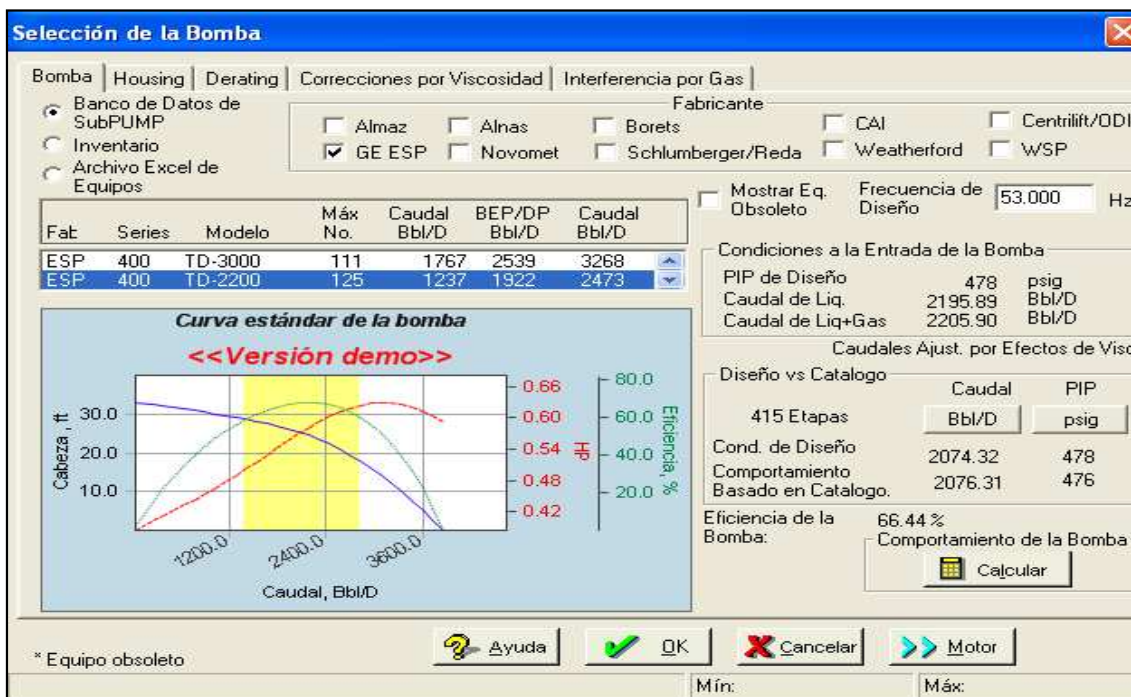
La selección del housing se realiza de acuerdo al número de etapas determinadas, si el número de housing no ajusta de acuerdo al número de etapas, se elige el housing inmediato superior que ajusten al número de etapas más cercano al determinado como se indica en la figura. (Figura A 8.10)

FIGURA A 8.8 Selección de Equipo BES



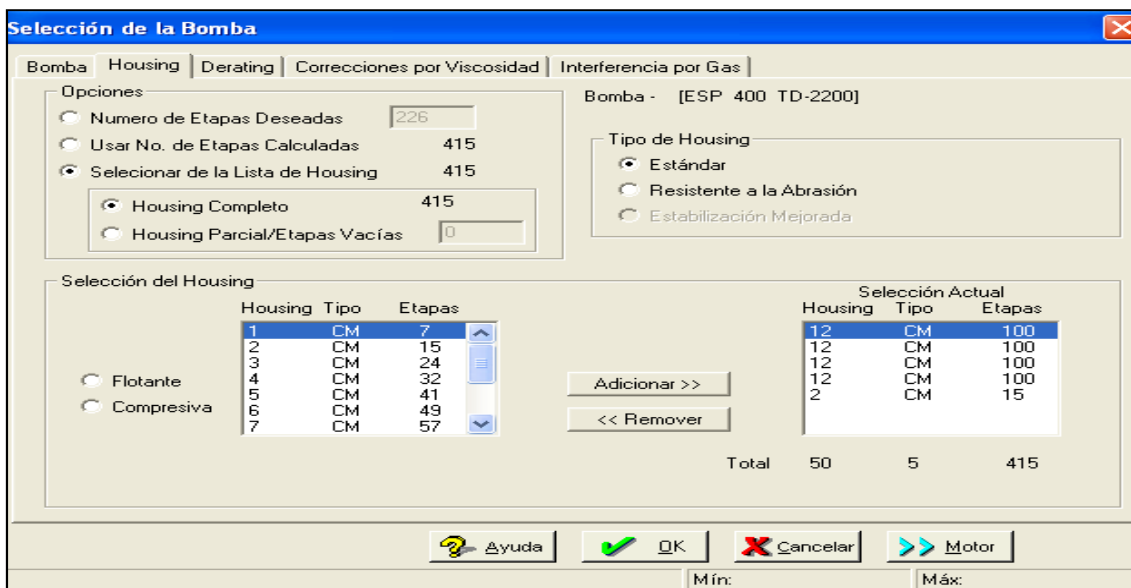
Fuente: Software Subpump, SAC-242D

FIGURA A 8.9 Selección de Equipo BES



Fuente: Software Subpump, SAC-242D

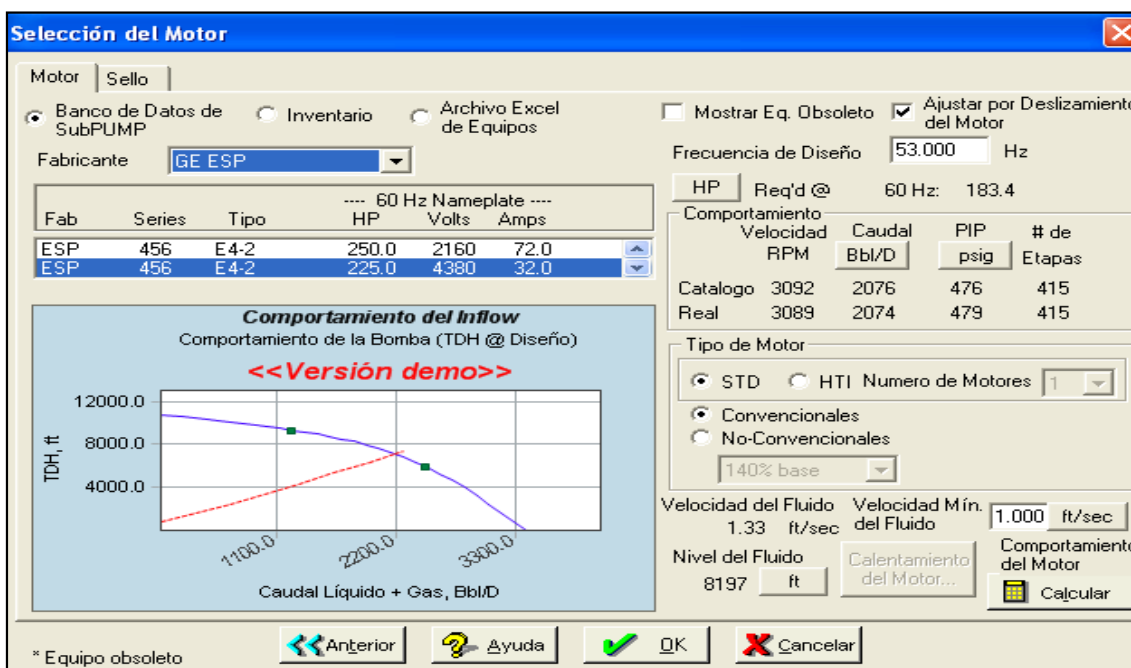
FIGURA A 8.10 Selección de Housing



Fuente: Software Subpump, SAC-242D

La selección del motor se realiza de acuerdo al número de Hp requerido por la Bomba, en la figura A 8.11, se indica el motor con el requerimiento de Hp, Volts y Amps. La velocidad del fluido mínima es de 1 ft/sec, si no se cumple este requerimiento debe seleccionarse una camisa refrigerante para el motor.

FIGURA A 8.11 Selección de Housing



Fuente: Software Subpump, SAC-242D

Para la selección de los equipos adicionales como cable, separador de gas se toma cuenta las siguientes consideraciones:

-La elección del motor, se realiza de acuerdo a la potencia necesitada por la bomba calculada por el Software Subpump, la potencia del separador y del sello (incluida en la potencia de la bomba), como lo indica la siguiente expresión:

$$Hp_{motor} = Hp_{bomba} + Hp_{separador} + Hp_{manejador\ gas} + Hp_{sello} \quad (A.8.1)$$

-El cálculo de los HP del separador y manejo de gas a la frecuencia de diseño, se realiza de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$HP_{@Hz} = (HP_{@60Hz}) * \left(\frac{Hz}{60}\right)^3 \quad (A.8.2)$$

-El valor de los Hp del motor debe ser corregido a 60 Hz para su elección, empleando la ecuación (A.8.3):

$$HP_{motor@60\ Hz} = Hp_{@Hz} * \left(\frac{60}{Hz}\right) \quad (A.8.3)$$

Nota: En caso de no existir un motor en la lista de la base de datos del Subpump con el número de HP requerido, se elige el inmediato superior, con la premisa que opera a una carga operacional razonable

-La elección del cable se realiza en función de la caída de voltaje y la profundidad de la bomba para las realizar las conexiones en superficie, es decir no debe producirse una caída mayor a 30V/1000 pies, para evitar pérdida de eficiencia en el equipo.

La caída de voltaje se calcula con la ecuación (A 8.4), mientras que la cantidad de voltaje necesario en superficie se calcula con la ecuación (A 8.5).

$$Caida\ de\ Voltaje\ del\ Cable = \frac{Prof.\ de\ Asentamiento\ Bomba}{1000\ ft} \left(\frac{Caida\ Voltaje}{1000\ ft}\right) T_{factor} \quad (A.8.4)$$

$$Voltaje\ Superficie = V\ motor + Caida\ de\ Voltaje\ CABLE \quad (A.8.5)$$