

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN UTILIZANDO LOS DATOS OBTENIDOS CON LA HERRAMIENTA LOWIS EN EL ÁREA DE LIBERTADOR

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN PETRÓLEOS

GERMÁN ALEJANDRO ANDRADE ROSERO

alejoandrade8@hotmail.com

DANIEL FERNANDO RIVADENEIRA CARVAJAL

daferica@gmail.com

DIRECTOR: ING. GUILLERMO ORTEGA V, MSc

ruben.ortega@epn.edu.ec

Quito, junio 2012

DECLARACIÓN

Nosotros, Germán Alejandro Andrade Rosero, Daniel Fernando Rivadeneira Carvajal, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

ALEJANDRO ANDRADE

DANIEL RIVADENEIRA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Germán Alejandro Andrade Rosero y Daniel Fernando Rivadeneira Carvajal, bajo mi supervisión.

Ing. GUILLERMO ORTEGA V, MSc
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme la fuerza y la fe para creer que todos los sueños se pueden hacer realidad cuando hay compromiso y responsabilidad.

A ti ángel que ha guiado mis pasos desde el cielo, a ti que algún día te prometí y te jure llegar a este día, gracias por llenar de bendiciones mi vida y por hacer de mi un hombre de bien, sé que siempre estas a mi lado.

A mis padres por darme todo su incondicional apoyo para que esta primera meta se haga realidad, por tantos consejos y tanta sabiduría, por su paciencia y sacrificio realmente son un ejemplo de vida, gracias por inculcar en mí los mejores valores.

A mis hermanas y a toda mi familia, gracias porque de ustedes he aprendido que no hay imposibles, todo lo que uno se propone lo puede lograr con empeño y perseverancia.

A ti, simplemente a ti amor de mi vida, Silvana gracias por estar siempre a mi lado cuando más lo he necesitado, gracias por compartir todo este esfuerzo, sin ti no lo hubiera logrado, gracias por haber hecho de mi la persona que soy.

A ti Daniel gracias por haber confiado en mí para emprender este proyecto de titulación, más que un amigo te considero como un hermano, gracias por tu paciencia, después de tantas amanecidas estamos cumpliendo nuestro sueño.

A todos mis amigos que siempre han estado pendientes de mí, gracias por todo el apoyo, por no dejarme bajar los brazos y por siempre dar su amistad sin pedir nada a cambio.

Al todo el personal de EP PETROECUADOR y a la empresa WEATHERFORD, en especial al Ing. Freddy Salguero, gracias por compartir sus conocimientos para que este proyecto haya salido adelante.

Alejo

AGRADECIMIENTOS

Quiero empezar agradeciendo a Dios y la Virgen María Purísima de Macas por mantenerme en la fe y permitirme gozar de este bello momento el cual representa el final de mi vida escolar y el inicio de vida profesional junto a todas las personas que más quiero y me aprecian y que sin duda están orgullosos por este gran logro obtenido en mi vida por eso simplemente Gracias:

A mis padres Segundo e Inés por levantarse día a día con el anhelo de ver su hijo realizar sus sueños, que gracias a su ejemplo hoy saben que todas sus fuerzas para trabajar no fueron en vano, por darme esta educación de la cual pueden sentirse orgullosos, por todo sus esfuerzos que hoy me hacen sentir ser un hombre de bien y me dan la fuerza para alcanzar nuevas metas en mi vida.

A mis hermanos Rodrigo, Dorita y Pablo por brindarme su apoyo para seguir adelante y nunca desfallecer y por sus consejos que fueron siempre oportunos durante estos largos años carrera.

A ti Johana mi reina hermosa por llenar mi vida de amor, de bellos momentos, por ser mi inspiración y apoyo en los momentos más difíciles, por estar siempre a mi lado cuando más lo necesito, que con tu amor y comprensión me das la fuerza para seguir luchando cada día.

A toda mi Familia por su apoyo, sus oraciones que han sido fundamentales en mi vida, gracias por creer en mí.

A mi gran amigo y compañero de este proyecto de titulación Alejo por su apoyo, paciencia y dedicación para juntos sacar este proyecto, por los desvelos y sacrificios que hemos hecho para lograr este sueño y gracias mi pana mi hermano por tu sincera amistad.

A todos mis amigos por compartir juntos grandes momentos a lo largo de esta carrera, por brindarme su apoyo y amistad.

A los Ingenieros Freddy Salguero, Freddy Molina por prestar sus conocimientos, experiencia y apoyo a lo largo del desarrollo del proyecto, al Ing. Guillermo Ortega quien confió en nosotros para dirigir y transmitir su conocimiento adecuadamente en este proyecto.

Daniel

DEDICATORIA

Dedico este proyecto de titulación a ti Mamita Shia, hoy te puedo decir que lo logramos, sé que desde el cielo compartes conmigo esta inmensa felicidad y que siempre vas a estar orgullosa de mí, promesa cumplida, aún queda mucho por delante y sé que siempre bendices mi vida y guías mis pasos.

A mis padres Germán y Sandra, mis hermanas Valeria y Paulina, a toda mi familia y amigos, han sido y serán siempre el pilar de mi vida.

A ti flaquita, tú que compartiste el día a día junto a mí en la universidad, por ser mi apoyo y por estar ahí cuando más lo necesité, por tus consejos y por no dejarme caer, por el inmenso amor que me demuestras, simplemente por ser como eres, juntos lo conseguimos!!

Alejo

DEDICATORIA

Dedico este proyecto de titulación a Dios porque me dio la fe y la fortaleza para seguir adelante pese a las dificultades, por iluminar cada paso de mi vida y darme la salud para llegar a culminar esta etapa de mi vida.

A toda mi familia en especial a mis padres Segundo e Inés que me dieron la vida y junto con mis hermanos Rodrigo, Dorita y Pablo que han sido pilares fundamentales, que me han guiado en el duro camino de la vida para llegar a obtener este logro, que sin ellos jamás hubiese podido llegar a ser lo que soy ahora.

A mi amor Johana por tu apoyo, consejo, compartir todo este tiempo que han llegado a ser para mí una dicha inmensa de tenerte a mi lado y demostrarme ese amor tan grande que juntos podemos lograr todo.

Daniel

TABLA DE CONTENIDO

| | |
|--|------|
| DECLARACIÓN | II |
| CERTIFICACIÓN..... | III |
| AGRADECIMIENTOS..... | IV |
| DEDICATORIA..... | VI |
| TABLA DE CONTENIDO..... | VIII |
| CAPÍTULO 1 | 1 |
| DESCRIPCIÓN DEL ÁREA LIBERTADOR | |
| 1.1.ÁREA DE LIBERTADOR | 1 |
| 1.1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA | 1 |
| 1.1.2. BREVE RESEÑA HISTÓRICA Y ESTADO ACTUAL DE LOS CAMPOS EN LOS CUALES ESTA INSTALADA LA APLICACIÓN LOWIS..... | 3 |
| 1.1.2.1. Área Libertador | 3 |
| 1.1.2.1.1. Estado Actual | 4 |
| 1.1.2.2. Campo Atacapi | 6 |
| 1.1.2.2.1. Estado Actual | 7 |
| 1.1.2.3. Campo Pichincha..... | 8 |
| 1.1.2.3.1. Estado Actual | 8 |
| 1.1.2.4. Campo Secoya | 10 |
| 1.1.2.4.1. Estado Actual | 10 |
| 1.1.2.5. Campo Shuara..... | 11 |
| 1.1.2.5.1. Estado Actual | 11 |
| 1.1.3. ESTRUCTURA..... | 14 |
| 1.1.4. LITOLOGÍA | 14 |
| 1.1.4.1. Arenisca “U” Superior..... | 15 |
| 1.1.4.2. Arenisca “U” media | 15 |
| 1.1.4.3. Arenisca “U” Inferior..... | 15 |

| | |
|---|----|
| 1.1.4.4. Arenisca Basal Tena..... | 15 |
| 1.1.4.5. Arenisca “T” Superior..... | 15 |
| 1.1.4.6. Arenisca “T” Inferior..... | 15 |
| 1.1.5. CARACTERISTICAS PETROFÍSICAS Y PVT DE LAS ARENAS Y FLUIDOS DEL ÁREA LIBERTADOR..... | 16 |
| 1.1.6. CONTACTO AGUA PETRÓLEO..... | 18 |
| 1.1.7. AVANCE DE AGUA..... | 19 |
| 1.1.7.1. Orígenes De La Producción Excesiva De Agua..... | 20 |
| 1.1.8. RESERVAS..... | 21 |
| 1.1.8.1. Reservas Probadas..... | 21 |
| 1.1.8.2. Reservas Probables..... | 21 |
| 1.1.8.3. Reservas Posibles..... | 21 |
| 1.1.9. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN..... | 25 |
| 1.1.9.1. Área Libertador..... | 25 |
| 1.1.9.1.1. Campos Secoya, Shuara Y Pichincha..... | 26 |
| 1.1.9.1.2. Campo Atacapi..... | 26 |
| CAPÍTULO 2..... | 27 |
| TEORÍA Y FUNCIONAMIENTO DE LA HERRAMIENTA LOWIS | |
| 2.1.INTRODUCCIÓN..... | 27 |
| 2.2.DEFINICIÓN..... | 27 |
| 2.3.FUNCIÓN..... | 27 |
| 2.4.CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS..... | 28 |
| 2.4.1. CARACTERÍSTICAS..... | 28 |
| 2.4.2. BENEFICIOS..... | 29 |
| 2.5.ESTRUCTURA DEL SISTEMA..... | 30 |
| 2.6.NAVEGACIÓN..... | 32 |
| 2.6.1. CONEXIÓN..... | 32 |

| | |
|---|----|
| 2.6.2. INICIO DE SESIÓN..... | 33 |
| 2.7. INTERFAZ DE APLICACIÓN..... | 34 |
| 2.7.1. NAVEGADOR | 35 |
| 2.7.2. MENÚ INICIO..... | 36 |
| 2.7.3. BARRA DE VISTAS | 36 |
| 2.7.4. PRINCIPAL | 37 |
| 2.7.5. GRUPO DE FLUJO DE TRABAJO | 37 |
| 2.8. CONFIGURACIÓN | 37 |
| 2.8.1. CONFIGURACIÓN DE POZOS BES | 38 |
| 2.8.1.1. Configuración de la Bomba..... | 39 |
| 2.8.1.2. Configuración del Motor | 40 |
| 2.8.1.3. Configuración de Parámetros | 41 |
| 2.9. MONITOREO..... | 44 |
| 2.9.1. REPORTE MATUTINO BES | 44 |
| 2.9.2. ESTADO DE GRUPO DE POZOS BES..... | 45 |
| 2.9.3. ESTADO DE CADA POZO BES | 46 |
| 2.9.4. ESTADO DE PUNTOS..... | 47 |
| 2.9.5. PRUEBAS DE POZO | 47 |
| 2.9.5.1. Ingreso de Pruebas de Pozo manualmente | 49 |
| 2.10. ANÁLISIS | 51 |
| 2.10.1. HERRAMIENTAS DE ANÁLISIS EN LOWIS | 51 |
| 2.10.1.1. Punto de Operación de la bomba | 52 |
| 2.10.1.2. Transversa de Presión..... | 52 |
| 2.10.1.3. Funcionamiento de la Bomba | 53 |
| 2.10.1.4. Funcionamiento Normalizado de una Etapa | 54 |
| 2.10.1.5. Desempeño de Influjos (IPR)..... | 55 |
| 2.10.2. REPORTES | 56 |

| | |
|--|----|
| 2.10.3. TENDENCIAS | 57 |
| 2.10.3.1. Tendencias de Supervisión..... | 57 |
| 2.10.3.2. Tendencias de Análisis | 58 |
| 2.10.3.3. Tendencias de Prueba de Pozo..... | 59 |
| 2.11. GESTIÓN DE ALARMAS | 59 |
| 2.11.1. Alarmas inteligentes (discretas) | 60 |
| 2.11.2. Alarmas Análogas | 60 |
| 2.11.3. CONFIGURACIÓN DE ALARMAS..... | 60 |
| 2.11.4. MONITOREO DE ALARMAS | 60 |
| 2.11.5. ALARMAS DE APAGADO | 62 |
| 2.12. REQUERIMIENTOS PARA ADQUISCIÓN DE DATOS..... | 63 |
| 2.13. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA HERRAMIENTA..... | 64 |
| CAPÍTULO 3 | 66 |
| ANÁLISIS TÉCNICO DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON BOMBEO | |
| ELECTROSUMERGIBLE | |
| 3.1. INTRODUCCIÓN..... | 66 |
| 3.2. POZOS NO CONECTADOS AL SISTEMA LOWIS | 70 |
| 3.3. POZOS CONECTADOS AL SISTEMA LOWIS | 75 |
| 3.3.1. DETERMINACIÓN DEL ESTADO ACTUAL APLICANDO LOWIS..... | 78 |
| 3.3.2. CAMPO ATACAPI..... | 79 |
| 3.3.2.1. Atacapi – 07 | 79 |
| 3.3.2.2. Atacapi – 011BD | 80 |
| 3.3.2.3. Atacapi – 015..... | 81 |
| 3.3.3. CAMPO PICHINCHA | 82 |
| 3.3.3.1. Pichincha – 07 | 82 |
| 3.3.3.2. Pichincha – 08 | 83 |

| | |
|---|-----|
| 3.3.3.3. Pichincha – 09 | 84 |
| 3.3.4. CAMPO SECOYA | 85 |
| 3.3.4.1. Secoya – 03 | 85 |
| 3.3.4.2. Secoya – 05 | 86 |
| 3.3.4.3. Secoya – 08 | 87 |
| 3.3.4.4. Secoya – 10 | 88 |
| 3.3.4.5. Secoya – 14 | 89 |
| 3.3.4.6. Secoya – 16 | 90 |
| 3.3.4.7. Secoya – 17 | 91 |
| 3.3.4.8. Secoya – 18 | 92 |
| 3.3.4.9. Secoya – 19 | 93 |
| 3.3.4.10. Secoya – 21 | 94 |
| 3.3.4.11. Secoya – 22 | 95 |
| 3.3.4.12. Secoya – 24 | 96 |
| 3.3.4.13. Secoya – 27 | 97 |
| 3.3.4.14. Secoya – 30 | 98 |
| 3.3.4.15. Secoya – 31 | 99 |
| 3.3.4.16. Secoya – 33B | 100 |
| 3.3.5. CAMPO SHUARA | 101 |
| 3.3.5.1. Shuara – 009 | 101 |
| 3.3.5.2. Shuara – 014B | 102 |
| 3.4. REQUERIMIENTO DE ENERGÍA DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE | 105 |
| 3.5. EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA ÁREA LIBERTADOR | 105 |
| 3.5.1. Calidad del agua de formación | 106 |

| | |
|---|-----|
| 4.1.3.1. Análisis..... | 135 |
| 4.1.3.2. Análisis de Sensibilidades..... | 139 |
| 4.1.3.3. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción | 140 |
| 4.1.4. SHUARA – 014B..... | 141 |
| 4.1.4.1. Análisis..... | 141 |
| 4.1.4.2. Análisis de Sensibilidades..... | 145 |
| 4.1.4.3. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción | 146 |
| 4.1.5. ATACAPI- 007..... | 148 |
| 4.1.5.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción | 150 |
| 4.1.6. ATACAPI – 015..... | 152 |
| 4.1.6.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción | 154 |
| 4.1.7. PICHINCHA – 007..... | 155 |
| 4.1.7.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción | 157 |
| 4.1.8. PICHINCHA – 009..... | 158 |
| 4.1.8.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción | 160 |
| 4.1.9. SECOYA – 03 | 162 |
| 4.1.9.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción | 164 |
| 4.1.10. SECOYA -05 | 165 |
| 4.1.10.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción | 167 |
| 4.1.11. SECOYA – 08 | 169 |

| | |
|--|-----|
| 4.1.11.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción | 171 |
| 4.1.12. SECOYA – 14 | 172 |
| 4.1.12.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción | 174 |
| 4.1.13. SECOYA – 16 | 176 |
| 4.1.13.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción | 178 |
| 4.1.14. SECOYA – 17 | 180 |
| 4.1.14.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción | 182 |
| 4.1.15. SECOYA – 18 | 183 |
| 4.1.15.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción | 185 |
| 4.1.16. SECOYA – 19 | 186 |
| 4.1.16.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción | 188 |
| 4.1.17. SECOYA – 21 | 189 |
| 4.1.17.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción | 191 |
| 4.1.18. SECOYA – 22 | 192 |
| 4.1.18.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción | 194 |
| 4.1.19. SECOYA – 24 | 195 |
| 4.1.19.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción | 197 |
| 4.1.20. SECOYA – 27 | 198 |
| 4.1.20.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción | 200 |

| | |
|--|-----|
| 4.1.21. SECOYA – 30 | 201 |
| 4.1.21.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción | 203 |
| 4.1.22. SECOYA – 31 | 204 |
| 4.1.22.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción | 206 |
| 4.1.23. SECOYA – 33B | 207 |
| 4.1.23.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción | 209 |
| 4.1.24. SHUARA – 009 | 210 |
| 4.1.24.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción | 212 |
| 4.2. RESUMEN DE RESULTADOS..... | 213 |
| 4.3. VENTAJAS DEL ANÁLISIS CON LOWIS, COMPARADO CON POZOS QUE NO APLICAN ESTA TECNOLOGÍA..... | 228 |
| CAPÍTULO 5 | 230 |
| PROCEDIMIENTO PARA EL USO DE LA INFORMACIÓN | |
| 5.1. INTRODUCCIÓN..... | 230 |
| 5.2. PROCEDIMIENTO PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN CON LOWIS | 230 |
| 5.2.1. PROCEDIMIENTO DE MONITOREO | 233 |
| 5.2.1.1. Revisar diariamente la pantalla de estado de grupo de pozos BES | 233 |
| 5.2.1.2. Revisar diariamente la pantalla de estado de cada pozo BES | 234 |
| 5.2.1.3. Verificar la pantalla de Estado de Puntos | 235 |
| 5.2.1.4. Revisar la pantalla de Pruebas de Pozo | 237 |
| 5.2.2. PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS..... | 239 |
| 5.2.2.1. Prueba de Ingeniería..... | 239 |

| | |
|--|------------|
| 5.2.2.2. Transversa de Presión..... | 240 |
| 5.2.2.2.1. Ajuste de la Presión de cabeza..... | 241 |
| 5.2.2.2.2. Caída de Presión a través de la tubería..... | 242 |
| 5.2.2.2.3. Ajuste con la presión de Descarga..... | 243 |
| 5.2.2.2.4. Ajuste de la Presión de Intake..... | 245 |
| 5.2.2.2.5. Ajuste del comportamiento del Reservorio..... | 248 |
| 5.2.2.3. Punto de Operación | 251 |
| 5.2.2.4. Punto de Operación ideal calculado igual al real | 251 |
| 5.2.2.5. Punto de Operación ideal calculado diferente al real..... | 252 |
| 5.2.2.6. Cambio en las condiciones del yacimiento | 252 |
| 5.2.2.7. Datos erróneos | 253 |
| 5.2.2.8. Cálculo del factor de degradación en potencia | 254 |
| 5.2.2.9. Carga, eficiencia y potencia reales | 256 |
| 5.2.2.10. Uso de Tendencias | 258 |
| 5.2.2.11. Análisis de Sensibilidades..... | 259 |
| 5.2.2.12. Conclusiones y recomendaciones para el incremento de producción | 261 |
| 5.3. MATRIZ DE RESPONSABILIDADES LOWIS | 261 |
| CAPÍTULO 6 | 265 |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | |
| 6.1. CONCLUSIONES | 265 |
| 6.2. RECOMENDACIONES..... | 270 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... | 349 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|--|----|
| 1. 1 COORDENADAS GEOGRÁFICAS CAMPOS ÁREA LIBERTADOR CON LA APLICACIÓN LOWIS..... | 2 |
| 1. 2 RESULTADOS DE LOS POZOS DESCUBRIDORES ÁREA LIBERTADOR | 3 |
| 1. 3 ESTADO DE POZOS ÁREA LIBERTADOR..... | 4 |
| 1. 4 PRODUCCIÓN POR MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO DEL ÁREA LIBERTADOR | 5 |
| 1. 5 PRODUCCIÓN POR MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO CAMPO ATACAPI..... | 7 |
| 1. 6 PRODUCCIÓN POR MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO CAMPO PICHINCHA..... | 9 |
| 1. 7 PRODUCCIÓN POR MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO CAMPO SECOYA | 10 |
| 1. 8 PRODUCCIÓN POR MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO CAMPO SHUARA | 12 |
| 1. 9 PRODUCCIÓN POR ESTACIÓN CAMPOS ÁREA LIBERTADOR DONDE ESTA INSTALADA LA APLICACIÓN LOWIS..... | 13 |
| 1. 10 PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y PVT DE LOS FLUIDOS ÁREA LIBERTADOR | 17 |
| 1. 11 PROFUNDIDADES DE LOS CONTACTOS AGUA – PETRÓLEO INICIALES ÁREA LIBERTADOR..... | 19 |
| 1. 12 RESERVAS ORIGINALES PROBADAS ÁREA LIBERTADOR..... | 22 |
| 1. 13 RESERVAS REMANENTES DE PETRÓLEO DEL ÁREA LIBERTADOR | 24 |
| 2. 1 CÓDIGOS DE CALIDAD PARA PRUEBAS DE POZO EN LOWIS..... | 48 |
| 3. 1 POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE ÁREA LIBERTADOR | 67 |

| | | |
|-------|---|-----|
| 3. 2 | POZOS NO CONECTADOS AL SISTEMA LOWIS OPERANDO FUERA DEL RANGO..... | 70 |
| 3. 3 | ESTADO ACTUAL SISTEMA BES POZOS NO CONECTADOS AL SISTEMA LOWIS..... | 71 |
| 3. 4 | COMPARACIÓN DE CAUDALES ÓPTIMOS Y DE OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS BES POZOS NO CONECTADOS AL SISTEMA LOWIS EN EL ÁREA LIBERTADOR..... | 73 |
| 3. 5 | POZOS DENTRO DEL SISTEMA SCADA- ÁREA LIBERTADOR. | 75 |
| 3. 6 | POZOS SIN COMUNICACIÓN SISTEMA SCADA LOWIS - ÁREA LIBERTADOR..... | 76 |
| 3. 7 | POZOS FUERA DE SERVICIO SISTEMA SCADA - ÁREA LIBERTADOR..... | 77 |
| 3. 8 | POZOS CONECTADOS AL SISTEMA LOWIS OPERANDO FUERA DEL RANGO..... | 78 |
| 3. 9 | RESUMEN DE CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN, POZOS LOWIS ÁREA LIBERTADOR | 103 |
| 3.10 | REPORTE DE ENERGÍA ÁREA LIBERTADOR | 105 |
| 3.11 | ESTADO ACTUAL Y CAPACIDAD DE INYECCIÓN POZOS REINYECTORES ÁREA LIBERTADOR..... | 107 |
| 3. 12 | ANÁLISIS DE TENDENCIA DEL AGUA DE INYECCIÓN..... | 109 |
| 3.13 | CENTRILIFT, REPORTE DE FALLAS BES EN EL ÁREA LIBERTADOR..... | 111 |
| 3.14 | WOOD GROUP, REPORTE DE FALLAS EN EL ÁREA LIBERTADOR..... | 112 |
| 3.15 | REDA, REPORTE DE FALLAS DE LAS BES EN EL ÁREA LIBERTADOR..... | 113 |
| 3.16 | TIEMPO DE VIDA PROMEDIO DE LAS BES EN EL ÁREA LIBERTADOR..... | 114 |
| 3.17 | DESCRIPCIÓN DE FALLAS ÁREA LIBERTADOR..... | 117 |
| 4.1 | PARÁMETROS MODIFICADOS AJUSTE POZO – ATA 11BD | 123 |
| 4.2 | RESULTADOS ANÁLISIS POZO ATA-11BD..... | 127 |

| | | |
|------|---|-----|
| 4.3 | RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO ATA-11BD | 128 |
| 4.4 | PARÁMETROS MODIFICADOS AJUSTE POZO PIC-008 | 130 |
| 4.5 | RESULTADOS ANÁLISIS POZO PIC-008..... | 133 |
| 4.6 | RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO PIC-008 | 134 |
| 4.7 | PARÁMETROS MODIFICADOS AJUSTE POZO SEC-010..... | 136 |
| 4.8 | RESULTADOS ANÁLISIS POZO SEC-010 | 139 |
| 4.9 | RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-010..... | 140 |
| 4.10 | PARÁMETROS MODIFICADOS AJUSTE POZO SHU-014B | 142 |
| 4.11 | RESULTADOS ANÁLISIS POZO SHU-014B..... | 145 |
| 4.12 | RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SHU-014B | 146 |
| 4.13 | RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO ATA-007 | 149 |
| 4.14 | RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO ATA-015 | 153 |
| 4.15 | RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO PIC-007 | 156 |
| 4.16 | RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO PIC-009 | 160 |
| 4.17 | RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-003..... | 163 |
| 4.18 | RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-005..... | 167 |
| 4.19 | RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-008..... | 170 |
| 4.20 | RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-014..... | 174 |
| 4.21 | RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-016..... | 177 |

| | |
|--|-----|
| 4.22 RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-017 | 181 |
| 4.23 RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-018 | 184 |
| 4.24 RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-019 | 188 |
| 4.25 RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-021 | 191 |
| 4.26 RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-022 | 194 |
| 4.27 RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-024 | 196 |
| 4.28 RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-027 | 200 |
| 4.29 RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-030 | 203 |
| 4.30 RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-031 | 206 |
| 4.31 RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-033B | 209 |
| 4.32 RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SHU-009 | 212 |
| 4.33 RESUMEN DE RESULTADOS DE PRODUCCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS BES VALIDADO MEDIANTE ANÁLISIS NODAL EN LOWIS POZOS ÁREA LIBERTADOR | 215 |
| 4.34 COMPARACIÓN DE EFICIENCIAS Y CAUDALES, ESTADO DE OPERACIÓN EQUIPOS BES POZOS LOWIS ÁREA LIBERTADOR | 217 |
| 4.35 RESUMEN DE RESULTADOS Y RECOMENDACIONES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZOS LOWIS ÁREA LIBERTADOR | 219 |
| 4.36 RESUMEN PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZOS LOWIS ÁREA LIBERTADOR | 227 |

5. 1 DISTRIBUCIÓN DE RESPONSABILIDADES PARA EL MANEJO DEL
SISTEMA LOWIS. 262

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| 1.1 UBICACIÓN DEL ÁREA LIBERTADOR..... | 1 |
| 1.2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN ÁREA LIBERTADOR..... | 4 |
| 1.3 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR MÉTODO EN EL ÁREA LIBERTADOR..... | 5 |
| 1.4 HISTORIAL DEL CORTE DE AGUA DEL ÁREA LIBERTADOR | 6 |
| 1.5 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN CAMPO ATACAPI..... | 8 |
| 1.6 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN CAMPO PICHINCHA | 9 |
| 1.7 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN CAMPO SECOYA..... | 11 |
| 1.8 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN CAMPO SHUARA..... | 12 |
| 1.9 REPRESENTACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS CONSIDERADOS DENTRO DEL SISTEMA LOWIS CON RESPECTO A TODA EL ÁREA LIBERTADOR | 13 |
| 1.10 RESERVAS ORIGINALES ÁREA LIBERTADOR | 23 |
| 1.11 PORCENTAJE DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO CON RESPECTO AL POES Y A LAS RESERVAS PROBADAS EN EL ÁREA LIBERTADOR | 23 |
| | |
| 2.1 PROCESO DE MEJORA CONTINUA MEDIANTE LA HERRAMIENTA LOWIS | 28 |
| 2.2 RESUMEN CARACTERÍSTICAS LOWIS | 29 |
| 2.3 ESTRUCTURA DEL SISTEMA INSTALADO EN EP PETROECUADOR | 31 |
| 2.4 CONEXIÓN A LOWIS | 32 |
| 2.5 INICIO DE SESIÓN LOWIS | 33 |
| 2.6 PANELES DE NAVEGACIÓN PRIMARIOS..... | 34 |
| 2.7 NAVEGADOR LOWIS..... | 35 |
| 2.8 CONFIGURACIÓN DE PARÁMETROS DE LA BOMBA..... | 39 |
| 2.9 CONFIGURACIÓN DE BOMBA Y MOTOR EN LOWIS..... | 40 |
| 2.10 VENTANAS DE CONFIGURACIÓN DE PARÁMETROS EN LOWIS | 42 |
| 2.11 RESUMEN DE PARÁMETROS DE CONFIGURACIÓN EN EL SOFTWARE LOWIS | 43 |

| | |
|---|-----|
| 2.12 REPORTE MATUTINO BES | 44 |
| 2.13 VISTA DE ESTADO DE GRUPO DE POZOS BES | 45 |
| 2.14 ESTADO ACTUAL DE CADA POZO EN LOWIS | 46 |
| 2.15 ESTADO DE PUNTOS | 47 |
| 2.16 MONITOREO DE PRUEBAS DE POZO EN LOWIS | 48 |
| 2.17 INGRESO DE UNA PRUEBA DE POZO | 49 |
| 2.18 LISTA DE PARÁMETROS DE UNA PRUEBA DE POZO | 50 |
| 2.19 PUNTO DE OPERACIÓN ACTUAL DE LA BOMBA | 52 |
| 2.20 DIAGRAMA TRANSVERSA DE PRESIÓN (CURVA Z) EN LOWIS | 53 |
| 2.21 GRÁFICA DEL FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA | 54 |
| 2.22 GRÁFICA DEL FUNCIONAMIENTO NORMALIZADO DE UNA ETAPA | 55 |
| 2.23 GRÁFICA DESEMPEÑO DE INFLUJO (IPR) | 56 |
| 2.24 TENDENCIA ELÉCTRICA DE UNA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE | 58 |
| 2.25 TENDENCIA PARÁMETROS REGISTRADOS POR EL SENSOR DE FONDO. | 58 |
| 2.26 TENDENCIA DE LA PRUEBA DE POZO | 59 |
| 2.27 TABLA ALARMAS Y PARADAS DE POZOS BES EN EL SOFTWARE LOWIS | 61 |
| 2.28 DESCRIPCIÓN DE ALARMAS EN LOWIS | 62 |
| 2.29 DATOS REQUERIDOS PARA UTILIZACIÓN DEL SOFTWARE LOWIS | 64 |
| | |
| 3.1 TIEMPO DE VIDA PROMEDIO DE LAS BES ÁREA LIBERTADOR | 114 |
| 3.2 TIEMPO DE VIDA POZOS LOWIS, ÁREA LIBERTADOR | 115 |
| 3.3 FALLAS DE LOS EQUIPOS BES ÁREA LIBERTADOR DE ACUERDO AL FABRICANTE | 116 |
| 3.4 DESCRIPCIÓN DE FALLAS ÁREA LIBERTADOR | 117 |
| | |
| 4.1 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZO ATA-11BD | 123 |
| 4.2 TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO ATA – 11BD | 124 |
| 4.3 PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO ATA-11BD | 125 |
| 4.4 EFICIENCIA Y CARGA BOMBA WG TG2000 POZO ATA-11BD | 126 |
| 4.5 TENDENCIAS BOMBA WG TG2000 POZO ATA-11BD | 126 |
| 4.6 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO ATA – 11BD | 127 |

| | |
|---|-----|
| 4.7 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZO PIC-008..... | 130 |
| 4.8 TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO PIC - 008 | 131 |
| 4.9 PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO PIC-008 | 131 |
| 4.10 EFICIENCIA Y CARGA BOMBA CTL P62XH6 POZO PIC-008 | 132 |
| 4.11 TENDENCIAS BOMBA CTL P62 XH6 POZO PIC-008 | 132 |
| 4.12 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO PIC-008..... | 133 |
| 4.13 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZO SEC- 010 | 136 |
| 4.14 TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC- 010..... | 137 |
| 4.15 PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC-010 | 137 |
| 4.16 EFICIENCIA Y CARGA BOMBA CTL P12 XH6 POZO SEC-010 | 138 |
| 4.17 TENDENCIAS BOMBA CTL P12 XH6 POZO SEC-010..... | 138 |
| 4.18 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SEC-010 | 139 |
| 4.19 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZO SHU- 014B..... | 141 |
| 4.20 TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SHU-014B | 142 |
| 4.21 PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SHU-14B..... | 143 |
| 4.22 EFICIENCIA Y CARGA BOMBA REDA GN-1300 POZO SHU-14B..... | 144 |
| 4.23 TENDENCIAS BOMBA REDA GN-1300 POZO SHU-014B..... | 144 |
| 4.24 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SHU-014B..... | 145 |
| 4.25 TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO ATA – 007 | 148 |
| 4.26 PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO ATA-007 | 148 |
| 4.27 TENDENCIAS BOMBA REDA DN-1100 POZO ATA-007 | 149 |
| 4.28 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO ATA-007..... | 149 |
| 4.29 TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO ATA - 015 | 152 |
| 4.30 PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO ATA-015 | 152 |
| 4.31 TENDENCIAS BOMBA REDA DC-1100 POZO ATA-015..... | 153 |
| 4.32 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO ATA-015..... | 153 |
| 4.33 TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO PIC - 007 | 155 |
| 4.34 PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO PIC-007 | 155 |
| 4.35 TENDENCIAS BOMBA CTL P47XH6 POZO PIC-007 | 156 |
| 4.36 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO PIC-007..... | 156 |
| 4.37 TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO PIC - 009 | 158 |
| 4.38 PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO PIC-009 | 159 |
| 4.39 TENDENCIAS BOMBA CTL P18 XH6 POZO PIC-009 | 159 |

| | |
|---|-----|
| 4.40 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO PIC-009..... | 159 |
| 4.41 TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC - 003..... | 162 |
| 4.42 PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC-003..... | 162 |
| 4.43 TENDENCIAS BOMBA CTL P23 XH6 POZO SEC-003..... | 163 |
| 4.44 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SEC-003 | 163 |
| 4.45 TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC- 005..... | 165 |
| 4.46 PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC-005..... | 166 |
| 4.47 TENDENCIAS BOMBA REDA D725N POZO SEC-005..... | 166 |
| 4.48 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SEC-005 | 166 |
| 4.49 TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC- 008..... | 169 |
| 4.50 PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC-008..... | 169 |
| 4.51 TENDENCIAS BOMBA CTL P23 XH6 POZO SEC-008..... | 170 |
| 4.52 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SEC-008 | 170 |
| 4.53 TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC- 014..... | 172 |
| 4.54 PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC-014 | 173 |
| 4.55 TENDENCIAS BOMBA REDA GN-4000 POZO SEC-014 | 173 |
| 4.56 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SEC-014 | 173 |
| 4.57 TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC- 016..... | 176 |
| 4.58 PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC-016..... | 176 |
| 4.59 TENDENCIAS BOMBA REDA DN-1100 POZO SEC-016..... | 177 |
| 4.60 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SEC-016 | 177 |
| 4.61 TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC- 017..... | 180 |
| 4.62 PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC-017..... | 180 |
| 4.63 TENDENCIAS BOMBA REDA DN-1100 POZO SEC-017..... | 181 |
| 4.64 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SEC-017 | 181 |
| 4.65 TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC- 018..... | 183 |
| 4.66 PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC-018..... | 183 |
| 4.67 TENDENCIAS BOMBA REDA DN-1100 POZO SEC-018UI..... | 184 |
| 4.68 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SEC-018 | 184 |
| 4.69 TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC- 019US..... | 186 |
| 4.70 PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC-019..... | 187 |
| 4.71 TENDENCIAS BOMBA REDA D-725N POZO SEC-019..... | 187 |
| 4.72 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SEC-019 | 187 |

| | |
|--|-----|
| 4.73 TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC- 021..... | 189 |
| 4.74 PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC-021 | 190 |
| 4.75 TENDENCIAS BOMBA CTL P11XH6 POZO SEC-021..... | 190 |
| 4.76 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SEC-021 | 190 |
| 4.77 TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC- 022..... | 192 |
| 4.78 PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC-022 | 193 |
| 4.79 TENDENCIAS BOMBA REDA GN-2100 POZO SEC-022 | 193 |
| 4.80 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SEC-022 | 193 |
| 4.81 TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC- 024..... | 195 |
| 4.82 PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC-024 | 196 |
| 4.83 TENDENCIAS BOMBA CTL P6XH6 POZO SEC-024..... | 196 |
| 4.84 TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC- 027..... | 198 |
| 4.85 PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC-027 | 199 |
| 4.86 TENDENCIAS BOMBA REDA SN-2600 POZO SEC-027 | 199 |
| 4.87 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SEC-027 | 199 |
| 4.88 TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC- 030..... | 201 |
| 4.89 PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC-030 | 202 |
| 4.90 TENDENCIAS BOMBA CTL P6XH6 POZO SEC-030..... | 202 |
| 4.91 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SEC-030 | 202 |
| 4.92 TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC- 031..... | 204 |
| 4.93 PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC-031 | 205 |
| 4.94 TENDENCIAS BOMBA REDA DN-1100 POZO SEC-031..... | 205 |
| 4.95 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SEC-031 | 205 |
| 4.96 TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC- 033B | 207 |
| 4.97 PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC- 33B..... | 208 |
| 4.98 TENDENCIAS BOMBA CTL P12XH6 POZO SEC-033B | 208 |
| 4.99 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SEC-033B | 208 |
| 4.100 TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SHU-009..... | 210 |
| 4.101 PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SHU-009 | 211 |
| 4.102 TENDENCIAS BOMBA CTL P23XH6 POZO SHU-009..... | 211 |
| 4.103 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SHU-009 | 211 |

| | |
|---|-----|
| 5.1 DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA UTILIZACIÓN DEL SOFTWARE | |
| LOWIS | 231 |
| 5.2 FLUJO DE TRABAJO EN LOWIS | 233 |
| 5.3 PROCEDIMIENTO DE ACCESO A LA PANTALLA DE ESTADO DE | |
| GRUPO DE POZOS EN LOWIS | 234 |
| 5.4 ACCESO A LA PANTALLA DE ESTADO DE CADA POZO BES EN | |
| LOWIS | 235 |
| 5.5 ACCESO A LA PANTALLA DE ESTADO DE PUNTOS..... | 236 |
| 5.6 TENDENCIAS DE LOS PUNTOS ANÁLOGOS EN LOWIS..... | 237 |
| 5.7 ACCESO A LA PANTALLA DE PRUEBAS DE POZO | 238 |
| 5.8 PROCEDIMIENTO PARA CREAR UNA PRUEBA DE INGENIERÍA | |
| PREVIO AL ANÁLISIS EN LOWIS | 240 |
| 5.9 AJUSTE DE LA PRESIÓN DE CABEZA EN LA CURVA TRANSVERSA | |
| DE PRESIÓN | 241 |
| 5.10 COMPONENTES DE LA DIFERENCIA DE PRESIÓN A TRAVÉS | |
| DE LA TUBERÍA | 242 |
| 5.11 PRIMER CASO DE AJUSTE DE LA PRESIÓN DE DESCARGA | 244 |
| 5.12 SEGUNDO CASO DE AJUSTE DE LA PRESIÓN DE DESCARGA | 245 |
| 5.13 PRIMER CASO DE AJUSTE DE LA PRESIÓN DE INTAKE | 246 |
| 5.14 SEGUNDO CASO DE AJUSTE DE LA PRESIÓN DE INTAKE | 247 |
| 5.15 AJUSTE DE LA CURVA DE COMPORTAMIENTO DEL | |
| RESERVORIO | 248 |
| 5.16 DIAGRAMA DE FLUJO PARA VALIDAR UNA PRUEBA DE POZO | |
| MEDIANTE LA TRANSVERSA DE PRESIÓN | 250 |
| 5.17 PUNTO DE OPERACIÓN IDEAL CALCULADO IGUAL AL REAL, | |
| BOMBA SIN DEGRADACIÓN..... | 251 |
| 5.18 PUNTO DE OPERACIÓN IDEAL CALCULADO DIFERENTE AL REAL, | |
| BOMBA CON DEGRADACIÓN..... | 252 |
| 5.19 CAMBIO EN LAS CONDICIONES DEL YACIMIENTO | 253 |
| 5.20 DATOS ERRONEOS..... | 254 |
| 5.21 DETERMINACIÓN DE LA CARGA CON EL SISTEMA EN EQUILIBRIO.. | 255 |
| 5.22 INGRESO DEL FACTOR DE DEGRADACIÓN EN POTENCIA | |
| CALCULADO | 256 |

| | |
|--|-----|
| 5.23 CARGA, EFICIENCIA Y POTENCIA REALES..... | 257 |
| 5.24 TENDENCIAS LOWIS..... | 258 |
| 5.25 PROCEDIMIENTO PARA OBTENER LA CURVA DE SENSIBILIDADES..... | 260 |

ÍNDICE DE ANEXOS

| | | |
|------------|--|-----|
| ANEXO NO 1 | MAPAS ESTRUCTURALES ÁREA LIBERTADOR..... | 274 |
| ANEXO No 2 | COLUMNAS ESTRATIGRÁFICAS ÁREA LIBERTADOR Y CAMPO ATACAPI..... | 277 |
| ANEXO No 3 | MAPAS DE SATURACIÓN DE AGUA ÁREA LIBERTADOR..... | 280 |
| ANEXO No 4 | PROCEDIMIENTO PARA LA CREACIÓN DE POZOS EN LOWIS..... | 285 |
| ANEXO No 5 | PROCEDIMIENTO PARA LA CONFIGURACIÓN DE PARÁMETROS..... | 289 |
| ANEXO No 6 | PROCEDIMIENTO PARA LA CONFIGURACIÓN DE ALARMASLOWIS..... | 297 |
| ANEXO No 7 | HISTORIAL DE PRODUCCIÓN AÑO 2011..... | 302 |
| ANEXO No 8 | HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS..... | 327 |

RESUMEN

En el presente proyecto de titulación, se realizó un análisis del comportamiento del sistema de producción electrosumergible mediante el uso de la herramienta LOWIS para los campos Atacapi, Pichincha, Secoya y Shuara en el Área Libertador. Además se ha establecido un procedimiento para el uso adecuado de la herramienta con el fin de incrementar y optimizar el proceso de producción de petróleo.

Dentro del capítulo 1, se presenta información general del campo como su ubicación, litología, estratigrafía, datos petrofísicos, mecanismos de producción, y reservas. También se presenta un detalle del estado actual de los campos en el que se incluye historiales de producción, estado de los pozos y métodos de levantamiento artificial.

En el capítulo 2 se especifica el funcionamiento, características, beneficios, estructura, navegación e interfaz del sistema LOWIS, además se describen todas las pantallas para configuración, monitoreo y análisis, finalmente se detallan todos los requerimientos para la adquisición de datos y se muestra las ventajas y desventajas del uso de la herramienta.

En el capítulo 3 se describe pozo por pozo el estado actual determinando el rango de operación y las diferencias con respecto a los caudales óptimos, incluyendo los pozos que no tienen instalada la aplicación LOWIS, además se presenta un análisis del requerimiento de energía y un estudio del sistema de reinyección de agua. Finalmente se muestra un estudio del tiempo de operación y diagnóstico de fallas de los equipos BES en el área Libertador.

El capítulo 4 muestra el análisis detallado de los 24 pozos LOWIS considerados para este proyecto, se determina el punto actual de operación, eficiencia, carga y degradación de los equipos BES, además mediante el uso de tendencias se determina las posibles causas por las que las bombas no operan en las condiciones ideales, finalmente se hace un análisis de sensibilidades para evaluar la posibilidad de incremento de frecuencia de operación. En base a todo esto se determinan los mejores escenarios de producción para cada pozo y se realizan recomendaciones para incrementar y optimizar la producción.

En el capítulo 5 se describe detalladamente un procedimiento para el uso de la información proveniente del sistema LOWIS, se detallan todos los pasos a seguirse en cuanto a monitoreo y análisis incluyendo todas las opciones que se pueden presentar para cada pozo, además se ha establecido una matriz de responsabilidades para operadores, ingenieros y todo el personal involucrado en el sistema SCADA –LOWIS con el fin de que el uso de la herramienta sea más eficiente.

Finalmente, en el capítulo 6 se presentan conclusiones y recomendaciones en base a todo el análisis realizado con el sistema LOWIS.

PRESENTACIÓN

Con el propósito de automatizar y optimizar todas las operaciones que involucran el proceso de producción de petróleo en el distrito amazónico, EP PETROECUADOR ha implementado el sistema SCADA dentro del cual se monitorea y analiza en tiempo real pozos con sistema de bombeo electrosumergible mediante el sistema LOWIS desarrollado por la empresa WEATHERFORD.

El proyecto “OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN UTILIZANDO LOS DATOS OBTENIDOS CON LA HERRAMIENTA LOWIS EN EL ÁREA LIBERTADOR” tiene como objetivo utilizar adecuadamente los datos adquiridos en tiempo real para evaluar y analizar el comportamiento de producción de los pozos, señalar las principales ventajas que se presentan al aplicar esta tecnología y validar la información de las pruebas de producción que se realizan todos los días en las estaciones de producción.

Además el análisis en tiempo real y control remoto de los pozos permite reducir tiempos muertos, identificar pozos que no operan en condiciones ideales, determinar causas de los problemas, y en base a sensibilidades determinar en qué pozos se puede incrementar la frecuencia de operación para finalmente recomendar los mejores escenarios para optimizar e incrementar la producción de petróleo.

CAPÍTULO 1

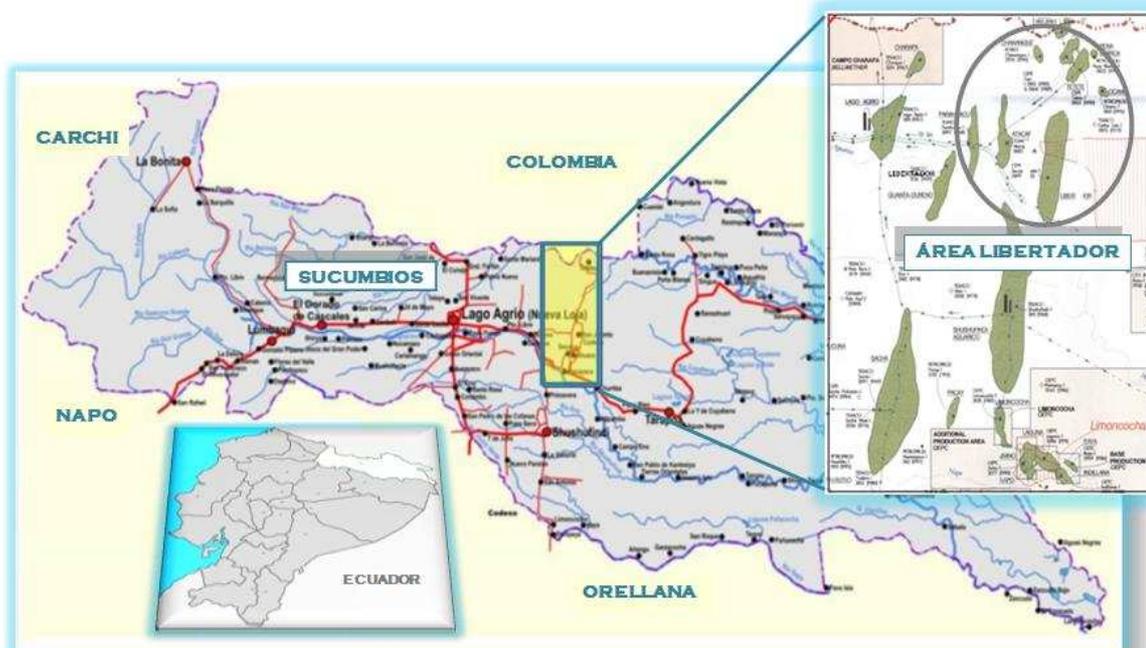
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA LIBERTADOR

1.1. ÁREA DE LIBERTADOR

1.1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El Área de libertador está localizada en la Provincia de Sucumbios al norte de la Cuenca Oriente con una extensión de 96,663 acres (391.2 km²), entre las coordenadas geográficas de latitud desde 00° 04` Sur hasta 00° 06` y longitud 76° 33` 00" Hasta 76° 39` 45" Oeste. Figura 1.1

FIGURA 1. 1 UBICACIÓN DEL ÁREA LIBERTADOR



FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

Actualmente es operada por la EP PETROECUADOR y constituye una de las zonas productoras de petróleo más importantes del país, está conformada por los campos: Secoya, Shuara, Pichincha, Shushuqui, Pacayacu, Atacapi, Parahuacu, Tapi, Tetete, Frontera, Carabobo, Ocano, Peña Blanca, y Chanangue.

El campo Carabobo se cerró en el año de 1992 porque la “U” inferior dejó de aportar por invasión de agua y junto con Chanangue permanecen cerrados hasta la actualidad.

Los campos Ocano y Peña blanca desde un inicio presentaron problemas por el incremento precipitado de BSW en la producción, por esta razón el pozo Ocano-01 permanece cerrado y el pozo Peña Blanca- 01 está esperando reacondicionamiento por no disponer facilidades de producción.

En el presente estudio se consideran los campos Secoya, Shuara, Pichincha y Atacapi en los cuales se ha instalado la aplicación LOWIS y cuyas coordenadas se muestran en la tabla 1.1

TABLA 1. 1 COORDENADAS GEOGRÁFICAS CAMPOS ÁREA LIBERTADOR
CON LA APLICACIÓN LOWIS

| CAMPO | Coordenadas | |
|-----------|-----------------------------------|---------------------------------|
| | Latitud | Longitud |
| ATACAPI | 00° 01` 38" Norte a 00° 06` 30" | 76° 38` 50" Oeste a 76° 39` 45" |
| PICHINCHA | 00°06`00" Norte a 00°04`00" Sur | 76° 33` 00" Este a 76° 36` 30" |
| SECOYA | 00°03`13" Norte a 0°0`07" Sur | 76° 34` 40" Oeste a 76° 36` 01" |
| SHUARA | 00° 03` 55" Norte a 0° 0` 06" Sur | 76° 33` 20" Oeste a 76° 34` 30" |

FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

1.1.2. BREVE RESEÑA HISTÓRICA Y ESTADO ACTUAL DE LOS CAMPOS EN LOS CUALES ESTA INSTALADA LA APLICACIÓN LOWIS

1.1.2.1. Área Libertador

Entre los años de 1972 y 1982 se marca una etapa en la cual predomina la actividad exploratoria de la empresa estatal CEPE, uno de sus grandes éxitos fue el descubrimiento del campo Libertador en 1980, el tercero entre los mayores campos en producción, solo superado por Sacha y Shushufindi.

Las primeras interpretaciones sísmicas mostraban a las estructuras Secoya, Shuara y Shushuqui como tres estructuras productivas independientes por esta razón la perforación empezó con los pozos Secoya 1, Shuara 1 y Shushuqui 1 en, los que se tuvo resultados positivos. Esto se ilustra en la Tabla 1.2.

TABLA 1. 2 RESULTADOS DE LOS POZOS DESCUBRIDORES ÁREA LIBERTADOR

| POZO | Producción (BPPD) | Gravedad (°API) | Profundidad Total (Pies) |
|-------------|-------------------|-----------------|--------------------------|
| Secoya 1 | 6,121 | 29 – 33 | 9,510 |
| Shuara 1 | 9,965 | 28 – 33 | 9,810 |
| Shushuqui 1 | 1,593 | 34 | 9,620 |
| Pichincha 1 | 10,659 | 29 | 10,294 |

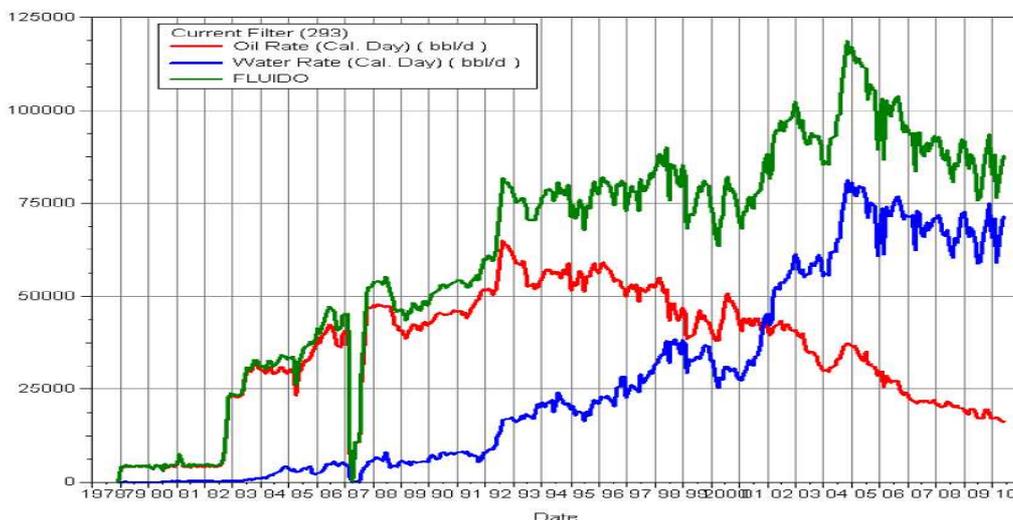
FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

Sin embargo en base a nuevas interpretaciones sustentadas en la información aportada por los pozos perforados y tiempo después en 1983 con la perforación del pozo Guarumo 1 rebautizado posteriormente como Pichincha 1 se elaboró un nuevo modelo estructural que integraba las estructuras Secoya, Shushuqui, Shuara y Pacayacu en un solo gran campo cuyo nombre es homenaje al Libertador Simón Bolívar. Este campo comenzó a producir en julio de 1982 y alcanzó su máximo pico de producción promedio diaria con 56,651(BPPD) en Agosto de 1992 a partir del cual empezó a declinar.

En la Figura 1.2 se observa el comportamiento de la producción de petróleo, agua y fluido total desde el inicio de su vida productiva, aquí se marca un claro aumento de producción de agua.

FIGURA 1. 2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN ÁREA LIBERTADOR



FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: EP PETROECUADOR

1.1.2.1.1. Estado Actual

El área Libertador hasta el mes de Diciembre del 2011, cuenta con un total de 173 pozos perforados de los cuales 75 están produciendo, 62 pozos se encuentran cerrados, 16 pozos reinyectores, 2 pozos esperando abandono, 13 están abandonados y 5 pozos se encuentran en Workover. Tabla 1.3.

TABLA 1. 3 ESTADO DE POZOS ÁREA LIBERTADOR

| Pozos Área Libertador | |
|-----------------------|------------|
| Productores | 75 |
| Cerrados | 62 |
| Reinyectores | 16 |
| Workover | 5 |
| Esperando Abandono | 2 |
| Abandonados | 13 |
| Total | 173 |

FUENTE: YACIMIENTOS EP PETROECUADOR

REALIZADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

De los 75 pozos productores del Área Libertador, 53 producen por Bombeo Electrosumergible, 20 por Bombeo Hidráulico, y 2 por Bombeo Mecánico. La Tabla 1.4 resume la producción por métodos de levantamiento de fluido en la que consta el método, el número de pozos, los barriles de petróleo por día, los barriles de agua por día y la producción total de fluido.

TABLA 1. 4 PRODUCCIÓN POR MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO DEL ÁREA LIBERTADOR

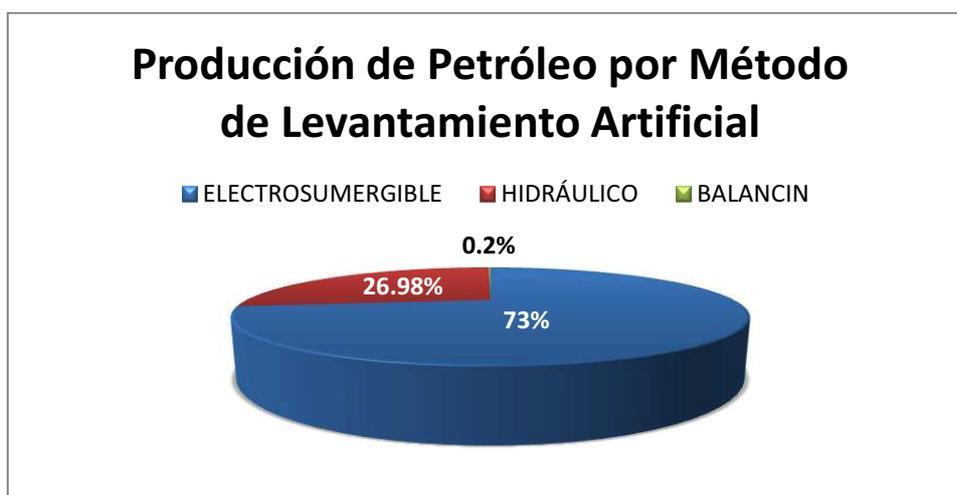
| MÉTODO | N° DE POZOS | PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (BPPD) | PRODUCCIÓN DE AGUA (BAPD) | PRODUCCIÓN FLUIDO (BFPD) |
|-------------------|-------------|-------------------------------|---------------------------|--------------------------|
| ELECTROSUMERGIBLE | 53 | 14,091 | 57,216 | 71,308 |
| HIDRÁULICO | 20 | 5,244 | 14,628 | 19,872 |
| BALANCIN | 2 | 28 | 204 | 232 |
| TOTAL | 75 | 19,363 | 72,048 | 91,412 |

FUENTE: Yacimientos EP PETROECUADOR

REALIZADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

La figura 1.3 muestra la distribución de la producción de petróleo por cada método de levantamiento artificial.

FIGURA 1. 3 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR MÉTODO EN EL ÁREA LIBERTADOR



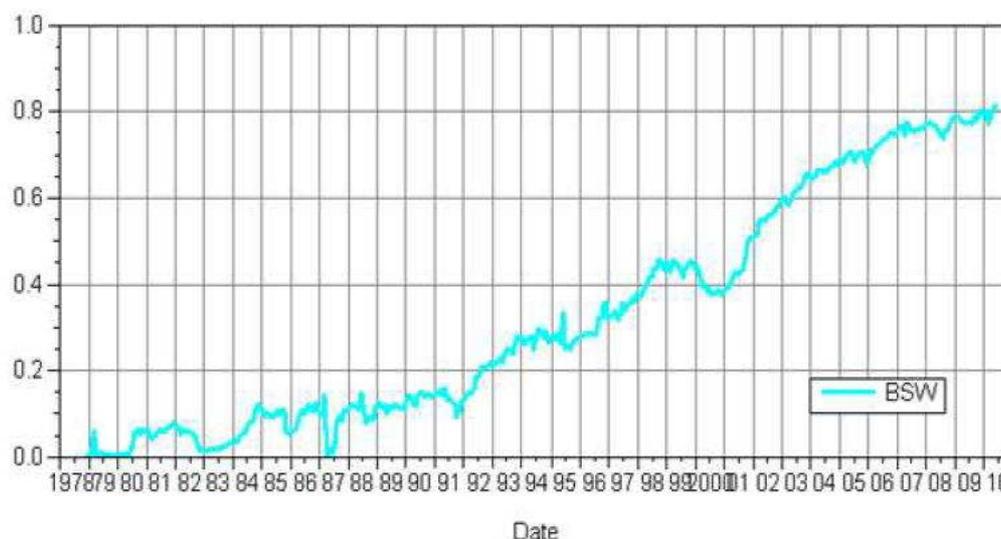
FUENTE: Yacimientos EP PETROECUADOR

REALIZADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

El 73% de la producción total de petróleo del Área Libertador, corresponde al Bombeo Electrosumergible, mientras que el 26.98% se debe al Bombeo Hidráulico. El método de bombeo mecánico tiene muy poca representación en la producción total del campo.

Según el Forecast de Diciembre del 2011 el Área Libertador produce un promedio de 91,412 (BFPD) que provienen de los yacimientos "U", "T" y "BT" de los cuales 19,363 son de petróleo y 72,048 de agua, teniendo un BSW promedio de 78.82%. En la Figura 1.4 se observa el crecimiento progresivo del BSW que ha tenido el campo desde el inicio de su vida productiva.

FIGURA 1. 4 HISTORIAL DEL CORTE DE AGUA DEL ÁREA LIBERTADOR



FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: EP PETROECUADOR

1.1.2.2. Campo Atacapi

El campo Atacapi fue descubierto por Texaco con el pozo Atacapi 1, cuya perforación inició el 6 de agosto de 1968, alcanzó 9,848 pies de profundidad y fue completado el 28 de septiembre del mismo año. Produjo un total de 3,800 BPPD, (1,960 BPPD de 29°API del yacimiento "U" y 1,840 BPPD de 34°API de "T").

Su producción empezó igual que el campo Parahuacu en diciembre de 1978, y llegó a estabilizarse en los 4,000 BPPD hasta agosto de 1984. Su máxima producción la alcanzó en febrero de 1981 con 7,148 BPPD.

1.1.2.2.1. Estado Actual

Este campo hasta el mes de Diciembre del 2011, cuenta con un total de 24 pozos perforados de los cuales 10 están produciendo, 10 pozos se encuentran cerrados y 4 pozos son reinyectores. De los 10 pozos productores del campo Atacapi, 8 producen por Bombeo Electrosumergible y 2 por Bombeo Hidráulico. Tabla 1.5

TABLA 1. 5 PRODUCCIÓN POR MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO CAMPO ATACAPI

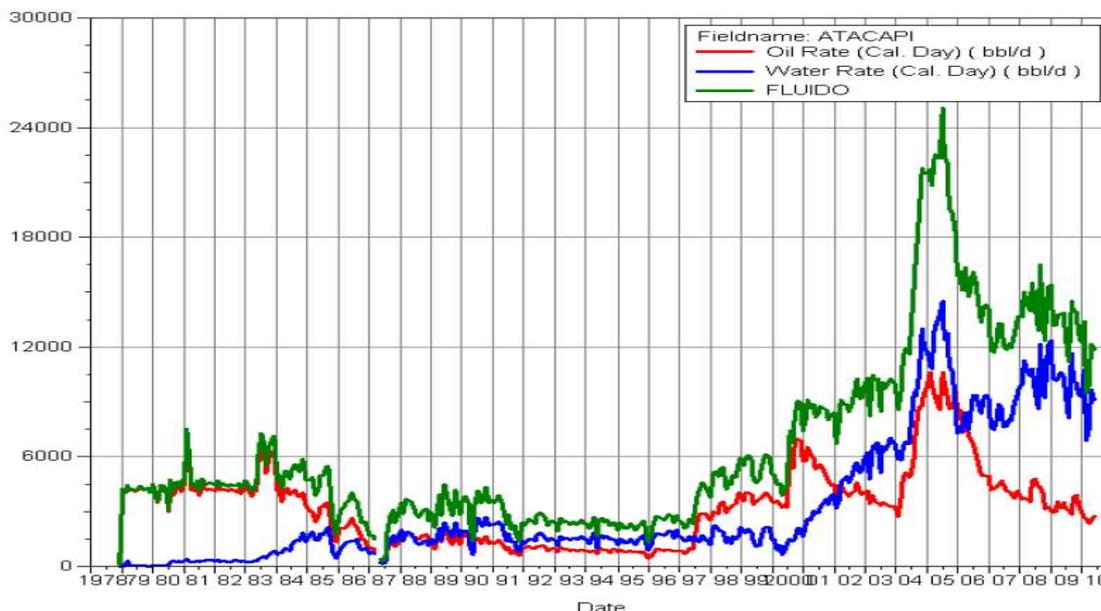
| MÉTODO | N° DE POZOS | PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (BPPD) | PRODUCCIÓN DE AGUA (BAPD) | PRODUCCIÓN FLUIDO (BFPD) |
|--------------------------|--------------------|--------------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|
| ELECTROSUMERGIBLE | 8 | 4,154 | 4,394 | 8,548 |
| HIDRAULICO | 2 | 1,216 | 304 | 1,521 |
| TOTAL | 10 | 5,370 | 4698 | 10,069 |

FUENTE: Yacimientos EP PETROECUADOR

REALIZADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

La producción promedio del campo Atacapi a Diciembre del 2011 es de 5,370 BPPD; el 67 % proviene de la arena "U", y el 33% le corresponde a la arena "T". La producción de petróleo a partir del año 2005 ha venido declinando, actualmente el corte de agua promedio es de 46.66 %. La Figura 1.5 muestra el historial de producción.

FIGURA 1. 5 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN CAMPO ATACAPI



FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: EP PETROECUADOR

1.1.2.3. Campo Pichincha

El campo Pichincha inicialmente nombrado como Guarumo fue descubierto en abril de 1983 con la perforación del pozo Pichincha 1 que alcanza una profundidad de 10,294 pies, produjo un total de 7,700 BPPD, (3,147 BPPD de 31°API del yacimiento “T”, 2,900 BPPD de 26°API del yacimiento “U” Inferior y 1653 BPPD de 29.3°API del yacimiento “U” Superior)

1.1.2.3.1. Estado Actual

Al mes de Diciembre del 2011, cuenta con un total de 14 pozos perforados de los cuales 6 están produciendo, 3 pozos se encuentran cerrados, 3 pozos son reinyectores y 2 pozos se encuentran en Workover. De los 6 pozos productores del campo Pichincha, 5 producen por Bombeo Electrosumergible y 1 por Bombeo Hidráulico. Tabla 1.6

TABLA 1. 6 PRODUCCIÓN POR MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO CAMPO PICHINCHA

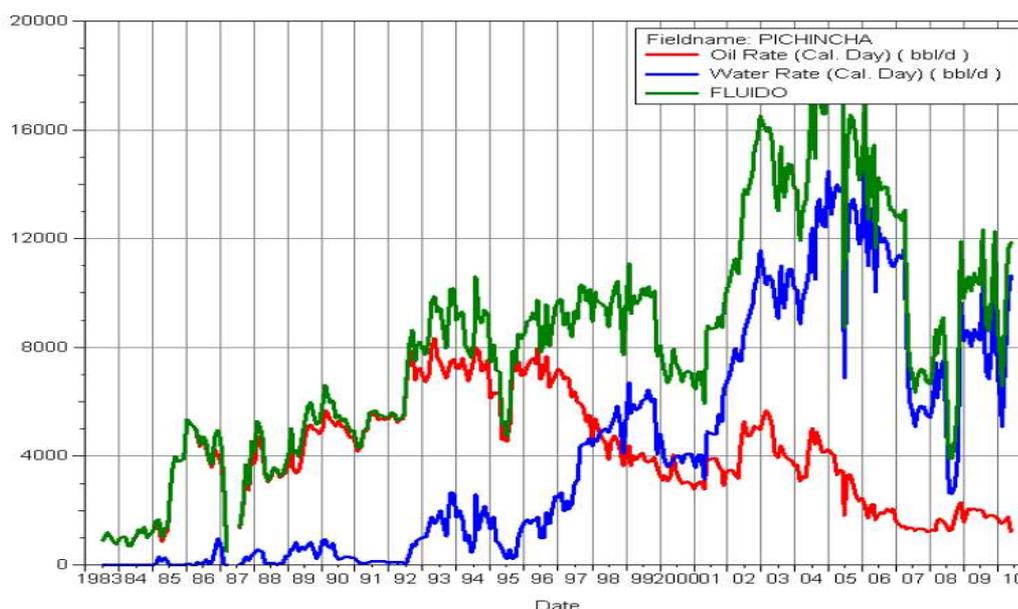
| MÉTODO | N° DE POZOS | PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (BPPD) | PRODUCCIÓN DE AGUA (BAPD) | PRODUCCIÓN FLUIDO (BFPD) |
|-------------------|-------------|-------------------------------|---------------------------|--------------------------|
| ELECTROSUMERGIBLE | 5 | 1,276 | 13,130 | 14,407 |
| HIDRÁULICO | 1 | 239 | 174 | 413 |
| TOTAL | 6 | 1,515 | 13,304 | 14,820 |

FUENTE: Yacimientos EP PETROECUADOR

REALIZADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

La producción promedio del campo Pichincha a Diciembre del 2011 es de 1,515 BPPD; el 76 % de la producción total del campo proviene de la arena "U" y el 24% le corresponde a la arena "T". La producción de petróleo a partir del año 1996 ha venido declinando y la producción de agua ha tenido un incremento considerable, actualmente el corte de agua promedio es de 89.77 %. La Figura 1.6 muestra el historial de producción.

FIGURA 1. 6 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN CAMPO PICHINCHA



FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: EP PETROECUADOR

1.1.2.4. Campo Secoya

El campo secoya está ubicado en el nororiente de la provincia de Napo, geológicamente corresponde al eje estructural de orientación norte – sur. Fue descubierto por CEPE mediante el pozo SECOYA -01, cuya perforación inició en febrero de 1980, alcanzó 9,510 pies de profundidad confirmando la presencia de hidrocarburos en la areniscas “T” y “U” Inferior de la formación Napo. Las mismas que dieron una producción total de 6,215 BPPD, (3,021 BPPD de 33.1°API del yacimiento “T” y 3,194 BPPD de 29.3°API de “U” Inferior).

1.1.2.4.1. Estado Actual

Este campo hasta el mes de Diciembre del 2011, cuenta con un total de 40 pozos perforados de los cuales 25 están produciendo, 13 pozos se encuentran cerrados y 2 pozos son reinyectores. De los 25 pozos productores del campo Secoya, 23 producen por Bombeo Electrosumergible y 2 por Bombeo Mecánico. Tabla 1.7

TABLA 1.7 PRODUCCIÓN POR MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO CAMPO SECOYA

| MÉTODO | N° DE POZOS | PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (BPPD) | PRODUCCIÓN DE AGUA (BAPD) | PRODUCCIÓN FLUIDO (BFPD) |
|-------------------|-------------|-------------------------------|---------------------------|--------------------------|
| ELECTROSUMERGIBLE | 23 | 4,914 | 21,036 | 25,950 |
| HIDRÁULICO | 2 | 387 | 177 | 565 |
| TOTAL | 25 | 5,301 | 21,213 | 26,515 |

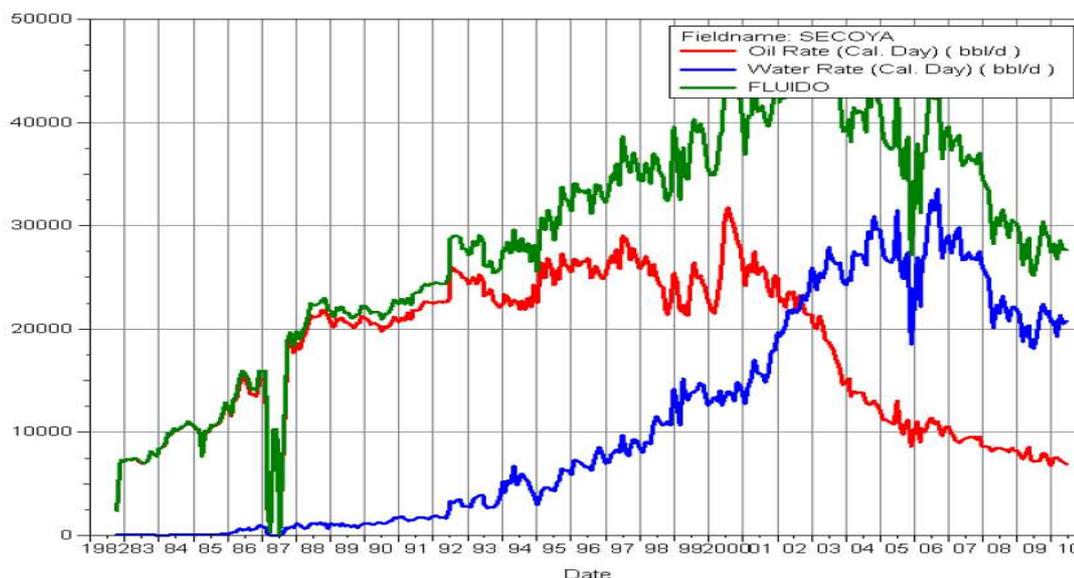
FUENTE: Yacimientos EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

La producción promedio del campo Secoya a Diciembre del 2011 es de 5,301 BPPD; el 73 % de la producción total del campo proviene de la arena “U”, y el 27% le corresponde a la arena “T”.

La producción de petróleo a partir del año 2000 ha venido declinando y la producción de agua ha aumentado considerablemente, actualmente el corte de agua promedio es de 80.01 %. La Figura 1.7 muestra el historial de producción.

FIGURA 1.7 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN CAMPO SECOYA



FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: EP PETROECUADOR

1.1.2.5. Campo Shuara

El campo Shuara fue descubierto por CEPE con el pozo exploratorio SHUARA - 01, cuya perforación inició el 26 de Marzo de 1980, alcanzando 9,810 pies de profundidad y fue completado el 9 de Mayo del mismo año. Produjo 9,685 BPPD con un promedio de 28 a 33 °API.

1.1.2.5.1. Estado Actual

Este campo hasta el mes de Diciembre del 2011, cuenta con un total de 34 pozos perforados de los cuales 11 están produciendo, 14 pozos se encuentran cerrados, 5 pozos son reinyectores de los cuales 1 está cerrado y 4 pozos se encuentran en Workover. Los 11 pozos producen con sistema de Bombeo Electrosumergible. Tabla 1.8.

TABLA 1. 8 PRODUCCIÓN POR MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO CAMPO SHUARA

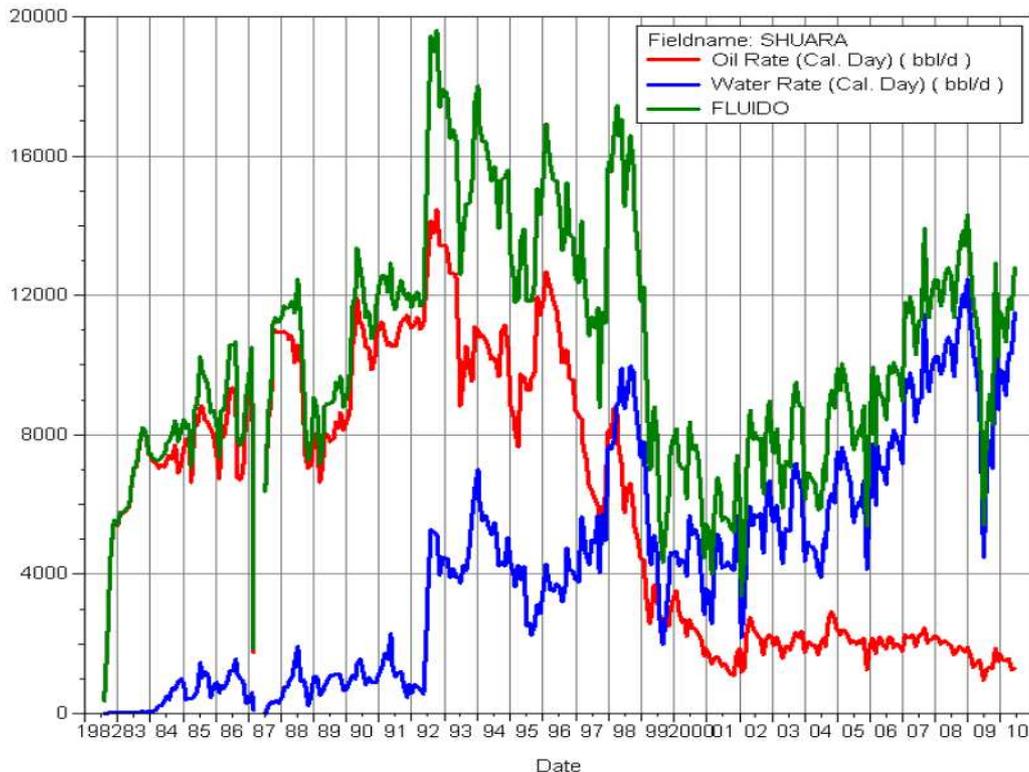
| MÉTODO | N° DE POZOS | PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (BPPD) | PRODUCCIÓN DE AGUA (BAPD) | PRODUCCIÓN FLUIDO (BFPD) |
|-------------------|-------------|-------------------------------|---------------------------|--------------------------|
| ELECTROSUMERGIBLE | 11 | 2,037 | 9,234 | 11,272 |

FUENTE: Yacimientos EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

La producción promedio del campo Shuara a Diciembre del 2011 es de 2,037 BPPD; el 81 % de la producción total del campo proviene de la arena "U", el 8% le corresponde a la arena "T" y el 11% a la Basal Tena. La producción de petróleo a partir del año 1996 ha venido declinando y la producción de agua ha tenido un marcado incremento, actualmente el corte de agua promedio es de 81.93 %. La Figura 1.8 muestra el historial de producción.

FIGURA 1. 8 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN CAMPO SHUARA



FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: EP PETROECUADOR

La tabla 1.9 muestra un resumen de la producción de los campos del Área Libertador donde está instalada la aplicación LOWIS, y la Figura 1.9 muestra la representación de la producción de estos campos con respecto a toda el Área Libertador.

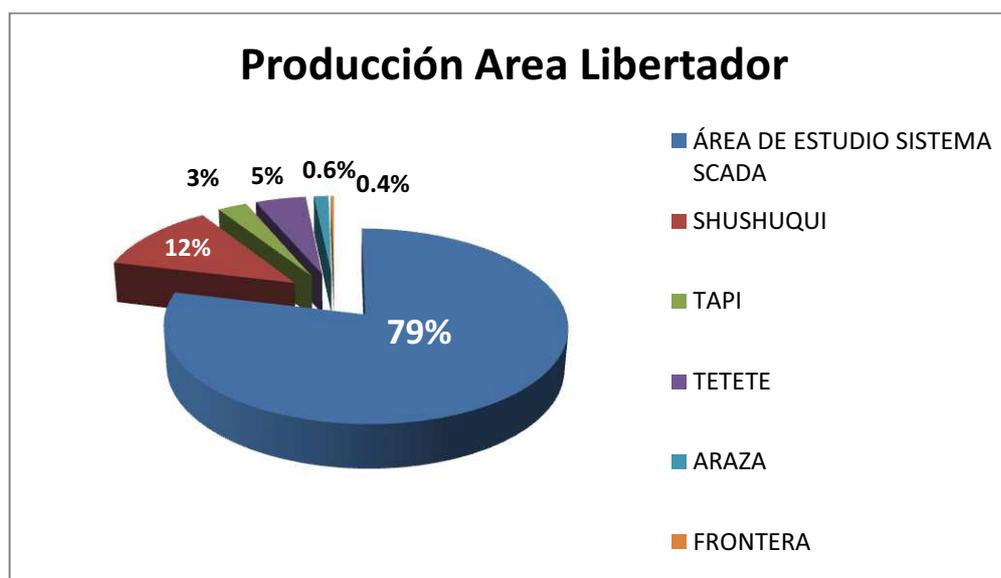
TABLA 1. 9 PRODUCCIÓN POR ESTACIÓN CAMPOS ÁREA LIBERTADOR DONDE ESTA INSTALADA LA APLICACIÓN LOWIS

| Área | Estación | Producción Actual (BPPD) | Producción Actual (BAPD) | Fluido Producido (BFPD) | BSW (%) | Gas de Formación (PCPD) |
|--------------|-----------|--------------------------|--------------------------|-------------------------|---------|-------------------------|
| LIBERTADOR | ATACAPI | 5,370 | 4,698 | 10,069 | 46.66 | 1,496 |
| | PICHINCHA | 1,515 | 13,304 | 14,820 | 89.77 | 908 |
| | SECOYA | 5,301 | 21,213 | 26,515 | 80.01 | 2,218 |
| | SHUARA | 2,037 | 9,234 | 11,272 | 81.93 | 903 |
| TOTAL | | 14,223 | 48,449 | 62,676 | - | - |

FUENTE: Yacimientos EP PETROECUADOR Forecast Julio 2011

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

FIGURA 1. 9 REPRESENTACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS CONSIDERADOS DENTRO DEL SISTEMA LOWIS CON RESPECTO A TODA EL ÁREA LIBERTADOR



FUENTE: Yacimientos EP PETROECUADOR

REALIZADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

1.1.3. ESTRUCTURA

El campo Libertador posee una estructura anticlinal alargada en sentido nor – noroeste y sur – suroeste con la presencia de fallas geológicas inversas de igual orientación que probablemente mejoran la comunicación vertical y rompen la caliza B separando las formaciones U y T.

Se divide en 4 subestructuras alineadas en dos ejes: en el eje oriental se alinean las estructuras Pacayacu y Shuara, y en el occidental las estructuras Shushuqui y Secoya, fusionándose hacia el sur para conformar el periclinal Pichincha-Carabobo.

El anticlinal tiene una longitud de alrededor de 21 km y un ancho de 6,5 km y se hace más compacto y más profundo a medida que incrementa su profundidad, su cierre estructural máximo es de 240 pies y corresponde al Alto Secoya; el Alto Shushuqui tiene 180 pies, Shuara 200 pies y Pacayacu 140 pies. El tipo de entrapamiento en el Libertador es una combinación estructural y estratigráfica, se sabe que la dirección de migración del petróleo proviene del sur. Los mapas estructurales del Área Libertador se observan en el **ANEXO No 1**

El campo Atacapi es un anticlinal alargado de dirección aproximada Norte-Sur, que constituye la culminación del tren estructural Shushufindi-Aguarico, con un área aproximada de 3,350 Acres. Está limitado al Este por una falla inversa, con la pendiente regional a favor del lado levantado; esta falla no afecta a todo el campo, si no solo a la parte Norte.

1.1.4. LITOLOGÍA

La columna estratigráfica de la Cuenca Oriente del Área Libertador y del campo Atacapi se muestran en el **ANEXO No 2**, la litología de cada reservorio productor en el área se indica a continuación.

1.1.4.1. Arenisca “U” Superior

Describe areniscas cuarzosas con frecuentes bioturbaciones y la presencia de intercalaciones de lutita. A la base se desarrolla una secuencia grano-creciente y hacia arriba secuencias grano-decreciente.

1.1.4.2. Arenisca “U” media

Es una arenisca de poco espesor, cuarzosa, con estratificación cruzada, ondulada y en partes masiva hacia la base, con delgadas intercalaciones lutáceas. Hacia el techo se encuentra bioturbación.

1.1.4.3. Arenisca “U” Inferior

Corresponde a una arenisca cuarzosa, en partes algo micácea, grano decreciente, limpia, masiva y con estratificación cruzada a la base, laminada al techo.

1.1.4.4. Arenisca Basal Tena

Fue depositada rellenando canales erosionados, de tendencia SE y un ancho entre 140 y 250', definidos sobre la base de información sísmica.

1.1.4.5. Arenisca “T” Superior

Define areniscas cuarzo-glauconíticas en bancos métricos de grano muy fino, masivas onduladas, con bioturbaciones. Tiene importante presencia de cemento calcáreo.

1.1.4.6. Arenisca “T” Inferior

Es una arenisca cuarzosa en secuencias métricas grano decreciente de grano grueso a muy fino, con estratificación cruzada e intercalaciones lutáceas. Tiene un

importante contenido de glauconita, la misma que aparece ya en la parte media y superior del cuerpo "T" inferior.

1.1.5. CARACTERISTICAS PETROFÍSICAS Y PVT DE LAS ARENAS Y FLUIDOS DEL ÁREA LIBERTADOR

Es fundamental caracterizar las propiedades petrofísicas de las rocas, especialmente la distribución de los poros, que sirven como depósitos para las acumulaciones de hidrocarburos, de igual manera es necesario caracterizar a los fluidos contenidos en las mismas, mediante la integración del entorno geológico, perfiles de pozos, análisis de muestras de roca y sus fluidos e historias de producción. Por lo tanto los principales parámetros necesarios para evaluar un yacimiento son la porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos (agua, petróleo y/o gas) y el espesor de petróleo. Adicionalmente, se tienen que considerar la geometría del yacimiento, la temperatura, presión, litología, densidades y factor volumétrico.

En el Área Libertador la porosidad varía de 10.4 a 19%, la saturación de agua de 20 a 50%, el espesor neto saturado de petróleo tiene un rango de 7.5 a 65 pies, mientras que la permeabilidad del área se encuentra en un rango de 100 md a 1468 md.

En el caso de los parámetros PVT de los fluidos, se tiene que la Presión inicial varía de 3,000 a 4,150 psi, lo que indica que existió una buena presión inicial de los reservorios, la temperatura del yacimiento varía de 195 a 240 °F, el factor volumétrico de petróleo se encuentra en un rango de 1.08 a 1.36 BLS/BF, mientras que la gravedad específica del gas se encuentra en un rango de 0.99 a 1.54 (aire =1)

Las propiedades de los fluidos y de las arenas productoras de los campos Secoya, Shuara, Pichincha y Atacapi en donde se encuentra instalado el software Lowis se presentan en la Tabla 1.3.

TABLA 1. 10 PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y PVT DE LOS FLUIDOS ÁREA LIBERTADOR

| Campo | Yacimiento | Parámetros Petrofísicos promedios | | | | | | Parámetros PVT de los fluidos | | | | | |
|-----------|--------------|-----------------------------------|------|--------|------|-------|------|-------------------------------|----------|------|------------|--|--|
| | | Φ | Sw | ho | k | Pi | Tr | βo | GOR | °API | γ gas | | |
| | | (%) | (%) | (pies) | (md) | (Psi) | (°F) | (B/BF) | (PCS/BI) | (°) | (Aire = 1) | | |
| Secoya | "U" | 15.0 | 38.0 | 14 | 115 | 3,800 | 205 | 1.17 | 282 | 28.3 | 1.12 | | |
| | "T" | 12.0 | 42.0 | 40 | 100 | 3,900 | 208 | 1.33 | 444 | 34.2 | 1.53 | | |
| Shuara | "T" | 12.0 | 42.0 | 40 | 100 | 3,900 | 216 | 1.31 | 383 | 31.7 | 1.62 | | |
| | "U" Superior | 15.0 | 21.0 | 14 | 115 | 3,800 | 217 | 1.29 | 274 | 28.0 | 1.21 | | |
| Pichincha | "U" Inferior | 17.0 | 42.0 | 33 | 310 | 3,800 | 232 | 1.21 | 162 | 29.5 | 1.42 | | |
| | "U" | 17.0 | 27.0 | 39 | 1924 | 3,171 | 235 | 1.23 | 431 | 28.0 | 1.55 | | |
| Atacapi | "Inferior T" | 12.0 | 46.5 | 43 | 400 | 3,823 | 180 | 1.26 | 360 | 31.0 | 1.49 | | |
| | "U" Superior | 15.0 | 30.0 | 15 | 250 | 3,942 | 205 | 1.33 | 442 | 31.0 | 1.07 | | |
| Atacapi | "U" Inferior | 17.0 | 35.0 | 35 | 500 | 4,012 | 208 | 1.23 | 326 | 29.0 | 1.08 | | |
| | "T" Superior | 13.0 | 42.0 | 65 | 500 | 3,970 | 209 | 1.25 | 355 | 31.4 | 1.40 | | |
| Atacapi | "T" Inferior | 14.0 | 32.0 | 65 | 800 | 3,970 | 210 | 1.21 | 404 | 34.0 | 1.41 | | |

FUENTE: YACIMIENTOS EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

1.1.6. CONTACTO AGUA PETRÓLEO

El contacto agua - petróleo inicial en las diferentes arenas del campo, están basados en los registros eléctricos de los pozos tomando en cuenta aquellos que se perforaron al inicio de la vida productiva del campo. En las arenas productoras del Área Libertador se puede describir el contacto agua – petróleo inicial de la siguiente manera:

- Arena Us:

Se observan dos contactos agua – petróleo, en el Noroeste del campo en la zona de los pozos SSQ03 y SSQ19 se observa un CAP = -8,088 pies SSTVD (Sub Sea True Vertical Depth) y al Suroeste del campo en la zona del pozo SHU13 se observa un CAP de -8,185 pies SSTVD.

- Arena Ui:

Se observan varios contactos agua - petróleo en la unidad U Inferior, pero considerando la fecha de perforación de los pozos se estableció un CAP inicial preliminar a – 8,300 pies SSTVD para las áreas Pichincha, Carabobo, Shushuqui y Secoya (los pozos SSQ07, SSQ06, SSQ21, SEC7B, PICH06, CAR03, CAR06 indican el contacto anteriormente mencionado). Además existe otro contacto inicial al Noreste del campo Libertador que pertenece a la zona donde están ubicados los pozos SHU06 y PAC05 indicando un CAP de -8,280 pies SSTVD.

- Arena Ts+Ti:

En la arena T, se presentan distintas regiones de contactos iniciales, lo que implica una separación hidráulica vertical de estas arenas, se identificaron dos claros contactos en las regiones de Shuara, Pichincha, Secoya y Pacayacu a una profundidad de -8,359 pies SSTVD y – 8,471 pies SSTVD. Para la zona de Shushuqui se identificaron dos contactos a – 8,379 pies SSTVD y -8,471 pies SSTVD.

La profundidad de los contactos preliminares del área Libertador junto con sus niveles de referencia se resume en la Tabla 1.11.

TABLA 1. 11 PROFUNDIDADES DE LOS CONTACTOS AGUA – PETRÓLEO INICIALES ÁREA LIBERTADOR

| Yacimiento | Nivel de referencia (SSTVD Pies) | Presión Inicial a nivel de referencia (Psia) | CAP inicial (SSTVD Pies) | Área |
|----------------|----------------------------------|--|--------------------------|---------------------------------|
| Us + Um | -8,106 | 3,710 | -8,088 | SSQ, PAC |
| | | | -8,185 | SHU, SEC, PICH |
| Ui | -8,211 | 3,805 | -8,280 | PAC, |
| | | | -8,300 | SSQ, SHU, SEC, CAR |
| Ts + Ti | -8,374 | 3,910 | -8,359 | PAC, SEC, SHU, |
| | | | -8,379 | PICH, CAR |
| | | | -8,471 | SSQ PAC, SHU, SSQ, PICH, CAR |

FUENTE: Simulación Matemática del Área Libertador, EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

1.1.7. AVANCE DE AGUA

La mayoría de yacimientos hidrocarburíferos están rodeados o relacionados con rocas saturadas de agua denominadas acuíferos. El tamaño de dichos acuíferos varía de tal manera que afectan de varias formas al reservorio en producción. A medida que los fluidos son producidos y la presión del yacimiento declina, se desarrolla un diferencial de presión hacia el reservorio que ocasiona una invasión a través del contacto original agua petróleo.

Es posible, en algunos casos, que la invasión ocurra debido a ingreso de aguas superficiales a la formación a través de un afloramiento. También es usual que el tamaño del poro en el acuífero no sea significativamente mayor al tamaño del poro del reservorio, por lo que la expansión de agua en el acuífero sería despreciable y los efectos del influjo de agua se podrían ignorar, de igual manera

podría darse el caso de que la permeabilidad en la zona del acuífero sea tan baja que se requiera de diferenciales de presión altísimos para invadir el reservorio.

Sin embargo, puede darse el escenario contrario en donde el tamaño del acuífero y su permeabilidad son apreciables y el influjo de agua ocurre a medida que el reservorio se depleta.

1.1.7.1. Orígenes De La Producción Excesiva De Agua

Si bien es cierto que ningún operador quiere producir agua, hay aguas que son mejores que otras. Con respecto a la producción de crudo es fundamental distinguir entre los siguientes tipos de aguas:

- El agua de barrido proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo del yacimiento, puede constituir un factor determinante en la productividad de los pozos y las reservas finales.
- El agua aceptable es aquella producida dentro del hueco a una tasa inferior al límite económico de la relación agua petróleo WOR. La producción de agua buena tiene lugar cuando existe un flujo simultáneo de petróleo y agua en toda la matriz de la formación.
- El agua excesiva se define como el agua cuya producción de petróleo asociada no es suficiente para compensar el costo de manejo. Es decir, es agua producida por encima del límite económico de WOR, las fuentes del problema causantes de la producción de agua excesiva pueden ser cercanas al pozo o relacionadas al reservorio.

En el caso del Área Libertador según los resultados de la simulación matemática, se generaron mapas de saturación de agua para las unidades "U" y "T", los cuales permiten evidenciar zonas no drenadas todavía existentes en algunos pozos cerrados y productores. **ANEXO No 3**

1.1.8.RESERVAS

En términos generales y en base a información geológica y de ingeniería disponible se define como reservas a las cantidades estimadas de hidrocarburos que pueden ser recuperados de yacimientos conocidos de una manera económicamente rentable. Las reservas pueden ser clasificadas de acuerdo a la incertidumbre en probadas, probables y posibles.

1.1.8.1. Reservas Probadas

Son el volumen de hidrocarburos recuperables por medio de mecanismos primarios (elevación natural) o secundarios que incluyen todos los métodos de levantamiento artificial.

1.1.8.2. Reservas Probables

Son aquellas reservas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables. El concepto de reserva probable difiere esencialmente del concepto de reserva probada, por el hecho de que no hay pozos exploratorios perforados en el área que se está evaluando.

1.1.8.3. Reservas Posibles

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, las reservas posibles son el volumen de hidrocarburos que se cree que existe en áreas aun no exploradas evaluando solamente en base a criterios geológicos.

Las reservas calculadas en el estudio de Simulación Matemática del Área Libertador, Geoconsul-2009 se las considera como reservas probadas. Para el campo no se estiman reservas probables ni posibles, debido a que en la información geológica aportada no se visualizan áreas adicionales con potencialidad prospectiva.

Con este antecedente, las Reservas Originales Probadas del Área Libertador se muestran en la Tabla 1.12, aquí se observa un valor total de todas las arenas productoras de 431926,195 bls.

TABLA 1. 12 RESERVAS ORIGINALES PROBADAS ÁREA LIBERTADOR

| Reservorio | POES (MMBls) | FR(Inicial) % | °API | Reservas originales (MMBls) |
|--------------|-----------------|------------------|-------|--------------------------------|
| BASAL TENA | 123.52 | 15.00 | 19.80 | 18.53 |
| U SUP. | 111.12 | 24.99 | 29.50 | 27.76 |
| U MED. | 20.05 | 24.99 | - | 5.01 |
| U INF. | 634.10 | 41.00 | 27.90 | 259.98 |
| T SUP. | 79.47 | 31.00 | - | 24.63 |
| T INF. | 309.66 | 31.00 | 30.00 | 95.99 |
| TOTAL | 1277.94 | | | 431.92 |

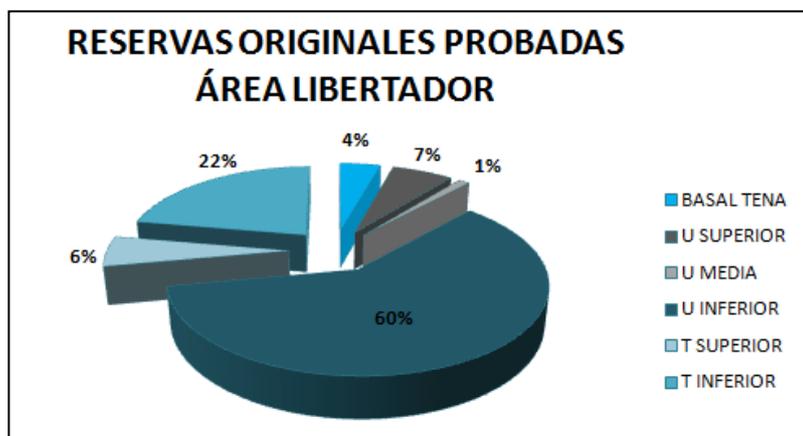
FUENTE: Simulación Matemática del Área Libertador, EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

En la Figura 1.10 se observa una distribución del aporte de cada arena productora dentro del Área Libertador. La mayor parte de la producción proviene de la arena U Inferior que aporta con un 60%.

El porcentaje de recuperación de petróleo con respecto al POES es de 25.9 %y con respecto a las reservas probadas es de 76.8 %. Figura 1.11.

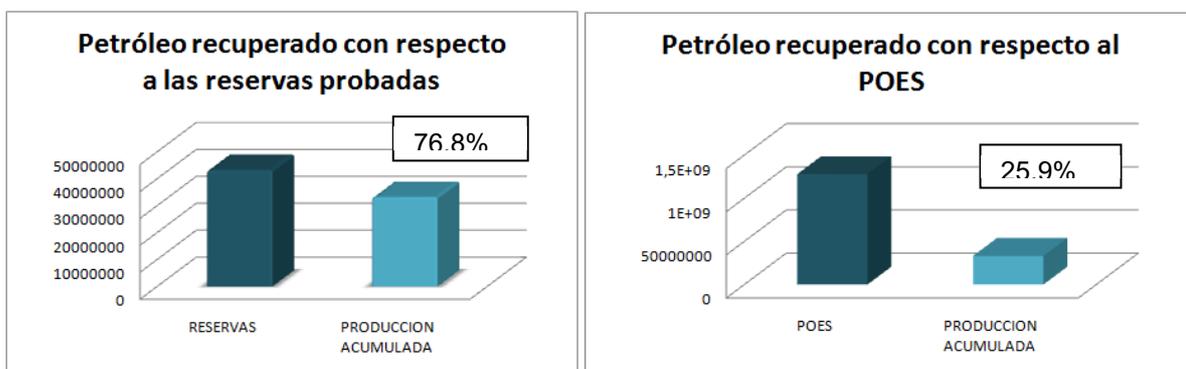
FIGURA 1. 10 RESERVAS ORIGINALES ÁREA LIBERTADOR



FUENTE: Simulación Matemática del Área Libertador, EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

FIGURA 1. 11 PORCENTAJE DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO CON RESPECTO AL POES Y A LAS RESERVAS PROBADAS EN EL ÁREA LIBERTADOR



FUENTE: Simulación Matemática del Área Libertador, EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

La producción acumulada es de 331.58 MMBIs y las Reservas Remanentes son de 100.34 MMBIs. La Tabla 1.6 resume todo lo antes mencionado.

TABLA 1. 13 RESERVAS REMANENTES DE PETRÓLEO DEL ÁREA LIBERTADOR

| RESERVORIO | POES (MMBIs) | FR(Inicial) % | °API | RESERVAS ORIGINALES (MMBIs) | PRODUCCIÓN ACUMULADA MMBIs al 31/01/2011 | RESERVAS REMANENTES MMBIs al 31/01/2011 | % DE RECUPERACION CON RESPECTO A | |
|------------|-----------------|------------------|-------|-----------------------------------|---|--|--|----------|
| | | | | | | | POES | RESERVAS |
| BASAL TENA | 123.52 | 15.00 | 19.80 | 18.53 | 3.91 | 14.61 | 0.032 | 0.211 |
| U SUP. | 111.12 | 24.99 | 29.50 | 27.76 | 24.62 | 3.14 | 0.222 | 0.887 |
| U MED. | 20.05 | 24.99 | - | 5.01 | 0.9 | 4.04 | 0.048 | 0.193 |
| U INF. | 634.10 | 41.00 | 27.90 | 259.98 | 208.77 | 51.21 | 0.329 | 0.803 |
| T SUP. | 79.47 | 31.00 | - | 24.63 | 2.85 | 21.78 | 0.036 | 0.116 |
| T INF. | 309.66 | 31.00 | 30.00 | 95.99 | 90.44 | 5.54 | 0.292 | 0.942 |
| TOTAL | 1277.94 | | | 431.92 | 331583018 | 100.343.178 | 0.259 | 0.768 |

FUENTE: Simulación Matemática del Área Libertador, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

1.1.9.MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

La recuperación primaria resulta de la utilización de las fuentes de energía natural presentes en los yacimientos para el desplazamiento a través del medio poroso del petróleo o gas hacia los pozos productores, estas fuentes pueden ser:

- Empuje por acuíferos laterales o de fondo
- Empuje por gas en solución
- Empuje por capa de gas
- Expansión de la roca y fluidos
- Drenaje por gravedad.

En muchos yacimientos todos estos mecanismos actúan simultáneamente pero en general uno o dos predominan y durante la vida del yacimiento el predominio de un mecanismo puede cambiar por otro en forma natural o artificialmente.

1.1.9.1. Área Libertador

Dentro de los estudios y análisis PVT realizados sobre el Área Libertador, se ha determinado que esta Área corresponde a un yacimiento subsaturado con un empuje lateral y de fondo de intrusión de agua; por lo que la presión inicial es mayor que la del punto de burbuja como se señala en el Estudio de Simulación de Yacimientos, área Libertador, Tomo 1 (Diciembre-1997).

Algunos de los pozos del Área Libertador presentan producciones conjuntas de los yacimientos U (U Superior, U Media y U Inferior) y T (T Superior y T Inferior).

Las pruebas iniciales de esos pozos fueron realizadas separadamente para cada arena y de esta manera se obtiene mayor información sobre la proveniencia de una posible producción de agua y además se podría determinar una distribución de la producción conjunta entre las arenas respectivas.

1.1.9.1.1. Campos Secoya, Shuara Y Pichincha

El mecanismo de producción en todos los reservorios de los campos Secoya, Shuara y Pichincha es por empuje hidráulico de un acuífero lateral; por lo que la presión inicial es mayor que la presión del punto de burbuja.

Cuando la presión se reduce debido a la producción de fluidos, se crea un diferencial de presión a través del contacto agua-petróleo produciendo que el acuífero reaccione haciendo que el agua contenida en él, invada al reservorio de petróleo originando Intrusión o Influjos lo cual no solo ayuda a mantener la presión sino que permite un desplazamiento inmisible del petróleo que se encuentra en la parte invadida.

1.1.9.1.2. Campo Atacapi

El mecanismo predominante de producción de la Arena "T" del Campo Atacapi es por empuje de un acuífero de fondo, mientras que la Arena "U" tiene empuje lateral.

CAPÍTULO 2

TEORÍA Y FUNCIONAMIENTO DE LA HERRAMIENTA LOWIS

2.1. INTRODUCCIÓN

LOWIS, Software de Información de Vida Útil del Pozo, el cual provee un enfoque integrado para optimizar las operaciones y la gestión de reservorio, soluciones para aumentar la producción y reducir los costos de levantamiento en campos jóvenes y maduros.

2.2. DEFINICIÓN

LOWIS es un paquete integrado de aplicaciones informáticas diseñado para mejorar la eficiencia y efectividad de los procesos de gestión de pozos. Sus herramientas cubren el ciclo de vida de las operaciones de producción de petróleo y gas e incluyen supervisión en tiempo real con alarmas, ajustes de configuración de controladores, diseño y análisis de sistemas de levantamiento artificial, tendencias, reportes y gráficos instantáneos, así como todos los aspectos de la administración de servicios de pozo. LOWIS puede ayudar a las compañías a lograr sus metas y objetivos económicos de mejor forma.

2.3. FUNCIÓN

LOWIS ejecuta la función de una interfaz común para visualizar e interactuar con cualquier data o información de producción, provee funcionalidad de sistema SCADA total para monitorear, controlar y diagnosticar el desempeño de pozos y presenta eventos e historiales de servicio de pozos en gráficos comparativos, reportes y diagramas para ayudar a determinar las mejores prácticas y procedimientos operativos. Este software usa una metodología de mejora

continua de procesos y ayuda al usuario a identificar y mejorar las ineficiencias operativas diarias en un ciclo de proceso continuo. Figura 2.1

FIGURA 2. 1.- PROCESO DE MEJORA CONTINUA MEDIANTE LA HERRAMIENTA LOWIS



FUENTE: Presentación Semestral LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

LOWIS trabaja en un ambiente habilitado para la Web, enlazando de forma transparente data de monitoreo en tiempo real con eventos e historiales de servicio de pozos en una sola interfaz, además une la data desde diferentes fuentes a nivel de escritorio, no en el servidor, conservando el ancho de banda de la intranet y el tiempo de CPU del servidor

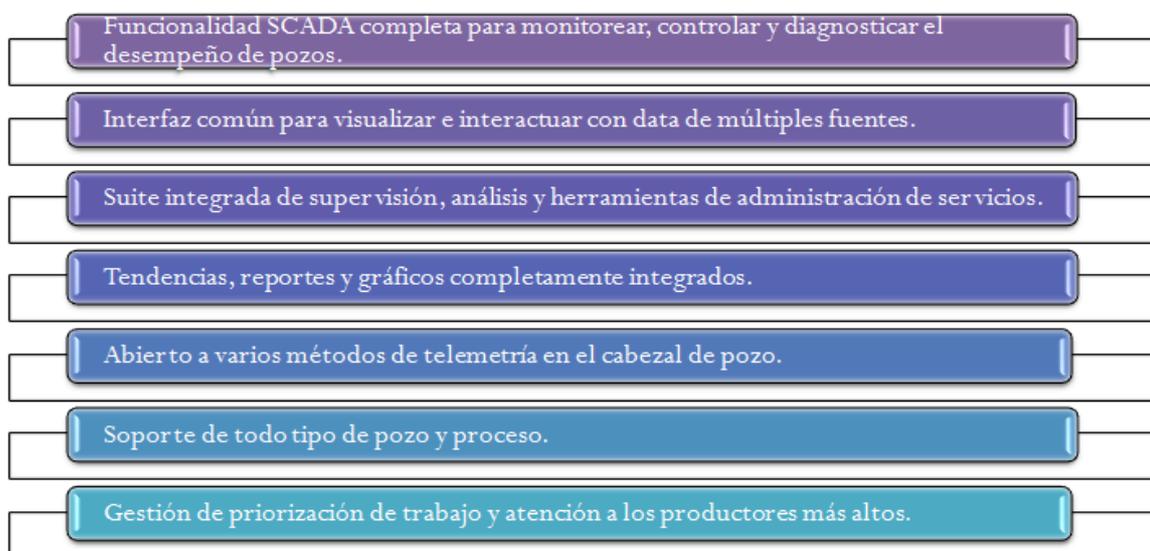
2.4. CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS

2.4.1. CARACTERÍSTICAS

LOWIS proporciona al usuario la oportunidad de identificar y responder más rápidamente a la amplia variedad de problemas que pueden surgir en las operaciones crudo y gas ya que combina varias herramientas importantes de supervisión, análisis y administración en una sola aplicación. De igual manera

centraliza el acceso a la data en una forma que mejora la coordinación de los esfuerzos entre las disciplinas y miembros de equipos. La figura 2.2 muestra un resumen de las principales características.

FIGURA 2. 2.- RESUMEN CARACTERÍSTICAS LOWIS



FUENTE: Manual de Entrenamiento LOWIS Weatherford

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

2.4.2. BENEFICIOS

Los beneficios del uso de LOWIS cubren múltiples roles dentro del dominio de producción, el desempeño del software es la implementación de un sistema integrado de adquisición y monitoreo de data en tiempo real, así como el control y la optimización de los sistemas de bombeo, permitiendo usar la información y las herramientas necesarias para optimizar operaciones, a través de la mejora de la eficiencia de bombeo, reduciendo el tiempo muerto y la producción diferida e incrementando la vida útil de los pozos.

Todo esto permite obtener los siguientes beneficios:

- Adquirir data en tiempo real desde las locaciones de los pozos.
- Administración de data recolectada para un número de pozos BES.

- Tendencias, históricas, gráficas.
- Análisis/historial de desempeño.
- Reportes estándar y especializados usando data en tiempo real.
- Fácil configuración en línea desde cualquier escritorio.
- Configuración rápida de alarmas.
- Acceso remoto vía acceso telefónico a redes.
- Configuración y mantenimiento mínimos.
- Capacidad para visualizar todos los pozos desde una interfaz común.
- Visualización rápida de un gran número de pozos en sucesión al actualizar un solo gráfico.
- Minimización de la configuración de setpoints.

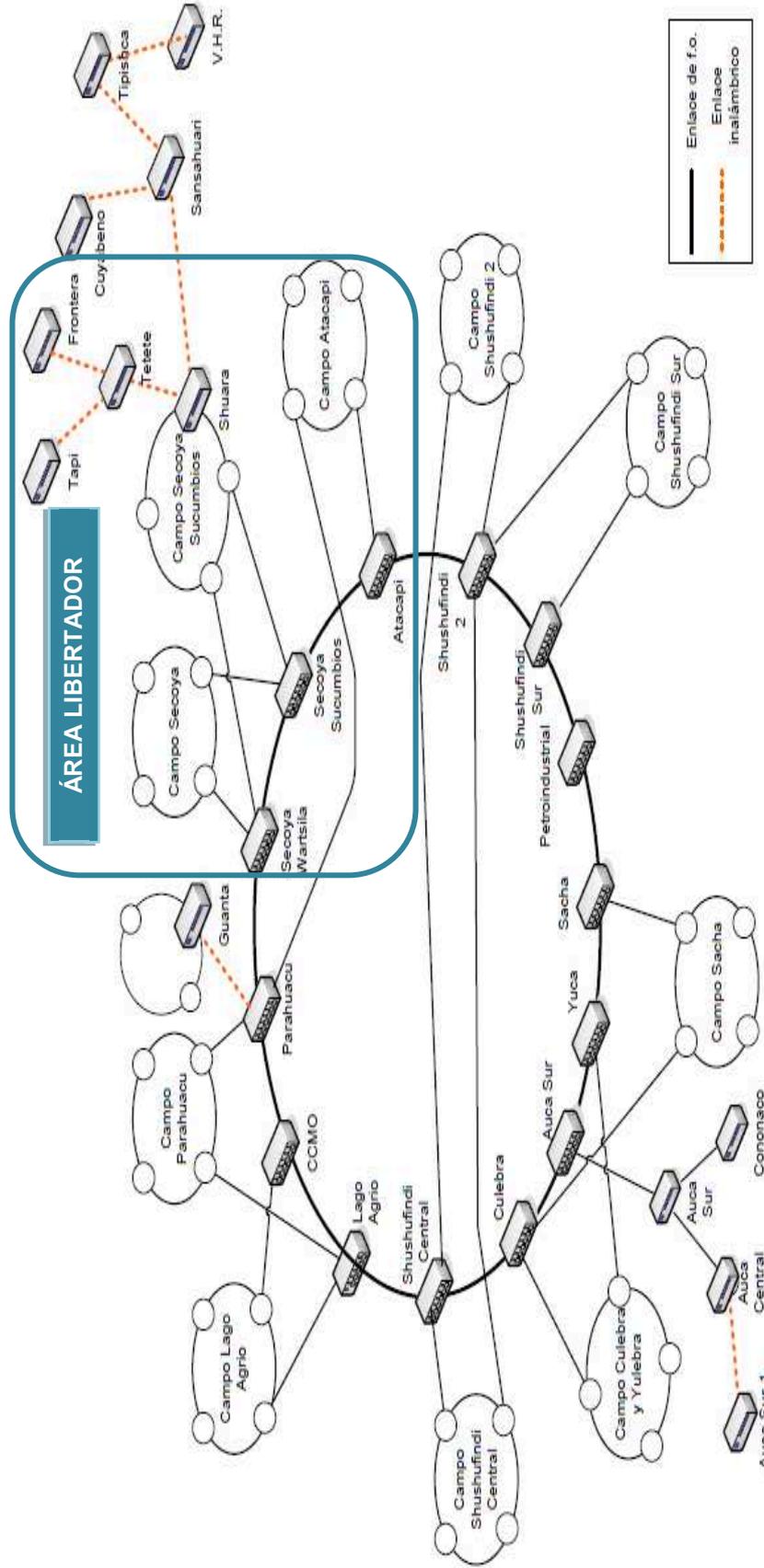
LOWIS ayuda a los operadores a revisar el estatus de los pozos y equipos en solo pocos minutos, además pueden mantenerse al tanto de las anomalías de producción y diagnosticar ineficiencias operativas en el sistema de levantamiento artificial, así como ajustar configuraciones de controladores y observar los resultados de esos cambios.

2.5. ESTRUCTURA DEL SISTEMA

La estructura LOWIS provee mayor flexibilidad en la manera que los usuarios pueden hacer su trabajo. La conectividad Web o de red directa facilita la interacción bidireccional con la data y controladores en tiempo real, a la vez que actúa como una guía al usuario para asistir en la ubicación rápida de las herramientas necesarias para lograr tareas secuenciales.

Para automatización, LOWIS incluye más de ochenta controladores de protocolos nativos que facilitan la configuración y soportan toda la funcionalidad de muchos controladores y unidades terminales remotas distintas. La estructura que ha configurado EP PETROECUADOR a través del sistema SCADA con el software LOWIS en la región oriente se muestra en la figura en la Figura 2.3.

FIGURA 2. 3.- ESTRUCTURA DEL SISTEMA INSTALADO EN EP PETROECUADOR



FUENTE: Entrenamiento Básico LOWIS, WEATHERFORD - EP PETROECUADOR Noviembre 2010
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

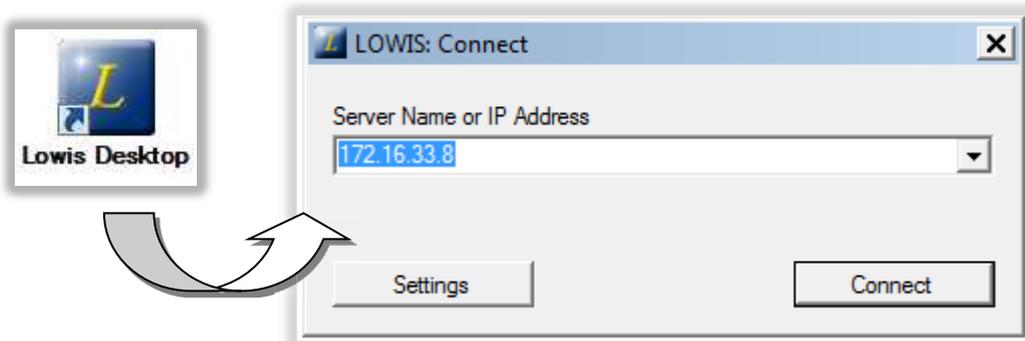
2.6. NAVEGACIÓN

Los elementos básicos de navegación en LOWIS incluyen la Página de Inicio, Grupos de Flujo de Trabajo, el Navegador, Menú de Inicio y Vistas, Tablas y Gráficos.

2.6.1. CONEXIÓN

Después de la instalación, en el escritorio se encuentra el icono de ingreso al sistema LOWIS, mediante doble clic se accede a cuadro de conexión donde se elige la opción de conectar (CONNECT) Figura 2.4

FIGURA 2. 4.- CONEXIÓN A LOWIS



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

La dirección IP del servidor, es independiente de la red de EP PETROECUADOR, es decir el sistema SCADA cuenta con su propio servidor en donde se van almacenando todos los datos.

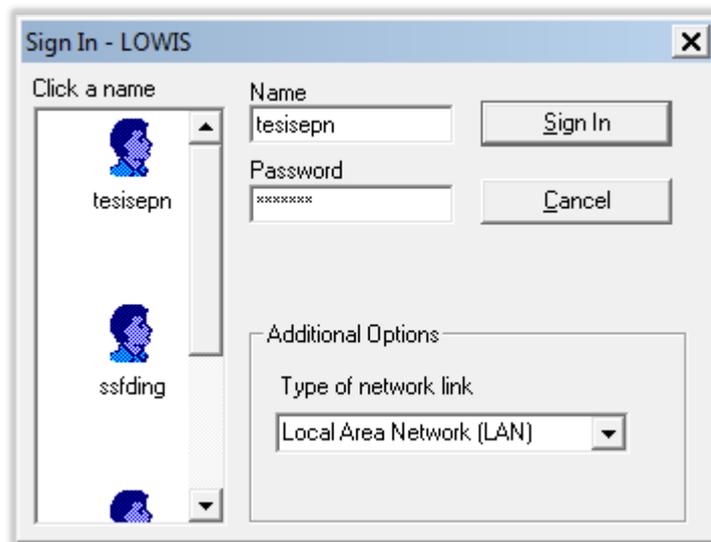
La opción ajustes (SETTINGS) nos ayuda a configurar las preferencias, donde entre otras cosas se puede seleccionar el sistema de medidas en el que se quiera trabajar ya sea el sistema métrico o el sistema inglés que es el más usual en el campo de la ingeniería en petróleos.

2.6.2. INICIO DE SESIÓN

Para ingresar al sistema LOWIS, se debe iniciar sesión con un nombre de usuario y contraseña válidos que han sido otorgados por el administrador del sistema LOWIS en EP PETROECUADOR. Para el desarrollo del presente proyecto se ha otorgado un usuario con su contraseña respectiva.

Al iniciar sesión en LOWIS después de haber hecho clic en conectar, aparece una ventana igual a la de la figura 2.5 en donde se digita el usuario y la clave.

FIGURA 2. 5.- INICIO DE SESIÓN LOWIS



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

En la lista desplegable Tipo de enlace a red (Type of network link), se selecciona el tipo actual de conexión a red. En el caso de EP PETROECUADOR es una red LAN. Finalmente dando clic sobre Iniciar Sesión (Sign In) se abrirá la pantalla principal del Cliente LOWIS.

2.7. INTERFAZ DE APLICACIÓN

La interfaz de aplicación LOWIS (Figura 2.6) contiene cinco herramientas y paneles de navegación primarios usados para desplazarse por el sistema:

- **Navegador:** Estos cuatro paneles permiten filtrar y encontrar pozos para mostrar y trabajar en el panel de contenido principal.
- **Inicio:** Este botón provee acceso a varias vistas del sistema, de acuerdo al grupo de flujo de trabajo en el cual se esté trabajando.
- **Barra de Vista:** Esta barra lista el nombre en la vista activa en la cual se esté trabajando.
- **Principal:** Este es el panel de contenido principal, en el cual se despliegan las vistas de sistema, gráficos o reportes.
- **Grupos de Flujo de Trabajo:** Estos enlaces representan cada uno una porción del proceso de flujo de trabajo.

FIGURA 2. 6.- PANELES DE NAVEGACIÓN PRIMARIOS.



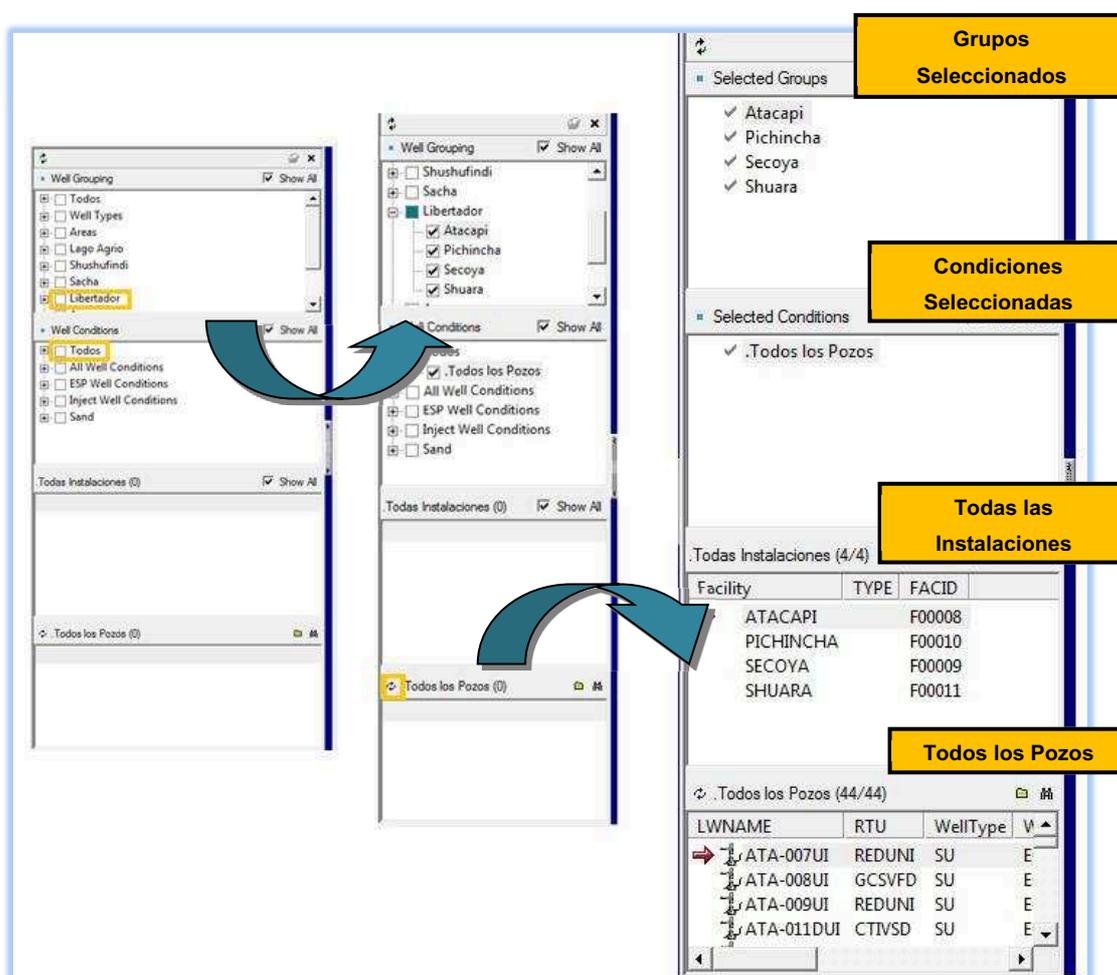
FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

2.7.1. NAVEGADOR

El Navegador LOWIS es una herramienta de consulta, está ubicada al lado izquierdo de la pantalla y se usa para seleccionar los pozos y grupos de pozos que se desea configurar, monitorear y analizar. Figura 2.7

FIGURA 2. 7.- NAVEGADOR LOWIS



FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

Se divide en cuatro secciones, las cuales pueden ser personalizadas de acuerdo a los requerimientos que se tenga, esto se detalla a continuación:

- **Grupos Seleccionados.** Esta sección superior puede ser descrita como estática, es decir, que los grupos de pozos no cambian. Estos grupos podrían ser concesiones, rutas de operadores, regiones geográficas o cualquier otro criterio estático.
- **Condiciones Seleccionadas.** Esta segunda sección puede ser pensada como dinámica, y podría incluir grupos tales como estado de pozo o condición. Esta sección es un subconjunto de los Grupos Seleccionados.
- **Todas las Instalaciones.** Esta tercera sección es una lista de aquellas facilidades que satisfacen el criterio de las selecciones tomadas en Grupos Seleccionados y Condiciones Seleccionadas.
- **Todos los Pozos.** Esta sección inferior lista los pozos basada en los criterios de selección de todos los tres grupos de navegación previos.

2.7.2. MENÚ INICIO

El sistema LOWIS posee un menú de Inicio ubicado en la esquina inferior izquierda de la aplicación. Se le puede usar para seleccionar pantallas con las cuales ver e interactuar con la data. Estas pantallas son referidas variadamente como vistas, paneles o diagramas.

2.7.3. BARRA DE VISTAS

LOWIS contiene un gran número de vistas de sistema estándar. También puede crear vistas nuevas o personalizadas que serán guardadas en el Almacén LOWIS para acceso futuro. Se pueden acceder a todas las vistas seleccionando primero un Grupo de Flujo de Trabajo desde la parte superior de la pantalla y luego haciendo clic en el menú de Inicio. Cada Grupo de Flujo de Trabajo posee un conjunto asociado de categorías dentro del menú de Inicio, y cada categoría

contiene un conjunto de vistas de sistema desde las cuales escoger para tener mayor facilidad de ingreso a las pantallas requeridas por el usuario.

2.7.4. PRINCIPAL

El panel principal se usa a modo de escritorio, puede desplegar hasta cuatro vistas simultáneamente, que visualizan las pantallas del sub-menú escogido. Para un arreglo de dos pantallas, la vista seleccionada se abre debajo de la primera en el panel principal. Si se añade una tercera vista, la segunda vista se mueve hacia el cuadrante superior derecho del panel principal, mientras que la tercera vista aparece en la mitad inferior.

Una cuarta vista, cuando se añade, aparece en el cuadrante inferior derecho. Las vistas actuales deben ser del mismo Grupo de Flujo de Trabajo y la misma categoría que la del menú de Inicio LOWIS.

2.7.5. GRUPO DE FLUJO DE TRABAJO

Los Grupos de Flujo de Trabajo son enlaces que aparecen en la parte superior del panel principal e incluyen Configuración, Monitoreo y Análisis, al hacer clic en alguno de estos enlaces se puede acceder a vistas y funcionalidades relevantes. A continuación se describirá detalladamente cada uno de los componentes del flujo de trabajo en LOWIS.

2.8. CONFIGURACIÓN

El grupo de flujo de trabajo de Configuración de LOWIS provee herramientas para administrar todos los aspectos de la configuración de pozos, desde añadir nuevos pozos al sistema, editar parámetros y cambiar las configuraciones de pozos existentes, modificando las partes componentes dentro del pozo y actualizando los catálogos de equipos.

Los nuevos pozos añadidos al sistema LOWIS son representados con un conjunto de propiedades de configuración generales para identificación en el Navegador y seguimiento a través del sistema.

En los pozos se requiere fijar parámetros de comunicación, específicamente la dirección única de comunicación / RTU o el número del puerto de comunicaciones del servidor del pozo. Estas propiedades generales de configuración y comunicaciones son comunes a todos los pozos en el sistema.

Los puntos de data físicos deben ser configurados para poder monitorear pozos, recolectar data para graficado de tendencias, análisis y visualización de alarmas.

Pueden ser de los siguientes tres tipos básicos:

- **Análogos:** representan puntos de data que producen un rango continuo de valores, tal como el punto de Presión de Casing. El punto análogo definido para este valor de presión hace seguimiento a la medición actual y la traduce a un valor numérico representativo.
- **Discretos:** representan puntos de dato cuyo estado puede ser On (Encendido) u Off (Apagado), tales como el estado de un Interruptor de Mantenimiento o un indicador de Tasa de Flujo Baja. Los discretos son usados para fijar alarmas para notificar a los usuarios acerca de eventos de cambio en el sistema.
- **Medidores:** representan puntos de data usados para medir volúmenes o tasas de fluidos. Los puntos medidores se usan también en mediciones de tiempo y como acumuladores.

2.8.1. CONFIGURACIÓN DE POZOS BES

Para añadir un nuevo pozo BES al sistema, primero se debe crear un nuevo pozo y definir su configuración y propiedades de comunicación. Después de haber añadido el nuevo pozo, se debe configurar los parámetros de fondo de pozo y

fluidos, o definir las condiciones de línea base para el nuevo pozo. La vista de sistema de Configuración de Grupo de Pozos BES también provee paneles para configurar las bombas y motores para los nuevos pozos. El procedimiento para creación de pozos en LOWIS se encuentra en el **ANEXO No 4**.

2.8.1.1. Configuración de la Bomba

El panel Configuración de Bomba permite definir las bombas usadas en el pozo con bombeo electro sumergible seleccionado. Se puede añadir una bomba seleccionándola del catálogo de bombas electrosumergibles que está en la base de datos de LOWIS. En el caso de que la bomba no se encuentre en el catálogo se debe ingresar una nueva bomba considerando los coeficientes de cabeza dinámica y de potencia proporcionados por el fabricante.

Los parámetros a editar se muestran en la Figura 2.8.

FIGURA 2. 8.- CONFIGURACIÓN DE PARÁMETROS DE LA BOMBA

| | |
|--------------------------------|---|
| NÚMERO DE BOMBA | Número de la bomba en el ensamblaje total |
| DESCRIPCIÓN DE LA BOMBA | Número del modelo de fabricante |
| CARCASA DE BOMBA | Una sección individual de la bomba total. Una carcasa aloja un cierto número de etapas dependiendo del tipo de las mismas. |
| CONTEO DE ETAPAS | Número de etapas de cada bomba |
| NÚMERO DE SERIAL | Número de identificación de la bomba |

FUENTE: Manual de Entrenamiento LOWIS Weatherford

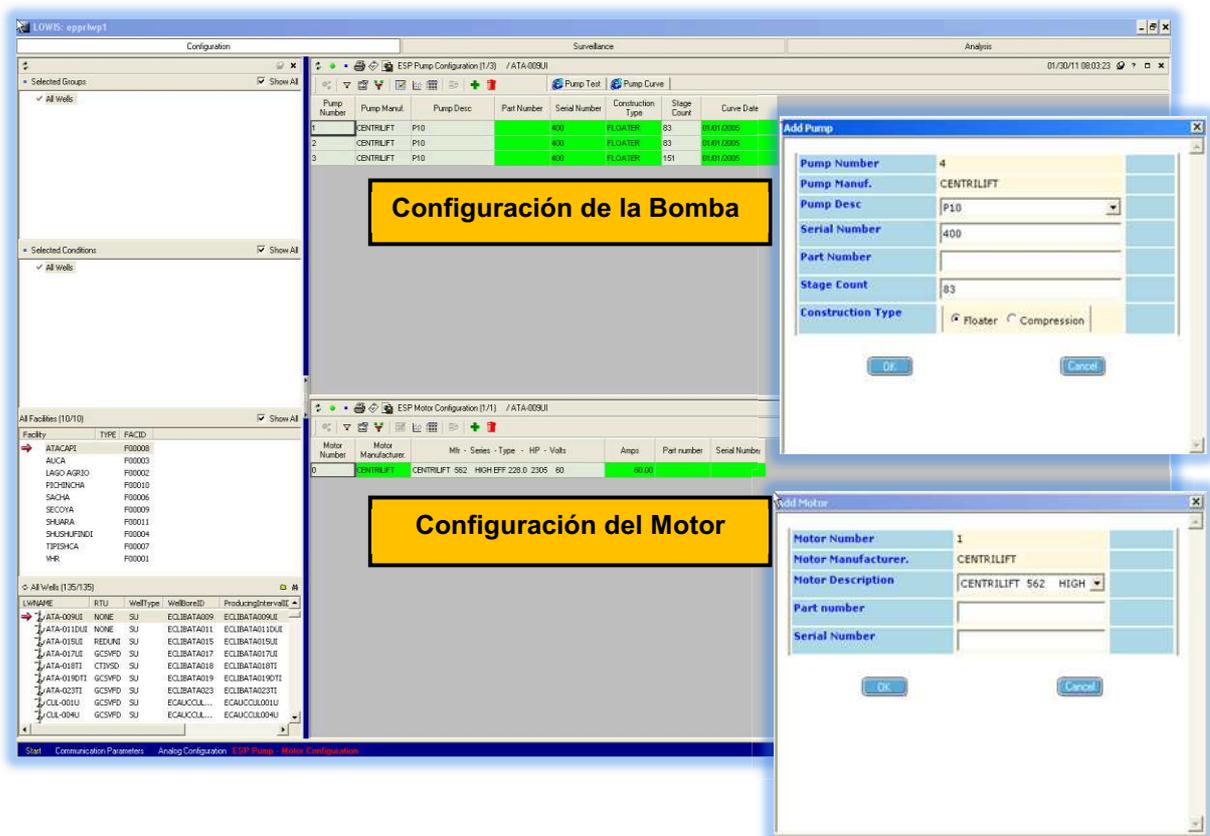
ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

2.8.1.2. Configuración del Motor

El panel de Configuración permite configurar el ensamble del motor para el pozo actualmente seleccionado. Los motores actuales para el pozo BES seleccionado salen listados en la columna de descripción de Motor en la cual escojo el que sea necesario. De igual manera en el caso de que el motor no esté registrado en el catálogo se lo debe ingresar de acuerdo a la información entregada por el fabricante.

La Figura 2.9 muestra el proceso de configuración de bomba y motor de un sistema de Bombeo Electrosumergible.

FIGURA 2. 9.- CONFIGURACIÓN DE BOMBA Y MOTOR EN LOWIS



FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

2.8.1.3. Configuración de Parámetros

Por cada pozo con Bombeo electro sumergible en el sistema, la pestaña Configurar Parámetros de LOWIS provee pantallas para cambiar o modificar los siguientes aspectos:

- Condiciones de línea base o Standard.
- Parámetros de fondo de pozo
- Parámetros de fluido
- Desempeño de Influjo

El panel de Condiciones de Línea Base permite definir condiciones y resultados de producción estables, usualmente cuando la bomba fue instalada. Estas condiciones son usadas en el análisis como caso base para comparar con todos los otros análisis ejecutados mientras que los Parámetros de Fondo de Pozo y fluido permiten definir o cambiar información para el pozo seleccionado y graficar la curva IPR.

Es importante que todos estos parámetros sean ingresados correctamente ya que de esto dependerá la confiabilidad de los análisis realizados, por esta razón se debe disponer datos actuales de Build Up de los pozos, diagramas de completación y reportes de instalación de las bombas. El procedimiento para configuración de parámetros se muestra en el **ANEXO No 5**.

Hay veces que los parámetros de Línea Base ingresados están totalmente fuera del rango en el cual está operando la bomba ya que cuando se diseñó se consideraban otras condiciones de pozo y yacimiento, por lo que es necesario copiar los datos de la prueba de pozo para obtener un buen resultado en el análisis. Las ventanas de configuración de todos estos parámetros se muestran en la Figura 2.10. Mientras que la Figura 2.11 se resume los parámetros que se pueden configurar o cambiar para cada pozo conectado al software LOWIS.

FIGURA 2. 10.- VENTANAS DE CONFIGURACIÓN DE PARÁMETROS EN LOWIS

Parámetros de Línea Base

The "Copy Test" button copies the "selected" test from the list of tests on the Analysis Workbench grid. Baseline conditions are used to establish the base curve that first displays when the Analysis Workbench is opened.

| | | |
|--------------------------------|--------|----------|
| Tubing Pressure * | 65.00 | PSIG |
| Casing Pressure * | 65.00 | PSIG |
| Tubing Discharge Temperature * | 162.00 | DegF |
| Producing GOR * | 326.25 | SCF/STB |
| Total Liquid Production * | 706.00 | STB/Day |
| Water Cut * | 76.00 | % |
| Injected Dilution water * | 0.00 | STB/Day |
| Casing Gas Flow Rate * | 0.00 | MSCF/DAY |

Parámetros de Influjos

| | | |
|---------------------|---------|---------|
| Método | Vogel | |
| Presión FdeP | 1149.26 | PSIG |
| Tasa Prueba | 706.00 | STB/Day |
| PdeF Est. | 3262.00 | PSIG |
| Eficiencia de Flujo | 1.00 | STB/Day |
| Tasa Max | 850.362 | STB/Day |

Parámetros de Fluido

| | | |
|---------------------------|------------------|--------|
| Oil Gravity * | 27.10 | |
| Water Gravity ** | 1.05 | |
| Gas Gravity ** | 1.12 | |
| H ₂ S | 0.00 | % |
| CO ₂ | 0.00 | % |
| N ₂ | 0.00 | % |
| Bubble Point ** | 1116.00 | psia |
| Analysis PVT | Correlations | |
| Bottom Hole Temperature * | 243.00 | degF |
| Separation Efficiency | 0.00 | % |
| Gas Separator | YES | |
| Gas Separator Efficiency | 0.00 | % |
| Liquid Through Casing | 0.00 | % |
| CostoEléctrico | 0.20 | \$/KWH |
| Grav. Agua Disolución | 0.00 | |
| Multiphase Flow Method * | Hagedorn & Brown | |

Parámetros de fondo de Pozo

| | | | | | | | | |
|------------------------|--------------------|---------------|------------------|----------|---------------------------|--------|---------|--------|
| Revisamiento | 7.000 | 26.00 | | | | | | |
| Plug Back TD | 9450.00 | ft (MD) | | | | | | |
| Tuberia | 3.500 | N-80 9.30 | Integral | | | | | |
| Aspeza Relativa | 0.0000500 | inch | | | | | | |
| Long Tuberia * | 8969.00 | ft (MD) | | | | | | |
| Intervalo de Prod. | Top = 9376.00 | ft (TVD) | Bottom = 9382.00 | ft (TVD) | | | | |
| Ensamblaje | Cable #4 | 400 | 5000 | sol REDA | R | Long. | 9075.00 | ft(MD) |
| Motor Lead Extension | #4 | 450 | 4000 | sol REDA | F | Long. | 55.00 | ft(MD) |
| Pump Intake Depth | 9061.00 | ft(TVD) | | | | | | |
| Prof. Inj. Agua Fresca | 0.00 | ft | | | | | | |
| Motor | Frequency Variable | Frecuencia | 60.00 | Hz | | | | |
| Pump Degradation | Head Deration | Rate Deration | Factor | 0.87 | Brake Horsepower Deration | Factor | 1.00 | |
| Installation History * | 03/12/2008 | Change Type | Other Changes | | | | | |
| Ult. Cambio de Fecha | Diciembre de 2008 | | | | | | | |

FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

FIGURA 2. 11.- RESUMEN DE PARÁMETROS DE CONFIGURACIÓN EN EL SOFTWARE LOWIS

| CONDICIONES DE LÍNEA BASE | PARÁMETROS DE FONDO DE POZO | PARÁMETROS DE FLUIDOS | DESEMPEÑO DE INFLUJO |
|--|--|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> • Presión de Descarga de Tubing (PSIG) • Temperatura de Descarga de Tubing (°F) • Presión de Casing en Superficie (PSIG) • GOR de Producción. • Producción Líquida Total • Corte de Agua (porcentaje) | <ul style="list-style-type: none"> • Casing • PT de Plug-Back • Tubing • Dureza relativa • Longitud del tubing (Pies) • Intervalo de Producción Tope Base • Ensamblaje de Bomba Fecha de Instalación • Cable Redondo • Cable Plano • Succión de la Bomba • Motor Frecuencia Fecha de cambio | <ul style="list-style-type: none"> • Gravedad del Crudo (API) • Gravedad del Agua (Grav. Esp.) • Gravedad del Gas (Grav. Esp.) • Punto de Burbujeo (PSIA). • Análisis PVT • Temperatura de Fondo de Pozo (°F). • Gas Libre a Través de la Bomba (%) • Líquido a Través del Casing (%) • Costo Eléctrico (\$/kWh) • Gravedad de Agua de Dilución • Método de flujo multifásico | <ul style="list-style-type: none"> • Método • Prueba de Pozo • BHP de Prueba de Pozo (PSIG) • BHP Estática (PSIG) • Eficiencia de flujo • PI (BFPD/psi) • Tasa de influjo máxima |

FUENTE: Manual de Entrenamiento LOWIS Weatherford
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

2.9. MONITOREO

El enlace de Monitoreo en el Grupo de Flujo de Trabajo permite controlar la producción en tiempo real, condiciones actuales y pasadas para un pozo o grupo de pozos tales como alarmas, parámetros y estado, con lo cual el usuario es capaz de realizar cualquier trabajo a aquellos pozos que presentan mensajes de alarmas y podrían ser causa de bajo rendimiento.

2.9.1. REPORTE MATUTINO BES

El Reporte Matutino BES muestra el estado de todos los pozos BES en el sistema. El mismo lista la última fecha y hora de escaneo e incluye información, tal como tiempos de actividad, propiedades de fluidos, presiones de casing y tubing, data de bomba y motor, resultados de prueba de pozo y otra información. Esto se muestra en la Figura 2.12

FIGURA 2. 12.- REPORTE MATUTINO BES

| Pozo | Scan Date | Scan Time | Last Good Scan Date | Last Good Scan | Alarm Message | HDA State | Well Status | Today Run Time (hrs) | Yesterday Run Time | Last Run Time | Num of Starts | Avg Amps | Operating Frequency | Well Comment | RTU Type | Out of C |
|-----------|------------|-----------|---------------------|----------------|----------------------|-----------|-------------|----------------------|--------------------|---------------|---------------|----------|---------------------|---------------------------------|--------------------|----------|
| ATA-007UI | 07/26/2011 | 13:37 | 07/26/2011 | 13:31 | Comm Failure | Hand | ???? | 9.80 | 24.00 | 75.00 | 0 | 32.00 | 60.00 | Intermittente desde cambio de 1 | SLB UniConn | 12/31/ |
| ATA-008UI | 07/26/2011 | 13:37 | 09/30/2010 | 12:06 | Comm Failure | A | ???? | 0.00 | 24.00 | 166.76 | 36 | 132.00 | 49.90 | Reinicia wo 20-jun-2011 (peaca) | GCS Electrospd VFD | 12/31/ |
| ATA-009UI | 07/26/2011 | 14:18 | 12/31/1969 | | 2.3 Otras | OUT | 0.00 | 24.00 | 0.00 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | Exceso alcance de línea 110 psi | SLB UniConn | 9/1/15 |
| ATA-010UI | 07/26/2011 | 13:37 | 07/26/2011 | 13:37 | 0 amps to motor high | Auto | Run | 9.71 | 24.00 | 7.50 | 20 | 64.00 | 57.20 | Comunicación. Valores erró | CTI Model 1800 | 9/7/15 |
| ATA-011UI | 07/26/2011 | 13:37 | 07/26/2011 | 13:37 | | Hand | Run | 9.71 | 24.00 | 70.00 | 0 | 36.00 | 60.00 | | SLB UniConn | 12/31/ |
| ATA-012UI | 07/26/2011 | 13:37 | 04/19/2011 | 07:24 | Comm Failure | A | ???? | 0.00 | 24.00 | 471.54 | 80 | 144.00 | 56.00 | En evaluación con bomba jet si | GCS Electrospd VFD | 12/31/ |
| ATA-013UI | 07/26/2011 | 13:37 | 02/19/2011 | 02:30 | Comm Failure | Off | ???? | 0.00 | 24.00 | 756.00 | 0 | 289.00 | 54.00 | Opera sin comunicación | CTI Model 1800 | 12/31/ |
| ATA-014UI | 07/26/2011 | 08:55 | 09/28/2010 | 15:30 | 2.3 Otras | A | OUT | 0.00 | 24.00 | 135.16 | 71 | 111.00 | 52.40 | EXCESO FERRADO DE FDRMA 110PSI | GCS Electrospd VFD | 9/2/09 |
| ATA-015UI | 07/26/2011 | 13:30 | 06/13/2011 | 19:54 | Comm Failure | A | ???? | 0.00 | 24.00 | 0.00 | 73 | 0.00 | 0.00 | Continua evaluando con MTU Sin | GCS Electrospd VFD | 12/31/ |
| ATA-016UI | 07/26/2011 | 08:28 | 12/31/1969 | | 2.3 Otras | OUT | 0.00 | 24.00 | 0.00 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | Produce con balance | None | 9/1/15 |
| ATA-017UI | 07/26/2011 | 13:38 | 07/26/2011 | 13:38 | | A | Run | 9.71 | 24.00 | 572.34 | 72 | 156.00 | 49.90 | | GCS Electrospd VFD | 12/31/ |
| ATA-018UI | 07/26/2011 | 13:38 | 12/31/1969 | | | A | Run | 9.87 | 0.00 | 3.00 | 4 | 3.00 | 0.00 | | None | 12/31/ |
| ATA-019UI | 07/26/2011 | 13:38 | 07/26/2011 | 13:38 | | Auto | Run | 9.87 | 0.00 | 140.00 | 0 | 24.00 | 53.00 | | SLB UniConn | 12/31/ |
| ATA-020UI | 07/26/2011 | 13:30 | 12/31/1969 | | Comm Failure | ???? | ???? | 9.67 | 0.00 | 0.00 | 0 | 0.00 | 0.00 | | GCS Electrospd VFD | 12/31/ |

FUENTE: Software Lewis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

2.9.2. ESTADO DE GRUPO DE POZOS BES

El Estado de Grupo de Pozos BES resume la data clave de las 24 horas previas para todos los pozos en una plataforma dada que provee una vista del estado actual de cada pozo BES. La tabla muestra el tiempo de actividad, amperios, número de arranques, última data de prueba buena, y proporciona una vista rápida del desempeño diario, incluyendo producción estimada, tiempo muerto, para todos los pozos BES. Figura 2.13

A través de esta vista, se pueden arrancar, detener y escanear pozos. También se puede acceder a las siguientes pestañas: Estado Actual de Pozo, Historial de Alarmas de Pozo, Registro de Notas, Estado Análogo, Editar Tiempo Muerto y Lectura/Escritura de RTU.

FIGURA 2. 13.- VISTA DE ESTADO DE GRUPO DE POZOS BES

| Well Name | Out of Scan | Last Good Scan Date | Last Good Scan | Alarm Message | HOA State | Well Status | Today Run Time (hrs) | Yesterday Run Time (hrs) | Last Run Time (hrs) | Num of Starts | Operating Frequency | Well Comment | RTU Type | Out of Service Date | Out of Service Code |
|------------|-------------|---------------------|----------------|--------------------|-----------|-------------|----------------------|--------------------------|---------------------|---------------|---------------------|---|------------|---------------------|---------------------|
| ATA-007UI | 0 | 07/26/2011 | 13:49 | Comm Failure | Hand | ???? | 9.88 | 24.00 | 75.00 | 0 | 60.00 | Interm VSD | | | |
| ATA-008UI | 0 | 09/30/2010 | 12:06 | Comm Failure | A | ???? | 0.00 | 24.00 | 166.76 | 36 | 49.90 | Reinic | | | |
| ATA-009UI | 0 | 12/31/1969 | | 2.3 Otras | | OUT | 0.00 | 24.00 | 0.00 | 0 | 0.00 | Sale d | | | |
| ATA-011DUI | 0 | 07/26/2011 | 13:55 | Input current high | Auto | Run | 9.99 | 24.00 | 7.50 | 20 | 57.20 | Hay q | | | |
| ATA-015US | 0 | 07/26/2011 | 13:55 | | Hand | Run | 9.99 | 24.00 | 71.00 | 0 | 60.00 | Con C | | | |
| ATA-017UI | 0 | 04/19/2011 | 07:24 | Comm Failure | A | ???? | 0.00 | 24.00 | 471.54 | 80 | 56.00 | En ev | | | |
| ATA-018TI | 0 | 02/19/2011 | 02:30 | Comm Failure | Off | ???? | 0.00 | 24.00 | 756.00 | 0 | 54.00 | Opera | | | |
| ATA-0190TI | 0 | 09/28/2010 | 18:30 | 2.3 Otras | A | OUT | 0.00 | 24.00 | 125.19 | 71 | 52.90 | POZO | | | |
| ATA-023TI | 0 | 06/13/2011 | 19:54 | Comm Failure | A | ???? | 0.00 | 24.00 | 0.00 | 73 | 0.00 | Conti | | | |
| PCY-002US | 0 | 12/31/1969 | | 2.3 Otras | | OUT | 0.00 | 24.00 | 0.00 | 0 | 0.00 | Produ | | | |
| PCY-004T | 0 | 07/26/2011 | 13:56 | | A | Run | 10.03 | 24.00 | 572.65 | 72 | 49.90 | | | | |
| PCY-006DBT | 0 | 07/26/2011 | 13:56 | | Auto | Run | 9.99 | 0.00 | 141.00 | 0 | 53.00 | | | | |
| PIC-007TI | 0 | 07/26/2011 | 13:54 | | A | Run | 10.03 | 24.00 | 946.32 | 61 | 49.00 | | | | |
| PIC-008UI | 0 | 07/26/2011 | 13:54 | | A | Run | 10.03 | 24.00 | 602.36 | 16 | 55.90 | | | | |
| PIC-009UI | 0 | 07/26/2011 | 13:54 | | A | Run | 9.99 | 24.00 | 602.95 | 2 | 53.90 | | | | |
| PIC-010UI | 0 | 07/01/2011 | 09:50 | Comm Failure | Auto | ???? | 0.00 | 24.00 | 0.00 | 1 | 0.00 | En Wo | | | |
| PIC-013DUS | 0 | 06/17/2011 | 04:32 | Comm Failure | Off | ???? | 0.00 | 24.00 | 0.00 | 49 | 54.20 | Opera | | | |
| SEC-001UI | 0 | 12/31/1969 | | 2.3 Otras | | OUT | 0.00 | 24.00 | 0.00 | 0 | 0.00 | No se encuentra en listado de 110 pozos | None | 01/15/2011 | 2.3 Otras |
| SEC-003UI | 0 | 07/26/2011 | 13:55 | | A | Run | 9.99 | 24.00 | 48.20 | 7 | 50.00 | GCS Electrospd VFD | 12/31/1969 | In Service | |
| SEC-005UI | 0 | 07/26/2011 | 13:55 | | Auto | Run | 9.99 | 24.00 | 532.00 | 0 | 55.00 | SLB UniComm | 12/31/1969 | In Service | |
| SEC-008T | 0 | 07/26/2011 | 13:55 | | A | Run | 9.99 | 24.00 | 525.93 | 89 | 54.00 | GCS Electrospd VFD | 12/31/1969 | In Service | |
| SEC-010T | 0 | 07/26/2011 | 13:55 | | A | Run | 9.99 | 24.00 | 1197.13 | 63 | 55.90 | GCS Electrospd VFD | 12/31/1969 | In Service | |

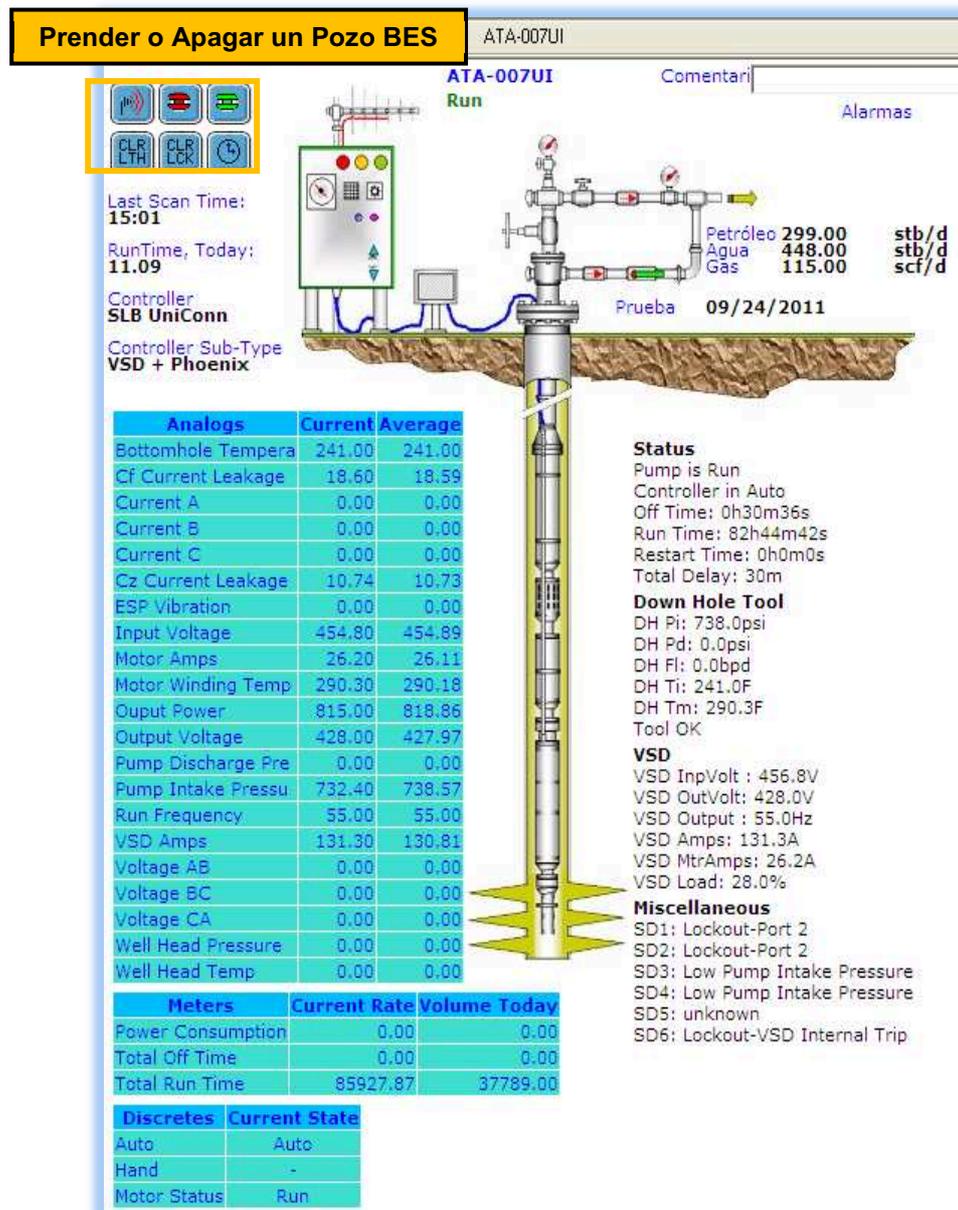
FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

2.9.3. ESTADO DE CADA POZO BES

En esta pantalla (Well Current Status) se pueden visualizar todos los parámetros en tiempo real para cada pozo, además desde aquí si se tiene los permisos de usuario se puede prender o apagar los pozos. Figura 2.14.

FIGURA 2. 14.- ESTADO ACTUAL DE CADA POZO EN LOWIS



FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

2.9.4. ESTADO DE PUNTOS

Se pueden ver los estados de todos los puntos de data por pozo a través de la vista de sistema Estado de Puntos o solo el estado de los puntos análogos, medidores o discretos por pozo abriendo dichas vistas. Figura 2.15.

FIGURA 2. 15.- ESTADO DE PUNTOS

| Point Desc | Active | Point Type | Measurement | Current Value |
|--------------------|--------|------------|-------------|---------------|
| Bottomhole Tempera | 1 | Analog | F | 0.00 |
| C1 Current Leakage | 1 | Analog | Amps | 0.00 |
| Current A | 1 | Analog | Amps | 0.00 |
| Current B | 1 | Analog | Amps | 0.00 |
| Current C | 1 | Analog | Amps | 0.00 |
| C2 Current Leakage | 1 | Analog | Amps | 0.00 |
| ESP Vibration | 1 | Analog | g | 0.00 |
| Input Voltage | 1 | Analog | Volts | 401.20 |
| Motor Amps | 1 | Analog | Amps | 30.30 |
| Motor Winding Temp | 1 | Analog | F | 0.00 |
| Output Power | 1 | Analog | KWHR | 776.00 |
| Output Voltage | 1 | Analog | Volts | 468.00 |
| Pump Discharge Pre | 1 | Analog | psi | 0.00 |
| Pump Intake Pressu | 1 | Analog | psi | 0.00 |
| Run Frequency | 1 | Analog | Hz | 60.00 |
| VSD Amps | 1 | Analog | Amps | 168.80 |
| Voltage AB | 1 | Analog | Volts | 0.00 |
| Voltage BC | 1 | Analog | Volts | 0.00 |
| Voltage CA | 1 | Analog | Volts | 0.00 |
| Well Head Pressure | 1 | Analog | psi | 0.00 |
| Well Head Temp | 1 | Analog | F | 0.00 |
| Power Consumption | 1 | Meter | KWHR | 0.00 |
| Total Off Time | 1 | Meter | Secs | 0.00 |
| Total Run Time | 1 | Meter | Secs | 86400.00 |
| Auto | 1 | Discrete | - | 0 |
| Hand | 1 | Discrete | Hand | 1 |
| Motor Status | 1 | Discrete | Run | 1 |

FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

2.9.5. PRUEBAS DE POZO

Las pantallas de pruebas de pozo en LOWIS permiten añadir, evaluar y validar pruebas de pozo. A estas se les asigna Códigos de calidad para validación. Esto se muestra en la Tabla 2.1

TABLA 2. 1.- CÓDIGOS DE CALIDAD PARA PRUEBAS DE POZO EN LOWIS

| Código | Descripción |
|--------|---|
| -1 | Prueba completa que necesita ser validada |
| 0 | Prueba Asignable |
| 1 | Prueba de Potencial de Crudo |
| 2 | Prueba representativa pero no Asignable |
| 5 | Prueba de Ingeniería |
| 9 | Prueba Mala |

FUENTE: Manual de Entrenamiento LOWIS Weatherford

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

La Figura 2.16 muestra la pantalla donde se observan las pruebas de pozo cargadas en LOWIS

FIGURA 2. 16.- MONITOREO DE PRUEBAS DE POZO EN LOWIS

| Fecha | Qd | Water | Gas | CO2 | % Diluted Solids | Total Fluid | Test Hours | Pump Hours | Contr. de PP | Comentario | *PBHP | *SBHP | SBHP Measured Date | Fresh Water | *Moto rHz | Power |
|------------|---------|--------|--------|------|------------------|-------------|------------|------------|--------------|-----------------|---------|---------|--------------------|-------------|-----------|-------|
| 09/24/2011 | 299.00 | 448.00 | 115.00 | 0.00 | 0.00 | 747.00 | 6.00 | 24.00 | 0 | | 809.06 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 55.00 | 62.57 |
| 08/25/2011 | 310.00 | 466.00 | 87.00 | 0.00 | 0.00 | 776.00 | 6.00 | 24.00 | 0 | | 919.71 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 55.00 | 77.60 |
| 08/24/2011 | 194.00 | 582.00 | 92.00 | 0.00 | 0.00 | 776.00 | 6.00 | 24.00 | 0 | | 963.00 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 55.00 | 16.26 |
| 07/30/2011 | 262.00 | 424.00 | 92.00 | 0.00 | 0.00 | 706.00 | 6.00 | 24.00 | 5 | tesis-espn | 1149.26 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 60.00 | 19.22 |
| 07/29/2011 | 282.00 | 424.00 | 92.00 | 0.00 | 0.00 | 706.00 | 6.00 | 24.00 | 0 | | 1149.26 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 60.00 | 19.22 |
| 07/03/2011 | 245.00 | 387.00 | 115.00 | 0.00 | 0.00 | 812.00 | 6.00 | 24.00 | 0 | | 1149.26 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 59.00 | 17.30 |
| 06/27/2011 | 1960.00 | 69.00 | 101.00 | 0.00 | 0.00 | 1128.00 | 0.00 | 24.00 | 0 | | 1529.79 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 59.00 | 18.02 |
| 06/19/2011 | 249.00 | 371.00 | 112.00 | 0.00 | 0.00 | 819.00 | 6.00 | 24.00 | 0 | | 1220.00 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 55.00 | 16.26 |
| 06/16/2011 | 247.00 | 370.00 | 109.00 | 0.00 | 0.00 | 817.00 | 6.00 | 24.00 | 0 | | 1220.00 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 55.00 | 16.26 |
| 06/06/2011 | 259.00 | 399.00 | 112.00 | 0.00 | 0.00 | 847.00 | 6.00 | 24.00 | -1 | | 1220.00 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 55.00 | 16.26 |
| 06/04/2011 | 270.00 | 404.00 | 112.00 | 0.00 | 0.00 | 874.00 | 6.00 | 24.00 | -1 | | 1220.00 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 55.00 | 16.26 |
| 06/03/2011 | 254.00 | 381.00 | 109.00 | 0.00 | 0.00 | 835.00 | 6.00 | 24.00 | -1 | | 1220.00 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 55.00 | 16.26 |
| 06/01/2011 | 249.00 | 373.00 | 101.00 | 0.00 | 0.00 | 822.00 | 6.00 | 24.00 | -1 | | 1220.00 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 55.00 | 16.26 |
| 03/27/2011 | 235.00 | 352.00 | 43.00 | 0.00 | 0.00 | 587.00 | 6.00 | 24.00 | -1 | | 1220.00 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 55.00 | 16.26 |
| 03/18/2011 | 226.00 | 393.00 | 109.00 | 0.00 | 0.00 | 819.00 | 6.00 | 24.00 | -1 | | 1220.00 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 55.00 | 16.26 |
| 03/07/2011 | 262.00 | 393.00 | 109.00 | 0.00 | 0.00 | 855.00 | 6.00 | 24.00 | -1 | | 1220.00 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 55.00 | 16.26 |
| 03/02/2011 | 232.00 | 349.00 | 89.00 | 0.00 | 0.00 | 591.00 | 6.00 | 24.00 | -1 | | 1220.00 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 55.00 | 16.26 |
| 03/02/2011 | 236.00 | 355.00 | 112.00 | 0.00 | 0.00 | 591.00 | 6.00 | 24.00 | -1 | | 1220.00 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 55.00 | 16.26 |
| 03/17/2011 | 220.00 | 329.00 | 33.00 | 0.00 | 0.00 | 549.00 | 12.00 | 24.00 | -1 | | 1220.00 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 55.00 | 16.26 |
| 03/11/2011 | 220.00 | 329.00 | 89.00 | 0.00 | 0.00 | 549.00 | 6.00 | 24.00 | -1 | | 1220.00 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 55.00 | 16.26 |
| 03/05/2011 | 240.00 | 361.00 | 97.00 | 0.00 | 0.00 | 801.00 | 7.00 | 24.00 | -1 | | 1220.00 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 55.00 | 16.26 |
| 07/26/2010 | 251.00 | 376.00 | 101.00 | 0.00 | 0.00 | 827.00 | 6.00 | 24.00 | -1 | | 1220.00 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 55.00 | 16.26 |
| 07/23/2010 | 257.00 | 386.00 | 94.00 | 0.00 | 0.00 | 843.00 | 3.00 | 24.00 | -1 | | 1220.00 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 55.00 | 16.26 |
| 07/18/2010 | 254.00 | 381.00 | 94.00 | 0.00 | 0.00 | 835.00 | 6.00 | 24.00 | -1 | | 1220.00 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 55.00 | 16.26 |
| 07/11/2010 | 220.00 | 329.00 | 80.00 | 0.00 | 0.00 | 549.00 | 6.00 | 24.00 | -1 | | 1220.00 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 55.00 | 16.26 |
| 06/29/2010 | 238.00 | 358.00 | 84.00 | 0.00 | 0.00 | 596.00 | 6.00 | 24.00 | -1 | | 1220.00 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 55.00 | 16.26 |
| 06/23/2010 | 247.00 | 370.00 | 97.00 | 0.00 | 0.00 | 617.00 | 6.00 | 24.00 | -1 | | 1220.00 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 55.00 | 16.26 |
| 06/09/2010 | 238.00 | 358.00 | 84.00 | 0.00 | 0.00 | 596.00 | 6.00 | 24.00 | -1 | | 1220.00 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 55.00 | 16.26 |
| 06/04/2010 | 242.00 | 364.00 | 104.00 | 0.00 | 0.00 | 808.00 | 6.00 | 24.00 | -1 | | 1175.16 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 54.00 | 0.00 |
| 05/22/2010 | 279.00 | 418.00 | 120.00 | 0.00 | 0.00 | 897.00 | 3.00 | 24.00 | -1 | | 1046.63 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 54.00 | 0.00 |
| 05/18/2010 | 216.00 | 505.00 | 104.00 | 0.00 | 0.00 | 721.00 | 6.00 | 24.00 | -1 | | 1041.99 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 54.00 | 0.00 |
| 05/11/2010 | 216.00 | 505.00 | 104.00 | 0.00 | 0.00 | 721.00 | 6.00 | 24.00 | -1 | Sale de YVO #10 | 1041.99 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 54.00 | 0.00 |
| 03/03/2010 | 179.00 | 457.00 | 106.00 | 0.00 | 0.00 | 835.00 | 3.00 | 24.00 | -1 | | 1171.56 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 55.00 | 0.00 |
| 02/26/2010 | 173.00 | 446.00 | 129.00 | 0.00 | 0.00 | 819.00 | 6.00 | 24.00 | -1 | | 1122.03 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 56.00 | 0.00 |
| 02/10/2010 | 172.00 | 466.00 | 139.00 | 0.00 | 0.00 | 839.00 | 6.00 | 24.00 | 0 | | 1094.00 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 56.00 | 0.00 |
| 01/29/2010 | 181.00 | 466.00 | 176.00 | 0.00 | 0.00 | 847.00 | 6.00 | 24.00 | -1 | | 1109.97 | 3262.00 | 03/09/2004 | 0.00 | 56.00 | 0.00 |

FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

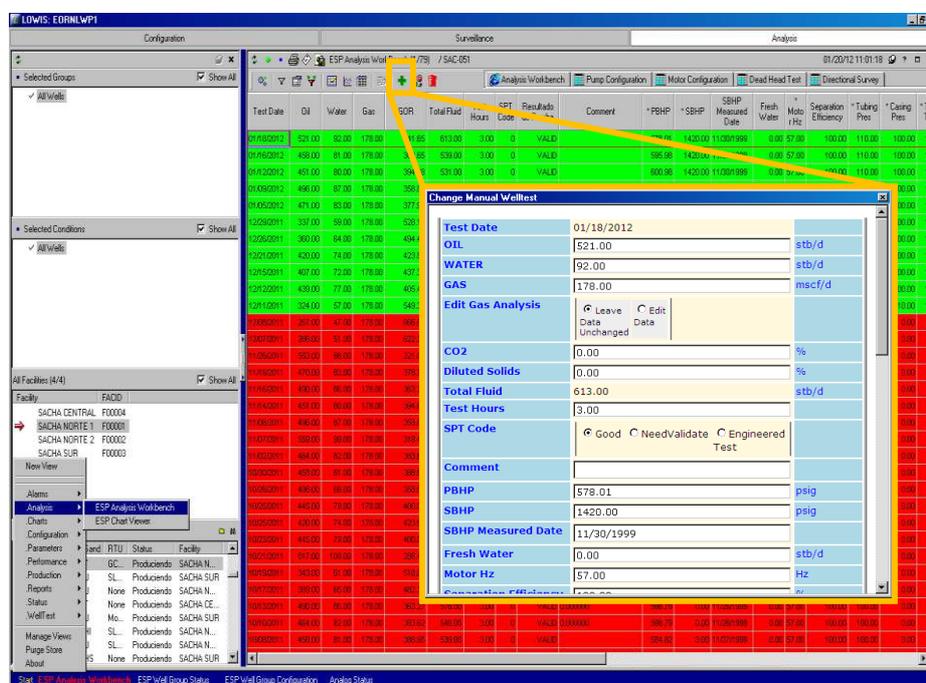
Las pruebas de pozo pueden ser cargadas manualmente o de manera automática si existe una integración entre la aplicación donde se registren las pruebas y el software LOWIS, En el caso de EP PETROECUADOR las pruebas se cargan automáticamente desde la aplicación OASIS. De todas maneras hay valores que no están incluidos en la prueba y es necesario ingresarlos manualmente.

2.9.5.1. Ingreso de Pruebas de Pozo manualmente

En la pantalla de Análisis **ESP Analysis WorkBench** mediante el botón (+), se puede ingresar uno a uno los datos de pruebas de pozo ubicándonos al lado izquierdo en el navegador sobre el pozo que se va a ingresar.

Después se despliega una ventana con todos los campos de información que se deben ingresar en una prueba de pozo, esta información se la encuentra en los reportes oficiales de producción de EP PETROECUADOR. Figura 2.17

FIGURA 2. 17.- INGRESO DE UNA PRUEBA DE POZO



FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

La ventana completa con todos los parámetros que deben ingresarse manualmente para una prueba de pozo se muestra en la Figura 2.18

FIGURA 2. 18.- LISTA DE PARÁMETROS DE UNA PRUEBA DE POZO

The screenshot shows a software window titled "Add Manual Welltest" with a list of parameters for a well test. The parameters are organized into sections and include various units and control options.

| Parameter | Value | Unit |
|-------------------------|--|--------|
| Prueba | 31/07/2011 10:53:49 | |
| Petróleo | 91300 | stb/d |
| Agua | 51300 | stb/d |
| Gas | 0 | mscf/d |
| Análisis Gas | <input checked="" type="radio"/> Copy From Test <input type="radio"/> Copy From Parameters <input type="radio"/> Edit Gas Components | |
| CO2 | 0 | % |
| Diluted Solids | 0 | % |
| Total Fluid | 1426.00 | stb/d |
| Duration of Test | 0 | |
| Control de PP | <input type="radio"/> Good <input checked="" type="radio"/> NeedValidate <input type="radio"/> Engineered Test | |
| Comentario | Prueba luego de finalizar W.O. | |
| Perforación de Fondo | 9988.00 | ft |
| Pump Intake Depth | 8965.00 | ft |
| PBHP | 228165 | psig |
| SBHP | 332400 | psig |
| SBHP Measured Date | 01/22/2006 | |
| Power KW | 1165 | kW |
| % Free Gas Thru Pump | 0 | % |
| % Liq Thru Casing | 0 | % |
| Tubing Pres | 11000 | psig |
| Casing Pres | 5000 | psig |
| Tubing Temp | 8000 | DegF |
| API Petróleo | 3020 | API |
| Water Sp Gravity | 103 | sg |
| Gas Sp Gravity | 109 | sg |
| PVT ID | | |
| Inj Water Gravity | 0 | sg |
| PIP | 188400 | psia |
| PDP | 384500 | psia |
| FAP | 499486 | ft |
| CorteAqua | 35.97 | % |
| Water @ Separator | 0 | stb/d |
| Gas @ Separator | 0 | mscf/d |
| Separator Pres | 3200 | psig |
| Separator Temp | 0 | DegF |
| Flowline Pres | 3000 | psig |
| Casing Choke Size | 0 | inch |
| Casing Gas Rate | 0 | mscf/d |
| Gas Sep. Eff. Flag | 0 | |
| Amps | 1900 | Amps |
| Voltios | 44300 | Volts |
| Power Factor (fraction) | 80 | |

Input general well info on this screen.

Buttons: OK, Cancel

FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

Previo al análisis las pruebas de pozo necesitan ser validadas con el código 5 que representa una prueba de ingeniería, verificando que todos los valores cargados en esta prueba correspondan al comportamiento del pozo. Posteriormente utilizando las herramientas de análisis en LOWIS se validará nuevamente esta prueba ajustándola a la condición de operación actual del pozo. Este procedimiento se detalla en el Capítulo 5 del presente estudio.

2.10. ANÁLISIS

El enlace de Análisis en el Grupo de Flujo de Trabajo permite:

- Analizar la data recolectada en el proceso de Monitoreo e identificar problemas de desempeño de pozos.
- Definir los problemas y encontrar la causa original del bajo rendimiento en el menor tiempo posible para optimizar la producción.

Todos los Grupos de Flujo de Trabajo están integrados para poder optimizar el desempeño de cada pozo y reducir el tiempo de falla de las bombas.

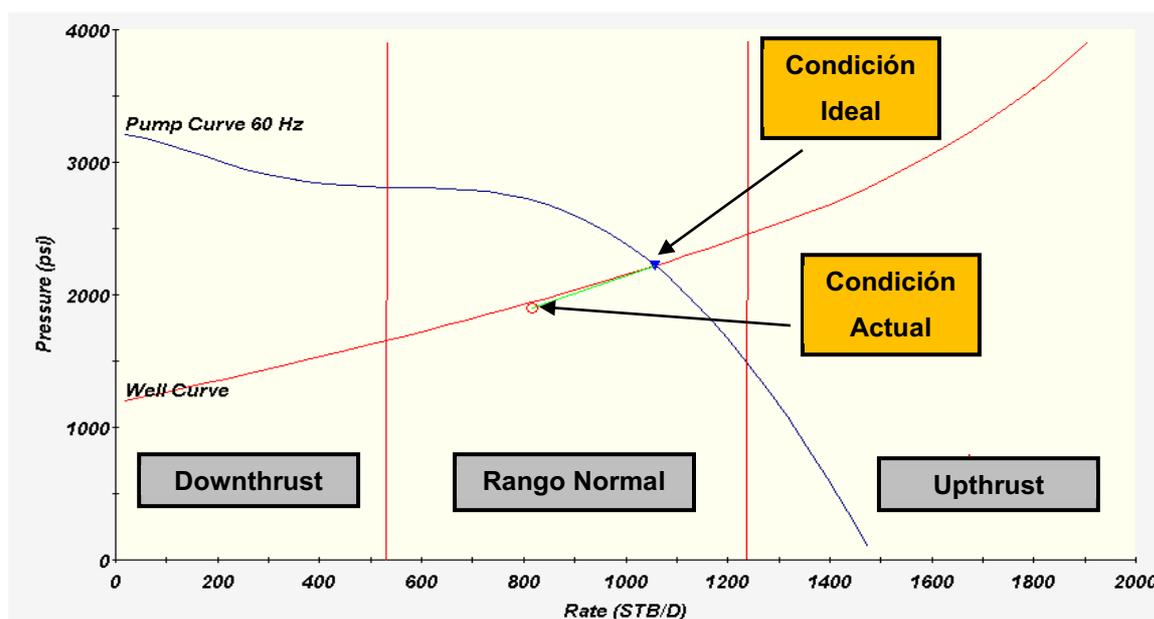
2.10.1. HERRAMIENTAS DE ANÁLISIS EN LOWIS

El entorno de Análisis ESP permite graficar las curvas de Punto de Operación, Desempeño de Bombeo e IPR, así como las curvas de Transversa de Presión y bomba Normalizada con historial de pruebas de pozo y opciones de cálculo de gas. También permite graficar TDH y presión de succión y descarga a lo largo del tiempo para Evaluación de Prueba de Fluctuación.

2.10.1.1. Punto de Operación de la bomba

Este grafico permite al usuario ver que tan lejos están las condiciones de operación reales de las ideales, mide la degradación del funcionamiento de la bomba y los cambios en las condiciones del pozo a través del tiempo. Figura 2.19.

FIGURA 2. 19.- PUNTO DE OPERACIÓN ACTUAL DE LA BOMBA



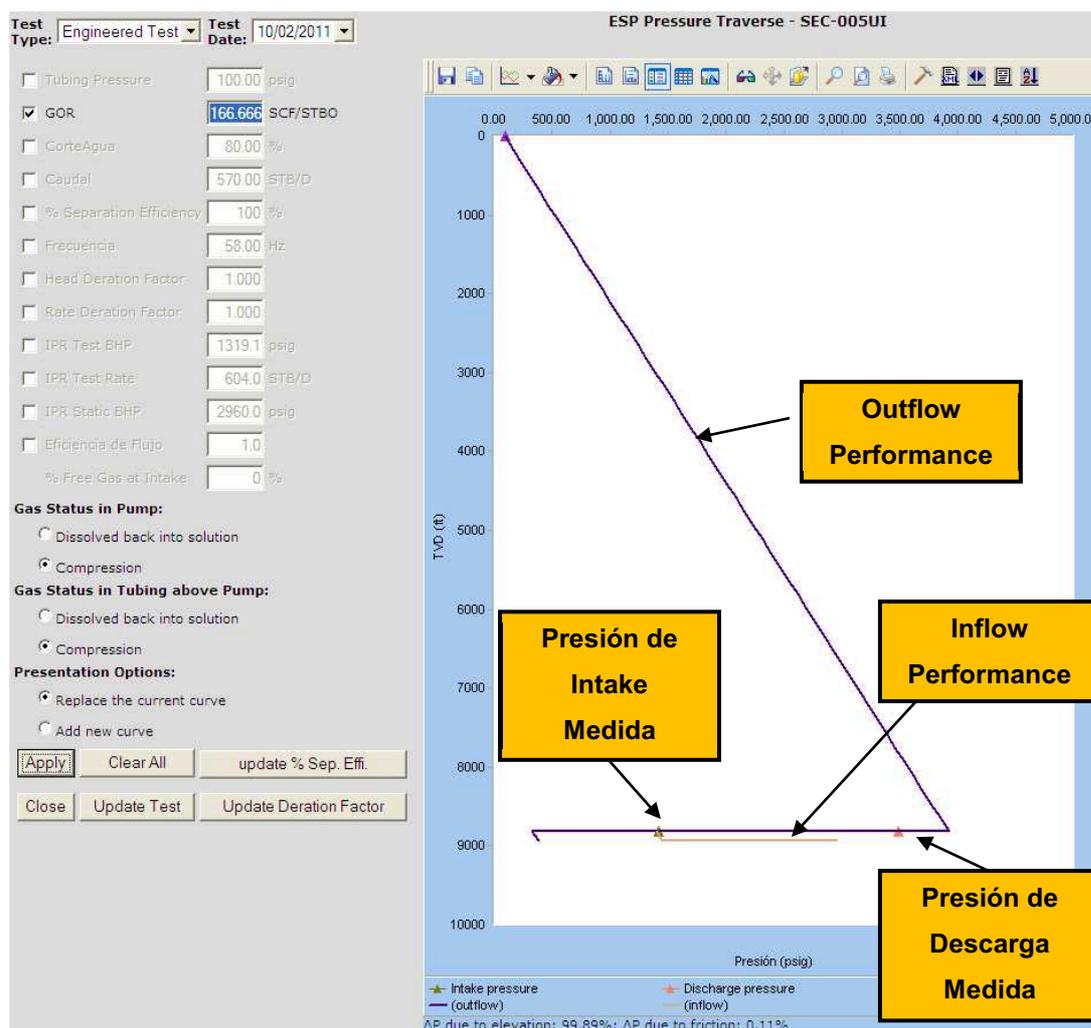
FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

2.10.1.2. Transversa de Presión

Esta gráfica muestra la distribución de presión a lo largo de una ruta de flujo y es generalmente utilizada para analizar condiciones de pozo usando la data de pruebas de pozo y de bomba, esta facilidad permite variar parámetros clave de influjo y flujo saliente para lograr que las presiones calculadas de succión y descarga coincidan con las condiciones actuales. Figura 2.20.

FIGURA 2. 20.- DIAGRAMA TRANSVERSA DE PRESIÓN (CURVA Z) EN LOWIS



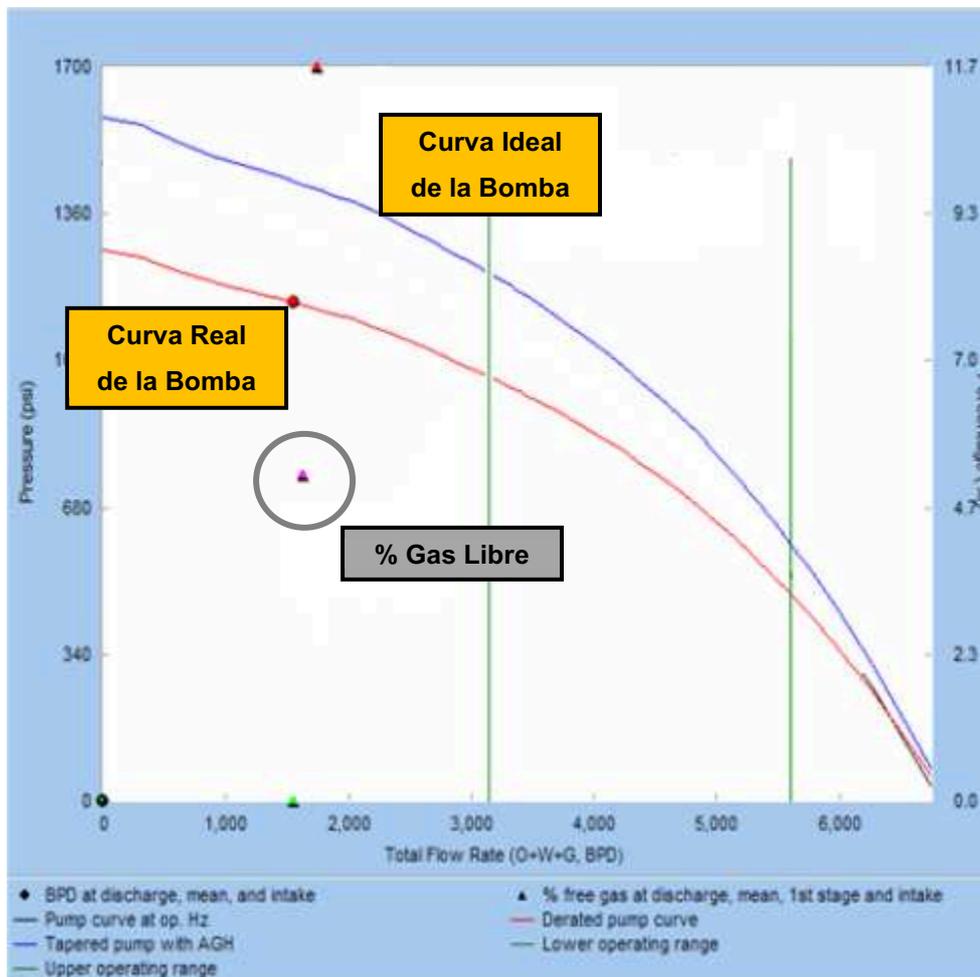
FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

2.10.1.3. Funcionamiento de la Bomba

Esta gráfica es una herramienta complementaria de análisis, permite comparar la curva de la bomba en condiciones de operación reales con una curva ideal de la bomba. Esto permite ver que tanto Gas libre se produce a través de la bomba y cuál es el funcionamiento del separador de gas. Figura 2.21.

FIGURA 2. 21.- GRÁFICA DEL FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA



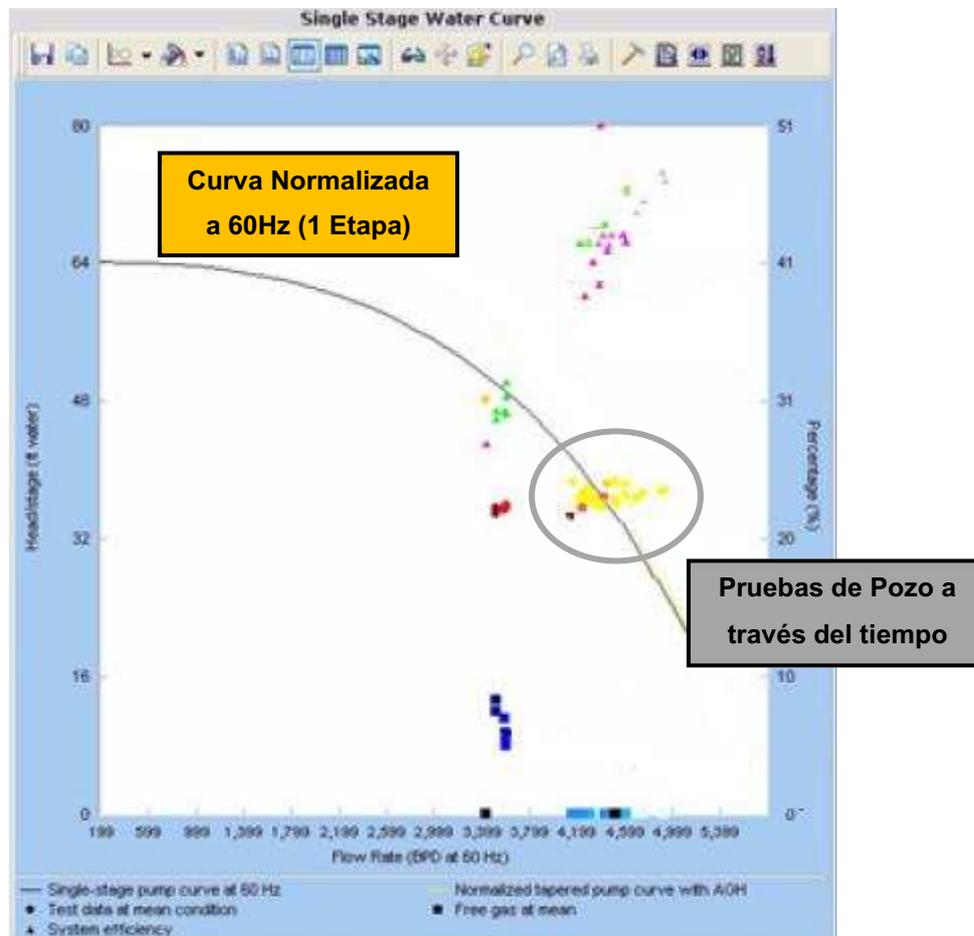
FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

2.10.1.4. Funcionamiento Normalizado de una Etapa

Esta Gráfica convierte todas las pruebas de pozo disponibles en el sistema a las mismas condiciones básicas de 60Hz (Probada en agua limpia), es decir hace un análisis normalizado del rendimiento de una etapa. Mientras más se acerquen todas las pruebas de pozo a la curva normalizada, más eficiente será el sistema. También muestra como el porcentaje de gas libre y la eficiencia de la bomba han cambiado a través del tiempo. Figura 2.22.

FIGURA 2. 22.- GRÁFICA DEL FUNCIONAMIENTO NORMALIZADO DE UNA ETAPA



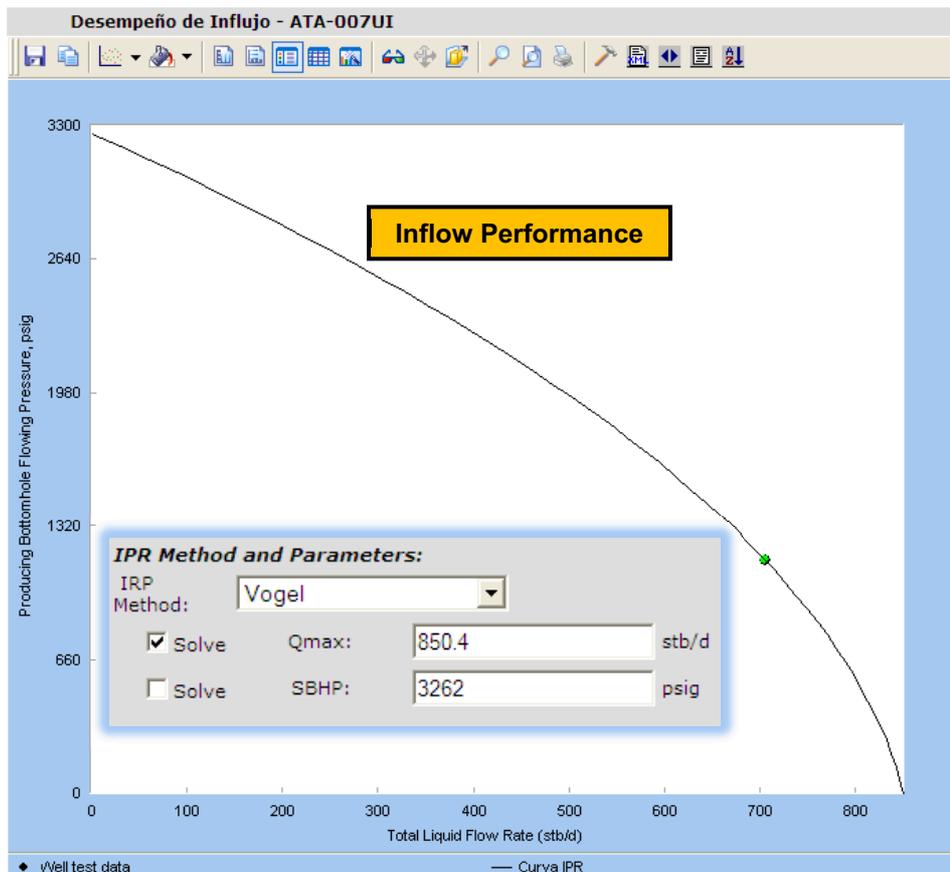
FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

2.10.1.5. Desempeño de Influjo (IPR)

Esta gráfica permite estimar la presión del reservorio y el potencial absoluto de flujo abierto del pozo (Q_{max}) basados en la data medida, la misma que es graficada mediante una curva de Vogel u otra relación que se ajuste a la data. Todas las presiones de cierre pueden ser capturadas y graficadas para evaluar el cambio en la presión del reservorio en el tiempo. Las curvas a diferentes presiones de reservorio pueden ayudar a determinar si el cambio en la tasa de flujo a la misma P_{wf} se debe a cambios en la presión del reservorio. Figura 2.23.

FIGURA 2. 23.- GRÁFICA DESEMPEÑO DE INFLUJO (IPR)



FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

2.10.2. REPORTE

LOWIS soporta dos tipos de reportes:

- Reportes ad-hoc
- Reportes generados por script.

Los reportes ad-hoc son creados fácilmente haciendo clic sobre el botón Mostrar Vista de Reporte en una tabla, es decir son visualizados en la ubicación donde son creados.

Los reportes generados por script son escritos desde un programa y pueden ser bien de sólo texto o páginas web (html). Estos reportes son accesibles desde la categoría Reportes en el menú de Inicio LOWIS.

El panel de reporte se divide en dos secciones, el Navegador de Reportes a la izquierda y el reporte seleccionado a la derecha. Las pestañas se ubican en la parte inferior del Navegador de Reportes y dividen los reportes en grupos útiles. Al hacer clic derecho sobre la sección de reportes de cualquier reporte HTML se ofrecen varias opciones de menú.

2.10.3. TENDENCIAS

El visualizador de Gráficas BES provee los siguientes subconjuntos de tendencias: Supervisión, Análisis y Prueba de Pozo.

2.10.3.1. Tendencias de Supervisión

Esta opción provee tendencias en tiempo real de los parámetros operativos del pozo y la Bomba Electrosumergible. Permite encontrar condiciones de operación anormales e identificar posibles problemas de funcionamiento del equipo y del pozo. LOWIS provee gráficas predefinidas como:

- Tendencia Eléctrica de una BES
- Tendencia de Funcionamiento de una BES
- Tendencia de Producción

La Figura 2.24 muestra un ejemplo de este tipo de tendencias predefinidas.

FIGURA 2. 24.- TENDENCIA ELÉCTRICA DE UNA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE



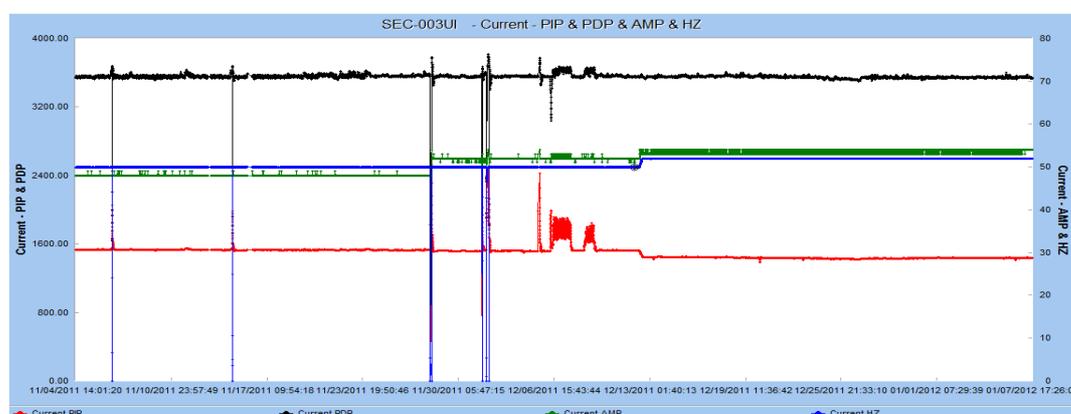
FUENTE: Descripción Funcional LOWIS, Curso EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

2.10.3.2. Tendencias de Análisis

Esta opción provee tendencias de importantes parámetros teóricos (calculados) así como comparación entre parámetros observados (medidos) y teóricos (calculados). La Figura 2.25 muestra un ejemplo de este tipo de gráficas de tendencia que se utilizará para el análisis individual de cada pozo.

FIGURA 2. 25.- TENDENCIA PARÁMETROS REGISTRADOS POR EL SENSOR DE FONDO.



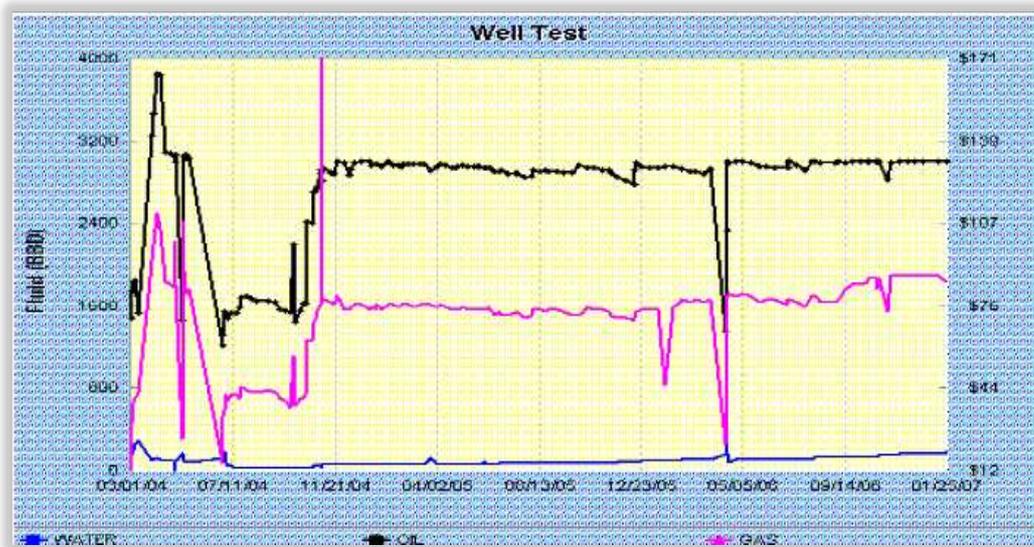
FUENTE: Descripción Funcional LOWIS, Curso EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

2.10.3.3. Tendencias de Prueba de Pozo

Esta opción provee información de la producción de petróleo, agua y gas. La Figura 2.26 muestra este tipo de tendencia en el sistema LOWIS.

FIGURA 2. 26.- TENDENCIA DE LA PRUEBA DE POZO



FUENTE: Descripción Funcional LOWIS, Curso EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

2.11. GESTIÓN DE ALARMAS

Las alarmas del Software LOWIS en operaciones con pozos de Bombeo Electro-Sumergible se utilizan para:

1. Prevenir que las BES fallen, reduciendo así el número de fallas.
2. Prevenir apagados innecesarios de las BES ya que el número de apagados es inversamente proporcional a su vida útil.
3. Optimizar el trabajo diario del ingeniero de producción y enfocarlo en los pozos problemáticos.

2.11.1. ALARMAS INTELIGENTES (DISCRETAS)

Estas alarmas se basan en algoritmos pre-programados y reconocen cambios/pendientes de diferentes señales análogas/patrones. Las alarmas inteligentes permiten simular situaciones de desempeño real basadas en reconocimiento de patrones. Ejemplo, un mensaje de advertencia: "Tapón de Succión de Bomba".

2.11.2. ALARMAS ANÁLOGAS

Para cualquiera señal análoga o valor calculado que entre en LOWIS, se puede fijar alarmas (Presión de Succión de Bomba, Presión de Descarga de Bomba, Presión de Línea de Flujo, Tasa de Fluido Total a través de la bomba, etc.). Las alarmas análogas fijadas para un pozo, para las cuales un valor operativo sobrepasó los límites se mostrarían resaltadas de acuerdo a las reglas de colores del usuario.

2.11.3. CONFIGURACIÓN DE ALARMAS

La configuración de alarmas en LOWIS se realiza en base a los criterios de seteo de cada parámetro, esta información es fundamental para el monitoreo de los pozos, ya que si se coloca datos erróneos el software va a generar alarmas innecesarias. El procedimiento para la configuración de alarmas se muestra en el **ANEXO No 6**.

2.11.4. MONITOREO DE ALARMAS

Cuando se tiene un gran número de pozos, se vuelve extremadamente difícil monitorear todos ellos e identificar cambios en las condiciones operativas, lo que causa paradas innecesarias y fallas. Por esta razón el monitoreo de alarmas debe ser una rutina diaria para un ingeniero de producción.

La tabla Alarmas y Paradas BES provee toda la información acerca del estado de alarma en todos los pozos. La misma resalta los pozos con problemas. También despliega alarmas inteligentes (discretas) y análogas para cada uno de dichos pozos. En dicha tabla hay tres pantallas disponibles. Figura 2.27

1. Estado de Grupo de Pozos BES: esta muestra el estado de todos los pozos en el campo. De manera que si se configuran alarmas y los parámetros operativos sobrepasan esos límites, los pozos serán resaltados en amarillo o rojo.
2. Estado Análogo y Estado Discreto (2 pantallas): las tablas de estado Análogo y Discreto son bastante útiles en una situación donde más de una alarma se activa a la vez para el mismo pozo.

Se puede enfocar en un pozo de interés en Estado de Grupo de Pozo y desplazarse a través de la tabla Estado Análogo para ver si hay alguna otra alarma activa en ese momento. De la misma manera se puede desplazarse a través de Estado Discreto para ver si hay alguna alarma discreta activa.

FIGURA 2. 27.- TABLA ALARMAS Y PARADAS DE POZOS BES EN EL SOFTWARE LOWIS

| *Parent Name | Point Description | Edit Value | Current Value | Today Max | Today Min | Today Avg |
|--------------|--------------------|------------|---------------|-----------|-----------|-----------|
| ATA-007UI | Well Head Temp | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| ATA-007UI | Bottomhole Temp | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| ATA-007UI | Current A | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| ATA-007UI | Current B | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| ATA-007UI | Current C | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| ATA-007UI | Cs Current Leakage | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| ATA-007UI | ESP Vibration | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| ATA-007UI | Input Voltage | 488.40 | 464.40 | 457.00 | 461.30 | |
| ATA-007UI | Motor Amps | 30.30 | 32.90 | 29.50 | 30.97 | |
| ATA-007UI | Motor Winding Temp | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |

| *Parent Name | Point Desc | Current State | State Name | Current Alarm | Alarm Hrs Yesterday | Alarm T MTC |
|--------------|--------------|---------------|------------|---------------|---------------------|-------------|
| ATA-007UI | Hand | 1 | Hand | 0 | 0.00 | |
| ATA-007UI | Auto | 0 | Auto | 0 | 36.50 | |
| ATA-008UI | Motor Status | 1 | Run | 0 | 0.00 | |
| ATA-008UI | Motor Status | 1 | Run | 0 | 0.00 | |
| ATA-008UI | Keypad Stop | 1 | Hand | 0 | 0.00 | |
| ATA-009UI | Hand | 0 | Hand | 0 | 0.00 | |
| ATA-009UI | Motor Status | 0 | Auto | 0 | 0.00 | |
| ATA-009UI | Motor Status | 1 | Hand | 0 | 0.00 | |
| ATA-009UI | Keypad Stop | 0 | Auto | 0 | 0.00 | |
| ATA-009UI | Auto | 0 | Auto | 0 | 0.00 | |

| *Pozo | Out of Scan | Last Good Scan Date | Last Good Scan | Alarm Message | HDA State | Well Status | Today Run Time (Hrs) | Yesterday Run Time (Hrs) | Last Run Time (Hrs) | Num of Starts | Operating Frequency | Well Comment | RTU Type | Out of Service Date |
|------------|-------------|---------------------|----------------|------------------------|-----------|-------------|----------------------|--------------------------|---------------------|---------------|---------------------|--|-------------------|---------------------|
| ATA-007UI | | 07/28/2011 | 06:41 | Pump Head Pressure Low | Hand | Run | 4.80 | 24.00 | 118.30 | 0 | 80.00 | Preparación para cambio de tarjeta de CPU | SLB UniConn | 12/31/1969 |
| ATA-008UI | | 0/09/20/2010 | 12:06 | Comm Failure | A | ???? | 0.00 | 24.00 | 166.76 | 36 | 49.90 | Reinicio w/o 20-jun-2011 (pesca) | GCS Electropd VFD | 12/31/1969 |
| ATA-008UI | | 0/12/31/1969 | | 2-3 Otras | | OUT | 0.00 | 24.00 | 0.00 | 0 | 0.00 | Salida del alcance de los 110 pozos | SLB UniConn | 01/15/2011 |
| ATA-011DUJ | | 0/07/28/2011 | 08:43 | 0 amps to motor high | Auto | Run | 4.80 | 24.00 | 11.00 | 20 | 57.20 | Con Comunicación. Valores erróneos. Hay q cambiar mapa MODBUS (new Controller) | CTI Model 1800 | 07/15/2011 |
| ATA-015US | | 0/07/28/2011 | 08:43 | Hand | Run | Run | 4.80 | 24.00 | 113.00 | 0 | 80.00 | | SLB UniConn | 12/31/1969 |
| ATA-017UI | | 0/04/19/2011 | 07:24 | Comm Failure | A | ???? | 0.00 | 24.00 | 471.54 | 80 | 56.00 | En evaluación con bomba jet sin torre | GCS Electropd VFD | 12/31/1969 |
| ATA-018TI | | 0/02/19/2011 | 02:30 | Comm Failure | Off | ???? | 0.00 | 24.00 | 756.00 | 0 | 54.00 | Opera sin comunicación | CTI Model 1800 | 12/31/1969 |

FUENTE: Manual de Entrenamiento LOWIS Weatherford

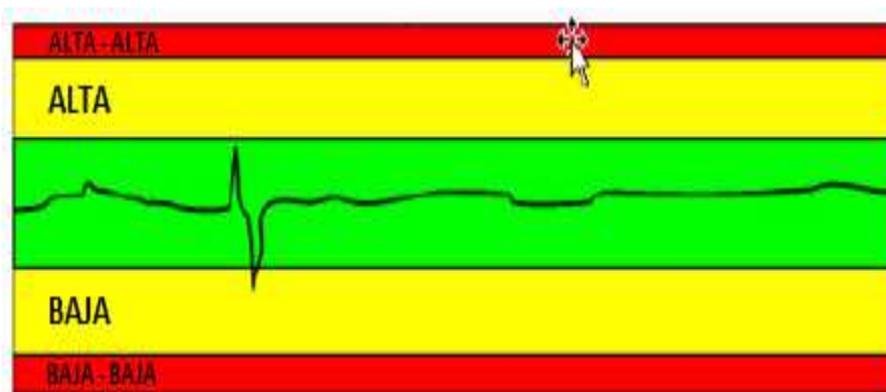
ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

2.11.5. ALARMAS DE APAGADO

Se ha notado que los apagados innecesarios y repetidos son una de las mayores razones de las fallas prematuras de las BES. Uno de los principales objetivos de los ingenieros de producción es monitorear las alarmas de apagado y prevenir apagados innecesarios.

Alarmas discretas especiales han sido creadas para monitorear estos parámetros. Las mismas son: advertencia de apagado por Alta Temperatura, advertencia de apagado por OL (Over Load) y advertencia de apagado por UL (Under Load). La Figura 2.28 ilustra la ubicación de las alarmas de apagado en LOWIS.

FIGURA 2. 28.- DESCRIPCIÓN DE ALARMAS EN LOWIS



FUENTE: Manual de Entrenamiento LOWIS Weatherford

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

LOWIS puede monitorear todas las variables y resaltarlas en verde, amarillo o rojo como condiciones de los pozos. Los límites se ubican en el cambio esperado alrededor del valor que se considera aceptable. Si los valores permanecen dentro de esos límites la pantalla permanece verde. Otro límite que esté fuera de lo normal hace que la pantalla se ponga amarilla.

Saber un valor máximo del parámetro que se esté evaluando permitirá establecer un límite alto/alto o bajo/bajo para alertar cuando un apagado es inminente, esto haría que la pantalla se muestre de color rojo. Este límite debería ser fijado con un margen suficiente como para actuar y evitar la parada.

Podría haber tres o quizá más condiciones que automáticamente apaguen una BES, las cuales son:

- Baja carga en amperios
- Sobrecarga en amperios
- Alta temperatura del motor
- Alta presión del cabezal de pozo (de ser aplicable)

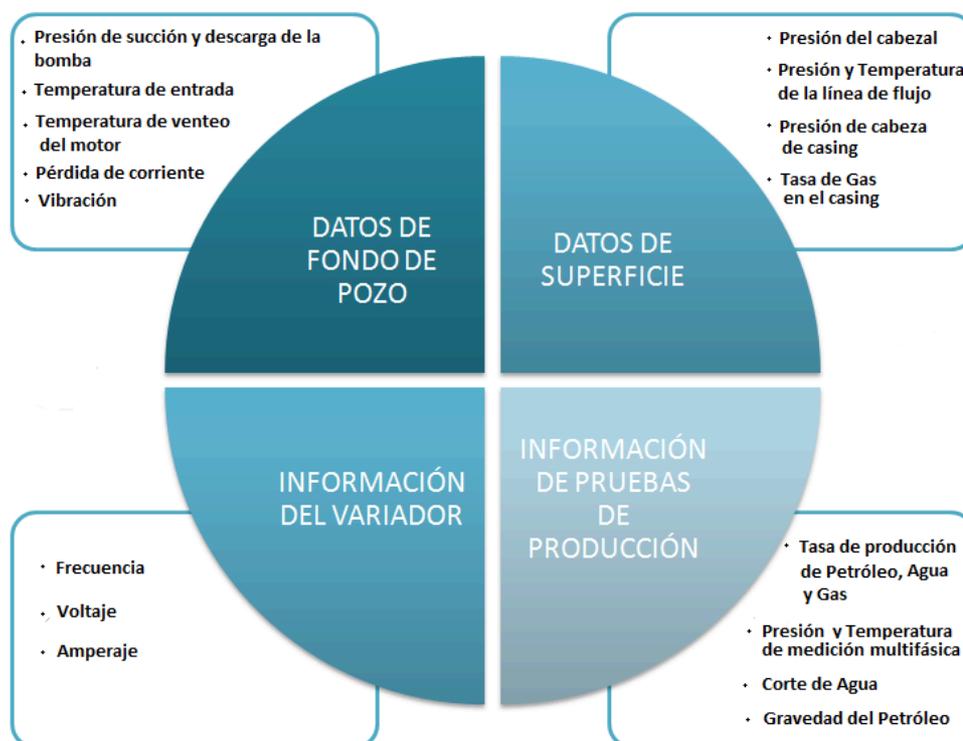
Para cada alarma de apagado se fijan dos límites:

- Sobre-temperatura. Nombre del análogo: Sobre Temp. Límites: Alto y Alto-Alto.
- Apagado por baja carga. Nombre del análogo: Corriente del Motor. Límites: Bajo, Bajo-Bajo.
- Apagado por sobrecarga. Nombre del análogo: Corriente del Motor. Límites: Alto, Alto-Alto.

2.12. REQUERIMIENTOS PARA ADQUISCIÓN DE DATOS

Para obtener resultados óptimos utilizando el software LOWIS deben estar disponibles los siguientes datos que se muestran en la Figura 2.29. Se asume que esta información será cargada manualmente o vendrá de un sistema externo y será colectado por LOWIS usando scripts.

FIGURA 2. 29.- DATOS REQUERIDOS PARA UTILIZACIÓN DEL SOFTWARE
LOWIS



FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

2.13. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA HERRAMIENTA

Los beneficios del uso de LOWIS proporcionan una funcionalidad avanzada que permite al usuario:

- Mejorar la vida operacional de los sistemas de levantamiento artificial por bombeo electro sumergible, optimizar la producción y reducir los costos operacionales.
- Supervisar el estado de las bombas sumergibles en tiempo real fijando alarmas inteligentes.

- Analizar el funcionamiento de los pozos petroleros en tiempo real y encontrar la causa original del bajo rendimiento.
- Calcular el flujo, en tiempo real, en cualquier momento de la vida de la bomba.
- Trazar las tendencias de los parámetros de funcionamiento de las bombas sumergibles.
- Controlar remotamente los pozos operados con bombas sumergibles.

Las ventajas que se indicaron, vendrían a convertirse en inconvenientes cuando no se tenga data confiable; basándose en los siguientes supuestos:

- Si la configuración de pozo y controlador es lograda usando las pantallas en línea de LOWIS. No se espera ninguna carga automatizada de configuración.
- Si el despliegue inicial es para un solo servidor.
- Sólo dispositivos de campo actualmente soportados están incluidos (RTU, Controladores, etc.). Otros dispositivos deben ser definidos y cotizados según sea el caso. Se debe proveer un informe de trabajo para definir y cotizar el proyecto.
- No hay carga de datos históricos.
- La data de prueba de producción de pozo ingresada en LOWIS manualmente.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS TÉCNICO DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE

3.1. INTRODUCCIÓN

Como se describió en el Capítulo 1, dentro del Área Libertador existen 53 Pozos que producen mediante el sistema de bombeo electrosumergible, de los cuales 40 tienen instalada la aplicación LOWIS, sin embargo solo 24 pozos se monitorean en tiempo real y los 16 restantes se encuentran fuera de servicio o sin comunicación.

Por esta razón en el presente capítulo se analizará el comportamiento de los 24 pozos operativos en LOWIS de los cuales se tienen datos en tiempo real y de los 29 pozos restantes, 13 que no tienen instalada dicha aplicación y los 16 que están en LOWIS pero no se los monitorea debido a diferentes problemas de comunicación, el objetivo es analizar y determinar las condiciones actuales de operación para ambos casos.

La tabla 3.1 muestra una descripción general de los 53 pozos BES del Área Libertador, se han resaltado los pozos que están dentro del sistema LOWIS y se monitorean en tiempo real.

TABLA 3. 1.- POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE ÁREA LIBERTADOR

| Campo | Pozo | Tipo | Arena | Bomba | Marca | Etapas | HP | Voltaje (V) | Amperaje (A) |
|-----------|-----------|-------------|--------------|--------------|------------|------------|-----|-------------|--------------|
| Araza | ARA-001 | Vertical | "U" Inferior | DN-1750 | Reda | 340 | 150 | 2,300 | 30 |
| | ARA-002D | Direccional | "T" Inferior | D-725N | Reda | 272 | 150 | 2,300 | 40 |
| Atacapi | ATA-007 | Vertical | "U" Inferior | DN1100 | Reda | 306 | 175 | 2,200 | 46 |
| | ATA-008 | Vertical | "T" Superior | P8XH6 | Centrilift | 293 | 114 | 2,330 | 30 |
| | ATA-011BD | Direccional | "T" Inferior | TG-2000 | Wood Group | 71 | 120 | 2,165 | 33 |
| | ATA-015 | Vertical | "U" Superior | DC-1100 | Reda | 252 | 144 | 1,174 | 79 |
| | ATA-018 | Vertical | "T" Inferior | TE-2700 | Wood Group | 98 | 160 | 1,115 | 89 |
| | ATA-020D | Direccional | "T" Inferior | P8XH6 | Centrilift | 226 | 83 | 2,159 | 23 |
| | ATA-023 | Vertical | "U" Inferior | P23XH6 | Centrilift | 104 | 152 | 2,325 | 40 |
| | ATA-024D | Direccional | "U" Inferior | P12XH6 | Centrilift | 226 | 152 | 2,325 | 40 |
| | ATA-025D | Direccional | "U" Inferior | P12XH6 | Centrilift | 226 | 114 | 2,330 | 30 |
| | Frontera | FRO-004B | Vertical | "T" Inferior | P23XH6 | Centrilift | 134 | 228 | 2,305 |
| Pichincha | PIC-002 | Vertical | "U" Inferior | D475N | Reda | 408 | 180 | 1,771 | 65 |
| | PIC-007 | Vertical | "T" | P47XH6 | Centrilift | 144 | 550 | 3,482 | 94 |
| | PIC-008 | Vertical | "U" Inferior | P62XH6 | Centrilift | 170 | 608 | 3,800 | 98 |
| | PIC-009 | Vertical | "U" Inferior | P18XH6 | Centrilift | 268 | 152 | 2,325 | 40 |
| Secoya | PIC-013D | Direccional | "U" Superior | TD-300 | Wood Group | 468 | 120 | 2,245 | 35 |
| | SEC-001 | Vertical | "U" Inferior | DN-1750 | Reda | 364 | 330 | 1,906 | 104 |
| | SEC-003 | Vertical | "U" Inferior | P23XH6 | Centrilift | 136 | 228 | 2,305 | 60 |
| | SEC-005 | Vertical | "U" Inferior | D-725N | Reda | 352 | 188 | 2,424 | 48 |

FUENTE: Departamento de Ingeniería EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

TABLA 3. 1 (CONTINUACIÓN) POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE ÁREA LIBERTADOR

| Campo | Pozo | Tipo | Arena | Bomba | Marca | Etapas | HP | Voltaje (V) | Amperaje (A) |
|--------|----------|----------|--------------|---------|------------|--------|-----|-------------|--------------|
| Secoya | SEC-008 | Vertical | "T" Superior | P23XH6 | Centrilift | 172 | 380 | 2,370 | 98 |
| | SEC-010 | Vertical | "T" | P12XH6 | Centrilift | 226 | 152 | 2,325 | 40 |
| | SEC-011 | Vertical | "T" Inferior | P18XH6 | Centrilift | 464 | 204 | 2,583 | 54 |
| | SEC-014 | Vertical | "U" Inferior | GN-4000 | Reda | 222 | 450 | 2,062 | 131 |
| | SEC-015 | Vertical | "U" Inferior | TD-460 | Wood Group | 352 | 70 | 1,310 | 35 |
| | SEC-016 | Vertical | "U" Inferior | DN-1100 | Reda | 308 | 150 | 2,300 | 40 |
| | SEC-017 | Vertical | "U" Inferior | DN-1100 | Reda | 433 | 150 | 2,300 | 40 |
| | SEC-018 | Vertical | "U" Inferior | DN-1100 | Reda | 364 | 150 | 2,300 | 40 |
| | SEC-019 | Vertical | "U" Superior | D-725N | Reda | 388 | 108 | 1,427 | 49 |
| | SEC-021 | Vertical | "U" Inferior | P11XH6 | Centrilift | 172 | 152 | 2,325 | 40 |
| | SEC-022 | Vertical | "U" Inferior | GN-2100 | Reda | 169 | 270 | 1,560 | 104 |
| | SEC-024 | Vertical | "U" Superior | P6XH6 | Centrilift | 332 | 116 | 1,210 | 64 |
| | SEC-027 | Vertical | "U" Inferior | SN-2600 | Reda | 136 | 330 | 1,904 | 104 |
| | SEC-028 | Vertical | "U" Inferior | D-725N | Reda | 313 | 156 | 1,535 | 65 |
| | SEC-029 | Vertical | "U" Inferior | D-725N | Reda | 386 | 188 | 2,424 | 48 |
| | SEC-030 | Vertical | "T" Superior | P6XH6 | Centrilift | 293 | 152 | 2,325 | 40 |
| | SEC-031 | Vertical | "U" Inferior | DN-1100 | Reda | 322 | 150 | 2,300 | 40 |
| | SEC-032 | Vertical | "U" Inferior | TD-850 | Wood Group | 92 | 160 | 1,115 | 89 |
| | SEC-033B | Vertical | "U" Inferior | P12XH6 | Centrilift | 312 | 165 | 2,123 | 46 |

FUENTE: Departamento de Ingeniería EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA 3. 1 (CONTINUACIÓN) POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE ÁREA LIBERTADOR

| Campo | Pozo | Tipo | Arena | Bomba | Marca | Etapas | HP | Voltaje (V) | Amperaje (A) |
|----------|-------------|--------------|--------------|------------|------------|--------|-------|-------------|--------------|
| Secoya | SEC-037D | Direccional | "T" Inferior | P6XH6 | Centrilift | 293 | 114 | 2,330 | 30 |
| | SEC-038D | Direccional | "U" Inferior | P6XH6 | Centrilift | 360 | 152 | 2,325 | 40 |
| Pacayacu | PCY-005 | Vertical | "U" Inferior | P12XH6 | Centrilift | 226 | 102 | 1,293 | 54 |
| | PCY-006D | Direccional | "Basal Tena" | D-725N | Reda | 312 | 150 | 2,300 | 40 |
| | SHU-003 | Vertical | "U" Superior | P4XH6 | Centrilift | 393 | 102 | 1,293 | 54 |
| | SHU-004 | Vertical | "Ts + Tl" | P23XH6 | Centrilift | 136 | 275 | 2,193 | 75 |
| Shuara | SHU-006 | Vertical | "Us + Uj" | DN -1100 | Reda | 326 | 150 | 2,300 | 40 |
| | SHU-009 | Vertical | "U" Inferior | P23XH6 | Centrilift | 104 | 228 | 2,305 | 60 |
| | SHU-013 | Vertical | "U" Inferior | DC-1100 | Reda | 394 | 216 | 2,125 | 65 |
| | SHU-014B | Vertical | "U" Inferior | GN-1300 | Reda | 136 | 150 | 2,300 | 40 |
| | SHU-015 | Vertical | "T" Inferior | TE-1500 | Wood Group | 429 | 70 | 1,310 | 35 |
| | SHU-020 | Vertical | "Uj + Ts" | TE-1500 | Wood Group | 98 | 120 | 2,165 | 33 |
| | SHU-025 | Vertical | "U" Superior | D-725N | Reda | 394 | 150 | 2,300 | 40 |
| SHU-034D | Direccional | "U" Inferior | TD-650 | Wood Group | 352 | 70 | 1,310 | 35 | |

FUENTE: Departamento de Ingeniería EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

3.2. POZOS NO CONECTADOS AL SISTEMA LOWIS

En esta sección se analizarán los 13 pozos que no tienen instalada la aplicación y los 16 pozos que están en LOWIS pero no están en servicio o no tienen comunicación. La descripción y análisis del estado actual de estos pozos está hecha en base a información obtenida en el Departamento de Levantamiento artificial en Lago Agrio.

La tabla 3.2 resume los pozos que no operan dentro del rango, el estado actual de los pozos, se ha determinado en base a los rangos mínimos y máximos calculados a la frecuencia de operación de cada pozo, según esto existen 2 pozos trabajando en condición de desgaste ascendente (UPTHRUST) y 2 pozos en desgaste descendente (DOWNTHRUST).

TABLA 3. 2.- POZOS NO CONECTADOS AL SISTEMA LOWIS OPERANDO FUERA DEL RANGO

| Pozo | Bomba | Hz | Rango BPPD | Caudal BPPD | Descripción |
|----------|--------|----|---------------|-------------|-------------|
| ARA-001 | DN1750 | 59 | 1,180 – 2,016 | 2,040 | Upthrust |
| ARA-002D | D-725N | 55 | 321 – 848 | 220 | Downthrust |
| FRO-004B | P23XH6 | 52 | 1,040 – 2,513 | 2,791 | Upthrust |
| SHU-034D | TD-650 | 50 | 375 – 667 | 145 | Downthrust |

FUENTE: Departamento de Ingeniería EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

La tabla 3.3 muestra un resumen detallado de la condición de los 29 pozos que están fuera del sistema LOWIS mientras que la tabla 3.4 muestra una comparación del caudal al que está produciendo cada bomba con el caudal óptimo que debería tener a la frecuencia que está operando, considerando esto se ha determinado que se pierde un total de 1,660 BPPD por trabajar en condiciones diferentes a las óptimas.

TABLA 3. 3.- ESTADO ACTUAL SISTEMA BES POZOS NO CONECTADOS AL SISTEMA LOWIS

| Pozo | Zona | Bomba | Hz | Rango Bis | Qt BFPD | Qo BPPD | Qw BWPD | BSW % | GOR PCS/BI | PIP Psi | Volt (V) | Amp (A) | Descripción |
|----------|------|---------|------|---------------|------------|------------|------------|----------|---------------|------------|-------------|------------|------------------|
| ARA-001 | UI | DN1750 | 59 | 1,180 – 2,016 | 2,040 | 82 | 1,958 | 96 | 695 | 2,178 | 2,454 | 29 | Uphrust |
| ARA-002D | TI | D-725N | 55 | 321 – 848 | 220 | 132 | 88 | 40 | 273 | 1,176 | 2,105 | 15 | Downthrust |
| ATA-008 | TS | P8XH6 | 48 | 280 – 960 | 576 | 570 | 6 | 1 | 209 | 942 | 2,057 | 25 | Dentro del Rango |
| ATA-018 | TI | TE-2700 | 54 | 1,350 – 2,970 | 2,217 | 177 | 2,040 | 92 | 978 | - | - | - | Dentro del Rango |
| ATA-020D | TI | P8XH6 | 52 | 303 – 1,040 | 478 | 325 | 153 | 32 | 816 | 1,605 | 1,878 | 17 | Dentro del Rango |
| ATA-023 | UI | P23XH6 | 51 | 1,020 – 2,465 | 1,541 | 1,510 | 31 | 2 | 248 | 1,324 | 2,162 | 31 | Dentro del Rango |
| ATA-024D | UI | P12XH6 | 52 | 737 – 1387 | 1,314 | 762 | 552 | 42 | 439 | 236 | 1,865 | 28 | Dentro del Rango |
| ATA-025D | UI | P12XH6 | 53.7 | 761 – 1432 | 815 | 98 | 717 | 88 | 982 | 236 | 2,251 | 29 | Dentro del Rango |
| FRO-004B | TI | P23XH6 | 52 | 1,040 – 2,513 | 2,791 | 279 | 2,512 | 90 | 960 | 2,500 | 1,908 | 52 | Uphrust |
| PIC-002 | UI | D475N | 54 | 180 – 563 | 412 | 371 | 41 | 10 | 262 | 1,092 | 1,507 | 28 | Dentro del Rango |
| PIC-013D | US | TD-300 | 54 | 180 – 405 | 314 | 311 | 3 | 1 | 203 | - | - | - | Dentro del Rango |
| SEC-001 | UI | DN-1750 | 56 | 1,120 – 1,913 | 1,595 | 319 | 1,276 | 80 | 589 | 1,595 | 1,819 | 50 | Dentro del Rango |
| SEC-011 | TI | P18XH6 | 51 | 850 – 2,125 | 1,693 | 305 | 1,388 | 82 | 301 | 1,839 | 2,091 | 34 | Dentro del Rango |
| SEC-015 | UI | TD-460 | 51 | 255 – 510 | 276 | 77 | 199 | 72 | 456 | - | - | - | Dentro del Rango |
| SEC-028 | UI | D-725N | 56 | 327 – 863 | 482 | 164 | 318 | 66 | 610 | 1,104 | 1,704 | 41 | Dentro del Rango |
| SEC-029 | UI | D-725N | 56 | 327 – 863 | 627 | 50 | 577 | 92 | 951 | 1,561 | 2,165 | 24 | Dentro del Rango |
| SEC-032 | UI | TD-850 | 55 | 504 – 935 | 741 | 445 | 296 | 40 | 371 | - | - | - | Dentro del Rango |
| SEC-037D | TI | P6XH6 | 53 | 265 – 795 | 337 | 135 | 202 | 60 | 657 | 993 | 2,064 | 23 | Dentro del Rango |
| SEC-038D | UI | P6XH6 | 60 | 300 – 900 | 478 | 366 | 112 | 60 | 984 | 864 | 2,289 | 30 | Dentro del Rango |
| PCY-005 | UI | P12XH6 | 54 | 765 – 1,440 | 870 | 226 | 644 | 74 | 245 | 1,540 | 1,969 | 30 | Dentro del Rango |

FUENTE: Departamento de Ingeniería EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

TABLA 3. 3.- (CONTINUACIÓN) ESTADO ACTUAL SISTEMA BES POZOS NO CONECTADOS AL SISTEMA LOWIS

| Pozo | Zona | Bomba | Hz | Rango Bis | Qt BFPD | Qo BPPD | Qw BWPD | BSW % | GOR PCS/BI | PIP Psi | Volt (V) | Amp (A) | Descripción |
|----------|-------|---------|----|---------------|------------|------------|------------|----------|---------------|------------|-------------|------------|------------------|
| PCY-006D | BT | D-725N | 53 | 309 – 817 | 486 | 243 | 243 | 50 | 202 | 768 | 2,257 | 27 | Dentro del Rango |
| SHU-003 | US | P4XH6 | 50 | 125 – 500 | 372 | 149 | 223 | 60 | 460 | 329 | 1,588 | 33 | Dentro del Rango |
| SHU-004 | T | P23XH6 | 50 | 1,000 – 2,417 | 1,849 | 151 | 1,742 | 92 | 652 | 1843 | 1,818 | 56 | Dentro del Rango |
| SHU-006 | U | DN-1100 | 59 | 590 – 1,328 | 764 | 92 | 672 | 88 | 301 | 917 | 2,398 | 28 | Dentro del Rango |
| SHU-013 | UI | DC-1100 | 58 | 580 – 1,305 | 1,073 | 129 | 944 | 88 | 269 | 1,100 | 1,987 | 37 | Dentro del Rango |
| SHU-015 | TI | TE-1500 | 53 | 707 – 1,988 | 1,282 | 359 | 923 | 72 | 201 | - | - | - | Dentro del Rango |
| SHU-020 | UI,TS | TE-1500 | 54 | 720 – 2,025 | 1,541 | 123 | 1,418 | 92 | 868 | - | - | - | Dentro del Rango |
| SHU-025 | US | D-725N | 56 | 327 – 863 | 529 | 106 | 423 | 80 | 594 | 768 | 2,257 | 27 | Dentro del Rango |
| SHU-034D | UI | TD-650 | 50 | 375 – 667 | 145 | 87 | 58 | 40 | 213 | - | - | - | Downtrust |

FUENTE: Departamento de Ingeniería EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

TABLA 3. 4.- COMPARACIÓN DE CAUDALES ÓPTIMOS Y DE OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS BES POZOS NO CONECTADOS AL SISTEMA LOWIS EN EL ÁREA LIBERTADOR

| Pozo | Bomba | Hz | Caudal Óptimo (BFPD) | Caudal de Operación (BFPD) | Diferencia de Caudal (BFPD) | BSW (%) | Diferencia de Caudal de Petróleo (BPPD) |
|----------|---------|------|----------------------|----------------------------|-----------------------------|---------|---|
| ARA-001 | DN1750 | 59 | 1,721 | 2,040 | 319 | 96 | 13 |
| ARA-002D | D-725N | 55 | 665 | 220 | -445 | 40 | -267 |
| ATA-008 | P8XH6 | 48 | 640 | 576 | -64 | 1 | -63 |
| ATA-018 | TE-2700 | 54 | 2,439 | 2,217 | -222 | 92 | -18 |
| ATA-020D | P8XH6 | 52 | 693 | 478 | -215 | 32 | -146 |
| ATA-023 | P23XH6 | 51 | 1,955 | 1,541 | -414 | 2 | -406 |
| ATA-024D | P12XH6 | 52 | 1,040 | 1,314 | 274 | 42 | 159 |
| ATA-025D | P12XH6 | 53.7 | 1,074 | 815 | -259 | 88 | -31 |
| FRO-004B | P23XH6 | 52 | 1,993 | 2,791 | 798 | 90 | 80 |
| PIC-002 | D475N | 54 | 428 | 412 | -16 | 10 | -14 |
| PIC-013D | TD-300 | 54 | 270 | 314 | 44 | 1 | 44 |
| SEC-001 | DN-1750 | 56 | 1,633 | 1,595 | -38 | 80 | -8 |
| SEC-011 | P18XH6 | 51 | 1,530 | 1,693 | 163 | 82 | 29 |
| SEC-015 | TD-460 | 51 | 391 | 276 | -115 | 72 | -32 |
| SEC-028 | D-725N | 56 | 677 | 482 | -195 | 66 | -66 |
| SEC-029 | D-725N | 56 | 677 | 627 | -50 | 92 | -4 |
| SEC-032 | TD-850 | 55 | 779 | 741 | -38 | 40 | -23 |
| SEC-037D | P6XH6 | 53 | 530 | 337 | -193 | 60 | -77 |
| SEC-038D | P6XH6 | 60 | 600 | 478 | -122 | 60 | -49 |

FUENTE: Departamento de Ingeniería EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

**TABLA 3. 4.- (CONTINUACIÓN) COMPARACIÓN DE CAUDALES ÓPTIMOS Y DE OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS BES
POZOS NO CONECTADOS AL SISTEMA LOWIS EN EL ÁREA LIBERTADOR**

| Pozo | Bomba | Hz | Caudal Óptimo (BFPD) | Caudal de Operación (BFPD) | Diferencia de Caudal (BFPD) | BSW (%) | Diferencia de Caudal de Petróleo (BPPD) |
|-----------------------------|---------|----|----------------------|----------------------------|-----------------------------|---------|---|
| PCY-005 | P12XH6 | 54 | 1,080 | 870 | -210 | 74 | -55 |
| PCY-006D | D-725N | 53 | 640 | 486 | -154 | 50 | -77 |
| SHU-003 | P4XH6 | 50 | 375 | 372 | -3 | 60 | -1 |
| SHU-004 | P23XH6 | 50 | 1,917 | 1,849 | -68 | 92 | -5 |
| SHU-006 | DN-1100 | 59 | 1,082 | 764 | -318 | 88 | -38 |
| SHU-013 | DC-1100 | 58 | 991 | 1,073 | 82 | 88 | 10 |
| SHU-015 | TE-1500 | 53 | 1,325 | 1,282 | -43 | 72 | -12 |
| SHU-020 | TE-1500 | 54 | 1,350 | 1,541 | 191 | 92 | 15 |
| SHU-025 | D-725N | 56 | 677 | 529 | -148 | 80 | -30 |
| SHU-034D | TD-650 | 50 | 542 | 145 | -397 | 40 | -238 |
| PÉRDIDAS TOTALES | | | | | | | - 1,660 BPPD |

FUENTE: Departamento de Ingeniería EP PETROECUADOR
ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

3.3. POZOS CONECTADOS AL SISTEMA LOWIS

Con el propósito de automatizar y optimizar todas las operaciones que involucran el proceso de producción de petróleo en el distrito amazónico, EP PETROECUADOR ha implementado el sistema SCADA dentro del cual se monitorea y analiza en tiempo real los pozos BES, por esta razón se adquirió 250 licencias del sistema LOWIS desarrollado por la empresa WEATHERFORD. El proyecto SCADA – LOWIS tenía un alcance de 110 pozos seleccionados de acuerdo al potencial de producción y a la ubicación. Sin embargo en la actualidad se han incluido un total de 125 pozos con Bombeo Electro Sumergible, de los cuales se monitorean en tiempo real 109 y los otros 16 se encuentran fuera de servicio.

En el Área Libertador se han incluido un total de 40 pozos con Bombeo Electro Sumergible de los campos Atacapi, Pichincha, Secoya y Shuara, de los cuales se monitorean a tiempo real 24 y los otros 16 se encuentran fuera de servicio o sin comunicación. Esto se observa en la Tabla 3.5

Los pozos fuera de servicio en un principio se consideraron dentro del sistema SCADA pero debido a que han sido cerrados o se ha cambiado el tipo de levantamiento ya no se consideran dentro del proyecto. Tabla 3.6 y 3.7.

TABLA 3. 5.- POZOS DENTRO DEL SISTEMA SCADA- ÁREA LIBERTADOR.

| POZOS DENTRO DEL SISTEMA SCADA ÁREA LIBERTADOR | |
|--|-----------|
| POZOS OPERATIVOS | 24 |
| POZOS SIN COMUNICACIÓN | 8 |
| POZOS FUERA DE SERVICIO | 8 |
| TOTAL POZOS LOWIS ÁREA LIBERTADOR | 40 |

FUENTE: Centro de Control y Optimización SCADA

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA 3. 6.- POZOS SIN COMUNICACIÓN SISTEMA SCADA LOWIS - ÁREA LIBERTADOR

| Nombre del Pozo | Ultimo Escaneo | Mensaje de Alarma en LOWIS | Tipo de RTU | Comentario del Pozo (LOWIS) | Descripción del Problema |
|-----------------|----------------|----------------------------|--------------------|--------------------------------------|---|
| ATA-018 | 02/19/2011 | Comm Failure | CTI Model 1800 | Opera sin comunicación | VARIADOR VECTOR 4 DE WOODGROUP, DAÑO EN EL PUERTO SERIAL DEL VARIADOR, CAMBIAR VARIADOR |
| ATA-023 | 06/13/2011 | Comm Failure | GCS Electrospd VFD | Continua evaluando con MTU Sin Torre | EVALUANDO "UJ" CON UNIDAD MTU TRACE OILFIELD Y JET E-8 A LA ESTACION. W.O. SUSPENDIDO (20-JUN-11) |
| PIC-010 | 07/01/2011 | Comm Failure | SLB UniConn | En Workover | SUSPENDEN EVALUACIÓN POR DAÑO EN MTU DE ECUAPET, MOVER MTU DE FRO 01 A PIC 10 |
| PIC-013D | 06/17/2011 | Comm Failure | CTI Model 1800 | Opera sin comunicación | VARIADOR VECTOR 4 DE WOODGROUP, DAÑO EN EL PUERTO SERIAL DEL VARIADOR, CAMBIAR VARIADOR |
| SHU-012 | 07/28/2011 | Comm Failure | GCS Electrospd VFD | En W.O. | EVALUANDO ARENA "TS" LUEGO DE WO SUSPENDIDO (22-AGO-2011) CON CAMION BOMBA TRIPOINT Y JET 10J SERTECPET AL TANQUE |

FUENTE: Centro de Control y Optimización SCADA

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA 3. 7.- POZOS FUERA DE SERVICIO SISTEMA SCADA - ÁREA LIBERTADOR

| Nombre del Pozo | Ultimo Escaneo | Mensaje de Alarma | Tipo de RTU | Comentario del Pozo (LOWIS) | Comentario Detallado |
|-----------------|----------------|-------------------|--------------------|---|--|
| ATA-008UI | 09/30/2010 | Out of Service | GCS Electrosdp VFD | Reinicia wo 20-jun-2011 (pesca) | PUNZONAR ARENA "U SUP" (9286'-9308') EVALUAR CON B'UP. DISEÑAR BES |
| ATA-017UI | 04/19/2011 | Out of Service | GCS Electrosdp VFD | Cambia el levantamiento a Power Oil | SALIÓ FUERA DEL SISTEMA SCADA EL 25 DE JULIO DEL 2011 YA QUE SE CAMBIO EL TIPO DE LEVANTAMIENTO A POWER OIL. |
| SEC-011T | 12/31/1969 | Out of Service | None | Sale del alcance de los 110 pozos | |
| SEC-028UI | 12/31/1969 | Out of Service | None | Sale del alcance de los 110 pozos | |
| SEC-029UI | 12/31/1969 | Out of Service | None | Sale del alcance de los 110 pozos | |
| SEC-032T | 12/31/1969 | Out of Service | CTI Model 1800 | Opera sin comunicación. Variador WG vector III. | VARIADOR VECTOR 3 DE WOODGROUP, DAÑO EN EL PUERTO SERIAL DEL VARIADOR, CAMBIAR VARIADOR |
| SEC-036UI | 12/10/2010 | Out of Service | GCS Electrosdp VFD | 26/05/2011 ESPERA W.O. | |
| SHU-006UI | 03/12/2011 | Out of Service | SLB UniConn | Sin comunicación por reubicación de equipos se superficie | REUBICARON EL EQUIPO DE SUPERFICIE Y NO LLEGA LA FIBRA ÓPTICA HASTA ESOS EQUIPOS. |

FUENTE: Centro de Control y Optimización SCADA

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

3.3.1. DETERMINACIÓN DEL ESTADO ACTUAL APLICANDO LOWIS

La determinación de los puntos de operación previo al análisis de los pozos con bombeo electrosumergible se realiza a partir de la información del tipo de bomba y motor instalados en cada pozo, datos de reacondicionamientos, datos de B'UP, PVT y pruebas de producción cargadas correctamente al software LOWIS.

Con esta información y utilizando la herramienta de Análisis del software LOWIS, se obtienen los puntos operativos. Dichos puntos indican si la bomba está operando en UPTHURST, DOWNTHRUST o dentro del rango, además si el valor observado es distinto del valor ideal implica que los datos medidos son incorrectos o algo en el desempeño del pozo o bomba han cambiado. Esto finalmente se corroborará en el Capítulo 4 con el análisis detallado de cada pozo.

La tabla 3.8 resume los pozos que no operan dentro del rango, el estado actual de los pozos, se ha determinado en base a los rangos mínimos y máximos calculados a la frecuencia de operación de cada pozo, según esto existen 3 pozos trabajando en condición de desgaste ascendente (UPTHURST) y 1 pozo en desgaste descendente (DOWNTHRUST).

TABLA 3. 8.- POZOS CONECTADOS AL SISTEMA LOWIS OPERANDO FUERA DEL RANGO

| Pozo | Bomba | Hz | Rango BPD | Caudal BPPD | Descripción |
|--------------------|--------|----|---------------|-------------|-------------|
| ATA – 011BD | TG2000 | 59 | 1,300 – 2,124 | 1,000 | Downthrust |
| PIC – 007 | P47XH6 | 49 | 2,790 – 4,274 | 4,663 | Upthrust |
| PIC – 009 | P18XH6 | 54 | 1,182 – 1,800 | 1,803 | Upthrust |
| SEC – 008 | P23XH6 | 56 | 1,000 – 2,350 | 2,575 | Upthrust |

FUENTE: Departamento de Ingeniería EP PETROECUADOR

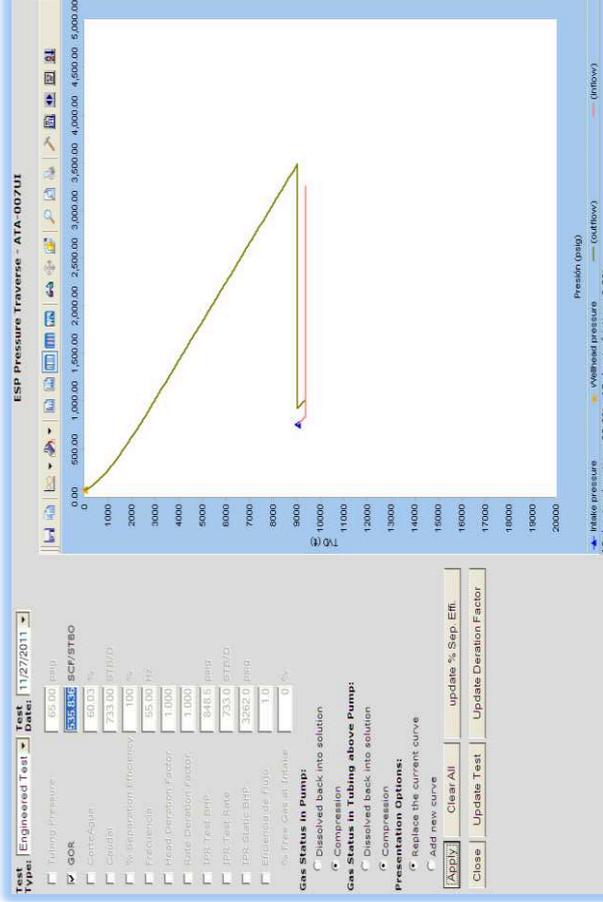
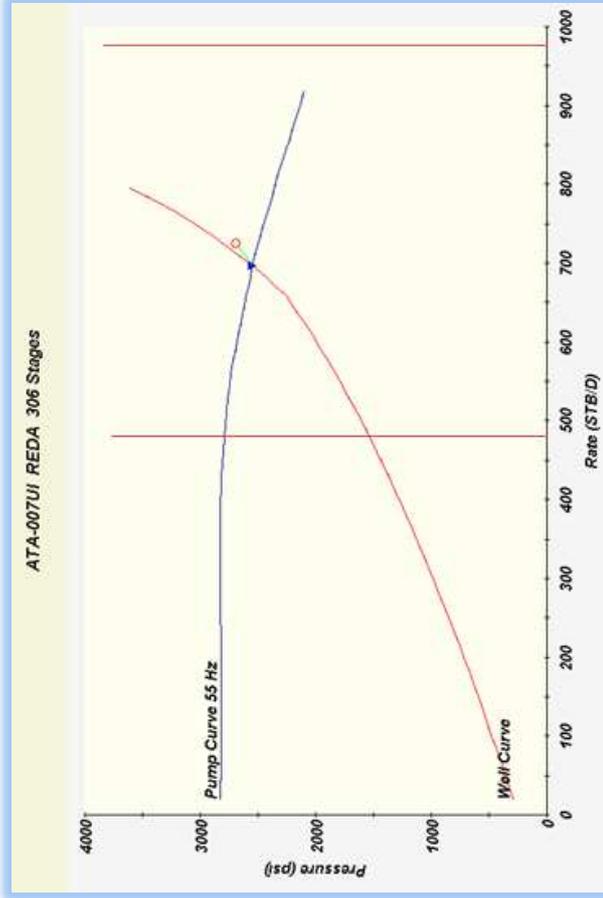
ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

A continuación se presenta las curvas de operación de los 24 pozos LOWIS del Área Libertador. La tabla 3.9 Resume las condiciones actuales de operación.

3.3.2. CAMPO ATACAPI

3.3.2.1. Atacapi – 07

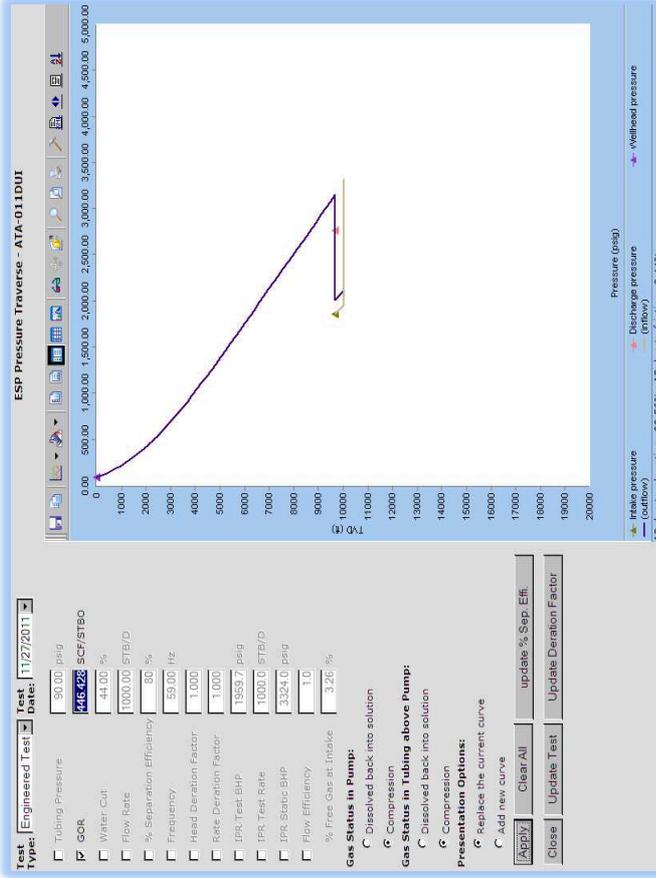
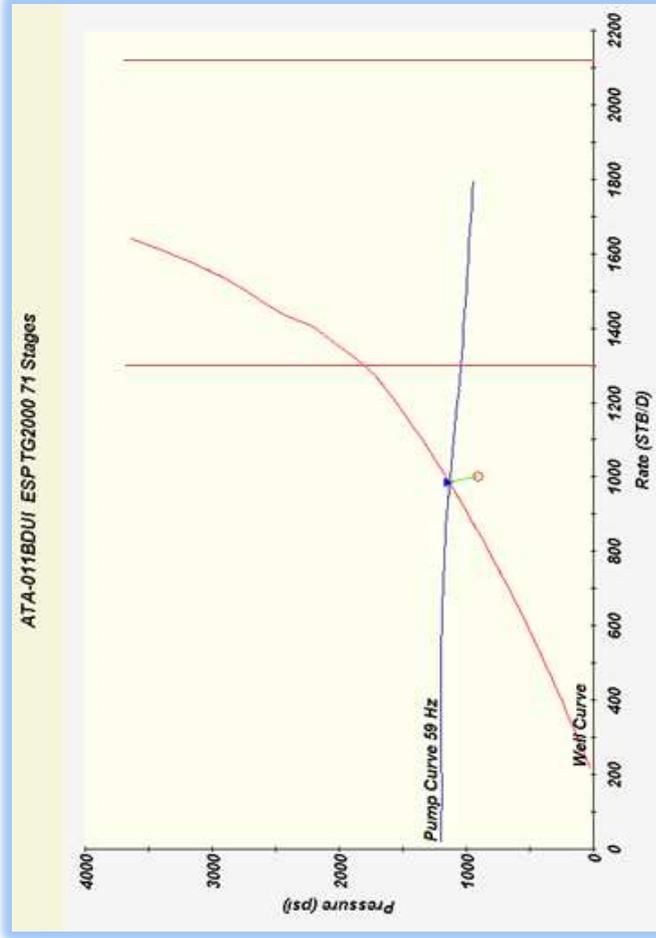
| ESTADO ACTUAL | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------------|--------|-----------|---------|---------|---------|-------|------------|---------|---------|----------|---------|------------------|
| Pozo | Zona Bomba | Hz | Rango BPD | Qt BFPD | Qo BPPD | Qw BWPD | BSW % | GOR PCS/BI | PIP Psi | PDP Psi | Volt (V) | Amp (A) | Descripción |
| ATA – 07 | UI | DN1100 | 478 – 990 | 733 | 293 | 440 | 60 | 535 | 770 | - | 2,243 | 26 | Dentro del Rango |



FUENTE: Software LOWIS EPPETROECUADOR
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

3.3.2.2. Atacapi – 011BD

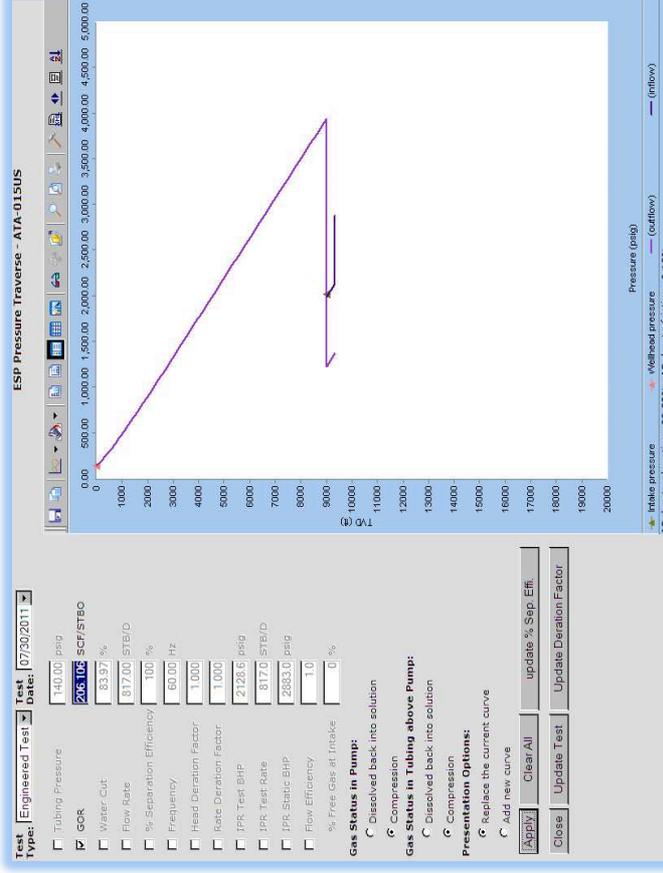
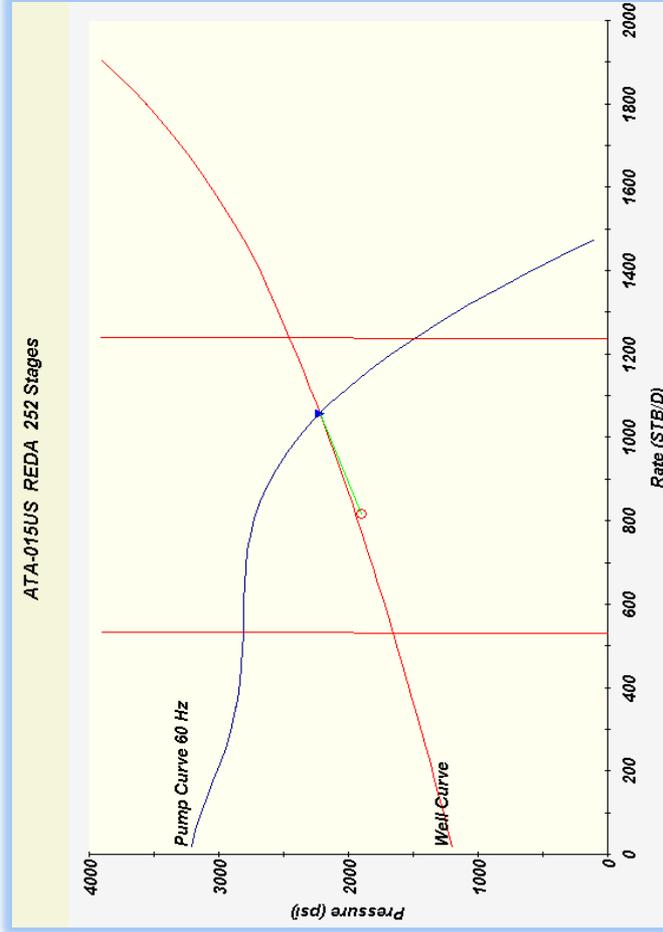
| ESTADO ACTUAL | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------|--------|----|---------------|-------|------|------|-----|--------|-------|-------|-------|-----|-------------|
| Pozo | Zona | Bomba | Hz | Rango | Qt | Qo | Qw | BSW | GOR | PIP | PDP | Volt | Amp | Descripción |
| ATA – 011BD | UI | TG2000 | 59 | 1,300 – 2,124 | BFPD | BPPD | BWPD | % | PCS/BI | Psi | Psi | (V) | (A) | Dowthrust |
| | | | | | 1,000 | 560 | 440 | 44 | 446 | 1,871 | 2,778 | 1,980 | 19 | |



FUENTE: Software LOWIS EPPETROECUADOR
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

3.3.2.3. Atacapi – 015

| ESTADO ACTUAL | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------|--------|----|-------------|------|------|------|-----|--------|-------|-----|-------|-----|------------------|
| Pozo | Zona | Bomba | Hz | Rango | Qt | Qo | Qw | BSW | GOR | PIP | PDP | Volt | Amp | Descripción |
| ATA – 015 | US | DC1100 | 60 | 533 – 1,230 | BFPD | BPPD | BWPD | % | PCS/BI | Psi | Psi | (V) | (A) | Dentro del Rango |
| | | | | | 817 | 131 | 686 | 84 | 206 | 2,034 | - | 1,987 | 39 | |

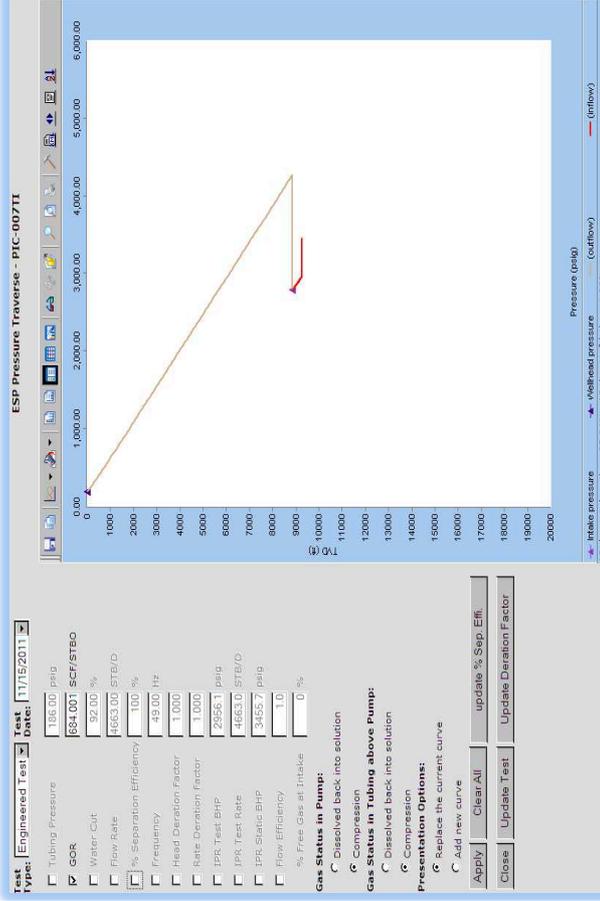
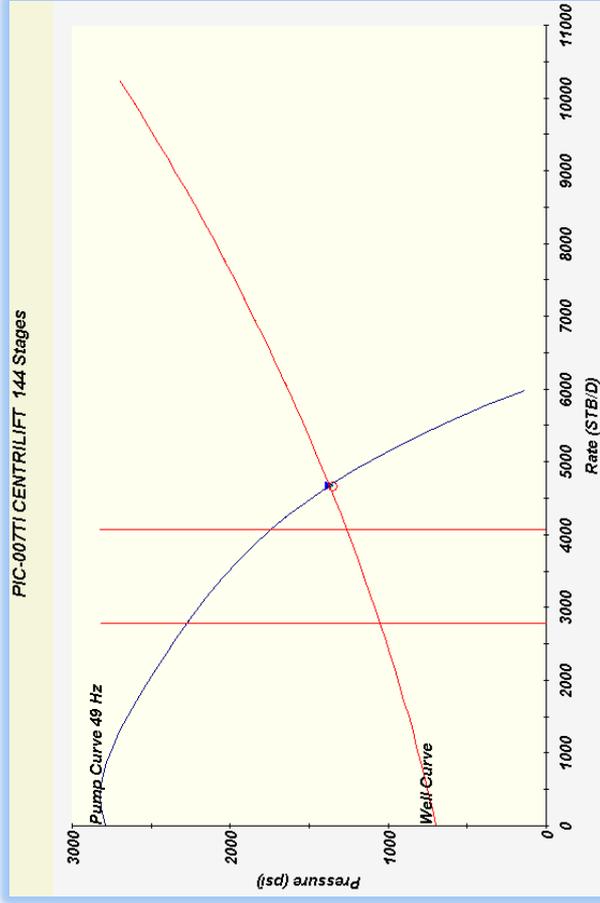


FUENTE: Software LOWIS EPPETROECUADOR
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

3.3.3. CAMPO PICHINCHA

3.3.3.1. Pichincha – 07

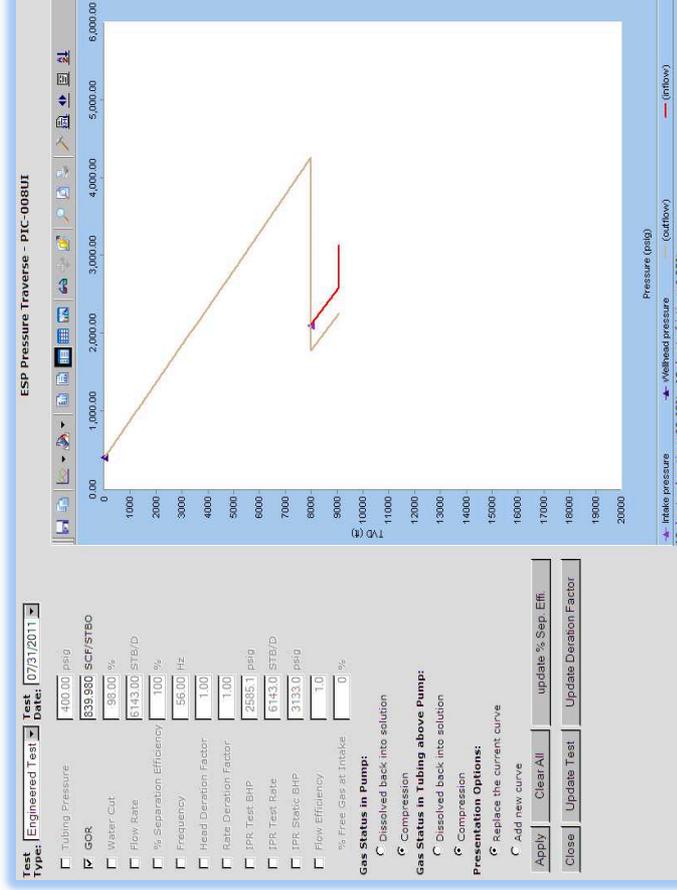
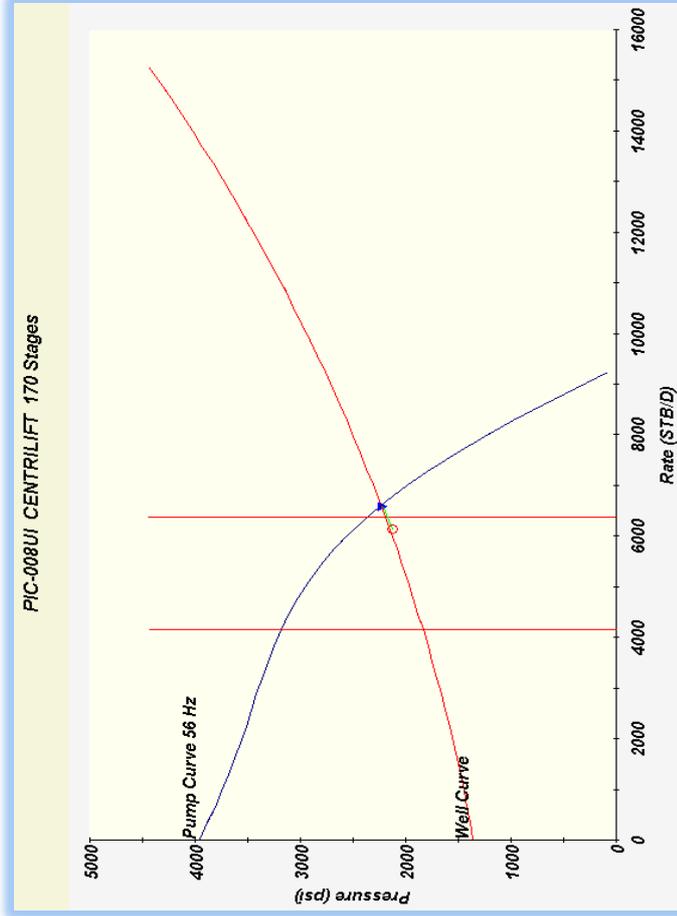
| ESTADO ACTUAL | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------|--------|----|---------------|-------|------|-------|-----|--------|-------|-----|-------|-----|-------------|
| Pozo | Zona | Bomba | Hz | Rango | Qt | Qo | Qw | BSW | GOR | PIP | PDP | Volt | Amp | Descripción |
| PIC – 07 | TI | P47XH6 | 49 | 2,790 – 4,274 | BFPD | BPPD | BWPD | % | PCS/BI | Psi | Psi | (V) | (A) | Upthrust |
| | | | | | 4,663 | 373 | 4,290 | 92 | 684 | 2,800 | - | 2,810 | 69 | |



FUENTE: Software LOWIS EPPETROECUADOR
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

3.3.3.2. Pichincha – 08

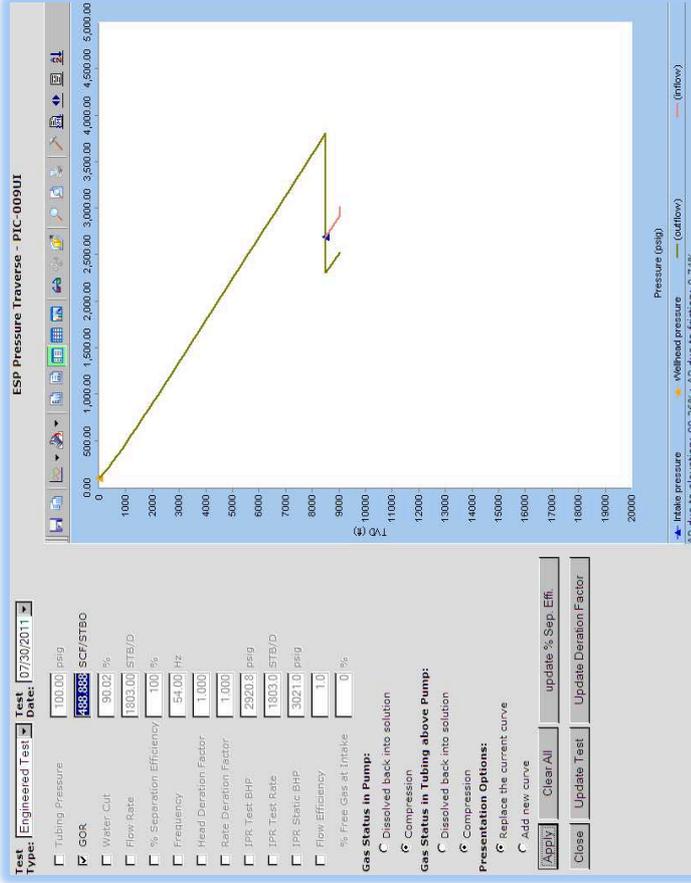
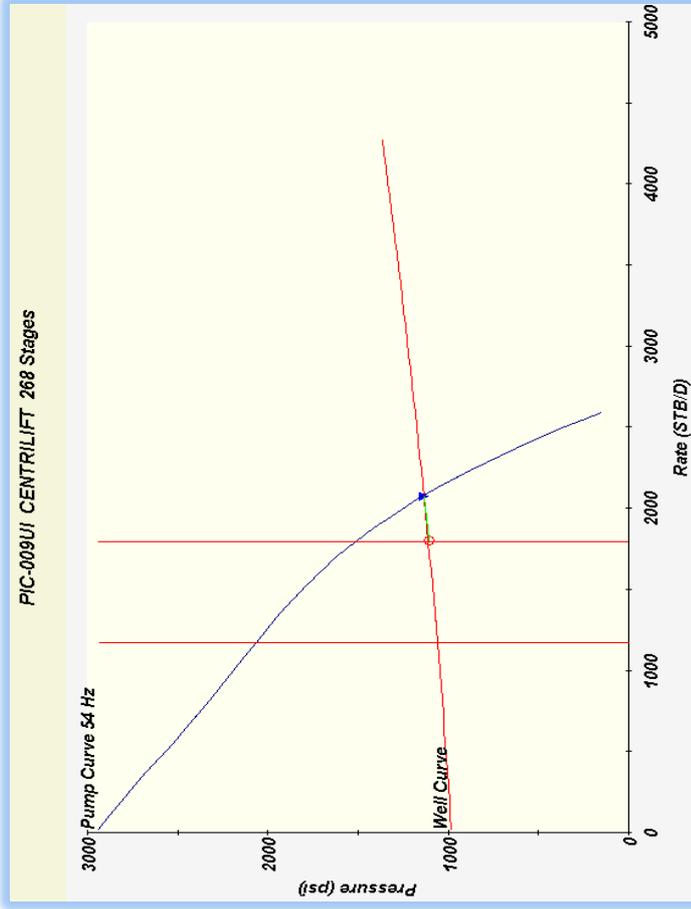
| ESTADO ACTUAL | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------|--------|----|---------------|---------|---------|---------|-------|------------|---------|---------|----------|---------|------------------|
| Pozo | Zona | Bomba | Hz | Rango BPD | Qt BFPD | Qo BPPD | Qw BWPD | BSW % | GOR PCS/BI | PIP Psi | PDP Psi | Volt (V) | Amp (A) | Descripción |
| PIC – 08 | UI | P62XH6 | 56 | 4,165 – 6,387 | 6,143 | 123 | 6,020 | 98 | 840 | 2,120 | - | 3,172 | 74 | Dentro del Rango |



FUENTE: Software LOWIS EPPETROECUADOR
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

3.3.3.3. Pichincha – 09

| ESTADO ACTUAL | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------|--------|----|---------------|---------|---------|---------|-------|------------|---------|---------|----------|---------|-------------|
| Pozo | Zona | Bomba | Hz | Rango BPD | Qt BFPD | Qo BPPD | Qw BWPD | BSW % | GOR PCS/BI | PIP Psi | PDP Psi | Volt (V) | Amp (A) | Descripción |
| PIC – 09 | UI | P18XH6 | 54 | 1,182 – 1,800 | 1,803 | 180 | 1,623 | 90 | 488 | 2,705 | - | 1,856 | 26 | Upthrust |

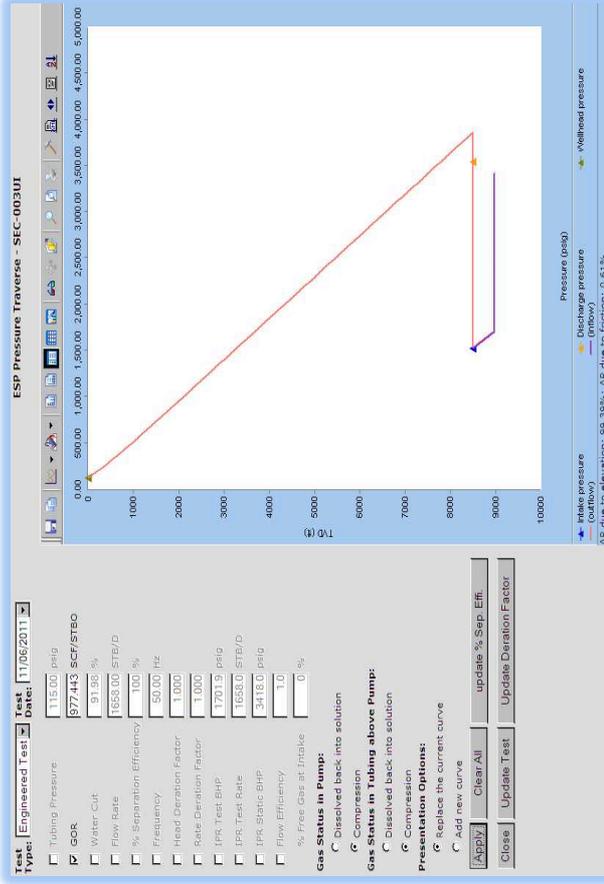
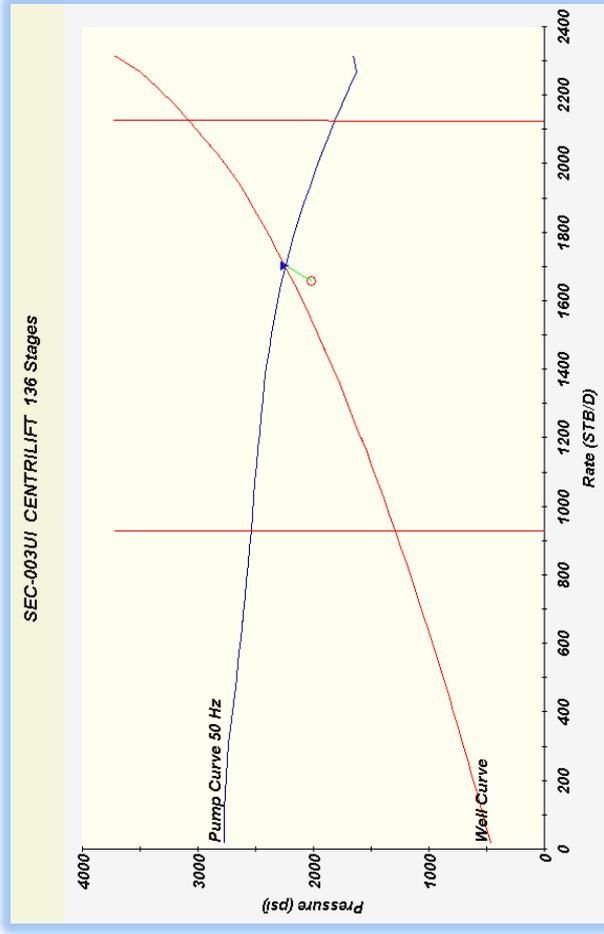


FUENTE: Software LOWIS EPPETROECUADOR
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

3.3.4. CAMPO SECOYA

3.3.4.1. Secoya – 03

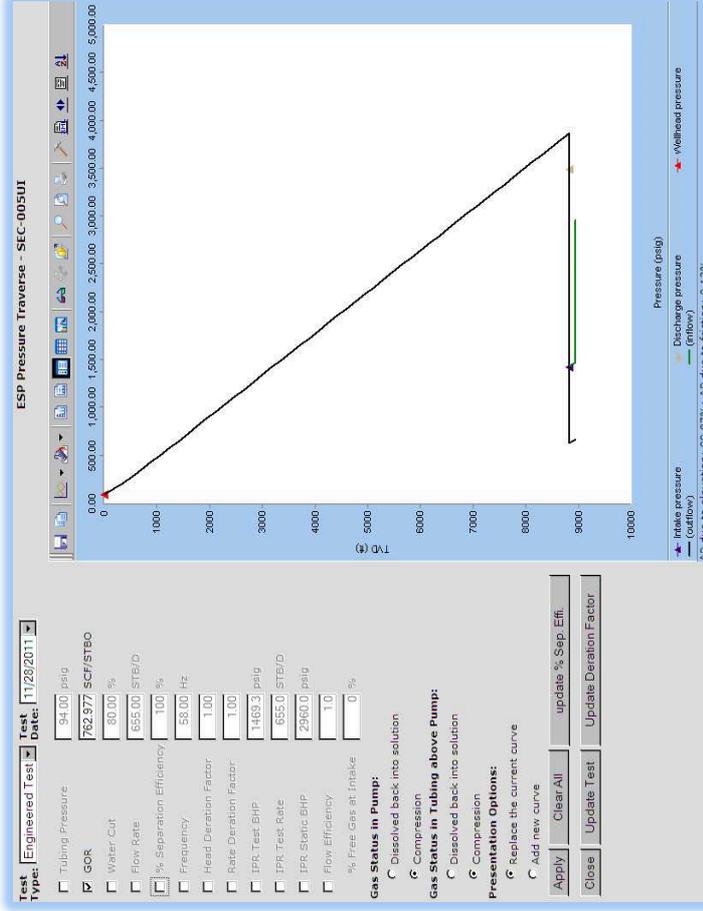
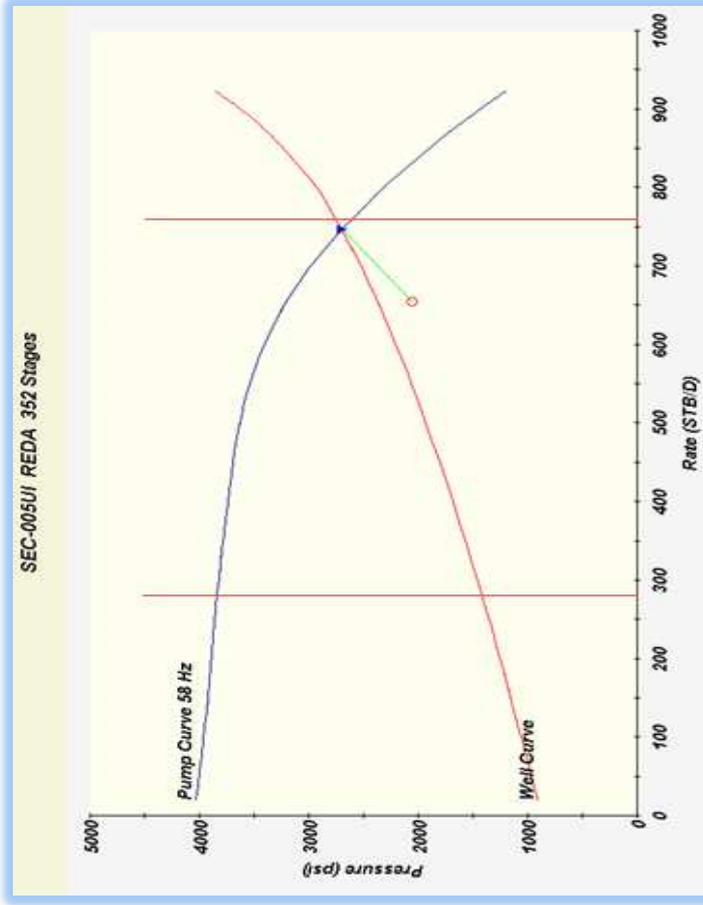
| ESTADO ACTUAL | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------|--------|----|-------------|-------|------|-------|-----|--------|-------|-------|-------|-----|------------------|
| Pozo | Zona | Bomba | Hz | Rango | Qt | Qo | Qw | BSW | GOR | PIP | PDP | Volt | Amp | Descripción |
| SEC – 003 | UI | P23XH6 | 50 | 928 – 2,129 | BFPD | BPPD | BWPD | % | PCS/BI | Psi | Psi | (V) | (A) | Dentro del Rango |
| | | | | | 1,658 | 133 | 1,525 | 92 | 977 | 1,534 | 3,553 | 1,821 | 46 | Dentro del Rango |



FUENTE: Software LOWIS EPPETROECUADOR
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

3.3.4.2. Secoya – 05

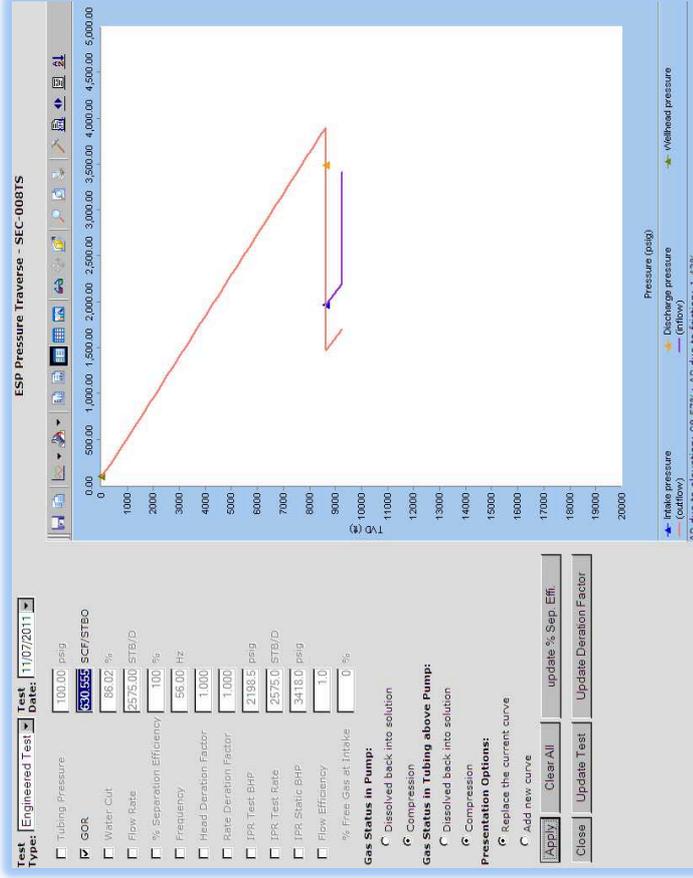
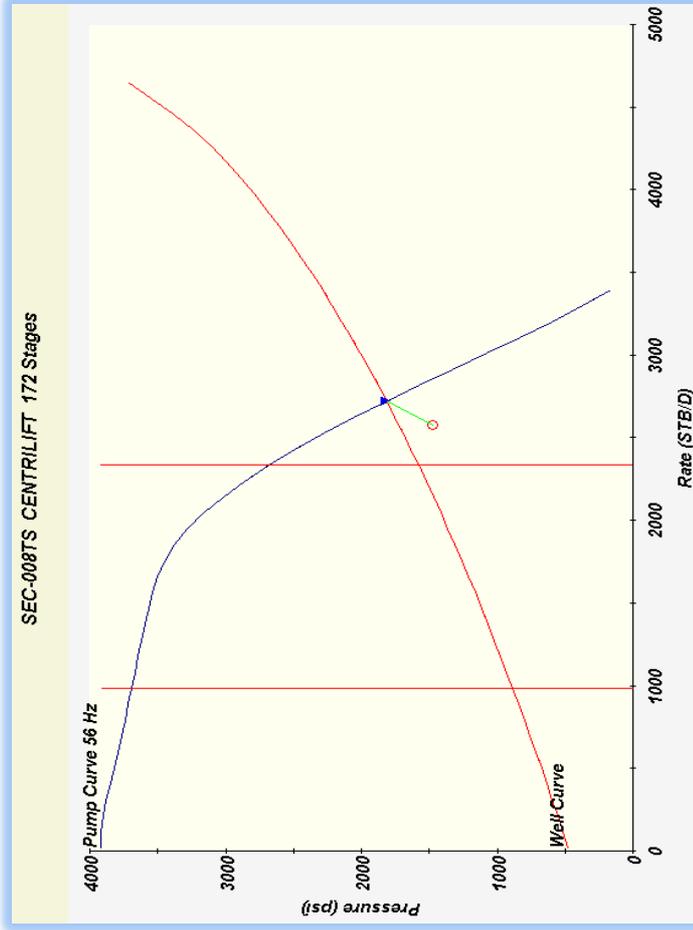
| ESTADO ACTUAL | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------|-------|----|--------------|------------|------------|------------|----------|---------------|------------|------------|-------------|------------|------------------|
| Pozo | Zona | Bomba | Hz | Rango BPD | Qt BFPD | Qo BPPD | Qw BWPD | BSW % | GOR PCS/BI | PIP Psi | PDP Psi | Volt (V) | Amp (A) | Descripción |
| SEC – 005 | UI | D725N | 58 | 283 – 736 | 655 | 131 | 524 | 80 | 763 | 1,440 | 3,500 | 2,230 | 23 | Dentro del Rango |



FUENTE: Software LOWIS EPPETROECUADOR
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

3.3.4.3. Secoya – 08

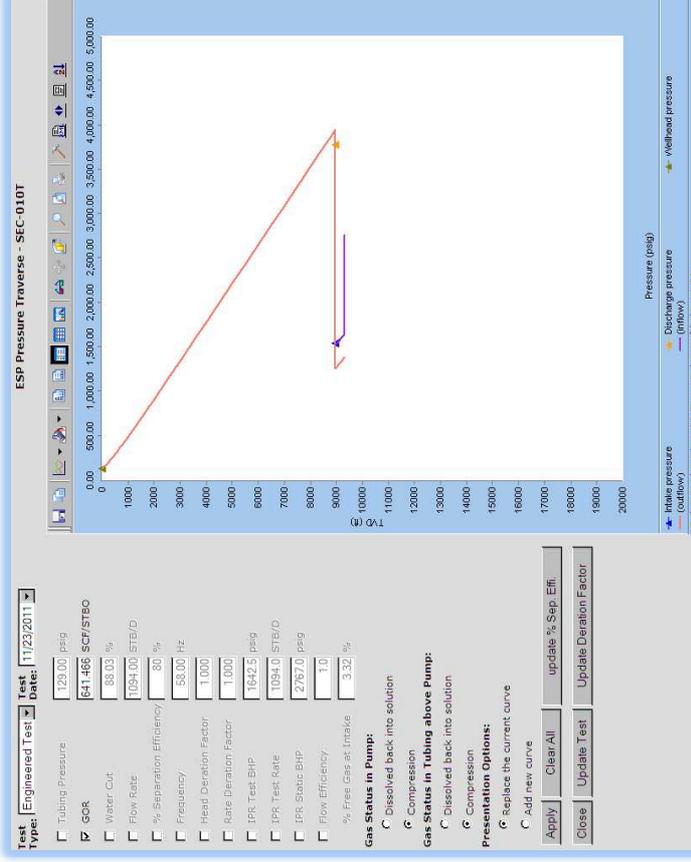
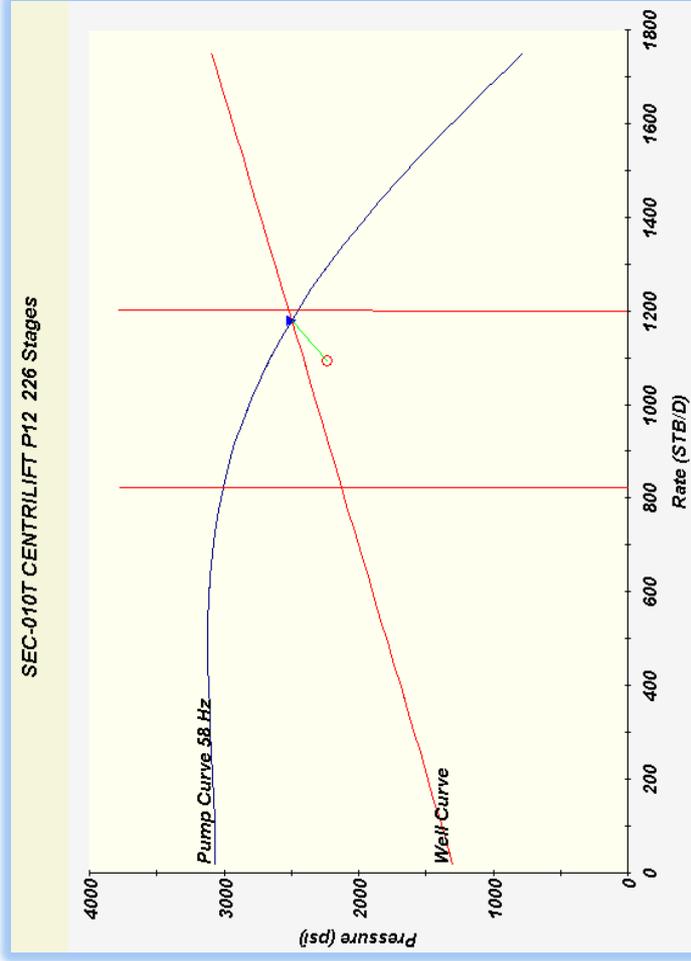
| ESTADO ACTUAL | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------|--------|----|---------------|-------|------|-------|-----|--------|-------|-------|-------|-----|-------------|
| Pozo | Zona | Bomba | Hz | Rango | Qt | Qo | Qw | BSW | GOR | PIP | PDP | Volt | Amp | Descripción |
| SEC – 008 | TS | P23XH6 | 56 | 1,000 – 2,350 | BFPD | BPPD | BWPD | % | PCS/BI | Psi | Psi | (V) | (A) | Upthrust |
| | | | | | 2,575 | 360 | 2,215 | 86 | 630 | 1,987 | 3,500 | 2,350 | 82 | |



FUENTE: Software LOWIS EPPETROECUADOR
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

3.3.4.4. Secoya – 10

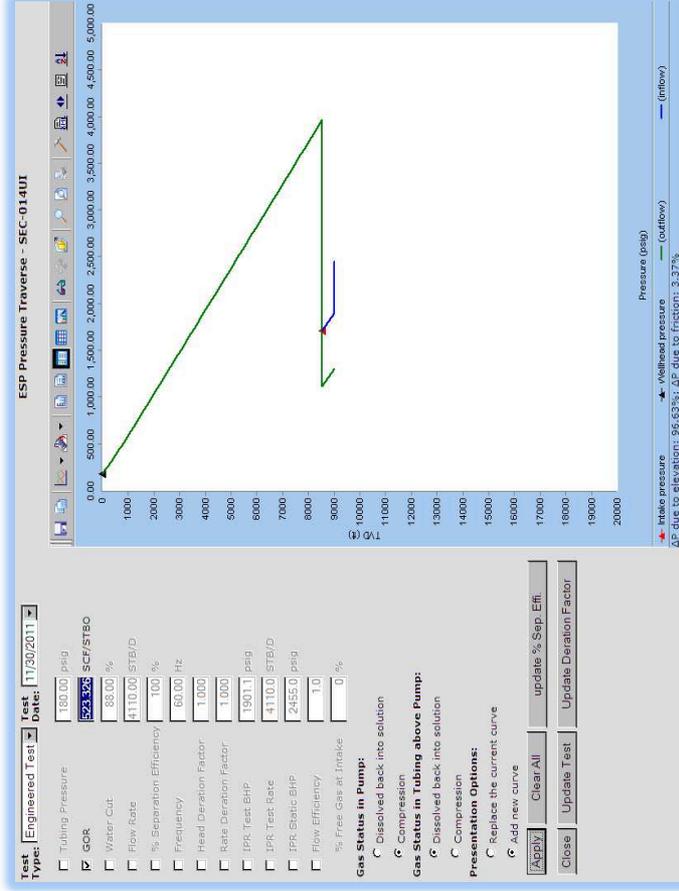
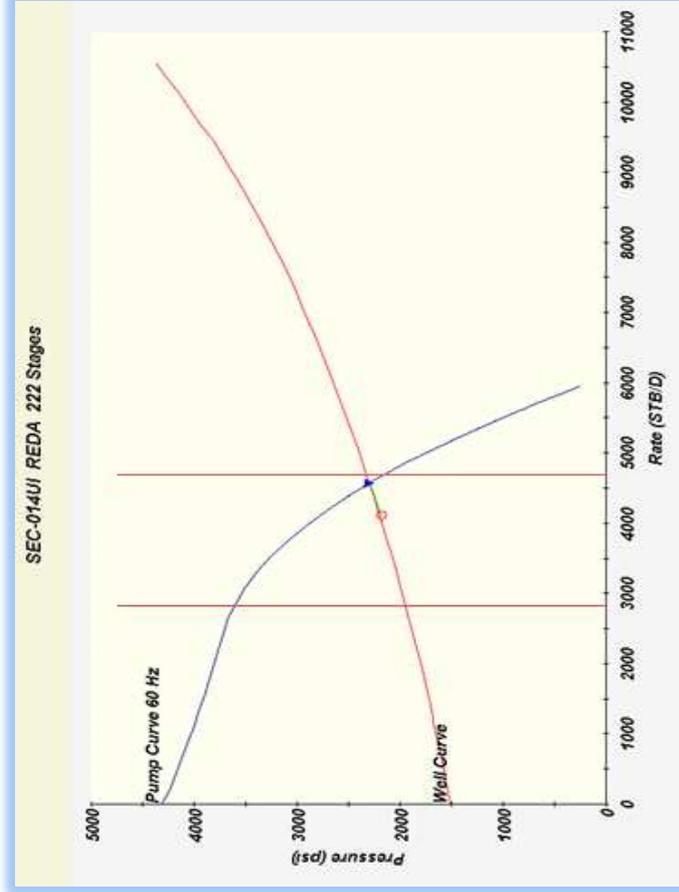
| ESTADO ACTUAL | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------|--------|----|-------------|---------|---------|---------|-------|------------|---------|---------|----------|---------|------------------|
| Pozo | Zona | Bomba | Hz | Rango BPD | Qt BFPD | Qo BPPD | Qw BWPD | BSW % | GOR PCS/BI | PIP Psi | PDP Psi | Volt (V) | Amp (A) | Descripción |
| SEC – 010 | T | P12XH6 | 58 | 825 – 1,200 | 1,094 | 131 | 963 | 88 | 641 | 1,551 | 3,675 | 2,035 | 35 | Dentro del Rango |



FUENTE: Software LOWIS EPPETROECUADOR
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

3.3.4.5. Secoya – 14

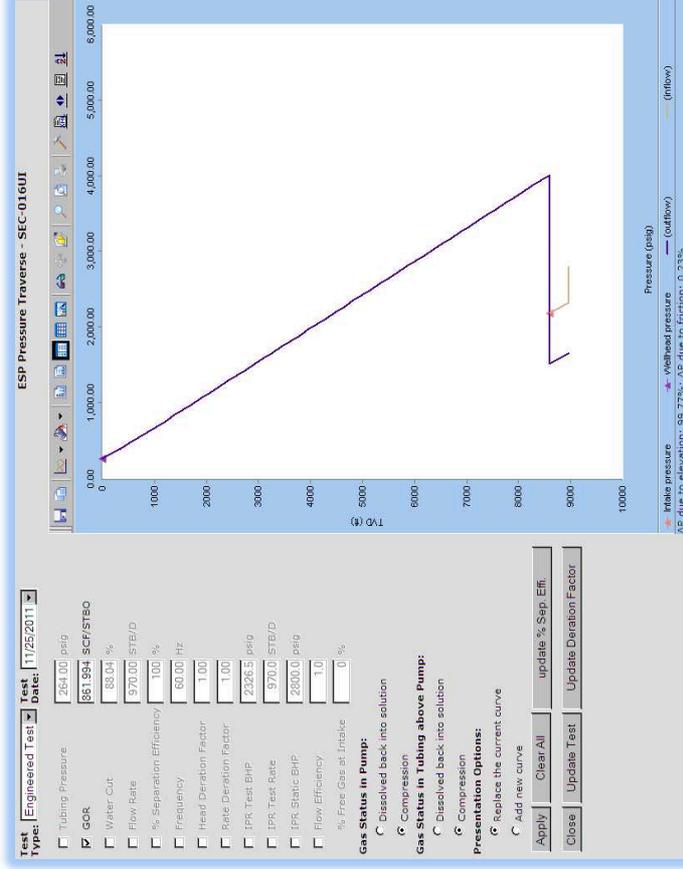
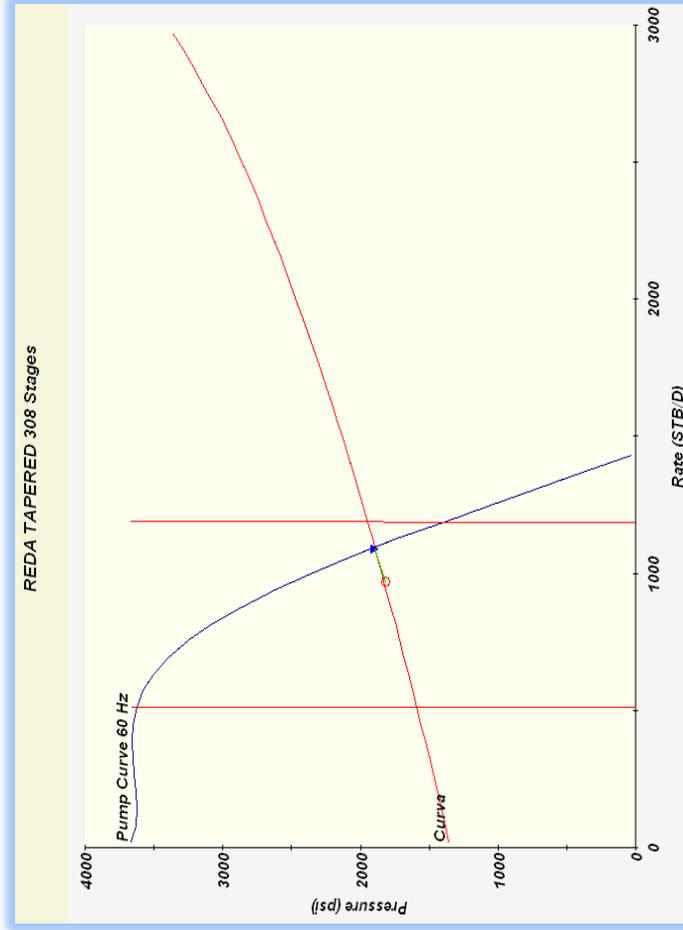
| ESTADO ACTUAL | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------|--------|----|---------------|-------|-----|-------|-----|-----|-------|-----|-------|-----|------------------|
| Pozo | Zona | Bomba | Hz | Rango | Qt | Qo | Qw | BSW | GOR | PIP | PDP | Volt | Amp | Descripción |
| SEC – 014 | UI | GN4000 | 60 | 2,893 – 4,650 | 4,110 | 493 | 3,617 | % | 523 | 1,727 | - | 2,254 | 99 | Dentro del Rango |



FUENTE: Software LOWIS EPPETROECUADOR
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

3.3.4.6. Secoya – 16

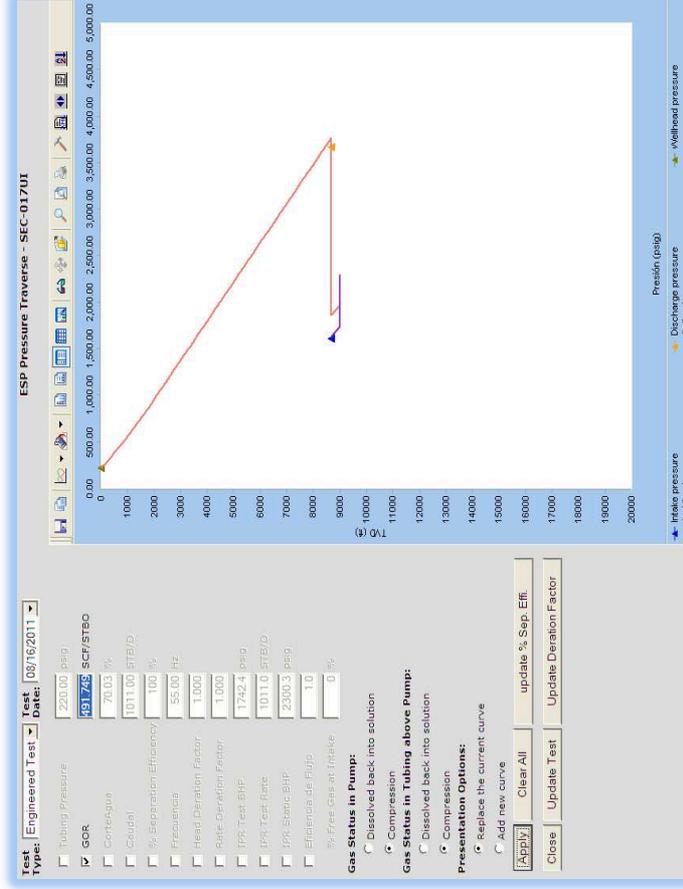
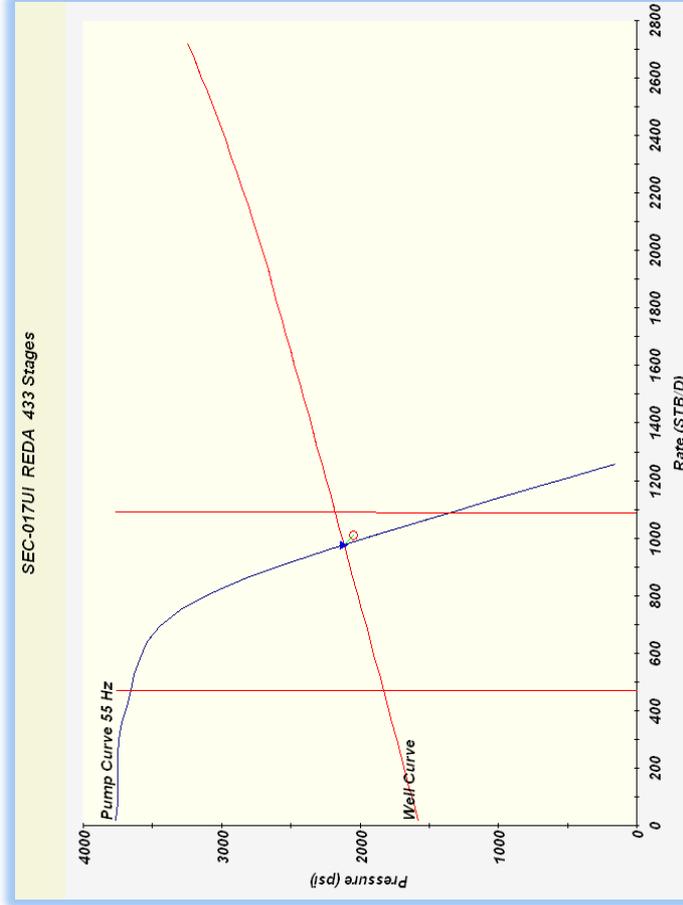
| ESTADO ACTUAL | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------|--------|----|-------------|---------|---------|---------|-------|------------|---------|---------|----------|---------|------------------|
| Pozo | Zona | Bomba | Hz | Rango BPD | Qt BFPD | Qo BPPD | Qw BWPD | BSW % | GOR PCS/BI | PIP Psi | PDP Psi | Volt (V) | Amp (A) | Descripción |
| SEC – 016 | UI | DN1100 | 60 | 530 – 1,220 | 970 | 116 | 854 | 88 | 862 | 2,200 | - | 2,579 | 30 | Dentro del Rango |



FUENTE: Software LOWIS EPPETROECUADOR
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

3.3.4.7. Secoya – 17

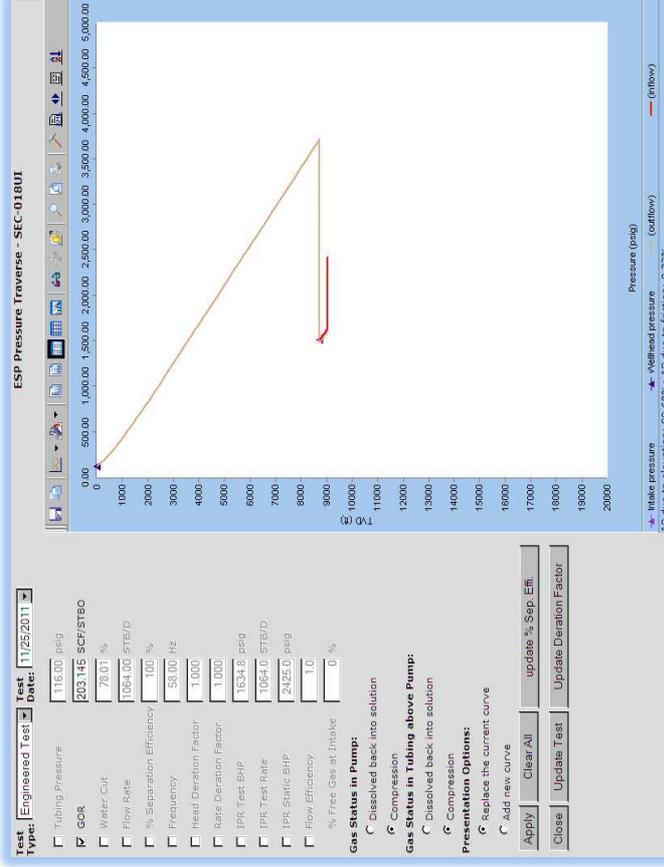
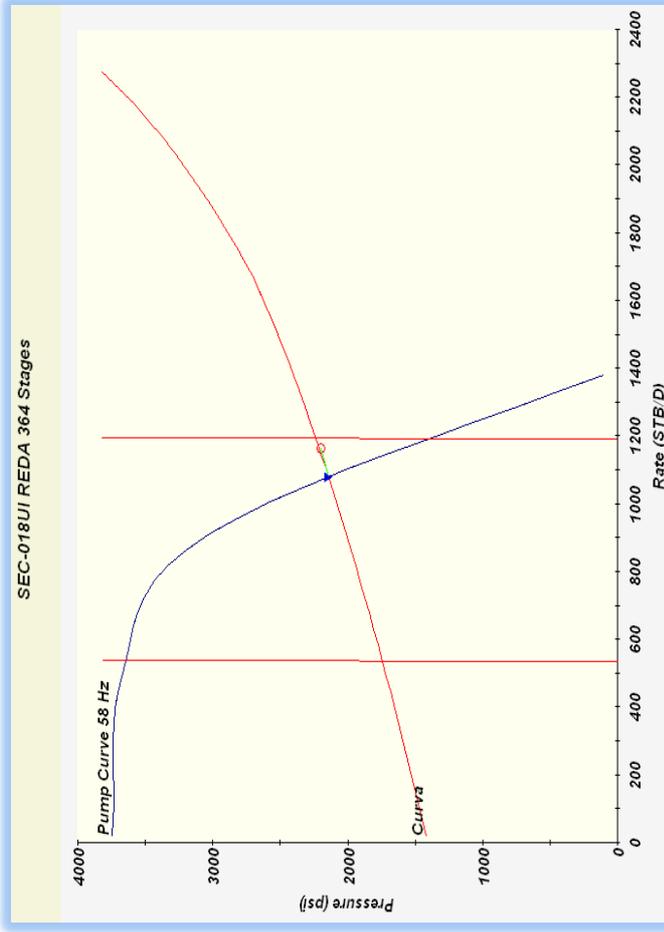
| ESTADO ACTUAL | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------|--------|----|-------------|---------|---------|---------|-------|------------|---------|---------|----------|---------|------------------|
| Pozo | Zona | Bomba | Hz | Rango BPD | Qt BFPD | Qo BPPD | Qw BWPD | BSW % | GOR PCS/BI | PIP Psi | PDP Psi | Volt (V) | Amp (A) | Descripción |
| SEC – 017 | UI | DN1100 | 55 | 480 – 1,100 | 1,011 | 303 | 708 | 70 | 491 | 1,628 | 3,678 | 2,408 | 30 | Dentro del Rango |



FUENTE: Software LOWIS EPPETROECUADOR
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

3.3.4.8. Secoya – 18

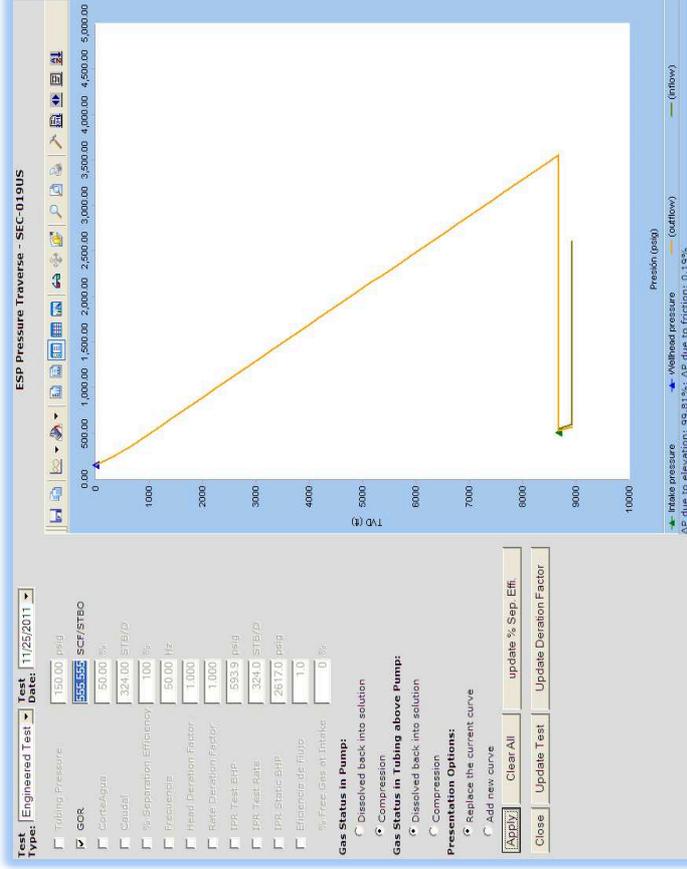
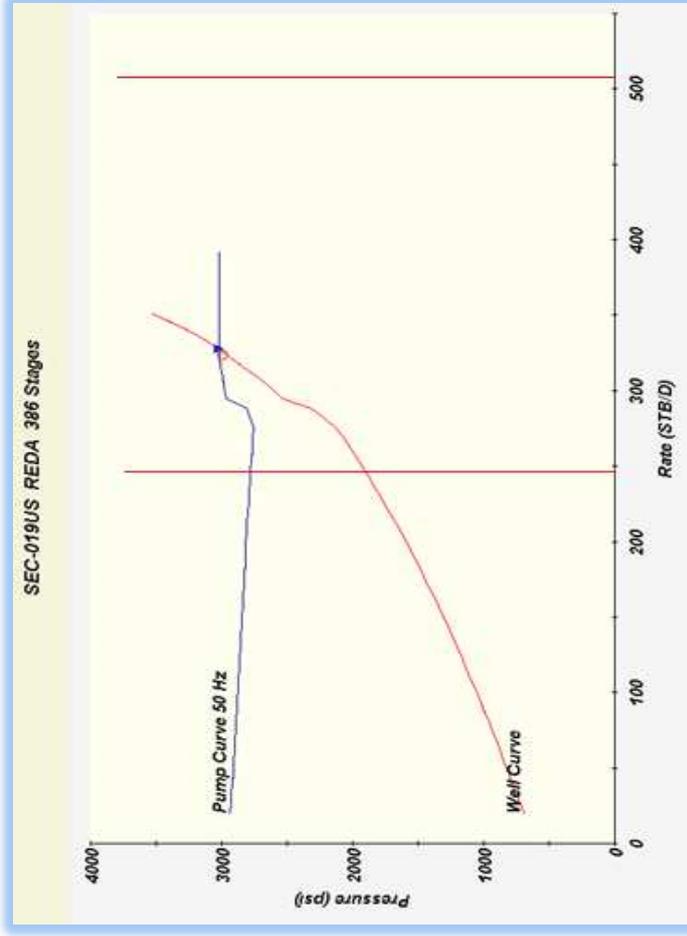
| ESTADO ACTUAL | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------|--------|----|-------------|---------|---------|---------|-------|------------|---------|---------|----------|---------|------------------|
| Pozo | Zona | Bomba | Hz | Rango BPD | Qt BFPD | Qo BPPD | Qw BWPD | BSW % | GOR PCS/BI | PIP Psi | PDP Psi | Volt (V) | Amp (A) | Descripción |
| SEC – 018 | UI | DN1100 | 58 | 510 – 1,180 | 1,064 | 234 | 830 | 78 | 203 | 1,524 | - | 2,489 | 30 | Dentro del Rango |



FUENTE: Software LOWIS EPPETROECUADOR
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

3.3.4.9. Secoya – 19

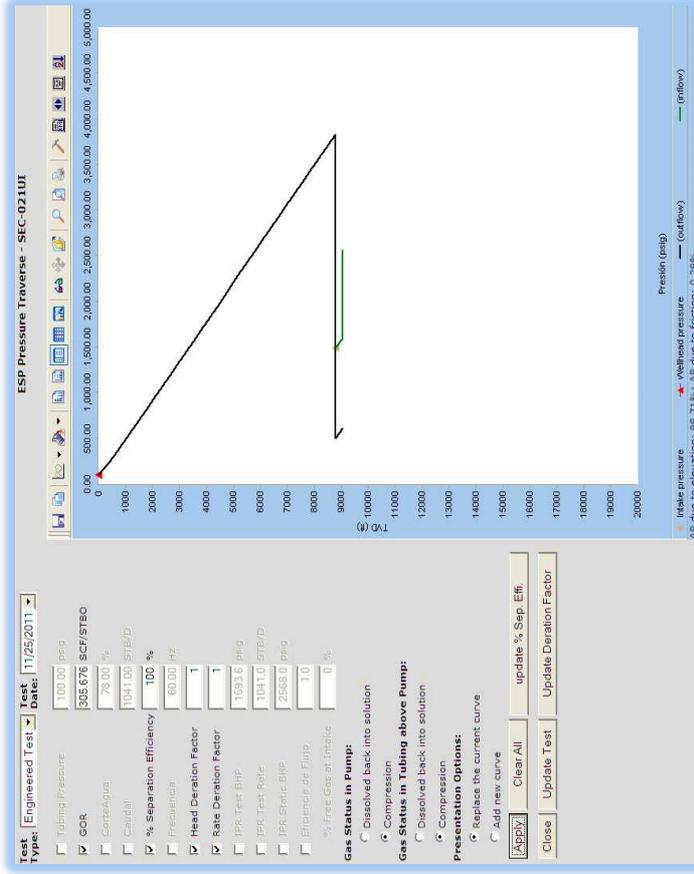
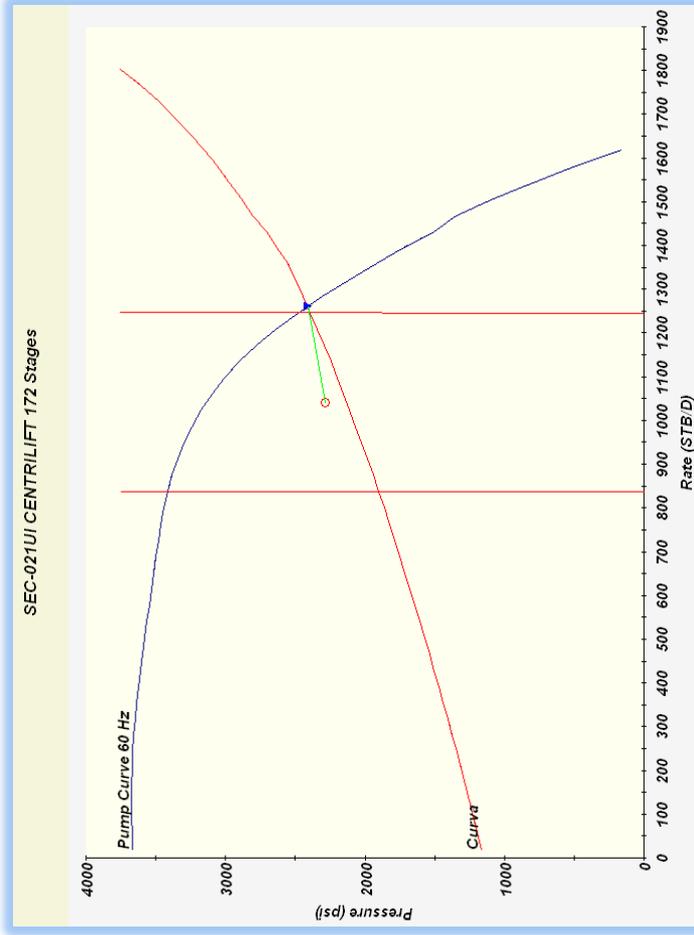
| ESTADO ACTUAL | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------|-------|----|--------------|------------|------------|------------|----------|---------------|------------|------------|-------------|------------|------------------|
| Pozo | Zona | Bomba | Hz | Rango BPD | Qt BFPD | Qo BPPD | Qw BWPD | BSW % | GOR PCS/BI | PIP Psi | PDP Psi | Volt (V) | Amp (A) | Descripción |
| SEC – 019 | US | D725N | 50 | 248 – 547 | 324 | 162 | 162 | 50 | 555 | 525 | - | 1,466 | 34 | Dentro del Rango |



FUENTE: Software LOWIS EPPETROECUADOR
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

3.3.4.10. Secoya – 21

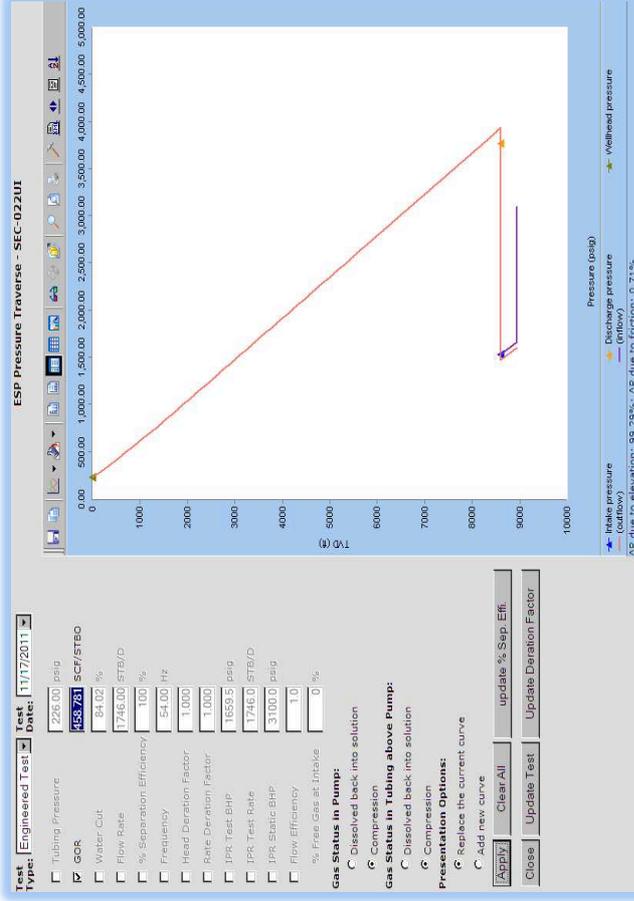
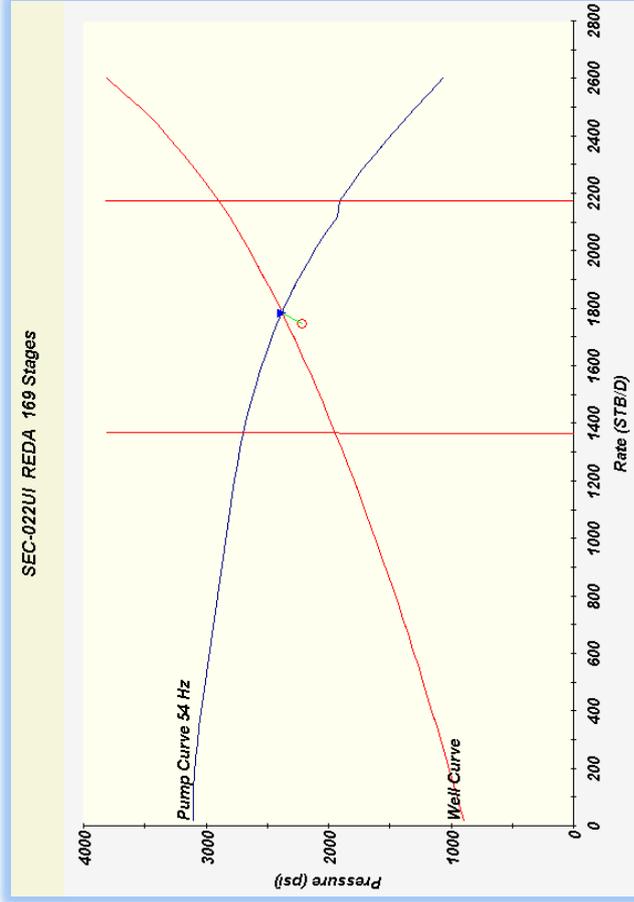
| ESTADO ACTUAL | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------|--------|----|-------------|---------|---------|---------|-------|------------|---------|---------|----------|---------|------------------|
| Pozo | Zona | Bomba | Hz | Rango BPD | Qt BFPD | Qo BPPD | Qw BWPD | BSW % | GOR PCS/BI | PIP Psi | PDP Psi | Volt (V) | Amp (A) | Descripción |
| SEC – 021 | UI | P11XH6 | 60 | 840 – 1,250 | 1,041 | 229 | 812 | 78 | 305 | 1,598 | - | 2,352 | 37 | Dentro del Rango |



FUENTE: Software LOWIS EPPETROECUADOR
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

3.3.4.11.Secoya – 22

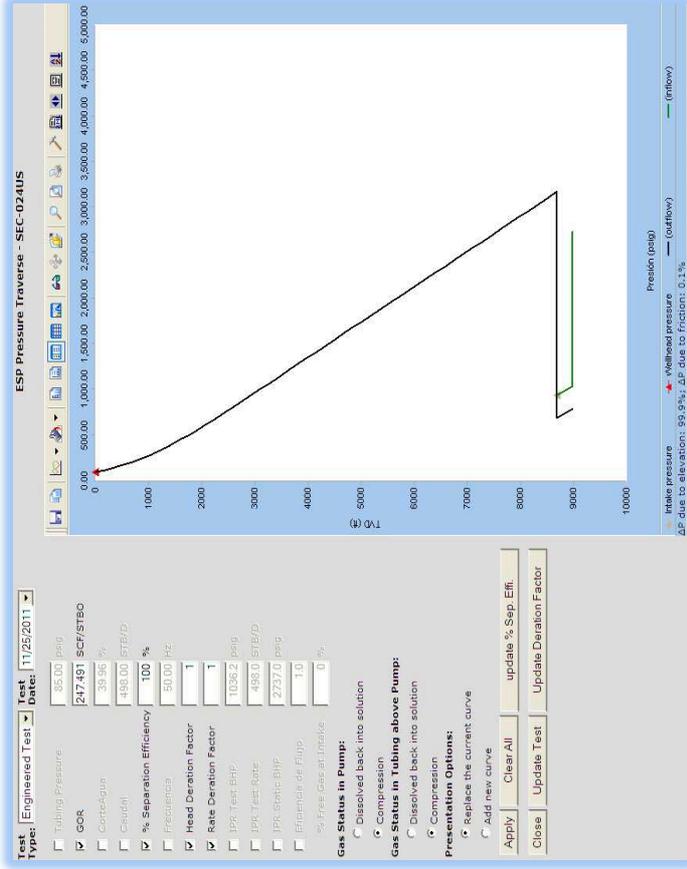
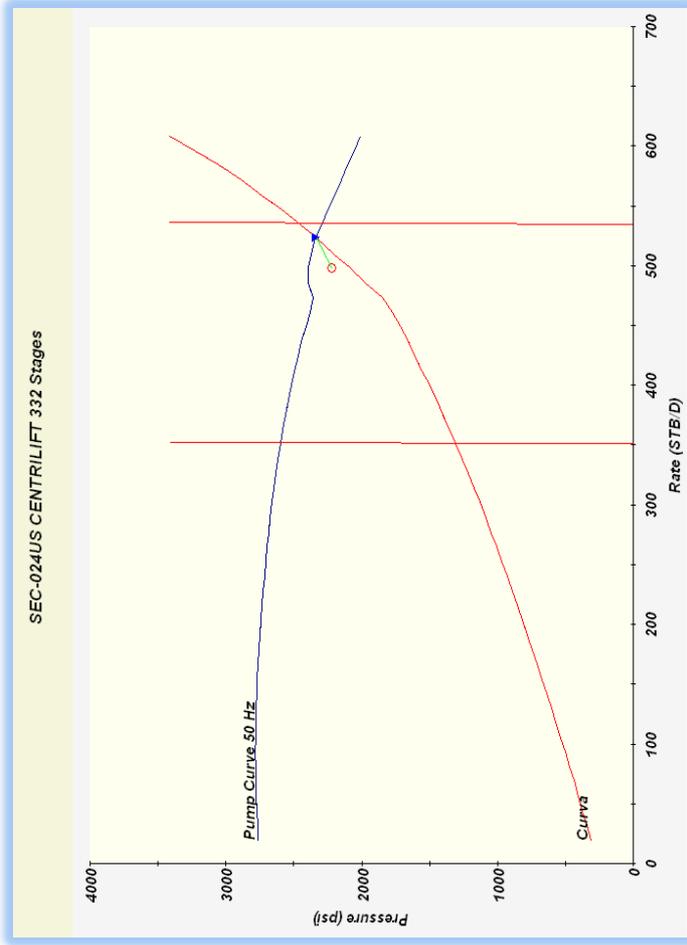
| ESTADO ACTUAL | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------|--------|----|---------------|-------|------|------|-----|--------|-------|-------|-------|-----|------------------|
| Pozo | Zona | Bomba | Hz | Rango | Qt | Qo | Qw | BSW | GOR | PIP | PDP | Volt | Amp | Descripción |
| SEC – 022 | UI | DN1750 | 54 | 1,360 – 2,162 | BFPD | BPPD | BWPD | % | PCS/BI | Psi | Psi | (V) | (A) | Dentro del Rango |
| | | | | | 1,746 | 279 | 1467 | 84 | 458 | 1,546 | 3,780 | 1,452 | 64 | |



FUENTE: Software LOWIS EPPETROECUADOR
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

3.3.4.12. Secoya – 24

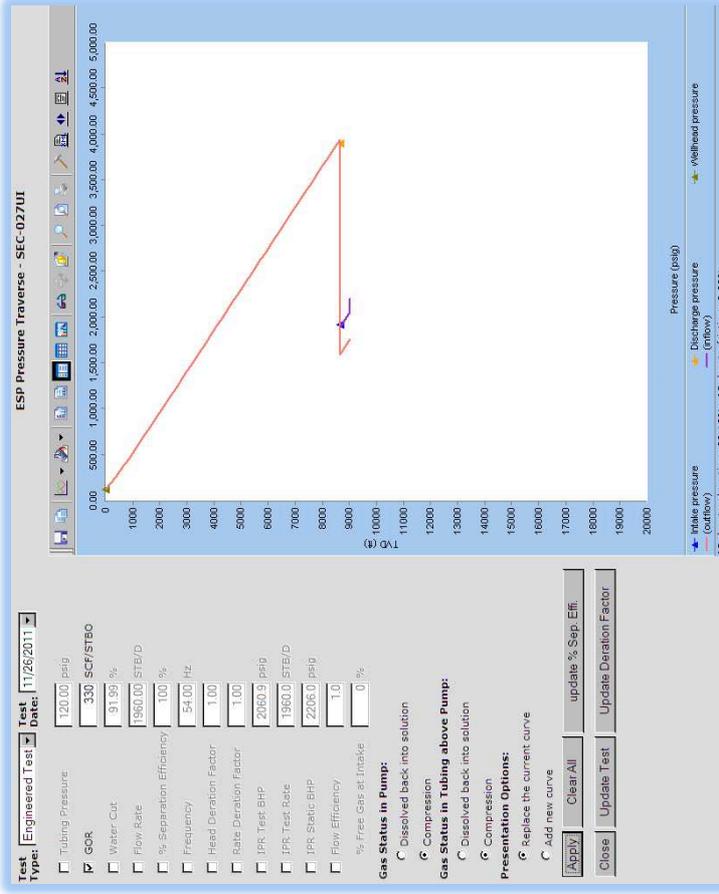
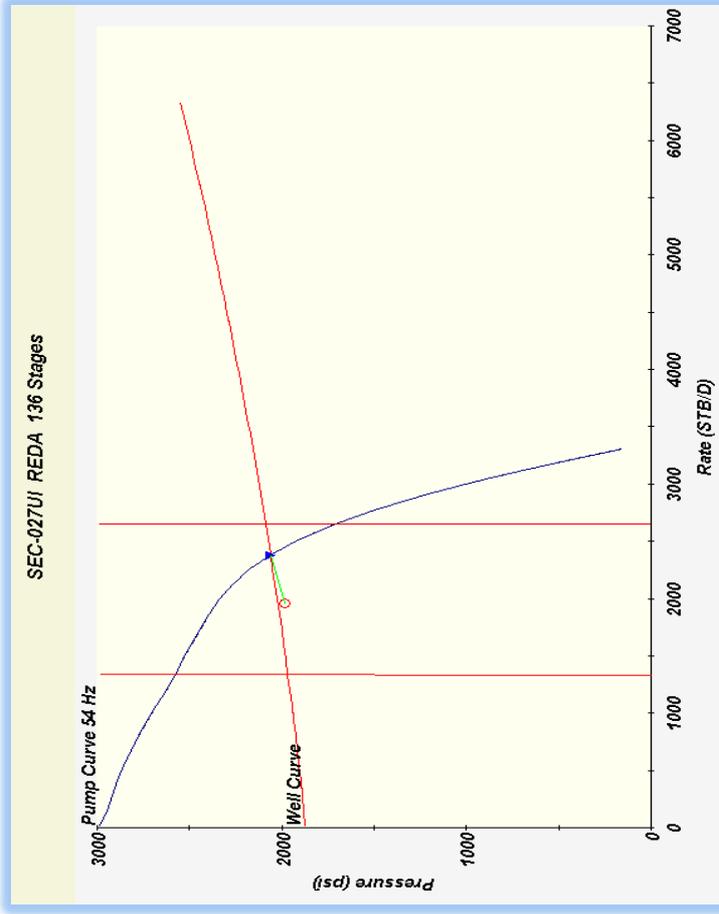
| ESTADO ACTUAL | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------|-------|----|-----------|---------|---------|---------|-------|------------|---------|---------|----------|---------|------------------|
| Pozo | Zona | Bomba | Hz | Rango BPD | Qt BFPD | Qo BPPD | Qw BWPD | BSW % | GOR PCS/BI | PIP Psi | PDP Psi | Volt (V) | Amp (A) | Descripción |
| SEC – 024 | US | P6XH6 | 50 | 350 – 542 | 498 | 299 | 199 | 40 | 247 | 815 | - | 1,230 | 38 | Dentro del Rango |



FUENTE: Software LOWIS EPPETROECUADOR
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

3.3.4.13. Secoya – 27

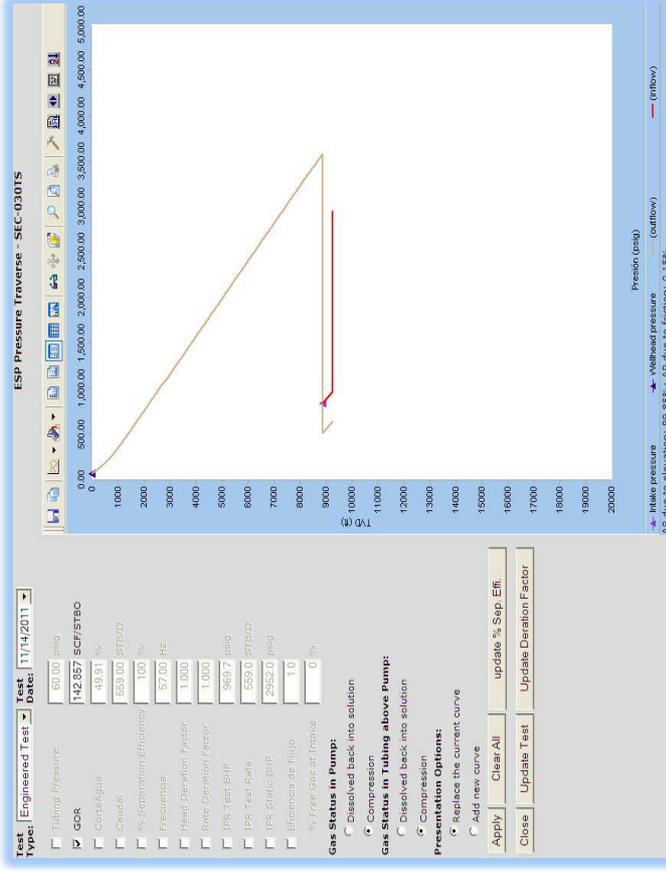
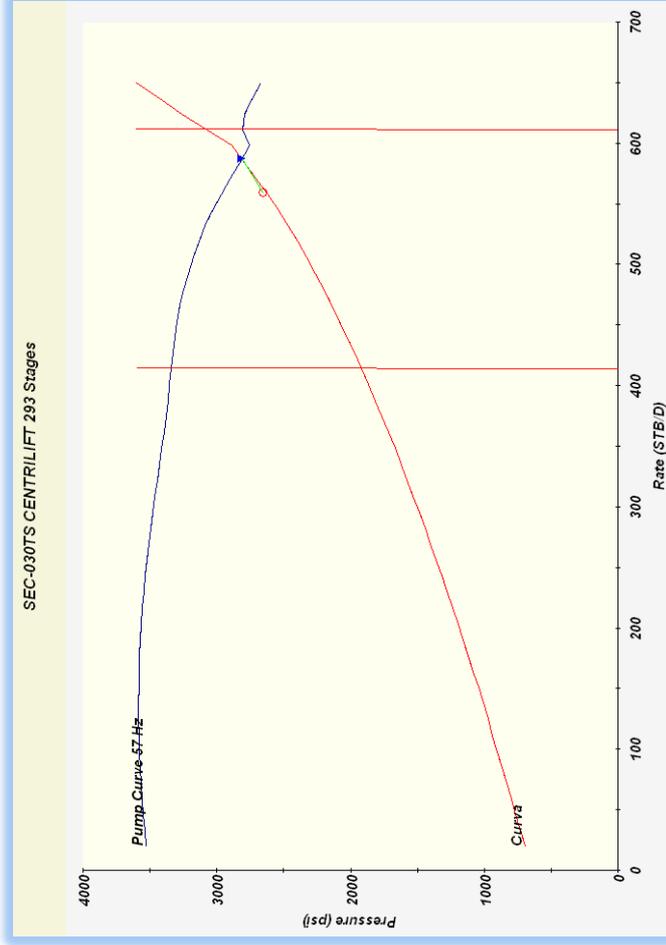
| ESTADO ACTUAL | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------|--------|----|---------------|---------|---------|---------|-------|------------|---------|---------|----------|---------|------------------|
| Pozo | Zona | Bomba | Hz | Rango BPD | Qt BFPD | Qo BPPD | Qw BWPD | BSW % | GOR PCS/BI | PIP Psi | PDP Psi | Volt (V) | Amp (A) | Descripción |
| SEC – 027 | UI | SN2600 | 54 | 1,348 – 2,650 | 1,960 | 157 | 1,803 | 92 | 330 | 1,930 | 3,914 | 1,968 | 60 | Dentro del Rango |



FUENTE: Software LOWIS EPPETROECUADOR
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

3.3.4.14. Secoya – 30

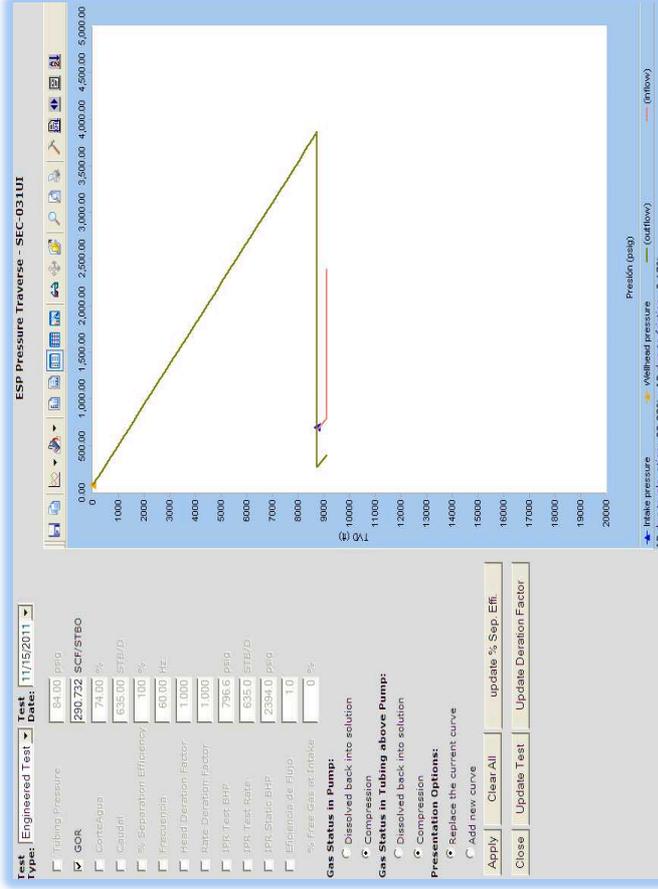
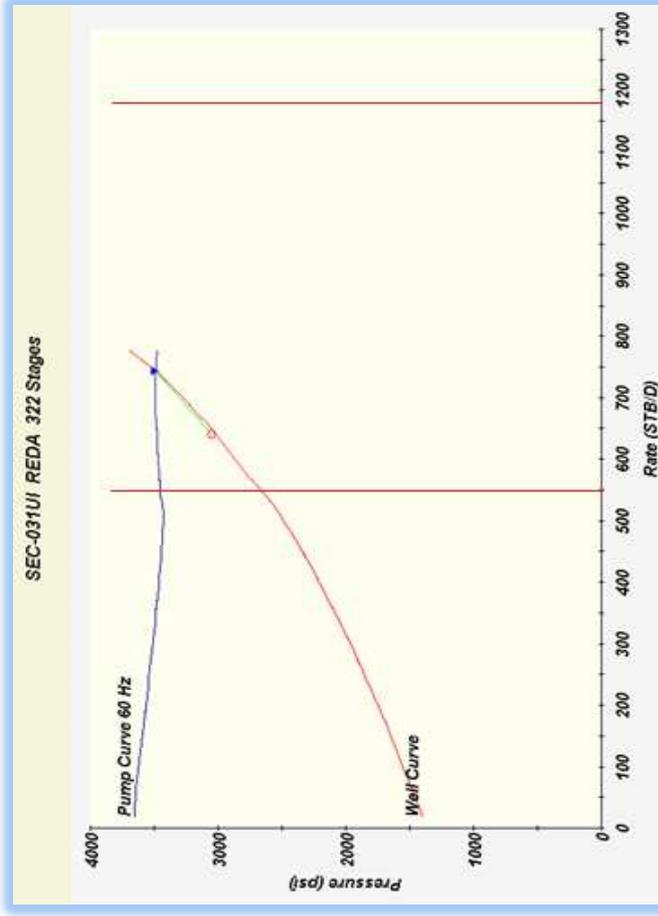
| ESTADO ACTUAL | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------|-------|----|-----------|---------|---------|---------|-------|------------|---------|---------|----------|---------|------------------|
| Pozo | Zona | Bomba | Hz | Rango BPD | Qt BFPD | Qo BPPD | Qw BWPD | BSW % | GOR PCS/BI | PIP Psi | PDP Psi | Volt (V) | Amp (A) | Descripción |
| SEC – 030 | TS | P6XH6 | 57 | 420 – 615 | 559 | 280 | 279 | 50 | 142 | 852 | - | 1,929 | 28 | Dentro del Rango |



FUENTE: Software LOWIS EPPETROECUADOR
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

3.3.4.15. Secoya – 31

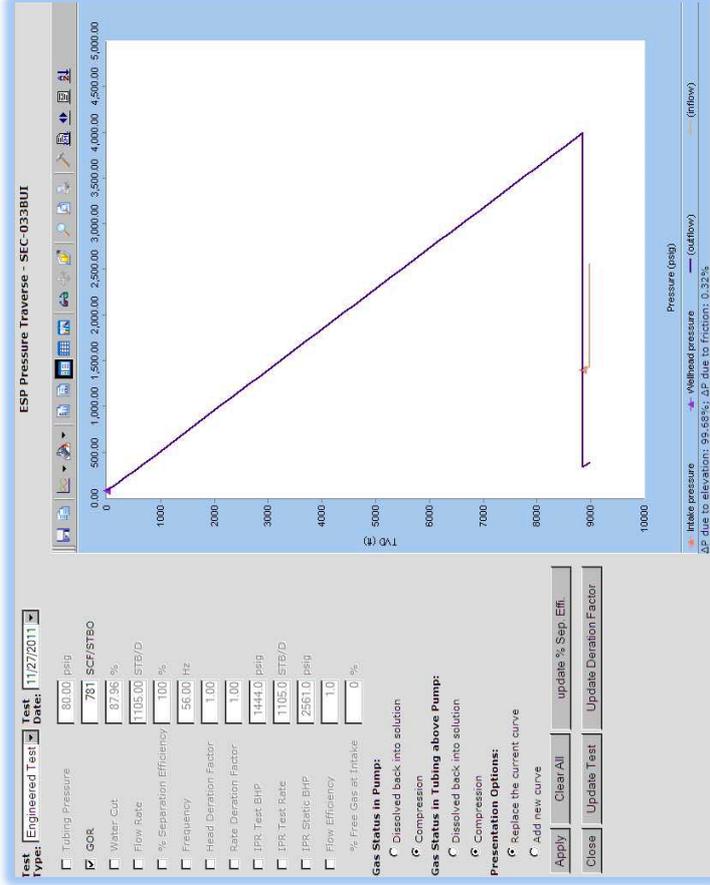
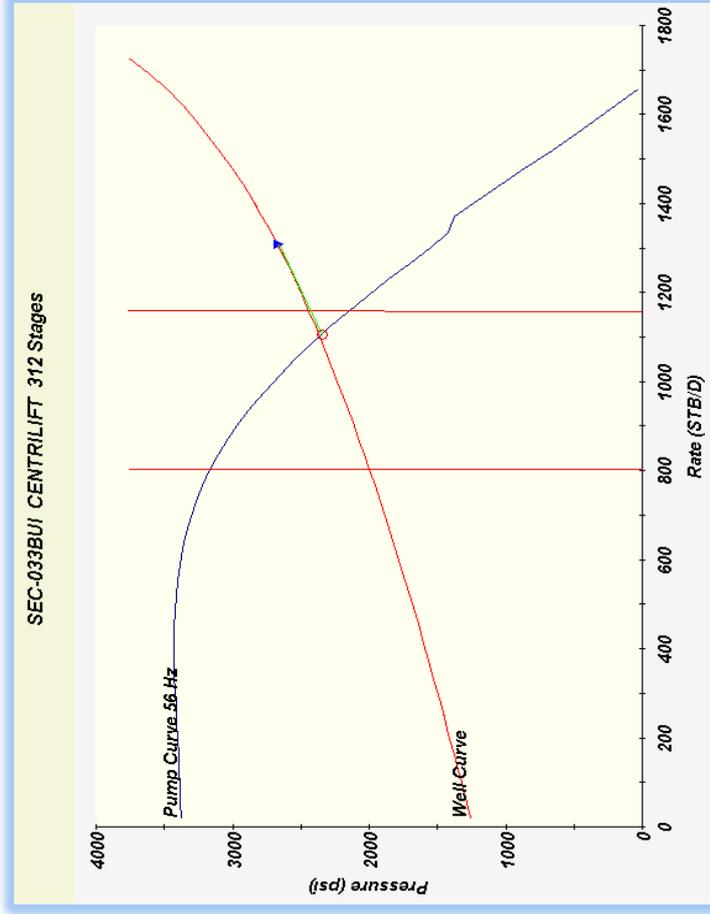
| ESTADO ACTUAL | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------|--------|----|--------------|------------|------------|------------|----------|---------------|------------|------------|-------------|------------|------------------|
| Pozo | Zona | Bomba | Hz | Rango BPD | Qt BFPD | Qo BPPD | Qw BWPD | BSW % | GOR PCS/BI | PIP Psi | PDP Psi | Volt (V) | Amp (A) | Descripción |
| SEC – 031 | UI | DN1100 | 60 | 550 – 1,180 | 635 | 165 | 470 | 74 | 290 | 710 | - | 2,489 | 27 | Dentro del Rango |



FUENTE: Software LOWIS EPPETROECUADOR
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

3.3.4.16. Secoya – 33B

| ESTADO ACTUAL | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------|--------|----|-------------|-------|------|------|-----|--------|-------|-----|-------|-----|------------------|
| Pozo | Zona | Bomba | Hz | Rango | Qt | Qo | Qw | BSW | GOR | PIP | PDP | Volt | Amp | Descripción |
| SEC – 033B | UI | P12XH6 | 56 | 800 – 1,180 | BFPD | BPPD | BWPD | % | PCS/BI | Psi | Psi | (V) | (A) | Dentro del Rango |
| | | | | | 1,105 | 133 | 972 | 88 | 781 | 1,418 | - | 2,070 | 45 | |

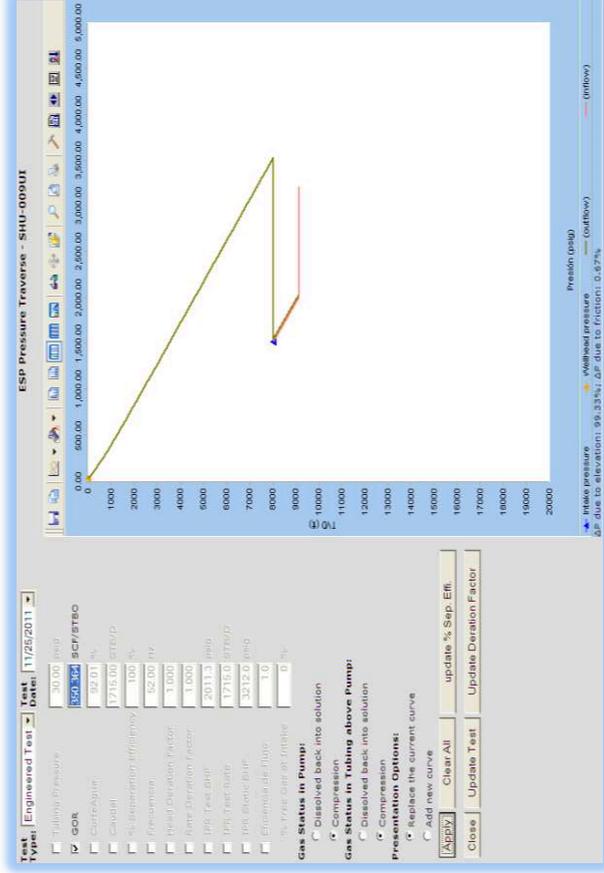
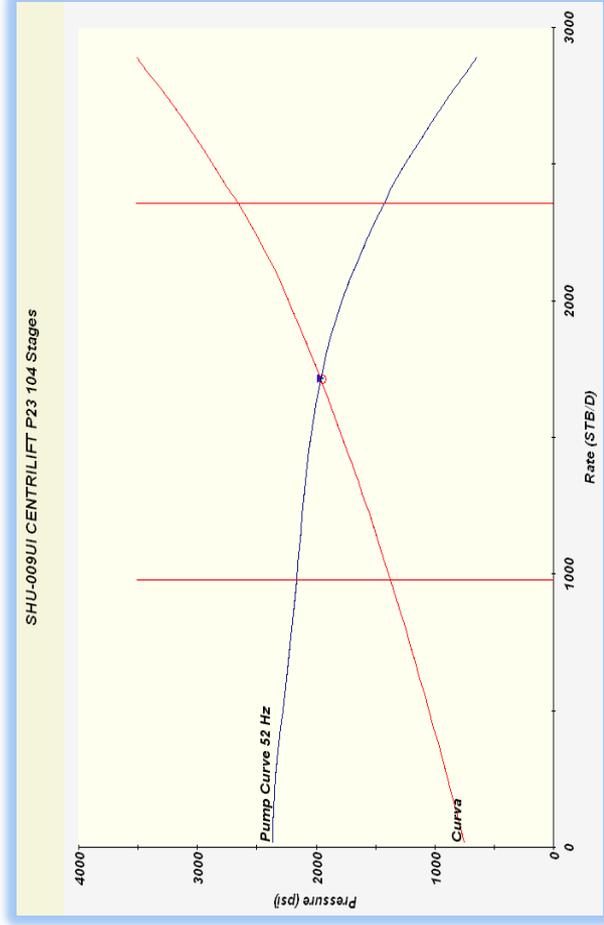


FUENTE: Software LOWIS EPPETROECUADOR
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

3.3.5. CAMPO SHUARA

3.3.5.1. Shuara – 009

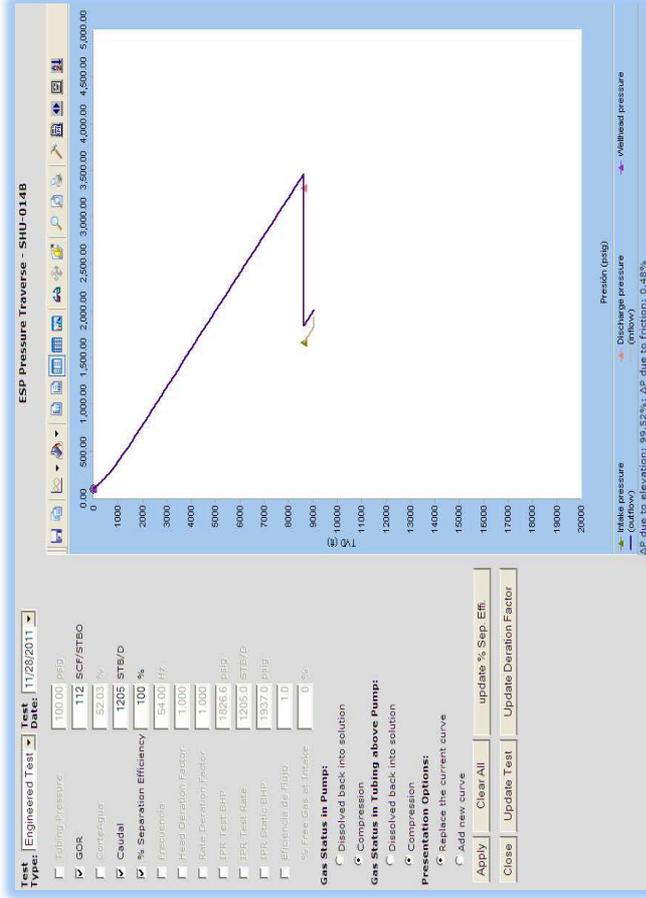
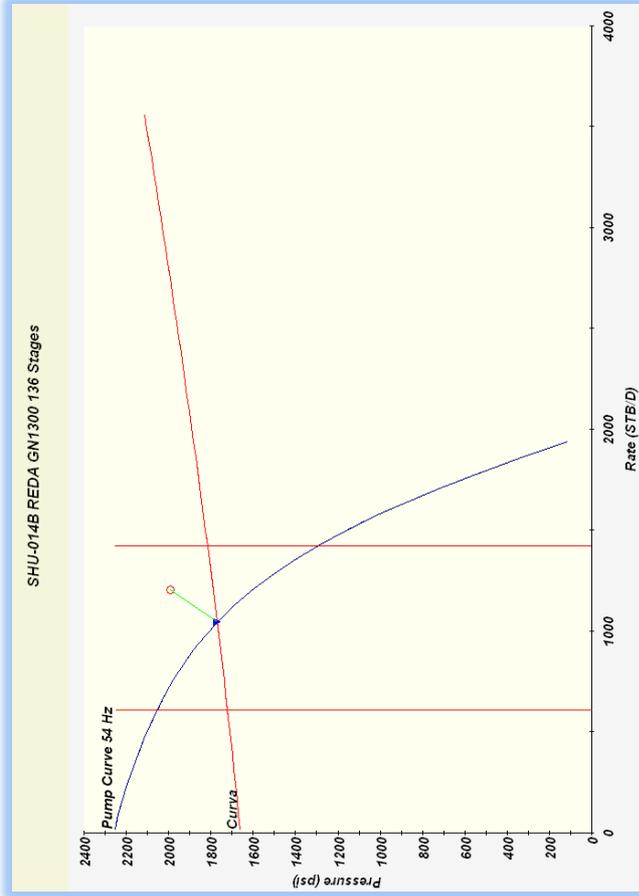
| ESTADO ACTUAL | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------|--------|----|-------------|---------|---------|---------|-------|------------|---------|---------|----------|---------|------------------|
| Pozo | Zona | Bomba | Hz | Rango BPD | Qt BFPD | Qo BPPD | Qw BWPD | BSW % | GOR PCS/BI | PIP Psi | PDP Psi | Volt (V) | Amp (A) | Descripción |
| SHU – 009 | UI | P23XH6 | 52 | 940 – 2,300 | 1,715 | 137 | 1,578 | 92 | 350 | 1,538 | - | 1,914 | 40 | Dentro del Rango |



FUENTE: Software LOWIS EPPETROECUADOR
ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

3.3.5.2. Shuara – 014B

| ESTADO ACTUAL | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------|--------|----|-------------|---------|---------|---------|-------|------------|---------|---------|----------|---------|------------------|
| Pozo | Zona | Bomba | Hz | Rango BPD | Qt BFPD | Qo BPPD | Qw BWPD | BSW % | GOR PCS/BI | PIP Psi | PDP Psi | Volt (V) | Amp (A) | Descripción |
| SHU – 014B | UI | GN1300 | 54 | 620 – 1,360 | 1,205 | 578 | 627 | 52 | 112 | 1,671 | 3,320 | 2,049 | 29 | Dentro del Rango |



FUENTE: Software LOWIS EPPETROECUADOR
ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

TABLA 3. 9.- RESUMEN DE CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN, POZOS LOWIS ÁREA LIBERTADOR

| Pozo | Zona | Bomba | Hz | Rango BPD | Qt BFPD | Qo BPPD | Qw BWPD | BSW % | GOR PCS/BI | PIP Psi | PDP Psi | Volt (V) | Amp (A) | Descripción |
|-------------|------|--------|----|---------------|------------|------------|------------|----------|---------------|------------|------------|-------------|------------|------------------|
| ATA - 07 | UI | DN1100 | 55 | 478 - 990 | 733 | 293 | 440 | 60 | 535 | 770 | - | 2,243 | 26 | Dentro del Rango |
| ATA - 011BD | UI | TG2000 | 59 | 1,300 - 2,124 | 1,000 | 560 | 440 | 44 | 446 | 1,871 | 2778 | 1,980 | 19 | Downthrust |
| ATA - 015 | US | DC1100 | 60 | 533 - 1,230 | 817 | 131 | 686 | 84 | 206 | 2,034 | - | 1,987 | 39 | Dentro del Rango |
| PIC - 07 | TI | P47XH6 | 49 | 2,790 - 4,274 | 4,663 | 373 | 4,290 | 92 | 684 | 2,800 | - | 2,810 | 69 | Upthrust |
| PIC - 08 | UI | P62XH6 | 56 | 4,165 - 6,387 | 6,143 | 123 | 6,020 | 98 | 840 | 2120 | - | 3,172 | 74 | Dentro del Rango |
| PIC - 09 | UI | P18XH6 | 54 | 1,182 - 1,800 | 1,803 | 180 | 1,623 | 90 | 488 | 2,705 | - | 1,856 | 26 | Upthrust |
| SEC - 003 | UI | P23XH6 | 50 | 928 - 2,129 | 1,658 | 133 | 1,525 | 92 | 977 | 1,534 | 3553 | 1,821 | 46 | Dentro del Rango |
| SEC - 005 | UI | D725N | 58 | 283 - 736 | 655 | 131 | 524 | 80 | 763 | 1,440 | 3500 | 2,230 | 23 | Dentro del Rango |
| SEC - 008 | TS | P23XH6 | 56 | 1,000 - 2,350 | 2,575 | 360 | 2,215 | 86 | 630 | 1,987 | 3500 | 2,350 | 82 | Upthrust |
| SEC - 010 | T | P12XH6 | 58 | 825 - 1,200 | 1,094 | 131 | 963 | 88 | 641 | 1,551 | 3675 | 2,035 | 35 | Dentro del Rango |
| SEC - 014 | UI | GN4000 | 60 | 2,893 - 4,650 | 4,110 | 493 | 3,617 | 88 | 523 | 1,727 | - | 2,254 | 99 | Dentro del Rango |
| SEC - 016 | UI | DN1100 | 60 | 530 - 1,220 | 970 | 116 | 854 | 88 | 862 | 2,200 | - | 2,579 | 30 | Dentro del Rango |
| SEC - 017 | UI | DN1100 | 55 | 480 - 1,100 | 1,011 | 303 | 708 | 70 | 491 | 1,628 | 3678 | 2,408 | 30 | Dentro del Rango |
| SEC - 018 | UI | DN1100 | 58 | 510 - 1,180 | 1,064 | 234 | 830 | 78 | 203 | 1,524 | - | 2,489 | 30 | Dentro del Rango |
| SEC - 019 | US | D725N | 50 | 248 - 547 | 324 | 162 | 162 | 50 | 555 | 525 | - | 1,466 | 34 | Dentro del Rango |
| SEC - 021 | UI | P11XH6 | 60 | 840 - 1,250 | 1,041 | 229 | 812 | 78 | 305 | 1,598 | - | 2,352 | 37 | Dentro del Rango |
| SEC - 022 | UI | DN1750 | 54 | 1,360 - 2,162 | 1,746 | 279 | 1,467 | 84 | 458 | 1,546 | 3780 | 1,452 | 64 | Dentro del Rango |
| SEC - 024 | US | P6XH6 | 50 | 350 - 542 | 498 | 299 | 199 | 40 | 247 | 815 | - | 1,230 | 38 | Dentro del Rango |
| SEC - 027 | UI | SN2600 | 54 | 1,348 - 2,650 | 1,960 | 157 | 1,803 | 92 | 330 | 1,930 | 3914 | 1,968 | 60 | Dentro del Rango |
| SEC - 030 | TS | P6XH6 | 57 | 420 - 615 | 559 | 280 | 279 | 50 | 142 | 852 | - | 1,929 | 28 | Dentro del Rango |

FUENTE: Departamento de Levantamiento Artificial / Software LOWIS EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

TABLA 3. 9.- (CONTINUACIÓN) RESUMEN DE CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN, POZOS LOWIS ÁREA LIBERTADOR

| Pozo | Zona | Bomba | Hz | Rango BPD | Qt BFPD | Qo BPPD | Qw BWPD | BSW % | GOR PCS/BI | PIP Psi | PDP Psi | Volt (V) | Amp (A) | Descripción |
|-------------------|------|--------|----|-------------|---------|---------|---------|-------|------------|---------|---------|----------|---------|------------------|
| SEC – 031 | UI | DN1100 | 60 | 550 – 1,180 | 635 | 165 | 470 | 74 | 290 | 710 | - | 2,489 | 27 | Dentro del Rango |
| SEC – 033B | UI | P12XH6 | 56 | 800 – 1,180 | 1,105 | 133 | 972 | 88 | 781 | 1,418 | - | 2,070 | 45 | Dentro del Rango |
| SHU – 09 | UI | P23XH6 | 52 | 940 – 2,300 | 1,715 | 137 | 1,578 | 92 | 350 | 1,538 | - | 1,914 | 40 | Dentro del Rango |
| SHU – 014B | UI | GN1300 | 54 | 620 – 1,360 | 1,205 | 578 | 627 | 52 | 112 | 1,671 | 3,320 | 2,049 | 29 | Dentro del Rango |

FUENTE: Departamento de Levantamiento Artificial / Software LOWIS EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

3.4. REQUERIMIENTO DE ENERGÍA DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

EP PETROECUADOR cuenta con un sistema eléctrico interconectado que provee de energía eléctrica a todo el distrito amazónico, el Área Libertador es alimentada por las subestaciones Central Sucumbíos, Secoya Wartsila y además de la empresa privada Celec Secoya. La tabla 3.10 muestra el aporte de energía de cada subestación.

TABLA 3. 10.- REPORTE DE ENERGÍA ÁREA LIBERTADOR

| Subestación | Energía (Mwh) |
|-------------------|---------------|
| Central Sucumbíos | 1.35 |
| Secoya Wartsila | 19.38 |
| Celec Secoya | 10.28 |
| Total | 31.01 |

FUENTE: Departamento de Mantenimiento EP PETROECUADOR – Lago Agrio

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

3.5. EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA ÁREA LIBERTADOR

Los reservorios receptores de agua de formación en la actualidad son Hollín, Tiyuyacu y Orteguzza, pero se planea tener como única receptora a la formación Hollin. Hasta el mes de Diciembre del 2011 en el área Libertador se inyectan un promedio de 72, 207 BAPD y se producen 72,048 BAPD, es decir prácticamente se inyecta toda el agua que se produce, la diferencia existente corresponde a volúmenes en tanques, sin embargo las bombas de superficie no están operando a su capacidad de caudal y presión máxima.

La Tabla 3.11 resume el estado actual de los pozos reinyectores en el área Liberador, hasta el mes de Diciembre del 2011 cuenta con un total de 22 pozos reinyectores de los cuales 16 están en funcionamiento y 6 se encuentran cerrados. También se detalla la capacidad de inyección que se tiene por pozo de acuerdo a la configuración de las bombas.

El potencial de inyección es de 108,375 BAPD, en base a este análisis se ha determinado que si existe potencial para inyectar más agua, esto es fundamental ya que cualquier incremento y optimización de producción de petróleo va a estar ligado a una mayor producción de agua.

3.5.1. CALIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN

Las propiedades que tiene el agua de formación son importantes para determinar que tratamiento va a necesitar, ciertas de estas propiedades perjudican con su presencia y deben ser neutralizadas para lograr un proceso óptimo de reinyección.

Las propiedades principales son: el pH, presencia de bacterias, de oxígeno, dióxido de carbono, petróleo residual, sólidos disueltos y suspendidos, resistividad y conductividad. Al no tener controlados estos parámetros se pueden presentar problemas como corrosión, incrustaciones y escala, por eso es fundamental realizar un análisis físico-químico para determinar la tendencia del agua de formación. Los factores que muestran dicha tendencia son:

- **El Índice de Saturación del Carbonato de Calcio (Is):** expresa el grado de sobresaturación y la probabilidad de precipitación del carbonato de calcio desde una solución. Este valor es muy importante ya que a valores altos indica que existe una gran probabilidad de que la incrustación ocurra, pero no predice la cantidad de escala que se generará. Si los valores del Is son positivos existe depositación de escala, si el valor es cero está en equilibrio y si es negativo no hay depositación de escala.

TABLA 3. 11.- ESTADO ACTUAL Y CAPACIDAD DE INYECCIÓN POZOS REINYECTORES ÁREA LIBERTADOR

| Campo | Estado Actual | | | | Capacidad | | | | Potencial |
|-----------|---------------|-----------|---------------|----------------------------|-----------|--------|----------------------|----------------------|-----------|
| | Pozo | Arena | Presión (Psi) | Caudal de Inyección (BAPD) | Unidad | | Caudal máximo (BAPD) | Presión máxima (Psi) | |
| | | | | | Bomba | Etapas | | | |
| Shuara | SHU-01RW | Hollin | 1,450 | 8,443 | GN-5600 | 172 | 7,500 | 2,050 | 14,140 |
| | | | | | GN-5600 | 140 | 8,000 | 1,930 | |
| | SHU-21 | Hollin | 1,720 | 1,734 | HJ-200N | 65 | 9,000 | 2,300 | |
| | | | | | HJ-200N | 65 | 9,000 | 2,300 | |
| Secoya | SEC-25 | Hollin | 2,400 | 445 | TJ-12000 | 52 | 18,000 | 2,300 | 22,213 |
| | | | | | HJ-350N | 63 | 18,500 | 2,268 | |
| | SEC-01RW | Hollin | 1,310 | 17,724 | HJ-350N | 63 | 18,500 | 2,269 | |
| | | | | | HJ-350N | 63 | 18,500 | 2,270 | |
| Pichincha | PIC-01RW | Hollin | 2,400 | 13,591 | HJ350N | 77 | 18,500 | 2,770 | 25,677 |
| | | | | | HJ350N | 77 | 18,500 | 2,771 | |
| | PIC-11 | Hollin | 1,950 | 5,508 | HJ350N | 77 | 18,500 | 2,771 | |
| Atacapi | ATA-01RW | Orteguaza | 2,580 | 4,502 | TJ7-9000 | 64 | 13,000 | 3,000 | 15,290 |
| | ATA-04 | Tiyuyacu | 2,500 | 5,010 | TJ7-9000 | 64 | 13,000 | 3,000 | |
| | ATA-03 | Tiyuyacu | 2,550 | 908 | HC-12500 | 51 | 12,700 | 2,700 | |
| | ATA-02RW | Hollin | 2,250 | 938 | HC-12500 | 51 | 12,700 | 2,700 | |

FUENTE: Departamento de Ingeniería EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

TABLA 3. 11.- (CONTINUACIÓN) ESTADO ACTUAL Y CAPACIDAD DE INYECCIÓN POZOS REINYECTORES ÁREA LIBERTADOR

| Campo | Estado Actual | | | | Capacidad | | | | Potencial |
|--------------|------------------------------|----------|---------------|----------------------------|--------------|------------------|----------------------|----------------------|----------------|
| | Pozo | Arena | Presión (Psi) | Caudal de Inyección (BAPD) | Unidad | | Caudal máximo (BAPD) | Presión máxima (Psi) | |
| | | | | | Bomba | Etapas | | | |
| Shushuqui | SSQ-05B | Tiyuyacu | 1,950 | 4,870 | TJ7-9000 | 64 | 13,000 | 3,000 | 12,379 |
| | SSQ-19 | Hollin | 1,950 | 4,509 | P-100XH-6 | 140 | 11,500 | 3,000 | |
| Tetete | TTT-02 | Tiyuyacu | 1,600 | 9,962 | GN7000 | 90 | 9,000 | 1,230 | 12,030 |
| | TTT-05 | Tiyuyacu | 1,300 | 5,94 | GN7000 | 90 | 9,000 | 1,230 | |
| | | | | | HJ-350N | 41 | 18,500 | 1,430 | |
| Tapi | TAP-02 | Tiyuyacu | 830 | 3,154 | GN7000 | 67 | 9,000 | 900 | 3,672 |
| Frontera | FRT-03 | Tiyuyacu | 830 | 2,517 | GN5600 | 68 | 9,000 | 950 | 2,974 |
| | | | | | GN5600 | 68 | 9,000 | 950 | |
| Total | 16 Pozos Reinyectores | | | | Total | 23 Bombas | | | 108,375 |

FUENTE: Departamento de Ingeniería EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

- **Libras de carbonato de calcio por cada mil barriles (PTB):** este valor determina la cantidad de escala que se generará. Si el valor de PTV está entre 0 y 100 no existen problemas de formación de escala, Si varía entre 100 y 250 moderada formación de escala, y si supera los 250 existen graves problemas de formación de escala.

La tabla 3.12 muestra un resumen de los resultados obtenidos en el análisis.

TABLA 3. 12.- ANÁLISIS DE TENDENCIA DEL AGUA DE INYECCIÓN

| Pozo | PH | IS | PTB | Severidad de la Escala |
|----------|------|-------|-----|---|
| SHU-01RW | 6.39 | 0.29 | 209 | Moderada formación de Incrustaciones |
| SHU-21 | 6.51 | 0.42 | 340 | Graves problemas de formación de Incrustaciones |
| SEC-25 | 6.63 | 0.3 | 210 | Moderada formación de Incrustaciones |
| SEC-01RW | 5.35 | -1.8 | 0 | No hay problemas de Incrustaciones |
| PIC-01RW | 6.33 | -0.15 | 0 | No hay problemas de Incrustaciones |
| PIC-11 | 6.64 | 0.47 | 255 | Graves problemas de formación de Incrustaciones |
| ATA-01RW | 6.21 | 0.04 | 38 | Pocos problemas de Incrustaciones |
| ATA-04 | 6.36 | 0.06 | 53 | Pocos problemas de Incrustaciones |
| ATA-03 | 6.31 | 0.04 | 45 | Pocos problemas de Incrustaciones |
| ATA-02RW | 6.33 | 0.06 | 53 | Pocos problemas de Incrustaciones |
| SSQ-05B | 6.78 | 0.88 | 64 | Pocos problemas de Incrustaciones |
| SSQ-19 | 6.36 | 0.08 | 64 | Pocos problemas de Incrustaciones |
| TTT-02 | 6.28 | 0.42 | 193 | Moderada formación de Incrustaciones |
| TTT-05 | 6.39 | 0.35 | 167 | Moderada formación de Incrustaciones |
| TAP-02 | 6.68 | 0.64 | 345 | Graves problemas de formación de Incrustaciones |
| FRT-03 | 6.49 | 0.36 | 194 | Moderada formación de Incrustaciones |

FUENTE: Departamento de Reinyección EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

3.6. ANÁLISIS DEL TIEMPO DE VIDA Y DIAGNÓSTICO DE FALLAS DE LAS BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES EN EL ÁREA LIBERTADOR

Con frecuencia se presentan en el equipo de Bombeo Electrosumergible (BES) daños como fallas mecánicas, eléctricas y externas, debido a esto se tiene problemas como: pérdida de aislamiento, ruptura del eje de alguno de los equipos de fondo, sobrecalentamiento del motor, formación de escala, contaminación del motor con el fluido del pozo, incremento o baja de voltaje, taponamiento de los agujeros de succión, desgaste o erosión del material del equipo, desgaste de las etapas de la bomba, atascamiento del equipo, problema en los empalmes, temperatura altas del motor entre otros. Esto se refleja en Pérdidas de producción y altos costos de reposición de equipos.

El análisis del tiempo de operación y las fallas más frecuentes producidas en un sistema de Bombeo Electrosumergible es de vital importancia para evitar y minimizar daños futuros con el objetivo de optimizar la producción.

Para realizar este análisis se ha recopilado información del departamento de Levantamiento Artificial de Lago Agrio con las fallas reportadas de los equipos BES dentro del Área Libertador en el año 2011.

Las tablas 3.13, 3.14 y 3.15 presentan un reporte de acuerdo al fabricante, en las mismas se resalta los pozos que se encuentran dentro del sistema SCADA – LOWIS.

TABLA 3. 13.- CENTRILIFT, REPORTE DE FALLAS BES EN EL ÁREA LIBERTADOR

| Pozo | Tipo de Bomba | Fecha de Instalación | Fecha de Daño | Fecha de Recuperación | Días de Operación | Descripción de la Falla |
|--------------------|---------------|----------------------|---------------|-----------------------|-------------------|----------------------------------|
| ATA 08 | P12X | 2/Jun/2010 | 29/Jun/2011 | - | 392 | Fase a Tierra |
| ATA 17 | P12X | 18/Oct/2009 | 18/Abr/2011 | 21/Abr/2011 | 547 | BSW Alto |
| ATA 23 | P12X | 21/Nov/2010 | 22/Mar/2011 | 26/Mar/2011 | 121 | Comunicación Tbg-Csg |
| ATA 24D | P12X | 10/Nov/2010 | 19/May/2011 | 21/May/2011 | 190 | Comunicación Tbg-Csg |
| ATA 25D | P12X | 20/Jul/2010 | 17/May/2011 | 30/May/2011 | 301 | Tubería Rota |
| SHU 09 | P23 | 28/Dic/2010 | 31/May/2011 | 4/Jun/2011 | 154 | Comunicación Tbg-Csg |
| SHU 14B | P12X | 6/May/2010 | 18/Ene/2011 | 26/Mar/2011 | 257 | BSW Alto |
| PCY 04 | P8X | 27/Ene/2011 | 28/Feb/2011 | 11/Mar/2011 | 32 | Comunicación Tbg-Csg |
| PCY 05 | P12X | 17/Ene/2009 | 10/May/2011 | 12/May/2011 | 843 | Fase a Tierra |
| SEC 03 | P23 | 9/Ene/2010 | 9/Jun/2011 | 12/Jun/2011 | 516 | Fase a Tierra |
| SEC 08 | P23X | 6/May/2009 | 5/Jun/2011 | 7/Jun/2011 | 760 | Motor con bajo aislamiento |
| SEC 11 | P18X | 4/Dic/2010 | 5/Jun/2011 | 10/Jun/2011 | 183 | Bomba Atascada |
| SEC 37D | P18 | 21/Feb/2010 | 10/Mar/2011 | 26/Mar/2011 | 382 | Producción baja |
| PIC 05 | P12X | 9/Jul/2010 | 26/Jun/2011 | - | 201 | Motor con bajo aislamiento |
| PIC 07 | P47 | 16/Ene/2011 | 21/May/2011 | 25/May/2011 | 125 | Baja Resistencia bajo Superficie |
| POZOS LOWIS | | | | | | 5 |
| TOTAL BES | | | | | | 15 |

FUENTE: Departamento de Levantamiento Artificial EP PETROECUADOR – Lago Agrio

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

TABLA 3. 14.- WOOD GROUP, REPORTE DE FALLAS EN EL ÁREA LIBERTADOR

| Pozo | Tipo de Bomba | Fecha de Instalación | Fecha de Daño | Fecha de Recuperación | Días de Operación | Descripción de la Falla |
|------------------|---------------|----------------------|---------------|-----------------------|-------------------|------------------------------|
| SEC 02 | TE 2700 | 17/May/2010 | 19/Jun/2011 | 23/Jun/2011 | 398 | Bomba Atascada |
| SEC 15 | TD 150 | 26/Ene/2011 | 8/Feb/2011 | 12/Feb/2011 | 13 | Comunicación Tubing - Casing |
| SHU 20 | TE 1500 | 27/Oct/2010 | 18/Jul/2011 | - | 264 | Motor con bajo aislamiento |
| TOTAL BES | | | | | | 3 |

FUENTE: Departamento de Levantamiento Artificial EP PETROECUADOR – Lago Agrio
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA 3. 15.- REDA, REPORTE DE FALLAS DE LAS BES EN EL ÁREA LIBERTADOR

| Pozo | Tipo de Bomba | Fecha de Instalación | Fecha de Daño | Fecha de Recuperación | Días de Operación | Descripción de la Falla |
|--------------------|---------------|----------------------|---------------|-----------------------|-------------------|----------------------------------|
| SHU 06 | DN1100 | 29/Nov/2010 | 24/Feb/2011 | 28/Mar/2011 | 87 | Tubería Rota |
| SHU 22 | D725N | 5/Dic/2010 | 14/Jun/2011 | - | 191 | - |
| SHU 25 | D725N | 3/Dic/2010 | 13/Mar/2011 | 18/Mar/2011 | 100 | Comunicación Tbg-Csg |
| SEC 01 | GN1600 | 13/Abr/2010 | 15/Jul/2011 | - | 458 | Comunicación Tbg-Csg |
| SEC 05 | D725N | 8/Nov/2010 | 21/Mar/2011 | 13/Abr/2011 | 133 | Bomba Atascada |
| SEC 16 | DN1100 | 22/Feb/2010 | 5/Abr/2011 | - | 407 | Comunicación Tbg-Csg |
| SEC 17 | DN1100 | 3/Oct/2009 | 30/Jun/2011 | - | 635 | Tubería Rota |
| SEC 18 | DN1100 | 7/Sep/2008 | 21/May/2011 | - | 985 | Motor con bajo aislamiento |
| SEC 19 | D725N | 1/May/2009 | 28/Mar/2011 | 31/Mar/2011 | 696 | Baja resistencia bajo superficie |
| SEC 27 | SN2600 | 16/Jul/2010 | 28/Abr/2011 | 2/May/2011 | 131 | Bomba Atascada |
| SEC 28 | D725N | 11/Dic/2010 | 28/Ene/2011 | - | 48 | Tubería Rota |
| ATA 11BD | GN1300 | 11/Feb/2011 | 22/Jun/2011 | 24/Jun/2011 | 131 | Motor con bajo aislamiento |
| PIC 10 | DN1100 | 28/Abr/2010 | 17/Jul/2011 | - | 429 | Comunicación Tbg-Csg |
| POZOS LOWIS | | | | | | |
| | | | | | | 7 |
| TOTAL BES | | | | | | |
| | | | | | | 13 |

FUENTE: Departamento de Levantamiento Artificial EP PETROECUADOR – Lago Agrio
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

3.6.1. ANÁLISIS DEL TIEMPO DE VIDA

La Tabla 3.16 y la Figura 3.1 muestran el tiempo de vida promedio de las Bombas Electrosumergibles de los últimos tres años (2008- 2011).

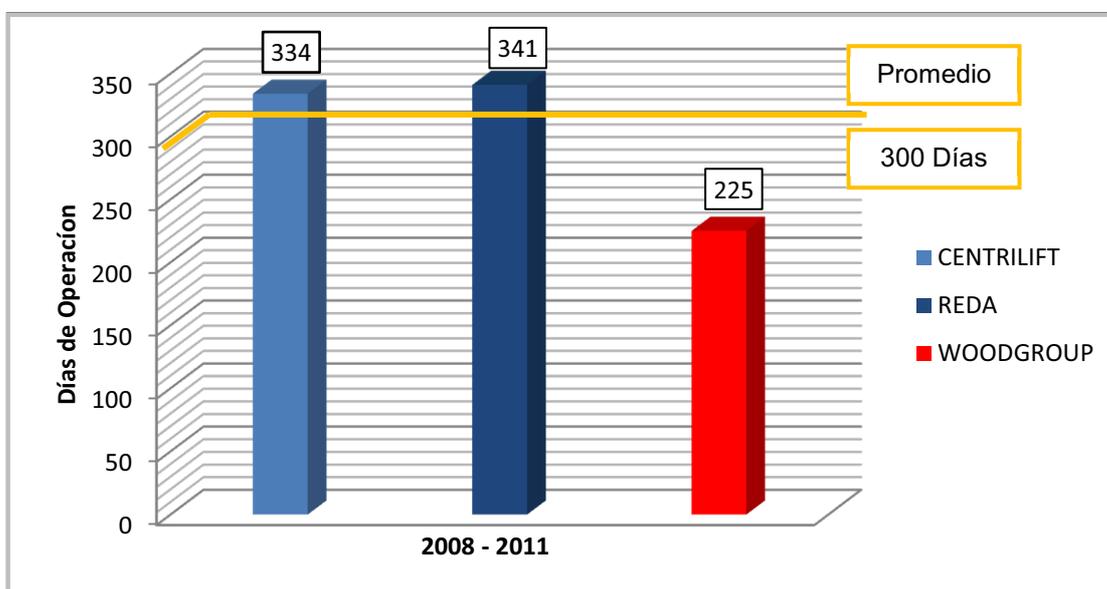
TABLA 3. 16.- TIEMPO DE VIDA PROMEDIO DE LAS BES EN EL ÁREA LIBERTADOR

| Promedio de Días de Operación | | | |
|-------------------------------|------|-----------|----------------|
| CENTRILIFT | REDA | WOODGROUP | Promedio Total |
| 334 | 341 | 225 | 300 |

FUENTE: Departamento de Levantamiento Artificial EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

FIGURA 3. 1.- TIEMPO DE VIDA PROMEDIO DE LAS BES EN EL ÁREA LIBERTADOR

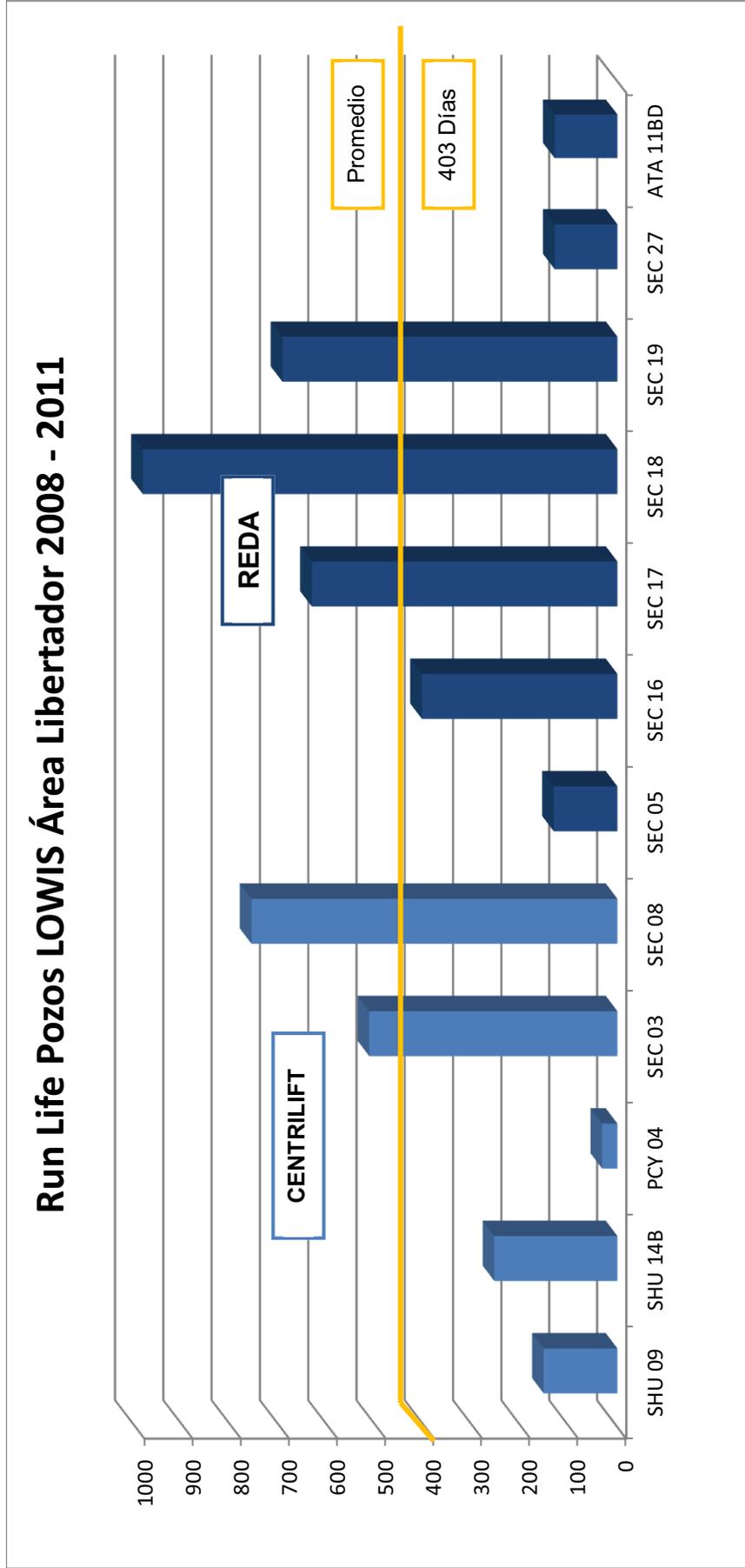


FUENTE: Departamento de Levantamiento Artificial EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

Como se observa el tiempo de vida promedio (Run Life) de los equipos Electrosumergibles en el Área Libertador es de 300 días.

FIGURA 3. 2.- TIEMPO DE VIDA POZOS LOWIS, ÁREA LIBERTADOR



FUENTE: Departamento de Levantamiento Artificial EP PETROECUADOR

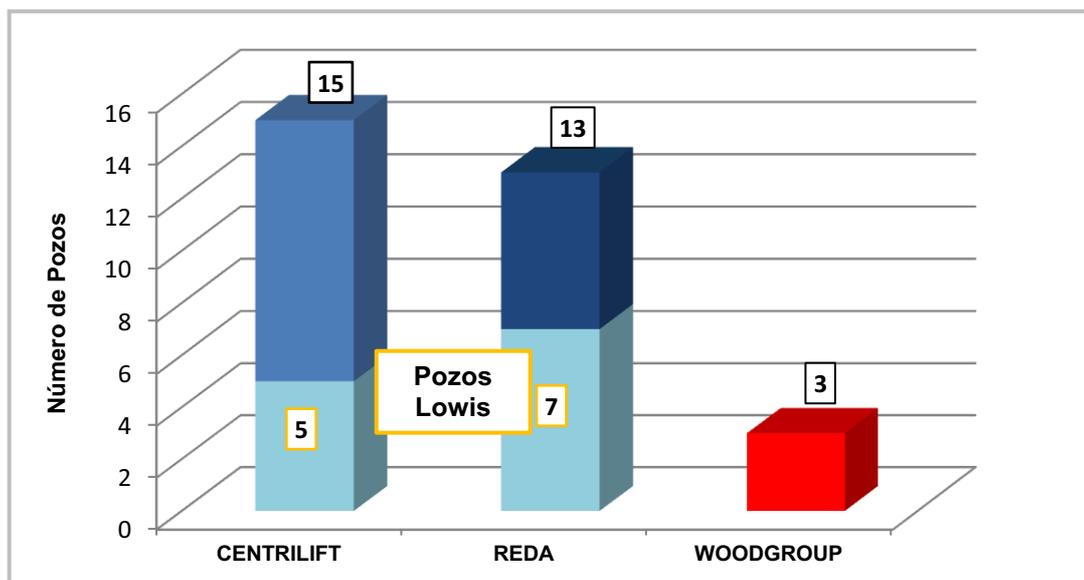
ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

La Figura 3.2 muestra el tiempo de vida promedio para 12 pozos que se encuentran dentro del sistema SCADA – LOWIS y que han sido reportados con fallas en los últimos tres años. El Run life para estos pozos es de 403 Días, es decir el tiempo es mayor a los pozos que no están conectados al LOWIS.

3.6.2. DIAGNÓSTICO DE FALLAS

Considerando que en el Área Libertador existen más bombas de la marca CENTRILIFT instaladas y de acuerdo a la información tabulada se observa que este tipo de bombas en los últimos tres años han presentado más fallas con respecto a las bombas REDA y WOODGROUP. Esto se muestra en la Figura 3.3 en la que también se observan los pozos LOWIS reportados con fallas.

FIGURA 3. 3.- FALLAS DE LOS EQUIPOS BES ÁREA LIBERTADOR DE ACUERDO AL FABRICANTE



FUENTE: Departamento de Levantamiento Artificial EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

La tabla 3.17 y la Figura 3.4 muestran una descripción de los tipos de fallas de los sistemas Electrosumergibles. Se observa que las fallas más reportadas en los últimos tres años son Comunicación Tubing – Casing, Motor con Bajo Aislamiento y Bombas Atascadas.

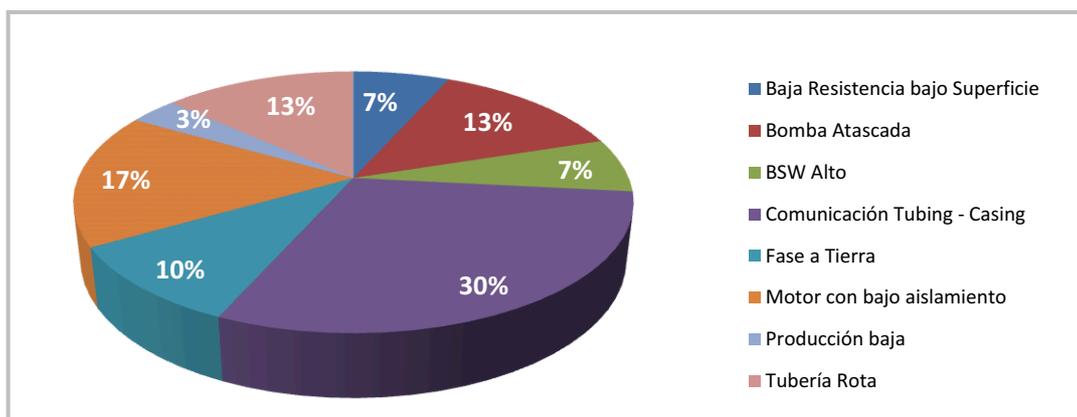
TABLA 3. 17.- DESCRIPCIÓN DE FALLAS ÁREA LIBERTADOR

| Tipo de Falla | Baja Resistencia bajo Superficie | Bomba Atascada | BSW Alto | Comunicación Tubing - Casing | Fase a Tierra | Motor con bajo aislamiento | Producción baja | Tubería Rota |
|------------------|----------------------------------|----------------|----------|------------------------------|---------------|----------------------------|-----------------|--------------|
| Numero de Fallas | 2 | 4 | 2 | 10 | 3 | 5 | 1 | 4 |
| Total | 31 | | | | | | | |

FUENTE: Departamento de Levantamiento Artificial EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

FIGURA 3. 4.- DESCRIPCIÓN DE FALLAS ÁREA LIBERTADOR



FUENTE: Departamento de Levantamiento Artificial EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

A continuación se presenta un diagnóstico de las fallas más comunes que se han reportado en el Área Libertador

3.6.2.1. Comunicación Tubing – Casing

Este tipo de daño es el que más se ha reportado en el Área Libertador, el problema radica en que se produce una recirculación de fluido producido debido a

huecos que se producen en las tuberías por diversos factores como las altas salinidades del agua de formación que generan corrosión, dando como consecuencia una disminución de la producción.

3.6.2.2. Motor con bajo Aislamiento

El sistema de aislamiento de los motores se encuentra sujeto a diversos esfuerzos de tipo mecánico, térmico y eléctrico, y suele degradarse con el paso del tiempo debido al efecto de múltiples factores, los cuales aceleran el proceso de deterioro natural.

El sistema de aislamiento busca aislar las bobinas entre sí, al igual trata de aislar las bobinas de las diferentes fases, las bobinas de la carcasa del motor y las láminas del núcleo magnético.

El problema de aislamiento térmico está relacionado con la temperatura de funcionamiento del motor, mientras más eficiente sea este, generara menos cantidad de calor y por lo tanto la refrigeración del mismo será óptima. La temperatura a la cual está expuesto un motor depende de las condiciones del reservorio y de la velocidad y calor específico del fluido que lo refrigera. Este fluido se mueve en el diámetro anular formado por la superficie exterior del motor y el casing.

Determinar la causa de una falla en el aislamiento de un motor, puede involucrar alguna de estas posibles causas:

- Circuito de potencia: Una conexión de alta resistencia, produce un voltaje de línea desbalanceado.
- Armónicas: Introducen corrientes de secuencia negativa lo cual sobrecalienta el devanado.
- Ambiental: Contaminación en el motor

Las principales causas de que exista contaminación ambiental en el sistema de aislamiento, se producen por los siguientes factores:

- Humedad: Severa humedad resulta en corrosión en el núcleo laminado que ataca el aislamiento.
- Abrasión: Continua abrasión puede remover el aislamiento del bobinado
- Objetos extraños: Pueden cambiar ciertas propiedades dieléctricas haciendo al aislamiento más propenso a una falla.

3.6.2.3. Fase a Tierra

Este problema es muy común, para que se dé una falla a tierra, deben ocurrir dos cosas, primero debe crearse un camino de conducción a través del aislamiento, lo cual provoca que conforme el aislamiento envejezca, se presenten pequeñas fisuras lo que posibilita que se acumule material conductor y segundo, cuando la superficie exterior del aislamiento se contamina de material conductor, provoca que conduzca suficiente corriente a la carcasa o núcleo del motor que está conectado a tierra.

Un motor trifásico en marcha que pierda una fase, continuara girando obteniendo la energía que requiere de las dos fases restantes, lo que implica un aumento significativo de las corrientes en las fases restantes y en consecuencia en la temperatura del motor. En muchos casos, dependiendo de la carga asociada, el motor es capaz de regenerar la fase perdida. La frecuencia Fundamental de la onda regenerada es la misma, pero su amplitud y fase varían.

En resumen el desbalance de tensión, la pérdida de fase, las fallas de conexión a tierra, el bajo y sobre voltaje, provocan principalmente fallas en el aislamiento del motor tales como:

- Cortocircuito entre fases: El motor falla y la protección del equipo desconecta la alimentación.

- Cortocircuito fase-tierra: El motor falla y la protección del equipo desconecta la alimentación.
- Cortocircuito espira-espira en una bobina: El motor continúa trabajando durante un tiempo indeterminado con sobrecalentamiento, baja eficiencia y riesgo de daño severo.
- Cortocircuito entre bobinas de la misma fase: El motor continúa trabajando durante un tiempo indeterminado, con sobrecalentamiento, baja eficiencia y riesgo de daño severo.

3.6.2.4. Bomba Atascada

La causa más común que provoca atascamiento en la bomba, es la presencia de sólidos en el pozo, pudiendo ser carbonatos, arena, emulsiones o escala. Entre las razones por las cuales pueden fallar las bombas se tienen:

- Desgaste de las arandelas inferiores y superiores del impulsor cuando la bomba se encuentra operando en condiciones de empuje hacia abajo o hacia arriba respectivamente.
- Desgaste de los componentes debido al tiempo de funcionamiento.
- Desgaste de los componentes por abrasión
- Taponamiento de las etapas por sedimentos
- Daño en el eje por mal manejo durante el traslado o el montaje
- Corrosión

3.6.2.5. BSW Alto

Existen condiciones en las cuales la cantidad de agua que se produce con este tipo de sistema de levantamiento no es económicamente rentable por lo que se prefiere cambiar el sistema para que la producción de petróleo se compense con el costo del levantamiento.

3.6.2.6. Producción baja

Una de las características principales del sistema de bombeo electrosumergible es la capacidad de levantar altos volúmenes de fluido, pero cuando los caudales son bajos pueden causar una mala refrigeración de los motores y el rendimiento de la bomba se ve afectado por lo que resulta mejor utilizar otro sistema de levantamiento artificial.

En general la descripción y diagnóstico de todas las fallas nos ayudan a prevenir malos rendimientos y pérdidas de producción, la herramienta LOWIS provee un sistema de alarmas que son configuradas de acuerdo a los parámetros de operación de cada bomba y con un monitoreo diario se puede reducir el número de fallas.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN PROVENIENTE DE LA HERRAMIENTA LOWIS EN EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN

4.1. ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE POZOS

El Propósito es validar las pruebas de producción mediante Análisis Nodal, además de diagnosticar y determinar posibles causas de los problemas en las bombas electrosumergibles, determinar su rendimiento y buscar opciones de mejora para optimizar e incrementar la producción de petróleo. De los 24 pozos seleccionados para el presente estudio en el Área Libertador, a continuación se describe detalladamente el análisis de un pozo por cada campo donde se encuentra instalada la aplicación LOWIS. Los pozos seleccionados son: ATA-011BD, PIC-007, SEC-010 y SHU-014B.

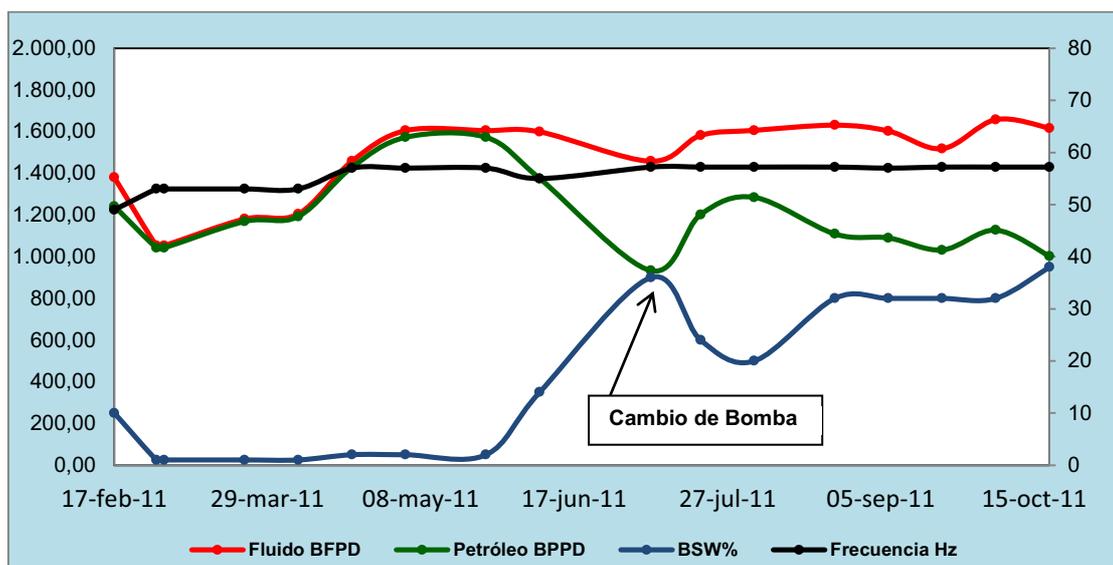
Para el resto de pozos se presentan las gráficas y los resultados obtenidos del análisis en LOWIS.

4.1.1. ATACAPI – 011BD

4.1.1.1. Análisis

La figura 4.1 muestra el comportamiento de la producción durante el año 2011, el pozo ha ido incrementando el BSW a partir de mayo, después del cambio de bomba en julio ha alcanzado una estabilización hasta septiembre de 32%, en octubre aumentó a 40%, todos estos incrementos de BSW se han producido sin tener mayores variaciones en la frecuencia de operación del equipo BES.

FIGURA 4. 1.- PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZO ATA-11BD



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

Es importante revisar la tendencia histórica de producción que ha tenido el pozo para evaluar su comportamiento ante diferentes eventos como cambios de bomba o variaciones de frecuencia.

El análisis en LOWIS empieza mediante el ajuste de presiones en la curva Transversa de presión, la tabla 4.1 muestra los valores que se ha modificado para realizar dicho ajuste.

TABLA 4. 1.- PARÁMETROS MODIFICADOS AJUSTE POZO – ATA 11BD

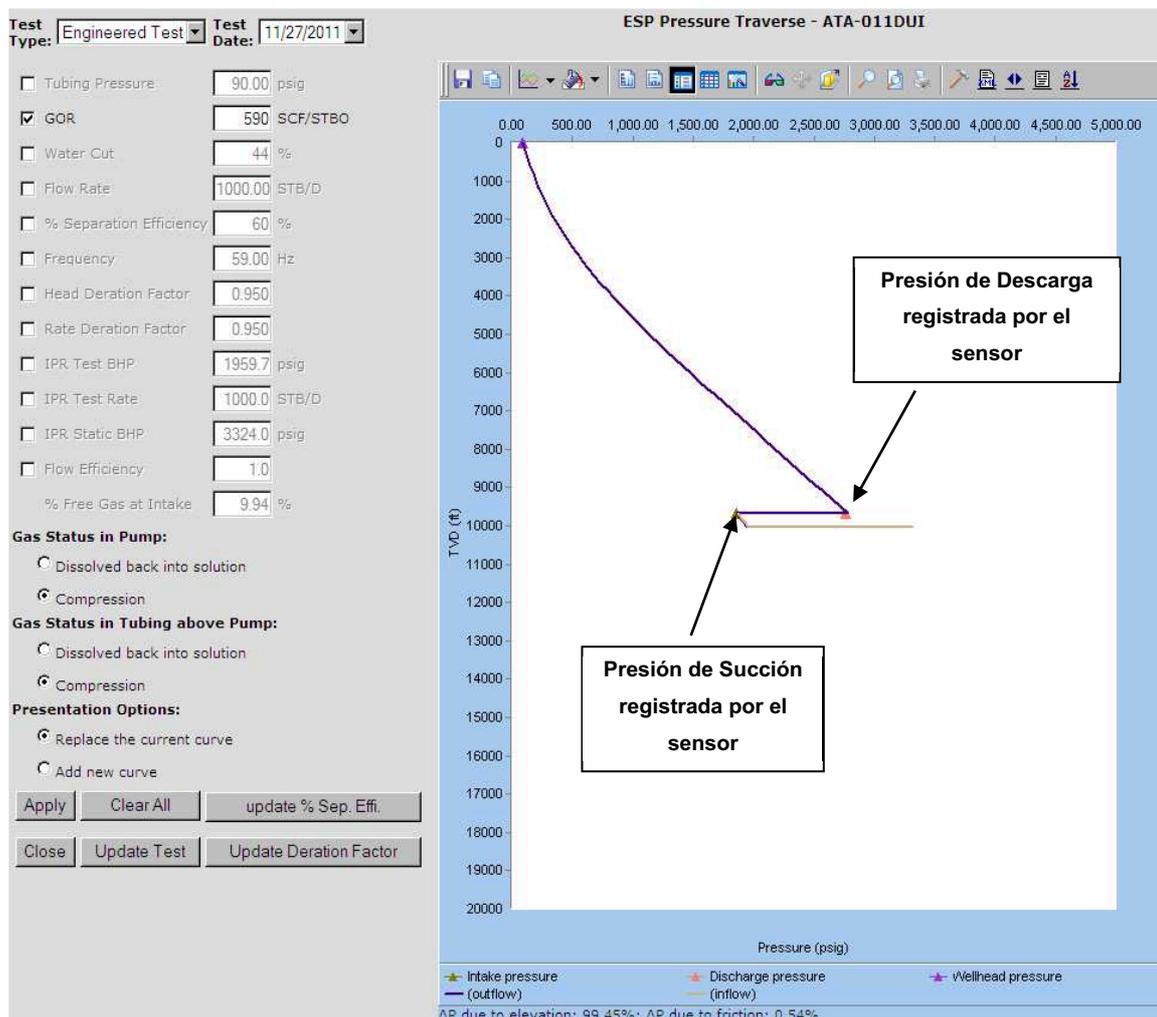
| Parámetro | Datos de la Prueba | Ajuste con la Transversa de Presión |
|---------------------------------|--------------------|-------------------------------------|
| GOR | 446 | 590 |
| % Eficiencia Sep. De Gas | 80 | 60 |
| Factores de degradación | 1 | 0.95 |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

La curva Transversa de Presión ajustada a los valores de presión de succión y descarga registrados por el sensor se muestra en la Figura 4.2.

FIGURA 4. 2.- TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO ATA – 11BD



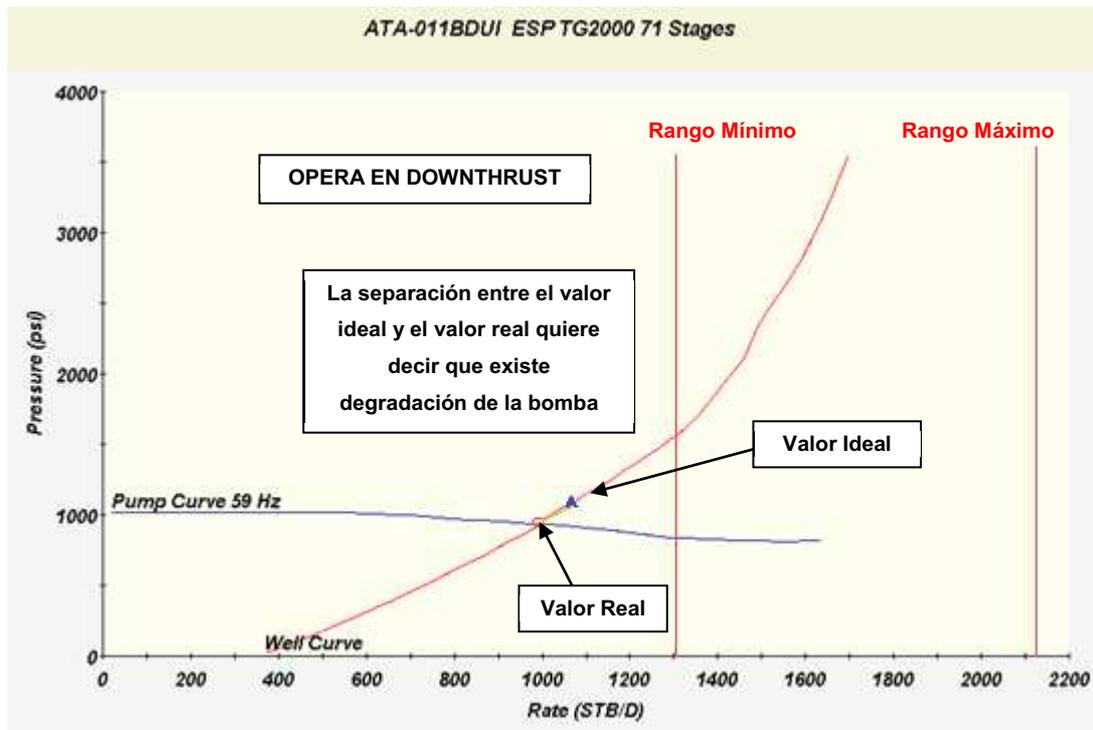
FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

El **ANEXO No 7** muestra el historial de pruebas de producción para el 2011 con esto se puede corroborar que los valores utilizados en el ajuste están correctos. La curva del punto de operación después del ajuste se observa en la Figura 4.3.

Existe una degradación de la bomba de un 5%, el porcentaje de gas a través de la misma es de 9.94%, está operando en la región de **DOWNTHRUST**. La carga del motor con el sistema en equilibrio es decir después de realizar el ajuste es de 39% y la eficiencia es de 45.65%. Estos valores deben ser corregidos mediante el cálculo un factor de degradación de potencia.

FIGURA 4.3.- PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO ATA-11BD



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

4.1.1.1.1. Ejemplo de Cálculo de degradación de potencia del equipo BES

- Amperaje de Placa = 33 AMP
- Amperaje de Prueba = 19 AMP
- % de Carga

$$\%Carga = \frac{\text{Amperaje Actual}_{\text{prueba de Pozo}}}{\text{Amperaje}_{\text{placa}}} = \frac{19 A}{33 A} = 57.57\% \quad (4.1)$$

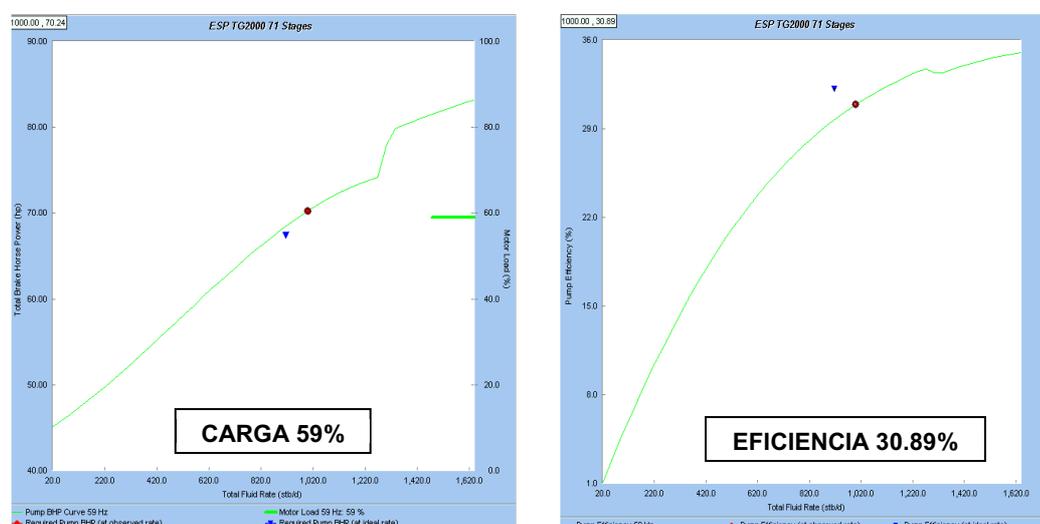
- Factor de Degradación

$$\text{Factor}_{\text{Degradación}} = \frac{\%Carga}{\%Carga \text{ del sistema en equilibrio}} = \frac{57.57\%}{39\%} = 1.47 \quad (4.2)$$

El factor de degradación obtenido es de 1.47, ingresando este factor en LOWIS el porcentaje de carga real es de **59%** y la eficiencia es de **30.89%**. Figura 4.4

La figura 4.5 muestra la tendencia de los parámetros registrados por el sensor, se observa una tendencia constante, en el último mes se ha registrado dos paradas debido a problemas eléctricos además se observa una disminución en el consumo de corriente.

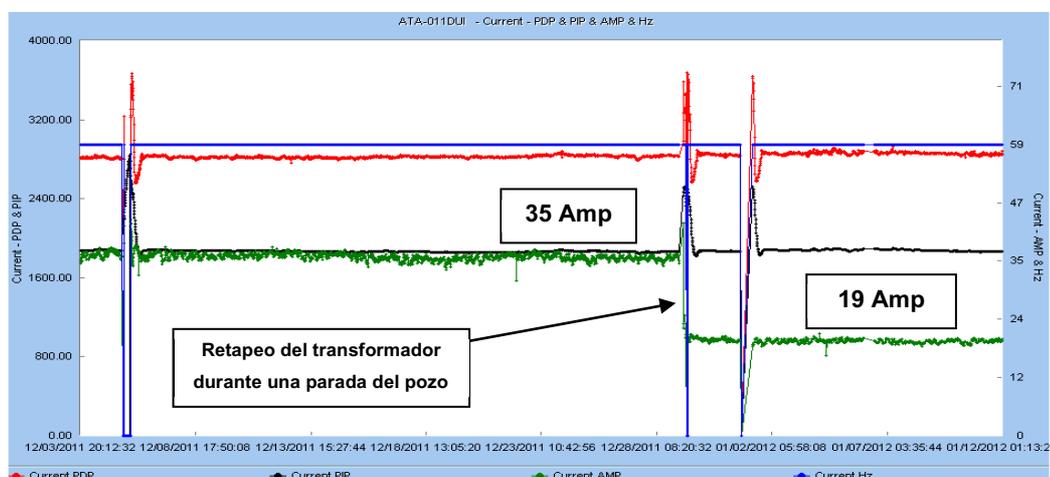
FIGURA 4. 4.- EFICIENCIA Y CARGA BOMBA WG TG2000 POZO ATA-11BD



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

FIGURA 4. 5.- TENDENCIAS BOMBA WG TG2000 POZO ATA-11BD



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

La tabla 4.2 muestra los valores finales obtenidos en el análisis, se ha validado la prueba de producción y se ha determinado los parámetros de funcionamiento del equipo BES.

TABLA 4.2.- RESULTADOS ANÁLISIS POZO ATA-11BD

| Producción | | | | | Funcionamiento del equipo BES (TG-2000) | | | | | |
|------------|------------|------------|----------|----------------|--|---------------------------------------|--|-----------------------------------|-------------------|--------------|
| Hz | Qt Bfpd | Qo Bopd | BSW % | GOR MPCS/BI | Gas a través de la bomba (%) | Eficiencia de separación (%) | Degradación (Caudal y Cabeza) (%) | Degradación en Potencia (%) | Eficiencia (%) | Carga (%) |
| 59 | 1,000 | 560 | 44 | 590 | 9.94 | 60 | 5 | 47 | 30.89 | 59 |

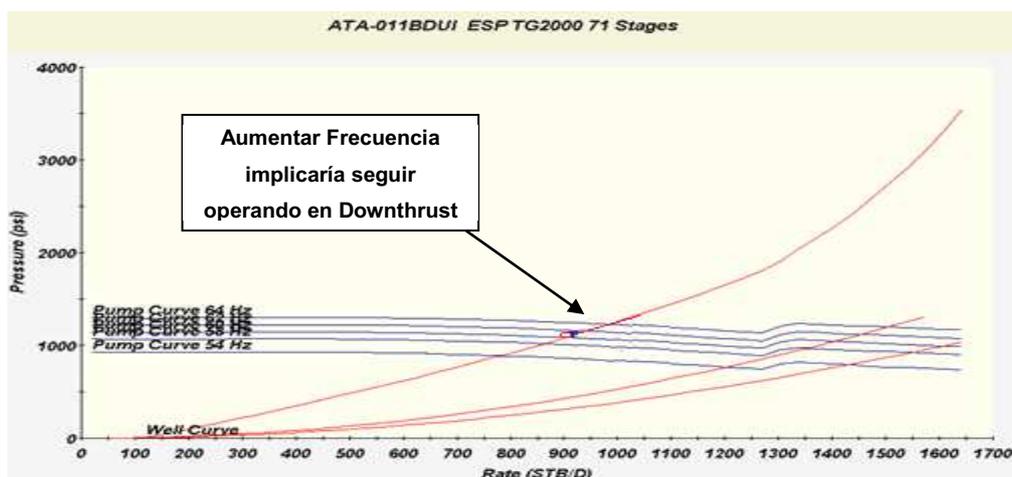
FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

4.1.1.2. Análisis de Sensibilidades

La simulación se ha hecho a diferentes frecuencias, sin embargo hay que considerar que un equipo que está trabajando fuera del rango no puede volver al mismo solo con variación de frecuencia. Los resultados se observan en la Figura 4.6 y en la Tabla 4.3.

FIGURA 4. 6.- ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO ATA – 11BD



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA 4.3.- RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO ATA-11BD

| Frecuencia Hz | Qt Bfpd | Qo Bopd | BSW % | TDP Psi | Eficiencia % | Potencia HP | CARGA % |
|------------------|------------|------------|----------|------------|-----------------|----------------|------------|
| 54 | 780 | 520 | 44 | 888 | 28.6 | 52 | 48 |
| 59 | 1,000 | 560 | 44 | 967 | 30.8 | 64 | 59 |
| 60 | 902 | 595 | 44 | 1,086 | 29.3 | 71 | 60 |
| 62 | 942 | 622 | 44 | 1,155 | 29.4 | 79 | 64 |
| 64 | 983 | 648 | 44 | 1,227 | 29.5 | 87 | 68 |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

4.1.1.3. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción

La bomba está operando en la región de DOWNTHRUST, presenta una mínima degradación de un 5% a pesar de que la bomba tiene solo 5 meses de operación, la norma API establece que dicha degradación debe ser menor al 10%.

El porcentaje de gas a través de la bomba es de 9.94%, es un valor alto, esto implica que el separador de gas no está trabajando con la eficiencia esperada.

El valor de 1.47 del factor de degradación en potencia del equipo BES implica que el motor está operando con 47% de carga adicional, esto se debe a que opera en la región de desgaste.

En el último mes se realizó un retapeo y se disminuyó la corriente de 35 a 19 amperios, a pesar de esto y debido a la condición de operación de la bomba es necesario que en la próxima parada del equipo se realice nuevamente un retapeo del transformador para incrementar voltaje y disminuir el consumo de corriente

Según el análisis de sensibilidades, incrementar frecuencia implica seguir operando en DOWNTHRUST lo más recomendable es mantener la frecuencia de operación con esto la carga del motor 59% y la eficiencia es de 30.89%.

Para las condiciones de producción actuales es necesario hacer un rediseño de la bomba para que opere dentro del rango, la bomba TG2000 está sobredimensionada ya que el rango de operación está entre 1,300 y 2,124 BFPD a la frecuencia actual del pozo, hay que considerar que la producción es de 1,000 BFPD, se recomienda utilizar una bomba de menor capacidad.

El pozo actualmente produce de la arena "T" inferior, 18 pies de espesor perforados, las arenas "U", "T superior" y "Basal Tena" no han sido perforadas, por lo que se recomienda evaluarlas para determinar si hay saturación de crudo.

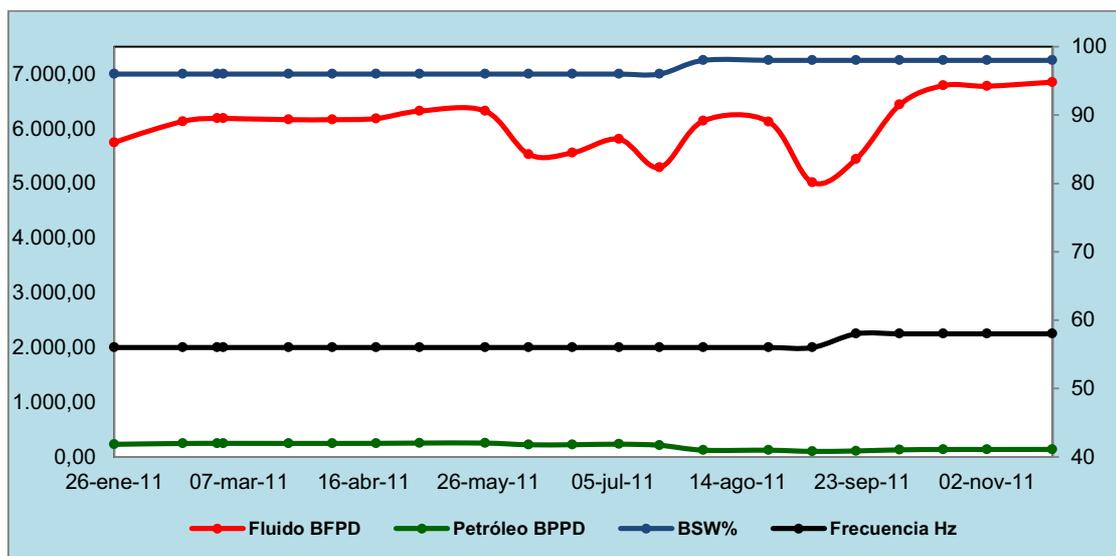
Según la curva de IPR el pozo fluye con una Pwf de 1,960 Psi con un diferencial de presión hasta la succión de la bomba de 76 Psi, la succión esta 9,681 pies es decir 329 pies arriba de los intervalos productores. El índice de productividad es de 0.73, considerando estos parámetros un rediseño para bajar la bomba a la altura de los perforados sería conveniente ya que se ganaría 51 BFPD es decir 34 BPPD, no existen limitantes en la completación de fondo, es un pozo nuevo.

4.1.2. PICHINCHA – 008

4.1.2.1. Análisis

El pozo se mantuvo estable de enero a julio con un valor promedio de BSW de 96% a una frecuencia de operación de 56 Hz, en agosto se incrementó la frecuencia a 58 Hz y el corte de agua subió a 98%, de ahí en adelante se ha mantenido constante. El pozo es sensible al incremento de frecuencia. Figura 4.7

FIGURA 4.7.- PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZO PIC-008



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

Como se ha descrito, el análisis en LOWIS empieza mediante el ajuste de presiones en la curva Transversa de presión, la tabla 4.4 muestra los valores que se ha modificado para realizar dicho ajuste.

TABLA 4.4.- PARÁMETROS MODIFICADOS AJUSTE POZO PIC-008

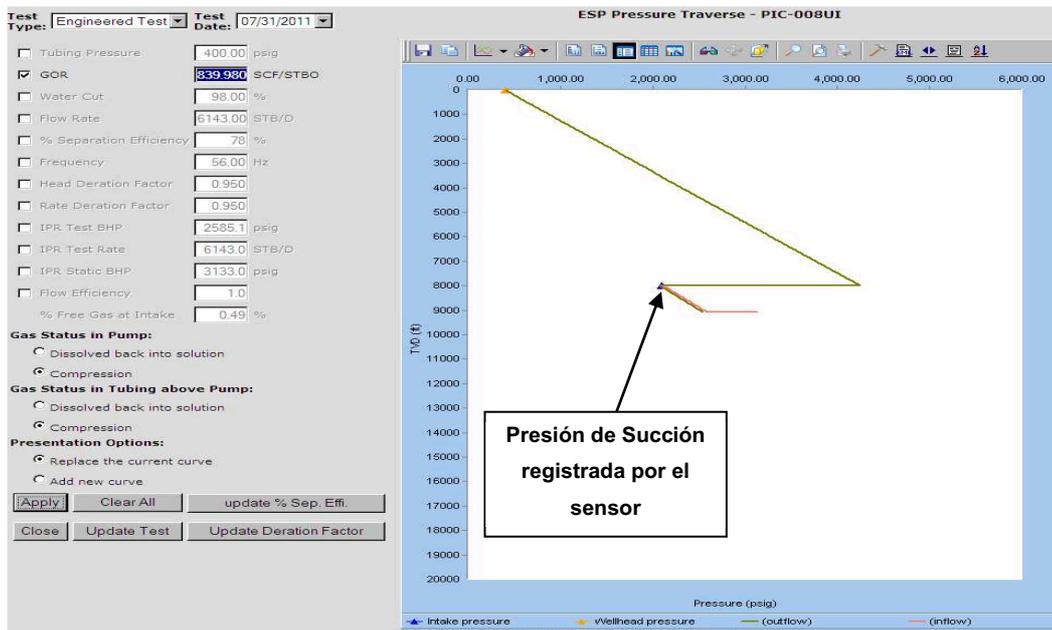
| Parámetro | Datos de la Prueba | Ajuste con la Transversa de Presión |
|--------------------------|--------------------|-------------------------------------|
| % Eficiencia Sep. De Gas | 100 | 78 |
| Factores de degradación | 1.00 | 0.95 |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

En el caso de este pozo, el sensor de fondo solo tiene la capacidad de registrar la presión de succión, por esta razón la curva Transversa de Presión se ha ajustado a dicha presión. Cuando ocurre esto el análisis está enfocado a determinar si la bomba está trabajando con algún tipo de desgaste, pero no se puede validar los datos de GOR, Eficiencia de Separación de gas y de BSW Figura 4.8.

FIGURA 4.8.- TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO PIC - 008

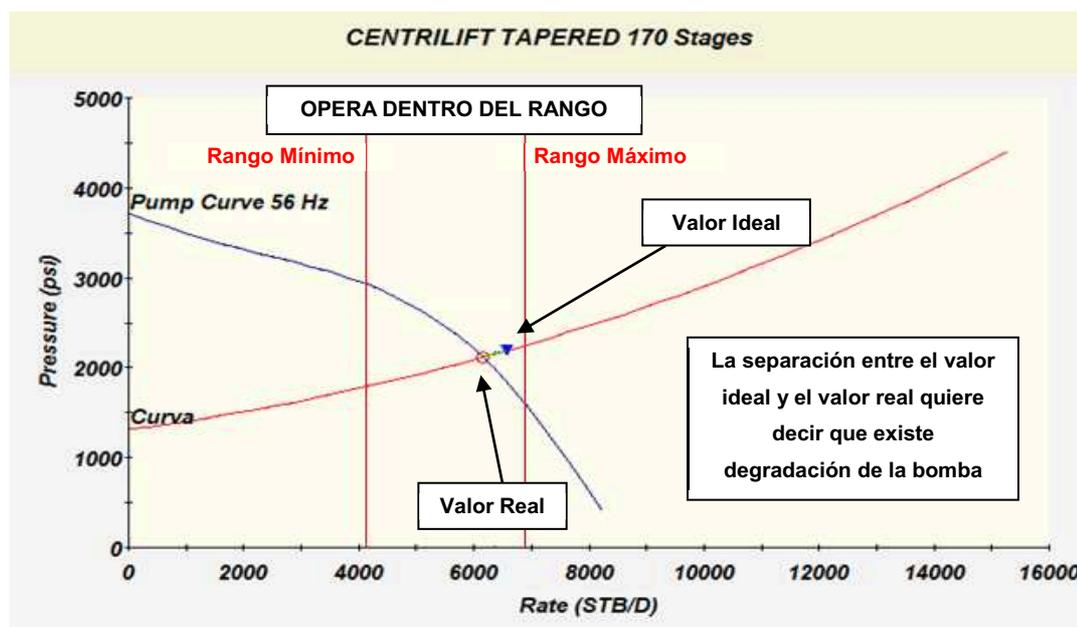


FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

La curva del punto de operación después del ajuste se observa en la Figura 4.9.

FIGURA 4.9.- PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO PIC-008



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

El pozo presenta una degradación de la bomba de un 5%, está operando dentro del rango. La carga del motor con el sistema ajustado es de 63% y la eficiencia es de 65.09%. Estos valores deben ser corregidos mediante el cálculo un factor de degradación de potencia. Ecuaciones 4.1 y 4.2

El factor de degradación obtenido es de 1.19, la Figura 4.10 muestra el porcentaje de carga real de **75%** y la eficiencia de **54.7%** mientras que en la Figura 4.11 se muestra la tendencia de los parámetros eléctricos de la bomba,

FIGURA 4.10.- EFICIENCIA Y CARGA BOMBA CTL P62XH6 POZO PIC-008

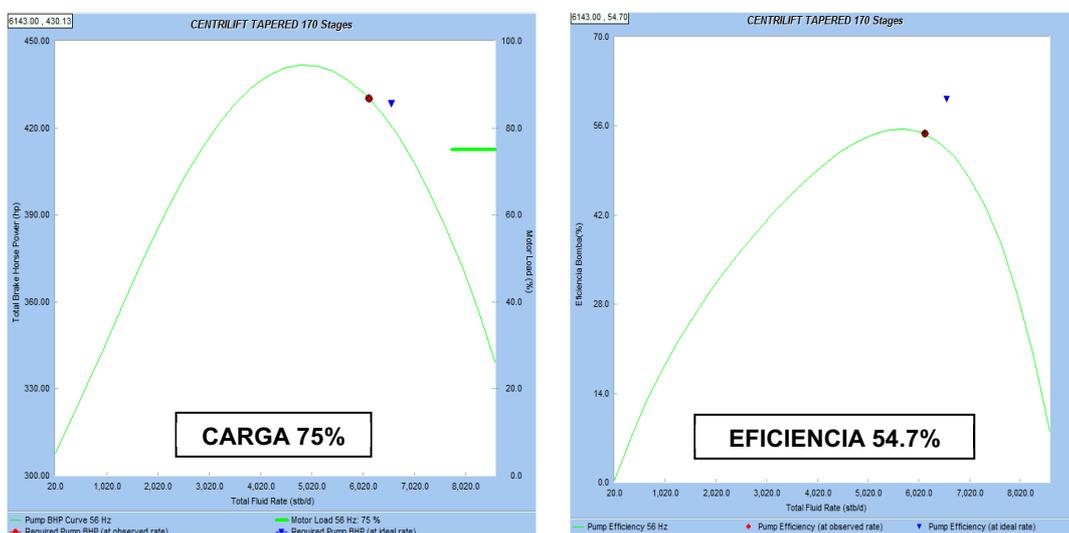
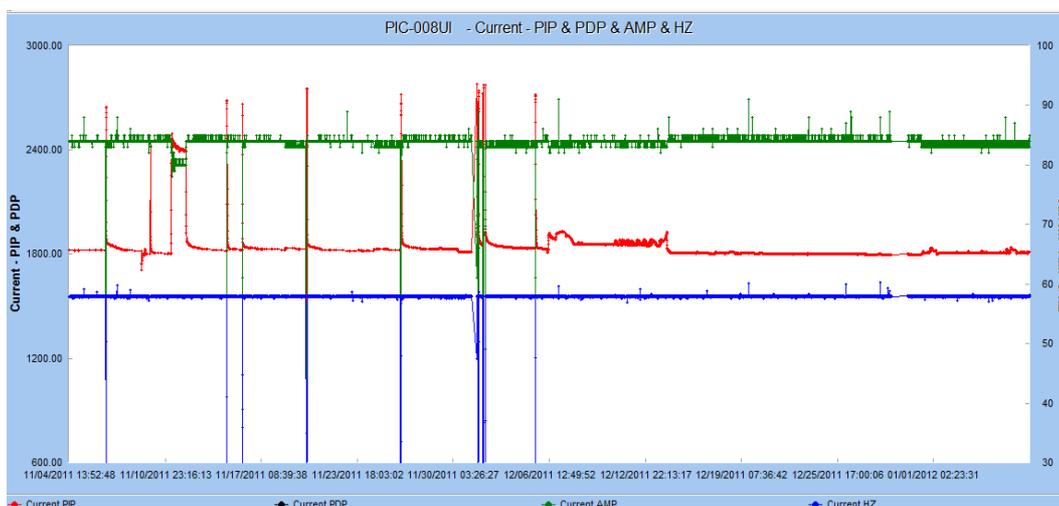


FIGURA 4.11.- TENDENCIAS BOMBA CTL P62 XH6 POZO PIC-008



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

El **ANEXO No 8** muestra el historial de reacondicionamientos donde se observa los problemas que ha presentado el pozo. La tabla 4.5 muestra los valores finales obtenidos en el análisis, se ha validado la prueba de producción y se ha determinado los parámetros de funcionamiento del equipo BES.

TABLA 4.5.- RESULTADOS ANÁLISIS POZO PIC-008

| Producción | | | | | Funcionamiento del equipo BES (P62-XH6) | | | | | |
|------------|------------|------------|----------|----------------|--|---------------------------------------|--|-----------------------------------|-------------------|--------------|
| Hz | Qt Bfpd | Qo Bopd | BSW % | GOR MPCS/BI | Gas a través de la bomba (%) | Eficiencia de separación (%) | Degradación (Caudal y Cabeza) (%) | Degradación en Potencia (%) | Eficiencia (%) | Carga (%) |
| 56 | 6,143 | 123 | 98 | 1,593 | 0.95 | 80 | 5 | 19 | 54.7 | 65 |

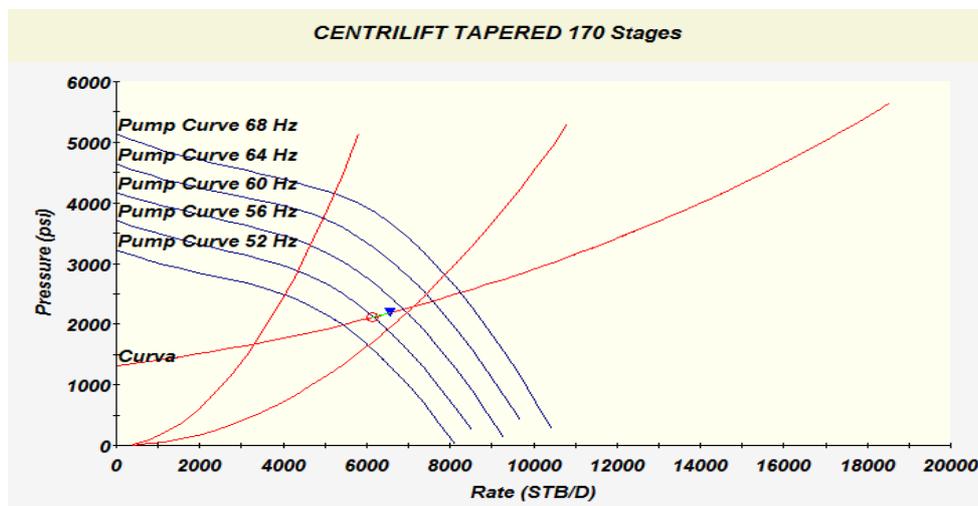
FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

4.1.2.2. Análisis de Sensibilidades

La simulación se ha hecho a diferentes frecuencias, según esto podría incrementarse la frecuencia hasta 60 Hz para seguir dentro del rango óptimo. Los resultados se observan en la Figura 4.12 y en la Tabla 4.6.

FIGURA 4.12.- ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO PIC-008



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

TABLA 4.6.- RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO PIC-008

| Frecuencia Hz | Qt Bfpd | Qo Bopd | BSW % | TDP Psi | Eficiencia % | Potencia HP | CARGA % |
|------------------|------------|------------|----------|------------|-----------------|----------------|------------|
| 52 | 5,424 | 109 | 98 | 1,987 | 55.43 | 348 | 66.2 |
| 56 | 6,143 | 123 | 98 | 2,116 | 54.7 | 430 | 75.0 |
| 60 | 6,887 | 138 | 98 | 2,247 | 53.3 | 521 | 85.8 |
| 64 | 7,575 | 152 | 98 | 2,380 | 51.8 | 624 | 96.4 |
| 68 | 8,246 | 165 | 98 | 2,516 | 50.3 | 740 | 107.5 |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

4.1.2.3. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción

La bomba está operando dentro del rango normal pero presenta una degradación del 5%, hay que considerar que la bomba tiene 1 año 8 meses de operación. Una degradación de hasta 5% se considera como normal, y hasta un 10% se encuentra dentro de la norma API. El porcentaje de gas a través de la bomba es de 0.95 %, esto significa que el separador de gas está funcionando con la eficiencia esperada.

El valor de 1.19 del factor de degradación implica que el motor está operando con 19% de potencia adicional, por lo que sería recomendable retapear el transformador para incrementar voltaje y disminuir el consumo de corriente. Sin hacer retapeo si se sigue incrementando la frecuencia el motor se puede quemar ya que según la simulación alcanzaría cargas mayores a 100%. Lo normal es mantener este porcentaje en valores menores al 15%.

Según el análisis de sensibilidades es posible incrementar la frecuencia hasta 60 Hz, antes de que la bomba opere en la región de UPTHURST, sin embargo hay que tener en cuenta que el pozo tiene un elevado corte de agua de 98%, además que el aumento de producción solo sería de 15 BPPD, considerando todo esto se recomienda mantener la frecuencia de operación en 56 Hz.

El pozo actualmente produce de la arena “U” inferior, 38 pies de espesor de los perforados, las arenas “U” superior y “T” han sido aisladas por alta producción de agua, tomando en cuenta esto, se debe considerar la posibilidad de evaluar la arena “Basal Tena” y para determinar si hay saturación de crudo.

Según la curva de IPR el pozo fluye a una P_{wf} de 2,585 Psi con un diferencial de presión hasta la succión de la bomba de 465 Psi, la succión está a 7,988 pies es decir 1,056 pies arriba de los intervalos productores. El índice de productividad es de 11.2, considerando estos parámetros un rediseño para bajar la bomba a la altura de los perforados sería conveniente ya que se ganaría 5,202 BFPD es decir 104 BPPD, sin embargo la principal limitante es la completación de fondo ya que a 8,905 existe un BHA atascado, además debajo de esto hay tubería asentada con packers que aíslan la arena “U” superior.

Actualmente el campo Pichincha inyecta un total de 19,099 BAPD, el potencial de inyección es de 25,677 BAPD por lo que no habría problemas para tratar el agua asociada a este incremento de producción de petróleo.

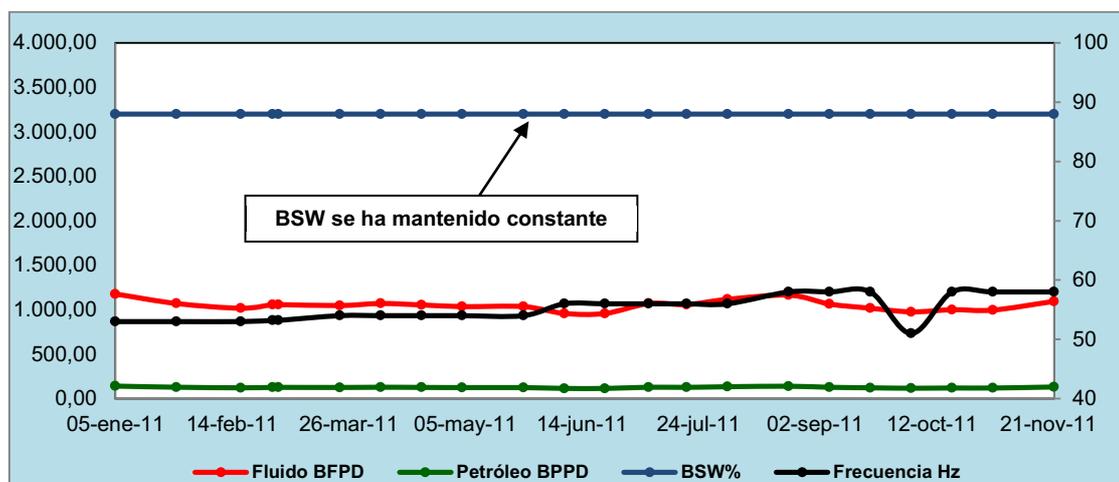
Tomando en cuenta el incremento de producción que se tendría, se debe evaluar la posibilidad de remover esta completación de fondo mediante un operación de pesca, evaluar si la arena “U” superior está completamente aislada con el cemento y hacer el rediseño de la bomba para ubicarla más cerca de los perforados. El pozo históricamente no ha presentado aporte de sólidos de la formación y la presión de burbuja es de 1,243 Psi, por lo que no habría problemas de cavitación en la bomba.

4.1.3. SECOYA – 10

4.1.3.1. Análisis

El pozo desde la instalación de la bomba ha mantenido un comportamiento estable, el BSW y el aporte de petróleo se han mantenido constantes a pesar que la frecuencia de operación ha sido variable. Figura 4.13

FIGURA 4.13.- PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZO SEC- 010



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

Siempre el análisis en LOWIS empieza mediante el ajuste de presiones en la curva Transversa de presión, la tabla 4.7 muestra los valores que se ha modificado para realizar dicho ajuste.

TABLA 4.7.- PARÁMETROS MODIFICADOS AJUSTE POZO SEC-010

| Parámetro | Datos de la Prueba | Ajuste con la Transversa de Presión |
|--------------------------|--------------------|-------------------------------------|
| % Eficiencia Sep. De Gas | 100 | 60 |
| Factores de degradación | 1 | 0.95 |
| GOR | 641 | 790 |

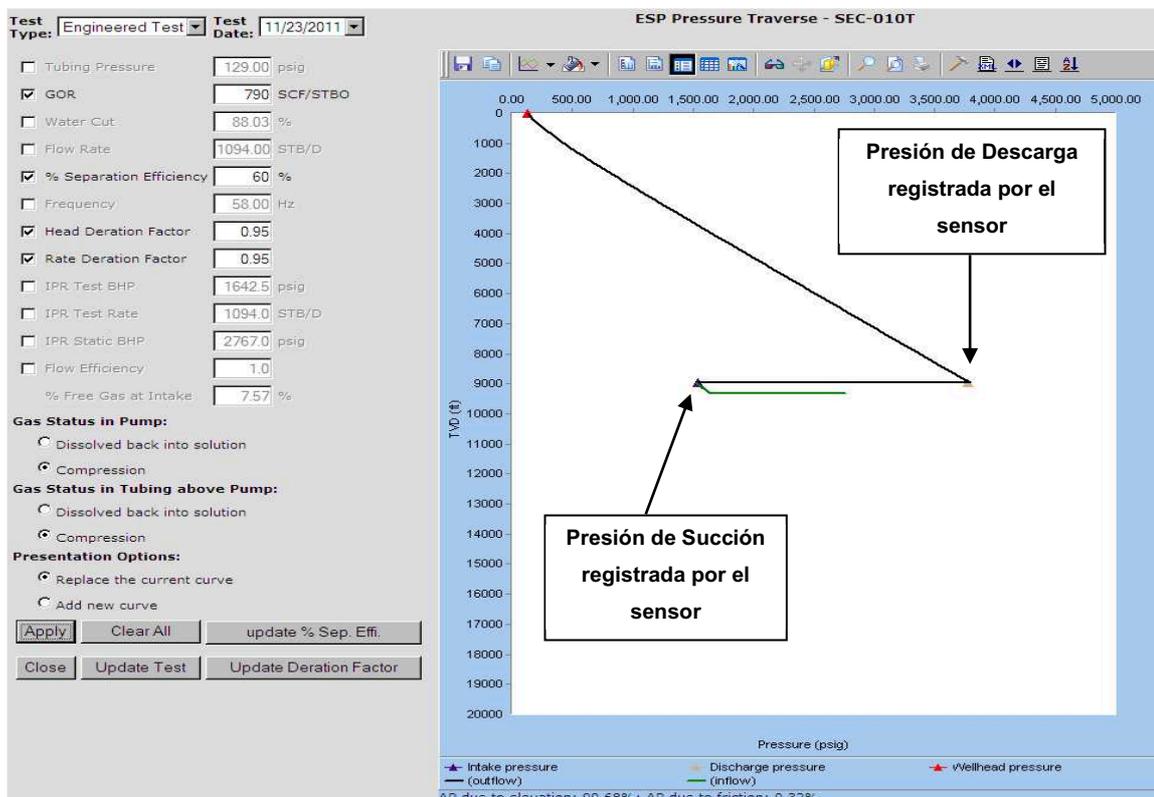
FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

La curva Transversa de Presión ajustada a los valores de presión de succión y descarga registrados por el sensor se muestra en la Figura 4.14.

El **ANEXO No 7** muestra el historial de pruebas de producción para el 2011 con esto se puede corroborar que los valores utilizados en el ajuste están correctos. La curva del punto de operación después del ajuste se observa en la Figura 4.15.

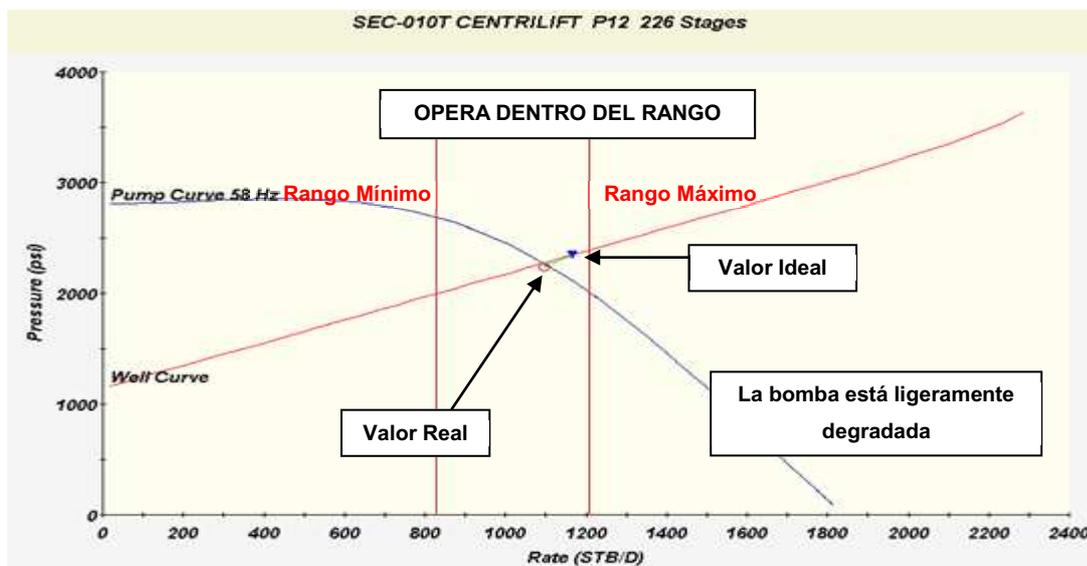
FIGURA 4.14.- TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC- 010



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

FIGURA 4.15.- PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC-010



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

La bomba presenta una degradación de 5%, el porcentaje de gas a través de la misma es de 7.57%, esto es debido a la eficiencia de separación. Está operando dentro del Rango, la carga del motor con el sistema en equilibrio es de 60% y la eficiencia es de 54.41%. Estos valores deben ser corregidos mediante el cálculo un factor de degradación de potencia. Ecuaciones 4.1 y 4.2.

El factor de degradación obtenido es de 1.45, el porcentaje de carga real es de **88%** y la eficiencia es de **37.53%**. Figura 4.16, mientras que en la Figura 4.17 se muestra la tendencia de los parámetros medidos por el sensor de fondo.

FIGURA 4.16.- EFICIENCIA Y CARGA BOMBA CTL P12 XH6 POZO SEC-010

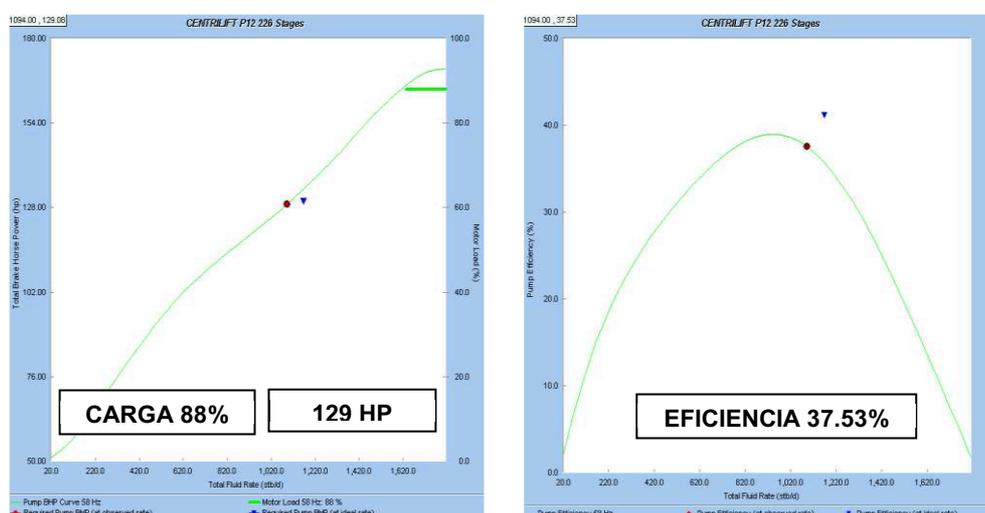
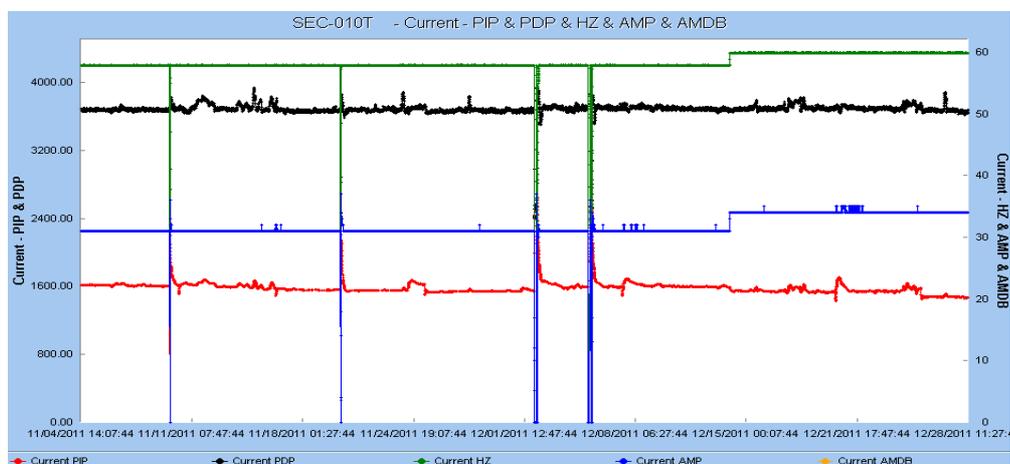


FIGURA 4.17.- TENDENCIAS BOMBA CTL P12 XH6 POZO SEC-010



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

El **ANEXO No 8** muestra el historial de reacondicionamientos donde se observa los problemas que ha presentado el pozo. La tabla 4.8 muestra los valores finales obtenidos en el análisis, se ha validado la prueba de producción y se ha determinado los parámetros de funcionamiento del equipo BES.

TABLA 4.8.- RESULTADOS ANÁLISIS POZO SEC-010

| Producción | | | | | Funcionamiento del equipo BES (P12-XH6) | | | | | |
|------------|------------|------------|----------|----------------|--|---------------------------------------|--|-----------------------------------|-------------------|--------------|
| Hz | Qt Bfpd | Qo Bopd | BSW % | GOR MPCS/BI | Gas a través de la bomba (%) | Eficiencia de separación (%) | Degradación (Caudal y Cabeza) (%) | Degradación en Potencia (%) | Eficiencia (%) | Carga (%) |
| 58 | 1,094 | 131 | 88 | 790 | 7.57 | 60 | 5 | 45 | 37.53 | 88 |

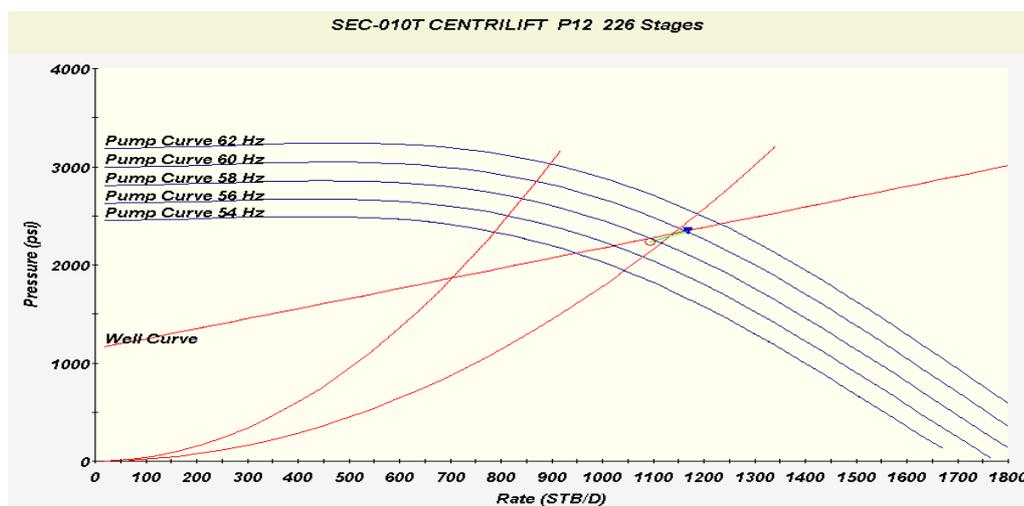
FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

4.1.3.2. Análisis de Sensibilidades

La simulación se ha hecho a diferentes frecuencias, los resultados se observan en la Figura 4.18 y en la Tabla 4.9.

FIGURA 4.18.- ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SEC-010



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

TABLA 4.9.- RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-010

| Frecuencia Hz | Qt Bfpd | Qo Bopd | BSW % | TDP Psi | Eficiencia % | Potencia HP | CARGA % |
|------------------|------------|------------|----------|------------|-----------------|----------------|------------|
| 54 | 948 | 114 | 88 | 2,119 | 38.60 | 101 | 73.8 |
| 56 | 1,022 | 123 | 88 | 2,196 | 38.18 | 114 | 80.7 |
| 58 | 1,094 | 131 | 88 | 2,271 | 37.53 | 129 | 88.0 |
| 60 | 1,164 | 140 | 88 | 2,344 | 36.78 | 145 | 95.3 |
| 62 | 1,232 | 148 | 88 | 2,415 | 35.98 | 162 | 102.9 |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

4.1.3.3. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción

La bomba está operando en Dentro del Rango, presenta una degradación de 5%, esto puede deberse al tiempo de operación que es de 1 año 6 meses, hay que considerar que el pozo históricamente ha presentado serios problemas de escala y corrosión. El porcentaje de gas a través de la bomba es de 7.57 %, esto implica que el separador de gas no trabaja a la eficiencia esperada, el ajuste ha determinado que la eficiencia es de 60%, el promedio de eficiencia de separación es de 80%.

El valor de 1.45 del factor de degradación implica que el motor está operando con 45% de potencia adicional, por lo que en la próxima parada es necesario retapear el transformador para incrementar voltaje y disminuir el consumo de corriente.

Según el análisis de sensibilidades se ha determinado que cualquier incremento de frecuencia haría que la bomba opere la región de UPTHURST, tomando en cuenta todo esto lo ideal es mantener la frecuencia de operación en 58 Hz con esto la eficiencia es de 37.53%, la carga de 88% y la potencia requerida es de 129 HP.

El pozo actualmente produce de la arena “T”, 26 pies de espesor perforado, 2 pies de esta arena y la arena “U” inferior han sido aislados para controlar la producción de agua, tomando en cuenta esto, se debe considerar la posibilidad de evaluar la arena “Basal Tena” para determinar si existe saturación de crudo y tienen potencial de producción.

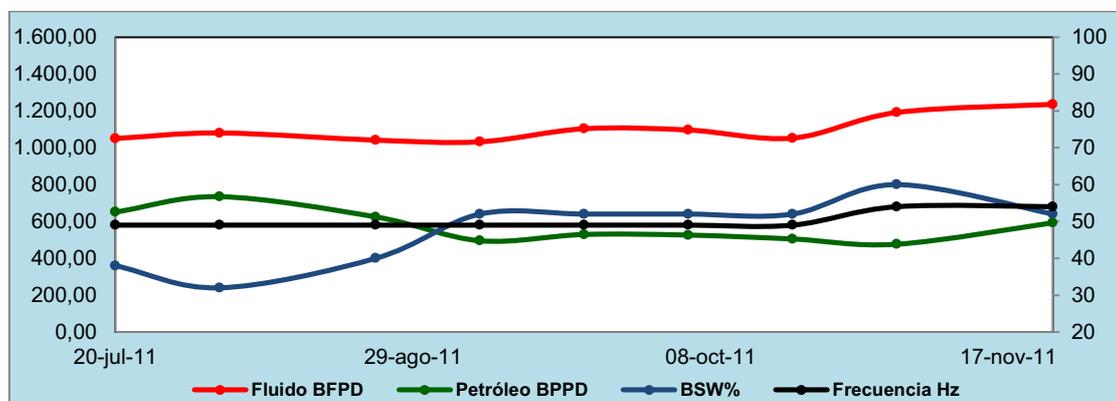
Según la curva de IPR el pozo fluye a una P_{wf} de 1,642 Psi con un diferencial de presión hasta la succión de la bomba de 91 Psi, la succión está a 8,960 pies es decir 318 pies arriba de los intervalos productores. El índice de productividad es de 0.70, considerando todos estos parámetros un rediseño para bajar la bomba a la altura de los perforados no sería conveniente ya que solo se ganaría 56 BFPD es decir 7 BPPD.

4.1.4. SHUARA – 014B

4.1.4.1. Análisis

Durante el primer semestre del 2011 el aporte de petróleo empezó a declinar, se perdió 200 BPPD, se estabilizó hasta octubre donde el pozo entro a un reacondicionamiento para cambiar la bomba, después de este evento, el pozo empezó a recuperar producción, la frecuencia de operación incrementó de 49 Hz a 54 Hz. Figura 4.19

FIGURA 4.19.- PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZO SHU- 014B



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

Siempre el análisis en LOWIS empieza mediante el ajuste de presiones en la curva Transversa de presión, la tabla 4.10 muestra los valores que se ha modificado para realizar dicho ajuste.

TABLA 4.10.- PARÁMETROS MODIFICADOS AJUSTE POZO SHU-014B

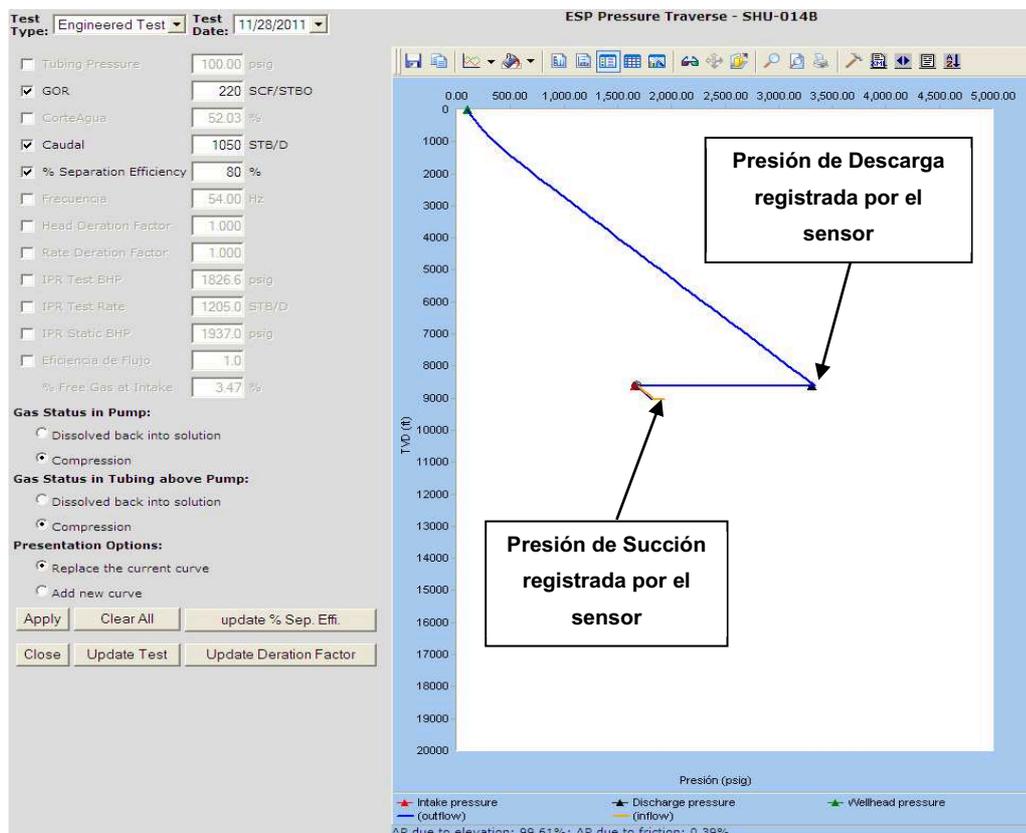
| Parámetro | Datos de la Prueba | Ajuste con la Transversa de Presión |
|----------------------------|--------------------|-------------------------------------|
| GOR (PCS/BF) | 112 | 220 |
| Caudal (BFPD) | 1,205 | 1,050 |
| % Separación de gas | 100 | 80 |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

La curva Transversa de Presión ajustada a los valores de presión de succión y descarga registrados por el sensor se muestra en la Figura 4.20.

FIGURA 4.20.- TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SHU-014B

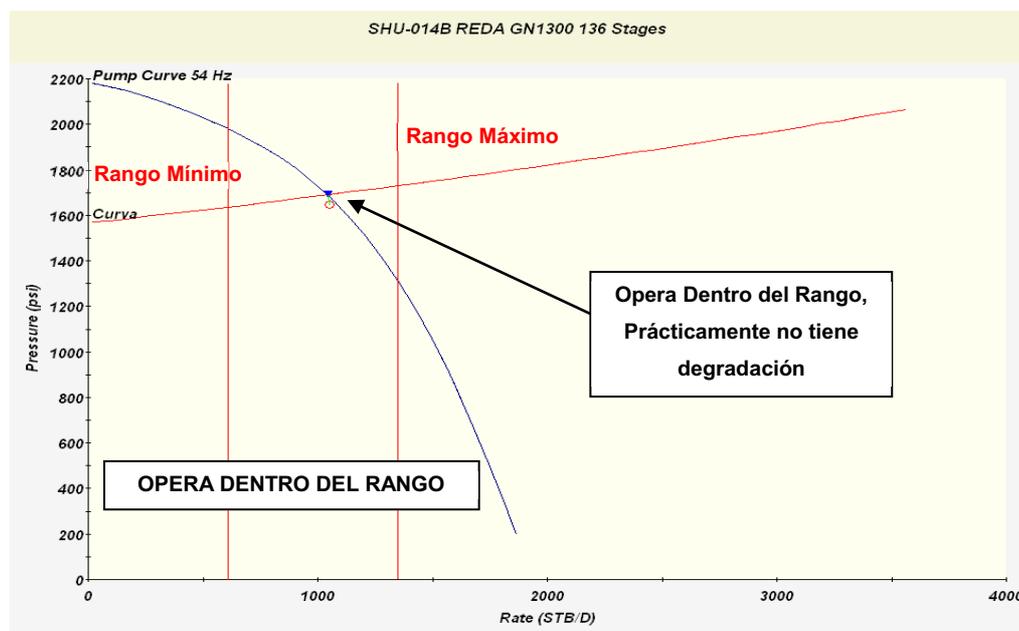


FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

El **ANEXO No 7** muestra el historial de pruebas de producción para el 2011 con esto se puede corroborar que los valores utilizados están correctos. La curva del punto de operación después del ajuste se observa en la Figura 4.21.

FIGURA 4.21.- PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SHU-14B



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

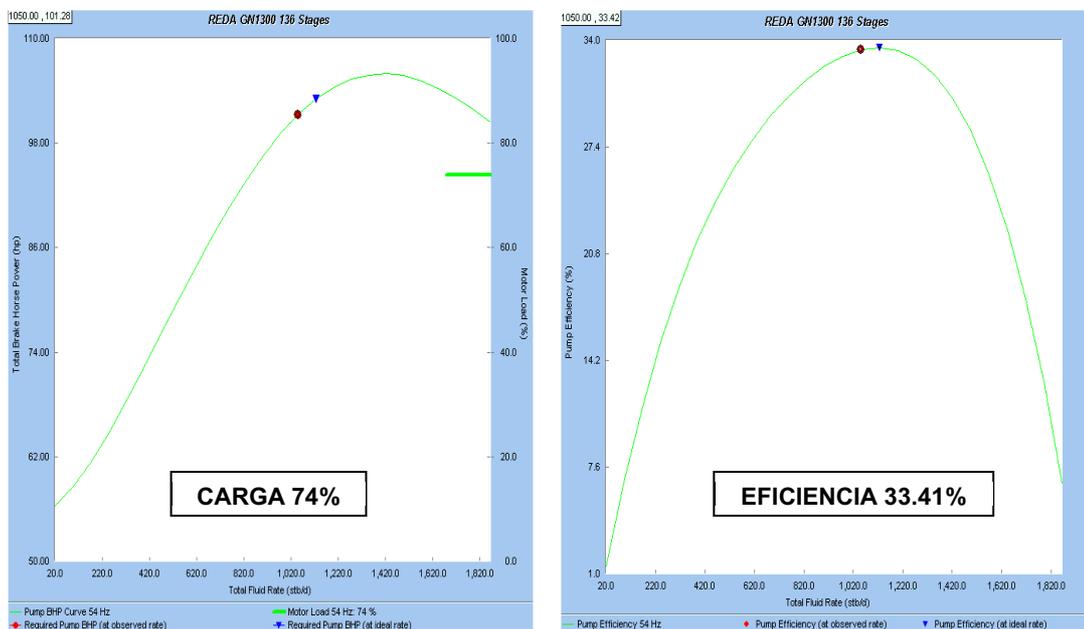
ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

La bomba no presenta degradación, el porcentaje de gas a través de la bomba es de 3.47%. Está operando dentro del rango, la carga del motor con el sistema en equilibrio es de 58.29% y la eficiencia es de 58.10%. Estos valores deben ser corregidos mediante el cálculo de un factor de degradación en potencia. Ecuaciones 4.1 y 4.2.

El factor de degradación en potencia obtenido es de 1.74, el porcentaje de carga real es de **74%** y la eficiencia es de **33.41%**. Figura 4.22

La Figura 4.23 muestra el comportamiento de la presión de succión registrada por el sensor, se observa una tendencia constante pero en el último mes la presión ha incrementado 300 Psi de manera gradual.

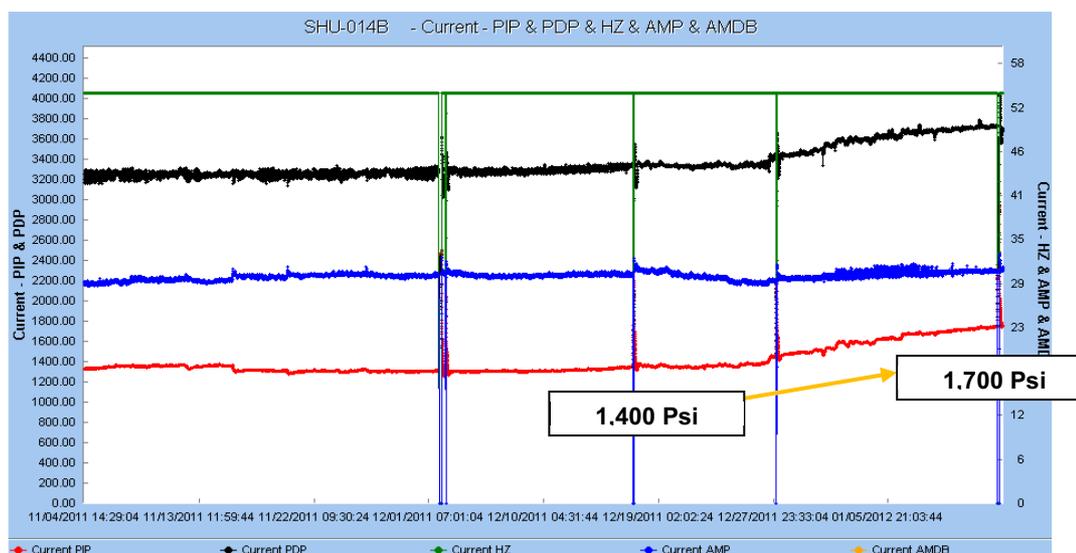
FIGURA 4.22.- EFICIENCIA Y CARGA BOMBA REDA GN-1300 POZO SHU-014B



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

FIGURA 4.23.- TENDENCIAS BOMBA REDA GN-1300 POZO SHU-014B



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

El **ANEXO No 8** muestra el historial de reacondicionamientos donde se observa los problemas que ha presentado el pozo. La tabla 4.11 muestra los valores finales obtenidos en el análisis, se ha validado la prueba de producción y se ha determinado los parámetros de funcionamiento del equipo BES.

TABLA 4.11.- RESULTADOS ANÁLISIS POZO SHU-014B

| Producción | | | | | Funcionamiento del equipo BES (P12-XH6) | | | | | |
|------------|------------|------------|----------|----------------|--|---------------------------------------|--|-----------------------------------|-------------------|--------------|
| Hz | Qt Bfpd | Qo Bopd | BSW % | GOR MPCS/BI | Gas a través de la bomba (%) | Eficiencia de separación (%) | Degradación (Caudal y Cabeza) (%) | Degradación en Potencia (%) | Eficiencia (%) | Carga (%) |
| 54 | 1,050 | 504 | 52 | 220 | 3.47 | 80 | No | 74 | 33.41 | 74 |

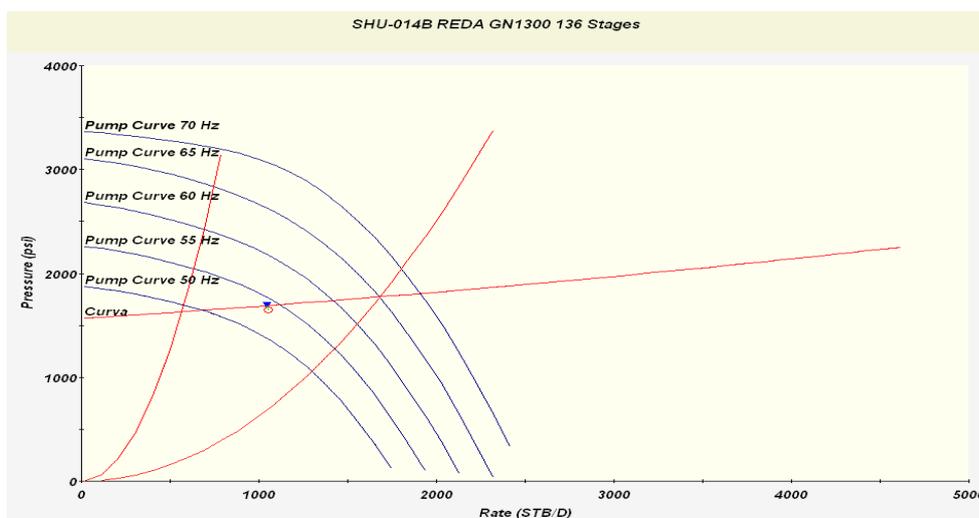
FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

4.1.4.2. Análisis de Sensibilidades

La simulación se ha hecho a diferentes frecuencias, según esto se puede aumentar frecuencia hasta 65 Hz y la bomba seguirá operando dentro del rango. Los resultados se observan en la Figura 4.24 y en la Tabla 4.12.

FIGURA 4.24.- ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SHU-014B



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

TABLA 4.12.- RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA
OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SHU-014B

| Frecuencia Hz | Qt Bfpd | Qo Bopd | BSW % | TDP Psi | Eficiencia % | Potencia HP | CARGA % |
|------------------|------------|------------|----------|------------|-----------------|----------------|------------|
| 50 | 639 | 306 | 52 | 1,703 | 34.02 | 71 | 57 |
| 55 | 1,097 | 527 | 52 | 1,781 | 33.53 | 108 | 79 |
| 60 | 1,421 | 628 | 52 | 1,838 | 32.79 | 144 | 96 |
| 65 | 1,692 | 812 | 52 | 1,887 | 30.97 | 184 | 113 |
| 70 | 1,38 | 930 | 52 | 1,932 | 28.86 | 229 | 131 |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

4.1.4.3. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción

La bomba está operando dentro del rango, no presenta degradación, hay que considerar que solo tiene 2 meses de operación, Sin embargo en el último mes el comportamiento de la presión ha variado incrementándose en 300 Psi, esto implica que la bomba se está taponando por presencia de sólidos o escala, este factor podría hacer que la bomba empiece a degradarse, hay que considerar que el pozo históricamente ha presentado problemas de escala.

El porcentaje de gas a través de la bomba es de 3.47%, esto indica que el separador de gas no está trabajando con la eficiencia esperada.

El valor de 1.74 del factor de degradación en potencia del equipo BES implica que el motor está operando con 74% de carga adicional, a pesar de que opera dentro del rango es necesario que en la próxima parada del equipo se realice un retapeo del transformador para incrementar voltaje y disminuir el consumo de corriente.

Según el análisis de sensibilidades es posible incrementar la frecuencia hasta 65Hz para que la bomba no opere en la región de UPTHURST, sin embargo se alcanzaría una carga de 96% y 32.79% de eficiencia, en cuanto a potencia no habría limitación ya que la bomba puede trabajar hasta 150 HP, considerando

todo esto lo más recomendable es aumentar la frecuencia a 55 Hz, así la producción incrementaría en 23 BPPD, la carga sería de 79%, la potencia requerida es de 108HP y la eficiencia de 33.53%.

El pozo actualmente produce de la arena "U" inferior, solo 8 pies de espesor perforados, el resto de intervalos de la arena "U" inferior y "T" han sido aislados por alta producción de agua, tomando en cuenta esto, se debe considerar la posibilidad de evaluar la arena "Basal Tena" para determinar si hay saturación de crudo.

Según la curva de IPR el pozo fluye a una P_{wf} de 1,826 Psi con un diferencial de presión hasta la succión de la bomba de 155 Psi, la succión está a 8,611 pies es decir 435 pies arriba de los intervalos productores. El índice de productividad es de 0.93, considerando estos parámetros un rediseño para bajar la bomba a la altura de los perforados sería conveniente ya que se ganaría 141 BFPD es decir 67 BPPD, sin embargo la principal limitante es la completación ya que a 8,886 existe un tubo asentado con packers que aíslan la arena "U" superior.

Tomando en cuenta lo anterior solo se podría bajar la bomba 230 pies, con esto se ganaría 74 BFPD, es decir 35 BPPD.

En cuanto a manejo del agua en superficie, el campo Shuara actualmente inyecta un promedio de 10,177 BAPD y el potencial de inyección es de 14,140 BAPD por lo que no habría problema de manejo de agua asociada a incrementos de producción de petróleo debido a aumentos de frecuencia, sin embargo existen problemas con el agua de formación ya que tiene tendencia a formar incrustaciones

A continuación se presentan los resultados obtenidos en el análisis del resto de pozos seleccionados en el presente estudio.

4.1.5. ATACAPI- 007

FIGURA 4. 25.- TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO ATA – 007

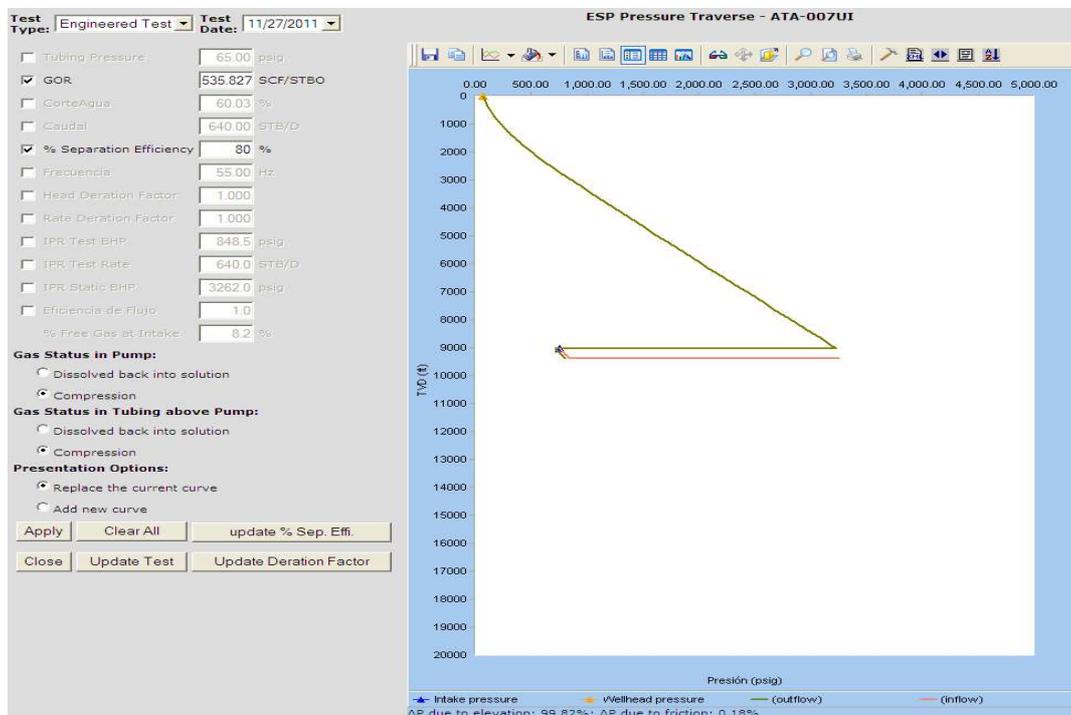
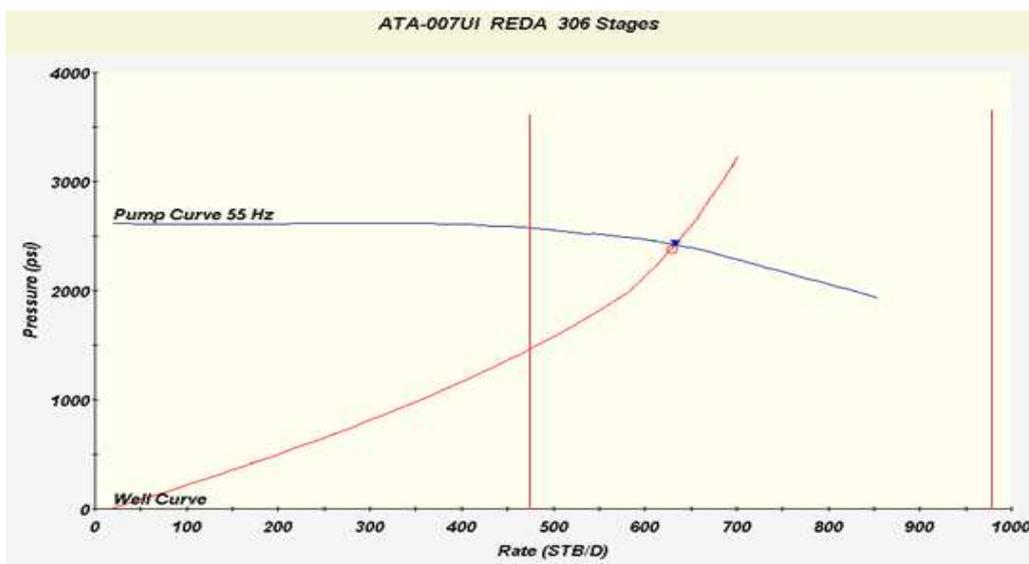


FIGURA 4. 26.- PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO ATA-007



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

FIGURA 4. 27.- TENDENCIAS BOMBA REDA DN-1100 POZO ATA-007

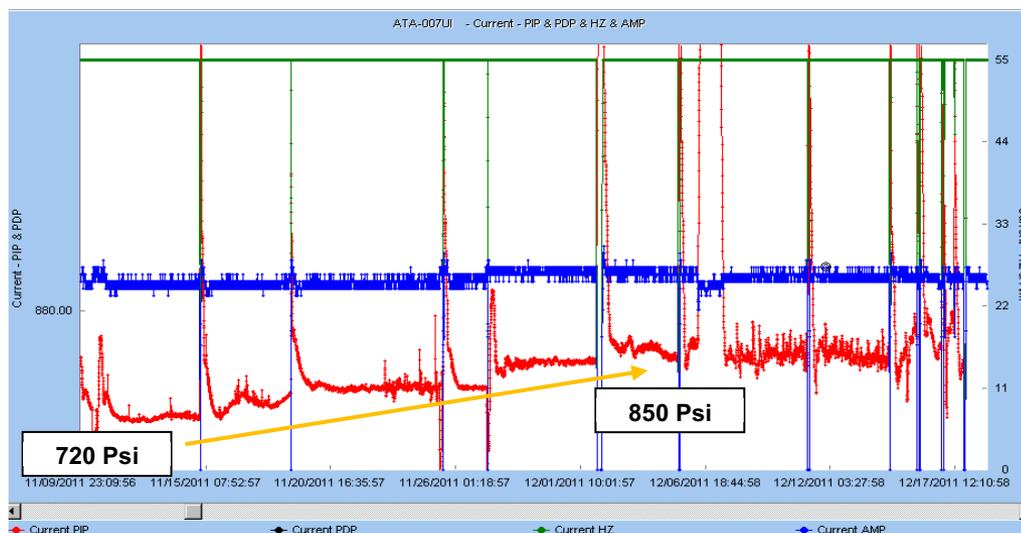


Figura 4. 28.- ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO ATA-007

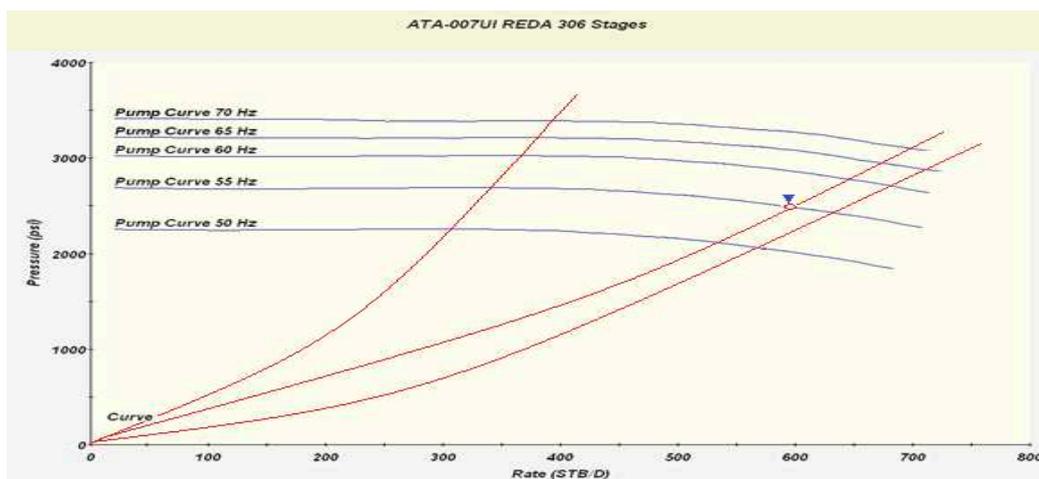


Tabla 4. 13.- RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO ATA-007

| Frecuencia | Qt | Qo | BSW | TDP | Eficiencia | Potencia | CARGA |
|------------|------|------|-----|-------|------------|----------|-------|
| Hz | Bfpd | Bopd | % | Psi | % | HP | % |
| 50 | 588 | 109 | 60 | 2,028 | 35.78 | 66 | 53.2 |
| 55 | 640 | 256 | 60 | 2,670 | 35.48 | 90 | 65.0 |
| 60 | 690 | 276 | 60 | 3,248 | 35.29 | 116 | 80.0 |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

4.1.5.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción

La bomba está operando dentro del rango normal, pero con tendencia a la región de UPTHURST, no presenta degradación, sin embargo el porcentaje de gas a través de la bomba es de 8.2%, es un valor alto lo que indica que el separador de gas no está trabajando dentro de la eficiencia esperada y la bomba podría empezar a degradarse. El comportamiento de presión de entrada a la bomba es muy variable y en el último mes ha incrementado aproximadamente 120 Psi por lo que la bomba se puede estar taponando por presencia de sólidos o escala en la formación esto se observa en la figura 4.27. Hay que considerar que el pozo históricamente ha mostrado presencia de arena, escala y corrosión.

El valor de caudal de la prueba era de 733 BFPD, sin embargo el ajuste se lo ha hecho con 640 BFPD, esto se puede corroborar con el historial de pruebas de producción del pozo, esto implica que los datos reportados no son representativos del pozo. Este error se da debido al sistema de prueba que se aplica, las pruebas de producción en los separadores son solo de 4 o 6 horas y el resultado que se tenga se lo extrapola a 24 horas, después se distribuye la producción fiscalizada para cada pozo y se reporta el valor final. Haciendo esto se va a tener un margen de error ya que la producción extrapolada a 24 horas está sujeta a muchas variaciones.

El valor de 1.53 del factor de degradación del equipo BES en potencia implica que el motor está operando con 53% de potencia adicional, hay que considerar que la bomba ya tiene más de 19 meses de operación. La primera acción es la de retapear el transformador en la siguiente parada del pozo para incrementar voltaje y disminuir el consumo de corriente. Sin hacer retapeo si se sigue incrementando la frecuencia a valores mayores de 60 Hz, el motor se puede quemar ya que según la simulación alcanzaría cargas mayores a 100%.

Según el análisis de sensibilidades es posible incrementar la frecuencia hasta 70 Hz o más, antes que la bomba opere en la región de UPTHURST, sin embargo los valores de carga sobre el motor serían mayores a 100%, de igual manera se necesitaría un motor con mayor potencia ya que la potencia actual del motor es de 175HP. Por estas razones lo más recomendable es incrementar la frecuencia hasta 60 Hz, con esto la carga sería de 80%, la potencia requerida es de 116 HP y la eficiencia de 35.29%. A esta frecuencia estuvo trabajando la bomba desde junio hasta septiembre del 2011 y el BSW se mantuvo estable en 60%.

El pozo actualmente produce de la arena "U" inferior, solo 14 pies de intervalos perforados, considerando que las arenas "U" superior, "T" han sido aisladas para controlar la producción de agua y que Basal Tena se probó pero no hubo aporte, la única opción de producción es de la arena "U" por lo que no se podría perforar en otras zonas.

Según la curva de IPR el pozo fluye a una Pwf de 831 Psi con un diferencial de presión hasta la succión de la bomba de 61 Psi, la succión está a 9,061 pies es decir 315 pies arriba de los intervalos productores, el índice de productividad es de 1.15, considerando estos parámetros un rediseño para bajar la bomba a la altura de los perforados no sería conveniente ya que solo se ganaría 66 BFPD es decir 26 BPPD, además que existe una limitante en la completación ya que a 9,133 existe un tubo asentado con packers que aíslan la arena "U" superior.

4.1.6. ATACAPI – 015

Figura 4. 29.- TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO ATA - 015

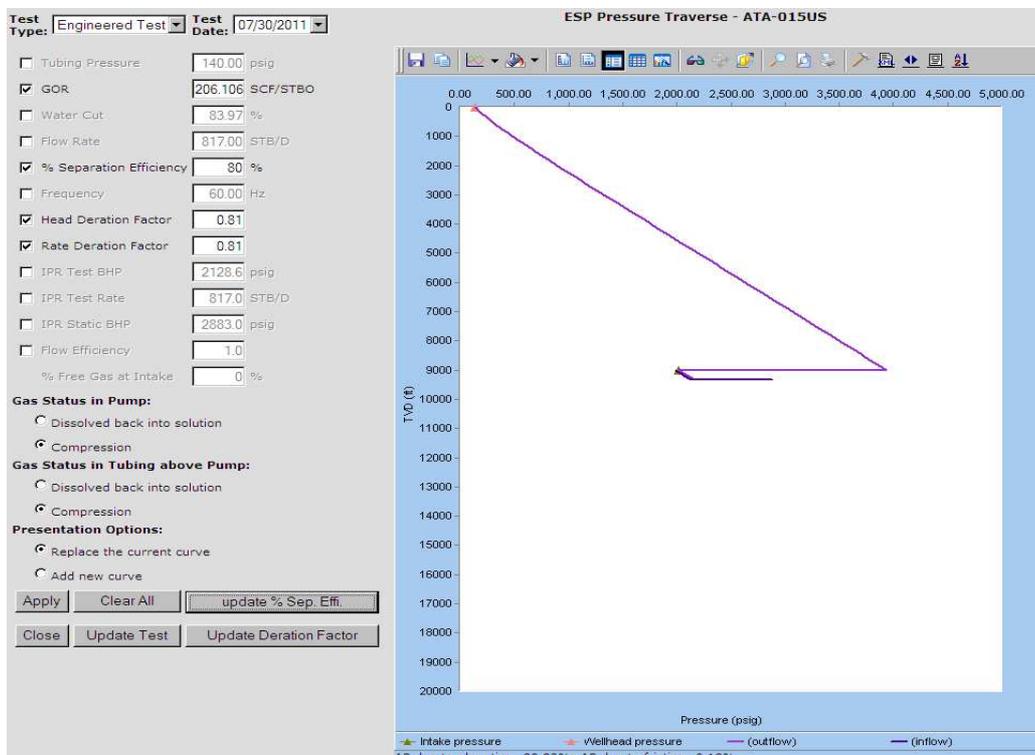
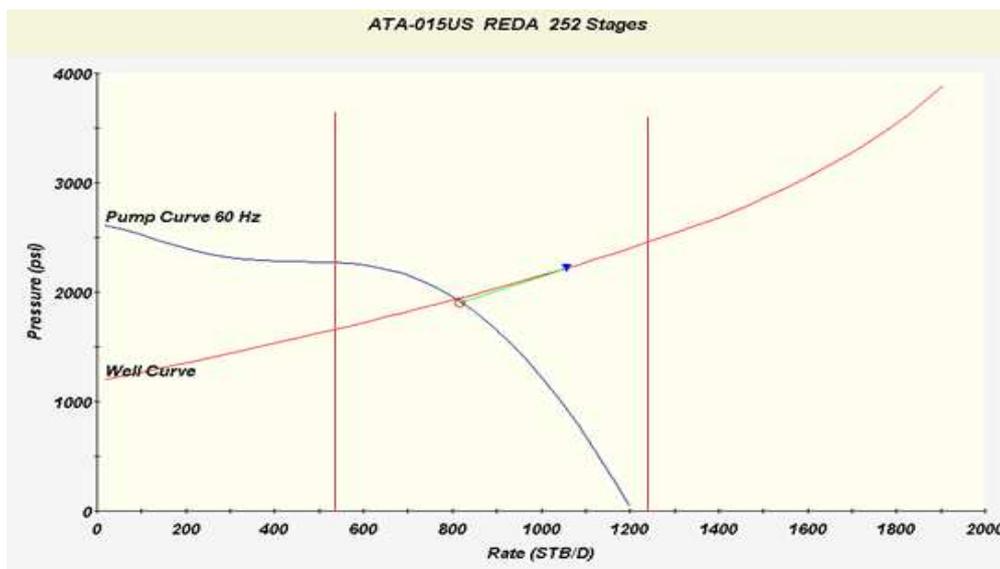


FIGURA 4. 30.- PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO ATA-015



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

FIGURA 4.31.- TENDENCIAS BOMBA REDA DC-1100 POZO ATA-015

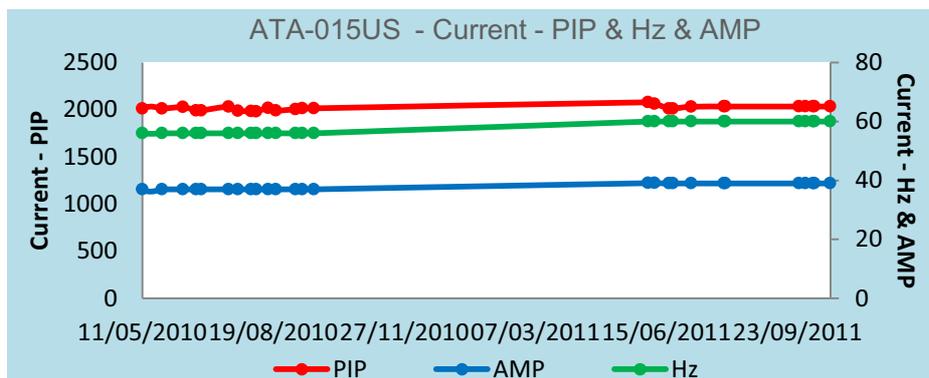


FIGURA 4.32.- ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO ATA-015

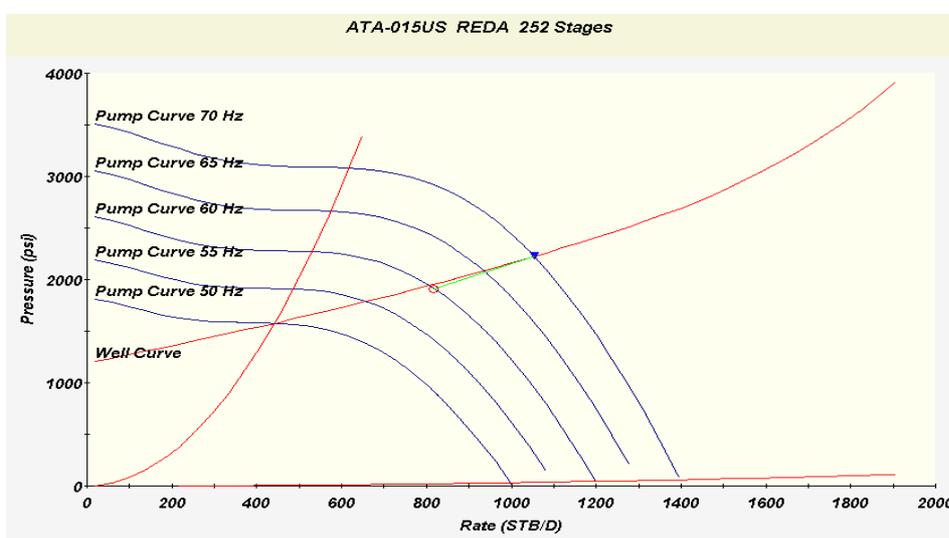


TABLA 4.14.- RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO ATA-015

| Frecuencia Hz | Qt Bfpd | Qo Bopd | BSW % | TDP Psi | Eficiencia % | Potencia HP | CARGA % |
|------------------|------------|------------|----------|------------|-----------------|----------------|------------|
| 50 | 443 | 71 | 84 | 1,578 | 33.5 | 37.68 | 31.4 |
| 55 | 658 | 105 | 84 | 1,788 | 38.4 | 55.32 | 41.9 |
| 60 | 817 | 131 | 84 | 1,943 | 38.71 | 73.03 | 50.0 |
| 65 | 935 | 150 | 84 | 2,085 | 37.88 | 92.98 | 59.6 |
| 70 | 1,054 | 169 | 84 | 2,224 | 36.54 | 115.96 | 69.0 |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

4.1.6.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción

La bomba está operando dentro del rango normal a pesar de que presenta una degradación del 19%, esto puede deberse al tiempo de operación de la bomba que es de 1 año 8 meses. No existe presencia de gas a través de la bomba esto indica que el separador de gas está trabajando con la eficiencia esperada.

El valor de 1.03 del factor de degradación en potencia del equipo BES implica que el motor está operando con la potencia adecuada, en estas condiciones no es necesario realizar un retapeo del transformador.

Según el análisis de sensibilidades es posible incrementar la frecuencia hasta 70Hz, y la bomba seguirá operando dentro del rango, la carga máxima sería de 69% y la eficiencia 36.54%, en cuanto a potencia no hay restricción ya que la bomba puede trabajar hasta 144 HP, sin embargo al ser un pozo con alto BSW y tomando en cuenta que el aumento de caudal de petróleo sería mínimo, lo más recomendable es mantener las condiciones actuales de operación en 60 Hz.

El pozo actualmente produce de la arena "U" superior, solo 10 pies de espesor perforados, el resto de intervalos de la arena "U" inferior y "T" han sido aislados por alta producción de agua, tomando en cuenta esto, se debe considerar la posibilidad de evaluar la arena "Basal Tena" para determinar si hay saturación de crudo.

Según la curva de IPR el pozo fluye a una P_{wf} de 2,128 Psi con un diferencial de presión hasta la succión de la bomba de 94 Psi, la succión esta 9,004 pies es decir 324 pies arriba de los intervalos productores. El índice de productividad es de 0.75, considerando estos parámetros un rediseño para bajar la bomba a la altura de los perforados no sería conveniente ya que solo se ganaría 64 BFPD es decir 10 BPPD, además que existe una limitante en la completación de fondo ya que a 9,384 existe un tapón CIBP que aísla la arena "U" inferior.

4.1.7. PICHINCHA – 007

FIGURA 4.33.- TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO PIC - 007

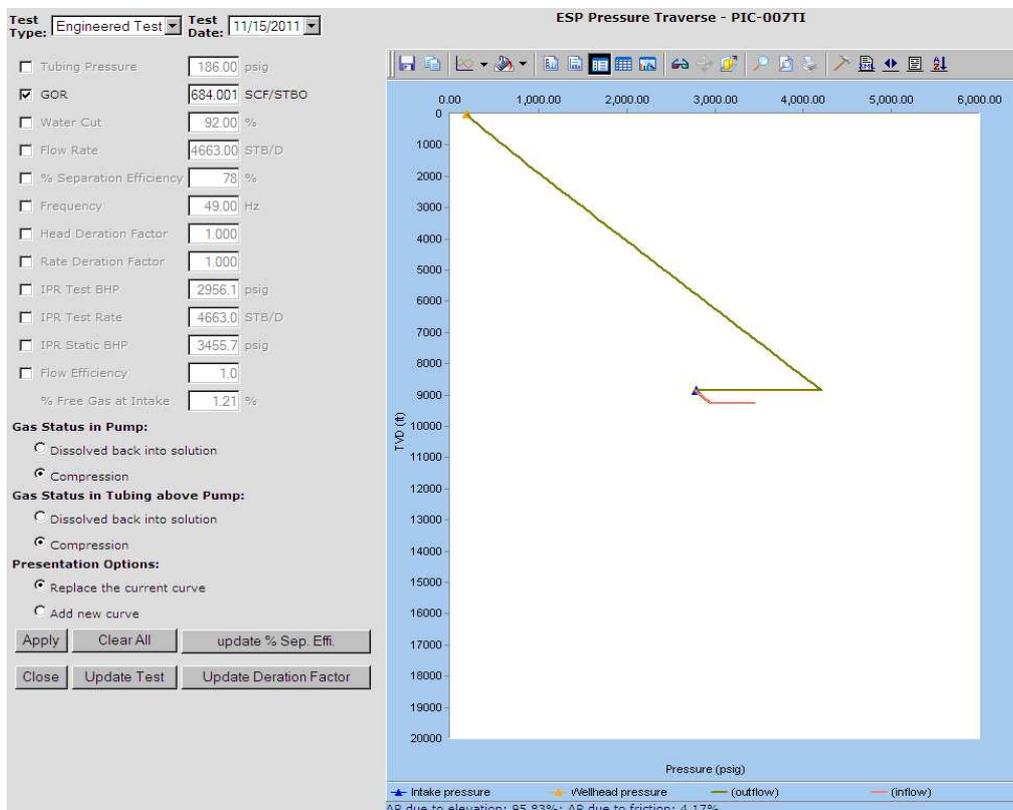
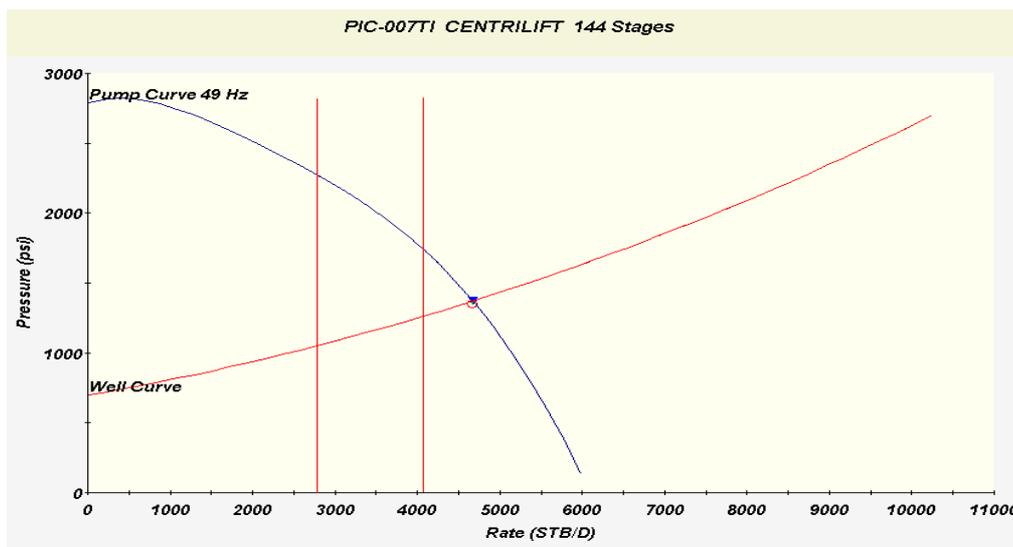


FIGURA 4.34.- PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO PIC-007



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

FIGURA 4.35.- TENDENCIAS BOMBA CTL P47XH6 POZO PIC-007

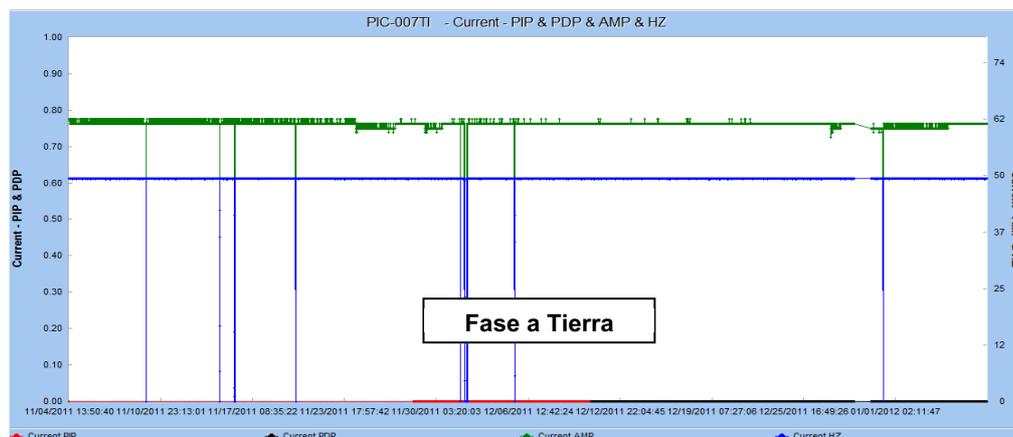


FIGURA 4.36.- ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO PIC-007

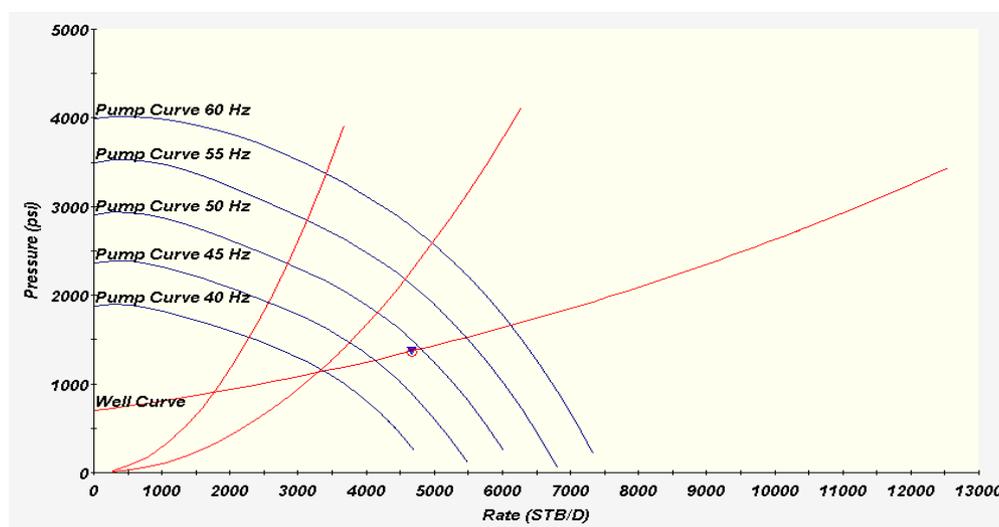


TABLA 4.15.- RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO PIC-007

| Frecuencia Hz | Qt Bfpd | Qo Bopd | BSW % | TDP Psi | Eficiencia % | Potencia HP | CARGA % |
|------------------|------------|------------|----------|------------|-----------------|----------------|------------|
| 40 | 3,379 | 270 | 92 | 1,145 | 40 | 178 | 48.5 |
| 45 | 4,117 | 329 | 92 | 1,270 | 37 | 256 | 62.3 |
| 50 | 4,808 | 385 | 92 | 1,396 | 35 | 354 | 77.0 |
| 55 | 5,475 | 478 | 92 | 1,527 | 33 | 472 | 93.7 |
| 60 | 6,123 | 490 | 92 | 1,661 | 31 | 614 | 111.6 |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

4.1.7.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción

La bomba está operando en la región de UPTHURST, sin embargo no presenta degradación, hay que considerar que la bomba solo tiene 8 meses de operación. La bomba al estar trabajando en esta región implica que hay un sobredimensionamiento de la misma para las condiciones actuales de producción.

El porcentaje de gas a través de la bomba es de 1.21%, esto indica que el separador de gas está trabajando con la eficiencia esperada.

El valor de 1.70 del factor de degradación en potencia del equipo BES implica que el motor está operando con 70% de carga adicional, por esta razón en la próxima parada del equipo se debe realizar un retapeo del transformador para incrementar voltaje y disminuir el consumo de corriente.

La simulación se ha hecho a diferentes frecuencias, sin embargo hay que considerar que un equipo que está trabajando fuera del rango no puede volver al mismo solo con variación de frecuencia. Considerando esto lo más recomendable es mantener la frecuencia de operación en 49 Hz. Al estar sobredimensionada la bomba se debe realizar un rediseño tomando en cuenta el estado actual de producción del pozo y del yacimiento.

El pozo actualmente produce de la arena "T" inferior, 20 pies de espesor perforados, la arena "U" inferior y 4 pies de la arena "T" han sido aislados por alta producción de agua, tomando en cuenta esto, se debe considerar la posibilidad de evaluar la arena "Basal Tena" y "U" superior para determinar si hay saturación de crudo.

Según la curva de IPR el pozo fluye a una P_{wf} de 2,996 Psi con un diferencial de presión hasta la succión de la bomba de 706 Psi, la succión está a 8,849 pies es decir 419 pies arriba de los intervalos productores. El índice de productividad es de 10.14, considerando estos parámetros un rediseño para bajar la bomba a la altura de los perforados sería conveniente ya que se ganaría 7,160 BFPD es decir

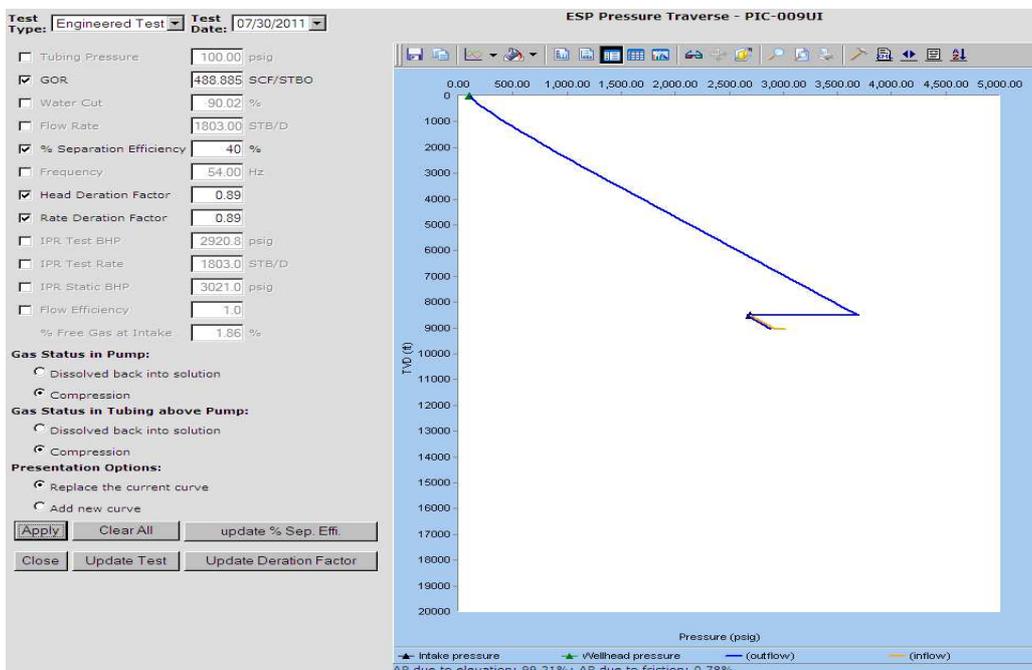
573 BPPD, sin embargo la principal limitante es la completación de fondo ya que a 8,933 existe tubería asentada con packers para aislar la arena "U" inferior.

Actualmente el campo Pichincha inyecta un total de 19,099 BAPD, el potencial de inyección es de 25,677 BAPD por lo que no habría problemas para tratar el agua asociada a este incremento de producción de petróleo.

Tomando en cuenta el incremento de producción que se tendría, se debe evaluar la posibilidad de remover esta completación de fondo, realizar una cementación en los intervalos de "U" inferior y hacer el rediseño de la bomba para ubicarla más cerca de los perforados. El pozo históricamente no ha presentado aporte de sólidos de la formación y la presión de burbuja es de 773 Psi, por lo que no habría problemas de cavitación en la bomba.

4.1.8. PICHINCHA – 009

FIGURA 4.37.- TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO PIC - 009



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

FIGURA 4.38.- PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO PIC-009

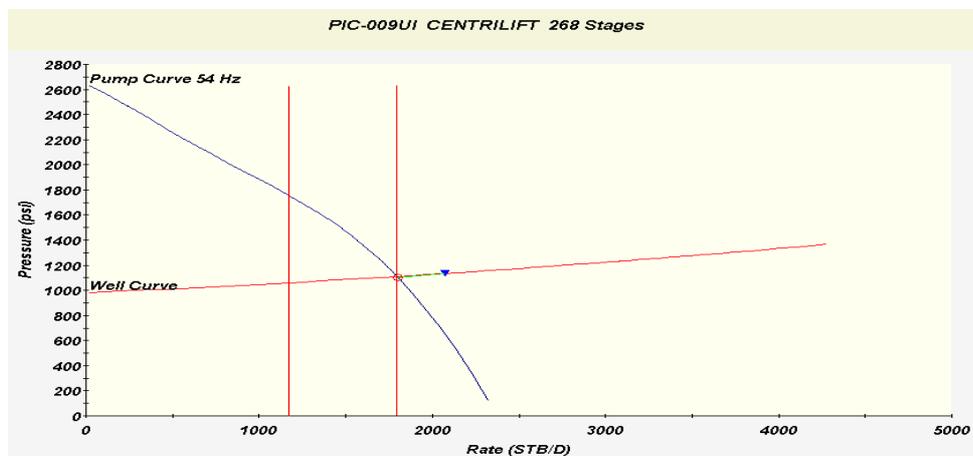


FIGURA 4.39.- TENDENCIAS BOMBA CTL P18 XH6 POZO PIC-009

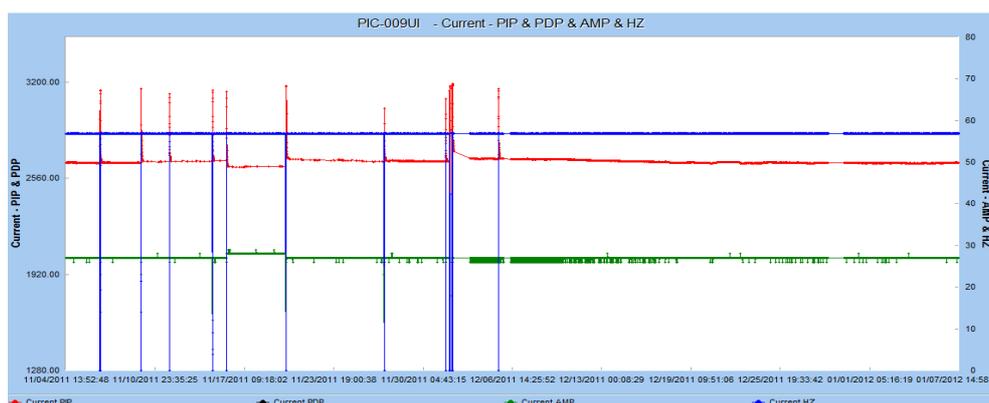
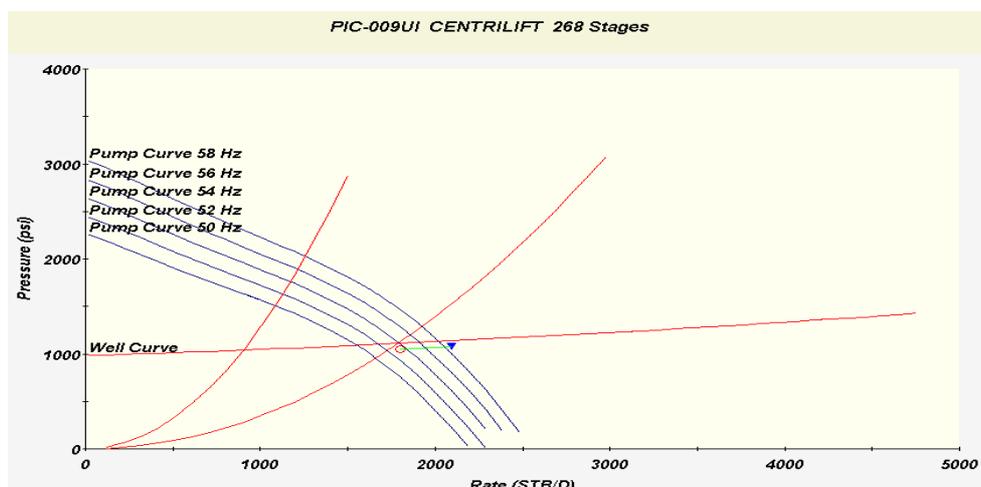


FIGURA 4.40.- ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO PIC-009



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

TABLA 4.16.- RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA
OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO PIC-009

| Frecuencia Hz | Qt Bfpd | Qo Bopd | BSW % | TDP Psi | Eficiencia % | Potencia HP | CARGA % |
|------------------|------------|------------|----------|------------|-----------------|----------------|------------|
| 50 | 1,551 | 155 | 90 | 1,090 | 42.6 | 72 | 57 |
| 52 | 1,676 | 167 | 90 | 1,100 | 41.4 | 80 | 61 |
| 54 | 1,803 | 180 | 90 | 1,110 | 39.9 | 90 | 65 |
| 56 | 1,911 | 191 | 90 | 1,120 | 38.7 | 99 | 70 |
| 58 | 2,022 | 202 | 90 | 1,130 | 37.4 | 110 | 75 |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

4.1.8.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción

La bomba está operando en la región de UPTHURST, presenta una degradación del 10.5%, es un porcentaje alto, hay que tomar en cuenta que la norma API tiene como límite un valor de 10%. La figura 4.39 muestra una tendencia constante de los valores de presión y amperaje en el equipo BES, por lo que no se evidencia presencia de sólidos a través de la bomba, la degradación se debe al tiempo de operación del equipo que es de 2 años 2 meses, muy por encima del promedio en el Área Libertador.

El porcentaje de gas a través de la bomba es de 1.86 %, el diseño de la BES no incluye separador de fondo debido a que el pozo produce cantidades muy bajas de gas, sin este separador el promedio de eficiencia de separación es de 40%.

El valor de 1.20 del factor de degradación implica que el motor está operando con 20% de potencia adicional, por lo que se debe considerar retapear el transformador para incrementar voltaje y disminuir el consumo de corriente. El rango de potencia adicional para el motor no debe sobrepasar el 15%.

Según el análisis de sensibilidades cualquier incremento de frecuencia implica que la bomba opere en la región de UPTHRUST, además hay que considerar que un equipo que está trabajando fuera del rango no puede volver al mismo solo con variación de frecuencia, tomando en cuenta todo esto se recomienda mantener la frecuencia de operación en 54 Hz con esto la eficiencia es de 39.91% y la carga de 65%.

El pozo actualmente produce de la arena "U" inferior, solo 6 pies de espesor perforado, las arenas "U" superior y "T" han sido aisladas por alta producción de agua, tomando en cuenta esto, se debe considerar la posibilidad de evaluar la arena "Basal Tena" para determinar si hay saturación de crudo.

Según la curva de IPR el pozo fluye a una P_{wf} de 2,920 Psi con un diferencial de presión hasta la succión de la bomba de 215 Psi, la succión está a 8,514 pies es decir 516 pies arriba de los intervalos productores. El índice de productividad es de 17.85, considerando estos parámetros un rediseño para bajar la bomba a la altura de los perforados sería conveniente ya que se ganaría 3,838 BFPD es decir 384 BPPD. En cuanto a la configuración de la completación de fondo no hay ninguna limitante.

Actualmente el campo Pichincha inyecta un total de 19,099 BAPD, el potencial de inyección es de 25,677 BAPD por lo que no habría problemas para tratar el agua asociada a este incremento de producción de petróleo.

El pozo históricamente no ha presentado aporte de sólidos de la formación y la presión de burbuja es de 1,243 Psi, por lo que no habría problemas de cavitación en la bomba.

4.1.9. SECOYA – 03

FIGURA 4.41.- TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC - 003

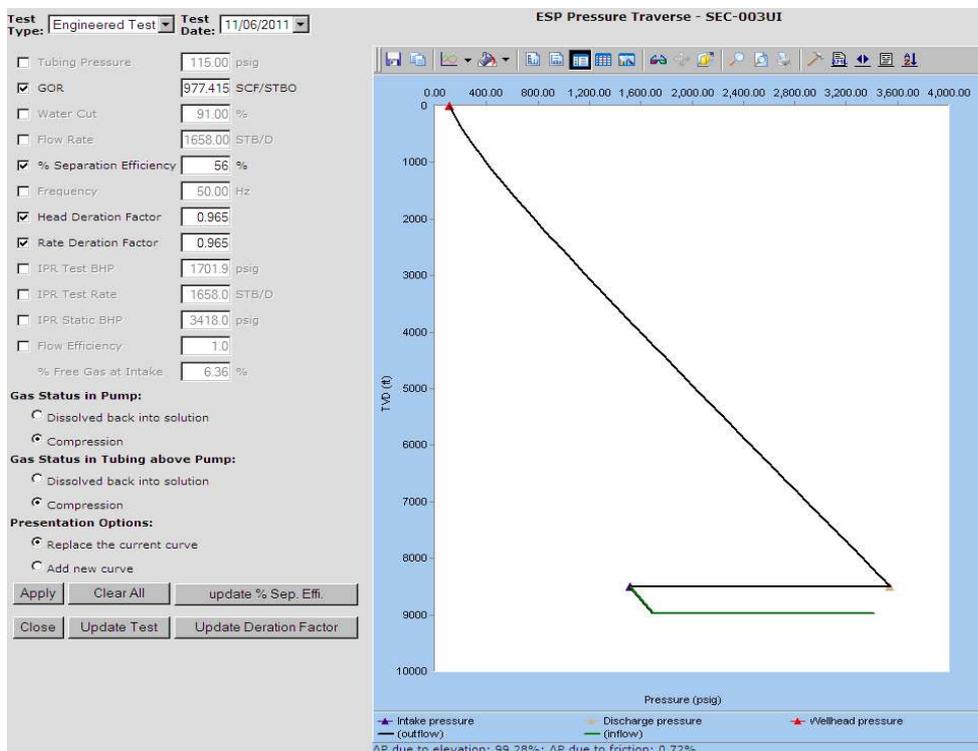
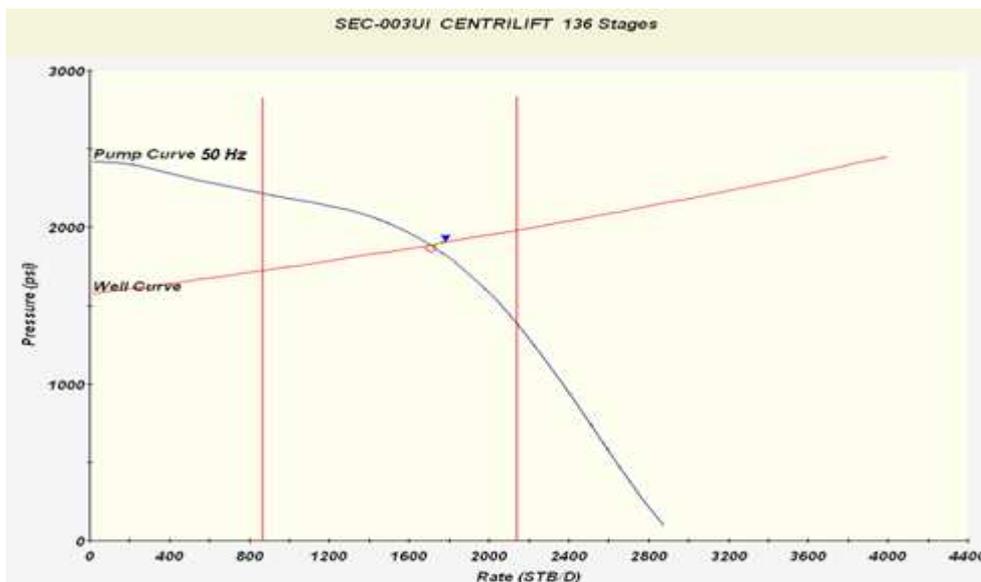


FIGURA 4.42.- PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC-003



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

FIGURA 4.43.- TENDENCIAS BOMBA CTL P23 XH6 POZO SEC-003

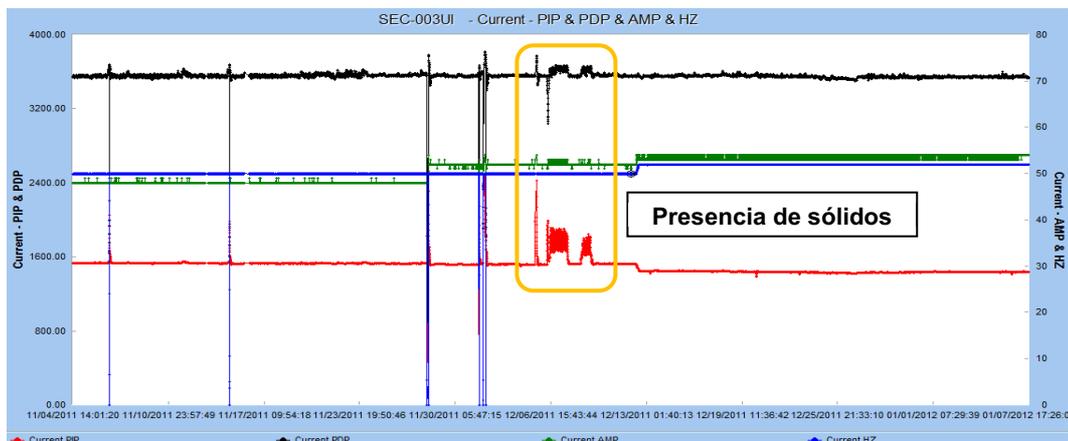


FIGURA 4.44.- ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SEC-003

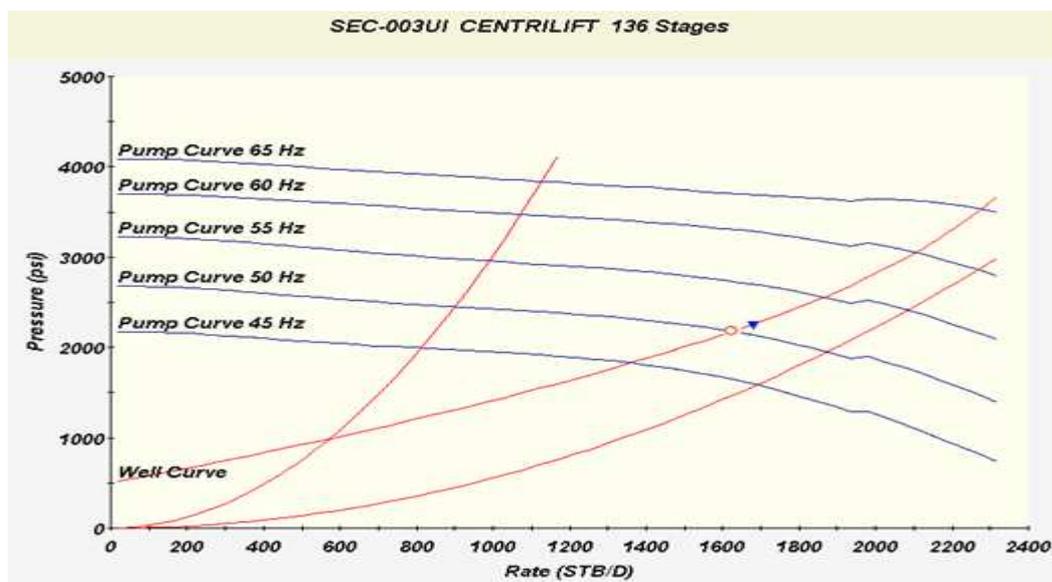


TABLA 4.17.- RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-003

| Frecuencia Hz | Qt Bfpd | Qo Bopd | BSW % | TDP Psi | Eficiencia % | Potencia HP | CARGA % |
|------------------|------------|------------|----------|------------|-----------------|----------------|------------|
| 45 | 1,361 | 122 | 91 | 1,828 | 43.9 | 105 | 61 |
| 50 | 1,658 | 149 | 91 | 2,178 | 44.5 | 148 | 77 |
| 55 | 1,865 | 168 | 91 | 2,558 | 44.5 | 199 | 95 |
| 60 | 2,103 | 189 | 91 | 3,051 | 44.5 | 263 | 115 |
| 65 | 2,276 | 205 | 91 | 3,532 | 44.4 | 332 | 135 |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

4.1.9.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción

La bomba está operando dentro del rango normal pero cerca de la región de UPTHRUST, presenta una ligera degradación del 3%. En la figura 4.43 se observa picos en la presión de succión y en la corriente, esto se da cuando hay presencia de sólidos que pasan a través de la bomba.

Hay que considerar que en último Workover se instaló el mismo equipo electrosumergible que estaba operando en el pozo, pero haciéndole algunas reparaciones, esto en un futuro puede hacer que la degradación sea ocasionando problemas en el rendimiento de la bomba.

El porcentaje de gas a través de la bomba es de 6.36 %, el valor es alto, esto implica que el separador de gas no trabaja a la eficiencia esperada, el ajuste ha determinado que la dicha eficiencia está en 56%, el promedio de eficiencia de separación debe ser 80%.

El valor de 1.36 del factor de degradación implica que el motor está operando con 36% de potencia adicional, por lo que en la próxima parada es necesario retapear el transformador para incrementar voltaje y disminuir el consumo de corriente.

Según el análisis de sensibilidades es posible incrementar la frecuencia hasta 65 Hz o más, y seguirá operando dentro del rango, sin embargo se alcanzaría cargas mayores al 100% y se necesitaría otro motor ya que el actual solo puede operar hasta 228 HP.

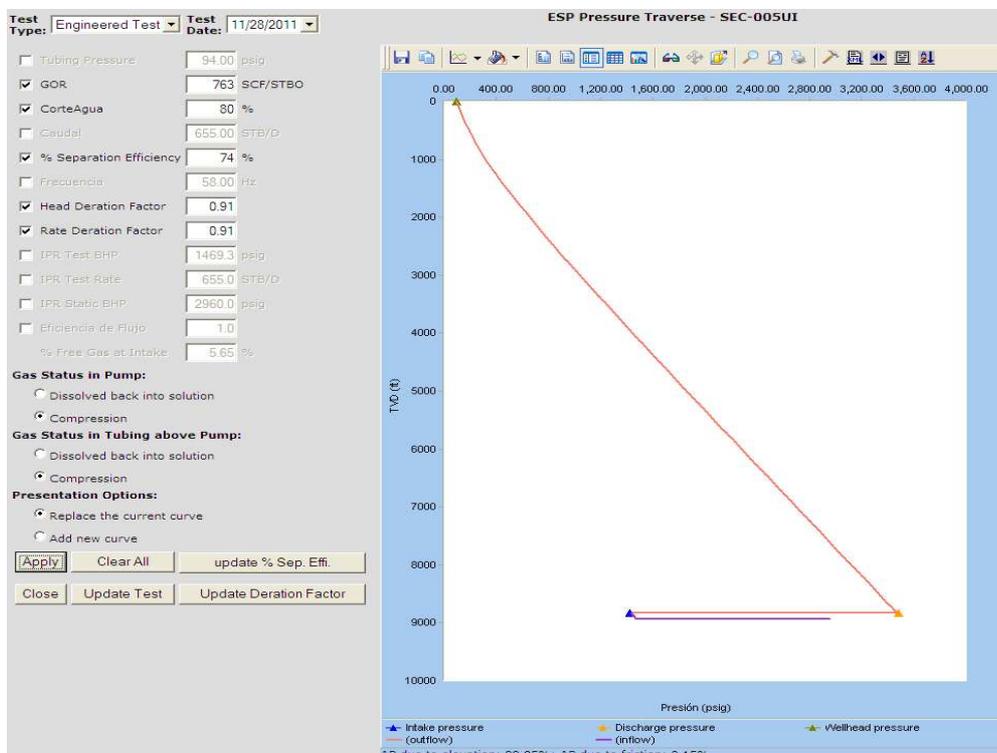
En base a todo lo anterior lo más recomendable es mantener la frecuencia de operación en 50 Hz con esto la eficiencia es de 44.5%, la carga de 77% y la potencia requerida es de 148HP.

El pozo actualmente produce de la arena “U” inferior, 29 pies de espesor perforado, la arena “T” ha sido aislada para controlar la producción de agua, tomando en cuenta esto, se debe considerar la posibilidad de evaluar las arenas “U” superior y “Basal Tena” para determinar si existe saturación de crudo y tienen potencial.

Según la curva de IPR el pozo fluye a una P_{wf} de 1,702 Psi con un diferencial de presión hasta la succión de la bomba de 168 Psi, la succión está a 8,492 pies es decir 466 pies arriba de los intervalos productores. El índice de productividad es de 0.96, considerando estos parámetros un rediseño para bajar la bomba a la altura de los perforados no sería conveniente ya que solo se ganaría 151 BFPD es decir 14 BPPD. En cuanto a la configuración de la completación de fondo no hay ninguna limitante.

4.1.10. SECOYA -05

FIGURA 4.45.- TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC- 005



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

FIGURA 4.46.- PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC-005

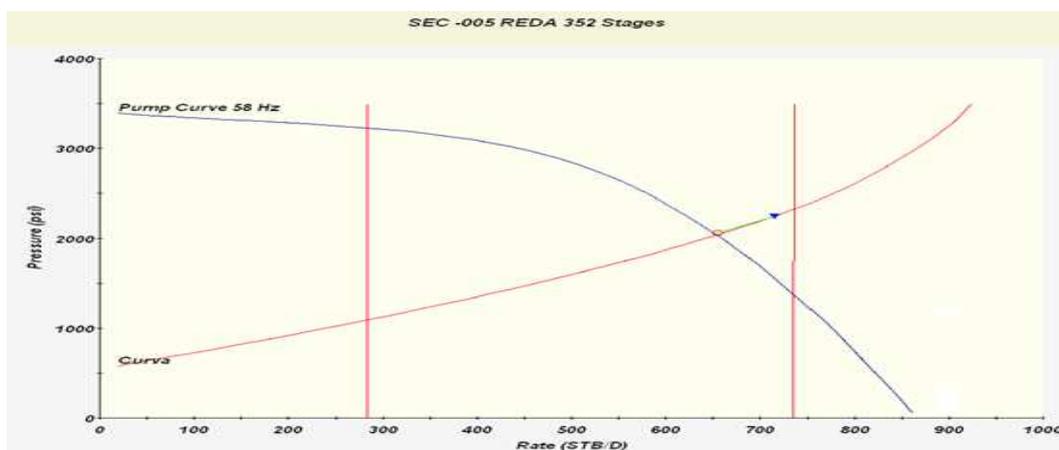


FIGURA 4.47.- TENDENCIAS BOMBA REDA D725N POZO SEC-005

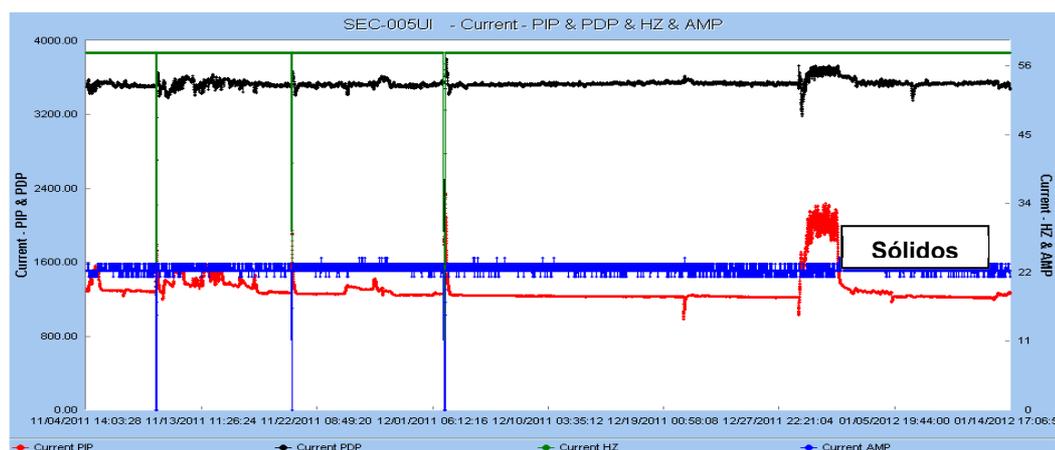
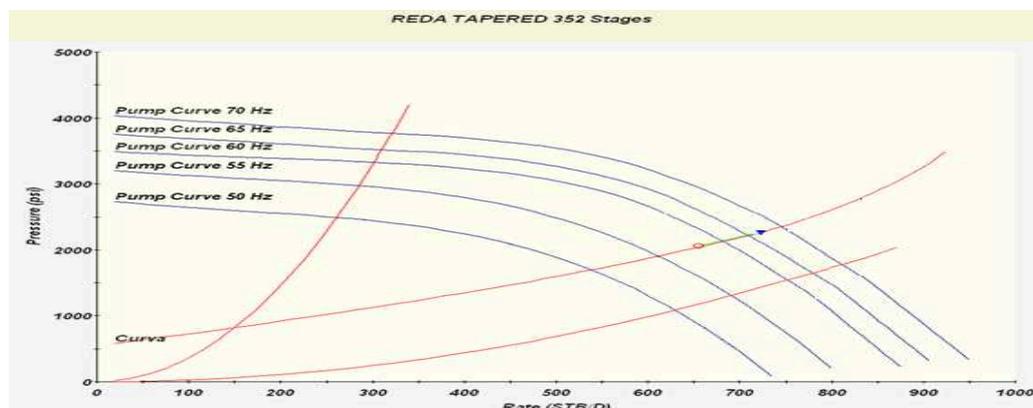


FIGURA 4.48.- ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SEC-005



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

Tabla 4.18.- RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-005

| Frecuencia Hz | Qt Bfpd | Qo Bopd | BSW % | TDP Psi | Eficiencia % | Potencia HP | CARGA % |
|------------------|------------|------------|----------|------------|-----------------|----------------|------------|
| 50 | 538 | 108 | 80 | 1,697 | 32.6 | 56 | 44.7 |
| 55 | 611 | 122 | 80 | 1,905 | 31.4 | 72 | 53.7 |
| 60 | 682 | 136 | 80 | 2,127 | 30.2 | 95 | 63.4 |
| 65 | 748 | 150 | 80 | 2,370 | 29.4 | 118 | 73.9 |
| 70 | 831 | 167 | 80 | 2,781 | 29.2 | 154 | 87.8 |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

4.1.10.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción

La bomba está operando dentro del rango normal pero cerca de la región de UPTHURST, presenta una degradación del 9%. En la figura 4.47 se observa picos altos en la presión de succión y en la corriente, esto se da cuando hay presencia de sólidos que pasan a través de la bomba. El pozo históricamente ha evidenciado problemas de sólidos y escala en la bomba.

El porcentaje de gas a través de la bomba es de 5.65 %, el valor es alto, esto implica que el separador de gas no trabaja a la eficiencia esperada, el ajuste ha determinado que la dicha eficiencia está en 74%, el promedio de eficiencia de separación es de 80%.

El valor de 1.49 del factor de degradación implica que el motor está operando con 49% de potencia adicional, por lo que en la próxima parada es necesario retapear el transformador para incrementar voltaje y disminuir el consumo de corriente.

Según el análisis de sensibilidades no hay restricción en frecuencia es posible incrementar la frecuencia hasta 70 Hz o más, y la bomba seguirá operando dentro del rango, sin embargo se alcanzaría valores de carga superiores a 80% y se necesitaría otro motor ya que el actual solo puede operar hasta 150 HP. Considerando todo lo antes dicho, lo más recomendable es incrementar la frecuencia de operación solo hasta a 60 Hz con esto la eficiencia sería de 30.2%, la carga de 63.4% y la potencia requerida de 95 HP.

Es importante señalar que la simulación se hace en condiciones estáticas, es decir suponiendo que al incrementar frecuencia el BSW se va a mantener constante, esta situación podría ser válida en este tipo de yacimientos con empuje lateral hidráulico. Además en el pozo después de la instalación de la bomba en abril, la frecuencia de operación ha variado y el BSW se ha mantenido constante en 80%.

El pozo actualmente produce de la arena "U" inferior, 14 pies de espesor perforado, 37 pies de esta arena y 42 pies de la arena "T" han sido aislados para controlar la producción de agua, tomando en cuenta esto, se debe considerar la posibilidad de evaluar las arenas "U" superior y "Basal Tena" para determinar si existe saturación de crudo y tienen potencial de producción.

Según la curva de IPR el pozo fluye a una P_{wf} de 1,469 Psi con un diferencial de presión hasta la succión de la bomba de 29 Psi, la succión está a 8,835 pies es decir 95 pies arriba de los intervalos productores. El índice de productividad es de 0.43, considerando estos parámetros un rediseño para bajar la bomba a la altura de los perforados no sería conveniente ya que la producción de fluido sería prácticamente la misma.

4.1.11. SECOYA – 08

FIGURA 4.49.- TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC- 008

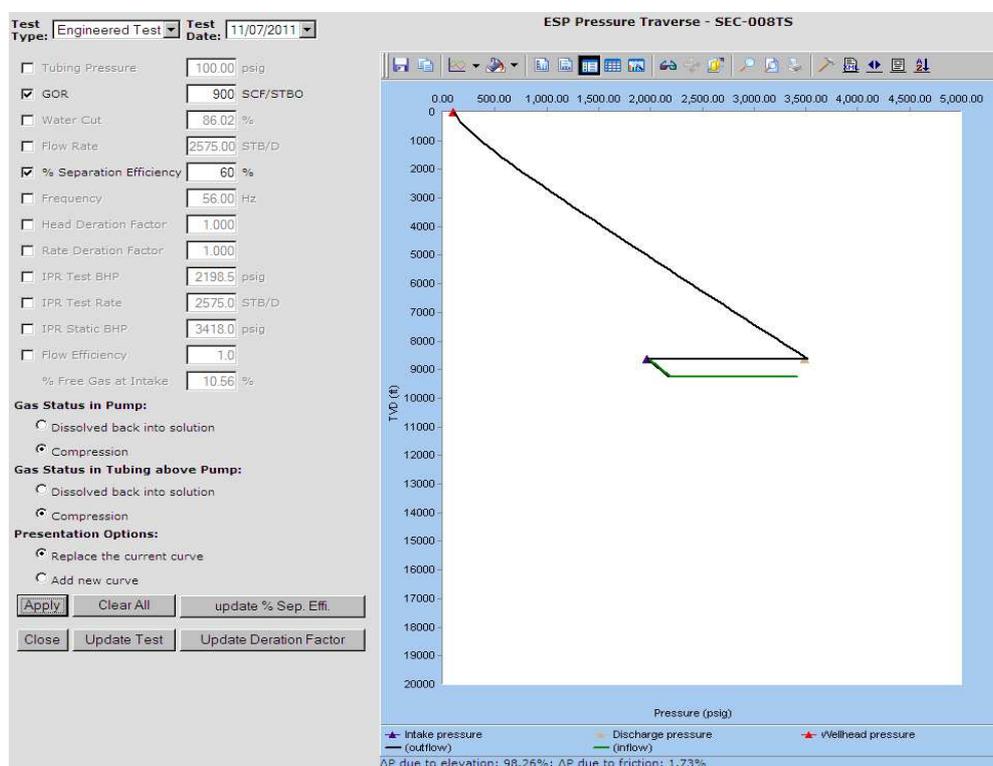
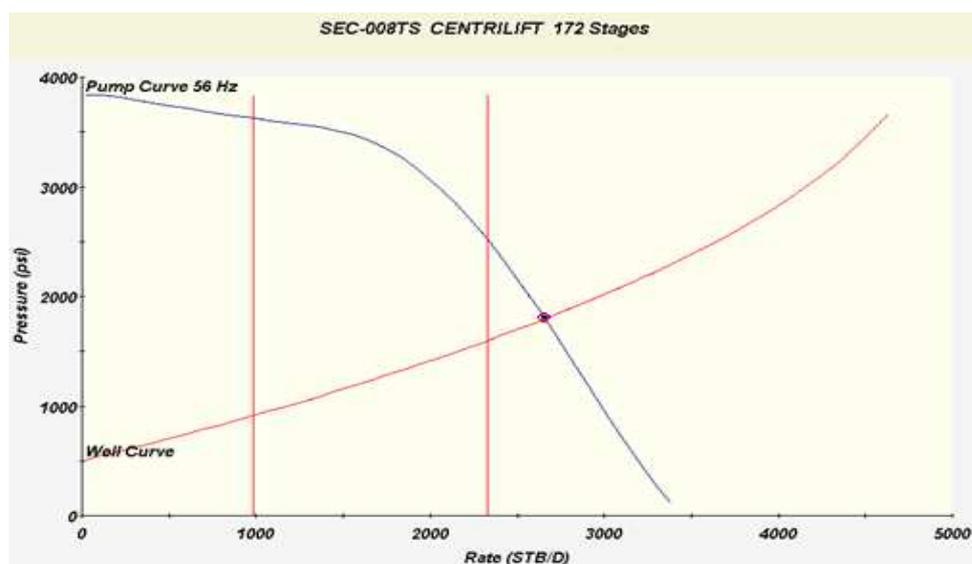


FIGURA 4.50.- PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC-008



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

FIGURA 4.51.- TENDENCIAS BOMBA CTL P23 XH6 POZO SEC-008

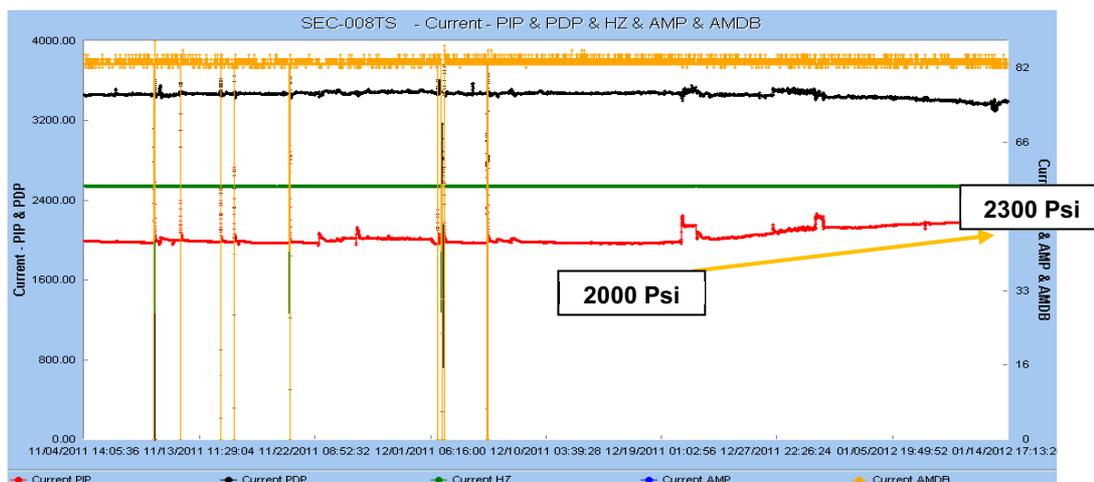


FIGURA 4.52.- ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SEC-008

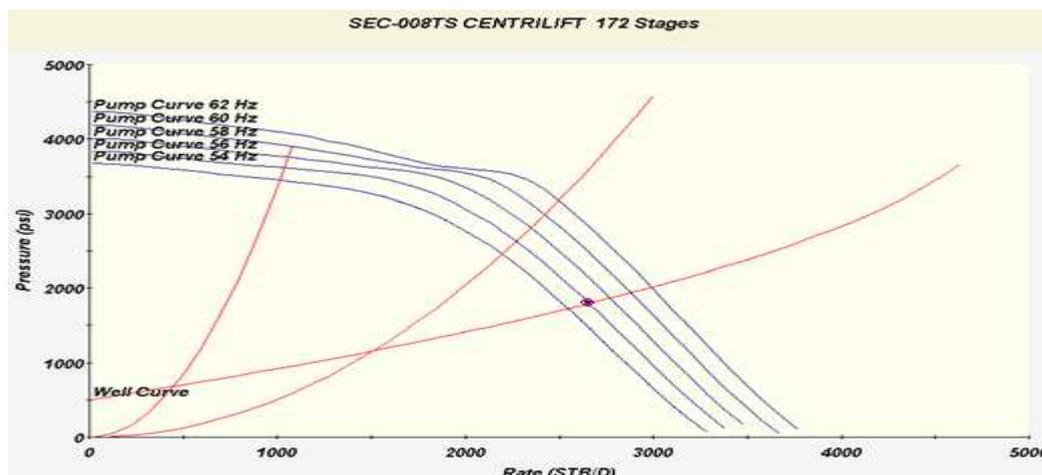


TABLA 4.19.- RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-008

| Frecuencia Hz | Qt Bfpd | Qo Bopd | BSW % | TDP Psi | Eficiencia % | Potencia HP | CARGA % |
|------------------|------------|------------|----------|------------|-----------------|----------------|------------|
| 54 | 2,547 | 344 | 86 | 1,726 | 33 | 270 | 70 |
| 56 | 2,575 | 361 | 86 | 1,795 | 32 | 298 | 84 |
| 58 | 2,770 | 388 | 86 | 1,866 | 29 | 335 | 91 |
| 60 | 2,881 | 403 | 86 | 1,938 | 28 | 371 | 98 |
| 62 | 2,990 | 419 | 86 | 2,011 | 28 | 409 | 104 |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

4.1.11.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción

La bomba está operando en UPTHURST, no presenta degradación. En la figura 4.51 se observa una tendencia incremental de la presión de succión, ha aumentado 300 Psi, esto indica que se está taponando la bomba por presencia de escala o sólidos, además hay que tener en cuenta que el pozo históricamente ha evidenciado problemas de escala en la bomba. Se debe rediseñar la bomba a las condiciones actuales de producción.

El porcentaje de gas a través de la bomba es de 10.56 %, el valor es alto, esto implica que el separador de gas no trabaja a la eficiencia esperada, el ajuste ha determinado que la dicha eficiencia está en 60%, el promedio de eficiencia de separación es de 80%.

El valor de 1.47 del factor de degradación implica que el motor está operando con 47% de potencia adicional, es decir que la bomba le está pidiendo al motor mayor carga para su operación, por lo que en la próxima parada es necesario retapear el transformador para incrementar voltaje y disminuir el consumo de corriente.

Según el análisis de sensibilidades cualquier incremento de frecuencia implica que la bomba siga operando en la región de UPTHURST, además hay que considerar que un equipo que está trabajando fuera del rango no puede volver al mismo solo con variación de frecuencia, tomando en cuenta todo esto lo ideal es hacer un rediseño de la bomba, mientras tanto se recomienda mantener la frecuencia de operación en 56 Hz con esto la eficiencia es de 32%, la carga de 84% y la potencia requerida es de 298 HP.

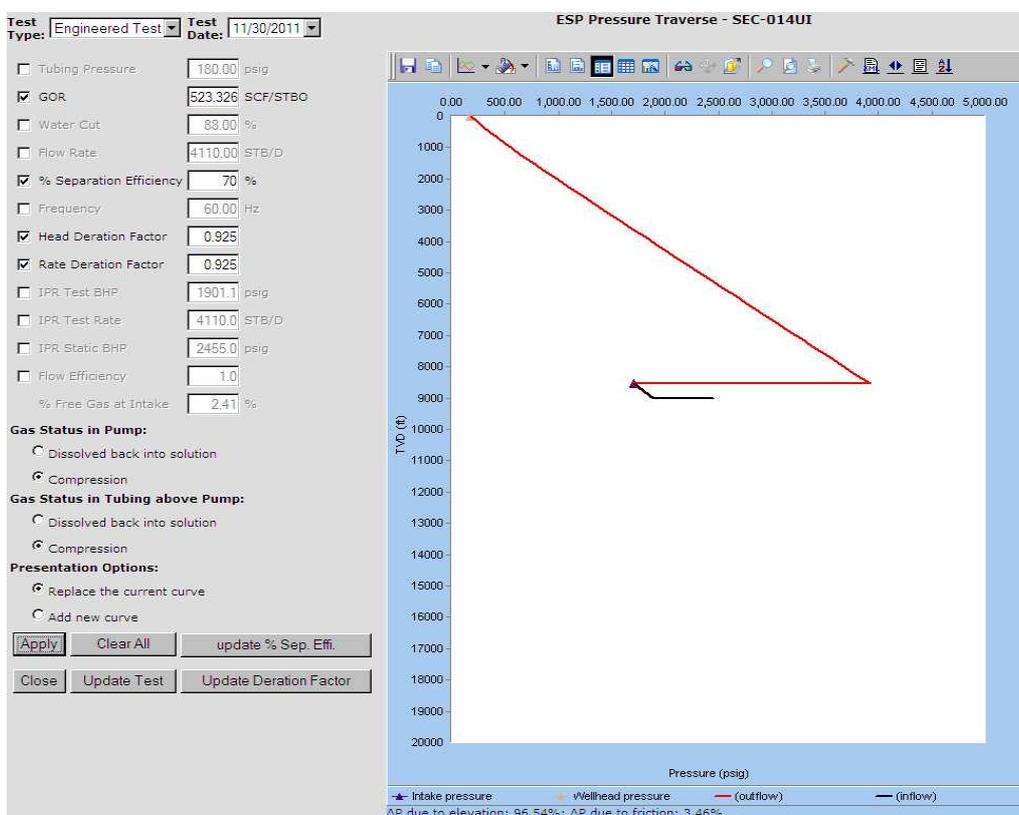
El pozo actualmente produce de la arena "T" superior, 42 pies de espesor perforado, las arenas "T" inferior y "U" han sido aislados para controlar la producción de agua, tomando en cuenta esto, se debe considerar la posibilidad de evaluar la arena "Basal Tena" para determinar si existe saturación de crudo y tienen potencial de producción.

Según la curva de IPR el pozo fluye a una P_{wf} de 2,198 Psi con un diferencial de presión hasta la succión de la bomba de 211 Psi, la succión está a 8,620 pies es decir 637 pies arriba de los intervalos productores. El índice de productividad es de 2.11, considerando todos estos parámetros para el rediseño de la bomba se debe considerar la posibilidad de bajar la misma a la altura de los perforados, esto sería muy conveniente ya que se ganaría 444 BFPD es decir 62 BPPD.

Sin embargo la principal limitante es la configuración de la completación de fondo ya que a 8,910 pies existe tubería asentada con packers que aíslan la arena "U" superior. Sin remover este BHA solo se podría bajar la bomba a 8,845 pies, con esto solo se ganaría 265 BFPD es decir 37 BPPD.

4.1.12. SECOYA – 14

FIGURA 4.53.- TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC- 014



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

FIGURA 4.54.- PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC-014

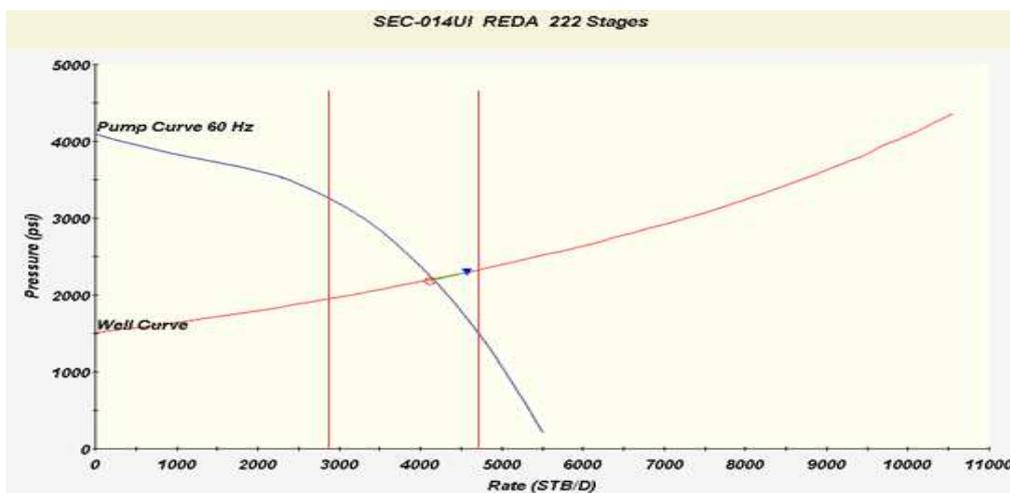


FIGURA 4.55.- TENDENCIAS BOMBA REDA GN-4000 POZO SEC-014

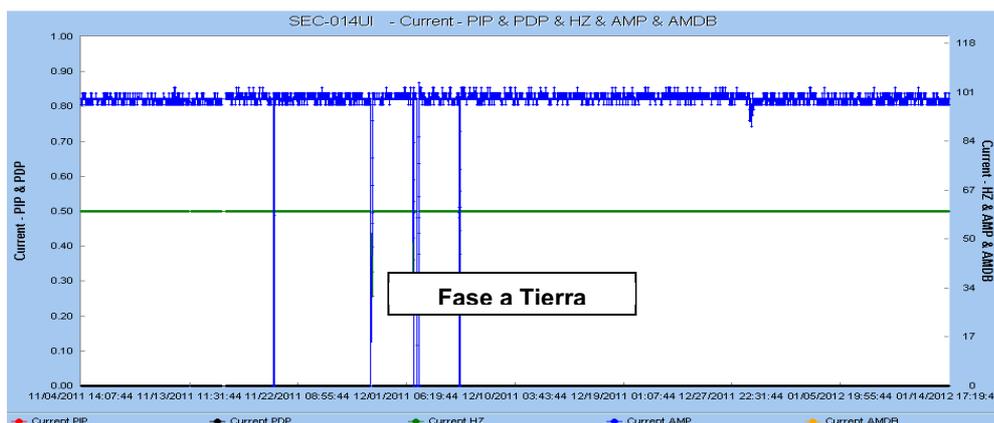
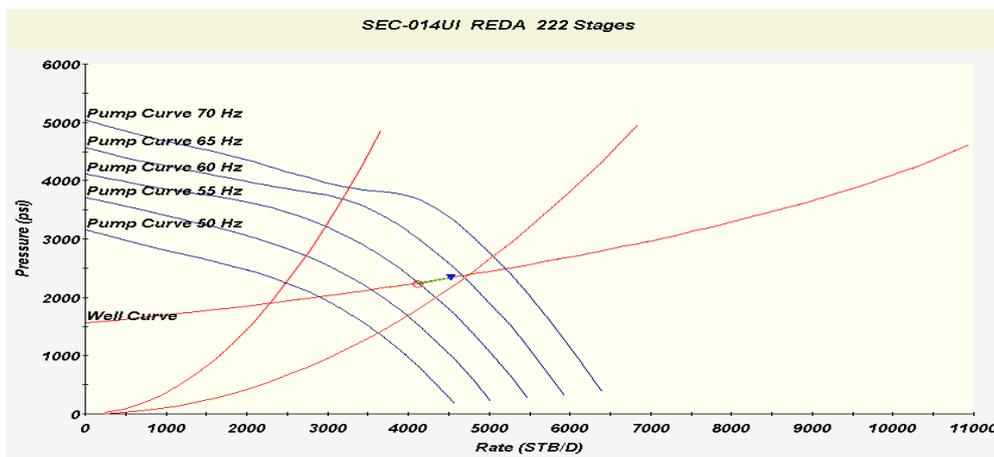


FIGURA 4.56.- ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SEC-014



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

TABLA 4.20.- RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA
OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-014

| Frecuencia Hz | Qt Bfpd | Qo Bopd | BSW % | TDP Psi | Eficiencia % | Potencia HP | CARGA % |
|------------------|------------|------------|----------|------------|-----------------|----------------|------------|
| 50 | 2,893 | 347 | 88 | 2,004 | 52.3 | 202 | 54 |
| 55 | 3,536 | 424 | 88 | 2,128 | 51.4 | 268 | 65 |
| 60 | 4,110 | 493 | 88 | 2,248 | 49.4 | 343 | 76 |
| 65 | 4,670 | 560 | 88 | 2,368 | 47.0 | 430 | 88 |
| 70 | 5,199 | 624 | 88 | 2,490 | 45.0 | 530 | 100 |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

4.1.12.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción

La bomba está operando dentro del rango normal pero cerca de la región de UPTHURST, presenta una degradación del 7.5%. En la figura 4.55 se observa una tendencia estable de corriente y frecuencia, la degradación puede deberse al tiempo de operación del equipo que es de 2 años 9 meses, muy por encima del promedio en el Área Libertador. Por el hecho de que opera con fase a tierra tiene alto riesgo de que la bomba falle, no se puede observar el comportamiento de la presión, sin embargo el pozo históricamente no ha presentado aporte de sólidos de la formación por lo que no habría evidencia de que la succión de la bomba se esté taponando y ocasionando el desgaste.

El porcentaje de gas a través de la bomba es de 2.41 %, el valor es bajo, esto implica que el separador de gas trabaja a la eficiencia esperada, el promedio de eficiencia de separación es de 80%.

El valor de 1.11 del factor de degradación implica que el motor está operando con 11% de potencia adicional, es decir que la bomba le está pidiendo al motor mayor carga para su operación, sin embargo está dentro del rango ya que el promedio máximo de carga adicional es de 15%, no es necesario retapear el transformador.

Según el análisis de sensibilidades solo es posible incrementar la frecuencia hasta 65 Hz para que la bomba no opere en la región de UPTHURST, considerando esto lo más recomendable es incrementar la frecuencia de operación máximo a 65 Hz con esto la eficiencia sería de 47%, la carga de 88% y la potencia requerida de 430 HP, no hay limitación en cuanto a este factor ya que la potencia máxima de operación del motor es de 450 HP.

Es importante señalar que la simulación se hace en condiciones estáticas, es decir suponiendo que al incrementar frecuencia el BSW se va a mantener constante, esta situación podría darse en este tipo de yacimientos con alta producción de agua y con empuje lateral hidráulico. Sin embargo hay que tener en cuenta que durante el 2011 el pozo ha incrementado el BSW de 84 a 88% sin hacer ninguna variación en la frecuencia.

El pozo actualmente produce de la arena "U" inferior, 49 pies de espesor perforado, las arenas "T" y "U" superior han sido aisladas para controlar la producción de agua, tomando en cuenta esto, se debe considerar la posibilidad de evaluar la arena "Basal Tena" para determinar si existe saturación de crudo.

Según la curva de IPR el pozo fluye a una P_{wf} de 1,901 Psi con un diferencial de presión hasta la succión de la bomba de 174 Psi, la succión está a 8,544 pies es decir 445 pies arriba de los intervalos productores. El índice de productividad es de 7.42, considerando todos estos parámetros un rediseño para bajar la bomba a la altura de los perforados sería conveniente ya que se ganaría 1,290 BFPD es decir 155 BPPD. Sin embargo la principal limitante está en la completación de fondo ya que a 8,791 pies se encuentra tubería asentada con packers que aíslan la arena "U" superior.

Tomando en cuenta el incremento de producción que se tendría, se debe evaluar la posibilidad de remover esta completación de fondo mediante un operación de pesca, evaluar si la arena "U" superior está completamente aislada con el cemento y hacer el rediseño de la bomba para ubicarla más cerca de los perforados.

4.1.13. SECOYA – 16

FIGURA 4.57.- TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC- 016

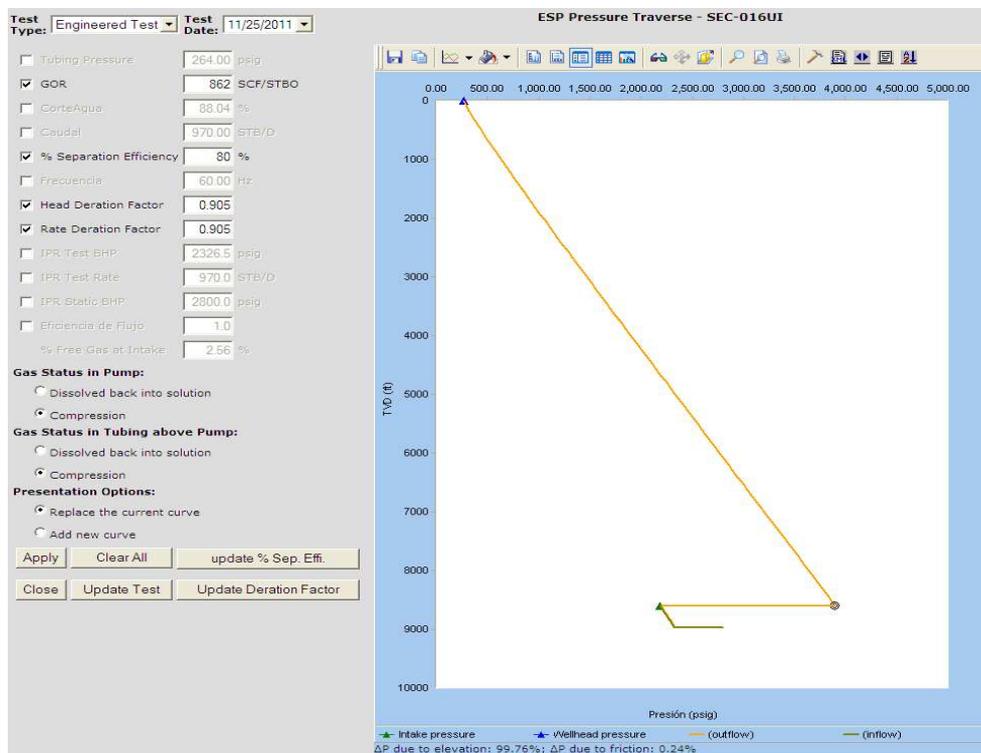
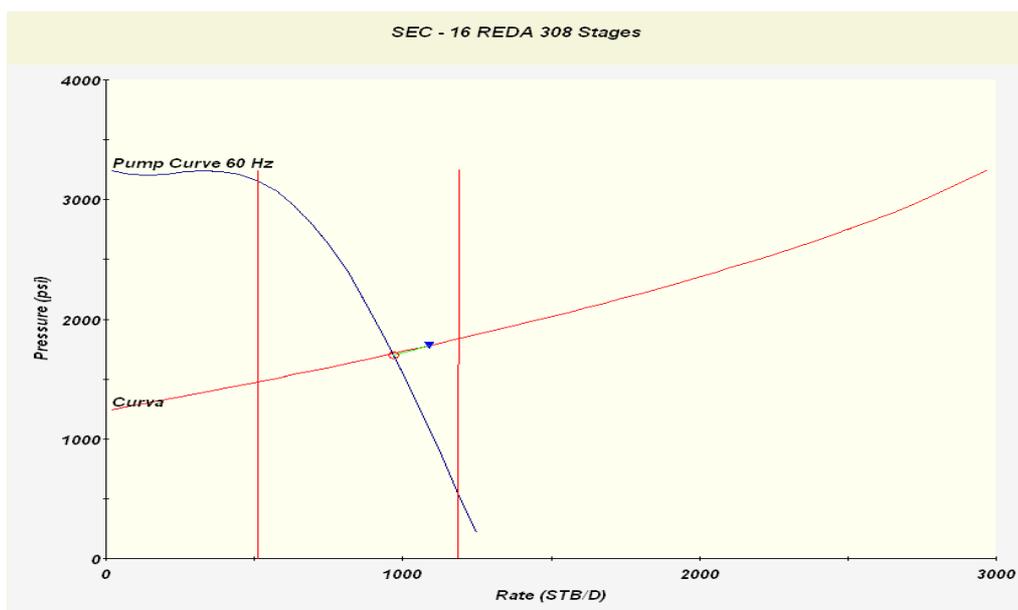


FIGURA 4.58.- PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC- 016



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

FIGURA 4.59.- TENDENCIAS BOMBA REDA DN-1100 POZO SEC-016

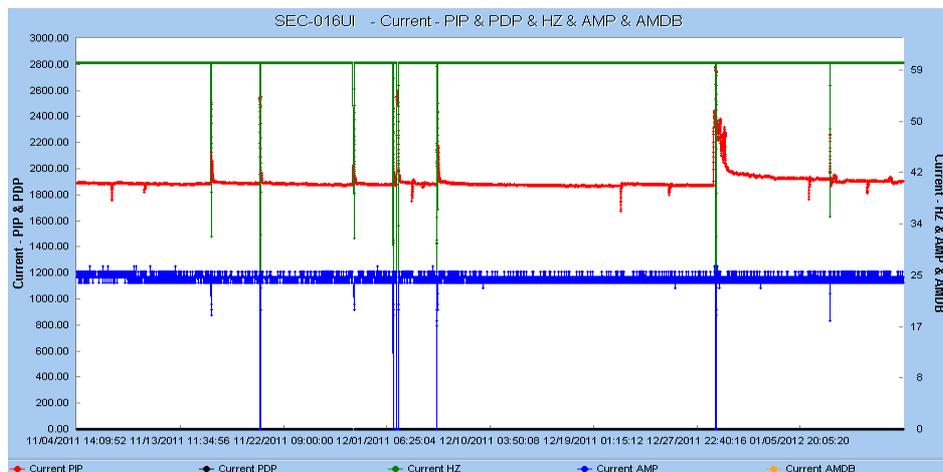


FIGURA 4.60.- ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SEC-016

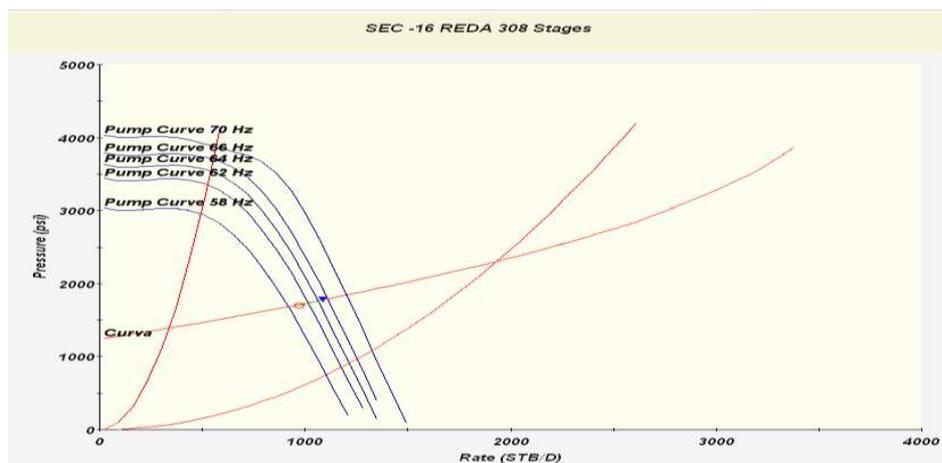


TABLA 4.21.- RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-016

| Frecuencia Hz | Qt Bfpd | Qo Bopd | BSW % | TDP Psi | Eficiencia % | Potencia HP | CARGA % |
|------------------|------------|------------|----------|------------|-----------------|----------------|------------|
| 58 | 917 | 110 | 88 | 1,786 | 27.7 | 104 | 72 |
| 62 | 1,015 | 122 | 88 | 1,739 | 26.2 | 126 | 81 |
| 64 | 1,063 | 128 | 88 | 1,766 | 25.4 | 138 | 86 |
| 66 | 1,110 | 133 | 88 | 1,792 | 24.7 | 150 | 91 |
| 70 | 1,203 | 144 | 88 | 1,846 | 23.3 | 178 | 101 |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

4.1.13.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción

La bomba está operando dentro del rango normal pero presenta una degradación del 9.5% esto se debe al tiempo de operación de la bomba que supera 1 año 10 meses es decir muy por encima del promedio en el área Libertador. En la Figura 4.59 se observan picos hacia abajo en la presión y corriente, esto implica presencia de gas a través de la bomba. El porcentaje de gas a través de la bomba es de 2.56%, a pesar de ser un valor bajo puede estar ocasionando un desgaste en la bomba.

El valor de 1.51 del factor de degradación implica que el motor está operando con 51% de potencia adicional, es decir que la bomba le está pidiendo al motor mayor carga para su operación. La primera acción es la de retapear el transformador en la siguiente parada del pozo para incrementar voltaje y disminuir el consumo de corriente.

Según el análisis de sensibilidades es posible incrementar la frecuencia hasta 70 Hz o más, sin embargo se alcanzarían valores de carga mayores al 100%, de igual manera se necesitaría un motor con mayor potencia ya que el equipo actual puede trabajar hasta 150 HP. Por estas razones lo más recomendable es incrementar la frecuencia hasta 64 Hz, con esto la carga sería de 86%, la potencia requerida de 138 HP y la eficiencia de 25.4%.

Es importante señalar que la simulación se hace en condiciones estáticas, es decir suponiendo que al incrementar frecuencia el BSW se va a mantener constante, esta situación podría darse en este tipo de yacimientos con alta producción de agua y con empuje lateral hidráulico, sin embargo hay que tener en cuenta que durante el 2011 el pozo ha incrementado el BSW de 82 a 88% sin hacer ninguna variación en la frecuencia.

El pozo actualmente produce de la arena "U" inferior, solo 12 pies de espesor perforado, el resto de intervalos de esta arena y la arena "T" han sido aislados para controlar la producción de agua, tomando en cuenta esto, se debe considerar la posibilidad de evaluar la arena "Basal Tena" para determinar si existe saturación de crudo y tienen potencial de producción.

Según la curva de IPR el pozo fluye a una P_{wf} de 2,326 Psi con un diferencial de presión hasta la succión de la bomba de 446 Psi, la succión está a 8,597 pies es decir 363 pies arriba de los intervalos productores. El índice de productividad es de 2.04, considerando todos estos parámetros un rediseño para bajar la bomba a la altura de los perforados sería conveniente ya que se ganaría 907 BFPD es decir 109 BPPD.

No hay limitante en la completación de fondo, entre la succión y el centralizador hay 41 pies, entonces si se baja la bomba a la altura de los perforados, este centralizador quedaría a 9,001 pies, es decir 9 pies más arriba del tapón que aísla a arena "T".

En el campo Secoya se inyecta un promedio de 18,169 BAPD, el potencial de inyección es de 22,213 BAPD por lo que no habría problema en inyectar el agua asociada a este incremento de producción de petróleo. Además el agua de formación tiene una tendencia moderada a formar incrustaciones por lo que esto no sería mayor problema en las facilidades de superficie.

4.1.14. SECOYA – 17

FIGURA 4.61.- TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC- 017

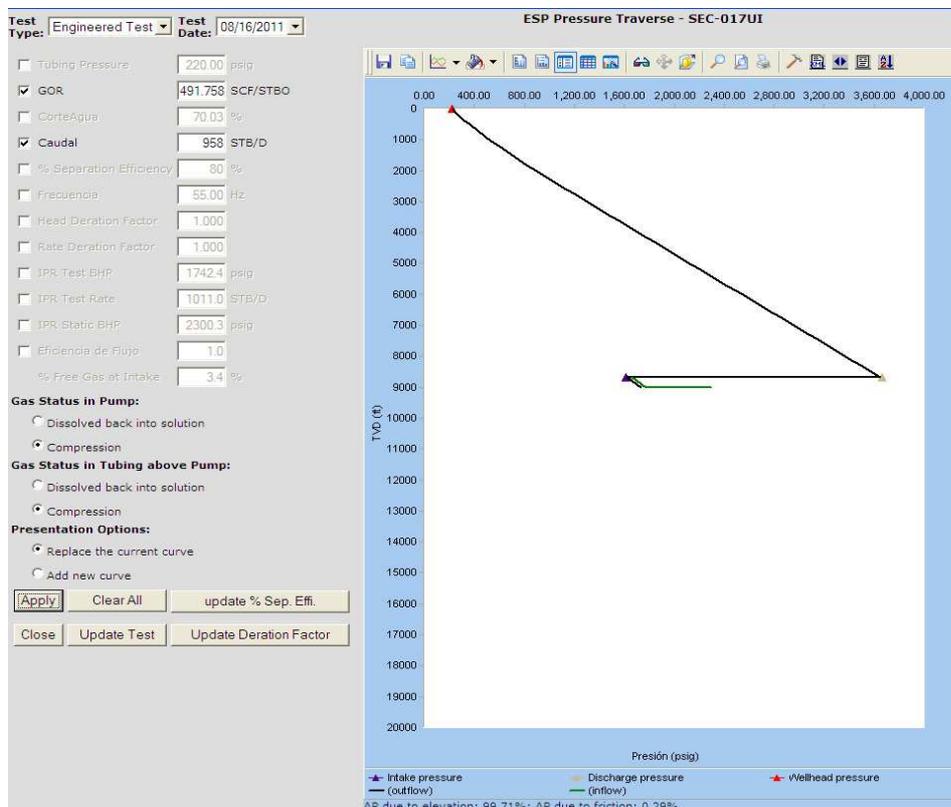
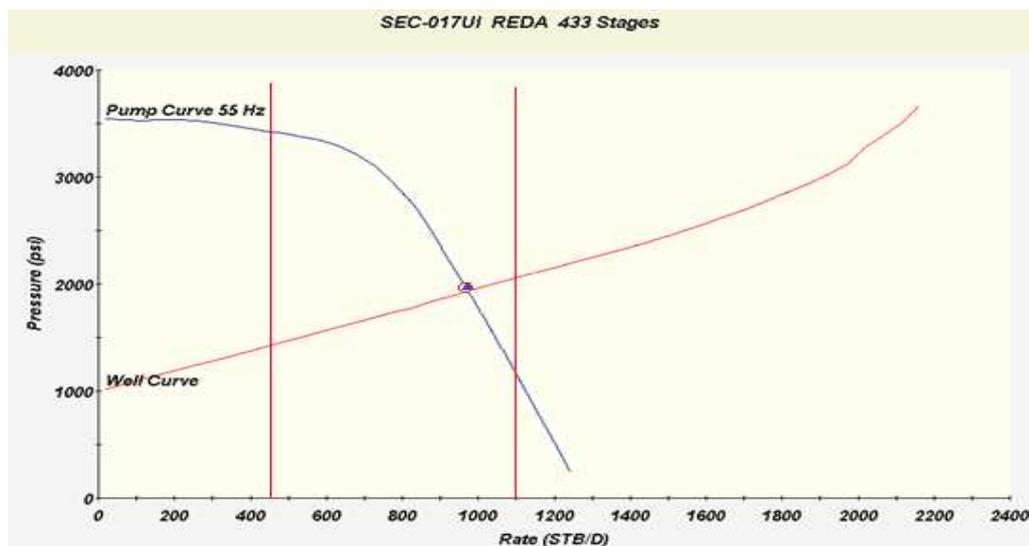


FIGURA 4.62.- PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC- 017



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

FIGURA 4.63.- TENDENCIAS BOMBA REDA DN-1100 POZO SEC-017

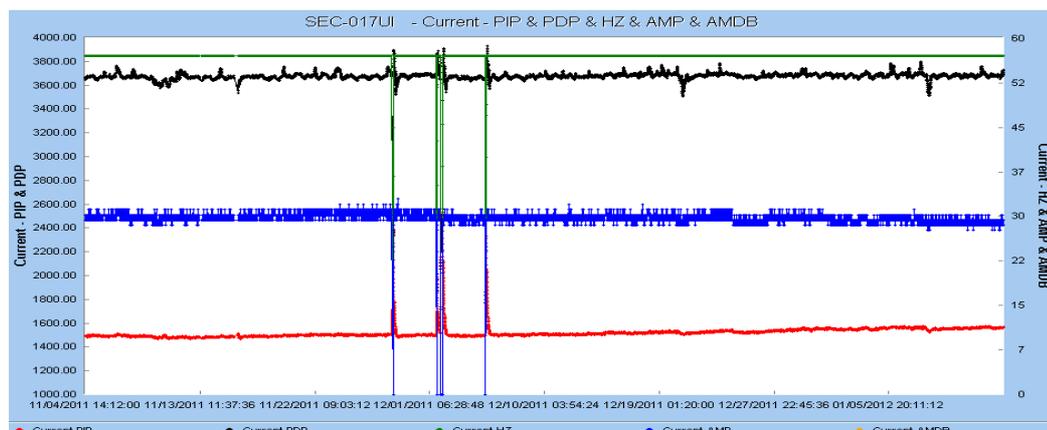


FIGURA 4.64.- ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SEC-017

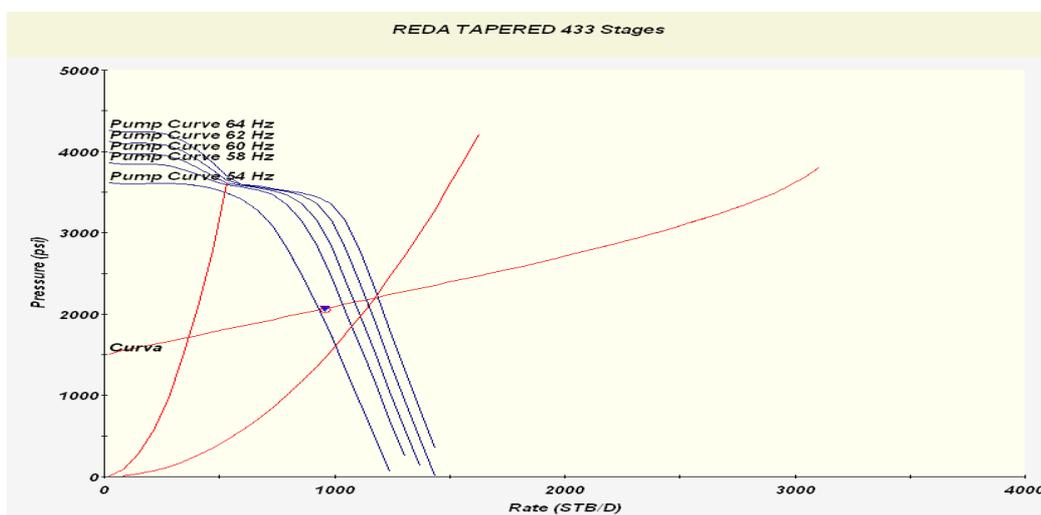


TABLA 4.22.- RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-017

| Frecuencia Hz | Qt Bfpd | Qo Bopd | BSW % | TDP Psi | Eficiencia % | Potencia HP | CARGA % |
|------------------|------------|------------|----------|------------|-----------------|----------------|------------|
| 58 | 1,036 | 311 | 70 | 2,114 | 45.53 | 93 | 63.8 |
| 60 | 1,088 | 326 | 70 | 2,145 | 44.01 | 102 | 67.9 |
| 62 | 1,138 | 341 | 70 | 2,175 | 42.58 | 112 | 72.1 |
| 64 | 1,188 | 356 | 70 | 2,205 | 41.10 | 122 | 76.5 |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

4.1.14.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción

La bomba está operando dentro del rango pero muy cerca de la región de UPTHRUST, no presenta degradación, sin embargo en la Figura 4.63 se observa una ligera tendencia incremental de la presión de succión por lo que la bomba puede estar empezando a taponarse, esto causaría una degradación en la misma. Debe considerarse un rediseño de la bomba para las condiciones actuales de producción.

El porcentaje de gas a través de la bomba es de 3.4%, es un valor bajo lo que indica que el separador de gas está trabajando dentro de la eficiencia esperada.

El valor de 1.03 del factor de degradación implica que el equipo BES no está operando con degradación en potencia, hay que considerar que la bomba tiene solo 6 meses de operación.

Según el análisis de sensibilidades es posible incrementar la frecuencia hasta 62 Hz para que la bomba no opere en la región de desgaste, con esto la carga sería de 72.1%, la potencia requerida es de 112 HP y la eficiencia de 42.58%.

El caudal de la prueba fue de 1,011 BFPD, sin embargo el ajuste mediante análisis nodal da como resultado un caudal de 958 BFPD, este valor se puede corroborar en el **ANEXO No 7** en el que se tabula las pruebas de producción del pozo, los valores al tiempo de la prueba que se está analizando son de 960 y 964 BFPD, es decir prácticamente iguales al obtenido en el ajuste.

Según la curva de IPR el pozo fluye a una P_{wf} de 1,742 Psi con un diferencial de presión hasta la succión de la bomba de 114 Psi, la succión está a 8,675 pies es decir 321 pies arriba de los intervalos productores. El índice de productividad es de 1.06, considerando todos estos parámetros un rediseño para bajar la bomba a la altura de los perforados sería conveniente ya que se ganaría 116 BFPD es decir 35 BPPD. La principal limitante es en la completación de fondo, ya que a 8,822 hay tubería asentada con packers para aislar la arena "U" superior.

4.1.15. SECOYA – 18

FIGURA 4.65.- TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC- 018

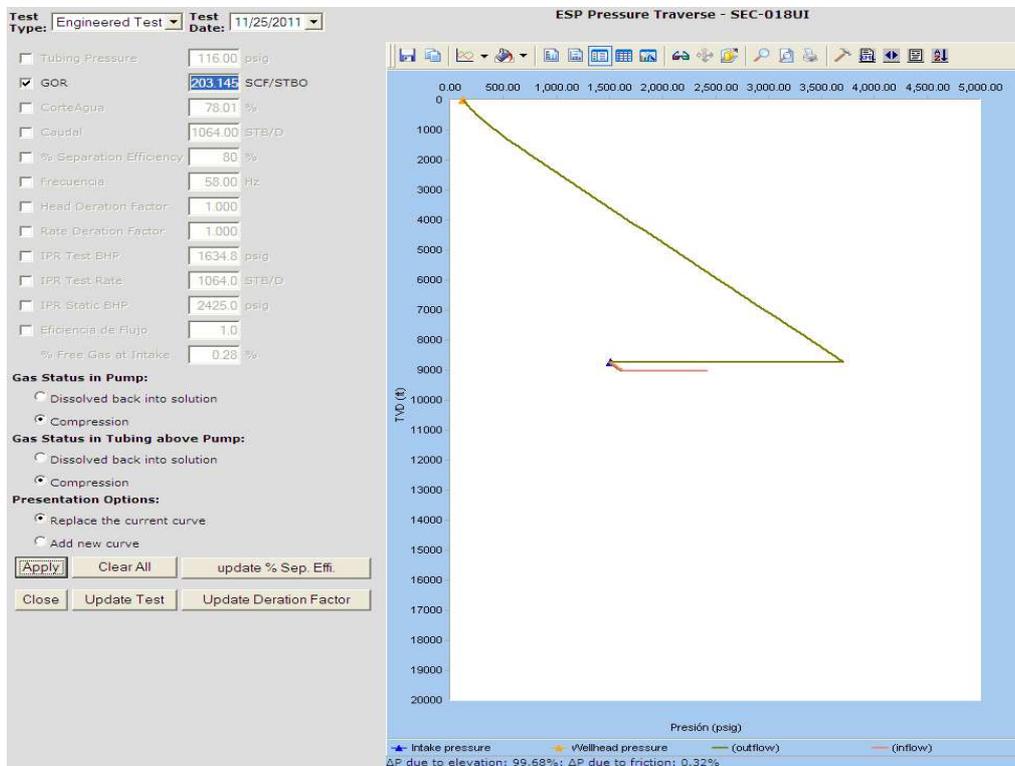
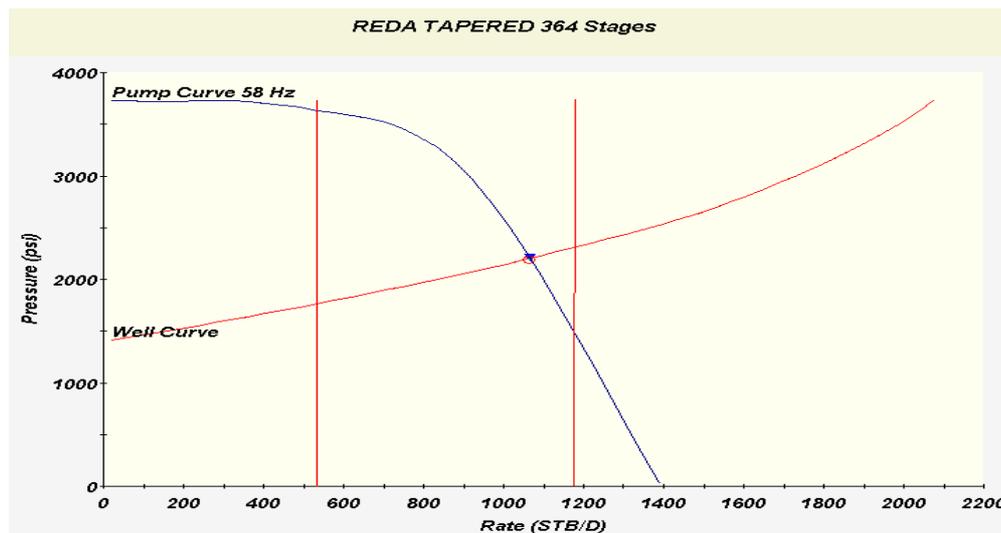


FIGURA 4.66.- PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC- 018



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

FIGURA 4.67.- TENDENCIAS BOMBA REDA DN-1100 POZO SEC-018UI

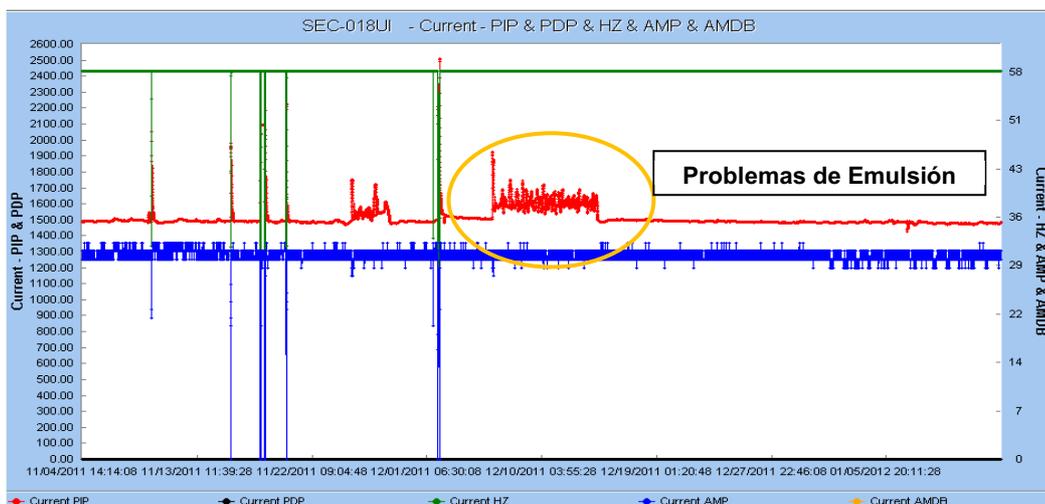


FIGURA 4.68.- ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SEC-018

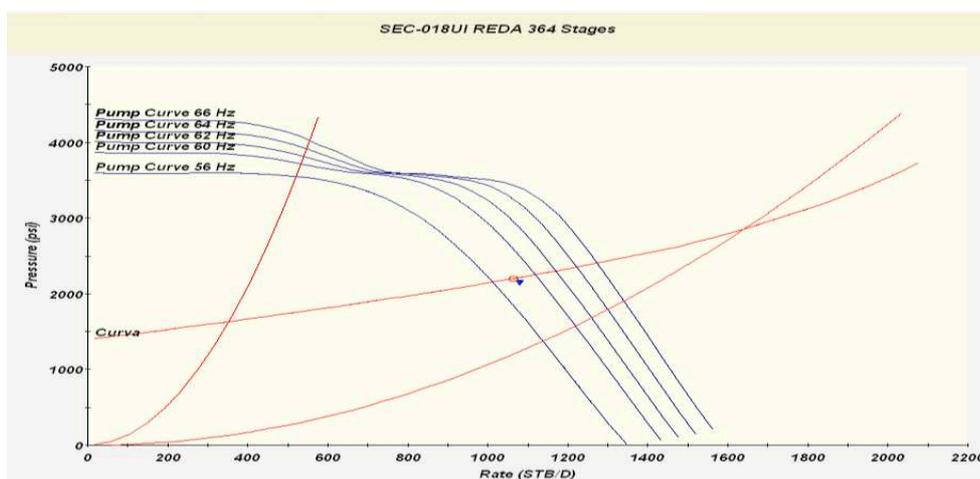


TABLA 4.23.- RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-018

| Frecuencia Hz | Qt Bfpd | Qo Bopd | BSW % | TDP Psi | Eficiencia % | Potencia HP | CARGA % |
|------------------|------------|------------|----------|------------|-----------------|----------------|------------|
| 56 | 1,013 | 223 | 78 | 2,155 | 39.38 | 101 | 72.3 |
| 60 | 1,119 | 246 | 78 | 2,254 | 37.30 | 124 | 82.4 |
| 62 | 1,171 | 258 | 78 | 2,303 | 36.29 | 136 | 87.6 |
| 64 | 1,223 | 269 | 78 | 2,354 | 35.32 | 149 | 93.1 |
| 66 | 1,274 | 280 | 78 | 2,406 | 34.38 | 163 | 98.7 |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

4.1.15.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción

La bomba está operando dentro del rango pero con tendencia a la región de UPTHRUST, no presenta degradación. El comportamiento de presión de entrada a la bomba en el último mes ha sido muy variable e inestable, este es típico de un pozo con problemas de emulsión, esta condición se puede cuando el corte de agua fluctúa entre 60 y 80%.

El porcentaje de gas a través de la bomba es de 0.28%, es un valor bajo lo que indica que el separador de gas está trabajando dentro de la eficiencia esperada.

El valor de 1.26 del factor de degradación del equipo BES implica que el motor está operando con 26% de potencia adicional, esto puede llegar a ser un problema considerando que la bomba solo tiene 5 meses de operación por lo que en la próxima parada del equipo se debe retapear el transformador para incrementar voltaje y disminuir el consumo de corriente. Sin hacer retapeo si se sigue incrementando la frecuencia a valores mayores de 66 Hz, el motor se puede quemar ya que según la simulación alcanzaría cargas mayores a 100%.

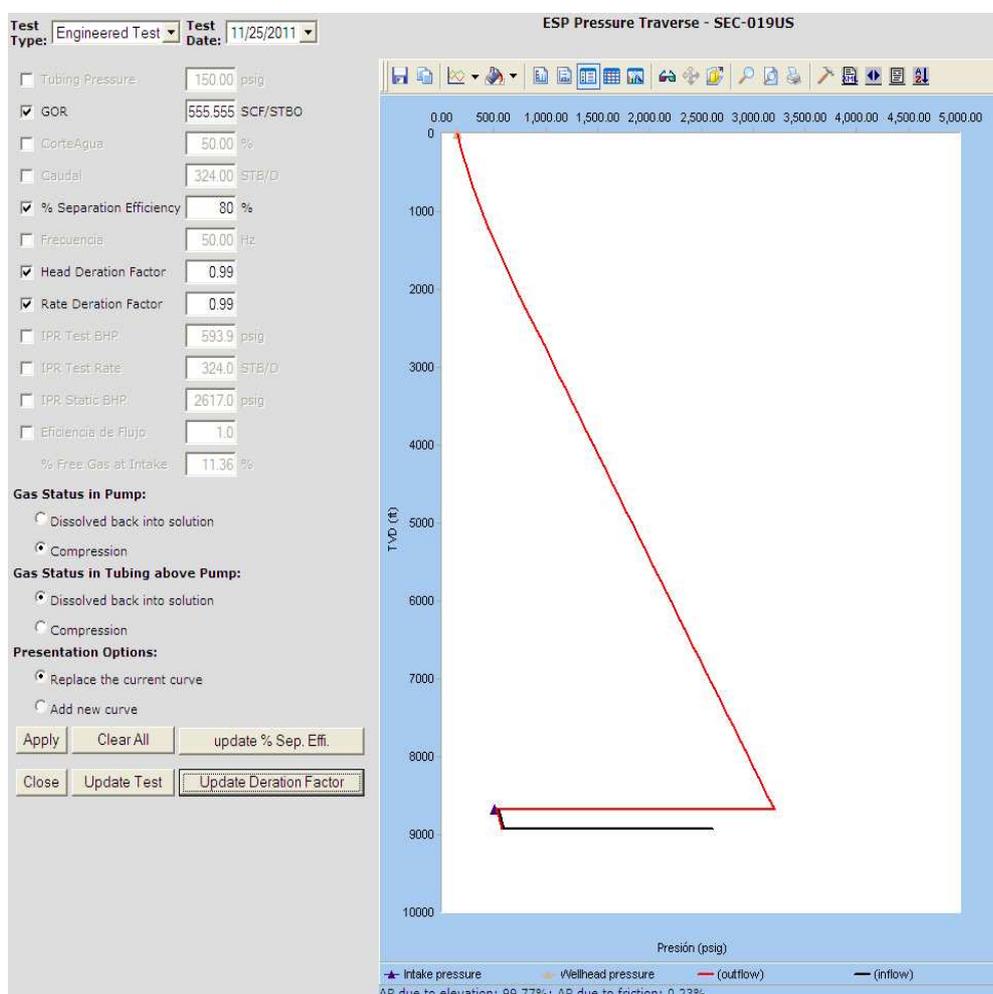
Según el análisis de sensibilidades es posible incrementar la frecuencia hasta 66 Hz o más para que la bomba no opere en la región de desgaste, sin embargo los valores de carga sobre el motor serían muy altos, de igual manera se necesitaría un motor con mayor potencia ya que el actual solo puede trabajar hasta 150 HP, Por estas razones lo más recomendable es incrementar la frecuencia hasta 62Hz, con esto la carga sería de 87.6%, la potencia requerida es de 136 HP y la eficiencia de 36.29%.

El pozo actualmente produce de la arena "U" inferior solo 8 pies de espesor en la zona de pago. El resto de intervalos de esta arena, de la "T" y de "Basal Tena" han sido cerrados para controlar la producción de agua, por lo que no hay posibilidad de disparar en otra arena.

Según la curva de IPR el pozo fluye a una P_{wf} de 1,633 Psi es decir con un diferencial de presión hasta la succión de la bomba de 109 Psi, la succión está a 8,732 pies es decir 288 pies arriba de los intervalos productores. El índice de productividad es de 1.38, en estas condiciones un rediseño para bajar más la bomba no sería conveniente ya que solo se ganaría 151 BFPF es decir 33 BPPD, además que existe una limitante en la completación de fondo, ya que a 9,043 pies hay un tapón que aísla la arena "T".

4.1.16. SECOYA – 19

FIGURA 4.69.- TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC- 019US



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

FIGURA 4.70.- PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC-019

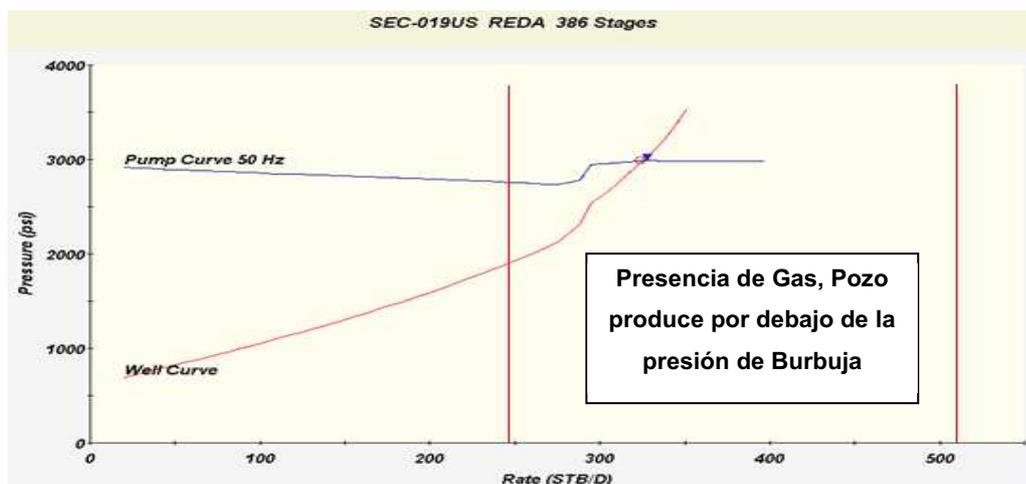


FIGURA 4.71.- TENDENCIAS BOMBA REDA D-725N POZO SEC-019

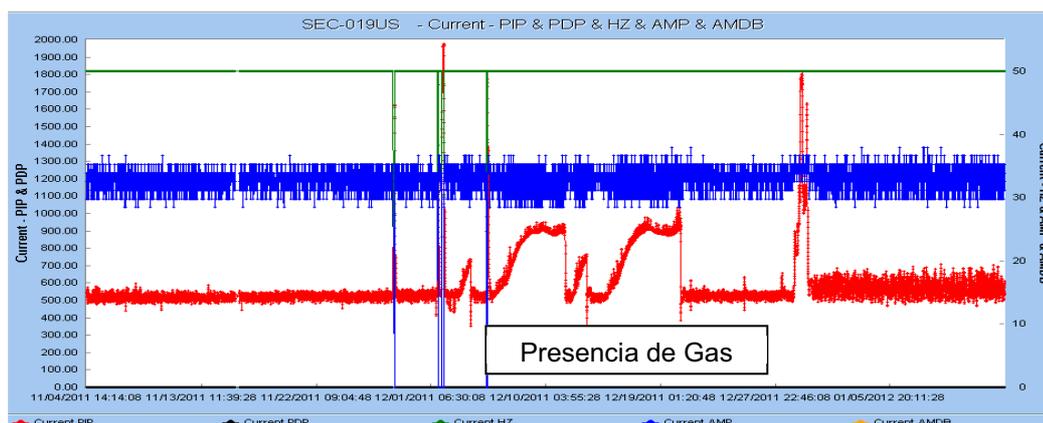
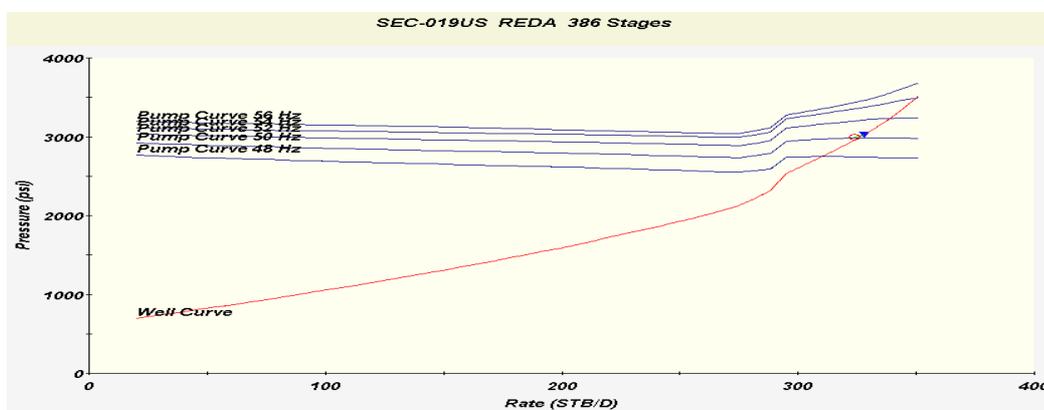


FIGURA 4.72.- ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SEC-019



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA 4.24.- RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA
OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-019

| Frecuencia Hz | Qt Bfpd | Qo Bopd | BSW % | TDP Psi | Eficiencia % | Potencia HP | CARGA % |
|------------------|------------|------------|----------|------------|-----------------|----------------|------------|
| 48 | 310 | 155 | 50 | 2,748 | 28.25 | 56 | 65 |
| 50 | 324 | 162 | 50 | 2,985 | 28.24 | 64 | 70 |
| 52 | 339 | 170 | 50 | 3,237 | 28.23 | 72 | 77 |
| 54 | 350 | 175 | 50 | 3,491 | 28.12 | 80 | 82 |
| 56 | 362 | 181 | 50 | 3,642 | 28.04 | 88 | 90 |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

4.1.16.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción

La bomba está operando dentro del rango, presenta una ligera degradación de 1%, está relacionado al poco tiempo de operación de la bomba que es de solo 7 meses. Sin embargo la Figura 4.71 muestra un comportamiento muy variable en la presión de succión y en el amperaje, los valores de presión fluctúan entre 500 psi y 700 psi, este es un comportamiento de un pozo que presenta problemas de gas.

El porcentaje de gas a través de la bomba es de 11.36%, es un valor alto, que indica que está operando bajo el punto de burbuja, La presión de burbuja 1,050 Psi y la presión a la entrada de la bomba 525 Psi. Se recomienda desgasificar el anular en periodos constantes para evitar que la bomba Cavite.

El valor de 1.74 del factor de degradación del equipo BES implica que el motor está operando con 74% de potencia adicional, esto puede llegar a ser un problema considerando que la bomba solo tiene 7 meses de operación por lo que en la próxima parada del equipo se debe retapear el transformador para incrementar voltaje y disminuir el consumo de corriente.

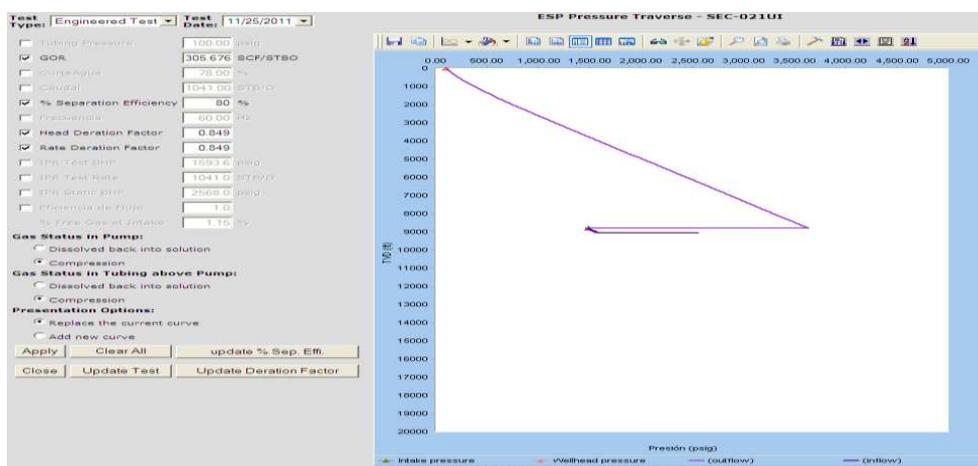
Según el análisis de sensibilidades la limitación para el incremento de frecuencia está en la producción de gas, al incrementar frecuencia la presión de entrada disminuiría haciendo que se presente mayor cantidad de gas a través de la bomba, considerando to lo anterior, lo más recomendable es mantener la frecuencia en 50Hz, con esto la carga sería de 70%, la potencia requerida es de 64 HP y la eficiencia de 28.24%.

El pozo actualmente produce de la arena “U” superior 18 pies de espesor en la zona de pago. La arena “U” inferior ha sido aislada para controlar la producción de agua, hay que considerar la posibilidad de evaluar la arena “T” y “Basal Tena” para determinar si existe saturación de crudo y potencial de producción.

Según la curva de IPR el pozo fluye a una P_{wf} de 594 Psi es decir con un diferencial de presión hasta la succión de la bomba de 69 Psi, la succión está a 8,682 pies es decir 231 pies arriba de los intervalos productores. El índice de productividad es de 0.16, en estas condiciones un rediseño para bajar más la bomba no sería conveniente ya que solo se ganaría 11 BPPF es decir 6 BPPD. Además de que la presión de entrada a la bomba sería menor por lo que se liberaría mayor cantidad de gas.

4.1.17. SECOYA – 21

FIGURA 4.73.- TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC- 021



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

FIGURA 4.74.- PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC-021

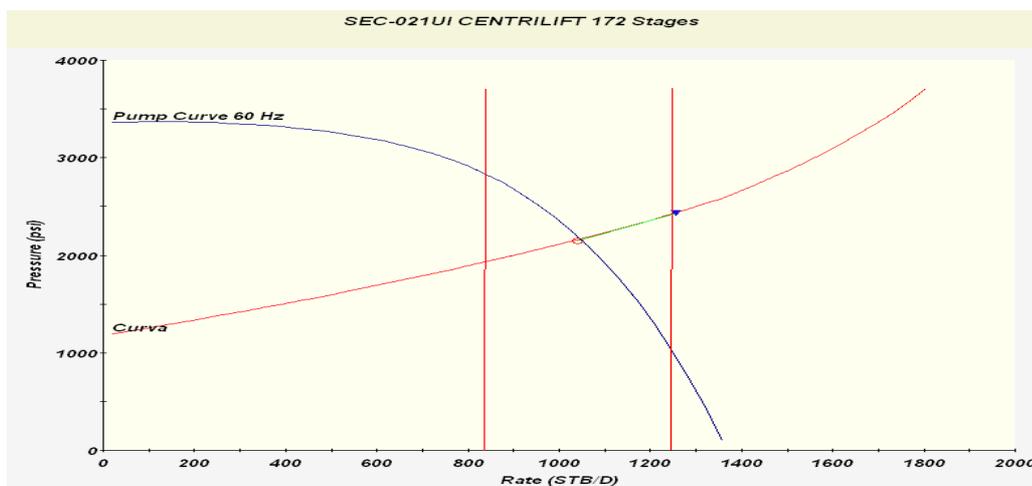


FIGURA 4.75.- TENDENCIAS BOMBA CTL P11XH6 POZO SEC-021

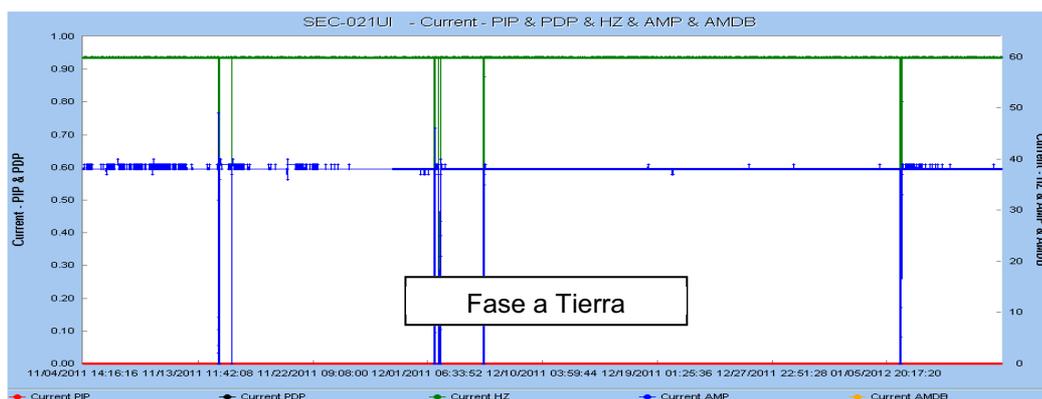
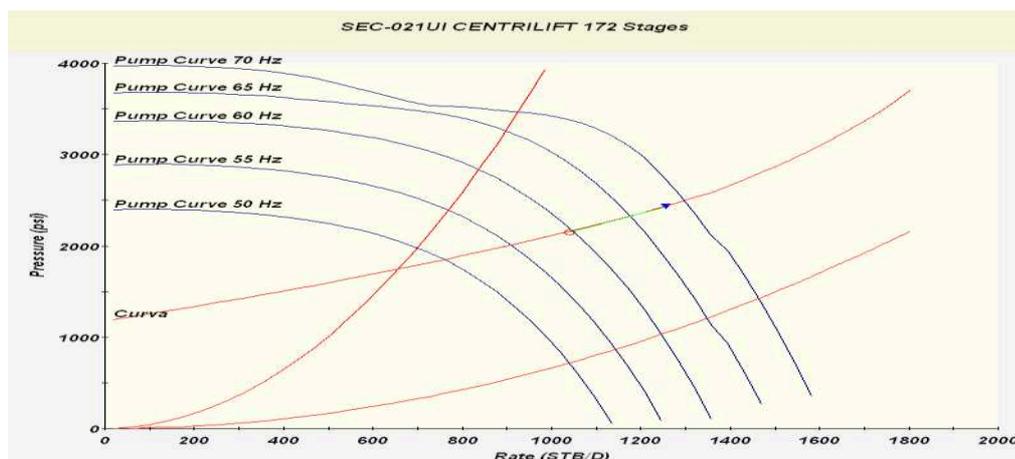


FIGURA 4.76.- ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SEC-021



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

TABLA 4.25.- RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA
OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-021

| Frecuencia Hz | Qt Bfpd | Qo Bopd | BSW % | TDP Psi | Eficiencia % | Potencia HP | CARGA % |
|------------------|------------|------------|----------|------------|-----------------|----------------|------------|
| 50 | 759 | 167 | 78 | 1,850 | 31.08 | 83 | 65 |
| 55 | 910 | 200 | 78 | 2,009 | 30.54 | 110 | 79 |
| 60 | 1,041 | 229 | 78 | 2,167 | 29.53 | 142 | 93 |
| 65 | 1,175 | 259 | 78 | 2,328 | 28.08 | 180 | 109 |
| 70 | 1,298 | 286 | 78 | 2,496 | 26.78 | 223 | 125 |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

4.1.17.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción

La bomba está operando dentro del rango pero el porcentaje de 15.1% de degradación es alto esto se debe al tiempo de vida de la bomba que es de 4 años y 4 meses. Además el pozo históricamente ha mostrado presencia de sólidos por lo que el desgaste puede ser debido a este factor. El porcentaje de gas a través de la bomba es de 1.15%, es un valor bajo, esto indica que el separador de gas trabaja con la eficiencia esperada, además es un pozo con baja producción de gas, el promedio de GOR es de 360 PCS/BF.

El valor de 1.20 del factor de degradación del equipo BES implica que el motor está operando con 20% de potencia adicional, la bomba tiene alto riesgo de caída, por lo que se debe actuar de manera proactiva y tener planificado un reacondicionamiento, en el mejor de los casos si hay una parada del equipo se debe retapear el transformador para incrementar voltaje y disminuir el consumo de corriente. Sin hacer retapeo si se sigue incrementando la frecuencia a valores mayores de 60 Hz, el motor se puede quemar ya que según la simulación alcanzaría cargas mayores a 100%.

Según el análisis de sensibilidades es posible incrementar la frecuencia hasta 70 Hz o más y la bomba seguiría operando dentro del rango, sin embargo los valores de carga sobre el motor serían muy altos, de igual manera se necesitaría un motor con mayor potencia ya que el actual solo puede trabajar hasta 150 HP, Por estas

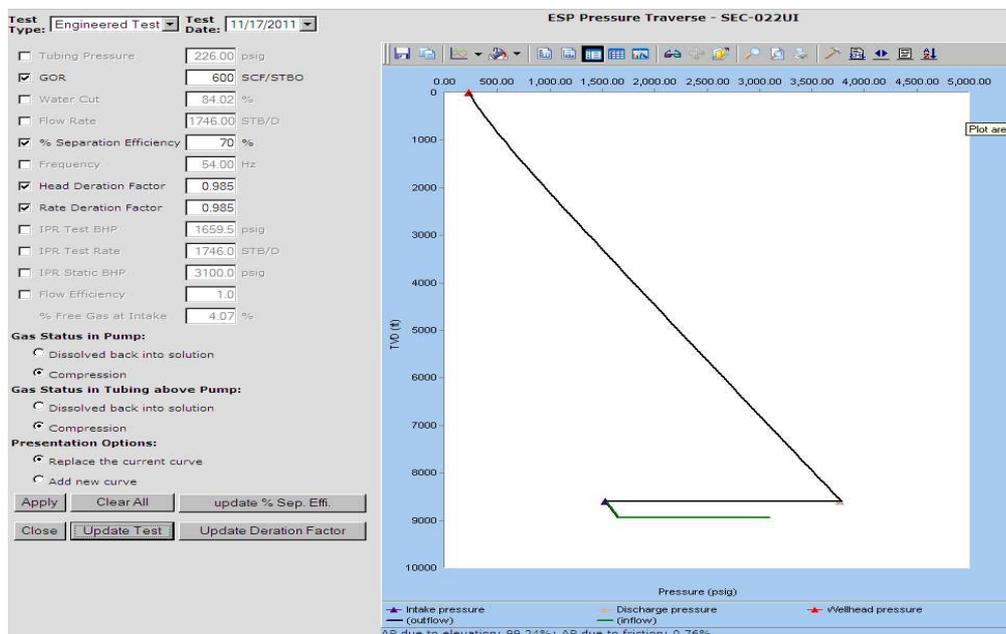
razones lo más recomendable es mantener la frecuencia en 60Hz, con esto la carga sería de 93%, la potencia requerida es de 142 HP y la eficiencia de 29.53%.

El pozo actualmente produce de la arena U inferior en total 28 pies de espesor, el resto de intervalos de esta arena y la arena "T" han sido cerrados por alta producción de agua, se recomienda evaluar la arena "Basal Tena" para determinar si existe saturación de crudo y potencial de producción.

Según la curva de IPR el pozo fluye a una P_{wf} de 1,693 Psi es decir con un diferencial de presión hasta la succión de la bomba de 95 Psi, la succión está a 8,797 pies es decir 261 pies arriba de los intervalos productores. El índice de productividad es de 1.19, en estas condiciones un rediseño para bajar más la bomba sería conveniente ya que se ganaría 113 BFPF es decir 25 BPPD. En cuanto a la completación de fondo no existen limitantes.

4.1.18. SECOYA – 22

FIGURA 4.77.- TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC- 022



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

FIGURA 4.78.- PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC-022

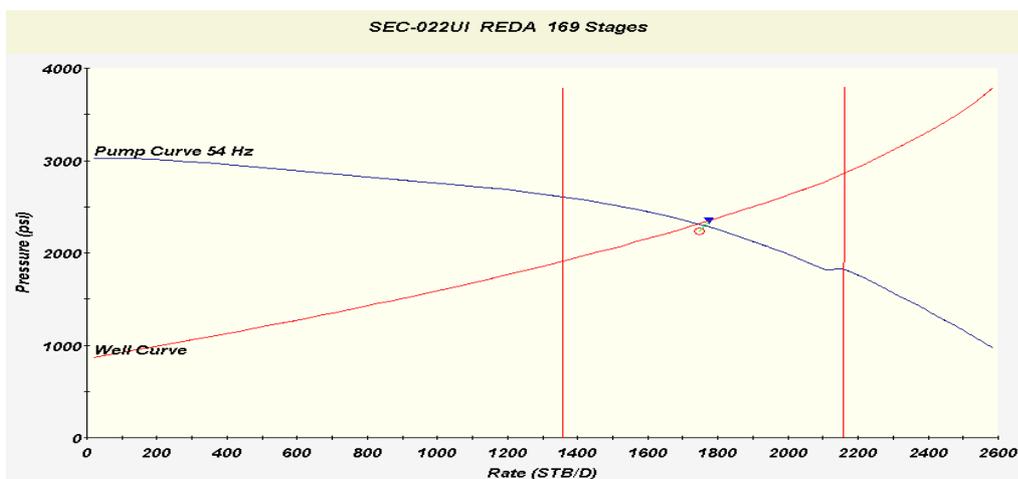


FIGURA 4.79.- TENDENCIAS BOMBA REDA GN-2100 POZO SEC-022

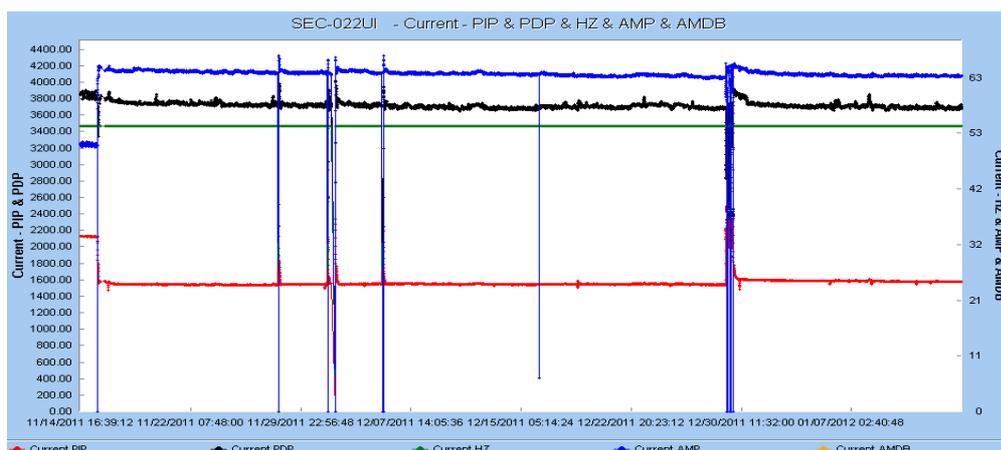
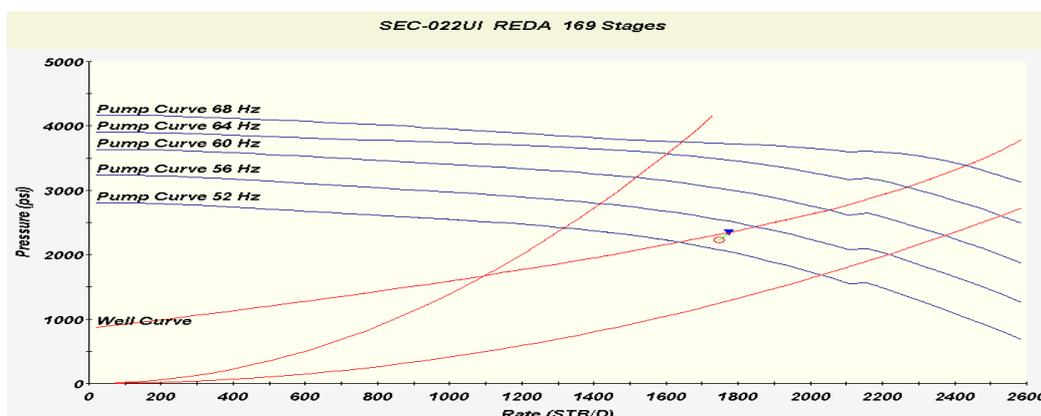


FIGURA 4.80.- ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SEC-022



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

TABLA 4.26.- RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA
OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-022

| Frecuencia Hz | Qt Bfpd | Qo Bopd | BSW % | TDP Psi | Eficiencia % | Potencia HP | CARGA % |
|------------------|------------|------------|----------|------------|-----------------|----------------|------------|
| 52 | 1,635 | 262 | 84 | 2,192 | 49.76 | 135 | 58 |
| 56 | 1,849 | 296 | 84 | 2,435 | 49.89 | 169 | 67 |
| 60 | 2,050 | 328 | 84 | 2,695 | 49.75 | 208 | 77 |
| 64 | 2,269 | 363 | 84 | 3,053 | 49.58 | 257 | 89 |
| 68 | 2,431 | 389 | 84 | 3,382 | 49.41 | 307 | 100 |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

4.1.18.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción

La bomba está operando dentro del rango, presenta un porcentaje de degradación de 1.5%, es un valor muy bajo y a la vez extraño porque si se considera que la bomba solo tiene 2 meses de operación no debería estar degradada, sin embargo esto puede explicarse debido a que el pozo históricamente ha presentado problemas de corrosión severos y presencia de sólidos, estos factores causan que la bomba se degrade sin importar el tiempo de operación.

El porcentaje de gas a través de la bomba es de 4.07%, es un valor bajo, esto indica que el separador de gas trabaja con la eficiencia esperada.

El valor de 1.23 del factor de degradación del equipo BES implica que el motor está operando con 23% de potencia adicional, si hay una parada del equipo se debe retapear el transformador para incrementar voltaje y disminuir el consumo de corriente. El promedio de sobre carga debe ser máximo un 15%.

Según el análisis de sensibilidades es posible incrementar la frecuencia hasta 68 Hz o más y la bomba seguiría operando dentro del rango, sin embargo los valores de carga sobre el motor serían mayores a 100%, de igual manera se necesitaría un motor con mayor potencia ya que el actual solo puede trabajar hasta 270 HP, Por estas razones lo más recomendable es aumentar la frecuencia hasta 60Hz,

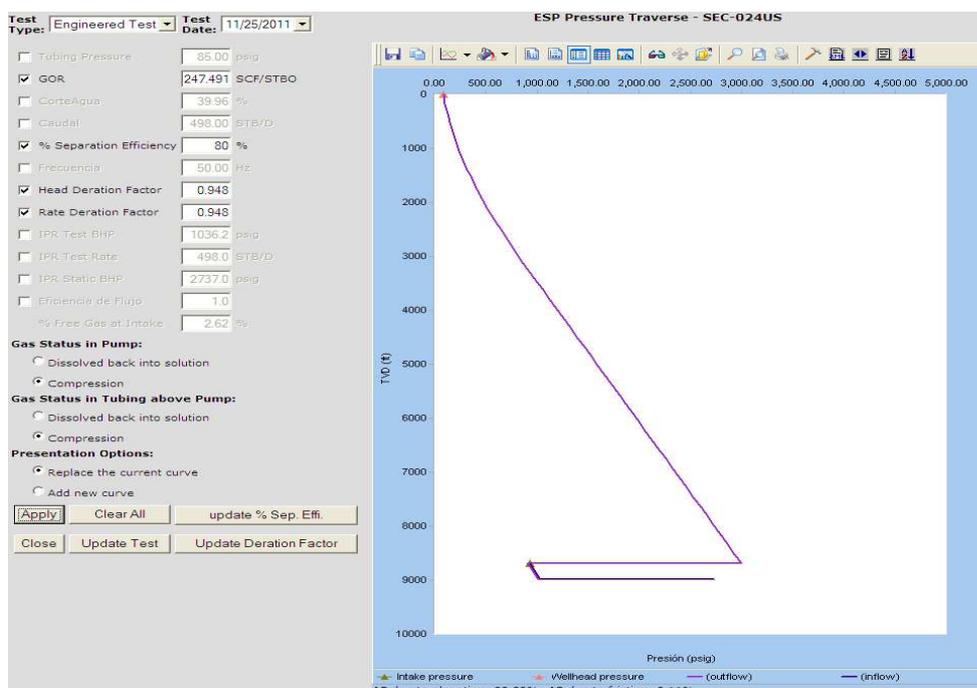
con esto la carga sería de 77%, la potencia requerida es de 208 HP y la eficiencia de 49.75%.

El pozo actualmente produce de la arena “U” inferior en total 34 pies de espesor, la arena “U” superior y “T” han sido cerradas por alta producción de agua, se recomienda evaluar la arena “Basal Tena” para determinar si existe saturación de crudo y potencial de producción.

Según la curva de IPR el pozo fluye a una P_{wf} de 1,659 Psi es decir con un diferencial de presión hasta la succión de la bomba de 113 Psi, la succión está a 8,607 pies es decir 413 pies arriba de los intervalos productores. El índice de productividad es de 1.21, en estas condiciones un rediseño para bajar más la bomba no sería conveniente ya que solo se ganaría 134 BFPF es decir 21 BPPD. Además que existe una limitante en la completación de fondo ya que a 8,798 pies hay tubería asentada con packers para aislar la arena “U” superior.

4.1.19. SECOYA – 24

FIGURA 4.81.- TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC- 024



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

FIGURA 4.82.- PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC-024

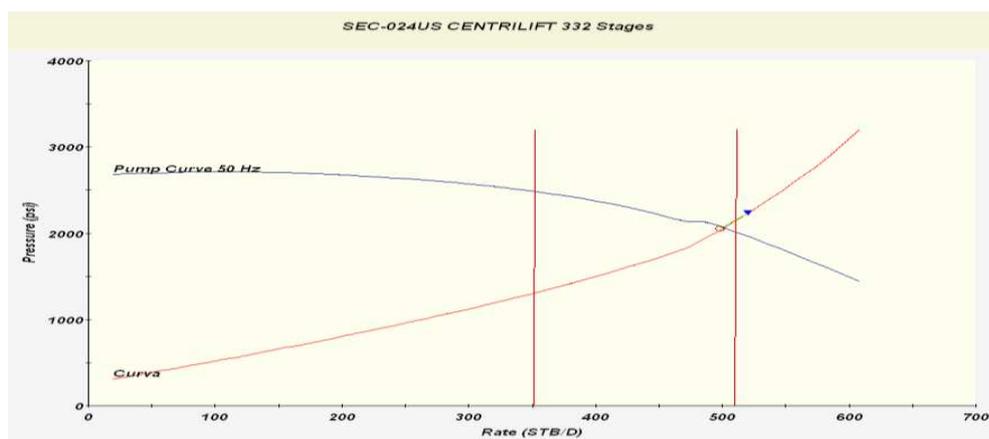


FIGURA 4.83.- TENDENCIAS BOMBA CTL P6XH6 POZO SEC-024

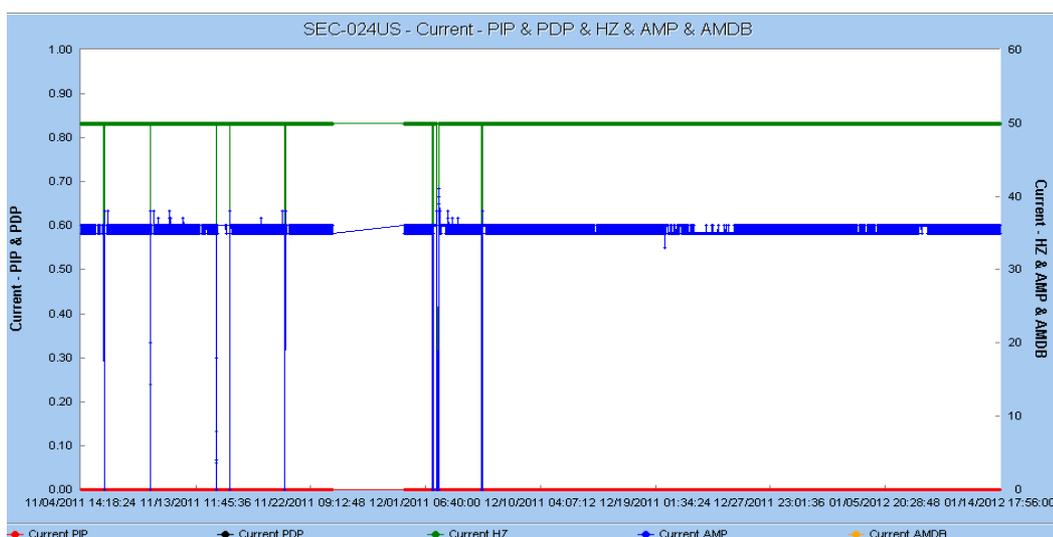


TABLA 4.27.- RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-024

| Frecuencia Hz | Qt Bfpd | Qo Bopd | BSW % | TDP Psi | Eficiencia % | Potencia HP | CARGA % |
|------------------|------------|------------|----------|------------|-----------------|----------------|------------|
| 55 | 548 | 329 | 40 | 2,506 | 28.73 | 91 | 87.2 |
| 60 | 588 | 353 | 40 | 2,950 | 28.53 | 117 | 102 |
| 65 | 605 | 363 | 40 | 3,166 | 26.20 | 140 | 112 |
| 70 | 607 | 364 | 40 | 3,197 | 21.79 | 145 | 118 |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

4.1.19.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción

La bomba está operando dentro del rango pero con tendencia a la región de UPTHRUST, el porcentaje de degradación es de 5.2%, esto puede deberse al tiempo de vida de la bomba que es de 2 años. Además el pozo históricamente ha mostrado presencia de sólidos cuando se han cambiado los equipos BES por lo que el desgaste puede ser debido a este factor. El porcentaje de gas a través de la bomba es de 2.62%, es un valor bajo, esto indica que el separador de gas trabaja con la eficiencia esperada.

El valor de 1.59 del factor de degradación del equipo BES implica que el motor está operando con 59% de potencia adicional, la bomba tiene alto riesgo de caída por tiempo de operación y por la carga real del motor que es de 72%. En la próxima parada del equipo se debe retapear el transformador para incrementar voltaje y disminuir el consumo de corriente. Sin hacer retapeo si se sigue incrementando la frecuencia a valores mayores de 60 Hz, el motor se puede quemar ya que según la simulación alcanzaría cargas mayores a 100%.

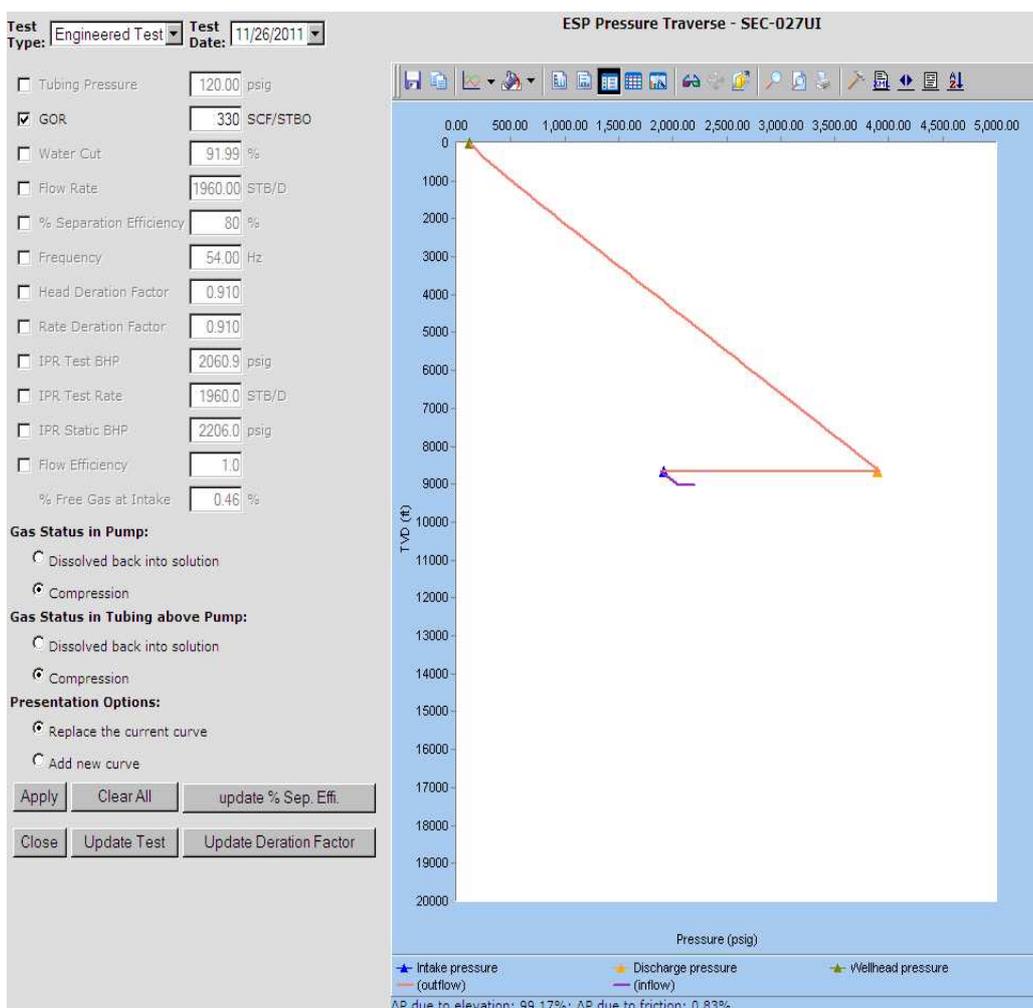
Según el análisis de sensibilidades es posible incrementar la frecuencia hasta 70 Hz o más y la bomba seguiría operando dentro del rango, sin embargo los valores de carga sobre el motor serían muy altos, de igual manera se necesitaría un motor con mayor potencia ya que el actual solo puede trabajar hasta 116 HP, Por estas razones lo más recomendable es incrementar la frecuencia hasta 55Hz, con esto la carga sería de 87.2%, la potencia requerida es de 91 HP y la eficiencia de 28.73%.

El pozo actualmente produce de la arena U superior, solo 11 pies de espesor perforados, el resto de intervalos de esta arena, de la "T" y de "Basal Tena" han sido cerrados por alta producción de agua, por lo que no hay opción de perforar en nuevos intervalos.

Según la curva de IPR el pozo fluye a una P_{wf} de 1,039 Psi es decir con un diferencial de presión hasta la succión de la bomba de 224 Psi, la succión está a 8,698 pies, es decir solo 285 pies sobre los intervalos perforados, el índice productividad del pozo es de 0.94, en estas condiciones se podría considerar un rediseño para bajar más la bomba ya que se ganaría 196 BFPD es decir 117 BPPD, sin embargo se debe considerar que existe un tapón CIBP a 9,045 pies que aísla las arenas “U inferior” y “T”, además de esto el pozo ha evidenciado presencia de sólidos por lo que el desgaste de la bomba sería mayor.

4.1.20. SECOYA – 27

FIGURA 4.84.- TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC- 027



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

FIGURA 4.85.- PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC-027

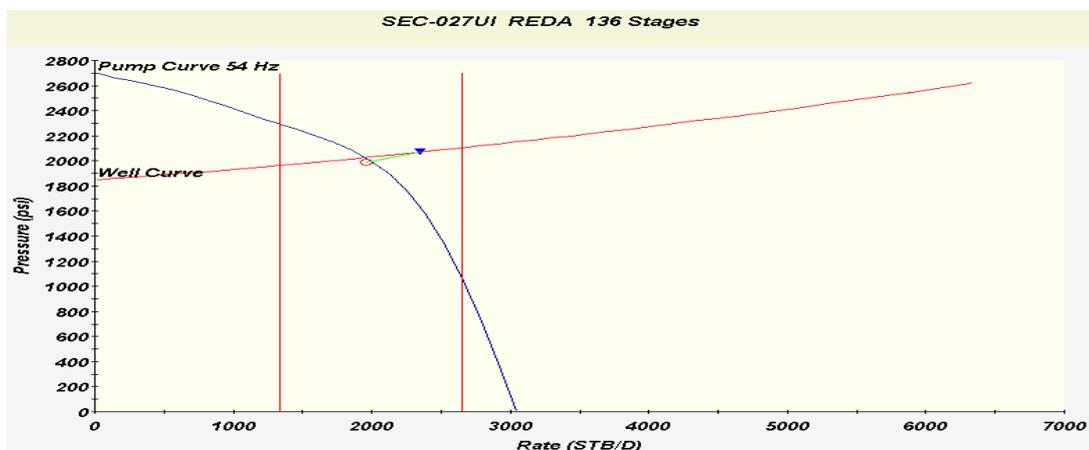


FIGURA 4.86.- TENDENCIAS BOMBA REDA SN-2600 POZO SEC-027

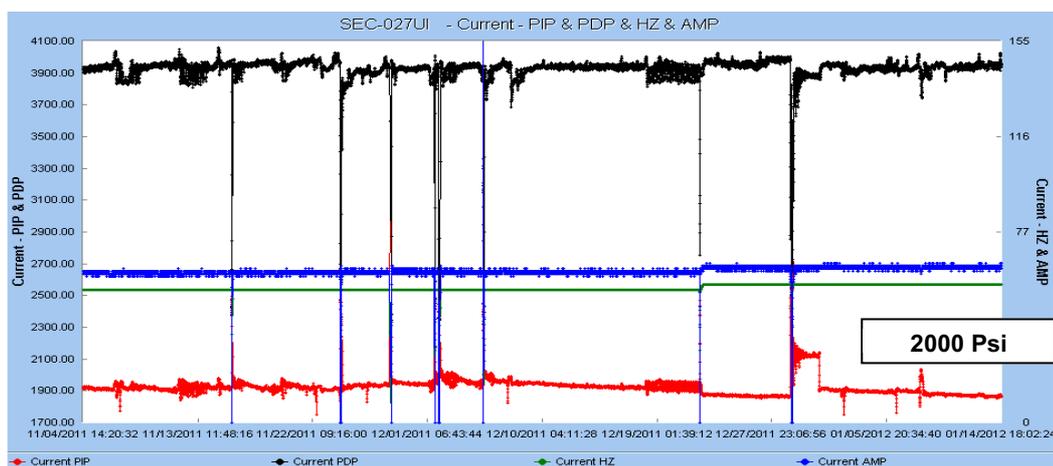
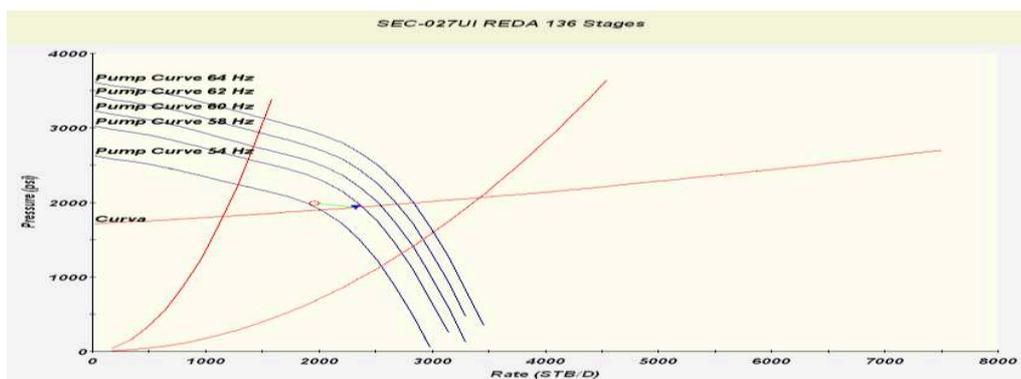


FIGURA 4.87.- ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SEC-027



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA 4.28.- RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA
OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-027

| Frecuencia Hz | Qt Bfpd | Qo Bopd | BSW % | TDP Psi | Eficiencia % | Potencia HP | CARGA % |
|------------------|------------|------------|----------|------------|-----------------|----------------|------------|
| 58 | 2,384 | 191 | 92 | 1,940 | 38.81 | 222 | 69.6 |
| 60 | 2,543 | 203 | 92 | 1,958 | 37.44 | 248 | 75.1 |
| 62 | 2,692 | 215 | 92 | 1,974 | 36.01 | 275 | 80.6 |
| 64 | 2,835 | 227 | 92 | 1,992 | 34.56 | 304 | 86.4 |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

4.1.20.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción

La bomba está operando dentro del rango, el porcentaje de degradación es de 9%, En la Figura 4.87 se observan picos en la presión de succión que llegan hasta 2,000 Psi, esto se ocasiona por presencia de sólidos a través de la bomba, los sólidos hacen que la entrada a la bomba se tapone y se produce el incremento en presión, hay que considerar que el pozo históricamente ha mostrado presencia de sólidos y altos niveles de corrosión, todo esto hace que la bomba se degrade con el tiempo. El porcentaje de gas a través de la bomba es de 0.46%, es un valor bajo, esto indica que el separador de gas trabaja con la eficiencia esperada, para un sistema BES el promedio es de 80%.

El valor de 1.37 del factor de degradación del equipo BES implica que el motor está operando con 37% de potencia adicional, se recomienda en la próxima parada del equipo retapear el transformador para incrementar voltaje y disminuir el consumo de corriente. Sin hacer retapeo si se sigue incrementando la frecuencia a valores mayores de 64 Hz, el motor se puede quemar ya que según la simulación alcanzaría cargas mayores a 100%.

Según el análisis de sensibilidades es posible incrementar la frecuencia hasta 64 Hz o más y la bomba seguiría operando dentro del rango, se alcanzaría valores de carga superiores a 80%, el motor no tiene limitaciones de potencia ya que

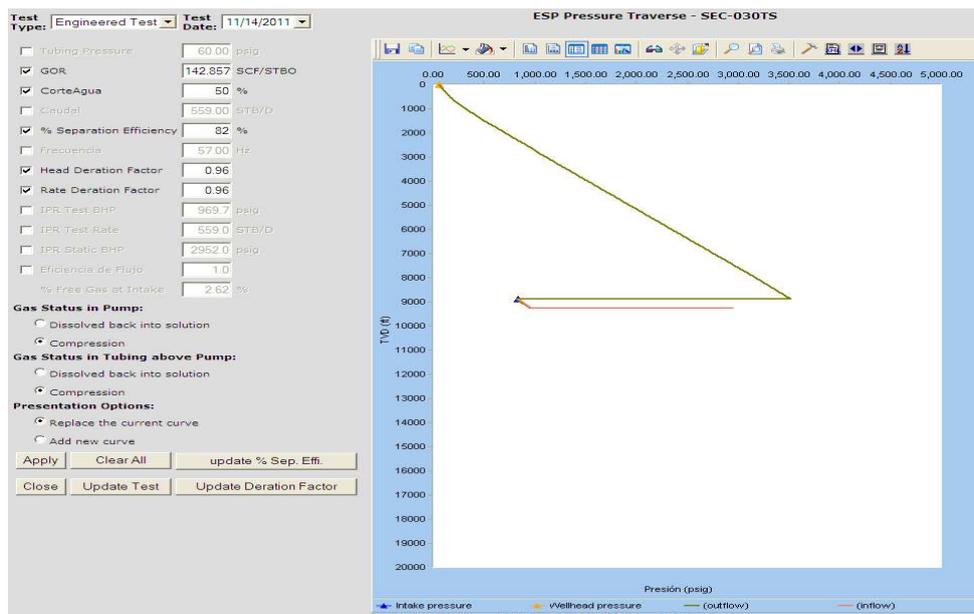
puede trabajar hasta 330 HP, considerando esto lo más recomendable es incrementar la frecuencia hasta 62 Hz, con esto la carga sería de 80.6%, la potencia requerida es de 275 HP y la eficiencia de 36.01%.

El pozo actualmente produce de la arena U superior, solo 11 pies de espesor perforados, el resto de intervalos de la arena “U inferior”, “T” y “Basal Tena”, han sido aislados por alta producción de agua, por lo que no hay opción de perforar en nuevos intervalos.

Según la curva de IPR el pozo fluye a una P_{wf} de 2,076 Psi, con un diferencial de presión hasta la succión de la bomba de 146 Psi, la succión está a 8,650 pies, es decir solo 380 pies sobre los intervalos perforados, el índice productividad del pozo es de 1.3, en estas condiciones un rediseño para bajar más la bomba no sería conveniente ya que solo se ganaría 185 BFPD es decir 15 BPPD. Además que existe una limitante en la completación de fondo, ya que a 8,834 pies hay tubería asentada con packers que aíslan la arena “U”.

4.1.21. SECOYA – 30

FIGURA 4.88.- TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC- 030



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

FIGURA 4.89.- PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC-030

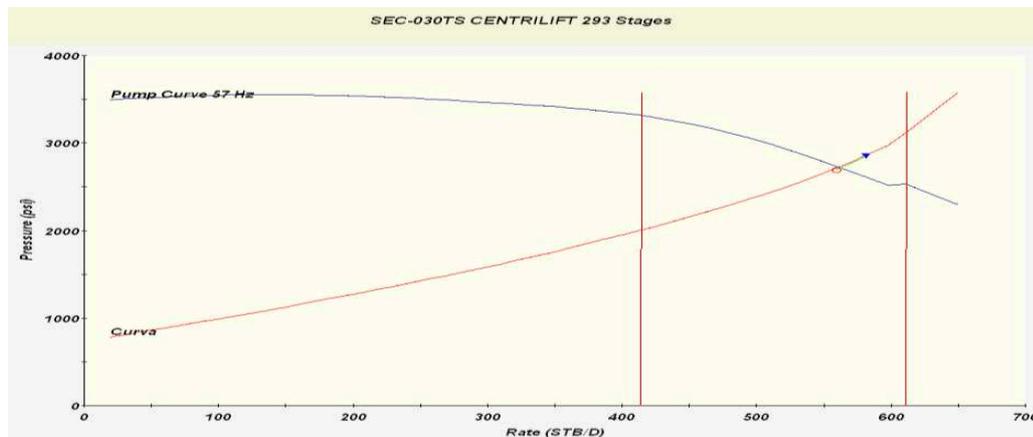


FIGURA 4.90.- TENDENCIAS BOMBA CTL P6XH6 POZO SEC-030

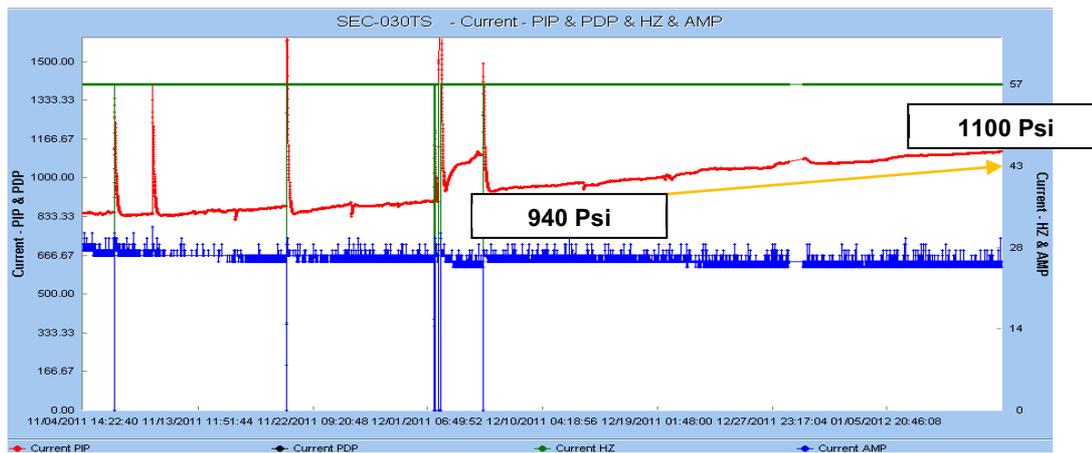
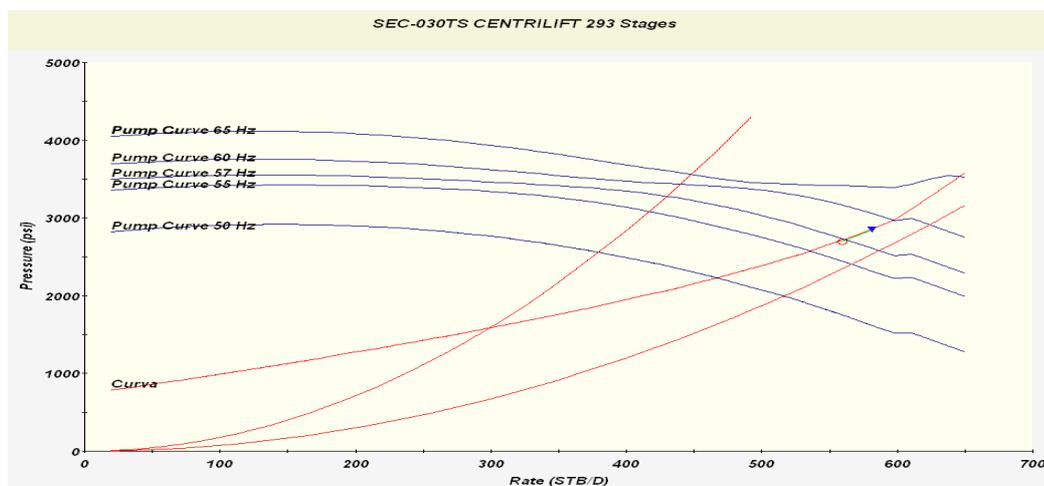


FIGURA 4.91.- ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SEC-030



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

TABLA 4.29.- RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA
OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-030

| Frecuencia Hz | Qt Bfpd | Qo Bopd | BSW % | TDP Psi | Eficiencia % | Potencia HP | CARGA % |
|------------------|------------|------------|----------|------------|-----------------|----------------|------------|
| 50 | 466 | 233 | 50 | 2,228 | 27.77 | 70 | 55.3 |
| 55 | 536 | 268 | 50 | 2,573 | 27.52 | 94 | 67.4 |
| 57 | 559 | 280 | 50 | 2,724 | 27.43 | 105 | 72.0 |
| 60 | 598 | 299 | 50 | 2,972 | 27.27 | 122 | 80.4 |
| 65 | 646 | 323 | 50 | 3,530 | 27.15 | 156 | 94.5 |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

4.1.21.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción

La bomba está operando dentro del rango pero con tendencia a la región de UPTHURST, el porcentaje de degradación es de 4%, En la Figura 4.91 a partir de junio se empieza a observar una tendencia incremental de presión desde 940 Psi a 1100 Psi, esto muestra que la bomba se está empezando a taponar por presencia de sólidos o escala, hay que considerar que en el año 2008 al pozo se le hizo un tratamiento antiescala por lo que esta condición puede estar dando estos problemas.

El porcentaje de gas a través de la bomba es de 2.62%, es un valor bajo, esto indica que el separador de gas trabaja con la eficiencia esperada, para un sistema BES el promedio es de 80%.

El valor de 1.75 del factor de degradación del equipo BES implica que el motor está operando con 75% de potencia adicional, es necesario que en la próxima parada del equipo se realice un retapeo del transformador para incrementar voltaje y disminuir el consumo de corriente.

Según el análisis de sensibilidades es posible incrementar la frecuencia hasta 65 Hz, en estas condiciones la bomba seguiría operando dentro del rango pero en los

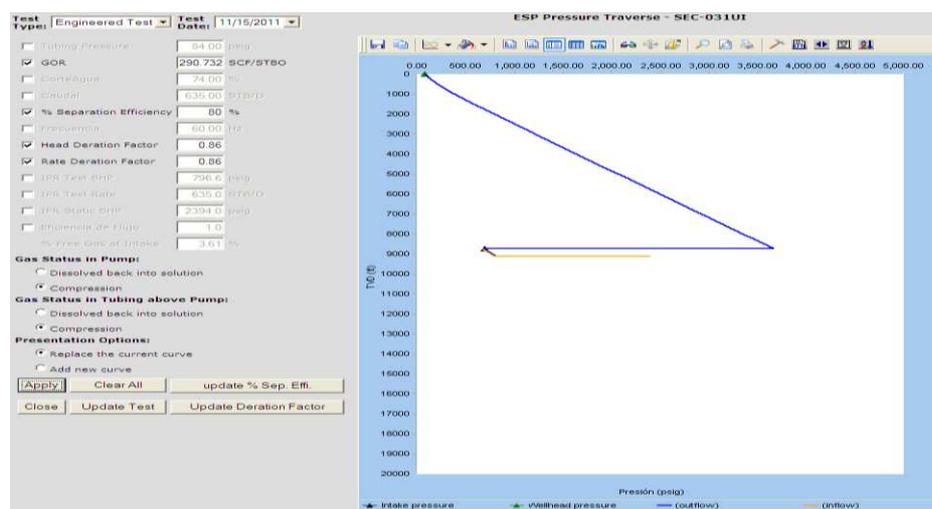
límites de la región UPTHURST, además se alcanzaría valores de carga superiores a 80%, en cuanto a potencia el motor solo puede trabajar hasta 152HP, considerando todo esto lo más recomendable es incrementar la frecuencia hasta 60 Hz, con esto la carga sería de 80.4%, la potencia requerida es de 122 HP y la eficiencia de 27.26%.

El pozo actualmente produce de la arena “T” superior, solo 8 pies de espesor perforados, el resto de intervalos de la arena “U” y “T inferior” han sido aislados por alta producción de agua, tomando en cuenta esto, se debe considerar la posibilidad de evaluar la arena “Basal Tena” y determinar si hay potencial.

Según la curva de IPR el pozo fluye a una P_{wf} de 965 Psi es decir con un diferencial de presión hasta la succión de la bomba de 113 Psi, la succión está a 378 pies sobre los intervalos perforados, el índice de productividad del pozo es de 0.85, en estas condiciones un rediseño para bajar más la bomba sería conveniente ya que se ganaría 95 BFPD es decir 48 BPPD, sin embargo la principal limitante es la completación de fondo, ya que desde 8,965 pies hay 5 tubos asentados con packers para aislar la arena “U inferior”.

4.1.22. SECOYA – 31

FIGURA 4.92.- TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC- 031



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

FIGURA 4.93.- PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC-031

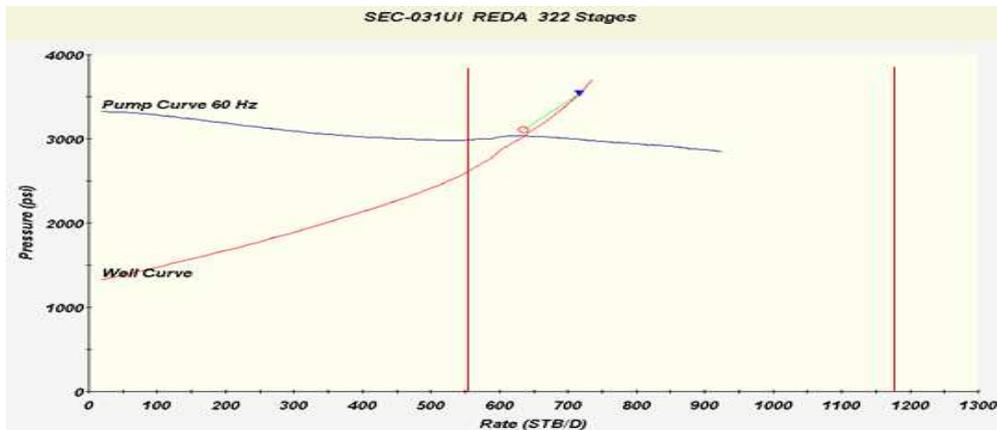


FIGURA 4.94.- TENDENCIAS BOMBA REDA DN-1100 POZO SEC-031

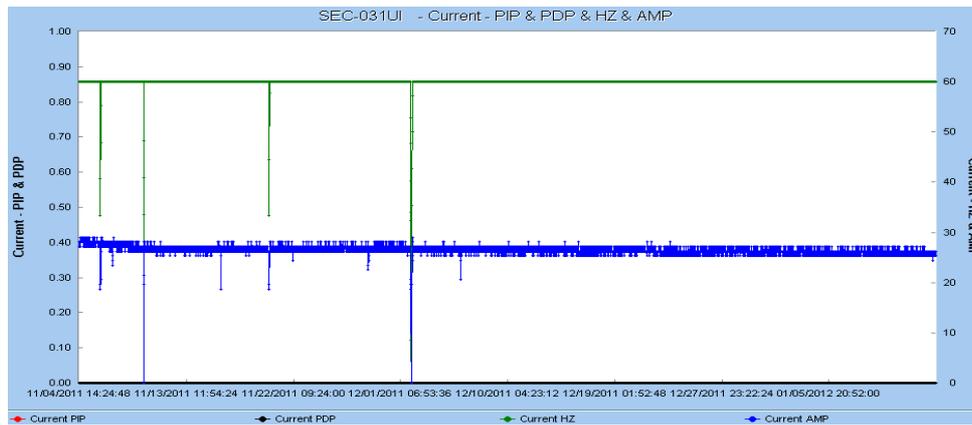
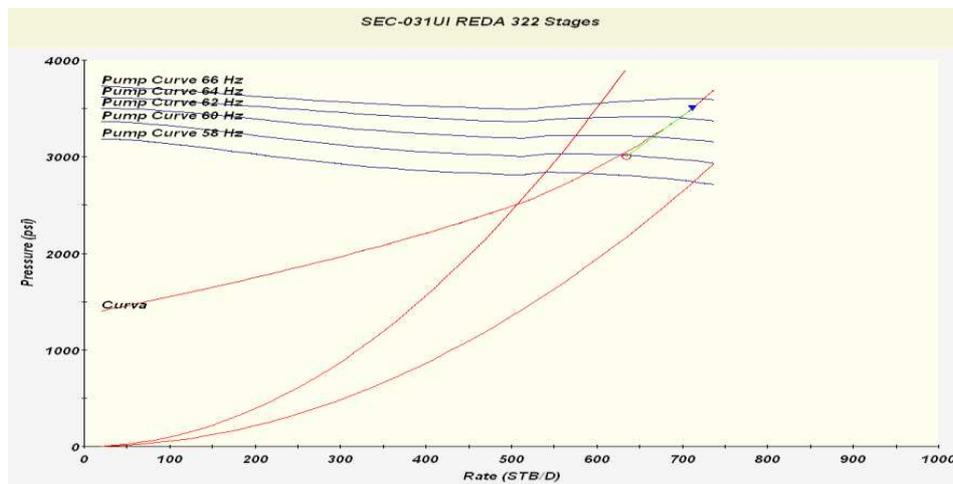


FIGURA 4.95.- ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SEC-031



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

TABLA 4.30.- RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA
OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-031

| Frecuencia Hz | Qt Bfpd | Qo Bopd | BSW % | TDP Psi | Eficiencia % | Potencia HP | CARGA % |
|------------------|------------|------------|----------|------------|-----------------|----------------|------------|
| 58 | 587 | 152 | 74 | 2,828 | 34.44 | 93 | 64 |
| 60 | 635 | 165 | 74 | 3,016 | 33.26 | 104 | 69 |
| 62 | 664 | 172 | 74 | 3,207 | 33.16 | 115 | 75 |
| 64 | 697 | 181 | 74 | 3,403 | 33.08 | 128 | 80 |
| 66 | 724 | 188 | 74 | 3,598 | 32.94 | 140 | 85 |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

4.1.22.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción

La bomba está operando dentro del rango, sin embargo presenta un alto porcentaje de degradación es de 14%, esto puede deberse al tiempo de operación del equipo BES que está en 2 años 7 meses, muy por encima del promedio del Área Libertador. Además hay que considerar que el pozo históricamente ha presentado problemas de escala y sólidos, esto se ha reportado en todos los reacondicionamientos.

El porcentaje de gas a través de la bomba es de 3.61%, es un valor bajo, esto indica que el separador de gas trabaja con la eficiencia esperada, para un sistema BES el promedio es de 80%.

El valor de 1.22 del factor de degradación en potencia del equipo BES implica que el motor está operando con 22% de carga adicional, es necesario que en la próxima parada del equipo se realice un retapeo del transformador para incrementar voltaje y disminuir el consumo de corriente.

Según el análisis de sensibilidades es posible incrementar la frecuencia hasta 66 Hz o más, en estas condiciones la bomba seguiría operando dentro del rango, sin embargo la limitación está en la carga ya que alcanzaría valores superiores a 80%, en cuanto a potencia no hay restricción ya que el motor puede trabajar hasta 150HP, considerando todo esto lo más recomendable es incrementar la

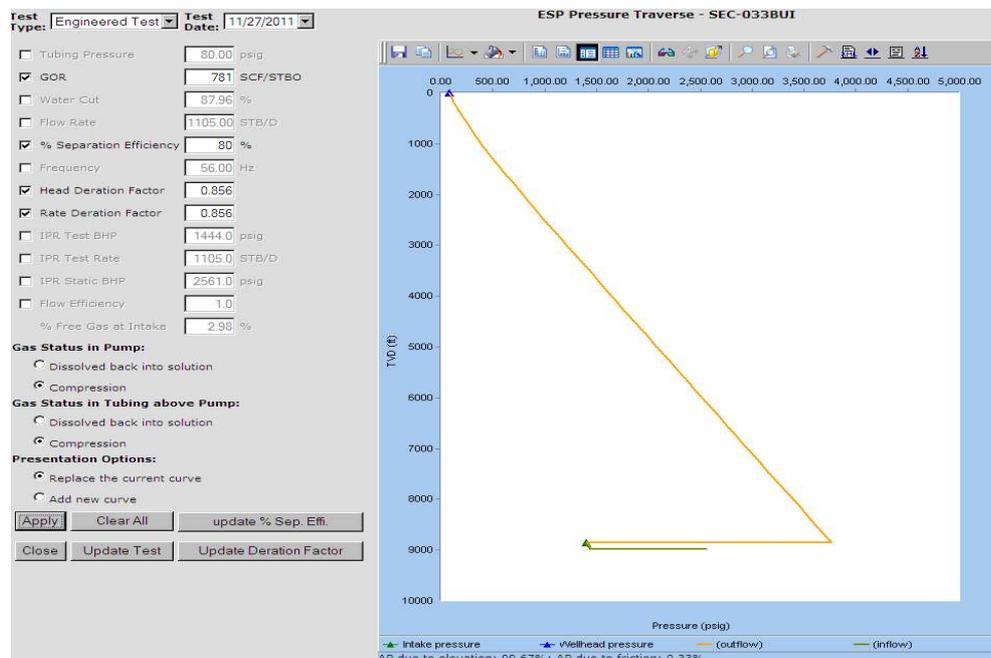
frecuencia hasta 64 Hz, con esto la carga sería de 80%, la potencia requerida es de 128 HP y la eficiencia de 33.08%.

El pozo actualmente produce de la arena "U" inferior, 16 pies de espesor perforados, los intervalos de la arena "T" superior e inferior han sido aislados por alta producción de agua, tomando en cuenta esto, se debe considerar la posibilidad de evaluar la arena "U" superior y "Basal Tena" para determinar si hay saturación de crudo.

Según la curva de IPR el pozo fluye a una P_{wf} de 798 Psi con un diferencial de presión hasta la succión de la bomba de 88 Psi, es decir prácticamente el pozo fluye a presión de succión. El índice de productividad es de 1.54, considerando estos parámetros un rediseño para bajar más la bomba sería conveniente ya que se ganaría 135 BFPD es decir 35 BPPD, sin embargo existe una limitante que es la completación de fondo, ya que a 9,210 hay un tapón que aísla la arena "T".

4.1.23. SECOYA – 33B

FIGURA 4.96.- TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SEC- 033B



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

FIGURA 4.97.- PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SEC-33B

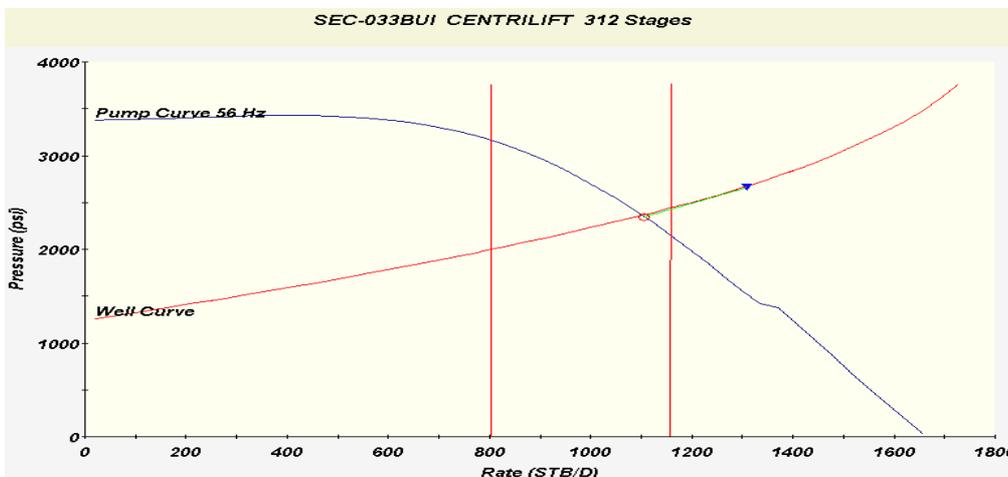


FIGURA 4.98.- TENDENCIAS BOMBA CTL P12XH6 POZO SEC-033B

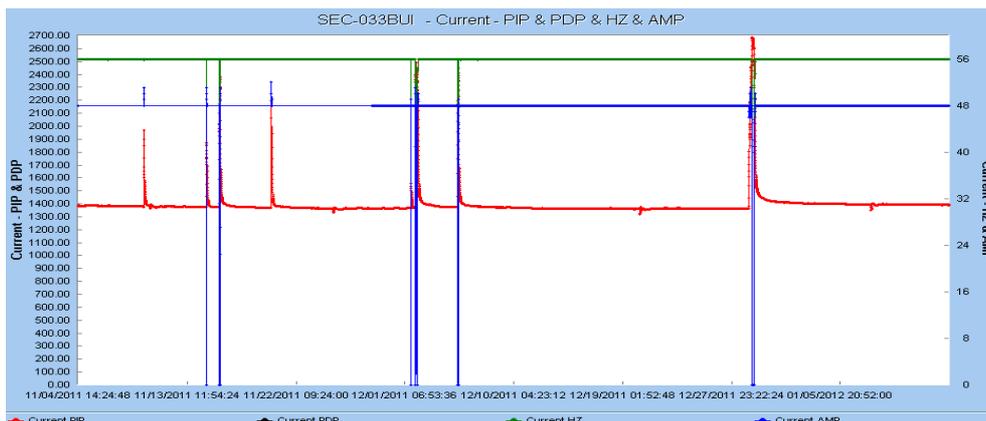
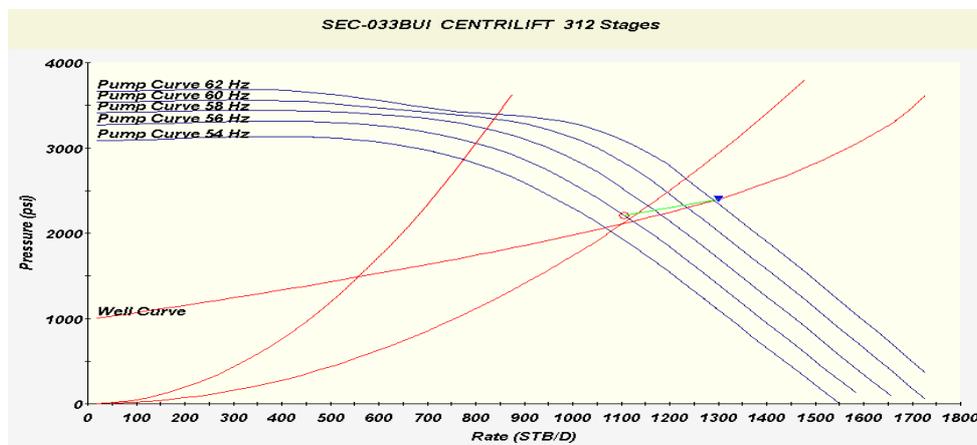


FIGURA 4.99.- ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SEC-033B



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

TABLA 4.31.- RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA
OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SEC-033B

| Frecuencia Hz | Qt Bfpd | Qo Bopd | BSW % | TDP Psi | Eficiencia % | Potencia HP | CARGA % |
|------------------|------------|------------|----------|------------|-----------------|----------------|------------|
| 54 | 1,067 | 128 | 88 | 2,064 | 32.61 | 134 | 92 |
| 56 | 1,105 | 133 | 88 | 2,140 | 32.45 | 151 | 97 |
| 58 | 1,181 | 142 | 88 | 2,220 | 30.83 | 170 | 108 |
| 60 | 1,237 | 148 | 88 | 2,301 | 30.01 | 190 | 116 |
| 62 | 1,291 | 155 | 88 | 2,386 | 29.25 | 210 | 125 |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

4.1.23.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción

La bomba está operando dentro del rango pero cerca de la región UPTHURST, presenta un alto porcentaje de degradación es de 14.4%, esto puede deberse al tiempo de operación del equipo BES que está en 1 años 9 meses, muy por encima del promedio del Área Libertador. La figura 4.98 muestra el comportamiento de la presión de succión y de la corriente, se observan picos altos, esto se relaciona a presencia de sólidos que pasan a través de la bomba y ocasionan taponamientos que producen estos incrementos de presión.

El porcentaje de gas a través de la bomba es de 2.98%, esto indica que el separador de gas está trabajando con la eficiencia esperada.

El valor de 1.23 del factor de degradación en potencia del equipo BES implica que el motor está operando con 23% de carga adicional, es necesario que en la próxima parada del equipo se realice un retapeo del transformador para incrementar voltaje y disminuir el consumo de corriente.

Según el análisis de sensibilidades no es posible incrementar la frecuencia ya que la bomba llegaría a operar en la región de UPTHURST, considerando esto lo más

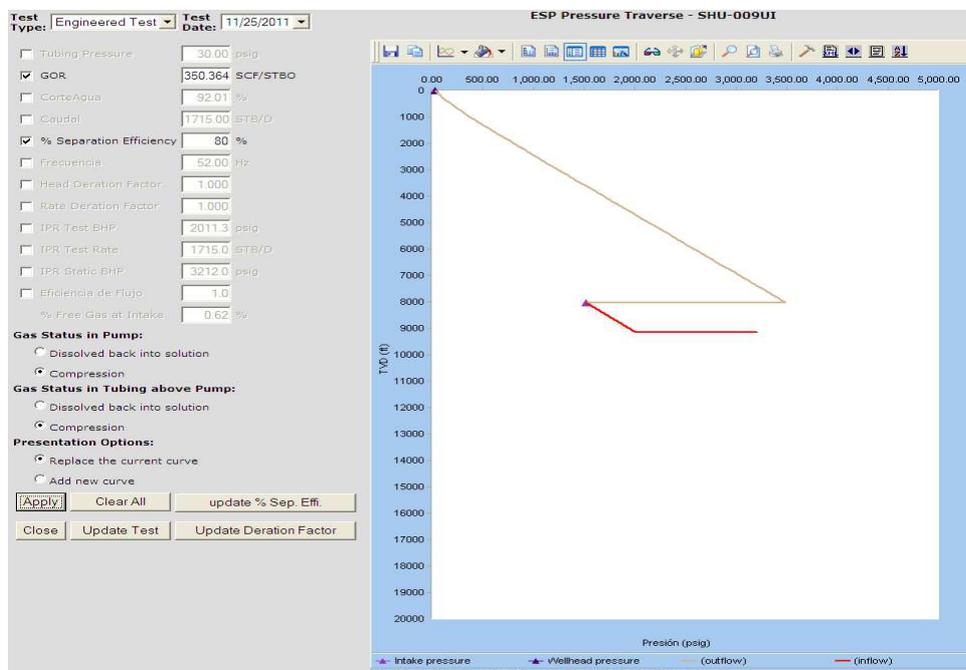
recomendable es mantener la frecuencia en 56 Hz, con esto la carga sería de 97%, la potencia requerida es de 151 HP y la eficiencia de 32.45%.

El pozo actualmente produce de la arena "U" inferior, 23 pies de espesor perforados, los intervalos de la arena "T" superior e inferior han sido aislados por alta producción de agua, tomando en cuenta esto, se debe considerar la posibilidad de evaluar la arena "U" superior y "Basal Tena" para determinar si hay saturación de crudo.

Según la curva de IPR el pozo fluye a una Pwf de 1,420 Psi y la presión en la succión de la bomba es de 1,418, esto implica que el pozo fluye a presión de succión. El índice de productividad es de 1.16, se debe rediseñar la bomba de acuerdo a las condiciones actuales de producción para que opere más cerca de su rango óptimo.

4.1.24. SHUARA – 009

FIGURA 4.100.- TRANSVERSA DE PRESIÓN AJUSTADA POZO SHU-009



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

FIGURA 4.101.- PUNTO DE OPERACIÓN DESPUÉS DEL AJUSTE POZO SHU-009

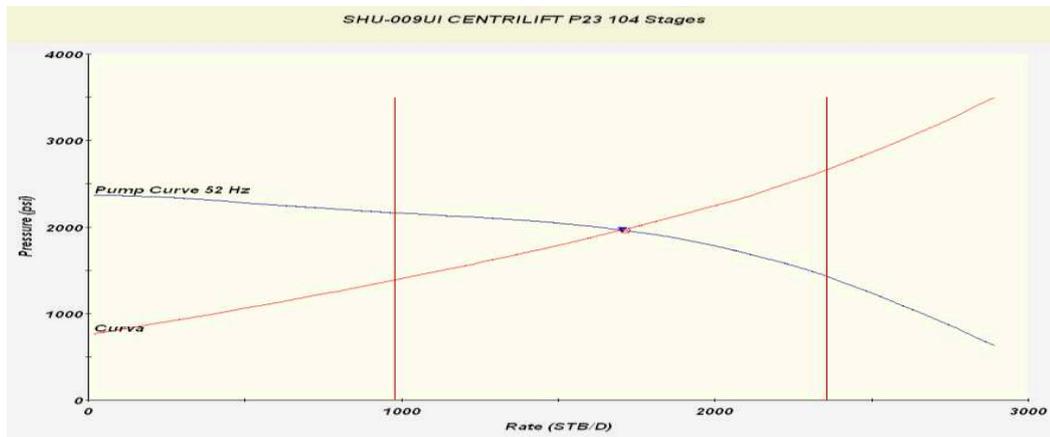


FIGURA 4.102.- TENDENCIAS BOMBA CTL P23XH6 POZO SHU-009

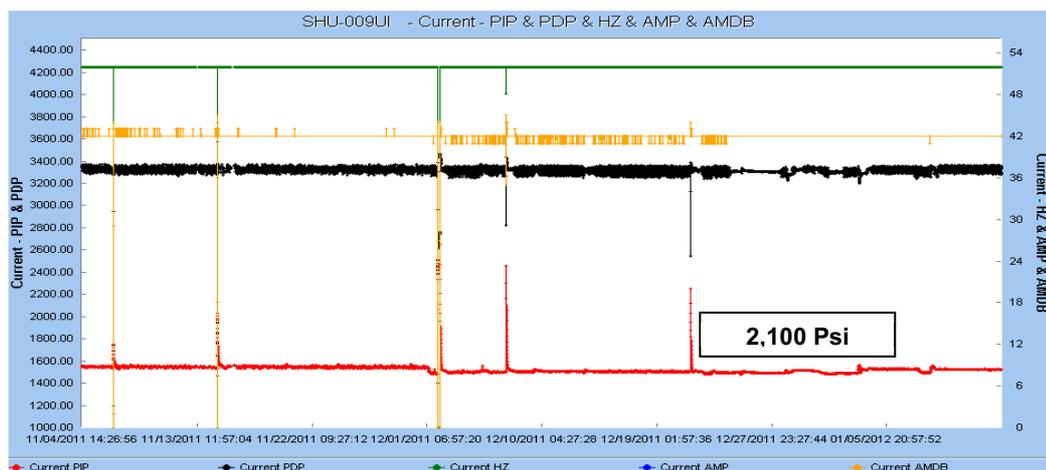
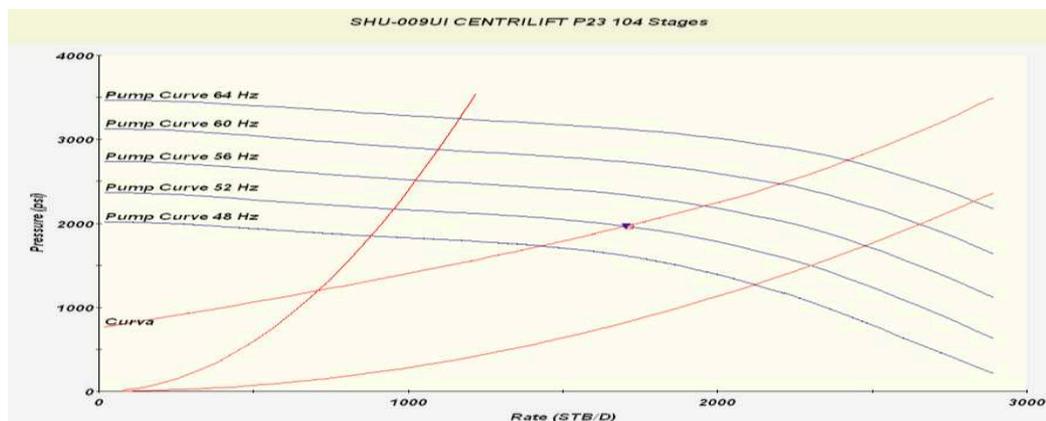


FIGURA 4.103.- ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES POZO SHU-009



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

TABLA 4.32.- RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA
OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZO SHU-009

| Frecuencia Hz | Qt Bfpd | Qo Bopd | BSW % | TDP Psi | Eficiencia % | Potencia HP | CARGA % |
|------------------|------------|------------|----------|------------|-----------------|----------------|------------|
| 48 | 1,442 | 115 | 92 | 1,729 | 44.45 | 100 | 55 |
| 52 | 1,715 | 137 | 92 | 1,962 | 45.69 | 132 | 67 |
| 56 | 1,967 | 157 | 92 | 2,201 | 46.13 | 169 | 79 |
| 60 | 2,204 | 176 | 92 | 2,458 | 46.15 | 212 | 93 |
| 64 | 2,425 | 194 | 92 | 2,763 | 46.00 | 260 | 107 |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

4.1.24.1. Conclusiones y Recomendaciones para incremento de Producción

La bomba está operando dentro del rango, no presenta degradación, hay que considerar que la bomba solo tiene 3 meses de operación. El porcentaje de gas a través de la bomba es de 0.62%, es un valor bajo, esto indica que el separador de gas trabaja con la eficiencia esperada, para un sistema BES el promedio es de 80%.

El valor de 1.41 del factor de degradación en potencia del equipo BES implica que el motor está operando con 41% de carga adicional, a pesar de que opera dentro del rango es necesario que en la próxima parada del equipo se realice un retapeo del transformador para incrementar voltaje y disminuir el consumo de corriente.

Según el análisis de sensibilidades es posible incrementar la frecuencia hasta 64 Hz o más, en estas condiciones la bomba seguiría operando dentro del rango, sin embargo la limitación está en la carga ya que alcanzaría valores superiores a 100%, en cuanto a potencia no hay restricción ya que el motor puede trabajar hasta 228HP, considerando todo esto lo más recomendable es incrementar la frecuencia hasta 56 Hz, con esto la producción incrementaría en 20 BPPD, la carga sería de 79%, la potencia requerida es de 169HP y la eficiencia de 46.13%.

El pozo produce actualmente con BSW de 92%, la simulación está hecha en condiciones estáticas es decir considerando que el BSW se va a mantener constante, la frecuencia de operación se ha variado durante el año entre 52 y 54 Hz y el BSW no ha variado, esto demuestra que el pozo no es sensible a incrementos de frecuencia.

El pozo actualmente produce de la arena "U" inferior, 16 pies de espesor perforados, los intervalos de la arena "T" inferior y "U" superior han sido aislados por alta producción de agua, tomando en cuenta esto, se debe considerar la posibilidad de evaluar la arena "Basal Tena" para determinar si hay saturación de crudo.

Según la curva de IPR el pozo fluye a una P_{wf} de 1,969 Psi con un diferencial de presión hasta la succión de la bomba de 431 Psi, la succión está a 8,019 pies es decir 1,129 pies arriba de los intervalos productores. El índice de productividad es de 3.98, considerando estos parámetros un rediseño para bajar la bomba a la altura de los perforados sería conveniente ya que se ganaría 1,955 BFPD es decir 156 BPPD, no hay limitantes en la completación de fondo.

4.2. RESUMEN DE RESULTADOS

Todos los resultados del presente análisis se resumen en 3 tablas, la tabla 4.33 muestra los datos de producción obtenidos en el análisis es decir los resultados de las pruebas de producción validadas mediante análisis nodal de cada pozo, además muestra el funcionamiento de los equipos electrosumergibles en cuanto a porcentaje de gas a través de la bomba, eficiencia de separación, factores de degradación e cabeza y caudal, degradación en potencia, eficiencia y carga.

La Tabla 4.34 muestra una comparación de las pérdidas en cuanto a eficiencias y a caudales óptimos determinados por LOWIS a la frecuencia de operación de las bombas electrosumergibles. Además se resume el rango de operación de cada una de los equipos BES. El análisis ha determinado que se pierde un total de 389 BPPD por trabajar en condiciones diferentes a las óptimas.

La tabla 4.35 muestra el resumen de acciones para optimizar e incrementar la producción, además las ganancias en barriles de petróleo que se tendrían si se realizan dichas acciones. Se ha considerado para cada pozo hasta cuanto se puede incrementar frecuencia para que siga operando dentro del rango, considerando que no haya limitaciones en carga ni en potencia del motor, además se toma en cuenta los pozos que son sensibles a incrementos de frecuencia para mantener las condiciones de operación actual.

Por otra parte evaluando el estado mecánico de cada pozo y la curva de desempeño de influjo (IPR) se ha determinado si hay posibilidades de bajar la bomba más cerca de los intervalos perforados, en algunos pozos existen limitaciones debido a la configuración de fondo pero en otros esta acción se la puede realizar sin ningún inconveniente.

Finalmente también se sugiere la posibilidad de evaluar arenas que no han sido perforadas para determinar si existe saturación de crudo y potencial de producción.

**TABLA 4.33.- RESUMEN DE RESULTADOS DE PRODUCCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS BES VALIDADO
MEDIANTE ANÁLISIS NODAL EN LOWIS POZOS ÁREA LIBERTADOR**

| Pozo | Resultados de Producción | | | | | | | Funcionamiento Equipos BES | | | | | | |
|--------------------|--------------------------|---------------------|------------------------|---------|-------------|------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|----------------|-----------|--|--|--|
| | Bomba (Hz) | Caudal Total (BFPD) | Caudal Petróleo (BPPD) | BSW (%) | GOR MPCs/BI | Gas a través de la bomba (%) | Eficiencia de separación de gas (%) | Degradación (Caudal y Cabeza) (%) | Degradación en Potencia (%) | Eficiencia (%) | Carga (%) | | | |
| ATA - 007 | DN1100 | 640 | 256 | 60 | 536 | 8.2 | 80 | No | 53 | 36.48 | 65 | | | |
| ATA - 011BD | TG2000 | 1,000 | 560 | 44 | 590 | 9.94 | 60 | 5 | 47 | 30.89 | 59 | | | |
| ATA - 015 | DC1100 | 817 | 131 | 84 | 206 | No | 80 | 19 | 3 | 38.71 | 50 | | | |
| PIC - 007 | P47XH6 | 4,663 | 373 | 92 | 684 | 1.21 | 78 | No | 70 | 35.51 | 73 | | | |
| PIC - 008 | P62XH6 | 6,143 | 123 | 98 | 840 | 0.95 | 80 | 5 | 19 | 54.7 | 75 | | | |
| PIC - 009 | P18XH6 | 1,803 | 180 | 90 | 488 | 1.86 | 40 | 11 | 20 | 39.91 | 65 | | | |
| SEC - 003 | P23XH6 | 1,658 | 149 | 91 | 977 | 6.36 | 56 | 3.5 | 36 | 44.57 | 77 | | | |
| SEC - 005 | D725N | 655 | 131 | 80 | 763 | 5.65 | 74 | 9 | 49 | 30.3 | 59 | | | |
| SEC - 008 | P23XH6 | 2,575 | 360 | 86 | 900 | 10.56 | 60 | No | 47 | 33.00 | 84 | | | |
| SEC - 010 | P12XH6 | 1,094 | 131 | 88 | 790 | 7.57 | 60 | 5 | 45 | 37.53 | 88 | | | |
| SEC - 014 | GN4000 | 4,110 | 493 | 88 | 523 | 2.41 | 70 | 7.5 | 11 | 49.45 | 76 | | | |
| SEC - 016 | DN1100 | 970 | 116 | 88 | 862 | 2.56 | 80 | 9.5 | 51 | 26.78 | 76 | | | |
| SEC - 017 | DN1100 | 958 | 287 | 70 | 491 | 3.4 | 80 | No | 3 | 47.90 | 57 | | | |
| SEC - 018 | DN1100 | 1,064 | 234 | 78 | 203 | 0.28 | 80 | No | 26 | 38.42 | 77 | | | |
| SEC - 019 | D725N | 324 | 162 | 50 | 555 | 11.36 | 80 | 1 | 74 | 28.24 | 70 | | | |
| SEC - 021 | P11XH6 | 1,041 | 229 | 78 | 305 | 1.15 | 80 | 15.1 | 20 | 29.53 | 93 | | | |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA 4.33 (CONTINUACIÓN) RESUMEN DE RESULTADOS DE PRODUCCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS BES VALIDADO MEDIANTE ANÁLISIS NODAL EN LOWIS POZOS ÁREA LIBERTADOR

| Pozo | Resultados de Producción | | | | | | Funcionamiento Equipos BES | | | | | |
|-------------------|--------------------------|---------------------|------------------------|---------|-------------|------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|----------------|-----------|--|
| | Bomba (Hz) | Caudal Total (BFPD) | Caudal Petróleo (BPPD) | BSW (%) | GOR MPCs/BI | Gas a través de la bomba (%) | Eficiencia de separación de gas (%) | Degradación (Caudal y Cabeza) (%) | Degradación en Potencia (%) | Eficiencia (%) | Carga (%) | |
| SEC - 022 | DN1750 | 1,746 | 279 | 84 | 600 | 4.07 | 70 | 1.5 | 23 | 49.88 | 62 | |
| SEC - 024 | P6XH6 | 498 | 299 | 40 | 247 | 2.62 | 80 | 5.2 | 59 | 28.76 | 72 | |
| SEC - 027 | SN2600 | 1,960 | 157 | 92 | 330 | 0.43 | 80 | 9 | 37 | 40.87 | 58 | |
| SEC - 030 | P6XH6 | 559 | 280 | 50 | 142 | 2.62 | 82 | 4 | 75 | 27.43 | 72 | |
| SEC - 031 | DN1100 | 635 | 165 | 74 | 290 | 3.61 | 80 | 14 | 22 | 33.26 | 69 | |
| SEC - 033 | P12XH6 | 1,105 | 133 | 88 | 781 | 2.98 | 80 | 14.4 | 23 | 31.54 | 98 | |
| SHU - 09 | P23XH6 | 1,715 | 137 | 92 | 350 | 0.62 | 80 | No | 41 | 45.75 | 67 | |
| SHU - 014B | GN1300 | 1,050 | 504 | 52 | 220 | 3.47 | 80 | No | 74 | 33.41 | 74 | |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA 4.34.- COMPARACIÓN DE EFICIENCIAS Y CAUDALES, ESTADO DE OPERACIÓN EQUIPOS BES POZOS LOWIS
ÁREA LIBERTADOR

| Pozo | Bomba | H _z | Eficiencia Ideal (%) | Eficiencia de Operación (%) | Pérdida de Eficiencia (%) | Caudal Óptimo (BFPD) | Caudal de Operación (BFPD) | Diferencia de Caudal (BFPD) | BSW (%) | Diferencia de Caudal de Petróleo (BPPD) | Rango de Operación |
|-------------|--------|----------------|----------------------|-----------------------------|---------------------------|----------------------|----------------------------|-----------------------------|---------|---|--------------------|
| ATA - 007 | DN1100 | 55 | 35.48 | 35.40 | -0.08 | 690 | 733 | +43 | 60 | 17 | Dentro del Rango |
| ATA - 011BD | TG2000 | 59 | 31.81 | 30.89 | -0.92 | 990 | 1,000 | +10 | 44 | 6 | DOWNTHRUST |
| ATA - 015 | DC1100 | 60 | 58.00 | 38.71 | -19.29 | 1,056 | 817 | -239 | 84 | -38 | Dentro del Rango |
| PIC - 007 | P47XH6 | 49 | 35.34 | 35.51 | +0.17 | 4,677 | 4,663 | -14 | 92 | -1 | UPTHRUST |
| PIC - 008 | P62XH6 | 56 | 59.40 | 54.70 | -4.70 | 6,776 | 6,143 | -633 | 98 | -13 | Dentro del Rango |
| PIC - 009 | P18XH6 | 54 | 46.30 | 39.91 | -6.39 | 2,121 | 1,803 | -318 | 90 | -32 | UPTHRUST |
| SEC - 003 | P23XH6 | 50 | 47.79 | 44.57 | -3.22 | 1,680 | 1,658 | -22 | 91 | -2 | Dentro del Rango |
| SEC - 005 | D725N | 58 | 36.77 | 30.36 | -6.41 | 716 | 655 | -61 | 80 | -12 | Dentro del Rango |
| SEC - 008 | P23XH6 | 56 | 30.27 | 33.00 | +2.73 | 2,660 | 2,575 | -85 | 86 | -12 | UPTHRUST |
| SEC - 010 | P12XH6 | 58 | 38.39 | 37.42 | -0.97 | 1,117 | 1094 | -23 | 88 | -3 | Dentro del Rango |
| SEC - 014 | GN4000 | 60 | 56.68 | 49.45 | -7.23 | 4,538 | 4,110 | -428 | 88 | -51 | Dentro del Rango |
| SEC - 016 | DN1100 | 60 | 31.76 | 26.78 | -4.98 | 1,089 | 970 | -119 | 88 | -14 | Dentro del Rango |
| SEC - 017 | DN1100 | 55 | 49.20 | 47.9 | -1.30 | 963 | 958 | -5 | 70 | -2 | Dentro del Rango |
| SEC - 018 | DN1100 | 58 | 38.25 | 38.42 | +0.17 | 1,090 | 1,064 | -26 | 78 | -6 | Dentro del Rango |
| SEC - 019 | D725N | 50 | 28.80 | 28.24 | -0.56 | 328 | 324 | -4 | 50 | -2 | Dentro del Rango |
| SEC - 021 | P11XH6 | 60 | 39.65 | 29.53 | -10.1 | 1,261 | 1,041 | -220 | 78 | -48 | Dentro del Rango |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA 4.34 (CONTINUACIÓN) COMPARACIÓN DE EFICIENCIAS Y CAUDALES, ESTADO DE OPERACIÓN EQUIPOS BES

POZOS LOWIS ÁREA LIBERTADOR

| Pozo | Bomba | H _z | Eficiencia Ideal (%) | Eficiencia de Operación (%) | Pérdida de Eficiencia (%) | Caudal Óptimo (BFPD) | Caudal de Operación (BFPD) | Diferencia de Caudal (BFPD) | BSW (%) | Diferencia de Caudal de Petróleo (BPPD) | Rango de Operación | |
|-------------------|--------|----------------|----------------------|-----------------------------|---------------------------|----------------------|----------------------------|-----------------------------|---------|---|--------------------|------|
| SEC - 022 | DN1750 | 54 | 51.41 | 49.88 | -1.53 | 1,774 | 1,746 | -28 | 84 | -4 | Dentro del Rango | |
| SEC - 024 | P6XH6 | 50 | 32.29 | 28.76 | -3.53 | 528 | 498 | -30 | 40 | -18 | Dentro del Rango | |
| SEC - 027 | SN2600 | 54 | 46.22 | 40.87 | -5.35 | 2,390 | 1,960 | -430 | 92 | -34 | Dentro del Rango | |
| SEC - 030 | P6XH6 | 57 | 29.65 | 27.42 | -2.23 | 588 | 559 | -29 | 50 | -15 | Dentro del Rango | |
| SEC - 031 | DN1100 | 60 | 43.86 | 33.26 | -10.6 | 715 | 635 | -80 | 74 | -21 | Dentro del Rango | |
| SEC - 033 | P12XH6 | 56 | 39.65 | 31.54 | -8.11 | 1,302 | 1,105 | -197 | 88 | -24 | Dentro del Rango | |
| SHU - 09 | P23XH6 | 52 | 45.75 | 45.75 | 0 | 1,716 | 1,715 | +1 | 92 | - | Dentro del Rango | |
| SHU - 014B | GN1300 | 54 | 33.55 | 33.41 | 0.14 | 1,127 | 1,050 | -77 | 52 | -37 | Dentro del Rango | |
| TOTAL | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | -389 |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA 4.35.- RESUMEN DE RESULTADOS Y RECOMENDACIONES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZOS LOWIS
ÁREA LIBERTADOR

| Pozo | Condiciones Actuales | | Recomendaciones para optimizar la Producción | | | | | | | |
|--------------------|------------------------------|---------------------------|--|--|---------------------------------------|------------------------------------|--|---------------------------------------|------------------------------------|---|
| | Frecuencia de Operación (Hz) | Caudal de Petróleo (BPPD) | Frecuencia Recomendada (Hz) | Caudal de petróleo a Frecuencia Recomendada (BPPD) | Ganancia de Caudal de petróleo (BPPD) | Incremento Asociado de Agua (BAPD) | Acción Adicional | Ganancia de Caudal de Petróleo (BPPD) | Incremento Asociado de Agua (BAPD) | Comentarios |
| ATA - 007 | 55 | 256 | 60 | 276 | 20 | 30 | - | - | - | El pozo ya estuvo operando a 60 Hz y el BSW se ha mantenido constante en 60% |
| ATA - 011BD | 59 | 560 | 59 | 560 | - | - | Evaluar arenas "U", "T" y "Basal Tena" | - | - | El pozo trabaja en Downthrust, se recomienda rediseñar la bomba con una de menor caudal |
| ATA - 015 | 60 | 131 | 60 | 131 | - | - | Evaluar arena "Basal Tena" | - | - | Pozo sensible a incrementos de BSW, se recomienda mantener condiciones actuales de operación |
| PIC - 007 | 49 | 373 | 49 | 373 | - | - | Bajar la bomba a la altura de los perforados | 573 | 6,587 | Existe una limitación en la completación de fondo, pero considerando la ganancia de producción que se tendría se debe evaluar la posibilidad de remover el BHA de fondo |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR
ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA 4.35 (CONTINUACIÓN) RESUMEN DE RESULTADOS Y RECOMENDACIONES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN
POZOS LOWIS ÁREA LIBERTADOR

| Pozo | Condiciones Actuales | | Recomendaciones para optimizar la Producción | | | | | | | Comentarios |
|------------------|------------------------------|---------------------------|--|--|-----------------------------|------------------------------------|--|---------------------------------------|------------------------------------|--|
| | Frecuencia de Operación (Hz) | Caudal de Petróleo (BPPD) | Frecuencia Recomendada (Hz) | Caudal de petróleo a Frecuencia Recomendada (BFPD) | Ganancia de petróleo (BPPD) | Incremento Asociado de Agua (BAPD) | Acción Adicional | Ganancia de Caudal de Petróleo (BPPD) | Incremento Asociado de Agua (BAPD) | |
| PIC - 008 | 56 | 123 | 56 | 123 | - | - | Bajar la bomba a la altura de los perforados | 104 | 5,098 | La limitante es que a 8905' existe un BHA atascado y tubería asentada con packers que aíslan la arena "U sup", sin embargo considerando el aumento de producción que se tendría se debe evaluar la posibilidad de remover esta completación mediante una operación de pesca. |
| PIC - 009 | 54 | 180 | 54 | 180 | - | - | Bajar la bomba a la altura de los perforados | 384 | 3,454 | No existen limitantes en la completación de fondo, pozo con alto IP 17.85, no hay presencia de sólidos y se seguiría operando sobre la P burbuja. |
| SEC - 003 | 50 | 149 | 50 | 149 | - | - | Evaluar arenas "Basal Tena" y "U superior" | - | - | Aumentar frecuencia en este pozo, implica alcanzar cargas mayores a 100% y se necesitaría de un motor con mayor potencia. |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA 4.35 (CONTINUACIÓN) RESUMEN DE RESULTADOS Y RECOMENDACIONES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN
POZOS LOWIS ÁREA LIBERTADOR

| Pozo | Condiciones Actuales | | Recomendaciones para optimizar la Producción | | | | | | | Comentarios |
|------------------|------------------------------|---------------------------|--|--|---------------------------------------|------------------------------------|--|---------------------------------------|------------------------------------|--|
| | Frecuencia de Operación (Hz) | Caudal de Petróleo (BPPD) | Frecuencia Recomendada (Hz) | Caudal de petróleo a Frecuencia Recomendada (BFPD) | Ganancia de Caudal de petróleo (BPPD) | Incremento Asociado de Agua (BAPD) | Acción Adicional | Ganancia de Caudal de Petróleo (BPPD) | Incremento Asociado de Agua (BAPD) | |
| SEC - 005 | 58 | 131 | 60 | 136 | 5 | 22 | Evaluar arenas "Basal Tena" y "U superior" | - | - | El pozo ha variado su frecuencia de operación y sin embargo el BSW se ha mantenido constante en 80% |
| SEC - 008 | 56 | 360 | 56 | 360 | - | - | Rediseño para las condiciones actuales de operación + Bajar la bomba a la altura de los perforados | 62 | 382 | Bomba trabaja en UPTHRUST, para bajar la bomba a la altura de los perforados existe una limitante en la completación de fondo a 8910', sin remover este BHA solo se podría bajar la bomba a 8845' con esto se ganaría 37 BPPD. |
| SEC - 010 | 58 | 131 | 58 | 131 | - | - | Evaluar arena "Basal Tena" | - | - | La bomba trabaja en UPTHRUST, cualquier incremento de frecuencia implica que la bomba siga en esta condición, hay un sobredimensionamiento de la misma, se debe rediseñar según las condiciones actuales de producción. |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR
ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

**TABLA 4.35 (CONTINUACIÓN) RESUMEN DE RESULTADOS Y RECOMENDACIONES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN
POZOS LOWIS ÁREA LIBERTADOR**

| Pozo | Condiciones Actuales | | Recomendaciones para optimizar la Producción | | | | | | | Comentarios |
|------------------|------------------------------|---------------------------|--|--|---------------------------------------|------------------------------------|---|---------------------------------------|------------------------------------|---|
| | Frecuencia de Operación (Hz) | Caudal de Petróleo (BPPD) | Frecuencia Recomendada (Hz) | Caudal de petróleo a Frecuencia Recomendada (BFPD) | Ganancia de Caudal de petróleo (BPPD) | Incremento Asociado de Agua (BAPD) | Acción Adicional | Ganancia de Caudal de Petróleo (BPPD) | Incremento Asociado de Agua (BAPD) | |
| SEC - 014 | 60 | 493 | 65 | 560 | 67 | 493 | Bajar la bomba a la altura de los perforados + Evaluar arena "Basal Tena" | 155 | 1,135 | El pozo tiene un IP de 7.42, la principal limitante de bajar la bomba es la completación de fondo, sin embargo teniendo en cuenta la producción que se ganaría se debe considerar la posibilidad de remover este BHA mediante operaciones de Pesca. El pozo no ha presentado presencia de sólidos y produciría sobre la presión de burbuja. |
| SEC – 016 | 60 | 116 | 64 | 128 | 12 | 81 | Bajar la bomba a la altura de los perforados + Evaluar arena "Basal Tena" | 109 | 798 | Para bajar la bomba a la altura de los perforados, no hay limitaciones en la completación de fondo. El pozo ha incrementado el BSW de 82 a 84% sin hacer ninguna variación en frecuencia. |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR
ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

**TABLA 4.35 (CONTINUACIÓN) RESUMEN DE RESULTADOS Y RECOMENDACIONES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN
POZOS LOWIS ÁREA LIBERTADOR**

| Pozo | Condiciones Actuales | | Recomendaciones para optimizar la Producción | | | | | | | Comentarios |
|------------------|------------------------------|---------------------------|--|--|---------------------------------------|------------------------------------|--|---------------------------------------|------------------------------------|--|
| | Frecuencia de Operación (Hz) | Caudal de Petróleo (BPPD) | Frecuencia Recomendada (Hz) | Caudal de petróleo a Frecuencia Recomendada (BFPD) | Ganancia de Caudal de petróleo (BPPD) | Incremento Asociado de Agua (BAPD) | Acción Adicional | Ganancia de Caudal de Petróleo (BPPD) | Incremento Asociado de Agua (BAPD) | |
| SEC - 017 | 55 | 287 | 62 | 341 | 54 | 126 | Bajar la bomba a la altura de los perforados | 35 | 81 | La limitación para bajar más la bomba está en la completación de fondo ya que a 8822 existe tubería asentada con packers que aíslan la "U sup" |
| SEC - 018 | 58 | 234 | 62 | 258 | 24 | 83 | Bajar la bomba a la altura de los perforados | 33 | 118 | La limitación para bajar más la bomba está en la completación de fondo ya que a 9033 un tapón que aísla la "T", se debe considerar la posibilidad de remover este tapón y verificar que la arena "T" este totalmente aislada con el cemento. Pozo no es sensible a incrementos de frecuencia, BSW constante. |
| SEC - 019 | 50 | 162 | 50 | 162 | - | - | Evaluar las arenas "T" y "Basal Tena" | - | - | El pozo tiene problemas por alta producción de gas, si se incrementa frecuencia la presión de fondo disminuye y se libera mayor cantidad de gas |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA 4.35 (CONTINUACIÓN) RESUMEN DE RESULTADOS Y RECOMENDACIONES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN
POZOS LOWIS ÁREA LIBERTADOR

| Pozo | Condiciones Actuales | | Recomendaciones para optimizar la Producción | | | | | | | Comentarios |
|------------------|------------------------------|---------------------------|--|--|---------------------------------------|------------------------------------|--|---------------------------------------|------------------------------------|---|
| | Frecuencia de Operación (Hz) | Caudal de Petróleo (BPPD) | Frecuencia Recomendada (Hz) | Caudal de petróleo a Frecuencia Recomendada (BFPD) | Ganancia de Caudal de petróleo (BPPD) | Incremento Asociado de Agua (BAPD) | Acción Adicional | Ganancia de Caudal de Petróleo (BPPD) | Incremento Asociado de Agua (BAPD) | |
| | | | | | | | | | | |
| SEC - 021 | 60 | 229 | 60 | 229 | - | - | Bajar la bomba a la altura de los perforados | 25 | 88 | Se recomienda mantener las condiciones actuales de operación, incrementar frecuencia tiene limitaciones en carga y potencia del motor. Para bajar la bomba no hay limitaciones en la completación de fondo. |
| SEC - 022 | 54 | 279 | 60 | 328 | 49 | 255 | Evaluar arena "Basal Tena" | - | - | Pozo poco sensible a incrementos de frecuencia, BSW constante 84% |
| SEC - 024 | 50 | 299 | 55 | 329 | 30 | 20 | Bajar la bomba a la altura de los perforados | 117 | 79 | La limitación es en la completación de fondo además de que el pozo siempre ha producido sólidos. |
| SEC - 027 | 54 | 157 | 62 | 215 | 58 | 675 | - | - | - | Hay que considerar que el pozo es sensible a incrementos de frecuencia. |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA 4.35 (CONTINUACIÓN) RESUMEN DE RESULTADOS Y RECOMENDACIONES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN
POZOS LOWIS ÁREA LIBERTADOR

| Pozo | Condiciones Actuales | | Recomendaciones para optimizar la Producción | | | | | | | Comentarios |
|------------------|------------------------------|---------------------------|--|--|---------------------------------------|------------------------------------|--|---------------------------------------|------------------------------------|---|
| | Frecuencia de Operación (Hz) | Caudal de Petróleo (BPPD) | Frecuencia Recomendada (Hz) | Caudal de petróleo a Frecuencia Recomendada (BFPD) | Ganancia de Caudal de petróleo (BPPD) | Incremento Asociado de Agua (BAPD) | Acción Adicional | Ganancia de Caudal de Petróleo (BPPD) | Incremento Asociado de Agua (BAPD) | |
| SEC - 030 | 57 | 280 | 60 | 299 | 19 | 20 | Bajar la bomba a la altura de los perforados | 48 | 47 | Pozo sensible a incrementos de frecuencia, Bajar la bomba a la altura de los perforados tiene una limitante ya que a 8965' hay tubería asentada con packers que aíslan la arena "U inf" |
| SEC - 031 | 60 | 165 | 64 | 181 | 16 | 46 | Bajar la bomba a la altura de los perforados | 35 | 100 | Bajar la bomba tiene una limitante en la completación de fondo ya que a 9250' existe un tapón que aísla la arena "T" |
| SEC - 033 | 56 | 133 | 56 | 133 | - | - | Evaluar arenas "U sup" y "Basal Tena" | - | - | Aumentar frecuencia implica que la bomba opere en UPTHRUST. |
| SHU - 09 | 52 | 137 | 56 | 157 | 20 | 232 | Bajar la bomba a la altura de los perforados | 156 | 1,799 | Pozo no sensible a incrementos de frecuencia BSW se mantiene constante, no hay limitaciones en la completación de fondo para bajar la bomba. |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA 4.35 (CONTINUACIÓN) RESUMEN DE RESULTADOS Y RECOMENDACIONES PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN
POZOS LOWIS ÁREA LIBERTADOR

| Pozo | Condiciones Actuales | | Recomendaciones para optimizar la Producción | | | | | | | Comentarios |
|------------|------------------------------|---------------------------|--|--|---------------------------------------|------------------------------------|--|---------------------------------------|------------------------------------|---|
| | Frecuencia de Operación (Hz) | Caudal de Petróleo (BPPD) | Frecuencia Recomendada (Hz) | Caudal de petróleo a Frecuencia Recomendada (BFPD) | Ganancia de Caudal de petróleo (BPPD) | Incremento Asociado de Agua (BAPD) | Acción Adicional | Ganancia de Caudal de Petróleo (BPPD) | Incremento Asociado de Agua (BAPD) | |
| SHU - 014B | 54 | 504 | 55 | 527 | 23 | 24 | Bajar la bomba a la altura de los perforados | 67 | 74 | Para bajar más la bomba hay una limitante en la completación de fondo, sin remover esta completación solo se podría bajar la bomba 230' y con esto se ganaría 35 BPPD (74 BAPD) |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR
ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

La tabla 4.36 resume los resultados para incrementar la producción de petróleo considerando aumentos de frecuencia, acciones como bajar la bomba electrosumergible y trabajos que implicarían que los pozos entren en reacondicionamientos.

TABLA 4.36.- RESUMEN PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN POZOS LOWIS
ÁREA LIBERTADOR

| Acción | Ganancia de caudal de Petróleo (BPPD) | Incremento de agua asociado (BAPD) |
|---|---------------------------------------|------------------------------------|
| Incrementos de Frecuencia | 397 | 2,106 |
| Bajar la Bomba a la altura de los perforados (No limitaciones en la completación de fondo) | 746 | 6,139 |
| Bajar la Bomba a la altura de los perforados (Considerando limitaciones en la completación de fondo) | 1,229 | 13,701 |

FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

Los incrementos de frecuencia recomendados en los diferentes pozos implican un incremento de producción de agua de 2,106 BAPD, de los cuales 1,820 BAPD corresponden al campo Secoya, actualmente se inyecta un promedio de 18,169 BAPD, el potencial de inyección es de 22,213 BAPD por lo que no habría problema en inyectar el agua asociada a este incremento de producción de petróleo, además el agua de formación tiene una tendencia moderada a formar incrustaciones por lo que esto no sería mayor problema en las facilidades de superficie.

La acción de bajar la bomba electrosumergible mas cerca de los perforados, sin necesidad de trabajos de reacondicionamiento representa un incremento en la producción de agua de 6,139 BAPD, de los cuales 3,454 BAPD corresponden al campo Pichincha, actualmente el campo Pichincha inyecta un total de 19,099 BAPD, el potencial de inyección es de 25,677 BAPD por lo que no habría problemas para tratar el agua asociada a este incremento de producción de petróleo.

Finalmente, la acción de bajar la bomba electrosumergible mas cerca de los perforados, programando trabajos de reacondicionamiento para remover las limitaciones que existen en fondo de pozo representa un incremento en la producción de agua de 13,701 BAPD, de los cuales 11,685 BAPD corresponden al campo Pichincha, actualmente no se tiene capacidad para inyectar toda esta agua por lo que para hacerlo se debe programar trabajos de reacondicionamiento en los pozos reinyectores y en las bombas de superficie para incrementar el potencial.

4.3. VENTAJAS DEL ANÁLISIS CON LOWIS, COMPARADO CON POZOS QUE NO APLICAN ESTA TECNOLOGÍA

LOWIS permite determinar en tiempo real el rendimiento del pozo y de la bomba, mediante el uso de todas las opciones de análisis determina si la bomba esta degradada, esto se valida con el uso de tendencias de los parámetros que registra el sensor para saber las causas de la degradación, otros pozos si tienen esta opción de monitoreo en tiempo real pero no permiten hacer análisis dentro de la misma herramienta y optimizar producción mediante incrementos de frecuencia de manera remota en el caso que del análisis así lo considere.

En tiempo real se determina mediante sensibilidades cuál es la frecuencia recomendada para la operación actual del pozo, considerando limitaciones tanto en carga como en potencia, además con la gráfica de desempeño de influjo se puede evaluar el comportamiento del reservorio e incluso planificar un rediseño para bajar más la bomba a la altura de los perforados.

La opción de monitoreo tiene alarmas en tiempo real que ayudan a determinar los pozos problemáticos para en estos aplicar el análisis, cuando existen tantos pozos es difícil hacer análisis de todos, por esto LOWIS determina cuales son los que han tenido alarmas en presión, en corriente o en cualquiera de los

parámetros seteados, incluso mediante las pruebas de producción la herramienta determina cuales son los pozos que han perdido producción

Cuando existen apagones por fallas o descargas eléctricas, en los pozos que no aplican la tecnología LOWIS el operador debe ir hasta la locación de cada pozo y encenderlos manualmente, hay pozos que están a grandes distancias unos de otros, esto representa pérdidas en producción y en tiempo, mientras que los pozos LOWIS de manera remota se pueden reiniciar, esto hace que las pérdidas de producción sean menores.

Mediante el uso de LOWIS se puede validar con Análisis nodal las pruebas de producción cargadas automáticamente de cada pozo, con esto se sabe cuáles son los parámetros de producción que realmente son representativos del pozo, en el resto de pozos que no aplican LOWIS simplemente el valor reportado se considera como válido, se ha dicho que el proceso de pruebas de producción y distribución de la producción está sujeto a muchos errores, la ventaja de LOWIS es que con el Análisis nodal ajustando los parámetros a las presiones que registra el sensor se determina si son o no esos valores representativos de la prueba de producción.

El análisis del funcionamiento del equipo BES permite determinar la degradación que tiene la bomba tanto de los factores de cabeza y caudal así como de la potencia extra que está consumiendo el motor, el ajuste permite saber cuáles la eficiencia de separación de gas y la cantidad de gas que está pasando a través de la bomba, con esto se tiene información válida para realizar desgasificaciones en pozos que estén aumentando su presión debido a presencia de gas, además este incremento de frecuencia va a dar una alarma en LOWIS. En pozos que no aplican esta tecnología no se sabe en realidad la cantidad de gas que se tiene, y tampoco se sabe cuándo se está presurizando la succión de la bomba.

CAPÍTULO 5

PROCEDIMIENTO PARA EL USO DE LA INFORMACIÓN

5.1. INTRODUCCIÓN

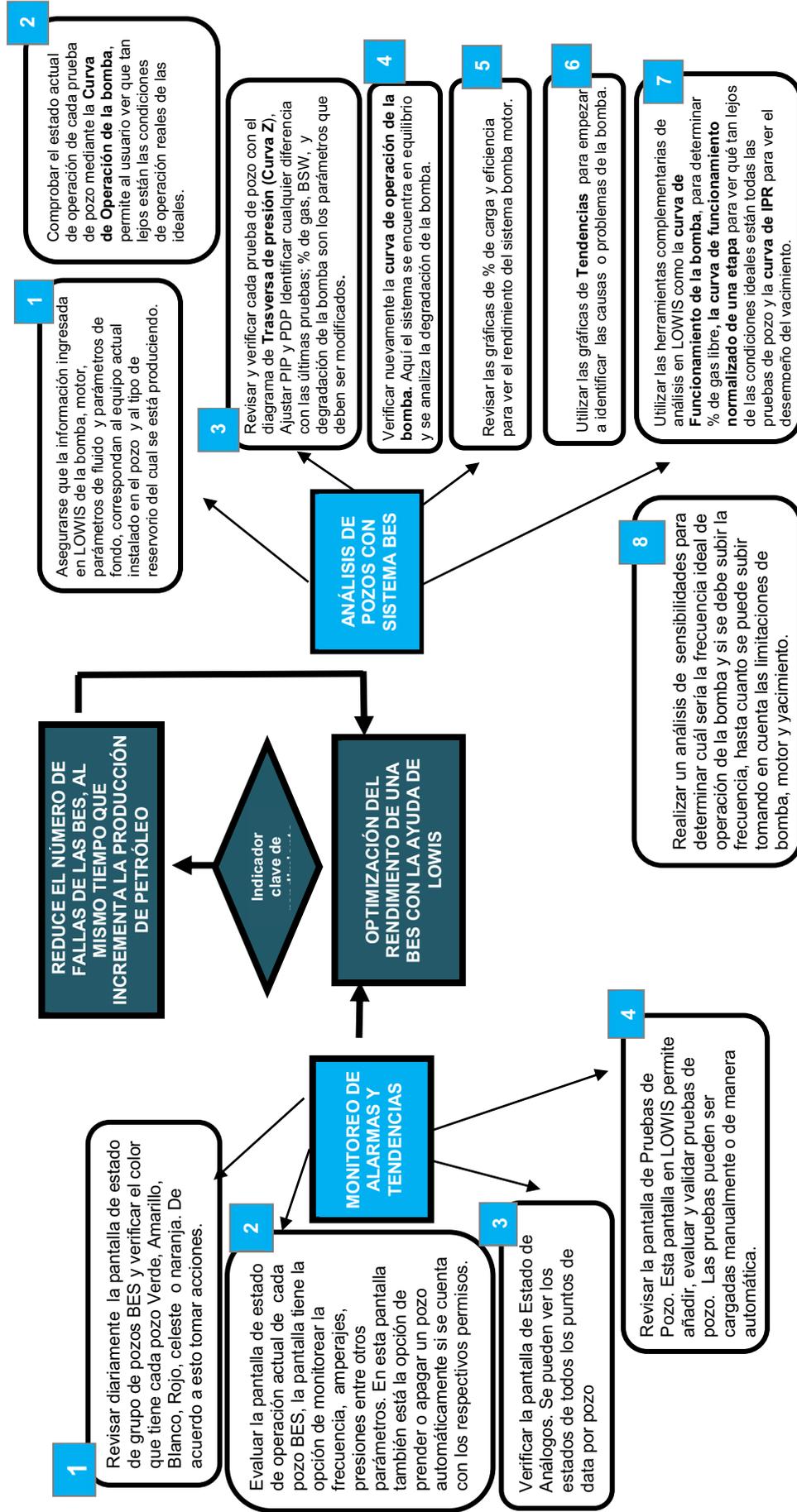
El objetivo final del presente estudio es dejar establecido un procedimiento para el uso adecuado de la información que provee la herramienta LOWIS implementada en EP PETROECUADOR. Además se determinará una matriz de responsabilidades que debe cumplir cada departamento dentro de la empresa para que el uso de la herramienta sea el más adecuado y cumpla con el objetivo de optimizar la producción. Con esto se busca incentivar el uso de la aplicación que tiene muchas ventajas y funcionalidades que deben ser aprovechadas, ya que al momento la herramienta se emplea a un 30% de su capacidad, es decir solo como una herramienta de monitoreo.

Una vez finalizado este procedimiento se tendrá una base documentada para que operadores e ingenieros de producción puedan hacer análisis en tiempo real y determinen causas por las que puede estar fallando un equipo, validen las pruebas de producción y recomienden acciones que optimicen el proceso de producción de petróleo.

5.2. PROCEDIMIENTO PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN CON LOWIS

La Figura 5.1 muestra un diagrama de flujo para la correcta utilización del sistema LOWIS en las operaciones de producción de petróleo en los campos de EP PETROECUADOR.

FIGURA 5. 1.- DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA UTILIZACIÓN DEL SOFTWARE LOWIS



FUENTE: Software LOWIS EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

El ciclo completo para optimizar la producción con LOWIS se compone de dos partes, una es la de monitoreo y gestión de alarmas en tiempo real que permite reducir fallas de los equipos tomando acciones preventivas y la segunda es la de análisis para determinar el punto de operación actual, validar las pruebas de producción que se realizan en los separadores de prueba que tiene cada estación.

Estas pruebas las realizan por un lapso de 4 a 8 horas y para estimar la producción diaria por pozo la extrapolan a 24 horas, estos valores muchas de las veces no son representativos de cada pozo y traen datos erróneos.

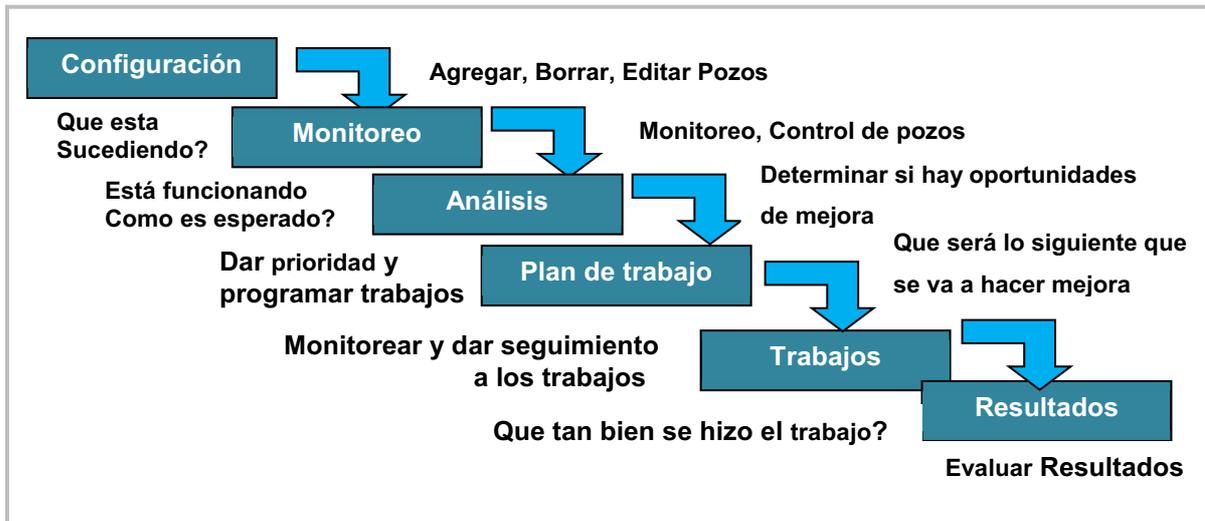
LOWIS mediante un análisis nodal (TOP-DOWN ANALYSIS) de cada prueba de producción es una gran herramienta para determinar si los parámetros que se cargaron son los correctos. Además, este análisis permite evaluar si la bomba esta desgastada y mediante el uso de tendencias se determina las posibles causas de estos problemas, para finalmente recomendar y tomar acciones que reduzcan el número de fallas, aumenten el tiempo de vida de las mismas y finalmente se logre el objetivo de incrementar y optimizar la producción de petróleo.

Para cumplir con este propósito LOWIS presenta un determinado flujo de trabajo que consta de las siguientes etapas:

1. Configuración
2. Monitoreo
3. Análisis
4. Plan de trabajo
5. Trabajos
6. Resultados

El diagrama de flujo de trabajo que debe seguirse con el sistema LOWIS se muestra en la Figura 5.2.

FIGURA 5. 2.-FLUJO DE TRABAJO EN LOWIS



FUENTE: Curso LOWIS - Quito EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

5.2.1. PROCEDIMIENTO DE MONITOREO

El objetivo de monitorear el comportamiento de cada pozo dentro del sistema LOWIS es prevenir y reducir el número de fallas mediante el uso de alarmas y tendencias.

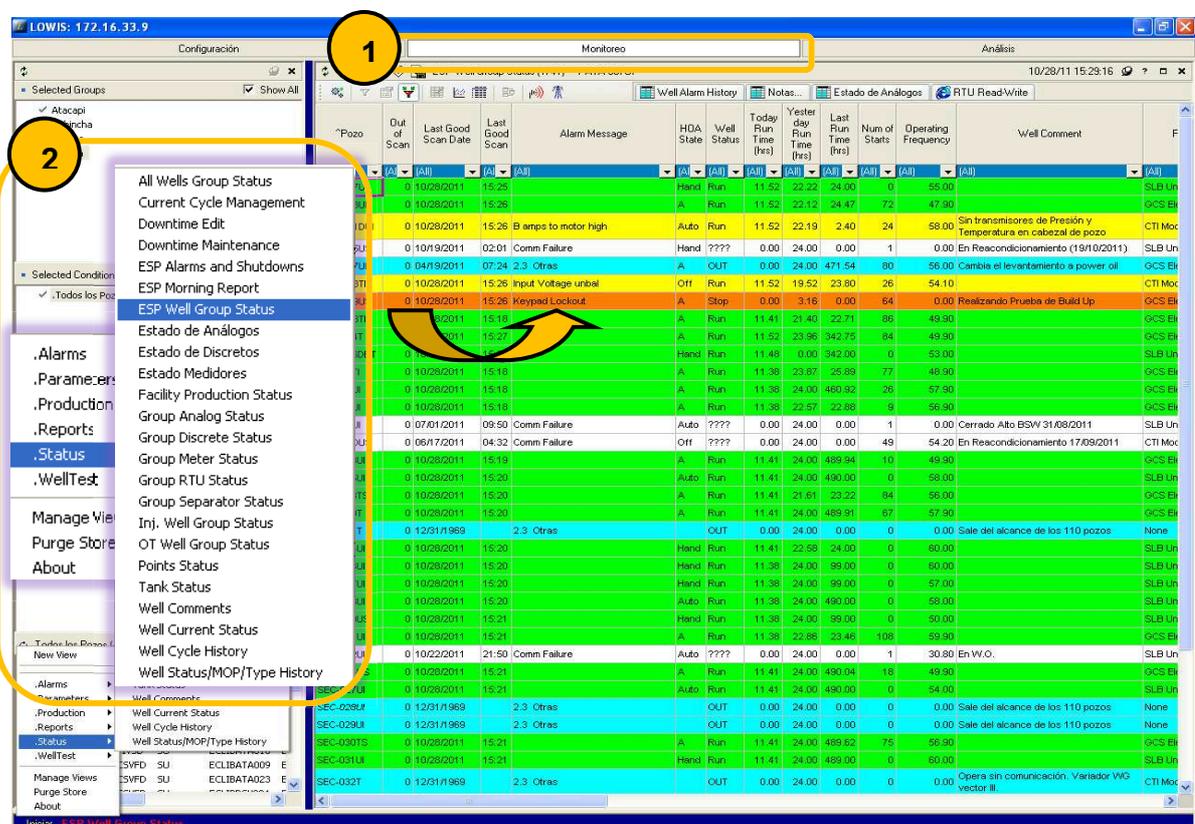
5.2.1.1. Revisar diariamente la pantalla de estado de grupo de pozos BES

Como se ha dicho, esta pantalla presenta el listado de todos los pozos que se encuentran dentro del sistema, aquí se debe verificar el color que tiene cada pozo Verde, Amarillo, Rojo o naranja. El procedimiento se muestra en la Figura 5.3.

- **Rojo:** Se debe tomar acciones de inmediato, porque el pozo está en los límites de las alarmas.
- **Amarillo:** En este caso hay que verificar porque se está excediendo los límites aceptables. Pueden ser cambiados los límites de alerta amarilla con la supervisión de un ingeniero de campo que debe explicar porque es aceptable dicho cambio.

- **Verde:** Indica que la operación del pozo es normal y que está funcionando sin problemas.
- **Naranja:** Esto me indica que el pozo está apagado, se debe comunicar inmediatamente con el operador de campo y determinar acciones de inmediato.

FIGURA 5. 3.- PROCEDIMIENTO DE ACCESO A LA PANTALLA DE ESTADO DE GRUPO DE POZOS EN LOWIS



FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

5.2.1.2. Revisar diariamente la pantalla de estado de cada pozo BES

Para los pozos que se encuentren con algún tipo de alarma debe hacerse una completa revisión de la pantalla de **Well Current Status** donde se observa el estado de todos los parámetros que provienen del variador. El procedimiento de acceso se muestra en la Figura 5.4

FIGURA 5. 4.- ACCESO A LA PANTALLA DE ESTADO DE CADA POZO BES EN LOWIS

The screenshot displays the 'Well Current Status' screen for well ATA-007UI. The interface is divided into several sections:

- Navigation Menu (Left):** Includes options like 'Selected Groups', 'Atacapi', 'Pichincha', 'Secoya', 'Shuara', and a 'Status' menu item highlighted by a yellow circle '2'.
- Monitoreo Tab (Top):** Highlighted by a yellow circle '1', showing the well name 'ATA-007UI' and status 'Run'.
- Production Data (Top Right):**

| | | |
|----------|--------|-------|
| Petróleo | 299.00 | stb/d |
| Agua | 448.00 | stb/d |
| Gas | 115.00 | scf/d |
- Analog Data Table (Middle):**

| Analog | Current | Average |
|----------------------------|---------|---------|
| Bottomhole Temp | 241.00 | 241.00 |
| Current Leakage | 18.60 | 18.59 |
| Current A | 0.00 | 0.00 |
| Current B | 0.00 | 0.00 |
| Current C | 0.00 | 0.00 |
| Current Leakage | 10.74 | 10.73 |
| Current Leakage | 0.00 | 0.00 |
| Current Voltage | 454.80 | 454.89 |
| Current Amps | 26.20 | 26.11 |
| Current Winding Temp | 290.30 | 290.18 |
| Current Power | 815.00 | 818.86 |
| Current Voltage | 428.00 | 427.97 |
| Current Discharge Pre | 0.00 | 0.00 |
| Current Intake Pressu | 732.40 | 739.57 |
| Current Frequency | 55.00 | 55.00 |
| Current Amps | 131.30 | 130.81 |
| Current Voltage AB | 0.00 | 0.00 |
| Current Voltage BC | 0.00 | 0.00 |
| Current Voltage CA | 0.00 | 0.00 |
| Current Well Head Pressure | 0.00 | 0.00 |
| Current Well Head Temp | 0.00 | 0.00 |
- Meters Data Table (Bottom Middle):**

| Meters | Current Rate | Volume Today |
|-------------------|--------------|--------------|
| Power Consumption | 0.00 | 0.00 |
| Total Off Time | 0.00 | 0.00 |
| Total Run Time | 85927.87 | 37789.00 |
- Discretes Data Table (Bottom):**

| Discretes | Current State |
|--------------|---------------|
| Auto | Auto |
| Hand | - |
| Motor Status | Run |
- Status and Miscellaneous (Right):**

Status: Pump is Run, Controller in Auto, Off Time: 0h30m36s, Run Time: 82h44m42s, Restart Time: 0h0m0s, Total Delay: 30m.

Down Hole Tool: DH Pi: 738.0psi, DH Pd: 0.0psi, DH Fl: 0.0bpd, DH Ti: 241.0F, DH Tm: 290.3F, Tool OK.

VSD: VSD InpVolt: 456.8V, VSD OutVolt: 428.0V, VSD Output: 55.0Hz, VSD Amps: 131.3A, VSD MtrAmps: 26.2A, VSD Load: 28.0%.

Miscellaneous: SD1: Lockout-Port 2, SD2: Lockout-Port 2, SD3: Low Pump Intake Pressure, SD4: Low Pump Intake Pressure, SD5: unknown, SD6: Lockout-VSD Internal Trip.

FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

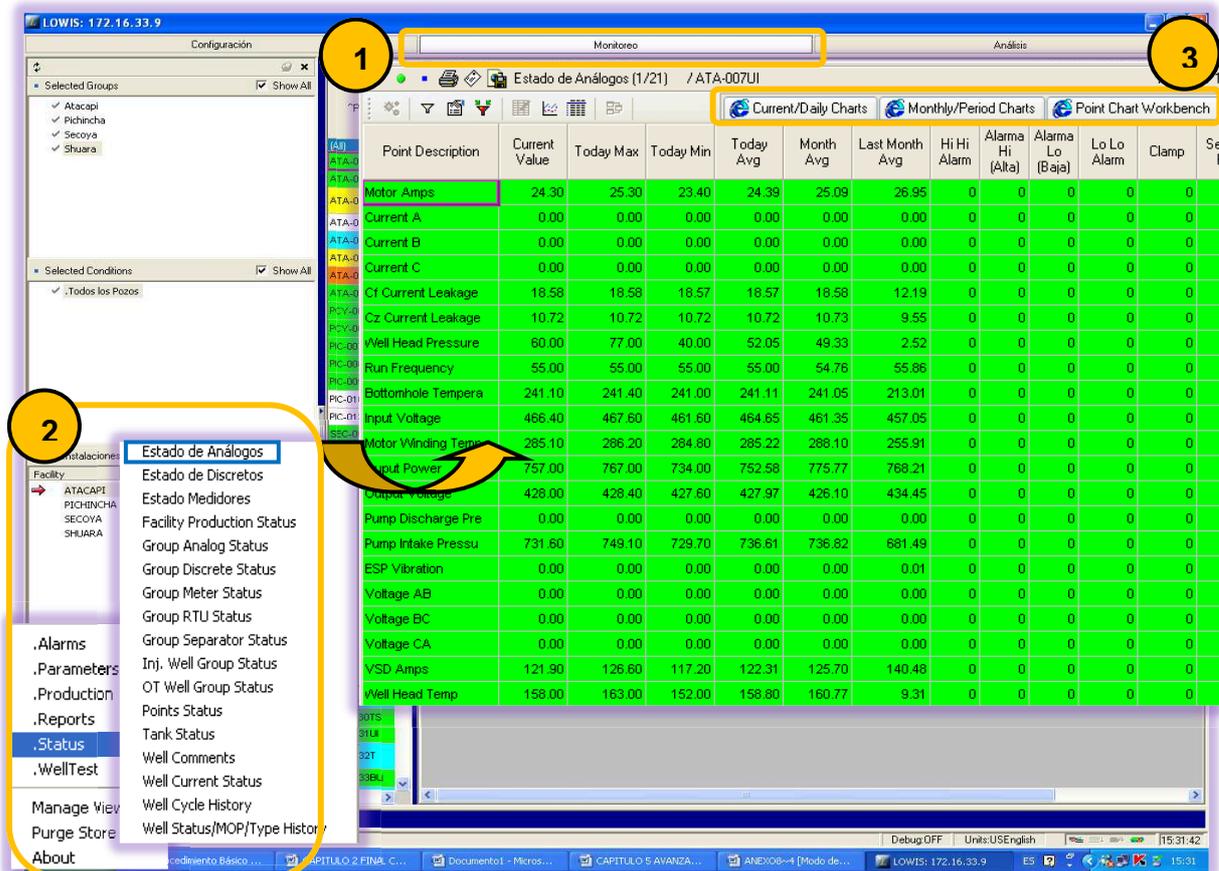
Esta pantalla proporciona un resumen completo de parámetros del variador, sensor y datos de producción en tiempo real.

5.2.1.3. Verificar la pantalla de Estado de Puntos

Es importante tener un control del comportamiento de todos los puntos análogos configurados es decir Amperajes, Voltajes, Corrientes, Frecuencias, vibraciones, Presiones y temperaturas de los pozos, para esto LOWIS en la pantalla de estado

de puntos proporciona información en tiempo real de todos estos parámetros. La Figura 5.5 muestra el acceso a esta pantalla.

FIGURA 5. 5.- ACCESO A LA PANTALLA DE ESTADO DE PUNTOS



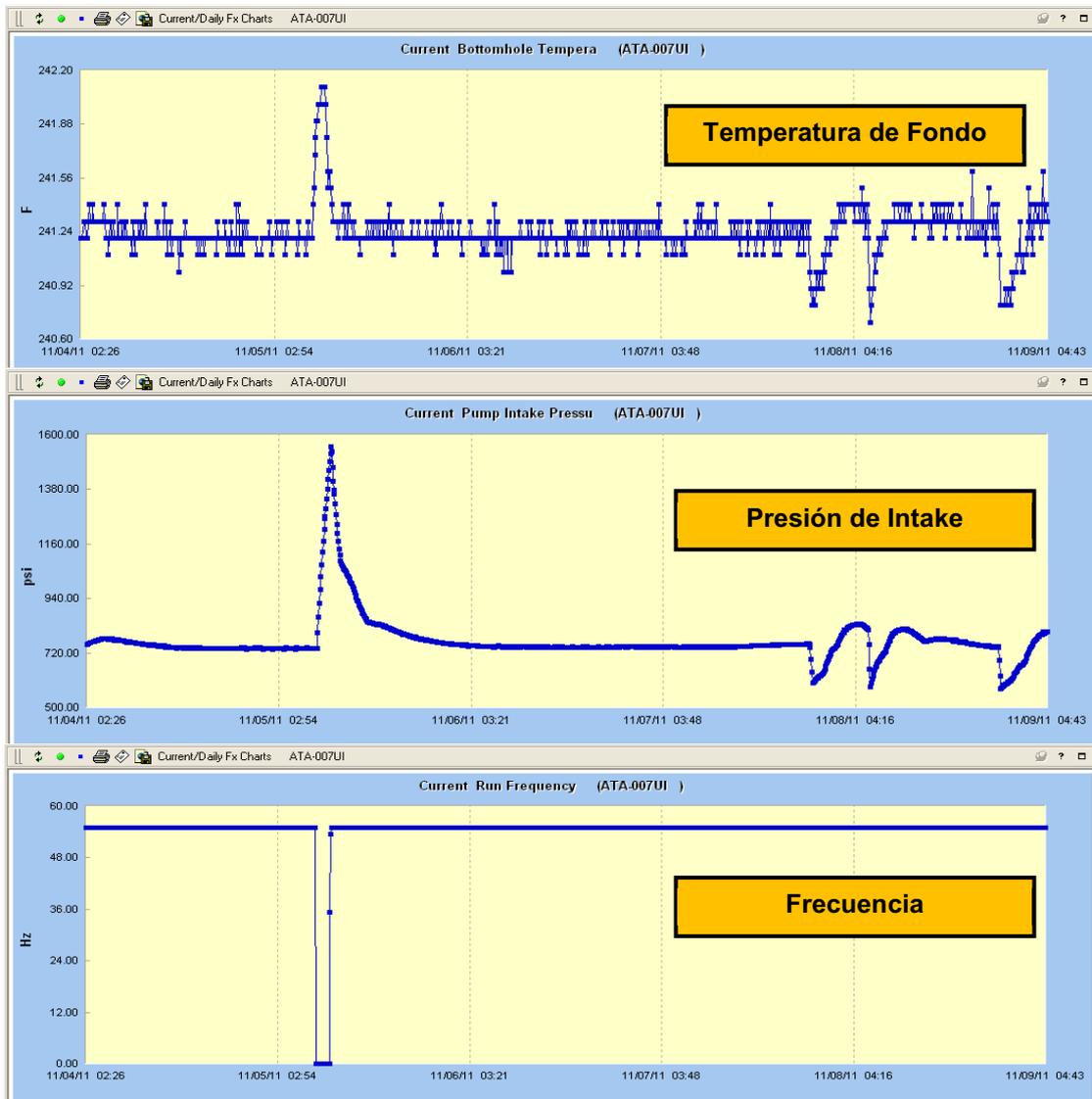
FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

Como se indica en el paso 3 de la figura anterior, se tiene la opción de graficar tendencias diarias y periódicas que facilitan la identificación de problemas y ayudan a la toma de decisiones en el proceso de optimizar la producción de petróleo.

La Figura 5.6 muestra las tendencias de manera individual pero también se puede graficar todos los parámetros en una sola gráfica.

FIGURA 5. 6.- TENDENCIAS DE LOS PUNTOS ANÁLOGOS EN LOWIS



FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

5.2.1.4. Revisar la pantalla de Pruebas de Pozo

Como se ha explicado, la pantalla de pruebas de pozo en LOWIS permite añadir, evaluar y validar pruebas de pozo. De acuerdo al código de colores establecido, es fácil identificar el estado de las pruebas:

- **Verde:** Prueba Asignable o Prueba completa que necesita ser validada. En este caso es necesario validar la prueba con el código correspondiente para tomarla cómo válida antes de iniciar el proceso de análisis.
- **Rojo:** Prueba Mala. Muchas veces las pruebas que se cargan automáticamente del sistema OASYS vienen con errores, o es necesario añadir información, en este caso se debe corregir los datos y asignar el código correspondiente para que sea validada.
- **Azul:** Prueba de Ingeniería: Este tipo de pruebas ya han sido validadas y están listas para ser analizadas.

Después de hacer este control de calidad de los datos cargados en la prueba de pozo, se puede empezar el análisis nodal para verificar que los datos que se están tomando como válidos son representativos de la condición de operación actual de cada uno de los pozos.

El acceso a esta pantalla de monitoreo se muestra en la Figura 5.7

FIGURA 5. 7.- ACCESO A LA PANTALLA DE PRUEBAS DE POZO

The screenshot displays the 'ESP Analysis Workbench' software interface. At the top, there are tabs for 'Configuración', 'Monitoreo', and 'Análisis'. The 'Monitoreo' tab is active, showing a data table with columns for 'Prueba', 'Petroleo', 'Agua', 'Gas', 'GOR', 'CD2 (%)', '% Diluted Solids', 'Total Fluid', 'Test Hour', 'Cont. ol de PP', 'SPTCODE', 'DESC', 'Comentario', '*PBHP', '*SBHP', 'SBHP Measured Date', 'Fresh Water', 'Moto r Hz', 'Potencia', and '% Free Oil Thru Pum [%]'. The table contains multiple rows of data, with some rows highlighted in green and others in blue. A yellow circle labeled '1' is positioned over the 'Monitoreo' tab. On the left side, there is a navigation menu with items like 'New View', 'Alarms', 'Analysis', 'Charts', 'Configuration', 'Parameters', 'Performance', 'Status', 'WellTest', 'Manage Views', and 'Purge Store'. A yellow circle labeled '2' is positioned over the 'Analysis' menu item. A yellow arrow points from the 'Analysis' menu item towards the data table.

FUENTE: Software Lewis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

5.2.2. PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS

En esta sección se explicará detalladamente todos los pasos a seguirse y todas las opciones que se pueden presentar en el análisis de un determinado pozo en el sistema LOWIS.

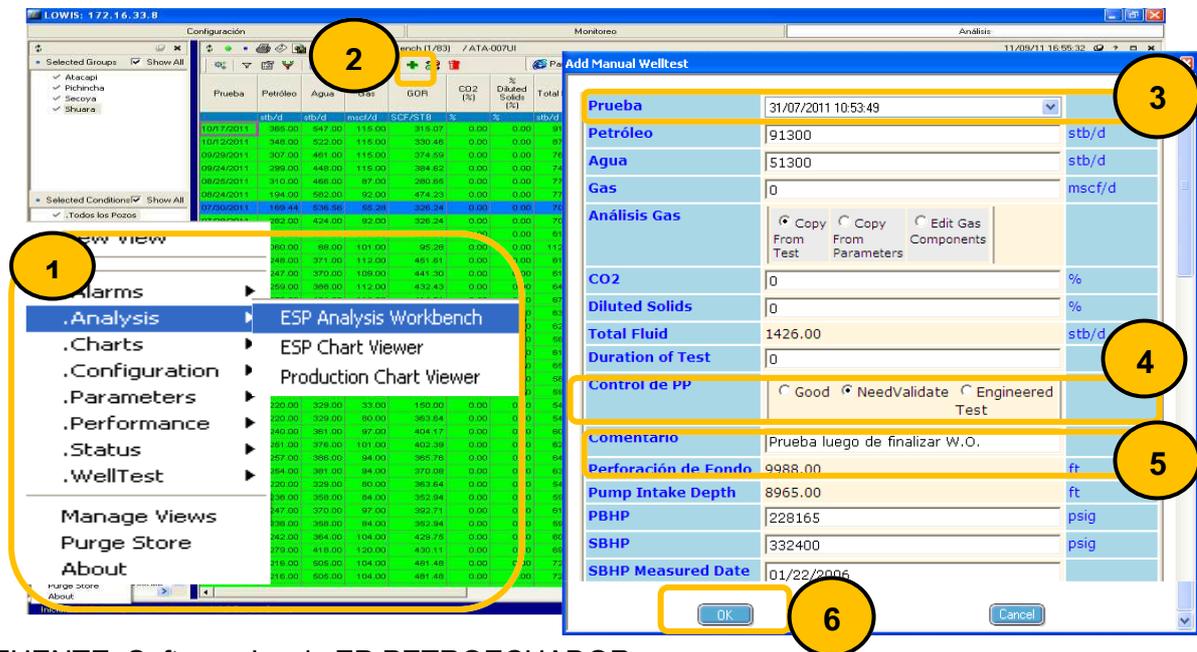
5.2.2.1. Prueba de Ingeniería

Para iniciar el análisis con la herramienta LOWIS se debe crear una prueba de ingeniería mediante el siguiente procedimiento.

- 1.- Seleccionar una prueba de pozo de la pantalla **ESP Analysis Workbench**.
- 2.- Hacer clic en el botón (+) para añadir una prueba de pozo.
- 3.- Cambiar la fecha de la prueba con la fecha del siguiente día. Esto es para que la prueba original se mantenga en la base de datos y tener una referencia para comparar los valores una vez que ha sido validada.
- 4.- Marcar la opción de **Engineered Test** para que la prueba quede creada como prueba de ingeniería.
- 5.- Agregar un comentario de referencia, para este estudio se ha colocado Tesis EPN para tener referencia de las pruebas que se ha analizado.
- 6.- Hacer clic en OK para que los cambios queden guardados.

Es importante comprobar que todos los datos estén cargados correctamente verificándolos con los reportados oficialmente por EP PETROECUADOR en las pruebas diarias y en los potenciales diarios de cada pozo. Después de seguir este procedimiento (Figura 5.8) la prueba está lista para ser analizada y validada mediante la curva de transversa de presión.

FIGURA 5. 8.- PROCEDIMIENTO PARA CREAR UNA PRUEBA DE INGENIERÍA PREVIO AL ANÁLISIS EN LOWIS



FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

5.2.2.2. Transversa de Presión

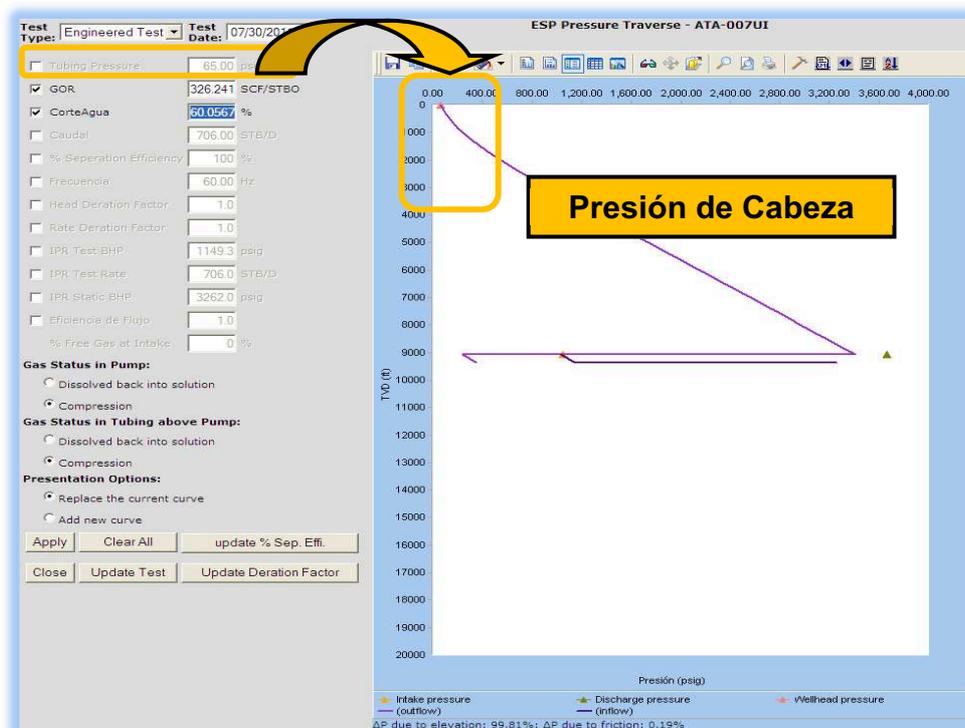
Esta grafica es la principal herramienta de análisis que posee el software LOWIS, es utilizada para validar la prueba de pozo mediante análisis nodal (TOP DOWN ANALYSIS), es decir realizando ajustes con los valores medidos en tiempo real por los sensores de fondo, se analiza desde la presión de cabeza hasta la presión de reservorio pasando por el desempeño de bombeo del sistema BES es decir presión de succión y presión de descarga. Para validar la prueba se debe hacer un ajuste (Variación de Parámetros) entre las presiones calculadas por LOWIS para los datos de la prueba y las presiones medidas por el sensor que representan el comportamiento real del pozo. En esta sección se describe paso a paso como realizar dicho ajuste, que valores y de qué forma se debe variar los parámetros para que los resultados sean más óptimos y representen realmente la condición de operación real del pozo.

5.2.2.2.1. Ajuste de la Presión de cabeza

Al ser un valor medido directamente por un manómetro o sensor en la cabeza del pozo productor, por lo general en la curva transversa de presión no debe hacerse ninguna modificación. En el caso de que la prueba que se está analizando tenga un valor erróneo en la opción de **Tubing Pressure** se puede modificar el valor para que se ajuste a la condición actual del pozo. Esto se puede observar en la Figura 5.9.

Como se ha dicho, previo al análisis es necesario verificar todos los datos que se cargan en la prueba de pozo, entre ellos la presión de cabeza, si este valor es verificado antes de empezar el análisis nodal, no se va a tener problemas con el ajuste de esta presión. En el caso del Área Libertador las presiones están en el rango de 60 Psi a 120 Psi dependiendo de cada pozo.

FIGURA 5. 9.- AJUSTE DE LA PRESIÓN DE CABEZA EN LA CURVA TRANSVERSA DE PRESIÓN



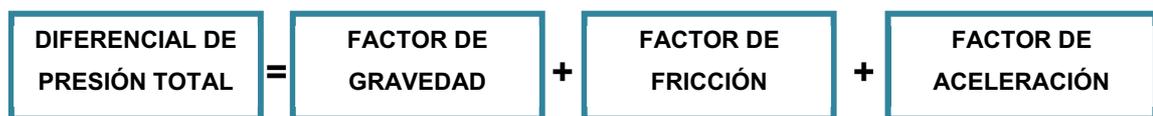
FUENTE: Software Louis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

5.2.2.2 Caída de Presión a través de la tubería

La curva de Outflow representa las restricciones de flujo a través de la completación que permite llevar el fluido a superficie, esto se refleja con un diferencial de presión para una determinada longitud, los componentes de este diferencial se muestran en la Figura 5.10.

FIGURA 5. 10.- COMPONENTES DE LA DIFERENCIA DE PRESIÓN A TRAVÉS DE LA TUBERÍA



FUENTE: Presentación Curso LOWIS QUITO - EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

La ecuación general que representa la caída de presión a través de la tubería es:

$$\frac{\Delta P}{\Delta Z_{Total}} = \frac{g}{g_c \rho \sin \theta} + \frac{f \rho v^2}{2 g_c d} + \frac{\rho v}{g_c \frac{\Delta P}{\Delta Z}}$$

De estos términos el que más influencia tiene es el factor de gravedad que representa aproximadamente de 70 a 90 % del diferencial de presión, la fricción entre 10 y 30% y el valor de aceleración es prácticamente despreciable.

Como se observa en la formula los tres términos dependen directamente de la densidad del fluido que pasa por la tubería. Entonces para ajustar esta curva de Outflow con la presión de descarga de la bomba se puede modificar parámetros estén directamente relacionados con la densidad del fluido producido, es decir el corte de Agua, GOR y porcentaje de separación de gas.

Es importante recalcar que estos valores se pueden modificar máximo en un **15%** del valor que viene en la prueba del pozo, si el porcentaje de modificación es mayor quiere decir que la prueba no es representativa y se debe analizar otra

prueba. Esta curva se la debe ajustar con la presión de descarga medida y registrada por el sensor, a continuación se describe dicho procedimiento.

5.2.2.2.3 Ajuste con la Presión de descarga

Modificando los parámetros antes mencionados se logra el ajuste de la presión de descarga calculada con la presión medida. Se pueden presentar dos casos.

El primer caso se da cuando la curva que representa las restricciones de la tubería (Outflow) está a la derecha del valor de la presión de descarga, en este caso se debe aliviar el peso de esta columna es decir:

- Disminuir el corte de agua
- Aumentar el GOR
- Disminuir el Porcentaje de eficiencia de separación de gas.

Esto se muestra en la Figura 5.11

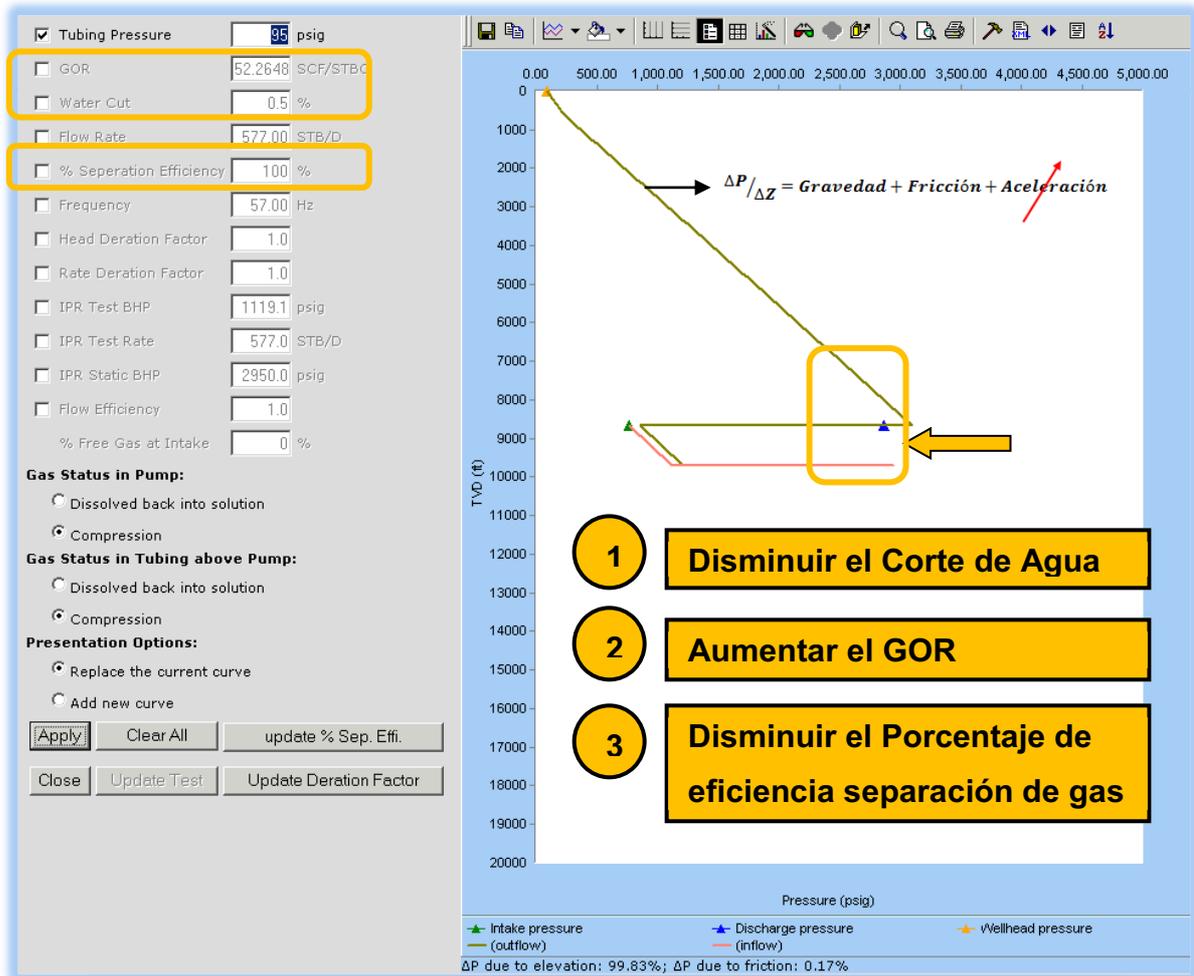
El segundo caso se da cuando la curva que representa las restricciones de la tubería está a la izquierda del valor medido de presión de descarga en ese caso se debe aumentar el peso de la columna de fluido es decir:

- Aumentar el corte de agua
- Disminuir el GOR
- Aumentar el por porcentaje de eficiencia de separación de gas.

Esto se muestra en la Figura 5.12

El porcentaje de separación de gas en pozos que no tienen instalado un separador en fondo, para los dos casos anteriores está entre un 35% y 40% dependiendo el tipo de fluido y reservorio del que se esté produciendo, y para los pozos que si tienen instalado este sistema en fondo la eficiencia de separación está entre 70% y 80%.

FIGURA 5. 11.- PRIMER CASO DE AJUSTE DE LA PRESIÓN DE DESCARGA

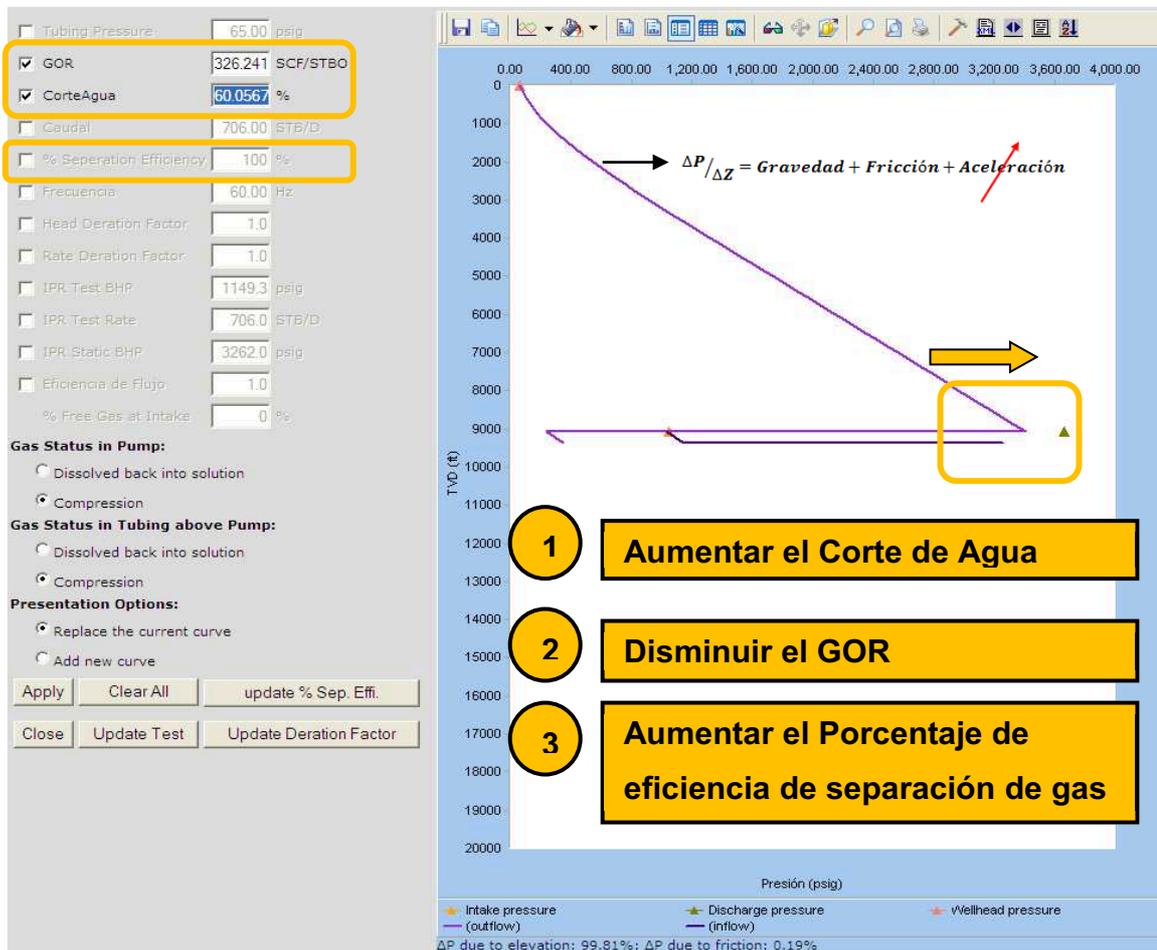


FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

Para el caso del Área Libertador los valores que más se ha variado para realizar los ajustes son el de GOR y la eficiencia de separación de gas, para modificar el GOR en el presente estudio se ha considerado el historial de producción del año 2011 para saber los valores de GOR que han sido reportados, con esto se sabe entre que valores se puede modificar este parámetro para realizar el ajuste, para el caso de la eficiencia de separación de gas es importante que esta información sea proporcionada por el fabricante de cada bomba.

FIGURA 5. 12.- SEGUNDO CASO DE AJUSTE DE LA PRESIÓN DE DESCARGA



FUENTE: Software Louis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

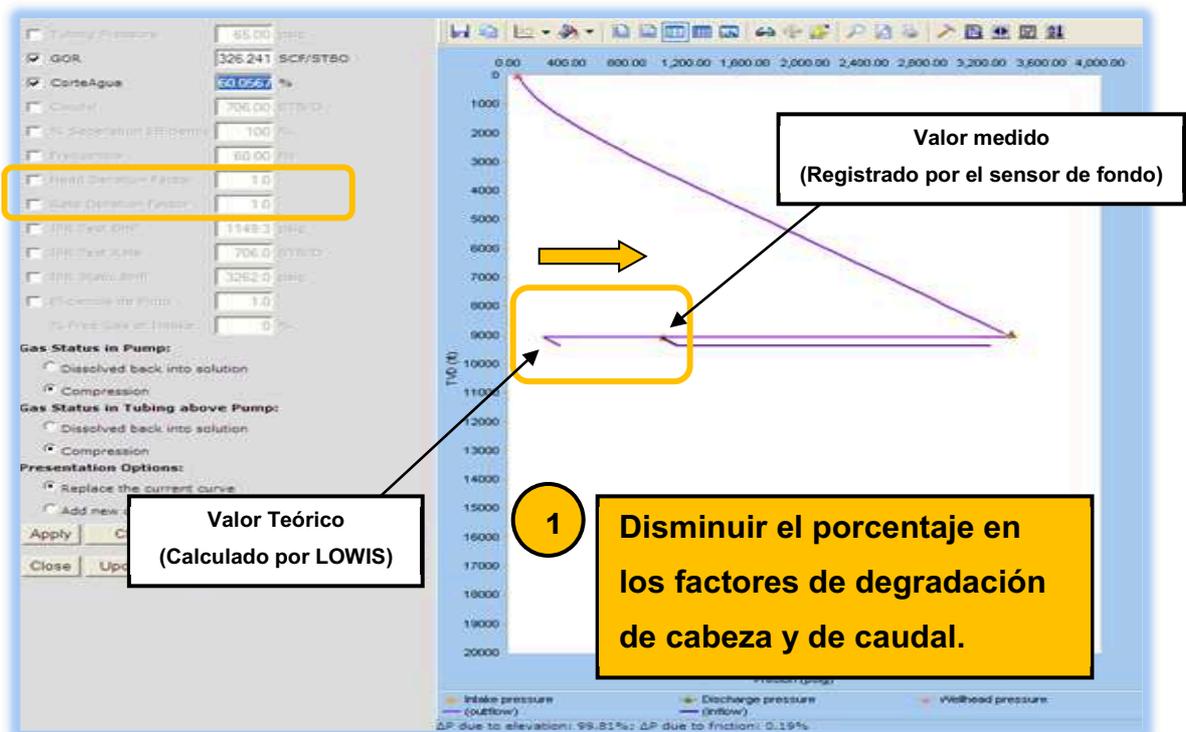
5.2.2.2.4 Ajuste de la Presión de Intake

Una vez ajustada la curva de Outflow con la presión de descarga real registrada por el sensor, se puede ajustar los valores de la presión de intake o succión y con esto validar el funcionamiento de la bomba. Para esto se debe considerar dos casos.

El primer caso se da cuando el valor medido por el sensor es mayor que el valor calculado por LOWIS, esto implica que la bomba en realidad está generando un menor diferencial de presión entre descarga y succión que representa un menor levantamiento de fluido comparado con el teórico calculado. El efecto puede darse debido a la presencia de gas o de sólidos que estén bloqueando la succión, esto ocasiona que la bomba se degrade con el tiempo.

Entonces los parámetros que se debe variar para realizar este ajuste son el **factor de degradación de cabeza y factor de degradación de caudal**. Para una bomba nueva estos parámetros tienen un valor de 100%, conforme a su tiempo de vida estos van disminuyendo debido a las condiciones de producción del pozo y el tipo de reservorio. El rango que se debe variar estos parámetros está entre un 5% a 10%. Figura 5.13.

FIGURA 5. 13.- PRIMER CASO DE AJUSTE DE LA PRESIÓN DE INTAKE

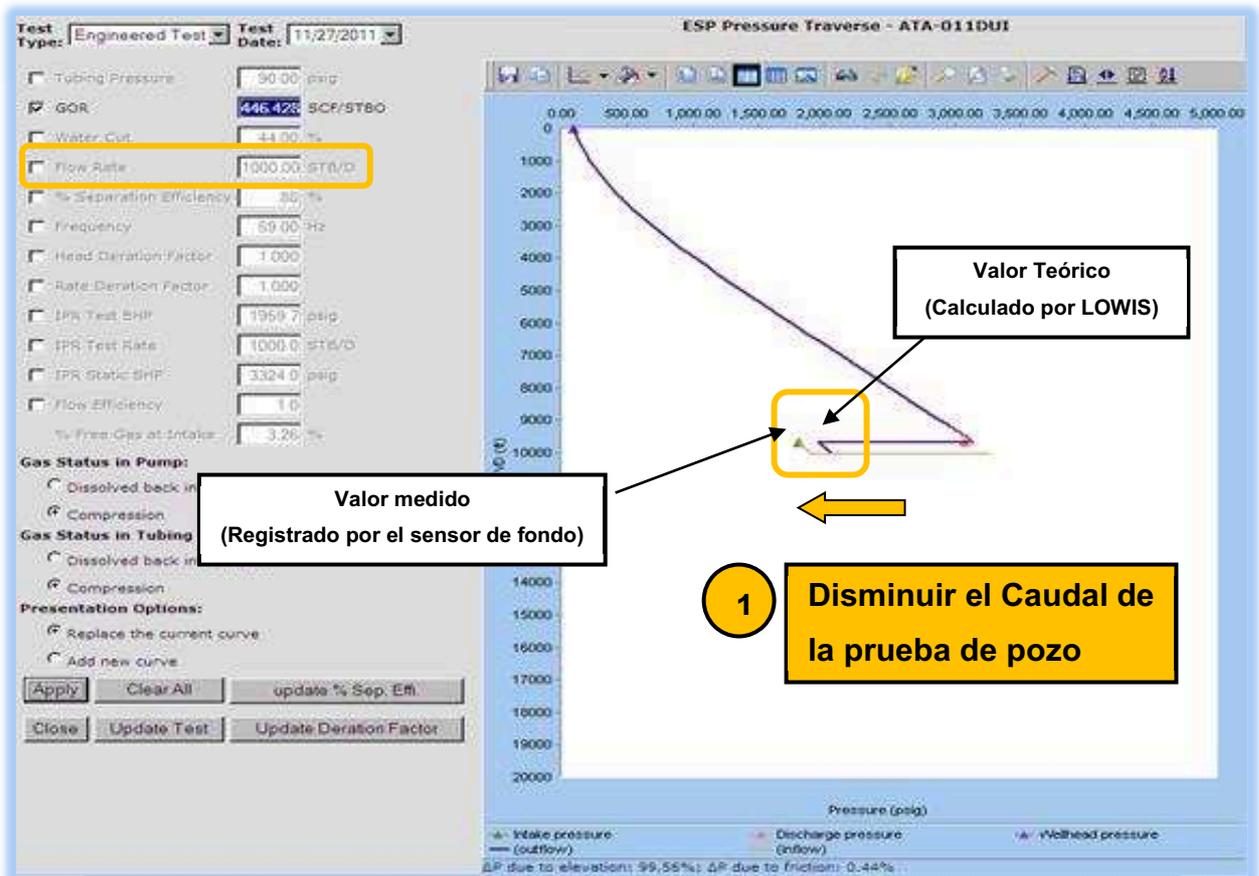


FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

El **segundo caso** se da cuando el valor medido de la presión de succión es menor al calculado, es decir que en la prueba de pozo el caudal es mayor al teórico calculado. Entonces el parámetro que se debe modificar para el ajuste es el caudal. Figura 5.14.

FIGURA 5. 14.- SEGUNDO CASO DE AJUSTE DE LA PRESIÓN DE INTAKE



FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

Es importante considerar que con este ajuste se determina si la bomba está rindiendo de acuerdo a lo diseñado, en el caso de que no esté rindiendo, mediante el uso de tendencias se evaluará las posibles causas del bajo rendimiento.

5.2.2.2.5 Ajuste del Comportamiento del Reservorio (IPR con la presión de succión medida)

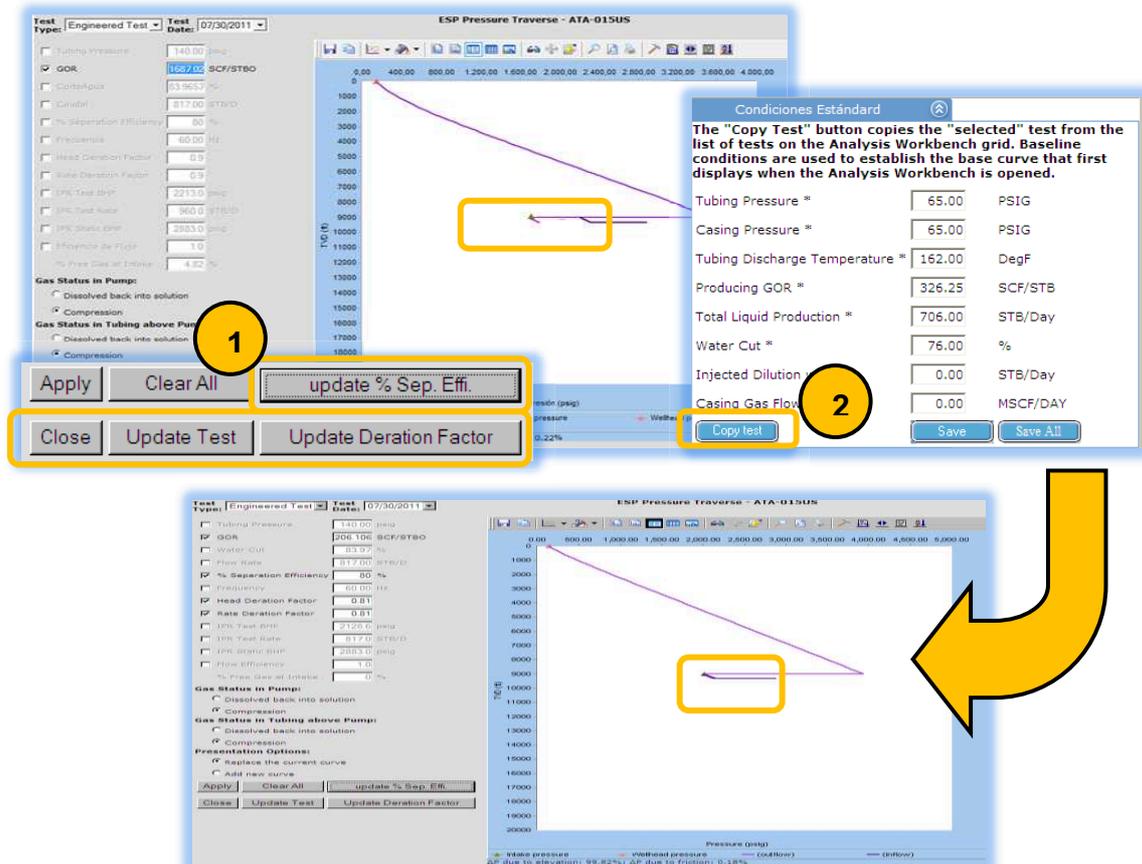
Para ajustar esta curva se debe seguir el siguiente procedimiento:

1. - Clic en **Update % Sep. Effi**, Clic en **Update Deration Factor**, Clic en **Update Test**, Finalmente clic en el botón **Close**.

2.- En la pantalla de condiciones de línea base hacer clic en **Copy Test**.

Esto se muestra en la figura 5.15.

FIGURA 5. 15.- AJUSTE DE LA CURVA DE COMPORTAMIENTO DEL RESERVORIO



FUENTE: Software Lewis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

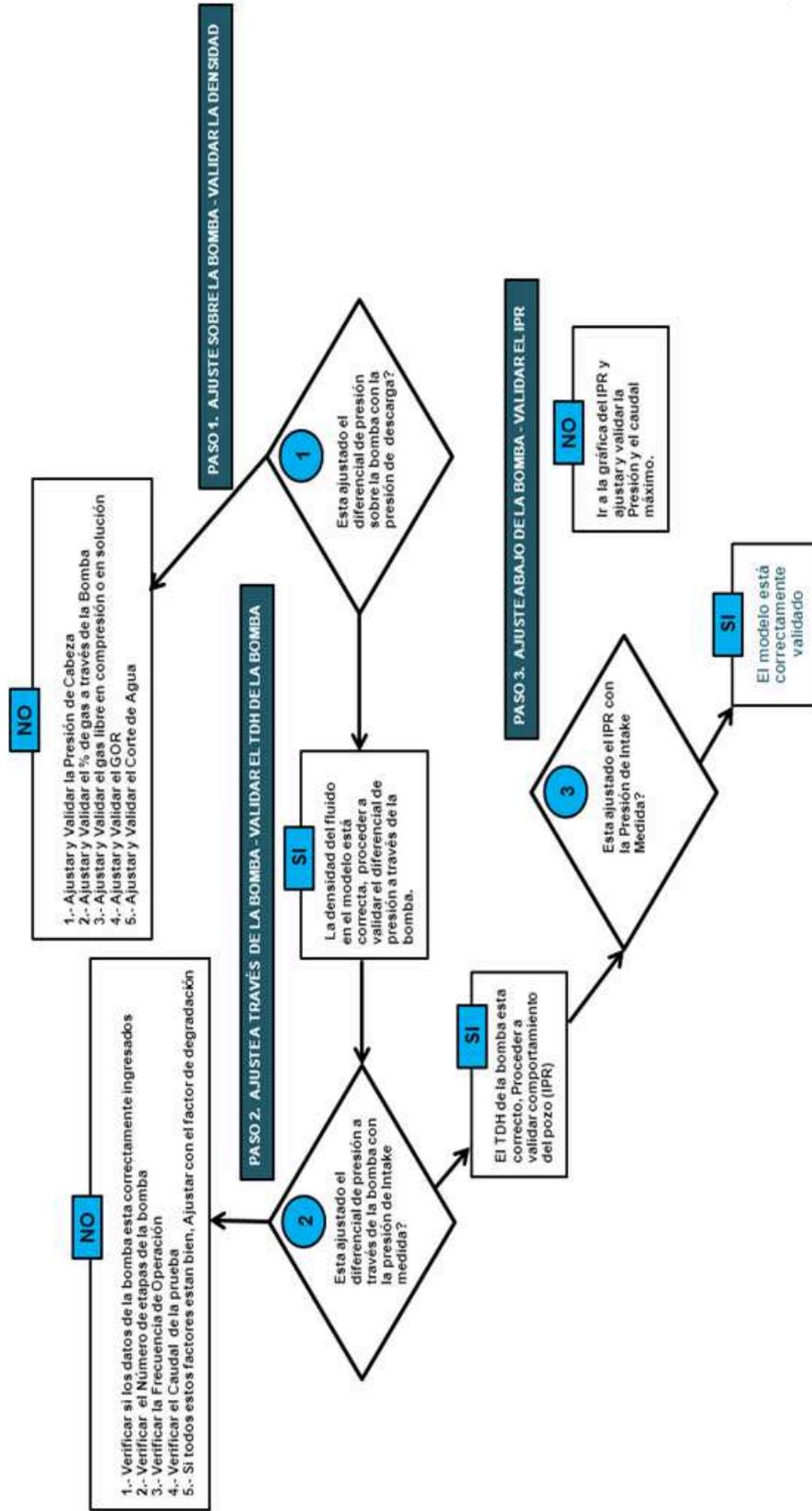
Al hacer todo este procedimiento lo que se logra es ajustar las condiciones de presión de reservorio y de desempeño de influjo a las condiciones reales de operación.

Después de realizar todo el ajuste con la curva transversa de presión finalmente se han validado todos los datos de la prueba de producción.

Por otra parte dentro de todo este análisis hay que considerar que no todos los pozos tienen instalado el sensor de fondo con la capacidad de registrar la presión de descarga, para el caso del área libertador de los 23 pozos analizados, solo 9 tienen este tipo de sensor, para los que no tienen el ajuste se lo deberá hacer solo con la presión de succión, con esto se podrá validar solo si la bomba esta degradada.

El diagrama de Flujo para validar una prueba de pozo utilizando la Transversa de Presión se muestra en la Figura 5.16.

FIGURA 5. 16.- DIAGRAMA DE FLUJO PARA VALIDAR UNA PRUEBA DE POZO MEDIANTE LA TRANSVERSA DE PRESIÓN



FUENTE: Departamento SCADA EP PETROECUADOR
ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

5.2.2.3. Punto de Operación

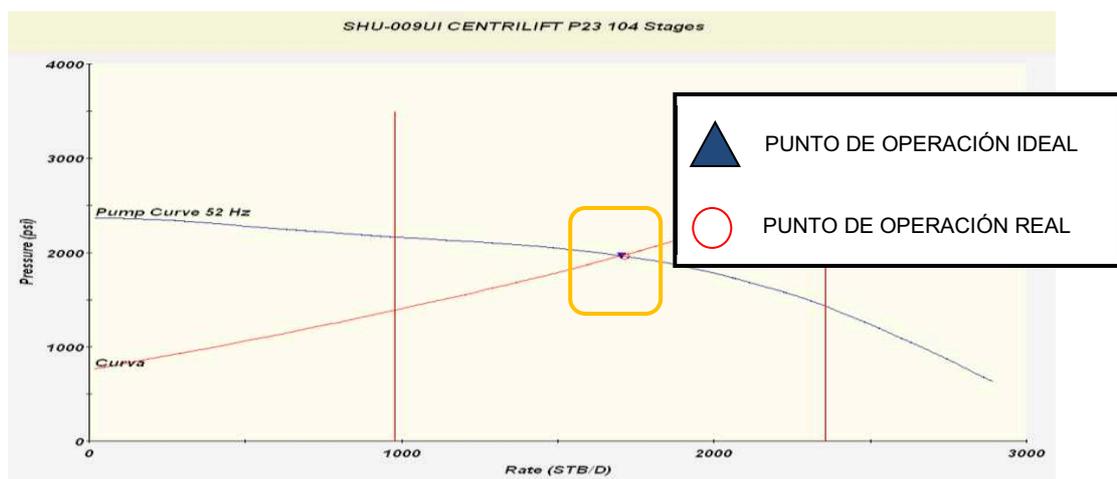
Después de realizar el ajuste con la curva transversa de presión se obtiene la curva del punto de operación de cada pozo, con esto se puede determinar en qué rango está operando la bomba y que tan lejos de las condiciones ideales a una determinada frecuencia de operación está la bomba.

A continuación se describen todos los posibles casos que se pueden observar en esta curva

5.2.2.4. Punto de Operación ideal calculado igual al real

Cuando se presenta esta condición implica que el pozo está operando de acuerdo al diseño, además no existe degradación de la bomba, esta curva permite saber el rango en el que está trabajando la bomba. La figura 5. 17 muestra el comportamiento para un pozo que opera dentro del rango y sin degradación.

FIGURA 5. 17.- PUNTO DE OPERACIÓN IDEAL CALCULADO IGUAL AL REAL, BOMBA SIN DEGRADACIÓN



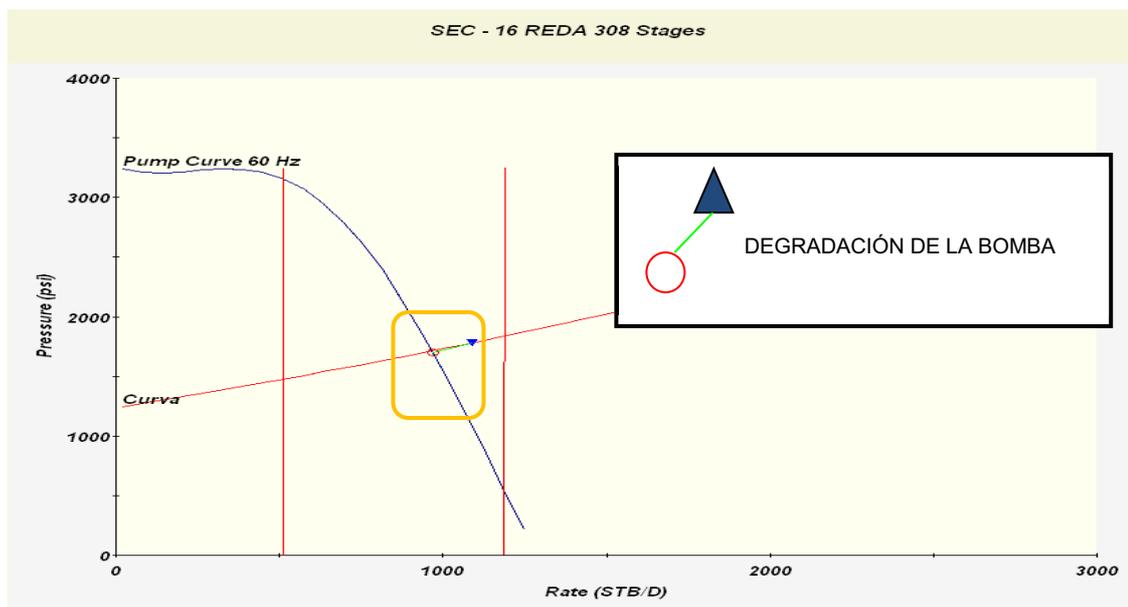
FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

5.2.2.5. Punto de Operación ideal calculado diferente al real

En este caso la bomba no está operando como se esperaba, además cuando existe esta diferencia implica que la bomba esta degradada, las causas de la degradación se analizará mediante el uso de tendencias, La figura 5.18 muestra el ejemplo para cuando se presentan estas condiciones.

FIGURA 5. 18.- PUNTO DE OPERACIÓN IDEAL CALCULADO DIFERENTE AL REAL, BOMBA CON DEGRADACIÓN



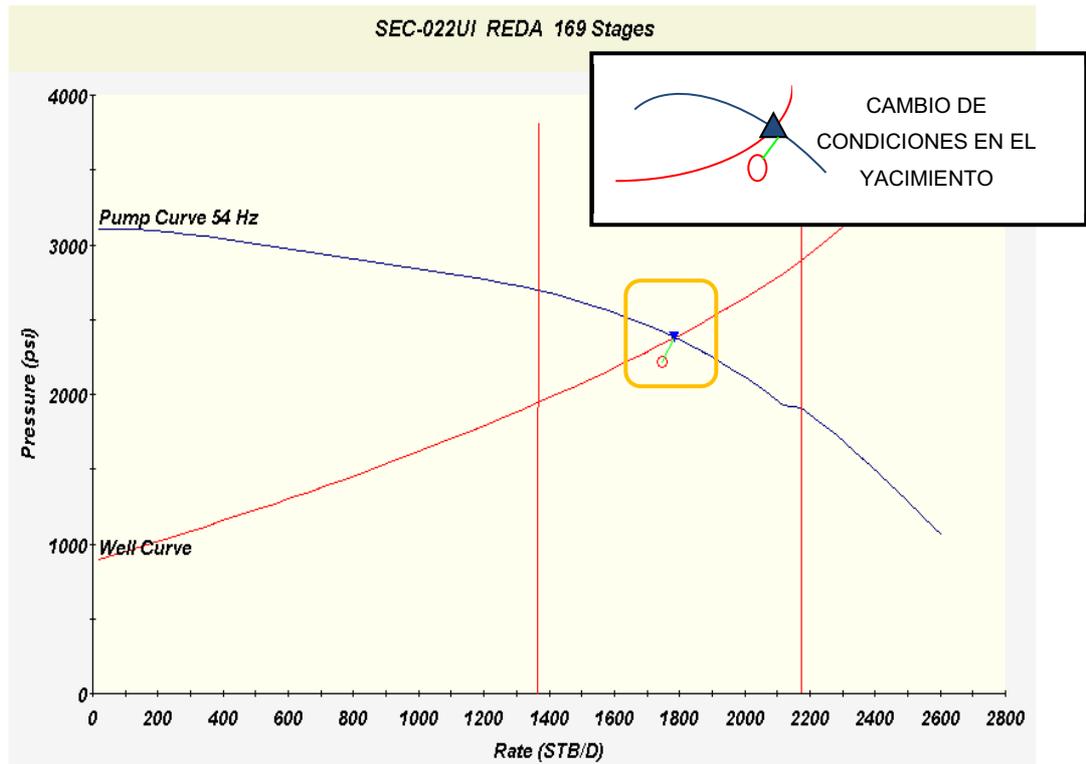
FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

5.2.2.6. Cambio en las condiciones del yacimiento

Cuando el punto de operación actual, está fuera de la curva que representa al yacimiento, implica que ha existido un cambio en las condiciones ya sea en la presión de reservorio o que haya incrementado el daño de formación. La figura 5.19 muestra un ejemplo para este caso.

FIGURA 5. 19.- CAMBIO EN LAS CONDICIONES DEL YACIMIENTO



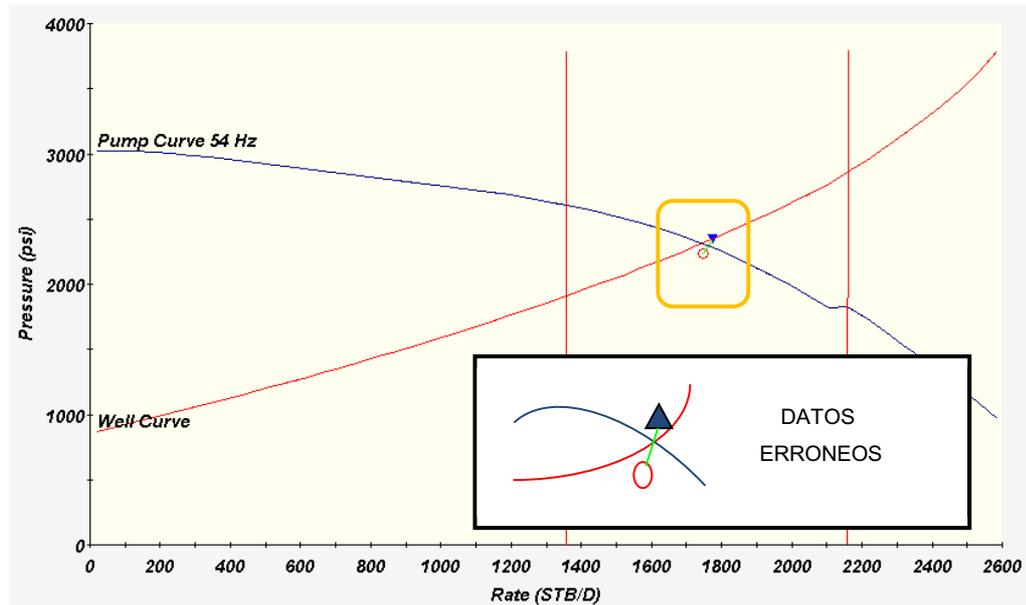
FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

5.2.2.7. Datos erróneos

Cuando se presenta esta condición el punto de operación real e ideal están afuera de las curva que representan al reservorio y a la bomba respectivamente, este caso se da cuando no se ha verificado que los datos de producción y el resto de parámetros de la prueba están bien cargados en el software LOWIS. Por eso como se ha dicho es fundamental hacer el control de calidad de los datos para que los resultados del análisis sean los esperados. La figura 5.20 muestra un ejemplo para esta condición.

FIGURA 5. 20.- DATOS ERRONEOS



FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

5.2.2.8. Cálculo del factor de degradación en potencia

Una vez que se ha determinado las condiciones actuales de operación del pozo, lo siguiente es determinar el factor de degradación en potencia del equipo BE, es decir saber cuánta potencia adicional está consumiendo la bomba del motor. Para esto se calcula el factor de degradación mediante el siguiente procedimiento:

1.- Determinación del % de carga

$$\%_{carga} = \frac{\text{Amperaje Actual}_{\text{prueba de Pozo}}}{\text{Amperaje}_{\text{placa}}}$$

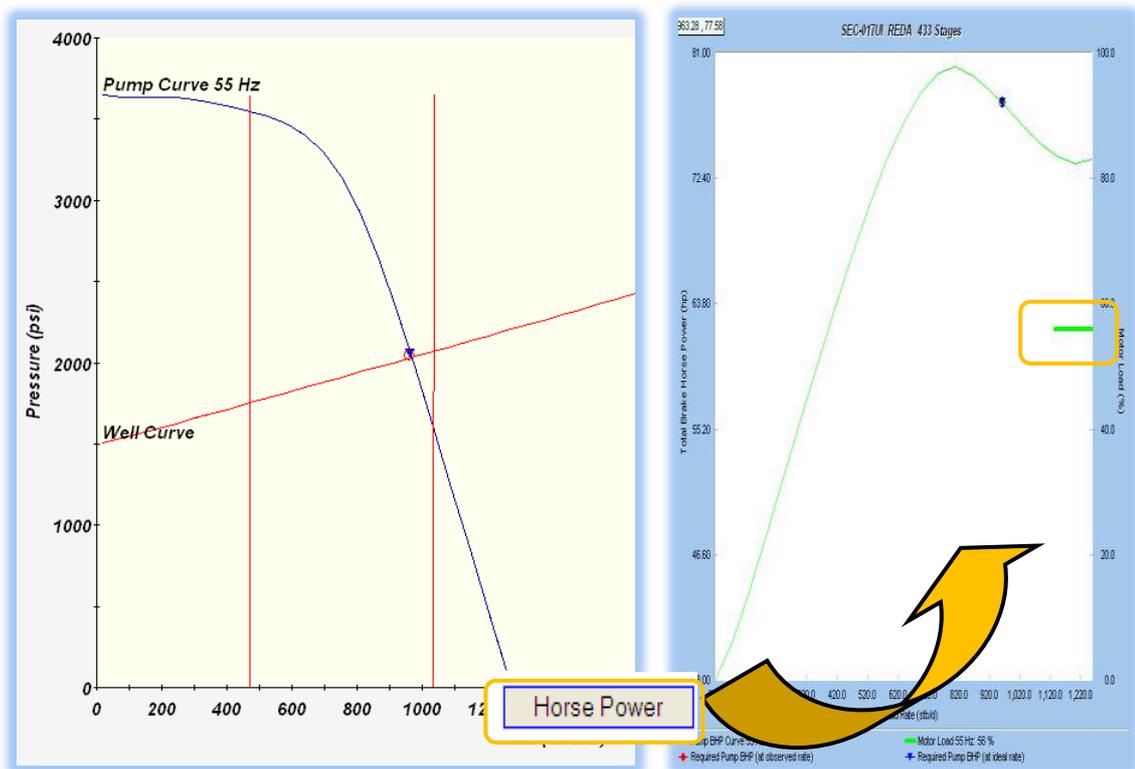
El Amperaje de placa viene determinado por cada fabricante de los motores electrosumergibles, mientras que el amperaje de la prueba se obtiene de los datos del sensor de fondo y se lo corrobora con los reportes oficiales de EP PETROECUADOR.

2.- Factor de Degradación

$$Factor_{Degradación} = \frac{\%Carga}{\%Carga \text{ del sistema en equilibrio}}$$

El porcentaje de carga con el sistema en equilibrio es decir con el sistema después de ajustarlo con la curva transversa de presión se lo obtiene directamente del LOWIS haciendo clic en el botón de Horse Power de la curva del punto de operación después del ajuste. Figura 5.21

FIGURA 5. 21.- DETERMINACIÓN DE LA CARGA CON EL SISTEMA EN EQUILIBRIO



FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

Una vez que se obtiene el factor de degradación en potencia se lo ingresa en LOWIS en la opción de parámetros de fondo de pozo Figura 5.22

FIGURA 5. 22.- INGRESO DEL FACTOR DE DEGRADACIÓN EN POTENCIA CALCULADO

Parámetros de fondo de Pozo

Down Hole Parameters

Revestimiento
7.000 26.00

Plug Back TD 9450.00 ft (MD)

Tubería
3.500 N-80 9.30 Integral

Aspereza Relativa 0.0000500 inch

Long Tubería* 8969.00 ft (MD)

Intervalo de Prod.
Top * 9376.00 ft (TVD) Bottom * 9382.00 ft (TVD)

Ensamblaje
Cable #4 400 5000 sol REDA R Long. 9075.00 ft (MD)
Motor Lead Extension #4 450 4000 sol REDA F Long. 55.00 ft (MD)
Pump Intake Depth 9061.00 ft (TVD)
Prof. Inj. Agua Fresca 0.00 ft

Motor
 Frecuencia Variable Frecuencia 60.00 Hz

Pump Degradation
Head Deration Factor 0.87 Rate Deration Factor 0.87 Brake Horsepower Deration Factor 1.00

Installation History * 03/12/2008 Change Type Other Changes
Ult. Cambio de Fecha Miércoles, 03 de Diciembre de 2008
Current parameters are only applied to the well tests after this date.

Save

Ingresar el valor obtenido mediante la fórmula del Factor de Degradación en Potencia

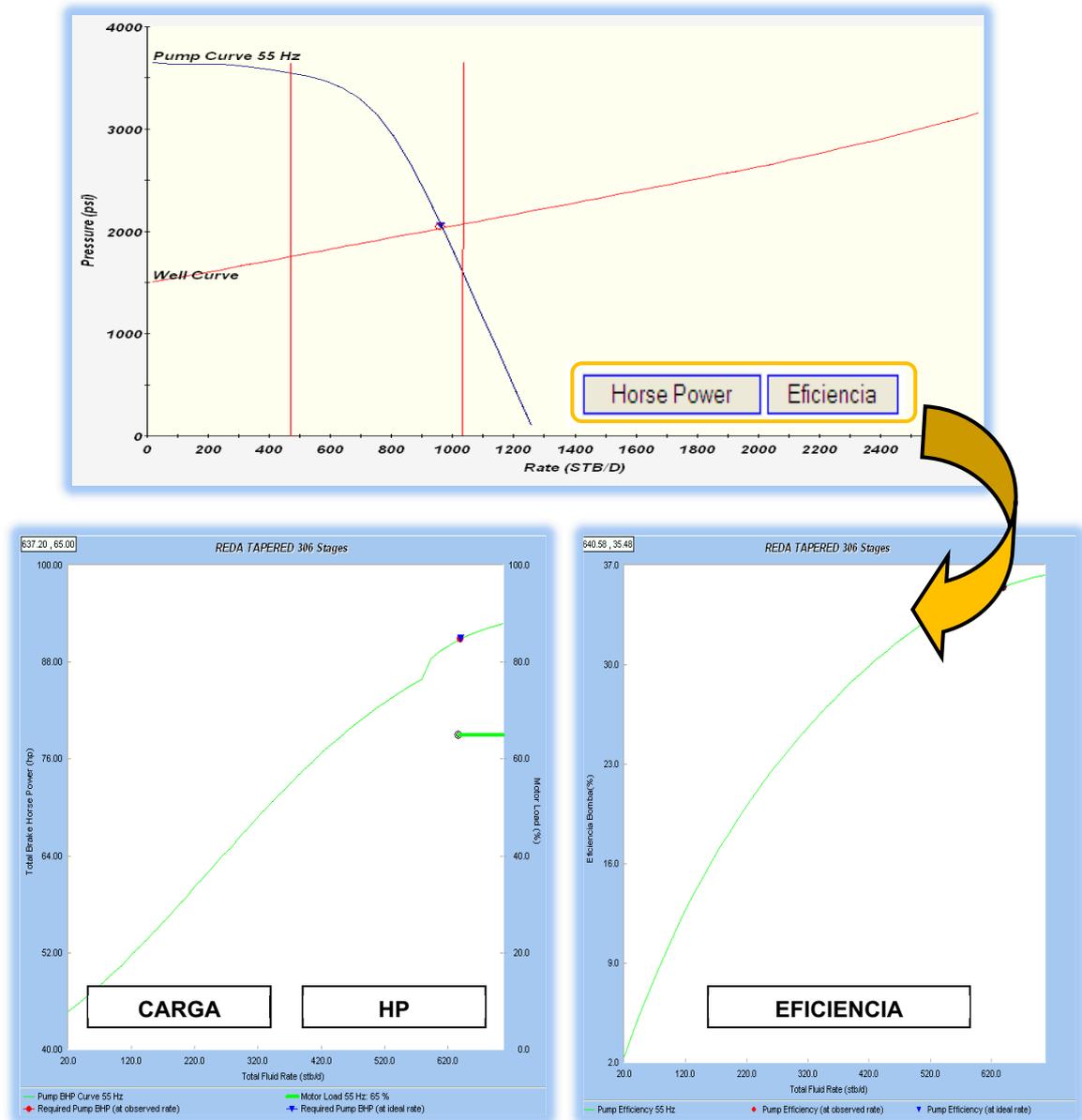
FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

5.2.2.9. Carga, eficiencia y potencia reales

Una vez que se ha ingresado el Factor de degradación en potencia, se obtienen directamente de LOWIS el porcentaje de carga y eficiencia de operación reales, de igual manera se las obtiene dando clic en **Horse Power** y **Eficiencia** en la curva del punto de operación ajustada. Figura 5.23.

FIGURA 5. 23.- CARGA, EFICIENCIA Y POTENCIA REALES



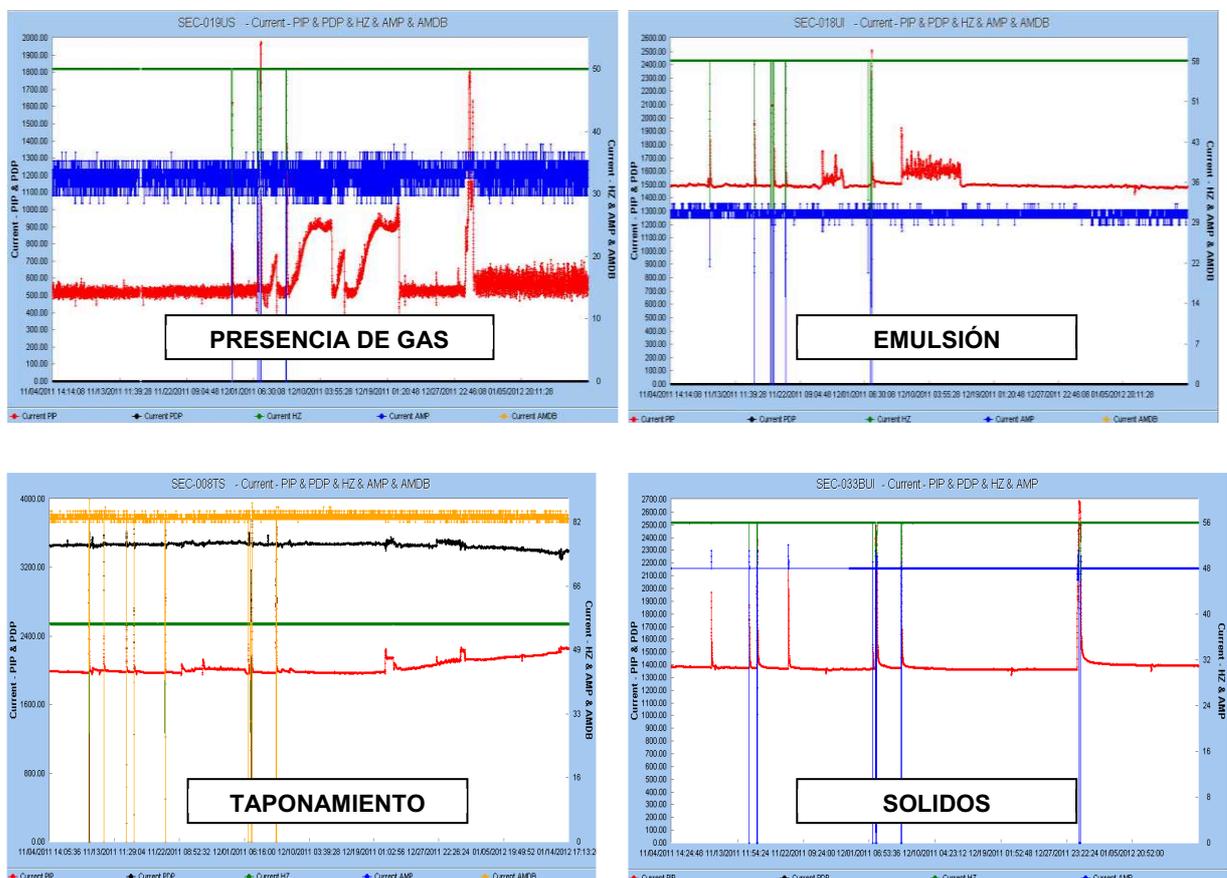
FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

5.2.2.10. Uso de Tendencias

Como sea dicho con la gráfica del punto de operación después del ajuste se determina si la bomba esta degradada, después con el uso de tendencias se determina las posibles causas de esta degradación de acuerdo al comportamiento de los parámetros de fondo, en la Figura 5.24 se presentan diferentes casos por los que la bomba no trabaja en sus condiciones óptimas.

FIGURA 5. 24.- TENDENCIAS LOWIS



FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

5.2.2.11. Análisis de Sensibilidades

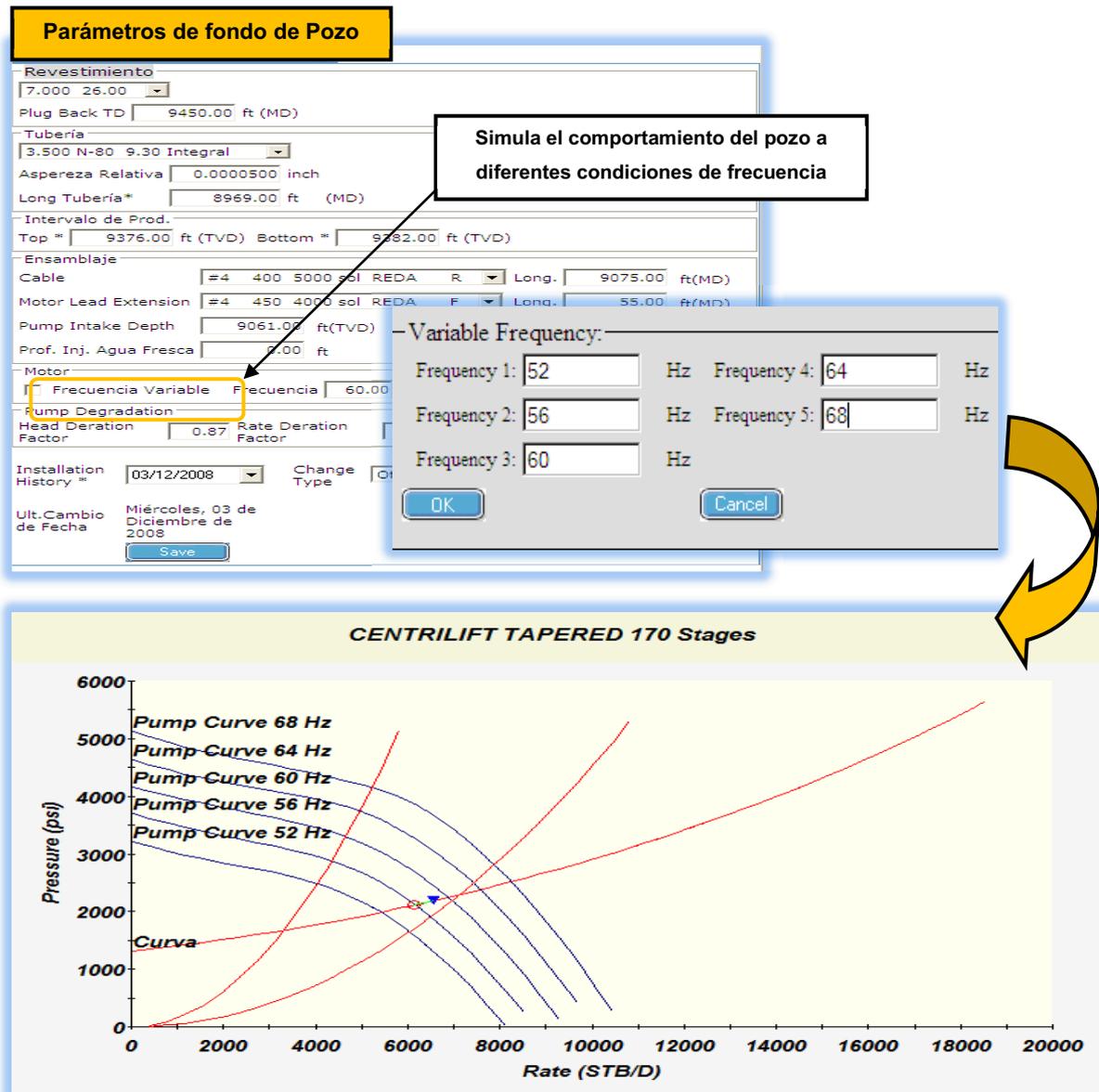
Una vez que se ha realizado el ajuste para las condiciones actuales de operación de cada pozo, se puede hacer un análisis de sensibilidades para determinar cuánto se puede incrementar la frecuencia sin que esto implique que la bomba deje de operar en buenas condiciones, el objetivo es incrementar la producción de petróleo y este tipo de simulación ayuda a saber cuáles serían las condiciones de operación de la bomba ante cualquier aumento o disminución de frecuencia. El procedimiento para obtener esta curva es el siguiente:

- 1.-** En la pantalla de Parámetros de fondo de pozo, clic en frecuencia variable, el software genera la curva con valores de frecuencia aleatorios.
- 2.-** Para obtener la curva con diferentes valores de frecuencia, en el botón de opciones dar clic en valores de frecuencia, aquí se coloca las frecuencias para las que se quiera hacer la simulación.
- 3.-** Finalmente se obtiene la curva de acuerdo a los requerimientos de frecuencia que se quiera.

En la curva de sensibilidades también conocida como curva tornado, se identifican los rangos de operación para los cuales la bomba operaría a determinada frecuencia, con esto se puede saber en qué estado va a estar la bomba si se incrementa o disminuye la frecuencia de operación.

La figura 5.25 muestra el procedimiento para obtener esta curva.

FIGURA 5. 25.- PROCEDIMIENTO PARA OBTENER LA CURVA DE SENSIBILIDADES



FUENTE: Software Lewis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

5.2.2.12. Conclusiones y recomendaciones para el incremento de producción

Finalmente en base a todos los resultados obtenidos en el análisis se determinan las conclusiones y recomendaciones para cada pozo con la finalidad de optimizar las condiciones de operación de la bomba e incrementar la producción de petróleo.

5.3. MATRIZ DE RESPONSABILIDADES LOWIS

Las actividades asociadas con la gestión de problemas a menudo pueden implicar a varios departamentos. Tales procesos pueden requerir una cantidad considerable de recursos si no se coordina bien el trabajo y no se organizan correctamente los recursos. Para ello hay que definir bien las personas responsables dentro de cada área de trabajo.

La tabla 5.1 describe las posiciones, departamentos y actividades que le corresponde a cada uno para solucionar este tipo de problemas de la forma más eficiente y eficaz.

TABLA 5. 1.- DISTRIBUCIÓN DE RESPONSABILIDADES PARA EL MANEJO DEL SISTEMA LOWIS.

| ENCARGADO | DPTO | RESPONSABILIDADES |
|--|--------------------------|---|
| <p>Operador de Campo</p> <p>Supervisor de Campo</p> <p>Operador SCADA</p> | <p>Producción</p> | <p>1.- Monitorear Estado del pozo, Parámetros y estado de equipos de fondo, Parámetros y estado de equipos en superficie, Alarmas de comunicaciones correspondientes a su campo.</p> <p>2.- Recibir, interpretar y notificar los problemas de comunicación.</p> <p>3.- Tener presente que el status de los pozos debe ser cambiado (en LOWIS), al momento que estos entren en actividades de workover, mantenimiento o abandono. Esto es importante ya que así los RTU's configurados dejarán de enviar mensajes de alarmas.</p> <p>4.- Reportar efectivamente los problemas con datos, variables, parámetros (no alarmas) que se presenten en LOWIS.</p> |

FUENTE: Departamento SCADA EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA 5. 2.- (CONTINUACIÓN) DISTRIBUCIÓN DE RESPONSABILIDADES
PARA EL MANEJO DEL SISTEMA LOWIS.

| ENCARGADO | DPTO | RESPONSABILIDADES |
|--|-------------------------------------|--|
| <p>Ing. de Petróleos</p> <p>Supervisor de Producción</p> <p>Ing. de Petróleos - SCADA</p> | <p>Producción, SCADA</p> | <p>1.- Ajuste de alarmas por variables de operación.</p> <p>2.- Recepción, revisión de alarmas y determinación de acciones</p> <p>3.- Análisis de valores y tendencias de variables.</p> <p>4.- Análisis de variables eléctricas.</p> <p>5.- Análisis de parámetros de fondo</p> <p>6.- Análisis de Parámetros de superficie.</p> <p>7.- Subir y bajar frecuencia.</p> <p>8.- Parada y arranque de pozos</p> |
| <p>Ing. Telecom - SCADA</p> | <p>IT - SCADA</p> | <p>1.- Comprobar las lecturas de equipos de superficie como de fondo desde LOWIS y confirmar esa información con Operaciones.</p> <p>2.- Validar si la pérdida de señales por alarmas de comunicación se producen por errores en la configuración, problemas de conectividad a nivel SCADA.</p> <p>3.- Creación, habilitación y actualización de pozos.</p> <p>4.- Verificar/Reemplazar los equipos de comunicación que se encuentran instalados (UDS, cables RS232).</p> <p>5.- Confirmar que la red SCADA se encuentre activa en el sistema.</p> |

FUENTE: Departamento SCADA EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA 5. 3.- (CONTINUACIÓN) DISTRIBUCIÓN DE RESPONSABILIDADES
PARA EL MANEJO DEL SISTEMA LOWIS.

| ENCARGADO | DPTO | RESPONSABILIDAD |
|---|---|--|
| <p>Ing. SLB, CTL, WG (Técnicos Mensualizados)</p> | <p>Levantamiento Artificial</p> | <p>1.- Verificar/Reemplazar equipos, tarjetas, sensores que proveen las señales. 2.- Solicitar y coordinar las tareas que requieran la intervención de departamentos involucrados (IT, PROD., SCADA). 3.- Garantizar y confirmar la comunicación de sus equipos. 4.- Mantener informados a todos los departamentos involucrados de los cambios, mantenimientos, reemplazos, verificaciones y desconexiones que se hagan a equipos en el campo.</p> |
| <p>Instrumentista</p> | <p>IT SCADA</p> | <p>1.- Verificar/Reemplazar instalaciones (RS485) que conducen las señales hacia el panel, en base a los requerimientos solicitados por el Ing. Telecom. 2.- Comprobar la polaridad y continuidad del cable RS485 que viene desde el equipo (SLB, CGS, WG) hacia el panel. 3.- Mantener informados a todos los departamentos involucrados de los cambios, mantenimientos, reemplazos, verificaciones y desconexiones que se hagan a equipos en el campo.</p> |

FUENTE: Departamento SCADA EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

- El área SCADA considerada para el presente estudio representa un 79% de la producción total del campo, la cual proviene mayoritariamente de las arenas “U” y “T”, la presión del reservorio ha declinado un promedio de 1,500 psi con respecto a la presión inicial después de haber producido más de 30 años. A pesar de ser un campo antiguo el promedio de producción actual es de 19,363 BPPD con un BSW de 78.82%, siendo la producción excesiva de agua uno de los principales problemas.
- La producción acumulada de petróleo con respecto al POES es de 25.9% y con respecto a las reservas probadas es de 76.8%, esto implica que todavía existe potencial de producción en el campo, esta es una de las razones por las que se implementó el sistema SCADA - LOWIS con el fin de automatizar y optimizar la producción.
- La configuración inicial en LOWIS de los parámetros de reservorio, fluidos, diagramas de completación, tipo de bomba y motor constituyen un elemento fundamental para obtener resultados óptimos que garanticen la confiabilidad de los análisis realizados.
- Las herramientas de monitoreo del sistema LOWIS representan una solución en tiempo real para identificar diferentes problemas en pozos con Bombeo Electrosurgible, mediante gestión de alarmas que proveen información de parámetros previamente seteados para cada pozo según su condición de operación.

- Cuando existen apagones por fallas o descargas eléctricas, en los pozos que no aplican la tecnología LOWIS el operador debe ir hasta la locación de cada pozo y encenderlos manualmente, hay pozos que están a grandes distancias unos de otros, esto representa pérdidas en producción y en tiempo, mientras que los pozos LOWIS de manera remota se pueden reiniciar, esto hace que las pérdidas de producción sean menores.
- Las herramientas de análisis en LOWIS permiten identificar problemas en el desempeño del pozo y las posibles causas del bajo rendimiento en tiempo real para dar soluciones rápidas a los mismos, encontrando oportunidades de mejora para optimizar la producción.
- El diagnóstico de fallas y el análisis del tiempo de vida de los equipos BES en el Área Libertador determinó que el promedio de operación es de 300 Días, sin embargo para los pozos que aplican la tecnología LOWIS el promedio es de 403 días, esto quiere decir que el monitoreo de este sistema de levantamiento con LOWIS incrementa los días de operación y reduce el número de fallas de los sistemas electrosumergibles.
- El 87% de la producción del Área Libertador corresponde al sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible (53 Pozos), de los 24 pozos LOWIS se determinó que 3 pozos se encuentran operando en la región de Upthrust, 1 en Downthrust, 10 tienen tendencia a operar en la región de Upthrust y 10 pozos operan dentro del rango. Mientras que de los 29 pozos que no tienen instalada la aplicación y LOWIS, 2 pozos operan en la región de Upthrust y 2 en Downthrust.
- Se determinó que en los pozos LOWIS se pierde un total de 389 BPPD por trabajar en condiciones diferentes a las óptimas y en los pozos que no tienen esta aplicación se pierde un total de 1,660 BPPD, esto quiere decir que los pozos monitoreados en tiempo real operan más cerca de su condición óptima y por lo tanto el tiempo de vida útil del equipo es mayor.

- El análisis determinó que la eficiencia de operación de este tipo de levantamiento se encuentra en un promedio de 37.86%, es decir 5.14% por debajo de la eficiencia ideal que debería tener cada bomba de acuerdo a su frecuencia de operación, esto se debe al tiempo de vida, condiciones de operación de los pozos y a la degradación en cabeza y caudal que tiene un promedio 7.92% para 17 pozos que presentan este problema.
- La degradación en potencia de los motores en los pozos analizados tiene un promedio de 39.33%, hay que considerar que cuando este porcentaje es mayor al 15% se debe retapear el transformador para incrementar el voltaje y disminuir el consumo de corriente.
- El uso de tendencias generadas en LOWIS en tiempo real, mostró el comportamiento de los parámetros registrados por el sensor de fondo, en base a esto se determinó las posibles causas por las cuales los pozos no estaban rindiendo como se esperaba, siendo el principal problema el taponamiento de la succión de las bombas representado en incrementos de presión ya sea graduales, constantes o en cortos periodos de tiempo, esto es debido a la presencia de sólidos o escala, esta condición se comprobó revisando los historiales de producción y reacondicionamientos de cada pozo.
- Mediante análisis nodal en LOWIS, ajustando los parámetros de las pruebas de producción de cada pozo con las presiones que registra el sensor en tiempo real se determinó si son o no esos valores representativos de la prueba de producción, en pozos que no aplican esta tecnología simplemente el valor reportado en cada prueba se considera como válido, esto es algo erróneo porque se sabe que el proceso de pruebas en los separadores y la distribución diaria de producción están sujetos a errores ya que solo se prueban los pozos un promedio de 4 horas y se lo extrapola a 24 horas para saber la producción que tendría cada día.

- El análisis de sensibilidades se lo hizo en condiciones estáticas es decir considerando que ante cualquier incremento de frecuencia el corte de agua se va a mantener constante, para un yacimiento depletado y con empuje de agua lateral esta situación podría ser válida, sin embargo se verifico los historiales de producción de cada pozo para determinar si son sensibles a incrementos de frecuencia.
- Se consideró para cada pozo hasta cuanto se puede incrementar frecuencia para que siga operando dentro del rango, considerando que no haya limitaciones en carga ni en potencia del motor, además se toma en cuenta los pozos que son sensibles a incrementos de frecuencia para mantener las condiciones de operación actual.
- Mediante la evaluación del estado mecánico de cada pozo, la curva de desempeño de influjo (IPR) generada en LOWIS y el índice de productividad se ha determinado las posibilidades de bajar la bomba más cerca de los intervalos perforados, en algunos pozos existen limitaciones debido a la configuración de fondo pero en otros esta acción se la puede realizar sin ningún inconveniente, finalmente para cada pozo también se sugiere la posibilidad de evaluar arenas que no han sido perforadas para determinar si existe saturación de crudo y potencial de producción. El detalle de cada acción se ha presentado como resumen en la Tabla 4.35 del capítulo 4.
- Los incrementos de frecuencia recomendados en los diferentes pozos están asociados a un incremento de producción de agua de 2,106 BAPD, de los cuales 1,820 BAPD corresponden al campo Secoya, actualmente se inyecta un promedio de 18,169 BAPD, el potencial de inyección es de 22,213 BAPD por lo que no habría problema en inyectar el agua asociada a este incremento de producción de petróleo, además el agua de formación tiene una tendencia moderada a formar incrustaciones por lo que esto no sería mayor problema en las facilidades de superficie.

- La acción de bajar la bomba electrosumergible mas cerca de los perforados, sin necesidad de trabajos de reacondicionamiento representa un incremento en la producción de agua de 6,139 BAPD, de los cuales 3,454 BAPD corresponden al campo Pichincha, actualmente el campo Pichincha inyecta un total de 19,099 BAPD, el potencial de inyección es de 25,677 BAPD por lo que no habría problemas para tratar el agua asociada a este incremento de producción de petróleo.
- Finalmente, la acción de bajar la bomba electrosumergible mas cerca de los perforados, programando trabajos de reacondicionamiento para remover las limitaciones que existen en fondo de pozo representa un incremento en la producción de agua de 13,701 BAPD, de los cuales 11,685 BAPD corresponden al campo Pichincha, actualmente no se tiene capacidad para inyectar toda esta agua por lo que para hacerlo se debe programar trabajos de reacondicionamiento en los pozos reinyectores y en las bombas de superficie para incrementar el potencial.

6.2. RECOMENDACIONES

- Al ser la configuración de parámetros tales como reservorio, fluidos, diagramas de completación, tipo de bomba, motor un elemento fundamental para obtener resultados óptimos en el análisis, se recomienda verificar y comprobar que todos los datos estén cargados correctamente.
- Se recomienda realizar nuevos Build Ups y análisis PVT para actualizar la información de los pozos ya que en la mayoría de los casos solo se cuenta con información de hace muchos años atrás.
- Debido a que la mayoría de las pruebas de producción se cargan automáticamente en LOWIS, previo al análisis se recomienda validar y verificar los valores de las mismas comparándolas con los datos reportados oficialmente en las pruebas diarias y en los potenciales diarios de cada pozo mediante la herramienta AVM.
- Dado que el ajuste de presiones mediante análisis nodal se lo realiza con las presiones registradas por el sensor de fondo, se recomienda instalar en los próximos reacondicionamientos sensores que tengan la capacidad de registrar la presión de descarga ya que de los 24 pozos considerados para el análisis solo 9 tienen este tipo de sensor.
- Al ser la eficiencia de separación de gas un parámetro muy sensible para realizar el ajuste es importante que esta información sea proporcionada por el fabricante de cada bomba para saber el rango real de eficiencia de los separadores de gas instalados en cada pozo.
- Al modificar cualquier parámetro de la prueba de producción para realizar el ajuste, se recomienda verificar la data histórica de cada pozo para saber entre que valores se puede variar dichos parámetros.

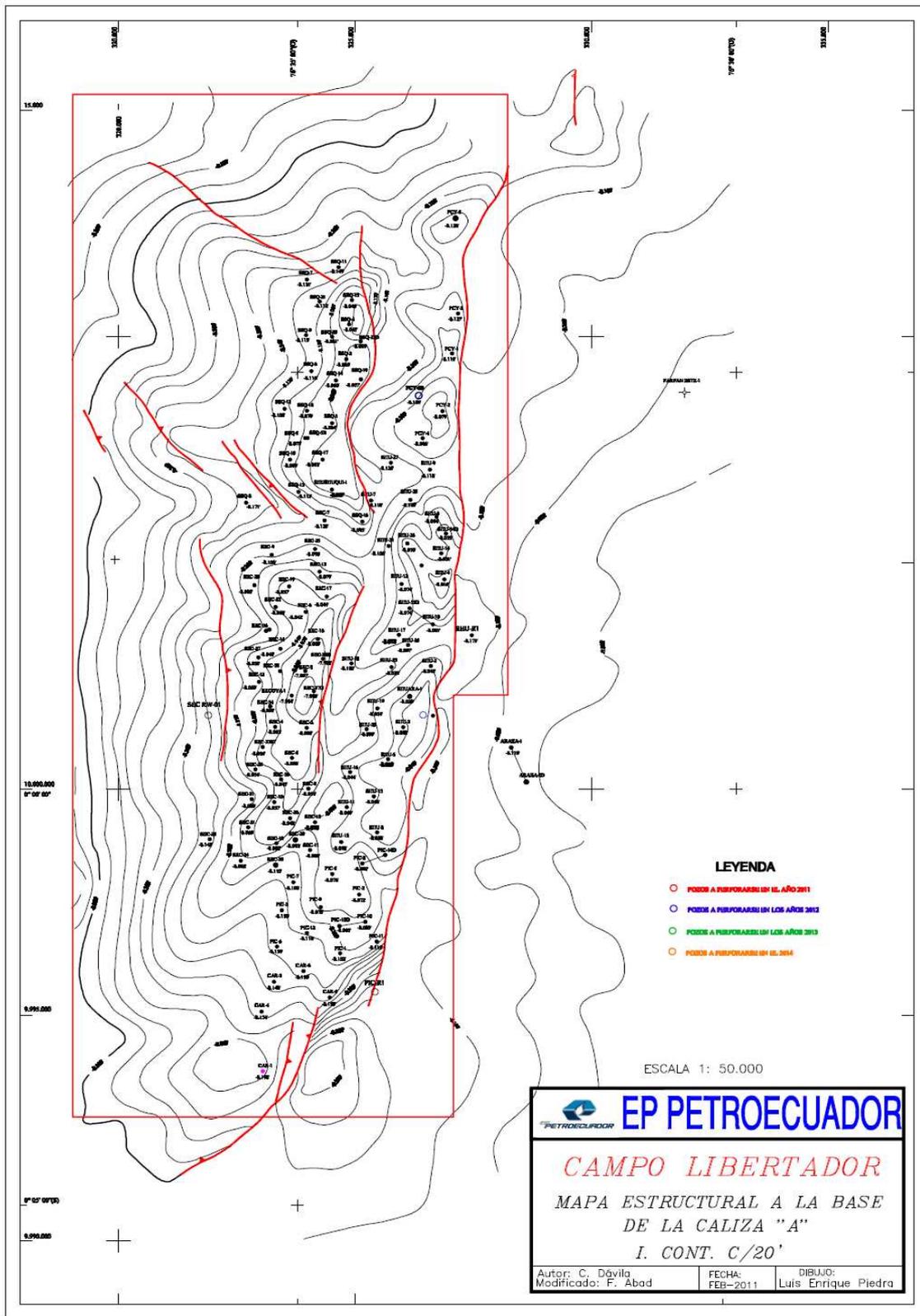
- Para los pozos que se encuentran operando en Downthrust y en Upthrust se recomienda hacer un rediseño de las bombas ajustándolas a la condición de operación actual, mientras tanto se debe mantener las condiciones actuales de frecuencia ya que cualquier incremento o disminución no implica que deje de operar en cualquiera de estos rangos.
- Antes de proponer un incremento de frecuencia, se recomienda evaluar todas las limitaciones tanto en carga como en potencia, además de verificar el historial para saber cómo el pozo ha reaccionado ante dichos incrementos.
- Con el fin de incrementar la producción de petróleo, en el presente análisis se ha considerado la posibilidad de bajar las bombas electrosumergibles más cerca de los intervalos perforados, para el caso los pozos que tienen limitaciones debido a la configuración de fondo se recomienda evaluar la posibilidad de remover dichas limitaciones ya que el incremento de producción sería considerable (1,229 BOPD) esto se detalla la Tabla 4.50 del capítulo 4.
- Para el monitoreo y uso de alarmas en tiempo real de los pozos se recomienda realizar el seteo de los parámetros como amperajes voltajes, corrientes y presiones en conjunto con el técnico de cada fabricante de las bombas, de esta manera se tendrá un mejor control del comportamiento de los pozos y se evitará la generación de alarmas innecesarias.

- Finalmente se recomienda seguir el procedimiento establecido en el capítulo 5 para el uso adecuado de la información que provee la herramienta LOWIS implementada en EP PETROECUADOR, además de cumplir con la matriz de responsabilidades que se ha establecido para cada departamento dentro de la empresa para que el uso de la herramienta sea el más adecuado y cumpla con el objetivo de optimizar la producción. Con esto se busca incentivar el uso de la aplicación que tiene muchas ventajas y funcionalidades que deben ser aprovechadas, ya que al momento la herramienta se emplea a un 30% de su capacidad, es decir solo como una herramienta de monitoreo.

ANEXOS

**ANEXO No 1 MAPAS ESTRUCTURALES ÁREA
LIBERTADOR**

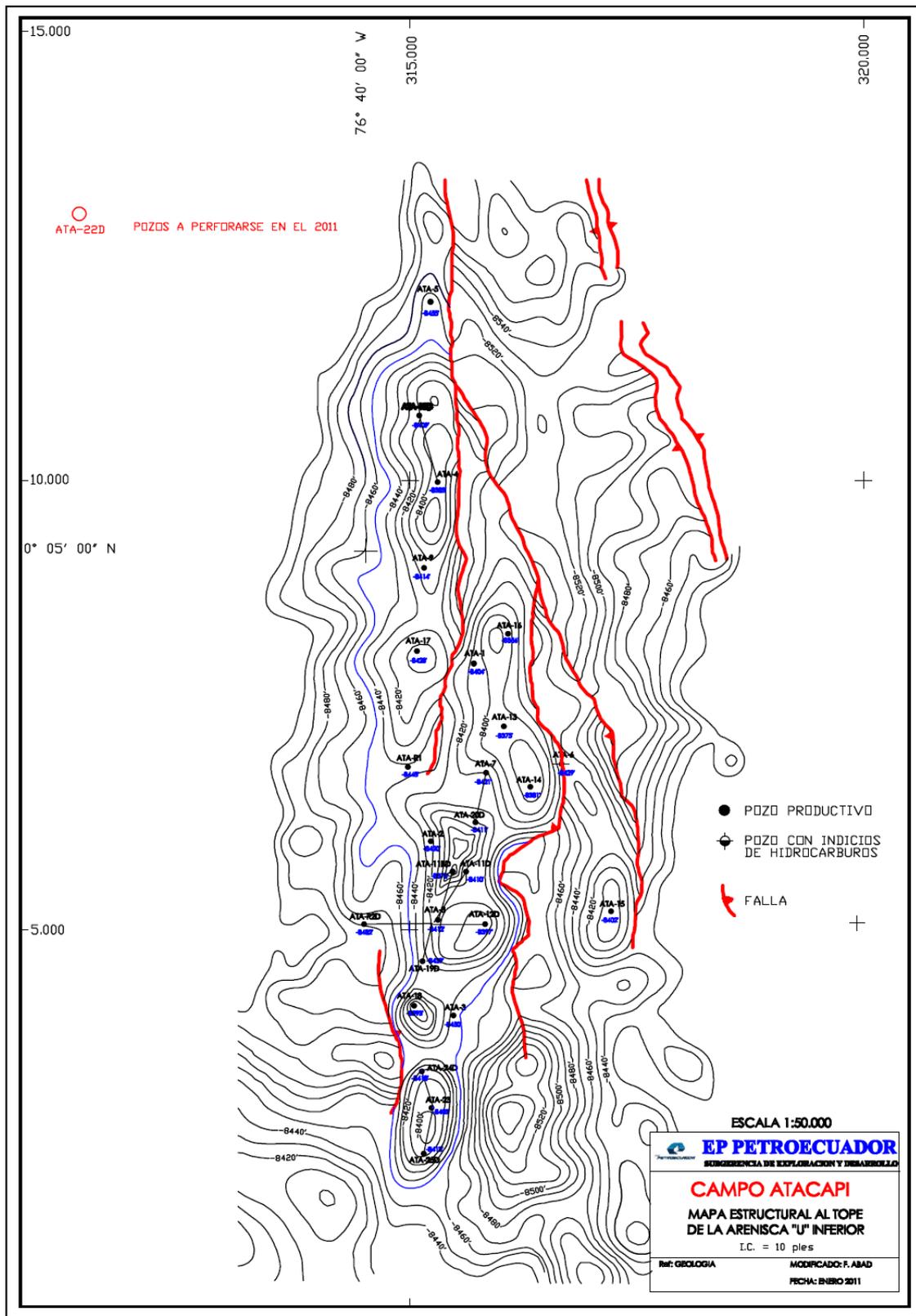
FIGURA A 1. 1 .- MAPA ESTRUCTURAL ÁREA LIBERTADOR



FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: EP PETROECUADOR

FIGURA A 1. 2 .- MAPA ESTRUCTURAL CAMPO ATACAPI

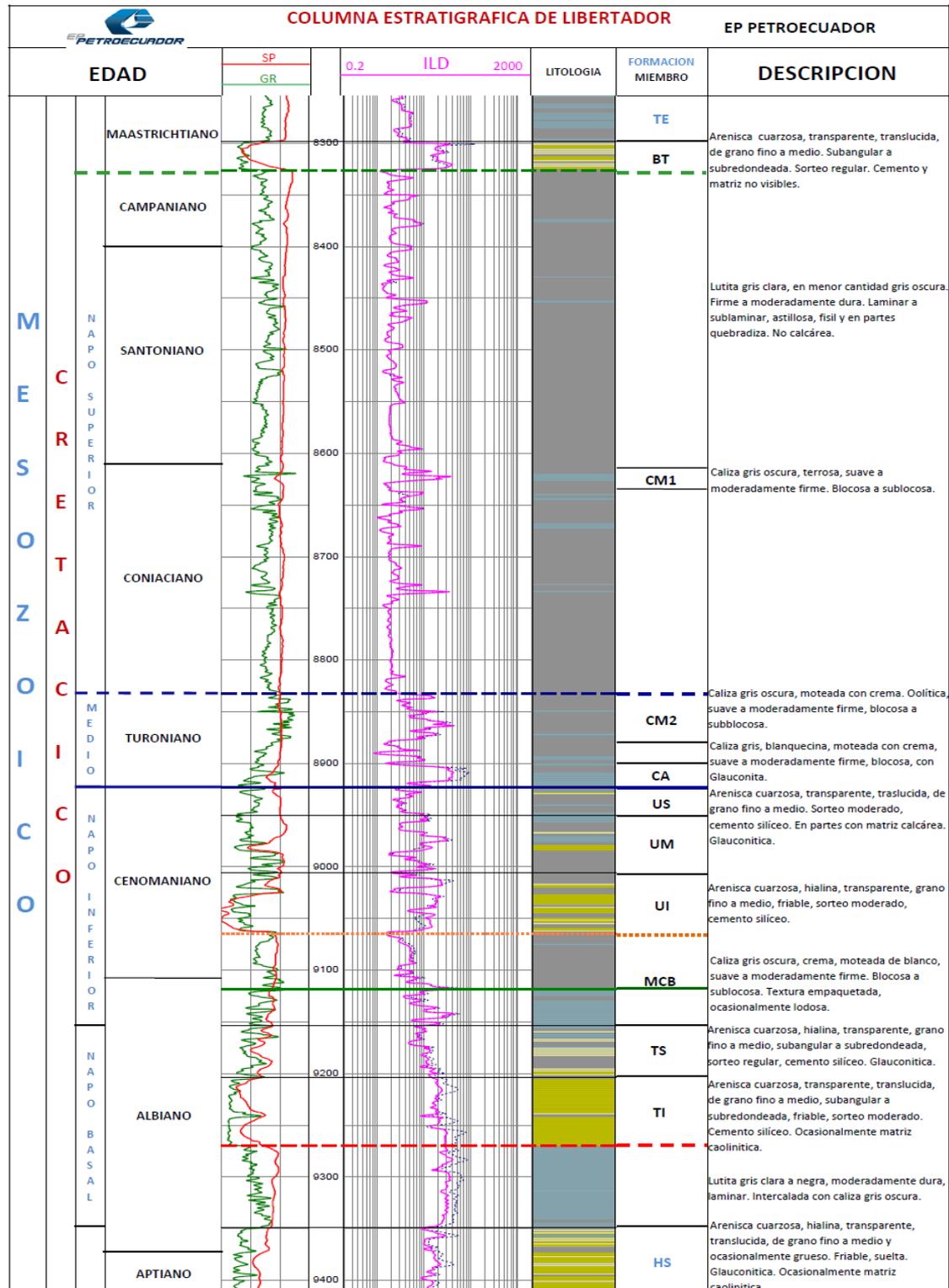


FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: EP PETROECUADOR

**ANEXO No 2 COLUMNAS ESTRATIGRAFICAS ÁREA
LIBERTADOR Y CAMPO ATACAPI**

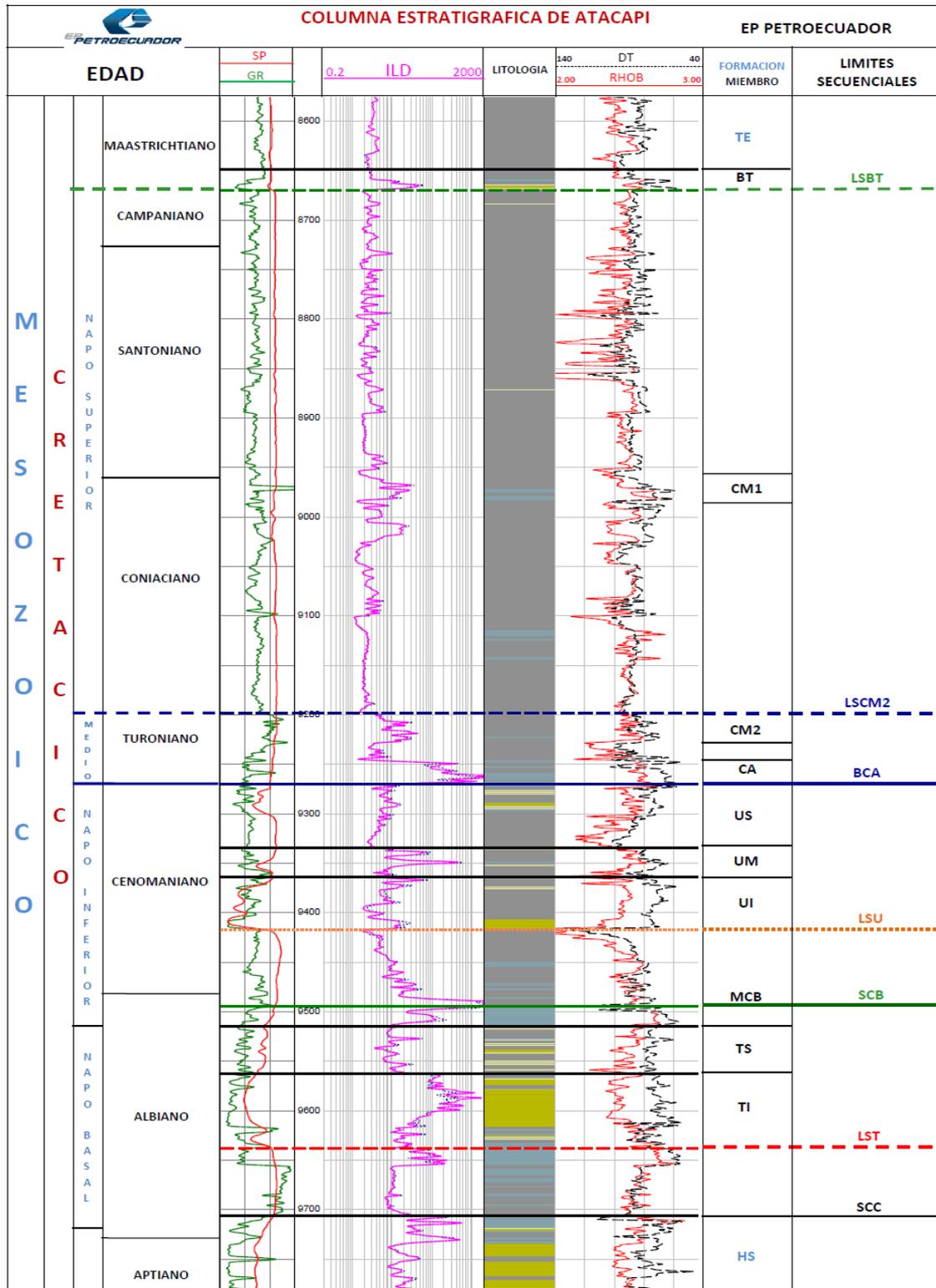
FIGURA A 2. 1.- COLUMNA ESTRATIGRÁFICA ÁREA LIBERTADOR



FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: EP PETROECUADOR

FIGURA A 2. 2.- COLUMNA ESTRATIGRÁFICA CAMPO ATACAPI



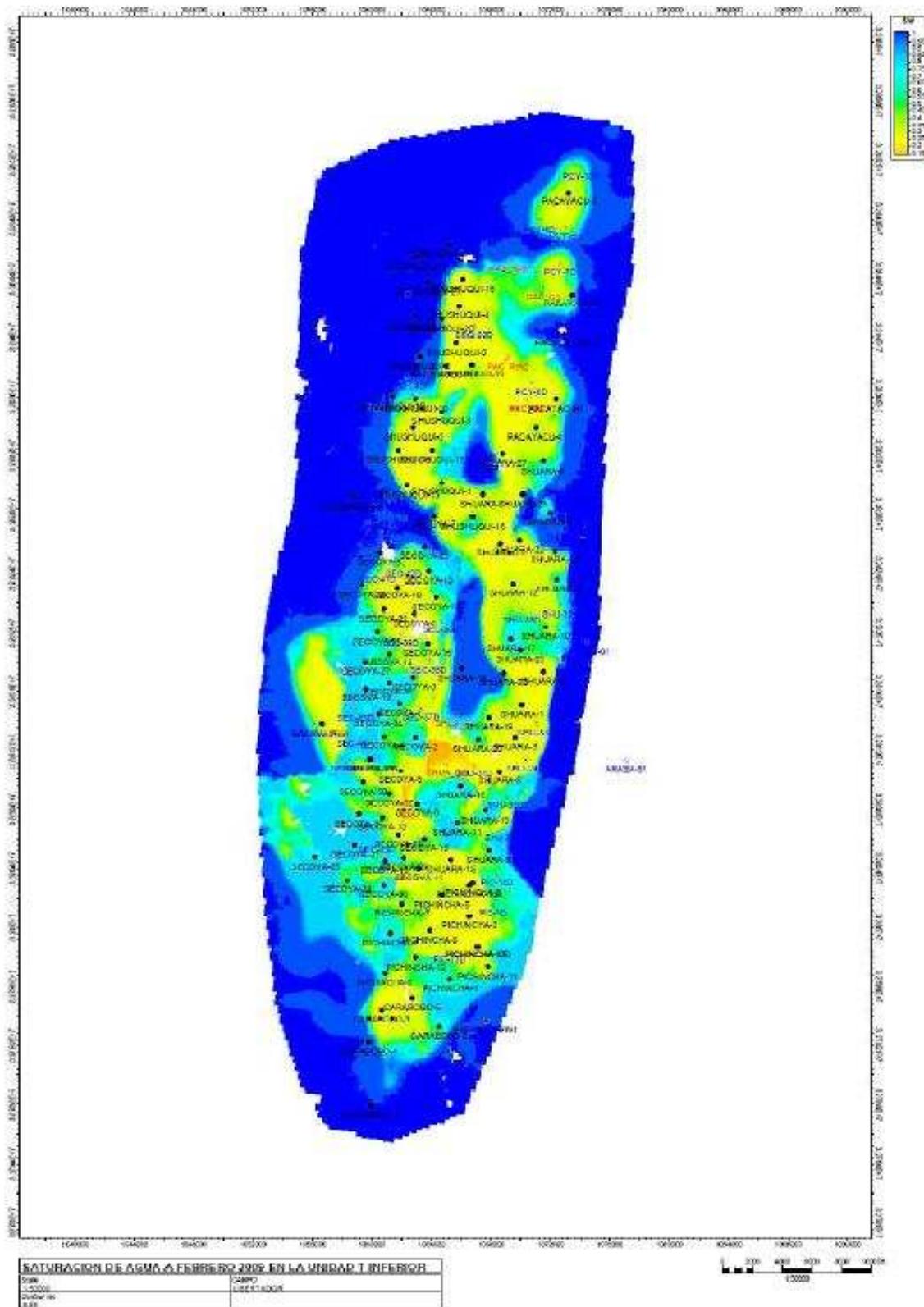
NOMENCLATURA ESTANDARIZADA FORMACIONES: TE (Tena), HS (Hollin Superior) MIEMBROS: BT (Basal Tena); CM1 (Caliza M1); CM2 (Caliza M2); CA (Caliza A); US, UM, UI (Arenisca U Superior, Media e Inferior); MCB (Marcador Caliza B); TS, TI (Arenisca T Superior e Inferior). LIMITES SECUENCIALES: SCC (Superficie de Máxima Inundación Caliza C); LST (Limite de Secuencia T); SCB (Superficie de Máxima Inundación Caliza B); LSU (Limite de Secuencia U); BCA (Base Caliza A); LSCM2 (Limite de Secuencia Caliza M2); LSBT (Limite de Secuencia Basal Tena).

FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: EP PETROECUADOR

**ANEXO No 3 MAPAS DE SATURACIÓN DE AGUA ÁREA
LIBERTADOR**

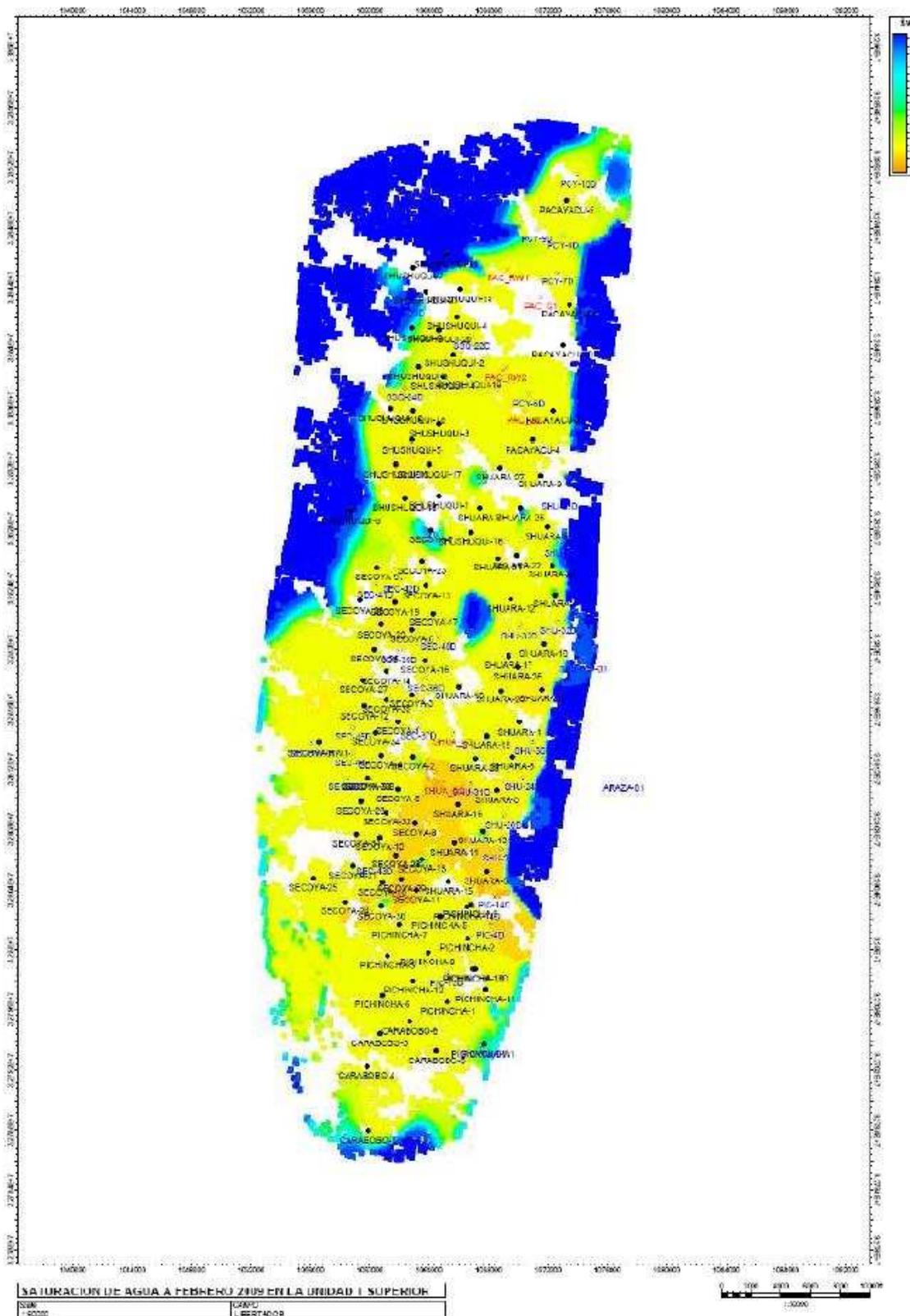
FIGURA A 3. 1.- SATURACIÓN DE AGUA ARENA “T” INFERIOR



FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: EP PETROECUADOR

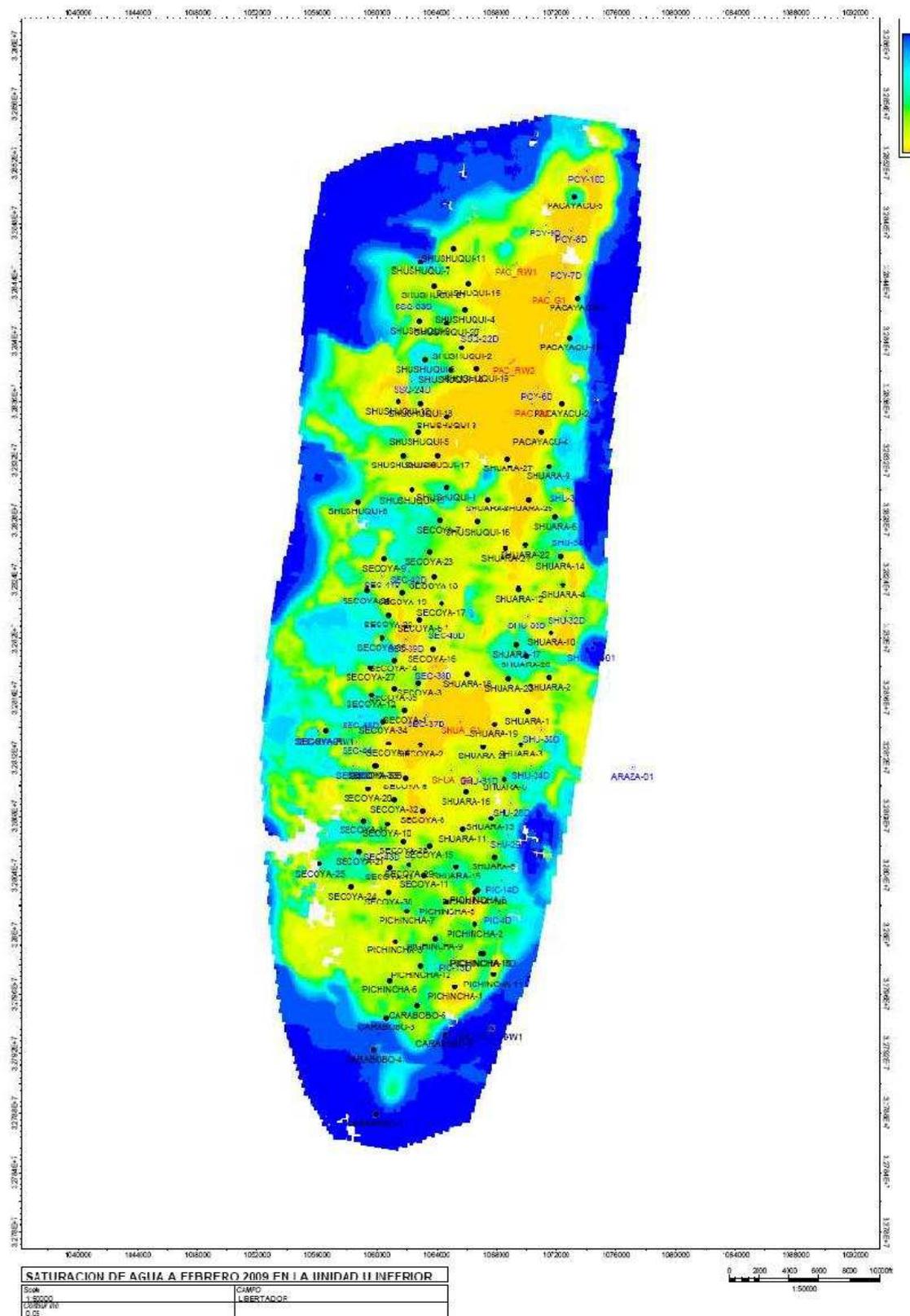
FIGURA A 3. 2.- SATURACIÓN DE AGUA ARENA “T” SUPERIOR



FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: EP PETROECUADOR

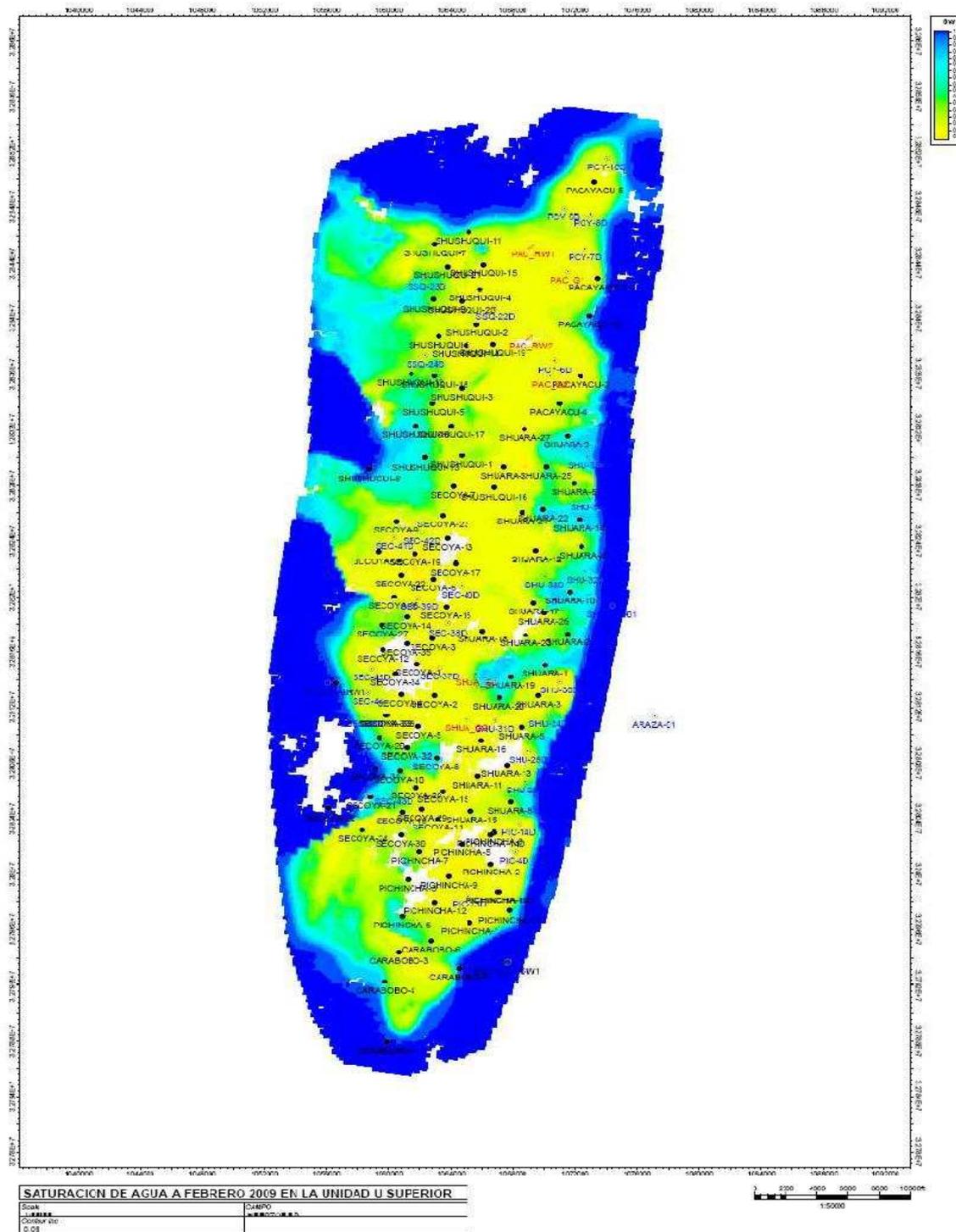
FIGURA A 3. 3.- SATURACIÓN DE AGUA ARENA “U” INFERIOR



FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: EP PETROECUADOR

FIGURA A 3. 4.- SATURACIÓN DE AGUA ARENA “U” SUPERIOR



FUENTE: EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: EP PETROECUADOR

**ANEXO No 4 PROCEDIMIENTO PARA LA CREACIÓN DE
POZOS EN LOWIS**

Para añadir un nuevo pozo BES al sistema:

1. Seleccionar el grupo de flujo de trabajo de Configuración de LOWIS
2. Ir a Inicio_Configuración_Configuración de Grupo de Pozos ESP.
3. Hacer clic en el botón (+) para añadir un pozo.

Esto se observa en la Figura A 4.1.

FIGURA A 4. 1.- AÑADIR POZO BES

The screenshot displays the 'Configuración' window of the LOWIS software. The interface includes a sidebar on the left with a tree view of installed facilities and wells. A central menu is open, showing the path 'Inicio_Configuración_Configuración de Grupo de Pozos ESP'. A table in the background lists various well configurations with columns for Name, Navigator Name, Unique Wellbore ID, Unique Interval ID, and four groups. Three callouts (1, 2, 3) highlight the configuration menu, the specific menu item, and the add well button respectively.

| Name | Navigator Name | Unique Wellbore ID (API 10) | Unique Wellbore Hole ID (API 12) | Unique Interval ID (API 14) | Grupo 1 | Grupo 2 | Grupo 3 | Grupo 4 | Geographical X-Coord |
|------------|----------------|-----------------------------|----------------------------------|-----------------------------|---------|---------|---------|---------|----------------------|
| ATA-007UI | ATA-007UI | ECLIBATA007 | | ECLIBATA007UI | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| ATA-008UI | ATA-008UI | ECLIBATA008 | | ECLIBATA008UI | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| ATA-011DUI | ATA-011DUI | ECLIBATA011 | | ECLIBATA011DUI | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| ATA-015US | ATA-015US | ECLIBATA015 | | ECLIBATA015UI | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| ATA-017UI | ATA-017UI | ECLIBATA017 | | ECLIBATA017UI | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| ATA-018TI | ATA-018TI | ECLIBATA018 | | ECLIBATA018TI | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| ATA-019US | ATA-019US | ECLIBATA009 | | ECLIBATA009UI | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| ATA-023TI | ATA-023TI | ECLIBATA023 | | ECLIBATA023TI | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| PCY-004T | PCY-004T | ECLIBPCY004 | | ECLIBPCY004T | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| PCY-006DBT | PCY-006DBT | ECLIBPCY006 | | ECLIBPCY006DBT | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| PIC-007TI | PIC-007TI | ECLIBPIC007 | | ECLIBPIC007UI | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| PIC-008UI | PIC-008UI | ECLIBPIC008 | | ECLIBPIC008UI | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| PIC-009UI | PIC-009UI | ECLIBPIC009 | | ECLIBPIC009UI | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| PIC-010UI | PIC-010UI | ECLIBPIC010 | | ECLIBPIC010UI | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| PIC-013DUS | PIC-013DUS | ECLIBPIC013 | | ECLIBPIC013DUS | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| SEC-003UI | SEC-003UI | ECLIBSEC003 | | ECLIBSEC003UI | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| SEC-005UI | SEC-005UI | ECLIBSEC005 | | ECLIBSEC005UI | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| SEC-008TS | SEC-008TS | ECLIBSEC008 | | ECLIBSEC008T | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| SEC-010T | SEC-010T | ECLIBSEC010 | | ECLIBSEC010T | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| SEC-011T | SEC-011T | ECLIBSEC011 | | ECLIBSEC011T | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| SEC-014UI | SEC-014UI | ECLIBSEC014 | | ECLIBSEC014UI | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| SEC-016UI | SEC-016UI | ECLIBSEC016 | | ECLIBSEC016UI | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| SEC-017UI | SEC-017UI | ECLIBSEC017 | | ECLIBSEC017UI | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| SEC-018UI | SEC-018UI | ECLIBSEC018 | | ECLIBSEC018UI | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| SEC-019US | SEC-019US | ECLIBSEC019 | | ECLIBSEC019US | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| SEC-021UI | SEC-021UI | ECLIBSEC021 | | ECLIBSEC021UI | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| SEC-022UI | SEC-022UI | ECLIBSEC022 | | ECLIBSEC022UI | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| SEC-024US | SEC-024US | ECLIBSEC024 | | ECLIBSEC024US | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| SEC-027UI | SEC-027UI | ECLIBSEC027 | | ECLIBSEC027UI | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| SEC-028UI | SEC-028UI | ECLIBSEC028 | | ECLIBSEC028UI | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| SEC-029UI | SEC-029UI | ECLIBSEC029 | | ECLIBSEC029UI | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| SEC-030TS | SEC-030TS | ECLIBSEC030 | | ECLIBSEC030T | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| SEC-031UI | SEC-031UI | ECLIBSEC031 | | ECLIBSEC031UI | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| SEC-032T | SEC-032T | ECLIBSEC032 | | ECLIBSEC032T | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| SEC-033BUI | SEC-033BUI | ECLIBSEC033 | | ECLIBSEC033BT | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| SEC-036UI | SEC-036UI | ECLIBSEC036 | | ECLIBSEC036UI | ### | ### | ### | ### | 0.00 |
| SHU-006UI | SHU-006UI | ECLIBSHU006 | | ECLIBSHU006UI | ### | ### | ### | ### | 0.00 |

FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

4. Se despliega un cuadro de dialogo en el que se va a llenar la información del pozo. Por defecto se despliega la información del pozo seleccionado anteriormente, por eso es importante seleccionar un pozo similar para tener todos los campos con la información correcta y para que se copien las variables discretas y análogas que van a ser monitoreadas.
5. Se editan los nombres de acuerdo a la nomenclatura estándar y los parámetros de comunicación.

Esto se muestra en la Figura A 4.2

FIGURA A 4. 2.- INFORMACIÓN REQUERIDA PARA EL POZO NUEVO

| Field | Value |
|--------------------------|------------------|
| Name | PIC-008UI |
| Navigator Name | PIC-008UI |
| Unique Well ID | PIC-008UI |
| Codigo de Pozo | |
| Group 1 | |
| Group 2 | CENTINEL |
| Group 3 | |
| Group 4 | |
| Facility | ATACAPI |
| Controller Name | GCS Electrospc |
| Controller Type | GCSVFD |
| Protocol | MODBUS |
| Communication Port | COM2 |
| RTU Address | 1 |
| Alternate IP/OPC Address | 192.168.4.67/40C |
| Communication Retries | 1 |
| Key On Delay | 800 |
| Key Off Delay | 0 |
| Alarm Delay | 0 |
| Clear Delay | 0 |

Input general well info on this screen.

Buttons: OK, Cancel

FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

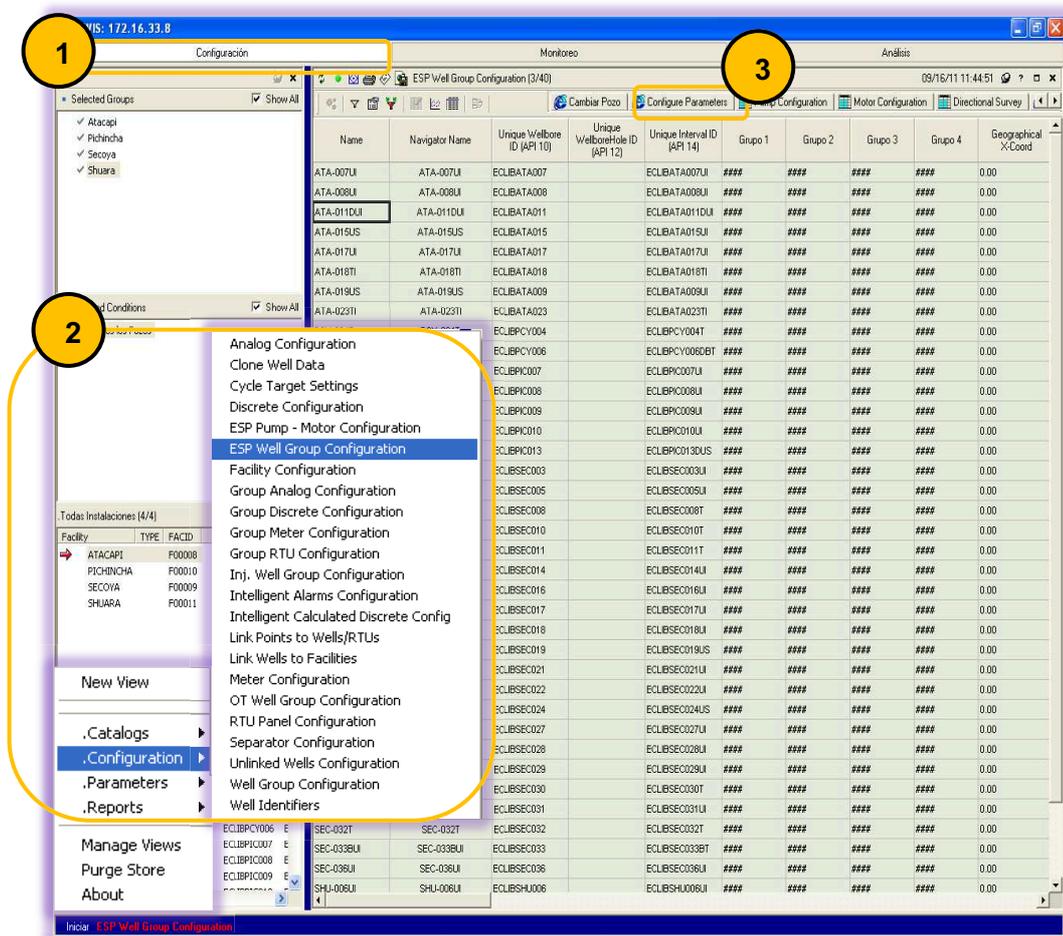
6. Al hacer clic en OK se muestra un cuadro de diálogo de confirmación, se guarda los cambios y finalmente queda añadido el pozo.

Es importante señalar que como parte de la integración entre LOWIS y AVM, el proceso de creación de nuevos pozos debe ejecutarse automáticamente en todas las aplicaciones, es decir sin intervención manual excepto para los parámetros de comunicación. Por tanto este procedimiento es solo referencial para aplicarse en casos fortuitos o con fines de prueba y entrenamiento.

**ANEXO No 5 PROCEDIMIENTO PARA LA
CONFIGURACIÓN DE PARÁMETROS**

1. En la pantalla principal se selecciona el grupo de flujo de trabajo de **Configuración** de LOWIS.
2. Vaya a **Inicio_Configuración_Configuración de Grupo de Pozos ESP** Figura A 5.1
3. Al hacer clic en **Configuración De Parámetros**, se despliega la ventana que se muestra en la Figura A 5.2

FIGURA A 5. 1.- VISTA DE CONFIGURACIÓN DE GRUPO DE POZOS BES

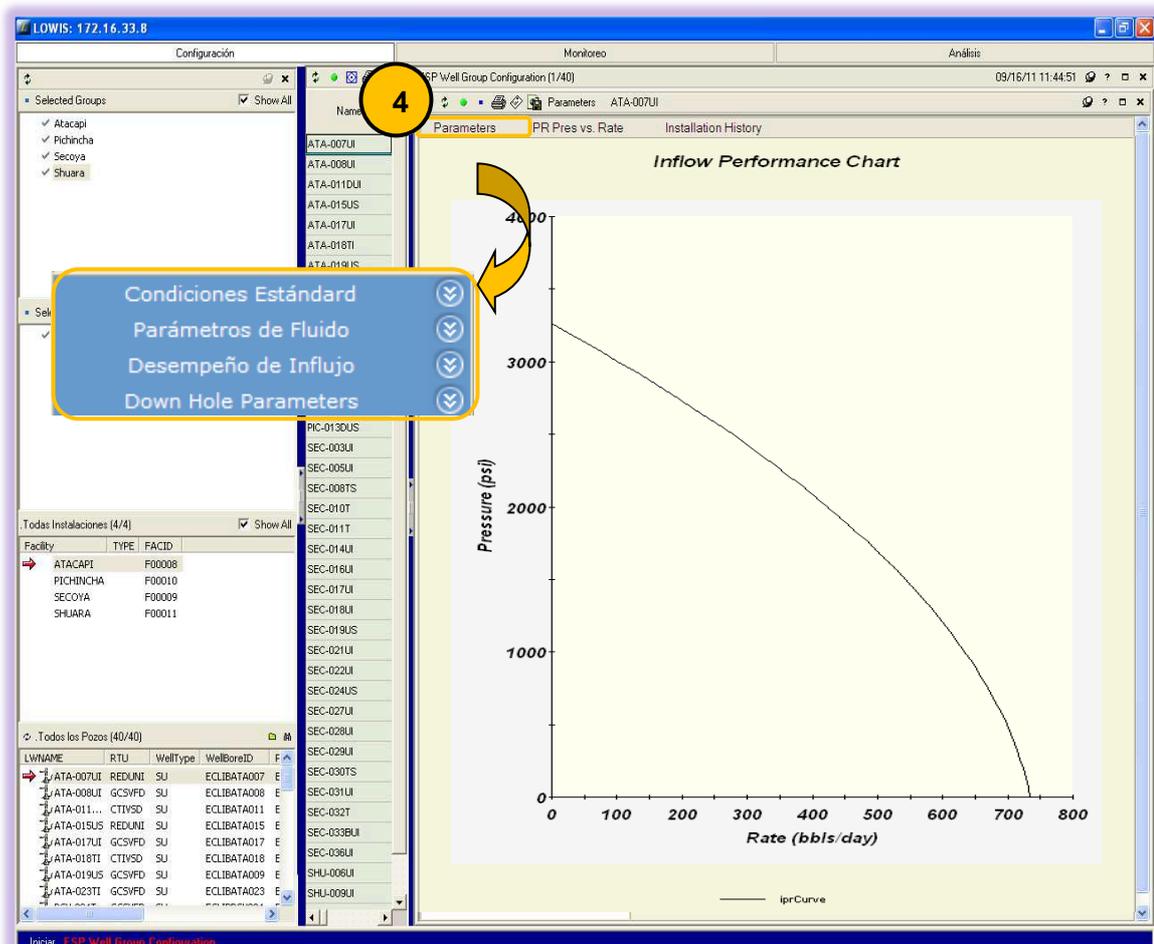


FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

Por cada pozo BES en el sistema, la pestaña Configurar Parámetros de LOWIS provee pantallas para configurar o cambiar los parámetros de fondo de pozo y fluido así como definir las condiciones de línea base.

FIGURA A 5. 2.- PARÁMETROS DE CONFIGURACIÓN DE POZOS ESP



FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

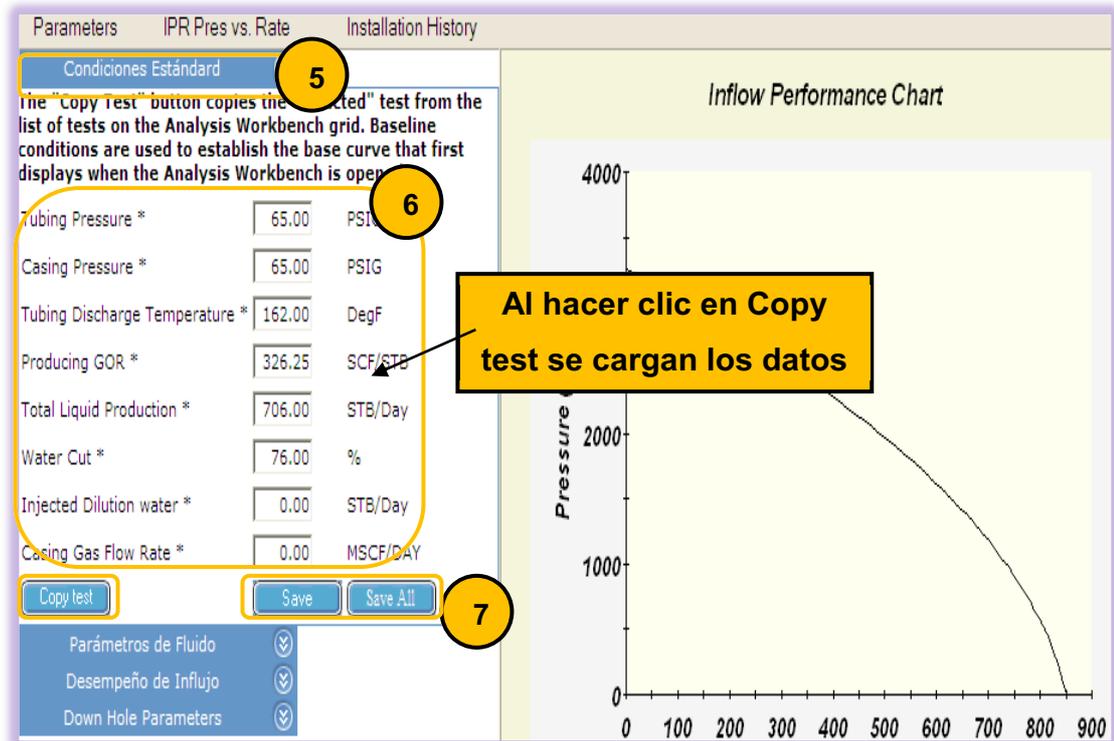
ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

- Al hacer clic en **Parámetros**, sobre la gráfica de desempeño de influj (IPR) se despliega la lista de parámetros que se observa en la figura anterior.

Condiciones de Línea Base.

- Al hacer clic sobre el botón de expansión a la derecha de las **Condiciones de Línea Base**. Se muestra el panel de la Figura A 5.3.

FIGURA A 5. 3.- CONDICIONES DE LÍNEA BASE DE POZOS ESP



FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

Los datos de Condiciones de Línea Base corresponden a la información original de la bomba. La opción de **Copiar prueba (Copy Test)** sirve para actualizar el panel con la data de prueba de pozo más reciente. Podría ser prudente guardar la data antigua de manera que pueda ser reingresada en caso de que los cambios introducidos no sean correctos.

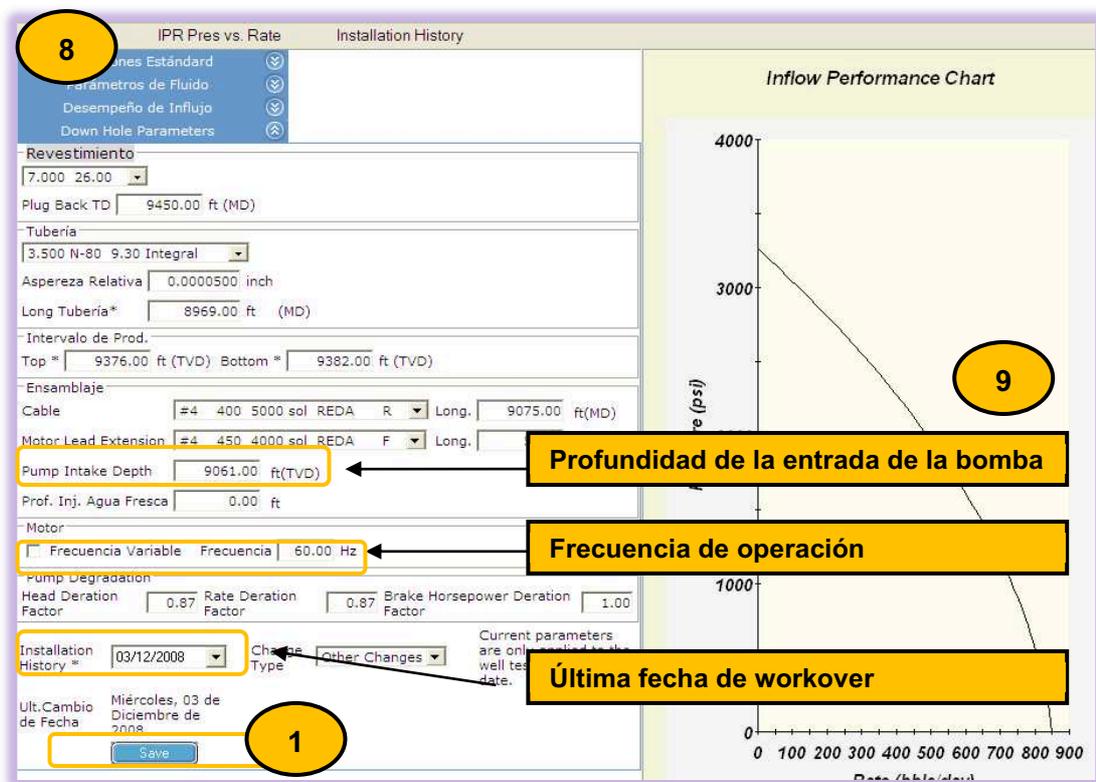
- Ingresar los datos con la información disponible.
- Al hacer clic en **Guardar** los cambios quedan permanentes en el sistema.

Se debe tener en cuenta que las variables marcadas con un asterisco (*) son obligatorias ya que de esos valores depende la exactitud del análisis.

Parámetros de Fondo de Pozo

- Al hacer clic sobre el botón de expansión a la derecha de **Parámetros de Fondo de Pozo**. Se muestra el panel de la Figura A 5.4.

FIGURA A 5. 4.- PARÁMETROS DE FONDO DE POZO



FUENTE: Software Louis EP PETROECUADOR

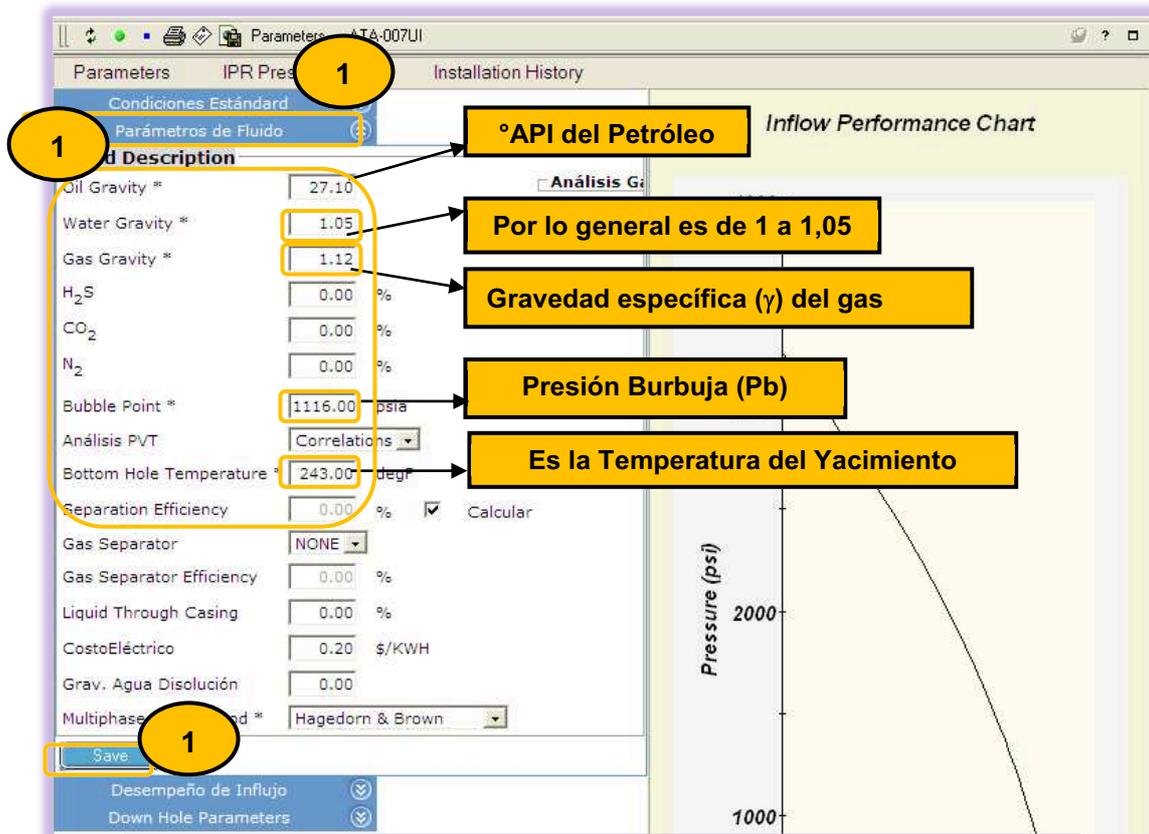
ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

- Ingresar los datos de Parámetros de Fondo según el último diagrama de completación del pozo y el último reporte de instalación de la bomba.
- Al Hacer clic en **Guardar** los cambios quedan permanentes en el sistema.

Parámetros de Fluidos

11. Al hacer clic sobre el botón de expansión a la derecha de **Parámetros de Fluidos**. Aparece el panel de la Figura A 5.5.

FIGURA A 5. 5.- PARÁMETROS DE FLUIDOS



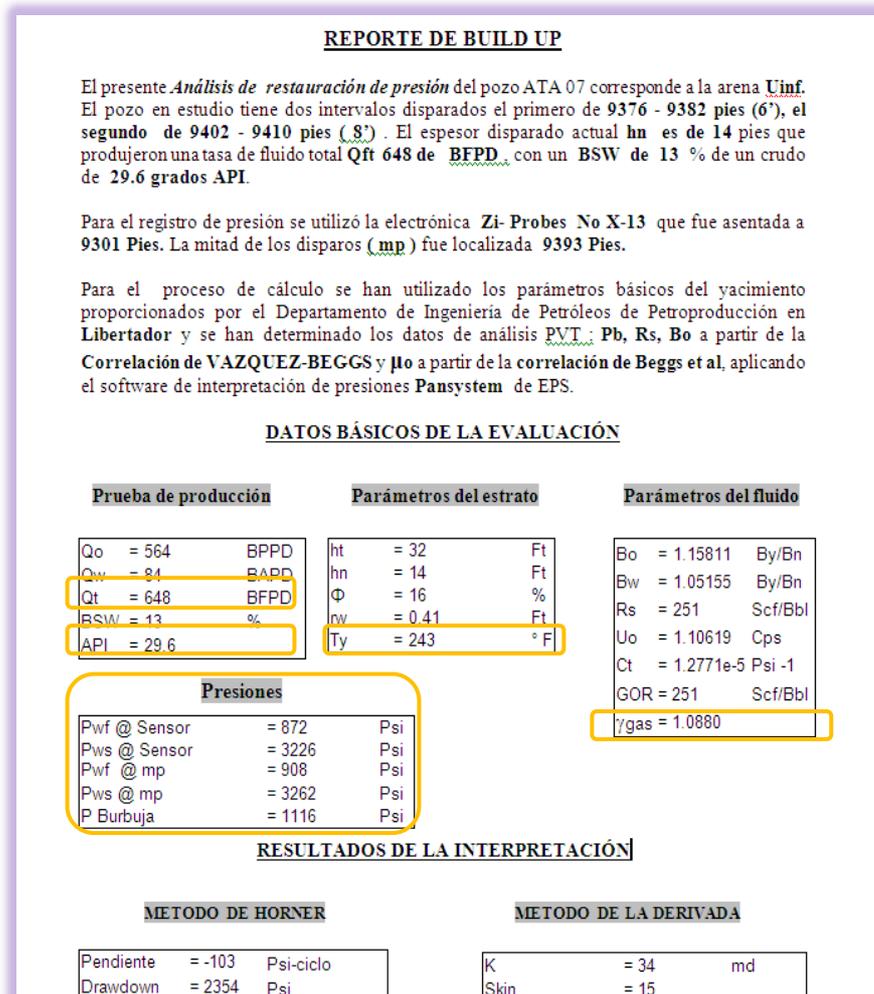
FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

12. Ingrese los datos de Parámetros de Fluido según el último **Reporte de Build Up** disponible.

Los datos del Reporte de Build Up que se utilizan se muestran en la Figura A 5.6

FIGURA A 5. 6.- REPORTE DE BUILD UP



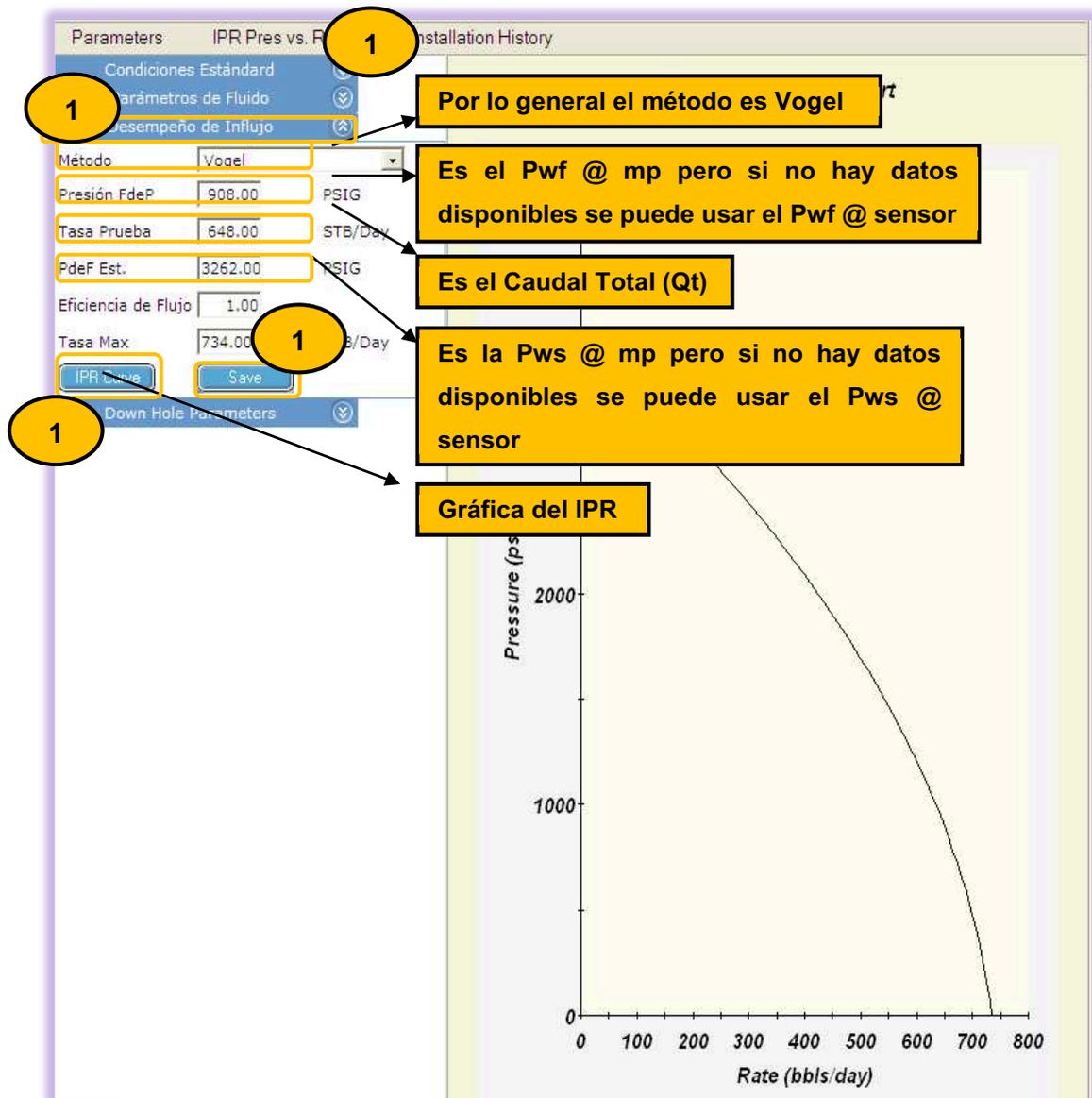
FUENTE: Departamento de Ingeniería EP PETROECUADOR – Lago Agrio
ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

13. Al hacer clic en **Guardar** los cambios quedan permanentes en el sistema.

Desempeño de Influjó

14. Al hacer clic sobre el botón de expansión a la derecha de **Desempeño de Influjó**. Aparece el panel de la FIGURA A 5.7.

FIGURA A 5. 7.- DESEMPEÑO DE INFLUJO



FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

15. Ingrese los datos de Desempeño de Influjo según el último **Reporte de Build Up** disponible. Ver FIGURA A 5.7.

16. Haga clic en **Curva IPR** para desplegar la curva de Desempeño de Influjo del pozo en el gráfico a la derecha del panel.

17. Haga clic en **Guardar** para salvar los cambios.

**ANEXO No 6 PROCEDIMIENTO PARA LA
CONFIGURACIÓN DE ALARMAS EN LOWIS**

Para la configuración de alarmas en las variables análogas de cada pozo se debe tomar en cuenta cuatro niveles:

- Hi (Alto)
- HiHi (Alto-Alto)
- Lo (Bajo)
- LoLo (Bajo-Bajo).

Los pasos a seguirse son:

1. En la pantalla principal dar clic en el grupo de flujo de trabajo de **Configuración** de LOWIS.
2. Seleccionar el pozo al que se va a configurar las alarmas, por ejemplo ATA-007UI.
3. Ir a **Inicio_Configuración_Configuración de Análogos**. Se muestra el panel de Configuración de Análogos.
4. Hacer clic en el botón **Enable grid quick edit**.

Esto se observa en la Figura A 6.1.

FIGURA A 6. 1.- VISTA PARA CONFIGURACIÓN DE ALARMAS EN LOWIS.

The screenshot displays the Lowis software interface for alarm configuration. The main window is titled 'Configuración' and shows a table of well configurations. The table has the following columns: Name, Navigator Name, Unique Wellbore ID (API 10), Unique Wellbore ID (API 12), Unique Interval ID (API 14), Grupo 1, Grupo 2, Grupo 3, Grupo 4, and Geographical X-Coord. The first row is highlighted in yellow.

Below the main table, an 'Analog Configuration' window is open, showing a table of alarm parameters. The table has the following columns: Analog Descripción, Active, Units, Conversion, Register #, Slope or HI/Lo, Offset or Lo/Hi, High Range, Low Range, On Trend?, and Trend Limit. The first row is highlighted in yellow.

The interface includes several numbered callouts: 1 (top window title bar), 2 (main table area), 3 (Configuration menu item in the left sidebar), and 4 (Analog Configuration window title bar). A yellow box highlights the 'Enable grid quick edit' button in the Analog Configuration window.

FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

La pantalla cambia a color blanco y se pueden realizar las configuraciones. Se desplaza hasta con el cursor hasta encontrar las alarmas. Aquí se puede colocar los valores para establecer las alarmas HiHi, Hi, Lo, LoLo. Cada valor tiene una columna **Inhibit Alarm**, para activar una alarma se debe quitar el tick de la casilla correspondiente una vez seteado el valor requerido para la alarma.

Por defecto los valores para las alarmas Hi y HiHi son de 999999.00 y para las alarmas Lo y LoLo son de 0.00. Figura A 6.2.

FIGURA A 6. 2.- EDICIÓN DE CONFIGURACIÓN DE ALARMAS DE ANÁLOGOS.

| Analog Descripción | Alarm Externally? | Inhibit HIHi Alarm? | HIHi Alarm Limit | Inhibit High Alarm? | High Alarm Limit | Inhibit Low Alarm? | Low Alarm Limit | Inhibit LoLo Alarm? | LoLo Alarm Limit | Clamping Active? | Inhibit Clamp? | Clamp High? | Clamp At |
|---------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|------------------|-------------------------------------|------------------|-------------------------------------|-----------------|-------------------------------------|------------------|--------------------------|-------------------------------------|--------------------------|----------|
| Bottomhole Temp | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 250.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 245.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Cf Current Leakage | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Current A | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Current B | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Current C | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Cz Current Leakage | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| ESP Vibration | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Input Voltage | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Motor Amps | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 42.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 30.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 23.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 20.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Motor Winding Temp | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 320.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 305.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Output Power | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Output Voltage | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Pump Discharge Pre | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Pump Intake Pressu | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 1800.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 1750.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 1500.00 | <input type="checkbox"/> | 1200.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Run Frequency | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| VSD Amps | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Voltage AB | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Voltage BC | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Voltage CA | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| wWell Head Pressure | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| wWell Head Temp | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |

FUENTE: Software Lowis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

5. Fijar los valores para inferior (Lo), inferior inferior (LoLo), superior (Hi) y superior superior (HiHi). Cada proveedor de bomba tiene establecido criterios de seteo para cada pozo la Figura A 6.4 muestra una referencia de la misma.
6. Una vez colocado el valor correspondiente, quitar el tick de la casilla **Inhibit** para cada nivel de alarma.
7. Dar clic en el botón **Save edited cells**. De esta forma queda activada la alarma, la pantalla vuelve a color verde y se generan las alarmas de acuerdo a los valores que se haya colocado, para las variables configuradas.

Esto se muestra en la Figura A 6.3.

FIGURA A 6. 3.- ACTIVACIÓN DE ALARMAS

| Analog Descripción | Alarm Externally? | Inhibit HiHi Alarm? | HiHi Alarm Limit | Inhibit High Alarm? | High Alarm Limit | Inhibit Low Alarm? | Low Alarm Limit | Inhibit LoLo Alarm? | LoLo Alarm Limit | Clamping Active? | Inhibit Clamp? | Clamp High? | Clamp At |
|--------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|------------------|-------------------------------------|------------------|-------------------------------------|-----------------|-------------------------------------|------------------|--------------------------|-------------------------------------|--------------------------|----------|
| Bottomhole Temp | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 250.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 245.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Cf Current Leakage | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Current A | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Current B | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Current C | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Cz Current Leakage | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| ESP Vibration | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Input Voltage | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Motor Amps | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 42.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 30.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 23.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 20.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Motor Winding Temp | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 320.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 305.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Over Power | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Stage | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Intake Pressu | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 1000.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 1750.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 1500.00 | <input type="checkbox"/> | 1200.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Run Frequency | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| VSD Amps | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Voltage AB | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Voltage BC | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Voltage CA | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Well Head Pressure | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |
| Well Head Temp | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 999999.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.00 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | 0.00 |

FUENTE: Software Louis EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

La configuración de cada análogo de alarmas se debe llevar a cabo para cada uno de los pozos del sistema.

FIGURA A 6. 4.- CRITERIO PARA EL SETEO DE ALARMAS.

| SISTEMAS BES - ALARMAS OPERACIONALES | | | | | |
|--------------------------------------|-----|------------------------------|------------------------------|-------------------------------------|------------------------------|
| | | ALARMA | | LIMITE OPERATIVO | |
| | | ALTA | BAJA | ALTA - ALTA | BAJA - BAJA |
| PRESION DE INTAKE | PIP | Condición estable + 30psi | Condición estable - 30psi | Condición estable + 50psi | Condición estable - 50psi |
| PRESION DE DESCARGA | PDP | Condición estable 5% | Condición estable -5% | Condición estable +10% | NA |
| TEMPERATURA DE MOTOR | TM | Condición estable + 15°F | NA | 320°F ó Condición estable +10% | NA |
| TEMPERATURA DE INTAKE | TI | Condición estable + 10°F | NA | 250°F ó Condición estable + 30°F | NA |
| VIBRACION | VIB | Condición estable +60% | NA | Mayor que 6g | NA |
| AMPERAJE | AMP | Máxima lectura +10% | Mínima lectura -10% | Amperaje de Placa +5% | Mínima lectura -20% |

FUENTE: Ingeniería EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

ANEXO No 7 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN AÑO 2011

TABLA A 8. 1 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN AÑO 2011 POZO ATA -007UI

| Fecha | BFPD | BPPD | BAPD | BSW | API | Hz | GOR |
|-----------|--------|--------|--------|-------|-------|----|--------|
| 05-ene-11 | 559.00 | 223.60 | 335.40 | 60.00 | 28.90 | 54 | 595.00 |
| 26-ene-11 | 558.00 | 223.20 | 334.80 | 60.00 | 28.90 | 54 | 300.00 |
| 17-feb-11 | 596.00 | 238.40 | 357.60 | 60.00 | 29.90 | 56 | 113.00 |
| 28-feb-11 | 612.00 | 244.80 | 367.20 | 60.00 | 27.20 | 56 | 184.00 |
| 02-mar-11 | 612.00 | 244.80 | 367.20 | 60.00 | 27.20 | 56 | 184.00 |
| 23-mar-11 | 588.00 | 235.20 | 352.80 | 60.00 | 29.90 | 56 | 191.00 |
| 06-abr-11 | 588.00 | 235.20 | 352.80 | 60.00 | 29.90 | 56 | 191.00 |
| 20-abr-11 | 588.00 | 235.20 | 352.80 | 60.00 | 29.90 | 56 | 281.00 |
| 04-may-11 | 619.00 | 247.60 | 371.40 | 60.00 | 27.10 | 56 | 279.00 |
| 25-may-11 | 619.00 | 247.60 | 371.40 | 60.00 | 27.10 | 56 | 279.00 |
| 08-jun-11 | 647.00 | 258.80 | 388.20 | 60.00 | 27.10 | 59 | 236.00 |
| 22-jun-11 | 647.00 | 258.80 | 388.20 | 60.00 | 27.10 | 59 | 236.00 |
| 07-jul-11 | 592.00 | 236.80 | 355.20 | 60.00 | 27.10 | 59 | 232.00 |
| 20-jul-11 | 694.00 | 277.60 | 416.40 | 60.00 | 27.10 | 60 | 241.00 |
| 03-ago-11 | 682.00 | 272.80 | 409.20 | 60.00 | 27.10 | 60 | 345.00 |
| 24-ago-11 | 682.00 | 272.80 | 409.20 | 60.00 | 27.10 | 60 | 345.00 |
| 07-sep-11 | 733.00 | 293.20 | 439.80 | 60.00 | 27.10 | 55 | 143.00 |
| 21-sep-11 | 735.00 | 294.00 | 441.00 | 60.00 | 27.10 | 55 | 235.00 |
| 05-oct-11 | 659.00 | 263.60 | 395.40 | 60.00 | 27.10 | 55 | 178.00 |
| 19-oct-11 | 913.00 | 365.20 | 547.80 | 60.00 | 27.10 | 55 | 266.00 |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 8. 2 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN AÑO 2011 POZO ATA -11BDUI

| Fecha | BFPD | BPPD | BAPD | BSW | API | Hz | GOR |
|-----------|---------|---------|--------|-------|-------|------|--------|
| 17-feb-11 | 1380.00 | 1242.00 | 138.00 | 10.00 | 28.00 | 49 | 56.00 |
| 28-feb-11 | 1053.00 | 1042.47 | 10.53 | 1.00 | 30.90 | 53 | 591.00 |
| 02-mar-11 | 1053.00 | 1042.47 | 10.53 | 1.00 | 30.90 | 53 | 591.00 |
| 23-mar-11 | 1181.00 | 1169.19 | 11.81 | 1.00 | 30.60 | 53 | 210.00 |
| 06-abr-11 | 1205.00 | 1192.95 | 12.05 | 1.00 | 30.20 | 53 | 444.00 |
| 20-abr-11 | 1458.00 | 1428.84 | 29.16 | 2.00 | 30.20 | 57 | 419.00 |
| 04-may-11 | 1605.00 | 1572.90 | 32.10 | 2.00 | 30.20 | 57 | 430.00 |
| 25-may-11 | 1605.00 | 1572.90 | 32.10 | 2.00 | 30.20 | 57 | 430.00 |
| 08-jun-11 | 1599.00 | 1375.14 | 223.86 | 14.00 | 30.20 | 55 | 350.00 |
| 07-jul-11 | 1458.00 | 933.12 | 524.88 | 36.00 | 30.20 | 57.2 | 182.00 |
| 20-jul-11 | 1582.00 | 1202.32 | 379.68 | 24.00 | 30.40 | 57.2 | 432.00 |
| 03-ago-11 | 1606.00 | 1284.80 | 321.20 | 20.00 | 30.40 | 57.2 | 367.00 |
| 24-ago-11 | 1631.00 | 1109.08 | 521.92 | 32.00 | 30.40 | 57.2 | 370.00 |
| 07-sep-11 | 1603.00 | 1090.04 | 512.96 | 32.00 | 30.40 | 57 | 405.00 |
| 21-sep-11 | 1518.00 | 1032.24 | 485.76 | 32.00 | 30.50 | 57.2 | 387.00 |
| 05-oct-11 | 1658.00 | 1127.44 | 530.56 | 32.00 | 30.40 | 57.2 | 275.00 |
| 19-oct-11 | 1617.00 | 1002.54 | 614.46 | 38.00 | 30.40 | 57.2 | 93.00 |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 8. 3 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN AÑO 2011 POZO ATA -015US

| Fecha | BFPD | BPPD | BAPD | BSW | API | Hz | GOR |
|-----------|--------|--------|--------|-------|-------|----|---------|
| 05-ene-11 | 835.00 | 167.00 | 668.00 | 80.00 | 30.00 | 60 | 485.00 |
| 26-ene-11 | 864.00 | 172.80 | 691.20 | 80.00 | 30.00 | 60 | 359.00 |
| 17-feb-11 | 776.00 | 155.20 | 620.80 | 80.00 | 29.20 | 60 | 303.00 |
| 28-feb-11 | 847.00 | 169.40 | 677.60 | 80.00 | 29.10 | 60 | 384.00 |
| 02-mar-11 | 847.00 | 169.40 | 677.60 | 80.00 | 29.10 | 60 | 384.00 |
| 23-mar-11 | 804.00 | 164.60 | 639.40 | 79.53 | 29.30 | 60 | 323.00 |
| 06-abr-11 | 811.00 | 162.20 | 648.80 | 80.00 | 29.20 | 60 | 284.00 |
| 20-abr-11 | 764.00 | 152.80 | 611.20 | 80.00 | 29.20 | 60 | 393.00 |
| 04-may-11 | 792.00 | 158.40 | 633.60 | 80.00 | 29.20 | 60 | 208.00 |
| 25-may-11 | 792.00 | 158.40 | 633.60 | 80.00 | 29.20 | 60 | 208.00 |
| 08.jun-11 | 835.00 | 133.60 | 701.40 | 84.00 | 29.20 | 60 | 501.00 |
| 22-jun-11 | 808.00 | 129.28 | 678.72 | 84.00 | 29.20 | 60 | 224.00 |
| 07-jul-11 | 717.00 | 114.72 | 602.28 | 84.00 | 29.20 | 60 | 235.00 |
| 20-jul-11 | 735.00 | 117.60 | 617.40 | 84.00 | 29.20 | 60 | 298.00 |
| 03-ago-11 | 817.00 | 130.72 | 686.28 | 84.00 | 29.20 | 60 | 207.00 |
| 24-ago-11 | 757.00 | 121.12 | 635.88 | 84.00 | 29.20 | 60 | 198.00 |
| 07-sep-11 | 788.00 | 126.08 | 661.92 | 84.00 | 29.20 | 60 | 278.00 |
| 21-sep-11 | 682.00 | 109.12 | 572.88 | 84.00 | 29.20 | 60 | 2447.00 |
| 05-oct-11 | 780.00 | 124.80 | 655.20 | 84.00 | 29.20 | 60 | 321.00 |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 8. 4 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN AÑO 2011 POZO PIC-007TI

| Fecha | BFPD | BPPD | BAPD | BSW | API | Hz | GOR |
|-----------|---------|--------|---------|-------|-------|----|----------|
| 26-ene-11 | 4700.00 | 752.00 | 3948.00 | 84.00 | 29.10 | 50 | 211.00 |
| 17-feb-11 | 4833.00 | 773.28 | 4059.72 | 84.00 | 29.10 | 52 | 193.00 |
| 28-feb-11 | 4692.00 | 703.80 | 3988.20 | 85.00 | 29.10 | 52 | 889.00 |
| 02-mar-11 | 4692.00 | 703.80 | 3988.20 | 85.00 | 29.10 | 52 | 889.00 |
| 23-mar-11 | 4582.00 | 687.30 | 3894.70 | 85.00 | 29.10 | 52 | 237.00 |
| 06-abr-11 | 4653.00 | 697.95 | 3955.05 | 85.00 | 29.10 | 52 | 779.00 |
| 20-abr-11 | 4469.00 | 670.35 | 3798.65 | 85.00 | 27.00 | 52 | 743.00 |
| 04-may-11 | 4486.00 | 672.90 | 3813.10 | 85.00 | 27.00 | 52 | 440.00 |
| 25-may-11 | 4486.00 | 672.90 | 3813.10 | 85.00 | 27.00 | 52 | 440.00 |
| 08-jun-11 | 4563.00 | 730.08 | 3832.92 | 84.00 | 27.00 | 49 | 720.00 |
| 22-jun-11 | 4653.00 | 744.48 | 3908.52 | 84.00 | 27.00 | 49 | 563.00 |
| 07-jul-11 | 4567.00 | 456.70 | 4110.30 | 90.00 | 27.00 | 49 | 1115.00 |
| 20-jul-11 | 4441.00 | 444.10 | 3996.90 | 90.00 | 27.00 | 49 | 200.00 |
| 03-ago-11 | 4402.00 | 352.16 | 4049.84 | 92.00 | 27.00 | 49 | 1170.00 |
| 24-ago-11 | 4249.00 | 339.92 | 3909.08 | 92.00 | 27.00 | 49 | 1030.00 |
| 07-sep-11 | 4234.00 | 338.72 | 3895.28 | 92.00 | 27.00 | 49 | 1075.00 |
| 21-sep-11 | 4473.00 | 357.84 | 4115.16 | 92.00 | 27.00 | 49 | 584.00 |
| 05-oct-11 | 4563.00 | 365.04 | 4197.96 | 92.00 | 27.00 | 49 | 1315.00 |
| 19-oct-11 | 4645.00 | 371.60 | 4273.40 | 92.00 | 27.00 | 49 | 1,095.00 |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 8. 5 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN AÑO 2011 POZO PIC-008UI

| Fecha | BFPD | BPPD | BAPD | BSW | API | Hz | GOR |
|-----------|---------|--------|---------|-------|-------|----|---------|
| 05-ene-11 | 5253.00 | 210.12 | 5042.88 | 96.00 | 29.10 | 56 | 1190.00 |
| 26-ene-11 | 5748.00 | 229.92 | 5518.08 | 96.00 | 29.10 | 56 | 913.00 |
| 17-feb-11 | 6135.00 | 245.40 | 5889.60 | 96.00 | 28.00 | 56 | 432.00 |
| 28-feb-11 | 6190.00 | 247.60 | 5942.40 | 96.00 | 27.40 | 56 | 618.00 |
| 02-mar-11 | 6190.00 | 247.60 | 5942.40 | 96.00 | 27.40 | 56 | 618.00 |
| 23-mar-11 | 6166.00 | 246.64 | 5919.36 | 96.00 | 27.40 | 56 | 503.00 |
| 06-abr-11 | 6166.00 | 246.64 | 5919.36 | 96.00 | 27.40 | 56 | 503.00 |
| 20-abr-11 | 6186.00 | 247.44 | 5938.56 | 96.00 | 28.00 | 56 | 1075.00 |
| 04-may-11 | 6323.00 | 252.92 | 6070.08 | 96.00 | 28.00 | 56 | 1068.00 |
| 25-may-11 | 6323.00 | 252.92 | 6070.08 | 96.00 | 28.00 | 56 | 1068.00 |
| 08-jun-11 | 5531.00 | 221.24 | 5309.76 | 96.00 | 28.00 | 56 | 836.00 |
| 22-jun-11 | 5559.00 | 222.36 | 5336.64 | 96.00 | 28.00 | 56 | 405.00 |
| 07-jul-11 | 5809.00 | 232.36 | 5576.64 | 96.00 | 28.00 | 56 | 719.00 |
| 20-jul-11 | 5292.00 | 211.68 | 5080.32 | 96.00 | 28.00 | 56 | 888.00 |
| 03-ago-11 | 6143.00 | 122.86 | 6020.14 | 98.00 | 28.00 | 56 | 1595.00 |
| 24-ago-11 | 6127.00 | 122.54 | 6004.46 | 98.00 | 28.00 | 56 | 1926.00 |
| 07-sep-11 | 5018.00 | 100.36 | 4917.64 | 98.00 | 28.00 | 56 | 1734.00 |
| 21-sep-11 | 5445.00 | 108.90 | 5336.10 | 98.00 | 28.00 | 58 | 1102.00 |
| 05-oct-11 | 6439.00 | 128.78 | 6310.22 | 98.00 | 28.00 | 58 | 1972.00 |
| 19-oct-11 | 6789.00 | 135.78 | 6653.22 | 98.00 | 28.00 | 58 | 1215.00 |
| 02-nov-11 | 6778.00 | 135.56 | 6642.44 | 98.00 | 28.00 | 58 | 1092.00 |
| 23-nov-11 | 6852.00 | 137.04 | 6714.96 | 98.00 | 28.00 | 58 | 1014.00 |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 8. 6 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN AÑO 2011 POZO PIC-009UI

| Fecha | BFPD | BPPD | BAPD | BSW | API | Hz | GOR |
|-----------|---------|--------|---------|-------|-------|----|---------|
| 05-ene-11 | 1607.00 | 160.70 | 1446.30 | 90.00 | 29.10 | 52 | 1213.00 |
| 26-ene-11 | 1854.00 | 185.40 | 1668.60 | 90.00 | 29.10 | 52 | 496.00 |
| 17-feb-11 | 1646.00 | 164.60 | 1481.40 | 90.00 | 27.10 | 52 | 474.00 |
| 28-feb-11 | 1768.00 | 176.80 | 1591.20 | 90.00 | 27.10 | 52 | 537.00 |
| 02-mar-11 | 1768.00 | 176.80 | 1591.20 | 90.00 | 27.10 | 52 | 537.00 |
| 23-mar-11 | 1846.00 | 184.60 | 1661.40 | 90.00 | 27.00 | 52 | 287.00 |
| 06-abr-11 | 1846.00 | 184.60 | 1661.40 | 90.00 | 27.00 | 52 | 287.00 |
| 20-abr-11 | 1729.00 | 172.90 | 1556.10 | 90.00 | 29.90 | 52 | 769.00 |
| 04-may-11 | 1686.00 | 168.60 | 1517.40 | 90.00 | 27.10 | 52 | 368.00 |
| 25-may-11 | 1686.00 | 168.60 | 1517.40 | 90.00 | 27.10 | 52 | 368.00 |
| 08-jun-11 | 1686.00 | 168.60 | 1517.40 | 90.00 | 27.00 | 54 | 463.00 |
| 22-jun-11 | 1666.00 | 166.60 | 1499.40 | 90.00 | 27.00 | 54 | 198.00 |
| 07-jul-11 | 1721.00 | 172.10 | 1548.90 | 90.00 | 27.00 | 54 | 453.00 |
| 20-jul-11 | 1795.00 | 179.50 | 1615.50 | 90.00 | 27.00 | 54 | 390.00 |
| 03-ago-11 | 1768.00 | 176.80 | 1591.20 | 90.00 | 27.00 | 54 | 441.00 |
| 24-ago-11 | 1842.00 | 184.20 | 1657.80 | 90.00 | 27.00 | 54 | 787.00 |
| 07-sep-11 | 1929.00 | 192.90 | 1736.10 | 90.00 | 27.00 | 54 | 529.00 |
| 21-sep-11 | 1964.00 | 157.12 | 1806.88 | 92.00 | 27.10 | 57 | 363.00 |
| 05-oct-11 | 1889.00 | 151.12 | 1737.88 | 92.00 | 27.10 | 57 | 476.00 |
| 19-oct-11 | 1913.00 | 153.04 | 1759.96 | 92.00 | 27.10 | 57 | 366.00 |
| 02-nov-11 | 1905.00 | 152.40 | 1752.60 | 92.00 | 27.10 | 57 | 446.00 |
| 23-nov-11 | 2160.00 | 172.80 | 1987.20 | 92.00 | 27.00 | 57 | 660.00 |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 8. 7 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN AÑO 2011 POZO SEC-003UI

| Fecha | BFPD | BPPD | BAPD | BSW | API | Hz | GOR |
|-----------|---------|--------|---------|-------|-------|----|--------|
| 05-ene-11 | 2070.00 | 207.00 | 1863.00 | 90.00 | 29.00 | 50 | 517.00 |
| 26-ene-11 | 1784.00 | 178.40 | 1605.60 | 90.00 | 29.00 | 50 | 617.00 |
| 17-feb-11 | 1693.00 | 169.30 | 1523.70 | 90.00 | 29.00 | 50 | 638.00 |
| 28-feb-11 | 1799.00 | 179.90 | 1619.10 | 90.00 | 29.00 | 50 | 867.00 |
| 02-mar-11 | 1799.00 | 179.90 | 1619.10 | 90.00 | 29.00 | 50 | 867.00 |
| 23-mar-11 | 1823.00 | 182.30 | 1640.70 | 90.00 | 29.90 | 50 | 993.00 |
| 06-abr-11 | 1799.00 | 179.90 | 1619.10 | 90.00 | 29.90 | 50 | 573.00 |
| 20-abr-11 | 1735.00 | 173.50 | 1561.50 | 90.00 | 29.00 | 50 | 571.00 |
| 04-may-11 | 1752.00 | 175.20 | 1576.80 | 90.00 | 29.00 | 50 | 582.00 |
| 25-may-11 | 1752.00 | 175.20 | 1576.80 | 90.00 | 29.00 | 50 | 582.00 |
| 22-jun-11 | 1788.00 | 178.80 | 1609.20 | 90.00 | 29.00 | 48 | 447.00 |
| 07-jul-11 | 1788.00 | 178.80 | 1609.20 | 90.00 | 29.00 | 48 | 447.00 |
| 20-jul-11 | 2317.00 | 185.36 | 2131.64 | 92.00 | 29.00 | 48 | 426.00 |
| 03-ago-11 | 1863.00 | 149.04 | 1713.96 | 92.00 | 29.00 | 48 | 617.00 |
| 24-ago-11 | 1764.00 | 141.12 | 1622.88 | 92.00 | 29.00 | 50 | 553.00 |
| 07-sep-11 | 1639.00 | 131.12 | 1507.88 | 92.00 | 29.00 | 50 | 747.00 |
| 21-sep-11 | 1635.00 | 130.80 | 1504.20 | 92.00 | 29.00 | 50 | 635.00 |
| 05-oct-11 | 1693.00 | 135.44 | 1557.56 | 92.00 | 29.00 | 50 | 650.00 |
| 19-oct-11 | 1634.00 | 130.72 | 1503.28 | 92.00 | 29.00 | 50 | 841.00 |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 8. 8 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN AÑO 2011 POZO SEC-005UI

| Fecha | BFPD | BPPD | BAPD | BSW | API | Hz | GOR |
|-----------|--------|--------|--------|-------|-------|----|---------|
| 05-ene-11 | 502.00 | 100.40 | 401.60 | 80.00 | 28.00 | 60 | 847.00 |
| 26-ene-11 | 453.00 | 90.60 | 362.40 | 80.00 | 28.00 | 60 | 883.00 |
| 17-feb-11 | 547.00 | 109.40 | 437.60 | 80.00 | 26.60 | 60 | 1033.00 |
| 28-feb-11 | 588.00 | 117.60 | 470.40 | 80.00 | 26.60 | 60 | 714.00 |
| 02-mar-11 | 588.00 | 117.60 | 470.40 | 80.00 | 26.60 | 60 | 714.00 |
| 20-abr-11 | 666.00 | 66.60 | 599.40 | 90.00 | 26.60 | 55 | 916.00 |
| 04-may-11 | 617.00 | 123.40 | 493.60 | 80.00 | 26.60 | 55 | 1037.00 |
| 25-may-11 | 617.00 | 123.40 | 493.60 | 80.00 | 26.60 | 55 | 1037.00 |
| 08-jun-11 | 606.00 | 121.20 | 484.80 | 80.00 | 26.60 | 55 | 759.00 |
| 22-jun-11 | 582.00 | 116.40 | 465.60 | 80.00 | 26.60 | 55 | 404.00 |
| 07-jul-11 | 570.00 | 114.00 | 456.00 | 80.00 | 26.60 | 55 | 789.00 |
| 20-jul-11 | 396.00 | 79.20 | 316.80 | 80.00 | 26.60 | 55 | 644.00 |
| 03-ago-11 | 470.00 | 94.00 | 376.00 | 80.00 | 26.60 | 55 | 734.00 |
| 07-sep-11 | 650.00 | 130.00 | 520.00 | 80.00 | 26.60 | 57 | 692.00 |
| 21-sep-11 | 658.00 | 131.60 | 526.40 | 80.00 | 26.60 | 57 | 737.00 |
| 05-oct-11 | 547.00 | 109.40 | 437.60 | 80.00 | 26.60 | 58 | 814.00 |
| 19-oct-11 | 670.00 | 134.00 | 536.00 | 80.00 | 26.60 | 58 | 806.00 |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 8. 9 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN AÑO 2011 POZO SEC-008TS

| Fecha | BFPD | BPPD | BAPD | BSW | API | Hz | GOR |
|-----------|---------|--------|---------|-------|-------|----|--------|
| 05-ene-11 | 2246.00 | 359.36 | 1886.64 | 84.00 | 29.20 | 55 | 537.00 |
| 26-ene-11 | 2370.00 | 379.20 | 1990.80 | 84.00 | 29.00 | 55 | 506.00 |
| 17-feb-11 | 2269.00 | 363.04 | 1905.96 | 84.00 | 30.00 | 55 | 510.00 |
| 28-feb-11 | 2376.00 | 380.16 | 1995.84 | 84.00 | 30.00 | 55 | 437.00 |
| 02-mar-11 | 2376.00 | 380.16 | 1995.84 | 84.00 | 30.00 | 55 | 437.00 |
| 23-mar-11 | 2599.00 | 207.92 | 2391.08 | 92.00 | 30.00 | 56 | 871.00 |
| 06-abr-11 | 2575.00 | 412.00 | 2163.00 | 84.00 | 30.00 | 56 | 209.00 |
| 20-abr-11 | 2299.00 | 367.84 | 1931.16 | 84.00 | 30.00 | 56 | 519.00 |
| 04-may-11 | 2276.00 | 364.16 | 1911.84 | 84.00 | 30.00 | 56 | 453.00 |
| 25-may-11 | 2276.00 | 364.16 | 1911.84 | 84.00 | 30.00 | 56 | 453.00 |
| 22-jun-11 | 2928.00 | 409.92 | 2518.08 | 86.00 | 30.00 | 54 | 581.00 |
| 07-jul-11 | 2628.00 | 367.92 | 2260.08 | 86.00 | 30.00 | 54 | 408.00 |
| 20-jul-11 | 2528.00 | 353.92 | 2174.08 | 86.00 | 30.00 | 54 | 664.00 |
| 03-ago-11 | 2328.00 | 325.92 | 2002.08 | 86.00 | 30.00 | 54 | 644.00 |
| 24-ago-11 | 2364.00 | 330.96 | 2033.04 | 86.00 | 30.00 | 54 | 707.00 |
| 07-sep-11 | 2365.00 | 331.10 | 2033.90 | 86.00 | 30.00 | 54 | 634.00 |
| 21-sep-11 | 2787.00 | 390.18 | 2396.82 | 86.00 | 30.00 | 56 | 423.00 |
| 05-oct-11 | 2358.00 | 330.12 | 2027.88 | 86.00 | 30.00 | 56 | 700.00 |
| 19-oct-11 | 2376.00 | 332.64 | 2043.36 | 86.00 | 30.00 | 56 | 682.00 |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 8. 10 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN AÑO 2011 POZO SEC-010T

| Fecha | BFPD | BPPD | BAPD | BSW | API | Hz | GOR |
|-----------|---------|--------|---------|-------|-------|------|---------|
| 05-ene-11 | 1177.00 | 141.24 | 1035.76 | 88.00 | 32.00 | 53 | 623.00 |
| 26-ene-11 | 1070.00 | 128.40 | 941.60 | 88.00 | 32.00 | 53 | 623.00 |
| 17-feb-11 | 1017.00 | 122.04 | 894.96 | 88.00 | 32.80 | 53 | 836.00 |
| 28-feb-11 | 1058.00 | 126.96 | 931.04 | 88.00 | 32.80 | 53.2 | 945.00 |
| 02-mar-11 | 1058.00 | 126.96 | 931.04 | 88.00 | 32.80 | 53.2 | 945.00 |
| 23-mar-11 | 1047.00 | 125.64 | 921.36 | 88.00 | 32.80 | 54 | 645.00 |
| 06-abr-11 | 1070.00 | 128.40 | 941.60 | 88.00 | 32.80 | 54 | 709.00 |
| 20-abr-11 | 1054.00 | 126.48 | 927.52 | 88.00 | 32.80 | 54 | 601.00 |
| 04-may-11 | 1035.00 | 124.20 | 910.80 | 88.00 | 32.80 | 54 | 870.00 |
| 25-may-11 | 1035.00 | 124.20 | 910.80 | 88.00 | 32.80 | 54 | 870.00 |
| 08-jun-11 | 958.00 | 114.96 | 843.04 | 88.00 | 32.80 | 56 | 348.00 |
| 22-jun-11 | 958.00 | 114.96 | 843.04 | 88.00 | 32.80 | 56 | 348.00 |
| 07-jul-11 | 1070.00 | 128.40 | 941.60 | 88.00 | 32.00 | 56 | 1410.00 |
| 20-jul-11 | 1058.00 | 126.96 | 931.04 | 88.00 | 32.00 | 56 | 788.00 |
| 03-ago-11 | 1117.00 | 134.04 | 982.96 | 88.00 | 32.00 | 56 | 589.00 |
| 24-ago-11 | 1164.00 | 139.68 | 1024.32 | 88.00 | 32.00 | 58 | 716.00 |
| 07-sep-11 | 1064.00 | 127.68 | 936.32 | 88.00 | 32.00 | 58 | 470.00 |
| 21-sep-11 | 1017.00 | 122.04 | 894.96 | 88.00 | 32.00 | 58 | 475.00 |
| 05-oct-11 | 976.00 | 117.12 | 858.88 | 88.00 | 32.80 | 51 | 888.00 |
| 19-oct-11 | 1000.00 | 120.00 | 880.00 | 88.00 | 32.80 | 58 | 617.00 |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 8. 11 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN AÑO 2011 POZO SEC-14UI

| Fecha | BFPD | BPPD | BAPD | BSW | API | Hz | GOR |
|-----------|---------|--------|---------|-------|-------|----|--------|
| 05-ene-11 | 4663.00 | 746.08 | 3916.92 | 84.00 | 29.00 | 60 | 402.00 |
| 26-ene-11 | 4181.00 | 668.96 | 3512.04 | 84.00 | 29.00 | 60 | 404.00 |
| 17-feb-11 | 4087.00 | 817.40 | 3269.60 | 80.00 | 29.00 | 60 | 450.00 |
| 28-feb-11 | 4063.00 | 650.08 | 3412.92 | 84.00 | 29.00 | 60 | 452.00 |
| 02-mar-11 | 4063.00 | 650.08 | 3412.92 | 84.00 | 29.00 | 60 | 452.00 |
| 23-mar-11 | 4104.00 | 656.64 | 3447.36 | 84.00 | 29.00 | 60 | 396.00 |
| 06-abr-11 | 4104.00 | 656.64 | 3447.36 | 84.00 | 29.00 | 60 | 396.00 |
| 20-abr-11 | 4234.00 | 677.44 | 3556.56 | 84.00 | 29.00 | 60 | 390.00 |
| 04-may-11 | 4116.00 | 658.56 | 3457.44 | 84.00 | 29.00 | 60 | 374.00 |
| 25-may-11 | 4116.00 | 658.56 | 3457.44 | 84.00 | 29.00 | 60 | 374.00 |
| 08-jun-11 | 4222.00 | 675.52 | 3546.48 | 84.00 | 29.00 | 60 | 352.00 |
| 22-jun-11 | 4116.00 | 658.56 | 3457.44 | 84.00 | 29.00 | 60 | 293.00 |
| 07-jul-11 | 4145.00 | 497.40 | 3647.60 | 88.00 | 29.00 | 60 | 308.00 |
| 20-jul-11 | 4145.00 | 497.40 | 3647.60 | 88.00 | 29.00 | 60 | 308.00 |
| 03-ago-11 | 4128.00 | 495.36 | 3632.64 | 88.00 | 29.00 | 60 | 313.00 |
| 24-ago-11 | 4236.00 | 508.32 | 3727.68 | 88.00 | 29.00 | 60 | 364.00 |
| 07-sep-11 | 3921.00 | 470.52 | 3450.48 | 88.00 | 29.00 | 60 | 499.00 |
| 21-sep-11 | 3957.00 | 474.84 | 3482.16 | 88.00 | 29.00 | 60 | 432.00 |
| 05-oct-11 | 3322.00 | 398.64 | 2923.36 | 88.00 | 29.00 | 60 | 625.00 |
| 19-oct-11 | 4139.00 | 496.68 | 3642.32 | 88.00 | 29.00 | 60 | 362.00 |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 8. 12 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN AÑO 2011 POZO SEC-016UI

| Fecha | BFPD | BPPD | BAPD | BSW | API | Hz | GOR |
|-----------|---------|--------|---------|-------|-------|----|---------|
| 05-ene-11 | 1452.00 | 261.36 | 1190.64 | 82.00 | 29.00 | 60 | 249.00 |
| 26-ene-11 | 994.00 | 178.92 | 815.08 | 82.00 | 29.00 | 60 | 509.00 |
| 17-feb-11 | 1064.00 | 191.52 | 872.48 | 82.00 | 29.00 | 60 | 747.00 |
| 28-feb-11 | 988.00 | 177.84 | 810.16 | 82.00 | 29.00 | 60 | 619.00 |
| 02-mar-11 | 988.00 | 177.84 | 810.16 | 82.00 | 29.00 | 60 | 619.00 |
| 23-mar-11 | 1223.00 | 220.14 | 1002.86 | 82.00 | 29.00 | 60 | 486.00 |
| 06-abr-11 | 1115.00 | 200.70 | 914.30 | 82.00 | 29.00 | 60 | 214.00 |
| 20-abr-11 | 1000.00 | 180.00 | 820.00 | 82.00 | 29.00 | 60 | 472.00 |
| 04-may-11 | 1027.00 | 184.86 | 842.14 | 82.00 | 29.00 | 60 | 411.00 |
| 25-may-11 | 1027.00 | 184.86 | 842.14 | 82.00 | 29.00 | 60 | 411.00 |
| 08-jun-11 | 1058.00 | 190.44 | 867.56 | 82.00 | 29.00 | 60 | 441.00 |
| 22-jun-11 | 858.00 | 154.44 | 703.56 | 82.00 | 29.00 | 60 | 518.00 |
| 07-jul-11 | 1053.00 | 189.54 | 863.46 | 82.00 | 29.00 | 60 | 443.00 |
| 20-jul-11 | 1100.00 | 198.00 | 902.00 | 82.00 | 29.00 | 60 | 970.00 |
| 03-ago-11 | 1133.00 | 203.94 | 929.06 | 82.00 | 29.00 | 60 | 481.00 |
| 24-ago-11 | 1060.00 | 127.20 | 932.80 | 88.00 | 29.00 | 60 | 314.00 |
| 07-sep-11 | 1005.00 | 120.60 | 884.40 | 88.00 | 29.00 | 60 | 879.00 |
| 21-sep-11 | 958.00 | 114.96 | 843.04 | 88.00 | 29.00 | 60 | 1435.00 |
| 05-oct-11 | 918.00 | 110.16 | 807.84 | 88.00 | 29.00 | 60 | 1525.00 |
| 19-oct-11 | 947.00 | 113.64 | 833.36 | 88.00 | 29.00 | 60 | 440.00 |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 8. 13 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN AÑO 2011 POZO SEC-017UI

| Fecha | BFPD | BPPD | BAPD | BSW | API | Hz | GOR |
|-----------|---------|--------|---------|-------|-------|----|---------|
| 05-ene-11 | 906.00 | 253.68 | 652.32 | 72.00 | 28.80 | 54 | 256.00 |
| 26-ene-11 | 864.00 | 241.92 | 622.08 | 72.00 | 29.80 | 54 | 434.00 |
| 17-feb-11 | 923.00 | 258.44 | 664.56 | 72.00 | 28.00 | 54 | 426.00 |
| 28-feb-11 | 929.00 | 260.12 | 668.88 | 72.00 | 27.50 | 0 | 346.00 |
| 02-mar-11 | 929.00 | 260.12 | 668.88 | 72.00 | 27.50 | 0 | 346.00 |
| 23-mar-11 | 906.00 | 253.68 | 652.32 | 72.00 | 27.50 | 54 | 237.00 |
| 06-abr-11 | 853.00 | 238.84 | 614.16 | 72.00 | 28.00 | 54 | 281.00 |
| 20-abr-11 | 882.00 | 246.96 | 635.04 | 72.00 | 28.00 | 54 | 251.00 |
| 04-may-11 | 840.00 | 235.20 | 604.80 | 72.00 | 28.00 | 54 | 417.00 |
| 25-may-11 | 840.00 | 235.20 | 604.80 | 72.00 | 28.00 | 54 | 417.00 |
| 08-jun-11 | 823.00 | 230.44 | 592.56 | 72.00 | 27.50 | 54 | 325.00 |
| 22-jun-11 | 847.00 | 237.16 | 609.84 | 72.00 | 27.50 | 54 | 295.00 |
| 20-jul-11 | 1000.00 | 300.00 | 700.00 | 70.00 | 27.50 | 55 | 283.00 |
| 03-ago-11 | 960.00 | 288.00 | 672.00 | 70.00 | 27.50 | 55 | 292.00 |
| 24-ago-11 | 964.00 | 289.20 | 674.80 | 70.00 | 27.50 | 0 | 1483.00 |
| 07-sep-11 | 1558.00 | 249.28 | 1308.72 | 84.00 | 27.50 | 55 | 433.00 |
| 21-sep-11 | 1011.00 | 303.30 | 707.70 | 70.00 | 27.50 | 57 | 264.00 |
| 05-oct-11 | 967.00 | 290.10 | 676.90 | 70.00 | 28.00 | 57 | 345.00 |
| 19-oct-11 | 964.00 | 289.20 | 674.80 | 70.00 | 28.00 | 57 | 346.00 |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 8. 14 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN AÑO 2011 POZO SEC-018UI

| Fecha | BFPD | BPPD | BAPD | BSW | API | Hz | GOR |
|-----------|---------|--------|--------|-------|-------|----|--------|
| 05-ene-11 | 1086.00 | 238.92 | 847.08 | 78.00 | 28.00 | 60 | 866.00 |
| 26-ene-11 | 1090.00 | 239.80 | 850.20 | 78.00 | 28.00 | 60 | 371.00 |
| 17-feb-11 | 1078.00 | 237.16 | 840.84 | 78.00 | 30.00 | 60 | 266.00 |
| 28-feb-11 | 1066.00 | 234.52 | 831.48 | 78.00 | 30.00 | 60 | 644.00 |
| 02-mar-11 | 1066.00 | 234.52 | 831.48 | 78.00 | 30.00 | 60 | 644.00 |
| 23-mar-11 | 1027.00 | 225.94 | 801.06 | 78.00 | 27.30 | 60 | 208.00 |
| 06-abr-11 | 853.00 | 238.84 | 614.16 | 72.00 | 28.00 | 54 | 281.00 |
| 20-abr-11 | 1062.00 | 233.64 | 828.36 | 78.00 | 30.00 | 60 | 475.00 |
| 04-may-11 | 1023.00 | 225.06 | 797.94 | 78.00 | 27.30 | 60 | 560.00 |
| 25-may-11 | 1023.00 | 225.06 | 797.94 | 78.00 | 27.30 | 60 | 560.00 |
| 08-jun-11 | 1110.00 | 244.20 | 865.80 | 78.00 | 30.00 | 54 | 213.00 |
| 22-jun-11 | 1088.00 | 239.36 | 848.64 | 78.00 | 30.00 | 54 | 276.00 |
| 07-jul-11 | 1109.00 | 243.98 | 865.02 | 78.00 | 27.00 | 56 | 266.00 |
| 20-jul-11 | 1123.00 | 247.06 | 875.94 | 78.00 | 27.00 | 56 | 235.00 |
| 03-ago-11 | 1117.00 | 245.74 | 871.26 | 78.00 | 27.00 | 56 | 212.00 |
| 24-ago-11 | 1211.00 | 266.42 | 944.58 | 78.00 | 27.40 | 56 | 300.00 |
| 07-sep-11 | 1032.00 | 227.04 | 804.96 | 78.00 | 27.40 | 56 | 291.00 |
| 21-sep-11 | 1123.00 | 247.06 | 875.94 | 78.00 | 27.40 | 58 | 235.00 |
| 05-oct-11 | 1192.00 | 262.24 | 929.76 | 78.00 | 27.40 | 58 | 255.00 |
| 19-oct-11 | 1156.00 | 254.32 | 901.68 | 78.00 | 27.40 | 58 | 244.00 |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 8. 15 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN AÑO 2011 POZO SEC-019US

| Fecha | BFPD | BPPD | BAPD | BSW | API | Hz | GOR |
|-----------|--------|--------|--------|-------|-------|----|---------|
| 05-ene-11 | 329.00 | 236.88 | 92.12 | 28.00 | 28.00 | 51 | 296.00 |
| 26-ene-11 | 276.00 | 198.72 | 77.28 | 28.00 | 28.00 | 51 | 352.00 |
| 17-feb-11 | 412.00 | 296.64 | 115.36 | 28.00 | 27.20 | 51 | 287.00 |
| 28-feb-11 | 400.00 | 288.00 | 112.00 | 28.00 | 27.20 | 51 | 83.00 |
| 02-mar-11 | 400.00 | 288.00 | 112.00 | 28.00 | 27.20 | 51 | 83.00 |
| 23-mar-11 | 286.00 | 205.92 | 80.08 | 28.00 | 33.70 | 51 | 83.00 |
| 20-abr-11 | 488.00 | 244.00 | 244.00 | 50.00 | 33.70 | 50 | 131.00 |
| 04-may-11 | 270.00 | 135.00 | 135.00 | 50.00 | 33.70 | 50 | 244.00 |
| 25-may-11 | 270.00 | 135.00 | 135.00 | 50.00 | 33.70 | 50 | 244.00 |
| 08-jun-11 | 310.00 | 155.00 | 155.00 | 50.00 | 30.00 | 50 | 419.00 |
| 22-jun-11 | 404.00 | 202.00 | 202.00 | 50.00 | 33.00 | 50 | 634.00 |
| 07-jul-11 | 241.00 | 120.50 | 120.50 | 50.00 | 33.00 | 50 | 357.00 |
| 20-jul-11 | 312.00 | 156.00 | 156.00 | 50.00 | 33.00 | 50 | 372.00 |
| 03-ago-11 | 365.00 | 182.50 | 182.50 | 50.00 | 33.00 | 50 | 405.00 |
| 24-ago-11 | 280.00 | 154.00 | 126.00 | 45.00 | 27.20 | 50 | 571.00 |
| 07-sep-11 | 335.00 | 167.50 | 167.50 | 50.00 | 27.20 | 50 | 627.00 |
| 21-sep-11 | 411.00 | 205.50 | 205.50 | 50.00 | 27.20 | 50 | 584.00 |
| 05-oct-11 | 208.00 | 104.00 | 104.00 | 50.00 | 27.20 | 50 | 1000.00 |
| 19-oct-11 | 323.00 | 161.50 | 161.50 | 50.00 | 27.20 | 50 | 570.00 |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 8. 16 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN AÑO 2011 POZO SEC-021UI

| Fecha | BFPD | BPPD | BAPD | BSW | API | Hz | GOR |
|-----------|---------|--------|---------|-------|-------|------|--------|
| 05-ene-11 | 1227.00 | 269.94 | 957.06 | 78.00 | 30.00 | 58 | 693.00 |
| 26-ene-11 | 1172.00 | 257.84 | 914.16 | 78.00 | 30.00 | 58.2 | 295.00 |
| 17-feb-11 | 1207.00 | 265.54 | 941.46 | 78.00 | 30.00 | 58 | 177.00 |
| 28-feb-11 | 1227.00 | 269.94 | 957.06 | 78.00 | 30.00 | 58 | 693.00 |
| 02-mar-11 | 1227.00 | 269.94 | 957.06 | 78.00 | 30.00 | 58 | 693.00 |
| 23-mar-11 | 1227.00 | 269.94 | 957.06 | 78.00 | 30.00 | 58 | 0.00 |
| 06-abr-11 | 1180.00 | 259.60 | 920.40 | 78.00 | 30.00 | 58 | 697.00 |
| 20-abr-11 | 1372.00 | 301.84 | 1070.16 | 78.00 | 30.00 | 58.3 | 328.00 |
| 04-may-11 | 1258.00 | 276.76 | 981.24 | 78.00 | 30.00 | 58.3 | 278.00 |
| 25-may-11 | 1258.00 | 276.76 | 981.24 | 78.00 | 30.00 | 58.3 | 278.00 |
| 08-jun-11 | 1192.00 | 262.24 | 929.76 | 78.00 | 30.00 | 58.3 | 309.00 |
| 22-jun-11 | 1171.00 | 257.62 | 913.38 | 78.00 | 30.00 | 58.3 | 365.00 |
| 07-jul-11 | 1088.00 | 239.36 | 848.64 | 78.00 | 30.00 | 58 | 351.00 |
| 20-jul-11 | 1200.00 | 264.00 | 936.00 | 78.00 | 30.00 | 60 | 167.00 |
| 03-ago-11 | 1298.00 | 285.56 | 1012.44 | 78.00 | 30.00 | 60 | 532.00 |
| 24-ago-11 | 1223.00 | 269.06 | 953.94 | 78.00 | 30.00 | 60 | 323.00 |
| 07-sep-11 | 1262.00 | 277.64 | 984.36 | 78.00 | 30.00 | 60 | 194.00 |
| 21-sep-11 | 1231.00 | 270.82 | 960.18 | 78.00 | 30.00 | 60 | 314.00 |
| 05-oct-11 | 1258.00 | 276.76 | 981.24 | 78.00 | 30.00 | 60 | 267.00 |
| 19-oct-11 | 1278.00 | 281.16 | 996.84 | 78.00 | 30.00 | 60 | 313.00 |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 8. 17 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN AÑO 2011 POZO SEC-022UI

| Fecha | BFPD | BPPD | BAPD | BSW | API | Hz | GOR |
|-----------|---------|--------|---------|-------|-------|----|---------|
| 05-ene-11 | 1982.00 | 317.12 | 1664.88 | 84.00 | 27.00 | 59 | 347.00 |
| 26-ene-11 | 1835.00 | 293.60 | 1541.40 | 84.00 | 27.00 | 59 | 436.00 |
| 17-feb-11 | 1688.00 | 270.08 | 1417.92 | 84.00 | 27.00 | 59 | 300.00 |
| 28-feb-11 | 1658.00 | 265.28 | 1392.72 | 84.00 | 30.00 | 59 | 1025.00 |
| 02-mar-11 | 1658.00 | 265.28 | 1392.72 | 84.00 | 30.00 | 59 | 1025.00 |
| 23-mar-11 | 1458.00 | 233.28 | 1224.72 | 84.00 | 27.80 | 59 | 523.00 |
| 06-abr-11 | 1758.00 | 281.28 | 1476.72 | 84.00 | 27.00 | 59 | 388.00 |
| 20-abr-11 | 1758.00 | 281.28 | 1476.72 | 84.00 | 27.00 | 59 | 388.00 |
| 04-may-11 | 1734.00 | 277.44 | 1456.56 | 84.00 | 27.00 | 59 | 642.00 |
| 25-may-11 | 1734.00 | 277.44 | 1456.56 | 84.00 | 27.00 | 59 | 642.00 |
| 08-jun-11 | 1822.00 | 291.52 | 1530.48 | 84.00 | 28.20 | 59 | 391.00 |
| 22-jun-11 | 1840.00 | 294.40 | 1545.60 | 84.00 | 28.20 | 59 | 526.00 |
| 07-jul-11 | 1746.00 | 279.36 | 1466.64 | 84.00 | 28.00 | 59 | 433.00 |
| 20-jul-11 | 1775.00 | 284.00 | 1491.00 | 84.00 | 28.20 | 59 | 514.00 |
| 03-ago-11 | 1611.00 | 257.76 | 1353.24 | 84.00 | 28.20 | 59 | 415.00 |
| 24-ago-11 | 1286.00 | 205.76 | 1080.24 | 84.00 | 28.20 | 59 | 428.00 |
| 07-sep-11 | 1670.00 | 267.20 | 1402.80 | 84.00 | 28.20 | 59 | 356.00 |
| 21-sep-11 | 1599.00 | 255.84 | 1343.16 | 84.00 | 28.20 | 59 | 434.00 |
| 05-oct-11 | 1664.00 | 266.24 | 1397.76 | 84.00 | 28.20 | 59 | 312.00 |
| 19-oct-11 | 1493.00 | 238.88 | 1254.12 | 84.00 | 28.20 | 59 | 394.00 |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 8. 18 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN AÑO 2011 POZO SEC-024US

| Fecha | BFPD | BPPD | BAPD | BSW | API | Hz | GOR |
|-----------|--------|--------|--------|-------|-------|----|--------|
| 05-ene-11 | 465.00 | 279.00 | 186.00 | 40.00 | 28.20 | 50 | 656.00 |
| 26-ene-11 | 482.00 | 289.20 | 192.80 | 40.00 | 28.20 | 50 | 318.00 |
| 17-feb-11 | 447.00 | 268.20 | 178.80 | 40.00 | 31.00 | 50 | 242.00 |
| 28-feb-11 | 412.00 | 247.20 | 164.80 | 40.00 | 31.00 | 50 | 716.00 |
| 02-mar-11 | 486.00 | 272.16 | 213.84 | 44.00 | 31.00 | 50 | 224.00 |
| 23-mar-11 | 199.00 | 119.40 | 79.60 | 40.00 | 31.00 | 50 | 528.00 |
| 06-abr-11 | 405.00 | 243.00 | 162.00 | 40.00 | 31.00 | 50 | 593.00 |
| 20-abr-11 | 384.00 | 230.40 | 153.60 | 40.00 | 31.00 | 50 | 477.00 |
| 04-may-11 | 439.00 | 263.40 | 175.60 | 40.00 | 31.00 | 50 | 273.00 |
| 25-may-11 | 439.00 | 263.40 | 175.60 | 40.00 | 31.00 | 50 | 273.00 |
| 08-jun-11 | 423.00 | 253.80 | 169.20 | 40.00 | 31.00 | 50 | 284.00 |
| 22-jun-11 | 478.00 | 286.80 | 191.20 | 40.00 | 31.00 | 50 | 244.00 |
| 07-jul-11 | 482.00 | 289.20 | 192.80 | 40.00 | 31.00 | 50 | 263.00 |
| 20-jul-11 | 463.00 | 277.80 | 185.20 | 40.00 | 31.00 | 50 | 338.00 |
| 03-ago-11 | 474.00 | 284.40 | 189.60 | 40.00 | 31.10 | 50 | 359.00 |
| 24-ago-11 | 490.00 | 294.00 | 196.00 | 40.00 | 31.10 | 50 | 303.00 |
| 07-sep-11 | 502.00 | 301.20 | 200.80 | 40.00 | 31.10 | 50 | 269.00 |
| 21-sep-11 | 441.00 | 264.60 | 176.40 | 40.00 | 31.00 | 50 | 246.00 |
| 05-oct-11 | 443.00 | 265.80 | 177.20 | 40.00 | 31.00 | 50 | 286.00 |
| 19-oct-11 | 391.00 | 234.60 | 156.40 | 40.00 | 31.00 | 50 | 243.00 |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 8. 19 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN AÑO 2011 POZO SEC-027UI

| Fecha | BFPD | BPPD | BAPD | BSW | API | Hz | GOR |
|-----------|---------|--------|---------|-------|-------|----|--------|
| 05-ene-11 | 2064.00 | 206.40 | 1857.60 | 90.00 | 29.00 | 55 | 378.00 |
| 26-ene-11 | 1952.00 | 195.20 | 1756.80 | 90.00 | 29.00 | 55 | 564.00 |
| 17-feb-11 | 2099.00 | 209.90 | 1889.10 | 90.00 | 30.20 | 55 | 548.00 |
| 28-feb-11 | 2152.00 | 215.20 | 1936.80 | 90.00 | 30.20 | 55 | 832.00 |
| 02-mar-11 | 2152.00 | 215.20 | 1936.80 | 90.00 | 30.20 | 55 | 832.00 |
| 23-mar-11 | 2058.00 | 205.80 | 1852.20 | 90.00 | 28.30 | 55 | 403.00 |
| 06-abr-11 | 2040.00 | 204.00 | 1836.00 | 90.00 | 30.20 | 55 | 338.00 |
| 20-abr-11 | 2117.00 | 211.70 | 1905.30 | 90.00 | 30.20 | 55 | 402.00 |
| 08-jun-11 | 2152.00 | 215.20 | 1936.80 | 90.00 | 30.00 | 52 | 590.00 |
| 22-jun-11 | 2087.00 | 208.70 | 1878.30 | 90.00 | 30.00 | 52 | 417.00 |
| 07-jul-11 | 2005.00 | 200.50 | 1804.50 | 90.00 | 30.00 | 52 | 434.00 |
| 20-jul-11 | 1840.00 | 184.00 | 1656.00 | 90.00 | 30.00 | 52 | 467.00 |
| 03-ago-11 | 2017.00 | 201.70 | 1815.30 | 90.00 | 30.00 | 52 | 253.00 |
| 24-ago-11 | 1723.00 | 172.30 | 1550.70 | 90.00 | 30.00 | 52 | 482.00 |
| 07-sep-11 | 1729.00 | 138.32 | 1590.68 | 92.00 | 30.00 | 54 | 564.00 |
| 21-sep-11 | 2064.00 | 165.12 | 1898.88 | 92.00 | 30.20 | 54 | 921.00 |
| 05-oct-11 | 2017.00 | 161.36 | 1855.64 | 92.00 | 30.20 | 54 | 626.00 |
| 19-oct-11 | 2029.00 | 162.32 | 1866.68 | 92.00 | 30.20 | 54 | 456.00 |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 8. 20 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN AÑO 2011 POZO SEC-030TS

| Fecha | BFPD | BPPD | BAPD | BSW | API | Hz | GOR |
|-----------|--------|--------|--------|-------|-------|----|--------|
| 05-ene-11 | 549.00 | 192.15 | 356.85 | 65.00 | 30.00 | 57 | 973.00 |
| 26-ene-11 | 557.00 | 194.95 | 362.05 | 65.00 | 30.00 | 57 | 482.00 |
| 17-feb-11 | 488.00 | 273.28 | 214.72 | 44.00 | 30.00 | 57 | 263.00 |
| 28-feb-11 | 400.00 | 224.00 | 176.00 | 44.00 | 30.00 | 57 | 393.00 |
| 02-mar-11 | 498.00 | 278.88 | 219.12 | 44.00 | 30.00 | 57 | 204.00 |
| 23-mar-11 | 474.00 | 265.44 | 208.56 | 44.00 | 30.00 | 57 | 230.00 |
| 06-abr-11 | 506.00 | 283.36 | 222.64 | 44.00 | 21.80 | 57 | 346.00 |
| 20-abr-11 | 510.00 | 285.60 | 224.40 | 44.00 | 30.00 | 57 | 504.00 |
| 04-may-11 | 517.00 | 289.52 | 227.48 | 44.00 | 30.00 | 57 | 138.00 |
| 25-may-11 | 776.00 | 294.88 | 481.12 | 62.00 | 37.60 | 60 | 187.00 |
| 08-jun-11 | 535.00 | 299.60 | 235.40 | 44.00 | 21.80 | 57 | 214.00 |
| 22-jun-11 | 500.00 | 280.00 | 220.00 | 44.00 | 30.00 | 57 | 211.00 |
| 07-jul-11 | 529.00 | 296.24 | 232.76 | 44.00 | 21.80 | 57 | 199.00 |
| 20-jul-11 | 513.00 | 287.28 | 225.72 | 44.00 | 21.80 | 56 | 195.00 |
| 03-ago-11 | 462.00 | 231.00 | 231.00 | 50.00 | 21.80 | 57 | 242.00 |
| 24-ago-11 | 623.00 | 311.50 | 311.50 | 50.00 | 21.80 | 57 | 234.00 |
| 07-sep-11 | 561.00 | 280.50 | 280.50 | 50.00 | 21.80 | 57 | 246.00 |
| 21-sep-11 | 510.00 | 255.00 | 255.00 | 50.00 | 21.80 | 57 | 224.00 |
| 05-oct-11 | 521.00 | 260.50 | 260.50 | 50.00 | 21.80 | 57 | 234.00 |
| 19-oct-11 | 529.00 | 264.50 | 264.50 | 50.00 | 21.80 | 57 | 166.00 |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 8. 21 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN AÑO 2011 POZO SEC-031UI

| Fecha | BFPD | BPPD | BAPD | BSW | API | Hz | GOR |
|-----------|--------|--------|--------|-------|-------|----|--------|
| 05-ene-11 | 670.00 | 254.60 | 415.40 | 62.00 | 27.60 | 60 | 106.00 |
| 26-ene-11 | 772.00 | 293.36 | 478.64 | 62.00 | 27.60 | 60 | 170.00 |
| 17-feb-11 | 717.00 | 272.46 | 444.54 | 62.00 | 27.60 | 60 | 316.00 |
| 28-feb-11 | 682.00 | 259.16 | 422.84 | 62.00 | 25.70 | 60 | 687.00 |
| 02-mar-11 | 682.00 | 259.16 | 422.84 | 62.00 | 25.70 | 60 | 687.00 |
| 23-mar-11 | 569.00 | 216.22 | 352.78 | 62.00 | 25.70 | 60 | 139.00 |
| 06-abr-11 | 615.00 | 233.70 | 381.30 | 62.00 | 27.60 | 60 | 120.00 |
| 20-abr-11 | 776.00 | 294.88 | 481.12 | 62.00 | 37.60 | 60 | 461.00 |
| 04-may-11 | 776.00 | 294.88 | 481.12 | 62.00 | 37.60 | 60 | 187.00 |
| 25-may-11 | 776.00 | 294.88 | 481.12 | 62.00 | 37.60 | 60 | 187.00 |
| 08-jun-11 | 729.00 | 189.54 | 539.46 | 74.00 | 27.40 | 60 | 195.00 |
| 22-jun-11 | 757.00 | 196.82 | 560.18 | 74.00 | 27.40 | 60 | 330.00 |
| 07-jul-11 | 702.00 | 182.52 | 519.48 | 74.00 | 27.40 | 60 | 323.00 |
| 20-jul-11 | 553.00 | 143.78 | 409.22 | 74.00 | 21.80 | 60 | 369.00 |
| 03-ago-11 | 659.00 | 171.34 | 487.66 | 74.00 | 21.80 | 60 | 420.00 |
| 24-ago-11 | 690.00 | 179.40 | 510.60 | 74.00 | 21.80 | 60 | 479.00 |
| 07-sep-11 | 670.00 | 174.20 | 495.80 | 74.00 | 21.80 | 60 | 327.00 |
| 21-sep-11 | 306.00 | 79.56 | 226.44 | 74.00 | 21.80 | 60 | 490.00 |
| 05-oct-11 | 741.00 | 192.66 | 548.34 | 74.00 | 21.80 | 60 | 379.00 |
| 19-oct-11 | 525.00 | 136.50 | 388.50 | 74.00 | 21.80 | 60 | 190.00 |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 8. 22 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN AÑO 2011 POZO SEC-33BUI

| Fecha | BFPD | BPPD | BAPD | BSW | API | Hz | GOR |
|-----------|---------|--------|---------|-------|-------|----|---------|
| 05-ene-11 | 1223.00 | 195.68 | 1027.32 | 84.00 | 28.00 | 53 | 593.00 |
| 26-ene-11 | 1086.00 | 173.76 | 912.24 | 84.00 | 28.00 | 53 | 656.00 |
| 17-feb-11 | 1070.00 | 171.20 | 898.80 | 84.00 | 28.00 | 53 | 596.00 |
| 28-feb-11 | 1100.00 | 176.00 | 924.00 | 84.00 | 28.60 | 53 | 2665.00 |
| 02-mar-11 | 1100.00 | 176.00 | 924.00 | 84.00 | 28.60 | 53 | 2665.00 |
| 23-mar-11 | 1105.00 | 132.60 | 972.40 | 88.00 | 28.00 | 53 | 641.00 |
| 06-abr-11 | 1147.00 | 137.64 | 1009.36 | 88.00 | 28.00 | 53 | 785.00 |
| 20-abr-11 | 794.00 | 95.28 | 698.72 | 88.00 | 28.00 | 53 | 892.00 |
| 04-may-11 | 958.00 | 114.96 | 843.04 | 88.00 | 28.00 | 53 | 574.00 |
| 25-may-11 | 958.00 | 114.96 | 843.04 | 88.00 | 28.00 | 53 | 574.00 |
| 08-jun-11 | 1141.00 | 136.92 | 1004.08 | 88.00 | 28.00 | 53 | 920.00 |
| 22-jun-11 | 1082.00 | 129.84 | 952.16 | 88.00 | 28.00 | 53 | 855.00 |
| 07-jul-11 | 1047.00 | 125.64 | 921.36 | 88.00 | 28.00 | 53 | 716.00 |
| 20-jul-11 | 1200.00 | 144.00 | 1056.00 | 88.00 | 28.00 | 56 | 417.00 |
| 03-ago-11 | 1299.00 | 155.88 | 1143.12 | 88.00 | 28.00 | 53 | 558.00 |
| 24-ago-11 | 1111.00 | 133.32 | 977.68 | 88.00 | 28.00 | 56 | 675.00 |
| 07-sep-11 | 1141.00 | 136.92 | 1004.08 | 88.00 | 28.00 | 56 | 621.00 |
| 21-sep-11 | 1100.00 | 132.00 | 968.00 | 88.00 | 28.00 | 56 | 636.00 |
| 05-oct-11 | 1111.00 | 133.32 | 977.68 | 88.00 | 28.00 | 56 | 480.00 |
| 19-oct-11 | 1133.00 | 135.96 | 997.04 | 88.00 | 28.00 | 56 | 640.00 |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 8. 23 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN AÑO 2011 POZO SHU-009UI

| Fecha | BFPD | BPPD | BAPD | BSW | API | Hz | GOR |
|-----------|---------|--------|---------|-------|-------|----|--------|
| 26-ene-11 | 1803.00 | 144.24 | 1658.76 | 92.00 | 25.30 | 54 | 437.00 |
| 17-feb-11 | 1721.00 | 137.68 | 1583.32 | 92.00 | 23.20 | 54 | 603.00 |
| 02-mar-11 | 1690.00 | 135.20 | 1554.80 | 92.00 | 22.30 | 54 | 392.00 |
| 23-mar-11 | 1756.00 | 140.48 | 1615.52 | 92.00 | 22.30 | 54 | 420.00 |
| 06-abr-11 | 1756.00 | 140.48 | 1615.52 | 92.00 | 22.30 | 54 | 406.00 |
| 20-abr-11 | 1731.00 | 138.48 | 1592.52 | 92.00 | 27.00 | 54 | 397.00 |
| 04-may-11 | 1760.00 | 140.80 | 1619.20 | 92.00 | 27.00 | 54 | 426.00 |
| 25-may-11 | 1760.00 | 140.80 | 1619.20 | 92.00 | 27.00 | 54 | 426.00 |
| 22-jun-11 | 1719.00 | 137.52 | 1581.48 | 92.00 | 27.00 | 52 | 109.00 |
| 20-jul-11 | 1774.00 | 141.92 | 1632.08 | 92.00 | 27.00 | 54 | 500.00 |
| 03-ago-11 | 1590.00 | 127.20 | 1462.80 | 92.00 | 27.00 | 54 | 692.00 |
| 24-ago-11 | 1424.00 | 113.92 | 1310.08 | 92.00 | 27.00 | 54 | 755.00 |
| 05-oct-11 | 1809.00 | 144.72 | 1664.28 | 92.00 | 27.00 | 52 | 366.00 |
| 19-oct-11 | 1842.00 | 147.36 | 1694.64 | 92.00 | 27.00 | 52 | 170.00 |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 8. 24 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN AÑO 2011 POZO SHU-014BU

| Fecha | BFPD | BPPD | BAPD | BSW | API | Hz | GOR |
|-----------|---------|--------|--------|-------|-------|----|--------|
| 20-jul-11 | 1050.00 | 651.00 | 399.00 | 38.00 | 22.30 | 49 | 131.00 |
| 03-ago-11 | 1080.00 | 734.40 | 345.60 | 32.00 | 25.20 | 49 | 98.00 |
| 24-ago-11 | 1041.00 | 624.60 | 416.40 | 40.00 | 27.00 | 49 | 130.00 |
| 07-sep-11 | 1032.00 | 495.36 | 536.64 | 52.00 | 27.00 | 49 | 161.00 |
| 21-sep-11 | 1103.00 | 529.44 | 573.56 | 52.00 | 27.00 | 49 | 110.00 |
| 05-oct-11 | 1096.00 | 526.08 | 569.92 | 52.00 | 27.00 | 49 | 198.00 |
| 19-oct-11 | 1052.00 | 504.96 | 547.04 | 52.00 | 27.00 | 49 | 131.00 |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

ANEXO No 8 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS

TABLA A 7. 1.- HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO ATA -007UI

| N° | Fecha | Objetivo |
|----|-----------|--|
| 1 | 29-Jul-00 | Cambio de completación de flujo natural (comunicación tubing - casing) a BES. |
| 2 | 13-Sep-00 | Cambio de bomba de BES por eje de la bomba rota |
| 3 | 26-Ago-02 | Reparar BES |
| 4 | 31-Mar-03 | Reparar BES |
| 5 | 15-Mar-04 | Controlar la producción de agua de formación. Evaluar "Ui". Completar de acuerdo a resultados. Diseñar BES |
| 6 | 29-Oct-05 | Controlar la producción de agua de formación. Evaluar "Ui". Completar de acuerdo a resultados. Diseñar BES |
| 7 | 10-Ago-07 | Reparar BES |
| 8 | 21-Nov-07 | Cambio de completación BES por comunicación tubing-casing |
| 9 | 03-Dic-08 | Cambio de completación por desprendimiento de BES |
| 10 | 11-May-10 | Reparar BES |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

TABLA A 7. 2 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO ATA -015US

| N° | Fecha | Objetivo |
|----|-----------|---|
| 1 | 15-Abr-05 | Reparar BES |
| 2 | 04-Sep-05 | Squeeze a "Ti". Tomar registro GR. Repunzonar arena "Ti" de acuerdo a GR. Evaluar. Rediseñar BES. |
| 3 | 29-Nov-05 | Punzonar Arena "Ui". Evaluar. Tomar BUP. Diseñar BES |
| 4 | 19-Feb-07 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 5 | 21-Abr-07 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 6 | 03-May-07 | Cambio de completación por fases a tierra |
| 7 | 24-May-07 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 8 | 21-Sep-07 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 9 | 11-Ene-08 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 10 | 06-Ago-08 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 11 | 18-Oct-08 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 12 | 01-Sep-09 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 13 | 02-Feb-10 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 14 | 20-Abr-10 | Realizar Squeeze A "U Inf". Correr Registro GR Spectral a " U Inf " Y " U Sup". Punzonar De Acuerdo A Registro. Diseñar BES |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

TABLA A 7. 3 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO PIC-007TI

| N° | Fecha | Objetivo |
|----|-----------|---|
| 1 | 14-Ago-95 | Cambio de completación de fondo para producir por bombeo neumático |
| 2 | 13-Jul-98 | Cambio de completación de Gas Lift. |
| 3 | 18-Dic-01 | Cambio del tipo de levantamiento artificial de Gas Lift a BES |
| 4 | 12-Jul-03 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 5 | 12-Abr-04 | Reparar BES Fases a tierra. Sqz a "U" Y "T". Punzonar "T". Evaluar. Diseñar BES |
| 6 | 17-jul-06 | Bajar CIBP a 9284'. Evaluar. Rediseñar BES |
| 7 | 03-Feb-07 | Reparar BES |
| 8 | 21-Dic-07 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 9 | 21-Ene-09 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 10 | 17-Ene-10 | Reparar BES |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

TABLA A 7. 4 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO PIC-008UI

| N° | Fecha | Objetivo |
|----|-----------|--|
| 1 | 03-Jul-92 | Aislar corte de agua, remover daño de formación y aumentar intervalo en arena "T" Evaluar arena "T" y cambia completación para producir por Gas Lift. |
| 2 | 03-Oct-93 | Aislar corte de agua en arena "T" con cementación forzada |
| 3 | 14-Oct-96 | Cambio de completación (obstrucción en 1ro y 2do mandril) |
| 4 | 24-Nov-97 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 5 | 02-May-98 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 6 | 15-Jun-02 | Punzonar "Ui" de 9054'-9080' (26') a 5 DPP. Evaluar. Bajar BES |
| 7 | 23-Jun-03 | Reparar BES Presencia de sólidos y escala |
| 8 | 19-Jul-03 | Reparar BES |
| 9 | 28-Sep-03 | Reparar BES Corrosión y Abrasión |
| 10 | 08-Oct-03 | Reparar BES |
| 11 | 16-Ago-04 | Reparar BES |
| 12 | 17-Ago-07 | Reparar BES Presencia de escala |
| 13 | 27-Nov-08 | Recuperar pescado a 8904'. Tomar registro GR Espectral. Realizar Squeeze a "Ui". Repunzonar "Ui" y "Us". Evaluar Arena "Ui". Diseñar BES, Presencia de sólidos |
| 14 | 08-Oct-09 | Reparar cabezal por fuga en RING-GASKET |
| 15 | 30-Mar-10 | Reparar BES |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

TABLA A 7. 5 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO PIC-009UI

| N° | Fecha | Objetivo |
|----|-----------|--|
| 1 | 12-Jul-92 | Cambio de completación para producir con sistema de levantamiento artificial por Gas Lift. |
| 2 | 24-Ago-96 | Cambio de completación por daño en 2do mandril. Evaluar "Ui", "T" |
| 3 | 10-Abr-97 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 4 | 26-May-00 | Cementar "T" y "Ui", correr CBL + GR. Repunzonar según registro GR y evaluar por separado |
| 5 | 17-Dic-03 | Cambio de completación de Gas Lift, por CIBP desasentado |
| 6 | 13-Feb-04 | Cambio de completación de Gas Lift, por daño en 6to mandril, repunzonar "Ts" intervalo 9232'-9238' (6'). Evaluar. Completar |
| 7 | 07-Jun-08 | Correr Registro de Saturación. SQZ arenas "Ts", "Ui"+"Ui". Repunzonar arenas "Us" 8950'-8960' (10'); "Ti" 9252'-9260' (8'). Confirmar de acuerdo a Registro. Evaluar por separador. Completar para BES |
| 8 | 20-Jul-08 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 9 | 10-Oct-09 | |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

TABLA A 7. 6 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO SEC-003UI

| N° | Fecha | Objetivo |
|----|-----------|--|
| 1 | 16-Ago-84 | Puesta en producción de arena "T" |
| 2 | 25-Mar-91 | Aislar alto corte de agua en arena "T". Redispar y probar nuevo intervalo. Bajar BHA para Gas Lift |
| 3 | 15-Dic-92 | Aislar arena "T". Nueva completación Gas Lift |
| 4 | 04-May-94 | Cambio de tubing. Chequeo de casing. Completar para PPG |
| 5 | 04-May-96 | Reparar casing 7" colapsado a 20'. Realizar sqz a " T " evaluar " Ui". Bajar BHA para Gas Lift |
| 6 | 02-Feb-98 | Cambio de completación de Gas Lift por posible hueco en tubería |
| 7 | 13-Abr-00 | Cambio de completación por válvula master dañada |
| 8 | 28-Dic-01 | De tipo de levantamiento de Gas Lift a BES |
| 9 | 22-May-04 | Reparar BES |
| 10 | 06-Ago-04 | Reparar BES |
| 11 | 05-Feb-06 | Reparar BES |
| 12 | 14-Ago-06 | Reparar BES por comunicación tbg-csg. Tomar Pwf. Rediseñar BES |
| 13 | 23-May-07 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 14 | 15-Jun-09 | Cambio de completación BES por fases a tierra |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira

TABLA A 7. 7 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO SEC-005

| N° | Fecha | Objetivo |
|----|-----------|--|
| 1 | 16-Nov-94 | Cambio de completación de Flujo natural a Bombeo Neumático |
| 2 | 06-May-95 | Cambio de completación por comunicación Tbg-Casing |
| 3 | 17-Nov-95 | Cambio de completación por corrosión y hueco en Tbg |
| 4 | 26-Feb-96 | Cambio de tubing por alta corrosión |
| 5 | 16-Jun-96 | Cambio de BHA por alta corrosión |
| 6 | 19-Nov-96 | Cambio de BHA por alta corrosión |
| 7 | 29-Dic-98 | Cambio de tipo de levantamiento de Gas Lift a BES |
| 8 | 12-Jun-99 | Cementación forzada en la arena "U". Evaluar "T". Bajar BES |
| 9 | 28-Oct-99 | Reparar BES |
| 10 | 16-Jul-00 | Reparar BES |
| 11 | 11-Nov-01 | Reparar BES |
| 12 | 08-Ago-02 | Cambio de completación BES por fase a tierra |
| 13 | 16-Ene-04 | Cambio de completación por hueco en la tubería |
| 14 | 16-Abr-04 | Cambio de completación BES por eje de bomba roto |
| 15 | 20-Jun-07 | Aislar arena "T" con CIBP, Punzonar y Repunzonar arena "Ui". Diseñar BES |
| 16 | 22-Feb-08 | Repunzonar arena "Ui" con TCP |
| 17 | 27-Jun-10 | Reparar BES |
| 18 | 08-Nov-10 | Reparar BES |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 7. 8 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO SEC-008TS

| N° | Fecha | Objetivo |
|----|-----------|--|
| 1 | 15-Jun-84 | Aislar con cementación forzada intervalos de las arenas "Uinf" y "Usup". |
| 2 | 02-Mar-86 | Cementación forzada arena "T". Evaluar de forma separada las arenas perforadas |
| 3 | 28-Dic-87 | Bajar completación para bombeo hidráulico tipo Jet |
| 4 | 10-Jun-88 | Bajar completación para bombeo hidráulico tipo Jet. Evaluar de forma separada las arenas "T", "Uinf"; "Usup" |
| 5 | 05-Oct-98 | Recuperar bomba hidráulica |
| 6 | 12-Ene-94 | Cambio de completación a Bombeo Neumático |
| 7 | 25-Jun-00 | Cambio de tipo de levantamiento de Gas Lift a BES |
| 8 | 09-Ago-00 | Reparar BES |
| 9 | 29-Abr-01 | Reparar BES |
| 10 | 09-Mar-02 | Cambio de BHA por comunicación Tbg-Csg |
| 11 | 20-Abr-02 | Reparar BES Fase a tierra |
| 12 | 29-Dic-02 | Reparar BES corrosión |
| 13 | 16-Oct-05 | Cambio de Niple de flujo |
| 14 | 24-Mar-06 | Reparar BES Motor con bajo aislamiento |
| 15 | 19-Nov-07 | Reparar BES. Punzonar y Repunzonar "T" superior |
| 16 | 25-Mar-07 | Reparar BES |
| 17 | 18-Jul-08 | Cambio de completación por comunicación Tbg-Csg |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 7. 9 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO SEC-010T

| N° | Fecha | Objetivo |
|----|-----------|--|
| 1 | 03-Ago-88 | Limpieza con acido a la arena "U" inferior para remover daño. |
| 2 | 22-May-92 | Cambio de completación de flujo natural a Gas Lift |
| 3 | 31-Ago-96 | Cambio de completación por hueco en tubería. |
| 4 | 30-Ene-98 | Cambio de completación por hueco en tubería. |
| 5 | 01-Dic-01 | Realizar cementación forzada a la arena "U" inferior. Disparar, Evaluar arena "T" y cambiar de sistema de levantamiento de Gas Lift a BES. |
| 6 | 17-Ene-02 | Reparar BES |
| 7 | 11-Abr-02 | Reparar BES |
| 8 | 29-Ene-04 | Reparar BES |
| 9 | 09-Jul-05 | Reparar BES |
| 10 | 12-Jun-06 | Reparar BES |
| 11 | 09-Sep-06 | Reparar BES |
| 12 | 17-May-07 | Reparar BES |
| 13 | 15-Sep-10 | Reparar BES |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 7. 10 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO SEC-014UI

| N° | Fecha | Objetivo |
|----|-----------|---|
| 1 | 24-Mar-90 | Aislar corte de agua en arena "T" principal y reevaluar las formaciones por separado "T" y "U inferior" |
| 2 | 29-May-92 | Cambio de completación de flujo natural a Gas Lift |
| 3 | 14-Nov-00 | Cambio de completación por operaciones de pesca a 3867 Pies. |
| 4 | 19-Oct-01 | Repunzonar "Ts" y "Ui" por separado. Cambio de sistema de levantamiento de Gas Lift a BES. |
| 5 | 02-Sep-02 | Reparar BES (Presencia de escala y corrosión severa) |
| 6 | 22-Nov-02 | Reparar BES (Fase a Tierra) |
| 7 | 05-Ene-03 | Reparar BES (Eje Roto) |
| 8 | 14-Ene-07 | Realizar SQZ a "Ui", Repunzonar "Ui", evaluar, tomar Pwf y rediseñar BES. |
| 9 | 01-Dic-07 | Repunzonar intervalo de arena "Ui", evaluar y diseñar BES |
| 10 | 10-Mar-08 | Reparar BES (Motor con bajo aislamiento) |
| 11 | 30-Jun-08 | Cambio de BES a REDA |
| 12 | 12-Dic-08 | Reparar BES |
| 13 | 16-Feb-10 | Reparar BES (Fase a tierra) |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 7. 11 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO SEC-017UI

| N° | Fecha | Objetivo |
|----|-----------|---|
| 1 | 01-Jun-92 | Cambio de completación de flujo natural a Gas Lift |
| 2 | 25-Oct-99 | Cambio de completación por hueco en tubería a 2500 Pies. |
| 3 | 18-Abr-00 | Cambio de completación por hueco en tubería (Corrosión) |
| 4 | 22-Mar-01 | Cambio de completación por hueco en tubería a 5250 Pies. |
| 5 | 05-Nov-01 | Cambio de completación por hueco en tubería (Colapso) |
| 6 | 13-Ago-02 | Cambio de completación por hueco en tubería a 4300 Pies. |
| 7 | 02-Nov-03 | Cambio de completación de Gas Lift por daño en el primer mandril. |
| 8 | 20-Mar-04 | Cambio de completación de Gas Lift por daño en el primer mandril. |
| 9 | 04-Oct-04 | Cambio de completación por hueco en tubería a 4300 Pies. |
| 10 | 11-Oct-04 | Cambio de completación por bomba jet atascada en la camisa de circulación |
| 11 | 28-Feb-05 | Cambio de completación por hueco en tubería |
| 12 | 28-Jun-05 | Cambio de sistema de levantamiento de Gas Lift a BES |
| 13 | 10-Ago-05 | Reparar BES |
| 14 | 13-Sep-05 | Reparar BES (Corrosión severa causada por limpieza ácida 31-Agosto-05) |
| 15 | 09-Nov-05 | Cambio de sistema de levantamiento de BES a Gas Lift |
| 16 | 29-May-06 | Cambio de completación por hueco en tubería y falla en el mandril. |
| 17 | 05-Mar-07 | Cambio de completación por hueco en tubería |
| 18 | 11-May-07 | Cambio de sistema de levantamiento de Gas Lift a BES |
| 19 | 10-Dic.08 | Cambio de completación por comunicación Tubing -Casing |
| 20 | 02-Mar-09 | Cambio de completación por comunicación Tubing -Casing |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 7. 12 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO SEC-018UI

| N° | Fecha | Objetivo |
|----|-----------|---|
| 1 | 11-Mar-94 | Cambio de completación de fondo de flujo natural a Gas Lift |
| 2 | 22-Sep-98 | Cambio de completación por camisa defectuosa |
| 3 | 28-Sep-99 | Cambio de Sistema de Levantamiento Artificial de Gas Lift a BES |
| 4 | 20-Jun-00 | Punzonar y evaluar "Ui". Rediseñar BHA de producción |
| 5 | 05-May-02 | Reparar BES |
| 6 | 14-Sep-04 | Evaluar "Ui". Tomar Pwf. Rediseñar BES |
| 7 | 28-Mar-06 | Reparar BES |
| 8 | 27-May-06 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 9 | 25-Sep-07 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 10 | 31-May-08 | Cementación Forzada a Arena "Ui". Tomar Registro GR Espectral. Repunzonar Arena "Ui" de Acuerdo a Registro. Evaluar y Rediseñar BES |
| 11 | 07-Sep-08 | Evaluar arenas "Ui" Y "Ts+Ti" por Separado Con BUP. Diseñar BES para la mejor zona |
| 12 | 30-May-11 | |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 7. 13 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO SEC-019US

| N° | Fecha | Objetivo |
|----|-----------|---|
| 1 | 19-Feb-94 | Cambiar BHA para producir por Gas Lift |
| 2 | 15-Jul-96 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 3 | 07-Abr-98 | Cambio de Completación por obstrucción a 7970' |
| 4 | 29-May-00 | Perforar " Ui ", evaluar y rediseñar Sistema de Levantamiento Artificial |
| 5 | 26-Abr-01 | Cambio de BHA por hueco en tubería |
| 6 | 04-Dic-01 | Cambio de Levantamiento Artificial de Gas Lift a BES. |
| 7 | 25-Mar-05 | Reparar BES (corrosión interna) |
| 8 | 15-Nov-05 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 9 | 06-Feb-06 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 10 | 22-Feb-07 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 11 | 24-Dic-07 | Aislar con Tapón CIBP Arena "U inf". Repunzonar arena "U sup", Evaluar. Rediseñar BES |
| 12 | 08-Jun-08 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 13 | 17-Ago-08 | Realizar Acidificación a la arena "U Sup". Evaluar. Rediseñar BES |
| 14 | 29-Abr-09 | Reparar BES |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 7. 14 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO SEC-021UI

| N° | Fecha | Objetivo |
|----|-----------|--|
| 1 | 27-Ago-93 | Controlar el avance de agua en la arena "Ti" mediante sqz. Probar arena " Ui " |
| 2 | 26-Sep-93 | Recuperar pescado |
| 3 | 19-Feb-94 | Cambio de completación de fondo de Flujo Natural a Gas Lift |
| 4 | 08-May-00 | Cambio de Sistema de Levantamiento. Bajar BES |
| 5 | 21-May-00 | Reparar BES (bomba atascada presencia de arena) |
| 6 | 01-Dic-00 | Reparar BES (motor eléctrico malo) |
| 7 | 06-Dic-01 | Reparar BES |
| 8 | 30-Jun-03 | Reparar BES |
| 9 | 03-Oct-05 | Reparar BES |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 7. 15 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO SEC-022UI

| N° | Fecha | Objetivo |
|----|-----------|--|
| 1 | 29-Abr-94 | Cambiar completación de Flujo Natural a Gas Lift |
| 2 | 12-Oct-97 | Cambio de completación de fondo para recuperar pescado |
| 3 | 04-Nov-97 | Cambio de completación por pescado (Tapón en 2do mandril) |
| 4 | 01-Dic-97 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 5 | 27-Dic-97 | Cambiar completación por pescado (bomba jet-9A en camisa de circulación a 8818') |
| 6 | 27-Abr-00 | Punzonar arena "Ui", evaluar. Rediseñar BHA |
| 7 | 05-Ago-01 | Reparar BES (fase a tierra) |
| 8 | 27-Mar-02 | Reparar BES (motor con corrosión y presencia de escala) |
| 9 | 04-Ago-02 | Reparar BES (fases a tierra) |
| 10 | 14-Ene-03 | Reparar BES (fase a tierra, motor con corrosión severa) |
| 11 | 11-Jun-03 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 12 | 29-Dic-03 | Rediseñar BES (corrosión severa en el motor) |
| 13 | 25-Ene-05 | Reparar BES |
| 14 | 24-Jun-05 | Reparar BES. Evaluar. Rediseñar BES |
| 15 | 02-Oct-06 | Reparar BES (presencia de sólidos) |
| 16 | 03-Ago-06 | Reparar BES (encuentran arena en St. Valve) |
| 17 | 03-Ago-06 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 18 | 13-Ago-07 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 19 | 16-May-08 | Reparar BES |
| 20 | 25-Jul-10 | Reparar BES |
| 21 | 20-Ago-11 | Reparar cabezal por fuga de gas y petróleo |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 7. 16 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO SEC-024US

| N° | Fecha | Objetivo |
|----|-----------|--|
| 1 | 04-Ene-94 | Cambio de completación de fondo de Flujo Natural a BES |
| 2 | 25-Dic-95 | Cementación forzada a "Ui", "Us". Punzonar "Ui" y "Us". Evaluar y completar para Gas Lift. |
| 3 | 14-Nov-96 | Cambio de completación para rediseñar espaciamiento de mandriles. Estimular y evaluar por separado " Ui " y " Us " |
| 4 | 21-Abr-03 | Aislar "Ui" con CIBP. Cambiar de método de Gas Lift a BES |
| 5 | 22-Feb-05 | Reparar BES (presencia de sólidos arena en la descarga) |
| 6 | 18-Oct-05 | Reparar BES |
| 7 | 04-Jun-07 | Repunzonar arena "Us" de (8983' - 8994') (11'). Tomar Pwf. Rediseñar BES. |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 7. 17 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO SEC-027UI

| N° | Fecha | Objetivo |
|----|-----------|---|
| 1 | 30-Oct-96 | Cambio de completación por hueco en tubería |
| 2 | 10-Oct-97 | Cambio de completación por hueco en tubería. Evaluar " Ui "para rediseñar espaciamiento de mandriles |
| 3 | 17-Feb-98 | Cambio de completación por hueco en tubería |
| 4 | 05-Oct-99 | Realizar sqz a "Ui". Punzonar con TCP el intervalo 9030' – 9050' evaluar y completar de acuerdo a los resultados |
| 5 | 20-Mar-04 | Cambio de completación por hueco en tubería, evaluar "Us", "Ui" y cambio de tipo de levantamiento de Gas Lift a BES |
| 6 | 16-Ene-05 | Cambio de completación por hueco en tubería |
| 7 | 18-Ene-05 | Reparar BES (fase a tierra) |
| 8 | 06-Abr-05 | Reparar BES (eje roto) |
| 9 | 06-May-05 | Reparar BES (bomba atascada, equipo presenta sólidos escala y arena) |
| 10 | 07-Ago-05 | Cambio de completación por hueco en tubería |
| 11 | 29-Abr-06 | Cambio de completación por hueco en tubería |
| 12 | 14-Jun-06 | Reparar BES |
| 13 | 02-Ene-07 | Reparar BES (corrosión interna) |
| 14 | 16-Sep-07 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 15 | 26-May-08 | Reparar BES (presencia de sólidos) |
| 16 | 2-Oct-08 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 17 | 16-Jul-10 | Reparar cabezal por fuga de gas y petróleo |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 7. 18 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO SEC-030TS

| N° | Fecha | Objetivo |
|----|-----------|---|
| 1 | 02-Feb-91 | Cambio de completación por hueco en segundo mandril |
| 2 | 05-Mar-03 | Cambio de completación por hueco en tubería |
| 3 | 09-May-04 | Cambio de completación por hueco en tubería |
| 4 | 14-Sep-05 | Cambio de completación por daño en primer mandril |
| 5 | 21-Jun-06 | Cambio de completación por daño en válvula master y posible packer desasentado |
| 6 | 01-Sep-06 | Recuperar pescado. Evaluar arenas "Ui" y "Ts" por separado. Completar para producir por gas lift de la mejor zona |
| 7 | 18-Sep-06 | Cambio de completación de gas lift por daño en cuarto mandril |
| 8 | 18-Ene-08 | Cambio de sistema de Gas Lift a BES. Evaluar "Ts" con Pwf. Diseñar equipo BES |
| 9 | 18-Ago-08 | Realizar tratamiento antiescala en arena "T sup.". Evaluar con Pwf. Diseñar BES |
| 10 | 14-Oct-09 | Reparar BES |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 7. 19 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO SEC-031UI

| N° | Fecha | Objetivo |
|----|-----------|---|
| 1 | 14-Oct-06 | Bajar tapón CIBP a 9294'. Evaluar arena "T" intervalo: 9280' - 9288' (8'). Diseñar BES (motor y sensor con escala) |
| 2 | 25-Abr-08 | Reparar BES (housing con presencia de sólidos) |
| 3 | 17-Oct-08 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 7. 20 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO SEC-033BUI

| N° | Fecha | Objetivo |
|----|-----------|---|
| 1 | 25-Ago-07 | Cementación forzada a arena "T superior" Rediseñar BES |
| 2 | 19-Oct-09 | Recuperar y Reparar BES |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 7. 21 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO SHU-009UI

| N° | Fecha | Objetivo |
|----|-----------|---|
| 1 | 02-Sep-90 | Aislar corte de agua mediante cementación forzada en arena "Ui". Redisparar nuevo intervalo |
| 2 | 14-Dic-91 | Evaluar arena "T" con bomba jet y cambio de completación para producir con Gas Lift en forma independiente de arenas "Ui" y "T". |
| 3 | 14-Sep-94 | Aislar entrada de agua con tapón CIBP en "Ui" a 9159'. Evaluar con bomba jet intervalo 9148' – 9157' de "Ui" y completar según resultados |
| 4 | 05-Abr-08 | Recuperar pescado a 7073'. Repunzonar arena "Ui" de acuerdo al registro GR. Evaluar arenas "Ui" y "T" por separado. Diseñar BES |
| 5 | 08-Ago-08 | Repunzonar arena "Ui" los intervalos (9148 - 9157')(9') Y (9178' - 9190')(12') a 5 DPP. Evaluar. Diseñar BES |
| 6 | 01-Dic-08 | Reparar BES |
| 7 | 21-Mar-09 | Reparar BES |
| 8 | 30-Nov-09 | Reparar BES, posible desprendimiento de equipo BES |
| 9 | 29-Dic-10 | Cambio de completación por equipo BES desprendido |
| 10 | 09-Jun-11 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

TABLA A 7. 22 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS POZO SHU-014BU

| N° | Fecha | Objetivo |
|----|-----------|--|
| 1 | 09-Ago-92 | Cambio de completación para producir con Gas Lift de “ Ui ” |
| 2 | 20-Ago-94 | Aislar corte de agua en arena “Ui”, mediante cementación forzada |
| 3 | 27-Jun-96 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 4 | 05-May-97 | Cambio de completación por comunicación tbg-csg |
| 5 | 15-Sep-03 | Punzonar arena "Ti" (9265' - 9275'). Evaluar. Bajar BES. Alternativa: tomar registro CHFR-CBL. Realizar cementación forzada. @ Ui y Us. Redisparar de acuerdo a registro |
| 6 | 30-Ene-04 | Reparar BES (presencia de escala) |
| 7 | 16-Sep-04 | Reparar BES |
| 8 | 16-Ene-07 | Reparar BES (separador de gas con corrosión severa) |
| 9 | 06-May-10 | Reparar BES |
| 10 | 09-Jul-11 | Asentar CIBP a 9060'. Repunzonar arena “Uinf “: 9048’ – 9056’ (8’). Evaluar. Diseñar BES |

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Área Libertador EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Alejandro Andrade, Daniel Rivadeneira.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Manual Weatherford Lowis™, “Life of Well Information Software (Software de Información de Vida Útil del Pozo)”.
- Dale, B. H., 2003, “Production Optimization Using NODAL Analysis”, Tulsa Oklahoma.
- Takacs, G., 2008, “Electrical Submersible Pumps Manual, Design, Operations, and Maintenance”, Abu Dhabi.
- Weatherford, 2011, “Análisis y optimización de pozos electrosumergibles usando Lowis”, Curso teórico práctico, Quito, Ecuador.
- Kermit, F. B., 1980, “Technology of Artificial Lift Methods”, Petroleum Publishing Co., 2b, Tulsa, Oklahoma.
- Schlumberger, “REDA Electric Submersible Pump Technology ESP Catalog”.
- Baker Hughes - Centrilift, “Manual de Bombeo Electrosumergible”.
- Bradley, H. B., 1987, “Petroleum Engineering Handbook. Society of Petroleum Engineering”, Texas, Estados Unidos.
- Mafla, Z. y Carrera, N., 2004, “Análisis Técnico y Económico para Cambio de Tipo de Levantamiento Artificial para Pozos con Alto Potencial a Bombeo Electrosumergible en el Área Libertador”, Proyecto de Titulación previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos, EPN, Quito, Ecuador.
- Loachamín Cóndor, G. A., “Análisis Operativo para el Método de Levantamiento Artificial Electrosumergible del Campo Víctor Hugo Ruales (V.H.R) Mediante la Herramienta Lowis”, Proyecto de Titulación, UCE, Quito, Ecuador.
- Tejada, R. y Vaca C., 2003, “Estudio actual de la eficiencia operativa de las bombas electrosumergibles (BES) en el área Libertador en base a las curvas de operación”, Proyecto de Titulación previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos, EPN, Quito, Ecuador.