

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y  
PETRÓLEOS**

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO AUCA  
MEDIANTE ANÁLISIS NODAL**

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

**DIEGO FERNANDO CALISPA CHILIGUANO**

[diegocalispa@gmail.com](mailto:diegocalispa@gmail.com)

**MARÍA GABRIELA PROAÑO GUEVARA**

[gabrielaproanio@gmail.com](mailto:gabrielaproanio@gmail.com)

**DIRECTOR: ING. RAÚL VALENCIA, Msc.**

[raul.valencia@epn.edu.ec](mailto:raul.valencia@epn.edu.ec)

**Quito, Julio 2011**

## DECLARACIÓN

Nosotros, Diego Fernando Calispa Chiliguano y María Gabriela Proaño Guevara, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

---

Diego Fernando Calispa Ch.

---

Ma. Gabriela Proaño G.

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Diego Fernando Calispa Chiliguano y María Gabriela Proaño Guevara, bajo mi supervisión.

---

Ing. Raúl Valencia, Msc

DIRECTOR DE PROYECTO

## AGRADECIMIENTOS

Mi gratitud principalmente está dirigida a Dios y en especial a la Virgencita del Quinche, ya que en los momentos más críticos de mi vida ha limpiado mi espíritu dándome la fuerza para seguir luchando con determinación, permitiéndome llegar al final de mi formación profesional.

A mis padres mis más sinceros agradecimientos ya que durante toda mi vida estudiantil me han regalado su apoyo incondicional, quienes han sabido guiarme por buen camino dándome consejos y enseñanzas que han marcado profundamente mi vida. No me queda más que decir Dios les pague mamá y papá.

A Gabby Pro. Quien a ha sabido inyectar energía positiva en todos los trabajos y proyectos que hemos realizado juntos durante nuestra formación profesional en la U, y con quien estoy orgulloso y feliz de haber hecho este gran sueño una realidad.

A la prestigiosa Escuela Politécnica Nacional y a los docentes de la Facultad de Ingeniería en Petróleos ya que han sabido inculcarme toda su sabiduría y experiencia que va mas allá de la cátedra impartida en las aulas. En especial al Ing. Raúl Valencia, director de mi Proyecto de Titulación por su acertada guía y oportunos consejos.

A EP-PETROECUADOR, a los ingenieros que colaboraron directa o indirectamente con su valiosa ayuda, pero en especial al Ing. Jorge Velásquez por haber confiado en mi capacidad para la realización del presente trabajo, al Ing. Miguel Orozco por haber dedicado parte de su valioso tiempo en la guía y supervisión de mi proyecto de titulación, al personal que labora día a día en la estación de Producción y departamento de ingeniería de petróleo del área Auca.

Agradezco sinceramente a SCHLUMBERGER en especial al Ing. Juan Carlos Hidalgo y a la Ing. Jenny García por su apoyo y guía en el manejo del Software Pipesim.

A todos mis amigos del LEO Gym, de la POLI y de la FACU que siempre han estado dándome palabras de aliento, a mis inseparables amigos del colegio Pablo I. y Pablo Z. a todas las personas que me quieren mil gracias....

DIEGO C.

## AGRADECIMIENTOS

*Antes que nada quiero agradecer a Dios por darme la salud, la vida y sobre por ser mi fortaleza ante las adversidades, y también a la Santísima Virgen de Agua Santa quien me supo ayudar en los momentos más difíciles de mi vida.*

*No tengo palabras para agradecerle mi madre Susana por ser mi apoyo incondicional, sin su ayuda no hubiera podido dar este paso tan importante en mi vida. Así también a mi abuelita y a mi hermano quienes a la distancia siempre tuvieron una palabra de aliento para continuar en el camino.*

*De la manera más sincera quiero agradecerles a mis tíos que siempre confiaron en mí, en especial Gloria Y Edison por ser como unos segundos padres, sin su apoyo no lo hubiera podido lograr y me faltará la vida para agradecerles todo lo que hicieron por mí. Así también a mis consentidos, mis primos(as), gracias por ser la alegría de mi vida.*

*También le debo mucho a la personita que compartió conmigo toda la época de la universidad, quien siempre tenía la palabra correcta en el momento correcto y sobre todo por ser el abrigo de mi corazón, gracias Andrés, gracias mi amor por ser mi amigo y compañero.*

*A mis compañeros y amigos en especial a Diego y Daysi quienes siempre compartieron conmigo mis alegrías y mis tristezas durante este viaje, siempre les voy a llevar en mi corazón*

*Agradezco a la Escuela Politécnica Nacional, sobre todo a mi querida Facultad de la cual me siento muy orgullosa de pertenecer y a todos su personal docente por compartir sus valiosos conocimientos, en especial a los Ingenieros Gerardo Barros, Johnny Zambrano por sus valiosas enseñanzas que con su apoyo pude lograr este paso en mi vida. A mi director Ingeniero Raúl Valencia un Dios le pague por su acertada dirección en mi Tesis, pero sobre todo gracias por ser un amigo incondicional.*

*Estoy muy agradecida con Ep-Petroecuador por colaborar con este proyecto en especial al Ingeniero Jorge Velásquez por confiar en mí y en este proyecto, al Ingeniero Miguel Orozco por su tiempo, por sus enseñanzas y sobre todo gracias por su amistad. A todo el personal que conforman el Campo Auca, por permitir que este proyecto se lleve a cabo, por su colaboración, apoyo y principalmente por la amistad brindada.*

*Como olvidarme de Schlumberger la empresa que nos abrió sus puertas y nos ayudó en el desarrollo de este proyecto, en especial a los Ingenieros Jenny García y Juan Carlos Hidalgo por compartir sus conocimientos y por su apoyo incondicional.*

**Gabby Proaño G.**

## DEDICATORIA

El fruto de largas horas de trabajo y varios años de estudio, lo dedico a las dos personas más importantes de mi vida; mis padres Juan C. y Zoila Ch. quienes permanentemente me apoyan con espíritu alentador, quienes han sacrificando horas de descanso para que nunca me falte nada, quienes han sabido guiarme paso a paso durante toda mi vida, quienes han sabido regalarme una palabra de aliento para seguir adelante frente a las adversidades que la vida me a puesto en el camino, quienes han hecho lo imposible por ayudarme a conseguir las metas que me he propuesto, quienes han sabido enseñarme que con dedicación, disciplina, humildad y constancia es posible lograr lo inimaginable. A ustedes y por ustedes papá y mamá quienes son los verdaderos autores del presente proyecto de titulación.

A mis hermanos Alejandro C. y Carlos C. por su apoyo incondicional; esperando que mis logros les sirva de ejemplo y motivación para que consigan los suyos en su momento.

DIEGO C.

## DEDICATORIA

*Este proyecto quiero dedicarle a la persona más importante en mi vida, quién me llevo de pasajera por nueve meses, quién a pesar de las adversidades nunca se dio por vencida, quién me enseñó a ser una mujer luchadora, perseverante, a no darme por vencida antes de empezar el camino, a quién le debo lo que soy, a quién admiro por la fortaleza de su alma y por la sencillez de su corazón, a usted mami Susana gracias por todo el apoyo incondicional, por ser mi amiga y confidente, y sobre todo gracias por permitirme ser su hija. Un Dios le pague desde lo más profundo y sincero de mi corazón.*

**Gabby Proaño G.**

## CONTENIDO

<b>CAPÍTULO 1 .....</b>	<b>1</b>
<b>DESCRIPCIÓN DEL CAMPO .....</b>	<b>1</b>
1.1. ANTECEDENTES .....	1
1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	1
1.3. GEOLOGÍA .....	3
1.3.1. ESTRUCTURA .....	3
1.3.2. ESTRATIGRAFÍA .....	3
1.3.2.1. Formación Basal Tena .....	3
1.3.2.2. Formación Napo.....	4
1.3.2.2.1.Napo “T” .....	4
1.3.2.2.2.NAPO “U” .....	5
1.3.2.3. Formación Hollín .....	6
1.4. PVT DEL CAMPO.....	8
1.5. RESERVAS.....	9
1.6. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN .....	9
1.7. HISTORIA DE PRESIONES .....	13
1.8. ESTADO ACTUAL DEL CAMPO .....	13
1.8.1. ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS .....	13
1.8.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN AUCA CENTRAL .....	15
1.8.2.1. Sistema de Recolección de Flujo Multifásico desde Pozos.....	15
1.8.2.2. Sistema de recolección de Fluido Bifásico desde Locaciones. ....	16
1.8.2.3. Sistema de Separación Bifásica.....	17
1.8.2.4. Sistema de Separación Crudo – Agua en Tanque de Lavado.....	18
1.8.2.5. Sistemas de Separación Crudo – Agua en el Tanque de Reposo. ....	18
1.8.2.6. Sistema de Prueba de Pozos .....	19
1.8.3. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN AUCA SUR.....	20
1.8.3.1. Sistema de Recolección de Fluido Multifásico desde los Pozos. ....	20
1.8.3.2. Sistema de Separación Bifásica.....	21
1.8.3.3. Sistema de Separación Crudo – Agua en el Tanque de Lavado....	22
1.8.3.4. Sistema de Separación Crudo – Agua en el Tanque de Reposo. ....	23
1.8.3.5. Sistema de Prueba de Pozos. ....	24
1.8.4. DESCRIPCIÓN GENERAL DE PROCESOS DE PRODUCCION DE LA ESTACIÓN AUCA SUR 1.....	24
1.8.4.1. Sistema de Recolección de Fluidos Multifásico desde los Pozos. ....	24
1.8.4.2. Sistema de Separación Bifásica.....	24
1.8.4.3. Sistema de Almacenamiento en el Tanque de Producción .....	24
1.8.4.4. Sistema de Transporte de Crudo – Agua hacia Auca Sur .....	25
1.8.4.5. Sistema de Prueba de Pozos .....	25



<b>CAPÍTULO 2</b> .....	<b>26</b>
<b>ANÁLISIS NODAL Y SISTEMAS DE PRODUCCIÓN</b> .....	<b>26</b>
2.1. ANÁLISIS NODAL.....	26
2.1.1 INTRODUCCIÓN.....	26
2.1.2 PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN .....	26
2.1.3 PARÁMETROS NECESARIOS .....	29
2.2. COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE FLUIDO DE FORMACIONES PRODUCTORAS (IPR).....	30
2.2.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP).....	30
2.2.2 EFICIENCIA DE FLUJO .....	31
2.2.3 IPR EN YACIMIENTOS SUB-SATURADOS .....	31
2.2.3.1 Ecuación de Vogel .....	32
2.2.3.2 Ecuación de Fetkovich .....	33
2.3. SISTEMAS DE PRODUCCIÓN EXISTENTE EN EL CAMPO AUCA.....	34
2.3.1. BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE (BES) .....	35
2.3.1.1 Curvas Características de las Bombas Centrífugas .....	36
2.3.1.2 Parámetros, Ventajas y Limitaciones .....	42
2.3.2. BOMBEO HIDRÁULICO (HP).....	43
2.3.2.1 Sistema del Fluido Motriz .....	45
2.3.2.2 Tipos de Bombeo Hidráulico .....	45
2.3.2.3 Parámetros, Ventajas y Limitaciones .....	46
<b>CAPÍTULO 3</b> .....	<b>47</b>
<b>APLICACIÓN DEL ANÁLISIS NODAL AL CAMPO</b> .....	<b>47</b>
3.1. INTRODUCCIÓN .....	47
3.1.1 APLICACIÓN.....	47
3.1.2 DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	48
3.1.3 ANÁLISIS DE REDES .....	48
3.2. CORRELACIONES UTILIZADAS POR PIPESIM.....	49
3.3. RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN .....	50
3.4. ANÁLISIS NODAL EN LOS POZOS SELECCIONADOS .....	51
3.4.1 POZOS SELECCIONADOS .....	52
3.5. MODELO ILUSTRATIVO DEL MANEJO DEL PIPESIM.....	52
3.6. ANÁLISIS NODAL POR POZO (POZOS INDEPENDIENTES).....	60
3.6.1 AUC-10.....	60
3.6.2 AUC-24.....	62
3.6.3 AUC-27.....	64
3.6.4 AUC-40.....	66
3.6.5 AUC-57D .....	68
3.6.6 AUC-59D .....	70
3.6.7 AUC-73D .....	72
3.6.8 AUC-98D .....	74

3.6.9	AUC-99STD.....	76
3.7.	ANÁLISIS NODAL POR POZO (PAD 51).....	78
3.7.1	AUC-51.....	78
3.7.2	AUC-60D.....	79
3.7.3	AUC-61D.....	80
3.7.4	AUC-62D.....	81
3.7.5	AUC-65D.....	82
3.7.6	AUC-67D.....	83
3.7.7	AUC-70D.....	84
3.7.8	AUC-75D.....	85
3.7.9	AUC-76D.....	86
3.7.10	AUC-77D.....	87
3.8.	CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	88
3.8.1	AUC-03.....	88
3.8.2	AUC-33.....	89
3.8.3	AUC-35.....	90
3.9.	ANÁLISIS DE RED-LOCACIÓN AUC-51.....	91
3.9.1	ESTADO ACTUAL.....	91
<b>CAPÍTULO 4.....</b>		<b>93</b>
<b>DETERMINACIÓN DE LOS MEJORES ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN.....</b>		<b>93</b>
4.1.	PROPUESTAS PARA POZO AUC-010.....	93
4.1.1	REMOVER EL DAÑO.....	93
4.1.2	SUBIR FRECUENCIA.....	93
4.1.3	CAMBIO DE BOMBA.....	94
4.2.	PROPUESTAS PARA POZO AUC-024.....	95
4.2.1	REMOVER EL DAÑO.....	95
4.2.2	SUBIR FRECUENCIA.....	95
4.2.3	CAMBIO DE BOMBA.....	96
4.3.	PROPUESTAS PARA POZO AUC-027.....	97
4.3.1	REMOVER EL DAÑO.....	97
4.3.2	SUBIR FRECUENCIA.....	97
4.4.	PROPUESTAS PARA POZO AUC-040.....	98
4.4.1	REMOVER EL DAÑO.....	98
4.5.	PROPUESTAS PARA POZO AUC-057D.....	98
4.5.1	REMOVER EL DAÑO.....	98
4.6.	PROPUESTAS PARA POZO AUC-059D.....	99
4.6.1	REMOVER EL DAÑO.....	99
4.6.2	SUBIR FRECUENCIA.....	99
4.7.	PROPUESTAS PARA POZO AUC-073D.....	100
4.7.1	REMOVER EL DAÑO.....	100
4.7.2	SUBIR FRECUENCIA.....	100
4.8.	PROPUESTAS PARA POZO AUC-098D.....	101

4.8.1	SUBIR FRECUENCIA .....	101
4.9.	PROPUESTAS PARA POZO AUC-099STD.....	102
4.9.1	REMOVER EL DAÑO.....	102
4.10.	PROPUESTAS PARA POZO AUC-051.....	102
4.10.1	REMOVER EL DAÑO.....	102
4.10.2	SUBIR FRECUENCIA .....	103
4.11.	PROPUESTAS PARA POZO AUC-060D .....	103
4.11.1	CAMBIO DE BOMBA.....	103
4.12.	PROPUESTAS PARA POZO AUC-061D .....	104
4.13.	PROPUESTAS PARA POZO AUC-062D .....	104
4.13.1	REMOVER EL DAÑO.....	104
4.13.2	SUBIR FRECUENCIA .....	105
4.13.3	CAMBIO DE BOMBA.....	105
4.14.	PROPUESTAS PARA POZO AUC-065D .....	106
4.14.1	REMOVER EL DAÑO.....	106
4.14.2	SUBIR FRECUENCIA .....	106
4.14.3	CAMBIO DE BOMBA.....	107
4.15.	PROPUESTAS PARA POZO AUC-067D .....	108
4.15.1	REMOVER DAÑO .....	108
4.15.2	SUBIR FRECUENCIA .....	108
4.16.	PROPUESTAS PARA POZO AUC-070D .....	109
4.16.1	REMOVER EL DAÑO.....	109
4.16.2	CAMBIO DE BOMBA.....	109
4.17.	PROPUESTAS PARA POZO AUC-075D .....	110
4.17.1	REMOVER EL DAÑO.....	110
4.17.2	SUBIR FRECUENCIA .....	110
4.17.3	CAMBIO DE BOMBA.....	111
4.18.	PROPUESTAS PARA POZO AUC-076D .....	112
4.18.1	REMOVER EL DAÑO.....	112
4.18.2	CAMBIO DE BOMBA.....	112
4.19.	PROPUESTAS PARA POZO AUC-077D .....	113
4.19.1	REMOVER EL DAÑO.....	113
4.20.	PROPUESTAS PARA POZO AUC-003.....	113
4.20.1	DISEÑO DE LA BOMBA – CAMBIO DE SISTEMA.....	113
4.21.	PROPUESTAS PARA POZO AUC-033.....	114
4.21.1	DISEÑO DE LA BOMBA – CAMBIO DE SISTEMA.....	114
4.22.	PROPUESTAS PARA POZO AUC-035.....	114
4.22.1	DISEÑO DE LA BOMBA – CAMBIO DE SISTEMA.....	114
4.23.	ANÁLISIS DE RED-LOCACIÓN AUC-51.....	115
4.23.1	OPTIMIZADO .....	115

<b>CAPÍTULO 5</b> .....	<b>117</b>
<b>ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO</b> .....	<b>117</b>
5.1. ANÁLISIS TÉCNICO .....	117
5.2. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	119
5.2.1 COSTOS DE PRODUCCIÓN .....	120
5.2.2 INGRESOS.....	121
5.2.3 EGRESOS.....	122
5.2.4 FUNDAMENTOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	122
5.2.4.1. PRIMER ESCENARIO .....	124
5.2.4.2. SEGUNDO ESCENARIO .....	126
5.2.4.3. TERCER ESCENARIO.....	128
<b>CAPÍTULO 6</b> .....	<b>140</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> .....	<b>140</b>
6.1. CONCLUSIONES.....	140
6.2. RECOMENDACIONES .....	141
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>143</b>
<b>ANEXOS</b> .....	<b>144</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1 COORDENADAS UBICACIÓN DEL CAMPO .....	2
TABLA 1.2 PARÁMETROS PVT POR ARENA .....	8
TABLA 1.3 SALINIDADES POR ARENA .....	9
TABLA 1.4 RESERVAS DEL CAMPO AUCA.....	9
TABLA 1.5 PRODUCCIÓN HISTÓRICA ANUAL DE FLUIDOS DEL CAMPO AUCA. ....	12
TABLA 1.6 PRESIONES PROMEDIAS POR ARENA PRODUCTORA .....	13
TABLA 1.7 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS.....	14
TABLA 1.8 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO AUCA.....	14
TABLA 1.9 POZOS QUE FLUYEN A LA ESTACIÓN AUCA CENTRAL .....	15
TABLA 1.10 POZOS QUE FLUYEN A LAS LOCACIONES .....	17
TABLA 1.11 POZOS QUE FLUYEN INDEPENDIENTEMENTE AUCA SUR.....	21
TABLA 3.1 RESUMEN DE CORRELACIONES. ....	50
TABLA 3.2 DATOS NECESARIOS PARA PIPESIM.....	51
TABLA 3.3 LISTA DE POZOS SELECCIONADOS.....	52
TABLA 3.4 DATOS DE BUILD UP AUC-03 .....	88
TABLA 3.5 DATOS DE BUILD UP AUC-033.....	89
TABLA 3.6 DATOS DE BUILD UP AUC-35.....	90
TABLA 4.1 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN AL REMOVER EL DAÑO AUC-10 .....	93
TABLA 4.2 PRODUCCIÓN VS FRECUENCIA AUC-10.....	93
TABLA 4.3 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON NUEVA BES AUC-10.....	94
TABLA 4.4 PARÁMETROS DE LA BOMBA PROPUESTA PARA EL AUC-10.....	94
TABLA 4.5 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN AL REMOVER EL DAÑO AUC-24 .....	95
TABLA 4.6 PRODUCCIÓN VS FRECUENCIA AUC-24.....	95
TABLA 4.7 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON NUEVA BES AUC-24.....	96
TABLA 4.8 PARÁMETROS DE LA BOMBA PROPUESTA PARA EL AUC-24.....	96
TABLA 4.9 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN AL REMOVER EL DAÑO AUC-27 .....	97
TABLA 4.10 PRODUCCIÓN VS FRECUENCIA AUC-27 .....	97
TABLA 4.11 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN AL REMOVER EL DAÑO AUC-40.....	98
TABLA 4.12 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN AL REMOVER EL DAÑO AUC-57D.....	99
TABLA 4.13 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN AL REMOVER EL DAÑO AUC-59D.....	99
TABLA 4.14 PRODUCCIÓN VS FRECUENCIA AUC-59D. ....	99
TABLA 4.15 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN AL REMOVER EL DAÑO AUC-73D.....	100
TABLA 4.16 PRODUCCIÓN VS FRECUENCIA AUC-73D .....	101

TABLA 4.17 PRODUCCIÓN VS FRECUENCIA.....	101
TABLA 4.18 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN AL REMOVER EL DAÑO AUC-99STD. ....	102
TABLA 4.19 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN AL REMOVER EL DAÑO AUC-51 .....	102
TABLA 4.20 PRODUCCIÓN VS FRECUENCIA AUC-51 .....	103
TABLA 4.21 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON NUEVA BES AUC-60D..	104
TABLA 4.22 PARÁMETROS DE LA BOMBA PROPUESTA PARA EL AUC-60D.....	104
TABLA 4.23 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN AL REMOVER EL DAÑO AUC-62D.....	104
TABLA 4.24 PRODUCCIÓN VS FRECUENCIA AUC-62D. ....	105
TABLA 4.25 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON NUEVA BES AUC-62D..	105
TABLA 4.26 PARÁMETROS DE LA BOMBA PROPUESTA PARA EL AUC-62D. ....	106
TABLA 4.27 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN AL REMOVER EL DAÑO AUC-65D.....	106
TABLA 4.28 PRODUCCIÓN VS FRECUENCIA AUC-65D. ....	106
TABLA 4.29 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON NUEVA BES AUC-65D..	107
TABLA 4.30 PARÁMETROS DE LA BOMBA PROPUESTA PARA EL AUC-65D.....	107
TABLA 4.31 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN AL REMOVER EL DAÑO AUC-67D.....	108
TABLA 4.32 PRODUCCIÓN VS FRECUENCIA AUC-67D. ....	108
TABLA 4.33 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN AL REMOVER EL DAÑO AUC-70D.....	109
TABLA 4.34 PRODUCCIÓN VS FRECUENCIA AUC-70D .....	109
TABLA 4.35 PARÁMETROS DE LA BOMBA PROPUESTA PARA EL AUC-70D.....	109
TABLA 4.36 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN AL REMOVER EL DAÑO AUC-75D.....	110
TABLA 4.37 PRODUCCIÓN VS FRECUENCIA AUC-75D .....	111
TABLA 4.38 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON NUEVA BES AUC-75D..	111
TABLA 4.39 PARÁMETROS DE LA BOMBA PROPUESTA PARA EL AUC-75D.....	111
TABLA 4.40 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN AL REMOVER EL DAÑO AUC-76D.....	112
TABLA 4.41 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON NUEVA BES AUC-76D..	112
TABLA 4.42 PARÁMETROS DE LA BOMBA PROPUESTA AUC-76D .....	112
TABLA 4.43 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN AL REMOVER EL DAÑO AUC-77D.....	113
TABLA 4.44 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON BES AUC-3.....	113
TABLA 4.45 PARÁMETROS DE LA BOMBA PROPUESTA PARA EL AUC-3...	113

TABLA 4.46 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON BES AUC-33.....	114
TABLA 4.47 PARÁMETROS DE LA BOMBA PROPUESTA PARA EL AUC-33.....	114
TABLA 4.48 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON BES AUC-35.....	114
TABLA 4.49 PARÁMETROS DE LA BOMBA PROPUESTA PARA EL AUC-35.....	115
TABLA 5.1 RESUMEN DE TRABAJOS PROPUESTOS .....	117
TABLA 5.2 POZOS SELECCIONADOS PARA LA PROPUESTA N.-01 .....	118
TABLA 5.3 POZOS SELECCIONADOS PARA LA PROPUESTA N.-02.....	118
TABLA 5.4 POZOS SELECCIONADOS PARA LA PROPUESTA N.-03.....	119
TABLA 5.5 COSTOS ESTIMADOS PARA CAMBIOS DE SISTEMA.....	120
TABLA 5.6 COSTOS ESTIMADOS PARA TRATAMIENTO QUÍMICO.....	121
TABLA 5.7 COSTOS ESTIMADOS PARA CAMBIO DE BOMBA.....	121
TABLA 5.8 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES PARA EL CAMBIO DE SISTEMA .....	123
TABLA 5.9 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES PARA TRATAMIENTO QUÍMICO .....	123
TABLA 5.10 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES PARA CAMBIO DE BOMBA.....	124
TABLA 5.11 RESULTADOS DEL PRIMER ESCENARIO.....	124
TABLA 5.12 RESULTADOS DEL SEGUNDO ESCENARIO.....	126
TABLA 4.13 RESULTADOS DEL TERCER ESCENARIO .....	128
TABLA 5.14 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL PRIMER ESCENARIO @ 105 USD.....	131
TABLA 5.15 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL PRIMER ESCENARIO @ 85 USD.....	132
TABLA 5.16 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL PRIMER ESCENARIO @ 73.30 USD .....	133
TABLA 5.17 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL SEGUNDO ESCENARIO @ 105 USD .....	134
TABLA 5.18 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL SEGUNDO ESCENARIO @ 85 USD.....	135
TABLA 5.19 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL SEGUNDO ESCENARIO @ 73.30 USD .....	136
TABLA 5.20 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL TERCER ESCENARIO @ 105 USD .....	137
TABLA 5.21 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL TERCER ESCENARIO @ 85 USD .....	138
TABLA 5.22 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL TERCER ESCENARIO @ 73.30 USD .....	139

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1 MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO AUCA .....	2
FIGURA 1.2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE .....	7
FIGURA 1.3 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN ANUAL PARA EL CAMPO AUCA .....	10
FIGURA 2..1 POSIBLES PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL SISTEMA DE COMPLETACIÓN. ....	27
FIGURA 2.2 UBICACIÓN DE LOS NODOS.....	28
FIGURA 2.3 IPR (INFLOW PERFORMANCE CURVE) .....	30
FIGURA 2.4 CURVA IPR PARA POZOS SUBSATURADOS.....	32
FIGURA 2.5 COMPONENTES DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE .....	36
FIGURA 2.6 CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES .....	37
FIGURA 2.7 CURVA DE LEVANTAMIENTO (HEAD) .....	38
FIGURA 2.8 CURVA DE POTENCIA (BHP). ....	38
FIGURA 2.9 CURVA DE EFICIENCIA DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE .....	40
FIGURA 2.10 CURVA DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE....	40
FIGURA 2.11 CURVAS TORNADO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE. ....	41
FIGURA 2.12 ELEMENTOS DE SUPERFICIE DEL BOMBEO HIDRÁULICO. ....	44
FIGURA 2.13 ELEMENTOS DE FONDO DEL BOMBEO HIDRÁULICO.....	44
FIGURA 2.14 REPRESENTACIÓN DE LOS CAMBIOS DE ENERGÍA.....	46
FIGURA 3.1 MODELO FÍSICO UTILIZADO EN EL SOFTWARE.....	53
FIGURA 3.2 INFORMACIÓN DEL POZO .....	54
FIGURA 3.3 INFORMACIÓN DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.....	55
FIGURA 3.4 INFORMACIÓN DE LA LÍNEA DE FLUJO.....	55
FIGURA 3.5 INFORMACIÓN DEL FLUIDO .....	56
FIGURA 3.6 PERFIL PRESIÓN, PROFUNDIDAD, TEMPERATURA .....	57
FIGURA 3.7 CORRELACIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO.....	58
FIGURA 3.8 VENTANA DATA MATCHING .....	58
FIGURA 3.9 ANÁLISIS NODAL EN LA CARA DE LA ARENA. ....	59
FIGURA 3.10 ANÁLISIS NODAL EN LA CABEZA DEL POZO.....	59
FIGURA 3.11 ANÁLISIS NODAL EN EL SEPARADOR.....	60
FIGURA 3.12 ANÁLISIS EN EL FONDO AUC-10.....	61
FIGURA 3.13 ANÁLISIS EN LA CABEZA AUC-10 .....	61
FIGURA 3.14 ANÁLISIS EN EL SEPARADOR AUC-10 .....	62
FIGURA 3.15 ANÁLISIS EN EL FONDO AUC-24.....	63
FIGURA 3.16 ANÁLISIS EN LA CABEZA AUC-24 .....	63
FIGURA 3.17 ANÁLISIS EN EL SEPARADOR AUC-24 .....	64
FIGURA 3.18 ANÁLISIS EN EL FONDO AUC-27.....	65
FIGURA 3.19 ANÁLISIS EN LA CABEZA AUC-27 .....	65
FIGURA 3.20 ANÁLISIS EN EL SEPARADOR AUC-27 .....	66
FIGURA 3.21 ANÁLISIS EN EL FONDO AUC-40.....	67
FIGURA 3.22 ANÁLISIS EN LA CABEZA AUC-40 .....	67
FIGURA 3.23 ANÁLISIS EN EL SEPARADOR AUC-40 .....	68
FIGURA 3.24 ANÁLISIS EN EL FONDO AUC-57D. ....	69



FIGURA 3.25 ANÁLISIS EN LA CABEZA AUC-57D.....	69
FIGURA 3.26 ANÁLISIS EN EL SEPARADOR AUC-57D.....	70
FIGURA 3.27 ANÁLISIS EN EL FONDO AUC-59D.....	70
FIGURA 3.28 ANÁLISIS EN LA CABEZA AUC-59D.....	71
FIGURA 3.29 ANÁLISIS EN EL SEPARADOR AUC-59D.....	72
FIGURA 3.30 ANÁLISIS EN EL FONDO AUC-73D.....	72
FIGURA 3.31 ANÁLISIS EN LA CABEZA AUC-73D.....	73
FIGURA 3.32 ANÁLISIS EN EL SEPARADOR AUC-73D.....	74
FIGURA 3.33 ANÁLISIS EN EL FONDO AUC-98D.....	75
FIGURA 3.34 ANÁLISIS EN LA CABEZA AUC-98D.....	75
FIGURA 3.35 ANÁLISIS EN EL SEPARADOR AUC-98D.....	76
FIGURA 3.36 ANÁLISIS EN EL FONDO AUC-99DST.....	76
FIGURA 3.37 ANÁLISIS EN LA CABEZA AUC-99DST.....	77
FIGURA 3.38 ANÁLISIS EN EL SEPARADOR AUC-99DST.....	78
FIGURA 3.39 ANÁLISIS EN EL FONDO AUC-51.....	79
FIGURA 3.40 ANÁLISIS EN EL FONDO AUC-60D.....	80
FIGURA 3.41 ANÁLISIS EN EL FONDO AUC-61D.....	81
FIGURA 3.42 ANÁLISIS EN EL FONDO AUC-62D.....	81
FIGURA 3.43 ANÁLISIS EN EL FONDO AUC-65D.....	82
FIGURA 3.44 ANÁLISIS EN EL FONDO AUC-67D.....	83
FIGURA 3.45 ANÁLISIS EN EL FONDO AUC-70D.....	84
FIGURA 3.46 ANÁLISIS EN EL FONDO AUC-75D.....	85
FIGURA 3.47 ANÁLISIS EN EL FONDO AUC-76D.....	86
FIGURA 3.48 ANÁLISIS EN EL FONDO AUC-77D.....	87
FIGURA 3.49 IPR (BUILD UP Y ACTUAL) AUC-3.....	89
FIGURA 3.50 IPR (BUILD UP Y ACTUAL) AUC-33.....	90
FIGURA 3.51 IPR (BUILD UP Y ACTUAL) AUC-35.....	91
FIGURA 4.1 FRECUENCIAS OPERATIVAS PARA EL POZO AUC-10.....	94
FIGURA 4.2 FRECUENCIAS OPERATIVAS PARA EL POZO AUC-24.....	96
FIGURA 4.3 FRECUENCIAS OPERATIVAS PARA EL POZO AUC-27.....	98
FIGURA 4.4 FRECUENCIAS OPERATIVAS PARA EL POZO AUC-59D.....	99
FIGURA 4.5 FRECUENCIAS OPERATIVAS PARA EL POZO AUC-73D.....	101
FIGURA 4.6 FRECUENCIAS OPERATIVAS PARA EL POZO AUC-98D.....	102
FIGURA 4.7 FRECUENCIAS OPERATIVAS PARA EL POZO AUC-51.....	103
FIGURA 4.8 FRECUENCIAS OPERATIVAS PARA EL POZO AUC-62D.....	105
FIGURA 4.9 FRECUENCIAS OPERATIVAS PARA EL POZO AUC-65D.....	107
FIGURA 4.10 FRECUENCIAS OPERATIVAS PARA EL POZO AUC-67D.....	108
FIGURA 4.11 FRECUENCIAS OPERATIVAS PARA EL POZO AUC-75D.....	110
FIGURA 5.1 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DE 105 USD.....	125
FIGURA 5.2 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DE 85 USD.....	125
FIGURA 5.3 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DE 73.30 USD.....	126
FIGURA 5.4 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN PARA 105 USD.....	127
FIGURA 5.5 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN PARA 80 USD.....	127
FIGURA 5.6 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN PARA 73.30 USD....	128
FIGURA 5.7 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN PARA 105 USD.....	129
FIGURA 5.8 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN PARA 85 USD.....	129
FIGURA 5.9 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN PARA 73.30 USD....	130

## ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1.1 UBICACIÓN DE POZOS .....	145
ANEXO 1.2 COORDENADAS GEOGRÁFICAS DE LOS POZOS .....	146
ANEXO 1.3 MAPA BASE POZOS BASAL TENA .....	148
ANEXO 1.4 MAPA BASE POZOS NAPO T SUPERIOR .....	149
ANEXO 1.5 MAPA BASE POZOS NAPO T INFERIOR.....	150
ANEXO 1.6 MAPA BASE POZOS NAPO U SUPERIOR.....	151
ANEXO 1.7 MAPA BASE POZOS NAPO u INFERIOR.....	152
ANEXO 1.8 MAPA BASE POZOS HOLLÍN SUPERIOR.....	153
ANEXO 1.9 MAPA BASE POZOS HOLLÍN INFERIOR .....	154
ANEXO 1.10 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE ..	155
ANEXO 1.11 PVT POR POZOS .....	156
ANEXO 1.12 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN POR POZOS.....	158
ANEXO 1.13 POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO AUCA .....	159
ANEXO 1.14 PARÁMETROS ACTUALES DE LOS POZOS PRODUCTORES... ..	161
ANEXO 1.15 POZOS INYECTORES Y REINYECTORES DEL CAMPO AUCA..... ..	164
ANEXO 1.16 POZOS CERRADOS DEL CAMPO AUCA.....	165
ANEXO 1.18 DIAGRAMA FLUJO FACILIDADES AUCA central.....	167
ANEXO 1.19 DIAGRAMA FLUJO FACILIDADES AUCA SUR .....	168
ANEXO 1.20 DIAGRAMA FLUJO FACILIDADES AUCA SUR 1 .....	169
ANEXO 3.1 HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTO DEL CAMPO AUCA... ..	170
ANEXO 3.2 DIAGRAMAS DE COMPLETACION DE LOS POZOS SELECCIONADOS.....	196

## RESUMEN

El campo AUCA es uno de los cinco campos más importantes operados por EP-PETROECUADOR en el Distrito Amazónico. El presente proyecto de titulación, “OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO AUCA MEDIANTE ANÁLISIS NODAL”, consiste en un análisis de los sistemas de producción existentes en el campo Auca (Bombeo Electrosumergible e Hidráulico) con el objetivo de incrementar la producción de los pozos seleccionados para el estudio.

En este proyecto se realiza un análisis de las facilidades que presenta el campo, además se recopila información actualizada de los reservorios productores, tanto de presiones, PVT, características de las líneas de flujo, historiales de producción y reacondicionamiento.

Adicionalmente se describe los diferentes sistemas de producción con los que actualmente opera el campo Auca, para determinar los parámetros adecuados para la factibilidad del incremento de producción mediante el cambio de sistema de levantamiento artificial, así también como el análisis de las condiciones actuales de producción con bombeo electro sumergible buscando que la producción se mantenga en el rango operativo de trabajo de la bomba instalada.

Con el análisis realizado en cada uno de los pozos del campo, se determina los pozos que son técnicamente factibles de realizar el cambio de sistema de levantamiento artificial, rediseño de la bomba y aquellos que pueden ser sometidos a tratamiento químico con el objetivo de incrementar la producción y para cada uno de los escenarios propuestos se realizará un análisis económico en el cual permita determinar la factibilidad del proyecto.

Finalmente se da un conjunto de conclusiones y recomendaciones referentes a los pozos donde se pueden ejecutar cada una de las propuestas.

## PRESENTACIÓN

El presente Proyecto de Titulación fue propuesto al Departamento de Exploración y Producción de EP-PETROECUADOR con el propósito de realizar una optimización en los sistemas de producción, teniendo en conocimiento que el campo forma parte del grupo de campos maduros candidatos a ser optimizados.

Una de las técnicas más utilizadas para optimizar sistemas de producción dada su comprobada efectividad y confiabilidad a nivel mundial, es el ANÁLISIS NODAL; con la aplicación de esta técnica permite reflejar en el tanque el verdadero potencial de producción de los pozos, en otras palabras se logra cerrar la brecha existente entre la producción real de los pozos y la producción que debería exhibir de acuerdo a su potencial real de producción, esto se logra detectando restricciones al flujo y cuantificando su impacto sobre la capacidad productora del sistema.

Para el cumplimiento de este objetivo se utilizó un software en este caso PIPESIM, que es una poderosa herramienta de trabajo que permite ahorro de tiempo y un análisis de sensibilidades de las variables presentes en un sistema de producción, si se dispone de los recursos necesarios.

En las siguientes páginas se encuentra el resultado del trabajo de varios meses, información y criterios, desarrollado con el propósito de que sea útil para la compañía auspiciante (EP-PETROECUADOR), la Escuela Politécnica Nacional y para el lector que necesite o quiera conocer más acerca de la optimización de los sistemas de producción.

# **CAPÍTULO 1**

## **DESCRIPCIÓN DEL CAMPO**

### **1.1. ANTECEDENTES**

El campo Auca fue descubierto el 16 de Febrero de 1970 por la compañía de Texaco con la perforación del pozo exploratorio Auca 1, alcanzando una profundidad de 10578 pies y una producción de 3072 BPPD provenientes de las arenas Napo T y Hollín con un API de 26.9° y 31.1° respectivamente.

El desarrollo del campo empieza en diciembre de 1973 y es puesto en producción en abril de 1975 con 24 pozos.

En 1993 se ha realizado un estudio de simulación para estimar la producción del campo conformado por 37 pozos dando como resultado un factor de recobro del 35% con un POES de 267 MMB para Napo "T" y un factor de recobro del 37% con un POES del 292 MMB para Napo "U".

La energía que posee este campo proviene de acuíferos, gas en solución, compresibilidad de la roca y fluido.

Se habían perforado 47 pozos asignados para la producción hasta septiembre de 1997, de los cuales solo 1 resultó seco (Auca – 023) y dos pozos para la inyección, los que resultaron productores.

La producción total de las arenas U, T, Hollín era de 18000 BPPD.

### **1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA**

El campo Auca está localizado en la Región Amazónica, provincia de Orellana, cantón de Francisco de Orellana, en la parroquia Dayuma, ubicados a 260 km al oeste de Quito y 100 Km al Sur de la frontera con Colombia; ver figura 1.1

Está limitado por los campos Culebra, Yulebra, Sacha y Yuca al norte, Anaconda, Pindo y Conga al este, Rumiyacu, Armadillo y Cononaco al Sur y Puma al Oeste.

El campo se encuentra dentro de las siguientes coordenadas:

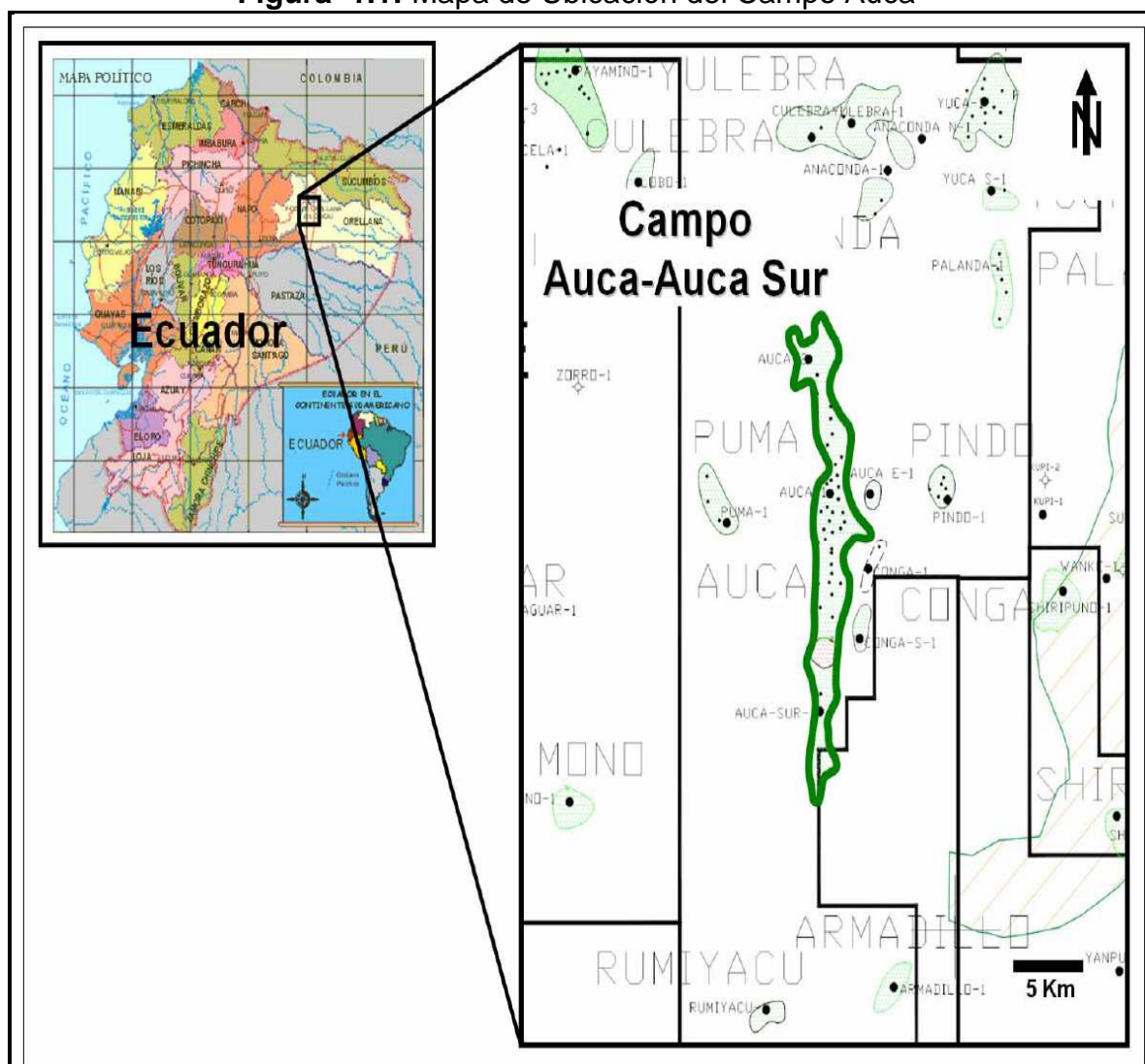
**Tabla 1.1:** Coordenadas Ubicación del Campo

LATITUD	LONGITUD
entre 0°34' S y 0°48' S	entre 76°50' W y 76°54' W
Ymin = 9911645	Xmin = 288964
Ymáx = 9936625	Xmáx = 295000

**Fuente:** Archivo Técnico EP - PETROECUADOR

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch..

La principal vía de comunicación terrestre al campo Auca es una carretera de primer orden (Quito - Baeza – Coca – Auca). El clima es tropical con temperaturas entre 25 y 35°C, y estación de lluvias entre Febrero y Mayo.

**Figura 1.1:** Mapa de Ubicación del Campo Auca

**Fuente:** Departamento de Yacimientos EP – PETROECUADOR

La ubicación de los pozos del campo Auca, se encuentra en el Anexo 1.1.

Las coordenadas geográficas de los pozos se detallan en el Anexo 1.2

### **1.3. GEOLOGÍA**

#### **1.3.1. ESTRUCTURA**

La estructura del campo Auca presenta un anticlinal de 23 Km por 4 Km, alargado en dirección Norte – Sur, alineándose en el eje central del corredor Sacha – Shushufindi de la cuenca oriental donde se encuentran los campos productores más importantes del área.

En la secuencia estratigráfica presenta niveles de lutita que ha actuado como roca madre y como sello parcial o completo de los reservorios a lo largo de la historia de la cuenca.

El campo presenta una falla con un rango de salto entre 10 y 30 pies, con un máximo de 50 pies en la parte central a nivel de la arena Napo “T”, también presenta fallas secundarias con saltos menores con un rango de 50 a 20 pies.

Las arenas “U” y “T” presentan considerables cantidades de hidrocarburos, con acuíferos parcialmente activos, lo que ha causado que la presión decline en algunos sectores del campo.

El campo se alinea con una barrera estratigráfica en dirección oeste - este que atraviesa por el pozo Auca 23.

#### **1.3.2. ESTRATIGRAFÍA**

Los yacimientos productores en Auca son: Basal Tena, Napo T, Napo U y Hollín; estas arenas se caracterizan por ser compactas.

##### **1.3.2.1. Formación Basal Tena**

Esta formación no es continua, tiene un espesor total promedio de 40 pies, formada principalmente por un cuerpo arenisco delgado con un espesor de 10 a 20 pies y descansa sobre lutitas de Napo Superior.

El área total de la arena, en las zonas donde se encuentran los pozos de acuerdo al Mapa Estructural de Basal Tena da como resultado un área de 16460.09 acres.

En el Anexo 1.3 se presenta un mapa base correspondiente a los pozos de Basal Tena.

### **1.3.2.2. Formación Napo**

Está conformado por dos areniscas correspondientes a Napo "U" y a Napo "T", separadas por intervalos gruesos de caliza y lutita. La calidad de estos reservorios es muy variable, y en muchos casos presentan cambios considerables en el tamaño de los poros que a veces disimulan el contacto agua-petróleo, debido a la existencia de una gran zona de transición entre el petróleo y el agua en la formación.

#### *1.3.2.2.1. Napo "T"*

Esta arenisca no es continua, contiene granos finos y son ricas en arcilla, areniscas cuarzosas discontinuas, limolitas y lutitas. Presenta una porosidad promedio del 18% y un espesor promedio de 120 pies con un área de 13621.87 acres, de acuerdo al Mapa Estructural de la Arena "T".

El porcentaje de las principales litofacies son:

- 3% de arenisca
- 7% de canal influenciado por marea
- 12% de arenisca glauconítica
- 22% de arena influenciada por marea
- 40% de lutita y limolita de plataforma

Napo "T" superior las arenas son generalmente de grano fino y de aspecto masivo, presentan intercalaciones de arenisca, lutita y limolita. El espesor promedio de esta arena es aproximadamente de 45 pies con una porosidad de 18.68%.

En el Anexo 1.4 se presenta un mapa base correspondiente a los pozos de Napo T superior.

Napo "T" inferior presenta una arenisca cuarzosa de grano fino a medio, subangular a subredondeada, con un espesor promedio de 67 pies y una porosidad promedia de 14.39 %.



En el Anexo 1.5 se presenta un mapa base correspondiente a los pozos de Napo T inferior.

#### *1.3.2.2.2. NAPO "U"*

Esta formación se ha dividido en 6 niveles para un mejor estudio de la siguiente manera:

U1, U2, U3 corresponde a Napo "U" inferior; U4 correspondiente a U media, U5 y U6 son los correspondientes a Napo "U" superior.

Está conformada por lutitas marinas que representan depósitos marinos denominados lutitas de la unidad U1. La unidad U2 es un depósito de ambiente marino no muy profundo y secuencias transgresivas repetidas con presencia de lutitas, limolitas y de calizas arcillosas. La unidad U3 es definida como el único banco de caliza y que se presenta en casi todos los pozos del campo. La unidad U4 está formada principalmente por lutita y limolita de mala calidad

Esta arenisca se caracteriza por ser continua y por estar presente en todo el campo Auca, presenta areniscas similares a las encontradas en Napo "T" con una porosidad de 16% y un espesor promedio de 200 pies con un área de 21471.49 acres, de acuerdo al Mapa Estructural de la Arena "U".

El porcentaje de las principales litofacies se anotan a continuación:

- 3% de caliza
- 3% de arenisca
- 3% de arenisca glauconítica
- 5% de arena influenciada por marea
- 30% de sistema fluvial influenciado por marea
- 53% de lutita y limolita

Napo "U" superior está formada por una arenisca cuarzosa, variando de gris claro a verde claro, el tamaño del grano es fino y de forma subredondeada. Presenta un espesor promedio de 27 pies y una porosidad promedia de 14.86%.

En el Anexo 1.6 se presenta un mapa base correspondiente a los pozos de Napo U superior.

Napo "U" inferior está formada por una arenisca cuarzosa, variando de gris clara a blanca, de grano fino a medio subangular a subredondeada. Presenta un espesor promedio de 37.2 pies con una porosidad promedio de 16.62%.

Napo Medio está constituido por una secuencia de plataforma carbonatada que muestra un ambiente de depósito marino somero.

Una laguna sedimentaria separa Napo Superior de la formación Basal Tena.

En el Anexo 1.7 se presenta un mapa base correspondiente a los pozos de Napo U inferior.

### **1.3.2.3. Formación Hollín**

Esta arena es la más productora debido a su espesor de arena saturada y porque exhibe un fuerte empuje de agua en el fondo.

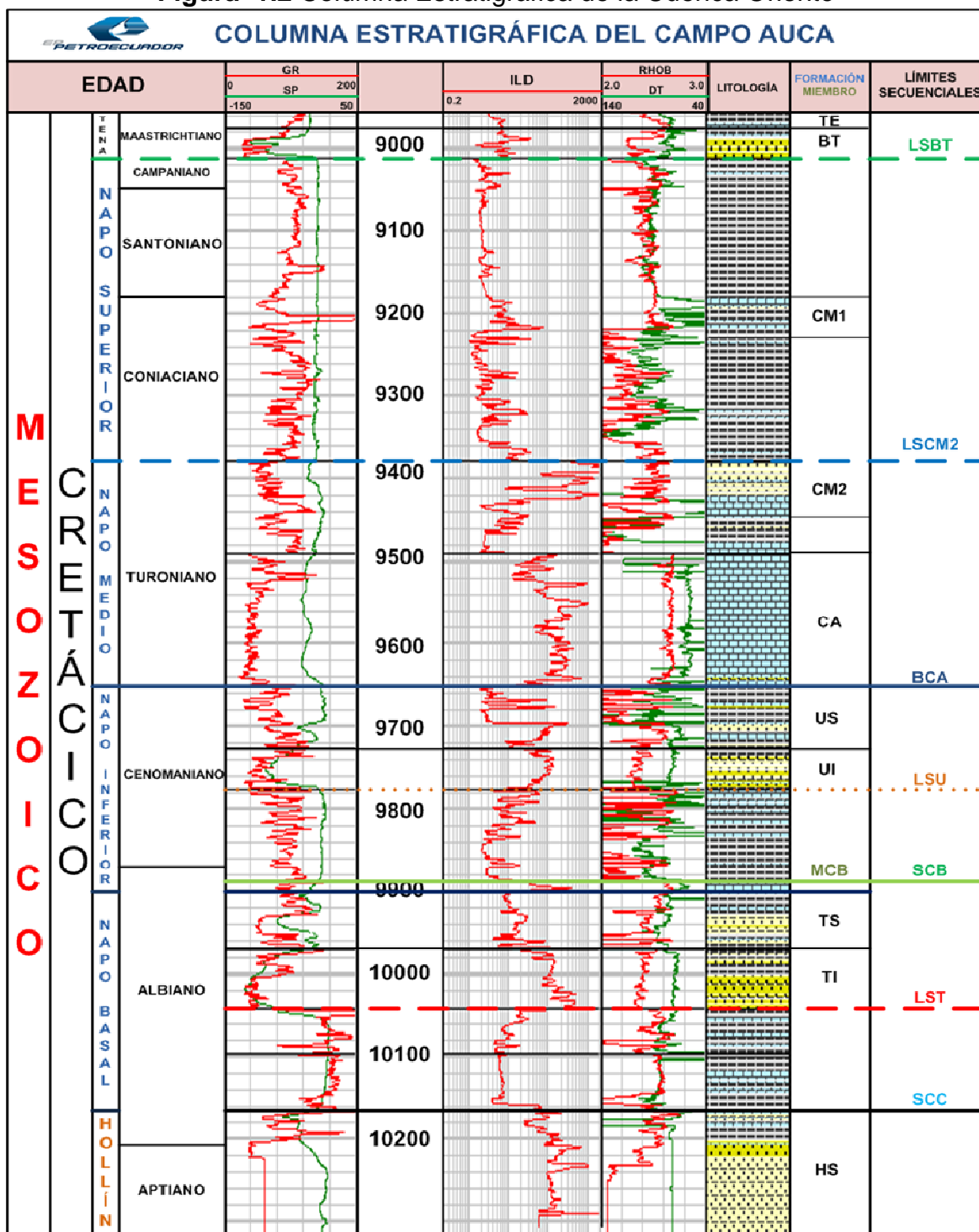
Esta formación está conformada por las areniscas Hollín Inferior de origen volcánico y Hollín Superior de origen marino somero. Esta formación está presente a lo largo de todo el campo Auca y sin presencia de fallas.

La formación Hollín tiene un espesor promedio de 450 pies y contiene una zona de transición pequeña y exhibe un fuerte empuje de agua en el fondo. El área promedio de la arena es de 20844.09 acres, de acuerdo al Mapa Estructural de la Hollín.

Hollín Superior es una formación interestratificada de arenisca cuarzosa de grano fino a medio y glauconita cuarzosa que contiene abundantes capas de lutita. Presenta una sedimentación marina y estuarina influenciada por la marea.

En el Anexo 1.8 se presenta un mapa base correspondiente a los pozos de Hollín Superior

Figura 1.2 Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente

**NOMENCLATURA ESTANDARIZADA**

**FORMACIONES:** TE (Tena), HS (Hollín Superior). **MIEMBROS:** BT (Basal Tena); CM1 (Caliza M1); CM2 (Caliza M2); CA (Caliza A); US, UI (Arenisca U Superior, e Inferior); MCB (Marcador Caliza B); TS, TI (Arenisca T Superior e Inferior).

**LÍMITES 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:** Departamento de Yacimientos EP - PETROECUADOR

Hollín Inferior conocida como Hollín principal, es un reservorio relativamente homogéneo de arenisca cuarzosa de grano fino y algunas capas aisladas de lutita. Corresponde a un ambiente de depósito de tipo planicie aluvial, en su parte superior se nota una influencia más costera. Posee un espesor neto aproximadamente de 40 pies y una porosidad promedio de 15.3%

En los Anexos 1.9 y 1.10 se presenta un mapa base correspondiente a los pozos de Hollín Inferior y la Columna de la Cuenca Oriente respectivamente.

#### 1.4. PVT DEL CAMPO

En la tabla 1.2 se presenta los datos promedios de cada arena.

**Tabla 1.2** Parámetros PVT por Arena

ANALISIS PVT DEL CAMPO				
	Basal Tena	Napo-U	Napo-T	Hollin
Pi (psia)	3563	4141	4213	4500
Pb (psia)	645	231	640	195
Boi (rb/stb)	1.1338	1.043	1.131	1.111
Bob (rb/stb)	1.1547	1.09	1.16	1.15
Coi (1/psia 10-6)	6.2	5.21	6.75	6.48
Cob (1/psia 10-6)	6.2	8.77	9.03	8.18
Uoi (cp)	21.34	13.8	5.05	4.76
Uob (cp)	14.29	2.82	2.6	2.66
RGP (scf/stb)	116	50	163	10
Densidad petróleo residual (gr/cm <sup>3</sup> )	0.927	0.94	0.887	0.867
°API	21.1	20.1	29	31.6
Temp del Reserv. (°F)	210	229	233	235
Gravedad específica del gas	1.0145	1.0402	0.978	0.8092

**Fuente:** Archivo Técnico EP - PETROECUADOR

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch..

En el Anexo 1.11 se presenta los datos PVT por pozos.

Los valores de salinidades que se presentan en la tabla 1.3 son obtenidos del informe de laboratorio a las muestras generales para todos los pozos del campo en estudio.

**Tabla 1.3** Salinidades por Arena,

<b>SALINIDADES (PPM)</b>	
Basal Tena	35000
Napo U	40000
Napo T	15000
Hollín Superior	2125
Hollín Inferior	1000

**Fuente:** Departamento de yacimientos

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch..

## 1.5. RESERVAS

Al 31 de Diciembre del 2009, EP-Petroecuador ha calculado un volumen de reservas iniciales de 384.309.668 BLS, una producción acumulada de 209.815.868 BLS y un volumen de reservas remanentes de 174.493.800 BLS para el campo Auca. El factor de recuperación (Fr inicial) del campo fue de 28.67. El factor de recuperación actual (Fra) es de 13.8%. Las reservas de petróleo calculadas al 31 de Diciembre del 2009 por arenas se ilustran en la tabla 1.4.

**Tabla 1.4** Reservas del Campo Auca

YACIMIENTO	Petróleo Original in Situ (Bls)	Fr inicial (%)	API	Reservas Originales			Reservas Remanentes (Bls)	Producción Acumulada (Bls)
				Probadas (Bls)	Probables (Bls)	Totales (Bls)		
BASAL TENA	141,006,079	19.50	21.10	27,496,185	0	27,496,185	18,328,858	9,167,327
U	324,891,563	30.10	19.00	97,792,360	2,600,000	100,392,360	54,860,522	45,531,838
T	351,726,117	29.40	29.00	103,407,478	4,300,000	107,707,478	35,310,045	72,397,433
HOLLIN SUP	200,120,852	44.80	31.60	89,654,142	0	89,654,142	47,264,040	42,390,102
HOLLIN INF	244,154,511	17.80	31.60	43,459,503	15,600,000	59,059,503	18,730,335	40,329,168
<b>SUB-TOTAL</b>	<b>1,261,899,122</b>	<b>28.67</b>		<b>361,809,668</b>	<b>22,500,000</b>	<b>384,309,668</b>	<b>174,493,800</b>	<b>209,815,868</b>

**Fuente:** Departamento de Yacimientos

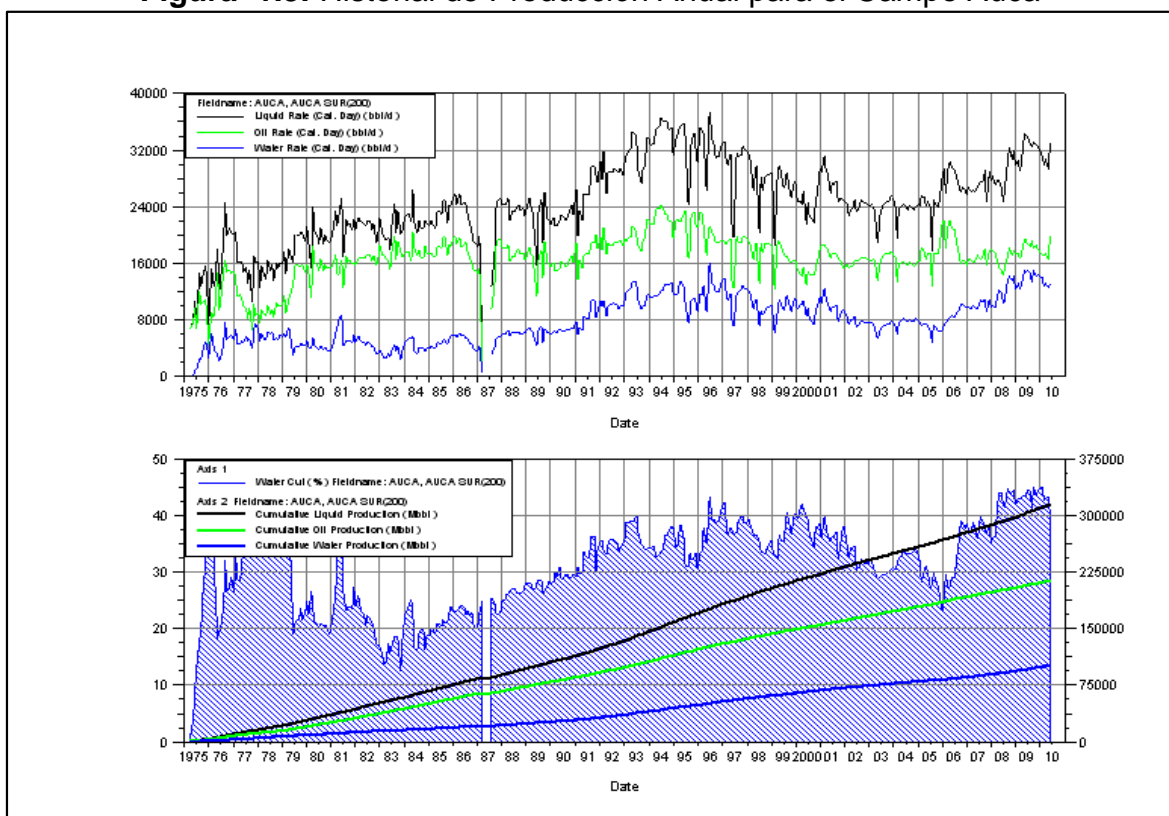
**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch..

**Nota:** EP-Petroecuador realiza el cálculo de reservas cada 31 de diciembre de cada año.

## 1.6. HISTORIA DE PRODUCCIÓN

En abril de 1975 el campo inicia su producción de petróleo a una tasa de 6752 BPPD y 58 BAPD, con un corte de agua de 0.9% (Figura 1.3), proveniente de 24 pozos perforados. Para diciembre del mismo año se incrementó la producción a 8579 BPPD y 4522 BAPD, con un corte de agua de 34.5%.

**Figura 1.3:** Historial de Producción Anual para el Campo Auca



**Fuente:** Reservorios Ep-Petroecuador

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch..

Para diciembre de 1977, el porcentaje de corte de agua incrementa al 47.1%, lo que resulta en una mayor producción de agua de 7654 BAPD. Esta producción ya es considerable respecto a la producción obtenida de petróleo de 8583 BPPD.

En agosto de 1983 se obtiene la mayor cantidad de petróleo producido con un corte de agua más bajo de 18.7% dando una producción de 20017 BPPD y 4590 BAPD. Una producción promedia de 17575 BPPD es obtenida en el año 1988 y parte de 1989, aunque la producción de agua se incrementa para estos años manteniéndose en un valor aproximado de 6248 BAPD, es decir un corte de agua del 26.23%.

Entre el año de 1991 a 1995 se produce un incremento del BSW, con un valor de 38.3%, dando una producción de 14557 BAPD y 23481 BPPD. En el mes de febrero de 1996 se registraron 24388 BPPD y para fines del mismo año disminuye su producción a 20092 BPPD debido al incremento del corte a 40.2%.

Para el año de 1998 la producción de petróleo disminuyó a 13538 BPPD con una producción de agua de 7629 BAPD y con un BSW del 36%. La misma que se estabilizó para el siguiente año en 17210 BPPD.

Al principio del año 2000 la producción fue de 16365 BPPD y al final del mismo año tuvo un pequeño aumento con un valor de 17061 BPPD. En este año la producción promedio de agua fue de 10838 BAPD.

Para el año 2002 los valores de producción promedio de petróleo fue de 16400 BPPD y de agua 8213 BAPD. Dos años después la producción de petróleo disminuyó a 16200 BPPD, con una producción de agua promedio de 8050 BAPD con un BSW de 33.2%.

Durante el año 2007 la producción promedio registrada fue de 16735 BPPD y una producción de agua casi constante de 10228 BAPD. A comienzos del año 2008 la producción fue de 18061 BPPD y a finales del mismo año fue de 18301 BPPD y 14390 BAPD.

A finales del año 2009 se registró una producción promedio de 18622 BPPD y 14359 BAPD aportando con un BSW 43.53%.

Durante el año 2010 se han perforado 10 pozos de los cuales 9 son productores direccionales (AUS-006D, AUS-007D, AUC-098D, AUC-099DST, AUC-0098D, AUC-082D, AUC-096D, AUC-097D, AUC-083D, AUC-092D) y 1 pozo vertical inyector (AUC-WIN-1D), por esta razón a finales de Noviembre del 2010 se obtuvo una producción de 21656 BPPD y 14987 BAPD y un BSW de 40,9%.

Con respecto al gas su producción fue de 27899 PCSD correspondiente a Auca Central-Sur y 2776 PCSD correspondiente a Auca Sur 1 dando un total 30675 PCSD de los cuales 1116 PCSD fueron utilizados como combustible y 29559 PCSD fueron quemados durante el año 2010.

En la Tabla 1.5 se presenta una síntesis sobre la producción histórica del campo desde el inicio de sus operaciones hasta Noviembre del 2010.

**Tabla 1.5** Producción Histórica Anual de Fluidos del Campo Auca.

<b>AÑOS</b>	<b>FLUIDO BFPD</b>	<b>PETRÓLEO BPPD</b>	<b>AGUA BAPD</b>	<b>BSW %</b>
1975	11553	9274	2279	19.73
1976	16470	11856	4614	28.01
1977	16004	10505	5499	34.36
1978	15108	9304	5804	38.42
1979	18392	13391	5001	27.19
1980	19835	15542	4293	21.64
1981	21617	15813	5804	26.85
1982	21323	16711	4612	21.63
1983	20867	17464	3403	16.31
1984	22287	17762	4525	20.30
1985	22985	18193	4792	20.85
1986	23161	17894	5267	22.74
1987	18144	13997	4147	22.86
1988	23865	17617	6248	26.18
1989	22432	16236	6196	27.62
1990	22494	15945	6549	29.11
1991	26017	17574	8443	32.45
1992	29359	19253	10106	34.42
1993	31891	20147	11744	36.83
1994	36090	23608	12482	34.59
1995	34356	22448	11908	34.66
1996	34204	21434	12770	37.33
1997	31326	18910	12416	39.63
1998	29256	18515	10741	36.71
1999	26973	17205	9768	36.21
2000	24912	15144	9768	39.21
2001	28202	17703	10499	37.23
2002	24606	16393	8213	33.38
2003	24119	16660	7459	30.93
2004	24233	16187	8046	33.20
2005	24191	17047	7144	29.53
2006	28016	19426	8590	30.66
2007	26962	16734	10228	37.93
2008	32691	18301	14390	44.02
2009	32981	18622	14359	43.54
2010	36643	21656	14987	40.90

**Fuente:** Ingeniería de Petróleos/Campo Auca

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.



## 1.7. HISTORIA DE PRESIONES

En la tabla 1.6 se detalla las presiones promedias iniciales y actuales de cada una de las arenas productoras.

**Tabla 1.6:** Presiones Promedias por Arena Productora

YACIMIENTO	Pi (psia)	Pb (psia)	Pr actual (psia)
Basal Tena	3563	645	838
Napo "U"	4241	231	905
Napo "T"	4213	640	1654
Hollín	4500	195	3846

**Fuente:** Ingeniería de Petróleos/Campo Auca

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

## 1.8. ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

La producción del Campo Auca en el año 2010 es de 36643 BFPD, con una producción de 21.656 BPPD, con un BSW actual promedio de 40.9%.

### 1.3.1. ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS

Debido a la producción del Campo durante varios años los yacimientos han experimentado pérdidas de presión, quedando casi en su totalidad incapaces de producir a flujo natural. Por tal razón el campo se encuentra produciendo bajo los siguientes sistemas de Levantamiento Artificial.

- ✓ Bombeo Electrosumergible
- ✓ Bombeo Hidráulico

Actualmente en el campo Auca el bombeo Electrosumergible predomina en la mayor parte de los pozos productores, como se puede observar en la Tabla 1.7 donde se presenta en forma resumida el número de pozos con su respectivo sistema de producción.

En el Anexo 1.12 se presenta los pozos de acuerdo al sistema de producción en forma más detallada.

**Tabla 1.7:** Sistemas de Producción de los Pozos.

SUMARIO SISTEMAS DE PRODUCCIÓN POZOS PRODUCTORES			
MÉTODO	POZOS		
	AUCA CENTRAL	AUCA SUR	AUCA SUR 1
B. Electrosumergible	16	12	6
B. Hidráulico – Jet	3	11	0
B. Hidráulico – Pistón	5	9	0
Flujo Natural	0	1	0
<b>TOTAL</b>	24	33	6
<b>SUMA:</b>	<b>63</b>		

**Fuente:** Ingeniería de Petróleos/Campo Auca

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

En la Tabla 1.8 se muestra en forma resumida el estado actual de los pozos perforados en el campo Auca.

**Tabla 1.8** Estado Actual de los Pozos del Campo Auca

SUMARIO POZOS DEL CAMPO AUCA				
MÉTODO	POZOS			
	AUCA CENTRAL	AUCA SUR	AUCA SUR 1	AUCA ESTE
Productores	24	33	6	0
Abandonados	0	4	0	0
Reinyectores	1	3	0	0
Inyectores	0	3	0	0
Cerrados	5	6	0	1
<b>TOTAL</b>	30	49	6	1
<b>SUMA</b>	<b>86</b>			

**Fuente:** Ingeniería de Petróleos/Campo Auca

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

En el Anexo 1.13 se detalla los pozos productores del Campo Auca.

En el Anexo 1.14 se detalla los parámetros actuales de los pozos productores.

En el Anexo 1.15 se detalla los pozos inyectores del Campo Auca.

En el Anexo 1.16 se detalla los pozos cerrados del Campo Auca.

En el Anexo 1.17 se detalla los pozos abandonados.

## 1.8.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN AUCA CENTRAL

El esquema general de producción de la estación Auca Central está conformado por veintitrés pozos activos que aportan a la producción de crudo y seis se encuentran cerrados esperando trabajos de Work-Over.

De los pozos que aportan con producción de hidrocarburos, 10 pozos se manejan desde la Locación AUC 051 (AUC 051, AUC 060D, AUC 061D, AUC 062D, AUC 065D, AUC 067D, AUC 070D, AUC 075D, AUC 076D, AUC 077D), un pozo desde la locación AUC 002 (AUC 052), un pozo desde la locación AUC 40 (AUC 040) y un pozo desde la Locación AUC 045 (AUC 045).

El objetivo de las locaciones es bombear, por una sola línea de flujo, toda la producción de los pozos ligados a una locación, hacia la estación de deshidratación principal. En estas locaciones se realizan pruebas de producción y se separa el gas libre y el gas en solución.

### 1.8.2.1. Sistema de Recolección de Flujo Multifásico desde Pozos

Los pozos que direccionan independientemente su producción se enlistan en la Tabla 1.9.

**Tabla 1.9:** Pozos que Fluyen a la Estación Auca Central

POZOS QUE FLUYEN INDEPENDIENTEMENTE	
POZO	PRESIÓN CABEZA (psi)
5	60
6	85
9	240
10	-
26	120
31	160
32	110
33	220
34	60
39	50

**Fuente:** Ingeniería de Producción/ Campo Auca

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

La producción de cada pozo es direccionada por líneas independientes de 4", desde el cabezal de producción hacia el múltiple de distribución en la estación Auca Central, la presión para que el fluido llegue a la estación Auca Central, es proporcionada por la bomba Electrosumergible de cada pozo o por el fluido motriz (Bombeo Hidráulico).

#### **1.8.2.2. Sistema de recolección de Fluido Bifásico desde Locaciones.**

En el área Auca Central existen cuatro locaciones: AUC 002, AUC 040, AUC 045 y AUC 051, a continuación se describen las características de cada locación:

- ✓ La locación AUC 002, posee una bota de gas, un tanque de prueba-producción de 500 bls, un mechero y una bomba de transferencia. En esta locación se realizan las pruebas de producción del pozo AUC 052.
- ✓ La locación AUC 040, posee una bota de gas, un tanque de prueba de 500 bls, un tanque de almacenamiento de 500 bls, un mechero, una bomba booster y una de transferencia, además dentro de servicios auxiliares posee un tanque de diesel de 1500 galones, un extintor, una bomba multicabeza para inyección de químicos. En esta locación se realizan las pruebas de producción del pozo AUC 040.
- ✓ La locación AUC 045, posee un tanque-bota de 500 bls, un mechero, una bomba de transferencia. En esta locación se realizan las pruebas de producción del pozo AUC 045.
- ✓ La locación AUC 051, posee dos botas de gas, un tanque de prueba de 500 bls, un tanque de producción de 500 bls, dos tanques de almacenamiento, un mechero, dos bombas booster, una unidad de medición, dos bombas de transferencia, además dentro de servicios auxiliares posee dos compresores, un acumulador de aire, un separador de condensados, un tanque de diesel de 1500 galones, cuatro bombas de inyección de químicos. En esta locación se realizan las pruebas de producción de los pozos AUC 051, AUC 060, AUC 061D, AUC 062D y AUC 065D, AUC 067D, AUC 070D, AUC 075D, AUC 076D, AUC 077D.

En la Tabla 1.10 se enlistan las locaciones con sus respectivos pozos y cada una con presión de cabeza.

**Tabla 1.10:** Pozos que Fluyen a las Locaciones

<b>POZOS QUE FLUYEN A LAS LOCACIONES</b>		
<b>LOCACIÓN</b>	<b>POZO</b>	<b>PRESIÓN CABEZA (psi)</b>
AUC 02	52	30
AUC 040	40	60
AUC 045	45	5
AUC 051	51	10
	60 D	10
	61 D	10
	62 D	10
	65 D	50
	67 D	10
	70D	10
	75 D	10
	76 D	10
	77 D	10

**Fuente:** Ingeniería de Producción/ Campo Auca

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch..

### 1.8.2.3. Sistema de Separación Bifásica.

El fluido proveniente de las líneas de producción de cada pozo y de las locaciones se puede direccionar a tres manifolds de producción a excepción de la Locación AUC 051, que ingresa directamente de la entrada del tanque de lavado TL-01.

Desde cualquiera de los tres manifolds de producción, se puede direccionar el fluido hacia los tres separadores de producción bifásicos (SP-01, SP-02 y SP-03). Estos recipientes tienen una capacidad de 35000 BFPD cada uno y trabajan a una presión de 15 a 20 psig y una temperatura de 115 °F en promedio.

Una vez que el fluido multifásico ingresa a los separadores de producción, se produce la separación líquido – gas; mediante la apertura de válvulas el fluido multifásico se lo direcciona a la entrada de la bota de gas SG-01 en donde se produce la separación del gas remanente (condición de operación normal) y la producción va directamente al tanque de lavado.

El gas libre del fluido obtenido en los separadores es enviado hacia un cabezal de distribución que suministra gas hacia los separadores de gas (DG-01, DG-02 y DG-03) para ser quemado en el calentador de agua CL-01.

En el cabezal de distribución de gas existe una válvula auto regulada que mantiene la presión en la línea y envía el excedente de gas hacia el mechero QE-01, donde es quemado.

El gas separado en la bota de gas, es direccionado hacia el mechero QE-02, donde se quema.

#### **1.8.2.4. Sistema de Separación Crudo – Agua en Tanque de Lavado.**

El crudo y el agua proveniente de la bota de gas, de la locación AUC 051, ingresa al tanque de lavado de 37800 bls de capacidad. En este tanque se separa el crudo del agua por efecto de densidad.

El crudo es desalojado del tanque por la parte superior aproximadamente a 37 pies con un BSW de 0,2, direccionándolo hacia el tanque de reposo TR-01 de 28650 bls de capacidad.

Para que la separación de crudo sea adecuada, y la concentración de petróleo residual en el agua de reinyección sea mínima, es necesario mantener en el tanque de lavado un colchón de agua de 8 pies, cuyo nivel es controlado por medición de interface.

#### **1.8.2.5. Sistemas de Separación Crudo – Agua en el Tanque de Reposo.**

El crudo proviene del tanque de lavado llega al tanque de reposo donde decanta el remanente de agua que pueda quedar en el crudo, hasta que el mismo alcanza un BSW de 0,1% y se envía hacia tres bombas booster de crudo (BC-01, BC-02 y BC-03) y hacia el sistema de bombeo power oil.

El agua separada, en el tanque de reposo, es desalojada por una tubería de 4 in, ubicada a una altura de 1 pie; esta tubería llega a la succión de una bomba centrífuga BC-08 que direcciona flujo hacia el tanque de lavado.

### Sistema de Bombeo de Crudo

El crudo en especificaciones es desalojado de tanque de reposo por medio de una tubería de 12 in, hacia la unidad de medición, que consta de tres bombas centrífugas (BC-01 y BC-02 accionadas por motor eléctrico, y BC-03 accionada por motor diesel) y tres contadores de flujo.

El crudo deshidratado de Auca Central es direccionado hacia el tanque de oleoducto TO-01, cuya capacidad es 106.438 bls. A este tanque ingresan las producciones de Petro Oriental, Auca Sur, Cononaco, Rumiyacu y Tiguino. Por medio de una tubería de 16 in, el crudo es enviado hacia las bombas de oleoducto (BC-10, BC-11 y BC-12, accionadas por motor de diesel), que se encuentran instaladas en serie con presiones de descarga de 150 psig en la primera etapa, 335 psig en la segunda etapa. Para el bombeo se utilizan dos equipos y uno liso para arrancar. El despacho hacia la estación Sacha se hace por medio de un oleoducto de 16 in.

### Sistema Power Oil

El sistema de power oil posee dos bombas booster (BC-06, accionada por motor diesel y BC-07, accionada por motor eléctrico) y tres bombas de alta presión (presión de descarga 3900 psig); una accionada con motor diesel BR-04 y dos con motor a gas BR-05 Waukesha.

Una parte del crudo es direccionado desde el tanque de reposo, hacia las bombas booster (BC-06 y BC-07), donde una a la vez, envía la producción hacia la succión de las bombas de alta presión, para utilizarlo como fluido motriz en el sistema de levantamiento de algunos pozos.

#### **1.8.2.6. Sistema de Prueba de Pozos**

Las pruebas de producción de cada pozo se realizan en las locaciones para los pozos que están ligados a cada locación y en la estación Auca Central para los pozos que poseen líneas de flujo independientes.

- ✓ En las locaciones la prueba de pozos se realiza en un tanque de prueba, al cual se alinea el pozo que se desea probar, donde luego de 6, 12 ó 24 horas, dependiendo de la estabilidad del pozo (mínima variación del flujo de producción en el tiempo) se estima la producción del pozo por medio de la diferencia de volúmenes y se proyecta para 24 horas.
- ✓ En la estación Auca Central las pruebas se realizan en el separador de prueba ST-01 bifásico, este equipo funciona con una presión de 20 a 25 psig, el gas libre se ubica en la parte superior y es desalojado hacia el cabezal de distribución de gas. El líquido es medido a través de una turbina que registra electrónicamente el volumen medido y para el gas se utiliza un medidor de placa orificio.

En el Anexo 1.18 se presenta el diagrama de Flujo Estación Auca Central.

### **1.8.3. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN AUCA SUR.**

El esquema general de producción de la estación Auca Sur está integrada por veintiocho pozos de producción activos, ningún pozo en trabajos de Work-Over

#### **1.8.3.1. Sistema de Recolección de Fluido Multifásico desde los Pozos.**

La producción de cada pozo es direccionada por líneas independientes de 4 in, desde el cabezal de producción hacia el múltiple de la estación Auca Sur. La presión para que el fluido llegue a la estación Auca Sur, es proporcionada por la bomba Electrosumergible de cada pozo o por fluido motriz (Bombeo Hidráulico).

Los pozos AUC-029, AUC-082D, AUC-93D, AUC-096D, AUC-097 producen contra tanque y este es recogido por medio de un vaccum.

Los pozos que direccionan independientemente su producción hacia la estación de producción Auca Sur, se enlistan en la Tabla 1.11.



**Tabla 1.11:** Pozos que Fluyen Independientemente Auca Sur

<b>POZOS QUE FLUYEN INDEPENDIENTEMENTE</b>	
<b>POZO</b>	<b>PRESIÓN CABEZA (psi)</b>
1	60
3	300
14	150
15	190
16	100
18	70
19B	250
20	110
21	45
22	400
24	120
25	240
27	180
28	100
30	150
35	90
36	100
38	150
42	110
43	135
49	260
50	80
53	100
57 D	10
59 D	10
74 (INY-05)	100
83D	-
92D	-
98D	120
99DST	120

**Fuente:** Ingeniería de Producción/ Campo Auca

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch..

### 1.8.3.2. Sistema de Separación Bifásica

Una vez que el fluido multifásico ingresa a los separadores de producción (SP-01, SP-02 y SP-03), se produce la separación líquido – gas; el crudo, agua y gas

remanente se mezclan con la producción proveniente de la estación Auca Sur 1, la cual ha pasado en dicha estación por un proceso de separación de gas. La apertura de válvulas dirige el fluido multifásico hacia la bota de gas SG-01, donde se separa el remanente de gas que pueda llevar consigo la corriente líquida.

El gas que proviene de los separadores es enviado hacia el Sistema de Compresión de Gas y al depurador de gas DG-01 para ser quemado en el calentador de agua CL-01. La válvula auto regulada mantiene la presión en la línea y envía el excedente de gas a la tea QE-01 en donde se quema. El gas separado en la bota es enviado a la tea QE-02, en donde es quemado.

### **1.8.3.3. Sistema de Separación Crudo – Agua en el Tanque de Lavado.**

El crudo y el agua proveniente de la bota de gas, va al tanque de lavado TL-01 de 50000 bls de capacidad, donde se produce la separación Crudo – Agua. Para ello, el crudo sale por gravedad al tanque de reposo TR-01 de 16120 bls de capacidad a 32 pies de altura por la boquilla de rebose del tanque y el agua se envía a la succión de dos bombas booster (BC-03 y BC-04).

Es importante destacar que cuando las bombas booster o la planta de Reinyección Auca 16 no están en condiciones de recibir la producción de agua del tanque de lavado, el agua se envía a un tanque de agua TA-01 de 2755 bls de capacidad.

El nivel del colchón de agua en el tanque de lavado es controlado manualmente mediante un visor de nivel, el mismo que en operación normal debe mantenerse en 8 pies. La temperatura del colchón de agua del tanque de lavado se incrementa en un máximo de 10°F mediante un sistema de calentamiento conformado por una bomba centrífuga (BC-06 de accionamiento eléctrico), para succionar el agua desde el tanque de lavado y descargarla nuevamente al ingreso del tanque previamente calentado por un calentador de fuego directo, el cual utiliza como combustible, el gas proveniente de los depuradores de gas (DG-01 y DG-02).

En la línea de agua para el calentamiento, se inyectan los químicos: inhibidor de corrosión, bioácido y antiescala.

#### **1.8.3.4. Sistema de Separación Crudo – Agua en el Tanque de Reposo.**

El crudo proveniente del tanque de lavado, llega al tanque de reposo donde decanta el remanente de agua que pueda quedar en el crudo, hasta que el mismo alcanza un BSW de 0,1 %, luego de alcanzar dicho valor, es enviado hacia dos bombas booster de crudo (BC-01 y BC-02) y hacia el sistema de bombeo poweroil.. El agua remanente del tanque de reposo se recircula hacia el tanque de lavado por medio de una bomba centrífuga (BC-05).

##### *Sistema de Bombeo de Crudo*

Una parte del crudo obtenido en el tanque de reposo es succionado por dos bombas booster (BC-01 y BC-02 ambas accionadas eléctricamente), las cuales descargan la producción con una presión de 120 psig hacia el oleoducto que viene desde Cononaco y que llega hasta la estación Auca Central. En la línea de descarga de las bombas booster hay un totalizador (FQI) por cada bomba que determina la producción de la estación.

##### *Sistema Power Oil*

Del tanque de reposo parte de la producción es enviada a la succión de dos bombas booster (BC-08 accionada eléctricamente y BC-07 accionada con motor a diesel), las cuales dirigen el crudo hacia la succión de las bombas power oil a una presión de 170 psig.

El sistema de power oil está constituido por siete bombas (BR-01, BR-02, BR-03, BR-04, BR-05, BR-06 y BR-07), todas accionadas por motor a diesel que descargan una presión de 3780 psig. Del cabezal de distribución (manifold) de las unidades de power oil se derivan a dos líneas:

- ✓ La primera línea es de recirculación hacia el tanque de reposo para el arranque de las unidades.
- ✓ La segunda línea envía el crudo hacia los pozos que requieren el sistema power oil en toda el área Auca.

#### **1.8.3.5. Sistema de Prueba de Pozos.**

Cando se requiere la prueba de pozos, se alinea el pozo a probar a los dos separadores de prueba (ST-01 y ST-02), de 10000 bls de capacidad cada uno, donde luego de 6, 12 ó 24 horas, dependiendo de la estabilidad del pozo se determina la producción del mismo con un medidor de turbina.

Además, se toma muestras para medir propiedades tales como: gravedad API, temperatura, BSW, entre otras. El crudo del pozo que está a prueba posteriormente es enviado a la bota de gas y el gas es medido con un medidor de placa orificio para posteriormente ser enviado al Sistema de Compresión de gas o se quema en las teas (QE-01, QE-02 y Qe-03). En el Anexo 1.19 se presenta el diagrama de Flujo Estación Auca Sur.

### **1.8.4. DESCRIPCIÓN GENERAL DE PROCESOS DE PRODUCCION DE LA ESTACIÓN AUCA SUR 1**

#### **1.8.4.1. Sistema de Recolección de Fluidos Multifásico desde los Pozos.**

El esquema general de producción de la estación Auca Sur 1 está integrado por seis pozos de producción activos, denominados AUS 001, AUS 003, AUS 004, AUS 005D, AUS 006D, AUS 007D. Estos seis pozos se conectan al múltiple de producción a la entrada de la estación, con una presión aproximada de entre 10 a 15 psig. Del múltiple, la producción pasa al sistema de separación bifásica conformado por una bota de gas y un tanque de producción TE-01, donde se produce la separación, previa inyección de químicos: antiescala y demulsificantes.

#### **1.8.4.2. Sistema de Separación Bifásica**

El fluido multifásico ingresa a la bota de gas y se produce la separación del crudo y del agua, ambos van al tanque de producción y todo el gas producido en la estación Auca Sur 1 es quemado en el mechero QE-01 de forma intermitente de acuerdo a la producción de los pozos.

#### **1.8.4.3. Sistema de Almacenamiento en el Tanque de Producción**

El crudo y el agua proveniente de la bota de gas, entra al tanque de producción TE-01 de 2101 bls de capacidad, donde es succionado por la bomba booster BC-01. El nivel del tanque es controlado manualmente con una cinta de aforo.

#### **1.8.4.4. Sistema de Transporte de Crudo – Agua hacia Auca Sur**

El crudo proveniente del tanque de producción, es succionado por la bomba booster a una presión estimada de 12 psig, con base en el nivel operativo del tanque; esta bomba descarga a una presión de 56 psig hacia el totalizador (FQI) que determina la producción de crudo y agua del campo. La presión de succión de la bomba booster es asegurada controlando el nivel del tanque preñdiendo y apagando la bomba manualmente.

El crudo y el agua se dirigen a las bombas de transferencia de crudo (BR-01 y BR-02), estas bombas direccionan la producción del campo hacia la descarga de los separadores bifásicos de la estación Auca Sur a una presión de 250 psig.

La bomba de transferencia de crudo BR-01 funciona con motor a diesel y la bomba BR-02 con motor eléctrico. La configuración de las bombas es una operativa y otra de respaldo; el tiempo de bombeo de la bomba de transferencia de crudo BR-01 es de 18 horas por día y el de la bomba de transferencia BR\_02 es de 10 horas por día.

#### **1.8.4.5. Sistema de Prueba de Pozos**

Cuando se requiere la prueba de pozos, se alinea el pozo a probar al sistema de separación de prueba que está constituido por una bota de gas SG-02 y un tanque de prueba TE-02 de 504 bls de capacidad, donde luego de 6, 12 ó 24 horas, dependiendo de la estabilidad del pozo se estima la producción del pozo midiendo la diferencia de volúmenes en el tiempo.

Adicionalmente, se toma muestras para medir propiedades tales como gravedad API, temperatura, BSW, entre otras. Una vez que se finaliza la prueba del pozo, la producción es enviada a la bomba booster. El gas de la bota se envía a quemar en el mechero.

En el Anexo 1.20 se presenta el diagrama de Flujo Estación Auca Sur 1.

## **CAPÍTULO 2**

### **ANÁLISIS NODAL Y SISTEMAS DE PRODUCCIÓN**

#### **2.1. ANÁLISIS NODAL**

##### **2.1.1 INTRODUCCIÓN**

El análisis nodal de un sistema de producción, realizado en forma sistemática, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, y consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión y evaluar el flujo a través del medio poroso, flujo a través de la tubería vertical y horizontal así como en los separadores, de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento.

El objetivo es conseguir un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor aplicando el análisis nodal, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y línea de descarga por el cual se extraerá los fluidos del pozo, así como predecir su comportamiento de flujo (aporte de hidrocarburos) y presión para diferentes condiciones de operación.

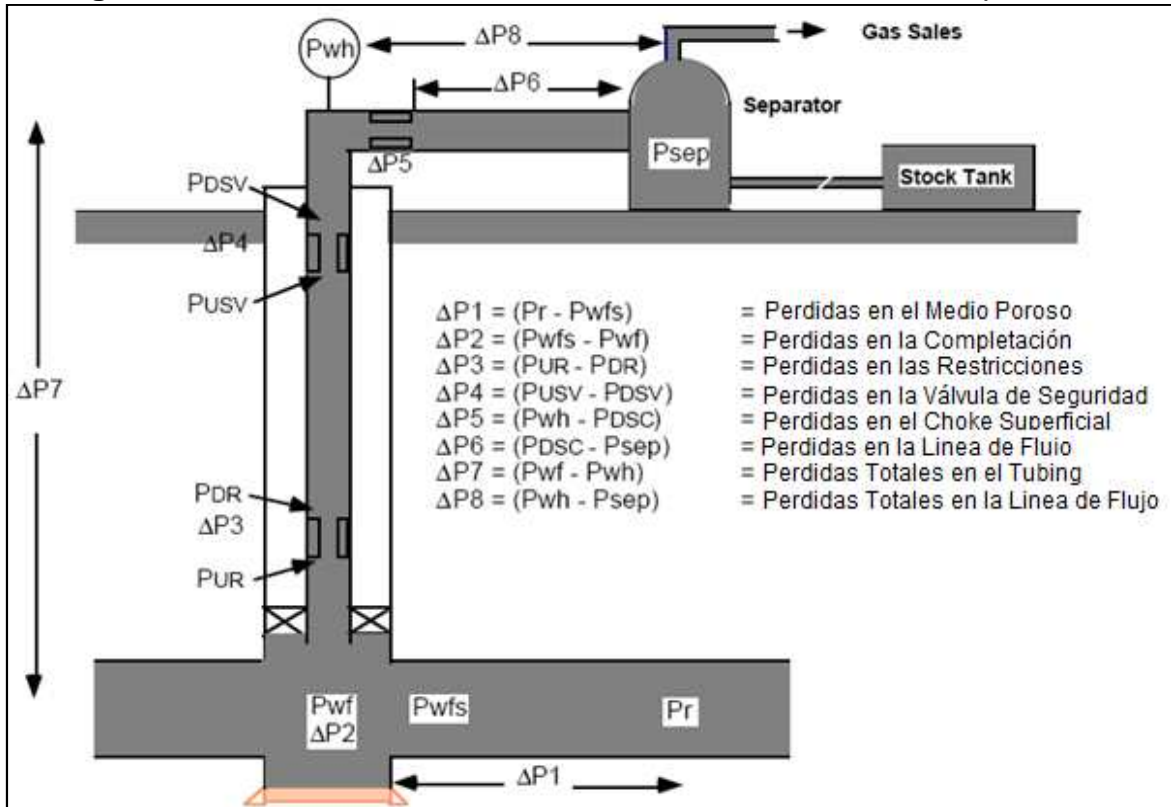
##### **2.1.2 PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN**

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

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

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente, como se muestra en la Figura 2.1.

**Figura 2.1:** Posibles Pérdidas de Presión en el Sistema de Completación.



**Fuente:** Introducción de Pruebas de Presión (Marzo 1998), Schlumberger  
**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch..

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

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

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

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

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

$\Delta P_4 = P_{USV} - P_{DSV}$ : Pérdidas de presión a través de la válvula de seguridad.

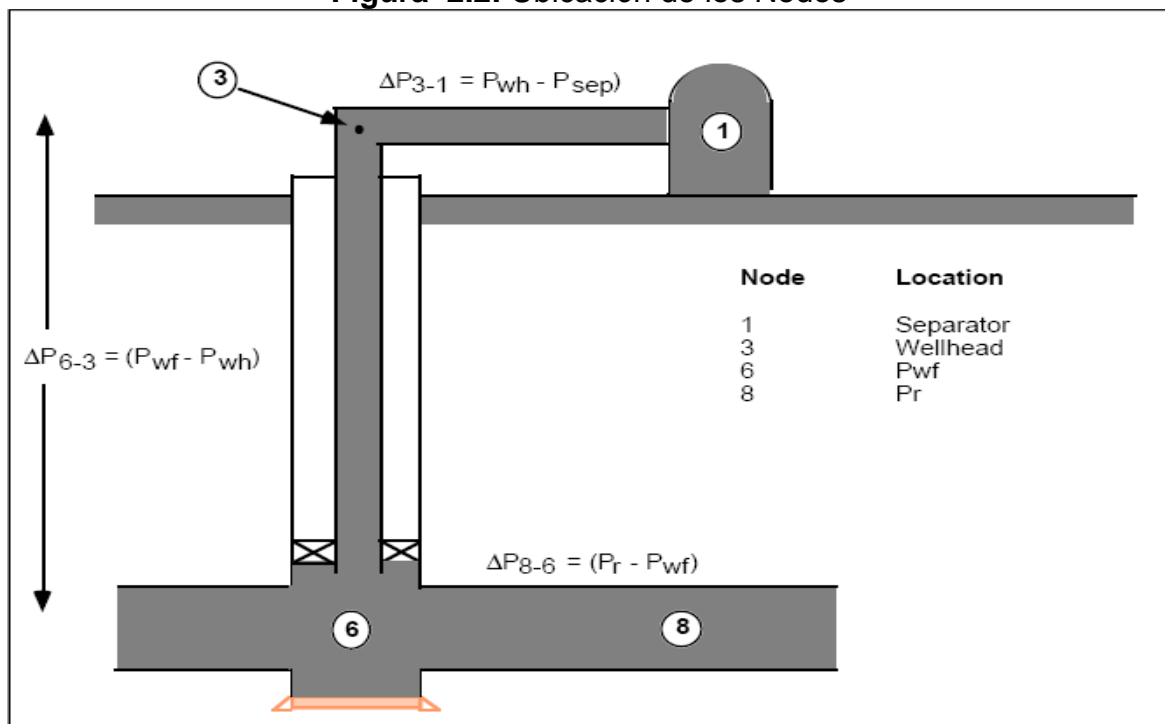
$\Delta P_5 = P_{wh} - P_{DSC}$ : Pérdidas de presión a través del estrangulador superficial.

$\Delta P_6 = P_{DSC} - P_{SEP}$ : Pérdidas de presión en la línea de flujo superficial.

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

$\Delta P_8 = P_{wh} - P_{SEP}$ : Pérdidas de presión totales en la línea de flujo superficial incluyendo el estrangulador superficial.

**Figura 2.2:** Ubicación de los Nodos



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

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch..

En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, las cuales se consideran constantes para fines de cálculo, siendo éstas la presión estática del yacimiento ( $P_{ws}$ ) y la presión de separación en la superficie ( $P_{sep}$ ). Por lo tanto, los cálculos pueden iniciar con cualquiera de ellas, para después determinar la



presión en los nodos de solución intermedios entre estas posiciones de partida, se debe tener en cuenta que para utilizar el concepto nodal, al menos se deberá conocer la presión en el punto de partida. En la figura 2.2 se presenta la ubicación de los nodos para un análisis de producción.

Los resultados del análisis del sistema no solamente permitirán la definición de la capacidad de producción de un pozo para una determinada serie de condiciones, sino que también muestran los cambios en cualquiera de los parámetros que afectan su comportamiento. Por lo tanto, el resultado neto es la identificación de los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción.

### **2.1.3 PARÁMETROS NECESARIOS**

Las curvas de comportamiento de afluencia obtenidas, son función de los siguientes puntos clave del sistema:

- a) Características del yacimiento.
- b) Características de la tubería de producción y línea de flujo
- c) Presión en el nodo inicial y final del sistema.
- d) Porcentaje de agua producido.
- e) Relación gas-líquido.
- f) Longitud y diámetro de las tuberías.
- g) Temperatura.
- h) Características de los fluidos a manejar.
- i) Topografía del terreno en el caso de la línea de flujo.
- j) Grado de desviación del pozo.

La selección del nodo o nodos iniciales depende principalmente del componente del sistema que se desea evaluar, pero su posición deberá ser tal que muestre, de la mejor manera posible, la respuesta del sistema a una serie de condiciones, para que como resultado final se tenga una evaluación total del problema, dando así una solución confiable. Un punto importante es que, además de las razones técnicas, se tendrá que aportar también una justificación económica, validando con ello de manera completa la solución encontrada.

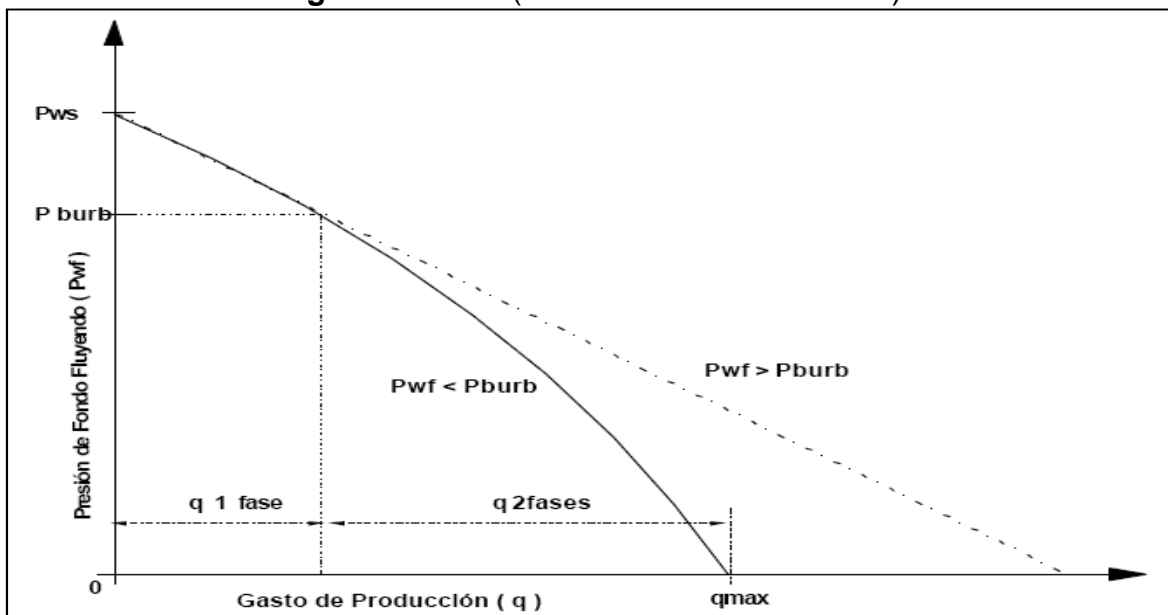
## 2.2. COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE FLUIDO DE FORMACIONES PRODUCTORAS (IPR)

Para el diseño de un apropiado sistema de producción, se requiere conocer con exactitud el caudal y la presión de fondo fluyente del reservorio, estas son variables que se deben determinar tomando en cuenta parámetros como el diámetro de la tubería de producción, el choque en el cabezal, el diámetro de las líneas de flujo y la presión del separador. Para analizar el comportamiento se grafica la presión de fondo fluyente en función del caudal (IPR).

### 2.2.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)

Si la presión dinámica del pozo ( $P_{wf}$ ) es mayor de la presión del punto de burbuja ( $P_b$ ), el flujo de fluidos es similar al flujo de una fase y la curva de productividad es una línea recta con pendiente constante.

**Figura 2.3:** IPR (Inflow Performance Curve)



**Fuente:** ESP OIL; Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal  
**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch..

Para lo cual se usa el método de índice de productividad (PI).

$$Q = IP (P_R - P_{wf})$$

Donde:

Q: caudal (BPD)

IP: índice de productividad (BPD/Psi)

$P_R$ : presión estática de reservorio (Psi)

$P_{wf}$ : presión de fondo fluente (Psi)

En la Figura 2.3 se puede visualizar el concepto de índice de productividad, en donde un extremo de la línea IP es la presión promedio del reservorio ( $P_r$ ) cuando la tasa de producción es cero mientras que el otro extremo representa el máximo potencial de producción (AOFPP) cuando la presión de fondo fluente es cero.

La escala típica de valores del índice de productividad en bppd/lpc:

Baja productividad	$IP < 0.5$
Productividad Media	$0.5 < IP < 1$
Alta Productividad	$1 < IP < 2$
Excelente Productividad	$IP > 2$

### 2.2.2 EFICIENCIA DE FLUJO

Cuando no existe daño ( $S=0$ ), el índice de productividad (IP), reflejará la verdadera productividad del pozo y recibe el nombre de  $IP_{ideal}$ . Definiéndose como eficiencia de flujo a la relación existente entre el índice de productividad real y el ideal, siendo esta una medida cuantitativa de la condición del pozo:

$$EF = \frac{IP_{ideal}}{IP_{real}} = \frac{P_r - P'_{wf}}{P_r - P_{wf}} = \frac{P_r - P_{wf} - \Delta P_s}{P_r - P_{wf}}$$

Donde:

$P'_{wf}$ : presión de fondo fluente sin daño.

$P_{wf}$ : presión de fondo fluente actual.

$P_r$ : presión de reservorio.

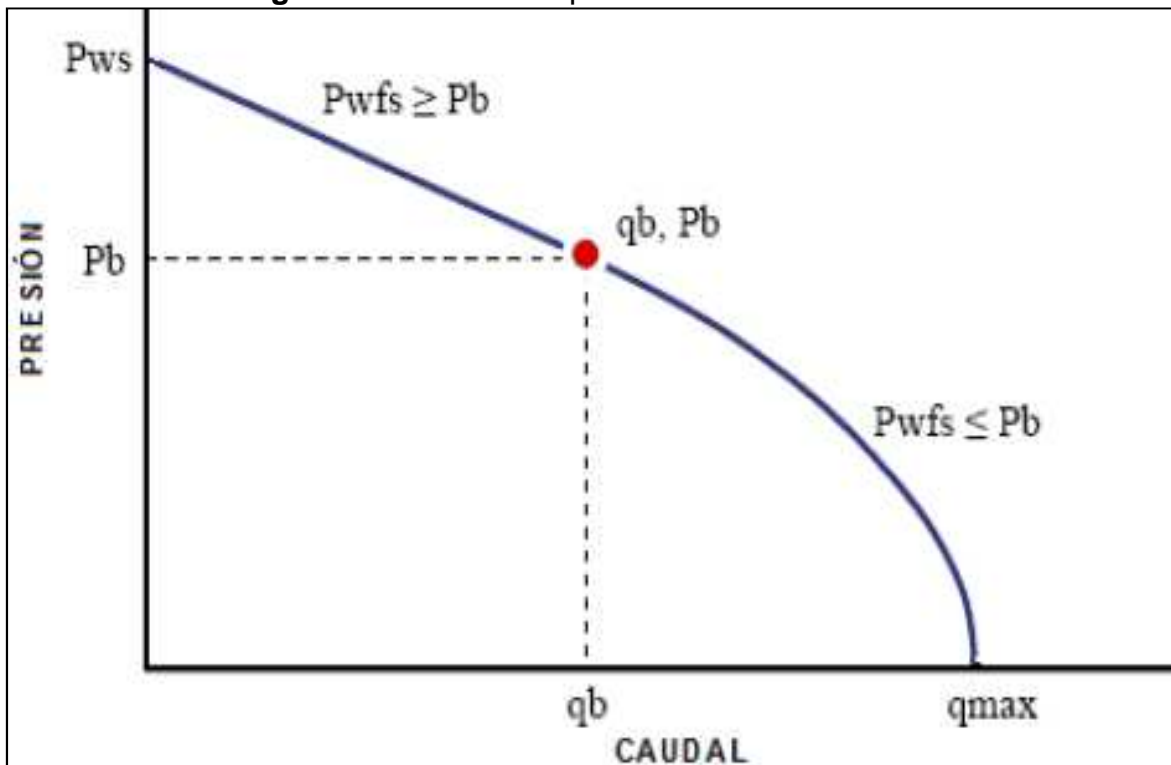
### 2.2.3 IPR EN YACIMIENTOS SUB-SATURADOS

En yacimientos sub-saturados (objeto de nuestro estudio), la IPR tendrá un comportamiento combinado debido a que la presión de fondo fluente es mayor a la presión de burbuja ( $P_{wf} > P_b$ ), por lo tanto existirá flujo de una sola fase (líquido) y flujo bifásico (líquido y gas), para  $P_{wf} < P_b$ .

### 2.2.3.1 Ecuación de Vogel

La IPR tendrá un comportamiento lineal para  $P_{wf}$  mayores o iguales a  $P_b$  y un comportamiento tipo Vogel para  $P_{wf}$  menores a  $P_b$  tal como se muestra en la Figura 2.4. Dado que la IPR consta de dos secciones, para cada una de ellas existen ecuaciones particulares, como se muestra a continuación:

**Figura 2.4:** Curva IPR para Pozos Subsaturados



**Fuente:** ESP OIL; Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal  
**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch..

✓ **En la sección  $P_{wf} > P_b$ ,  $q < q_b$**

Cumple la definición de índice de productividad, es decir:

$$Q = IP (P_R - P_{wf})$$

En la que el IP, puede ser determinado de una prueba de presión, donde  $P_{wf} > P_b$ .

✓ **En la sección  $P_{wf} < P_b$ ,  $q > q_b$**

Se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$q = q_b + (q_{max} - q_b) \left[ 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$$

$$q_b = IP(P_R - P_b)$$

$$q_{max} - q_b = \frac{IP * P_b}{1,8}$$

$$IP = \frac{q}{P_R - P_b + \frac{P_b}{1,8} \left[ 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]}$$

El IP se obtiene de una prueba de presión donde la  $P_{wf}$  está por debajo de la presión de burbuja, una vez conocido este valor se puede determinar  $q_b$  y  $q_{max}$ , por lo tanto se puede determinar  $q$  con facilidad y esto permitirá construir la curva IPR completa.

### 2.2.3.2 Ecuación de Fetkovich

Fetkovich, demostró que los pozos de petróleo que producen por debajo de la presión de burbuja ( $P_b$ ) y los pozos de gas exhiben curvas de afluencia de fluidos muy similares. La ecuación general de pozos de gas también puede aplicarse para pozos de petróleo como se indica a continuación:

$$Q = C (P_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

Donde:

C: constante de estabilización.

n: factor de turbulencia que puede variar entre 0,57 y 1.

Este factor n es igual a  $1/m$ , donde m es la pendiente del gráfico  $\log (P_r^2 - P_{wf}^2)$  y  $\log (Q)$ .

Los coeficientes C y n son únicos para cada pozo estos son encontrados del análisis de datos de pruebas de presión.

Con el uso de este método se puede determinar las curvas IPR futuras, realizando una pequeña modificación en la ecuación general, estas son muy importantes sobre todo cuando se quiere emplear un sistema de levantamiento artificial en el pozo, ya que se puede proyectar la producción a futuro en los diferentes tipos de levantamiento y comparar, para decidir que método será más conveniente.

Para determinar las IPR's futuras se debe emplear la siguiente ecuación:

$$C' = C \left( \frac{P_{Rt}}{P_{Ri}} \right)$$

Donde:

$$P_{Rt} = P_{Ri} - P_{declinacion}$$

$$P_{declinacion} = \left( \frac{psi}{año} \right) * (años)$$

$$Q = C' * (P_{RT}^2 - P_{WF}^2)^n$$

Siendo  $P_{Ri}$  y  $C'$  a tiempo inicial  $t_1$  y  $P_{Rt}$  y  $P_{wf}$  están dadas a un tiempo mayor a  $t$ , mientras que  $n$  es una constante del pozo a cualquier instante de tiempo.

### **2.3. SISTEMAS DE PRODUCCIÓN EXISTENTES EN EL CAMPO AUCA**

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

Con este fin actualmente existen los siguientes sistemas de Levantamiento Artificial:

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

En el Campo Auca existen únicamente dos tipos de Levantamiento Artificial, los cuales son: Bombeo Electrosumergible (BES) y Bombeo Hidráulico (Tipo Pistón y Tipo Jet).

### **2.3.1. BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE (BES)**

El sistema de BES se basa en el principio del movimiento rotatorio de una bomba centrífuga (La bomba sumergible debido a la acción del movimiento rotatorio de los impulsadores da energía al fluido, aumentando su presión), conectada a un motor eléctrico sumergible, por medio de un cable de poder proveniente de una fuente en superficie, el equipo es fijado a una profundidad determinada en el pozo, la cual debe estar bajo el nivel dinámico del fluido.

Se debe tener en cuenta que el asentamiento de la bomba debe estar por arriba del intervalo productor. Si el motor se va a fijar en frente o por debajo de las perforaciones, se recomienda instalar una camisa cubriendo el motor y la sección sellante, permitiendo tener una mayor presión de ingreso a la bomba.

Las bombas eléctricas están disponibles para pozos con casing tan pequeños de 4.5 pulgadas, con una producción de 100 BPD y con casing de 13 3/8 con una producción de 100.000 BPD. Esto depende de las aplicaciones en los distintos ambientes de operación.

Los componentes del sistema de Bombeo Electrosumergible pueden ser divididos en dos partes, como se puede observar en la Figura 2.5.

#### ***Componentes de Superficie:***

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

#### ***Componentes de Fondo:***

- ✓ Cable Eléctrico
- ✓ Y Tool (opcional)
- ✓ Bomba Centrífuga Multietapa
- ✓ Separador de Gas

- ✓ Protector (Seal Section)
- ✓ Motor Eléctrico Trifásico
- ✓ Sensor de Fondo.

**Figura 2.5:** Componentes del Bombeo Electrosumergible



**Fuente:** CENTRILIFT

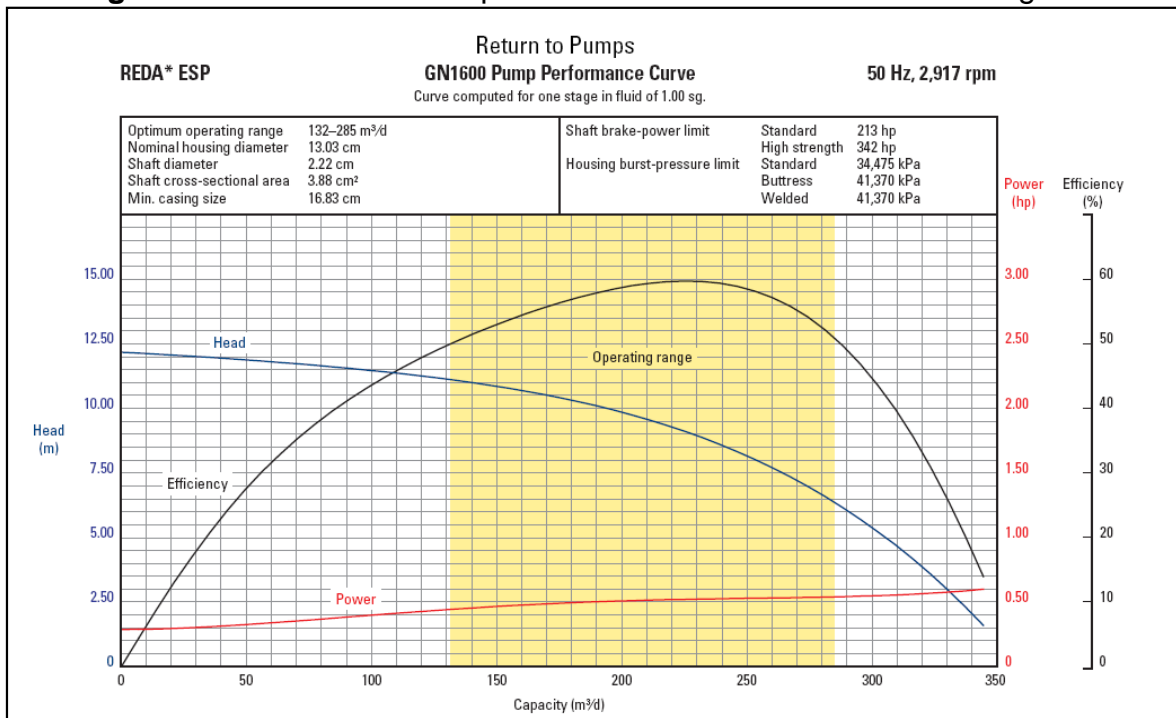
**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

### 2.3.1.1 Curvas Características de las Bombas Centrífugas

Las curvas de comportamiento (Figura 2.6) representan la variación de la altura de la columna (head), la potencia y eficiencia vs capacidad. Refiriéndose a la capacidad como el volumen de fluido producido. Estas curvas son construidas por los fabricantes para 60 y 50 Hz, estas frecuencias pueden variar en función al caudal que se requiera extraer del pozo con la ayuda de un variador de frecuencia en superficie.



**Figura 2.6:** Curvas de Comportamiento de Bombas Electrosumergibles



**Fuente:** Bombeo Electrosumergible/ Baker Huges

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

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

$$dP = h * \gamma_f * N$$

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

Donde:

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

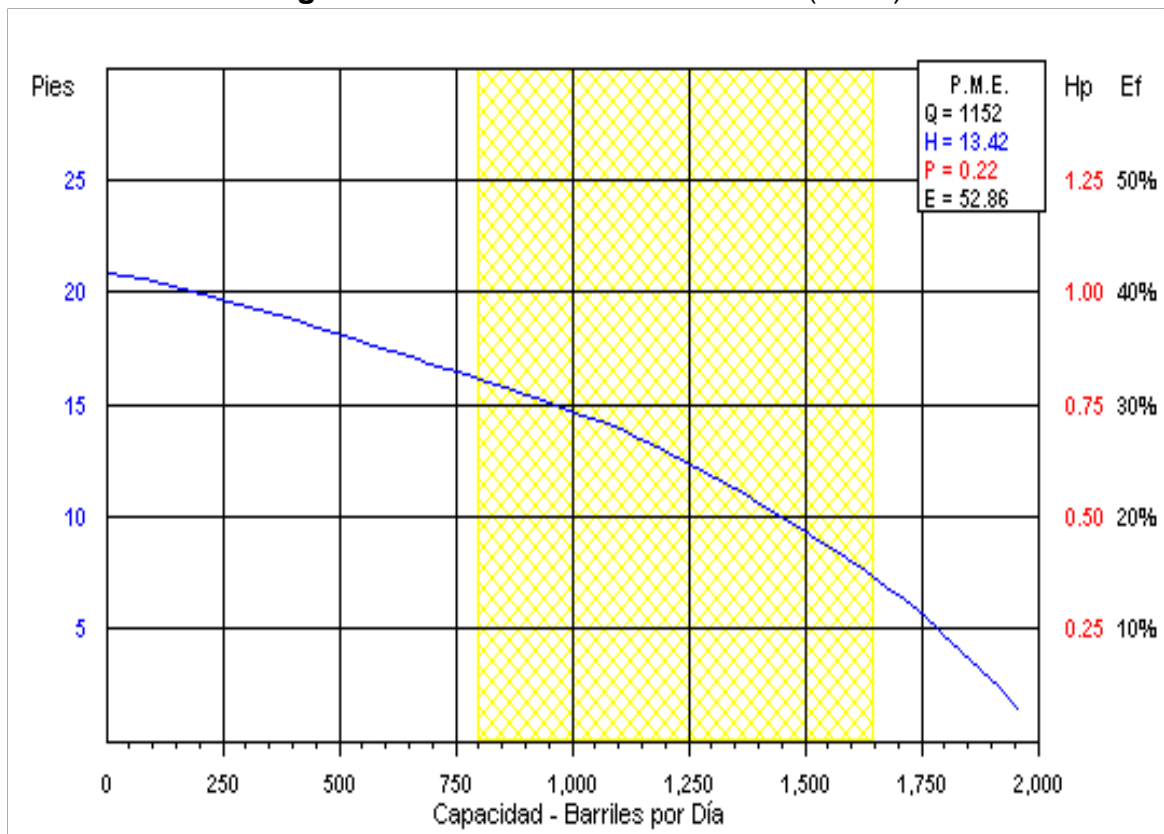
h: levantamiento por etapa (ft/etapa).

$\gamma_f$ : gradiente del fluido bombeado (psi/ft).

N: número de etapas.

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

**Figura 2.7:** Curva de Levantamiento (Head)



**Fuente:** Bombeo Electrosumergible/ Baker Hugues

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch..

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

$$HP = hp * \gamma_f * N$$

Donde:

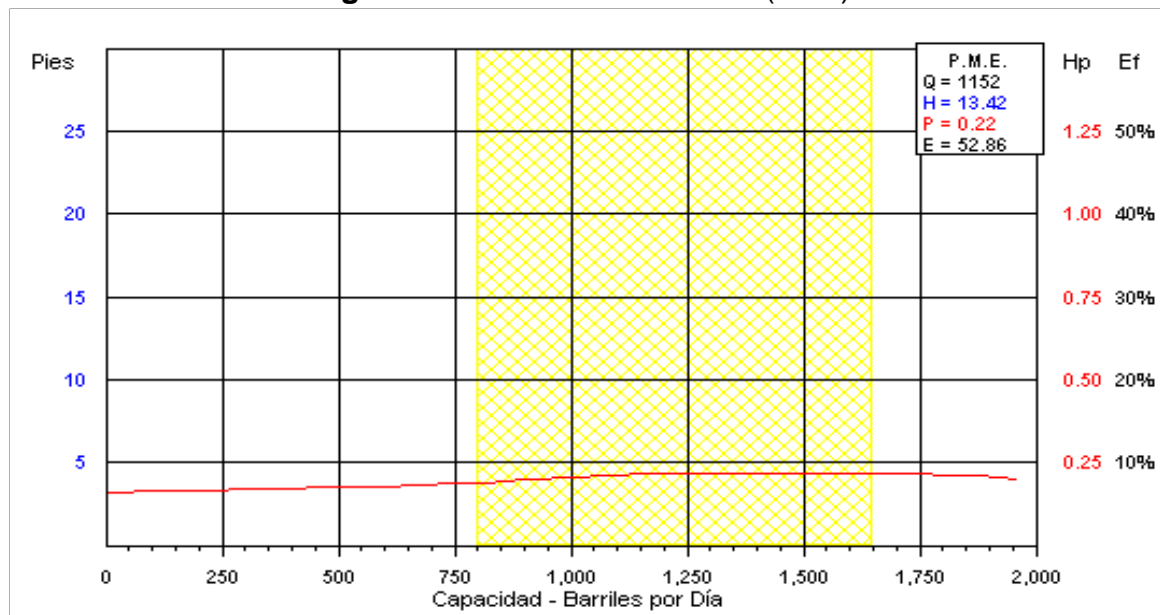
HP: potencia requerida.

hp: potencia por etapa.

$\gamma_f$ : gravedad específica del fluido.

N: número de etapas.

**Figura 2.8:** Curva de Potencia (BHP).



**Fuente:** Bombeo Electrosumergible/ Baker Huges

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch..

Con relación al diseño de la bomba, la curva de potencia puede tener variaciones en su forma a partir del punto máximo de rendimiento, es decir, si la potencia disminuye la curva disminuye sin sobrecarga, al contrario, si aumenta a partir de dicho punto con el aumento de caudal, la curva será de sobrecarga.

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

$$\varepsilon(\%) = \frac{\text{Altura de la columna} * \text{capacidad} * \text{gravedad específica} * 100}{3,960 * BHP}$$

Donde:

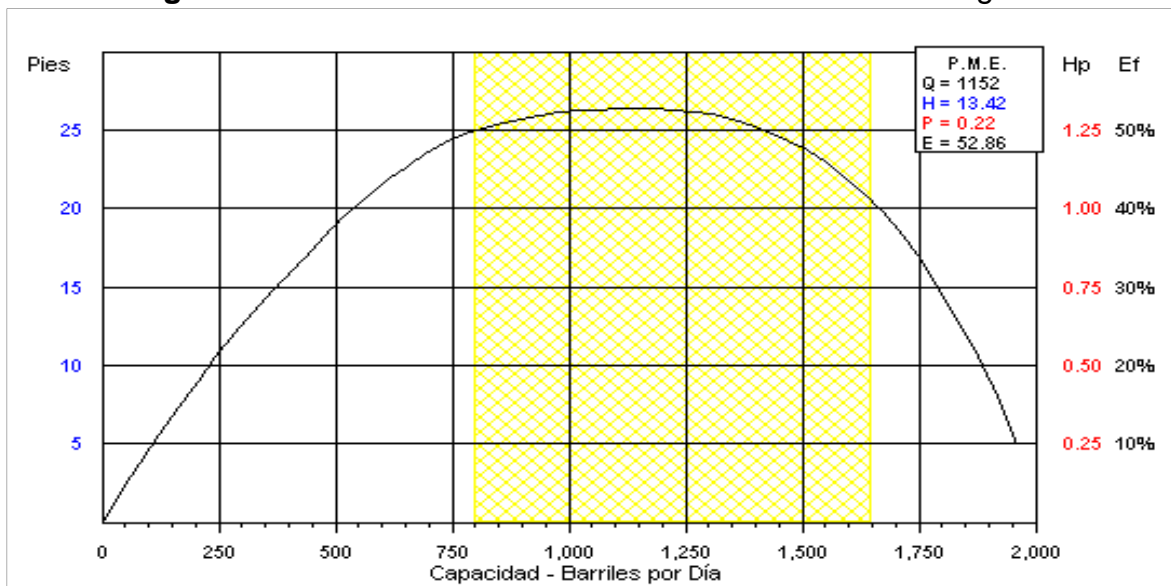
Altura de la columna: ft

Capacidad: Galones/minuto.

BHP: potencia al freno (HP).

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

**Figura 2.9:** Curva de Eficiencia de la Bomba Electrosumergible

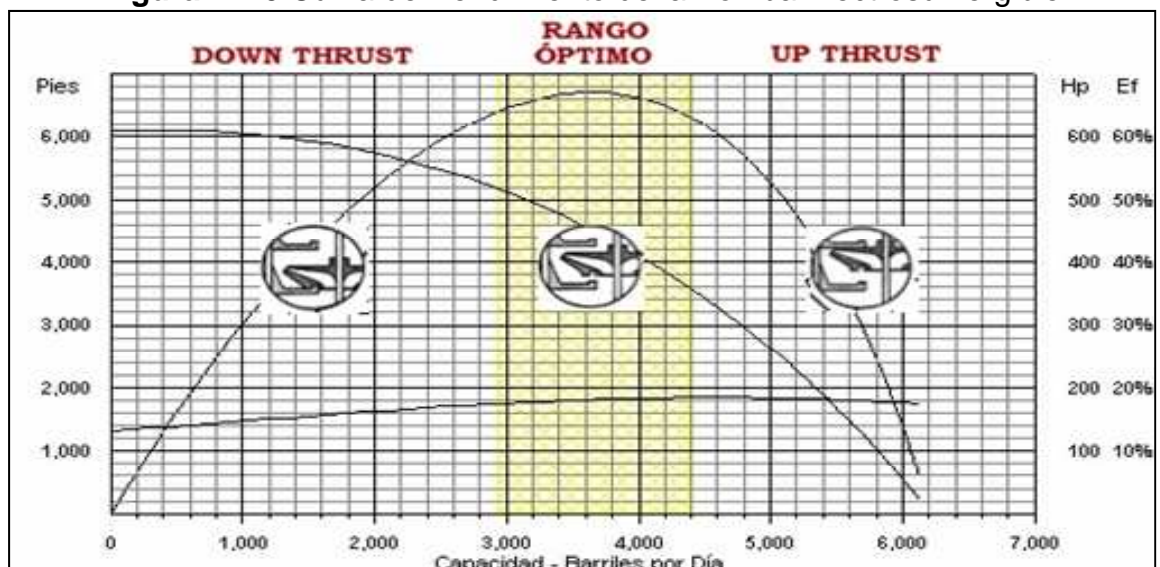


**Fuente:** Bombeo Electrosumergible/ Baker Hugues

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch..

**Rango de operación.-** el rango de operación óptima de la bomba se encuentra debidamente marcada en las curvas de rendimiento de las bombas (Figura 2.10). Si la bomba opera bajo el rango de operación a una tasa de flujo menor, la bomba sufrirá de desgaste por empuje descendente llamada DOWNTHRUST. Si la bomba opera sobre el rango de operación a una tasa de flujo mayor, la bomba puede sufrir desgaste por empuje ascendente llamado UPTHURST.

**Figura 2.10** Curva de Rendimiento de la Bomba Electrosumergible

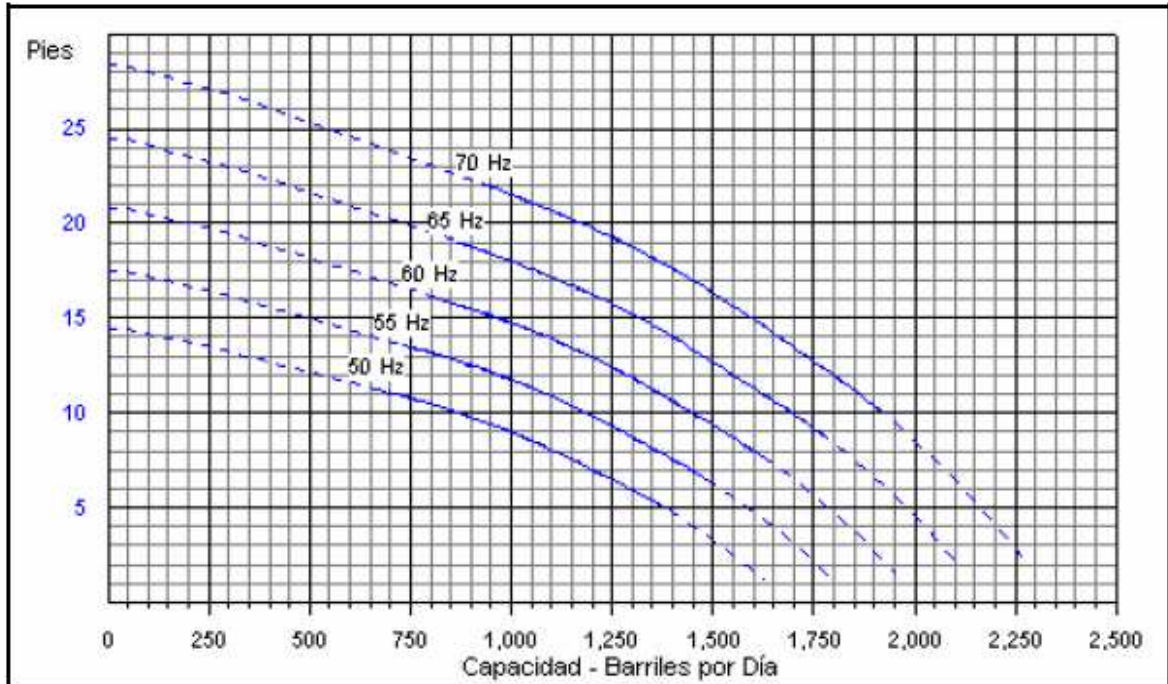


**Fuente:** Bombeo Electrosumergible/ Baker Hugues

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch..

Cuando se tiene un funcionamiento con condiciones de frecuencia variable, la cantidad de barriles por día (BPD) que la bomba puede extraer del pozo, sigue el comportamiento de las “Curvas Tornado”, que se observan en la figura 2.11.

**Figura 2.11** Curvas Tornado de la Bomba Electrosumergible.



**Fuente:** Bombeo Electrosumergible/ Baker Huges

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch..

**Columna dinámica total.-** se define como la altura total requerida para bombear la capacidad de flujo deseada, esta altura se la puede obtener por medio de la siguiente relación:

$$TDH = H_d + F_t + P_d$$

Donde:

$H_d$ : levantamiento neto (distancia vertical en pies o metros, entre la cabeza del pozo y el nivel estimado de producción).

$F_t$ : columna requerida para vencer las pérdidas por fricción en la tubería.

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

### 2.3.1.2 Parámetros, Ventajas y Limitaciones

#### ***Parámetros del Bombeo Electrosumergible:***

- ✓ Temperatura: limitado por  $> 350$  °F para motores y cables especiales.
- ✓ Presencia de gas: saturación de gas libre  $< 10\%$ .
- ✓ Presencia de arena:  $< 200$  ppm (preferiblemente 0).
- ✓ Viscosidad: limite cercano a los 200 cp.
- ✓ Profundidad: 6000-12000 ft.
- ✓ Tipo de completación: tanto en pozos verticales, como en desviados.

#### **VENTAJAS:**

- ✓ Puede levantar altos volúmenes de fluidos.
- ✓ Maneja altos cortes de agua (aplicable en costa afuera).
- ✓ Puede usarse para inyectar fluidos a la formación.
- ✓ Su vida útil puede ser muy larga.
- ✓ Trabaja bien en pozos desviados.
- ✓ No causan destrucciones en ambientes urbanos.
- ✓ Fácil aplicación de tratamiento contra la corrosión y formación de escamas.
- ✓ No tiene casi instalaciones de superficie a excepción de un control de velocidad del motor.
- ✓ El funcionamiento es eléctrico exclusivamente y el motor se encuentra en la bomba misma al fondo del pozo.
- ✓ Su tecnología es la más complicada y cara pero son preferidas en caso de tener que elevar grandes caudales.

#### **DESVENTAJAS:**

- ✓ Inversión inicial muy alta.
- ✓ Alto consumo de potencia.
- ✓ No es rentable en pozos de baja producción.
- ✓ Los cables se deterioran al estar expuestos a altas temperaturas.
- ✓ Susceptible a la producción de gas y arena.
- ✓ Su diseño es complejo.
- ✓ La bomba y motor son susceptibles a fallas.

- ✓ Es un sistema difícil de instalar y su energización no siempre es altamente confiable.
- ✓ En cuanto al costo de instalación, es el más alto, pero el mantenimiento de superficie es mínimo y limitado a los componentes electrónicos de los variadores de velocidad y protecciones eléctricas.

### **2.3.2. BOMBEO HIDRÁULICO (HP)**

El bombeo hidráulico se fundamenta principalmente en la ley de Pascal, “la presión aplicada en cualquier punto sobre un líquido contenido en un recipiente se transmite con igual intensidad a cada porción del líquido y a las paredes del recipiente que lo contiene”.

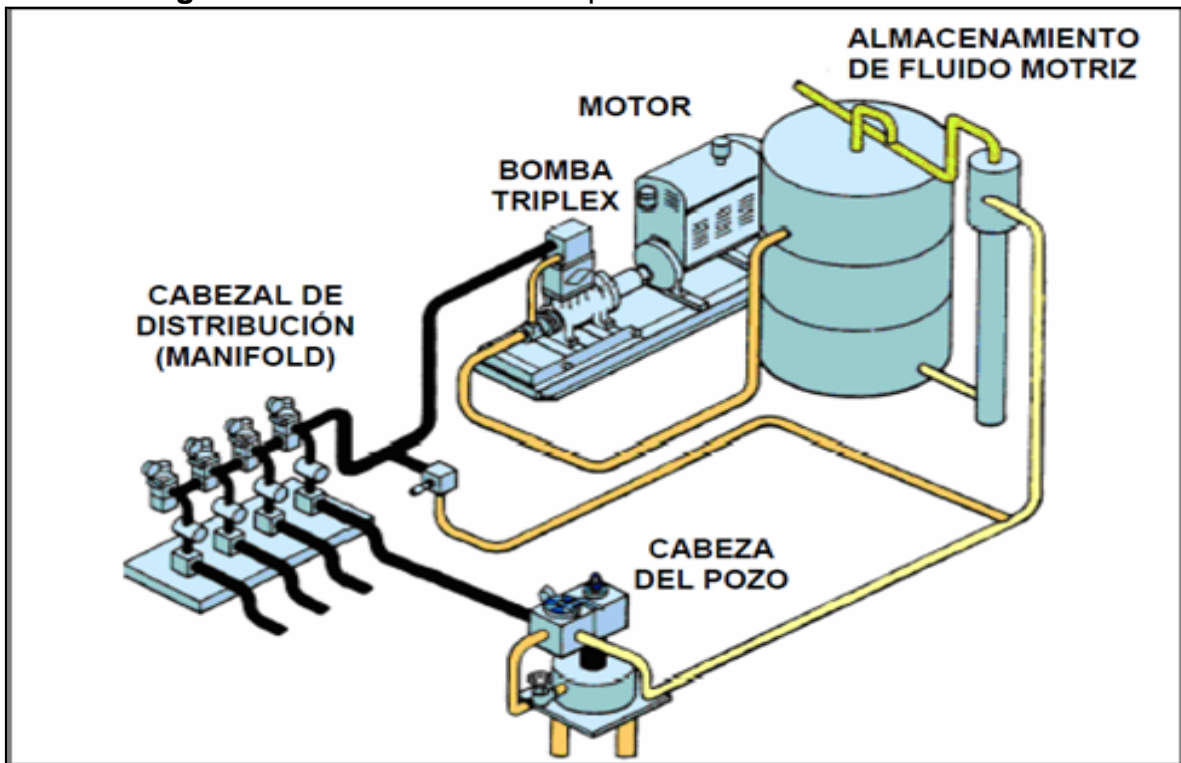
En otras palabras la transmisión de energía que realiza la acción hidráulica se la llama fluido motriz (el Campo Auca utiliza petróleo como fluido motriz), este fluido es inyectado a alta presión hacia el pozo por tubería, de esta manera acciona los componentes mecánicos (pistones de la bomba y el motor) o nozzle y garganta (jet) de la bomba de subsuelo, las mismas que impulsaran a su vez el fluido de formación a la superficie.

#### **Componentes de Superficie**

Las facilidades de superficie del bombeo hidráulico son las siguientes y se esquematizan a continuación en la Figura 2.12

- ✓ Unidad de potencia (bombas superficiales triplex o multiplex de alta presión).
- ✓ Motor
- ✓ Cabezal de distribución (manifold).
- ✓ Cabezal del pozo.
- ✓ Válvula de cuatro vías.
- ✓ Sistema de tanques para almacenamiento y tratamiento del fluido motriz.
- ✓ Equipo de limpieza de sólidos.

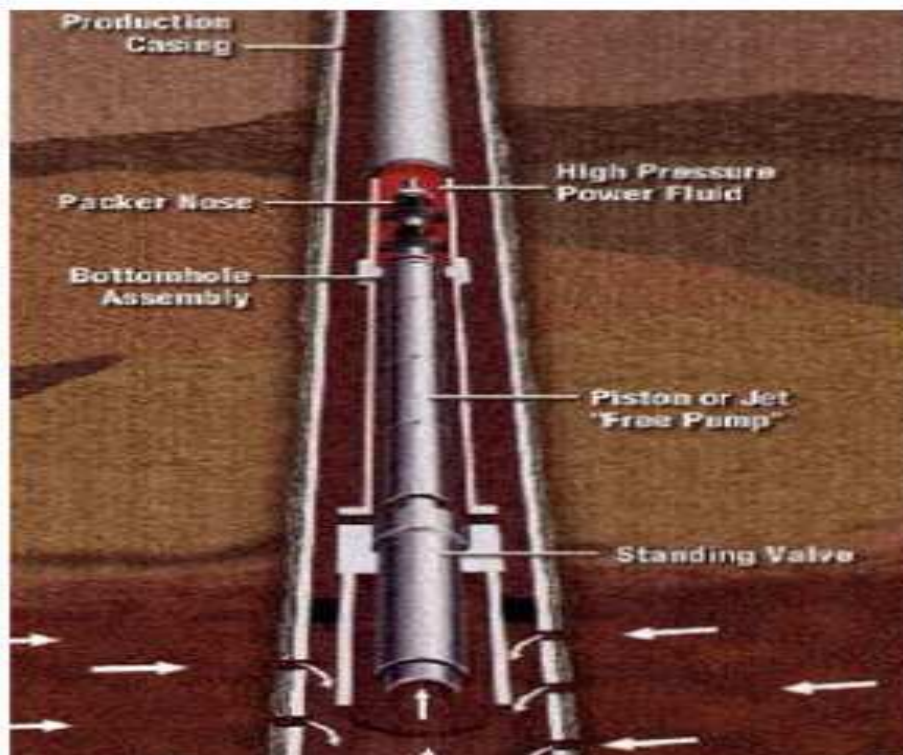
**Figura 2.12:** Elementos de Superficie del Bombeo Hidráulico.



**Fuente:** Folleto de Levantamiento Artificial

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch..

**Figura 2.13:** Elementos de Fondo del Bombeo Hidráulico.



**Fuente:** Folleto de Levantamiento Artificial.

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch..



### Componentes de Fondo

- ✓ Aisladores de Zona (packer)
- ✓ Bomba de subsuelo (tipo pistón o jet)
- ✓ Standing Valve.

#### 2.3.2.1 Sistema del Fluido Motriz

Se tienen dos tipos de sistemas de fluido motriz:

- a) Sistema cerrado de fluido motriz es aquel en el cual tanto en superficie como en el fondo del pozo el fluido motriz recorre a través de una tubería en un sistema cerrado y no se mezcla con el fluido producido.
- b) Sistema abierto de fluido motriz es aquel en el cual el fluido motriz se mezcla en el fondo del pozo con el fluido producido, siendo este el sistema usado en el campo en estudio.

#### 2.3.2.2 Tipos de Bombeo Hidráulico

Dentro del sistema de bombeo hidráulico existen dos tipos de bombas:

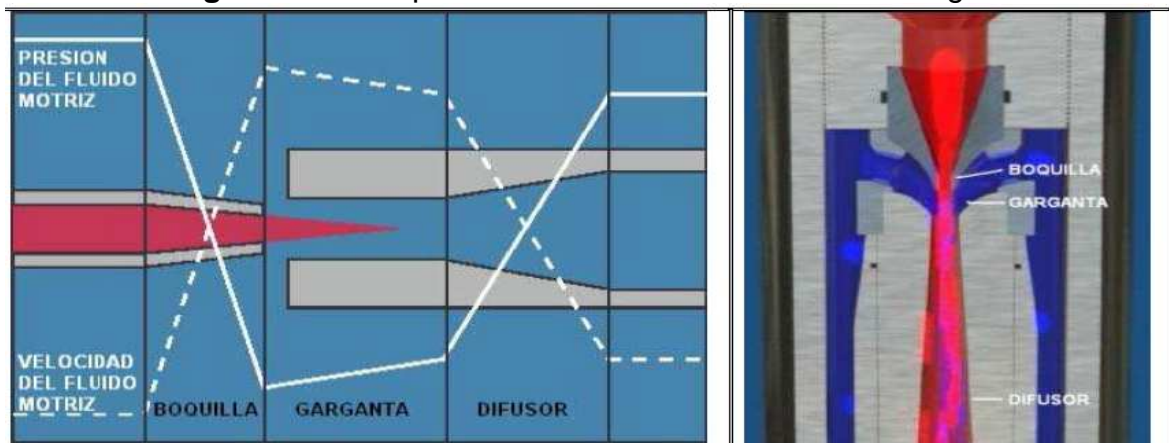
**Bombeo Hidráulico Tipo Pistón.-** consiste en inyectar el fluido motriz, el mismo que acciona los pistones tanto del motor como de la bomba, instalada en el subsuelo, abajo del nivel de trabajo del fluido producido por el pozo.

La bomba tipo pistón es la bomba hidráulica de fondo más utilizada, la misma que consta de un grupo de pistones recíprocamente acoplados, uno superior denominado “pistón motriz ó motor” que es accionado por la presión del fluido motriz y que arrastra el pistón inferior denominado “pistón de producción ó bomba” el cual a su vez, impulsa el petróleo producido a superficie.

**Bombeo Hidráulico Tipo Jet.-** operan bajo la acción de un fluido de alta presión y el efecto venturi que provoca al pasar a través de un orificio. El fluido motriz de alta presión y baja velocidad es convertido a un fluido de baja presión y alta velocidad al pasar por la boquilla (nozzle). La presión a la entrada de la garganta (throat) disminuye logrando que el fluido proveniente del reservorio ingrese a la succión de la bomba (cámara de mezcla) debido a la mayor presión del mismo (Figura 2.14) luego de efectuarse la mezcla en la cámara, comienza la acción de

bombeo de la mezcla entre el fluido del reservorio y el fluido motriz. Cuando la mezcla entra en la zona del difusor se produce una disminución en la velocidad y un aumento en la presión de descarga, lo suficientemente alto como para levantar los fluidos hacia la superficie.

**Figura 2.14:** Representación de los Cambios de Energía.



**Fuente:** Folleto de Levantamiento Artificial

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch..

### 2.3.2.3 Parámetros, Ventajas y Limitaciones

#### **Parámetros del bombeo hidráulico:**

- ✓ Alta dependencia de HP requerida, Bajo en mantenimiento de bombas, costos relacionados con el tamaño de la garganta y las boquillas.
- ✓ Su confiabilidad es buena con un apropiado tamaño de garganta y boquillas de la bomba para las condiciones de operación. Debe evitarse operarse en rangos de cavitación en la garganta de la bomba. Problemas para presiones mayores a 4000 lpc.
- ✓ Fácil de remover.
- ✓ Su eficiencia es de buena a pobre, máxima eficiencia solo en 30% altamente influenciado por el fluido de potencia más el gradiente de producción. Eficiencia típica entre 10-20%.
- ✓ Tasa de fluido motriz y presión ajustable a condiciones de producción, capacidad de levantamiento.
- ✓ Selección de garganta y boquillas de amplia gama de tallas, de volumen y capacidad.

## **CAPÍTULO 3**

### **APLICACIÓN DEL ANÁLISIS NODAL AL CAMPO**

#### **3.1. INTRODUCCIÓN**

El programa de análisis del sistema de producción PIPESIM\* constituye una forma minuciosa, rápida y eficiente para ayudar a incrementar la producción y conocer el potencial de su yacimiento. PIPESIM no sólo modela el flujo multifásico desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, sino que además tiene en cuenta el desempeño de la línea de flujo y de las instalaciones de superficie para proveer un análisis integral del sistema de producción.

##### **3.1.1 APLICACIÓN**

El análisis nodal ha sido por mucho tiempo el método establecido para evaluar el desempeño de los pozos y es crucial para comprender el comportamiento y la sensibilidad de su sistema.

PIPESIM permite realizar un análisis de sensibilidad sobre cualquier variable, representando gráficamente el flujo de entrada/flujo de salida en cualquier nodo del sistema, proporcionando una manera de entender dónde pueden residir las oportunidades de mejoramiento de la producción.

Además del análisis nodal, PIPESIM incluye operaciones específicas para la generación de tablas de desempeño para los simuladores de yacimientos y perfiles de presión/temperatura estándar. La aplicación PIPESIM incluye todos los tipos de modelos de terminación estándar para pozos verticales, horizontales y fracturados, y posibilita el modelado de terminaciones complejas de varias capas, utilizando diferentes parámetros de desempeño de yacimientos y descripciones de fluidos. PIPESIM incorpora todas las correlaciones de flujo multifásico actuales, tanto empíricas como mecánicas que constituyen el estándar industrial de hoy en día. Se puede ajustar los datos medidos a estas correlaciones con el fin de identificar la correlación más apropiada para el análisis.

PIPESIM permite efectuar un análisis nodal integral en cualquier punto del sistema, utilizando múltiples parámetros de sensibilidad.

### **3.1.2 DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

La aplicación PIPESIM permite determinar el método de levantamiento artificial más adecuado y posteriormente desarrollar el diseño detallado del sistema de levantamiento artificial por gas o del sistema ESP. Las sofisticadas herramientas de sensibilidad posibilitan el análisis de los parámetros de levantamiento artificial (gas de inyección / etapas ESP) de manera de optimizar la producción.

La base de datos PIPESIM de curvas de desempeño de bombas, motores y cables de los fabricantes de sistemas ESP provee la información exacta que se necesita en el proceso de selección. La base de datos de curvas de desempeño de las bombas es de fácil actualización con la finalidad de que las bombas utilizadas se ajusten al desempeño real de las bombas.

Esta herramienta permite analizar el rendimiento de los pozos actuales con BES, maximizar el rendimiento de la producción usando un equipo nuevo y determinar la eficiencia de la bomba para una mejor producción. Una vez analizando los pozos individuales, se puede analizar un complejo sistema de recolección utilizando las opciones de red.

### **3.1.3 ANÁLISIS DE REDES**

Para un análisis integral del sistema, la aplicación PIPESIM puede mejorarse con el fin de modelar redes complejas que pueden incluir enlaces, líneas paralelas y reducciones. El robusto algoritmo de solución puede modelar redes de recolección, distribución e inyección.

Esto le proporciona el conocimiento detallado de los componentes termo-hidráulicos del sistema, que resulta crucial para el diseño de la línea de flujo y las cuestiones relacionadas con el aseguramiento del flujo, particularmente en el caso de sistemas multifásicos complejos.

Este mejoramiento del programa proveerá las herramientas para efectuar el análisis de redes típico, incluyendo:

- La identificación de cuellos de botella y restricciones en la producción.
- La evaluación de los beneficios de contar con pozos nuevos, líneas de conducción adicionales, compresión, y demás.
- El cálculo de la productividad de los sistemas de recolección de campo.
- La predicción de los perfiles de presión y temperatura a través de trayectos de flujo complejos.
- La planeación del desarrollo de campos petroleros.
- La resolución de las redes de fondo de pozo presentes en los pozos multilaterales.

Una vez construida la red de producción, se puede introducir los elementos de tiempo para analizar el impacto del comportamiento del yacimiento sobre la estrategia de desarrollo de campos petroleros.

### **3.2. CORRELACIONES UTILIZADAS POR PIPESIM**

PIPESIM sugiere las siguientes correlaciones con las cuales se ha tenido buenos resultados.

- |                                     |                               |
|-------------------------------------|-------------------------------|
| • Para Sistema de una sola fase     | Moody                         |
| • Para pozos verticales             | Hagedorn & Brown              |
| • Para pozos desviados              | Hagedorn & Brown, Duns & Ross |
| • Pozos de gas / condensados        | Hagedorn & Brown              |
| • Tuberías de Petróleo              | Oliemans                      |
| • Líneas de flujo gas / condensados | Correlación BJA               |

En la Tabla 3.1 se puede observar todas las correlaciones con las que el Software Pipesim puede trabajar, la selección de las correlaciones a emplear dependen del tipo de fluido que se tenga presente en el pozo en estudio, de esta forma el ingeniero de producción debe seleccionar la correlación que más se ajuste al comportamiento real del pozo.

**Tabla 3.1:** Resumen de Correlaciones.

CORRELACIONES	POZOS VERTICALES	POZOS DE OIL DESVIADOS	POZOS VERTICALES GAS/CONDENSADO	LÍNEAS OIL	LÍNEAS GAS/CONDENSADO
DUNS & ROSS	SI	SI	SI	SI	SI
ORKISZEWSKI	SI	X	SI	X	X
HAGEDORN & BROWN	SI	X	SI	X	X
BEGGS & BRILL REVISED	SI	SI	SI	SI	SI
BEGGS & BRILL ORIGINAL	SI	SI	SI	SI	SI
MUKHEIGEE & BRILL	SI	SI	SI	SI	SI
GOVIER, AZIZ & FORGAZI	SI	SI	SI	SI	SI
NOSLIP	SI	SI	SI	SI	SI
OLGAS	SI	SI	SI	SI	SI
ANSARI	SI	X	SI	X	X
BJA FOR CONDENSATES	X	X	SI	X	X
AGA & FLAGANIAN	X	X	X	X	SI
OLIEMANS	X	X	X	SI	SI
GRAY	X	X	SI	X	X
GRAY MODIFIED	X	X	SI	X	X
XIAU	X	X	X	SI	SI

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch..

### 3.3. RECOPILOCIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

La información requerida para el modelamiento actual de los pozos es:

- Historial de Build Up (Histórico de presiones de reservorio).
- Historial de Workover
- Historial de Producción
- Análisis PVT
- Surveys de pozos direccionales
- Diagramas de completación
- Datos de Líneas de flujo (Longitud, diámetro, espesor, rugosidad, etc)

Debido a que los Build up's de la mayoría de pozos no se encuentran actualizados se ha determinado la presión de reservorio Pr a las condiciones actuales de producción mediante un análisis de tendencia utilizando los valores de presión de reservorio de Build up's de años anteriores y de pozos aledaños.

Al mismo tiempo por no disponer de pruebas PVT por pozo, se procedió a utilizar los datos promedios del campo por arena entregados por el Departamento de Yacimiento.

### 3.4. ANÁLISIS NODAL EN LOS POZOS SELECCIONADOS

El objetivo de realizar el análisis nodal en los pozos seleccionados es determinar las tasas óptimas de producción y el comportamiento del fluido en el sistema de producción.

Para este análisis utilizaremos el programa PIPESIM, el cual ha sido diseñado para combinar varios componentes de un sistema de producción de petróleo dado, el software permite realizar el estudio de sensibilidades y generar varias curvas para determinar el desempeño del pozo.

Los datos ingresados en el programa se presentan en la Tabla 3.2.

**Tabla 3.2:** Datos Necesarios para Pipesim.

<b>CONFIGURACIÓN DEL POZO</b>	<b>RESERVORIO</b>
Casing	Temperatura del Yacimiento
Tubing	Temperatura de Superficie
Profundidad Total (TVD)	Presión de Reservorio
Sistema de Levantamiento (BES/Gas Lift)	Indice de Productividad
<b>PRODUCCIÓN</b>	<b>CARACTERÍSTICAS Y DATOS PVT</b>
Presión de Cabeza	API, $\gamma$ gas, $\gamma$ agua, u oil,
Línea de Flujo	WOR, GOR
Tasa de Producción	

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

Para el cálculo de flujo multifásico vertical se utilizó la correlación de Hagedorn & Brown, esta correlación no considera los distintos regímenes de flujo en tubería, y estima amplios rangos de RGL y caudales de fluido.

### 3.4.1 POZOS SELECCIONADOS

Los pozos han sido seleccionados previo a un análisis en el que su IP se encuentre entre una productividad media a una productividad excelente ( $0.5 < IP < 2$ ).

En la tabla 3.3 se presenta los pozos seleccionados:

**Tabla 3.3:** Lista de Pozos Seleccionados

POZO	ARENA	MÉTODO	QFPD	Pr (psi)	Pwf (psi)	Pb (psi)	IP
AUC - 010	U	S	403	1249	740.78	231	0.79
AUC - 024	U	S	435	1220	837.20	231	1.14
AUC - 027	T	S	1556	1680	1285.02	640	3.94
AUC - 040	T	S	404	1300	814.15	640	0.83
AUC - 057D	TI	S	1125	1690	819.67	640	1.29
AUC - 059D	TI	S	1298	1730	1071.82	640	1.97
AUC - 073D	UI	S	235	820	306.75	231	0.46
AUC - 098D	TI	S	964	1650	1518.04	640	7.30
AUC - 099DST	TI	S	564	1733	1575.00	640	3.57
<b>PAD 51</b>							
AUC - 051	HS	S	298	2000	726.87	195	0.23
AUC - 60D	HD	S	706	3900	3381	195	1.36
AUC - 061D	HS	S	1725	3970	3533.00	195	3.95
AUC - 062D	UI	S	510	2200	566.31	231	0.31
AUC - 065D	UI	S	278	2100	472.30	231	0.17
AUC - 067D	U	S	353	1407	569.73	231	0.42
AUC - 070D	U	S	151	1560	1121.67	231	0.34
AUC - 075D	U	S	398	1620	889.15	231	0.54
AUC - 076D	U	S	290	1420	584.25	231	0.35
AUC - 077D	U	S	236	1180	377.6	231	0.29
<b>CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO</b>							
AUC - 03	T	HJ	598	1630	1550	640	7.48
AUC - 033	T	HJ	434	1500	1350	640	2.89
AUC - 035	T	HJ	434	1555	1367	640	2.31

**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Petróleos/ Estación Auca Central  
**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

### 3.5. MODELO ILUSTRATIVO DEL MANEJO DEL PIPESIM

A continuación se muestra una breve descripción del manejo del SOFTWARE PIPESIM, facilitado por SCHLUMBERGER, el cual nos ayudará a realizar el estudio de los pozos seleccionados y posteriormente la optimización del sistema

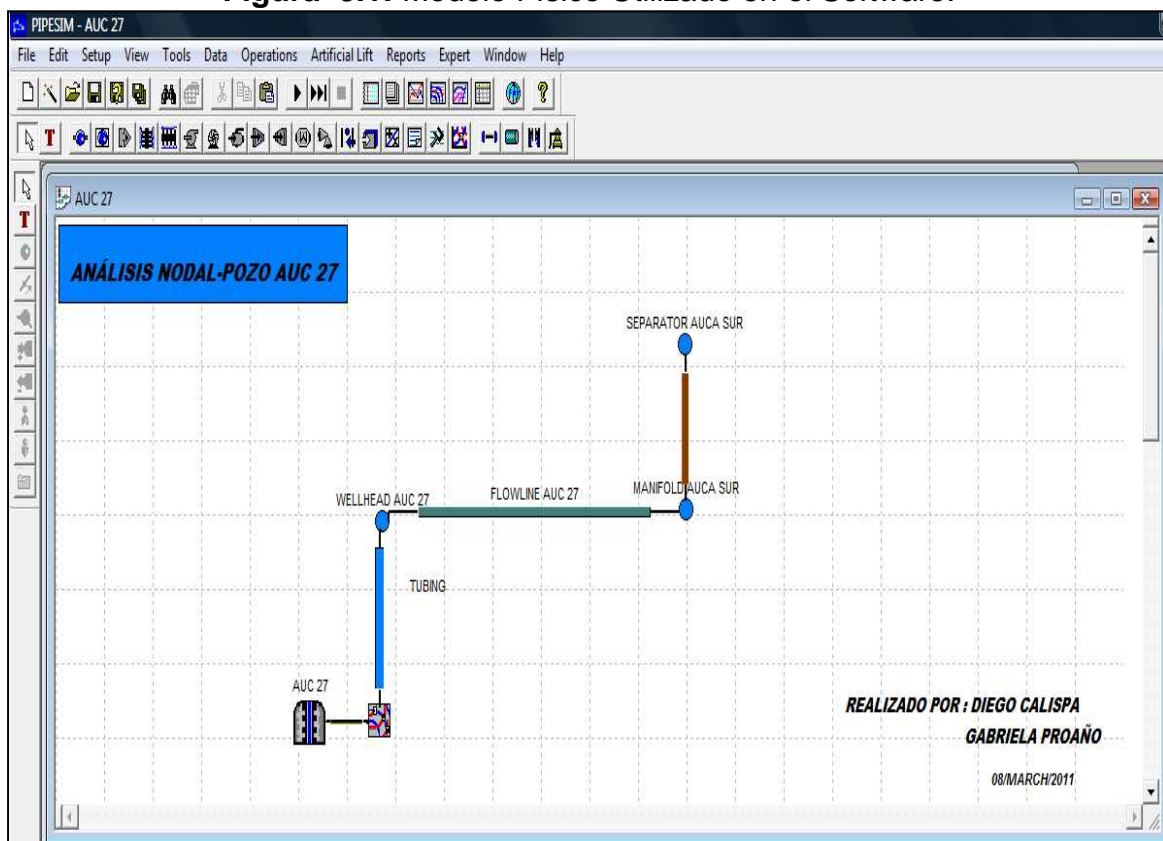


de producción, por medio de un análisis de sensibilidad de las principales variables presentes en un sistema de producción.

Es necesario tener en cuenta que la información que requiere el simulador, debe estar previamente validada, la misma que se presentó en la tabla 3.3. En este caso se ha tomado el pozo AUCA 27, para ilustrar el manejo del software a detalle cómo se presenta a continuación:

1. Construimos el modelo físico del pozo (reservorio, tubería de producción y línea de flujo), con la ayuda de la barra de herramientas que presenta PIPESIM. Se puede observar que la cabeza del pozo y el punto de entrega de producción, que hemos tomado para nuestro análisis, están representados por nodos (wellhead y manifold respectivamente), como se puede ver en la figura 3.1.

**Figura 3.1:** Modelo Físico Utilizado en el Software.



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

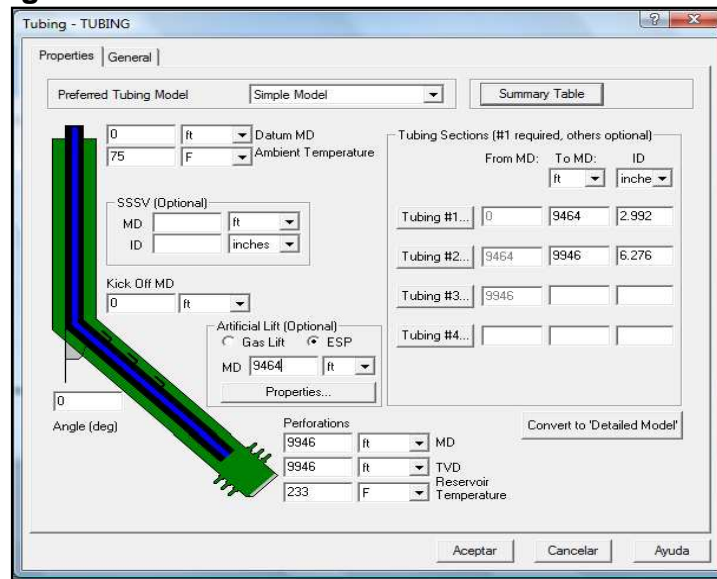
2. Añadimos la información que nos solicita la ventana vertical completion (Figura 3.2), la misma que se despliega luego de hacer clic sobre la figura que representa al reservorio. En este caso hemos decidido trabajar con el método de Pseudo-steady State Flow, ya que es el que más se ajusta a las condiciones reales de nuestros pozos y nos permite realizar sensibilidades con el daño permitiendo así acercarnos más a la realidad de cada uno de los pozos a analizar.

**Figura 3.2:** Información del Pozo

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

3. Damos un clic sobre la figura que representa la tubería de producción (Figura 3.3), luego llenamos la información que nos solicita la ventana tubing. En este caso seleccionamos la opción de modelo simple por tratarse de un pozo vertical, en el caso de tener un pozo direccional para el estudio, se debe escoger la opción de modelo a detalle. Adicionalmente se debe añadir el tipo de levantamiento por el cual está produciendo el pozo en estudio, para nuestro caso escogeremos la opción BES y añadimos todos los parámetros correspondiente a la bomba.

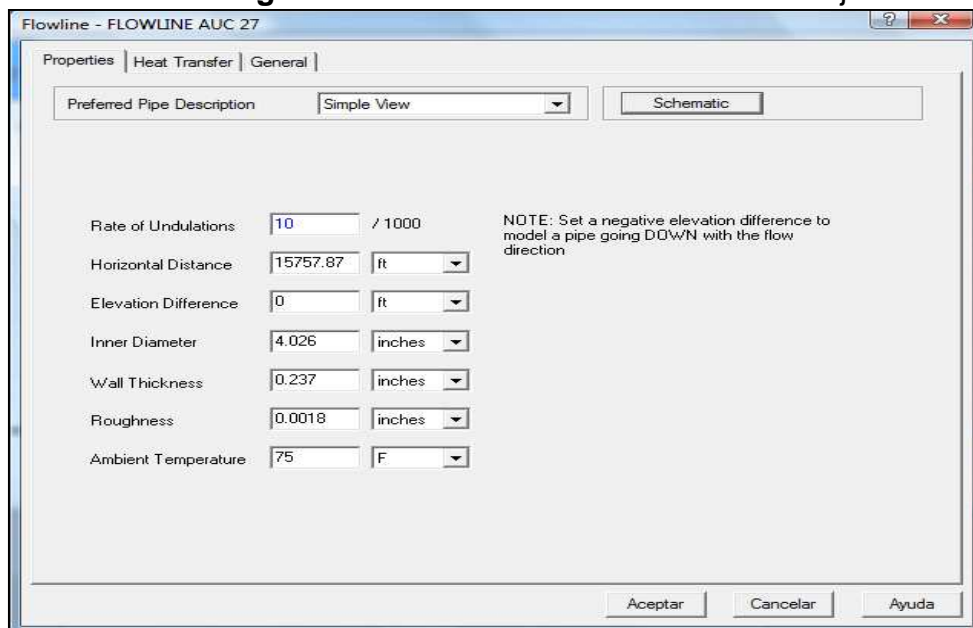
**Figura 3.3:** Información de la Tubería de Producción



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

- Clic sobre la figura de flowline (Figura 3.4), y llenamos con la información solicitada por el simulador. De igual forma se puede escoger un modelo simple o a detalle, en nuestro caso hemos escogido un modelo simple debido a que EP PETROECUADOR no posee un levantamiento topográfico de tubería a detalle.

**Figura 3.4:** Información de la Línea de Flujo



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

5. Finalmente llenamos la información que nos solicita la ventana black oil properties (Figura 3.5). Si se tiene información adicional del reservorio como: Viscosidad, Datos PVT, Contaminantes e Información Termodinámica; se la puede añadir en esta ventana para que nuestro modelo se asemeje más a las condiciones reales del pozo en estudio. Para nuestro estudio, se ha trabajado con los Datos PVT promedios entregados por el Departamento de Yacimientos de EP PETROECUADOR, debido a que esta información a detalle no se encuentra actualizada.

**Figura 3.5:** Información del Fluido

DEFAULT - Black Oil Properties

Black Oil Properties | Viscosity Data | Advanced Calibration Data | Contaminants | Thermal Data

Import...  
Export

Fluid Name: OIL  
Optional Comment:

Stock Tank Properties

WCut	5	%
GOR	163	scf/STB
Gas S.G.	0.978	
Water S.G.	1.02	
API	23.1	

Calibration Data at Bubble Point  
(Optional but Recommended)

Pressure	640	psia
Temperature	233	F
Sat. Gas	163	scf/STB

Solution Gas Correlation

Rs and Pb	Lasater
-----------	---------

Aceptar Cancelar Ayuda

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

6. Por no disponer de un registro de profundidad, presión y temperatura; necesario para escoger la correlación de flujo multifásico horizontal y vertical, que mejor represente las caídas de presión desde el reservorio al separador o viceversa. Se ha trabajado únicamente con tres puntos

básicos como son: Pwf, Pint y Pc; con sus respectivas profundidades y temperaturas (Figura 3.6).

**Figura 3.6:** Perfil Presión, Profundidad, Temperatura

	MD	Pressure	Temperature
-	ft	psia	F
1	0	180	75
2	9464	1094	114
3	9946	1285	233
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			

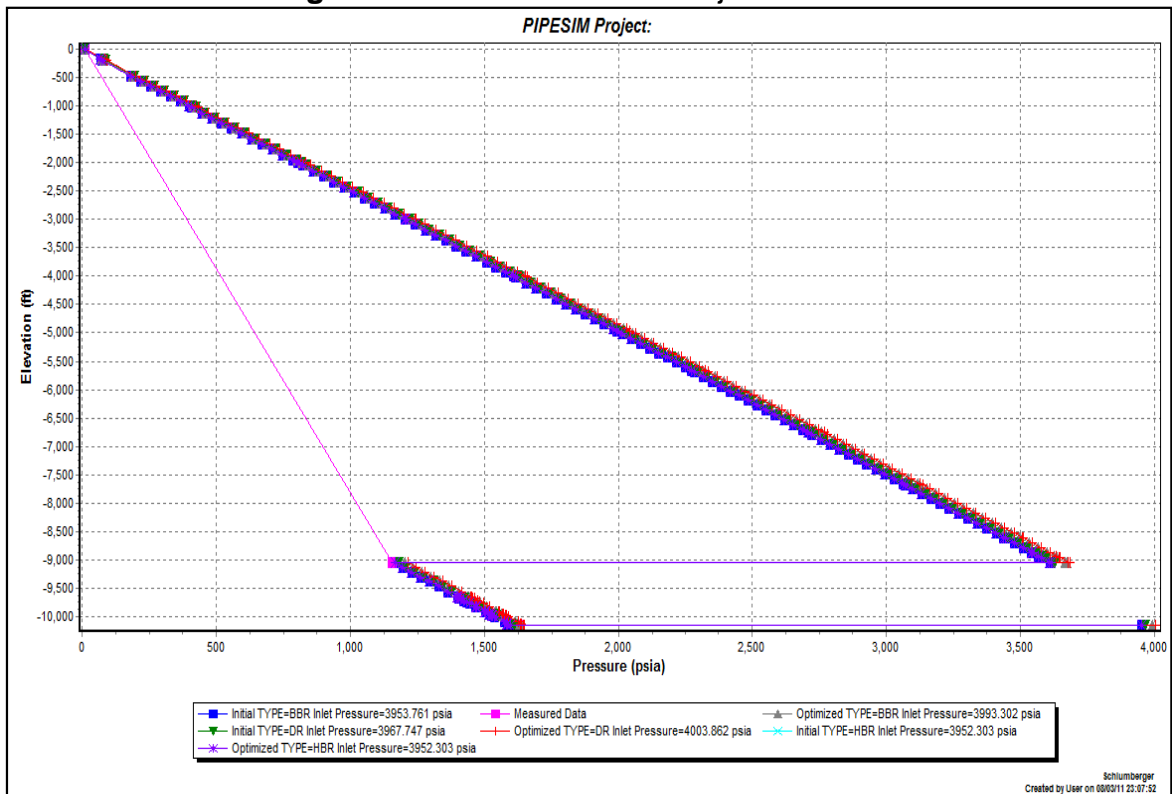
**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

7. Posteriormente seleccionamos la correlación de flujo multifásico horizontal y vertical que mejor represente las caídas de presión a lo largo de todo el sistema de producción con la ayuda de PIPESIM (Figura 3.7 y 3.8).

Ingresando los datos necesarios en Data Matching, escogemos las correlaciones que quisiéramos comparar (Beggs & Brill; Duns & Ros; Hagedorn & Brown, etc) y seleccionamos la que mejor se ajuste a las condiciones de cada pozo.

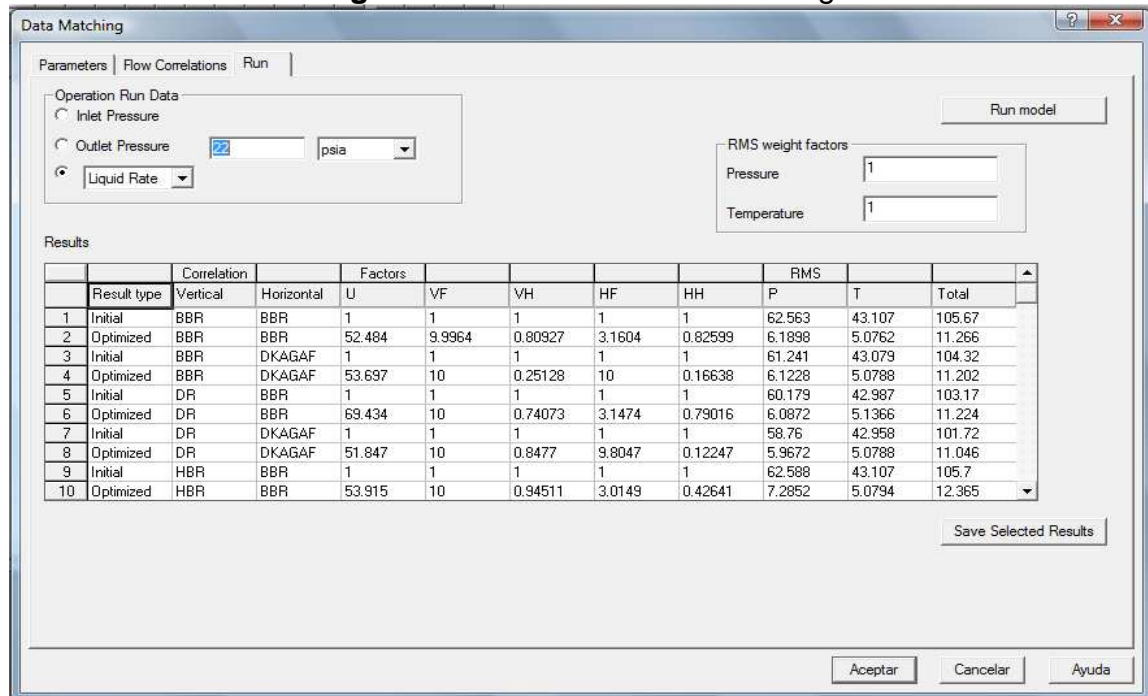
De esta forma en nuestros pozos en estudio, las correlaciones más usadas son Beggs & Brill y Hagedorn & Brown tanto en flujo multifásico horizontal y vertical respectivamente.

**Figura 3.7: Correlación de Flujo Multifásico**



Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

**Figura 3.8: Ventana Data Matching**

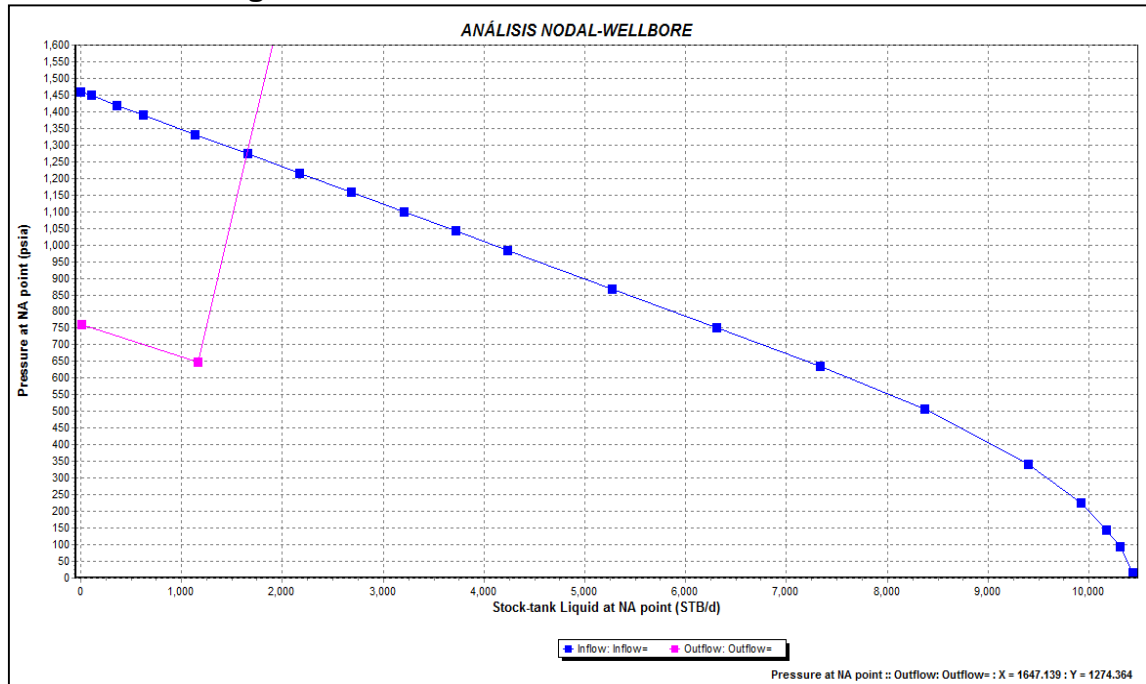


Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

A continuación se procede a guardar los cambios con la respectiva correlación con la que el pozo trabajará.

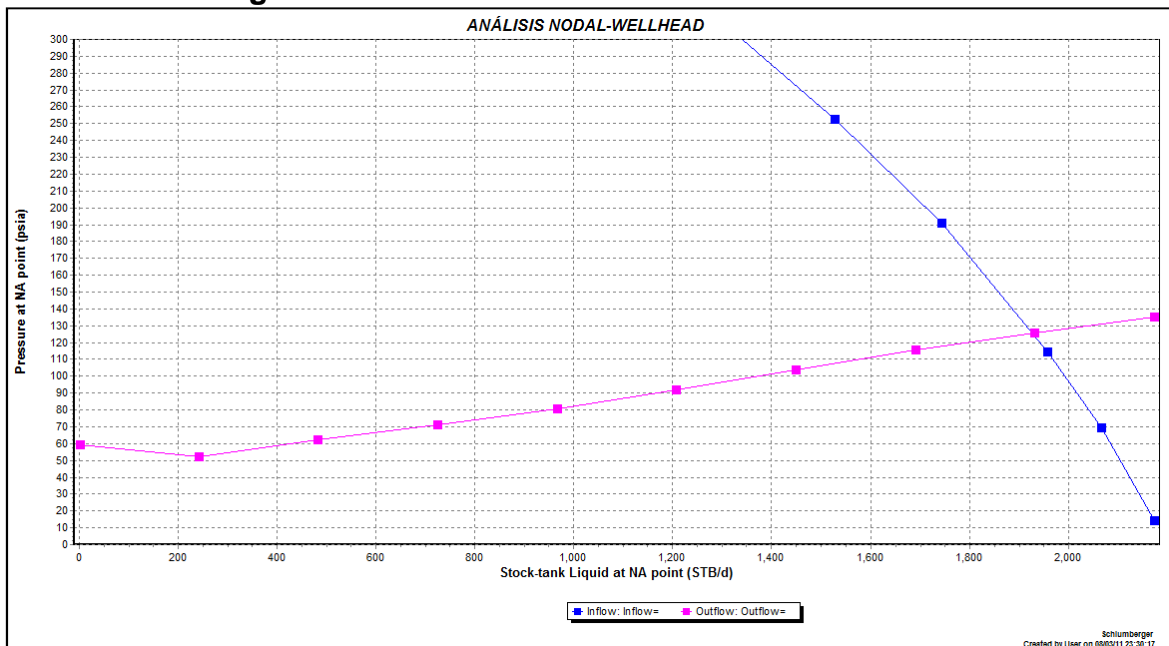
Nuestro modelo estará en capacidad de representar el comportamiento del sistema de producción en estudio, con el cual realizaremos los análisis nodales en los nodos 6, 3, y 1 (cara del pozo, cabeza del pozo y separador respectivamente) como se puede apreciar en las Figuras 3.9, 3.10 y 3.10.

**Figura 3.9:** Análisis Nodal en la Cara de la Arena.

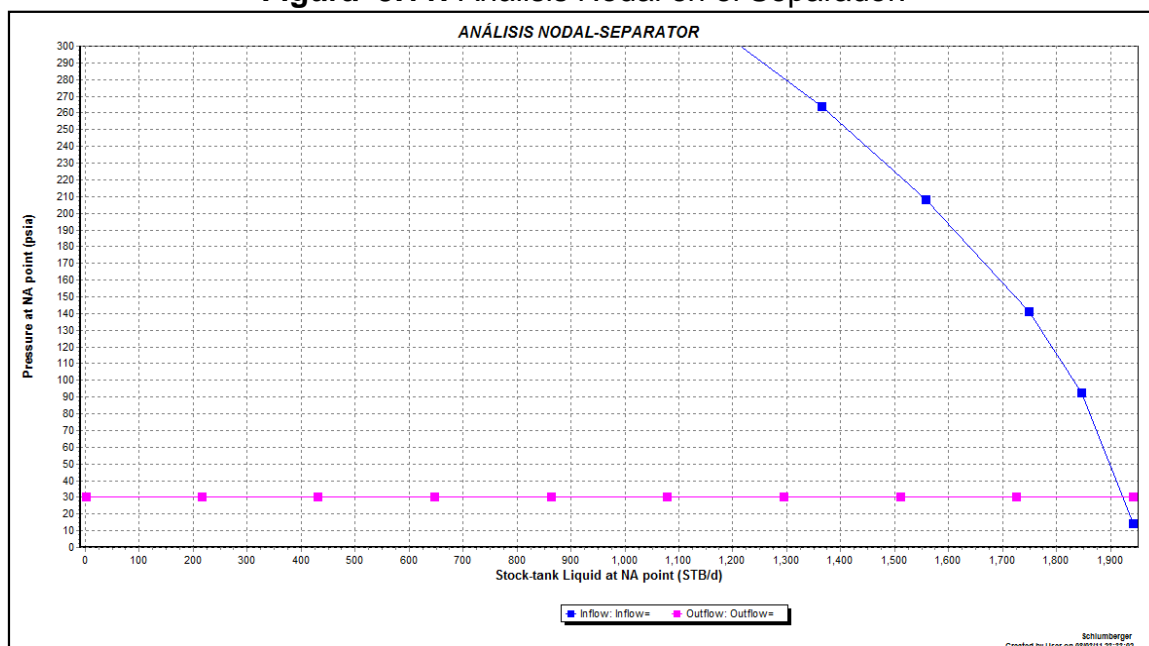


Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

**Figura 3.10:** Análisis Nodal en la Cabeza del Pozo.



Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

**Figura 3.11: Análisis Nodal en el Separador.**

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

### 3.6. ANÁLISIS NODAL POR POZO (POZOS INDEPENDIENTES)

En esta sección por medio del análisis nodal se podrá discutir los problemas que presentan los pozos escogidos con sus respectivos sistemas de producción y posteriormente determinar las tasas óptimas de producción de cada uno de los pozos en estudio.

Con la ayuda del Software Pipesim se ha graficado conjuntamente las curvas IPR (inflow), Intake (outflow) con la producción actual. A continuación se presenta un análisis detallado de cada uno de los pozos en estudio, teniendo como base las gráficas generadas por el simulador, en las que se visualiza el punto de trabajo actual (P.T), el punto óptimo de trabajo (P.O) y la presión de burbuja (Pb).

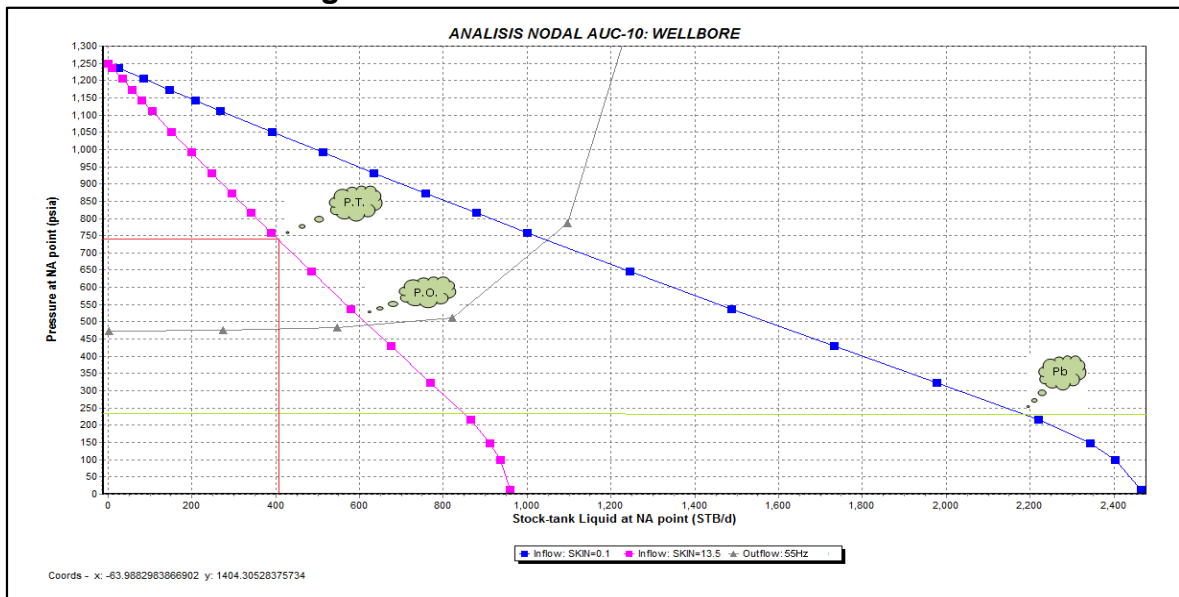
#### 3.6.1 AUC-10

El pozo Auca 10 aporta de la arena "U" y presenta los siguientes parámetros de producción:

BFPD	BPPD	BSW	Bomba	Frecuencia	Rango
403	241.8	40	P12	55	840-1600



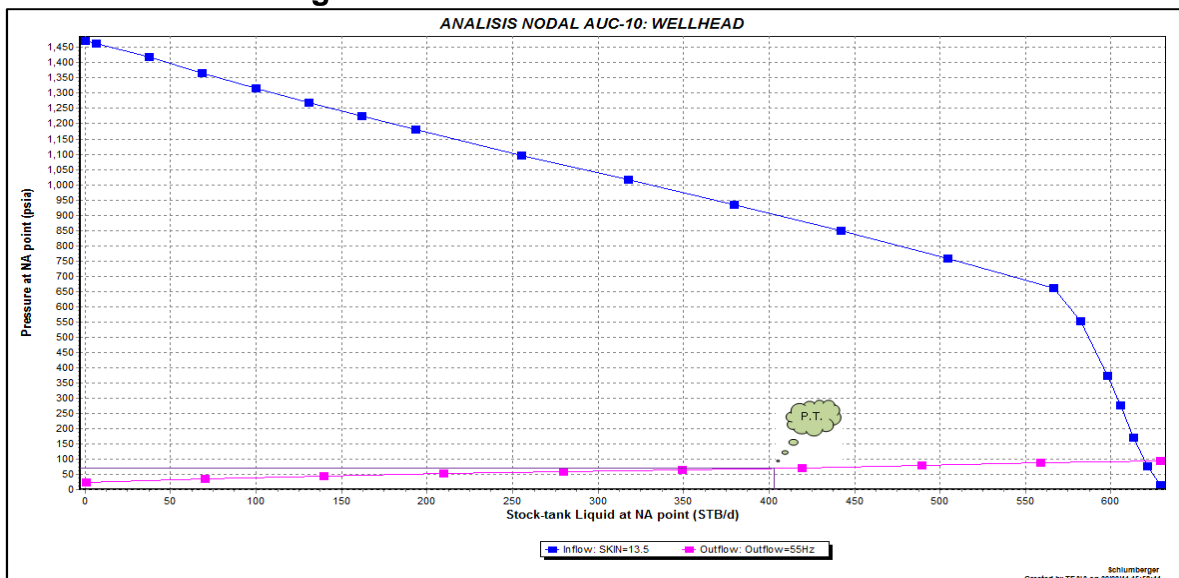
**Figura 3.12: Análisis en el Fondo Auc-10**



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

De acuerdo a los datos analizados el pozo presenta un daño  $S=13.5$ , como se aprecia en la Figura 3.12, además se puede observar que la producción actual está fuera del rango de trabajo de la bomba (DOWNTHRUST) por lo que es necesario subir la frecuencia para que el caudal entregado por la formación productora entre en el rango de operación de la bomba actual, caso contrario se debe realizar un rediseño de la BES.

**Figura 3.13: Análisis en la Cabeza Auc-10**

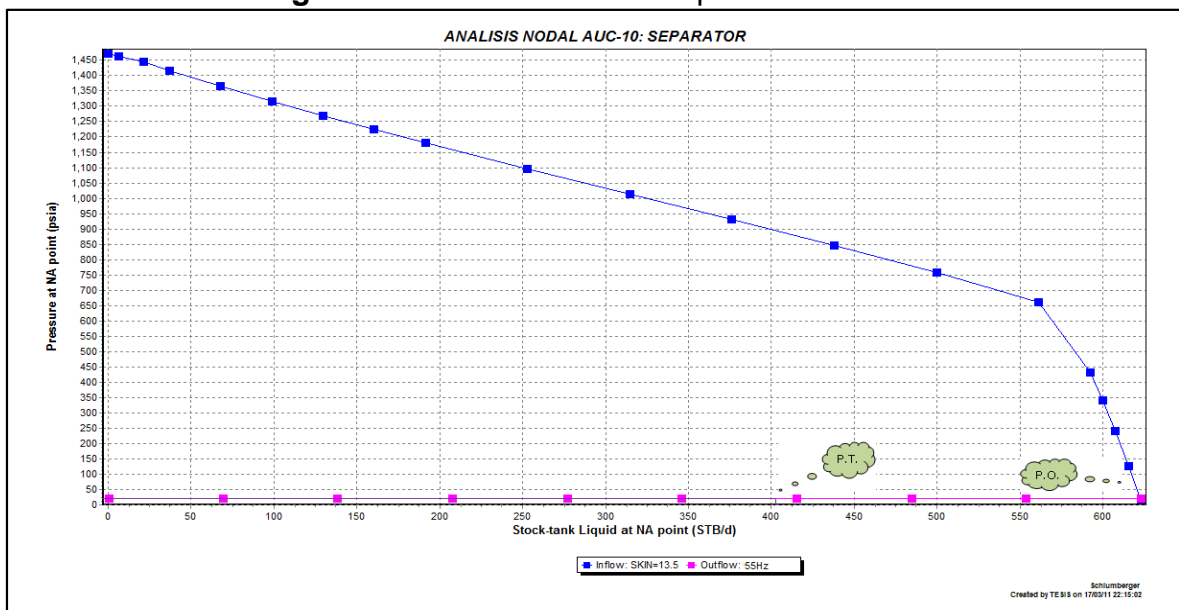


**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

Analizando las figuras 3.13 y 3.14 se determina que la línea de flujo no presenta problemas, adicionalmente se observa que se tiene problemas en el reservorio y en la tubería de producción, análisis que corrobora lo expuesto en la figura 3.12 en la que se determinó que el yacimiento presenta un daño de 13.5, lo que induce a una disminución del aporte de fluidos; dando lugar a un sobre dimensionamiento de la bomba, una vez que se remueva el daño de la formación el caudal esperado se encontrará dentro del rango operativo de la bomba instalada actualmente por lo que no sería necesario un rediseño de la BES.

El problema presente en la tubería de producción se debe a la presencia de escala, este problema es uno de los más comunes en la producción de petróleo, ya que el fluido que produce tiene un alto contenido de estos elementos que se depositan en la tubería y en la bomba causando una restricción en el flujo de fluidos.

**Figura 3.14:** Análisis en el Separador Auc-10



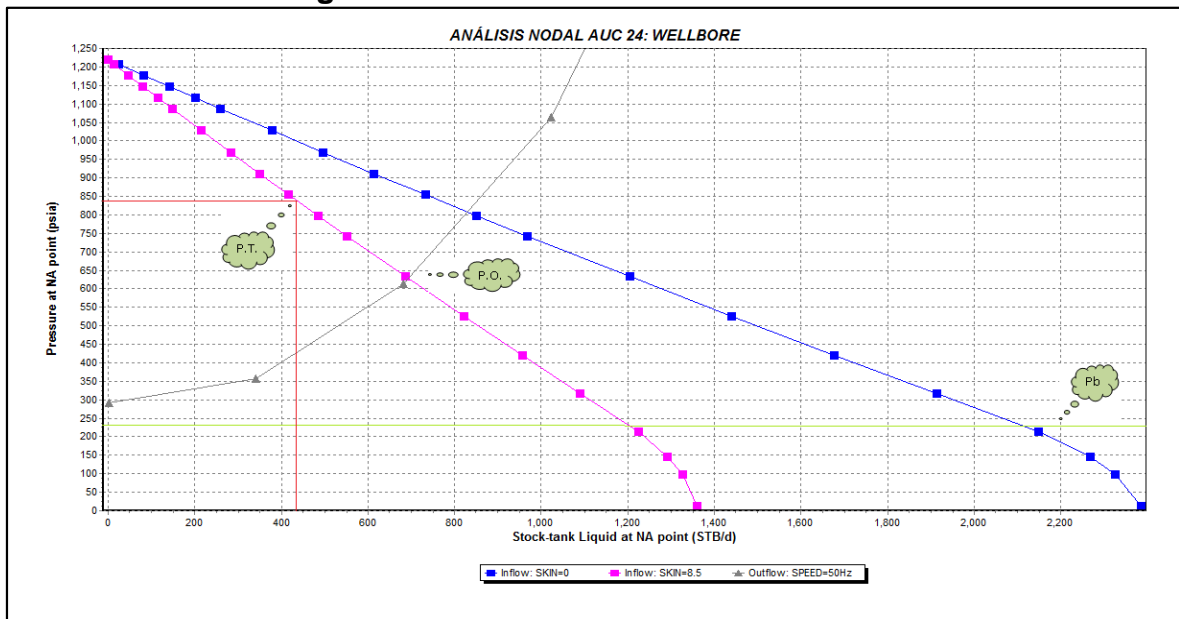
**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

### 3.6.2 AUC-24

El pozo Auca 24 aporta de la arena "U" y presenta los siguientes parámetros de producción:

BFPD	BPPD	BSW	Bomba	Frecuencia	Rango
435	413.3	5	GN1300	50	800-1800

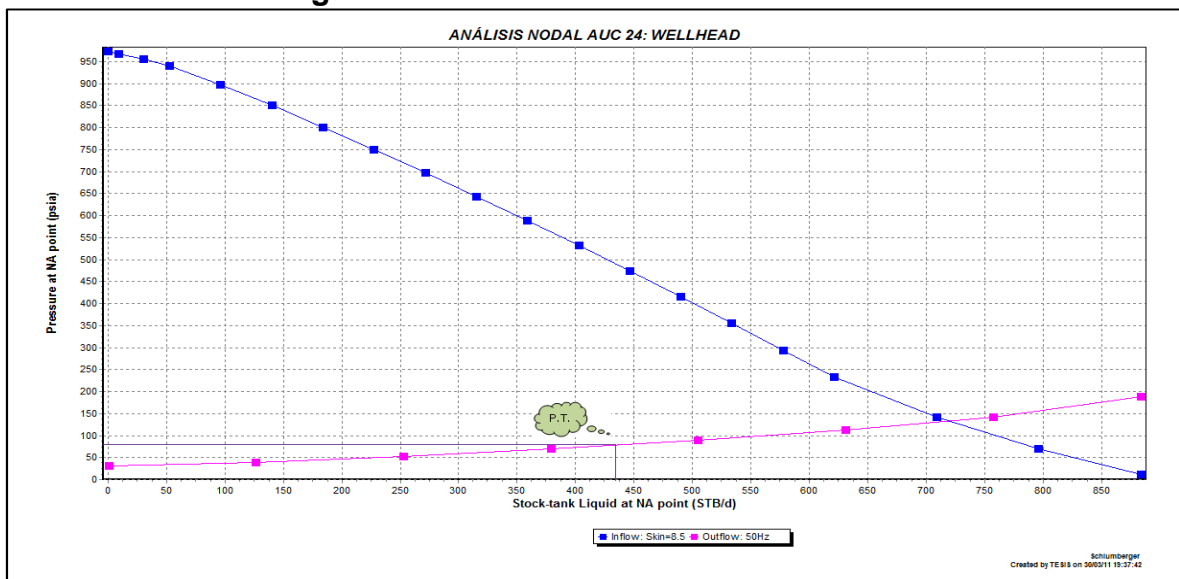
**Figura 3.15:** Análisis en el Fondo Auc-24.



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

De acuerdo al Build Up tomado el 9 de Septiembre del 2008 presenta un daño  $S=2.8$ . En base a análisis realizado en Pipesim se ha determinado que el daño ha incrementado dando un valor  $S=8.5$ , como se puede apreciar en la Figura 3.15; además se puede apreciar que estamos produciendo en un punto menor al óptimo esto debido a que la bomba esta fuera del rango de operación (DOWNTHRUST).

**Figura 3.16:** Análisis en la Cabeza Auc-24

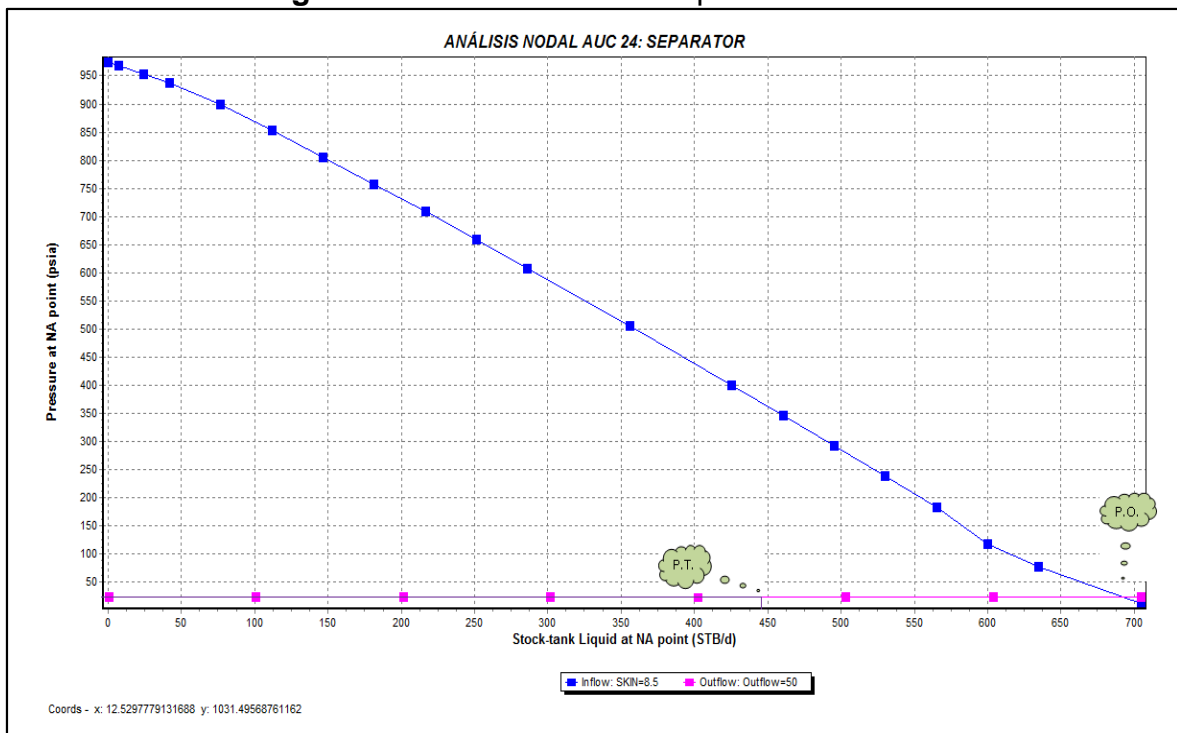


**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

En las Figuras 3.16 y 3.17 se puede corroborar que el problema se encuentra en el yacimiento y en la tubería vertical, por lo que es necesario remover el daño para que la bomba actualmente instalada pueda continuar trabajando dentro del rango operativo, así también se debería revisar que la tubería no tenga presencia de escala o parafina y finalmente realizar una prueba de tubería para descartar problemas de comunicación tbg-csg causadas por corrosión.

Analizando el punto de trabajo actual muestra que la línea de flujo horizontal no presenta problemas, es decir el diámetro con el que está operando es el adecuado para manejar dicho caudal.

**Figura 3.17:** Análisis en el Separador Auc-24



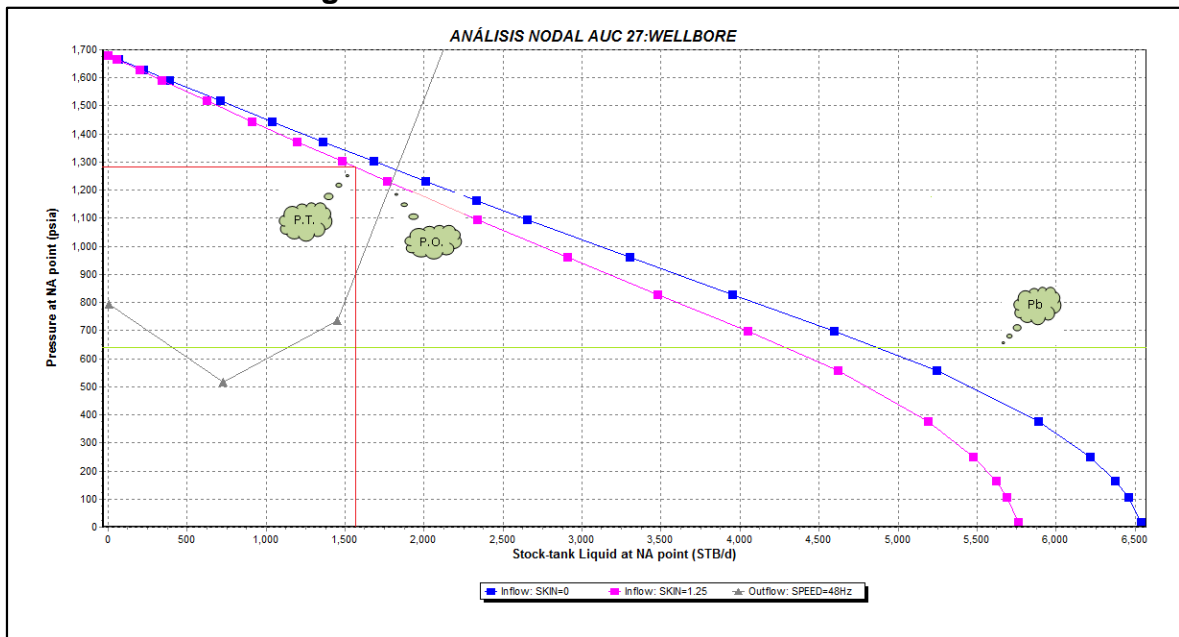
**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

### 3.6.3 AUC-27

El pozo Auca 27 aporta de la arena "T" y presenta los siguientes parámetros de producción:

BFPD	BPPD	BSW	Bomba	Frecuencia	Rango
1556	1478	5	P23	48	1200-2900

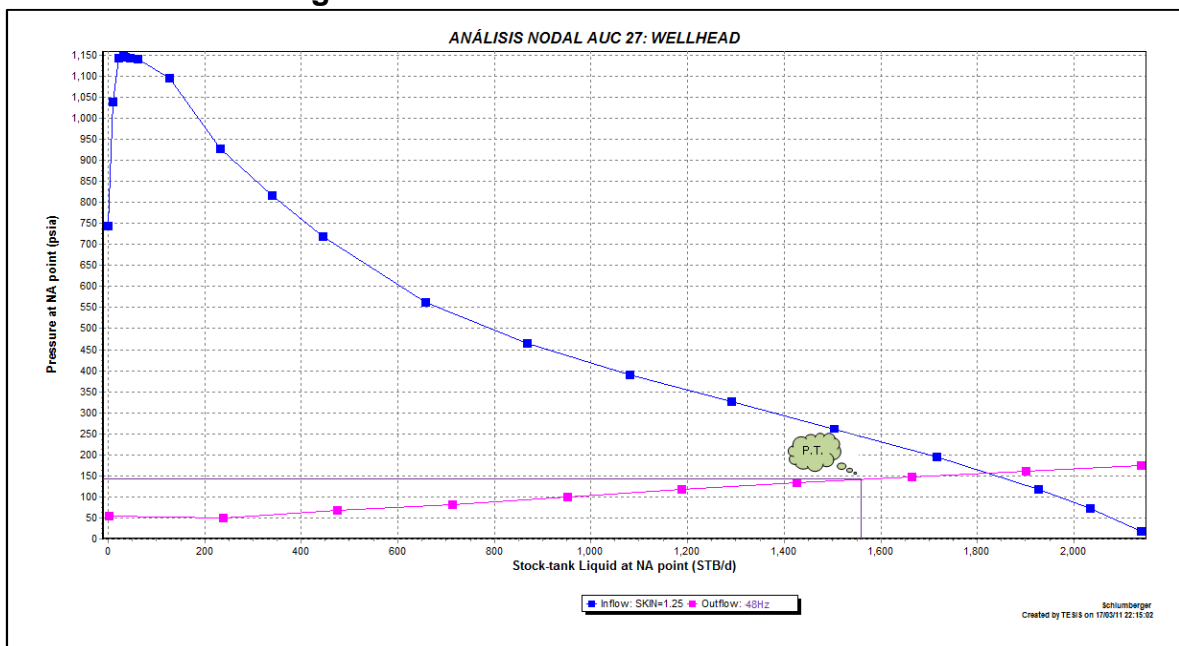
**Figura 3.18:** Análisis en el Fondo Auc-27



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

El pozo presenta un pequeño daño  $S=1.25$  (como se aprecia en la Figura 3.18) y debido a su potencial que es muy bueno, el rango operativo de la bomba que permite trabajar con mayor caudal podemos subir frecuencia para llegar al punto óptimo de trabajo y con eso lograr incrementar la producción del pozo.

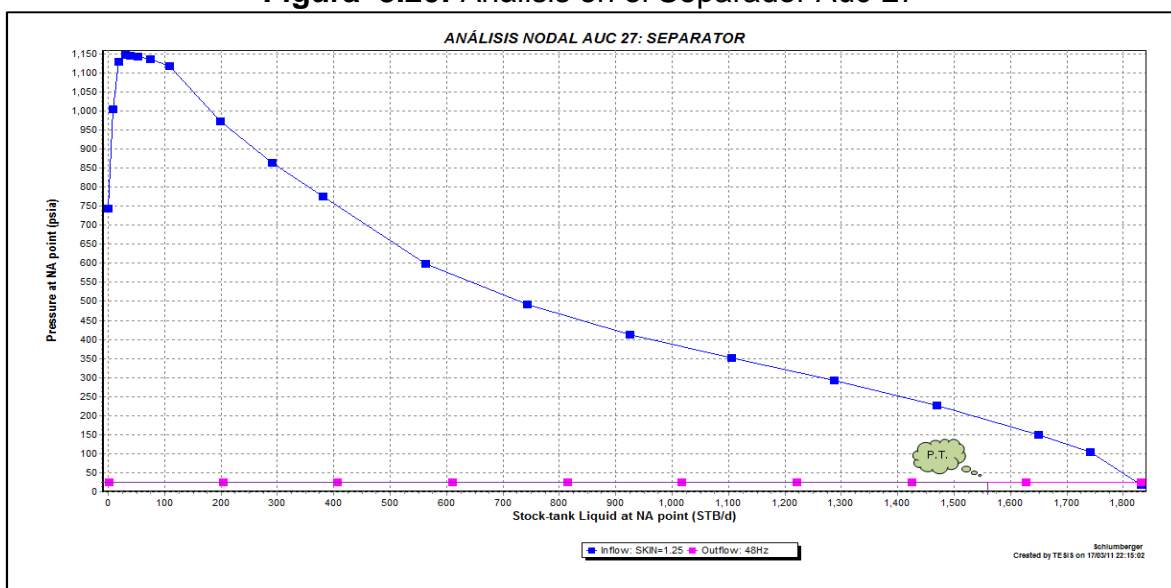
**Figura 3.19:** Análisis en la Cabeza Auc-27



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

Analizando las Figuras 3.19 y 3.20 se puede determinar que el reservorio presenta problemas al igual que la tubería vertical, pero en este caso la bomba se encuentra dentro del rango operativo, por lo que sería necesario probar y limpiar la tubería vertical para evitar obstrucciones causadas por la presencia de escala o parafina o si es el caso daños ocasionados por la corrosión debido a que el fluido producido contiene sustancias altamente corrosivas (especialmente el agua de formación con salinidades muy altas).

**Figura 3.20:** Análisis en el Separador Auc-27



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

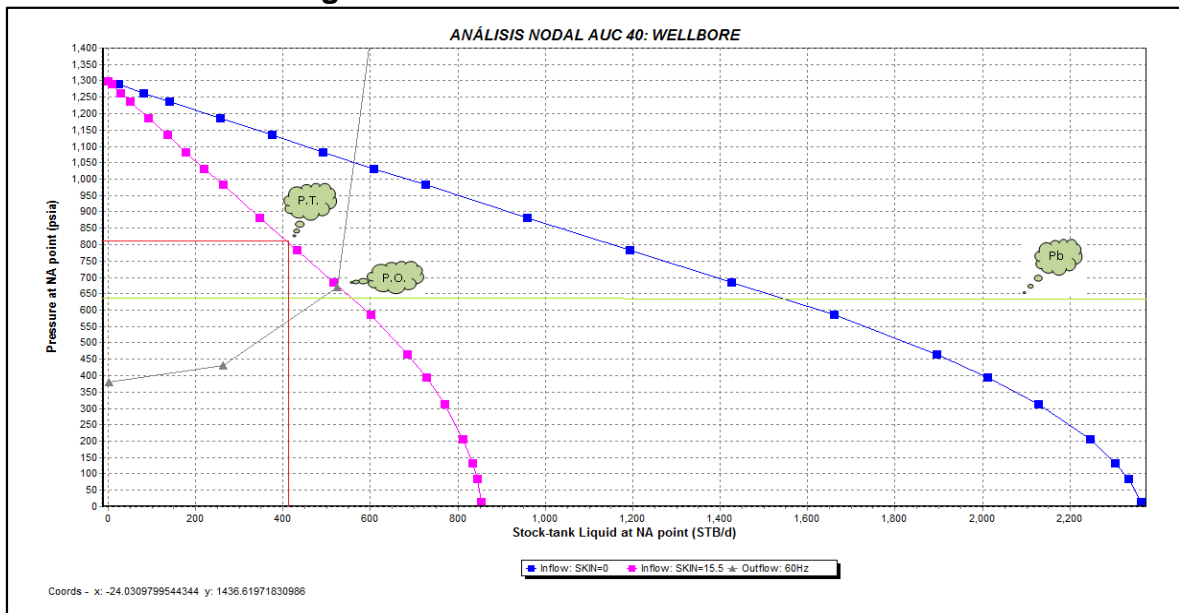
### 3.6.4 AUC-40

El pozo Auca 40 aporta de la arena "T" y presenta los siguientes parámetros de producción:

BFPD	BPPD	BSW	Bomba	Frecuencia	Rango
404	383.8	5	D475N	60	200-625

Según los datos de Build Up tomados el 01 de Noviembre del 2002 el pozo presenta daño  $S=12.27$ , actualmente este daño ha incrementado dando un valor  $S= 15.5$ . También se puede observar que el punto de trabajo de este pozo se encuentra sobre el punto óptimo como se muestra en la Figura 3.21; debido a que actualmente el pozo está trabajando a 60 Hz, se concluye que se tiene una restricción al flujo de fluido presente en la tubería de producción, la misma que puede ser causada por presencia de escala.

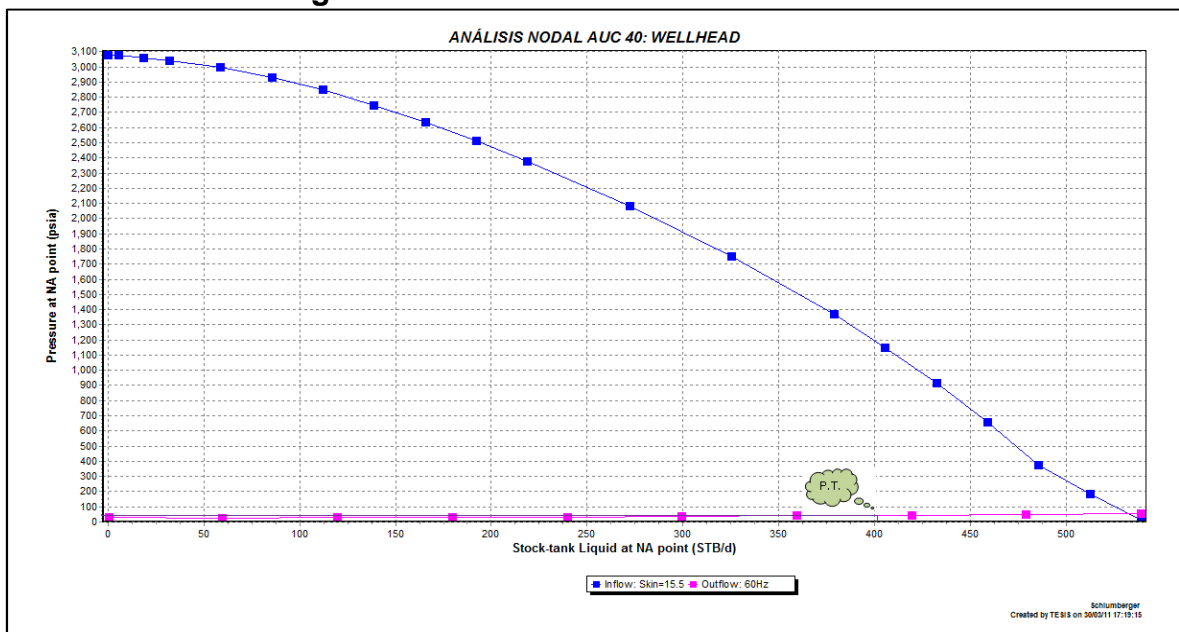
**Figura 3.21:** Análisis en el Fondo Auc-40



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

Adicionalmente se observa que el punto de burbuja está separado del punto actual de trabajo por 150 psi, por lo que en un futuro cercano se podría tener un bloqueo de la bomba por gas. Si se lograra remover el daño el potencial del pozo mejoraría considerablemente y se tendría un mayor rango de presiones para poder trabajar y de esta manera se podría incrementar la producción del pozo.

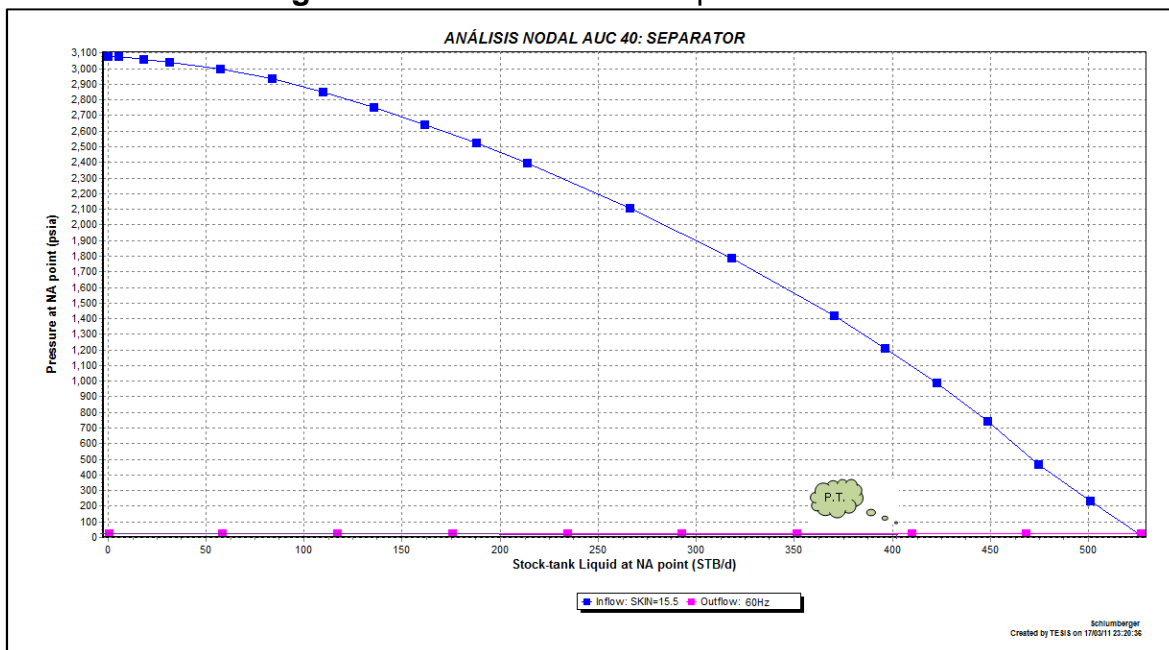
**Figura 3.22:** Análisis en la Cabeza Auc-40



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

Con el análisis de las figuras 3.22 y 3.23 se determina el problema se encuentra en el reservorio y en la tubería vertical pudiendo ser esto causado por restricciones en el flujo o por corrosión dando lugar a que exista recirculación por comunicación tbg-csg.

**Figura 3.23:** Análisis en el Separador Auc-40



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

### 3.6.5 AUC-57D

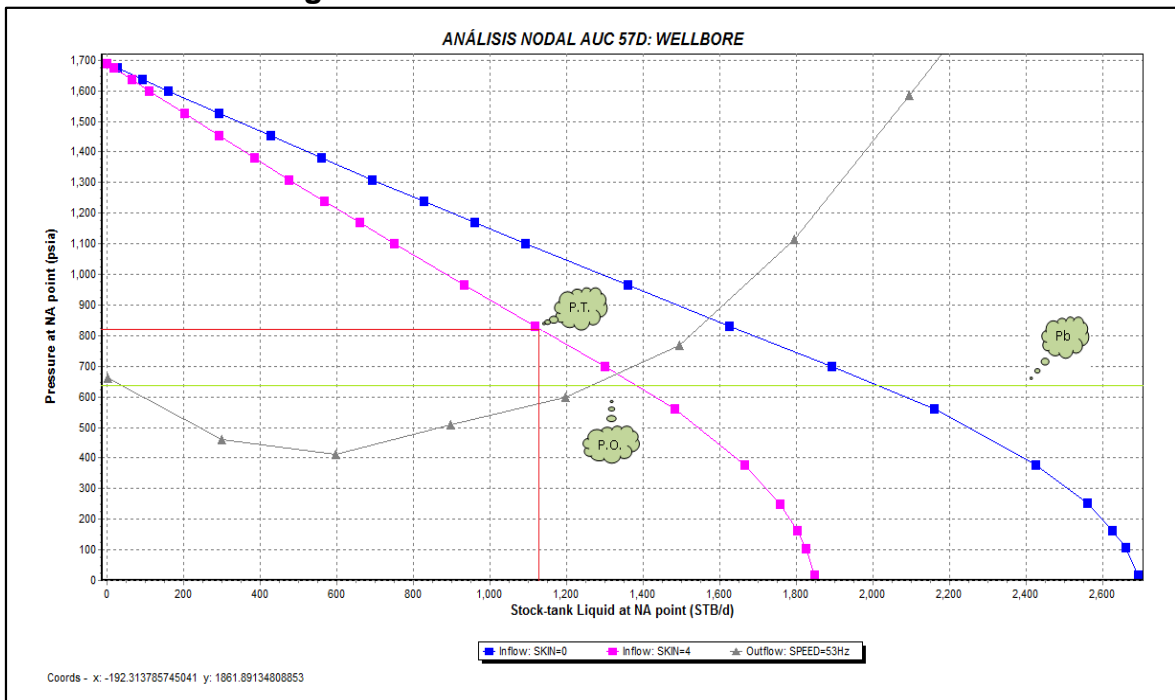
El pozo Auca 57D aporta de la arena "Ti" y presenta los siguientes parámetros de producción:

BFPD	BPPD	BSW	Bomba	Frecuencia	Rango
1125	900	22.4	DN1750	53	1200-2050

Según datos de Build Up tomados 18 de Noviembre del 2008 reporta que el pozo no posee daño  $S=0$ , pero actualmente el pozo presenta un daño  $S=4$  (Figura 3.24), por lo que ha reducido el  $IP=1.29$  que a pesar del daño actual tiene un buen potencial por lo que sería recomendable realizar un trabajo para remover el daño y a la vez subir la frecuencia para alcanzar el rango óptimo pero tener en cuenta el punto de burbuja.



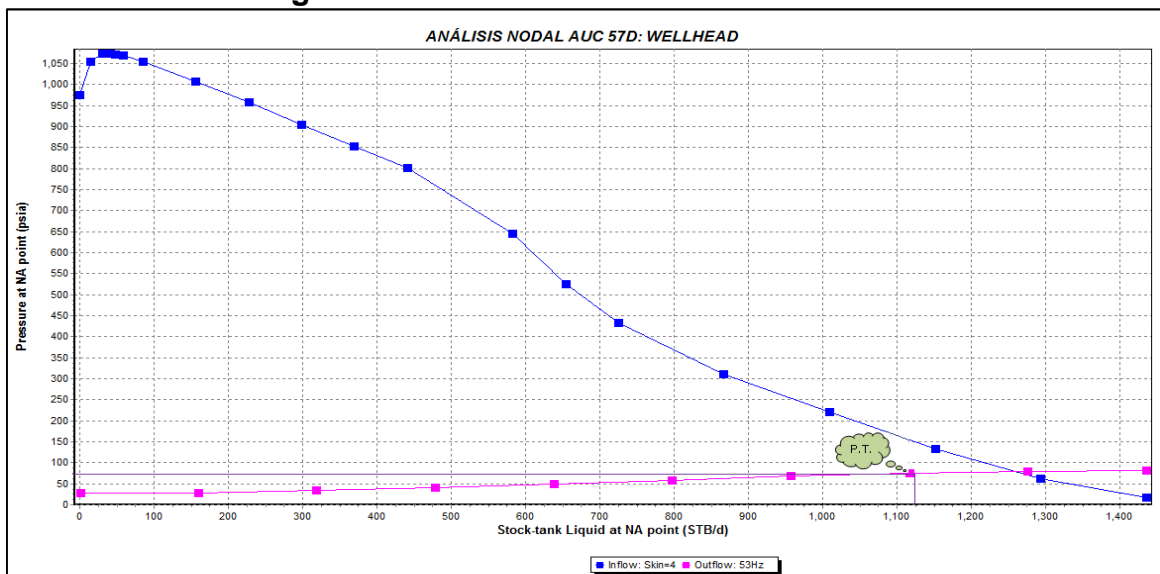
**Figura 3.24:** Análisis en el Fondo Auc-57D.



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

Como se puede observar en las figuras 3.25 y 3.26 el punto de trabajo actual cae en la outflow lo que indica que la línea de flujo horizontal se encuentra en buenas condiciones, lo que no ocurre con la inflow determinándose que el problema se encuentra en el reservorio como lo pudimos comprobar en la figura 3.24.

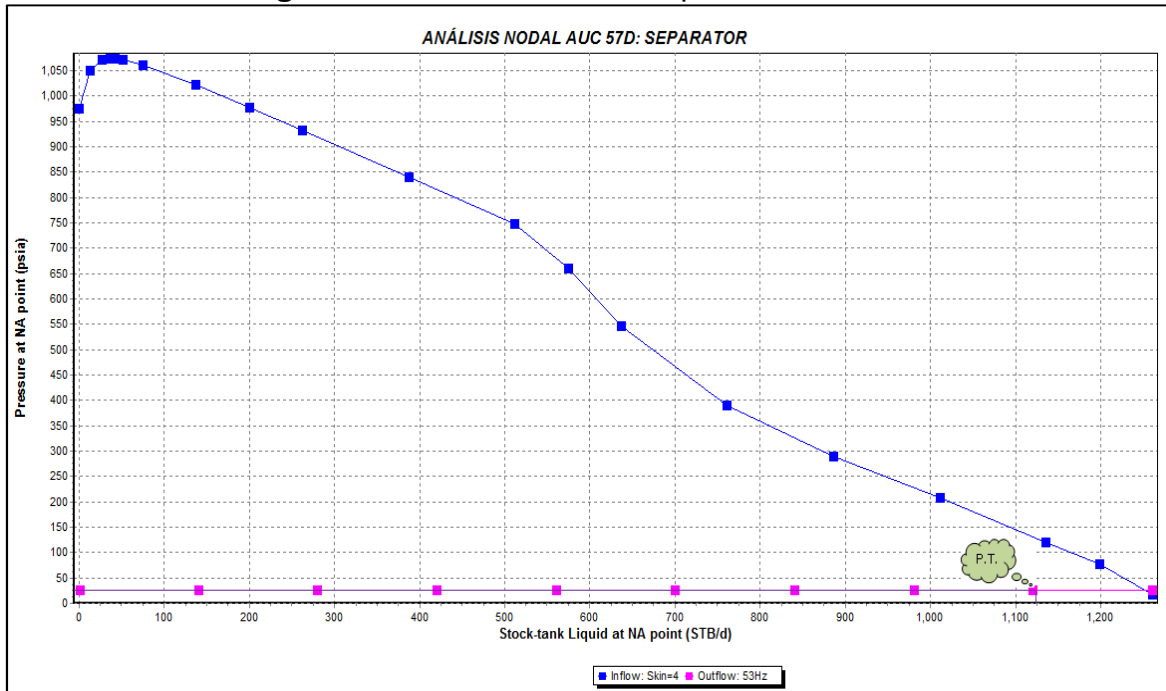
**Figura 3.25:** Análisis en la Cabeza Auc-57D.



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

Del análisis realizado anteriormente se determinó que el sistema de producción presenta problemas en la tubería vertical por lo que actualmente el pozo se encuentra produciendo a un caudal que está fuera del rango operativo de la bomba, por lo que sería necesario descartar presencia de parafina.

**Figura 3.26:** Análisis en el Separador Auc-57D.



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

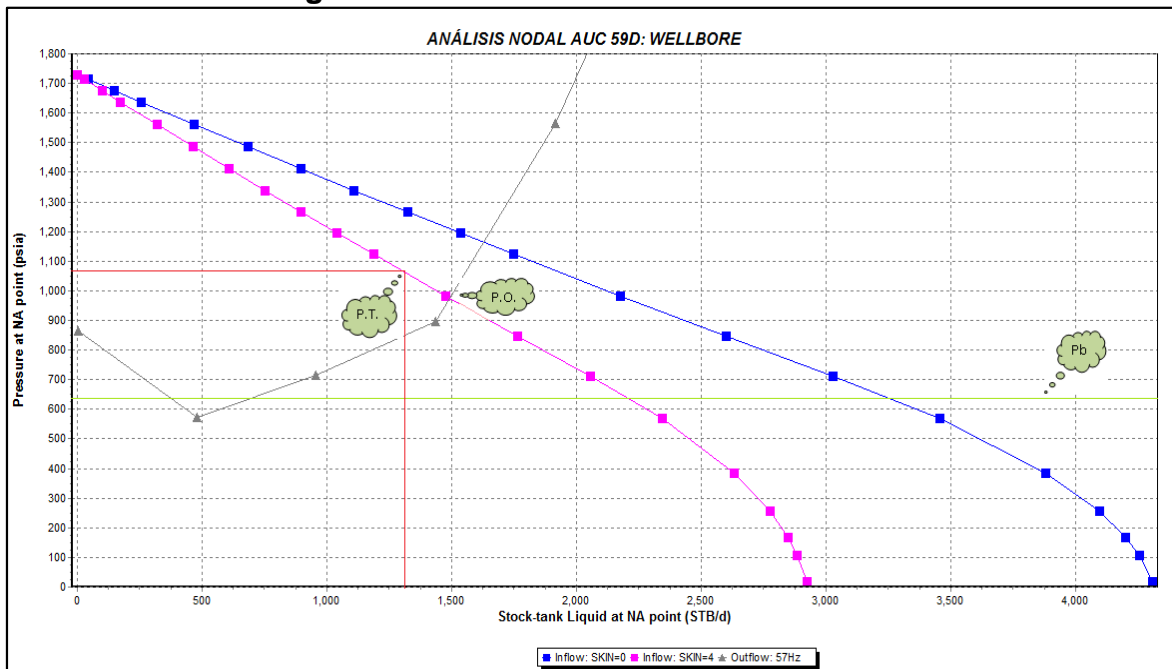
### 3.6.6 AUC-59D

El pozo Auca 59D aporta de la arena "Ti" y presenta los siguientes parámetros de producción:

BFPD	BPPD	BSW	Bomba	Frecuencia	Rango
1298	908	30	DN1750	57	1200-2050

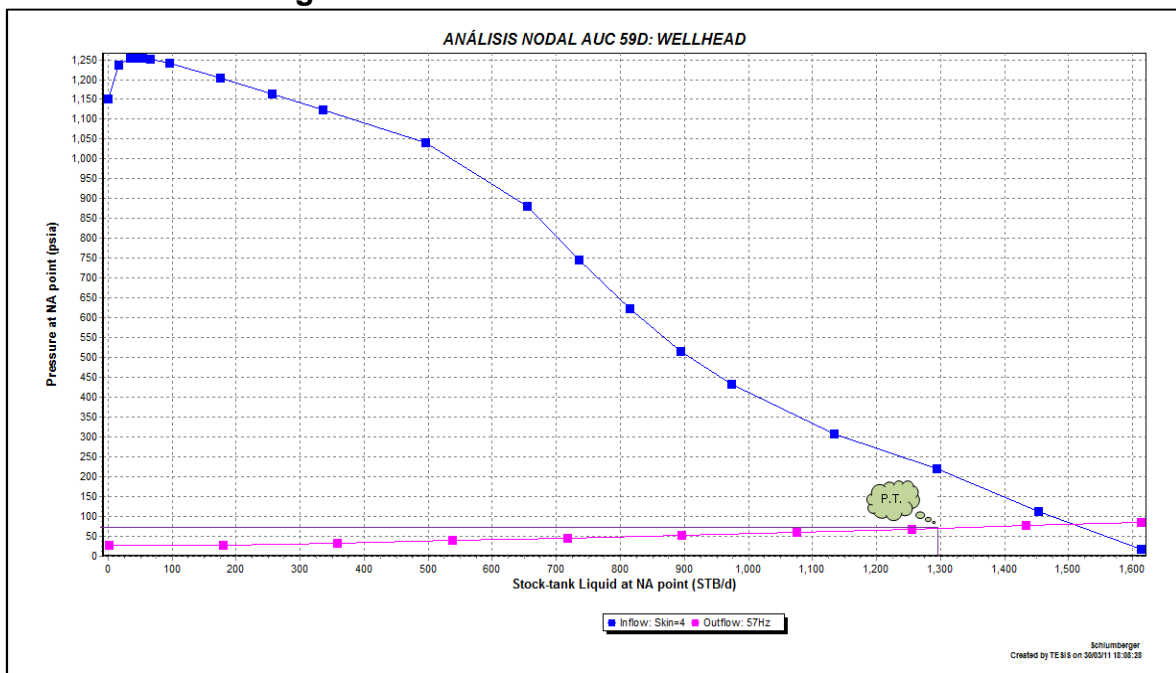
En el Build Up tomado el 24 de Agosto del 2008 presenta daño  $S=4.31$ , actualmente presenta un daño  $S=4$ , debido a su buen potencial se puede intentar remover el daño y a la vez subir frecuencia para poder incrementar la producción hasta el rango óptimo como se puede observar en la figura 3.27.

**Figura 3.27:** Análisis en el Fondo Auc-59D.



Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

**Figura 3.28:** Análisis en la Cabeza Auc-59D.

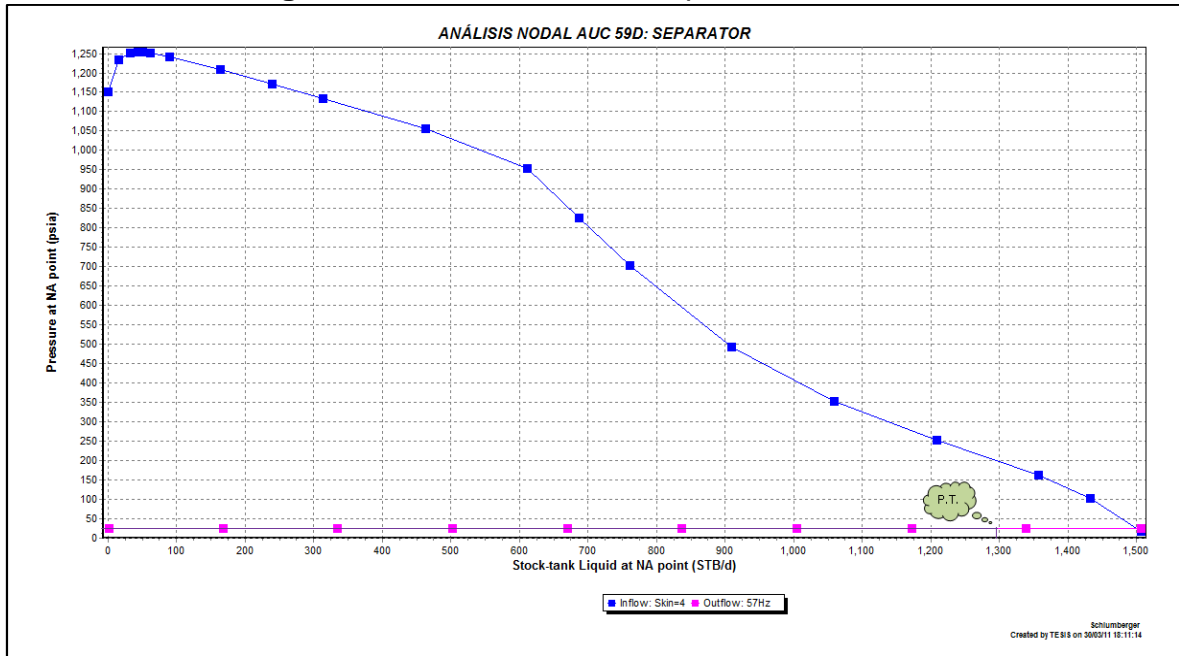


Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

El pozo presenta problemas en el reservorio como se pudo observar en la figura 3.27 y corroboramos este resultado con el análisis de las figuras 3.28 y 3.29, las mismas que demuestran que adicionalmente existe problemas en la tubería

vertical y esto puede ser debido a obstrucción por presencia de parafina o por corrosión ya sea en la tubería o en el equipo de fondo.

**Figura 3.29:** Análisis en el Separador Auc-59D



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

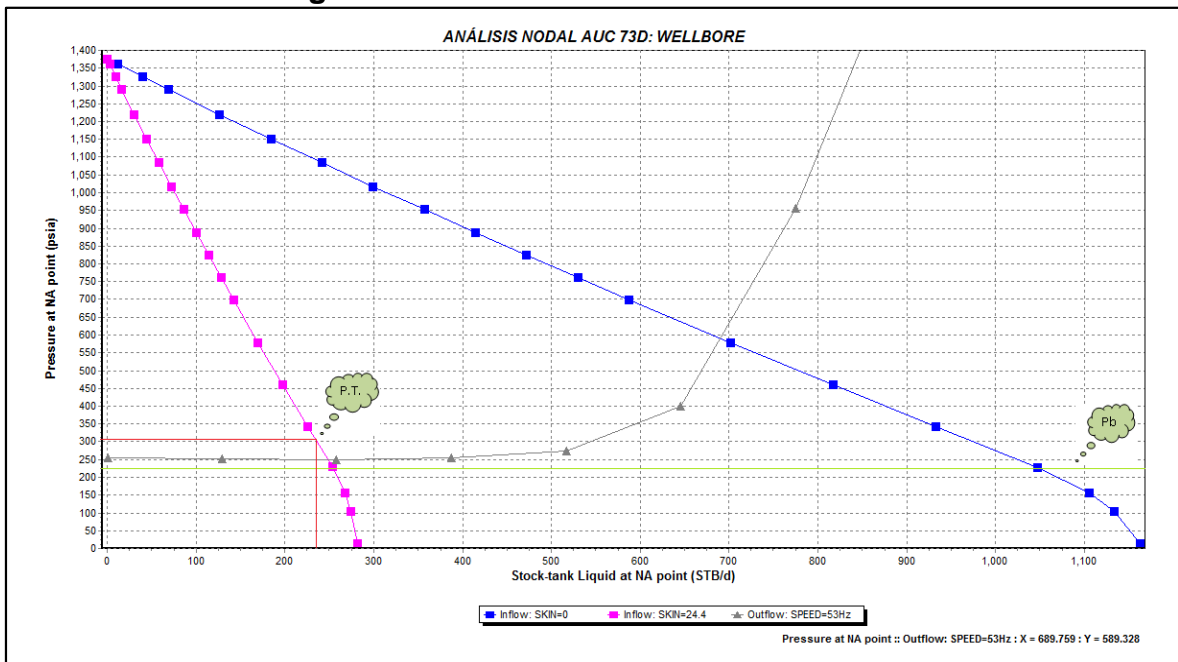
### 3.6.7 AUC-73D

El pozo Auca 73D aporta de la arena "U" y presenta los siguientes parámetros de producción:

BFPD	BPPD	BSW	Bomba	Frecuencia	Rango
235	227.95	3	P8	53	520-1200

Según datos de Build Up tomado el 2 de Noviembre del 2009 presenta un daño  $S = 2.93$ , actualmente el daño ha incrementado con un valor  $S = 24.4$  en base a la simulación que se realizó en Pipesim como se puede observar en la Figura 3.30. Además la bomba se encuentra sobre dimensionada ya que está trabajando bajo el rango óptimo de operación (DOWNTHRUST).

**Figura 3.30:** Análisis en el Fondo Auc-73D

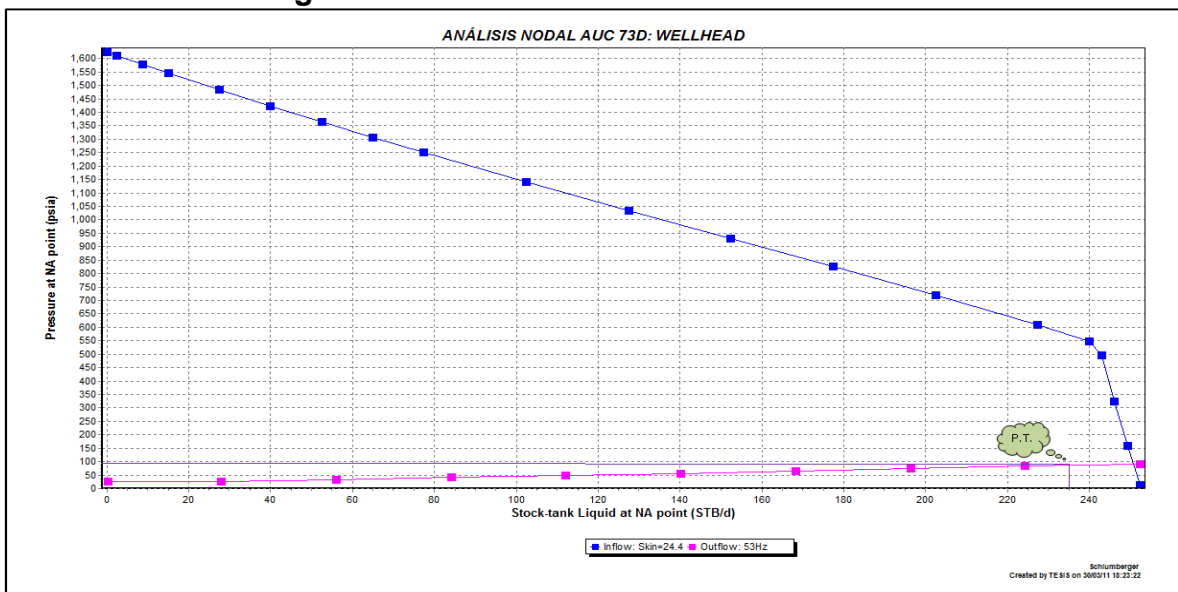


**Fuente:** Software Pipesim 2010

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

Debido a que el pozo presenta un gran daño se podría recomendar remover el daño para mantener la misma bomba ya que esta si entraría en el rango de operación. Adicionalmente a las condiciones actuales intentar subir frecuencia no es muy recomendable ya que el punto de burbuja se encuentra muy cerca al punto de trabajo.

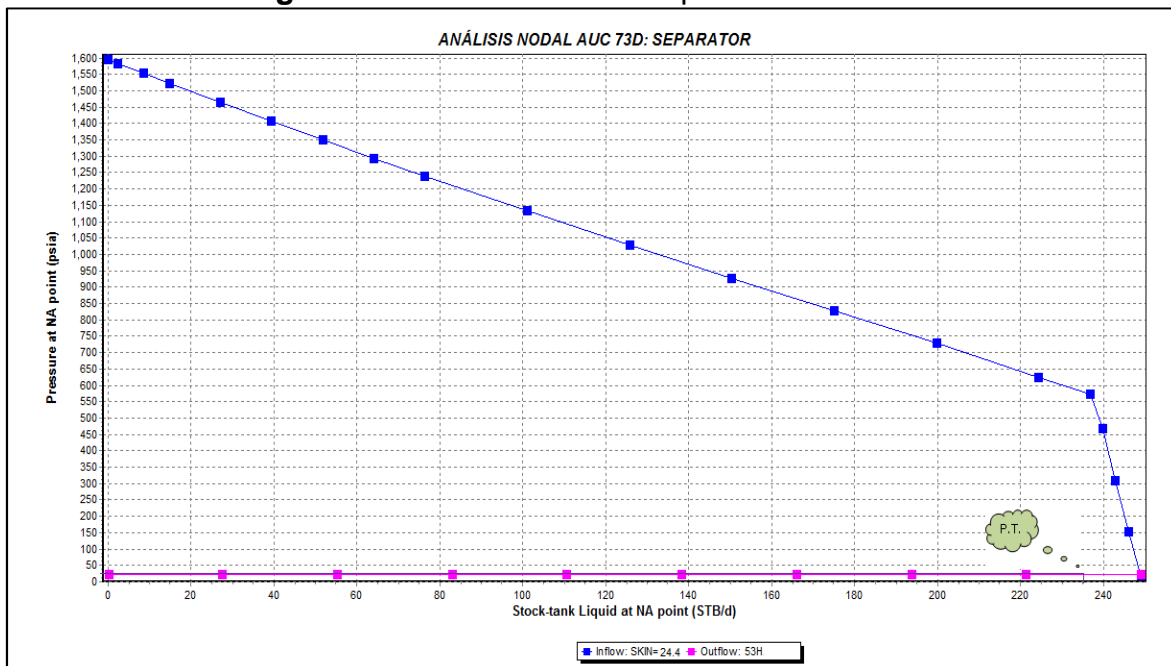
**Figura 3.31:** Análisis en la Cabeza Auc-73D.



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

Basados en el análisis de las figuras 3.31 y 3.32 se puede determinar que el pozo presenta problemas en el reservorio así también como en la tubería vertical, pudiendo ser este problema ocasionado por presencia de escala o parafina o en la línea vertical o en equipo de fondo lo que puede dar lugar que la bomba trabaje fuera del rango operativo como lo que está ocurriendo actualmente en el pozo.

**Figura 3.32:** Análisis en el Separador Auc-73D.



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

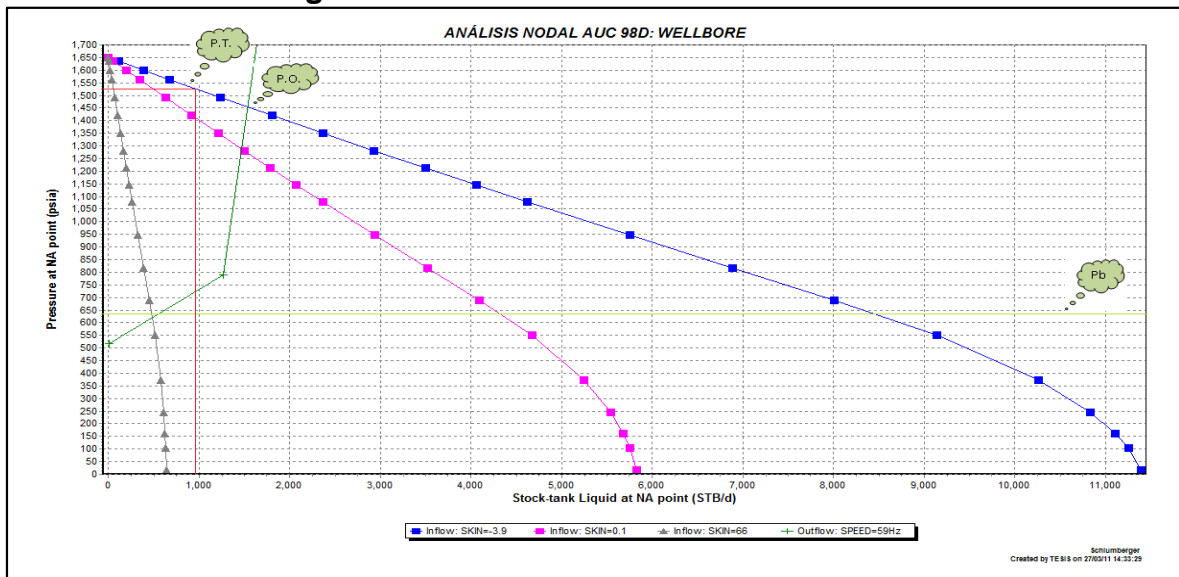
### 3.6.8 AUC-98D

El pozo Auca 98D aporta de la arena "Ti" y presenta los siguientes parámetros de producción:

BFPD	BPPD	BSW	Bomba	Frecuencia	Rango
964	915.8	5	P12	59	840-1600

De acuerdo a los datos tomados en el Build Up el 11 de Septiembre del 2010 el pozo presenta un daño muy grande  $S=66$  presentando un  $IPa=0.25$  con una producción muy baja 237 BPPD, pero actualmente el pozo ha mejorado sus condiciones de operación presentando  $S=-3.9$  lo que indica que el pozo ha sido estimulado logrando incrementar su producción a 915 BPPD como se puede observar en la figura 3.33.

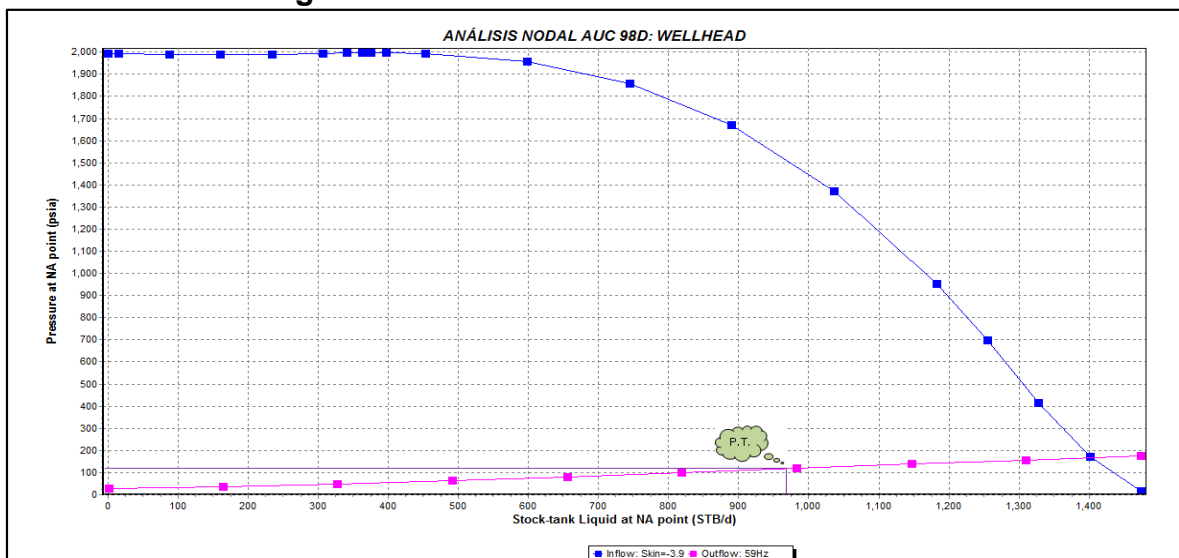
**Figura 3.33:** Análisis en el Fondo Auc-98D.



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

Adicionalmente como la bomba presenta un amplio rango operativo se podría subir la frecuencia para incrementar la producción ya que el pozo presenta un buen potencial.

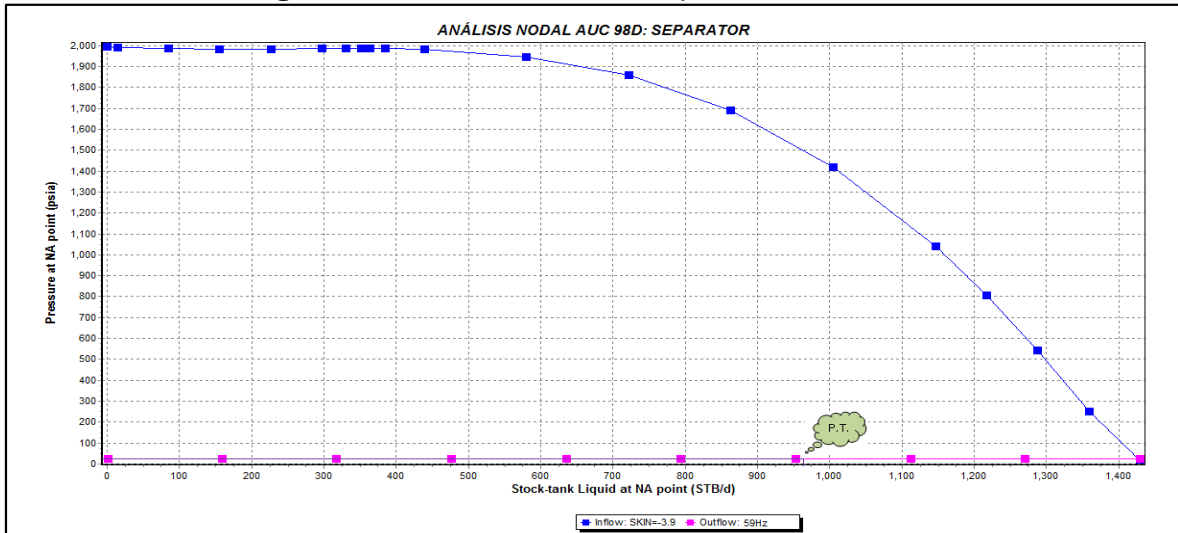
**Figura 3.34:** Análisis en la Cabeza Auc-98D.



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

Analizando las Figuras 3.34 y 3.35 se puede observar que único problema que presenta el pozo es en la tubería vertical por presencia de escala o parafina en la línea o por presencia de corrosión debido a las altas concentraciones de salinidad lo que da lugar que exista recirculación es decir comunicación tbg-csg, lo que conlleva a que en superficie no se tenga el caudal esperado.

**Figura 3.35:** Análisis en el Separador Auc-98D.



Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

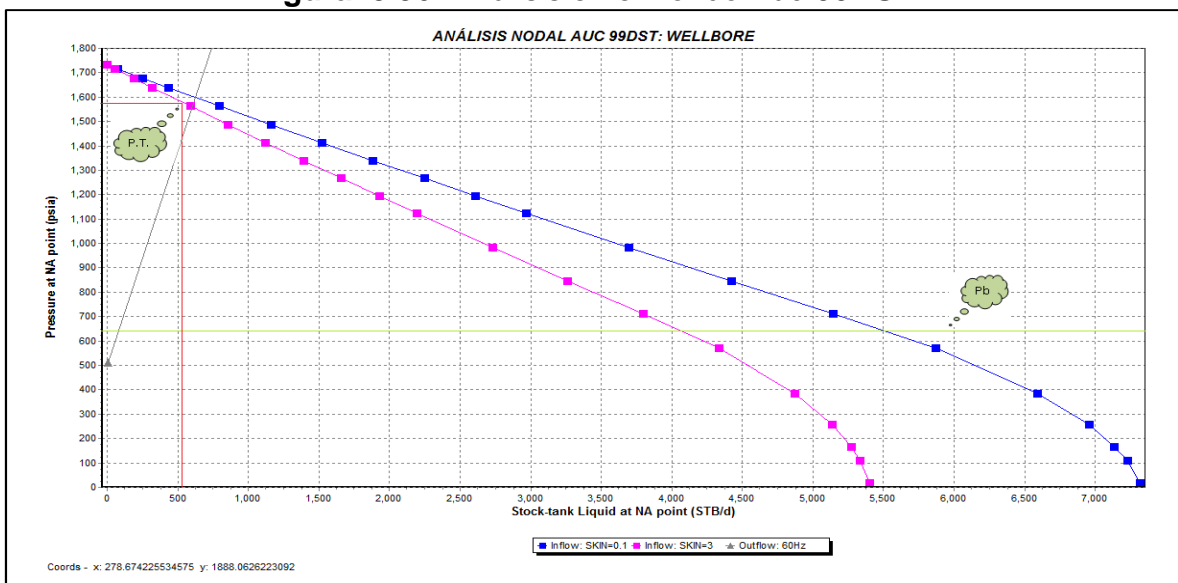
**3.6.9 AUC-99STD**

El pozo Auca 99STD aporta de la arena “Ti” y presenta los siguientes parámetros de producción:

BFPD	BPPD	BSW	Bomba	Frecuencia	Rango
564	547	3	D725N	60	350-950

La bomba instalada en el fondo presenta un amplio rango operativo lo cual me permitiría incrementar el caudal mediante al aumento de frecuencia hasta 60 Hz.

**Figura 3.36:** Análisis en el Fondo Auc-99DST.

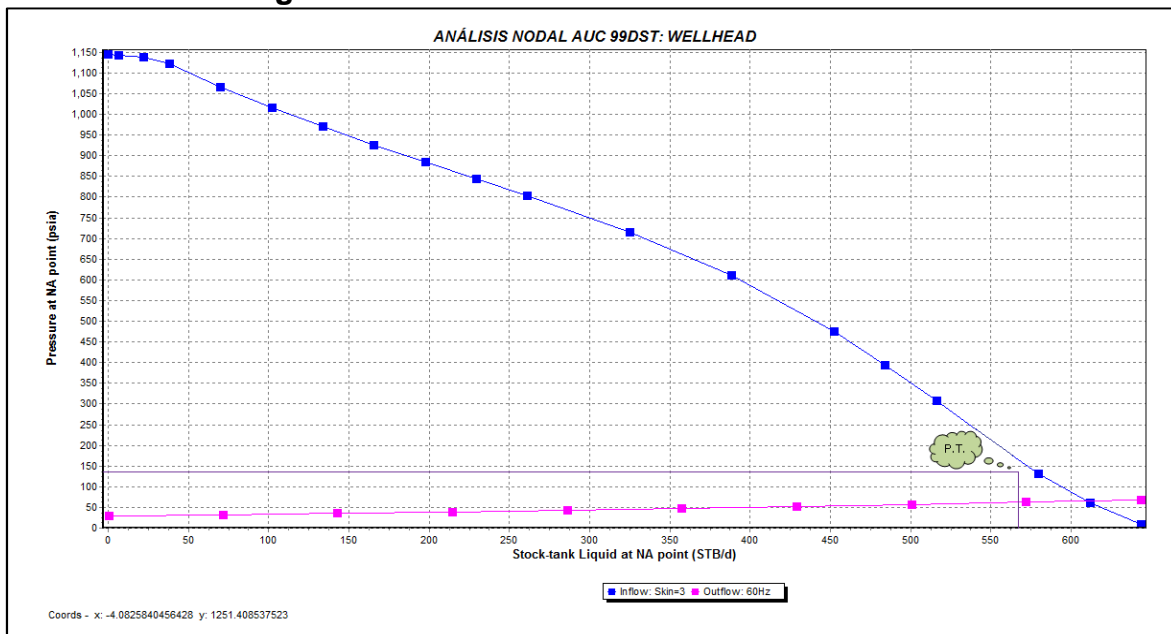


Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.



En el Build Up tomado el 31 de Julio del 2010 el pozo presenta un daño  $S=9.64$ , actualmente presenta un daño  $S=3$ , el mismo que se puede obtener luego de realizar un análisis de sensibilidades en nuestro simulador como se puede observar en la Figura 3.36, por lo que sería recomendable remover el daño para incrementar la producción.

**Figura 3.37:** Análisis en la Cabeza Auc-99DST.

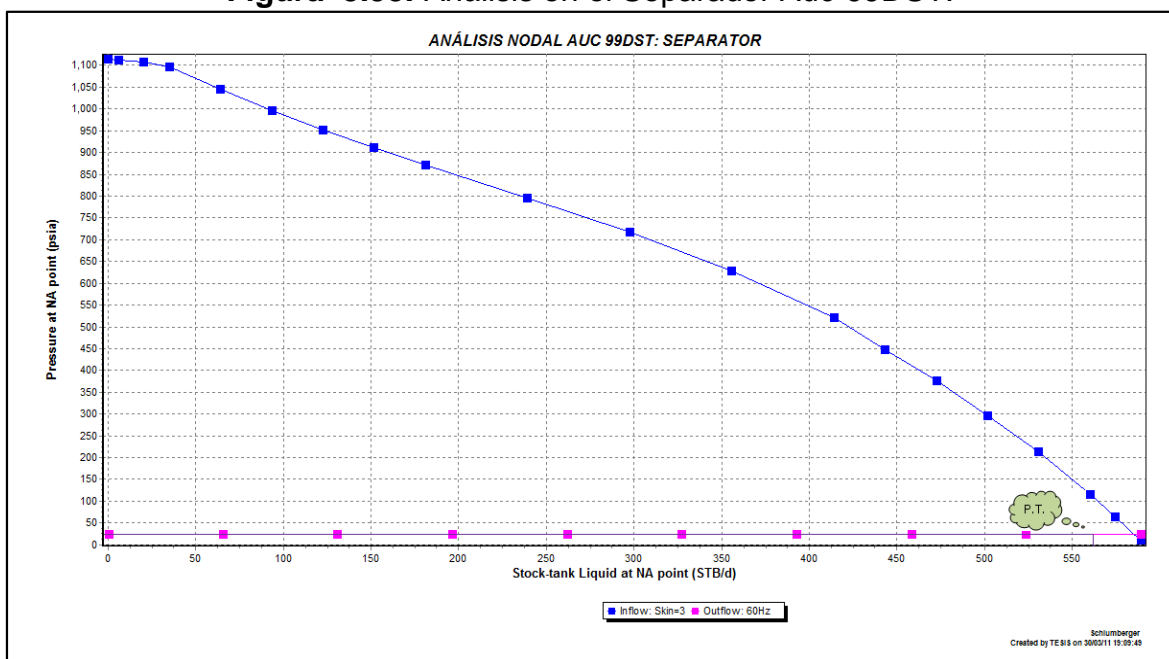


**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

Analizando las figuras 3.37 y 3.38 se puede corroborar que el pozo presenta problemas en el reservorio. Adicionalmente se puede observar que existe problemas en la línea de flujo horizontal y esto se debe a que existe tres tramos de tubería una de 2 3/8 in que sale desde el cabezal del pozo con la longitud de 9.84 ft, luego se empata con una tubería de 3 1/2 in con una longitud de 108.26 ft y finalmente con una de 4 1/2 in con una longitud de 10190 ft hasta llegar al manifold de la Estación del Auca Sur.

Por lo que es necesario realizar el tendido con un solo diámetro de tubería, en este caso con una de 4 1/2 que es la adecuada para manejar el caudal actual.

**Figura 3.38:** Análisis en el Separador Auc-99DST.



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

### 3.7. ANÁLISIS NODAL POR POZO (PAD 51)

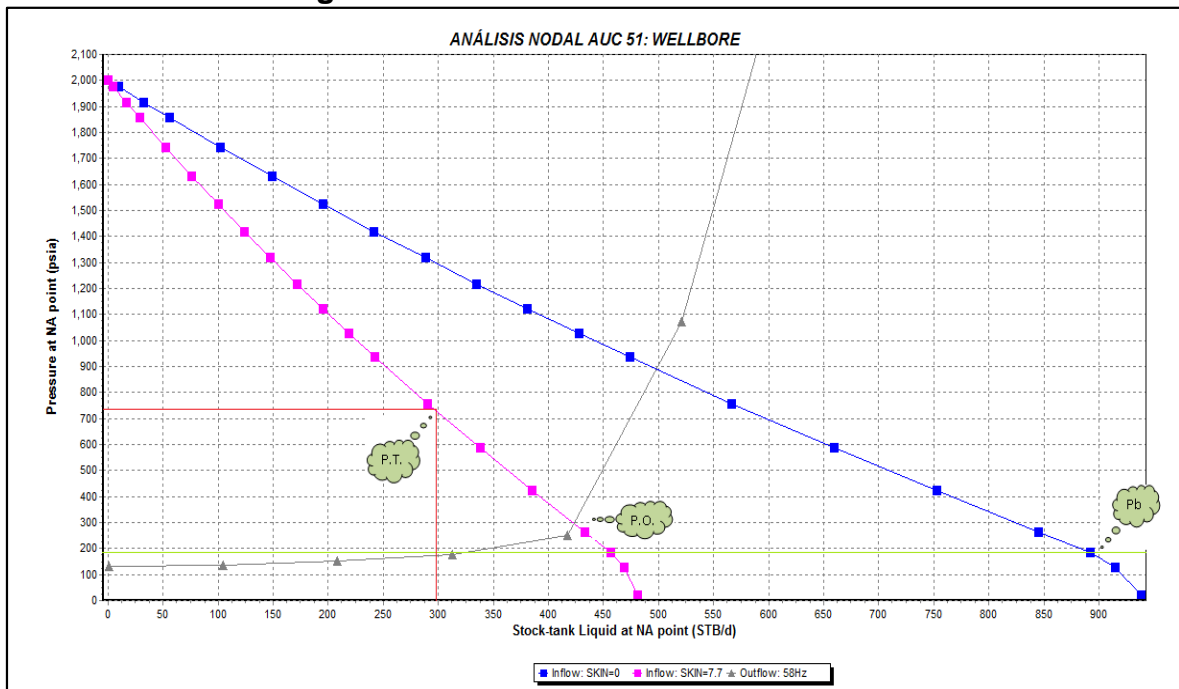
Este grupo de pozos (10 pozos) se caracterizan porque están ubicados en una misma plataforma y toda producción es almacenada en un tanque que se encuentra en la locación, esto se lo realiza debido a que las presiones de cabeza están en el rango de 10 – 15 psi las mismas que no permiten que la producción de cada pozo llegue al manifold de la Estación Auca Central por lo cual es bombeado por medio de una bomba de transferencia a través de una línea de 4 ½". Debido a que la distancia de la cabeza al manifold es relativamente pequeño (max 165m), se realizará el análisis nodal únicamente en el fondo ya que al ser una distancia tan pequeña no se pueden visualizar las caídas de presión a lo largo de la línea.

#### 3.7.1 AUC-51

El pozo Auca 51 aporta de la arena "Hs" y presenta los siguientes parámetros de producción:

BFPD	BPPD	BSW	Bomba	Frecuencia	Rango
298	283.1	5	D475N	58	200-625

**Figura 3.39:** Análisis en el Fondo Auc-51.



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

Según el análisis realizado (Figura 3.39) el pozo presenta un daño  $S=7.7$ , por lo que se recomienda remover el daño, de igual forma se debe medir la cantidad de parafina presente en la tubería de producción, la misma que estaría causando una restricción considerable del flujo de fluido a través de la tubería de producción.

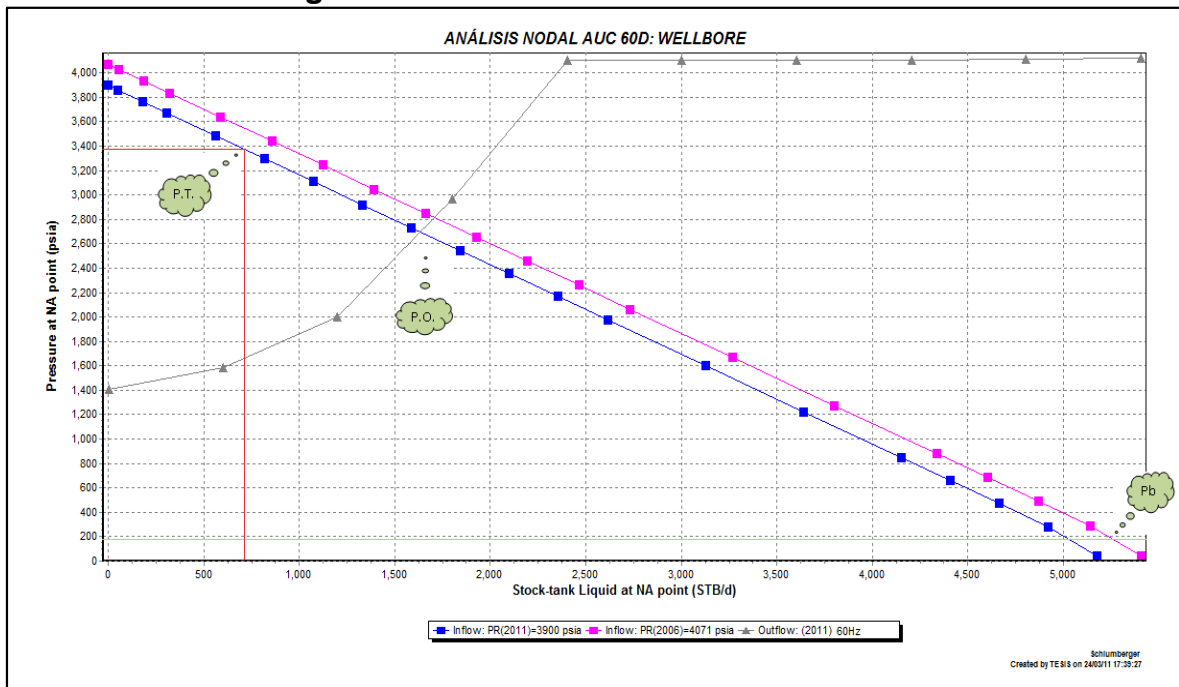
Adicionalmente, la bomba actualmente instalada presenta un amplio rango de operación lo que permite incrementar la frecuencia logrando así aumentar la producción del pozo.

### 3.7.2 AUC-60D

El pozo Auca 60D aporta de la arena "H" y presenta los siguientes parámetros de producción:

BFPD	BPPD	BSW	Bomba	Frecuencia	Rango
706	310.64	56	GN1300	60	800-1800

Figura 3.40: Análisis en el Fondo Auc-60D.



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

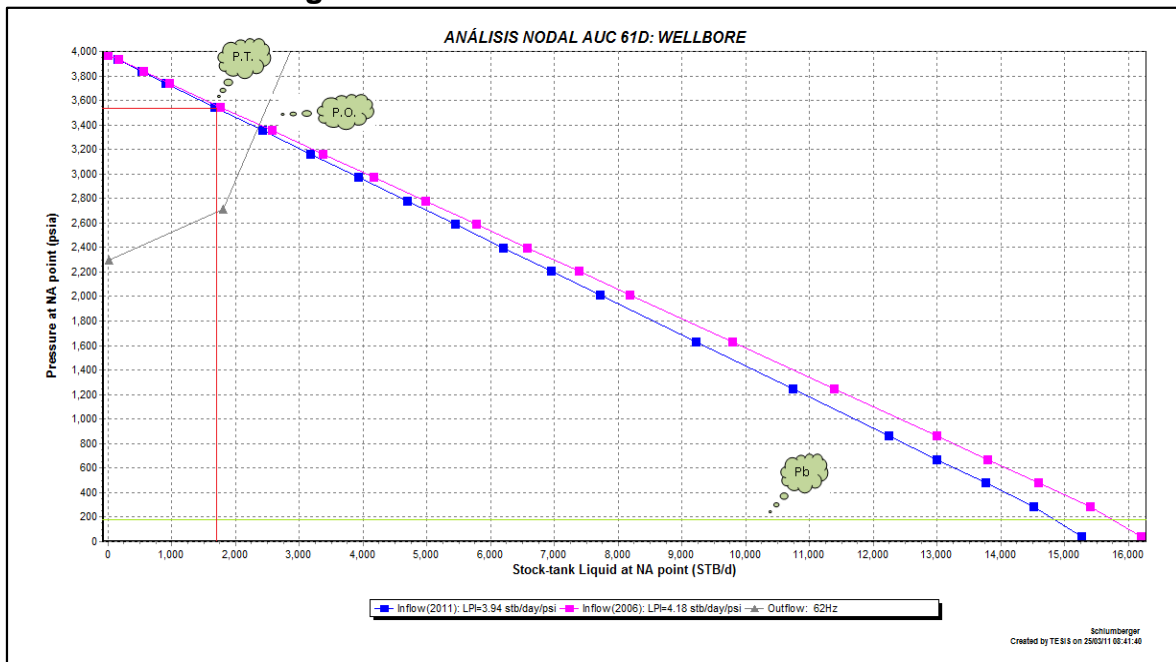
Según el Build Up tomado el 2 de Febrero del 2006 el pozo presenta un buen índice de productividad  $IP=1.48$ , pero con un daño negativo por lo que indica que el pozo ha sido estimulado, pero a las condiciones actuales el corte de agua ha aumentado drásticamente, además la producción no está en el rango óptimo de operación de la bomba en decir la bomba se encuentra trabajando en DOWNTHRUST y a su máxima frecuencia, por lo que no permite intentar subir más la frecuencia para entrar en el rango de operación y debido a que produce de la arena "H" es recomendable realizar un rediseño de la bomba a 55 Hz.

### 3.7.3 AUC-61D

El pozo Auca 61D aporta de la arena "Hs" y presenta los siguientes parámetros de producción:

BFPD	BPPD	BSW	Bomba	Frecuencia	Rango
1725	552	68	SN2600	62	1600-3200

Figura 3.41: Análisis en el Fondo Auc-61D.



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

Según datos de Build Up registrado el 12 de Febrero del 2006 el pozo presenta buenos parámetros de producción con un  $IP=4.18$  pero con un daño negativo lo que indica que el pozo ha sido estimulado. A las condiciones actuales el pozo incrementado el corte de agua y la bomba se encuentra trabajando a 62 Hz es decir una frecuencia mucho mayor que para la que las bombas son diseñadas pero en este caso se tiene la ventaja que la producción está dentro del rango operativo de la bomba por lo que no se recomienda realizar ningún trabajo adicional principalmente por el problema que se puede presentar a futuro con el corte de agua.

### 3.7.4 AUC-62D

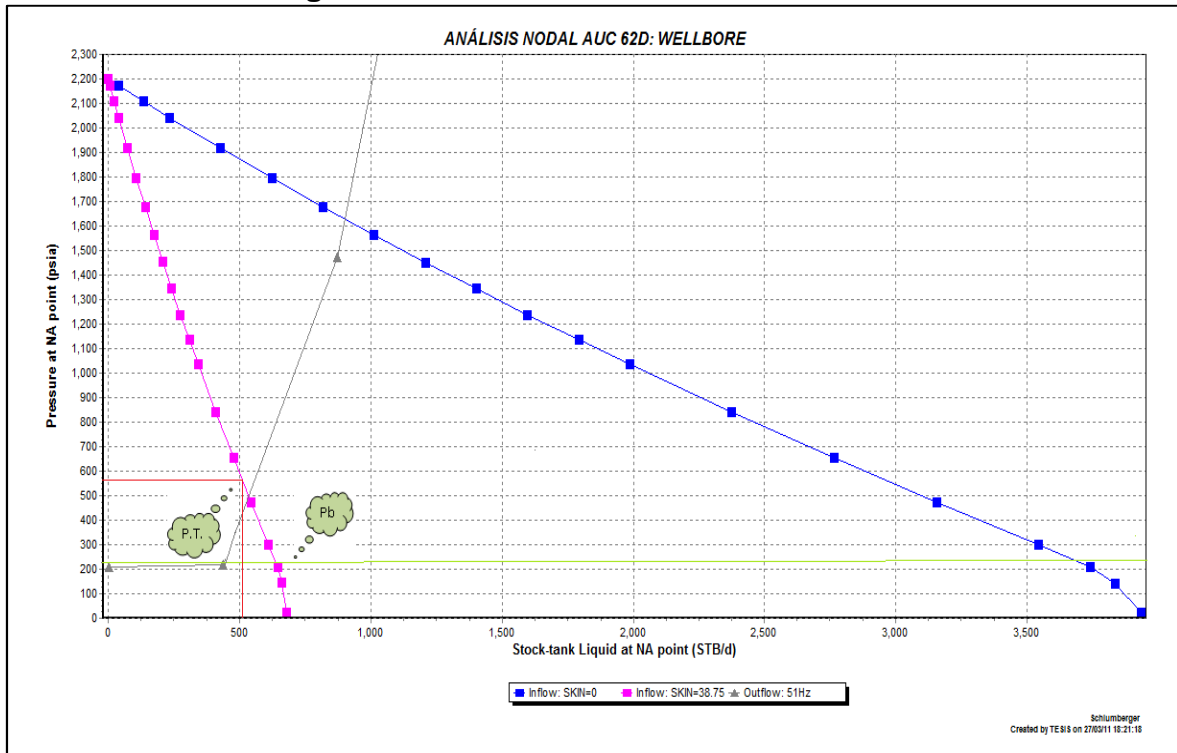
El pozo Auca 62D aporta de la arena "U" y presenta los siguientes parámetros de producción:

BFPD	BPPD	BSW	Bomba	Frecuencia	Rango
510	285.6	44	P8	51	520-1200

El pozo presenta un daño  $S=38.75$  según el análisis realizado en PIPESIM (Figura 3.42), por lo que si se removiera el daño se podría incrementar la producción a 890 BFPD, adicionalmente podemos incrementar la frecuencia a las condiciones

actuales del pozo ya que se tiene un amplio rango de frecuencia para trabajar así también como el rango operativo de la bomba permite incrementar el caudal.

**Figura 3.42:** Análisis en el Fondo Auc-62D.



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

### 3.7.5 AUC-65D

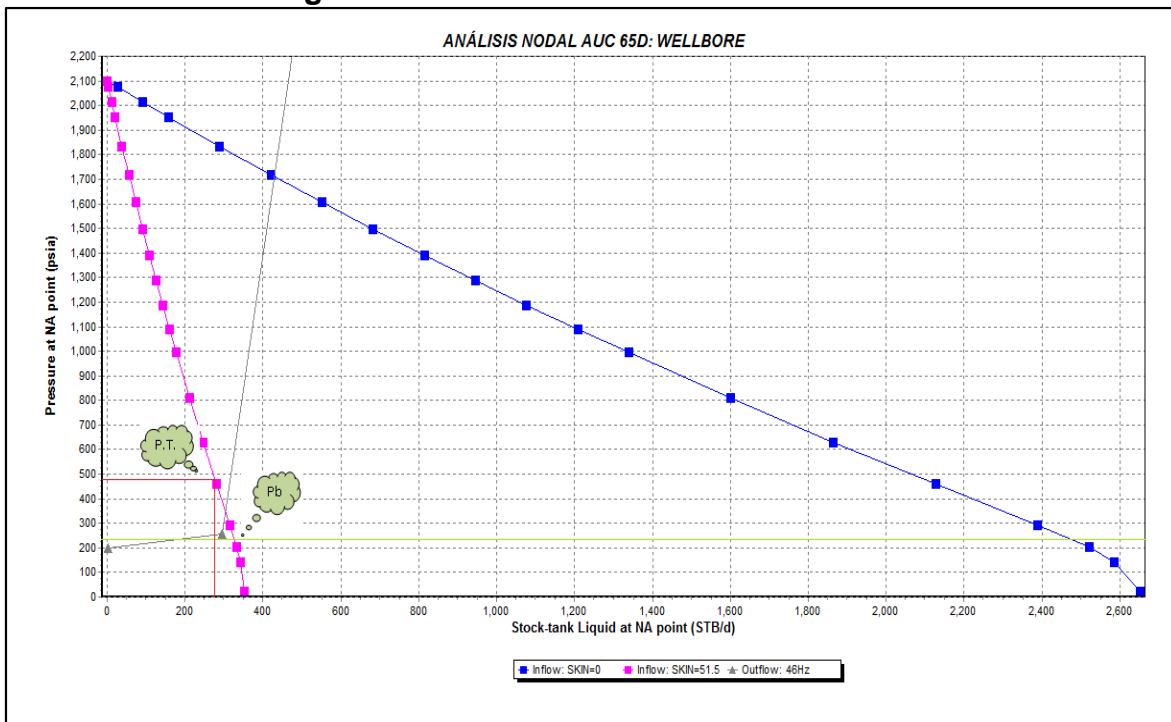
El pozo Auca 65D aporta de la arena "U" y presenta los siguientes parámetros de producción:

BFPD	BPPD	BSW	Bomba	Frecuencia	Rango
278	208.5	25	P4	46	300-600

Según datos de Build Up tomado el 19 de Noviembre del 2008 el pozo presenta un daño  $S=1.49$ , actualmente luego de hacer un análisis de sensibilidades en el simulador Figura 3.43, se concluye que el pozo presenta un daño  $S=51.5$  por lo que es recomendable remover el daño para incrementar la producción a 430 BFPD. Adicionalmente se podría incrementar la frecuencia para intentar entrar en

el rango operativo de la bomba pero teniendo en cuenta que el punto de burbuja se encuentra muy cerca del punto de trabajo actual.

**Figura 3.43:** Análisis en el Fondo Auc-65D.



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

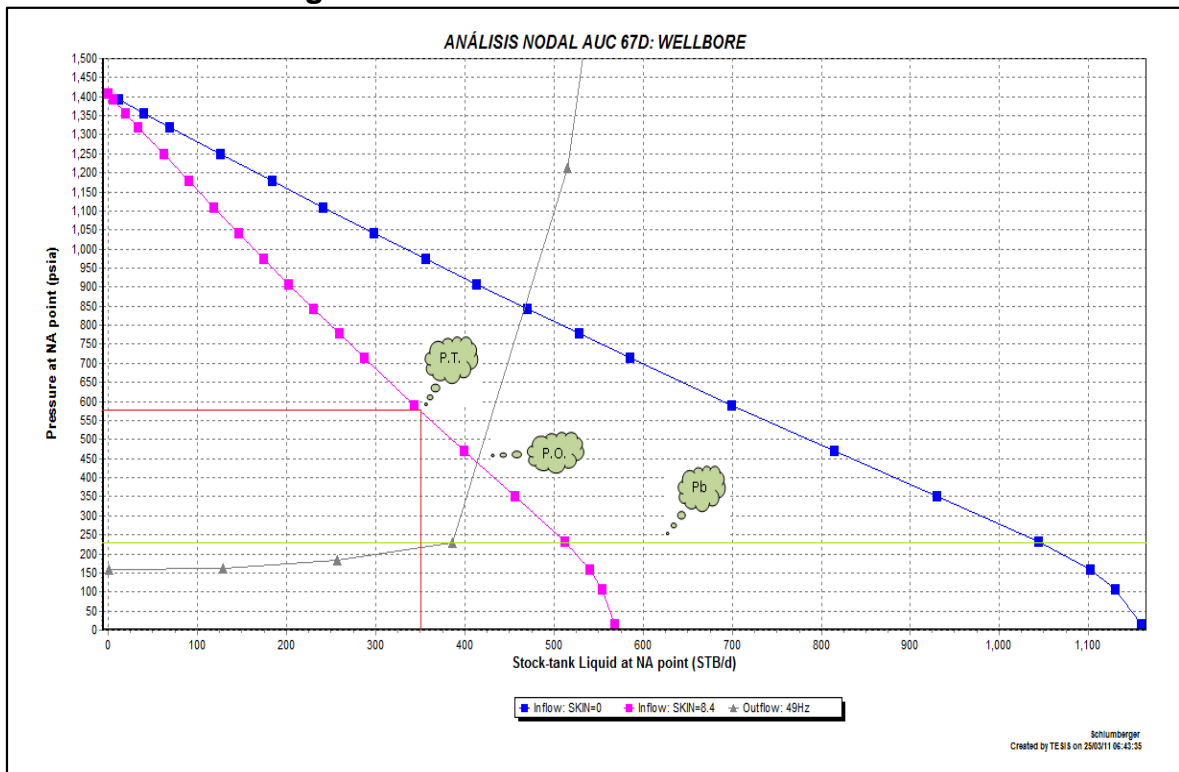
### 3.7.6 AUC-67D

El pozo Auca 67D aporta de la arena “U” y presenta los siguientes parámetros de producción:

BFPD	BPPD	BSW	Bomba	Frecuencia	Rango
353	282.4	20	P4	49	300-600

Según los datos de Build Up registrado el 15 de Abril del 2009 el pozo presenta un IP=0.42 con un daño de 6.89, pero a condiciones actuales el daño ha incrementado dando un valor de S=8.4 (Figura 3.44) por tal motivo se recomienda eliminar el daño para incrementar la producción, adicionalmente se puede incrementar la frecuencia ya que el pozo está trabajando a 49 Hz y el rango operativo de la bomba si permite realizar el incremento en la producción.

**Figura 3.44:** Análisis en el Fondo Auc-67D.



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

### 3.7.7 AUC-70D

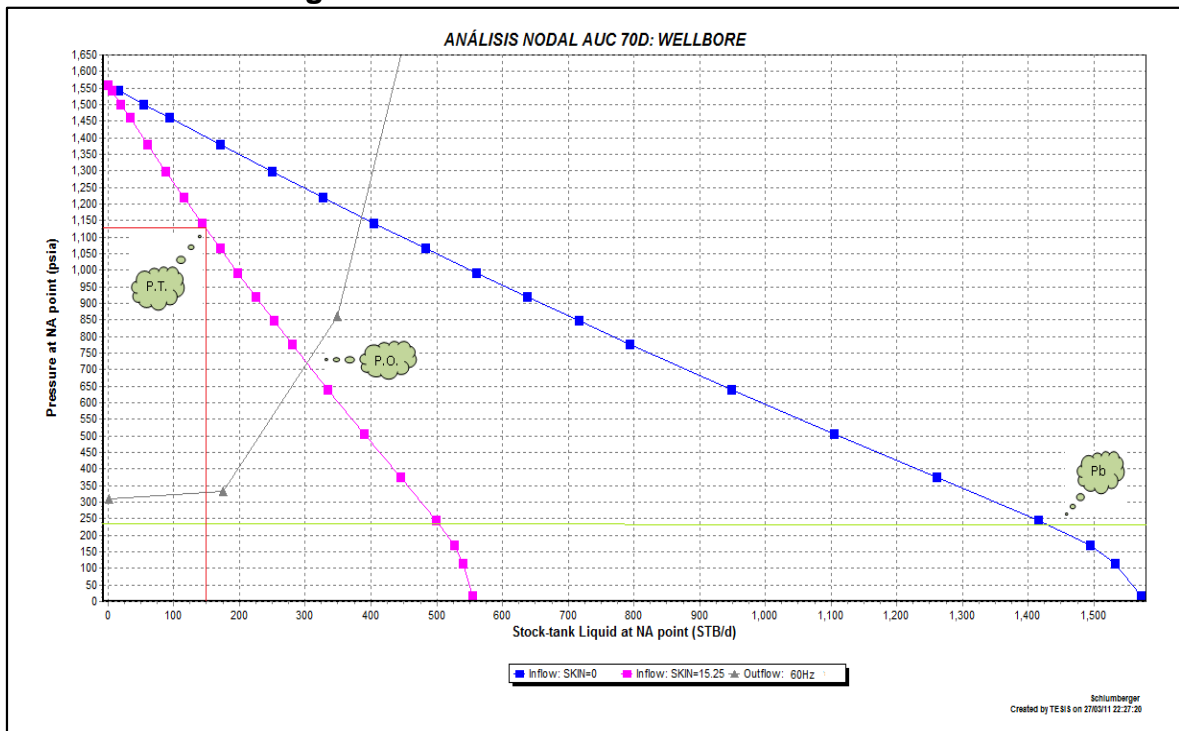
El pozo Auca 70D aporta de la arena "U" y presenta los siguientes parámetros de producción:

BFPD	BPPD	BSW	Bomba	Frecuencia	Rango
151	147.98	2	TD450	60	350-550

El pozo presenta un daño  $S=15.25$  según análisis realizado en Pipesim (Figura 3.45). Adicionalmente se puede observar que el pozo está produciendo bajo el punto operativo (DOWNTHRUST), y a la máxima frecuencia por lo que no permite trabajar con más frecuencia para entrar en el rango operativo de la bomba, en este caso es necesario rediseñar la bomba.



**Figura 3.45:** Análisis en el Fondo Auc-70D.



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

### 3.7.8 AUC-75D

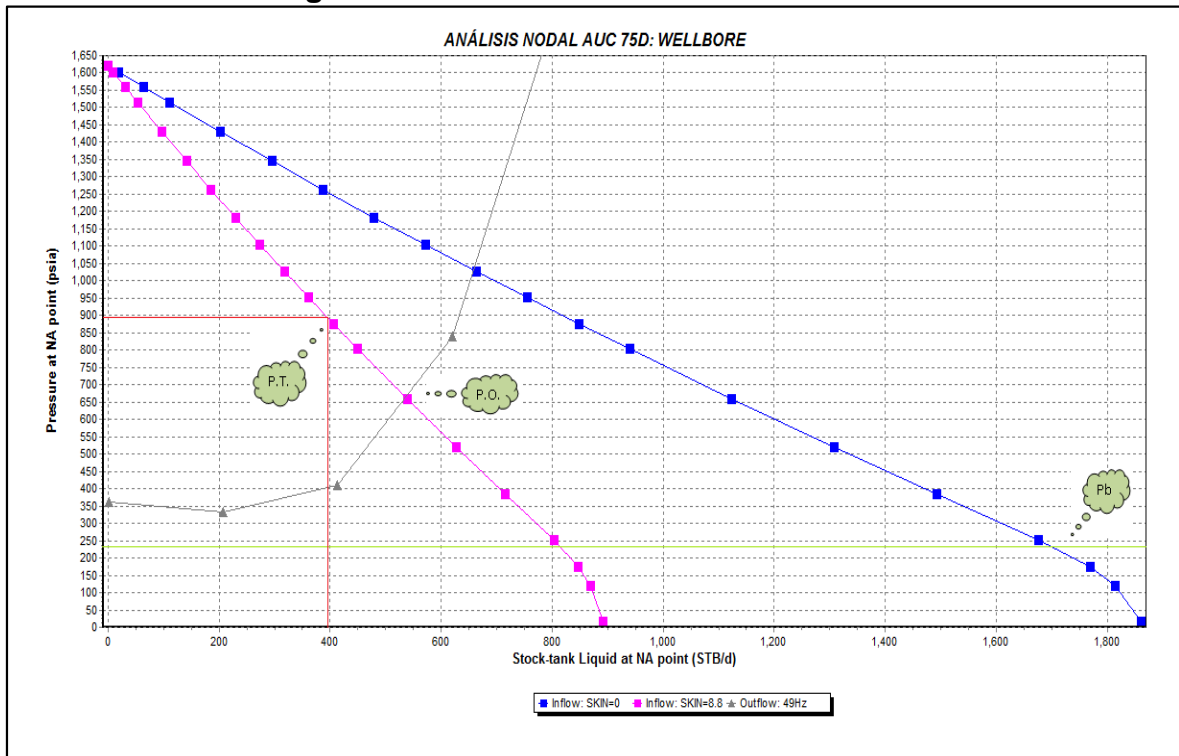
El pozo Auca 75D aporta de la arena "U" y presenta los siguientes parámetros de producción:

BFPD	BPPD	BSW	Bomba	Frecuencia	Rango
398	362	9	P8	49	520-1200

El pozo presenta un daño  $S=8.8$  según el análisis realizado en el Pipesim tal como se puede ver en la Figura 3.46, por lo que si se removiera el daño se podría tener una producción de 655 BFPD.

Adicionalmente podemos notar que el pozo está produciendo bajo el rango operativo de la bomba (DOWNTHRUST) pero a una baja frecuencia lo que permite incrementar la frecuencia e intentar que el caudal entre en el rango de operación para continuar trabajando con la misma bomba.

**Figura 3.46:** Análisis en el Fondo Auc-75D.



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

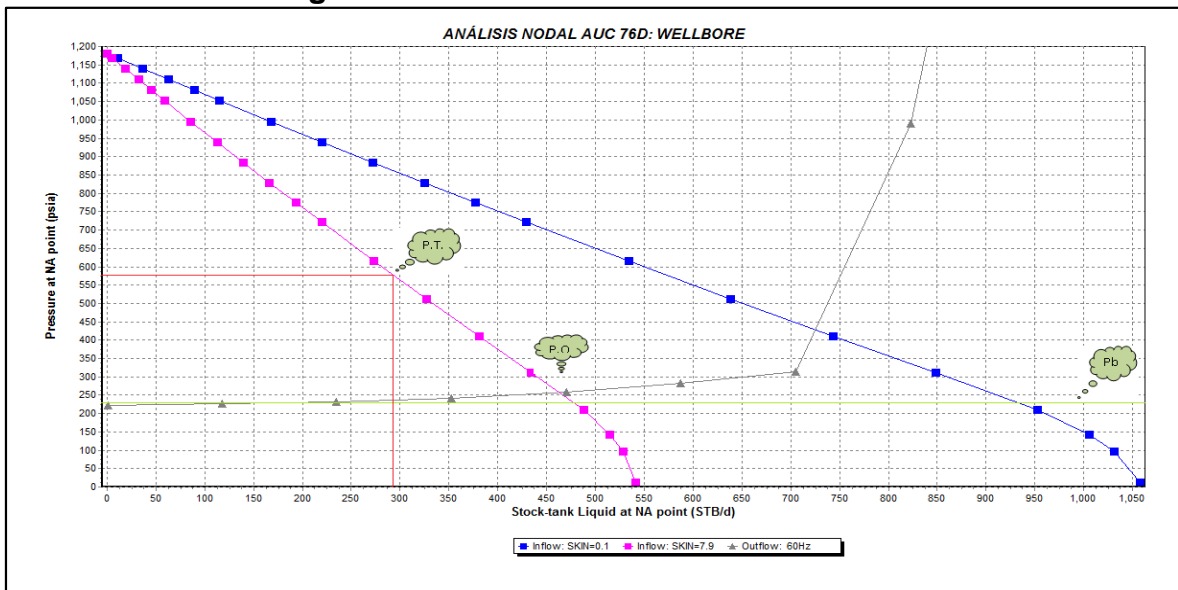
### 3.7.9 AUC-76D

El pozo Auca 76D aporta de la arena "U" y presenta los siguientes parámetros de producción:

BFPD	BPPD	BSW	Bomba	Frecuencia	Rango
290	275.5	5	D725N	60	350-925

Como se puede observar en la Figura 3.47, el pozo presenta un daño 7.9 por lo que si se removiera el daño tendríamos una producción de 722 BFPD. Adicionalmente se puede observar que el pozo está produciendo bajo el rango operativo y a su máxima frecuencia por lo que no permite que se incremente la frecuencia para entrar en el rango operativo de la bomba, en este caso es necesario realizar un rediseño de la bomba a 55 Hz.

**Figura 3.47: Análisis en el Fondo Auc-76D**



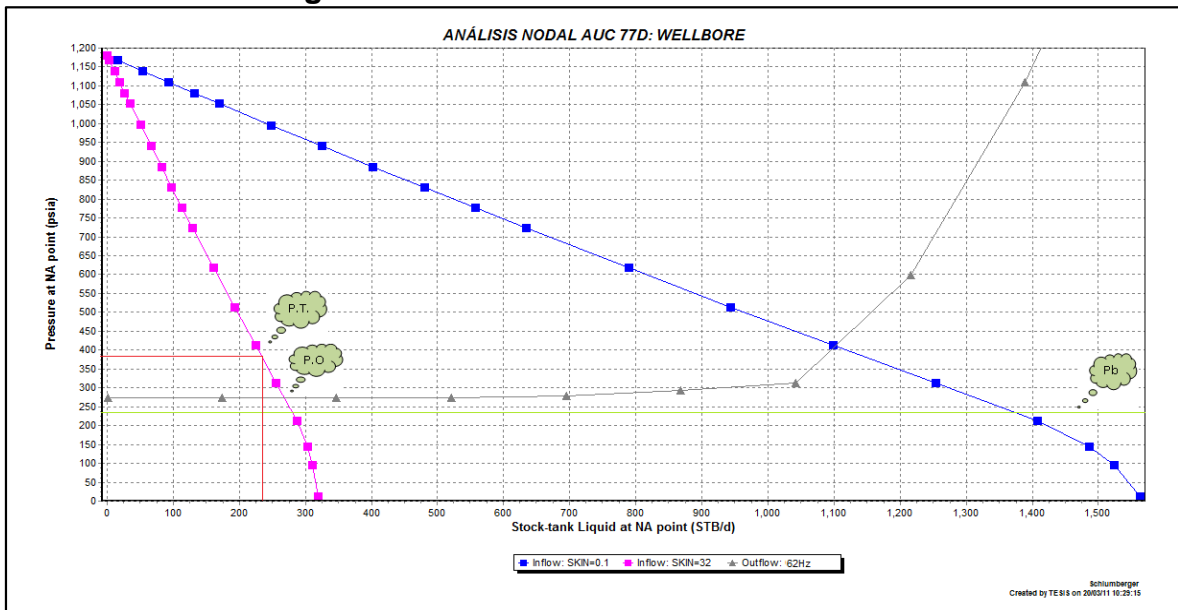
Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

**3.7.10 AUC-77D**

El pozo Auca 77D aporta de la arena “U” y presenta los siguientes parámetros de producción:

BFPD	BPPD	BSW	Bomba	Frecuencia	Rango
236	228.92	3	P12	62	840-1600

**Figura 3.48: Análisis en el Fondo Auc-77D.**



Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

Según datos de Build Up tomado el 24 de Agosto del 2009 el pozo presentó un daño  $S=6.8$ , actualmente el daño ha incrementado dando un valor  $S=32$  (Figura 3.48), por lo que si se removiera el daño podría recuperar 1100 BFPD. Adicionalmente se puede observar que el pozo está produciendo bajo el rango operativo de la bomba (DOWNTHRUST) y a la máxima frecuencia, en este caso sería necesario rediseñar la BES.

### 3.8. CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Los pozos que han sido seleccionados para cambio de sistema de levantamiento artificial han sido en base a un análisis de Build Up aquellos pozos que presentan un buen índice de productividad y que en la producción actual tengan un bajo corte de agua.

#### 3.8.1 AUC-03

En base al los datos de Build Up tomado el 11 de septiembre del 2009 se puede observar que el pozo Auc-03 presenta buenos parámetros de producción así como se muestra en la Tabla 3.4.

**Tabla 3.4** Datos de Build Up Auc-03

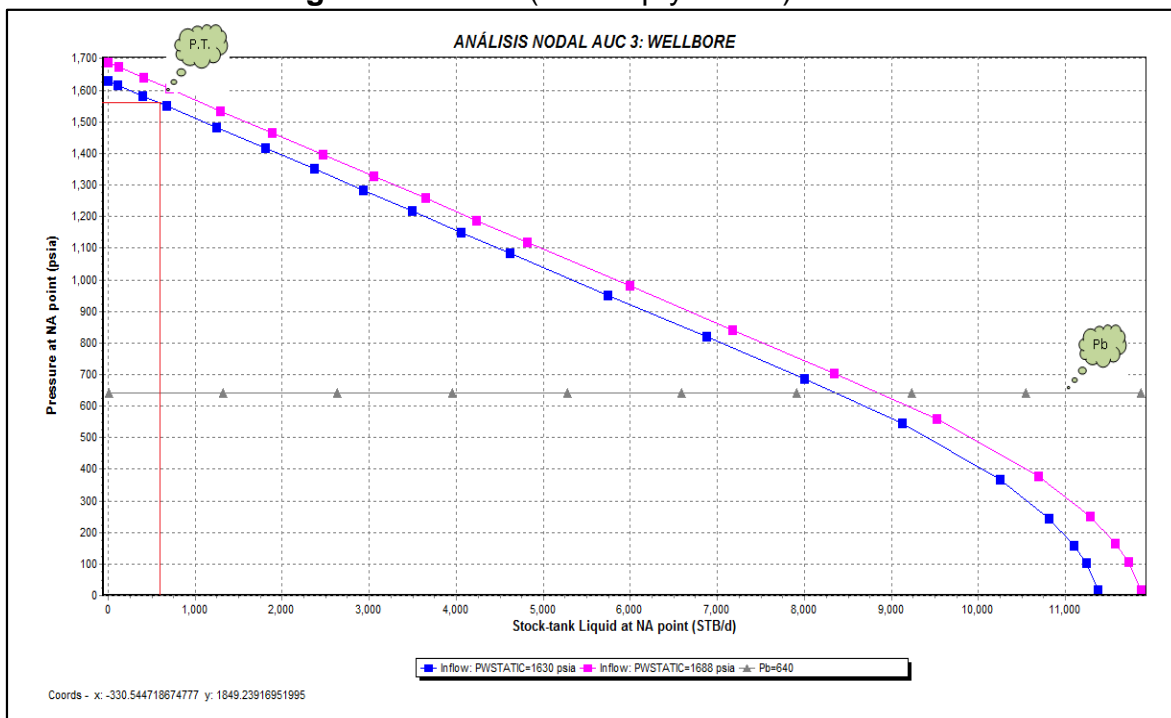
DATOS BUILD UP		ACTUAL
Pr (psi)	1688	1630
Pb (psi)	640	640
q (BFPD)	720	598
Pwf (psi)	1607	1500
IP	9.02	7.48
S	15.3	-

**Fuente:** Ingeniería de Petróleos Campo Auca

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

Con la utilización del Software Pipesim, partiendo de los datos de Build Up y por medio de una simulación se pudo determinar la IPR actual (Figura 3.49), en donde se puede observar que el pozo aún presenta un buen potencial dando un  $IPa=7.47$ .

**Figura 3.49: IPR (Build Up y Actual) Auc-03**



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

### 3.8.2 AUC-33

El último Build Up tomado el 28 de Marzo del 2000 presenta los siguientes parámetros del pozo (Tabla 3.5).

**Tabla 3.5 Datos de Build Up Auc-033**

DATOS BUILD UP		ACTUAL
<b>Pr (psi)</b>	1885.1	1500
<b>Pb (psi)</b>	640	640
<b>q (BFPD)</b>	657	434
<b>Pwf (psi)</b>	936.3	1350
<b>IP</b>	4.41	2.89
<b>S</b>	6	-

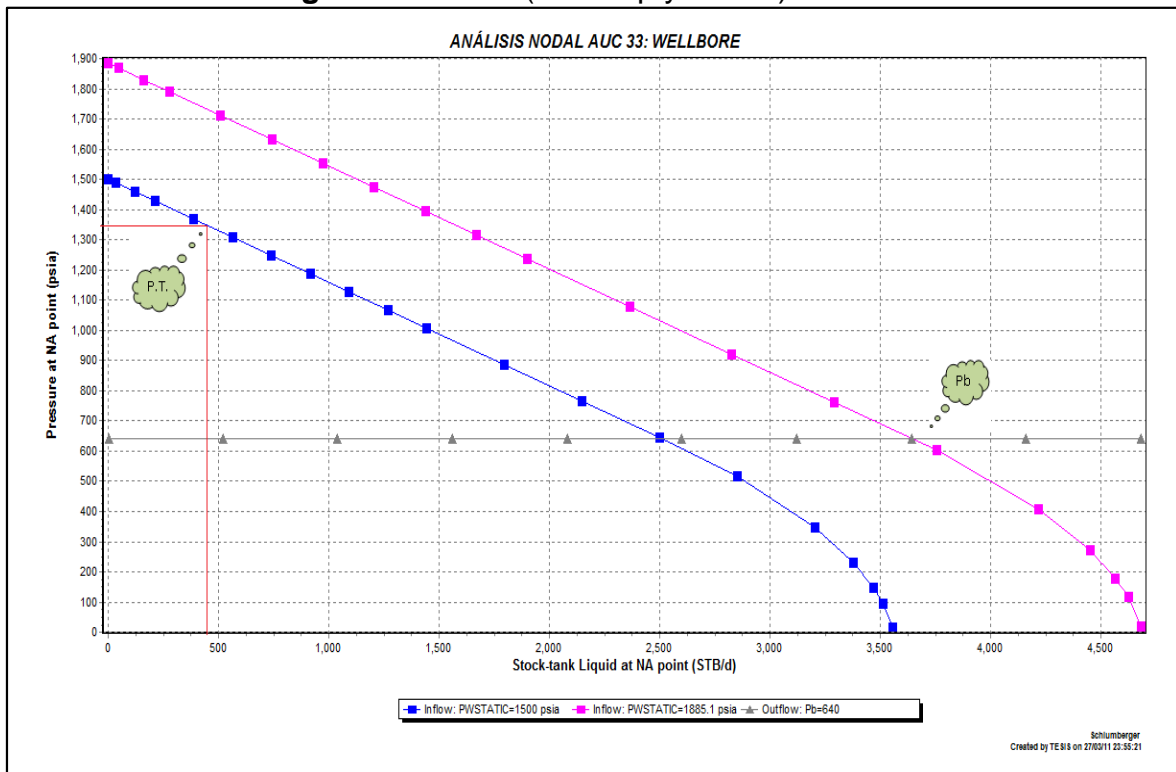
**Fuente:** Ingeniería de Petróleos Campo Auca

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

Mediante el análisis desarrollado con el Pipesim (Figura 3.50) el pozo presenta un buen índice de productividad  $IP_a=2.89$  por lo que es un buen candidato para el cambio de sistema de producción.

En la siguiente figura se puede observar la IPR del pozo en el Build Up así también como la IPR actual.

Figura 3.50: IPR (Build Up y Actual) Auc-33.



Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

### 3.8.3 AUC-35

El pozo presenta buenos parámetros de producción según el Build Up tomado el 4 de Junio del 2010 como se puede observar en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6 Datos de Build Up Auc-35.

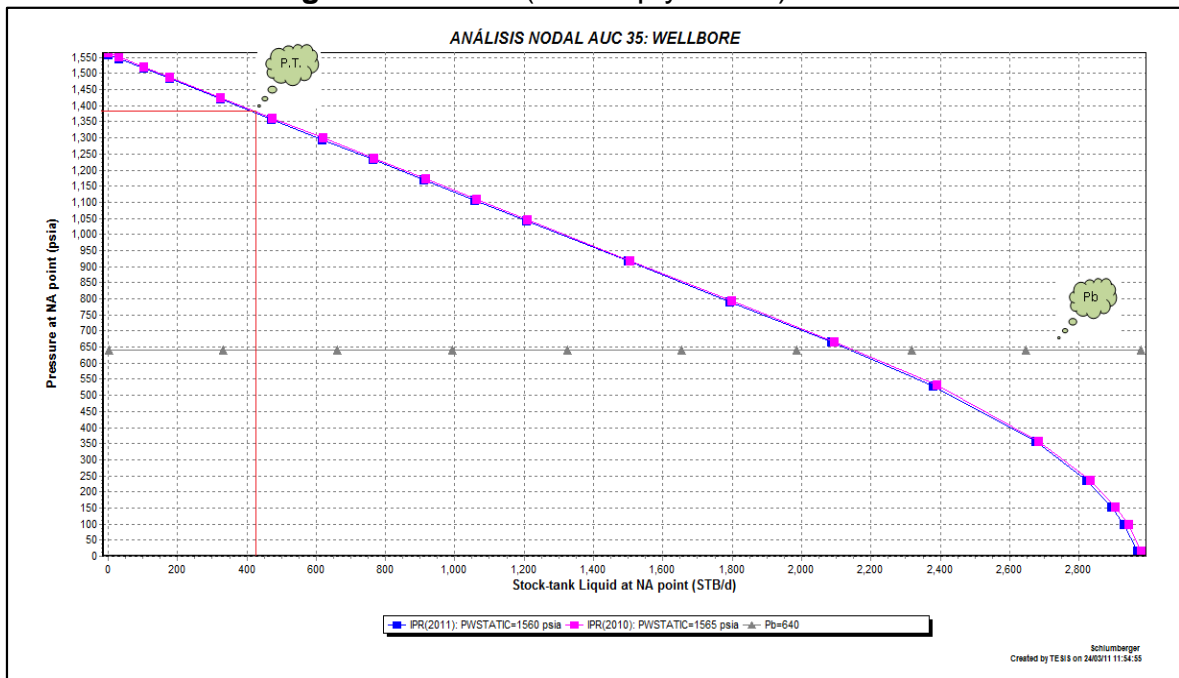
DATOS BUILD UP		ACTUAL
Pr (psi)	1565	1555
Pb (psi)	640	640
q (BFPD))	443	434
Pwf (psi)	1376.91	1367
IP	2.34	2.31
S	1.6	-

Fuente: Ingeniería de Petróleos Campo Auca

Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

En base a estos parámetros ha sido escogido como pozo candidato para el cambio de sistema de producción. En la Figura 3.51 se puede observar la IPR del pozo.

**Figura 3.51: IPR (Build Up y Actual) Auc-35.**



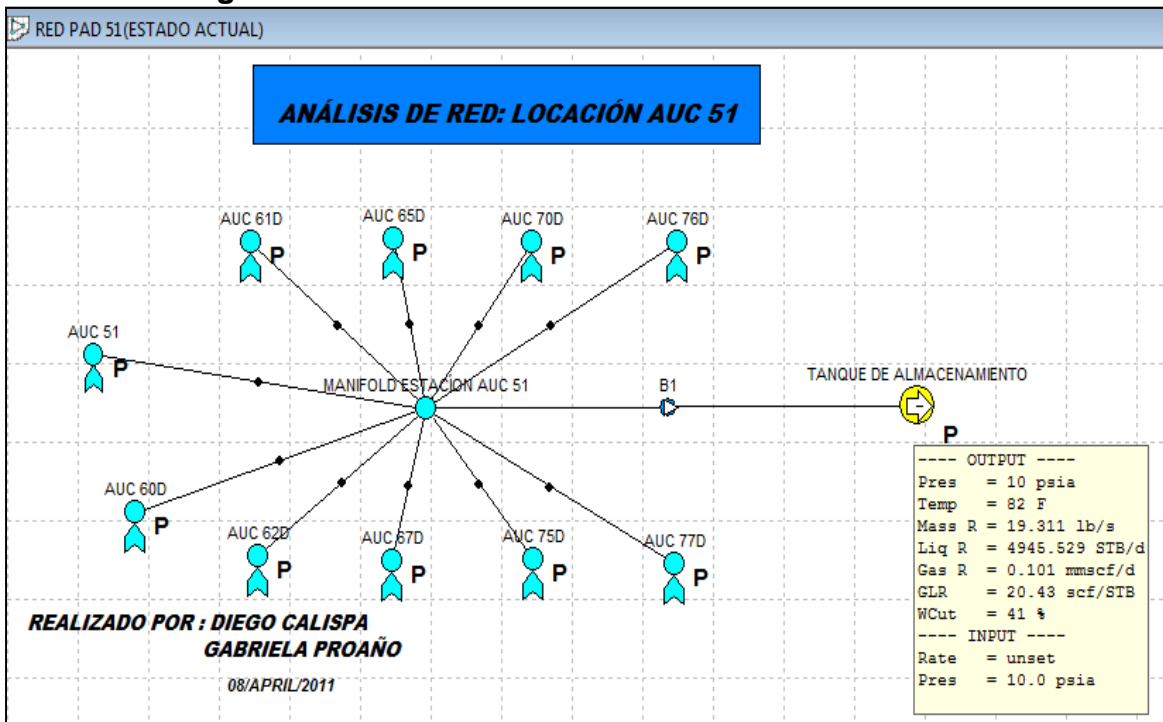
**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

### 3.9. ANÁLISIS DE RED-LOCACIÓN AUC-51

#### 3.9.1 ESTADO ACTUAL

Como se puede ver en la Figura 3.52, actualmente se está manejando un caudal de fluido en superficie de 4945 BFPD aproximadamente con un corte de agua del 41% y un GLR de 20.43 scf/STB. Como se mencionó anteriormente todos los pozos que forman parte de la locación del Pad 51, tienen una presión de cabeza que se encuentra entre 10 psi a 15 psi, presiones sumamente bajas por lo que el fluido producido, es incapaz de llegar a la estación de producción Auca Central, por esta razón todo el fluido producido es almacenado en un tanque que se encuentra en la locación para su posterior entrega a la estación de producción Central por medio de una bomba de transferencia presente en la locación.

**Figura 3.52 Pronostico de Producción Locación Auc-51**





## CAPÍTULO 4

### DETERMINACIÓN DE LOS MEJORES ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN

En este capítulo presentamos todas las propuestas que se pueden aplicar en los pozos seleccionados con el objetivo de incrementar la producción.

#### 4.1. PROPUESTAS PARA POZO AUC-010

##### 4.1.1 REMOVER EL DAÑO

Debido a la presencia de daño  $S=13.5$  a las condiciones actuales es necesario realizar un tratamiento ácido para remover el daño de esta manera se podría recuperar 1043 BFPD (Tabla 4.1), y no se tendría que realizar un re-diseño de la BES actual ya que esta tiene un rango operativo de 840-1600.

**Tabla 4.1:** Pronostico de Producción al Remover el Daño Auc-10

ACTUAL			DESPUES		INCREMENTO
QFPD	QPPD	BSW	QFPD	QPPD	
403	241.8	40	1043	625.8	384

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

##### 4.1.2 SUBIR FRECUENCIA

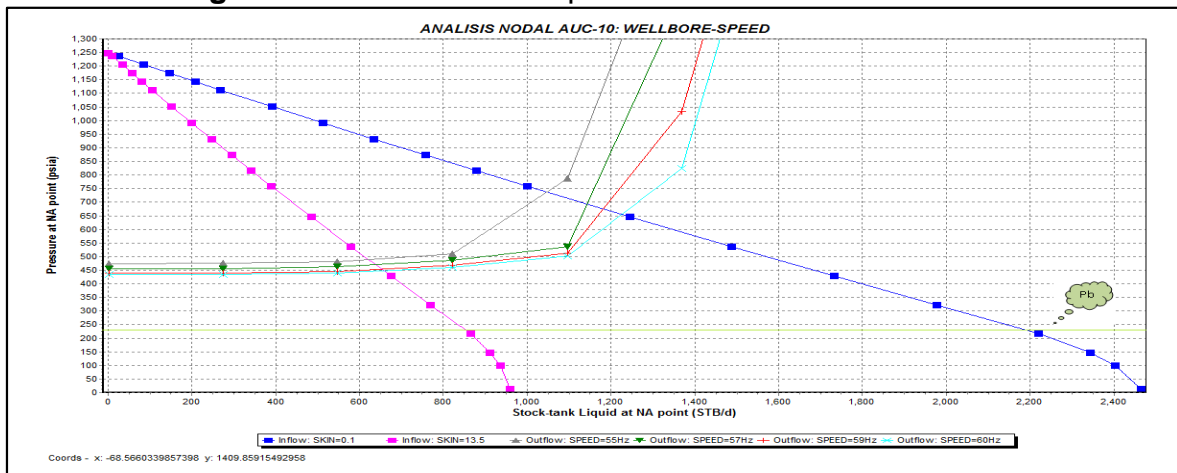
Si mantenemos las condiciones actuales del reservorio es decir sin remover el daño se puede incrementar la frecuencia hasta 60 Hz dando una producción de 658 BFPD (Figura 4.1), pero en este caso el caudal a producir no entra en el rango operativo (Tabla 4.2) de la bomba por lo que es necesario rediseñar la BES.

**Tabla 4.2:** Producción Vs Frecuencia Auc-10

CONDICIÓN	FRECUENCIA	BFPD	BPPD	BSW	INCREMENTO
ACTUAL	55	403	241.8	40	0
DESPUES	57	637	382.2	40	140
	59	651	390.6	40	149
	60	658	394.8	40	153

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

**Figura 4.1: Frecuencias Operativas Para el Pozo Auc-10**



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

**4.1.3 CAMBIO DE BOMBA**

El diseño se ha realizado para un caudal esperado 670 BFPD tomando como referencia 200 psi sobre el punto de burbuja ya que el pozo tienes un buen rango de presiones para operar  $\Delta P = 1018$  psi. Esta bomba será si se desea mantener las condiciones actuales del pozo es decir sin remover el daño.

Al realizar el cambio de bomba se ha logrado un incremento de 160 BPPD, como se observa en la Tabla 4.3.

**Tabla 4.3: Pronóstico de Producción con Nueva BES Auc-10**

ACTUAL			DESPUES		INCREMENTO
QFPD	QPPD	BSW	QFPD	QPPD	
403	241.8	40	670	402	160.2

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

Como se puede apreciar en la Tabla 4.4 se presenta los parámetros de la bomba propuesta para conseguir el incremento antes mencionado:

**Tabla 4.4: Parámetros de la Bomba Propuesta para el Auc-10**

Pump @ 670 BFPD @ 55Hz		D725N	P6
Rango Operativo	Operative Range	320-847	366-825
Etapas Requeridas	Stages Required	477	457
Eficiencia de la Bomba	Pump Efficiency	54.68	41.61
Potencia Requerida/Bomba	Pump Power Requerid	75.84	99.88
Levantamiento Requerido	Head Requerid (ft)	8527	8545
Levantamiento por Etapa	Head by stage	17.88	18.70

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

De estas bombas se instalaría la bomba D725N debido a que requiere una menor potencia y tiene una mayor eficiencia.

## 4.2. PROPUESTAS PARA POZO AUC-024

### 4.2.1 REMOVER EL DAÑO

El pozo presenta un daño  $S=8.5$  por lo que se recomienda realizar un tratamiento ácido para remover este daño de esta manera se tendría un incremento de 383 BPPD (Tabla 4.5) por lo que no sería necesario re-diseñar la bomba.

**Tabla 4.5:** Pronostico de Producción al Remover el Daño Auc-24

ACTUAL			DESPUES		INCREMENTO
QFPD	QPPD	BSW	QFPD	QPPD	
435	413.3	5	839	797.05	383.75

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

### 4.2.2 SUBIR FRECUENCIA

El pozo está trabajando a 50Hz por lo que me permite incrementar la frecuencia para entrar en el rango óptimo operativo de la bomba.

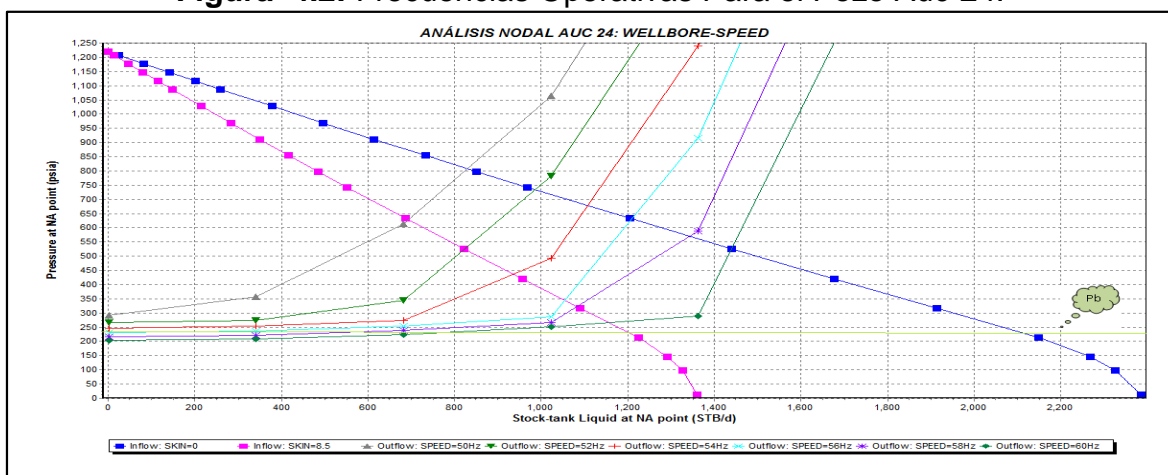
**Tabla 4.6:** Producción Vs Frecuencia Auc-24

CONDICIÓN	FRECUENCIA	BFPD	BPPD	BSW	INCREMENTO
ACTUAL	50	435	413.3	5	0
DESPUES	52	821	779.95	5	366.65
	54	939	892.05	5	478.75
	56	1049	996.55	5	583.25
	58	1080	1026	5	612.7
	60	1157	1099.15	5	685.85

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

Es decir que sin tener la necesidad de remover el daño, se podría entrar en el rango de operación de la bomba como se detalla en la Tabla 4.6.

Con el aumento de la frecuencia desde 52 Hz el caudal esperado se encuentra dentro del rango operativo de la bomba por lo que no es necesario realizar un re-diseño de la BES.

**Figura 4.2:** Frecuencias Operativas Para el Pozo Auc-24.

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

Subir la frecuencia hasta 60Hz en este pozo no es muy recomendable debido a que se estaría produciendo cerca al punto de burbuja (Figura 4.2).

#### 4.2.3 CAMBIO DE BOMBA

El diseño se ha realizado para un caudal esperado 800 BFPD (Tabla 4.7) tomando como referencia 200 psi sobre el punto de burbuja ya que el pozo tienes un buen rango de presiones para operar  $\Delta P = 789$  psi.

**Tabla 4.7:** Pronóstico de Producción con Nueva BES Auc-24

ACTUAL			DESPUES		INCREMENTO
QFPD	QPPD	BSW	QFPD	QPPD	
435	413.3	5	800	760	346.7

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

En la Tabla 4.8 se detalla las bombas que pueden ser utilizadas.

**Tabla 4.8:** Parámetros de la Bomba Propuesta para el Auc-24

Pump @ 800 BFPD @ 55Hz		P8	TD800
Rango Operativo	Operative Range	476-1100	495-935
Etapas Requeridas	Stages Required	359	372
Eficiencia de la Bomba	Pump Efficiency	55.26	58.8
Potencia Requerida/Bomba	Pump Power Requerid	82.47	77.5
Levantamiento Requerido	Head Requerid (ft)	8333	8333
Levantamiento por Etapa	Head by stage	23.21	22.40

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

En este pozo se podría utilizar la bomba TD800 ya que esta bomba requiere menor potencia y a una máxima eficiencia. Esta bomba será necesario si se desea mantener las condiciones actuales del pozo es decir sin remover el daño.

### 4.3. PROPUESTAS PARA POZO AUC-027

#### 4.3.1 REMOVER EL DAÑO

El pozo presenta un pequeño daño  $S=1.25$  por lo que se recomienda realizar un tratamiento químico para que el pozo presente su verdadero potencial en el cual tendríamos un incremento de 196 BPPD (Tabla 4.9).

**Tabla 4.9:** Pronóstico de Producción al Remover el Daño Auc-27

ACTUAL			DESPUES		INCREMENTO
QFPD	QPPD	BSW	QFPD	QPPD	
1556	1478	5	1763	1674.85	196.85

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

#### 4.3.2 SUBIR FRECUENCIA

**Tabla 4.10:** Producción Vs Frecuencia Auc-27

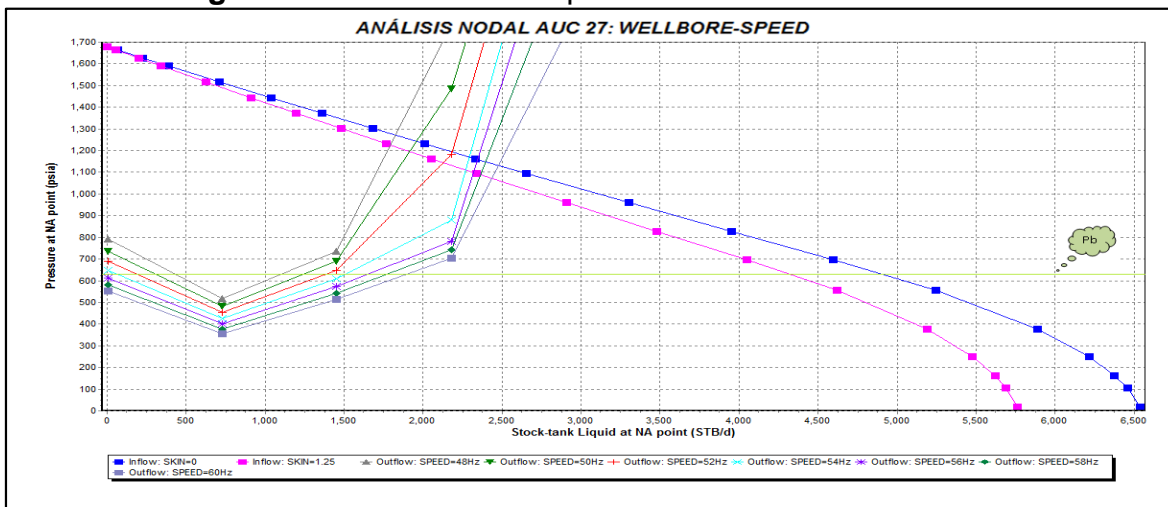
CONDICIÓN	FRECUENCIA	BFPD	BPPD	BSW	INCREMENTO
ACTUAL	48	1556	1478	5	0
DESPUES	50	1918	1822.1	5	344.1
	52	2125	2018.75	5	540.75
	54	2276	2162.2	5	684.2
	56	2319	2203.05	5	725.05
	58	2361	2242.95	5	764.95
	60	2428	2306.6	5	828.6

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

El pozo se encuentra trabajando a 48 Hz por lo que me permite aumentar la frecuencia con el objetivo de incrementar la producción, en la Tabla 4.10 se detalla la producción para cada una de las frecuencias propuestas.

El momento de incrementar la frecuencia tener en cuenta el punto de burbuja  $P_b$ , para no tener presencia de gas y de esta manera la bomba no presente problemas así como es la cavitación.

**Figura 4.3:** Frecuencias Operativas Para el Pozo Auc-27



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

Para que la bomba trabaje en su punto de eficiencia óptimo esta debería elevar la frecuencia a la 56 Hz. Si se considerara la posibilidad de incrementar la frecuencia hasta los 60Hz no presentaría problemas con el Pb ya que  $P_b=640$  y la  $P_{wf} @ 60 \text{ Hz} = 1061$  aproximadamente (Figura 4.3).

#### 4.4. PROPUESTAS PARA POZO AUC-040

##### 4.4.1 REMOVER EL DAÑO

En este pozo se recomienda realizar un tratamiento ácido para remover el daño  $S=15.5$ , en este caso se podría tener un incremento 145.35 BPPD (Tabla 4.11).

**Tabla 4.11:** Pronostico de Producción al Remover el Daño Auc-40.

ACTUAL			DESPUES		INCREMENTO
QFPD	QPPD	BSW	QFPD	QPPD	
404	383.8	5	557	529.15	145.35

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

#### 4.5. PROPUESTAS PARA POZO AUC-057D

##### 4.5.1 REMOVER EL DAÑO

Es muy recomendable realizar una tratamiento químico para remover el daño que presenta el pozo  $S=4$ , de esta manera se podría tener un incremento de producción de 317 BPPD, como describe la Tabla 4.12.

**Tabla 4.12:** Pronostico de Producción al Remover el Daño Auc-57D.

ACTUAL			DESPUES		INCREMENTO
QFPD	QPPD	BSW	QFPD	QPPD	
1125	900	22.4	1569	1217.54	317.54

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

## 4.6. PROPUESTAS PARA POZO AUC-059D

### 4.6.1 REMOVER EL DAÑO

Debido a que el pozo presenta daño S=4 se recomienda realizar un tratamiento químico con la finalidad de aumentar la producción en este caso tendríamos un incremento de 226 BPPD, como se observa en la Tabla 4.13.

**Tabla 4.13:** Pronostico de Producción al Remover el Daño Auc-59D.

ACTUAL			DESPUES		INCREMENTO
QFPD	QPPD	BSW	QFPD	QPPD	
1298	908	30	1620	1134	226

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

### 4.6.2 SUBIR FRECUENCIA

El pozo se encuentra trabajando a 57 Hz por lo que permite incrementar la frecuencia para cumplir el objetivo de aumentar la producción. En la Tabla 4.14 se detalla la producción que se tendría para cada una de las frecuencias.

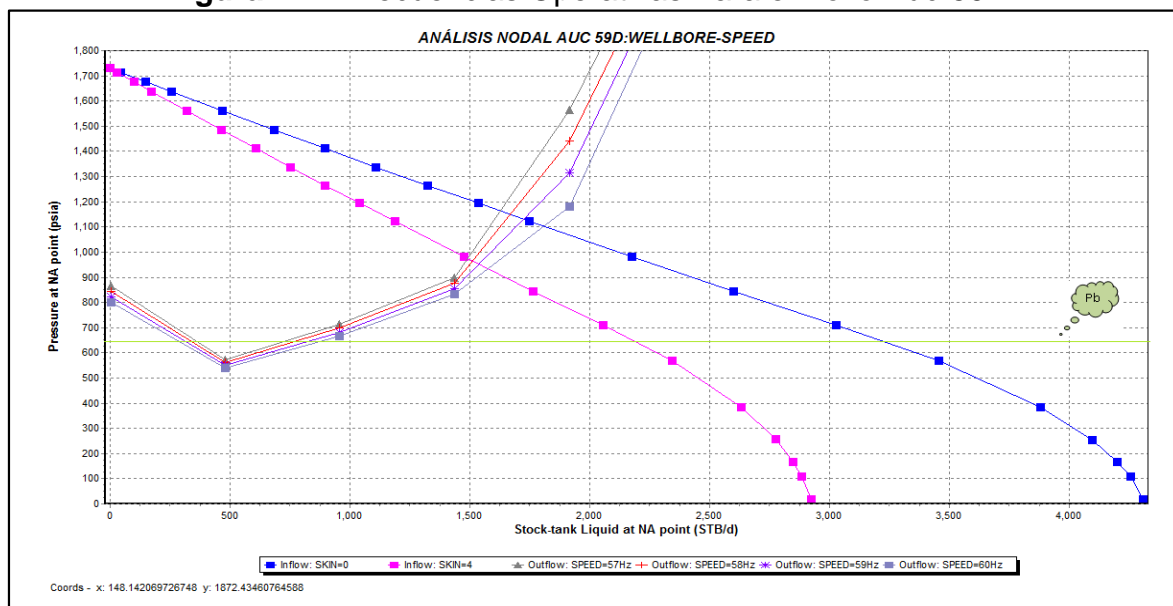
**Tabla 4.14:** Producción Vs Frecuencia Auc-59D.

CONDICIÓN	FRECUENCIA	BFPD	BPPD	BSW	INCREMENTO
ACTUAL	57	1298	908	30	0
DESPUES	58	1509	1056.3	30	148.3
	59	1539	1077.3	30	169.3
	60	1583	1108.1	30	200.1

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

En la figura 4.4, se observa que en este pozo permite incrementar la frecuencia hasta los 60 Hz, debido a que la presión de burbuja  $P_b$  se encuentra muy por debajo del punto óptimo de trabajo.

**Figura 4.4:** Frecuencias Operativas Para el Pozo Auc-59D.



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

## 4.7. PROPUESTAS PARA POZO AUC-073D

### 4.7.1 REMOVER EL DAÑO

El pozo presenta un daño  $S=22.4$  por lo que se recomienda remover el daño para que el pozo demuestre su verdadero potencial, en este caso se tendría un incremento de 440 BPPD, (como se observa en la Tabla 4.15).

**Tabla 4.15:** Pronostico de Producción al Remover el Daño Auc-73D.

ACTUAL			DESPUES		INCREMENTO
QFPD	QPPD	BSW	QFPD	QPPD	
235	227.95	3	689	668.33	440.38

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

Es necesario remover el daño para mantener la misma bomba ya que si solo se espera incrementar la frecuencia el caudal esperado no se encontraría en el rango operativo de la bomba.

### 4.7.2 SUBIR FRECUENCIA

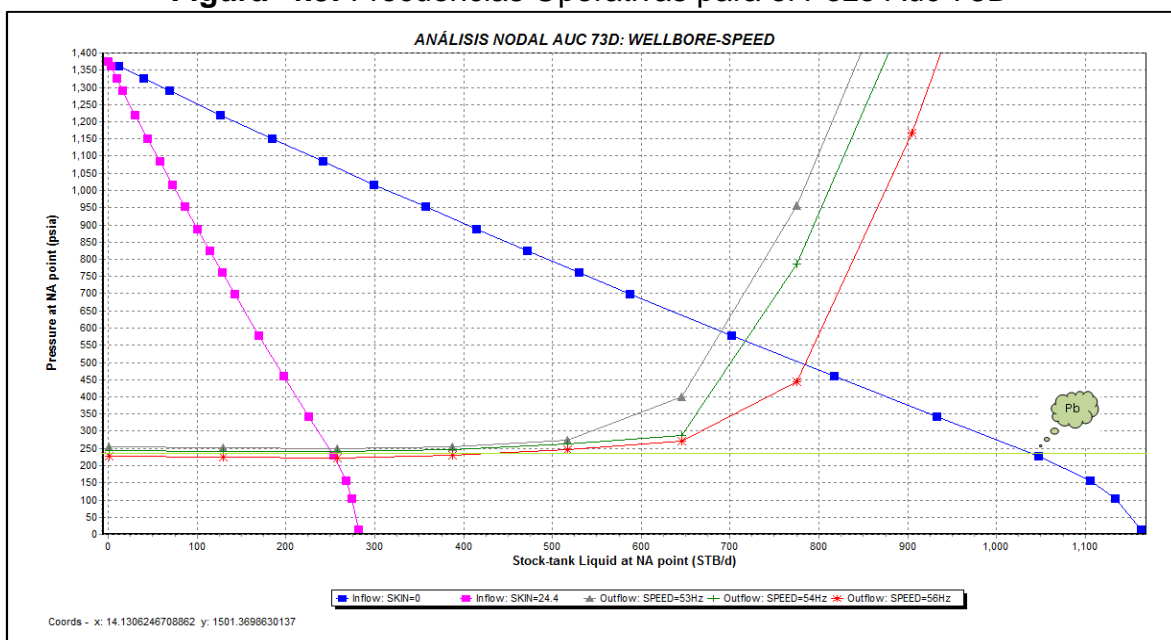
El pozo está trabajando a 53 Hz pero debido a que el  $P_b$  se encuentra muy cerca al punto de operación actual únicamente permite incrementar la frecuencia a 54 Hz como se muestra en la Tabla 4.16 y Figura 4.5.



**Tabla 4.16:** Producción Vs Frecuencia Auc-73D

CONDICIÓN	FRECUENCIA	BFPD	BPPD	BSW	INCREMENTO
ACTUAL	53	235	227.95	3	0
DESPUES	54	250	242.5	3	14.55

Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

**Figura 4.5:** Frecuencias Operativas para el Pozo Auc-73D

Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

## 4.8. PROPUESTAS PARA POZO AUC-098D

### 4.8.1 SUBIR FRECUENCIA

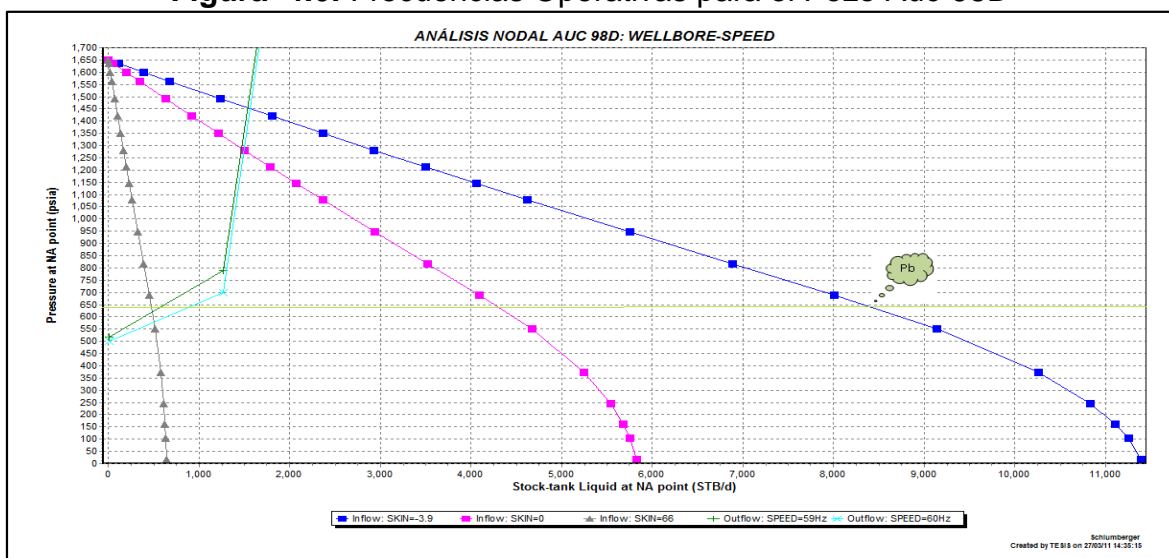
El pozo presenta un buen potencial y la bomba presenta un buen rango operativo por lo que me permite aumentar la frecuencia a 60 Hz en el cual tendría un incremento de 569 BPPD como se puede observar en la Tabla 4.17 y Figura 4.6.

**Tabla 4.17:** Producción Vs Frecuencia.

CONDICIÓN	FRECUENCIA	BFPD	BPPD	BSW	INCREMENTO
ACTUAL	59	964	915.8	5	0
DESPUES	60	1563	1484.85	5	569.05

Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

**Figura 4.6:** Frecuencias Operativas para el Pozo Auc-98D



Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

## 4.9. PROPUESTAS PARA POZO AUC-099STD

### 4.9.1 REMOVER EL DAÑO

Debido a que el pozo presenta un pequeño daño  $S=3$  el incremento que se tendría si se lograra removerlo es apenas de 59 BPPD (Tabla 4.18).

**Tabla 4.18:** Pronostico de Producción al Remover el Daño Auc-99STD.

ACTUAL			DESPUES		INCREMENTO
QFPD	QPPD	BSW	QFPD	QPPD	
564	547	3	625	606.25	59.25

Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

## 4.10. PROPUESTAS PARA POZO AUC-051

### 4.10.1 REMOVER EL DAÑO

**Tabla 4.19:** Pronostico de Producción al Remover el Daño Auc-51

ACTUAL			DESPUES		INCREMENTO
QFPD	QPPD	BSW	QFPD	QPPD	
298	283.1	5	497	472.15	189.05

Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

Se recomienda realizar un trabajo químico para remover el daño  $S=7.7$  para lograr que el pozo demuestre el verdadero potencial en este caso se tendría un incremento de 189 BPPD, como se pudo observar en la Tabla 4.19.

### 4.10.2 SUBIR FRECUENCIA

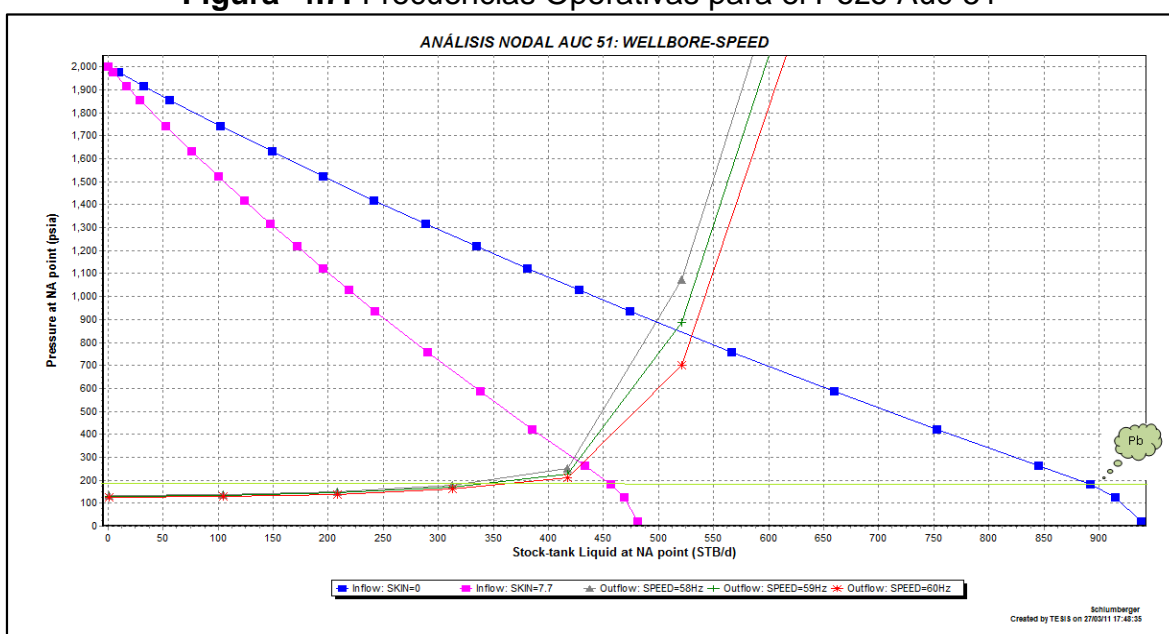
Debido a que el pozo se encuentra trabajando a 58 Hz, permite subir la frecuencia hasta 60 Hz con el objetivo de incrementar la producción (Figura 4.7). En la Tabla 4.20, se presenta los caudales para cada una de las frecuencias.

**Tabla 4.20:** Producción Vs Frecuencia Auc-51

CONDICIÓN	FRECUENCIA	BFPD	BPPD	BSW	INCREMENTO
ACTUAL	58	298	283.1	5	0
DESPUES	59	426	404.7	5	121.6
	60	430	408.5	5	125.4

Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

**Figura 4.7:** Frecuencias Operativas para el Pozo Auc-51



Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

## 4.11. PROPUESTAS PARA POZO AUC-060D

### 4.11.1 CAMBIO DE BOMBA

La bomba se ha diseñado para un caudal de 900 BFPD, este diseño se ha hecho en el caso que se mantenga el pozo a las condiciones de trabajo actuales es decir sin remover el daño debido a que la producción actual se encuentra fuera del rango operativo de la bomba, los valores de producción conseguidos se presentan en la Tabla 4.21.

**Tabla 4.21:** Pronóstico de Producción con Nueva BES Auc-60D

ACTUAL			DESPUES		INCREMENTO
QFPD	QPPD	BSW	QFPD	QPPD	
706	310.6	56	900	396	85.4

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

En la Tabla 4.22 se presenta los parámetros de las posibles bombas.

**Tabla 4.22:** Parámetros de la Bomba Propuesta para el Auc-60D.

Pump @ 900 BFPD @ 55Hz		P8	D950
Rango Operativo	Operative Range	476-1100	550-1054
Etapas Requeridas	Stages Required	125	159
Eficiencia de la Bomba	Pump Efficiency	41.04	46.77
Potencia Requerida/Bomba	Pump Power Requerid	35	30.72
Levantamiento Requerido	Head Requerid (ft)	2186	2197
Levantamiento por Etapa	Head by stage	17.49	13.82

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

La bomba que puede ser instalada sería la D959 debido a que esta requiere menor potencia y trabaja a una mayor eficiencia.

#### 4.12. PROPUESTAS PARA POZO AUC-061D

A las condiciones actuales de producción, el pozo presenta un alto corte de agua y debido a que su producción se encuentra en el rango operativo no se recomienda realizar ningún tipo de trabajo adicional.

#### 4.13. PROPUESTAS PARA POZO AUC-062D

##### 4.13.1 REMOVER EL DAÑO

El pozo presenta un daño muy grande  $S=38.75$ , se recomienda realizar un tratamiento químico para poder tener una mayor producción, en este caso se tendría un incremento de 221 BPPD, estos valores se pueden observar en la Tabla 4.23.

**Tabla 4.23:** Pronostico de Producción al remover el Daño Auc-62D

ACTUAL			DESPUES		INCREMENTO
QFPD	QPPD	BSW	QFPD	QPPD	
510	285.6	44	905	506.8	221.2

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

#### 4.13.2 SUBIR FRECUENCIA

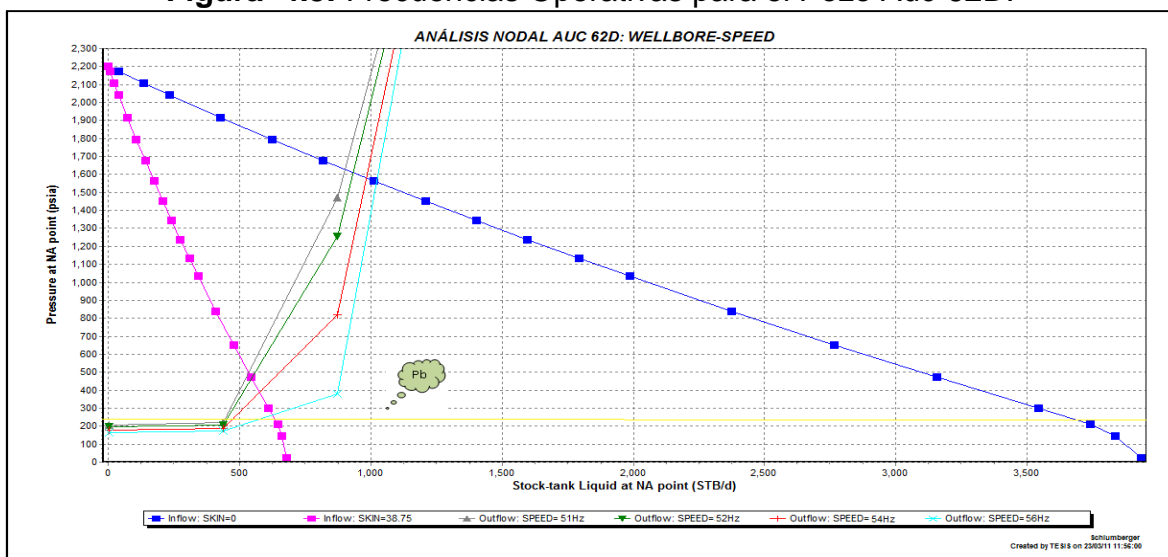
Debido a que el  $P_b$  se encuentra muy cerca del punto de operación (Figura 4.8) solo permite subir la frecuencia hasta 54 Hz, en la Tabla 4.24 se detalla la producción que se tendría para cada frecuencia. Al elevar la frecuencia el caudal entra en el rango operativo de la bomba.

**Tabla 4.24:** Producción Vs Frecuencia Auc-62D.

CONDICIÓN	FRECUENCIA	BFPD	BPPD	BSW	INCREMENTO
ACTUAL	51	510	285.6	44	0
DESPUES	52	546	305.76	44	20.16
	54	575	322	44	36.4

Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

**Figura 4.8:** Frecuencias Operativas para el Pozo Auc-62D.



Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

#### 4.13.3 CAMBIO DE BOMBA

Considerando que no se remueve el daño y debido a que el pozo se encuentra produciendo fuera del rango operativo de la bomba se ha diseñado para un caudal esperado de 560 BFPD en el que se tendría un incremento de 28 BPPD (Tabla 4.25).

**Tabla 4.25:** Pronóstico de Producción con Nueva BES Auc-62D.

ACTUAL			DESPUES		INCREMENTO
QFPD	QPPD	BSW	QFPD	QPPD	
510	285.6	44	560	313.6	28

Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

En la Tabla 4.26 se detalla los parámetros de la bomba.

**Tabla 4.26:** Parámetros de la Bomba Propuesta para el Auc-62D.

Pump @ 560 BFPD @ 55Hz		DN675	TD600
Rango Operativo	Operative Range	293-760	403-733
Etapas Requeridas	Stages Required	250	230
Eficiencia de la Bomba	Pump Efficiency	56.91	60.93
Potencia Requerida/Bomba	Pump Power Requerid	35.99	33.66
Levantamiento Requerido	Head Requerid (ft)	5134	5135
Levantamiento por Etapa	Head by stage	20.54	22.33

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

La bomba más adecuada en este pozo es la TD600, ya que requiere menos potencia y trabaja a una mayor eficiencia.

#### 4.14. PROPUESTAS PARA POZO AUC-065D

##### 4.14.1 REMOVER EL DAÑO

Se recomienda realizar un tratamiento químico para remover el daño  $S=51.5$ , en este caso se tendría un incremento de 114 BPPD (Tabla 4.27) y el rango operativo de la bomba permite realizar este incremento.

**Tabla 4.27:** Pronostico de Producción al Remover el Daño Auc-65D.

ACTUAL			DESPUES		INCREMENTO
QFPD	QPPD	BSW	QFPD	QPPD	
278	208.5	25	431	323.25	114.75

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

##### 4.14.2 SUBIR FRECUENCIA

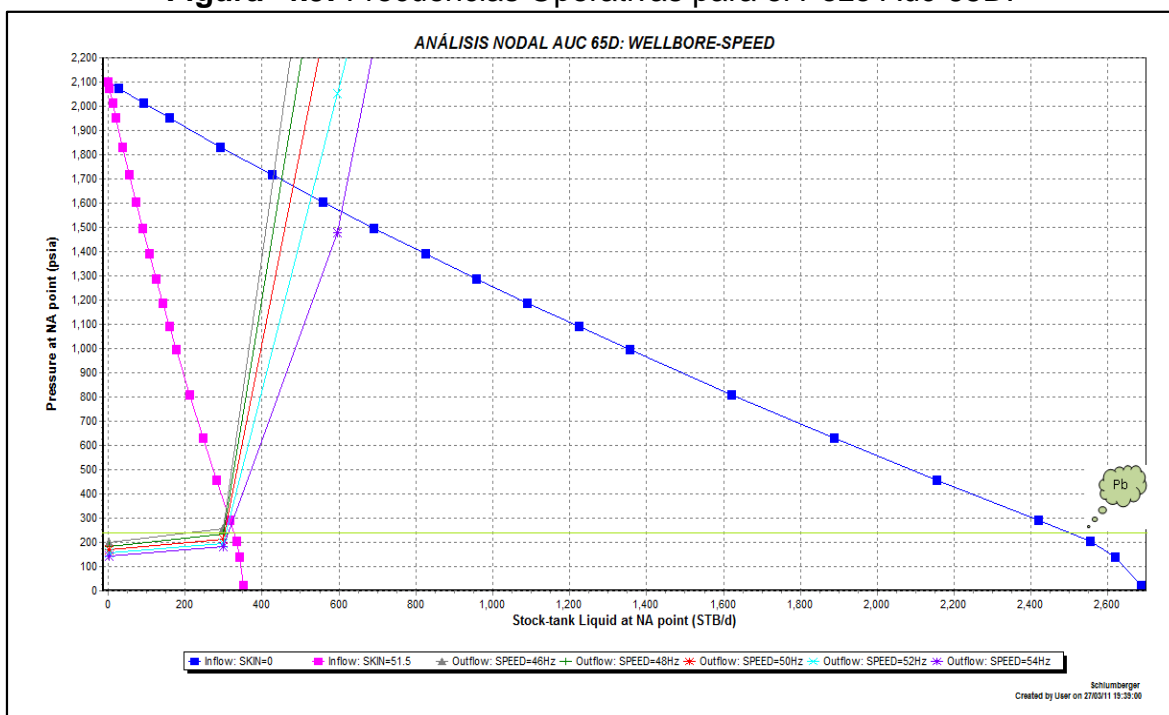
El punto de trabajo actual se encuentra muy cerca al  $P_b$  (Figura 4.9) por lo que únicamente permite subir la frecuencia hasta 54 Hz, adicionalmente si mantenemos la misma bomba el rango operativo si permite el incremento de producción. En la Tabla 4.28 se detalla los caudales para cada una de las frecuencias.

**Tabla 4.28:** Producción Vs Frecuencia Auc-65D.

CONDICIÓN	FRECUENCIA	BFPD	BPPD	BSW	INCREMENTO
ACTUAL	46	278	208.5	25	0
DESPUES	48	308	231	25	22.5
	50	311	233.25	25	24.75
	52	325	243.75	25	35.25
	54	319	239.25	25	30.75

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

**Figura 4.9:** Frecuencias Operativas para el Pozo Auc-65D.



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

#### 4.14.3 CAMBIO DE BOMBA

Considerado que se logra remover el daño  $S=0$ , consideramos la posibilidad de re-diseñar la bomba para un caudal mayor debido a que el potencial del pozo lo permite. En este caso se tendría un incremento de 391 BPPD, como se puede apreciar en la Tabla 4.30.

**Tabla 4.29:** Pronóstico de Producción con Nueva BES Auc-65D

ACTUAL			DESPUES		INCREMENTO
QFPD	QPPD	BSW	QFPD	QPPD	
278	208.5	25	800	600	391.5

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

En la Tabla 4.30 se presenta los parámetros para la nueva bomba.

**Tabla 4.30:** Parámetros de la Bomba Propuesta para el Auc-65D

Pump @ 800 BFPD @ 55Hz		P8	TD800
Rango Operativo	Operative Range	476-1100	495-935
Etapas Requeridas	Stages Required	281	297
Eficiencia de la Bomba	Pump Efficiency	51.04	51.063
Potencia Requerida/Bomba	Pump Power Requerid	71.62	71.64
Levantamiento Requerido	Head Requerid (ft)	6382	6386
Levantamiento por Etapa	Head by stage	22.71	21.50

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

## 4.15. PROPUESTAS PARA POZO AUC-067D

### 4.15.1 REMOVER DAÑO

Si se logra remover el daño que presenta el pozo S=8.4 la producción del pozo aumentaría y tendría un incremento de 91 BPPD (Tabla 4.31).

**Tabla 4.31:** Pronostico de Producción al Remover el Daño Auc-67D

ACTUAL			DESPUES		INCREMENTO
QFPD	QPPD	BSW	QFPD	QPPD	
353	282.4	20	467	373.6	91.2

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

### 4.15.2 SUBIR FRECUENCIA

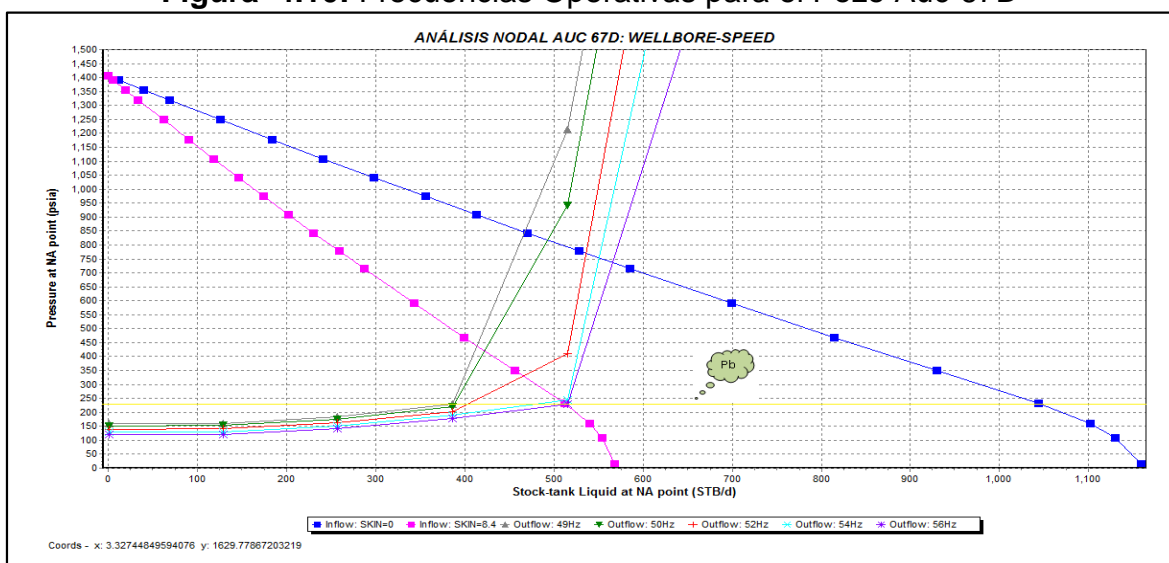
El pozo se encuentra trabajando a 49 Hz, lo que me permite incrementar la frecuencia para incrementar la producción, pero debido a que el Pb se encuentra muy cerca al punto de operación únicamente me permite subir hasta 52 Hz para que el pozo no presente problemas con el gas (Figura 4.10). En la Tabla 4.32 se detalla la producción que se tendría en el caso que se aumente la frecuencia.

**Tabla 4.32:** Producción Vs Frecuencia Auc-67D.

CONDICIÓN	FRECUENCIA	BFPD	BPPD	BSW	INCREMENTO
ACTUAL	49	353	282.4	20	0
DESPUES	50	422	337.6	20	55.2
	52	465	372	20	89.6

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

**Figura 4.10:** Frecuencias Operativas para el Pozo Auc-67D



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.



## 4.16. PROPUESTAS PARA POZO AUC-070D

### 4.16.1 REMOVER EL DAÑO

El pozo presenta un daño  $S=15.25$  por lo que se recomienda realizar un tratamiento químico con el objetivo de observar el verdadero potencial del pozo, en este caso tendríamos un incremento de 299 BPPD (Tabla 4.33). Con este incremento de producción la bomba instalada permite continuar trabajando ya que la producción esperada entra en el rango operativo.

**Tabla 4.33:** Pronostico de Producción al Remover el Daño Auc-70D

ACTUAL			DESPUES		INCREMENTO
QFPD	QPPD	BSW	QFPD	QPPD	
151	147.98	2	385	377.3	229.32

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

### 4.16.2 CAMBIO DE BOMBA

Considerando que el pozo continua trabajando a las condiciones actuales es decir sin remover el daño, es necesario re-diseñar la bomba ya que la producción actual está fuera de rango operativo en este caso se ha diseñado para un caudal esperado de 420 BFPD dando un incremento de 263 BPPD (Tabla 4.34).

**Tabla 4.34:** Producción Vs Frecuencia Auc-70D

ACTUAL			DESPUES		INCREMENTO
QFPD	QPPD	BSW	QFPD	QPPD	
151	147.98	2	420	411.6	263.62

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

En la Tabla 4.35 se detalla los parámetros de las bombas propuestas.

**Tabla 4.35:** Parámetros de la Bomba Propuesta para el Auc-70D.

Pump @ 420 BFPD @ 55Hz		TD450	D475N
Rango Operativo	Operative Range	320-504	183-572
Etapas Requeridas	Stages Required	548	374
Eficiencia de la Bomba	Pump Efficiency	42.12	46.64
Potencia Requerida/Bomba	Pump Power Requerid	48.6	43.89
Levantamiento Requerido	Head Requerid (ft)	6963	6963
Levantamiento por Etapa	Head by stage	12.71	18.62

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

La bomba más adecuada es la D475N con la que se requiere menor potencia y presenta una mayor eficiencia.

## 4.17. PROPUESTAS PARA POZO AUC-075D

### 4.17.1 REMOVER EL DAÑO

En este pozo es recomendable remover el daño  $S=8.8$  para aumentar la producción, en este caso se tendría un incremento de 234 BPPD (Tabla 4.36) y con este incremento la producción entra en el rango operativo de la bomba.

**Tabla 4.36:** Pronostico de Producción al Remover el Daño Auc-75D

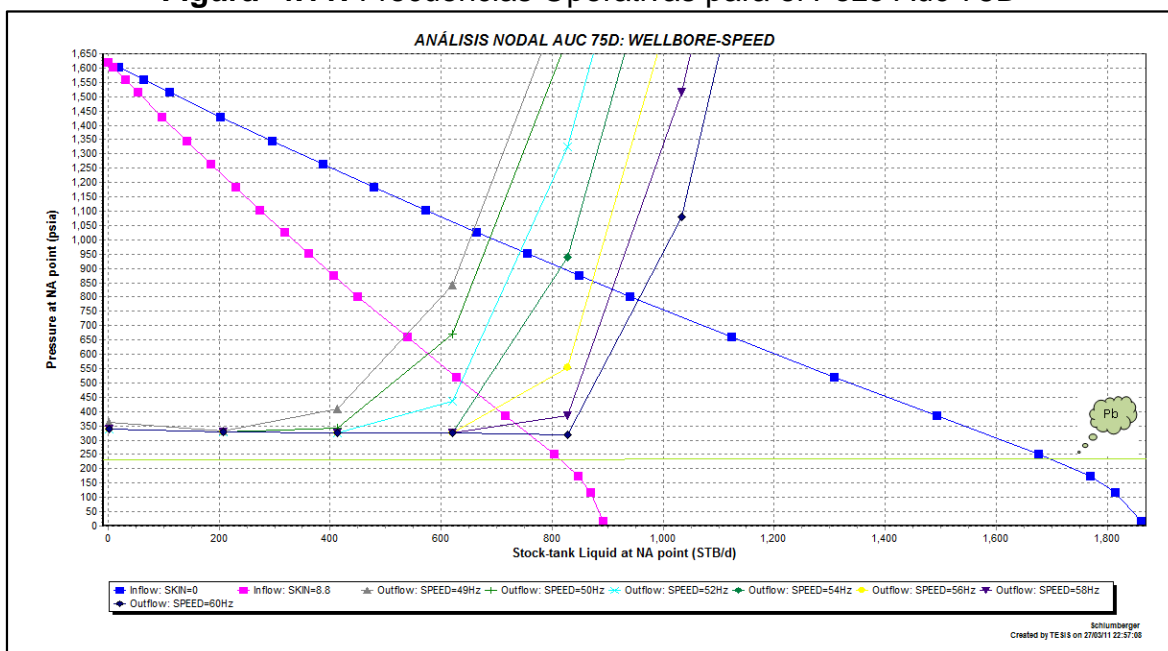
ACTUAL			DESPUES		INCREMENTO
QFPD	QPPD	BSW	QFPD	QPPD	
398	362	9	656	596.96	234.96

Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

### 4.17.2 SUBIR FRECUENCIA

El pozo se encuentra trabajando a 49Hz por lo que permite subir la frecuencia hasta los 60 Hz sin presentar problemas con el Pb (como se puede observar en la Figura 4.11), esta propuesta se la realiza con la finalidad que la producción este en el rango operativo para poder mantener la misma bomba (ver Tabla 4.37).

**Figura 4.11:** Frecuencias Operativas para el Pozo Auc-75D



Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

**Tabla 4.37:** Producción Vs Frecuencia Auc-75D

CONDICIÓN	FRECUENCIA	BFPD	BPPD	BSW	INCREMENTO
ACTUAL	49	398	362	9	0
DESPUES	50	577	525.07	9	163.07
	52	629	572.39	9	210.39
	54	660	600.6	9	238.6
	56	694	631.54	9	269.54
	58	728	662.48	9	300.48
	60	749	681.59	9	319.59

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

#### 4.17.3 CAMBIO DE BOMBA

Considerando que se mantiene al pozo a las condiciones actuales se re-diseña la bomba ya que la producción actual está fuera del rango operativo de la bomba, se ha diseñado para un caudal de 680 BFPD, con un incremento de 256 BPPD (Ver Tabla 4.38).

**Tabla 4.38:** Pronóstico de Producción con Nueva BES Auc-75D.

ACTUAL			DESPUES		INCREMENTO
QFPD	QPPD	BSW	QFPD	QPPD	
398	362	9	680	618.8	256.8

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

En la Tabla 4.39 se detalla los parámetros de las bombas propuestas.

**Tabla 4.39:** Parámetros de la Bomba Propuesta para el Auc-75D

Pump @ 680 BFPD @ 55Hz		P6	DN675
Rango Operativo	Operative Range	366-825	293-760
Etapas Requeridas	Stages Required	406	458
Eficiencia de la Bomba	Pump Efficiency	41.43	53.74
Potencia Requerida/Bomba	Pump Power Requerid	84.98	65.51
Levantamiento Requerido	Head Requerid (ft)	7284	7284
Levantamiento por Etapa	Head by stage	17.94	15.90

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

La bomba más adecuada es la DN675 debido a que esta requiere una menor potencia y tiene una mayor eficiencia.

## 4.18. PROPUESTAS PARA POZO AUC-076D

### 4.18.1 REMOVER EL DAÑO

El pozo presenta un daño  $S=7.9$  por lo que es necesario realizar un tratamiento químico para observar el verdadero potencial del pozo, en este caso se tendría un incremento de 413 BPPD (Tabla 4.40). La bomba instalada tiene un amplio rango operativo por lo que me permite realizar este aumento de producción sin necesidad de realizar un re-diseño de la BES.

**Tabla 4.40:** Pronostico de Producción al Remover el Daño Auc-76D

ACTUAL			DESPUES		INCREMENTO
QFPD	QPPD	BSW	QFPD	QPPD	
290	275.5	5	725	688.75	413.25

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

### 4.18.2 CAMBIO DE BOMBA

Considerando que el pozo mantiene sus condiciones actuales es decir sin remover el daño, es necesario re-diseñar la bomba debido a que su producción se encuentra fuera del rango operativo. Se ha diseñado para un caudal de 370 BFPD en el cual presentaría un incremento de 76 BPPD (Tabla 4.41).

**Tabla 4.41:** Pronóstico de Producción con Nueva BES Auc-76D

ACTUAL			DESPUES		INCREMENTO
QFPD	QPPD	BSW	QFPD	QPPD	
290	275.5	5	370	351.5	76

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

En la Tabla 4.42 se detalla los parámetros de las bombas propuestas.

**Tabla 4.42:** Parámetros de la Bomba Propuesta Auc-76D

Pump @ 370 BFPD @ 55Hz		D400	D475N
Rango Operativo	Operative Range	183-504	183-572
Etapas Requeridas	Stages Required	415	372
Eficiencia de la Bomba	Pump Efficiency	50.45	47.92
Potencia Requerida/Bomba	Pump Power Requerid	40.38	42
Levantamiento Requerido	Head Requerid (ft)	7791	7789
Levantamiento por Etapa	Head by stage	18.77	20.94

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

La bomba más adecuada es la D400 ya que esta requiere menor potencia y trabaja a una mayor eficiencia.

## 4.19. PROPUESTAS PARA POZO AUC-077D

### 4.19.1 REMOVER EL DAÑO

El pozo presenta un daño muy grande  $S=32$ , por lo que es necesario realizar un tratamiento químico para que el pozo pueda demostrar su verdadero potencial, si logramos el propósito tendríamos un incremento de 838 BPPD (ver Tabla 4.43), al mismo tiempo con este aumento de producción se puede mantener la misma bomba ya que el caudal esperado entra en el rango operativo.

**Tabla 4.43:** Pronostico de Producción al Remover el Daño Auc-77D

ACTUAL			DESPUES		INCREMENTO
QFPD	QPPD	BSW	QFPD	QPPD	
236	228.92	3	1112	1078.64	849.72

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

## 4.20. PROPUESTAS PARA POZO AUC-003

### 4.20.1 DISEÑO DE LA BOMBA – CAMBIO DE SISTEMA

Debido a que el pozo presenta un buen potencial se ha diseñado la bomba para un caudal de 1200 BFPD, con este cambio de sistema de levantamiento artificial se tendrá un incremento de 385 BPPD, como se puede observar en la Tabla 4.44.

**Tabla 4.44:** Pronóstico de Producción con BES Auc-3

ACTUAL			DESPUES		INCREMENTO
QFPD	QPPD	BSW	QFPD	QPPD	
598	574.02	4	1000	960	385.98

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

En la Tabla 4.45 se detalla los parámetros necesarios de la nueva bomba que se necesitaría para el cambio de método de producción.

**Tabla 4.45:** Parámetros de la Bomba Propuesta para el Auc-3

Pump @ 1000 BFPD @ 55Hz		P12	AN1200
Rango Operativo	Operative Range	770-1466	733-1512
Etapas Requeridas	Stages Required	251	624
Eficiencia de la Bomba	Pump Efficiency	57.32	49.83
Potencia Requerida/Bomba	Pump Power Requerid	79	90.64
Levantamiento Requerido	Head Requerid (ft)	6466	6450
Levantamiento por Etapa	Head by stage	25.76	10.34

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

De las bombas propuestas la bomba que puede ser instalada es la P12 debido a que requiere una menor potencia y esta trabaja a una mayor eficiencia.

## 4.21. PROPUESTAS PARA POZO AUC-033

### 4.21.1 DISEÑO DE LA BOMBA – CAMBIO DE SISTEMA

La bomba ha sido diseñada para un caudal de 2000 BFPD, en el cual tendremos un incremento de 152 BPPD (Tabla 4.46).

**Tabla 4.46:** Pronóstico de Producción con BES Auc-33

ACTUAL			DESPUES		INCREMENTO
QFPD	QPPD	BSW	QFPD	QPPD	
434	398.02	8.29	600	550.26	152.24

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

En la Tabla 4.47 se detalla los parámetros de la nueva bomba.

**Tabla 4.47:** Parámetros de la Bomba Propuesta para el Auc-33

Pump @ 600 BFPD @ 55Hz		P6	D725N
Rango Operativo	Operative Range	366-825	320-842
Etapas Requeridas	Stages Required	303	301
Eficiencia de la Bomba	Pump Efficiency	44.6	57
Potencia Requerida/Bomba	Pump Power Requerid	57.81	51
Levantamiento Requerido	Head Requerid (ft)	6130	5681
Levantamiento por Etapa	Head by stage	20.23	18.87

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

La bomba más apropiada es la D725N ya que requiere una menor potencia y trabaja a una mayor eficiencia.

## 4.22. PROPUESTAS PARA POZO AUC-035

### 4.22.1 DISEÑO DE LA BOMBA – CAMBIO DE SISTEMA

La bomba ha sido diseñada para un caudal de 1675 BFPD, en este caso el pozo presentaría un incremento en la producción de 149 BPPD (Tabla 4.48).

**Tabla 4.48:** Pronóstico de Producción con BES Auc-35

ACTUAL			DESPUES		INCREMENTO
QFPD	QPPD	BSW	QFPD	QPPD	
434	392.03	9.67	600	541.98	149.95

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

En la Tabla 4.49 se detalla los parámetros de la bomba.

**Tabla 4.49:** Parámetros de la Bomba Propuesta para el Auc-35

Pump @ 600 BFPD @ 55Hz		P6	D725N
Rango Operativo	Operative Range	366-825	320-842
Etapas Requeridas	Stages Required	314	337
Eficiencia de la Bomba	Pump Efficiency	44.65	57
Potencia Requerida/Bomba	Pump Power Requerid	59.89	46.92
Levantamiento Requerido	Head Requerid (ft)	6365.71	6366
Levantamiento por Etapa	Head by stage	20.27	18.89

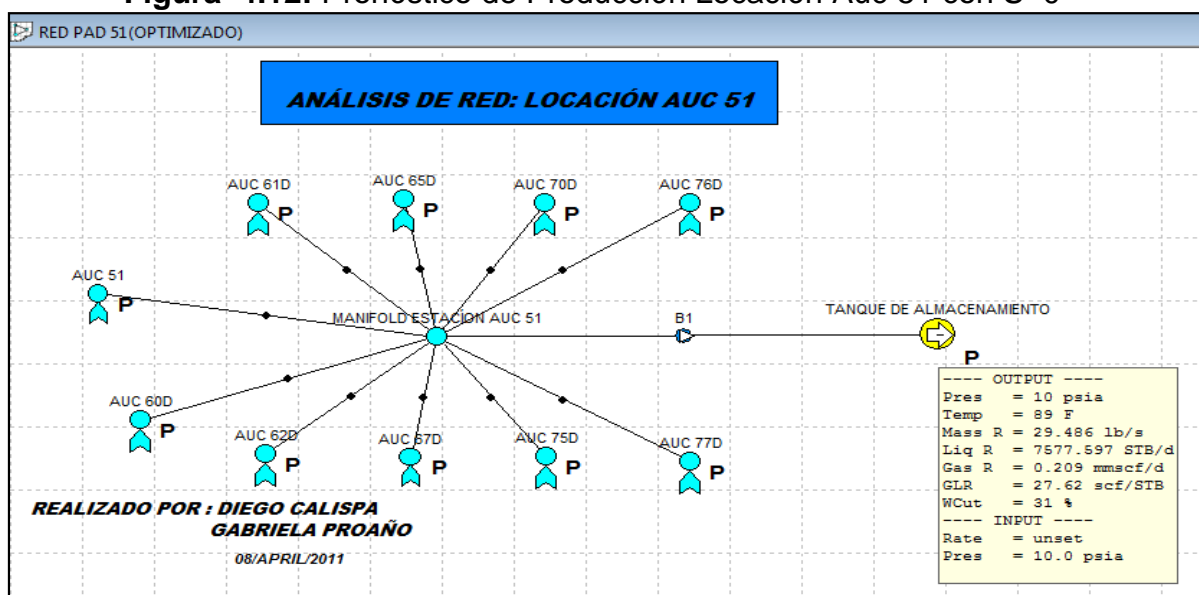
**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

La bomba que presenta los mejores parámetros es la D725N ya que requiere una menor potencia y tiene mayor eficiencia de trabajo.

## 4.23. ANÁLISIS DE RED-LOCACIÓN AUC-51

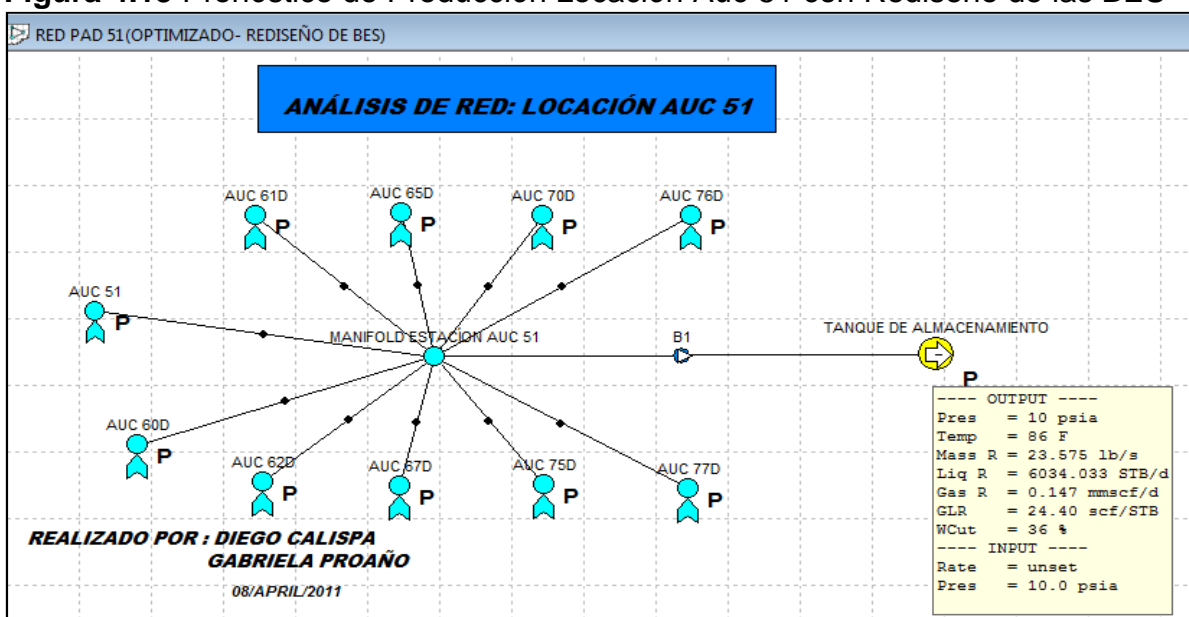
### 4.23.1 OPTIMIZADO

Una vez que se realicen los trabajos de tratamiento químico a los pozos que forman el PAD de la locación Auc-51 (Figura 4.12), el caudal que se espera recuperar es de aproximadamente 7577 BFPD, con un corte de agua del 31% y un GLR de 27.62 scf/STB. Consiguiendo un incremento de 2632 BFPD, caudal que se está perdiendo por la presencia de daño en las formaciones productoras de las cuales los pozos que forman el PAD de la locación AUC-51 producen.

**Figura 4.12:** Pronóstico de Producción Locación Auc-51 con S=0

Adicionalmente se concluyó anteriormente que los pozos Auc-60D, Auc-62D, Auc-65D, Auc-70D, Auc-75D y Auc-76D actualmente están produciendo con una BES que está trabajando bajo balance (DOWNTRUST), como se puede ver en la Figura 4.13 una vez que se rediseñen las bombas Electrosumergibles de los pozos antes mencionados, se espera tener un caudal de 6034 BFPD, un corte de agua del 36% y un GLR de 24.4 scf/STB.

**Figura 4.13** Pronóstico de Producción Locación Auc-51 con Rediseño de las BES





## CAPÍTULO 5

### ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

#### 5.1. ANÁLISIS TÉCNICO

El objetivo principal de este proyecto es aumentar la producción del Campo Auca, para lo cual se ha realizado un análisis detallado de cada uno de los pozos seleccionados que presentan buenos potenciales de producción y que pueden ser sometidos a un trabajo especial para incrementa la producción.

En la Tabla 5.1 se presenta un resumen de los trabajos propuestos en cada pozo.

**Tabla 5.1: Resumen de Trabajos Propuestos**

POZO	CAMBIO DE SISTEMA	ELIMINAR DAÑO	SUBIR FRECUENCIA	CAMBIO DE BOMBA @ C/A
AUC-003	X			
AUC-033	X			
AUC-035	X			
AUC-010		X	X	X
AUC-024		X	X	X
AUC-027		X	X	
AUC-040		X		
AUC-057D		X		
AUC-059D		X	X	
AUC-073D		X	X	
AUC-098D			X	
AUC-099D		X		
AUC-051		X	X	
AUC-060D				X
AUC-061D				
AUC-062D		X	X	X
AUC-065D		X	X	
AUC-067D		X	X	
AUC-070D		X		X
AUC-075D		X	X	X
AUC-076D		X		X
AUC-077D		X		

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

Este trabajo considera 3 propuestas que se presentan en las tablas 5.2, 5.3 y 5.4 las cuales son basadas en el análisis técnico de cada uno de los pozos y las

probabilidades que los pozos respondan a las proyecciones realizadas, además se realizará un análisis económico para cada una de las propuestas.

La producción esperada dependerá del comportamiento de la formación en el momento de las evaluaciones, una vez que se concluya los trabajos propuestos.

**Tabla 5.2:** Pozos Seleccionados Para la Propuesta N.-01

POZO	ULTIMA PRODUCCIÓN			PROPUESTA 1 (Cambio de Sistema PPH @ PPS)		
	QFPD	QPPD	BSW	QFPD	QPPD	INCREMENTO
AUC-03	598	574.02	4	1000	960	385.98
AUC-033	434	398.02	8.29	600	550.26	152.24
AUC-035	434	392.03	9.67	600	541.98	149.95
<b>TOTAL</b>						<b>688</b>

**Fuente:** Potencial Auca

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

En la propuesta N.-01 considera los pozos que pueden ser sometidos al cambio de sistema de levantamiento artificial.

**Tabla 5.3:** Pozos Seleccionados Para la Propuesta N.-02

POZO	ULTIMA PRODUCCIÓN			PROPUESTA 2 Remover Daño (S=0)		
	QFPD	QPPD	BSW	QFPD	QPPD	INCREMENTO
AUC-010	403	241.8	40	1043	625.8	384
AUC-024	435	413.3	5	839	797.05	383.75
AUC-027	1556	1478	5	1763	1674.85	196.85
AUC-040	404	383.8	5	557	529.15	145.35
AUC-057D	1125	900	22.4	1569	1217.54	317.54
AUC-059D	1298	908	30	1620	1134	226
AUC-073D	235	227.95	3	689	668.33	440.38
AUC-051	298	283.1	5	497	472.15	189.05
AUC-062D	510	285.6	44	905	506.8	221.2
AUC-065D	278	208.5	25	431	323.25	114.75
AUC-070D	151	147.98	2	385	377.3	229.32
AUC-075D	398	362	9	656	596.96	234.96
AUC-076D	290	275.5	5	725	688.75	413.25
AUC-077D	236	228.92	3	1112	1078.64	849.72
<b>TOTAL</b>						<b>4346</b>

**Fuente:** Potencial Auca

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

En la propuesta N.- 02 considera todos los pozos que según el Build Up y el análisis desarrollado en el software presentan daño, el mismo que si se logra este propósito se podría continuar trabajando con las bombas actualmente instaladas ya que el rango operativo de las bombas permite realizar este incremento de producción.

**Tabla 5.4:** Pozos Seleccionados Para la Propuesta N.-03

POZO	ULTIMA PRODUCCIÓN			PROPUESTA 3 Cambio de Bomba a C/A.		
	QFPD	QPPD	BSW	QFPD	QPPD	INCREMENTO
AUC-010	403	241.8	40	670	402	160.2
AUC-024	435	413.3	5	800	760	346.7
AUC-070D	151	147.98	2	420	411.6	263.62
AUC-075D	398	362	9	680	618.8	256.8
AUC-076D	235	227.95	3	370	358.9	130.95
<b>TOTAL</b>						<b>1158</b>

**Fuente:** Potencial Auca

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

En la propuesta N.- 03 considera los pozos que actualmente está trabajando fuera de rango operativo de la bomba, por lo que se ha re-diseñado la bomba para un caudal mayor pero que no exceda en mayor cantidad al caudal actual de producción.

De acuerdo a las propuestas antes mencionadas se tendría un incremento de 688 BPPD para la propuesta N.-01 en un tiempo estimado de 30 días, para la propuesta N.-02 se tendría un incremento de 4497 BPPD en un tiempo estimado de 160 días, mientras que en la propuesta N.-03 se tendría un incremento de 1272 BPPD en un tiempo promedio de 70 días.

## 5.2. ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico se basa principalmente, en el análisis de inversiones, ingresos, egresos, valor actual neto (VAN), y la tasa interna de retorno (TIR), mediante la cual determinará la puesta en marcha o no del proyecto.

Un proyecto es económicamente rentable cuando:

- El valor neto (VAN) es mayor a cero.
- La tasa interna de retorno (TIR) es mayor que la tasa de actualización.

El valor actual neto es igual a la suma de los flujos de caja actualizados de cada mes, en cambio la tasa interna de retorno es la tasa de rendimiento por período con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda actual.

### 5.2.1 COSTOS DE PRODUCCIÓN

Los costos de producción incluyen los costos de los trabajos a realizarse de acuerdo con el análisis técnico, el tiempo de duración de los trabajos y la producción de petróleo a recuperarse por los trabajos propuestos en cada pozo. En las Tablas 5.5, 5.6, 5.7 se detalla los costos de los trabajos típicos de reacondicionamientos propuestos.

**Tabla 5.5:** Costos Estimados Para Cambios de Sistema.

<b>COSTOS ESTIMADOS CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO</b>	
<b>OPERACIÓN</b>	<b>COSTOS</b>
MOVIMIENTO DE LA TORRE	6.488.72
TRABAJO DE LA TORRE	68.391.25
SUPERVISION Y TRANSPORTE	6.825.00
QUIMICOS	19.194.60
EQUIPO DE SUBSUELO Y SUPERFICIE	500.000.00
TAPON CIBP	2.042.22
UNIDAD DE SPOOLER	2.019.60
UNIDAD DE SLICK LINE	1.206.40
INSTALACION DE QUICK CONECTOR+PROTECTORES	69.012.06
CONTINGENCIAS (+/- 20%)	135.035.97
<b>TOTAL</b>	<b>810.215.82</b>

**Fuente:** Ingeniería de Petróleos Campo Auca

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

**Tabla 5.6:** Costos Estimados Para Tratamiento Químico

<b>COSTOS ESTIMADOS TRATAMIENTO QUÍMICO</b>	
MOVIMIENTO DE LA TORRE	6.488.72
TRABAJO DE LA TORRE	68.391.25
SUPERVISION Y TRANSPORTE	6.825.00
QUIMICOS	2.171.59
EQUIPO DE SUBSUELO Y SUPERFICIE	150.000.00
UNIDAD DE WIRE LINE	15.281.86
SUPERVISION E INSTALACION BES	2.699.76
INST. QUICK CONNECTOR+PROTECTORES CANNON	66.127.77
SERVICIO DE SPOOLER	2.019.60
UNIDAD DE BOMBEO +HERRAMIENTAS ESTIMULACIÓN	123.328.28
UNIDAD DE BOMBEO (EVAL. MTU)	32.987.59
CONTINGENCIAS (+/-20%)	95264.284
<b>TOTAL</b>	<b>571.585.70</b>

**Fuente:** Ingeniería de Petróleos Campo Auca

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

**Tabla 5.7:** Costos Estimados Para Cambio de Bomba.

<b>COSTOS ESTIMADOS CAMBIO DE BOMBA @ C/A</b>	
MOVIMIENTO DE LA TORRE	6.488.72
TRABAJO DE LA TORRE	68.391.25
SUPERVISION Y TRANSPORTE	6.825.00
QUIMICOS	897.00
EQUIPO DE SUBSUELO	391.113
UNIDAD DE WIRE LINE	364.00
INSTALACION DE BES+MISCELANEOS	2.130
UNIDAD SPOOLER	2.019.60
CONTINGENCIAS (+/-20)	95645.838
<b>TOTAL</b>	<b>573.875.03</b>

**Fuente:** Ingeniería de Petróleos Campo Auca

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

### 5.2.2 INGRESOS

Los ingresos se obtienen multiplicando el precio del barril de petróleo por la producción acumulada de cada mes.

De acuerdo con los historiales de producción del campo se estima que la declinación de producción es de 14.7% anual, con lo que para el proyecto se establece una declinación mensual de 1.225%.

### **5.2.3 EGRESOS**

Los egresos mensuales conforman la suman de los costos de los trabajos de reacondicionamiento para cada una de las propuestas antes mencionadas, donde el costo operativo es de 10 USD por barril.

El monto total de la ejecución del proyecto en el primer escenario asciende a **2,430,647.46 USD**, en el segundo escenario asciende a **8,002,199.86 USD** y **2,869,375.14 USD** en el tercer escenario.

### **5.2.4 FUNDAMENTOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA**

Para la evaluación económica de este proyecto, se establecieron las siguientes consideraciones:

- Se estima una tasa de actualización anual al 12% (tasa de actualización mensual igual a 1%)
- No se considera depreciación contable de los equipos por cuanto no intervienen impuestos fiscales.
- Dentro del costo operativo no está incluido el costo de reparación de los pozos, en el evento que los pozos se paren.
- La declinación de producción del campo está en un promedio del 14.7 % anual. Por lo tanto para el proyecto se establece una declinación mensual de 1.22%, considerando el período mensual de 30.4 días.
- El análisis se realizará para precios del barril del petróleo de 105 USD (Precio al 25 de Marzo del 2011), 73.30USD precio establecido para el presupuesto del Estado en el año 2011 y para 85 USD que es la proyección a finales del año 2011.
- Los costos de reacondicionamiento son estimados de acuerdo a resultados de trabajos similares, realizados en otros pozos en el Área Auca, por lo que pueden estar sobre estimados.
- Se asume un porcentaje de contingencias igual a +/- 20%.

- Los trabajos en cada uno de los pozos se realizarán en períodos de 10 días.

El cronograma de actividades se presenta en las tablas 5.8, 5.9 y 5.10 para cada uno de los escenarios.

**Tabla 5.8:** Cronograma de Actividades Para el Cambio de Sistema

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES PROPUESTA 1				
POZO	0	1	2	3
AUC-03				
AUC-033				
AUC-035				

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

**Tabla 5.9:** Cronograma de Actividades Para Tratamiento Químico

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES PROPUESTA 2																	
POZO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
AUC-010																	
AUC-024																	
AUC-027																	
AUC-040																	
AUC-057D																	
AUC-059D																	
AUC-073D																	
AUC-099D																	
AUC-051																	
AUC-062D																	
AUC-065D																	
AUC-067D																	
AUC-070D																	
AUC-075D																	
AUC-076D																	
AUC-077D																	

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

**Tabla 5.10:** Cronograma de Actividades Para Cambio de Bomba

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES PROPUESTA 3								
POZO	0	1	2	3	4	5	6	7
AUC-010	■	■	■	■	■	■	■	■
AUC-024		■	■	■	■	■	■	■
AUC-060D			■	■	■	■	■	■
AUC-062D				■	■	■	■	■
AUC-070D					■	■	■	■
AUC-075D						■	■	■
AUC-076D							■	■

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

#### 5.2.4.1. PRIMER ESCENARIO

Para el cambio de sistema de levantamiento artificial se considera el precio del barril de petróleo es de 105 USD, 73.30 USD y 80USD, luego se realiza el análisis económico obteniéndose los siguientes resultados como se puede observar en la Tabla 5.11.

**Tabla 5.11:** Resultados del primer Escenario

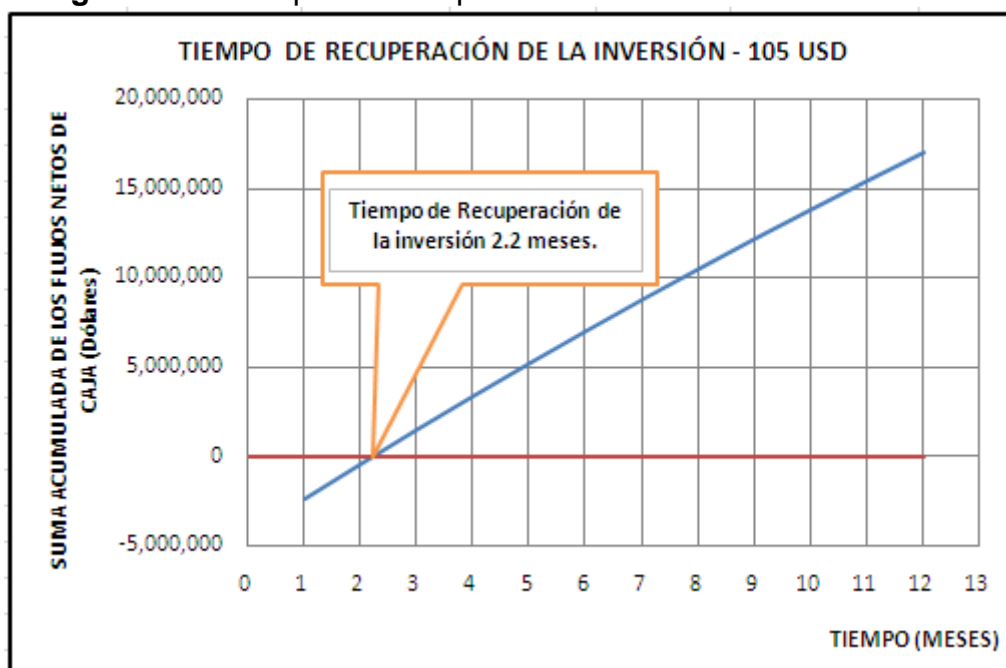
CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO			
C/Barril	105 USD	85 USD	73.3 USD
VAN	16.976.524	12.890.804	10.500.657
TIR	80%	63%	53%
C/B	4.8	3.9	3.3
T/R (meses)	2.2	2.6	2.9

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

Como se puede observar en la Figura 5.1 el tiempo en el que se recupera la inversión utilizando el precio del barril de petróleo de 105 USD es de 2,2 meses, adicionalmente se notar que los valores del VAN, TIR y C/B detallados en la Tabla 5.8 son muy buenos por lo que se considera rentable la aplicación del proyecto.

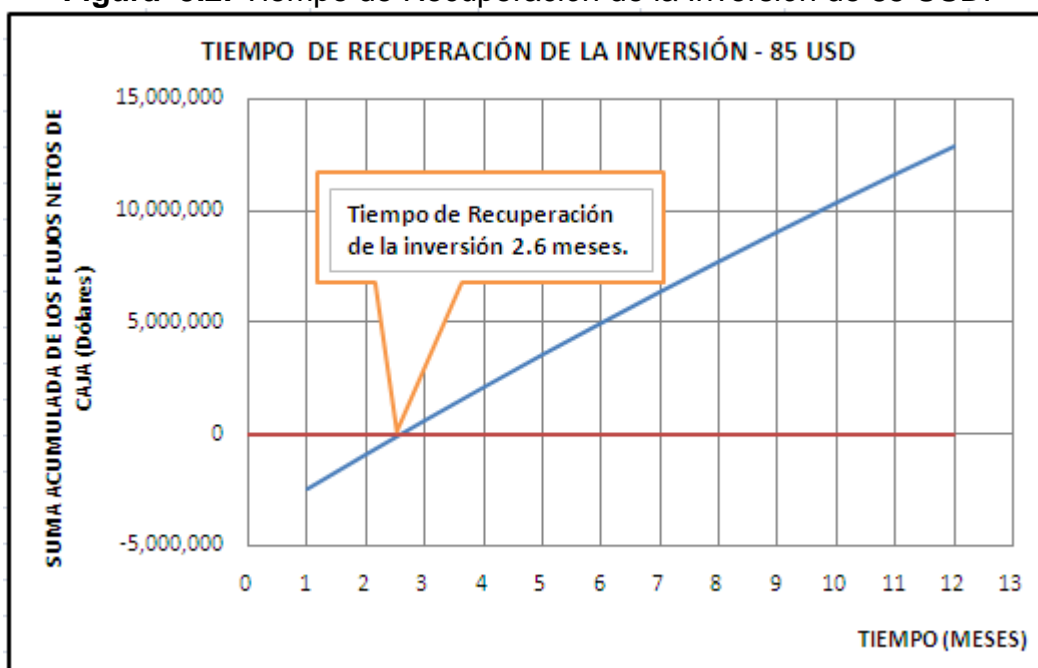


**Figura 5.1:** Tiempo de Recuperación de la Inversión de 105 USD



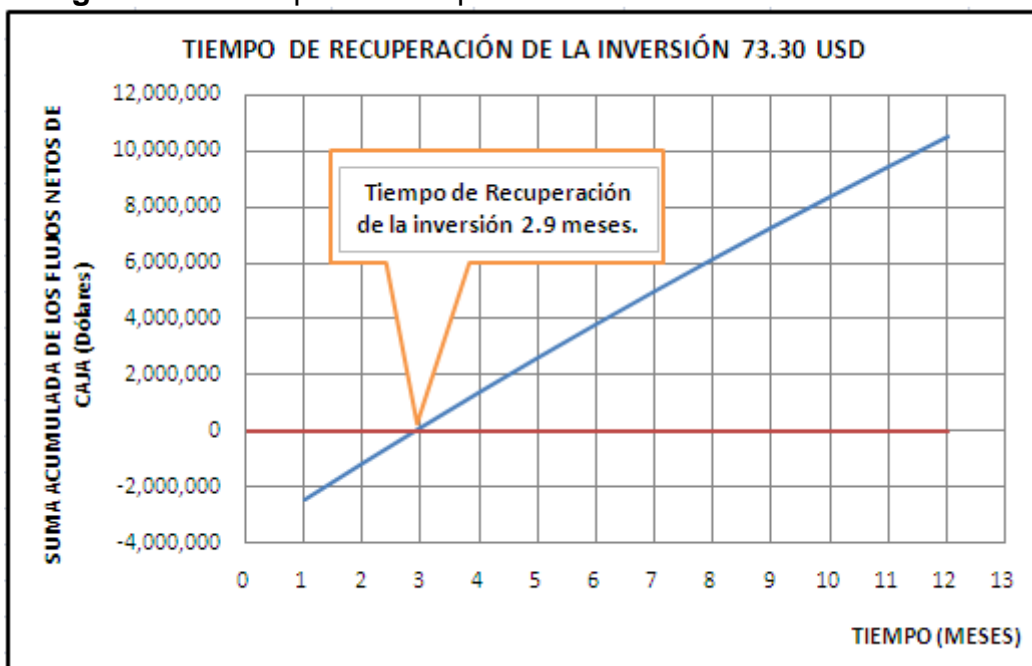
**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

**Figura 5.2:** Tiempo de Recuperación de la Inversión de 85 USD.



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

En la Figura 5.2 se puede observar el tiempo en el que se recupera la inversión utilizando el precio del barril de petróleo de 85 USD es de 2,5 meses, adicionalmente se notar que los valores del VAN, TIR y C/B detallados en la tabla 5.11 son muy buenos por lo que se considera rentable la aplicación del proyecto.

**Figura 5.3:** Tiempo de Recuperación de la Inversión de 73.30 USD

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

En la Figura 5.3 se puede observar el tiempo en el que se recupera la inversión utilizando el precio del barril de petróleo de 73.30 USD es de 2,8 meses, adicionalmente se notar que los valores del VAN, TIR y C/B detallados en la tabla 5.11 son muy buenos por lo que se considera rentable la aplicación del proyecto.

#### 5.2.4.2. SEGUNDO ESCENARIO

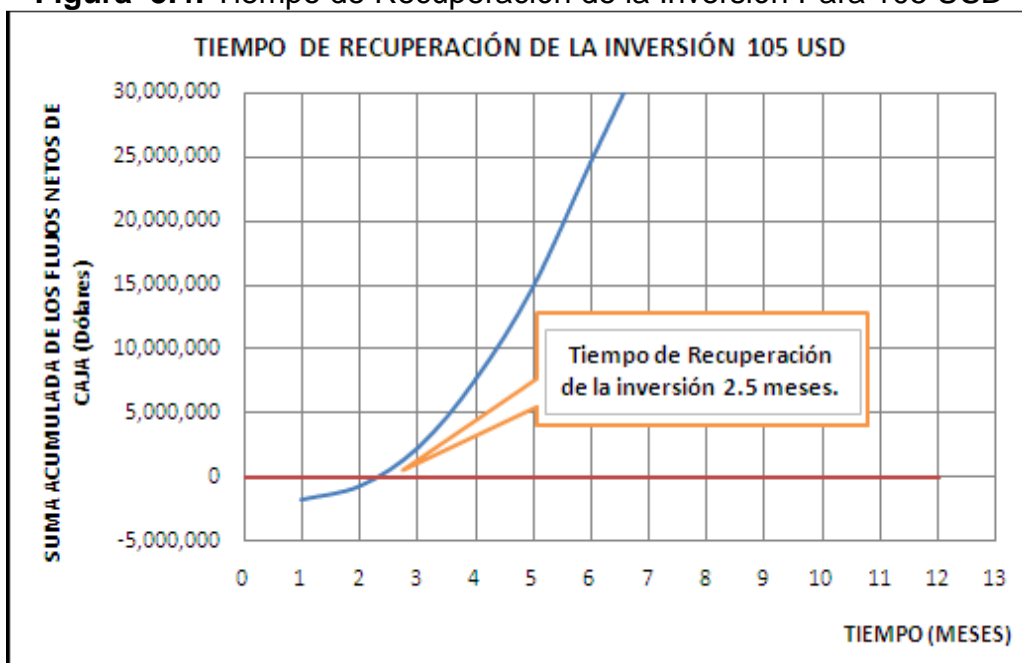
El segundo escenario consiste en realizar un tratamiento químico a los pozos seleccionados con el objetivo de remover el daño y el análisis se ha realizado para los siguientes precios del barril de petróleo 105 USD, 73.30 USD y 80USD, luego se realiza el análisis económico obteniéndose los siguientes resultados como se puede observar en la tabla 5.12.

**Tabla 5.12:** Resultados del Segundo Escenario

TRATAMIENTO QUÍMICO			
C/Barril	105 USD	85 USD	73.3 USD
VAN	385,610,359	302,775,252	254,316,715
TIR	175%	147%	131%
C/B	8.83	7.4	6.16
T/R (meses)	2.5	2.8	3.1

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

**Figura 5.4:** Tiempo de Recuperación de la Inversión Para 105 USD



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

El tiempo que se va a recuperar la inversión en este escenario utilizando 105 USD como precio del barril de petróleo es de 11.3 meses, de igual forma en la tabla 5.12 se detalla los parámetros económicos en el cual indica que el proyecto es rentable.

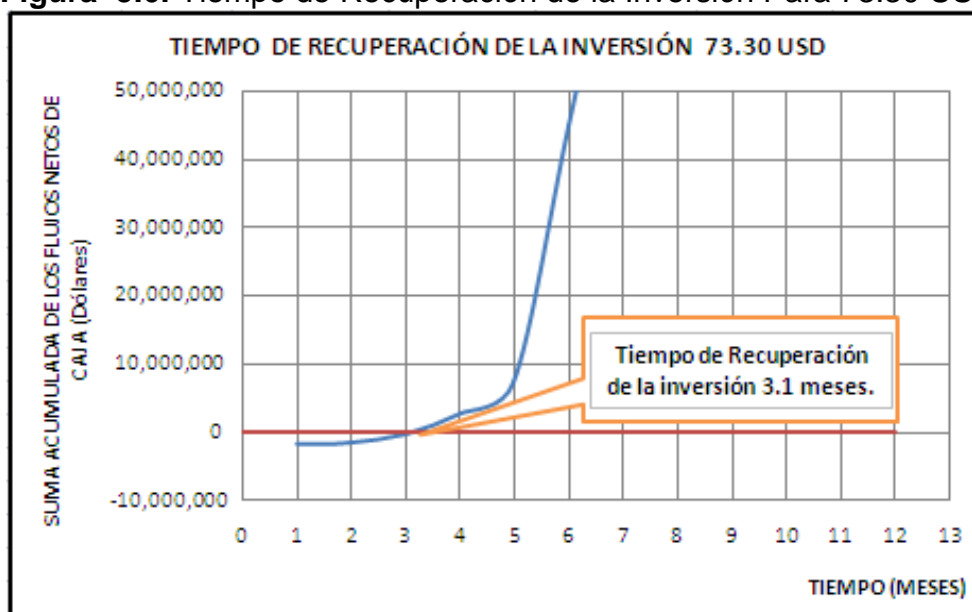
**Figura 5.5:** Tiempo de Recuperación de la Inversión Para 85 USD



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

El tiempo que se va a recuperar la inversión en este escenario utilizando 85 USD como precio del barril de petróleo es de 13.5 meses, de igual forma en la Tabla 5.12 se detalla los parámetros económicos en el cual indica que el proyecto es rentable.

**Figura 5.6:** Tiempo de Recuperación de la Inversión Para 73.30 USD



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

El tiempo que se va a recuperar la inversión en este escenario utilizando 73.30 USD como precio del barril de petróleo es de 15,8 meses (Figura 5.6), de igual forma en la Tabla 5.9 se detalla los parámetros económicos en el cual indica que el proyecto es rentable.

### 5.2.4.3. TERCER ESCENARIO

Este escenario consiste en cambiar las bombas a los pozos seleccionados con el objetivo que la producción este dentro del rango operativo de la bomba.

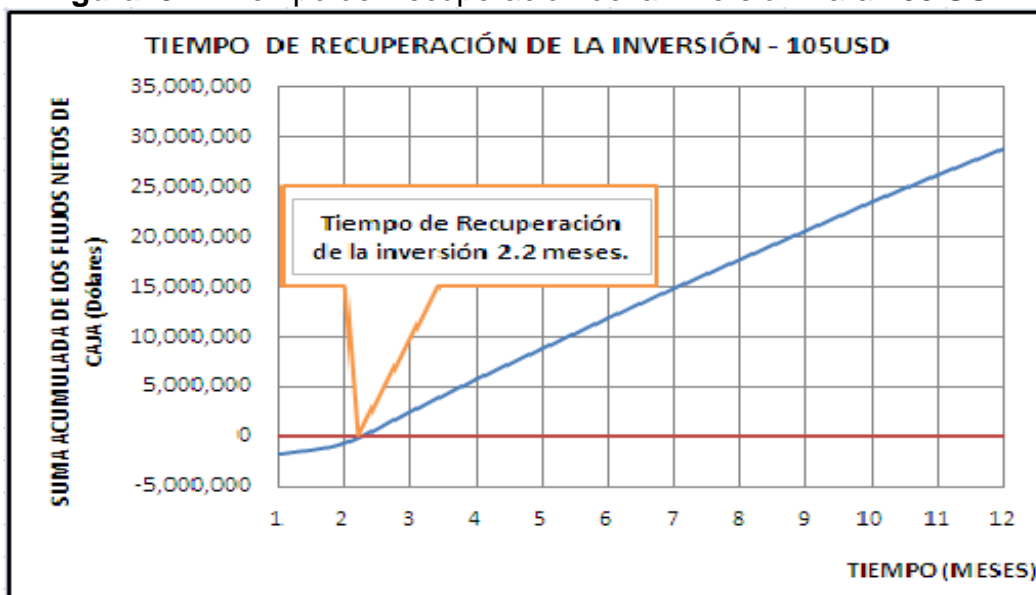
**Tabla 4.13:** Resultados del Tercer Escenario

CAMBIO DE BOMBA			
C/Barril	105 USD	85 USD	73.3 USD
VAN	28.827.746	22.157.060	18.254.709
TIR	118%	92%	77%
C/B	5.65	4.58	3.95
T/R (meses)	2.2	2.5	2.7

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

El análisis se ha realizado para los siguientes precios del barril de petróleo 105 USD, 73.30 USD y 80USD, luego se realiza el análisis económico obteniéndose los siguientes resultados como se puede observar en la Tabla 5.13.

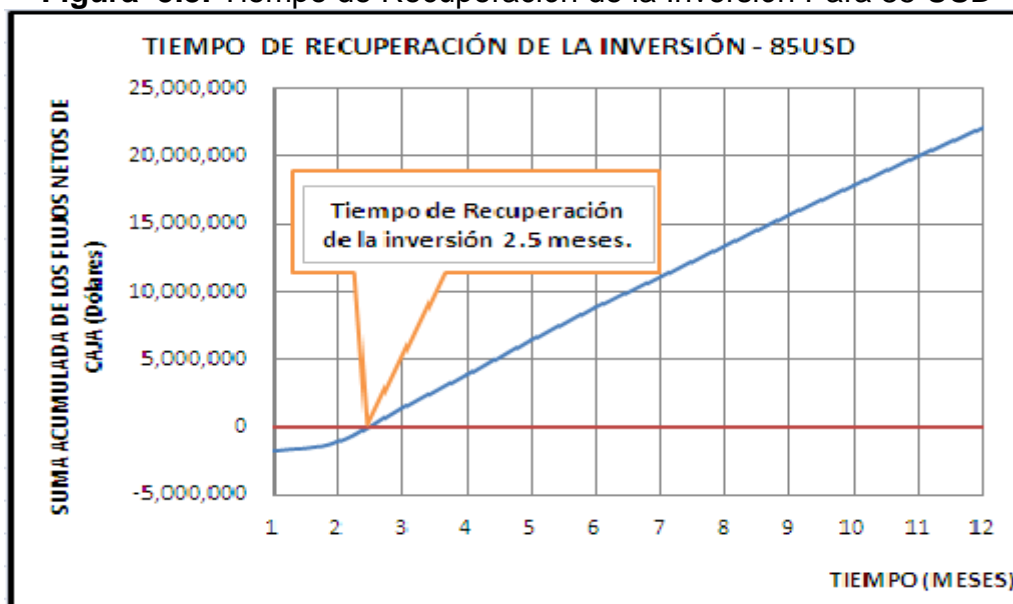
**Figura 5.7:** Tiempo de Recuperación de la Inversión Para 105 USD



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

Utilizando como precio del barril 105 USD requiere un tiempo de 17.5 meses (Figura 5.7), para recuperar la inversión en este escenario que consiste en el cambio de bomba a las condiciones actuales es decir sin remover el daño, por lo que todavía es entable el proyecto en base a los resultados detallados en la Tabla 5.13.

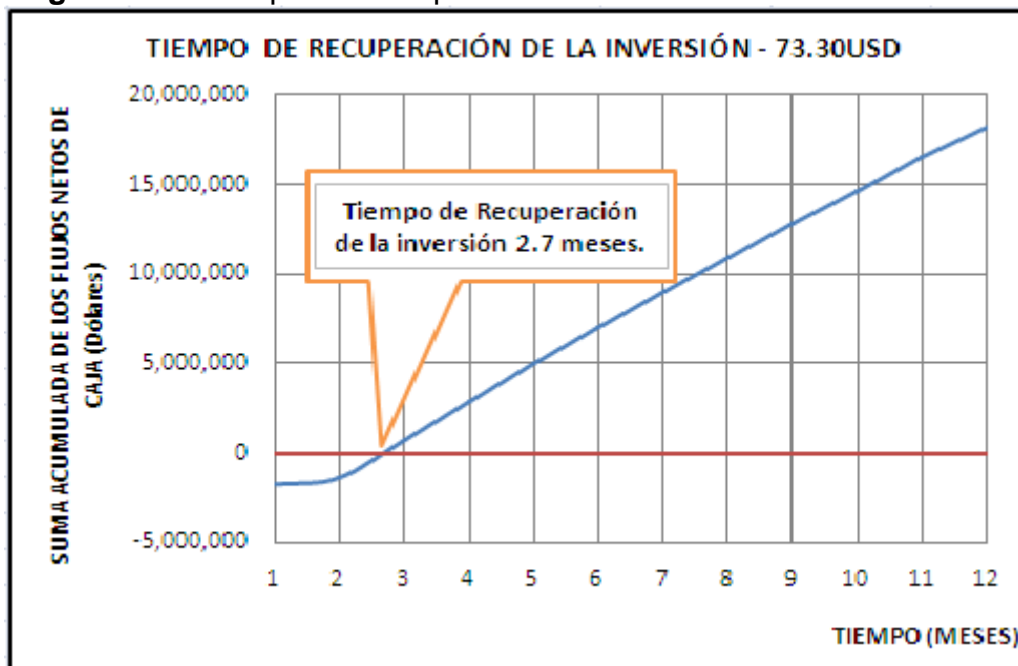
**Figura 5.8:** Tiempo de Recuperación de la Inversión Para 85 USD



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

Con un precio del barril 85 USD requiere un tiempo de 23 meses (Figura 5.8), para recuperar la inversión en este escenario que consiste en el cambio de bomba a las condiciones actuales es decir sin remover el daño, pero en este caso no es muy rentable la aplicación del proyecto como se puede observar en los parámetros económicos detallados en la Tabla 5.13.

**Figura 5.9:** Tiempo de Recuperación de la Inversión Para 73.30 USD



**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

Utilizando como precio del barril 73.30 USD no es rentable la aplicación del proyecto como se puede observar en los parámetros económicos detallados en la Tabla 5.13 y Figura 5.9.

En las siguientes Tablas 5.14, 5.15, 5.16, 5.17, 5.18, 5.19, 5.20, 5.21, 5.22 se presenta el análisis detallado para el cálculo de los parámetros económicos para cada uno de los escenarios y para cada uno de los precios del barril de petróleo establecidos para este estudio.

**Tabla 5.14: Resultados de la Evaluación Económica Para el Primer Escenario @ 105 USD.**

MES	PERÍODO	POZOS A REPARAR	PRODUCCIÓN MENSUAL (Declinación 1.225%)	INGRESOS POR VENTA DE PETROLEO	COSTOS POR REPARACIÓN	COSTO OPERATIVO MENSUAL	EGRESO TOTAL	FLUJO NETO DE CAJA	SUMA ACUMULADA DE LOS FLUJOS DE CAJA NETOS	INGRESO ACTUALIZADO	EGRESOS ACTUALIZADO	FLUJO NETO DE CAJA ACTUALIZADO	SUMA ACUMULADA DE LOS FLUJOS DE CAJA NETOS
			(BPPM)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)
1	0	3	0	0	2.430.647	0	2.430.647	-2.430.647	-2.430.647	0	2.430.647	-2.430.647	-2.430.647
2	1	0	20.915	2.196.096	0	209.152	209.152	1.986.944	-443.703	2174352	207.081	1.967.271	-463.376
3	2	0	20.659	2.169.194	0	206.590	206.590	1.962.604	1.518.900	2126452	202.519	1.923.933	1.460.557
4	3	0	20.406	2.142.621	0	204.059	204.059	1.938.562	3.457.463	2079607	198.058	1.881.549	3.342.106
5	4	0	20.156	2.116.374	0	201.559	201.559	1.914.815	5.372.277	2033794	193.695	1.840.099	5.182.205
6	5	0	19.909	2.090.449	0	199.090	199.090	1.891.358	7.263.635	1988990	189.428	1.799.562	6.981.768
7	6	0	19.665	2.064.841	0	196.651	196.651	1.868.189	9.131.824	1945173	185.255	1.759.919	8.741.686
8	7	0	19.424	2.039.546	0	194.242	194.242	1.845.304	10.977.128	1902322	181.173	1.721.148	10.462.834
9	8	0	19.186	2.014.562	0	191.863	191.863	1.822.699	12.799.827	1860414	177.182	1.683.232	12.146.066
10	9	0	18.951	1.989.883	0	189.513	189.513	1.800.371	14.600.198	1819430	173.279	1.646.151	13.792.217
11	10	0	18.719	1.965.507	0	187.191	187.191	1.778.316	16.378.514	1779348	169.462	1.609.886	15.402.103
12	11	0	18.490	1.941.430	0	184.898	184.898	1.756.532	18.135.045	1740150	165.729	1.574.421	<b>16.976.524</b>
<b>TOTAL</b>				<b>22.730.503</b>			<b>4.595.457</b>			<b>21.450.032</b>	<b>4.473.508</b>		

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch..

**Tabla 5.15:** Resultados de la Evaluación Económica Para el Primer Escenario @ 85 USD.

MES	PERÍODO	POZOS A REPARAR	PRODUCCIÓN MENSUAL (Declinación 1,225%)	INGRESOS POR VENTA DE PETROLEO	COSTOS POR REPARACIÓN	COSTO OPERATIVO MENSUAL	EGRESO TOTAL	FLUJO NETO DE CAJA	SUMA ACUMULADA DE LOS FLUJOS DE CAJA NETOS	INGRESO ACTUALIZADO	EGRESOS ACTUALIZADO	FLUJO NETO DE CAJA ACTUALIZADO	SUMA ACUMULADA DE LOS FLUJOS DE CAJA NETOS
			(BPPM)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)
1	0	3	0	0	2.430.647	0	2.430.647	-2.430.647	-2.430.647	0	2.430.647	-2.430.647	-2.430.647
2	1	0	20.915	1.777.792	0	209.152	209.152	1.568.640	-862.007	1760190	207.081	1.553.109	-877.539
3	2	0	20.659	1.756.014	0	206.590	206.590	1.549.424	687.417	1721414	202.519	1.518.894	641.356
4	3	0	20.406	1.734.503	0	204.059	204.059	1.530.444	2.217.860	1683491	198.058	1.485.434	2.126.789
5	4	0	20.156	1.713.255	0	201.559	201.559	1.511.696	3.729.556	1646405	193.695	1.452.710	3.579.499
6	5	0	19.909	1.692.268	0	199.090	199.090	1.493.178	5.222.734	1610135	189.428	1.420.707	5.000.207
7	6	0	19.665	1.671.538	0	196.651	196.651	1.474.886	6.697.620	1574664	185.255	1.389.409	6.389.616
8	7	0	19.424	1.651.061	0	194.242	194.242	1.456.819	8.154.439	1539975	181.173	1.358.801	7.748.417
9	8	0	19.186	1.630.836	0	191.863	191.863	1.438.973	9.593.411	1506049	177.182	1.328.867	9.077.284
10	9	0	18.951	1.610.858	0	189.513	189.513	1.421.345	11.014.756	1472872	173.279	1.299.593	10.376.877
11	10	0	18.719	1.591.125	0	187.191	187.191	1.403.934	12.418.690	1440425	169.462	1.270.963	11.647.840
12	11	0	18.490	1.571.634	0	184.898	184.898	1.386.736	13.805.426	1408693	165.729	1.242.964	<b>12.890.804</b>
<b>TOTAL</b>				<b>18.400.883</b>			<b>4.595.457</b>			<b>17.364.311</b>	<b>4.473.508</b>		

Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.



**Tabla 5.16:** Resultados de la Evaluación Económica Para el Primer Escenario @ 73.30 USD

MES	PERÍODO	POZOS A REPARAR	PRODUCCIÓN MENSUAL (Declinación 1.225%)	INGRESOS POR VENTA DE PETROLEO	COSTOS POR REPARACIÓN	COSTO OPERATIVO MENSUAL	EGRESO TOTAL	FLUJO NETO DE CAJA	SUMA ACUMULADA DE LOS FLUJOS DE CAJA NETOS	INGRESO ACTUALIZADO	EGRESOS ACTUALIZADO	FLUJO NETO DE CAJA ACTUALIZADO	SUMA ACUMULADA DE LOS FLUJOS DE CAJA NETOS
			(BPPM)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)
1	0	3	0	0	2.430.647	0	2.430.647	-2.430.647	-2.430.647	0	2.430.647	-2.430.647	-2.430.647
2	1	0	20.915	1.533.084	0	209.152	209.152	1.323.932	-1.106.715	1517905	207.081	1.310.824	-1.119.824
3	2	0	20.659	1.514.304	0	206.590	206.590	1.307.714	200.999	1484466	202.519	1.281.947	162.123
4	3	0	20.406	1.495.754	0	204.059	204.059	1.291.694	1.492.693	1451764	198.058	1.253.706	1.415.829
5	4	0	20.156	1.477.431	0	201.559	201.559	1.275.871	2.768.564	1419782	193.695	1.226.087	2.641.916
6	5	0	19.909	1.459.332	0	199.090	199.090	1.260.242	4.028.806	1388504	189.428	1.199.077	3.840.993
7	6	0	19.665	1.441.455	0	196.651	196.651	1.244.804	5.273.610	1357916	185.255	1.172.662	5.013.655
8	7	0	19.424	1.423.798	0	194.242	194.242	1.229.555	6.503.165	1328002	181.173	1.146.828	6.160.483
9	8	0	19.186	1.406.356	0	191.863	191.863	1.214.493	7.717.658	1298746	177.182	1.121.564	7.282.047
10	9	0	18.951	1.389.128	0	189.513	189.513	1.199.615	8.917.273	1270135	173.279	1.096.856	8.378.903
11	10	0	18.719	1.372.111	0	187.191	187.191	1.184.920	10.102.194	1242154	169.462	1.072.693	9.451.596
12	11	0	18.490	1.355.303	0	184.898	184.898	1.170.405	11.272.598	1214790	165.729	1.049.062	10.500.657
<b>TOTAL</b>				<b>15.868.056</b>			<b>4.595.457</b>			<b>14.974.165</b>	<b>4.473.508</b>		

Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

**Tabla 5.17: Resultados de la Evaluación Económica Para el Segundo Escenario @ 105 USD**

MES	PERÍODO	POZOS A REPARAR	POZOS PRODUCIENDO	PRODUCCIÓN MENSUAL (Declinación 1.225%)	INGRESOS POR VENTA DE PETROLEO	COSTOS POR REPARACIÓN	COSTO OPERATIVO MENSUAL	EGRESO TOTAL	FLUJO NETO DE CAJA	SUMA ACUMULADA DE LOS FLUJOS DE CAJA NETOS	INGRESOS ACTUALIZADOS	EGRESOS ACTUALIZADOS	FLUJO NETO DE CAJA ACTUALIZADO	SUMA ACUMULADA DE LOS FLUJOS DE CAJA NETOS
				(BPPM)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)
1	0	3	0	0	0	1.714.757.10	0	1.714.757	-1.714.757	-1.714.757	0	1.714.757	-1.714.757	-1.714.757
2	1	3	3	29.323.84	3.079.003	1.714.757.10	293.238.40	2.007.996	1.071.008	-643.749	3.048.518	1.988.114	1.060.404	-654.353
3	2	3	6	49.907.00	5.240.235	1.714.757.10	499.070.01	2.213.827	3.026.408	2.382.659	5.136.982	2.170.206	2.966.776	2.312.422
4	3	3	9	75.154.79	7.891.253	1.714.757.10	751.547.92	2.466.305	5.424.948	7.807.607	7.659.173	2.393.771	5.265.401	7.577.824
5	4	2	12	91.836.66	9.642.849	1.143.171.40	918.366.58	2.061.538	7.581.311	15.388.918	9.266.588	1.981.097	7.285.491	14.863.314
6	5	0	14	625.828.02	65.711.942	0	6.258.280.23	6.258.280	59.453.662	74.842.580	62.522.659	5.954.539	56.568.120	71.431.434
7	6	0	14	618.161.63	64.906.971	0	6.181.616.30	6.181.616	58.725.355	133.567.935	61.145.303	5.823.362	55.321.941	126.753.375
8	7	0	14	610.589.15	64.111.861	0	6.105.891.50	6.105.892	58.005.969	191.573.904	59.798.290	5.695.075	54.103.215	180.856.590
9	8	0	14	603.109.43	63.326.490	0	6.031.094.33	6.031.094	57.295.396	248.869.300	58.480.951	5.569.614	52.911.337	233.767.927
10	9	0	14	595.721.34	62.550.741	0	5.957.213.42	5.957.213	56.593.528	305.462.828	57.192.633	5.446.917	51.745.716	285.513.643
11	10	0	14	588.423.76	61.784.494	0	5.884.237.56	5.884.238	55.900.257	361.363.085	55.932.697	5.326.924	50.605.773	336.119.416
12	11	0	14	581.215.56	61.027.634	0	5.812.155.65	5.812.156	55.215.479	416.578.563	54.700.516	5.209.573	49.490.943	385.610.359
TOTAL											434.884.310	49.273.951		

Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

**Tabla 5.18: Resultados de la Evaluación Económica Para el Segundo Escenario @ 85 USD**

MES	PERÍODO	POZOS A REPARAR	POZOS PRODUCIENDO	PRODUCCIÓN MENSUAL (Declinación 1.225%)	INGRESOS POR VENTA DE PETROLEO	COSTOS POR REPARACIÓN	COSTO OPERATIVO MENSUAL	EGRESO TOTAL	FLUJO NETO DE CAJA	SUMA ACUMULADA DE LOS FLUJOS DE CAJA NETOS	INGRESOS ACTUALIZADOS	EGRESOS ACTUALIZADOS	FLUJO NETO DE CAJA ACTUALIZADO	SUMA ACUMULADA DE LOS FLUJOS DE CAJA NETOS
				(BPPM)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)
1	0	3	0	0	0	1.714.757.10	0	1.714.757	-1.714.757	-1.714.757	0	1.714.757	-1.714.757	-1.714.757
2	1	3	3	29.323.84	2.492.526	1.714.757.10	293.238.40	2.007.996	484.531	-1.230.226	2.467.848	1.988.114	479.734	-1.235.024
3	2	3	6	49.907.00	4.242.095	1.714.757.10	499.070.01	2.213.827	2.028.268	798.042	4.158.509	2.170.206	1.988.303	753.280
4	3	3	9	75.154.79	6.388.157	1.714.757.10	751.547.92	2.466.305	3.921.852	4.719.894	6.200.283	2.393.771	3.806.511	4.559.791
5	4	2	12	91.836.66	7.806.116	1.143.171.40	918.366.58	2.061.538	5.744.578	10.464.472	7.501.524	1.981.097	5.520.426	10.080.217
6	5	0	14	625.828.02	53.195.382	0	6.258.280.23	6.258.280	46.937.102	57.401.574	50.613.581	5.954.539	44.659.042	54.739.259
7	6	0	14	618.161.63	52.543.739	0	6.181.616.30	6.181.616	46.362.122	103.763.696	49.498.579	5.823.362	43.675.216	98.414.475
8	7	0	14	610.589.15	51.900.078	0	6.105.891.50	6.105.892	45.794.186	149.557.882	48.408.140	5.695.075	42.713.064	141.127.540
9	8	0	14	603.109.43	51.264.302	0	6.031.094.33	6.031.094	45.233.207	194.791.090	47.341.723	5.569.614	41.772.108	182.899.648
10	9	0	14	595.721.34	50.636.314	0	5.957.213.42	5.957.213	44.679.101	239.470.190	46.298.799	5.446.917	40.851.881	223.751.529
11	10	0	14	588.423.76	50.016.019	0	5.884.237.56	5.884.238	44.131.782	283.601.972	45.278.850	5.326.924	39.951.926	263.703.455
12	11	0	14	581.215.56	49.403.323	0	5.812.155.65	5.812.156	43.591.167	327.193.139	44.281.370	5.209.573	39.071.797	302.775.252
TOTAL											352.049.203	49.273.951		

Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G y Diego Fernando Calispa

**Tabla 5.19: Resultados de la Evaluación Económica Para el Segundo Escenario @ 73.30 USD**

MES	PERÍODO	POZOS A REPARAR	POZOS PRODUCIENDO	PRODUCCIÓN MENSUAL (Declinación 1.225%)	INGRESOS POR VENTA DE PETROLEO	COSTOS POR REPARACIÓN	COSTO OPERATIVO MENSUAL	EGRESO TOTAL	FLUJO NETO DE CAJA	SUMA ACUMULADA DE LOS FLUJOS DE CAJA NETOS	INGRESOS ACTUALIZADOS	EGRESOS ACTUALIZADOS	FLUJO NETO DE CAJA ACTUALIZADO	SUMA ACUMULADA DE LOS FLUJOS DE CAJA NETOS
				(BPPM)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)
1	0	3	0	0	0	1.714.757.10	0	1.714.757	-1.714.757	-1.714.757	0	1.714.757	-1.714.757	-1.714.757
2	1	3	3	29.323.84	2.149.437	1.714.757.10	293.238.40	2.007.996	141.442	-1.573.315	2.128.156	1.988.114	140.042	-1.574.716
3	2	3	6	49.907.00	3.658.183	1.714.757.10	499.070.01	2.213.827	1.444.356	-128.959	3.586.102	2.170.206	1.415.897	-158.819
4	3	3	9	75.154.79	5.508.846	1.714.757.10	751.547.92	2.466.305	3.042.541	2.913.582	5.346.832	2.393.771	2.953.061	2.794.242
5	4	2	12	91.836.66	6.731.627	1.143.171.40	918.366.58	2.061.538	4.670.089	7.583.671	6.468.961	1.981.097	4.487.864	7.282.105
6	5	0	14	625.828.02	45.873.194	0	6.258.280.23	6.258.280	39.614.914	47.198.585	43.646.770	5.954.539	37.692.231	44.974.337
7	6	0	14	618.161.63	45.311.247	0	6.181.616.30	6.181.616	39.129.631	86.328.216	42.685.245	5.823.362	36.861.883	81.836.219
8	7	0	14	610.589.15	44.756.185	0	6.105.891.50	6.105.892	38.650.293	124.978.509	41.744.902	5.695.075	36.049.826	117.886.045
9	8	0	14	603.109.43	44.207.921	0	6.031.094.33	6.031.094	38.176.827	163.155.337	40.825.274	5.569.614	35.255.659	153.141.705
10	9	0	14	595.721.34	43.666.374	0	5.957.213.42	5.957.213	37.709.161	200.864.498	39.925.905	5.446.917	34.478.988	187.620.692
11	10	0	14	588.423.76	43.131.461	0	5.884.237.56	5.884.238	37.247.224	238.111.721	39.046.349	5.326.924	33.719.426	221.340.118
12	11	0	14	581.215.56	42.603.101	0	5.812.155.65	5.812.156	36.790.945	274.902.667	38.186.170	5.209.573	32.976.597	254.316.715
TOTAL											303.590.666	49.273.951		

Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

**Tabla 5.20: Resultados de la Evaluación Económica Para el Tercer Escenario @ 105 USD**

MES	PERÍODO	POZOS A REPARAR	POZOS PRODUCIENDO	PRODUCCIÓN MENSUAL (Declinación 1.225%)	INGRESOS POR VENTA DE PETROLEO	COSTOS POR REPARACIÓN	COSTO OPERATIVO MENSUAL	EGRESO TOTAL	FLUJO NETO DE CAJA	SUMA ACUMULADA DE LOS FLUJOS DE CAJA NETOS	INGRESOS ACTUALIZADOS	EGRESOS ACTUALIZADOS	FLUJO NETO DE CAJA ACTUALIZADO	SUMA ACUMULADA DE LOS FLUJOS DE CAJA NETOS
				(BPPM)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)
1	0	3	0	0	0	1.721.625	0	1.721.625	-1.721.625	-1.721.625	0	1.721.625	-1.721.625	-1.721.625
2	1	2	3	23.423.81	2.459.500	1.147.750.06	234.238	1.381.988	1.077.512	-644.113	2.435.148	1.368.305	1.066.843	-654.782
3	2	0	5	34.924.47	3.667.069	0	349.245	349.245	3.317.824	2.673.711	3.594.813	342.363	3.252.450	2.597.668
4	3	0	5	34.496.64	3.622.147	0	344.966	344.966	3.277.181	5.950.892	3.515.621	334.821	3.180.800	5.778.468
5	4	0	5	34.074.06	3.577.776	0	340.741	340.741	3.237.035	9.187.927	3.438.172	327.445	3.110.727	8.889.195
6	5	0	5	33.656.65	3.533.948	0	336.567	336.567	3.197.382	12.385.309	3.362.431	320.231	3.042.199	11.931.394
7	6	0	5	33.244.36	3.490.657	0	332.444	332.444	3.158.214	15.543.523	3.288.357	313.177	2.975.180	14.906.575
8	7	0	5	32.837.11	3.447.897	0	328.371	328.371	3.119.526	18.663.049	3.215.916	306.278	2.909.638	17.816.213
9	8	0	5	32.434.86	3.405.660	0	324.349	324.349	3.081.312	21.744.360	3.145.070	299.530	2.845.540	20.661.752
10	9	0	5	32.037.53	3.363.941	0	320.375	320.375	3.043.565	24.787.926	3.075.785	292.932	2.782.853	23.444.605
11	10	0	5	31.645.07	3.322.733	0	316.451	316.451	3.006.282	27.794.208	3.008.026	286.479	2.721.548	26.166.153
12	11	0	5	31.257.42	3.282.029	0	312.574	312.574	2.969.455	30.763.663	2.941.760	280.168	2.661.593	<b>28.827.746</b>
TOTAL					<b>37.173.357</b>			0			<b>35.021.100</b>	<b>6.193.354</b>		

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

**Tabla 5.21: Resultados de la Evaluación Económica Para el Tercer Escenario @ 85 USD**

MES	PERÍODO	POZOS A REPARAR	POZOS PRODUCIENDO	PRODUCCIÓN MENSUAL (Declinación 1.225%)	INGRESOS POR VENTA DE PETROLEO	COSTOS POR REPARACIÓN	COSTO OPERATIVO MENSUAL	EGRESO TOTAL	FLUJO NETO DE CAJA	SUMA ACUMULADA DE LOS FLUJOS DE CAJA NETOS	INGRESOS ACTUALIZADOS	EGRESOS ACTUALIZADOS	FLUJO NETO DE CAJA ACTUALIZADO	SUMA ACUMULADA DE LOS FLUJOS DE CAJA NETOS
				(BPPM)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)
1	0	3	0	0	0	1.721.625	0	1.721.625	-1.721.625	-1.721.625	0	1.721.625	-1.721.625	-1.721.625
2	1	2	3	23.423.81	1.991.024	1.147.750.06	234.238	1.381.988	609.036	-1.112.590	1.971.311	1.368.305	603.005	-1.118.620
3	2	0	5	34.924.47	2.968.580	0	349.245	349.245	2.619.335	1.506.745	2.910.087	342.363	2.567.724	1.449.104
4	3	0	5	34.496.64	2.932.215	0	344.966	344.966	2.587.248	4.093.994	2.845.979	334.821	2.511.158	3.960.262
5	4	0	5	34.074.06	2.896.295	0	340.741	340.741	2.555.554	6.649.548	2.783.282	327.445	2.455.837	6.416.099
6	5	0	5	33.656.65	2.860.815	0	336.567	336.567	2.524.249	9.173.797	2.721.968	320.231	2.401.736	8.817.835
7	6	0	5	33.244.36	2.825.770	0	332.444	332.444	2.493.327	11.667.123	2.662.003	313.177	2.348.827	11.166.662
8	7	0	5	32.837.11	2.791.155	0	328.371	328.371	2.462.783	14.129.907	2.603.360	306.278	2.297.083	13.463.744
9	8	0	5	32.434.86	2.756.963	0	324.349	324.349	2.432.614	16.562.521	2.546.009	299.530	2.246.479	15.710.223
10	9	0	5	32.037.53	2.723.190	0	320.375	320.375	2.402.815	18.965.336	2.489.921	292.932	2.196.989	17.907.212
11	10	0	5	31.645.07	2.689.831	0	316.451	316.451	2.373.380	21.338.717	2.435.069	286.479	2.148.590	20.055.803
12	11	0	5	31.257.42	2.656.881	0	312.574	312.574	2.344.306	23.683.023	2.381.425	280.168	2.101.257	<b>22.157.060</b>
TOTAL					<b>30.092.718</b>			0			<b>28.350.414</b>	<b>6.193.354</b>		

**Realizado por:** Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

**Tabla 5.22:** Resultados de la Evaluación Económica Para el Tercer Escenario @ 73.30 USD

MES	PERÍODO	POZOS A REPARAR	POZOS PRODUCIENDO	PRODUCCIÓN MENSUAL (Declinación 1.225%)	INGRESOS POR VENTA DE PETROLEO	COSTOS POR REPARACIÓN	COSTO OPERATIVO MENSUAL	EGRESO TOTAL	FLUJO NETO DE CAJA	SUMA ACUMULADA DE LOS FLUJOS DE CAJA NETOS	INGRESOS ACTUALIZADOS	EGRESOS ACTUALIZADOS	FLUJO NETO DE CAJA ACTUALIZADO	SUMA ACUMULADA DE LOS FLUJOS DE CAJA NETOS
				(BPPM)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)
1	0	3	0	0	0	1.721.625	0	1.721.625	-1.721.625	-1.721.625	0	1.721.625	-1.721.625	-1.721.625
2	1	2	3	23.423.81	1.716.965	1.147.750.06	234.238	1.381.988	334.977	-1.386.648	1.699.965	1.368.305	331.660	-1.389.965
3	2	0	5	34.924.47	2.559.963	0	349.245	349.245	2.210.719	824.071	2.509.522	342.363	2.167.159	777.194
4	3	0	5	34.496.64	2.528.604	0	344.966	344.966	2.183.637	3.007.708	2.454.238	334.821	2.119.417	2.896.611
5	4	0	5	34.074.06	2.497.628	0	340.741	340.741	2.156.888	5.164.596	2.400.172	327.445	2.072.727	4.969.338
6	5	0	5	33.656.65	2.467.032	0	336.567	336.567	2.130.466	7.295.062	2.347.297	320.231	2.027.065	6.996.403
7	6	0	5	33.244.36	2.436.811	0	332.444	332.444	2.104.368	9.399.430	2.295.587	313.177	1.982.410	8.978.813
8	7	0	5	32.837.11	2.406.960	0	328.371	328.371	2.078.589	11.478.019	2.245.015	306.278	1.938.738	10.917.551
9	8	0	5	32.434.86	2.377.475	0	324.349	324.349	2.053.127	13.531.145	2.195.558	299.530	1.896.028	12.813.578
10	9	0	5	32.037.53	2.348.351	0	320.375	320.375	2.027.976	15.559.121	2.147.191	292.932	1.854.259	14.667.837
11	10	0	5	31.645.07	2.319.584	0	316.451	316.451	2.003.133	17.562.254	2.099.889	286.479	1.813.410	16.481.248
12	11	0	5	31.257.42	2.291.169	0	312.574	312.574	1.978.595	19.540.849	2.053.629	280.168	1.773.461	<b>18.254.709</b>
TOTAL					<b>25.950.544</b>				0		<b>24.448.063</b>	<b>6.193.354</b>		

Realizado por: Ma. Gabriela Proaño G. y Diego Fernando Calispa Ch.

## CAPÍTULO 6

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1. CONCLUSIONES

- El Campo Auca está considerado como uno de los más importantes con los que cuenta el Ecuador, debido a que su producción mensual actual se encuentra alrededor de 865971 BPPM con 27935 BPPD y además se están perforando pozos que están proyectados a tener buenos índices de producción.
- En base al estudio realizado se determinó que de los pozos analizados, 11 pozos se encuentran trabajando fuera del rango operativo de producción de la bomba, en donde la declinación de producción puede ser debido a la presencia de daño en la formación, presencia de escala o parafina en el sistema de producción o por corrosión.
- Considerando el cambio de bomba a las condiciones actuales de producción, es decir sin remover el daño para los pozos que se encuentran fuera de rango operativo de la bomba, los pozos AUC-57D, AUC-73D, AUC-65D y AUC-77D no fue posible el rediseño debido a que el punto de operación actual se encuentra muy cerca del Pb.
- Los pozos seleccionados para el cambio de sistema de levantamiento artificial, se los realizó en base al análisis de los Build Ups registrados en los pozos donde indican que tienen buenas presiones y además presentan buenos índices de productividad.
- El uso del Software PIPESIM para modelar y realizar el análisis nodal permite ahorrar tiempo al igual que seleccionar una bomba que se acople a las características de cada uno de los pozos. El mismo que requiere de información individual del pozo a ser analizado, pero en nuestro caso se utilizó datos PVT promedios del campo, los mismos que pueden inferir al momento de realizar el cotejo en el simulador.



- El incremento total que se tendrá luego de realizar el cambio de sistema de PPH @ PPS, remover el daño y cambio de bomba a condiciones actuales es de 688 BPPD, 4346 BPPD y 1158 BPPD respectivamente.
- De las propuestas presentadas la más rentables es el tratamiento químico dando un VAN de 254,316,715 a un precio del barril de petróleo de 73.30 en este caso el valor más pesimista utilizado en el análisis económico. La inversión de 8,002,199.86 USD se recuperaría en un tiempo estimado de 3.5 meses.

## **6.2. RECOMENDACIONES**

- Antes de poner en práctica cualquiera de las propuestas anteriormente mencionadas se recomienda actualizar y reafirmar los datos de presión de los pozos propuestos, principalmente de los que no poseen Build Ups actualizados, y en base a estos resultados proceder a afirmar la propuesta que se debe implementar en el campo.
- Realizar el cambio de sistema de levantamiento artificial en los pozos AUC-03, AUC.033 y AUC-035 con los cuales se tendría un buen incremento en la producción.
- Es necesario probar y limpiar la tubería vertical principalmente en los pozos que están actualmente trabajando fuera del rango operativo de la bomba.
- Una vez concluido los trabajos de tratamiento químico es recomendable tomar una prueba Build Up en el cual se podrá corroborar la situación del pozo con respecto al daño.
- Se recomienda realizar un análisis nodal cada 6 meses para tener un mayor control sobre el funcionamiento de los pozos seleccionados y así tomar las medidas correctivas si los resultados lo ameritan.
- Para evitar el desgaste prematuro de una bomba electro-sumergible al incrementar o disminuir su frecuencia es importante revisar previamente las causas que originaron que el pozo se encuentre produciendo a un caudal menor que para el que fue diseñado originalmente.

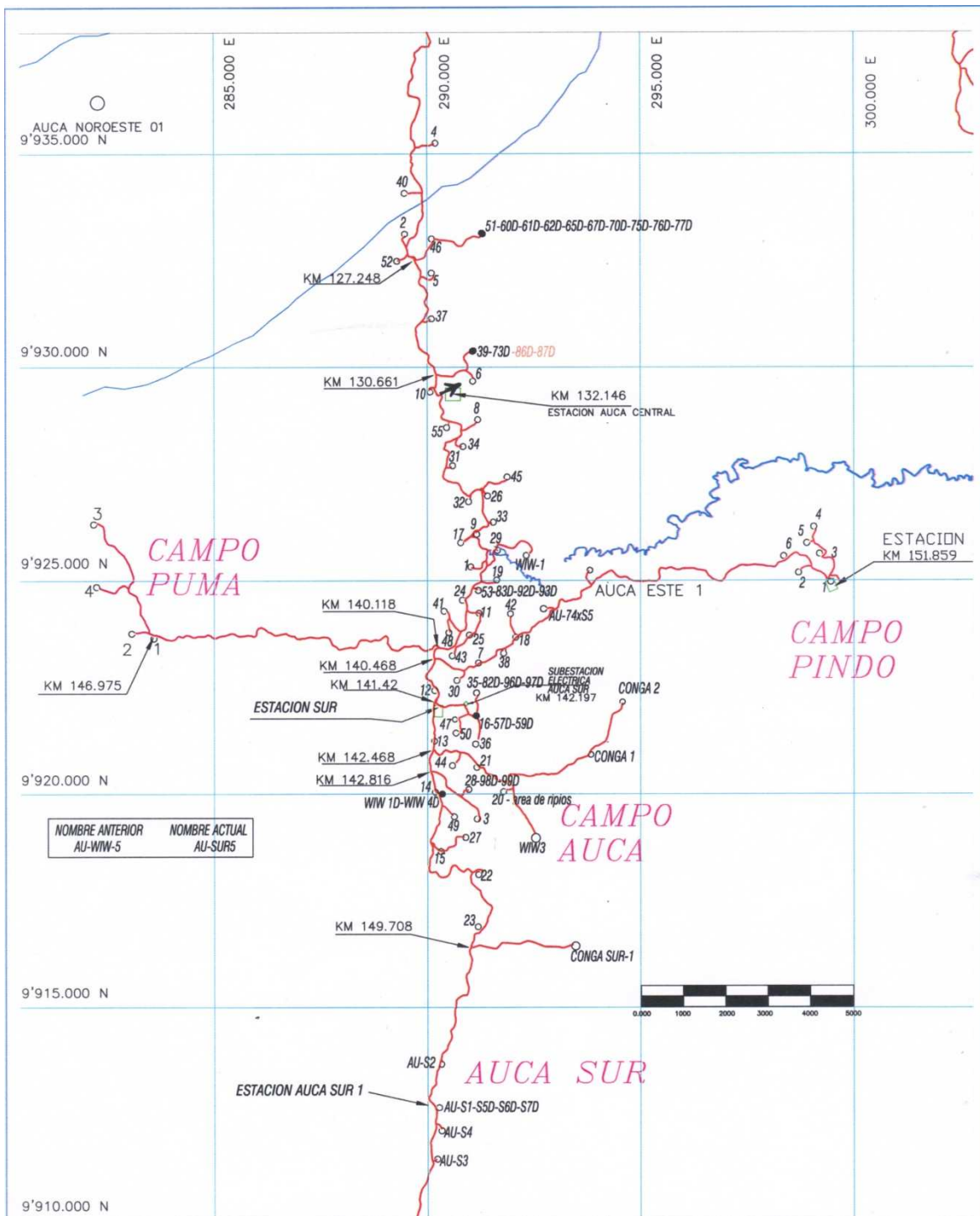
- En el caso de incrementar la frecuencia en los pozos que trabajan fuera del rango operativo es necesario tener un control continuo sobre el corte de agua que podría incrementarse por este motivo.
- En el pozo AUC-099STD se recomienda acoplar una sola línea de flujo en este caso de 4 ½ in de diámetro para evitar posibles cuellos de botella ocasionados por el cambio de diámetro a lo largo de la línea.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS



- **KERMIT R. BROWN**; “The Technology of Artificial Lift methods”, Oklahoma 1984, Volumen 4 of Production Optimization of oil and gas wells by Nodal Systems Analysis, University of Tulsa.
- **B. C. CRAFT Y M. F. HAWKINS**; “Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos” , Editorial Tecnos S.A.
- **BAKER**, Manual de Bombeo Electro-sumergible.
- **REDA**; Catálogo de Bombas.
- **PIPESIM FUNDAMENTALS**; “Training and Exercise Guide”
- **MSC. RICARDO MAGGIOLO**; “Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal”, 2008.
- **TEOTY ALEXANDRA ANGULO LUDEÑA**; “Análisis del Sistema de Producción en el Campo Paraíso – Biguno – Huachito (PBH) para determinar el incremento de producción mediante el Cambio de Sistema de Levantamiento Artificial”.

## **ANEXOS**

ANEXO 1.1 UBICACIÓN DE POZOS



LAS DISTANCIAS SON CONSIDERADAS DESDE LA GARITA CMPTO. LAGO AGRIO EN KILOMETROS

 	<b>EP PETROECUADOR</b>		<b>OBRAS CIVILES D.A.</b>		<b>TOPOGRAFIA</b>	
	Dibujado por <b>SDT</b>	Revisado por <b>OBC</b>	Aprobado por : <b>OBC</b>	Nombre de archivo <b>VIAS.DWG</b>	Fecha <b>01-11-2010</b>	Escala <b>GRAFICA</b>
	Descripción: <b>MAPA VIAL</b>			Campo: <b>AUCA</b>		
Para uso de : OBRAS CIVILES - AUCA					Lámina <b>5/10</b>	

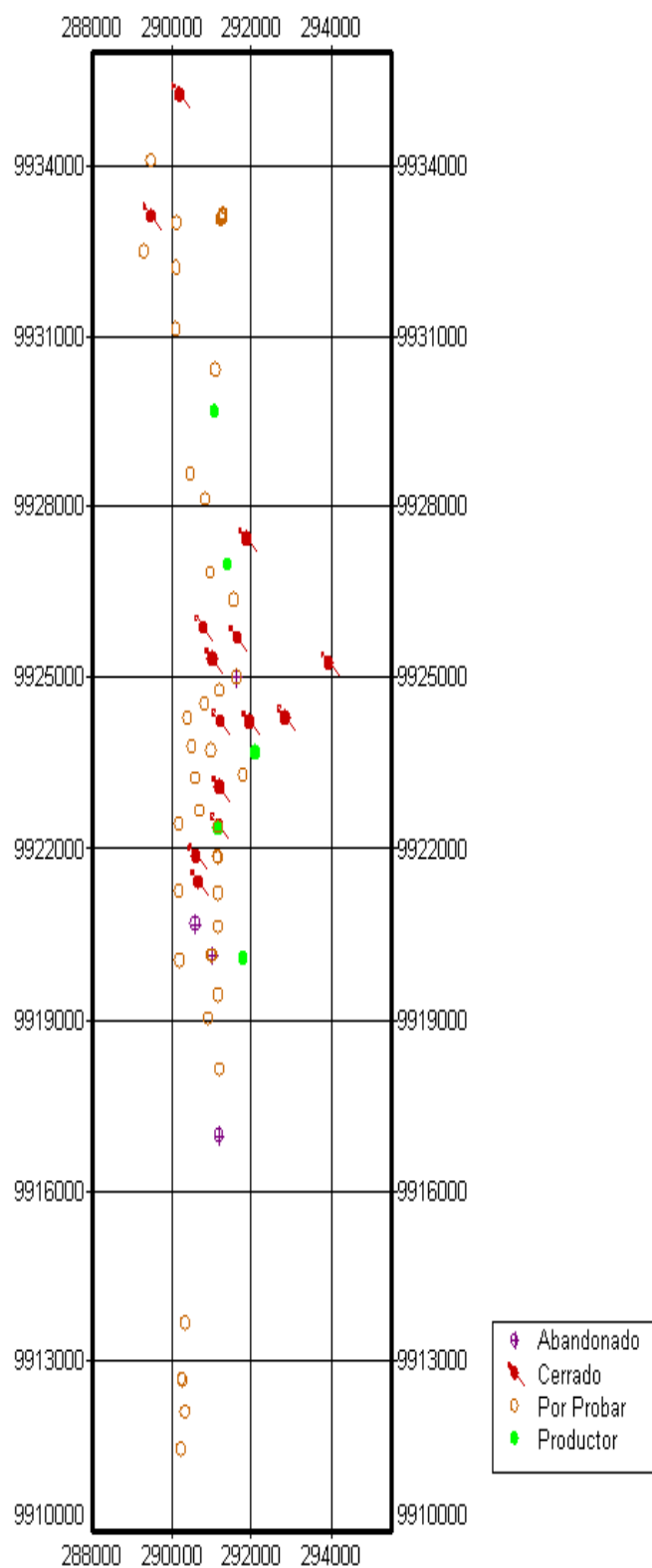
## ANEXO 1.2 COORDENADAS GEOGRÁFICAS DE LOS POZOS

POZO	UBICACIÓN		PROFUNDIDAD (ft)
	LONGITUD	LATITUD	
AUC-01	76° 52' 58,85 W	00° 40' 33,81" S	10578
AUC-02	76° 53' 26" W	00° 36' 14" S	10612
AUC-03	76° 52' 57 "W	00° 43' 44" S	10706
AUC-04	76° 53' 06 "W	00° 35' 13" S	10430
AUC-05	76° 53' 9,33 "W	00° 36' 46,83" S	10330
AUC-06	76° 52' 38,17 "W	00° 38' 09,38" S	10329
AUC-07	76° 52' 33,96 "W	00° 41' 44,18" S	10117
AUC-08	76° 52' 33,75 "W	00° 38' 43,67" S	10350
AUC-09	76° 52' 37,12 "W	00° 40' 05,74" S	10295
AUC-10	76° 53' 11 "W	00° 38' 32" S	10362
AUC-11	76° 52' 34,73 "W	00° 41' 20,42" S	10310
AUC-12	76° 53' 07,26 "W	00° 42' 05,35" S	10350
AUC-13	76° 53' 07,5 "W	00° 42' 43,86" S	10334
AUC-14	76° 53' 06,92 "W	00° 43' 22,78" S	10330
AUC-15	76° 53' 02,994 "W	00° 44' 07,0036" S	10290
AUC-16	76° 52' 36,37 "W	00° 42' 25,51" S	10326
AUC-17	76° 52' 47,51 "W	00° 40' 12,46" S	10275
AUC-18	76° 52' 01,93 "W	00° 41' 25,09" S	10392
AUC-19B	76° 52' 20,209 "W	00° 40' 40,96" S	10155
AUC-20	76° 52' 15,863 "W	00° 43' 22,018" S	10567
AUC-21	76° 52' 35,21 "W	00° 43' 04,05" S	10377
AUC-22	76° 52' 34,524 "W	00° 46' 26,302" S	10225
AUC-23	76° 52' 35,479 "W	00° 45' 03,911" S	10040
AUC-24	76° 52' 46,2492 "W	00° 40' 56,546" S	10100
AUC-25	76° 52' 40,939 "W	00° 41' 23,037" S	10197
AUC-26	76° 52' 46,249 "W	00° 40' 56,546" S	10100
AUC-27	76° 52' 43,97 "W	00° 44' 03,82" S	100308
AUC-28	76° 52' 41,57 "W	00° 43' 20,69" S	10262
AUC-29	76° 52' 41,40 "W	00° 39' 41,26" S	10263
AUC-30	76° 52' 49,75 "W	00° 41' 55,60" S	10210
AUC-31	76° 52' 53,43 "W	00° 39' 13,74" S	10230
AUC-32			
AUC-33	76° 52' 22,80 "W	00° 39' 56,82" S	10353
AUC-34	76° 52' 45,60 "W	00° 38' 59,69" S	10282
AUC-35	76° 52' 36,39 "W	00° 42' 35,51" S	10238
AUC-36	76° 52' 36,54 "W	00° 42' 46,14" S	10260
AUC-37	76° 53' 8,80 "W	00° 37' 21,60" S	10381
AUC-38	76° 52' 15 "W	00° 37' 41,80" S	10292
AUC-39	76° 52' 39,80 "W	00° 37' 41,80" S	10381
AUC-40	76° 53' 30,30 "W	00° 35' 44,77" S	10362

AUC-41	76° 53' 0,61 "W	00° 41' 4,72" S	10304
AUC-42	76° 52' 10,54 "W	00° 41' 6,19" S	10368
AUC-43	76° 52' 53,81 "W	00° 41' 38,64" S	10320
AUC-44	76° 52' 54,03 "W	00° 43' 1,38" S	10325
AUC-45	76° 52' 12,24 "W	00° 39' 22,35" S	10282
AUC-46	76° 53' 8,55 "W	00° 36' 21,05" S	10280
AUC-47	76° 52' 52,56 "W	00° 42' 23" S	10301
AUC-48	76° 52' 56,84 "W	00° 41' 21,03" S	10343
AUC-49	76° 52' 54,45 "W	00° 43' 42,39" S	10278
AUC-50	76° 52' 51,34 "W	00° 42' 38,35" S	10289
AUC-51	76° 52' 31,21 "W	00° 36' 16,31" S	10290.5
AUC-52	76° 53' 35,60 "W	00° 36' 37,63" S	10408
AUC-53	76° 52' 34,16 "W	00° 40' 48,91" S	10292
AUC-55	76° 52' 57,95 "W	00° 38' 44,72" S	10322.5
AUC-57D	76° 52' 35,9"W	00° 42' 23,69" S	10326
AUC-59D	76° 52' 35,92"W	00° 42' 34,595" S	10326
AUC-60D	76° 52' 31,53 "W	00° 36' 42,74" S	10817
AUC-61D	76° 52' 31,38 "W	00° 36' 17,48" S	10700
AUC-62D	76° 52' 31,59 "W	00° 36' 28,31" S	10640
AUC-65D	76° 52' 14,94 "W	00° 36' 5,62" S	10404
AUC-67D			
AUC-70D			10290
AUC-73D	76° 52' 37,834"W	00° 37' 45,123 " S	10475
AUC-74 (IY-005)			
AUC-75D	76° 52' 32,920 "W	00° 36' 18,765" S	10379
AUC-76D	76° 52' 32,74 "W	00° 36' 18'61" S	10315
AUC-77D			10363
AUC-82D			
AUC-83D			
AUC-92D			
AUC-93D			
AUC-96D			
AUC-97D			
AUC-98D			10363
AUC-99 DST			10336
AUS-01	76° 53' 4,13 "W	00° 47' 24,31" S	10787
AUS-02	76° 53' 3,0 "W	00° 46' 50" S	10282
AUS-03	76° 53' 5,52 "W	00° 48' 2,93" S	10493
AUS-04	76° 53' 2,23 "W	00° 47' 41,25" S	10400
AUS-05D	76° 53' 4,88 "W	00° 47' 22.82" S	10472
AUS-06D	76° 53' 4,84 "W	00° 47' 22.93" S	10472
AUC-07D			

## ANEXO 1.3 MAPA BASE POZOS BASAL TENA

## MAPA BASE - BASAL TENA

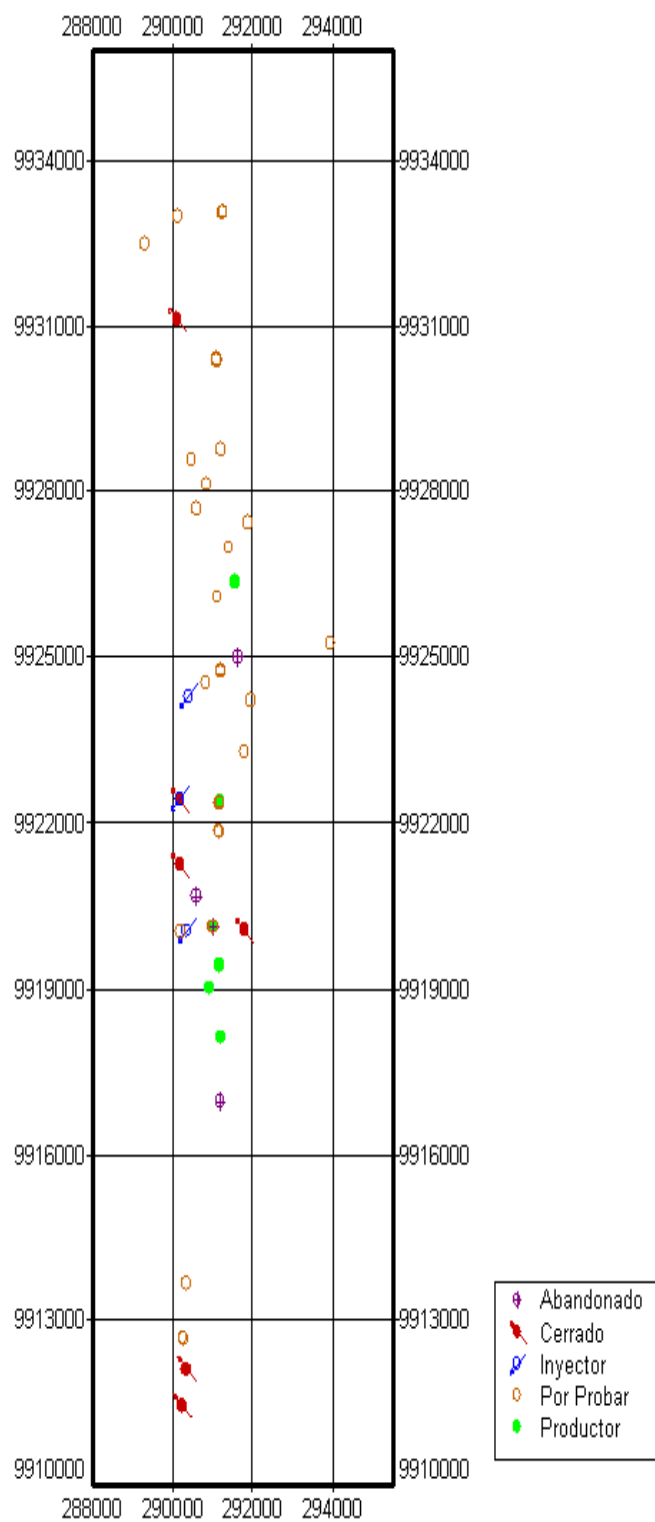


REALIZADO POR:  
GABRIELA PROAÑO Y DIEGO CALISPA



## ANEXO 1.4 MAPA BASE POZOS NAPO T SUPERIOR

## MAPA BASE - T SUPERIOR

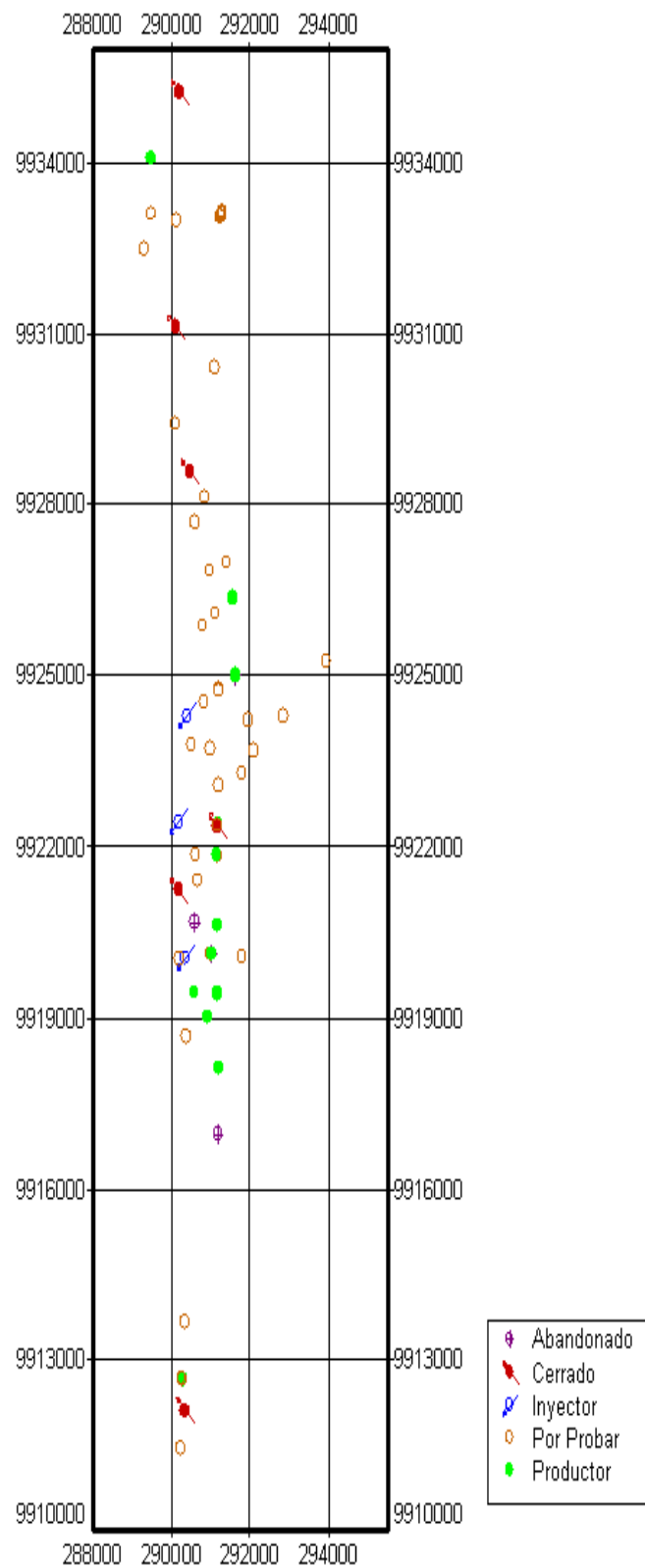


REALIZADO POR:

GABRIELA PROAÑO Y DIEGO CALISPA

## ANEXO 1.5 MAPA BASE POZOS NAPO T INFERIOR

## MAPA BASE - T INFERIOR

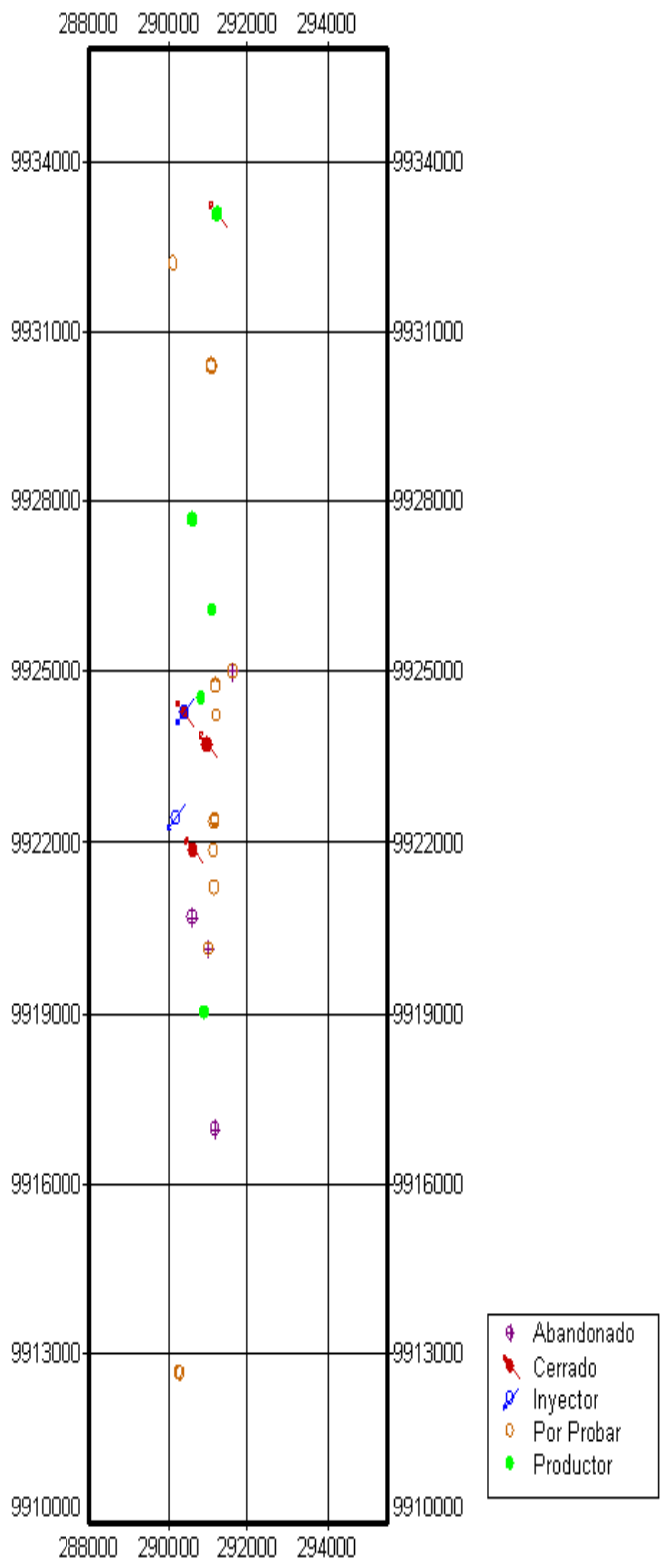


REALIZADO POR:

GABRIELA PROAÑO Y DIEGO CALISPA

**ANEXO 1.6 MAPA BASE POZOS NAPO U SUPERIOR**

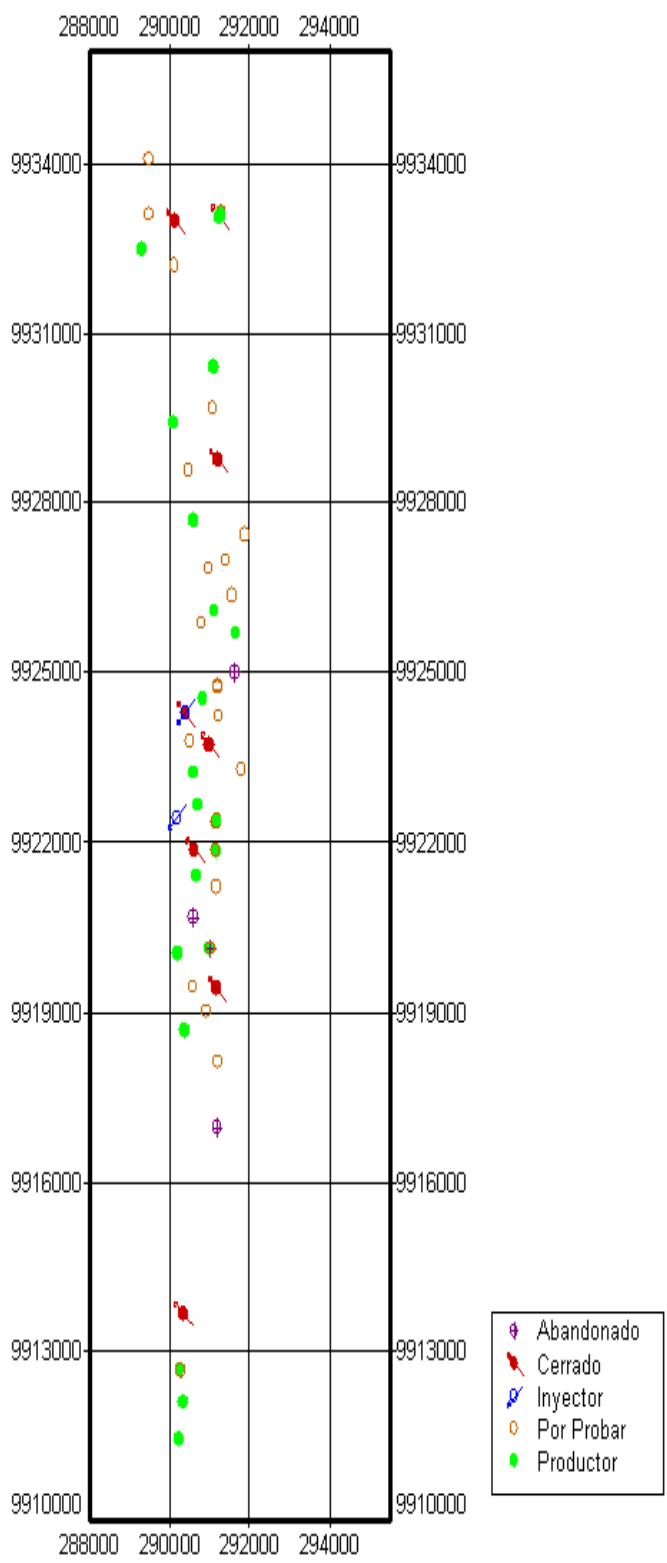
**MAPA BASE - U SUPERIOR**



REALIZADO POR:  
GABRIELA PROAÑO Y DIEGO CALISPA

**ANEXO 1.7 MAPA BASE POZOS NAPO U INFERIOR**

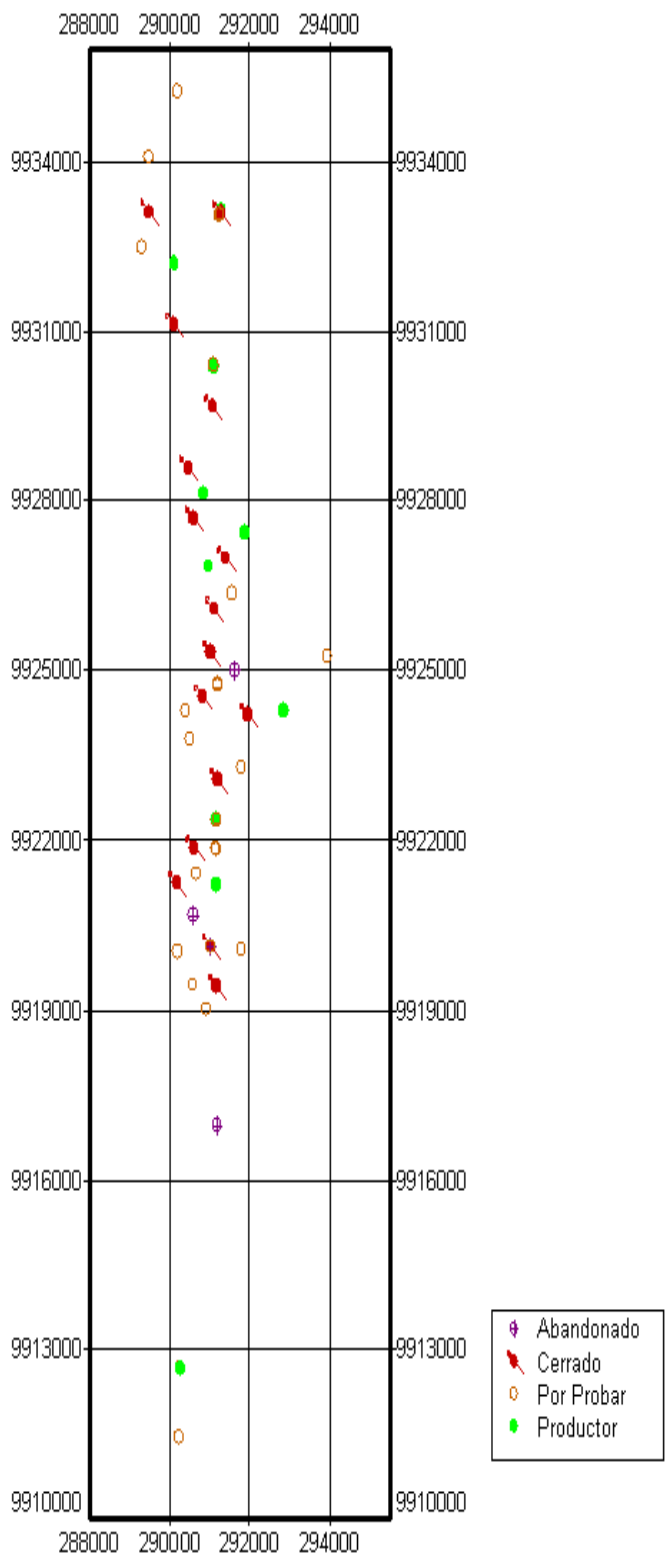
**MAPA BASE - U INFERIOR**



REALIZADO POR:  
GABRIELA PROAÑO Y DIEGO CALISPA

**ANEXO 1.8 MAPA BASE POZOS HOLLÍN SUPERIOR**

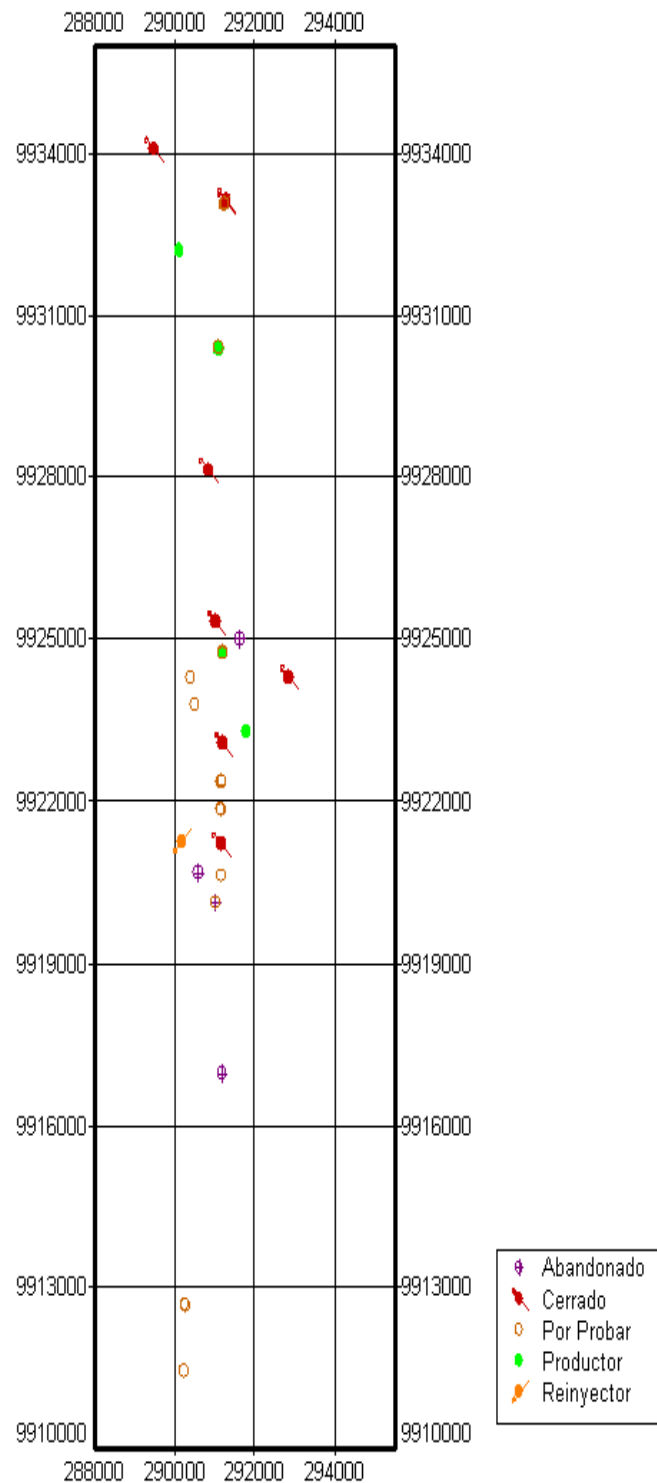
**MAPA BASE - HOLLÍN SUPERIOR**



REALIZADO POR:  
GABRIELA PROAÑO Y DIEGO CALISPA

## ANEXO 1.9 MAPA BASE POZOS HOLLÍN INFERIOR

### MAPA BASE - HOLLÍN INFERIOR



REALIZADO POR:

GABRIELA PROAÑO Y DIEGO CALISPA



## ANEXO 1.11 PVT POR POZOS

DATOS PVT Y NÚCLEOS													
ARENA BASAL TENA (BT)													
POZO	Fecha	Pi (psia)	Ps (psia)	$\beta_{oi}$ (bl/BF)	$\beta_{os}$ (bl/BF)	Coi (1/psi*10e-6)	Cos (1/psi*10e-6)	Uoi (cp)	Uos (cp)	RGP (PCS/BF)	$\rho_o$ residual	T yac (°F)	°API
AUCA - 2	1970	3563	630	1.1547	1.0491	5.33E-06	7.21E-06	20.52	14.21	116	0.8833	180	21.1

ARENA NAPO "U"													
POZO	Fecha	Pi (psia)	Ps (psia)	$\beta_{oi}$ (bl/BF)	$\beta_{os}$ (bl/BF)	Coi (1/psi*10e-6)	Cos (1/psi*10e-6)	Uoi (cp)	Uos (cp)	RGP (PCS/BF)	$\rho_o$ residual	T yac (°F)	°API
AUCA-2	1970	4091	231	1.066				2.58		47			
AUCA - 8	1975	4104	200	1.056	1.1348	6.52E-06	11.3E-6	31.57	25	50	0.9083	185	18.2
AUCA - 24	1988	4091	880	1.103	1.01215	5.37E-06	6.55E-05	14.78	8.3	141	0.9294	185	26.7

ARENA NAPO "T"													
POZO	Fecha	Pi (psia)	Ps (psia)	$\beta_{oi}$ (bl/BF)	$\beta_{os}$ (bl/BF)	Coi (1/psi*10e-6)	Cos (1/psi*10e-6)	Uoi (cp)	Uos (cp)	RGP (PCS/BF)	$\rho_o$ residual	T yac (°F)	°API
AUCA - 1	1972	4350	694	1.1323	1.1723	8.26E-06		3.28	2.26	163			19.6
AUCA - 4	1996		1170		1.3117		13.1E-6		3.51	294	0.8396	226	26.8
AUCA - 12	1975	4350	890	1.2219	1.26	7.30E-06	9.50E-06	4.22	3.4	299	0.7451	200	24.9
AUCA - 22	1988	4350	492.7	1.131		6.26E-06	9.00E-06	3.46		127.4		200	28



**HOLLÍN**

<b>POZO</b>	<b>Fecha</b>	<b>Pi (psia)</b>	<b>Ps (psia)</b>	<b><math>\beta_{oi}</math> (bl/BF)</b>	<b><math>\beta_{os}</math> (bl/BF)</b>	<b>Coi (1/psi*10e-6)</b>	<b>Cos (1/psi*10e-6)</b>	<b>Uoi (cp)</b>	<b>Uos (cp)</b>	<b>RGP (PCS/BF)</b>	<b><math>\rho</math> residual</b>	<b>T yac (°F)</b>	<b>°API</b>
AUCA - 1	1973	4507	57	1.037	1.069	5.80E-06	7.75E-06	2.859	1.98	2	0.871	204	31.1
AUCA - 11	1975	4490	72	1.12947	1.1703	5.64E-06	10.2E-6	4.9825	3.8	9		204	33.2
AUCA - 32	1994	4326	175	1.06293	1.1525	6.02E-06	8.62E-06	4.571	3.121	12	0.8042	236	32
AUCA - 34	1994		180	1.04	1.1537		7.80E-06	3.94	9.62	8	0.8081	236	31.5

**ANEXO 1.12 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN POR POZOS**

<b>SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO AUCA</b>									
<b>BES</b>	<b>BOMBEO HIDRÁULICO</b>		<b>BES</b>	<b>BOMBEO HIDRÁULICO</b>		<b>FLUJO NATURAL</b>	<b>BES</b>	<b>BOMBEO HIDRÁULICO</b>	
	<b>JET</b>	<b>PISTON</b>		<b>JET</b>	<b>PISTON</b>			<b>JET</b>	<b>PISTON</b>
<b>AUCA CENTRAL</b>			<b>AUCA SUR</b>				<b>AUCA SUR 1</b>		
AUC - 010	AUC - 006	AUC - 005	AUC - 024	AUC - 003	AUC - 019B	AUC - 083	AUS - 001		
AUC - 039	AUC - 033	AUC - 009	AUC - 027	AUC - 014	AUC - 020		AUS - 003		
AUC - 040	AUC - 034	AUC - 026	AUC - 049	AUC - 015	AUC - 022		AUS - 004		
AUC - 045		AUC - 031	AUC - 053	AUC - 016	AUC - 025		AUS - 005D		
AUC - 051		AUC - 032	AUC - 057D	AUC - 018	AUC - 030		AUS - 006D		
AUC - 052			AUC - 059D	AUC - 028	AUC - 035		AUS - 007D		
AUC - 060D			AUC - 092D	AUC - 029	AUC - 036				
AUC - 061D			AUC - 093D	AUC - 042	AUC - 038				
AUC - 062D			AUC - 096D	AUC - 050	AUC - 043				
AUC - 065D			AUC - 098D	AUC - 074 (lny 005)					
AUC - 067D			AUC - 097D	AUC - 082D					
AUC - 070D			AUC - 099ST						
AUC - 073D									
AUC - 075D									
AUC - 076D									
AUC - 077D									

**FUENTE:** Ingeniería de Producción/Campo Auca/Potencial/Fecha de Cierre 9-Feb-2011

## ANEXO 1.13 POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO AUCA

POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO AUCA					
POZO	ESTADO	ARENA	MÉTODO	ESTACIÓN	TIPO DE BOMBA
AUC - 003	PP	T	HJ	AUCA SUR	JET10A
AUC - 005	PP	H	HP	AUCA CENTRAL	PI 11(2 1/2X 2 X 1 1/2)
AUC - 006	PP	BT	HJ	AUCA CENTRAL	JET 9ª
AUC - 009	PP	U	HP	AUCA CENTRAL	P3X48
AUC - 010	PP	U	S	AUCA CENTRAL	P6X
AUC - 014	PP	U	HP	AUCA SUR	JET8A
AUC - 015	PP	U	HJ	AUCA SUR	JET10J
AUC - 016	PP	U	HJ	AUCA SUR	JET10J
AUC - 018	PP	BT	HJ	AUCA SUR	JET-10I
AUC - 019B	PP	T	HP	AUCA SUR	P(3X48)
AUC - 020	PP	BT	HP	AUCA SUR	B(1XA)
AUC - 022	PP	TD	HP	AUCA SUR	B(1XA)
AUC - 024	PP	U	S	AUCA SUR	GN-1300(2)
AUC - 025	PP	U	HJ	AUCA SUR	P(3X48)
AUC - 026	PP	BT	HP	AUCA CENTRAL	JET 9ª
AUC - 027	PP	T	S	AUCA SUR	P-23X
AUC - 028	PP	U	HJ	AUCA SUR	JET 9H
AUC - 029	PP	UI	HJ	AUCA SUR	JET 9H
AUC - 030	PP	U	HP	AUCA SUR	SUPER A
AUC - 031	PP	U	HP	AUCA CENTRAL	PLI (2-1/2X1-1/2)
AUC - 032	PP	HS	HP	AUCA CENTRAL	B1XA
AUC - 033	PP	T	HJ	AUCA CENTRAL	JET 9ª
AUC - 034	PP	HS	HJ	AUCA CENTRAL	JET10-I
AUC - 035	PP	T	HP	AUCA SUR	P(3X48)
AUC - 036	PP	HS	HP	AUCA SUR	SUPER A
AUC - 038	PP	HI	HP	AUCA SUR	P(3X48)
AUC - 039	PP	H	S	AUCA CENTRAL	DN1100
AUC - 040	PP	T	S	AUCA CENTRAL	D475N(3)
AUC - 042	PP	BT	HJ	AUCA SUR	JET 9ª
AUC - 043	PP	U	HP	AUCA SUR	P(3X48)
AUC - 045	PP	HS	S	AUCA CENTRAL	TD1200
AUC - 049	PP	TI	S	AUCA SUR	P 12X (2)
AUC - 050	PP	UI	HJ	AUCA SUR	JET 9ª
AUC - 051	PP	HS	S	AUCA CENTRAL	D475N
AUC - 052	PP	UI	S	AUCA CENTRAL	P6X
AUC - 053	PP	HI	S	AUCA SUR	DN-400(3)
AUC - 057D	PP	TI	S	AUCA SUR	DN-1600(2)
AUC - 059D	PP	TI	S	AUCA SUR	DN-1750(3)
AUC - 060D	PP	HD	S	AUCA CENTRAL	GN1300

AUC - 061D	PP	HS	S	AUCA CENTRAL	SN2600
AUC - 062D	PP	UI	S	AUCA CENTRAL	P8X
AUC - 065D	PP	UI	S	AUCA CENTRAL	P4XH6
AUC - 067D	PP	U	S	AUCA CENTRAL	P4XH6
AUC - 070D	PP	U	S	AUCA CENTRAL	TD450
AUC - 073D	PP	UI	S	AUCA CENTRAL	P8XH6
AUC - 074 (IY- 005)	PP	HS	HJ	AUCA SUR	JET11-L
AUC - 075D	PP	U	S	AUCA CENTRAL	P8X
AUC - 076D	PP	U	S	AUCA CENTRAL	D725N
AUC - 077D	PP	U	S	AUCA CENTRAL	P6XH6
AUC - 082D	PP	BT	HJ	AUCA SUR	JET 10 <sup>a</sup>
AUC - 083	PP	HI	FN	AUCA SUR	Flujo Natural
AUC - 092D	PP	HI	S	AUCA SUR	P35XH6
AUC - 093D	PP	TI	S	AUCA SUR	P 18X
AUC - 096D	PP	HS	S	AUCA SUR	P12X
AUC - 097D	PP	UI	S	AUCA SUR	DN475
AUC - 098D	PP	TI	S	AUCA SUR	P12X
AUC - 099DST	PP	TI	S	AUCA SUR	DN-725
AUS - 001	PP	TI	S	AUCA SUR 1	D475N
AUS - 003	PP	UI	S	AUCA SUR 1	P23X
AUS - 004	PP	U	S	AUCA SUR 1	P6X(1)
AUS - 005D	PP	TI	S	AUCA SUR 1	P12X
AUS - 006D	PP	UI	S	AUCA SUR 1	DN1100
AUS - 007D	PP	HS	S	AUCA SUR 1	P12X

**FUENTE:** Ingeniería de Producción/Campo Auca/Potencial/  
Fecha de Cierre 9-Feb-2011

## ANEXO 1.14 PARÁMETROS ACTUALES DE LOS POZOS PRODUCTORES

POZO	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BWPD	BSW	°API	FECHA B'UP	Pr	Pwf
			09/Feb/2011 (Potencial)							
AUC - 003	T	HJ	598	574.02	23.98	4.01	23.6	11-Sep-09	1688	1607
AUC - 005	H	HP	521	213.04	307.96	59.11	22.6	13-Abr-10	3985.83	1490.64
AUC - 006	BT	HJ	404	229.03	174.97	43.31	22.6	26-Nov-05	580	374
AUC - 009	U	HP	364	303.03	60.97	16.75	23	26-Jun-10	905	653
AUC - 010	U	S	403	241.8	161.2	40.00	18.1	31-Oct-98	1344	1127
AUC - 014	U	HP	610	176.05	433.95	71.14	22.3	16-Jun-96	1433	1150
AUC - 015	U	HJ	675	178.02	496.98	73.63	21.8	02-Feb-09	1768	1354
AUC - 016	U	HJ	564	287.02	276.98	49.11	26.4	21-Feb-00	1695.84	982.5
AUC - 018	BT	HJ	459	333	126	27.45	21.5	10-Sep-05	852	714
AUC - 019B	T	HP	431	366.01	64.99	15.08	24.6	09-Abr-10	1604	1063
AUC - 020	BT	HP	245	148	97	39.59	24	09-Jul-10	677	127
AUC - 022	TD	HP	294	235.99	58.01	19.73	24	22-Jun-10	1797	1026
AUC - 024	U	S	435	413.25	21.75	5.00	24.5	09-Sep-08	1342	1052
AUC - 025	U	HJ	419	240	179	42.72	23.1	30-Oct-95	1156	936
AUC - 026	BT	HP	379	205	174	45.91	24	17-Nov-03	933	635
AUC - 027	T	S	1556	1478.2	77.8	5.00	23.1	07-Dic-08	1725	1498
AUC - 028	U	HJ	389	126.04	262.96	67.60	22.6	28-Ago-01	1522	1303.28
AUC - 029	UI	HJ	156	148.2	7.8	5.00	17.4	09-Nov-98	876	509
AUC - 030	U	HP	352	293	59	16.76	21.4	06-Dic-96	1563	1231
AUC - 031	U	HP	255	216.01	38.99	15.29	23	05-Ago-91	1663	1156
AUC - 032	HS	HP	537	221.24	315.76	58.80	22.3	19-Mar-02	1640	1019
AUC - 033	T	HJ	434	398.02	35.98	8.29	24	28-Mar-00	1885.1	936.3

AUC - 034	HS	HJ	864	250.04	613.96	71.06	22.1	14-Ago-07	3732.14	1499
AUC - 035	T	HP	434	392.03	41.97	9.67	24.4	04-Jun-10	1605.7	1376.91
AUC - 036	HS	HP	301	266.02	34.98	11.62	22.6	23-Abr-10	3653	377
AUC - 038	HI	HP	457	198.02	258.98	56.67	22	08-May-10	1817	1144
AUC - 039	H	S	902	405.9	496.1	55.00	21.6	24-Oct-08	4444	1761
AUC - 040	T	S	404	383.8	20.2	5.00	28	30-Jul-02	1547	1188
AUC - 042	BT	HJ	61	53.72	7.28	11.93	26.4	08-Ene-11	704	225
AUC - 043	U	HP	291	171.11	119.89	41.20	22.4	03-Jul-01	1203	308
AUC - 045	HS	S	470	94	376	80.00	27	04-Oct-08	3144	883
AUC - 049	TI	S	1129	564.5	564.5	50.00	18.1	20-Sep-02	1540	1308
AUC - 050	UI	HJ	266	205.41	60.59	22.78	24	03-Nov-07	1521	629
AUC - 051	HS	S	298	283.1	14.9	5.00	31.2	21-Abr-07	3376	1221
AUC - 052	UI	S	259	248.64	10.36	4.00	19	28-Dic-05	2692	1922
AUC - 053	HI	S	4157	457.27	3699.73	89.00	18.5	24-Sep-08	4476	4106
AUC - 057D	TI	S	1125	900	225	20.00	22.4	18-Sep-08	1716	1411
AUC - 059D	TI	S	1298	908.6	389.4	30.00	19.4	24-Ago-08	1804	1628
AUC - 060D	HD	S	706	310.64	395.36	56.00	19	02-Feb-06	4071	3762
AUC - 061D	HS	S	1725	552	1173	68.00	32	12-Feb-06	4089	3600
AUC - 062D	UI	S	510	285.6	224.4	44.00	24.1	05-Ene-08	2630	2008
AUC - 065D	UI	S	278	208.5	69.5	25.00	19.1	23-Nov-08	2130	1395
AUC - 067D	U	S	353	282.4	70.6	20.00	22.1	15-Abr-09	1858	1391
AUC - 070D	U	S	151	147.98	3.02	2.00	20.2	10-May-09	1636	1305
AUC - 073D	UI	S	235	227.95	7.05	3.00	24.2	27-Oct-09	1419	1184
AUC - 074 (IY- 005)	HS	HJ	1247	292.42	954.58	76.55	19.2	26-Ago-07	4171	2827
AUC - 075D	U	S	398	362.18	35.82	9.00	18.5	29-Mar-09	1833	1630
AUC - 076D	U	S	290	275.5	14.5	5.00	19	05-Ago-09	1690	1406
AUC - 077D	U	S	236	228.92	7.08	3.00	19	24-Ago-09	1536	1357

AUC - 082D	BT	HJ	488	195.2	292.8	60.00	26.7	05-Dic-10	1150	564
AUC - 083D	HI	FN	3845	3806.55	38.45	1.00	33	16-Nov-10	4382.14	3874.99
AUC - 092D	HI	S	3222	3093.12	128.88	4.00	33	Empieza a producir 13-Ene-2011		
AUC - 093D	TI	S	932	904.04	27.96	3.00	30	Empieza a producir 25-Dic-2010		
AUC - 096D	HS	S	533	522.34	10.66	2.00	32	02-Dic-10	3822	2145
AUC - 097D	UI	S	196	137.2	58.8	30.00	19.9	22-12-10	1775.56	1295.63
AUC - 098D	T	S	964	915.8	48.2	5.00	27.1	11-Sep-10	1672	624
AUC - 099DST	TI	S	564	547.08	16.92	3.00	26.1	31-Jul-10	1733	1577
AUS - 001	TI	S	338	270.4	67.6	20.00	24	12-Nov-00	2996	1486
AUS - 003	UI	S	1102	1068.94	33.06	3.00	26	25-Jun-10	2990	1848
AUS - 004	U	S	510	484.5	25.5	5.00	22	30-Abr-09	3151	2018
AUS - 005D	TI	S	1072	964.8	107.2	10.00	23	-	-	-
AUS - 006D	UI	S	995	975.1	19.9	2.00	16.6	19-May-10	2951	2328
AUS - 007D	HS	S	995	318.4	676.6	68.00	32	04-Jun-10	4039	3377

**ANEXO 1.15 POZOS INYECTORES Y REINYECTORES DEL CAMPO AUCA**

<b>POZOS INYECTORES DEL CAMPO AUCA</b>				
<b>POZO</b>	<b>ESTADO</b>	<b>ARENA</b>	<b>INICIO DE INYECCIÓN</b>	<b>ESTACIÓN</b>
AUC - 004 IY	PI	T	28-May-09	AUCA SUR
AUC - 012	PI	UT	24-Jul-04	AUCA SUR
AUC - 041	PI	UT	08-May-07	AUCA SUR

<b>POZOS REINYECTORES DEL CAMPO AUCA</b>				
<b>POZO</b>	<b>ESTADO</b>	<b>ARENA</b>	<b>INICIO DE REINYECCIÓN</b>	<b>ESTACIÓN</b>
AUC - 001R	PR	TY	26-Dic-07	AUCA SUR
AUC - 013	PR	H	21-Jun-06	AUCA SUR
AUC - 017	CS	TY	07-Jul-97	AUCA SUR
AUC - 055	PR	TY	28-Abr-06	AUCA CENTRAL

**FUENTE:** Ingeniería de Producción/Campo Auca/Potencial/  
Fecha de Cierre 9-Feb-2011



### 1.16 POZOS CERRADOS DEL CAMPO AUCA

POZOS CERRADOS DEL CAMPO AUCA						
POZO	ESTADO	METODO	ARENA	FECHA DE CIERRE	ESTACIÓN	OBSERVACIÓN
AUC - 001	CP	BT	HJ	24-Dic-10	AUCA SUR	Pescado STD VALVE
AUC - 002	CP	S	HS	26-Sep-08	AUCA CENTRAL	EWO. BES con fases a tierra
AUC - 004	CP	S	T	20-Sep-06	AUCA CENTRAL	EWO No.- 11 sin éxito, casing cola
AUC - 007	CP	HJ	H	25-Dic-04	AUCA SUR	EWO queda con pescado a 9102'
AUC - 008	CP	HP	U	01-Abr-03	AUCA CENTRAL	EWO queda con pescado
AUC - 011	CP	HJ	BT	20-Ene-09	AUCA SUR	Sale de WO No.- 11, recuperan tubería de producción
AUC - 021	CP	T	HJ	24-Dic-10	AUCA SUR	Por bajo aporte
AUC - 037	CP	HJ	T	28-Ago-10	AUCA CENTRAL	Espera estimulación a T
AUC - 046	CP	S	UI	15-Dic-01	AUCA CENTRAL	WO No.- 01 si éxito, BSW = 100%
AUC - 047	CP	HJ	U	13-Ago-06	AUCA SUR	Bajo aporte sube BSW
AUC - 048	CP	-	NR	01-Abr-02	AUCA SUR	Pruebas de arena sin éxito
AUE - 001	CP	HJ	BT	13-Mar-06	AUCA ESTE	Cerrado sin tubing de perforación
AUS - 002	CP	U	S	02-Mar-09	AUCA SUR 1	EWO posible tubing roto.

**FUENTE:** Ingeniería de Petróleos/Campo Auca/Potencial /Fecha de Cierre 9/Feb/2011

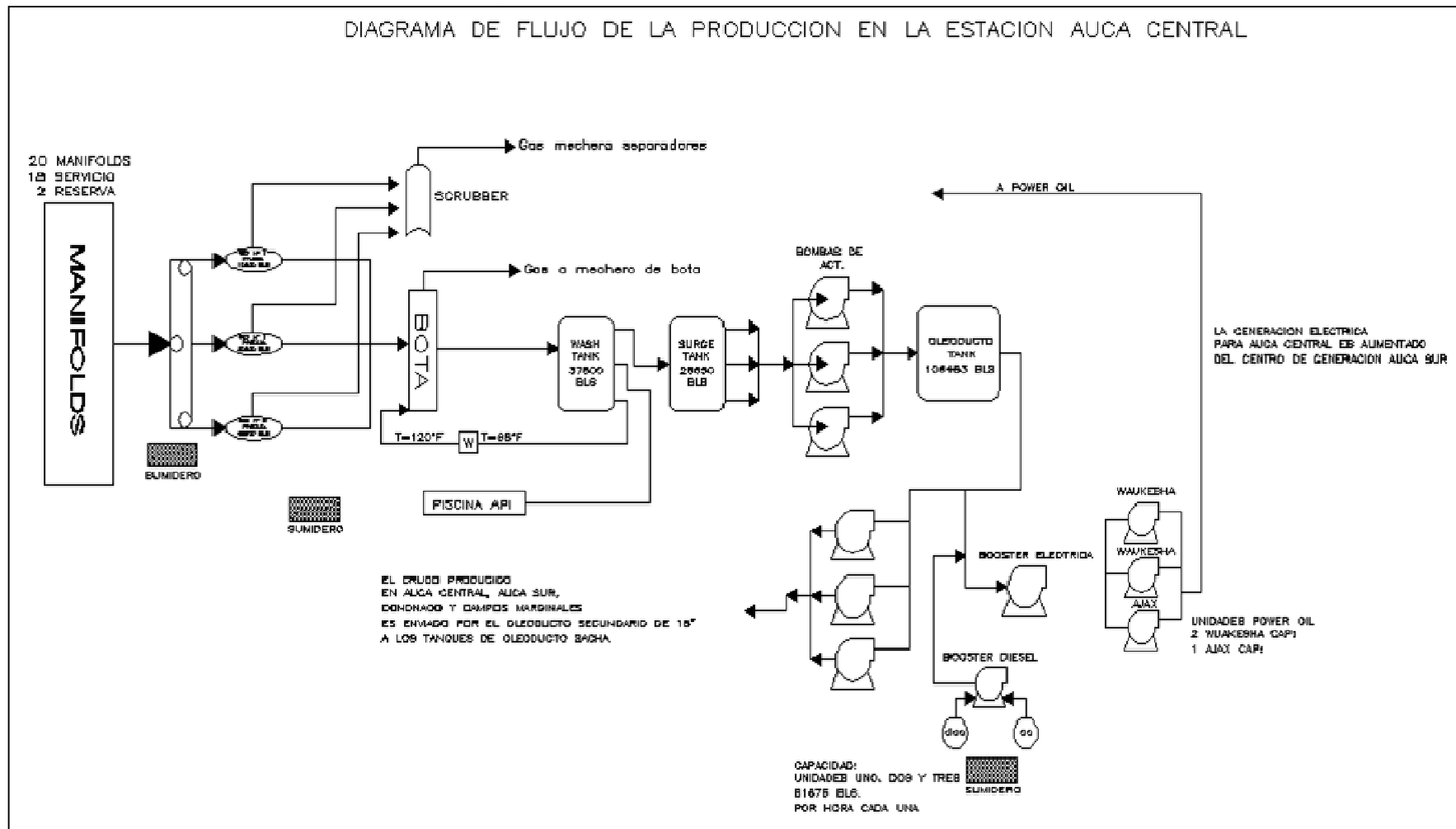
## ANEXO 1.17 POZOS ABANDONADOS DEL CAMPO AUCA

POZOS ABANDONADOS DEL CAMPO AUCA				
POZO	ESTADO	FECHA DE ABANDONO	OBSERVACIÓN	ESTACIÓN
AUC - 019	CA	15-Mar-79	Pescado de Perforación	AUCA SUR
AUC - 023	CA	16-Sep-78	Pozo Seco	AUCA SUR
AUC - 044	CA	06-Feb-96	Pruebas Iniciales no Satisfactorias	AUCA SUR
AUC - 099D	CA	19-Ene-10	Taponado	AUCA SUR

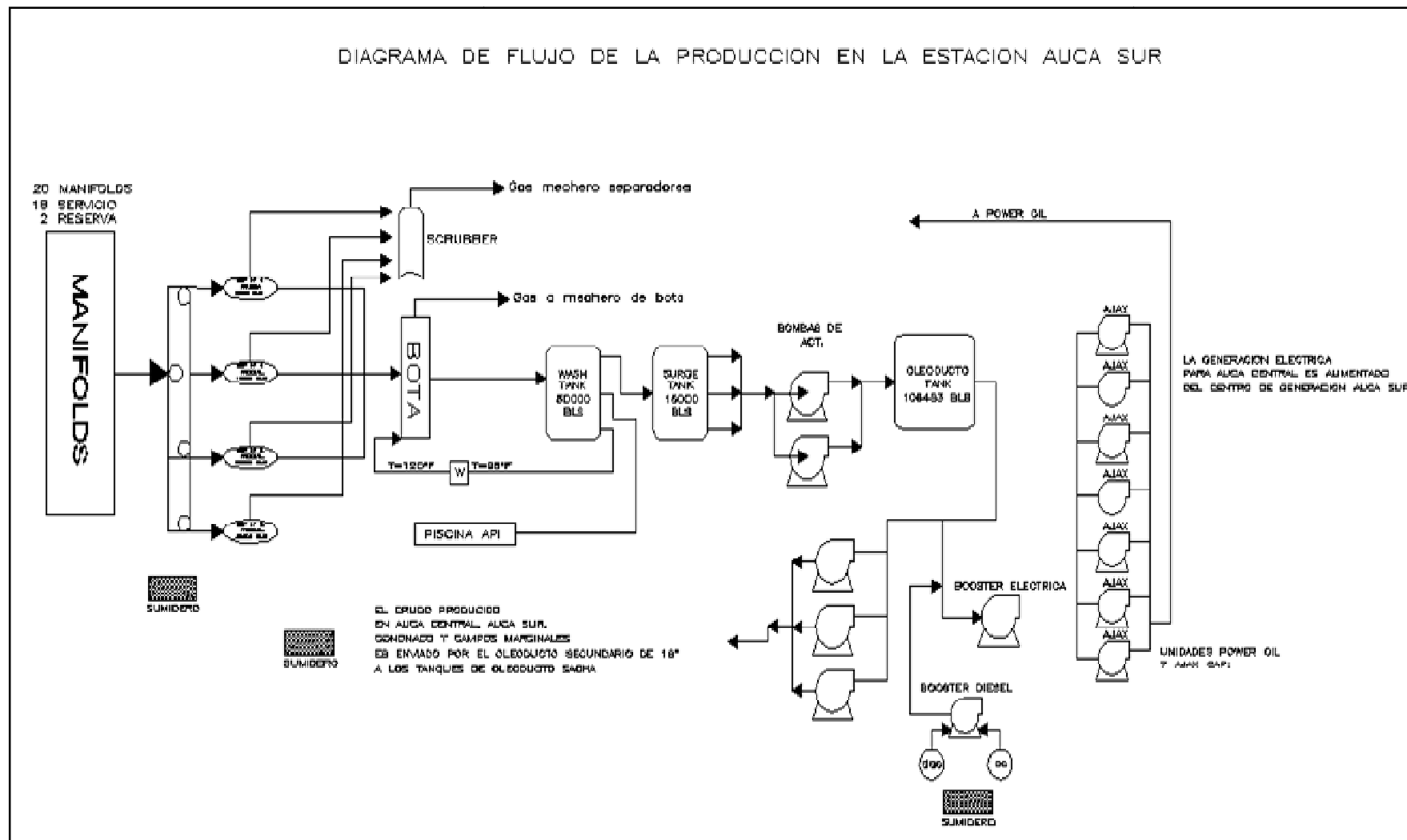
**FUENTE:** Ingeniería de Petróleos/Campo Auca/Potencial  
Fecha de Cierre 09/Feb/2011

NOMENCLATURA	
SIMBOLO	DEFINICIÓN
S	B. Electrosumergible
HP	B. Hidráulico – Pistón
HJ	B. Hidráulico – Jet
PP	Pozo Productor
CP	Pozo Cerrado
PI	Pozo Inyector
PR	Pozo Reinyector
CS	Solicitus de cierre
ST	Side Track (Ventana)

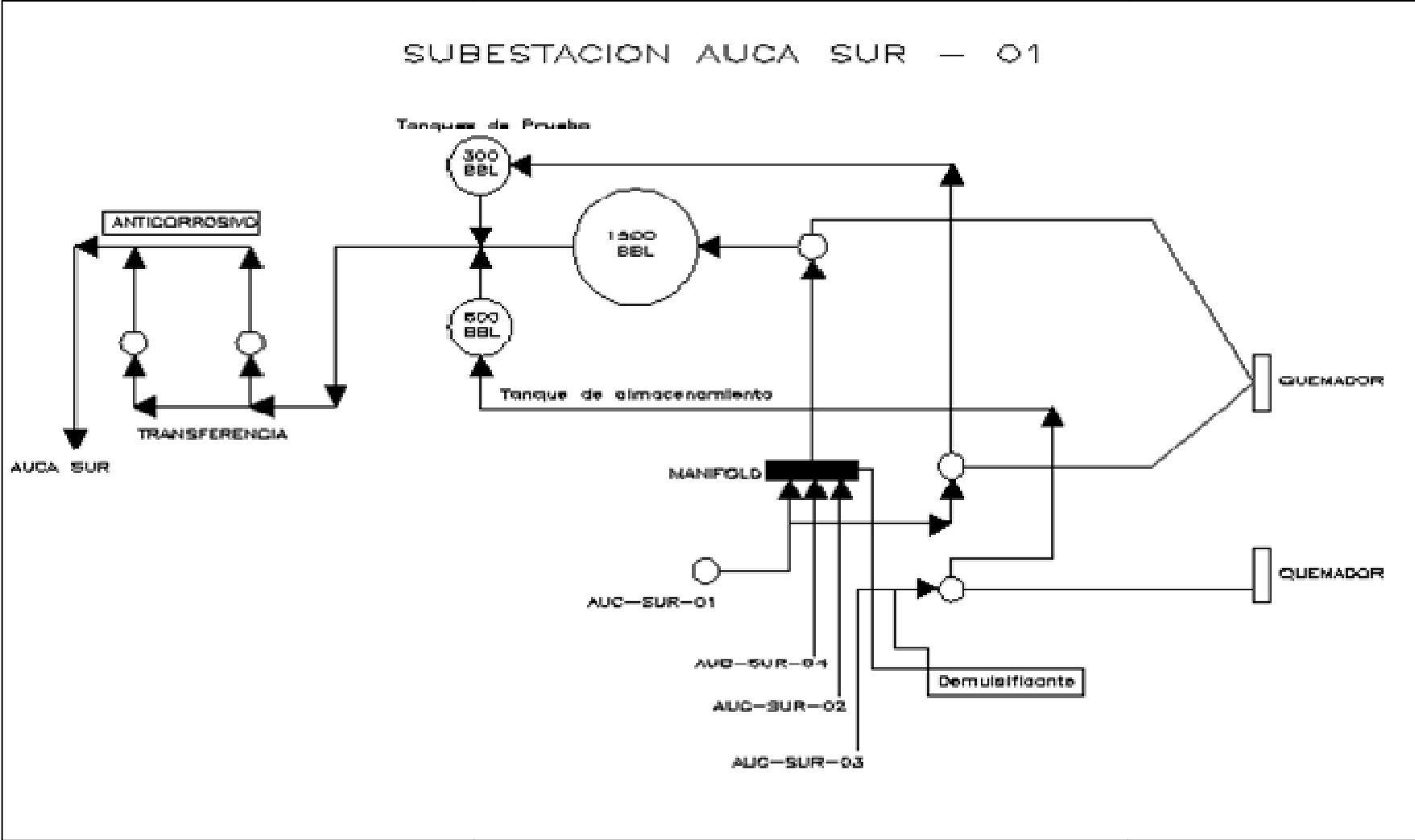
## ANEXO 1.18 DIAGRAMA FLUJO FACILIDADES AUCA CENTRAL



# ANEXO 1.19 DIAGRAMA FLUJO FACILIDADES AUCA SUR



ANEXO 1.20 DIAGRAMA FLUJO FACILIDADES AUCA SUR 1



**ANEXO 3.1 HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTO DEL CAMPO AUCA****AUCA – 003****FECHA DE PERFORACIÓN:** 10 de Octubre de 1970**FECHA DE COMPLETACIÓN:** 12 de Noviembre de 1970**ARENA:** "H"**INTERVALOS:** 10192' – 10242' (50') @ 2 DPP**PRUEBAS INICIALES:****WO No.- 01: (09-Abr-74)****OBJETIVO:** Instalar cavidad Kobe para producir en pozo con levantamiento hidráulico.

Trabajo Satisfactorio

**WO No.- 02: (23-Mar-80)****OBJETIVO:** Sacar bomba Kobe no recuperable por circulación en reversa para chequeo y cambio de empaques.

Trabajo exitoso, no se esperaba incremento de producción.

**WO No.- 03: (27-Dic-81)****OBJETIVO:** Estimular con ácido a "H".

Trabajo exitoso se recuperan 684 BPPD.

**WO No.- 04: (30-Sep-84)****OBJETIVO:** Sacar bomba Kobe no recuperable por circulación en reversa y pesca.

Trabajo exitoso se recuperaron 471 BPPD.

**WO No.- 05: (30-Ago-87)****OBJETIVO:** Completar densidad de disparos de "H".

Trabajo no satisfactorio, no completó la producción.

**WO No.- 06: (14-Mar-88)****OBJETIVO:** Recuperar bomba Kobe no recuperable por circulación en reversa y pesca.

**WO No.- 07: (19-Nov-89)**

**OBJETIVO:** Cambio de completación por cavidad en mal estado, cementación forzada a "Hs+Hi" y Punzonar.

Intervalos Punzonados arena "H":

10230'-10232' (02') @ 2 DPP

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	8-Nov-89	H	400	226	44	PPH	
DESPUES	12-Dec-89	Hs	535	321	40	PPH	

Trabajo exitoso se incrementa la producción en +/-100 BPPD.

**WO No.- 08: (29-Nov-99)**

**OBJETIVO:** Cambio de completación por cavidad en mal estado.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	20-Nov-99	Hs	460	267	42	PPH	
DESPUES	13-Dec-99	Hs	810	653	19	PPH	

Trabajo exitoso se recupera la producción del pozo.

**WO No.- 09: (25-Sep-00)**

**OBJETIVO:** Cambio de completación por cavidad en mal estado. Punzonar

Intervalos Punzonados arena "T":

9944'-9958' (14') @ 6 DPP

10062'-10092' (30') @ 6 DPP

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	21-Aug-00	Pozo cerrado					
DESPUES	27-Sep-00	T	812	688	15	PPH	

Trabajo exitoso se incrementa la producción en +/- 600 BPPD por acción del ácido. Se realizó un RMA el 19 de Agosto del 2000 por bajo aporte de la arena T.

**WO No.- 10: (19-Nov-05)**

**OBJETIVO:** Cambio de completación por hueco en tubería. Aislar "Hs" con CIBP. SQZ a "T" y Repunzonar "T" y "U".

Intervalos Repunzonados arena:

"T"	10032'-10060'	(14')	@ 6 DPP
	9944' - 9958'	(14')	@ 6 DPP
"U"	9782'-9786'	(4')	@ 6 DPP
	9758' - 9978'	(20')	@ 6 DPP

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	14-Oct-05	Pozo cerrado					
DESPUES	24-Nov-05	T	540	238	56	PPH	

Trabajo poco exitoso, queda produciendo arena arena "T" con +/- 200BPPD con salinidad que no corresponde a esta ya que está comunicado con "Hs"

**WO No.- 11: (21-Sep-07)**

**OBJETIVO:** Recuperar tubería de producción de 2 7/8.

Se espera rehabilitarle el pozo hasta cuando se disponga de tubería 2 7/8.

**WO No.- 12: (27-Ago-09)**

**OBJETIVO:** Moler CIBP, pescar y cambiar completación para Bombeo Hidráulico.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	20-Aug-09	Pozo cerrado					
DESPUES	1-Oct-09	T	760	750	1	PPH	

Trabajo exitoso, se incrementa la producción en 750 BPPD, luego de rehabilitar el pozo cerrado desde el 2006.

**AUCA – 010**

**FECHA DE PERFORACIÓN:** 10 de Agosto de 1970

**FECHA DE COMPLETACIÓN:** 16 de Septiembre de 1970

**ARENA:** "H"

**INTERVALOS:**

10056' – 10082' (26') @ 8 DPP

10090' – 10102' (12') @ 8 DPP

10124' – 10144' (28') @ 8 DPP



**PRUEBAS INICIALES:****WO No.- 01:** ( )**OBJETIVO:****WO No.- 02: (18-Abr-83)****OBJETIVO:** Recuperar pescado del tubing. Evaluar arenas "H" y "U"

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	15-Abr-83	Pozo muerto					
DESPUES	25-Apr-83	Pozo muerto					

Trabajo no exitoso. Alto corte de agua.

**WO No.- 03: (27-Feb-85)****OBJETIVO:** Cambio de completación para evaluación con bomba Jet.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	25-Feb-85	Pozo muerto					
DESPUES	22-Mar-85	U	338	243	28	PPH	

Trabajo satisfactorio, se incrementa producción +/- 243 BPPD.

**WO No.- 04: (24-Jul-85)****OBJETIVO:** Aislar entrada de agua con cementación forzada a "H" y "U". Bajar BES.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	20-May-85	U	1492	218	85	PPH	
DESPUES	29-May-85	U	510	130	75	PPS	

Trabajo no exitoso, no se recupera la producción.

**WO No.- 05: (13-Sep-85)****OBJETIVO:** Evaluación de "H" y recuperar instalación de BES.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	Pozo cerrado						
DESPUES	14-Sep-85	H	700	210	70	PPS	

Trabajo satisfactorio, se incrementa producción +/- 210 BPPD.

**WO No.- 06: (14-Nov-85)**

**OBJETIVO:** Aislar "H" con cementación con forzada. Evaluar "T" y "U+T" conjuntamente

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	Bess Off						
DESPUES	24-Nov-85	U+T	1155	814	30	PPS	

Trabajo exitoso, se incrementa producción +/- 814 BPPD.

**WO No.- 07: (29-Jun-86)**

**OBJETIVO:** Repara BES

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	Bess Off						
DESPUES	7-Jul-86	U+T	1048	696	34	PPS	

Trabajo exitoso, se incrementa producción +/- 696 BPPD

**WO No.- 08: (23-Jul-86)**

**OBJETIVO:** Repara BES

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	Bess Off						
DESPUES	10-Aug-86	U+T	1056	660	38	PPS	

Trabajo exitoso, se recupera producción +/- 660 BPPD

**WO No.- 09: (10-Nov-86)**

**OBJETIVO:** Cambio de sistema de PPS a PPH

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	19-Sep-86	Bess Off					
DESPUES	1-Aug-87	U+T	1508	1013	32.8	PPH	

Trabajo exitoso, se incrementa producción +/- 1000 BPPD

**WO No.- 10: (17-Abr-90)**

**OBJETIVO:** Aislar entrada de agua con SQZ a "U+T". Estimular "U" y "T" por separado.

Trabajo no exitoso

**WO No.- 11: (6-Feb-00)**

**OBJETIVO:** Cambio de completación por posible packer desasentado y hueco en la tubería.

Trabajo exitoso se incrementa la producción +/- 300 BPPD.

**WO No.- 12: (20-Oct-08)**

**OBJETIVO:** Cambio de PPH a PPS.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	4-Oct-08	U	569	317	44.3	PPH	
DESPUES	24-Oct-87	U	1097	549	50.0	PPS	

Trabajo exitoso, se incrementa producción +/- 550 BPPD

### AUCA – 024

**FECHA DE PERFORACIÓN:** 1 de Mayo de 1982

**FECHA DE COMPLETACIÓN:** 2 de Junio de 1982

**ARENA:** "H"

**INTERVALOS:** "Hs" 10111' – 10131' (20') @ 4 DPP

"Hi" 10087' – 10107' (20') @ 4 DPP

**PRUEBAS INICIALES:**

ARENA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	MÉTODO	OBSERVACIÓN
H	1-Jun-82	5726	5709	17	0.30	PPF	

**WO No.- 01: (09-Jun-84)**

**OBJETIVO:** Recuperar Pescado. Eliminar corte de agua de la formación Hollín con cementación forzada y punzonar.

Intervalos Punzonados arena "H":

10030'-10041' (11') @ 5 DPP

10050'-10061' (11') @ 5 DPP  
 10086'-10100' (14') @ 5 DPP

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	6-Jun-84	H	3006	334	89	PPF	
DESPUES	12-Jun-84	H	500	83	83	PPF	

Trabajo no exitoso, se pierde producción +/- 251 BPPD.

**WO No.- 02: (15-Mar-85)**

**OBJETIVO:** Aislar entrada de agua con cementación forzada a Hollín. Evaluar Bajar cavidad KOBE.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	18-Feb-85	H	1995	393	80	PPF	
DESPUES	15-Apr-85	H	1900	1216	36	PPH	

Trabajo exitoso, se incrementa producción +/- 1000 BPPD.

**WO No.- 03: (14-Ene-87)**

**OBJETIVO:** Aislar entrada de agua con cementación forzada a Hollín. Recuperar pescado de W/L.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	8-Jan-87	Pescado elementos de presión					
DESPUES	4-Jul-87	Hi	460	224	51	PPH	

Trabajo poco satisfactorio, pozo queda produciendo +/- 220 BPPD

**WO No.- 04: (08-Jun-88)**

**OBJETIVO:** Cambio de Completación.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	22-May-87	Cerrado					
DESPUES	4-Jun-88	H	344	341	0.87	PPH	

Trabajo satisfactorio, se recupera la producción +/- 340 BPPD.

**WO No.- 05: (09-Oct-88)****OBJETIVO:** Cambio de árbol de navidad.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	BES Off desde 02 de Octubre del 88						
DESPUES	17-Oct-88	H	416	407	2.16	PPH	

Trabajo exitoso, se recupera producción +/- 400 BPPD.

**WO No.- 06: (16-Nov-90)****OBJETIVO:** Cambio de completación por Bomba Pistón atascada en cavidad.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	10-Nov-90	Bomba Pistón atascada en cavidad					
DESPUES	22-Nov-90	H	314	312	0.64		

Trabajo satisfactorio, se recupera producción +/- 300 BPPD.

**WO No.- 07: (13-Jun-05)****OBJETIVO:** Cambio de completación por camisa defectuosa de arena "Hs". Existe comunicación TBG-CSG.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	22-Jun-05	Pozo cerrado por comunicación Tbg-Csg					
DESPUES	14-Jul-05	H	292	146	50.00	PPH	

Trabajo no satisfactorio. Pozo no aporta y se realiza 2 tratamientos sin éxito por comunicación Tbg-Csg.

**WO No.- 08: (24-Ago-05)****OBJETIVO:** Cambio de completación por comunicación TBG-CSG. Repunzonar arena "Hs".

Intervalos Repunzonados arena "Hs":

10030'-10040' (11') @ 5 DPP  
 10050'-10060' (11') @ 5 DPP

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	23-Jul-05	Pozo no aporta por comunicación Tbg-Csg					
DESPUES	25-Aug-05	H	752	530	29.52	PPH	

Trabajo exitoso, se incrementa producción +/- 300 BPPD.

**WO No.- 09: (13-Mar-07)****OBJETIVO:** Cambio de completación por comunicación TBG-CSG.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	3-Mar-07	Pozo no aporta por comunicación Tbg-Csg					
DESPUES	22-Mar-07	H	241	213	11.62	PPH	

Trabajo poco satisfactorio, pozo produce +/- 200 BPPD.

**WO No.- 10: (03-Jul-07)****OBJETIVO:** Cambio de completación por Bomba atascada.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	26-Jun-08	Pozo no aporta por bomba atascada					
DESPUES	7-Jul-08	Hs	358	264	26.26	PPH	

Trabajo satisfactorio, se recupera producción +/- 200 BPPD.

**WO No.- 11: (04-May-09)****OBJETIVO:** Cambio de completación por cavidad dañada.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	13-Apr-09	Pozo declina producción por cavidad dañada					
DESPUES	23-Mar-09	U	569	498	12.48	PPH	

Trabajo exitoso, se incrementa producción +/- 200 BPPD.

**WO No.- 12: (18-Nov-09)****OBJETIVO:** Cambio de sistema PPH a PPS por ahorro de fluido motriz por cavidad dañada.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	13-Nov-09	U	429	390	9	PPH	
DESPUES	31-Jul-09	U	436	392	10	PPS	

Trabajo exitoso, producción se estabiliza +/- 400 BPPD.

**AUCA – 027****FECHA DE PERFORACIÓN:****FECHA DE COMPLETACIÓN:** 30 de Mayo de 1991**ARENA:** "H"**INTERVALOS:**

"T" 9926' – 9946' (20') @ 4 DPP

"Hs" 10117' – 10125' (8') @ 4 DPP

10130' – 10135' (5') @ 4 DPP

10138' – 10140' (2') @ 4 DPP

10164' – 10172' (8') @ 4 DPP

"Hi" 10193' – 10210' (17') @ 4 DPP

**PRUEBAS INICIALES:**

ARENA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	MÉTODO	OBSERVACIÓN
Hi	23-May-91		0		100	PPH	
Hs	26-May-91	2100	73	2027	97	PPH	
T	30-May-91	874	645	229	26.2	PPH	

**WO No.- 01: (10-Jul-91)****OBJETIVO:** Cambio de completación. Punzonar "T". Evaluar y realizar tratamiento ácido.

Intervalos Punzonados arena "T":

9946'-9466' (11') @ 4 DPP

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	8-Jun-91	Pozo muerto					
DESPUES	15-Jun-91	T	544	542	0.37	PPH	

Trabajo exitoso, producción se estabiliza +/- 500 BPPD

**WO No.- 02: (17-Dic-96)****OBJETIVO:** Cambio de completación por posibles empacaduras desasentadas.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	13-Dec-96	T	291	276	5.15	PPH	
DESPUES	27-Dec-96	T	758	667	12.01	PPH	

Trabajo exitoso, se recupera producción +/- 600 BPPD

**WO No.- 03: (22-May-98)**

**OBJETIVO:** Cambio de completación por pescado.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	6-Apr-98	Pozo cerrado por bajo aporte					
DESPUES	25-May-98	T	847	742	12.40	PPH	

Trabajo exitoso, se recupera producción +/- 700 BPPD.

**WO No.- 04: (25-Sep-10)**

**OBJETIVO:** Cambio de sistema de PPH @ PPS para ahorro de fluido motriz debido a cavidad dañada.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	22-Sep-10	T	656	540	17.68	PPH	
DESPUES	11-Oct-10	T	1455	1411	3.02	PPS	

Trabajo exitoso, se incrementa producción +/- 860 BPPD

**AUCA – 033**

**FECHA DE PERFORACIÓN:**

**FECHA DE COMPLETACIÓN:** 28 de Febrero de 1992

**ARENA:** "U,T"

**INTERVALOS:**

"T" 9946' – 9966' (20') @ 4 DPP  
9972' – 9998' (26') @ 4 DPP

"U" 9731' – 9745' (14') @ 4 DPP



**PRUEBAS INICIALES:**

ARENA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	MÉTODO	OBSERVACIÓN
T	24-Feb-92	409	392	17	4	PPH	
U	25-Feb-92	365	329	36	10	PPH	

**WO No.- 01: (11-Jun-93)**

**OBJETIVO:** Cambio de completación. Estimular "T" con RMA.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	3-Jun-93	T	99	97	2.02	PPH	
DESPUES	17-Jun-93	T	334	316	5.39	PPH	

Trabajo exitoso, se incrementa producción +/- 200 BPPD.

**WO No.- 02: (11-Sep-02)**

**OBJETIVO:** Cambio de completación por comunicación tbg-csg.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	6-Aug-02	Pozo cerrado por comunicación tbg-csg					
DESPUES	16-Aug-02	T	351	343	2.28	PPH	

Trabajo satisfactorio, se recupera producción +/- 340 BPPD.

**WO No.- 03: (16-Oct-06)**

**OBJETIVO:** Cambio de completación por bomba pistón no recuperable.

Trabajo satisfactorio, se recupera producción +/- 347 BPPD.

**AUCA – 035**

**FECHA DE PERFORACIÓN:** 29 de Enero de 1993

**FECHA DE COMPLETACIÓN:** 01 de Marzo de 1993

**ARENA:** "H, T, BT"

**INTERVALOS:**

"H" 10137' – 10160' (23') @ 4 DPP  
 "T" 9910' – 9921' (11') @ 4 DPP

“BT”                    9926’ – 9968’ (42’) @ 4 DPP  
                              8854’ – 8880’ (26’) @ 4 DPP

### PRUEBAS INICIALES:

ARENA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	MÉTODO	OBSERVACIÓN
H	22-Feb-93	3120	3026	94	3	PPH	
U	23-Feb-93	3482	3464	18	0.52	PPF	

### WO No.- 01: (26-Dic-00)

**OBJETIVO:** Cementación forzada a “H”. Dispara y Evaluar con Build Up y completar para bombeo hidráulico.

Intervalos Punzonados arena “H”:

10128’-10132’ (4’) @ 5 DPP  
 10137’-10150’ (13’) @ 5 DPP

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	5-Aug-00	H	1890	147	92.22	PPH	
DESPUES	31-Dec-00	H	2200	948	56.91	PPH	

Trabajo exitoso se incrementa producción en +/- 800 BPPD.

### WO No.- 02: (8-Jun-03)

**OBJETIVO:** Cambio de completación por comunicación tbg-csg.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	1-Jun-03	T	192	146	23.96	PPH	
DESPUES	12-Jun-03	T	840	781	7.02	PPH	

Trabajo exitoso se incrementa la producción en +/- 780 BPPD.

**AUCA – 040****FECHA DE PERFORACIÓN:** 11 de Junio de 1994**FECHA DE COMPLETACIÓN:** 15 de Julio de 1994**ARENA:** "Hi"**INTERVALOS:**

10260' – 10270' (10') @ 5 DPP

**PRUEBAS INICIALES:**

ARENA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	MÉTODO	OBSERVACIÓN
HI	10-Jul-94	2413	2376	37	2	PPH	
HI	11-Jul-94	1393	1388	5	0.36	PPF	

**WO No.- 01: (23-Dic-94)****OBJETIVO:** Bajar bomba Electrosumergible.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	15-Dec-94	HI	770	708	8	PPF	
DESPUES	10-Jan-95	HI	1517	834	45	PPS	

Trabajo satisfactorio, se incrementa producción +/- 100 BPPD.

**WO No.- 02: (20-Mar-95)****OBJETIVO:** Reparar BES por posible daño mecánico. Evaluar "Hi" y "Hs" por separado. Rediseñar BES.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	16-Mar-95	HI	618	320	48	PPS	
DESPUES	20-Mar-95	HI	1575	559	65	PPS	

Trabajo satisfactorio, se incrementa producción +/- 230 BPPD.

**WO No.- 03: (01-Abr-98)****OBJETIVO:** Reparar BES. Evaluar "Hs" y "U" por separado. Rediseñar BES.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN	
ANTES	26-Feb-98	HI	BES Off					
DESPUES	5-Jun-98	T	912	909	0.3	PPS		

Trabajo exitoso, se incrementa producción +/- 250 BPPD con balo BSW.

**WO No.- 04: (11-Feb-99)**

**OBJETIVO:** Cambio de completación de fondo (std valve atascado). Bajar equipo similar.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	10-Feb-99	T	85	84	1	PPS	
DESPUES	17-Feb-99	T	1008	807	20	PPS	

Trabajo exitoso, se incrementa producción +/- 750 BPPD.

**WO No.- 05: (23-Sep-01)**

**OBJETIVO:** Recañonear con TCP arena "T". Evaluar y rediseñar BES.

Intervalos Repunzonados arena "T":

9990'-10020' (30') @ 5 DPP

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	17-Aug-01	T	80	79	1.25	PPS	
DESPUES	18-Oct-01	T	685	682	0.44	PPS	

Trabajo exitoso, se incrementa producción +/- 600 BPPD.

**WO No.- 06: (25-Jul-02)**

**OBJETIVO:** Cambio de completación por comunicación csg-tbg.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN	
ANTES	11-Jul-02	T	Pozo cerrado por Comunicación Tbg-Csg					
DESPUES	11-Aug-02	T	357	351	1.68	PPS		

Trabajo poco satisfactorio, pozo queda produciendo +/- 350 BPPD.

**WO No.- 07: (15-May-07)**

**OBJETIVO:** Cambio de completación por fases de BES a tierra.

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES		Fases a tierra					
DESPUES	27-May-07	T	556	551	0.90	PPS	

Trabajo satisfactorio, se recupera producción +/- 500 BPPD.

**WO No.- 08: (3-Nov-08)**

**OBJETIVO:** Reparar BES

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	21-Sep-09	T	274	267	2.55	PPS	
DESPUES	18-Nov-09	T	455	432	5	PPS	

Trabajo exitoso, se incrementa producción +/- 200 BPPD.

### AUCA – 057D

**FECHA DE PERFORACIÓN:**

**FECHA DE COMPLETACIÓN:** 25 de Septiembre de 2008

**ARENA:** "Ti"

**INTERVALOS:**

10290' – 10330' (40') @ 5 DPP

**PRUEBAS DE INICIALES:**

ARENA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	MÉTODO	OBSERVACIÓN
Ti	25-Sep-08	840	836	4	0.5	PPH	CTK

Pozo no fluye, soplo débil.

Bajan equipo BES (2 Bombas) GN-1600 (105+105 etapas).

**WO No.- 01: (1-Ene-11)**

**OBJETIVO:** Reparar BES

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	26-Dec-10	Ti	1105	951	14	PPS	
DESPUES	5-Jan-11	Ti	1188	950	20	PPS	

Trabajo satisfactorio se recupera la producción +/- 900 BPPD

### AUCA – 059D

**FECHA DE PERFORACIÓN:**

**FECHA DE COMPLETACIÓN:** 2 de Septiembre de 2008

**ARENA:** "Ti"

**INTERVALOS:**

10348' – 10374' (6') @ 5 DPP

**PRUEBAS DE INICIALES:**

ARENA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	MÉTODO	OBSERVACIÓN
Ti	22-Aug-08	624	587	37	6	PPH	

**WO No.- 01: (8-Ago-09)****OBJETIVO:** Reparar BES

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	28-Jul-09	Ti	1310	1270	3.05	PPS	
DESPUES	14-Aug-09	Ti	1335	1295	3.00	PPS	

Trabajo exitoso, se recupera producción +/- 1300 BPPD

**AUCA – 073D****FECHA DE PERFORACIÓN:****FECHA DE COMPLETACIÓN:****ARENA:****INTERVALOS:****PRUEBAS DE INICIALES:**

ARENA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	MÉTODO	OBSERVACIÓN
U	24-Apr-09	336	188	148	44	PPH	

**WO No.- 01: (3-Nov-09)****OBJETIVO:** Reparar BES

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	16-Oct-09	UI	310	291	6.13		
DESPUES	29-Nov-09	UI	515	499	3		

Trabajo exitoso, se incrementa producción +/- 300 BPPD.

**AUCA – 098D****FECHA DE PERFORACIÓN:****FECHA DE COMPLETACIÓN:** 2 de Septiembre de 2008**ARENA:** “Ti, Hs”**INTERVALOS:**

“Ti” 10140’ – 10152’ (12’) @ 5 DPP  
 10160’ – 10244’ (84’) @ 5 DPP

“Hs” 10366’ – 10382’ (16’) @ 5 DPP

**PRUEBAS DE INICIALES:**

ARENA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	MÉTODO	OBSERVACIÓN
Hs+Ti	25-Sep-10	723	196	527	73	PPH	
	25-Sep-10	670	531	139	21	PPH	

**AUCA – 051****FECHA DE PERFORACIÓN:****FECHA DE COMPLETACIÓN:** 27 de Marzo del 2005**ARENA:** “Hi”**INTERVALOS:** 10194’ – 10202’ (8) @ 5 DPP**PRUEBAS INICIALES:**

ARENA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	MÉTODO	OBSERVACIÓN
Hi	24-Mar-05	2784	2478	306	11	PPF	-
Hi	27-Mar-05	1992	1753	239	12	PPF	-

**WO No.- 01: (29-Abril-2007)****OBJETIVO:** Realizar SQZ a arena “Hi”. Punzonar “Hs”. Evaluar con B’UP. Diseñar

Intervalos Punzonados arena “Hs”:

10143’-10147’ (4’) @ 5 DPP

10152’-10168’ (4’) @ 5 DPP

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	3-Abr-07	Hi	941	94	90	PPF	-
DESPUES	5-May-07	Hs	559	536	4	PPS	P6X

Trabajo exitoso se recupera producción +/- 500 BPPD

**WO No.- 02: (15-May-2007)**

**OBJETIVO:** Reparar BES

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	10-May-07	Hi	BES Off- Atascamiento, Eje roto				
DESPUES	25-May-07	Hs	445	436	2	PPS	DN725
Suben la frecuencia							
DESPUES	26-Jun-07	Hs	479	436	9	PPS	DN725

Trabajo exitoso se recupera producción +/- 400 BPPD.

**WO No.- 03: (21-Nov-2010)**

**OBJETIVO:** Comunicación Tbg-Csg. Reparar BES

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	24-Oct-10	Hs	314	308	2	PPS	DN725
DESPUÉS	12-Dec-10	Hs	341	324	5	PPS	(3)D475N

Trabajo exitoso se recupera producción +/- 350 BPPD.

Luego de estimular matricialmente arena "Hs". Bajaron tubería EUE Clase "B".

**AUCA – 060D**

**FECHA DE PERFORACIÓN:** 22 de Octubre del 2005

**FECHA DE COMPLETACIÓN:** 29 de Diciembre del 2005

**ARENA:** "Hs+Hi"

**INTERVALOS:** "Hs" 10657' – 10668' (11') @ 5 DPP

"Hi" 10680' – 10690' (10') @ 5 DPP

**PRUEBAS INICIALES:**

ARENA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	MÉTODO	OBSERVACIÓN
Hi+Hs	29-Dec-05	1200	1200	1	0.1	PPF	

**WO No.- 01: (25-Sep-2006)**

**OBJETIVO:** Cambio de sistema de PPF a PPS



PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	18-Aug-06	Hi+Hs	1152	874	24	PPF	Evalúan con MTU
DESPUES	27-Sep-06	Hi+Hs	1117	536	52	PPS	GN-1600
Se incrementa la frecuencia de 57 Hz @ 60 Hz							
	1-Oct-06	Hi+Hs	1145	801	30	PPS	

Trabajo exitoso se recupera producción +/- 800 BPPD.  
Se estranguló (8vueltas) la válvula WING para controlar el BSW.

### AUCA – 061D

**FECHA DE PERFORACIÓN:** 7 de Noviembre del 2005

**FECHA DE COMPLETACIÓN:** 5 de Enero del 2006

**ARENA:** "Hs"

**INTERVALOS:** 10511' – 10522' (11') @ 5 DPP  
10526' – 10537' (10') @ 5 DPP  
10546' – 10553' (10') @ 5 DPP

#### PRUEBAS INICIALES:

ARENA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	MÉTODO	OBSERVACIÓN
Hs	5-Jan-06	3840	3782	58	1.5	PPF	Soplo fuerte

#### WO No.- 01: (18-Jul-2008)

**OBJETIVO:** Cambio de sistema de PPF a PPS

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	17-Jul-08	Hs	744	461	38.0	PPF	
DESPUES	30-Jul-08	Hs	1018	1017	0.1	PPS	P21X

Trabajo exitoso se incrementa la producción 668 Bls.

#### WO No.- 02: (30-Nov-2008)

**OBJETIVO:** Reparar BES

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	21-Nov-08	Hs	1819	946	48.0	PPS	P12X
DESPUES	16-Dec-08	Hs	1915	804	58.0	PPS	SN2600

Trabajo parcialmente exitoso se recupera producción +/- 800 BPPD.

### **AUCA – 062D**

**FECHA DE PERFORACIÓN:**

**FECHA DE COMPLETACIÓN:** 19 de Diciembre del 2005

**ARENA:** "Hi"

**INTERVALOS:** 10512' – 10528' (16') @ 5 DPP

**PRUEBAS INICIALES:**

ARENA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	MÉTODO	OBSERVACIÓN
Hi	19-Dec-05	3192	3186	6	0.2	FN	

**WO No.- 01: (19-Feb-2007)**

**OBJETIVO:** Punzonar arena "Hs". Evaluar y Completar

Intervalos Punzonados arena "Hs":

10464'-10484' (20') @ 5 DPP

10486'-10498' (12') @ 5 DPP

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	14-Feb-07	Hi	931	47	94.95	PPF	
DESPUES	27-Aug-07	Hs	2321	371	84.02	PPS	GC-2200

Trabajo satisfactorio se recupera producción +/- 500 BPPD.

**WO No.- 02: (12-Dic-2007)**

**OBJETIVO:** SQZ arena "Hi" y "Hs". Repunzonar "Hs".Punzonar "Ui".  
Evaluar y completar.

Intervalos Repunzonados arena "Hs":

10464'-10484' (20') @ 5 DPP

10486'-10498' (12') @ 5 DPP

Intervalos Punzonados arena "Ui":

10057'-10064' (20') @ 5 DPP

10066'-10087' (12') @ 5 DPP

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	4-Dec-07	Hs	2352	235	90.01	PPS	> BSW
DESPUES	16-Jan-08	Ui	1593	1450	8.98	PPS	GC-1700
Suben frecuencia de 45 Hz @ 51 Hz.							
	1-Mar-08	Ui	1571	1430	8.98	PPS	GC-1700

Trabajo satisfactorio se recupera producción +/- 1200 BPPD.

**WO No.- 03: (09-Abr-2009)**

**OBJETIVO:** Reparar BES. Evaluar "Ui". Rediseñar BES

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	27-Mar-09	Ui	976	410	57.99	PPS	GC-1700
DESPUÉS	17-Apr-09	Ui	1303	521	60.02	PPS	(2)P12X

Trabajo satisfactorio se recupera producción +/- 500 BPPD.

**WO No.- 04: (02-Ago-2010)**

**OBJETIVO:** Reparar BES

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	20-Jul-10	Ui	985	394	60.00	PPS	P12X
DESPUÉS	25-Sep-10	Ui	612	343	43.95	PPS	(3) P8XH6

Trabajo exitoso se recupera producción +/- 380 BPPD.

**AUCA – 065D**

**FECHA DE PERFORACIÓN:** 7 de Octubre del 2008

**FECHA DE COMPLETACIÓN:** 1 de Diciembre del 2008

**ARENA:** "Ui"

**INTERVALOS:** 10206' – 10232' (26') @ 12 DPP

**PRUEBAS INICIALES:**

ARENA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	MÉTODO	OBSERVACIÓN
UI	23-Nov-09	600	516	84	14	PPS	P11X

**WO No.- 01: (14-Nov-2009)****OBJETIVO:** Reparar BES

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	24-Oct-09	Ui	706	565	20	PPS	P11X
DESPUES	17-Nov-09	Ui	252	192	24	PPS	P4X
Regularan frecuencia de 54 @ 52 Hz por control de Pwf. Pozo estrangulado al 50%							

Estimulan matricialmente a arena "Ui".  
Trabajo exitoso se recupera producción +/- 200 BPPD.

**AUCA – 067D****FECHA DE PERFORACIÓN:** 6 de Enero del 2009**FECHA DE COMPLETACIÓN:** 26 de Abril del 2009**ARENA:** "U"

**INTERVALOS:** 10176' – 10192' (16') @ 5 DPP  
10196' – 10214' (18') @ 5 DPP

**PRUEBAS INICIALES:**

ARENA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	MÉTODO	OBSERVACIÓN
U	28-Apr-09	336	215	121	36	PPS	(2)P6XH6

**WO No.- 01: (14-Jul-2009)****OBJETIVO:** Reparar BES

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	22-Jun-09	U	574	459	20	PPS	(2) P6XH6
DESPUES	17-Jul-09	U	512	409.6	20	PPS	(2) P6XH7

Trabajo exitoso se recupera producción +/- 400 BPPD.

**WO No.- 02: (19-Nov-2009)****OBJETIVO:** Reparar BES

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	16-Sep-09	U	298	292	2	PPS	(2) P6XH6
DESPUES	27-Dec-09	U	269	215	20	PPS	(2)P4X

Trabajo exitoso se recupera producción +/- 200 BPPD.

### AUCA – 070D

**FECHA DE PERFORACIÓN:** 15 de Diciembre del 2008

**FECHA DE COMPLETACIÓN:** 3 de Febrero del 2009

**ARENA:** "T", "Hs"

**INTERVALOS:** "T" 10482' – 10492' (10') @ 5 DPP  
10522' – 10528' (6') @ 5 DPP  
"Hs" 10678' – 10704' (26') @ 5 DPP

#### PRUEBAS INICIALES:

ARENA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	MÉTODO	OBSERVACIÓN
Hs	3-Mar-09	144	112	32	22	PPH	
T	13-Mar-09	600	588	12	2	PPH	

#### WO No.- 01: (20-Jul-2009)

**OBJETIVO:** Reparar y Rediseñar BES de acuerdo a evaluación arena "T" con Pwf. Punzonan arena "U"

Intervalos Punzonados arena "U":

10260'-10272' (12') @ 5 DPP

10224'-10228' (4') @ 5 DPP

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	12-Apr-09	T	216	207	4	PPS	DN725
DESPUES	28-Jul-09	U	698	684	2	PPS	DN1100

Trabajo exitoso se incrementa la producción en +/- 600 BPPD al punzonar arena "U"

#### WO No.- 02: (15-May-2010)

**OBJETIVO:** Reparar BES, Repunzonar "U"

Intervalos Repunzonados arena "U":

10260'-10272' (12') @ 5 DPP

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	20-Apr-10	U	366	359	2	PPS	DN1100
DESPUES	1-Jun-10	U	312	306	2	PPS	TD-450

Trabajo exitoso, se recupera producción +/- 300 BPPD.  
Estimulan con solventes + HCl al 5% y repunzonan arena "U".  
Bajan válvula de fondo FLRV.

### AUCA – 075D

**FECHA DE PERFORACIÓN:**

**FECHA DE COMPLETACIÓN:** 3 de Abril del 2009

**ARENA:** "U"

**INTERVALOS:**

9882' – 9892' (10') @ 5 DPP

9900' – 9906' (6') @ 5 DPP

9910' – 9928' (18') @ 5 DPP

**PRUEBAS INICIALES:**

ARENA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	MÉTODO	OBSERVACIÓN
U	31-Mar-09	336	262	74	22	PPH	

**WO No.- 01: (11-Jul-2010)**

**OBJETIVO:** Reparar BES

PRUEBAS	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW	METODO	OBSERVACIÓN
ANTES	2-Jul-10	U	522	506	3	PPS	P8X
DESPUES	9-Aug-10	U	504	459	9	PPS	P8X

Trabajo exitoso, se recupera producción +/- 400 BPPD.

### AUCA – 076D

**FECHA DE PERFORACIÓN:** 17 de Mayo del 2009

**FECHA DE COMPLETACIÓN:** 11 de Junio del 2009

**ARENA:** "U"

**INTERVALOS:**

10662' – 10672' (10') @ 5 DPP

10676' – 10692' (6') @ 5 DPP

**PRUEBAS INICIALES:**

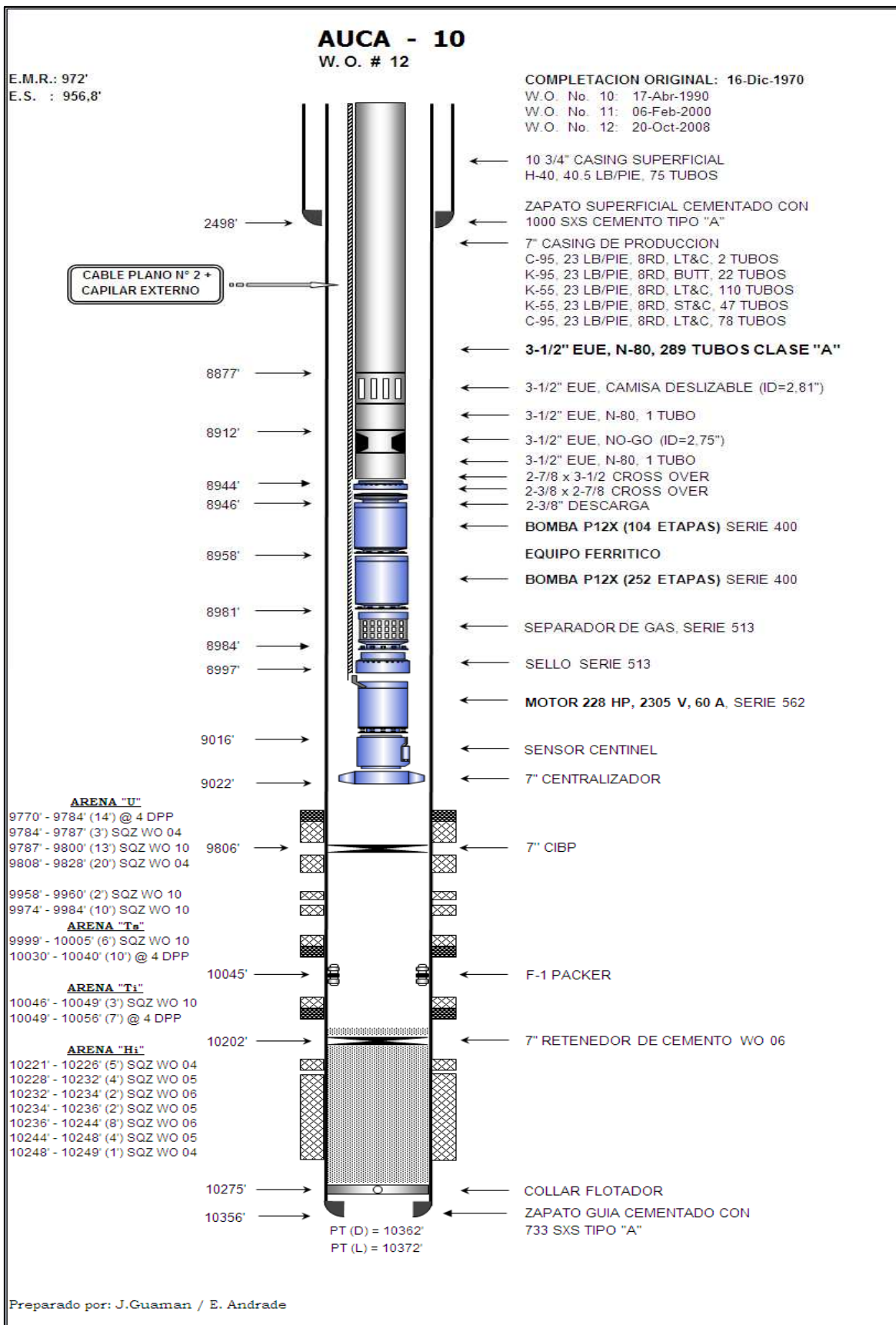
ARENA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	MÉTODO	OBSERVACIÓN
U	5-Aug-09	384	134	250	65	PPH	

**AUCA – 077D****FECHA DE PERFORACIÓN:** 11 de Junio del 2009**FECHA DE COMPLETACIÓN:** 15 de Septiembre del 2009**ARENA:** "U"**INTERVALOS:** 10497' – 10514' (17') @ 5 DPP**PRUEBAS INICIALES:**

ARENA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	MÉTODO	OBSERVACIÓN
U	24-Aug-09	312	75	237	76	PPH	

**ANEXO 3.2 DIAGRAMAS DE COMPLETACION DE LOS POZOS SELECCIONADOS.**





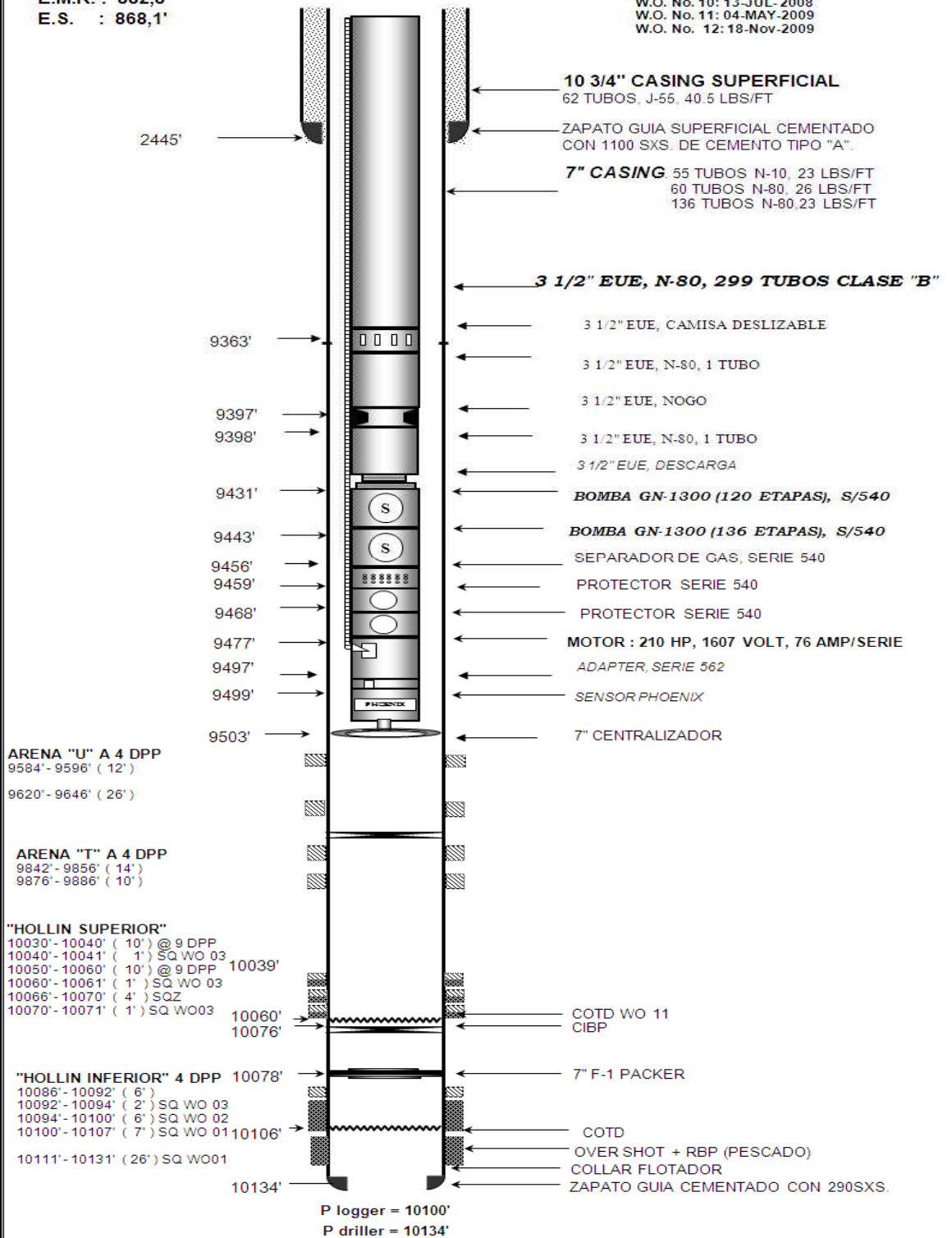
## AUCA - 24 WORKOVER No. 12

FECHA DE COMPLETACION INICIAL: 02 - Jun - 1982

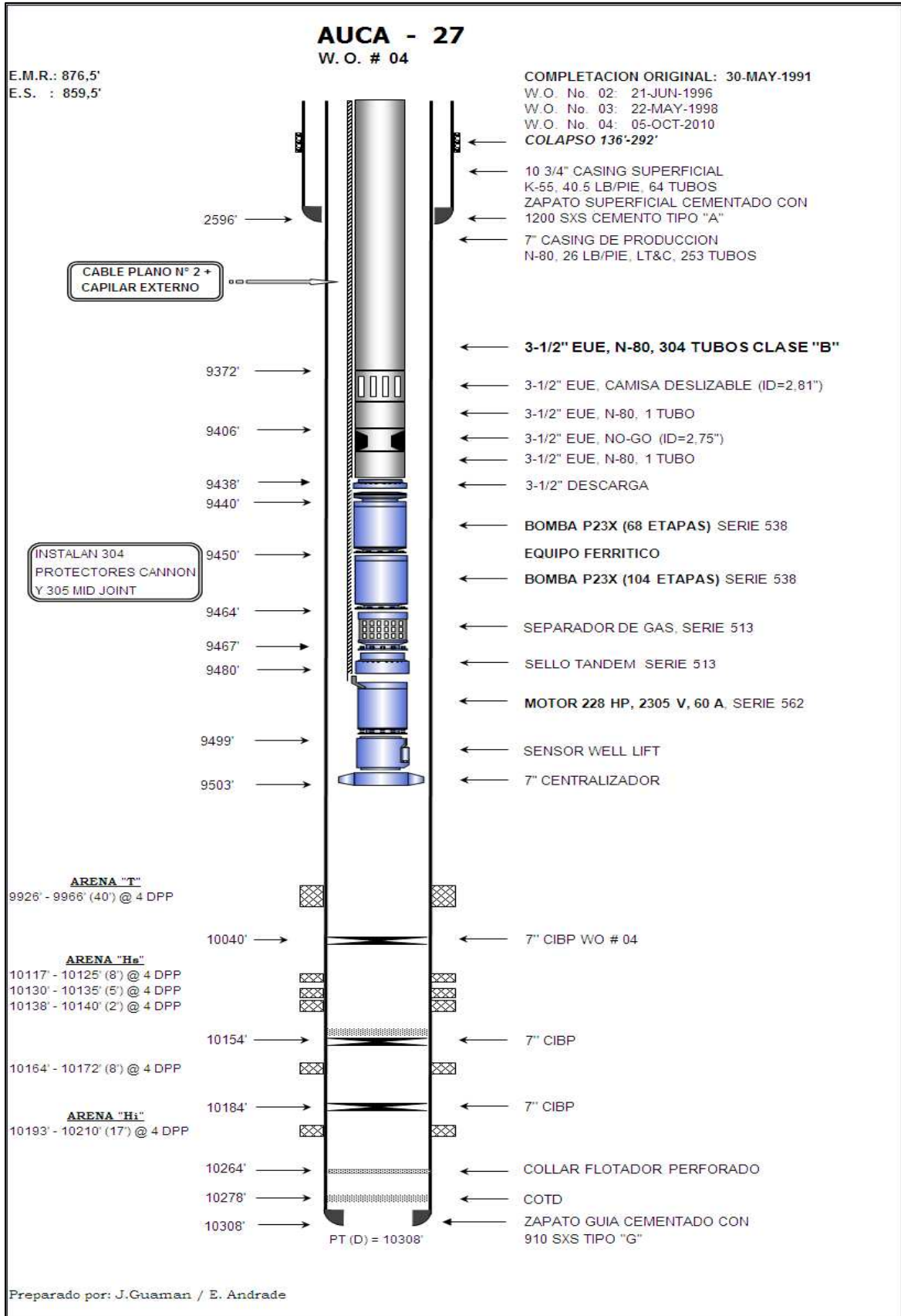
ESTIMATIVO No. 95445

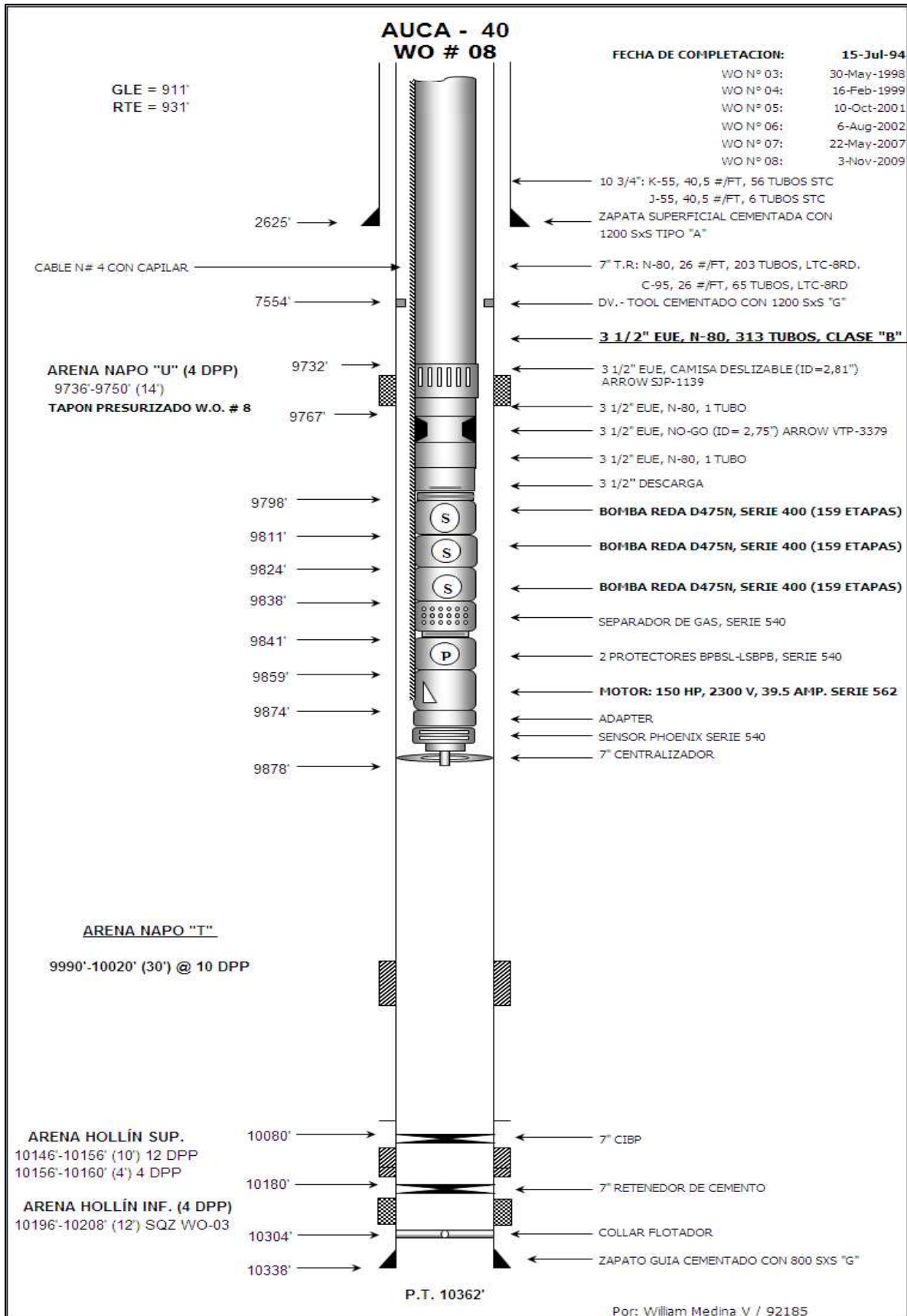
**E.M.R. : 882,8'**  
**E.S. : 868,1'**

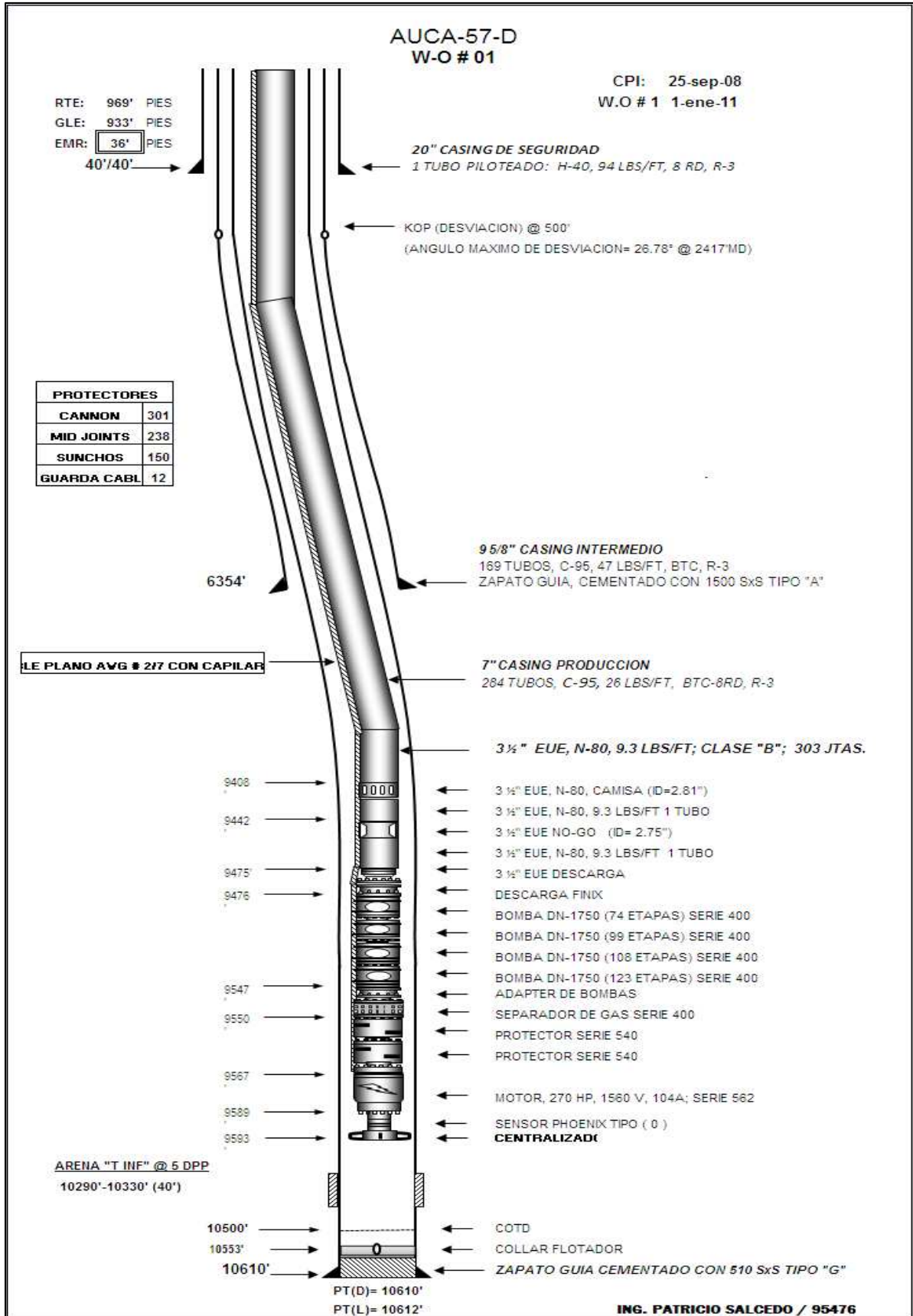
W.O. No. 07: 13-JUL-2005  
W.O. No. 08: 09-AGO-2005  
W.O. No. 09: 15-MAR-2007  
W.O. No. 10: 13-JUL-2008  
W.O. No. 11: 04-MAY-2009  
W.O. No. 12: 18-Nov-2009

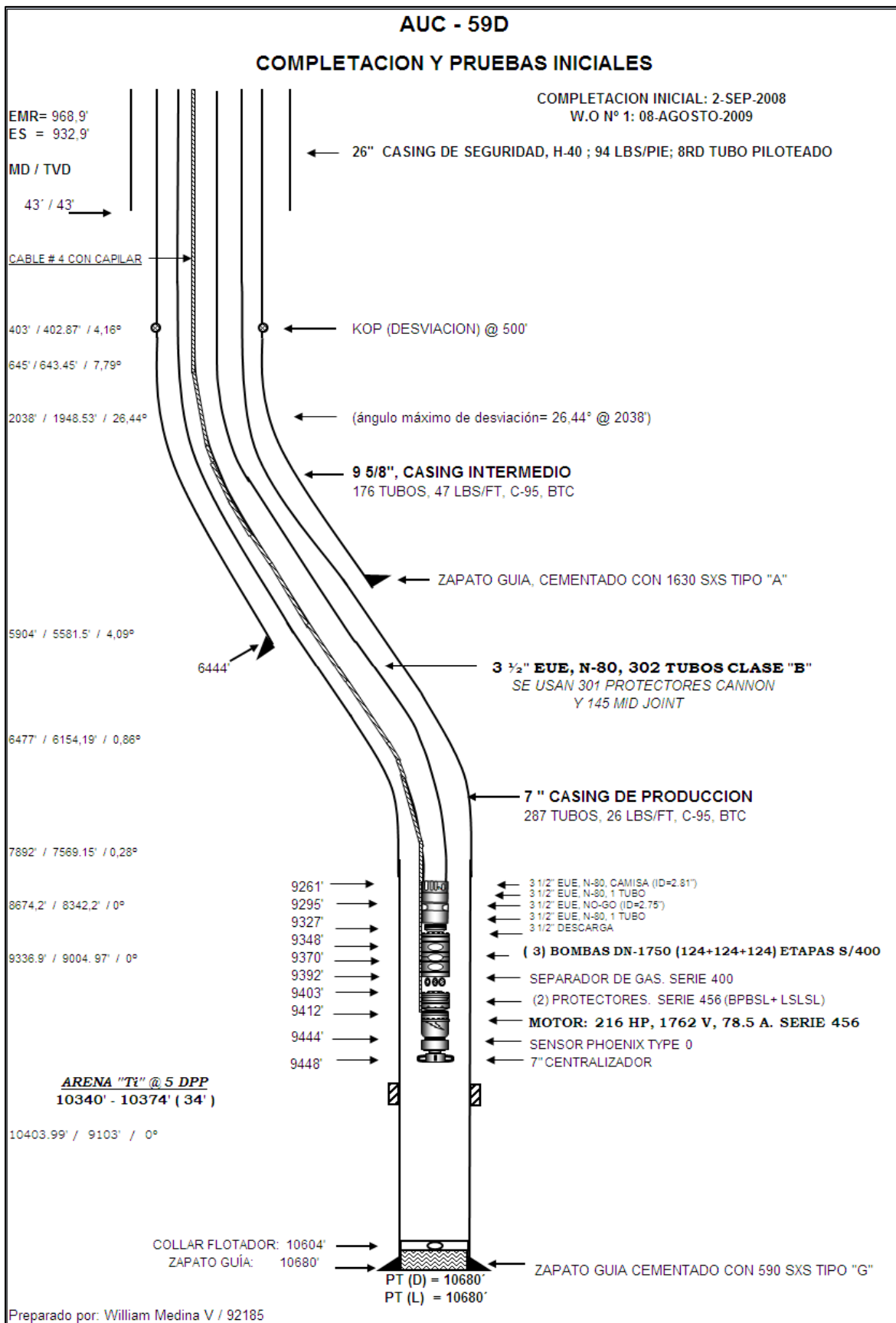


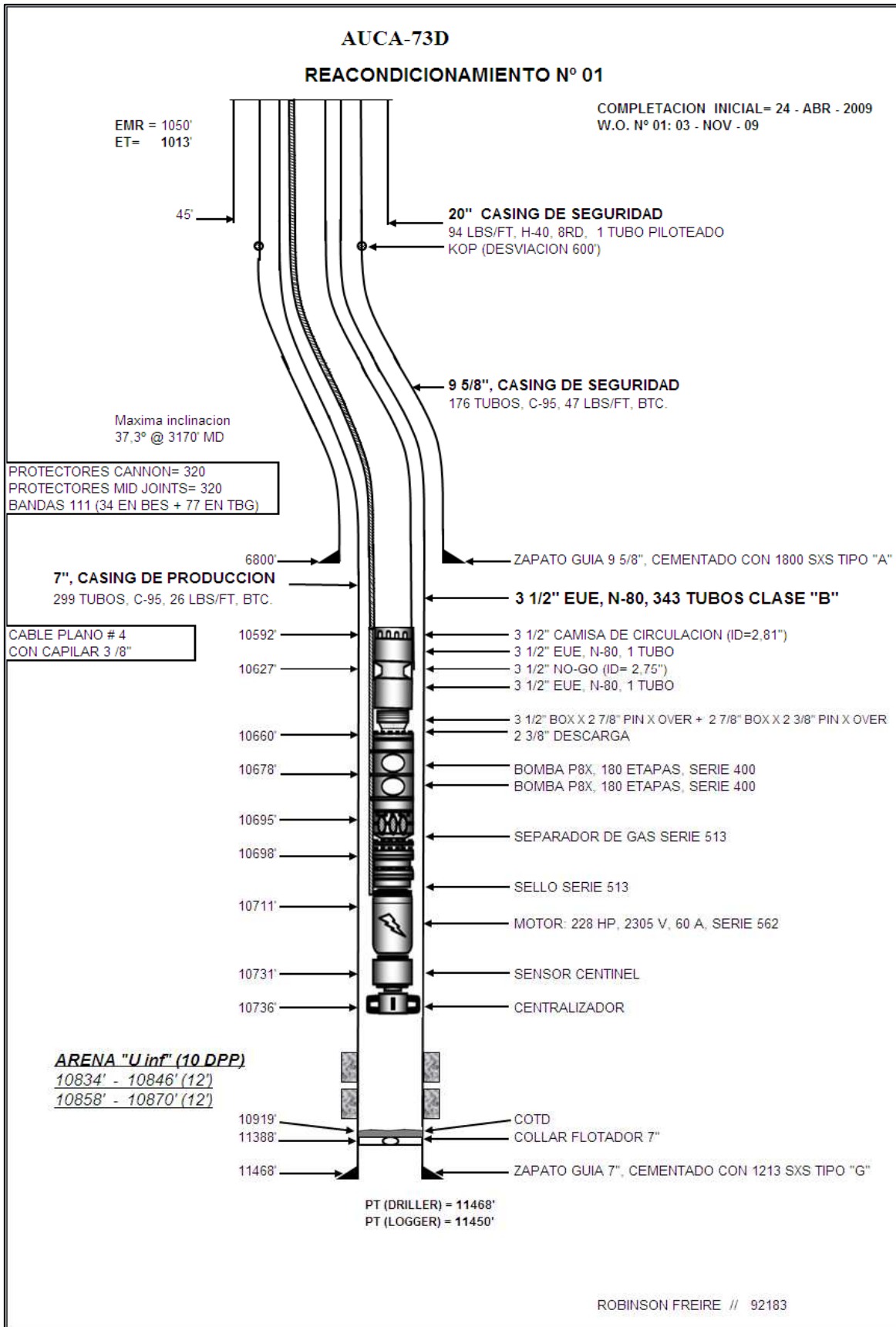
Preparado por: W. Medina V // 92185

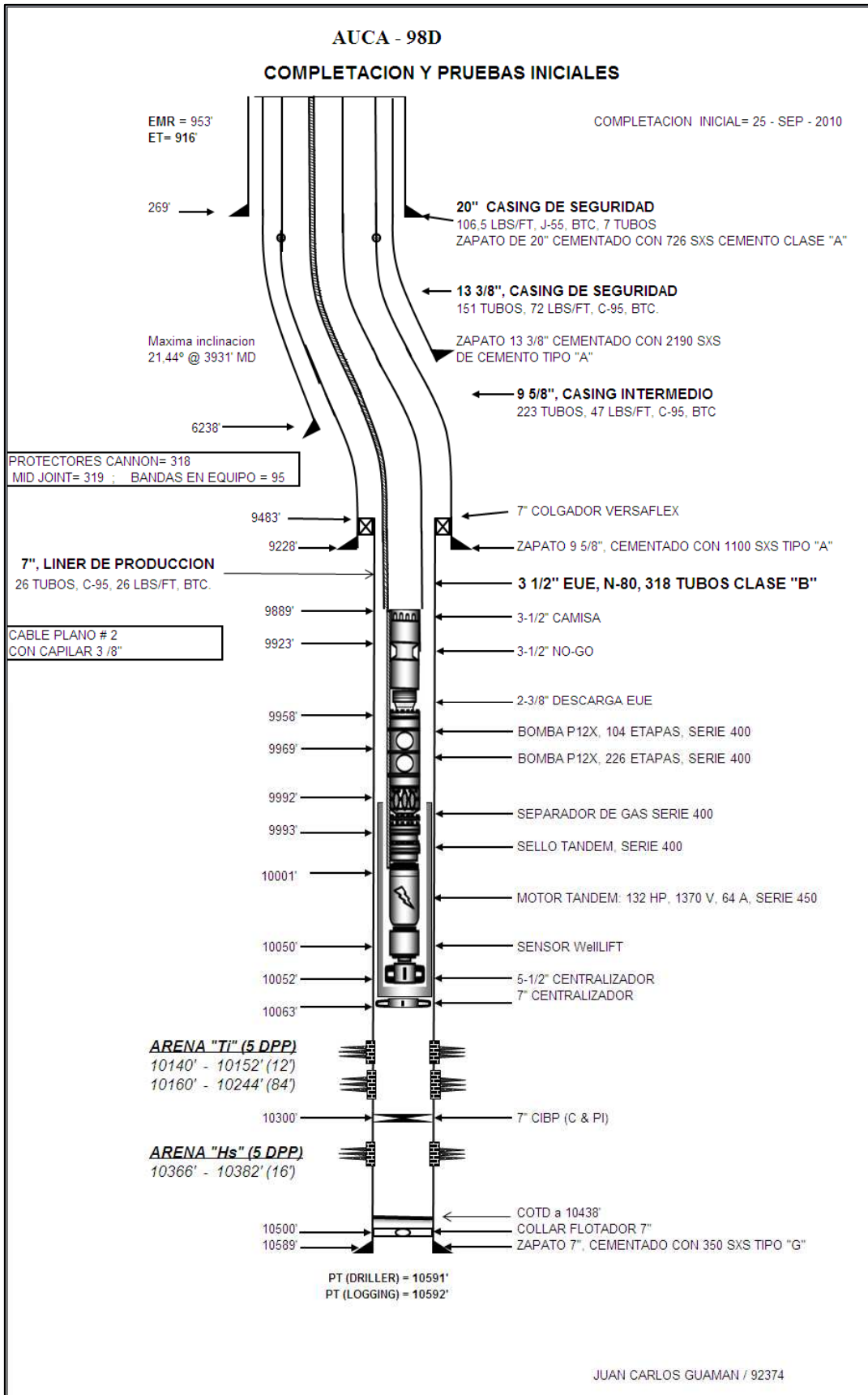








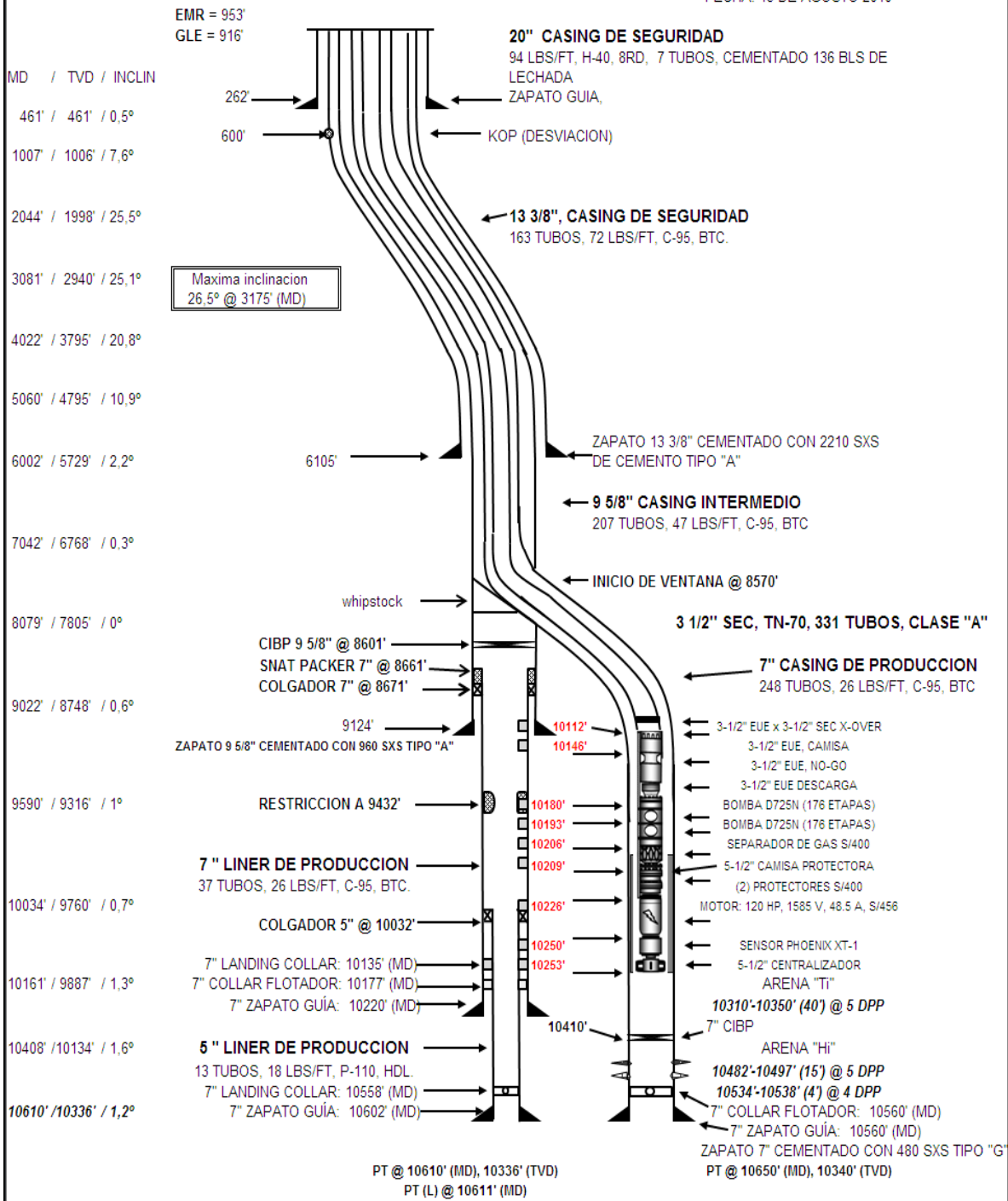






### AUC-99D ST COMPLETACION Y PRUEBAS INICIALES

FECHA: 15 DE AGOSTO 2010



# AUCA - 51

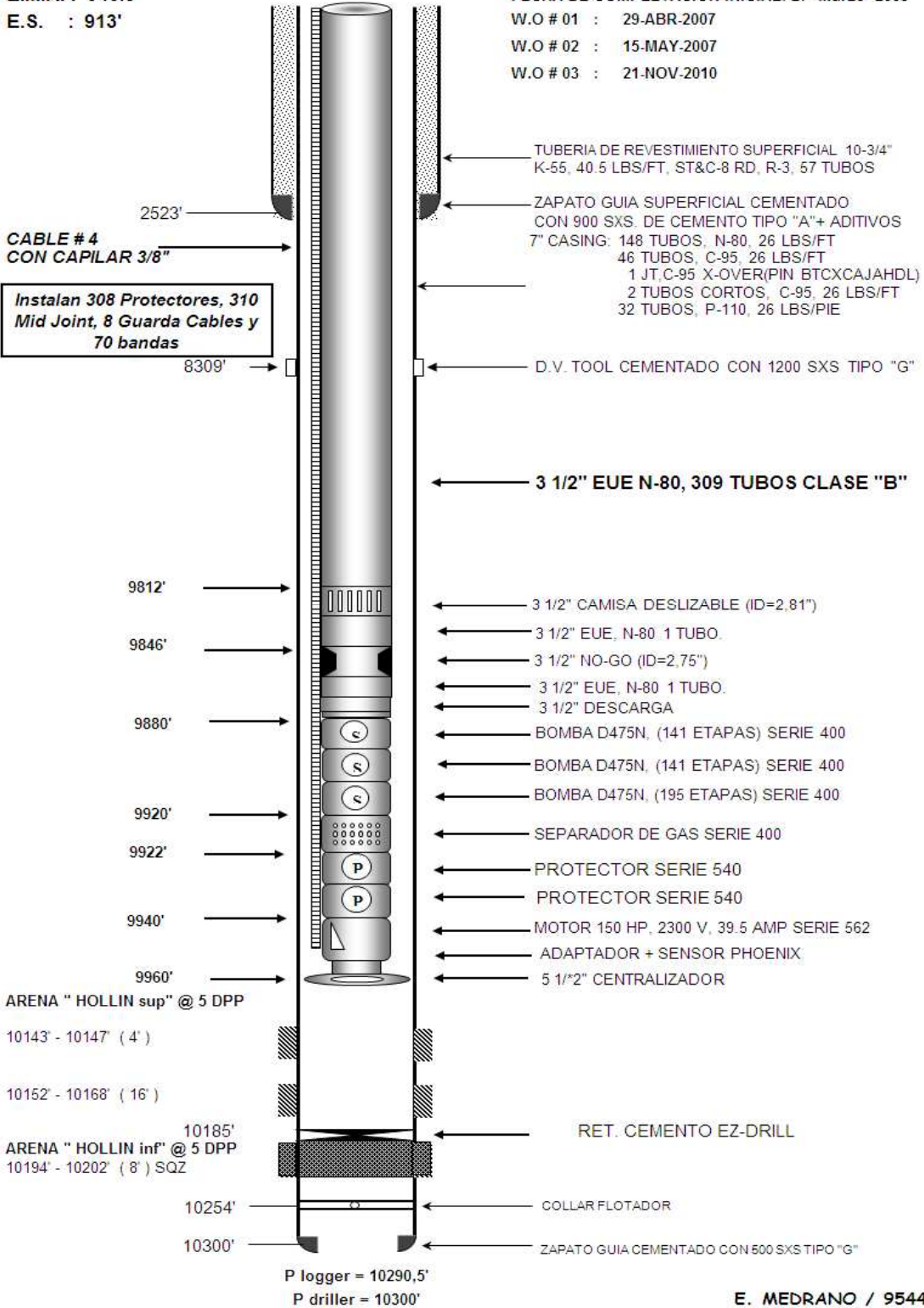
## W.O. # 03

E.M.R. : 943.5'  
E.S. : 913'

FECHA DE COMPLETACION INICIAL: 27- Marzo- 2005  
W.O # 01 : 29-ABR-2007  
W.O # 02 : 15-MAY-2007  
W.O # 03 : 21-NOV-2010

**CABLE # 4  
CON CAPILAR 3/8"**

**Instalan 308 Protectores, 310  
Mid Joint, 8 Guarda Cables y  
70 bandas**



P logger = 10290,5'  
P driller = 10300'

E. MEDRANO / 95448

