

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**OPTIMIZACIÓN DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN LA
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL ÁREA CUYABENO.**

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

FANNY TAMARA ROBLES NAZARENO
tamararobles1506@gmail.com

DANNY RENÉ SÁNCHEZ DÍAZ
danny_s87@hotmail.es

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

Quito, Julio 2012

DECLARACIÓN

Nosotros, Fanny Tamara Robles Nazareno y Danny René Sánchez Díaz, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

FANNY TAMARA
ROBLES NAZARENO

DANNY RENÉ
SÁNCHEZ DÍAZ

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Fanny Tamara Robles Nazareno y Danny René Sánchez Díaz, bajo mi supervisión.

Ing. Ángel Ushiña Msc.

DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Agradezco primeramente a Dios, el maravilloso ser que nunca me abandona y me da fuerzas cada día para seguir adelante.

A mi madre María Nazareno y a mi hermano Darío Robles, por su apoyo incondicional en cada paso que doy; a Levintong y Pamela Robles, por brindarme su ayuda cuando lo necesité; y a mis tías que siempre han estado presentes en el transcurso de mi vida.

A Javier, la persona que estuvo a mi lado durante toda mi vida universitaria, brindándome su sincera amistad y cariño, compartiendo junto a mí los buenos y malos momentos; gracias por tus palabras de aliento, que ayudaron a cumplir este reto.

A Danny, mi compañero del proyecto de titulación, por las ganas que supo poner en cada uno de los pasos que dimos para hacer éste sueño una realidad.

Al Ing. Ángel Ushiña, director de nuestro proyecto de titulación, por brindarnos su ayuda y compartir sus conocimientos.

Al personal de EP PETROECUADOR, especialmente a los que conforman el Área Cuyabeno, por colaborarnos con la obtención de los datos necesarios para la elaboración de nuestro proyecto de titulación.

A todos mis compañeros politécnicos y amigos, por estar presentes en ésta importante etapa de mi vida.

Finalmente, agradezco a la Escuela Politécnica Nacional, en especial a la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, por hacer de mí, una excelente profesional, gracias a sus conocimientos impartidos.

TAMARA ROBLES

AGRADECIMIENTO

Agradezco a mi madre, por haber sido una persona incondicional para mi formación personal y académica, por ser la persona que me brindó las fuerzas necesarias para no desmayar en este largo camino y porque estuvo conmigo en los momentos difíciles de mi vida.

Agradezco a mi familia en general, a mi padre, a mi hermano, a mi abuelita que me motivaron y apoyaron en todo momento para superar los problemas diarios.

A mis amigos de la Universidad y del barrio que siempre estuvieron prestos a brindarme su ayuda y un consejo, que sirvió para mi formación académica y profesional.

A Tamara Robles por ser fundamental en el desarrollo de este proyecto de titulación, por ser una persona increíble, una estupenda amiga, y una excelente profesional.

Al Ing. Ángel Ushiña por brindarnos sus conocimientos y ser la persona que nos ayudó, con su experiencia para la consecución de este proyecto de titulación.

Por último, y no por ser menos importante, a mi Dios que siempre estuvo conmigo cuando lo necesité, y que me brindó su mano en los momentos difíciles.

Gracias mi Dios, gracias....

Danny Sánchez

DEDICATORIA

Éste gran logro de mi vida se lo dedico a Dios, porque sin la fortaleza y la sabiduría que derramó sobre mí, nada habría sido posible.....

A mi segunda madre Eusebia Rojas, que desde el cielo sé que puede verme convertida en la profesional que siempre quiso, te amo y te dedico mi esfuerzo reflejado en éste reto cumplido.

A la persona que más admiro en el mundo, mi mami María Nazareno, por su perseverancia, su dedicación, su esfuerzo, y su valentía, para sacar adelante a mi hermano y a mí; eres una persona excepcional, te amo y por eso te dedico éste logro de mi vida y todos los que vendrán.

A mi hermano Darío Robles, que ha sido un pilar fundamental en mi vida, ha sabido ser un padre para mí, sin su apoyo éste reto no habría sido cumplido; es el hermano que todos quisieran tener, y me siento orgullosa de ser su hermana.

A mi sobrina Geovanina, un angelito que llegó a iluminar mi hogar, y que me dio más motivación para seguir adelante.....

TAMARA ROBLES

DEDICATORIA

Dedico este proyecto en especial a mi madre que día a día con sus consejos con su forma de ser y con sus palabras de aliento fue el motor para recorrer este gran camino.

A mi padre, mi hermano, mi abuelita, mi familia en general, a todos mis amigos que de algún modo, brindaron un granito de arena, y decirles a todos que sin su ayuda, este sueño no se hubiese hecho realidad.

A todas las personas que estuvieron conmigo en la consecución de este proyecto y sueño, en especial a aquellas personas que estuvieron presentes en los malos momentos y siempre con un consejo o con una palabra de aliento lograron que me levante y siga adelante.

Danny Sánchez

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
DEDICATORIA.....	VI
ABREVIATURAS.....	XXXIV
RESÚMEN	XXXVIII
PRESENTACIÓN.....	XL

CAPÍTULO 1

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

1.1 DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL ÁREA CUYABENO	1
1.1.1 HISTORIA DEL CAMPO.....	1
1.1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	2
1.1.3 ESTRUCTURA	4
1.1.4 ESTRATIGRAFÍA	6
1.1.5 FORMACIONES DE INTERÉS.....	6
1.1.5.1 Arena “Basal Tena”	6
1.1.5.2 Formación “Napo”	7
1.1.6 DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LA ROCA Y FLUIDO DEL ÁREA CUYABENO.....	11
1.1.6.1 Características y Propiedades de las Rocas y los Fluidos de las	

Arenas Productoras.....	11
1.1.7 RESERVAS	13
1.1.7.1 Petróleo Original in Situ (POES)	13
1.1.7.2 Reservas Probadas.....	14
1.1.7.3 Reservas Probables	14
1.1.7.4 Reservas Remanentes.....	14
1.1.8 HISTORIAL DE PRESIONES:.....	17
1.1.8.1 Reservorio “T”	18
1.1.8.2 Reservorio “Ui”	22
1.1.8.3 Reservorio “Us”	26
1.1.8.4 Reservorio “M2”.....	30
1.1.8.5 Reservorio “BT”.....	32
1.1.9 MECANISMOS DE EMPUJE.....	34
1.2 ESTADO ACTUAL DEL ÁREA CUYABENO	36
1.2.1. ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS.....	37
1.2.1.1 Estado Actual de la Producción en el Área Cuyabeno por Estaciones ..	42
1.2.2 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DEL ÀREA CUYABENO.	44
1.2.3 AVANCE DEL AGUA EN EL ÀREA CUYABENO	45
1.2.3.1 Campo Cuyabeno – Sansahuari	45
1.2.3.2 Campo VHR	52
1.2.3.3 Campo Bloque 27.....	60
1.2.4 INSTALACIONES DE SUPERFICIE.....	62
1.2.5 TRATAMIENTO DE QUÍMICOS PARA LA REINYECCIÓN DE AGUA	64
1.3 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA TECNOLOGÍA DEL BOMBEO	
ELECTROSUMERGIBLE.....	64

1.3.1 INTRODUCCIÓN	64
1.3.2 COMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE .	66
1.3.2.1 Componentes de Superficie	66
1.3.2.2 Componentes de Fondo.....	72

CAPÍTULO 2

ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS POZOS CON LOS DIFERENTES SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA CUYABENO

2.1 INTRODUCCIÓN	85
2.2 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LOS POZOS CON SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO.....	85
2.2.1 SISTEMA POWER OIL CUYABENO.....	85
2.2.2 SISTEMA POWER OIL SANSAHUARI.....	86
2.3 CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS CON EL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	87
2.3.1 NIVEL DE FLUIDO SOBRE LA BES	87
2.3.2 PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE	87
2.3.3 PRESIÓN AL PUNTO DE BURBUJA	87
2.3.4 ÍDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	88
2.3.5 RESERVAS REMANENTES	88
2.3.6 PERMEABILIDAD DE LA FORMACIÓN.....	88
2.3.7 RELACIÓN GAS-PETRÓLEO (GOR).....	88
2.3.8 REPORTES SEMANALES DEL BES	89
2.4 POZOS SELECCIONADOS	89

2.5 SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA EN EL ÁREA CUYABENO.....	99
2.5.1 FACILIDADES DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA POR ESTACIÓN.....	99
2.5.2 CAPACIDAD DE RE-INYECCION DE AGUA DE FORMACIÓN EN EL ÁREA CUYABENO.....	100
2.5.2.1 Reinyección y producción de agua del campo Cuyabeno.....	101
2.5.2.2 Reinyección y producción de agua del campo Víctor Hugo Ruales (VHR).....	102
2.5.2.3 Reinyección y producción de agua del campo Sansahuari.....	103
2.5.2.4 Reinyección y producción de agua del campo Tipishca.....	104

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN EL ÁREA DE ESTUDIO

3.1 INTRODUCCIÓN	105
3.2 RECOPIACIÓN DE LOS DATOS.....	105
3.3 TEORÍA DEL ANÁLISIS NODAL.....	106
3.4 CURVAS DE COMPORTAMIENTO O IPR'S	108
3.5 PROCESO PARA EL ANÁLISIS NODAL DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	110
3.5.1 PROCEDIMIENTO:.....	111
3.6 PROGRAMA PARA REALIZAR ANÁLISIS NODAL, PIPESIM 2010	114
3.6.1 PROCEDIMIENTO.....	114
3.7 PROGRAMA PARA REALIZAR ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA	

SUBPUMP 7.0.....	120
3.7.1 PROCEDIMIENTO.....	121
3.8 ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS.....	125
3.8.1 ANÁLISIS NODAL POZO CUYABENO - 24D ARENA “Us”	126
3.8.2 ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA REDA GN-1600, POZO CUYABENO - 24D ARENA “Us”.....	128
3.8.3 ANÁLISIS NODAL POZO CUYABENO - 29D ARENA “Ts”.....	132
3.8.4 ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA CENTRILIFR P12X, POZO CUYABENO-29D ARENA “Ts”	133
3.8.5 ANÁLISIS NODAL POZO CUYABENO - 30D ARENA “Ui”	137
3.8.6 ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA REDA N-3000, POZO CUYABENO - 30D ARENA “Ui”	138
3.8.7 ANÁLISIS NODAL POZO CUYABENO - 34D ARENA “Ui”	142
3.8.8 ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA REDA SN-2600, POZO CUYABENO - 34D ARENA “Ui”.....	143
3.8.9 ANÁLISIS NODAL POZO CUYABENO - 35D ARENA “Ui”	147
3.8.10 ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA REDA SN-2600, POZO CUYABENO - 35D ARENA “Ui”.....	148
3.8.11 ANÁLISIS NODAL POZO CUYABENO - 36D ARENA “Ui”	152
3.8.12 ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA CENTRILIFT P12X, POZO CUYABENO - 36D ARENA “Ui”.....	153
3.8.13 ANÁLISIS NODAL POZO VHR-01 ARENA “BT”	157
3.8.14 ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA REDA GN-1300, POZO VHR-01	

ARENA "BT"	158
3.8.15 ANÁLISIS NODAL POZO VHR-06 ARENA "BT"	162
3.8.16 ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA REDA DN-1100, POZO VHR-06 ARENA "BT"	163
3.8.17 ANÁLISIS NODAL POZO VHR-08 ARENA "BT"+"Us"	167
3.8.18 ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA CENTRILIFT P6X, POZO VHR-08 ARENA "BT"+"Us"	170
3.8.19 ANÁLISIS NODAL POZO VHR-18D ARENA "Ui"	173
3.8.20 ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA CENTRILIFT P18X, POZO VHR-18D ARENA "Ui"	175
3.8.21 ANÁLISIS NODAL POZO VHR-23D ARENA "Ts"	179
3.8.22 ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA ESP TE-1500, POZO VHR-23D ARENA "Ts"	180
3.8.23 ANÁLISIS NODAL POZO VHR-23D ARENA "Ui"	184
3.8.24 ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA ESP TE-2700, POZO VHR-23D ARENA "Ui"	185
3.8.25 ANÁLISIS NODAL POZO VHR-24D ARENA "Us"	189
3.8.26 ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA CENTRILIFT P18X, POZO VHR-24D ARENA "Us"	190
3.8.27 ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA REDA DN-1750, POZO VHR-21D ARENA "Um"	194
3.8.28 ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA REDA DN-1100, POZO	

TIPISHCA-08 ARENA “Ui”	198
------------------------------	-----

CAPÍTULO 4

IMPLEMENTACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN LOS POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA CUYABENO

4.1 INTRODUCCIÓN	202
4.2 ESCENARIOS PLANTEADOS:	202
4.2.2 REDISEÑAR BOMBA:	203
4.2.3 CAMBIAR ARENA Y REDISEÑAR BES	203
4.2.4 ELIMINAR DAÑO DE FORMACION Y REDISEÑAR BOMBA.....	204
4.3 ESCENARIOS PARA LOS POZOS SELECCIONADOS.....	205
4.3.1 POZO CUY-24D ARENA “Us”	205
4.3.1.1 Rediseñar bomba:	205
4.3.2 POZO CUY 29D ARENA “Ts”:	208
4.3.3 POZO CUY - 30D ARENA “Ui”:	209
4.3.4 EL POZO CUY-34D ARENA “Ui”:	209
4.3.4.1 Rediseñar bomba:.....	209
4.3.5 POZO CUY-35D ARENA “Ui”:	212
4.3.5.1 Rediseñar bomba:	212
4.3.6 POZO CUY 36D ARENA “Ui”:	215
4.3.6.2 Cambiar zona y diseñar BES:	216
4.3.7 POZO VHR-01 ARENA “BT”:	225
4.3.7.1 Eliminar el daño y rediseñar BES:.....	225
4.3.8 POZO VHR-06 ARENA “BT”:	229

4.3.8.1 Eliminar daño y rediseñar BES	229
4.3.8.2 Eliminar daño y rediseñar BES:.....	231
4.3.9 POZO VHR - 08 ARENA “Us” + “BT”	234
4.3.9.1 Aislar arena y rediseñar BES:	234
4.3.10 POZO VHR-18D, ARENA “Ui”	237
4.3.10.1 Cambiar zona y rediseñar BES:	237
4.3.11 POZO VHR 21D ARENA “Um”	246
4.3.11.1 Rediseñar Bomba:.....	246
4.3.12 POZO VHR 23:	250
4.3.13 POZO VHR-24D ARENA “Us”:	252
4.3.14 POZO TIPISHCA 08 ARENA “Ui”:	253
4.3.14.1 Cambiar bomba:.....	253
4.4 INCREMENTO DE AGUA POR EL PROYECTO EN EL ÁREA CUYABENO ...	256
4.4.1 CAMPO CUYABENO.....	256
4.4.2 CAMPO VHR	257
4.4.3 BLOQUE 27	258

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

5.1 ANÁLISIS TÉCNICO	259
5.1.1 SUBIR FRECUENCIA.....	260
5.1.2 CAMBIAR DE BOMBA.....	260
5.1.3 REMOVER DAÑO DE FORMACION Y REDISEÑAR BES:	261
5.1.6 CAMBIAR ARENA Y DISEÑAR BES.....	262
5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	263

5.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA	264
5.3.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	264
5.3.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	264
5.3.3 RELACIÓN COSTO-BENEFICIO	265
5.3.4 INVERSIÓN DEL PROYECTO DE ACUERDO A LOS COSTOS DE PRODUCCIÓN.....	265
5.3.5 INGRESOS	267
5.3.6 EGRESOS	267
5.4 COSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO	268
5.5. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES	269
5.6 ANÁLISIS DE PROPUESTAS.....	270
5.6.1 PROPUESTA # 1 – CAMBIO DE BOMBA ELECTROSUMERGIBLE	270
5.6.1.1 Propuesta # 1 – Primer Escenario.....	271
5.6.1.2 Propuesta # 1 – Segundo Escenario.....	273
5.6.2 PROPUESTA # 2 – REMOVER DAÑO DE FORMACIÓN Y CAMBIO DE BES.....	276
5.6.2.1 Propuesta # 2 – Primer Escenario.....	276
5.6.2.2 Propuesta # 2 – Segundo Escenario.....	279
5.6.3 PROPUESTA # 3 – CAMBIO DE ZONA PRODUCTORA Y CAMBIO DE BES.....	282
5.6.3.1 Propuesta # 3 – Primer Escenario.....	282
5.6.3.2 Propuesta # 3 – Segundo Escenario.....	285

CAPÍTULO 6**CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

6.1 CONCLUSIONES.....	288
6.2 RECOMENDACIONES	292
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	295
ANEXOS	297

LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1	INFORMACIÓN GENERAL DE ÁREA CUYABENO	
ANEXO 1. 1	MAPA DE LA UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS CAMPOS CUYABENO-SANSAHUARI Y VHR.....	299
ANEXO 1. 2	CORTES ESTRUCTURALES Y ESTRATIGRÁFICOS (MARCADORES GEOLÓGICOS).....	300
ANEXO 1. 3	CORTES ESTRUCTURALES Y ESTRATIGRÁFICOS (MARCADORES GEOLÓGICOS).....	301
ANEXO 1. 4	MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO CUYABENO Y VHR.....	302
ANEXO 1. 5	COMPOSICIÓN LITOLÓGICA DEL POZO CUYABENO 33D.....	303
ANEXO 1. 6	CORTE ESTRUCTURAL ESTRATIGRAFICO DE LOS POZOS CUYABENO 17, 32D, 1.....	304
ANEXO 1. 7	AVANCE DEL AGUA EN CAMPO.....	305
ANEXO 1. 8	COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA.....	305
ANEXO 1. 9	COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA.....	306
ANEXO 1. 10	COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE.....	306
ANEXO 1. 11	COMPORTAMIENTO DEL AVANCE.....	307
ANEXO 1. 12	COMPORTAMIENTO DEL AVANCE.....	307
ANEXO 1. 13	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS INSTALACIONES EN SUPERFICIE CAMPO CUYABENO.....	308
ANEXO 1. 14	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS INSTALACIONES EN SUPERFICIE CAMPO SANSAHUARI.....	309
ANEXO 1. 15	TRATAMIENTO QUÍMICO DEL ÁREA CUYABENO.....	310

ANEXO 2. 1 UNIDADES POWER OIL	312
ANEXO 2. 2 UNIDADES POWER OIL	312
ANEXO 2. 3 NIVEL DE FLUIDO SOBRE LA BES	313
ANEXO 2. 4 RESERVAS REMANENTES	316
ANEXO 2. 5 REPORTES SEMANALES DEL BES	322
ANEXO 2. 6 HISTORIALES DE RE	330
ANEXO 2. 7 HISTORIALES DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS PARA LA OPTIMIZACIÓN.....	354
ANEXO 2. 8 MATRIZ DEL ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL ÁREA CUYABENO POR CAMPO.....	368
ANEXO 2. 9 MATRIZ DE B'UP DE LOS POZOS DEL ÁREA CUYABENO POR CAMPO.....	397
ANEXO 2. 10 FACILIDADES DE REINYECCIÓN DE AGUA DEL ÁREA CUYABENO.....	409
ANEXO 3 DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN.....	411

LISTA DE FIGURAS

CAPÍTULO 1

FIGURA 1. 1 Mapa de Ubicación Geográfica del Área Cuyabeno.	3
FIGURA 1. 2 Mapa Estructural del Campo Cuyabeno – Sansahuari.	5
FIGURA 1. 3 Columna Estratigráfica General del Área Cuyabeno.	10
FIGURA 1.4 Comportamiento de presión, campo Cuyabeno-Sansahuari arena “T”. 20	
FIGURA 1. 5 Comportamiento de presión, campo VHR, arena “T”	22
FIGURA 1. 6 Comportamiento de presión, campo Cuyabeno-Sansahuari, arena “Ui”	24
FIGURA 1. 7 Comportamiento de presión, campo VHR, arena “Ui”	26
FIGURA 1. 8 Comportamiento de presión, campo Cuyabeno-Sansahuari, arena “Us”	28
FIGURA 1. 9 Comportamiento de presión, campo VHR, arena “Us”	30
FIGURA 1. 10 Comportamiento de presión, campo VHR, arena “M2”	32
FIGURA 1. 11 Comportamiento de presión, Campo VHR, Arena “BT”	34
FIGURA 1. 12 Mecanismos de empuje reservorio “U” - campo Cuyabeno Sansahuari.....	35
FIGURA 1. 13 Mecanismos de empuje Área Cuyabeno- Sansahuari, arena “T”	36
FIGURA 1. 14 Tendencia de incremento de agua Cuyabeno-Sansahuari, arena “Ts”	46
FIGURA 1. 15 Mapa de Burbuja, campo Cuyabeno-Sansahuari, arena “Ts”	47
FIGURA 1.16 Tendencia de incremento de agua Cuyabeno-Sansahuari arena “Ui” .	48
FIGURA 1. 17 Mapa de Burbuja, campo Cuyabeno-Sansahuari, arena “Ui”	49
FIGURA 1. 18 Tendencia de incremento de agua Cuyabeno-Sansahuari, arena “Us”	50
FIGURA 1. 19 Mapa de Burbuja, campo Cuyabeno-Sansahuari, arena “Us”	51
FIGURA 1. 20 Mapa de Burbuja, campo VHR, arena “T”	53

FIGURA 1. 21 Tendencia de incremento de agua, campo VHR, arena "Ui"	54
FIGURA 1. 22 Mapa de Burbuja, campo VHR, arena "Ui"	55
FIGURA 1. 23 Tendencia de incremento de agua, Campo VHR, Arena "Us"	56
FIGURA 1. 24 Mapa de Burbuja, campo VHR, arena "Us"	57
FIGURA 1. 25 Tendencia de incremento de agua, campo VHR, arena "BT"	58
FIGURA 1. 26 Mapa de Burbuja, campo VHR, arena "BT"	59
FIGURA 1. 27 Mapa de Burbuja, campo Tipishca-Huaico.	61
FIGURA 1. 28 Componentes del sistema de levantamiento electrosumergible	66
FIGURA 1. 30 Cabezal del Pozo.....	67
FIGURA 1. 31 Controladores del Motor	68
FIGURA 1. 32 Forma básica de un VSD.....	69
FIGURA 1. 33 Rectificador.....	70
FIGURA 1. 34 Filtro.....	70
FIGURA 1. 35 Motor Electrosumergible	73
FIGURA 1. 36 Protectores	78
FIGURA 1. 37 Bomba Electrosumergible.....	79
FIGURA 1. 38 Curva Característica Real del Comportamiento de la Bomba Electrosumergible.....	81
FIGURA 1. 39 Cable de Potencia.....	83
FIGURA 1. 40 Separador de Gas.....	84

CAPÍTULO 3

FIGURA 3.1 Puntos para realizar un análisis nodal	107
FIGURA 3. 2 Representación esquemática de las Curvas de comportamiento de Presión-Producción.....	109
FIGURA 3.3 Modelo físico del pozo	115
FIGURA 3.4 Ventana de datos del yacimiento	115
FIGURA 3.5 Ventana de datos de tubería en pozos direccionales	116
FIGURA 3.6 Ventana de datos de tubería en pozos verticales	117

FIGURA 3.7 Ventana de datos del la línea de flujo	117
FIGURA 3.8 Ventana de datos para las propiedades del fluido	118
FIGURA 3. 9 Ventana de Modo de Selección	121
FIGURA 3. 10 Ventana de datos de Completación	122
FIGURA 3. 11 Ventana de Datos de Survey del Pozo	122
FIGURA 3. 12 Ventana de Características de los Fluidos.....	123
FIGURA 3. 13 Ventana de Correlaciones Usadas	123
FIGURA 3. 14 Ventada de datos Buid Up	124
FIGURA 3. 15 Ventana de Condiciones actuales de Producción.....	124
FIGURA 3. 16 Correlaciones del programa PIPESIM 2010	125
FIGURA 3. 17 Curva del análisis nodal del CUY-24D arena “Us”	127
FIGURA 3. 18 Altura de succión y descarga vs. caudal del pozo CUY-24D arena “Us”	129
FIGURA 3. 19 Presión de succión y descarga vs. caudal del pozo CUY-24D arena “Us”	130
FIGURA 3. 20 Comportamiento de la bomba del pozo CUY-24D arena “Us”	131
FIGURA 3.21 Curva de análisis nodal del CUY-29D arena “Ts”	132
FIGURA 3. 22 Alturas de succión y descarga vs. caudal del pozo CUY-29D arena “Ts”	134
FIGURA 3. 23 Presión de succión y descarga vs. caudal del pozo CUY-29D arena “Ts”	135
FIGURA 3. 24 Comportamiento de la bomba del pozo CUY-29D arena “Ts”	136
FIGURA 3. 25 Curva del análisis nodal del CUY-30D arena “Ui”	137
FIGURA 3. 26 Alturas de succión y descarga vs. caudal del pozo CUY-30D arena “Ui”	139
FIGURA 3. 27 Presión de succión y descarga vs. caudal del pozo CUY-30D arena “Ui”	140
FIGURA 3. 28 Comportamiento de la bomba del pozo CUY-30D arena “Ui”	141

FIGURA 3. 29 Curva del análisis nodal del CUY-34D arena "Ui"	142
FIGURA 3. 30 Altura de succión y descarga vs. caudal del pozo CUY-34D arena "Ui"	144
FIGURA 3. 31 Presión de succión y descarga vs. caudal del pozo CUY-34D arena "Ui"	145
FIGURA 3. 32 Comportamiento de la bomba del pozo CUY-34D arena "Ui"	146
FIGURA 3.33 Curva del análisis nodal del CUY-35D arena "Ui"	147
FIGURA 3. 34 Altura de succión y descarga vs. caudal del pozo CUY-35D arena "Ui"	149
FIGURA 3. 35 Presión de succión y descarga vs. caudal del pozo CUY-35D arena "Ui"	150
FIGURA 3. 36 Comportamiento de la bomba del pozo CUY-35D arena "Ui"	151
FIGURA 3.37 Curva del análisis nodal del CUY-36D arena "Ui"	152
FIGURA 3. 38 Altura de succión y descarga vs. caudal del pozo CUY-36D arena "Ui"	154
FIGURA 3. 39 Presión de succión y descarga vs. caudal del pozo CUY-36D arena "Ui"	155
FIGURA 3. 40 Comportamiento de la bomba del pozo CUY-36D arena "Ui"	156
FIGURA 3.41 Curva del análisis nodal del VHR-01 arena "BT"	157
FIGURA 3. 42 Altura de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-01 arena "BT"	159
FIGURA 3. 43 Presión de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-01 arena "BT"	160
FIGURA 3. 44 Comportamiento de la bomba del pozo VHR-01 arena "BT"	161
FIGURA 3.45 Curvas del análisis nodal del VHR-06 arena "BT"	162
FIGURA 3. 46 Altura de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-06 arena "BT"	164

FIGURA 3. 47 Presión de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-06 arena “BT”	165
FIGURA 3. 48 Comportamiento de la bomba del pozo VHR-06 arena “BT”	166
FIGURA 3.49 Curvas del análisis nodal del VHR-08 arena “BT”+“Us”	167
FIGURA 3. 50 Curvas del análisis nodal del VHR-08 arena “BT”	168
FIGURA 3. 51 Curvas del análisis nodal del VHR-08 arena “Us”	169
FIGURA 3. 52 Altura de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-08 arena “BT”+“Us”	171
FIGURA 3. 53 Presión de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-08 arena “BT”+“Us”	172
FIGURA 3. 54 Comportamiento de la bomba del pozo VHR-08 arena “BT”+“Us” ...	173
FIGURA 3.55 Curvas de análisis nodal del VHR-18D arena “Ui”	174
FIGURA 3. 56 Altura de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-18D arena “Ui”	176
FIGURA 3. 57 Presión de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-18D arena “Ui”	177
FIGURA 3. 58 Comportamiento de la bomba del pozo VHR-18D arena “Ui”	178
FIGURA 3. 59 Curvas del análisis nodal del VHR-23D arena “Ts”	179
FIGURA 3. 60 Altura de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-23D arena “Ts”	181
FIGURA 3. 61 Presión de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-23D arena “Ts”	182
FIGURA 3. 62 Comportamiento de la bomba del pozo VHR-23D arena “Ts”	183
FIGURA 3.63 Curvas del análisis nodal del VHR-23D arena “Ui”	184
FIGURA 3. 64 Altura de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-23D arena “Ui”	186
FIGURA 3. 65 Presión de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-23D arena	

“Ui”	187
FIGURA 3. 66 Comportamiento de la bomba del pozo VHR-23D arena “Ui”	188
FIGURA 3.67 Curvas del análisis nodal del VHR-24D arena “Us”	189
FIGURA 3. 68 Altura de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-24D arena “Us”	191
FIGURA 3. 69 Presión de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-24D arena “Us”	192
FIGURA 3. 70 Comportamiento de la bomba del pozo VHR-24D arena “Us”	193
FIGURA 3. 71 Altura de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-21D arena “Um”	195
FIGURA 3. 72 Presión de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-21D arena “Um”	196
FIGURA 3. 73 Comportamiento de la bomba del pozo VHR-21D arena “Um”	197
FIGURA 3.74 Altura de succión y descarga vs. caudal del pozo TIP-08 arena “Ui”	199
FIGURA 3. 75 Presión de succión y descarga vs. caudal del pozo TIP-08 arena “Ui”	200
FIGURA 3. 76 Comportamiento de la bomba del pozo TIP-08 arena “Ui”	201

CAPÍTULO 4

FIGURA 4. 1 Comportamiento en sitio de la bomba GN-2100, CUY-24D arena “Us”	207
FIGURA 4. 2 Comportamiento de la bomba DN-3100, CUY-34D arena “Ui”	211
FIGURA 4. 3 Comportamiento en sitio de la bomba DN-3100, CUY-35D arena “Ui”	214
FIGURA 4. 4 Mapa estructural y ubicación del pozo Cuy- 36D.....	216
FIGURA 4. 5 Corte estructural-estratigráfico pozos CUY- 6, 27, 36D Y 10.....	217

FIGURA 4. 6 Interpretación de registros eléctricos arena “Us”	220
FIGURA 4. 7 Comportamiento en sitio de la bomba DN-1750, CUY-36D arena “Us”	224
FIGURA 4. 8 Análisis de sensibilidad de daño VHR-01 arena “BT”	225
FIGURA 4. 9 Comportamiento en sitio de la bomba GN-1600 al eliminar daño.....	226
FIGURA 4. 10 Comportamiento en sitio de la bomba GN-1600, pozo VHR-01 arena “BT”	228
FIGURA 4. 11 Análisis de sensibilidad de daño VHR-06 arena “BT”	230
FIGURA 4. 12 Comportamiento de la bomba DN-1100 al eliminar daño.	231
FIGURA 4. 13 Comportamiento en sitio de la bomba GN-1300, VHR-06 arena “BT”	233
FIGURA 4. 14 Comportamiento en sitio de la bomba DN-725, VHR-08 arena “Us”	236
FIGURA 4. 15 Mapa estructural y ubicación del pozo VHR-18D.....	238
FIGURA 4. 16 Pozos VHR-14, VHR-16, VHR-18D, VHR-19D, VHR-20	239
FIGURA 4. 17 Interpretación de registros eléctricos arena “BT” VHR-18D	242
FIGURA 4. 18 Comportamiento en sitio de la bomba P-12X, pozo VHR-18 arena “BT”	245
FIGURA 4. 19 Comportamiento en sitio de la bomba Reda DN-1100 pozo VHR-21D arena “Um”	249
FIGURA 4. 20 Análisis de sensibilidad para incrementar frecuencia VHR 23 arena “Ts”	250
FIGURA 4. 21 Análisis de sensibilidad para incrementar frecuencia VHR-23 arena “Ui”	251
FIGURA 4. 22 Análisis de sensibilidad daño de formación VHR-24D arena “Us” ...	252
FIGURA 4. 23 Comportamiento en sitio de la bomba DN-475 TIP-08 arena “Ui”...	255

CAPÍTULO 5

FIGURA 5. 1 Tiempo de Recuperación de la Inversión – Propuesta # 1	
Primer escenario.....	271
FIGURA 5. 2 Tiempo de Recuperación de la Inversión – Propuesta # 1	
Segundo escenario.....	274
FIGURA 5. 3 Tiempo de Recuperación de la Inversión – Propuesta # 2	
Primer escenario.....	277
FIGURA 5. 4 Tiempo de Recuperación de la Inversión – Propuesta # 2	
Segundo escenario.....	280
FIGURA 5. 5 Tiempo de Recuperación de la Inversión – Propuesta # 3	
Primer escenario.....	283
FIGURA 5. 6 Tiempo de Recuperación de la Inversión – Propuesta # 3	
Segundo escenario.....	286

LISTA DE TABLAS

CAPÍTULO 1

TABLA 1. 1 Parámetros técnicos de los reservorios Campo Cuyabeno Sansahuari.....	11
TABLA 1. 2 Parámetros técnicos de los reservorios. Campo VHR.	12
TABLA 1. 3 Parámetros técnicos de los reservorios. Bloque 27.	12
TABLA 1. 4 Reservas Certificadas del Área Cuyabeno por Arenas y Campos:	15
TABLA 1. 5 Datum de los reservorios del Área Cuyabeno.....	18
TABLA 1. 6 Comportamiento actual de Pws. campo Cuyabeno-Sansahuari, arena “T”	18
TABLA 1. 7 Tabla de datos para el cálculo de Pws. campo Cuyabeno Sansahuari, arena “T”	19
TABLA 1. 8 Comportamiento actual de Pws. campo VHR, arena “T”	20
TABLA 1. 9 Tabla de datos para el cálculo de Pws. campo VHR, arena “T”	21
TABLA 1. 10 Comportamiento actual de Pws. campo Cuyabeno-Sansahuari, arena “Ui”	22
TABLA 1. 11 Tabla de datos para el cálculo de Pws. campo Cuyabeno Sansahuari, arena “Ui”	23
TABLA 1. 12 Comportamiento actual de Pws. campo VHR, arena “Ui”	24
TABLA 1. 13 Tabla de datos para el cálculo de Pws. campo VHR, arena “Ui”	25
TABLA 1. 14 Comportamiento actual de Pws campo Cuyabeno-Sansahuari, arena “Us”	26
TABLA 1. 15 Tabla de datos para el cálculo de Pws. campo Cuyabeno Sansahuari, arena “Us”	27
TABLA 1. 16 Comportamiento actual de Pws. campo VHR, arena “Us”	28
TABLA 1. 17 Tabla de datos para el cálculo de Pws. campo VHR, arena “Us”	29

TABLA 1. 18 Comportamiento actual de Pws. campo VHR, arena "M2".....	30
TABLA 1. 19 Tabla de datos para el cálculo de Pws. campo VHR, arena "M2"	31
TABLA 1. 20 Comportamiento actual de Pws. campo VHR, arena "BT"	32
TABLA 1. 21 Tabla de datos para el cálculo de Pws. campo VHR, arena "BT"	33
TABLA 1. 22 Estado actual de los pozos por campo en el Área Cuyabeno	37
TABLA 1. 23 Forecast por campo del Área Cuyabeno.....	38
TABLA 1. 24 Estado de la producción en el Área Cuyabeno por campos.	43
TABLA 1. 25 Acumulado de petróleo mensual en el Área Cuyabeno	43
TABLA 1. 26 Producción por método de levantamiento de Bombeo Hidráulico.....	44
TABLA 1. 27 Producción por método de levantamiento de Bombeo Electrosumergible.....	44
TABLA 1. 28 Instalaciones en superficie del Área Cuyabeno	63

CAPÍTULO 2

TABLA 2. 1 Pozos seleccionados para la Optimización	90
TABLA 2. 2 Última prueba de producción o evaluación antes del cierre de los pozos seleccionados.....	91
TABLA 2. 3 B'ÚP de los pozos seleccionados	96
TABLA 2. 4 Pozos Reinyectores del Área Cuyabeno.....	99
TABLA 2. 5 Barriles de agua producida por día, por campo	100
TABLA 2. 6 Barriles de agua producidos y reinyectados, campo Cuyabeno	101
TABLA 2. 7 Barriles de agua producidos y reinyectados, campo VHR.	102
TABLA 2. 8 Barriles de agua producidos y reinyectados, campo Sansahuari.....	103
TABLA 2. 9 Barriles de agua producidos y reinyectados, campo Tipishca	104

CAPÍTULO 3

TABLA 3. 1 Correlaciones del programa PIPESIM 2010	119
TABLA 3. 2 Tabla de datos usados en el programa PIPESIM 2010	120
TABLA 3. 3 Condiciones actuales del pozo CUY- 24D Arena "Us"	127
TABLA 3. 4 Datos del pozo CUY-24D arena "Us"	128
TABLA 3. 5 Resultados del pozo CUY-24D arena "Us"	128
TABLA 3. 6 Condiciones actuales del pozo CUY-29D arena "Ts"	132
TABLA 3. 7 Datos del pozo CUY-29D arena "Ts"	133
TABLA 3. 8 Resultados del pozo CUY-29D arena "Ts"	134
TABLA 3. 9 Condiciones actuales del pozo CUY-30D arena "Ui"	137
TABLA 3. 10 Datos del pozo CUY-30D arena "Ui"	138
TABLA 3. 11 Resultados del pozo CUY-30D arena "Ui"	139
TABLA 3. 12 Condiciones actuales del pozo CUY-34D arena "Ui"	142
TABLA 3. 13 Datos del pozo CUY-34D arena "Ui"	143
TABLA 3. 14 Resultados del pozo CUY-34D arena "Ui"	144
TABLA 3. 15 Condiciones Actuales del pozo CUY- 35D arena "Ui"	147
TABLA 3. 16 Datos del pozo CUY-35D arena "Ui"	148
TABLA 3. 17 Resultados del pozo CUY-35D arena "Ui"	149
TABLA 3. 18 Condiciones actuales del pozo CUY-36D arena "Ui"	152
TABLA 3. 19 Datos del pozo CUY-36D arena "Ui"	153
TABLA 3. 20 Resultados del pozo CUY-36D arena "Ui"	154
TABLA 3. 21 Condiciones actuales del pozo VHR- 01 arena "BT"	157
TABLA 3. 22 Datos del pozo VHR-01 arena "BT"	158
TABLA 3. 23 Resultados del pozo VHR-01 arena "BT"	159
TABLA 3. 24 Condiciones actuales del pozo VHR-06 arena "BT"	162
TABLA 3. 25 Datos del pozo VHR-06 arena "BT"	163
TABLA 3. 26 Resultados del pozo VHR-06 arena "BT"	164
TABLA 3. 27 Condiciones actuales del pozo VHR- 08 arena "BT"+"Us"	167
TABLA 3. 28 Producción por arenas del pozo VHR-08.....	169
TABLA 3. 29 Datos del pozo VHR-08 arena "BT"+"Us"	170
TABLA 3. 30 Resultados del pozo VHR-08 arena "BT"+"Us"	171
TABLA 3. 31 Condiciones actuales del pozo VHR-18D arena "Ui"	174

TABLA 3. 32 Datos del pozo VHR-18D arena "Ui"	175
TABLA 3. 33 Resultados del pozo VHR-18D arena "Ui"	175
TABLA 3. 34 Condiciones actuales del pozo VHR- 23D arena "Ts"	179
TABLA 3. 35 Datos del pozo VHR-23D arena "Ts"	180
TABLA 3. 36 Resultados del pozo VHR-23D arena "Ts"	181
TABLA 3. 37 Condiciones Actuales del pozo VHR - 23D arena "Ui"	184
TABLA 3. 38 Datos del pozo VHR-23D arena "Ui"	185
TABLA 3. 39 Resultados del pozo VHR-23D arena "Ui"	186
TABLA 3. 40 Condiciones actuales del pozo VHR- 24D arena "Us"	189
TABLA 3. 41 Datos del pozo VHR-24D arena "Us"	190
TABLA 3. 42 Resultados del pozo VHR-24D arena "Us"	191
TABLA 3. 43 Datos del pozo VHR-21D arena "Um"	194
TABLA 3. 44 Resultados del pozo VHR-21D arena "Um"	194
TABLA 3. 45 Datos del pozo TIP-08 arena "Ui"	198
TABLA 3. 46 Resultados del pozo TIP-08 arena "Ui"	198

CAPÍTULO 4

TABLA 4. 1 Resumen de problemas operativos de los pozos analizados	204
TABLA 4. 2 Reporte de rediseño BES, CUY-24D, arena "Us"	206
TABLA 4. 3 Producción luego de rediseñar bomba GN-2100	208
TABLA 4. 4 Reporte del rediseño de BES, CUY-34D, arena "Ui"	210
TABLA 4. 5 Producción luego del rediseñar bomba, Reda DN-3100	212
TABLA 4. 6 Reporte del rediseño de BES, CUY-35D, arena "Ui"	213
TABLA 4. 7 Producción luego del rediseño de la bomba CUY-35D arena "Ui"	215
TABLA 4. 8 Características petrofísicas por arena CUY-36D	218
TABLA 4. 9 Cálculo de reservas estimadas por cada arena, CUY-36D	218
TABLA 4. 10 Intervalos aprobados por ser punzonados CUY-36D	219
TABLA 4. 11 Parámetros petrofísicos del pozo CUY 36D	221
TABLA 4. 12 Datos de Build Up, Pozo CUY-06. arena "Us."	221

TABLA 4. 13 Datos de Build Up, Pozo CUY-10. arena “Us”	222
TABLA 4. 14 Reporte del diseño de BES, CUY-36D, arena “Us”	222
TABLA 4.15 Producción después de cambiar arena, Pozo CUY-36D, arena “Us”..	224
TABLA 4. 16 Reporte del diseño de BES, VHR-01, arena “BT”	227
TABLA 4. 17 Producción luego de la estimulación y rediseñar BES, VHR-01 arena “BT”	229
TABLA 4. 18 Reporte del rediseño del BES, VHR-06 arena “BT”	232
TABLA 4. 19 Producción luego de la estimulación VHR-06 arena “BT”	234
TABLA 4. 20 Reporte de rediseño del BES, VHR-08 arena “Us”	234
TABLA 4. 21 Producción luego de cerrar “BT” y rediseñar BES, VHR-08 “Us”	237
TABLA 4. 22 Interpretación petrofísica Pozo: VHR-18D	240
TABLA 4. 23 Reservas estimadas por arena VHR-18D	240
TABLA 4. 24 Análisis de zonas no punzonadas VHR-18D	241
TABLA 4. 25 Datos de build up, pozo VHR-14. arena “BT”	243
TABLA 4. 26 Datos de build up, pozo VHR-16. arena “BT”	243
TABLA 4. 27 Reporte de diseño del BES, VHR-18D arena “BT”	244
TABLA 4. 28 Condiciones luego de cambiar arena y diseñar BES. Pozo VHR-18D.....	246
TABLA 4. 29 Reporte de rediseño del BES, VHR-21D arena “Um”	247
TABLA 4. 30 Condiciones luego de rediseñar la bomba. Pozo VHR-21D “Um”	249
TABLA 4. 31 Reporte de rediseño del BES TIP-08 arena “Ui”	253
TABLA 4. 32 Condiciones luego de rediseño de bomba. TIP-08 arena “Ui”	255
TABLA 4. 33 Incremento de agua Campo Cuyabeno	256
TABLA 4. 34 Incremento de agua Campo VHR	257
TABLA 4. 35 Incremento de agua Bloque 27	258

CAPÍTULO 5

TABLA 5. 1 Propuestas para la optimización.	259
TABLA 5. 2 Pozos Seleccionados para Rediseñar la Bomba	261
TABLA 5. 3 Pozos Seleccionados para Remover daño de formación.....	262
TABLA 5. 4 Pozos seleccionados para cambiar arena y diseñar BES	263
TABLA 5. 5 Costos de Rediseño de BES.....	266
TABLA 5. 6 Costos de Remover de Daño de Formación	266
TABLA 5. 7 Costos de Cambio de Zona	266
TABLA 5. 8 Cronograma de actividades del Cambio de BES	269
TABLA 5. 9 Cronograma de actividades de la Estimulación de Daño y Rediseño de bomba electrosumergible.....	269
TABLA 5. 10 Cronograma de actividades del Cambio de Zona y bomba electrosumergible.....	270
TABLA 5. 11 Resultados de la Propuesta # 1 – Primer escenario	271
TABLA 5. 12 Análisis Económico de la Propuesta # 1 – Primer escenario	272
TABLA 5. 13 Resultados de la Propuesta # 1 – Segundo escenario	273
TABLA 5. 14 Análisis Económico de la Propuesta # 1- Segundo escenario	275
TABLA 5. 15 Resultados de la Propuesta # 2 – Primer escenario	276
TABLA 5. 16 Análisis Económico de la Propuesta # 2 – Primer escenario	278
TABLA 5. 17 Resultados de la Propuesta # 2 – Segundo escenario	279
TABLA 5. 18 Análisis Económico de la Propuesta # 2 – Segundo escenario	281
TABLA 5. 19 Resultados de la Propuesta # 3 – Primer escenario	282
TABLA 5. 20 Análisis Económico de la Propuesta # 3 – Primer escenario	284
TABLA 5. 21 Resultados de la Propuesta # 3 – Segundo escenario	285
TABLA 5. 22 Análisis Económico de la Propuesta # 3 – Segundo escenario	287

ABREVIATURAS

A	=	Amperaje
°API	=	Gravedad específica del petróleo en grados API
ΔH	=	Diferencial de alturas
BAPD	=	Barriles de agua por día
BES	=	Bombeo electrosumergible
BF	=	Barriles fiscales
BFPD	=	Barriles de fluido por día
BHA	=	Bottom Hole Assembly (Instalación de Fondo del Pozo)
BHP	=	Bottom Hole Pressure (Presión de Fondo del Pozo)
BHT	=	Bottom Hole Temperatura (Temperatura de Fondo de Pozo)
BLS	=	Barriles
BPPD	=	Barriles de petróleo por día
BSW	=	Porcentaje de agua y sedimentos básicos
B'UP	=	Prueba de restauración de presión
Bo	=	Factor volumétrico del petróleo
Boi	=	Factor volumétrico inicial del petróleo
"BT"	=	Arena "Basal Tena"
CAP	=	Contacto agua – petróleo
Co	=	Compresibilidad del petróleo
CSG	=	Casing, tubería de revestimiento
DPP	=	Número de disparos por pie
EF	=	Eficiencia de flujo
°F	=	Grados Fahrenheit
FNC	=	Flujo neto de caja
ft	=	Pie

FR	=	Factor de recobro
GOR	=	Relación gas – petróleo
GLR	=	Relación gas – líquido
HJ	=	Bombeo hidráulico tipo Jet
Ho	=	Espesor de arena con petróleo
HP	=	Horse power (caballos de potencia)
Hrs	=	Horas
Hz	=	Hertzios
ID	=	Diámetro interno
IP o J	=	Índice de productividad
IPA	=	Índice de productividad actual
IPI	=	Índice de productividad inicial
in	=	pulgadas
IPR	=	Relación del índice de productividad
K	=	Permeabilidad
Km	=	Kilómetros
KVA	=	Kilovoltios - amperios
KW	=	Kilovatios
Lb	=	Libra
min	=	Minutos
MMPCD	=	Miles de millones de pies cúbicos por día
MPCD	=	Miles de pies cúbicos por día
ND	=	Nivel dinámico de fluido
Np	=	Producción acumulada de petróleo
OD	=	Diámetro externo
Pb	=	Presión de burbuja
PCS	=	Pies cúbicos estándar
Pc	=	Presión fluyente de cabeza
Pi	=	Presión inicial
POES	=	Petróleo original en sitio
PP	=	Pozo produciendo

PPF	=	Producción por flujo natural
PPH	=	Producción por bombeo hidráulico
ppm	=	Partes por millón
PPS	=	Producción por bombeo electrosumergible
Pr	=	Presión de reservorio
PSI	=	Libras fuerza por pulgada cuadrada
PVT	=	Presión, volumen, y temperatura
Pwf	=	Presión de fondo fluyente
Pws	=	Presión de fondo estática
Q, q	=	Caudal de producción
Qo	=	Caudal de petróleo
Qw	=	Caudal de agua
Qt	=	Caudal de fluido
RCB	=	Relación costo – beneficio
RPM	=	Revoluciones por minuto
Rw	=	Resistividad del agua
γ_g	=	Gravedad específica del gas
γ_m	=	Gravedad específica de la mezcla
SQZ	=	Squeeze (cementación forzada)
Sp. Gr.	=	Gravedad específica
Sf	=	Daño de formación
St	=	Daño total
T	=	Temperatura
“T”	=	Arena T
TBG	=	Tubing, tubería de producción
TIR	=	Tasa interna de retorno
“Ti” o “Tinf”	=	Arena “T” inferior
TM	=	Temperatura del motor
“Ts” o “Tsup”	=	Arena “T” superior
“Ty”	=	Arena Tiyuyacu

“U _i ” o “U _{inf} ”	=	Arena “U” inferior
“U _s ” o “U _{sup} ”	=	Arena “U” superior
USD	=	Dólar EEUU
μ _o o VISC	=	Viscosidad del petróleo
μ _w	=	Viscosidad del agua
V	=	Voltaje
VAN	=	Valor actual neto
W.O.	=	Work Over (trabajo de reacondicionamiento)

RESÚMEN

El presente proyecto, tiene como objetivo, el estudio de la situación actual de los pozos con alto potencial de producción, que recuperan petróleo mediante el método de levantamiento artificial BES; por medio de un análisis nodal, empleando los programas de simulación PIPESIM y SUBPUMP, se identifican los problemas del yacimiento y del sistema BES, para solucionar e incrementar la producción en el Área Cuyabeno, operada por EP PETROECUADOR, con información técnica disponible hasta Octubre del 2011. El proyecto consta de seis capítulos, presentados a continuación:

En el capítulo 1, hablamos de la descripción general del Área Cuyabeno, conformada por los campos: Cuyabeno, Sansahuari, VHR, y Bloque 27, el mismo que abarca los campos: Vinita, Huaico, Tipishca, y Blanca; también se detalla las reservas remanentes de los yacimientos productores, el comportamiento de la presión por campos y arenas productoras, el avance de agua, y la producción promedio del Área, al mes de octubre del año 2011 de 21.058 BPPD. Por último, se describe el funcionamiento y los componentes del Sistema del Bombeo Electrosumergible.

En el capítulo 2, se realiza un análisis técnico de los pozos con diferentes sistemas de producción, en base a una matriz, que consta de historiales de reacondicionamiento, producción y presiones, tomando en cuenta el funcionamiento de la bomba eléctrica sumergible, el estado mecánico de los pozos, reservas y condiciones del yacimiento; ayudan a la selección de los pozos. Se describe, la capacidad y comportamiento de la reinyección de agua por campos en el Área Cuyabeno

En el capítulo 3, se procede al análisis nodal de los pozos seleccionados, con bombeo electrosumergible; mediante el programa PIPESIM, se analiza el comportamiento del reservorio, y por medio del SUBPUMP, se realiza el análisis técnico de las condiciones operativas actuales de las bombas instaladas en los

diferentes pozos productores del Área. Con las gráficas de la curva IPR, INTAKE, las presiones de succión y descarga, y la curva del comportamiento de la bomba en el fondo del pozo, se determinan las opciones para el rediseño del sistema BES.

En el capítulo 4, se realiza el rediseño del sistema de bombeo electrosumergible, en los pozos que presentan baja eficiencia y están produciendo fuera del rango óptimo de operación de la bomba; también se presenta la alternativa de remover el daño de formación, en pozos que presentan disminución en el potencial productivo; existen pozos con la alternativa de incorporar nuevas arenas productoras, y rediseñar bombas para las condiciones del nuevo yacimiento. Finalmente, se realiza un análisis del incremento de agua, posterior a la optimización, y se compara con las facilidades actuales de reinyección, para determinar si existe la capacidad requerida con el aumento de producción.

En el capítulo 5, se realiza un análisis técnico – económico del proyecto, para determinar la rentabilidad y viabilidad del mismo; se determinan tres escenarios, el primer escenario es el rediseño de la bomba, los pozos seleccionados para ésta propuesta son: CUY-24D, CUY-34D, CUY-35D, VHR-08, VHR-21D y TIP-08, la ganancia obtenida es 928 BPPD; el segundo escenario es remover daño y rediseño de la bomba, los pozos para ésta propuesta son: VHR-01 y VHR-06, la ganancia es 526 BPPD; y el tercer escenario es cambio de arena y rediseño de la bomba, los pozos seleccionados son: CUY-36D y VHR-18, y la ganancia obtenida es 694 BPPD; se considera el precio del barril de petróleo de 98,70 USD, según el Banco Central del Ecuador, de éste precio se reduce un 30%, para realizar el proyecto en un caso pesimista, debido a la variación del precio del petróleo en los últimos años.

Finalmente, en el sexto capítulo, se presentan las conclusiones y recomendaciones, en base al proyecto realizado, para ser consideradas.

PRESENTACIÓN

El presente Proyecto de Titulación es propuesto, con el objetivo de optimizar el sistema de bombeo electrosumergible, para incrementar la producción de petróleo; el Área Cuyabeno, por su alto potencial productivo, es una de las más importantes operadas por EP PETROECUADOR.

En el Área Cuyabeno, predomina el sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible con 44 pozos, a demás producen 20 pozos con bombeo hidráulico tipo jet.

El sistema de Bombeo Electrosumergible, en la actualidad, es el sistema de extracción de petróleos más usado en el Ecuador, debido a su eficiencia y a las altas ventajas operativas; una de las mejores técnicas, para optimizar éste sistema es el análisis nodal, que permite la comparación entre la producción real de los pozos, y la producción que debe existir de acuerdo al potencial productivo de los mismos, por medio de la detención de restricciones de flujo y la pérdida de capacidad productora del sistema, se determina la causa de la pérdida de potencial productivo, y se procede a la optimización del sistema BES.

Para realizar éste análisis, se usaron dos programas de simulación: el PIPESIM, que ayuda con un análisis del yacimiento por medio de la curva IPR, y un análisis del sistema de producción en conjunto a través de la INTAKE; y el SUBPUMP, que permite un estudio técnico de las condiciones operativas de las bombas electrosumergibles.

Para llevar a cabo el proyecto, se analizan los historiales de producción, y reacondicionamiento, las reservas remanentes, comportamiento del yacimiento, condiciones operativas de los equipos del sistema BES y pruebas de presiones; para obtener como resultado un buen análisis nodal de cada pozo, determinar los problemas y proponer los diferentes escenarios viables y económicamente rentables.

La producción de agua que incrementa con el proyecto, no afecta a las condiciones ambientales, las instalaciones de superficie de reinyección de agua del Área Cuyabeno, tienen la suficiente capacidad para manejar este incremento de agua de formación.

Finalmente, para determinar la viabilidad y si el proyecto es económicamente rentable, se realiza un análisis técnico económico, se presenta un escenario optimista con un precio del barril de petróleo de 98,70 USD, y un escenario pesimista con el 30% menos al anterior, de 69,09 USD; para cada una de las propuestas.

Como resultado, se obtiene el presente proyecto de titulación, con información, métodos, criterios y ejemplos, útiles para EP PETROECUADOR, Escuela Politécnica Nacional, y usuarios en general, interesados en la optimización del sistema de bombeo electrosumergible.

CAPÍTULO 1

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

1.1 DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL ÁREA CUYABENO

1.1.1 HISTORIA DEL CAMPO

El Área Cuyabeno, está conformada por los campos, Sansahuari, VHR, Cuyabeno y Bloque 27, el mismo que abarca los campos Vinita, Huaico, Tipishca y Blanca.

Los primeros pozos exploratorios perforados en el Área fueron:

Cuyabeno-1, perforado el 6 de noviembre de 1972 por la compañía Texaco, alcanza una profundidad de 8157 pies, y producción de 648 BPPD de 26 grados API del reservorio "U".

Sansahuari-1, perforado el 13 de noviembre de 1979 por CEPE, alcanza una profundidad de 8268 pies y produjo 2098 BPPD de 26 grados API del reservorio "U".

Cantagallo -1, (Nombre inicial del campo VHR), se perfora a 2.8 km al norte del pozo Lilian-1 entre el 17 de junio y 18 de julio de 1988, alcanza una profundidad de 8330 pies y aporta una producción de 10617 BPPD de los reservorios "T" (1008 BPPD, 33° API), "U" (8617 BPPD, 32° API), "M2" (442 BPPD, 32° API) y "Basal Tena" (550 BPPD, 20° API).

La perforación de estos pozos permitió el descubrimiento del campo y la determinación del entrapamiento de hidrocarburos en las areniscas de la formación Napo: “U Superior”, “U Inferior”, “Tena” y en “Basal Tena”.

Inicialmente los campos Cuyabeno, Sansahuari eran independientes, pero estudios geológicos, estructurales y de sísmica 2D, además con la perforación de los pozos de avanzada CUY-21 y SSH-10 a finales de 1995, se llega a determinar que se trata de una sola estructura.

En el año 2009, se realiza un estudio de sísmica 3D, y se determina que el sector oriente del campo, por efectos de presión, forma las estructuras Cuyabeno-Sansahuari y Singue. Luego de la interpretación geológica se concluye que la estructura Cuyabeno-Sansahuari y Singue son una sola, por esta razón se incluyen los campos VHR y Bloque 27 en el Área Cuyabeno a partir del año 2009.

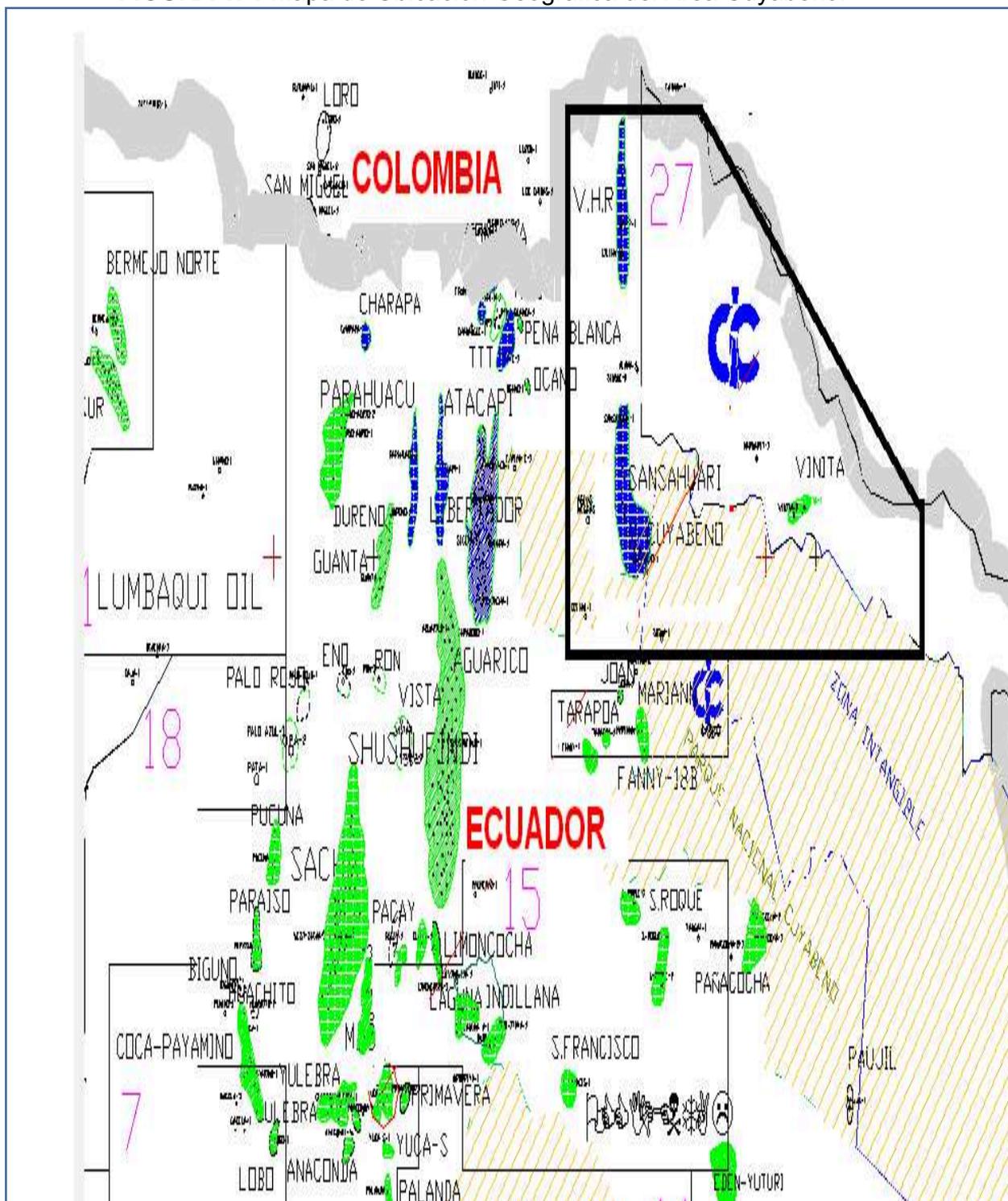
1.1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Cuyabeno-Sansahuari, se encuentra localizado en la región amazónica ecuatoriana al noreste de la provincia de Sucumbíos, cantón Nueva Loja a 900 metros sobre el nivel de mar y aproximadamente a 23 Km de la población de Tarapoa, entre las coordenadas latitud: 00° 07' 53.03'' N - 00° 00'18.20'' S y longitud: 76 ° 14' 53.93'' E - 76 ° 17'57.06'' W.

En la figura 1.1, se observa los límites del campo, al norte y este con la república de Colombia, al sur con el campo Libertador, y al oeste con el campo Tarapoa.

El campo Víctor Hugo Ruales, (ex Cantagallo), se localiza al norte de la cuenca Oriente en la sub-cuenca Napo cercana a la frontera con Colombia a 16 Km al norte del campo Cuyabeno-Sansahuari, entre los ríos San Miguel y Putumayo en la provincia de Sucumbíos, al norte de la población de Tarapoa entre las coordenadas 00° 15` y 00° 24` de latitud norte y entre los 76° 17` y 76° 19` de longitud oeste. El anexo 1.1, indica la ubicación geográfica del campo VHR y el Bloque 27.

FIGURA 1. 1 Mapa de Ubicación Geográfica del Área Cuyabeno.



Fuente: Archivo Petroproducción.

1.1.3 ESTRUCTURA

El Área Cuyabeno, se encuentra sobre el plano platafórmico nororiental de la Cuenca Oriente, su estructura presenta dos altos en los cuales se han perforado pozos del campo Sansahuari y Cuyabeno, el mapa estructural del campo Cuyabeno-Sansahuari se observa en la figura 1.2.

Se trata de una estructura elongada en dirección N-SSE de aproximadamente 16 Km de longitud y se ensancha en dirección sur. Presenta al menos 5 culminaciones o altos a nivel de la base Caliza.

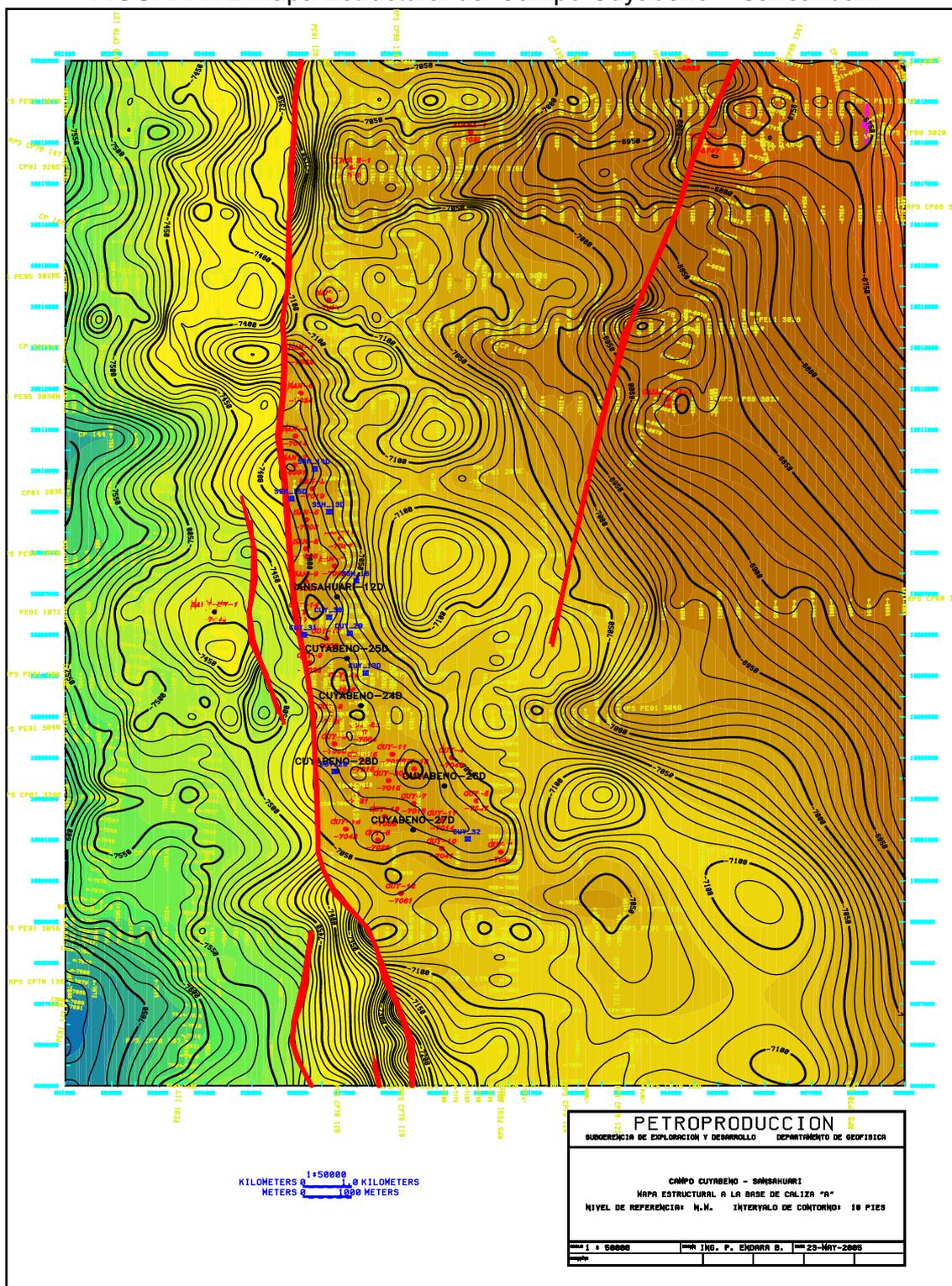
La estructura, se conforma como resultado de una inversión tectónica durante el eoceno temprano a medio, evidenciada por deformación sedimentaria de Tiyuyacu inferior con un aporte de cambio de espesor entre la parte alta y el flanco occidental de la estructura.

Según la geología, el campo Cuyabeno-Sansahuari, se trata de un anticlinal alargado de dirección Norte-Sur, cuyo límite al Oeste, es una falla inversa de un salto de 375 pies en el sector de Cuyabeno y 332 pies en Sansahuari.

El Campo VHR, presenta un anticlinal fallado, alargado de orientación N-S de aproximadamente 15 Km de largo por 4 Km de ancho, limitado hacia el Este por una falla inversa que presenta un salto de aproximadamente 130 pies contra la cual cierra la estructura, probando así la impermeabilidad de la falla.

El anexo 1.2, en base al corte estructural indica la continuidad de las arenas en la dirección norte sur y el anexo 1.3, indica la falla existente de este a oeste de la estructura.

FIGURA 1. 2 Mapa Estructural del Campo Cuyabeno – Sansahuari.



Fuente: Archivo Petroproducción.

1.1.4 ESTRATIGRAFÍA

La cuenca oriental, es definida como relleno cretácico y está subdividida en tres formaciones: Hollín, Napo y la arenisca Basal Tena. La formación Hollín, se subdivide en dos: Hollín Principal y Hollín Superior, pero debido al poco espesor en el Área Cuyabeno no es la formación que aporta a los yacimientos. La formación Napo es donde se encuentra la mayor cantidad de reservorios y se subdivide en tres arenas: Napo Inferior, Medio y Superior.

La formación Napo en la cuenca Oriente, consiste de una sucesión de lutitas, calizas y areniscas, depositadas principalmente en ambientes marinos. Caídas importantes del nivel del mar, dieron lugar a la depositación de los ciclos arenosos transgresivos denominados “T” y “U”.

En el anexo 1.5, se observa los topes y bases de las arenas productoras y la composición litológica.

1.1.5 FORMACIONES DE INTERÉS

1.1.5.1 Arena “Basal Tena”

Sobre la formación Napo durante el Cretácico Superior, se deposita la formación Tena. La formación tiene un contacto transicional con la formación Napo a excepción de la zona central de la cuenca oriental. En la litología presenta arcillas y areniscas de origen marino, principalmente en su base. La sedimentación de estas arcillas y areniscas continuarán hasta el Paleoceno pero cambia su ambiente de depositación a un ambiente de sedimentación continental; estas arcillas y areniscas son de color rojizo, la saturación de petróleo es moderada y los espesores netos de la arena son pequeños.

1.1.5.2 Formación “Napo”

En general, la formación Napo, es el resultado de una serie de secuencias cíclicas, que se componen de areniscas continentales y marino marginales, lutitas y carbones. La formación es netamente marina, descansa en concordancia sobre la formación Hollín y se encuentra cubierta en la parte superior por la formación Tena. Se compone principalmente de lutita gris oscura a negra, con intercalaciones de calizas de color crema a blanco crema y areniscas de grano fino a medio. Esta formación tiene un espesor de 751 a 950 pies y se encuentra en contacto concordante con la formación Hollín y discordante con la Formación Tena.

La formación Napo presenta las siguientes unidades litológicas:

- Arenisca “M1” que corresponde a la Napo Superior y posee un espesor de aproximadamente 430 pies.
- Arenisca “M2” y Caliza “A”, que corresponden a la Napo Media con un espesor de 154 pies.
- Arenisca U (Superior, Media e Inferior), Arenisca “T” (Superior, Inferior) y Caliza B que se encuentran abarcadas dentro de la formación Napo Inferior con un espesor de 330 pies ; siendo las Areniscas “U” y “T” de las cuales se obtienen las mayores reservas de hidrocarburo para el Área Cuyabeno.

El anexo 1.6, indica el corte estructural y estratigráfico de los pozos CUY -17, CUY-32 y CUY-01.

A continuación, se presentan las características de la Arenisca “U” y “T” que son las formaciones con mayor aporte dentro del plan de titulación a desarrollarse.

1.1.5.2.1 Arenisca "U"

La Arenisca "U" presenta un espesor de aproximadamente 129 pies y presenta tres niveles arenosos fluvio – estuarinos denominados "U" Inferior, "U" Media y "U" Superior.

1.1.5.2.1.1 Arenisca "U Superior"

Litológicamente está constituida por una arenisca limpia cuarzosa, crema, transparente, con grano fino a medio, sub-redondeada a sub-angular, y con cemento calcáreo de regular selección. Es una matriz arcillosa no bien desarrollada, con buena porosidad y permeabilidades moderadas. Esta arena posee un crudo mediano y es de un espesor aproximado de 36 a 43 pies.

1.1.5.2.1.2 Arenisca "U Media"

El desarrollo de ésta arena a través del campo, se presenta en forma irregular apareciendo en unos pozos y desapareciendo en otros debido a constantes transgresiones y regresiones que se presentaron durante el tiempo de su depositación, se trata de una arenisca de grano fino de buena porosidad y permeabilidad.

Su base se encuentra a una profundidad de 7850 pies compuesta por un cuello calcáreo lutítico de 10 pies, mientras que su tope arenoso se encuentra a una profundidad de 7807 pies separada de la arena "U" superior por un cuello calcáreo lutítico de 19 pies de espesor.

1.1.5.2.1.3 Arenisca "U Inferior"

La arenisca "U inferior", es la mejor desarrollada dentro del campo, se encuentra sobre un intervalo de lutitas que separan a esta de la Caliza B., su litología está compuesta de una arenisca cuarzosa de color gris verdoso, se trata de una arena

limpia de grano fino a grueso, de sub-angular a sub-redondeada, presencia de cemento silicio arcilloso y calcáreo, presenta buenas propiedades petrofísicas, tiene un espesor que varía de 40 a 72 pies y se desarrolla regularmente a través de todo el campo.

1.1.5.2.2 Arenisca "T"

Con un espesor de aproximadamente 110 pies, presenta dos cuerpos arenosos bien definidos denominados "T Superior" y "T Inferior".

1.1.5.2.2.1 Arenisca "T Superior"

Está constituida de areniscas, lutitas y calizas en menor proporción. La arenisca es de color verde grisáceo de grano fino a medio, sub-angular, de gran espesor neto de petróleo, con porosidades y permeabilidades relativamente buenas. No se observa contacto agua petróleo pero la entrada de agua se debe a flujos laterales que están siendo monitoreados constantemente. Posee un espesor de aproximadamente 50 pies.

1.1.5.2.2.2 Arenisca "T Inferior"

La arena "T inferior", se caracteriza por la presencia de una arenisca de grano grueso, bien seleccionado de alta energía, es la mejor desarrollada de las "Arenas T" con altas porosidades y pequeños espesores netos de petróleo; descansa sobre el miembro basal Napo. La arena se encuentra totalmente invadida de agua. Posee un espesor aproximado de 60 pies.

La figura 1.3, indica la columna estratigráfica específica del Área Cuyabeno, describe los reservorios que aportan a la producción.

FIGURA 1. 3 Columna Estratigráfica General del Área Cuyabeno.

FORMACION		Secuenciales		Miembros		Reservorios			
CODIGO	NOMBRE	CODIGO	NOMBRE	CODIGO	NOMBRE	CODIGO	NOMBRE	BASE	
DC	Depositos Cuaternarios								
MS	Mesa								
MR	Mera								
CR	Chambira								
AR	Arajuno								
CU	Curaray								
CH	Chalcana								
OR	Orteguaza								
TY	Tiyuyacu								
TE	TENA	LSBT	Límite de Secuencia Basal Tena	BT	Basal Tena	BT	Basal Tena	BBT	
NA	NAPO	LSAM1	Límite Secuencia Arenisca M1	AM1	Arenisca M1	AM1S	M1 Superior	BAM1	
						AM1I	M1 Inferior		
				LM1	Lutita M1				
				CM1	Caliza M1				
				LNS	Lutita Napo Superior				
		LSCM2	Límite Secuencia Caliza M2	CM2	Caliza M2				
				AM2	Arenisca M2	AM2	Arenisca M2		BAM2
		BCA	Base Caliza A	CA	Caliza A				
				U	U	US	U Superior		
		LSU	Límite de Secuencia U			UM	U Media		
						UI	U Inferior		BUI
				CU	Caliza U				
				LB	Lutita B				
		SCB	Superficie de Máxima Inundación Caliza B	CB	Caliza B				
LST	Límite Secuencia T	T	T	TS	T Superior				
				TI	T Inferior		BTI		
		CT	Caliza T						
		LNB	Lutita Napo Basal						
SCC	Superficie de Máxima Inundación Caliza C	CC	Caliza C						
H	Hollin			HS	Hollin Superior	HS	Hollin Superior		
				HM	Hollin Media				
		LSH	Límite de Secuencia Hollin	HI	Hollin Inferior	HI	Hollin Inferior	BHI	
YA	Yaupi								
TA	Tambococha								
CZ	Chapiza								
MI	Misahualli								
SA	Sacha								
SN	Santiago								
MA	Macuma								
PU	Pumbuiza								
Pc	Basamento Precámbrico								

Fuente: Archivo Petroproducción.

1.1.6 DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LA ROCA Y FLUIDO DEL ÁREA CUYABENO

Se presenta un resumen general de las características relevantes petrofísicas y propiedades de los fluidos del Área Cuyabeno.

1.1.6.1 Características y Propiedades de las Rocas y los Fluidos de las Arenas Productoras.

En el campo Cuyabeno- Sansahuari, las arenas “Ti” y “Ts” actualmente se encuentran inundadas en la mayor parte de la estructura, las principales arenas productoras son “Us” y “Ui”, y las propiedades de roca y fluido se indican en la tabla 1.1

TABLA 1. 1 Parámetros técnicos de los reservorios. Campo Cuyabeno-Sansahuari

DESCRIPCIÓN	ARENA “US”	ARENA “UI”	ARENA “T”
Area - (acres)	9155	7032	8888
Ho - (pies)	11.9	20.1	15.2
Presión inicial (Psi)	3258	3285	3403
Presión de saturación (Psi)	847	690	1020
Presión actual (Psi)	2700	2500	2400
Datum (Pies)	6681	6930	7066
CAP (Pies)	6888	6954	7077
Gravedad API	24.5	27.3	29.4
RGP (Pcn/Bln)	157	185	357
Porosidad %	17	18	15.5
Saturación agua inicial %	32.8	26	25.3
Boi (By/Bn)	1.147	1.163	1.193
Factor de recobro (%)	39.6	28.4	41.4
Permeabilidad (md)	451	233	235
Viscosidad del petróleo (cp)	3.5	3.2	1.58
Temperatura de formación (F)	178	180	181
Salinidad cloruro de sodio(ppm)	45000	30000	17000

Fuente: Ingeniería de Yacimientos Petroecuador.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

En el campo VHR, las arenas que aportan a la producción son: “BT”, “M2”, “Us”, “Um”, “Us” y “T”, las propiedades de roca y fluido se indican en la tabla 1.2

TABLA 1. 2 Parámetros técnicos de los reservorios. Campo VHR.

DESCRIPCIÓN	ARENA "BT"	ARENA "M2"	ARENA "US"	ARENA "UM"	ARENA "UI"	ARENA "T"
Presión Inicial (psi)	3150	3190	3250	3280	3340	3400
Presión Saturación (Psi)	700	480	780	850	800	280
Gravedad API	20	29,2	32	30	32	31
RGP (Pcn/Bin)	180	100	210	260	230	50
Porosidad %	15,5	13,2	15,9	15,7	15,7	14
Saturación Agua Inicial %	37	50	22	25	28	30
Boi (by/Bn)	1,0852	1,1237	1,179	1,1806	1,2249	1,269
Factor Recobro (%)	20	20	29	20	28	20
Permeabilidad (md)	889	137	1468	592	1048	77
Viscosidad de petróleo (cp)	8	2	2	2	2	1,8
Temperatura Formación (F)	196	197	198	198	198	199
Rw @ Temp. Formación	0,05	0,007	0,07	0,07	0,07	0,15
Salinidad cloruro de sodio	50000	40000	40000	40000	40000	15000

Fuente: Ingeniería de Yacimientos Petroecuador.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

En la tabla 1.3, se observa las propiedades de los reservorios “BT”, “M2”, “Us” y “T”, arenas que aportan a la producción del Bloque 27.

TABLA 1. 3 Parámetros técnicos de los reservorios. Bloque 27.

DESCRIPCION	ARENA "BT"	ARENA "M2"	ARENA "Us"	ARENA "UI"	ARENA "T"
Pi (Psi)	2,903	2,634	3,057	3,057	3,15
Boi (By/Bn)	1099	1159	1143	1144	1155
Uoi (cp)	107.37	5.24	6.80	4.48	1.96
Pb (Psi)	520	627	681	409	600
Rs(pcs/bn)	120	150	160	160	200
Bob (By/Bn)	1105	1167	1155	1165	1181
Uob (cp)	61.62	4.52	5.23	3.30	1.60

Fuente: Ingeniería de Yacimientos Petroecuador.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

1.1.7 RESERVAS

Las reservas de hidrocarburo, son el porcentaje del petróleo original que se puede extraer de un yacimiento petrolífero. La función principal es permitir cuantificar la cantidad de hidrocarburo que se encuentra en el yacimiento, para los diversos programas de desarrollo del campo.

1.1.7.1 Petróleo Original in Situ (POES)

El POES del Área Cuyabeno, se ha calculado en base a información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería de cada yacimiento, estableciendo que el volumen original del área es 772,58 MMBPN.

El POES se lo puede determinar mediante la siguiente fórmula:

$$\text{POES} = 7758 \times \frac{A \times h_o \times \phi \times (1 - S_w)}{B_{oi}} \quad (1.1)$$

Donde:

POES= Petróleo original en situ. (BF)

A = Área de extensión de la arena. (Acres)

Ho = Espesor saturado de petróleo. (pies)

ϕ = Porosidad. (%)

(1-Sw) = Saturación inicial de petróleo (S_{oi}). (adimensional)

B_{oi} = Factor volumétrico de formación del petróleo. (BL/BF).

El Factor de Recobro (FR) de cada uno de los reservorios, se obtiene como el resultado de los estudios de simulación y también de la Certificación de reservas realizado por NCT, que considera que el factor inicial de recobro del Área es aproximadamente 28,87, actualmente el factor de recobro se considera en 18,1, con este valor se calcula las reservas probadas y las probables.

1.1.7.2 Reservas Probadas

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

En el Área Cuyabeno el monto de reservas probadas de los reservorios "BT", Caliza, "M2", Arenas "Us", "Ui" y "T", suman 223 MMBPN (millones de barriles de petróleo normales) de Reservas Probadas de crudos que tienen un rango de 14 a 29 grados API, siendo el más bajo especialmente en el Bloque 27 donde la Caliza "M1" produce un crudo de 14 grados API.

1.1.7.3 Reservas Probables

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

En el Área de estudio, los únicos campos que poseen reservas probables son Vinita, Blanca y Tipishca-Huaico, los reservas probables se estiman en 85,75 MMBPN.

1.1.7.4 Reservas Remanentes

De las reservas probadas y probables hasta junio del 2011 se ha producido 139,81 MMBPN, existen como reservas remanentes 83,247 MMBPN. En el Área no existen reservas posibles. La tabla 1.4, indica el POES, factor de recobro, las reservas probadas, probables, remanentes y la producción acumulada por cada arena productora, según información certificada por la DNH.

TABLA 1. 4 Reservas Certificadas del Área Cuyabeno por Arenas y Campos:

ÁREA CUYABENO										
CAMPO	YACIMIENTO	VOLUMEN IN SITU BLS	FR (INICIAL) %	RESERVAS ORIGINALES			PRODUCCION ACUMULADA BIs al 31/12/2010	RESERVAS REMANENTES BIs al 31/12/2010	FR actual %	° API
				PROBADAS BLS	PROBABLES BLS	TOTALES BLS				
CUYABENO SANSAHUARI SSH-SO-1	BASAL TENA	1.200.000	16,00	192.000	0	192.000	183.368	8.632	15,3	30,10
	U SUP	80.331.295	39,63	31.833.248	0	31.833.248	22.140.628	9.692.620	27,6	26,00
	U MED	22.395.670	51,47	11.526.060	0	11.526.060	1.560.075	9.965.985	7,0	26,00
	U INF	211.974.759	28,40	60.195.360	0	60.195.360	37.847.960	22.347.400	17,9	26,00
	T SUP	111.729.824	37,77	42.196.704	0	42.196.704	29.628.071	12.568.633	26,5	27,00
	T INF	32.086.102	12,75	4.089.681	0	4.089.681	1.122.283	2.967.398	3,5	27,00
	SUB-TOTAL		459.717.650	32,6	150.033.053	0	150.033.053	92.482.384	57.550.669	20,1
VICTOR HUGO RUALES	BASAL TENA	16.439.591	45,00	7.397.816	0	7.397.816	4.859.039	2.538.777	29,6	19,50
	M-2	8.305.121	35,00	2.906.792	0	2.906.792	2.520.497	386.295	30,3	29,20
	U SUP	29.925.034	38,00	11.371.513	0	11.371.513	9.969.695	1.401.818	33,3	32,00
	U MEDIA	24.096.509	35,27	8.500.000	0	8.500.000	7.990.312	509.688	33,2	30,00
	U INF	49.868.947	33,50	16.704.580	0	16.704.580	9.827.381	6.877.199	19,7	32,00
	T SUP	4.159.241	20,00	831.848	0	831.848	553.750	278.098	13,3	31,00
	T INF	16.466.580	18,00	2.963.984	0	2.963.984	1.959.211	1.004.773	11,9	31,00
SUB-TOTAL		149.261.023	34,0	50.676.533	0	50.676.533	37.679.885	12.996.648	25,2	28,13
BLANCA	BASAL TENA	5.465.798	26,20	1.432.039	24.578.211	26.010.250	643.398	788.641	11,8	27,10
	M-1	4.359.301	20,80	906.735	38.696.427	39.603.162	629.569	277.165	14,4	18,40
	SUB-TOTAL	9.825.099	23,8	2.338.774	63.274.638	65.613.412	1.272.967	1.065.807	13,0	27,50

TABLA 1.4 Continuación:

AREA CUYABENO									
CAMPO	YACIMIENTO	VOLUMEN IN SITU BLS	FR (INICIAL) %	RESERVAS ORIGINALES		PRODUCCION ACUMULADA BLS al 31/12/2010	RESERVAS REMANENTES BLS al 31/12/2010	FR actual %	° API
				PROBADAS BLS	PROBABLES BLS				
TIPISHCA HUAICO	M-1	5.467.248	13,90	759.947	-	759.947	99.564	12,1	17,00
	M-2	11.883.728	18,00	2.139.071	-	2.139.071	2.112.186	0,2	26,00
	U SUP	12.329.276	18,60	2.293.245	-	2.293.245	156.574	17,3	23,50
	U INF	44.331.870	20,20	8.955.038	-	8.955.038	4.850.706	9,3	27,50
	T	12.026.083	20,30	2.441.295	-	2.441.295	2.284.757	1,3	30,00
	SUB-TOTAL	86.038.205	19,3	16.588.597	0	16.588.597	9.503.786	8,2	26,91
VINITA	M-1	16.716.556	10,10	1.688.372	8.727.608	10.415.980	393.592	7,7	13,70
	M-2	14.724.202	11,80	1.737.456	7.431.850	9.169.306	1.736.667	0,0	15,30
	U	22.610.548	16,70	0	3.775.962	3.775.962	0	0,0	25,10
	T	13.686.854	18,60	0	2.545.197	2.545.197	0	0,0	28,20
	SUB-TOTAL	67.738.160	5,1	3.425.828	22.480.617	25.906.445	2.130.259	1,9	26,01
TOTAL AREA CUYABENO		772.580.137	28,87	223.062.784	85.755.255	308.818.039	83.247.169	18,1	26

Fuente: Archivo DNH (Certificación de Reservas Junio del 2011)

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

1.1.8 HISTORIAL DE PRESIONES:

Para obtener información del comportamiento actual de presiones de los diferentes reservorios, se procede en primer lugar a la recolección de información de pruebas de presión, realizadas a cada arena, a lo largo de su vida productora.

Una vez obtenidos los datos y con las fórmulas que se presentan a continuación, se llevan los datos de presiones a un datum en común para obtener el comportamiento actual de las presiones en las diferentes arenas.

$$\text{Grad. Fluido} = 0,433[(\gamma_o \times (1 - BSW)) + (\gamma_w \times BSW)] \quad (1.2)$$

$$\Delta h = (\text{Datum} + MR) - \text{Prof Formacion} \quad (1.3)$$

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

$$P_{ws. Datum} = P_{ws} + \Delta P \quad (1.5)$$

Donde:

P_{ws} = Presión estática de yacimiento, [psi]

Grad. Fluido = Gradiente del fluido [psi/pie]

γ_o = Gravedad específica del petróleo, [adimensional]

γ_w = Gravedad específica del agua, [adimensional]

BSW = Corte de agua, [%]

MR = elevación de la mesa rotaria sobre el nivel del mar, [pies]

Prof. Formación = Profundidad de formación [pies]

Ejemplo de cálculo para el pozo CUY-25 Arena "UI":

$$\text{Grad. Fluido} = 0,433[(0,9158 \times (1 - 0,2)) + (1,03 \times 0,2)]$$

$$\text{Grad. Fluido} = 0,3978 \text{ (psi/ft).}$$

$$\Delta h = (6961 + 780) - 7464$$

$$\Delta h = 277 \text{ (ft)}$$

$$\Delta P = 0,3978 \times 277$$

$$\Delta P = 110,19 \text{ (psi)}$$

$$P_{ws. \text{ Datum}} = 3042 + 110,19$$

$$P_{ws. \text{ Datum}} = 3152,19 \text{ (psi)}$$

En base a información entregada por Petroproducción los valores de datum a los cuales se corrigió la presión para las distintas arenas se lo especifica en la tabla 1.5.

TABLA 1. 5 Datum de los reservorios del Área Cuyabeno

ARENA	“Uj”	“T”	“US”
DATUM TVD_SS	-6961 ft	-7066 ft	-6809 ft

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

En base a las presiones corregidas, se grafica presión vs. tiempo y al seguir la tendencia de comportamiento se traza una línea que corta la mayor cantidad de puntos, esta línea refleja la declinación de la presión a través del tiempo y mediante una extrapolación se puede determinar la presión actual hasta el 31 de octubre del 2011.

1.1.8.1 Reservorio “T”

El reservorio dispone de registros de presión desde septiembre de 1994 hasta junio del 2010 en el campo Cuyabeno-Sansahuari. La presión inicial es de 3338 psia. y, la presión promedio del yacimiento actual es 2050psi. En la tabla 1.6, se indica la declinación de presión del reservorio.

TABLA 1. 6 Comportamiento actual de Pws. campo Cuyabeno-Sansahuari, arena “T”

RESERVORIO	FECHA	Pb (psi)	Datum (ft)	Pws media Al 31/10/2011 (psi)
“T”	31/10/2011	1100	7066	2050

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

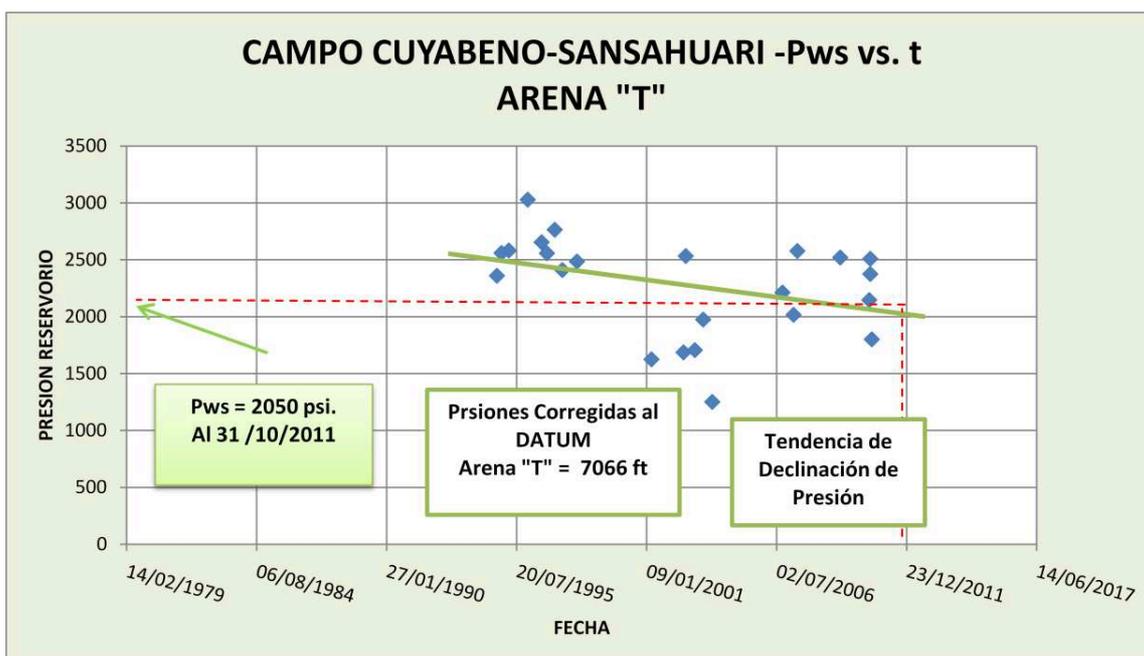
TABLA 1. 7 Tabla de datos para el cálculo de Pws. campo Cuyabeno-Sansahuari, arena "T"

CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI											
COMPORTAMIENTO DE PWS. ARENA "T"											
POZO-ARENA	FECHA	PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO	PR (psi)	BSW	API	grad	datum	ΔP	PWS. AL DATUM POR POZO	PWS. PROMEDIA "T"	PWS al 31/10/2011 " T"
CUY-03 T	18/09/1994	7820	2650	0,01	28	0,39	7066	-290	2360	2050	2340
CUY-03 T	29/07/2002	7820	1987	0,2	27,6	0,40	7066	-300	1687	2050	2350
CUY-03 T	15/10/2003	7820	1562	0,43	27	0,41	7066	-311	1251	2050	2361
CUY-05	20/03/1995	7930	2953	0,72	27	0,43	7066	-371	2582	2050	2421
CUY-09	29/05/2003	7900	2302	0,1	28	0,39	7066	-326	1976	2050	2376
CUY 11 T	22/06/1997	7845	2729	0,15	21	0,41	7066	-318	2411	2050	2368
CUY 15 T	23/03/2001	7825	1923	0,07	27	0,39	7066	-297	1626	2050	2347
CUY 15 T	16/05/2007	7825	2879	0,19	27	0,40	7066	-302	2577	2050	2352
CUY 15 T	12/06/2010	7825	2833	0,63	25	0,43	7066	-323	2510	2050	2373
CUY 20 T	24/02/1997	7905	3130	0,79	25	0,43	7066	-365	2765	2050	2415
CUY 20 T	18/03/2007	7905	2374	0,65	28,1	0,42	7066	-356	2018	2050	2406
CUY 22 T	02/02/1998	7805	2777	0,03	24	0,40	7066	-293	2484	2050	2343
CUY 22 T	21/01/2003	7805	2006	0,21	24	0,41	7066	-299	1707	2050	2349
CUY 23 T	26/10/1996	7872	2867	0,04	29	0,38	7066	-310	2557	2050	2360
CUY 29 T	27/05/2010	8270	2649	0,5	27	0,42	7066	-502	2147	2050	2552
CUY 31 T	10/06/2010	8322	2900	0,46	25	0,42	7066	-524	2376	2050	2574
CUY-33D T	04/07/2010	8670	2484	0,67	28	0,43	7066	-683	1801	2050	2733
SSH 03 T	07/08/1996	8017	3058	0,61	27	0,42	7066	-402	2656	2050	2452
SSH-06	29/11/1994	8005	2939	0,25	26	0,40	7066	-379	2560	2050	2429
SH 08 T	02/09/2002	7795	2820	0,12	27	0,39	7066	-287	2533	2050	2337
SSH 08 T	07/03/2009	7795	2837	0,75	25	0,43	7066	-315	2522	2050	2365
SSH 10 T	07/01/1996	7790	3309	0,007	27	0,39	7066	-280	3029	2050	2330
SSH 12D T	27/09/2006	8250	2678	0,01	25	0,39	7066	-465	2213	2050	2515

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

La tabla 1.7, indica los datos y cálculos utilizados para la gráfica de la tendencia de declinación de presión para el reservorio "T", observada en la figura 1.4.

FIGURA 1. 4 Comportamiento de presión, campo Cuyabeno-Sansahuari arena "T"



Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

El campo VHR en el reservorio "T", presenta una presión inicial de 3400 psi, en la fecha actual, la presión promedio es de 2500 psi, la tabla 1.8, indica el comportamiento actual de la presión de reservorio.

TABLA 1. 8 Comportamiento actual de Pws. campo VHR, arena "T"

RESERVORIO	FECHA	Pb (psi)	Datum (ft)	Pws media Al 31/10/2011 (psi)
"T"	31/10/2011	1100	7066	2500

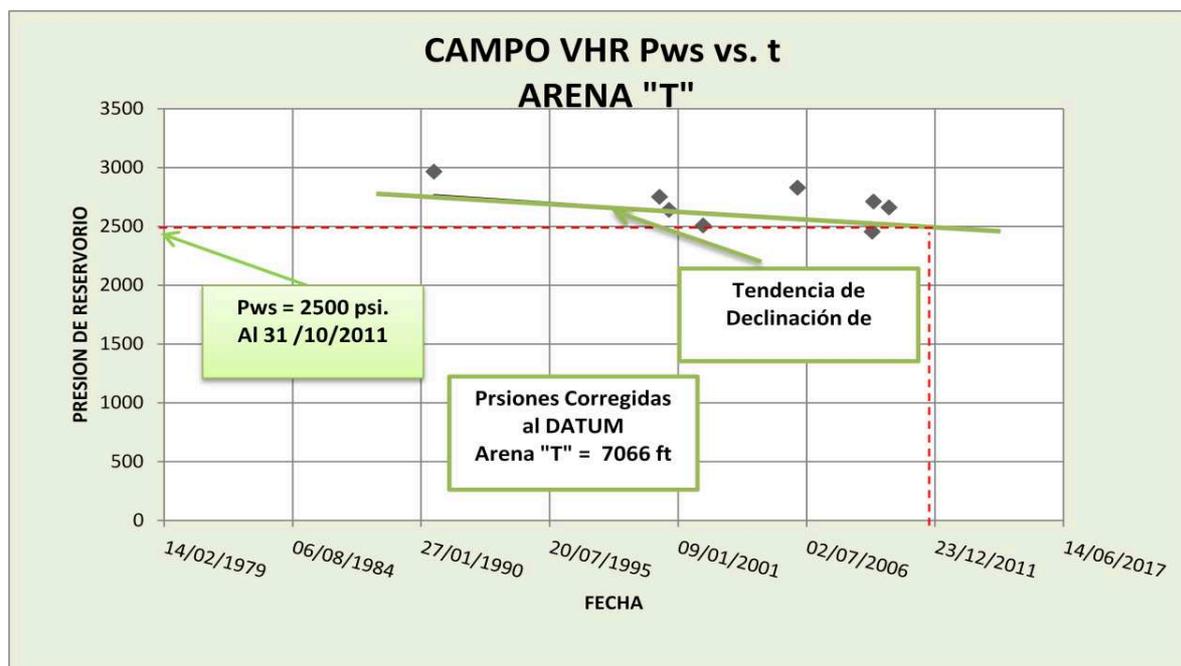
Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

La tabla 1.9, indica los datos y cálculos utilizados para la gráfica de la tendencia de declinación de presión para el reservorio "T", observada en la figura 1.5.

TABLA 1. 9 Tabla de datos para el cálculo de Pws. campo VHR, arena "T"

CAMPO VHR												
COMPORTAMIENTO DE PWS. ARENA "T"												
POZO-ARENA	FECHA	PROFUNDIDAD DEL RESERVOIRIO	PR (psi)	BSW	API	grad	datum	ΔP	PWS. AL DATUM POR POZO	PWS. PROMEDIA "T"	PWS al 31/10/2011 "T"	
VHR 01 T	17/08/2000	8155	3059	0,14	32	0,38	7066	-419	2.640	2500	2919	
VHR 01 T	31/01/2002	8155	2939	0,28	31	0,40	7066	-432	2.507	2500	2932	
VHR 03 T	15/08/1990	8115	3370	0,12	31	0,39	7066	-404	2.966	2500	2904	
VHR 05 T	26/03/2000	8145	3183	0,34	32	0,40	7066	-431	2.752	2500	2931	
VHR 08 T	11/02/2006	8020	3216	0,41	32	0,40	7066	-386	2.830	2500	2886	
VHR 08 T	16/04/2009	8020	2871	0,86	32	0,44	7066	-416	2.455	2500	2916	
VHR 12 D T	25/11/2002	8585	2478	0,12	32	0,38	7066	-583	1.895	2500	3083	
VHR 16 T	09/05/2009	8130	3170	0,7	23	0,43	7066	-459	2.711	2500	2959	
VHR 18 D T	04/01/2010	8595	3315	0,7	28	0,43	7066	-654	2.661	2500	3154	

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

FIGURA 1. 5 Comportamiento de presión, campo VHR, arena “T”

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

1.1.8.2 Reservorio “Ui”

En el campo Cuyabeno-Sansahuari, el reservorio dispone de registros de presión desde julio de 1988 hasta febrero del 2011. La presión inicial es de 3285 psi. En la tabla 1.10, se indica que la presión promedio a la fecha es de 2550psi.

TABLA 1. 10 Comportamiento actual de Pws. campo Cuyabeno-Sansahuari, arena “Ui”

RESERVORIO	FECHA	Pb (psi)	Datum (ft)	Pws media Al 31/10/2011 (psi)
“Ui”	31/10/2011	640	6961	2550

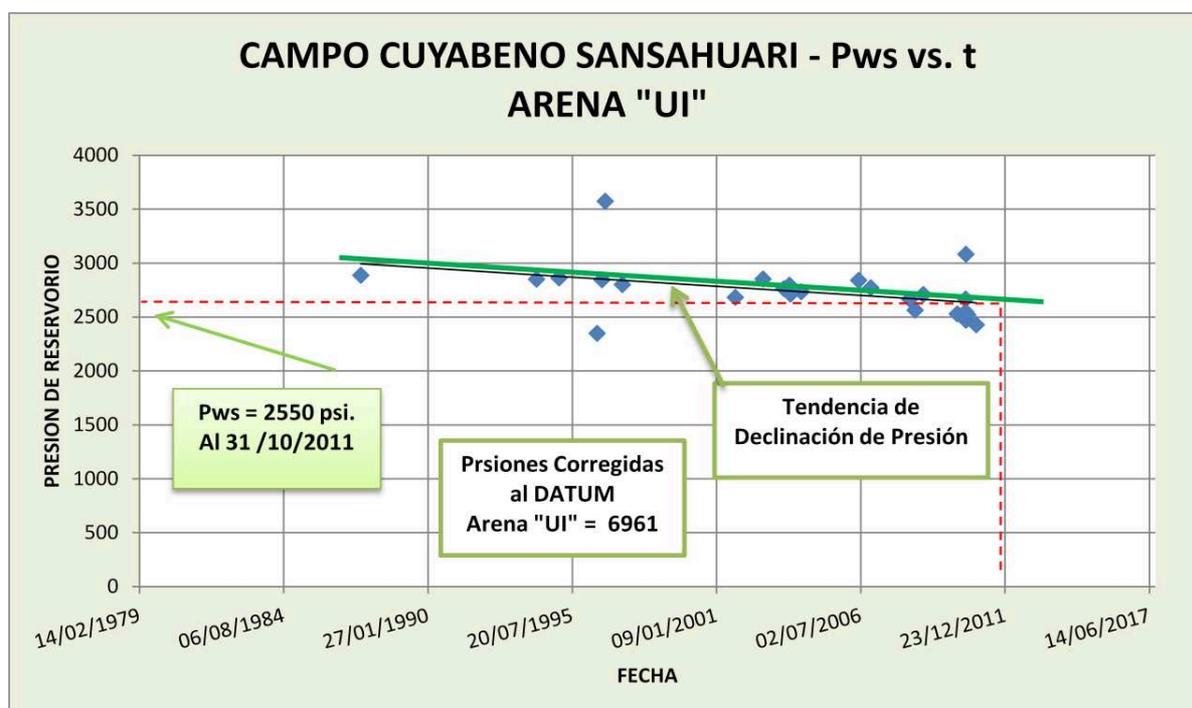
Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

La tabla 1.11, indica los datos y cálculos utilizados para la gráfica de la tendencia de declinación de presión para el reservorio “Ui”, se observa en la figura 1.6, la variación de presión en el reservorio, debido al fuerte empuje hidráulico que soporta el yacimiento.

TABLA 1. 11 Tabla de datos para el cálculo de Pws. campo Cuyabeno Sansahuari, arena "Uj"

CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI												
COMPORTAMIENTO DE PWS. ARENA "UJ"												
POZO-ARENA	FECHA	PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO	PR (psi)	BSW	API	grad	dátum	ΔP	PWS. AL DATUM POR POZO	PWS. PROMEDIA "UJ"	PWS al 31/10/2011 " UJ"	
CUY-02- UJ	13/06/1997	7750	3130	0,54	28	0,42	6961	-330	2800	2550	2880	
CUY-04: UJ	09/07/1987	7780	3252	0,96	24	0,44	6961	-364	2888	2550	2914	
CUY- 06 :UJ	29/06/1996	7780	2685	0,28	24	0,41	6961	-335	2350	2550	2885	
CUY-07: UJ	30/03/2004	7740	3051	0,33	27	0,41	6961	-317	2734	2550	2867	
CUY-08: UJ	11/03/1994	7750	3171	0,29	26	0,41	6961	-320	2851	2550	2870	
CUY-11: UJ	15/10/2003	7744	3116	0,32	26	0,41	6961	-319	2797	2550	2869	
CUY-13D UJ	27/02/2010	7908	2914	0,28	25	0,41	6961	-385	2529	2550	2935	
CUY-14 UJ	16/10/2002	7683	3159	0,61	25	0,43	6961	-307	2852	2550	2857	
CUY-16; UJ	26/09/2001	7720	3006	0,65	28	0,42	6961	-322	2684	2550	2872	
CUY 19 UJ	18/01/1995	7840	3207	0,01	25	0,39	6961	-345	2862	2550	2895	
CUY 20 UJ	05/09/1996	7771	3194	0,68	24	0,43	6961	-348	2846	2550	2898	
CUY 21 UJ	15/11/2008	7665	2992	0,22	26	0,40	6961	-283	2709	2550	2833	
CUY 23 UJ	30/07/2003	7775	3111	0,64	27	0,42	6961	-346	2765	2550	2896	
CUY 24 UJ	23/07/2008	8050	3031	0,69	26	0,43	6961	-467	2564	2550	3017	
CUY 25 UJ	31/05/2006	7464	3042	0,02	23	0,40	6961	-200	2842	2550	2750	
CUY 27 UJ	19/11/2006	7687	3051	0,01	28	0,39	6961	-280	2771	2550	2830	
CUY 28 UJ	19/11/2010	8248	2990	0,85	27	0,44	6961	-563	2427	2550	3113	
CUY 30 UJ	28/06/2010	8180	2959	0,24	27	0,40	6961	-489	2470	2550	3039	
CUY 32 UJ	27/06/2010	8420	3671	0,27	27	0,40	6961	-588	3083	2550	3138	
CUY 34 UJ	23/06/2010	7920	3054	0,28	28	0,40	6961	-385	2669	2550	2935	
CUY 35 UJ	23/06/2010	8100	3007	0,26	27	0,40	6961	-458	2549	2550	3008	
CUY 36 UJ	24/07/2010	8210	3023	0,26	26	0,40	6961	-505	2518	2550	3055	
SSH 04 UJ	01/11/2003	7815	3081	0,73	25	0,43	6961	-369	2712	2550	2919	
SSH 07 UJ	09/05/2008	7800	3026	0,7	25	0,43	6961	-361	2665	2550	3011	
SSH 11 UJ	18/10/1996	7715	3867	0,01	27	0,39	6961	-292	3575	2550	2942	

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

FIGURA 1. 6 Comportamiento de presión, campo Cuyabeno-Sansahuari, arena "Ui"

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

En el campo VHR, la presión inicial en el reservorio "Ui" es de 3340 psi. En la tabla 1.12, se indica que la presión actual es de 2650 psi.

TABLA 1. 12 Comportamiento actual de Pws. campo VHR, arena "Ui"

RESERVORIO	FECHA	Pb (psi)	Datum (ft)	Pws media Al 31/10/2011 (psi)
"Ui"	31/10/2011	640	6961	2650

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

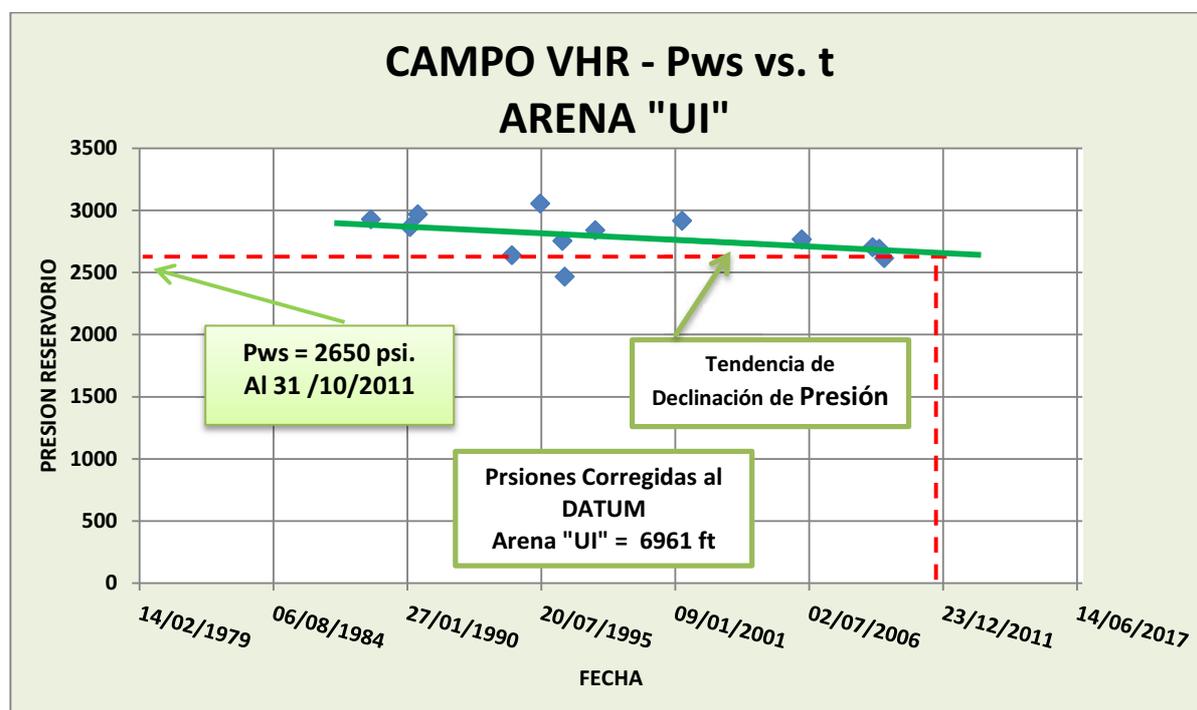
La tabla 1.13, indica los datos y cálculos utilizados para la gráfica de la tendencia de declinación de presión para el reservorio "Ui"; la figura 1.7, indica que en el campo VHR y Cuyabeno, el reservorio "Ui", presenta un fuerte empuje hidráulico que conserva la presión del yacimiento.

TABLA 1. 13 Tabla de datos para el cálculo de Pws. campo VHR, arena "UI"

CAMPO VHR												
COMPORTAMIENTO DE PWS. ARENA "UI"												
POZO-ARENA	FECHA	PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO	PR (psi)	BSW	API	grad	datum	Δp	PWS. AL DATUM POR POZO	PWS. PROMEDIA "UI"	PWS al 31/10/2011 " UI"	
VHR 01 UI	05/07/1996	8015	2886	0,3	32	0,40	6961	-418	2468	2650	3068	
VHR 01 UI	02/08/1988	8020	3350	0,3	32	0,40	6961	-420	2930	2650	3070	
VHR 02 UI	09/03/1990	7980	3280	0,4	31	0,40	6961	-413	2867	2650	3063	
VHR 03	04/10/1997	8020	3262	0,3	32	0,40	6961	-420	2842	2650	3070	
VHR 07 UI	03/07/1990	7940	3367	0,4	31	0,40	6961	-396	2971	2650	3046	
VHR 07 UI	08/05/1994	7940	3044	0,5	31	0,41	6961	-403	2641	2650	3053	
VHR 07 UI	01/06/1996	7940	3166	0,6	31	0,42	6961	-410	2756	2650	3060	
VHR 08 UI	22/04/2001	7900	3273	0,001	31	0,38	6961	-354	2919	2650	3004	
VHR 09 UI	15/03/2006	7980	3181	0,4	31	0,40	6961	-413	2768	2650	3063	
VHR 13 UI	05/02/2009	8020	3129	0,35	32	0,40	6961	-424	2705	2650	3074	
VHR 14 UI	05/07/1995	8040	3472	0,008	28	0,38	6961	-415	3057	2650	3065	
VHR 16 UI	14/05/2009	8034	3133	0,46	30	0,41	6961	-440	2693	2650	3090	
VHR 20 UI	27/07/2009	8007	3060	0,64	29	0,42	6961	-443	2617	2650	3093	

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

FIGURA 1. 7 Comportamiento de presión, campo VHR, arena "Ui"



Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

1.1.8.3 Reservorio "Us"

La presión inicial en el campo Cuyabeno- Sansahuari es de 3258 psia. En la tabla 1.14, se indica que la presión actual promedio del yacimiento es de 2400 psi, a la fecha 31 de octubre del 2011.

TABLA 1. 14 Comportamiento actual de Pws campo Cuyabeno-Sansahuari, arena "Us"

RESERVORIO	FECHA	Pb (psi)	Datum (ft)	Pws media Al 31/10/2011 (psi)
"Us"	31/10/2011	850	6809	2400

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno.

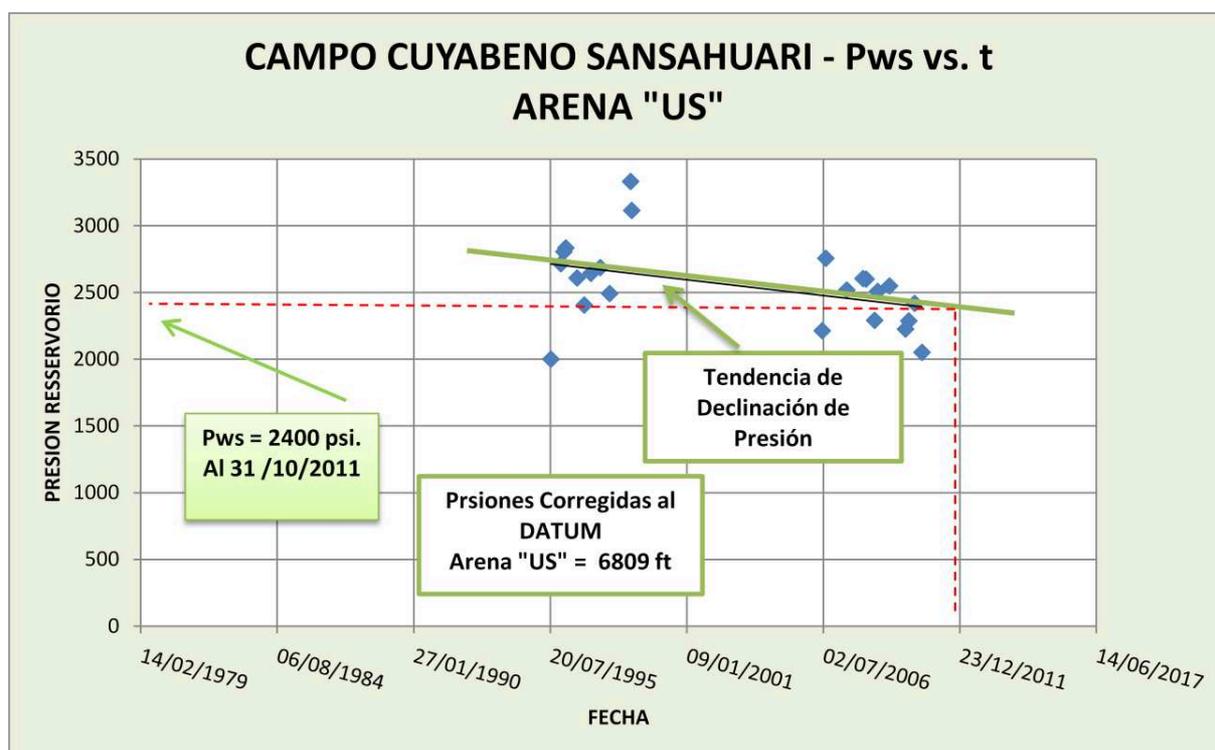
Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

La tabla 1.15, indica los datos y cálculos utilizados para la gráfica de la tendencia de declinación de presión para el reservorio "Us", de la figura 1.8, se indica que la arena "Us", presenta un empuje hidráulico menor con relación al reservorio "Ui".

TABLA 1. 15 Tabla de datos para el cálculo de Pws. campo Cuyabeno-Sansahuari, arena "Us"

CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI												
COMPORTAMIENTO DE PWS. ARENA "US"												
POZO-ARENA	FECHA	PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO	PR (psi)	BSW	API	grad	datum	Δp	PWS. AL DATUM POR POZO	PWS. PROMEDIA "Us"	PWS al 31/10/2011 " Us"	
CUY 06 US	09/06/2007	7720	2885	0,29	28	0,40	6809	-367	2518	2400	2767	
CUY 08 US	08/08/2006	7700	3134	0,63	28	0,42	6809	-377	2757	2400	2777	
CUY 10 US	04/03/1996	7750	3220	0,29	23	0,41	6809	-387	2833	2400	2787	
CUY 12 US	20/03/2008	7930	3081	0,46	17	0,43	6809	-480	2601	2400	2880	
CUY 13 D US	27/02/2010	7777	2831	0,59	22	0,43	6809	-413	2418	2400	2813	
CUY 14 US	24/10/1998	7615	3435	0,1	25	0,40	6809	-320	3115	2400	2720	
CUY 17 US	29/07/1995	7715	2422	0,03		0,47	6809	-422	2000	2400	2822	
CUY 17 US	16/08/1996	7715	2974	0,29	28	0,40	6809	-365	2609	2400	2765	
CUY 19 US	06/12/2009	7800	2716	0,76	25	0,43	6809	-429	2287	2400	2829	
CUY 21 US	21/12/1995	7600	3066	0,96	25	0,44	6809	-351	2715	2400	2751	
CUY 24 D US	14/06/2006	8015	2774	0,06		0,47	6809	-561	2213	2400	2961	
CUY 24 D US	23/07/2008	8015	2778	0,23	25	0,40	6809	-488	2290	2400	2888	
CUY 31D US	15/06/2010	8130	2628	0,75	20	0,44	6809	-576	2052	2400	2976	
SSH 02 US	21/07/1997	7700	3058	0,49	27	0,42	6809	-371	2687	2400	2771	
SSH 04 US	07/03/1997	7765	3049	0,62	27	0,42	6809	-405	2644	2400	2805	
SSH 05 US	07/10/1998	7770	3715	0,18	26	0,40	6809	-384	3331	2400	2784	
SSH 07 US	04/02/1996	7720	3202	0,8	25	0,44	6809	-397	2805	2400	2797	
SSH 09 US	01/12/1996	7595	2718	0,07	24	0,40	6809	-313	2405	2400	2713	
SSH 09 US	19/10/2009	7595	2567	0,79	27	0,43	6809	-341	2226	2400	2741	
SSH 10 US	04/09/2008	7600	2830	0,35	28	0,41	6809	-321	2509	2400	2721	
SSH 11 US	06/12/1997	7671	2843	0,23	23	0,41	6809	-352	2491	2400	2752	
SSH 11 US	02/02/2008	7671	2961	0,34	23	0,41	6809	-357	2604	2400	2757	
SSH 11 US	27/02/2009	7671	2927	0,84	26	0,44	6809	-377	2550	2400	2777	

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

FIGURA 1. 8 Comportamiento de presión, campo Cuyabeno-Sansahuari, arena "Us"

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

En la tabla 1.16, se indica que el campo VHR, presenta presión inicial del reservorio "Us" de 3250 psi, en la actualidad la presión de "Us" es de 2300 psi.

TABLA 1. 16 Comportamiento actual de Pws. campo VHR, arena "Us"

RESERVORIO	FECHA	Pb (psi)	Datum (ft)	Pws media Al 31/10/2011 (psi)
"Us"	31/10/2011	850	6809	2300

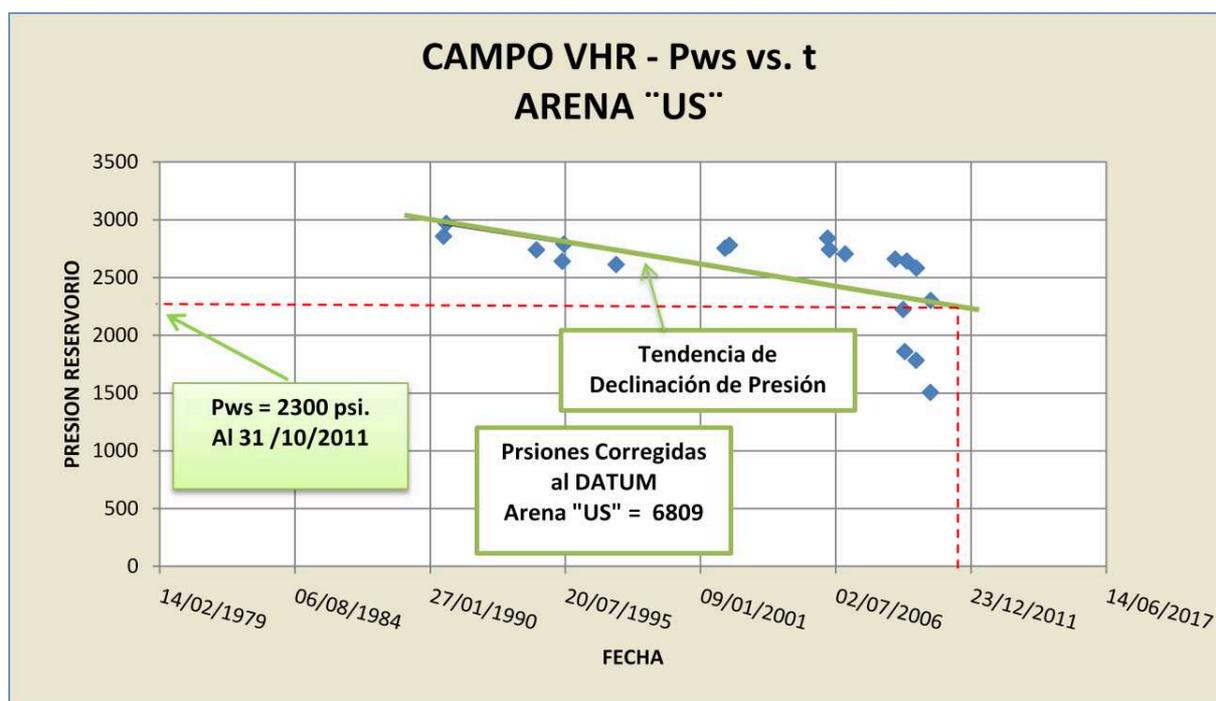
Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

La tabla 1.17, indica los datos y cálculos utilizados para la gráfica de la tendencia de declinación de presión para el reservorio "Us", indicada en la figura 1.9.

TABLA 1. 17 Tabla de datos para el cálculo de Pws. campo VHR, arena "Us"

CAMPO VHR												
COMPORTAMIENTO DE PWS. ARENA "US"												
POZO-ARENA	FECHA	PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO	PR (psi)	BSW	API	grad	datum	ΔP	PWS. AL DATUM POR POZO	PWS. PROMEDIA "Us"	PWS al 31/10/2011 " Us"	
VHR 03 US	10/08/1990	7950	3319	0,4	31	0,40	6809	-462	2857	2300	2762	
VHR 03 US	26/06/1995	7950	3270	0,61	29	0,42	6809	-481	2789	2300	2781	
VHR 03 US	19/11/2006	7950	3162	0,31	30	0,40	6809	-457	2705	2300	2757	
VHR-04 US	16/05/1994	7910	3171	0,26	33	0,39	6809	-431	2740	2300	2731	
VHR 05 US	08/08/1997	7985	3074	0,2	31	0,39	6809	-460	2614	2300	2760	
VHR 06 US	04/01/2002	7945	3233	0,64	30	0,42	6809	-480	2753	2300	2780	
VHR 08 US	22/09/1990	7845	3369	0,1	30	0,39	6809	-400	2969	2300	2700	
VHR 08 US	17/04/2009	7845	2280	0,38	29	0,41	6809	-421	1859	2300	2721	
VHR 11 US	10/03/2002	7986	3282	0,7	31	0,43	6809	-501	2781	2300	2801	
VHR 13 US	06/10/2009	7993	3055	0,3	30	0,40	6809	-473	2582	2300	2773	
VHR 14 US	03/06/1995	8000	3136	0,5	28	0,42	6809	-495	2641	2300	2795	
VHR 15 US	30/03/2006	7975	3201	0,21	30	0,39	6809	-459	2742	2300	2759	
VHR 16 US	16/05/2009	7980	3125	0,41	27	0,41	6809	-482	2643	2300	2782	
VHR 17 US	28/02/2006	7900	3253	0,05	33	0,38	6809	-411	2842	2300	2711	
VHR 19	02/05/2010	8410	2199	0,61	17	0,43	6809	-694	1505	2300	2994	
VHR 20	30/09/2009	7960	2229	0,01	27	0,39	6809	-446	1783	2300	2746	
VHR 21	04/05/2010	8740	3135	0,78	31	0,43	6809	-832	2303	2300	3132	
VHR 23 US	25/11/2008	7910	3089	0,17	31	0,39	6809	-428	2661	2300	2728	
VHR 24 US	24/03/2009	8883	3043	0,14	27	0,40	6809	-820	2223	2300	3120	

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

FIGURA 1. 9 Comportamiento de presión, campo VHR, arena “Us”

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

1.1.8.4 Reservorio “M2”

La arena “M2”, es productiva únicamente en el campo VHR, su presión inicial es de 3190 psi y la presión de reservorio a la fecha actual se indica en la tabla 1.18

TABLA 1. 18 Comportamiento actual de Pws. campo VHR, arena “M2”.

RESERVORIO	FECHA	Pb (psi)	Datum (ft)	Pws media Al 31/10/2011 (psi)
M2	31/10/2011	540	6677	2490

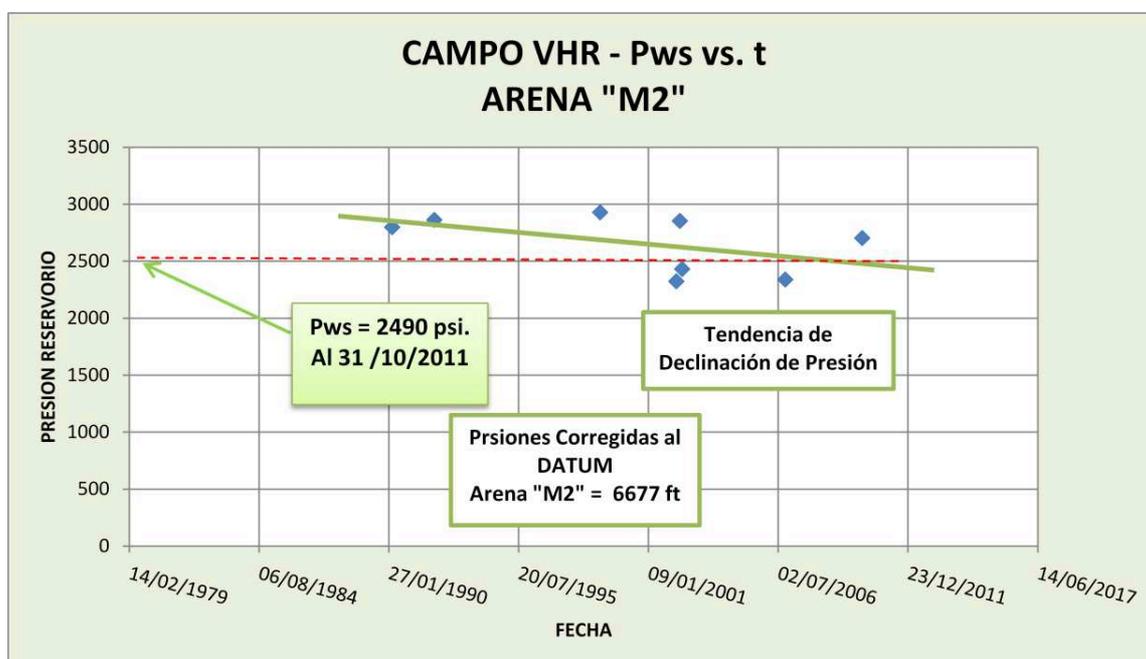
Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La tabla 1.19, indica los datos y cálculos utilizados para la gráfica de la tendencia de declinación de presión para el reservorio “M2”, indicada en la figura 1.10.

TABLA 1. 19 Tabla de datos para el cálculo de Pws. campo VHR, arena "M2"

CAMPO VHR												
COMPORTAMIENTO DE PWS. ARENA "M2"												
POZO-ARENA	FECHA	PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO	PR (psi)	BSW	API	grad	datum	Δp	PWS. AL DATUM POR POZO	PWS. PROMEDIA "M2"	PWS al 31/10/2011 "M2"	
VHR 01 M2	27/12/1998	7820	3380	0,3	33	0,39	6677	-451	2929	2490	2941	
VHR02 M2	19/03/1990	7752	3219	0,23	33	0,39	6677	-419	2800	2490	2909	
VHR 05 M2	12/06/2002	7830	2887	0,12	27	0,39	6677	-454	2433	2490	2944	
VHR 09 M2	26/12/1991	7780	3299	0,25	31	0,39	6677	-435	2864	2490	2925	
VHR-09 M2	09/05/2002	7780	3294	0,3	31	0,40	6677	-439	2855	2490	2929	
VHR 11 M2	14/03/2002	7834	2779	0,11	27	0,39	6677	-455	2324	2490	2945	
VHR 11 M2	16/10/2006	7834	2800	0,16	26	0,40	6677	-461	2339	2490	2951	
VHR 19 D M2	17/01/2010	7255	2950	0,4	18,2	0,42	6677	-245	2705	2490	2735	

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

FIGURA 1. 10 Comportamiento de presión, campo VHR, arena "M2"

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

1.1.8.5 Reservorio "BT"

El reservorio "Basal Tena", aporta únicamente a la producción del campo VHR, en el campo Cuyabeno - Sansahuari no existen características adecuadas para la producción de este reservorio. La tabla 1.20, indica la presión de 1850 psi a la fecha actual.

TABLA 1. 20 Comportamiento actual de Pws. campo VHR, arena "BT"

RESERVORIO	FECHA	Pb (psi)	Datum (ft)	Pws media Al 31/10/2011 (psi)
"BT"	31/10/2011	500	6600	1850

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

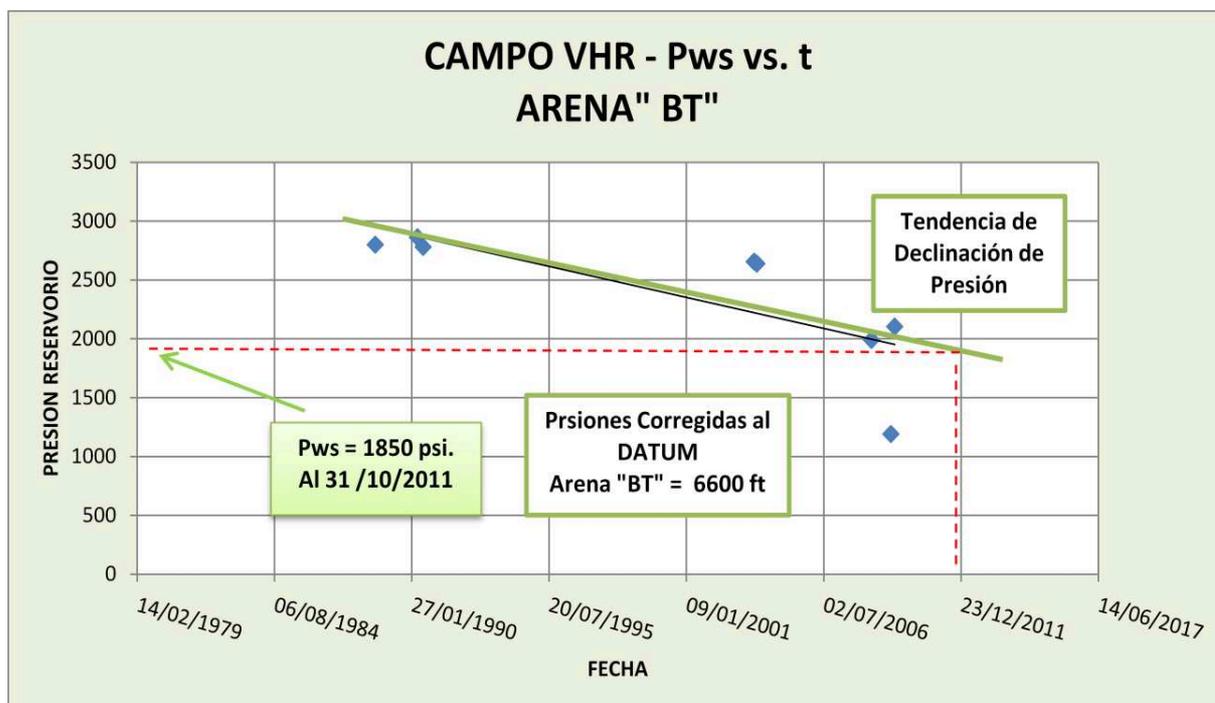
La tabla 1.21, indica los datos y cálculos utilizados para la gráfica de la tendencia de declinación de presión para el reservorio "BT", indicada en la figura 1.11.

TABLA 1. 21 Tabla de datos para el cálculo de Pws. campo VHR, arena "BT"

CAMPO VHR											
COMPORTAMIENTO DE PWS. ARENA "BT"											
POZO-ARENA	FECHA	PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO	PR (psi)	BSW	API	grad	datum	Δp	PWS. AL DATUM POR POZO	PWS. PROMEDIA "BT"	PWS al 31/10/2011 "BT"
VHR 01 BT	13/08/1988	7455	3163	0,4	18	0,42	6600	-363	2800	1850	2213
VHR 04 BT	20/04/1990	7404	3205	0,4	18	0,42	6600	-341	2864	1850	2191
VHR 06 BT	21/09/2003	7421	2997	0,2	19	0,42	6600	-341	2656	1850	2191
VHR 07 BT	09/07/1990	7378	3105	0,2	19	0,42	6600	-323	2782	1850	2173
VHR 14 BT	02/11/2003	7490	3018	0,4	18	0,42	6600	-378	2640	1850	2228
VHR 16 BT	30/04/2009	7490	2492	0,7	18	0,44	6600	-388	2104	1850	2238
VHR 17 BT	25/05/2008	7416	2328	0,04	18	0,41	6600	-336	1992	1850	2186
VHR 22D BT	06/03/2009	7980	1782	0,52	19	0,43	6600	-590	1192	1850	2440

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

FIGURA 1. 11 Comportamiento de presión, Campo VHR, Arena "BT"



Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno.

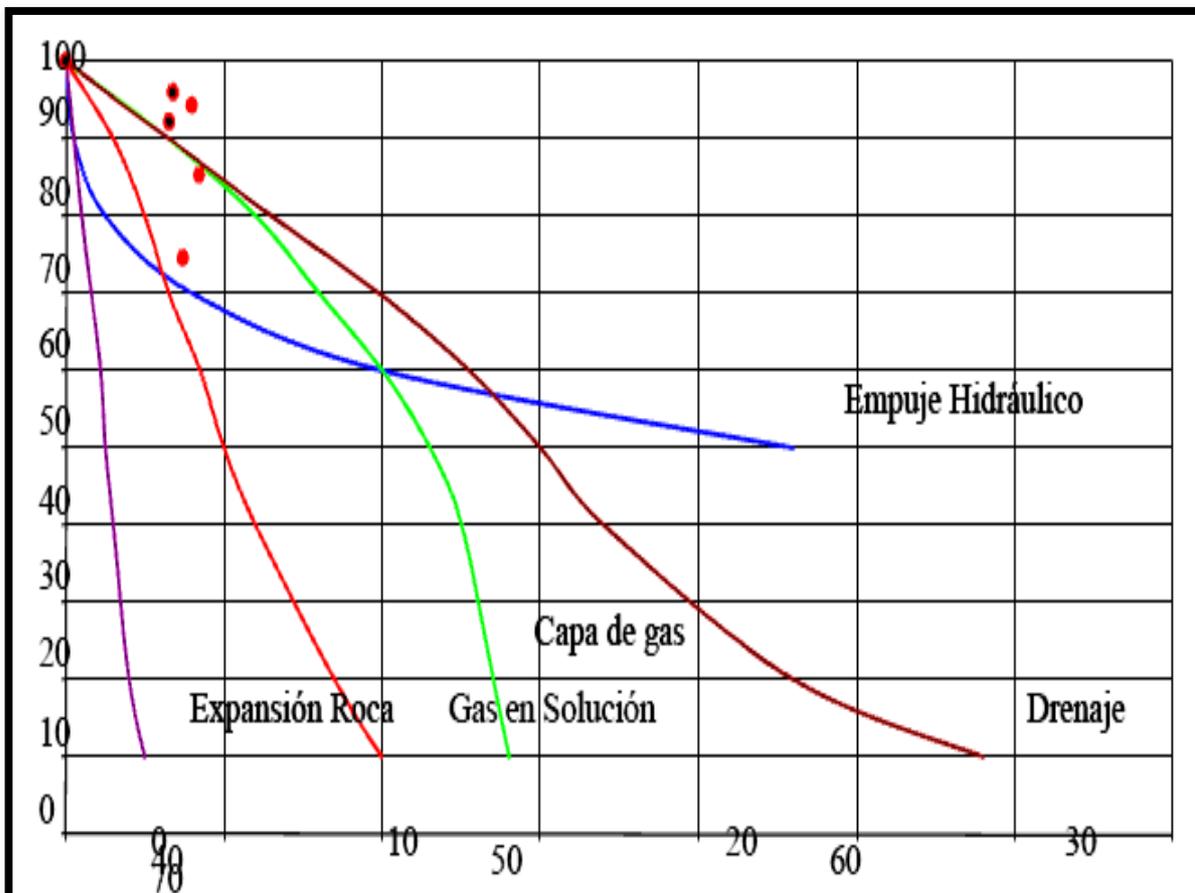
Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

En referencia al comportamiento de presión desde el año 1984 hasta octubre 2011 existe variación de presión por efecto de la producción de fluidos, y es evidente que los tres reservorios ("Us", "Ui" y "T"), tienen un fuerte empuje hidráulico, el acuífero más activo es del reservorio "U inferior".

1.1.9 MECANISMOS DE EMPUJE

Para determinar el mecanismo de empuje, se grafica la relación presión promedio actual a presión inicial del reservorio, en función de la relación de producción acumulada entre el POES (puntos negros) y las tendencias referenciales de comportamiento que responden a diferentes mecanismos de empuje primario.

FIGURA 1. 12 Mecanismos de empuje reservorio “U” - campo Cuyabeno-Sansahuari.

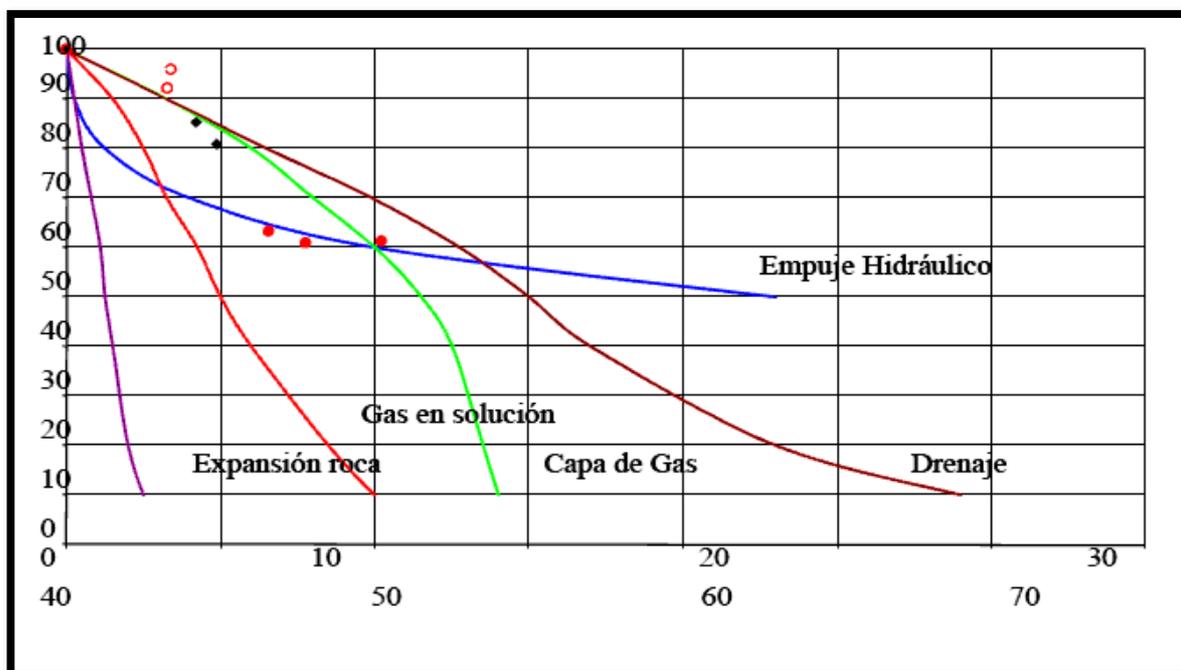


Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno.

La figura 1.12, indica que el reservorio presenta un comportamiento de combinación de mecanismos de producción como el de expansión de roca-fluido, gas en solución y de empuje hidráulico. Cabe destacar que los reservorios “Us” y “Ui” fueron modelados como reservorio “U”.

La tendencia del comportamiento real del reservorio, en base a las medidas de presión disponibles, se orientan actualmente hacia un mecanismo de producción de empuje hidráulico.

FIGURA 1. 13 Mecanismos de empuje Área Cuyabeno- Sansahuari, arena "T"



Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno.

La figura 1.13, indica que el reservorio "T", presenta un comportamiento que combina mecanismos de producción como la expansión de roca-fluido, gas en solución y de empuje hidráulico.

La tendencia del comportamiento real del reservorio, en base a las medidas de presión disponibles, se orientan actualmente hacia un mecanismo de producción predominante de empuje hidráulico.

1.2 ESTADO ACTUAL DEL ÁREA CUYABENO

En referencia al comportamiento actual del Área, es importante analizar el estado actual de los pozos, los diferentes sistemas de levantamiento artificial, producción actual, avance del agua e instalaciones en superficie.

1.2.1. ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS

El Área consta con 64 pozos productores, 2 pozos están en reacondicionamiento, 9 pozos son reinyectores, 27 pozos están cerrados por ser rehabilitados y un pozo abandonado. Ésta información según el forecast del mes de octubre del 2011.

La tabla 1.22, indica el estado de los pozos de los diferentes campos que conforman el Área Cuyabeno.

TABLA 1. 22 Estado actual de los pozos por campo en el Área Cuyabeno

ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL ÁREA CUYABENO						
CAMPO	ESTADO DE POZOS					TOTAL POR CAMPO
	PRODUCTORES	W.O.	CERRADOS	ABANDONADOS	REINYECTORES	
CUYABENO	23	1	9	-	4	37
SANSAHUARI	8	-	4	1	1	14
VHR	21	1	2	-	2	26
TIPIHCA HUAICO	8	-	8	-	2	18
VINITA	2	-	-	-	-	2
BLANCA	2	-	4	-	-	6
TOTAL POR ÁREA	64	2	27	1	9	103

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno.

Elaborado por: Danny Sánchez y Tamara Robles.

En la tabla 1.23, se observa el forecast de producción por campo correspondiente al mes de octubre del 2011.

TABLA 1. 23 Forecast por campo del Área Cuyabeno

CAMPO CUYABENO									
POZO	ACTUAL			FORECAST OCTUBRE-2011					OBSERVACION
	ZONA	METODO	TIPO BOMBA	BFPD	BSW	BPPD	BAPD	BIPD	
CUY-RW1	Ty	PR	-	-	-	-	-	-	REINYECTOR A TIYUYACU.
CUY-01	Ui	CA	-	-	-	-	-	-	CPH (10-NOV-93), POR BAJO APORTE + ALTO CORTE DE AGUA
CUY-02		CPHJ	-	-	-	-	-	-	CPH (07-NOV-09), POR BAJO APORTE + ALTO CORTE DE AGUA
CUY-03	Us	PPHJ	JET-10K	1286	70	374	912	1570	CAMBIO DE ZONA DE T A "US" EN EL WO # 4
CUY-04	Ty	PR	-	-	-	-	-	-	REINYECTOR A ARENA "TIYUYACU"
CUY-05	Ty	PR	-	-	-	-	-	-	REINYECTOR A ARENA "TIYUYACU"
CUY-06	Ui+Us	PPHJ	JET-9K	800	81	153	647	1290	ABRE CAMISA DE "UI" Y QUEDA PRODUCIENDO "UI"+"US"
CUY-07	Ts	PPHJ	JET-8I	938	95	45	893	1110	EL 25/10/2011 POZO QUEDA CERRADO EN ESPERA DE WO.
CUY-08	Ui	PPHJ	JET 9L	1932	79	402	1530	1350	OK. C/B POR MISMO TIPO EL (18-AGO-2011)
CUY-09	Ui	PPHJ	JET-8K	830	72	230	600	1050	C/B MISMO TIPO (26-ABR-2011).
CUY-10	Ui	PPHJ	JET-9K	1333	77	303	1030	1250	OK.
CUY-11	Ts	CPPHJ	JET 7L	208	99	3	205	-	26/MAY/2011 POZO CERRADO POR ALTO BSW.
CUY-12	Us	CPHJ	-	-	-	-	-	-	CERRADO POR BAJO APORTE (26-DIC-2010)
CUY13D	Us	PPS	-	-	-	-	-	-	POZO EN EVALUACION PARA IMPLEMENTAR COMP.DUAL A "US" Y "UI".
CUY-14	Us	PPS	P-23X	1818	82	327	1491		TERMINA EL WO#11 (24-AGO-2011) REPARAR BES,
CUY-15	Ts	PPHJ	JET - 10J	1646	84	263	1383	1430	OK. C/B MISMO TIPO (09-JUN-2011).
CUY-16	Ui	PPHJ	JET-7I	604	79	130	474	1020	EL 10/11/2011 SE CAMBIA BOMBA POR SIMILAR.
CUY-17	Ui	CPHJ	-	-	-	-	-	-	CPH (06-NOV-2011). POR ALTO CORTE DE AGUA.
CUY-18	Ty	PR	-	-	-	-	-	-	REINYECTOR A ARENA "TIYUYACU".
CUY-19	Us	PPHJ	JET-8L	690	77	160	530	1090	OK. C/B MISMO TIPO (10-AGO-2011).
CUY-20	Ui	PPS	AR-1500 SERT	1800	87	234	1566	-	CAMBIAN DE ARENA EN W.O# 7 DE "T" A "Ui". CAMBIAN DE SISTEMA DE PPH A PPS.
CUY-21	Ui	PPS	P23X	2094	86	293	1801	-	12-OCT-2011 INCREMENTA FRECUENCIA DE 53 A 55 HZ
CUY-22	Ts	PPS	P-23X	2214	68	708	1506	-	OK
CUY-23	Ui	PPS	P-62X	4716	83	802	3914	-	EL 05-10-2011 RECUPERAN STD. VALVE Y PRUEBA DE INY. TUB.

TABLA 1. 23 Continuación

CAMPO CUYABENO									
	ACTUAL			FORECAST OCTUBRE-2011					
POZO	ZONA	METODO	TIPO BOMBA	BFPD	BSW	BPPD	BAPD	BIPD	OBSERVACION
CUY-24D	Ui	PPS	SN-2600	2574	82	463	2111	-	15-AGO-2011 TERMINA WO #3 PARA REPARAR BES
CUY-24D	Us	PPS	GN-1600	1584	54	729	855	-	EL 28-AGO-2011 BAJA BSW DE 60 A 58%
CUY-25	Ui	PPS	TE-1500	2220	88	266	1954	-	OK
CUY-26	Ui+Um	CPS	-	-	-	-	-	-	CERRADO POR ALTO CORTE DE AGUA (13-SEP-2010)
CUY-27	Ui	PPS	P-23X	2268	83	386	1882	-	22 SEP 2011 SE REGULA FRECUENCIA DE DE 49 A 51 HZ.
CUY-28D	Ts	PPHJ	JET 10I	136	39	83	53	-	06-JUN-2011 CERRADO POR ALTO CORTE DE AGUA
CUY-29D	Ts	PPS	P12X	1158	56	510	648	-	(10-AGO-2011) REGULAN FRECUENCIA DE 53 A 55 HZ
CUY-30D	Ui	PPS	DN-3000	2748	70	824	1924	-	OK. INCREMENTA FRECUENCIA DE 59 HZ A 60 HZ (25-AGO-2011)
CUY-31D	Us	PPS	P12X	1240	74	322	918	-	INCREMENTA BSW DE 60% A 76%
CUY-32D	Ui	PPS	P-23X	2004	83	340,7	1663	-	14-JUL-2011 FINALIZA WO # 2 PARA CAMBIO DE COMPLETACION BES
CUY-33D	Ts	CPPHJ	-	-	-	-	-	-	CERRADO POR ALTO CORTE DE AGUA (16-OCT-2010)
CUY-34D	Ui	PPS	SN-2600	2488	60	995,2	1493	-	(20-SEP-2011) REGULAN FRECUENCIA DE 51 A 53 HZ
CUY-35D	Ui	PPS	SN-2600	2480	73	669,6	1810	-	INCREMENTA BSW DE 68% A 73% (20-SEP-2011)
CUY-36D	Ui	PPS	P12X	1200	82	216	984	-	INCREMENTA BSW DE 79% A 82% (23-AGO-2011)
TOTAL CAMPO CUYABENO				45009	77	10232	34777	11160	
CAMPO SANSAHUARI									
	ACTUAL			FORECAST OCTUBRE-2011					
POZO	ZONA	METODO	TIPO BOMBA	BFPD	BSW	BPPD	BAPD	BIPD	OBSERVACION
SSH-01	Ty	-	-	-	-	0	0	-	REINYECTOR A "TIYUYACU"
SSH-02	Ui	PPHJ	JET-9I	678	73	183	495	1470	C/B POR SIMILAR Y STD. VALVE (12-MAY-11)
SSH-03	T	-	-	-	-	0	0	-	CPH (25-JUN-10). PROPUESTO PARA WO COMITE 2010
SSH-04	Ts	PPHP	JET 8K	1018	73	275	743	1020	(26-OCT-2011) CAMBIO DE BOMBA POR SIMILAR
SSH-05	Ts	PPHJ	JET-9I	344	41	203	141	1430	CAMBIO DE ARENA DE UI A TS. EN EL WO # 6 (03-JUN-2011)
SSH-06	Us	CPHJ	JET-10J	-	-	-	-	-	CPH (27-JUL-11). POR ALTO CORTE DE AGUA

TABLA 1. 23 Continuación

CAMPO SANSAHUARI									
POZO	ACTUAL			FORECAST OCTUBRE-2011					OBSERVACION
	ZONA	METODO	TIPO BOMBA	BFPD	BSW	BPPD	BAPD	BIPD	
SSH-07	Um	PHJ	JET-9A	706	87	92	614	1660	(09-04-2011) FINALIZA WO # 7. (07-11-2011) CAMBIO DE BOMBA POR SIMILAR CAMBIA "UI" A "UM"
SSH-08	Ui	PPHJ	JET 9L	1485	94	89	1396	1430	POZO SALE DE WO EL 12-04-2011. CAMBIA ARENA "TS" A "UI"
SSH-09	Ui	PPHJ	JET-9J	1471	85	221	1250	1190	(04-05-2011) CAMBIO DE BOMBA POR SIMILAR
SSH-10	Ui	PPHJ	JET-10 K	1448	62	551	880	1740	OK, C/B (03-NOV-2011), MISMO TIPO
SSH-11	BT	CPPHJ	JET1-10J	-	-	-	-	-	17-SEP-2011 POZO SALE WO#5, QUEDA CERRADO POR BAJO APORTE
SSH-12D	Ts	PPS	2 GN - 1600	1592	84	255	1337	-	OK
TOTAL CAMPO SANSAHUARI				8742	82	1868	6857	9940	
CAMPO VHR									
POZO	ACTUAL			FORECAST OCTUBRE-2011					OBSERVACION
	ZONA	METODO	TIPO BOMBA	BFPD	BSW	BPPD	BAPD	BIPD	
VHR-01	M-1	PPS	GN-1300	996	18	817	179	-	09/10/2011 SE BOMBEA 2000 GLS DE JP1 POR ANULAR.
VHR-02	Us	PPS	2P-35X	-	-	-	-	-	SALE DE WO EL 14-NOV-11 (ESTABILIZANDOSE LA PRODUCCION)
VHR-03	Us	PPS	DN-1750	1800	88	216	1584	-	OK
VHR-04	Um	PPHJ	JET-10L	1488	78	327	1160	1488	EN WO DEDE EL 26-SEP-11. EVALUANDO CON MTU.
VHR-05	Um	PPS	GN-1300	1215	85	182	1033	-	OK.
VHR-06	BT	PPS	DN-1100	818	12	720	98	-	25-11-11. SE BOMBEA 2000 GLS DE JP1 POR ANULAR.
VHR-07	Um	PPS	2DN-1100	1048	64	377	671	-	21-01-11. FINALIZA WO 6 Y CAMBIAN BOMBA DN-1300 A DN-1100
VHR-08	BT+Us	PPS	P6X	250	40	150	100	-	OK.
VHR-09	Ui	PPS	GN-1600	1510	92	121	1389	-	04-OCT-11 SALE DE WO 6.
VHR-10	Ty	PR	-	-	-	-	-	-	REINYECTOR A TIYUYACU. CABEZAL DEFECTUOSO
VHR-11	M2	PPS	GN-1300	800	74	208	592	-	19-JUN-11. TERMINA WO 5 YCAMBIAN POR 3 BOMBAS DN 1100.
VHR-12D	Us	PPS	DN-1100	1108	86	155	953	-	OK
VHR-13	Us	PPS	P18X	1362	84	218	1144	-	OK
VHR-14	BT	PPS	DN-725	665	60	266	399	-	19-SEP-11 BOMBEAN 2000 GLS JP1 POR ANULAR.
VHR-15	Ui	PPS	P-23X	2080	84	333	1747	-	05-ENE-11. FINALIZA WO 3. CAMBIAN BOMBA DN 1750 POR P-23X

TABLA 1. 23 Continuación

CAMPO VHR									
POZO	ACTUAL			FORECAST OCTUBRE-2011					OBSERVACION
	ZONA	METODO	TIPO BOMBA	BFPD	BSW	BPPD	BAPD	BIPD	
VHR-16	Ui	PPS	SN-2600	2472	96	99	2373		11-AGO-11. FINALIZA WO 4
VHR-17	BT	PPS	TD-1200	925	76	222	703		31-OCT-11 INCREMENTA BSW DE 70 A 76%
VHR-18D	Ui	PPS	P8X	1.596	93	112	1484		OK
VHR-19D	Ti	PPS							BES OFF POR ALO BSW. EN ESPERA DE WO.
VHR-20	Us	PPS	DN-1100	890	86	125	765		22/07/11 SALE DE WO 1.BAJA EQUIPO BES 2DN-1100
VHR-21D	Um	PPS	DN-1750	497	1	492	5		10-NOV-11. POZO OPERA EN MODO PRESION (DOWNTHUST)
VHR-22D		PPS							POZO ENTRA EN WO (14-11-11). PARA CAMBIO DE ARENA.
VHR-23	Ui	PPS	TE-2700	1696	37	1068	628		ESTABILIZANDO PRODUCCION LUEGO DE WO 2. COMP. DUAL EXITOSA
VHR-23	Ts	PPS	2TE-1500	678	11	603	75		ESTABILIZANDO PRODUCCION LUEGO DE WO 2. COMP. DUAL EXITOSA
VHR-24D	Us	PPS	P18X	1530	79	321	1209		(19-SEP- 2011) INCREMENTA FRECUENCIA DE 55 HZ A 57 HZ
TOTAL CAMPO VHR				25424	71	7132	18291	1488	
BLOQUE 27- CAMPO " TIPISHCA- HUAICO"									
POZO	ACTUAL			FORECAST OCTUBRE-2011					OBSERVACION
	ZONA	METODO	TIPO BOMBA	BFPD	BSW	BPPD	BAPD	BIPD	
PAT-01	Tiy	PR							REINYECTOR A ARENA TIYUYACU.
HUA-01	Ui	PPS	GN-2100	2365	96	88	2277		(07-09-2011) BOMBAN 2000 GAL JP-1 POR ANULAR
TIP-01	Us	PPHJ	JET-10I	291	77	67	224	1200	(07-04-2011) CAMBIO DE BOMBA POR SIMILAR.
TIP-02	Ui	PPS	DN 725	688	87	89	599		(27-06-2011) WL. CAMBIA STD. VALVE DE 3 1/2.
TIP-03	Us	PPS	DN-1100	1023	95	56	967		(20-10-11). INTENTAN PESCAR STD. VALVE SIN ÉXITO. SALE SOLO CABEZA DEL STD. VALVE
TIP-05	Ty	PR							REINYECTOR A ARENA "TIYUYACU"
TIP-06	Us	PPHJ	JET-10J	480	92	38	442	1500	OK
TIP-07	Us	CPPS	GN-1600			0	0		(28-AGOST-2010) CERRADO POR BAJO APORTE
TIP-08	Ui	PPS	DN1100	320	47	170	150		(30-07-11) INYECTAN 2000 GLS DE JP1.
TIP-09	M-1	CPPS	DN-475						(21-10-2011) POZO NO APORTA. QUEDA EN ESPERA DE W.O.
TIP-10	T	CPS	DN-1750			0	0		CPH (28-FEB-06)
TIP-11	Ui	CPS	GN-4000						EL (17-10-11) POZO SALE DEL WO 07, Y (27-10-11) POZO QUEDA EN EWO. POR ALTO BSW
TIP-12	Ts	PPHJ	JET-11K	295	56	130	165	1110	CAMBIO DE BOMBA POR EL MISMO TIPO.
TIP-13	UI	PPS	DN-725	300	18	246	54		OK.
TIP-14	M-2	CPS							CERRADO POR OPTIMIZACION DE VACUUM
TIP-15		CPS				0	0		CERRADO
TOTAL CAMPO TIPISHCA-HUAICO				5762	84	883	4878	3810	

TABLA 1. 23 Continuación

BLOQUE 27- CAMPO " BLANCA "									
POZO	ACTUAL			FORECAST OCTUBRE-2011					OBSERVACION
	ZONA	METODO	TIPO BOMBA	BFPD	BSW	BPPD	BAPD	BIPD	
BLA-01	TENA	PPS	P4X	383	30	268	115		OK. (04-03-11) FINALIZA WO 2. BAJAN BOMBA P-4X
BLA-02	M-1	CPPS				0	0		CERRADO EQUIPO FASE A TIERRA
BLA-04	M-1	CPH				0	0		CPH (26-DIC-08) POR BAJO APORTE + ALTO BSW
BLA-05	M-1	PPS	D-725N	505	87	66	439		OK.
TOTAL CAMPO BLANCA				888	62	333	554	0	
BLOQUE 27- CAMPO " VINITA "									
POZO	ACTUAL			FORECAST OCTUBRE-2011					OBSERVACION
	ZONA	METODO	TIPO BOMBA	BFPD	BSW	BPPD	BAPD	BIPD	
VIN-01	M-1	PPS	DN-1100	888	75	224	664		OK
VIN-02	M-1	PPS	P-8X	486	21	384	102		(18-04-11) FINALIZA WO 2.
TOTAL CAMPO VINITA				1374	55	607	766	0	

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno.

Elaborado por: Danny Sánchez y Tamara Robles.

1.2.1.1 Estado Actual de la Producción en el Área Cuyabeno por Estaciones

De acuerdo al forecast de la tabla 1.23, y la producción del Área Cuyabeno por estaciones observada en la tabla 1.24, se determina que la producción diaria promedio del Área Cuyabeno al mes de octubre del año 2011 es 21.058 BPPD, de los cuales 10.232 BPPD produce el campo Cuyabeno, 1.868 BPPD del campo Sansahuari, 7132 BPPD del campo VHR, y 1.823 BPPD aporta el campo Bloque 27.

El total de agua que produce el Área es 66.124 BAPD, correspondientes a 34.776 BAPD producidos por el campo Cuyabeno, 6.857 BAPD por el campo Sansahuari, 18292 BAPD producidos en el campo VHR, y 6.198 BAPD en el campo Bloque 27; el total de petróleo inyectado en el Área es 26.398 BPPD, y el total de gas de

formación es de 3.646 MPCPD. Estos datos se indican en la tabla 1.24, elaborada de acuerdo a los resultados del forecast del Área correspondiente a 31 de octubre del 2011.

TABLA 1. 24 Estado de la producción en el Área Cuyabeno por campos.

TOTAL DE PRODUCCIÓN POR CAMPOS DE ACUERDO AL FORECAST					
CAMPO	BFPD	BPPD	BAPD	BIPD	BSW%
CUYABENO	45009	10232	34776	11160	77
SANSAHUARI	8742	1868	6857	9940	82
VHR	25424	7132	18292	1488	71
TIPISHCA-HUAICO	5762	883	4878	3810	84
BLANCA	888	333	554	0	62
VINITA	1374	607	766	0	55
TOTAL	87199	21058	66124	26398	72

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno.

Elaborado por: Danny Sánchez y Tamara Robles.

Los acumulados de petróleo producidos mensualmente por campo en el 2011, se indican en la tabla 1.25

TABLA 1. 25 Acumulado de petróleo mensual en el Área Cuyabeno

MES	CUYABENO	SANSAHUARI	VHR	BLANCA	TIPISHCA	VINITA	TOTAL	PROMEDIO
ENERO	317575	48546	286162	9310	35480	22821	719894,00	23222
FEBRERO	280958	41648	272659	8091	32519	20156	656031,00	23430
MARZO	308942	54503	264768	9287	36458	22549	696507,00	22468
ABRIL	311343	52146	244572	9864	34419	14957	667301,00	22243
MAYO	313769	48757	249070	10690	34375	18549	675210,00	21781
JUNIO	301152	49860	226958	10358	33564	17571	639463,00	21315
JULIO	305709	41457	230396	9755	32541	17657	637515,00	20565
AGOSTO	320355	52314	230340	10203	33437	18371	665020,00	21452
SEPTIEMBRE	321201	87045	220077	9985	31680	18155	688143,00	22938
OCTUBRE	349432	60950	231389	10144	29342	18658	699915,00	22578
TOTAL	3130436	537226	2456391	97687	333815	189444	6744999	22199

Elaborado por: Danny Sánchez y Tamara Robles.

1.2.2 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DEL ÀREA CUYABENO

En el Àrea Cuyabeno existen implementados dos sistemas de levantamiento artificial, el bombeo electrosumergible y levantamiento hidráulico por power oil, la tabla 1.26 y 1.27, indican la cantidad de pozos que presentan los distintos sistemas de levantamiento por campo, y la producción correspondiente al mes de octubre del 2011.

TABLA 1. 26 Producción por método de levantamiento de Bombeo Hidráulico.

CAMPO	BOMBEO HIDRÁULICO JET				
	NÚMERO DE POZOS	BFPD	BPPD	BAPD	BIPD
CUYABENO	9	10659	2060	8599	11160
SANSAHUARI	7	7150	1613	5537	9940
VHR	1	1488	327	1160	1500
TIPISHCA - HUAICO	3	1066	235	831	3810
VINITA	0	0	0	0	0
BLANCA	0	0	0	0	0
TOTAL POR ÀREA	20	20363	4235	16127	26410

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Àrea Cuyabeno.

Elaborado por: Danny Sánchez y Tamara Robles.

TABLA 1. 27 Producción por método de levantamiento de Bombeo Electrosumergible.

CAMPO	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE				
	NÚMERO DE POZOS	BFPD	BPPD	BAPD	BIPD
CUYABENO	14	34350	8172	26179	11160
SANSAHUARI	1	1592	255	1320	9940
VHR	20	23936	6805	17132	1500
TIPISHCA - HUAICO	5	4696	648	4047	3810
VINITA	2	1374	607	766	0
BLANCA	2	888	333	554	0
TOTAL POR ÀREA	44	66836	16821	49998	26410

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Àrea Cuyabeno.

Elaborado por: Danny Sánchez y Tamara Robles

1.2.3 AVANCE DEL AGUA EN EL ÁREA CUYABENO

El avance del agua es un tema fundamental en el Área Cuyabeno, actualmente se maneja un promedio de 75% de corte de agua; y es importante conocer como se encuentra la saturación de agua y determinar zonas inundadas.

En los mapas de burbuja, se indican los acumulados de agua por pozo productor, por campo y por arena, se determina las áreas con mayores acumulados de agua producidos y se predice el comportamiento de determinado pozo mediante el análisis de los pozos vecinos.

1.2.3.1 Campo Cuyabeno – Sansahuari

1.2.3.1.1 Arena “T”

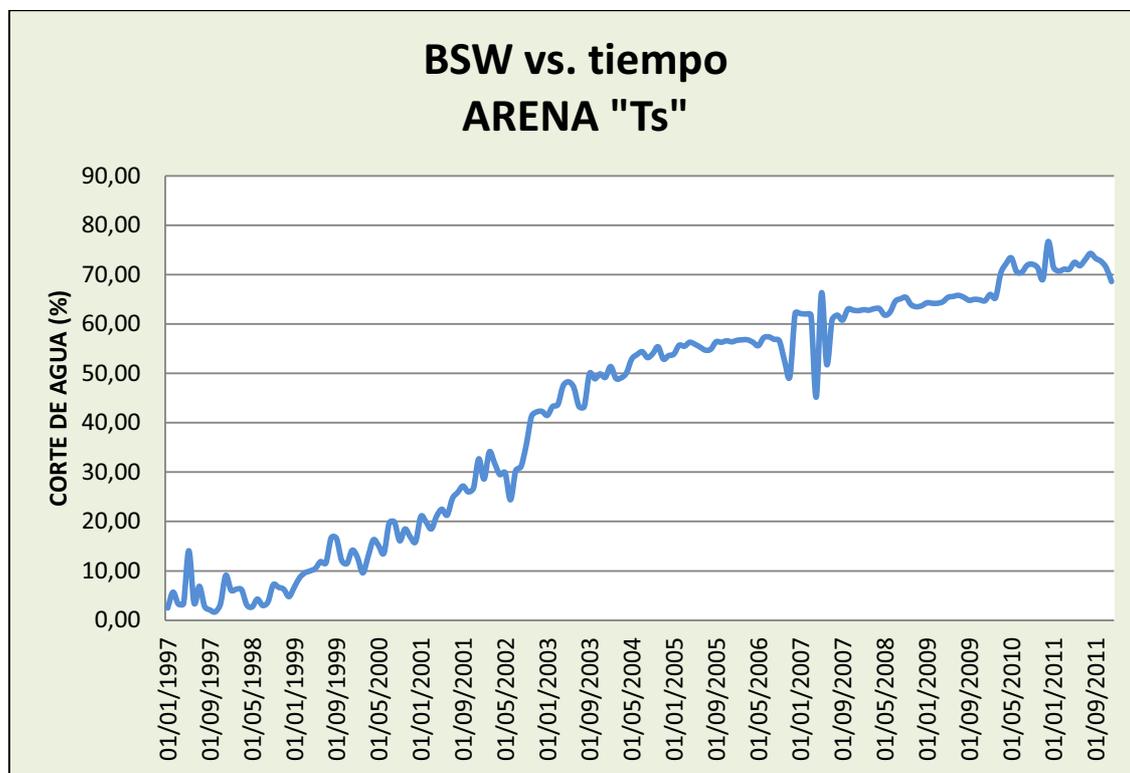
La arena “Ti” del Campo Cuyabeno-Sansahuari inicia su producción el 01 de julio del 2002 con un BSW de 12,4%, en el año del 2008 se deja de producir de la arena “Ti” debido al incremento del BSW a 90%. Actualmente en ésta arena no existen pozos productores, debido a que se encuentra totalmente saturada de agua.

El anexo 1.7, presenta los mapas de saturación de agua, indicando que la arena se encuentra inundada en toda su estructura.

La arena “Ts” inicia su vida productiva el 01 de enero del 1997 con corte de agua de 2,5%, en la actualidad existen seis pozos productores de la arena “Ts” con BSW promedio de 68,6%.

La figura 1.14, indica el incremento del corte de agua en la arena “Ts” a través del tiempo, el BSW en la actualidad alcanza un 70% a 80%.

FIGURA 1. 14 Tendencia de incremento de agua Cuyabeno-Sansahuari, arena "Ts"



Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

En la parte norte de la estructura de la arena "Ts" del campo Cuyabeno-Sansahuari, producen los pozos SSH-04 con 912 Mbbl, y SSH-05 con 152 Mbbl de acumulado de agua, BSW del 73% y 44% respectivamente.

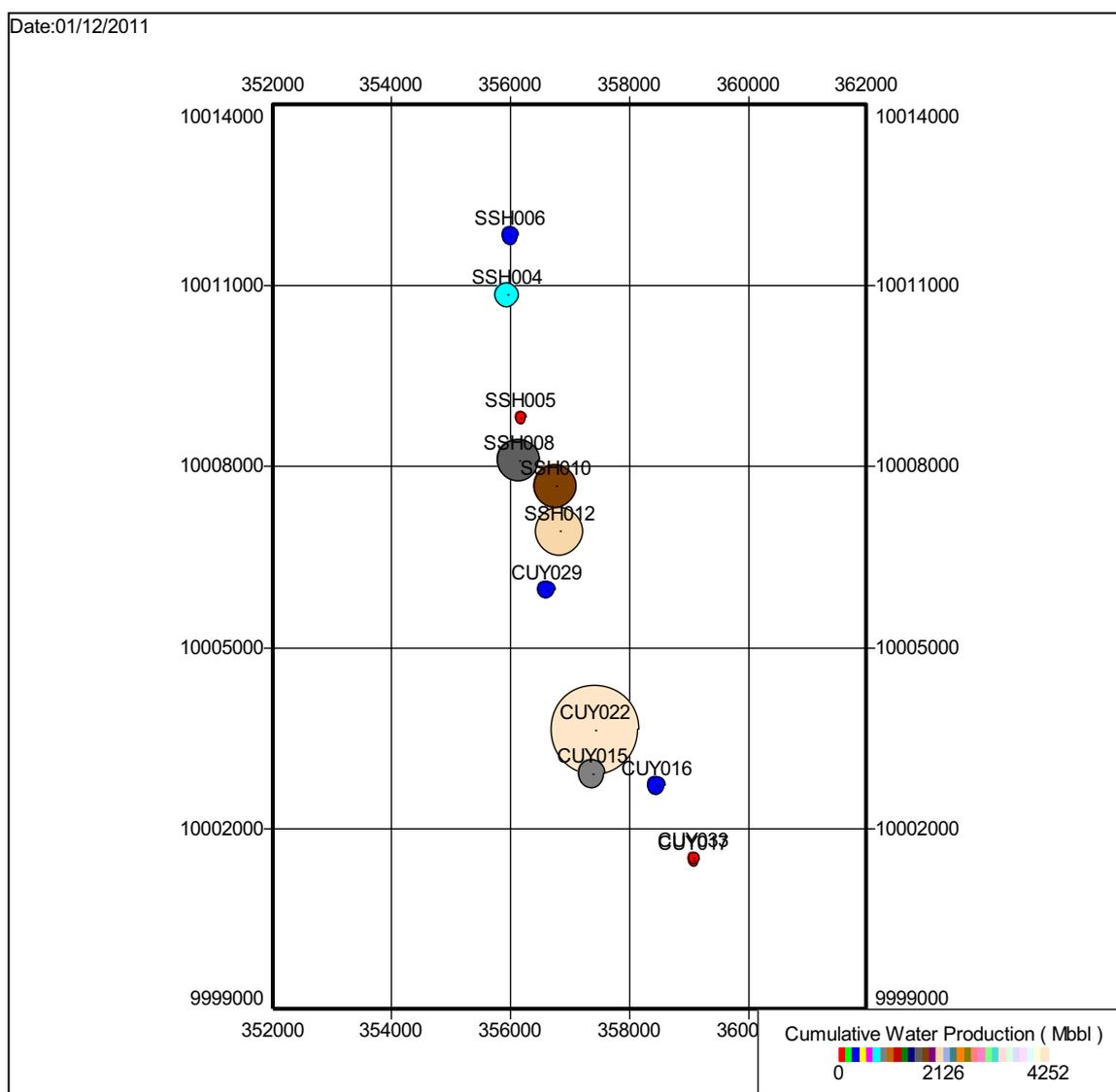
En la parte central de la estructura, producen los pozos SSH-12D con 2126 Mbbl, el CUY-29D con 456 Mbbl de acumulado de agua, y BSW de 88% y 56% respectivamente

En la parte sur de la estructura de la arena "Ts", producen los pozos CUY-15 con 1064 Mbbl y el CUY-22 con 4100 Mbbl de acumulado de agua, y BSW de 84 y 68% respectivamente.

De acuerdo al análisis por pozos productores, la arena "Ts" del campo Cuyabeno-Sansahuari, presenta mayores acumulados de agua en la parte sur de la estructura, seguida por la parte centro, con saturaciones de agua del 70% a 80%.

La figura 1.15, representa los acumulados de agua en la arena "Ts" del campo Cuyabeno-Sansahuari.

FIGURA 1. 15 Mapa de Burbuja, campo Cuyabeno-Sansahuari, arena "Ts"



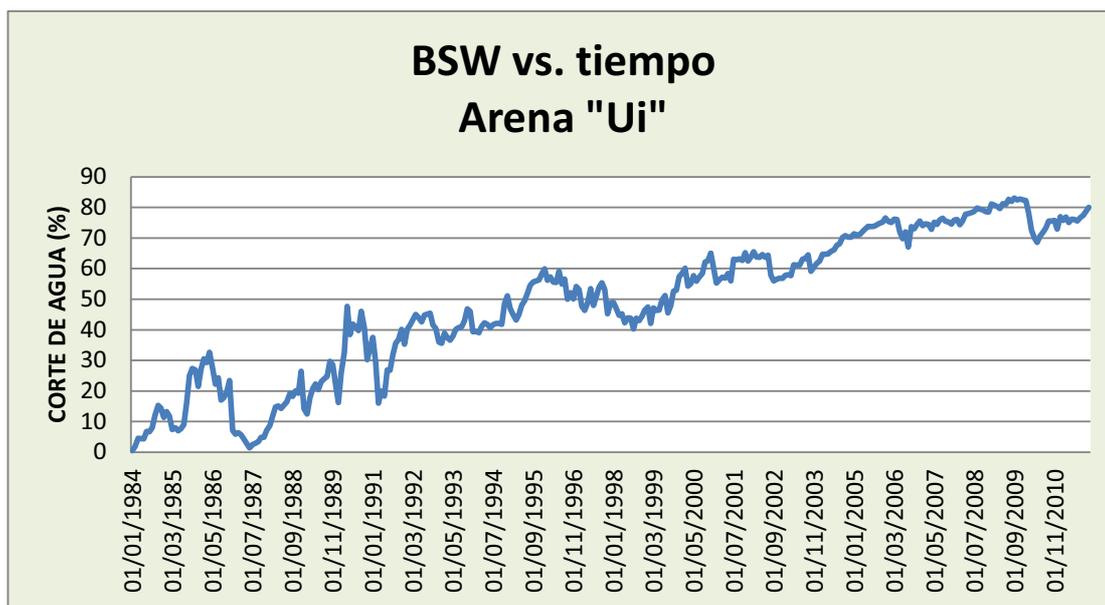
Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

1.2.3.1.3 Arena "Ui"

La arena "Ui", inicia la producción el 01 de enero del 1984 con un BSW del 0,5%, y tres pozos productores; en la figura 1.16, se observa que hasta el 31 de octubre del 2011 el BSW es 80%, y se encuentra con veinte pozos productores.

FIGURA 1. 16 Tendencia de incremento de agua Cuyabeno-Sansahuari arena "Ui"



Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

En la parte norte de la estructura de la arena "Ui" del campo Cuyabeno-Sansahuari, existe el pozo productor SSH-02 con acumulado de agua de 2196 Mbbl y Sw promedio del 73%.

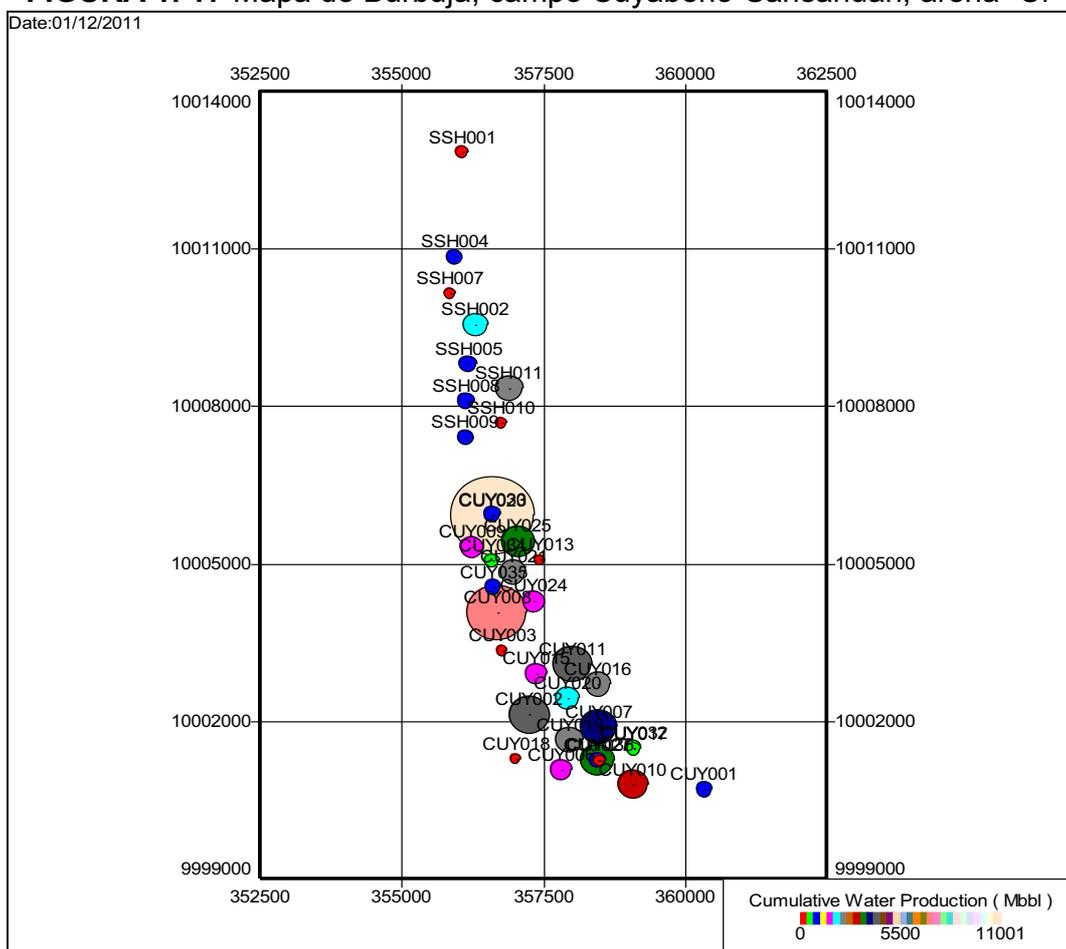
En la parte central de la estructura, producen los pozos SSH-08 con 1098 Mbbl, SSH-09 con 1098 Mbbl, SSH-10 con 366 Mbbl, CUY-23 con 11000 Mbbl, y el CUY-30D con 1200 Mbbl de acumulado de agua y Sw promedio del 78%, al sur de la estructura de la arena "Ui" del campo, producen los pozos CUY-06 con 1830 Mbbl, CUY-08 con 7696 Mbbl, CUY-09 con 1830 Mbbl, CUY-10 con 3294 Mbbl, CUY-16 con 2562 Mbbl, CUY-20 con 2196 Mbbl, CUY-21 con 2562 Mbbl, CUY-24 con 1830 Mbbl, CUY-25 con 3660 Mbbl, CUY-27 con 3500 Mbbl, CUY-32 con 732 Mbbl, CUY-

34 con 732 Mbbl, CUY-35 1098 Mbbl, y CUY-36 con 1098 Mbbl, de acumulados de agua, y una saturación promedio de 82%

De acuerdo al análisis por pozos productores, la arena "Ui" del campo Cuyabeno-Sansahuari, presenta un acumulado de agua más alto en la parte sur de la estructura, seguida por la parte centro, con saturaciones de agua del 70% a 80%.

El mapa de burbuja de la figura 1.17, indica los pozos con mayor acumulado de agua, ubicados en la parte centro sur de la estructura Cuyabeno-Sansahuari.

FIGURA 1. 17 Mapa de Burbuja, campo Cuyabeno-Sansahuari, arena "Ui"



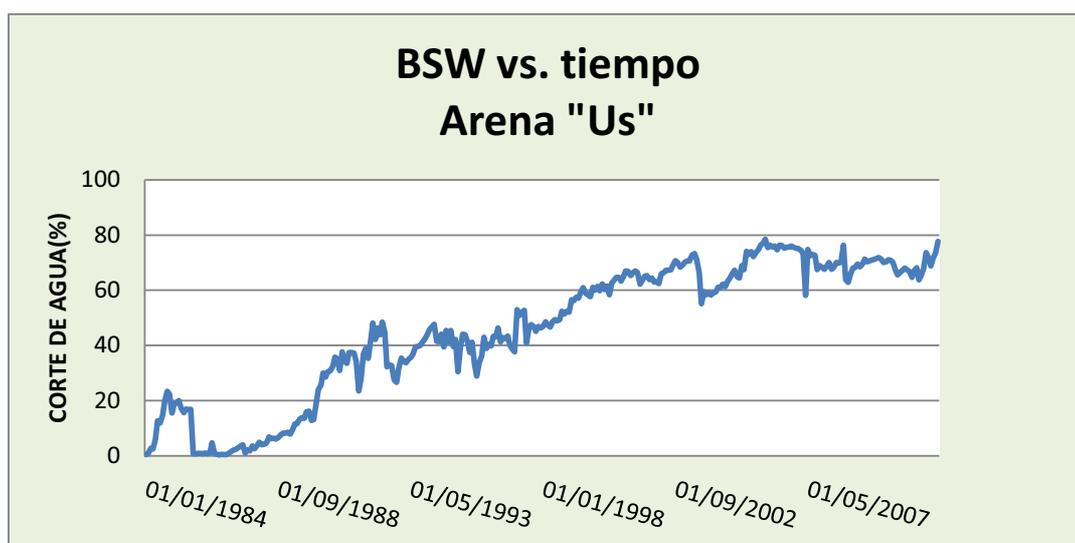
Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

1.2.3.1.5 Arena "Us"

La arena "Us" inicia la producción 01 de enero de 1984 con 0,4% de BSW, la figura 1.18, indica que el 31 de octubre del 2011, el corte de agua es 77,7% con siete pozos productores.

FIGURA 1. 18 Tendencia de incremento de agua Cuyabeno-Sansahuari, Arena "Us"



Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

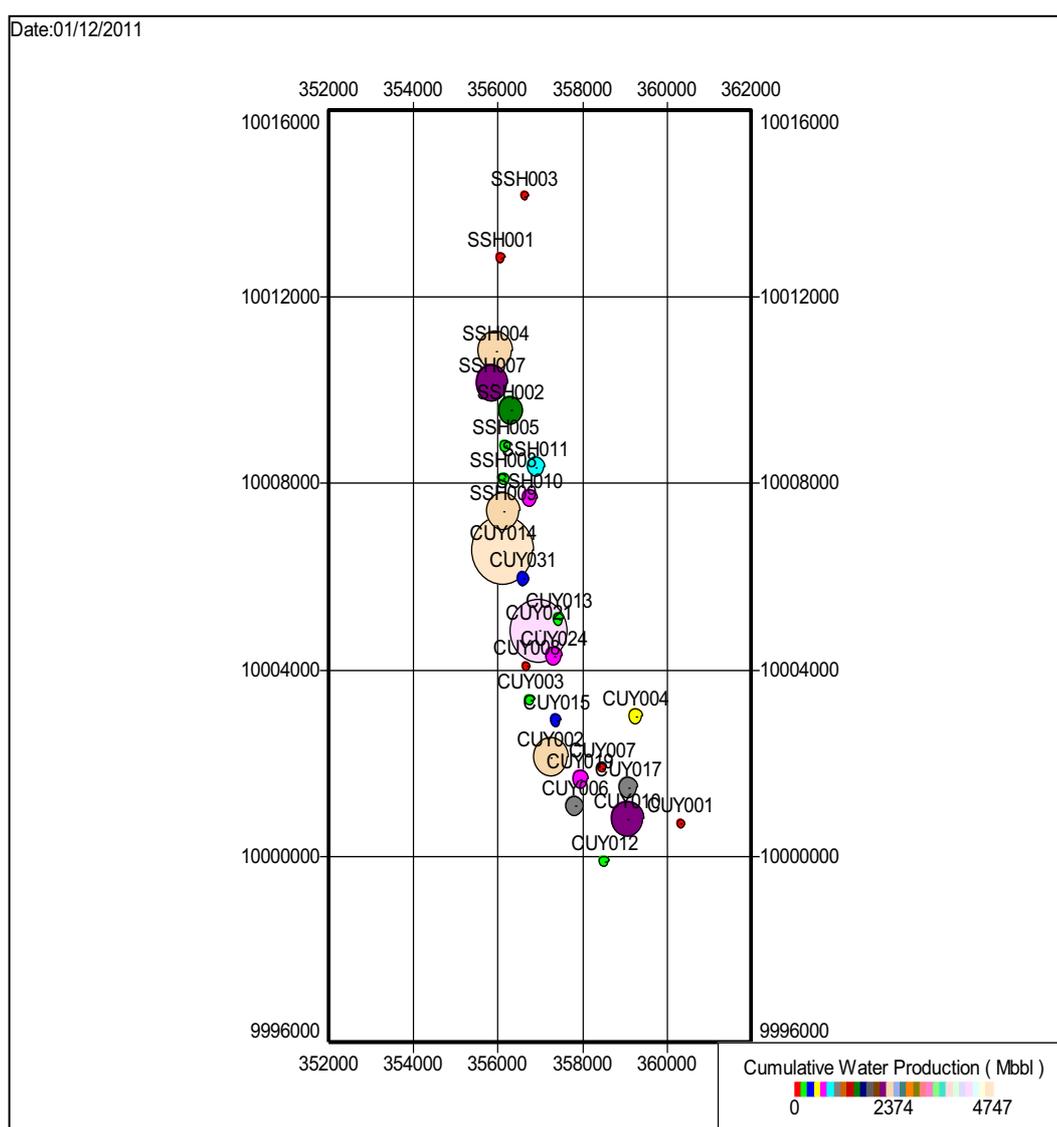
En la parte norte del campo Cuyabeno-Sansahuari, no existen pozos produciendo de la arena "Us".

En la parte central de la estructura del campo, producen tres pozos, CUY-14 con 2370 Mbbl, CUY-24D con 790 Mbbl, y CUY-31D con 474 Mbbl de acumulados de agua y un BSW promedio de 70%, al sur de la estructura, producen los pozos CUY-03 con 316 Mbbl, CUY-06 con 1896 Mbbl, y CUY-19 con 790 Mbbl, de acumulados de agua y BSW promedio de 75%

De acuerdo al análisis de pozos productores, la estructura de la arena "Us" del campo Cuyabeno-Sansahuari, presenta mayor acumulado de agua en la parte central.

El mapa de burbuja en la figura 1.19, indica que los acumulados de agua se encuentran en la parte centro de la estructura, confirmando el análisis realizado por pozos productores, ésta parte de la estructura está con una saturación de agua promedio del 70%.

FIGURA 1. 19 Mapa de Burbuja, campo Cuyabeno-Sansahuari, arena “Us”



Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

EL anexo 1.10 indica el comportamiento del avance del agua en la estructura de la arena "Us", donde el agua avanza desde la parte Oeste, con acumulados de agua de 2300 Mbbl, hacia la parte Este, donde existen acumulados de 1000 Mbbl. Los pozos con mayores acumulados de agua son el CUY-14 y CUY-06

1.2.3.2 Campo VHR

1.2.3.2.1 Arena "T"

En el campo VHR, la arena "Ti" inicia la producción el año 2010, actualmente no existen pozos productores, la arena "Ti", igual que el campo Cuyabeno-Sansahuari se encuentra con altos cortes de agua e inundada en su totalidad.

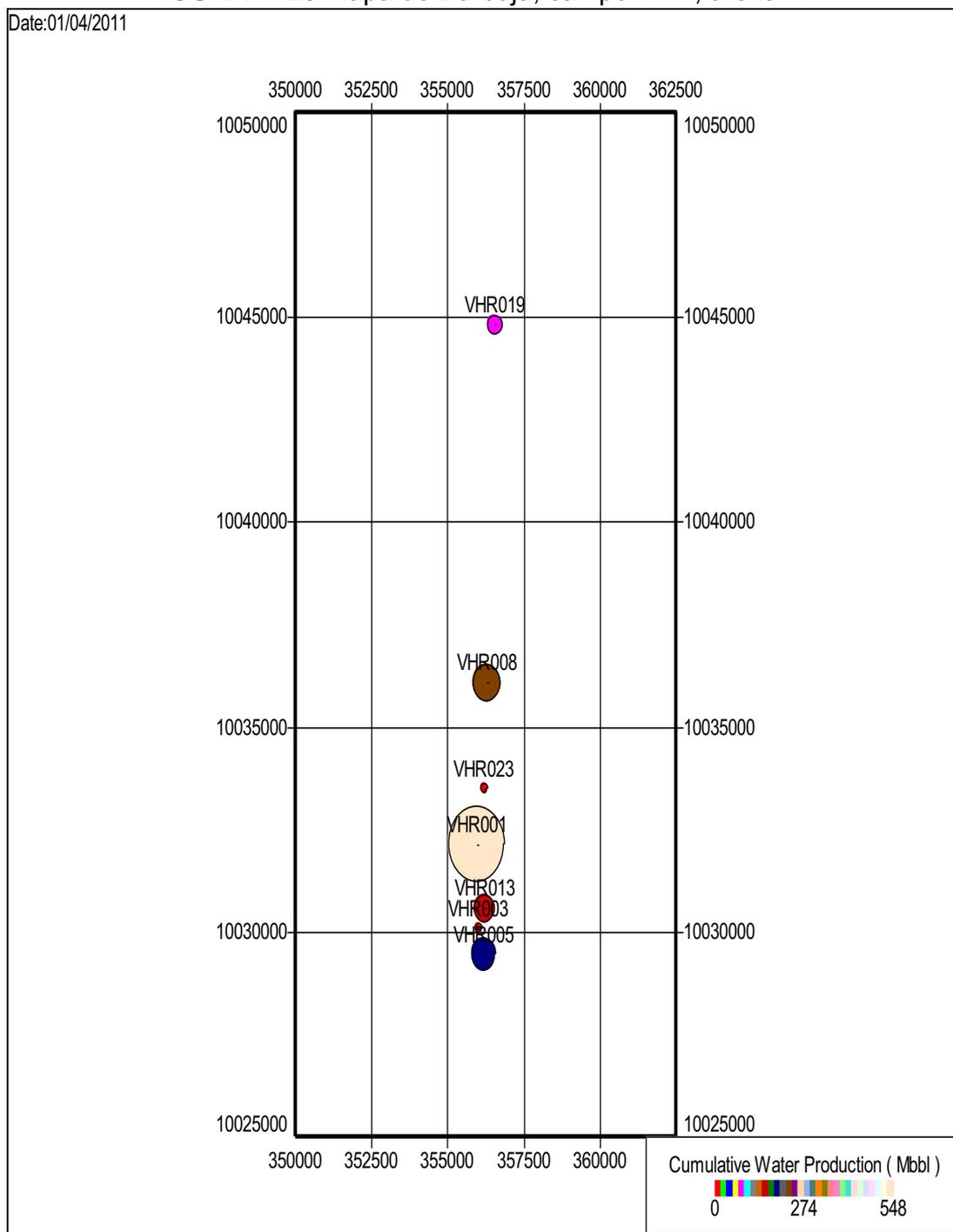
La arena "Ts", inicia la producción el 01 de enero de 1996 con 0,5% de BSW, actualmente el corte de agua es 50%, y únicamente produce el pozo VHR-23, ubicado en el sur de la estructura, produce con 18 Mbbl de acumulado de agua y un BSW actual de 11%,

De acuerdo al análisis de los pozos productores, la figura 1.20, indica los mayores acumulados de petróleo en la parte sur de la estructura, especialmente en el pozo VHR-01 que se cierra con acumulado de agua de 540 Mbbl, en la parte norte y centro, actualmente no existen pozos productores de "Ts".

En comparación con los grandes acumulados presentados en el Campo Cuyabeno-Sansahuari, el campo VHR presenta una baja Sw de la arena "Ts", en la actualidad la Sw es del 50%.

El anexo 1.11, indica el comportamiento del avance de agua en la arena "Ts", del campo VHR.

FIGURA 1. 20 Mapa de Burbuja, campo VHR, arena "T"



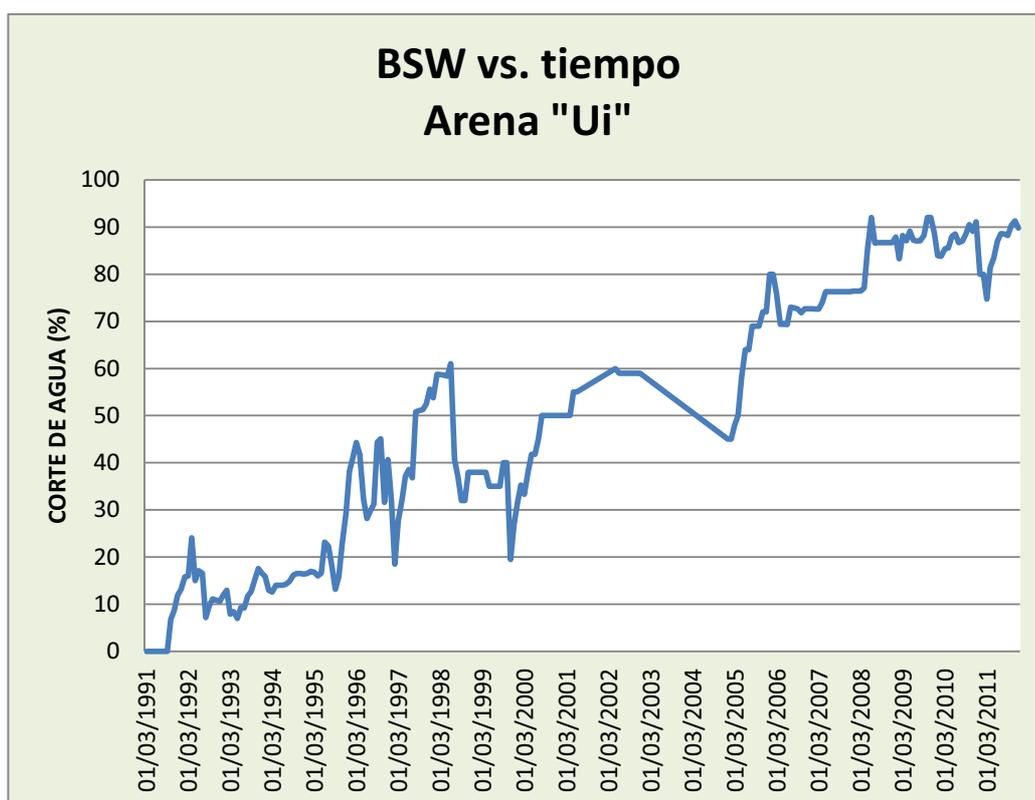
Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

1.2.3.2.3 Arena "Ui"

La arena "Ui", inicia la producción el 01 de marzo de 1991 con 5% de BSW, en la figura 1.21, se indica que actualmente el corte de agua alcanza 80 a 90%, con cinco pozos productores.

FIGURA 1. 21 Tendencia de incremento de agua, campo VHR, arena "Ui"



Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno.

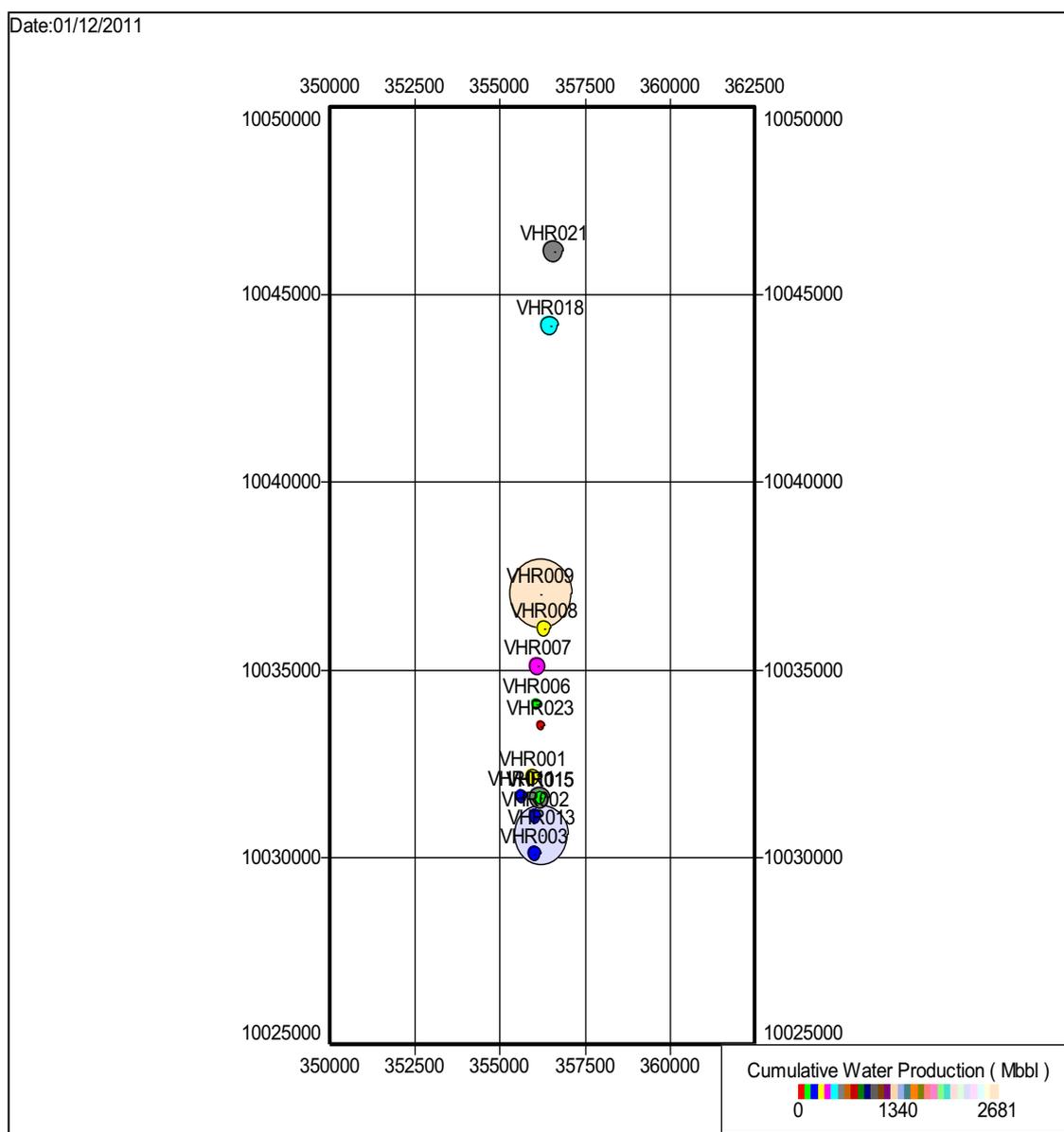
Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Al norte de la estructura de la arena "Ui" del campo VHR, existe un pozo productor, el pozo VHR-18 con 534 Mbbl de acumulado de agua y BSW del 93%.

En la parte central de la estructura, existe el pozo productor VHR-09 con 1340 Mbbl de acumulado de agua, y BSW de 92%.

Y al sur de la estructura de la arena "Ui", existen los pozos productores VHR-15 con 178 Mbbl, y VHR-16 con 267 Mbbl de acumulados de agua respectivamente, con BSW promedio del 90%, el VHR-23 presenta acumulado de agua 89 Mbbl, y BSW del 54% que es alto, en comparación con el mes que lleva de producción.

FIGURA 1. 22 Mapa de Burbuja, campo VHR, arena "Ui"



Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno.

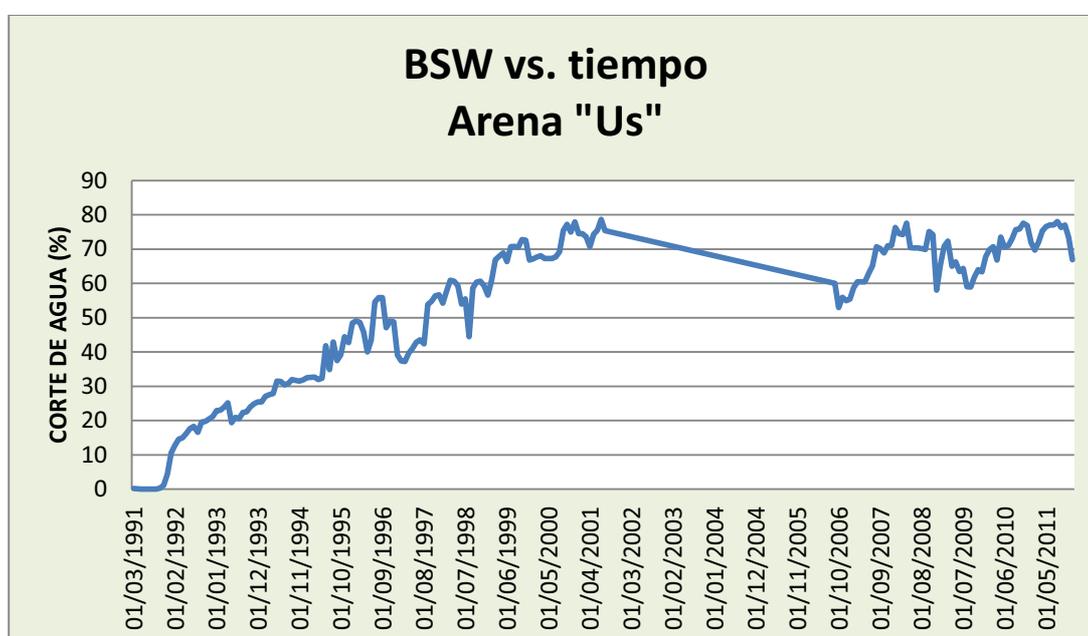
Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

El anexo 1.12, indica que la menor saturación se encuentra en la parte sur de la estructura especialmente en el pozo VHR-23, y los mayores acumulados de agua en el pozo VHR-09 correspondiente a la parte centro estructural.

1.2.3.2.4 Arena "Us"

La arena "Us", inicia la producción el 01 de marzo de 1991, con 5% de BSW, la figura 1.23, indica el corte de agua actual del 65% con siete pozos productores.

FIGURA 1. 23 Tendencia de incremento de agua, Campo VHR, Arena "Us"



Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

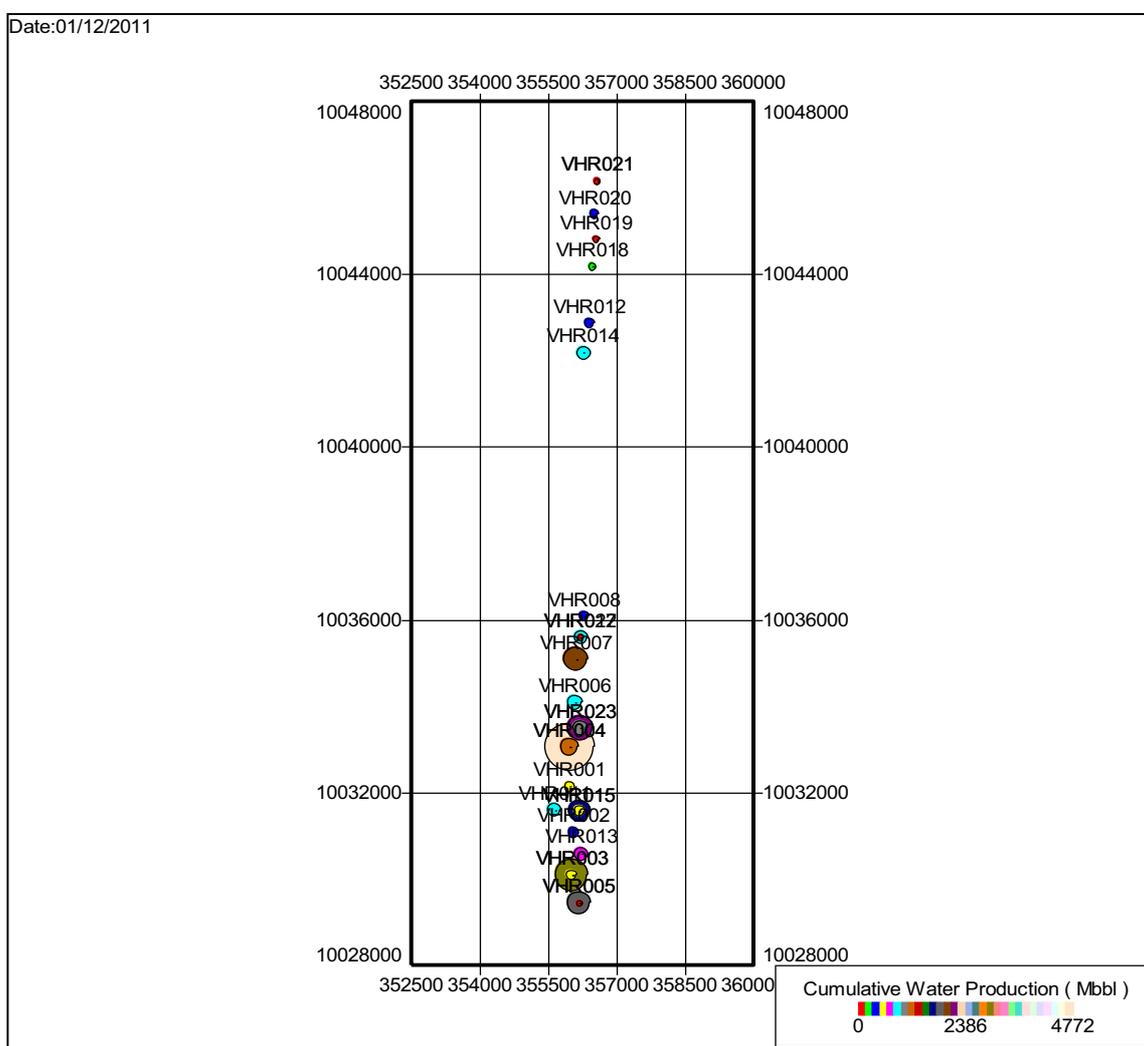
En el norte de la estructura de la arena "Us" del campo VHR, existen los pozos productores VHR-12D y VHR-20, ambos con 477 Mbbl de acumulado de agua y BSW del 86%.

En la parte central de la estructura, existe un pozo productor, el VHR-08 con 477 Mbbl de acumulado de agua y BSW actual del 40%

En el sur de la estructura, la arena "Us" presenta los pozos productores VHR-02 con 636 Mbbl, VHR-03 con 600 Mbbl, VHR-13 con 795 Mbbl, y el pozo VHR-24D con 954 Mbbl de acumulados de agua y BSW promedio del 82%

Según el análisis de los pozos productores, y la figura 1.24, el mayor acumulado de agua en la arena "Us" del campo VHR, se encuentra en la parte sur de la estructura, especialmente en los pozos VHR-13 y VHR-24.

FIGURA 1. 24 Mapa de Burbuja, campo VHR, arena "Us"



Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

1.2.3.2.5 Arena "M2"

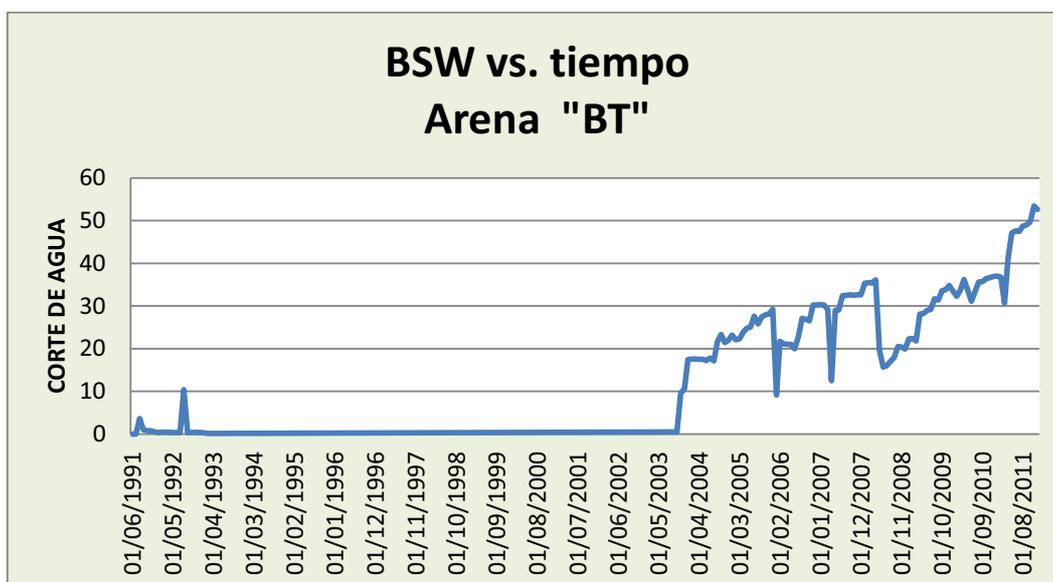
La arena "M2", es productora únicamente en el campo VHR en referencia al Área de estudio, inicia la producción el 02 de septiembre de 1996, cinco pozos han producido de la arena, actualmente produce el pozo VHR-11 con corte de agua del 70% y el mayor acumulado de petróleo se encuentra en la parte sur de la estructura.

No se tiene registro de los mapas de burbujas, de la tendencia de incremento de agua durante el tiempo de vida productora de ésta arena, únicamente del corte de agua actual del pozo productor VHR-11 que se encuentra ubicado en la parte sur de la estructura.

1.2.3.2.6 Arena "Basal Tena"

La figura 1.25, indica el incremento de agua de la arena "Basal Tena", que inicia la producción el 01 de junio de 1991 con un 4% de BSW constante hasta el 2003, en la actualidad existen tres pozos productores con corte de agua del 55%.

FIGURA 1. 25 Tendencia de incremento de agua, campo VHR, arena "BT"



Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno.

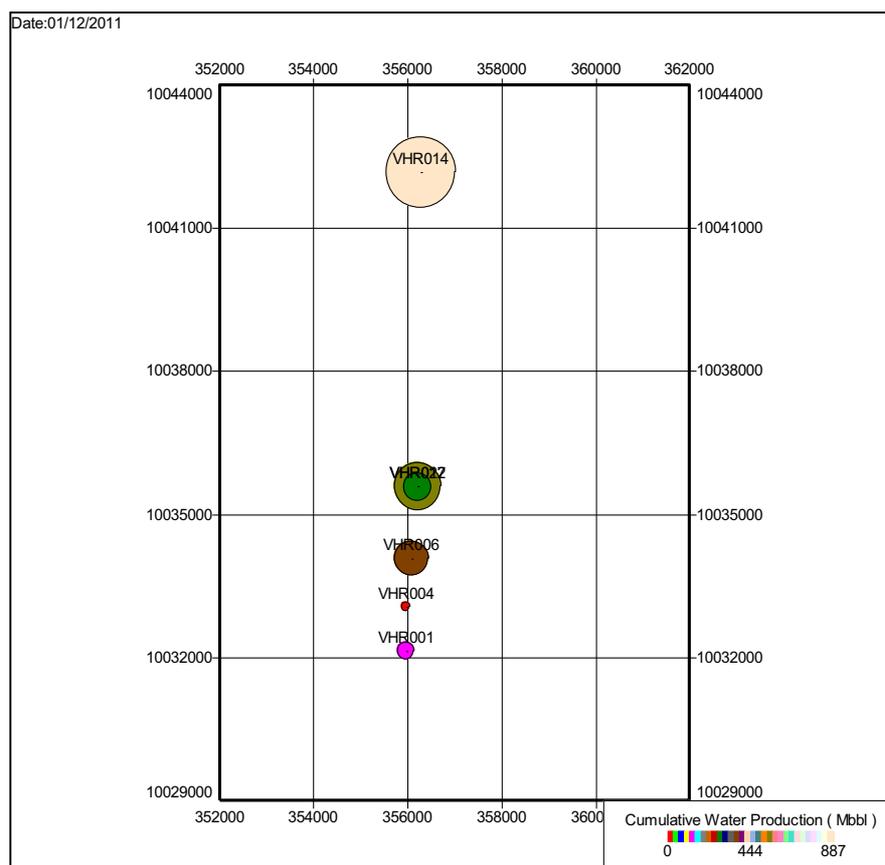
Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

En la parte norte de la estructura de la arena “Basal Tena” del campo VHR, existe el pozo productor VHR-14 con 444 Mbbl de acumulado de agua y BSW del 60%.

En el centro de la estructura, existen los pozos productores VHR-08 con 360 Mbbl, y el VHR-17 con 300 Mbbl de acumulados de agua y BSW de 40 y 76% respectivamente, y en la parte sur de la estructura, no existen pozos productores de la arena “BT” del campo VHR.

De acuerdo al análisis de los pozos productores, en el mapa de burbuja de la figura 1.26, los mayores acumulados de agua están en el pozo VHR-14, y en la parte sur existen los menores acumulados, con los pozos VHR-01 y VHR-04.

FIGURA 1. 26 Mapa de Burbuja, campo VHR, arena “BT”



Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

1.2.3.3 Campo Bloque 27

1.2.3.3.1 Tipishca – Huaico

El campo Tipishca- Huaico, inicia la producción el 01 de junio de 1998 con un BSW del 7,4%; del Bloque 27, no se tiene información específica de los acumulados de agua y saturaciones de agua por arenas, la figura 1.27, indica los acumulados de agua de las arenas en conjunto de los campos Tipishca y Huaico, en la parte centro de la estructura se indica mayores acumulados de agua, y en la parte norte existen bajos volúmenes de agua producidos. Actualmente existen siete pozos productores con corte de agua promedio del 85%.

En el norte del campo Tipishca-Huaico, produce el pozo TIP-06 de la arena “Us” con un acumulado de agua aproximado de 251 Mbbl.

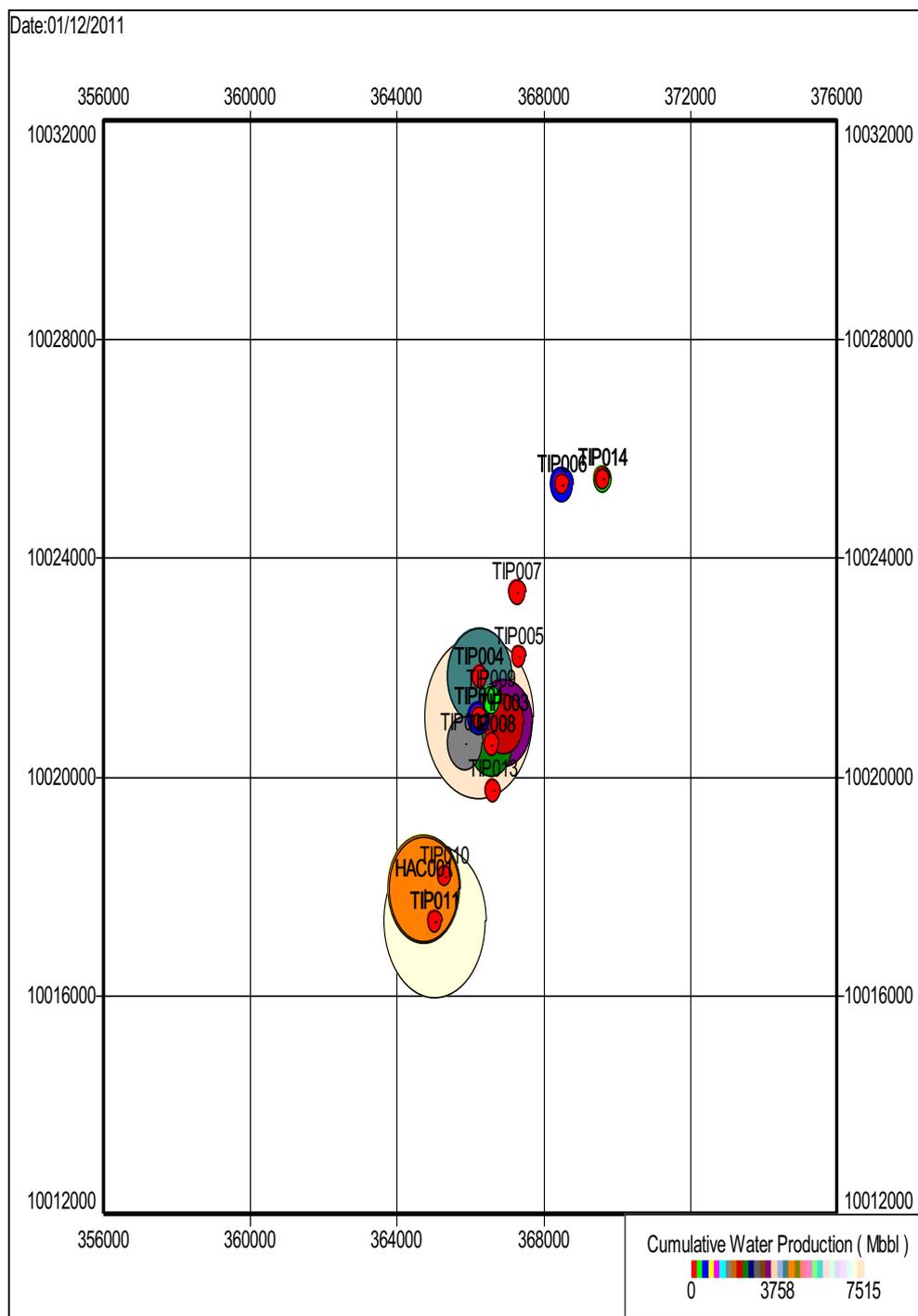
En la parte central de la estructura, producen de la arena “Us” los pozos: TIP-03 con 2259 Mbbl, y TIP-01 con 251 Mbbl de acumulados de agua; y de la arena “Ui” producen los pozos: TIP-02 con 1757 Mbbl, y TIP-13 con 251 Mbbl de acumulados de agua.

En el sur de la estructura, produce el pozo HAC-01 de la arena “Ui” con 2008 Mbbl de acumulado de agua.

De acuerdo al análisis de los pozos productores del campo Bloque 27, la estructura presenta un acumulado de agua mayor en la parte central y sur, especialmente en la parte sur, donde los pozos TIP-11 y HCO-01 producen con BSW de 98%, siendo la parte norte con los pozos TIP-08 y TIP-14 los que aportan menor cantidad de agua.

El Bloque 27, es un campo con grandes acumulados de agua, y saturaciones de 80 a 90%.

FIGURA 1. 27 Mapa de Burbuja, campo Tipishca-Huaico.



Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

El incremento del corte de agua en la producción es uno de los principales problemas que presenta el Área Cuyabeno, de acuerdo al análisis presentado, especialmente en el campo Cuyabeno- Sansahuari, donde se produce con un BSW promedio de 80%

1.2.4 INSTALACIONES DE SUPERFICIE

Las facilidades de producción del campo Cuyabeno-Sansahuari, actualmente se componen de dos estaciones de producción, tres plataformas de producción, dos plataformas de reinyección de agua, tres líneas de recolección fluidos de 6", que une las plataformas de los pozos CUY-17, CUY-23D y CUY-24D que envía la producción directamente a la estación central de Cuyabeno.

El sistema de líneas de flujo para la estación Cuyabeno está constituido por tuberías que vienen desde los cabezales de producción hasta el múltiple ubicado en la estación. Las líneas de flujo son de diámetro 4", el espesor utilizado generalmente es de cédula estándar y el material es API 5L Grado B. La presión normal de operación está en un rango de 50 a 200 psig y el ANSI utilizado para las conexiones es 150#.

El campo Sansahuari tiene una estación de producción donde se procesa todo el crudo, agua y gas que se producen de los ocho pozos productores activos, de los cuales siete pozos producen por bombeo hidráulicos (Power Oil) y uno por bombeo electro sumergible (BES). Este campo maneja una producción de 1995 BPPD de 25,3 API y 6801 barriles de agua de formación.

En la estación Sansahuari, no existen bombas transferencias de crudo sino que el petróleo es enviado con bombas booster a los tanques de la estación Cuyabeno, a través de un oleoducto 6 5/8" de 11.30 km. de longitud.

La tabla 1.28 indica las instalaciones en superficie de las estaciones del Área Cuyabeno.

TABLA 1. 28 Instalaciones en superficie del Área Cuyabeno

ESTACION	INSTALACIONES EN SUPERFICIE	CAPACIDAD (BlS)
CUYABENO	5 múltiples de producción de 5 entradas	-
	1 separador de producción trifásico	35000 Bls.
	1 separador de producción trifásico	25000 Bls
	2 separadores de pruebas.	5000 (c/u)
	3 depuradores verticales (Scrubbers)	5MMPCD
	1 bota	45000 Bls.
	1 calentador	20000 Bls.
	1 tanque de lavado	18130 Bls
	1 tanque de surgencia	24680 Bls
	2 tanques de almacenamiento.	40790 Bls
	1 tanque de agua de reinyección	6290 Bls
SANSAHUARI	1 múltiple de producción de 5 entradas	
	2 separadores de producción bifásicos	10000 (c/u)
	1 separador de producción trifásico	25000 Bls
	1 separador de prueba.	5000 Bls
	1 bota desgasificadora.	-
	1 tanque de lavado	12590 Bls
	1 tanque de surgencia	18130 Bls
	1 tanque de agua de reinyección	3000 Bls
VHR	Múltiple de tres secciones de 5 entradas cada uno	
	1 separador de producción bifásico	10000 Bls
	1 separador de producción trifásico	20000 Bls
	1 separador de prueba bifásico	5000 Bls
	1 tanque de lavado	24680 Bls

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Las características técnicas y operativas de los tanques y separadores de cada campo se observan en los anexos 1.13 y 1.14.

1.2.5 TRATAMIENTO DE QUÍMICOS PARA LA REINYECCIÓN DE AGUA

Los químicos que se utilizan en el tratamiento de los fluidos de producción y reinyección en el Área Cuyabeno se describen en el anexo 1.15. Se observa en el cuadro para tratamiento de deshidratación de fluido de producción que los químicos utilizados son demulsificante, antiparafínico, dispersante de sólidos y antiespumante; el químico que más se utiliza es el demulsificante con un consumo de 52221 galones por año, mientras que el antiespumante es de menor consumo con 3387 galones en el año; el costo total es 850562 USD/año, para un volumen de 31697647 de barriles de fluido tratados; dando un rendimiento de 37.3 barriles tratados por dólar.

Para el tratamiento del agua de reinyección, los químicos utilizados son el anticorrosivo, detergente, anti escala y biocida. El anticorrosivo, es el de mayor importancia y consumo debido al contenido de sales corrosivas, y en conjunto con el anti escala son los de mayor consumo, utilizándose 11900 y 12950 galones por año respectivamente. El costo para tratamiento de reinyección de agua es de 559063 USD/año, dando un rendimiento de 31.89 barriles tratados para reinyección por dólar.

1.3 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA TECNOLOGÍA DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

1.3.1 INTRODUCCIÓN

El bombeo electrosumergible, es un sistema de levantamiento artificial aplicado para desplazar volúmenes de crudo con una alta eficiencia y economía, en yacimientos

potencialmente rentables y en pozos profundos, con el objeto de manejar altas tasas de flujo. Este método es aplicado generalmente cuando se tiene un alto índice de productividad, baja presión de fondo, alta relación agua – petróleo, y baja relación gas – líquido.

La principal función del sistema de bombeo electrosumergible para la extracción del petróleo, es proporcionar la energía adicional al fluido del yacimiento mediante el uso de bombas centrífugas multi-etapas, donde su caudal de operación es controlado mediante variadores de velocidad instalados en la superficie del pozo.

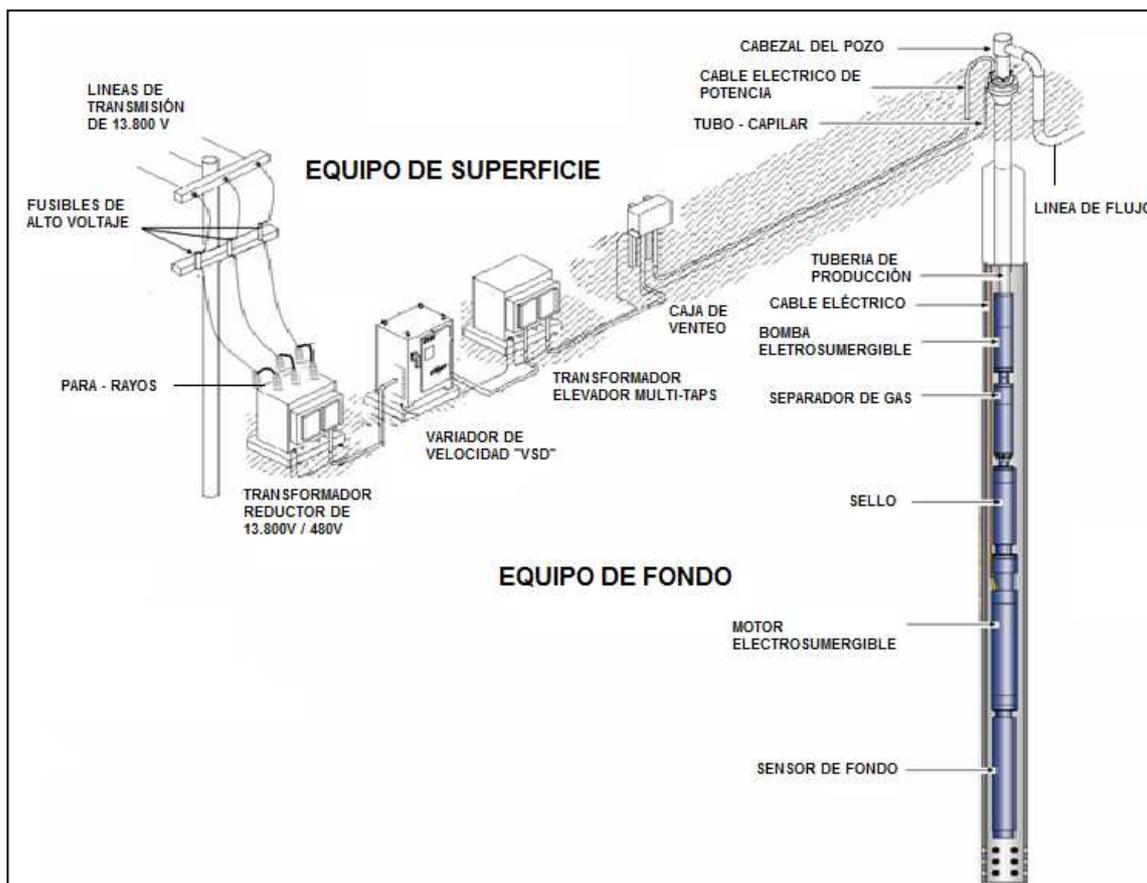
El Sistema de Bombeo Electrosumergible, tiene un rango de capacidades que va desde 200 a 9000 BPPD, trabaja a profundidades entre los 12000 pies y 15000 pies, el rango de eficiencia está entre 18% – 68% y puede ser usado en pozos tanto verticales como desviados o inclinados.

Las instalaciones de un bombeo electrosumergible se dividen en dos grupos: los componentes de superficie y los componentes de fondo.

Dentro de los componentes de superficie tenemos: cabezal del pozo, caja de conexiones, controladores del motor y transformadores; y dentro de los componentes de fondo tenemos: motor electrosumergible, protector o sello, bomba electrosumergible, cable eléctrico de potencia, cable eléctrico de extensión, separador de gas y sensor de fondo; también consta de otros componentes adicionales como: centralizador, succión o intake, descarga, válvula de retención, válvula de degrado o purga, Y-Tool o Bypass, fleje y protectores para cable.

En la figura 1.28, se observan los diferentes componentes del sistema de bombeo electrosumergible.

FIGURA 1. 28 Componentes del sistema de levantamiento electrosumergible



Fuente: Internet (<http://3.bpspot.com/>)

1.3.2 COMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

1.3.2.1 Componentes de Superficie

La instalación de superficie consta: de un transformador reductor de 13,8 kV a 480 V, voltaje necesario para la operación del variador de velocidad (VSD), el cual provee el voltaje trifásico variable al transformador elevador multi-etapas, elevando al voltaje necesario para la operación del motor en el fondo del pozo, la caja de venteo es un

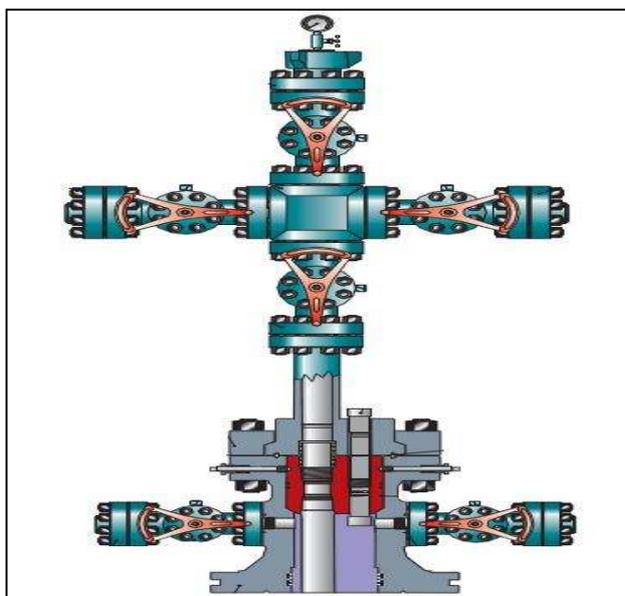
punto de conexión del equipo de superficie con el equipo de fondo, finalmente junto a la caja de venteo se instala un registrador de amperaje del motor electrosumergible.

A continuación se describe cada uno de los elementos que componen el equipo de superficie del sistema de bombeo electrosumergible.

1.3.2.1.1 Cabezal del pozo

Las funciones principales del cabezal del pozo son: cerrar mecánicamente el pozo en la superficie, soportar el peso del equipo electrosumergible instalado, además mantiene un control sobre el espacio entre el casing y la tubería de producción del pozo. Además provee las facilidades para instalar el cable de potencia con un sello, que proporciona hermeticidad y control de los fluidos del pozo; puede resistir presiones diferenciales de hasta 10000 psi; la conexión del cable de potencia que viene de la caja de venteo, se realiza mediante un conector llamado “Quick Conector”, donde se realiza el empalme de los cables eléctricos de superficie y de fondo. La figura 1.30, indica un cabezal de un pozo.

FIGURA 1. 29 Cabezal del Pozo



Fuente: Manual de Cabezales de PDEA

1.3.2.1.2 Caja de Conexiones (venteo)

También llamada Caja de Venteo, se encuentra entre el cabezal del pozo y el tablero de control por razones de seguridad.

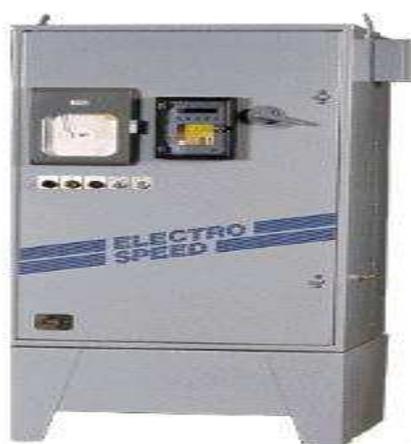
Esta caja de conexiones cumple con las siguientes funciones:

- Tiene un punto para conectar el cable que viene del controlador al cable del pozo.
- También desfoga a la atmósfera el gas que se encuentre en la armadura de protección del cable eléctrico de potencia que proviene del pozo.
- Por último suministra puntos de prueba fácilmente accesibles para la revisión eléctrica de los equipos de subsuelo.

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

1.3.2.1.3 Controladores del Motor

FIGURA 1. 30 Controladores del Motor



Fuente: Baker Hughes Centrilit

La figura 1.31, indica un controlador de un motor, es una caja con muchas partes eléctricas instaladas para proteger y diagnosticar los equipos de fondo. Contiene unos dispositivos adicionales que incluyen sistemas de encendido de carga baja y controles de la velocidad del variador de frecuencia.

Una forma de operar las unidades BES, es utilizando un variador de frecuencia; en la figura 1.32, se indica la forma básica de un VSD. Este nos permite operar la BES sobre un amplio rango de frecuencia, para no estar limitado a la frecuencia de línea.

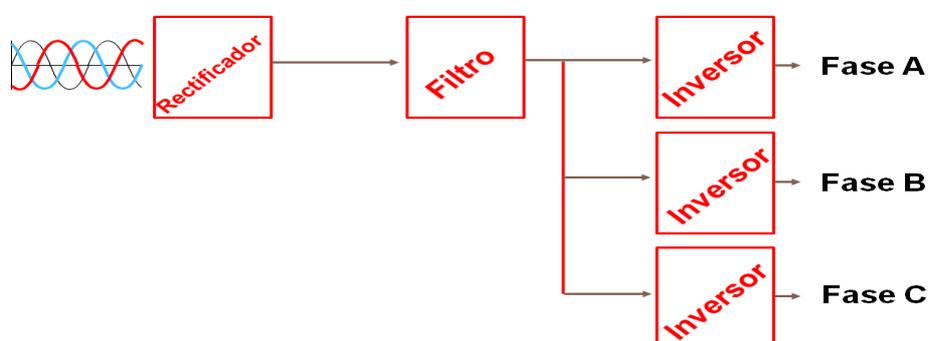
Se puede sacar provecho de esto para la selección del tamaño de bomba y de motor capaz de manejar un amplio rango de condiciones de aplicación.

Ciertos cambios en la frecuencia afectan la potencia nominal del motor, ésta misma y la velocidad aumentan con la frecuencia.

La utilidad del VSD, se aplica en los siguientes casos:

- 1) Si la productividad es desconocida
- 2) Cuando tenemos cambios de las condiciones del pozo en el tiempo.
- 3) Si se quiere mantener constante la presión en la entrada de la bomba.
- 4) Y cuando se quiera reducir los requerimientos de arranque.

FIGURA 1. 31 Forma básica de un VSD



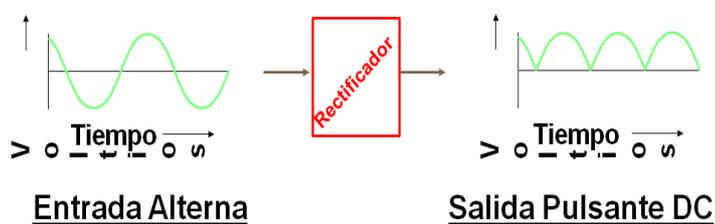
Fuente: Baker Hughes Centrilift.
Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

Rectificador

Es la primera etapa del VSD, y está constituida eléctricamente mediante un conversor AC/DC (conversor de voltaje alterno a voltaje continuo) formado por semiconductores de tipo DIODOS DE POTENCIA que se encuentran en configuración de un puente trifásico de Graëtz de seis pulsos sin control.

Se encarga de realizar una rectificación de forma de onda completa (ciclo positivo y negativo de la onda) del voltaje para cada fase de los terminales de entrada al VSD.

FIGURA 1. 32 Rectificador.



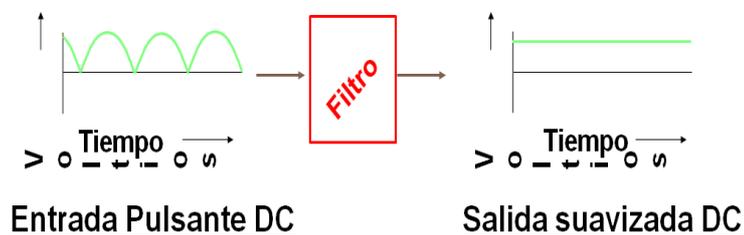
Fuente: Baker Hughes Centrilift.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

Filtro

Es la segunda etapa del VSD, conocida como la etapa de filtrado, reduce el rizado de la señal de voltaje que se rectifica en la etapa anterior mediante un filtro formado por un inductor (L) y un capacitor (C).

FIGURA 1. 33 Filtro



Fuente: Baker Hughes Centrilift.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

Inversor

Es la tercera etapa del VSD, se encuentra formada eléctricamente por un puente trifásico de semiconductores del tipo IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor), en ésta etapa se controla la frecuencia del voltaje que sirve de alimentación al motor electrosumergible y control de la bomba en el fondo del pozo.

1.3.2.1.4 Transformadores

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

Generalmente están constituidos por tres máquinas monofásicas o en una máquina trifásica que se encuentran llenas de aceite, y auto-refrigerables; son poco comunes porque contienen un número considerable de derivaciones en el secundario que permiten un amplio rango de voltajes de salida, que es necesario para poder ajustar el voltaje requerido en la superficie para una variedad de posibilidades de caídas de voltaje en el cable que se dan a las diferentes profundidades en las cuales se instala el sistema BES.

Los transformadores: reductor y elevador multi-taps, se instalan en la superficie del pozo de bombeo electrosumergible.

El primer transformador reduce el voltaje de distribución de 13,8 kV al voltaje de 480 V, necesario para que funcione el variador de velocidad, y el segundo transformador eleva el voltaje de salida del variador (480 V variable en frecuencia) al voltaje que requiere el motor electrosumergible con las respectivas conexiones.

Los transformadores tienen un panel provisto de taps, los cuales se selecciona dependiendo de las siguientes consideraciones:

- La caída de voltaje que se da por la longitud del cable eléctrico de potencia a la frecuencia de operación del VSD.
- El consumo de voltaje en el motor electrosumergible a la frecuencia de trabajo.
- La caída de voltaje debido a la temperatura de fondo del pozo.

Los taps, son dos selectores (números y letras) que mediante su combinación seleccionan el voltaje en el bobinado secundario del respectivo transformador elevador, que se ha seleccionado para el funcionamiento del equipo de fondo, las posibles combinaciones junto con los voltajes se especifican en la placa del respectivo equipo.

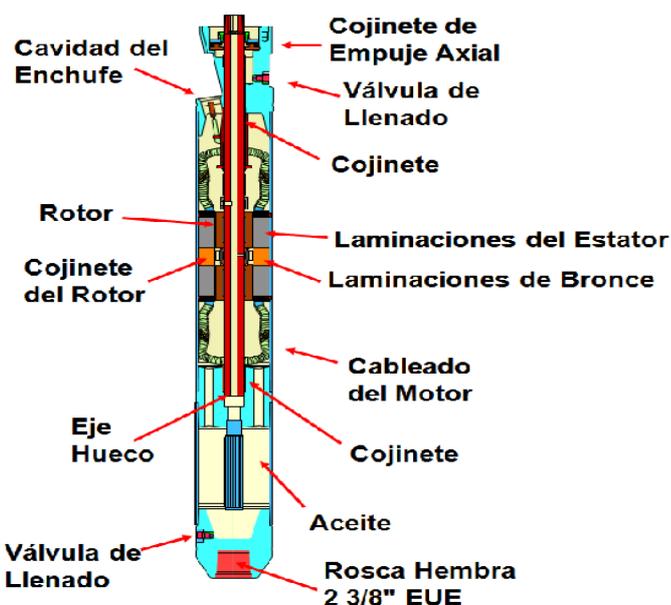
1.3.2.2 Componentes de Fondo

Los componentes, de fondo conforman el equipo que se encuentra en el subsuelo del pozo y que está acoplada a la tubería de producción, su función principal es levantar la columna de fluido necesaria para que el pozo produzca. Los componentes de fondo son los siguientes nombrándolos desde el fondo del pozo:

- sensor de fondo
- motor electrosumergible
- sello ó protector
- separador de gas
- bomba centrífuga multi-etapa
- el cable eléctrico de potencia

1.3.2.2.1 Motor Electrosumergible

FIGURA 1. 34 Motor Electrosumergible



Fuente: Baker Hughes Centrilift

La figura 1.35, indica un motor electrosumergible, es uno de los principales componentes de fondo del bombeo electrosumergible, provee la energía necesaria para que la bomba rote y acelere los fluidos que están siendo bombeados hacia la superficie, su rango de operan a una velocidad nominal aproximada a 3600 rpm a una frecuencia de 60 Hz, su voltaje puede ser como valor mínimo de 230 y máximo 5000 voltios; el amperaje requerido puede variar de 12 a 2000 amperios y la potencia (HP) necesaria se la obtiene del incremento de la longitud o diámetro de la sección del motor.

Consta de un eje, un rotor y un estator bobinado de inducción bipolar trifásico, estos componentes están diseñados para resistir temperaturas de hasta 260°C (500°F).

El motor, se encuentra limitado por su vida operativa mecánica y técnica, las limitaciones mecánicas están basadas en el diseño y la fatiga que pueden soportar los materiales durante su vida, los límites térmicos son determinados por el índice de temperatura para el material aislante, la temperatura interna del motor depende de las pérdidas generadas en el motor y el sistema de enfriamiento del motor.

El motor, es enfriado por los fluidos que pasan a través de este en el pozo, el ritmo de enfriamiento es una función de la velocidad del fluido, el área de superficie y la temperatura del pozo.

Al diseñar motores el diámetro es limitado por el tamaño del casing, caballajes mayores se obtienen al incrementar la longitud. El área de superficie es incrementada proporcionalmente y el ritmo de enfriamiento permanece constante. La temperatura del pozo afecta directamente la temperatura interna del motor. Un motor que es diseñado para una temperatura máxima del pozo de 250 °F va a funcionar seguramente en un pozo de 250 °F si no es sobrecargado.

1.3.2.2.1.1 Partes del Motor

1.3.2.2.1.1.1 Bastidor o Housing

Un bastidor o Housing, se lo llama a la cubierta del motor, se encuentra provisto de roscas en ambos extremos para facilitar la instalación del cabezal y la base del motor electrosumergible, los diámetros de los bastidores varían según los fabricantes y principalmente del diámetro que se dispone en cada pozo.

1.3.2.2.1.1.2 Estator

Está compuesto por un núcleo y los bobinados; cada núcleo de cada estator se encuentra formado por laminaciones comprimidas entre sí para asegurar una

estabilidad mecánica; los bobinados se encuentran por fases para cada estator interno, se realiza mediante conductores de cobre revestidos de esmalte.

Entonces, cuando la corriente se encuentra fluyendo a través de una fase, se induce un campo magnético. La fuerza del campo dependerá de la cantidad de corriente que fluye a través del devanado de la fase.

Cuanto más cobre tengamos en el estator, más reduciremos las pérdidas en el devanado haciendo al motor más eficiente.

La función del estator en sí es tomar energía eléctrica y transformarla en energía magnética, luego toma la energía magnética y la transforma en trabajo útil.

1.3.2.2.1.1.3 Rotor

El rotor, es un loop de cobre, compuesto por muchas barras de cobre cortocircuitadas en los extremos por medio de un anillo de cobre, si lo ponemos en un sistema de potencia trifásico que puede crear un campo magnético y hacemos fluir corriente por éste, entonces podemos conseguir que el rotor gire. Sin embargo, no tenemos una forma de suministrar un flujo de corriente al rotor.

Al igual que un flujo de corriente en un conductor genera un campo magnético, un conductor moviéndose dentro de un campo magnético tendrá una corriente inducida en él, entonces si pensamos en el rotor como conductor, y éste se encuentra inmóvil, el campo magnético del estator se estará moviendo con respecto al rotor e inducirá una corriente a este último.

La corriente, es inducida en el rotor por el movimiento del campo magnético en el estator. Esta corriente induce un campo magnético en el rotor, éste girará al rotor para tratar de alcanzar el campo del estator. Si hay un eje conectado al rotor, podemos obtener trabajo útil.

El rotor tratará de alcanzar al campo del estator (el cual gira a 3600 RPM con 60 Hz) pero nunca lo logra. La velocidad del rotor es un poco menor y la diferencia se llama deslizamiento.

El deslizamiento, es necesario para que un rotor gire, a 3600 RPM no se movería con respecto al campo magnético del estator, no habría una corriente inducida; el movimiento relativo entre el rotor y el campo magnético del estator podría ser visto como un reloj que tiene sus manecillas girando en direcciones opuestas. Mientras más cobre tengamos dentro del rotor más corriente fluirá por él, generando un campo magnético más fuerte y en consecuencia, produciremos más potencia.

1.3.2.2.1.2 Potencia del Motor

Es la máxima potencia recomendada por el fabricante para la operación; se usa el 95% de este valor bajo condiciones nominales de funcionamiento, generalmente a la frecuencia de 60 ó 50 Hz.

1.3.2.2.1.3 Voltaje del Motor

Es el voltaje necesario, para suministrar a los terminales del motor electrosumergible para que genere la potencia requerida, se tiene que considerar la pérdida de voltaje que produce la longitud y tipo de cable, para determinar el valor correcto en superficie y tener un correcto funcionamiento.

1.3.2.2.1.4 Corriente del Motor

Es la corriente, que circula en los bobinados del estator del motor electrosumergible en condiciones nominales de funcionamiento, cuando la corriente es menor a la nominal, el motor no se encuentra totalmente cargado, pero cuando la corriente es mayor a la nominal, el motor se encuentra sobrecargado, las condiciones de baja y

sobre carga se deben corregir rápidamente porque el motor puede sufrir daños mecánicos o eléctricos o también puede dejar de funcionar.

Cuando el sistema es energizado por primera vez, se observa que el motor electrosumergible consume una corriente mayor a la nominal, hasta cuando el pozo se estabilice y la corriente sea menor al valor nominal.

1.3.2.2.1.5 Eficiencia del Motor

Es la relación de potencia de salida y la potencia de entrada. La eficiencia operativa del motor, debe estar entre 80 o más del 90% y varía con la carga.

1.3.2.2.2 Protector o Sello

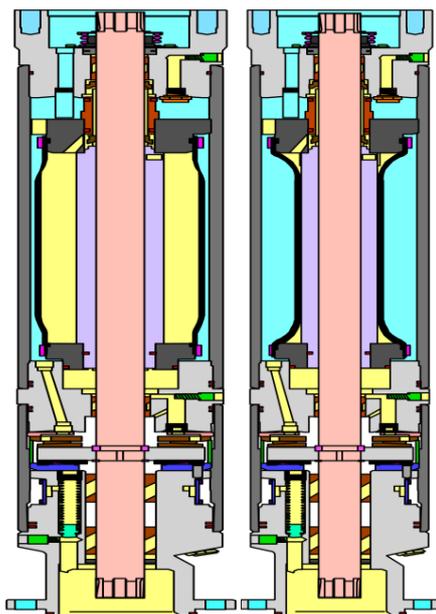
Se encuentra ubicado entre el motor y la bomba, puede ser instalado como una unidad simple o en tándem. Está diseñado para proteger al motor por medio de cuatro funciones básicas que son:

- Mantiene un volumen necesario que permite la expansión del aceite dieléctrico contenido en el motor, esto se debe al incremento de temperatura del motor cuando está funcionando a la temperatura del fondo del pozo.
- Permite igualar la presión externa del fondo del pozo con la del fluido dieléctrico interno del motor. Esto a lo largo del motor evita que el fluido del pozo pueda infiltrarse en las uniones selladas del motor ya que el ingreso de fluidos del pozo al motor causarían una falla dieléctrica prematura.
- Se encarga de proteger al motor de la contaminación de los fluidos del pozo, por medio de secciones sellantes que no los dejan ingresar por el eje de acoplamiento.
- Y por último absorber el empuje axial descendente de la bomba. Esto se hace por medio de un cojinete de empuje deslizante, éste utiliza una película hidrodinámica de aceite para darle lubricación durante la operación y el

empuje descendente es el resultado de la presión desarrollada por la bomba que actúa sobre el área del eje de la bomba y el empuje residual transferido por cada impulsor individual al eje.

Se puede encontrar sellos en varios tamaños para unir motores y bombas de diámetros diferentes. El eje del motor, es conectado al eje de la bomba por medio del eje del sello, el mismo que tiene una terminación con estrías en cada extremo, el extremo superior se une al eje de la bomba de modo que el peso del eje de la bomba, la carga hidráulica longitudinal en el eje de la bomba, y cualquier carga longitudinal de los impulsores fijos se transmita de la bomba al eje del ensamble del sello. La figura 1.36, indica un ejemplo de los protectores o sellos.

FIGURA 1. 35 Protectores



Fuente: Schlumberger, Reda

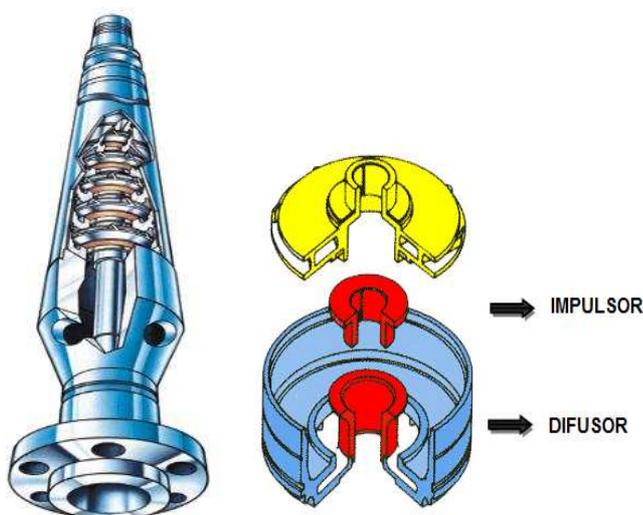
1.3.2.2.3 Bomba Electrosumergible

En la figura 1.37, se observa una bomba electrosumergible, que es una bomba centrífuga multietapa que se encuentra construida a diferentes diámetros, debido al

espacio disponible en el pozo. Los componentes mecánicos de cada etapa son un impulsor rotatorio y un difusor estacionario.

El mecanismo de funcionamiento de la bomba centrífuga, es transferir la energía del impulsor al fluido que se está desplazando, siendo ésta una energía cinética, el cambio de la presión a energía se da cuando el líquido que es bombeado rodea el impulsor, cuando el impulsor rota produce un movimiento rotatorio al fluido el cual se divide en dos partes; uno de los movimientos es radial hacia afuera del centro del impulsor, este se da por una fuerza centrífuga, y el otro movimiento es en dirección tangencial al diámetro externo del impulsor, resulta de estos dos componentes la dirección de flujo. Luego el difusor convierte la energía de alta velocidad y de baja presión a una energía de baja velocidad y alta presión.

FIGURA 1. 36 Bomba Electrosumergible



Fuente: Baker Hughes Centrilift

Las bombas electrosumergibles se clasifican en dos categorías generales, por el diseño de sus impulsores como: las de flujo radial que son bombas de bajo caudal generalmente, el impulsor descarga la mayor parte del fluido en una dirección radial. Cuando tenemos bombas que alcanzan flujos de diseño de aproximadamente 1,900 BPD (300 m³/d) en las bombas serie 400 y del orden de 3,500 BPD (550 m³/d) en

bombas de mayor diámetro, entonces el diseño cambia a un flujo mixto. En este tipo de diseño el impulsor proporciona una dirección al fluido que contiene una componente axial y se mantiene una dirección radial.

En muchos casos, los impulsores están diseñados para flotar axialmente sobre el eje, tocando las superficies de empuje del difusor.

Las bombas se pueden armar con centenares de etapas individuales, en este caso la cámara de empuje de la sección sellante solamente soporta la carga del eje, a ésta configuración se la llama bomba de etapa flotante, se pueden ensamblar bombas de muchas etapas sin necesidad de alinear los impulsores milimétricamente.

Si tenemos diámetros aproximados de seis pulgadas (150mm), los impulsores se colocan de modo que no puedan moverse sobre el eje, éstos impulsores se encuentran girando dentro de un espacio limitado por una distancia mínima entre los difusores ubicados arriba y abajo de los mismos, en éste caso el empuje del impulsor es transferido al eje de la bomba y no es absorbido por los difusores, pero si es absorbido por el cojinete de empuje de la sección sellante, a ésta configuración se la llama de impulsor fijo o diseño de bomba de compresión.

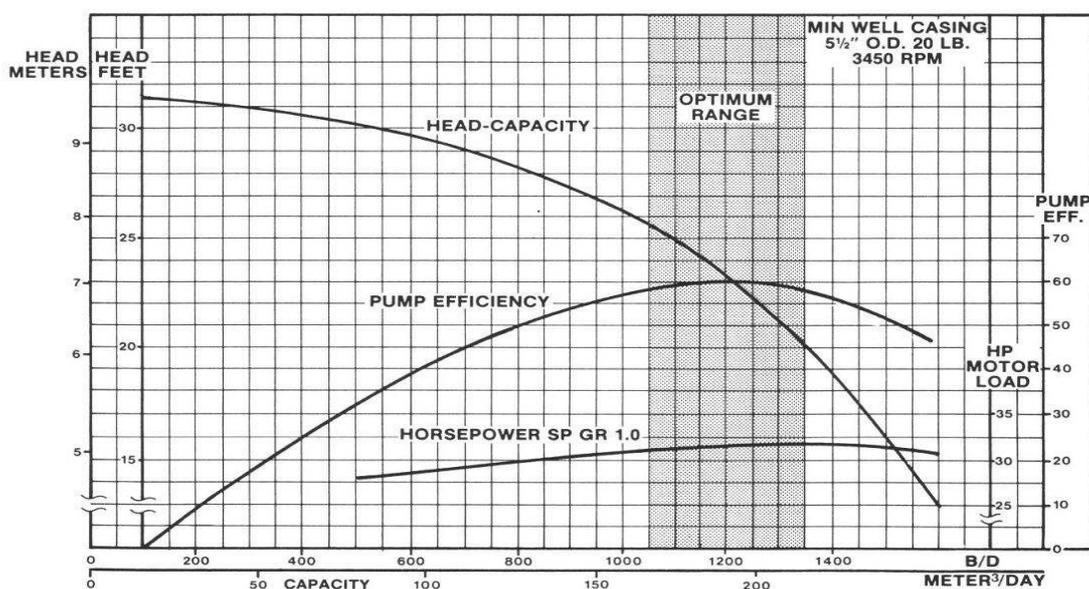
Las configuraciones y los diámetros del impulsor de la bomba nos permiten determinar la cantidad de energía de aceleración que es transmitida al fluido.

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

1.3.2.2.3.1 Curvas de Comportamiento de la Bomba Electrosumergible

La figura 1.38, indica las curvas de comportamiento de una bomba electrosumergible, permite el conocimiento del respectivo funcionamiento de la bomba.

FIGURA 1. 37 Curva Característica Real del Comportamiento de la Bomba Electrosumergible



Fuente: Baker Hughes Centrilit

La Curva de Altura de la Columna (Head capacity): determina la altura de fluido que levanta cada etapa, está en función de los BPD que la bomba extrae del pozo. Se observa, que cuando tenemos un alto caudal da una altura total de la columna baja. La altura de la columna más alta que se tiene de una bomba es cuando no existe flujo a través de ésta, se da cuando la válvula de descarga se encuentra totalmente cerrada.

La Curva de Potencia al Freno (Brake Horse Power - BHP): ayuda a determinar la potencia requerida por la bomba centrífuga o por cada una de las etapas, para obtener el caudal que se necesite y levantar el fluido.

La Curva de Eficiencia: indica la eficiencia de la bomba electrosumergible o la transformación de la energía mecánica en energía hidráulica, es hasta un punto máximo de eficiencia que la bomba puede extraer fluido del pozo y en función del caudal para cada etapa.

1.3.2.2.4 Cable Eléctrico de Potencia

Es un cable trifásico que sirve para transmitir la potencia al motor electrosumergible, va ubicado en la tubería de producción fijado con flejes o con protectores sujetadores especiales. Tiene características como: pequeño en diámetro, protegido del abuso mecánico, ser resistente ante deterioro por efecto de los ambientes calientes agresivos del pozo.

Están contruidos de diferentes tipos de conductores, dependiendo de los requerimientos del motor; pueden ser redondos o planos envueltos en acero galvanizado, acero inoxidable, o de monel; estas diferentes características del cable son para que sea capaz de soportar los ambientes agresivos de los pozos, al igual que las caídas de voltaje, las temperaturas y a los fluidos circundantes.

Los diferentes componentes que van con el cable son:

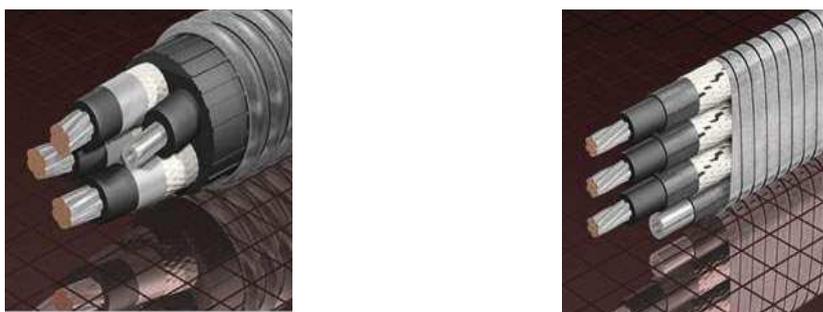
- Conductores
- Carrete
- Empalme

1.3.2.2.5 Cable Eléctrico de Extensión

Al igual que el cable de potencia, se encarga de transmitir la potencia con la diferencia que va desde el motor a lo largo de la sección sellante, el separador de gas, y la bomba, más un mínimo de 6 pies por encima de la cabeza de descarga de la bomba.

Así como el cable de potencia, puede ser plano o redondo y con envolturas de acero, bronce y monel dependiendo de las necesidades o condiciones de los pozos, como se indica en la figura 1.39.

FIGURA 1. 38 Cable de Potencia



Fuente: Catalogo de Baker Hughes, Centrilift

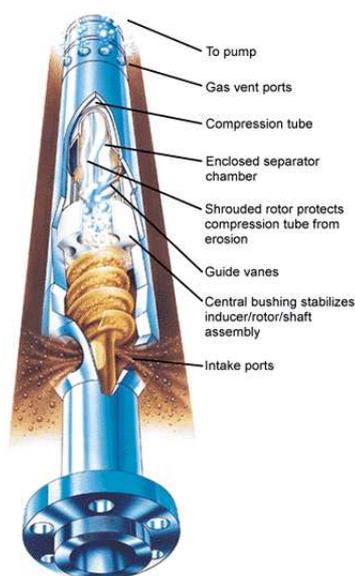
1.3.2.2.6 Separador de Gas

Es usado cuando en pozos con una alta relación de gas-aceite (GOR), el gas afecta directamente el funcionamiento y capacidad de la bomba centrífuga, ésta puede trabajar sin problemas hasta con porcentaje del 11% por volumen de gas libre, pero cuando tiende a aproximarse a éste porcentaje es recomendable el uso de un separador de gas, porque incrementa la posibilidad de cavitación de la bomba o de un bloqueo por gas en la bomba.

La figura 1.49, indica un separador de gas, se centra en una fuerza centrífuga que es causada por una cámara rotativa en la cual es ingresado el fluido, aquí el fluido de

mayor gravedad específica se va hacia la pared externa de la cámara por efecto de la fuerza centrífuga, haciendo que el gas libre quede en el centro de la cámara y migre por el mismo. Luego el gas restante es separado por un divisor que se encuentra al final del separador y lo expulsa por el espacio anular del pozo, a diferencia del fluido con mayor gravedad específica, que se envía hacia la entrada de la bomba, para bombearlo a superficie.

FIGURA 1. 39 Separador de Gas



Fuente: Baker Hughes Centrilift

Un separador de gas típico tiene un rango de eficiencia de 80% a 90%, ésta se ve afectada por los volúmenes, la composición y las propiedades del fluido.

La eficiencia del separador se determina de la siguiente manera:

$$\text{EFICIENCIA (\%)} = \frac{\text{Gas Libre Separado}}{\text{Gas Libre Disponible}} \quad (1.16)$$

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

CAPÍTULO 2

ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS POZOS CON LOS DIFERENTES SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA CUYABENO.

2.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo, se presenta el análisis técnico de los diferentes sistemas de producción en el Área Cuyabeno, en base a una matriz que consta de historiales de reacondicionamiento, producción y presiones por arenas; también se toma en cuenta el funcionamiento de la bomba eléctrica sumergible, el estado mecánico de los pozos, reservas y condiciones del yacimiento; éstos datos nos ayudan a seleccionar los pozos, y con la ayuda del análisis nodal realizamos la posible implementación y optimización del sistema de Bombeo Electrosumergible.

2.2 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LOS POZOS CON SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO

En el Área Cuyabeno, existen pozos con sistema de bombeo hidráulico en el campo Cuyabeno y el campo Sansahuari.

2.2.1 SISTEMA POWER OIL CUYABENO

El sistema de Power Oil en esta estación, es centralizado y tiene bombas que sirven para relevamiento de presión desde el tanque de surgencia o almacenamiento de

crudo o booster y bombas de inyección de alta presión, que se analizan a continuación: Bombas Booster: Son 2, tipo centrifugas marca “Durco” modelo 6x8x18A, se encargan de alimentar a las bombas principales de inyección para enviar el petróleo para ser inyectado a los pozos que producen bajo el método de levantamiento artificial por bombeo hidráulico. Las bombas poseen caudales de inyección actual de 14970 BPPD, y la capacidad de estas bombas está en el orden de 15000 a 17000 BPPD.

Bombas de Inyección: El sistema de bombas de alta presión está constituido por cuatro bombas quintuples, marca INGERSOLL RAND modelos (3.12x7V5 y 3.5x7V5), con una presión máxima de 4500 psi y 340 GPM (11650 BPPD), encargadas de llevar el fluido motriz a los pozos que producen por bombeo hidráulico. La capacidad disponible es 46628 BPPD (34971BPPD asumiendo una de respaldo), que al comparar con la inyección actual de 14970 BPPD, existe capacidad suficiente para el cumplimiento de objetivos de inyección de petróleo (Power Oil). Todos estos componentes se encuentran en el Anexo 2.1.

El sistema de control se realiza por intermedio de un PLC marca AMOT, con sus respectivos transmisores de presión y temperatura.

2.2.2 SISTEMA POWER OIL SANSAHUARI

El sistema consta de dos bombas booster tipo centrifuga marca “Durco” modelo Mark III 4x3-10 y de dos bombas de quintuples 120 GPM de capacidad de 4115 BPPD, marca NATIONAL OIL WELL, Modelo 300Q-5H, manejan una presión de inyección de 3855 psi, y envían el fluido motriz (petróleo) a los pozos que producen por levantamiento artificial por bombeo hidráulico. La inyección actual asciende a 4380 BPPD. Para la operación de los pozos con bombeo hidráulico se requiere del sistema de fluido motriz Power Oil. Las instalaciones de superficie del sistema Power Oil del campo Sansahuari se indican en el Anexo 2.2.

2.3 CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS CON EL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.

Para las consideraciones técnicas de los pozos con el sistema de bombeo electrosumergible, se hace un análisis de los datos, que sean actuales y de fuentes confiable, para que de esta manera obtengamos un proyecto con un margen de error mínimo.

2.3.1 NIVEL DE FLUIDO SOBRE LA BES

El nivel de fluido sobre la BES, es la diferencia entre el nivel dinámico y la profundidad de la bomba, se considera este nivel en el rango mínimo de 1500ft - 2500 ft. En el Anexo 2.3, se observa la tabla que se presentan los datos que se consideran para el análisis del nivel de fluido sobre la bomba de cada pozo, igualmente se indican los resultados de la cantidad de fluido sobre la bomba.

2.3.2 PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE

La presión de fondo fluyente, ayuda a la determinación de la caída de presión en la cara del pozo. En el Anexo 2.3, se observa el dato de la presión de fondo fluyente, que se determina a base de la presión de intake, registrada por los sensores de fondo de cada pozo.

2.3.3 PRESIÓN AL PUNTO DE BURBUJA

Es muy importante considerar la presión de burbuja, para evitar la intrusión de gas libre a la bomba electrosumergible; se escoge una presión de entrada a la bomba que esté sobre el punto de burbuja y se considera como factor de seguridad 200 psi.

2.3.4 ÍDICE DE PRODUCTIVIDAD

El índice de productividad, nos ayuda a conocer el potencial del pozo, saber la capacidad de producción, con esto se determina el caudal óptimo que se necesita para la construcción de las IPR'S de acuerdo a los datos obtenidos de las pruebas de B'UP. El IP es calculado por la siguiente fórmula:

$$IP = \frac{Q}{P_R - P_{wf}} \quad (2.1)$$

2.3.5 RESERVAS REMANENTES

Este aspecto es muy importante para la empresa, porque la implementación y optimización del bombeo electrosumergible en los pozos seleccionados implica un costo; es necesario conocer las reservas para analizar si el proyecto es viable y rentable. Las reservas remanentes pueden ser calculadas por medio del método volumétrico y el método de la curva de declinación del pozo, en nuestro proyecto utilizamos el método de la curva de declinación, por medio del programa de simulación OFM, los resultados se indican en el Anexo 2.4.

2.3.6 PERMEABILIDAD DE LA FORMACIÓN

La permeabilidad, es una de las propiedades más importantes de la formación, permite la movilidad de los fluidos a través del yacimiento; entonces es muy importante tener en cuenta que se necesitan valores altos, porque nos ayuda a la obtención de un considerable volumen de llenado del pozo.

2.3.7 RELACIÓN GAS-PETRÓLEO (GOR)

La relación de gas-petróleo es un aspecto importante de considerar, el sistema de bombeo electrosumergible trabaja con mínimas cantidades de gas libre, porque

provoca problemas en la bomba electrosumergible como cavitación y disminución de la eficiencia.

2.3.8 REPORTE SEMANAL DEL BES

Los reportes semanales del BES, ayudan a identificar las bombas que trabajan dentro del rango de operación; permite conocer los problemas que han sufrido las bombas; como incremento de la frecuencia, problemas con los sensores y con el motor, variación de amperaje, etc.

2.4 POZOS SELECCIONADOS

Se realiza una matriz en la cual se tienen todos los datos considerados para la selección de pozos, estos datos se obtienen especialmente de los historiales de reacondicionamiento que se encuentran en el Anexo 2.6, historiales de producción del Anexo 2.7, reportes del sistema de bombeo electrosumergible indicados en el Anexo 2.5 y pruebas de B'UP. La matriz general de todos los pozos del área Cuyabeno se indica en el Anexo 2.8. y Anexo 2.9.

Todos los datos ayudan a estudiar el comportamiento actual de los pozos del Área Cuyabeno, la respectiva selección para realizar la optimización e implementación del sistema de bombeo electrosumergible.

Los pozos que producen con bombeo hidráulico tipo jet, no son yacimientos con alto potencial de producción, por este motivo únicamente se seleccionó pozos que producen con bombeo electrosumergible y con alto potencial productivo.

La tabla 2.1, presenta los pozos seleccionados, para la del sistema BES.

TABLA 2. 1 Pozos seleccionados para la Optimización

POZO
CUY 24D – US
CUY- 29 D-TS
CUY-30D – UI
CUY-34 D - UI
CUY- 35D- UI
CUY-36D-UI
VHR-01 M1
VHR-06 BT
VHR-08- BT+US
VHR-18D- UI
VHR-21 UM
VHR-23- TS-UI
VHR-24D- US
TIP-08- US

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

En la tabla 2.2, se indican los pozos seleccionados con los diferentes parámetros de la última prueba de producción o la evaluación del pozo antes del cierre.

En la tabla 2.3, se indican los diferentes datos de las pruebas de B'UP, tomados a cada una de las arenas productoras.

TABLA 2. 2 Última prueba de producción o evaluación antes del cierre de los pozos seleccionados

POZO	FECHA	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE							OBSERVACIONES
		YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad (ppm Cl)	
CUY-24D	29-oct-11	ARENA "US" a 5 DPP 8010' - 8020' (10')	1530	703	54	PPS	21,6	50738	Completación Dual
	30-oct-11	ARENA "UI" a 5 DPP 8051' - 8060' (9') 8094' - 8098' (4') SQZ(CPI)	2610	469	82	PPS	24,8	12788	Arena productora actual. Completación dual.
CUY-29D	30-oct-11	ARENA "TS" a 5DPP 8258' - 8263' (5') 8266' - 8273' (7') 8278' - 8284' (6') 8287' - 8298' (11') 8312' - 8316' (4') a 2DPP (SQZ)	1092	480	56	PPS	27,47		No han hecho ningún Work over. Arena productora actual.
	30-oct-11	ARENA "UI" a 5 DPP 8142' - 8162' (20')	2172	813	70	PPS	26,7		No han hecho ningún Work Over. Arena productora actual.
CUY-34D	30-oct-11	ARENA "UI" a 5 DPP 7898' - 7930' (32') a 5 DPP	2256	1020	60	PPS	27,67	6600	No han hecho ningún Work Over. Arena productora actual.
CUY-35D	30-oct-11	ARENA "UI" a 5 DPP 8079' - 8109' (30')	2490	672	73	PPS	26,7	6500	No han hecho ningún Work Over. Arena productora actual.
CUY-36D	30-oct-11	ARENA "UI" a 5 DPP 8203' - 8220' (17')	1290	232	82	PPS	25,7	6900	No han hecho ningún Work Over. Arena productora actual.

TABLA 2.2 Continuación

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE										OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad (ppm Cl)			
VHR-01	27-oct-11	ARENA "M1" a 9 DPP 7444' - 7466' (22')	1002	821	18	PPS	20,8	40100			Empieza la producción luego de repunzonarla en el WO # 5, con +- 1200BPPD, y con 1% de BSW, luego de aislar arena T con CIBP a 7910'. Arena actual.
	10-mar-08	ARENA "M2" 7816' - 7822' (6') a 5DPP 7822' - 7838' (16') a 9DPP	576	507	1	PPS	33				Arena repunzonada en el WO # 5, en la evaluación produce 576 BFPD, con BSW de 12%, se aísla con CIBP a 7680' para producir de M1.
	11-jun-99	ARENA "US" a 4 DPP 7969' - 7988' (19)									El 10/01/97 se cierra camisa Uj y se procede a abrir camisa Us, en sus inicios da 3000 BFPD con 3% BSW, el 10/10/99 se procede a realizar limpieza de tubería con HCL, pero el pozo no aporta, se cierra camisa y se procede a abrir nuevamente Uj
	30-jul-00	ARENA "UI" a 4 DPP 8008' - 8019' (11') 8024' - 8034' (10') 8034' - 8050' (16') SQZ(WO#02) 8068' - 8070' (2') SQZ (CPI)	625	375	40	PPF	32,4				El 22 /03/ 1991 empieza a producir, hasta el 13/08/2000 donde se cierra camisa y se procede a abrir la camisa de arena T.
	10-mar-08	ARENA "T" 8134' - 8143' (9') @ 9DPP 8166' - 8173' (7') @ 4 DPP 8194' - 8196' (2') SQZ (CPI)	698	84	88	PPS	32,8	7200			En el WO # 3 se cambia de PPH a PPS recuperando +- 200 BPPD, se aísla con CIBP a 7910' por incremento del BSW en el WO # 5.

TABLA 2.2 Continuación

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE							OBSERVACIONES	
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	MÉTODO	API		Salinidad (ppm CL)
VHR-06	29-oct-11	ARENA "BT" a 5 DPP 7422' - 7432' (10')	802	705	12	PPS	19		Arena productora actual. Último WO el 17-12-2008 Reparar equipo BES y bajan bomba REDA DN-1100.
	24-feb-02	ARENA "US" a 4 DPP 7937'-7950' (13') 7950'-7954' (4') SQZ (WO#02)	1905	191	90	PPS	30	16100	En el WO # 3 se realiza SQZ a BT, punzonan, evalúan y diseñan BES. Cambian de arena US por alto corte de agua para producir con arena BT.
	27-mar-93	ARENA "UJ" a 5 DPP 7980' - 8000' (20') SQZ (WO#02)	1245	498	60	PPF		28000	Se aísla corte de agua de UJ, prueban US y completan para bombeo mecánico.
	28-may-90	ARENA "TI" a 4 DPP 8146' - 8178' (32') SQZ							En las pruebas iniciales arena no fluye.
VHR 08	28-oct-11	ARENA "BT" a 10 DPP 7354' - 7364' (10')	265	159	40	PPS	26,5	19500	El 13 de octubre del 2010 empiezan a producir juntas la Basal Tena junto con la U superior hasta la fecha 31-08-2011
	28-oct-11	ARENA "U sup." a 10 DDP 7830' - 7838' (8') @ 10 DPP 7830' - 7842' (12') SQZ (WO-09) 7842' - 7854' (12') SQZ (WO-01) 7857' - 7864' (7') SQZ (WO-09)							

TABLA 2.2 Continuación

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE								OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad (ppm CL)	
VHR-08	10-dic-02	ARENA "U inf" a 10 DPP 7890' - 7898' (8') SQZ (WO-09) 7898' - 7904' (6') SQZ (WO-1)	684	68	90	PPS	31,4	6500	Entra en WO por Bes Off por fase tierra el 21-12-09, arena queda totalmente sellada por SQZ. SQZ en sus dos intervalos.
	19-dic-09	ARENA "T" a 10 DPP 8008' - 8014' (6') @ 10 DPP 8040' - 8046' (6') @ 10 DPP 8051' - 8060' (9') SQZ (WO 9)	222	75	66	PPS	32	5900	El 11 -01-09 entra en work over por fase tierra, arena luego de ser evaluada con bomba jet, se realiza SQZ en uno de sus intervalos y se aísla con un CIBP.
VHR 18D	30-ene-11	ARENA "Us" @ 5 DPP 8354' - 8362' (8') @ 5 DPP 8362' - 8372' (10') 8386' - 8388' (2') SQZ PI & C 8579' - 8581' (2') SQZ PI & C	545	44	92	PPS	22	-	Arena queda cerrada por aumento del corte de agua, se punzona nuevo intervalo con cañones convencionales de 8354ft a 8362ft, nueva zona queda aislada por camisa cerrada.
	31-oct-11	ARENA "Uj" @ 5 DPP 8423' - 8428' (5') @ 5DPP	1576	110	93	PPS	30,5	6000	Arena produce desde 16-03-2011, con completación de fondo.
VHR 21 D	28-oct-11	ARENA "Um" @ 5 DPP 8715' - 8730' (15')	556	550	1	PPS	31,5	-	Arena produce desde el 03-02-2011 hasta fecha actual, no se tienen registros de BUP, cañoneada con tecnología MAX-R. No se han punzonado nuevas arenas.
	14-ene-11	ARENA "Uj" @ 5 DPP 8741' - 8750' (9') SQZ. W.O # 01	1460	117	92	PPS	31,4	7000	Inicialmente queda completado para producir de UI desde el 23-12-2009. Se cierra la arena por incremento de BSW y queda sellada con cemento.

TABLA 2.2 Continuación

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE										OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad (ppm CL)			
VHR 23	06-oct-11	ARENA "US", (5DPP) 7902' - 7922' (20')	2836	454	84	PPS	31,7	15600	Pozo entra en WO. Para completación Dual.		
	06-oct-11	ARENA "U" @ 9 DPP 7949' - 7964' (15') 7968' - 7972' (4') SQZ	2836	454	84	PPS	31,7	15600	Pozo con Completación Dual		
	09-oct-11	ARENA "Ts" @ 9 DPP 8062' - 8072' (10')	1490	894	40	PPS	31		Pozo con Completación Dual.		
VHR 24	31-oct-2011	ARENA "Us" a 5DPP 8876' - 8886' (10') @ 5 DDP	1516	318	79	PPS	26,7	17900	Toman registro de Saturación RST, CHFR, Densidad Porosidad a hueco entubado. Buen potencial de petróleo en BT y M2. Arena productora actual.		
TIPISHCA 8	10-oct-09	ARENA "Us" 8728' - 8740' (12') @ 5 DPP	1747	100	94	PPS	21,7	7200	Arena queda aislada con Packer FH asentado a 8657' por alto BSW.		
	31-oct-11	ARENA "U inf" 8773 - 8779 (6') @ 10 DPP 8788 - 8795 (7') @ 10 DPP	282	158	43	PPS	26,7	2000	Arena empieza a producir desde 08-11-2009 hasta la fecha actual, No existen registros de BUP.		

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

TABLA 2. 3 B'ÚP de los pozos seleccionados

POZO	B' UP						
	YACIMIENTO	FECHA	Pr	Pwf	Q	IP	Daño
CUY-24D	ARENA "US" a 5 DPP 8010' - 8020' (10')	23-jul-08	2778	2223	1440	2,59	-1,3
CUY-29D	ARENA "TS" a 5DPP 8258' - 8263' (5') 8266' - 8273' (7') 8278' - 8284' (6') 8287' - 8298' (11') 8312' - 8316' (4') a 2DPP (SQZ)	27-may-10	2649	2132	1008	1,71	1,6
CUY-30D	ARENA "UI" a 5 DPP 8142' - 8162' (20')	28-jun-10	2959	2856	1955	20,28	0,74
CUY-34D	ARENA "UI" a 5 DPP 7898' - 7930' (32') a 5 DPP	23-jun-10	3054	3015	2049	24	-0,02
CUY-35D	ARENA "UI" a 5 DPP 8079' - 8109' (30')	23-jun-10	3007	2870	2144	15,53	-5,86
CUY-36D	ARENA "UI" a 5 DPP 8203' - 8220' (17')	24-jul-10	3023	2303	1560	2,16	50,87
VHR-01	ARENA "BT" a 9 DPP 7444' - 7466' (22')	29-feb-10	2373	1885	1392	2,85	2
	ARENA "M2" 7816' - 7822' (6') a 5DPP 7822' - 7838' (16') a 9DPP	27-feb-2008	2141	634	576	0,38	7
	ARENA "US" a 4 DPP 7969' - 7988' (19)	10-ago-88	3371				

TABLA 2.3 Continuación

POZO	B' UP						
	YACIMIENTO	FECHA	Pr	Pwf	Q	IP	Daño
VHR-01	ARENA "UI" a 4 DPP 8008' - 8019' (11') 8024' - 8034' (10') 8034' - 8050' (16') SQZ(WO#02) 8068' - 8070' (2') SQZ (CPI)	5-jul-1996	2886	2464	733	1,74	16,4
	ARENA "T" 8134' - 8143' (9') @ 9DPP 8166' - 8173' (7') @ 4 DPP 8194' - 8196' (2') SQZ (CPI)	31-ene-10	2939	1964	1056	0,38	21,5
VHR-06	ARENA "BT" a 5 DPP 7422' - 7432' (10')	21-sep-03	2997	2317	1824	2,39	3,1
	ARENA "US" a 4 DPP 7937'-7950' (13') 7950'-7954' (4') SQZ (WO#02)	04-ene-02	3233	2120	1416	1,27	20
	ARENA "UI" a 5 DPP 7980' - 8000' (20') SQZ (WO#02)	15-feb-93	3273				
	ARENA "TI" a 4 DPP 8146' - 8178' (32') SQZ						
VHR-08	ARENA "BT" a 10 DPP 7354' - 7364' (10')	20/09/2010	1475	910	216	0,38	0,5
	ARENA "U sup." a 10 DDP 7830' - 7838' (8') @ 10 DPP 7830' - 7842' (12') SQZ (WO-09) 7842' - 7854' (12') SQZ (WO-01) 7857' - 7864' (7') SQZ (WO-09)	17/04/2009	2280	1094	960	0,788	11,4

TABLA 2.3 Continuación

POZO	B' UP						
	YACIMIENTO	FECHA	Pr	Pwf	Q	IP	Daño
VHR-08	ARENA "U inf" a 10 DPP 7890' - 7898' (8') SQZ (WO-09) 7898' - 7904' (6') SQZ (WO-1)						
	ARENA "T" a 10 DPP 8008' - 8014' (6') @ 10 DPP 8040' - 8046' (6') @ 10 DPP 8051' - 8060' (9') SQZ (WO 9)	14-abr-2009	2871	574	360	0,164	>20
VHR-18D	ARENA "Ui" @ 5 DPP 8423' - 8428' (5') @ 5 DPP	13/02/2011	3089	2373	1728	2,4	>20
VHR-21D	ARENA "Um" @ 5 DPP 8715' - 8730' (15')						
	ARENA "Ui" @ 5 DPP 8741' - 8750' (9') SQZ. W.O # 01	30/04/2010	3165	2084	1473	1,36	>20
VHR-23	ARENA "Ui" @ 9 DPP 7949' - 7964' (15') 7968' - 7972' (4') SQZ	09/10/2011	3067	2703	1490	3,17	16
	ARENA "TS" @ 9 DPP 8062' - 8072' (10')	20/09/2011	2407	1089	630	0,44	12
VHR-24D	ARENA "Us" a 5DPP 8876' - 8886' (10') @ 5 DDP	24-mar-09	3043	2434	1776	2,91	4
TIPISHCA -08	ARENA "Us" 8728' - 8740' (12') @ 5 DPP	02-oct-04	2972	2301	1546	2,3	-2
	ARENA "U inf" 8773 - 8779 (6') @ 10 DPP 8788 - 8795 (7') @ 10 DPP						

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

2.5 SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA EN EL ÁREA CUYABENO

El área Cuyabeno, consta de cuatro estaciones de reinyección de agua: estación Cuyabeno, mini estación Cuyabeno 18, estación VHR, y estación Sansahuari; también existen diez pozos reinyectores de agua: dos en el campo Sansahuari, dos en el campo VHR, dos en el campo Bloque 27, y cuatro en el campo Cuyabeno.

Conocer las facilidades de reinyección de agua en el Área Cuyabeno, es importante para el desarrollo de nuestro proyecto, si incrementa la producción de fluido en el área, se incrementa la producción y la cantidad de agua reinyectada; las facilidades de las estaciones de reinyección deben tener suficiente capacidad para soportar un aumento de producción de agua, para reinyectar.

2.5.1 FACILIDADES DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA POR ESTACIÓN

Tanques, bombas booster, y unidad de presión, son los equipos que se utilizan en el sistema de reinyección de agua.

La tabla 2.4, muestra el caudal de reinyección, presión, y la arena a la cual están reinyectando los pozos del área.

TABLA 2. 4 Pozos Reinyectores del Área Cuyabeno

POZOS REINYECTORES DEL ÁREA CUYABENO										
	SANSAHUARI		CUYABENO				VHR		BLOQUE 27	
POZO	SSH-01	SSH-03	CUYRW-01	CUY-04	CUY-05	CUY-18	VHRRW-01	VHR-10	TIP-05	PAT-01
ARENA	Tiyuyacu	Tiyuyacu	Ts+Ti	Tiyuyacu	Tiyuyacu	Tiyuyacu	Hollín Inf.	Tiyuyacu	Tiyuyacu	Tiyuyacu
BRPD		3542	13356	7036	9123	9899	6721	9930	5427	5411
PRESIÓN		1200	1900	1850	1900	2300	1656	1549	1058	1000

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

2.5.2 CAPACIDAD DE RE-INYECCION DE AGUA DE FORMACIÓN EN EL ÁREA CUYABENO

De acuerdo a la tabla 2.5, el área Cuyabeno produce un aproximado de 66124 BAPD y re-inyecta diariamente 66120 BAPD,

TABLA 2. 5 Barriles de agua producida por día, por campo

DIA	BARRILES DE AGUA PRODUCIDA POR DIA, POR CAMPO						TOTAL AREA CUY
	CUY	SSH	VHR	TIP- HUA	BLANCA	VINITA	
1	33494,00	6731,00	16641,00	5375,00	537,00	762,00	63540,00
2	34208,00	6603,00	16820,00	5148,00	397,00	762,00	63938,00
3	34286,00	6567,00	18427,00	4634,00	117,00	762,00	64793,00
4	33450,00	6567,00	20094,00	4917,00	117,00	757,00	65902,00
5	33745,00	6429,00	20136,00	5164,00	401,00	758,00	66633,00
6	33749,00	6460,00	20107,00	5138,00	537,00	757,00	66748,00
7	34074,00	6567,00	20108,00	5334,00	537,00	756,00	67376,00
8	34286,00	6567,00	19211,00	5321,00	538,00	730,00	66653,00
9	35208,00	6567,00	19561,00	5319,00	538,00	757,00	67950,00
10	33278,00	6184,00	18656,00	5261,00	540,00	976,00	64895,00
11	30600,00	6870,00	18810,00	5335,00	538,00	748,00	62901,00
12	35190,00	6243,00	18904,00	5348,00	552,00	756,00	66993,00
13	35190,00	6243,00	19671,00	5348,00	552,00	750,00	67754,00
14	35052,00	6876,00	20100,00	5271,00	552,00	668,00	68519,00
15	35193,00	6876,00	20052,00	5358,00	552,00	749,00	68780,00
16	35096,00	6851,00	20027,00	5424,00	552,00	741,00	68691,00
17	35530,00	6853,00	20009,00	8805,00	536,00	750,00	72483,00
18	35530,00	7115,00	19572,00	5311,00	535,00	762,00	68825,00
19	35183,00	6976,00	20040,00	5427,00	536,00	763,00	68925,00
20	35334,00	6775,00	20046,00	5868,00	539,00	770,00	69332,00
21	35200,00	6970,00	19762,00	9371,00	538,00	763,00	72604,00
22	35530,00	6976,00	20074,00	9176,00	536,00	762,00	73054,00
23	35253,00	6976,00	19483,00	7757,00	411,00	921,00	70801,00
24	35650,00	7178,00	18950,00	4334,00	536,00	762,00	67410,00
25	35332,00	7100,00	18954,00	4238,00	577,00	765,00	66966,00
26	35290,00	6770,00	18960,00	4920,00	536,00	763,00	67239,00
27	35943,00	7303,00	19132,00	4887,00	536,00	762,00	68563,00
28	35860,00	7135,00	19148,00	4844,00	536,00	742,00	68265,00
29	36102,00	7275,00	19251,00	4848,00	559,00	726,00	68761,00
30	36333,00	7338,00	19257,00	4886,00	556,00	743,00	69113,00
31	35235,00	7407,00	19108,00	4904,00	556,00	742,00	67952,00
TOTAL	1079404,00	211348,00	599071,00	173271,00	13909,00	23685,00	2102359,00
PROMED	34819	6817	19324	5589	502	764	66124

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

2.5.2.1 Reinyección y producción de agua del campo Cuyabeno

La tabla 2.6, indica la producción y la cantidad de agua que se re-inyecta al campo Cuyabeno, produce 34776 BAPD, y según las instalaciones de superficie el campo tiene una capacidad de re-inyección de 75300 BAPD (Ver Anexo 2.10); las estaciones del campo Cuyabeno, tienen la capacidad suficiente para soportar un incremento de producción de agua para re-inyectar.

TABLA 2. 6 Barriles de agua producidos y reinyectados, campo Cuyabeno

DIA	AGUA REINYECTADA EN POZOS				V. REINYECTADO BLS	V. PRODUCIDO BLS
	CUY 01	CUY 04	CUY 05	CUY 18		
1	10631	10001	0	11003	31635	33494
2	12358	10307	0	12548	35213	34208
3	12256	10985	0	12053	35294	34286
4	11532	10603	0	11725	33860	33450
5	11535	7895	0	11928	31358	33745
6	11912	11365	0	11678	34955	33749
7	11864	10560	0	11648	34072	34074
8	11820	7210	4350	11630	35010	34286
9	11320	6100	6220	11330	34970	35208
10	5932	5705	5680	10198	27515	33278
11	7712	9941	4750	10438	32841	30600
12	10347	8405	6062	10376	35190	35190
13	11340	6258	5428	11325	34351	35190
14	11369	7025	6820	11703	36917	35052
15	11107	8799	4059	11338	35303	35193
16	11323	7926	4180	11503	34932	35096
17	9863	8208	7500	10236	35807	35530
18	11330	4801	7902	11835	35868	35530
19	11520	6852	4776	12035	35183	35183
20	11859	8823	4541	10112	35335	35334
21	9495	8696	4995	11960	35146	35200
22	11550	10480	3300	10220	35550	35530
23	11540	3720	8540	11510	35310	35253
24	11582	7288	4623	11560	35053	35650
25	11560	10380	2129	11480	35549	35332
26	10234	9560	4968	10528	35290	35290
27	11560	10375	2425	11540	35900	35943
28	11556	9666	2776	11864	35862	35860
29	11623	9587	2740	12156	36106	36102
30	12058	9625	2250	12397	36330	36333
31	11320	9060	2856	12354	35590	35235
TOTAL	343008	266206	113870	354211	1077295	1079404
PROMEDIO	11065	8587	3673	11426	34751	34776

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

2.5.2.2 Reinyección y producción de agua del campo Víctor Hugo Ruales (VHR)

La tabla 2.7, indica la producción y la cantidad de agua que se re-inyecta al campo VHR; diariamente se produce un aproximado de 18292 BAPD.

TABLA 2. 7 Barriles de agua producidos y reinyectados, campo VHR.

DIA	AGUA REINYECTADA EN POZOS		V. REINYECTADO BLS	V. PRODUC. BLS
	VHR-01	VHR-10		
1	9402	7239	16641	16641
2	9962	6858	16820	16820
3	11131	7296	18427	18427
4	12134	7960	20094	20094
5	11156	8980	20136	20136
6	11556	8551	20107	20107
7	11858	8250	20108	20108
8	10211	9000	19211	19211
9	11481	8080	19561	19561
10	9726	8930	18656	18656
11	10010	8800	18810	18810
12	10104	8800	18904	18904
13	11791	7880	19671	19671
14	10350	7730	18080	20100
15	10325	7707	18032	20052
16	9716	7079	16795	20027
17	13484	9600	23084	20009
18	14169	9600	23769	19572
19	12329	7711	20040	20040
20	11686	8360	20046	20046
21	12062	7700	19762	19762
22	12049	8025	20074	20074
23	11608	7875	19483	19483
24	10700	8250	18950	18950
25	10646	7500	18146	18954
26	11518	8250	19768	18960
27	11257	7875	19132	19132
28	11168	7980	19148	19148
29	11166	8085	19251	19251
30	11256	8001	19257	19257
31	11128	7980	19108	19108
TOTAL	347139	251932	599071	599071
PROMEDIO	11198	8127	18292	18292

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

2.5.2.3 Reinyección y producción de agua del campo Sansahuari

Según la tabla 2.8, el campo Sansahuari, diariamente produce 6818 BAPD, y de acuerdo a las facilidades de superficie de re-inyección de agua, el campo tiene capacidad de re-inyección de 14000 BAPD (Ver Anexo 2.10); la estación aun tiene capacidad para soportar un incremento de agua.

TABLA 2. 8 Barriles de agua producidos y reinyectados, campo Sansahuari

DIA	AGUA REINYECTADA SSH-01	AGUA REINYECTADA SSH-03	V. REINYECTADO BLS	V. PRODUCIDO BLS
1	0	6730	6730	6731
2	0	6600	6600	6603
3	0	6483	6483	6567
4	0	6651	6651	6567
5	0	6929	6929	6429
6	0	7660	7660	6460
7	0	6566	6566	6567
8	0	6568	6568	6567
9	0	6566	6566	6567
10	0	7124	7124	6184
11	0	9376	9376	6870
12	0	6243	6243	6243
13	0	6244	6244	6243
14	0	6874	6874	6876
15	0	6872	6872	6876
16	0	6853	6853	6851
17	0	6937	6937	6853
18	0	7115	7115	7115
19	0	6976	6976	6976
20	0	6773	6773	6775
21	0	6970	6970	6970
22	0	6975	6975	6976
23	0	6977	6977	6976
24	0	7178	7178	7178
25	0	7100	7100	7100
26	0	6770	6770	6770
27	0	7303	7303	7303
28	0	6901	6901	7135
29	0	7002	7002	7275
30	0	1223	1223	7338
31	0	1658	1658	7407
TOTAL	0	204197	204197	211348
PROMEDIO	0	6587	6587	6818

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

2.5.2.4 Reinyección y producción de agua del campo Tipishca

La tabla 2.9, indica la producción de agua y la cantidad de agua re-inyectada en el campo Tipishca, diariamente se produce un aproximado de 6856 BAPD.

TABLA 2. 9 Barriles de agua producidos y reinyectados, campo Tipishca

DIA	AGUA REINYECTADA EN POZOS		V. REINYECTADO bbl	V. PRODUCIDO bbl
	TIPISHCA-05	PATRICIA-01		
1	5980	523	6503	6674
2	5824	426	6250	6307
3	5039	380	5419	5513
4	5588	180	5768	5791
5	6328	0	6328	6323
6	6638	0	6638	6432
7	6650	0	6650	6627
8	6618	0	6618	6589
9	6430	0	6430	6614
10	6730	0	6730	6777
11	6430	0	6430	6621
12	6680	0	6680	6656
13	6734	0	6734	6650
14	6535	0	6535	6491
15	6693	0	6693	6659
16	6686	0	6686	6717
17	10027	0	10027	10091
18	5966	0	5966	6608
19	5912	0	5912	6726
20	4089	3079	7168	7177
21	5560	4673	10233	10672
22	5851	4773	10624	10474
23	5041	4023	9064	9089
24	3001	2545	5546	5632
25	3001	2545	5546	5580
26	3531	3126	6657	6219
27	3520	3132	6652	6185
28	3492	3119	6611	6122
29	3478	3145	6623	6133
30	3422	3184	6606	6185
31	3226	2989	6215	6202
TOTAL	170700	41842	212542	212536
PROMED	5506	1350	6856	6856

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN EL ÁREA DE ESTUDIO.

3.1 INTRODUCCIÓN

La finalidad de este capítulo, es realizar un análisis nodal a los diferentes pozos con sistema de bombeo electrosumergible que se seleccionaron en el capítulo anterior.

Se hace una respectiva recopilación de datos que se utilizan para el análisis nodal de cada pozo, y una breve descripción de los pasos a seguir para el análisis nodal junto con la descripción de los programas que se utilizan.

3.2 RECOPILOCIÓN DE LOS DATOS

Este es un aspecto muy importante, porque se debe hacer un buen análisis de los datos; verificando que los datos obtenidos sean de una fuente confiable y son coherentes, para obtener buenos resultados de los respectivos análisis nodales.

Los datos que se utilizan en este capítulo para realizar el análisis nodal se obtienen de: Build up realizados en pozos que producen con bombeo electrosumergible desde enero del 2010 hasta octubre del 2011, datos generales de los pozos, reportes semanales de las bombas eléctricas, historiales de producción, completaciones y workovers o historiales de reacondicionamiento.

3.3 TEORÍA DEL ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal, que se realiza a un sistema de producción, ayuda a predecir el comportamiento actual y futuro de un pozo, se obtiene resultados para mejorar la producción.

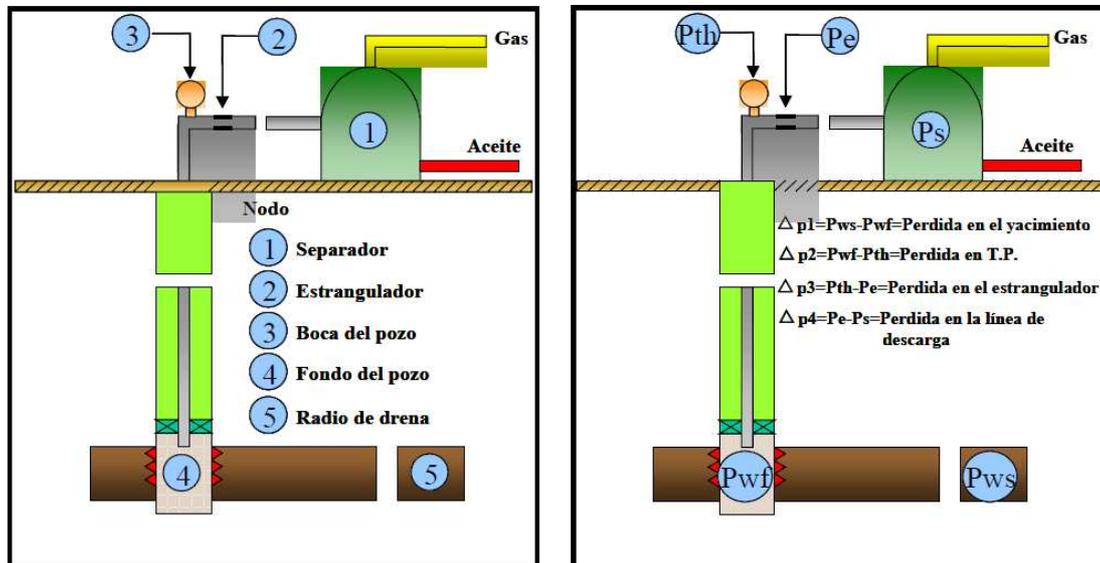
El análisis nodal, es un medio que permite analizar, diseñar y evaluar pozos fluyentes, intermitentes o con sistemas de levantamiento artificial.

Se evalúa un sistema de producción dividido en tres componentes:

- Flujo a través de medios porosos: considerando el daño ocasionado por el lodo de perforación.
- Flujo a través de tubería vertical o de producción (T.P.): considerando restricciones como empacamientos, válvulas de seguridad, estranguladores de fondo, etc.
- Flujo a través de la tubería horizontal o línea de descarga (L.D.): considerando el manejo de estranguladores en superficie.

Para predecir el comportamiento en cada uno de los componentes, se obtiene la caída de presión; se analiza diferentes ecuaciones matemáticas y correlaciones de flujo multifásico, con el análisis de nodos en diversos puntos importantes dentro del sistema de producción, como se indica en la figura 3.1.

FIGURA 3.1 Puntos para realizar un análisis nodal



Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Se varían los gastos de producción y se emplea un método de cálculo para determinar la caída de presión entre dos nodos; se hace la selección de un nodo de solución, las caídas de presión son adicionadas o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida, hasta alcanzar el nodo de solución o incógnita.

El sistema de producción tiene datos conocidos de dos presiones, la presión del separador (P_{Sep}) y la presión estática del yacimiento (P_{ws}), la presión en alguno de estos dos nodos, ayuda a determinar las caídas de presión en algún punto intermedio.

Los resultados del análisis del sistema, no solamente permiten la definición de la capacidad de producción de un pozo, para una determinada serie de condiciones, muestran como los cambios en cualquier parámetro afectan su comportamiento.

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

3.4 CURVAS DE COMPORTAMIENTO O IPR'S

El primer intento para construir una curva de comportamiento de afluencia de un pozo o IPR (Inflow Performance Relationship), resulta de la suposición de que la IPR es una línea recta, por lo tanto, bajo esta suposición, el flujo de líquido en un pozo será directamente proporcional a la caída de presión en el fondo del mismo. La constante de proporcionalidad con la cual se mide la productividad de un pozo se llama índice de productividad (IP) y la ecuación que la define es:

$$IP = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (3.1)$$

Donde:

q_o = Gasto de aceite (BPD)

P_{ws} = Presión de Fondo Estática en el Pozo (Psia).

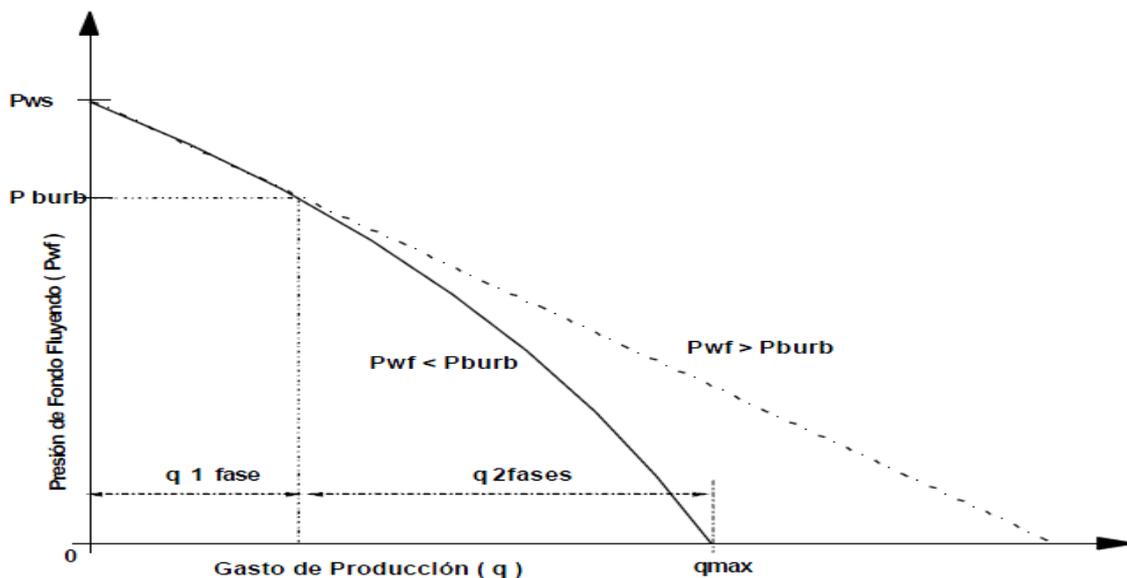
P_{wf} = Presión de Fondo Fluyente en el Pozo (Psia)

Esta línea recta que idealmente se dibuja, es conocida como la ley de Darcy, sólo se cumple cuando la P_{wf} se encuentra por encima del punto de burbuja o presión de saturación, pero para la mayoría de los pozos, la P_{wf} está por debajo del punto de burbuja, entonces la IPR graficada forma una curva, debido a la fase gaseosa presente en el aceite que forma un efecto en la producción.

El índice de productividad varía con respecto al tiempo, esto se debe a que la presión en el yacimiento disminuye conforme a la explotación del mismo, es decir un incremento en la saturación de gas y en un incremento en la resistencia a fluir del aceite. Para una caída constante de presión, el IP también depende del mecanismo de empuje del yacimiento.

En la figura 3.2, se observa la variación de la IPR.

FIGURA 3.2 Representación esquemática de las Curvas de comportamiento de Presión-Producción.



Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

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

Todos los argumentos anteriores obligan a incorporar nuevas correlaciones útiles para construir curvas de IPR; M. V. Vogel (1968) desarrolló un estudio sobre IPR para yacimientos con empuje por gas en solución derivando ecuaciones que describen los perfiles de presión y saturación de gas desde el agujero del pozo hasta las fronteras del yacimiento. Con estas ecuaciones considera variaciones en las caídas de presión y en las propiedades de la roca – fluido, hasta obtener una relación adimensional para el índice de productividad.

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

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{P_{ws}} - 0,8 \frac{P_{wf}^2}{P_{ws}^2} \quad (3.2)$$

Donde:

q_o = gasto de aceite correspondiente a la P_{wf}

$q_{o\max}$ = gasto máximo de producción cuando la P_{wf} es igual a cero

P_{wf} = Presión de Fondo estática.

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

Para realizar el análisis nodal se toman datos de B'UP, datos actuales de los pozos, etc., que sirve para analizar el estado de la BES.

3.5.1 PROCEDIMIENTO:

- 1) Se construye las curvas IPR'S con la ayuda de los B'UP para conocer cuál es el caudal máximo disponible.
- 2) Se construye una tabla en la cual variamos caudales, y calculamos sus respectivas presiones de fondo fluyente a la profundidad promedio de las perforaciones.
- 3) Estas presiones de fondo fluyente ayudan para calcular el nivel dinámico del líquido con el siguiente proceso:

- Primero se calcula la gravedad específica del petróleo con la fórmula:

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + API} \quad (3.3)$$

Donde:

γ_o = gravedad específica del petróleo

$^{\circ}API$ = grados api del crudo

- Luego se calcula el valor de la gravedad específica de la mezcla con la ecuación:

$$\gamma_{mezcla} = (\gamma_w * BSW) + (\gamma_o * (1 - BSW)) \quad (3.4)$$

Donde:

γ_{mezcla} = gravedad específica de la mezcla

γ_w = gravedad específica del agua

γ_o = gravedad específica del petróleo

BSW = fracción de agua del fluido

- Por último se halla el valor del nivel del fluido con la siguiente ecuación:

$$NF = \frac{2,31 * P_{wf}}{\gamma_{mezcla}} \quad (3.5)$$

Donde:

NF = nivel del fluido

P_{wf} = presión de fondo fluyente

γ_{mezcla} = gravedad específica de la mezcla

4) Procedemos al cálculo de la presión de succión de la BES:

- Calculamos un delta de altura entre la profundidad de disparos hasta la profundidad de succión así:

$$\Delta H = \text{Prof. de Disparos} - \text{Prof. Succión} \quad (3.6)$$

Donde:

Prof. de Disparos = profundidad media de la zona cañoneada

Prof. Succión = profundidad a la entrada de la bomba

- Y calculamos la presión de succión con la siguiente fórmula:

$$P_{\text{succión}} = \frac{(NF - \Delta H) * \gamma_{\text{mezcla}}}{2,31} \quad (3.7)$$

Donde:

NF = nivel de fluido (ft)

γ_{mezcla} = gravedad específica de la mezcla

5) Con los caudales variados en el paso dos y con la presión de cabeza, se calcula la presión de fondo en la descarga de la BES:

- Se halla las pérdidas de presión en tubería con la siguiente ecuación de Hazen Williams:

$$F = \frac{2,083 * \left(\frac{100}{C}\right)^{1,85} \left(\frac{Q}{4,3}\right)^{1,85}}{ID^{4,8655}} \quad (3.8)$$

Donde:

F = caída de presión (pies perdidos/1000 pies)

Q = tasa de fluido (BFPD)

C = factor de rugosidad de la tubería

- Luego se halla las pérdidas de presión en la tubería debido al rozamiento entre el fluido y la tubería:

$$Pf = \frac{F*Hd*\gamma_{mezcla}}{2,31} \quad (3.9)$$

Donde:

Pf = pérdida de presión de en la tubería (psi)
 Hd = altura desde la descarga a superficie (ft)
 γ_{mezcla} = gravedad específica de la mezcla

- Se procede a calcular la presión de la columna hidrostática medida desde superficie hasta la profundidad de descarga de la bomba:

$$Phd = \frac{Hd*\gamma_{mezcla}}{2,31} \quad (3.10)$$

Donde:

Phd = pérdidas de presión desde la superficie hasta la descarga de la bomba (psi)
 Hd = altura desde la descarga a superficie (ft)

- Por último la presión de descarga se obtiene de la suma de las pérdidas de presión:

$$P_{descarga} = Pf + Phd + Pcabeza \quad (3.11)$$

Donde:

P descarga = presión de descarga (psi)
 Pf = pérdidas de presión en tubería, debido al rozamiento (psi)
 Phd = pérdidas de presión desde la superficie hasta la descarga de la bomba (psi)
 Pc = presión de cabeza del pozo (psi)

- 6) Se halla la presión del sistema que la obtenemos de la siguiente manera.

$$P_{sis} = P_{descarga} - P_{succión} \quad (3.12)$$

Donde:

P_{sis} = presión del sistema (psi)

- 7) Los datos que se hallan en los pasos anteriores ayudan a realizar el Análisis Nodal de los pozos; y obtener las curvas IPR e Intake; principalmente representan el análisis del yacimiento.
- 8) También se obtiene las curvas de presión de succión y descarga vs. caudal, para el análisis nodal del Sistema de Bombeo Electrosomergible; representan las condiciones de operación de la BES.

3.6 PROGRAMA PARA REALIZAR ANÁLISIS NODAL, PIPESIM 2010

El PIPESIM, es un programa que realiza el análisis nodal de los diferentes pozos estudiados, en distintos puntos, se usa para hacer el análisis nodal en el fondo del pozo.

Mediante el análisis nodal obtenido, se compara el punto de operación actual con el punto óptimo, que es el corte entre la curva IPR y la INTAKE, se analiza para determinar los problemas del pozo, sea por el yacimiento o el equipo BES.

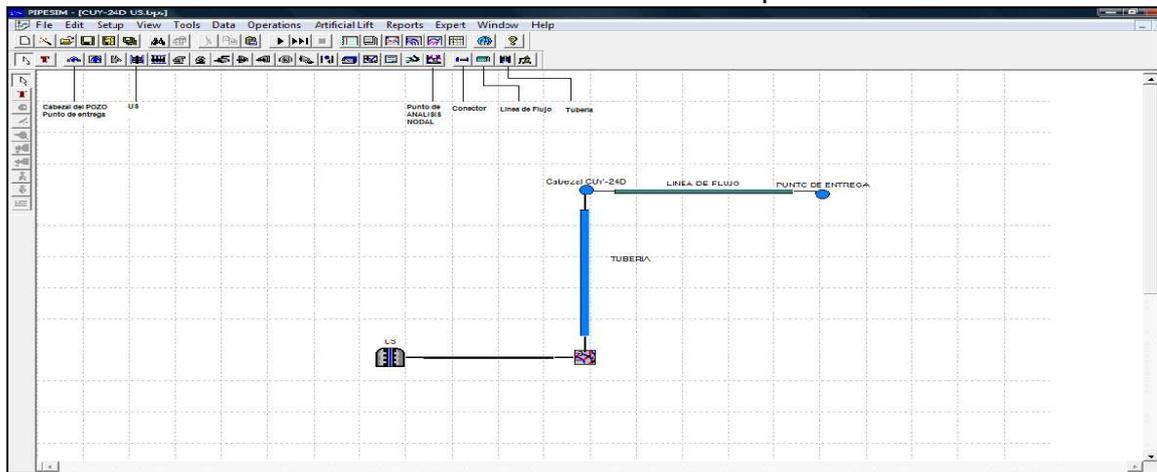
3.6.1 PROCEDIMIENTO

Primer Paso

Se construye el modelo físico del pozo; el reservorio, la tubería de producción y la línea de flujo, en el caso de la cabeza del pozo y el punto de entrega se representa por medio de nodos; en el programa se tiene una barra de herramientas la misma que ayuda a la construcción del modelo físico.

La figura 3.3, indica la ventana principal del programa PIPESIM, y el gráfico del modelo físico.

FIGURA 3.3 Modelo físico del pozo



Fuente: PIPESIM 2010

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Segundo Paso

Se ingresan los datos al programa, la figura 3.4, indica la ventana de los datos del yacimiento, de acuerdo al modelo y condiciones del pozo, la ventana indica tres pestañas, donde se ingresan las propiedades del reservorio, los datos del tipo de fluido del yacimiento y el nombre de la arena productora.

FIGURA 3.4 Ventana de datos del yacimiento

Fuente: PIPESIM 2010

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Tercer Paso

Se llenan los datos de la tubería, la figura 3.5, representa la ventana de los datos de tubería y bomba, indica dos opciones principales, para pozos verticales y para pozos desviados.

Pozo desviado, se escoge la opción de modelo detallado, indica dos pestañas, donde se ingresa el nombre de la tubería, y las propiedades, luego indica 4 pestañas, para datos de surveys, profundidades del pozo en MD o TVD con sus respectivas temperaturas, profundidades de tubería de producción y revestimiento, diámetros internos, rugosidad, tipo de bomba, etapas, frecuencia y profundidad de la bomba.

FIGURA 3.5 Ventana de datos de tubería en pozos direccionales

The screenshot shows a software window titled 'Tubing - TUBERÍA'. It has a 'Properties | General' tab. At the top, there is a dropdown menu for 'Preferred Tubing Model' set to 'Detailed Model' and a 'Summary Table' button. Below this are four tabs: 'Deviation Survey', 'Geothermal Survey', 'Tubing Configurations', and 'Downhole Equipment'. The 'Deviation Survey' tab is active, displaying a table with columns for 'MD' (feet), 'TVD' (feet), and 'Angle (Deg)'. The table contains 17 rows of data. To the right of the table is a 'NOTE: Enter the Datum depth in the first row' and a 'Dependent Parameter' section with radio buttons for 'TVD', 'MD', and 'Angle', with 'Angle' selected. A 'Calculate' button is below the radio buttons. At the bottom of the window are 'Aceptar', 'Cancelar', and 'Ayuda' buttons.

	MD ft	TVD ft	Angle (Deg)
1	0	0	0
2	418.5	418.5	0
3	508.93	508.93	0
4	600.18	600.18	1.499799
5	658.56	658.54	2.504638
6	752.77	752.66	4.151033
7	848.07	847.71	5.86097
8	943.72	942.86	7.545613
9	1039.6	1037.9	8.72065
10	1133	1130.2	9.674733
11	1220.9	1216.9	10.89779
12	1316.8	1311.1	12.24902
13	1412.6	1404.6	13.71601
14	1507.3	1496.6	15.01127
15	1603.7	1589.7	16.22965
16	1697.5	1679.8	17.42884
17	1792.3	1770.3	18.65961

Fuente: PIPESIM 2010

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.6, indica un ejemplo de pozo vertical, se escoge la opción de modelo simple, y se ingresan datos de temperatura del ambiente, profundidad en MD de tubería de producción y de revestimiento, diámetros internos, profundidad de las perforaciones, temperatura de la zona perforada, profundidad de la bomba, etapas, frecuencia y tipo de bomba.

FIGURA 3.6 Ventana de datos de tubería en pozos verticales

Tubing - TUBERÍA

Properties | General |

Preferred Tubing Model: Simple Model

Summary Table

Datum MD: 0 ft

Ambient Temperature: 90 F

SSSV (Optional): MD: ft, ID: inches

Kick Off MD: 0 ft

Artificial Lift (Optional): Gas Lift, ESP (selected), MD: 7518 ft

Angle (deg): 0

Tubing Section	From MD (ft)	To MD (ft)	ID (inches)
Tubing #1...	0	7443	3,246
Tubing #2...	7443	7834	6,638
Tubing #3...	7834		
Tubing #4...			

Perforations: 7834 ft MD, 7834 ft TVD, 210 F Reservoir Temperature

Convert to 'Detailed Model'

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: PIPESIM 2010

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Cuarto Paso

Datos de la línea de flujo, la figura 3.7, representa la ventana de datos de la línea de flujo, indica tres pestañas, donde se ingresa la distancia horizontal desde el pozo hasta el separador, elevaciones en la trayectoria de la línea, espesor de la tubería, diámetro interno, rugosidad y temperatura del ambiente, y nombre de la línea de flujo.

FIGURA 3.7 Ventana de datos de la línea de flujo

Flowline - Flowline_1

Properties | Heat Transfer | General |

Preferred Pipe Description: Simple View

Schematic

Rate of Undulations: 10 / 1000

Horizontal Distance: 4609 ft

Elevation Difference: 0 ft

Inner Diameter: 4.263 inches

Wall Thickness: 0.237 inches

Roughness: 0.0039 inches

Ambient Temperature: 90 F

NOTE: Set a negative elevation difference to model a pipe going DOWN with the flow direction.

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: PIPESIM 2010

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Quinto Paso

La figura 3.8, indica la ventana de BLACK OIL, es una opción dentro de la barra de herramientas de la ventana principal del PIPESIM, se presentan cinco pestañas, donde se ingresan datos del fluido, el API, corte de agua, GOR, viscosidad, contaminantes; existen tres opciones, la primera es para no calibrar, y se trabaja con el dato de presión y temperatura de burbuja; la segunda es para calibrar con un dato antes y después del punto de burbuja, y la tercera es para calibrar con dos o más datos antes y después del punto de burbuja.

La ventana de BLACK OIL, tiene una particularidad, el programa trabaja con correlaciones dependiendo del tipo de fluido en estudio, con las propiedades del fluido y el tipo de pozo, se obtiene la correlación adecuada para el modelo.

FIGURA 3.8 Ventana de datos para las propiedades del fluido

Fuente: PIPESIM 2010

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

En la tabla 3.1, se observan las correlaciones utilizadas en el programa de simulación PIPESIM.

TABLA 3. 1 Correlaciones del programa PIPESIM 2010

CORRELACIONES	P. VERTICALES	P. DESVIADOS	P. VERTICALES GAS/CONDENSADO	LINEAS DE OIL	LINEAS DE GAS/CONDENSADO
DUNS & ROSS	SI	SI	SI	SI	SI
ORKISZEWSKI	SI	NO	SI	NO	NO
HAGEDORN & BROWN	SI	NO	SI	NO	NO
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	NO	SI	NO	NO
BJA FOR CONDENSATES	NO	NO	SI	NO	NO
AGA & FLAGANIAN	NO	NO	NO	NO	SI
OLIEMANS	NO	NO	NO	SI	SI
GRAY	NO	NO	SI	NO	NO
GRAY MODIFIED	NO	NO	SI	NO	NO
XIAU	NO	NO	NO	SI	SI

Fuente: PIPESIM 2010

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Sexto Paso

Guardar los datos que se ingresan al programa, para simular y obtener los resultados del comportamiento del modelo del pozo, y se obtiene la gráfica final que representa el análisis nodal, es decir las curvas de IPR e INTAKE.

Los datos que se ingresan al PIPESIM son tomados de:

- Historiales de Build UP
- Historiales de workover
- Historiales de producción
- Surveys de pozos direccionales
- Diagramas de completaciones

- Análisis PVT
- Datos de líneas de flujo

La tabla 3.2, indica en resumen los datos que se ingresan al PIPESIM para obtener el análisis nodal.

TABLA 3. 2 Tabla de datos usados en el programa PIPESIM 2010

DATOS USADOS PARA EL PIPESIM			
RESERVORIO	TUBERÍA	BLACK OIL	FLOWLINE
Arena	Diámetro interno TBG y CSG	Corte de agua	Distancia horizontal
Presión de reservorio	Profundidad en MD TBG y CSG	Relación gas-petróleo	Diámetro interno
Temperatura de reservorio	Espesor TBG y CSG	API	Espesor
Espesor del reservorio	Rugosidad TBG y CSG	Presión de burbuja	Rugosidad
Diámetro del pozo	Profundidad de las perforaciones	Temperatura al punto de burbuja	
Permeabilidad del reservorio	Tipo de bomba	Viscosidad del petróleo	
Daño del yacimiento	Etapas de la bomba	Viscosidad del gas	
Índice de productividad	Frecuencia de la bomba	Contaminantes	

Fuente: PIPESIM 2010

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

3.7 PROGRAMA PARA REALIZAR ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA. SUBPUMP 7.0

El SUBPUMP, es un simulador que realiza análisis nodal de las características del yacimiento y la bomba.

Mediante la gráfica de altura de succión y altura de descarga, en función del caudal se determina la capacidad de levantamiento de la bomba, además al transformar las alturas a presión y graficar en función del caudal se determina la presión del sistema de bombeo electrosumergible, al analizar los parámetros anteriores y comparar el comportamiento actual y el óptimo de cada pozo y bomba , se determina problemas

existentes y se realiza la optimización del sistema BES, mediante un rediseño de la bomba, corrigiendo rangos operativos, profundidades de asentamiento, frecuencia, de acuerdo a las necesidades actuales del yacimiento, el objetivo principal es obtener bombas que funcionen con la mayor eficiencia y capacidad de levantamiento.

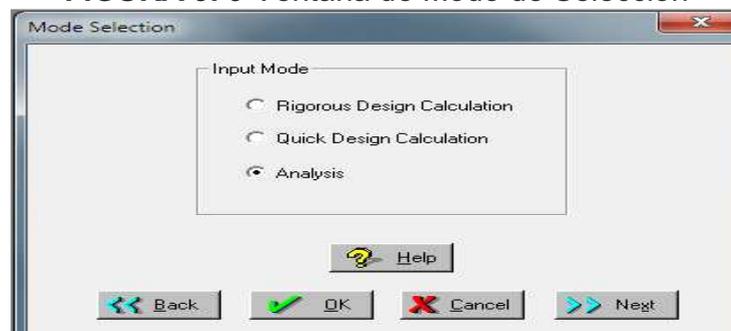
El SUMPUMP, nos permite obtener datos de altura de succión, descarga, caudales, datos para graficar IPR, curvas de comportamiento de bomba en las condiciones actuales del yacimiento.

3.7.1 PROCEDIMIENTO

Primer Paso

En la ventana de modo selección que se indica en la figura 3.9, marcar el icono que indica análisis y presionar Ok. En la nueva ventana que aparece se ingresan datos de completación y del pozo.

FIGURA 3. 9 Ventana de Modo de Selección

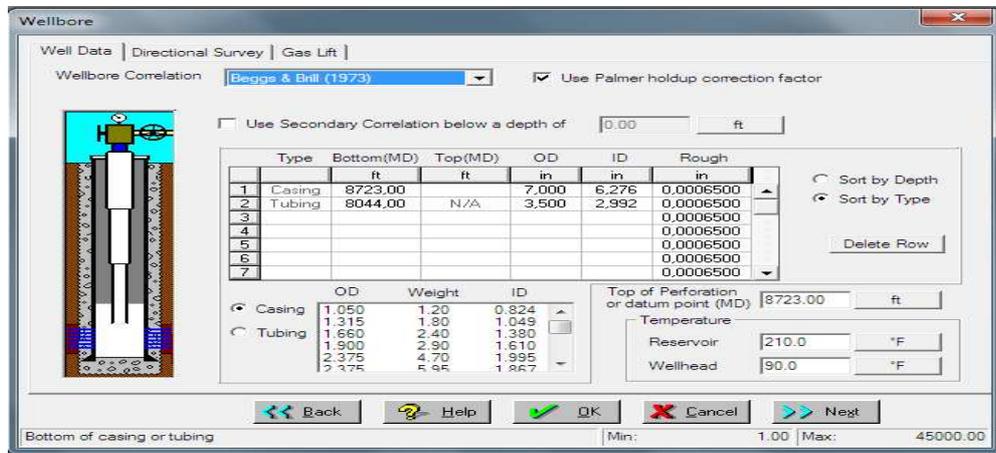


Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

En la figura 3.10, se indica que los datos necesarios son, profundidades y diámetros de la tubería de revestimiento y de producción, profundidad de la formación, temperaturas del reservorio; la correlación que se ajusta para pozos desviados es Beggs and Brill, y para pozos no direccionales es Hagedorn and Brown.

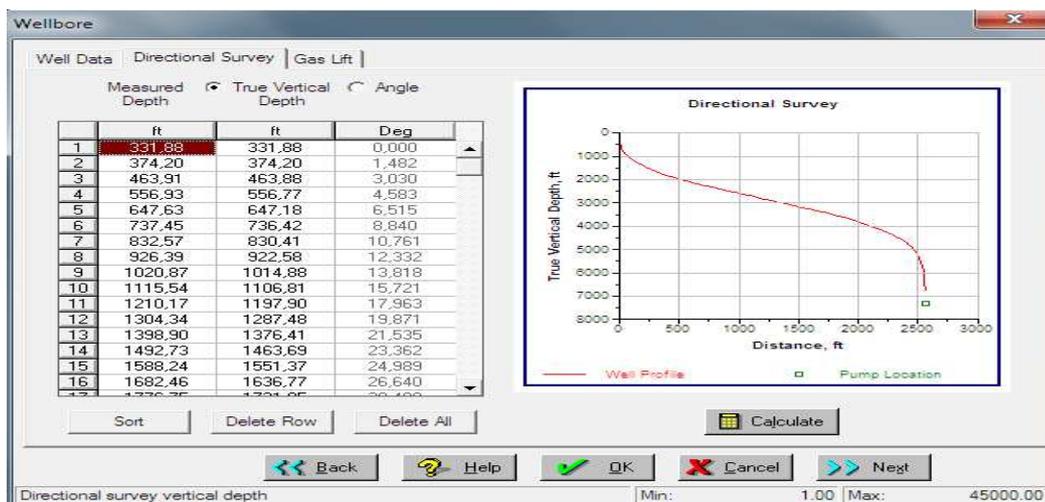
FIGURA 3. 10 Ventana de datos de Completación



Fuente: SUBPUMP 7.0
Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Al ser un pozo desviado, se debe ingresar datos del survey tomados en la perforación; en la misma ventana se señala el ícono “Directional Survey” y se ingresan datos de profundidades en MD (Messure Depht) y TVD (Total Vertical Depht). La figura 3.11, indica datos de survey ingresados y la grafica de desviación del pozo.

FIGURA 3. 11 Ventana de Datos de Survey del Pozo



Fuente: SUBPUMP 7.0
Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Segundo Paso:

Se ingresan datos del fluido, los datos ingresados son API, Gravedad específica del gas, corte de agua, salinidad, relación gas-petróleo (GOR), presión de burbuja y porcentaje de contaminantes, los datos se ingresan al señalar el icono “Fluid Data” que aparece en la ventana “Fluids”, como indica la figura 3.12.

FIGURA 3. 12 Ventana de Características de los Fluidos

The screenshot shows the 'Fluids' window with the following data entered:

Section	Parameter	Value	Unit
Producing Conditions	Oil Gravity	51.0	°API
	Spec Grav Gas	1.000	(air=1)
Water Properties	Water Cut	1.0	%
	Sp Gravity	1.029	(water = 1)
	Salinity	40000	ppm
Bubble Point	Pressure	850.000	psia
	Soln GOR	208.548	scf/bbl
	Calc from producing GOR/GLR		
	Dead Oil (No gas considered)		
Gas Ratio	GOR	208.6	scf/bbl
	GLR	206.5	scf/bbl
Gas Impurities	CO2	2.000	%
	H2S	1.000	%
	N2	2.000	%

At the bottom, the status bar shows: Gravity of produced oil or condensate | Min: 5.0 | Max: 60.0

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Las correlaciones utilizadas para el cálculo se indican en la figura 3.13, al señalar el icono “PVT Correlations”.

FIGURA 3. 13 Ventana de Correlaciones Usadas

The screenshot shows the 'Fluids' window with the following correlations selected:

Category	Correlation
Dead Oil	Beggs & Robinson
Saturated	Beggs & Robinson
Undersaturated	Vazquez & Beggs
Gas	Lee
Water	Matthews & Russell
Oil Density	Katz
Bubble Point Pressure & Solution GOR	Lasater
Oil Compressibility	Vazquez & Beggs
Oil FVF	Vazquez & Beggs
Z Factor	Dranchuk & Purvis

Separator Conditions:

Temperature	115.0	°F
Pressure	40.0	psig

At the bottom, the status bar shows: Separator temperature | Min: 32.0 | Max: 500.0

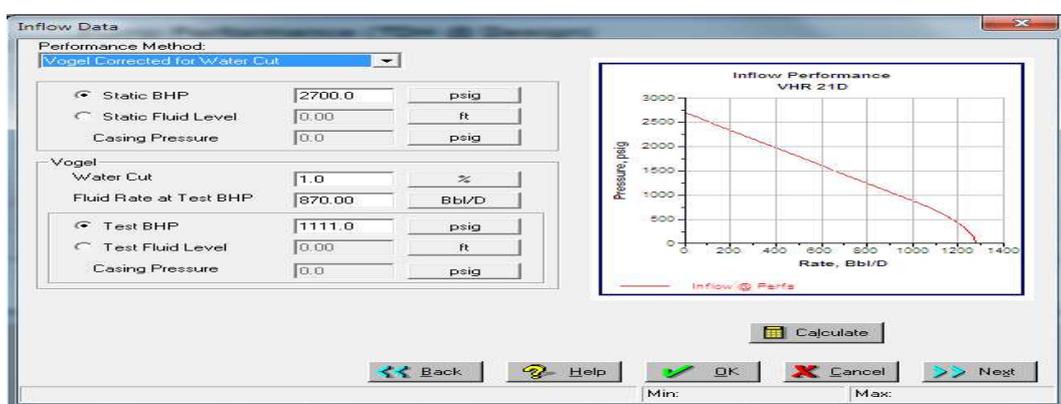
Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Tercer Paso:

La siguiente ventana se llama "Inflow Data" y se ingresan datos de presión de reservorio, presión de fondo fluente, corte de agua y caudal, los datos son obtenidos del último Build Up realizado a la arena analizada, los datos ingresados sirven para el cálculo de la curva IPR. El método de comportamiento de la curva IPR es Vogel corregido para corte de agua. La figura 3.14, indica la ventana.

FIGURA 3. 14 Ventada de datos Buid Up

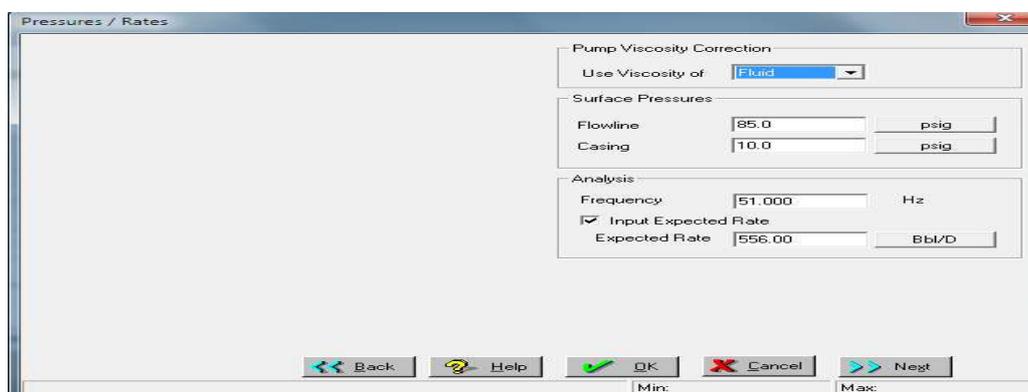


Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.15, indica la ventana "Pressures/ Rates", los datos ingresados son presión en la cabezal, caudal de producción y frecuencia que opera la bomba.

FIGURA 3. 15 Ventana de Condiciones actuales de Producción



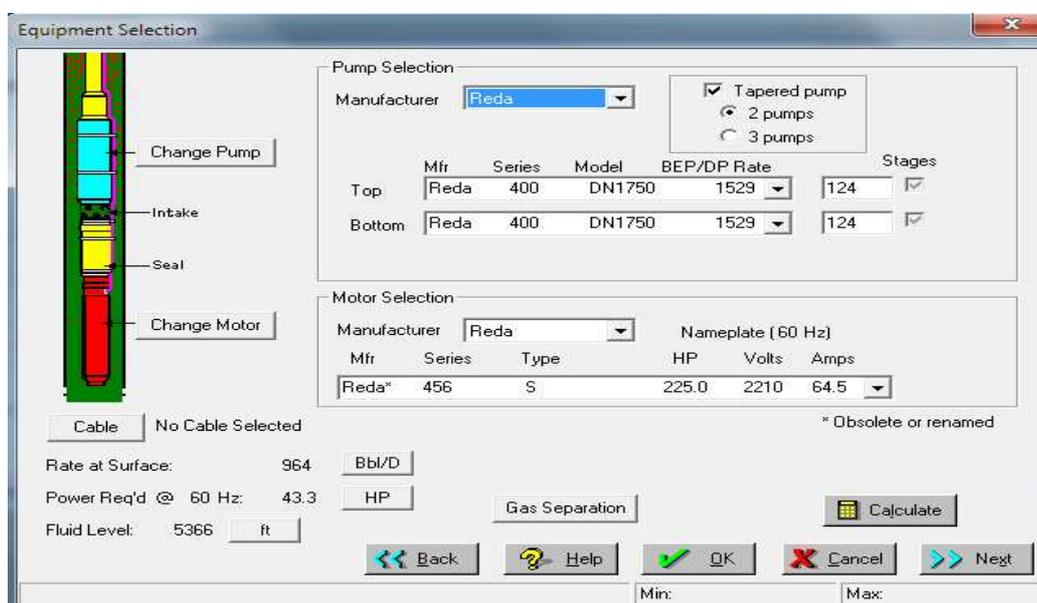
Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Cuarto Paso:

Los datos y especificaciones técnicas del equipo de bombeo electrosumergible, son el último paso para la simulación, se ingresan datos de la bomba, etapas, y características del motor. Al ingresar los datos completos se presiona el icono "Calculate" y el simulador proporciona datos del caudal óptimo, potencia y nivel de fluido. Finalmente se selecciona el icono "OK" y la simulación ha finalizado, los resultados y graficas para analizar aparecen inmediatamente.

FIGURA 3. 16 Correlaciones del programa PIPESIM 2010



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

3.8 ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS

El análisis nodal de los pozos seleccionados, realiza una comparación entre la producción óptima y las condiciones actuales de trabajo, con el objetivo de conocer problemas que afectan a la producción del pozo, los problemas más comunes son de yacimiento y fallas en las bombas.

En el programa PIPESIM, se realiza la simulación del análisis nodal en el fondo, el simulador grafica la IPR actual y la curva Intake, el corte de las curvas representa el punto óptimo de operación de la bomba en el yacimiento a las condiciones actuales.

En el programa SUBPUMP, se realiza un análisis nodal de los parámetros técnicos de la bomba, en especial los rangos operativos, presiones de succión y descarga, capacidad de levantamiento de la bomba; con el objetivo de determinar si la bomba se encuentra funcionando dentro de los parámetros de diseño.

En los dos programas es necesario graficar y analizar la presión de burbuja, para evitar problemas de cavitación y desgaste de la bomba.

3.8.1 ANÁLISIS NODAL POZO CUYABENO - 24D ARENA “Us”

El pozo CUY-24D actualmente produce independientemente de la arena “Ui”, y de la arena “Us” con completación dual.

La arena “Us” se encuentra con una bomba REDA GN-1600 y la arena “Ui” con una bomba REDA SN-2600. La arena “Us”, por su relativo bajo corte de agua, se selecciona para el análisis y optimización; la arena “Ui” posee 85% de BSW y tratar de subir frecuencia o aumentar la producción es tomar riesgos de un incremento de corte de agua y pérdida de producción.

Para el cálculo de la P_{wf} actual, se parte de la presión de entrada a la bomba registrada por los sensores y mediante la utilización de gradientes de presión se determina las condiciones actuales de P_{wf} .

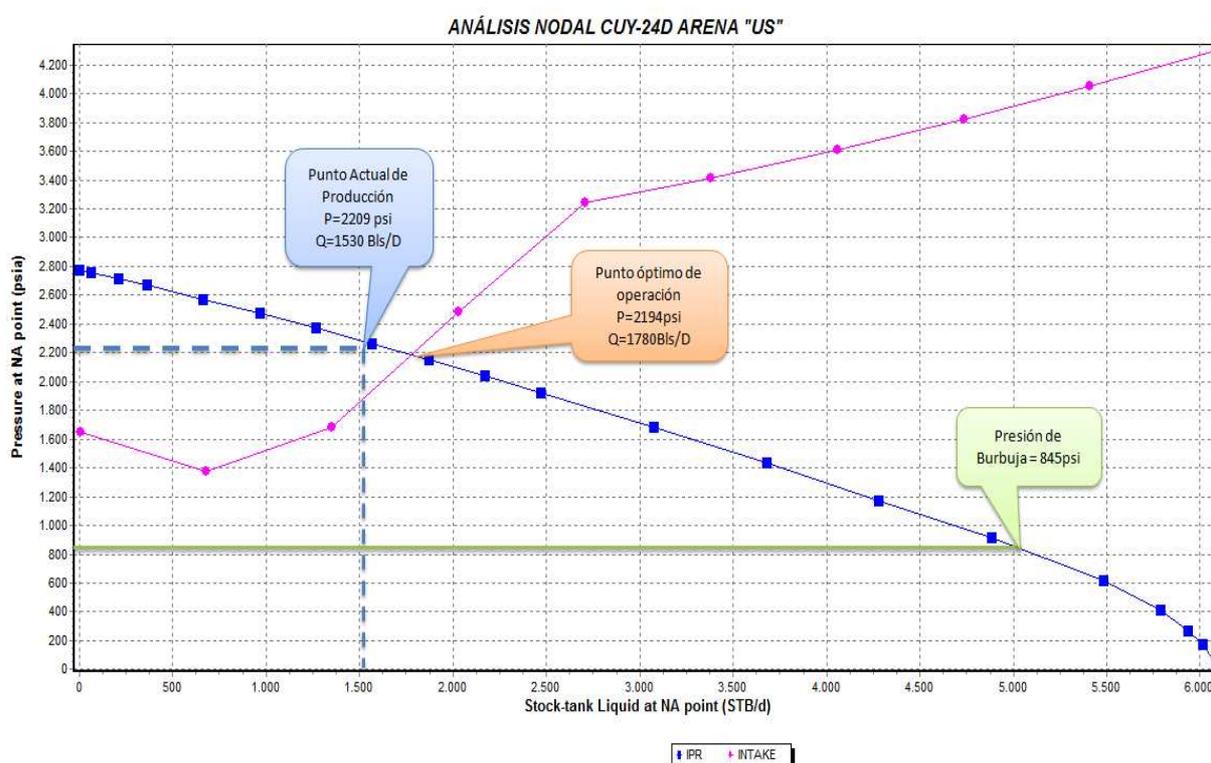
Las condiciones actuales de producción del pozo CUY-24D, arena “Us” se presentan en la tabla 3.3.

TABLA 3. 3 Condiciones actuales del pozo CUY- 24D Arena “Us”

POZO	TIPO BOMBA	BFPD	BSW %	BPPD	Hz	P int. (psi)	Pwf. act. (psi)	Pb (psi)
CUY-24D “Us”	GN-1600	1530	54	703	59	1848	2209	845

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

FIGURA 3. 17 Curva del análisis nodal del CUY-24D arena “Us”

Fuente: PIPESIM 2010

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

En la figura 3.17, se indica la curva del análisis nodal del pozo CUY-24D arena “Us”, el punto actual de producción es de 1530 BFPD, y el punto óptimo de operación es de 1780 BFPD; la producción actual está en la IPR pero lejos de la intake, indicando buenas condiciones del yacimiento, y problemas con el sistema de bombeo, posiblemente pérdida de la capacidad de levantamiento, baja eficiencia, o funciona fuera del rango óptimo operativo de la bomba.

3.8.2 ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA REDA GN-1600, POZO CUYABENO - 24D ARENA “Us”

En la tabla 3.4, se indican los datos de completación, de fluido y de build up, que se ingresan al programa simulador SUBPUMP.

TABLA 3. 4 Datos del pozo CUY-24D arena “Us”

DATOS DEL POZO CUY- 24D ARENA "Us"					
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	8,883	API	21	Pr (Psi)	2778,00
ID. Tubing (in)	2,441	GOR (scf/bbl)	209	Pwf (Psi)	2223,00
Prof. Bomba (ft)	7010	Salinidad (ppm)	50738	Q (BFPD)	1440,00
Prof. Perforaciones (ft)	8015	BSW (%)	54	IP	2,60
Tipo de Bomba	GN-1600	Pb (Psi)	840	Y gas	1,26
Número de Etapas	74	Q actual (BFPD)	1546	Y agua	1,04
Pozo Direccional	Si			Grad. Fluido (Psi/ft)	0,42

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Los datos obtenidos del simulador SUBPUMP, se indican en la tabla 3.5.

TABLA 3. 5 Resultados del pozo CUY-24D arena “Us”

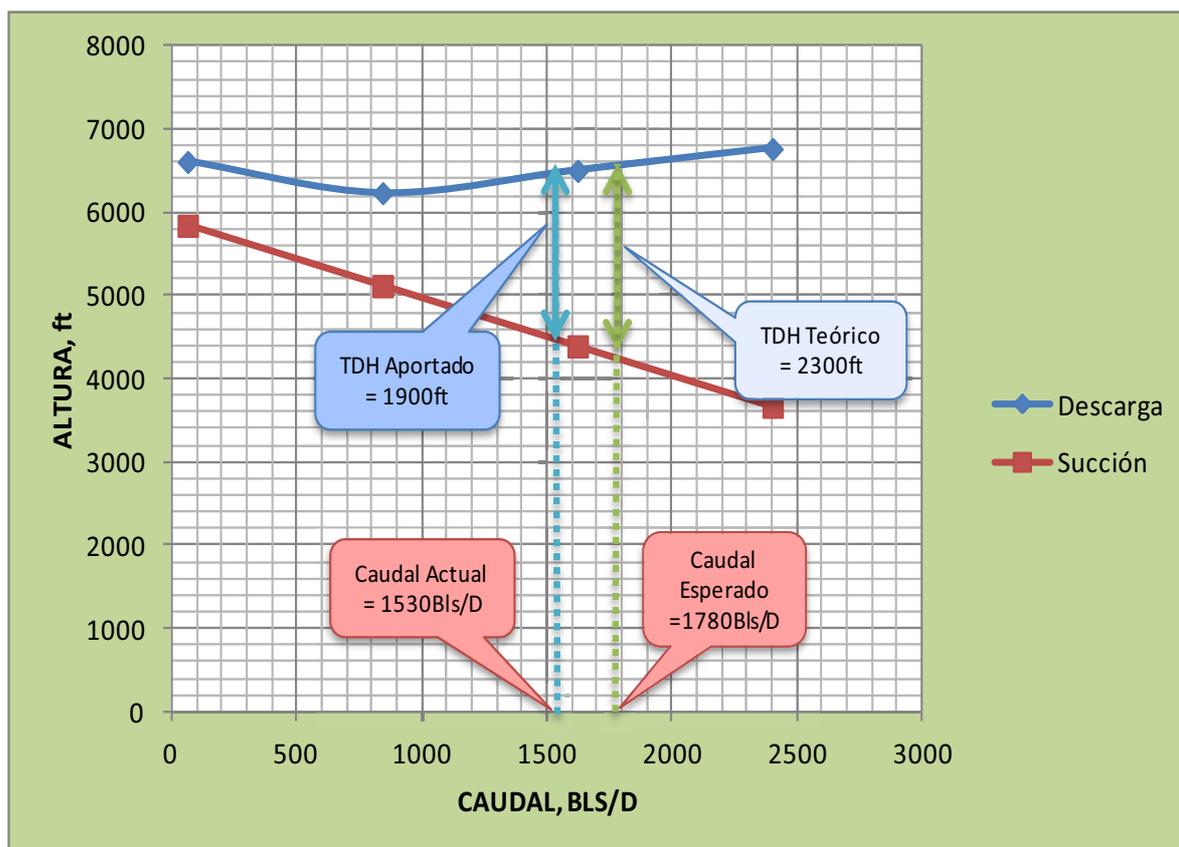
CUY - 24D ARENA “Us”						
# Punto	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal O+W (Bbl/D)	Caudal en bomba O+W+G (Bbl/D)	Nivel de fluido (ft)
1	6528,11	6301,94	226,17	62,14	71,94	677,26
2	5855,31	5526,45	328,86	831,12	962,24	1453,17
3	6257,23	4753,46	1503,77	1600,09	1852,54	2232,1
4	6647,1	3983,09	2664,01	2369,07	2742,84	3008,38
5	7201,71	3217,18	3984,54	3138,05	3633,14	3777,48
6	7817,36	2458,63	5358,73	3907,03	4523,44	4543,24
7	8447,14	1699,86	6747,28	4676	5413,74	5299,49
8	9253,59	979,3	8274,29	5444,98	6304,04	6033,06

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

En la figura 3.18, se indica a condiciones actuales, que la capacidad de levantamiento (TDH) de la bomba es 1900 ft, y al punto óptimo de operación de la bomba el TDH es 2300 ft.

FIGURA 3. 18 Altura de succión y descarga vs. caudal del pozo CUY-24D arena “Us”



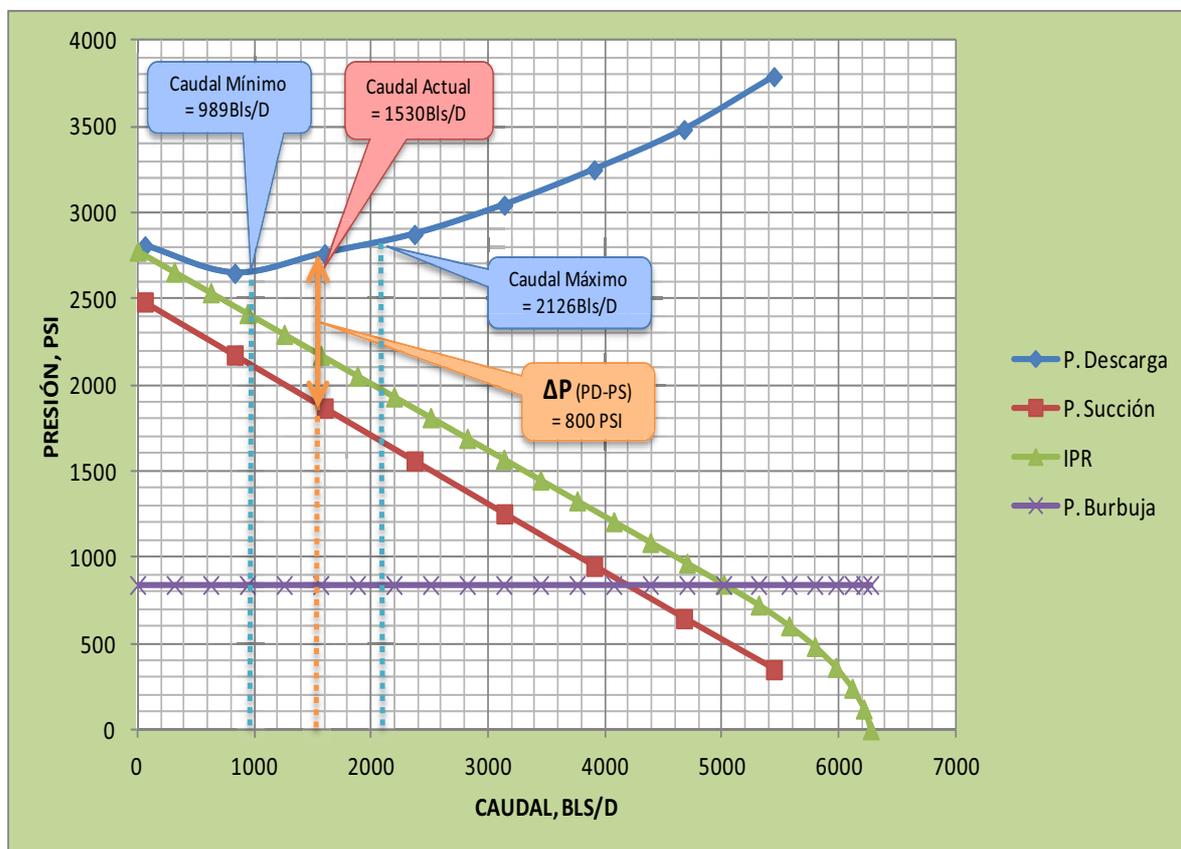
Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Al multiplicar la altura de succión y descarga por el gradiente de fluido, se obtiene la presión de succión y descarga, graficadas en función del caudal en la figura 3.19, también se grafica la curva IPR, la presión de burbuja, y los rangos operativos de la bomba.

La figura 3.19, indica la producción actual del pozo de 1530 BFPD, está dentro del rango operativo de la bomba.

FIGURA 3. 19 Presión de succión y descarga vs. caudal del pozo CUY-24D arena "Us"



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

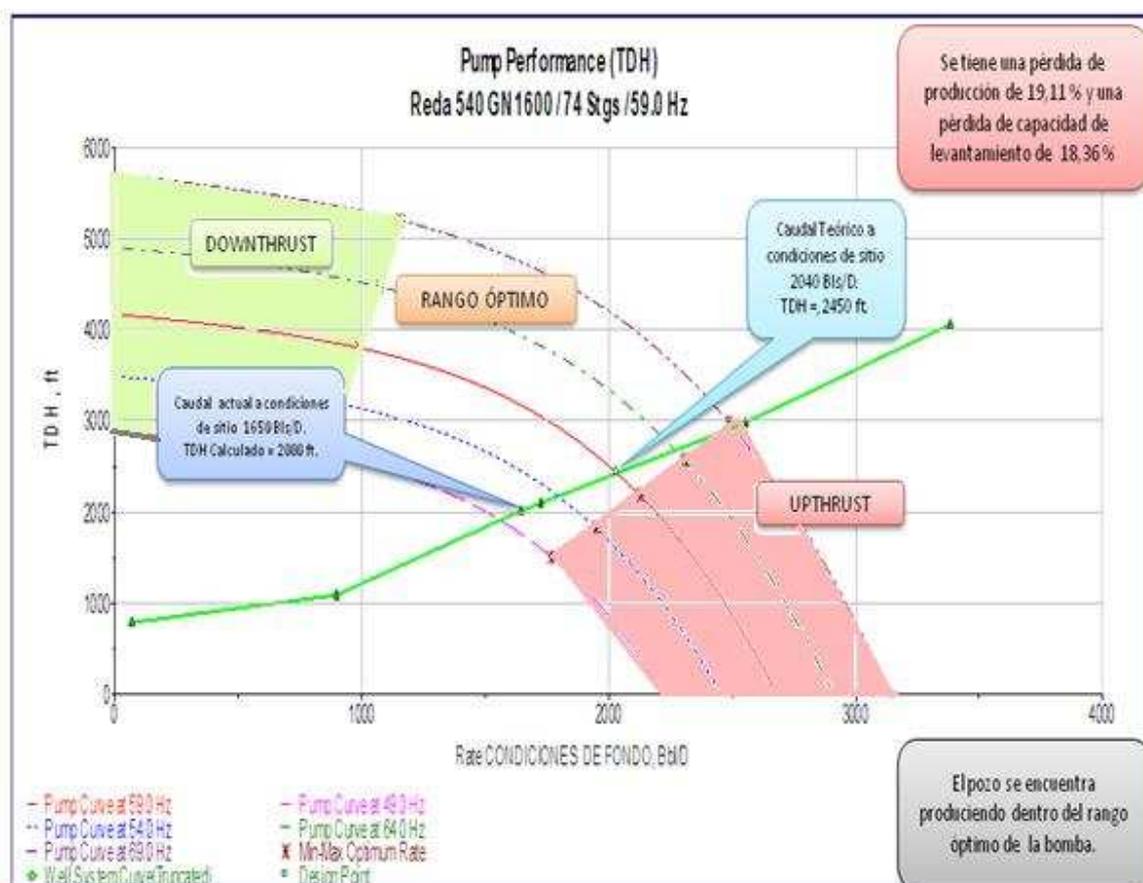
La figura 3.20, indica el comportamiento de la bomba, se encuentra con baja eficiencia por la pérdida de capacidad de levantamiento de 18,36%, que produce una disminución de producción de 19,11%.

De acuerdo al análisis nodal realizado, se determina que el yacimiento mantiene las condiciones del último B'UP registrado, con una estimulación de -1,3 (Ver tabla 2.3); el alto potencial productivo del pozo, permite realizar un rediseño del sistema de bombeo electrosumergible, por una bomba de mayor rango operativo y más eficiente, para incrementar la producción de acuerdo a las características del yacimiento.

El pozo CUY-24D, actualmente presenta un BSW del 54%, y de acuerdo al análisis de acumulados de agua de los pozos aledaños, observados en la figura 1.20, se determina que los pozos vecinos CUY-13D y CUY-21 presentan un BSW del 44% y 62%, con acumulados de agua de 316 Mbbl y 790 Mbbl respectivamente; y el pozo CUY-08 se cierra con un BSW del 67%.

Con éste análisis, se estima que el corte de agua máximo en el punto de ubicación del pozo CUY-24D es 67%, eliminando el riesgo del incremento de agua al aumentar la producción de petróleo con un rediseño del sistema del bombeo electrosumergible.

FIGURA 3. 20 Comportamiento de la bomba del pozo CUY-24D arena “Us”



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

3.8.3 ANÁLISIS NODAL POZO CUYABENO - 29D ARENA "Ts"

Las condiciones actuales de producción del pozo CUY-29D arena "Ts", son las siguientes.

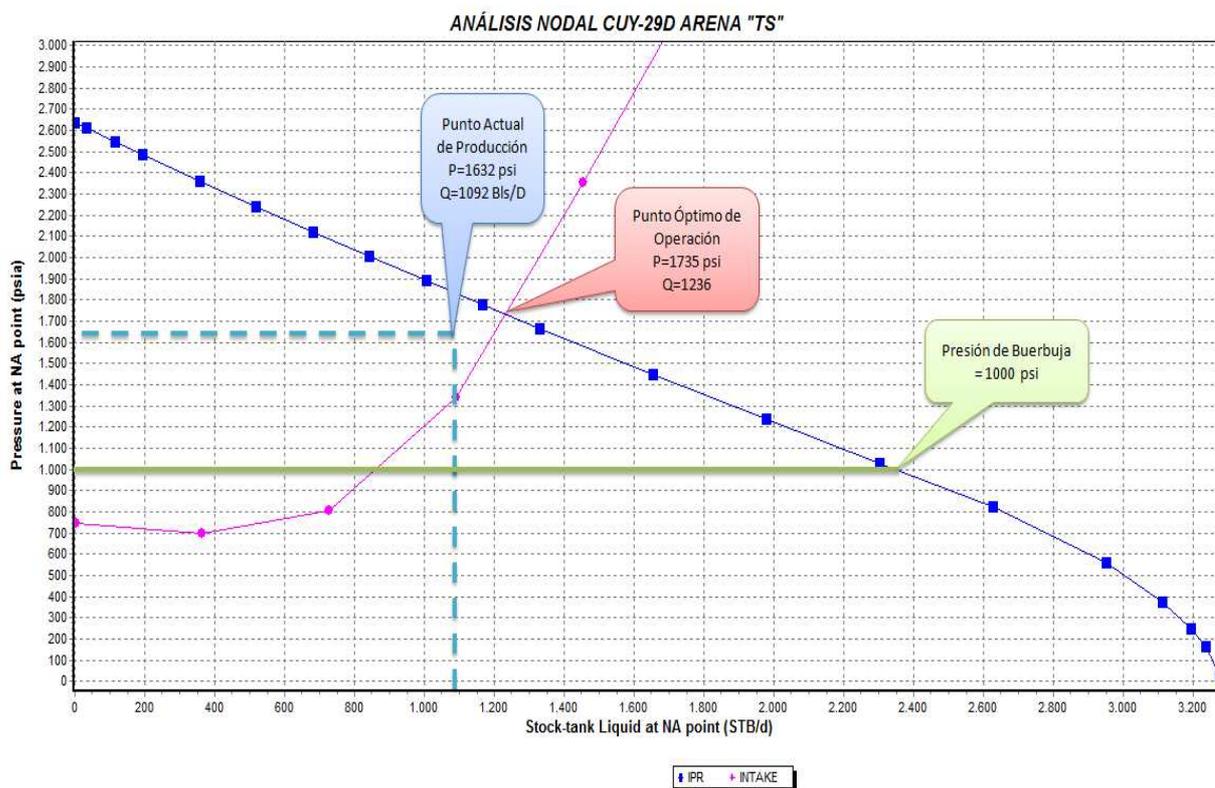
TABLA 3. 6 Condiciones actuales del pozo CUY-29D arena "Ts"

POZO	TIPO BOMBA	BFPD	BSW %	BPPD	Hz	P int. (psi)	Pwf. act. (psi)	Pb (psi)
CUY-29D "Ts"	P-12X	1092	56	480	57	1562	1631	1000

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

FIGURA 3.21 Curva de análisis nodal del CUY-29D arena "Ts"



Fuente: PIPESIM 2010

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.21, indica la curva del análisis nodal del pozo CUY-29D arena "Ts", a condiciones actuales el pozo produce 1092 BFPD, y el punto óptimo de trabajo es 1236 BFPD, el punto actual de producción se encuentra bajo la curva IPR, y alejado de la curva INTAKE, indicando la caída de presión de 200 psi, debido al incremento del daño de formación, y también problemas con el sistema BES, generalmente baja eficiencia, funcionamiento fuera del rango operativo, y pérdida de capacidad de levantamiento de la bomba electrosumergible.

3.8.4 ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA CENTRILIFR P12X, POZO CUYABENO-29D ARENA "Ts"

La tabla 3.7, indica los datos de completación, de fluido, y de build up, que se ingresan en el programa de simulación SUBPUMP, para el análisis nodal de la bomba electrosumergible.

TABLA 3. 7 Datos del pozo CUY-29D arena "Ts"

DATOS DEL POZO CUY- 29D ARENA "Ts"					
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6,276	API	28	Pr (Psi)	2560,00
ID Tubing (in)	2,999	GOR (scf/bbl)	403	Pwf (Psi)	1900,00
Prof. Bomba (ft)	8141	Salinidad (ppm)	2500	Q (BFPD)	1008,00
Prof. Perforaciones (ft)	8278	BSW (%)	56	IP	1,53
Tipo de Bomba	P-12X	Pb (Psi)	1100	Y gas	1,59
Número de Etapas	226	Q actual (BFPD)	1092	Y agua	1,05
Pozo Direccional	Si			Grad. Fluido (Psi/ft)	0,40

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

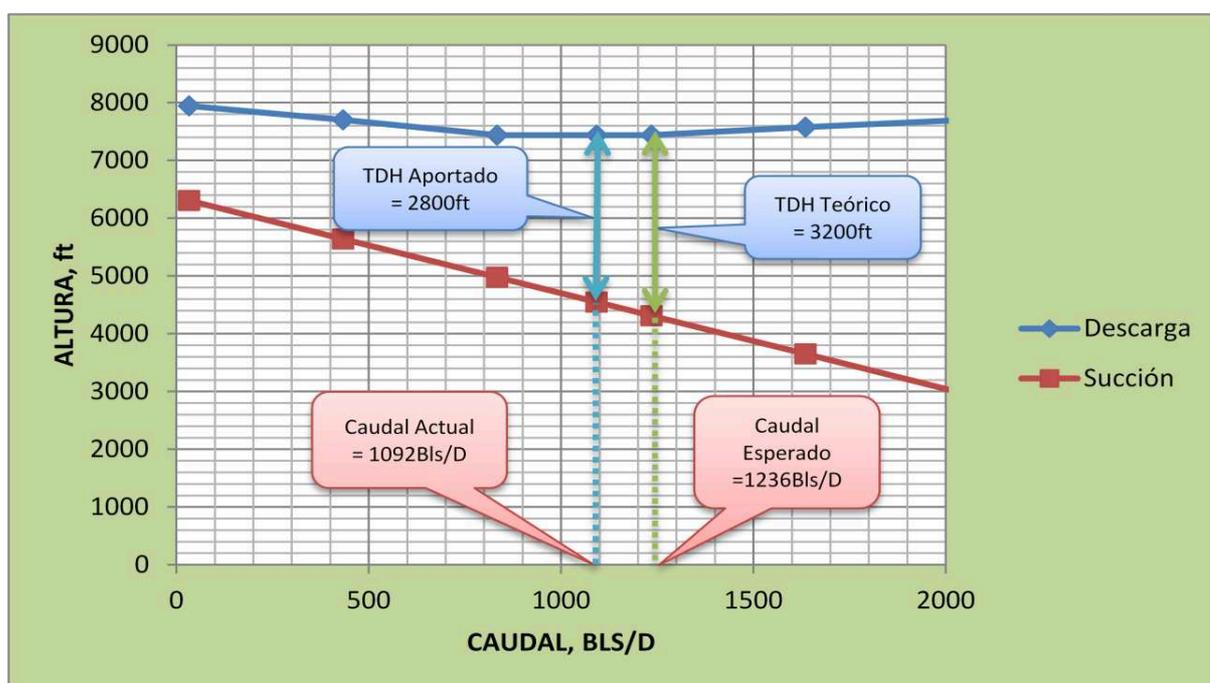
Los resultados obtenidos del programa SUBPUMP se indican en la tabla 3.8.

TABLA 3. 8 Resultados del pozo CUY-29D arena "Ts"

CUY-29D ARENA "Ts"						
# Punto	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal O+W (Bbl/D)	Caudal en bomba O+W+G (Bbl/D)	Nivel de fluido (ft)
2	7706,81	5641,88	2064,94	433,13	479,06	2461,96
3	7441,56	4978,36	2463,19	833,87	922,3	3127,48
4	7441,33	4314,4	3126,93	1234,61	1365,54	3794,2
5	7578,25	3650,43	3927,82	1635,35	1808,78	4463,44
6	7695,83	2987,22	4708,61	2036,09	2252,01	5134,6
7	7762,45	2301,71	5460,74	2436,83	2695,25	5823,01
8	7955,12	1546,86	6408,27	2837,58	3138,49	6585,16

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

FIGURA 3. 22 Alturas de succión y descarga vs. caudal del pozo CUY-29D arena "Ts"

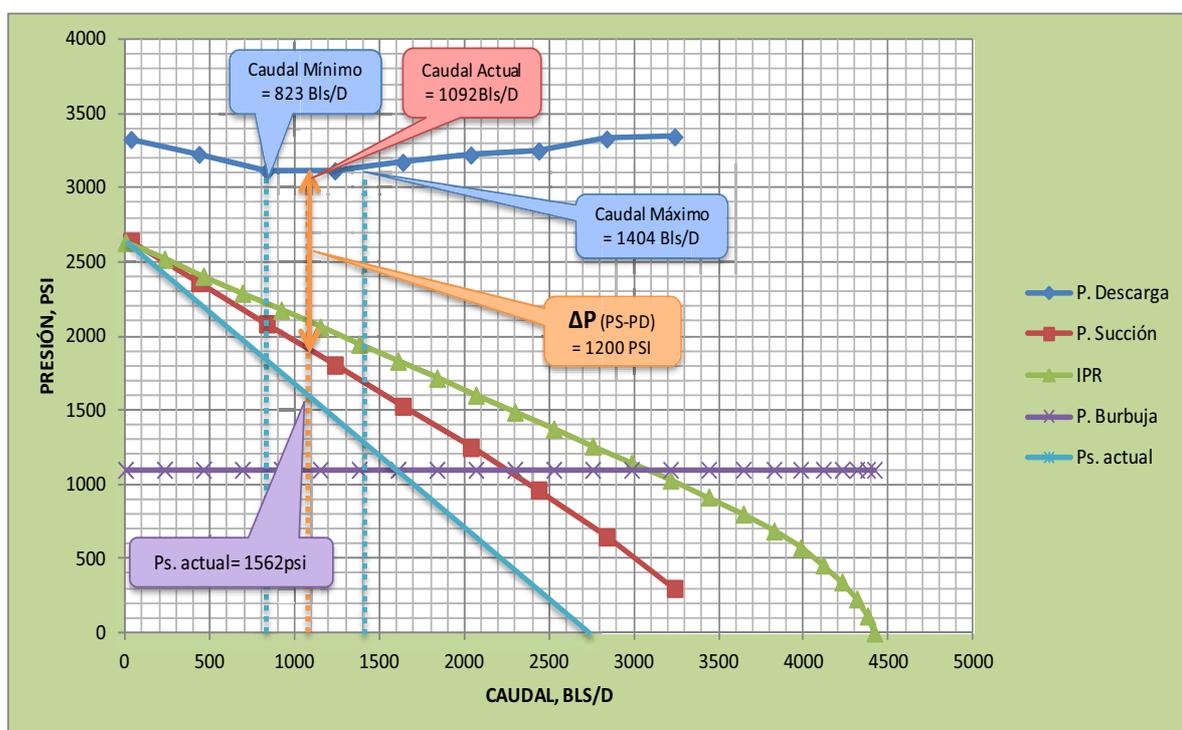
Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.22, indica las curvas de altura de succión y descarga, a condiciones actuales la bomba tiene una capacidad de levantamiento (TDH) de 2800 ft y a condiciones óptimas el TDH es 3200 ft.

La figura 3.23, indica la gráfica de las presiones de succión y descarga, la curva IPR, la presión de burbuja, y los rangos operativos de la bomba; la producción actual de 1092 BFPD se encuentra dentro del rango operativo de la bomba.

FIGURA 3. 23 Presión de succión y descarga vs. caudal del pozo CUY-29D arena "Ts"



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

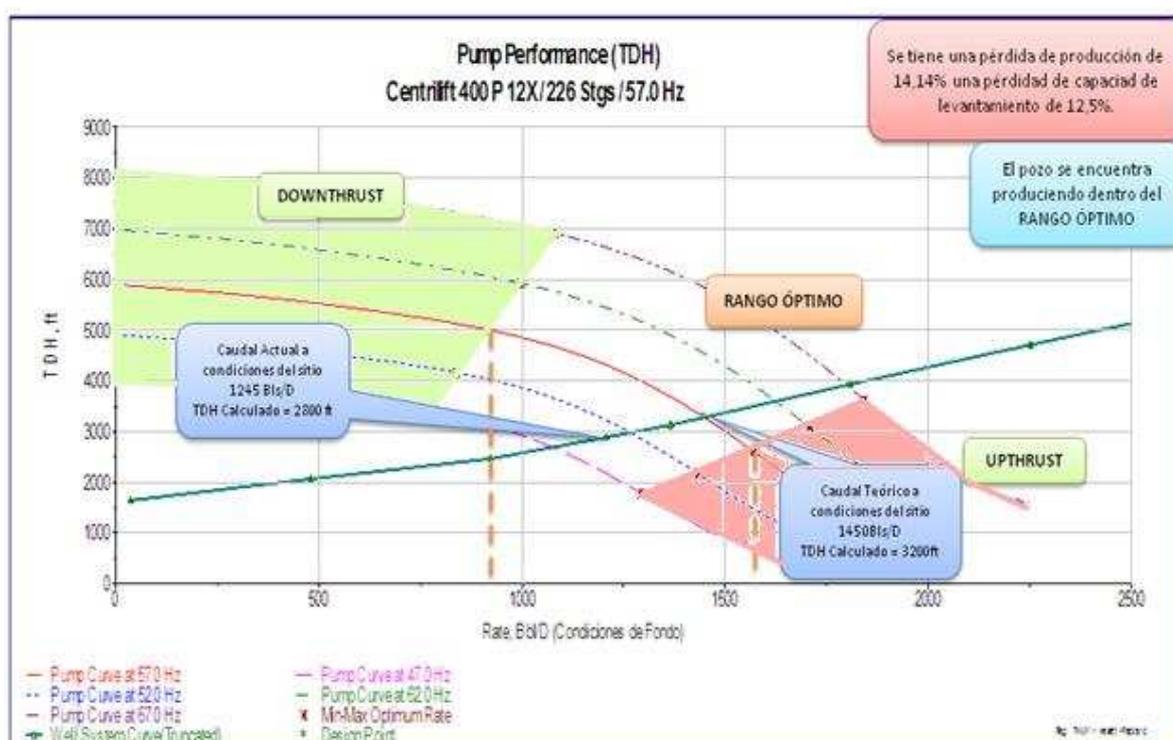
La figura 3.24, indica el comportamiento de la bomba, se encuentra con baja eficiencia por la pérdida de capacidad de levantamiento de 12,5%, que produce una disminución de producción de 14,14%.

De acuerdo al análisis nodal presentado, actualmente el yacimiento presenta problemas debido al incremento del daño de formación, actualmente produce con un daño de 1,6, indicado en la tabla 2.3, en vista que la bomba produce dentro del rango óptimo de operación es posible incrementar la frecuencia actual de 57 hz a 60 hz.

El pozo CUY-29D, actualmente presenta un BSW del 56%, de acuerdo al mapa de burbuja de la figura 1.16, se determina que los pozos vecinos SSH-10 y SSH-12, presentan altos acumulados de agua, el pozo SSH-10 se cierra con un BSW del 99%, y SSH-12D produce actualmente con BSW del 84%.

A pesar que el yacimiento presenta un gran potencial de producción, es inadecuado realizar un trabajo para remover el daño de formación y rediseñar una bomba con mayor capacidad de levantamiento, por la ubicación del pozo en una zona de alta saturación de agua.

FIGURA 3. 24 Comportamiento de la bomba del pozo CUY-29D arena "Ts"



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

3.8.5 ANÁLISIS NODAL POZO CUYABENO - 30D ARENA "Ui"

Las condiciones actuales de producción del pozo CUY-30D arena "Ui" son las siguientes.

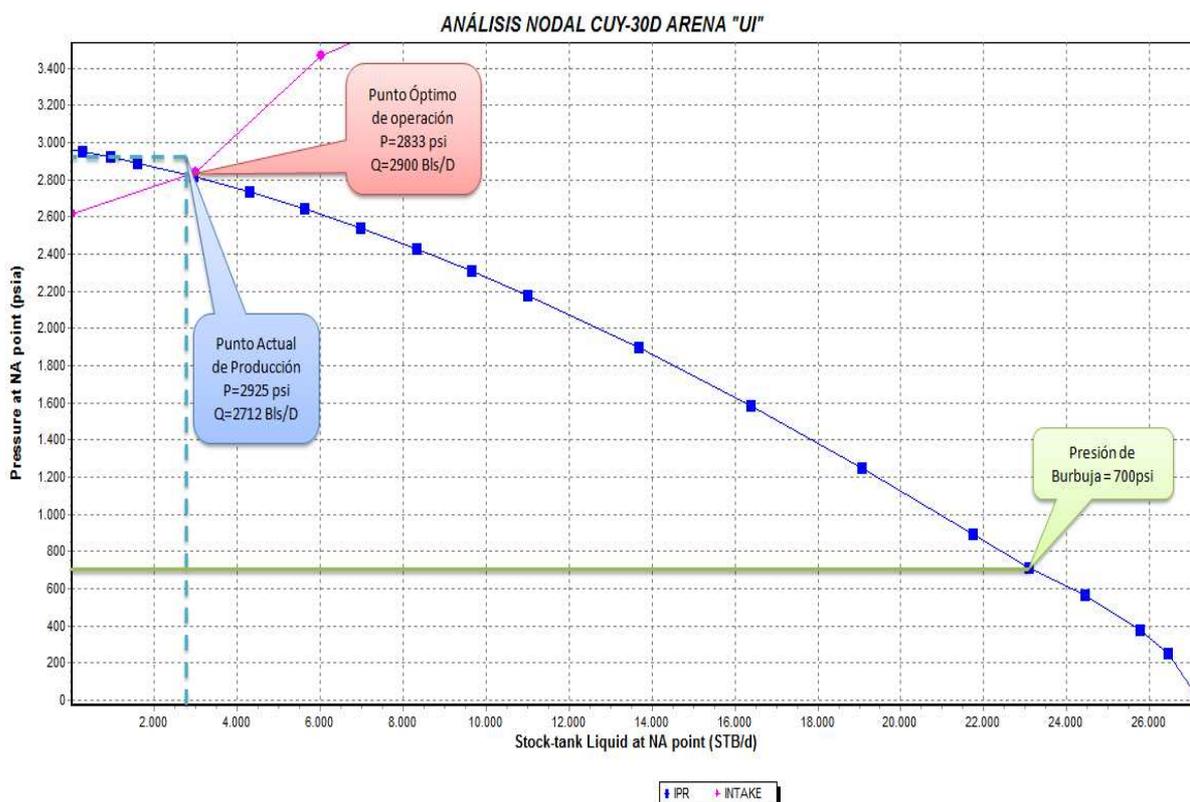
TABLA 3. 9 Condiciones actuales del pozo CUY-30D arena "Ui"

POZO	TIPO BOMBA	BFPD	BSW %	BPPD	Hz	P int. (psi)	Pwf. act. (psi)	Pb (psi)
CUY-30D "Ui"	DN-3000	2712	70	813	60	2758	2925	700

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

FIGURA 3. 25 Curva del análisis nodal del CUY-30D arena "Ui"



Fuente: PIPESIM 2010

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.25, indica la curva del análisis nodal del pozo CUY-30D arena "Ui", la producción es de 2712 BFPD, y a condiciones óptimas de trabajo es de 2900 BFPD, el punto a condiciones actuales está sobre la curva IPR e INTAKE, indicando que se ha aumentado el potencial productivo, por conificación del agua, disminuyendo 90 psi en la caída de presión, y problemas con el sistema de bombeo, principalmente baja eficiencia de la bomba electrosumergible.

3.8.6 ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA REDA N-3000, POZO CUYABENO - 30D ARENA "Ui"

La tabla 3.10, indica los datos de completación, de fluido, y de build up, ingresados al programa simulador SUBPUMP.

TABLA 3. 10 Datos del pozo CUY-30D arena "Ui"

DATOS DEL POZO CUY- 30D ARENA "Ui"					
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6,276	API	26	Pr (Psi)	2989,00
ID Tubing (in)	2,999	GOR (scf/bbl)	133	Pwf (Psi)	2892,00
Prof. Bomba (ft)	7817	Salinidad (ppm)	2500	Q (BFPD)	1968,00
Prof. Perforaciones (ft)	8152	BSW (%)	70	IP	20,28
Tipo de Bomba	DN-3000	Pb (Psi)	650	Y gas	0,95
Número de Etapas	73	Q actual (BFPD)	2766	Y agua	1,05
Pozo Direccional	Si			Grad. Fluido (Psi/ft)	0,41

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La tabla 3.11, indica los resultados que se obtienen del programa simulador SUBPUMP.

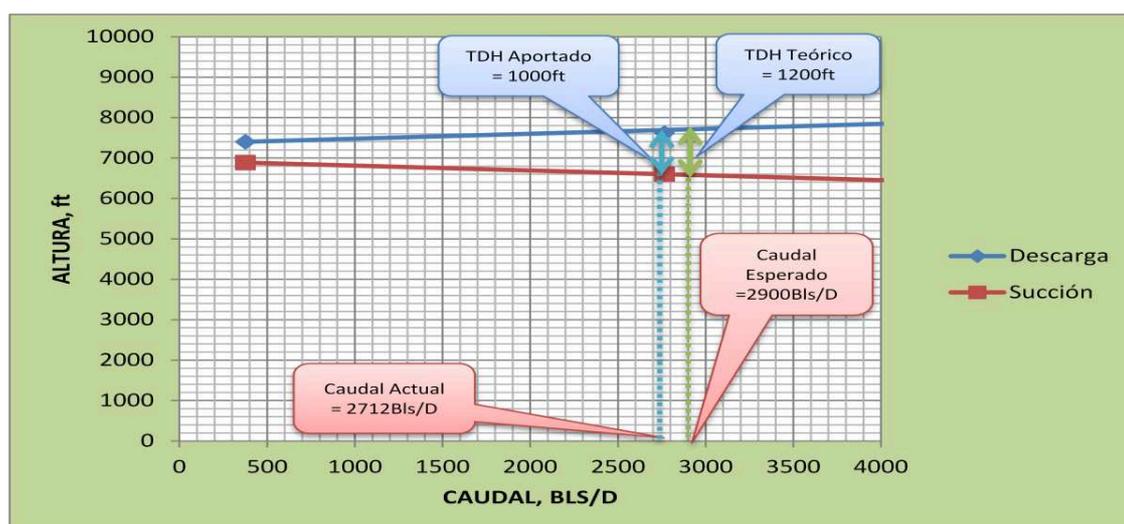
TABLA 3. 11 Resultados del pozo CUY-30D arena "Ui"

CUY – 30D ARENA "Ui"						
# Punto	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal O+W (Bbl/D)	Caudal en bomba O+W+G (Bbl/D)	Nivel de fluido (ft)
2	7968,01	6332,12	1635,89	5015,63	5290,38	1020,67
3	9576,3	5773,77	3802,53	9656,25	10185,22	1578,68
4	12057,06	5214,96	6842,1	14296,88	15080,06	2140,58
5	15402,62	4654,59	10748,03	18937,5	19974,9	2705,85
6	19645,68	4093,85	15551,83	23578,13	24869,74	3273,32
7	24826,64	3528,73	21297,9	28218,75	29764,57	3847,12
8	30962,43	2961,22	28001,21	32859,38	34659,41	4425

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.26, indica las curvas de altura de succión y descarga, a condiciones actuales presenta una capacidad de levantamiento de la bomba (TDH) de 1000 ft, y a condiciones óptimas el TDH es 1200 ft.

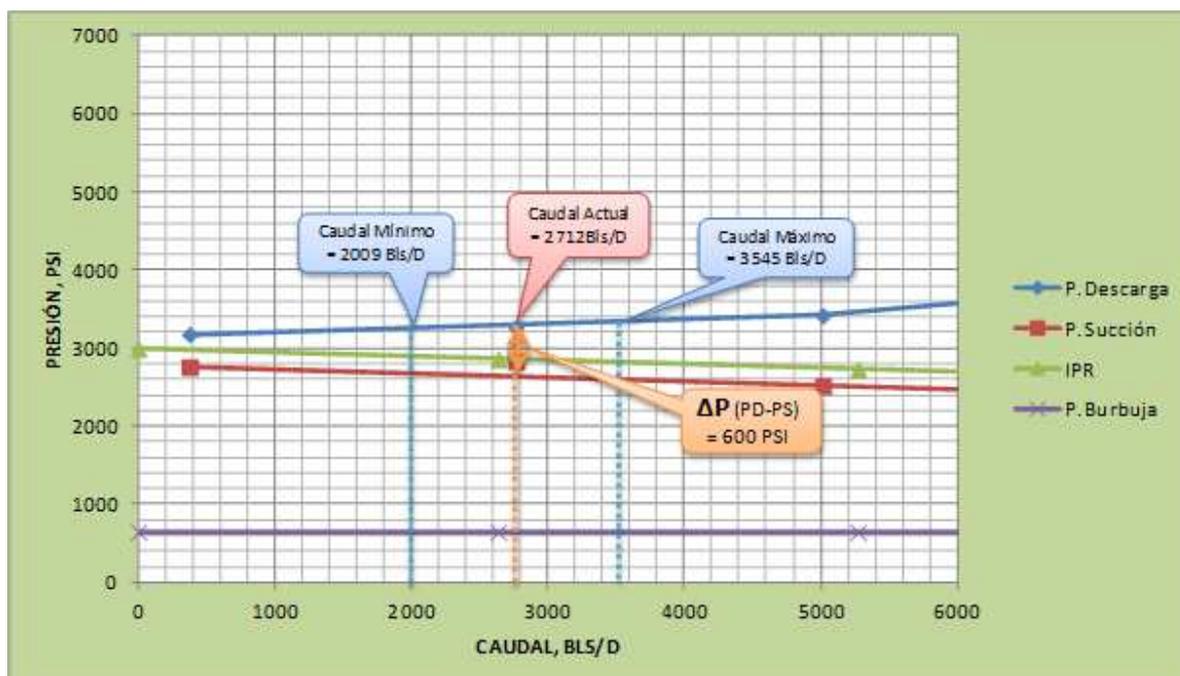
FIGURA 3. 26 Alturas de succión y descarga vs. caudal del pozo CUY-30D arena "Ui"

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.27, indica las curvas de presiones de succión, descarga, IPR, presión de burbuja, y los rangos operativos de la bomba; la producción actual del pozo se encuentra dentro del rango operativo de la bomba.

FIGURA 3. 27 Presión de succión y descarga vs. caudal del pozo CUY-30D arena "U"



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

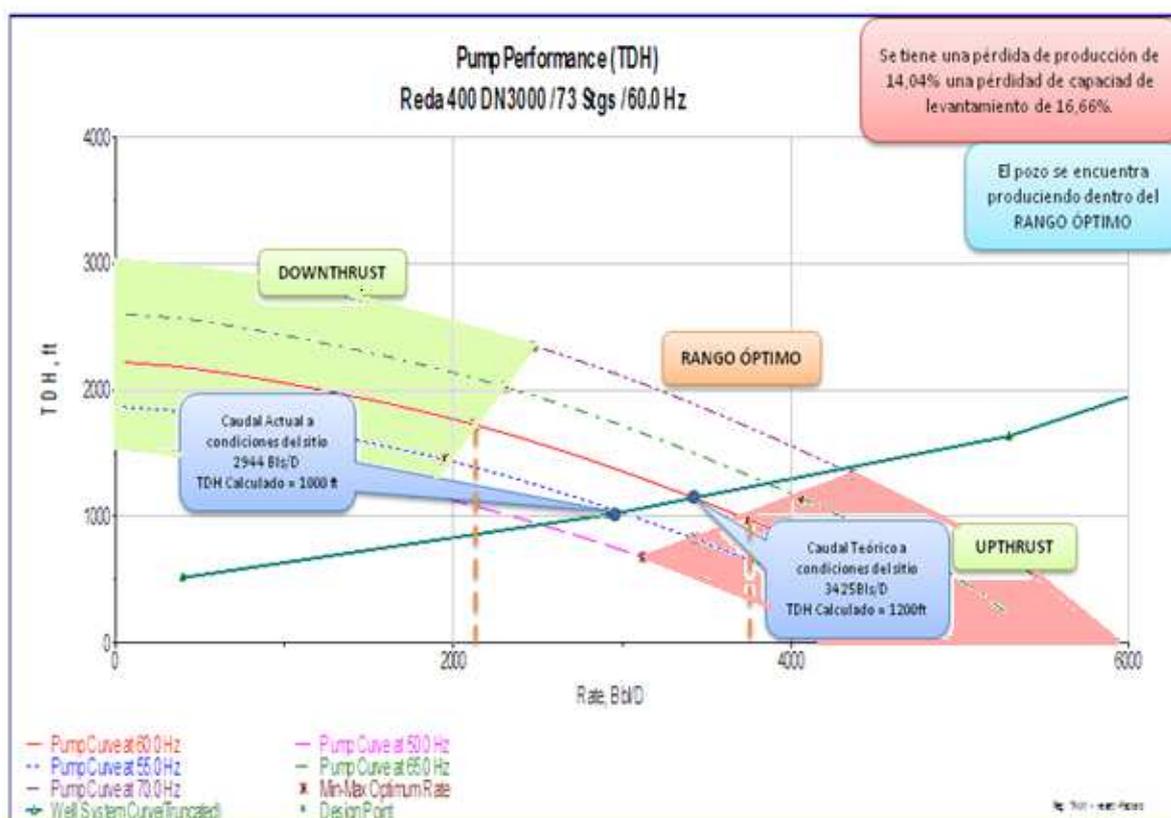
La figura 3.28, indica el comportamiento de la bomba, se encuentra con baja eficiencia por la pérdida de capacidad de levantamiento de 16,66%, y presenta una disminución de producción de 14,04%.

De acuerdo al análisis nodal presentado, el yacimiento presenta un incremento de potencial, por conificación del agua, produce actualmente con un daño de 0,76, indicado en la tabla 2.3, la bomba produce dentro del rango óptimo de operación, pero al límite de la capacidad operativa de diseño, por ésta razón no es posible incrementar la frecuencia.

El pozo CUY-30D, presenta actualmente un BSW del 70%, de acuerdo al mapa de burbuja de la figura 1.18, los pozos productores vecinos CUY-09, CUY-23, y CUY-25, con acumulados de agua de 1830 Mbbl, 3660 Mbbl, y 11000 Mbbl, respectivamente; presentan un BSW promedio de 81%.

A pesar de la pérdida de capacidad de levantamiento de la bomba electrosumergible, el pozo está produciendo dentro del rango óptimo de operación; es posible realizar un rediseño de la bomba por una de mayor capacidad, para incrementar la producción; pero debido a los altos porcentajes de agua en la zona y al problema de conificación de agua en el yacimiento de acuerdo el análisis, se prefiere mantener el sistema actual de bombeo electrosumergible, porque el yacimiento aporta una buena producción de petróleo.

FIGURA 3. 28 Comportamiento de la bomba del pozo CUY-30D arena "Ui"



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

3.8.7 ANÁLISIS NODAL POZO CUYABENO - 34D ARENA "Ui"

Las condiciones actuales de producción del pozo CUY-34D arena "Ui" son las siguientes.

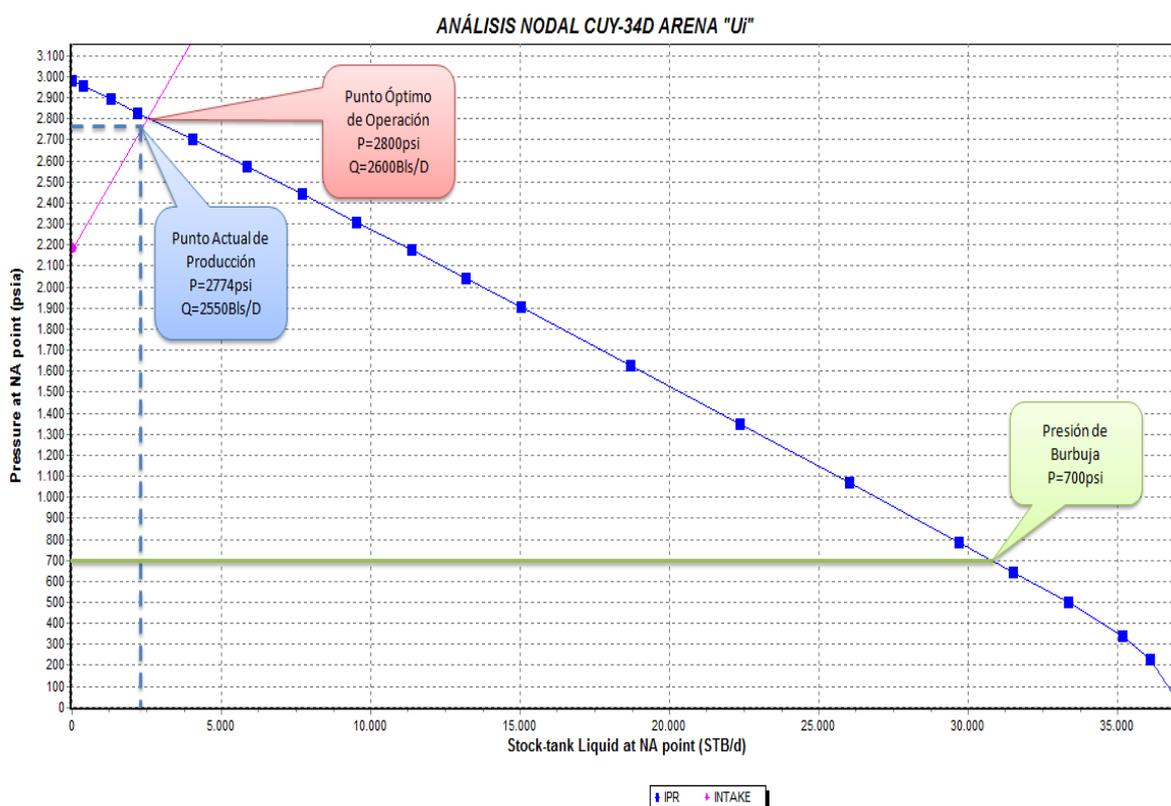
TABLA 3. 12 Condiciones actuales del pozo CUY-34D arena "Ui"

POZO	TIPO BOMBA	BFPD	BSW %	BPPD	Hz	P int. (psi)	Pwf. act. (psi)	Pb (psi)
CUY-34D "Ui"	SN-2600	2550	60	1020	53	2712	2774	700

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

FIGURA 3. 29 Curva del análisis nodal del CUY-34D arena "Ui"



Fuente: PIPESIM 2010

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.29, indica la curva del análisis nodal del pozo CUY-34D arena "Ui"; la producción actual es de 2550 BFPD, y a condiciones óptimas de trabajo es de 2600 BFPD; el punto a condiciones actuales está bajo la curva IPR, y en la curva INTAKE, indicando aumento de la caída de presión de 30 psi, debido al incremento de daño de formación, el sistema de bombeo electrosumergible se encuentra en buenas condiciones, opera dentro del rango óptimo, pero cerca del rango máximo operativo.

3.8.8 ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA REDA SN-2600, POZO CUYABENO - 34D ARENA "Ui"

La tabla 3.13, indica los datos de completación, de fluido, y de build up, que se ingresan al programa de simulación SUBPUMP, para el análisis nodal de la bomba electrosumergible.

TABLA 3. 13 Datos del pozo CUY-34D arena "Ui"

DATOS DEL POZO CUY- 34D ARENA "Ui"					
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6,538	API	28	Pr (Psi)	2979,00
ID Tubing (in)	2,992	GOR (scf/bbl)	144	Pwf (Psi)	2900,00
Prof. Bomba (ft)	7766	Salinidad (ppm)	6600	Q (BFPD)	2049,00
Prof. Perforaciones (ft)	7914	BSW (%)	60	IP	25,00
Tipo de Bomba	SN-2600	Pb (Psi)	700	Y gas	0,96
Número de Etapas	61	Q actual (BFPD)	2550	Y agua	1,05
Pozo Direccional	Si			Grad. Fluido (Psi/ft)	0,41

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La tabla 3.14, indica los resultados que se obtienen del programa simulador SUBPUMP, del pozo CUY-34D, productor de la arena "Ui".

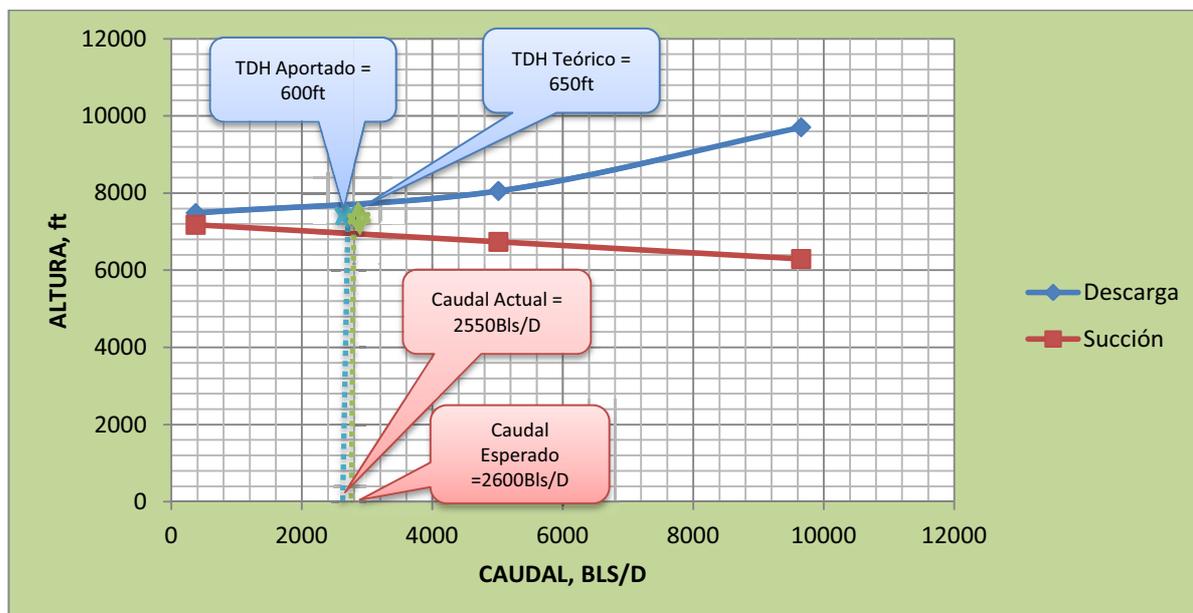
TABLA 3. 14 Resultados del pozo CUY-34D arena "Ui"

CUY - 34D ARENA "Ui"						
# Punto	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal O+W (Bbl/D)	Caudal en bomba O+W+G (Bbl/D)	Nivel de fluido (ft)
1	7482,6	7184,2	298,4	375	399,32	271,28
2	8046,54	6741,79	1304,75	5015,63	5340,86	711,23
3	9698,36	6297,98	3400,38	9656,25	10282,4	1154,1
4	12245,65	5852,45	6393,2	14296,88	15223,94	1600,87
5	15676,6	5406,14	10270,46	18937,5	20165,48	2049,56
6	20029,89	4958,98	15070,91	23578,13	25107,02	2500,25
7	25345,9	4509,89	20836,01	28218,75	30048,56	2954,07
8	31662,61	4059,06	27603,55	32859,38	34990,1	3410,88

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.30, indica las curvas de altura de succión y descarga, a condiciones actuales la capacidad de levantamiento de la bomba (TDH) es 600 ft y a condiciones óptimas el TDH es 650 ft.

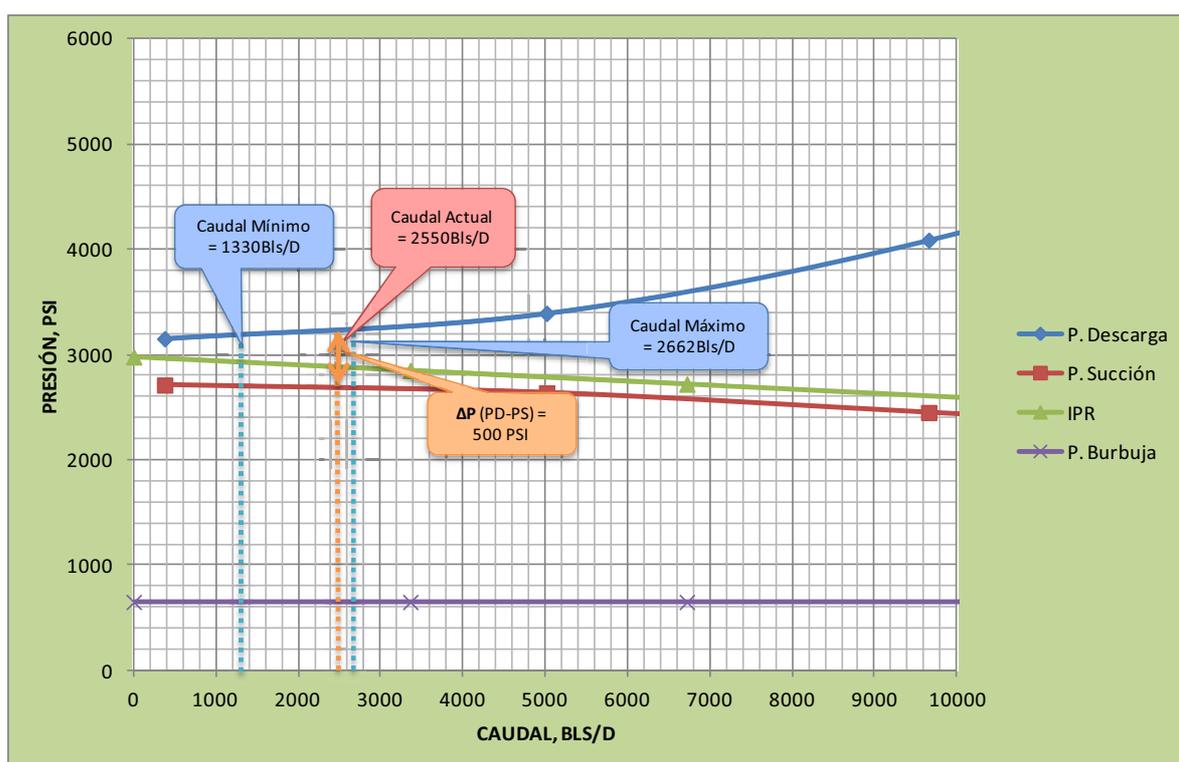
FIGURA 3. 30 Altura de succión y descarga vs. caudal del pozo CUY-34D arena "Ui"

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.31, indica las curvas de presiones de succión, descarga, la IPR, la presión de burbuja, y los rangos operativos de la bomba; el pozo actualmente produce 2550 BFPD, dentro del rango operativo de la bomba, pero cerca del caudal máximo de trabajo de 2662 BFPD.

FIGURA 3. 31 Presión de succión y descarga vs. caudal del pozo CUY-34D arena "Ui"



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.32, indica el comportamiento de la bomba, actualmente presenta baja eficiencia por la pérdida de capacidad de levantamiento de 7,7%, y presenta una disminución de producción de 1,92%; el punto de producción actual está dentro del rango de operación, pero cerca del caudal máximo de trabajo.

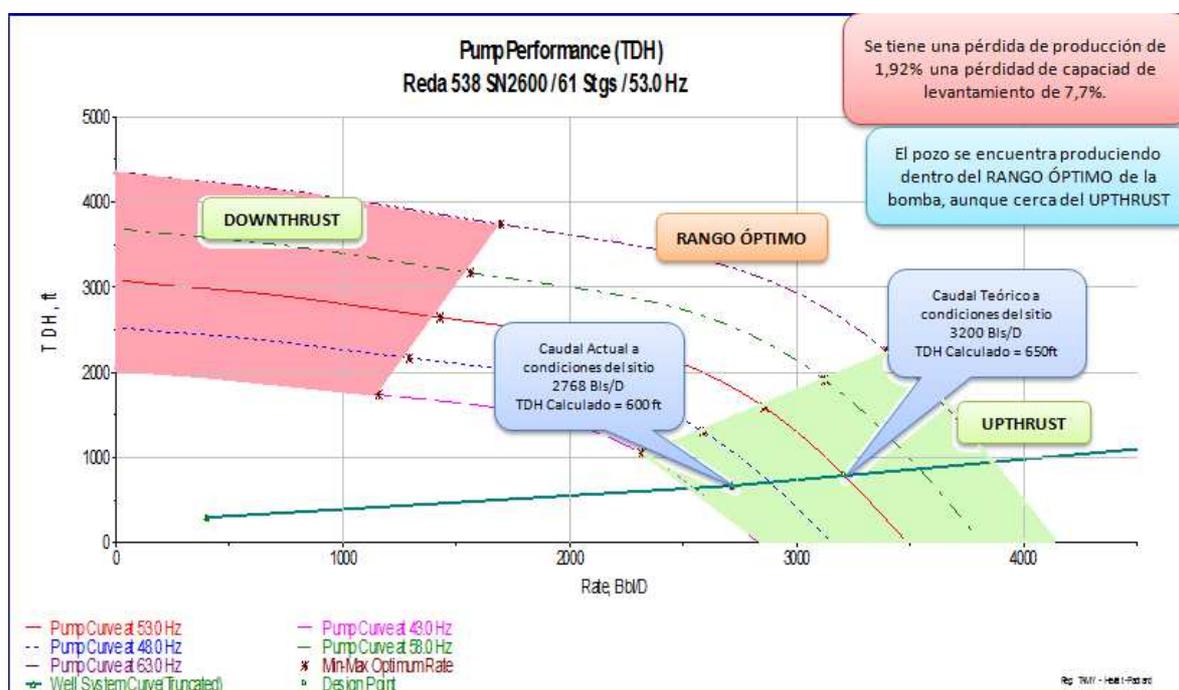
De acuerdo al análisis nodal realizado se puede determinar que el yacimiento presenta problemas por incremento de daño de formación, actualmente produce

estimulado con -0,2, indicado en la tabla 2.3, la bomba actualmente produce a 53 hz, pero no es posible incrementar frecuencia por producirse cerca del caudal máximo de operación.

Actualmente el pozo CUY-34D presenta BSW del 60% y acumulado de 732 Mbbl, y de acuerdo al mapa de burbuja se determina que los pozos vecinos CUY-09, CUY-21 y CUY -25 presentan acumulados de agua de 1830 Mbbl, 2562 Mbbl, 3660 Mbbl con un BSW promedio de 80%.

La bomba actual es pequeña para las condiciones actuales del yacimiento, y es conveniente rediseñar una bomba con mayor capacidad de levantamiento, que maneje un mayor rango operativo y eficiencia, se espera que las condiciones de BSW no aumenten, pero de acuerdo a los pozos vecinos estas pueden llegar a un 80% que es el porcentaje que se maneja en la zona.

FIGURA 3. 32 Comportamiento de la bomba del pozo CUY-34D arena "Ui"



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

3.8.9 ANÁLISIS NODAL POZO CUYABENO - 35D ARENA "Ui"

Las condiciones actuales de producción del pozo CUY-35D arena "Ui" son las siguientes.

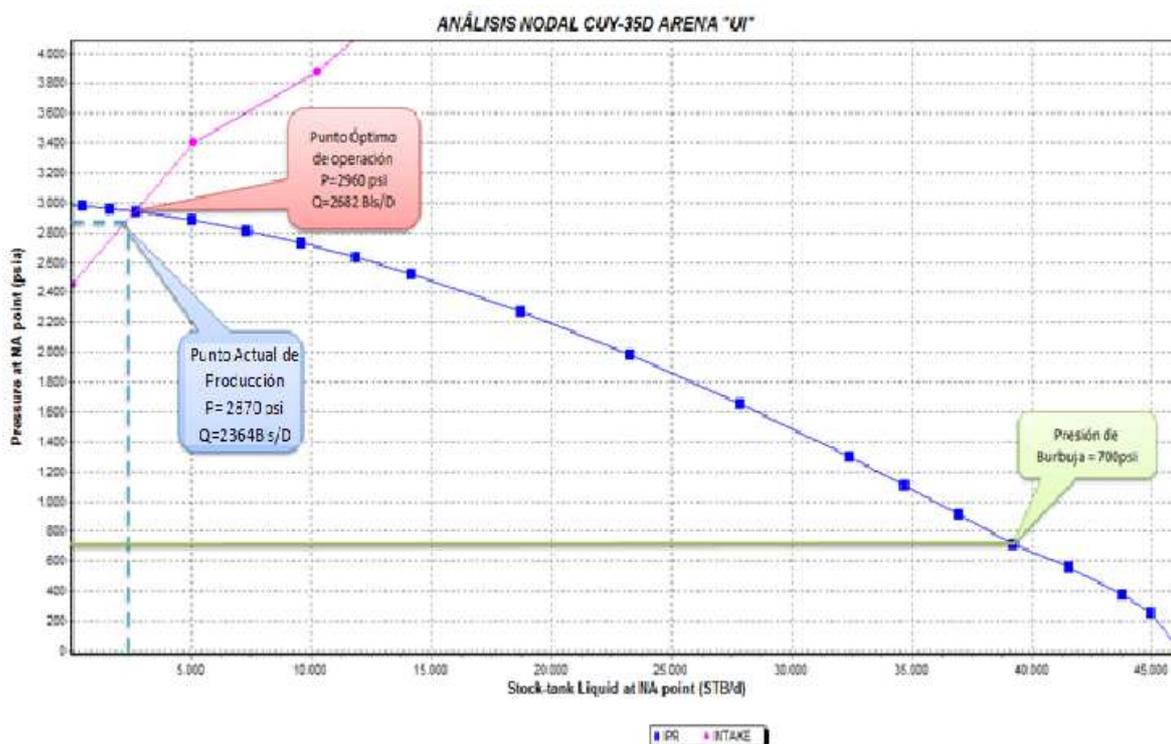
TABLA 3. 15 Condiciones Actuales del pozo CUY- 35D arena "Ui"

POZO	TIPO BOMBA	BFPD	BSW %	BPPD	Hz	P int. (psi)	Pwf. act. (psi)	Pb (psi)
CUY-35D "Ui"	SN-2600	2364	73	638	48	NR	NR	700

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

FIGURA 3.33 Curva del análisis nodal del CUY-35D arena "Ui"



Fuente: PIPESIM 2010

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.33, indica la curva del análisis nodal del pozo CUY-35D arena "Ui", la producción actual del pozo es de 2490 BFPD, y a condiciones óptimas es de 2682 BFPD; el punto a condiciones actuales está bajo la curva IPR y en la curva INTAKE, indicando que ha aumentado la caída de presión en 100 psi, debido al incremento del daño de formación, y que el sistema de bombeo electrosumergible se encuentra en buenas condiciones, y operando dentro de los rangos de diseño.

3.8.10 ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA REDA SN-2600, POZO CUYABENO - 35D ARENA "Ui"

La tabla 3.16, indica los datos de completación, de fluido, y de build up, que se ingresan en el programa simulador SUBPUMP.

TABLA 3. 16 Datos del pozo CUY-35D arena "Ui"

DATOS DEL POZO CUY- 35D ARENA "Ui"					
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6,538	API	26	Pr (Psi)	2986,00
ID Tubing (in)	2,992	GOR (scf/bbl)	135	Pwf (Psi)	2870,00
Prof. Bomba (ft)	7759	Salinidad (ppm)	6500	Q (BFPD)	2144,00
Prof. Perforaciones (ft)	8094	BSW (%)	73	IP	18,43
Tipo de Bomba	SN-2600	Pb (Psi)	700	Y gas	0,96
Número de Etapas	61	Q actual (BFPD)	2364	Y agua	1,05
Pozo Direccional	Si			Grad. Fluido (Psi/ft)	0,41

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Los resultados que se obtienen del programa simulador SUBPUMP, se indican en la tabla 3.17.

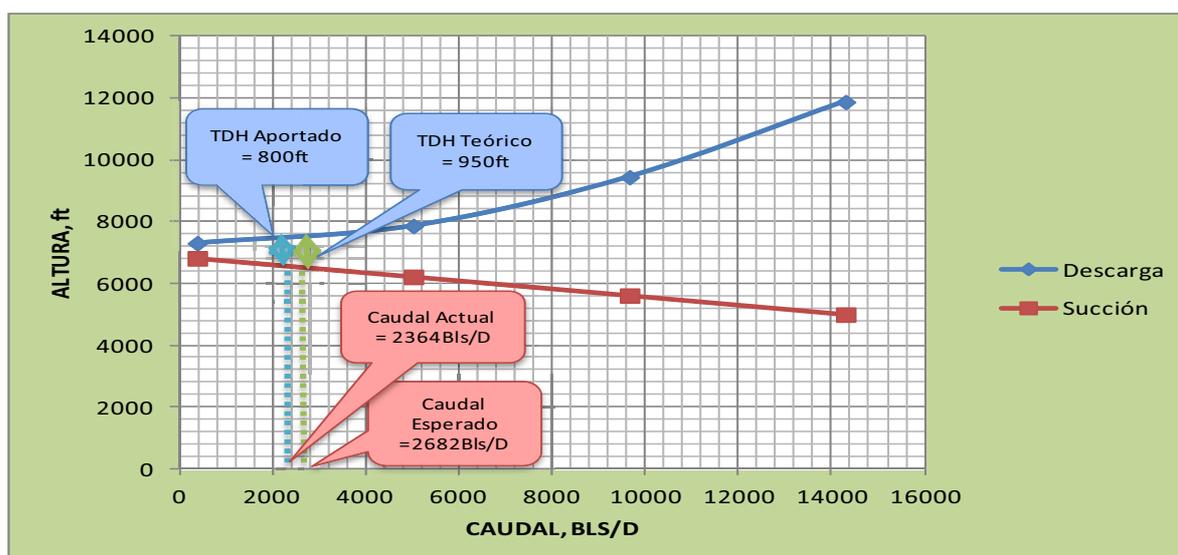
TABLA 3. 17 Resultados del pozo CUY-35D arena "Ui"

CUY - 35D ARENA "Ui"						
# Punto	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal O+W (Bbl/D)	Caudal en bomba O+W+G (Bbl/D)	Nivel de fluido (ft)
1	7301,94	6815,83	486,11	375	395,81	465,75
2	7852,23	6216,44	1635,78	5015,63	5293,97	1064,5
3	9426,58	5610,34	3816,24	9656,25	10192,12	1672,96
4	11853,67	4994,8	6858,87	14296,88	15090,27	2292,91
5	15127,15	4381	10746,15	18937,5	19988,43	2913,19
6	19278,25	3768,94	15509,32	23578,13	24886,58	3533,8
7	24343,07	3152,37	21190,7	28218,75	29784,74	4161,16
8	30339,4	2529,33	27810,07	32859,38	34682,89	5201,32

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.34, indica curvas de altura de succión y descarga, a condiciones actuales la capacidad de levantamiento de la bomba (TDH) es 800 ft y a condiciones óptimas el TDH es 950 ft.

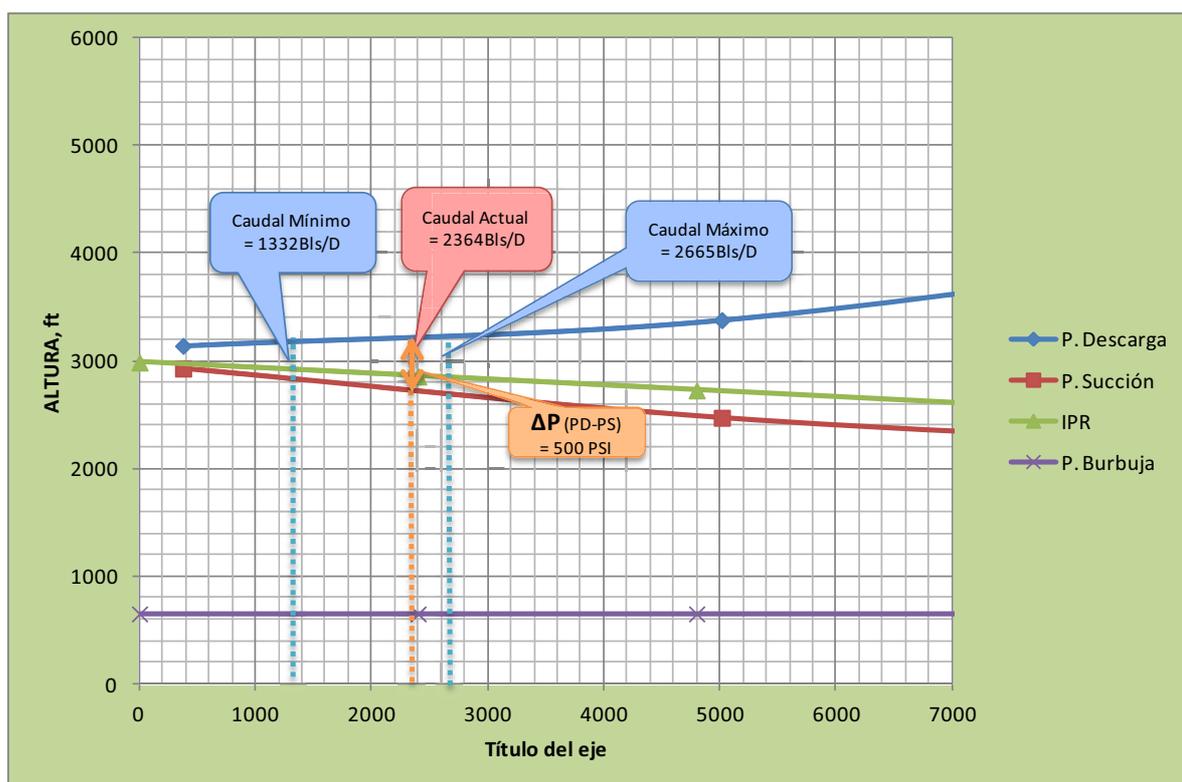
FIGURA 3. 34 Altura de succión y descarga vs. caudal del pozo CUY-35D arena "Ui"

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.35, indica las curvas de presiones de succión, descarga, IPR, presión de burbuja, y los rangos operativos de la bomba; la producción actual del pozo es de 23640 BFPD, se encuentra dentro del rango operativo de la bomba, pero cerca del caudal máximo de operación de 2665 BFPD.

FIGURA 3. 35 Presión de succión y descarga vs. caudal del pozo CUY-35D arena "Ui"



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.36, indica el comportamiento de la bomba en el fondo del pozo, actualmente presenta baja eficiencia por una disminución de la capacidad de levantamiento de 15,79% y disminución de producción de 19,06%.

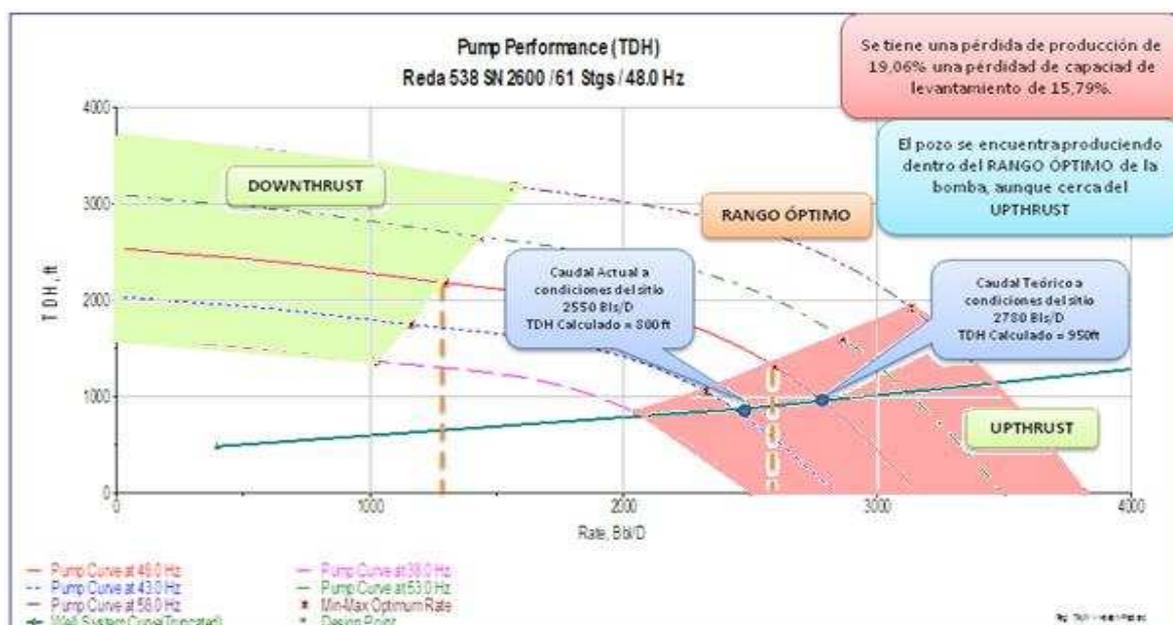
La bomba actualmente trabaja con 48 Hz, y cerca del rango máximo de producción, a pesar de la baja frecuencia operativa actual, no existe la posibilidad de incrementar frecuencia, para evitar el funcionamiento de la bomba en Upthrust.

De acuerdo al análisis nodal realizado se puede determinar que el yacimiento presenta una pequeña disminución en el potencial productivo, causado por un incremento del daño de formación, actualmente el pozo presenta estimulación de -5,86, que presenta de acuerdo al último build up de la tabla 2,3.

El pozo CUY-35D, actualmente produce con BSW del 73% y presenta como pozos vecinos productores al CUY- 21, CUY-24D, con acumulados de agua de 2562 Mbbl, 1830 Mbbl, respectivamente, El CUY-13D en las evaluaciones de la arena "Ui" para implementar completación dual presenta BSW del 78 %, El BSW promedio de los pozos vecinos se estima en 78 %, indicando que el BSW, puede incrementar en un 5 % de las condiciones actuales.

La bomba actual, a pesar de estar operando dentro del rango óptimo, es pequeña para las condiciones actuales del yacimiento, y es conveniente rediseñar una bomba con mayor capacidad de levantamiento, que maneje un mayor rango operativo y eficiencia.

FIGURA 3. 36 Comportamiento de la bomba del pozo CUY-35D arena "Ui"



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

3.8.11 ANÁLISIS NODAL POZO CUYABENO - 36D ARENA "Ui"

Las condiciones actuales de producción del pozo CUY-36D arena "Ui" son las siguientes.

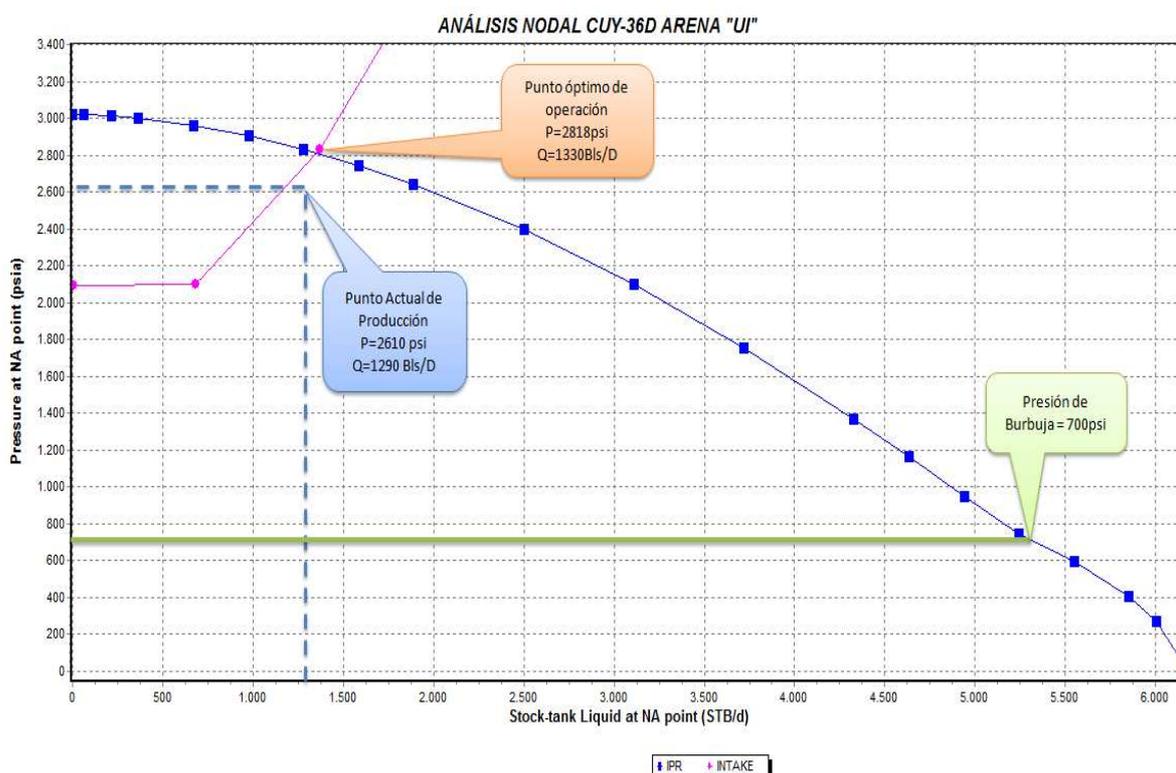
TABLA 3. 18 Condiciones actuales del pozo CUY-36D arena "Ui"

POZO	TIPO BOMBA	BFPD	BSW %	BPPD	Hz	P int. (psi)	Pwf. act. (psi)	Pb (psi)
CUY-36D "Ui"	P-12X	1290	82	232,2	56	2079	2610	700

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

FIGURA 3.37 Curva del análisis nodal del CUY-36D arena "Ui"



Fuente: PIPESIM 2010

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.37, indica la curva del análisis nodal del pozo CUY-36D arena "Ui", la producción actual es de 1290 BFPD, y el punto óptimo de operación es de 1330 BFPD; el punto a condiciones actuales está debajo de la curva IPR e INTAKE, indicando aumento en la caída de presión de 220 psi, debido al incremento del daño de formación, y problemas con el sistema de bombeo, por baja eficiencia, pérdida de la capacidad de levantamiento, o funcionamiento fuera del rango óptimo de operación de la bomba electrosumergible.

3.8.12 ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA CENTRILIFT P12X, POZO CUYABENO 36D ARENA "Ui"

La tabla 3.19, indica los datos de completación, de fluido, y de build up, que se ingresan al programa de simulación SUBPUMP, para el análisis nodal de la bomba electrosumergible.

TABLA 3. 19 Datos del pozo CUY-36D arena "Ui"

DATOS DEL POZO CUY- 36D ARENA "Ui"					
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6,538	API	25	Pr (Psi)	3023,00
ID Tubing (in)	2,992	GOR (scf/bbl)	108	Pwf (Psi)	2303,00
Prof. Bomba (ft)	7017	Salinidad (ppm)	5000	Q (BFPD)	1560,00
Prof. Perforaciones (ft)	8211	BSW (%)	82	IP	2,17
Tipo de Bomba	P12X	Pb (Psi)	700	Y gas	0,80
Número de Etapas	104	Q actual (BFPD)	1290	Y agua	1,05
Pozo Direccional	Si			Grad. Fluido (Psi/ft)	0,39

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Los resultados que se obtienen del programa simulador SUBPUMP, se muestran en la tabla 3.20.

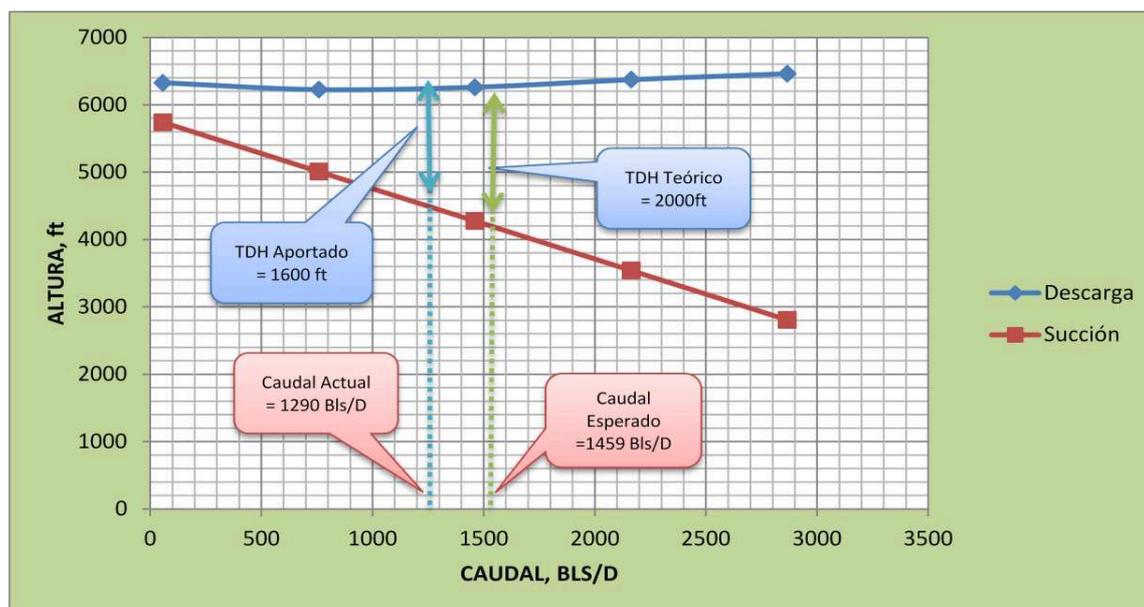
TABLA 3. 20 Resultados del pozo CUY-36D arena "U"

CUY - 36D ARENA "U"						
# Punto	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal O+W (Bbl/D)	Caudal en bomba O+W+G (Bbl/D)	Nivel de fluido (ft)
1	6394,5	6892,55	-498,06	57,76	63,57	65,24
2	6014,01	6016,9	-2,89	772,49	850,29	939,32
3	6102,55	5141,57	960,98	1487,22	1637,01	1819,37
4	6226,03	4266,81	1959,22	2201,96	2423,73	2704,93
5	6367,6	3393,03	2974,57	2916,69	3210,45	3595,55
6	6499,42	2521,15	3978,27	3631,42	3997,16	4476,88
7	6719,54	1652,08	5067,46	4346,16	4783,88	5359,26
8	7010,71	854,83	6155,88	5060,89	5570,6	6165,06

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.38, indica curvas de altura de succión y descarga, a condiciones actuales la capacidad de levantamiento de la bomba (TDH) es 1600 ft y a condiciones óptimas el TDH es 2000 ft.

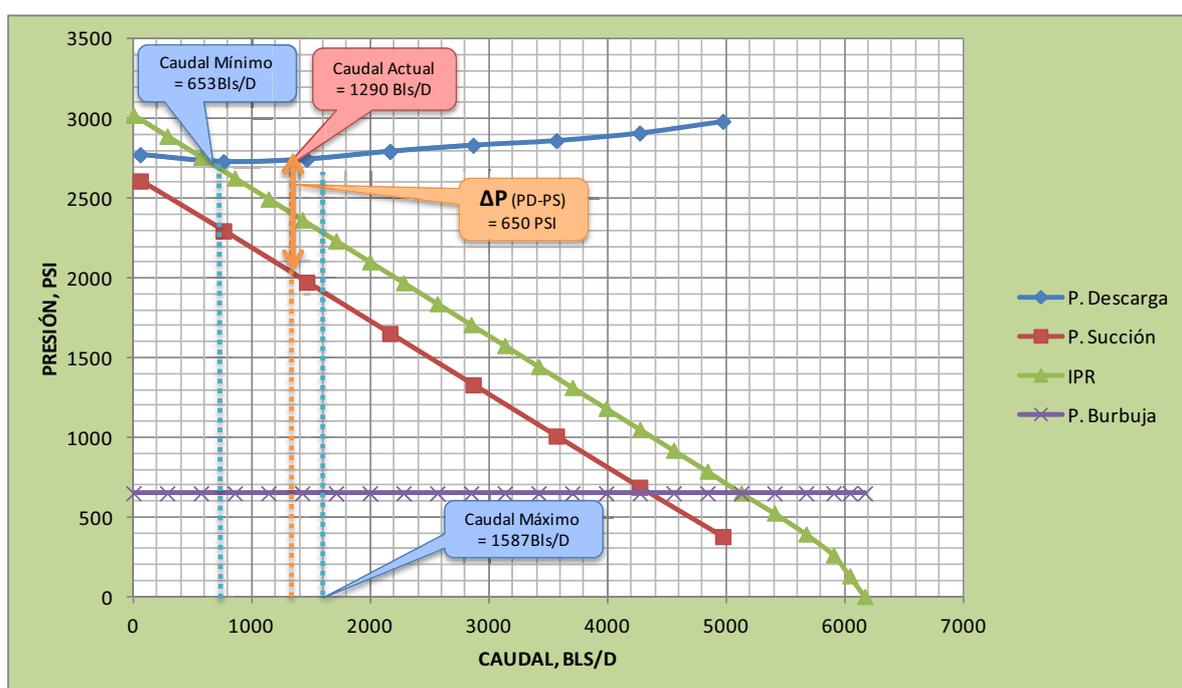
FIGURA 3. 38 Altura de succión y descarga vs. caudal del pozo CUY-36D arena "U"

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.39, indica las curvas de presiones de succión, descarga, IPR, presión de burbuja, y los rangos operativos de la bomba; la producción actual del pozo es de 1290 BFPD, se encuentra dentro del rango operativo de la bomba, pero cerca del caudal máximo de trabajo de 1587 BFPD.

FIGURA 3. 39 Presión de succión y descarga vs. caudal del pozo CUY-36D arena "Ui"



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.40, indica el comportamiento de la bomba, actualmente presenta baja eficiencia, por la pérdida de capacidad de levantamiento de 20 %, y una disminución de la producción en 22,62 %.

La bomba trabaja con 56 Hz, y dentro del rango operativo de producción, para incrementar frecuencia es necesario realizar un análisis del avance del agua en los pozos vecinos, CUY-06, CUY-27, CUY-10, que presentan actualmente BSW del 81%, 83 % y 77 % respectivamente, se estima que el BSW promedio en el punto de

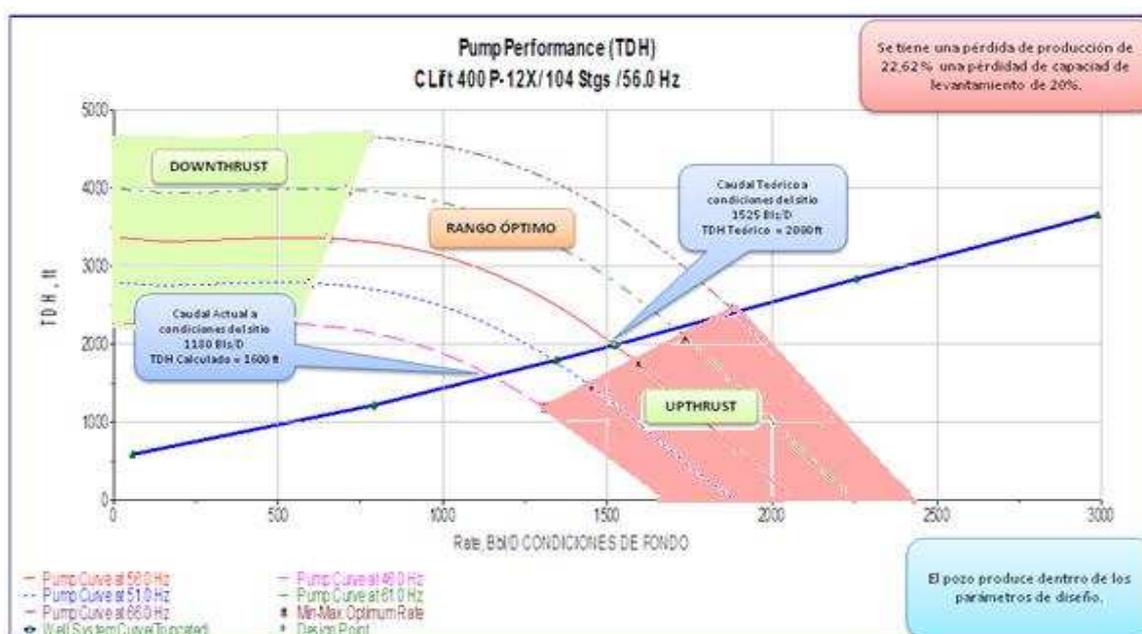
ubicación del pozo es 82 %, el pozo al producir 82 % de corte agua, es candidato para incrementar frecuencia de 56 hz a 60 hz.

Mediante el análisis nodal se determina, incremento del daño de formación, actualmente el pozo produce con un daño de 50, que se indica en la tabla 2.3, pero en las condiciones actuales del pozo, no es conveniente remover el daño, para evitar problemas de incremento de corte de agua.

La bomba actual se adapta a las condiciones actuales del yacimiento, pero debido al poco aporte de fluido, e incremento del BSW a 82 %, no es conveniente rediseñar una bomba para las condiciones actuales.

El pozo CUY-36D, al presentar nuevas arenas por ser incorporadas a la producción, es candidato para cambiar de arena productiva, y rediseñar un nuevo sistema de levantamiento electrosumergible, para las nuevas condiciones productivas de la arena.

FIGURA 3. 40 Comportamiento de la bomba del pozo CUY-36D arena "Ui"



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

3.8.13 ANÁLISIS NODAL POZO VHR-01 ARENA “BT”

Las condiciones actuales de producción del pozo VHR-01 arena “BT” son las siguientes.

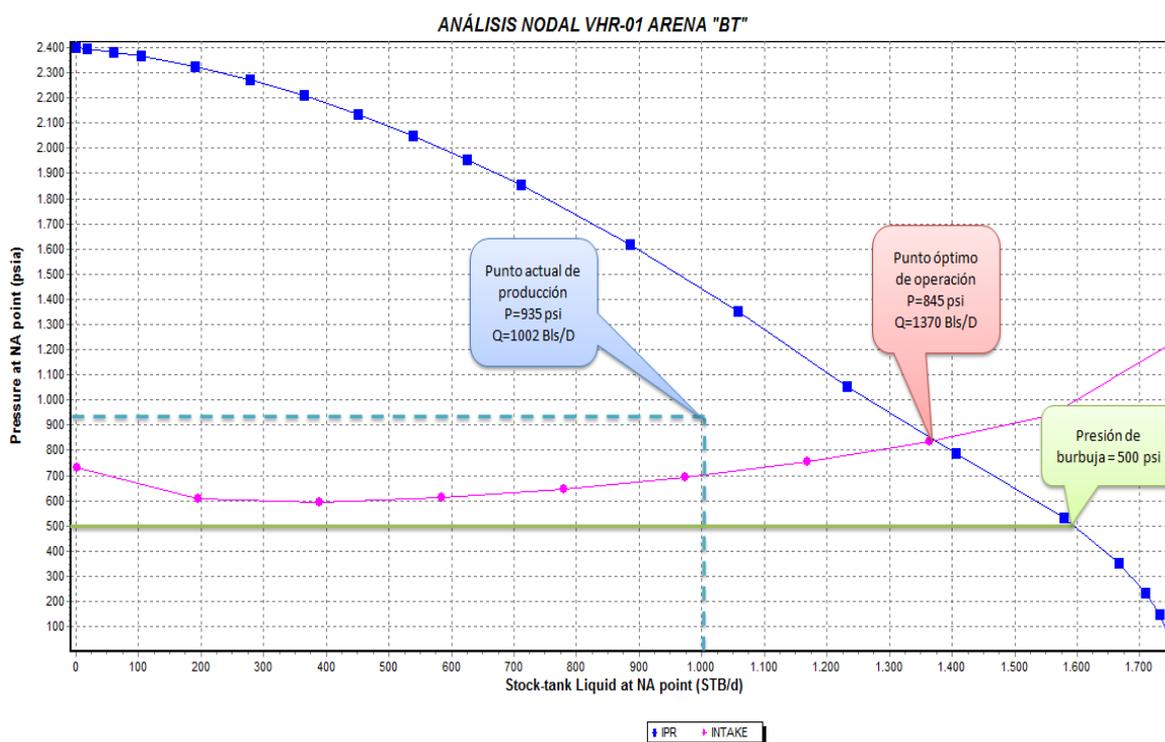
TABLA 3. 21 Condiciones actuales del pozo VHR- 01 arena “BT”

POZO	TIPO BOMBA	BFPD	BSW %	BPPD	Hz	P int. (psi)	Pwf. act. (psi)	Pb (psi)
VHR-01 “BT”	GN-1300	1002	18	822	66	845	935	500

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

FIGURA 3.41 Curva del análisis nodal del VHR-01 arena “BT”



Fuente: PIPESIM 2010

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.41, indica la curva del análisis nodal del pozo VHR-01 arena "BT", el punto de operación a condiciones actuales del pozo es de 1002 BFPD, y el punto óptimo de trabajo es de 1370 BFPD; la producción actual se encuentra alejado de la curva IPR y de la curva Intake, indicando aumento en la caída de presión de 500 psi, debido al incremento del daño de formación, y también problemas en el sistema BES, por baja eficiencia, pérdida de la capacidad de levantamiento, o funcionamiento fuera de las condiciones de diseño operativas.

3.8.14 ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA REDA GN-1300, POZO VHR-01 ARENA "BT"

La tabla 3.22, indica los datos de completación, de fluido, y de build up, que se ingresan al programa de simulación SUBPUMP, para el análisis nodal de la bomba electrosumergible.

TABLA 3. 22 Datos del pozo VHR-01 arena "BT"

DATOS DEL POZO VHR- 01 ARENA "M-1"					
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6,184	API	20	Pr (Psi)	2400,00
ID Tubing (in)	2,992	GOR (scf/bbl)	93	Pwf (Psi)	900,00
Prof. Bomba (ft)	7277	Salinidad (ppm)	40000	Q (BFPD)	1300,00
Prof. Perforaciones (ft)	7450	BSW (%)	18	IP	1,00
Tipo de Bomba	GN-1300	Pb (Psi)	500	Y gas	1,00
Número de Etapas	104	Q actual (BFPD)	1002	Y agua	1,05
Pozo Direccional	No			Grad. Fluido (Psi/ft)	0,41

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Los resultados que se obtienen del programa simulador SUBPUMP, se indican en la tabla 3.23.

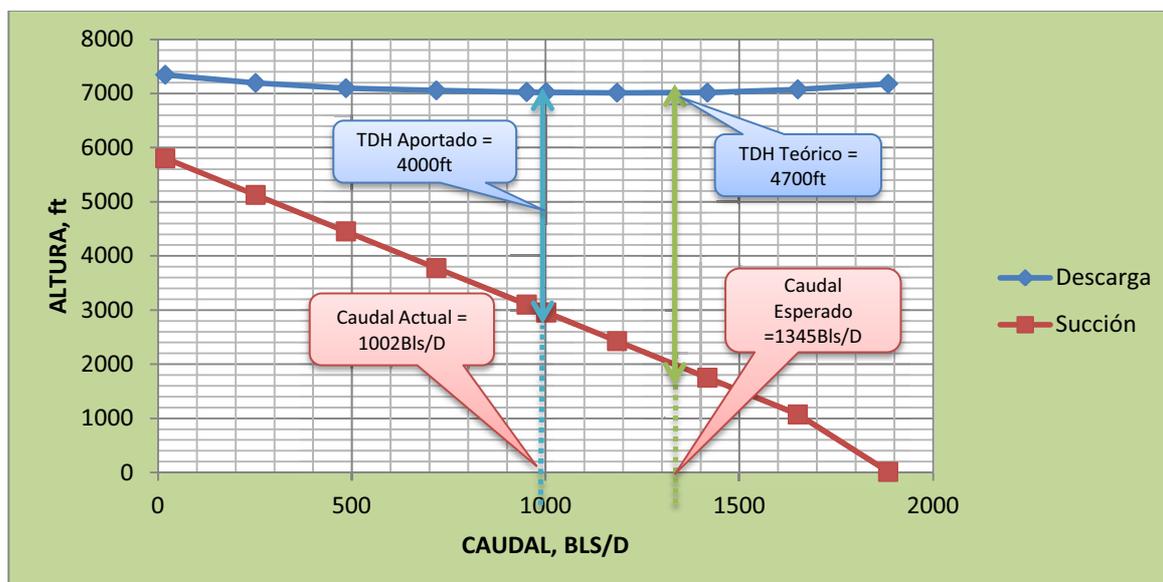
TABLA 3. 23 Resultados del pozo VHR-01 arena "BT"

VHR - 01 ARENA "M-1"						
# Punto	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal O+W (Bbl/D)	Caudal en bomba O+W+G (Bbl/D)	Nivel de fluido (ft)
2	7193,23	5124,67	2068,55	252,07	269,93	2066,96
3	7096,17	4449,71	2646,46	485,3	519,67	2746,76
4	7054,73	3774,62	3280,1	718,52	769,42	3430,18
5	7025,52	3099,43	3926,09	951,75	1019,16	4117,24
6	7014,09	2424,13	4589,96	1184,98	1268,91	4807,89
7	7015,27	1748,71	5266,57	1418,2	1518,65	5494,09
8	7076,35	1070,26	6006,09	1651,43	1768,4	6184,38

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.42, indica curvas de altura de succión y descarga, a condiciones actuales la capacidad de levantamiento de la bomba (TDH) es 4000 ft y a condiciones óptimas el TDH es 4700 ft.

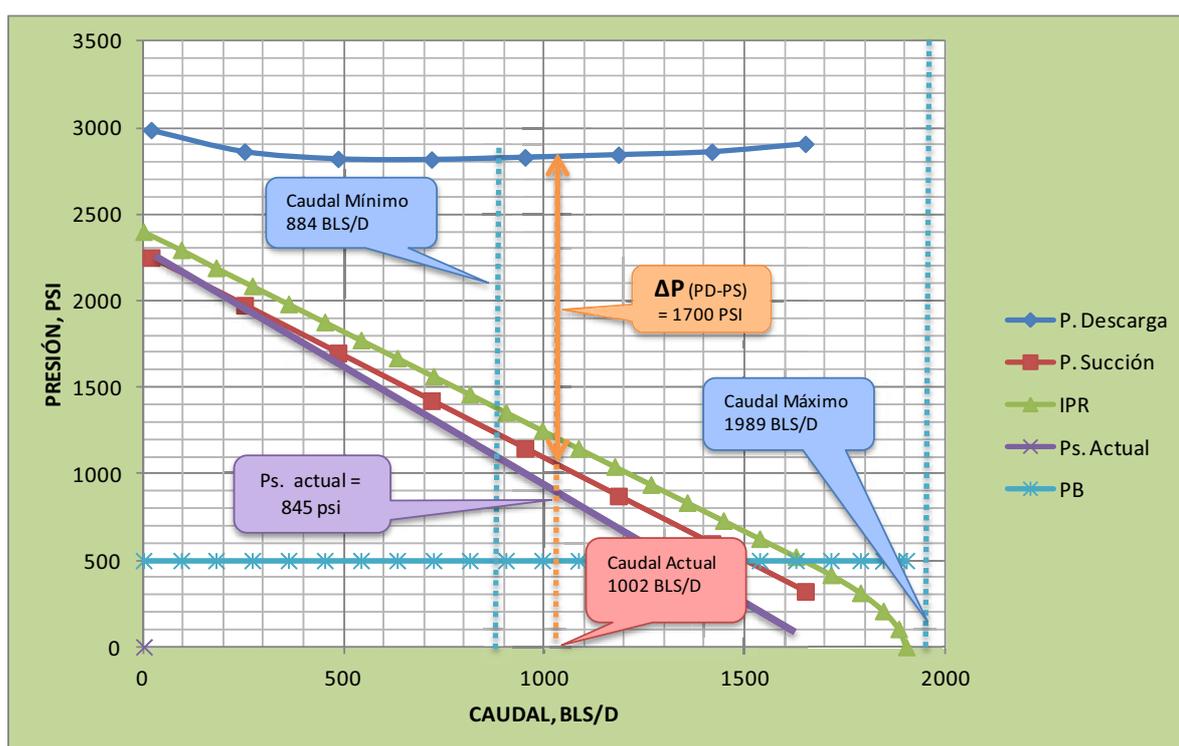
FIGURA 3. 42 Altura de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-01 arena "BT"

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.43, indica curvas de presiones de succión, descarga, IPR, presión de burbuja, y los rangos operativos de la bomba; la producción actual del pozo es 1002 BFPD, se encuentra dentro del rango operativo de la bomba, cerca del caudal mínimo de trabajo de 884 BFPD.

FIGURA 3. 43 Presión de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-01 arena "BT"



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

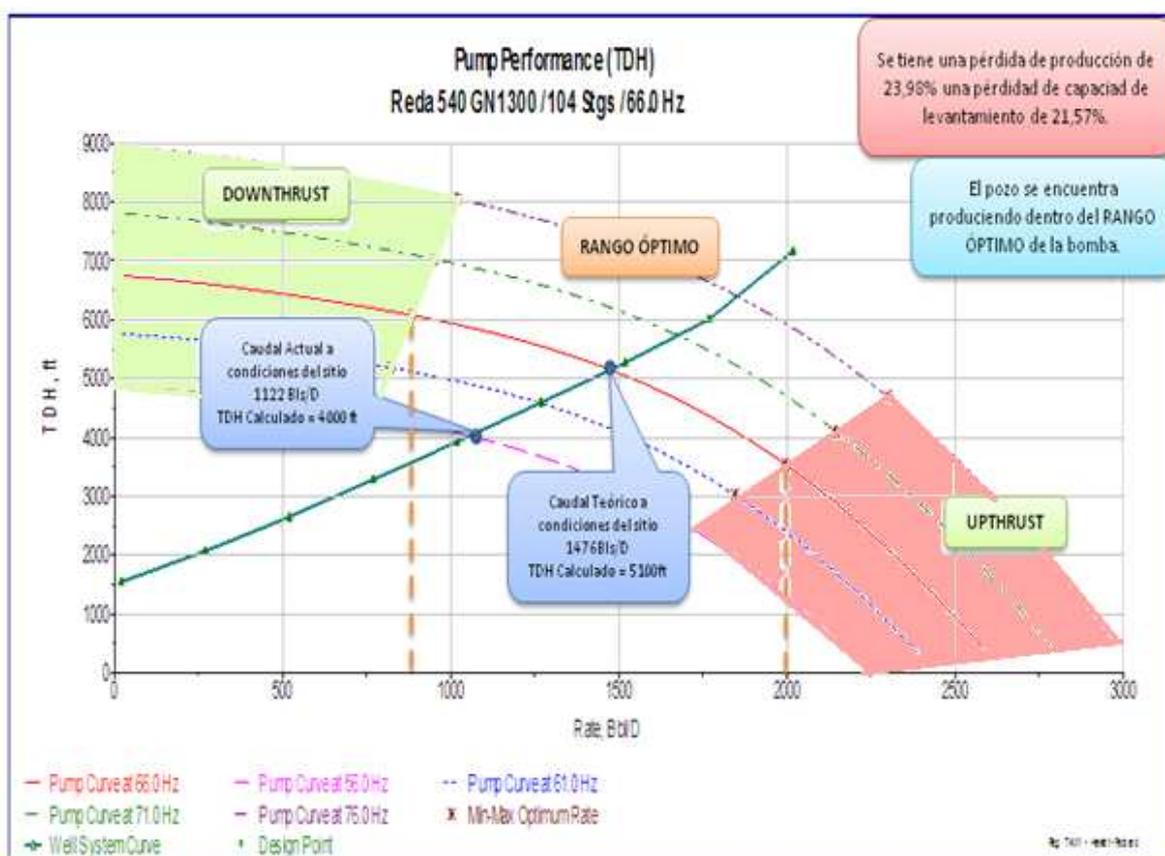
La figura 3.44, indica el comportamiento de la bomba en el fondo del pozo, actualmente presenta pérdida de capacidad de levantamiento de 21,57 %, y disminución de la producción en 23,98 %.

La bomba a pesar de trabajar con 66 hz, se encuentra alejada del caudal máximo operativo, indicativo de la baja eficiencia operativa, al trabajar a 66 hz, se reduce la vida útil del equipo, e incrementar frecuencia no es conveniente.

De acuerdo al análisis nodal realizado se puede determinar que el yacimiento ha reducido el potencial productivo, debido al incremento del daño de formación de 2 (ver tabla 2.3) a 28, es necesario remover el daño de formación para mejorar las condiciones de flujo.

El pozo VHR-01, actualmente produce con BSW del 18% y presenta como pozo vecino productor de la misma arena al VHR-06, que produce con BSW del 12%: al presentar bajos cortes de agua, es conveniente remover el daño de formación y rediseñar una bomba que trabaje con mayor eficiencia y que se adapte a las nuevas condiciones de producción luego de remover el daño de 28 a 0.

FIGURA 3. 44 Comportamiento de la bomba del pozo VHR-01 arena "BT"



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

3.8.15 ANÁLISIS NODAL POZO VHR-06 ARENA "BT"

Las condiciones actuales de producción del pozo VHR-06 arena "BT" son las siguientes.

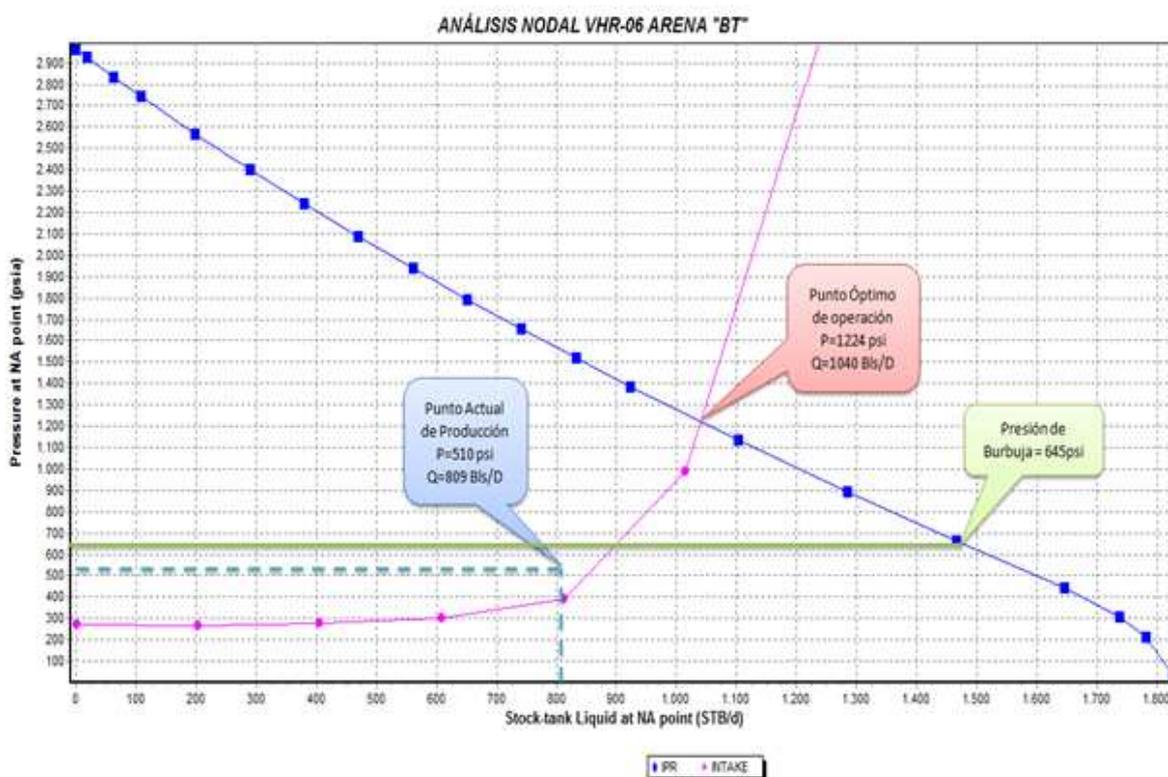
TABLA 3. 24 Condiciones actuales del pozo VHR-06 arena "BT"

POZO	TIPO BOMBA	BFPD	BSW %	BPPD	Hz	P int. (psi)	Pwf. act. (psi)	Pb (psi)
VHR-06 "BT"	DN-1100	809	12	663	50	329	510	645

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

FIGURA 3.45 Curvas del análisis nodal del VHR-06 arena "BT"



Fuente: PIPESIM 2010

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.45, indica la curva del análisis nodal del pozo VHR-06 arena "BT", el punto a condiciones actuales del pozo es de 809 BFPD, y el punto óptimo de operación es de 1040 BFPD; la producción actual se encuentra lejos de la curva IPR e Intake, indicando aumento en la caída de presión de 1060 psi, debido al incremento del daño de formación, también se indica problemas en el sistema de bombeo electrosumergible, por baja eficiencia, pérdida de la capacidad de levantamiento artificial, o funcionamiento fuera del rango óptimo de operación de la bomba; se observa que el pozo está produciendo bajo la presión de burbuja, provocando posible cavitación en la bomba electrosumergible, .

3.8.16 ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA REDA DN-1100, POZO VHR-06 ARENA "BT"

La tabla 3.25, indica los datos de completación, de fluido, y de build up, que se ingresan al programa de simulación SUBPUMP, para el análisis nodal de la bomba electrosumergible.

TABLA 3. 25 Datos del pozo VHR-06 arena "BT"

DATOS DEL POZO VHR- 06 ARENA "BT"					
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6,538	API	19	Pr (Psi)	2963,00
ID Tubing (in)	2,992	GOR (scf/bbl)	95	Pwf (Psi)	2317,00
Prof. Bomba (ft)	7124	Salinidad (ppm)	4260	Q (BFPD)	1824,00
Prof. Perforaciones (ft)	7427	BSW (%)	12	IP	2,82
Tipo de Bomba	DN-1100	Pb (Psi)	645	Y gas	1,00
Número de Etapas	472	Q actual (BFPD)	809	Y agua	1,05
Pozo Direccional	No			Grad. Fluido (Psi/ft)	0,40

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Los resultados que se obtienen del programa simulador SUBPUMP, se indican en la tabla 3.26.

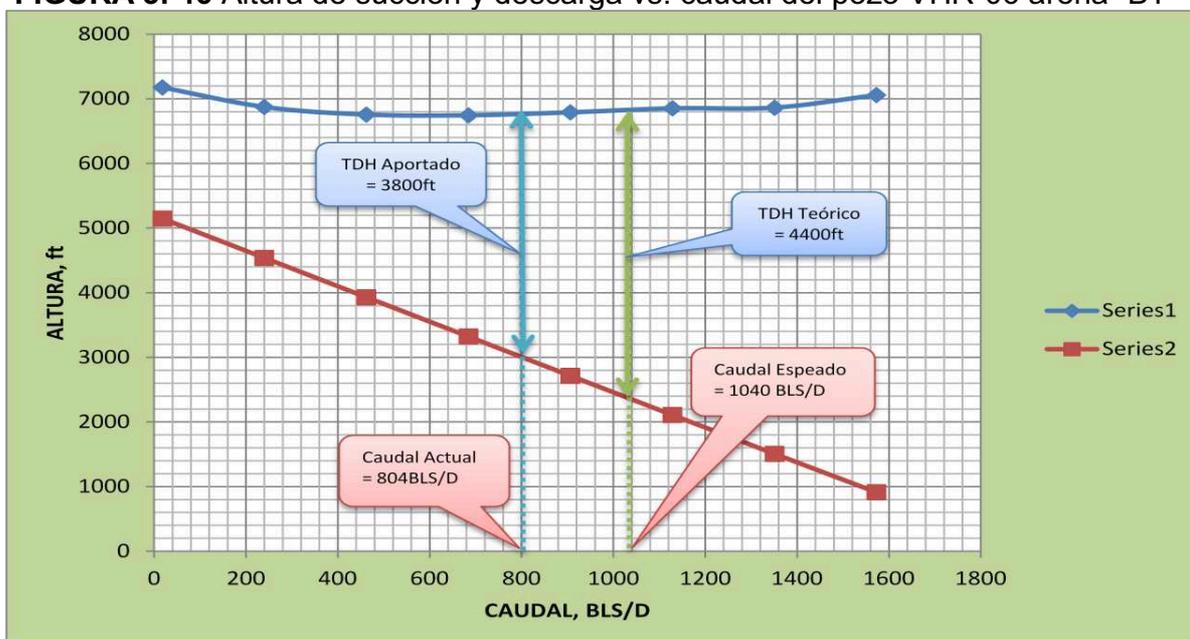
TABLA 3. 26 Resultados del pozo VHR-06 arena "BT"

VHR – 06 ARENA "BT"						
# Punto	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal O+W (Bbl/D)	Caudal en bomba O+W+G (Bbl/D)	Nivel de fluido (ft)
1	7092,44	7034,58	57,87	76,98	82,49	30,56
2	6836,61	6193,99	642,61	1029,62	1103,35	867,3
3	6937	5353,37	1583,63	1982,26	2124,21	1709,41
4	7146	4513,13	2632,87	2934,9	3145,07	2556,32
5	7318,98	3673,72	3645,27	3887,54	4165,93	3407,48
6	7570,05	2835,98	4734,07	4840,18	5186,79	4262,08
7	7836,09	2001,49	5834,6	5792,82	6207,65	5114,24
8	8136,66	1188,01	6948,65	6745,46	7228,51	5944,43

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.46, indica curvas de altura de succión y descarga, a condiciones actuales la capacidad de levantamiento de la bomba (TDH) es 3800 ft y a condiciones óptimas el TDH es 4400 ft.

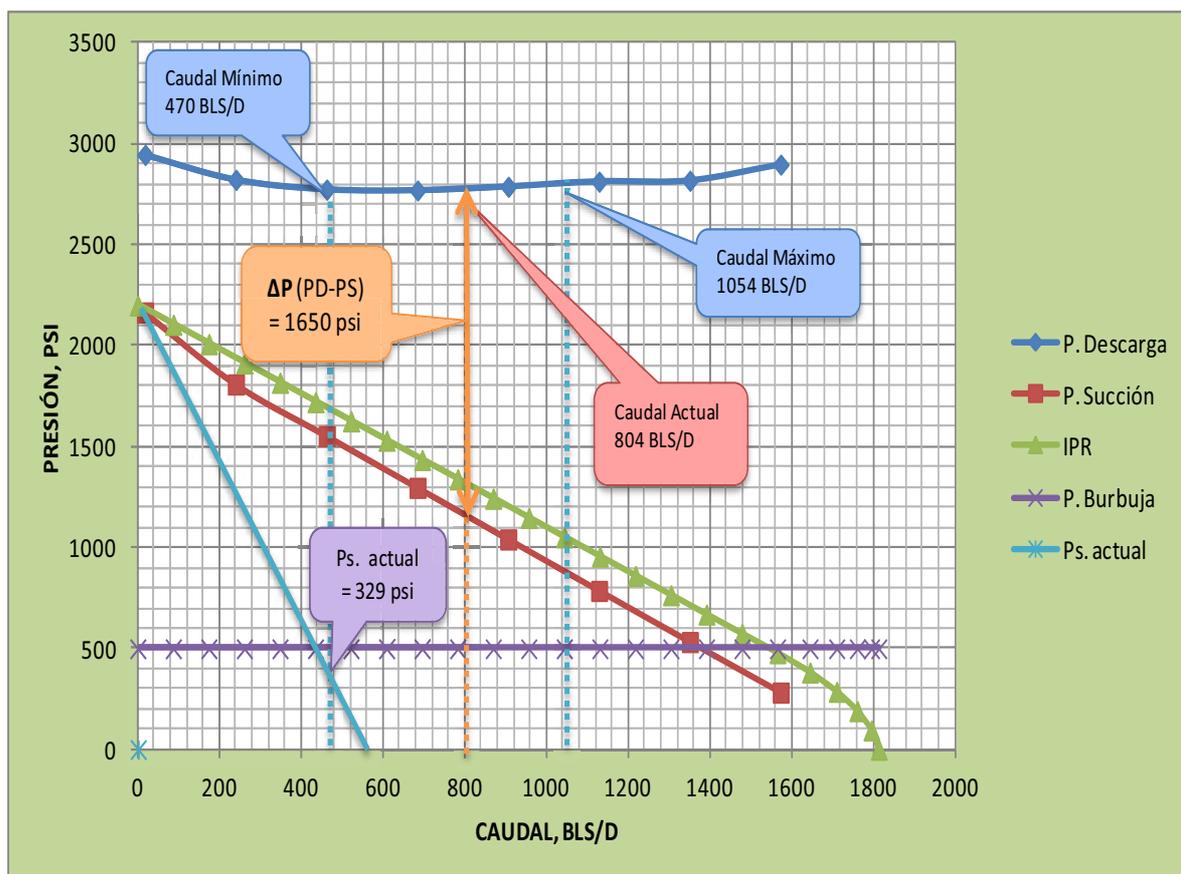
FIGURA 3. 46 Altura de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-06 arena "BT"

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.47, indica curvas de presiones de succión, descarga, IPR, presión de burbuja, y los rangos operativos de la bomba; la producción actual del pozo es 804 BFPD, se encuentra dentro del rango operativo de la bomba.

FIGURA 3. 47 Presión de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-06 arena “BT”



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.48, indica el comportamiento de la bomba en el fondo del pozo, actualmente presenta baja eficiencia por la pérdida de capacidad de levantamiento del 13,64 %, y disminución de producción del 21,3%.

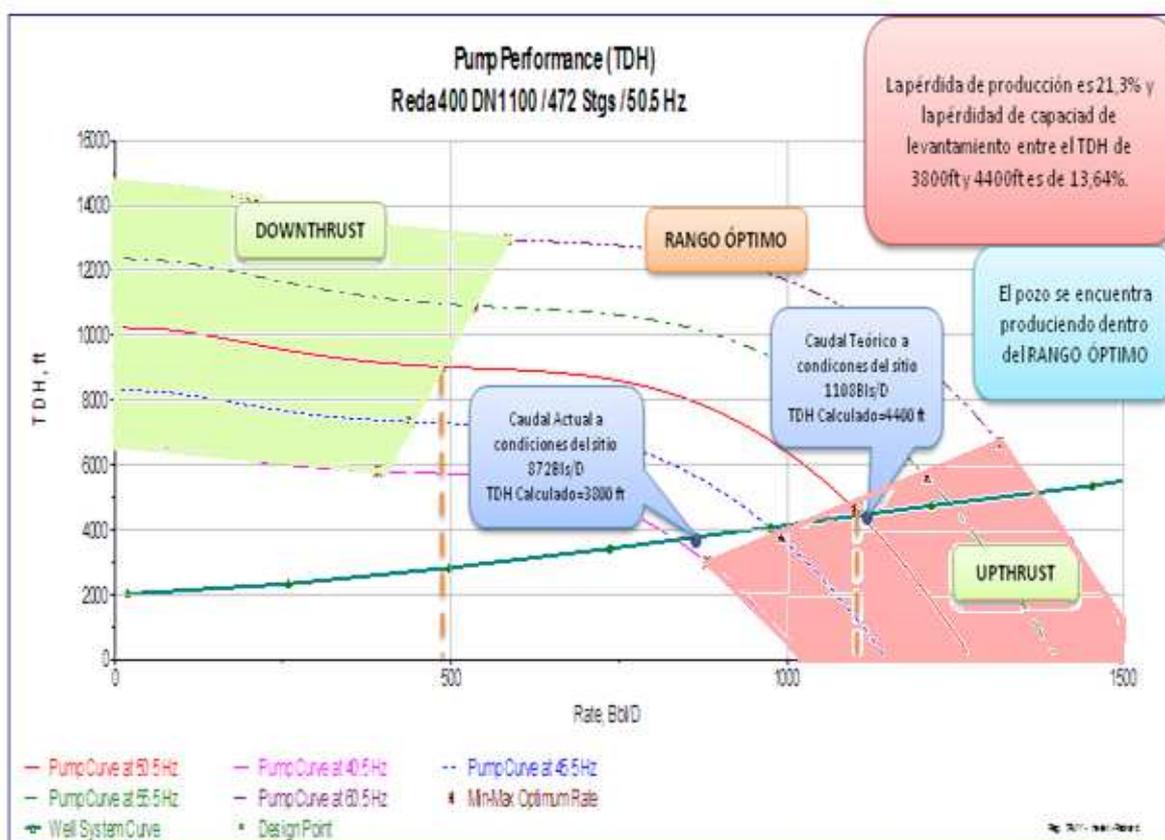
De acuerdo al análisis nodal realizado se puede determinar que el yacimiento ha reducido el potencial productivo, en la tabla 2.3, se indica que el daño de formación

actual es 3.1, y actualmente ha incrementado a 14, es necesario remover el daño de formación para aumentar las condiciones de flujo.

El pozo actualmente produce con 50 hz, y no es conveniente incrementar frecuencia porque produce bajo la presión de burbuja y presenta problemas de cavitación.

El pozo vecino que produce de "BT" es el VHR-01 con BSW del 18%; debido a los bajos cortes de agua en la zona, se recomienda remover el daño de formación para incrementar el potencial de flujo y eliminar los actuales problemas de cavitación, además rediseñar una bomba que se adapte a las condiciones de producción luego de remover el daño de 14 a 0.

FIGURA 3. 48 Comportamiento de la bomba del pozo VHR-06 arena "BT"



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

3.8.17 ANÁLISIS NODAL POZO VHR-08 ARENA “BT”+“Us”

Las condiciones actuales de producción del pozo VHR- 08 arena “BT” + “Us” son las siguientes.

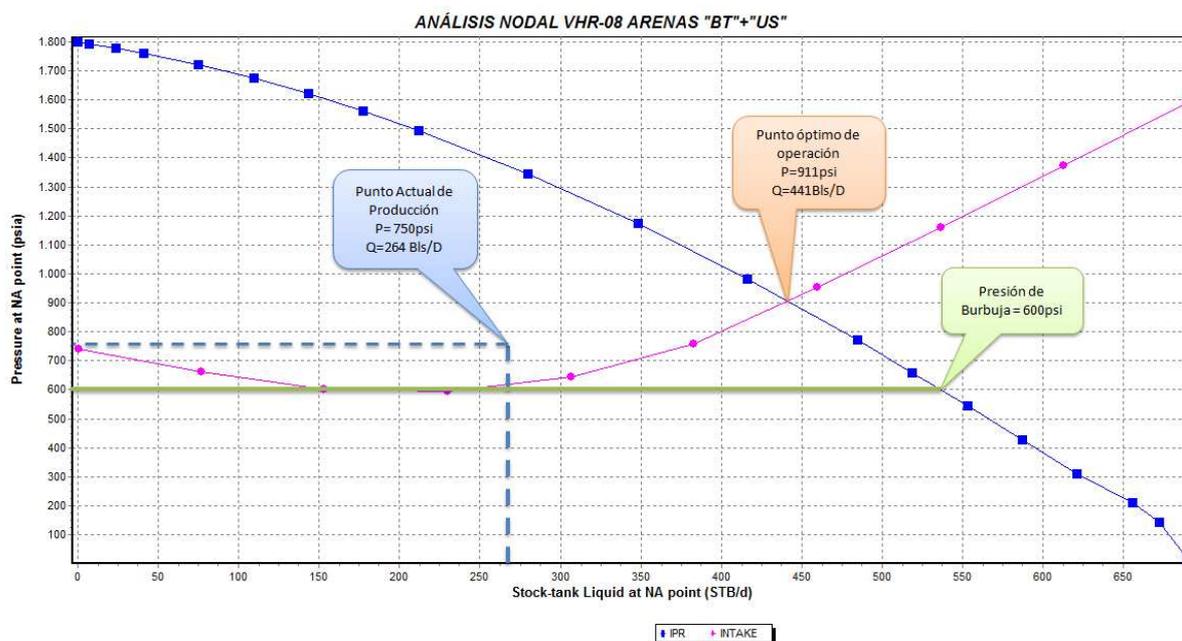
TABLA 3. 27 Condiciones actuales del pozo VHR- 08 arena “BT”+“Us”

POZO	TIPO BOMBA	BFPD	BSW %	BPPD	Hz	P int. (psi)	Pwf. act. (psi)	Pb (psi)
VHR 08 “BT”+“Us”	P-6X	264	40	158	48	NR	NR	600

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

FIGURA 3.49 Curvas del análisis nodal del VHR-08 arena “BT”+“Us”



Fuente: PIPESIM 2010

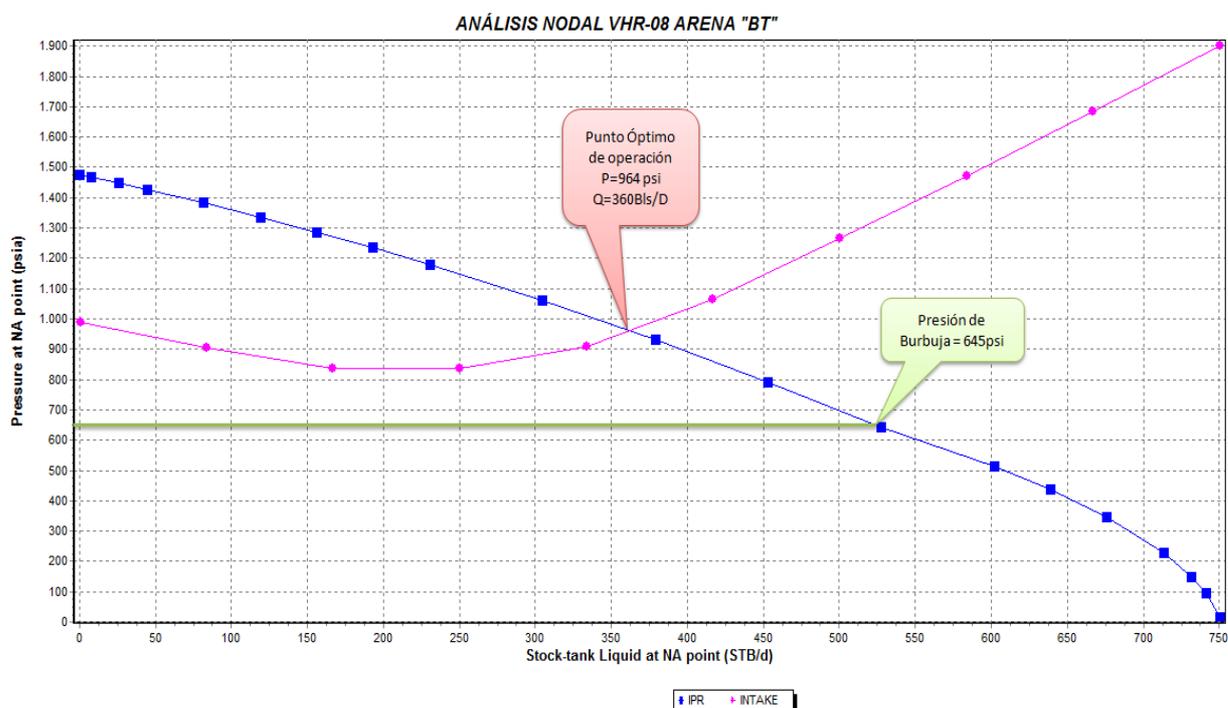
Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.49, indica la curva del análisis nodal del pozo VHR-08 arena “BT”+“Us”, a condiciones actuales la producción es 264 BFPD, y el punto de producción óptima es 441 BFPD; la producción actual se encuentra lejos del la curva IPR e INTAKE, indicando aumento en la caída de presión en el fondo del pozo de 600 psi, causado

por el flujo cruzado de la arena “Us” hacia la arena “BT”, y el sistema BES, también presenta problemas, por baja eficiencia, funcionamiento fuera del rango óptimo de operación, o pérdida de la capacidad de levantamiento de la bomba electrosumergible.

La figura 3.50, indica la curva del análisis nodal del pozo VHR-08 arena “BT”, la producción óptima de operación es de 360 BFPD, con una presión de 964 psi, y por encima de punto de burbuja, que es de 645 psi; si produce únicamente de la arena “BT”, se tiene mayor producción que con las dos arenas productoras “BT” y “Us”.

FIGURA 3. 50 Curvas del análisis nodal del VHR-08 arena “BT”



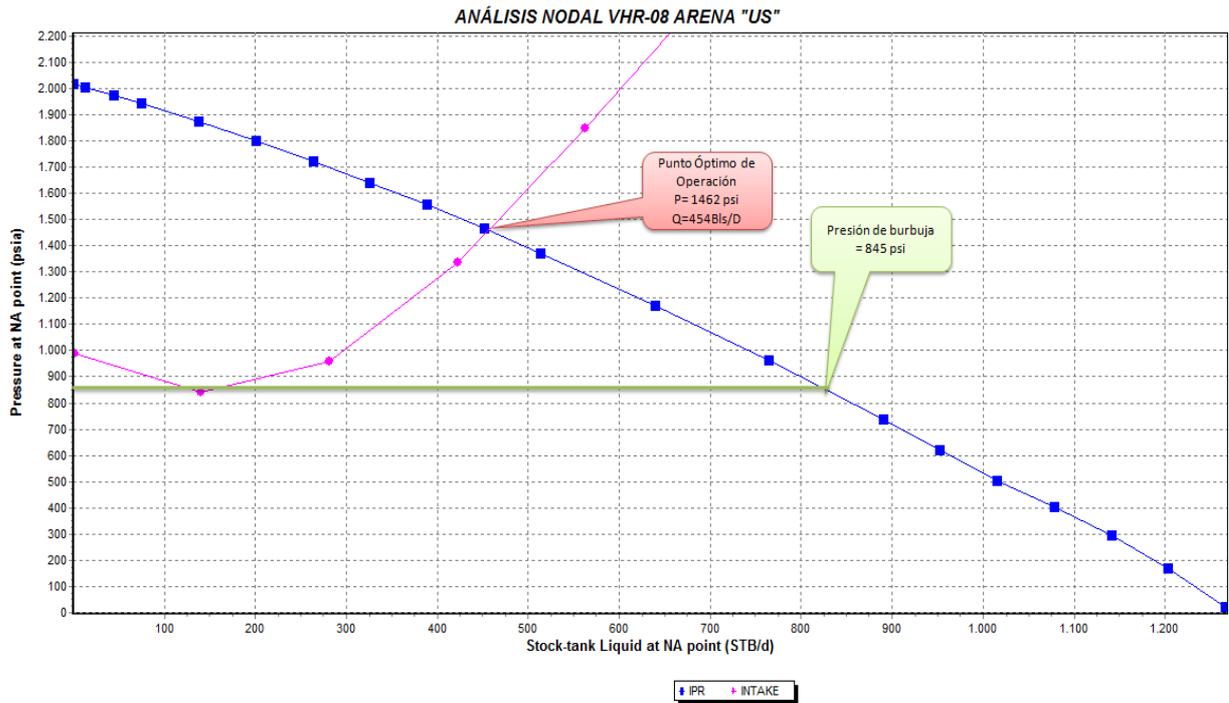
Fuente: PIPESIM 2010

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.51, indica la curva del análisis nodal del pozo VHR-08 arena “Us”, la producción óptima de operación es de 454 BFPD, con una presión de 1462 psi, y por encima del punto de burbuja, que es de 845 psi; al igual que en la arena “BT”, si se

produjera únicamente de la arena "Us", se tiene mayor fluido que produciendo las dos.

FIGURA 3. 51 Curvas del análisis nodal del VHR-08 arena "Us"



Fuente: PIPESIM 2010

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

TABLA 3. 28 Producción por arenas del pozo VHR-08

VHR-08	
ARENAS	PRODUCCIÓN (BFPD)
"BT"	360
"US"	454
"BT"+"US"	264

Fuente: PIPESIM 2010

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La tabla 3.28, indica la producción del pozo VHR-08 por arenas, se observa que produciendo por separado la arena “BT” y “Us” deben aportar 814 BFPD, y el valor de la producción actual es de 264 BFPD, ésta pérdida de fluido se debe a que únicamente produce la arena “Us”, se comprueba por la diferencia de presiones de fondo fluyente, la Pwf de la arena “BT” es de 931 psi, y la Pwf de la arena “Us” es de 1384 psi; entonces el pozo produce con flujo cruzado, es decir que parte de la producción de la arena “Us” se filtra a la arena “BT”, de esta manera la arena “BT” disminuye la producción. Se recomienda un rediseño de bomba y producir únicamente de la arena “Us”.

3.8.18 ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA CENTRILIFT P6X, POZO VHR-08 ARENA “BT”+“Us”

La tabla 3.29, indica los datos de completación, de fluido, y de build up, que se ingresan al programa de simulación SUBPUMP, para el análisis nodal de la bomba electrosumergible.

TABLA 3. 29 Datos del pozo VHR-08 arena “BT”+“Us”

DATOS DEL POZO VHR- 08 ARENA "Us"+“BT”					
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6,276	API	23	Pr (Psi)	1837,00
ID Tubing (in)	2,992	GOR (scf/bbl)	143	Pwf (Psi)	1094,00
Prof. Bomba (ft)	7106	Salinidad (ppm)	19500	Q (BFPD)	350,00
Prof. Perforaciones (ft)	7354	BSW (%)	40	IP	0,47
Tipo de Bomba	P-6X	Pb (Psi)	600	Y gas	1,00
Número de Etapas	293	Q actual (BFPD)	264	Y agua	1,05
Pozo Direccional	No			Grad. Fluido (Psi/ft)	0,38

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Los resultados que se obtienen del programa simulador SUBPUMP, se indican en la tabla 3.30.

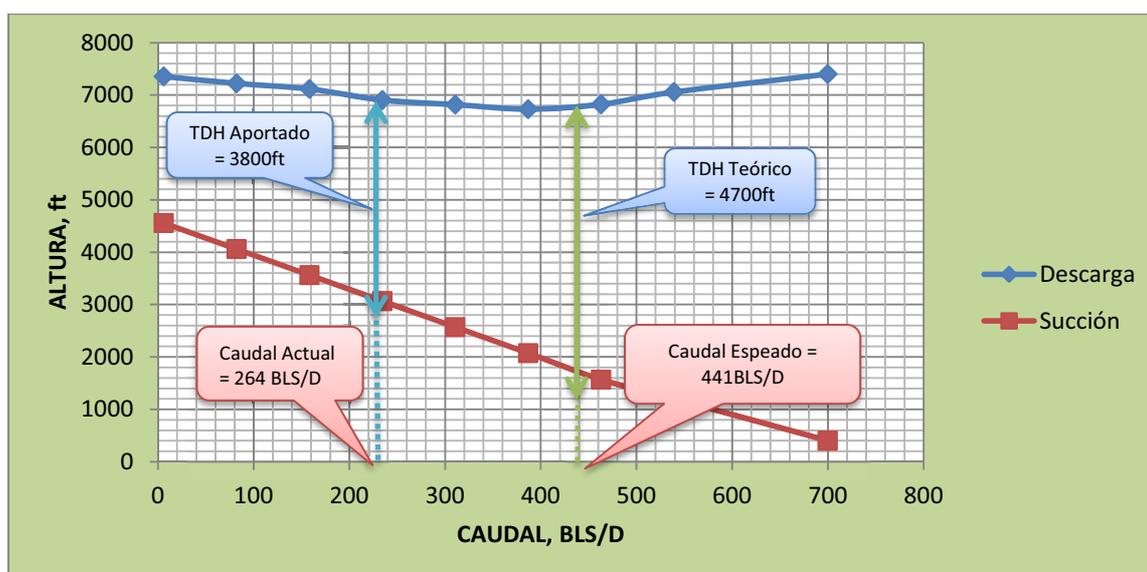
TABLA 3. 30 Resultados del pozo VHR-08 arena "BT"+"Us"

VHR -08 ARENA "BT"+"Us"						
# Punto	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal O+W (Bbl/D)	Caudal en bomba O+W+G (Bbl/D)	Nivel de fluido (ft)
1	7353,07	4556,2	2796,87	7,18	7,91	2504,2
2	7199,5	4059,07	3140,44	96,06	105,76	3009,23
3	7023,13	3562,03	3461,1	184,93	203,61	3515,93
4	6861,95	3065,14	3796,81	273,81	301,46	4016,83
5	6772,69	2568,5	4204,19	362,69	399,31	4519,29
6	6726,91	2072,23	4654,68	451,56	497,16	5023,18
7	6801,22	1565,93	5235,29	540,44	595,01	5534,34
8	7052,18	1000,19	6051,99	629,32	692,86	6107,5

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.52, indica curvas de altura de succión y descarga, a condiciones actuales la capacidad de levantamiento de la bomba (TDH) es 3800 ft y a condiciones óptimas el TDH es 4700 ft.

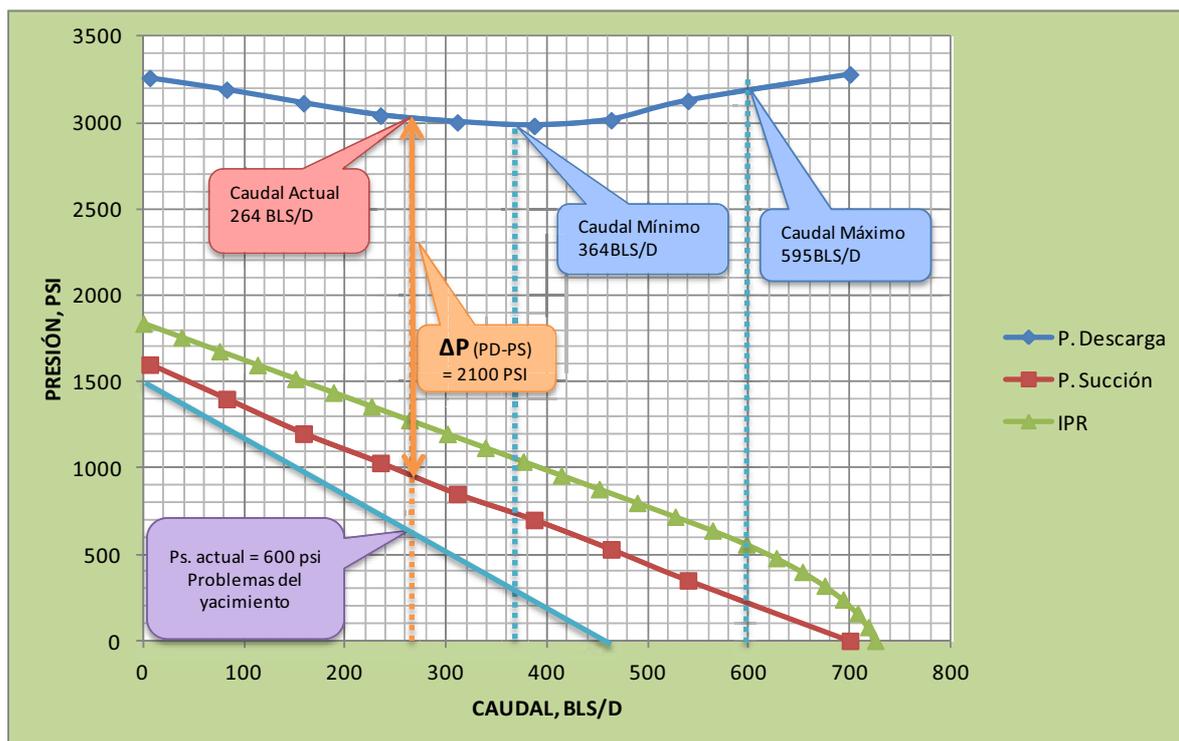
FIGURA 3. 52 Altura de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-08 arena "BT"+"Us"

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.53, indica curvas de presiones de succión, descarga, IPR, presión de burbuja, y los rangos operativos de la bomba; la producción actual del pozo es 264 BFPD, no está dentro del rango operativo de la bomba.

FIGURA 3. 53 Presión de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-08 arena "BT"+"Us"



Fuente: SUBPUMP 7.0

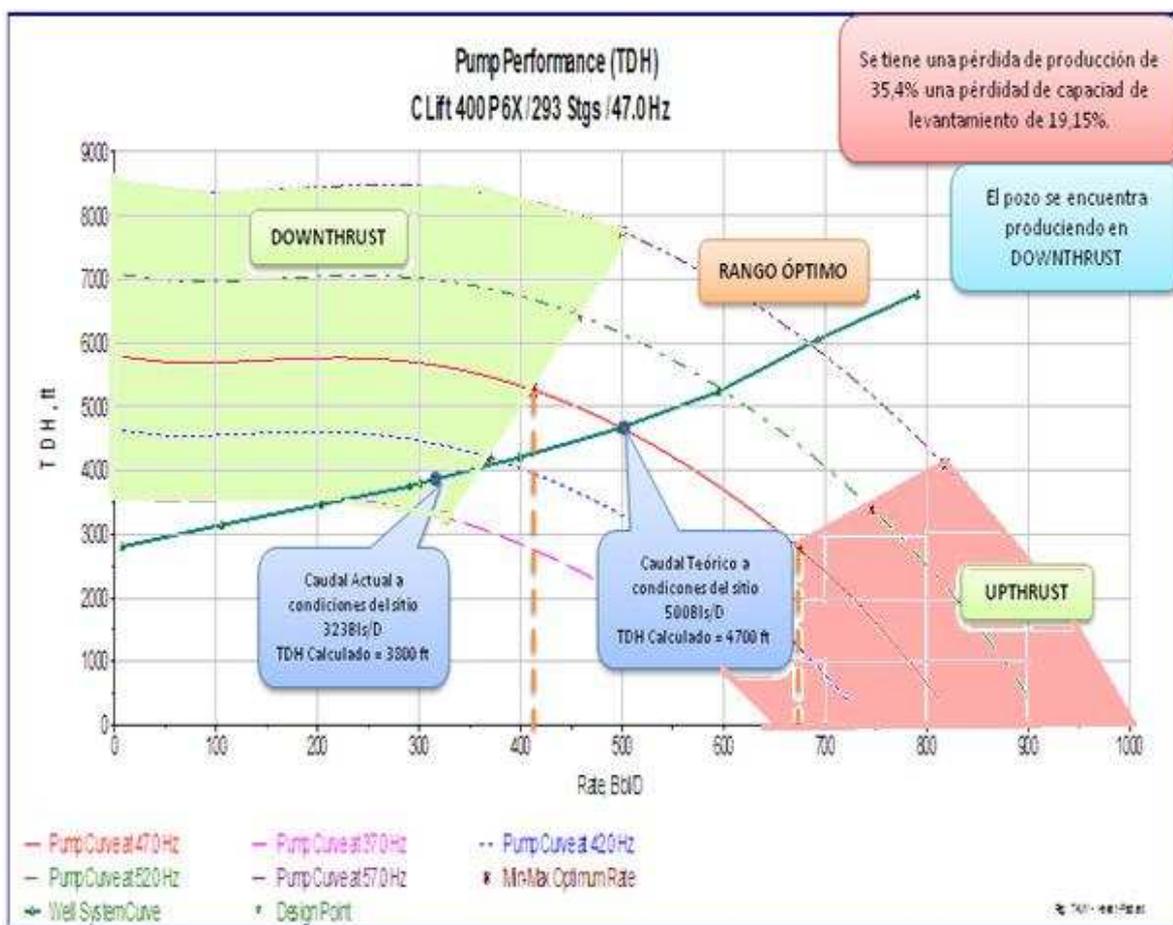
Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.54, indica el comportamiento de la bomba en el fondo del pozo, presenta baja eficiencia por la disminución de la capacidad de levantamiento del 19,5% y disminución de la producción del 35,4 %, el actual desgaste se debe a que la bomba produce en downthrust severo, lo cual reduce la vida útil.

Mediante el análisis nodal se determina, que la arena "BT" presenta bajo aporte, y el fluido producido por "Us" se filtra e ingresa a "BT" por la diferencia de presiones existentes.

Es necesario rediseñar la bomba únicamente para la arena “Us” y aislar “BT”, además se necesita una bomba con mayor eficiencia operativa, y que trabaje dentro de los rangos operativos requeridos por el pozo.

FIGURA 3. 54 Comportamiento de la bomba del pozo VHR-08 arena “BT”+“Us”



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

3.8.19 ANÁLISIS NODAL POZO VHR-18D ARENA “Ui”

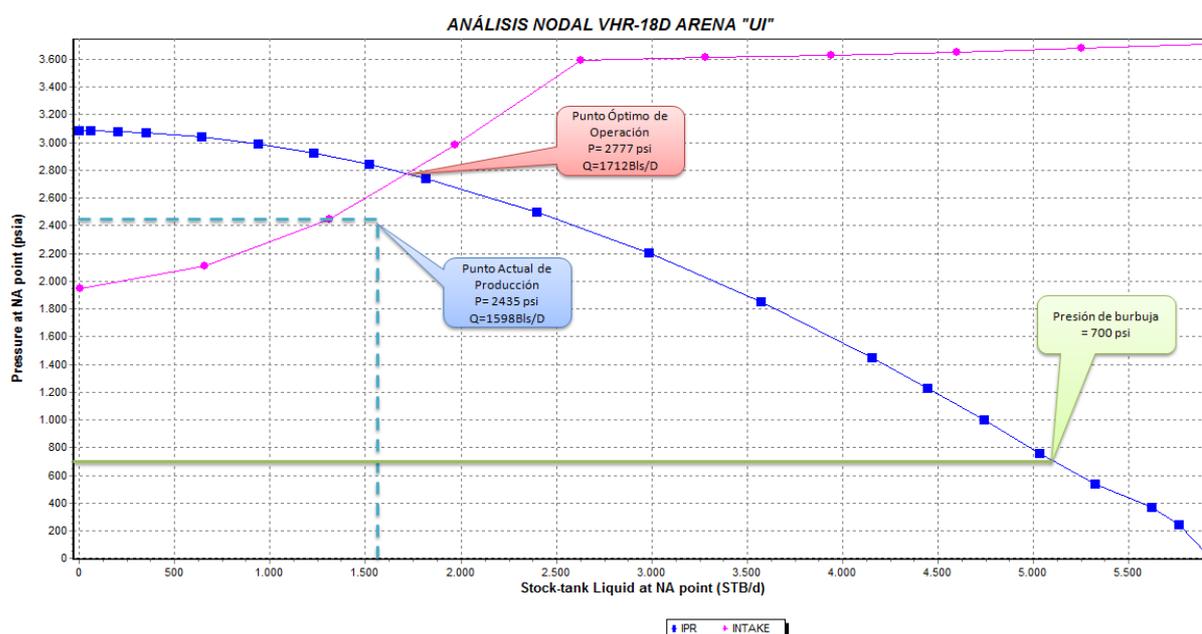
Las condiciones actuales de producción del pozo VHR-18D arena “Ui” son las siguientes.

TABLA 3. 31 Condiciones actuales del pozo VHR-18D arena "Ui"

POZO	TIPO BOMBA	BFPD	BSW %	BPPD	Hz	P int. (psi)	Pwf. act. (psi)	Pb (psi)
VHR 18D "Ui"	P-18X	1598	93	112	50	2310	2435	700

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

FIGURA 3.55 Curvas de análisis nodal del VHR-18D arena "Ui"

Fuente: PIPESIM 2010

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.55, indica la curva del análisis nodal del pozo VHR-18D arena "Ui", a condiciones actuales la producción es de 1598 BFPD, y el punto de producción óptima es de 1712 BFPD; la producción actual se encuentra lejos del la curva IPR e Intake, indicando aumento en la caída de presión de 270 psi, debido al incremento del daño de formación, y problemas con el sistema de bombeo electrosumergible, por pérdida de la capacidad de levantamiento, funcionamiento fuera del rango operativo de la bomba, o baja eficiencia de la misma.

3.8.20 ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA CENTRILIFT P18X, POZO VHR-18D ARENA “Ui”

La tabla 3.32, indica los datos de completación, de fluido, y de build up, que se ingresan al programa de simulación SUBPUMP, para el análisis nodal de la bomba electrosumergible.

TABLA 3. 32 Datos del pozo VHR-18D arena “Ui”

DATOS DEL POZO VHR- 18D ARENA "Ui"					
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6,004	API	31	Pr (Psi)	3089,00
ID Tubing (in)	2,992	GOR (scf/bbl)	160	Pwf (Psi)	2373,00
Prof. Bomba (ft)	8154	Salinidad (ppm)	6300	Q (BFPD)	1728,00
Prof. Perforaciones (ft)	8502	BSW (%)	93	IP	2,41
Tipo de Bomba	P-18x	Pb (Psi)	700	Y gas	1,00
Número de Etapas	232	Q actual (BFPD)	1598	Y agua	1,05
Pozo Direccional	Si			Grad. Fluido (Psi/ft)	0,43

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Los resultados que se obtienen del programa simulador SUBPUMP, se indican en la tabla 3.33.

TABLA 3. 33 Resultados del pozo VHR-18D arena “Ui”

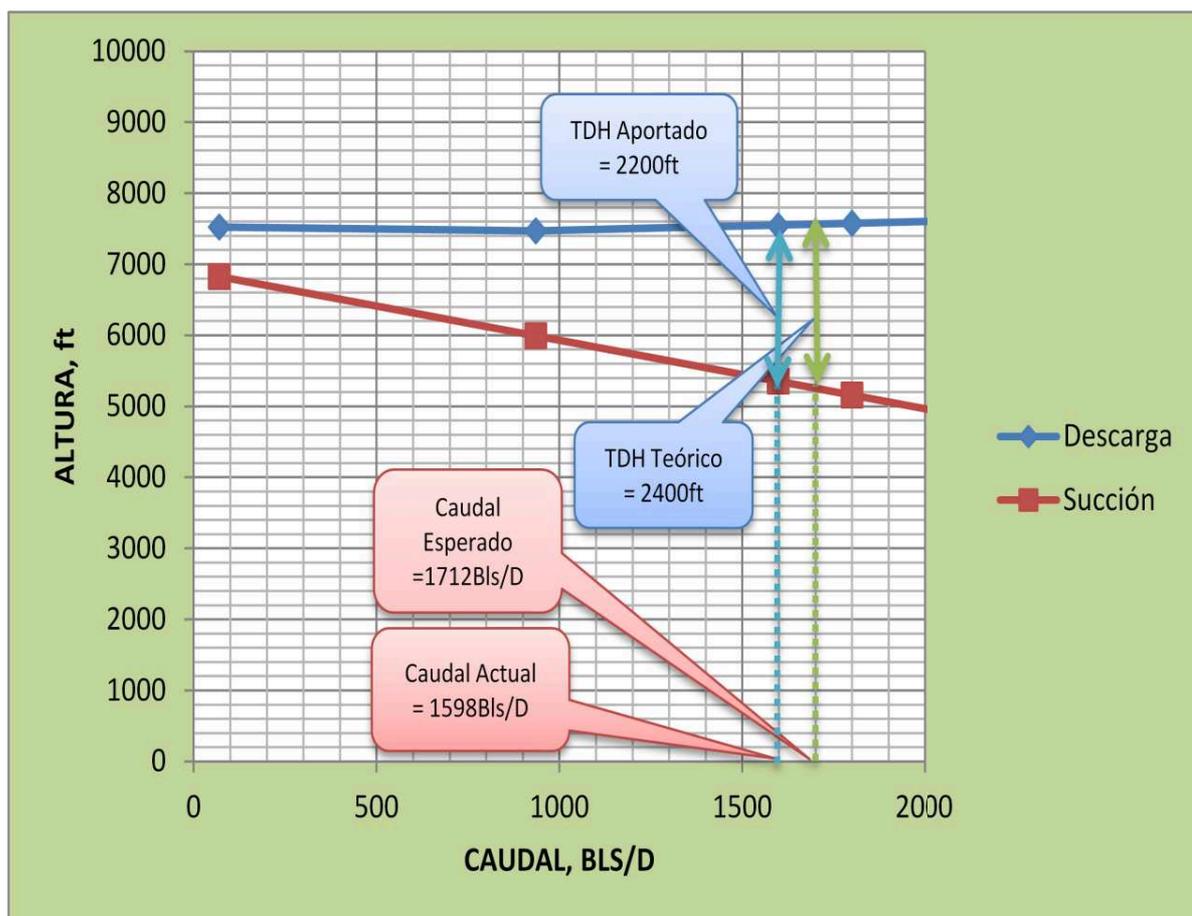
VHR-18 ARENA “Ui”						
# Punto	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal O+W (Bbl/D)	Caudal en bomba O+W+G (Bbl/D)	Nivel de fluido (ft)
2	7468,07	5992,22	1475,85	934,91	969,36	1659,75
3	7575,88	5158,51	2417,37	1799,91	1866,25	2498,51
4	7686,48	4324,44	3362,04	2664,92	2763,14	3341,17
5	7757,52	3490,35	4267,17	3529,93	3660,03	4187,6
6	7892,92	2655,44	5237,47	4394,93	4556,91	5038,57
7	8076,22	1820,14	6256,08	5259,94	5453,8	6317,84
8	8307,83	985,38	7322,45	6124,95	6350,69	7174,81

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.56, indica curvas de altura de succión, descarga, a condiciones actuales la capacidad de levantamiento de la bomba (TDH) es de 2200 ft y a condiciones óptimas el TDH es de 2400 ft.

FIGURA 3. 56 Altura de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-18D arena "U"

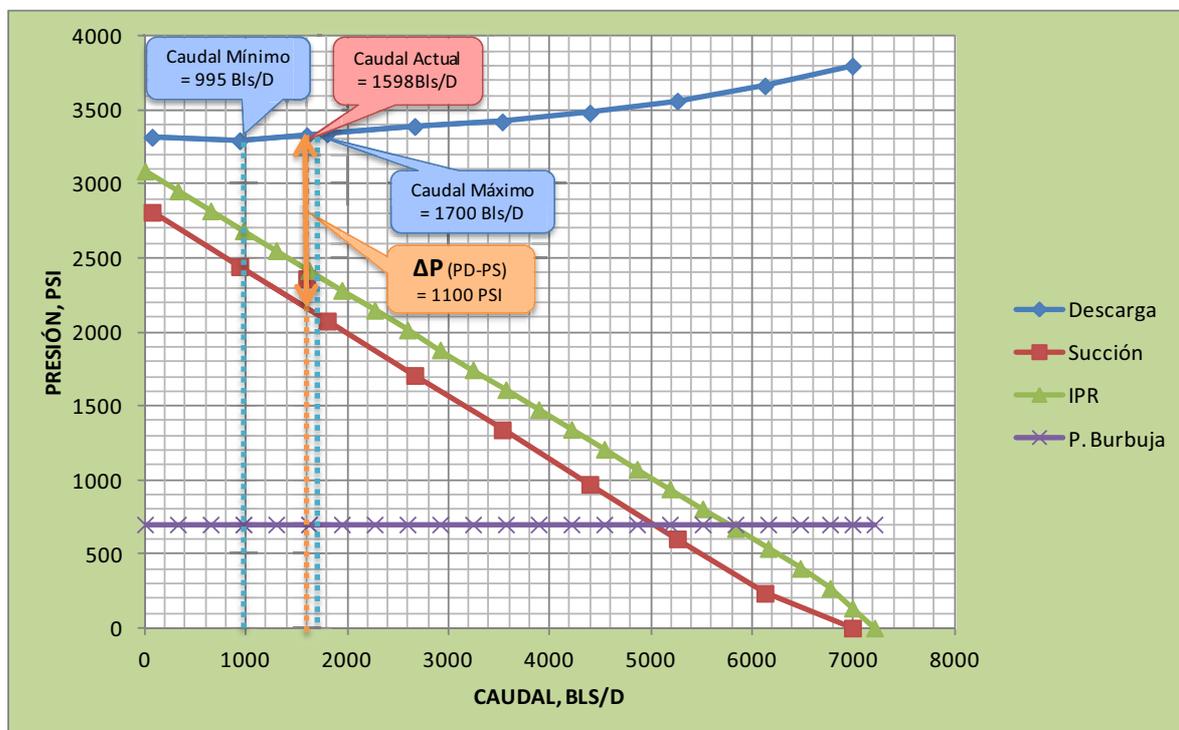


Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.57, indica las curvas de presiones de succión, descarga, IPR, presión de burbuja, y los rangos operativos de la bomba; la producción actual del pozo es 1598 BFPD, está dentro del rango operativo de la bomba, pero cerca del caudal máximo de trabajo de 1700 BFPD.

FIGURA 3. 57 Presión de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-18D arena "Ui"



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.58, indica el comportamiento de la bomba, actualmente presenta baja eficiencia, por la pérdida de capacidad de levantamiento del 8.33 %, y una disminución de la producción en 5,76 %.

Actualmente el pozo produce con corte de agua del 93%, y dentro del rango operativo de producción, el pozo VHR-21 es el pozo más cercano al VHR-18D, este pozo se cierra en febrero del 2011 por presentar BSW del 93%.

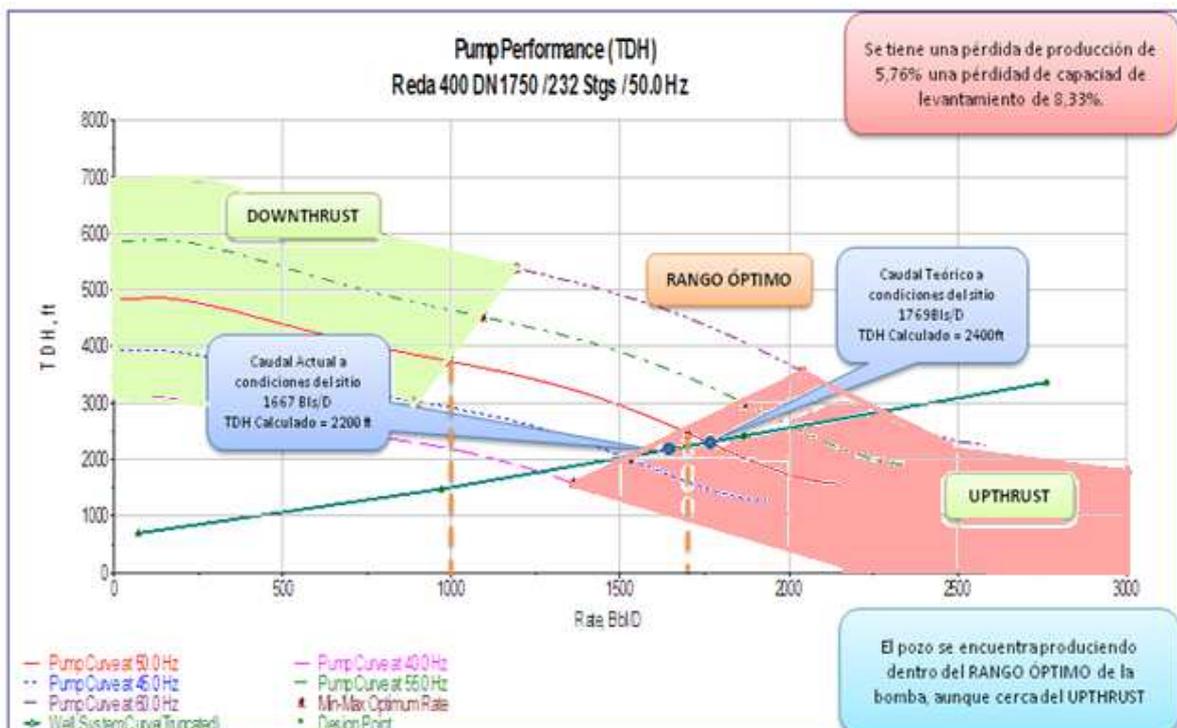
De acuerdo al registro CBL, tomado en las pruebas iniciales, existe mal cemento en las zonas "Us", "Ui" y "T" y moderado en la zona "BT"; se realiza un squeeze para mejorar el cemento en los intervalos de interés, y se corre nuevamente registro CBL, obteniendo mal cemento.

Mediante el análisis nodal se determina que el daño de formación ha incrementado, y ha reducido el potencial productivo, pero en las condiciones actuales de producción y corte de agua es innecesario remover el daño.

La bomba actual se adapta a las condiciones actuales del yacimiento, pero debido al poco aporte de fluido, e incremento del BSW a 93%, no es conveniente rediseñar una bomba para las condiciones actuales.

El pozo VHR-18D, al presentar nuevas arenas por ser incorporadas a la producción, es candidato para cambiar de arena productiva, y rediseñar un nuevo sistema de levantamiento electrosumergible, para las nuevas condiciones productivas de la arena, pero antes es necesario correr un registro de saturación, para determinar el contacto agua petróleo, e identificar si el incremento BSW, es ocasionado por el avance del agua o por el mal cemento que presenta la zona.

FIGURA 3. 58 Comportamiento de la bomba del pozo VHR-18D arena "Ui"



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

3.8.21 ANÁLISIS NODAL POZO VHR-23D ARENA "Ts"

Las condiciones actuales de producción del pozo VHR 23D arena "Ts" son:

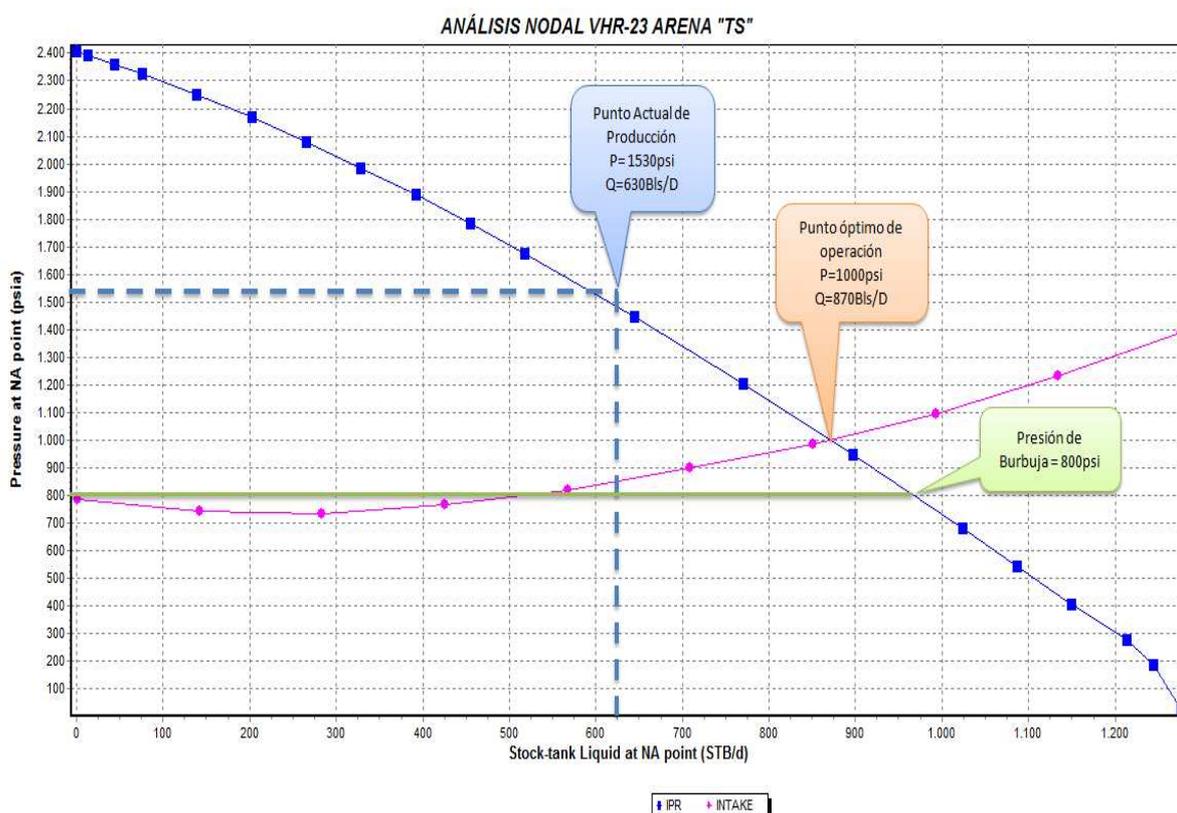
TABLA 3. 34 Condiciones actuales del pozo VHR- 23D arena "Ts"

POZO	TIPO BOMBA	BFPD	BSW %	BPPD	Hz	P int. (psi)	Pwf. act. (psi)	Pb (psi)
VHR 23D "Ts"	2TE-1500	630	14	542	40	-	1530	800

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

FIGURA 3. 59 Curvas del análisis nodal del VHR-23D arena "Ts"



Fuente: PIPESIM 2010

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.59, indica las curvas del análisis nodal del pozo VHR-23D arena "Ts", a condiciones actuales el pozo está produciendo 630 BFPD, y a condiciones óptimas 870 BFPD, el punto actual de producción está sobre la curva IPR, y lejos de la intake, indicando aumento de la caída de presión de 30 psi, debido a la conificación de agua en el yacimiento, y problemas del sistema de bombeo, por baja eficiencia, pérdida de la capacidad de levantamiento, o funcionamiento fuera del rango óptimo de operación.

3.8.22 ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA ESP TE-1500, POZO VHR-23D ARENA "Ts"

La tabla 3.35, describe los datos de completación, de fluido, y de build up, que se ingresan al programa de simulación SUBPUMP, para el análisis nodal de la bomba electrosumergible.

TABLA 3. 35 Datos del pozo VHR-23D arena "Ts"

DATOS DEL POZO VHR- 23 ARENA "TS"					
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	8,681	API	32	Pr (Psi)	2464,00
ID Tubing (in)	4,441	GOR (scf/bbl)	123	Pwf (Psi)	1530,00
Prof. Bomba (ft)	7854	Salinidad (ppm)	4500	Q (BFPD)	552,00
Prof. Perforaciones (ft)	8067	BSW (%)	14	IP	0,59
Tipo de Bomba	TE-1500	Pb (Psi)	800	Y gas	1,00
Número de Etapas	98	Q actual (BFPD)	630	Y agua	1,05
Pozo Direccional	No			Grad. Fluido (Psi/ft)	0,38

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Los resultados que se obtienen del programa simulador SUBPUMP, se indican en la tabla 3.36.

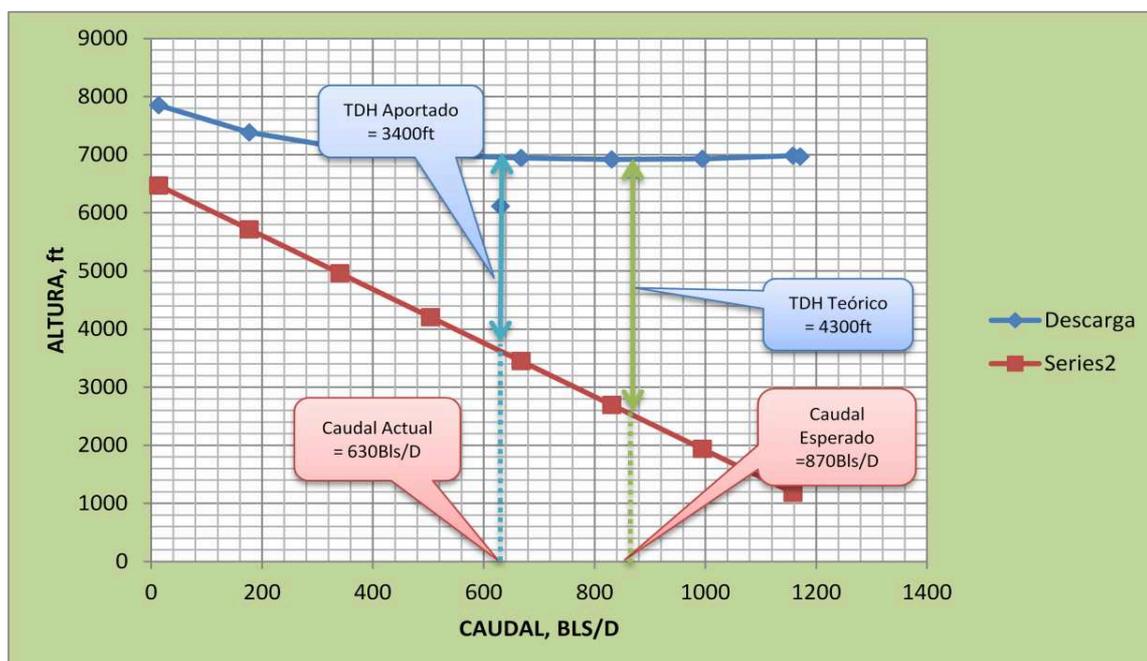
TABLA 3. 36 Resultados del pozo VHR-23D arena "Ts"

VHR-23D ARENA "Ts"						
# Punto	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal O+W (Bbl/D)	Caudal en bomba O+W+G (Bbl/D)	Nivel de fluido (ft)
2	7385,67	5714,7	1670,97	176,74	201,34	2072,58
3	7126,97	4958,75	2168,22	340,26	387,63	2833,5
4	7000,39	4202,96	2797,44	503,79	573,92	3598,82
5	6945,3	3447,53	3497,77	667,31	760,21	4368,36
6	6920,6	2692,8	4227,8	830,83	946,5	5141,74
7	6927,16	1939,67	4987,49	994,36	1132,79	5907,93
8	6986,3	1186,97	5799,32	1157,88	1319,08	6673,93

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.60, indica curvas de altura de succión, descarga, a condiciones actuales la capacidad de levantamiento de la bomba (TDH) es de 3400 ft y a condiciones óptimas el TDH es de 4300 ft.

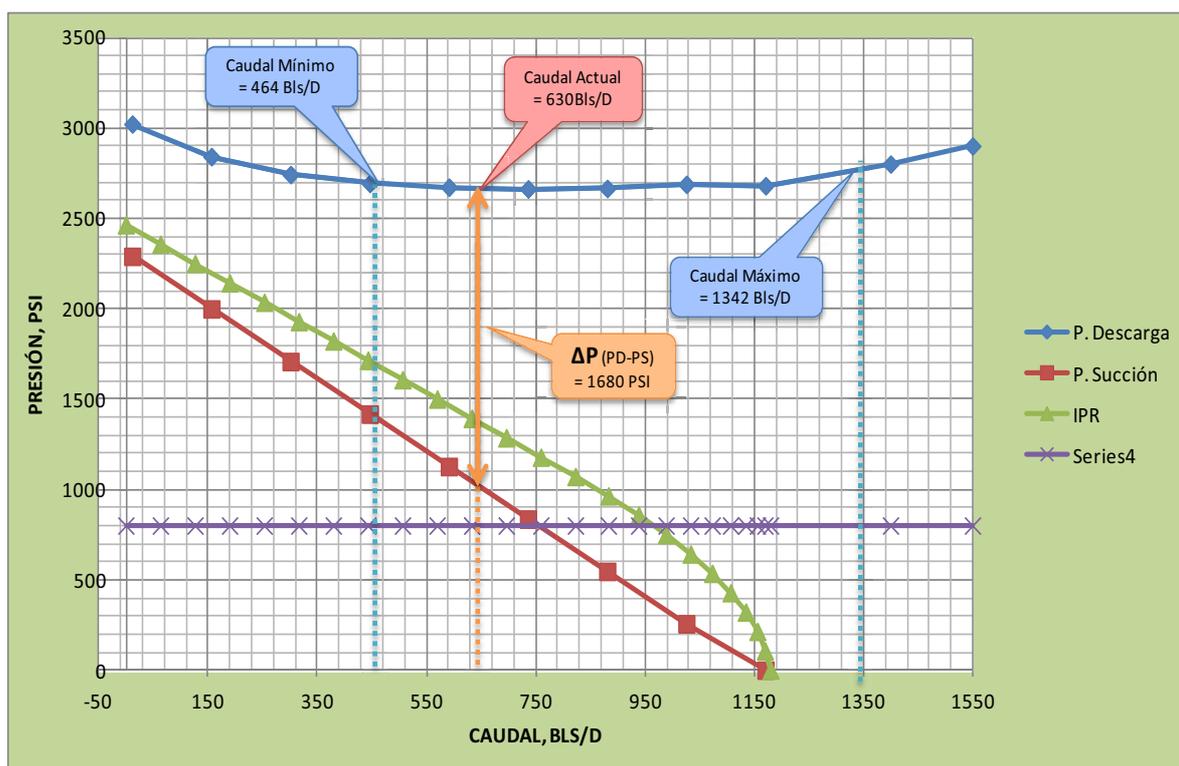
FIGURA 3. 60 Altura de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-23D arena "Ts"

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.61, indica las curvas de presiones de succión, descarga, IPR, presión de burbuja, y los rangos operativos de la bomba; la producción actual del pozo está dentro del rango operativo de la bomba.

FIGURA 3. 61 Presión de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-23D arena "Ts"



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

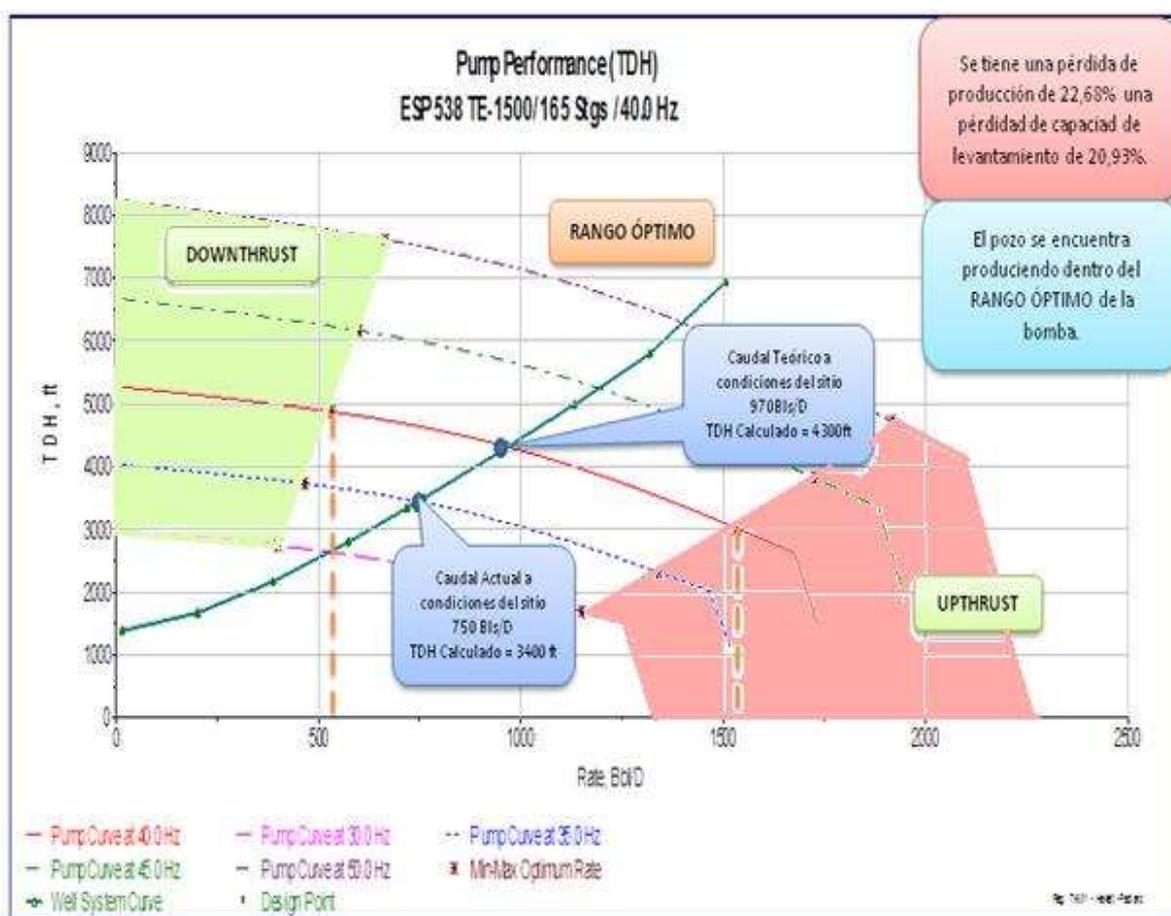
La figura 3.62, indica el comportamiento de la bomba, actualmente presenta baja eficiencia, por la pérdida de capacidad de levantamiento del 20.93 %, y una disminución de la producción en 22.68 %.

La bomba trabaja con 40 hz y un BSW del 14%, además dentro de los rangos operativos, de acuerdo al análisis del avance de agua se determina que el pozo

VHR-23 presenta como pozo vecino productor de “Ts” a VHR-01 que deja de producir de “Ts” en el 2008 por presentar corte de agua del 88%.

No es conveniente rediseñar nueva bomba, actualmente el yacimiento produce cerca del punto de burbuja y la arena “Ts” se encuentra inundada en la mayor parte del área Cuyabeno, tampoco es escenario factible incrementar frecuencia para evitar problemas de cavitación, por producir cerca del punto de burbuja.

FIGURA 3. 62 Comportamiento de la bomba del pozo VHR-23D arena “Ts”



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

3.8.23 ANÁLISIS NODAL POZO VHR-23D ARENA "Ui"

Las condiciones actuales de producción del pozo VHR-23D arena "Ui" son las siguientes.

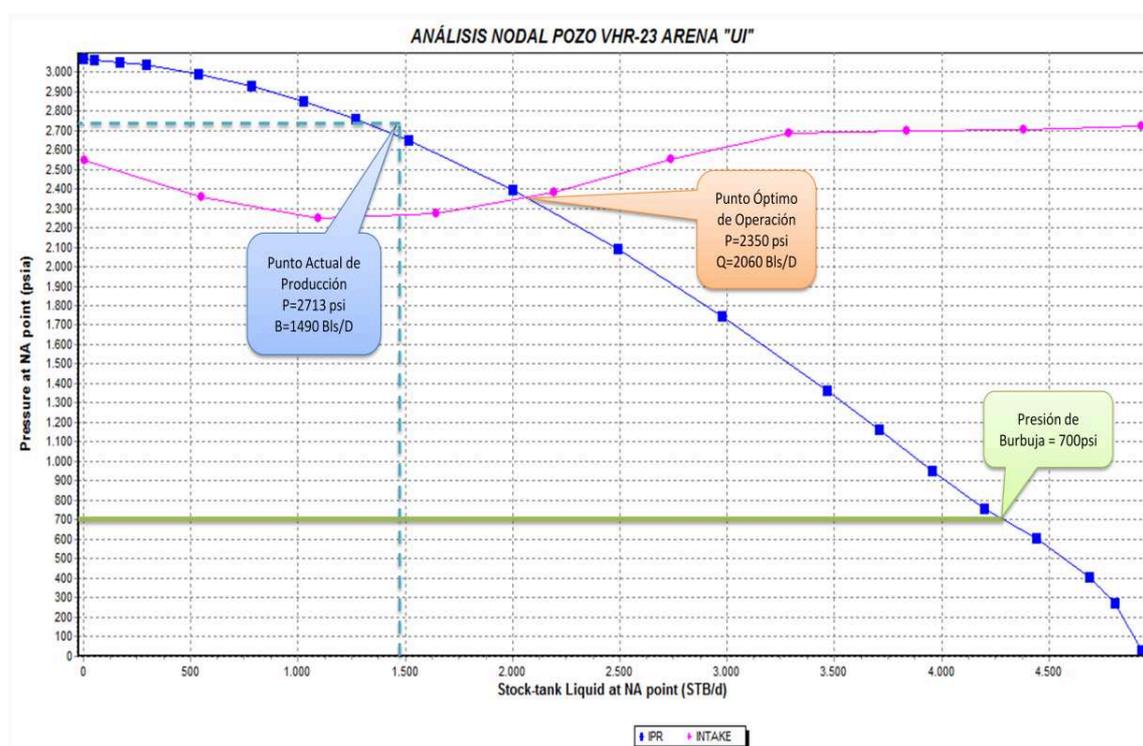
TABLA 3. 37 Condiciones Actuales del pozo VHR - 23D arena "Ui"

POZO	TIPO BOMBA	BFPD	BSW %	BPPD	Hz	P int. (psi)	Pwf. act. (psi)	Pb (psi)
VHR 23D "Ui"	TE-2700	1490	40	894	42	-	2713	700

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

FIGURA 3.63 Curvas del análisis nodal del VHR-23D arena "Ui"



Fuente: PIPESIM 2010

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.63, indica las curvas del análisis nodal del pozo VHR-23D arena "Ui", la producción actual del pozo es de 1490 BFPD, y la producción óptima es de 2060 BFPD, el punto a condiciones actuales está sobre la curva IPR, y alejado de la curva intake, indicando decremento en la caída de presión de 60 psi, debido a la conificación de agua en el yacimiento, pero el sistema de bombeo tiene problemas.

3.8.24 ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA ESP TE-2700, POZO VHR-23D ARENA "Ui"

La tabla 3.38, indica los datos de completación, de fluido, y de build up, que se ingresan al programa de simulación SUBPUMP, para el análisis nodal de la bomba electrosumergible.

TABLA 3. 38 Datos del pozo VHR-23D arena "Ui"

DATOS DEL POZO VHR- 23 ARENA "Ui"					
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	8,681	API	31	Pr (Psi)	3067,00
ID Tubing (in)	4,89	GOR (scf/bbl)	197	Pwf (Psi)	2713,00
Prof. Bomba (ft)	7546	Salinidad (ppm)	4900	Q (BFPD)	1896,00
Prof. Perforaciones (ft)	7957	BSW (%)	40	IP	5,35
Tipo de Bomba	TE-2700	Pb (Psi)	700	Y gas	1,00
Número de Etapas	45	Q actual (BFPD)	1490	Y agua	1,05
Pozo Direccional	No			Grad. Fluido (Psi/ft)	0,39

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Los resultados que se obtienen del programa simulador SUBPUMP, se indican en la tabla 3.39.

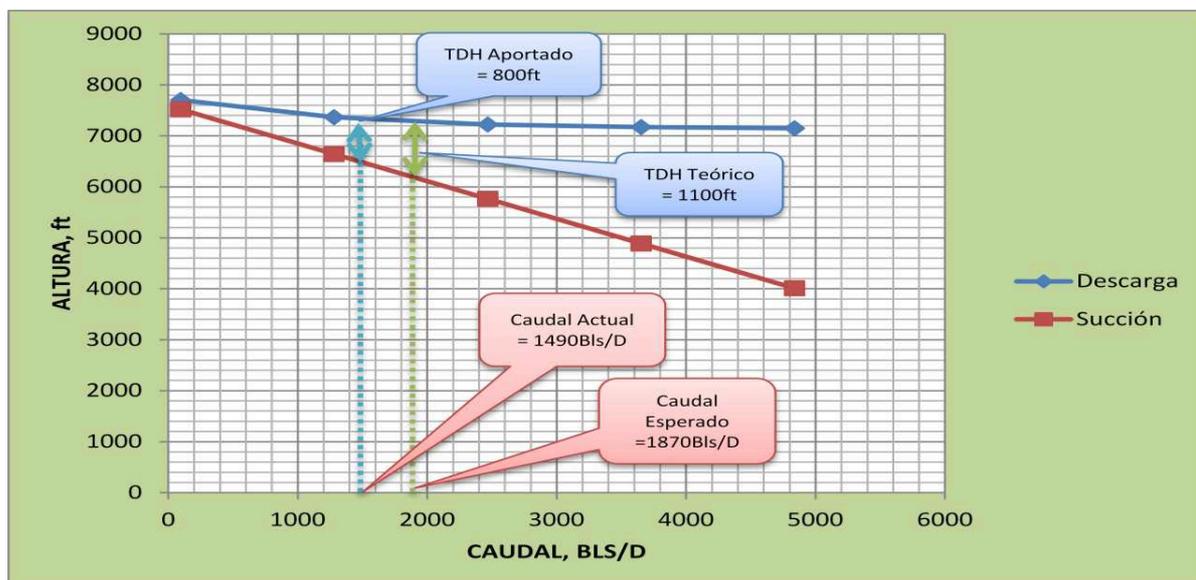
TABLA 3. 39 Resultados del pozo VHR-23D arena "Ui"

VHR – 23D ARENA "Ui"						
# Punto	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal O+W (Bbl/D)	Caudal en bomba O+W+G (Bbl/D)	Nivel de fluido (ft)
1	7685,47	7520,86	164,61	145,95	159,14	-25,29
2	7278,4	6644,16	634,24	1952,14	2128,48	848,05
3	7168,59	5766,74	1401,85	3758,33	4097,82	1726,77
4	7148,24	4888,98	2259,26	5564,51	6067,16	2610,84
5	7170,83	4011,09	3159,74	7370,7	8036,51	3499,67
6	7219,03	3133,31	4085,73	9176,88	10005,85	4384,72
7	7271,87	2256,2	5015,67	10983,07	11975,19	5274,17
8	7514,34	1378,45	6135,89	12789,25	13944,53	6158,52

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.64, indica curvas de altura de succión, descarga, a condiciones actuales la capacidad de levantamiento de la bomba (TDH) es 800 ft y a condiciones óptimas el TDH es 1100 ft.

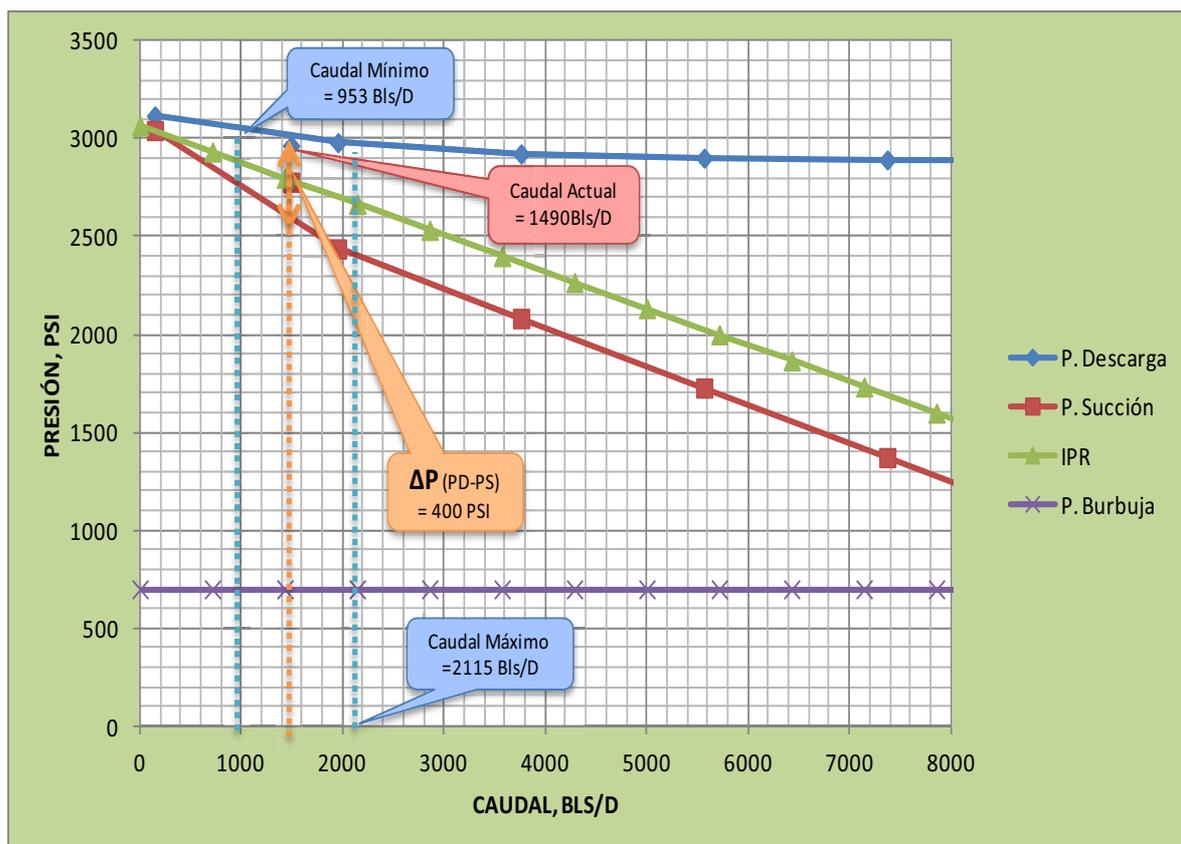
FIGURA 3. 64 Altura de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-23D arena "Ui"

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.65, indica las curvas de presiones de succión, descarga, IPR, presión de burbuja, y los rangos operativos de la bomba; la producción actual del pozo está dentro del rango operativo de la bomba.

FIGURA 3. 65 Presión de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-23D arena "U"



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.66, indica el comportamiento de la bomba, actualmente presenta baja eficiencia, por la pérdida de capacidad de levantamiento del 27.73 %, y una disminución de la producción en 20.32 %.

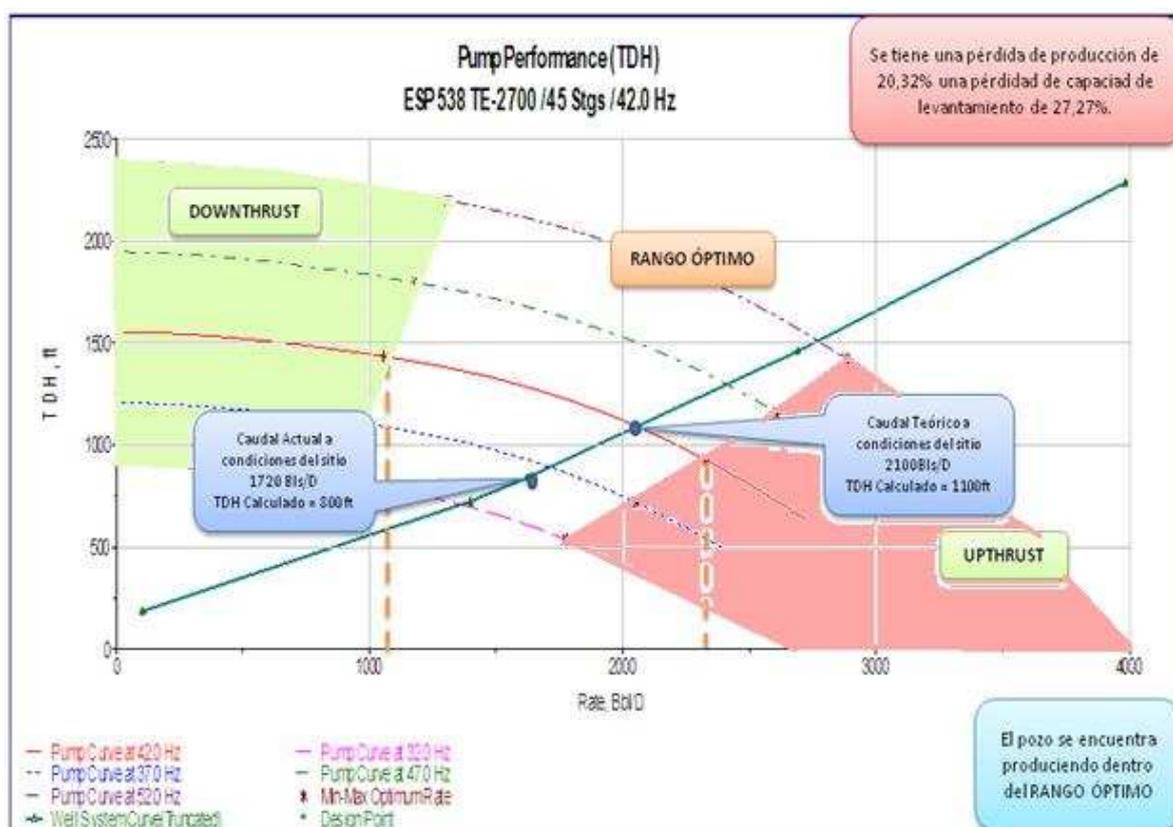
La bomba trabaja con 42 hz y un BSW del 40%, además dentro de los rangos operativos, para recuperar el caudal que se pierde por la baja eficiencia de la bomba

es conveniente incrementar frecuencia, pero antes analizar el avance del agua de los pozos vecinos para determinar y prevenir un posible incremento de agua.

El pozo VHR-23 presenta como pozo vecino productor de "Ui" a VHR-06 que se cierra con BSW del 60%, y VHR-07 que deja de producir de "Ui" en el 2008 por presentar corte de agua del 88%.

No es conveniente rediseñar nueva bomba, al presentar baja carga de motor, bajo corte de agua, altos niveles de fluido, producción por encima del punto de burbuja y buenas condiciones de yacimiento, es recomendable incrementar frecuencia para recuperar el caudal perdido por la baja eficiencia de la bomba.

FIGURA 3. 66 Comportamiento de la bomba del pozo VHR-23D arena "Ui"



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

3.8.25 ANÁLISIS NODAL POZO VHR-24D ARENA "Us"

Las condiciones actuales de producción del pozo VHR-24D arena "Us" son las siguientes.

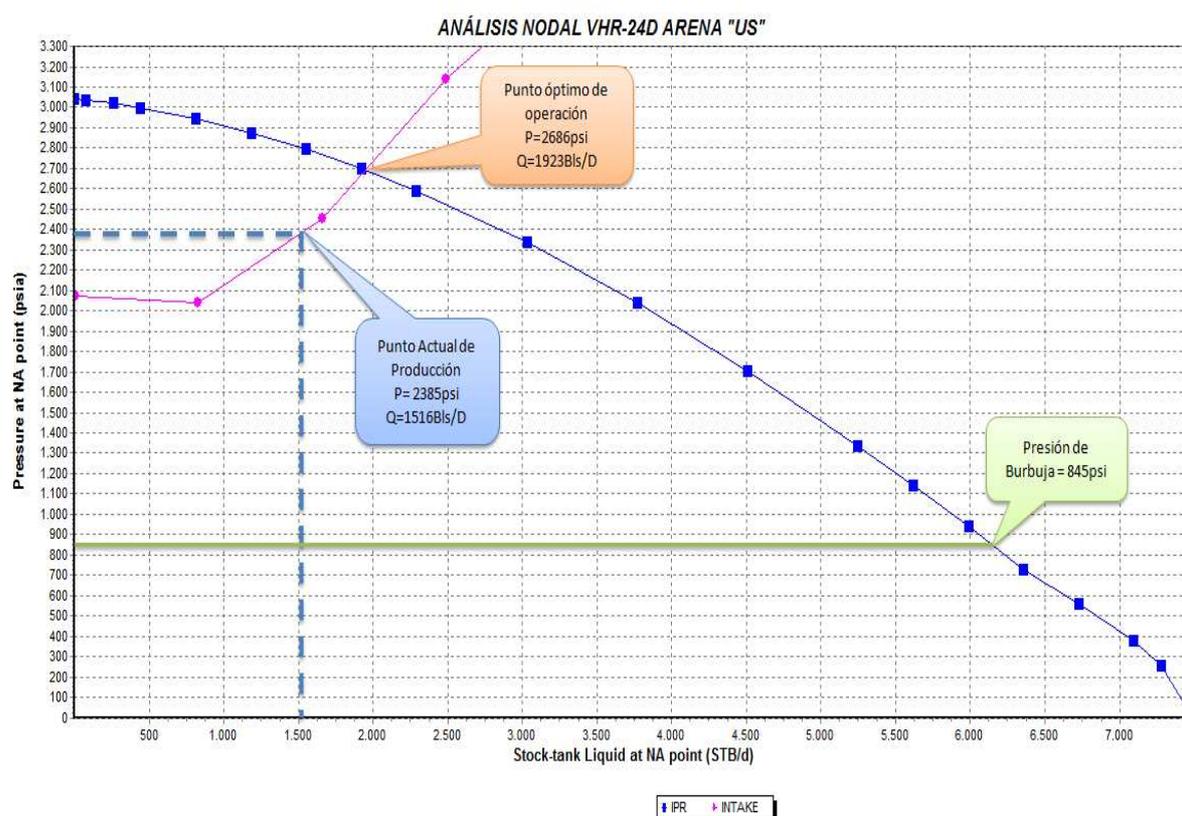
TABLA 3. 40 Condiciones actuales del pozo VHR- 24D arena "Us"

POZO	TIPO BOMBA	BFPD	BSW %	BPPD	Hz	P int. (psi)	Pwf. act. (psi)	Pb (psi)
VHR-24D "Us"	P-18X	1516	79	318	58	2327	2385	845

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

FIGURA 3.67 Curvas del análisis nodal del VHR-24D arena "Us"



Fuente: PIPESIM 2010

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.67, indica las curvas del análisis nodal del pozo VHR-24D arena "Us", la producción actual del pozo es de 1516 BFPD, y la producción óptima es de 1923 BFPD, el punto a condiciones actuales está alejado de la curva IPR, y en la curva intake, indicando aumento en la caída de presión de 400 psi, debido al incremento del daño de formación, y que el sistema de bombeo está en buenas condiciones.

3.8.26 ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA CENTRILIFT P18X, POZO VHR-24D ARENA "Us"

La tabla 3.41, indica los datos de completación, de fluido, y de build up, que se ingresan al programa de simulación SUBPUMP, para el análisis nodal de la bomba electrosumergible.

TABLA 3. 41 Datos del pozo VHR-24D arena "Us"

DATOS DEL POZO VHR- 24D ARENA "Us"					
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6,538	API	29	Pr (Psi)	3043,00
ID Tubing (in)	2,992	GOR (scf/bbl)	197	Pwf (Psi)	2397,00
Prof. Bomba (ft)	8700	Salinidad (ppm)	50000	Q (BFPD)	1776,00
Prof. Perforaciones (ft)	8881	BSW (%)	79	IP	2,79
Tipo de Bomba	P-18X	Pb (Psi)	845	Y gas	1,00
Número de Etapas	134	Q actual (BFPD)	1516	Y agua	1,05
Pozo Direccional	Si			Grad. Fluido (Psi/ft)	0,42

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Los resultados que se obtienen del programa simulador SUBPUMP, se indican en la tabla 3.42.

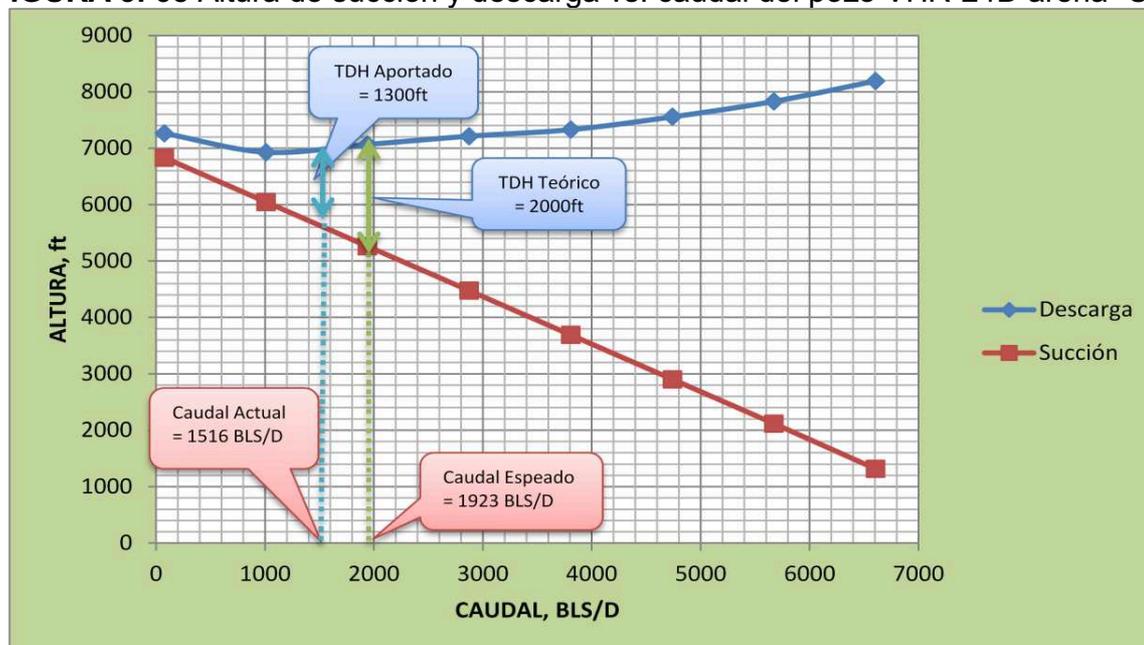
TABLA 3. 42 Resultados del pozo VHR-24D arena "Us"

VHR – 24D ARENA "Us"						
# Punto	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal O+W (Bbl/D)	Caudal en bomba O+W+G (Bbl/D)	Nivel de fluido (ft)
1	7265,17	6832,63	432,54	75,38	79,5	861,41
2	6930,04	6048,3	881,74	1008,24	1063,34	1646,82
3	7067,29	5262,48	1804,81	1941,1	2047,18	2435,86
4	7214,99	4476,38	2738,61	2873,96	3031,02	3228,59
5	7330,05	3690,02	3640,03	3806,82	4014,85	4024,84
6	7557,96	2903,62	4654,33	4739,68	4998,69	4822,84
7	7832,36	2116,71	5715,64	5672,54	5982,53	5624,8
8	8194,54	1314,76	6879,78	6605,39	6966,37	6441,37

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.68, indica curvas de altura de succión, descarga, a condiciones actuales la capacidad de levantamiento de la bomba (TDH) es 1300 ft y a condiciones óptimas el TDH es 2000 ft.

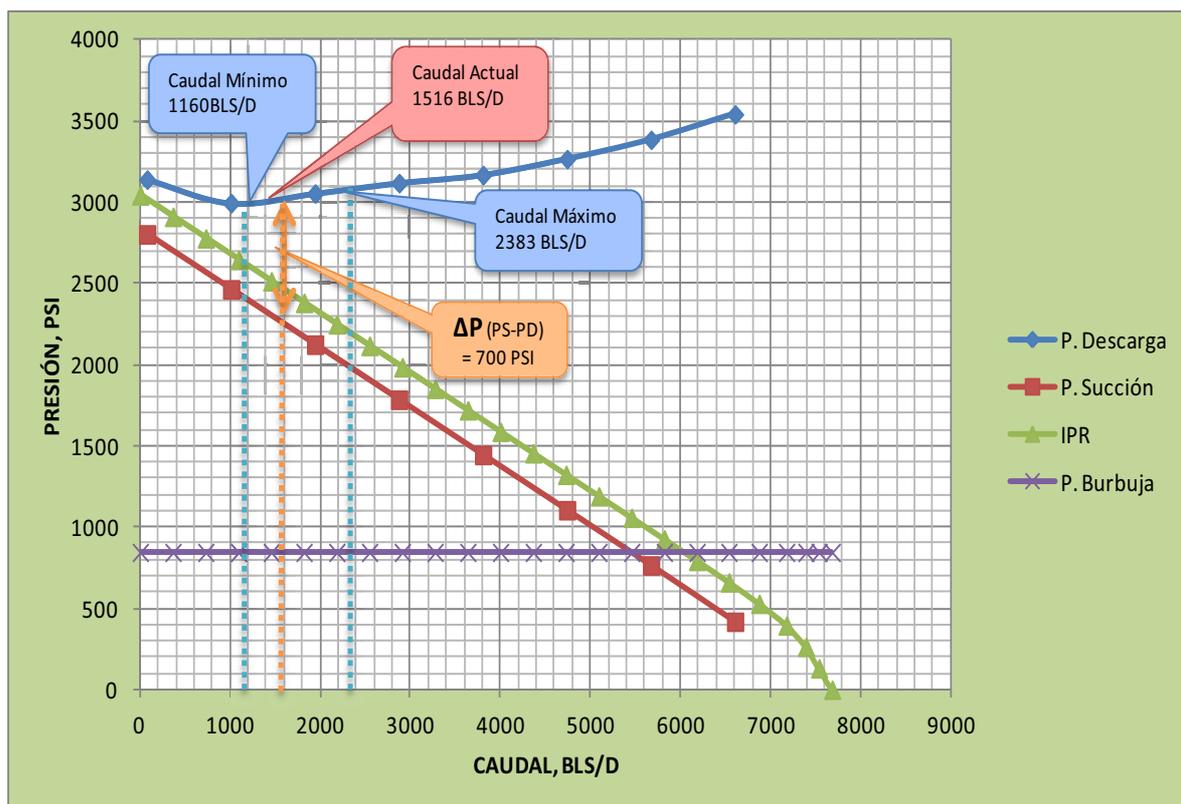
FIGURA 3. 68 Altura de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-24D arena "Us"

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.69, indica las curvas de presiones de succión, descarga, IPR, presión de burbuja, y los rangos operativos de la bomba; la producción actual del pozo es 1516 BFPD, está dentro del rango operativo de la bomba.

FIGURA 3. 69 Presión de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-24D arena "Us"



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.70, indica el comportamiento de la bomba, actualmente presenta baja eficiencia, por la pérdida de capacidad de levantamiento del 35 %, y una disminución de la producción en 32,47 %.

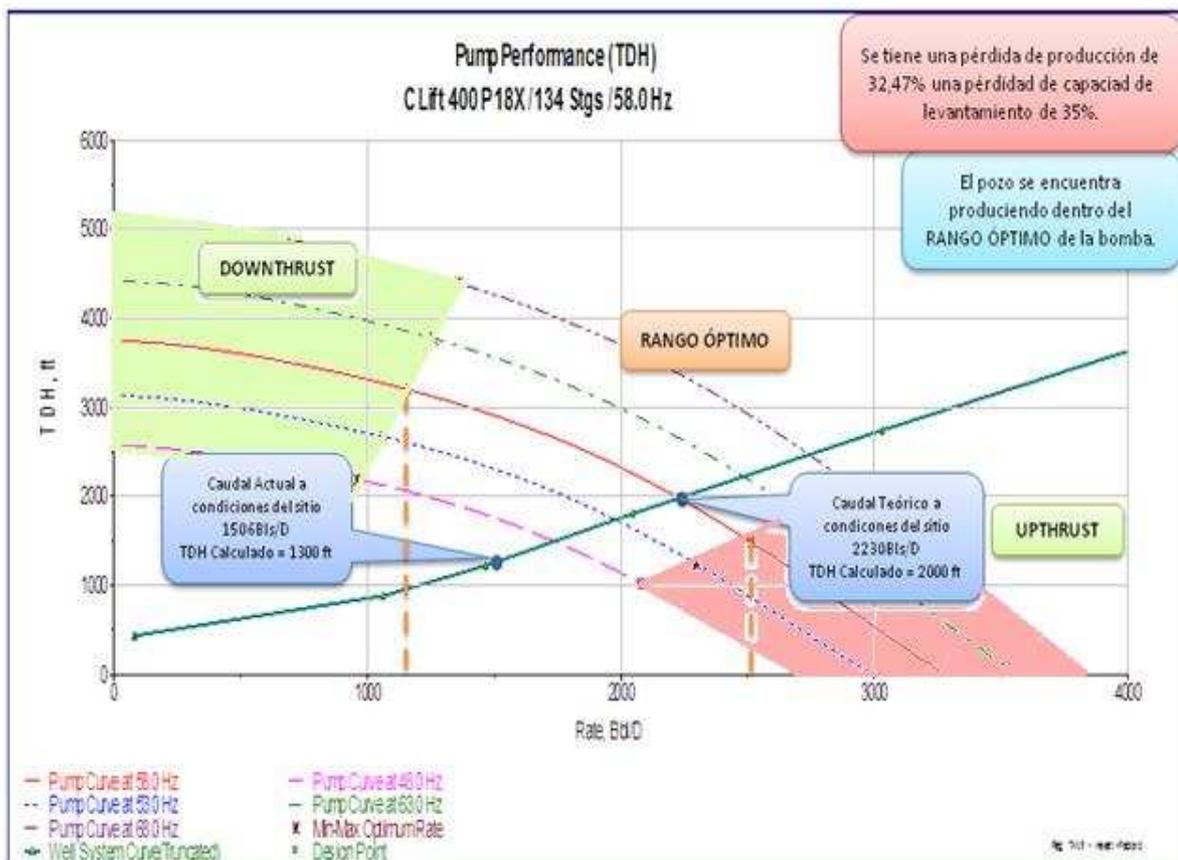
Actualmente el pozo produce con corte de agua del 79%, y dentro del rango operativo de producción.

Mediante el análisis nodal se determina que el daño de formación ha incrementado de 4 a 35, y ha reducido el potencial productivo, pero en las condiciones actuales de producción y corte de agua es innecesario remover el daño.

La bomba actual se adapta a las condiciones actuales del yacimiento, pero debido al alto incremento del BSW a 79%, no es conveniente rediseñar una bomba para las condiciones actuales.

A pesar del elevado corte de agua, el pozo VHR-24, presenta producción de 318 BPPD y no es recomendable incrementar frecuencia, para mantener las condiciones de producción, y conservar las características actuales del yacimiento.

FIGURA 3. 70 Comportamiento de la bomba del pozo VHR-24D arena "Us"



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

3.8.27 ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA REDA DN-1750, POZO VHR-21D ARENA “Um”

La tabla 3.43, indica los datos de completación, de fluido, y de build up, que se ingresan al programa de simulación SUBPUMP, para el análisis nodal de la bomba electrosumergible.

TABLA 3. 43 Datos del pozo VHR-21D arena “Um”

DATOS DEL POZO VHR- 21D ARENA "Um"					
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6,276	API	31	Pr (Psi)	2700,00
ID Tubing (in)	2,992	GOR (scf/bbl)	208	Pwf (Psi)	1111,00
Prof. Bomba (ft)	8044	Salinidad (ppm)	40000	Q (BFPD)	870,00
Prof. Perforaciones (ft)	8723	BSW (%)	1	IP	0,54
Tipo de Bomba	DN-1750	Pb (Psi)	850	Y gas	1,00
Número de Etapas	124	Q actual (BFPD)	556	Y agua	1,05
Pozo Direccional	Si			Grad. Fluido (Psi/ft)	0,36

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Los resultados que se obtienen del programa simulador SUBPUMP, se indican en la tabla 3.44.

TABLA 3. 44 Resultados del pozo VHR-21D arena “Um”

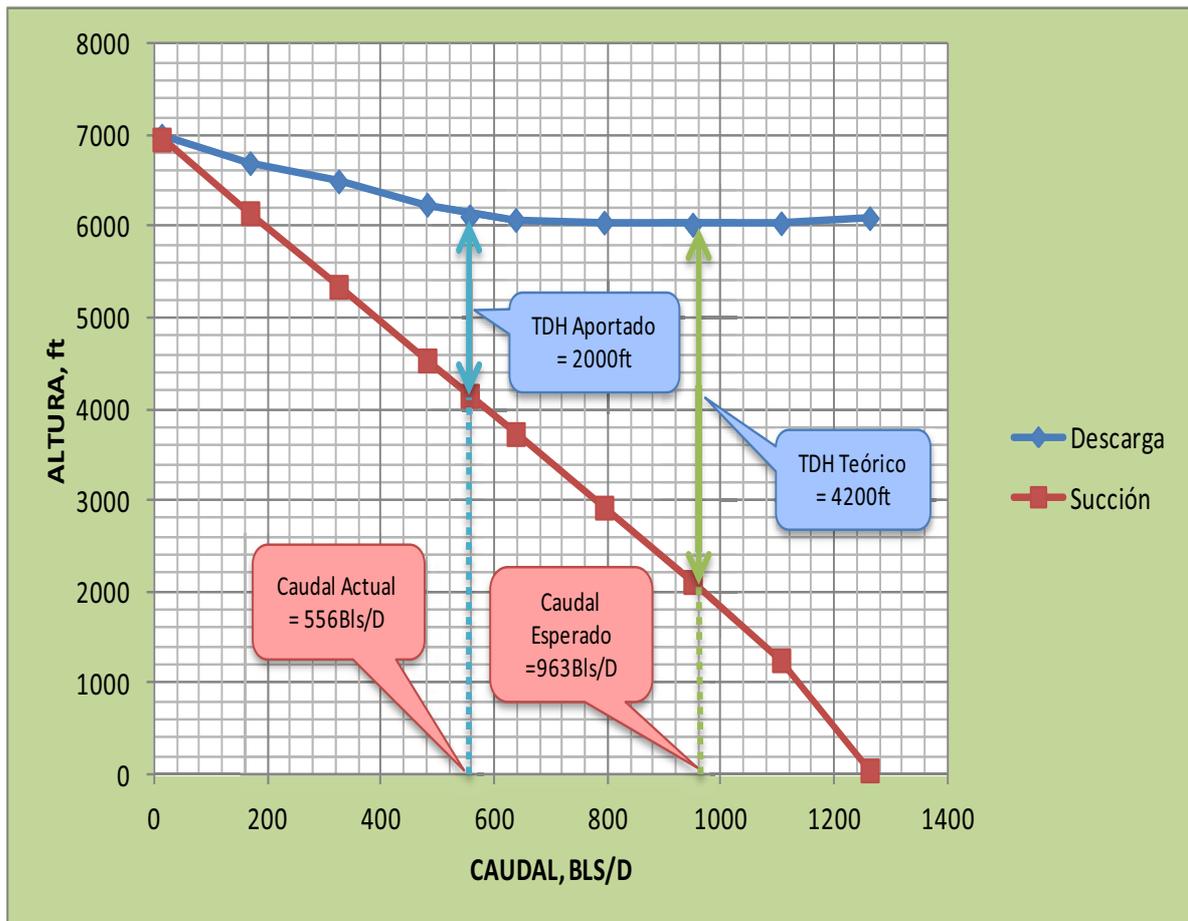
VHR – 21D ARENA “Um”						
# Punto	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal O+W (Bbl/D)	Caudal en bomba O+W+G (Bbl/D)	Nivel de fluido (ft)
2	6919,71	6152,19	767,52	168,73	190,83	1123,81
3	6690,51	5345,33	1345,17	324,84	367,38	1933,17
4	6244,11	4538,37	1705,74	480,95	543,94	2745,13
5	6077,72	3731,87	2345,85	637,07	720,5	3549,24
6	6048,69	2925,59	3123,11	793,18	897,06	4358,57
7	6025,83	2110,19	4015,64	949,29	1073,61	5174,82
8	6041,25	1253,02	5088,23	1105,4	1250,17	6034,55

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.71, indica las curvas de altura de succión, descarga, a condiciones actuales la capacidad de levantamiento de la bomba (TDH) es de 2000ft y a condiciones óptimas el TDH es de 4200ft.

FIGURA 3. 71 Altura de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-21D arena "Um"

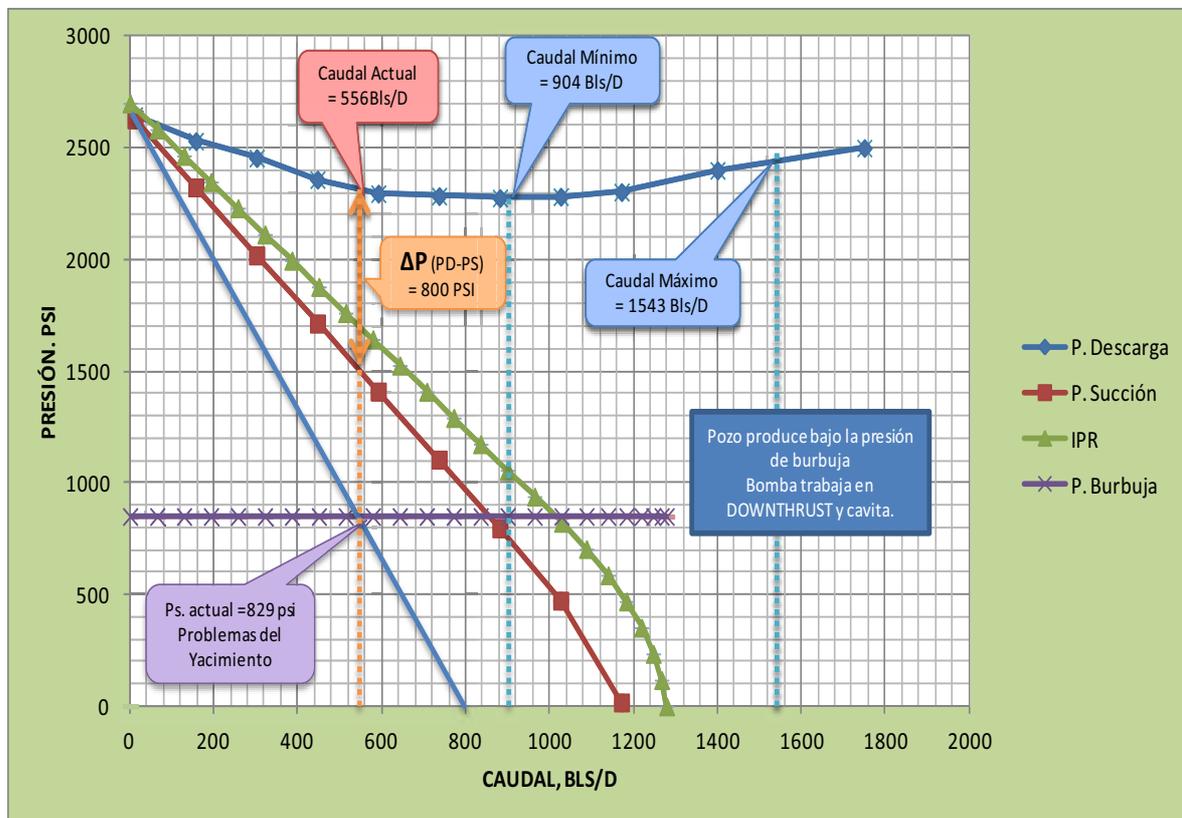


Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.72, indica las curvas de presiones de succión, descarga, IPR, presión de burbuja, y los rangos operativos de la bomba; la producción actual del pozo es 556 BFPD, no está dentro del rango operativo de la bomba.

FIGURA 3. 72 Presión de succión y descarga vs. caudal del pozo VHR-21D arena "Um"



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.73, indica el comportamiento de la bomba, actualmente presenta baja eficiencia, por la pérdida de capacidad de levantamiento del 52,38 %, y una disminución de la producción en 37 %.

Actualmente el pozo produce con corte de agua del 1 %, y fuera de los rangos operativos de producción, la bomba trabaja en downthrust severo, por el bajo aporte del yacimiento.

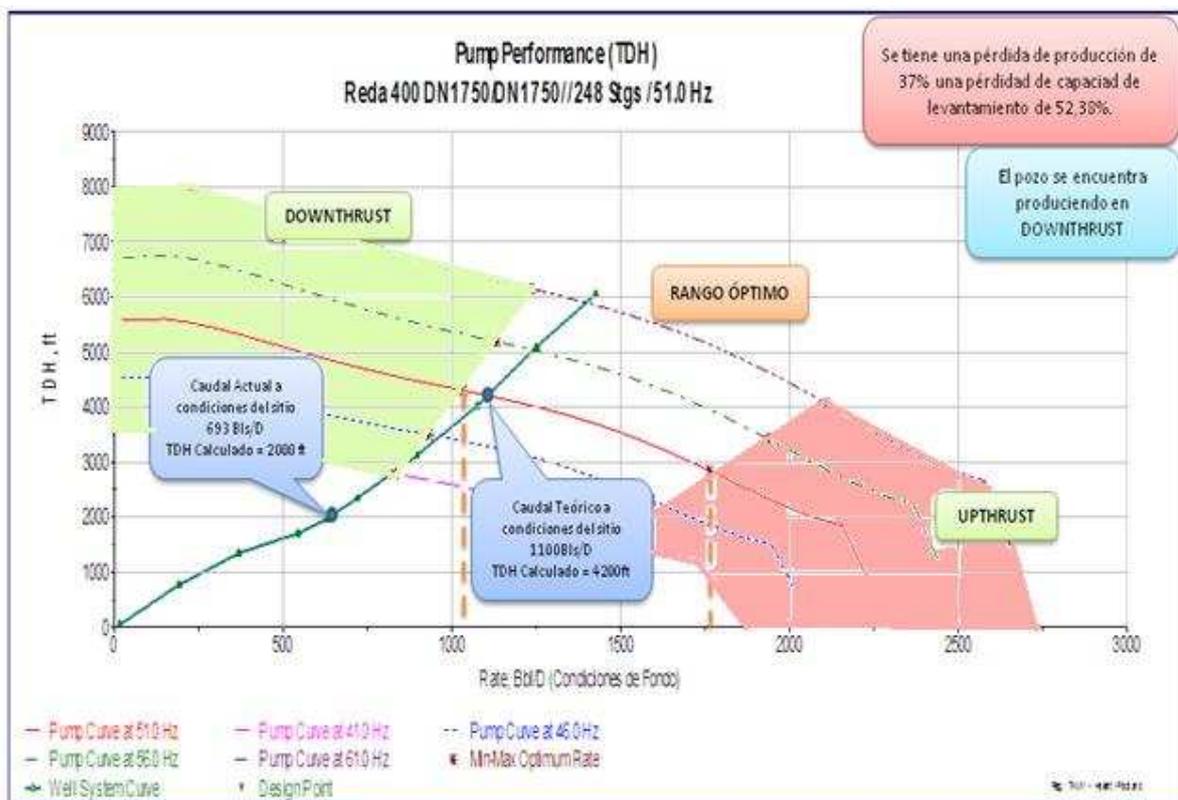
La arena "Um" del pozo VHR-21D, se punzona con tecnología MAX-R, y al no existir registro de pruebas de build up, se estima la producción de la arena por correlaciones de pozos vecinos, razón que ocasiona el problema de selección de

bomba y ubicación de una bomba que se encuentra sobredimensionada de acuerdo a las características reales del pozo.

La falta de información del yacimiento no permite realizar un análisis nodal exacto, y actualmente el pozo presenta producción por debajo del punto de burbuja, haciendo imposible incrementar frecuencia.

Es necesario realizar un rediseño de bomba, para mejorar la eficiencia y capacidad de levantamiento, además tomar pruebas de build up, y realizar un análisis nodal riguroso del comportamiento real del reservorio, y ubicar una bomba dentro de los parámetros operativos.

FIGURA 3. 73 Comportamiento de la bomba del pozo VHR-21D arena "Um"



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

3.8.28 ANÁLISIS NODAL DE LA BOMBA REDA DN-1100, POZO TIPISHCA-08 ARENA “Ui”

La tabla 3.45, indica los datos de completación, de fluido, y de build up, que se ingresan al programa de simulación SUBPUMP, para el análisis nodal de la bomba electrosumergible.

TABLA 3. 45 Datos del pozo TIP-08 arena “Ui”

DATOS DEL POZO TIP- 08 ARENA "Ui"					
DATOS DE COMPLETACION		DATOS DE FLUIDO		DATOS DE BUILD UP	
ID. Casing (in)	6,184	API	26	Pr (Psi)	2646,00
ID Tubing (in)	2,992	GOR (scf/bbl)	82	Pwf (Psi)	679,00
Prof. Bomba (ft)	8598	Salinidad (ppm)	4500	Q (BFPD)	576,00
Prof. Perforaciones (ft)	8784	BSW (%)	44	IP	0,29
Tipo de Bomba	DN-1100	Pb (Psi)	400	Y gas	1,00
Número de Etapas	429	Q actual (BFPD)	282	Y agua	1,05
Pozo Direccional	Si			Grad. Fluido (Psi/ft)	0,41

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Los resultados que se obtienen del programa simulador SUBPUMP, se indican en la tabla 3.46.

TABLA 3. 46 Resultados del pozo TIP-08 arena “Ui”

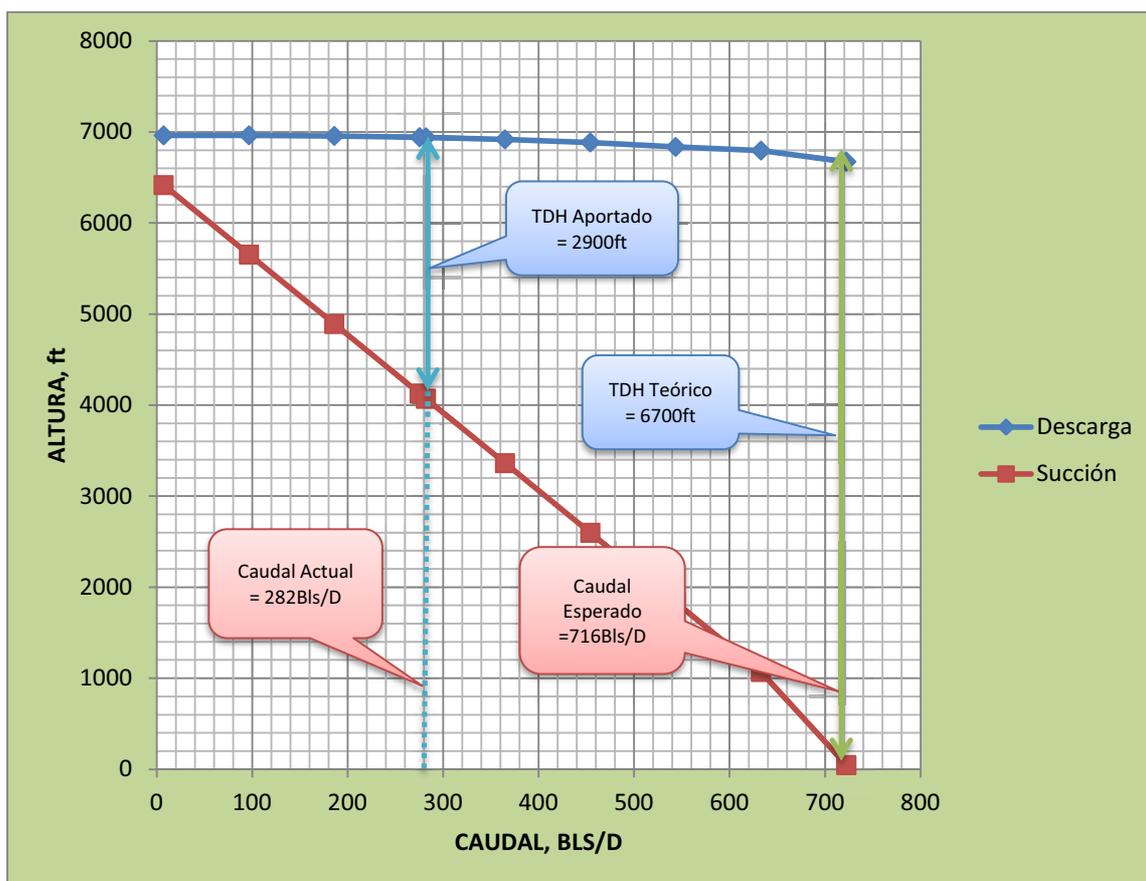
TIP – 08 ARENA “Ui”						
# Punto	Altura de Descarga (ft)	Altura de Succión (ft)	TDH (ft)	Caudal O+W (Bbl/D)	Caudal en bomba O+W+G (Bbl/D)	Nivel de fluido (ft)
1	6961,37	6415,52	545,85	7,22	7,75	2096,62
2	6962,19	5652,26	1309,93	96,63	103,69	2863,92
3	6955,3	4888,79	2066,51	186,03	199,63	3634,95
4	6940,74	4125,09	2815,65	275,43	295,57	4409,78
5	6916,99	3361,14	3555,85	364,83	391,51	5188,49
6	6883,54	2596,97	4286,57	454,23	487,45	5971,09
7	6834,57	1832,65	5001,92	543,63	583,39	6757,03
8	6793,96	1068,53	5725,44	633,03	679,33	7540,91

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.74, indica las curvas de altura de succión, descarga, a condiciones actuales la capacidad de levantamiento de la bomba (TDH) es de 2900ft y a condiciones óptimas el TDH es de 6700ft.

FIGURA 3. 74 Altura de succión y descarga vs. caudal del pozo TIP-08 arena "U"

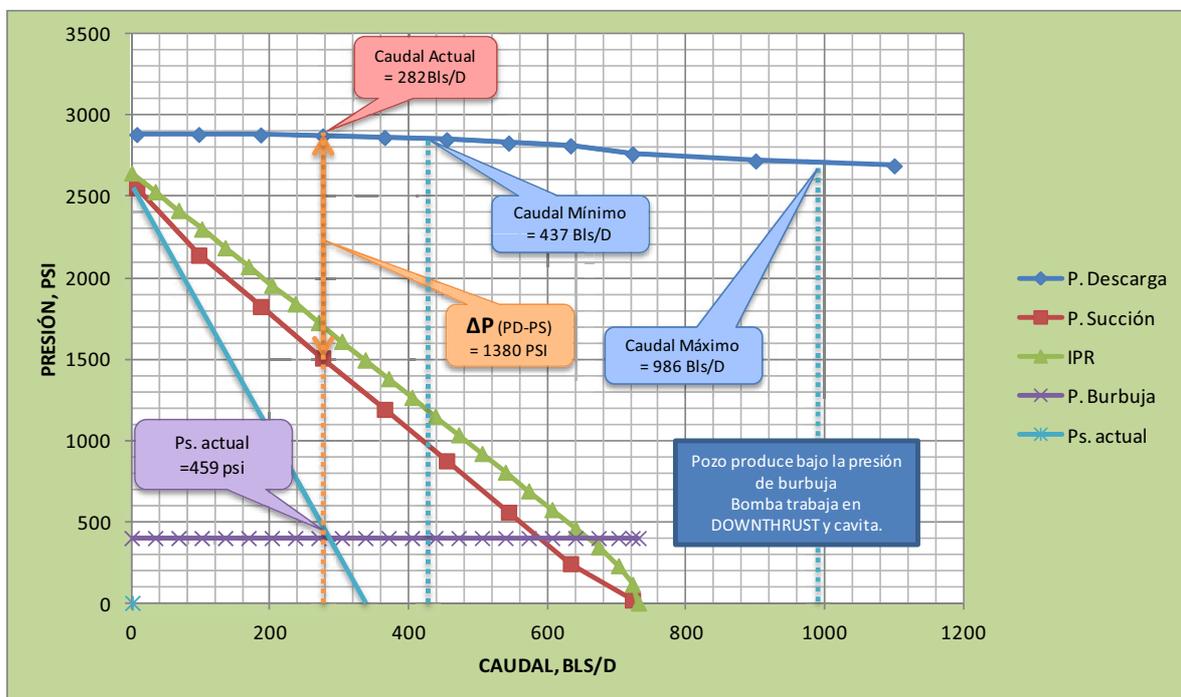


Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.75, indica curvas de presiones de succión, descarga, IPR, presión de burbuja, y los rangos operativos de la bomba; el pozo actualmente produce 2828 BFPD, se encuentra fuera del rango óptimo de operación de la bomba.

FIGURA 3. 75 Presión de succión y descarga vs. caudal del pozo TIP-08 arena “Ui”



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 3.76, indica el comportamiento de la bomba, actualmente presenta baja eficiencia, por la pérdida de capacidad de levantamiento del 56,72 %, y una disminución de la producción en 56,66 %.

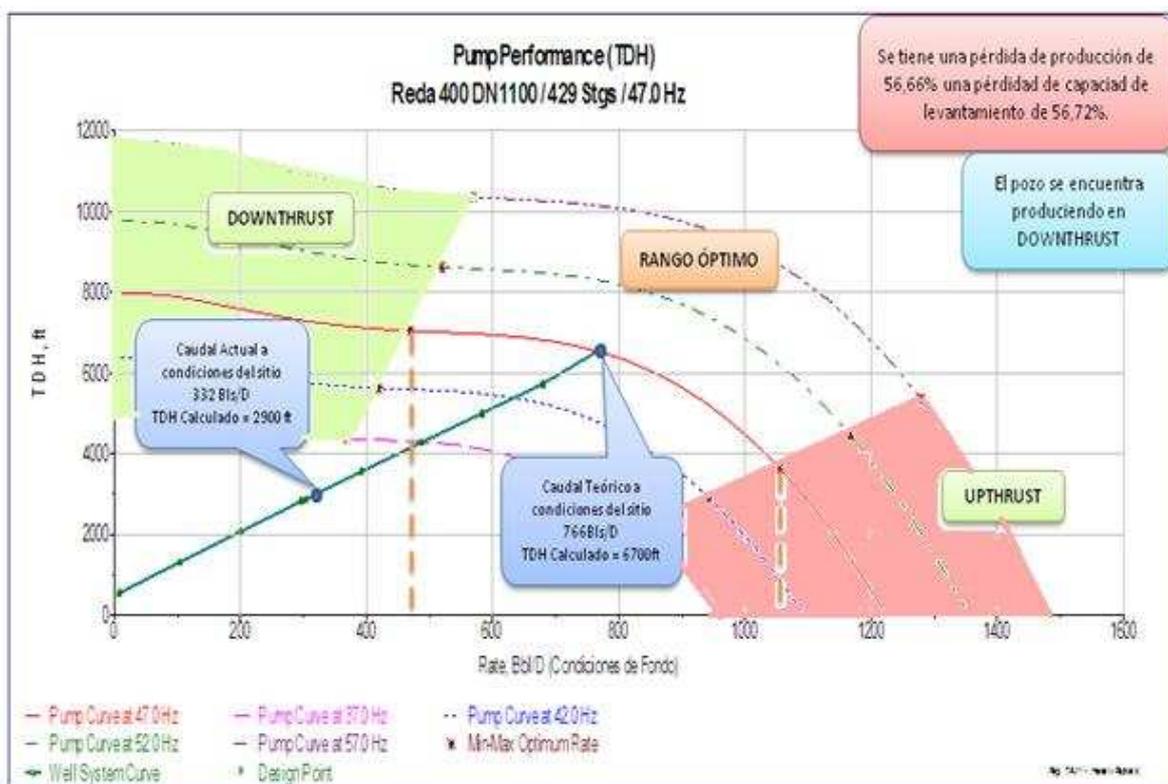
Actualmente el pozo produce con corte de agua del 47 %, y fuera de los rangos operativos de producción, la bomba trabaja en downthrust severo, por el bajo aporte del yacimiento.

La arena “Ui” del pozo TIP 08, se punzona con tecnología TCP -TCR, y al no existir registro de pruebas de build up, se estima la producción de la arena por correlaciones de pozos vecinos, razón que ocasiona el problema de selección de bomba y ubicación de una bomba que se encuentra sobredimensionada de acuerdo a las características reales del pozo.

La falta de información del yacimiento no permite realizar un análisis nodal exacto, y actualmente el pozo presenta producción por debajo del punto de burbuja, haciendo imposible incrementar frecuencia.

Es necesario realizar un rediseño de bomba, para mejorar la eficiencia y capacidad de levantamiento, además tomar pruebas de build up, y realizar un análisis nodal riguroso del comportamiento real del reservorio, y ubicar una bomba dentro de los parámetros operativos.

FIGURA 3. 76 Comportamiento de la bomba del pozo TIP-08 arena “Ui”



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

No se presenta el análisis nodal de los pozos VHR-21D arena “Um” y TIP-08 arena “Ui”, porque no existen registros de Build up, y no es posible realizar el análisis nodal en el programa simulador PIPESIM, sin estos datos.

CAPÍTULO 4

IMPLEMENTACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN LOS POZOS SELECCIONADOS DEL ÁREA CUYABENO

4.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo, se realiza la optimización del bombeo electrosumergible, el análisis nodal del capítulo anterior permite analizar los problemas que presenta cada pozo, para brindar soluciones y escenarios que permitan incrementar la producción de petróleo y mejorar las condiciones del yacimiento y sistema de levantamiento artificial.

4.2 ESCENARIOS PLANTEADOS:

Los escenarios y alternativas propuestas para la optimización e incremento de la producción son: incrementar frecuencia, rediseñar bomba, cambiar de arena y diseñar nuevo sistema de levantamiento electrosumergible, eliminar daño de formación con rediseño de bomba sin daño.

4.2.1 INCREMENTAR FRECUENCIA

Dentro de la optimización del bombeo electrosumergible se considera la posibilidad de incrementar frecuencia, para dicho incremento se consideran ciertos aspectos fundamentales del yacimiento y la bomba, se necesita estar seguro que el incremento de frecuencia va a beneficiar la producción y no provocar problemas que afecten al yacimiento o reduzcan la vida útil de los equipos.

Los puntos fundamentales que se deben analizar para una posible subida de frecuencia son:

- Corte de agua actual del yacimiento.
- Rangos operativos de la bomba instalada.
- Parámetros eléctricos y mecánicos de la bomba como carga de motor.
- El nivel de fluido sobre la Bomba.
- La presión de burbuja.

4.2.2 REDISEÑAR BOMBA:

Existen pozos que presentan sobredimensionamiento, bombas que trabajan fuera de los rangos óptimos de operación, pierden la capacidad de levantamiento por desgaste y no se ajustan a las condiciones actuales del yacimiento, estas circunstancias hacen necesario el rediseño de bomba, para incrementar la producción de petróleo, reducir gastos eléctricos o de cable y trabajar dentro de parámetros técnicos de diseño de las bombas y así mejorar la eficiencia operativa y prolongar la vida útil de los equipos.

4.2.3 CAMBIAR ARENA Y REDISEÑAR BES

El mayor problema que presenta actualmente el Área Cuyabeno, es la gran producción de agua, existen pozos que producen con cortes de agua mayores al 85% y bajo aporte de petróleo, dichos pozos son candidatos para trabajo de reacondicionamiento, tomar registro de saturación y en caso de presentar resultados favorables punzonar un nuevo intervalo y controlar el avance de agua, si el registro de saturación no es favorable, la mejor alternativa, es cambiar de zona y diseñar un nuevo sistema de levantamiento electrosumergible para mejorar la producción.

4.2.4 ELIMINAR DAÑO DE FORMACION Y REDISEÑAR BOMBA

Existen pozos que han reducido el aporte de fluido y presentan obstrucción por el aumento del daño de formación en los últimos años, en estos pozos, se debe realizar una limpieza y estimulación al yacimiento para recuperar las características de flujo y el potencial del pozo, al aumentar la producción las bombas actuales no son capaces de levantar el nuevo caudal por presentar desgaste, pérdida de levantamiento, y cargas altas de operación, hace necesario rediseñar una bomba que se adapte a las nuevas condiciones del yacimiento y trabaje con mayor eficiencia.

De acuerdo al análisis nodal del capítulo anterior, el problema que presentan los pozos estudiados se indican la tabla 4.1.

TABLA 4. 1 Resumen de problemas operativos de los pozos analizados

POZO	ARENA	PROBLEMA OPERATIVO	OBSERVACIONES
CUY 24D	“Us”	BOMBA	Fuera de rango operativo
CUY- 29 D	“Ts”	SIN PROBLEMAS	Incrementar frecuencia
CUY-36D	“Ui”	BOMBA	Cambio de arena
VHR-06	“BT”	YACIMIENTO Y BOMBA	Daño de formación de 14
VHR-23	Completación Dual “Ts” -“Ui”	SIN PROBLEMA	Incrementar frecuencia en arena “Ui”
VHR-21D	“Um”	BOMBA	Fuera de rango operativo
TIP- 8	“Ui”	BOMBA	Fuera de rango operativo
CUY- 35D	“Ui”	BOMBA	Fuera de rango operativo
VHR-8	“BT”+“US”	YACIMIENTO Y BOMBA	Flujo cruzado
VHR-01	“BT”	YACIMIENTO Y BOMBA	Daño de formación de 28
VHR-18D	“Ui”	YACIMIENTO	Cambio de arena
VHR-24D	“Us”	YACIMIENTO	Daño de formación 35
CUY-30D	“Ui”	SIN PROBLEMA	-
CUY-34D	“Ui”	BOMBA	Fuera de rango operativo

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

4.3 ESCENARIOS PARA LOS POZOS SELECCIONADOS

Para la optimización se plantean escenarios que representan soluciones para el incremento de producción y mejoramiento de condiciones operativas de bombeo electrosumergible.

4.3.1 POZO CUY-24D ARENA “Us”

El análisis nodal del pozo CUY-24D, arena “Us”, indica problemas de desgaste de la bomba, la producción actual se encuentra dentro del rango óptimo de operación, y permite un incremento de frecuencia; las bombas son diseñadas con una base de 60 hz es decir 3500 RPM para mantener la vida útil y operativa del motor.

El pozo CUY-24D, arena “Us”, trabaja con 59 hz, y carga de motor del 70%, se puede incrementar frecuencia hasta 62 hz, de acuerdo a las condiciones de diseño, trabajar a 62 hz, reduce la vida útil de los equipos, sin embargo la ganancia son 57 BPPD. Por tratarse de pozo con alto potencial es conveniente diseñar una bomba con mayor capacidad de levantamiento.

4.3.1.1 Rediseñar bomba:

El pozo CUY-24D arena “Us”, tiene pérdida de capacidad de levantamiento de la bomba del 28,94%, por desgaste operativo, que provoca disminución de producción del 15,82%; por este motivo y por ser un pozo con alto potencial se recomienda hacer el rediseño de bomba electrosumergible.

La tabla 4.2, indica los parámetros de funcionamiento de la nueva bomba Reda GN-2100, proporcionados por el simulador, las nuevas condiciones de rediseño se ajustan a las condiciones operativas actuales del pozo,

TABLA 4. 2 Reporte de rediseño BES, CUY-24D, arena “Us”

REPORTE DE REDISEÑO DE BES	
Datos de Diseño	
Gasto (Flujo) de Diseño de la Bomba	1870.00 BFPD
Presión de Salida de Diseño	160.00 psia
Presión Estática de Yacimiento	2778.00 psia
% Agua	54.00 %
RGA	354.00 scf/STB
Profundidad de la Bomba	7110.00 ft
DI de Tubería de Revestimiento	8.835 inches
Frecuencia de Diseño	55.00 hz
Corrección por Viscosidad	SI
Factor de Carga	1.00
Datos de la Bomba	
Gasto (Flujo) de Líquido a la Entrada de la Bomba	2053.77 BFPD
Fracción de Gas Libre en la Entrada de la Bomba	0.00 %
Bomba Seleccionada	Reda : GN-2100
Número de Etapas	70
Eficiencia de la Bomba	61.2 %
Potencia de la Bomba	50.7
Presión de Entrada de la Bomba	1953.2 psia
Presión de Descarga de la Bomba	2758.9 psia
Carga de la Bomba Requerida (TDH)	2445.78 ft
Densidad de Líquido	57.491 lb/ft ³
Fracción de Gas Libre a la Entrada	0.00
Caudal Mínimo Recomendado	1485 BFPD
Caudal Máximo Recomendado	2250 BFPD
Datos del Motor	
Motor Seleccionado	Reda: Serie 540: S
Potencia Nominal a 60 Hz	55.3 hp
Voltaje Nominal a 60 Hz	1330.00 volts
Corriente Nominal a 60 Hz	28.00 amps
Potencia Nominal a Velocidad de Diseño	50.7 hp
Voltaje Nominal a Velocidad de Diseño	1219.17 volts
Corriente Nominal a Velocidad de Diseño	24.6 amps

TABLA 4.2 Continuación

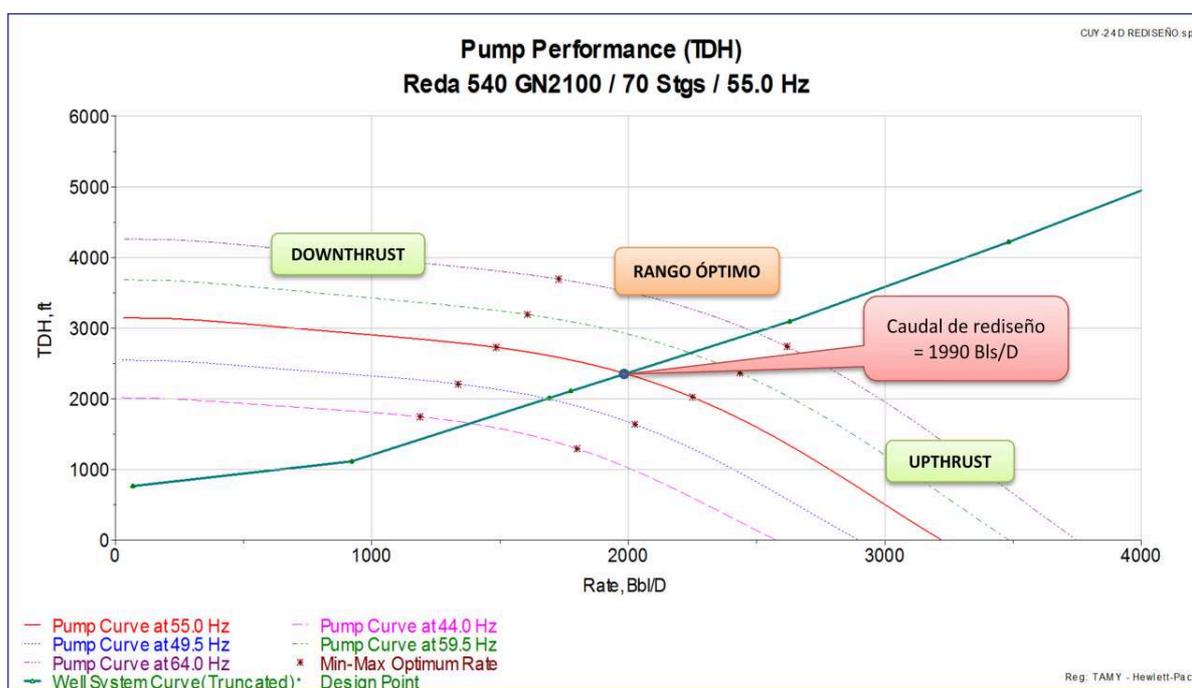
REPORTE DEL REDISEÑO DE BES	
Datos del Cable	
Longitud del Cable	7210.00 ft
Caída de Voltaje	52.00 volts
Voltaje en el Fondo del Pozo	1219.2 volts
Voltaje Superficial	1271.2 volts
KVA Totales del Sistema	54.3

Fuente: SUB PUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 4.1, indica el comportamiento de la bomba reda GN-2100, el caudal óptimo de rediseño es de 2045 BFPD a condiciones de fondo, y el caudal en superficie es de 1900 BFPD; la curva del pozo se ajusta a la curva de comportamiento de la nueva bomba, y los rangos operativos se encuentran de acuerdo al potencial del pozo.

FIGURA 4. 1 Comportamiento en sitio de la bomba GN-2100, CUY-24D arena "Us"



Fuente: SUB PUMP 7.0.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La tabla 4.3, indica la producción actual de 1530 BFPD, con la bomba GN-1600, 74 etapas, y 59 hz, y la producción de rediseño de 1900 BFPD, con una bomba GN-2100, 70 etapas, y 55 hz, la profundidad de la nueva bomba es igual a la anterior, porque el pozo se encuentra con completación dual; la ganancia de producción de petróleo que se obtiene con el rediseño de la bomba es de 156,4 BPPD.

TABLA 4. 3 Producción luego de rediseñar bomba GN-2100

CUY-24D arena "Us"						
CONDICION	QFPD	BSW	QPPD	HZ	GANANCIA (BPPD)	BOMBA
ACTUAL	1530	54	703	59	0	GN-1600
REDISEÑAR BES	1870	54	860	55	157	GN-2100

Fuente: SUB PUMP 7.0.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

4.3.2 POZO CUY 29D ARENA "Ts":

El pozo CUY-29D actualmente trabaja con 57 hz de frecuencia, en la figura 3.24 se indica que al llegar a 60 hz se obtiene una ganancia de 66 BPPD, el pozo por presentar bajo corte de agua y carga de motor en parámetros de diseño es candidato para incrementar frecuencia a 60 hz.

Diseñar nueva bomba no es escenario factible, la bomba en condiciones actuales opera dentro de rangos óptimos de producción con una pérdida de capacidad de levantamiento de 14% y 12% en la producción, el desgaste es producto de los días operativos de la bomba, además la curva del pozo se ajusta a las condiciones de la bomba.

El yacimiento al producir cerca de la presión de burbuja y tener ubicada la bomba frente a la formación no permite diseñar una bomba con mayor capacidad de levantamiento, para evitar problemas de cavitación y conservar la vida útil de los equipos.

4.3.3 POZO CUY - 30D ARENA “Ui”:

El pozo CUY-30D, arena “Ui” funciona dentro de los caudales óptimos de desempeño de la bomba, la pérdida de capacidad de levantamiento del 16% es ocasionado por el desgaste de la bomba, las características del sistema de levantamiento actual se ajustan a las condiciones del pozo y no presenta incremento del daño de formación.

Las condiciones actuales del sistema de levantamiento y el buen aporte de fluido por parte del yacimiento, hacen que el pozo CUY-30D no necesite de un trabajo de optimización.

4.3.4 EL POZO CUY-34D ARENA “Ui”:

El pozo CUY-34D, arena “Ui” presenta problemas con el sistema de bombeo electrosumergible, actualmente trabaja con 53 hz, y cerca del caudal máximo de operación, bajo estas circunstancias es imposible incrementar frecuencia para evitar desgaste de la bomba; el yacimiento aporta más fluido que las condiciones de diseño originales de la bomba, es conveniente rediseñar una bomba, de acuerdo a las nuevas características operativas que se ajusten a las condiciones actuales del pozo.

4.3.4.1 Rediseñar bomba:

El pozo CUY-34D arena “Ui”, indica pérdida de capacidad de levantamiento del 20%, y produce cerca del caudal máximo del rango óptimo de trabajo; indicando desgaste de la bomba electrosumergible y disminución de la producción del 13,5%; se recomienda hacer un rediseño de la bomba con un rango de trabajo mayor.

La tabla 4.4, indica los parámetros del rediseño de la bomba Reda DN-3100.

TABLA 4. 4 Reporte del rediseño de BES, CUY-34D, arena "Ui"

REPORTE DE REDISEÑO DEL BES	
Datos de Diseño	
Gasto (Flujo) de Diseño de la Bomba	3061.00 BFPD
Presión de Salida de Diseño	240.00 psia
Presión Estática de Yacimiento	2979.00 psia
% Agua	60.00 %
RGA	174.00 scf/STB
Profundidad de la Bomba	7200.00 ft
DI de Tubería de Revestimiento	6.538 inches
Frecuencia de Diseño	54.00 hz
Factor de Carga	1.00
Datos de la Bomba	
Gasto (Flujo) de Líquido a la Entrada de la Bomba	3200.22 BFPD
Fracción de Gas Libre en la Entrada de la Bomba	0.00 %
Bomba Seleccionada	Reda : DN3100
Número de Etapas	58
Eficiencia de la Bomba	69.00 %
Potencia de la Bomba	24.00 hp
Presión de Entrada de la Bomba	2601.1 psia
Presión de Descarga de la Bomba	2831.7 psia
Carga de la Bomba Requerida	697.39 ft
Densidad de Líquido	56.446 lb/ft ³
Fracción de Gas Libre a la Entrada	0.00
Caudal Mínimo Recomendado	1860 BFPD
Caudal Máximo Recomendado	3454 BFPD
Datos del Motor	
Motor Seleccionado	Reda : 540_Series_P
Potencia Nominal a 60 Hz	30.00 hp
Voltaje Nominal a 60 Hz	898.00 volts
Corriente Nominal a 60 Hz	20.00 amps
Potencia Nominal a Velocidad de Diseño	24.00 hp
Voltaje Nominal a Velocidad de Diseño	808.2 volts
Corriente Nominal a Velocidad de Diseño	16.7 amps

TABLA 4.4 Continuación

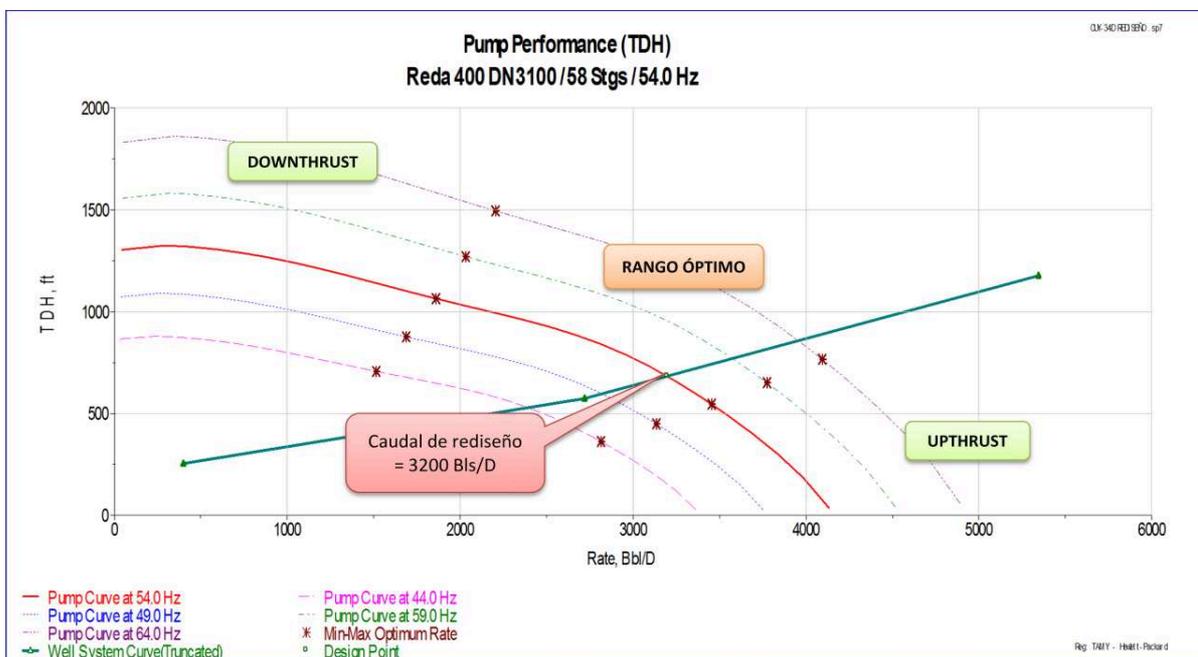
REPORTE DEL REDISEÑO DEL BES	
Datos del Cable	
Longitud del Cable	7300.00 ft
Caída de Voltaje	55.3 volts
Voltaje en el Fondo del Pozo	808.2 volts
Voltaje Superficial	879.7 volts
KVA Totales del Sistema	25.4

Fuente: SUB PUMP 7.0.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 4.2, indica el comportamiento de la nueva bomba reda DN-3100, con 58 etapas, y 54 hz, la producción óptima a condiciones de fondo es de 3200 BFPD, y a condiciones de superficie es de 3061 BFPD; la curva del pozo se ajusta a las condiciones de la nueva bomba por presentar un mayor rango operativo.

FIGURA 4. 2 Comportamiento de la bomba DN-3100, CUY-34D arena "Ui"



Fuente: SUB PUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La tabla 4.5, indica la producción actual de 2550 BFPD, con la bomba SN-2600, 61 etapas, y 53 hz, y la producción de rediseño de 3061 BFPD, con una bomba DN-3100, 58 etapas, y 54 hz, el pozo presenta gran aporte de fluido que permite ubicar la bomba a 7200 ft y ahorrar cable eléctrico. La bomba no puede ubicarse por arriba de 7200 ft por ser un pozo desviado hasta los 6500 ft y evitar problemas de funcionamiento de la bomba; la ganancia de producción de petróleo que se obtiene con el rediseño de la bomba es de 204,4 BPPD.

TABLA 4. 5 Producción luego del rediseñar bomba, Reda DN-3100

CUY 34D arena "Ui"						
CONDICION	QFPD	BSW	QPPD	HZ	GANANCIA (BPPD)	BOMBA
ACTUAL	2550	60	1020	53	0	SN-2600
REDISEÑAR BES	3061	60	1224,4	54	204	DN-3100

Fuente: SUB PUMP 7.0.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

4.3.5 POZO CUY-35D ARENA "Ui":

Actualmente el pozo trabaja con fase tierra y presenta bajo aislamiento, es fundamental rediseñar una bomba con mayor capacidad de levantamiento y rangos operativos que se ajusten a las características y condiciones actuales del yacimiento.

4.3.5.1 Rediseñar bomba:

El pozo CUY-35D arena "Ui", indica pérdida de capacidad de levantamiento del 15,79%, y produce cerca del caudal máximo de operación de la bomba, provocando una disminución de producción del 19,06%.

Actualmente la bomba trabaja a 48 hz y al límite del rango máximo operativo, es necesario rediseñar una bomba para el próximo reacondicionamiento con mayor capacidad y que trabaje bajo parámetros más eficientes.

La tabla 4.6, indica los nuevos parámetros de la bomba DN-3000, con 70 etapas, y 53 hz.

TABLA 4. 6 Reporte del rediseño de BES, CUY-35D, arena “Ui”

REPORTE DE REDISEÑO DEL BES	
Datos de Diseño	
Gasto (Flujo) de Diseño de la Bomba	2815.00 BFPD
Presión de Salida de Diseño	240.00 psia
Presión Estática de Yacimiento	2986.00 psia
% Agua	73.00 %
RGA	234.00 scf/STB
Profundidad de la Bomba	7300.00 ft
DI de Tubería de Revestimiento	6.538 inches
Frecuencia de Diseño	53.00 hz
Corrección por Viscosidad	Si
Factor de Carga	1.00
Datos de la Bomba	
Gasto (Flujo) de Líquido a la Entrada de la Bomba	2866.65 BFPD
Fracción de Gas Libre en la Entrada de la Bomba	0.00 %
Bomba Seleccionada	Reda : DN3000
Número de Etapas	70
Eficiencia de la Bomba	63.4 %
Potencia de la Bomba	27.00 hp
Presión de Entrada de la Bomba	2542.2 psia
Presión de Descarga de la Bomba	2884.4 psia
Carga de la Bomba Requerida	891.19 ft
Densidad de Líquido	58.248 lb/ft ³
Fracción de Gas Libre a la Entrada	0.00
Caudal Mínimo Recomendado	1823.78 BFPD
Caudal Máximo Recomendado	3213.32 BFPD
Datos del Motor	
Motor Seleccionado	Reda : 540_Series_P-Single
Potencia Nominal a 60 Hz	37.50 hp
Voltaje Nominal a 60 Hz	1380.00 volts
Corriente Nominal a 60 Hz	20.00 amps
Potencia Nominal a Velocidad de Diseño	32.8 hp
Voltaje Nominal a Velocidad de Diseño	1236.67 volts
Corriente Nominal a Velocidad de Diseño	16.5 amps

TABLA 4.6 Continuación

REPORTE DE REDISEÑO DEL BES	
Datos del Cable	
Longitud del Cable	7400.00 ft
Caída de Voltaje	29.9 volts
Voltaje en el Fondo del Pozo	1219.00 volts
Voltaje Superficial	1248.9 volts
KVA Totales del Sistema	29.8

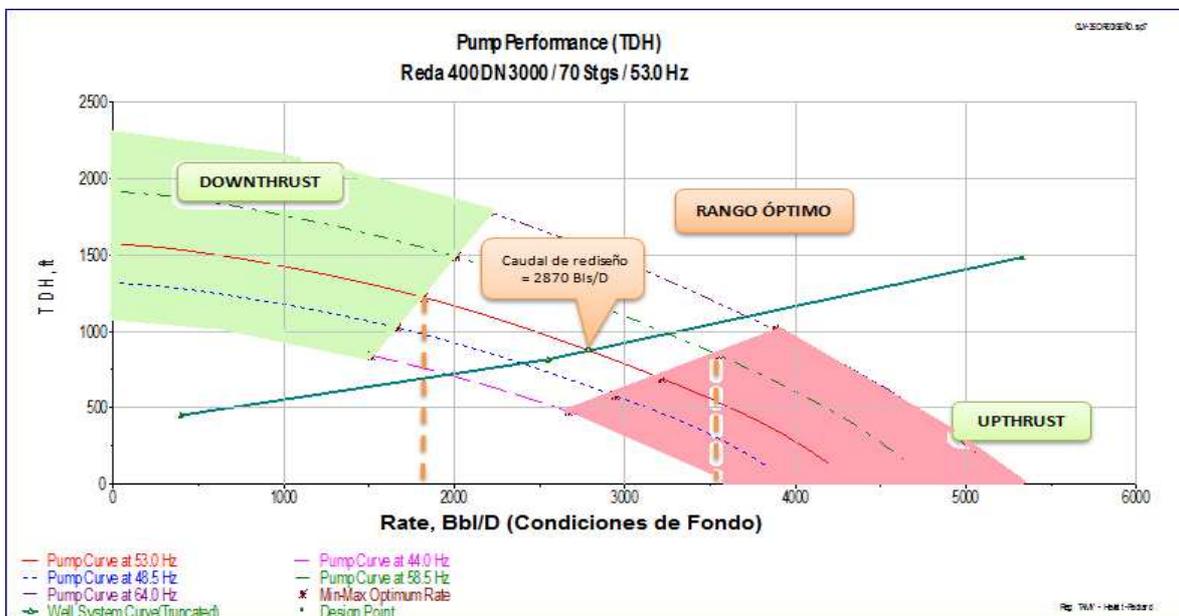
Fuente: SUB PUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 4.3, indica el comportamiento de la nueva bomba redonda DN-3000, la producción óptima de la nueva bomba a condiciones de fondo es de 2870 BFPD, y a condiciones de superficie es de 2815 BFPD; la curva del pozo se ajusta a las condiciones operativas de la bomba por presentar un mayor rango de producción, y trabajar con mayor eficiencia.

Es necesario controlar el corte de agua, y evitar incrementar demasiado la producción para eliminar problemas de conificación y que se venga el agua.

FIGURA 4. 3 Comportamiento en sitio de la bomba DN-3000, CUY-35D arena "Ui"



Fuente: SUB PUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La tabla 4.7, indica la producción actual de 2364 BFPD, con una bomba SN-2600, 61 etapas, y 54 hz, el caudal de rediseño es de 2815 BFPD, con una bomba DN-3000, 70 etapas, y 56 hz; el pozo a las mismas condiciones de yacimientos produce dentro del rango óptimo de operación de la bomba; la ganancia de producción con el rediseño de la bomba es de 122 BPPD.

TABLA 4. 7 Producción luego del rediseño de la bomba CUY-35D arena "Ui"

CUY-35D arena "Ui"						
CONDICION	QFPD	BSW	QPPD	HZ	GANANCIA	BOMBA
ACTUAL	2364	73	638	48	0	SN-2600
REDISEÑAR BES	2815	73	793	56	122	DN-3100

Fuente: PIPESIM 2010.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

4.3.6 POZO CUY 36D ARENA "Ui":

El pozo CUY-36D, presenta un alto corte de agua, la figura 3.40, indica la posibilidad de subir frecuencia de 56 a 60 hz e incrementar la producción en 30 BPPD, es importante preservar las condiciones de corte de agua, evitar la conificación y conservar las condiciones operativas óptimas de la bomba.

El sistema de bombeo se encuentra cerca de los rangos máximos de operación, carga de motor y límites de producción, sin embargo rediseñar una nueva bomba es innecesario por el alto corte de agua, existe la posibilidad de tomar registro de saturación y punzonar nuevos intervalos para aislar el corte de agua.

Si el registro de saturación no presenta buenos resultados, la mejor alternativa es aislar la arena e incorporar nuevas zonas que no han sido punzonadas, ni evaluadas.

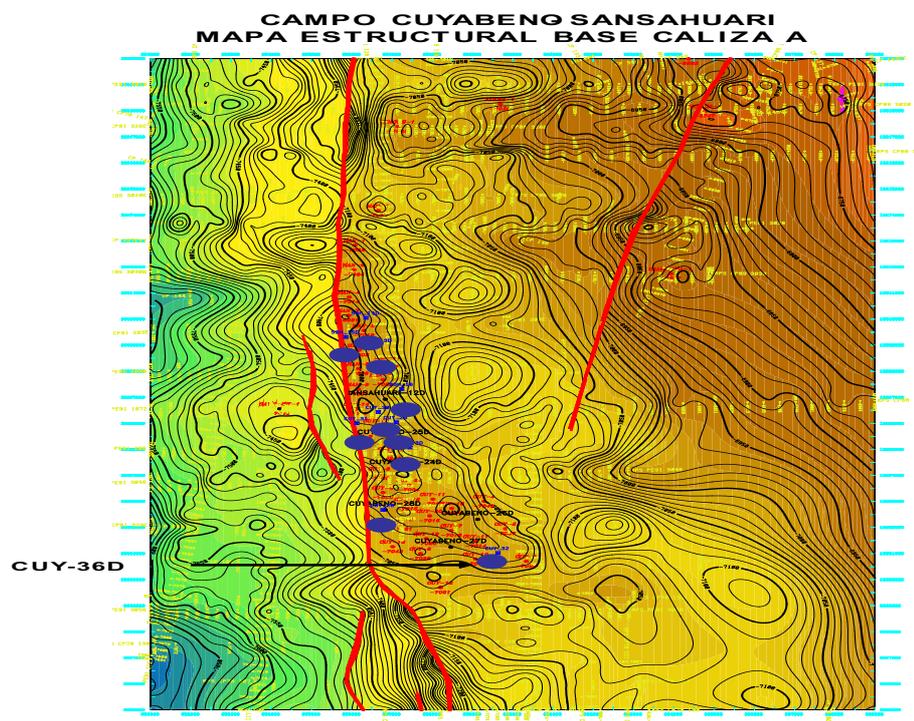
4.3.6.2 Cambiar zona y diseñar BES:

Es una nueva arena, no existe la posibilidad de evaluar la zona antes de bajar el sistema de bombeo, se necesita predecir el comportamiento de la nueva arena, conocer la ubicación del pozo, y pozos vecinos, para obtener características petrofísicas y de producción que son necesarias en la elaboración del diseño de la bomba.

Ubicación

El pozo de desarrollo CUY-36D, se encuentra localizado en la parte sur de la estructura del campo Cuyabeno, cantón Putumayo, provincia de Sucumbíos. La figura 4.4 indica la ubicación estructural del pozo.

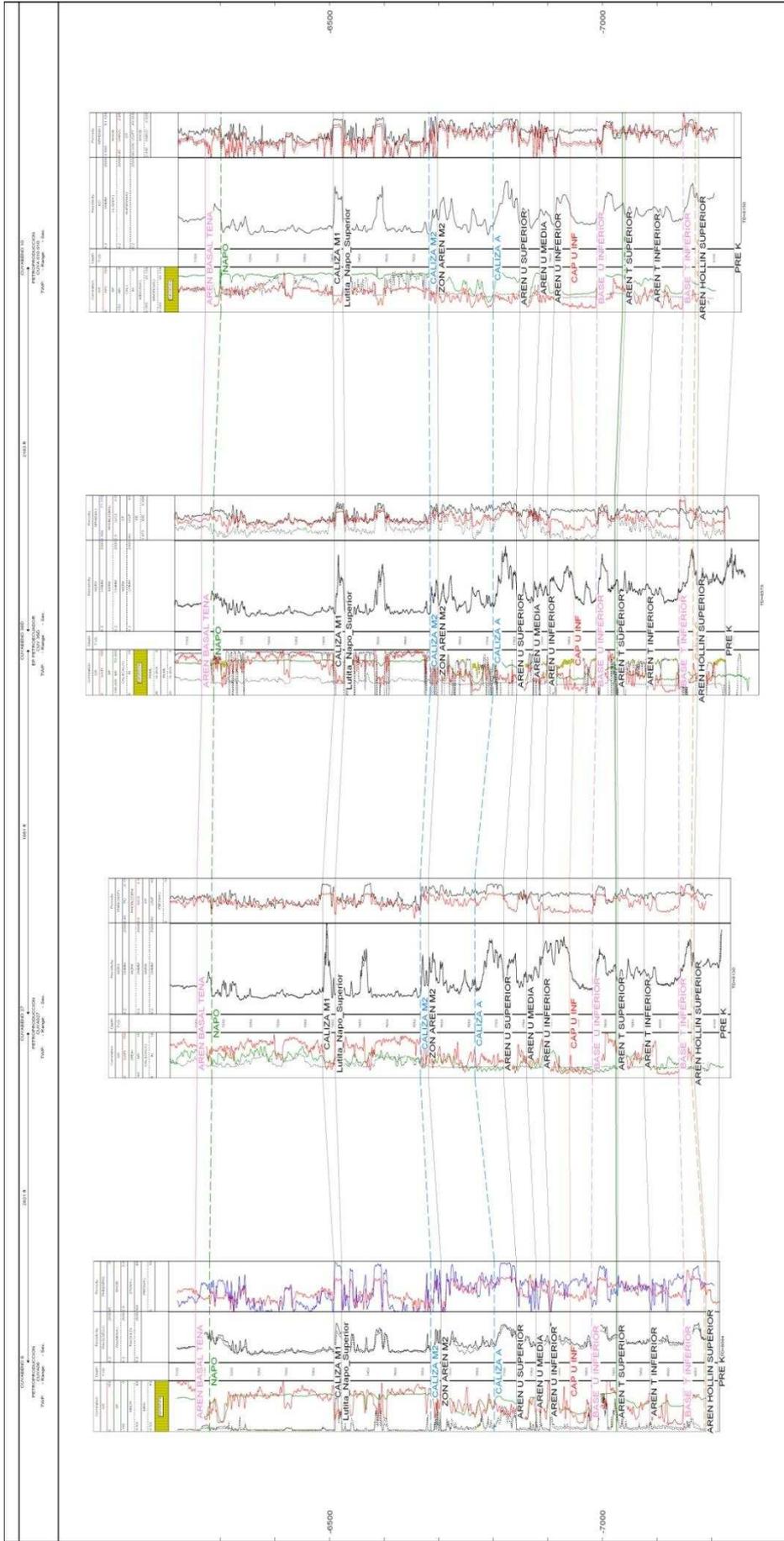
FIGURA 4. 4 Mapa estructural y ubicación del pozo Cuy- 36D



Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

FIGURA 4. 5 Corte estructural-estratigráfico pozos CUY-6, 27, 36D Y 10.



Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Pozos vecinos:

El pozo CUY-36D, se encuentra ubicado al sur de la estructura entre los pozos CUY- 27 y 12, en base al corte estructural realizado en la figura 4.5.

La evaluación e interpretación de los registros eléctricos del pozo direccional CUY-36D, se obtienen con el programa INTERACTIVE PETROPHYSICS V3.5, con el propósito de cuantificar los parámetros petrofísicos (porosidad, saturación de agua, espesor neto, volumen de arcilla y litología) de las principales zonas de interés. En la tabla 4.8 se indica las características petrofísicas de las zonas de interés.

TABLA 4. 8 Características petrofísicas por arena CUY-36D

ARENA	POROSIDAD (%)	Sw (%)	VCL	Rw (TF)
"Us"	19.1	32.0	0.105	0.0614 (178)
"Um"	15.7	34.1	0.146	0.0614 (179)
"Ui"	17.5	27.7	0.166	0.0614 (180)
"Ts"	13.5	42.4	0.207	0.114 (181)

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Para el cálculo de reservas, se utiliza el método volumétrico y con los resultados de la evaluación de registros eléctricos se obtiene un estimado de petróleo en reservas originales como indica la tabla 4.9

TABLA 4. 9 Cálculo de reservas estimadas por cada arena, CUY-36D

YACIMIENTO	AREA (acres)	Ho (pies)	V. ROCA (acre- pie)	Por (%)	Sw (%)	Boi (BY/BN)	N (BN)	Fr (%)	RESV. ORIG. (BN)
"Us"	82	22	1,804	15.70	34.10	1.186	1,220	32.8	400
"Ui "	82	30	2,460	17.50	27.70	1.186	2,035	32.8	667
"Ts "	82	26	2,132	13.50	42.40	1.219	1,055	33	348

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

En base a los parámetros y la interpretación de registros eléctricos los intervalos aprobados por ser punzonados, se indican en la tabla 4.10

TABLA 4. 10 Intervalos aprobados por ser punzonados CUY-36D

ARENA	PROFUNDIDAD (ft)		TOTAL (ft)	
"Us"	8160	8182	22	
"Ts"	8315	8328	13	26
	8330	8343	13	

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

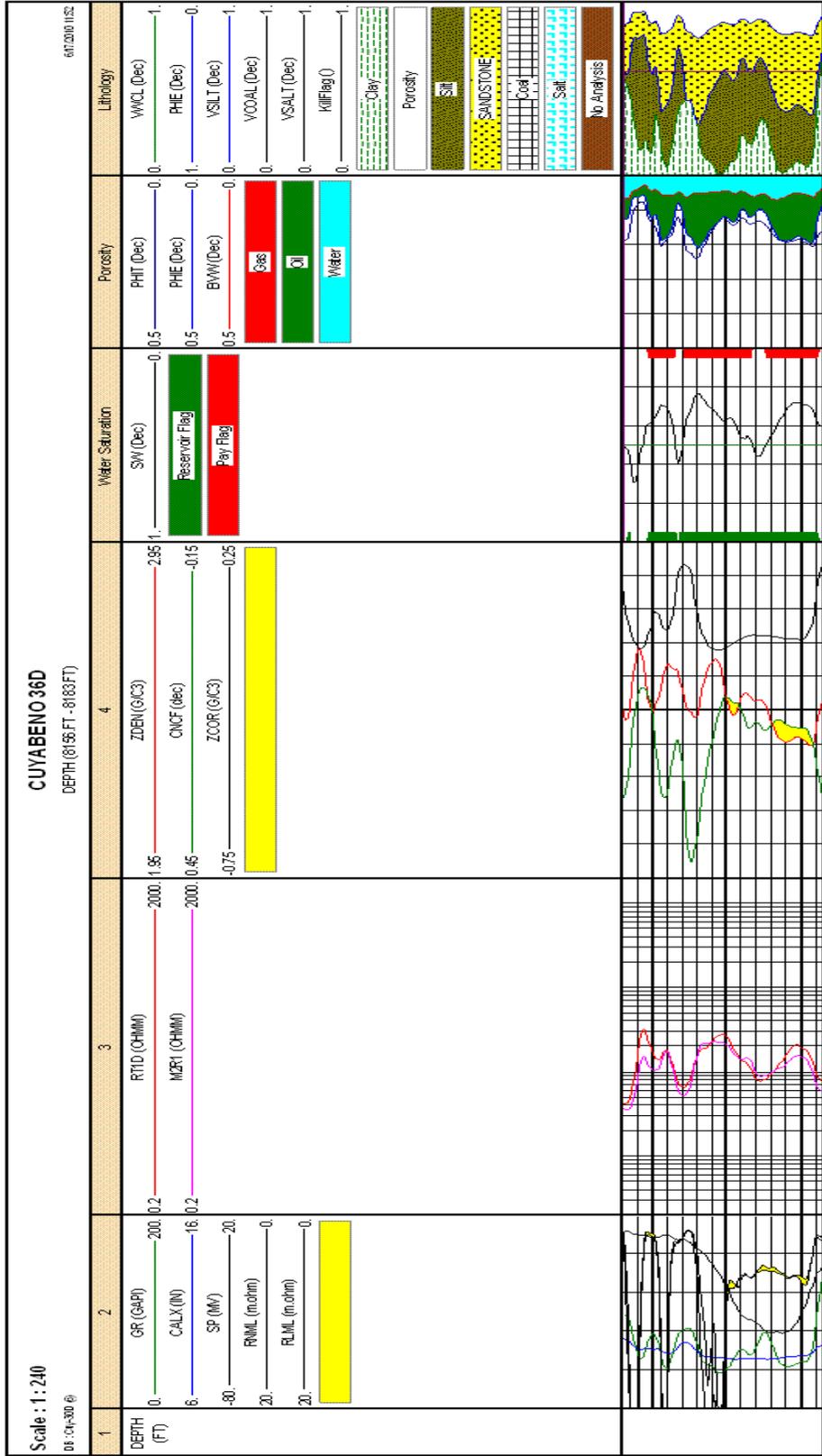
Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

En base a los registros de interpretación petrofísica indicados en la figura 4.6 y los historiales de producción de los pozos vecinos del anexo 2.6, se determina que la mejor arena por ser incorporada es "Us", la arena "Ts" en el Área presenta altos porcentajes de corte de agua, alrededor del 80%.

En la figura 4,12, se indica las condiciones de saturación de agua que presenta el reservorio, alrededor del 34%, con un espesor neto de 22 pies y porosidad del 15,7 %, la profundidad a la que se encuentra la formación es de 8160 ft.

De acuerdo a las condiciones analizadas el reservorio "Us", presenta las condiciones litológicas y petrofísicas necesarias para la existencia de hidrocarburo y para ser incorporada a la producción del pozo CUY-36D.

FIGURA 4. 6 Interpretación de registros eléctricos arena "Us"



Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

En base a los estudios de simulación y sísmica 3D, las características de la arena “Um” son similares a “Us”, incorporando a “Um” como “Us”, la tabla 4.11, indica los resultados obtenidos de simulación, según información proporcionada por la gerencia de exploración y desarrollo de Petroecuador

TABLA 4. 11 Parámetros petrofísicos del pozo CUY 36D

POZO	ARENA	HO	POROSIDAD	SW	BOI	SOR	PI	UIO	API GENERAL
CUY-36	“Us”	7,50	0,19	0,32	1,1358	0,2	3258	4,26	24,5 US, UM
	“Um”	20,25	0,16	0,34	1,1358	0,2	3258	4,26	24,5 US. UM
	“Ts”	32,25	0,14	0,42	1,25	0,2	3338	1,85	29,4

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

Las tablas 4.12 y 4.13, indica datos de build up y producción de los pozos vecinos CUY-06 y CUY-10 que aportaron de “Us”

La cantidad de fluido producido durante la evaluación de los dos pozos es similar alrededor de 1200 BFPD con un espesor de petróleo de 16 pies en Cuy-06 y 14 pies en el pozo Cuy -10, al tener un espesor de 22 pies se estima que la cantidad de fluido por producir es similar y alrededor de 1200 a 1500 BFPD con un corte de agua del 55%, es el porcentaje actual de BSW de “Us”.

TABLA 4. 12 Datos de Build Up, Pozo CUY-06. arena “Us.”

POZO	FECHA	INTERVALOS	ARENA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	St
CUY-06	09/12/2007	7728-7745	Us	1248	799	449	35,98%	5,8
	EF	K (md)	IP BÚP	GOR	POROSIDAD	Pb	Pws @mp	Pwf @mp
	0,59	248	1,58	319	16,00%	980	2885	2098

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

TABLA 4. 13 Datos de Build Up, Pozo CUY-10. arena "Us"

POZO	FECHA	INTERVALOS	ARENA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	St
CUY-10	04/03/1996	7746-7760	Us	1.200	851	349	29,08%	0,6
	EF	K (md)	IP BÚP	GOR	POROSIDAD	Pb	Pws @mp	Pwf @mp
	1,01	989	3,44	350	18,00%	840	3230	2881

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

De acuerdo a las características de producción y petrofísicas obtenidas de los pozos vecinos, el simulador nos proporciona el comportamiento de la nueva arena y bomba. La tabla 4.14, indica las características operativas del nuevo sistema de levantamiento electrosumergible y predicción del comportamiento de la nueva arena.

TABLA 4. 14 Reporte del diseño de BES, CUY-36D, arena "Us"

REPORTE DE REDISEÑO DEL BES	
Datos de Diseño	
Gasto (Flujo) de Diseño de la Bomba	1351 BFPD
Presión de Salida de Diseño	115.00 psia
Presión Estática de Yacimiento	2900 psia
% Agua	55.00 %
RGA	128.00 scf/STB
Profundidad de la Bomba	7000.00 ft
DI de Tubería de Revestimiento	6.22 inches
Frecuencia de Diseño	52.00 hz
Corrección por Viscosidad	Si
Factor de Carga	1.00
Datos de la Bomba	
Gasto (Flujo) de Líquido a la Entrada de la Bomba	1445 BFPD
Fracción de Gas Libre en la Entrada de la Bomba	0%
Bomba Seleccionada	Reda : Serie 400- Bomba DN-1750
Número de Etapas	120
Caudal Mínimo Recomendado	1051 BFPD
Caudal Máximo Recomendado	1797 BFPD

TABLA 4.14 Continuación

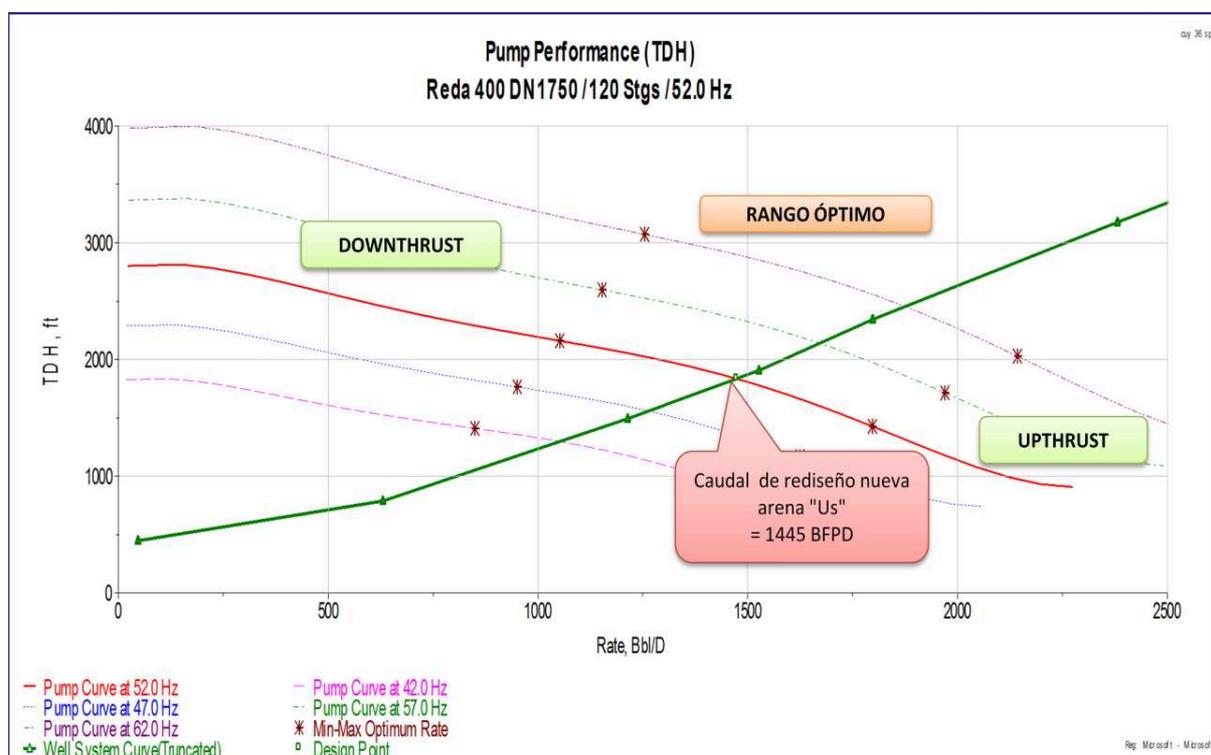
REPORTE DE REDISEÑO DEL BES	
Eficiencia de la Bomba	68,00%
Potencia de la Bomba	22,21 hp
Presión de Entrada de la Bomba	1678 psia
Presión de Descarga de la Bomba	2475 psia
TDH	1799 ft
Densidad de Líquido	56.319 lb/ft3
Fracción de Gas Libre a la Entrada	0.00
Datos del Motor	
Motor Seleccionado	Reda : 456-I Series_M_P Single
Potencia Nominal a 60 Hz	80 hp
Voltaje Nominal a 60 Hz	2382 volts
Corriente Nominal a 60 Hz	13 amps
Potencia Nominal a Velocidad de Diseño	27 hp
Voltaje Nominal a Velocidad de Diseño	1395 volts
Corriente Nominal a Velocidad de Diseño	12,5 amps
Carga del Motor	32%
Datos del Cable	
Longitud del Cable	7100 ft
Caída de Voltaje	21 volts
Voltaje en el Fondo del Pozo	2064 volts
Voltaje Superficial	2085 volts
KVA Totales del Sistema	45,2

Fuente: SUB PUMP 7.0.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

En la figura 4.7, se indica que la curva del yacimiento se ajusta a la frecuencia de diseño de la bomba, la producción esperada esta dentro de los rangos operativos y el caudal esperado de 1445 BFPD en condiciones de sitio es a la máxima eficiencia de la bomba

FIGURA 4. 7 Comportamiento en sitio de la bomba DN-1750, CUY-36D arena "Us"



Fuente: SUB PUMP 7.0.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La tabla 4.15, indica las nuevas condiciones de operación del pozo, luego de aislar la arena "Ui" e incorporar "Us" a la producción.

TABLA 4. 15 Producción después de cambiar arena, Pozo CUY-36D, arena "Us"

CUY-36D arena "Us"							
CONDICION	ARENA	BFPD	BSW	BPPD	HZ	GANANCIA (BPPD)	BOMBA
ACTUAL	"Ui"	1290	82	232	56	0	P12X
CAMBIAR ARENA Y REDISEÑAR BES	"Us"	1351	55	608	52	376	DN-1750

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

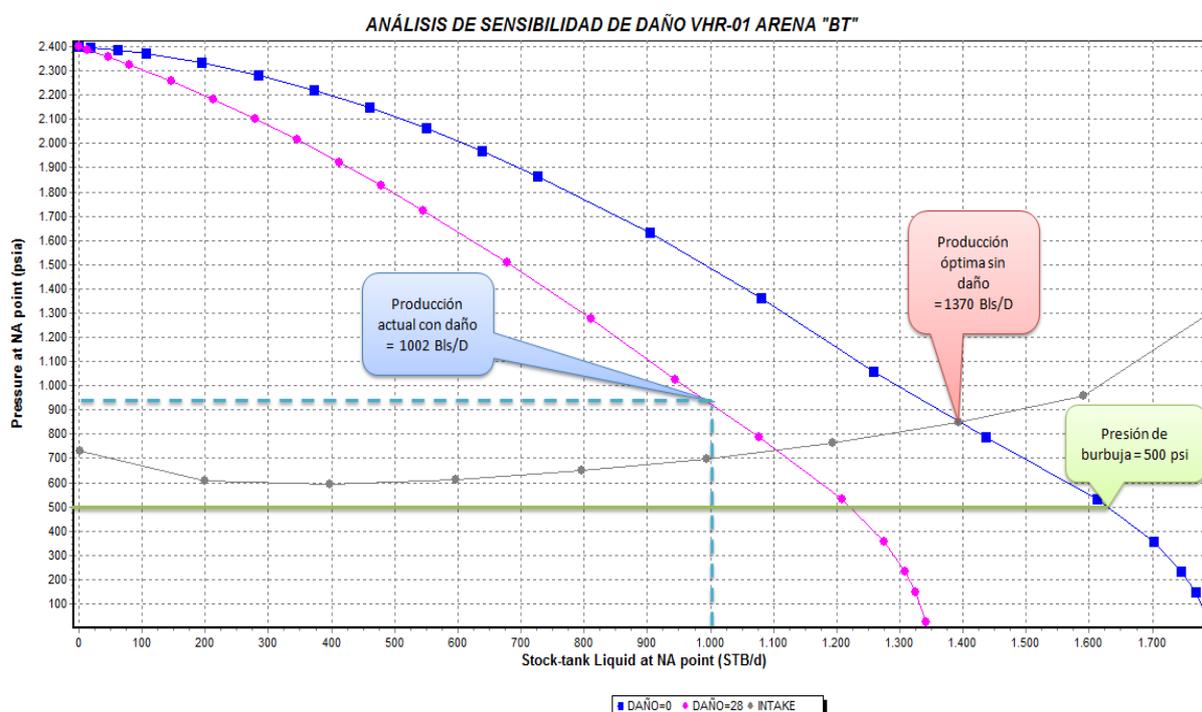
4.3.7 POZO VHR-01 ARENA "BT":

El análisis nodal determina que la pérdida de 300 BFPD, es ocasionada por un incremento del daño de la formación, la bomba se encuentra en los rangos óptimos de operación, el único problema que presenta es la pérdida de la capacidad de levantamiento en 22% por el desgaste operativo. El escenario más factible es limpiar el daño de la formación.

4.3.7.1 Eliminar el daño y rediseñar BES:

La figura 4.8, indica la curva IPR actual de 1002 BFPD, con daño 28, y la producción óptima de 1370 BFPD sin daño; el punto de burbuja es muy cercano a la producción y es necesario conservar la producción por encima del punto de burbuja para evitar problemas de cavitación

FIGURA 4. 8 Análisis de sensibilidad de daño VHR-01 arena "BT"

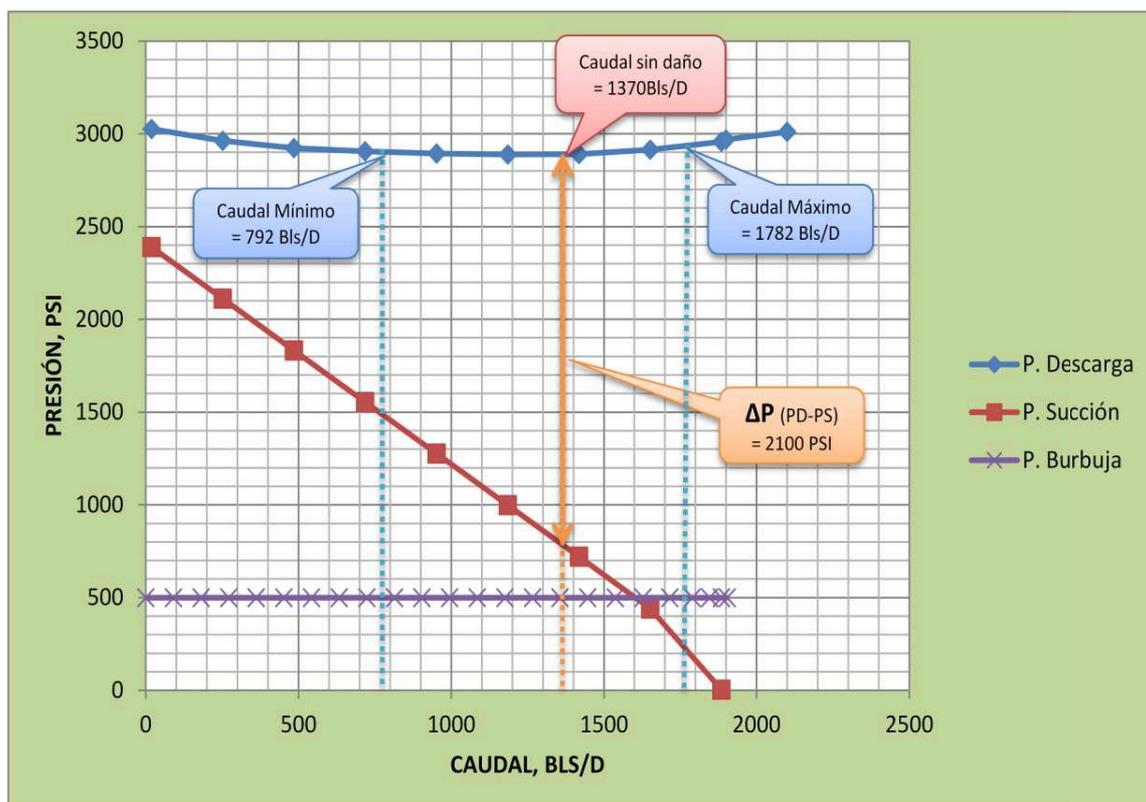


Fuente: PIPESIM 2010

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 4.9, indica que la producción al eliminar el daño no se adapta a las características de la bomba; se recomienda hacer una estimulación para disminuir el daño y rediseñar una bomba con mejores condiciones operativas para ahorrar energía, disminuir la carga de motor, bajar frecuencia y conservar la vida útil de los equipos

FIGURA 4. 9 Comportamiento en sitio de la bomba GN-1600 al eliminar daño.



Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Actualmente el pozo produce dentro del rango operativo de la bomba a 66 hz, pero las bombas son diseñadas con una base de 60 hz es decir 3500 RPM, para mantener la vida útil y operativa del motor; entonces la bomba actual, opera con 66 hz fuera del límite de frecuencia de trabajo; se recomienda diseñar una bomba al eliminar el daño.

La tabla 4.16, indica los nuevos parámetros de la bomba GN-1600, con 135 etapas, y 55 hz.

TABLA 4. 16 Reporte del diseño de BES, VHR-01, arena "BT"

REPORTE DE REDISEÑO DEL BES	
Datos de Diseño	
Gasto (Flujo) de Diseño de la Bomba	1370.00 STB/d
Presión de Salida de Diseño	64.00 psia
Presión Estática de Yacimiento	2400.00 psia
% Agua	18.00 %
RGA	100.00 scf/STB
Profundidad de la Bomba	7235.00 ft
DI de Tubería de Revestimiento	6.538 inches
Frecuencia de Diseño	55.00 hz
Corrección por Viscosidad	Si
Factor de Carga	1.00
Datos de la Bomba	
Gasto (Flujo) de Líquido a la Entrada de la Bomba	1561.08 STB/d
Fracción de Gas Libre en la Entrada de la Bomba	0.00 %
Bomba Seleccionada	Reda : GN1600
Número de Etapas	135
Eficiencia de la Bomba	59.6 %
Potencia de la Bomba	81.6 hp
Presión de Entrada de la Bomba	747.3 psia
Presión de Descarga de la Bomba	2851.6 psia
Carga de la Bomba Requerida	5140.651ft
Densidad de Líquido	55.591 lb/ft ³
Fracción de Gas Libre a la Entrada	0.00
Caudal Mínimo Recomendado	915 BFPD
Caudal Máximo Recomendado	1966 BFPD
Datos del Motor	
Motor Seleccionado	Reda : 446_Series_P-Single
Potencia Nominal a 60 Hz	120.00 hp
Voltaje Nominal a 60 Hz	2480.00 volts
Corriente Nominal a 60 Hz	30.50 amps
Potencia Nominal a Velocidad de Diseño	82.6 hp
Voltaje Nominal a Velocidad de Diseño	2273.33 volts
Corriente Nominal a Velocidad de Diseño	24.5 amps

TABLA 4.16 Continuación

REPORTE DE REDISEÑO DEL BES	
Datos del Cable	
Longitud del Cable	7000.00 ft
Caída de Voltaje	64.00 volts
Voltaje en el Fondo del Pozo	2273.33 volts
Voltaje Superficial	2337.30 volts
KVA Totales del Sistema	99.3

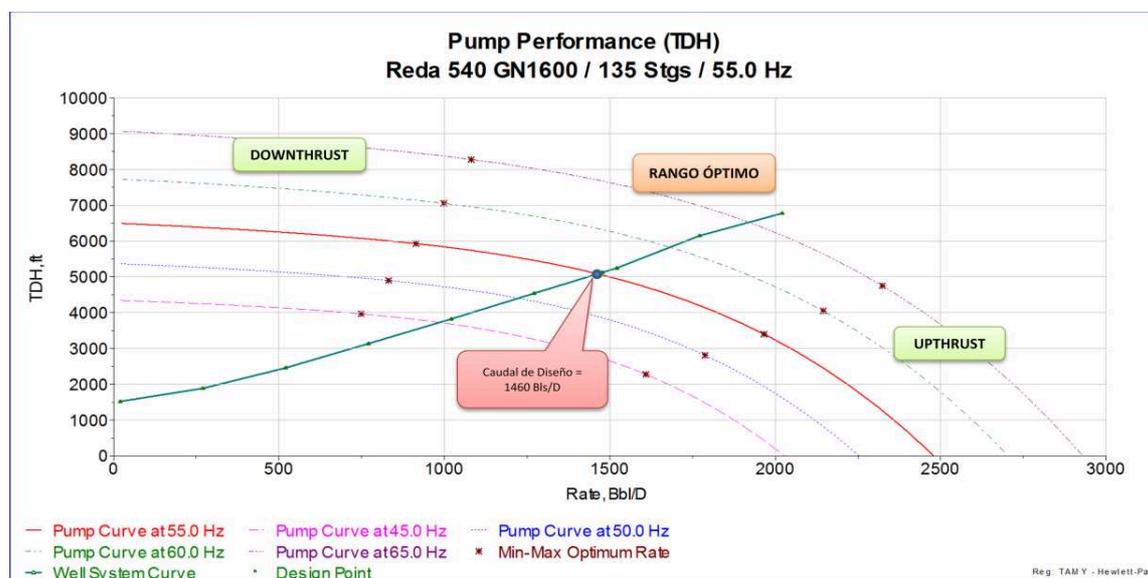
Fuente: SUB PUMP 7.0.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 4.10, indica el comportamiento de la nueva bomba reda GN-1600, la producción óptima de la nueva bomba a condiciones de fondo es de 1460 BFPD, y a condiciones de superficie es de 1370 BFPD.

Con la nueva bomba el pozo sin daño produce dentro del rango óptimo de operación y a menores revoluciones por minuto.

FIGURA 4. 10 Comportamiento en sitio de la bomba GN-1600, pozo VHR-01 arena "BT"



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La tabla 4.17, indica la ganancia de 301,76 BPPD, que se obtiene al reducir el daño de 14 a 0, y rediseñar la bomba para la producción luego de eliminar daño.

TABLA 4. 17 Producción luego de la estimulación y rediseñar BES, VHR-01 arena “BT”

VHR-01 arena “BT”						
CONDICION	DAÑO	BFPD	BSW	BPPD	GANANCIA BPPD	BOMBA
ACTUAL	28	1002	18	821	0	GN-1300
ELIMINAR DAÑO Y REDISEÑAR BES	0	1370	18	1123	301	GN-1600

Fuente: SUB PUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

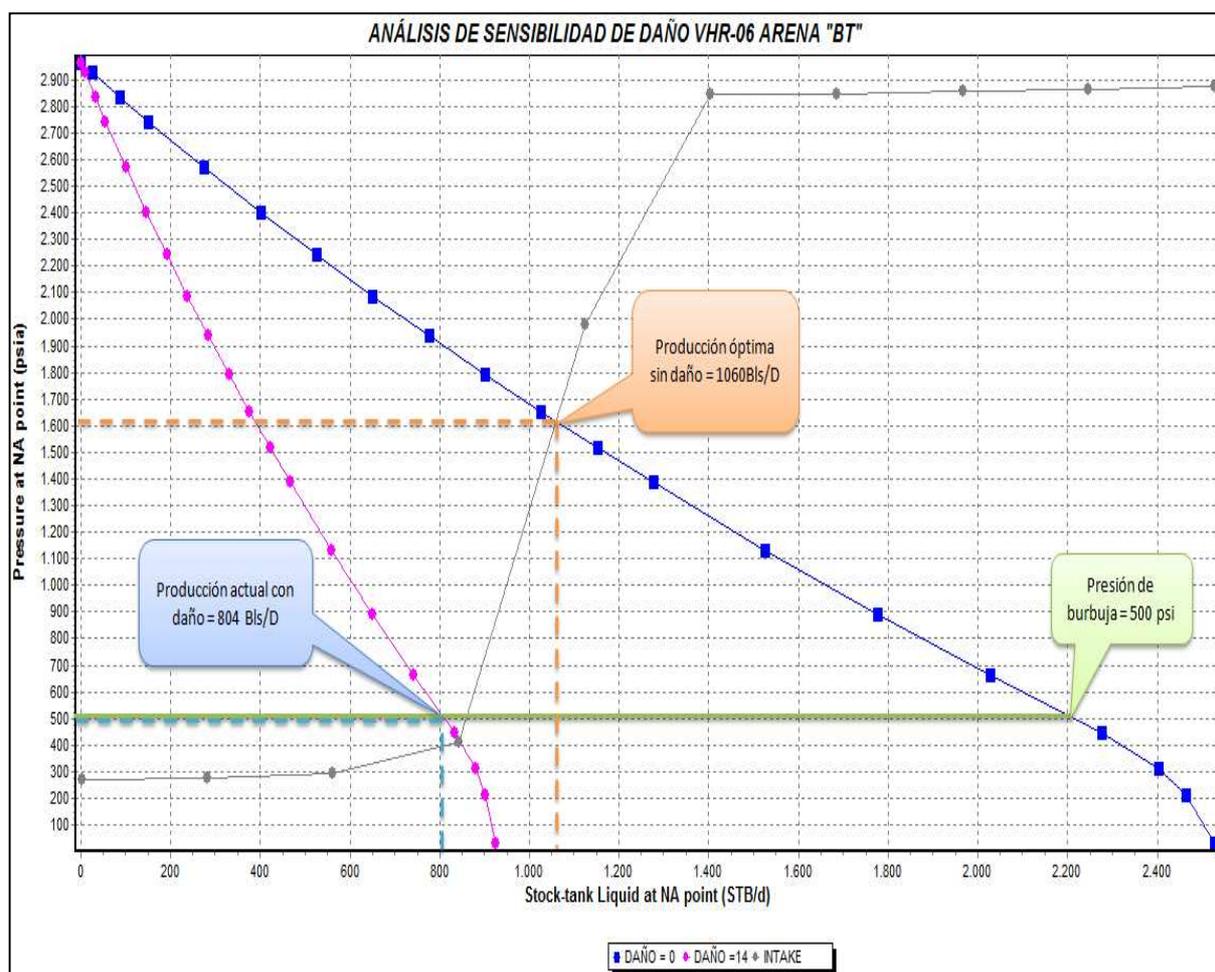
4.3.8 POZO VHR-06 ARENA “BT”:

El análisis nodal del pozo VHR-06, arena “BT” muestra un aumento del daño de formación a 14, las características operativas de la bomba a condiciones actuales se mantienen en los parámetros óptimos de desempeño. El mejor escenario es eliminar el daño para aumentar la producción.

4.3.8.1 Eliminar daño y rediseñar BES

La figura 4.11, indica la curva IPR del análisis de sensibilidad de daño, la producción actual es de 804 BFPD con $S_f = 14$, y la producción óptima es de 1060 BFPD, al reducir a $S_f = 0$; actualmente el pozo produce bajo el punto de burbuja y la bomba presenta problemas de cavitación, al eliminar el daño se solucionan los problemas por aumentar el máximo caudal absoluto en la IPR y también la columna de fluido.

FIGURA 4. 11 Análisis de sensibilidad de daño VHR-06 arena "BT"

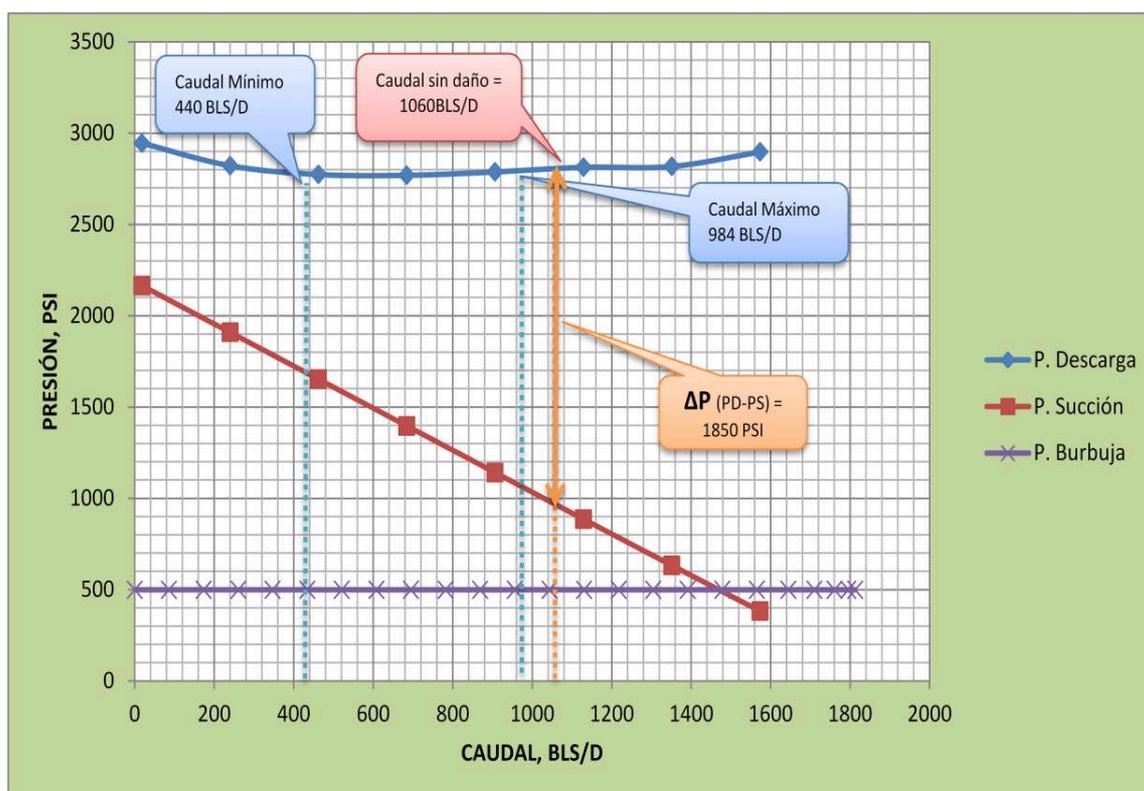


Fuente: PIPESIM 2010

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 4.12, indica que al eliminar el daño de formación, la bomba no presenta la suficiente capacidad de levantamiento y rangos operativos de producción, se recomienda hacer un rediseño de la bomba con un rango óptimo de trabajo mayor.

Para la optimización del pozo VHR-06 es necesario limpiar la formación y rediseñar una bomba con mayor capacidad operativa

FIGURA 4. 12 Comportamiento de la bomba DN-1100 al eliminar daño.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

4.3.8.2 Eliminar daño y rediseñar BES:

Al realizar la limpieza del daño en el pozo VHR-06 arena "BT", incrementa la producción de 804 BFPD a 1060 BFPD, actualmente el pozo produce dentro del rango operativo de la bomba, pero con la producción sin daño la bomba no es obsoleta.

Se realiza un rediseño de bomba para el pozo VHR-06 arena "BT", con las condiciones actuales del pozo, y la producción sin daño.

La tabla 4.18, indica los nuevos parámetros de la bomba rediseñada, GN-1300, con 131 etapas, y 55 hz, con la estimulación y rediseño de bomba se aumenta la presión de intake de 385 a 890 psi, manteniendo la producción en 300 psi sobre la presión de burbuja, y evitando problemas de cavitación.

TABLA 4. 18 Reporte del rediseño del BES, VHR-06 arena "BT"

REPORTE DEL REDISEÑO DEL BES	
Datos de Diseño	
Gasto (Flujo) de Diseño de la Bomba	1060.00 BFPD
Presión de Salida de Diseño	68.00 psia
Presión Estática de Yacimiento	2200.00 psia
% Agua	12.00 %
RGA	144.00 scf/STB
Profundidad de la Bomba	7000.00 ft
DI de Tubería de Revestimiento	6.538 inches
Frecuencia de Diseño	55.00 hz
Corrección por Viscosidad	Si
Factor de Carga	1.00
Datos de la Bomba	
Gasto (Flujo) de Líquido a la Entrada de la Bomba	1130.63 BFPD
Fracción de Gas Libre en la Entrada de la Bomba	0.00 %
Bomba Seleccionada	Reda : GN1300
Número de Etapas	131
Eficiencia de la Bomba	57.3 %
Potencia de la Bomba	58.4 hp
Presión de Entrada de la Bomba	897.5 psia
Presión de Descarga de la Bomba	2638.3 psia
Carga de la Bomba Requerida	4572.1ft
Densidad de Líquido	55.935 lb/ft3
Fracción de Gas Libre a la Entrada	0.00
Caudal Mínimo Recomendado	724 BFPD
Caudal Máximo Recomendado	1629 BFPD
Datos del Motor	
Motor Seleccionado	Reda : 540 Series S-Single
Potencia Nominal a 60 Hz	87.5 hp
Voltaje Nominal a 60 Hz	1330.00 volts
Corriente Nominal a 60 Hz	41.00 amps
Potencia Nominal a Velocidad de Diseño	58.4 hp
Voltaje Nominal a Velocidad de Diseño	1219.17 volts
Corriente Nominal a Velocidad de Diseño	30.8 amps
Datos del Cable	
Longitud del Cable	7100.00 ft
Caída de Voltaje	99.5 volts
Voltaje en el Fondo del Pozo	1219.2 volts
Voltaje Superficial	1346.00 volts
KVA Totales del Sistema	71.9

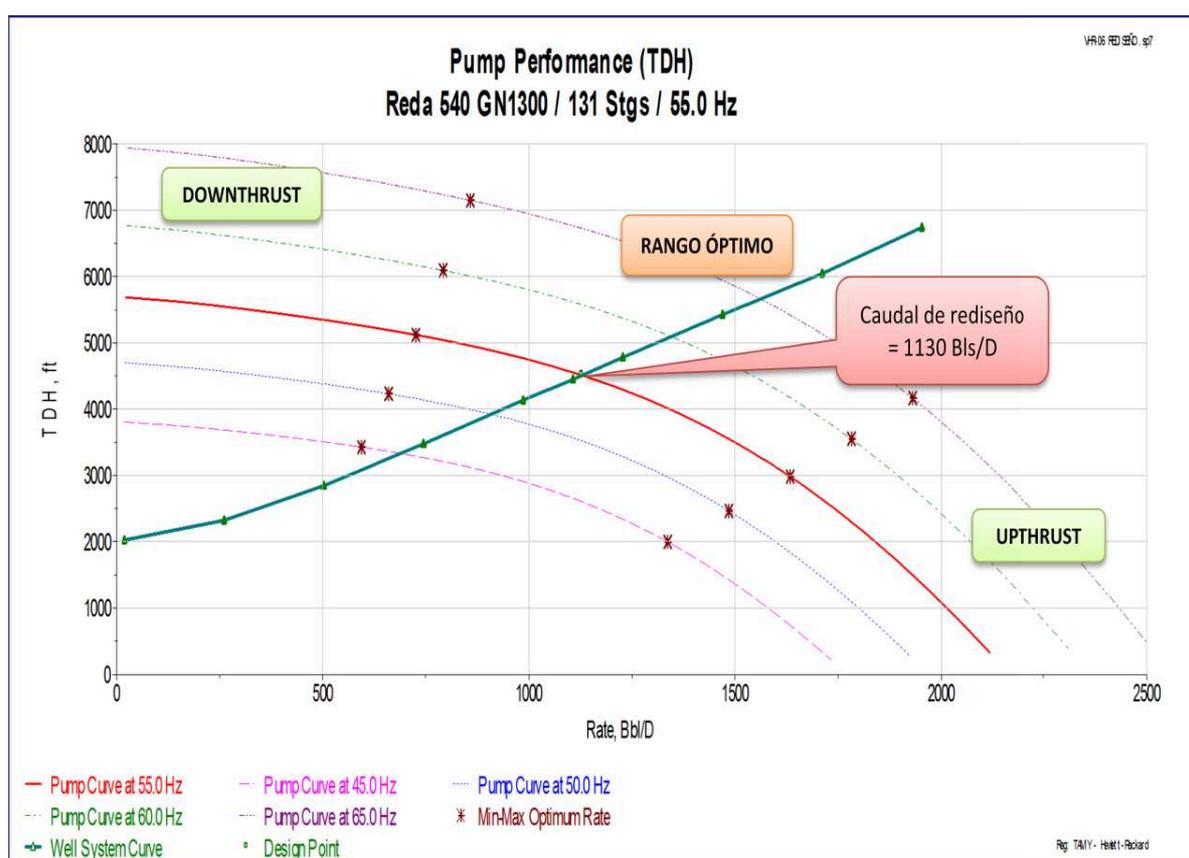
Fuente: PIPESIM 2010.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 4.13, indica el comportamiento de la nueva bomba reda GN-1300 a condiciones de fondo, la producción óptima de la nueva bomba en sitio es de 1130 BFPD, y a condiciones de superficie es de 1060 BFPD.

Se observa que la curva del pozo se adapta a las condiciones del nuevo sistema de levantamiento electrosumergible y la bomba funciona a la máxima eficiencia, la producción aumenta y las condiciones operativas mejoran.

FIGURA 4. 13 Comportamiento en sitio de la bomba GN-1300, VHR-06 arena “BT”



Fuente: SUB PUMP 7.0.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La tabla 4.19, indica la ganancia de 225,28 BPPD, que se obtiene al reducir el daño de 14 a 0, y rediseñar la bomba para la producción sin daño.

TABLA 4. 19 Producción luego de la estimulación VHR-06 arena “BT”

VHR – 06 arena “BT”						
CONDICIÓN	DAÑO	BFPD	BSW	BPPD	GANANCIA BPPD	BOMBA
ACTUAL	14	804	12	707	0	DN-1100
ELIMINAR DAÑO Y REDISEÑAR BES	0	1060	12	932	225	GN-1300

Fuente: SUB PUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

4.3.9 POZO VHR - 08 ARENA “Us” + “BT”

Mediante el análisis nodal se determina que para optimizar las condiciones del pozo VHR-08 se necesita cerrar la arena “BT” que no aporta a la producción y producir “Us”

4.3.9.1 Aislar arena y rediseñar BES:

El diseño actual presenta problemas de cavitación por bajo aporte de fluido y liberación de gas, el rediseño del sistema de levantamiento electrosumergible para la producción de “Us” permite bajar la bomba y ubicarla al nivel de las perforaciones e incrementar la columna de fluido para evitar la cavitación, y aumentar la producción.

Las nuevas características de la bomba se indican en la tabla 4.20

TABLA 4. 20 Reporte de rediseño del BES, VHR-08 arena “Us”

REPORTE DE REDISEÑO DEL BES	
Datos de Diseño	
Gasto (Flujo) de Diseño de la Bomba	454 BFPD
Presión de Salida de Diseño	130.00 psia
Presión Estática de Yacimiento	1185psia
% Agua	40.00 %
RGA	128.00 scf/STB
Profundidad de la Bomba	7834.00 ft
DI de Tubería de Revestimiento	6.22 inches
Frecuencia de Diseño	52.00 hz

TABLA 4.20 Continuación

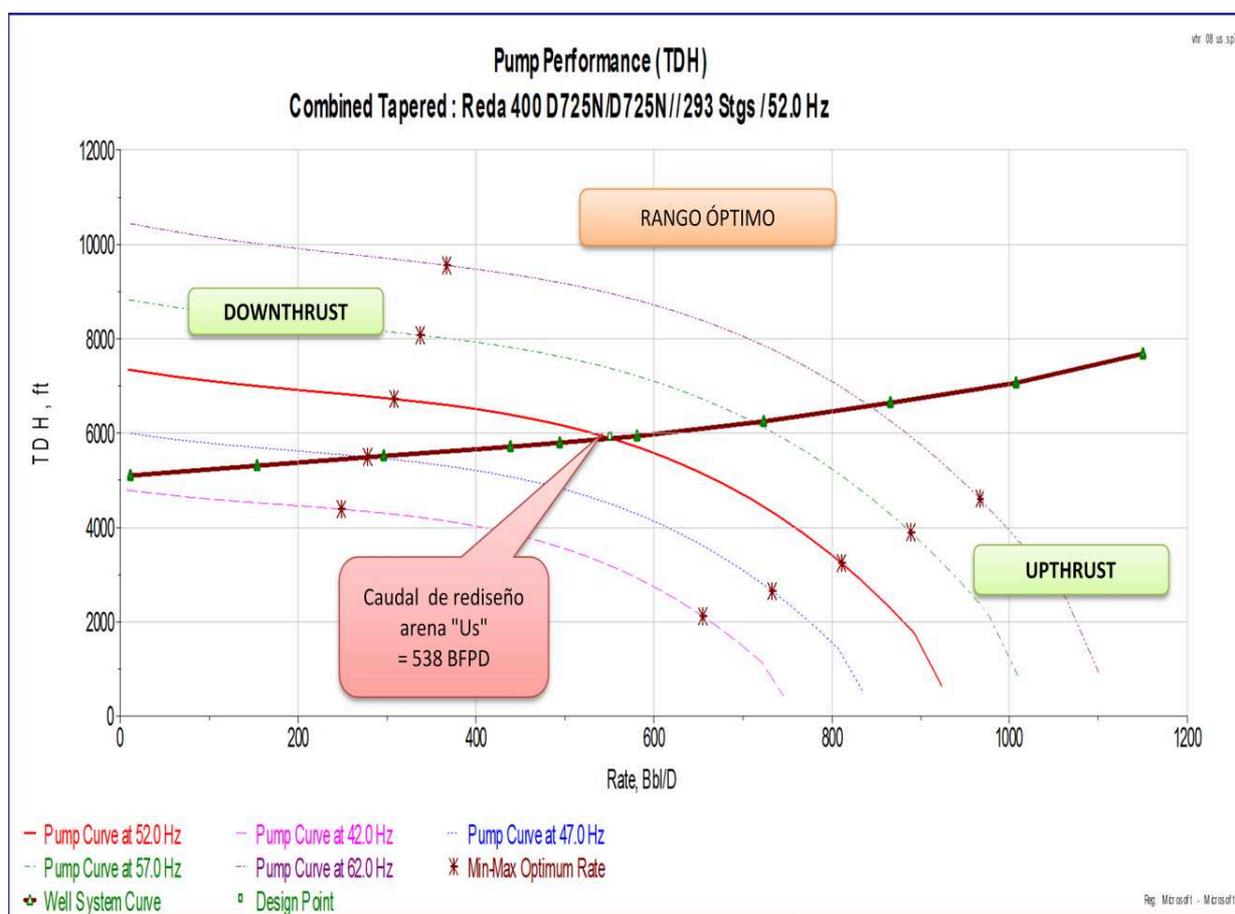
REPORTE DE REDISEÑO DE L BES	
Corrección por Viscosidad	Si
Factor de Carga	1.00
Datos de la Bomba	
Gasto (Flujo) de Líquido a la Entrada de la Bomba	528 BFPD
Fracción de Gas Libre en la Entrada de la Bomba	0%
Bomba Seleccionada	Reda : Serie 400- (2 Bombas) DN-725
Número de Etapas	120+173= 293
Caudal Mínimo Recomendado	307 BFPD
Caudal Máximo Recomendado	810 BFPD
Eficiencia de la Bomba	57,80%
Potencia de la Bomba	23 hp
Presión de Entrada de la Bomba	752 psia
Presión de Descarga de la Bomba	2939 psia
TDH	5792 ft
Densidad de Líquido	54.419 lb/ft ³
Fracción de Gas Libre a la Entrada	0.00
Datos del Motor	
Motor Seleccionado	Reda : 456-I Series_M_P Double
Potencia Nominal a 60 Hz	140 hp
Voltaje Nominal a 60 Hz	1610.00 volts
Corriente Nominal a 60 Hz	55 amps
Potencia Nominal a Velocidad de Diseño	31,8 hp
Voltaje Nominal a Velocidad de Diseño	1395 volts
Corriente Nominal a Velocidad de Diseño	27,6 amps
Carga del Motor	28%
Caudal Mínimo Recomendado	412 BFPD
Caudal Máximo Recomendado	674 BFPD
Datos del Cable	
Longitud del Cable	7900 ft
Caída de Voltaje	81 volts
Voltaje en el Fondo del Pozo	1395 volts
Voltaje Superficial	1476 volts
KVA Totales del Sistema	70,5

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

En la figura 4.14, se indica las nuevas condiciones de la bomba, que se ajusta a las condiciones del yacimiento, y trabaja dentro de los rangos óptimos, el caudal a la entrada de la bomba es de 538 BFPD, a la mejor eficiencia de operación.

FIGURA 4. 14 Comportamiento en sitio de la bomba DN-725, VHR-08 arena “Us”



Fuente: SUB PUMP 7.0.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Las nuevas características de la bomba, al cerrar “BT” y producir “Us” generan una ganancia de 114 BFPD. La tabla 4.21, indica las condiciones actuales que mejoran las características de operación de bomba y yacimiento.

TABLA 4. 21 Producción luego de cerrar “BT” y rediseñar BES, VHR-08 “Us”

VHR-08 arena "Us"						
CONDICION	QFPD	BSW	QPPD	HZ	GANANCIA (BPPD)	BOMBA
ACTUAL	264	40	158	48	0	P 6X
AISLAR ARENA Y REDISEÑAR BES	454	40	272	52	114	DN-725

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

4.3.10 POZO VHR-18D, ARENA “Ui”

El pozo VHR-18D, actualmente presenta bajo aporte de petróleo debido al incremento del corte de agua, el análisis nodal determina que las características de flujo del yacimiento han disminuido por incremento del daño de formación, pero en las condiciones actuales del pozo y con BSW del 93% remover el daño no es conveniente.

Una de las alternativas es correr registro de saturación a “Ui” para determinar el contacto agua petróleo y redisparar un nuevo intervalo, si el registro de saturación no es favorable, la mejor alternativa es incorporar una nueva zona a la producción, el anexo 2.6 y 2.7, indican las zonas sin ser punzonadas ni evaluadas.

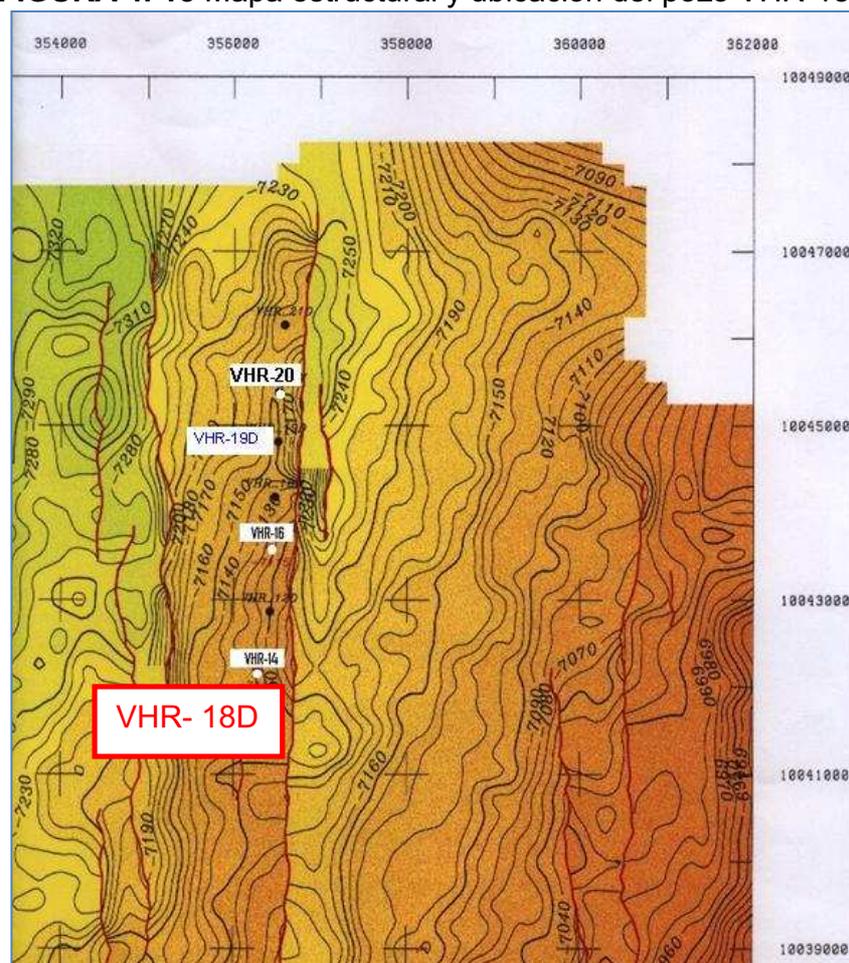
4.3.10.1 Cambiar zona y rediseñar BES:

No existe la posibilidad de evaluar la zona antes de bajar el sistema de bombeo, se necesita predecir el comportamiento de la nueva arena, conocer la ubicación del pozo, y pozos vecinos, para obtener características petrofísicas y de producción que son necesarias en la elaboración del diseño de la bomba.

Ubicación

El pozo de desarrollo VHR-18D, está localizado en la parte Norte del Campo Víctor Hugo Ruales, cantón Putumayo provincia de Sucumbíos, en la figura 4.15, se indica la ubicación estructural.

FIGURA 4. 15 Mapa estructural y ubicación del pozo VHR-18D



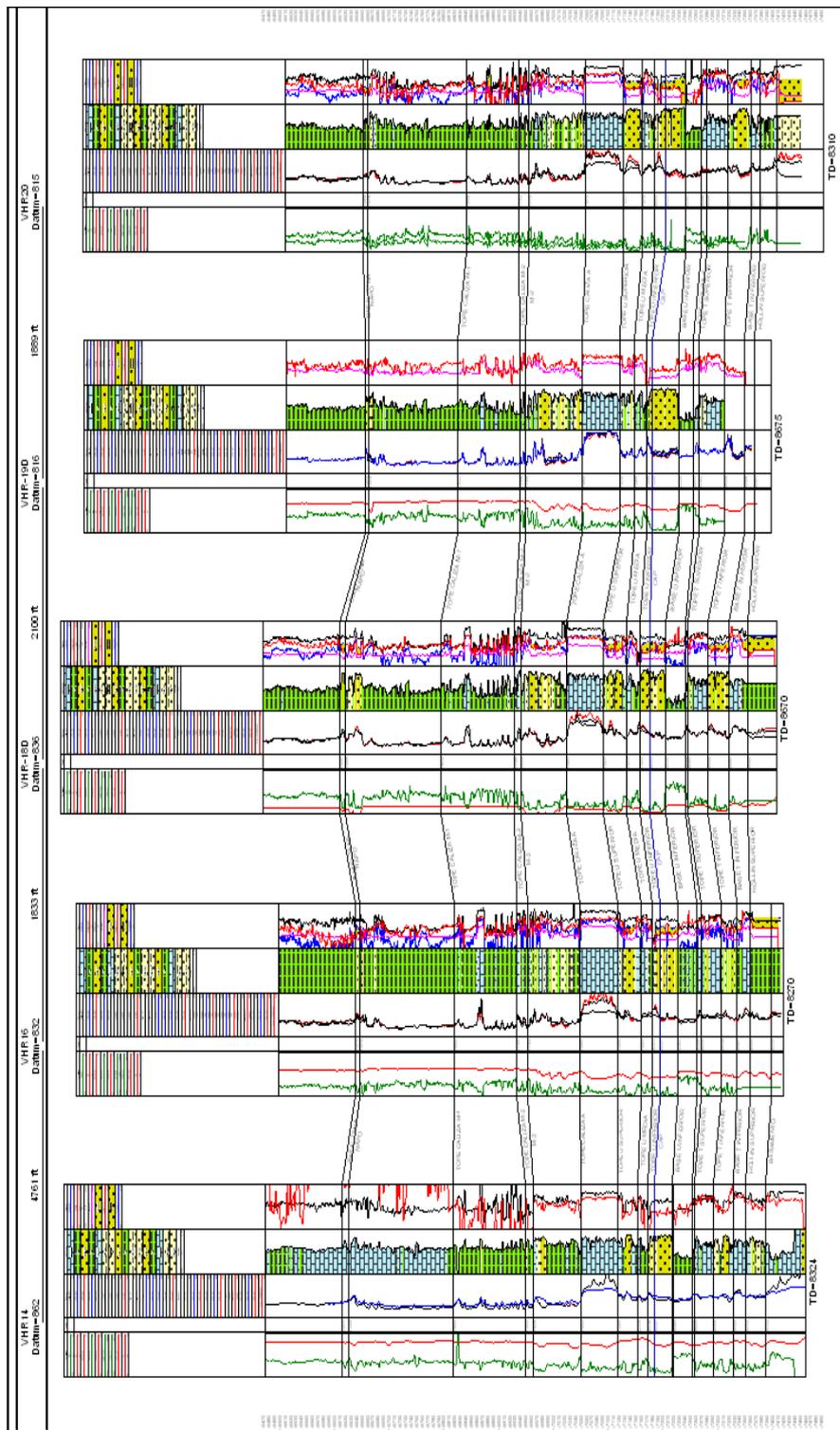
Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Pozos vecinos:

En el corte estructural de la figura 4.16, los pozos que comparten la misma estructura y continuidad de arenas son el VHR -14, VHR -16, VHR -19, VHR -20.

FIGURA 4. 16 Pozos VHR-14, VHR-16, VHR-18D, VHR-19D, VHR-20



Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La evaluación e interpretación de los registros eléctricos del pozo vertical VHR-18D se realizan con el programa INTERACTIVE PETROPHYSICS V3.5, con el propósito de cuantificar los parámetros petrofísicos (porosidad, saturación de agua, espesor neto, volumen de arcilla y litología) de las principales zonas de interés.

La tabla 4.22, indica un resumen de las características petrofísicas de las distintas zonas de interés.

TABLA 4. 22 Interpretación petrofísica Pozo: VHR-18D

ZONA	POROSIDAD (%)	Sw (%)	VCL	Rw (Ohm-m)	TEMPERATURA (°F)	SALINIDAD (ppm ClNa)
"BT"	17.0	23.5	0.167	0.05	196	50.000
"M2"	14.1	39.9	0.127	0.07	197	40.000
"Ti"	16.3	30.9	0.118	0.15	200	15.000

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La tabla 4.23, indica las reservas estimadas para cada arena, se han determinado por el método volumétrico.

TABLA 4. 23 Reservas estimadas por arena VHR-18D

YACIMIENTO	AREA (acres)	ho (pies)	V. ROCA (acre-pie)	Por (%)	Sw (%)	Boi (BY/BN)	N (BN)	Fr (%)	RESV. ORIG. (BN)
"BT"	82	7	574	17	23,5	1,163	497	36	179
"M2"	82	10	820	14,1	39,9	1,1805	456	35	159
"Ti"	82	12	984	16,3	30,9	1,296	663	18	119

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

En la tabla Matriz, se indica que el pozo inicia produciendo de “Us”, hasta alcanzar un alto corte de agua y es aislada para producir de la arena “Ui”, en la actualidad el corte de agua de “Ui” es 93%, motivo que propone un cambio de arena.

De acuerdo a espesores y propiedades petrofísica las zonas con mayor potencial de producción son “Ti” y “M2”, en la tabla matriz se observa que las pruebas de producción iniciales de “Ti” y “M2” en pozos vecinos presentan gran cantidad de agua y bajo aporte, la zona que se recomienda incorporar es “BT” con 7 pies de espesor neto, por presentar buenas propiedades petrofísicas, reservas y resultados favorables en la producción de los pozos vecinos.

La figura 4.24, indica la profundidad y espesor neto por ser punzonados.

TABLA 4. 24 Análisis de zonas no punzonadas VHR-18D

ARENA	PROFUNDIDAD (pies)		TOTAL (pies)
“Ti”	8544	8556	12
“M2”	8220	8230	10
“BT”	7874	7881	7

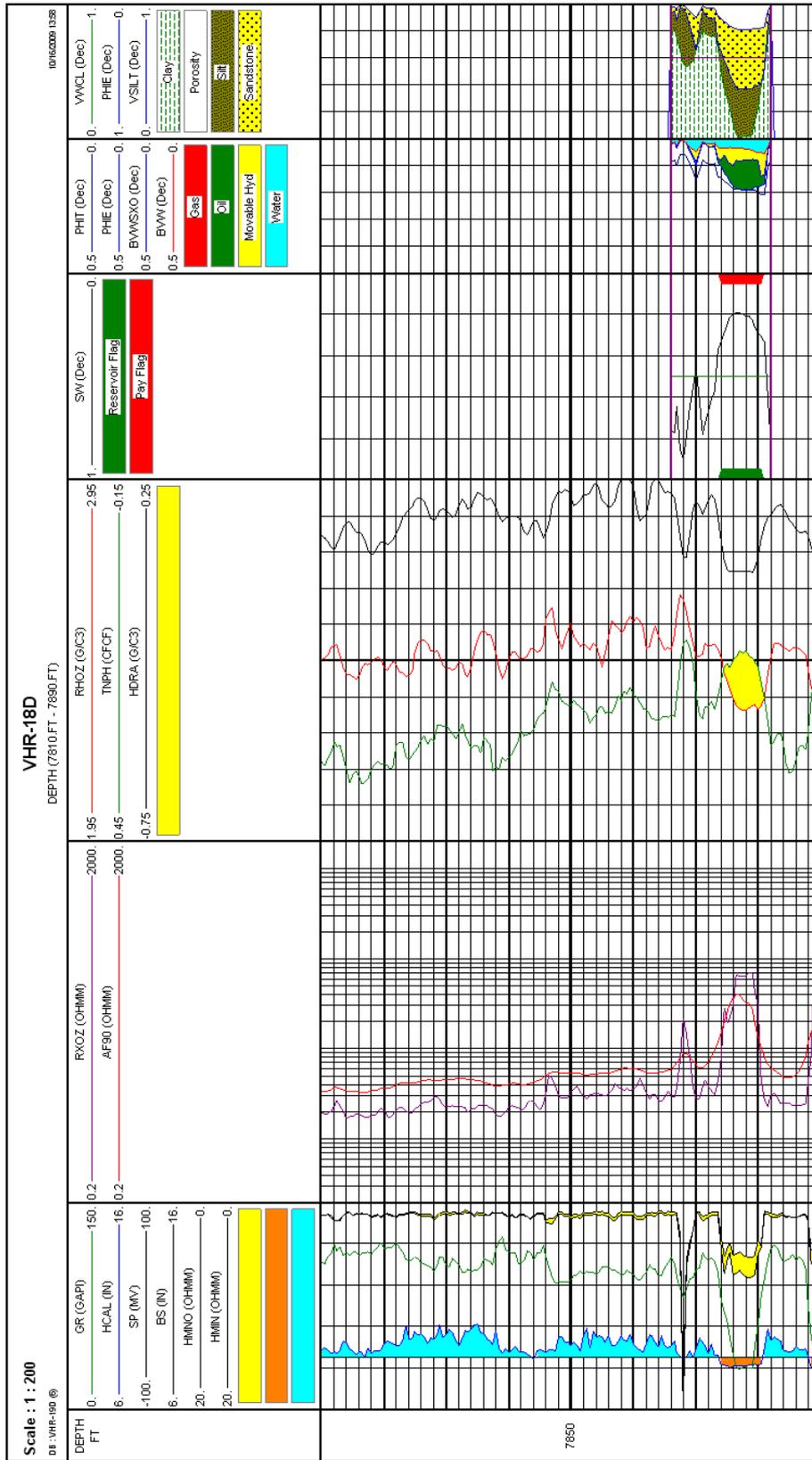
Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Se propone incorporar a la producción la arena “BT”, por presentar características óptimas petrofísicas y buenos resultados de producción de acuerdo al análisis de los pozos vecinos.

En la figura 4.17, se indica la interpretación petrofísica del pozo VHR-18D arena “BT” que ratifica la existencia de hidrocarburo.

FIGURA 4. 17 Interpretación de registros eléctricos arena "BT" VHR-18D



Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Las tablas 4.25 y 4.26, indican los datos de build up tomados a los pozos vecinos de la arena "BT", y se observa que la producción de fluido varía de 864 a 1464 BFPD con un corte de agua promedio del 50%, teniendo en cuenta que el espesor de petróleo en el pozo VHR-18D es similar al VHR 14, de 7 pies, se estima que el flujo esperado es de alrededor de 800 BFPD con BSW del 50%.

TABLA 4. 25 Datos de build up, pozo VHR-14. arena "BT".

POZO	FECHA	INTERVALOS	ARENA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Sf
VHR-14	02/11/2003	7492-7500	BT	864	518	346	40,05%	1,4
	EF	K (md)	IP BÚP	GOR	POROSIDAD	Pb	Pws @mp	Pwf @mp
	0,81	705	0,39	150	18,00%	500	3044	807

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

TABLA 4. 26 Datos de build up, pozo VHR-16. arena "BT"

POZO	FECHA	INTERVALOS	ARENA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Sf
VHR-16	30/04/2009	7489-7495 7502-7506	BT	1464	439	1025	70,01%	5,3
	EF	K (md)	IP BÚP	GOR	POROSIDAD	Pb	Pws @mp	Pwf @mp
	0,46	1608	0,96	139	19,00%	500	2492	969

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

En base a los datos de producción y características petrofísicas de los pozos vecinos se obtienen los datos para ser ingresados al simulador para determinar el comportamiento del reservorio y la bomba con las nuevas condiciones de operación.

En la tabla 4.27, se indica las características de la bomba, que se adapta a las condiciones de la nueva arena, cumple con un adecuado rango de operación y eficiencia de trabajo. La bomba se la ubica frente a las perforaciones, para aumentar la producción y evitar la cavitación en caso de bajo aporte.

TABLA 4. 27 Reporte de diseño del BES, VHR-18D arena "BT"

REPORTE REDISEÑO DEL BES	
Datos de Diseño	
Gasto (Flujo) de Diseño de la Bomba	861 BFPD
Presión de Salida de Diseño	180.00 psia
Presión Estática de Yacimiento	2200 psia
% Agua	50.00 %
RGA	128.00 scf/STB
Profundidad de la Bomba	7877.00 ft
DI de Tubería de Revestimiento	6.22 inches
Frecuencia de Diseño	52.00 hz
Corrección por Viscosidad	Si
Factor de Carga	1.00
Datos de la Bomba	
Gasto (Flujo) de Líquido a la Entrada de la Bomba	913 BFPD
Fracción de Gas Libre en la Entrada de la Bomba	0%
Bomba Seleccionada	Centrilift : Serie 400- (2 Bombas) P12-X
Número de Etapas	78 + 95 = 173
Caudal Mínimo Recomendado	611 BFPD
Caudal Máximo Recomendado	1484 BFPD
Eficiencia de la Bomba	63,00%
Potencia de la Bomba	24 hp
Presión de Entrada de la Bomba	970 psia
Presión de Descarga de la Bomba	2791 psia
TDH	4454 ft
Densidad de Líquido	54.193 lb/ft ³
Fracción de Gas Libre a la Entrada	0.00
Datos del Motor	
Motor Seleccionado	Centrilift : Serie 450 -FMH-A - Single
Potencia Nominal a 60 Hz	120 hp
Voltaje Nominal a 60 Hz	2157 volts
Corriente Nominal a 60 Hz	38 amps
Potencia Nominal a Velocidad de Diseño	43 hp
Voltaje Nominal a Velocidad de Diseño	1869 volts
Corriente Nominal a Velocidad de Diseño	27 amps
Carga del Motor	43%
Datos del Cable	
Longitud del Cable	7977 ft
Caída de Voltaje	52 volts

TABLA 4.27 Continuación

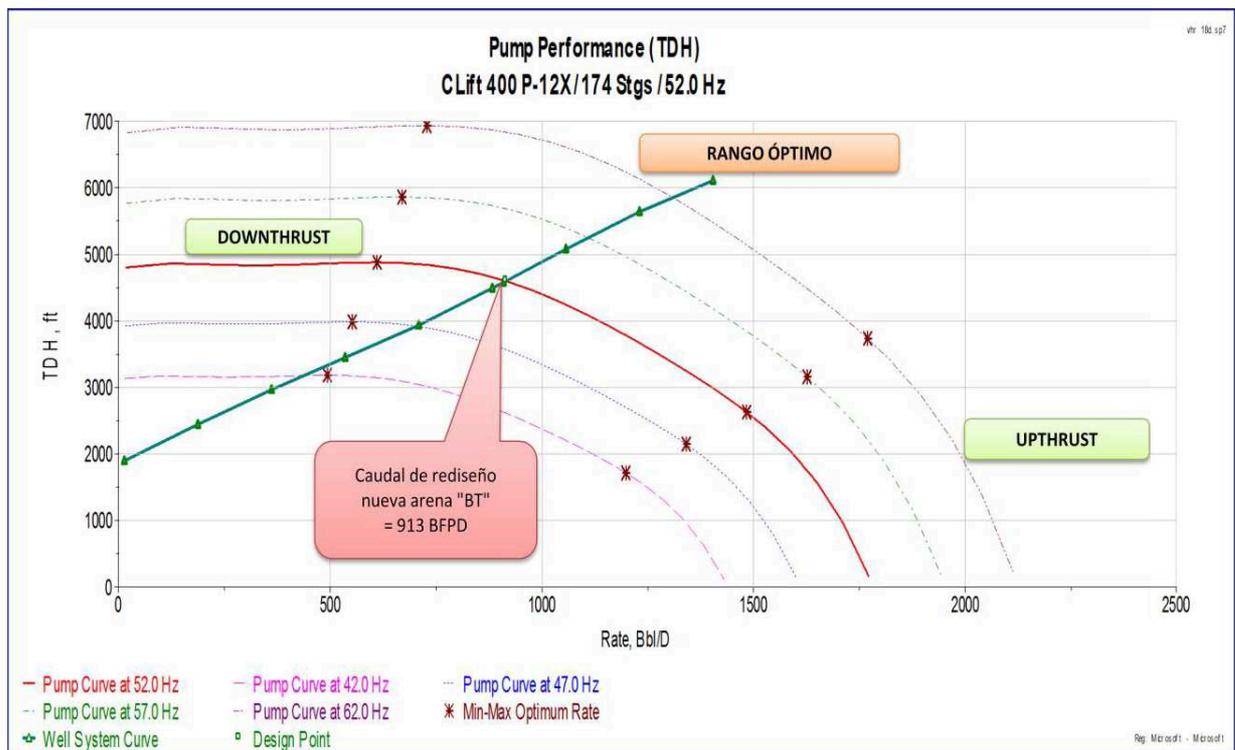
REPORTE DE REDISEÑO DEL BES	
Voltaje en el Fondo del Pozo	1869 volts
Voltaje Superficial	1920 volts
KVA Totales del Sistema	89,2

Fuente: SUB PUMP 7.0.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La figura 4.18, indica las características de operación de la nueva arena, la curva del yacimiento se ajusta a la curva de la bomba, la producción de fluido a la entrada de la bomba es de 913 BFPD que se encuentra dentro del rango operativo y a la mejor eficiencia de trabajo. La bomba se encuentra a nivel de la formación para evitar cavitación en caso de existir bajo aporte.

FIGURA 4. 18 Comportamiento en sitio de la bomba P-12X, pozo VHR-18 arena "BT"



Fuente: SUB PUMP 7.0.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Con las características estimadas de producción de la nueva bomba, se proyecta en el simulador que las condiciones de operación del pozo VHR-21D para la arena “BT” indicadas en la tabla 4.28.

TABLA 4. 28 Condiciones luego de cambiar arena y diseñar BES. Pozo VHR-18D

VHR-18D arena “BT”							
CONDICION	ARENA	BFPD	BSW	BPPD	Hz	GANANCIA (BPPD)	BOMBA
ACTUAL	“Ui”	1598	93	112	56	0	P-8X
CAMBIO ARENA Y REDISEÑAR BES	“BT”	861	50	430	52	318	P-12X

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

4.3.11 POZO VHR 21D ARENA “Um”

Existen arenas productoras que no presentan información de build up, por ser punzonadas con tecnología MAX R o TCP- TCR, el pozo VHR-21D, no presenta registros de pruebas de presión, que no permite realizar un análisis nodal exacto por falta de información. El análisis de la bomba DN-1750 muestra el sobredimensionamiento y desgaste de la bomba, es necesario realizar un rediseño para mejorar las condiciones operativas y de producción.

4.3.11.1 Rediseñar Bomba:

La bomba actualmente opera en Downthrust, esta condición se puede revertir al subir frecuencia para aumentar la producción de fluido y llegar al rango óptimo de trabajo, en las condiciones actuales del yacimiento es imposible subir frecuencia por estar trabajando debajo del punto de burbuja, para evitar reducir la vida útil de los equipos.

Para mejorar las condiciones, es necesario en el próximo trabajo de reacondicionamiento bajar una bomba con menor capacidad de levantamiento que

presente una mayor eficiencia de trabajo y permita mejorar las características de levantamiento.

La tabla 4.29, indica las nuevas características de trabajo de la bomba rediseñada para el pozo VHR -21D.

TABLA 4. 29 Reporte de rediseño del BES, VHR-21D arena “Um”

REPORTE DE REDISEÑO DEL BES	
Datos de Diseño	
Gasto (Flujo) de Diseño de la Bomba	815 BFPD
Presión de Salida de Diseño	85.00 psia
Presión Estática de Yacimiento	2700 psia
% Agua	1%
RGA	128.00 scf/STB
Profundidad de la Bomba	8722.00 ft
DI de Tubería de Revestimiento	6.22 inches
Frecuencia de Diseño	52.00 hz
Corrección por Viscosidad	Si
Factor de Carga	1.00
Datos de la Bomba	
Gasto (Flujo) de Líquido a la Entrada de la Bomba	927 BFPD
Fracción de Gas Libre en la Entrada de la Bomba	0%
Bomba Seleccionada	Reda : Serie 400- 2 Bombas (DN-1100)
Número de Etapas	104 + 73 = 177
Caudal Mínimo Recomendado	528 BFPD
Caudal Máximo Recomendado	1188 BFPD
Eficiencia de la Bomba	57,00%
Potencia de la Bomba	12 hp
Presión de Entrada de la Bomba	1209 psia
Presión de Descarga de la Bomba	1896 psia
TDH	4454 ft
Densidad de Líquido	49.018 lb/ft ³
Fracción de Gas Libre a la Entrada	0.00
Datos del Motor	
Motor Seleccionado	Reda: Serie 456 I -M Double
Potencia Nominal a 60 Hz	130 hp
Voltaje Nominal a 60 Hz	2230 volts

TABLA 4.29 Continuación

REPORTE DE REDISEÑO DEL BES	
Corriente Nominal a 60 Hz	37 amps
Potencia Nominal a Velocidad de Diseño	26 hp
Voltaje Nominal a Velocidad de Diseño	1932 volts
Corriente Nominal a Velocidad de Diseño	19 amps
Carga del Motor	25%
Datos del Cable	
Longitud del Cable	8822 ft
Caída de Voltaje	38 volts
Voltaje en el Fondo del Pozo	1933 volts
Voltaje Superficial	1971 volts
KVA Totales del Sistema	62

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

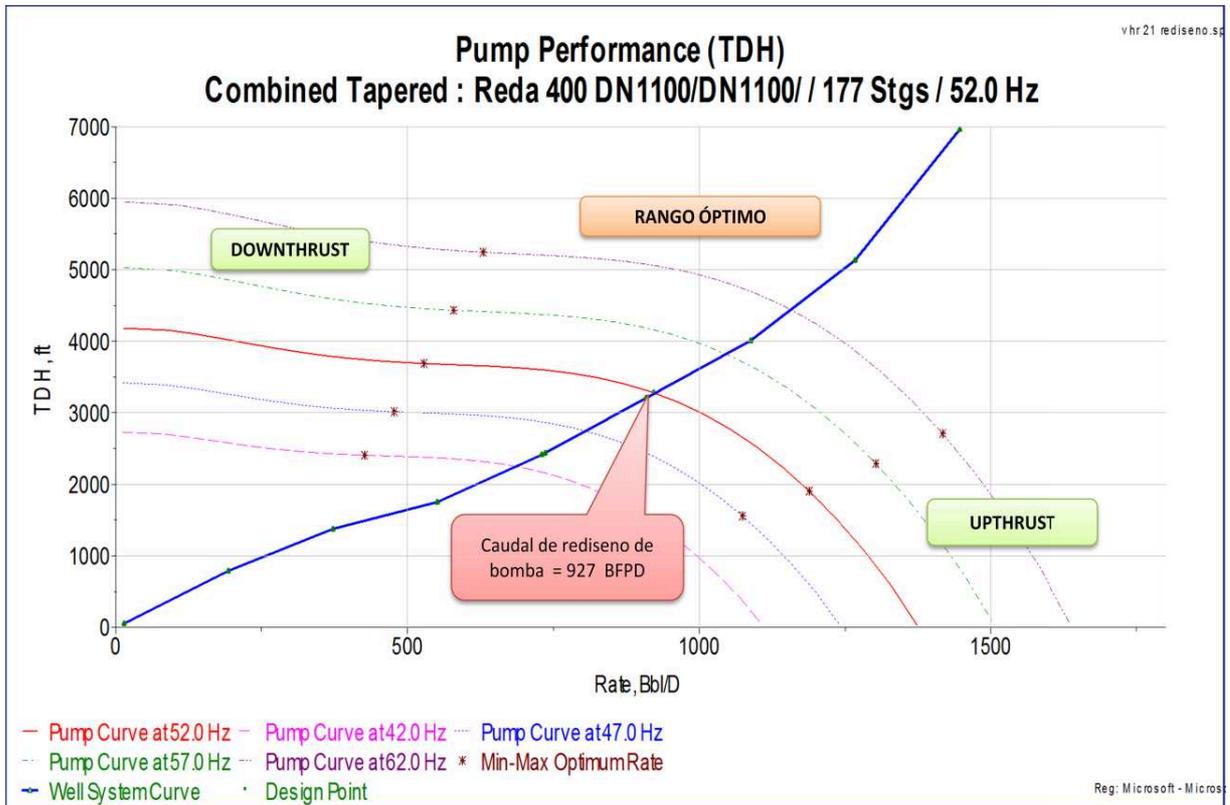
La figura 4.19, indica el comportamiento de la bomba en el fondo del pozo, la curva del yacimiento se ajusta a la curva de la bomba y el rango de operación se encuentra cerca de la máxima eficiencia de trabajo.

Para el rediseño se ubica la bomba frente a la formación para reducir los problemas de cavitación que presenta actualmente el pozo y también para aumentar la columna de fluido y recuperar la mayor cantidad de fluido.

La bomba actualmente presenta problemas de cavitación y opera en modo presión, por no existir la posibilidad de incrementar frecuencia, con la selección de una bomba con menor capacidad de levantamiento y al bajar la bomba al nivel de formación, se optimizan las condiciones de operación.

La arena "Um", no aporta lo esperado de acuerdo a los pozos vecinos, por este motivo la bomba opera en condiciones de downthrust y ha sufrido gran desgaste y pérdida de la vida operativa.

FIGURA 4. 19 Comportamiento en sitio de la bomba Reda DN-1100 pozo VHR-21D arena "Um"



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

El rediseño de la bomba genera nuevas condiciones de producción y la ganancia de petróleo se indica en la tabla 4.30.

TABLA 4. 30 Condiciones luego de rediseñar la bomba. Pozo VHR-21D "Um"

VHR-21D arena "Um"						
CONDICION	QFPD	BSW	QPPD	HZ	GANANCIA (BPPD)	BOMBA
ACTUAL	540	1	534	51	0	DN-1750
REDISEÑAR BES	815	1	806	52	272	DN-1100

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

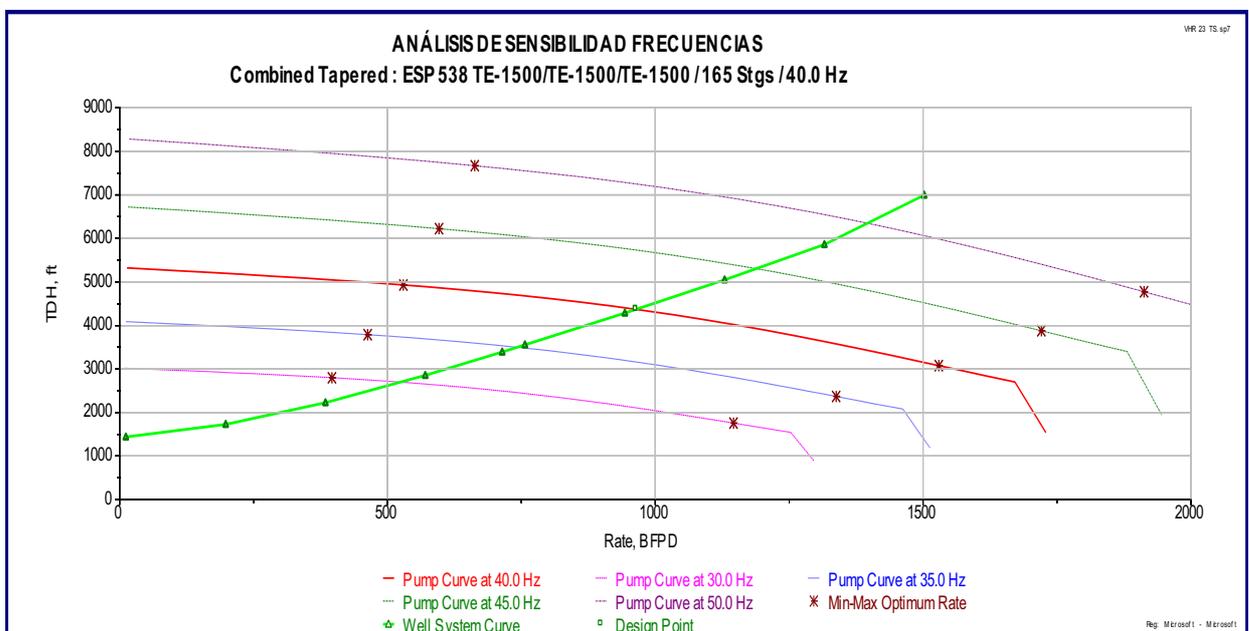
4.3.12 POZO VHR 23:

El pozo VHR-23D, produce con completación dual de las arenas "Ts" y "Ui", de acuerdo al análisis nodal explicado en el capítulo 3, el sistema trabaja dentro de los parámetros adecuados de bomba y de yacimiento, aunque las bombas presentan una importante pérdida de capacidad de levantamiento.

Se incrementa frecuencia, para recuperar la cantidad de fluido que se pierde por la pérdida de levantamiento de las bombas, el pozo por presentar cortes de agua bajos y condiciones operativas dentro de los parámetros hace factible el incremento paulatino de frecuencia para determinar su comportamiento.

La arena "Ts" opera a 40 hz y dentro de rangos de producción, se recomienda subir frecuencia en 2 hz como indica la figura 4.20 y observar el comportamiento del corte de agua, para seguir incrementando frecuencia o detener el proceso para evitar conificación de agua

FIGURA 4. 20 Análisis de sensibilidad para incrementar frecuencia VHR 23 arena "Ts"



Fuente: SUBPUMP 7.0

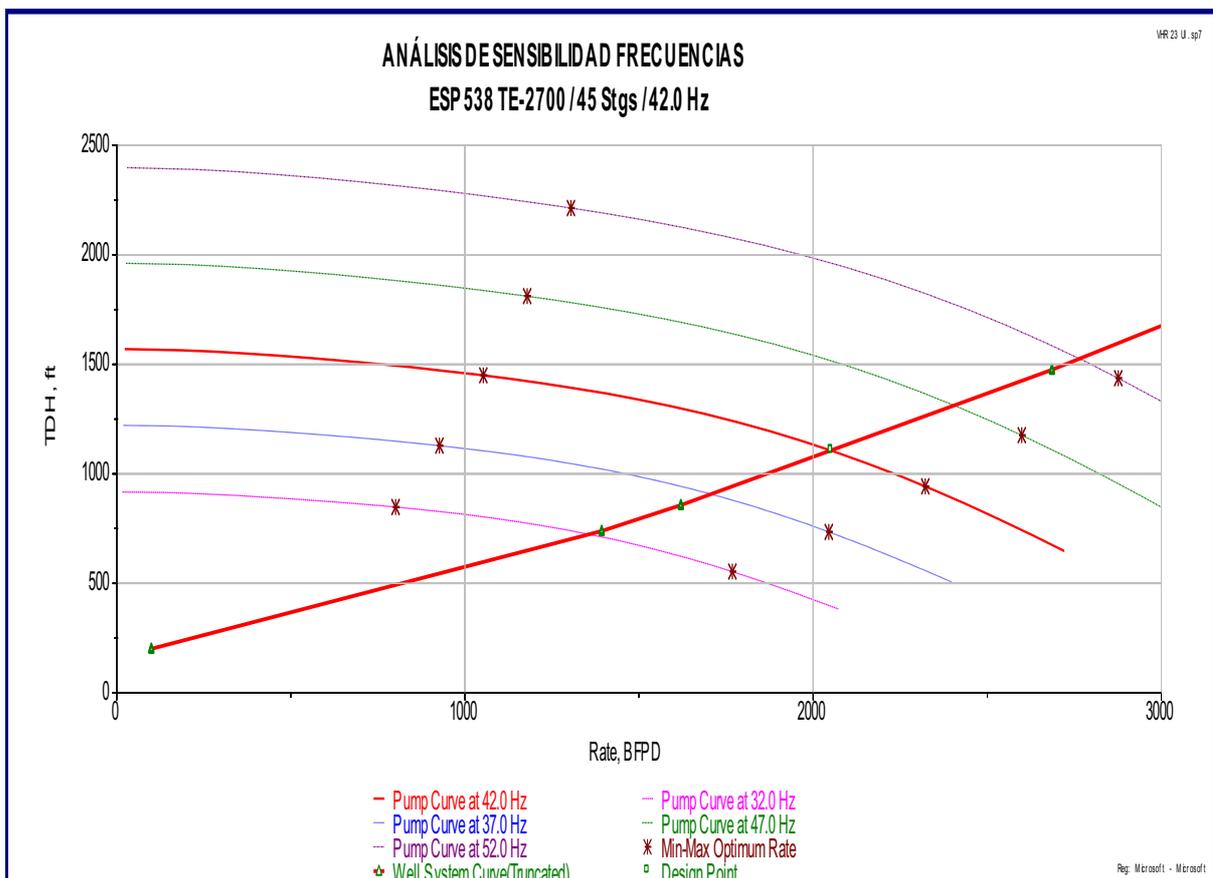
Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

La arena "Ui" ha reducido el caudal en 350 BFPD, para recuperar este caudal se recomienda incrementar frecuencia debido al bajo corte de agua, la baja carga del motor que presenta la bomba y por presentar producción dentro de los rangos óptimos de trabajo.

En la figura 1.13, del capítulo 1, se indica el poco acumulado de agua producido por los pozos vecinos en la arena "Ui", que permite incrementar frecuencia sin existir la posibilidad que el agua avance.

En la figura 4.21, se indica el incremento de fluido obtenido al variar la frecuencia.

FIGURA 4. 21 Análisis de sensibilidad para incrementar frecuencia VHR-23 arena "Ui"



Fuente: SUBPUMP 7.0

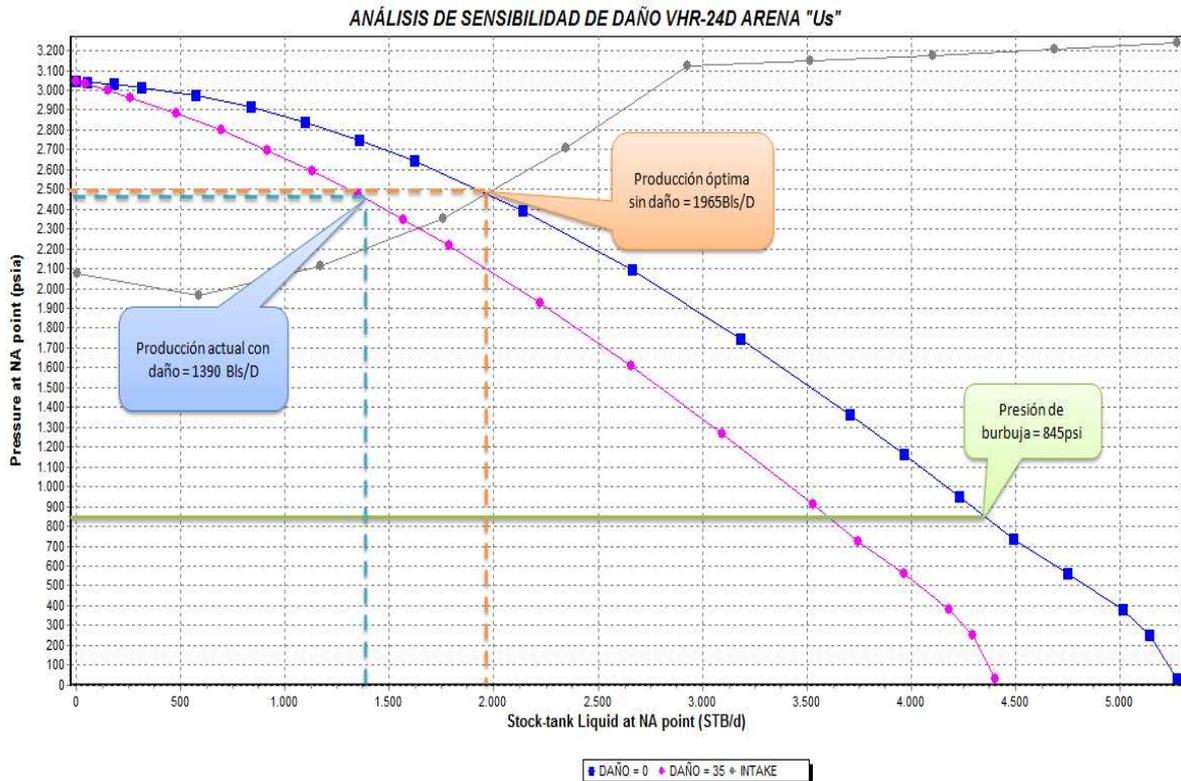
Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

4.3.13 POZO VHR-24D ARENA "Us":

De acuerdo al análisis nodal, el pozo VHR-24D presenta pérdida de la capacidad de levantamiento en un 35%, y aumento del daño de la formación que ha reducido el aporte de fluido. El pozo por trabajar actualmente con corte de agua del 79% presenta el riesgo de conificación si se elimina el daño de formación.

La figura 4.22, indica las curvas IPR del análisis de sensibilidad de daño, la producción actual con daño de 35 es de 1390 BFPD, y la producción óptima sin daño es de 1965 BFPD.

FIGURA 4. 22 Análisis de sensibilidad daño de formación VHR-24D arena "Us"



Fuente: PIPESIM 2010

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Al tener una producción de 292 BPPD con 79% de corte de agua es recomendable dejar el daño de formación para evitar una posible conificación de agua y

preservar las características del reservorio, que presenta un buen aporte de petróleo.

4.3.14 POZO TIPISHCA 08 ARENA “Ui”:

El pozo TIP-08 al igual que el pozo VHR-21D opera en downthrust, y presenta problemas de cavitación, que no permite incrementar frecuencia y operar dentro de las condiciones óptimas de trabajo de la bomba.

4.3.14.1 Cambiar bomba:

La alternativa para mejorar las condiciones de desempeño es rediseñar la bomba en el próximo trabajo de reacondicionamiento, para aumentar las condiciones de producción, mejorar las condiciones operativas de la bomba y trabajar con mayor eficiencia.

La tabla 4.31, indica las nuevas características operativas del nuevo equipo de bombeo electrosumergible y la ubicación de la bomba a nivel de perforaciones para evitar la cavitación que actualmente afecta a la producción.

TABLA 4. 31 Reporte de rediseño del BES TIP-08 arena “Ui”

REPORTE DE REDISEÑO DEL BES	
Datos de Diseño	
Gasto (Flujo) de Diseño de la Bomba	391 BFPD
Presión de Salida de Diseño	125.00 psia
Presión Estática de Yacimiento	2625 psia
% Agua	44%
RGA	128.00 scf/STB
Profundidad de la Bomba	8785.00 ft
DI de Tubería de Revestimiento	6.22 inches
Frecuencia de Diseño	50.00 hz
Corrección por Viscosidad	Si
Factor de Carga	1.00

TABLA 4.31 Continuación

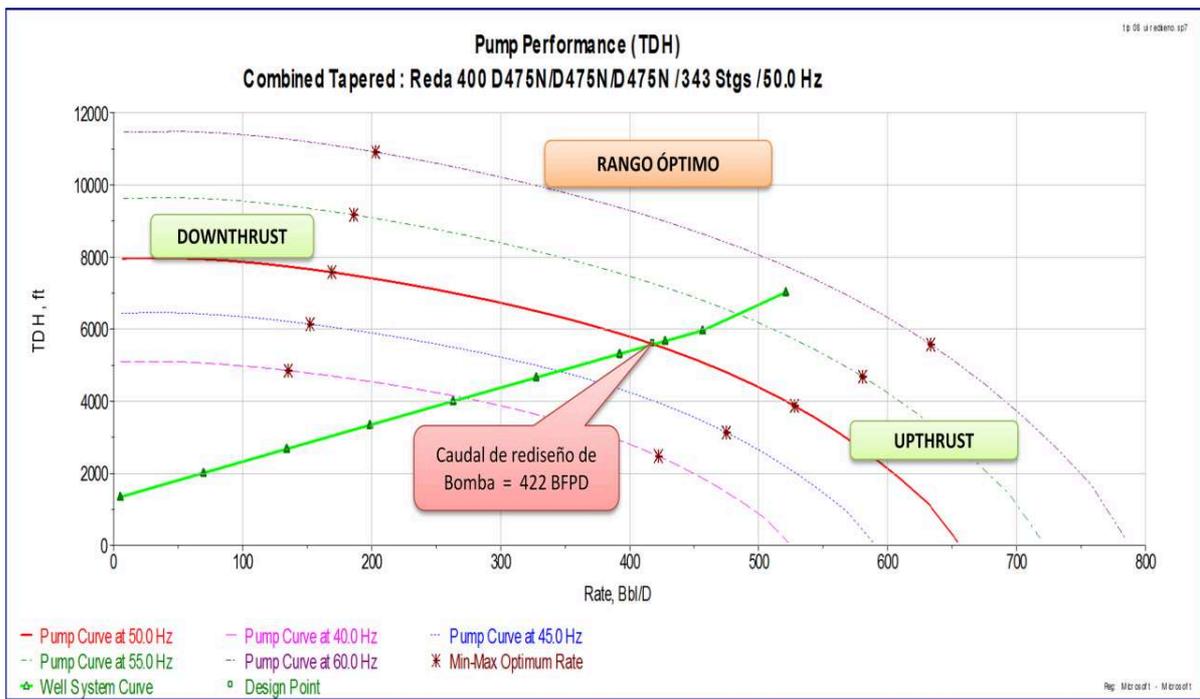
REPORTE DE REDISEÑO DEL BES	
Datos de la Bomba	
Gasto (Flujo) de Líquido a la Entrada de la Bomba	422 BFPD
Fracción de Gas Libre en la Entrada de la Bomba	0%
Bomba Seleccionada	Reda : Serie 400- (3 Bombas) DN-475
Número de Etapas	135 + 104 + 104 = 343
Caudal Mínimo Recomendado	169 BFPD
Caudal Máximo Recomendado	528 BFPD
Eficiencia de la Bomba	51,00%
Potencia de la Bomba	11 hp
Presión de Entrada de la Bomba	591 psia
Presión de Descarga de la Bomba	2970 psia
TDH	5465 ft
Densidad de Líquido	55.45 lb/ft ³
Fracción de Gas Libre a la Entrada	0.00
Datos del Motor	
Motor Seleccionado	Reda: Serie 456 I -M Double
Potencia Nominal a 60 Hz	140 hp
Voltaje Nominal a 60 Hz	1610 volts
Corriente Nominal a 60 Hz	55 amps
Potencia Nominal a Velocidad de Diseño	29 hp
Voltaje Nominal a Velocidad de Diseño	1341 volts
Corriente Nominal a Velocidad de Diseño	27 amps
Carga del Motor	27%
Datos del Cable	
Longitud del Cable	8885 ft
Caída de Voltaje	58 volts
Voltaje en el Fondo del Pozo	1341 volts
Voltaje Superficial	1399 volts
KVA Totales del Sistema	65

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Las condiciones de trabajo de la bomba a condiciones de fondo se indican en la figura 4.20, además se indica el ajuste de la curva del yacimiento con la nueva bomba y la producción en una mayor eficiencia operativa.

FIGURA 4. 23 Comportamiento en sitio de la bomba DN-475 TIP-08 arena “Ui”



Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

Las condiciones luego de realizar el rediseño de la bomba y ganancia de petróleo se indican en la tabla 4.32

TABLA 4. 32 Condiciones luego de rediseño de bomba. TIP-08 arena “Ui”

TIP-08 arena "Ui"						
CONDICION	QFPD	BSW	QPPD	HZ	GANANCIA (BPPD)	BOMBA
ACTUAL	282	44	158	47	0	DN-1100
REDISEÑAR BES	391	44	219	50	61	DN-475

Fuente: SUBPUMP 7.0

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

4.4 INCREMENTO DE AGUA POR EL PROYECTO EN EL ÁREA CUYABENO

Los elevados cortes de agua de producción, es el principal problema que afronta el Área Cuyabeno, actualmente se maneja un BSW promedio del 72%, y una producción de 66124 BAPD, es conveniente realizar un análisis para determinar si las instalaciones de superficie presentan la capacidad necesaria de reinyección, para manejar el agua producida luego de la optimización.

Se presenta un análisis por campo, de acuerdo a los pozos optimizados en el Área Cuyabeno:

4.4.1 CAMPO CUYABENO

La tabla 4.33, indica el incremento de agua luego de la optimización en los pozos del campo Cuyabeno.

TABLA 4. 33 Incremento de agua Campo Cuyabeno

INCREMENTO CAMPO CUYABENO			
POZOS OPTIMIZADOS	BAPD ACTUAL	BAPD LUEGO DE LA OPTIMIZACIÓN	INCREMENTO
CUY-24D - "Us"	826	1010	184
CUY-30D - "Ui"	1530	1837	307
CUY-35D - "Ui"	1726	2146	420
CUY-36D - "US"	1058	743	-315
TOTAL	5140	5736	596

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

El campo Cuyabeno, en su estación principal cuenta con tres bombas horizontales multietapas, para reinyectar a los pozos reinyectores (Ver anexo 2.10), cada bomba presenta capacidad nominal de reinyección de 12500 BFPD, teniendo un total de 37500 BFPD.

Existe la mini estación Cuyabeno 18, que presenta tres unidades de reinyección a los pozos (Ver anexo 2.10), con capacidad nominal individual de 12500 BFPD.

La capacidad total de las instalaciones de superficie, para reinyección de agua de formación en el campo Cuyabeno es de 75000 BAPD, el incremento de la producción luego de la optimización es de 596 BAPD, el total de agua de formación producida para ser reinyectada aumenta a 35372 BAPD.

La capacidad actual de reinyección de agua en el campo Cuyabeno, permite manejar y reinyectar adecuadamente los 596 BAPD, incrementados luego de la optimización.

4.4.2 CAMPO VHR

La tabla 4.34, indica el incremento de agua luego de la optimización de los pozos de campo VHR.

TABLA 4. 34 Incremento de agua Campo VHR

INCREMENTO CAMPO VHR			
POZOS OPTIMIZADOS	BAPD ACTUAL	BAPD LUEGO DE LA OPTIMIZACIÓN	INCREMENTO
VHR-01 - "BT"	180	247	67
VHR-06 - "Ts"	97	127	30
VHR-08 - "Us"	105	182	77
VHR-18D - "BT"	1486	430	-1056
VHR-21D - "Us"	5	8	3
TOTAL	1873	994	-879

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

El campo VHR, en los últimos años presenta un incremento en la producción de agua, la estación VHR consta de tres bombas para la reinyección de agua al pozo, cada una presenta capacidad nominal de 12500 BFPD, teniendo un total de capacidad de 37500 BFPD.

El campo VHR, produce actualmente 18292 BAPD, con la optimización no se produce incremento de agua; los pozos VHR-01, VHR-06, VHR-08, y VHR-21D,

presentan cortes de agua menores al 20%, no representan considerable producción de agua.

El pozo VHR-18D, produce actualmente de la arena "Ui", 1486 BAPD; se realiza un cambio de arena, y se estima producir 430 BAPD, se obtiene una reducción de producción de agua a 1056 BAPD.

En total la cantidad de agua que se reduce con la optimización es de 879 BAPD, es importante la reducción de agua producida, para el campo VHR, actualmente el pozo reinyector VHR-10, presenta baja admisión en la arena Tiyuyacu.

4.4.3 BLOQUE 27

La tabla 4.35, indica el incremento de agua luego de la optimización de los pozos en el Bloque 27.

TABLA 4. 35 Incremento de agua Bloque 27

INCREMENTO BLOQUE 27			
POZOS OPTIMIZADOS	BAPD ACTUAL	BAPD LUEGO DE LA OPTIMIZACIÓN	INCREMENTO
TIP-08 - "Ui"	120	172	52

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez

En la estación Tipishca del Bloque 27, existen dos bombas multietapas para la reinyección al pozo, cada una presenta una capacidad nominal de reinyección de 7000 BFPD, un total de 14000 BFPD por ser reinyectados; actualmente el Bloque 27 produce 6198 BAPD, y luego de la optimización incrementa 52 BAPD, teniendo un total de 6250 BAPD.

De acuerdo al análisis se determina, que las facilidades de superficie de reinyección actuales del Bloque 27, soportan un incremento en la producción de agua.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

5.1 ANÁLISIS TÉCNICO

En base al estudio realizado en los capítulos anteriores, se ha obtenido diferentes trabajos para aplicar en el Área Cuyabeno, con el objetivo de mejorar las condiciones de producción del Área.

En el proceso, se han escogido cuatro propuestas para incrementar la producción; en la tabla 5.1, se indica dichas propuestas.

TABLA 5. 1 Propuestas para la optimización.

POZO	PROPUESTAS			
	SUBIR FRECUENCIA	REDISEÑAR BES	CAMBIAR DE ZONA	ELIMINAR DAÑO
CUY- 24D	X	X		
CUY-29D	X			
CUY-30D				
CUY-34D		X		
CUY-35D		X		
CUY-36D		X	X	
VHR-01		X		X
VHR-06		X		X
VHR-08		X		
VHR-18D		X	X	
VHR-21		X		
VHR-23	X			
VHR-24				
TIP-08		X		

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

Dentro de las cuatro propuestas, tres son seleccionadas para el análisis económico, incrementar frecuencia no tiene costo alguno.

5.1.1 SUBIR FRECUENCIA

Es una alternativa para mejorar inmediatamente las condiciones de producción del yacimiento y de operación de la bomba; no es recomendable subir la frecuencia hasta 60 hz, es recomendable incrementar frecuencia de 2 en 2 hz para ver el comportamiento del pozo y de acuerdo a los resultados seguir incrementando o parar el incremento, para evitar conificación de agua y preservar al yacimiento.

El límite y las condiciones óptimas de trabajo de frecuencia de las bombas es 60 hz, sin embargo existen bombas que son diseñadas para soportar frecuencias de hasta 66 hz, y es importante analizar cargas de motor, para no sobrepasar las características de diseño y conservar las características necesarias de trabajo.

5.1.2 CAMBIAR DE BOMBA

Existen pozos que poseen un alto potencial y las bombas actuales no son capaces de levantar la cantidad de fluido necesaria, por esta razón es necesario rediseñar bombas con mayor capacidad de levantamiento que presenten una mayor eficiencia de trabajo, rangos operativos de acuerdo a las características actuales del pozo, que trabaje con menos potencial de energía y que ahorran cable ubicándolas a menor profundidad.

En la tabla 5.2, se indica las condiciones de producción luego del rediseño de las bombas y la ganancia obtenida de 928 BPPD.

TABLA 5. 2 Pozos Seleccionados para Rediseñar la Bomba

ESCENARIO REDISEÑO DE BOMBA								
POZO	CONDICION ACTUAL				PRODUCCION LUEGO DE REDISEÑAR BOMBA			GANANCIA (BPPD)
	BOMBA ACTUAL	BFPD	BSW	BPPD	REDISEÑO DE BOMBA	BFPD	BPPD	
CUY-24	GN- 1600	1530	54	703,8	GN-2100	1870	860	156
CUY-34D	SN-2600	2550	60	1020	DN-3100	3061	1224	204
CUY-35D	SN-2600	2470	73	672	DN-3100	2940	794	122
VHR-08	P-6X	264	40	158	DN-725	464	272	114
VHR-21D	DN-1750	540	1	535	DN-1100	815	806	271
TIP-08	DN-1100	282	43,8	158	DN-475	391	219	61
TOTAL GANANCIA = 928 BPPD								

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

El pozo VHR-21D, no presenta registros de build up, esto no permite realizar un análisis nodal exacto, sin embargo el análisis de la bomba indica graves problemas de funcionamiento y es necesario cambiar la bomba, con el objetivo de aumentar la producción, y mejorar las características operativas de la bomba.

5.1.3 REMOVER DAÑO DE FORMACION Y REDISEÑAR BES:

A lo largo de la vida productiva, el daño de formación se incrementa, por el taponamiento de sólidos, que son generados por el cañoneo o persisten desde la perforación del pozo; es necesario realizar un trabajo de estimulación al yacimiento para permitir un mejor flujo y recuperar el potencial del pozo.

En la tabla 5.4, se observa la ganancia obtenida de 526 BPPD, luego de remover el daño a 0 y rediseñar una bomba con mejores condiciones operativas.

TABLA 5. 3 Pozos Seleccionados para Remover daño de formación.

ESCENARIO DE REMOVER DAÑO FORMACION Y REDISEÑAR BES							
POZO	CONDICION ACTUAL				PRODUCCION REMOVER DAÑO= 0		GANANCIA (BPPD)
	DAÑO ACTUAL	BFPD	BSW	BPPD	BFPD	BPPD	
VHR-01	14	1002	18	822	1370	1123	301
VHR-06	14	809	12	712	1060	932	225
TOTAL GANANCIA = 526 BPPD							

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

El pozo VHR-24 y CUY-36D, presentan un elevado daño y gran corte de agua, al reducir el daño de formación se puede ocasionar que avance el agua y se genere conificación, para evitar problemas y sabiendo que el pozo a pesar del elevado corte de agua presenta buen aporte de petróleo, es conveniente no correr riesgos y dejar produciendo al pozo con las condiciones actuales de operación.

5.1.6 CAMBIAR ARENA Y DISEÑAR BES

Los pozos seleccionados, principalmente presentan bajo aporte de petróleo e incremento del corte de agua; remover el daño, cambiar de bomba o subir frecuencia, bajo las condiciones actuales no resulta adecuado, la alternativa es punzonar nueva arena, considerando que son pozos nuevos y presentan arenas probadas por ser punzonadas.

La tabla 5.3, indica la ganancia de petróleo obtenido al cambiar de arena y diseñar un nuevo sistema de levantamiento electrosumergible.

TABLA 5. 4 Pozos seleccionados para cambiar arena y diseñar BES

ESCENARIO CAMBIO DE ARENA								
POZO	CONDICION ACTUAL			CONDICION LUEGO DE CAMBIAR ARENA			GANANCIA	
	ARENA	BFPD	BSW	BPPD	NUEVA ARENA	BFPD		BPPD
CUY-36	“U”	1290	82	232	“Us”	1351	608	376
VHR-18D	“U”	1598	93	112	“BT”	861	430	318
TOTAL GANANCIA = 694 BPPD								

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

Es necesario antes de realizar el cambio de arena, tomar un registro de saturación a la arena actual para determinar el aumento de agua y saber si existe un nuevo intervalo que se puede punzonar, si los resultados obtenidos no son satisfactorios se debe continuar con la propuesta de incorporar una nueva arena a la producción.

5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

El objetivo de realizar un análisis económico, es determinar si el proyecto que se plantea es viable y económicamente rentable.

Para alcanzar este objetivo, el análisis económico se basa principalmente en los costos de inversiones, en los ingresos, egresos, valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR), y relación costo-beneficio (C/B), estos valores ayudan a determinar la rentabilidad económica y viabilidad del proyecto.

5.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA

5.3.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Valor Actual Neto (VAN): es la ganancia que genera el proyecto, medido en monedas actuales (USD); es la sumatoria de los flujos de caja actualizados de cada mes, los valores actuales de los ingresos menos los egresos, a una determinada tasa de actualización (i).

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{FNC_t}{(1+i)^t} \quad (5.1)$$

DONDE:

FNC_t = flujo neto de caja por período; es igual a los ingresos menos los egresos.

t = período o tiempo.

i = tasa de actualización

ENTONES:

$VAN < 0 \longrightarrow$ PROYECTO NO RENTABLE

$VAN = 0 \longrightarrow$ PROYECTO INDIFERENTE

$VAN > 0 \longrightarrow$ PROYECTO RENTABLE

5.3.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Es la medida más adecuada para determinar la rentabilidad de un proyecto, y es la tasa de actualización que hace que el VAN sea igual a 0; cuando el TIR es igual a la tasa de actualización (i), el VAN es igual a 0.

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{FNC_t}{(1+i)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{FNC_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (5.2)$$

ENTONCES:

TIR < i → PROYECTO NO RENTABLE

TIR = i → PROYECTO INDIFERENTE

TIR > i → PROYECTO RENTABLE

5.3.3 RELACIÓN COSTO-BENEFICIO

Es un coeficiente que resulta de dividir la sumatoria del valor actual de ingresos y la sumatoria del valor actual de los egresos a una determinada tasa de actualización.

$$(C/B)_i = \frac{\sum_{I=0}^n \text{Valor actual de Ingresos}}{\sum_{E=0}^n \text{Valor actual de Egresos}} \quad (5.3)$$

ENTONCES:

C/B < 1 → PROYECTO NO RENTABLE

C/B = 1 → PROYECTO INDIFERENTE

C/B > 0 → PROYECTO RENTABLE

5.3.4 INVERSIÓN DEL PROYECTO DE ACUERDO A LOS COSTOS DE PRODUCCIÓN

Son los costos de los trabajos propuestos para cada pozo en el Área Cuyabeno; se tiene tres propuestas: remover daño - rediseñar bomba electrosumergible, cambiar arenas productoras - rediseñar bomba electrosumergible, y cambiar la bomba electrosumergible. Los costos de los trabajos se indican en las tablas 5.5, 5.6, y 5.7.

TABLA 5. 5 Costos de Rediseño de BES

CAMBIO DE BES	
MOVIMIENTO DE LA TORRE	10000
TRABAJO DE LA TORRE (+/- 10 DIAS)	75000
SUPERVISION Y TRANSPORTE	10000
QUIMICOS	10000
EQUIPO DE SUBSUELO + SUPERFICIE	250000
SUPERVISIÓN Y INSTALACIÓN BES	10000
SPOOLER +VACCUM	10000
CONTINGENCIAS (+/-30%)	120000
TOTAL COSTOS, \$	495000

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

TABLA 5. 6 Costos de Remover de Daño de Formación

ESTIMULACIÓN DE DAÑO	
MOVIMIENTO DE LA TORRE	10000
TRABAJO DE LA TORRE (+/- 8 DÍAS)	60000
SUPERVISION Y TRANSPORTE	10000
QUIMICOS	5000
EQUIPO DE SUBSUELO + SUPERFICIE	250000
UNIDAD DE WIRE LINE + VACCUM	5000
UNIDAD CTU + UNIDAD DE BOMBEO + QUIMICOS	30000
UNIDAD DE BOMBEO + HERRAMINETAS + JET	50000
SUPERVISIÓN DE BH	10000
CONTINGENCIAS (+/-30%)	125000
TOTAL COSTOS, \$	555000

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

TABLA 5. 7 Costos de Cambio de Zona

CAMBIO DE ZONA	
MOVIMIENTO DE LA TORRE	10000
TRABAJO DE LA TORRE (+/- 15 DIAS)	112500
SUPERVISION Y TRANSPORTE	20000
QUIMICOS	5000

TABLA 5.7 Continuación

CAMBIO DE ZONA	
EQUIPO DE SUBSUELO + SUPERFICIE	250000
UNIDAD DE CABLE ELÉCTRICO + TCP	50000
HERRAMIENTAS + EVALUACIÓN	30000
UNIDAD DE WIRE LINE + VACCUM	10000
CONTINGENCIAS (+/-30%)	174000
TOTAL COSTOS, \$	661500

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos del Área Cuyabeno, Octubre 2011.

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

5.3.5 INGRESOS

Los ingresos, se obtienen del producto entre el precio del barril de petróleo por el número de barriles que se produce por mes.

El Banco Central del Ecuador, presenta el precio del barril de petróleo, establecido por la EP PETROECUADOR, en base al marcador estadounidense WTI, del 98,70 USD.

En el primer mes, se tiene gastos de intervención del pozo, según el trabajo propuesto, y no existe producción; los resultados del proyecto se obtienen a partir del segundo mes.

De acuerdo a los datos de los historiales de producción del campo, se determina la declinación de producción del área Cuyabeno del 10 % anual, y mensualmente del 0,83%.

5.3.6 EGRESOS

Los egresos, son el costo del proyecto que se aplica, más el costo operativo del barril de petróleo por la producción mensual.

La Gerencia de Exploración y Producción de la EP PETROECUADOR, tiene como costo operativo del barril de petróleo en el Área Cuyabeno un valor de 8,87 USD.

5.4 COSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

Para llevar a cabo el análisis económico del proyecto se toman en cuenta ciertas consideraciones:

- Se considera una tasa de actualización anual del 12%, obteniendo una tasa de actualización mensual del 1%.
- No se toma en cuenta la depreciación contable de los equipos, porque no existe la intervención de los impuestos fiscales.
- En el costo operativo, no se incluye el costo de reparación de los pozos en el caso de que éstos se paren.
- De acuerdo a nuestros historiales de producción, se determina una declinación del 10% anual, y una declinación mensual del 0,83%, se considera el período mensual de 30 días.
- El incremento de producción total, que se obtiene al realizar los trabajos propuestos es 2148 BPPD.
- Se considera el precio del barril de petróleo, según el Banco Central del Ecuador, establecido por la EP PETROECUADOR, de 98,70 USD.
- Para un segundo escenario, se considera el precio del barril de petróleo actual menos el 30%, es decir 69,09 USD.
- La inversión de los trabajos de reacondicionamiento se estiman de acuerdo a trabajos similares realizados en el Área Cuyabeno.
- Se considera el tiempo de vida útil de las bombas electrosumergible de 1 año.
- El proyecto se lleva a cabo con dos torres de reacondicionamiento.
- El tiempo que se considera para el proyecto, es 2 años.
- Se estima un porcentaje de contingencias de +/- 30%.

5.5. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

La tabla 5.8, indica el cronograma de actividades con respecto al cambio de la bomba electrosumergible, se realiza el trabajo de cambio de BES en 10 días; se consideran dos torres de reacondicionamiento, entonces en 10 días se realiza el trabajo de 2 pozos, en un mes se termina la intervención de 6 pozos para cambio de BES.

TABLA 5. 8 Cronograma de actividades del Cambio de BES

CAMBIO DE BES				
POZO	1 MES			
	10 D	10 D	10 D	10 D
CUY-24D UI	■	■		
CUY-34D UI	■	■		
CUY-35D UI			■	■
VHR-08 US			■	■
VHR-21 UM				■
TIP-08 US				■

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

En la tabla 5.9, se indica el cronograma de remover el daño de formación más el cambio de la bomba electrosumergible, el trabajo de remover el daño toma 5 días, y el trabajo de cambiar la bomba electrosumergible tarda 10 días; el tiempo total al realizar los dos trabajos es 15 días por pozo, se intervienen 2 pozos en 15 días, trabajando con dos torres de reacondicionamiento.

TABLA 5. 9 Cronograma de actividades de la Estimulación de Daño y Rediseño de bomba electrosumergible

ESTIMULACIÓN + REDISEÑO DE BES			
POZO	1 MES		
	15 D	15 D	15 D
VHR-01 M1	■	■	
VHR-06 BT	■	■	

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

La tabla 5.10, indica el cronograma de actividades del cambio de zona más la nueva bomba electrosumergible, el trabajo de cambiar una zona productora tarda

12 días, y cambiar la bomba electrosumergible toma 10 días; el tiempo total de los dos trabajos es 22 días por pozo; entonces se intervienen 2 pozos en 3 semanas aproximadamente, trabajando con dos torres de reacondicionamiento.

TABLA 5. 10 Cronograma de actividades del Cambio de Zona y bomba electrosumergible

CAMBIO DE ZONA + REDISEÑO DE BES			
POZO	1 MES		
	15 D	15 D	
VHR-18D UI			
CUY-36D UI			

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

5.6 ANÁLISIS DE PROPUESTAS

Las propuestas, son los trabajos que se realizan a los pozos para mejorar sus condiciones y la producción actual; cada propuesta se presenta en dos escenarios, el primer escenario consiste en considerar un precio de venta del barril de petróleo de 98,70 USD, y el segundo escenario consiste en presentar la propuesta con un valor del barril de petróleo de 98,70 USD menos el 30%, es decir 69,09 USD.

5.6.1 PROPUESTA # 1 – CAMBIO DE BOMBA ELECTROSUMERGIBLE

La primera propuesta, es el cambio de la bomba electrosumergible, en los pozos: CUY – 24D, CUY – 34D, CUY - 35D, VHR – 08, VHR – 21D, y TIP – 08.

5.6.1.1 Propuesta # 1 – Primer Escenario

La tabla 5.11, indica los resultados de la propuesta # 1, en el primer escenario de 98,70 USD, se obtiene un TIR del 81,50%; VAN positivo y una relación costos por beneficios (C/B) mayor que uno; indicando que la rentabilidad del proyecto a dos años es muy buena.

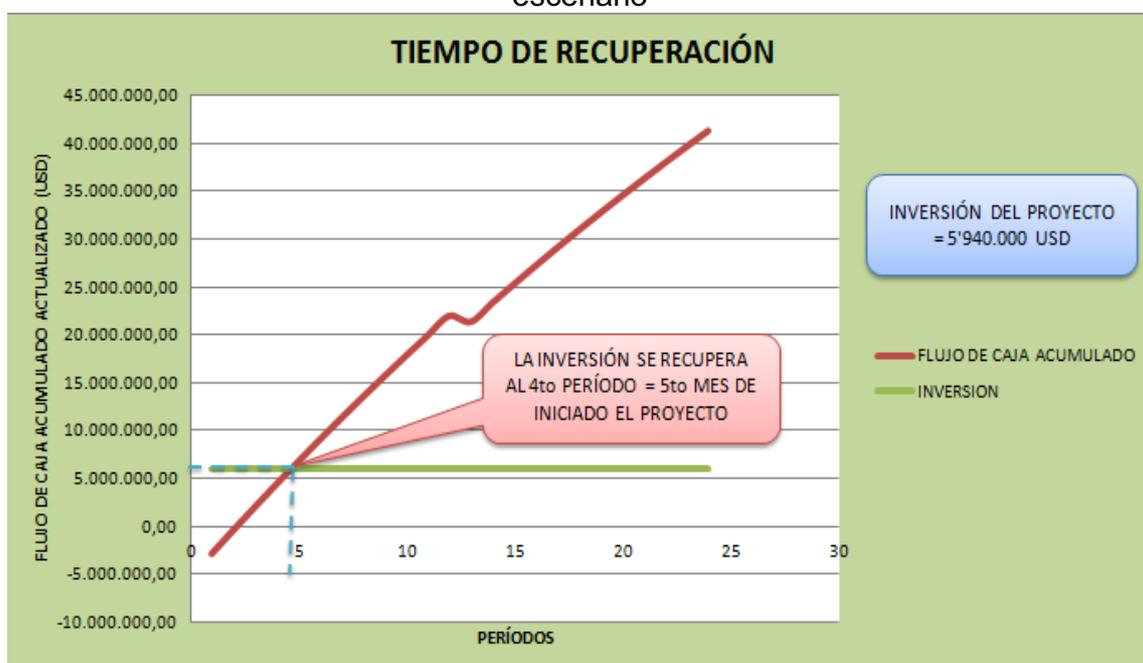
TABLA 5. 11 Resultados de la Propuesta # 1 – Primer escenario

CAMBIO DE BES	
TIR	81,50%
VAN	41.311.808
C/B	5

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

La figura 5.1, grafica la curva de flujo de caja acumulado y la inversión de la propuesta, el punto de corte indica el tiempo de recuperación de la inversión del proyecto; la propuesta es económicamente rentable y viable, al cuarto período de iniciado el proyecto, y se recupera la inversión de 5'940.000 USD.

FIGURA 5. 1 Tiempo de Recuperación de la Inversión – Propuesta # 1 – Primer escenario



Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

TABLA 5. 12 Análisis Económico de la Propuesta # 1 – Primer escenario

Meses	Periodo	Número de pozos para ser intervenidos	Pozos produciendo	Producción mensual (declinación 0,83%)	Ingresos totales (dólares)	Costos de trabajos	Costo operativo mensual	Egresos totales	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado	Ingresos actualizados	Egresos actualizados	Flujo de caja actualizados	Flujo de caja acumulado actualizados
1	0	6	0	0,00	0,00	2.970,000	0,00	2.970,000,00	-2.970,000,00	-2.970,000,00	0	2.970,000,00	-2.970,000,00	-2.970,000,00
2	1	0	6	27,840,00	2.747,808,00	0	246,940,80	246,940,80	2.500,867,20	-469,132,80	2.720,601,98	244,495,84	2.476,106,14	-493,893,86
3	2	0	6	27,608,93	2.725,001,19	0	244,891,19	244,891,19	2.480,110,00	2.010,977,20	2.671,307,90	240,065,87	2.431,242,04	1.937,348,18
4	3	0	6	27,379,77	2.702,383,68	0	242,858,59	242,858,59	2.459,525,09	4.470,502,29	2.622,906,98	235,716,16	2.387,190,82	4.324,539,00
5	4	0	6	27,152,52	2.679,953,90	0	240,842,87	240,842,87	2.439,111,03	6.909,613,32	2.575,383,02	231,445,26	2.343,337,76	6.688,476,75
6	5	0	6	26,927,16	2.657,710,28	0	238,843,87	238,843,87	2.418,866,41	9.328,479,73	2.528,720,14	227,251,75	2.301,468,39	8.989,945,15
7	6	0	6	26,703,66	2.635,651,29	0	236,861,47	236,861,47	2.398,789,82	11.727,269,55	2.482,902,74	223,134,22	2.259,768,52	11.229,713,66
8	7	0	6	26,482,02	2.613,775,38	0	234,895,52	234,895,52	2.378,879,86	14.106,149,41	2.437,915,49	219,091,29	2.218,824,20	13.448,537,86
9	8	0	6	26,262,22	2.592,081,05	0	232,945,89	232,945,89	2.359,135,16	16.465,284,57	2.393,743,36	215,121,62	2.178,621,74	15.627,159,60
10	9	0	6	26,044,24	2.570,566,77	0	231,012,43	231,012,43	2.339,554,34	18.804,838,91	2.350,371,57	211,223,87	2.139,147,70	17.766,307,30
11	10	0	6	25,828,08	2.549,231,07	0	229,095,03	229,095,03	2.320,136,04	21.124,974,95	2.307,785,63	207,396,74	2.100,388,89	19.866,696,19
12	11	0	6	25,613,70	2.528,072,45	0	227,193,54	227,193,54	2.300,878,91	23.425,853,86	2.265,971,30	203,638,96	2.062,332,34	21.929,028,53
13	12	6	6	25,401,11	2.507,089,45	2.970,000	225,307,84	3.195,307,84	-688,219,39	22.737,635,47	2.224,914,59	2.835,673,46	-610,758,87	21.318,269,65
14	13	0	6	25,190,28	2.486,280,61	0	223,437,78	223,437,78	2.262,842,83	25.000,478,29	2.184,601,78	196,326,42	1.988,275,36	23.306,545,01
15	14	0	6	24,981,20	2.465,644,48	0	221,583,25	221,583,25	2.244,061,23	27.244,539,52	2.145,019,39	192,769,22	1.952,250,17	25.258,795,18
16	15	0	6	24,773,86	2.445,179,63	0	219,744,11	219,744,11	2.225,435,52	29.469,975,05	2.106,154,19	189,276,47	1.916,877,72	27.175,672,90
17	16	0	6	24,568,23	2.424,884,64	0	217,920,23	217,920,23	2.206,964,41	31.676,939,45	2.067,993,18	185,847,01	1.882,146,17	29.057,819,07
18	17	0	6	24,364,32	2.404,758,09	0	216,111,49	216,111,49	2.188,646,60	33.865,586,06	2.030,523,60	182,479,68	1.848,043,92	30.905,862,99
19	18	0	6	24,162,09	2.384,798,60	0	214,317,77	214,317,77	2.170,480,84	36.036,066,89	1.993,732,92	179,173,36	1.814,559,56	32.720,422,55
20	19	0	6	23,961,55	2.365,004,77	0	212,538,93	212,538,93	2.152,465,84	38.188,532,74	1.957,608,85	175,926,96	1.781,681,90	34.502,104,45
21	20	0	6	23,762,67	2.345,375,23	0	210,774,86	210,774,86	2.134,600,38	40.323,133,11	1.922,139,30	172,739,37	1.749,399,94	36.251,504,38
22	21	0	6	23,565,44	2.325,908,62	0	209,025,43	209,025,43	2.116,883,20	42.440,016,31	1.887,312,42	169,609,54	1.717,702,89	37.969,207,27
23	22	0	6	23,369,84	2.306,603,58	0	207,290,51	207,290,51	2.099,313,06	44.539,329,37	1.853,116,57	166,536,41	1.686,580,15	39.655,787,42
24	23	0	6	23,175,87	2.287,458,77	0	205,570,00	205,570,00	2.081,888,77	46.621,218,14	1.819,540,29	163,518,97	1.656,021,32	41.311,808,75
									57.751,221,54	11.130,003,39	51.550,267,19	10.238,468,44	41.311,808,75	

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

La tabla 5.12, indica el análisis económico de la propuesta # 1, cambio de bomba electrosumergible, a un precio del barril de petróleo de 98,70 USD, al quinto período el valor del flujo de caja es 6'668.476 USD, a éste período se recupera la inversión de 5'940.000 USD del proyecto, y se empieza a obtener ganancias.

5.6.1.2 Propuesta # 1 – Segundo Escenario

La tabla 5.13, indica los resultados de la propuesta # 1, en el segundo escenario de 69,09 USD, se obtiene un TIR del 54,56%; VAN positivo y una relación costos por beneficios (C/B) mayor que uno; indicando que la rentabilidad del proyecto a dos años es buena.

Considerando el segundo escenario como pesimista, con un precio de venta del barril de petróleo del 30% menos que el valor actual, la rentabilidad del proyecto es buena, el TIR que resulta es mucho mayor a la tasa de actualización, y el VAN obtenido es de 26'269.785 USD.

TABLA 5. 13 Resultados de la Propuesta # 1 – Segundo escenario

REDISEÑO DE BES	
TIR	54,56%
VAN	26.269.785
C/B	3,57

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

La figura 5.2, indica las curvas del flujo de caja acumulado y la inversión de la propuesta, el punto de corte indica el tiempo de recuperación de la inversión, y se encuentra en el sexto período, séptimo mes de iniciado el proyecto; entonces se demuestra la rentabilidad y viabilidad de la propuesta, por la rápida recuperación de la inversión.

La inversión total de la propuesta es 5'940.000 USD, y se la recupera en siete meses de los 2 años de duración del proyecto.

FIGURA 5. 2 Tiempo de Recuperación de la Inversión – Propuesta # 1 – Segundo escenario



Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

La tabla 5.14, indica el análisis económico de la propuesta # 1, cambio de bomba electrosumergible, en el segundo escenario a un precio del barril de petróleo de 69,09 USD, es un escenario pesimista, el tiempo de recuperación de la inversión es corto, al sexto período el valor del flujo de caja acumulado actualizado es de 6'677.206 USD, teniendo una inversión de 5'940.000 USD, en éste período de recupera totalmente todo el dinero invertido, y se empieza a observar rentabilidad del proyecto con ganancias.

Teniendo el 30% en contra del precio del barril de petróleo, la propuesta pesimista continúa siendo viable y económicamente rentable.

TABLA 5. 14 Análisis Económico de la Propuesta # 1 - Segundo escenario

Meses	Periodo	Número de pozos para ser intervenidos	Pozos produciendo	Producción mensual (declinación 0,83%)	Ingresos totales (dólares)	Costos de trabajos	Costo operativo mensual	Egresos totales	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado	Ingresos actualizados	Egresos actualizados	Flujo de caja actualizados	Flujo de caja acumulado actualizados
1	0	6	0	0,00	0,00	2,970,000	0,00	2,970,000,00	-2,970,000,00	-2,970,000,00	0	2,970,000,00	-2,970,000,00	-2,970,000,00
2	1	0	6	27,840,00	1,946,016,00	0	246,940,80	246,940,80	1,699,075,20	-1,270,924,80	1,926,748,51	244,495,84	1,682,252,67	-1,287,747,33
3	2	0	6	27,608,93	1,929,864,07	0	244,891,19	244,891,19	1,684,972,88	414,048,08	1,891,838,12	240,065,87	1,651,772,25	364,024,93
4	3	0	6	27,379,77	1,913,846,20	0	242,858,59	242,858,59	1,679,987,60	2,085,035,68	1,857,560,26	235,716,16	1,621,844,10	1,985,869,03
5	4	0	6	27,152,52	1,897,961,27	0	240,842,87	240,842,87	1,657,118,40	3,742,154,08	1,823,903,48	231,445,26	1,592,458,21	3,578,327,24
6	5	0	6	26,927,16	1,882,208,19	0	238,843,87	238,843,87	1,643,364,32	5,385,518,40	1,790,856,51	227,251,75	1,563,604,76	5,141,932,01
7	6	0	6	26,703,66	1,866,585,87	0	236,861,47	236,861,47	1,629,724,40	7,015,242,80	1,758,408,32	223,134,22	1,535,274,10	6,677,206,11
8	7	0	6	26,482,02	1,851,093,20	0	234,895,52	234,895,52	1,616,197,68	8,631,440,48	1,726,548,05	219,091,29	1,507,456,76	8,184,662,87
9	8	0	6	26,262,22	1,835,729,13	0	232,945,89	232,945,89	1,602,783,24	10,234,223,73	1,695,265,05	215,121,62	1,480,143,44	9,664,806,31
10	9	0	6	26,044,24	1,820,492,58	0	231,012,43	231,012,43	1,589,480,14	11,823,703,87	1,664,548,86	211,223,87	1,453,324,99	11,118,131,30
11	10	0	6	25,828,08	1,805,382,49	0	229,095,03	229,095,03	1,576,287,46	13,399,991,33	1,634,389,22	207,396,74	1,426,992,47	12,545,123,77
12	11	0	6	25,613,70	1,790,397,81	0	227,193,54	227,193,54	1,563,204,27	14,963,195,60	1,604,776,02	203,638,96	1,401,137,06	13,946,260,84
13	12	6	6	25,401,11	1,775,537,51	2,970,000	225,307,84	3,195,307,84	-1,419,770,32	13,543,425,28	1,575,699,39	2,835,673,46	-1,259,974,07	12,686,286,76
14	13	0	6	25,190,28	1,760,800,55	0	223,437,78	223,437,78	1,537,362,77	15,080,788,05	1,547,149,59	196,326,42	1,350,823,17	14,037,109,93
15	14	0	6	24,981,20	1,746,185,91	0	221,583,25	221,583,25	1,524,602,66	16,605,390,71	1,519,117,08	192,769,22	1,326,347,86	15,363,457,79
16	15	0	6	24,773,86	1,731,692,56	0	219,744,11	219,744,11	1,511,948,46	18,117,339,16	1,491,592,48	189,276,47	1,302,316,01	16,665,773,80
17	16	0	6	24,568,23	1,717,319,52	0	217,920,23	217,920,23	1,499,399,28	19,616,738,45	1,464,566,60	185,847,01	1,278,719,59	17,944,493,39
18	17	0	6	24,364,32	1,703,065,76	0	216,111,49	216,111,49	1,486,954,27	21,103,692,72	1,438,030,39	182,479,68	1,255,550,71	19,200,044,10
19	18	0	6	24,162,09	1,688,930,32	0	214,317,77	214,317,77	1,474,612,55	22,578,305,27	1,411,974,99	179,173,36	1,232,801,62	20,432,845,72
20	19	0	6	23,961,55	1,674,912,20	0	212,538,93	212,538,93	1,462,373,27	24,040,678,54	1,386,391,68	175,926,96	1,210,464,72	21,643,310,45
21	20	0	6	23,762,67	1,661,010,42	0	210,774,86	210,774,86	1,450,235,57	25,490,914,10	1,361,271,91	172,739,37	1,188,532,54	22,831,842,99
22	21	0	6	23,565,44	1,647,224,04	0	209,025,43	209,025,43	1,438,198,61	26,929,112,72	1,336,607,28	169,609,54	1,166,997,74	23,998,840,73
23	22	0	6	23,369,84	1,633,552,08	0	207,290,51	207,290,51	1,426,281,56	28,355,374,28	1,312,389,54	166,536,41	1,145,853,13	25,144,693,86
24	23	0	6	23,175,87	1,619,993,60	0	205,570,00	205,570,00	1,414,423,59	29,769,797,88	1,288,610,60	163,518,97	1,125,091,63	26,269,785,49
														36,508,243,94
														10,238,458,44
														26,269,785,49
														40,899,801,27
														11,130,003,39

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

5.6.2 PROPUESTA # 2 – REMOVER DAÑO DE FORMACIÓN Y CAMBIO DE BES

La propuesta # 2, es remover el daño de formación más el cambio de la bomba electrosumergible, a los pozos VHR – 01 y VHR – 06.

5.6.2.1 Propuesta # 2 – Primer Escenario

La tabla 5.15, indica los resultados de la propuesta # 2, en el primer escenario, con un precio de venta del barril de petróleo de 98,70 USD; se observa el TIR del 65,01%, VAN positivo y alto, con una relación de costos por beneficios mayor a uno; indicando viabilidad y rentabilidad económica del proyecto a los dos años.

TABLA 5. 15 Resultados de la Propuesta # 2 – Primer escenario

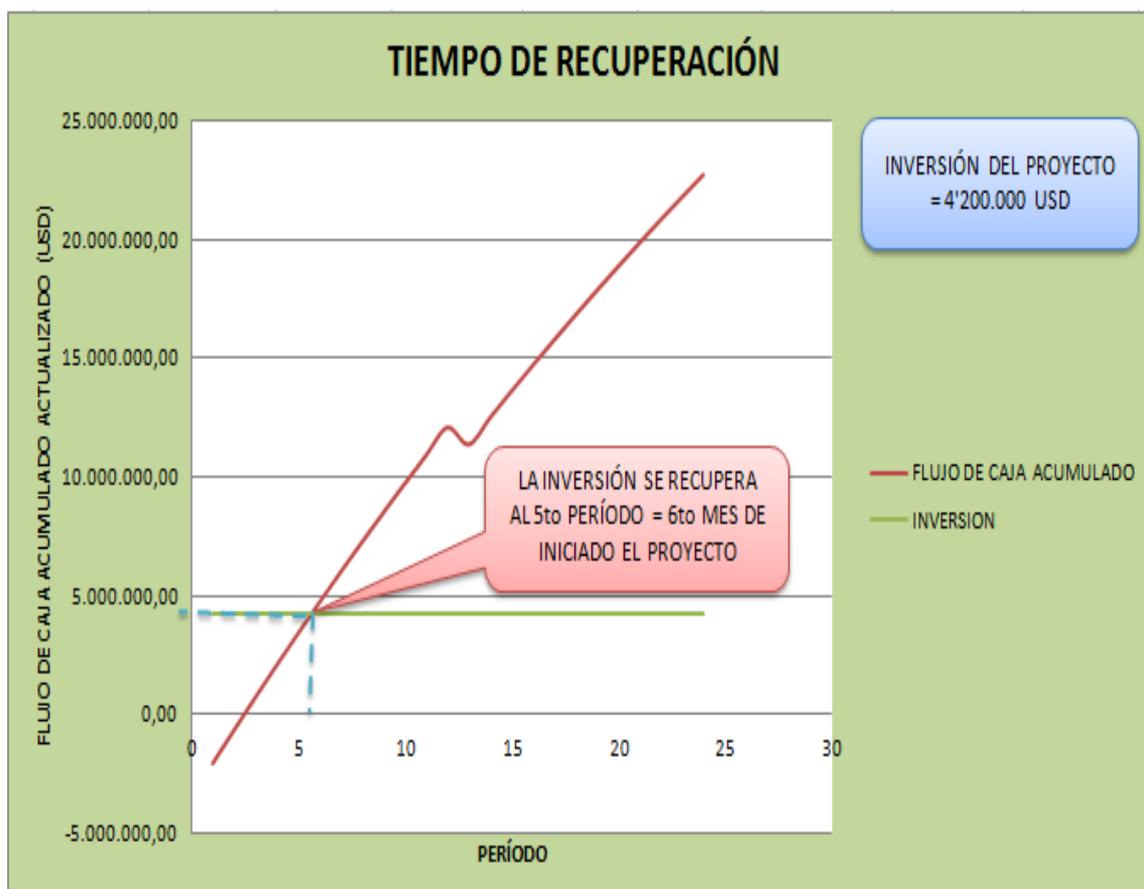
REMOVER DAÑO Y REDISEÑO DE BES	
TIR	65,01%
VAN	22.682.279,65
C/B	4,44

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

La figura 5.3, indica la curva del flujo de caja acumulado, y la inversión de la propuesta; según el punto de corte el tiempo de recuperación de la inversión del proyecto es seis meses, quinto período en que se recupera la inversión en su totalidad, esto demuestra rentabilidad económica y viabilidad de la propuesta.

La inversión total de la propuesta es 4'200.000 USD, se recupera al sexto mes de iniciado el proyecto; y se comienza a obtener ganancias del proyecto, indicando buena rentabilidad económica.

FIGURA 5. 3 Tiempo de Recuperación de la Inversión – Propuesta # 2 – Primer escenario



Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

La tabla 5.16, indica el análisis económico de la propuesta # 2 en el primer escenario, a un precio del barril de petróleo de 98,70 USD, al quinto período el flujo de caja acumulado actualizado es 4'681.065 USD, la inversión es 4'200.000 USD, en éste período se recupera toda la cantidad invertida en el proyecto, y se comienza a obtener ganancias del proyecto, demostrando una buena rentabilidad y viabilidad de la propuesta.

TABLA 5. 16 Análisis Económico de la Propuesta # 2 – Primer escenario

Mes	periodo	Número de pozos para ser intervenidos	Pozos produciendo	Producción mensual (declinación 0,83%)	Ingresos totales (dólares)	Costos de trabajos	Costo operativo mensual	Egresos totales	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado	Ingresos actualizados	Egresos actualizados	Flujo de caja actualizados	Flujo de caja acumulado actualizados	
1	0	2	0	0,00	0,00	2100000	0,00	2.100.000,00	-2.100.000,00	-2.100.000,00	0	2.100.000,00	-2.100.000,00	-2.100.000,00	
2	1	0	2	15,811,20	1.560.565,44	0	140.245,34	140.245,34	1.420.320,10	-679.679,90	1.545.114,30	138.856,78	1.406.257,52	-693.742,48	
3	2	0	2	15,679,97	1.547.612,75	0	139.081,31	139.081,31	1.408.531,44	728.851,54	1.517.118,66	136.340,86	1.380.777,81	687.035,33	
4	3	0	2	15,549,82	1.534.767,56	0	137.926,93	137.926,93	1.396.840,63	2.125.692,16	1.489.630,27	133.870,52	1.356.759,75	2.042.795,08	
5	4	0	2	15,420,76	1.522.028,99	0	136.782,14	136.782,14	1.385.246,85	3.510.939,01	1.462.639,94	131.444,95	1.331.195,00	3.373.990,07	
6	5	0	2	15,292,77	1.509.396,15	0	135.646,85	135.646,85	1.373.749,30	4.884.688,32	1.436.138,65	129.063,32	1.307.075,32	4.681.065,40	
7	6	0	2	15,165,84	1.496.868,16	0	134.520,98	134.520,98	1.362.347,18	6.247.035,50	1.410.117,52	126.724,85	1.283.392,67	5.964.458,07	
8	7	0	2	15,039,96	1.484.444,16	0	133.404,45	133.404,45	1.351.039,70	7.598.075,20	1.384.567,87	124.428,74	1.260.139,12	7.224.597,19	
9	8	0	2	14,915,13	1.472.123,27	0	132.297,20	132.297,20	1.339.826,07	8.937.901,27	1.359.481,14	122.174,24	1.237.306,90	8.461.904,09	
10	9	0	2	14,791,33	1.459.904,65	0	131.199,13	131.199,13	1.328.705,52	10.266.606,79	1.334.848,96	119.960,59	1.214.888,37	9.676.792,46	
11	10	0	2	14,668,57	1.447.787,44	0	130.110,18	130.110,18	1.317.677,26	11.584.284,05	1.310.663,08	117.787,05	1.192.876,03	10.869.668,49	
12	11	0	2	14,546,82	1.435.770,80	0	129.030,26	129.030,26	1.306.740,54	12.891.024,59	1.286.915,42	115.652,89	1.171.262,54	12.040.931,03	
13	12	0	2	14,426,08	1.423.853,90	2100000	127.959,31	2.227.959,31	-804.105,41	12.086.919,18	1.263.598,04	1.977.200,77	-713.602,72	11.327.328,31	
14	13	0	2	14,306,34	1.412.035,92	0	126.897,25	126.897,25	1.285.136,67	13.372.057,85	1.240.703,15	111.499,87	1.129.203,28	12.456.531,59	
15	14	0	2	14,187,60	1.400.316,02	0	125.844,00	125.844,00	1.274.472,02	14.646.529,86	1.218.223,08	109.479,62	1.106.743,46	13.565.275,05	
16	15	0	2	14,069,84	1.388.693,40	0	124.799,50	124.799,50	1.263.893,90	15.910.423,76	1.196.150,33	107.495,98	1.088.654,35	14.653.929,39	
17	16	0	2	13,953,06	1.377.167,24	0	123.763,66	123.763,66	1.253.403,58	17.163.827,34	1.174.477,50	105.548,28	1.068.929,22	15.722.858,62	
18	17	0	2	13,837,25	1.365.736,75	0	122.736,42	122.736,42	1.243.000,33	18.406.827,67	1.153.197,37	103.635,87	1.049.561,49	16.772.420,11	
19	18	0	2	13,722,40	1.354.401,14	0	121.717,71	121.717,71	1.232.683,43	19.639.511,09	1.132.302,80	101.758,11	1.030.544,69	17.802.964,80	
20	19	0	2	13,608,51	1.343.159,61	0	120.707,45	120.707,45	1.222.452,15	20.861.963,25	1.111.786,82	99.914,38	1.011.872,44	18.814.837,24	
21	20	0	2	13,495,56	1.332.011,38	0	119.705,58	119.705,58	1.212.305,80	22.074.269,05	1.091.642,56	98.104,05	993.538,52	19.808.375,76	
22	21	0	2	13,383,54	1.320.955,69	0	118.712,03	118.712,03	1.202.243,66	23.276.512,71	1.071.863,30	96.326,52	975.536,78	20.783.912,53	
23	22	0	2	13,272,46	1.309.991,76	0	117.726,72	117.726,72	1.192.265,04	24.468.777,75	1.052.442,41	94.581,20	957.861,21	21.741.773,75	
24	23	0	2	13,162,30	1.299.118,63	0	116.749,58	116.749,58	1.182.369,24	25.651.146,99	1.033.373,40	92.867,50	940.505,90	22.682.279,65	
											29.276.996,57	6.594.716,93	22.682.279,65		
											32.798.710,99				

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

5.6.2.2 Propuesta # 2 – Segundo Escenario

La tabla 5.17, indica los resultados de la propuesta # 2, en el segundo escenario, a un precio de venta del barril de petróleo de 69,09 USD; se observa el TIR de 42,51%, VAN positivo y una relación de costos por beneficios mayor a uno; indicando viabilidad y rentabilidad económica del proyecto a dos años.

Es un escenario pesimista, pero el TIR que se obtiene es muy bueno, mayor a la tasa de actualización, y un VAN alto de 13'899.180 USD.

TABLA 5. 17 Resultados de la Propuesta # 2 – Segundo escenario

ESTIMULACIÓN DE DAÑO Y REDISEÑO DE BES	
TIR	42,51%
VAN	13.899.180
C/B	3,11

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

La figura 5.4, indica la curva del flujo de caja acumulado, y la inversión de la propuesta; al octavo período, noveno mes, la inversión del proyecto se recupera, demostrando rentabilidad económica y viabilidad de la propuesta.

La inversión total del proyecto es 4'200.000 USD, y se recupera en un corto tiempo de seis, siendo un escenario pesimista, a partir de este mes los valores que se obtiene, pertenecen a las ganancias prestadas por el proyecto, indicando buena rentabilidad de la propuesta.

FIGURA 5. 4 Tiempo de Recuperación de la Inversión – Propuesta # 2 – Segundo escenario



Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

La tabla 5.18, indica el análisis económico de la propuesta # 2 en un segundo escenario, con un precio del petróleo de 98,70 USD menos el 30%, es decir 69,09 USD, al octavo período el flujo de caja acumulado actualizado es 4'980.461 USD, en este periodo se recupera la inversión del proyecto, que es 4'200.000 USD.

A pesar, de encontrarnos con un escenario pesimista, la propuesta aun continúa siendo buena, por el corto tiempo de recuperación de la inversión, y los buenos valores de ganancias.

TABLA 5. 18 Análisis Económico de la Propuesta # 2 – Segundo escenario

Mes	periodo	Número de pozos para ser intervenidos	Pozos produciendo	Producción mensual (declinación 0,83%)	Ingresos totales (dólares)	Costos de trabajos	Costo operativo mensual	Egresos totales	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado	Ingresos actualizados	Egresos actualizados	Flujo de caja actualizados	Flujo de caja acumulado actualizados
1	0	2	0	0,00	0,00	2100000	0,00	2.100.000,00	-2.100.000,00	-2.100.000,00	0	2.100.000,00	-2.100.000,00	-2.100.000,00
2	1	0	2	15.811,20	1.092.395,81	0	140.245,34	140.245,34	952.150,46	-1.147.849,54	1.081.580,01	138.856,78	942.723,23	-1.157.276,77
3	2	0	2	15.679,97	1.083.328,92	0	139.081,31	139.081,31	944.247,62	-203.601,92	1.061.983,06	136.340,86	925.642,21	-231.634,56
4	3	0	2	15.549,82	1.074.337,29	0	137.926,93	137.926,93	936.410,36	732.808,44	1.042.741,19	133.870,52	908.870,67	677.236,11
5	4	0	2	15.420,76	1.065.420,29	0	136.782,14	136.782,14	928.638,15	1.661.446,59	1.023.847,96	131.444,95	892.403,01	1.569.639,12
6	5	0	2	15.292,77	1.056.577,30	0	135.646,85	135.646,85	920.930,46	2.582.377,05	1.005.297,05	129.063,32	876.233,73	2.445.872,85
7	6	0	2	15.165,84	1.047.807,71	0	134.520,98	134.520,98	913.286,73	3.495.663,78	987.082,26	126.724,85	860.357,42	3.306.230,27
8	7	0	2	15.039,96	1.039.110,91	0	133.404,45	133.404,45	905.706,45	4.401.370,24	969.197,51	124.428,74	844.768,76	4.150.999,03
9	8	0	2	14.915,13	1.030.486,29	0	132.297,20	132.297,20	898.189,09	5.299.559,33	951.636,80	122.174,24	829.462,56	4.980.461,59
10	9	0	2	14.791,33	1.021.933,25	0	131.199,13	131.199,13	890.794,12	6.190.293,45	934.394,27	119.960,59	814.433,68	5.794.895,27
11	10	0	2	14.668,57	1.013.451,21	0	130.110,18	130.110,18	883.341,03	7.073.634,48	917.464,16	117.787,05	799.677,11	6.594.572,38
12	11	0	2	14.546,82	1.005.039,56	0	129.030,26	129.030,26	876.009,30	7.949.643,78	900.840,80	115.652,89	785.187,91	7.379.760,29
13	12	0	2	14.426,08	996.697,73	2100000	127.959,31	2.227.959,31	-1.231.261,58	6.718.382,20	884.518,63	1.977.200,77	-1.092.682,13	6.287.078,15
14	13	0	2	14.306,34	988.425,14	0	126.897,25	126.897,25	861.527,89	7.579.910,09	868.492,20	111.499,87	756.992,34	7.044.070,49
15	14	0	2	14.187,60	980.221,21	0	125.844,00	125.844,00	854.377,21	8.434.287,30	852.756,16	109.479,62	743.276,53	7.787.347,02
16	15	0	2	14.069,84	972.085,38	0	124.799,50	124.799,50	847.285,88	9.281.573,18	837.305,23	107.495,98	729.809,25	8.517.156,27
17	16	0	2	13.953,06	964.017,07	0	123.763,66	123.763,66	840.253,41	10.121.826,59	822.134,25	105.548,28	716.585,97	9.233.742,24
18	17	0	2	13.837,25	956.015,73	0	122.736,42	122.736,42	833.279,30	10.955.105,89	807.238,16	103.635,87	703.602,28	9.937.344,53
19	18	0	2	13.722,40	948.080,80	0	121.717,71	121.717,71	826.363,09	11.781.468,98	792.611,96	101.758,11	690.853,85	10.628.198,37
20	19	0	2	13.608,51	940.211,73	0	120.707,45	120.707,45	819.504,27	12.600.973,25	778.250,77	99.914,38	678.336,40	11.306.534,77
21	20	0	2	13.495,56	932.407,97	0	119.705,58	119.705,58	812.702,39	13.413.675,63	764.149,79	98.104,05	666.045,75	11.972.580,52
22	21	0	2	13.383,54	924.688,98	0	118.712,03	118.712,03	805.956,96	14.219.632,59	750.304,31	96.326,52	653.977,79	12.626.568,31
23	22	0	2	13.272,46	916.984,23	0	117.726,72	117.726,72	799.287,51	15.018.900,10	736.709,69	94.581,20	642.128,49	13.268.686,79
24	23	0	2	13.162,30	909.383,18	0	116.749,58	116.749,58	792.633,59	15.811.533,70	723.361,38	92.867,50	630.493,88	13.899.180,68
											20.489.897,60	6.594.716,93	13.899.180,68	
											22.959.097,69	7.147.564,00		

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

5.6.3 PROPUESTA # 3 – CAMBIO DE ZONA PRODUCTORA Y CAMBIO DE BES

La propuesta # 3, es el cambio de arenas productoras más el cambio de la bomba electrosumergible, a los pozos CUY - 36D y VHR – 18.

5.6.3.1 Propuesta # 3 – Primer Escenario

La tabla 5.19, indica los resultados de la propuesta # 3, en el primer escenario, a un precio de venta del barril de petróleo de 98,70 USD; se obtiene un TIR del 78,18%, un VAN alto y positivo, con una relación de costos por beneficios (C/B) mayor a uno; indicando una muy buena rentabilidad económica y viabilidad del proyecto a los dos años.

TABLA 5. 19 Resultados de la Propuesta # 3 – Primer escenario

CAMBIO DE ZONA PRODUCTORA Y REDISEÑO DE BES	
TIR	78,18%
VAN	30.721.364
C/B	4,92

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

La figura 5.5, indica la curva del flujo de caja acumulado, y la inversión de la propuesta; la inversión del proyecto se recupera al sexto mes, quinto período, demostrando rentabilidad económica y viabilidad de la propuesta.

La inversión total del proyecto es 4'626.000 USD, y se recupera al sexto mes de iniciar el trabajo.

FIGURA 5. 5 Tiempo de Recuperación de la Inversión – Propuesta # 3 – Primer escenario



Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

La tabla 5.20, indica el análisis económico de la propuesta # 3 en el primer escenario, con un precio de venta del barril de petróleo de 98,70 USD, al quinto período el valor del flujo de caja acumulado actualizado es 4'895.084 USD, en este período la inversión del proyecto de 4'626.000 USD, se recupera en su totalidad,

De acuerdo a la figura 5.5 y la tabla 5.20, se indica la efectividad de la propuesta, por el corto tiempo que se recupera la inversión.

TABLA 5. 20 Análisis Económico de la Propuesta # 3 – Primer escenario

Mes	periodo	Número de pozos para ser intervenidos	Pozos produciendo	Producción mensual (declinación 0,83%)	Ingresos totales (dólares)	Costos de trabajos	Costo operativo mensual	Egresos totales	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado	Ingresos actualizados	Egresos actualizados	Flujo de caja actualizados	Flujo de caja acumulado actualizados
1	0	2	0	0,00	0,00	2313000	0,00	2.313.000,00	-2.313.000,00	-2.313.000,00	0	2.313.000,00	-2.313.000,00	-2.313.000,00
2	1	0	2	20,820,00	2.054.934,00	0	184.673,40	184.673,40	1.870.260,60	-442.739,40	2.034.588,12	182.844,95	1.851.743,17	-461.256,83
3	2	0	2	20,647,19	2.037.878,05	0	183.140,61	183.140,61	1.854.737,44	1.411.998,04	1.997.723,80	179.532,02	1.818.191,78	1.359.934,95
4	3	0	2	20,475,82	2.020.963,66	0	181.620,54	181.620,54	1.839.343,12	3.251.341,15	1.961.527,42	176.279,11	1.785.248,31	3.142.183,26
5	4	0	2	20,305,87	2.004.189,66	0	180.113,09	180.113,09	1.824.076,57	5.075.417,72	1.925.986,87	173.085,14	1.752.901,73	4.895.084,99
6	5	0	2	20,137,33	1.987.554,89	0	178.618,15	178.618,15	1.808.936,73	6.884.354,45	1.891.090,28	169.949,05	1.721.141,23	6.616.226,22
7	6	0	2	19,970,19	1.971.058,18	0	177.135,62	177.135,62	1.793.922,56	8.678.277,01	1.856.825,97	166.869,77	1.689.956,20	8.306.182,42
8	7	0	2	19,804,44	1.954.698,40	0	175.665,40	175.665,40	1.779.033,00	10.457.310,01	1.823.182,49	163.846,29	1.659.336,20	9.965.518,62
9	8	0	2	19,640,06	1.938.474,40	0	174.207,38	174.207,38	1.764.267,03	12.221.577,04	1.790.148,59	160.877,59	1.629.271,00	11.594.789,62
10	9	0	2	19,477,05	1.922.385,06	0	172.761,45	172.761,45	1.749.623,61	13.971.200,65	1.757.713,22	157.962,68	1.599.750,54	13.194.540,16
11	10	0	2	19,315,39	1.906.429,27	0	171.327,53	171.327,53	1.735.101,73	15.706.302,39	1.725.865,55	155.100,58	1.570.764,97	14.765.305,13
12	11	0	2	19,155,08	1.890.605,91	0	169.905,52	169.905,52	1.720.700,39	17.427.002,78	1.694.594,91	152.290,34	1.542.304,57	16.307.609,70
13	12	0	2	18,996,09	1.874.913,88	2313000	168.495,30	2.481.495,30	-606.581,42	16.820.421,35	1.663.890,87	2.202.201,08	-538.310,21	15.769.299,48
14	13	0	2	18,838,42	1.859.352,09	0	167.096,79	167.096,79	1.692.255,30	18.512.676,66	1.633.743,14	146.821,70	1.486.921,44	17.256.220,93
15	14	0	2	18,682,06	1.843.919,47	0	165.709,89	165.709,89	1.678.209,58	20.190.886,24	1.604.141,66	144.161,46	1.459.980,19	18.716.201,12
16	15	0	2	18,527,00	1.828.614,94	0	164.334,49	164.334,49	1.664.280,44	21.855.166,68	1.575.076,52	141.549,43	1.433.527,09	20.149.728,21
17	16	0	2	18,373,23	1.813.437,43	0	162.970,52	162.970,52	1.650.466,92	23.505.633,60	1.546.538,00	138.984,72	1.407.553,28	21.557.281,48
18	17	0	2	18,220,73	1.798.385,90	0	161.617,86	161.617,86	1.636.768,04	25.142.401,64	1.518.516,57	136.466,48	1.382.050,09	22.939.331,57
19	18	0	2	18,069,50	1.783.459,30	0	160.276,43	160.276,43	1.623.182,87	26.765.584,51	1.491.002,85	133.993,87	1.357.008,98	24.296.340,55
20	19	0	2	17,919,52	1.768.656,59	0	158.946,14	158.946,14	1.609.710,45	28.375.294,96	1.463.987,65	131.566,06	1.332.421,59	25.628.762,14
21	20	0	2	17,770,79	1.753.976,74	0	157.626,89	157.626,89	1.596.349,85	29.971.644,81	1.437.461,94	129.182,24	1.308.279,69	26.937.041,83
22	21	0	2	17,623,29	1.739.418,73	0	156.318,58	156.318,58	1.583.100,15	31.554.744,96	1.411.416,83	126.841,61	1.284.575,22	28.221.617,05
23	22	0	2	17,477,02	1.724.981,56	0	155.021,14	155.021,14	1.569.960,42	33.124.705,37	1.385.843,64	124.543,39	1.261.300,24	29.482.917,30
24	23	0	2	17,331,96	1.710.664,21	0	153.734,46	153.734,46	1.556.929,75	34.681.635,12	1.360.733,80	122.286,82	1.238.446,98	30.721.364,28
									8.507.317,19		38.551.600,68	7.830.236,40	30.721.364,28	

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

5.6.3.2 Propuesta # 3 – Segundo Escenario

La tabla 5.21, indica los resultados de la propuesta # 3, en el segundo escenario, a un precio de venta del barril de petróleo de 69,09 USD; se obtiene un TIR del 51,53%, VAN positivo y una relación de costos por beneficios (C/B) mayor a uno; indicando viabilidad y rentabilidad económica del proyecto a dos años.

TABLA 5. 21 Resultados de la Propuesta # 3 – Segundo escenario

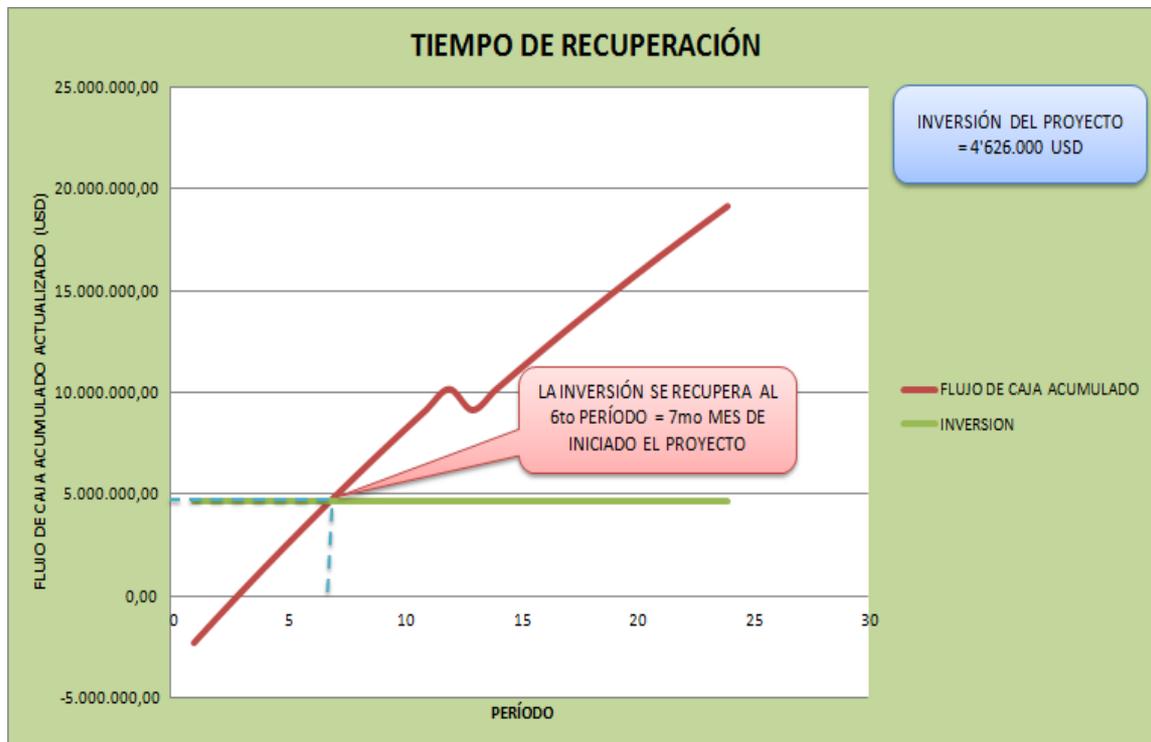
CAMBIO DE ZONA PRODUCTORA Y REDISEÑO DE BES	
TIR	51,53%
VAN	19.155.884
C/B	3,45

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

La figura 5.6, indica la curva del flujo de caja acumulado, y la inversión de la propuesta; el tiempo de recuperación de la inversión del proyecto es siete meses, es decir al sexto período se recupera la inversión en su totalidad; esto demuestra una buena rentabilidad económica y viabilidad de la propuesta, a pesar de presentarse en un escenario pesimista, con un valor de venta del petróleo de 30% menor al actual.

Con un escenario pesimista de la propuesta, es rentable y viable; los valores que se obtienen de ganancias luego de ejecutar la propuesta, son altos, y el tiempo de recuperación de la inversión, es corto; buenas razones para concluir que la propuesta es afectiva, respecto a viabilidad y rentabilidad económica.

FIGURA 5. 6 Tiempo de Recuperación de la Inversión – Propuesta # 3 – Segundo escenario



Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

La tabla 5.22, indica el análisis económico de la propuesta # 3 en el segundo escenario, a un precio del barril de petróleo de 69,09 USD, al sexto período el valor del flujo de caja acumulado actualizado es 4'805.859 USD, en éste período se obtiene toda la inversión del proyecto; a pesar de mostrar un escenario pesimista, el tiempo de recuperación de la inversión es corto, esto demuestra una buena rentabilidad económica y viabilidad de la propuesta.

TABLA 5. 22 Análisis Económico de la Propuesta # 3 – Segundo escenario

Mes periodo	Número de pozos para ser intervenidos	Pozos produciendo	Producción mensual (declinación 0,83%)	Ingresos totales (dólares)	Costos de trabajos	Costo operativo mensual	Egresos totales	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado	Ingresos actualizados	Egresos actualizados	Flujo de caja actualizados	Flujo de caja acumulado actualizados
1	0	2	0,00	0,00	2313000	0,00	2.313.000,00	-2.313.000,00	-2.313.000,00	0	2.313.000,00	-2.313.000,00	-2.313.000,00
2	1	0	20,820,00	1.438.453,80	0	184.673,40	184.673,40	1.253.780,40	-1.059.219,60	1.424.211,68	182.844,95	1.241.366,73	-1.071.633,27
3	2	0	20,647,19	1.426.514,63	0	183.140,61	183.140,61	1.243.374,02	184.154,42	1.398.406,66	179.532,02	1.218.874,64	147.241,38
4	3	0	20,475,82	1.414.674,56	0	181.620,54	181.620,54	1.233.054,02	1.417.208,44	1.373.089,19	176.279,11	1.196.790,08	1.344.031,46
5	4	0	20,305,87	1.402.932,76	0	180.113,09	180.113,09	1.222.819,67	2.640.028,11	1.348.190,81	173.085,14	1.175.105,67	2.519.137,12
6	5	0	20,137,33	1.391.288,42	0	178.618,15	178.618,15	1.212.670,27	3.852.698,38	1.323.763,19	169.949,05	1.153.814,15	3.672.951,27
7	6	2	19,970,19	1.379.740,73	0	177.135,62	177.135,62	1.202.605,10	5.055.303,48	1.299.778,18	166.869,77	1.132.908,41	4.805.859,68
8	7	0	19,804,44	1.368.288,88	0	175.665,40	175.665,40	1.192.623,48	6.247.926,96	1.276.227,74	163.846,29	1.112.381,45	5.918.241,13
9	8	0	19,640,06	1.356.932,08	0	174.207,38	174.207,38	1.182.724,71	7.430.651,67	1.253.104,01	160.877,59	1.092.226,42	7.010.467,56
10	9	0	19,477,05	1.345.668,55	0	172.761,45	172.761,45	1.172.908,09	8.603.559,76	1.230.399,26	157.962,68	1.072.436,58	8.082.904,14
11	10	0	19,315,39	1.334.500,49	0	171.327,53	171.327,53	1.163.172,95	9.766.732,71	1.208.105,88	155.100,58	1.053.005,30	9.135.909,44
12	11	0	19,155,08	1.323.424,13	0	169.905,52	169.905,52	1.153.518,62	10.920.251,33	1.186.216,44	152.290,34	1.033.926,10	10.169.835,53
13	12	0	18,996,09	1.312.439,71	2313000	168.495,30	2.481.495,30	-1.169.055,59	9.751.195,75	1.164.723,61	2.202.201,08	-1.037.477,47	9.132.358,06
14	13	0	18,838,42	1.301.546,46	0	167.096,79	167.096,79	1.134.449,68	10.885.645,42	1.143.620,20	146.821,70	996.798,50	10.129.156,56
15	14	0	18,682,06	1.290.743,63	0	165.709,89	165.709,89	1.125.033,74	12.010.679,16	1.122.899,16	144.161,46	978.737,70	11.107.894,26
16	15	0	18,527,00	1.280.030,46	0	164.334,49	164.334,49	1.115.695,96	13.126.375,13	1.102.553,56	141.549,43	961.004,13	12.068.898,39
17	16	0	18,373,23	1.269.406,20	0	162.970,52	162.970,52	1.106.435,69	14.232.810,81	1.082.576,60	138.984,72	943.591,88	13.012.490,27
18	17	0	18,220,73	1.258.870,13	0	161.617,86	161.617,86	1.097.252,27	15.330.063,08	1.062.961,60	136.466,48	926.495,11	13.938.985,38
19	18	0	18,069,50	1.248.421,51	0	160.276,43	160.276,43	1.088.145,08	16.418.208,16	1.043.702,00	133.983,87	909.708,12	14.848.693,51
20	19	0	17,919,52	1.238.059,61	0	158.946,14	158.946,14	1.079.113,47	17.497.321,63	1.024.791,36	131.566,06	893.225,29	15.741.918,80
21	20	0	17,770,79	1.227.783,72	0	157.628,89	157.628,89	1.070.156,83	18.567.478,46	1.006.223,36	129.182,24	877.041,11	16.618.959,91
22	21	0	17,623,29	1.217.593,11	0	156.318,58	156.318,58	1.061.274,53	19.628.752,99	987.951,78	126.841,61	861.150,17	17.480.110,08
23	22	0	17,477,02	1.207.487,09	0	155.021,14	155.021,14	1.052.465,95	20.681.218,94	970.090,55	124.543,39	845.547,15	18.325.657,23
24	23	0	17,331,96	1.197.464,95	0	153.734,46	153.734,46	1.043.730,48	21.724.949,42	952.513,66	122.286,82	830.226,84	19.155.884,08
				30.232.266,62			8.507.317,19			26.986.120,48	7.830.236,40	19.155.884,08	

Elaborado por: Tamara Robles y Danny Sánchez.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- En el Área Cuyabeno, se tiene un POES de 772,580 MMBLS con un factor de recobro inicial de 28,87%, con un estimado de reservas probadas de 223,062 MMBLS, y un acumulado de petróleo de 139,815 MMBLS, reservas remanentes 83,247 MMBLS, con un API promedio de 26°, una producción diaria de 21.403 BPPD; indicando la importancia del área dentro de la producción de EP-PETROECUADOR.
- Al realizar la corrección de presión del reservorio a un datum en común, se obtiene que el campo Cuyabeno-Sansahuari presenta presión promedio en “T” de 2050 psi, en “Ui” de 2550 psi, y en “Us” de 2400 psi; para el campo VHR se tiene una presión promedio en “T” de 2500 psi, en “Ui” 2650 psi, en “Us” 2300 psi, en “M2” es 2490 psi, y en “BT” 1850psi.
- La producción diaria promedio del Área Cuyabeno al mes de octubre del año 2011 es 21.058 BPPD, de los cuales 10.232 BPPD produce el campo Cuyabeno, 1.868 BPPD Sansahuari, 7132 BPPD VHR, y 1.823 BPPD aporta el Bloque 27.
- El total de agua que produce el área es 66.124 BAPD, presentando un BSW promedio de 72%, correspondientes a 34.776 BAPD producidos por el campo Cuyabeno, 6.857 BAPD por Sansahuari, 18292 BAPD producidos en VHR, y 6.198 BAPD en el Bloque 27.

- El campo Cuyabeno, actualmente consta de 23 pozos productores, 9 cerrados, 4 reinyectores, y uno en workover; el campo Sansahuari, consta de 8 productores, 4 cerrados, un reinjector, y un pozo abandonado; el campo VHR, cuenta con 21 pozos productores, 2 cerrados, 2 reinyectores, y un pozo en workover; y el bloque 27, consta de 12 pozos productores, 12 cerrados, y 2 reinyectores.
- En el Área Cuyabeno, producen 44 pozos con el sistema de bombeo electrosumergible: en el campo Cuyabeno existen 14 pozos, en el campo Sansahuari, 1 pozo, en el campo VHR, 20 pozos, y en el Boque 27, 9 pozos; con sistema de bombeo hidráulico tipo jet, producen 20 pozos: en el campo Cuyabeno existen 9 pozos, en el campo Sansahuari, 7 pozos, en el campo VHR, 1 pozo, y en el Bloque 27, 3 pozos.
- Mediante un análisis de historiales de producción, de reacondicionamiento, diagramas de completación, pruebas de B'UP, y parámetros de las bombas, se seleccionan 14 pozos para el análisis nodal, 10 pozos candidatos para ser optimizados, mediante tres escenarios propuestos: rediseño de bomba electrosumergible, remover daño de formación más rediseño de BES, y cambio de arenas productoras más rediseño de BES.
- Los pozos seleccionados para la optimización son: CUY-24D, CUY-34D, CUY-35D, CUY-36D, VHR-01, VHR-06, VHR-08, VHR-18D, VHR-21D, y TIP-08.
- Debido al gran corte de agua, gran acumulado de petróleo producido y pocas reservas remanentes, parámetros analizados en el capítulo 2, el resto de los pozos productores del Área Cuyabeno no son tomados en cuenta para el análisis nodal y optimización, tampoco reúnen las características para el cambio de sistema de levantamiento artificial.
- Con el análisis nodal, se determina el daño de formación en los pozos VHR-01, VHR-06, VHR-24D, y CUY-36, es necesario un trabajo de estimulación y

limpieza de formación en los pozos VHR-01 y VHR-06; en el caso del VHR-24D y CUY-36D, no se considera la posibilidad de remover daño para conservar el BSW actual y evitar el incremento del agua.

- Es necesario incrementar frecuencia en el pozo CUY-24D de 59 a 62 hz, en el pozo CUY-29D, de 57 a 60 hz, y en el pozo VHR-23, debido a las buenas condiciones del yacimiento y al adecuado funcionamiento del sistema de levantamiento electrosumergible.
- Debido al desgaste de la bomba, funcionamiento fuera del rango operativo y alto potencial de los pozos CUY-24D, CUY-34D, y CUY-35D, es necesario rediseñar una bomba que se ajuste al potencial de flujo del yacimiento, funcione bajo parámetros eléctricos estables y con mayor eficiencia de trabajo.
- En el pozo VHR-08, se determina la existencia de flujo cruzado, debido a la baja presión de la arena "BT" con respecto a la arena "Us"; la simulación demuestra el bajo aporte de la arena "BT" y la pérdida en la producción de "Us" por el flujo cruzado existente.
- Los pozos VHR-21D y TIP-08, no presentan registros de build up, debido al punzonamiento de la arena "Us" y "Ui", respectivamente con tecnología MAX-AR, es decir, abrir la arena y punzonar con bajo balance, para poner a producir el pozo inmediatamente sin evaluación previa, esta falta de información del yacimiento no permite realizar un adecuado análisis nodal para determinar el comportamiento del yacimiento, sin embargo la bomba funciona en un downthrust severo, y es necesario un rediseño de bomba.
- En el pozo VHR-01, de acuerdo al análisis de historiales de producción, workover y diagrama de completación, la arena "M2", se punzona y evalúa en el año 2008 obteniendo como resultado una producción de 600 BFPD con un corte

de agua de 12%, la arena presenta un alto potencial y buenas reservas para ser incorporada en la producción.

- Los pozos CUY-36D y VHR-18D, presentan altos cortes de agua y subir frecuencia, cambiar de bomba, o estimular la formación no resulta conveniente para evitar conificación de agua, en estos pozos es necesario realizar un cambio de arena.
- Para la obtención de los datos productivos y petrofísicos de la nueva zona a incorporarse a la producción, se analiza pozos aledaños para determinar la cantidad de fluido a producirse y la bomba que se adapte a las nuevas condiciones del yacimiento.
- El campo Cuyabeno, presenta una capacidad de reinyección total de 75000 BAPD, actualmente la producción de agua es 34776 BAPD, y el incremento de la producción luego de la optimización es 596 BAPD, el total de agua de formación producida para ser reinyectada aumenta a 35372 BAPD.
- El campo VHR, produce actualmente 18292 BAPD, luego de la optimización no se obtiene incremento de agua, los pozos VHR-01, VHR-06, VHR-08, y VHR-21D, presentan cortes de agua menores al 20%, que no representan gran producción de agua; y por el cambio de arena en el pozo VHR-18D, que actualmente produce de la arena "Ui" de 1486 BAPD; la nueva arena estima producir 430 BAPD, reduciendo la producción de agua en 879 BAPD.
- En la estación Tipishca del Bloque 27, existen dos bombas multietapas para la reinyección al pozo, cada una presenta una capacidad nominal de 7000 BFPD, un total de 14000 BFPD; actualmente el Bloque 27 produce 6198 BAPD, y luego de la optimización incrementa 52 BAPD, teniendo un total de 6250 BAPD.

- De cada una de las propuestas presentadas en el análisis económico se determina como la más rentable el cambio de la bomba electrosumergible, a los pozos CUY-24D, CUY-34D, CUY-35D, VHR-08, VHR-21D, y TIP-08, tiene una ganancia (VAN) de 41'311.808 USD, a un precio de venta del barril de petróleo de 98,70 USD; y un VAN de 26'269.785,06 USD, en un escenario pesimista, con un valor del barril de petróleo de 69,09 USD; la inversión del proyecto es de 5'940.000 USD, en el escenario optimista se recupera en 5 meses, y en el escenario pesimista se recupera en 7 meses de iniciado el proyecto.
- Las tres propuestas, en un escenario optimista, recuperan el valor total de la inversión en un promedio de 5 mese de iniciado los proyectos.

6.2 RECOMENDACIONES

- Es necesario tomar build up y actualizar los registros de pruebas de presión, para tener un conocimiento más real del comportamiento del yacimiento, especialmente pozos que presentan registros de build up mayores a 3 años y pozos que no poseen información de las arenas por ser punzonadas con tecnología MAX-R o TCP-TCR.
- Se debe realizar un análisis nodal del Área cada 6 meses para determinar los posibles problemas de yacimiento, bomba y realizar una optimización temprana.
- En pozos CUY-24D, CUY-29D Y VHR-23, se recomienda subir frecuencia hasta llegar a los 60 hz, que es la velocidad máxima operativa de las bombas, es necesario realizar un incremento paulatino de 2 en 2 hz; si existen problemas con el aumento del BSW, no incrementar frecuencia para evitar conificación de agua, en caso de no existir incremento del BSW se puede seguir incrementando frecuencia hasta recuperar el caudal perdido.

- En los pozos CUY-36 y VHR-18D, sugeridos para cambio de arenas, se debe correr registro de saturación de la arena productora actual para determinar el avance del contacto agua petróleo, si los resultados son positivos y existe saturación de hidrocarburo, se debe punzonar un nuevo intervalo de la arena actual o caso contrario se recomienda evaluar una nueva arena e incorporarla a la producción con un nuevo rediseño sistema del bombeo electrosumergible de acuerdo a las condiciones reales de la nueva arena.
- Antes de realizar los cambios de arena y bajar los nuevos equipos de bombeo electrosumergible se recomienda tomar build up a la arena y evaluar la zona para determinar el comportamiento actual del yacimiento y las condiciones de producción reales.
- El pozo VHR-24D, presenta un aumento del daño de formación, pero en las condiciones actuales de producción de agua, no es factible realizar una limpieza del yacimiento para prevenir el avance de agua y una posible conificación, se recomienda mantener las condiciones actuales de producción y operación, sabiendo que el aporte de fluido del pozo actualmente es de 318 BPPD, es preferible mantener las condiciones actuales, que dañar el yacimiento por un incremento del corte de agua al tratar al eliminar el daño existente.
- En el pozo VHR-08, se recomienda realizar un squeeze a la arena “BT” para aislar, evitar el flujo cruzado y producir únicamente “Us”; además para solucionar los problemas de cavitación que presenta, es necesario bajar la bomba al nivel de las perforaciones.
- En el proceso de cambio de arena del pozo VHR-18D, se recomienda no realizar cementación forzada a la arena actual, el pozo por presentar completación de fondo permite cerrar la camisa de “Ui” y aislar la producción.

- Los pozos CUY-36D, y VHR-18D, con nuevas arenas, y los pozos VHR-21D y TIP-08, punzonados sin tomar registros de pruebas de presión; no tienen certeza del aporte de fluido, se recomienda ubicar la bomba al nivel de las perforaciones para evitar posibles problemas de cavitación y poca refrigeración del motor por un posible bajo aporte del pozo.
- Se recomienda realizar las propuestas presentadas en este proyecto, ya que la ganancia de producción de petróleo que se obtiene es 2148 BPPD, y el indicador económico VAN en un escenario pesimista para la propuesta # 1, cambio de la bomba electrosumergible, es 26.269.785 USD, para la propuesta # 2, eliminar daño y rediseñar BES, es 13.899.180 USD, y para la propuesta # 3, cambio de zona productora y diseño de BES, es 19.155.884 USD; mostrando que el proyecto es viable y económicamente rentable.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Banco Central del Ecuador, (2011).
http://www.bce.fin.ec/resumen_ticker.php?ticker_value=petroleo
- BAKER HUGHES CENTRILIFT (2009), Manual de Bombeo Electrosumergible.
- Brown Kermit E. (1980). The Technology of Artificial Lift Methods, Volumen 2B, Tulsa – USA, Penn Well Publishing Company
- Carrera Benalcázar Nancy Marlene: Análisis Técnico y Económico para Cambio de Tipo de Levantamiento Artificial para Pozos con Alto Potencial a Bombeo Electrosumergible en el Área Libertador.
- Celio Vega, (1983). Ingeniería Económica.
- Chicaiza Chicaiza Segundo Holguer, Padilla Yopez Roberto Carlos: Sistema de Bombeo Electrosumergible
- EP-PETROECUADOR, (1978-2011). Archivos de Pruebas de BU'P, Historiales de Reacondicionamiento, Historiales de Producción, Ingeniería en Petróleos, Área Cuyabeno.
- ESP Wood Group, (2007). Curso de Diseño de Equipos de Bombeo Electrosumergible.
- Kermit F. B, The Technology of Artificial Lifts Methods.
- Marcelo A. Crotti, (2004). Movimiento de fluidos en reservorios de hidrocarburos.

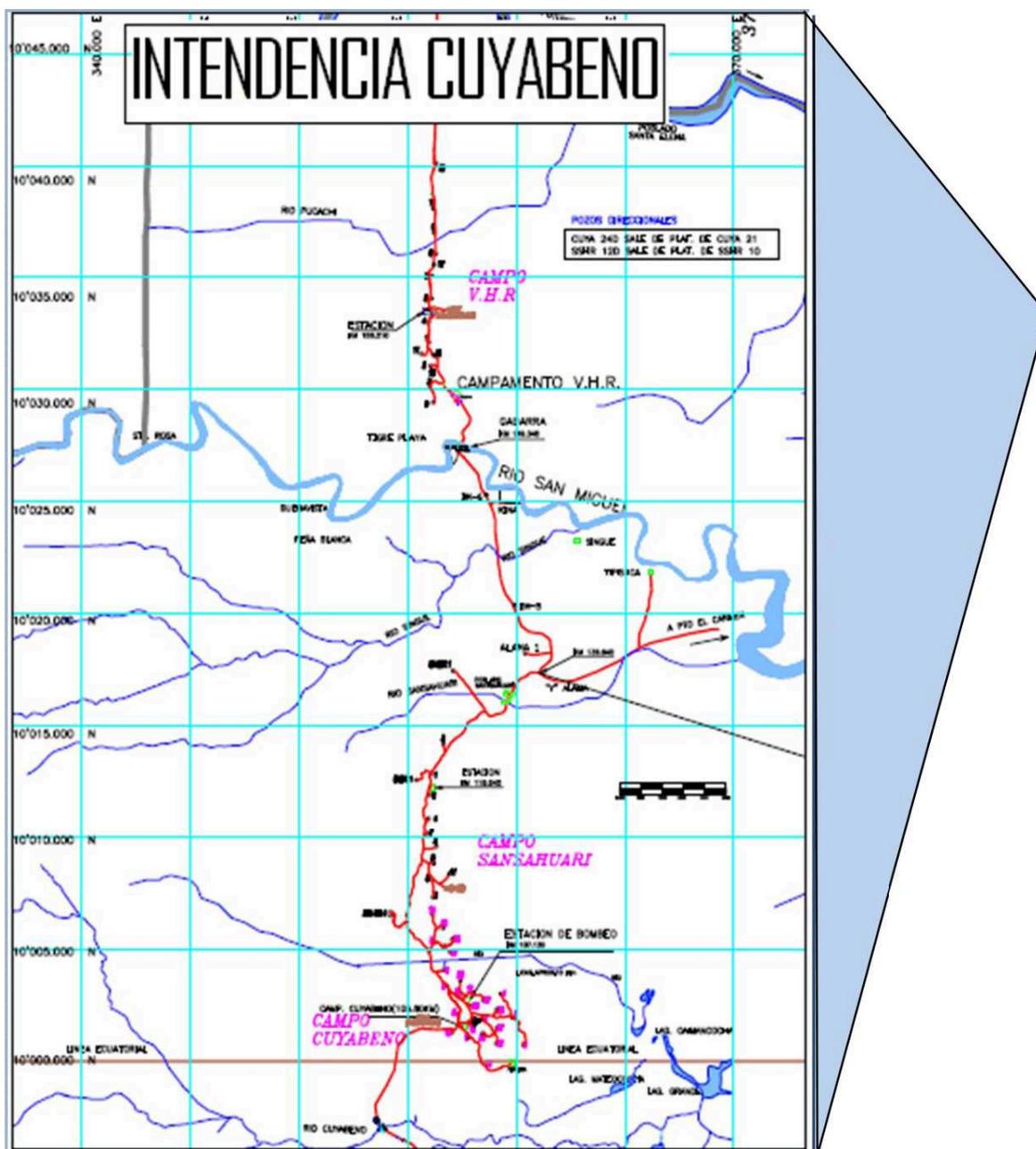
- Peñafiel Janina, (2008). Optimización del Bombeo Electrosumergible en la Producción de petróleo en el Área Cuyabeno.
- Schlumberger REDA, (2007). Catálogo de equipos de Bombeo Electrosumergible.
- Vinicio Melo, (2007). Folleto de Levantamiento Artificial.

ANEXOS

ANEXO 1

INFORMACIÓN GENERAL DEL ÁREA CUYABENO

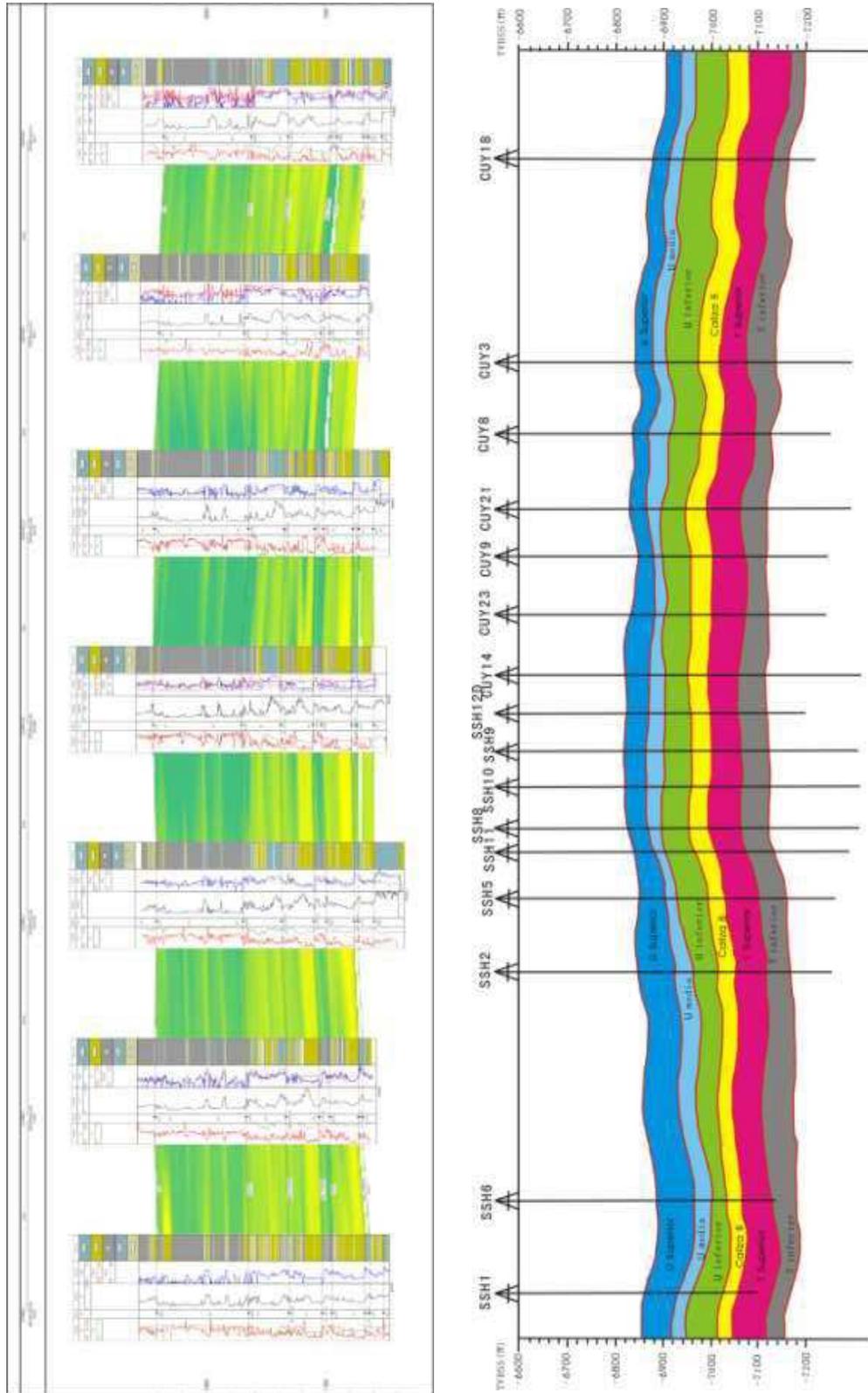
ANEXO 1.1 MAPA DE LA UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS CAMPOS CUYABENO-SANSAHUARI Y VHR



FUENTE: Archivo Petroproducción.

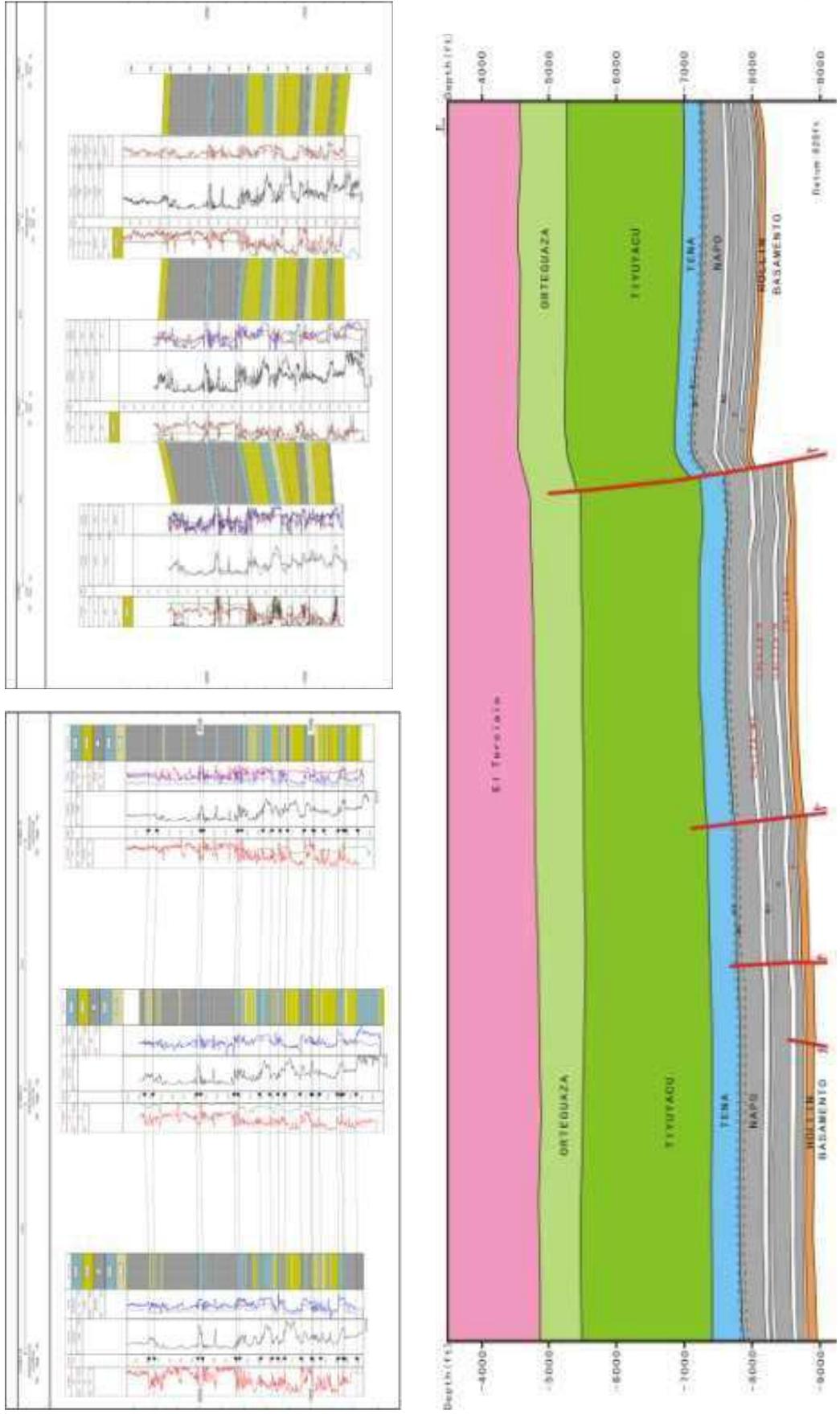
ANEXO 1. 2 CORTES ESTRUCTURALES Y ESTRATIGRAFICOS (MARCADORES GEOLÓGICOS).

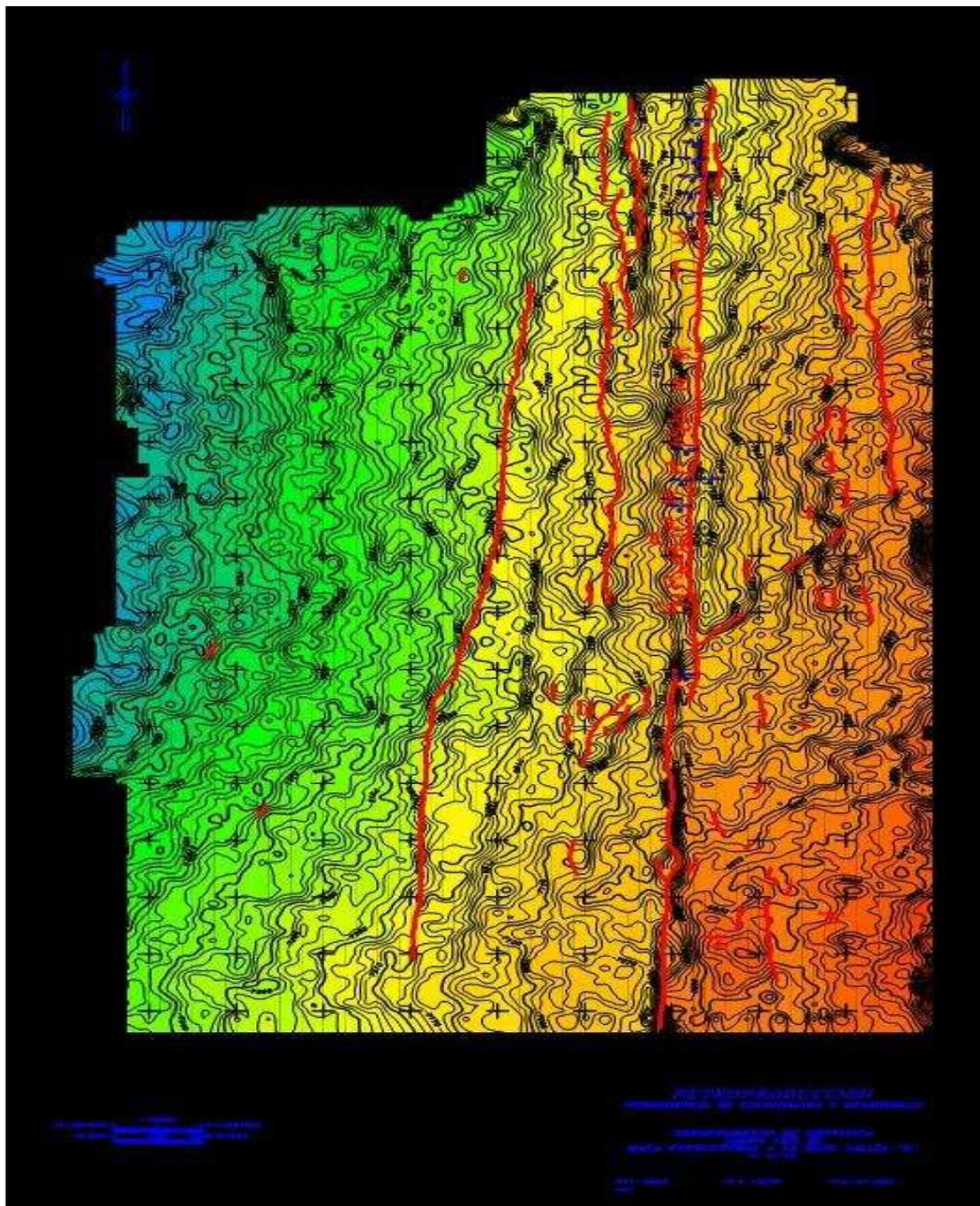
ESTRUCTURA NORTE SUR



ANEXO 1. 3 CORTES ESTRUCTURALES Y ESTRATIGRÁFICOS (MARCADORES GEOLÓGICOS).

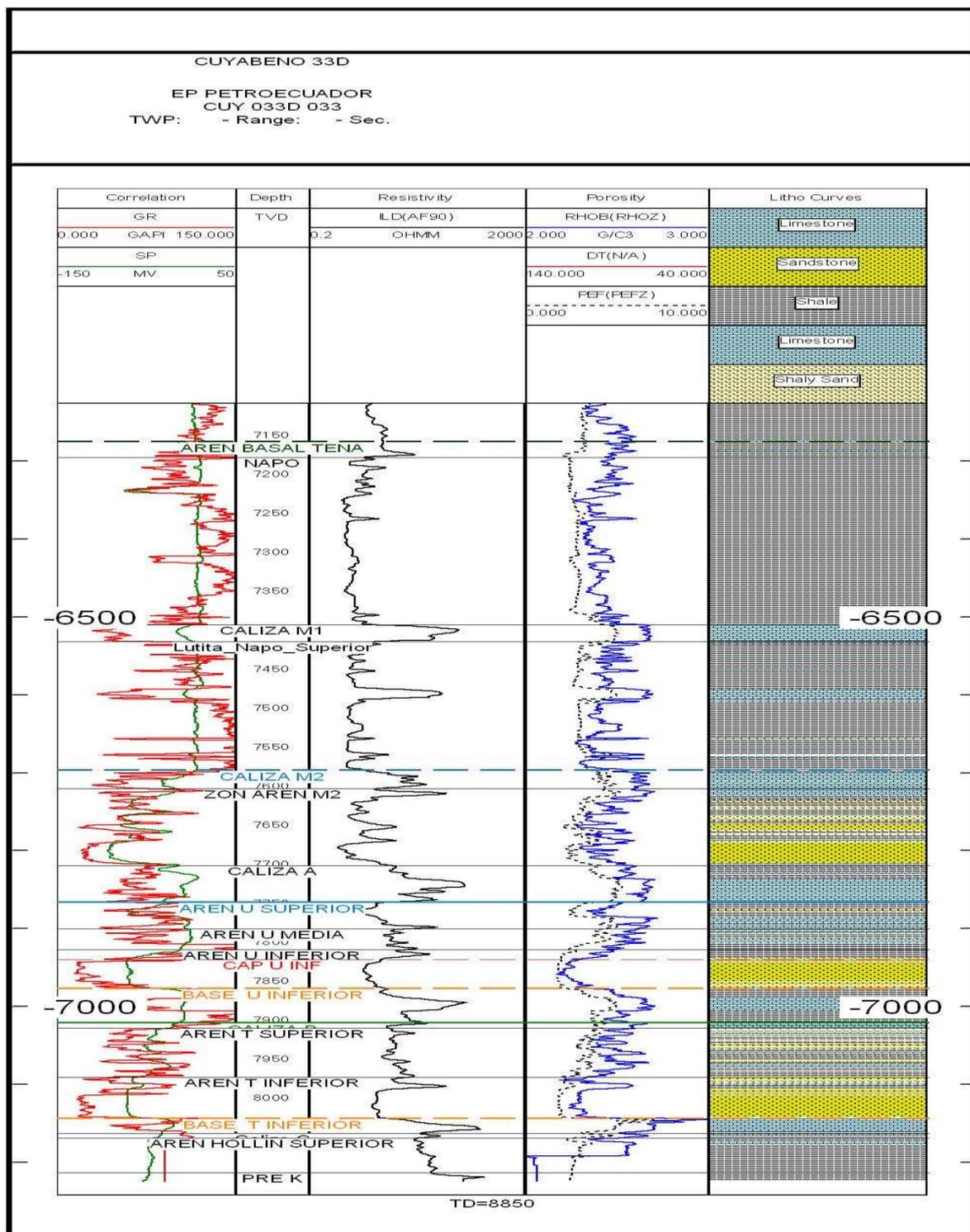
ESTRUCTURA ESTE – OESTE



ANEXO 1. 4 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO CUYABENO Y VHR

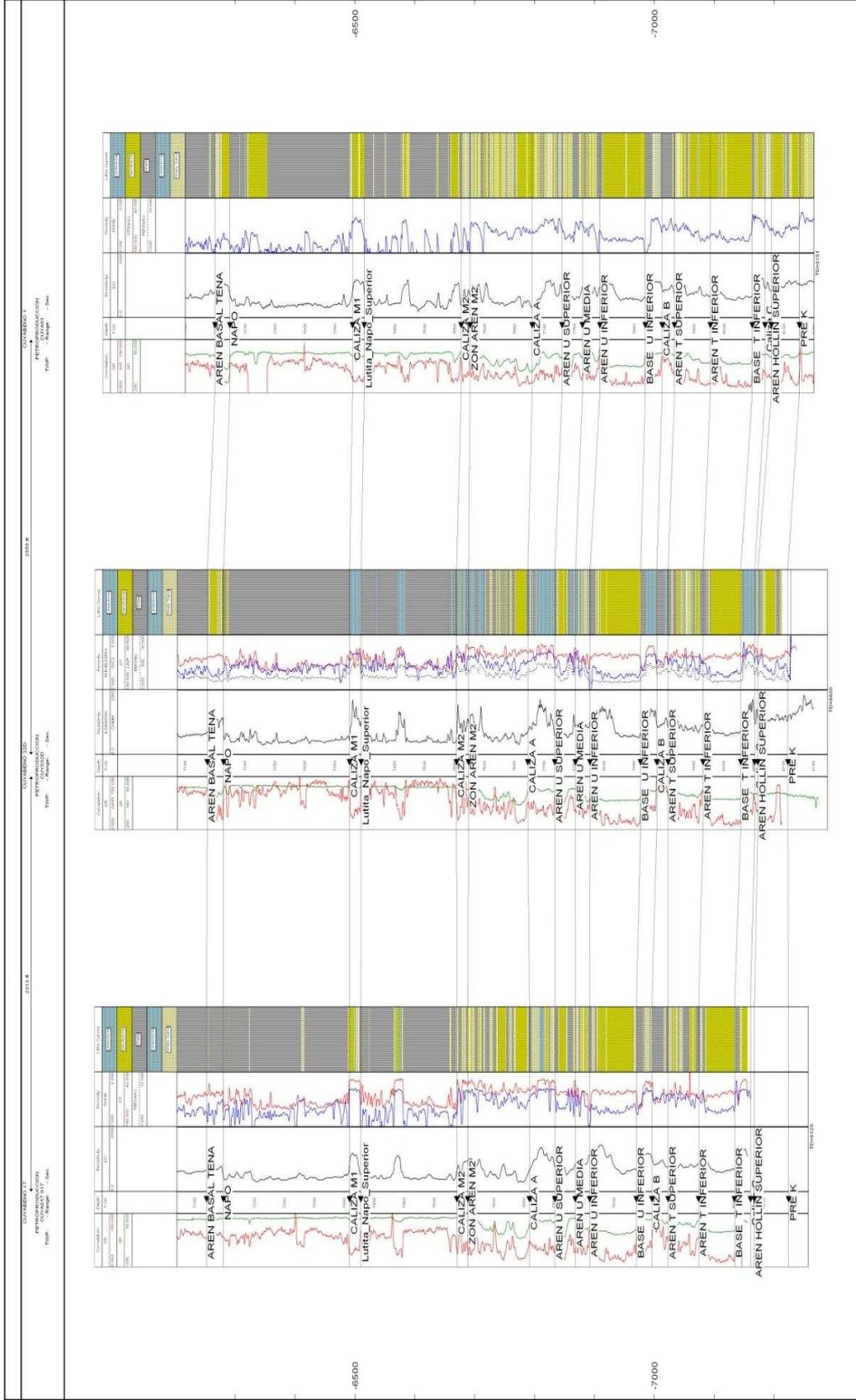
FUENTE: Archivo Petroproducción.

ANEXO 1.5 COMPOSICIÓN LITOLÓGICA DEL POZO CUYABENO 33D

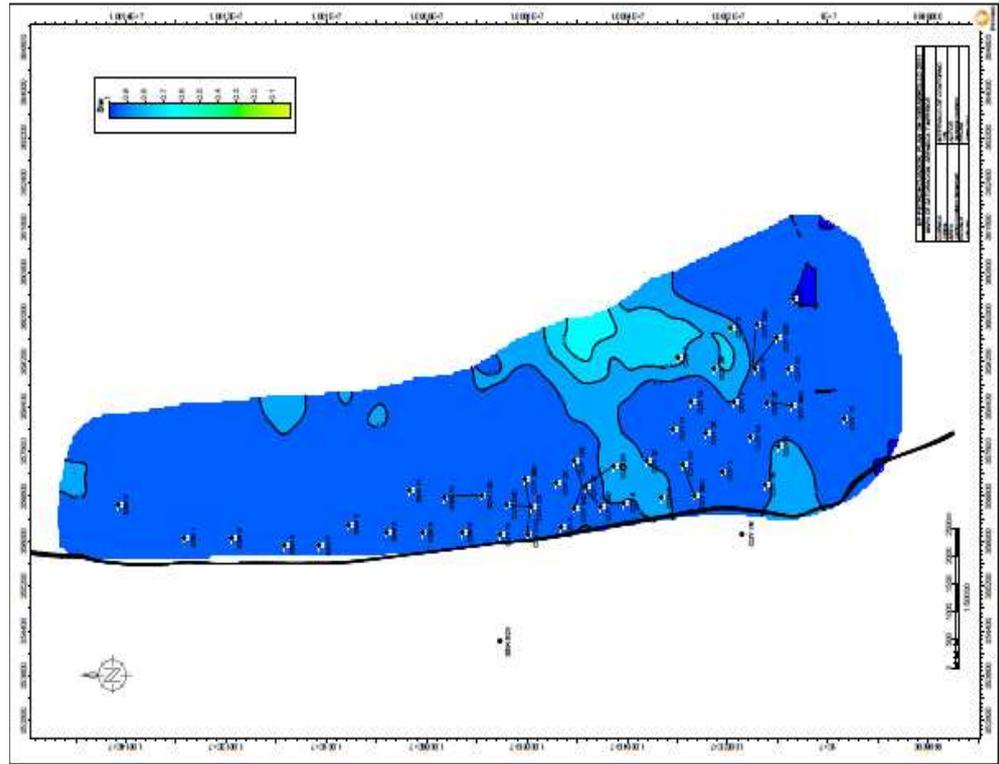


FUENTE: Archivo Petroproducción.

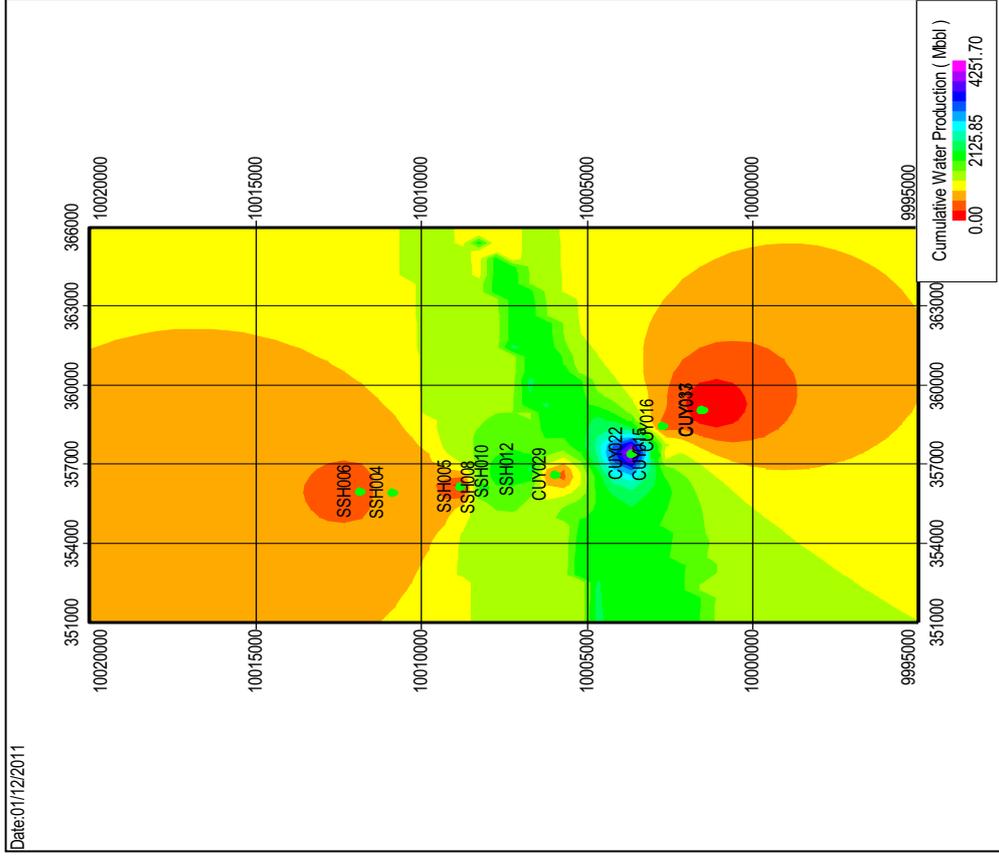
ANEXO 1.6 CORTE ESTRUCTURAL ESTRATIGRAFICO DE LOS POZOS CUYABENO 17, 32D, 1



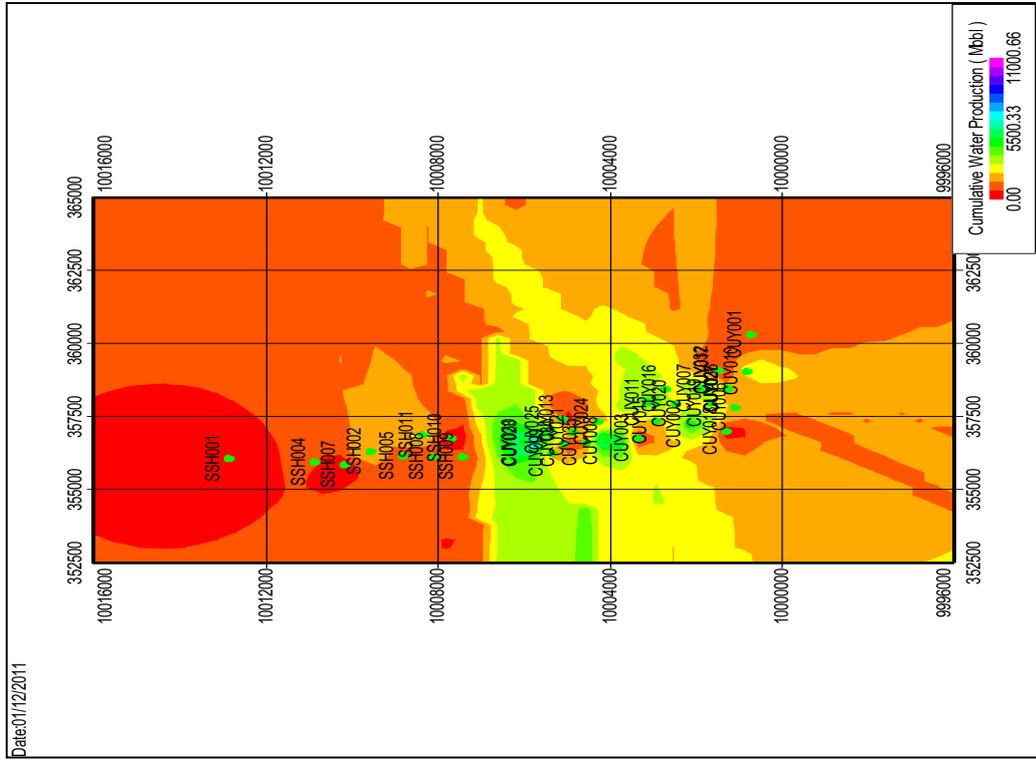
**ANEXO 1.7 AVANCE DEL AGUA EN CAMPO
CUYABENO-SANSAHUARI ARENA "TI"**



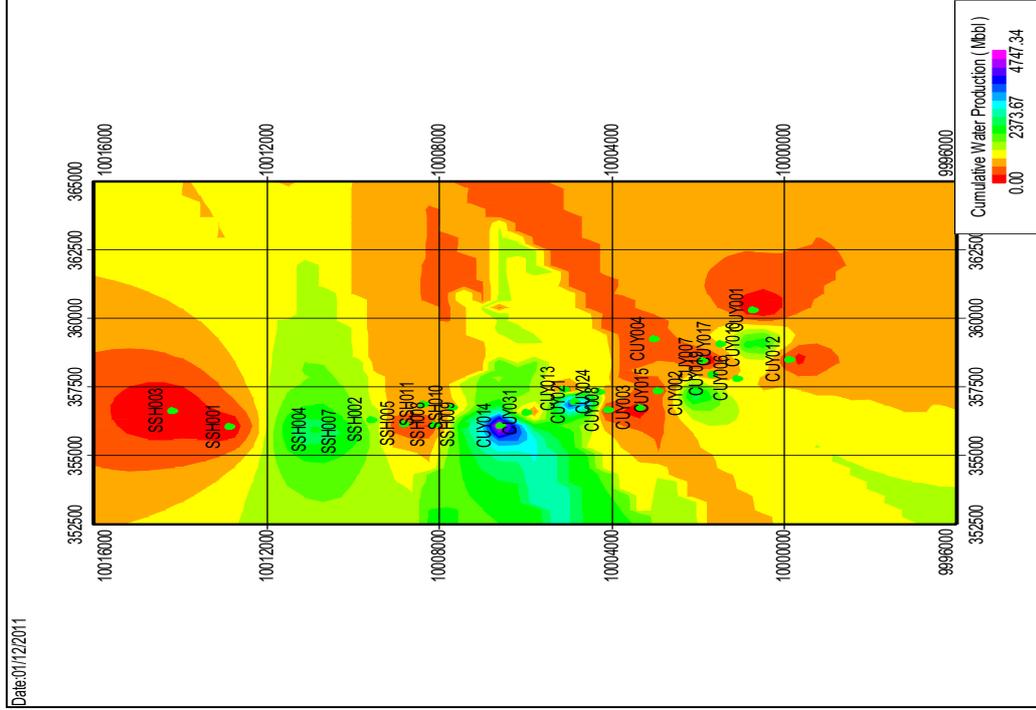
**ANEXO 1.8 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA
CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI ARENA "TS"**



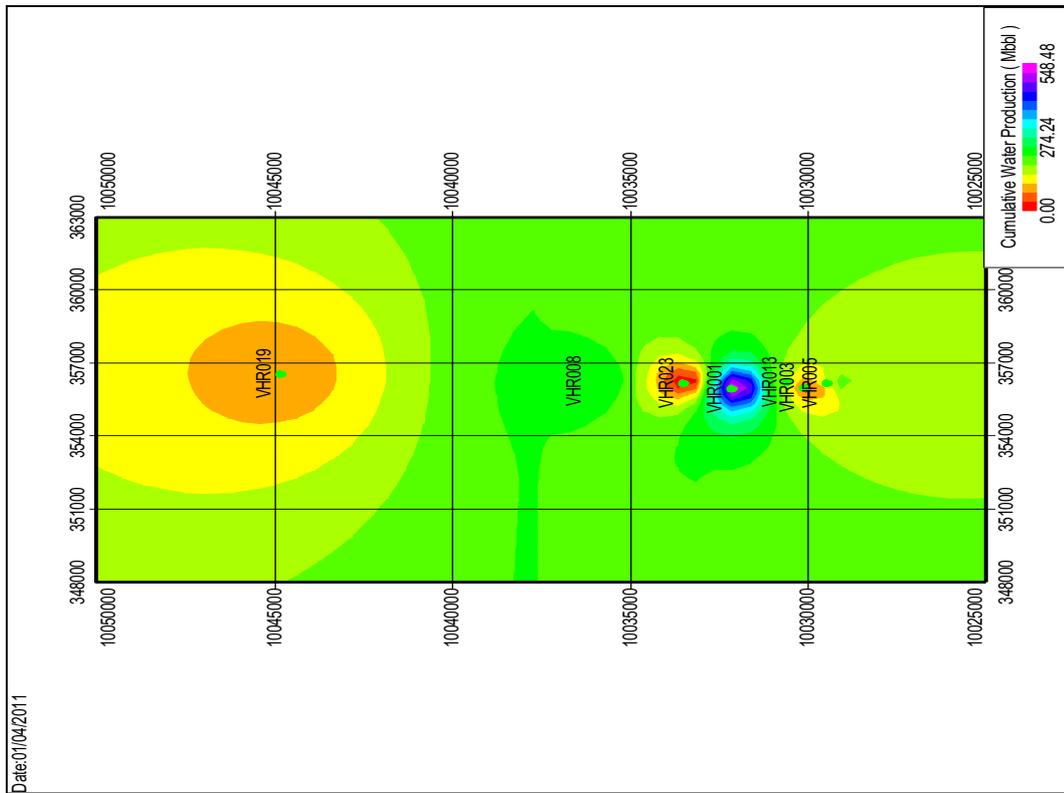
ANEXO 1.9 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA
CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI ARENA "UI"



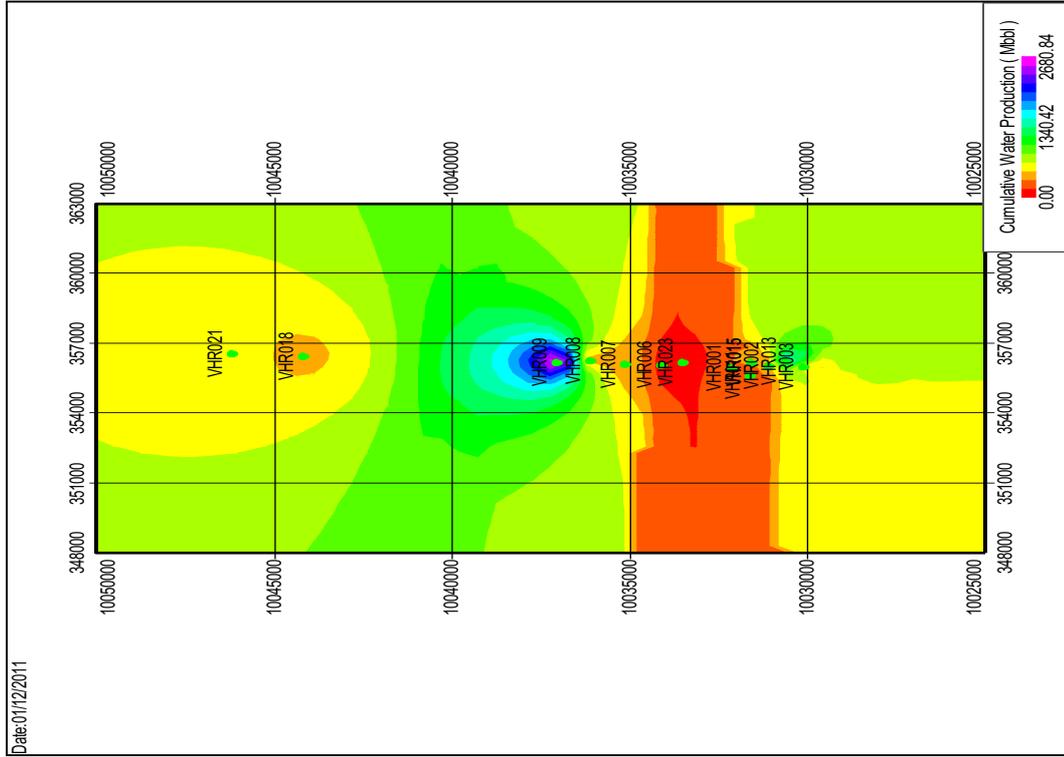
ANEXO 1.10 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE DE AGUA
CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI ARENA "US"



ANEXO 1. 11 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE
DE AGUA CAMPO VHR ARENA "T"



ANEXO 1. 12 COMPORTAMIENTO DEL AVANCE
DE AGUA CAMPO VHR ARENA "UI"



ANEXO 1. 13 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS INSTALACIONES EN SUPERFICIE CAMPO CUYABENO

PETROPRODUCCIÓN FILIAL DE PETROEXTRACTOR		INGENIERÍA CONCEPTUAL, BÁSICA Y DE DETALLE AREA CUYABENO				E S P E BOVENA PODEREMOS ENSIEMBLE CAMINO A LA SECCIONCITA			
PPR-ES-CCT-M-LIIS-C-001-REV-0		LISTA DE EQUIPOS PRINCIPALES CAMPO CUYABENO							
ITEM	TAG	DESCRIPCION TIPO	CAPACIDAD NOMINAL	TEMPERATURA OPERACION (°F)	PRESION OPERACION (PSIG)	POTENCIA MOTORES (HP)	DIMENSIONES		OBSERVACIONES
							Largo	Altura	
1	MP-001	MULTIPLE DE PRODUCCION	5 entradas x 4"	104	25	--	--	4 p/g	
2	MP-002	MULTIPLE DE PRODUCCION	5 entradas x 4"	104	25	--	--	4 p/g	
3	MP-003	MULTIPLE DE PRODUCCION	5 entradas x 4"	104	25	--	--	4 p/g	
4	MP-004	MULTIPLE DE PRODUCCION	5 entradas x 4"	104	25	--	--	4 p/g	
5	MP-005	MULTIPLE DE PRODUCCION	5 entradas x 4"	104	25	--	--	4 p/g	
6	SP-001	SEPARADOR DE PRUEBA	15000 BFD	104	25	--	3000 mm	--	ASTM A 36
7	SP-002	SEPARADOR DE PRODUCCION	35000 BFD	104	25	--	12000 mm	--	ASTM A 36 / Trifásico
8	SP-003	SEPARADOR DE PRODUCCION	35000 BFD	104	25	--	5700 mm	--	ASTM A 36
9	SP-004	SEPARADOR DE PRODUCCION	35000 BFD	104	25	--	3000 mm	--	ASTM A 36
10	SP-005	SEPARADOR DE GAS		104	25	--	--	--	
11	BO-001	BOTA DESGASIFICADORA			Atm	--	--	--	
12	T-001	TANQUE DE LAVADO	18 130 Bis		Atm	--	--	36 pies	ASTM A - 283 Gr. C
13	T-002	TANQUE DE SURGENCIA	24680 Bis		Atm	--	--	36 pies	ASTM A 36
14	T-003	TANQUE ALMACENAMIENTO CRUDO	40790 Bis		Atm	--	--	36 pies	
15	T-004	TANQUE ALMACENAMIENTO CRUDO	40790 Bis		Atm	--	--	36 pies	
16	T-005	TANQUE DE AGUA DE REINYECCION	6290 Bis		Atm	--	--	26 pies	42 pies 8 p/g
17	BC-001	BOMBA DE RECIRCULACION DE AGUA			20 / 150	75	--	4" x 4"	
18	BC-002	BOMBA BOOSTER DE AGUA DE REINYECCION					--	4" x 3"	
19	BC-003	BOMBA BOOSTER DE AGUA DE REINYECCION				450	--	8" x 4"	
20	BC-004	BOMBA DE AGUA DE REINYECCION				450	--	9" x 4"	
21	BC-005	BOMBA DE AGUA DE REINYECCION					--	1,5" x 1"	
22	BC-006	BOMBA DE SUMIDERO					--	6" x 8"	
23	BC-007	BOMBA BOOSTER DE POWER OIL			Atm / 60		--	6" x 8"	
24	BC-008	BOMBA BOOSTER DE POWER OIL			Atm / 60		--	6" x 8"	
25	BC-009	BOMBA BOOSTER DE TRANSFERENCIA DE CRUDO			Atm / 60	100	--	6" x 6"	
26	BC-010	BOMBA BOOSTER DE TRANSFERENCIA DE CRUDO			Atm / 60	100	--	6" x 6"	
27	BC-011	BOMBA DE TRANSFERENCIA DE CRUDO			50 / 600	600	--	6" x 6"	
28	BC-012	BOMBAS DE TRANSFERENCIA DE CRUDO			60 / 600	600	--	6" x 6"	
29	BR-001	BOMBA DE POWER OIL			60 / 3800		--	6" x 4"	
30	BR-002	BOMBA DE POWER OIL			60 / 3800		--	6" x 4"	
31	BR-003	BOMBA DE POWER OIL			60 / 3800		--	6" x 4"	
32	BR-004	BOMBA DE POWER OIL			60 / 3800		--	6" x 4"	
33	TA-001	TEA DE ALTA	--	211	20	--	--	42 pies 8 p/g	6 p/g
34	TB-002	TEA DE BAJA	--	211	5	--	--	42 pies 8 p/g	6 p/g
35		COMPRESOR			Atm / 130	40	--	--	

Estos datos son confidenciales y propiedad de PETROPRODUCCION, no serán revelados a otros o reproducidos de ninguna manera, o usados para cualquier objetivo, excepto con el permiso escrito de PETROPRODUCCION

ANEXO 1. 14 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS INSTALACIONES EN SUPERFICIE CAMPO SANSAHUARI

		INGENIERÍA CONCEPTUAL, BÁSICA Y DE DETALLE AREA CUYABENO								
PPR-ES-C80-M-L13-C-001-REV 0		LISTA DE EQUIPOS PRINCIPALES CAMPO SANSAHUARI								Pagina 1 de 1
ITEM	TAG	DESCRIPCION TIPO	CAPACIDAD NOMINAL	TEMPERATURA OPERACION. (°F)	PREION OPERACION (psig)	POTENCIA MOTORES (HP)	DIMENSIONES		OBSERVACIONES	
							Largo	Altura	Díametro	
1	MP-001	MULTIPLE DE PRODUCCION	5 entradas x 4"	104	25	--	--	--	4 p/g	
2	MP-002	MULTIPLE DE PRODUCCION	5 entradas x 4"	104	25	--	--	--	4 p/g	
3	SP-001	SEPARADOR DE PRUEBA	5000 BFD	104	25	--	12 pies	--	48 p/g	
4	SP-002	SEPARADOR DE PRODUCCION	10000 BFD	104	25	--	20 pies	--	72 p/g	
5	SP-003	SEPARADOR DE PRODUCCION	10000 BFD	104	25	--	--	--	--	
6	SP-004	SEPARADOR DE PRODUCCION	25000 BFD	104	25	--	--	--	--	Trifásico
7	BD-001	BOTA DESGASIFICADORA			Atm.	--	--	--	5 pies	
8	T-001	TANQUE DE LAVADO	12590 Bis		Atm.	--	--	36 pies	50 pies	
9	T-002	TANQUE DE SURGENCIA	18130 Bis		Atm.	--	--	36 pies	50 pies	
10	T-003	TANQUE DE AGUA DE REINYECCION	3000 Bis		Atm.	--	--	--	30 pies	
11	T-004	TANQUE DE SISTEMA CONTRA INCENDIO	1585 Bis		Atm.	--	--	--	--	
12	BC-001	BOMBA DE RECIRCULACION DE AGUA				15	--	--	4' x 3'	
13	BC-002	BOMBA DE RECIRCULACION DE AGUA				15	--	--	4' x 3'	
14	BC-003	BOMBA BOOSTER DE REINYECCION DE AGUA				50	--	--	6' x 4"	
15	BC-004	BOMBA BOOSTER DE REINYECCION DE AGUA				75	--	--	3' x 2'	
16	BC-005	BOMBA DE REINYECCION DE AGUA				7.5	--	--	1.5' x 2"	
17	BC-006	BOMBA DE REINYECCION DE AGUA				7.5	--	--	1.5' x 2"	
18	BC-007	BOMBA DE SUMIDERO				20	--	--	3' x 2"	
19	BC-008	BOMBA BOOSTER DE POWER OIL				60	--	--	4' x 3'	
20	BC-009	BOMBA DE TRANSFERENCIA DE CRUDO			Atm / 100	60	--	--	4' x 3'	
21	BC-010	BOMBA DE TRANSFERENCIA DE CRUDO			Atm / 100	60	--	--	4' x 3'	
22	BR-001	BOMBA DE POWER OIL			100 / 2000		--	--	4' x 3'	
23	BR-002	BOMBA DE POWER OIL			100 / 2000		--	--	4' x 3'	
24	TA-001	TEA DE ALTA		211	30		--	--	--	
25	TB-002	TEA DE BAJA		211	5		--	--	--	
26		COMPRESOR				14.7	--	--	--	

ANEXO 1. 15 TRATAMIENTO QUÍMICO DEL ÁREA CUYABENO

COORDINACIÓN TRATAMIENTO QUÍMICO							
TRATAMIENTO QUIMICO EN EL DISTRITO ORIENTE							
ENERO-DICIEMBRE-2010							
AREA CUYABENO							
TRATAMIENTO	QUIMICO	BFTPA	CONSUMO	COSTO		RENDIMIENTO	
			GAL/AÑO	\$/AÑO	TRATAMIENTO	US\$/BFT	BFT/US\$
DESHIDRATACION	DEMULSIFICANTE	31697647	52221	626652	\$ 850,562.10	0.02683	37.3
	ANTIPARAFINICO		19756	148170			
	DISP. SOLIDOS		7931	59482.5			
	ANTIESPUMANTE		3387	16257.6			
CORROSION	ANTICORROSIVO	21989006	12889.8	141787.8	\$ 141,787.8	0.00645	155.1
ESCALA	ANTIESCALA	17816039	19534.054	234408.648	\$ 234,408.65	0.01316	76.0
REINYECCION DE AGUA	ANTIESCALA	17832662	12958	155496	\$ 559,063.00	0.03135	31.89741
	ANTICORROSIVO		11900	130900			
	DETERGENTE		3961	39610			
	BIOCIDA-1		8085	108641.5			
	BIOCIDA-2		9570	124415.5			
	COAGULANTE		0	0			
	FLOCULANTE		0	0			
OTROS				18434.82	\$ 18,434.82		
COSTO TOTAL DEL AREA				1804256.368			

ANEXO 2

INFORMACIÓN TÉCNICA DE LOS
POZOS CON LOS DIFERENTES
SISTEMAS DE PRODUCCIÓN
DEL ÁREA CUYABENO.

ANEXO 2. 1 UNIDADES POWER OIL

CUYABENO

SKID	UNIDAD	EQUIPO	CODIGO	MARCA	MODELO	SERIE	CAPACIDAD DE BOMBEO
SBPO9101	BOMBA POWER OIL N.01	BOMBA QUINTUPLEX 340 GPM	EBPING9101	IR	3-12*7V5	88-24411	11650 BIPD
		MOTOR COMB.(D) 1020 HP	EMOEQP0397	CAT	3512 DITA	65Z00712	
		REDUCTOR DE 3,93:1	ERELUF9103	LUFKI	S1810C	7931	
SBPO9102	BOMBA POWER OIL N.02	BOMBA QUINTUPLEX 340 GPM	EBPING9103	IR	3-12X7V5	88-24408	11650 BIPD
		MOTOR COMB.(D) 1020 HP	EMOEQP0394	CAT	3512 DITA	65Z00710	
		REDUCTOR DE 3,93:1	ERELUF9101	LUFKI	S181DC	7930	
SBPO9103	BOMBA POWER OIL N.03	BOMBA QUINTUPLEX 438 GPM	EBPINR0066	IR	3-50X7V5	81/23188	15000 BIPD
		MOTOR COMB.(D) 1020 HP	EMOEQP0396	CAT	3512 DITA	65Z00713	
		REDUCTOR DE 3,93:1	ERELUF9104	LUFKI	S1810C	7932	
SBPO9104	BOMBA POWER OIL N.04	BOMBA QUINTUPLEX 438 GPM	EBPINR0067	IR	3-50X7V5	81/23193	15000 BIPD
		MOTOR COMB.(D) 1020 HP	EMOEQP0395	CAT	3512 DITA	65Z00711	
		REDUCTOR DE 3,93:1	ERELUF9102	LUFKI	S1810C	7933	

ANEXO 2. 2 UNIDADES POWER OIL

SANSAHUARI

SKID	UNIDAD	EQUIPO	CODIGO	MARCA	MODELO	SERIE	OBSERVACION
SBPO9201	BOMBA POWER OIL N.01	BOMBA QUINTUPLEX 120 GPM	EBPNAT6006	NATIONAL	300Q-5H	1458	4100 BIPD
		MOTOR COMB.(D) 475 HP	EMOEQP0400	CAT	3408	67U09073	
		REDUCTOR DE 4,96:1	ERENAT6006	NATIONAL	300Q-5H	1458	
SBPO9202	BOMBA POWER OIL N.02	BOMBA QUINTUPLEX 120 GPM	EBPNAT0AA	NATIONAL	300Q-5H	1537	4100 BIPD
		MOTOR COMB.(D) 475 HP	EMOEQP0170	CAT	3408 DITA	67U08717	
		REDUCTOR DE 4,96:1	ERENAT00A	NATIONAL	300Q-5H	1537	

ANEXO 2. 3 NIVEL DE FLUIDO SOBRE LA BES

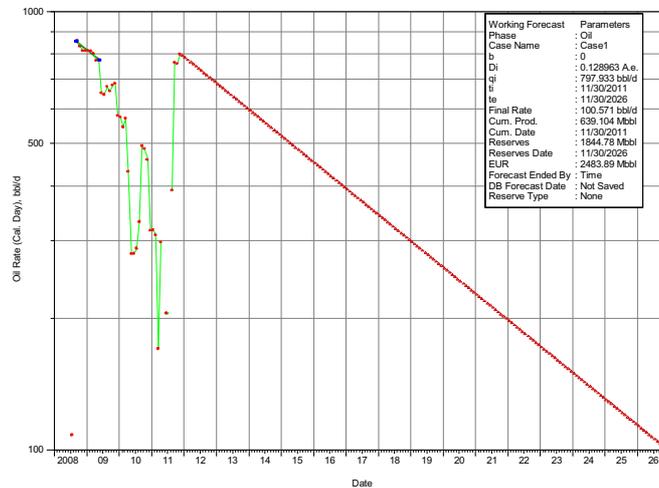
CENTRLIFT											
NOMBRE DEL POZO	Pwf	API	BSW	Ym	Prof Bomba	Prof media disp	AH	ND	ND (sobre la Bes)	PIP	RESULTADO
VHR 2	2292	29,6	0,58	0,9451	7180	7919	739	1563,07	5616,92	2298	BUEN ESTADO
VHR 8	753	26,6	0,4	0,9622	7174	7834	660	5368,64	1805,35	752	BAJO NIVEL DE FLUIDO
VHR 13	2296	19,5	0,76	1,0077	7053	7993	940	1856,24	5196,75	2267	BUEN ESTADO
VHR 15	2447	31,4	0,84	1,0042	7898	8047	149	1742,17	6155,82	2676	BUEN ESTADO
VHR 18 D	2148	30,5	0,93	1,019	8135	8425	290	8135	0		BUEN ESTADO
VHR 19 D	CERRADO										CERRADO POR BSW
VHR 22 D	854		0,72	1,076	7440	7985	545	6347,30	1092,69	509	BAJO NIVEL DE FLUIDO
VHR 24 D	2346	29,6	0,79	0,9982	8700	8881	181	3263,75	5436,24	2349	BUEN ESTADO
Cuyabeno 13 D	2006	26,7	0,79	0,9541	7474	7928	454	7474	0		COMP. DOBLE
Cuyabeno 14	1694	20,1	0,82	1,0107	7391	7617	226	7391	0		BUEN ESTADO
Cuyabeno 21	no hay sensor	18	0,86	1,076	6992	7668	676	1960,02	5031,97	2344	BUEN ESTADO
Cuyabeno 22	no hay sensor	14,2	0,68	1,076	7647	7808	161	7647	0		ANTIGUO (Echometer)
Cuyabeno 23	2678	21	0,83	1,0116	7471	7775,5	304,5	1349,00	6121,99	2681	BUEN ESTADO
Cuyabeno 26	CERRADO										CERRADO
Cuyabeno 27	2751	12,1	0,88	1,0152	7392	7799	407	1109,43	6282,56	2761	BUEN ESTADO
Cuyabeno 29 D	2132	27,47	0,56	1,076	8084	8278	194	4531,13	3552,86	1655	BUEN ESTADO
Cuyabeno 31 D	1749	21,1	0,74	1,0033	7960	8136	176	3725,83	4234,16	1839	BUEN ESTADO
Cuyabeno 32 D	1668	26,2	0,69	0,9889	6904	8420	1516	2935,07	3968,92	1699	BAJO NIVEL DE FLUIDO
Cuyabeno 36 D	2052	18	0,79	1,0125	7017	8211,5	1194,5	2326,10	4690,89	2056	BUEN ESTADO
Blanca 1	334	30	0,268	0,9448	6695	6717,5	22,5	5902,80	792,19	324	BAJO NIVEL DE FLUIDO
Blanca 2	CERRADO										CERRADO
VINITA 2	1259	14	0,225	0,9981	5284	5578	294	3240,48	2043,51	883	BAJO NIVEL DE FLUIDO

SCHLUMBERGER											
POZO	PIP	BSW	API	γ_m	Prof Bomba	Punto medio	ND	AH	Pwf	ND (sobre la Bes)	ESTADO
Tipishca 2	2239,4	0,88	25,5	1,01	8597	8773,5	3497,54	177	2317	5099,46	BUEN ESTADO
Tipishca 3	1127	0,93	21	1,02	7888	8362,5	5341,52	475	1337	2546,48	BAJO NIVEL FLUIDO
Tipishca 8	633,2	0,45	26	0,96	8146	8784	6617,75	638	897,5	1528,25	BAJO NIVEL FLUIDO
Tipishca 9	503	0,53	13,05	1,01	7652	7803	6496,86	151	568,8	1155,14	BAJO NIVEL FLUIDO
Tipishca 11	CERRADO										CERRADO
Tipishca 13	755	0,19	24	0,93	8120	8727,5	6250,74	608	1000	1869,26	BAJO NIVEL FLUIDO
Huaitco 1	2330	0,96	21,1	1,03	8471	8909	3225,58	438	2525	5245,42	BUEN ESTADO
Blanca 5	352	0,88	25,7	1,01	7504	7740	6702,43	236	455,6	801,57	BAJO NIVEL FLUIDO
Vinita 1	841	0,75	13,1	1,02	5322	5446	3412,03	124	895,6	1909,97	BAJO NIVEL FLUIDO
VHR 1	856,3	0,16	19,8	0,95	7235	7455	5153,7	220	946,8	2081,3	BAJO NIVEL FLUIDO
VHR 3	2286,4	0,85	27,7	1,01	7717	7950	2481,61	233	2388	5235,39	BUEN ESTADO
VHR 4	1924	0,76	29,3	0,99	7001	7954	2529,71	953	2334	4471,29	BUEN ESTADO
VHR 5	1214,6	0,85	22	1,01	7487	8042,5	4719,39	556	1458	2767,61	BUEN ESTADO
VHR 6	329	0,1	19,5	0,95	7124	7427	6320,95	303	453,1	803,05	BAJO NIVEL FLUIDO
VHR 7	1575,2	0,64	31,2	0,97	7046	7922,5	3303,59	877	1944	3742,41	BUEN ESTADO
VHR 9	1986,7	0,9	18,9	1,02	7508	7974	3013,48	466	2193	4494,52	BUEN ESTADO

SCHLUMBERGER											
POZO	PIP	BSW	API	γ_m	Prof Bomba	Punto medio	ND	ΔH	Pwf	ND (sobre la Bes)	ESTADO
VHR 11	1174,8	0,78	29,5	1	7443	7834	4720,37	391	1344	2722,63	BUEN ESTADO
VHR 12 D	2111,6	0,8	28,9	1	8374	8586	3498,32	212	2203	4875,68	BUEN ESTADO
VHR 14	891,5	0,6	19	0,99	7276	7496	5204,37	220	986,2	2071,63	BAJO NIVEL DE FLUIDO
VHR 16	2130,1	0,9	22,1	1,02	6895	8036	2066,8	1141	2633	4828,2	BUEN ESTADO
VHR 20	1081,4	0,67	22,1	0,99	7770	7957	5257,15	187	1162	2512,85	BAJO NIVEL FLUIDO
VHR 21 D	1391	0,01	31,2	0,87	7974	8722,5	4286,17	749	1673	3687,83	BUEN ESTADO
VHR 23	2980	0,84	20,9	1,01	7547	7912	756,61	365	3140	6790,39	BUEN ESTADO
Sansahuari 12 D	1538	0,8	25,3	1	8035	8266,5	4498,08	232	1639	3536,92	BUEN ESTADO
Cuyabeno 24 D US	workover										Work over
Cuyabeno 24 D UI	1558	0,81	26,3	1,01	7848	8055,5	4265,76	208	1648	3582,24	BUEN ESTADO
Cuyabeno 30 D	2777	0,67	26,3	0,99	7762	8152	1256,13	390	2943	6505,87	BUEN ESTADO
Cuyabeno 34 D	2748	0,52	28	0,96	7766	7914	1163,46	148	2810	6602,54	BUEN ESTADO
Cuyabeno 35 D	2723	0,64	26,7	0,98	7759	8094	1348,33	335	2865	6410,67	BUEN ESTADO

ANEXO 2. 4 RESERVAS REMANENTES

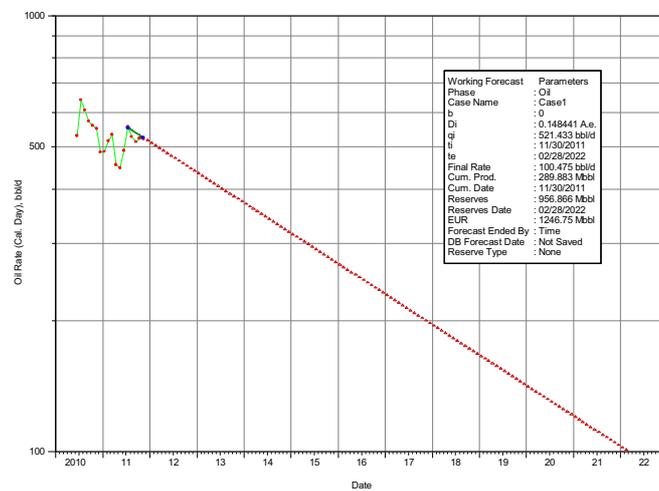
POZO CUY-24D US



PRODUCCIÓN ACUMULADA = 639,104 Mbbl

RESERVAS HASTA EL AÑO 2026 = 1844,78 Mbbl

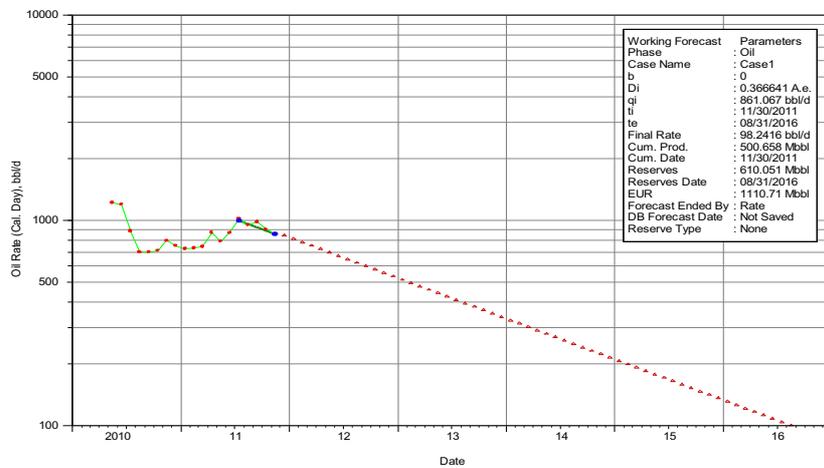
POZO CUY-29D TS



PRODUCCIÓN ACUMULADA = 289,883 Mbbl

RESERVAS HASTA EL AÑO 2022 = 956,866 Mbbl

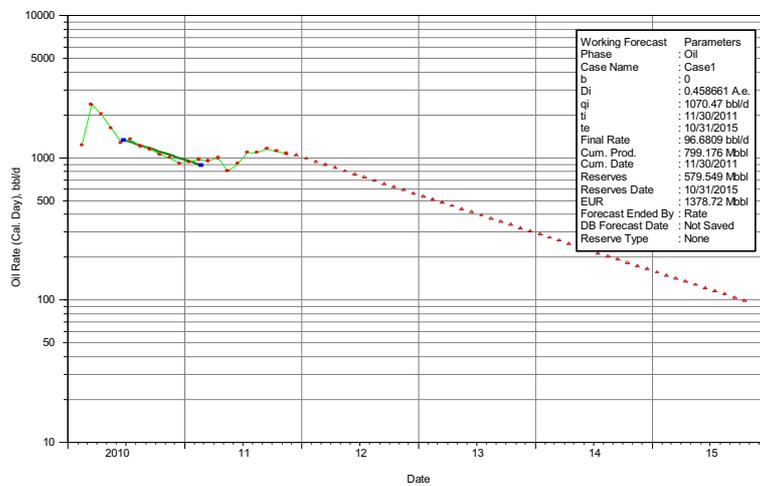
CUY-30D UI



PRODUCCIÓN ACUMULADA = 500,658 Mbbbl

RESERVAS HASTA EL AÑO 2016 = 610,051 Mbbbl

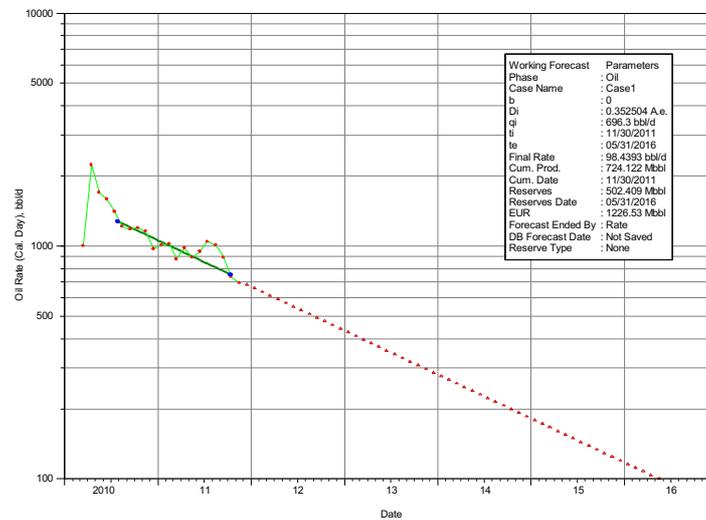
CUY-34D UI



PRODUCCIÓN ACUMULADA = 799,176 Mbbbl

RESERVAS HASTA EL AÑO 2015 = 579,549 Mbbbl

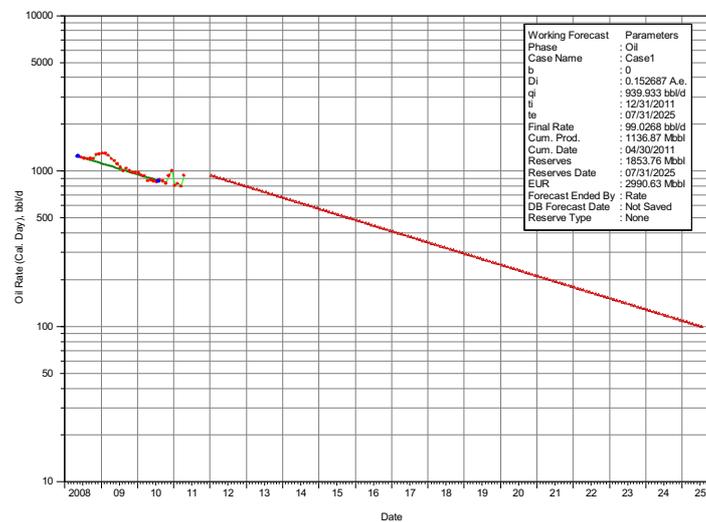
CUY-35D UI



PRODUCCIÓN ACUMULADA = 724,122 Mbbl

RESERVAS HASTA EL AÑO 2016 = 502,409 Mbbl

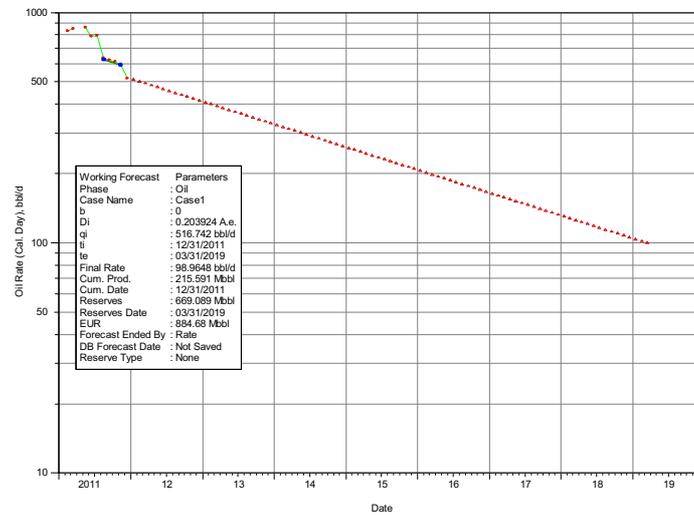
VHR-01 M1



PRODUCCIÓN ACUMULADA = 1136,87 Mbbl

RESERVAS HASTA EL AÑO 2025 = 1853,76 Mbbl

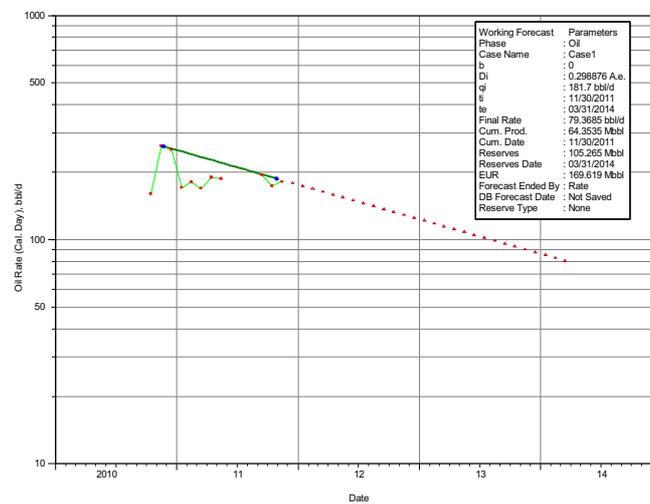
VHR-06 BT



PRODUCCIÓN ACUMULADA = 215,591 Mbbbl

RESERVAS HASTA EL AÑO 2019 = 669,089 Mbbbl

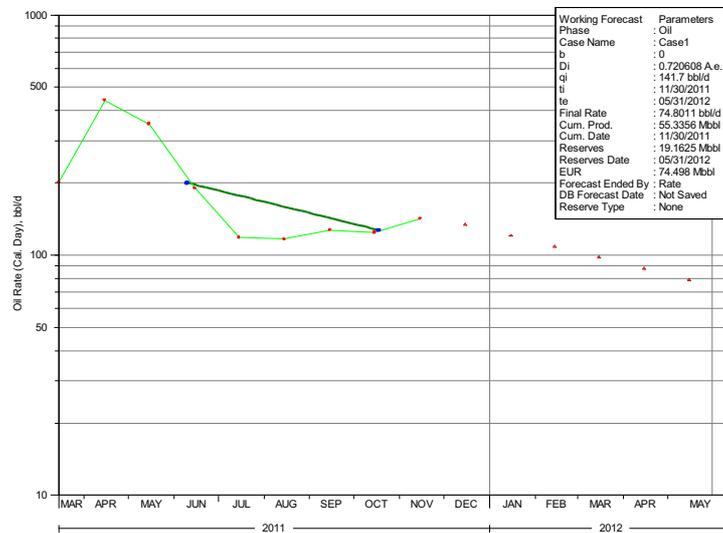
VHR-08 BT+US



PRODUCCIÓN ACUMULADA = 64,3535 Mbbbl

RESERVAS HASTA EL AÑO 2014 = 105,265 Mbbbl

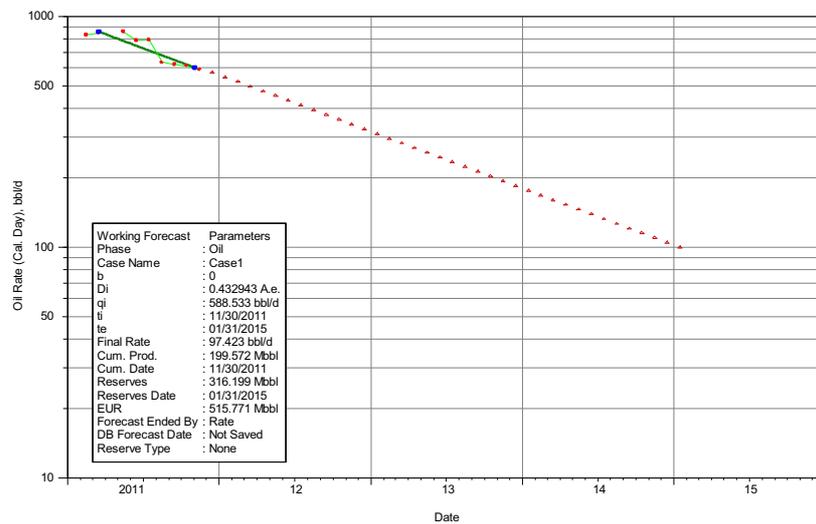
VHR-18D UI



PRODUCCIÓN ACUMULADA = 55,3356 Mbbl

RESERVAS HASTA EL AÑO 2012 = 19,1625 Mbbl

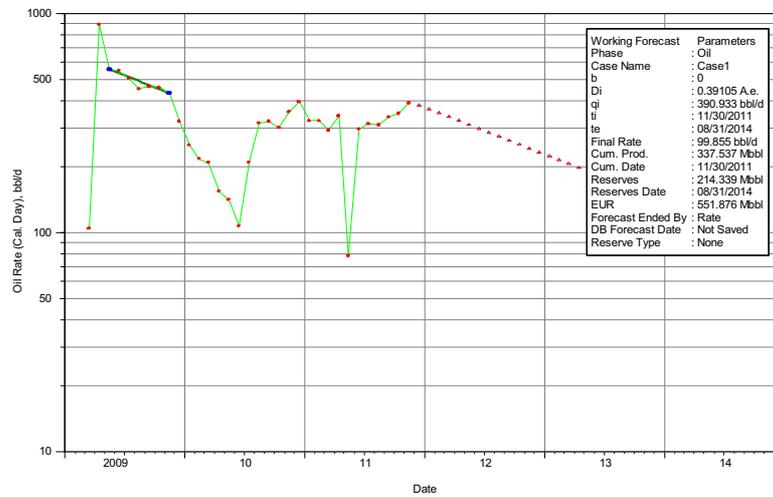
VHR-21D UM



PRODUCCIÓN ACUMULADA = 199,572 Mbbl

RESERVAS HASTA EL AÑO 2015 = 316,199 Mbbl

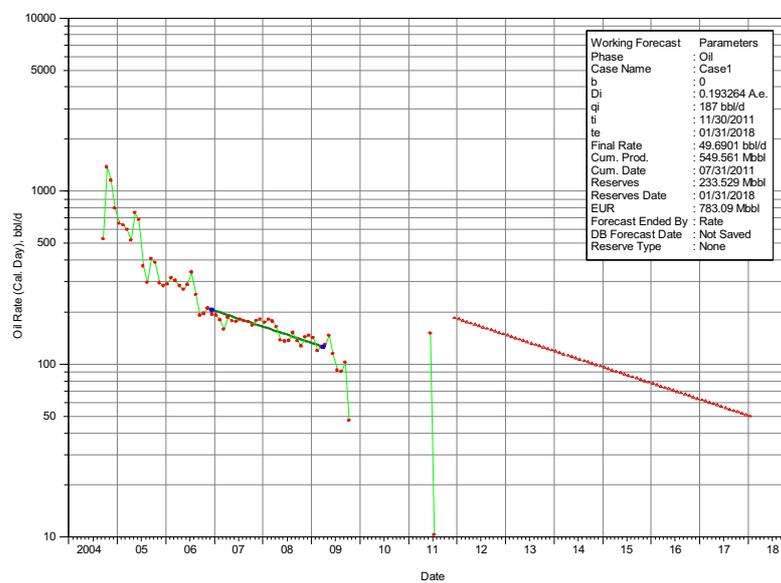
VHR-24D US



PRODUCCIÓN ACUMULADA = 337,537 Mbbbl

RESERVAS HASTA EL AÑO 2014 = 214,339 Mbbbl

TIP-08 US



PRODUCCIÓN ACUMULADA = 549,561 Mbbbl

RESERVAS HASTA EL AÑO 2018 = 233,529 Mbbbl

ANEXO 2. 5 REPORTES SEMANALES DEL BES

DATOS DE BOMBAS REDA DEL AREA CUYABENO																	
POZO	NUM	Run Life		Placa de Bomba		Rango Opt.			PRODUCCION		DATOS TOMADOS POR SENSOR						
		FECHA INSTALACION	OPERAC	Bomba	STG	Hz	Min	Max	ARENA	PRODUCCION REAL	Pc	Pi	P. descarga	Ti	Tm	Vib	
		Dias				BFPD			BFPD	BFPD	psi	psi	psi	F	F	G	
TIP	2	17-oct-08		D725N (2)	354	66	385	1018	U-I	672	83	40	2239,4	N/A	212,8	247,0	0,216
TIP	3	22-ago-07		DNI100(2)	346	57	570	1282	U-S	1085	59	140	1197,0	3024,0	210,1	259,3	0,328
TIP	7																
EN ESPERA DE WO X ALTO CORTE DE AGUA																	
TIP	8	22-jul-10		DNI100	429	47	450	1012	U-S	282	158	125	519,5	3010,4	216,4	257,3	0,777
TIP	9	17-jul-10		D475N(3)	412	52	165	510	M-1	330	99	130	632,4	3122,0	205,2	249,5	0,730
TIP	11																
EN ESPERA DE WO X PROBLEMA MECANICO																	
TIP	13	21-jul-08		D725N(2)	280	52	303	802	U-I	330	270	35	429,0	N/A	N/R	N/R	N/R
TIP	14																
EN ESPERA DE WO X ALTO CORTE DE AGUA																	
HCO	1	20-feb-09		GN2100(1)	110	53	1458	2385	U-i	2610	91	50	2330,0	3042,0	217,0	241,5	0,958
BLA	5	15-ene-11		DN725(2)	308	52	350	925	M-1	478	57	12	340,6	N/A	204,8	250,7	0,100
VIN	1	26-sep-08		DNI100(2)	253	58	570	1282	M-1	880	220	10	603,0	N/A	N/R	N/R	N/R
VHR	1	08-mar-08		GNI300(1)	104	66	880	1980	M-1	998	818	64	845,3	2810,0	199,0	225,4	1,320
VHR	3	30-mar-10		DN1750(2)	232	57	1120	1914	U-S	1800	216	160	2292,0	N/A	214,0	200,1	0,042
VHR	4																
PROCESO DE WO (EVALUANDO)																	
VHR	5	16-feb-10		GN1300	136	57	733	1650	UM	1192	179	180	1095,0	N/A	207,2	241,8	0,885
VHR	6	16-dic-08		DNI100	466	51	510	1148	BT	800	704	68	365	N/A	N/R	N/R	N/R
VHR	7	01-feb-11		DNI100(2)	309	59	550	1237	Um	1048	377	103	1526,8	2790,4	209,2	239,6	0,317
VHR	9	03-oct-11		GNI600(1)	105	55	985	2114	Ui	1553	124	160	1916,0	3255,0	212,0	240,0	0,420
VHR	11	19-jun-11		DNI100(2)	416	56	540	1215	M2	940	282	90	1149,0	3097,0	214,6	264,8	0,323
VHR	12D	20-abr-11		DNI100(2)	345	57	575	1275	Us	1090	218	35	846,3	3326,3	212,1	249,7	0,150
VHR	14	12-sep-10		D725N	333	60	332	879	BT	660	264	290	782,5	3329,0	209,6	281,0	0,136
VHR	16	11-ago-11		SN2600	146	51	1360	2720	Us	2600	208	106	1890,0	3290,0	201,5	233,6	0,970
VHR	20D	22-jul-11		DNI100	310	52	780	1230	US	852	187	40	992,3	3462,0	209,2	250,7	0,100
VHR	21D	02-feb-11		DNI750(2)	248	51	900	1800	Um	540	535	85	829,5	2477,3	209,8	250,7	0,100
VHR	23																
EN ESPERA DE WO																	
SSH	12D	29-jul-11		GN1600(2)	146	54	900	1935	TS	1572	189	210	1484	3327	210	255	0,33
CUY	24D-UI	11-ago-11		SN2600	61	55	1467	2933	Ui	2610	470	190	2610	3380	204	241	0,556
CUY	24D-US	11-ago-11		GN1600	74	59	985	2114	Us	1494	687	160	1558	N/A	N/R	N/R	N/R
CUY	30D	09-may-10		DN-3000	73	60	2100	3700	UI	2766	830	250	2768,0	3175,0	198,9	229,6	0,000
CUY	34D	13-feb-10		SN-2600	61	53	1360	2720	UI	2574	1030	240	2712,0	N/A	209,6	257,5	0,442
CUY	35D	18-mar-10		SN2600	61	48	1280	2560	UI	2430	656	240	2723,0	N/A	N/A	N/A	N/A

DATOS DE BOMBAS CENTRILIFT DEL AREA CUYABENO

POZO	NUM	Run Life		Placa de Bomba		Rango Opt.		PRODUCCION			DATOS TOMADOS POR EL SENSOR						
		FECHA INSTALACION	OPERAC Dias	Bomba	STG Hz	Min. BFPD	Max BFPD	ARENA	BFPD	BSW	BPPD	Pc	Pi	P. descarga psi	T Fondo F	Tm F	
VHR	2	09/01/2011	288	PX23	104	49	1200	2900	Us	2208	60	883	140	2292	-	223	
VHR	8	06/10/2010	383	PX6	293	47	300	850	BT+Us	260	40	156	130	669	-	215	
VHR	13	10/10/2009	744	PX18	134	53	830	2080	Us	1250	84	200	155	2276	-	228	
VHR	15	04/01/2011	293	PX23	104	50	1200	2900	Ui	2056	84	329	145	2770	3368,0	238	
VHR	18D	15/03/2011	223	PX18	232	50	830	2080	Ui	1598	93	112	180	2310	3534,0	261	
VHR	19	OFF POR ALTO CORTE DE AGUA															
VHR	22	15/04/2011	192	P4X	393	50			BT	420	72	118	155	586	3125,0	201	238
VHR	24	10/07/2010	471	PX18	134	57	830	2080	Us	1460	79	307	80	2327	-	210	229
CUY	13	EN ESPERA DE WO. (EVALUANDO)															
CUY	14	08/07/2011	108	PX23	104	55	1200	2900	Us	1758	82	316	325	1435	3408,0	207	251
CUY	21D	30/10/2009	724	PX23	68	53	1200	2900	Ui	1728	86	242	260	2665	-	203	226
CUY	22	04/06/2011	142	PX23	136	57	1100	3200	Ts	2346	68	751	111	1278	2939,0	210	246
CUY	23	29/11/2010	329	PX62	85	50	3330	5850	Ui	4272	83	726	440		-		
CUY	26	OFF POR ALTO CORTE DE AGUA															
CUY	27	17/09/2011	37	PX23	68	51	1100	3200	Ui	2034	83	346	155	2641	3229,0	207	231
CUY	29	02/06/2010	509	PX12	226	55	700	1700	Ts	1050	56	462	230	1562	-	208	239
CUY	31D	26/06/2010	485	PX12	226	52	700	1700	Us	1104	74	287	220	1820	-	200	244
CUY	32	09/07/2011	107	PX23	104	55	1200	2900	Ui	2052	83	349	110	1803	2919,0	205	246
CUY	36D	29/07/2010	452	PX12	104	56	700	1700	Ui	1260	82	227	115	2079	2855,0	208	253
BLANK	1	04/03/2011	234	PX4	393	48			TENA	392	30	274	18	322	-	206	253
BLANK	5	EN ESPERA DE WO.															
VIN	2	18/04/2011	189	PX8	226	60			M-1	485	21	383	20	974		182	238

PARAMETROS ELECTRICOS DEL MOTOR DE BOMBAS REDA DEL AREA CUYABENO																			
POZO	NUM	Datos de Placa del Motor				Display VSD / Keltronics				VOLTAJES DEL MOTOR							CORRIENTES MOTOR		
		HP	V	A	I	Hz	V	AB	BC	CA	A-G	B-G	C-G	IA	IB	IC			
TIP	2	150/120	2380/2270	38,0	26,3	66,0	443,0	2410	2423	2420	1388	1395	1400	26,5	26	26,8			
TIP	3	156	1535	65,0	45,3	57,0	442,4	1738	1740	1735	1010	998	1002	50	46,8	45,7			
TIP	7	OFF POR ALTO CORTE DE AGUA																	
TIP	8	156	1535	65,0	29,6	47,0	362,0	1239	1238	1247	712	726	723	31	29,3	28,9			
TIP	9	450	2062	131,0	56,0	52,0	421,0	1965	1970	1972	1148	1132	1129	58,5	62,7	55			
TIP	11	EN SERVICIO DE WO POR PROBLEMA MECANICO																	
TIP	13	150	2300	39,5	17,0	52,0	391,0	1986	1984	1980	1177	1166	1175	18	17	17			
TIP	14	OFF POR ALTO CORTE DE AGUA																	
HCO	1	231	1532	52,6	42,0	53,0	429,0	1579	1268	1562	910	909	910	41	45,3	42			
BLAN	5	150	2300	39,5	21,3	52,0	412,0	2075	2070	2080	1210	1208	1209	21,4	21	20,4			
VIN	1	270	2241	78,6	41,0	57,5	429,0	2348	2346	2349	1312	1322	1326	41	40	41,4			
VHR	1	100/125	1618/1710	46,0	29,4	66,0	462,0	1812	1810	1809	1043	1038	1044	28,6	32,3	29,7			
VHR	3	270	1213	104,0	42,4	57,0	459,0	1362	1366	1367	794	782	788	43,6	40,2	41			
VHR	4	PROCESO DE WO. (EVALUANDO)																	
VHR	5	270	1560	104,0	52,0	57,0	421,0	1540	1542	1550	878	989	893	46	52,3	50,5			
VHR	6	150	1404	64,5	49,6	50,5	393,0	1284	1288	1284	740	738	733	46,7	51	49,3			
VHR	7	150	1266	63,0	49,6	59,0	452,0	1229	1232	1230	700	712	710	49,7	46	49,6			
VHR	9	156	1500	62,0	42,0	55,0	449,4	1175	1193	1182	830	832	826	41,3	42	41			
VHR	11	150	2300	39,0	26,7	56,0	431,0	2212	2206	2208	1260	1274	1270	28,6	29	27,6			
VHR	12D	330	1733	104,0	53,4	57,0	438,0	1428	1440	1437	829	830	830	49,2	49,8	54,3			
VHR	14	125	1917	39,5	22,6	60,0	459,0	2170	2175	2160	1249	1250	1245	23	22,4				
VHR	16	264	1790	86,6	63,0	51,0	419,0	1819	1819	1822	1052	1055	1078	60	59,5	58,4			
VHR	20	120	2270	32,0	26,3	56,0	432,0	1961	1945	1965	1129	1119	1122	24,6	25	24,6			
VHR	21D	102	1589	44,0	26,8	51,0	399,0	1449	1450	1455	837	842	840	26,8	27,4	26			
VHR	23	EN SERVICIO DE WO.																	
SSH	12 D	330	1906	104,4	56,0	54,0	430,0	1688	1700	1712	966	978	980	58	55,4	52			
CUY	24D-UI	135	1557	51,7	36,5	55,0	430,0	1658,0	1665,0	1658,0	964,0	966,0	950,0	37,4	36	37,5			
CUY	24D-US	150	2300	39,4	22,6	59,0	458,0	2360	2358	2355	1370	1366	1356	22,6	22,6	23			
CUY	30D-UI	150	1404	64,5	36,4	60,0	464,0	1578	1578	1572	899	914	910	36,1	35,6	39			
CUY	34 D-UI	150	2300	39,5	26,0	53,0	433,0	2340	2348	2339	1360	1348	1350	24,7	26	25,6			
CUY	35 D-UI	150/125	2300/1917	39,5	23,9	48,0	461,3	2033	2042	2032	2018	222	2020	23,7	24	24,6			

PARAMETROS ELECTRICOS DEL MOTOR DE BOMBAS CENTRIFUGAS DEL AREA CUYABENO															
CAMPO	POZO	PLACA NOMINAL			PARAMETROS ELÉCTRICOS DE FONDO - MOTOR									CARGA DEL MOTOR	
		MOTOR			VOLTS FASE - FASE			VOLTS FASE - TIERRA			CORRIENTES			%	
		VOLT	AMP	H.P	VAB	VCA	VBC	VAG	VBG	VCG	IA	IB	IC		
VHR	2	2305	60	228	1823	1831	1832	1555	1559	342	37	36	36	62	
VHR	8	1370	64	132	1414	1410	1415	795	824	827	25	27	25	42	
VHR	13	2330	30	114	1586	1584	1587	920	916	918	17	18	17	60	
VHR	15	2133	46	165	1725	1726	1729	987	999	998	33	29	36	78	
VHR	18	2330	30	114	1836	1842	1844	1062	1060	1066	22	22	21	73	
VHR	19	OFF POR ALTO CORTE DE AGUA													
VHR	22	1293	54	102	1396	1836	1398	802	808	806	33	30	31	61	
VHR	24	2159	23	83	2040	2038	2030	1183	1177	1176	19	20	18	87	
CUY	13	EN ESPERA DE WO. (EVALUANDO)													
CUY	14	2305	60	228	1965	1960	1963	1137	1129	1130	41	46	45	76	
CUY	21	2325	40	152	1994	1996	2001	1148	1155	1156	29	28	30	75	
CUY	22	2190	75	275	2136	2135	2120	1236	1229	1232	58	67	62	89	
CUY	23	1900	98	304	1816	1825	1833	1745	1711	147	83	79	72	45	
CUY	26	OFF POR ALTO CORTE DE AGUA													
CUY	27	2330	30	114	1884	1865	1875	1083	1086	1080	23	24	23	80	
CUY	29	2325	40	152	2020	2018	2027	1170	1172	1160	29	32	31	80	
CUY	31D	2325	40	152	1987	1992	1993	1145	1151	1147	35	37	36	93	
CUY	32	2305	60	228	2043	2041	2052	1181	1185	1189	46	46	44	77	
CUY	36D	2159	23	83	2002	1992	2001	1159	1155	1157	18	18	19	82	
BLANCA	1	1370	64	132	1039	1024	1024	589	590	586	39	35		61	
BLANCA	2	EN ESPERA DE WO.													
VIN	2	1370	64	132	1329	1328	1330	773	770	767	57	60	38	94	

DATOS DE EQUIPO EN SUPERFICIE DE BOMBAS REDA															
POZO	NUMERO	Transformador Incrementador						VSD				Transformador Reductor			
		TAP	Volt	I ent.	V ent.	I sal.	V sal.	KVA	T	*C	KVA	TAP	V ent	V sal	KVA
TIPIHCA	2	1 F Y	2638	139	440	26	2418	400	39	SWD 12P 390	GEN	480	480	N/A	
TIPIHCA	3	1 G Y	1940	179	417	48	1738	450	55	SWD 12P 390	GEN	480	480	N/A	
TIPIHCA	7	EN ESPERA DE WO X ALTO CORTE DE AGUA													
TIPIHCA	8	2 G Δ	1695	80	345	30	1241	400	N/R	SWD 12P 390	GEN	480	480	N/A	
TIPIHCA	9	E 1 Y	2343	251	370	59	1969	450	36	SWD 12P 390	GEN	480	480	N/A	
TIPIHCA	11	1 B Y	EN ESPERA DE WO X PROBLEMA MECANICO												
TIPIHCA	13	1 E Y	2492	75	396	17	1983	400	39	SWD 6P 454	GEN	480	480	N/A	
TIPIHCA	14	EN ESPERA DE WO X BAJO APORTE (26-FEB-10)													
HUAICO	1	B A Δ	1780	149	430	44	1467	400	N/R	SWD 12P 390	GEN	480	480	N/A	
BLANCA	5	2-4 Y	2494	95	401	21	2075	520	38	SWD+S7 12P 390	GEN	N/A	N/A	400-12P	
VINITA	1	2 2 Y	2735	208	423	41	2348	520	38	SWD+ 12P 390	GEN	480	480	N/A	
VHR	1	A 1 Y	1905	119	480	31	1810	520	37	SWD 12P 390	C	13800	480	400-12P	
VHR	3	1- E Δ	1439	123	459	42	1372	400	42	SWD 12P 518	C	13800	480	400-12P	
VHR	4	PROCESO DE WO. (EVALUANDO)													
VHR	5	B 4 Δ	1833	166	393	50	1544	400	N/R	SWD 12P 390	C	13800	480	260	
VHR	6	3 B Δ	1604	137	386	49	1285	260	N/R	SWD 12P 390	C	13800	480	400-12P	
VHR	7	1 E Δ	1333	130	430	48	1230	400	N/R	SWD+ 12P 390	4	13600	480	520	
VHR	9	2BA	1777	107	443	41	1183	400	N/R	SWD+ 12P 390	C	13800	480	400-12P	
VHR	11	1-EY	2498	136	480	28	2209	400	N/R	SWD + 12P 390	C	13800	480	400-12P	
VHR	12D	1-GA	1608	159	367	51	1435	400	38	SWD 12P 390	C	13800	480	400-12P	
VHR	14	2 - 6 Y	2262	107	461	23	2168	520	N/R	SWD 12P 390	C	13800	480	400	
VHR	16	1-C-Y	2198	235	451	59	1820	400	39	SWD 12P 518	3	13800	480	400-12P	
VHR	20	5DA	2154	105	423	25	1957	400	40	SWD 12P 390	3	13800	480	400-12P	
VHR	21D	B2 Δ	1777	84	370	27	1451	600	35	SWD 12P 600	3	13800	480	520-12P	
VHR	23	EN SERVICIO DE WO.													
SANSAH	12 D	2 DA	1900	204	427	55	1700	400	51	SWD 12P 390	GEN	480	480	545	
CUYAB	24D-UI	2-6 Y	2257	133	427	37	1660	400		SWD 12P 518	C	13800	480	400	
CUYAB	24D-US	1-EY	2493	117	458	23	2358	400	40	SWD 12P 390	C	13800	480	400	
CUYAB	30D-UI	A 2 Δ	1692	126	429	37	1576	400	38	SWD 12P 390	C	13800	480	N/A	
CUYAB	34 D -UI	1-B-Y	2638	130	342	25	2342	400	N/R	SWD 12P 390	C	13800	480	N/A	
CUYAB	35 D -UI	C-1-Y	2198	107	451	24	2038	400	47	SWD 12P 390	C	13800	480	N/A	

DATOS DE EQUIPO EN SUPERFICIE DE BOMBAS CENTRILIFT

CAMPO	POZO	VARIADOR				TRANSFORMADOR				PARÁMETROS SALIDA DEL VSD														
		% CARGA (VSD)	KVA (OUT)	KVA (IN)	CONEX	TAP	VOLTS	KVA	VOLTS FASE-FASE			VOLTS FASE-TIERRA			CORRIENTES									
									VAB	VCA	VBC	VAG	VBG	VCG	IA	IB	IC	Ia	Ib	Ic	Vout			
VHR	2	31,6	120,5	117,3	Y	2-7	2143	400	418	415	416	248	246	139	170	164	168	170	162	168	428			
VHR	8	17,2	66,1	128,4	Δ	1-5	1925	520	358	356	358	274	273	274	105	113	103	103	113	105	362			
VHR	13	8,9	50,3	76,1	Δ	2-A	2201	400	462	469	473	307	305	306	60	64	61	58	62	59	447			
VHR	15	27,7	107,7	122,8	Y	1-E	2223	400	386	386	388	244	45	244	150	166	167	149	164	164	393			
VHR	18	18,1	71,1	85,5	Δ	2-B	2126	400	419	421	422	258	257	260	97	100	96	96	95	99	434			
VHR	19	OFF POR ALTO CORTE DE AGUA																						
VHR	22	15,3	78,7	85,8	Δ	1-F	1523	400	417	419	416	289	288	287	108	105	114	105	105	113	425			
VHR	24	18	68,8	68,5	Y	C-1	2198	400	445	447	444	298	294	295	88	95	85	87	96	84	456			
CUY	13	EN ESPERA DE WO. (EVALUANDO)																						
CUY	14	30,4	154,9	150	Y	2-5	2380	400	408	405	406	255	253	252	220	231	210	219	231	208	415			
CUY	21	26,8	103,5	110,8	Y	2-A	2302	400	416	415	416	298	293	299	138	145	149	136	142	148	425			
CUY	22	47	241	235,1	Y	1-D	2345	400	455	452	453	285	282	283	283	311	328	285	311	325	458			
CUY	23	65,9	254,8	242,6	Y	1-A	1905	400	467	465	466	290	291	283	341	298	309	339	291	309	475			
CUY	26	OFF POR ALTO CORTE DE AGUA																						
CUY	27	15,5	80,6	103,3	Y	1-E	2198	400	414	412	415	286	284	287	113	111	114	108	113	113	417			
CUY	29D	21,4	111,9	101,8	Y	2-6	2264	400	434	434	437	276	279	280	146	160	140	144	153	140	440			
CUY	31D	48,2	127,7	131,6	Y	1-E	2224	260	444	442	445	281	279	278	166	176	157	164	174	154	442			
CUY	32	43,7	168,1	151,1	Y	1-E	2223	400	435	428	432	283	280	281	233	219	224	230	216	219	444			
CUY	36D	12,4	63,6	68,9	Δ	2-A	2204	400	440	442	442	296	295	292	82	82	86	82	82	86	448			
BLANK	1	18,4	68,8	87,9	Δ	2-A	1329	400	369	368	371	266	267	266	112	110	101	109	100	111	339			
BLANK	2	EN ESPERA DE WO.																						
VIN	2	33,9	131,9	134,9	Δ	2_4	1353	520	479	475	458	288	281	283	265	170	151	160	168	148	481			

OBSERVACIONES DE BOMBAS REDA DEL AREA CUYABENO	
OBSERVACIONES TECNICAS	
POZO	NUM
TIP	2
TIP	3
TIP	7
TIP	8
TIP	9
TIP	11
TIP	13
TIP	14
HCO	1
BLA	5
VIN	1
VHR	1
VHR	3
VHR	4
VHR	5
VHR	6
VHR	7
VHR	9
VHR	11
VHR	12D
VHR	14
VHR	16
VHR	20D
VHR	21D
VHR	23
SSH	12D
CUY	24D-UI
CUY	24D-US
CUY	30D
CUY	34D
CUY	35D

Bomba opera dentro de Rango. Presion de fondo descalibrada

Bomba opera dentro de Rango.

En espera de WO por alto corte de agua

Bomba Opera en Downtrust

Bomba opera dentro del Rango

Espera de servicio de WO por problema mecanico(30-06-2011) Abierta camisa de circulacion

Bomba lopera dentro del rango.

En espera de WO por bajo aporte.

Bomba opera en Upthrust con alto corte de agua

Bomba opera dentro del Rango

Bomba Opera dentro del Rango

Bomba opera dentro del rango, Planificar chequeo de Tbg.

Bomba opera dentro de Rango. Continuar drenando gas

Evaluando sin Torre

Bomba opera dentro del rango, drenar gas, equipo sin STd Valve, drenar gas cada 2 dias

Bomba opera dentro del Rango

Bomba opera dentro del Rango

Bomba opera dentro del Rango

Bomba opera dentro del Rango, Habilitada linea de desfogue por anular, drena pasando 1 dia

Bomba opera dentro del Rango

Bomba opera dentro del Rango

Bomba opera dentro del Rango

Bomba opera dentro del rango.

Bomba opera en Downtrust

En servicio de WO

Bomba opera dentro del Rango

Bomba opera dentro del Rango. Sin datos de sensor de fondo.

OBSERVACIONES DE BOMBAS CENTRILIFT DEL AREA CUYABENO	
POZO	NUM
VHR	2
VHR	8
VHR	13
VHR	15
VHR	18D
VHR	19
VHR	22
VHR	24
CUY	13
CUY	14
CUY	21D
CUY	22
CUY	23
CUY	26
CUY	27
CUY	29
CUY	31D
CUY	32
CUY	36D
BLANK	1
BLANK	5
VIN	2

OBSERVACIONES TECNICAS

Equipo trabajando con 1 Fase Tierra

Mantenimiento del Display por daño del teclado

El 14-09-2011 se sube frecuencia de 52 a 53 Hz

El 01-09-2011 ocurre un shut down por falla de linea alta tension

Parada manual del equipo para trabajos electricos en el VSD, y recupera senal de fondo

Pozo apagado por alto corte de agua

Funciona bajo parametros electricos estables

El 19-09-2011, se incrementa frecuencia de 55 a 57

Pozo en evaluacion

El 28-08-2011, se incrementa frecuencia de 53 a 55, el 01-10-2011 shut down general por falla en la estacion de generacion

Equipo trabaja con parametros electricos estables

El 19-09-2011, se incrementa frecuencia de 55 a 57, 01-10-2011 shut down general por falla en la estacion de generacion.

Trabaja con fase tierra, 01-10-2011, shut down general por falla en la estacion de generacion

Apago por alto corte de agua

Sale de work over 17-09-2011 y el 22-09-2011 se incrementa frecuencia de 49 a 51

El 14-09-2011, shut down por dano en el VSD y el 01-10-2011, shut down general por falla en la estacion de generacion.

La carga del motor 95%, el 14-09-2011 shut down por dnos en el VSD, 01-10-2011 shut down general por falla en la estacion de generacion.

El 30 y 31-08-2011, tres paradas por falla del generador, 07-10-2011 shut down por fallas de generador.

Parametros electricos estables.

El VSD requiere limpieza y mantenimiento en general.

En Espera de WO.

El VSD no tiene PC Card.

ANEXO 2. 6

HISTORIALES DE RE

ACONDICIONAMIENTO

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO: CUYABENO – 24D

FECHA DE COMPLETACION: 01 – AGOSTO – 06

PRUEBAS INICIALES:

FECHA DE PRUEBA	ARENA	MÉTODO	BPPD	BSW	° API	PC	SALINIDAD ppmCl-
27-Julio-2006	"Ui"	PPH	1753	2.6%	26.0	CTK	7500
19-Julio-2006	"Us"	PPH	1536	5.9%	23.3	CTK	19000

- PERFOREC-53, inicia operaciones el 02 de Julio del 2006 a las 09:00 horas. Retiran cabezal. Instalan BOP. Prueban OK.
- Con cable eléctrico bajan herramienta y toman registro SBT-VDL-CCL-GR desde 8287' hasta 6900' (1387'). Cemento MALO en las zonas de interés de arenas "Us" y "Ui". Con cable eléctrico bajan cañones convencionales de 4 1/2" y punzonan el siguiente intervalo 8094'-8098' (4') @ 4 DPP para Squeeze. Bajan Retenedor de cemento. Asientan retenedor a 8052'. Realizan prueba de admisión de intervalo: 8094'-8098' (4') con 10 Bls de agua fresca: 4.1 BPM @ 3000 PSI. Realizan Squeeze con 200 sxs de cemento tipo "G" mas aditivos, barriles preparados = 41 de 15.8 LPG, barriles a la formación = 38.9 bls., Bls en la camara = 1.5, Bls. reversados = 0.5. Pciere = 3300 PSI. Circulan. Sacan.
- Con cable eléctrico bajan herramienta y toman registro SBT-VDL-CCL-GR desde 8291' hasta 6291' (2000'). Cemento BUENO en las zonas de interés de arenas "Us" y "Ui".
- Bajan conjunto TCP con cañones de 4 1/2". Punzonan el siguiente intervalo:
Arena "Us": (8010' - 8020') (10') @ 5 DPP
Soplo moderado. Pozo no fluye a superficie.
- Wireline abre camisa de circulación a 7789'. Desplazan Jet 10J. Evalúan arena "Us" al tanque bota de la locación:
TBR = 4830, BFPD=1632, BSW=6.2%, BPPD=1531, API=23.3, SAL=19000 ppm Cl-, THE= 78
- Wireline baja elementos de presión a 7823' (No-go). Continúan evaluando arena "Us" con bomba Jet 10-J con el sistema de Power-Oil hacia la estación:
TBR =6666, BFPD =1632, BSW = 5.9%, BPPD=1536, API=23.3, SAL=19000 ppm Cl-, THE (c/elem)=27, THE =105
- Cierran pozo 16 Hrs para B'UP. Wireline recupera bomba Jet 10-J a 7789' + elementos de presión: Pwf=2788 Psi, Pws=2966 Psi. Continúan evaluando arena "Us" sin elementos con bomba Jet 10-J con el sistema de Power-Oil a la estación:
TBR =9114, BFPD=1632, BSW =5%, BPPD=1550, API=23.3, SAL=19000 ppm Cl-, THE (c/elem)= 27, THE= 141
- Sacan conjunto TCP.
- Bajan nuevo conjunto TCP con cañones de 4 1/2". Punzonan el siguiente intervalo:
Arena "Ui" : (8051' - 8060') (9') @ 5 DPP
- Soplo moderado. Pozo no fluye a superficie.. Wireline abre camisa de circulación a 7826'. Desplazan Jet 10-J de Cía. Sertecpet. Evalúan arena "Ui" con el sistema de Power-Oil hacia la estación:
TBR = 3476, BFPD = 1896, BSW = 1.6%, BPPD=1866, API=26, SAL= 7500 ppm Cl-, THE= 46
- Se recupera bomba Jet 10J, Ok. Wireline baja elementos de presión a 7860' (No-go). Continúan evaluando arena "Ui" con bomba Jet 10-K con el sistema de Power-Oil hacia la estación:
TBR =5612, BFPD =1800, BSW = 2.6%, BPPD=1753, API=26, SALIN= 7500 ppm Cl-, THE (c/elem) =28, THE =74
- Cierran pozo 10 Hrs para B'UP. Slick line recupera bomba Jet 10-K a 7826' + elementos de presión: Pwf=2288 Psi, Pws=2917 Psi. Continúan evaluando arena "Ui" sin elementos con bomba Jet 10-J con el sistema de Power-Oil hacia la estación:
TBR =8374, BFPD =1752, BSW =2.4%, BPPD=1710, API=26, SAL=7500 ppm Cl-, THE (c/elem) = 28, THE = 112
- Sacan conjunto TCP.
- Bajan completación de producción para Power-Oil con 2 Packers "FH" y Cavidad Guiberson PL-II hasta 8142'. Realizan prueba de admisión a arena "Ui" con 1500 Psi (Cae presión 1500 Psi/min). Realizan prueba de producción a la arena "Ui" con bomba Jet PL-II D-8, con el sistema de Power-Oil a la estación:
BFPD = 1680, BSWf = 94%, BPPD=101, P.iny= 3500 PSI, BIPD= 1512, THE = 6
- Finalizan operaciones el 01 de Agosto del 2006 a las 02:00 hrs.

WO N° 01 (07-AGO-08). OBJETIVO: BAJAR COMPLETACION DUAL CONCENTRICA PARA PRODUCIR DE LAS ARENAS " U inf " Y " U sup " POR SEPARADO CON BES

- Inician operaciones el 14 de julio del 2008.
- Sacan BHA Power Oil. Recuperan 1/2 camisa de 2-3/8" rota por fatiga de material y elementos de presión dentro de la misma.
- Bajan BHA de pesca con over shot en tubería de 3-1/2" hasta 7915', enganchan pescado. Sacan (recuperado 100%)
- Evalúan arena " U inf " con jet-11L al tanque: TBR = 4443, BFPD = 2232, BSW = 70%, BPPD = 670, THE = 48 (11 HR con elementos), SALINIDAD = 8750 ppm Cl⁻ Pozo cerrado 15 horas para restauración de presión (Pwf = 2645 psi, Pws = 2917 psi).

- Evalúan con elementos arena " U sup " con jet 11L:TBR = 1717, BFPD = 1440, BSW = 24%, BPPD = 1094, THE = 28, SALINIDAD = 20675 ppm Cl⁻ Pozo cerrado 14 horas para restauración de presión (Pwf = 2259 psi, Pws = 2718 psi).
- Realizan píldora de viscosa de 10 BLS a " U i " y "Us" por separado. Sacan BHA de evaluación
- Bajan canasta de calibración de 8.2" OD hasta 8282'. Correlacionan profundidad de asentamiento, asientan empacadura permanente de 9-5/8" a 8035'.
- Arman capsula de 7" BTC para equipo BES de arena "Ui". Prueban capsula con 800 PSI. OK. Arman BES REDA: SN-2600 (61 etapas), Serie 538; Motor (150 HP, 2300 V, 39.5 A), Serie 562; Intake, Serie540; Set de Protectores (BPBSL-LSLSL), Serie 540; Sensor Phoenix XT-1 para arena "Ui". Realizan conexión de quick connector, bajo el POD-Hanger (Colgador de capsula), ensamblan POD-Hanger a la capsula de 7", megan cable de equipo BES, ok y realizan conexión del quick connector sobre el POD-Hanger al cable de potencia de para equipo BES de arena " U inf ". Prueban integridad de la capsula con 800 PSI. OK.
- Arman componentes de sarta de by-pass de 2-7/8" con bloque de soporte. Prueban con 800 PSI. OK.
- Arman equipo BES REDA para arena "Us": GN-1600 (74 etapas), Serie 540; Motor (150 HP, 2380-2270 V, 38-32.5 A), 540; Separador de Gas, Serie 540; 2 Protectores (BPBSL-LSLSL) en tandem, Serie 540; Sensor Phoenix Tipo 1.
- Conectan Y-tool con la junta receptora de sellos y swivel y tubo corto de 2 7/8". Realizan conexión rápida, swivel telescópico, adaptador, válvula check y descarga de bomba. Realizan recorrido del telescopio, realizan espaciamiento y alineación de sargas + conectan descarga de bomba a equipo BES. Prueban ensamblaje con 800 psi, ok.
- Bajan completación Dual Concentrica en casing de 5-1/2" LTC midiendo, calibrando, megando cable de potencia y probando con 800 PSI cada 1500'. Realizan empates de cable para equipo arena "Ui" a 4500' y equipo arena "Us" a 3780'. Realizan espaciamiento para asentamiento de Locator dentro del Packer permanente a 8035'. Prueban asentamiento de Locator, OK. Realizan prueba de admisión a " U inf " con 2200 PSI, presión cae 400 PSI en 5 minutos
- Realizan instalacion de 2 quick connectors por debajo del casing hanger. Asientan casing hanger en seccion B del cabezal. BOP. Instalan sección dual C 11"x5000 psi del cabezal. Prueban OK. Arman BOP de 11"x5000 psi, prueban, ok.
- Bajan unidad de sello en tubería de 2-7/8" Prueban asentamiento con 600 ok. Arman tubing hanger de 11"x2 7/8". Asientan en sección dual "C" del cabezal: Desarman BOP. Instalan válvula master sobre sección dual. Prueban OK. Realizan empates de quick connector sobre hanger.
- Realizan Prueba de Rotación de BES SN-2600 (" U inf "): Hz=60, A=26, Vff=2324, Vft=1337, Pi=3177 psi, Pd=3176.7 psi, Ti=194 °F, Tm=189 °F. Realizan Prueba de Rotación de BES GN-1600 (" U sup "): Hz=60, A=25, Vff=2318, Vft=1336, Pi=2864 psi, Pd=2859.4 psi, Ti=188 °F, Tm=182.2 °F
- Realizan Prueba de Producción de BES GN-1600 (" U sup ") al tanque en locación: BFPD = 1152, BSW = 24%, BPPD = 876, Hz = 48, Amp = 22-22-20, Vff = 2187-2189-2184, Vft = 1141-1150-1146 = 1963 PSI, SALINIDAD = 32350 ppm Cl⁻, THE = 16
- Realizan Prueba de Producción de BES SN-2600 (" U inf ") al tanque en locación: BFPD = 2232, BSW = 80%, BPPD = 446, Hz = 52, Amp = 25-26-26, Vff = 2261-2262-2261, Vft = 1141-1146-1143 Pwf = 2694 PSI, SALINIDAD = 7600 ppm Cl⁻, THE = 10 .
- Finalizan operaciones el 07 de agosto del 2008.

FECHA	ZONA	Pcab	Pman	Psep	BFPD	BPPD	BSW	Sal	API	GAS	GOR	BOMBA
		psi	psi	psi				ppm cl	60 ° F	MM3	pcn/bf	
01-jul-08	" Ui "	260	34	28	1656	424	74,4	7700	26,3	104	246	Jet D 8
12-ago-08	" Ui "	400	34	28	2117	423	80,0	7900	26,0	-	-	DN-2600
12-ago-08	" Us "	170	38	28	1145	870	24,0	33500	23,3	-	-	SN-1600

HISTORIAL DE W.O: CUYABENO - 29D

FECHA INICIO PERFORACION: 01 – MAR – 2010
 FECHA FINALIZACION PERFORACION: 02 – JUN - 2010
 COMPLETACION INICIAL: 26 – MAY – 2010

PRUEBAS INICIALES:

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	SALINIDAD
26-may-10	“Ts”	PPS	1008	504	504	50%	27,5	5000

COMPLETACION Y PRUEBAS:

- Inicia operaciones equipo CPEB-550-1 el 09 de May del 2010 a las 20:00 horas.
- Se Corren registros de control de cemento: USIT - CBL – VDL - GR – CCL.
Presenta irregular calidad de cemento en zonas de interés.
- Disparan intervalo con String Maxar:
 - Arena “Ts” 8258’ – 8263’ (5’) a 5 DPP
 - 8266’ – 8273’ (7’) a 5 DPP
 - 8278’ – 8284’ (6’) a 5 DPP
 - 8287’ – 8298’ (11’) a 5 DPP
- Se realiza prueba de producción a la arena “Ts” con camión bomba al tanque bota de locación.
BFPD = 1008; BPPD = 504; BSW = 71%; TBR= 4828; THE = 115 hrs
- Cierran el pozo para Build up por 20 hrs. (Pwf=2050 psi, Pws=2562 psi)
- Se realiza prueba de producción a la arena “Ts” con camión bomba al tanque bota de locación.
BFPD = 1008; BPPD = 726; BSW = 94%; TBR= 6172; THE = 147 hrs
- Finaliza operaciones el 02 de Junio del 2010 a las 06:00 horas.

HISTORIAL DE W.O: CUYABENO - 30D

FECHA INICIO PERFORACION: 03 – MAR – 2010
 FECHA FINALIZACION PERFORACION: 23 – MAR - 2010
 COMPLETACION INICIAL: 09 – MAY – 2010

PRUEBAS INICIALES:

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	SALINIDAD
09-may-10	“Ui”	PPS	2160	1987	173	8%	26,5	2250

COMPLETACION Y PRUEBAS:

- Rig CPEB-550-01 inicia operaciones el 29 de Abril del 2010 a las 10:00 horas.
- Se corren registros de control de cemento: CBL – VDL - GR – CCL.
Buen cemento.
- Disparan intervalo con String Mxar:
 - Arena “Ui” 8142’ – 8162’ (20’) a 5 DPP
- Se realiza prueba de producción a la arena “Ui” con Equipo BES DN-3000
BFPD = 2160; BPPD = 1987; BSW = 8%; TBR= 1080; THE = 12 hrs; SALINIDAD = 2500 ppm
- Finaliza operaciones el 09 de Mayo del 2010 a las 16:00 horas.

HISTORIAL DE W.O: CUYABENO - 34D

FECHA INICIO PERFORACION: 13 – DIC – 2009
 FECHA FINALIZACION PERFORACION: 09 – ENE - 2010
 COMPLETACION INICIAL: 13 – FEB – 2010
 PRUEBAS INICIALES:

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	SALINDAD
12-feb-10	“Ui”	PPS	2160	2074	86	4%	28	880

COMPLETACION Y PRUEBAS:

- Rig Dygoil-30 inicia operaciones el 03 de Febrero del 2010 a las 00:00 horas.
- Se Corren registros de control de cemento: CAST - CBL – MSG - GR – CCL.
Buen cemento.
- Disparan intervalo con String Mxar:
Arena “Ui” 7898’ – 7930’ (32’) a 4 DPP
- Se realiza prueba de producción a la arena “Ui” con Equipo BES SN-2600
BFPD = 2160; BPPD = 2073; BSW = 4%; TBR= 2520; THE = 28 hrs; SALINIDAD = 880 PPM
- Finaliza operaciones el 13 de Febrero del 2010 a las 08:00 horas.

HISTORIAL DE W.O: CUYABENO - 35D

FECHA INICIO PERFORACION: 04 – ENE – 2010

FECHA FINALIZACION PERFORACION: 24 – ENE - 2010

COMPLETACION INICIAL: 18 – MAR – 2010

PRUEBAS INICIALES:

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	SALINDAD
18-mar-10	“Ui”	PPS	3752	3714	38	1%	26,7	6500

COMPLETACION Y PRUEBAS:

- Rig Dygoil-20 inicia operaciones el 07 de Marzo del 2010 a las 18:00 horas.
- Se Corren registros de control de cemento: CAST - CBL – MSG - GR – CCL.
Buen cemento.
- Disparan intervalo con String Mxar:
Arena “Ui” 8079’ – 8109’ (30’) a 4 DPP
- Se realiza prueba de producción a la arena “Ui” con Equipo BES SN-2600
BFPD = 3752; BPPD = 3714; BSW = 1%; TBR= 2188; THE = 14 hrs
- Finaliza operaciones el 18 de Marzo del 2010 a las 16:00 horas.

HISTORIAL DE W.O: CUYABENO - 36D

FECHA INICIO PERFORACION: 27 – MAY – 2010

FECHA FINALIZACION PERFORACION: 16 – JUN – 2010

COMPLETACION INICIAL: 27 – JUN – 2010

PRUEBAS INICIALES:

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	SALINDAD
23-Jul-10	“Ui”	PPS	1560	1435	123	8%	25,7	7450

COMPLETACION Y PRUEBAS:

- Rig CPEB 550-01 inicia operaciones el 27 de Junio del 2010 a las 07:00 horas.
- Se corren registros de control de cemento: USIT - CBL – CCL – CCL – GR
Cemento malo.
- Punzonan el intervalo 8246’ – 8250’ (4’) a 4 DPP para cementación forzada.
- Asientan R-Matic a 8174’.
- Realizan prueba de inyectabilidad: Presión de inyección = 3500 psi, Rata de inyección = 0.53 BPM.
- Desasientan R-Matic y nueva prueba de inyectabilidad a Ui con 3100 psi a 3.8 bpm.
- Baja BHA molidor con 6 1/8” J-Mill, muelen cemento y sacan BHA molidor.
- Bajan BHA de pesca y enganchan con éxito. Sacan
- Bajan a moler cemento duro y retenedor de cemento. Circulan y sacan.
- Bajan BHA de limpieza

- Se corre registro de cementación USIT - CBL – CCL – GR. Buen cemento
- Disparan intervalo con TCP:
Arena “Ui” 8203’ – 8220’ (17’) a 5 DPP
- Evalúan pozo con camión bomba.
- Cierre de pozo para prueba de build up por 20 horas. Reversan bomba JET E8. Sacan TCP
- Se realiza prueba de producción a la arena “Ui” con Equipo BES P12X
BFPD = 1200; BPPD = 2073; BSW = 4%; TBR= 2520; THE = 28 hrs
HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO: V.H.R. 01

COMPLETACION INICIAL: 15 – AGOSTO – 1988

PRUEBAS INICIALES:

PRUEBA	ARENA	INTERVALO	T/P [hrs]	BPPD	BSW	°API a	Pc	OBSERVACION
					[%]	60 °F	[psi]	
09-Ago-88	“ T ”	8134’ - 8143’	3:00 3:00	1008 768	0.0	32.5	65 150	Sin choque Choque ½”
05-Ago-88	“ Ui ”	8008’ - 8019’ 8024’ - 8050’	2:00 2:00	5800 5275	0.0	32.0	320 455	Choque ½” Choque ¼”
10-Ago-88	“ Us ”	7969’ – 7988’	3:00 3:00	3817 2204	0.6 0.2	32.2	145 340	Sin choque Choque ½”
12-Agos-88	“ M-2 ”	7822’ - 7838’	4:00	442	0.5	31.7	40	Soplo moderado Prueba DTS, Flujo Intermitente
14-Ago-88	“ M-1 ”	7444’ – 7466’	4:00	550	0.0	19.8	35	Prueba DTS

COMPLETACION Y PRUEBAS:

- Se corren registros de control de cemento: CBL – VDL – GR – CCL – PET # 1 Cemento malo en “ T “ y “ Ui “.
- Disparan “ T ” de 8194’ – 8196’ a 4 DPP para cementación forzada.
- Realizan cementación forzada en arena “ T ” : Bls. de lechada = 16, Bls a la formación = 15, bls reversados = 1, presión de forzamiento = 3200 psi, rata = 0.5 BPM, Presión de cierre = 3500 psi.
- Disparan “ Ui “ de 8068’ – 8070’ a 4 DPP para cementación forzada.
- Realizan prueba de admisión con 10 Bls de agua a 1.3 BPM con 3200 psi.
- Realizan cementación forzada en arena “ Ui ” con 70 Sx. de cemento tipo “ G “ : Bls. de lechada = 16 con peso de 15.0 Lb/GL, Bls a la formación = 9, Bls en el casing = 1, Bls reversados = 6, presión de inyección = 4200 psi, Presión de cierre = 4400 psi.
- Corren registros de control de cemento CBL – VDL – CCL – GR – PET # 2 OK.
- Disparan:

Arena “ T ” 8134’ – 8143’ (9’) a 4 DPP

Evalúan arena “ T “ sin choque: BPPD = 1008, BSW = 0.0, API = 32.5 @ 60° F, Pc = 65 psi. Y con choque ½”: BPPD = 768, BSW = 0.0, API = 32.5 @ 60° F, Pc = 150 psi.

Disparan:

Arena “ Ui ” 8008’ – 8019’ (11’) a 4 DPP

Arena “ Ui ” 8024’ – 8050’ (26’) a 4 DPP

Evalúan arena “Ui “ con choque ½”: BPPD = 5800, BSW = 0.0, API = 32.0 @ 60° F, Pc = 320 psi. Y con choque ¼”: BPPD = 5275, BSW = 0.0, API = 32.0 @ 60° F, Pc = 455 psi.

Cierran pozo para restauración de presión.

Disparan:

Arena “ Us ” 7969’ – 7988’ (19’) a 4 DPP

Pozo con soplo inmediato, fuerte, fluido en superficie en 12 minutos, sin choque : BPPD = 3187, BSW = 0.6, API = 32.2 @ 60° F, Pc = 145 psi. Y con choque ½”: BPPD = 2204, BSW = 0.2, API = 32.2 @ 60° F, Pc = 340 psi.

Cierran pozo para restauración de presión.

Se asientan taponés CIBP a 8154’, 8088’, 7998’ y 7900’.

Disparan:

Arena “ M-2 ” 7822’ – 7838’ (16’) a 4 DPP

Pozo con soplo moderado, BPPD = 442, BSW = 0.5, API = 31.7 @ 60° F, Pc = 40 psi.

Cierran pozo para restauración de presión.

Disparan:

Arena “ M-1 ” 7444’ – 7466’ (22’) a 4 DPP

Se realiza la prueba para DST, BPPD = 550, BSW = 0.0, API = 19.8 @ 60° F, Pc = 35 psi.

Cierran pozo para restauración de presión.

Se asienta Ez - Drill a 7365’.

Bajan completación para producir a Flujo Natural.
Finalizan las operaciones.

(W.O. # 01) (01-Marzo-91): Bajar completación definitiva para producir independientemente arenas "T", "Ui" y "Us".

Bajando tubería con broca muelen Ez - Drill a 7365', además se muele el segundo, tercero y cuarto tapón a 7900', 7998' y 8088' respectivamente.

Se arma y se baja completación definitiva para producir por Flujo Natural.
Finalizan las operaciones.

NOTA: - Las camisas quedan cerradas.

- El pozo empieza a producir a partir del 22-Marzo-91 de la arena "Ui".

(W.O. # 02) (04-Mayo-92): Realizar Squeeze en arena "Ui" y Redisparar. Probar.

Sacan completación de fondo.

Efectúan prueba de producción a "Ui": BFPD = 1032, BPPD = 722, BAPD = 310, BSW = 30 %, Pc = 60 psi.

Se corre registro PLT en arena "Ui".

Asientan retenedor de cemento a 8000' y CIBP a 8100'.

Se realiza prueba de admisión con 10 bls de agua a 2.5 BPM con 2800 psi.

Realizan cementación forzada a "Ui" con 100 sxs de cemento tipo "G" más aditivos: bls de lechada = 21 de 15.6 LPG, bls a la formación = 10, bls reversados = 11, Presión de inyección = 3500 psi.

Se muele retenedor de cemento a 8000' y CIBP a 8100'.

Toman registros de control de cemento CBL - PET (cemento bueno), y repunzona arena "Ui": intervalo 8008' - 8019' ; 8024' - 8034'.

Se realiza prueba de producción a la estación sin choque BFPD = 1368, BAPD = 109, BSW = 8.0%, API = 33.3, BPPD = 1259, Pc = 10 psi.

Se realiza prueba de producción a la estación con choque 1/2" BFPD = 1014, BAPD = 81, BSW = 8.0%, API = 33.3, BPPD = 993, Pc = 175 psi.

Bajan completación de fondo definitiva para producir por Flujo Natural de la arena "Ui".

Finalizan las operaciones.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW	°API	METODO	Pc (PSI)	OBSERVACIONES
ANTES	02-Abr-92	" Ui "	396	60.0	32	PPF	40	
DESPUÉS	02-May-92	" Ui "	1259	8.0	33.3	PPF	10	Sin Choke

(W.O. # 03) (09-Feb-02): Implementación de Bombeo Electrosurgible

Sacan completación de fondo de flujo natural.

Deslazan bomba Jet 10 a y evalúan "T": BPPD = 1082, BRT = 1825, BFPD = 1128, BSWf = 4.0 %, Te = 51 hrs.

Bajan equipo BES (2 bombas DN-1300 de 110 + 129 etapas, motor 140 HP, 2101 V, 40.5 Amp.).

Finalizan las operaciones.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW	°API	METODO	Pc (PSI)	OBSERVACIONES
ANTES	25-Ene-02	" T "	1005	0.3	32.8	PPH	138	Con Unidad MTU
DESPUES	24-Feb-02	" T "	1340	0.5	32.8	PPS	155	DN-1300

(W.O. # 04) (23-May-06): Evaluar arena "T". Diseñar equipo BES.

Sacan equipo BES. Bajan BHA de pesca. Enganchan completación de fondo. Sacan. Completación de fondo sale con escala.

Cía Schlumberger repunzona con cañones convencionales arena "T"

Arena "T": 8134' - 8143' (09') @ 5 DPP.

Bajan BHA de evaluación. Asientan R-Matic a 8060' y C-Packer @ 7357'. Prueban, OK. Abren camisa. Desplazan Jet 10-J. Evalúan arena "T" con Jet 10-J al tanque bota en locación:

TBR=1733, BFPD=528, BSWf=20%, BPPD=422, THE=74, SALINIDAD=4500 PPMCL-, °API @ 60°F = 32.3.

W/L recupera bomba Jet. Bajan elementos de presión. Desplazan Jet 10-J. Continúan evaluando arena "T" al tanque bota en locación:

TBR=2716, BFPD=504, BSWf=46%, BPPD=272, THE (con elem.)=45, THE=119, SALINIDAD=4500 PPMCL-, °API @ 60°F = 32.3.

Cierran pozo por 16 horas para B'up. W/L recupera elementos de presión: PWF = 966 psi, PWS = 1748 psi. Desplazan jet 10-J.

Continúan evaluando arena "T" al tanque bota en locación:

TBR=3930, BFPD=552, BSWf=42%, BPPD=320, THE=175, SALINIDAD=4800 PPMCL-, °API @ 60°F = 32.3.

Reversan Jet. Controlan pozo. Cierran camisa. Prueban tubería con 3000 psi, anular con 700 psi, OK. Cía San Antonio Pride realiza tratamiento RMA con 119 bls de la siguiente mezcla: bombean 23.8 bls de solventes + 23.8 bls de hcl-hf (9%-1.5%) + 23.8 bls de hcl 5% + 23.8 bls de nh4cl 3%. Desplazan con 70 bls de crudo. Rata inicial: 0.5 bpm @ 2000 psi. Rata final: 0.8 Bpm @ 0 psi. Wire line abre camisa de 3 1/2" a 7320'. Desplazan bomba jet 10-j. Evalúan arena "T" hacia el tanque de la locación:

TBR=6060, BFPD=720, BSWf=69%, BPPD=223, THE=246, SALINIDAD=6500 PPMCL-, °API @ 60°F = 32.3.

Reversan Jet 10-J. Bajan elementos de presión. Desplazan Jet 10-J. Evalúan area "T" a diferentes presiones de inyección: 4 HRS @ 2800 PSI; 4 HRS @ 3000 PSI; 3 HRS @ 3200 PSI; 7 HRS @ 3500 PSI.

TBR=6592, BFPD=768, BSWf=73%, BPPD=207, THE=264, SALINIDAD=62500 PPMCL-, °API @ 60°F = 32.3.

Recuperan elementos de presión: Pwf=1603 psi @ 2800 psi de inyección; Pwf=1517 psi @ 3000 psi de inyección; Pwf=1452 psi @ 3500 psi de inyección. Controlan pozo. Desasientan empaaduras. Sacan BHA de evaluación.

Bajan completación de fondo. Asientan 2 packers FHL @ 7369' y 8066'. Prueban, OK.

Bajan equipo BES: 2 bombas DN-725 (197 + 136) etapas. Serie 400. Motor 100 HP, 2350V, 26 A. Serie 540 hasta 7180'

Realizan prueba de producción con BES a la estación:

BFPD=696, BSW=100, PC=70 PSI, AMP=24-21-21, Hz = 50.

Finalizan operaciones

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW	°API	METODO	Pc (PSI)	OBSERVACIONES
ANTES	29-04-06	"T"	370	40	32.3	PPS	60	DN-725
DESPUES	30-05-06	"T"	275	55	32.3	PPS	55	DN-725

(W.O. # 05) (10-Mar-08): Asentar CIBP a 7910'. Repunzonar "M-2" y "M-1". Evaluar por separador. Rediseñar BES

Sacan equipo BES: Todo el equipo presenta giro suave y sin juego radial. Bomba superior e inferior en buenas condiciones. Manejador y Separador de Gas externamente OK. Protectores con aceite trabajado y externamente sin novedad. Motor eléctricamente en buen estado. Sensor Phoenix externamente sin novedad. Cable de potencia en buenas condiciones eléctricas. El equipo en forma general no presenta presencia de corrosión y escala

Desasientan 2 Packers FHL y sacan completación de fondo

Repunzonan con cañones convencionales de 4-1/2" a 5 DPP:

arena "M2": 7816' – 7838 (22') y arena "M1": 7444' – 7866 (22')

Bajan BHA de evaluación y evalúan arena "M2" con Jet 10 J y bajan elementos de presión:

TR=834, BFPD=576, BSW=12%, BPPD=507, THE=37

Pwf=572, Pws=2082

Bajan BHA de evaluación y evalúan arena "M1" con Jet 10 J y bajan elementos de presión:

TR=1604, BFPD=1440, BSW=0%, BPPD=1440, THE=36

Pwf=1844, Pws=2332

Bajan BES GN-1300

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW	°API	METODO	Pc (PSI)	OBSERVACIONES
ANTES	15-02-08	"T"	84	88	32.0	PPS	82	DN-725
DESPUES	16-03-08	"M1"	1238	1.0	25.0	PPS	80	GN-1300

Trabajo exitoso, queda produciendo de "M1" +/- 1200 BPPD

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO: V.H.R. - 06

COMPLETACION INICIAL: 04 – JUNIO – 1990

PRUEBAS INICIALES:

PRUEBA	ARENA	INTERVALO	T/P [hrs]	BPPD	BSW	°API a	Pc	OBSERVACION
					[%]	60 °F	[psi]	
29-May-90	“ T ”	8146’ – 8178’			95			Se pistonea: NI=750’; NF=1700’;BRT=512; NC=78; Salinidad=10000ppm; arena no fluyó.
01-Jun-90	“Ui”	7980’ – 8000’	3	712	2.0	31.6	260	choque de ¼” choque de ½” choque de ¾” sin choque
			3	826	0.7	31.6	200	
			3	870	0.7	31.6	177	
			4	1238	0.6	31.6	170	

COMPLETACION Y PRUEBAS:

Se corren registros de control de cemento: CBL – VDL – GR – CCL – PET. Cemento malo.

Disparan intervalo de:

8217’ – 8219’ (2’) a 4 DPP

Asientan retenedor a 8196’.

Se realiza prueba de admisión a 1.5 BPM con 2650 psi.

Se realiza cementación forzada de 20 bls de lechada de 15.6 LPG; barriles inyectados a la formación = 15; barriles reversados = 4; Rata de inyección = 0.6 BPM; Presión de forzamiento = 3250 psi; Presión de cierre = 4100 psi; barriles en la cámara = 1.

Se corren registros de control de cemento: CBL – VDL – GR – CCL – PET. # 2. OK.

Disparan intervalo de:

Arena “ T ” 8146’ – 8178’ (32’) a 4 DPP

Pistonean arena “ T ”: NI = 750’, NF = 1250’, NCT = 74, TR = 484, BSW = 95 %, Salinidad = 10000 ppm.

Disparan intervalo de:

Arena “ Ui ” 7980’ – 8000’ (20’) a 4 DPP

Pistonean arena “ Ui ”: TR = 66, NI = 0’, NF = 300’, NCT = 7, BSW = 2.3 %, Salinidad = 28000 ppm. Pozo fluye a la piscina de quemado para limpieza.

Se realiza prueba de producción con choque de ¼” a tanque: BFPD = 727, BPPD = 712.46, BSW = 2.0%, Salinidad = 28000 ppm; THE = 3 hrs, Pc = 260 psi.

Se realiza prueba de producción con choque de ½” a tanque: BFPD = 832, BPPD = 826.17, BSW = 0.7%, Salinidad = 28000 ppm, THE = 3 hrs, Pc = 200 psi.

Se realiza prueba de producción con choque de ¾” a tanque: BFPD = 875, BPPD = 869.75, BSW = 0.6%, Salinidad = 28000 ppm; THE = 3 hrs, Pc = 177 psi.

Se cierra el pozo para restauración de presión de arena “Ui”; Presión de cierre = 520 psi.

Se realiza prueba de producción sin choque a tanque: BFPD = 1245, BPPD = 1237.53, BSW = 0.6%, Salinidad = 28000 ppm, THE = 4 hrs, Pc = 170 psi.

Se cierra el pozo para restauración de presión.

Asientan tapón CIBP a 8115’.

Bajan completación definitiva para Flujo Natural.

Finalizan las operaciones.

(W.O. # 01) (27-Marzo-93): Aislar corte de agua en “Ui”, probar “Us” y completar con bombeo mecánico.

Sacan BHA de producción de flujo natural.

Pistonean arena “ Ui ”: NI = 0’, NF = 800’, NCT = 28, BRT = 80. Pozo fluye a tanque para estabilización.

Se corre registro de producción PLT.

Se realiza cementación forzada con 60 sacos de cemento tipo “G”. Se prepara 17.5 bls de lechada de 15.5 LPG; barriles inyectados a la formación = 6; barriles reversados = 8.8; Rata de inyección = 0.6 BPM; Presión de forzamiento = 2300 psi; barriles en cámara = 2.7; Presión de cierre = 3500 psi.

Se corren registros de control de cemento: CBL – VDL – GR – CCL – PET. Cemento malo.

Disparan intervalo para realizar nueva cementación forzada de:

8008’ – 8010’ (2’) a 4 DPP

7968' – 7964' (4') a 4 DPP

Se realiza cementación forzada con 30 sacos de cemento tipo "G". Se prepara 7.5 bls de lechada; barriles inyectados a la formación = 3.3; barriles reversados = 1.5; Rata de inyección = 0.7 BPM; Presión de forzamiento = 3400 psi; barriles en la cámara = 2.7 ; Presión de cierre = 3700 psi..

Se corren registros de control de cemento: CBL – VDL. Ok

Disparan intervalo de:

Arena "Us" 7937' – 7954' (17') a 4 DPP

Se realiza prueba de producción a flujo natural sin choque a tanque: BFPD = 1728, BPPD = 1721, BSW = 0.4%, Pc = 90 psi.

Se realiza prueba de producción a flujo natural con choque de ½" a tanque: BFPD = 1207; BPPD = 1202, BSW = 0.4%, Pc = 180 psi.

Repunzonan intervalo de:

Arena "Ui" 7980' – 7996' (16') a 4 DPP

Bajan BHA para producir por bombeo mecánico.

Pistonean. Evalúan arena "Ui": BFPD = 243, BPPD = 194, BSW = 20%, Pc = 0-5 psi.

Finalizan las operaciones.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW(%)	°API	METODO	Pc (PSI)	OBSERVACIONES
ANTES	02-03-93	Us	608	40	30.2	FN	160	
DESPUES	06-04-93	Ui	630	40	20.5	FN	130	

(W.O. # 02) (13-Enero-02): Implementación de bombeo electrosumergible, aislar corte de agua.

Sacan BHA de Bombeo mecánico. Sale con 16 varillas.

Se realiza cementación forzada a arenas "Us" y "Ui" con 100 sacos de cemento tipo "G". Se prepara 20 bls de lechada de 15.8 LPG; barriles inyectados a la formación = 15; barriles reversados = 1; barriles en la cámara = 4; Presión de forzamiento = 2400 psi.

Se corren registros de control de cemento: CBL – VDL – CCL – GR . Ok

Repunzonan intervalo de:

Arena " Us " 7937' – 7950' (13') a 5 DPP

Desplazan bomba jet-9A y evalúan " Us ". TR = 1917 bls, BFPD = 1392, BPPD = 487, BSW = 65 %, Salinidad = 16500 ppmCl⁻ , THE = 33 hrs.,

Desplazan bomba jet-9A con elementos de presión y evalúan " Us ". TR = 351 bls, BFPD = 1416, BPPD = 496, BSW = 65 %, THE = 6 hrs.

Cierran el pozo por 18 hrs para B^up.

Desplazan bomba jet-9A con elementos de presión y continúan evaluando " Us ": TR = 5442 bls, BFPD = 1392, BPPD = 278, BSW = 80 %, THE = 91 hrs.

Bajan equipo BES Red: 1 Bomba SN-2600 de 114 etapas. Motor: 330 HP, 102.5 A, 1950 V.

Finalizan las operaciones.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW(%)	°API	METODO	Pc(psi)	OBSERVACIONES	
ANTES	Cerrado								
DESPUES	30-Ene-02	"Us"	289	85	31.7	PPS	80	SN-2600	

(W.O. # 03) (11-Febrero-02): Reparar Quick conector por fuga de gas y petróleo.

Desarman cabezal.

Instalan quick conector.

Arman cabezal.

Realizan prueba de producción al tanque bota en locación: BFPD = 2640, BPPD = 264, BSW = 90 %, Salinidad = 10400 ppmCl⁻ , THE = 8 hrs, , Pc = 80 psi

Finalizan las operaciones.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW(%)	°API	METODO	Pc (PSI)	OBSERVACIONES
ANTES	03-Feb-02	"Us"	306	85	31.7	PPS	60	SN-2600
DESPUES	12-Feb-02	"Us"	253	90	31.7	PPS	75	SN-2600

(W.O. # 04) (29-Sep-03): Realizar Sqz a Basal Tena. Punzonar. Evaluar . Diseñar BES.

Sacan equipo BES REDA (SN 2600) eje no gira; eléctricamente Ok.

Asientan CIBP 7 “ @ 7500’

Punzonan para Sqz

Arena “ BT “ 7432’ - 7436’ (4’) @ 4 DPP

Se realiza prueba de admisión a “ BT “ @ 2,2 BPM y 2200 psi con 6 bls de agua tratada.

Realizan Sqz a “ BT “ con 150 sxs de cemento tipo “ G “ + aditivos 15.8 lpg; barriles reversados = 0.5 bls, bajo el retenedor = 30 bls,

Presión de cierre = 2900 psi. No se alcanza presión de cierre.

Corren registro de cemento SBT – GR - CCL 2000’ desde el fondo 2000’ hacia arriba. Cementación no homogénea.

Arman y bajan conjunto TCP y Correlacionan y punzonan el intervalo:

Arena Basal Tena @ 5 DPP 7422’ - 7432’ (10’)

Desplazan jet- E8 y evalúan “ BT “: TR = 2361, BFPD = 1872, BPPD = 1685, BSW = 10 %, API = 19, Salinidad = 400 ppm Cl-.

Desplazan bomba jet- E8 con elementos de presión y evalúan: TR = 1816, BFPD = 1824, BPPD = 1532, BSW = 16 %, API = 19, Salinidad = 500 ppm Cl-.

Desplazan bomba jet- E8 y evalúan: TR = 4324, BFPD = 1632, BPPD = 1624, BSW = 0.5 %, API = 19, Salinidad = 500 ppm Cl-, THE = 74 hrs.

Arman y bajan equipo BES REDA 1 bomba DN 1300 (166 etapas), 1 motor (150 HP, 2380 Volt., 38 amp.), Sensor phoenix MDT – 4038.

Dan por finalizadas las operaciones.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW(%)	°API	METODO	Pc (PSI)	OBSERVACIONES
ANTES	24-Feb-02	”Us”	191	90	31.7	PPS	85	Cerrado por alto BSW
DESPUES	09-Oct-03	”BT”	1190	0.5	19.0	PPS	70	DN-1300

(W.O. # 05) (17-Oct-03): REPARAR BES.

Sacan equipo BES REDA (DN 1300). Motor desbalanceado, resto de equipo Ok.

Arman y bajan equipo BES REDA, 1 bomba DN 1300 (184 etapas), 1 motor (140 HP, 2101 Volt., 40.5 Amp.), Sensor phoenix MDT – 4038.

Dan por finalizadas las operaciones.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW(%)	°API	METODO	Pc (PSI)	OBSERVACIONES
ANTES	09-Oct-03	”BT”	1190	0.5	19.0	PPS	70	Fase a tierra
DESPUES	24-Oct-03	”BT”	1236	0.5	31.7	PPS	72	DN-1300

(W.O. # 06) (17-Dic-08): REPARAR BES.

Rig Triboilgas-06 inicia operaciones el 12 de Diciembre del 2008 a las 15:00 horas.

Sacan equipo BES DN-1300 en 3 ½” tbg. Desarmen, giro normal, Intake giro normal, housing con capa de sólidos. Protectores giro normal. Motor giro normal, eléctrica y mecánicamente en buen estado. Sensor eléctricamente Ok.

Bajan equipo BES DN-1100 en 3 ½” tbg @ 7203’.

Realizan prueba de rotación, OK. Realizan prueba de producción de la arena “Basal Tena”

BFPD= 1032, BSW= 40%, Pintake= 860 psi, Tintake= 228°F, Tm= 330°F,

VF-F = 1300-1298-1299, VF-T=867-858-854, AMP =49-54-49 THE= 6

Finalizan operaciones el 17 de Diciembre del 2008 a las 06:00 horas.

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO: V.H.R. - 08

COMPLETACION INICIAL: 23 – SEPTIEMBRE – 1990

PRUEBAS INICIALES:

PRUEBA	ARENA	INTERVALO	T/P [hrs]	BPPD	BSW	°API	Pc	OBSERVACION
					[%]	60 °F	[psi]	
19-Sep-90	“Ui”	7890’ – 7904’	4	780	0.6	31.6	60	Se toma B’UP, prueba se realiza contra tanque.
21-Sep-90	“Us”	7830’ – 7854’	4	1584	1.6	29.7	150	Se toma B’UP, prueba se realiza contra tanque.

COMPLETACION Y PRUEBAS:

Se corren registros de control de cemento: CBL – VDL – GR – CCL – PET. Buen cemento.

Disparan intervalo para realizar cementación forzada de:

7937’ – 7939’ (2’) a 4 DPP

Se realiza prueba de admisión con 10 Bls de agua salada a 1.8 BPM con 2200 psi.

Se realiza cementación forzada con 120 sacos de cemento tipo “G”. Se prepara 29.5 bls de lechada de 15.6 LPG; barriles inyectados a la formación = 15; barriles reversados = 13; Rata de inyección = 0.4 BPM; barriles en cámara = 1.4; P forzamiento = 4000 psi.

Se corren registros de control de cemento: CBL – VDL – CCL – GR . Ok

Disparan intervalo de:

Arena “Ui” 7890’ – 7904’ (14’) a 4 DPP

Pistonean arena “Ui”: NI = 1200’, NF = 2200’, NCT = 10, BRT = 76, pozo fluye intermitentemente a la piscina hasta que se limpie y estabilice; BSW = 0.6%, Pc = 60 psi.

Se realiza prueba de producción a tanque con elementos de presión de arena “Ui”: BFPD = 787; BPPD = 780; BSW = 0.6%; THE = 4 hrs; Pc = 60 psi.

Se cierra el pozo para restauración de presión. “Ui”; P cierre = 530 psi.

Disparan intervalo de:

Arena “Us” 7834’ – 7854’ (20’) a 4 DPP

Pistonean arena “Us”: NI = 50’, NF = 200’, NCT = 11, BRT = 47. Pozo fluye a la piscina hasta que se limpie y estabilice; BSW = 2.0%, Pc = 130 psi.

Se realiza prueba de producción a tanque con elementos de presión de arena “Us”: BFPD = 1600; BPPD = 1584; BSW = 1.0 %; Pc = 150 psi.

Se cierra el pozo para restauración de presión. “Us”; P cierre = 460

Bajan completación definitiva para Flujo Natural.

(W.O. # 01) (10-Julio-95): Cambio de completación para producir por Bombeo Mecánico. Cementación forzada a “Us” y “Ui”, redisparar y evaluar por separado.

Sacan BHA de producción de flujo natural.

Se asienta CIBP a 7870’.

Se realiza prueba de admisión en “Us” con 15 Bls de agua tratada a 2.4 BPM a 2000 psi.

Se realiza cementación forzada con 100 sacos de cemento tipo “G” más aditivos a “Us”. Se prepara 20 bls de lechada de 15.8 LPG; bls inyectados a la formación = 16.5; bls reversados = 1.5; bls en la cámara = 2. Presión se estabiliza en 2380 psi, no se obtiene presión de cierre.

Muelen CIBP @ 7870’

Se corren registros de control de cemento: CBL – VDL – GR – CCL – PET. Ok.

Se repunzona intervalo de:

Arena “Us” 7830’ – 7842’ (12’) a 4 DPP

Desplazan bomba jet– D7 con elementos de presión y evalúan “Ui”: TR = 1335, BFPD = 1392, BPPD = 1281, BSW = 8.0 %, Salinidad = 8500 ppm Cl-, THE = 23.

Cierran el pozo por 14 hrs para B’up.

Se realiza prueba de producción a flujo natural al tanque de la locación: BFPD = 840; BPPD = 823; BSW = 0.2%; THE = 12 hrs.

Desplazan bomba jet–D-7 con elementos de presión y evalúan “Us”:

TR = 1561, BFPD = 1248, BPPD = 1186, BSW = 5.0 %, Salinidad = 10500 ppm Cl-, THE = 30.

Cierran el pozo por 14 hrs para B’up.

Bajan completación de fondo para producir por flujo natural hasta que instalen balancín.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW (%)	°API	METODO	Pc (PSI)	OBSERVACIONES
ANTES	27-Jun-95	"Us"	376	60	29.3	FN	64	CTK
DESPUÉS	25-Jul-95	"U"	402	2.0	28.1	FN	50	Produce a flujo natural CTK, espera instalación de balancín.

(W.O. # 02) (03-Mayo-02): Implementación de Bombeo electrosumergible. Aislar corte de agua de "Ui" con cementación Forzada.

Sacan completación de bombeo mecánico, recuperan 274 varillas.

Se realiza cementación forzada a arena "Ui" con 130 sacos de cemento tipo "G". Se prepara 27.5 barriles de lechada de 15.6 LPG; bls inyectados a la formación = 4; bls en la cámara = 14; bls reversados = 9.5; Presión de cierre = 3600 psi.

Se corren registros de control de cemento: CBL – VDL – CCL – GR . Ok

Punzonan intervalo de:

Arena "Ui" 7890' – 7898' (8') a 5 DPP

Desplazan bomba jet-10A y evalúan "Ui"; RT = 1293, BFPD = 1080, BPPD = 864, BSW = 20%, Salinidad = 4800 ppm Cl-, THE = 29 hrs.

Desplazan bomba jet-10A con elementos de presión y evalúan "Ui" : TR = 1773, BFPD = 1200, BPPD = 792, BSW = 34 %, Salinidad = 6500 ppmCl-, THE = 8 hrs.

Se cierra el pozo por 16 horas para B'up.

Continúan evaluando con bomba JET-10A y sin elementos de presión "Ui" : TR = 3764, BFPD = 1056, BPPD = 634, BSW = 40 %, Salinidad = 6500 ppmCl-, THE = 85

Bajan equipo BES Reda: 1 Bomba DN-1000 de 114 etapas. Motor: 75 HP, 41.5 A, 1110 V.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW (%)	°API	METODO	Pc (psi)	OBSERVACIONES
ANTES	Pescado a 500' (29-Jun-02)							
DESPUES	27-May-02	"Ui"	305	58	31.2	PPS	130	DN-1000

(W.O. # 03) (10-Sep-03): Punzonar Arena "T". Evaluar. Completar para BES

Sacan equipo BES REDA en tubería 3 1/2". BES y cable eléctricamente y mecánicamente buenos.

Punzonan los intervalos:

Arena "T" 8040' - 8046' (6') @ 5 DPP

8051' - 8060' (9') @ 5 DPP

Evalúan con Jet – D7 arena "T" TR = 989 bls, BFPD = 1388, BPPD = 1108, BSW = 19%, Salinidad = 4000 ppm Cl-, THE = 17 hrs.

Evalúan con Jet – D7 + elementos de presión. arena "T" TR = 1149 bls, BFPD = 1632, BPPD=1338, BSW=18%, Salinidad=3000 ppm Cl-, THE = 34.

Cierran por 16 horas para B'Up.

Bajan BHA de fondo con packers "FH" Asientan con 800 psi Ok.

Bajan BES REDA 1 DN 1300 (129 Etapas), 1 motor (100 HP, 2350 V. 26 A), PHOENIX:

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW (%)	°API	METODO	Pc (psi)	OBSERVACIONES
ANTES	11/Dic/2002 Cerrado por alto BSW							
DESPUES	23-Sep-03	"T"	917	1.5	32	PPS	85	DN -1300

(W.O. # 04) (21-Feb-06): EVALUAR ARENA "T". REDISEÑAR EQUIPO BES.

Sacan equipo BES: Giro normal de todo el equipo. Bomba sin muestra de sólidos. El Intake muestra corrosión. Protectores OK. Motor eléctricamente bueno. Sensor Phoenix eléctricamente en mal estado. Carretos de cable eléctricamente buenos.

Desplazan Jet 10J. Evalúan arena "T" con Jet 10J:

TBR = 1892, BFPD = 648, BPPD = 382, BSWf = 41%, THE = 63

Bajan elementos de presión @ 7709'. Desplazan Jet 10J. Continúan evaluando arena "T" con elementos de presión:

TBR = 2191, BFPD = 648, BPPD = 382, BSWf = 41%, THE = 74 (11 con elementos)

Cierran pozo para B'UP por 16 horas. Desplazan Jet 10J y continúan evaluando arena "T": TBR = 2650, BFPD = 648, BPPD = 428, BSWf = 34%, THE = 91, SALINIDAD = 6000 PPM CL-

Bajan cañones convencionales a repunzonar los siguientes intervalos:

Arena "T": 8040' - 8046' (6') @ 5 DPP

8051' - 8060' (9') @ 5 DPP

Desplazan Jet 11K con elementos de presión acoplados. Evalúan arena "T" :

TBR = 3525, BFPD = 1080, BPPD = 216, BSWf = 80%, THE = 110 (19 con elementos)

Desplazan Jet 11K, continúan evaluando arena "T" con Jet 11K:

TBR = 6149, BFPD = 1080, BPPD = 713, BSWf = 34%, THE = 233, SALINIDAD = 7400 PPM CL-

Bajan BHA de fondo con packers "FH".

Bajan equipo BES REDA: 2 bombas DN 1100 (126+164) etapas, motor (150HP, 1404V, 64.5Amp), sensor phoenix.

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW (%)	°API	METODO	Pc (psi)	OBSERVACIONES
ANTES	03-01-06	"T"	BES OFF FASES A TIERRA					
DESPUES	16-04-06	"T"	482	40	32	PPS	135	DN-1100

(W.O. # 05) (29-Dic-06): EVALUAR "Us". REDISEÑAR BES.

Sacan equipo BES REDA: Giro normal de todo el equipo. Bombas 1 y 2 con giro suave. Separador de gas rota normalmente. Protector LSLSL con aceite trabajado y agua, protector BPBSL con aceite trabajado. Motor eléctricamente en buen estado. Sensor Phoenix eléctricamente OK. Presencia de escala en el housing del motor. Carreto superior eléctricamente OK, carreto inferior con bajo aislamiento.

Bajan BHA de pesca con over shot de 5 3/4" hasta 7687'. Enganchan ON-OFF. Desasientan packers FH @ 7722' y 7983'. Sacan completación de fondo.

Bajan BHA de evaluación con RBP, R-Matic y C-Packer. Asientan RBP @ 7870', R-Matic @ 7800' y C-Packer @ 7541'. Prueban, OK. Evalúan arena "Us" con Jet 11-K:

TBR = 1192, BFPD = 1440, BPPD = 346, BSW = 76%, THE = 22 SALINIDAD=6500 PPMCL-

Reversan Jet. W/L baja elementos de presión @ 7507'. Desplazan Jet 11-K. Continúan evaluando arena "Us" con Jet 11-K + elementos de presión al tanque bota en locación

TBR = 2202, BFPD = 1440, BPPD = 1224, BSW = 15%, THE = 36 (14 con elementos)

Reversan Jet. W/L recupera elementos de presión: Pwf = 1758 psi. Desplazan Jet 11-K. Continúan evaluando arena "Us" con Jet 11-K al tanque bota en locación:

TBR = 6024, BFPD = 1200, BPPD = 1056, BSW = 12%, THE = 104, SALINIDAD = 6500 PPM CL-

Reversan Jet 11-K. Controlan pozo. Desasientan packers. Sacan BHA de evaluación.

Con unidad de cable eléctrico asientan tapón CIBP @ 7870'.

Bajan equipo BES en tubería de 3 1/2", hasta 7520'. Equipo BES bajado: 1 bomba DN 1100 (164) etapas serie 400, separador de gas serie 540, protector LSLSL serie 540, protector BPBSL serie 540, motor (2350V - 26A - 100 HP) serie 540, sensor Phoenix tipo 0.

Realizan prueba de producción de la arena "Us" con BES DN-1100 a la estación:

BFPD=1120, BPPD=34, BSW=97%, THE=6, Pc = 98psi, Amp=25, VFF=2439/2481/2485, Hz=60, P.int=1393 psi

PRUEBA	FECHA	ARENA	BPPD	BSW (%)	°API	METODO	Pc (psi)	OBSERVACIONES
ANTES	29-11-06	"T"	BES OFF BAJO AISLAMIENTO					
DESPUES	07-01-07	"Us"	600	10	29.4	PPS	84	DN-1100

(W.O. # 06) (11-Feb-07): REPUNZONAR ARENA "Us": 7830' - 7842' (12') @ 5 DPP. EVALUAR "Us". REDISEÑAR BES

Sacan BES Reda. Giro de todo el conjunto suave. Bomba con giro normal. Separador de gas con giro suave. Protectores con giro suave: todas las cámaras con aceite limpio. Motor giro suave, con aceite limpio y eléctricamente, ok. Sensor y cable eléctricamente, ok. (St.Valve lleno de sólidos de formación).

Bajan conjunto TCP con cañones de 4 1/2". Repunzonan el siguiente intervalo:

Arena "Us": 7830' - 7842' (12') @ 5 DPP

Desplazan bomba jet-10J. Evalúan arena "Us" al tanque de locación:

TBR = 1654, BFPD = 768, BPPD = 553, BSW = 28%, THE = 52, Salinidad = 8750 ppm Cl-

Reversan bomba Jet desde camisa de 3 1/2" a 7578'. Wire line baja bomba Jet 10J a 7578' acoplada con elementos de presión. Continúan evaluando arena "Us" al tanque de locación:

TBR = 3465, BFPD = 768, BPPD = 730, BSW = 5 %, THE= 108, Salinidad = 8700 ppm Cl-

Cierran pozo 18 Hrs para B'UP. Wireline recupera bomba Jet 10-J a 7578' + elementos de presión: Pwf= 794 Psi, Pws = 1325 Psi.

Continúan evaluando arena "Us" sin elementos con bomba Jet 10-J al tanque de locación:

TBR = 7757 bls, BFPD = 576, BPPD = 559, BSW = 3 %, THE= 246, Salinidad = 8740 ppm Cl-

Se recupera bomba Jet 10-J por pérdida de producción. (Sale garganta cavitada en un 20%). Desplazan bomba Jet-10K. Evalúan arena "Us" al tanque de locación:

TR = 9512 bls, BFPD = 432, BPPD = 419, BSW = 3%, THE(c/elem)= 56, THE= 339, Salinidad = 8745 ppm Cl-
Sacan conjunto TCP. Bajan Equipo BES -Reda hasta 7596'. Equipo bajado: Bomba D-475N (177 + 177) Etapas, Serie-400. Motor: 175-140 HP, 2200-2101 Volt, 48-40.5 Amp, Serie 540. Sensor Phoenix.

Realizan prueba de rotación Ok. Realizan prueba de producción al tanque de la locación: Se apago equipo BES, por alta temperatura del motor (5 hrs) esperando por enfriamiento.

BFPD = 480, BSW = 90%, BPPD= 48, THE = 6 HRS, Pc = 84 PSI, Hz = 60, Amp = 30-29-32, Volt f-f = 2389-2366-2362, Volt f-t = 1408-1375-1404, Pintake= 720 PSI

YACIMIENTO	FECHA	P.Cab PSI	P. Man PSI	P. Sep PSI	Temp °F	BFPD	BPPD	Salin Ppm- ClNa	Bsw %	Api 60° F	Tipo Bomba
"Us"	12-Ene-07	120	26	20		404	384	8745	5	29.2	DN-1100
"Us"	15-Ene-07	REALIZAN ESTIMULACION A "Us". SIN ÉXITO. ARRANCAN POZO. NO APORTA.									
"Us"	16-Feb-07	100	24	22		328	308	8745	6	29.2	DN-475

(W.O. # 07) (11-Sep-07): MOLER CIBP A 7870'. EVALUAR "T". DISEÑAR BES

Sacan BES Reda. Bomba superior e inferior con giro normal, housing limpios. AGH con giro normal housing limpios. Separador de Gas con giro normal y housing limpios. Protector superior con giro normal, primera cámara con agua, segunda cámara con aceite contaminado, tercera cámara con aceite trabajado, housing con ligera presencia de escala y arena. Motor eléctricamente OK., giro normal, housing con ligera presencia de escala. Cable eléctricamente con bajo aislamiento

Muelen CIBP a 7870'

Bajan BHA de limpieza hasta 8160'

Bajan BHA de evaluación con 2 Packers: Asientan R-matic a 8004' y Compac-Packer a 7784' y evalúan arena "T" con Jet 9A y elementos de presión:

TBR = 1712 bls, BFPD = 624, BPPD = 312, BSW = 50 %, THE= 62, Salinidad = 6650 ppm Cl-

Pwf= 907

Sacan BHA de evaluación

Bajan completación de fondo con 2 Packers FHL, asientan a 7754' y 7976'

Bajan 2 Bombas D725N

YACIMIENTO	FECHA	P.Cab PSI	P. Man PSI	P. Sep PSI	Temp °F	BFPD	BPPD	Salin Ppm- ClNa	Bsw %	Api 60° F	Tipo Bomba
"Us"	06-Jul-07	100	22	21		133	132	-	1	29.2	D475N
"Us"	07-Jul-07	BES OFF POR BAJO AISLAMIENTO									
"Us"	25-Sep-07	110	26	22		610	256	8200	58	29.2	D725N

Trabajo exitoso, recuperan producción en +/- 256 BPPD, cambian de arena de "Us" a "T"

(W.O. # 08) (23-ene-09): PUNZONAR ARENA "Us". EVALUAR CON B'UP Y DISEÑAR BES

Rig Triboilgas-06, inicia operaciones el 10 de enero del 2009 a las 23:00 horas

Sacan equipo BES Reda en tubería de 3 1/2". Desarman: Bombas D725N, giro normal, housings limpios. Separador de gas giro normal, housing limpio. Protectores giro normal, housing limpios. (P. Superior 1era y 2da cámara con agua, 3ra con aceite contaminado. P. Inferior 1era y 2da cámara con aceite contaminado, 3ra cámara con aceite trabajado). Motor giro normal, housing limpio, eléctrica y mecánicamente en buen estado. Sensor eléctricamente, ok. Cable: carrito #01 electricamente ok, carrito #02 presenta bajo aislamiento.

Bajan BHA de pesca con on-off campana en tubería de 3 1/2" hasta 7718'. Enganchan completación de fondo, desasientan packers con 140000 Lbs. Sacan completación de fondo. (Presenta reducción de diámetro interno por escala)

Con cable electrico bajan cañones convencionales de 4,5". Punzonan el siguiente intervalo:

Arena "Us" 7857'-7864' (7') @ 5 DPP

Bajan BHA de evaluación en tubería de 3 1/2", hasta 7875'. Evalúan arena "Us" al tanque bota de locación.

TRB=2654, BFPD=2016, BPPD=625, BSW =69%, SALINIDAD=15750 ppmCl-, API=24,8

Wireline baja elementos de presión a 7729'(No-go). Desplazan Jet E8. Evalúan arena "Us" al tanque bota de locación:

TRB=2036, BFPD=1560, BPPD=546, BSW =65%, SALINIDAD=15750 ppmCl-, THE=3, API=24,8

Cierran pozo por 16 Hrs. para B'UP a arena "Us". Wireline recupera bomba Jet + elementos de presión. Pwf=2706 psi, Pws=2997 psi.

Desplazan bomba Jet E8. Continúan evaluando arena "Us".

TRB=3146, BFPD=1440, BPPD=562, BSW =61%, SALINIDAD=15750 ppmCl-, THE=5, API =24,8

Con cable eléctrico bajan tapón CIBP y asientan a 7874'

Bajan equipo BES en tubería de 3 1/2" Equipo bajado: 7" CENTRALIZADOR, SENSOR PHOENIX TIPO 1, PROTECTOR LSBPBSL SERIE 540, SEPARADOR DE GAS SERIE 400, BOMBA DN-1750 (108 ETAPAS), SERIE 400.

Finalizan operaciones el 23 enero del 2008 a las 20H00

YACIMIENTO	FECHA	P.Cab PSI	P. Man PSI	P. Sep PSI	Temp °F	BFPD	BPPD	Salin Ppm- CINa	Bsw %	Api 60° F	Tipo Bomba
"T"	19-Dic-09	140	28	22		222	75	5900	66	32	D475N
	21-Dic-09	BES OFF POR FASES A TIERRA									
"Us"	28-Ene-09	150	28	23		1506	120	19500	92	24.8	DN-1750

(W.O. # 09) (24-abr-09): MOLER CIBP A 7874'. CORRER REGISTRO GR-ESPECTRAL, DE ACUERDO AL REGISTRO.

REALIZAR SQZ + REDISPARAR ZONAS DE INTERES. EVALUAR. REDISEÑAR BES

Rig Geopetsa-03, Inicia Operaciones el 29 de marzo del 2009 a las 24:00 horas

Sacan equipo BES Reda. Bomba DN-1750, giro normal, housing limpio. Separador de gas giro normal, housing limpio. Protector de giro normal, housing limpio: (1era cámara con agua, segunda cámara con agua, tercera cámara con agua, cuarta cámara con aceite limpio). Sensor OK. Cable: carrito #01 eléctricamente OK, carrito # 02 no se puede megar.

Muelen CIBP desde 7874' hasta 7876', bajan libre hasta 8160'.

Bajan BHA de limpieza hasta 8160'. Circulan. Sacan.

Corren Gamma Ray Espectral desde 8164' hasta 6164' (2000'). Registro muestra avance de agua en intervalo de arena "T":8051'-8060' (9').

Bajan BHA de prueba. Asientan RBP @ 8157', R-MATIC @ 8001' y Comp Packer @ 7801'

Realizan prueba de admisión a arena "T", OK. Realizan prueba de admisión a arena "Ui", OK. Realizan Prueba de admisión a "Us", OK.

Sacan BHA de prueba. (Gomas superior e inferior del RBP desgastadas, sin goma del centro). Se recomienda nueva prueba de admisión a "Us"+"Ui"

Bajan Retenedor acoplado a Stinger y asientan @ 8000', prueban OK. Prueban admisión a "T" y realizan cementación forzada a arena "T" con 60 sxs de cemento tipo G + aditivos.

Bajan BHA de prueba hasta 7952' Asientan RBP @ 7784', R-MATIC @ 7780' y Comp Packer @ 7678'. Realizan Prueba de admisión a arena "Us", OK. Desasientan Packers. (Prueba de admisión a "Ui" sin probar asentamiento de RBP. Posible daño en el casing entre "Ui" y "Us"). Sacan BHA de prueba.

Bajan retenedor acoplado a Stinger. Realizan cementación forzada a arenas "Us" + "Ui" con 170 sxs de cemento tipo "G" + aditivos, se preparan 35 bls de lechada de 15.8 LPG. BLS en formación=26.7, en la cámara=4.3, reversados=4, Presión de cierre=2200 psi.

Muelen retenedor de cemento @ 7780' + cemento duro desde 7782' hasta 7846' (64') bajan libre hasta 7980' + muelen cemento duro hasta 8000'. Realizan prueba de admisión a arena "Us"+"Ui" con 800 psi, OK. Muelen retenedor de cemento @ 8000' + cemento duro desde 8002' hasta 8070' (68'). Bajan libre hasta 8160'.

Corren Registro de Cementación: CBL-VDL-GR-CCL desde 8148' hasta 6148' (2000'). Registro indica buena calidad de cemento en zonas de interés: "T" "Ui" "Us". Bajan cañones punzonan los siguientes intervalos:

Arena "T": 8008'-8014' (6') @ 5DPP, Punzonan

8040'-8046' (6') @ 5DPP, Repunzonan

Arena "Us": 7830'-7838' (8') @ 5DPP, Repunzonan

Bajan BHA de evaluación, asientan RBP @ 8117', R-MATIC @ 7959' y C Packer @ 7759', Prueban OK. Realizan prueba de admisión a arena "T" con 1500 psi OK. Presion cae 400 psi en un minuto. Wire line asienta ST. Valve @ 7725' + abre 3 1/2" camisa de circulación @ 7691'. Desplazan bomba Jet E-8. Evalúan arena "T" al tanque en locación.

TBR=582, BFPD=312, BPPD=206, BSW=33%, SAL=3100 PPMCL-, API=32, THE=40

Wire line recupera Jet, recupera ST. Valve, baja ST. Valve acoplados a elementos NOGO @ 7725'. Desplazan bomba Jet E-8. Continúan Evaluando arena "T".

TBR=124, BFPD=360, BPPD=223, BSW=38%, SAL=3100 PPMCL-, API=32, THE=9

Cierran pozo por 18 hrs, para B'UP a arena "T". Reversan Jet E-8. Wireline recupera elementos de presión. (Pwf=468 psi, Pws=2967 psi). Controlan pozo. Reasientan packers: RBP @ 7959', R-MATIC @ 7758' y C Packer @ 7561', prueban OK. Evalúan Arena "Us" al tanque en locación:

TBR=1789, BFPD=960, BPPD=595, BSW=38%, API=29.2, THE=36

Cierran pozo por 16 hrs, para B'UP de arena "Us". Reversan Jet. Wireline recupera elementos de presión (Pwf=1053 psi, Pws=2201 psi).

Desplazan Jet E-8. Continúan evaluando arena "Us" al tanque en locación:

TBR=2233, BFPD=984, BPPD=669, BSW=32%, SAL 15000PPMCL-, API=29.2, THE=55

Reversan Bomba Jet E-8. Controlan pozo. Desasientan Packer, sacan BHA de prueba.

Bajan Tapón CIBP, asientan a 7959'.

ARMAN EQUIPO BES. CENTRALIZADOR. SENSOR CENTINEL III, SERIE 450. MOTOR 152HP/ 2325 V/ 40 A, SERIE 562. SELLO SERIE 513. SEPARADOR DE GAS, SERIE 513, BOMBA P-12 XH6 (226 ETAPAS), SERIE 400 HASTA 7682'.

Prueba de producción con equipo BES CENTRILIFT: P-12 XH6 a arena "Us" a la estación:

TBR=550, BFPD=1056, BPPD=760, BSW=28%, PC=10 PSI, P INTAKE=914 PSI, FREC=54HZ

V F-F:1803/1790/1809, V F-T: 1002/998/1006, AMP: 30/28/29, TEMP MOTOR=245

Finalizan operaciones el 24 de abril de 2009 a las 8H00.

YACIMIENTO	FECHA	P.Cab PSI	P. Man PSI	P. Sep PSI	Temp °F	BFPD	BPPD	Salin Ppm- CINa	Bsw %	Api 60° F	Tipo Bomba
"Us"	10-feb-09	155	26	23		1484	59	19500	96	29.2	DN-1750
"Us"	28-mar-09	140	27	23		1395	56	16900	96	29.2	DN-1750
"Us"	27-abr-09	90	28	23		893	732	9750	18	29.2	P12XH6
"Us"	29-abr-09	90	28	23		724	594	9750	18	29.2	P12XH6

(W.O. # 10) (06-jun-09): REDISPARAR ARENA "Us", EVALUAR Y REDISEÑAR EQUIPO BES

Rig Geopetsa-03, inicia operaciones el 23 de mayo del 2009 a las 01H00 horas.

Sacan equipo BES Reda, estado del equipo: Bomba P12X, no presenta giro, housing limpio. Separador de gas giro normal. Protector de giro normal, (Primera cámara con agua, desde la segunda hasta la séptima cámara con aceite limpio). Motor eléctricamente OK. Giro normal. Sensor OK. Cable: carretos #01 y # 02 electricamente OK. Camisa de circulación defectuosa (se prueba con presión, sin éxito).

Cía. Baker Atlas, con cable eléctrico bajan cañones de 4 1/2" de alta penetración, repunzonan el siguiente intervalo:

Arena "Us": 7830'-7838' (8') @ 5DPP, Repunzonan

Bajan BHA de evaluación. Asientan RBP @ 7876' y R-MATIC @ 7746'. Realizan prueba de admisión a arena "Us" con 1500 psi OK, presión cae 500 psi/min. Wire line asienta ST. Valve a 7710' + abre camisa de circulación an 7676'. Desplazan Jet 10-J. Evalúan arena "Us" con elementos a la estación.

TBR=429, BFPD=408, BPPD=69, BSW=83%, SAL=15400 PPM CL-, API=26.7, THE=24

Reversan Jet, Wire line recupera elementos de presión acoplados a ST. Valve (Pwf=928 psi). Bajan ST. Valve a NOGO a 7710'.

Desplazan Bomba Jet 10-J. Continúan evaluando arena "Us" a la estación:

TBR=209, BFPD=81, BSW=69%, SAL=15000 PPM CL-, API=26.7, THE=12

NOTA: *Suspenden evaluación a la estación por bajo aporte.*

Recuperan ST. Valve a 7710' Realizan prueba de admisión a arena "Us" con 2000 psi, presión cae 800 psi en un minuto.

Continúan evaluando arena "Us" al tanque bota en locación:

TBR=490, BFPD=264, BPPD=118, BSW=56%, SAL=15000 PM CL-, API=26.7, THE=41

Recuperan ST. Valve a 7710' Realizan Estimulación ácida a arena "Us". Tratamiento HCL al 9%, HF al 1,5%, Postflujo HCL al 5%. Desplazan Bomba Jet 10-J. Continúan evaluando arena "Us" a la estación:

TBR=480, BFPD=480, BPPD=201, BSW=58%, API=26.7, THE=28

Reversan Jet. Recuperan ST. Valve. Desplazan Jet 11-K. Continúan evaluando arena "Us" al tanque bota en locación:

TBR=286, BFPD=648, BPPD=259, BSW=60%, API=26.7, THE=10

Cierran pozo por 18 hrs. para B'UP de arena "Us". Reversan Jet 11-K, recuperan elementos de presión (Pwf=542, Pws=1184). Desplazan Jet 11-K, continúan evaluando arena "Us" a la estación:

TBR=420, BFPD=624, BPPD=374, BSW=40%, API=26.7, THE=15

Reversan Jet. Desasientan Packer. Recuperan RBP. Sacan BHA de evaluación.

Arman Equipo BES: Centralizador, Sensor Centinel III serie 450. Motor 114 HP/2330V/30 A, Serie 562. Sello Serie 513.

Separador de gas Serie 513. (2) Bombas P4 (124+124 Etapas), Serie 400. Bajan equipo BES hasta 7661'.

Realizan prueba de producción con equipo BES CENTRILIFT: P-4 a arena "Us" a la estación:

TBR=70, BFPD=352, BSW=100%, PC=70 PSI, P INTAKE=1074 PSI, FREC=52HZ, THE=6

V F-F: 2108/2132/2119, V F-T: 1198/1210/1207, AMP: 22/23/25, TEMP MOTOR=245

Finalizan operaciones el 06 de junio de 2009 a las 16H00.

YACIMIENTO	FECHA	P. Cab PSI	P. Man PSI	P. Sep PSI	Temp °F	BFPD	BPPD	Salin Ppm- CINa	Bsw %	Api 60° F	Tipo Bomba
"Us"	06-may-09	80	26	23	230	364	298	14000	18	29.2	P12XH6
"Us"	14-may-09	100	27	23	225	295	242	14000	18	29.2	P12XH6
	20-may-09	ESTIMULACION MATRICIAL A "Us". Pozo queda cerrado con comunicación TBG-CSG.									
"Us"	07-jun-09	100	28	22	241	320	218	9750	32	29.2	P-4
"Us"	09-jun-09	100	22	22	434	364	255	14800	30	29.2	P-4

(W.O. # 11) (07-oct-2010): PUNZONAR ARENA "BT" , EVALUAR Y REDISEÑAR EQUIPO BES

Sacan equipo BES Reda Motor eléctricamente OK. Giro normal. Sensor OK. Cable eléctricamente con bajo aislamiento.

Cia. Schlumberger con unidad de cable eléctrico bajan a asentar tapón CIBP a 7420'.

Cia. Schlumberger arma conjunto TCP, cañones 4 1/2" con cargas de alta penetración HSD Pure. Sueltan barra detonadora. Punzonan el siguiente intervalo: ARENA "BT": 7354'- 7364' (10') @ 5 DPP.

W/L abre camisa de circulación a 7157'. Bajan electrónicas acoplados a std. valve a 7191'. Desplazan JET-10J Cia. Sertecpet evalúan arena "BT" con elementos al tanque bota de locación:

P iny = 3500

BFPD = 216

THE = 59 (con elementos)

BIPD = 1200

BSW f = 40%

SALINIDAD = 2600 ppm Cl-

BSW iny = 40%

BPPD = 130

API= 17,1

BSW ret = 40%

TBR = 775

Cierran pozo por 26 hrs para B'UP de arena "BT".Reversan Jet, W/L recupera elementos de presión acoplados a std. valve. (Pr=1385 psi, Pwf=820 psi). W/L baja std. valve a nogo. Prueban circulación sin éxito. W/L abre. Desplazan bomba Jet 10J.

P iny = 3500

BFPD = 48

THE = 81 (22 hrs sin elementos)

BIPD = 1176

BSW f = 38%

SALINIDAD = 2000 ppm Cl-

BSW iny = 38%

BPPD = 30

API= 17,1

BSW ret = 38%

TBR = 961

NOTA: Suspenden evaluación a la estación por bajo aporte.

Realizan prueba de admisión a arena "BT" con 1900 psi a 1,8 BPM. Cia BJ Services fuerza mezcla química a la formación

W/L baja electrónicas acoplados a std. valve a 7222'. Abre camisa de circulación. Desplazan bomba JET-10J. Cia Sertecpet continúa evaluación:

P iny = 3500

BFPD = 240

THE = 110 (22 hrs sin elementos)

BIPD = 1512

BSW f = 52%

SALINIDAD = 2500 ppm Cl-

BSW iny = 96%

BPPD = 115

API= 17,1

BSW ret = 90%

TBR = 1339

Cierran pozo por 23 hrs para B'UP de arena "BT".Reversan Jet. W/L recupera elementos de presión acoplados a std. valve. (Pr=1315 psi, Pwf=150 psi). Baja std. valve Desplazan bomba JET-10J. Cia Sertecpet continúa evaluando arena "BT"

P iny = 3500

BFPD = 240

THE = 136 (48 hrs sin elementos)

BIPD = 1344

BSW f = 50%

SALINIDAD = 2500 ppm Cl-

BSW iny = 96% **BPPD = 120** **API= 17,1**

BSW ret = 89% **TBR = 1638**

Bajan BHA moedor con 6 1/8" Junk Mill y 5 1/2" Canasta en tubería de 3 1/2" hasta 7420'. Muelen 7"CIBP, llegan hasta 7950'.

Realizan prueba de admisión a arena "BT" Y "Us" con 1500 psi ace a 0 psi en 1 minuto, ok.

W/L baja electrónicas acoplados a std. valve a 7222'. Abre camisa de circulación. Desplazan bomba JET-10J. Cia Sertecpet evalúa arenas "BT" y "Us" con electrónicas al tanque bota de locación:

P iny = 3500 **BFPD = 672** **THE = 44 (con elementos)**

BIPD = 1584 **BSW f= 64%** **SALINIDAD = 3800 ppm Cl-**

BSW iny = 98% **BPPD = 120** **API= 27,2**

BSW ret = 88% **TBR = 1239**

Reversan bomba JET-10J. W/L recupera elementos de presión acoplados a std. valve. (Pwf=723 psi). Baja std. Valve, y continua evaluando arenas "BT" y "Us"

P iny = 3500 **BFPD = 576** **THE = 99 (55 hrs sin elementos)**

BIPD = 632 **BSW f= 59%** **SALINIDAD = 4800 ppm Cl-**

BSW iny = 74% **BPPD = 236** **API= 27,2**

BSW ret = 70% **TBR = 2636**

Arman equipo BES Centrilift: 5 1/2" Camisa de Refrigeración. 5 1/2" Centralizador. Sensor Centinel, serie 450. Motor 135 HP/ 1715V/ 50 A, serie 450. Sello, serie 400. Separador de gas, serie 400. (2)Bombas P6X (113 + 180 etapas), serie 400. Descarga, serie 400

Realizan prueba de producción con equipo BES CENTRILIFT: P6X a arena "BT" + "Us", a la estación:

TBR=6, BFPD=528, BSW=100%, PC=110 PSI, P INTAKE=1003 PSI, F=45 Hz, THE=6, V F-F: 1412 / 1413 / 1412, V F-T: 816 / 815 / 814, AMP: 28 / 29 / 29, Tm=214, Ti=209

Finalizan operaciones el 07 de octubre del 2010 a las 06H00.

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO: V.H.R. - 18

COMPLETACION INICIAL: 05 – MARZO – 2010

PRUEBAS INICIALES:

PRUEBA	ARENA	INTERVALO	T/P [hrs]	BPPD	BSW (%)	°API a 60 °F	Pc (PSI)	OBSERVACION
25-nov-09	Us	8362'-8372'	7	144	70	22		

COMPLETACION Y PRUEBAS:

Se corren registro Gyro de control de cemento: CBL-VDL-CCL-GR

Presencia de mal cemento en zonas "M2", "Us", "Ui", "Ti" y cemento moderado en zonas "M1", "BT"

Disparan intervalo de: 8579' – 8581' (2') y realizan sqz

Disparan intervalo de: 8386' – 8388' (2') y realizan sqz

Bajan BHA molidor y muelen retenedores y cemento duro

Se baja cable eléctrico y se corre registros de cemento CBL-VDL-CCL-GR desde 8654'-6654' (2000') presenta cemento malo, se decide disparar arena "Us" 8362'-8372' (10')

Se evalua "Us" a con bomba jet E-8 con elementos de presión : BFPD = 480; BPPD = 144; BSW = 70%; TBR= 139; Te = 7hrs,

Se suspende completación y pruebas iniciales 22 noviembre de 2009

Se reinicia operaciones a las 15H00 del 16 de febrero de 2010-12-03

Se reversa bomba jet y se recupera st valve con elementos

Bajan completación definitiva BES centrilift

Finalizan las operaciones.

WO # 01 (16-ago-2010): REPARAR EQUIPO BES (FASES A TIERRA)

Bajan BHA de pesca con Overshot 5 3/4" en 3 1/2" Drill Pipe hasta 3860'. Maniobra para enganchar cabeza de pescado

Sacan equipo BES CENTRILIFT Motor giro normal, housing presenta arrastre, eléctricamente ok. Sensor con bajo aislamiento.

Arman equipo BES CENTRILIFT: 7" CENTRALIZADOR. SENSOR CENTINEL TIPO III, SERIE 450. MOTOR 152 HP/2235V/40 AMP, SERIE 562. SELLO, SERIE 513. SEPARADOR DE GAS, SERIE 400. 2 BOMBAS (113 + 180 ETAPAS), SERIE 400. Bajan equipo BES en tubería de 3 1/2" EUE clase "B".

Realizan prueba de rotación de la BES, Ok (giro 0).

Realizan prueba de producción de equipo BES, arena "Us":

TBR=258, BFPD=984, BSW=100%, Pc=20 psi, Pintk=2035 psi, Tintk=210°F, Tm=215°F, THE=16, VF-F = 1890, VF-T=, AMP =30, HZ=50.

Finalizan operaciones el 16-Agosto-10 a las 06H00.

PRUEBA	ARENA	BPPD	BSW	°API a	Pc	OBSERVACION
			[%]		[psi]	
09-jul-10	"Us"	208	70	28,6	25	
20-ago-10	"Us"	109	87	28,6	20	P8X

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS: VHR – 21D

FECHA DE COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES: 23-DIC-2009

Intervalos perforados:

"Ui": 8741' – 8750' (9') @ 5 DPP

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	METODO	PC	ARENA
12-DIC-09	840	638	24%	31.2	PPF		Ui
14-DIC-09	1296	881	32%	31.4	PPH		Ui

Se registra cemento (SBT-VDL-GR-CCL), cemento bueno en las zonas de interés.
Bajan conjunto TCP con 4 ½" cañones de alta penetración y punzonan

Arena "Ui": 8741' -8750' (9') @ 5 DPP

Evalúan arena "Ui" a flujo natural al TK en locación:

BFPD=840, BSWF=24%, BPPD=638, TR=1042, THE=24, Pc= 20 psi

Desplazan bomba Jet-9A y evalúan arena "Ui" con elementos de presión:

BFPD=1296, BSWF=32%, BPPD=881, TR=2761, THE=49, Salinidad=6000 ppmCl-

Toman BUP de "Ui", PWF= 2290 psi, PWS= NR

Bajan equipo BES (3) DN-1750 en 3 ½" tubería SEC hasta 8076'. Prueban rotación de equipo BES, ok.

Realizan Prueba de Producción de equipo BES:

BFPD= 2064, BSW= 100%, PWF= 1830 PSI

Finalizan operaciones a las 06h00 del 23 de Diciembre del 2009.

(WO – 01)(03 – Febrero – 2011) REALIZAR SQUEEZE A "UI" Y DISPARAR ARENA "Um"

Rig TBG-102, inicia operaciones el 115 de enero del 2011 a las 17:00 horas

Intentan controlar pozo sin éxito, Cia. Slb. Arma y baja equipo y realliza tubing punch a 7850' prueba circulación Ok.

Sacan equipo BES REDA en tubería de 3 1/2" SEC.

Arman y bajan BHA de prueba hasta 8706', asientan packer RTTS a 8704' prueban anular con 500 psi Ok. Realizan Prueba de admisión a la arena "Uinf" 0,6 bls / min @ 3480 psi con 17 bls de agua fresca.

Bajan BHA 2 7/8" drill pipe hasta 8693' para realizar tapón balanceado presurizado a "Ui", Cia. Schlumberger arma equipo + prueba líneas + realiza tapón balanceado con 8bls de lechada a 15,8 lpg, se utilizan 60sxs de cemento.

Arman y bajan BHA molidor + inician a moler cemento duro desde 8544' hasta 8760' (216')

Cia. Schlumberger arma y baja canasta de calibración de 5 3/4" hasta 8957' Ok. Arma y baja cañones con wire line , correlaciona y asienta Max-R a 8699' (profundidad de diseño)

Arman equipo BES CENTRILIFT. Realizan prueba de rotación de la BES, Ok

Realizan prueba de producción de equipo BES, arena "Um":

TBR=720, BFPD=888, BSW=30%, Pc=50 psi, Pintk=1313 psi, Tintk=211,1°F, Tm=228,8°F, THE=18

Finalizan operaciones el 03-Febrero-2011 a las 06H00.

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO: V.H.R. - 23

COMPLETACION INICIAL: 05 – DIC – 2008

PRUEBAS INICIALES:

PRUEBA	ARENA	INTERVALO	T/P [hrs]	BPPD	BSW	°API a	Pc	OBSERVACION
25-Nov-08	“Us”	7902'-7922'	49	1378	18	31.7	CTK	Se toma B'UP, prueba con bomba jet 9-A

COMPLETACION Y PRUEBAS:

Se corren registros de control de cemento: SBT – VDL - GR – CCL.

Buen cemento.

Disparan intervalo de con completación TCP:

Arena “Us” 7902' – 7922' (20') a 5 DPP

Se evalúa “Us” con Jet 9-A con elementos de presión :

BFPD = 1680; BPPD = 1378; BSW = 18%; TBR= 3558; Te = 49 hrs,

Se cierra el pozo por 14 hrs para restauración de presión de “Us”.

Continúan evaluando “Us” con Jet 9-A :

BFPD = 1800; BPPD = 1332; BSW = 26%; TBR= 12790; Te = 169 hrs,

Bajan BES SN-3600.

Finalizan las operaciones.

(W.O. # 01) (13-Dic-08): REPARACION DE QUICK CONNECTOR.

Rig Dygoil 30 inicia operaciones el 11 de Diciembre del 2008 a las 23:00 horas.

Desarman Quick Connector y cabezal. Orings del Seal Sub Productor en mal estado y no existe Seal Sleeve. Sacan y quiebran 1 tubo.

Realizan empate del Quick Connector.

Realizan Prueba de Rotación Ok. Realizan Prueba de Producción de arena “Us” con BES a la estación.

BFPD= 2880, BSW= 50%, BPPD= 1440 Pintake= 2632 psi,

Tintake= 208°F, Tm= 218°F, PC= 75 Psi, Hz= 50, THE= 6

VF-F = 1225-1222-1226, VF-T=705-712-710, AMP =30-30-31

Finalizan operaciones el 13 de Diciembre del 2008 a las 06:00 horas.

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS: VHR – 24D

FECHA DE COMPLETACIÓN Y PRUEBAS INICIALES: 28-MARZO-2009

Intervalos perforados:

"Us": 8876' – 8886' (10') @ 5 DPP

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	API	METODO	PC	ARENA
23-MAR-09	1776	1510	15%	27,3	PPH		Us

Se registra cemento (USIT-CBL-VDL-GR-CCL), cemento bueno en las zonas de interés. Toman registro de Saturación RST, CHFR, Densidad Porosidad a hueco entubado. Buen potencial de petróleo en "Us", BT, "M2"

Bajan conjunto TCP con 4 ½" cañones de alta penetración y punzonan

Arena "Us": 8876'-8886' (10') @ 5 DPP

Desplazan bomba Jet-11K y evalúan arena "Us" con elementos de presión:

BFPD=1776, BSWF=15%, BPPD=1510, TR=4770, THE=59, Salinidad=19000 ppmCl-, 27,3°

Toman BUP de arena "Us" (Pwf= 2358 PSI, Pws= 2953 PSI).

Bajan equipo BES (2) DN-1750 en 3 ½" tubería hasta 8740'. Prueban rotación de equipo BES, ok.

Realizan Prueba de Producción de equipo BES:

BFPD= 1824, BSW= 40%, HZ= 50, PWF= 2330 PSI

Finalizan operaciones a las 18h00 del 28 de Marzo del 2009.

W.O. N° 1 (10-JUL-10): CAMBIO DE COMPLETACION BES POR COMUNICACIÓN TBG-CSG

Inician operaciones el 29-Jun-2010 a las 00h00

Sacan equipo BES: bombas con giro normal, motor y sensor de fondo en buen estado eléctrico y mecánico. Cable en mal estado, se encuentra rosca corroída a 2000'

Desplazan bomba Jet-11K y evalúan arena "Us" con elementos de presión, toman Pwf= 2304 PSI:

BFPD=1584, BSWF=78%, BPPD=348, TR= 1867, THE=27, Salinidad=20200 ppmCl

Bajan equipo BES P18X (134 etapas) en 3-1/2" tubería SEC hasta 8732', prueban rotación de equipo BES, Ok.

Realizan Prueba de Producción de equipo BES:

BFPD= 1560, BSW= 100%, HZ= 52, PWF= 2531 PSI, THE=6

Finalizan operaciones a las 18h00 del 10 de Julio del 2010.

(WO – 01)(10 – Julio – 2010) CAMBIO DE COMPLETACIÓN BES POR COMUNICACIÓN TUBING-CASING

Rig TBG-09, inicia operaciones el 29-Junio-2010 a las 00:00 horas.

Sacan equipo BES Reda en tubería de 3 1/2" SEC

Bajan BHA de evaluación con packer R-MATIC. Asientan packer R-MATIC @ 8775'. Prueban, OK. W/L baja elementos de presión acoplados a std. valve. Abre camisa de circulación @8713'. Desplazan Jet 11K. Evalúan arena "Us" al tanque bota en locación:

P iny. = 3500 psi, BIPD = 1944, BSW iny = 100%, BSW ret = 86%, BFPD = 1680, BSW f = 77%, BPPD = 386, TBR = 8381, SAL = 20200 ppm Cl-, THE = 120

Realizan prueba de producción de equipo BES, arena "Us":

TR = 390 BLS; BFPD = 1560, BSW = 100 % ; Pc= CTK, Pintk= 2531 psi, Tint: 209°F, Tmot= 221°F, THE = 6

Finalizan operaciones el 10 / Julio / 2010 a las 18:00 horas.

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO: TIP – 08

Fecha de completación: 21-Septiembre-2004

Punzonan los siguientes intervalos.

Arena "Us": 8728' - 8740' (12')

Arena "Ui": 8773' - 8779' (6')

8788' - 8795' (7')

Pozo queda completado para producir por sistema electrosumergible

Completar pozo en Arena "Us" (Queda con packer y camisa para U Inf)

Bajan bomba BES Reda: DN-1750.

BFPD = 1518, BPPD = 1214, BSW = 20%

Pruebas iniciales:

No.	Fecha	Zona	BFPD	BPPD	BSW	API	OBSERVACIONES
1	22-sep-04	"Us"	1738	1438	17.26	21.7	
2	02-oct-04	"Us"	1441	1359	5.69	21.7	
3	16-oct-04	"Us"	1486	1355	8.81	21.7	

ANEXO 2. 7 HISTORIALES DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS PARA LA OPTIMIZACIÓN

CUY-24D "US"						
FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW %	Hz	TRABAJOS REALIZADOS (OBSERVACIONES)
ene-10	Us	1223	575	53	60	
feb-10	Us	1152	541	53	60	
mar-10	Us	1294	608	53	60	
abr-10	Us	794	365	54	60	Se toma nivel de fluido (Nf=1526', Pintl=2062 psi, Pwf= 2272 psi)
may-10	Us	706	325	60	60	Incrementa BSW de 54% @ 60%
jun-10	Us	682	272	60	60	
jul-10	Us	741	296	60	60	
ago-10	Us	717	287	60	60	Prueba espacio anular de 5 1/2" Y 2 7/8" Con camión bomba. Presión cae 300 PSI en 10 min. W/L AIENTA STD de Camisa de 2 7/8" (OK). Se prueba espacio anular de 5 1/2" Y 2 7/8" (OK) + Se prueba Tbg de 2 7/8". Presión cae @ 0 PSI. Existe comunicación Tbg-Csg en tubería de 2 7/8" Y CS
sep-10	Us	1646	527	68	62	Mejora aporte luego de asentarse st-valve, Aumenta BSW al subir frecuencia
oct-10	Us	1494	478	68	62	
nov-10	Us	1441	461	68	62	
dic-10	Us	1394	307	77	62	Incrementa BSW de 68 A 77%.
ene-11	Us	1380	304	78	62	
feb-11	Us	1411	310	78	62	
abr-11	Us	1546	495	68	59	EL 13/04/2011 Finaliza W.O. # 02 A LAS 18:00 ; equipo BES: GN-1600, REDA
may-11	Us	-	-	-	-	Pozo Cerrado. Técnico SLB determina Rotura de eje de la bomba. Pozo E:W.O.
jun-11	Us	-	-	-	-	Pozo en espera de WO
jul-11	Us	-	-	-	-	EL 31/07/2011 Inicia WO # 3 (Reparar BES de Us Por rotura de eje
ago-11	Us	1338	615	54	59	EL 15/08/2011. Finaliza W.O. # 03 a las 06:00; equipo BES: GN-1600, REDA
sep-11	Us	1504	692	54	59	
oct-11	Us	1530	703	54	59	
		Σ = 21993	Σ = 8161	BSWp = 62		

CUY-29D "TS"						
FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW %	Hz	TRABAJOS REALIZADOS (OBSERVACIONES)
jun-10	Ts	1158	694	44	50	Baja BSW DE 50 A 44%.
jul-10	Ts	1120	627	44	50	
ago-10	Ts	1092	591	46	50	
sep-10	Ts	1058	550	48	50	Incrementa BSW de 46 A 48%.
oct-10	Ts	1088	566	48	50	
nov-10	Ts	1019	530	48	50	
dic-10	Ts	964	501	48	50	
ene-11	Ts	953	496	48	50	
feb-11	Ts	1035	538	48	50	
mar-11	Ts	1019	530	48	50	
abr-11	Ts	841	370	56	50	Incrementa BSW de 48 A 56%.
may-11	Ts	960	422	56	51	Toman nivel de fluido, PINTAKE = 1655 PSI, NF = 3355'.Incrementan frecuencia de 50 A 51 HZ.
jun-11	Ts	1008	444	56	52	Incrementa frecuencia de 51 @ 52Hz
jul-11	Ts	1044	459	56	53	Incrementa frecuencia de 52 @ 53 Hz. Tec. Centrlift recuperan señal de fondo + cambian STD Valve. Sale limpio
ago-11	Ts	1020	449	56	55	Regulan frecuencia de 53 a 5 Hz.
sep-11	Ts	1020	449	56	55	
oct-11	Ts	1092	480	56	57	Regulan frecuencia de 55 a 57 Hz.
		$\Sigma = 20861$	$\Sigma = 9155$	51		

CUY-30D "UI"						
FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW %	Hz	TRABAJOS REALIZADOS (OBSERVACIONES)
may-10	Ui	1968	496	24	37	09/05/2010 Bajian equipo reda DN-3000. Bajian frecuencia de 41 a 37 Hz.
jun-10	Ui	1711	890	48	45	Incrementa BSW. Y regulan frecuencia
jul-10	Ui	1729	830	52	45	Sube BSW de 48 a 52%.
ago-10	Ui	1470	706	52	45	
sep-10	Ui	1482	593	60	47	Incrementan frecuencia de 45 a 47 Hz. Sube BSW de 52 a 60%
oct-10	Ui	2093	837	60	50	Regulan frecuencia de 47 a 50 Hz.
nov-10	Ui	2176	783	64	52	Regulan frecuencia de 50 a 52 Hz.
dic-10	Ui	2211	796	64	54	Regulan frecuencia de 52 a 54%.
ene-11	Ui	2240	739	67	54	
feb-11	Ui	2234	737	67	54	
mar-11	Ui	2240	739	67	54	
abr-11	Ui	2234	737	67	54	
may-11	Ui	2304	760	67	54	
jun-11	Ui	2418	798	67	56	Incrementa frecuencia de 54 a 56 Hz.
jul-11	Ui	2658	797	70	59	Incrementa frecuencia de 56 a 59 Hz.
ago-11	Ui	2640	792	70	60	Sube 1 Hz de frecuencia.
sep-11	Ui	2790	837	70	60	
oct-11	Ui	2712	813	70	60	
		$\Sigma = 39310$	$\Sigma = 13680$	61		

CUY-34D "UI"						
FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW %	Hz	TRABAJOS REALIZADOS (OBSERVACIONES)
feb-10	Ui	2111	2107	0,2	40	13/02/2010 Finalizan operaciones de C&PI
mar-10	Ui	2254	2249	0,2	40	
abr-10	Ui	2205	2200	8	38	Se baja frecuencia de 40 a 38 Hz.
may-10	Ui	2058	1646	20	38	Incrementa BSW.
jun-10	Ui	2034	1424	30	38	Sube BSW de 20 a 30%
jul-10	Ui	2028	1319	35	38	Sube BSW de 30 a 35 %.
ago-10	Ui	1976	1186	40	38	
sep-10	Ui	1858	1150	40	40	Regulan frecuencia de 38 a 40 Hz.
oct-10	Ui	1870	1047	44	40	
nov-10	Ui	1882	1054	44	40	
dic-10	Ui	2093	1005	52	42	Sube BSW de 44 a 52% luego de regular frecuencia a 42 Hz.
ene-11	Ui	2058	988	52	42	
feb-11	Ui	2070	994	52	42	
mar-11	Ui	2046	982	52	42	Toman Echometer NF=2873'
abr-11	Ui	2046	818	60	42	Sube BSW de 52 a 60%
may-11	Ui	1928	771	60	44	Incrementan frecuencia de 42 a 44 Hz.
jun-11	Ui	2172	869	60	46	Regulan frecuencia de 44 a 46 Hz.
jul-11	Ui	2298	912	60	49	Incrementan frecuencia de 46 a 49 Hz.
ago-11	Ui	2256	902	60	49	
sep-11	Ui	2424	970	60	51	Incrementan frecuencia de 49 a 51 Hz.
oct-11	Ui	2550	1020	60	53	Incrementan frecuencia de 51 a 53 Hz.
		$\Sigma = 44217$	$\Sigma = 25613$	42		

CUYABENO 35-D "Uj"						
FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW %	Hz	TRABAJOS REALIZADOS (OBSERVACIONES)
mar-10	UI	2387	2315	3	40	Sube frecuencia de 36Hz @ 40Hz
abr-10	UI	2305	2121	8	38	Se baja frecuencia de 40Hz @ 38Hz. Se incrementa BSW de 5% @ 8%.
may-10	UI	2144	1629	24	38	Incrementa BSW de 8% @ 24%
jun-10	UI	2148	1461	28	38	
jul-10	UI	2129	1320	38	40	Incrementa frecuencia de 38Hz 40Hz. Sube el BSW DE 28% @ 38%
ago-10	UI	2117	1228	42	40	Se incrementa BSW de 38% @ 42%.
sep-10	UI	2129	1107	48	40	
oct-10	UI	2417	1209	54	44	Incrementa frecuencia de 42 a 44 Hz. Sube el BSW de 48% @ 54%.
nov-10	UI	2364	1182	50	44	
dic-10	UI	2252	991	56	44	Sube BSW de 50% @ 56%.
ene-11	UI	2411	1037	57	46	Incrementa frecuencia de 44 a 46 Hz.
feb-11	UI	2417	1039	57	46	
mar-11	UI	2438	878	64	46	Incrementa BSW de 57 a 64%
abr-11	UI	2298	827	64	46	
may-11	UI	2364	851	64	46	
jun-11	Ui	2418	870	64	46	
jul-11	Ui	2352	847	64	46	
ago-11	Ui	2354	851	64	46	Incrementa frecuencia de 46 a 48 Hz.
sep-11	Ui	2328	838	64	48	
oct-11	Ui	2490	672	73	48	Incrementa BSW de 64 a 73%.
		$\Sigma = 45262$	$\Sigma = 23273$	49		

CUYABENO 36-D "Uj"						
FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW %	Hz	TRABAJOS REALIZADOS (OBSERVACIONES)
jul-10	Uj	876	643	36	51	
ago-10	Uj	1127	698	38	53	Incrementa frecuencia de 51 a 53 hz
sep-10	Uj	970	504	48	56	Incrementa BSW de 38 a 48%, y frecuencia a 56 hz.
oct-10	Uj	889	355	60	56	Incrementa BSW a 60%.
nov-10	Uj	953	247	74	56	Incrementa BSW a 74%
dic-10	Uj	1058	275	74	56	
ene-11	Uj	1058	275	74	56	
feb-11	Uj	1058	274	74	56	
mar-11	Uj	1047	219	79	56	Incrementa BSW de 74 a 79%
abr-11	Uj	1279	252	79	56	
may-11	Uj	1216	259	79	56	
jun-11	Uj	1242	260	79	56	
jul-11	Uj	1224	257	79	56	
ago-11	Uj	2156	226	82	56	Incrementa BSW a 82%.
sep-11	Uj	2223	229	82	56	
oct-11	Uj	1290	232	82	56	
		$\Sigma = 19666$	$\Sigma = 5205$	70		

VHR 01 "M1"						
FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW %	Hz	TRABAJOS REALIZADOS (OBSERVACIONES)
mar-10	M1	1065	916	14	65	
abr-10	M1	1035	849	18	65	Incrementa BSW a 18%
may-10	M1	1050	861	18	65	intake:944 psi, 65Hz, AMP:30,Api SECO:19.3, salinidad:19650ppm Cl
jun-10	M1	1037	850	18	65	
jul-10	M1	1040	853	18	65	
ago-10	M1	1028	843	18	65	
sep-10	M1	1018	848	18	65	
oct-10	M1	985	827	16	66	Incrementan a 66 hz.
nov-10	M1	1015	853	16	66	
dic-10	M1	928	780	16	66	
ene-11	M1	922	774	16	66	
feb-11	M1	950	728	16	66	
mar-11	M1	968	813	16	66	Se realiza bacheo por anular 3000 Gal de J P1
abr-11	M1	978	822	16	66	
may-11	M1	990	832	16	66	
jun-11	M1	992	833	16	66	
jul-11	M1	992	883	16	66	
ago-11	M1	1012	830	18	66	Incrementa BSW a 18%
oct-11	M1	1002	821	18	66	
		$\Sigma = 19007$	$\Sigma = 15816$			
				17		

VHR 06 "BT"						
FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW %	Hz	TRABAJOS REALIZADOS (OBSERVACIONES)
mar-10	BT	876	777	14	49	
abr-10	BT	874	752	14	49	
may-10	BT	906	852	6	50	Incrementa frecuencia a 50 hz.
jun-10	BT	898	844	6	50	
jul-10	BT	896	842	6	50	
ago-10	BT	847	796	6	50	
sep-10	BT	858	807	6	50	
oct-10	BT	828	778	6	50	
nov-10	BT	820	771	6	51	Incrementa frecuencia a 51 hz.
dic-10	BT	815	766	6	51	
ene-11	BT	759	713	6	50,5	
feb-11	BT	820	771	6	50,5	Se recupera y cambia ST. Valve. Sale limpio.
mar-11	BT	828	778	6	50,5	
abr-11	BT	828	762	8	50,5	Incrementa BSW a 8%.
may-11	BT	846	761	10	50,5	Incrementa BSW a 10%.
jun-11	BT	840	756	10	50,5	Toman nivel de fluido, PINTAKE = 365 PSI, NF = 6389'.Bombean 2000 gal JP-1 por anular.
jul-11	BT	806	725	10	50,5	
ago-11	BT	802	706	12	50,5	Incrementa BSW a 12%
sep-11	BT	809	709	12	50,5	
oct-11	BT	802	705	12	50,5	
		$\Sigma = 17634$	$\Sigma = 15371$	8,7		

VHR- 08 "US+BT"						
FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW %	Hz	TRABAJOS REALIZADOS (OBSERVACIONES)
ene-10	Us	148	104	30	54	
feb-10	Us	150	105	30	54	
mar-10	Us	164	115	30	54	
abr-10	Us	164	115	30	54	Pc=65; Pm=30.
may-10	Us	160	112	30	54	
jun-10	Us	160	112	30	54	
jul-10	Us	250	125	50	57	Equipo se apaga por alta temperatura del motor, se cambia ST. Valve, Se prueba tubería con 1500 PSI X 10 min. OK. Se arranca equipo BES se incrementa frecuencia de 54 A 57 Hz.
ago-10	Us					Se apaga equipo BES, Técnico de Centriflitt determina fase a Tierra, Pozo espera en WO, Inicia W O #11
sep-10	Us					
oct-10	Us+BT	338	189	44	47	
nov-10	Us+BT	342	219	36	47	Baja el BSW de 44 @36%
dic-10	Us+BT	268	173	36	47	
ene-11	Us+BT	262	168	36	47	API seco (25°) Y Salinidad (19000 ppmCl)
feb-11	Us+BT	265	110	36	47	
mar-11	Us+BT	274	175	36	50	(4 HRS) OFF por falla en central de generación (-29 BLS).
may-11	Us+BT	274	175	36	47	Pozo produciendo normal
jun-11	Us+BT	260	156	40	47	Incrementa BSW de 36 a 40%.
jul-11	Us+BT	255	153	40	47	
ago-11	Us+BT	265	159	40	47	
sep-11	Us+BT	270	162	40	47	
oct-11	Us+BT	268	160	40	47	
		4537	2787	36.32		

VHR-18D "UI"						
FECHA	ARENA	BEFD	BPPD	BSW %	Hz	TRABAJOS REALIZADOS (OBSERVACIONES)
ene-10	Us	528	422	20		
feb-10	Us	528	388	36		
mar-10	Us	654	327	50	48	Finaliza WO#1 y bajan equipo Bes P-8X
abr-10	Us	604	302	50	50	Incrementa frecuencia de 48 a 50 Hz.
may-10	Us	662	199	70	52	Sube BSW en 20%, Aumentan frecuencia a 52 Hz.
jun-10	Us	678	203	70	52	
jul-10	Us	-	-	-	-	BES off, Fase a Tierra no arranca. En espera de WO.
ago-10	Us	809	105	87	47	El 16/08/2010 Finaliza WO.
sep-10	Us	845	118	86	48	Bajan frecuencia de 51 a 48 Hz.
oct-10	Us	865	121	86	48	
nov-10	Us	850	119	86	48	
dic-10	Us	864	121	86	48	
ene-11	Us	545	44	92	50	Sube BSW a 92%, aumentan frecuencia de 48 a 50 Hz.
feb-11		-	-	-	-	Inicia WO#2 para realizar SQZ a Us y disparar Ui.
mar-11	Ui	1414	396	72	46	El 16/03/2011 finaliza WO#2, Bajan 2 bombas P 18X,
abr-11	Ui	1588	331	76	50	Regulan frecuencia a 50 Hz.
may-11	Ui	1540	246	84	50	Sube BSW de 76 a 84%.
jun-11	Ui	1545	108	93	50	
jul-11	Ui	1580	111	93	50	
ago-11	Ui	1576	110	93	50	
sep-11	Ui	1590	111	93	50	
oct-11	Ui	1598	111	93	50	
		20863	3993	75,8		

VHR-21D "UM"						
FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW %	Hz	TRABAJOS REALIZADOS (OBSERVACIONES)
ene-10	Ui	1616	404	75		
feb-10	Ui	1595	399	78	46	Incrementa BSW de 75 a 78%
mar-10	Ui	1520	334	78	46	
abr-10	Ui	1465	322	78	46	El 31/04/2010. Pozo se apaga desde las 18:00HRS Para B UP
may-10	Ui	1485	238	86	46	Incrementa BSW de 78 a 86%.
jun-10	Ui	1462	234	84	46	
jul-10	Ui	1443	231	84	46	
ago-10	Ui	1430	172	88	46	Incremento de BSW de 84 a 88%.
sep-10	Ui	1379	110	88	46	
oct-10	Ui	1382	111	92	46	Incremento de BSW de 88 a 92%.
feb-11	Um	872	819	1	48	El 03/02/2011 finaliza el WO#1, Se punzona arena Um con cañoneo Maxar. Entra bomba DN-1750.
mar-11	Um	715	708	1	48	
abr-11	Um	711	704	1	48	
may-11	Um	815	807	1	50	Incremento de frecuencia de 48 a 50 Hz.
jun-11	Um	738	731	1	50	
jul-11	Um	742	735	1	50	
ago-11	Um	596	590	1	51	Incrementa frecuencia de 50 a 51 Hz.
sep-11	Um	550	545	1	51	
oct-11	Um	556	550	1	51	Trabaja en Modo Presión.
		21072	8744	44,21		

VHR-23D "Ui" y "Ts". COMPLETACION DUAL						
FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW %	Hz	TRABAJOS REALIZADOS (OBSERVACIONES)
may-10	Us	2818	678	74	52	
jun-10	Us	2822	677	74	52	
jul-10	Us	2813	675	74	52	
ago-10	Us	2806	673	76	52	Incrementa BSW de 74 a 76%.
sep-10	Us	2682	617	77	52	
oct-10	Us	2829	651	77	54	Incrementa frecuencia de 52 a 54Hz.
nov-10	Us	2888	664	77	54	
dic-10	Us	2895	666	77	54	
ene-11	Us	2870	660	77	54	Salinidad 14250 ppm Cl
feb-11	Us	2850	656	77	54	
mar-11	Us	2792	558	80	54	Incrementa BSW de 77 a 80 %.
abr-11	Us	2798	448	84	54	Incrementa BSW de 80 a 84 %.
may-11	Us	2854	453	84	54	
jun-11	Us	2904	465	84	56	Incrementa frecuencia de 54 a 56 Hz.
jul-11	Us	2840	454	84	56	
ago-11	Us	-	-	-	-	Inicia W.O #02 (Realizar SQZ a "U SUP". Punzonar con TCP "U INF"; 7949'-7964'(15'). Tomar BUP y diseñar completación dual.
sep-11	Ts	912	447	51	PPH	Evaluando Ts.
oct-11	Ui	1896	872	54	PPH	Evaluando Ui.
nov-11	Ui	1490	894	40	42	Completación Dual. Bomba TE 2700.
nov-11	Ts	630	542	14	40	Completación Dual. Bomba TE 1500
		47386	11750	70,26		

VHR-24D "UJ"						
FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW %	Hz	TRABAJOS REALIZADOS (OBSERVACIONES)
ene-10	Us	1040	208	80	54	
feb-10	Us	1086	217	80	54	
mar-10	Us	870	174	80	56	Regula frecuencia de 54 55 Hz.
abr-10	Us	756	151	80	57	Regula frecuencia de 55 a 57 Hz
may-10	Us	270	114	80	57	Wire line intenta recuperar Std. Valve sin éxito, Realiza otra corrida y se recupera el Std. Valve, Se baja 'ST Valve' De camisa @ 8' No Pasa se detecta marca de cuello de tubería @ 8' (DI = 2,85")
jun-10	Us	558	112	80	57	Inicia WO para cambio de completación por comunicación Tbg-Csg.
jul-10	Us	1615	339	79	53	El 10/07/2010 finaliza WO.
ago-10	Us	1512	318	79	53	
sep-10	Us	1400	294	79	53	
oct-10	Us	1396	293	79	55	Regula frecuencia de 53 a 55Hz.
nov-10	Us	1465	308	79	55	
dic-10	Us	1480	311	79	55	
ene-11	Us	1478	310	79	55	
feb-11	Us	1464	307	79	55	
mar-11	Us	1440	302	79	55	
abr-11	Us	1405	259	79	55	
may-11	Us	1386	291	79	55	
jun-11	Us	1356	285	79	55	
jul-11	Us	1398	294	79	55	
ago-11	Us	1390	292	79	55	
sep-11	Us	1392	292	79	55	
oct-11	Us	1516	318	79	58	Incrementa frecuencia de 55 a 58 Hz.
		27673	5789	79,27		

TIPISHCA-08						
FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BSW %	Hz	TRABAJOS REALIZADOS (OBSERVACIONES)
ene-10	Ui	708	459	35,2	45	
mar-10	Ui					Instalando tanque bota en la locación.
abr-10	Ui	708	467	34	45	
jun-10	Ui	334	254	24	45	Cambian STD. Valve de Nogo, No sella. Se baja STD. Vakve de camisa. Con camión bomba. Se presuriza Tbg. Cae de 1000 PSI a 0 PSI en 1 min. Existe comunicación Tbg-Csg. Produce con comunicación con Tbg-Csg.
jul-10	Ui	381	263	31	45	Inician operaciones para WO#2 por comunicación Tbg-Csg.
ago-10	Ui	384	283	38	47	
sep-10	Ui	413	236	42,8	47	
oct-10	Ui	420	240	42,8	45	
nov-10	Ui	514	268	47,7	45	
dic-10	Ui	437	238	45,6	45	
ene-11	Ui	435	222	49	45	
feb-11	Ui	398	213	46,6	45	Pozo produciendo normal
mar-11	Ui	384	211	45	45	Pozo produciendo normal
abr-11	Ui	330	168	49	45	
may-11	Ui	400	180	55	45	Toman nivel de fluido (PI=768 PSI, NF=6275')
jun-11	Ui	275	152	44	47	Regulan frecuencia de 45 @ 47 Hz.
jul-11	Ui	293	165	44	47	
ago-11	Ui	288	162	44	47	
sep-11	Ui	284	160	44	47	
oct-11	Ui	282	158	44	47	
		7668	4499	35		

ANEXO 2. 8 MATRIZ DEL ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL ÁREA CUYABENO POR CAMPO

CAMPO VHR (BES)									
POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE								
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad (ppm Cl)	OBSERVACIONES
VHR-01	27-oct-2011	ARENA "M1" a 9 DPP 7444' - 7466' (22')	1002	821	18	PPS	20,8	40100	Empieza la producción luego de repunzonarla en el WO # 5, con +- 1200BPPD, y con 1% de BSW, luego de aislar arena T con CIBP a 7910'. Arena actual.
	10-ago-2011	ARENA "M2" 7816' - 7822' (6') a 5DPP 7822' - 7838' (16') a 9DPP	1020	836	18	PPS	33		Arena repunzonada en el WO # 5, en la evaluación produce 576 BFPD, con BSW de 12%, se la aisla con CIBP a 7680' para producir de M1.
	11-jun-1999	ARENA "US" a 4 DPP 7969' - 7988' (19)	978	391	60	PPF			El 10/01/97 se cierra camisa Uj y se procede a abrir camisa Us, en sus inicios da 3000 BFPD con 3% BSW, el 10/10/99 se procede a realizar limpieza de tubería con HCL, pero el pozo no aporta, se cierra camisa y se procede a abrir nuevamente Uj
	30-jul-2000	ARENA "UJ" a 4 DPP 8008' - 8019' (11') 8024' - 8034' (10') 8034' - 8050' (16') SQZ(WO#02) 8068' - 8070' (2') SQZ (CPI)	989	396	60	PPF	32,4		El 22 /03/ 1991 empieza a producir, hasta el 13/08/2000 donde se cierra camisa y se procede a abrir la camisa de arena T.
	10-mar-2008	ARENA "T" 8134' - 8143' (9') @ 9DPP 8166' - 8173' (7') @ 4 DPP 8194' - 8196' (2') SQZ (CPI)	698	84	88	PPS	32,8	7200	En el WO # 3 se cambia de PPH a PPS recuperando +- 200 BPPD, se la aisla con CIBP a 7910' por incremento del BSW en el WO # 5.

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE										OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad (ppm CL)			
VHR-02	2-sep-2010	ARENAS "UI" + "M2"	960	163	83	PPS	32				Pozo produce de ambas arenas hasta el 02/09/2010 . La mayoría de WO han sido para reparar BES.
		ARENA "M2" a 4 DPP 7752' - 7758' (6') SQZ WO # 9 7770' - 7786' (16') SQZ WO # 9 7800' - 7802' (2') SQZ C&PI									En sus pruebas iniciales da 2348 BPPD con 0,1% de BSW. Arena aislada con cementacion forzada en el WO # 9
		ARENA "UI" 7960' - 7994' (34') SQZ WO # 9 8000' - 8010' (10') @ 5 DPP 8030' - 8040' (10') SQZ C&PI 8048' - 8050' (2') SQZ C&PI									En sus pruebas iniciales pozo aporta 1088 BPPD con 0,4% de BSW. Se realiza cementacion forzada en el WO# 9 y se punzona intervalo de 8000 a 8010' . No se prueba.
	29-ago-2011	ARENA "US" a 5 DPP 7904' - 7908 (4') 7920' - 7934 (14')	2230	892	60	PPS	28,8	7900			Arena punzonada en el WO #9, en las pruebas se obtiene 2640BPPD con BSW de 50%, Arena productora actual.

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE										OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad (ppm Cl)			
VHR-03	13-oct-- 2011	ARENA "US" a 5 DPP 7946' - 7954' (11') 7954' - 7966' (12') @ SQZ (WO#01)	1792	215	88	PPS	30	9300	Arena productora actual. A Último WO el 30-07-2010 por alto corte de agua, deslizamiento CIBP. Bajaron equipo BES DN-1750.		
	15-nov-2001	ARENA "UM" a 4 DPP 7989' - 8000' (11')	438	88	80	PPS	32,7		Arena productora desde el 20/02/2002 al finalizar el WO # 3 hasta el 27/12/2006 cuando en el WO #4 se aísla Um y se empieza a producir de Us, Um se aísla con CIBP a 7980'.		
	15-nov-2006	ARENA "UI" a 4 DPP 8013' - 8027' (14')	823	691	16	PPF	31,7		En el WO # 4 la arena Ui es Repunzonada y evaluada con Jet 9-1 y se obtiene 438 BFPD con BSW de 91%		
	15-nov-2006	ARENA "T" a 9 DPP 8110' - 8124' (14')	432	39	91	PPF		3650	En el WO # 4 la arena T es Repunzonada y evaluada con Jet 10-J y se obtiene 1704 BFPD con BSW de 97%		

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE										OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad (ppm Cl)			
VHR-04	19-abr-1990	ARENA "BT" a 4 DPP 7390'-7404' (14')	570	567	0,5	PPF	21,3		Arena productora en su completación inicial. No hay información disponible		
	27-jul-2001	ARENA "US" a 5 DPP 7905'-7920' (15') 7920'-7922' (2') SQZ	1025	359	65	PPF	33,4		Cierran arena por bajo aporte. Implementan bombeo electrosumergible, cierran camisa de arena US y se punzona Um, comienzan a producir de Um.		
	25-oct-11	ARENA "UM" a 5 DPP 7940'-7954' (14') 7958'-7968' (10')	1488	327	78	PPS	29,9	6200	Arena productora actual. En el WO # 2 se dispara intervalo de Um y se prueba pozo obteniendo 2316 BFPD con un BSW de 0,2 %.		
		ARENA "UI" a 2 DPP 7980'-7984' (4) SQZ							No existe información disponible.		
VHR-05	22-jun-2002	ARENA "BT" a 5 DPP 7458' - 7476' (18') SQZ. (WO#06)	1248	100	0	PPH		35000	En el WO#6 se punzona BT, obteniendo 1248 BFPD con BSW de 100%		
	14-dic-2002	ARENA "M2" a 10 DPP 7830' - 7842' (12')	29	28	2	PPS	30,3		Dejan de producir M2 para empezar a producir con arena UM por bajo aporte.		
	22-oct-01	ARENA "US" a 6 DPP 7982' - 7990' (8) SQZ (WO#05)	830	83	90	PPM	31,7		Dejan de producir US y comienzan a producir de la arena M2 con implementación de bombeo electrosumergible.		
	28-oct-11	ARENA "UM" a 10 DPP 8034' - 8039' (5') SQZ (WO#05) 8039' - 8046' (7')	1198	179	85	PPS	30,3	6000	Arena productora actual. Ultimo WO el 16-02-2010 para Reparar equipo BES. Baján BES REDA GN-1300.		

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE										OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad (ppm Cl)			
VHR-05	22-oct-01	ARENA "TS" 8141' - 8153' (12') (5 DPP) 8153' - 8158' (5') (6DPP) SQZ (WO#05)	768	92	88	PPM		11500	En el WO #5 se trata de aislar corte de agua de TS con cementación forzada sin éxito, arena queda aislada mediante CIBP a 8085'.		
	29-oct-2011	ARENA "BT" a 5 DPP 7422' - 7432' (10')	802	705	12	PPS	19		Arena productora actual. Ultimo WO el 17-12-2008 Reparar equipo BES y bajan bomba REDA DN-1100.		
VHR-06	24-feb-02	ARENA "US" a 4 DPP 7937'-7950' (13') 7950'-7954' (4') SQZ (WO#02)	1905	191	90	PPS	30	16100	En el WO # 3 se realiza SQZ a BT, punzonan, evalúan y diseñan BES. Cambian de arena US por alto corte de agua para producir con arena BT.		
	27-mar-93	ARENA "UI" a 5 DPP 7980' - 8000' (20') SQZ (WO#02)	1245	498	60	PPF		28000	Aislaron corte de agua de UI, probaron US y completaron para bombeo mecánico.		
VHR-07	28-may-90	ARENA "TI" a 4 DPP 8146' - 8178' (32') SQZ							En las pruebas iniciales arena no fluyo.		
	08-jul-90	ARENA "BT" a 4 DPP 7367' - 7378' (11')							En pruebas iniciales pozo tiene bajo aporte y flujo intermitente.		
	30-oct-2011	ARENA "UM" a 4 DPP 7919' - 7926' (7')	1010	404	60	PPS	31,2		Ultimo WO el 01/02/2011. Se tiene ruptura en la base y se queda pescado el equipo BES. Se baja equipo BES REDA DN-1100. Arena productora actual.		

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE										OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad (ppm Cl)			
VHR 8	28-oct-2011	ARENA "BT" a 10 DPP 7354' - 7364' (10')	265	159	40	PPS	26,5	19500	El 13 de octubre del 2010 empiezan a producir juntas la Basal Tena junto con la U superior hasta la fecha 31-08-2011		
	28-oct-2011	ARENA "U sup." a 10 DDP 7830' - 7838' (8') @ 10 DPP 7830' - 7842' (12') SQZ (WO-09) 7842' - 7854' (12') SQZ (WO-01) 7857' - 7864' (7') SQZ (WO-09)	265	159	40	PPS	26,5	19500	El 13 de octubre del 2010 empiezan a producir juntas la Basal Tena junto con la U superior hasta la fecha 31-08-2011		
	10-dic-2002	ARENA "U inf" a 10 DPP 7890' - 7898' (8') SQZ (WO-09) 7898' - 7904' (6') SQZ (WO-1)	684	68	90	PPS	31,4	6500	Entra en WO por Bes Off por fase tierra el 21-12-09, arena queda totalmente sellada por SQZ. SQZ en sus dos intervalos.		
	19-dic-2009	ARENA "T" a 10 DPP 8008' - 8014' (6') @ 10 DPP 8040' - 8046' (6') @ 10 DPP 8051' - 8060' (9') SQZ (WO 9)	222	75	66	PPS	32	5900	El 11 -01-09 entra en work over por fase tierra, arena luego de ser evaluada con bomba jet, se le realiza SQZ en uno de sus intervalos y se le aísla con un CIBP.		

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE								OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad (ppm Cl)	
VHR 09	8-mar-2006	ARENA "M2" a 4 DPP 7776' - 7780' (4') 7785' - 7792' (7') 7818' - 7820' (2') SQZ WO #01	316	95	70	PPS	31,1	19000	Arena queda aislada con Packer FHL por bajo aporte.
		CALIZA "A" a 8 DPP 7858' - 7866' (8') 7866' - 7872' (6') 7872' - 7880' (8') 7880' - 7900' (20') 7910' - 7912' (2')							Arena punzonada inicialmente, pero nunca se ha producido de la misma, pruebas iniciales indican bajo aporte.
		ARENA "U SUP" @ 4 DPP 7920' - 7926' (6')							Arena punzonada inicialmente, pero nunca se ha producido de la misma, pruebas iniciales indican bajo aporte, caudal de petróleo 50 BPPD
	31-oct-2011	ARENA "U INF" @ 4 DPP 7970' - 7978' (8') 7988' - 7992' (4') SQZ WO #01	1548	123	92	PPS	18,9	6000	Actualmente se encuentra produciendo de la U inf. Desde el 27-03-2006, Ultimo WO fue el 10-11-2010, para reparar BES.

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE										OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad (ppm Cl)			
VHR 11	31-oct-2011	ARENA "M2" a 5DPP 7830' - 7838' (8') @ 5 DPP	994	228	70	PPS	29,5	52000	Arena productora en la actualidad desde el 28-03-02, el ultimo WO fue el #05, por comunicación TBG-CSG, donde se bajaron 3 bombas DN-1100 SERIE 400.		
	17/09/2001	ARENA " U Sup " a 5 DPP 7984' - 7992' (8') a 5 DPP 7992' - 7996 (4') a 5 DPP SQZ (WO2)	964	145	85	PPS	27	4200	El 17 de septiembre 2001 se aisla la arena por incremento del BSW, ubicando un CIBP a 7890 ft.		
	28/07/1998	ARENA "U Inf" @ 5 DPP 8018' - 8023' (5') @ 5 DPP 8029' - 8042' (13') SQZ (WO # 02)	0	0	100	PPS			Pozo en su completación inicial empezó produciendo de UI a flujo natural hasta agosto del 98 cuando en el WO #2 se realizó SQZ a uno de sus intervalos por bajo aporte.		
VHR 12D	16-ene-10	ARENA " BT " a 4 DPP 8130' - 8134' (4') SQZ C&PI							Realizo SQZ para mejorar el cemento.No se ha punzonado ni probado		
	29/08/2011	ARENA "U sup." a 5 DPP 8492' - 8496' (4') SQZ C&PI 8580' - 8592' (12')	1086	262	76	PPS	28,69	8100	Pozo produce actualmente de Usup. Inicia completación y pruebas iniciales el 16-01-2010. Finaliza C&PI bajan equipo BES DN-1100.		
	16-ene-10	ARENA "T." a 4 DPP 8618' - 8622' (4') SQZ C&PI							Realizo SQZ para mejorar el cemento.No se ha punzonado ni probado		

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE										OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad (ppm Cl)			
VHR 13	30/10/2011	ARENA "Us" @ 5DPP 7987'-7999' (12')	1250	200	86	PPS	31		19000	Arena productora en la actualidad desde el 10-09-09.	
	26-sep-09	ARENA "Ui" @ 5DPP 8018'-8026' (8') 8032'-8037 (5') 8037'-8042' (5') SQZ (WO 5)	1204	96	92	PPS	31,9		7200	Arena produce desde 24-09-04 hasta 26-09-09 donde es cerrada por incremento del BSW. Se aísla acentando CIBP a 8009 ft.	
	03-sep-2004	ARENA "Ts" @ 5DPP 8140' -8152' (12')	291	146	50	PPS	31,3		5350	Arena cerrada por bajo aporte el 03-09-04. Se ubica un CIBP a 8080'.	
VHR 14	31-oct-2011	ARENA "BT" (5 DPP.) 7492' - 7500' (8') 7500' - 7502' (2') SQZ WO-7	670	268	60	PPS	19,1		27000	Arena de la cual actualmente se produce desde el 16-11-03. Último WO fue el #09 por comunicación TBG-CSG el 31-08-2010.	
	01-nov-99	ARENA "Us" (5 DPP) 7996' - 8004' (8') 8004' - 8007' (3') SQZ WO-7	988	198	80	PPMM	28,4		6060	Se asienta CIBP a 7006' debido a que pozo no produce por daño en la bomba mecánica.	
	28-oct-91	ARENA "Ui" (5 DPP) 8038' - 8045' (7') 8068'-8070' (2') SQZ (PI)								Pruebas iniciales flujo es intermitente, luego muere. 140BPPD.	
VHR-14		ARENA "T" (4DPP.) 8174' - 8180' (6') 8180' - 8182' (2') SQZ (PI)								Pruebas iniciales, al evaluar con bomba jet se obtiene 100% de agua, se asienta CIBP a 8100 ft.	

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE										OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad (ppm Cl)				
VHR 15	23-nov-2010	ARENA "Us" (4 DPP) 7966' - 7983' (16') SQZ (WO#03) 7990' - 7994' (4') SQZ (C&PI)	1866	90	PPS	29,5	12800	Arena queda sellada mediante cementación forzada por incremento de BSW.			
	30-ago-11	ARENA "Uj" (5 DPP) 8042' - 8052' (10')	2010	84	PPS	31,4	6400	Desde el 05-01-2011 produce de Uinf, no se toma BUP debido a que se cañonea con tecnología MAX-R			
VHR-16	29-abr-09	ARENA "BT", (5DPP) 7489' - 7495' (5') 7502' - 7506' (4')	1375	75	PPH			En sus pruebas iniciales se tuvo 1375 BFPD con BSW de 75%, al evaluar con Jet E 8.			
	21-jun-2011	ARENA "Us", (5DPP) 7980' - 7985' (5')	169	90	PPS	27,9	8900	El 29 -06-2011 empieza el WO 4 por comunicación Tbg- Csg. Se muele CIBP y se evalúa Uj. Arena Us queda sellada por incremento de BSW.			
VHR-16	29-oct-2011	ARENA "Uj", (5DPP) 8034' - 8038' (4')	2480	96	PPS	30		Actualmente produce de Uinf.			
	08-may-09	ARENA "Ts", (5DPP) 8128' - 8133' (5')	936	72,4	PPH			En sus pruebas iniciales se obtuvo al evaluar con Jet E 8, 936 BFPD con BSW de 72,4			

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE										OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad (ppm Cl)			
VHR 17	31-oct-2011	ARENA " BT " @ 5 DPP 7405' - 7414' (9')	931	335	64	PPS	18,8	35700	Arena produciendo desde el 01-06-2008, hasta la fecha.		
	11-may-2008	ARENA " Us " @ 5 DPP 7892' - 7910' (18')	1590	127	92	PPS	31	18500	Arena Us queda aislada mediante un CIBP asentado a 7800'. El motivo es incremento de BSW.		
VHR 18D	30-ene-2011	ARENA "Us" @ 5 DPP 8354' - 8362' (8') @ 5 DPP 8362' - 8372' (10') 8386' - 8388' (2') SQZ PI & C 8579' - 8581' (2') SQZ PI & C	545	44	92	PPS	22		Arena queda cerrada por aumento del corte de agua, se punzona nuevo intervalo con cañones convencionales de 8354ft a 8362ft, nueva zona queda aislada por camisa cerrada.		
	31-oct-2011	ARENA "Uj" @ 5 DPP 8423' - 8428' (5') @ 5DPP	1576	110	93	PPS	30,5	6000	Arena produce desde 16-03-2011, con completación de fondo.		
VHR 20	29-oct-2011	ARENA "Us", (5DPP) 7950' - 7964' (14')	864	190	78	PPS	28,4	12200	Arena productora actual desde el 03-03-2010 hasta la fecha.		
	23-jul-09	ARENA "Uj", 10DPP 8003' - 8011' (8')	2352	756	78				Pruebas iniciales no son satisfactorias, produce con un BSW de 98%		

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE										OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad (ppm CL)				
VHR-20	23-jul-09	ARENA "Ti", (5DPP) 8144' - 8150' (6')	1440	22	98						En pruebas iniciales presenta alto corte de agua.
VHR 21 D	28-oct-2011	ARENA "Um" @ 5 DPP 8715' - 8730' (15')	556	550	1	PPS	31,5				Arena produce desde el 03-02-2011 hasta fecha actual, no se tienen registros de BUP ya que fue cañoneada con tecnología MAX-R. No se han punzonado nuevas arenas.
	14-ene-2011	ARENA "Uj" @ 5 DPP 8741' - 8750' (9') SQZ. W.O # 01	1460	117	92	PPS	31,4	7000			Inicialmente queda completado para producir de Uj desde el 23-12-2009. Se cierra la arena por incremento de BSW y queda sellada con cemento.
VHR 22D	31-ago-2011	ARENA "BT", 5DPP 7968' - 8002' (34')	352	99	72	PPS	19,5	14850			Arena aislada con Packers por bajo aporte. Toman registro Gamma Ray Espectral-buen potencial en "Us", "Um", "Uj", "Ts" y "Ti" Arenas por Punzonar.
		ARENA US									
VHR 23	06-oct-2011	ARENA "US", (5DPP) 7902' - 7922' (20')	2836	454	84	PPS	31,7	15600			Pozo entra en WO. Para completacion Dual.
		ARENA "Uj" @ 9 DPP 7949' - 7964' (15') 7968' - 7972' (4') SQZ									Pozo con Completacion Dual
VHR 24		ARENA "Ts" @ 9 DPP 8062' - 8072' (10')									Pozo con Completacion Dual.
	31-oct-2011	ARENA "Us" a 5DPP 8876' - 8886' (10') @ 5 DDP	1516	318	79	PPS	26,7	17900			Toman registro de Saturacion RST, CHFR, Densidad Porosidad a hueco entubado. Buen potencial de petróleo en BT y M2. Arena productora actual.

**ANÁLISIS Y ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL ÁREA CUYABENO POR CAMPO
CAMPO CUYABENO (BES)**

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE							OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BPPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad (ppm Cl)	
CUY-13D	6-ago-2010	ARENA "US" a 5 DPP 7921' - 7945' (24')	1382	40	PPS	22	22600	Arena productora actual. Ultimo WO. Bajan BHA de pesca con overshot enganchan y sacan pescado, equipo en buen estado. Bajan equipo BES: (2) bombas P18X.
		ARENA "UI." a 5 DDP 7997' - 8020' (23')						
CUY-14	29-oct--2011	ARENA "US" a 4 DPP 7608' - 7626' (18')	1800	82	PPS	20,1		Se evalúa con bomba Jet 10J y unidad MTU. Bajan equipo BES P23X. Arena productora actual.
	23-oct-2002	ARENA "UI." a 4 DDP 7668' - 7678' (10')	1244	81,4	PPH	27,1		
CUY-21		ARENA "BT" a 4 DPP 7028' - 7034' (6') SQZ(CPI) 7038' - 7045' (7') SQZ(CPI) 7053' - 7059' (6') SQZ(CPI)						Cierran UI y abren US.
		ARENA "M2" a 6 DDP 7448' - 7462' (14') SQZ(PI)						

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE										OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad (ppm Cl)			
CUY-21	5-oct-2007	ARENA "US" a 4 DPP 7594' - 7612' (18')	596	266	65,3	PPH	25	8000			Sacan completación PPh y sale cavidad Guiberson PL II de 2 7/8" con bomba Jet atascada. Bajaron completación para PPH con 3 packers y con cavidad Guiberson.
	29-oct-2011	ARENA "UI" a 4 DPP 7656' - 7680' (24')	2124	297	86	PPS	26,1	7800			Arena productora actual. Ultimo WO el 30-10-2009 .Sacaron equipo BES centrifliff P23x, 1ra y 2da cámara con aceite contaminado. Bajaron BES centrifliff P23x y realizan pruebas.
	11-dic-1995	ARENA "TI" a 6 DPP 7812' - 7825' (13')	768	353	54						Prueba inicial de la arena
CUY-22	25-oct-2011	ARENA "TS" a 5 DPP 7796' - 7820' (24')	2354	758	68	PPS	27				Arena productora actual. Ultimo WO el 05-06-2011 Equipo BES fases a tierra.
CUY-23	28-oct-11	ARENA "US" a 4 DPP 7706' - 7722' (16')									
	28-oct-11	ARENA "UI" a 4 DPP 7771' - 7780' (9') 7786' - 7792' (6') SQZ(WO#01)	4200	714	83	PPS	21				Ultimo WO El 30-11-2010. Inyección de Químicos, cierran el pozo por 9 horas. Bajaron bomba P62x. Arena productora actual.
	30-jul-97	ARENA "TS" a 4 DPP 7868' - 7876' (8') 7888' - 7896' (8') SQZ(WO#01) 7906' - 7920' (14') SQZ(WO#01)	1299	282	78,29	PPH	29,4				Aislar TS, realizar cementación forzada a UI y US, repunzonar y bajar completación para PPH en UI.

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE										OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad (ppm CL)			
	29-oct-11	ARENA "US" a 5 DPP 8010' - 8020' (10')	1530	703	54	PPS	21,6	50738			Completacion Dual
CUY-24D	30-oct-11	ARENA "UI" a 5 DPP 8051' - 8060' (9') 8094' - 8098' (4') SQZ(CPI)	2610	469	82	PPS	24,8	12788			Arena productora actual. Completacion dual.
CUY-25	30-oct-11	ARENA "UI" a 5 DPP 7784' - 7814' (30')	2226	267	88	PPS	26				No han hecho ningún Work Over. Arena productora actual.
CUY-27	30-oct--2011	ARENA "UI" a 5 DPP 8644' - 8658' (14')	2280	387	83	PPS	24,5				Arena productora actual. Ultimo WO el 03-12-2006 .Rediseño de BES y bajan equipo BES GC-2200..
CUY-29D	30-oct-2011	ARENA "TS" a 5DPP 8258' - 8263' (5') 8266' - 8273' (7') 8278' - 8284' (6') 8287' - 8298' (11') 8312' - 8316' (4') a 2DPP (SQZ)	1092	480	56	PPS	27,47				No han hecho ningún Work Over. Arena productora actual.
CUY-30D	30-oct-2011	ARENA "UI" a 5 DPP 8142' - 8162' (20')	2172	813	70	PPS	26,7				No han hecho ningún Work Over. Arena productora actual.

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE										OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad (ppm CL)			
CUY-31D	30-oct-2011	ARENA "US" a 5 DPP 8129' - 8144' (15')	1152	299	74	PPS	21,5				No han hecho ningún Work Over. Arena productora actual.
		ARENA "TS" a 5DPP 8314' - 8324' (10')									
CUY-32D	29-oct-2011	ARENA "UJ" a 5 DPP 8413' - 8428' (15')	2004	340	83	PPS	24,3	7400			Arena productora actual. Ultimo WO e; 14-06-2011 por Cambio de completación BES (posible desprendimiento de equipo).
CUY-34D	30-oct-11	ARENA "UJ" a 5 DPP 7898' - 7930' (32') a 5 DPP	2256	1020	60	PPS	27,67	6600			No han hecho ningún Work Over. Arena productora actual.
CUY-35D	30-oct-11	ARENA "UJ" a 5 DPP 8079' - 8109' (30')	2490	672	73	PPS	26,7	6500			No han hecho ningún Work Over. Arena productora actual.
CUY-36D	30-oct-2011	ARENA "UJ" a 5 DPP 8203' - 8220' (17')	1290	232	82	PPS	25,7	6900			No han hecho ningún Work Over. Arena productora actual.

ANÁLISIS Y ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL ÁREA CUYABENO POR CAMPO BLOQUE 27 (BES)										
POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE									
	FECHA	YACIMIENTO	BPPD	BPPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad (ppm CL)	OBSERVACIONES	
HUAICO 1	31/10/2008	ARENA "Us" (5 DPP) 8820'-8833' (13') SQZ 8841'-8847' (6') SQZ (WO-04) 8849'-8855' (6')	4113	53	98	PPS	21,8	8974	Arena cerrada con cemento y aislada con un PACKER HYDROW, por incremento de agua.	
	31-oct-2011	ARENA "UI" (5 DPP) 8901'-8906' (5') 8906'-8907' (1') SQZ 8911'-8917' (6') 8917'-8920' (3') SQZ	2335	86	96,3	PPS	21	4575	Arena produciendo desde 22-02-2009 hasta la actualidad.	
		ARENA "Ts" (5 DPP) 9042'-9046' (4') SQZ 9053'-9060' (7') SQZ							Arena cementada, Pruebas iniciales no fueron satisfactorias.	
TIPIHCA 2	31/08/2011	ARENA "UI" 8764' - 8783' (19')	692	88	87,9	PPS	27,5	6883	Arena productora toda la vida del pozo. Desde pruebas iniciales. No se han tomado registros de BUP.	
		ARENA "T" 8924' - 8929' (5')							Arena cementada, Pruebas iniciales no fueron satisfactorias.	

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE										OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad (ppm Cl)			
TIPIHCA- 03	28-oct-2011	ARENA "Us" 8357' -8368' (11')	1053	60	94,1	PPS	21	1100			Datos de B'UP inexistentes, ya que el campo pertenece a City Oriente
	-	ARENA "Uj" 8400' - 8410' (10') 8420' - 8428' (8')									Arena aislada mediante retenedor de cemento asentado a 8390'
		ARENA "Ti" 8531' - 8535' (4') 8543' - 8549' (6')									Arena aislada mediante CIBP asentado a 8440'
TIPIHCA 8	10-oct-2009	ARENA "Us" 8728' - 8740' (12') @ 5 DPP	1747	100	94	PPS	21,7	7200			Arena queda aislada con Packer FH asentado a 8657' por alto BSW.
	31-oct-2011	ARENA "U inf" 8773 - 8779 (6') @ 10 DPP 8788 - 8795 (7') @ 10 DPP	282	158	43	PPS	26,7	2000			Arena empieza a producir desde 08-11-2009 hasta la fecha actual, No existen registros de BUP.
	31-oct-2011	ARENA "M1" 7222' - 7232' (10') @ 5DPP 7242' - 7244' (2') @ 5 DPP	360	135	62,5	PPS	13,4	24400			Arena Productora actualmente.
TIPIHCA 9		ARENA "U s", 7758' - 7765' (7') @ 5 DPP									Arena aislada por CIBP asentado a 7500'
		ARENA "U i" 7798' - 7808' (10') @ 5DPP									Arena aislada por CIBP asentado a 7788'

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE										OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	% BSW	MÉTODO	API	Salinidad (ppm CL)				
TIPISHCA 13	31-oct-2011	ARENA "U j" 8724' - 8731' (7')	315	18,2	PPS	24	8459	Arena productora actual. No se tienen registros de B'UP ya que anteriormente pertenecía a City Oriente.			
BLANCA 01	30-oct-2011	ARENA "TENA" 6713' -6722' (9')	393	30	PPS	26,8		Arena productora actual, Ultimo WO el 12-03-2011 para reparar Bes.			
BLANCA 05	30-oct-2011	ARENA "M-1" (5 DPP) 7734' - 7746' (12') @ 5 DPP 7751' - 7757' (6') SQZ (WO-02)	485	88	PPS	15,7		Arena productora actual, Ultimo WO el 15-01-2011 por comunicacion TBG-CSG			
VINITA 01	30-oct-2011	ARENA "M1" a 6 DPP 5411' - 5424' (13') 5429' - 5431' (02') 5461' - 5465' (04') 5472' - 5481' (09')	860	75	PPS	14,1	13365	Arena productora actual, Ultimo Wo el 11-04-2011 para reparacion de BES. No se tienen registros de BUP.			
VINITA 02	30-oct-2011	ARENA "M2" a 5 DPP 5804' - 5810' (06') 5812' - 5830' (18')	502	21	PPS	13	23300	Arena aislada por CIBP a 5700'			
		ARENA "M-1" 5564' - 5592' (28')	396					Arena productora actualmente, No se tienen registros de BUP			

**ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL AREA CUYABENO POR CAMPO
SANSAHUARI (BES)**

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE							OBSERVACIONES	
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	% BSW	MÉTODO	API		Salinidad (ppm Cl)
SSH-12D	29-oct-2011	ARENA "TS" a 5DPP 8246' - 8273' (27') 8278' - 8287' (9')	1631	195	88	PPS	25,5	4650	Arena Productora a la fecha actual. Ultimo WO, el 22-06-2011. Se produce comunicación de TBG-CSG. Bajaron equipo BES similar al anterior GN-1600.

**ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL AREA CUYABENO POR CAMPO
CUYABENO (BOMBEO HIDRAULICO)**

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE								OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	BSW	MÉTODO	API	Salinidad	
CUY-3	30/10/2011	ARENA "Us" (5 DPP) 7640' - 7650' (10') 7650'-7656' (6') SQZ WO N° 4	1244	344	72,3	PPH	23		Arena productora actual con bomba Jet 10K.
	07/02/2002	ARENA "Uj" (4 DPP) 7680' - 7690' (10') 7693' - 7702' (9') 7706' - 7716' (10')	1104	123	87,6	PPH			Se produce conjuntamente de Uj+ Us y se la cierra por alto corte de Agua
	25/04/2011	ARENA "T" (4 DPP) 7806' - 7815' (9') 7818' - 7824' (6') 7833' - 7840' (7')	1340	3	99,8	PPH	25	9600	Arena cerrada por alto BSW, se procede a producir de arena Us
CUY-06	16/05/1982	ARENA "BT" (5 DPP) 7143' - 7160' (17')	0	0					Pozo no fluye en pruebas iniciales.
	09/10/2011	ARENA "U Sup." (5 DPP) 7728' - 7745' (17')	730	120	84	PPH	19	27500	Desde el 14/10/2011 produce conjuntamente de Us+Uj con 864 BPPD, y un BSW de 75%.

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE								OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	BSW	MÉTODO	API	Salinidad	
CUY-06	25/11/2007	ARENA Ui a 5 DPP 7768' a 7780' (12') 7788' a 7794'(6') 7830' - 7832' (2') SQZ (CYP)	712	333	61	PPH	30		Desde el 14/10/2011 produce conjuntamente de Us+Ui con 864 BPPD, y un BSW de 75%.
	11/05/1982	ARENA "T Sup." (5 DPP 7904' - 7906' (2') SQZ (C Y P 7917' - 7946' (29' 7960' - 7962' (2') SQZ (C Y P	0	0					Pozo no aporte en pruebas iniciales.
	12/08/2006	ARENA "Us" (4 DPP) 7693' - 7705' (12') @ 4 DPP	1758	577	67	PPH			Se abre arena por 7 días para tomar BUP, luego se la cierra y se abre nuevamente camisa de Ui.
CUY-08	30/10/2011	ARENA "Ui" 7730' - 7770' (40') @ 4 DDP	1908	389	80	PPH	26		Arena productora actual con bomba Jet PL II- 9L.
	25/12/1991	ARENA "Ts" 7889' - 7906' (17') @ 4 DPP 7906' - 7910' (4') @ 4 DPP, SQZ	279	145	48	PPH	29		En el WO 2 se evalua arena T. Cierra por bajo aporte

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE							OBSERVACIONES	
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	BSW	MÉTODO	API		Salinidad
CUY - 09		ARENA "U ^{sup} " (4 DPP) 7734' - 7742' (8')							No se tienen registros actuales. En sus pruebas iniciales aporta 1226BFPD con BSW de 25%
	30/10/2011	ARENA "U ⁱ " (4 DPP) 7786' - 7804' (18')	830	227	73	PPH	26	33000	Arena produce actualmente con bamba Jet 9J
	17/05/2003	ARENA "T" (4 DPP) 7877' - 7883' (6') 7898' - 7906' (8') 7912' - 7921' (9') 7930' - 7932' (2') SQZ W.O #1	410	380	14	PPH	28		Se cierra la camisa por bajo aporte.
CUY-10	18/10/2003	ARENA "U ^s " 7746' - 7760' (14')	1405	219	84	PPH		26400	Cambian de zona de Us a U ⁱ por alto BSW.
		ARENA "U ⁱ " 7796' - 7808' (12') 7817' - 7826' (9')	1276	277	79	PPH	26	8600	Arena productora actual, con bomba Jet 9K
	27/08/1984	ARENA "T" 7940' - 7945' (5') 7960' - 7970' (10') SQZ	0	0					En sus pruebas iniciales pozo no aporta.

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE										OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	BSW	MÉTODO	API	Salinidad			
CUY-15	24/03/1998	<u>ARENA "BT" (8 DPP)</u> 7076' - 7090' (14')									El 11/09/2006 prueban arena y pozo no aporta.
	22/01/2006	<u>ARENA "Us" (8 DPP)</u> 7638' - 7646' (8')	362	92	75	PPH	25	26500		Arena cerrada por bajo aporte.	
	06/05/2010	<u>ARENA "Uj" (12 DPP)</u> 7688' - 7697' (9') 7697' - 7712' (15') SQZ (WO # 02) 7758' - 7760' (2') SQZ (C.P.I)	1933	48	98	PPH		6500		Desde el 24/07/2007 se abre camisa de Uj+Ts y con bomba 10 J. Se cierra por alto corte de agua en el WO # 7	
CUY-16	30/10/2011	<u>ARENA "Ts" (10 DPP)</u> 7814' - 7820' (6') 7824' - 7836' (12') 7842' - 7850' (8')	1688	249	85	PPH	26	7200		Arena productora actual, con bomba Jet 10 J	
	30/10/2011	<u>ARENA "Uj" (4 DPP)</u> 7678' - 7688' (10') 7688' - 7692' (4') SQZ WO3 7696' - 7708' (16') SQZ WO2	590	105	82	PPH	26	16100		Arena productora Actual, con bomba JET PL II "7I"	
	28/12/2008	<u>ARENA "Ts" (5 DPP)</u> 7794' - 7806' (12') 7856' - 7860' (4') SQZ W.O3	581	247	57	PPH	25	4100		Camisa cerrada, se abre camisa para producir Uj	

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE										OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	BSW	MÉTODO	API	Salinidad			
CUIY-19	30/10/2011	<u>ARENA "Us" (4 DPP)</u> 7794'-7810' (16')	690	160	77	PPH	26	20100			Arena productora actual con bomba JET CLAW PL II 8L
	21/01/2009	<u>ARENA "Uj" (4 DPP)</u> 7836'-7846' (10') 7852'-7860' (8') SQZ.	820	124	85	PPH	28	18000			Cierran camisa y abren camisa de Us.
	19/01/1995	<u>ARENA "Ts" (4 DPP)</u> 8004'-8010' (6') SQZ.	216	97	55	PPH	-	16000			En sus pruebas iniciales se evaluó con bomba jet E8 y no se obtuvo petróleo
	19/01/1995	<u>ARENA "Tt" (4 DPP)</u> 8036'-8046' (10') SQZ.	1992	0	100	PPH		55000			En sus pruebas iniciales se evaluó con bomba jet E8 y no se obtuvo petróleo

**ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL AREA CUYABENO POR CAMPO
SANSAHUARI (BOMBEO HIDRAULICO)**

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE								OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	BSW	MÉTODO	API	Salinidad	
SSH-02	12/06/2001	<u>ARENA "US"</u> 7682'-7716' (34') 4 dpp 7716'-7718' (2') SQZ W.O.#02 7718'-7726' (8') 2 dpp	1282	23	98,2	PPH		16500	Cierran camisa de Us y abren Ui por alto BSW.
	29-oct-2011	<u>ARENA "UJ"</u> 7740'-7758' (18') 4 dpp 7762'-7772' (10') SQZ W.O.#02 7802'-7804' (2') SQZ W.O.#02	671	206	69	PPH	24	9600	Arena productora actual con bomba Jet 9l
	14/10/1991	<u>ARENA "T"</u> 7872'-7890' (18') 4 dpp 7904'-7910' (6') SQZ W.O.#01	2496	0	100	PPH		13000	En el WO#2 se evaluó arena T, luego de tratamiento anticrustante, obteniendo 100% de agua.
	27/07/2009	<u>ARENA "Us"</u> 7740'-7742' (2') 2 DPP SQZ (P.I.) 7751'-7780' (29') 4 DPP 7784'-7786' (2') 2 DPP SQZ (P.I.)	738	203	73	PPH		6000	Cierran arena por daño en la bomba y empiezan a producir de arena Ts.
SSH-04	24-ene-1997	<u>ARENA "Uj"</u> 7808'-7830' (22') 4 DPP 7830'-7840' (10') 4 DPP SQZ WO-01 7858'-7860' (2') 2 DPP SQZ (P.I.)	1442	286	- 80	PPH			Cambian de zona de Ui a Us.

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE								OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	BSW	MÉTODO	API	Salinidad	
SSH-05	04/04/2007	<u>ARENA "BT" (6 DPP)</u> 7111'-7122' (11')	365	73	81	PPH		7800	Cierran camisa de Us y abren BT para evaluarla con Bomba JET PL-II-C-5, se cierra por bajo aporte
	30-nov-1991	- <u>ARENA "M2"</u> 7568'-7578' (10')							En WO #1 .Se ubica tapón balanceado por bajo aporte de arena
	26-mar-2007	<u>ARENA "Us" (5 DPP)</u> 7662'-7669' (7') 7677'-7681' (4') SQZ W.O # 05 7690'-7700' (10') SQZ W.O.# 01	135	20	85	PPH		6250	Prueban arena con Bomba JET PL-II-C-5, se cierra por bajo aporte.
	21-oct-2008	<u>ARENA "Uj" (5 DPP)</u> 7713'-7722' (9') SQZ WO # 06 7736'-7744' (8')	1470	66	95,5	PPH	23,4	12900	Abren camisa y Evaluan arena a la estación con bomba Jet 9I, suspenden evaluación por alto BSW y bajo aporte.
	30-oct-2011	<u>ARENA "Ts" (5 DPP)</u> 7832'-7834' (2'') SQZ WO # 06 7834'-7840' (6') 7840'-7844' (4') SQZ WO # 06 7844'-7850' (6') SQZ WO # 05 7850'-7860' (10') SQZ WO # 01	405	243	40	PPH	26,1	12900	Arena produce con bomba Jet 9 I.

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE										OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	BSW	MÉTODO	API	Salinidad			
SSH-07	10-sep-2008	ARENA Us 7704' - 7716' (12') @ 5 DPP 7716' - 7726' (10') SQZ. W.O. N° 5 7726' - 7742' (16') SQZ. W.O. N° 4	346	26	93	PPH	21,2	10050			Arena cerrada por bajo aporte y alto BSW. Empezó Wo # 7 y queda produciendo arena Um.
	30-oct-2011	ARENA "Um" 7758' - 7766' (8') @ 5 DPP 7766' - 7774' (8') SQZ. W.O. N° 5	790	154	80	PPH	28,8	-			Arena productora actual con bomba Jet 9A.
	27-ago-2008	ARENA "Uinf" 7796' - 7801' (5)	1534	32	98	PPH					Incrementa BSW de 88 a 98%. Cierran camisa de Ui y abren Us.
	9-abr-2008	ARENA "T" 7868'-7880' (12') SQZ. W.O. N° 5 7884'-7892' (8') SQZ. W.O. N° 5 7898'-7906' (8') SQZ. W.O. N° 2 7910'-7916' (6') SQZ. W.O. N° 1	775	84	89	PPH					Se cierra pozo por alto corte de agua y se procede al Wo#5.
SSH-08	13/08/2002	ARENA "Us" (4 DPP) 7614'-7634' (20')	282	118	58	PPH	-	20800			Arena cerrada por bajo aporte, cierran Us y abren camisa de Ts.
	30-oct-2011	ARENA "Uj" (5 DPP) 7682'-7692' (10') @ 5 DPP	1416	166	88	PPH	24,8				Arena produce actualmente con bomba JET PL1 "9L"
	28-dic-2010	ARENA "Ts" (4 DPP) 7780'-7788' (8') 7792'-7808' (16')	757	36	95	PPH	25,3	13800			Cierran pozo por comunicación Tbg. Csg. Y empieza Wo#4 donde queda produciendo arena Ui

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN O EVALUACIÓN ANTES DEL CIERRE										OBSERVACIONES
	FECHA	YACIMIENTO	BFPD	BPPD	BSW	MÉTODO	API	Salinidad			
SSH-09	27/12/2009	<u>ARENA "US" (4 DPP)</u> 7590' - 7600' (10') Sqz WO-04	648	3	99	PPH		22000			Se cierra camisa por alto BSW, sube de 80% a 99%.
	30-oct-2011	<u>ARENA "UJ" (5 DPP)</u> 7630' - 7636' (6') Sqz WO-04 7644' - 7652' (8') Sqz WO-04 7652' - 7664' (12') 7694' - 7696' (2') Sqz WO-2	1434	213	85	PPH	25,5	- - 6800			Arena productora actual con bomba JET PL II "9j".
	18/12/2010	<u>ARENA "Ts" (5 DPP)</u> 7758' - 7767' (9') 7770' - 7776' (6') 7781' - 7786' (5')	- -	-	-	-	-	-			Se punzona intervalos de Ts por presencia de hidrocarburos según registro de saturación, no se prueba arena.
	18/01/1996	<u>ARENA "BT" (4 DPP)</u> 7046' - 7052' (6') Sqz WO-1 7058' - 7064' (6') Sqz WO-1	1584	0	100	-	-	51800			En pruebas iniciales se prueba arena con bomba jet E-8, sin resultados.
SSH-10	17-jun-2011	<u>ARENA "US" (6 DPP)</u> 7584' - 7610' (26')	768	0	100	PPH	24	- 22600			Cierran pozo por alto corte de agua, empieza WO#2 para punzonar arena Ui.
	30-oct-2011	<u>ARENA Uj</u>	1432	551	61	PPH	23			Arena productora actual	
	12/06/2011	<u>ARENA "Ts" (6 DPP)</u> 7778' - 7800' (22')	950	1	99,9	PPH				Se prueba arena Ts sin éxito. Se cierra camisa y abre Us.	
	10/06/2011	<u>ARENA "Ti" (6 DPP)</u> 7819' - 7830' (11')	983	0	100	PPH				Se prueba arena Ti sin éxito, se cierra camisa y abre Ts.	

ANEXO 2. 9 MATRIZ DE B'UP DE LOS POZOS DEL ÁREA CUYABENO POR CAMPO

CAMPO CUYABENO

<i>POZO</i>	<i>B' UP</i>						
	<i>YACIMIENTO</i>	<i>FECHA</i>	<i>Pr</i>	<i>Pwf</i>	<i>Q</i>	<i>IP</i>	<i>Daño</i>
CUY-13D	ARENA "US" a 5 DPP 7921' - 7945' (24')	27-feb-10	2831	2352	1584	3,16	2,79
	ARENA "UI." a 5 DDP 7997' - 8020' (23')	27-feb-10	2914	2514	1608	4.02	>20
CUY-14	ARENA "US" a 4 DPP 7608' - 7626' (18')	24-oct-1998	3435	2245	1246	1,05	0,12
	ARENA "UI." a 4 DDP 7668' - 7678' (10')	16-oct-02	3159	2857	1926	4,89	20
CUY-21	ARENA "BT" a 4 DPP 7028' - 7034' (6') SQZ(CPI) 7038' - 7045' (7') SQZ(CPI) 7053' - 7059' (6') SQZ(CPI)						
	ARENA "M2" a 6 DDP 7448' - 7462' (14') SQZ(PI)						
	ARENA "US" a 4 DPP 7594' - 7612' (18')	21-dic.1995	3066	1290	1248	0,7	6,89
	ARENA "UI" a 4 DPP 7656' - 7680' (24')	15-nov-2008	2992	2882	1320	11,98	25,28
	ARENA "TI" a 6 DPP 7812' - 7825' (13')						
CUY-22	ARENA "TS" a 5 DPP 7796' - 7820' (24')	29-jun-2005	2006	1702	1347	4,85	1,85

POZO	B' UP						
	YACIMIENTO	FECHA	Pr	Pwf	Q	IP	Daño
CUY-23	ARENA "US" a 4 DPP 7706' - 7722' (16')						
	ARENA "UI" a 4 DPP 7771' - 7780' (9') 7786' - 7792' (6') SQZ(WO#01)	01-jul-03	3111	2801	2808	9,05	17,3
	ARENA "TS" a 4 DPP 7868' - 7876' (8') 7888' - 7896' (8') SQZ(WO#01) 7906' - 7920' (14') SQZ(WO#01)	26-oct-96	2867	2501	1488	4,07	1,9
CUY-24D	ARENA "US" a 5 DPP 8010' - 8020' (10')	23-jul-08	2778	2223	1440	2,59	-1,3
	ARENA "UI" a 5 DPP 8051' - 8060' (9') 8094' - 8098' (4') SQZ(CPI)	23-jul-08	3031	2758	2232	8,17	20
CUY-25	ARENA "UI" a 5 DPP 7784' - 7814' (30')	31-may-06	3042	2763			
CUY-27	ARENA "UI" a 5 DPP 8644' - 8658' (14')	19-nov-06	3051	2972	1200	15,2	20
CUY-29D	ARENA "TS" a 5DPP 8258' - 8263' (5') 8266' - 8273' (7') 8278' - 8284' (6') 8287' - 8298' (11') 8312' - 8316' (4') a 2DPP (SQZ)	27-may-2010	2649	2132	1008	1,71	1,6
CUY-30D	ARENA "UI" a 5 DPP 8142' - 8162' (20')	28-jun-2010	2959	2856	1955	20,28	0,74

POZO	B' UP						
	YACIMIENTO	FECHA	Pr	Pwf	Q	IP	Daño
CUY-31D	ARENA "US" a 5 DPP 8129' - 8144' (15')	10-jun-2010	2900	361	336	0,15	-1
	ARENA "TS" a 5DPP 8314' - 8324' (10')						
CUY-32D	ARENA "UI" a 5 DPP 8413' - 8428' (15')	27-jun-2010	3671	3523	1864	12,59	-2,28
CUY-34D	ARENA "UI" a 5 DPP 7898' - 7930' (32') a 5 DPP	23-jun-10	3054	3015	2049	24	-0,02
CUY-35D	ARENA "UI" a 5 DPP 8079' - 8109' (30')	23-jun-10	3007	2870	2144	15,53	-5,86
CUY-36D	ARENA "UI" a 5 DPP 8203' - 8220' (17')	24-jul-10	3023	2303	1560	2,16	50,87

CAMPO VHR

POZO	B' UP						
	YACIMIENTO	FECHA	Pr	Pwf	Q	IP	Daño
VHR-01	ARENA "M1" a 9 DPP 7444' - 7466' (22')	29-feb-08	2373	1885	1392	2,85	2
	ARENA "M2" 7816' - 7822' (6') a 5DPP 7822' - 7838' (16') a 9DPP	27-feb-2008	2141	634	576	0,38	7
	ARENA "US" a 4 DPP 7969' - 7988' (19)	10-ago-88	3371				
	ARENA "UI" a 4 DPP 8008' - 8019' (11') 8024' - 8034' (10') 8034' - 8050' (16') SQZ(WO#02) 8068' - 8070' (2') SQZ (CPI)	5-jul-1996	2886	2464	733	1,74	16,4
	ARENA "T" 8134' - 8143' (9') @ 9DPP 8166' - 8173' (7') @ 4 DPP 8194' - 8196' (2') SQZ (CPI)	31-ene-10	2939	1964	1056	0,38	21,5

POZO	B' UP						
	YACIMIENTO	FECHA	Pr	Pwf	Q	IP	Daño
VHR-02	ARENAS "UI"+"M2"	18-jul-2003	2641	1793	1488	1,74	4,33
	ARENA "M2" a 4 DPP 7752' - 7758' (6') SQZ WO # 9 7770' - 7786' (16') SQZ WO # 9 7800' - 7802 (2') SQZ C&PI						
	ARENA "UI" 7960' - 7994' (34') SQZ WO # 9 8000' - 8010' (10') @ 5 DPP 8030' - 8040' (10') SQZ C&PI 8048' - 8050' (2') SQZ C&PI						
	ARENA "US" a 5 DPP 7904' - 7908 (4') 7920' - 7934 (14')	17-nov-2010	3016	2611	2016	4,62	11,9
VHR-03	ARENA "US" a 5 DPP 7946' - 7954' (11') 7954' - 7966' (12') @ SQZ (WO#01)	9-nov-2006	3162	2431	1560	2,13	>20
	ARENA "UM" a 4 DPP 7989' - 8000' (11')	19-ene-02	2761	1571	984	0,82	0,45
	ARENA "UI" a 4 DPP 8013' - 8027' (14')	04-oct-97	3262	3010	815	3,23	21,33
	ARENA "T" a 9 DPP 8110' - 8124' (14')	15-ago-1990	3370				
	ARENA "BT" a 4 DPP 7390'-7404' (14')	20-abr-1990	3205	2668	1272		
VHR-04	ARENA "US" a 5 DPP 7905'-7920' (15') 7920'-7922' (2') SQZ	15-may-94	3172	3043	693	5,31	21
	ARENA "UM" a 5 DPP 7940'-7954' (14') 7958'-7968' (10')	03-nov-01	3228	2736	2232	4,53	-3,08
	ARENA "UI" a 2 DPP 7980'-7984' (4') SQZ						

POZO	B' UP						
	YACIMIENTO	FECHA	Pr	Pwf	Q	IP	Daño
VHR-05	ARENA "BT" a 5 DPP 7458' - 7476' (18') SQZ. (WO#06)						
	ARENA "M2" a 10 DPP 7830' - 7842' (12')	12-jun-02	2887	683	240	0,12	9,3
	ARENA "US" a 6 DPP 7982' - 7990' (8') SQZ (WO#05)	08-ago-97	3074				
	ARENA "UM" a 10 DPP 8034' - 8039' (5') SQZ (WO#05) 8039' - 8046' (7')	16-nov-03	2940	1831	1008	0,78	7,5
	ARENA "TS" 8141' - 8153' (12') (5 DPP) 8153' - 8158' (5') (6DPP) SQZ (WO#05)	23-mar-00	3183				
VHR-06	ARENA "BT" a 5 DPP 7422' - 7432' (10')	21-sep-03	2997	2317	1824	2,39	3,1
	ARENA "US" a 4 DPP 7937'-7950' (13') 7950'-7954' (4') SQZ (WO#02)	04-ene-02	3233	2120	1416	1,27	20
	ARENA "UI" a 5 DPP 7980' - 8000' (20') SQZ (WO#02)	15-feb-93	3273				
	ARENA "TI" a 4 DPP 8146' - 8178' (32') SQZ						
VHR-07	ARENA "BT" a 4 DPP 7367' - 7378' (11')	09-jul-90	3105				
	ARENA "UM" a 4 DPP 7919' - 7926' (7')	28-sep-00	3125	2224		1,47	2,22
	ARENA "UI" a 4 DPP 7933' - 7940' (7')	01-jun-96	3166	2546	1800	2,9	41,7

POZO	B' UP						
	YACIMIENTO	FECHA	Pr	Pwf	Q	IP	Daño
VHR 8	ARENA "BT" a 10 DPP 7354' - 7364' (10')	20/09/2010	1475	910	216	0,38	0,5
	ARENA "U sup." a 10 DDP 7830' - 7838' (8') @ 10 DPP 7830' - 7842' (12') SQZ (WO-09) 7842' - 7854' (12') SQZ (WO-01) 7857' - 7864' (7') SQZ (WO-09)	17/04/2009	2280	1094	960	0,788	11,4
	ARENA "U inf" a 10 DPP 7890'- 7898' (8') SQZ (WO-09) 7898'- 7904' (6') SQZ (WO-1)						
	ARENA "T" a 10 DPP 8008' - 8014' (6') @ 10 DPP 8040' - 8046' (6') @ 10 DPP 8051' - 8060' (9') SQZ (WO 9)	14-abr-2009	2871	574	360	0,164	>20
	ARENA "M2" a 4 DPP 7776' - 7780' (4') 7785' - 7792' (7') 7818' - 7820' (2') SQZ W.O # 01	28-ago-2009	3627	3121	984	2,08	4
	CALIZA "A" a 8 DPP 7858' - 7866' (8') 7866' - 7872' (6') 7872' - 7880' (8') 7880' - 7900' (20') 7910' - 7912' (2')	14-abr-2010	3074	2213	960	1,43	2,5
	ARENA "U SUP" @ 4 DPP 7920' - 7926' (6')						
	ARENA "U INF" @ 4 DPP 7970' - 7978' (8') 7988' - 7992' (4') SQZ W.O #01	15-mar-2006	3052	1807	2592	0,92	>20

POZO	B' UP						
	YACIMIENTO	FECHA	Pr	Pwf	Q	IP	Daño
VHR 11	ARENA "M2" a 5DPP 7830' - 7838' (8') @ 5 DPP	10/03/2002	3231	2805	1800	1,64	4,8
	ARENA " U Sup" a 5 DPP 7984' - 7992' (8') a 5 DPP 7992' - 7996 (4') a 5 DPP SQZ (WO2)						
	ARENA "U Inf" @ 5 DPP 8018' - 8023' (5') @ 5 DPP 8029' - 8042' (13') SQZ (WO # 02)						
VHR 12D	ARENA " BT" a 4 DPP 8130' - 8134' (4') SQZ C&PI						
	ARENA "U sup." a 5 DPP 8492' - 8496' (4') SQZ C&PI 8580' - 8592' (12')	27/03/2011	2890	1201	840	0,5	6,25
	ARENA "T." a 4 DPP 8618' - 8622' (4') SQZ C&PI						
VHR 13	ARENA "Us"@ 5DPP 7987'-7999' (12')	08/09/2009	3055	1211	11250	3,47	4,78
	ARENA "Ui" @ 5DPP 8018' 8026' (8') 8032'-8037 (5') 8037'-8042' (5') SQZ (WO 5)	05/02/2009	3129	1238	912	0,48	84,6
	ARENA "Ts"@ 5DPP 8140' -8152' (12')						

POZO	B' UP						
	YACIMIENTO	FECHA	Pr	Pwf	Q	IP	Daño
VHR 14	ARENA "BT" (5 DPP) 7492' - 7500' (8') 7500' - 7502' (2') SQZ WO-7	02/11/2003	2960	723	864	0,14	0,4
	ARENA "Us" (5 DPP) 7996' - 8004' (8') 8004' - 8007' (3') SQZ WO-7						
	ARENA "Ui" (5 DPP) 8038' - 8045' (7') 8068' - 8070' (2') SQZ (PI)						
	ARENA "T" (4DPP.) 8174' - 8180' (6') 8180' - 8182' (2') SQZ (PI)						
VHR 15	ARENA "Us" (4 DPP) 7966' - 7983' (16') SQZ (WO#03) 7990' - 7994' (4') SQZ (C&PI)	29/03/2006	3114	2875	960	3,44	15,76
	ARENA "Ui" (5 DPP) 8042' - 8052' (10')	04-feb-11	3056	2321	2332	2,74	34
VHR 16	ARENA "BT", (5DPP) 7489' - 7495' (5') 7502' - 7506' (4')	30/04/2009	2492	969	1464	0,96	5,3
	ARENA "Us", (5DPP) 7980' - 7985' (5')	16/05/2009	3125	2391	2040	2,78	5
	ARENA "Ui", (5DPP) 8034' - 8038' (4')	14/05/2009	3133	2449	1800	2,62	>20
	ARENA "Ts", (5DPP) 8128' - 8133' (5')	07/05/2009	3177	1173	1032	0,47	12
VHR 17	ARENA " BT " @ 5 DPP 7405' - 7414' (9')	25/05/2008	2328	1504	675	0,81	-1,35
	ARENA " Us " @ 5 DPP 7892' - 7910' (18')						

POZO	B' UP						
	YACIMIENTO	FECHA	Pr	Pwf	Q	IP	Daño
VHR 18D	ARENA "Us" @ 5 DPP 8354' - 8362' (8') @ 5 DPP 8362' - 8372' (10') 8386' - 8388' (2') SQZ PI & C 8579' - 8581' (2') SQZ PI & C	22/11/2009	3129	1085	480	0,234	1,52
	ARENA "Ui" @ 5 DPP 8423' - 8428' (5') @ 5 DPP	13/02/2011	3089	2373	1728	2,4	>20
VHR 20	ARENA "Us", (5DPP) 7950' - 7964' (14')	24/09/2009	2229	1579	1080	3,21	>20
	ARENA "Ui", 10DPP 8003' - 8011' (8')	27/06/2009	3060	247	240	0,08	9,5
	ARENA "Ti", (5DPP) 8144' - 8150' (6')						
VHR 21 D	ARENA "Um" @ 5 DPP 8715' - 8730' (15')						
	ARENA "Ui" @ 5 DPP 8741' - 8750' (9') SQZ. W.O # 01	30/04/2010	3165	2084	1473	1,36	>20
VHR 22D	ARENA "BT", (5DPP) 7968' - 8002' (34')	06/03/2009	1865	991	1104	0,286	0,275
VHR 23	ARENA "US", (5DPP) 7902' - 7922' (20')	25/11/2009	3090	2980	1680	14,3	9
VHR 24	ARENA "Us" a 5DPP 8876' - 8886' (10') @ 5 DDP	24-mar-09	3043	2434	1776	2,91	4

BLOQUE 27

<i>POZO</i>	<i>B'UP</i>						
	<i>YACIMIENTO</i>	<i>FECHA</i>	<i>Pr</i>	<i>Pwf</i>	<i>Q</i>	<i>IP</i>	<i>Daño</i>
HUAICO 1	ARENA "Us" (5 DPP) 8820'-8833' (13') SQZ 8841'-8847' (6') SQZ (WO-04) 8849'-8855' (6')	29-jun-05	3015	1863	797	0,69	55,8
	ARENA "Ui" (5 DPP) 8901'-8906' (5') 8906'-8907' (1') SQZ 8911'-8917' (6') 8917'-8920' (3') SQZ	14/02/2009	2840	2535	1556	1	1,407
	ARENA "Ts" (5 DPP) 9042'-9046' (4') SQZ 9053'-9060' (7') SQZ	27-nov-00	3212	2176	1050	1	
TIPISHCA 2	ARENA "Ui" 8764' - 8783' (19')	27-oct-04	3269	1188	562	0,27	-0,1
	ARENA "T" 8924' - 8929' (5')	24-dic-02	3177	320	155	0,14	
TIPISHCA 3	ARENA "Us" 8357'-8368' (11')	29-abr-04	3106	1808	968	0,75	-2,5
	ARENA "Ui" 8400' - 8410' (10') 8420' - 8428' (8')	23-oct-99	3045	2551	2397	4,84	491
	ARENA "Ti" 8531'- 8535' (4') 8543' - 8549' (6')	10-oct-99	3163	1302	412	0,22	

POZO	B' UP						
	YACIMIENTO	FECHA	Pr	Pwf	Q	IP	Daño
TIPIISHCA 8	ARENA "Us" 8728' - 8740' (12') @ 5 DPP	02-oct-04	2972	2301	1546	2,3	-2
	ARENA "U inf" 8773 - 8779 (6') @ 10 DPP 8788 - 8795 (7') @ 10 DPP						
TIPIISHCA 9	ARENA "M1" 7222' - 7232' (10') @ 5DPP 7242' - 7244' (2') @ 5 DPP	22/12/2008	2450	377	288	0,14	9,75
	ARENA "U s", 7758' - 7765' (7') @ 5 DPP						
	ARENA "U i" 7798' - 7808' (10') @ 5DPP	29-sep-04	2987	1011	487	0,25	-1,4
TIPIISHCA 13	ARENA "U i" 8724' - 8731' (7')	14-dic-05	2923	755	674	1,77	
BLANCA 01	ARENA "TENA" 6713' -6722' (9')						
BLANCA 05	ARENA "M-1" (5 DPP) 7734' - 7746' (12') @ 5 DPP 7751' - 7757' (6') SQZ (WO-02)	21/02/2009	1250	506	550	4,98	0.32
VINITA 01	ARENA "M1" a 6 DPP 5411' - 5424' (13') 5429' - 5431' (02' 5461' - 5465' (04') 5472' - 5481' (09')						
	ARENA "M2" a 5 DPP 5804' - 5810' (06') 5812' - 5830' (18')						
VINITA 02	ARENA "M-1" 5564' - 5592' (28')						

SANSAHUARI

POZO	<i>B' UP</i>						
	<i>YACIMIENTO</i>	<i>FECHA</i>	<i>Pr</i>	<i>Pwf</i>	<i>Q</i>	<i>IP</i>	<i>Daño</i>
SSH-12D	ARENA "TS" a 5DPP 8246' - 8273' (27') 8278' - 8287' (9')	27-sep-2006	2678	1496	1008	0,85	4,7

ANEXO 2. 10 FACILIDADES DE REINYECCIÓN DE AGUA DEL ÁREA CUYABENO

Facilidades de la Estación Cuyabeno

EQUIPOS Y/TANQUES	DENOMINACIÓN	TIPO	FUNCION	MOTOR	CAPACIDAD NOMINAL
TANQUE	TK. DE PULIDO	EMPERNADO	ALMACENAMINETO AGUA		5095 BBL...
BOMBA BOOSTER	BOOSTER RYA - 01	CENTRIFUGA 2K 4 X 3 - 13 /120	TRASFERENCIA PULMON - PULMON	ELECTRICO 75HP	37000
BOMBA BOOSTER	BOOSTER RYA - 02	CENTRIFUGA 2K 4 X 3 - 13 /112	TRASFERENCIA PULMON - PULMON	ELECTRICO 60HP	35000
BOMBA BOOSTER	BOOSTER RYA - 03	CENTRIFUGA 2K 4 X 3 - 10 RV/800	TRASFERENCIA PULMON - PULMON	ELECTRICO 100HP	30000
BOOSTER	HPS-BOOSTER 01	CENT. MULTIETAPAS 6HM 520 ACUT	TRASFERENCIA EST. A TK. CUY-18	ELECTRICO 150HP	12500
BOOSTER	HPS-BOOSTER 02	CENT. MULTIETAPAS 6HM 520 ACUT	TRASFERENCIA EST. A TK. CUY-18	ELECTRICO 150HP	12500
UNIDAD DE PRESIÓN	HORIZONTAL 01	MULTIETAPAS HJ350N (52 ETAPAS)	REINYECCIÓN A POZO	ELECTRICO 600HP	12500
UNIDAD DE PRESIÓN	HORIZONTAL 02	MULTIETAPAS HJ350N (41 ETAPAS)	REINYECCIÓN A POZO	ELECTRICO 500HP	12500
UNIDAD DE PRESIÓN	HORIZONTAL 03	MULTIETAPAS HJ350N (41 ETAPAS)	REINYECCIÓN A POZO	ELECTRICO 450HP	12500

Facilidades de la Estación Cuyabeno 18

EQUIPOS Y/TANQUES	DENOMINACIÓN	TIPO	FUNCION	MOTOR	CAPACIDAD NOMINAL
TANQUE	ALMACENAMIENTO	EMPERNADO	ALMACENAMINETO AGUA	-----	3000 BBL.
BOMBA BOOSTER	BOOSTER RYA - 01	CENTRIFUGA 2K 4 X 3 - 10RV /10,00	TRASFERENCIA PULMON - PULMON	ELECTRICO 100HP	37000
BOMBA BOOSTER	BOOSTER RYA - 02	CENTRIFUGA 2K 6 X 4 - 13ARV /12,94	TRASFERENCIA PULMON - PULMON	ELECTRICO 60HP	35000
UNIDAD DE PRESIÓN	HORIZONTAL 01	MULTIETAPAS HC1 2500 (16 ETAPAS) H7PMPSTUR (32 ETAPAS)	REINYECCIÓN A POZO	ELECTRICO 600HP	12800
UNIDAD DE PRESIÓN	HORIZONTAL 02	MULTIETAPAS HC1-2500 (16/32 ETAPAS)	REINYECCIÓN A POZO	ELECTRICO 600HP	12500
UNIDAD DE PRESIÓN	HORIZONTAL 03	MULTIETAPAS T17-9000 (32/32 ETAPAS)	REINYECCIÓN A POZO	ELECTRICO 600HP	12500

Facilidades de la Estación Sansahuari

EQUIPOS Y/TANQUES	DENOMINACIÓN	TIPO	FUNCION	MOTOR	CAPACIDAD NOMINAL
TANQUE	ALMACENAMIENTO	TK. DE PULIDO	ALMACENAMINETO AGUA	-----	3000 BBL.
BOMBA BOOSTER	BOOSTER RYA - 01	CENTRIFUGA 2K 6 X 4-10RV /7,625	TRASFERENCIA PULMON - PULMON	ELECTRICO 75HP	37000
BOMBA BOOSTER	BOOSTER RYA - 02	CENTRIFUGA 2K 3 X 2 - 13 /130RV	TRASFERENCIA PULMON - PULMON	ELECTRICO 60HP	35000
UNIDAD DE PRESIÓN	HORIZONTAL 01	MULTIETAPAS GN-7000 (29 ETAPAS)	REINYECCIÓN A POZO	ELECTRICO 250HP	7000
UNIDAD DE PRESIÓN	HORIZONTAL 02	MULTIETAPAS GN-10000 (29 ETAPAS)	REINYECCIÓN A POZO	ELECTRICO 250HP	7000

ANEXO 3

DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN

CUYABENO - 24D

W.O. No. 02

COMPLETACION ORIGINAL: 01-Ago-06

W.O. No. 01: 07-Ago-08

W.O. No. 02: 20-Abr-2011

EMR : 780'
ES : 750'
MR : 30'

KOP No. 1 A 590'

MAXIMO ANGULO 26.58° A 5848'

KOP No. 2 A 6403'

EQUIPOS BES BAJADOS CON CABLE AWG PLANO No 2/7 CON CAPILAR DE 3/8"

5 1/2" x 3 5/8" x 2 7/8" Y TOOL 7602'
2 7/8" Junta Telescópica 7613'
2 7/8" Check Válvula 7618'

EQUIPO BES EN Y-TOOL (ARENA "Us")

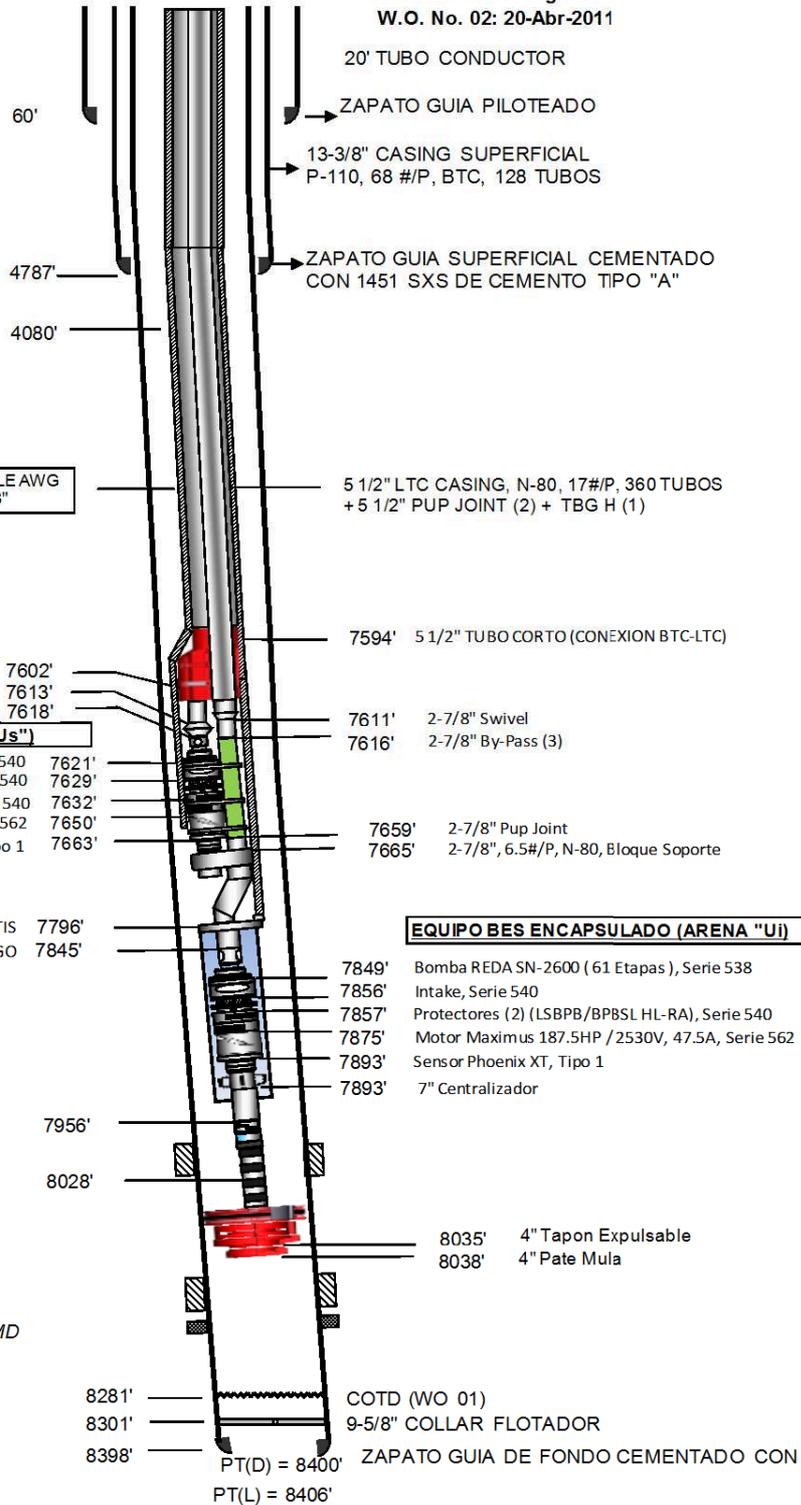
Bomba GN-1600 (74 Etapas), Serie 540 7621'
Separador de Gas, Serie 540 7629'
Protectores (2) (LSBPB/BPBSL HL-RA), Serie 540 7632'
Motor Maximus 187.5HP / 2530V, 47A, Serie 562 7650'
Sensor Phoenix XT, Tipo 1 7663'

2-7/8" CAMISA OTIS 7796'
2-7/8" NOGO 7845'

ARENA NAPO "Us" a 5 DPP
8010' - 8020' (10') M.D.
7604' - 7614' (10') T.V.D.

2-7/8" Safety Joint 7956'
2-7/8" Localizador 8028'

ARENA NAPO "Ui" a 5 DPP
8051' - 8060' (9') M.D.
7645' - 7654' (9') T.V.D.
8094' - 8098' (4') SQZ (CPI) MD
7688' - 7692' (4') T.V.D.



20' TUBO CONDUCTOR

ZAPATO GUIA PILOTEADO

13-3/8" CASING SUPERFICIAL
P-110, 68 #/P, BTC, 128 TUBOS

ZAPATO GUIA SUPERFICIAL CEMENTADO
CON 1451 SXS DE CEMENTO TIPO "A"

5 1/2" LTC CASING, N-80, 17#/P, 360 TUBOS
+ 5 1/2" PUP JOINT (2) + TBG H (1)

7594' 5 1/2" TUBO CORTO (CONEXION BTC-LTC)

7611' 2-7/8" Swivel
7616' 2-7/8" By-Pass (3)

7659' 2-7/8" Pup Joint
7665' 2-7/8", 6.5#/P, N-80, Bloque Soporte

EQUIPO BES ENCAPSULADO (ARENA "Ui")

7849' Bomba REDA SN-2600 (61 Etapas), Serie 538
7856' Intake, Serie 540
7857' Protectores (2) (LSBPB/BPBSL HL-RA), Serie 540
7875' Motor Maximus 187.5HP / 2530V, 47.5A, Serie 562
7893' Sensor Phoenix XT, Tipo 1
7893' 7" Centralizador

8035' 4" Tapon Expulsable
8038' 4" Pate Mula

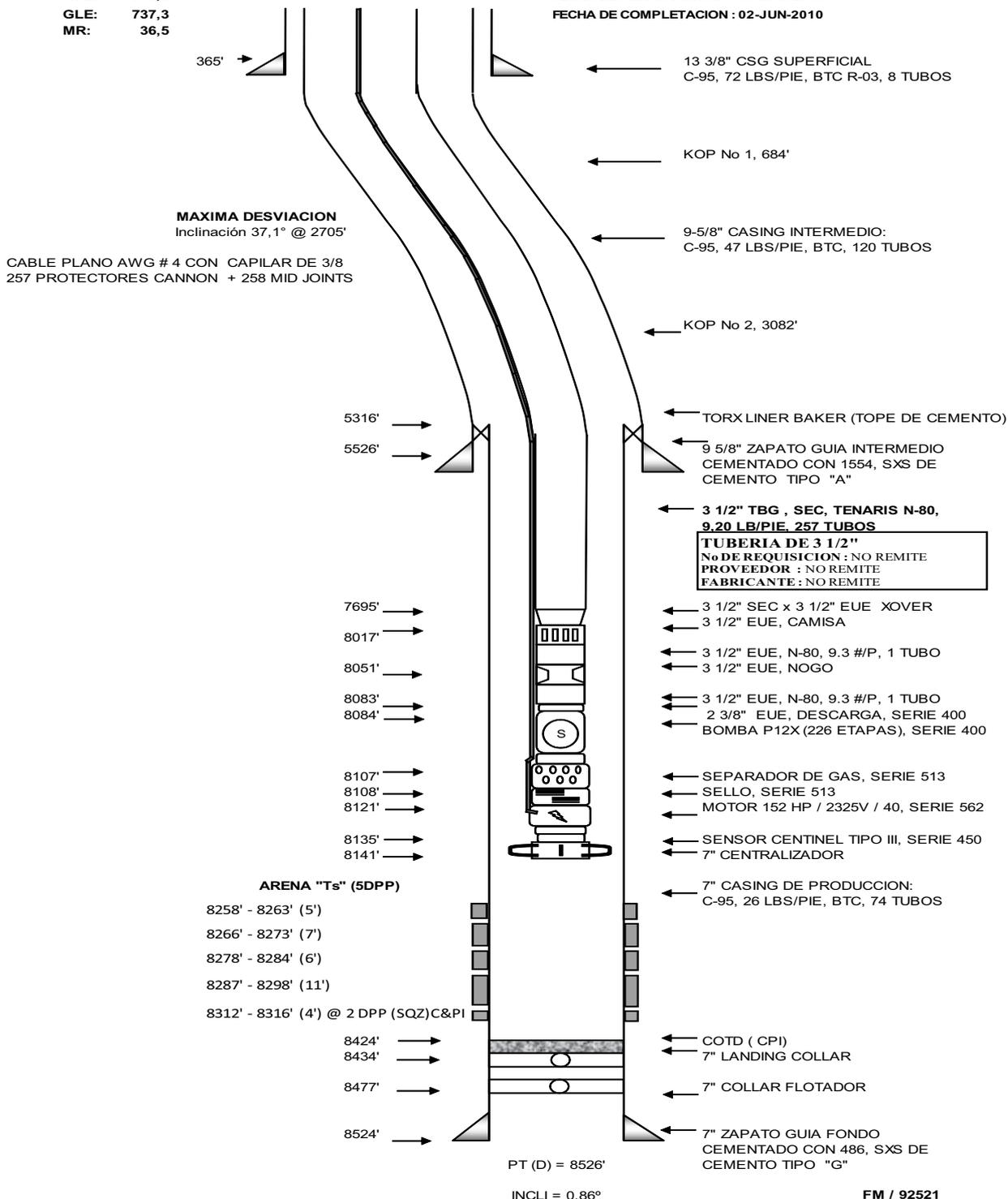
8281' COTD (WO 01)
8301' 9-5/8" COLLAR FLOTADOR
8398' ZAPATO GUIA DE FONDO CEMENTADO CON
PT(D) = 8400'
PT(L) = 8406'

CUY-29D

COMPLETACION Y PRUEBAS DE POZO

RTE: 773,8
GLE: 737,3
MR: 36,5

FECHA DE PERFORACION: 01-MAR-2010
FECHA DE COMPLETACION: 02-JUN-2010



CUY-30D

COMPLETACION Y PRUEBAS DE POZO

RTE: 774'
GLE: 737'
MR: 36.5'

FECHA DE PERFORACION: 23-MAR-10
FECHA DE COMPLETACION: 19-MAY-10

IVD MD

364' 364' /0,54°

1652' 1677' /21,46°

2829' 3092' /35,42°

3228' 3564' /27,22°

4026' 4412' /13,83°

316'

643'

MAXIMA DESVIACION
Inclinación 40,1° @ 2620'

2997'

5085'

5265'

7695'

7696'

7730'

7761'

7762'

7777'

7780'

7792'

7816'

7817'

7819'

ARENA "U inf" (5DPP)
8142' - 8162' (20')

8429'

8435'

8476'

8523'

PT (D) = 8525'
PT (L) = 8520'
INCLI = 0,03°

13 3/8" CSG SUPERFICIAL
C-95, 72 LBS/PIE, BTC R-03, 7 TUBOS

KOP No 1

9-5/8" CASING INTERMEDIO:
C-95, 47 LBS/PIE, BTC, 120 TUBOS

KOP No 2

TORX LINER BAKER (TOPE DE CEMENTO)

9 5/8" ZAPATO GUIA INTERMEDIO
CEMENTADO CON 1507, SXS DE
CEMENTO TIPO "A"

3 1/2" TBG , SEC. TENARIS N-80,
9,20 LB/PIE, 249 TUBOS

3 1/2" Sec x 3 1/2" EUE x-over
3 1/2" CAMISA SERTECPET (NUEVA)

3 1/2" EUE N-80 1 TUBO CLASE B
3 1/2" NO-GO

3 1/2" EUE N-80 1 TUBO CLASE B
3 1/2" DESCARGA

BOMBA DN-3000 (73 ETAPAS) SERIE 400

ADAPTER
SEPARADOR DE GAS, SERIE 540

PROTECTOR SERIE 540
MOTOR 150HP/1404V/64.5 AMP, SERIE 562

ADAPTER
SENSOR XT-MULTISENSOR TIPO 0
7" CENTRALIZADOR

7" CASING DE PRODUCCION:
C-95, 26 LBS/PIE, BTC, 80 TUBOS

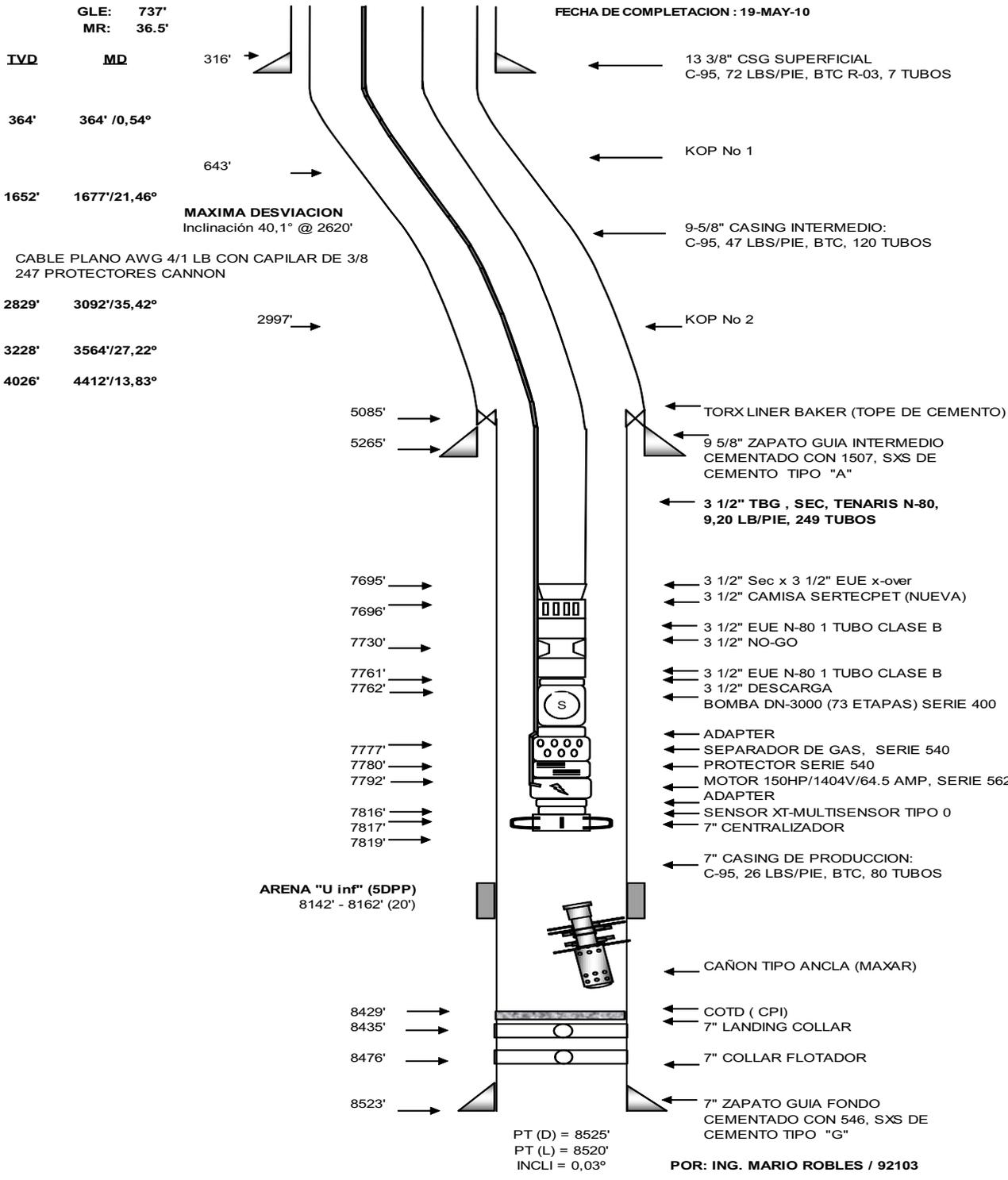
CAÑON TIPO ANCLA (MAXAR)

COTD (CPI)
7" LANDING COLLAR

7" COLLAR FLOTADOR

7" ZAPATO GUIA FONDO
CEMENTADO CON 546, SXS DE
CEMENTO TIPO "G"

POR: ING. MARIO ROBLES / 92103

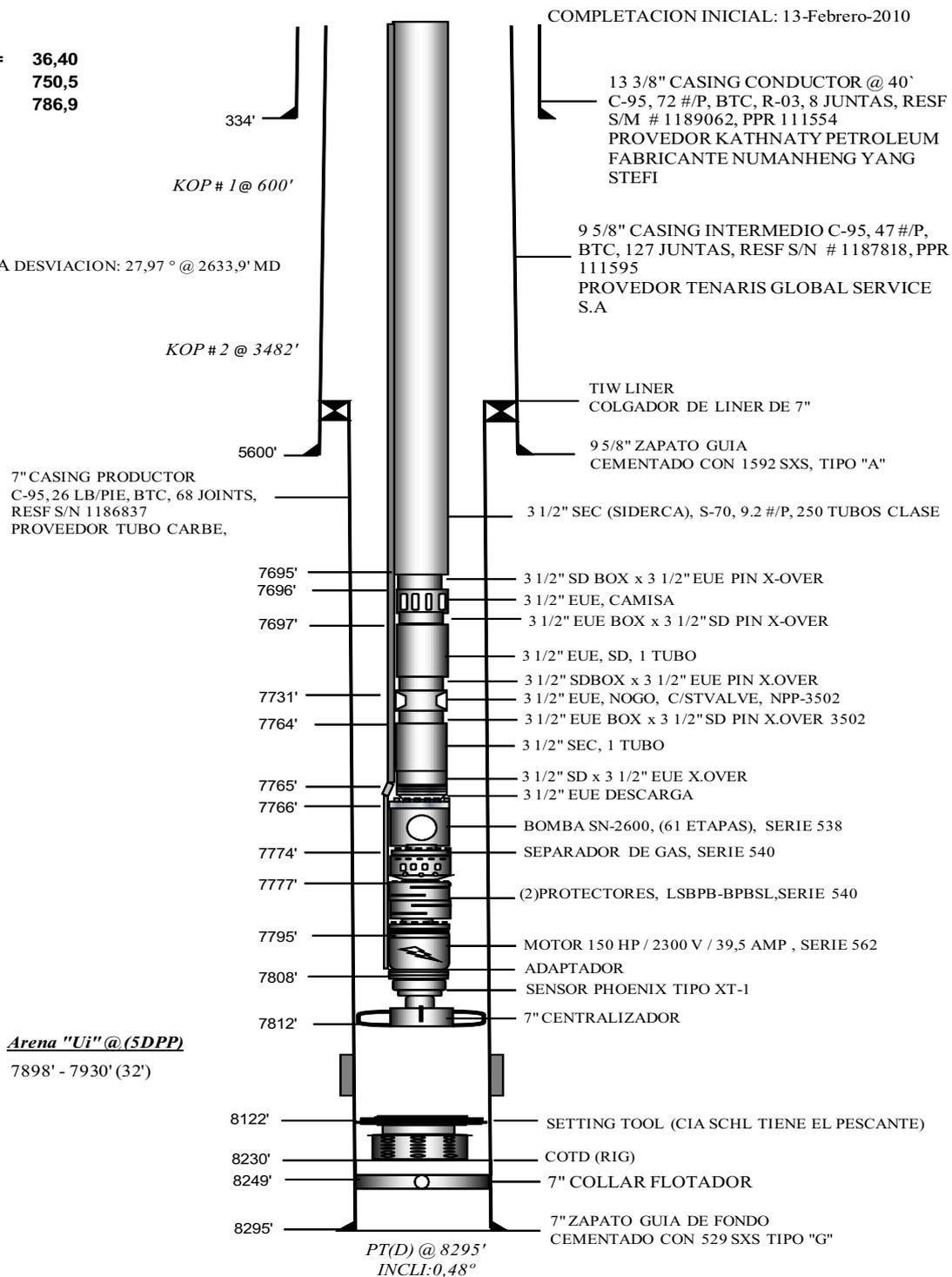


CUY-34D

COMPLETACION Y PRUEBAS INICIALES

E.M.R. = 36,40
G.L.E. = 750,5
R.T.E. = 786,9

MAXIMA DESVIACION: 27,97° @ 2633,9' MD



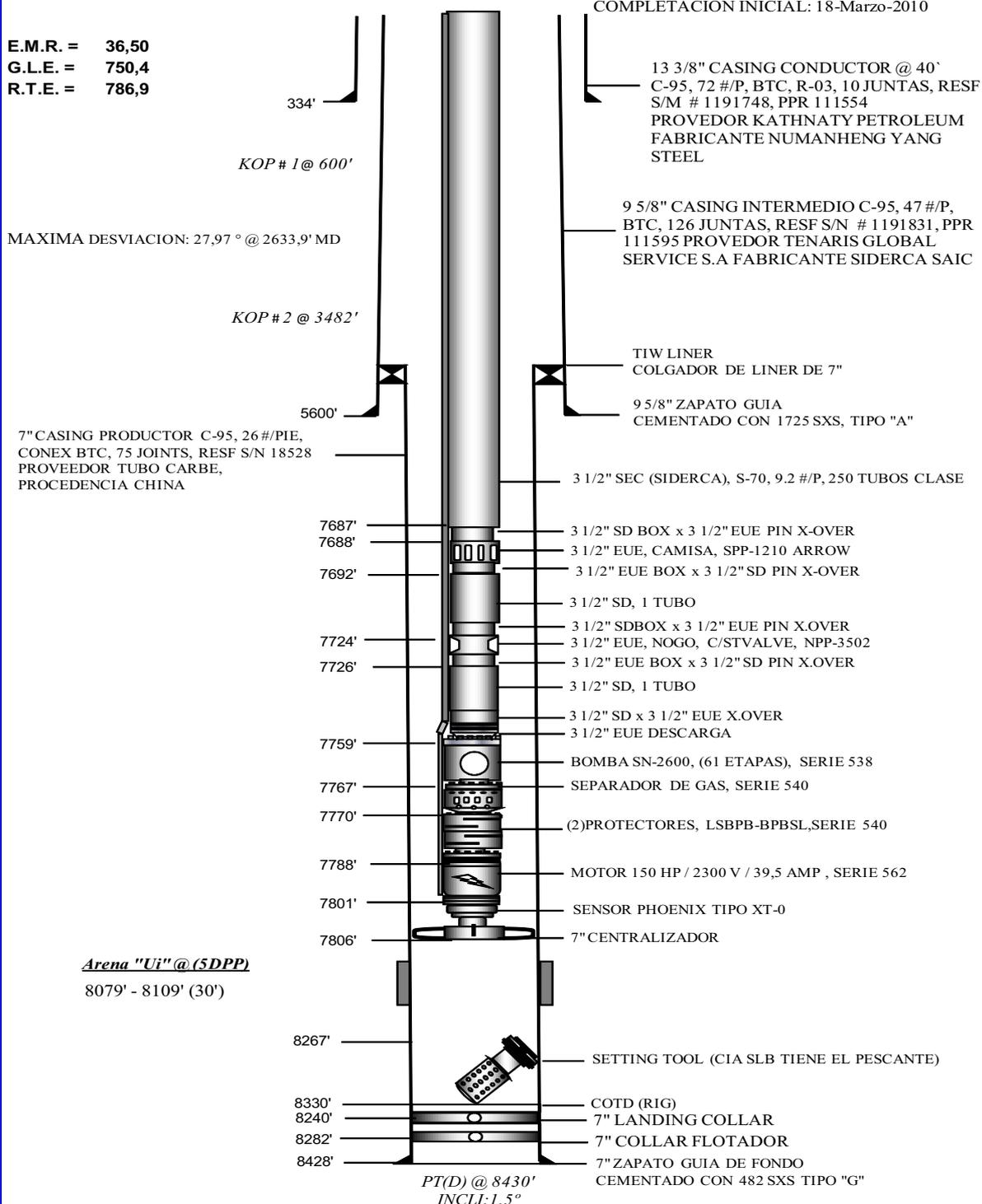
CUY-35D

COMPLETACION Y PRUEBAS INICIALES

E.M.R. = 36,50
 G.L.E. = 750,4
 R.T.E. = 786,9

MAXIMA DESVIACION: 27,97° @ 2633,9' MD

COMPLETACION INICIAL: 18-Marzo-2010



CUY-36D

COMPLETACION Y PRUEBAS DE POZO

RTE: 911,6
GLE: 875,1
MR: 36,5

FECHA DE PERFORACION: 16-JUL-2010
FECHA DE COMPLETACION: 29-JUL-2010

MD	INCL	TVD
2445;	31,49°	2269,75
2540;	32,30°	2350,41
3011;	28,81°	2753,34
3483;	23,67°	3177,91
4521;	12,88°	4156,53
4615;	10,75°	4248,53

CABLE PLANO AWG # 4 CON CAPILAR DE 3/8.
INSTALAN 223 PROTECTORES CANNON + 224 MID JOINTS

5369;	3,52°	4997,32
-------	-------	---------

5463;	2,20°	5091,20
5558;	1,19°	5186,16

5645;	1,53°	5273,13
5928;	0,74°	5556,09

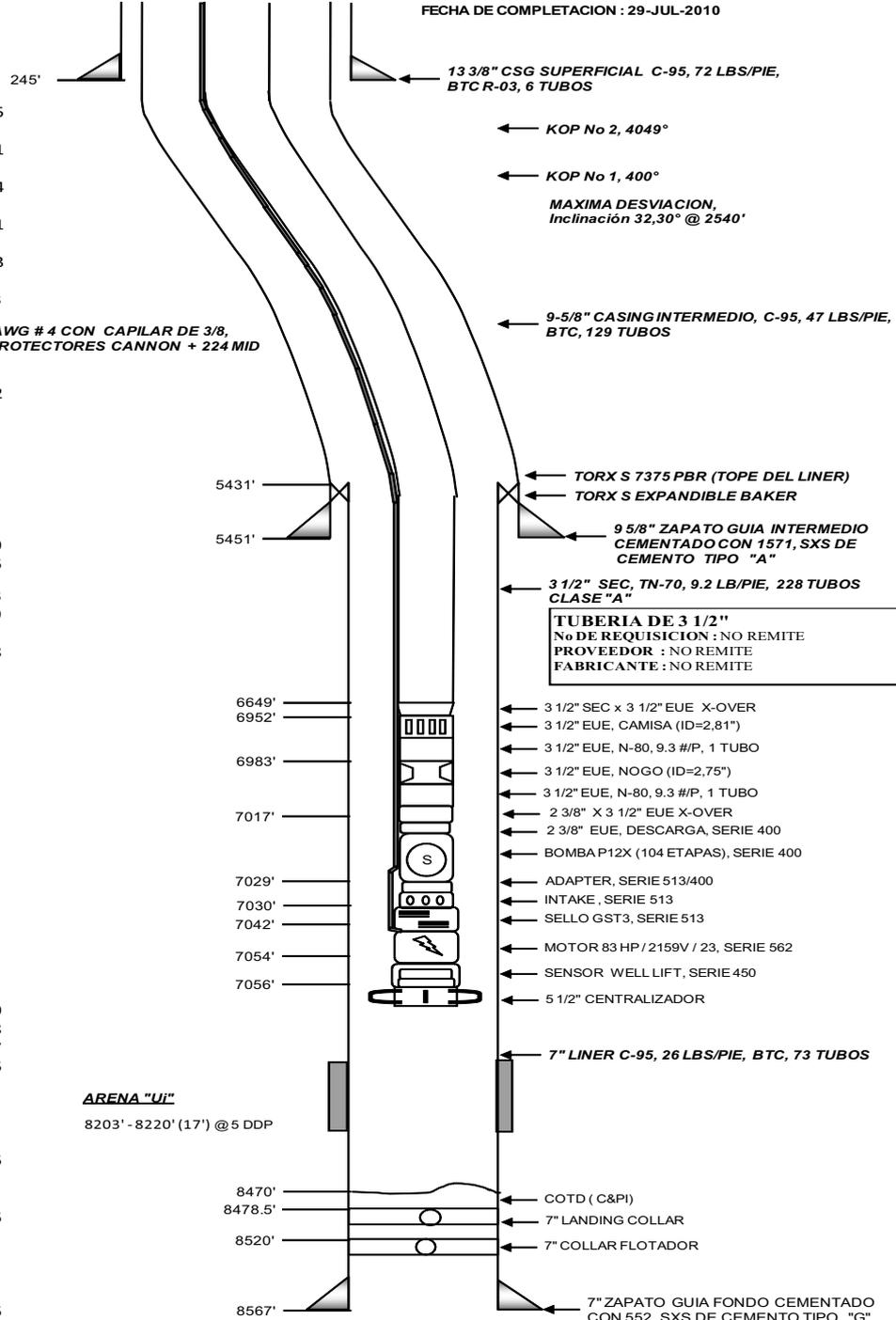
6117;	0,65°	5745,08
-------	-------	---------

7626;	0,60°	7254,00
7815;	0,94°	7442,98
7909;	0,94°	7536,97
8380;	0,34°	8007,96

8433;	0,17°	8060,96
-------	-------	---------

8503;	0,09°	8130,96
-------	-------	---------

8570;	0,09°	8197,96
-------	-------	---------



PT (D) = 8570'
PT (L) = 8557'
INCLI = 0,09°

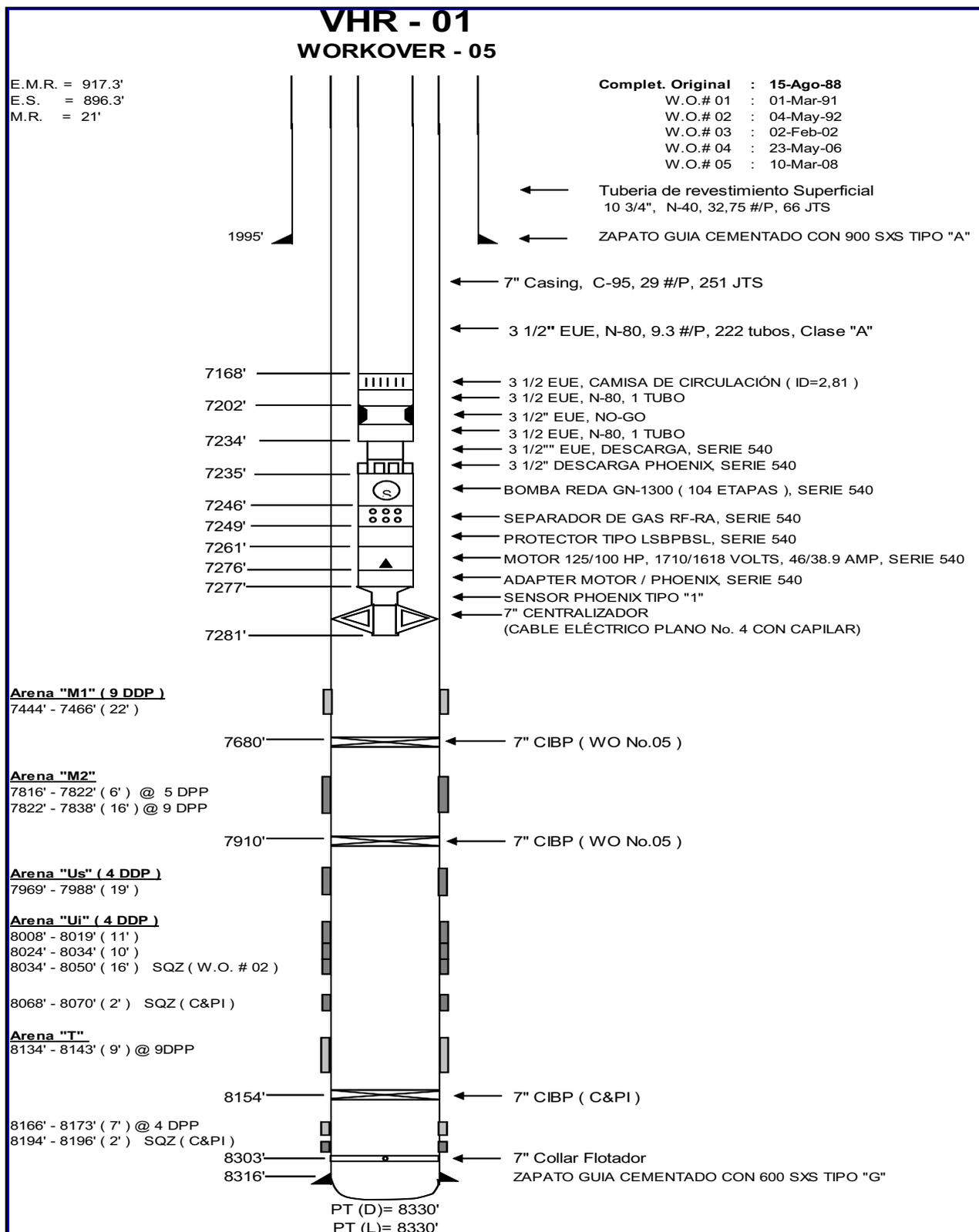


DIAGRAMA DE COMPLETACION

VHR-06

WO#06

COMPLETACION ORIGINAL: 14-JUN-1990

W.O. # 02 : 13-ENE-2002

W.O. # 03 : 11-FEB-2002

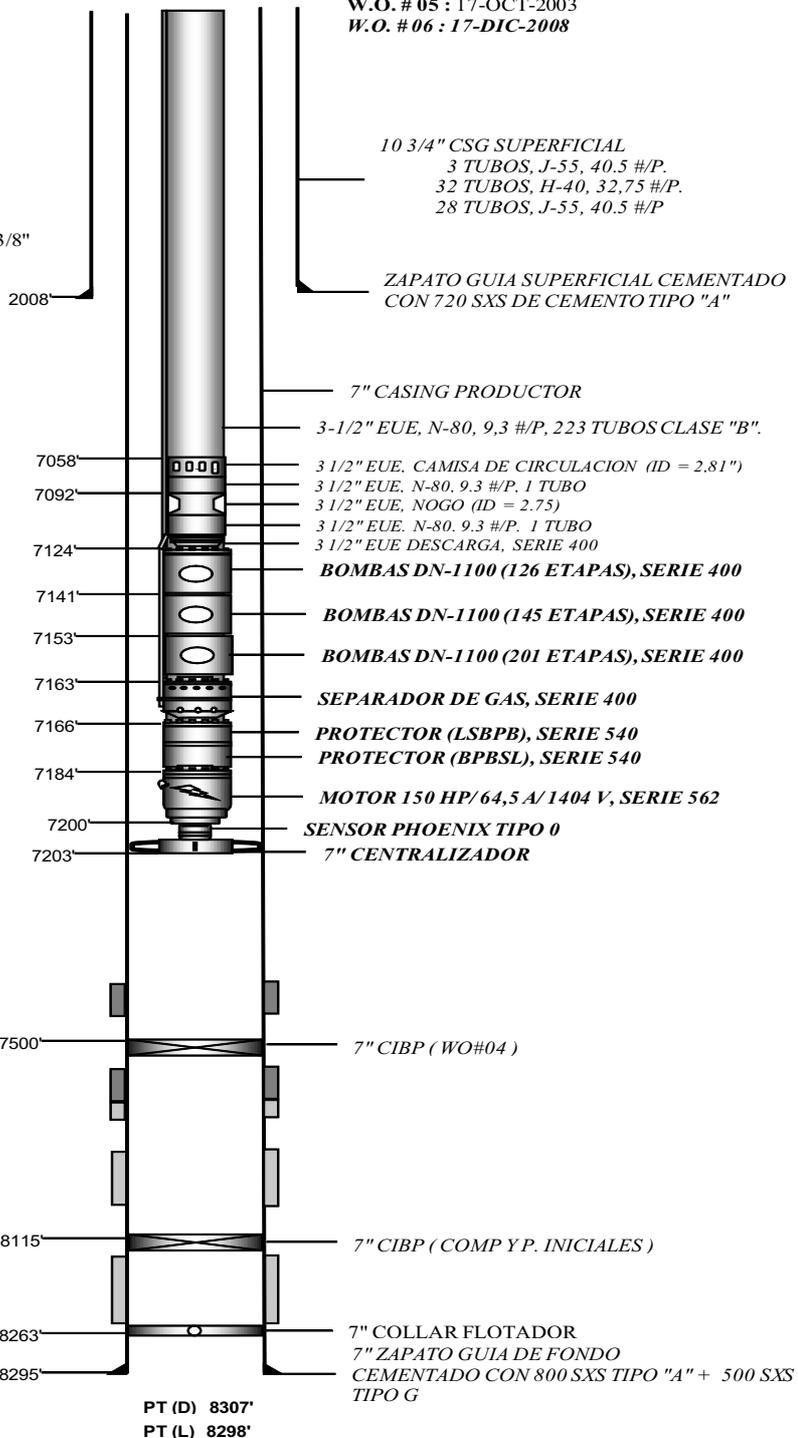
W.O. # 04 : 29-SEP-2003

W.O. # 05 : 17-OCT-2003

W.O. # 06 : 17-DIC-2008

E.M.R. = 21,0 PIES
R.T.E. = 882,6 PIES
G.L.E. = 861,6 PIES

Cable eléctrico plano # 4 AWG, con capilar 3/8"
 (130 protectores Cannon)



Arena "BT", (5DPP)

7422' - 7432' (10')

Arena "Us" (4 DPP)

7937'-7950' (13')
 7950'-7954' (4') SQZ (WO-2)

Arena "Ui" (5 DPP)

7980' - 8000' (20') SOZ (WO-2)

Arena "Ti" (4 DPP)

8146' - 8178' (32') SQZ (P.INICIAL)

PT (D) 8307'
 PT (L) 8298'

DIAGRAMA DE COMPLETACION

VHR-08

WO#11

COMPLETACION ORIGINAL: 23-SEP-1990

- W.O. # 01 : 10-JUL-2002
- W.O. # 02 : 03-MAY-2002
- W.O. # 03 : 10-SEP-2005
- W.O. # 04 : 21-FEB-2006
- W.O. # 05 : 29-DIC-2006
- W.O. # 06 : 11-FEB-2007
- W.O. # 07 : 17-SEP-2007
- W.O. # 08 : 17-DIC-2008
- W.O. # 09 : 24-ABR-2009
- W.O. # 10 : 06-JUN-2009
- W.O. # 11 : 07-OCT-2010

E.M.R. = 21,0 PIES
R.T.E. = 881,0 PIES
G.L.E. = 860,0 PIES

Cable eléctrico plano # 2 AWG, con capilar 3/8"

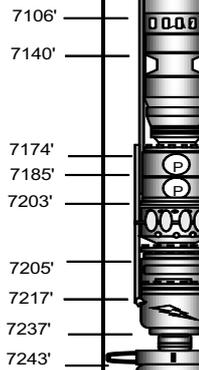
2003'

10 3/4" CASING SUPERFICIAL
 33 TUBOS, H-40, 32.75 #/P, 8RD
 30 TUBOS, H-40, 40.5 #/P

ZAPATO GUIA SUPERFICIAL CEMENTADO
 CON 800 SXS DE CEMENTO TIPO "A"

7" CASING, C-95, 26 #/P, 8RD, 253 TUBOS

3-1/2" EUE, N-80, 9,3 #/P, 226 TUBOS CLASE "B".



3 1/2" EUE N-80, CAMISA ID=2.81"

3 1/2" EUE, N-80, 9,3 #/P, 1 TUBO

3 1/2" EUE N-80, NO-GO ID=2.75"

3 1/2" EUE, N-80, 9,3 #/P, 1 TUBO

3 1/2" X 2 7/8" EUE, N-80, X-OVER

2 7/8" X 2 3/8" EUE, N-80, X-OVER

2 3/8" EUE DESCARGA

BOMBA P6X (113 ETAPAS), SERIE 400

BOMBA P6X (180 ETAPAS), SERIE 400

SEPARADOR DE GAS, SERIE 400

SELLO, SERIE 400

MOTOR 135 HP/1715V/50 A, SERIE 450

SENSOR CENTINEL, SERIE 450

5 1/2" CENTRALIZADOR

5 1/2" CAMISA REFRIGERANTE

Arena "M-1"

7354' - 7364' (10') @ 10 DPP

Arena "Us"

7830' - 7838' (8') @ 10 DPP
 7830' - 7842' (12') SQZ (WO-09)
 7842' - 7854' (12') SQZ (WO-01)
 7857' - 7864' (7') SQZ (WO-09)

Arena "Ui"

7890' - 7898' (8') SQZ (WO-09)
 7898' - 7904' (6') SQZ (WO-01)

Arena "T"

8008' - 8014' (6') @ 10 DPP
 8040' - 8046' (6') @ 10 DPP
 8051' - 8060' (9') SQZ (WO-09)

7950'
 7959'

7" COTD (WO-05)

7" CIBP (WO-09)

8160'
 8231'
 8263'

7" COTD
 7" COLLAR

7" ZAPATO GUIA CEMENTADO CON 800 SXS
 TIPO "A". 500 SXS TIPO "G"

PT (D) 8270'

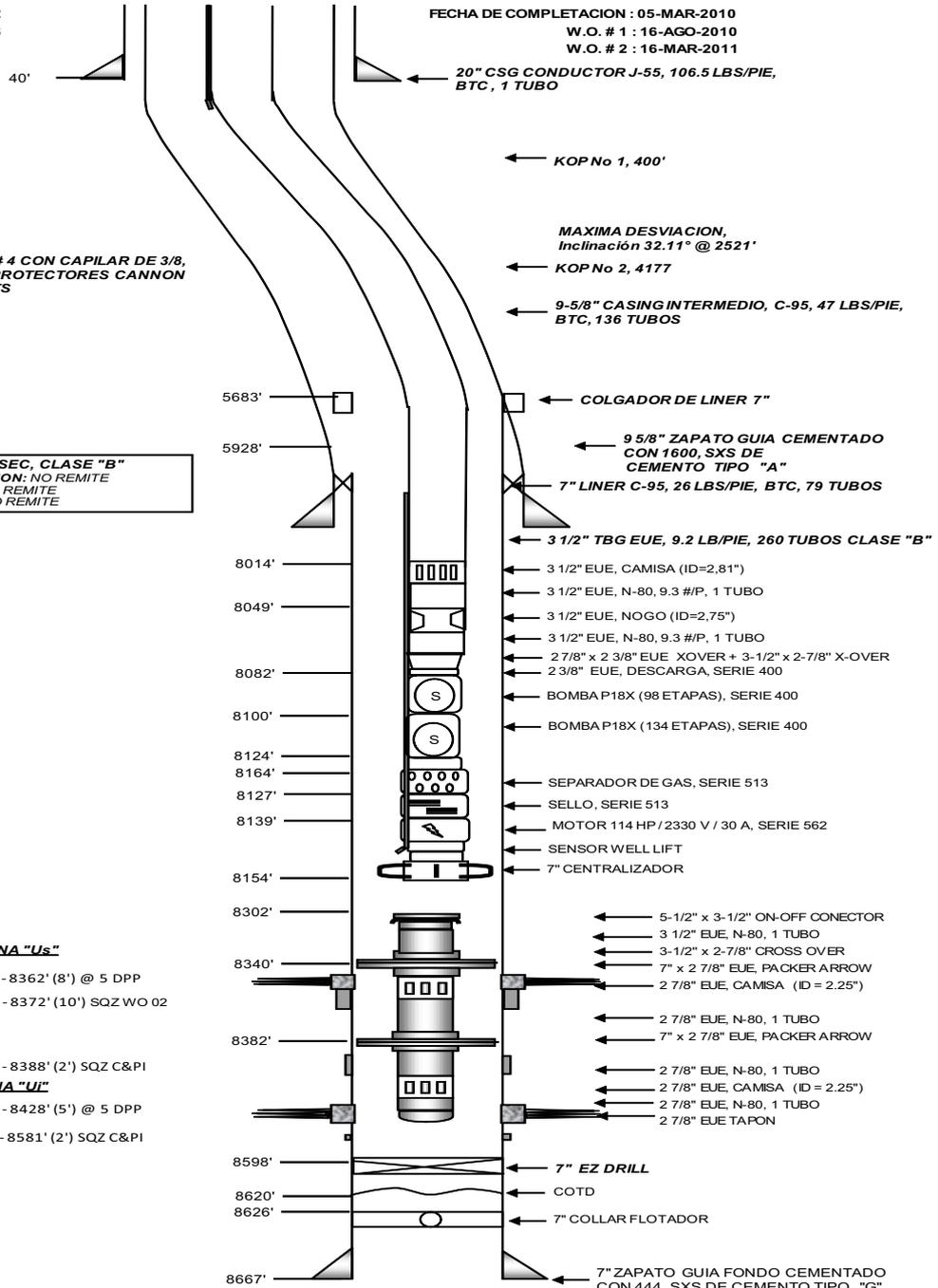
PT (L) 8256'

VHR-18D

W.O. # 2

RTE: 836,80
GLE: 800,72
EMR: 36,08

FECHA DE PERFORACION : 29-SEP-2009
FECHA DE COMPLETACION : 05-MAR-2010
W.O. # 1 : 16-AGO-2010
W.O. # 2 : 16-MAR-2011



CABLE PLANO # 4 CON CAPILAR DE 3/8,
INSTALAN 258 PROTECTORES CANNON
Y 260 MID JOINTS

TUBERIA 3 1/2" SEC, CLASE "B"
No. DE REQUISICION: NO REMITE
PROVEEDOR: NO REMITE
FABRICANTE: NO REMITE

ARENA "Us"
8354' - 8362' (8') @ 5 DPP
8362' - 8372' (10') SQZ WO 02

8386' - 8388' (2') SQZ C&PI
ARENA "UI"
8423' - 8428' (5') @ 5 DPP
8579' - 8581' (2') SQZ C&PI

PT (D) = 8669'
PT (L) = 8654'
INCLI = 0,73 °

JUAN CARLOS GUAMAN

DIAGRAMA DE COMPLETACION

VHR-21D

WO # 01

FECHA DE COMPLETACION: 23-dic-09
 FECHA DE WO #01: 03-feb-11

ESTIMATIVO No. 2797

EMR: 815 PIES
 ES 778,5 PIES
 36,5 PIES

KOP# 1 @ 400'

KOP# 2 @ 4177'

5885'

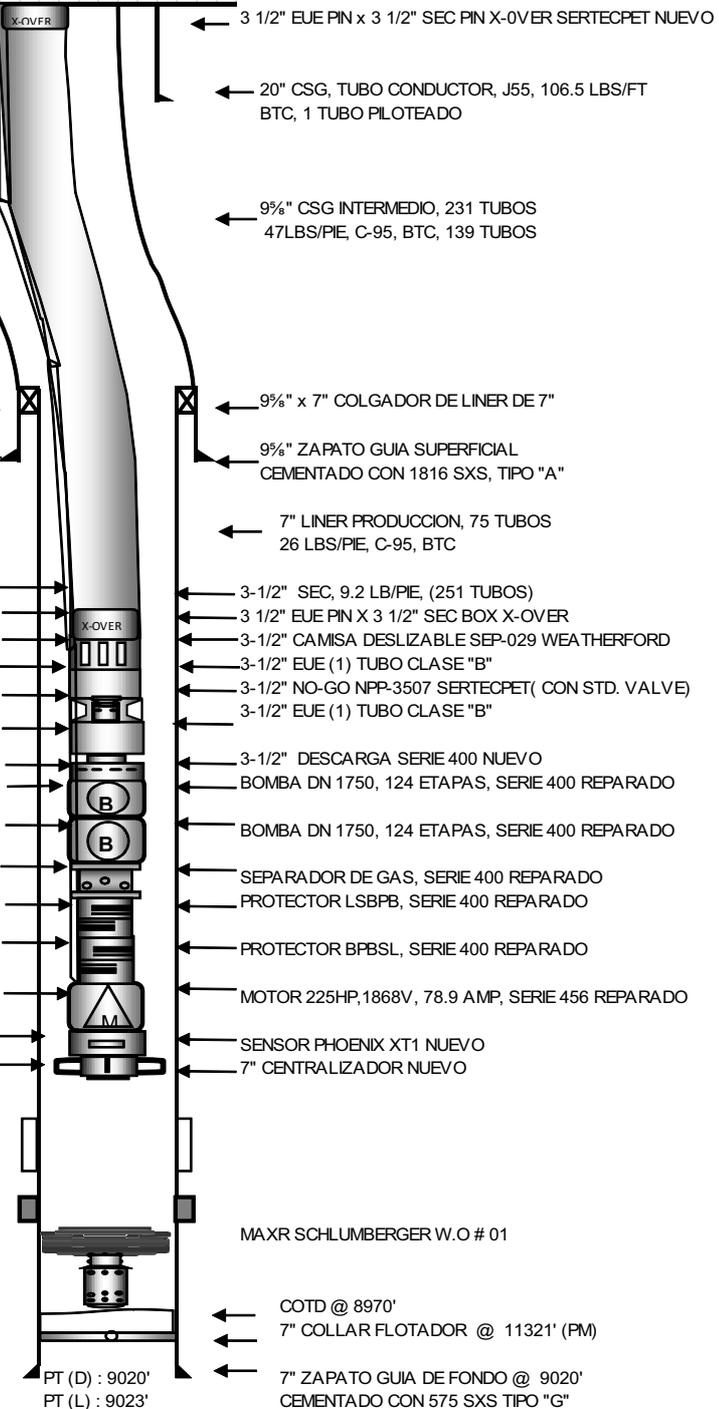
6098'

CABLE PLANO # 2/7 C/CAPILAR 3/8"

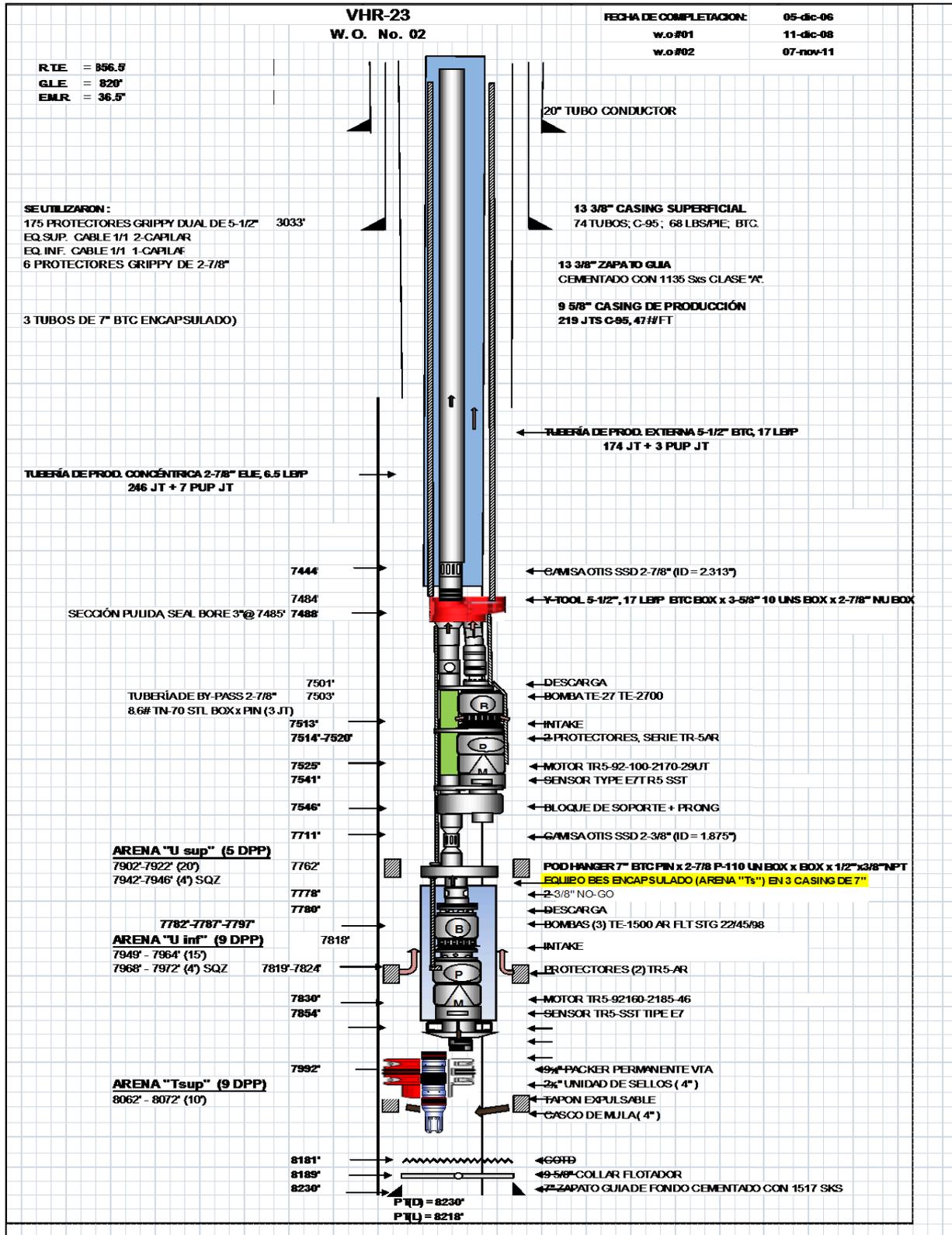
QUEDAN EN EL POZO:
 250 PROTECTORES CANNON +
 253 MID JOINTS .

ARENA "Um" @ 5 DPP
 8715' - 8730' (15')

ARENA "Uj" @ 5 DPP
 8741' - 8750' (9') SQZ. W.O # 01



ING. W. BETANCOURT / 92339



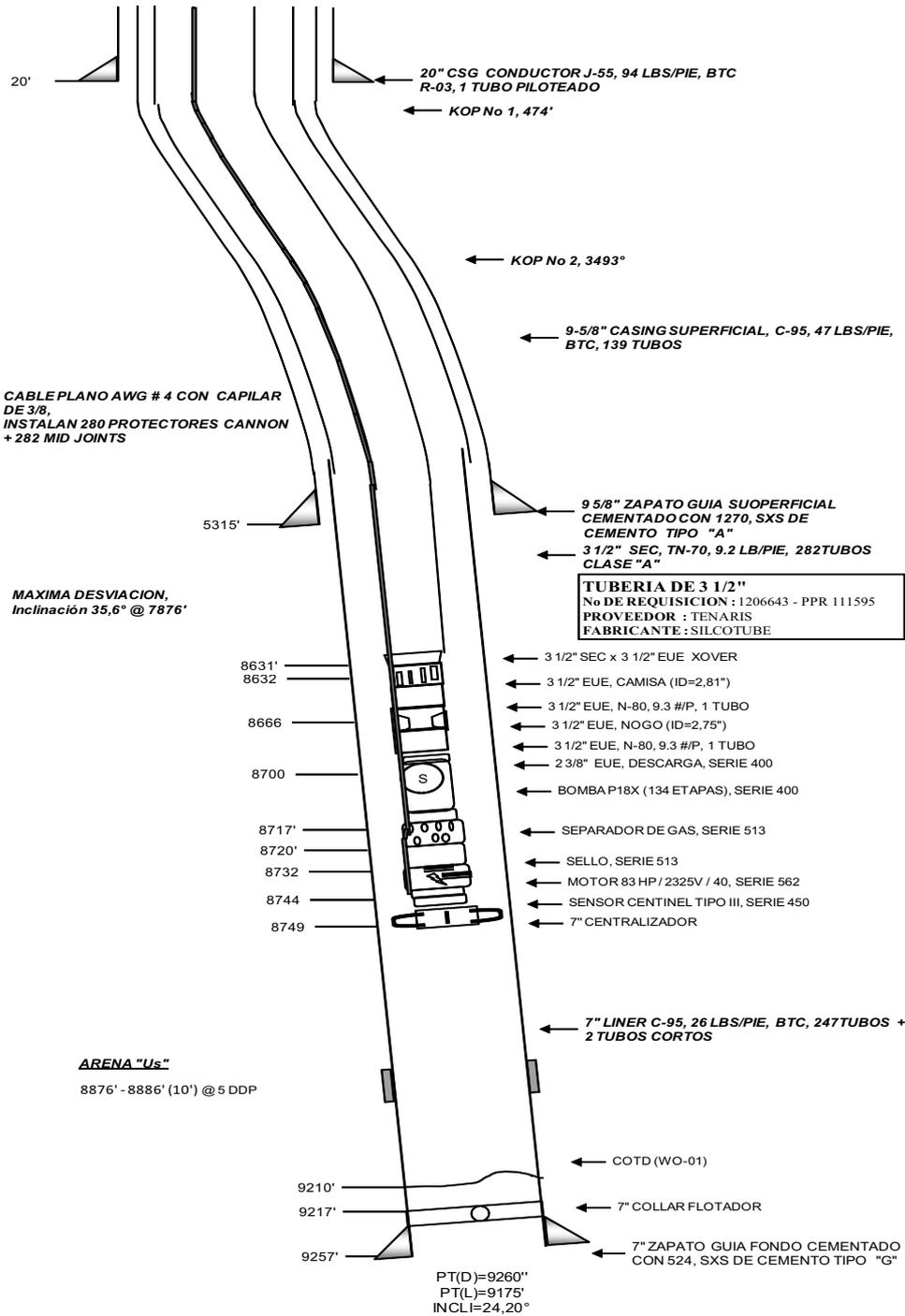
VHR-24D

WO-01

FECHA DE PERFORACION : 06-FEB-2009
 FECHA DE COMPLETACION : 29-MAR-2009
 WO-01 : 29-JUN-2010

RTE: 871,5
 GLE: 835,0
 MR: 36,5

MD	INCL	TVD
1791;	9,74°	1784
2263;	18,24°	2243
2549;	22,85°	2509
2926;	27,80°	2849
3305;	31,95°	3177
3587;	33,03°	3415
4061;	32,31°	3816
4249;	33,08°	3974
4532;	32,25°	4212
4722;	31,83°	4373
5194;	30,32°	4775
5317;	29,40°	4882
7261;	33,53°	6538
7307;	33,57°	6576
7497;	33,60°	6735
7876;	35,57°	7047
8064;	33,54°	7203
8292;	30,95°	7394
8631;	23,93°	7692



TIP-08

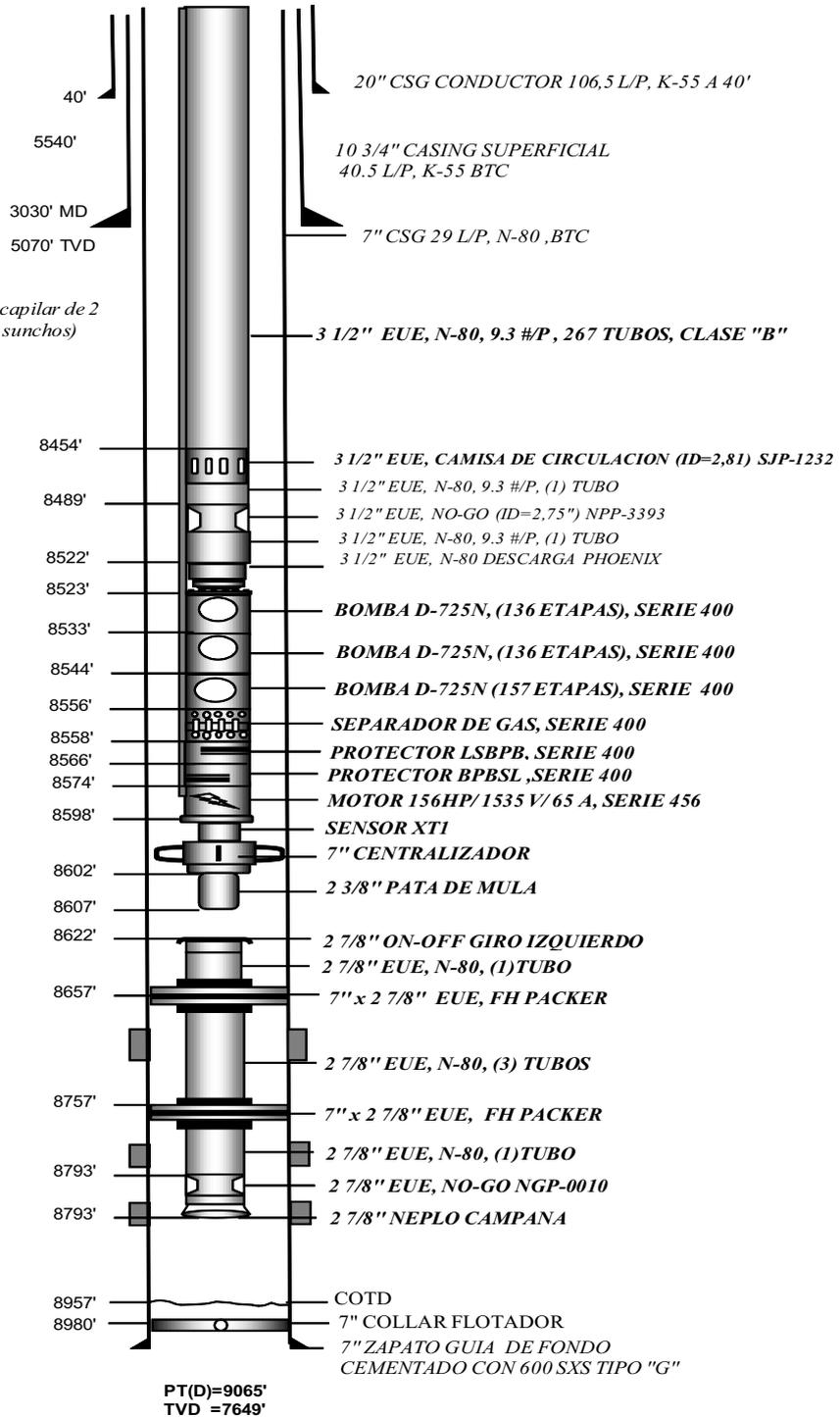
W.O. #2

COMPLETACION ORIGINAL: 21-SEP-04

W.O. # 01 : 07-NOV-2009

W.O. # 02 : 22-JUL-2010

R.T.E. = 792,0 PIES
 G.L.E. = 762,0 PIES
 E.M.R. = 30,0 PIES



Cable electrico plano AWG#4 con capilar de 2 7/8"(266 protectores cannon + 350 sunchos)

Arena "U sup"

8728' - 8740' (12') @ 5 DPP

Arena "U inf"

8773' - 8779' (6') @ 10 DPP

8788' - 8795' (7') @ 10 DPP