

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**“ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA INCREMENTAR
LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO YANAQUINCHA,
MEDIANTE ANÁLISIS NODAL.”**

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

JIMMY JAVIER GARCÉS SUQUILLO

jimpool_10@hotmail.com

DIRECTOR: ING. JOSÉ FRANCISCO PAZ VILLARROEL

francisco.paz@petroamazonas.ec

Quito, Marzo 2014

DECLARACIÓN

Yo Jimmy Javier Garcés Suquillo declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

JIMMY JAVIER GARCÉS SUQUILLO

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Jimmy Javier Garcés Suquillo, bajo mi supervisión.

Ing. José Francisco Paz Villarroel

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Mis agradecimientos sinceros y de todo corazón.

En primer lugar quiero agradecer a Dios por brindarme la vida, por guiarme por buenos caminos, ser mi compañero verdadero y por brindarme el don de la paciencia, la paz y el amor hacia los demás.

Gracias abuelita, aunque hora te encuentres muy lejos de aquí sé que debes estar feliz por este logro que pude culminar. Gracias por brindarme un amor verdadero y cuidarme en los momentos más difíciles.

Gracias madrecita querida, por el apoyo incondicional para poder culminar esta meta, siempre me inculcaste los mejores valores que un ser humano puede tener. Con tu amor, cariño y comprensión pude salir siempre adelante y vencer problemas que la vida nos brinda día a día para ser mejores personas. Te amo madrecita siempre vivirás en mi corazón.

*Para la persona más bondadosa de este mundo, que siempre estuvo velando por mí y me cuidó, te adoro nena bella eres mi adoración y unas de las razones por la que ahora estoy aquí. Siempre estaré para apoyarte y brindarte todo mi amor. Me faltan las palabras para decirte cuan agradecido estoy contigo **hermana mía, te amo.***

Gracias a mi padre, por la confianza brindada y por creer siempre en mí.

Gracias a mis tíos, por brindarme su confianza y todos sus buenos consejos para ser una persona de bien.

Gracias a mi mejor amiga y mi novia, que a lo largo de este camino me apoyó y se preocupó por esta meta lograda, gracias por tu apoyo incondicional, tu confianza y tu amor verdadero.

Gracias a la Escuela Politécnica Nacional, en especial a la Facultad de Geología y Petróleos. Gracias a todos los ingenieros que me brindaron su confianza a lo largo de este tiempo. Un agradecimiento al Ing. Gerardo Barros por brindarme el apoyo en la realización de este proyecto.

Gracias al Ing. Francisco Paz, por la confianza brindada para realizar este proyecto de titulación.

Gracias a la Ing. Karolina Guerra y Familia, por el apoyo y soporte en este proyecto de titulación que de forma incondicional me colaboro para poder culminarlo.

Gracias al Ing. José Luis Freire, por la atención prestada a este proyecto y por el apoyo incondicional que me brindo.

Gracias a todos mi amigos, Ing. Luis Pazos, Ing. Vladimir Peña, Jorge, Diego, Andrea, Fernando, Deivy, Eduardo, Luis, sé que faltan muchos nombres y tal vez soy ingrato con muchos de ellos, pero créanme a todos los llevo en mi corazón.

DEDICATORIA

Este proyecto lo dedico a mi Dios que siempre me cuidará y me guiará en todo el camino de la vida.

Este proyecto de titulación lo dedico con todo mi amor a mi madre y a mi hermana por ser las personas que siempre estuvieron a mi lado y me apoyaron de manera incondicional. Me brindaron su amor y su respaldo.

A mi familia que siempre confió y estuvieron pendientes de mí.

CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
AGRADECIMIENTOS.....	IV
DEDICATORIA.....	VI
CONTENIDO.....	VII
CONTENIDO DE TABLAS.....	XIV
CONTENIDO DE FIGURAS.....	XVII
SIMBOLOGÍA.....	XXI
RESUMEN.....	XXIII
PRESENTACIÓN.....	XXIV
CAPÍTULO I	1
DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO YANAQUINCHA.....	1
1.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CAMPO YANAQUINCHA.....	1
1.1.1 HISTORIA DEL CAMPO	1
1.1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	2
1.1.3 ESTRUCTURAS	4
1.1.4 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO YANAQUINCHA	5
1.1.5 FORMACIONES PRODUCTORAS.....	7
1.2 HISTORIAL DE PRODUCCIONES	8
1.2.1 YACIMIENTOS	8
1.1.2 HISTORIAL Y ACUMULADOS DE PRODUCCIÓN.....	9
1.3 PRESIONES DEL YACIMIENTO	9
1.4 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO	10
1.5 RESERVAS	11
1.6 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	11
1.6.1 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN CENTRALIZADAS.....	11
1.6.2 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES EXISTENTES	12
Sistema de Crudo	12
Sistema de Agua.....	13
Sistema de Gas	14
CAPITULO II	15
FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL ANÁLISIS NODAL Y SISTEMAS DE PRODUCCIÓN	15
2.1 INTRODUCCIÓN.....	15
2.1.1 COMPONENTES DEL ANÁLISIS NODAL	17
2.1.2 PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN	18

2.2 COMPORTAMIENTO DE LAS CURVAS INFLOW (IPR) Y OUTFLOW (INTAKE)	21
2.2.1 CURVA INFLOW (IPR).....	21
2.2.2 CURVA OUTFLOW (INTAKE)	22
2.3 PARAMETROS FUNDAMENTALES.....	26
2.3.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (J)	26
2.3.2 EFICIENCIA DE FLUJO.....	28
2.4 ECUACION DE VOGEL	28
2.5 ECUACIÓN DE DARCY PARA FLUJO CONTINUO, FLUJO SEUDO ESTABLE.....	30
2.5.1 FLUJO CONTINUO (DARCY).....	30
2.5.2 FLUJO PSEUDO ESTABLE (DARCY)	31
2.6 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN	31
2.7 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL CAMPO YANAQUINCHA.....	33
2.7.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)	34
2.7.2 COMPONENTES DE UN EQUIPO BES	35
2.7.3 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE	40
CAPITULO III	43
ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DEL CAMPO YANAQUINCHA.....	43
3.1 INTRODUCCIÓN	43
3.2 SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO YANAQUINCHA.....	43
3.3 APLICACIONES DEL SOFTWARE PIPESIM.....	48
3.2.1 DATOS NECESARIOS PARA CARGAR PIPESIM	48
3.3.2 CORRELACIONES DE FLUJO UTILIZADAS POR PIPESIM.....	49
3.4 DETALLE DE INGRESO DE DATOS.....	50
3.4.1 PROCEDIMIENTO PARA CREAR NUESTRO MODELO	51
3.4.2 PROCEDIMIENTO DE AJUSTE DEL POZO YNEA-001 (TP) CON PIPESIM 2011	52
3.4.3 MODELO PSEUDO STEADY STATE	59
3.3 INFORMACIÓN ACTUAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS.....	60
3.3.1 POZO YANAQUINCHA ESTE A-001 (YNEA-001)	61
3.3.1.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-001	62
3.3.2 POZO YANAQUINCHA ESTE A-002 (YNEA-002)	62
3.3.2.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-002	64
3.3.3 POZO YANAQUINCHA ESTE A-003 (YNEA-003).....	64
3.3.3.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-003.....	66

3.3.4 POZO YAQUINCHA ESTE A-005 (YNEA-005)	66
3.3.4.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-005	68
3.3.5 POZO YANAQUINCHA ESTE A-007	68
3.3.5.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-007	70
3.3.6 POZO YANAQUINCHA ESTE A-010	70
3.3.6.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-010	72
3.3.7 POZO YANAQUINCHA ESTE A-016	72
3.3.7.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-016	74
3.3.8 POZO YANAQUINCHA ESTE A-017	74
3.3.8.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-017	76
3.3.9 POZO YANAQUINCHA ESTE A-018	76
3.3.9.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-018	78
3.3.10 POZO YANAQUINCHA ESTE A-020	78
3.3.10.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-020	80
3.3.11 POZO YANAQUINCHA ESTE A-024	80
3.3.11.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-024	82
3.3.12 POZO YANAQUINCHA ESTE A-025	82
3.3.12.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-025	84
3.3.13 POZO YANAQUINCHA ESTE A-026	84
3.3.13.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-026	86
3.3.14 POZO YANAQUINCHA ESTE A-027	86
3.3.14.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-027	88
3.3.15 POZO YANAQUINCHA ESTE A-028	88
3.3.15.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-028	90
3.3.16 POZO YANAQUINCHA ESTE A-029	90
3.3.16.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-029	92
3.3.17 POZO YANAQUINCHA ESTE A-030	92
3.3.17.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-030	94
3.3.18 POZO YANAQUINCHA ESTE B-011	94
3.3.18.1 Análisis Nodal del pozo YNEB-011	96
3.3.19 POZO YANAQUINCHA ESTE B-012	96
3.3.19.1 Análisis Nodal del pozo YNEB-012	98
3.3.20 POZO YANAQUINCHA ESTE B-013	98

3.3.20.1 Análisis Nodal del pozo YNEB-013.....	100
3.3.21 POZO YANAQUINCHA ESTE B-021	100
3.3.21.1 Análisis Nodal del pozo YNEB-021.....	102
3.3.22 POZO YANAQUINCHA ESTE B-022	102
3.3.22.1 Análisis Nodal del pozo YNEB-022.....	104
3.3.23 POZO YANAQUINCHA ESTE B-023	104
3.3.23.1 Análisis Nodal del pozo YNEB-023.....	106
3.3.24 POZO YANAQUINCHA OESTE A-005	106
3.3.24.1 Análisis Nodal del pozo YNOA-005.....	108
3.3.25 POZO YANAQUINCHA OESTE A-007	108
3.3.25.1 Análisis Nodal del pozo YNOA-007.....	110
3.3.26 POZO YANAQUINCHA OESTE A-008	110
3.3.26.1 Análisis Nodal del pozo YNOA-008.....	112
3.3.27 POZO YANAQUINCHA OESTE A-009	112
3.3.27.1 Análisis Nodal del pozo YNOA-009.....	114
3.3.28 POZO YANAQUINCHA OESTE A-013	114
3.3.28.1 Análisis Nodal del pozo YNOA-013.....	116
3.3.29 POZO YANAQUINCHA OESTE A-014	116
3.3.29.1 Análisis Nodal del pozo YNOA-014.....	118
3.3.30 POZO YANAQUINCHA OESTE B-010	118
3.3.30.1 Análisis Nodal del pozo YNOB-10.....	120
3.3.31 POZO YANAQUINCHA OESTE B-011	120
3.3.31.1 Análisis Nodal del pozo YNOB-11.....	122
3.3.32 POZO YANAQUINCHA OESTE B-019	122
3.3.32.1 Análisis Nodal del pozo YNOB-019.....	124
3.3.33 POZO YANAQUINCHA OESTE B-020	124
3.3.33.1 Análisis Nodal del pozo YNOB-020.....	126
3.3.34 POZO YANAQUINCHA OESTE B-021	126
3.3.34.1 Análisis Nodal del pozo YNOB-021.....	128
3.3.35 POZO YNNA-001	128
3.3.35.1 Análisis Nodal del pozo YNNA-001.....	130
3.3.36 POZO PCYA-001	130
3.3.36.1 Análisis Nodal del pozo PCYA-001.....	132

3.3.37 POZO ANGEL NORTE YNEC-001S1	132
3.3.37.1 Análisis Nodal del pozo YNEC-009SI	134
CAPITULO IV	135
ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS DEL CAMPO YANAQUINCHA PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN	135
4.1 INTRODUCCIÓN	135
4.2 PARÁMETROS DE ESTUDIO PARA AUMENTAR LA PRODUCCIÓN DE UN POZO	136
4.2.1 PARÁMETRO DE PERMEABILIDAD (K)	136
4.2.1.1 Fracturamiento	136
4.2.2 PARÁMETRO DE DAÑO DE FORMACIÓN	137
4.2.2.1 Estimulación Matricial	137
4.2.3 PARÁMETRO DE PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PWF)	138
4.3 SELECCIÓN DE POZOS PARA REALIZAR ANÁLISIS NODAL	139
4.3.1 CAMPO YANAQUINCHA ESTE	139
4.3.2 CAMPO AGUAJAL	142
4.3.3 CAMPO YANAQUINCHA OESTE	144
4.3.4 CAMPO PACAY	146
4.4 ANÁLISIS NODAL DE POZOS SELECCIONADOS	148
4.4.1 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO YNEA-005 "UI"	152
4.4.2 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO YNEA-010 "TP"	154
4.4.2.1 Remoción de daño	154
4.4.3 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO YNEA-016 "UI"	156
4.4.4 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO YNEA-024 "UM"	157
4.4.4.1 Remoción de daño	158
4.4.5 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO YNEA-026 "UI"	159
4.4.5.1 Cambio de Bomba	159
4.4.6 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO YNEA-027 "UI"	160
4.4.6.1 Incremento de Frecuencia	161
4.4.7 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO YNEA-028 "UI"	162
4.4.7.1 Incremento de Frecuencia	162
4.4.8 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO YNEA-030 "UI"	164
4.4.8.1 Incremento de Frecuencia	164
4.4.9 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO YNOB-019 "UI"	166
4.4.9.1 Incremento de Frecuencia	166

4.4.10 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO YNOB-021 “TP”	168
4.4.10.1 Incremento de Frecuencia	168
4.5 DISEÑO DE RED.....	171
4.5.1 ANALISIS NODAL DE LA RED	173
CAPITULO V	179
ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO.....	179
5.1 INTRODUCCIÓN	179
5.2 HERRAMIENTAS UTILIZADAS PARA UNA EVALUACIÓN ECONOMICA.....	179
5.2.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)	179
5.2.2 TASA INTERNA DE RETORNO.....	180
5.2.3 RELACIÓN COSTO-BENEFICIO.....	181
5.2.4 PORCENTAJE DE DECLINACIÓN	181
5.3 INVERSIÓN DEL PROYECTO DE ACUERDO A LOS COSTOS DE PRODUCCIÓN.	182
5.3.1 COSTOS DE TRABAJOS A REALIZARSE.....	182
5.3.2 INGRESOS	183
5.3.3 EGRESOS.....	183
5.3.4 COSTOS OPERATIVOS	184
5.4 CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO	184
5.5 PROPUESTAS PARA LOS POZOS SELECCIONADOS.....	185
5.6 RESULTADOS	187
CAPÍTULO VI	190
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	190
6.1 CONCLUSIONES	190
6.2 RECOMENDACIONES	193
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	195
ANEXOS	196
ANEXO 1. Mapa estructural del Campo Yanaquincha.....	197
ANEXO 2. Mapas estructurales a profundidad y los mapas de espesor original para la Arena “U” Inferior y “T” Principal para Yanaquincha Oeste.....	199
ANEXO 3. Mapas estructurales a profundidad y los mapas de espesor original para la Arena “U” Inferior y “T” Principal para Yanaquincha Este.	203
ANEXO 4. RESERVAS DEL CAMPO YANAQUINCHA.....	207
ANEXO 5. FACILIDADES DE PRODUCCION DEL CAMPO YANAQUINCHA.....	212
ANEXO 6. DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS	214

ANEXO 7. INFORMACIÓN DETALLADA DE LOS POZOS	250
(INFORMACIÓN UTILIZADA EN PIPESIM)	250
ANEXO 8. CALCULOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO	288

CONTENIDO DE TABLAS

TABLA 1. 1 PRESIONES DEL CAMPO YANAQUINCHA	9
TABLA 1. 2 POZOS PERFORADOS Y POZOS PRODUCTORES	10
TABLA 1. 3 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS	10
TABLA 1. 4 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS	11
TABLA 2. 1 VALORES DE ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	27
TABLA 3. 1 POZOS PRODUCTORES	44
TABLA 3. 2 REPORTE DE PRODUCCION AL 31 DE JUNIO DEL 2013.....	47
TABLA 3. 3 CORRELACIONES USADAS EN PIPESIM 2013	50
TABLA 3. 4 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-001	61
TABLA 3. 5 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-002	63
TABLA 3. 6 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-003	65
TABLA 3. 7 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-005	67
TABLA 3. 8 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-007	69
TABLA 3. 9 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-010	71
TABLA 3. 10 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-016.....	73
TABLA 3. 11 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-017	75
TABLA 3. 12 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-018.....	77
TABLA 3. 13 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-20	79
TABLA 3. 14 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-024.....	81
TABLA 3. 15 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-025.....	83
TABLA 3. 16 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-026.....	85
TABLA 3. 17 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-027	87
TABLA 3. 18 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-028.....	89
TABLA 3. 19 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-029.....	91
TABLA 3. 20 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-030.....	93
TABLA 3. 21 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEB-011.....	95
TABLA 3. 22 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEB-012.....	97
TABLA 3. 23 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEB-013.....	99
TABLA 3. 24 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEB-021	101
TABLA 3. 25 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEB-022.....	103
TABLA 3. 26 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEB-023.....	105
TABLA 3. 27 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNOA-005.....	107
TABLA 3. 28 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNOA-007.....	109
TABLA 3. 29 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YN0B-008	111
TABLA 3. 30 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YN0B-009	113
TABLA 3. 31 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YN0A-013	115

TABLA 3. 32 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YN0A-014	117
TABLA 3. 33 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YN0B-010	119
TABLA 3. 34 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YN0B-011	121
TABLA 3. 35 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YN0B-019	123
TABLA 3. 36 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YN0B-020	125
TABLA 3. 37 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YN0B-021	127
TABLA 3. 38 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNNA-001	129
TABLA 3. 39 CARACTERÍSTICAS DE LA BES PCYA-001	131
TABLA 3. 40 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEC- 001S1	133
TABLA 4. 1 SELECCIÓN DE POZOS DE YNEA ARENA “UI”	141
TABLA 4. 2 SELECCIÓN DE POZOS DE YNEA ARENA “TP”	142
TABLA 4. 3 SELECCIÓN DE POZOS DE YNEB ARENA “UI”	144
TABLA 4. 4 SELECCIÓN DE POZOS DE YNEB ARENA “TP”	144
TABLA 4. 5 SELECCIÓN DE POZOS DE YNOA ARENA “UI”	145
TABLA 4. 6 SELECCIÓN DE POZOS DE YNOB ARENA “UI”	147
TABLA 4. 7 SELECCIÓN DE POZOS DE YNOB ARENA “TP”	147
TABLA 4. 8 UP-SIZE POZO YNEA-002 Y YNEA-007	152
TABLA 4. 9 RESULTADOS DE UP SIZE PARA EL POZO YNEA-005 “UI”	153
TABLA 4. 10 CAMBIO DE BOMBA PARA EL POZO YNEA-005	154
TABLA 4. 11 PARÁMETROS DE BOMBA NUEVA (YNEA-05)	154
TABLA 4. 12 RESULTADOS DE REMOCIÓN DE DAÑO PARA EL POZO YNEA-010	155
TABLA 4. 13 RESULTADOS DE UP SIZE PARA EL POZO YNEA-016 “UI”	156
TABLA 4. 14 CAMBIO DE BOMBA PARA EL POZO YNEA-016	157
TABLA 4. 15 PARÁMETROS DE BOMBA NUEVA (YNEA-016)	157
TABLA 4. 16 RESULTADOS DE REMOCIÓN DE DAÑO PARA EL POZO YNEA-024	158
TABLA 4. 17 RESULTADOS DE FRACTURA PARA EL POZO YNEA-026	160
TABLA 4. 18 RESULTADOS DE INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO YNEA-027	161
TABLA 4. 19 RESULTADOS DE INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO YNEA-028	163
TABLA 4. 20 RESULTADOS DE INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO YNEA-030	165
TABLA 4. 21 RESULTADOS DE INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO YNOB-019	167
TABLA 4. 22 RESULTADOS DE INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO YNOB-021	169
TABLA 4. 23 CAUDALES DE CAMPO	173

TABLA 5. 1 COSTO ESTIMADO POR CAMBIO DE BOMBA	182
TABLA 5. 2 COSTO ESTIMADO POR ESTIMULACIÓN	183
TABLA 5. 3 ALTERNATIVA ECONÓMICA DEL CAMPO YANAQUINCHA	186
TABLA 5. 4 CRONOGRAMA DE REACONDICIONAMIENTO	187
TABLA 5. 5 RESULTADOS DE LA PROPUESTA DEL CAMPO	187

CONTENIDO DE FIGURAS

FIGURA 1. 1 UBICACIÓN DEL CAMPO YANAQUINCHA.....	3
FIGURA 1. 2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO YANAQUINCHA	6
FIGURA 1. 2 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO YANAQUINCHA	198
FIGURA 2. 1 COMPONENTES ELEMENTALES DEL SISTEMA DE ANÁLISIS NODAL	17
FIGURA 2. 2 UBICACIÓN DE LOS POSIBLES NODOS	19
FIGURA 2. 3 CURVA OUTFLOW	22
FIGURA 2. 4 FENÓMENOS EN LA CURVA OUTFLOW	23
FIGURA 2. 5 COMPORTAMIENTO DE LA CAPACIDAD DE APORTE, CON UN CAMBIO DE DIÁMETRO DEL TUBING	24
FIGURA 2. 6 COMPORTAMIENTO DE LA CAPACIDAD DE APORTE, CON UN CAMBIO DE DIÁMETRO DE LA LÍNEA DE FLUJO	24
FIGURA 2. 7 POSIBLE TASA DE PRODUCCIÓN	26
FIGURA 2. 8 GRÁFICO DE EC. VOGEL	29
FIGURA 2. 9 ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN	32
FIGURA 2. 10 PERFILES DE PRESIÓN.....	33
FIGURA 2. 11 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	35
FIGURA 2. 12 EQUIPO DE SUPERFICIE	36
FIGURA 2. 13 EQUIPO DE FONDO	38
FIGURA 2. 14 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA BES.....	40
FIGURA 3. 1 PORCENTAJE DE LAS ARENAS PRODUCTORAS	45
FIGURA 3. 2 PORCENTAJE DE POZOS EN LAS ESTRUCTURAS DEL CAMPO YANAQUINCHA	46
FIGURA 3. 3 MODELO DE POZO	52
FIGURA 3. 4 DATOS DE RESERVORIO.....	53
FIGURA 3. 5 CÁLCULO DEL J (Índice de Productividad).....	53
FIGURA 3. 6 PROPIEDADES DE BLACK OIL.....	54
FIGURA 3. 7 CORRECCIÓN DE VISCOSIDAD	54
FIGURA 3. 8 CALIBRACIÓN AVANZADA	55
FIGURA 3. 9 PERFIL DE DESVIACIÓN	55
FIGURA 3. 10 PERFIL GEOTERMICO	56
FIGURA 3. 11 CONFIGURACIÓN DE LA TUBERIA.....	56
FIGURA 3. 12 DATOS DE LA BES	57
FIGURA 3. 13 ANALISIS NODAL PIPESIM	58
FIGURA 3. 14 ANALISIS NODAL DE POZO.....	58
FIGURA 3. 15 MODELO PSEUDO STEADY STATE	59
FIGURA 3. 16 SENSIBILIDAD DE DAÑO	60
FIGURA 3. 17 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-001	61
FIGURA 3. 18 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-001.....	62
FIGURA 3. 19 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-002	63
FIGURA 3. 20 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-002.....	64
FIGURA 3. 21 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-002	65

FIGURA 3. 22 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-003.....	66
FIGURA 3. 23 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-005	67
FIGURA 3. 24 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-003.....	68
FIGURA 3. 25 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-007	69
FIGURA 3. 26 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-007.....	70
FIGURA 3. 27 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-010	71
FIGURA 3. 28 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-010.....	72
FIGURA 3. 29 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-016	73
FIGURA 3. 30 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-016.....	74
FIGURA 3. 31 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-017	75
FIGURA 3. 32 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-017.....	76
FIGURA 3. 33 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-018	77
FIGURA 3. 34 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-018.....	78
FIGURA 3. 35 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-020	79
FIGURA 3. 36 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-020.....	80
FIGURA 3. 37 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-024	81
FIGURA 3. 38 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-024.....	82
FIGURA 3. 39 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-025	83
FIGURA 3. 40 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-025.....	84
FIGURA 3. 41 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-026	85
FIGURA 3. 42 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-026.....	86
FIGURA 3. 43 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-027	87
FIGURA 3. 44 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-027.....	88
FIGURA 3. 45 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-028	89
FIGURA 3. 46 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-028.....	90
FIGURA 3. 47 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-029	91
FIGURA 3. 48 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-028.....	92
FIGURA 3. 49 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-030	93
FIGURA 3. 50 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-030.....	94
FIGURA 3. 51 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEB-011	95
FIGURA 3. 52 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEB-011.....	96
FIGURA 3. 53 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEB-012	97
FIGURA 3. 54 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEB-012.....	98
FIGURA 3. 55 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEB-13.....	99
FIGURA 3. 56 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEB-013.....	100
FIGURA 3. 57 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEB-021	101
FIGURA 3. 58 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEB-021.....	102
FIGURA 3. 59 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEB-022	103
FIGURA 3. 60 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEB-022.....	104
FIGURA 3. 61 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEB-023	105
FIGURA 3. 62 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEB-023.....	106
FIGURA 3. 63 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNOA-05.....	107
FIGURA 3. 64 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNOA-005	108
FIGURA 3. 65 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNOA-007	109

FIGURA 3. 66 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNOA-007	110
FIGURA 3. 67 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNOA-008	111
FIGURA 3. 68 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNOA-007	112
FIGURA 3. 69 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNOA-009	113
FIGURA 3. 70 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNOA-009	114
FIGURA 3. 71 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNOA-013	115
FIGURA 3. 72 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNOA-013	116
FIGURA 3. 73 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNOA-014	117
FIGURA 3. 74 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNOA-0134	118
FIGURA 3. 75 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNOB-010	119
FIGURA 3. 76 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNOB-010	120
FIGURA 3. 77 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNOB-011	121
FIGURA 3. 78 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNOB-011	122
FIGURA 3. 79 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNOB-019	123
FIGURA 3. 80 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNOB-019	124
FIGURA 3. 81 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNOB-020	125
FIGURA 3. 82 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNOB-020	126
FIGURA 3. 83 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNOB-021	127
FIGURA 3. 84 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNOB-021	128
FIGURA 3. 85 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNNA-001	129
FIGURA 3. 86 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNNA-001	130
FIGURA 3. 87 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO PCYA-001	131
FIGURA 3. 88 ANÁLISIS NODAL DEL POZO PCYA-001	132
FIGURA 3. 89 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEC-001SI	133
FIGURA 3. 90 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEC-009S1	134
FIGURA 4. 1 POZOS DEL CAMPO YANAQUINCHA ESTE (YNEA) ARENA "UI"	140
FIGURA 4. 2 POZOS DEL CAMPO AGUAJAL (YNEB) ARENA "UI"	143
FIGURA 4. 3 POZOS DEL CAMPO YANAQUINCHA OESTE (YNOA) ARENA "UI"	145
FIGURA 4. 4 POZOS DEL CAMPO PACAY (YNOB) ARENA "UI"	146
FIGURA 4. 5 UP-SIZE POZO YNEA-005 "UI"	153
FIGURA 4. 6 ACIDIFICACIÓN POZO YNEA-010 "TP"	155
FIGURA 4. 7 UP-SIZE POZO YNEA-016 "UI"	156
FIGURA 4. 8 REMOCIÓN DE DAÑO PARA EL POZO YNEA-024 "UM"	158
FIGURA 4. 9 REMOCIÓN DE DAÑOS Y PERMEABILIDAD PARA EL POZO YNEA-024 "UM"	159
FIGURA 4. 10 SENSIBILIDAD MEDIANTE CAMBIO DE BOMBA PARA EL POZO YNEA- 026 "UI"	160
FIGURA 4. 11 ANÁLISIS NODAL (HZ= 60) POZO YNEA-027 "UI"	161
FIGURA 4. 12 SENSIBILIDAD DE INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO YNEA-027 "UI"	162
FIGURA 4. 13 ANÁLISIS NODAL (HZ= 60) POZO YNEA-028 "UI"	163
FIGURA 4. 14 SENSIBILIDAD DE INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO YNEA-028 "UI"	164

FIGURA 4. 15 ANÁLISIS NODAL (HZ= 60) POZO YNEA-030 “UI”.....	165
FIGURA 4. 16 SENSIBILIDAD DE INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO YNEA-030 “UI”	166
FIGURA 4. 17 ANÁLISIS NODAL (HZ= 65) POZO YNOB-019 “UI”	167
FIGURA 4. 18 SENSIBILIDAD DE INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO YNOB-019 “UI”	168
FIGURA 4. 19 ANÁLISIS NODAL (HZ= 60) POZO YNOB-021 “TP”	169
FIGURA 4. 20 SENSIBILIDAD DE INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO YNOB-021 “UI”.....	170
FIGURA 4. 21 DISEÑO DE RED DEL CAMPO YANAQUINCHA	172
FIGURA 4. 22 ESTACION CPF	173
FIGURA 4. 23 PRESIONES DE LÍNEA.....	1754
FIGURA 4. 24 GRÁFICO PRESIÓN VS DISTANCIA TOTAL.....	175
FIGURA 4. 25 HOLDUP VS DISTANCIA TOTAL	176
FIGURA 4. 26 VELOCIDAD DE EROSIÓN VS DISTANCIA TOTAL.....	177
FIGURA 4. 27 RADIO VELOCIDAD DE EROSIÓN VS DISTANCIA TOTAL	177
FIGURA 4. 28 MEAN SLUG VOLUME VS DISTANCIA TOTAL	178
FIGURA 4. 29 MEAN SLUG VOLUME VS DISTANCIA TOTAL	178
FIGURA 5. 1 RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN 86.4 USD.....	188
FIGURA 5. 2 RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN 97.97 USD	188
FIGURA 5. 3 RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN 103.34 USD	189

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO
API:	American Petroleum Institute
B' up:	Prueba de Build Up
BAPD:	Barriles de agua por día
BES:	Bomba electrosumergible
BFPD:	Barriles de fluido por día
Bls:	Barriles
BPPD:	Barriles de petróleo por día
BSW:	Basic sediments and water
CEPE:	Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana
EF:	Eficiencia de flujo
Fnck:	Flujo Neto de Caja
Ft:	pies
GOR:	Razón gas petróleo
Hz:	Frecuencia
IP:	Índice de productividad
K:	Permeabilidad
Md:	Milidarcys
MD:	Profundidad medida
Pb:	Presión de Burbuja
POES:	Petróleo original en sitio
PPH:	Sistema de Levantamiento Hidráulico
PPS:	Sistema de bombeo electrosumergible
Pr:	Presión de Reservorio
PVT:	Presión, volumen, temperatura
Pwf:	Presión de fondo fluyente
Pwh:	Presión de cabeza
Pws:	Presión estática de yacimiento
Q:	Caudal
RC/B:	Relación costo-beneficio

SÍMBOLO	SIGNIFICADO
R_w:	Radio del pozo
S:	Daño de formación
Stb:	Barriles a condiciones de yacimiento
T:	Tiempo
TI:	Arenisca "T" inferior
TIR:	Tasa interna de retorno
TP:	Arenisca "T" principal
TVD:	Profundidad vertical verdadera
UI:	Arenisca "U" inferior
USD:	Dólares
VAN:	Valor actual neto
YNEA:	Yanaquincha Este
YNEB:	Aguajal
YNOA:	Yanaquincha Oeste
YNOB:	Pacay

RESUMEN

El proyecto de titulación "ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO YANAQUINCHA, MEDIANTE ANÁLISIS NODAL", tiene como objetivo, el estudio actual del campo mediante un análisis de los sistemas de producción implementando un estudio de Análisis Nodal, con la finalidad de incrementar la producción de los pozos a ser seleccionados

En este proyecto se analizará las facilidades que presenta el campo, se recopilará información actualizada de los reservorios productores, propiedades petrofísicas y geológicas, reservas, datos de presión, datos PVT, historiales de producción y de reacondicionamientos.

Se describirá los diferentes sistemas de producción con los que actualmente opera el Campo Yanaquincha, se determinará los parámetros adecuados con los cuales incrementaremos la producción del campo y realizaremos un estudio completo de las condiciones de producción.

Con el análisis terminado en los pozos del campo, se determinará cuáles son factibles técnicamente y económicamente para realizar el cambio de sistema de levantamiento artificial, rediseño de la bomba y aquellos que pueden ser sometidos a un tratamiento especial. Para cada uno de los escenarios se realizará un estudio económico que nos permita determinar la factibilidad del proyecto.

Se finalizará con un análisis económico, con las conclusiones y recomendaciones de los pozos estudiados donde se ejecutaran las propuestas planteadas.

PRESENTACIÓN

El principal objetivo en la industria petrolera Ecuatoriana, especialmente en Gerencia de Exploración y Producción Campo Yanaquincha como Filial de EP PETROAMAZONAS, es la necesidad de incrementar la producción de petróleo, motivo por la cual este proyecto se justifica debido a que existe la suficiente cantidad de reservas para seguir recuperando en el campo Yanaquincha

El presente proyecto de titulación tiene como objetivo plantear alternativas desde el punto de vista técnico y económico para lograr incrementar la producción del campo Yanaquincha mediante la implementación de métodos como Estimulación matricial, Fracturamiento, Up-Size, Rediseño de BES e Incremento de Frecuencia en los pozos donde disminuyo la producción.

Estudiaremos la información actualizada del campo, donde seleccionaremos los mejores pozos candidatos a realizar los trabajos antes mencionados. Realizaremos un estudio minucioso de las mejores arenas productoras, las arenas más representativas del Campo Yanaquincha son la “UI” y “TP”.

Para este análisis utilizamos los softwares PIPESIM 2011 y OFM pertenecientes a la empresa privada Schlumberger, estos me fueron facilitados por el convenio existente entre EP PETROAMAZONAS y Schlumberger.

Realice el análisis nodal de los 37 pozos existentes en el Campo Yanaquincha, para facilidad de este proyecto toma como fecha de cierre de producción el 31 de Junio del 2013.

Se realizó un análisis técnico-económico donde concluiré si el proyecto es rentable, por último realizamos las respectivas conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO YANAQUINCHA

1.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CAMPO YANAQUINCHA

1.1.1 HISTORIA DEL CAMPO

La transnacional estadounidense Occidental Exploration & Producción Company (OXY) empieza sus operaciones en el Bloque 15 del Oriente Ecuatoriano en el año 1985, estudiando, explorando y explotando el campo o llamado en ese entonces Complejo Yanaquincha el cual empieza su producción en Julio del 2003.

El Bloque 15 con una extensión de 200 000 hectáreas es operado por la estatal Ecuatoriana EP PETROAMAZONAS, el bloque se encuentra dividido en dos áreas que son CPF (Campo ILYP) y EPF (Campo Eden-Yuturi). El área operacional CPF comprende: Complejo Indillana, Limoncocha, Complejo Yanaquincha y Paka.

El Complejo Yanaquincha se encuentra localizado al oeste del Bloque 15 conocida como "Panhandle". Está rodeado de varios campos de Hidrocarburos como MDC al Oeste, Yuca al Sur, Limoncocha y el Complejo Indillana al este.

El Complejo Yanaquincha comprende cuatro estructuras anticlinales llamadas Yanaquincha Oeste-Pacay, Yanaquincha Este-Aguajal, Yanaquincha Sur y Yanaquincha Ángel-Norte.

Las estructuras del Complejo Yanaquincha fueron inicialmente identificadas en 1998 con sísmica 2D. En el 2001 se adquirió sísmica 3D, lo que permitió definir mejor las estructuras de la zona. En el período comprendido entre Octubre del

2002 y Mayo del 2004 se perforaron en el Complejo Yanaquincha los pozos: Yanaquincha Este A01, A02, A03, A04 y A05; Yanaquincha Oeste A01, A02, A03 y A04; Yanaquincha Sur 01 y Ángel Norte-01 y Paka Norte-01, total 12 pozos. Se concluyó que los pozos exploratorios del Este y Oeste mostraron zonas con hidrocarburo, mientras que los pozos del Norte y Sur no mostraron zonas de interés por lo que fueron abandonados.

Los yacimientos descubiertos en el área son: “U” Media, “U” Inferior, “T” Superior, “T” Principal y Hollín, de los cuales **“U” Inferior y “T” Principal** son los de mayor potencial productivo.

El complejo inició su producción en Julio del 2003 con el pozo Yanaquincha Oeste- A01 de la arena “U” Inferior y el 29 de Julio con el pozo Yanaquincha Este- A01 también de la arena “U” Inferior. El Plan de Desarrollo del Complejo Yanaquincha fue aprobado por el Ministerio de Energía y Minas el 21 de julio del 2003.

Para el 31 de Junio del 2013, fecha que se estableció como cierre para el análisis de producción y cotejo de simulación del presente estudio, el Complejo Yanaquincha tenía una producción aproximada de 10040 BPPD de petróleo y 25752 BAPD de agua. La presión promedio encontrada cuando se inició la perforación es de 3600 PSI.

Hasta Junio 2013 se han perforado 56 pozos en las 4 estructuras que posee el Campo Yanaquincha.

1.1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El Complejo Yanaquincha se encuentra localizado en la parroquia La Unión Milagreña, Cantón Joya de los Sachas, provincia de Orellana, sector Oeste del Bloque 15 de EP PETROAMAZONAS.

Está ubicado en la Cuenca de Oriente, en el Este de Ecuador, al Suroeste del Campo Shushufindi.

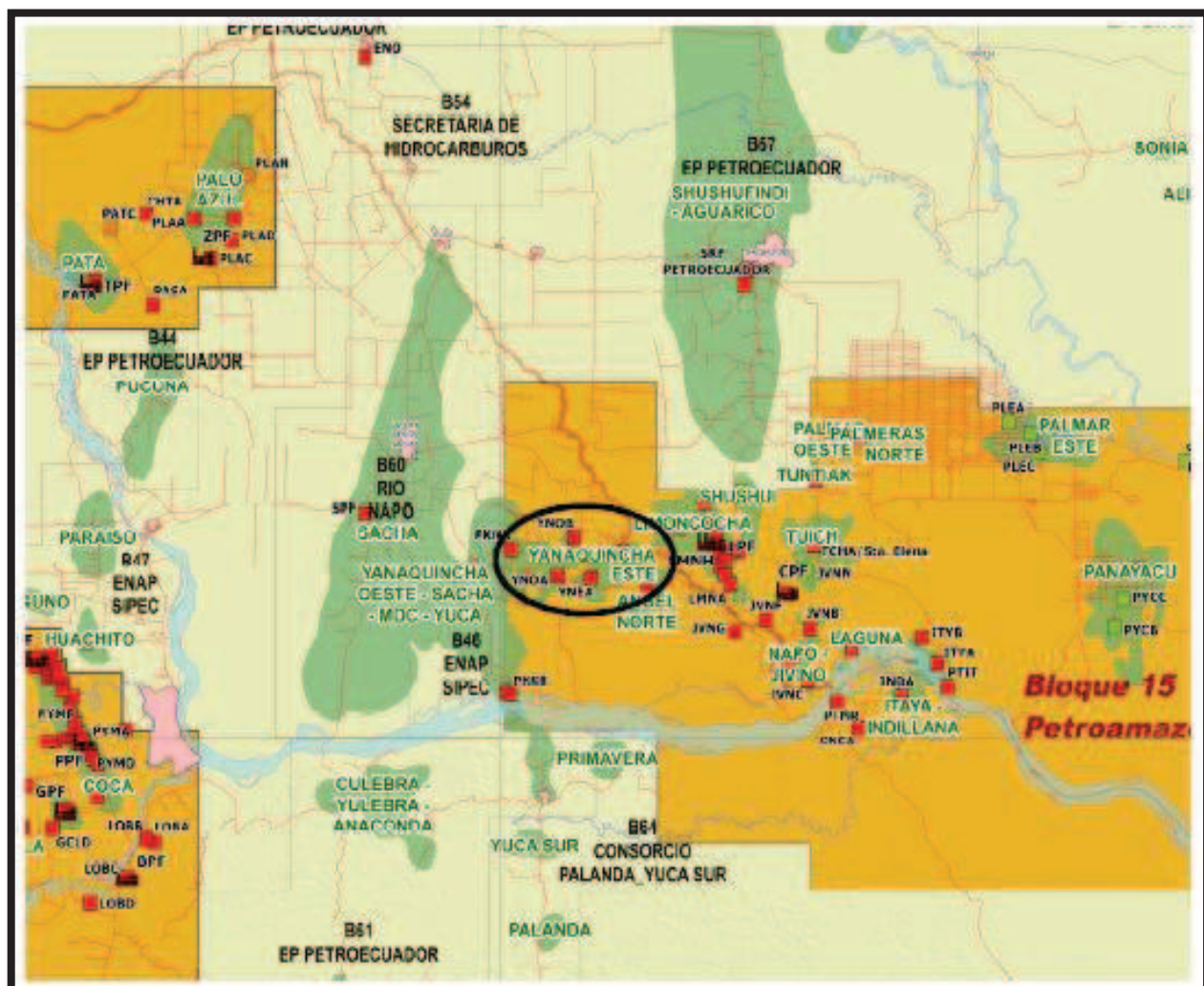
Está rodeado al Sur por el Campo Yuca, al Norte el Campo Paka, al Este por los campos Limoncocha e Indillana y al Oeste por los campos MDC y Sacha.

Longitud: $0^{\circ}22'47,25''\text{S}$ y $0^{\circ}19'32''\text{S}$

Latitud: $76^{\circ}48'53,95''\text{W}$ y $76^{\circ}42'25,88''\text{W}$

A continuación se presenta una fotografía del Campo Yanaquincha, en el cual observamos su ubicación.

FIGURA 1. 1 UBICACIÓN DEL CAMPO YANAQUINCHA



Fuente: EP PETROAMAZONAS

1.1.3 ESTRUCTURAS

Los mapas estructurales en profundidad a los topes de las calizas A y B, en conjunto con los mapas de isópacas, sirvieron para generar mapas estructurales en profundidad al Tope de los yacimientos U Inferior y T Principal, en los mismos que se definieron cierres estructurales contiguos denominados: Yanaquincha Oeste – Pacay y Yanaquincha Este (Yanaquincha Este-Chorrera-Aguajal), cada una de ellas de orientación predominante Noreste (NE) - Suroeste (SO).

Estructura Yanaquincha Oeste – Pacay: Localizada inmediatamente al Este de los campos MDC y Paka Norte, es un anticlinal tenue de orientación submeridional, cerrado en sus tres lados por el contacto agua-petróleo (CAP) a 8760 Ft, para el yacimiento U Inferior, y el Contacto agua-petróleo (CAP) a 9030 Ft, para el yacimiento T Principal, por cuanto en el flanco occidental no se puede definir un cierre estructural, para delimitar el área y realizar el cálculo de reservas se utilizó una línea ubicada en el eje de bajos.

Estructura Yanaquincha Este: Localizada entre los campos Limoncocha y Yanaquincha-Pacay, es otro anticlinal tenue, conformado por altos estructurales menores, denominados Yanaquincha Este, Chorrera y Aguajal.

Los Contactos agua-petróleo a 8734 Ft y 9005 Ft de las areniscas U Inferior y T Principal, respectivamente, cierran a este anticlinal en sus tres lados, el cierre en el flanco nororiental se determinó con una línea ubicada en el eje de bajos.

Estructura Yanaquincha Sur: Sin estudios realizados.

Estructura Yanaquincha Norte-Ángel: Sin estudios realizados.

En el **Anexo 1** se indica el mapa estructural del Campo Yanaquincha.

1.1.4 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO YANAQUINCHA

La estratigrafía del Campo Yanaquincha, corresponde a la de la zona central de la Cuenca Oriental, la que consta de las formaciones: Terciario no diferenciado, Orteguaza, Tiyuyacu, Tena, Napo y Hollín.

La Formación Napo de edad Cretácica (Albiano Tardío–Campaniano Temprano) forma yacimientos separados verticalmente, y es la formación de gran interés hidrocarburífero, su valor estratigráfico y productor se registra en las areniscas productoras "U" y "T".

A la arena "T", se le dividió en tres intervalos estratigráficos, "T" superior, "T" media y "T" inferior, donde se considera a la arena "T" inferior como el principal reservorio productor de la arena "T".

De la misma manera se aplicó para la arena "U", a la que se la subdividió en "U" superior, "U" media y "U" inferior, donde se considera a la arena "U" inferior, como el principal reservorio productor de la arena "U".

A continuación se mostrara los topes y las bases para los reservorios más importantes del campo, "UI" y "TP".

- Reservorio "UI"

Está comprendido de arenisca con intercalaciones finas de lutita.

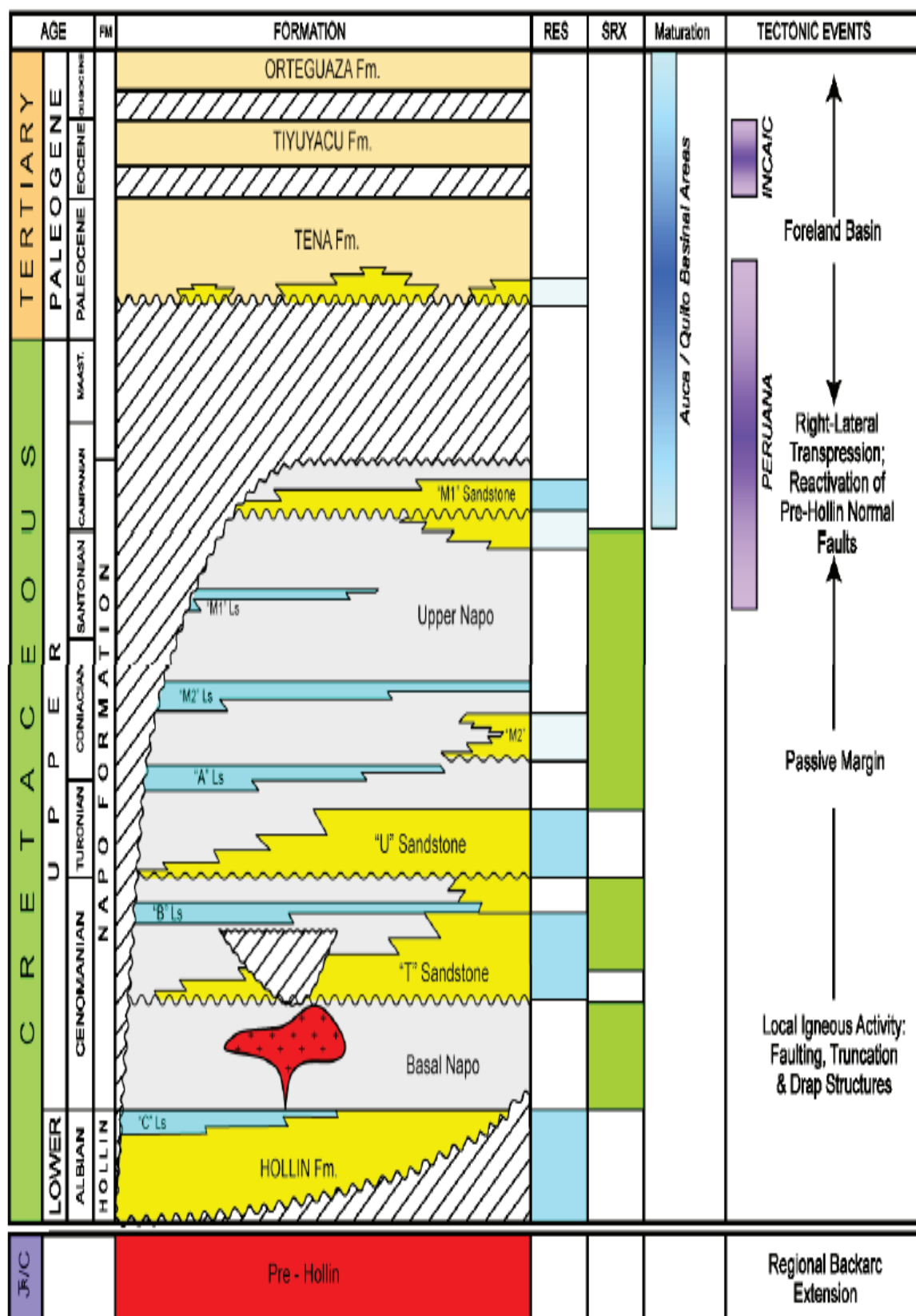
BASE: 12,156' MD / 9,548' TVD
TOPE: 12,172' MD / 9,562' TVD

- Reservorio "TP"

Está comprendido de arenisca con delgadas intercalaciones de lutita.

BASE: 12,455' MD / 9,821' TVD
TOPE: 12,436' MD / 9,804' TVD

FIGURA1. 2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO YANAQUINCHA



Fuente: EP PETROAMAZONAS

1.1.5 FORMACIONES PRODUCTORAS

La Arena T y la Arena U constituyen ciclos sedimentarios dentro de la Formación Napo, estos ciclos son ocasionados por las variaciones en el nivel del mar. Hacia la parte inferior de estos ciclos se presentan las arenas de mejor calidad como roca reservorio (más limpias y más continuas) que son los reservorios “U-Inferior” y “T-principal”.

Hacia la parte superior de los ciclos el contenido de lutita es mucho mayor, y donde hay intercalaciones de arenas delgadas. En la correlación estratigráfica de los pozos se definen como T-Superior y U-Media y U-Superior, las dos primeras unidades han producido de algunos pozos. Los ciclos terminan con intervalos de lutitas y calizas que constituyen el sello vertical de los yacimientos.

A continuación se presenta la descripción litológica de los reservorios “U-Inferior” y “T-principal”.

- **ARENISCA “U” INFERIOR**

Está comprendido de arenisca con intercalaciones finas de lutita.

Arenisca: Café claro, blanca, translúcida a transparente, suelta, grano fino a medio, cuarzosa, sub-angular a sub-redondeada, moderada selección, matriz y cemento no visible, porosidad no visible.

Lutita: Gris oscuro, gris claro, moderadamente dura a suave, fisil, laminar, astillosa, textura cerosa a terrosa, no calcárea, con inclusiones de micro mica y micro pirita.

- **ARENISCA “T” PRINCIPAL**

Está comprendido de arenisca con delgadas intercalaciones de lutita.

Arenisca: Blanca, café claro, hialina, transparente a translúcida, suelta a friable, grano medio a fino, cuarzosa, subangular a subredondeada, moderada selección, matriz caolinítica, cemento no visible, porosidad no visible. Manifestación de hidrocarburo residual.

Lutita: Gris oscuro, negra, café oscuro, moderadamente dura a suave, físil, laminar, textura cerosa, no calcárea, con inclusiones de micro mica y glauconita. Bituminosa.

Se presenta los mapas estructurales a profundidad y los mapas de espesor original para la Arena **“U” Inferior** y **“T” Principal** para Yanaquincha Oeste.

Anexo 2.

También presenta los mapas estructurales a profundidad y los mapas de espesor original para la Arena **“U” Inferior** y **“T” Principal** para Yanaquincha Este.

Anexo 3.

Las características del fluido que aportan estas formaciones son aproximadamente: crudo de 18° API para la Arena “U inferior”, 25° API para la arena “T principal” y un BSW promedio de 90% para todo el campo.

1.2 HISTORIAL DE PRODUCCIONES

1.2.1 YACIMIENTOS

El complejo Yanaquincha posee dos yacimientos productores principales que son:

- Yacimiento “U” Inferior
- Yacimiento “T” Principal

Y como yacimientos secundarios:

- Yacimiento “U” Media
- Yacimiento “T” Superior
- Yacimiento Hollín Superior

1.1.2 HISTORIAL Y ACUMULADOS DE PRODUCCIÓN

Cada uno de estos yacimientos posee características de presión, temperatura, roca y fluidos diferentes. Sobre la base de la información de presiones, producción de fluidos (petróleo, agua y gas), análisis PVT, datos petrofísicos (Porosidad, permeabilidad, tipos de roca, saturación de agua), permeabilidades relativas y presiones capilares se pudo definir criterios sobre: Mecanismos de producción, heterogeneidades y estimación del factor de recobro para cada yacimiento. Hasta el 31 de Junio del 2013 el campo tiene una producción de 9725 BPPD y 24807 BAPD.

1.3 PRESIONES DEL YACIMIENTO

A los pozos del Campo Yanaquincha se han realizado varias pruebas de restauración de presión (B'up), con esta información se pudo determinar la presión inicial y su declinación como consecuencia de la producción para los yacimientos de mayor interés hidrocarburífero.

En la siguiente tabla se presentan los principales datos del campo: salinidad, presiones iniciales, etc.

TABLA 1. 1 PRESIONES DEL CAMPO YANAQUINCHA

Campo Yanaquincha	ESTE		OESTE	
	"U" Inferior	"T" Principal	"U" Inferior	"T" Principal
RESERVORIO				
Presión Inicial (psi)	3592	3553	3562	3530
Presión Actual	3050	3100	2800	3000
Presión de Burbuja (psi)	844	977	868	977
Boi (BY/BN)	1.088	1.195	1.126	1.195
Bob (BY/BN)	1.107	1.227	1.151	1.227
Rsi (PCN/BN)	97	213	102	213
°API	18.7	24.1	18.3	22.8
Temperatura (°F)	215	220	218	224
Salinidad (ppm NaCl)	58000	48000	60000	64000

Fuente.- EP PETROAMAZONAS

Elaborado.- Jimmy Garcés.

1.4 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

Actualmente el campo Yanaquincha consta de sectores estratégicos muy importantes que son: Yanaquincha Oeste-Pacay, Yanaquincha Este-Agujal, Yanaquincha Ángel Norte.

En la siguiente tabla se muestra los pozos perforados y pozos productores.

TABLA 1. 2 POZOS PERFORADOS Y POZOS PRODUCTORES

CAMPO YANAQUINCHA		
CAMPOS	POZOS PERFORADOS	POZOS PRODUCTORES
Y. ESTE	21	17
Y. OESTE	12	6
Y.SUR	1	0
PACAY	11	7
ANGEL NORTE	3	1
AGUAGAL	8	6
TOTAL DE POZOS	56	37

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Elaborado: Jimmy Garcés

TABLA 1. 3 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS

SISTEMAS DE PRODUCCIÓN POZOS PRODUCTORES				
MÉTODO	ARENA "U"		ARENA "T"	
	"U"	"U"	"T"	"T"
	INFERIOR	MEDIA	PRINCIPAL	SUPERIOR
B. Electrosumergible	23	6	6	2
TOTAL	37			

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Elaborado: Jimmy Garcés

En la anterior tabla de los diferentes sistemas de producción del Campo Yanaquincha podemos observar que todos los pozos del campo, se manejan mediante Bombeo Electrosumergible.

En la siguiente tabla se detalla es estado actual de los pozos

TABLA 1. 4 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS

ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS	
POZOS	TOTAL
Productores	37
W.O	12
Abandonados	3
Cerrados	4
TOTAL	56

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Elaborado: Jimmy Garcés

1.5 RESERVAS

En las siguientes tablas se presenta el resumen de los cálculos de petróleo original en sitio y las estimaciones de reservas, para todos los reservorios que presentan hidrocarburos. Las reservas se encuentran detalladas en el **ANEXO 4**.

1.6 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

1.6.1 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN CENTRALIZADAS

En la actualidad, el fluido extraído de las diferentes islas de producción Yanaquincha es transportado a la Central de Procesos por medio de un oleoducto

de 20" de diámetro y aproximadamente 20 km de longitud. Este fluido, más el producido por las islas del complejo Indillana es tratado en la Central de Procesos CPF que tiene todas las facilidades para poder deshidratar y desgasificar el crudo del petróleo extraído, para dejarlo en especificaciones.

La estación central de producción actualmente en operación tiene capacidad para procesar un total de 370.000 barriles de fluido por día: 35.000 BPPD, 335.000 BAPD y 6.4 MMSCFPD para obtener gas combustible, el resto se quema en los mecheros de alta y baja presión. Debido al perfil de producción actual, los sistemas que deben recibir un mejoramiento son los: sistema de tratamiento de gas e inyección de agua de formación, instalando equipos adicionales de proceso.

En el **Anexo 5** indica el diagrama de flujo de la Central de Procesos.

1.6.2 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES EXISTENTES

Las Islas de producción que conforman el Complejo Yanaquincha comprenden las siguientes locaciones: Yanaquincha Oeste, Pacay, Pacay Norte (futura), Yanaquincha Este, Aguajal y Angel Norte.

Todo el fluido recolectado en la línea de flujo de 20" Yanaquincha - CPF llega a la Facilidad Central de Procesamiento (CPF), en éste lugar se procede a la separación de agua, crudo y gas.

A continuación una breve descripción de los procesos principales de tratamiento al fluido (agua, crudo, gas) de producción:

Sistema de Crudo

El sistema de Separación Primaria está formado por 4 separadores de producción V-101 A/B y V-104 A/B, en estos equipos desgasifica el fluido y separa el agua. Posteriormente el crudo pasa a una separación secundaria, con esto se logra eliminar la mayor parte del agua que acarrea del proceso anterior.

Los equipos para lograr éste fin son 2 desaladores electrostáticos V-107 A/B y 2 intercambiadores de calor crudo/agua E-102 A/B.

El crudo se dirige hacia 2 botas desgasificadoras V-108 A/B que permiten separar una posible gasificación del crudo producida por cambios de temperatura y/o arrastres de gas de los procesos anteriores. De ésta manera se evita que entre gas a los tanques de almacenaje de crudo T-101 A/B.

En los tanques de almacenamiento debido al tiempo de residencia (ley de Stoke) puede separarse el agua que todavía quede como remanente, una vez hechas las pruebas y comprobado que el crudo se encuentra en especificación (BSW < 0.5%) el mismo se envía hacia unas bombas booster P-139 A/B y P-104 A/B para que atraviese la unidad de fiscalización LACT L-1. Desde allí se bombea el crudo (P-105 A/B/D) hacia Shushufindi para su posterior incorporación el OCP y/o SOTE.

Sistema de Agua

El agua de producción que proviene de los separadores es distribuida a 2 tanques skimmer T-103 A/B, el crudo desnatado se envía hacia reprocesamiento y el agua hacia los tanques de reposo T-104 A/B (agua tratada), estos tanques trabajan a una altura tal que permiten tener suficiente cabeza para el adecuado funcionamiento de las bombas Booster P-112 D/E/F/G/H/L/K/I/M/N/O/P y a su vez pueden almacenar agua durante alguna contingencia.

El objetivo de las bombas Booster es enviar agua hacia las bombas de inyección que se encuentran en las plataformas inyectoras Jivino F, Jivino A, Jivino B, Jivino C y a los pozos que se encuentran dentro de la Central de Procesamiento Shira – 1 bombas P- 2103 F, P-230 B/D y Jivino FA-1 bombas P-103 D/F/H/J.

Sistema de Gas

El gas separado en los separadores de producción es enviado al Sistema de Gas Combustible (E-103) en donde se enfría el gas para despojarlo de partículas pesadas en el V-102, la corriente de salida ingresa en los skid de refrigeración SK-2 A/B compuestos por un chiller – separador frío y un circuito de freón que realiza el enfriamiento del fluido.

El excedente de gas es despachado al Sistema del Flare. Posteriormente el gas pasa al sistema de Compresión que está compuesto por un skid que cuenta con dos compresores de dos etapas (COM-107 A/B) y sus respectivos auxiliares, un scrubber de succión V-200 y un scrubber interetapas V-2001, un scrubber de descarga V-2900. Fuera del skid se encuentra un aerofriador GC-107.

El gas seco y comprimido llega al sistema de pretratamiento y membranas, compuesto por el Coalescing Filter PV-17.01, el Polishing Filter PV-17.02, el Line Heater HT- 10.01, el Guard Bed PV-17.05 y las Tube Membrane Unit MB-11.

El gas con menor contenido de CO₂ (después de las membranas) pasa a la parte final del sistema, donde es destinado a los puntos de consumo y el CO₂ separado (que contiene algo de gas combustible) es enviado al Sistema del Flare. El gas tratado es enviado a los puntos de consumo a través del V-112A, pasando previamente por un cuadro de control de presión.

La corriente de salida del V-112A se divide en gas combustible para las Well Island para LPF. En CPF, el gas es usado en el sistema de utilidades, donde es consumido como combustible en hornos, pilotos de antorcha, incinerador, generadores y como gas blanketing en algunos tanques.

CAPITULO II

FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL ANÁLISIS NODAL Y SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

2.1 INTRODUCCIÓN

Las empresas productoras de petróleo realizan constantemente grandes esfuerzos para optimizar los Sistemas de Producción de un campo. Esto nos permite maximizar la producción diaria de hidrocarburos.

La técnica más utilizada a nivel mundial para optimizar los diferentes Sistemas de Producción, dada su efectividad y confiabilidad, es el Análisis Nodal. Esta técnica consiste en adecuar la infraestructura tanto en superficie como en subsuelo, para obtener en superficie el verdadero potencial de producción del campo.

El Análisis Nodal es el estudio del comportamiento que tiene el sistema de flujo (yacimiento - pozo - completación - línea de producción - cabezal - línea de transferencia) de cada pozo, con el principal objetivo de evaluar las condiciones de productividad de los pozos. El análisis nodal de un sistema de producción, realizado en forma sistemática, me permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos.

Saber con certeza que factores afectan el comportamiento del sistema de producción, permite optimizar el caudal de petróleo producido. El sistema está conformado básicamente por el comportamiento o aporte de fluidos desde el yacimiento (curva de oferta o Inflow) y la curva de levantamiento de fluidos (curva de demanda, Outflow).

Las ecuaciones matemáticas para el cálculo de la curva inflow (oferta) se basan generalmente en modelos de índice de productividad, la ecuación de Darcy, Vogel, Jones y Forchheimer, mientras que la curva de Outflow (levantamiento) puede ser calculada con las correlaciones de Beggs & Brill, Hagerdon & Brown,

Duns & Ros, la intersección de estas dos curvas en la gráfica de P_{wf} vs. Q es la condición actual de operación del pozo en estudio.

A continuación se describirá los 2 fenómenos más importantes que influyen en la curva de Outflow a nivel de pozo:

1.- El efecto de “hold – up”: Es el resbalamiento de líquido producto de los cambios termodinámicos dentro del tubing que no puede ser levantado por la columna de fluidos (la presencia de una importante cantidad de gas en el pozo de estudio).

2.- El efecto de fricción: Este es muy común y ocurre entre el fluido y algunos componentes mecánicos del pozo (tubing de producción, válvulas, crossover, etc).

Dentro del estudio de Análisis Nodal, estos dos fenómenos se deben tomar muy en cuenta, ya que estos parámetros deben estar dentro del rango de una unidad, con un margen de error del 10%, de acuerdo a los diferentes simuladores que pueden utilizarse.

Este análisis consiste en dividir el sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión y evaluar el flujo a través del medio poroso, flujo a través de la tubería vertical y horizontal así como en los separadores, con lo que podemos determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción total del yacimiento.

El análisis nodal es una herramienta que nos permite evaluar y simular varios parámetros de interés, que se los presentaremos a continuación:

- Obtener pronóstico de producción
- Determinar caídas de presión
- Determinar el daño
- Evaluar la producción simulando diferentes alternativas en el sistema
- Seleccionar el diámetro óptimo de tubería de producción.
- Eficiencia de flujo

De este análisis se obtiene como resultado; un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero

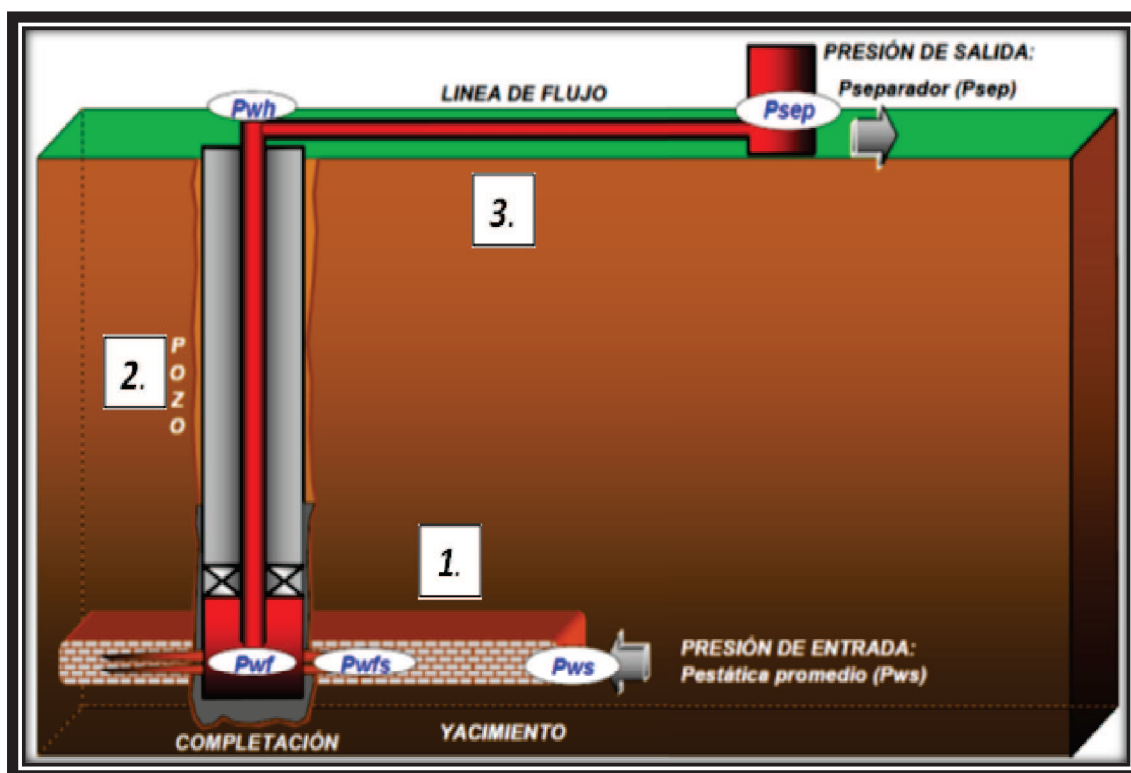
cuando se trata de un pozo nuevo, nos permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, de la línea de descarga por el cual debe fluir dicho pozo y como predecir su comportamiento de flujo y presión para diferentes condiciones de operación.

2.1.1 COMPONENTES DEL ANÁLISIS NODAL

El Análisis Nodal se caracteriza por poseer componentes básicos cuando se evalúa un sistema de producción. A continuación se los mencionaremos:

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

FIGURA 2. 1 COMPONENTES ELEMENTALES DEL SISTEMA DE ANÁLISIS NODAL



Fuente: Optimización de la producción mediante análisis Nodal. Msc. Ricardo Maggiolo.

2.1.2 PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN

Este procedimiento consiste en la asignación de nodos en varias de las posiciones claves dentro del sistema. Consecuentemente, se varía los caudales y empleando el método y correlación de flujo multifásico que se considere adecuado dependiendo de las características propias de los fluidos, se puede determinar la caída de presión entre dos nodos.

Para determinar la selección del nodo o los nodos iniciales se debe tener en cuenta el principal componente del sistema que se desea evaluar, su posición deberá ser tal que muestre de la mejor manera posible la respuesta del sistema a una serie de condiciones.

Inmediatamente después de seleccionar un nodo de solución, que por lo general es a presión del separador, las caídas de presión son adicionales o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida, el cual generalmente es la presión estática del yacimiento (P_{ws}).

Entonces la suma de las pérdidas de energía en forma de presión de cada componente es igual a la pérdida total, es decir, a la diferencia entre la presión de partida (P_{ws}) y la presión final (P_{SEP}):

$$P_{ws} - P_{SEP} = \Delta P_R + \Delta P_c + \Delta P_p + \Delta P_I \quad (2.1)$$

Dónde:

$\Delta P_R = P_{ws} - P_{wfs}$ = Caída de presión en el reservorio.

$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf}$ = Caída de presión en la completación.

$\Delta P_p = P_{wf} - P_{wh}$ = Caída de presión en el pozo.

$\Delta P_I = P_{wh} - P_{sep}$ = Caída de presión en la línea de flujo.

P_{ws} : presión estática del yacimiento

P_{wh} : Presión de cabeza

P_{wfs} : Presión estática de fondo fluente

P_{sep} : Presión del separador

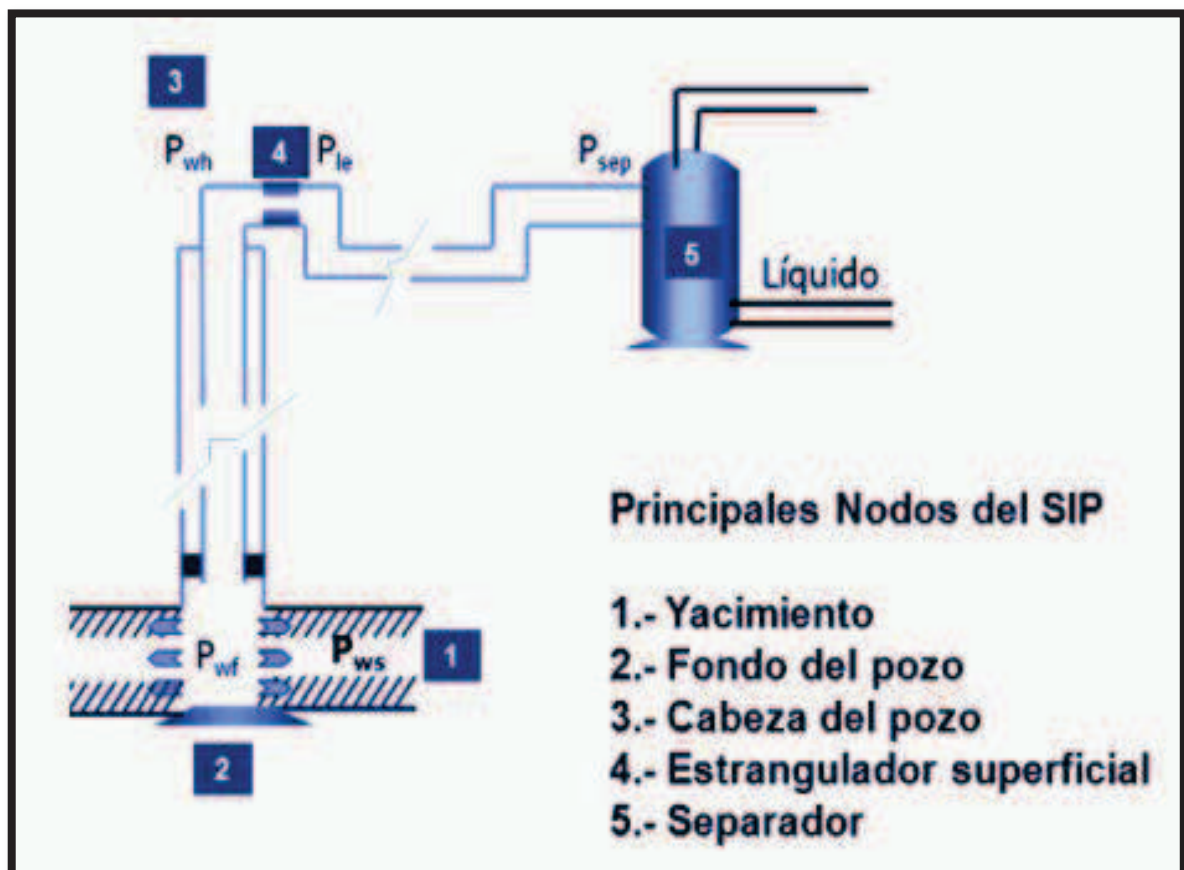
P_{wf} : Presión de fondo fluente.

La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente depende de las características de los fluidos producidos y especialmente del caudal de flujo transportado en el componente.

De tal manera que la capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación para transportar los fluidos hasta la superficie.

Este procedimiento podemos observar claramente en la Figura 2.2 donde podemos seleccionar un nodo en el pozo, para solucionar y encontrar la caída de presión.

FIGURA 2. 2 UBICACIÓN DE LOS POSIBLES NODOS



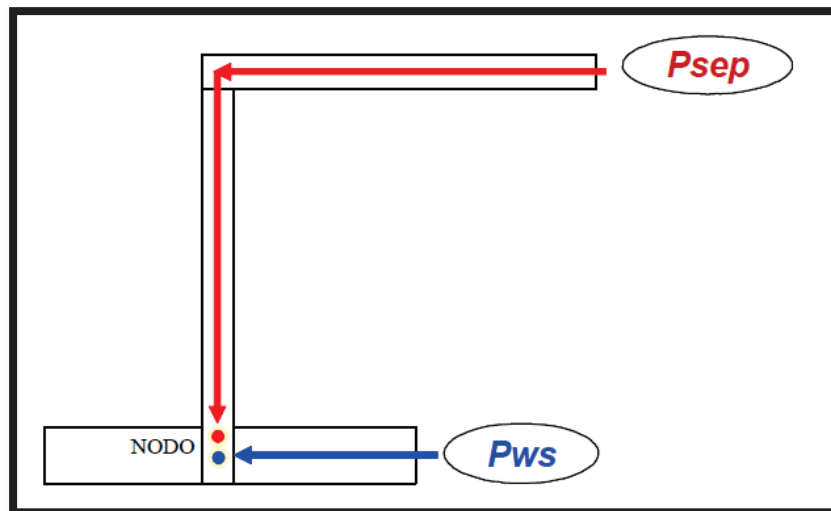
Fuente: Beggs D. (2002). Production Optimization using Nodal Analysis.

A continuación se describirá el proceso y las caídas de presión en los siguientes nodos:

1.- Nodo localizado en fondo del pozo

Presión de llegada al nodo: P_{wf} (oferta) = $P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c$

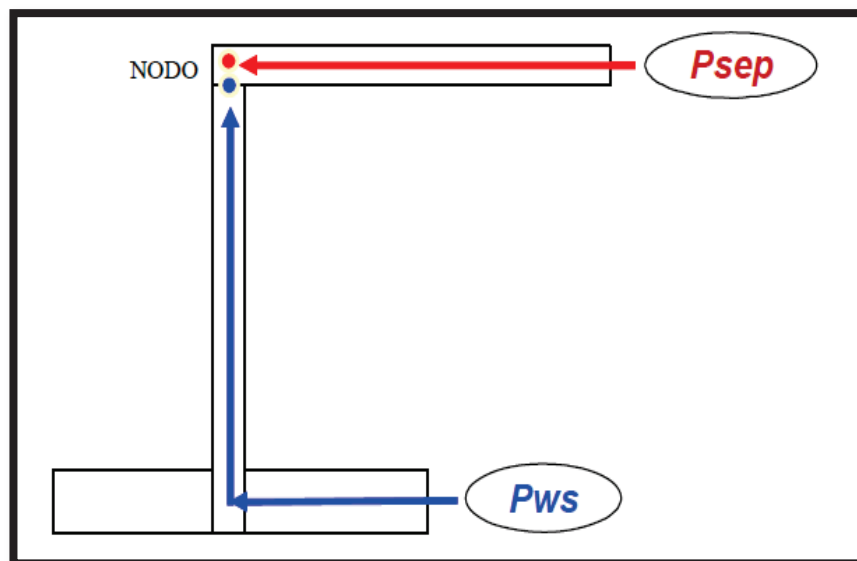
Presión de salida del nodo: P_{wf} (demanda) = $P_{sep} + \Delta P_I + \Delta P_p$



2.- Nodo localizado en el cabezal del pozo

Presión de llegada al nodo: P_{wh} (oferta) = $\Delta P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c - \Delta P_p$

Presión de salida del nodo: P_{wh} (demanda) = $P_{sep} + \Delta P_I$



Con los resultados del análisis nodal, obtendremos información que nos permitirá definir la capacidad de producción de un pozo para cierta serie de condiciones, además de que nos muestra los cambios en cualquiera de los parámetros que afectan su comportamiento.

En conclusión, el resultado que obtenemos es la identificación de los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción.

2.2 COMPORTAMIENTO DE LAS CURVAS INFLOW (IPR) Y OUTFLOW (INTAKE)

Para poder realizar un eficiente sistema de producción, se requiere conocer con exactitud el caudal y la presión de fondo fluyente del reservorio, estas variables se deben determinar tomando en cuenta parámetros como: el diámetro de las líneas de flujo, diámetro de la tubería de producción, el choque en el cabezal y la presión del separador.

Todas estas variables son muy importantes para poder realizar unas buenas graficas de las que hablaremos a continuación.

2.2.1 CURVA INFLOW (IPR)

Es la representación gráfica de la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción (también conocida como Curva de Oferta).

La curva IPR es una gráfica directa de la capacidad de aporte del yacimiento hacia el pozo en un momento de la vida productiva del pozo, esta capacidad disminuye con el tiempo por la presencia de daño en las paredes del pozo (debido a la migración de finos).

La curva IPR está en función de las presiones de fondo fluyente, y las tasas de producción del fluido que el yacimiento aporta al pozo.

Se debe hacer mucho énfasis en las curvas IPR`s (Inflow), ya que son función de los siguientes aspectos claves del sistema:

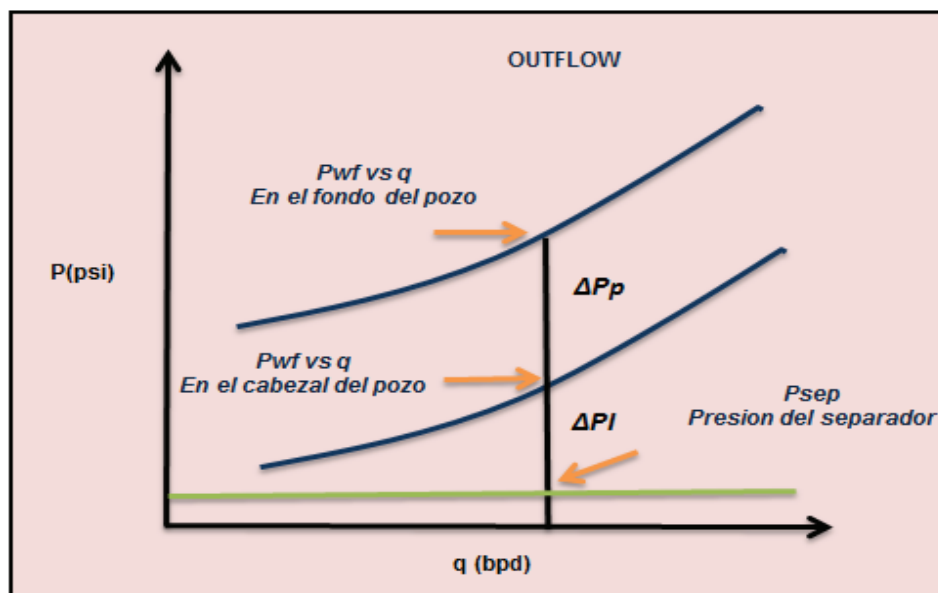
- a. Características generales del yacimiento.
- b. Porcentaje de agua producido.
- c. Características de la tubería de producción y línea de flujo.
- d. Longitud y diámetro de tuberías.
- e. Presión en el nodo inicial y final del sistema.
- f. Relación gas-líquido y Temperatura
- g. Grado de desviación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

2.2.2 CURVA OUTFLOW (INTAKE)

Es la representación gráfica de la evaluación de las Presiones de cabeza y Presiones de fondo fluyente (P_{wh} y P_{wf}) para las diferentes tasas de producción versus la tasa de producción Q .

A continuación se muestran las curvas outflow para un determinado caudal. Estas representan las pérdidas de presión en la línea de superficie (ΔP_I), la pérdida de presión en el pozo (ΔP_p) y la presión del separador (P_{sep}).

FIGURA 2. 3 CURVA OUTFLOW



Fuente: Beggs D. (2002). Production Optimization using Nodal Analysis.

Realizado por: Jimmy Garcés

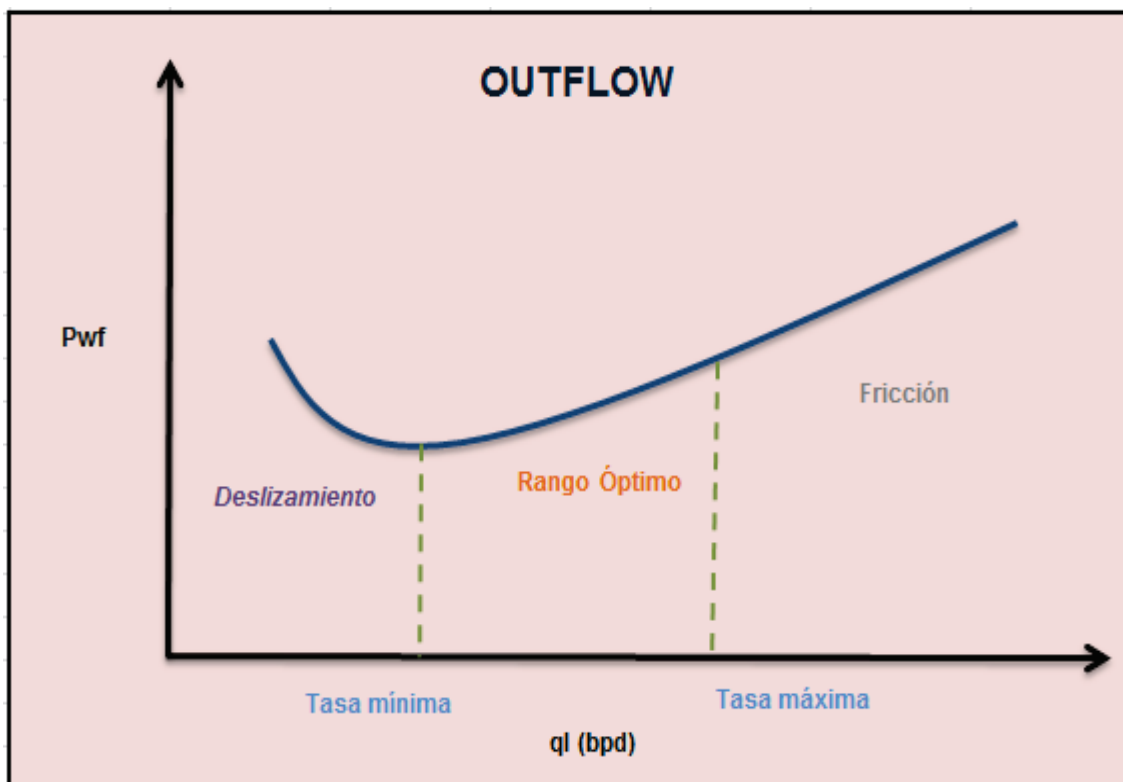
Las tuberías de producción tienen un diámetro fijo característico que le permite poseer un rango óptimo de tasas de flujo. Cuando están fuera de este rango se producen los siguientes fenómenos:

- Cuando tenemos tasas menores al rango óptimo, se origina un deslizamiento de la fase líquida (baja velocidad), lo que trae como consecuencia un exigente aumento de energía en el fondo del pozo.
- Para tasas de flujo mayores a las del rango óptimo, aumenta las pérdidas de energía por fricción (altas velocidades) por lo que se requiere mayor energía en el fondo del pozo.

La curva Outflow en el fondo del pozo representa la capacidad que tiene el pozo de extraer fluidos del yacimiento.

En la siguiente gráfica podemos observar estos fenómenos.

FIGURA 2. 4 FENÓMENOS EN LA CURVA OUTFLOW

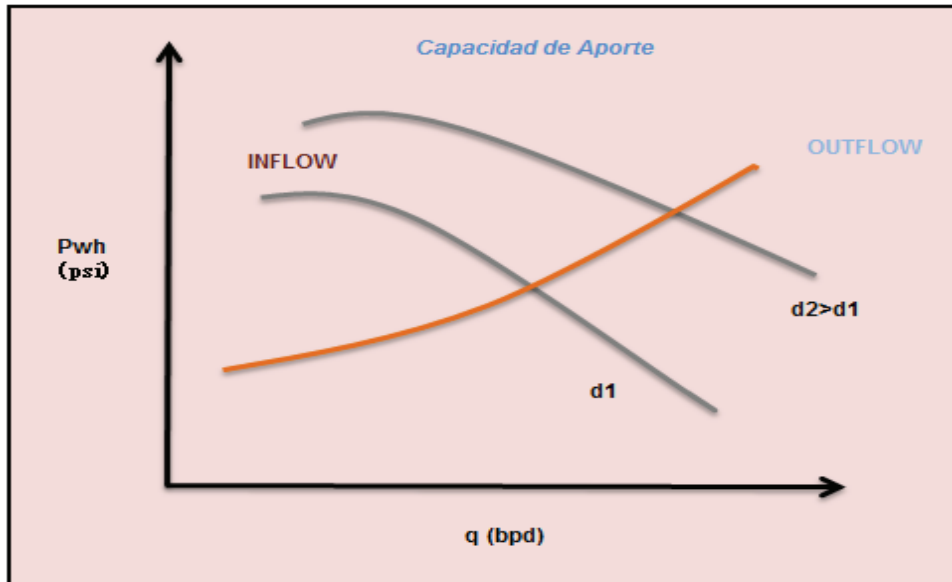


Fuente: Beggs D. (2002). Production Optimization using Nodal Analysis.

Realizado por: Jimmy Garcés.

En las siguientes gráficas se observara el comportamiento de la capacidad de flujo cuando realizamos un cambio en el diámetro del tubing y línea de flujo.

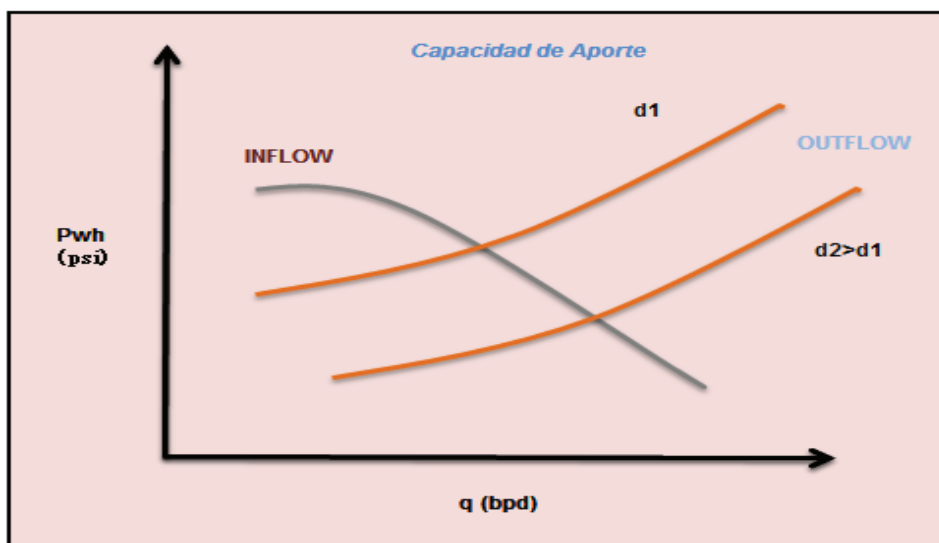
FIGURA 2. 5 COMPORTAMIENTO DE LA CAPACIDAD DE APORTE, CON UN CAMBIO DE DIÁMETRO DEL TUBING



Fuente: Beggs D. (2002). Production Optimization using Nodal Analysis.

Realizado por: Jimmy Garcés.

FIGURA 2. 6 COMPORTAMIENTO DE LA CAPACIDAD DE APORTE, CON UN CAMBIO DE DIÁMETRO DE LA LÍNEA DE FLUJO



Fuente: Beggs D. (2002). Production Optimization using Nodal Analysis.

Realizado por: Jimmy Garcés.

En las gráficas anteriores observamos que el comportamiento de la capacidad de flujo aumenta cuando realizamos un cambio en el diámetro del tubing y diámetro de la línea de flujo.

El Análisis Nodal de sistemas de producción puede ser utilizado para estudiar problemas en pozos de petróleo y gas.

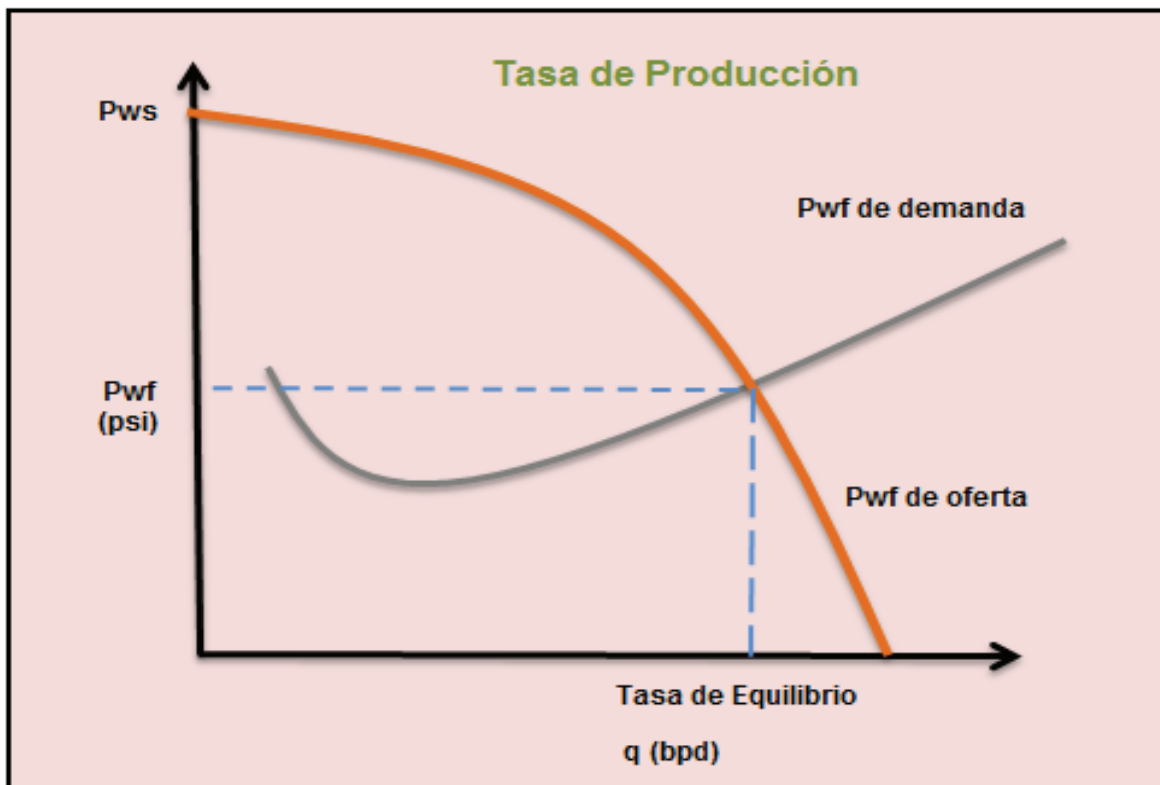
El procedimiento puede ser utilizado tanto para pozos surgentes como pozos con sistemas de levantamiento artificial. Una lista parcial de aplicaciones se presenta a continuación:

- 1.- Selección de diámetros de tubings.
- 2.- Selección de líneas de conducción.
- 3.- Diseños de Gravel Pack.
- 4.- Dimensionamiento de orificios de superficie o de fondo.
- 5.- Análisis de problemas en restricciones.
- 6.- Diseño de sistemas de levantamiento artificial.
- 7.- Evaluación de estimulación de pozos.
- 8.- Analizar el efecto de comprimir gas.
- 9.- Analizar la performance de la densidad de punzados.
- 10.- Predecir los efectos de depletación de reservorios.

Todos estos parámetros son muy importantes y se debe poner mucho énfasis cuando se realiza un Análisis Nodal. Si alguno de estos parámetros cambia de forma brusca puede que existan problemas muy serios en el cálculo de este análisis.

Finalmente para obtener la tasa de producción de un pozo, se debe graficar las curvas Inflow y Outflow en el fondo del pozo.

FIGURA 2. 7 POSIBLE TASA DE PRODUCCIÓN



Fuente: Beggs D. (2002). Production Optimization using Nodal Analysis.

Realizado por: Jimmy Garcés.

2.3 PARAMETROS FUNDAMENTALES

2.3.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (J)

El índice de productividad es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producción, y es uno de los parámetros principales que con frecuencia se calcula.

Es la relación existente entre la tasa de producción, Q , y el diferencial entre la presión del yacimiento y la presión fluyente en el fondo del pozo, $(P_r - P_{wf})$.

La constante de proporcionalidad con la que se mide la productividad del pozo se llama índice de productividad (J). A continuación se detallara su ecuación:

- Flujo Continuo.

$$J = \frac{Q_o}{P_r - P_{wf}} = \frac{Kh}{141.2\mu_o B_o h \left(\frac{r_e}{R_w} + S \right)} \quad (2.2)$$

- Flujo Semi-continuo.

$$J = \frac{Q_o}{P_r - P_{wf}} = \frac{Kh}{141.2\mu_o B_o h \left(\frac{r_e}{R_w} \right)^{-0.75} + S} \quad (2.3)$$

Dónde:

J (IP)= Índice de productividad (BFPD/psi)

Q = Caudal (BFPD)

Pr= Presión del yacimiento (psi)

Pwf = Presión de fondo fluyente en el pozo (psi)

Pb= Presión de burbuja (psi)

La escala típica de valores del Índice de Productividad en BPPD/psi, la representaremos en la tabla:

TABLA 2. 1 VALORES DE ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

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

Fuente: Optimización de la producción mediante análisis Nodal. Msc. Ricardo Maggiolo.

Elaborado: Jimmy Garcés

2.3.2 EFICIENCIA DE FLUJO

En un pozo cuando no existe daño ($S=0$), el índice de productividad (IP), refleja la verdadera productividad del pozo y se la conoce como IP' ideal, para diferenciarlo del real.

La Eficiencia de Flujo (EF) se define como la relación existente entre el Índice de productividad real y el índice de productividad ideal. Esta es una medida cuantitativa de la condición del pozo:

$$EF = \frac{J_{real}}{J'_{ideal}} = \frac{Pr - P_{wf}}{Pr - P'_{wf}} \quad (2.4)$$

Dónde:

P'_{wf} = Presión del fondo fluyente sin daño.

P_{wf} = Presión del fondo fluyente actual.

Pr = Presión del reservorio.

2.4 ECUACION DE VOGEL

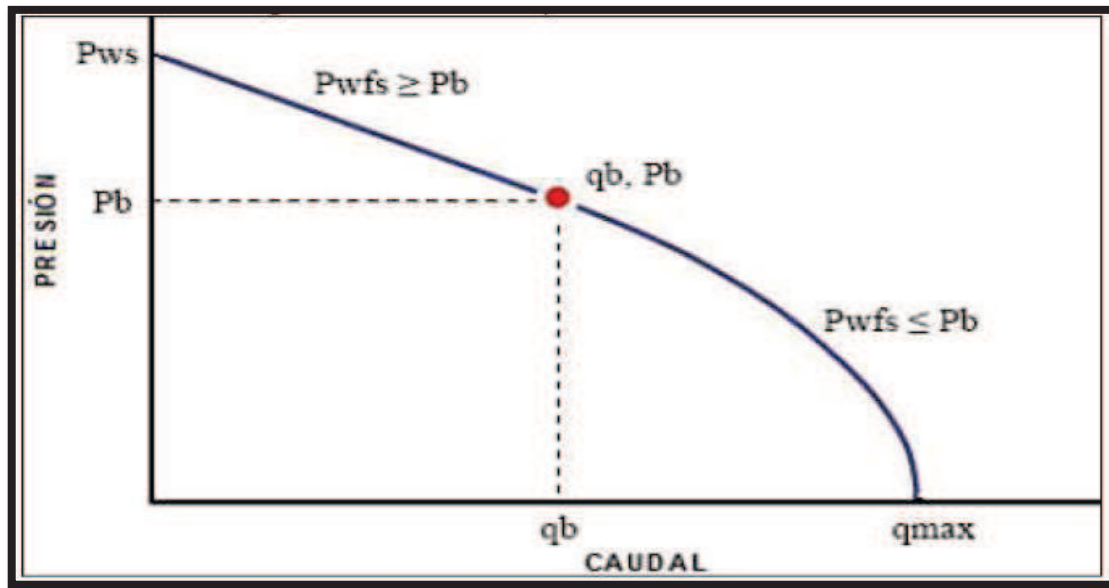
Vogel desarrollo un modelo matemático para calcular la IPR de un yacimiento, para obtener la relación entre la presión del yacimiento y el cambio de saturación de los fluidos fundamentado en las ecuaciones de balance de materiales.

Este trabajo consiste en estimar las curvas IPR a distintos estados de agotamiento del yacimiento.

Como ya lo mencionamos el IPR tendrá un comportamiento lineal para $P_{wf} > P_b$, lo que me indica Flujo en una sola fase, y un comportamiento Tipo Vogel para $P_w < P_b$, es Flujo Bifásico.

La IPR consta de dos secciones, para cada una de ellas existen ecuaciones particulares. En el siguiente grafico podemos ver claramente:

FIGURA 2. 8 GRÁFICO DE EC. VOGEL



Fuente: Production Optimization Using Nodal Analysis. H Beggs.

Realizado por: Jimmy Garcés.

- **Sección $P_{wf} > P_b$, $Q < Q_b$.**

En esta sección como podemos observar se cumple la definición de índice de productividad, es decir:

$$J = \frac{Q}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (2.5)$$

Donde J, puede ser determinado de una prueba de presión, donde $P_{wf} > P_b$.

- **Sección $P_{wf} < P_b$, $Q > Q_b$.**

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

$$Q = Q_b + (Q_{max} - Q_b) \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (2.6)$$

$$Q = J(P_r - P_b) \quad (2.7)$$

$$Q_{max} - Q_b = \frac{(J * P_b)}{1,8} \quad (2.8)$$

$$J = \frac{Q}{P_r - P_b + \frac{Pb}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad (2.9)$$

Q = Caudal.

Qmax = Caudal máximo.

Pwf = Presión de fondo fluyente (psia).

Pws = Presión de estática (psia).

Pb = Presión de burbuja (psia).

2.5 ECUACIÓN DE DARCY PARA FLUJO CONTINUO, FLUJO SEUDO ESTABLE

2.5.1 FLUJO CONTINUO (DARCY)

Este tipo de fluido puede ocurrir en un reservorio solo si éste tiene la influencia de un acuífero activo muy fuerte o cuando la inyección y producción están balanceadas.

Para este tipo de yacimientos, después del período de transición retardado la presión se vuelve constante en el pozo y se obtiene el período de flujo continuo a altos valores de tiempo.

$$Q = \left[\frac{Kh (P_i - P_{wf})}{141.2 \mu_o B_o h \left(\frac{r_e}{R_w} + S \right)} \right] \quad (2.10)$$

Dónde:

Pi= Presión inicial (Psi)

K= Permeabilidad (md)

h = Espesor de la arena (Ft)

μ_o = Viscosidad del petróleo (cp)

B_o = Factor volumétrico del petróleo (BF/BIs)

R_e = Radio de drenaje externo

R_w = Radio del pozo

S = Daño de formación

2.5.2 FLUJO PSEUDO ESTABLE (DARCY)

Es un tipo de flujo donde la distribución de presión a lo largo del área de drenaje cambia con el tiempo pero a una tasa constante, ($dP/dt = \text{cte}$). Se presenta cuando se pseudo-estabiliza la distribución de presión en el área de drenaje de un pozo perteneciente a un yacimiento finito de tal forma que en el borde exterior de dicha área no existe flujo, bien sea porque los límites del yacimiento constituyen los bordes del área de drenaje o porque existen varios pozos drenando áreas adyacentes entre sí.

Las ecuaciones homólogas a las anteriores pero bajo condiciones de flujo pseudo estable son las siguientes:

$$Q = \left[\frac{Kh \left(\bar{P}_{ws} - P_{wf} \right)}{141.2 \mu_o B_o h \left(\frac{R_e}{R_w} - 0.75 + S \right)} \right] \quad (2.11)$$

P_{ws} : Presión promedio volumétrica del área drenada por el pozo

2.6 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

Los sistemas de producción pueden ser relativamente simples o puede incluir componentes donde pueden ocurrir cambios o pérdida de energía.

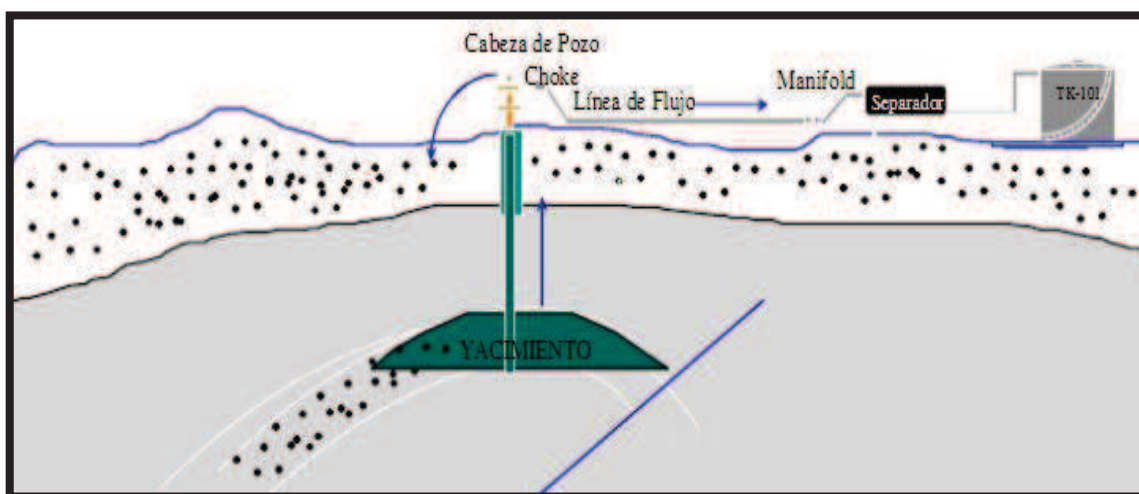
El movimiento o transporte de fluidos requiere energía para vencer pérdidas por fricción en el sistema y elevar la producción hacia la superficie.

Los fluidos deben viajar a través del reservorio y del sistema de tubing, y por último a través de los separadores de gas-líquido.

A continuación indicaremos los elementos mecánicos de un sistema de producción:

1. Pozo.
2. Líneas de conducción.
3. Separadores y equipamiento de proceso.
4. Instrumentos de medición.
5. Recipientes de almacenamiento.

FIGURA 2. 9 ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN



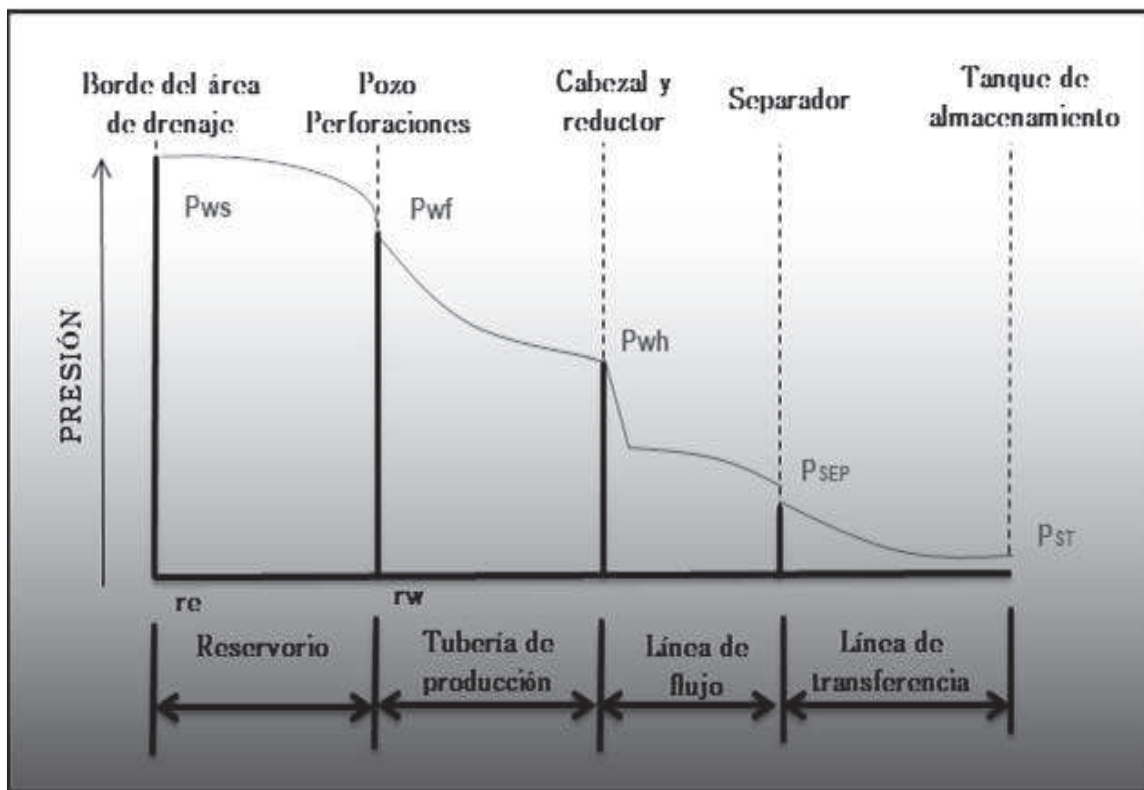
Fuente: Optimización de la producción mediante análisis Nodal. Msc. Ricardo Maggiolo.

Realizado por: Jimmy Garcés.

El fluido que aporta el reservorio tiene que ser transportado desde el reservorio hacia la superficie, donde es conducido por una serie de elementos donde se producen pérdidas de presión. En estos puntos se produce un análisis de presión que es muy importante cuando necesitamos analizar el desempeño de un pozo y optimizar la producción del reservorio.

En la siguiente figura se muestra las curvas de presión en un sistema de producción.

FIGURA 2. 10 PERFILES DE PRESIÓN



Fuente: Beggs D. (2002). Production Optimization using Nodal Analysis.

Realizado por: Jimmy Garcés.

2.7 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL CAMPO YANAQUINCHA

La producción inicial de los pozos se debe a la energía propia del yacimiento, cuando perforamos un pozo y este tiene la suficiente energía para levantar el fluido le llamamos flujo natural es decir que la presión del yacimiento es suficiente para levantar el fluido hasta la superficie.

Después de un periodo de tiempo, cuando la presión del yacimiento empieza a disminuir como consecuencia de la explotación de petróleo, la producción de fluidos disminuye, el pozo deja de producir por sí mismo o flujo natural, entonces,

se brinda energía externa al pozo, para extraer los fluidos que aún se encuentran en el yacimiento, a este proceso se lo denomina levantamiento artificial.

A continuación les indicamos los sistemas de Levantamiento Artificial existentes:

- Bombeo electrosumergible (BES).
- Bombeo hidráulico (Jet y pistón).
- Gas lift (Inyección de gas).
- Bombeo mecánico.

En el Campo Yanaquincha se utiliza únicamente un tipo de Levantamiento Artificial, el cual es: Bombeo Electrosumergible (BES)

2.7.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

El sistema con bombeo electrosumergible (BES) es uno de los métodos de levantamiento artificial más variable en la actualidad en los campos petroleros por su viabilidad técnico-económica.

Es un método de levantamiento artificial que utiliza una bomba centrífuga ubicada en el subsuelo para levantar los fluidos aportados por el yacimiento desde el fondo del pozo hasta la estación de flujo.

Puede ser aplicado en casos de alto índice de productividad, baja presión de fondo, alta relación agua-petróleo, baja relación gas líquido.

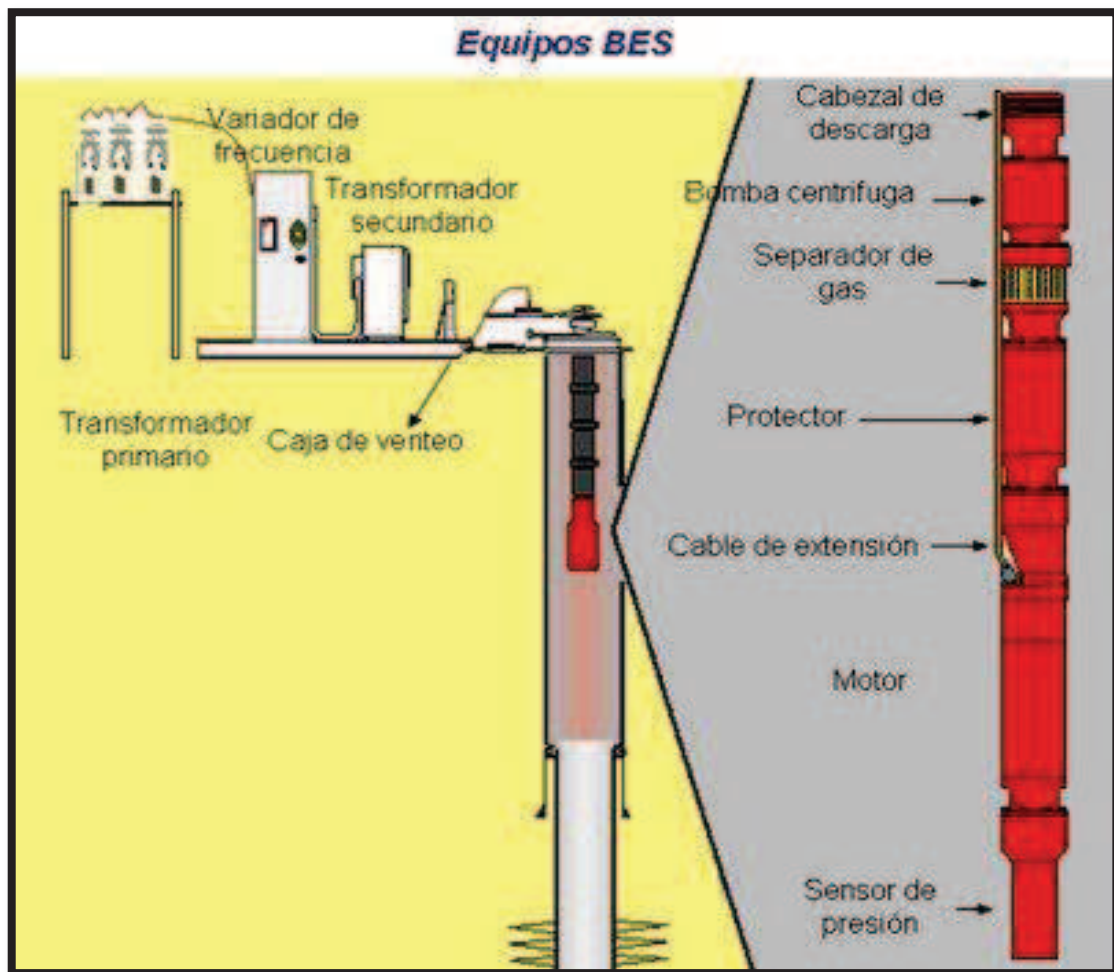
Una bomba electrosumergible (BES) convierte la energía provista por un motor primario (motor eléctrico) en energía dentro del líquido que se bombea. Esta energía contenida en el fluido se presenta como energía de presión.

La bomba es accionada mediante un motor eléctrico conectado por cables a una fuente de energía trifásica en la superficie. En nuestro país las bombas comúnmente operan a 3500 rpm. Accionadas por un suministro de energía eléctrica AC de 60 Hz.

El motor se lo ubica de modo que los fluidos producidos fluyan alrededor del motor, proporcionando enfriamiento, ya sea asentando la bomba sobre el intervalo

productor, o equipando la bomba con una cubierta que dirige a los fluidos a que circulen exteriormente por el motor antes de ingresar a la admisión de la bomba. Una completación típica de bombeo Electrosumergible se presenta en la siguiente figura.

FIGURA 2. 11 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE



Fuente: Electrical Submersible Pumps Manual. Gabor Takacs

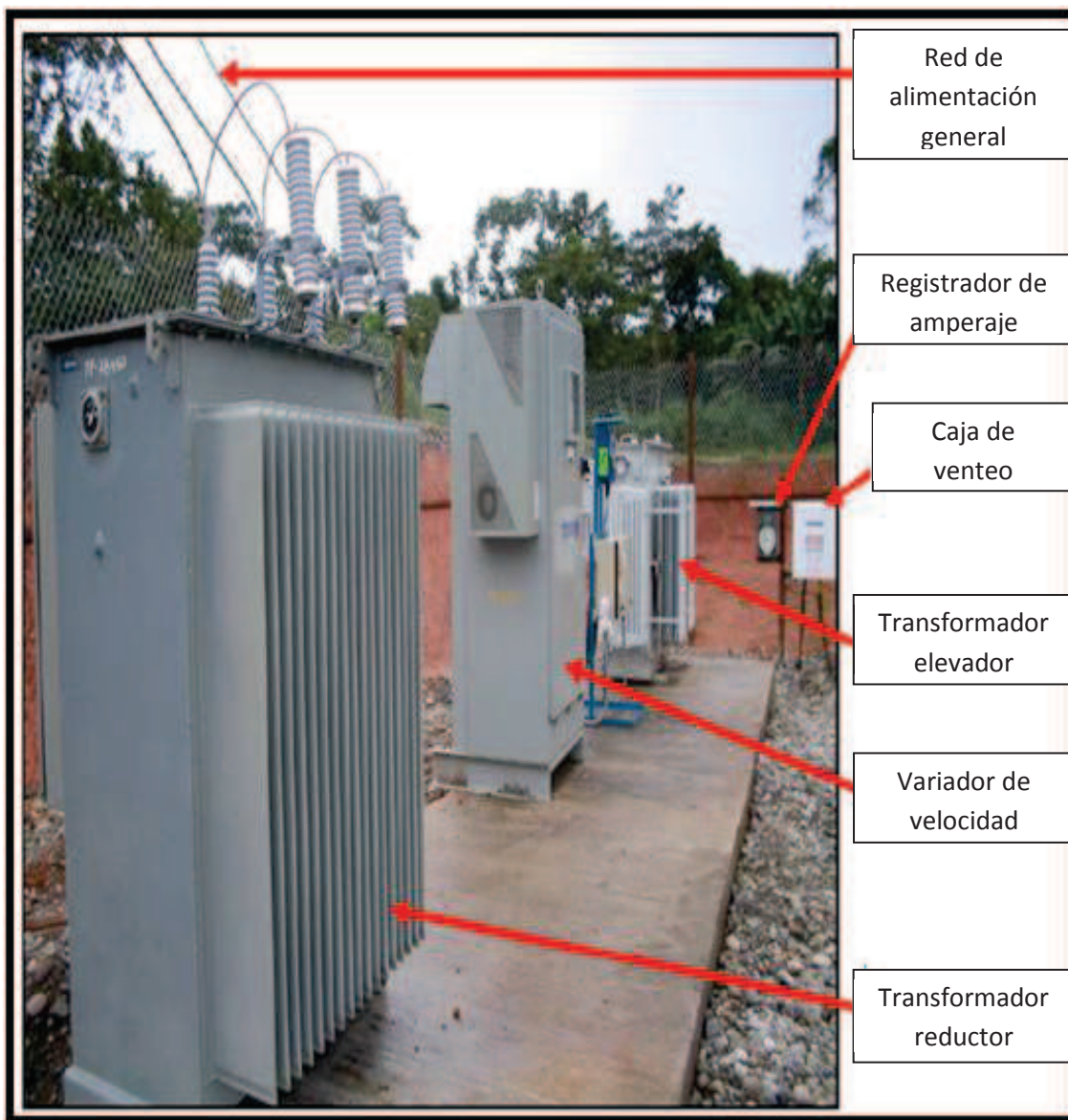
2.7.2 COMPONENTES DE UN EQUIPO BES

El Sistema BES representa uno de los métodos de levantamiento artificial más automatizable y fácil de mejorar, y está constituido por equipos complejos y de alto costo, por lo que se requiere para el buen funcionamiento de los mismos la aplicación de herramientas efectivas para su supervisión, análisis y control.

A continuación detallaremos los componentes de un equipo BES:

➤ **Componentes de Superficie**

FIGURA 2. 12 EQUIPO DE SUPERFICIE



Fuente: Electrical Submersible Pumps Manual. Gabor Takacs

- **Panel de Control del Motor**

Consiste en un arrancador de motor, circuitos para la protección de sobrecarga o baja carga y de un temporizador, interruptor de

desconexión manual o automático. En conclusión sirve para apagar o arrancar el equipo.

- **Variador de Frecuencia**

Permite controlar con eficiencia y flexibilidad el desempeño del sistema BES, extender la vida útil del equipo de fondo, proveer un arranque suave, velocidad controlada y supresión de estrangulamientos en superficie.

- **Transformador**

Dispositivo electromagnético transmisor de potencia, transforma la corriente continua a corriente alterna.

- **Caja de Venteo**

Se encuentra ubicada entre el cabezal de pozo y el tablero de control por seguridad, ya que el gas puede viajar a lo largo del cable superficial y alcanzar la instalación eléctrica del tablero. Los conductores del cable quedan expuestos a la atmósfera.

- **Cables**

Cable de potencia: trifásico de configuración plana que transmite energía eléctrica al sistema. Representa una parte considerable de la inversión total en la unidad y es diseñado y fabricado para condiciones específicas de temperatura.

Cable de potencia con tubo capilar: uno o dos tubos capilares facilitan la inyección de productos químicos desde superficies (anticorrosivos, diluyentes y antiespumantes)

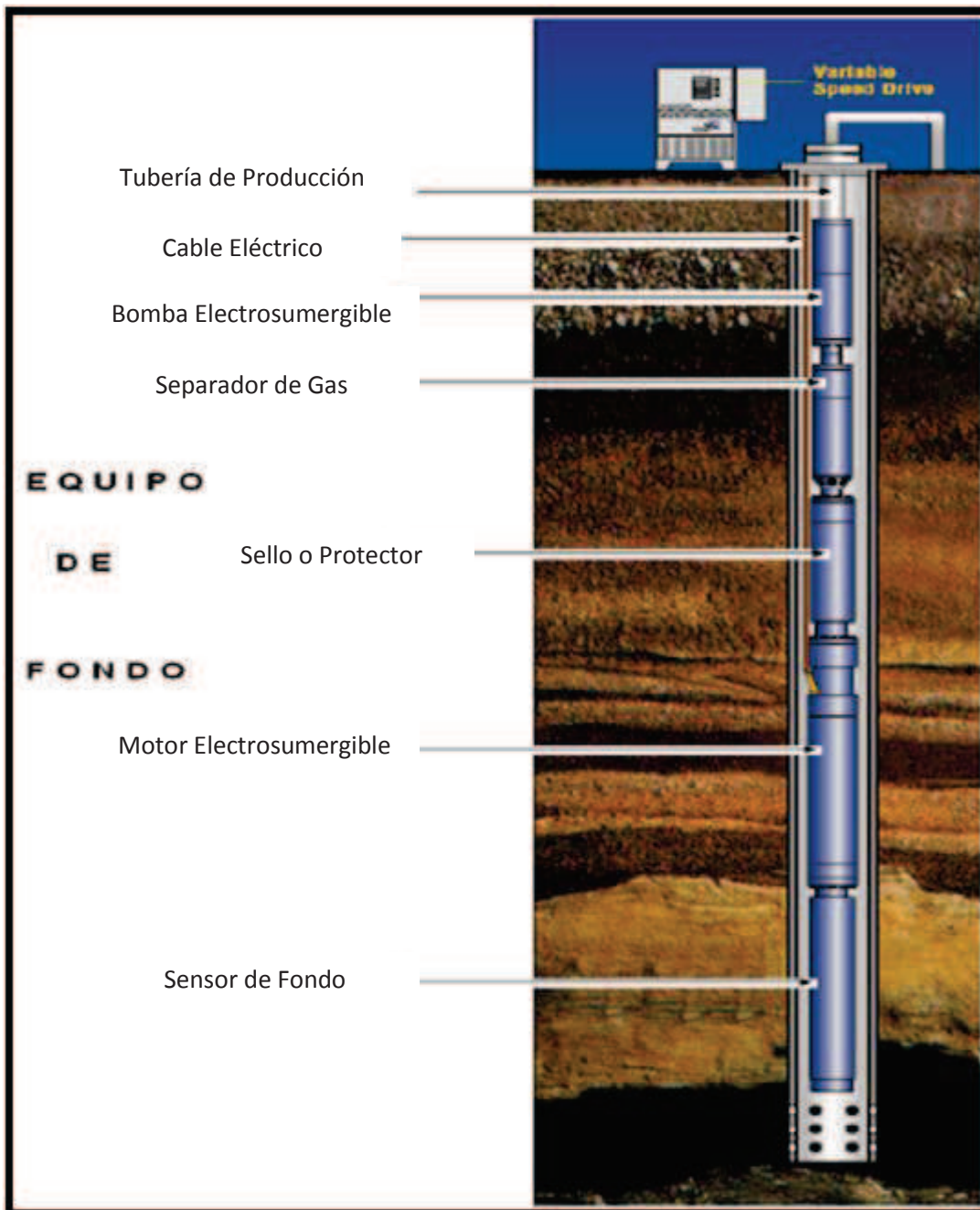
- **Tablero de Control**

Es el tablero desde el que se gobierna la operación del aparejo de producción en el fondo del pozo. Este puede ser sumamente sencillo y contener solo un botón de arranque y un fusible de protección por una

sobrecarga o puede contener fusibles de desconexión de sobrecarga o baja carga.

➤ **Componentes de Fondo**

FIGURA 2. 13 EQUIPO DE FONDO



Fuente: Electrical Submersible Pumps Manual. Gabor Takacs

- **Bomba**

Del tipo centrífugo de múltiples etapas, el número de ellas determina la carga total generada y la potencia requerida.

- **Separador de Gas**

Es un dispositivo que ayuda a eliminar la mayor cantidad de gas en solución contenido en el fluido, orientándolo hacia la zona anular.

- **Protector o Sello**

Evitan la migración de los fluidos del pozo hacia el motor, ya que si ingresan acabarían con el rendimiento del motor eléctrico.

- **Motor Electro-sumergibles**

Es un motor de inducción, bipolar, tipo jaula de ardilla, se encuentra lleno de aceite para enfriamiento y lubricación. Resiste altos esfuerzos de torsión de arranque. Proporciona energía a la bomba para que rote.

- **Sensor**

El sensor de presión es un equipo que se coloca acoplado en la parte final del motor. Está constituido por circuitos que permitan enviar señales a superficie registradas mediante un instrumento instalado en el controlador, convirtiendo estas, en señales de presión a la profundidad de operación de la bomba.

- **Cable**

La energía eléctrica necesaria para impulsar el motor, se lleva desde la superficie por medio de un cable conductor, el cual debe elegirse de manera que satisfaga los requisitos de voltaje y amperaje para el motor en el fondo del pozo, y que reúna las propiedades de aislamiento que impone el tipo de fluidos producidos.

2.7.3 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE

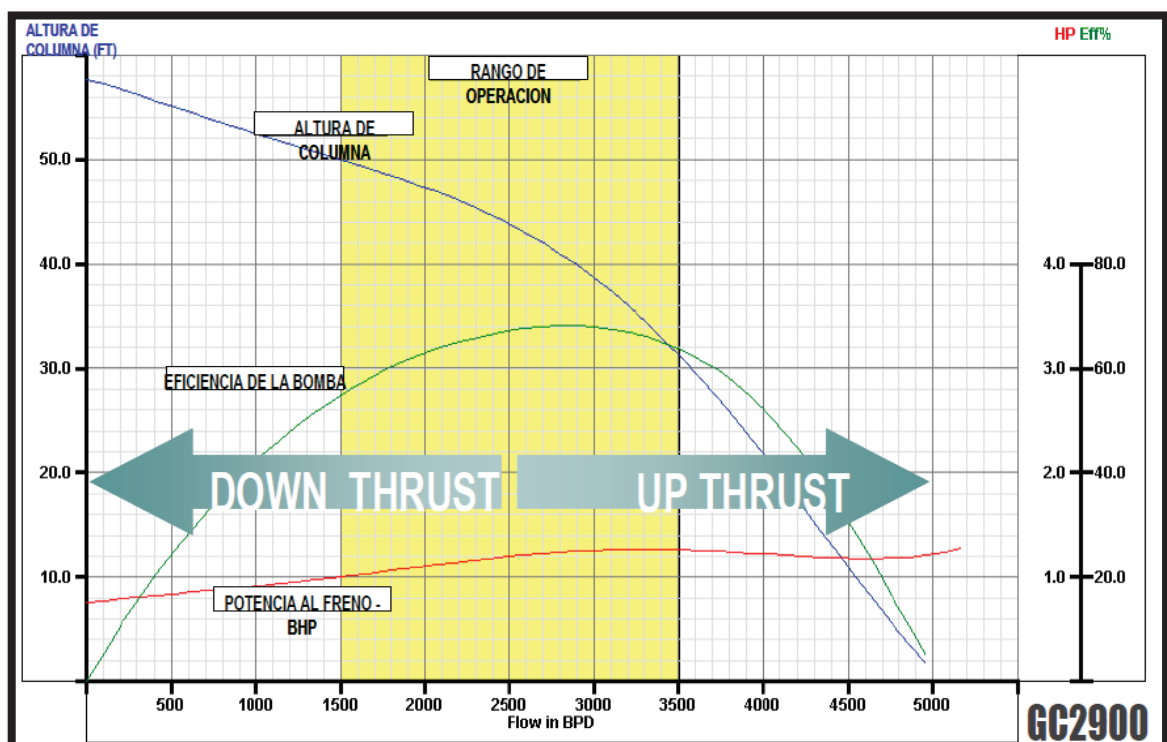
La Bomba Electrosumergible, es una bomba centrífuga multi-etapa que ofrece una gran flexibilidad. Las bombas electrosumergibles son capaces de producir volúmenes muy grandes de fluido, pudiendo ser usadas más eficientemente que las bombas de varillas de succión en pozos profundos (Prof > 5000 pies), y son capaces de manejar algo de gas libre en el fluido bombeado.

La densidad del fluido es independiente de la carga de bombeo, la carga total es igual a la suma de las cargas de bombeo de cada etapa.

La eficiencia y la carga desarrollada de una bomba dependen del diseño particular de esta. La curva de comportamiento de la bomba electrosumergible, permite conocer las características de funcionamiento de la bomba.

A continuación se indica el gráfico del comportamiento de la BES.

FIGURA 2. 14 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA BES



Fuente: Electrical Submersible Pumps Manual. Gabor Takacs

- **La Curva de Altura de la Columna (HEAD)**

Indica la altura de fluido que cada etapa puede levantar, en función de los barriles por día (BFPD) que la bomba extrae del pozo.

- **La Curva de Potencia al Freno (BHP)**

Indica la potencia en HP (Horse Power), que requiere cada etapa para tener el caudal necesario para levantar el fluido (BFPD).

- **La Curva de Eficiencia**

Indica como varia la eficiencia de la bomba electrosumergible, hasta a un valor máximo de barriles por día (punto de máxima eficiencia), que la bomba puede extraer del pozo.

El movimiento rotatorio de los impulsores hacen que las etapas soporten un empuje hacia arriba llamado "UPTHRUST" (funcionamiento de la bomba hacia la derecha del punto de máxima eficiencia) o un empuje hacia abajo llamado "DOWNTHRUST" (funcionamiento de la bomba hacia la izquierda del punto de máxima eficiencia).

Los fabricantes publican catálogos que nos brindan las características fundamentales del comportamiento de la bomba. A continuación se indican los parámetros:

- Las curvas son fabricadas para una sola etapa o 100 etapas.
- Frecuencia 50 y 60 HZ.
- Existen diferentes series tales como 400, 513, 538, 650, etc.
- Pueden funcionar para diferentes diámetros de tubería de revestimiento.
- Gravedad específica del agua = 1.

2.7.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.

De acuerdo a estudios realizados se ha llegado a conocer de forma concreta las ventajas de la BES. A continuación se detallaran estas:

Ventajas

- Las bombas sumergibles son de fácil diseño, levanta grandes volúmenes y tiene ventaja sobre otros equipos en medios corrosivos.
- Es de fácil diseño, muy eficiente al manejar gas y aplicable a cualquier pozo.
- La inversión que se realiza, se recupera en un periodo de tiempo muy corto que otros tipos de levantamiento.
- Es muy importante conocer que las bombas electrosumergibles no presentan fatiga y la acción corrosiva no es problema.

Desventajas

- El consumo de energía eléctrica es muy elevado.
- Tenemos problemas con la impregnación de gas en el cable.
- La inversión inicial es muy alta.
- Existen dificultades para manejar fluidos con arena.

CAPITULO III

ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DEL CAMPO YANAQUINCHA

3.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo procederemos a revisar la información actual de los pozos del Campo Yanaquincha y realizar el estudio necesario para seleccionar aquellos que tienen problemas en su producción.

Todos los pozos utilizan un sistema de levantamiento artificial por Bombeo Electrosumergible como lo hemos descrito en el capítulo anterior, la información recopilada del campo es al 31 de Junio del 2013.

Detallaremos el funcionamiento y las aplicaciones del software PIPESIM, el cual lo utilizaremos para desarrollar nuestro Análisis Nodal del Campo. Este constituye una forma minuciosa, exacta y eficiente para ayudar a incrementar la producción y conocer el potencial de los yacimientos.

PIPESIM se caracteriza porque modela el flujo multifásico desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo y también tiene en cuenta el desempeño de la línea de flujo y de las instalaciones de superficie para proveer un análisis integral del sistema de producción.

3.2 SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO YANAQUINCHA

En el campo Yanaquincha se han perforado 56 pozos hasta el 31 de junio del 2013, de los cuales 37 se encuentran en producción, 12 en espera de W.O, 4 cerrados y 3 abandonados. Todos los pozos perforados son de tipo direccional.

En la siguiente tabla se detallara los 37 pozos productores:

TABLA 3. 1 POZOS PRODUCTORES

YANAQUINCHA ESTE (YNEA)			
<i>POZO</i>	<i>ARENA</i>	<i>POZO</i>	<i>ARENA</i>
YNEA-01	TP	YNEA-020	UI
YNEA-02	UI	YNEA-024	UM
YNEA-03	TS	YNEA-025	UI
YNEA-05	UI	YNEA-026	UI
YNEA-07	TP	YNEA-027	UI
YNEA-010	TP	YNEA-028	UI
YNEA-016	UI	YNEA-029	TS
YNEA-017	UM	YNEA-030	UI
YNEA-018	UI		
AGUAJAL		YANAQUINCHA OESTE (YNOA)	
<i>POZO</i>	<i>ARENA</i>	<i>POZO</i>	<i>ARENA</i>
YNEB-012	UM	YNOA-05	UI
YNEB-011	UI	YNOA-07	UI
YNEB-013	UI	YNOA-08	UI
YNEB-021	TP	YNOA-09	UI
YNEB-022	UI	YNOA-013	UI
YNEB-023	UI	YNOA-014	UI
PACAY (YNOB)			
<i>POZO</i>	<i>ARENA</i>	<i>POZO</i>	<i>ARENA</i>
YNOB-10	UI		
YNOB-11	UI		
YNOB-19	UI		
YNOB-20	TP		
YNOB-21	TP		
PCYA-01	UI		
YNNA-001	TP		
ANGEL NORTE			
<i>POZO</i>	<i>ARENA</i>	<i>POZO</i>	<i>ARENA</i>
YNEC-009SI	UI		

Fuente: EP PETROAMAZONAS

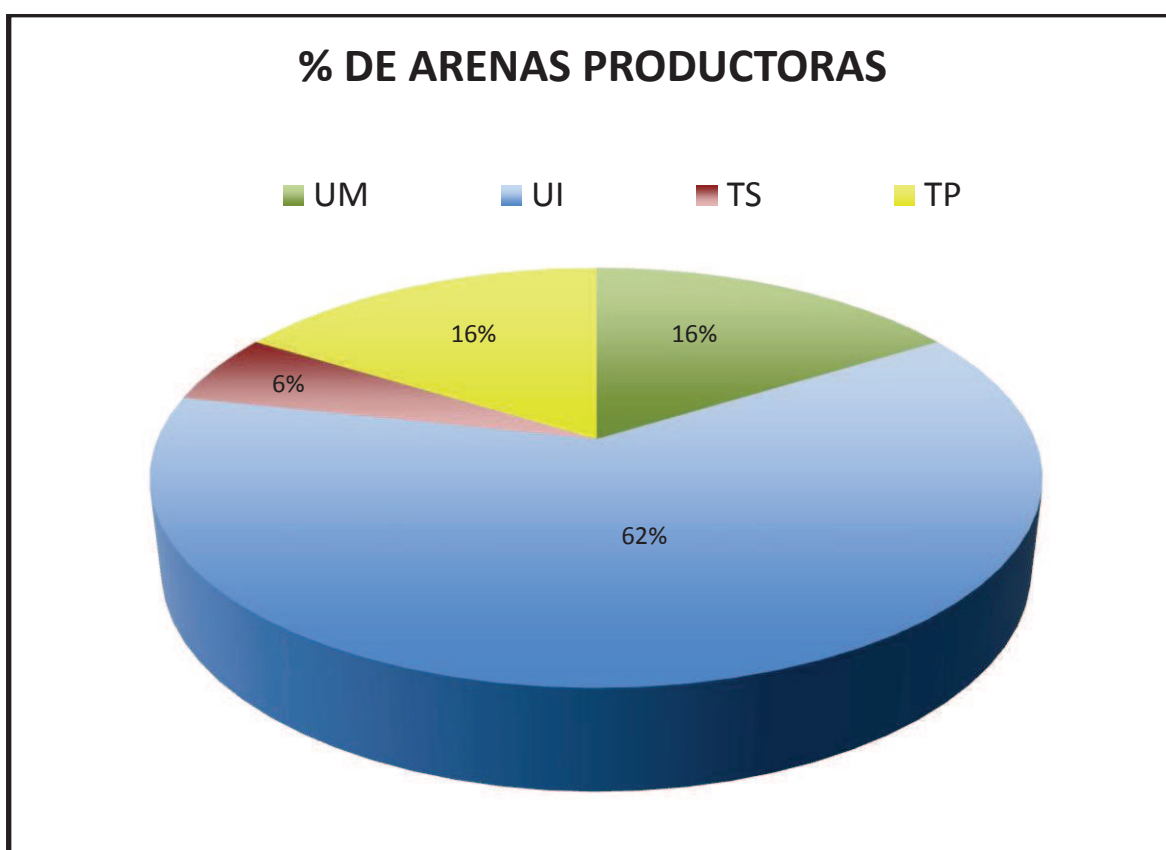
Realizado por: Jimmy Garcés

En la tabla anterior podemos observar los pozos productores del nuestro campo, estos son los pozos seleccionados para nuestro estudio.

En total son 37 pozos que producen de diferentes estructuras.

Realizamos un gráfico estadístico en el cual, se presentara el porcentaje de las arenas productoras en este campo:

FIGURA 3. 1 PORCENTAJE DE LAS ARENAS PRODUCTORAS



Fuente: EP PETROAMAZONAS

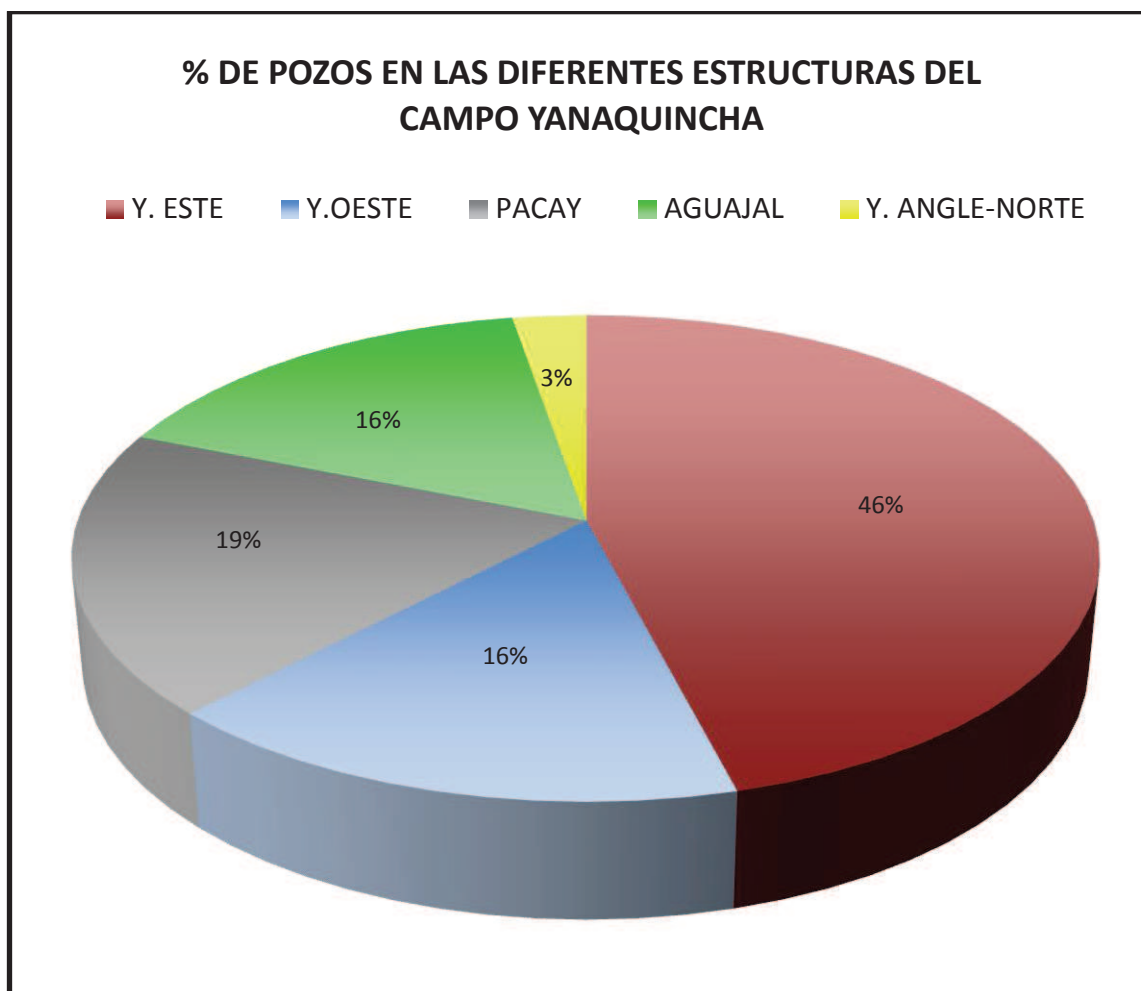
Realizado por: Jimmy Garcés.

Como podemos ver claramente la arena productora de mayor aporte e influencia es la "UI". De acuerdo a trabajos y estudios realizados esta arena juega un papel muy importante en nuestro campo de estudio.

En la siguiente gráfica podemos observar los pozos productores de las diferentes estructuras existentes en el Campo Yanaquincha, mencionadas en los anteriores capítulos.

Este gráfico circular indica el % de los pozos productores de las estructuras del Campo Yanaquincha.

FIGURA 3. 2 PORCENTAJE DE POZOS EN LAS ESTRUCTURAS DEL CAMPO YANAQUINCHA



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés.

La estructura de mayor aporte en nuestro campo es Yanaquincha Este, la otra parte de la producción se distribuye casi de forma equivalente para las demás estructuras.

En la siguiente tabla se presentara el último reporte de producción de los pozos del Campo Yanaquincha. En el cual se detalla el API y el BSW de los pozos productores de las cuatros estructuras del campo.

TABLA 3. 2 REPORTE DE PRODUCCIÓN AL 31 DE JUNIO DEL 2013

POZO	API	BSW	BFPD	BAPD	BPPD
YNEA-01	24,1	65	977	635,05	341,95
YNEA-02	18,1	90	3281	2952,9	328,1
YNEA-03	21,3	97	531	515,07	15,93
YNEA-05	18	95	1107	1051,65	55,35
YNEA-07	28,5	96	5076	4872,96	203,04
YNEA-010	20,3	92	951	874,92	76,08
YNEA-016	24,6	72	706	508,32	197,68
YNEA-017	20	93	1098	1021,14	76,86
YNEA-018	18,2	64,1	590	378,19	211,81
YNEA-020	18,1	40	928	371,2	556,8
YNEA-024	22,4	0,2	523	1,046	521,954
YNEA-025	17,4	81	742	601,02	140,98
YNEA-026	18,8	38,1	404	153,924	250,076
YNEA-027	17	32,1	480	154,08	325,92
YNEA-028	18,8	67	578	387,26	190,74
YNEA-029	29,2	4,1	417	17,097	399,903
YNEA-030	19	30	892	267,6	624,4
YNEB-012	18,2	30	430	129	301
YNEB-011		0	0	0	0
YNEB-013	18,2	88	920	809,6	110,4
YNEB-021	24,53	31,9	451	143,869	307,131
YNEB-022	17,7	64,9	542	351,758	190,242
YNEB-023	17	80	1437	1149,6	287,4
YNOA-05	18,3	70,4	115	80,96	34,04
YNOA-07	17,1	75,1	950	713,45	236,55
YNOA-08	16,7	52	512	266,24	245,76
YNOA-09	16,9	93	2854	2654,22	199,78
YNOA-013	17,4	85,94	562	482,9828	79,0172
YNOA-014	18	75	1028	771	257
YNOB-10	17,4	85	647	549,95	97,05
YNOB-11	18,8	20	700	140	560
YNOB-19	18,6	48	415	199,2	215,8
YNOB-20	27	22	818	179,96	638,04
YNOB-21	27	0,1	915	0,915	914,085
PCYA-01	17	97	1145	1110,65	34,35
YNNA-001	27,6	24	521	125,04	395,96
YNEC-009SI	18,4	64,1	290	185,89	104,11

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

3.3 APLICACIONES DEL SOFTWARE PIPESIM

PIPESIM permite realizar un análisis de muchas variables, donde se representa gráficamente el flujo de entrada y flujo de salida en cualquier punto o nodo del sistema, brindando una visión precisa de mejoramiento de la producción.

Otro punto importante que podemos lograr como PIPESIM es la inclusión de operaciones específicas para la generación de Tablas de Desempeño para los simuladores de yacimientos y perfiles de presión y temperatura estándar.

Con PIPESIM podemos modelar pozos verticales, horizontales y fracturados ya que incorpora todas las correlaciones de flujo multifásico actuales. Se caracteriza por que posee múltiples parámetros de sensibilidad que son de gran ayuda.

Nuestro objetivo en este proceso es modelar el comportamiento de los pozo desde el yacimiento hasta el cabezal y línea de superficie, en la primera sección se comparará el punto de operación actual con el punto óptimo, que es el corte entre la curva IPR y la INTAKE y en la segunda sección se analizara los problemas que se presenta en las líneas de superficie, finalmente se determinara los problemas del pozo, sea por el yacimiento o el equipo BES.

El software PIPESIM permite determinar el método de levantamiento artificial más adecuado y posteriormente desarrollar el diseño detallado del sistema de levantamiento artificial.

3.2.1 DATOS NECESARIOS PARA CARGAR PIPESIM

Para poder trabajar con este software es necesario y recomendable trabajar con los datos actuales que está operando cada pozo.

Por consiguiente podré tomar las mejores decisiones para incrementar la producción de petróleo y dar soluciones eficientes a los diferentes problemas. A continuación se detalla estos datos:

Propiedades de Reservorio

- Presión estática (Pws).
- Presión de fondo fluyente (Pwf).

- Caudal de fluido que produce y temperatura del reservorio.

Propiedades del PVT del fluido

- Relación Gas-Petróleo (GOR).
- Factor volumétrico del petróleo (B_o) y BSW.
- Presión de burbuja (P_b).
- Viscosidad petróleo y agua.
- Gravedad específica del gas y el agua, etc.

Propiedades de tubería de producción

- Perfil de desviación (survey, ángulo de desviación, MD Y TVD)
- ID Y OD del tubing y rugosidad.

Datos del pozo

- Perfil del pozo
- Presión de Cabeza (P_{wh})
- Tipo de sistema de levantamiento (fabricante, velocidad de diseño, etapas, factor de carga, presión de entrada y presión de salida).

Propiedades de la línea de superficie

- Distancia horizontal (elevación, ondulaciones)
- ID Y OD, espesor, rugosidad y temperatura ambiente.

3.3.2 CORRELACIONES DE FLUJO UTILIZADAS POR PIPESIM

Este software me permite trabajar con múltiples tipos de correlaciones, las cuales me brindan buenos resultados y confiabilidad.

Las correlaciones que les presentaremos a continuación son las más usadas en la industria petrolera y se caracterizan por brindar mediante el software PIPESIM información confiable.

Las correlaciones sugeridas son las siguientes:

- Para sistema de una sola fase Moody
- Para pozos verticales Hagedorn & Brown
- Para pozos desviados Beggs & Brill
- Pozos de gas / condensados Hagedorn & Brown

De acuerdo a la experiencia de los ajustes realizados en cada pozo, procedí a escoger y trabajar con las siguientes correlaciones:

TABLA 3. 3 CORRELACIONES USADAS EN PIPESIM 2013

CORRELACIÓN	Pozos Verticales	Pozos Direccionales	Pozos Gas/Condensado	Líneas de Oil	Líneas de Gas/Condensado
DUNS & ROSS	X	X	X	X	X
HAGERDORN & BROWN	X		X		
BEGGS & BRILL REVISED	X	X	X	X	X
BEGGS & BRILL ORIGINAL	X	X	X	X	X
ORKISZEWSKI	X		X		
ANSARI	X		X		

Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

3.4 DETALLE DE INGRESO DE DATOS

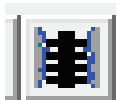
Para empezar a manejar PIPESIM se debe recibir un manual donde se aprende el manejo de este software, este me fue facilitado por SCHLUMBERGER y es la versión PIPESIM 2011.

En el ingreso de datos se debe tomar en cuenta lo siguiente:

1. Recopilar toda la información actualizada mencionada anteriormente.
2. Crear y ajustar nuestro modelo.
3. Ingresar los datos de BLACK OIL (propiedades de fluido), datos de pozo, características de la BES.
4. Ajustar cada pozo (caudal, correlaciones de flujo)
5. Formar la red del campo.
6. Correr sensibilidades

3.4.1 PROCEDIMIENTO PARA CREAR NUESTRO MODELO

A continuación se presentara todas las herramientas necesarias para formar nuestro modelo.



Pozo: puede ser Vertical u Horizontal.



Punto de Análisis Nodal: es el punto de referencia.



Tubing: Es la tubería de producción y une el punto de análisis nodal con el nodo ubicado en el cabezal del pozo.



Nodo: Me representa en cabezal del pozo, y también me permite aislar tuberías.

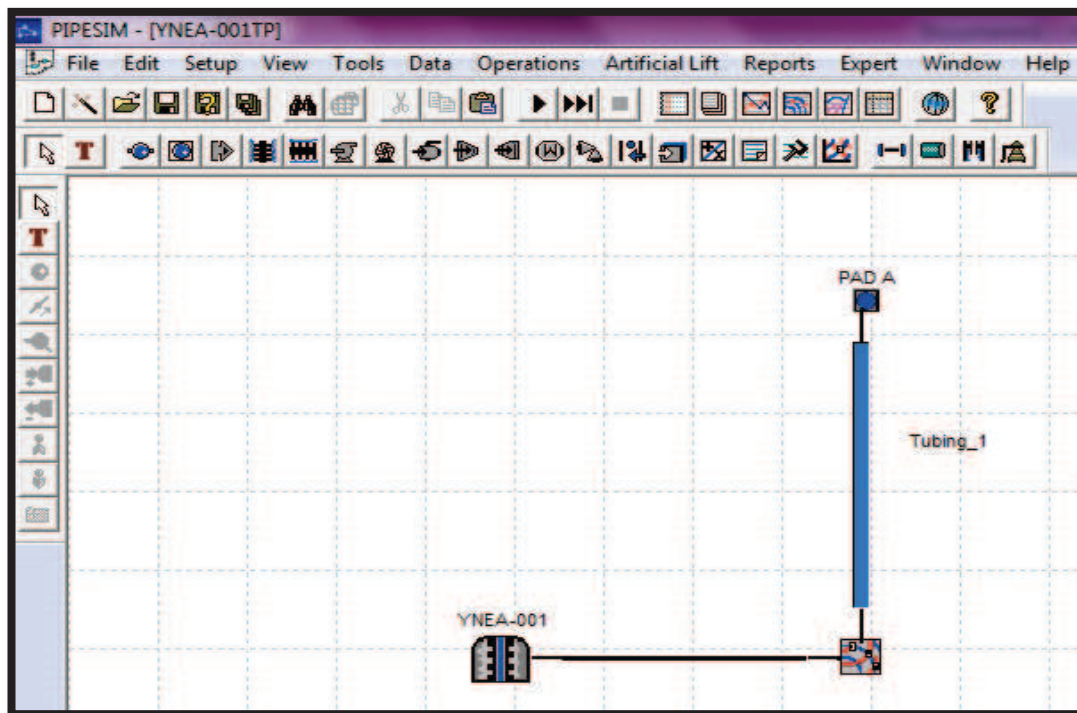


Línea de flujo: es la tubería que conecta el nodo hasta el separador de producción.

Estas herramientas son generalmente utilizadas para crear nuestro modelo de pozo y de red. Es muy importante conocer el funcionamiento de cada uno de ellos ya que juegan un papel muy importantes en la creación de nuestro modelo.

Después de conocer estas herramientas procedemos a crear nuestro modelo:

FIGURA 3. 3 MODELO DE POZO



Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

3.4.2 PROCEDIMIENTO DE AJUSTE DEL POZO YNEA-001 (TP) CON PIPESIM 2011

Este procedimiento consiste en encontrar las pérdidas de presión en los sectores estratégicos más importantes que son:

- Yacimiento
- Completación
- Tubería de producción
- Línea de superficie

Procederemos al ingreso de datos:

Primer Paso

- En el modelo de pozo damos doble clic en icono del pozo para ingresar los datos del reservorio. Para nuestro fin utilizaremos un modelo Well IP, donde ingresamos P_{ws} , T , P_{wf} y el caudal de fluido al que está

produciendo este pozo. Como podemos observar en las siguientes graficas:

FIGURA 3. 4 DATOS DE RESERVORIO

Vertical Completion - YNEA-001

Properties | Fluid Model | General

Reservoir Data
 Static Pressure: 3100 psia
 Temperature: 220 F

IPR Model
 Model Type: Well PI
 Flow Control Valve

Liq.PI: 0.82866836 STB/d/psi

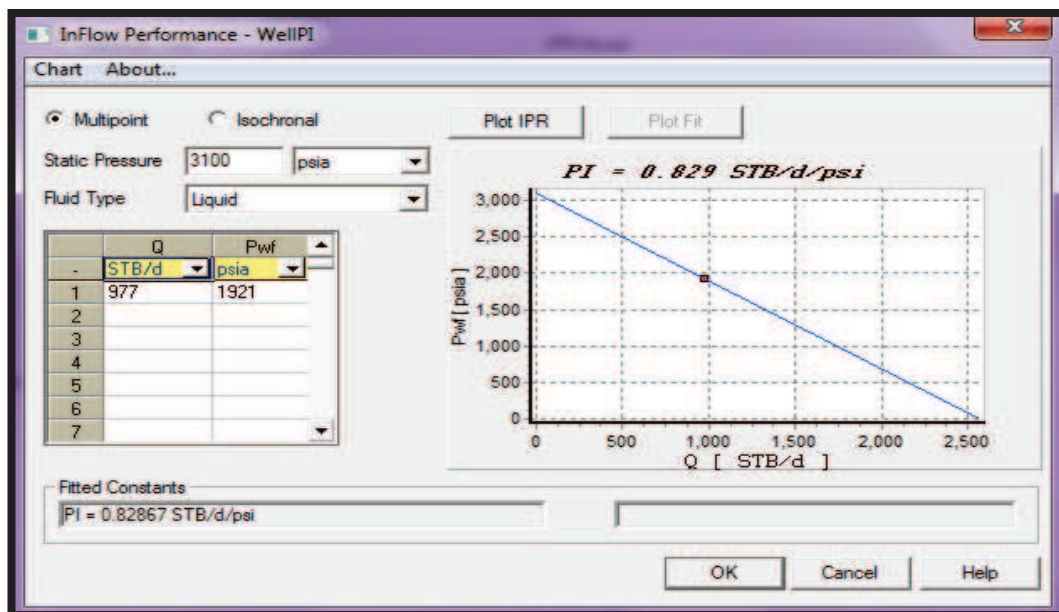
Use Vogel below bubble point

Calculate/Graph...

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER
Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 5 CÁLCULO DEL J (Índice de Productividad)



Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER
Realizado por: Jimmy Garcés

Segundo Paso

- Nos ubicamos en las propiedades de Black Oil, donde ingresamos datos actualizados de BSW, GOR, Pb, API, etc. Como observamos en la figura:

FIGURA 3. 6 PROPIEDADES DE BLACK OIL

Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

- Procedemos a ingresar los datos de viscosidad donde realizamos correcciones por viscosidad utilizando tablas de viscosidades de petróleo del Oriente Ecuatoriano en función del grado API.

FIGURA 3. 7 CORRECCIÓN DE VISCOSIDAD

Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

- También realizamos el cálculo de la viscosidad para asegurar nuestro modelo, en la opción **Calibración avanzada de datos**.

FIGURA 3. 8 CALIBRACIÓN AVANZADA

Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER
Realizado por: Jimmy Garcés

Tercer Paso

- A continuación damos doble clic en la tubería de producción, donde se me despliega una ventana con una serie de pestañas. En el perfil de desviación ingresamos los datos de MD y TVD, y calculamos el ángulo.

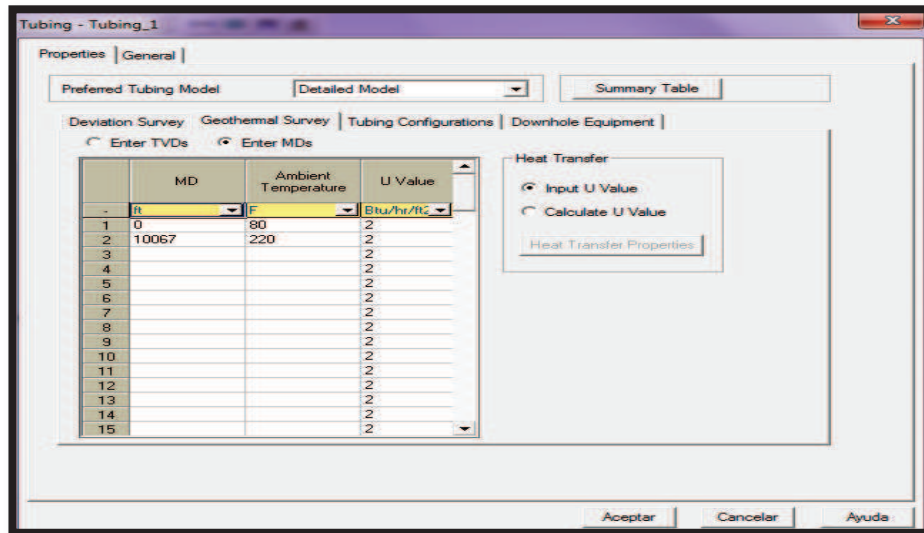
FIGURA 3. 9 PERFIL DE DESVIACIÓN

Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

- En Perfil Geotérmico Ingresamos datos como las medias perforadas y temperatura, como observamos a continuación:

FIGURA 3. 10 PERFIL GEOTERMICO

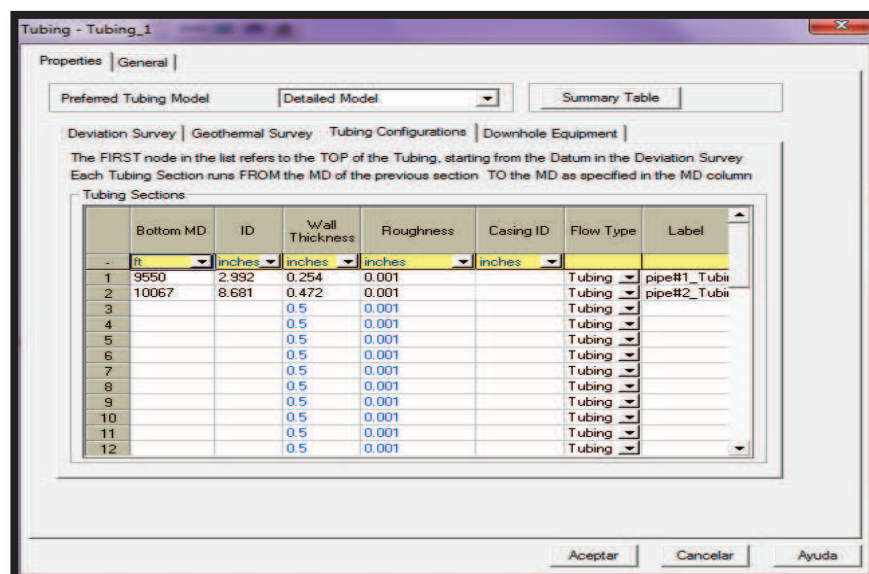


Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

- En configuración de tubería ingresamos características del liner, profundidad de descarga, etc. Como observamos a continuación:

FIGURA 3. 11 CONFIGURACIÓN DE LA TUBERIA



Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

- En el Equipo de Fondo debemos ser cuidadosos ya que se debe ingresar los datos correctos. En la siguiente grafica podemos observar los datos que debemos ingresar

FIGURA 3. 12 DATOS DE LA BES

Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

Estos datos son encontrados de los diagramas de completaciones y Workover de cada pozo, aquí se detalla las bombas con las que está trabajando el pozo, el número de etapas y la frecuencia.

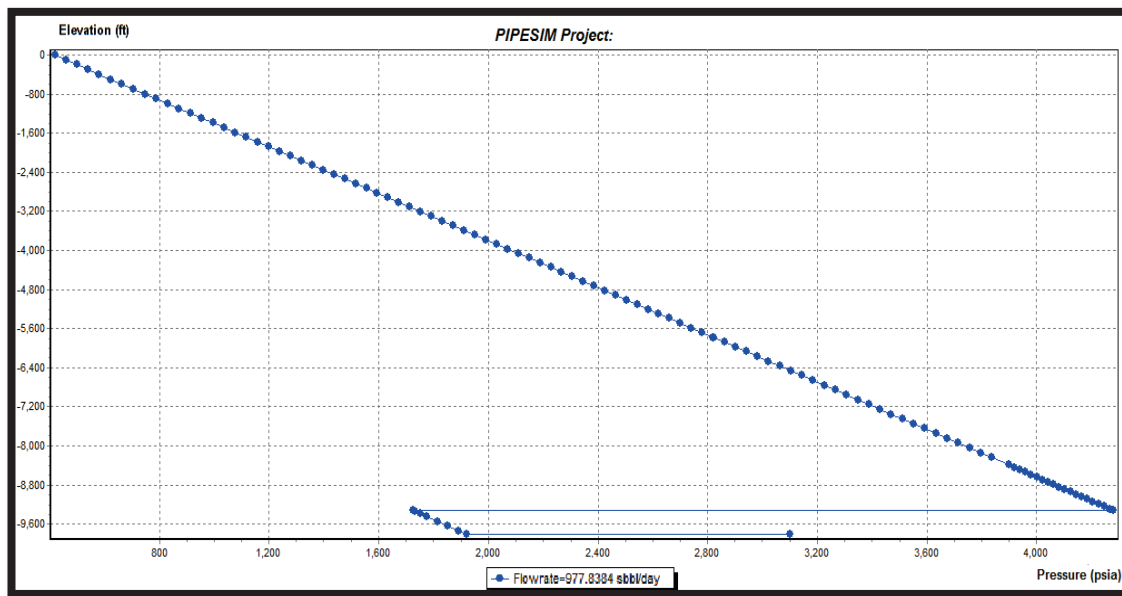
PIPESIM nos brinda una base de tipos de bombas con sus respectivas características y rangos de trabajo, en ocasiones ciertas bombas no se encuentran cargados por tal motivo en nuestro proyecto procedimos a cargar ciertas bombas que no se encontraban en la base de datos.

Un punto muy importante es la eficiencia esta es calcula por PIPESIM, procedemos aumentar o disminuir para encontrar el caudal aproximado con el que está produciendo el pozo.

Quinto paso

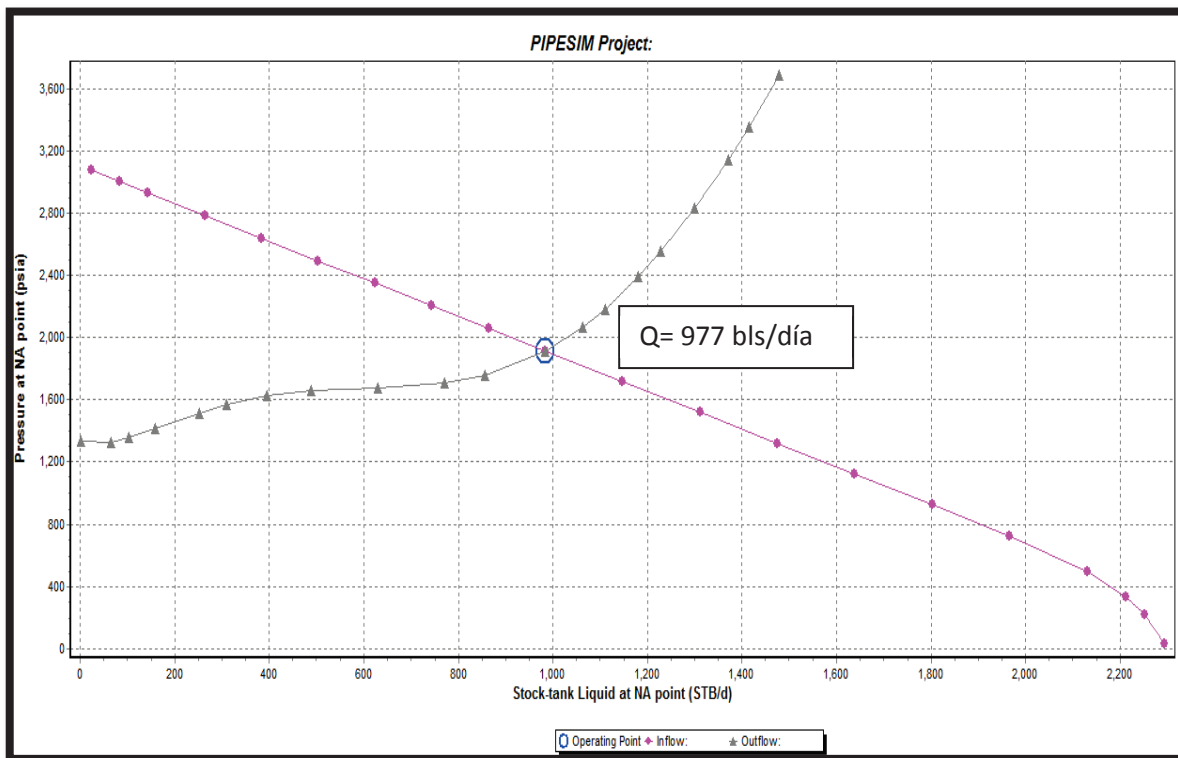
- Corremos un perfil de Presión/Profundidad donde podemos ver claramente que nuestro pozo está ajustado a su producción real.

FIGURA 3. 13 ANALISIS NODAL PIPESIM



Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER
Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 14 ANALISIS NODAL DE POZO



Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER
Realizado por: Jimmy Garcés

Después de haber ingresado los datos en el modelo de pozo y haber corrido el perfil presión/profundidad, realizamos el análisis nodal de la situación actual de dicho pozo. Como resultado obtenemos la intersección de las curvas Inflow y Outflow.

3.4.3 MODELO PSEUDO STEADY STATE

Este modelo lo utilizamos para simular el daño de un pozo, es indispensable porque nos permite modelar de forma correcta la situación actual de estos. Este modelo se basa en el flujo de una sola fase gas o líquido, también posee la corrección mediante Vogel para flujo de líquido por debajo del punto de burbuja.

Dentro de este modelo se usa datos del reservorio como: espesor de la arena, diámetro del pozo, permeabilidad de la arena, radio de drenaje (límite exterior de la zona de descarga) y un factor de daño.

Este tiene dos componentes: Daño Mecánico y Daño Dependiente de Flujo los cuales pueden ser calculados mediante este modelo. En la siguiente figura se muestra el modelo:

FIGURA 3. 15 MODELO PSEUDO STEADY STATE

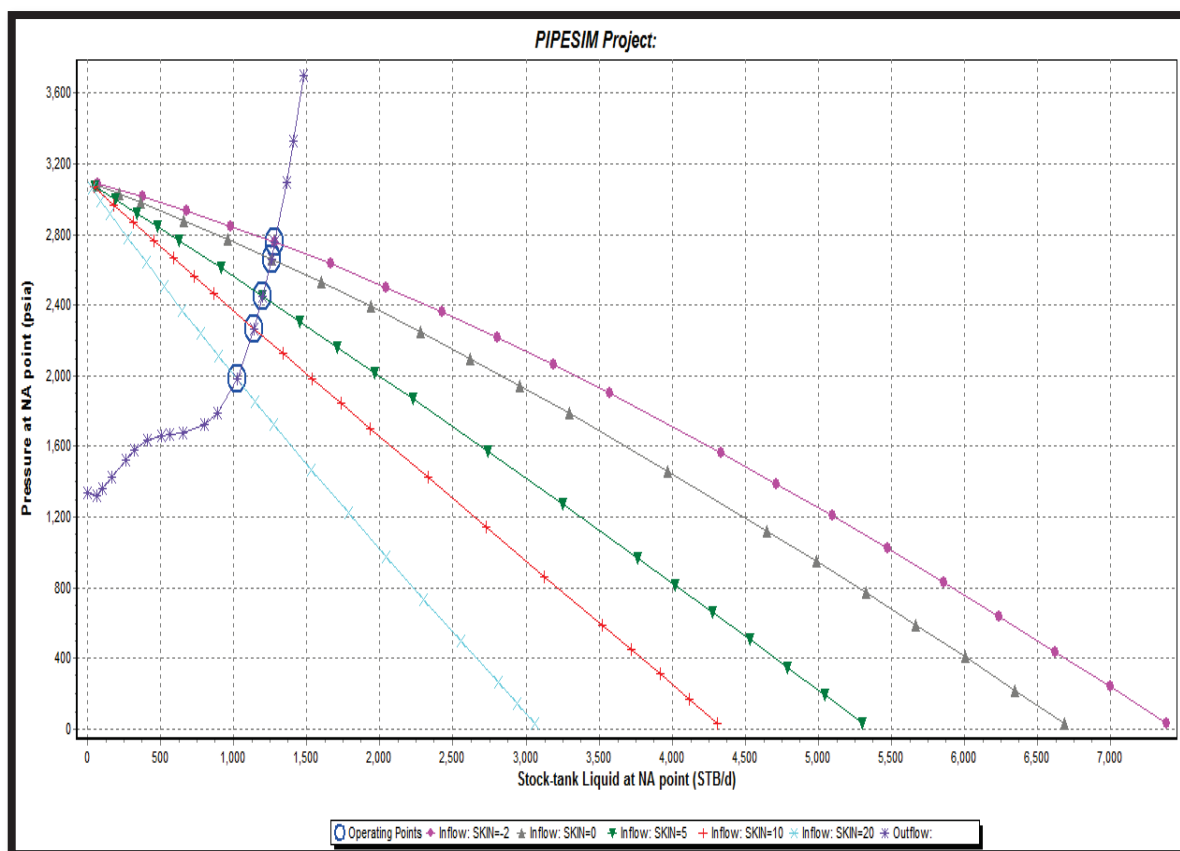
The screenshot displays the 'Vertical Completion - YNEA-001' window with the 'General' tab selected. The 'Reservoir Data' section shows 'Static Pressure' at 3100 psia and 'Temperature' at 220 F. The 'IPR Model' is set to 'Pseudo Steady State'. Under 'Basis of IPR Calculation', 'Liquid' is selected, and 'Use Vogel below bubble point' is unchecked. The 'Reservoir Thickness' is 26 ft and 'Wellbore Diameter' is 8.755 inches. In the 'Permeability' section, 'Reservoir Perm.' is 329 md. The 'Reservoir Size/Shape' section has 'Drainage Radius' at 1000 ft. The 'Skin' section includes 'Mechanical Skin' with 'Enter Skin' set to 2, and 'Rate Dependent Skin' with 'Enter Skin' set to 0.001 1/stbd. Buttons for 'Aceptar', 'Cancelar', and 'Ayuda' are at the bottom.

Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER
Realizado por: Jimmy Garcés

Después de haber ingresado todos estos datos procedemos a realizar un análisis nodal del pozo donde podemos ver el daño con sus posibles sensibilidades para mejorar la producción.

En la siguiente gráfica podemos observar el daño del pozo y si se realiza una estimulación cuanto puede mejorar nuestra producción:

FIGURA 3. 16 SENSIBILIDAD DE DAÑO



Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

3.3 INFORMACIÓN ACTUAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS

A continuación detallaremos la información actual de los 37 pozos seleccionados que se mostró en la tabla 3.1.

Para este estudio utilizamos diagramas de completación, historial de producciones, Surveys, PVTs y diseño de la BES. Esta información se detalla en el **Anexo 6** donde encontramos los diagramas de completación de cada pozo.

En el **Anexo 7** encontramos la información del pozo y reservorio, estos datos también son utilizados para ingresar en el software PIPESIM.

3.3.1 POZO YANAQUINCHA ESTE A-001 (YNEA-001)

El pozo YNEA-001, está produciendo de la arena productora “TP”, este inicia su producción el 23 de Octubre del 2006 hasta la fecha de cierre 31 de Junio del 2013. Este pozo es direccional, trabaja con dos Bombas BES DN-1100, posee un motor de 180 HP, 1685 voltios, 64.5 Amperios y un sensor Tipo XT-1. A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción del pozo:

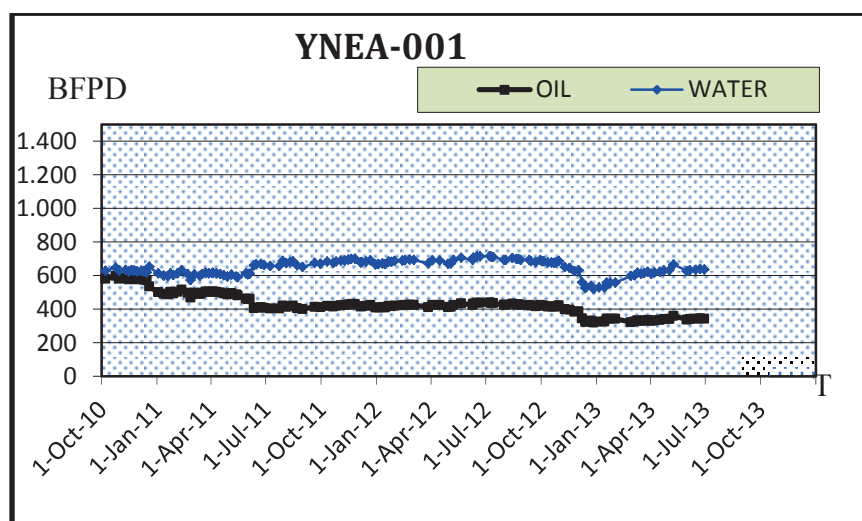
TABLA 3. 4 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-001

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	9583	Ft
M. Bomba	DN-1100	REDA
Frecuencia	66	Hz
Etapas	396	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 17 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-001



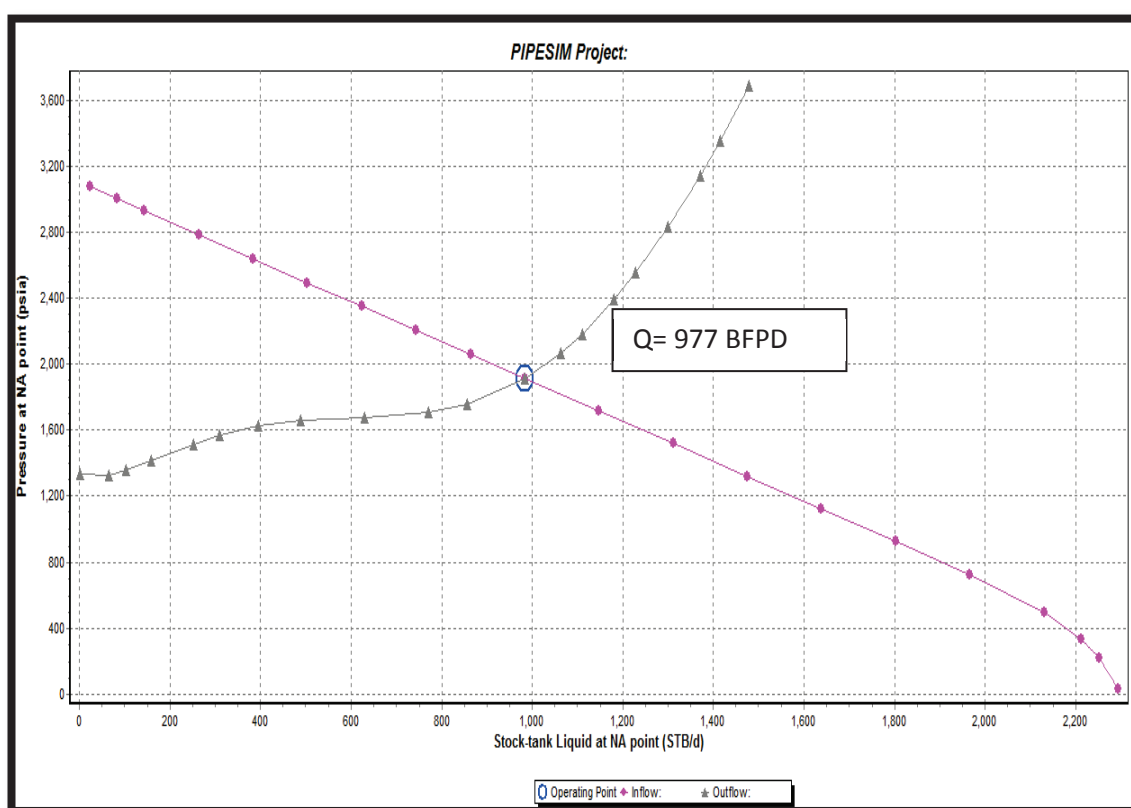
Fuente: EP PETROAMAZONAS

En el gráfico anterior observamos el avance de agua y la producción de petróleo que es: 342 BPPD Y 635 BAPD.

3.3.1.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-001

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 977 BFPD.

FIGURA 3. 18 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-001



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.2 POZO YANAQUINCHA ESTE A-002 (YNEA-002)

El pozo YNEA-002, está produciendo de la arena “UI”, este inicia su producción el 29 de Julio del 2003 hasta la fecha de cierre 31 de Junio del 2013.

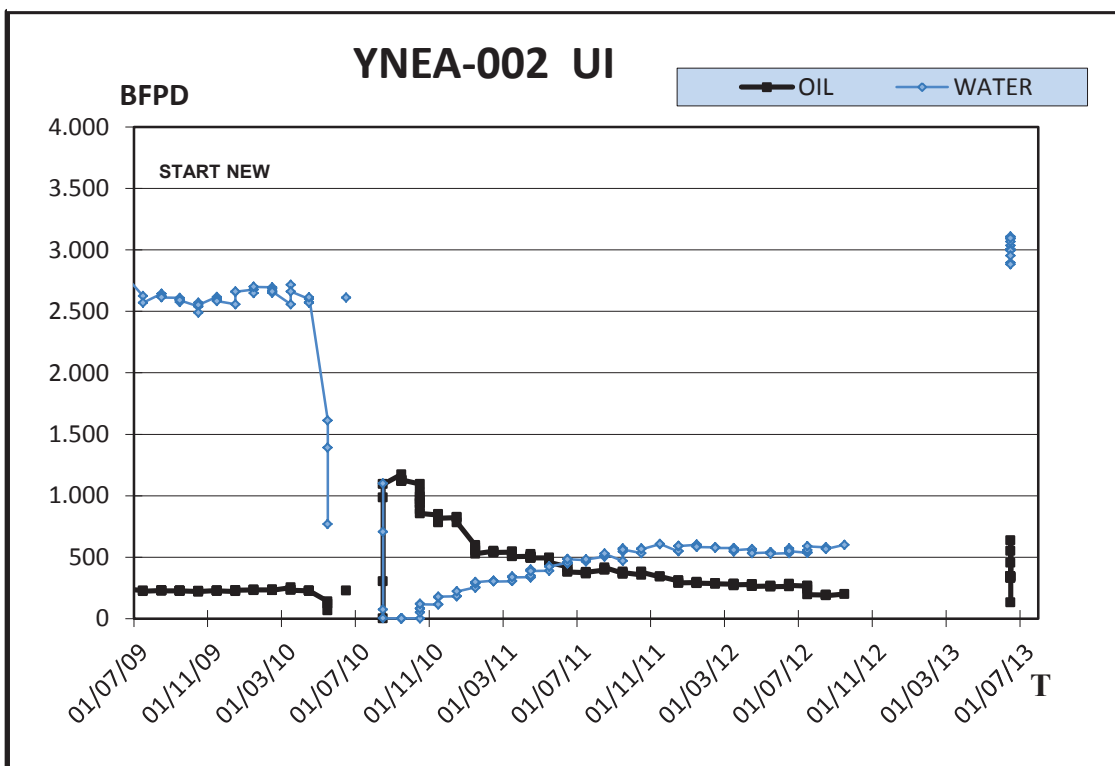
Este pozo es direccional tipo J, trabaja con dos Bombas BES P-47, posee un motor de 504 HP, 2810 voltios y 108 Amperios.

A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción:

TABLA 3. 5 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-002

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	8944.82	Ft
M.Bomba	P-47	REDA
Frecuencia	57	Hz
Etapas	154	

FIGURA 3. 19 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-002



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

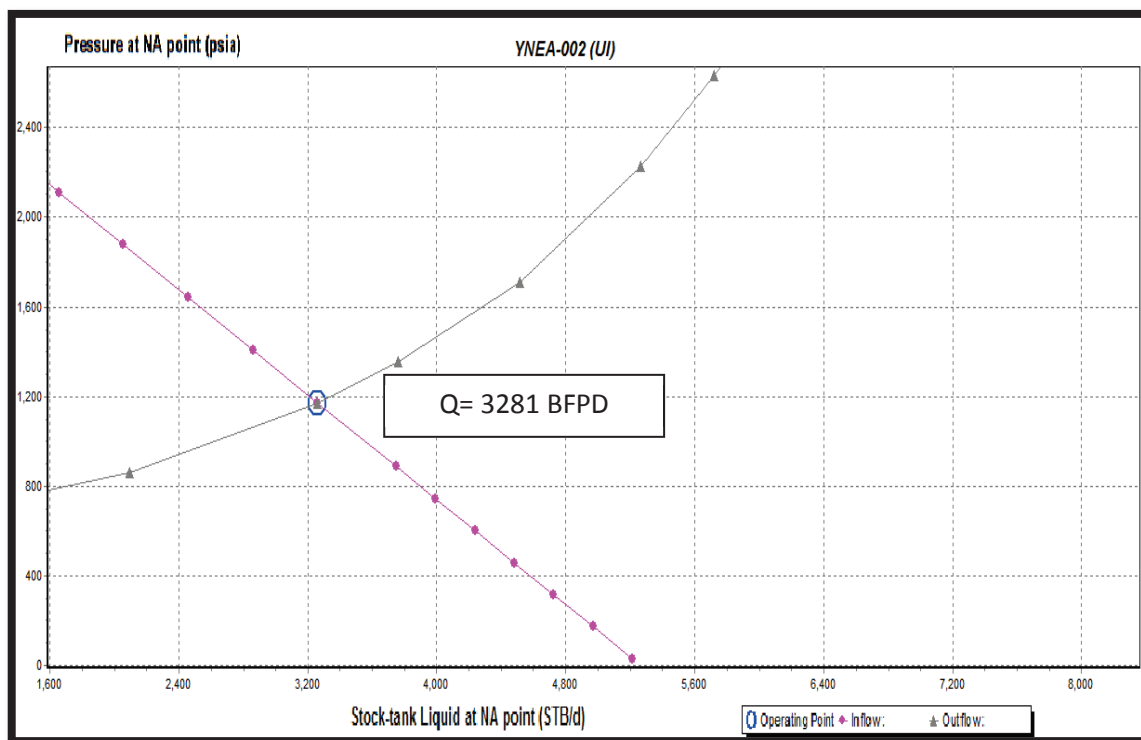
Podemos observar claramente que el pozo ha sido cerrado por dos ocasiones, la producción de agua es muy alta como se observa.

Hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción de 328.1 BPPD Y 2952.9 BAPD.

3.3.2.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-002

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 3281 BFPD.

FIGURA 3. 20 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-002



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.3 POZO YANAQUINCHA ESTE A-003 (YNEA-003)

El pozo YNEA-003, está produciendo de la arena "TS", este inicia su producción el 29 de Julio del 2003 hasta la fecha de cierre 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional tipo S, trabaja con dos Bombas BES D475N, posee un Motor DOM de 1551 HP, 44 voltios y 44 Amperios.

A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción:

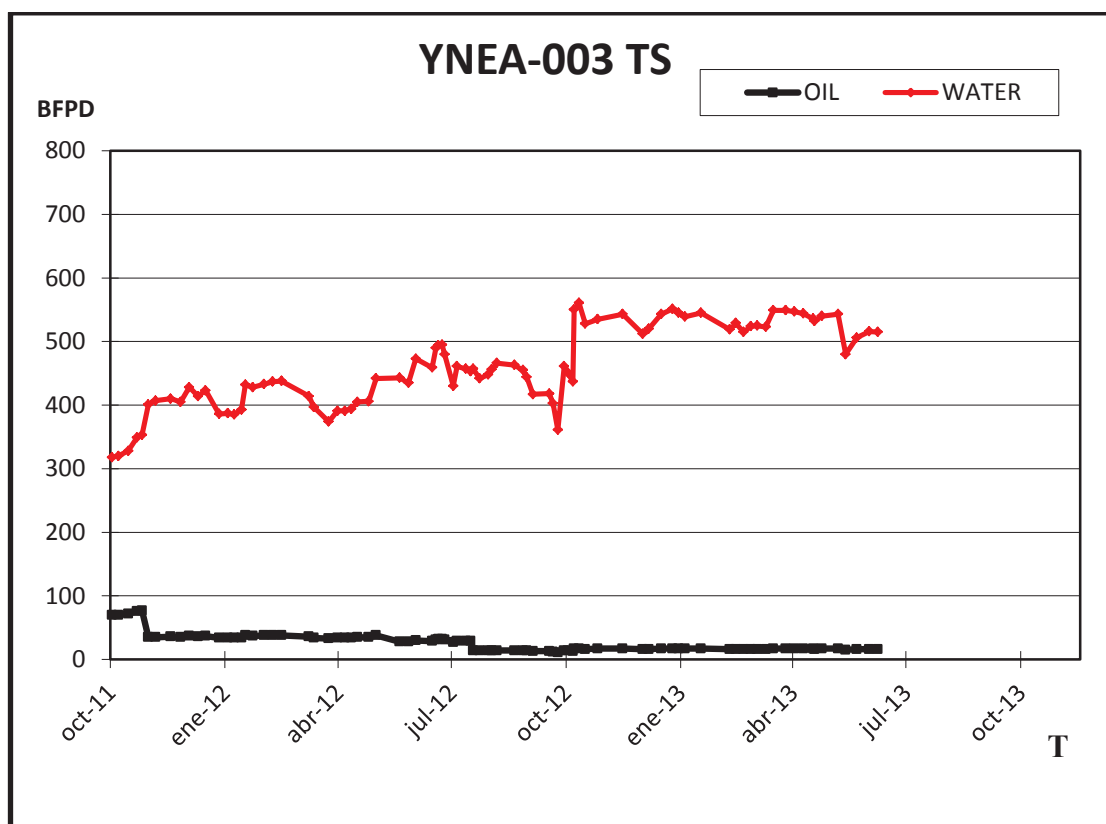
TABLA 3. 6 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-003

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	10019.9	ft
M.Bomba	D475N	REDA
Frecuencia	67	Hz
Etapas	330	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 21 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-002



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

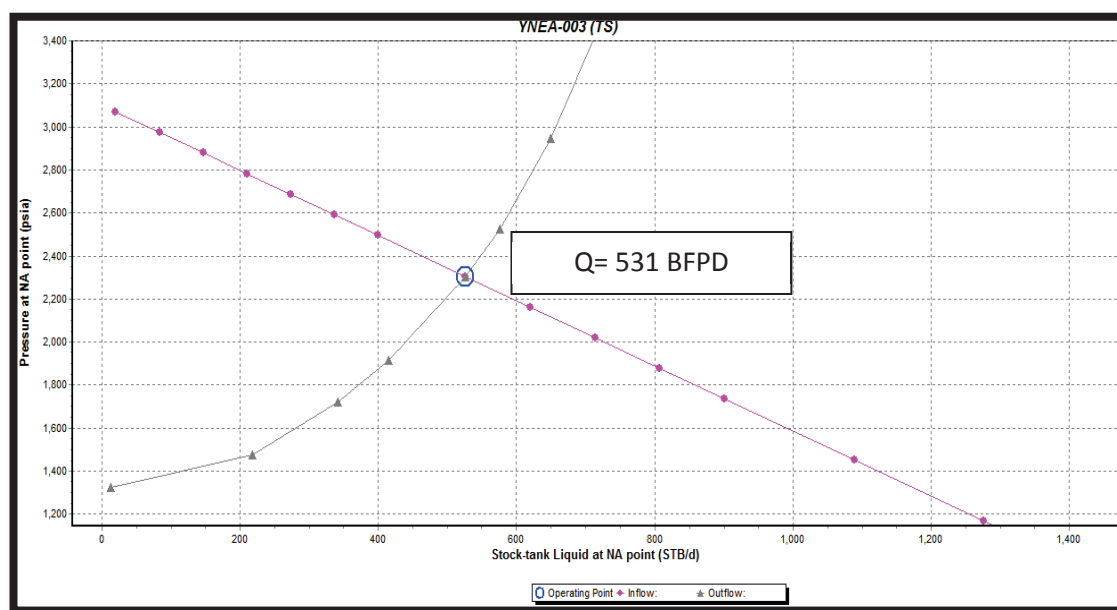
Este pozo fue perforado en el 2003 pero en el 2005 fue cerrado por una alta producción de agua. Para el 21 de Abril del 2011 se abrió nuevamente obteniendo hasta el 31 de Junio del 2013, una producción 16 BPPD Y 515 BAPD.

La producción de agua de este pozo es muy alta, por lo tanto se debería cerrarlo porque no es rentable su producción.

3.3.3.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-003

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 3281 BFPD.

FIGURA 3. 22 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-003



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.4 POZO YAQUINCHA ESTE A-005 (YNEA-005)

El pozo YNEA-003, está produciendo de la arena “UI”, este inicia su producción el 13 de Marzo del 2004 produciendo de la arena “TP”, el 29 de Octubre del 2007 el pozo arranca con una completación dual. En el 2008 la producción de la arena “TP” fue cerrada.

Este pozo es direccional, trabaja con dos Bombas BES DN-1100, posee con un Motor de 132 HP, 1970 voltios y 42.9 Amperios.

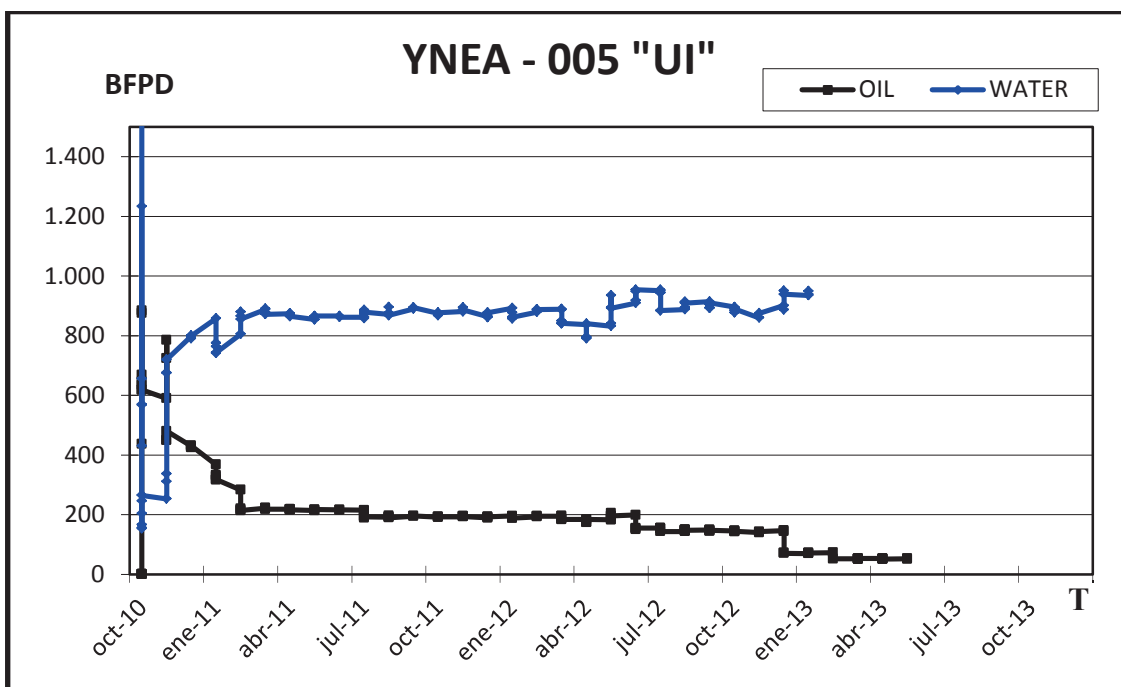
A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción del pozo:

TABLA 3. 7 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-005

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	9007.7	Ft
M.Bomba	DN-1100	REDA
Frecuencia	64.5	Hz
Etapas	230	

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 23 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-005



Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: Jimmy Garcés

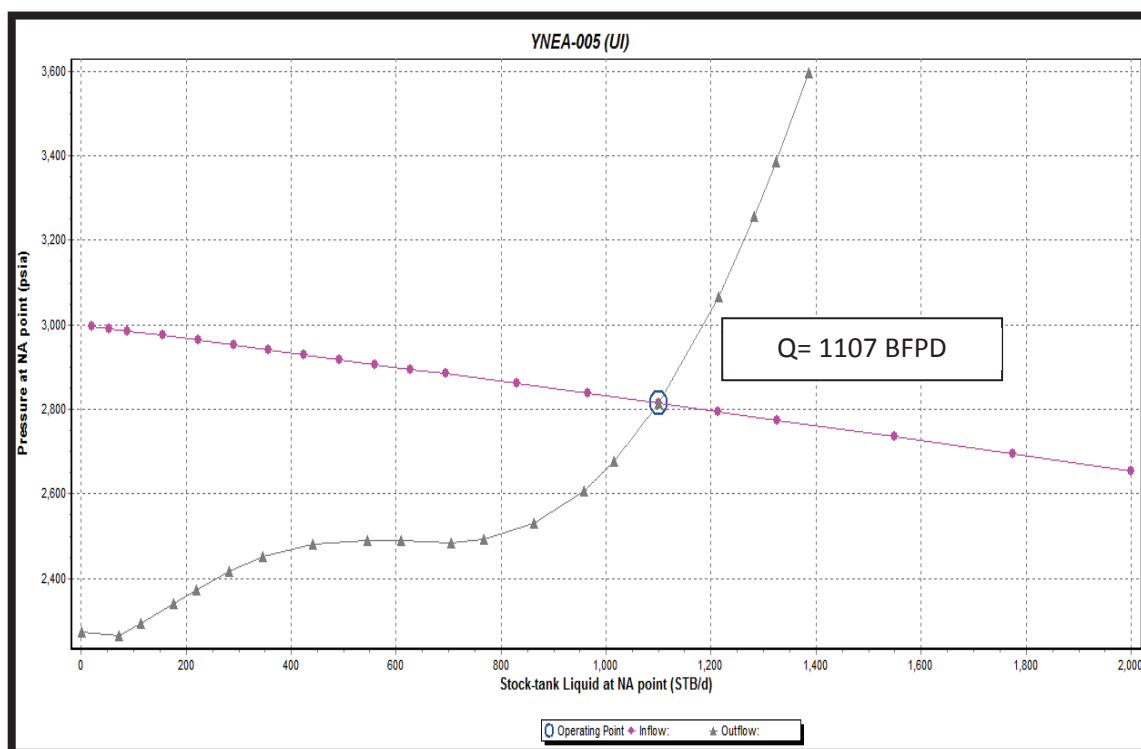
Como ya lo mencionamos este pozo tiene una completación dual pero ahora está produciendo solo de la arena “UI”, la producción de agua es muy alta.

Hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 55.35 BPPD Y 1051.65 BAPD.

3.3.4.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-005

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 1107 BFPD.

FIGURA 3. 24 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-003



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.5 POZO YANAQUINCHA ESTE A-007

El pozo YNEA-007, está produciendo de la arena “TP”, este inicia su producción el 29 de Agosto del 2007 hasta la fecha de cierre 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional tipo J, trabaja con dos Bombas BES P-47, posee 2 motores serie 563 de 336 HP, 1875 voltios y 108 Amperios cada uno.

A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción:

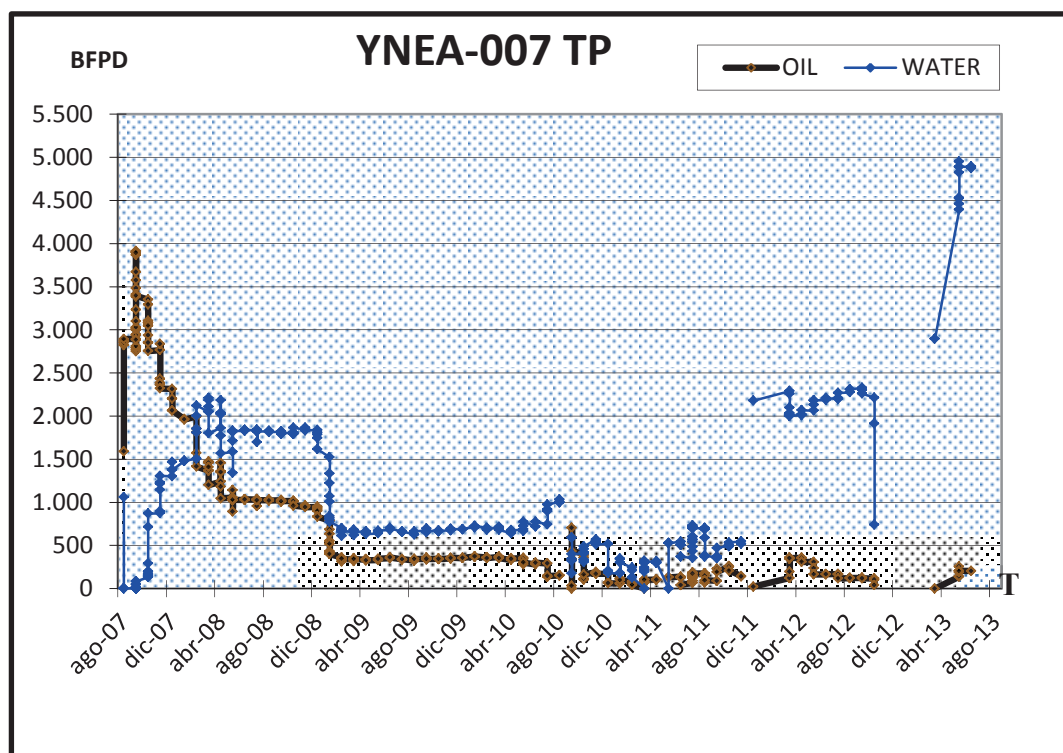
TABLA 3. 8 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-007

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	8905.34	Ft
M.Bomba	P-47	REDA
Frecuencia	58.5	Hz
Etapas	154	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 25 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-007



Fuente: EP PETROAMAZONAS

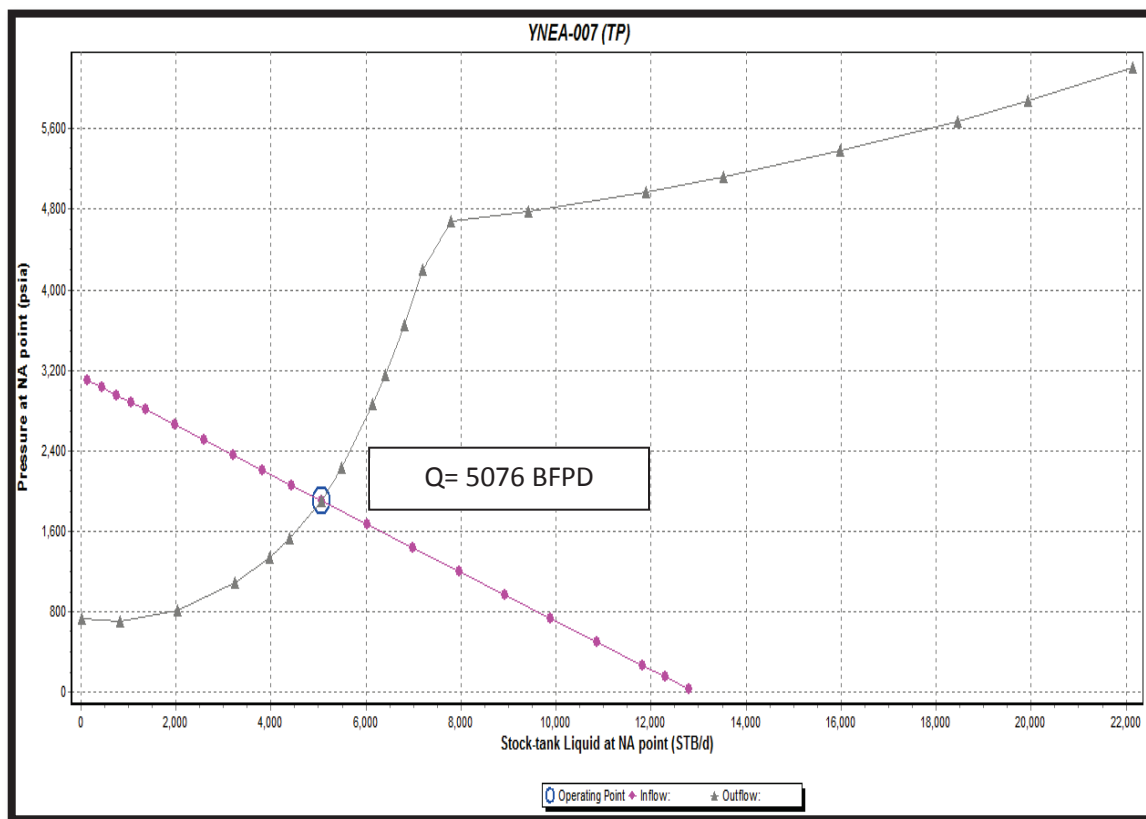
Realizado por: Jimmy Garcés

Podemos observar claramente que la producción de agua es muy alta, hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 203 BPPD Y 4873 BAPD.

3.3.5.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-007

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 5076 BFPD.

FIGURA 3. 26 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-007



Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.6 POZO YANAQUINCHA ESTE A-010

El pozo YNEA-010, está produciendo de la arena “TP”, este inicia su producción el 2 de Mayo del 2009 hasta la fecha de cierre 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional, trabaja con dos Bombas BES DN-1100, posee un motor de 270 HP, 1560 voltios y 104 Amperios.

A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción del pozo:

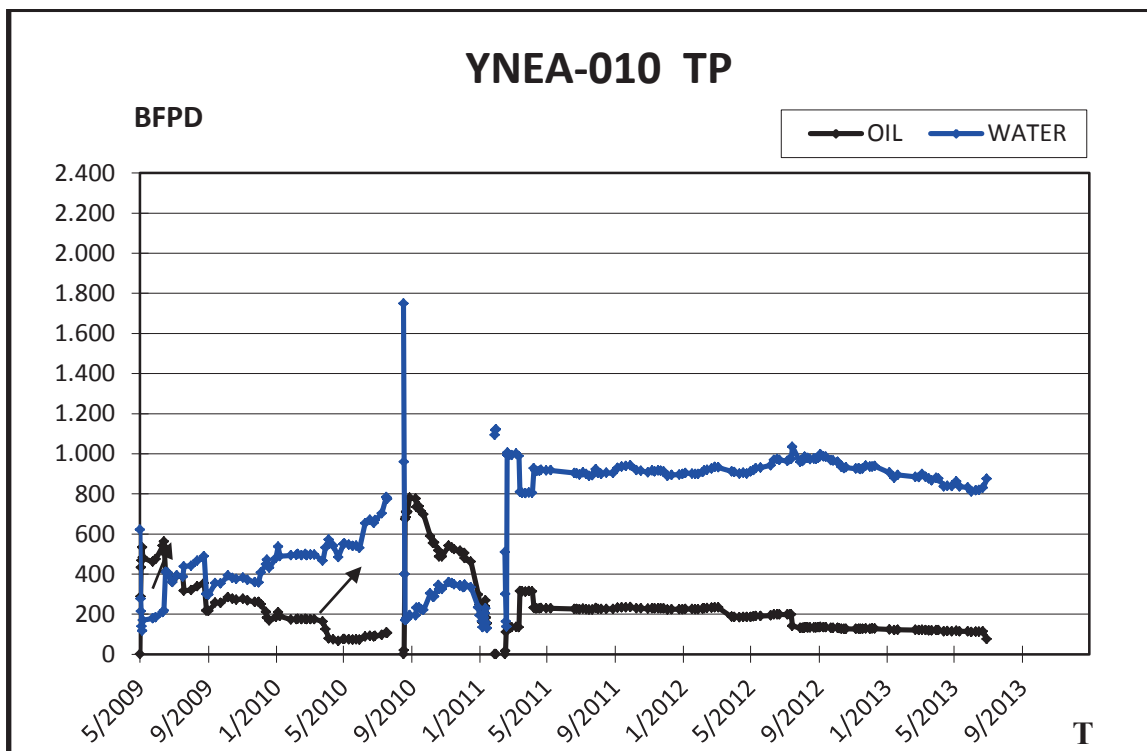
TABLA 3. 9 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-010

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	9331	Ft
M.Bomba	DN-1100	REDA
Frecuencia	61	Hz
Etapas	359	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 27 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-010



Fuente: EP PETROAMAZONAS

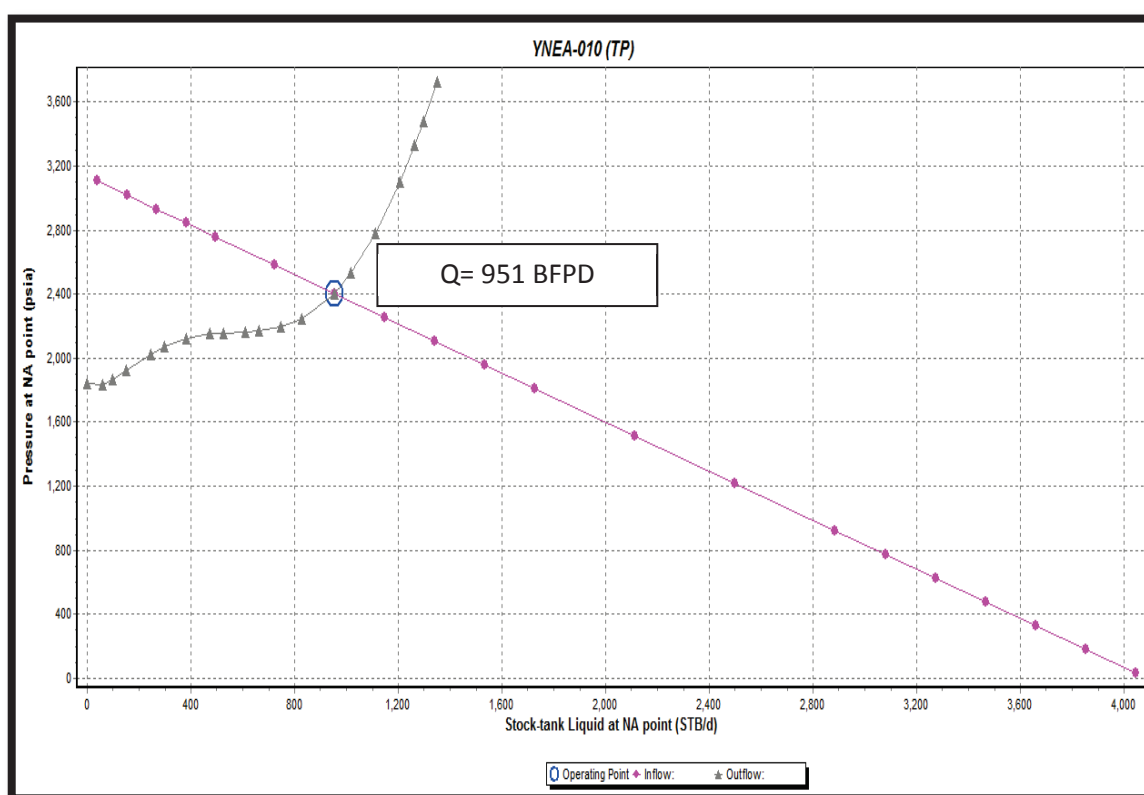
Realizado por: Jimmy Garcés

Podemos observar claramente que la producción de agua es muy alta, hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 76 BPPD Y 875 BAPD.

3.3.6.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-010

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 951 BFPD.

FIGURA 3. 28 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-010



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.7 POZO YANAQUINCHA ESTE A-016

El pozo YNEA-016, está produciendo de la arena "UI", este inicia su producción el 10 de Junio del 2009 hasta la fecha de cierre 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional, trabaja con dos Bombas BES DN-1150, posee un motor de 188 HP, 2424 voltios, 47.5 Amperios y un sensor XT.

A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción del pozo:

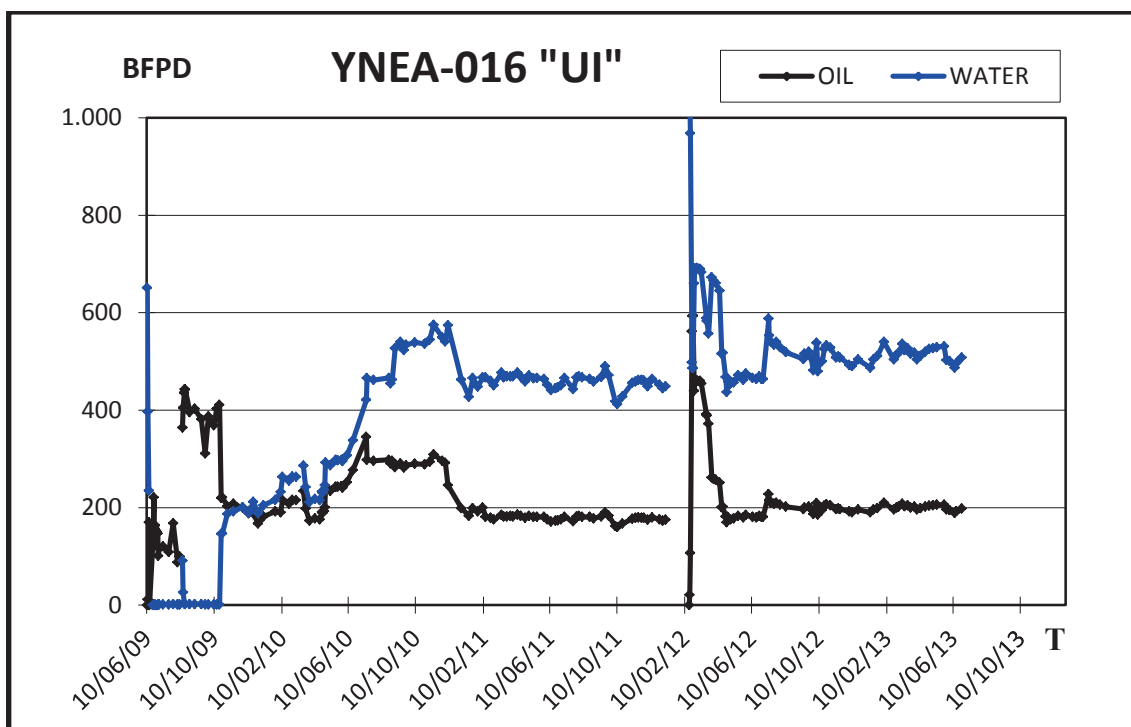
TABLA 3. 10 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-016

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	9298	ft
M.Bomba	D1150N	REDA
Frecuencia	58	Hz
Etapas	190	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 29 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-016



Fuente: EP PETROAMAZONAS

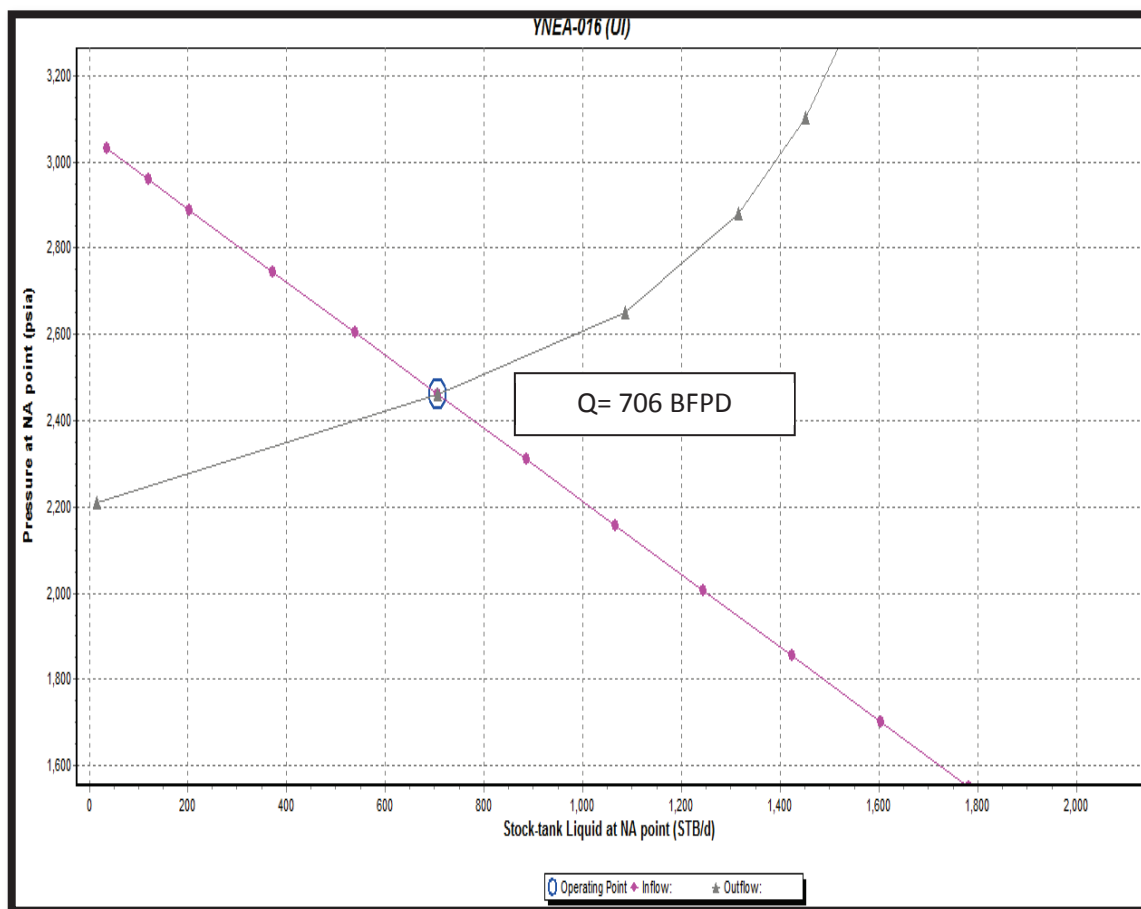
Realizado por: Jimmy Garcés

Hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 198 BPPD Y 508 BAPD.

3.3.7.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-016

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 706 BFPD.

FIGURA 3. 30 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-016



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.8 POZO YANAQUINCHA ESTE A-017

El pozo YNEA-017, está produciendo de la arena "UM", este inicia su producción el 30 de Octubre del 2010 hasta la fecha de cierre 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional, trabaja con dos Bombas BES DN-1100, posee con un motor de 225 HP, 1868 voltios y 78.9 Amperios.

A continuación se presenta las características de las bombas y el Historial de Producción del pozo:

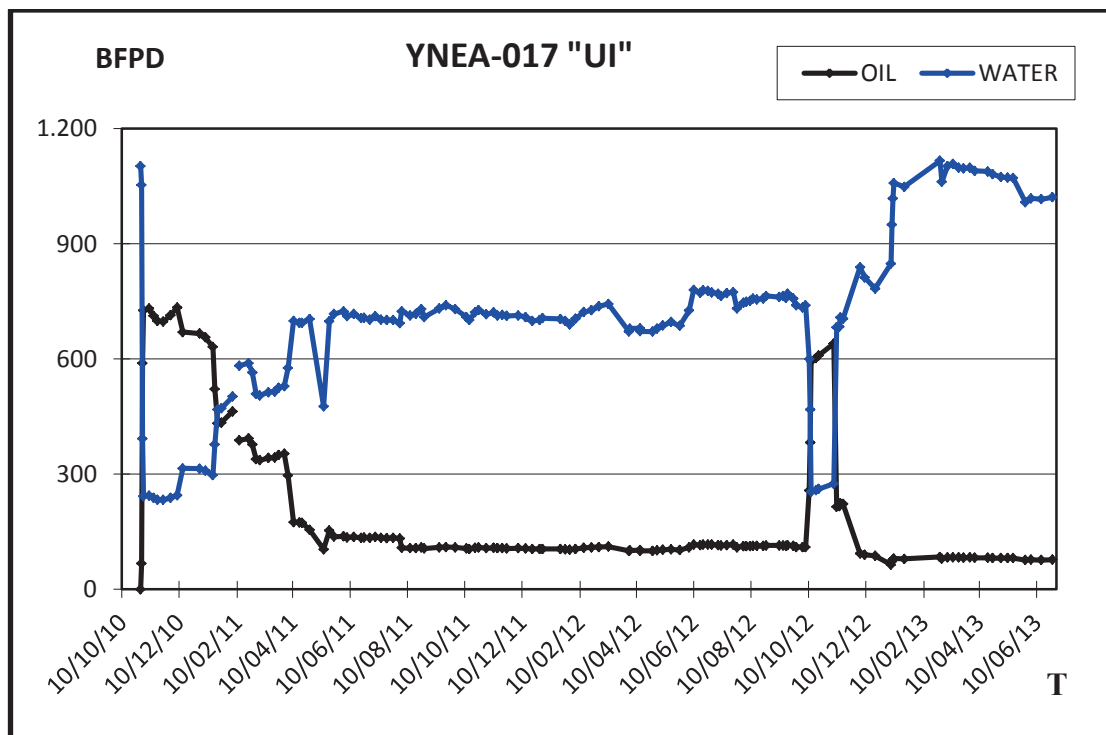
TABLA 3. 11 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-017

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	9661.3	Ft
M.Bomba	DN-110	REDA
Frecuencia	65	Hz
Etapas	303	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 31 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-017



Fuente: EP PETROAMAZONAS

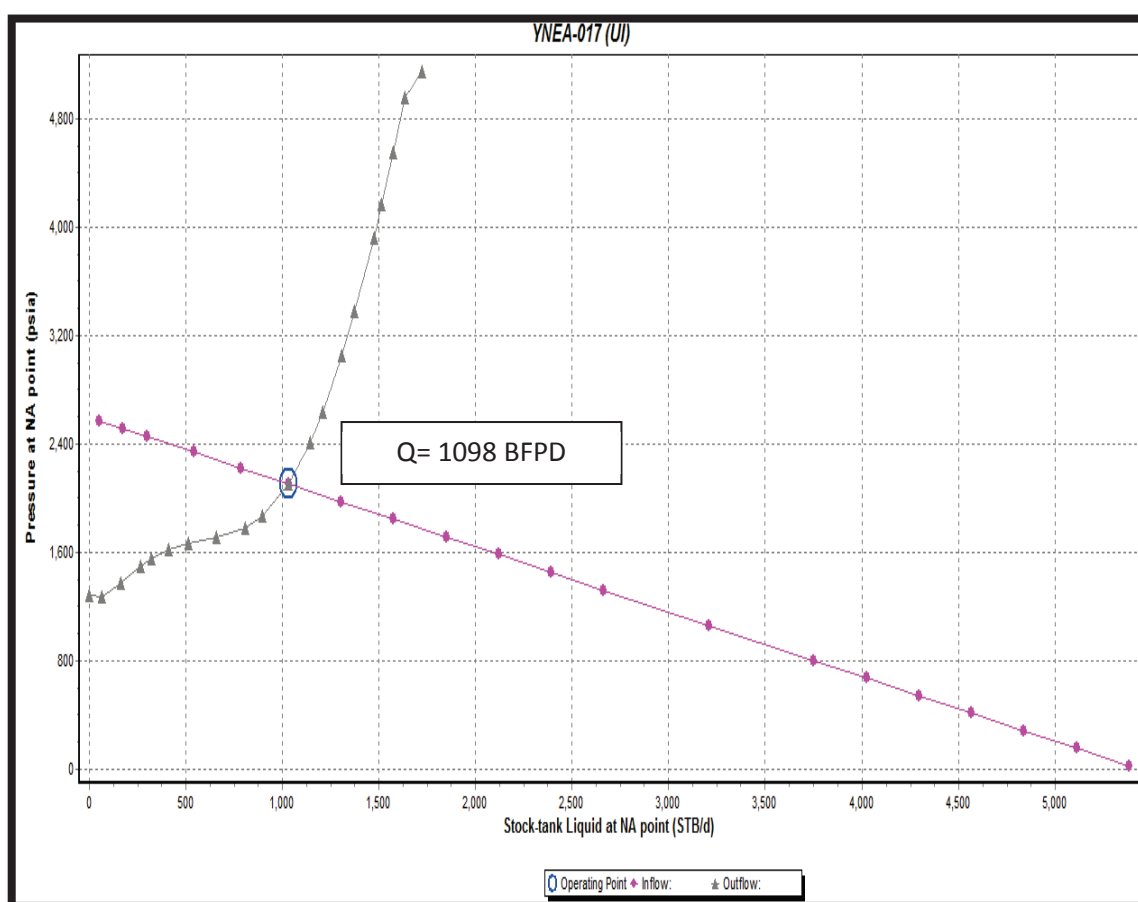
Realizado por: Jimmy Garcés

Podemos observar claramente que la producción de agua es muy alta, hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 77 BPPD Y 1021 BAPD.

3.3.8.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-017

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 1098 BFPD.

FIGURA 3. 32 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-017



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.9 POZO YANAQUINCHA ESTE A-018

El pozo YNEA-018, está produciendo de la arena "UM", este inicia su producción el 26 de Agosto del 2009 hasta la fecha de cierre 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional, trabaja con tres Bombas BES D725N, posee con un motor de 120 HP, 1587 voltios y 48.5 Amperios.

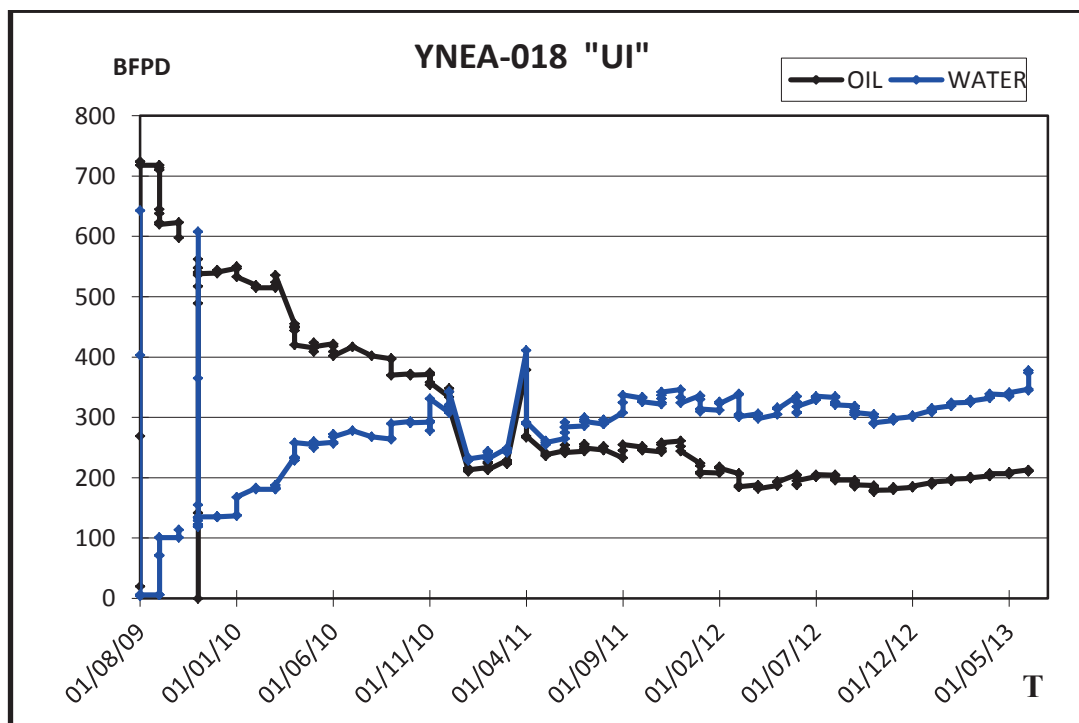
A continuación se presenta las características y el Historial de Producción del pozo:

TABLA 3. 12 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-018

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	9302	Ft
M.Bomba	D725N	REDA
Frecuencia	59.5	Hz
Etapas	402	

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 33 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-018



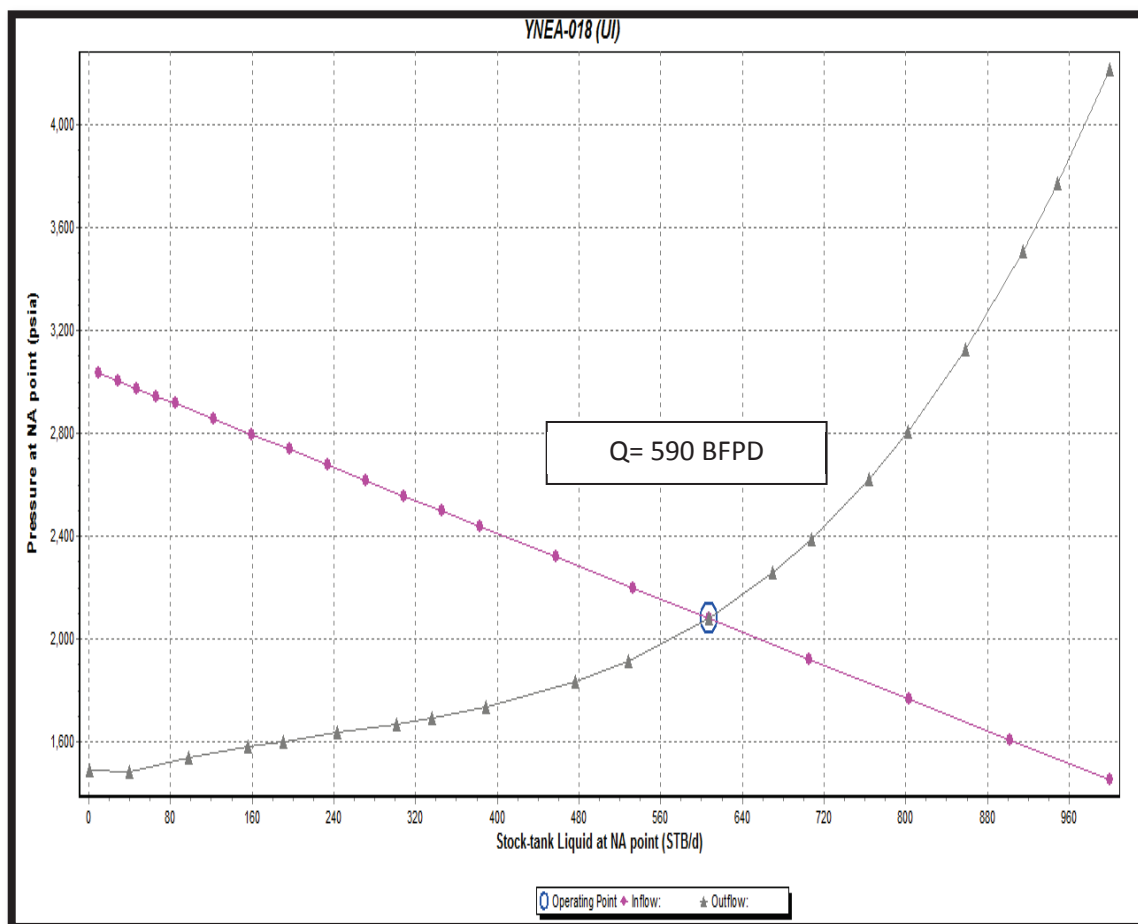
Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: Jimmy Garcés

Hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 212 BPPD Y 378 BAPD.

3.3.9.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-018

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 590 BFPD.

FIGURA 3. 34 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-018



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.10 POZO YANAQUINCHA ESTE A-020

El pozo YNEA-020, está produciendo de la arena "UI", este inicia su producción el 27 de Octubre del 2009 hasta la fecha de cierre 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional, trabaja con dos Bombas BES DN-1100, posee un motor de 150 HP, 2300 voltios y 39.5 Amperios.

A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción del pozo:

TABLA 3. 13 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-20

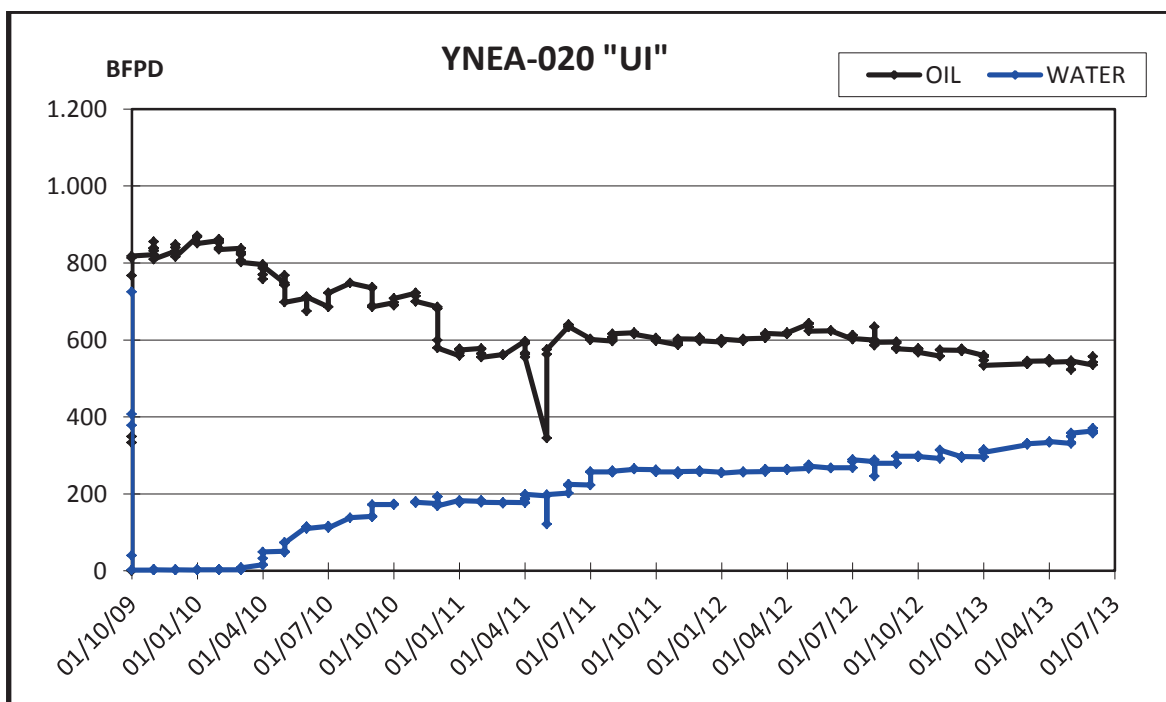
Equipo de Fondo		
Prof. Intake	9075	Ft
M.Bomba	DN-1100	REDA
Frecuencia	58.5	Hz
Etapas	322	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

T

FIGURA 3. 35 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-020



Fuente: EP PETROAMAZONAS

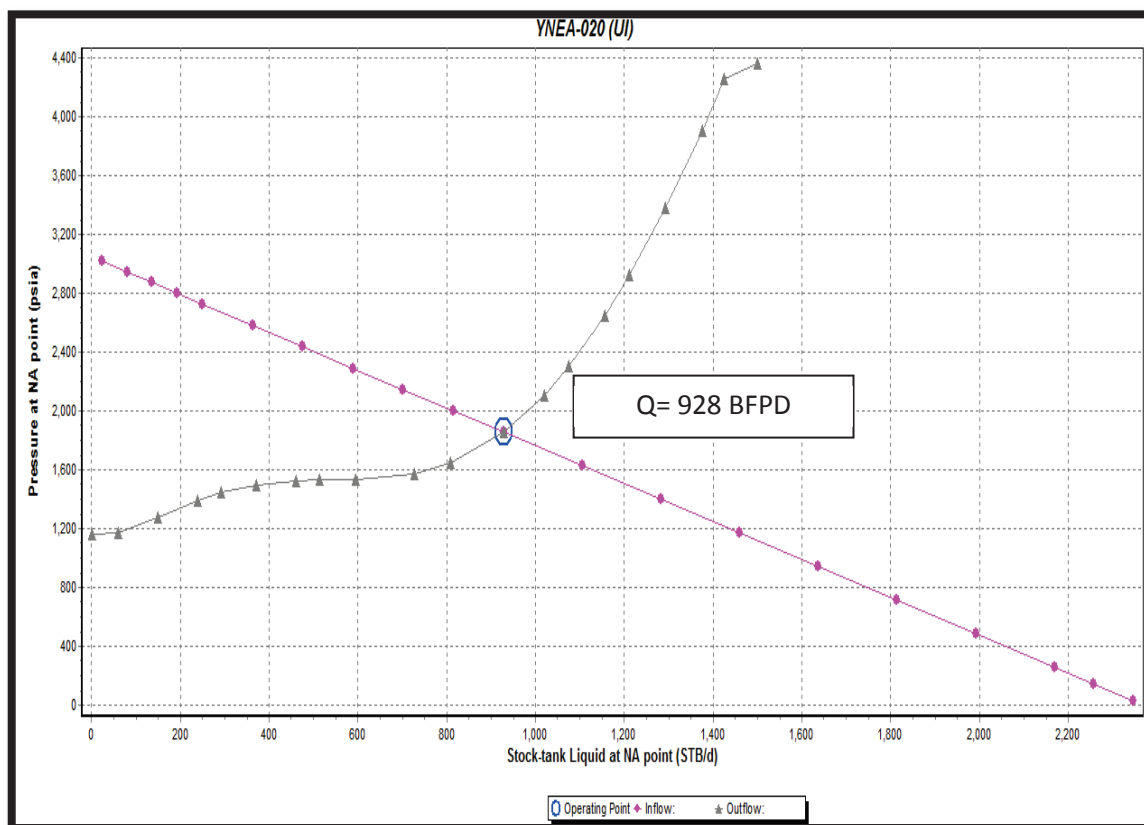
Realizado por: Jimmy Garcés

Hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 557 BPPD Y 371 BAPD.

3.3.10.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-020

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 928 BFPD.

FIGURA 3. 36 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-020



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.11 POZO YANAQUINCHA ESTE A-024

El pozo YNEA-024, está produciendo de la arena "UM", este inicia su producción el 3 de Noviembre del 2012 hasta la fecha de cierre 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional tipo J, trabaja con dos Bombas BES P-6, posee un motor modelo MSP1X de 135 HP, 1775 voltios y 50 Amperios.

A continuación se presenta las características y el Historial de Producción del pozo:

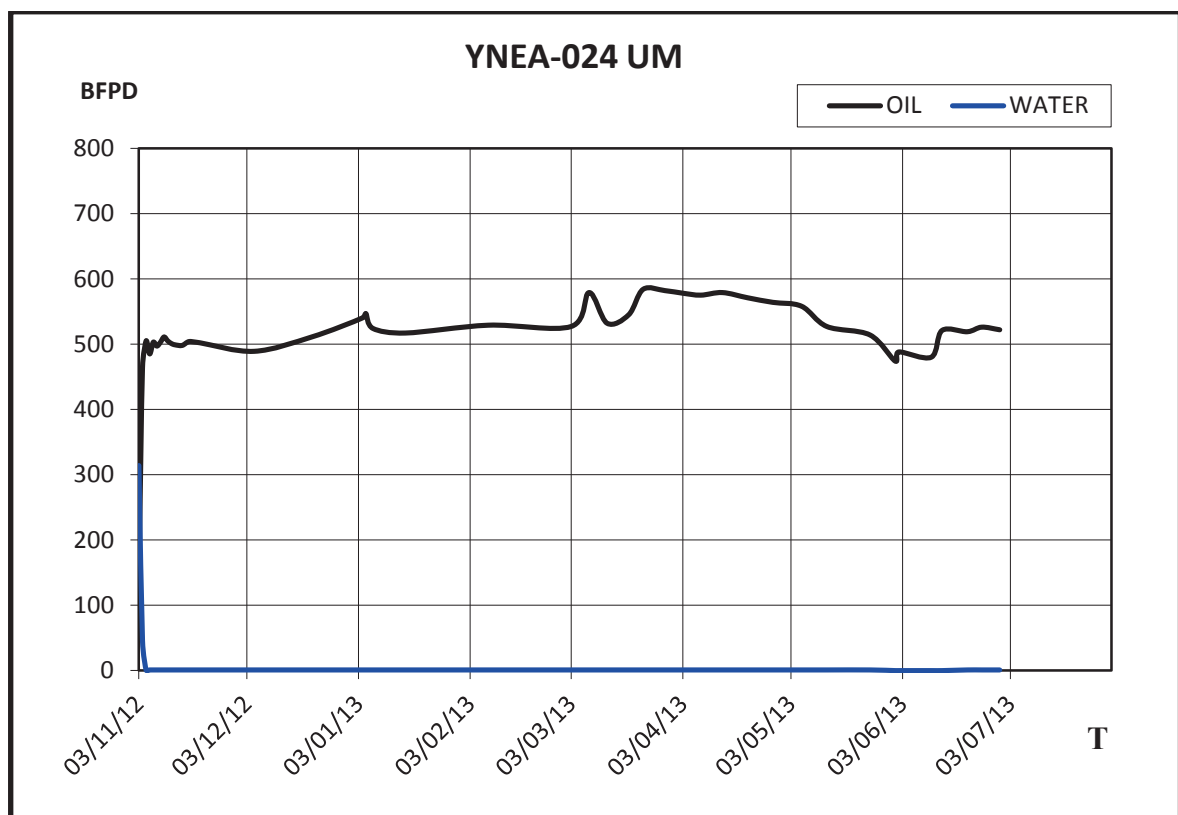
TABLA 3. 14 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-024

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	9347.78	ft
M.Bomba	P6	CENTRILIFT
Frecuencia	59.5	Hz
Etapas	360	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 37 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-024



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

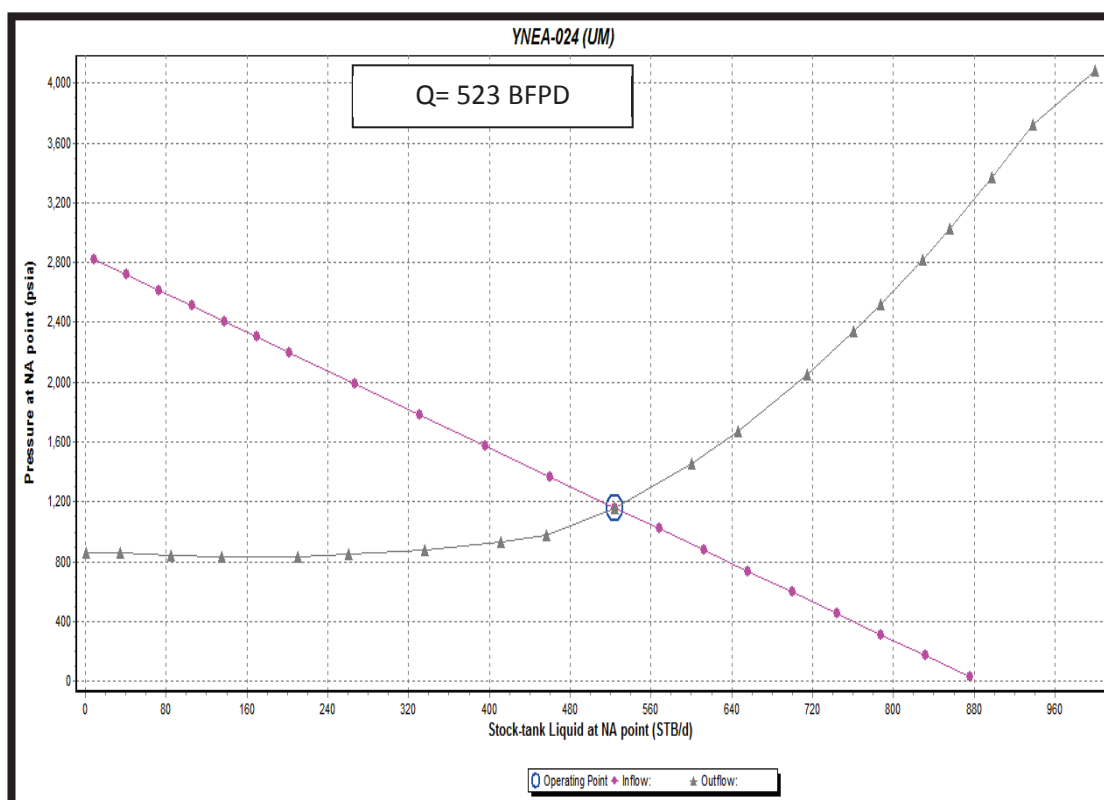
Podemos observar claramente que la producción de agua es muy baja cerca de 0, este pozo tiene una excelente producción.

Hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 522 BPPD Y 1 BAPD.

3.3.11.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-024

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 523 BFPD.

FIGURA 3. 38 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-024



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.12 POZO YANAQUINCHA ESTE A-025

El pozo YNEA-025, está produciendo de la arena "UI", este inicia su producción el 1 de Agosto del 2012 hasta la fecha de cierre 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional tipo S, trabaja con dos Bombas BES P-8, posee un motor modelo MSP1A de 135 HP, 2220 voltios y 39 Amperios.

A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción del pozo:

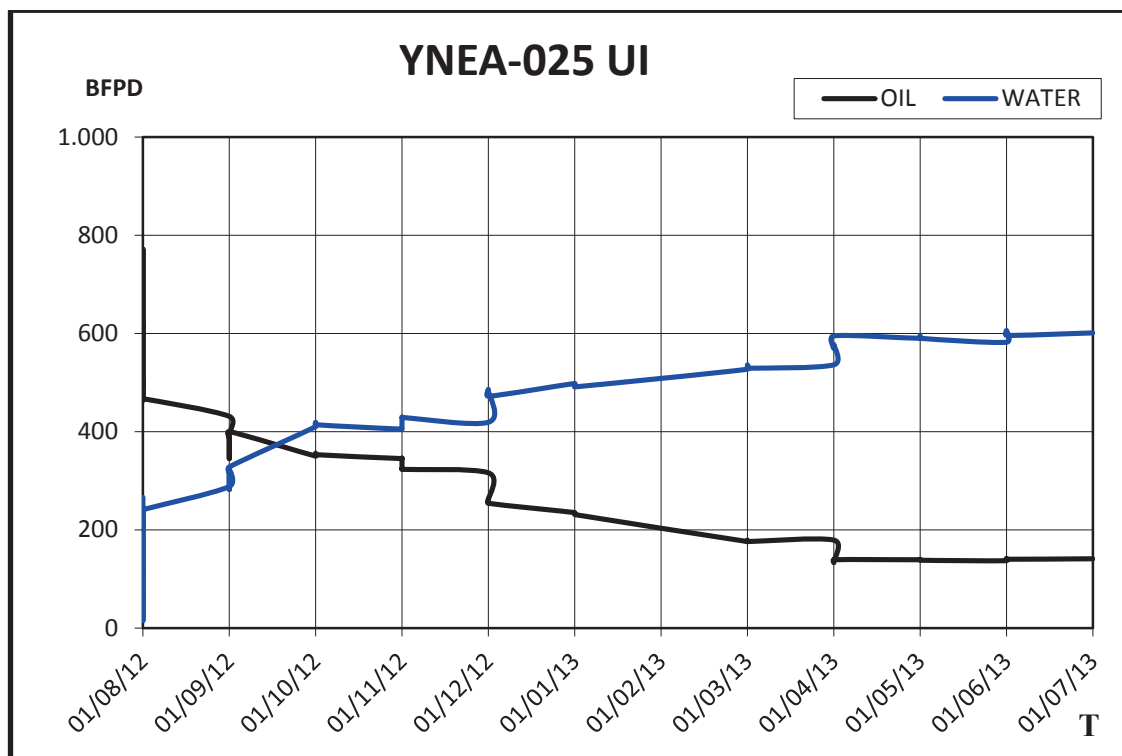
TABLA 3. 15 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-025

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	9012	Ft
M.Bomba	P8	CENTRILIFT
Frecuencia	50.5	Hz
Etapas	293	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 39 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-025



Fuente: EP PETROAMAZONAS

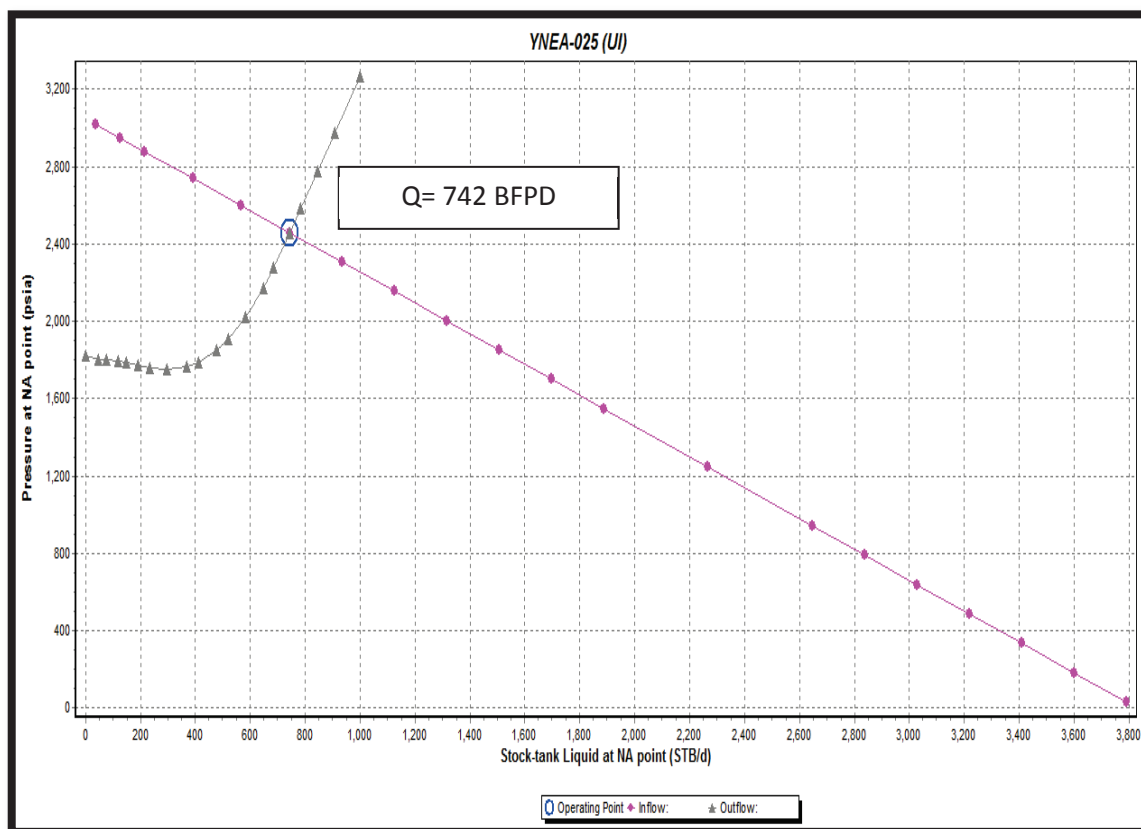
Realizado por: Jimmy Garcés

Hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 141 BPPD Y 601 BAPD.

3.3.12.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-025

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 742 BFPD.

FIGURA 3. 40 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-025



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.13 POZO YANAQUINCHA ESTE A-026

El pozo YNEA-026, está produciendo de la arena "UI", este inicia su producción el 1 de Octubre del 2012 hasta la fecha de cierre 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional tipo S, trabaja con dos Bombas BES P-6, posee un motor modelo MSP1-H de 126 HP, 2300 voltios y 33 Amperios.

A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción del pozo:

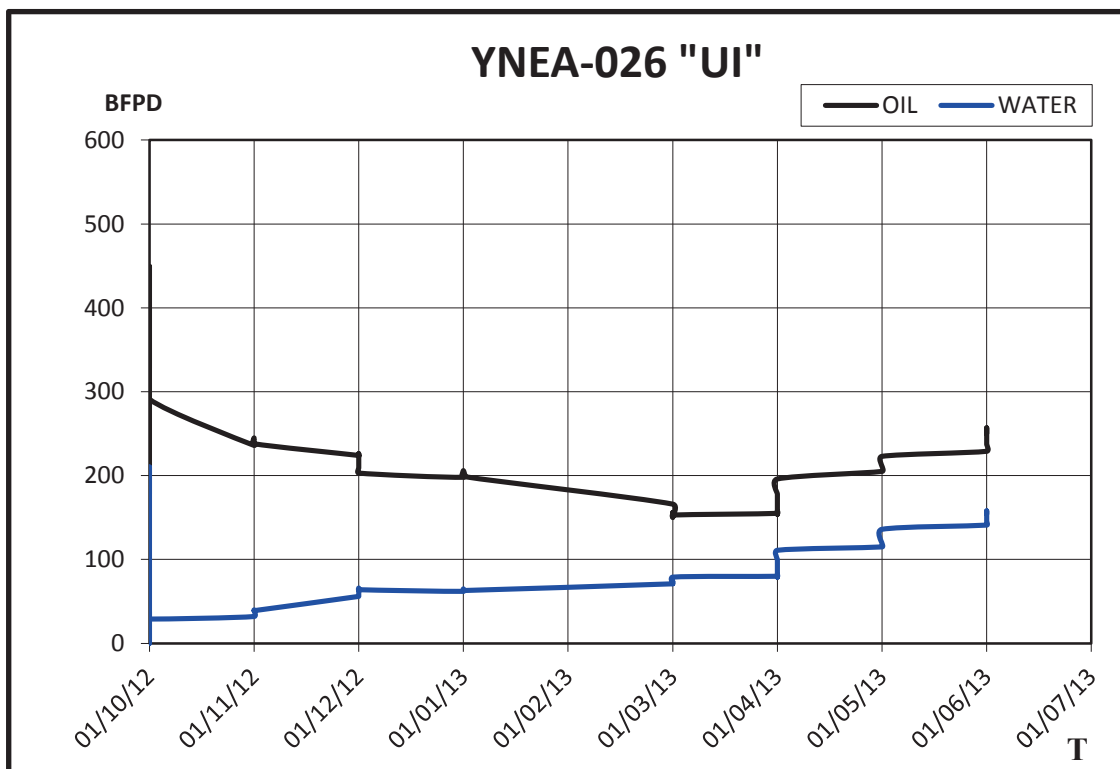
TABLA 3. 16 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-026

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	8892	ft
M.Bomba	P6	CENTRILIFT
Frecuencia	65	Hz
Etapas	226	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 41 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-026



Fuente: EP PETROAMAZONAS

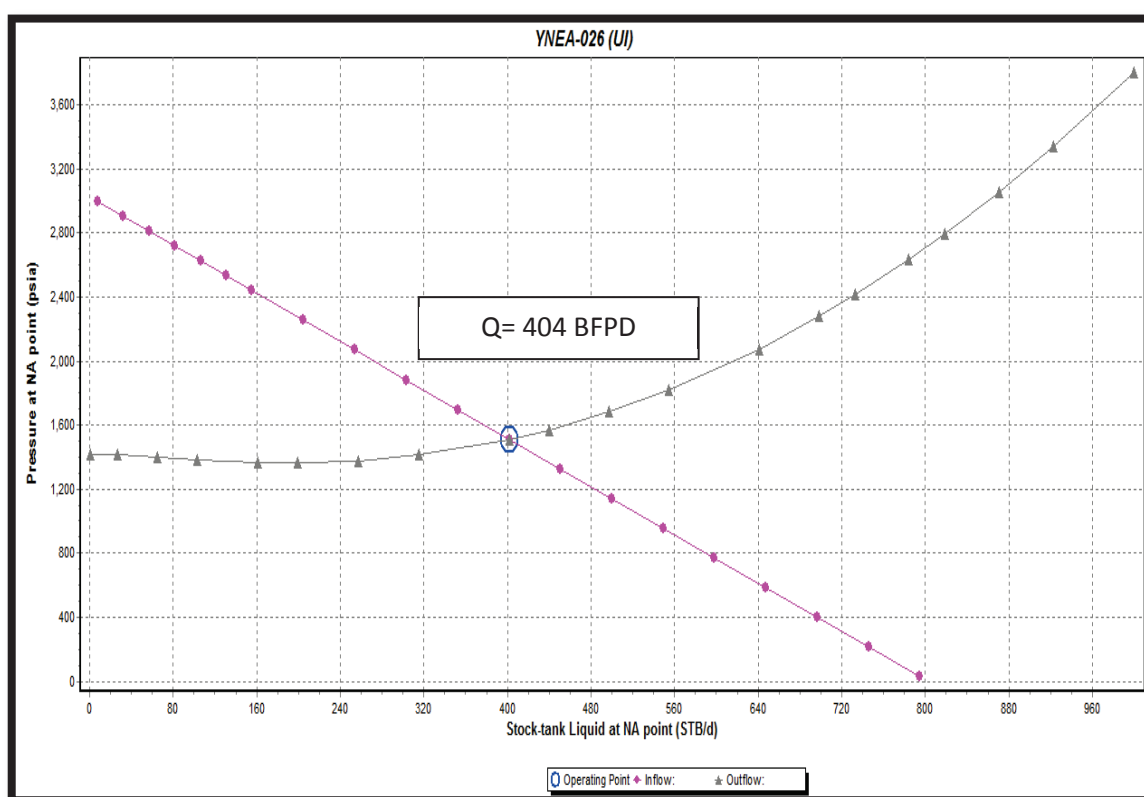
Realizado por: Jimmy Garcés

Podemos observar claramente que la producción de agua y petróleo, hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 250 BPPD Y 154 BAPD.

3.3.13.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-026

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 404 BFPD.

FIGURA 3. 42 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-026



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.14 POZO YANAQUINCHA ESTE A-027

Este pozo tiene una completación doble, empieza su producción 4 de Septiembre del 2012, sus arenas productora son: "TP" y "UI". La primera fue cerrada el 16 de Marzo del 2013 por posible rotura de eje. La arena "UI" es la arena productora actual hasta la fecha de cierre 31 de Junio del 2013.

Trabaja con tres Bombas BES P-18, posee un motor de 180 HP, 1620 voltios y 71 Amperios. Este pozo es direccional tipo S.

A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción de la arena productora "UI".

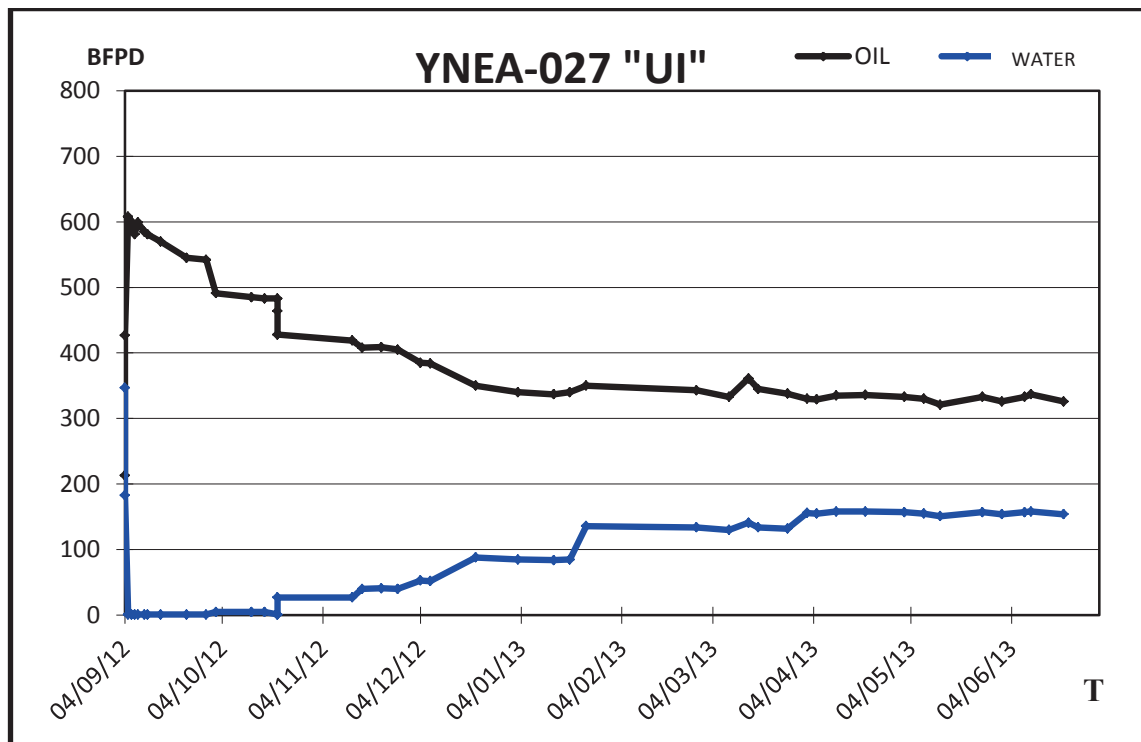
TABLA 3. 17 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-027

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	8713	Ft
M.Bomba	P-18	CENTRILIFT
Frecuencia	50	Hz
Etapas	330	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 43 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-027



Fuente: EP PETROAMAZONAS

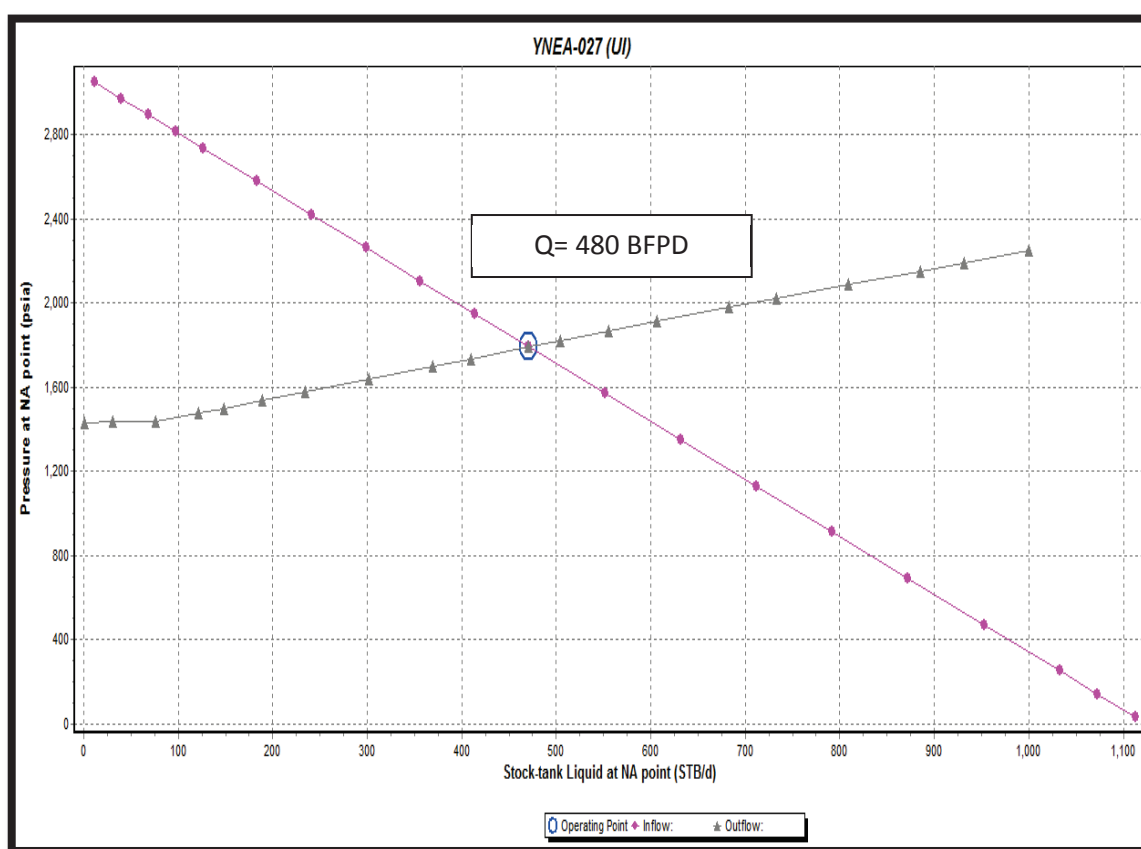
Realizado por: Jimmy Garcés

Podemos observar claramente que la producción de agua y petróleo, hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 326 BPPD Y 154 BAPD.

3.3.14.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-027

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 480 BFPD.

FIGURA 3. 44 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-027



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.15 POZO YANAQUINCHA ESTE A-028

El pozo YNEA-028, está produciendo de la arena "UI", este inicia su producción el 29 de Noviembre del 2012 hasta la fecha de cierre 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional tipo J, trabaja con tres Bombas BES P-8, posee un motor modelo MSP1-H de 135 HP, 1775 voltios y 50 Amperios.

A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción del pozo:

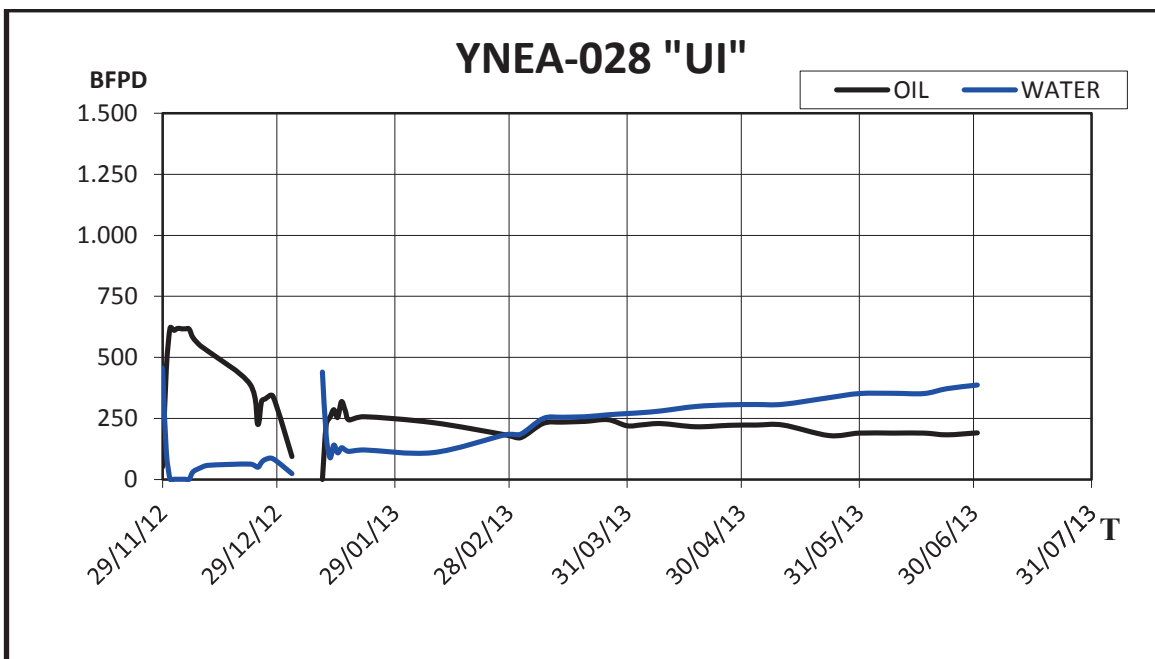
TABLA 3. 18 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-028

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	8938.67	Ft
M.Bomba	P-8	CENTRILIFT
Frecuencia	48	Hz
Etapas	339	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 45 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-028



Fuente: EP PETROAMAZONAS

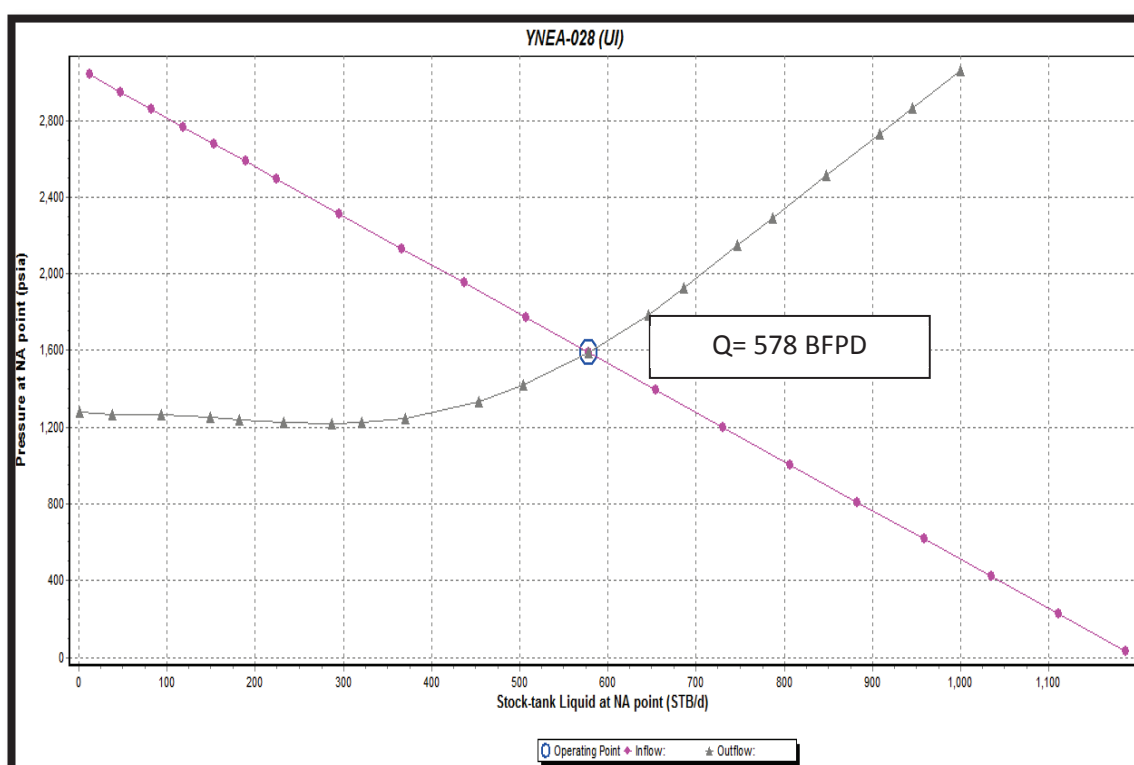
Realizado por: Jimmy Garcés

Podemos observar claramente que la producción de agua y petróleo, hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 191 BPPD Y 387 BAPD.

3.3.15.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-028

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 578 BFPD.

FIGURA 3. 46 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-028



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.16 POZO YANAQUINCHA ESTE A-029

El pozo YNEA-029, está produciendo de la arena "TS", este inicia su producción el 29 de Diciembre del 2012 hasta la fecha de cierre 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional tipo J, trabaja con dos Bombas BES P-4 (465 etapas) y una Bomba BES P-18 (35 etapas) utilizada como manejador de gas. Posee un motor modelo MSP1X-H de 135 HP, 1775 voltios y 50 Amperios.

A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción del pozo:

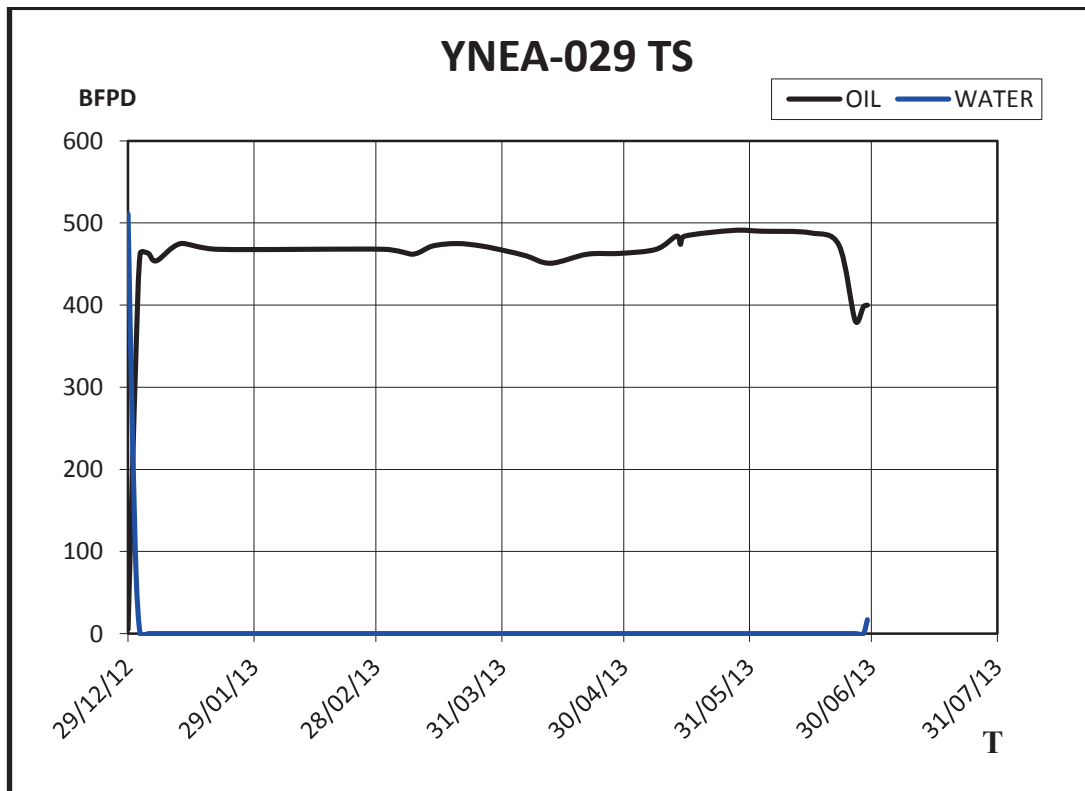
TABLA 3. 19 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-029

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	10242.14	Ft
M.Bomba	P-4	CENTRILIFT
M.Bomba	P-18	CENTRILIFT
Frecuencia	57.5	Hz
Etapas	500	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 47 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-029



Fuente: EP PETROAMAZONAS

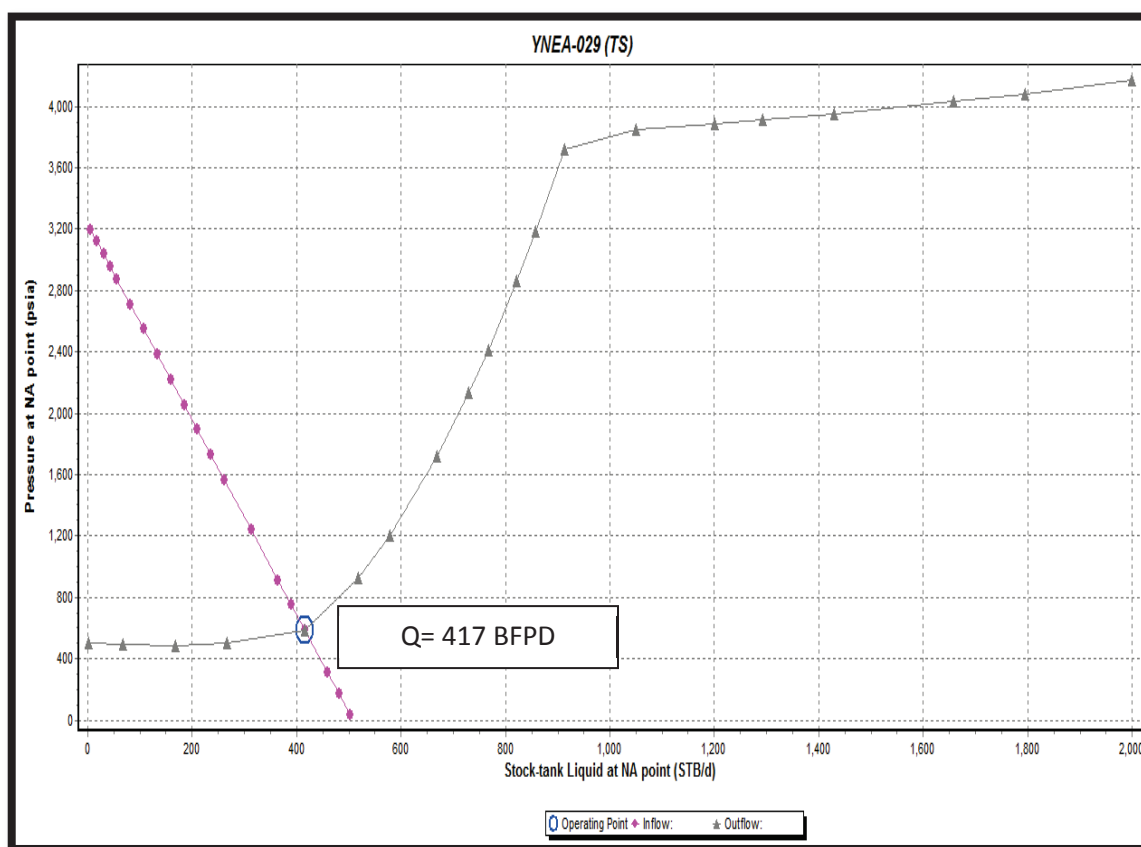
Realizado por: Jimmy Garcés

Podemos observar claramente que la producción de agua es muy baja, hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 400 BPPD Y 17 BAPD.

3.3.16.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-029

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 417 BFPD.

FIGURA 3. 48 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-028



Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.17 POZO YANAQUINCHA ESTE A-030

El pozo YNEA-030, está produciendo de la arena "UI", este inicia su producción el 8 de Febrero del 2013 hasta la fecha de cierre 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional tipo S, trabaja con tres Bombas BES P-18, posee un motor de 240 HP, 2455 voltios y 59 Amperios.

A continuación se presenta las características y el Historial de Producción del pozo:

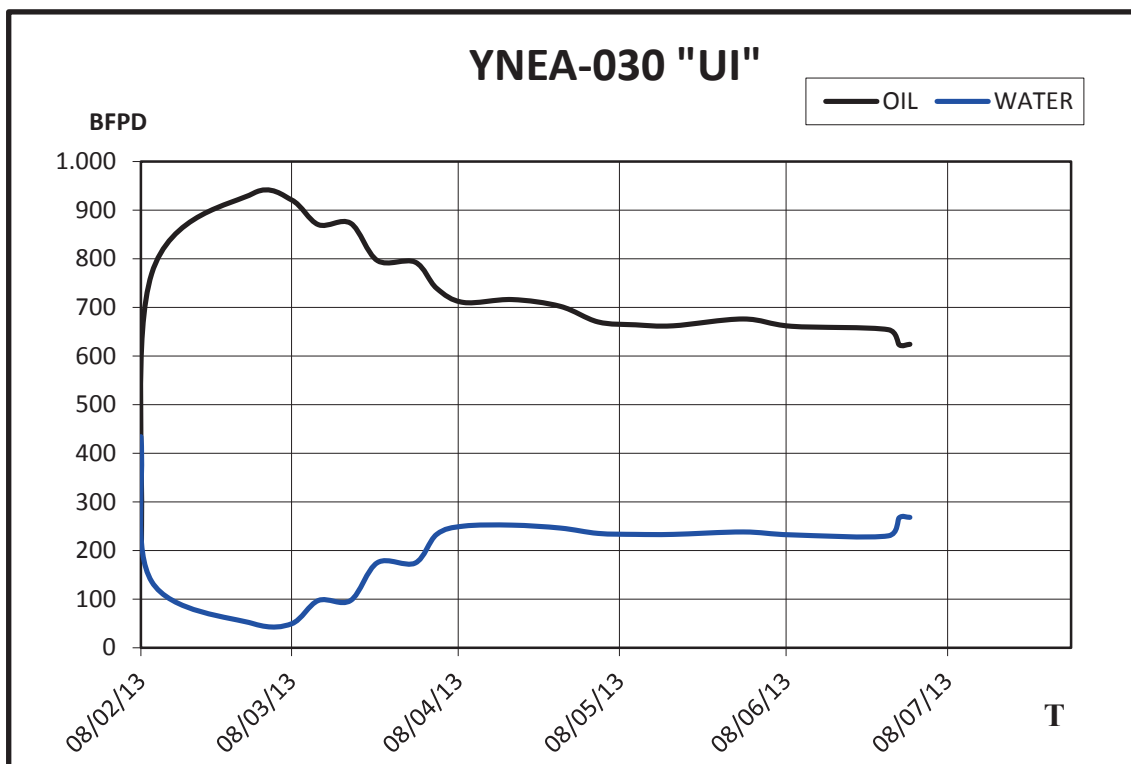
TABLA 3. 20 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEA-030

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	9075.56	ft
M. Bomba	P-18	CENTRILIFT
Frecuencia	53	Hz
Etapas	330	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 49 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEA-030



Fuente: EP PETROAMAZONAS

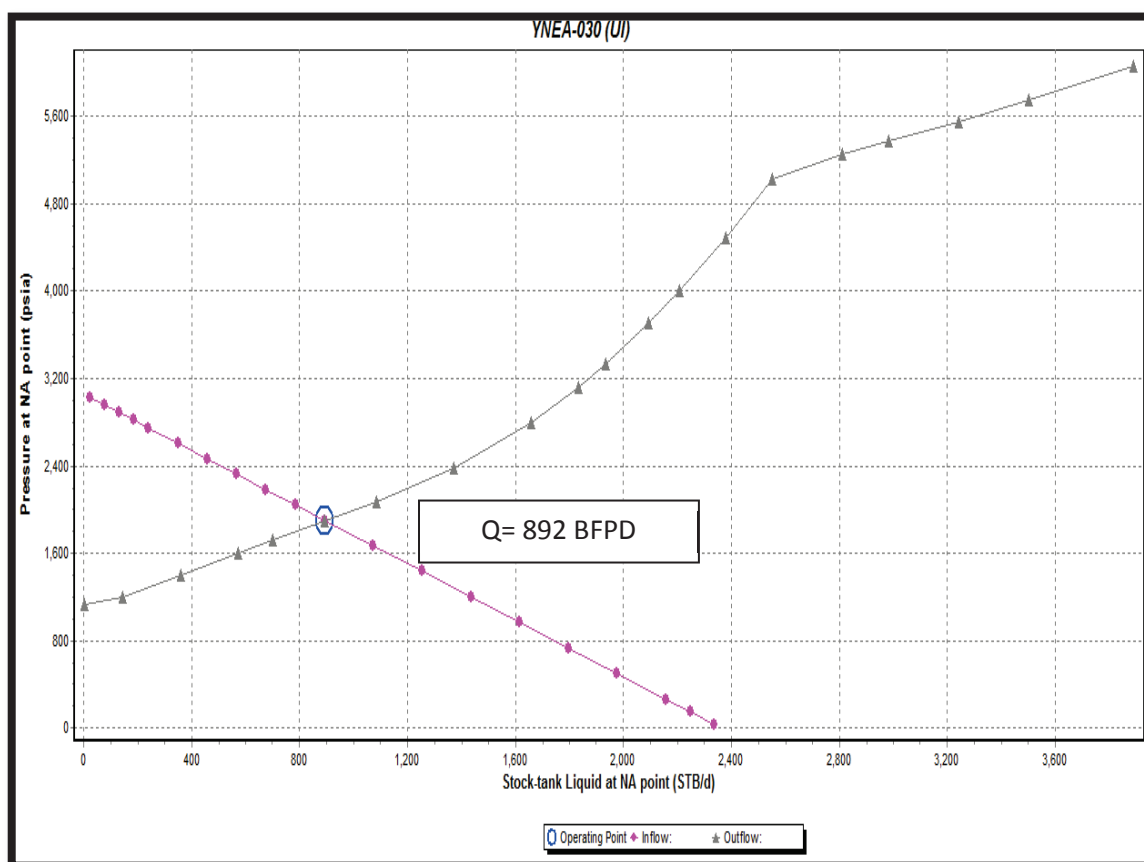
Realizado por: Jimmy Garcés

Hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción de 624 BPPD Y 268 BAPD.

3.3.17.1 Análisis Nodal del pozo YNEA-030

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 892 BFPD.

FIGURA 3. 50 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEA-030



Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.18 POZO YANAQUINCHA ESTE B-011

El pozo YNEA-030, está produciendo de la arena "TP", este inicia su producción el 13 de Diciembre del 2008 hasta la fecha de cierre 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional tipo S, trabaja con dos Bombas BES P-23, posee un motor de 252 HP, 2275 voltios y 67 Amperios.

A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción del pozo:

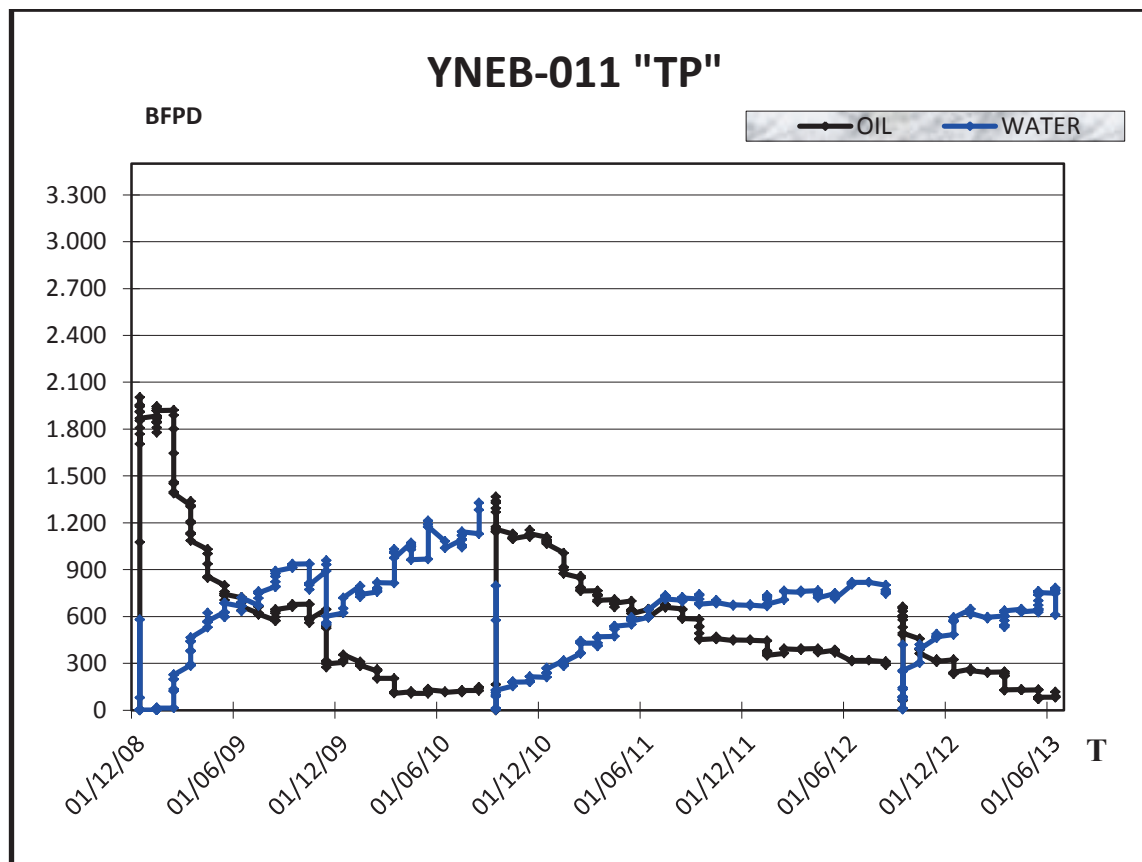
TABLA 3. 21 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEB-011

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	8829	ft
M. Bomba	P-23	CENTRILIFT
Frecuencia	46	Hz
Etapas	136	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 51 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEB-011



Fuente: EP PETROAMAZONAS

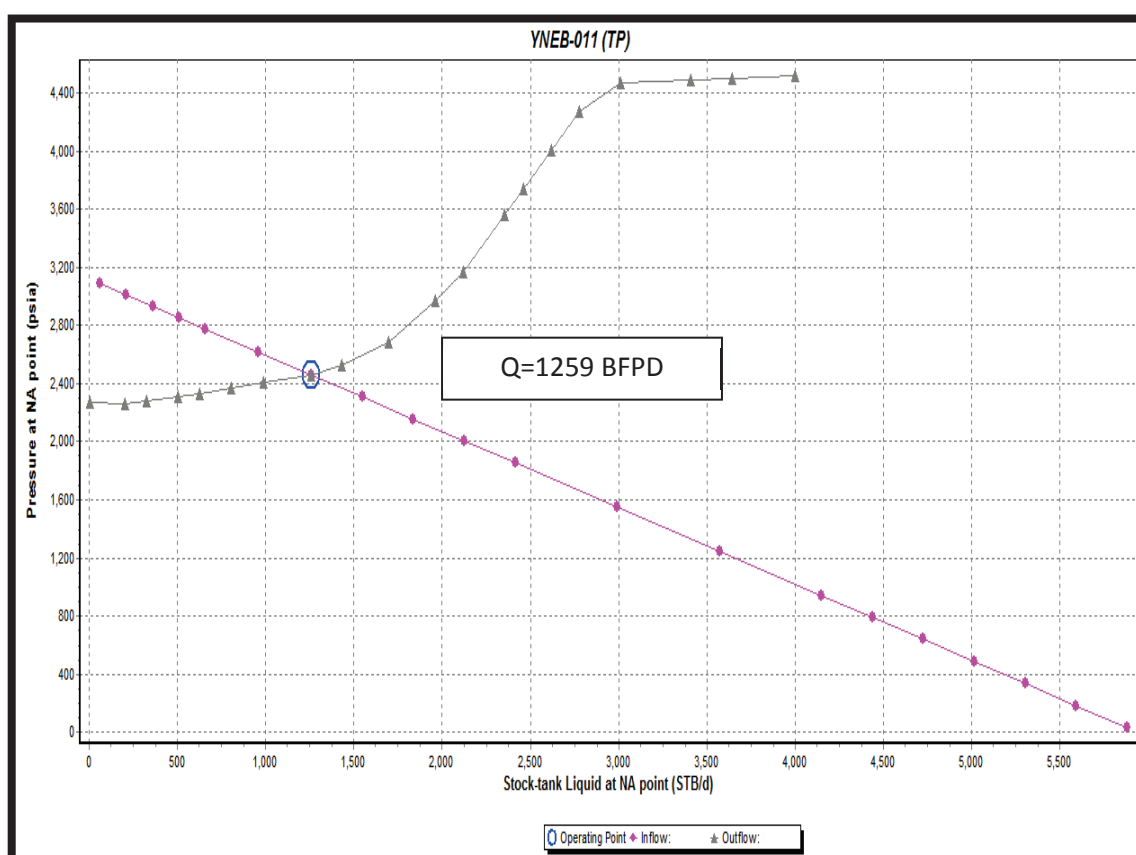
Realizado por: Jimmy Garcés

Hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción de 315 BPPD Y 944 BAPD.

3.3.18.1 Análisis Nodal del pozo YNEB-011

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 1259 BFPD.

FIGURA 3. 52 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEB-011



Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.19 POZO YANAQUINCHA ESTE B-012

El pozo YNEA-030, está produciendo de la arena "UM", este inicia su producción el 31 de Junio del 2009 hasta la fecha de cierre 31 de Junio del 2013.

Es pozo tiene una completación doble, la arena productora "TP" fue cerrada el 30 de Agosto del 2012 por bajo aporte.

Trabaja con dos Bombas BES P-8, posee un motor de 180 HP, 2110 voltios y 52 Amperios. A continuación se presenta las características y el Historial de Producción del pozo:

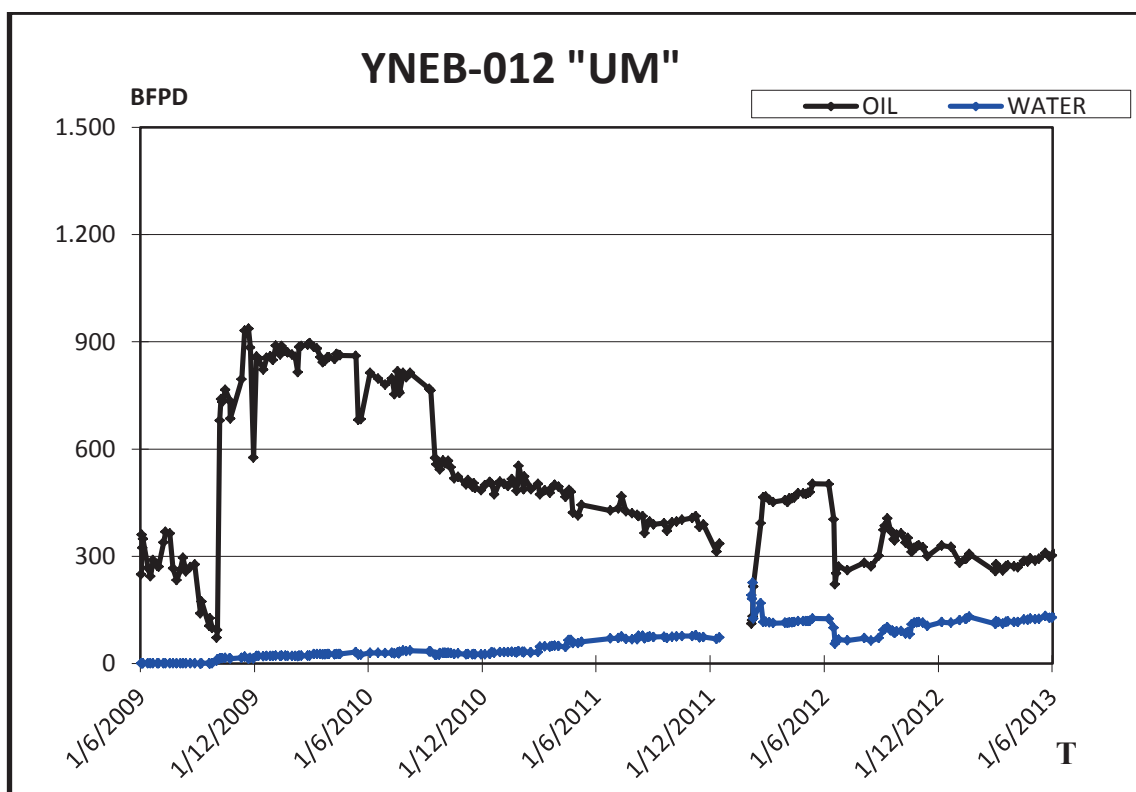
TABLA 3. 22 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEB-012

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	8842	Ft
M. Bomba	P-8	CENTRILIFT
Frecuencia	52.5	Hz
Etapas	293	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 53 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEB-012



Fuente: EP PETROAMAZONAS

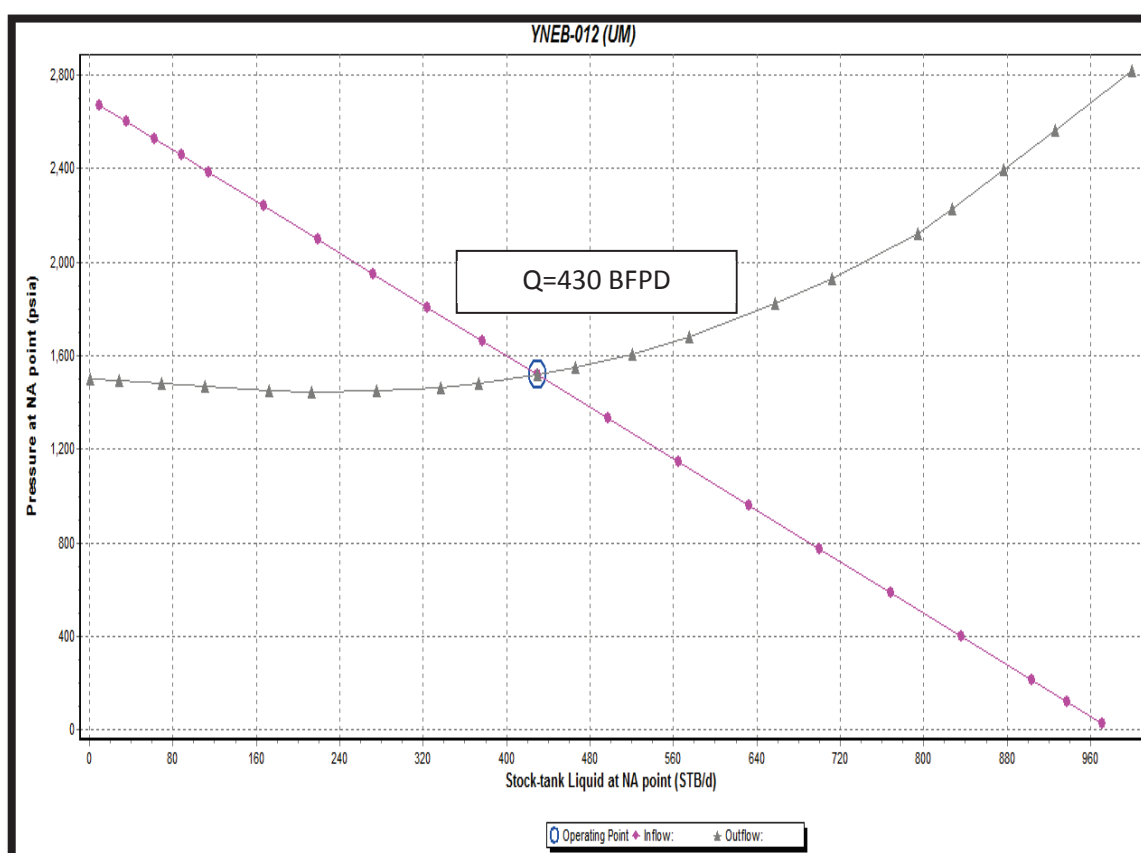
Realizado por: Jimmy Garcés

Hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción de 624 BPPD Y 268 BAPD.

3.3.19.1 Análisis Nodal del pozo YNEB-012

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 430 BFPD.

FIGURA 3. 54 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEB-012



Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.20 POZO YANAQUINCHA ESTE B-013

El pozo YNEB-013, está produciendo de la arena "UI", este inicia su producción el 9 de Marzo del 2009 hasta la fecha de cierre 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional, trabaja con dos Bombas BES DN-1100, posee un motor de 270 HP, 2300 voltios y 104 Amperios.

A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción del pozo:

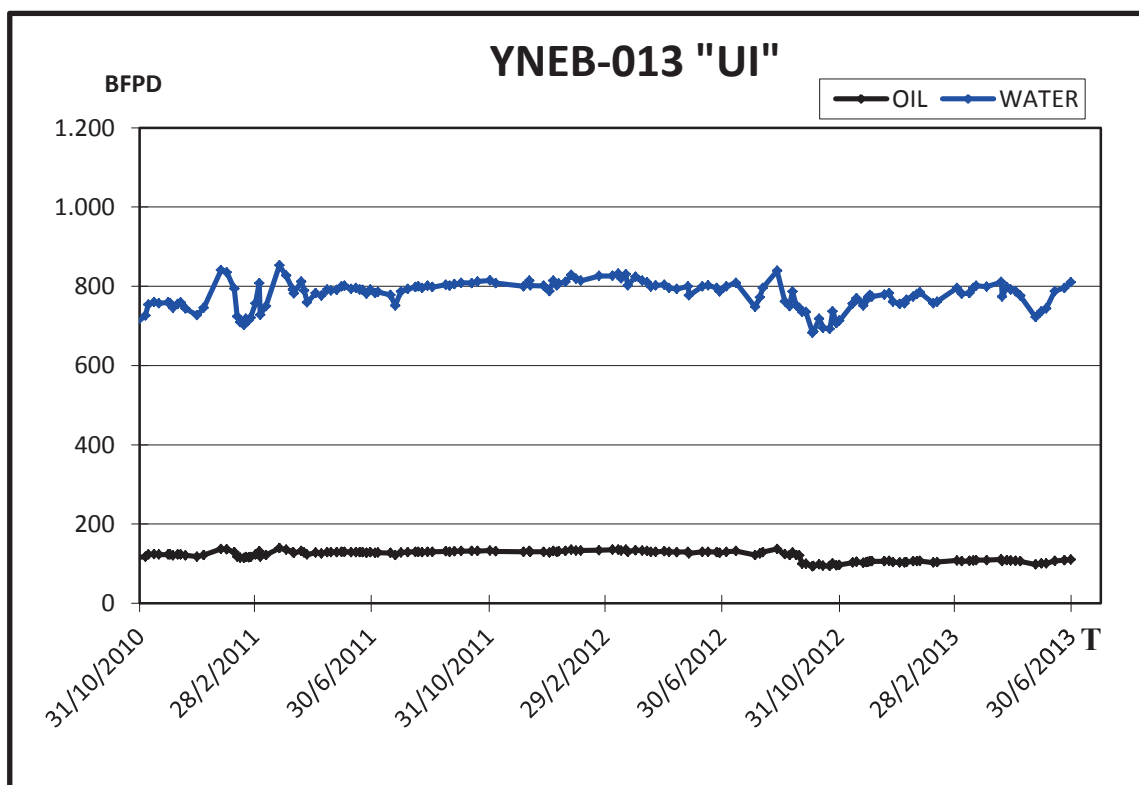
TABLA 3. 23 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEB-013

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	8739	Ft
M.Bomba	DN-1100	REDA
Frecuencia	60	Hz
Etapas	303	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 55 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEB-13



Fuente: EP PETROAMAZONAS

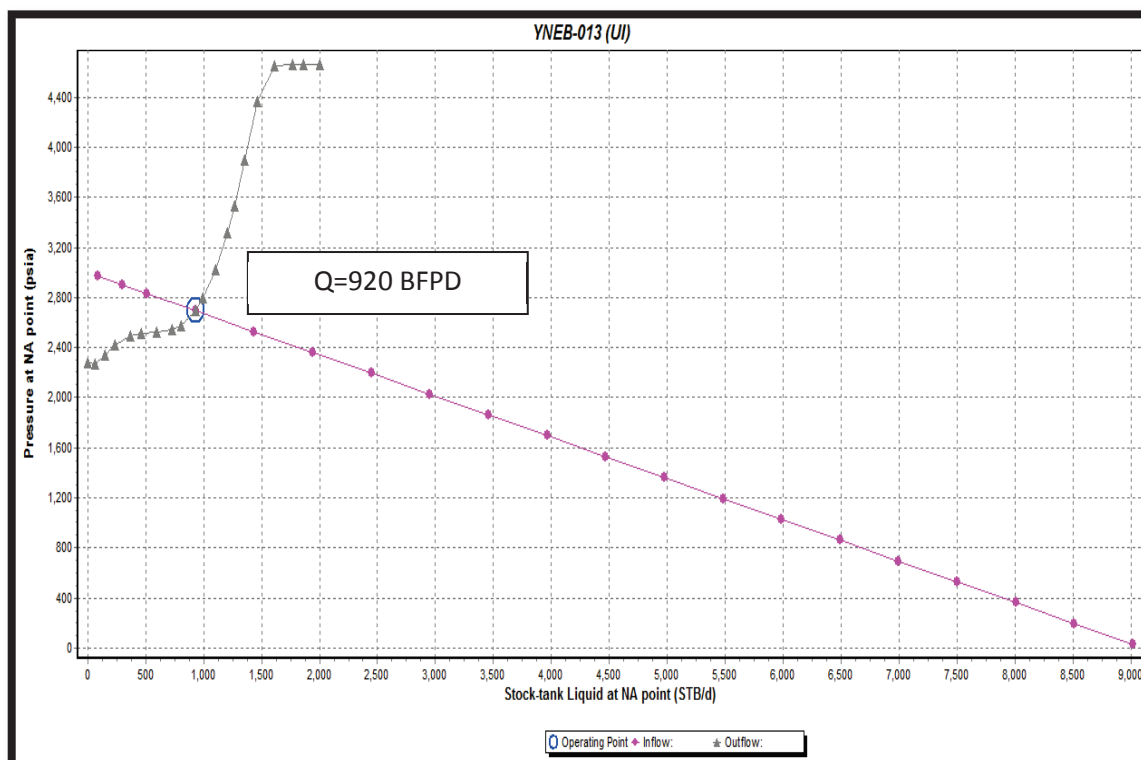
Realizado por: Jimmy Garcés

Hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 110 BPPD Y 810 BAPD.

3.3.20.1 Análisis Nodal del pozo YNEB-013

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 920 BFPD.

FIGURA 3. 56 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEB-013



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.21 POZO YANAQUINCHA ESTE B-021

El pozo YNEB-021, está produciendo de la arena "TP", este inicia su producción el 12 de Julio del 2011 hasta la fecha de cierre 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional tipo J, trabaja con dos Bombas BES D725N, posee un motor de 270 HP, 2241 voltios y 78.6 Amperios.

Este pozo tiene una completación dual, la otra arena productora es la "UI" pero deja de funcionar el 30 de Noviembre del 2012 debido a una sobre corriente (Fases desbalanceadas).

A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción de la arena productora actual "TP":

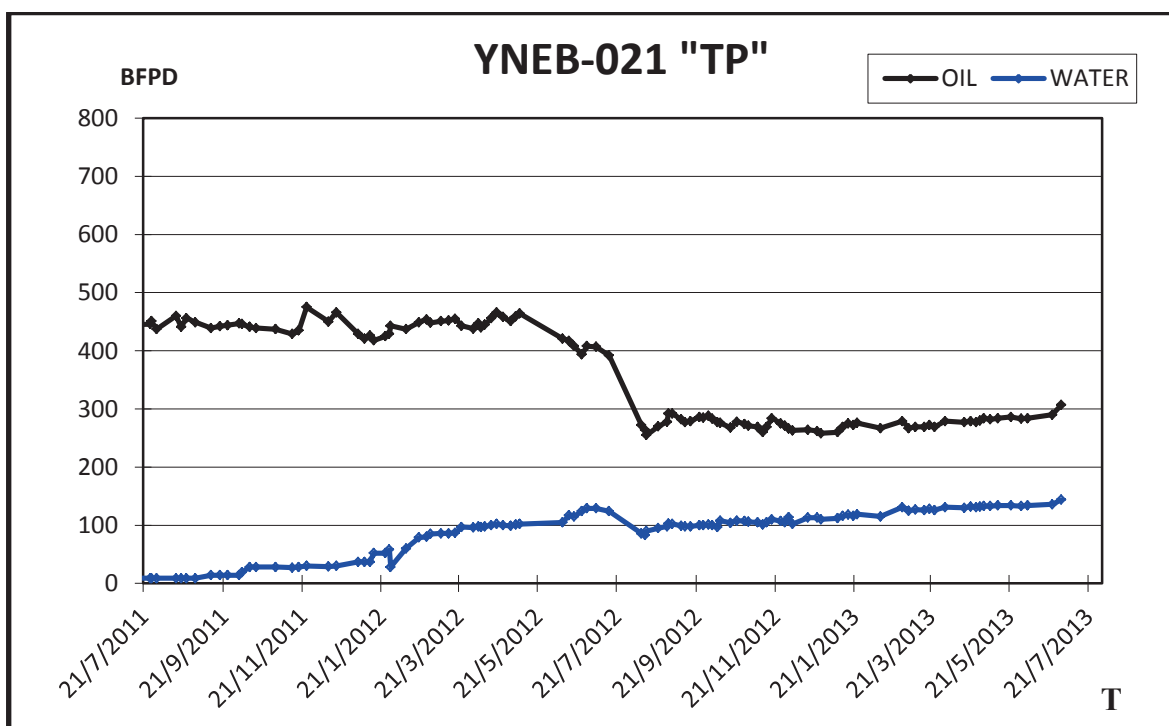
TABLA 3. 24 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEB-021

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	9256.6	ft
M. Bomba	D725N	REDA
Frecuencia	53.5	Hz
Etapas	349	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 57 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEB-021



Fuente: EP PETROAMAZONAS

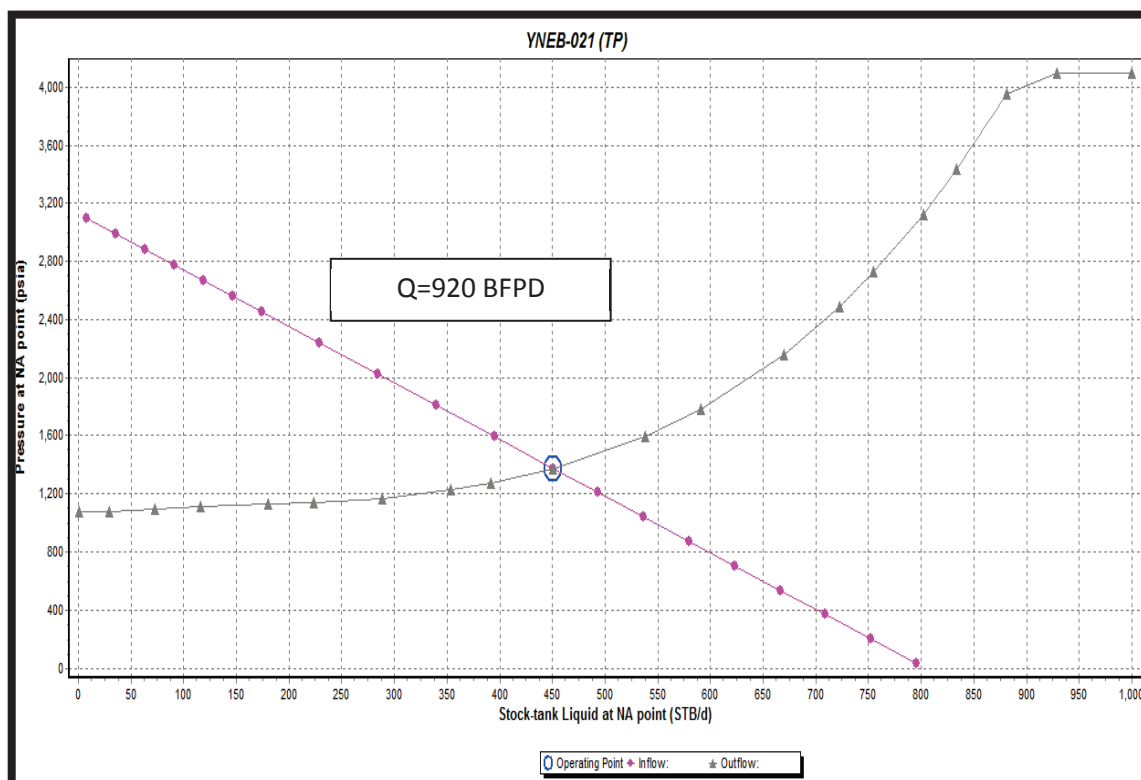
Realizado por: Jimmy Garcés

Hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 307 BPPD Y 144 BAPD.

3.3.21.1 Análisis Nodal del pozo YNEB-021

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 451 BFPD.

FIGURA 3. 58 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEB-021



Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.22 POZO YANAQUINCHA ESTE B-022

El pozo YNEB-022, está produciendo de la arena "UI", este inicia su producción el 9 de Septiembre del 2011 hasta la fecha de cierre de nuestro proyecto, 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional tipo J, trabaja con tres Bombas BES P-18, posee un motor de 135 HP, 1775 voltios y 50 Amperios.

A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción:

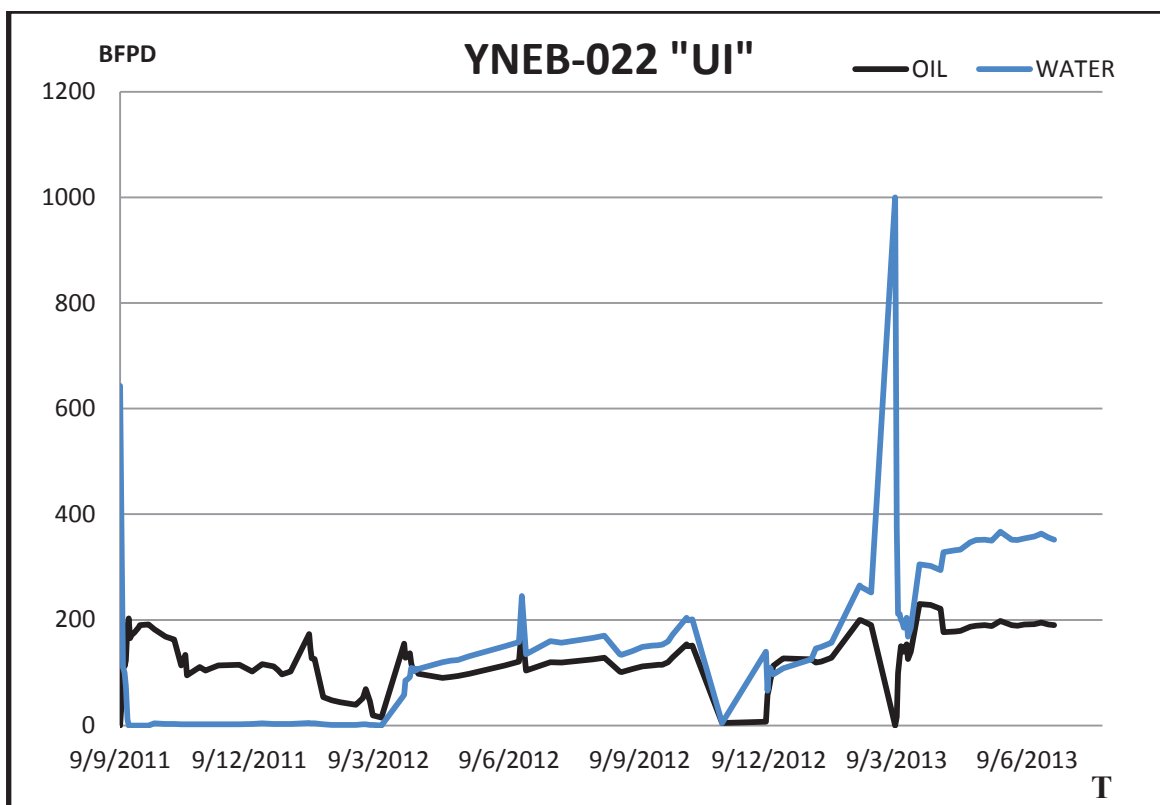
TABLA 3. 25 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEB-022

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	10403.52	Ft
M.Bomba	P-18	CENTRILIFT
Frecuencia	50	Hz
Etapas	366	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 59 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEB-022



Fuente: EP PETROAMAZONAS

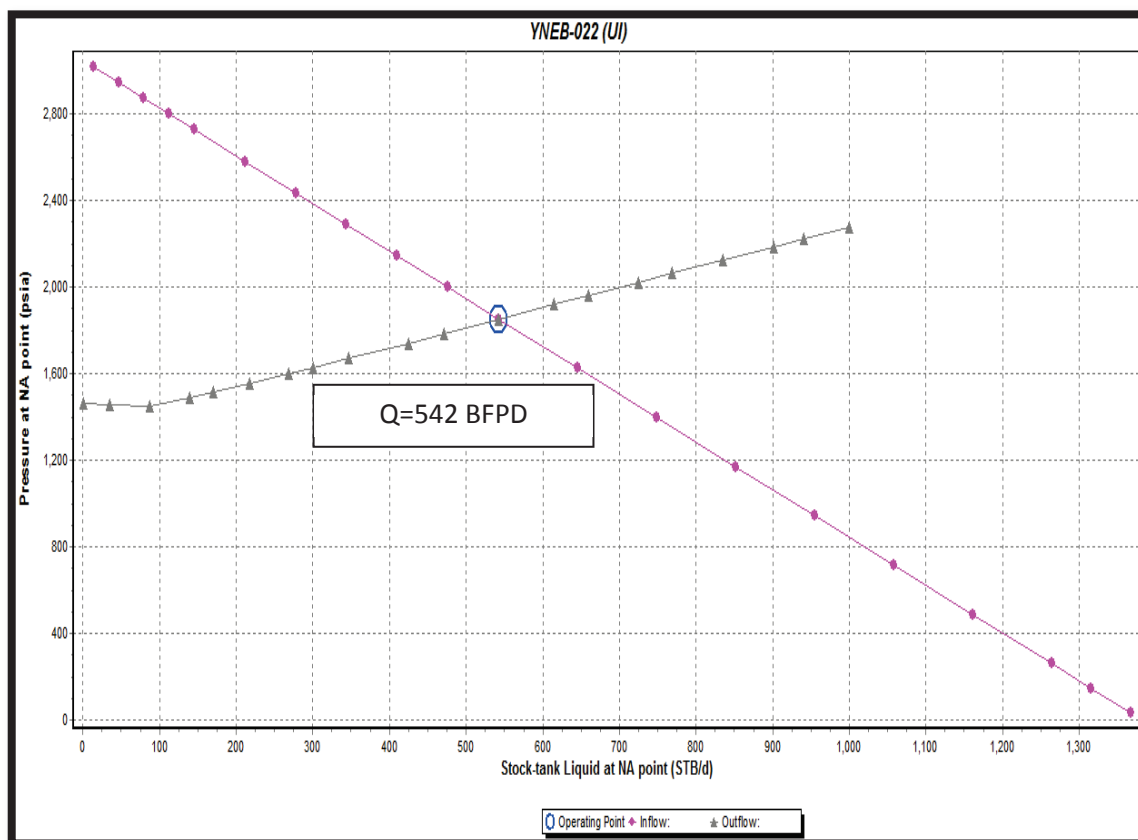
Realizado por: Jimmy Garcés

Hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 190 BPPD Y 352 BAPD.

3.3.22.1 Análisis Nodal del pozo YNEB-022

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 542 BFPD.

FIGURA 3. 60 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEB-022



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.23 POZO YANAQUINCHA ESTE B-023

El pozo YNEB-023, está produciendo de la arena "UI", este inicia su producción el 7 de Octubre del 2011 hasta la fecha de cierre de nuestro proyecto, 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional tipo J, trabaja con tres Bombas BES P-18, posee un motor de 270 HP, 3550 voltios y 50 Amperios.

A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción del pozo:

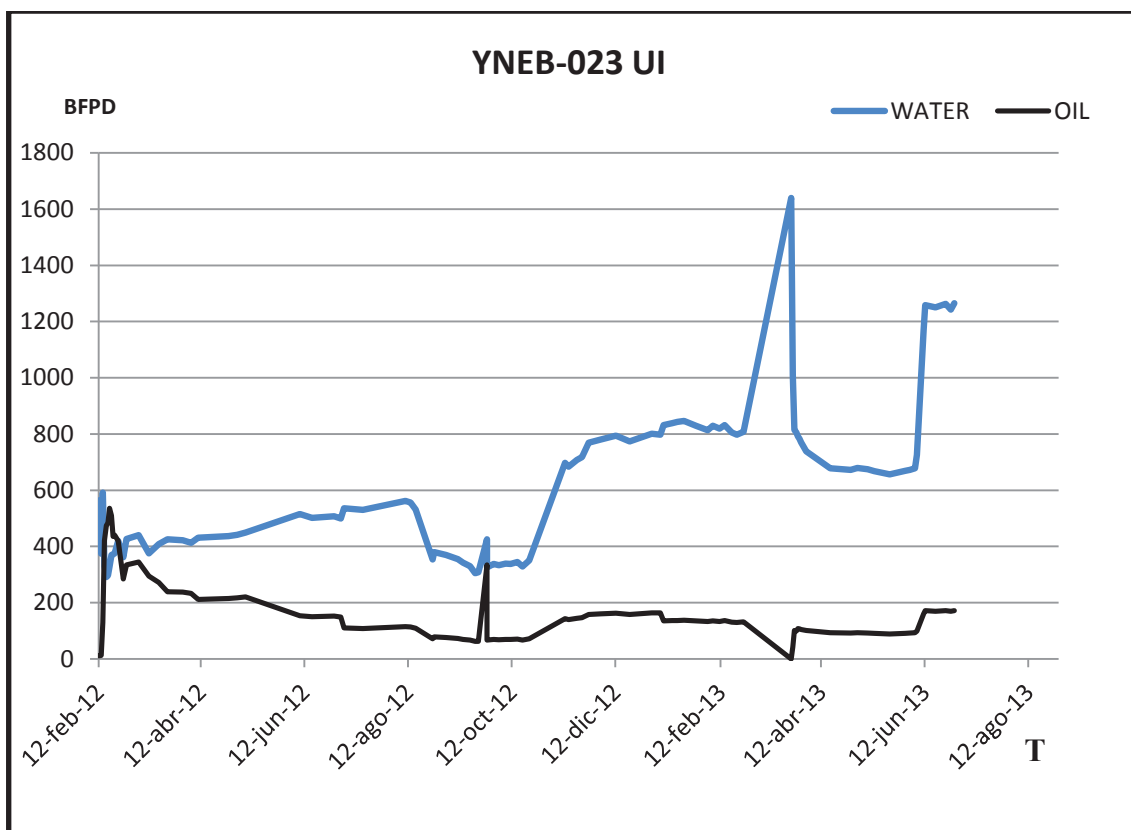
TABLA 3. 26 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEB-023

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	9084.63	ft
M.Bomba	P-18	CENTRILIFT
Frecuencia	60.5	Hz
Etapas	402	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 61 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEB-023



Fuente: EP PETROAMAZONAS

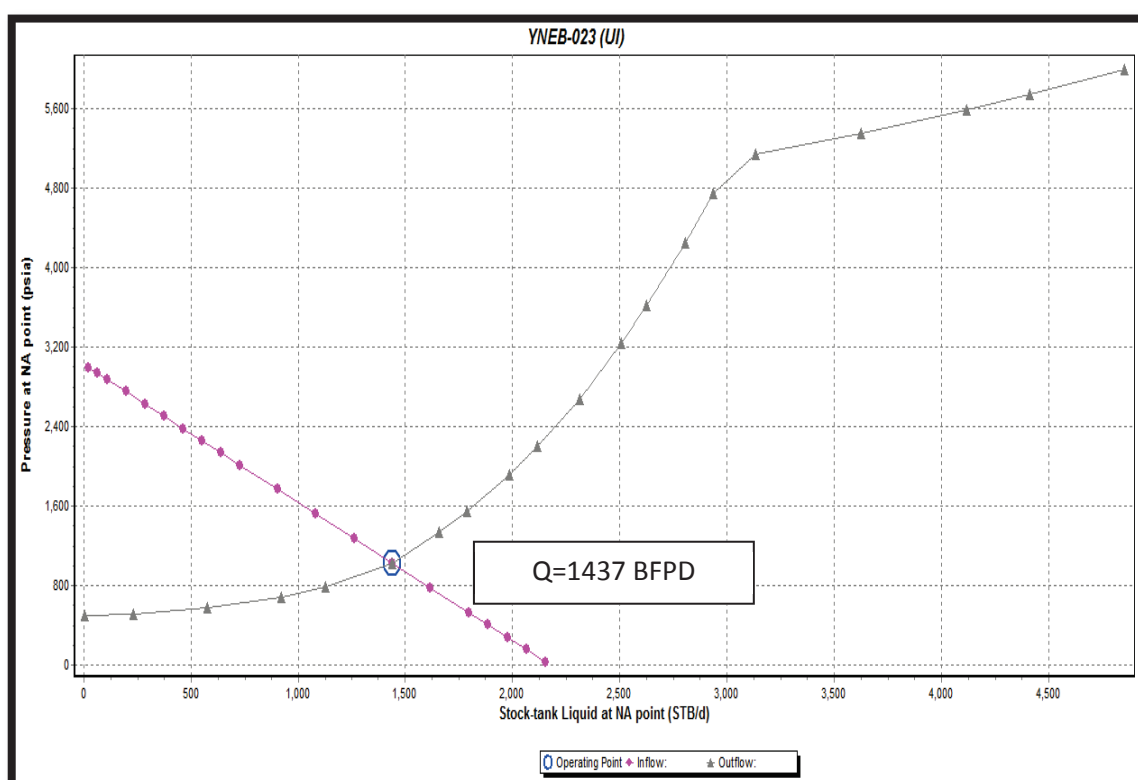
Realizado por: Jimmy Garcés

Hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 287 BPPD Y 1150 BAPD.

3.3.23.1 Análisis Nodal del pozo YNEB-023

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 1437 BFPD.

FIGURA 3. 62 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEB-023



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.24 POZO YANAQUINCHA OESTE A-005

El pozo YNOA-005, está produciendo de la arena "UI", este inicia su producción el 25 de Octubre del 2007 hasta la fecha de cierre de nuestro proyecto, 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional tipo J, trabaja con dos Bombas BES D725N, posee un motor de 120HP, 2270 voltios y 32 Amperios.

A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción:

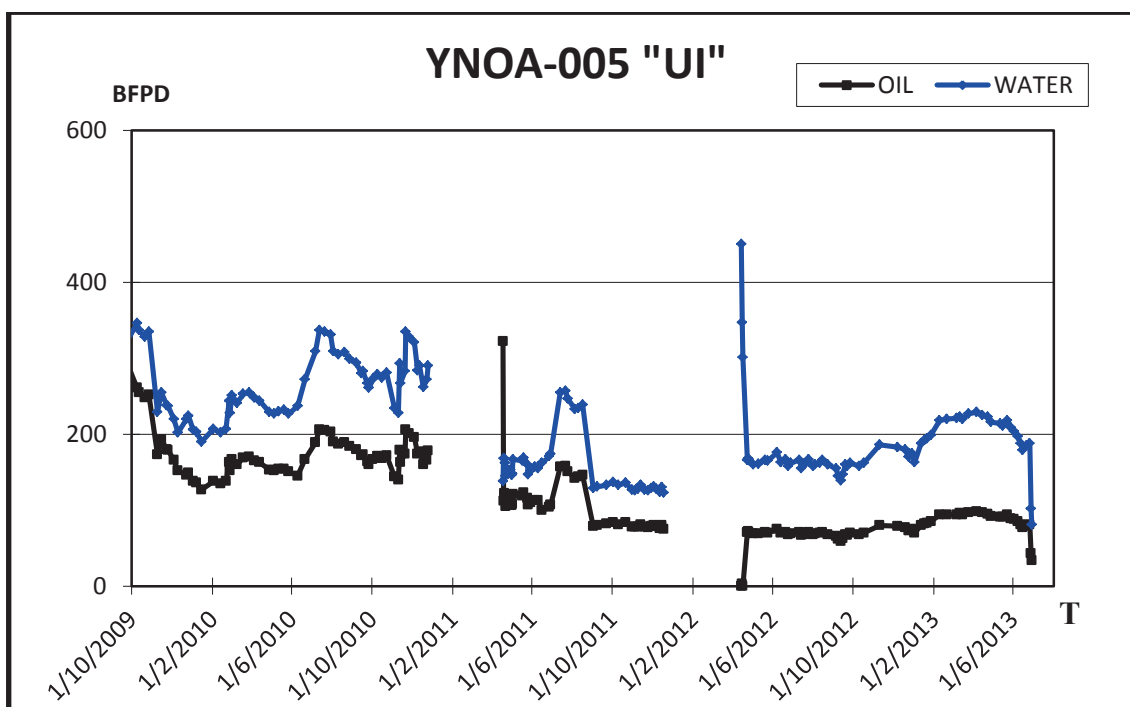
TABLA 3. 27 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNOA-005

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	9359.8	Ft
M.Bomba	D725N	REDA
Frecuencia	56	Hz
Etapas	309	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 63 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNOA-05



Fuente: EP PETROAMAZONAS

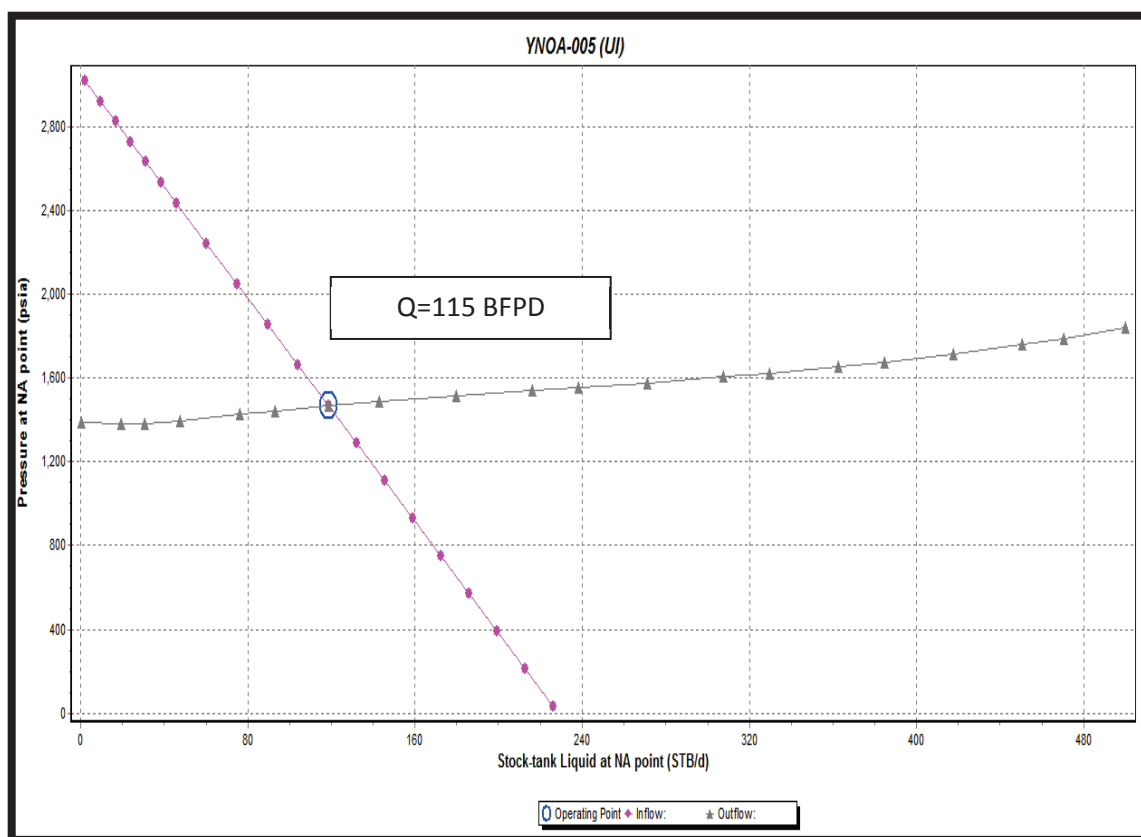
Realizado por: Jimmy Garcés

Hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 34 BPPD Y 81 BAPD.

3.3.24.1 Análisis Nodal del pozo YNOA-005

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 115 BFPD.

FIGURA 3. 64 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNOA-005



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.25 POZO YANAQUINCHA OESTE A-007

El pozo YNOA-007, está produciendo de la arena “UI”, este inicia su producción el 11 de Diciembre del 2007 hasta la fecha de cierre de nuestro proyecto, 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional tipo J, trabaja con tres Bombas BES P-18, posee un motor de 180 HP, 2110 voltios y 53 Amperios.

A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción del pozo:

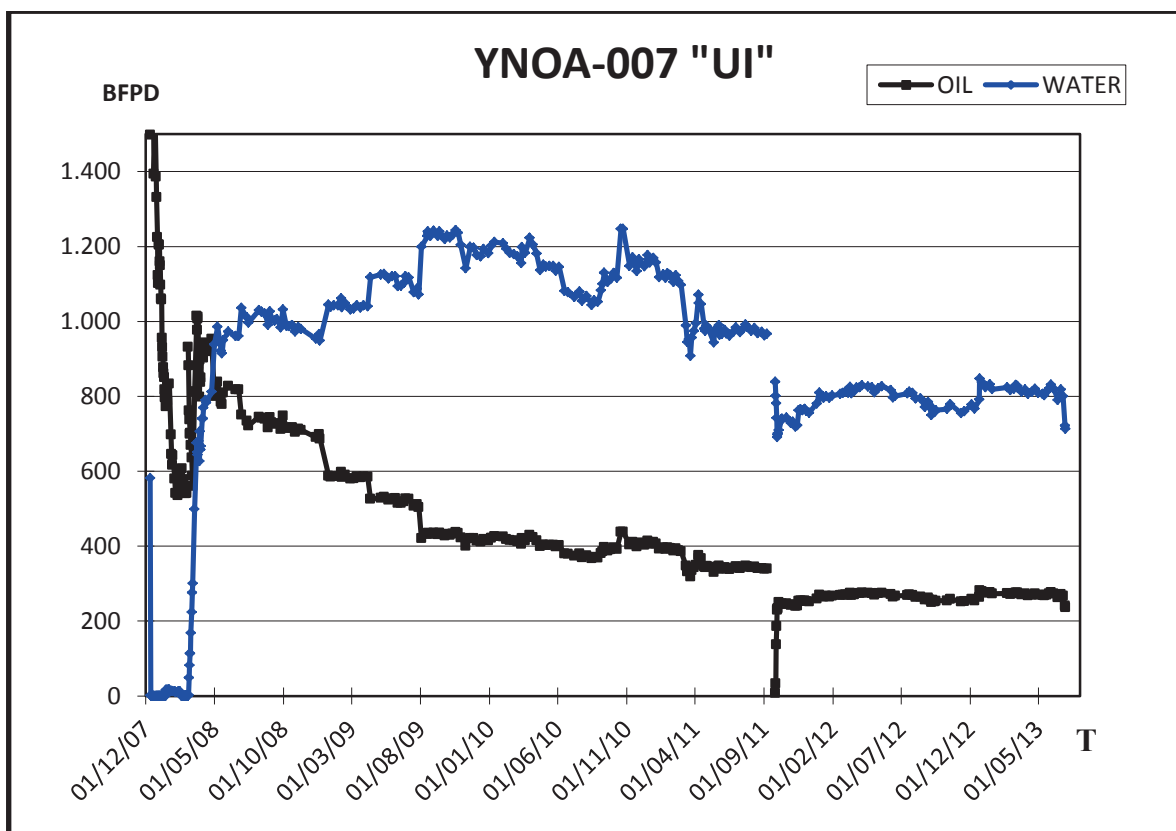
TABLA 3. 28 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNOA-007

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	9089.7	Ft
M.Bomba	P-18	CENTRILIFT
Frecuencia	58.5	Hz
Etapas	366	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 65 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNOA-007



Fuente: EP PETROAMAZONAS

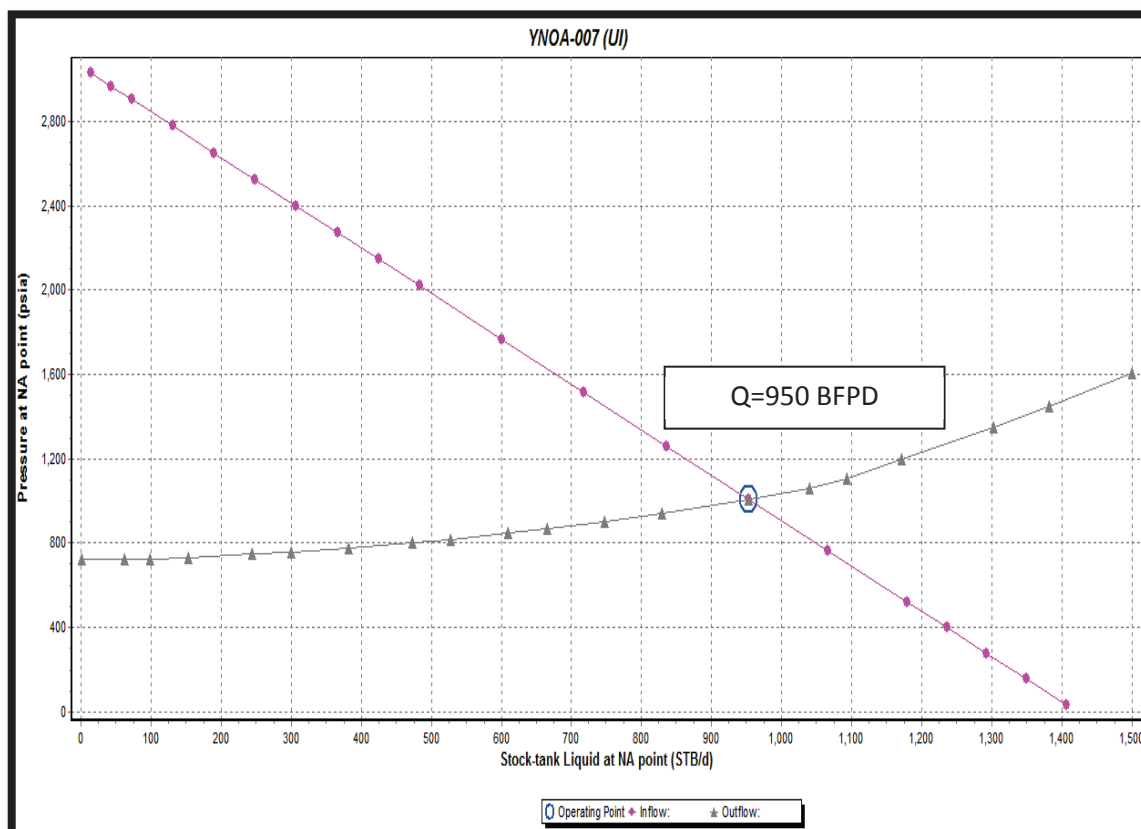
Realizado por: Jimmy Garcés

Hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 237 BPPD Y 713 BAPD.

3.3.25.1 Análisis Nodal del pozo YNOA-007

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 115 BFPD.

FIGURA 3. 66 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNOA-007



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.26 POZO YANAQUINCHA OESTE A-008

El pozo YNOA-008, está produciendo de la arena "UI", este inicia su producción el 11 de Noviembre del 2009 hasta la fecha de cierre de nuestro proyecto, 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional, trabaja con dos Bombas BES DN-1100, posee un motor de 150 HP, 2300 voltios y 39.5 Amperios.

A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción:

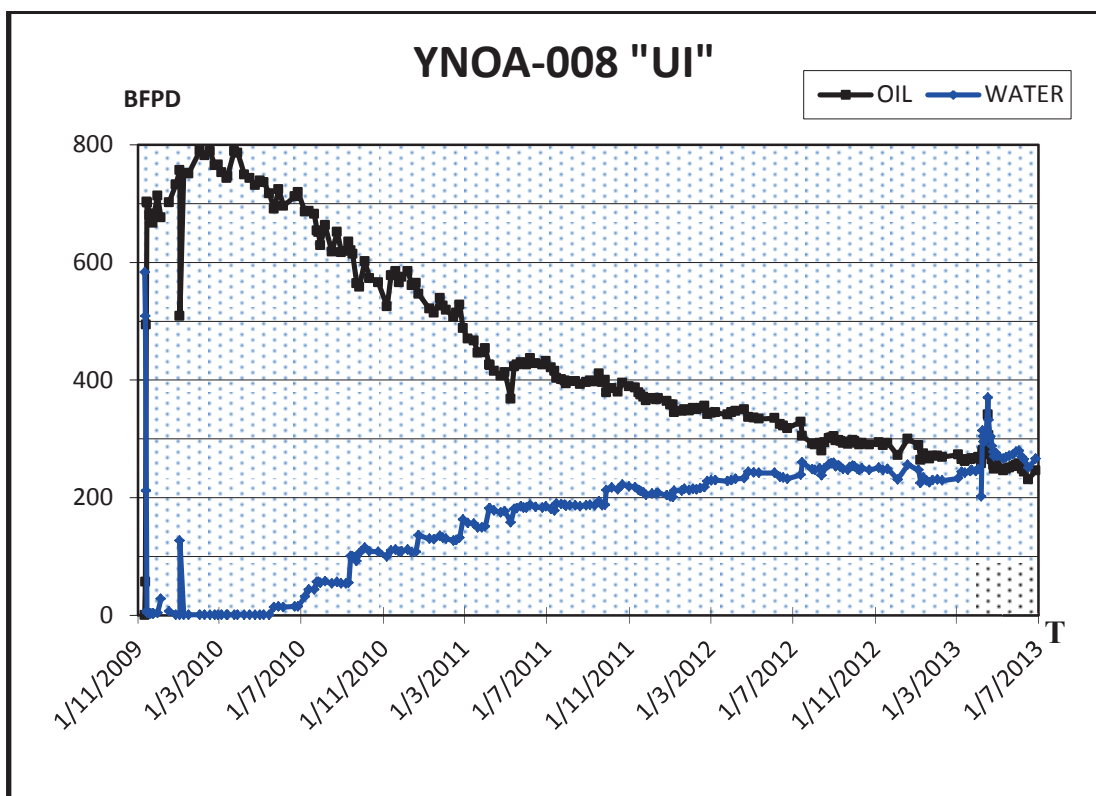
TABLA 3. 29 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YN0B-008

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	10087	ft
M.Bomba	DN-1100	REDA
Frecuencia	55.5	Hz
Etapas	322	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 67 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNOA-008



Fuente: EP PETROAMAZONAS

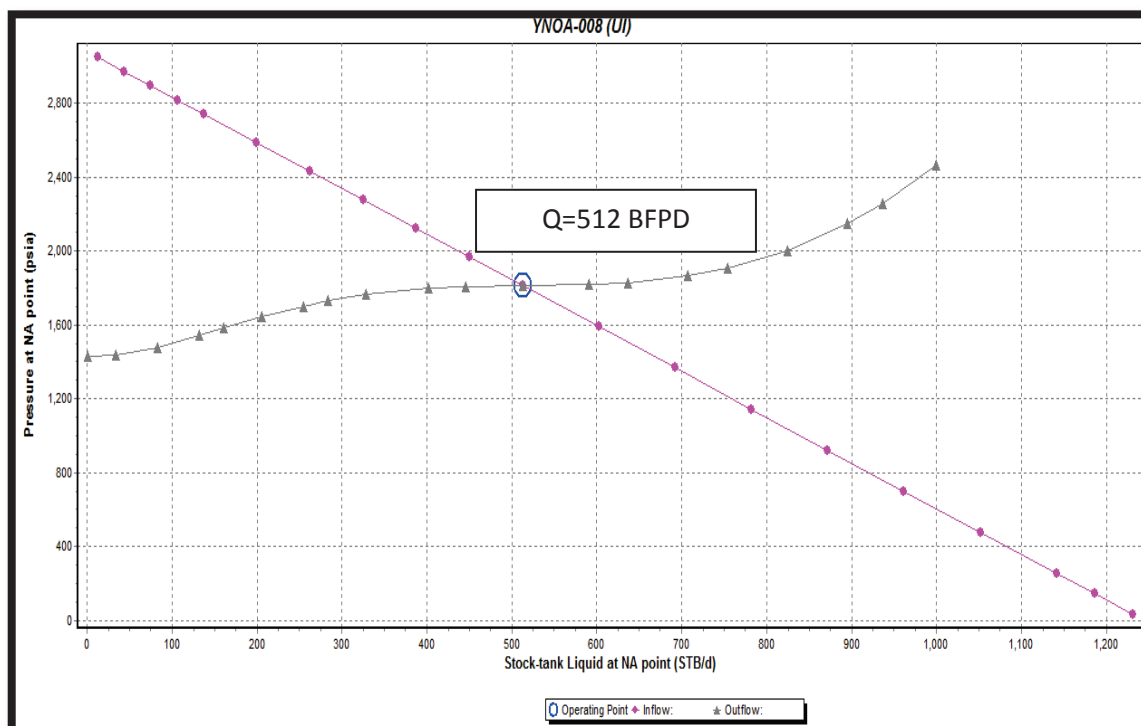
Realizado por: Jimmy Garcés

Hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 246 BPPD Y 266 BAPD.

3.3.26.1 Análisis Nodal del pozo YNOA-008

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 512 BFPD.

FIGURA 3. 68 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNOA-007



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.27 POZO YANAQUINCHA OESTE A-009

El pozo YNOA-009, está produciendo de la arena "UI", este inicia su producción el 18 de Junio del 2010 hasta la fecha de cierre de nuestro proyecto, 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional tipo J, trabaja con dos Bombas BES P-47, posee dos motores modelo MSP1X-H de 252 HP, 1404 voltios y 108 Amperios cada uno.

A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción:

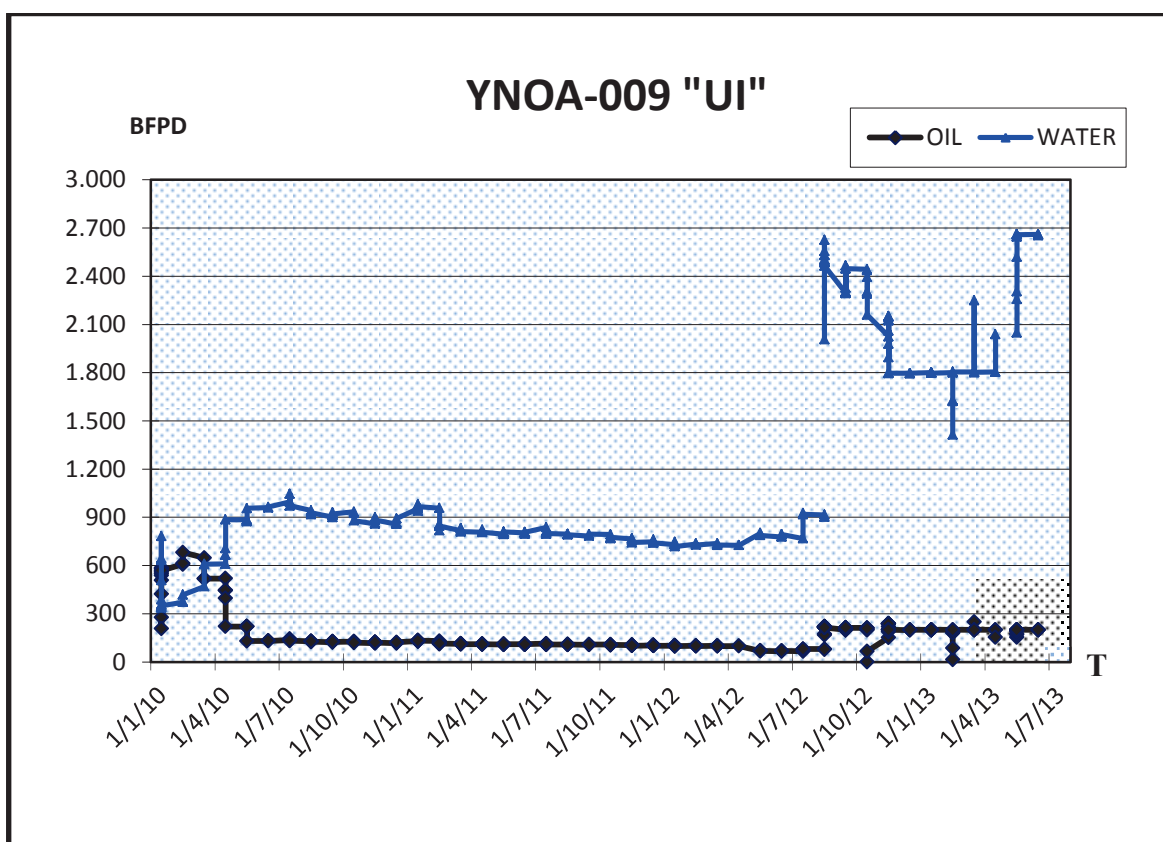
TABLA 3. 30 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YN0B-009

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	9081.81	ft
M.Bomba	P-47	CENTRILIFT
Frecuencia	58.2	Hz
Etapas	144	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 69 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNOA-009



Fuente: EP PETROAMAZONAS

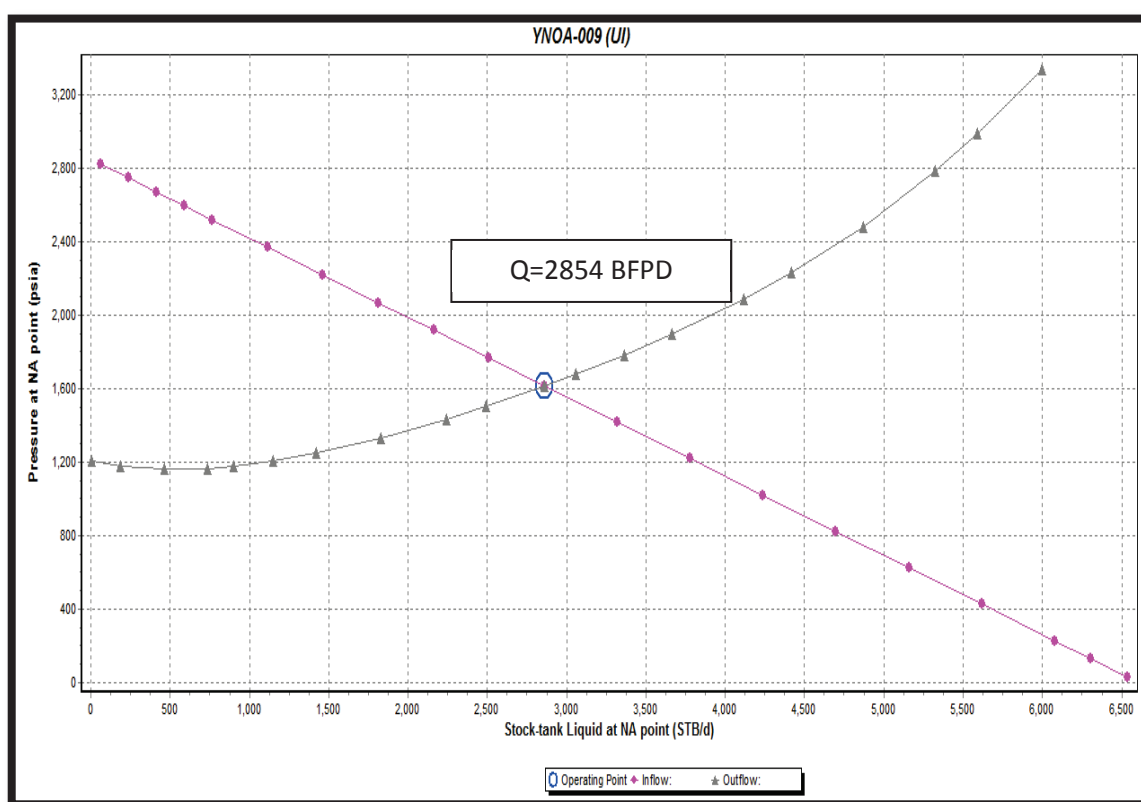
Realizado por: Jimmy Garcés

Hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 201 BPPD Y 2653 BAPD.

3.3.27.1 Análisis Nodal del pozo YNOA-009

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 2854 BFPD.

FIGURA 3. 70 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNOA-009



Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.28 POZO YANAQUINCHA OESTE A-013

El pozo YNOA-013, está produciendo de la arena “UI”, este inicia su producción el 25 de Octubre del 2010 hasta la fecha de cierre de nuestro proyecto, 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional tipo J modificado, trabaja con tres Bombas BES DN-1100, posee un motor de 270 HP, 1560 voltios y 104 Amperios.

A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción:

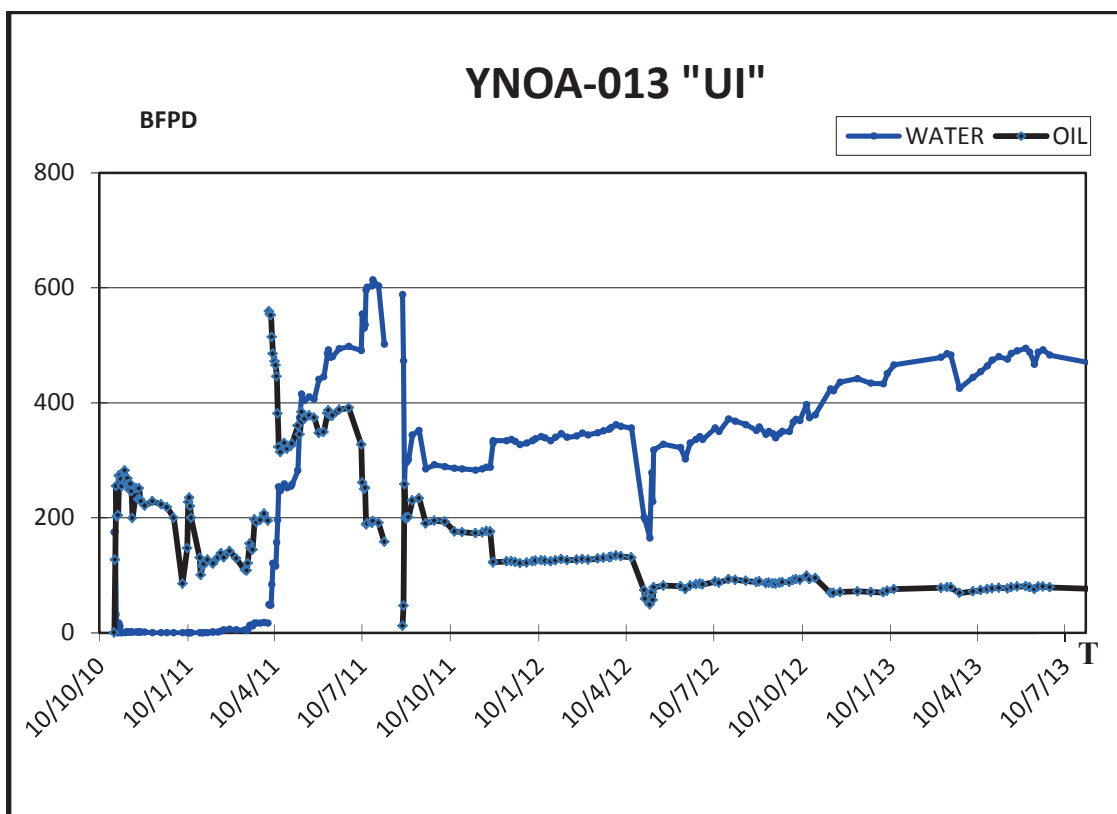
TABLA 3. 31 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YN0A-013

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	8957.5	ft
M.Bomba	DN-1100	REDA
Frecuencia	54.5	Hz
Etapas	427	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 71 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNOA-013



Fuente: EP PETROAMAZONAS

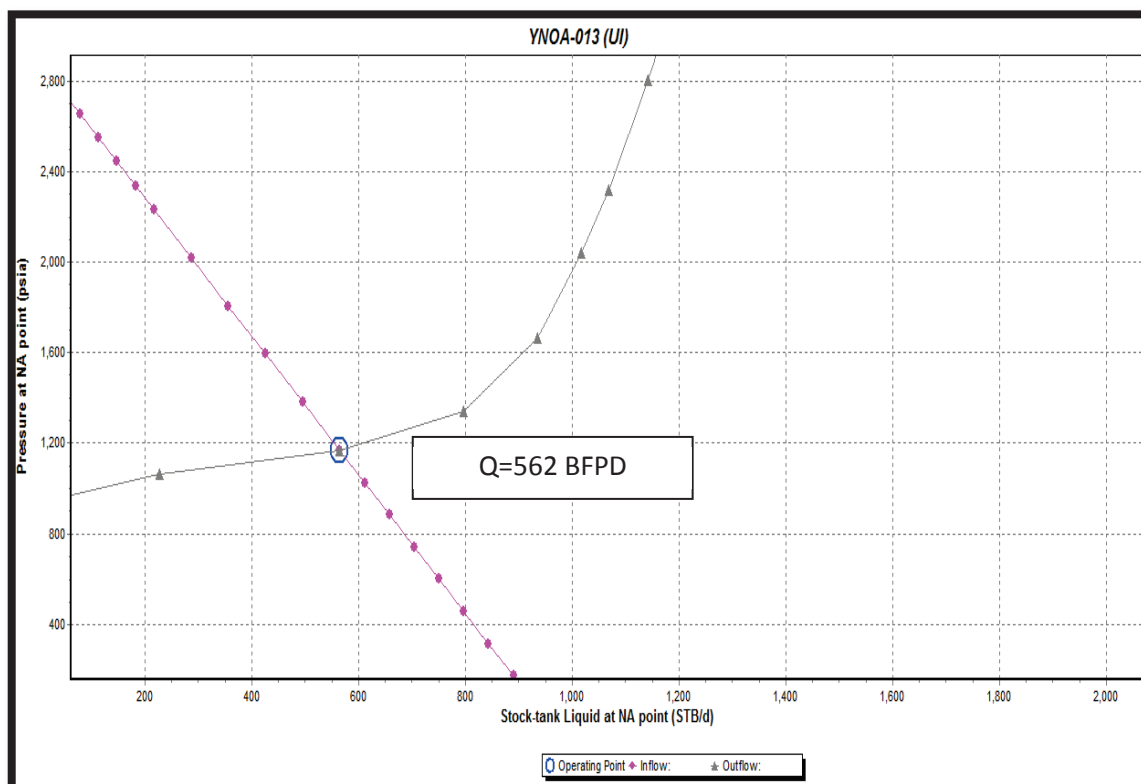
Realizado por: Jimmy Garcés

Hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 79 BPPD Y 483 BAPD.

3.3.28.1 Análisis Nodal del pozo YNOA-013

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 562 BFPD.

FIGURA 3. 72 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNOA-013



Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.29 POZO YANAQUINCHA OESTE A-014

El pozo YNOA-014, está produciendo de la arena "UI", este inicia su producción el 28 de Noviembre del 2010 hasta la fecha de cierre de nuestro proyecto, 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional tipo J, trabaja con tres Bombas BES P-18, posee con un motor de 270 HP, 1775 voltios y 50 Amperios.

A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción:

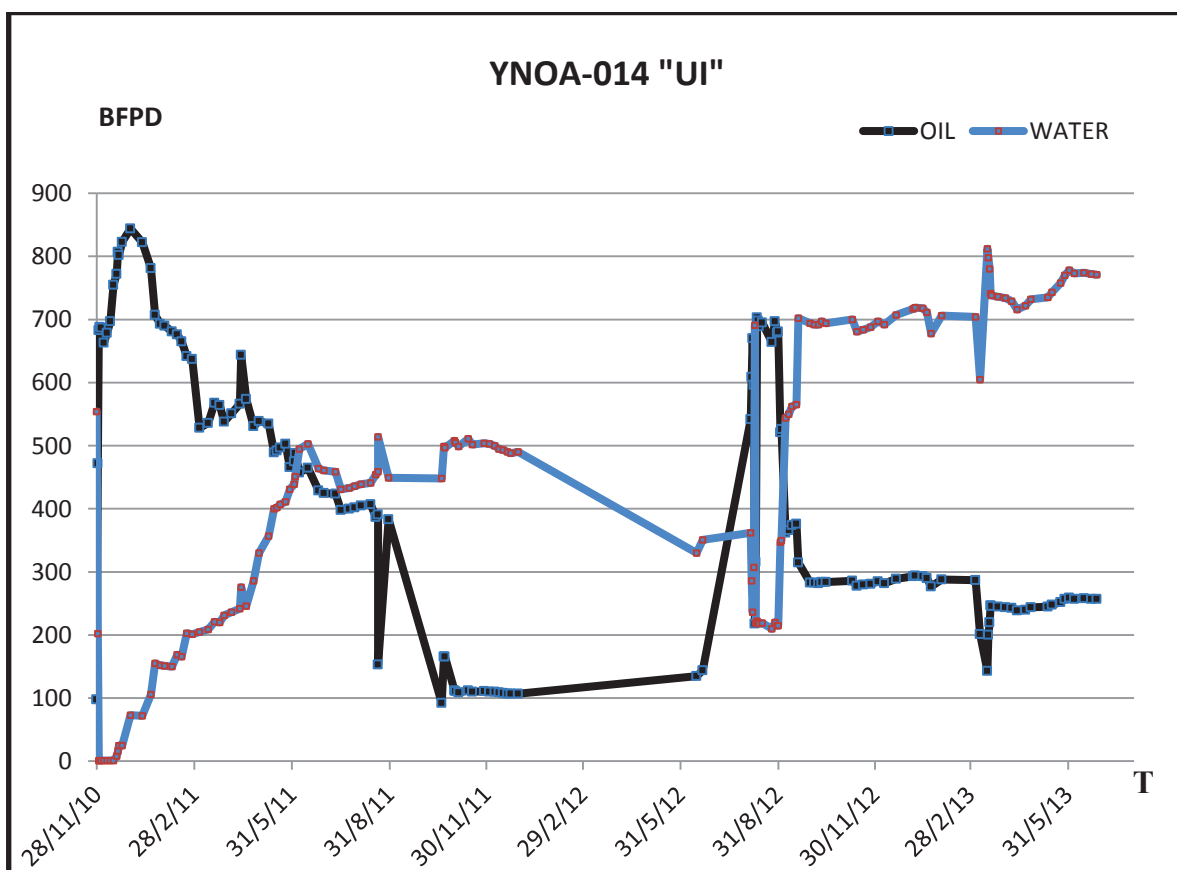
TABLA 3. 32 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YN0A-014

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	9894.62	Ft
M.Bomba	P-18	CENTRILIFT
Frecuencia	54	Hz
Etapas	402	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 73 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNOA-014



Fuente: EP PETROAMAZONAS

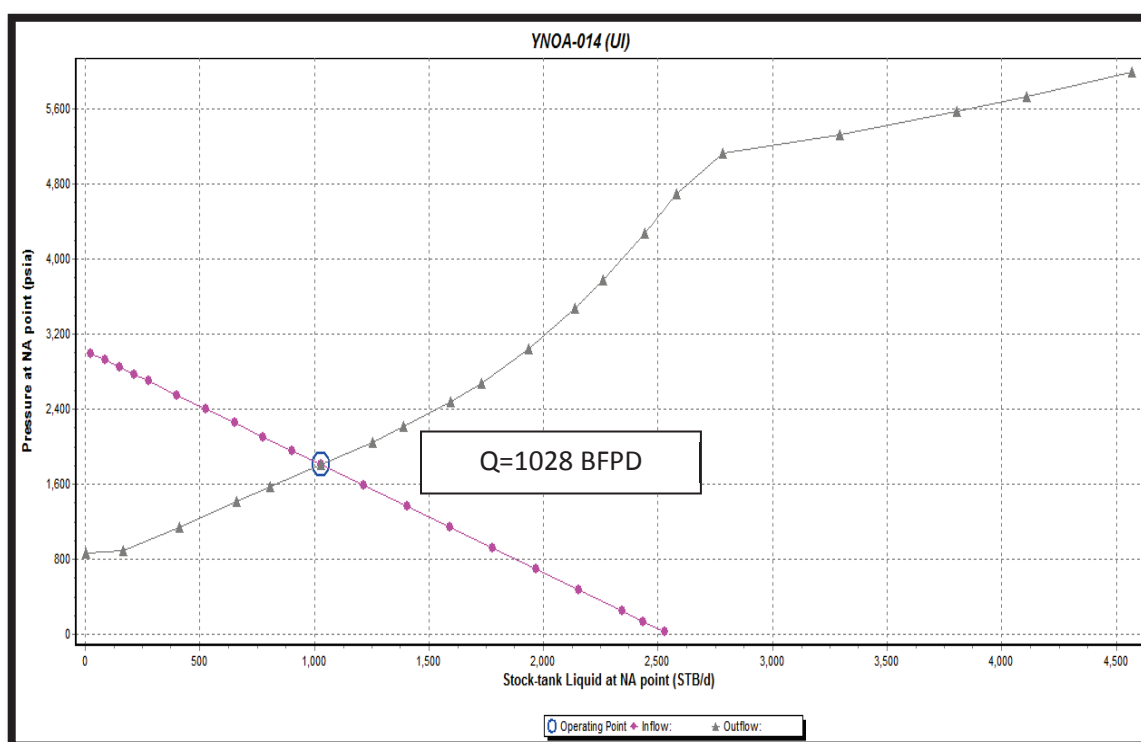
Realizado por: Jimmy Garcés

Hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 257 BPPD Y 771 BAPD.

3.3.29.1 Análisis Nodal del pozo YNOA-014

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 1028 BFPD.

FIGURA 3. 74 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNOA-0134



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.30 POZO YANAQUINCHA OESTE B-010

El pozo YNOB-010, está produciendo de la arena "UI", este inicia su producción el 28 de Febrero del 2010 hasta la fecha de cierre de nuestro proyecto, 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional tipo J, trabaja con dos Bombas BES P-23, posee un motor modelo MSPIX-A de 240 HP, 2455 voltios y 59 Amperios.

A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción:

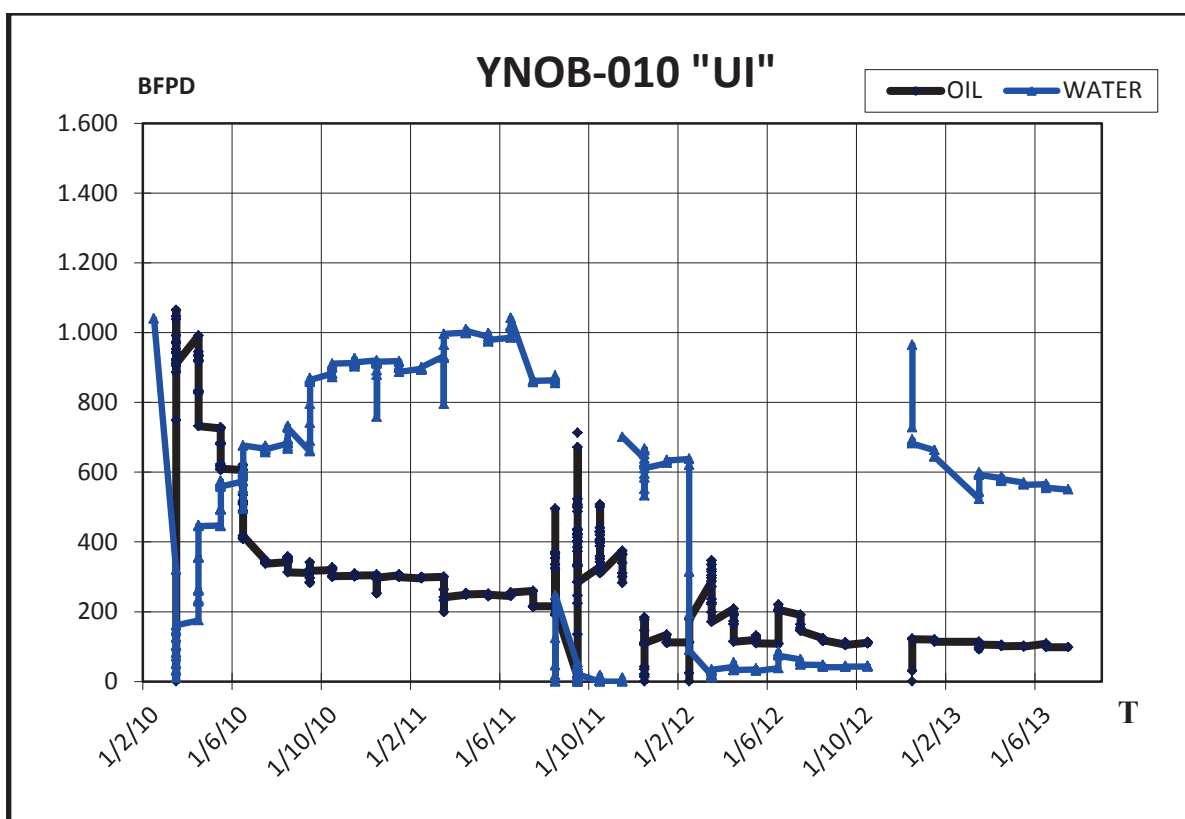
TABLA 3. 33 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YN0B-010

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	9011.15	Ft
M.Bomba	P-23	CENTRILIFT
Frecuencia	46.5	Hz
Etapas	172	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 75 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNOB-010



Fuente: EP PETROAMAZONAS

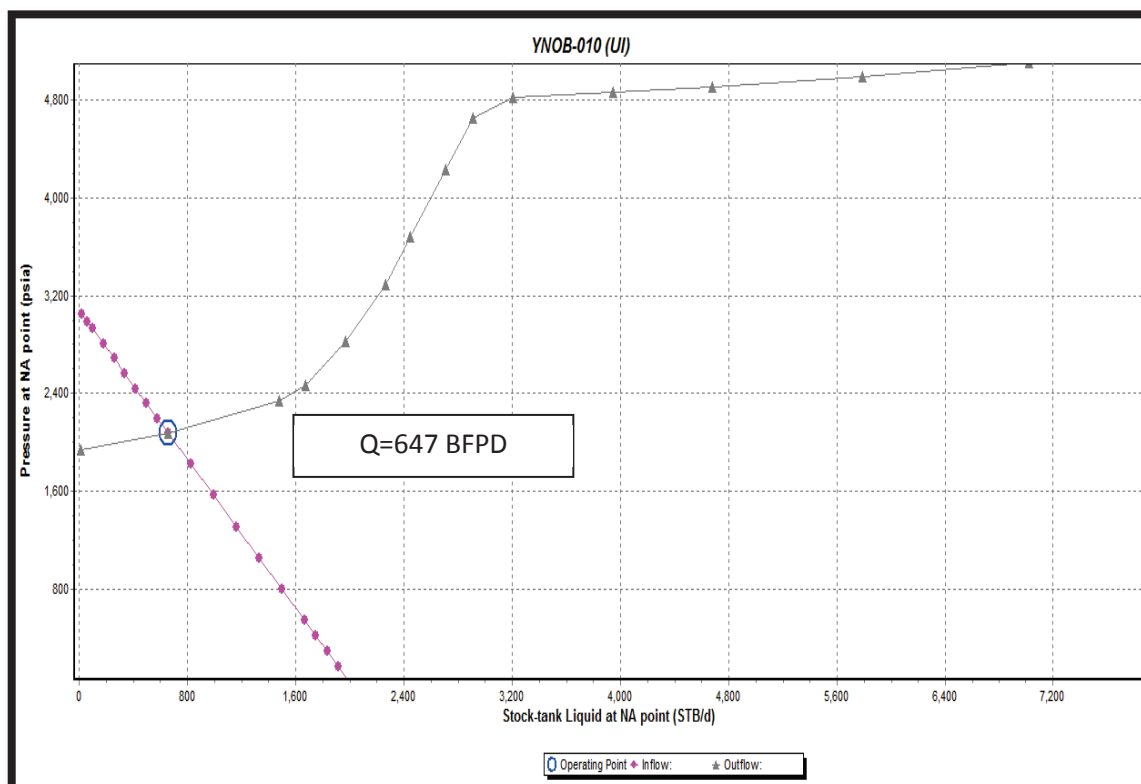
Realizado por: Jimmy Garcés

Hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 97 BPPD Y 550 BAPD.

3.3.30.1 Análisis Nodal del pozo YNOB-10

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 647 BFPD.

FIGURA 3. 76 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNOB-010



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.31 POZO YANAQUINCHA OESTE B-011

El pozo YNOB-011, está produciendo de la arena "UI", este inicia su producción el 14 de Marzo del 2010 hasta la fecha de cierre de nuestro proyecto, 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional, trabaja con tres Bombas BES DN1750, posee un motor de 156 HP, 1535 voltios y 65 Amperios.

A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción:

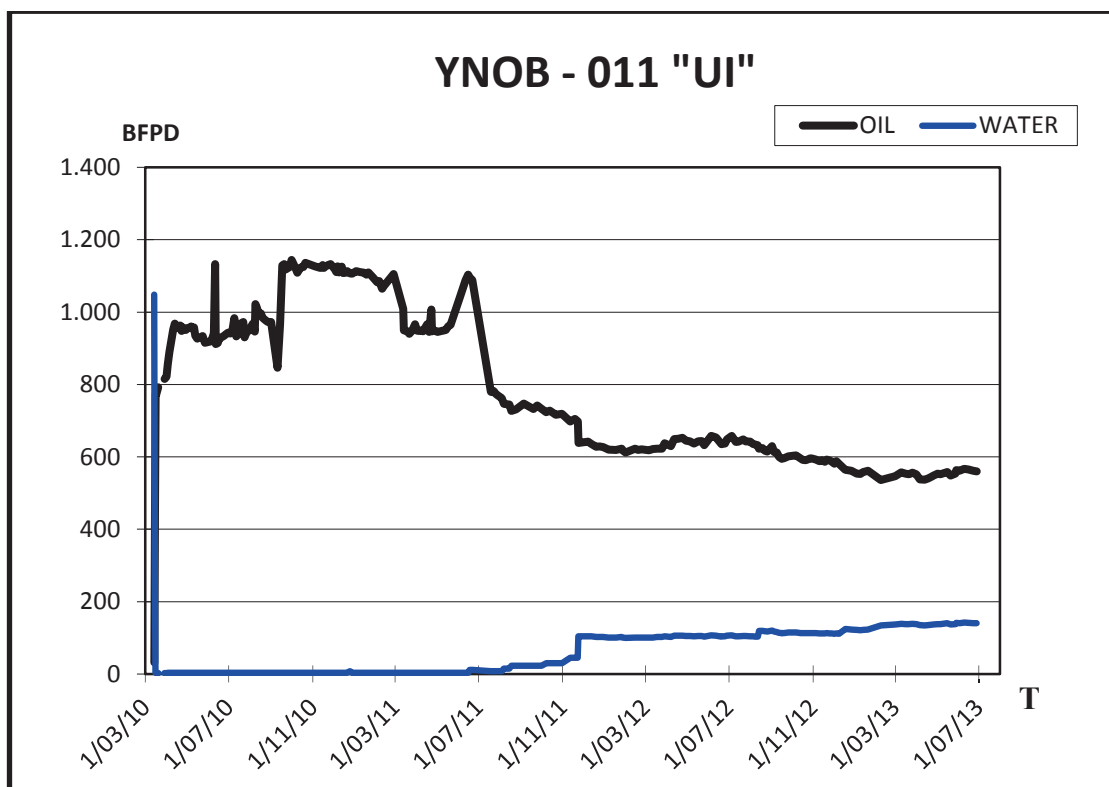
TABLA 3. 34 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YN0B-011

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	9602.4	ft
M.Bomba	DN1750	REDA
Frecuencia	58.5	Hz
Etapas	337	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 77 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNOB-011



Fuente: EP PETROAMAZONAS

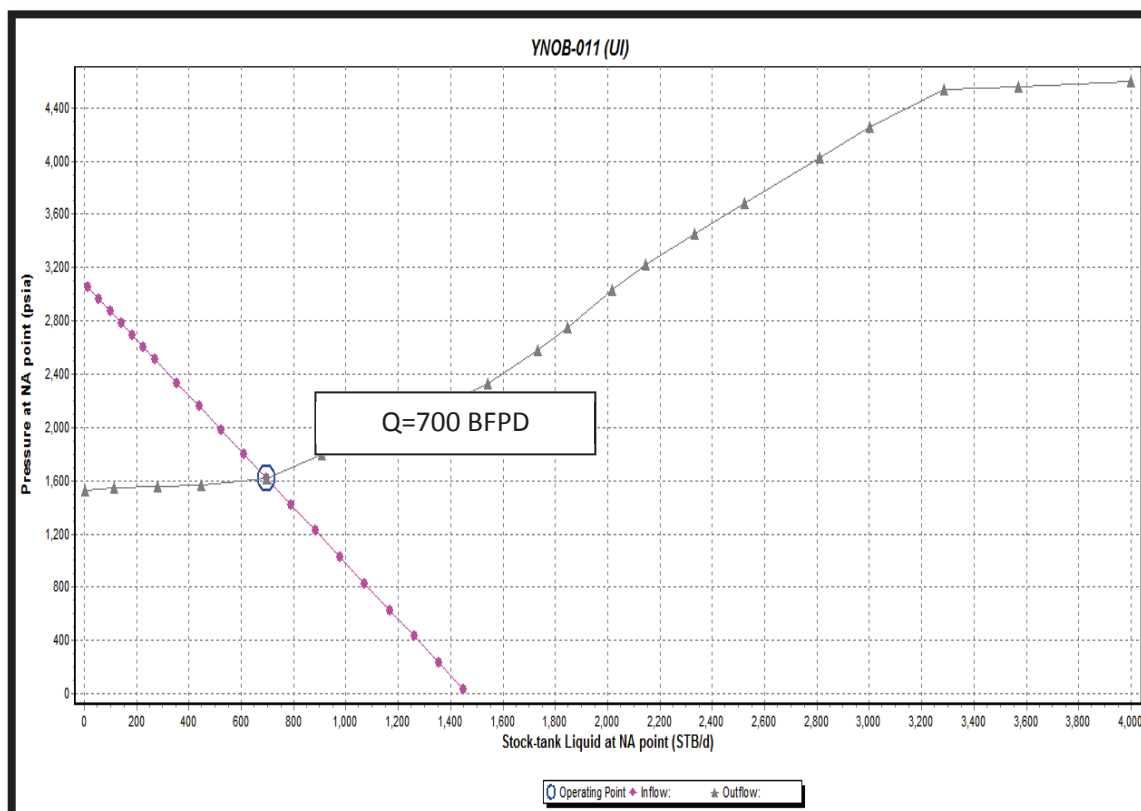
Realizado por: Jimmy Garcés

Hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 560 BPPD Y 140 BAPD.

3.3.31.1 Análisis Nodal del pozo YNOB-11

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 700 BFPD.

FIGURA 3. 78 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNOB-011



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.32 POZO YANAQUINCHA OESTE B-019

El pozo YNOB-019, está produciendo de la arena “UI”, este inicia su producción el 13 de Junio del 2012 hasta la fecha de cierre de nuestro proyecto, 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional, trabaja con dos Bombas BES P-18, posee un motor de 270 HP, 2241 voltios y 78.6 Amperios.

Este pozo tienen una completación doble, la otra arena productora es la "TS" pero fue cerrada el 21 de Abril del 2013 por bajo aporte.

A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción de la arena productora actual:

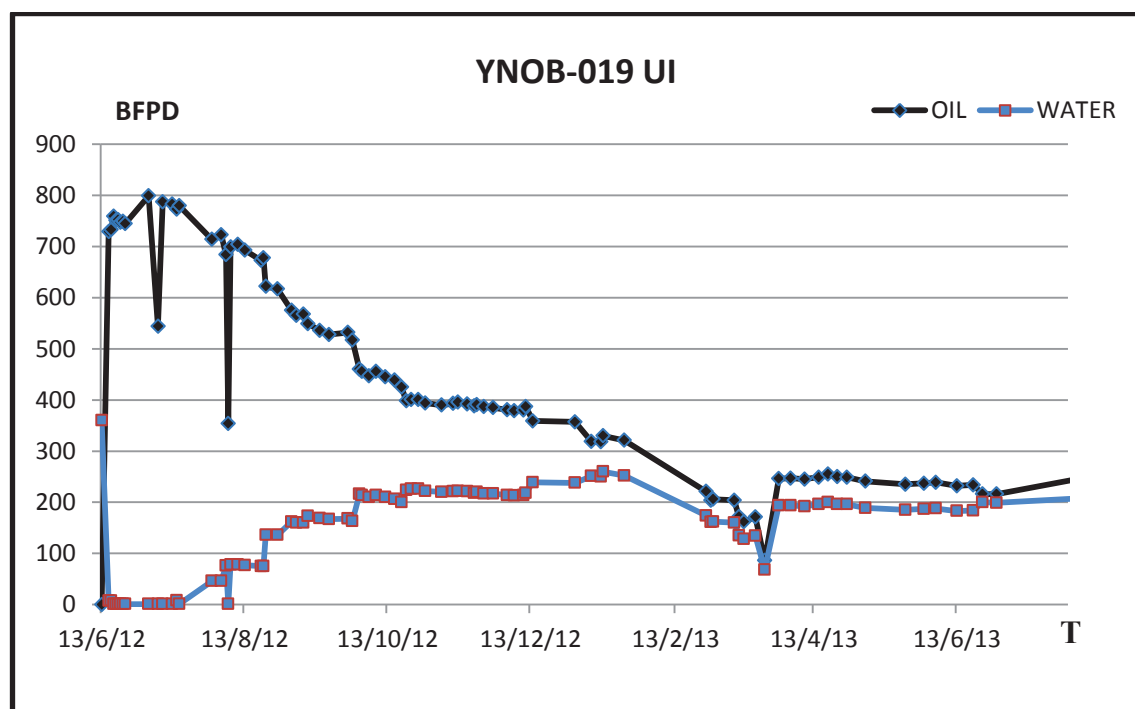
TABLA 3. 35 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNOB-019

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	9045	ft
M.Bomba	P-18	CENTRILIFT
Frecuencia	55	Hz
Etapas	268	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 79 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNOB-019



Fuente: EP PETROAMAZONAS

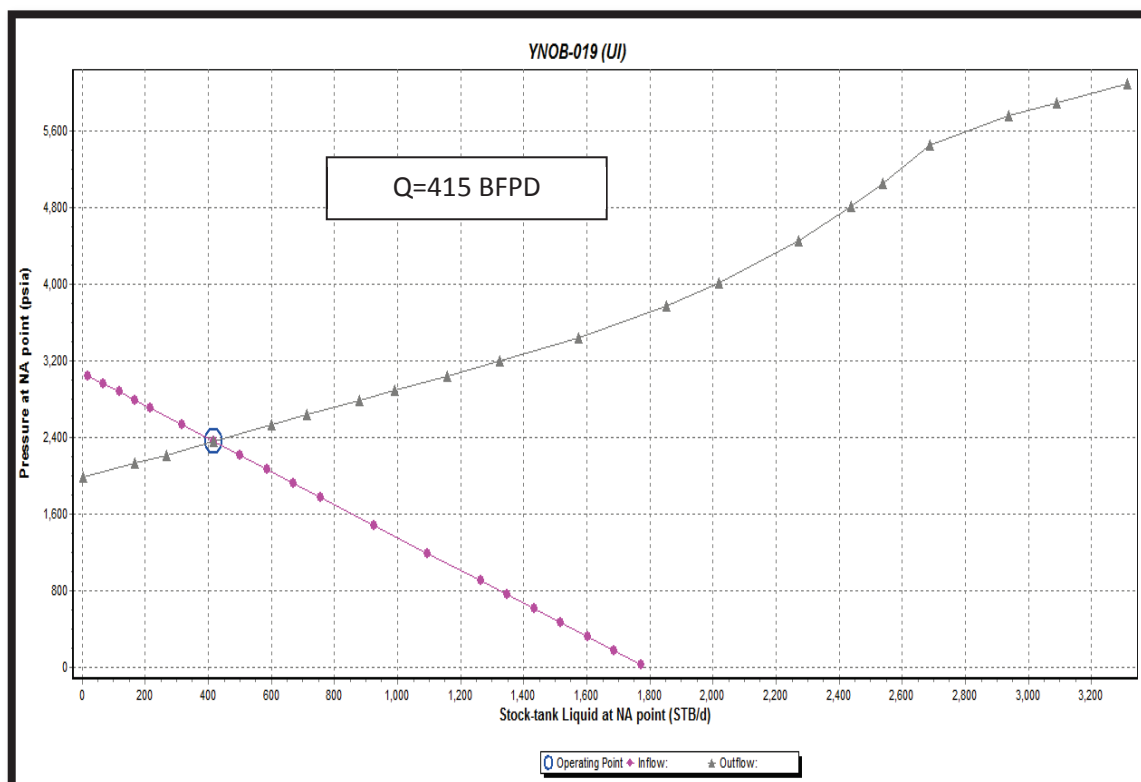
Realizado por: Jimmy Garcés

Hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 216 BPPD Y 199 BAPD.

3.3.32.1 Análisis Nodal del pozo YNOB-019

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 415 BFPD.

FIGURA 3. 80 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNOB-019



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.33 POZO YANAQUINCHA OESTE B-020

El pozo YNOB-020, está produciendo de la arena "TP", este inicia su producción el 12 de Mayo del 2013 hasta la fecha de cierre de nuestro proyecto, 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional tipo J, trabaja con tres Bombas BES P-18, posee un motor de 168 HP, 2295 voltios y 44 Amperios.

A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción

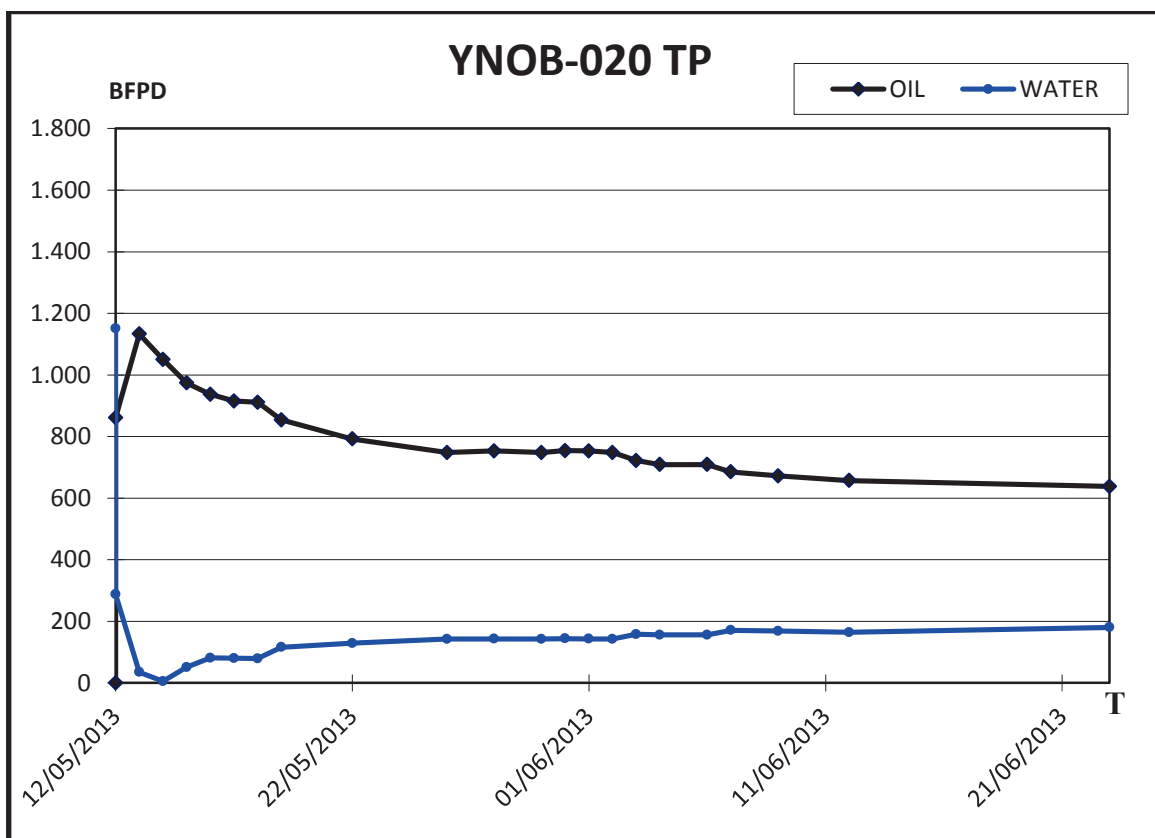
TABLA 3. 36 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YN0B-020

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	9002.01	Ft
M.Bomba	P-18	CENTRILIFT
Frecuencia	43	Hz
Etapas	402	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 81 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNOB-020



Fuente: EP PETROAMAZONAS

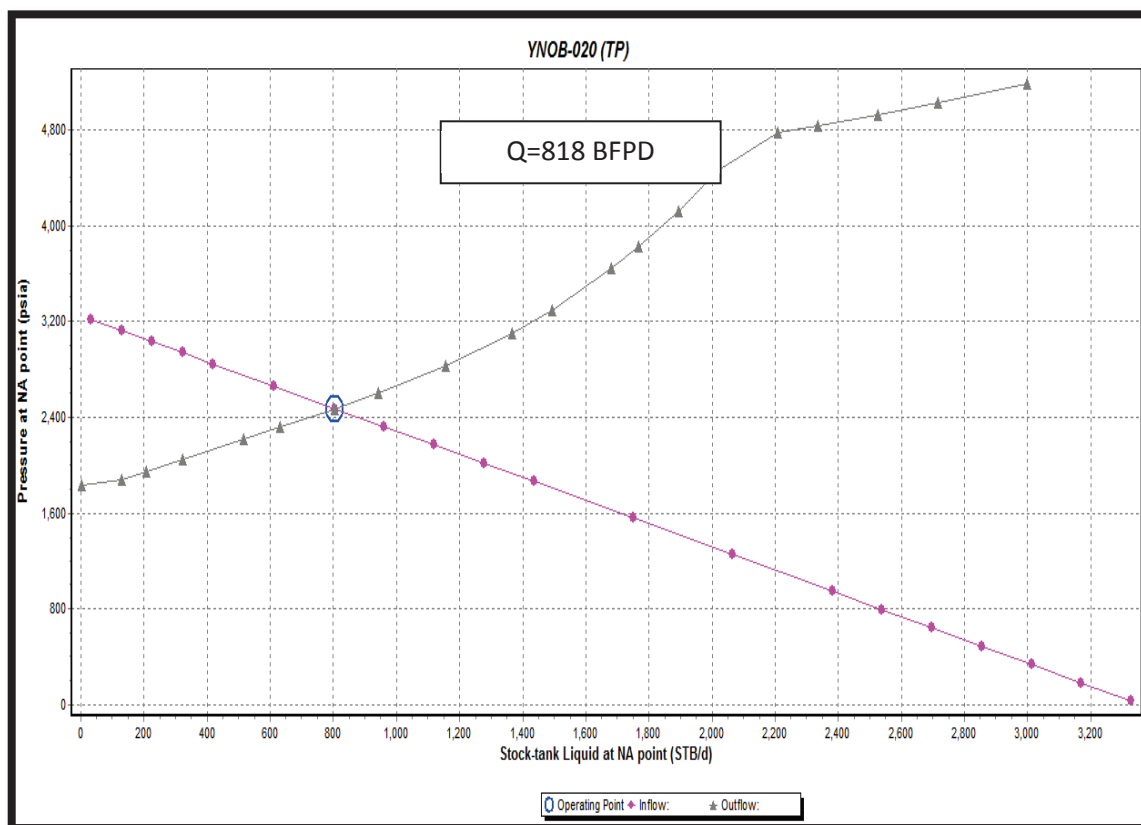
Realizado por: Jimmy Garcés

Hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 638 BPPD Y 180 BAPD.

3.3.33.1 Análisis Nodal del pozo YNOB-020

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 818 BFPD.

FIGURA 3. 82 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNOB-020



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.34 POZO YANAQUINCHA OESTE B-021

El pozo YNOB-021, está produciendo de la arena "TP", este inicia su producción el 15 de Junio del 2013 hasta la fecha de cierre de nuestro proyecto, 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional tipo J, trabaja con tres Bombas BES P-18, posee con un motor de 126 HP, 2300 voltios y 33 Amperios.

A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción:

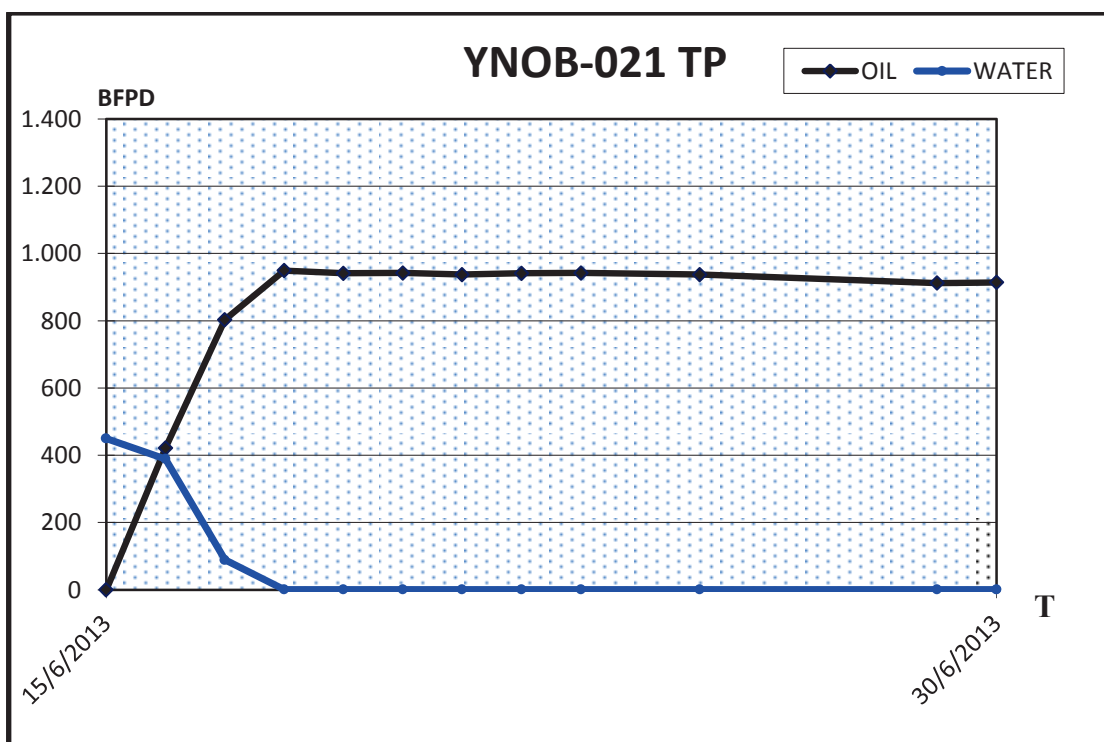
TABLA 3. 37 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YN0B-021

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	9411.45	ft
M.Bomba	P-18	CENTRILIFT
Frecuencia	43	Hz
Etapas	366	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 83 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNOB-021



Fuente: EP PETROAMAZONAS

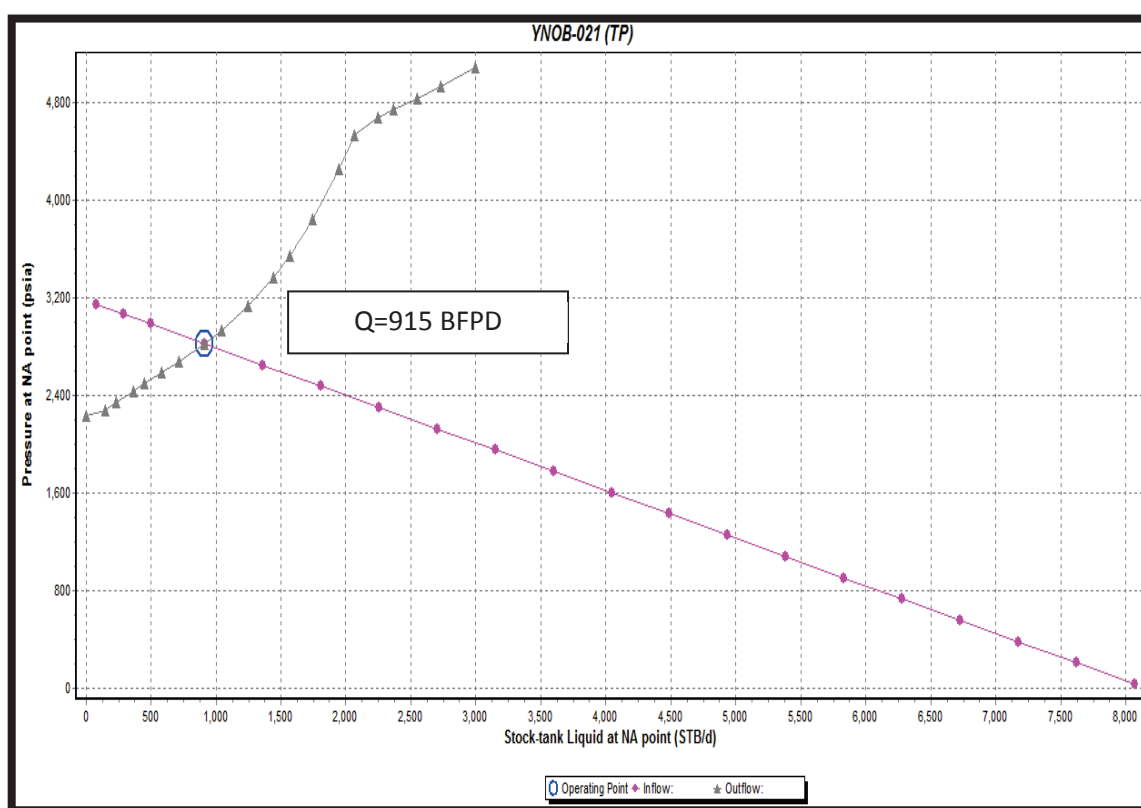
Realizado por: Jimmy Garcés

Podemos observar que la producción de agua es muy baja el BSW= 0.1. Hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 914 BPPD Y 1 BAPD.

3.3.34.1 Análisis Nodal del pozo YNOB-021

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 915 BFPD.

FIGURA 3. 84 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNOB-021



Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.35 POZO YNNA-001

El pozo YNNA-001, está produciendo de la arena "TP", este inicia su producción el 7 de Agosto del 2012 hasta la fecha de cierre de nuestro proyecto, 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional tipo J, trabaja con tres Bombas BES P-18, posee un motor de 210 HP, 2380 voltios y 53 Amperios.

A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción:

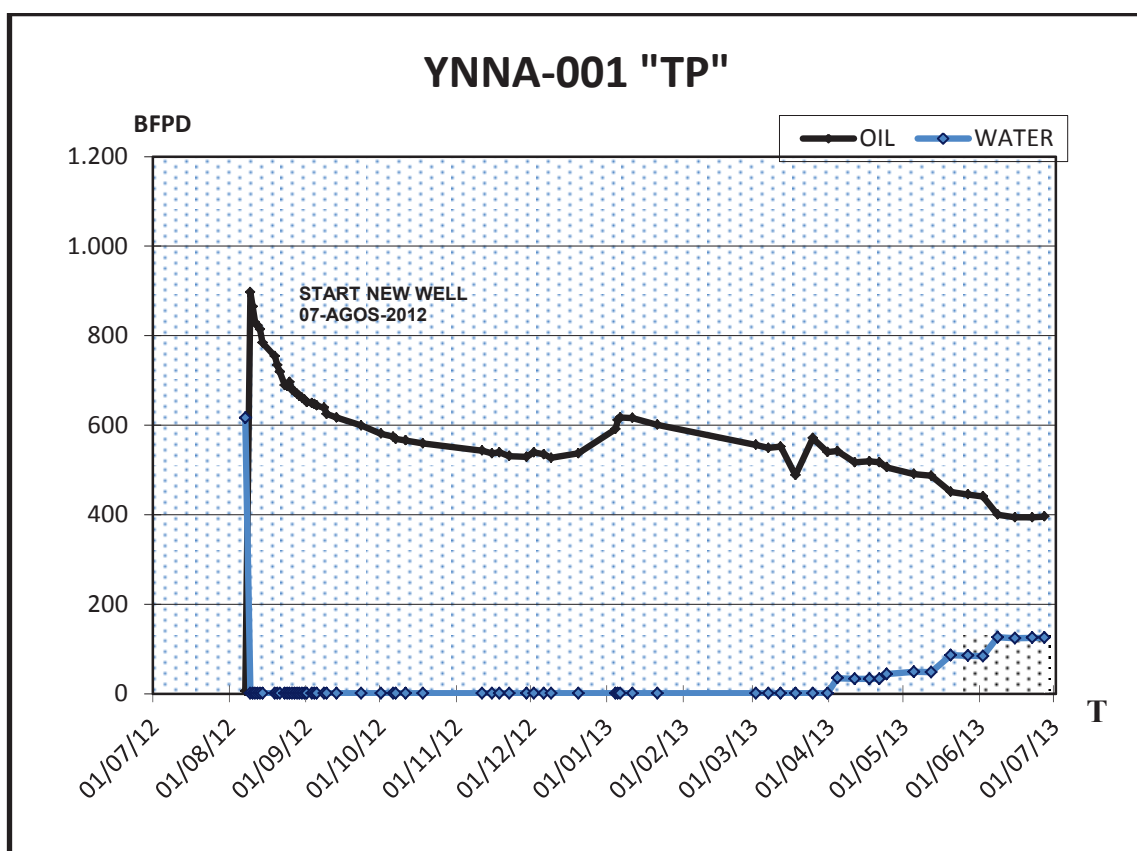
TABLA 3. 38 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNNA-001

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	11262.9	ft
M.Bomba	P-18	CENTRILIFT
Frecuencia	51	Hz
Etapas	366	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 85 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNNA-001



Fuente: EP PETROAMAZONAS

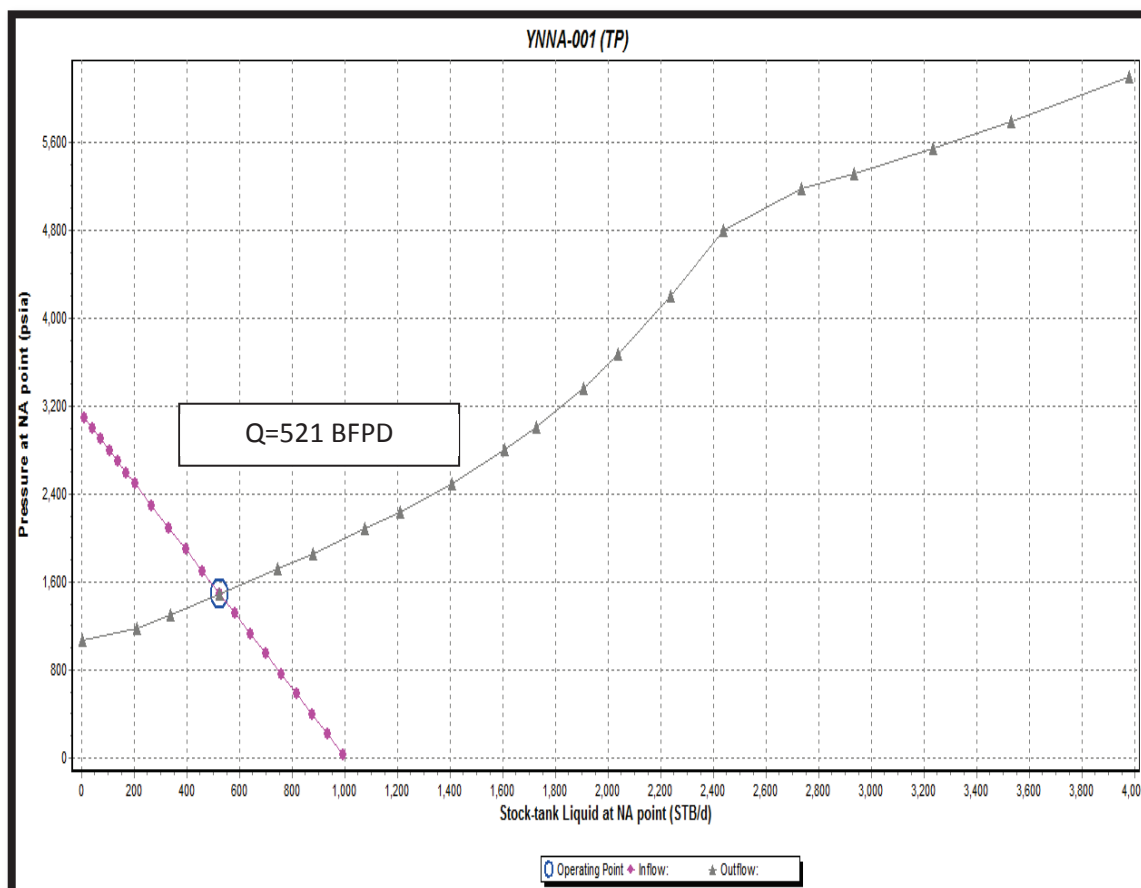
Realizado por: Jimmy Garcés

Hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 396 BPPD Y 125 BAPD.

3.3.35.1 Análisis Nodal del pozo YNNA-001

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 521 BFPD.

FIGURA 3. 86 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNNA-001



Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.36 POZO PCYA-001

El pozo PCYA-001, está produciendo de la arena "UI", este inicia su producción el 27 de Enero del 2013 hasta la fecha de cierre de nuestro proyecto, 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional tipo J, trabaja con dos Bombas BES P-8, posee un motor de 135 HP, 1775 voltios y 50 Amperios.

A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción:

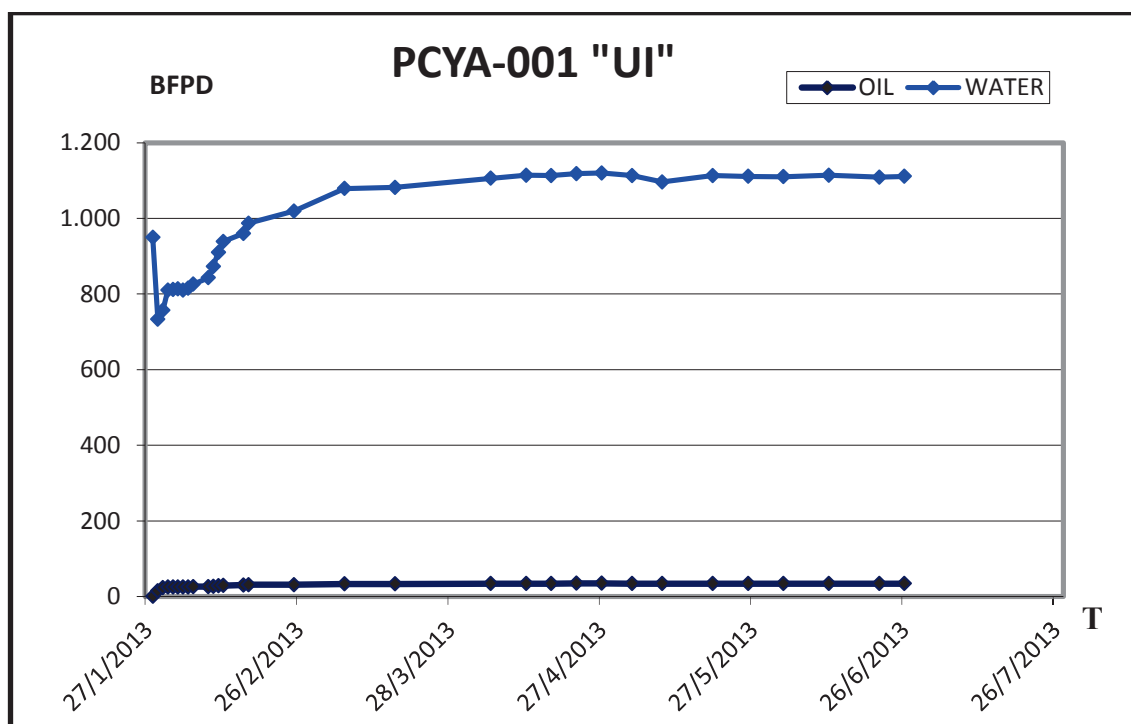
TABLA 3. 39 CARACTERÍSTICAS DE LA BES PCYA-001

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	8808.87	Ft
M.Bomba	P-8	CENTRILIFT
Frecuencia	62	Hz
Etapas	293	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 87 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO PCYA-001



Fuente: EP PETROAMAZONAS

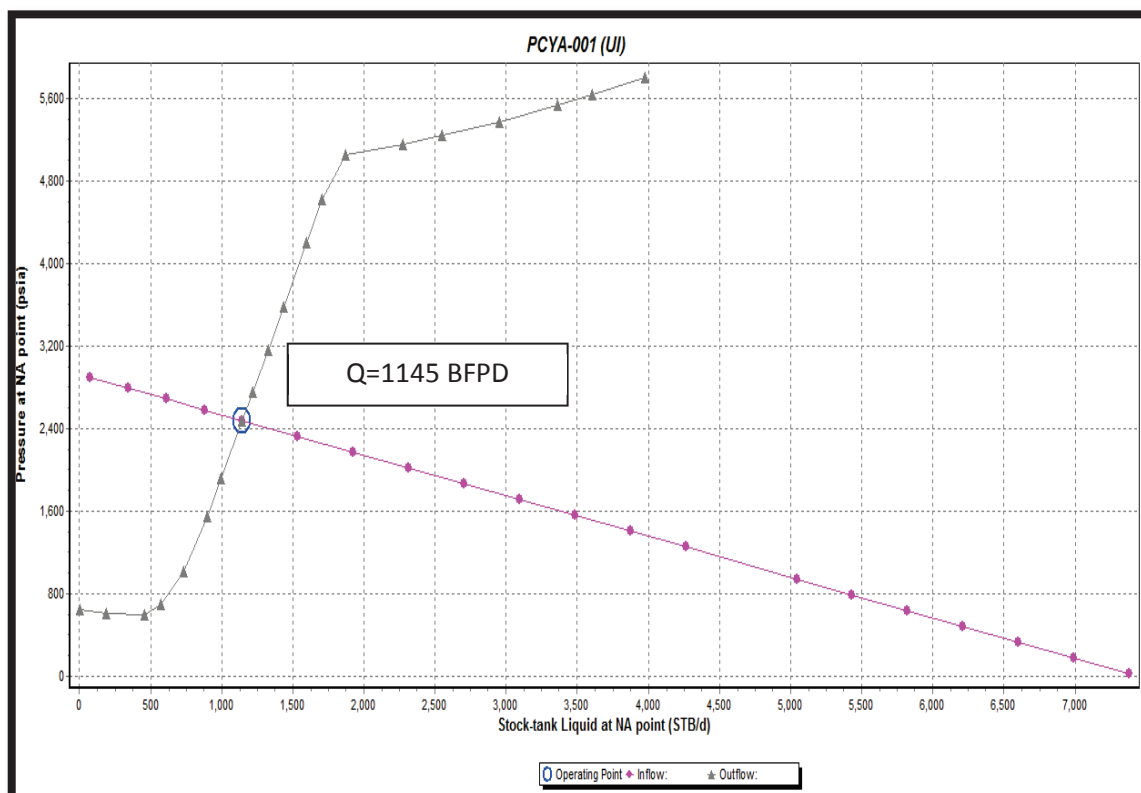
Realizado por: Jimmy Garcés

Hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 34 BPPD Y 1111 BAPD.

3.3.36.1 Análisis Nodal del pozo PCYA-001

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 1145 BFPD.

FIGURA 3. 88 ANÁLISIS NODAL DEL POZO PCYA-001



Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: Jimmy Garcés

3.3.37 POZO ANGEL NORTE YNEC-001S1

El pozo YNEC-001S1, está produciendo de la arena "UI", este inicia su producción el 27 de Enero del 2008 hasta la fecha de cierre de nuestro proyecto, 31 de Junio del 2013.

Este pozo es direccional tipo J, trabaja con dos Bombas BES TD-650, posee un motor de 90 HP, 1930 voltios y 31 Amperios.

A continuación se presenta las características de la bomba y el Historial de Producción:

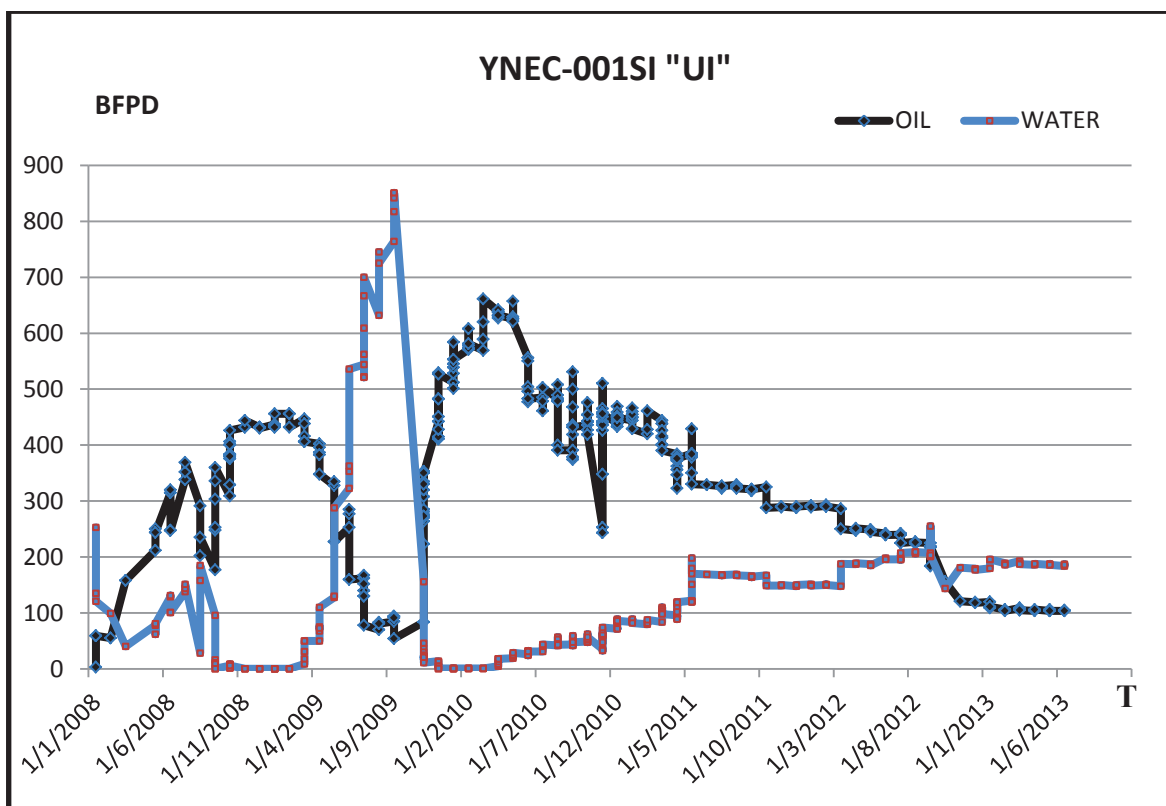
TABLA 3. 40 CARACTERÍSTICAS DE LA BES YNEC- 001S1

Equipo de Fondo		
Prof. Intake	11528.2	Ft
M.Bomba	TD650	REDA
Frecuencia	56.5	Hz
Etapas	352	

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 3. 89 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO YNEC-001SI



Fuente: EP PETROAMAZONAS

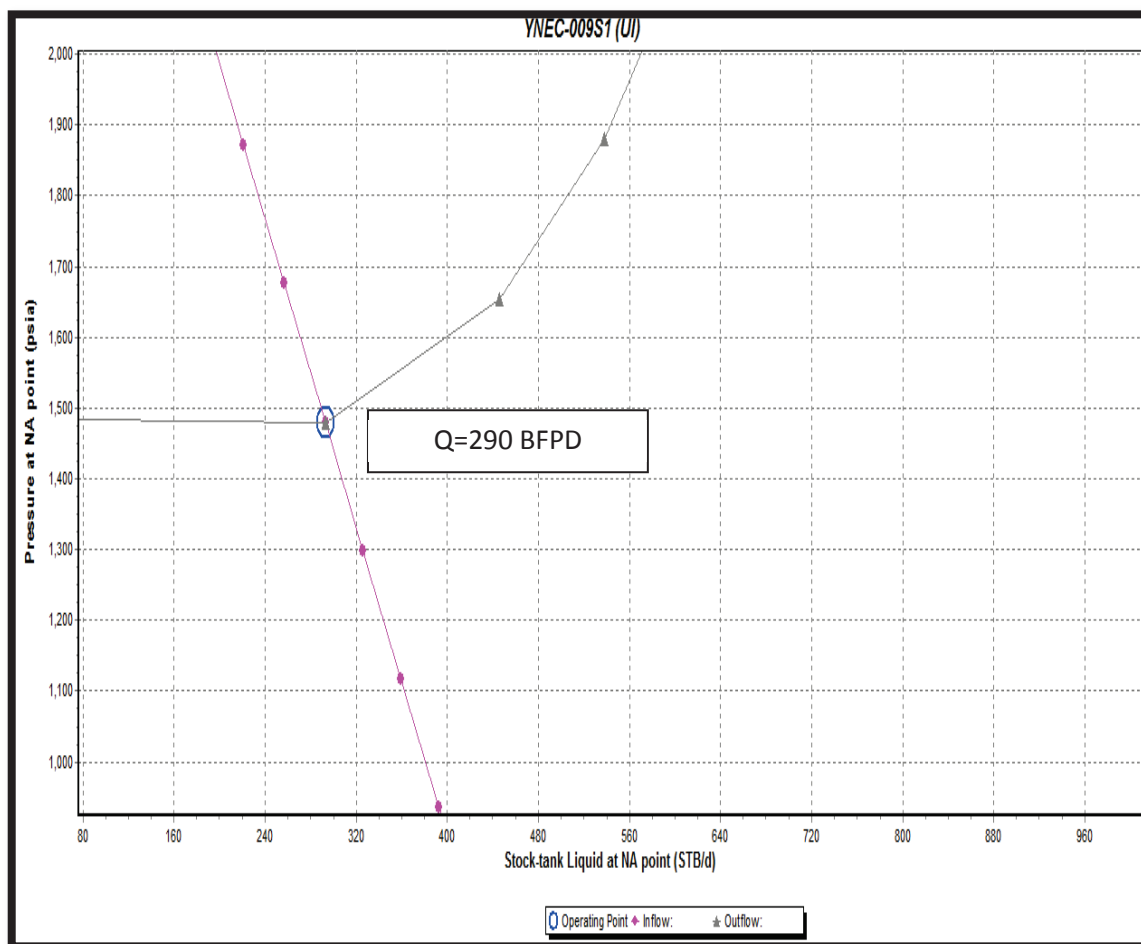
Realizado por: Jimmy Garcés

Hasta el 31 de Junio del 2013, tenemos una producción 104 BPPD Y 186 BAPD.

3.3.37.1 Análisis Nodal del pozo YNEC-009S1

En PIPESIM utilizamos un Modelo IP donde obtenemos el comportamiento real del pozo mediante un análisis nodal completo. El pozo tiene una producción de 290 BFPD.

FIGURA 3. 90 ANÁLISIS NODAL DEL POZO YNEC-009S1



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

CAPITULO IV

ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS DEL CAMPO YANAQUINCHA PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN

4.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se realiza el estudio de análisis nodal para los pozos productores del campo Yanaquincha detallados en el capítulo anterior. Esta técnica es muy reconocida actualmente ya que presenta buenas alternativas en tiempo de ejecución, costo, producción y me permite trabajar al máximo potencial de los pozos.

Como ya lo describimos en el anterior capítulo se utilizara el software PIPESIM, que me permite analizar cómo está trabajando cada pozo actualmente y luego analizar las diferentes alternativas para mejorar su productividad.

Este análisis me ayudará a encontrar los problemas que se encuentran en el yacimiento, completación, equipo BES, tubería, accesorios de pozo y facilidades de superficie, donde mediante sensibilidades podemos mejorar la producción total.

Al 31 de junio del 2013, fecha de cierre para el respectivo estudio de este proyecto, el campo producía 37 pozos y tenía un acumulado de producción de petróleo de 10040 BPPD Y 25792 BAPD.

4.2 PARÁMETROS DE ESTUDIO PARA AUMENTAR LA PRODUCCIÓN DE UN POZO

Para realizar un análisis nodal en un campo se debe tomar muy en cuenta la ecuación de Darcy. Al conocer de forma correcta el funcionamiento de esta fórmula nos será muy útil conocer los parámetros en los que deberíamos trabajar para aumentar la producción de un pozo y consecuentemente de un campo.

A continuación presentamos la ecuación de Darcy:

$$Q = \left[\frac{Kh (P_i - P_{wf})}{141.2 \mu_o B_o \left[h \left(\frac{r_e}{R_w} + S \right) \right]} \right] \quad 4.1$$

Existen dos técnicas principales de estimulación de pozos:

- Estimulación por fracturamiento
- Estimulación matricial

Su diferencia se basa en el Caudal de inyección y Presión de inyección. A continuación detallaremos los parámetros en los que debemos poner énfasis para aumentar la producción de un pozo.

4.2.1 PARÁMETRO DE PERMEABILIDAD (K)

Este juega un papel muy importante en un sistema de Análisis Nodal, cuando un pozo tiene una K muy baja, se puede realizar una Estimulación por fracturamiento, pero anteriormente se debe realizar un estudio minucioso del reservorio y pozo, para que este trabajo sea rentable y eficiente.

4.2.1.1 Fracturamiento

Una estimulación por fracturamiento hidráulico consiste en romper la formación, mediante el proceso de inyectar un fluido al pozo, a una tasa y presión que supera la capacidad de admisión matricial de la formación expuesta.

A continuación se detallara los Objetivos de un Fracturamiento:

- Esta técnica se utiliza para incrementar la conductividad del petróleo o gas y para reducir el efecto de daño en los pozos.
- También se emplea para el control de la producción de arena en formaciones poco consolidadas.
- Atenúa la velocidad de deposición de materiales que dañan la formación como asfáltenos, parafinas y arcillas migratorias.

4.2.2 PARÁMETRO DE DAÑO DE FORMACIÓN

Normalmente todo pozo tiene daños de formación debido a los diferentes trabajos realizados antes de su puesta a producción. Este tiene un valor muy importante en la producción de un pozo, por lo cual debemos realizar trabajos para disminuir el daño y así tener una mejor producción.

4.2.2.1 Estimulación Matricial

La estimulación matricial permite una penetración a la matriz de la formación del fluido de estimulación de forma radial-circular, con un consecuente mejor contacto de la zona dañada cercana a la pared del pozo con el fluido de estimulación.

Se caracteriza por que las presiones de inyección son inferiores a la presión de fractura.

Esta se divide en estimulación matricial reactiva y o reactiva:

- **Estimulación matricial reactiva**

También denominada acidificación consiste en la inyección a la formación, soluciones químicas a presiones inferiores a la presión de ruptura de la roca, donde las soluciones de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales extraños que dañan la formación y disuelven sus propios sólidos de roca.

Su objetivo es remover el daño presente en la vecindad del pozo, ocasionado en las perforaciones y la completación antes de que el pozo comience a producir de manera natural.

En formaciones de alta productividad la acidificación se utiliza para estimular la productividad natural del pozo.

Se utiliza para remover daños por:

- ✓ Cañoneo bajo y sobre balance
- ✓ Daño de la perforación y completación
- ✓ Penetración Parcial

- **Estimulación Matricial No Reactiva**

Es en la cual los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales o sólidos de la roca.

Emplea soluciones Oleosas o acuosas, alcoholes, solventes mutuos, aditivos y surfactantes.

Se utiliza para remover daños

- Daños por bloqueo (agua, aceite o emulsiones)
- Daños por perdidas de lodo
- Daños por depósitos orgánicos
- Mojabilidad por aceite

4.2.3 PARÁMETRO DE PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PWF)

Este factor se relaciona con profundidad, frecuencia, eficiencia y rediseño de la bomba.

- **Incremento de frecuencia**

Es una alternativa que consiste mejorar las condiciones de producción del yacimiento y de operación de la bomba. De acuerdo a estudios realizados no es

recomendable subir la frecuencia a 60 Hz, para evitar conificación de agua en el reservorio. Como ya lo mencionamos las condiciones óptimas de trabajo de las bombas BES es 60 Hz, sin embargo existen bombas que son diseñadas para soportar frecuencias menores y mayores a 60 Hz.

- **Cambio de bomba**

Esta alternativa es muy importante ya que existen pozos que poseen un alto potencial y las bombas no son capaces de levantar la cantidad de fluido necesaria, entonces es necesario rediseñar la bomba con mayor capacidad de levantamiento y mejor eficiencia de trabajo.

- **Up Size**

Para poder realizar esta técnica los pozos deben cumplir las siguientes características:

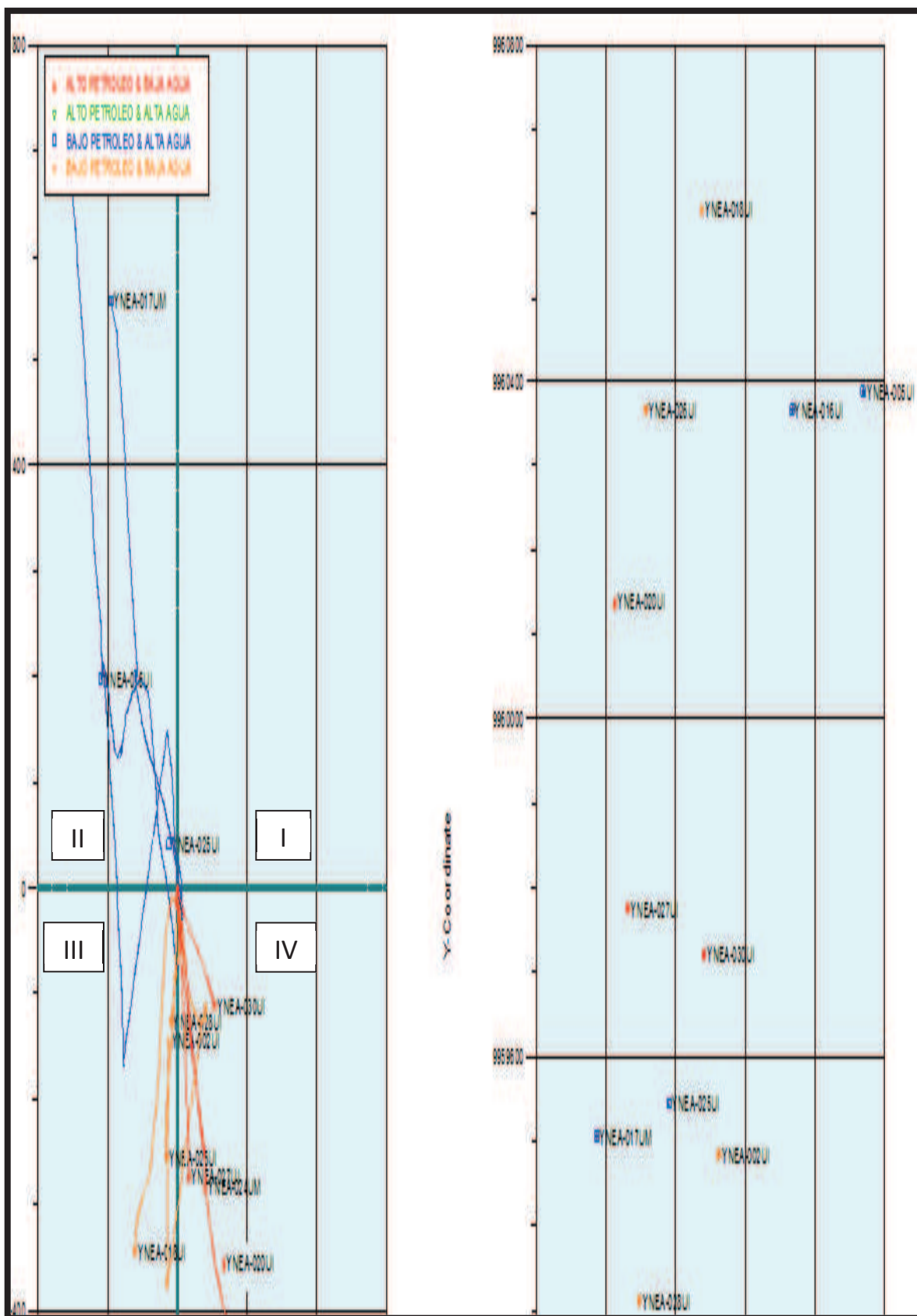
- BSW debe ser mayor a 90%
- Presión de entrada a la bomba de ser mayor a 1400 psi.
- El yacimiento debe estar inundado de agua (producción por arrastre).
- Cambio de bomba

4.3 SELECCIÓN DE POZOS PARA REALIZAR ANÁLISIS NODAL

4.3.1 CAMPO YANAQUINCHA ESTE

Mediante el estudio de las gráficas del Índice de Heterogeneidad que nos brinda OFM, procedemos a seleccionar los pozos con menor caudal y bajo BSW. Todos los pozos se dividieron en sus respectivos campos y en sus respectivas arenas productoras. A continuación presentaremos los gráficos en OFM de los campos:

FIGURA 4. 1 POZOS DEL CAMPO YANAQUINCHA ESTE (YNEA) ARENA "UI"



Fuente: OFM Schlumberger

A continuación presentaremos las siguientes tablas donde seleccionamos los pozos de acuerdo a la gráfica de Índice de Heterogeneidad.

Es muy importante tener en cuenta que los pozos seleccionados son aquellos que tienen bajo aporte y bajo BSW. A continuación detallaremos la función de los gráficos anteriores:

- **Primer cuadrante:** Pozos con alto BSW y bajo petróleo.
- **Segundo cuadrante:** Pozos con alto BSW y bajo petróleo.
- **Tercer cuadrante:** Pozos de bajo BSW y bajo petróleo
- **Cuarto cuadrante:** Pozos de bajo BSW y alto petróleo

Los pozos que se encuentran en los cuadrantes 1 y 2 son aquellos pozos que tienen un gran corte de agua y podemos realizar un técnica de Up-size (técnica de arrastre) para incrementar la producción de petróleo.

Los pozos que se encuentran en el 3 cuadrante son aquellos en los que podemos realizar trabajos de al reservorio y cambios de BES.

Los pozos ubicados en el 4 cuadrante son aquellos que tienen la mejor producción del campo, a estos no es recomendable hacer trabajos para el reservorio pero si podemos hacer un incremento de frecuencia o cambio de bomba.

Los pozos que se encuentran marcados con color verde son nuestros pozos seleccionados:

TABLA 4. 1 SELECCIÓN DE POZOS DE YNEA ARENA "UI"

YANAQUINCHA ESTE ARENA "UI"							RANGO OPTIMO
POZOS	ARENA	BSW %	CAUDAL BFPD	K md	FRECUENCIA	(BES)	
YNEA-02	UI	90.0	3,281	346	57.0	P47	(2800-6000)
YNEA-05	UI	95.0	1,107	1289	64.5	DN1100	(600-1250)
YNEA-017	UM	93.0	1,098	94	65.0	DN1100	(600-1250)
YNEA-020	UI	40.0	928	192	58.5	DN1100	(600-1250)

TABLA 4.1 (CONTINUACIÓN)

YANAQUINCHA ESTE ARENA "UI"							RANGO OPTIMO (BFPD)
POZOS	ARENA	BSW %	CAUDAL BFPD	K md	FRECUENCIA	(BES)	
YNEA-030	UI	30.0	890	204	53.0	P18	(1000-2500)
YNEA-025	UI	81.0	736	204	50.5	P8	(400-800)
YNEA-016	UI	72.0	706	135	58.0	DN1150	(600-1250)
YNEA-018	UI	64.0	590	228	59.5	D725N	(350-925)
YNEA-028	UI	67.0	555	204	48.0	P8	(400-800)
YNEA-024	UM	2	523	195	59.5	P6	(400-800)
YNEA-027	UI	32.0	480	204	50.0	P18	(1000-2500)
YNEA-026	UI	38.0	404	204	65.0	P6	(400-800)

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

*YNEA-027: Boma Sobrecargada. (Solo incremento de frecuencia para luego posible Up-size)

En la siguiente tabla determinamos la selección de los pozos de la arena "TP":

TABLA 4. 2 SELECCIÓN DE POZOS DE YNEA ARENA "TP"

YANAQUINCHA ESTE ARENA "TP"							RANGO OPTIMO (BFPD)
POZOS	ARENA	BSW %	CAUDAL BFPD	K Md	FRECUENCIA	(BES)	
YNEA-07	TP	96.0	5,076	333	58.5	P47	(2800-6000)
YNEA-01	TP	65.0	977	329	66.0	DN1100	(600-1250)
YNEA-010	TP	92.0	951	122	61.0	DN1100	(600-1250)
YNEA-03	TS	97.0	531	32	67.0	D475N	(200-625)
YNEA-029	TS	4.0	417	204	57.5	P4-P18	(400-800)

Fuente: EP PETROAMAZONAS

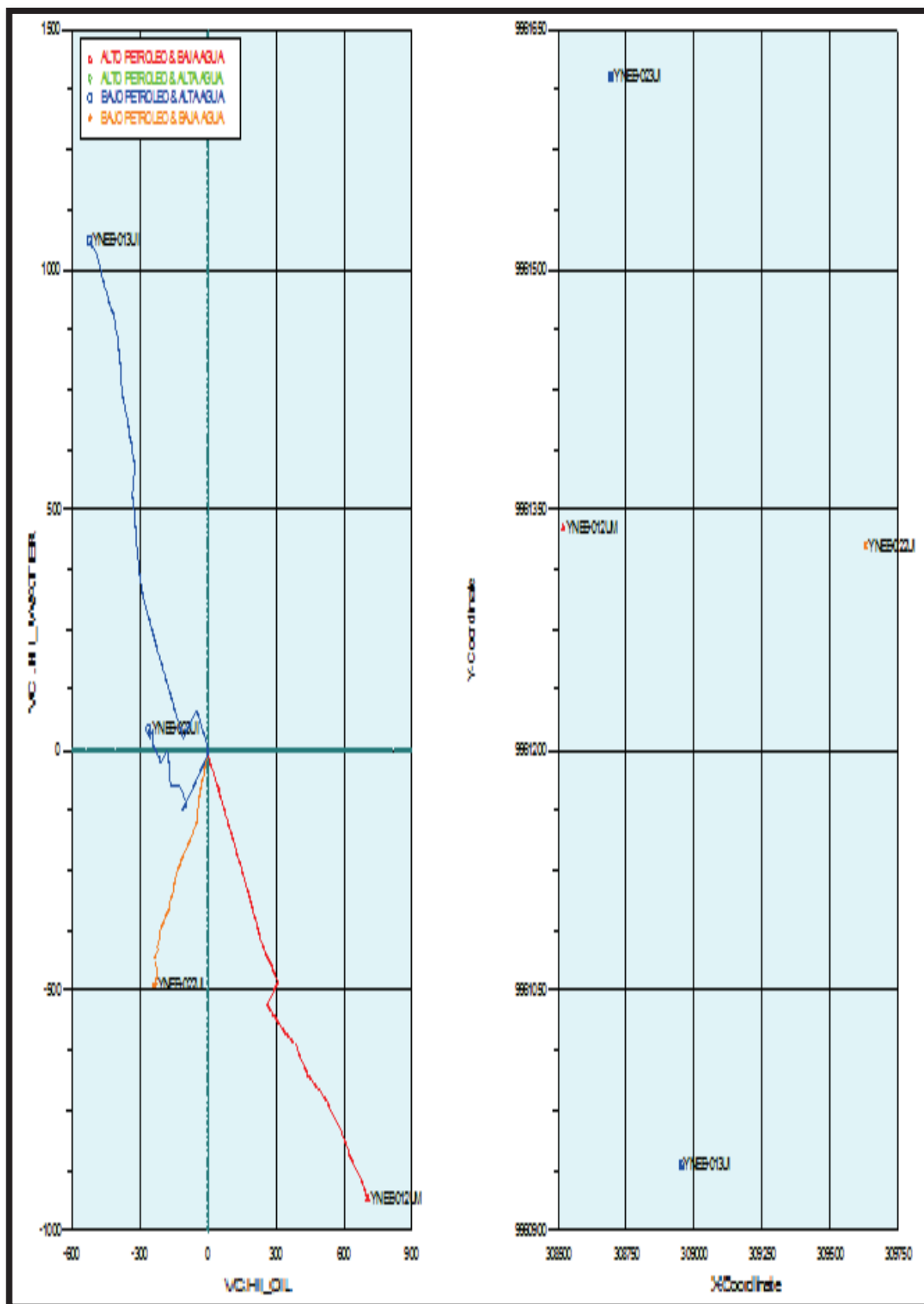
Realizado por: Jimmy Garcés

4.3.2 CAMPO AGUAJAL

Procedemos a realizar el mismo procedimiento anterior, se debe tomar muy en cuenta que para realizar un gráfico de heterogeneidad se debe tener un número determinada de pozos para que me brinde una selección confiable.

En la siguiente gráfica observaremos los pozos del Campo Aguajal.

FIGURA 4. 2 POZOS DEL CAMPO AGUAJAL (YNEB) ARENA "UI"



Fuente: OFM Schlumberger

En la siguiente tabla se encuentra la selección de los pozos:

TABLA 4. 3 SELECCIÓN DE POZOS DE YNEB ARENA "UI"

AGUAJAL ARENA "UI"							RANGO OPTIMO (BFPD)
POZOS	ARENA	BSW %	CAUDAL BFPD	K Md	FRECUENCIA	(BES)	
YNEB-023	UI	80	1,437	708	60.5	P18	(1000-2500)
YNEB-013	UI	88	920	383	60	DN1100	(600-1250)
YNEB-022	UI	65	542	144	50	P18	(1000-2500)
YNEB-012	UM	30	430	52	52.5	P8	(400-800)

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

En la siguiente tabla determinamos la selección de los pozos de la arena "TP":

TABLA 4. 4 SELECCIÓN DE POZOS DE YNEB ARENA "TP"

YANAQUINCHA ESTE PAD_A ARENA "TP"							RANGO OPTIMO (BFPD)
POZOS	ARENA	BSW %	CAUDAL BFPD	K Md	FRECUENCIA	(BES)	
YNEB-011	TP	75	1259	260	46	P23	(1200-2900)
YNEB-021	TP	32	451	35	53.5	D725N	(350-925)

Fuente: EP PETROAMAZONAS

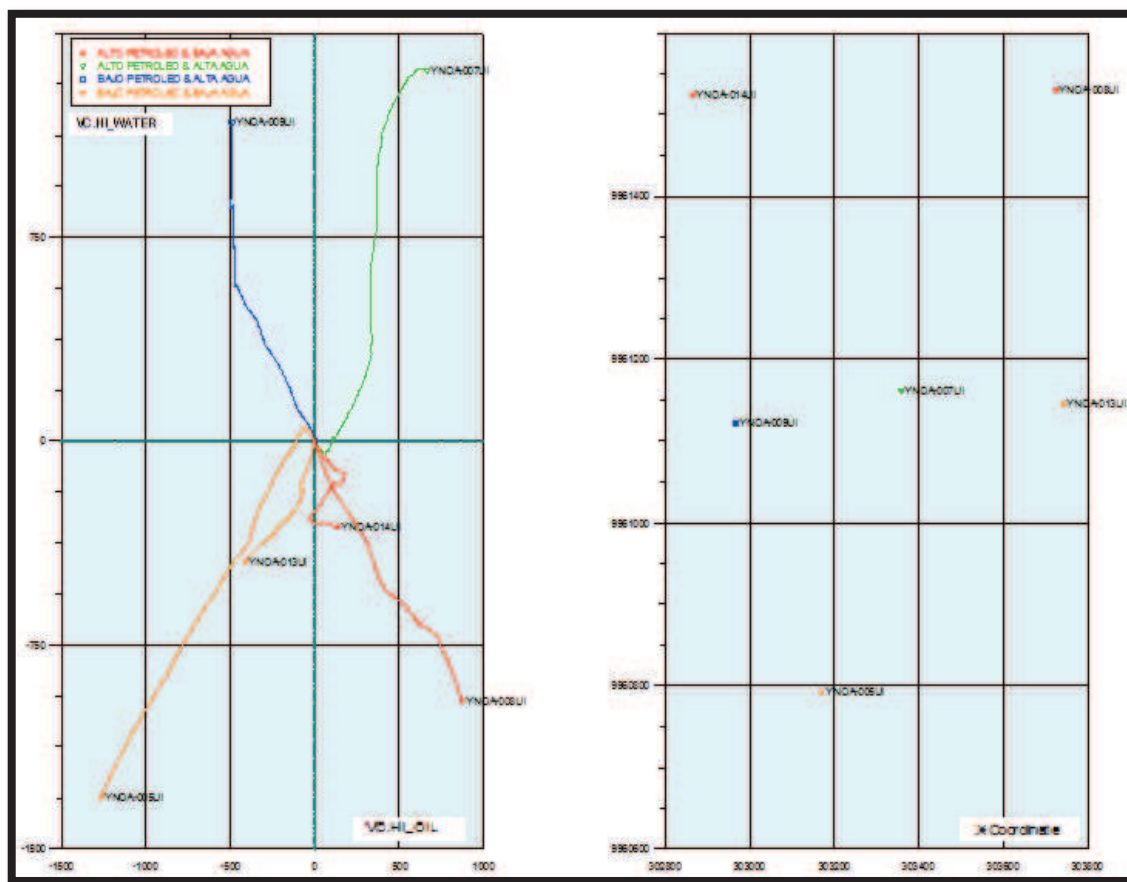
Realizado por: Jimmy Garcés

4.3.3 CAMPO YANAQUINCHA OESTE

Este campo produce solo de la arena "UI", en el siguiente gráfico de OFM se podrá observar claramente.

Es muy importante ayudarnos de estos mapas ya que nos brindan una confiabilidad muy alta para la selección de Los posibles pozos candidatos a un Análisis Nodal.

FIGURA 4. 3 POZOS DEL CAMPO YANAQUINCHA OESTE (YNOA) ARENA "UI"



Fuente: OFM Schlumberger

En la siguiente tabla determinamos la selección de los pozos de la arena "UI":

TABLA 4. 5 SELECCIÓN DE POZOS DE YNOA ARENA "UI"

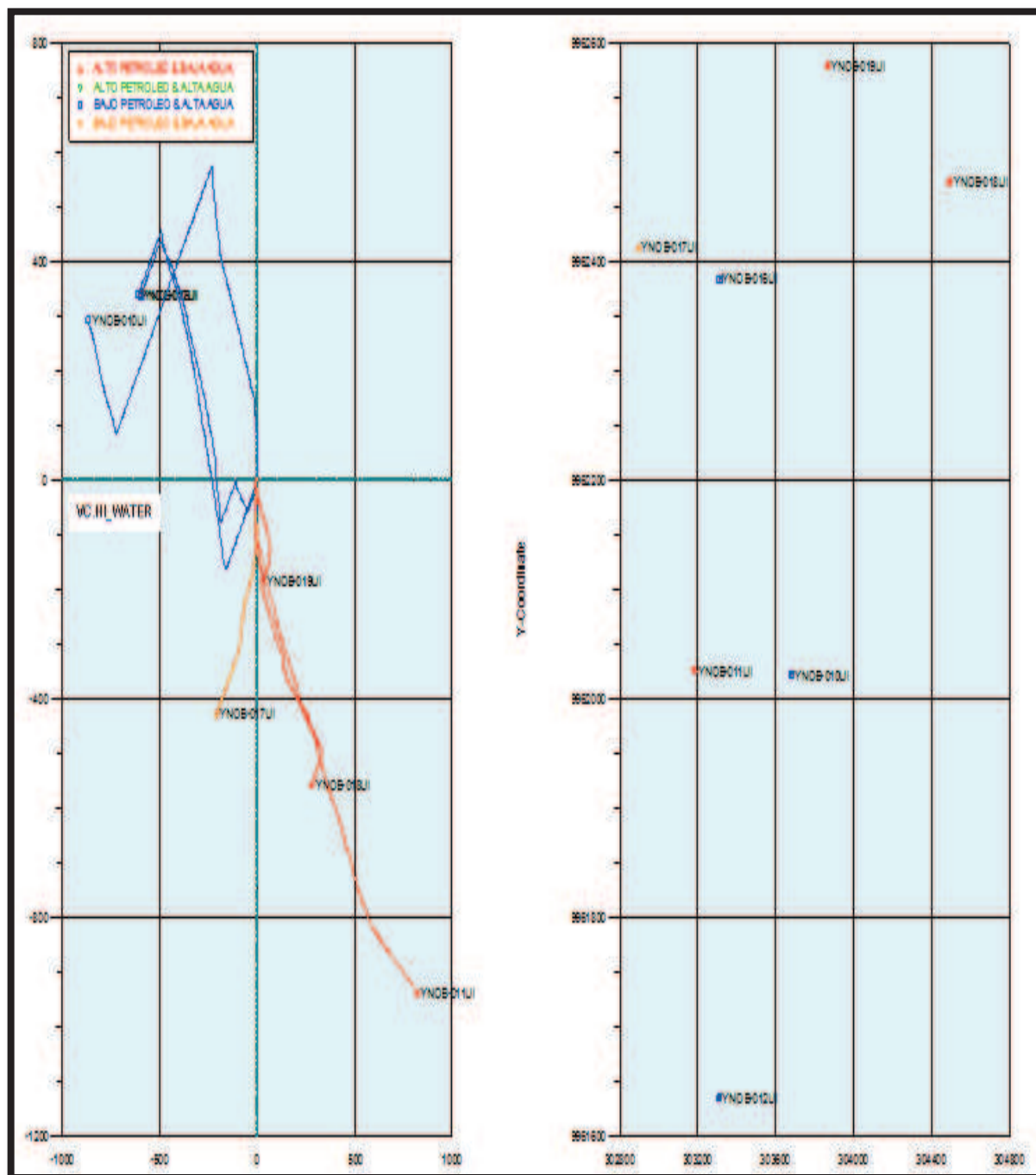
YANAQUINCHA OESTE ARENA "UI"							RANGO OPTIMO (BFPD)
POZOS	ARENA	BSW %	CAUDAL BFPD	K Md	FRECUENCIA	(BES)	
YNOA-07	UI	93.0	2,854	365	58.2	P18	(1000-2500)
YNOA-08	UI	75.0	1,028	544	54.0	DN1100	(600-1250)
YNOA-09	UI	75.0	950	383	58.5	P47	(2800-6000)
YNOA-013	UI	86.0	562	480	54.5	DN1100	(600-1250)
YNOA-014	UI	52.0	512	362	55.5	P18	(1000-2500)
YNOA-05	UI	70.0	115	144	56.0	D725N	(350-925)

*** En algunos pozos existen equipos sub-utilizados en su capacidad, trabajan con frecuencias bajas, de su frecuencia de diseño.

4.3.4 CAMPO PACAY

Procedemos a realizar el mismo procedimiento anterior, a este campo añadimos un pozo de Ángel Norte para realizar un estudio en conjunto.

FIGURA 4. 4 POZOS DEL CAMPO PACAY (YNOB) ARENA "UI"



Fuente: OFM Schlumberger

Las siguientes tablas que se encuentran divididas por arena, procedemos a realizar la selección con la misma selección de los anteriores campos.

TABLA 4. 6 SELECCIÓN DE POZOS DE YNOB ARENA "UI"

PACAY ARENA "UI"							RANGO OPTIMO (BFPD)
POZOS	ARENA	BSW %	CAUDAL BFPD	K md	FRECUENCIA	(BES)	
PCYA-01	UI	97.0	1,145	460	62.0	P18	(1000-2500)
YNOB-11	UI	20.0	700	516	58.5	DN1100	(600-1250)
YNOB-10	UI	85.0	653	295	46.5	P23	(1200-2900)
YNOB-19	UI	48.0	415	460	55.0	P18	(1000-2500)
YNEC-009SI	UI	64	290	598	56.5	TD650	(250-800)

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

En la siguiente tabla y presentaremos la selección de los pozos:

TABLA 4. 7 SELECCIÓN DE POZOS DE YNOB ARENA "TP"

PACAY ARENA "TP"							RANGO OPTIMO (BFPD)
POZOS	ARENA	BSW %	CAUDAL BFPD	K md	FRECUENCIA	(BES)	
YNOB-21	TP	0.1	915	200	43.0	P18	(1000-2500)
YNOB-20	TP	22.0	818	200	43.0	P18	(1000-2500)
YNNA-001	TP	24.0	521	55	51.0	P18	(400-800)

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

4.4 ANÁLISIS NODAL DE POZOS SELECCIONADOS

Antes de empezar con este análisis tome una recomendación de realizar una prueba de escritorio para comparar y asesorarme que existe una semejanza entre utilizar el software PIPSESIM y la teoría de siempre. A continuación procederé a realizar el análisis del pozo:

DISEÑO DE BES DEL POZO YNEA-05 "UI". PROCESO MANUAL

1. CALCULO DE LA GRAVEDAD ESPECIFICA DEL OIL

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + API}$$

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + 18}$$

$$\gamma_o = 0.9465$$

2. GRAVEDAD ESPECIFICA DE LA MEZCLA

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

$$\gamma_m = 0.9465(1 - 0.95) + 1.077(0.95)$$

$$\gamma_m = 1.0705$$

3. TRANSFORMACION DE P_c .

$$P_c = \frac{P_c * 2.31}{\gamma_m}$$

$$P_c = \frac{402 * 2.31}{1.0705}$$

$$P_c = 867.46 \text{ ft}$$

4. ALTURA DINAMICA

$$Alt.Di = \frac{P_{wf} * 2.31}{\gamma_m}$$

$$Alt.Di = \frac{1485 * 2.31}{1.0705}$$

$$P_c = 3204.44 \text{ ft}$$

5. LEVANTAMIENTO NETO

Lev.Ne= Medias Perforadas - Altura dinámica

$$Lev.Ne= 10648.5-3204.44$$

$$Lev.Ne= 7444.063ft$$

6. PERDIDAS POR FRICCIÓN (GRÁFICA DE HAZEN-WILLIAMS)

$$Per.fri = \frac{Perdidas(ft) * L}{1000}$$

$$Per.fri = \frac{100 * 10448 .5}{1000}$$

$$Per.fri = 1044 .85 ft$$

Medias perforadas= 10648.5 ft

Asentamiento de la bomba= 10448.5 ft

$$PIP = P_{wfd} - \left[\frac{H - L \bar{y}_m}{2.31 ft / psi} \right]$$

$$PIP = 1562.09 - \left[\frac{10648.5 - 10448.5 \bar{1}.0705}{2.31 ft / psi} \right]$$

$$PIP = 1469.40 ft$$

7. CARGA DINÁMICA TOTAL

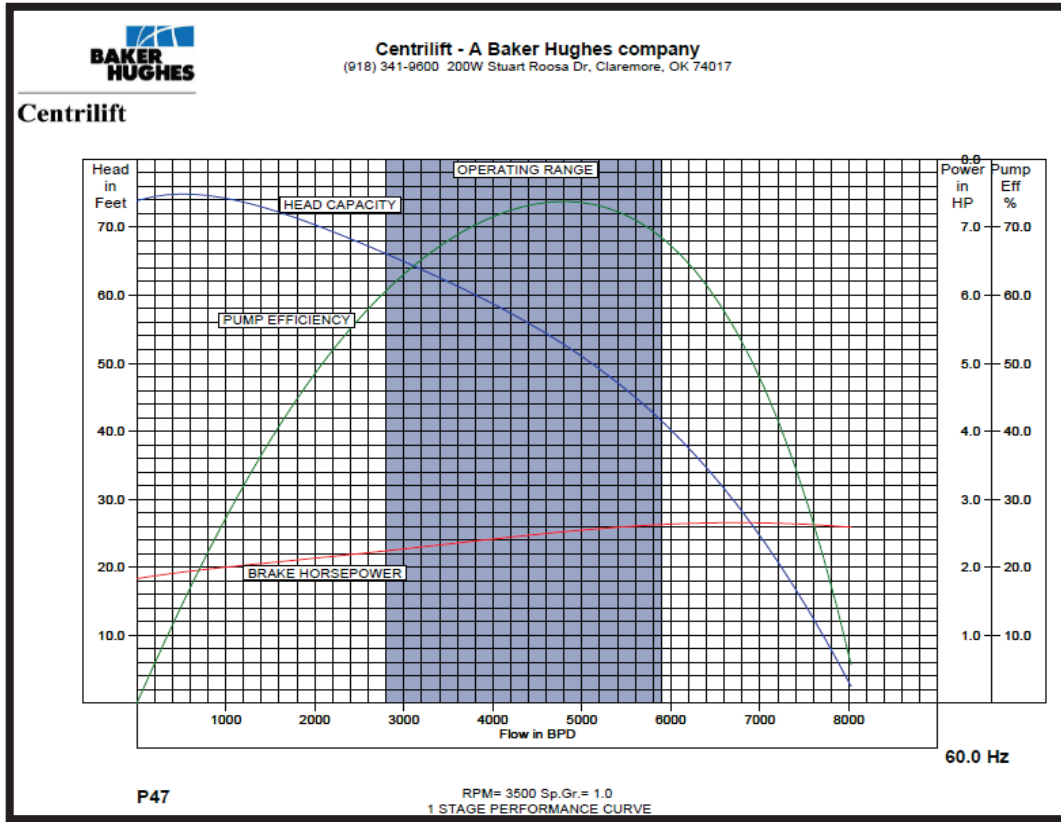
$$TDH = Lev.Ne + Per.fri + Pc$$

$$TDH = 7444.063 + 1044.85 + 867.46$$

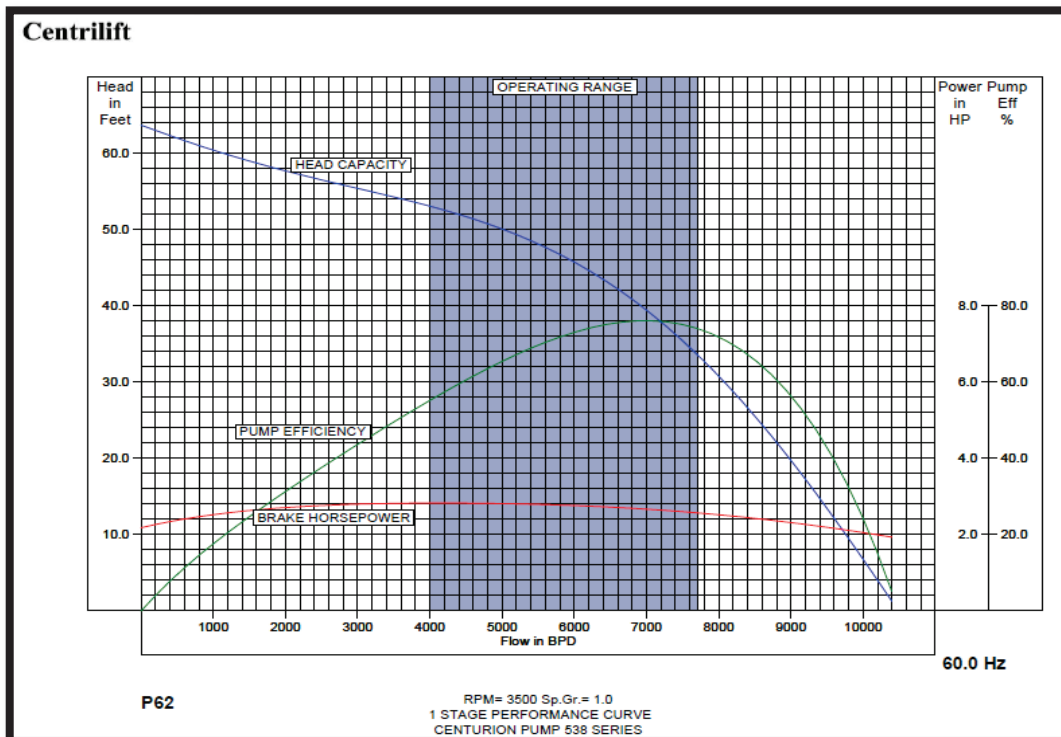
$$TDH = 9356.373 ft$$

8. ACUDIMOS AL CATALOGO PARA OBSERVAR LAS MEJORES OPCIONES DE BOMBAS QUE PRODUZCAN 5840 BFPD.

Primera Opción.- BOMBA P47, SERIE 538.



Segunda Opción.- BOMBA P62, SERIE 538.



9. CALCULO DE # DE ETAPAS Y BHP.

Primera Opción:

$$\# \text{ Etapas} = \frac{TDH}{ft / etapa}$$

$$\# \text{ Etapas} = \frac{9356.373}{42.8}$$

$$\# \text{ Etapas} = 218.61 ft$$

$$BHP = BHP / etapa * \# \text{ Etapas} * \gamma_m$$

$$BHP = 2.7 * 218.61 * 1.0705$$

$$BHP = 631.86 ft$$

Segundo Opción:

$$\# \text{ Etapas} = \frac{TDH}{ft / etapa}$$

$$\# \text{ Etapas} = \frac{9356.373}{46.2}$$

$$\# \text{ Etapas} = 202.51 ft$$

$$BHP = BHP / etapa * \# \text{ Etapas} * \gamma_m$$

$$BHP = 2.9 * 202.51 * 1.0705$$

$$BHP = 628.68 ft$$

10. EFICIENCIA DE LAS BOMBAS

- Primera Opción.

$$n = \frac{Q * TDH * \gamma_m}{BHP * 135771}$$

$$n = \frac{5840 * 9356.373 * 1.0705}{631.86 * 135771}$$

$$n = 68\%$$

- Segunda Opción

$$n = \frac{Q * TDH * \gamma_m}{BHP * 135771}$$

$$n = \frac{5840 * 9356.373 * 1.0705}{628.68 * 135771}$$

$$n = 68.5\%$$

Después de haber realizado este análisis podemos concluir que el análisis es similar al del software.

4.4.1 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO YNEA-005 “UI”

Este pozo después de haberlo seleccionado es un gran candidato para realizar un Up-Size. Es muy importante conocer que en los pozos YNEA-002 y YNEA-007 se realizaron trabajos de Up-size con una eficiencia de trabajo muy alta y mayor aporte de petróleo.

TABLA 4. 8 UP-SIZE POZO YNEA-002 Y YNEA-007

YANAQUINCHA ESTE PAD_A ARENA "TP"						
POZOS	ARENA	BSW %	CAUDAL BFPD	K md	FRECUENCIA	(BES)
YNEA-02	UI	90.0	3,281	346	57.0	P47
YNEA-07	TP	96.0	5,076	333	58.5	P47

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

Este trabajo tiene una alta producción de fluido en especial agua, pero por producción por arrastre existe más producción de petróleo y es rentable realizar esta técnica sin importar la alta producción de agua.

En la siguiente tabla mostraremos los resultados de la sensibilidad de Up-size realizada en PIPESIM.

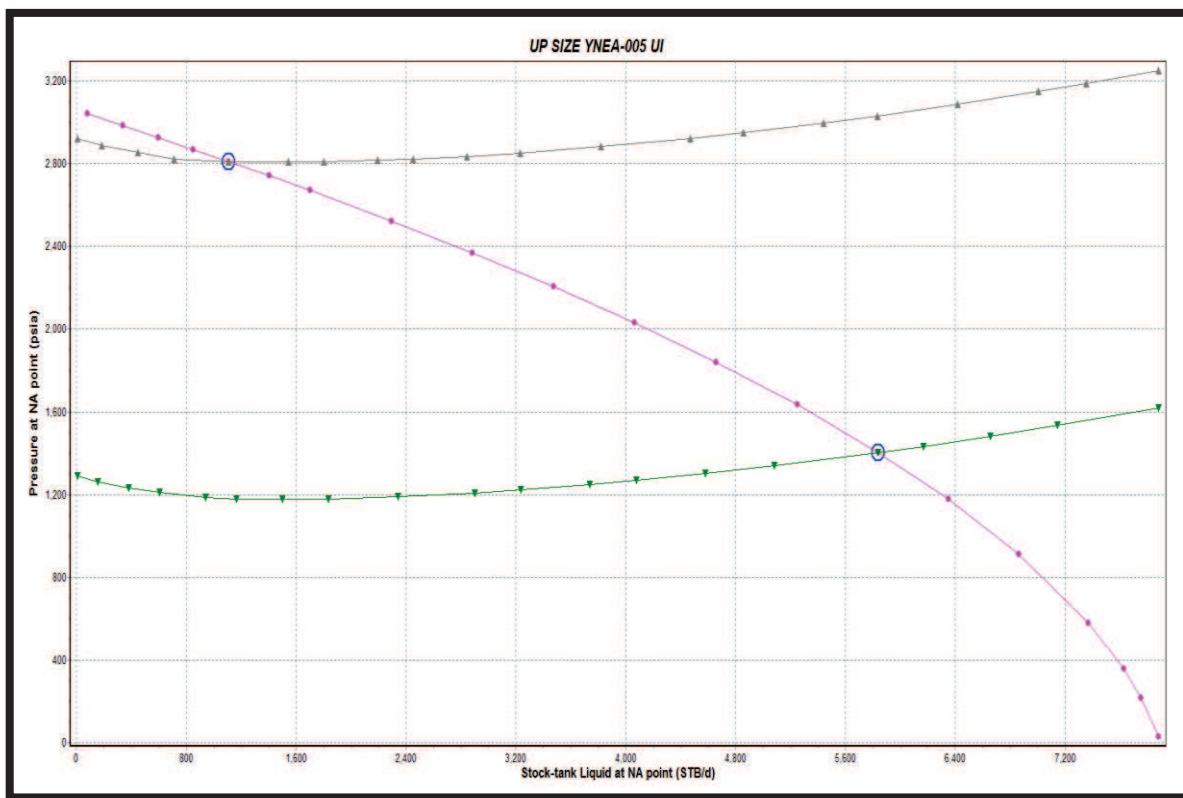
TABLA 4. 9 RESULTADOS DE UP SIZE PARA EL POZO YNEA-005 “UI”

UP SIZE				
IP 4.65 y Pr=3056				INCREMENTO
ACTUAL		FUTURO		
Q (BFPD)	1107	Q (BFPD)	5840	4733.4 (BFPD)
Pwf (Psia)	2818	Pwf (Psia)	1000	237 (BPPD)

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 4. 5 UP-SIZE POZO YNEA-005 “UI”



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

La figura anterior nos muestra el análisis nodal del pozo donde observamos la producción actual y la producción después del Up-size, es muy importante destacar que para producir este caudal se debe realizar un cambio de bomba.

TABLA 4. 10 CAMBIO DE BOMBA PARA EL POZO YNEA-005

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
DN1100, Hz= 64.5		P47, Hz= 55		SENSIBILIDAD
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
1107	55	5840	292	237
R. Optimo (600-1250)		R. Optimo(2800-6000)		

Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

TABLA 4. 11 PARÁMETROS DE BOMBA NUEVA (YNEA-05)

BOMBA (BES) P47		
Rango Optimo	2800-6000	BFPD
Etapas Requeridas	220	
Eficiencia de la Bomba	80	%
Frecuencia	55	Hz

Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

4.4.2 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO YNEA-010 “TP”

La producción de este pozo se encuentra dentro del rango óptimo en que trabaja la bomba DN1100, por lo que no realizaremos sensibilidades para cambio de bomba.

La alternativa que planteamos para este pozo es una estimulación por acidificación.

4.4.2.1 Remoción de daño

Este factor forma parte importante en el incremento de producción de un pozo, mediante sensibilidades en PIPSESIM para calcular el daño tenemos $S=6$, este daño es muy alto por lo que realizaremos una acidificación.

TABLA 4. 12 RESULTADOS DE REMOCIÓN DE DAÑO PARA EL POZO YNEA-010

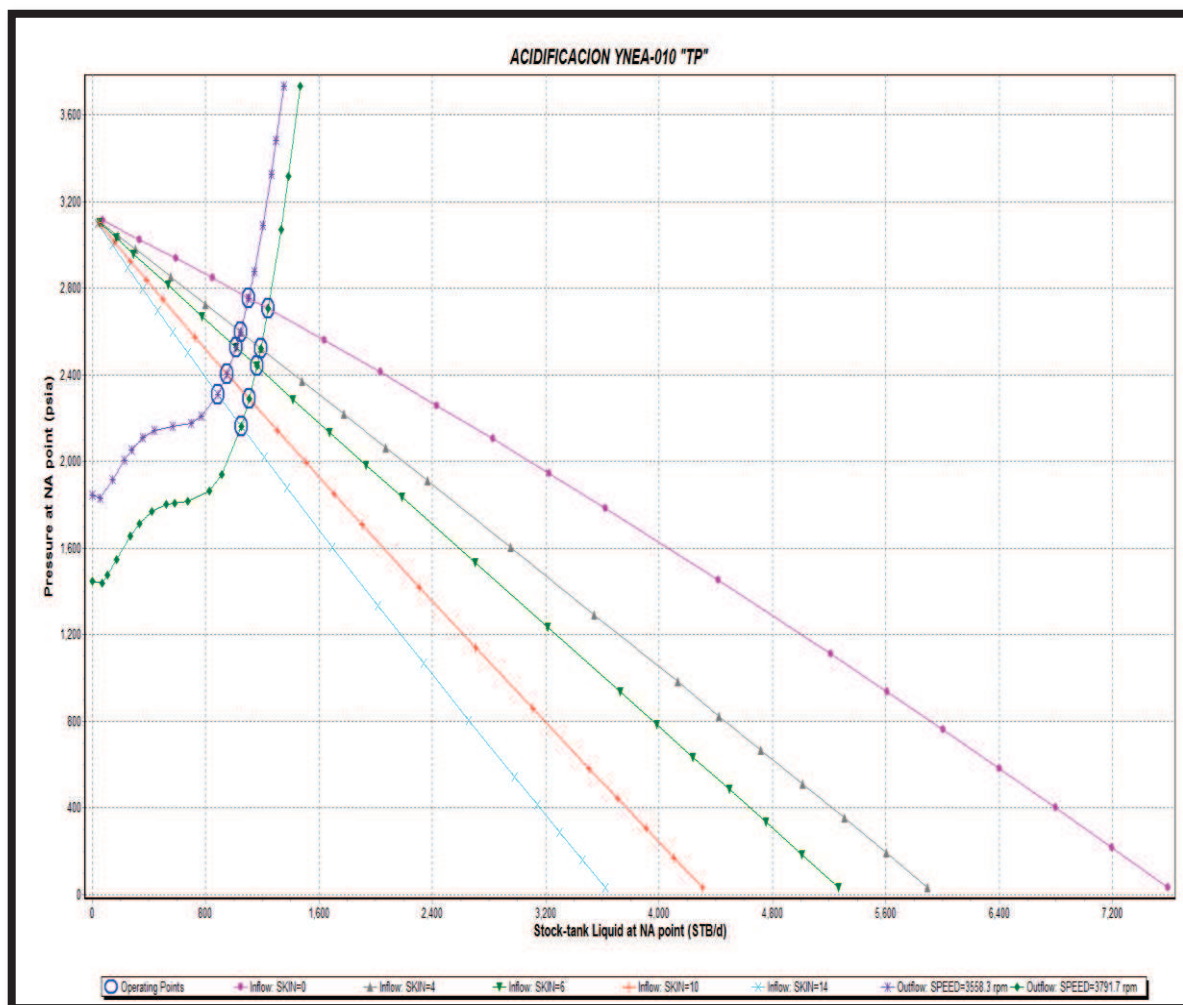
ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
S=6		S=0		SENSIBILIDAD
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
951	76	1250	100	24

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

En la siguiente figura observamos la optimización de la producción mediante el análisis de sensibilidad en PIPESIM, donde se detalla el incremento de producción.

FIGURA 4. 6 ACIDIFICACIÓN POZO YNEA-010 "TP"



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

4.4.3 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO YNEA-016 “UI”

Este pozo después de haberlo seleccionado es un gran candidato para realizar un Up-Size. Realizamos el mismo procedimiento que en el pozo YNEA-005.

En la siguiente tabla mostraremos los resultados de la sensibilidad de Up-size realizada en PIPESIM.

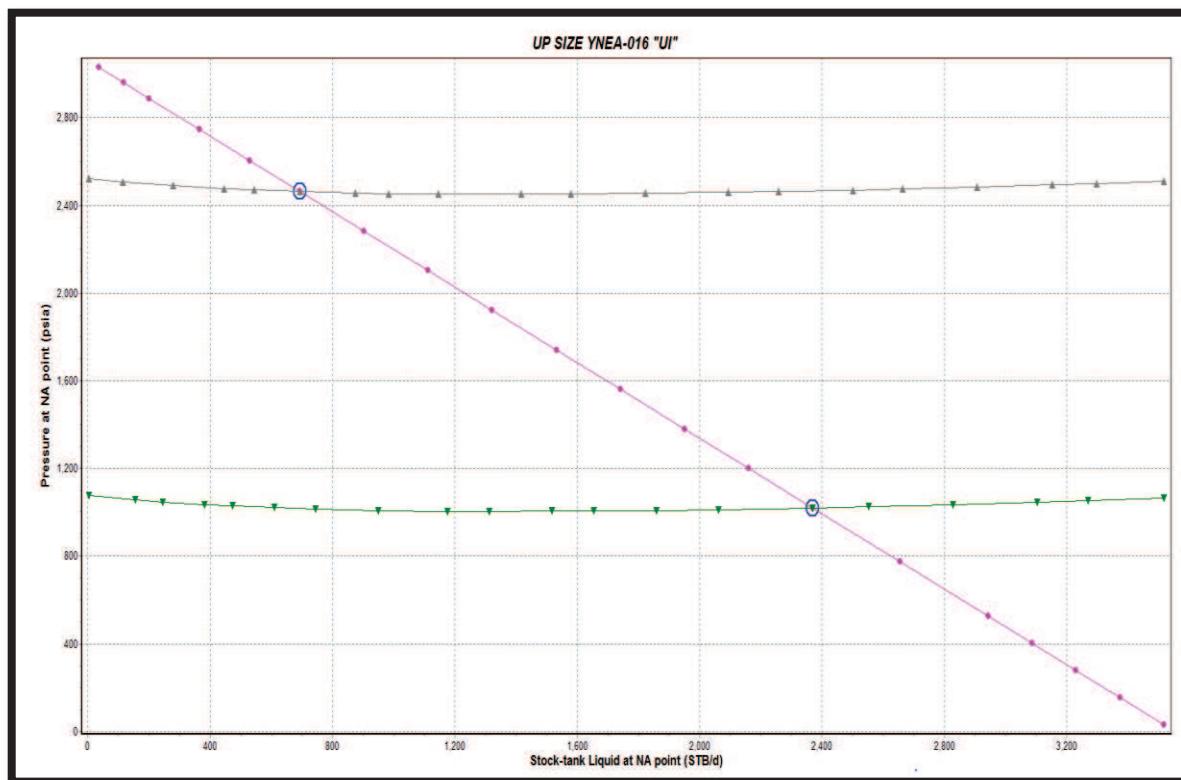
TABLA 4. 13 RESULTADOS DE UP SIZE PARA EL POZO YNEA-016 “UI”

UP SIZE				
IP= 1.15 y Pr=3056				INCREMENTO (BPPD)
ACTUAL		FUTURO		
Q (BFPD)	706	Q (BFPD)	2369	1663
Pwf (Psia)	2452	Pwf (Psia)	1000	465

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 4. 7 UP-SIZE POZO YNEA-016 “UI”



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

La figura anterior nos muestra el análisis nodal del pozo donde observamos la producción actual y la producción después del Up-size, es muy importante destacar que para producir este caudal se debe realizar un cambio de bomba.

TABLA 4. 14 CAMBIO DE BOMBA PARA EL POZO YNEA-016

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
DN1100, Hz= 58		P47, Hz= 55		SENSIBILIDAD
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
706	198	2369	663	465
R. Optimo (600-1250)		R. Optimo(1200-2900)		

Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

TABLA 4. 15 PARÁMETROS DE BOMBA NUEVA (YNEA-016)

BOMBA (BES) P23		
Rango Optimo	1200-2900	BFPD
Etapas Requeridas	250	
Eficiencia de la Bomba	80	%
Frecuencia	55	Hz

Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

4.4.4 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO YNEA-024 “UM”

La producción de este pozo se encuentra dentro del rango óptimo en que trabaja la bomba P6, por lo que no realizaremos sensibilidades para cambio de bomba.

La alternativa que planteamos para este pozo es una estimulación por acidificación e incremento de frecuencia.

4.4.4.1 Remoción de daño

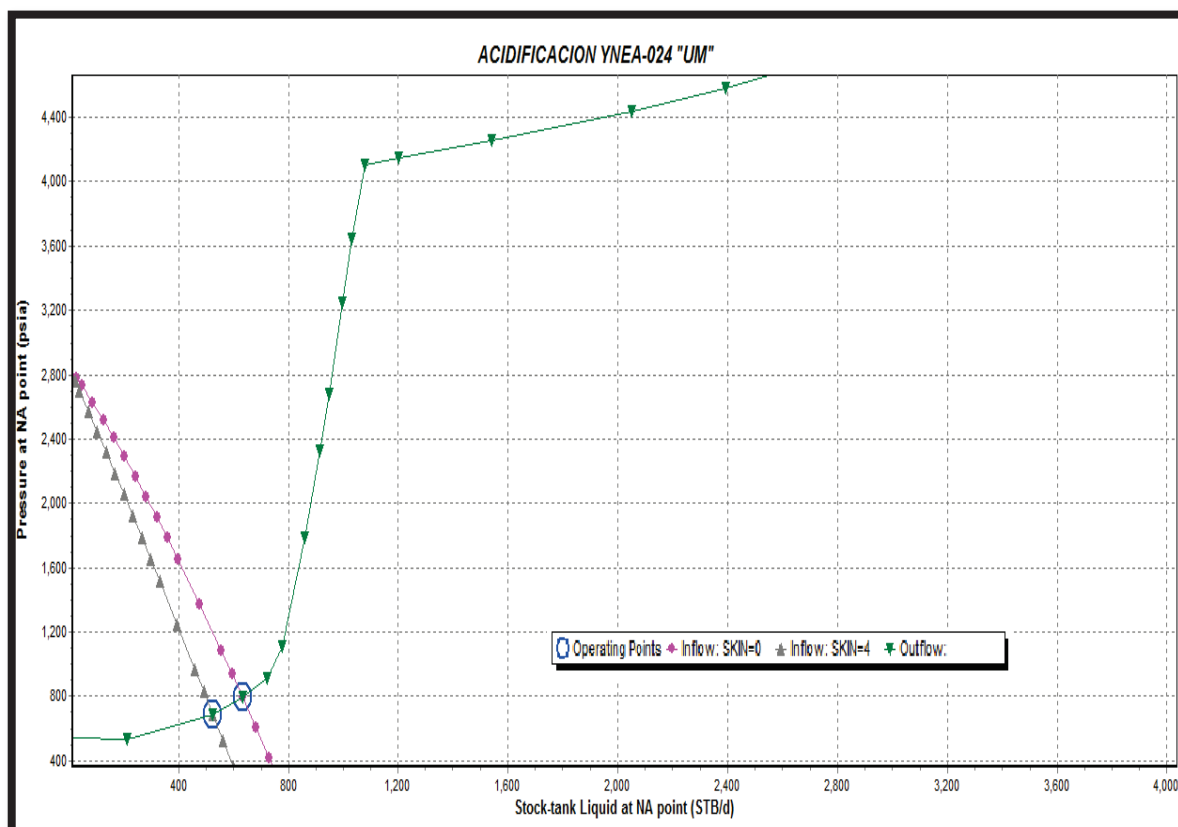
Este factor forma parte importante en el incremento de producción de un pozo, mediante sensibilidades en PIPESIM calculamos el $S=4$, realizaremos una acidificación para mejorar la producción.

TABLA 4. 16 RESULTADOS DE REMOCIÓN DE DAÑO PARA EL POZO YNEA-024

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
S=4, Hz=59.5		S=0, Hz= 65		SENSIBILIDAD
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
523	512	698	684	172

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: Jimmy Garcés

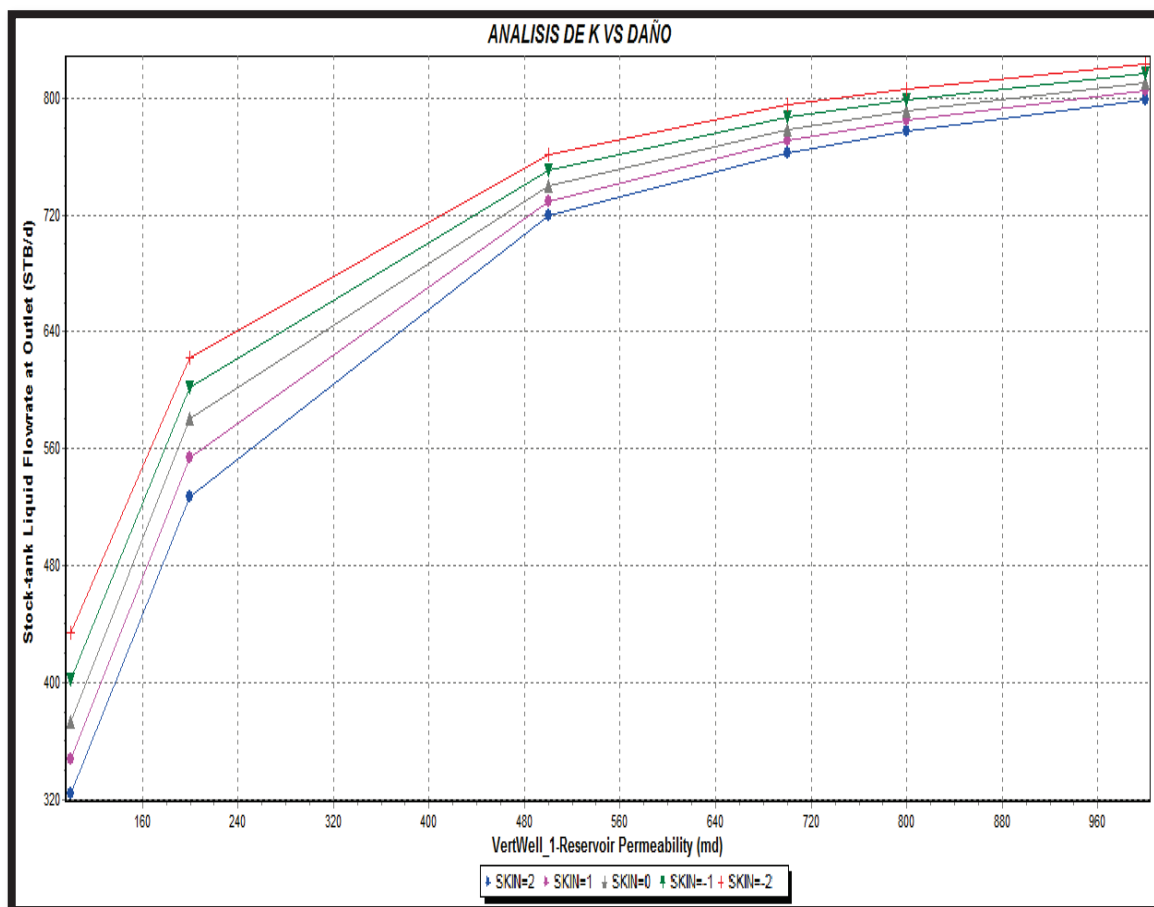
FIGURA 4. 8 REMOCIÓN DE DAÑO PARA EL POZO YNEA-024 "UM"



Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER
Realizado por: Jimmy Garcés

En la siguiente figura presentamos un Sistema de Análisis simulado por PIPESIM, donde podemos observar la permeabilidad con los diferentes daños.

**FIGURA 4. 9 REMOCIÓN DE DAÑOS Y PERMEABILIDAD PARA EL POZO YNEA-024
“UM”**



Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

4.4.5 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO YNEA-026 “UI”

Las alternativas que planteamos para este pozo son un cambio de bomba. Ya que la bomba con la que está trabajando tiene una frecuencia de Hz= 65, por lo podemos ubicar una bomba de más potencia.

4.4.5.1 Cambio de Bomba

Para realizar este cambio de bomba nos hemos enfocado en el BSW ya que es muy bajo y puedo colocar en el pozo una bomba de mayor potencia.

En la siguiente tabla observamos los cambios:

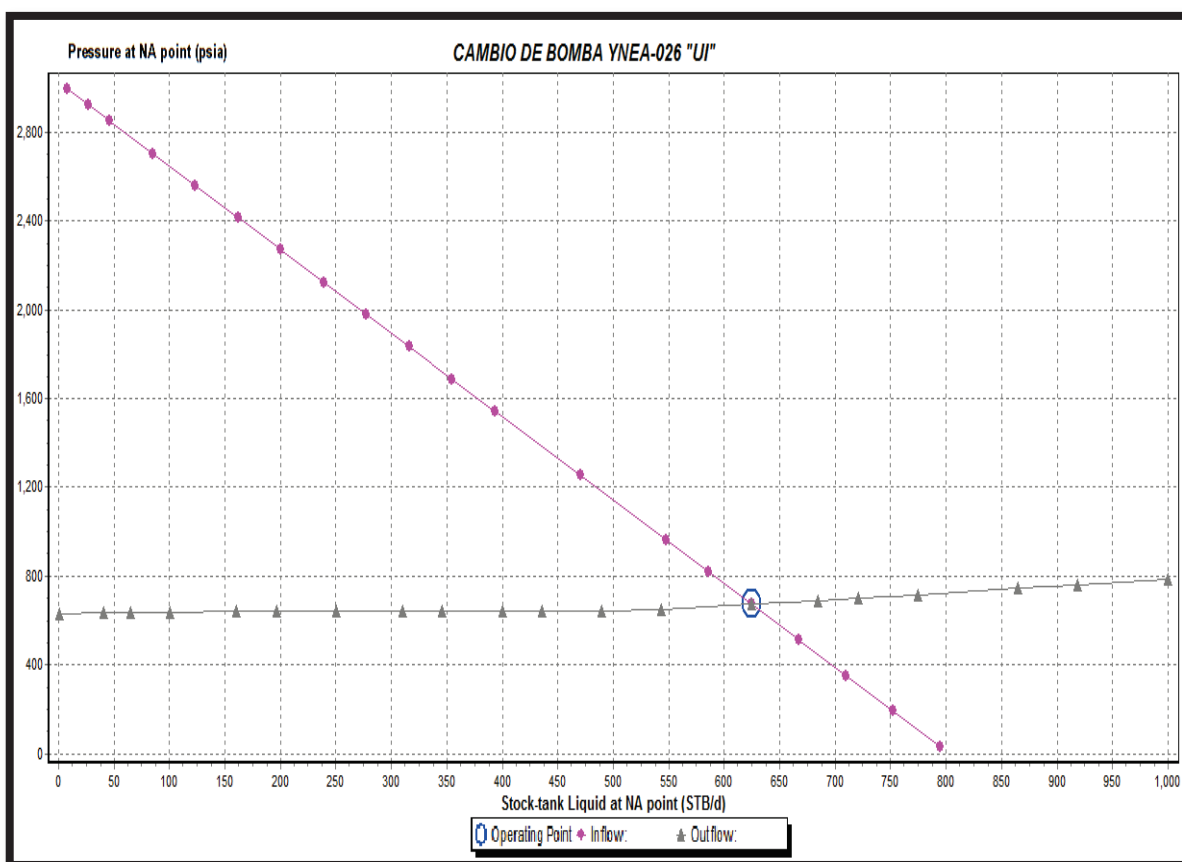
TABLA 4. 17 RESULTADOS DE CAMBIO DE BOMBA PARA EL POZO YNEA-026

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
P6, Hz= 65		DN1750, Hz=55		SENSIBILIDAD
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
404	250	625	377	127

Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 4. 10 SENSIBILIDAD MEDIANTE CAMBIO DE BOMBA PARA EL POZO YNEA-026 “UI”



Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

4.4.6 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO YNEA-027 “UI”

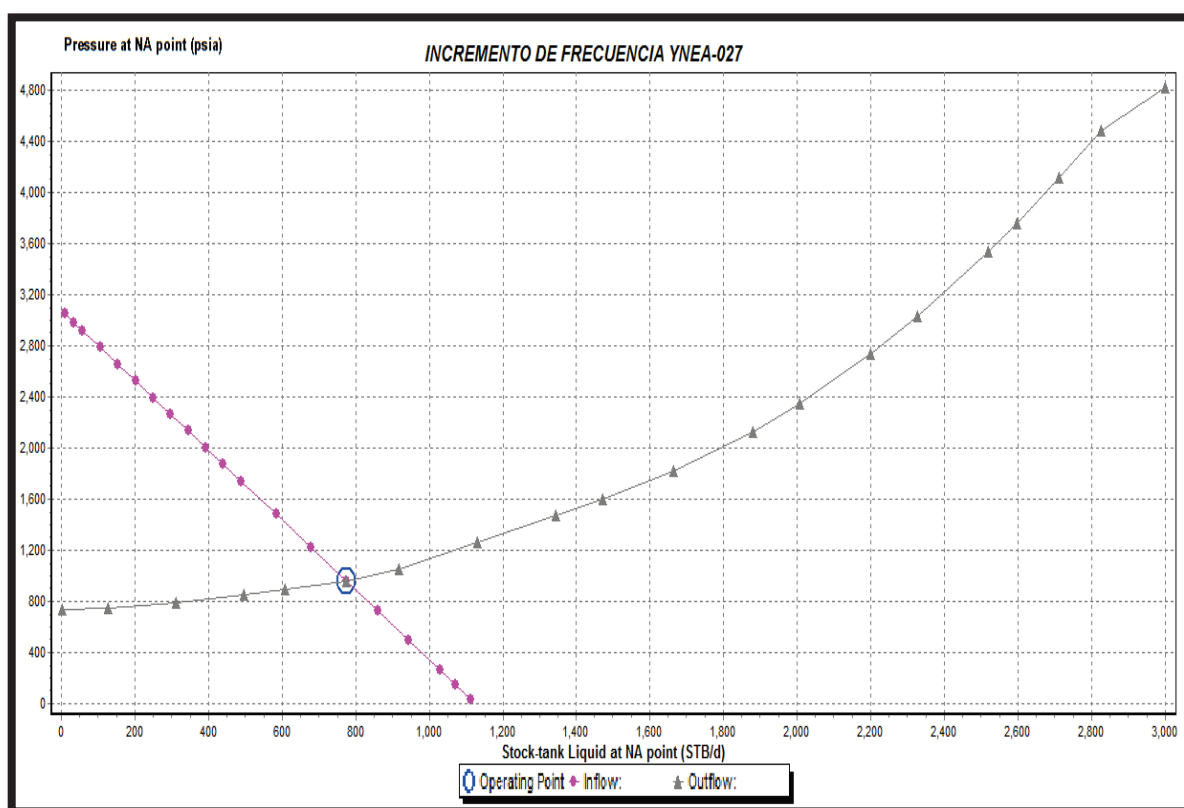
La producción de este pozo no se encuentra dentro del rango óptimo en que trabaja la bomba P18, por lo que podemos realizar una sensibilidad de incremento de frecuencia.

4.4.6.1 Incremento de Frecuencia

Este pozo se encuentra en Down trust, lo recomendable es subir la frecuencia, la bomba está trabajando con una frecuencia de 50 Hz.

En la siguiente grafica se indica la producción del pozo con el incremento de frecuencia a 60 Hz.

FIGURA 4. 11 ANÁLISIS NODAL (HZ= 60) POZO YNEA-027 “UI”



Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

En la siguiente tabla se muestra los resultados:

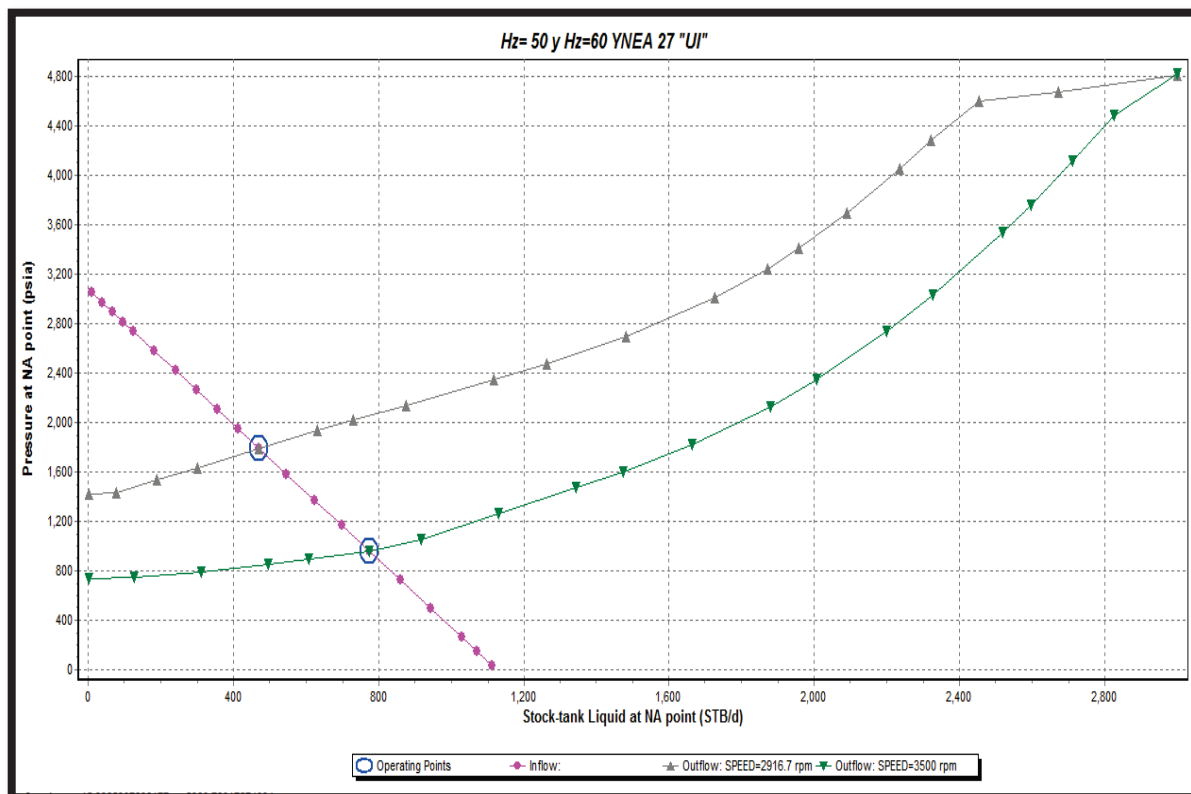
TABLA 4. 18 RESULTADOS DE INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO YNEA-027

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
P18 y Hz= 50 Hz		P18 y Hz= 60 Hz		SENSIBILIDAD
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
480	326	775	527	201

Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

En el siguiente gráfico observamos la producción con la frecuencia de 50 y 60 Hz, la producción se encuentra dentro del rango óptimo de la bomba.

FIGURA 4. 12 SENSIBILIDAD DE INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO YNEA-027 "UI"



Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

4.4.7 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO YNEA-028 "UI"

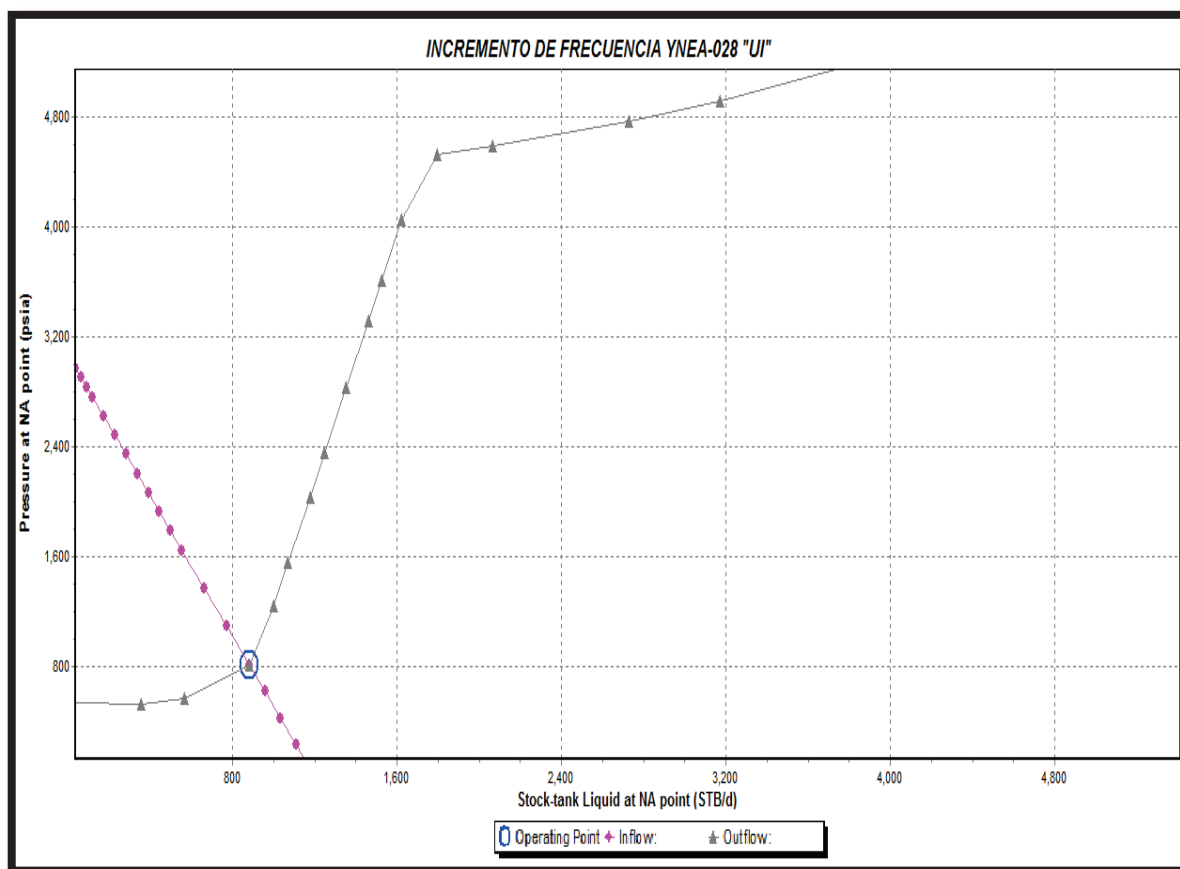
La producción de este pozo no se encuentra dentro del rango óptimo en que trabaja la bomba P8, por lo que podemos realizar una sensibilidad de incremento de frecuencia.

4.4.7.1 Incremento de Frecuencia

Este pozo se encuentra en Down trust, lo recomendable es subir la frecuencia, la bomba está trabajando con una frecuencia de 48 Hz.

En la siguiente grafica se indica la producción del pozo con el incremento de frecuencia a 60 Hz.

FIGURA 4. 13 ANÁLISIS NODAL (HZ= 60) POZO YNEA-028 "UI"



Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

En la siguiente tabla se muestra los resultados:

TABLA 4. 19 RESULTADOS DE INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO YNEA-028

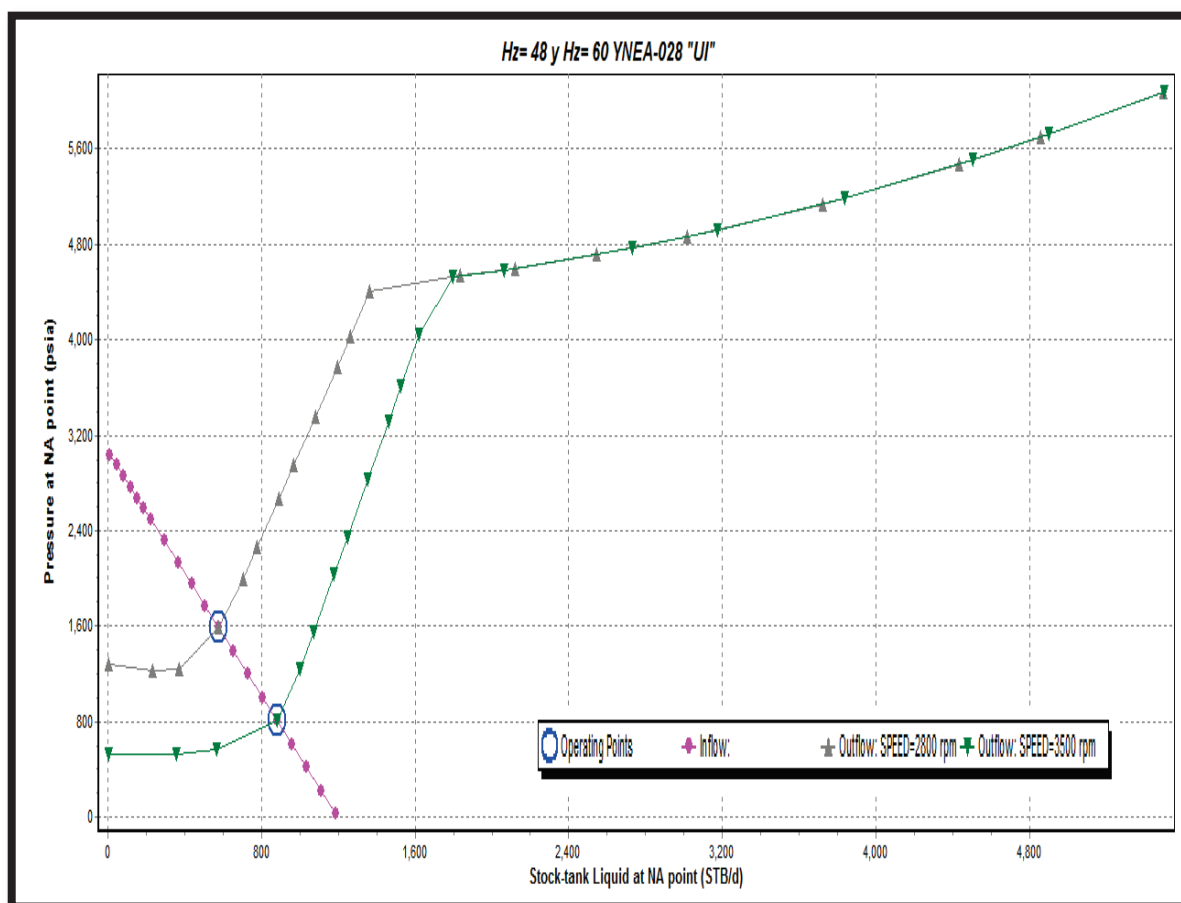
ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
P8 y Hz= 48 Hz		P8 y Hz= 60 Hz		SENSIBILIDAD
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
578	191	883	291	100

Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

En el siguiente grafico observamos la producción con la frecuencia de 50 y 60 Hz, la producción se encuentra dentro del rango óptimo de la bomba.

FIGURA 4. 14 SENSIBILIDAD DE INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO YNEA-028 "UI"



Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

4.4.8 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO YNEA-030"UI"

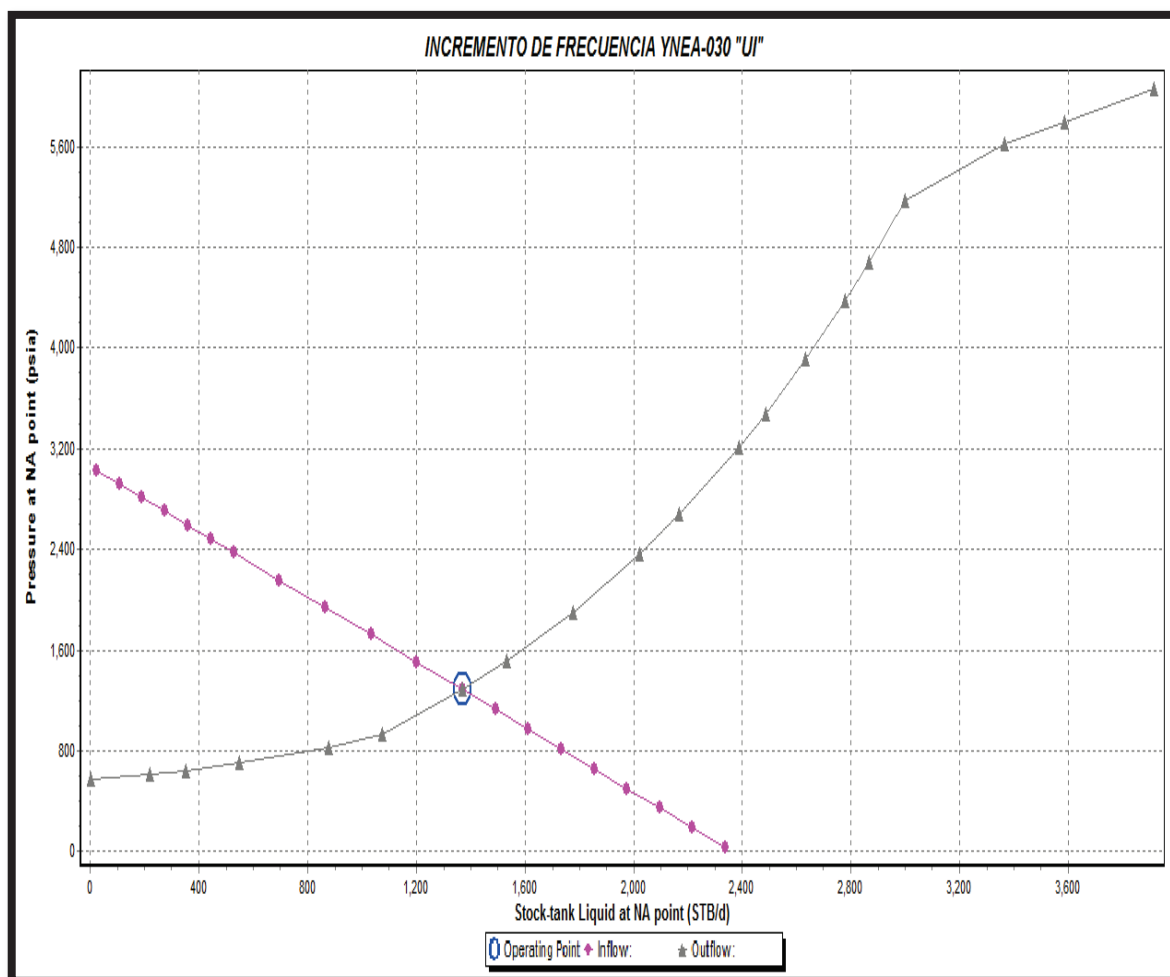
La producción de este pozo no se encuentra dentro del rango óptimo en que trabaja la bomba P18, por lo que podemos realizar una sensibilidad de incremento de frecuencia.

4.4.8.1 Incremento de Frecuencia

Este pozo se encuentra en Down trust, lo recomendable es subir la frecuencia, la bomba está trabajando con una frecuencia de 53 Hz.

En la siguiente gráfica se indica la producción del pozo con el incremento de frecuencia a 60 Hz.

FIGURA 4. 15 ANÁLISIS NODAL (HZ= 60) POZO YNEA-030 "UI"



Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

En la siguiente tabla y figura se muestra los resultados:

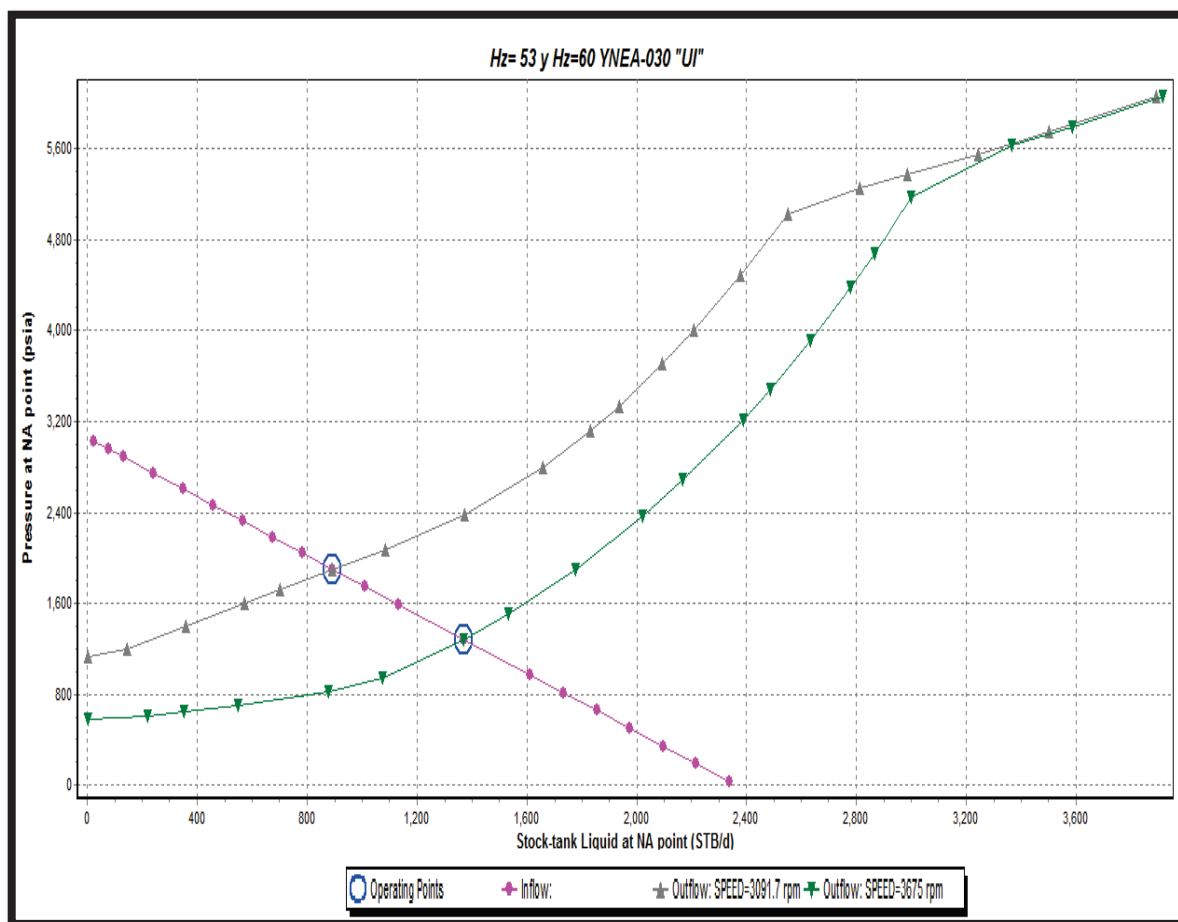
TABLA 4. 20 RESULTADOS DE INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO YNEA-030

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
P18 y Hz= 53 Hz		P18 y Hz= 60 Hz		SENSIBILIDAD
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
892	624	1370	959	335

Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 4. 16 SENSIBILIDAD DE INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO YNEA-030 “UI”



Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

4.4.9 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO YNOB-019 “UI”

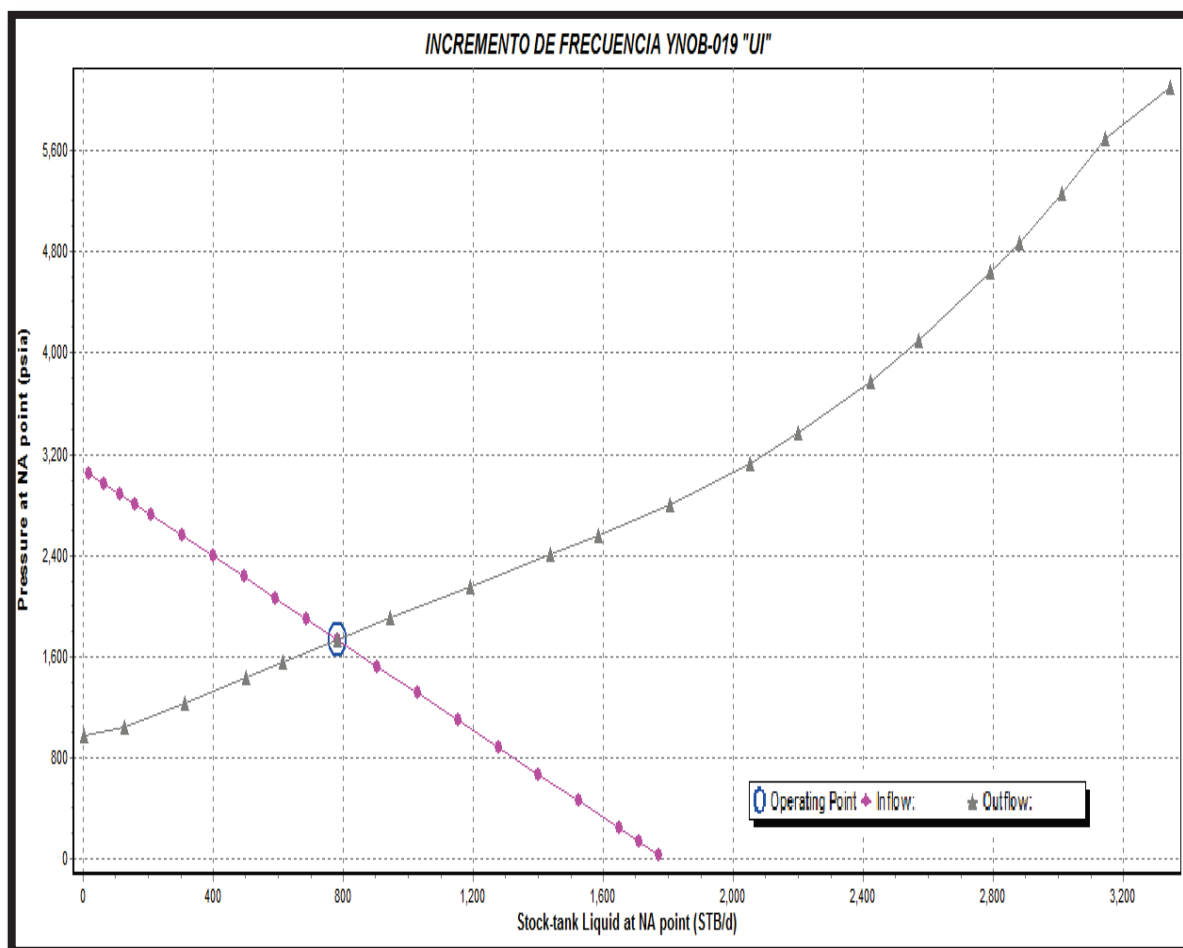
La producción de este pozo no se encuentra dentro del rango óptimo en que trabaja la bomba P18, por lo que realizaremos un incremento de frecuencia.

4.4.9.1 Incremento de Frecuencia

Este pozo se encuentra en Down trust, lo recomendable es subir la frecuencia, la bomba está trabajando con una frecuencia de 55 Hz.

En la siguiente grafica se indica la producción del pozo con el incremento de frecuencia a 65 Hz.

FIGURA 4. 17 ANÁLISIS NODAL (HZ= 65) POZO YNOB-019 "UI"



Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

En la siguiente tabla y figura se muestra los resultados:

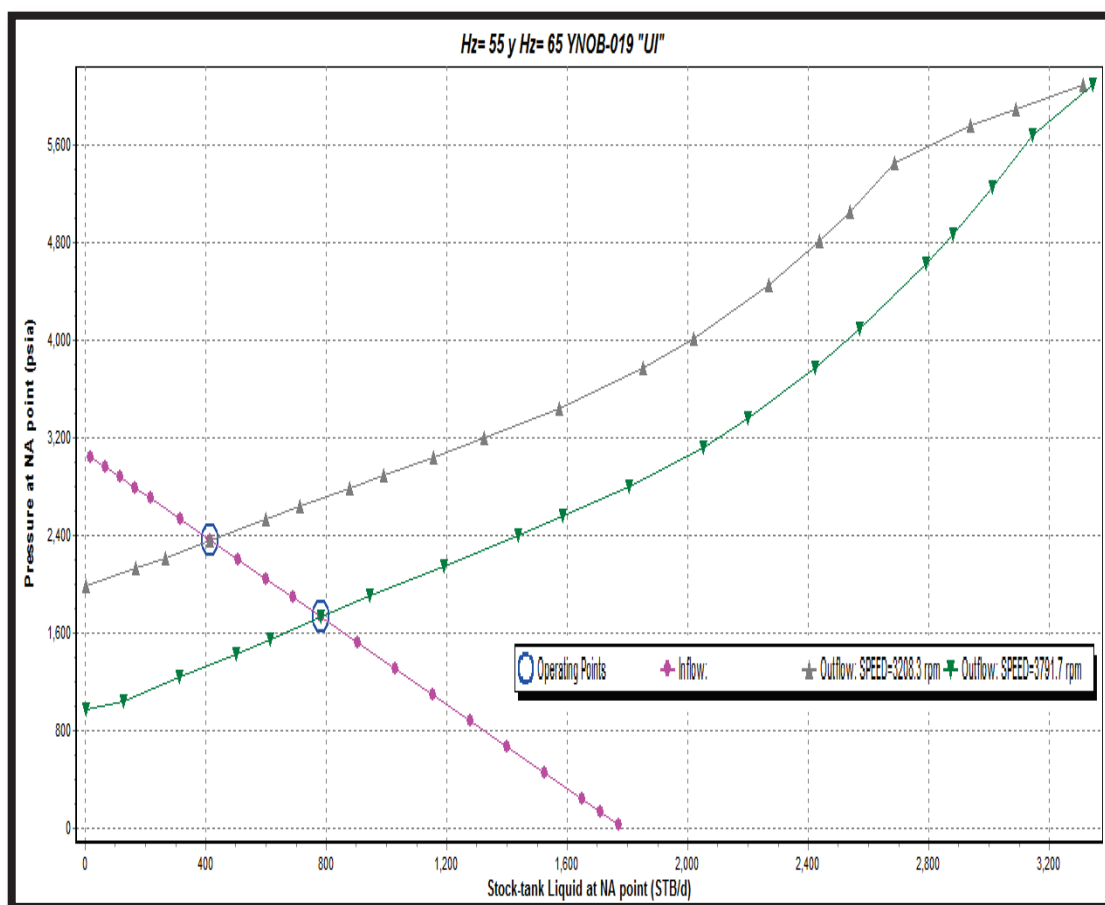
TABLA 4. 21 RESULTADOS DE INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO YNOB-019

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
P18 y Hz= 55 Hz		P18 y Hz= 65 Hz		SENSIBILIDAD
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
415	216	782	406	190

Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 4. 18 SENSIBILIDAD DE INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO YNOB-019 "UI"



Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

4.4.10 ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO YNOB-021 "TP"

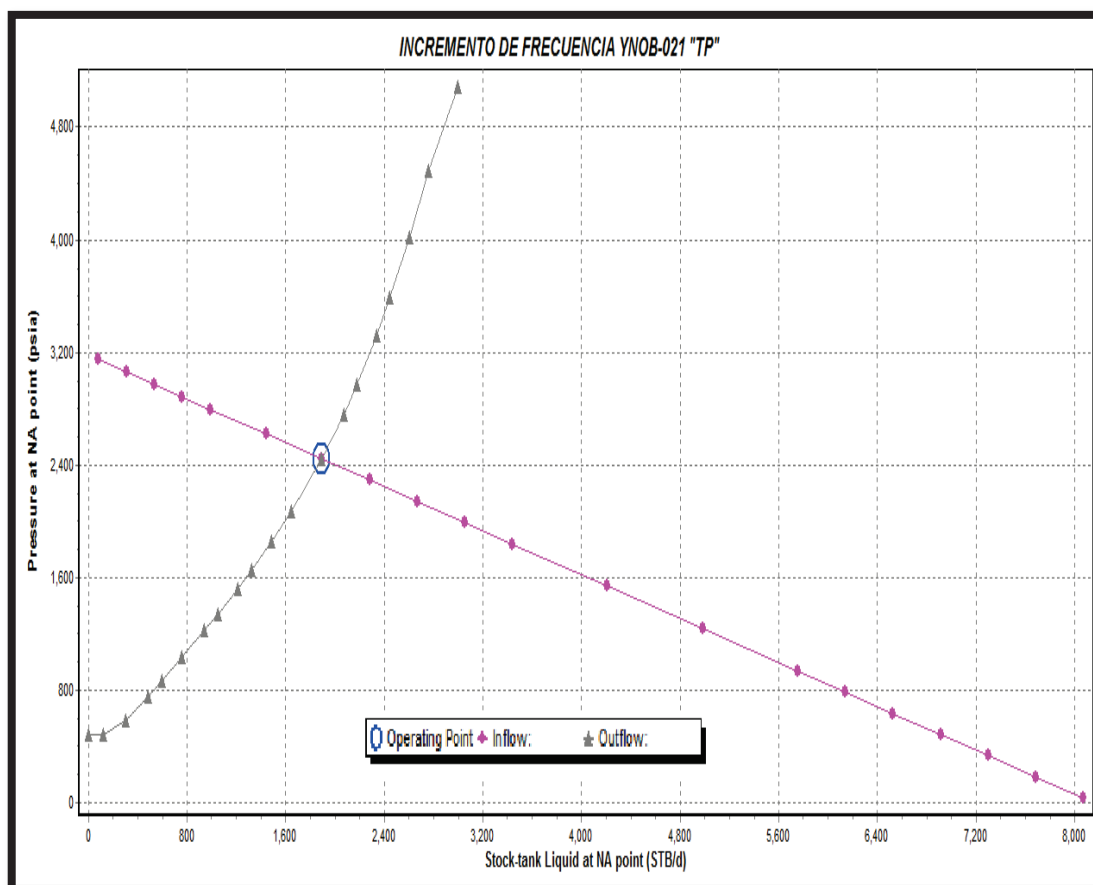
La producción de este pozo no se encuentra dentro del rango óptimo en que trabaja la bomba P18, por lo que realizaremos un incremento de frecuencia.

4.4.10.1 Incremento de Frecuencia

Este pozo se encuentra en Down trust, lo recomendable es subir la frecuencia, la bomba está trabajando con una frecuencia de 43 Hz.

En la siguiente gráfica se indica la producción del pozo con el incremento de frecuencia a 60 Hz.

FIGURA 4. 19 ANÁLISIS NODAL (HZ= 60) POZO YNOB-021 "TP"



Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

En la siguiente tabla y figura se muestra los resultados:

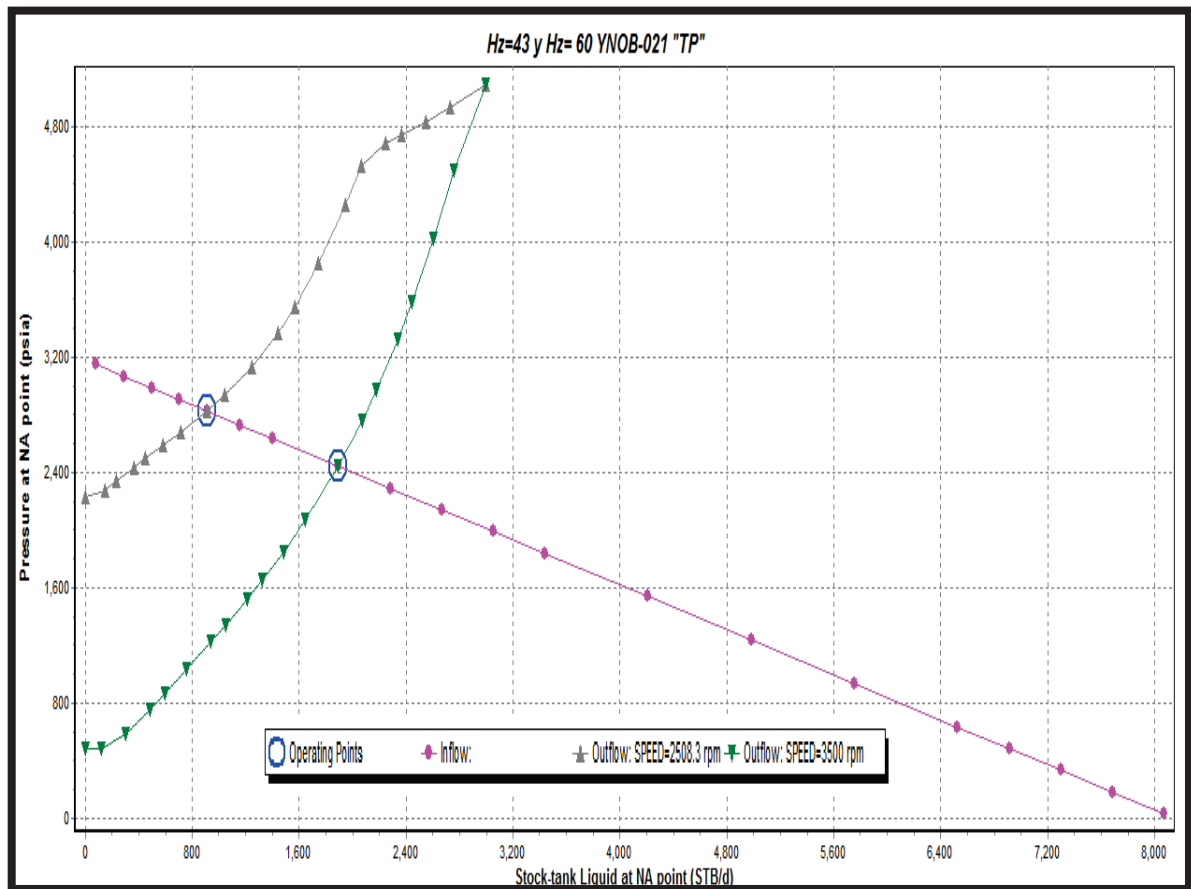
TABLA 4. 22 RESULTADOS DE INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO YNOB-021

ACTUAL		FUTURO		INCREMENTO
P18 y Hz= 43 Hz		P18 y Hz= 60 Hz		SENSIBILIDAD
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
915	905	1876	1857	952

Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 4. 20 SENSIBILIDAD DE INCREMENTO DE FRECUENCIA PARA EL POZO YNOB-021 "UI"



Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

4.5 DISEÑO DE RED

PIPESIM se caracteriza por realizar un estudio completo de Análisis Nodal es decir (yacimiento-pozo-línea de flujo). En PIPESIM se puede realizar un análisis integral del sistema, realizando redes complejas que me proporcionan en forma detallada los componentes termo-hidráulicos, que me ayudan a estudiar el diseño de la línea de flujo y sus componentes.

De acuerdo a muchos trabajos y estudios de este software se ha llegado a la conclusión que con la ayuda de la aplicación de Redes podemos lograr los siguientes objetivos:

- Calcular la productividad de los sistemas del campo y su eficiencia.
- Estudiar los beneficios de contar con pozos nuevos, líneas de conducción adicionales y facilidades de superficie.
- Identificar restricciones en la producción, cuellos de botella y problemas existentes en las líneas de producción y flujo.
- Realizar predicciones de los perfiles de presión y temperatura.

Para poder construir la red se debe seguir los siguientes pasos:

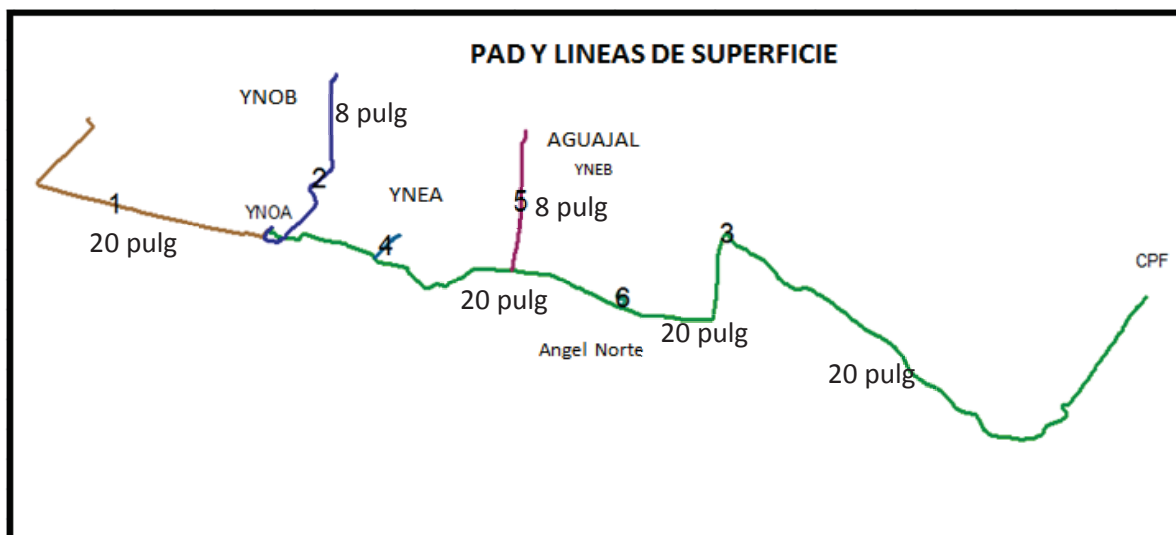
1. Procedemos a colocar el número de pozos que pertenecen a cada PAD.
2. Construimos el modelo, ingresamos datos y caracterizamos cada elemento de la Red.
3. Por último procedemos a ubicar los parámetros de borde.

Este diseño de red me permite conocer muchos parámetros importantes como pérdidas de presión en los diferentes PAD'S de producción y las entradas y salidas de estos. Me permite conocer realmente como están establecidos los diferentes pozo productores en las diferentes estructuras.

En la siguiente gráfica podemos observar el diseño de la red creada en PIPESIM, se encuentran localizados todos los pozos, tubería de producción, oleoducto y fuentes de campos que producen en el oleoducto CPF.

Es muy importante conocer que todos los pozos de este campo tienen una línea de superficie con su respectivo PAD. Toda la producción del campo llega a la estación de CPF como se indica en la siguiente figura:

FIGURA 4. 22 ESTACION CPF



Fuente: EP PETROAMAZONAS

4.5.1 ANALISIS NODAL DE LA RED

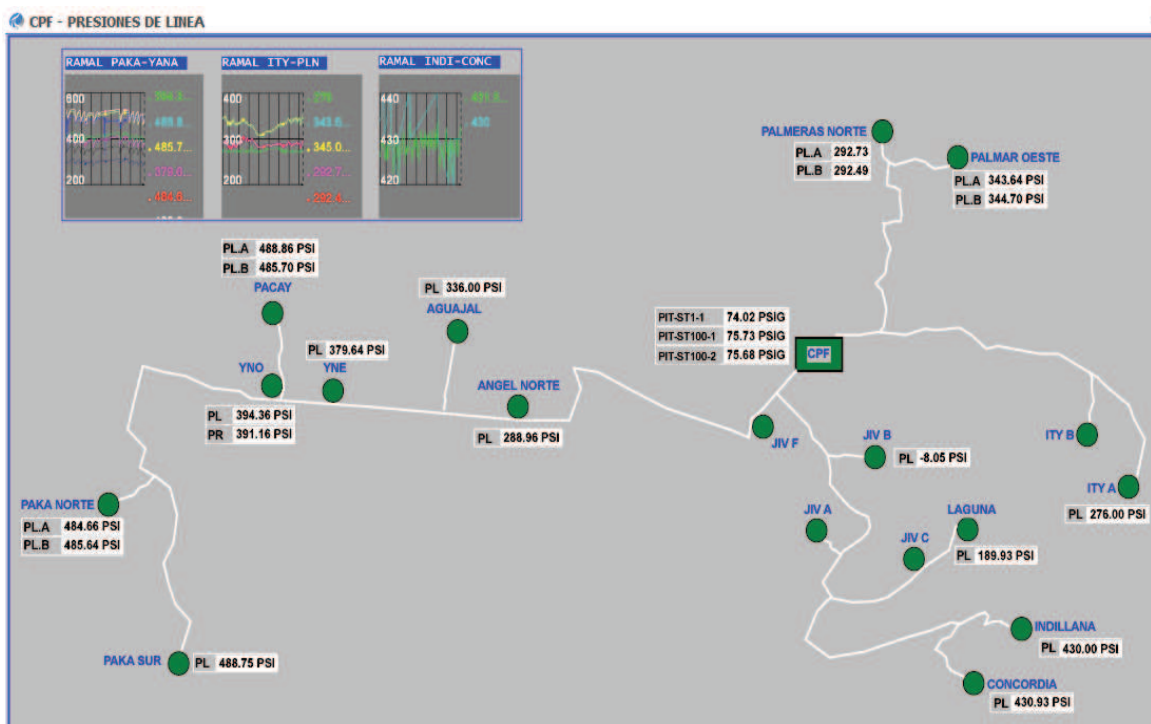
La red fue simulada en PIPESIM, donde tenemos el caudal de todos los pozos con sus respectivos ajustes. Esta red consta de nodos donde se puede medir la presión con la que el fluido está siendo conducido por el oleoducto. En la siguiente figura observamos el caudal real de la producción del campo.

FIGURA 4.23 CAUDALES DEL CAMPO

CAUDALES DE LAS ESTACIONES		
Estructuras	CAUDAL	
YANAQUINCHA ESTE	19281	BFPD
AGUAJAL	5039	BFPD
YANAQUINCHA OESTE	6021	BFPD
PACAY	5161	BFPD
ANGEL NORTE	290	BFPD
TOTAL	35792	BFPD

En la siguiente figura podemos observar las presiones de entrada y salida de los PAD en la línea de superficie.

FIGURA 4. 23 PRESIONES DE LÍNEA



Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

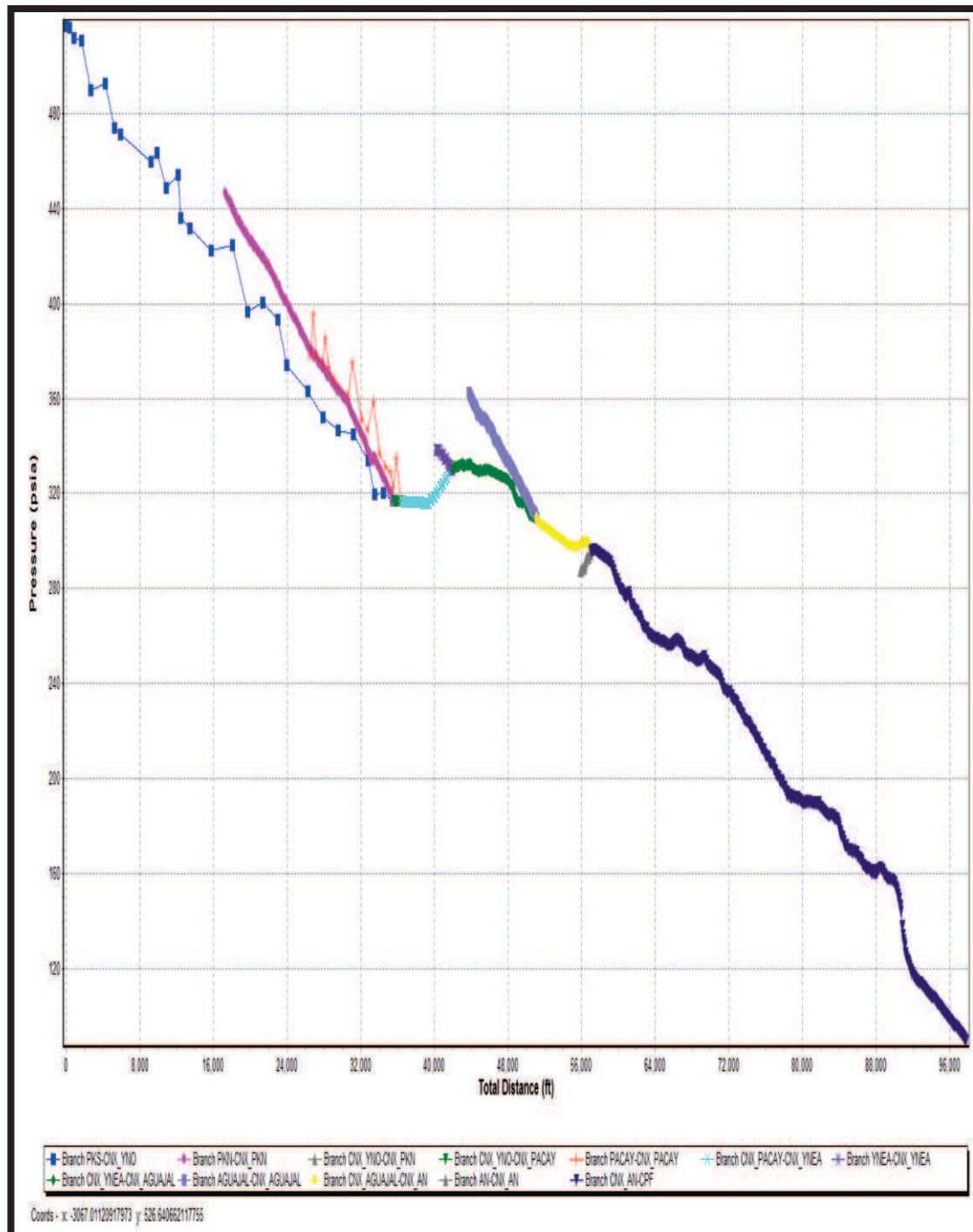
Es muy importante conocer el verdadero comportamiento de la red de un campo ya que me permite determinar los trayectos donde el fluido tiende a tener problemas en el transporte del fluido producido.

Podemos ver PL es la presión de salida de cada PAD, la presión promedio varía entre 390 a 330 psi, en el PAD de Ángel Norte la PL se declina a 288 psi. El trayecto donde ocurre la caída de presión más notoria es Ángel Norte-CPF y el fluido llega con una presión de 75 psi.

A continuación detallaremos las gráficas más importantes del ajuste de la red, con estas podemos estudiar el tipo de flujo en cada trayecto del oleoducto con sus respectivas características de régimen.

La siguiente figura me permite determinar el régimen de flujo en el oleoducto, esta fue simulada después de cargar el caudal total de fluido que transporta el oleoducto.

FIGURA 4. 24 GRÁFICO PRESIÓN VS DISTANCIA TOTAL

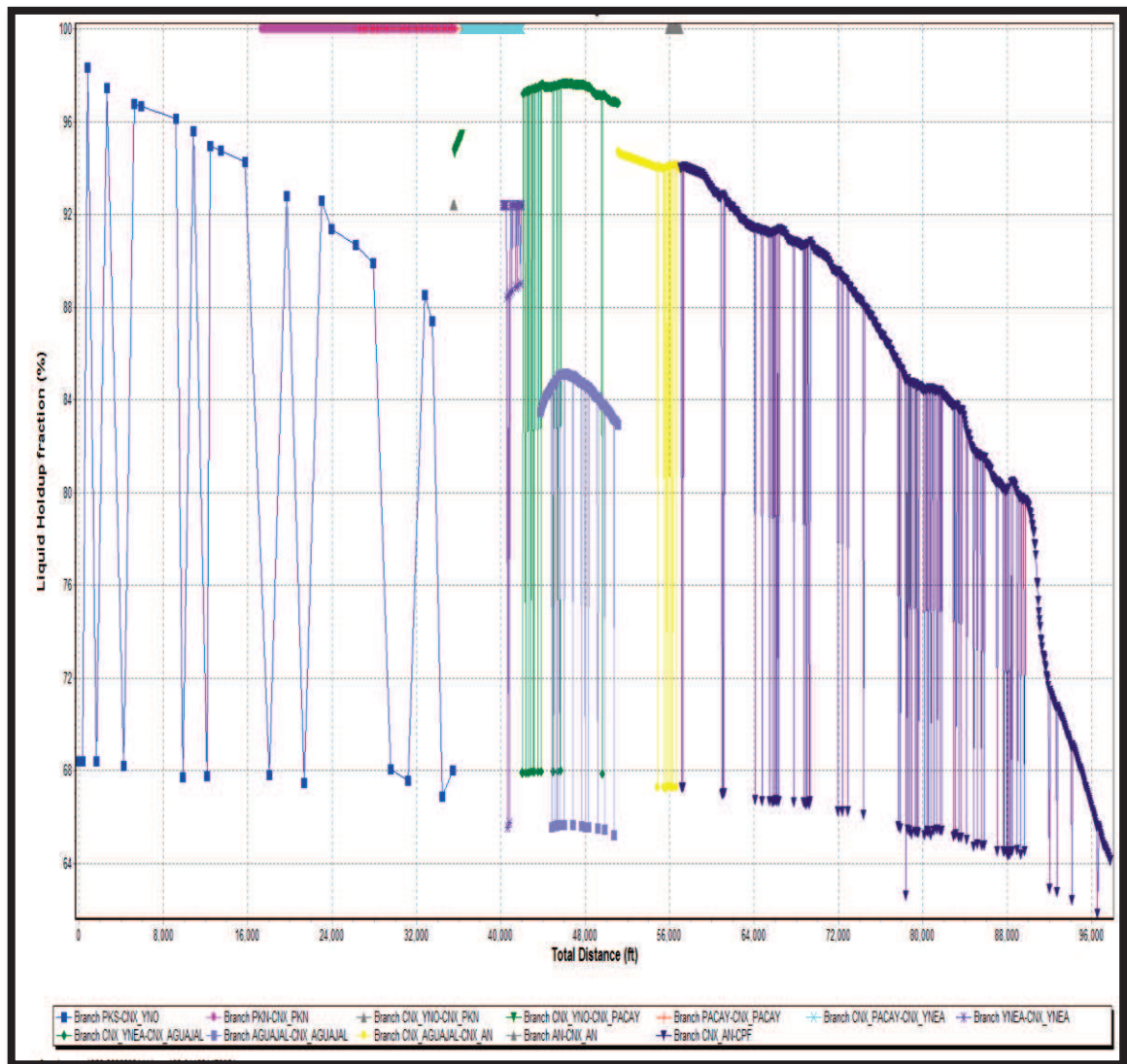


Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

En la siguiente grafica se detalla la fracción del líquido Holdup, aquí podemos ver los baches de gas que existe en el oleoducto.

FIGURA 4. 25 HOLDUP VS DISTANCIA TOTAL



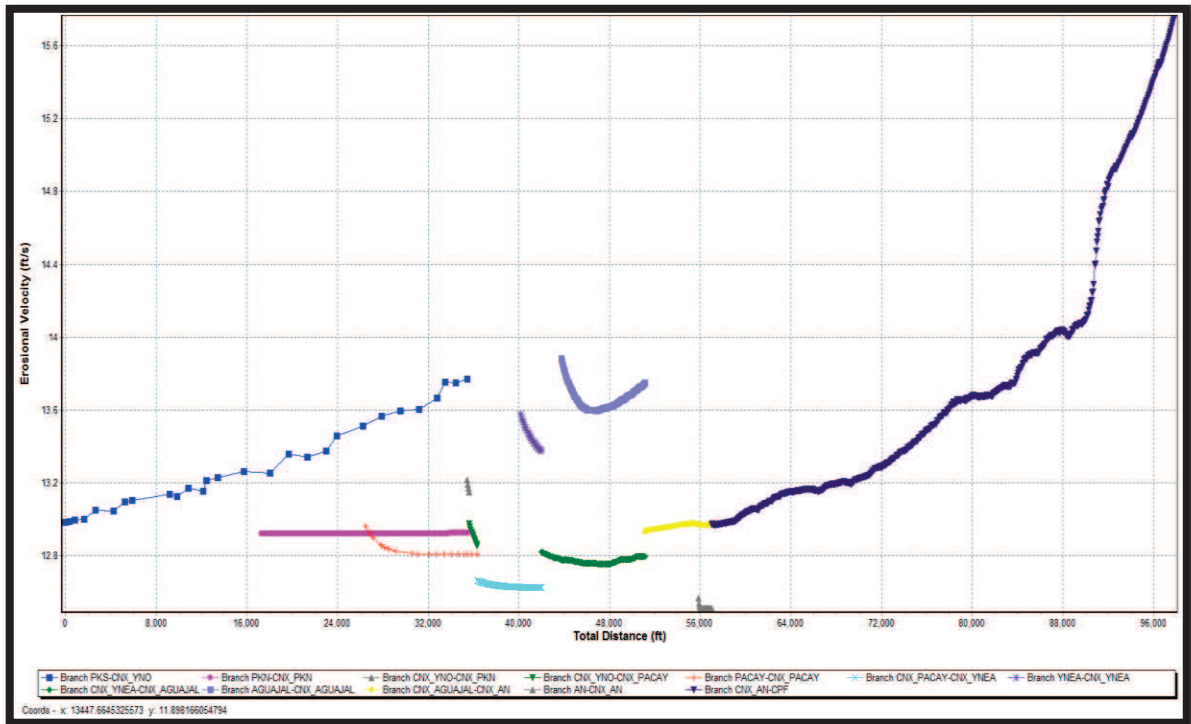
Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

En la siguiente gráfica se detalla la velocidad de erosión de la tubería, este grafico es muy importante conocer ya que me permite determinar cuan eficiente va hacer mi tubería y su tiempo útil de vida.

Me permite determinar cuan corrosivo es mi flujo que es transportado por el oleoducto.

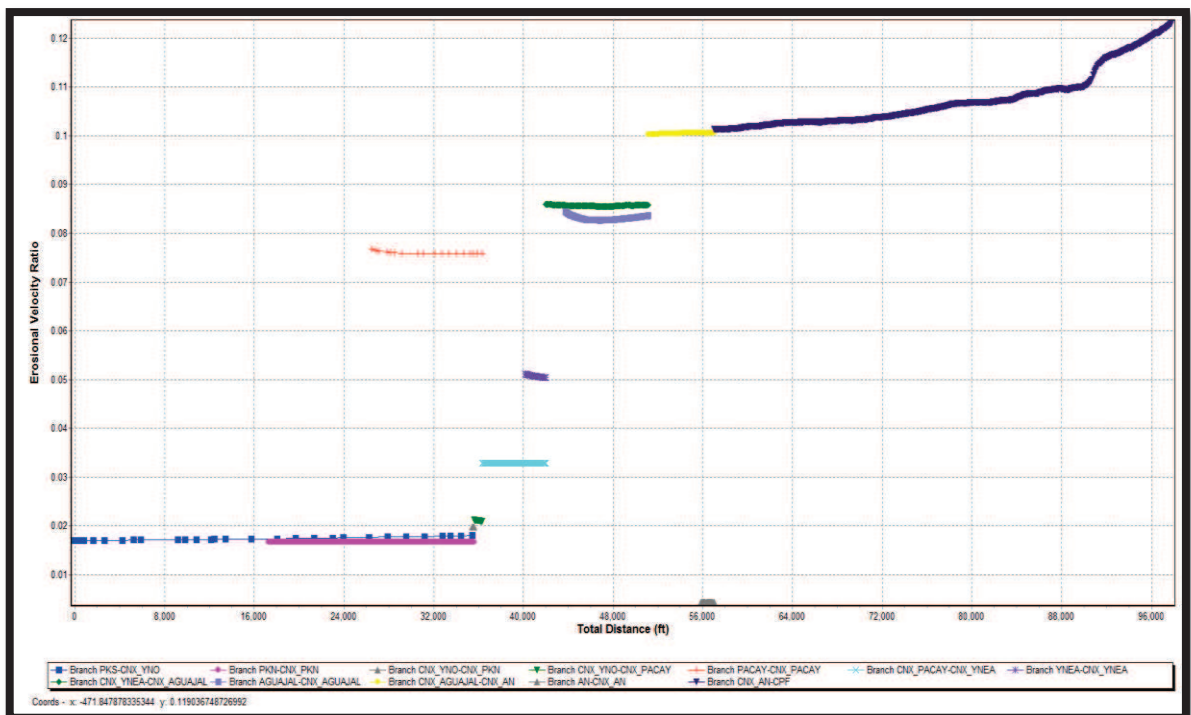
FIGURA 4. 26 VELOCIDAD DE EROSIÓN VS DISTANCIA TOTAL



Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 4. 27 RADIO VELOCIDAD DE EROSIÓN VS DISTANCIA TOTAL



Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

FIGURA 4. 28 MEAN SLUG VOLUME VS DISTANCIA TOTAL

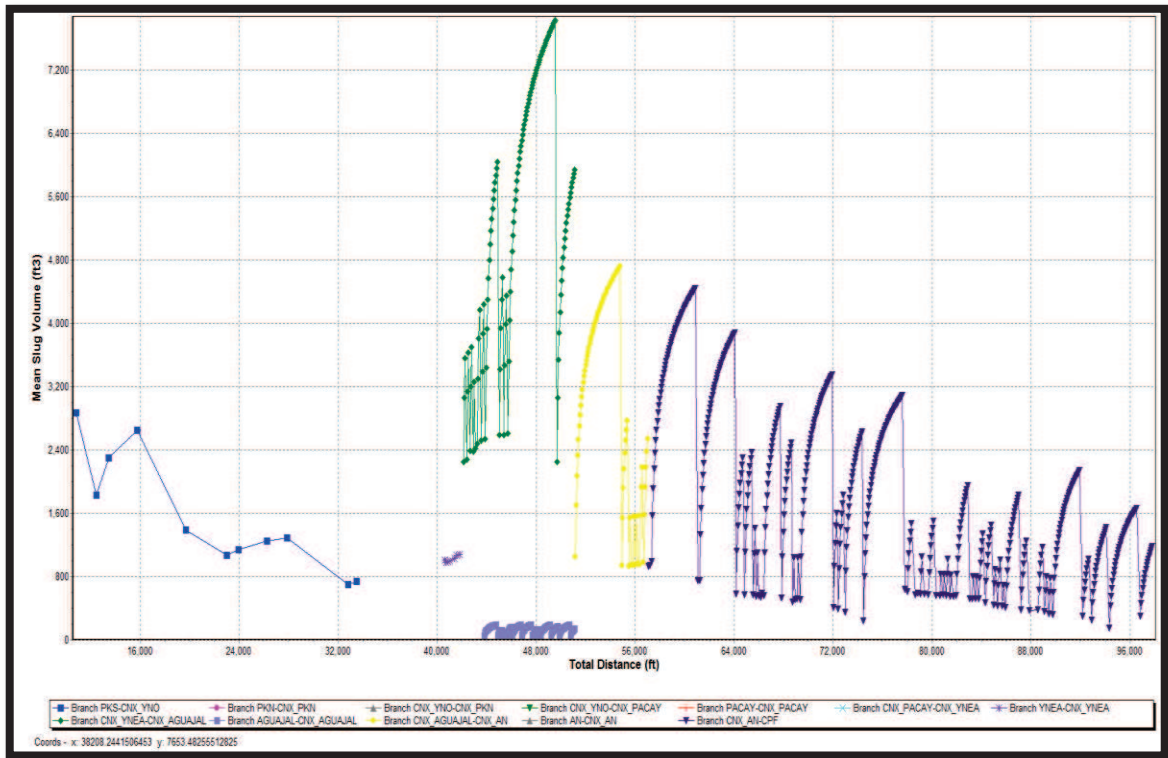
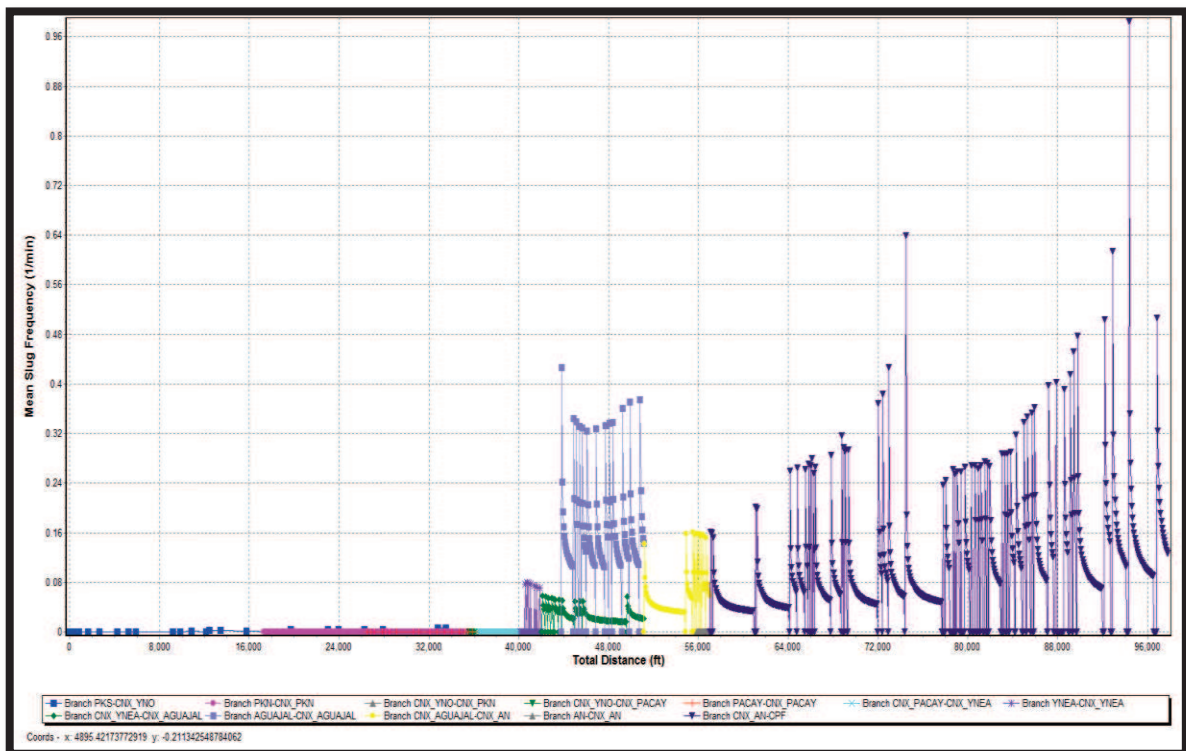


FIGURA 4. 29 MEAN SLUG FREQUENCY VS DISTANCIA TOTAL



Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

CAPITULO V

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

5.1 INTRODUCCIÓN

El objetivo del análisis técnico-económico, es determinar si el proyecto que se planteo es viable y económicamente rentable para EP PETROAMAZONAS, de acuerdo a sus políticas de desarrollo.

El estudio de Análisis Nodal que realizamos en el capítulo anterior me permitió plantear las mejores alternativas para incrementar la producción del Campo Yanaquincha de manera eficiente.

Por lo tanto, en este capítulo realizaremos un análisis económico confiable que me permita conocer el costo de los trabajos plateados, y concluir si la inversión realizada va hacer rentable.

5.2 HERRAMIENTAS UTILIZADAS PARA UNA EVALUACIÓN ECONOMICA.

Las herramientas más importantes y comúnmente utilizadas son:

- Valor Actual Neto (VAN)
- Tasa interna de retorno (TIR)
- Relación costo beneficio (C/B),
- Porcentaje de Declinación

Estos parámetros determinan la rentabilidad económica y la vialidad del proyecto. A continuación detallaremos cada uno de estos:

5.2.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Es la ganancia que genera el proyecto, medido en monedas actuales (USD), es la sumatoria de los flujos netos de caja actualizados por período (valores actuales de ingreso menos los egresos), a una determinada tasa de actualización (i):

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{Fnck}{(1+i)^k}$$

Dónde:

Fnck= Flujo neto de caja por periodo; (es igual a los ingresos menos los egresos).

k= Período o tiempo

i= Tasa de actualización

En un proyecto es muy importante conocer:

- VAN > 0: Proyecto Rentable (Aumenta el capital de la empresa por lo tanto el proyecto es aceptable).
- VAN < 0: Proyecto No Rentable (Disminuye el capital de la empresa, por lo tanto es inaceptable).
- VAN = 0: Proyecto Indiferente (No aumenta ni disminuye el capital de la empresa. Si el proyecto se lleva a cabo, es porque se ha priorizado otros aspectos).

5.2.2 TASA INTERNA DE RETORNO

Es una de las medidas más eficientes y adecuadas para determinar la rentabilidad de un proyecto. Es la tasa que surge de la relación entre la inversión inicial y los flujos netos de caja. Se define como el rendimiento de una unidad de capital invertido a una unidad de tiempo.

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{Fnck}{(1+i)^k} - I_0 = \sum_{k=0}^n \frac{Fnck}{1+TIR^k} - I_0$$

Donde:

I₀ = Inversión en el periodo 0.

Fnck = Flujo neto de caja del año k.

i = Tasa de actualización.

Es muy importante conocer:

- TIR > i: Proyecto es Rentable (el rendimiento supera al costo de capital invertido).
- TIR < i: Proyecto no es Rentable (el rendimiento no alcanza a cubrir el costo del capital invertido).
- TIR = i: Proyecto es Indiferente (cubre exactamente el costo de capital invertido).

5.2.3 RELACIÓN COSTO-BENEFICIO

Es una herramienta financiera que me permite medir la relación entre los costos y beneficios asociados a un proyecto de inversión con el fin de evaluar su rentabilidad.

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.

$$(C/B)_i = \frac{\sum_{I=0}^n \text{Valor Actud de Ingresos}}{\sum_{E=0}^n \text{Valor Actud de Egresos}}$$

Entonces:

- C/B > 1: Proyecto Rentable
- C/B < 1: Proyecto No Rentable
- C/B = 1: Proyecto Indiferente

5.2.4 PORCENTAJE DE DECLINACIÓN

Esta fórmula es utilizada para calcular la ecuación de declinación exponencial para cada mes de producción:

$$q = q_i * e^{-at}$$

Dónde:

q= Caudal esperado a un determinado tiempo

qi= Caudal Inicial

a= Porcentaje de Declinación anual de campo

t= Período al nuevo caudal esperado

5.3 INVERSIÓN DEL PROYECTO DE ACUERDO A LOS COSTOS DE PRODUCCIÓN.

5.3.1 COSTOS DE TRABAJOS A REALIZARSE

De acuerdo a los trabajos propuestos en el capítulo anterior, hemos procedido a investigar los costos estimados para cada uno de estos, con el objetivo de obtener una eficiente producción y generar excelentes ingresos en el futuro.

En las siguientes tablas se presenta los costos por trabajo realizado:

TABLA 5. 1 COSTO ESTIMADO POR CAMBIO DE BOMBA

SERVICIO	COSTOS
Movimiento de la Torre	10000
Trabajo de la torre (7 días)	70000
Supervisión y transporte	7000
Químicos + píldora + fluido especial	110000
Equipo de subsuelo (BES)	250000
Supervisión e instalación de equipo BES	10000
Unidad de Wire Line	5000
Unidad Spooler + vaccum	10000
Contingencias (+-30%)	141600
TOTAL	613600

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

En la siguiente tabla se presenta los costos estimados por estimulación, estos costos son relacionados con trabajos anteriormente realizados en el campo, esto es muy importante detallar ya que los costos cambian de acuerdo al tiempo y complicaciones en los trabajos.

TABLA 5. 2 COSTO ESTIMADO POR ESTIMULACIÓN

SERVICIO	COSTO /2012
Movimiento de la Torre	10000
Trabajo de la Torre (15 días)	60000
Supervisión y transporte	10000
Químicos	5000
Equipo de subsuelo + superficie	250000
Unidad de Wire Line + vaccum	5000
Unidad CTU + unidad de bombeo + químicos	30000
Unidad de bombeo + herramientas + estimulación	50000
Supervisión de BH	10000
Contingencias (+/-30%)	129000
TOTAL	559000

Fuente: EP PETROAMAZONAS

Realizado por: Jimmy Garcés

5.3.2 INGRESOS

Los ingresos es la cantidad que recibe la empresa por la venta del barril de petróleo. Estos ingresos se obtienen multiplicando el precio del barril de petróleo por la producción acumulada de cada mes, este precio es asignado por el Banco Central del Ecuador.

5.3.3 EGRESOS

Los egresos mensuales constituyen la suma de los costos de los trabajos de reacondicionamiento para las propuestas antes mencionadas.

5.3.4 COSTOS OPERATIVOS

Son los costos para el mantenimiento de un sistema durante la vida útil y productora de este. Entre los costos de operación más importantes tenemos:

- Gastos técnicos-administrativos
- Materiales de consumo
- Capacitación y alquileres
- Obligaciones y seguros

La Gerencia de Exploración y Producción de EP PETROAMAZONAS, tiene como costo operativo por barril de petróleo producido en el Campo Yanaquincha un valor de 10 USD.

5.4 CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

Para la evaluación económica de este proyecto, se establecieron las siguientes consideraciones:

- Se considera una tasa de actualización anual del 12%, obteniendo una tasa de actualización mensual del 1%
- En el costo operativo, no incluye el costo de reparación de los pozos en el caso de que éstos dejen de producir.
- No se toma en cuenta la depreciación contable de los equipos, porque no existe la intervención de los impuestos fiscales.
- Los costos de los trabajos a realizarse son estimados de trabajos realizados anteriormente en pozos del Campo.
- Se estima un porcentaje de contingencia igual +/-30%.
- Se estima un mes igual a 30 días.

Al final de este proyecto hemos encontrado las mejores alternativas de trabajo para los pozos seleccionados. Realizamos un estudio económico tomando en cuenta los costos, ingresos, egresos, costos de operación, tasa de declinación del campo, precio del barril del petróleo, consecuentemente mediante un cronograma

de actividades y el flujo de caja, obtener el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno y la Relación Costo/Beneficio.

La propuesta para cada pozo se ha realizado para tres valores de precio del barril de petróleo. A continuación se detallan estos valores

- Precio por barril 103.34 USD, según la OPEP para el año 2014.
- Precio por barril 97.97 USD, según el Banco Central del Ecuador para febrero del 2014.
- Precio por barril 86.4 USD, según EP PETROECUADOR de Crudo Oriente, para el año 2014.

5.5 PROPUESTAS PARA LOS POZOS SELECCIONADOS

Debemos tener presente que las alternativas que realizaremos a cada pozo son incremento de frecuencia, cambio de bomba y acidificación.

En los pozos YNEA-027, YNEA-028, YNEA-030, YNOB-019 y YNOB-021 realizamos un Incremento de Frecuencia, esta alternativa no tiene costo.

A los pozos YNEA-05 y YNEA-016 les realizamos un Up-size donde se debe hacer un cambio de bomba. En el pozo YNEA-026 realizamos un cambio de bomba.

A los pozos YNEA-010 y YNEA-024 se les realizo una acidificación.

Después de haber realizado un estudio completo de todos los pozos del campo Yanaquincha realice es estudio técnico-económico, donde detalle la producción actual de cada pozo y las posibles estimaciones de producción después de realizar los trabajos en estos. A continuación se presenta la siguiente tabla.

TABLA 5. 3 ALTERNATIVA ECONÓMICA DEL CAMPO YANAQUINCHA

POZO	ESCENARIO	PRUEBA DE PRODUCCIÓN										PROPUESTA						INCREMENTO, BPPD			
		8/31/2012										ARENA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW, %	BFPD	BPPD	BAPD	BSW, %	BFPD
YNEA-005	Cambio de Bomba	Uj	PPS	1107	56	1051	95	18	Uj	5840	292	5548	95	4733	236	4497					
YNEA-016	Cambio de Bomba	Uj	PPS	706	198	508	72	24.6	Uj	2369	663	1706	72	1663	465	1198					
YNEA-026	Cambio de Bomba	Uj	PPS	404	250	154	38.1	18.8	Uj	625	387	238	38.1	221	137	84					
YNEA-010	Acidificación	TP	PPS	951	76	875	92	20.3	TP	1250	100	1150	92	299	24	275					
YNEA-024	Acidificación	Um	PPS	523	512	11	2	22.4	Um	698	684	14	2	175	172	3					
TOTAL				3691	1092	2599				10782	2126	8656		7091	1034	6057					

Fuente: PIPESIM 2011. SCHLUMBERGER

Realizado por: Jimmy Garcés

Después de haber realizado el análisis económico, los trabajos de reacondicionamiento se realizaron en el siguiente cronograma, que se detalla en la siguiente tabla.

TABLA 5. 4 CRONOGRAMA DE REACONDICIONAMIENTO

POZO	ALTERNATIVA ECONÓMICA No 1				
	1 MES				
YNEA-005					
YNEA-016					
YNEA-026					
YNEA-010					
YNEA-024					

Realizado por: Jimmy Garcés

5.6 RESULTADOS

El estudio económico me permitió encontrar los siguientes resultados: VAN, TIR y relación C/B que se presentan en la siguiente tabla.

TABLA 5. 5 RESULTADOS DE LA PROPUESTA DEL CAMPO

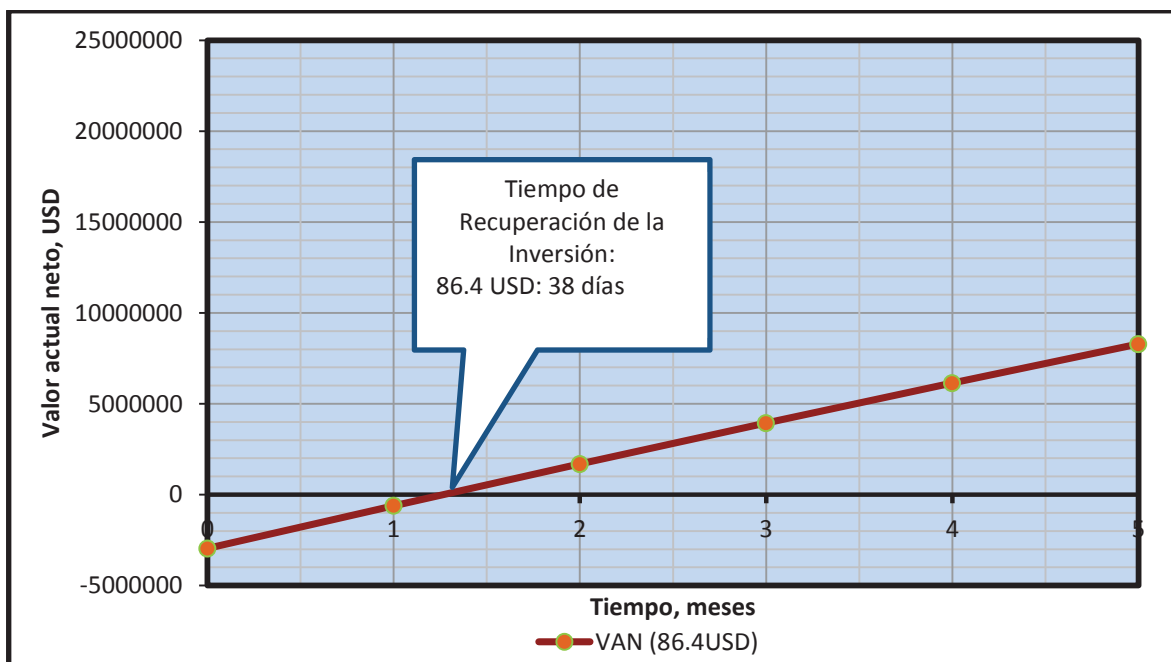
INDICADOR FINANCIERO	PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO, USD		
	86.4 USD	97.97 USD	103.34 USD
TIR	77%	89%	95%
VAN, USD	20219391	23729491	25376842
RCB	4.374	4.960	5.235

Realizado por: Jimmy Garcés

En esta tabla se resume el análisis económico, los cálculos realizados se detallan en el **ANEXO 8**.

En la siguiente gráfica (Flujo de caja vs Tiempo) la inversión de este proyecto se recupera en 1.27 meses (38 días), tomando en cuenta el precio del barril de petróleo de 86.4 USD.

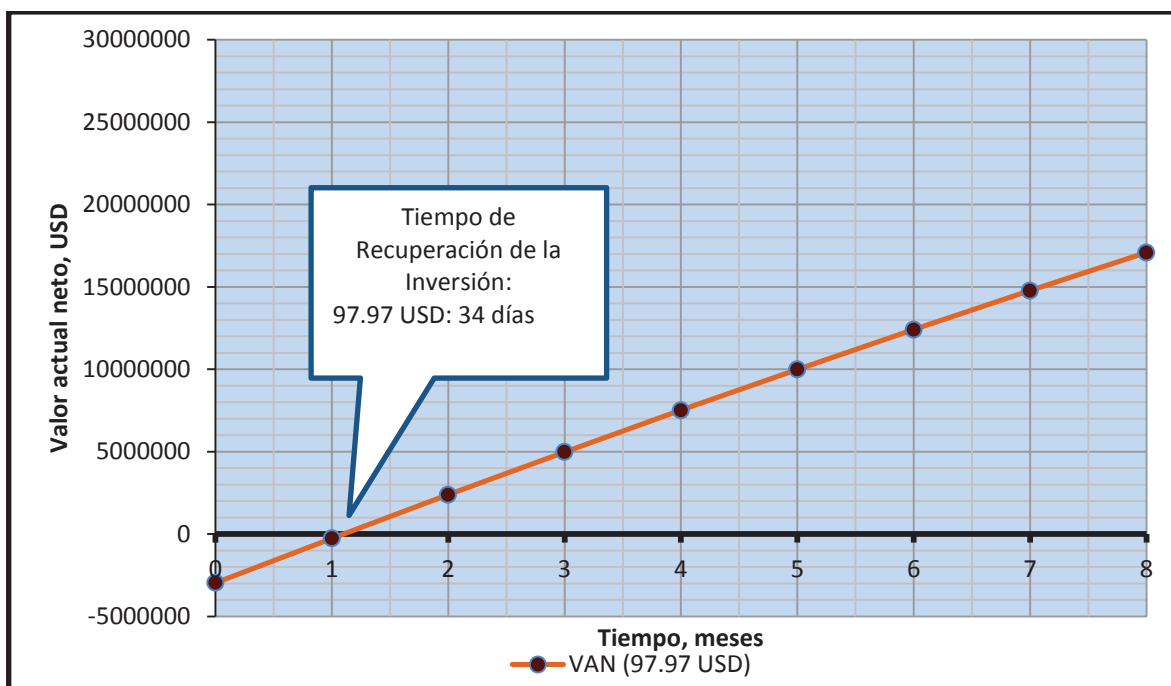
FIGURA 5. 1 RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN 86.4 USD



Realizado por: Jimmy Garcés

Cuando el precio del barril de petróleo es de 97.97 USD, la inversión de este proyecto se recupera en 1.13 meses (34 días).

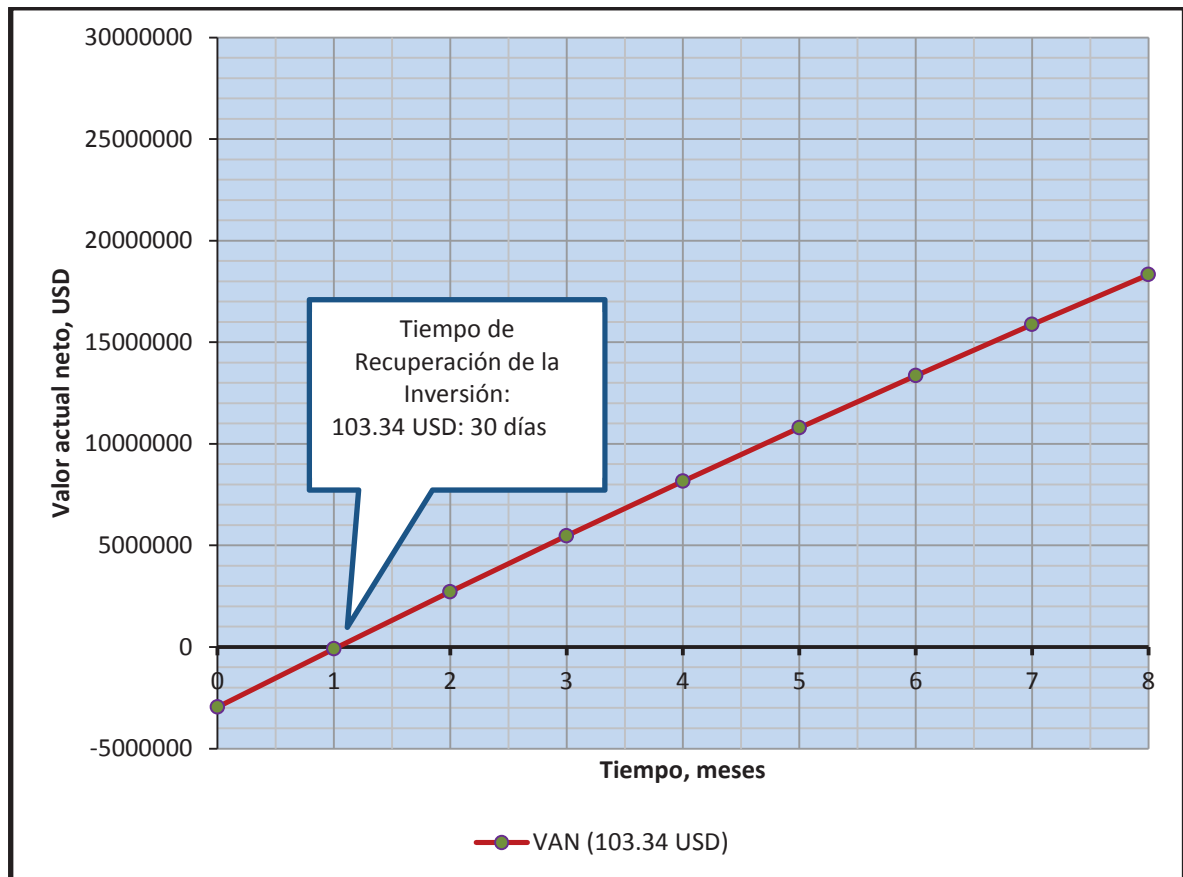
FIGURA 5. 2 RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN 97.97 USD



Realizado por: Jimmy Garcés

Por ultimo tenemos la recuperaci3n de la inversi3n cuando el barril de petr3leo es de 103.34 USD. La inversi3n se recupera en 1 mes (30 d3as).

FIGURA 5. 3 RECUPERACI3N DE LA INVERSI3N 103.34 USD



Realizado por: Jimmy Garc3s

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- El Campo Yanaquincha inició su producción en Julio del 2003 con el pozo Yanaquincha Oeste- A01 de la arena “U” Inferior y el 29 de Julio con el pozo Yanaquincha Este-A01 también de la arena “U” Inferior. El Plan de Desarrollo del Complejo Yanaquincha fue aprobado por el Ministerio de Energía y Minas el 21 de julio del 2003.
- Hasta el 31 de Junio del 2013 fecha de cierre para este proyecto, el Campo Yanaquincha tenía una producción total de 35792 BFPD con 10040 BPPD Y 25752 BAPD.
- De los 37 pozos productores del Campo, seleccionamos los siguientes pozos para el análisis nodal; 8 pozos de Yanaquincha Este Pad_A de la arena “UI” (YNEA-005, YNEA-016, YNEA-026, YNEA-027, YNEA-028, YNEA-030 y YNEA-024), 1 pozo de la arena “UM” (YNEA-024) y un pozo de la arena “TP” (YNEA-010); por ultimo seleccionamos 2 pozos de Pacay (YNOB-019 “UI” y YNOB-021 “TP”). Con esta descripción podemos concluir que la arena de mayor aporte es la arena “UI”.
- Para el incremento de producción de petróleo para este campo, se propuso realizar las siguientes alternativas; remover daño de formación, cambio de bomba e incremento frecuencia.
- A los pozos YNEA-005 “UI” y YNEA-016 “UI” se les realizo Up-Size. Al pozo YNEA-026 “UI” se realizó un cambio de bomba debido a que la frecuencia era de 65 Hz y la capacidad de la bomba estaba fuera del rango

optimo por lo que procedimos a cambiar por una bomba de mayor capacidad. El incremento de producción de petróleo de estos pozos, después de los trabajos realizados es de 838 BPPD.

- A los pozos YNEA-010 “TP” y YNEA-024 “UI” se les realizó una estimulación ácida, ya que se determinó mediante sensibilidades que si removemos el Daño la producción aumentaría. Para el pozo YNEA-010 “TP” después de realizar las sensibilidades tenemos un $S=6$ y lo reducimos a un $S=0$ pero la producción aumento en 24 BPPD. En el pozo YNEA-024 “UM”, reducimos un daño de $S=4$ a un $S=0$, y me dio un incremento del 172 BPPD. El incremento de producción de estos pozos estimulados es de 196 BPPD.
- A los pozos YNEA-027 “UI”, YNEA-028 “UI”, YNEA-030“UI”, YNOB-019 “UI” y YNOB-021 “TP” se les realizó un incremento de frecuencia debido a que la bomba se encuentra fuera del rango óptimo de su capacidad (Down trust). El incremento de producción de estos pozos después de incrementar la frecuencia es de 1778 BPPD.
- El uso del Software PIPESIM.2011 facilitó el proceso de selección y obtuvimos datos eficientes y confiables. Corrimos sensibilidades donde seleccionamos las mejores alternativas.
- En este proyecto se realizó dos tipos de análisis nodal: el primero desde el reservorio hasta el cabezal del pozo donde encontramos el IP actual y el Daño real de la formación. El segundo desde el cabezal hasta la estación CPF donde se logró determinar que la línea de superficie tiene la suficiente capacidad para transportar los fluidos producidos.

- Es muy importante conocer que en algunos pozos existen BES sub-utilizadas, es decir sus frecuencias de diseño no se cumplen y trabajan con frecuencias muy bajas.
- Como ya lo mencionamos en el capítulo 5, la propuesta más eficiente es cuando el costo de barril de petróleo tiene un valor de 103.34 USD, donde el TIR es 95% y un VAN de 25`376.842 con esta propuesta la inversión se recuperaría en 1 meses (30 días). Pero de acuerdo al cambio en el WEST TEXAS INTERMEDIUM nuestro crudo se esta comercializando en 97.97 USD.
- Las otras dos propuestas también me brindan un TIR mayor al 70%, donde podemos concluir que el proyecto es viable y recuperaría la inversión.

6.2 RECOMENDACIONES

- Es recomendable trabajar con data actual de los pozos, para poder realizar un Análisis Nodal coherente con la realidad y poder plantear alternativas eficientes para incrementar la producción en el Campo.
- Es muy importante, para realizar un Análisis Nodal conocer la ecuación de Darcy ya que esta se puede determinar los problemas del pozo y también las posibles alternativas para incrementar la producción de un pozo.
- En los pozos YNEA-005 y YNEA-016 tenemos una alta producción de agua, pero es rentable producir mediante el método de Up-Size, ya que los pozos YNEA-002 y YNEA-007 a los que se realizó este método antes de la fecha de cierre de este proyecto no ha presentado problemas. Para esta técnica es muy importante tener en cuenta y poner mucho énfasis en las propiedades del reservorio, BSW y la Energía natural del yacimiento.
- En los pozos YNEA-027, YNEA-028, YNEA-030, YNOB-021 y YNOB-021 se recomienda incrementar la frecuencia ya que los BSW de estos pozos son bajos y así tener una mayor producción de fluido.
- De acuerdo a información y estudios realizados, es recomendable realizar un Análisis Nodal a los pozos cada 6 meses. Con esto podemos mantener un control eficiente y podríamos evitar problemas a tiempo.
- Se recomienda tomar pruebas de Build up después de realizar el reacondicionamiento a cada pozo, con el objetivo de verificar la eficiencia del trabajo y prevenir problemas que afecten a la producción del mismo.

- Las propuestas planteadas en el capítulo V para incrementar la producción de petróleo se deberían realizarlas ya que éstas son económicamente rentable.
- En el análisis económico se debe tener presente los Costos de Software y Gestión, ya que este tiene un costo poco elevado que en ocasiones puede causar serios problemas en la rentabilidad de un proyecto. Para nuestro proyecto tenemos un 100.000 USD por Costos de Software y Gestión, el cual se debe recuperar de la ganancia total del proyecto.

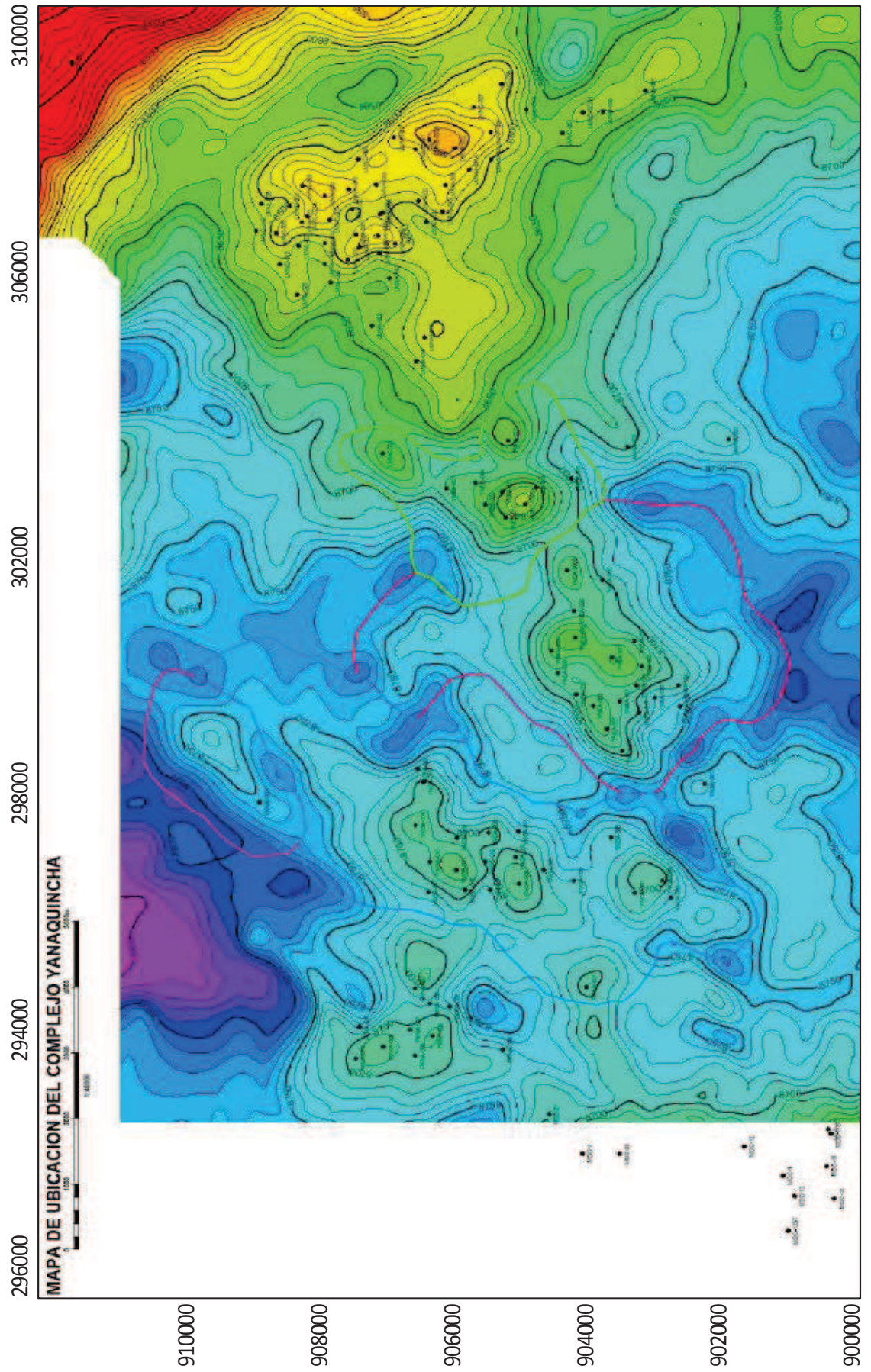
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. BEGGS, Dale, PRODUCTION OPTIMIZATION USING NODAL ANALYSIS, University of Tulsa, año 2003.
2. CAMARGO AGUILAR, Edgar José, DOCTORADO EN CIENCIA APLICADAS, Cemisid, año 2010.
3. MAGGIOLO, Ricardo, OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANÁLISIS NODAL, año 2008.
4. BROWN, Kermit, THE TECHNOLOGY OF ARTIFICIAL LIFT METHODS, University of Tulsa, año 1984, Oklahoma.
5. ROBLES, Tamara y SÁNCHEZ, (2012) OPTIMIZACIÓN DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL ÁREA CUYABENO, año 2012
6. PROAÑO, Gabriela y CALISPA, Diego. OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO AUCA MEDIANTE ANÁLISIS NODAL. Repositorio Escuela Politécnica Nacional, año 2011.
7. MANUAL PIPESIM, Schlumberger, año 2011
8. MANUAL DE BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE, Baker.
9. DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA EN PRODUCCIÓN, Campo Yanaquincha.

ANEXOS

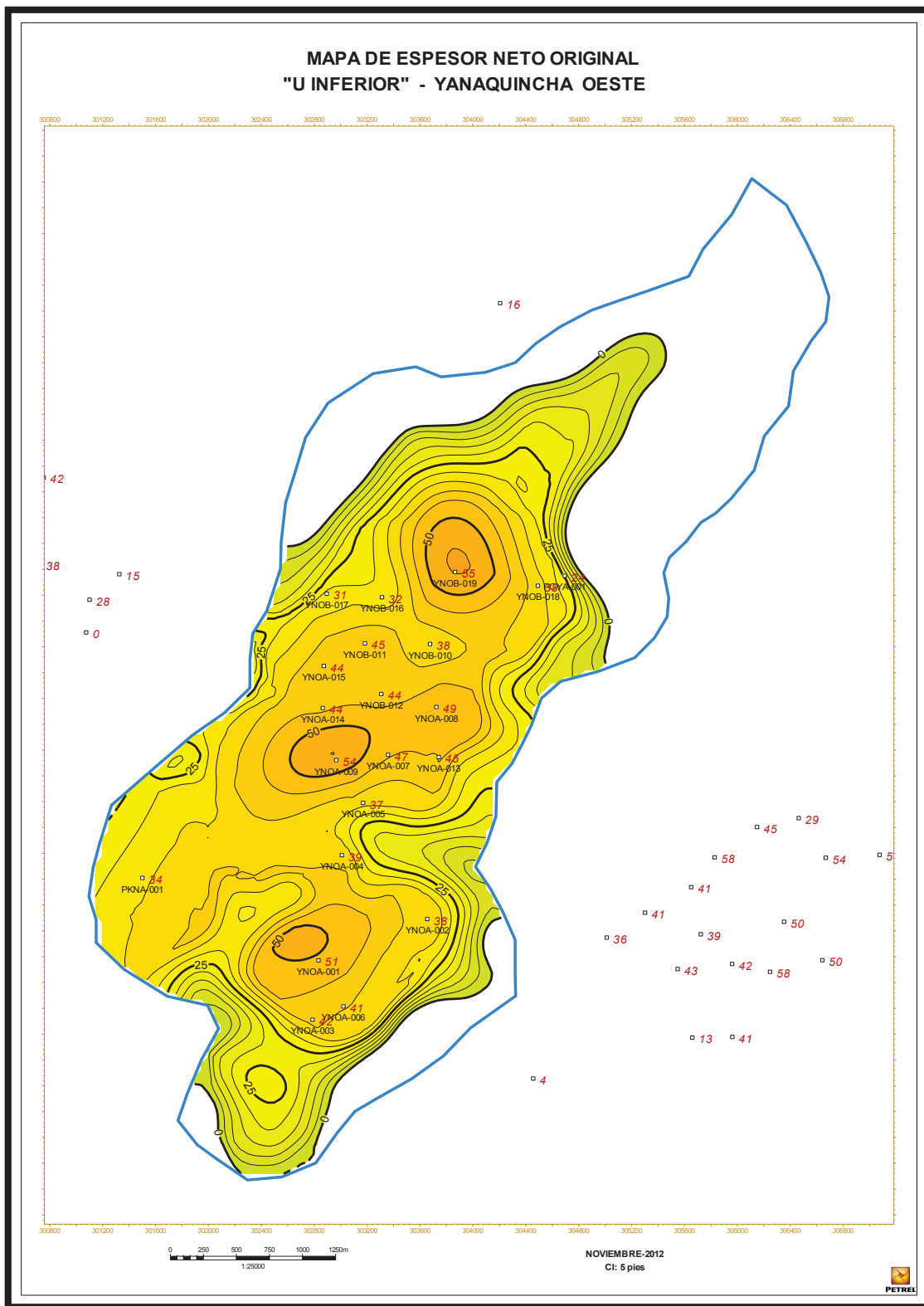
ANEXO 1. Mapa estructural del Campo Yanaquincha

FIGURA 1. 3 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO YANAQUINCHA



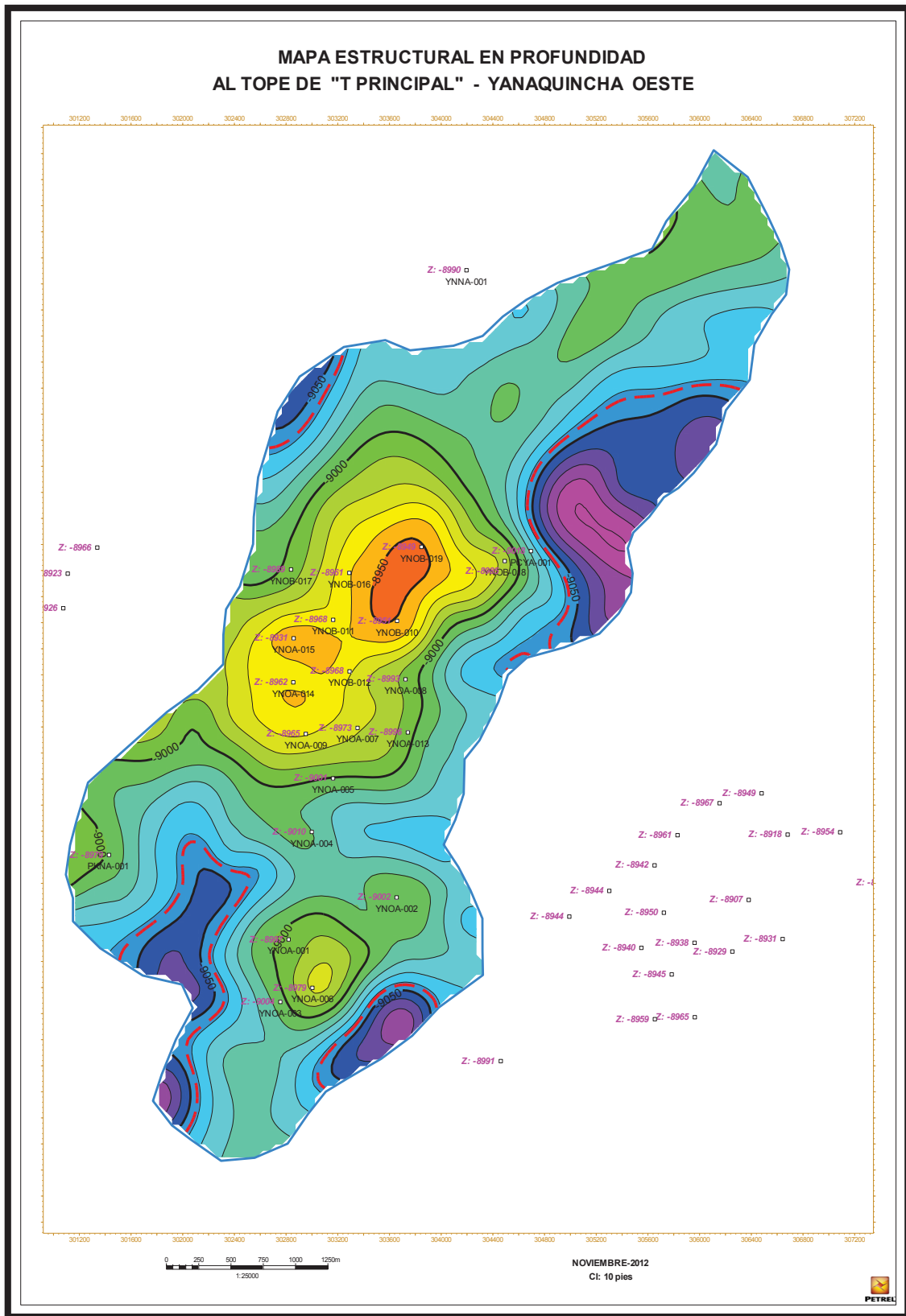
ANEXO 2. Mapas estructurales a profundidad y los mapas de espesor original para la Arena “U” Inferior y “T” Principal para Yanaquincha Oeste.

Mapa de espesor neto original "U" Inferior. Yanaquincha Oeste.



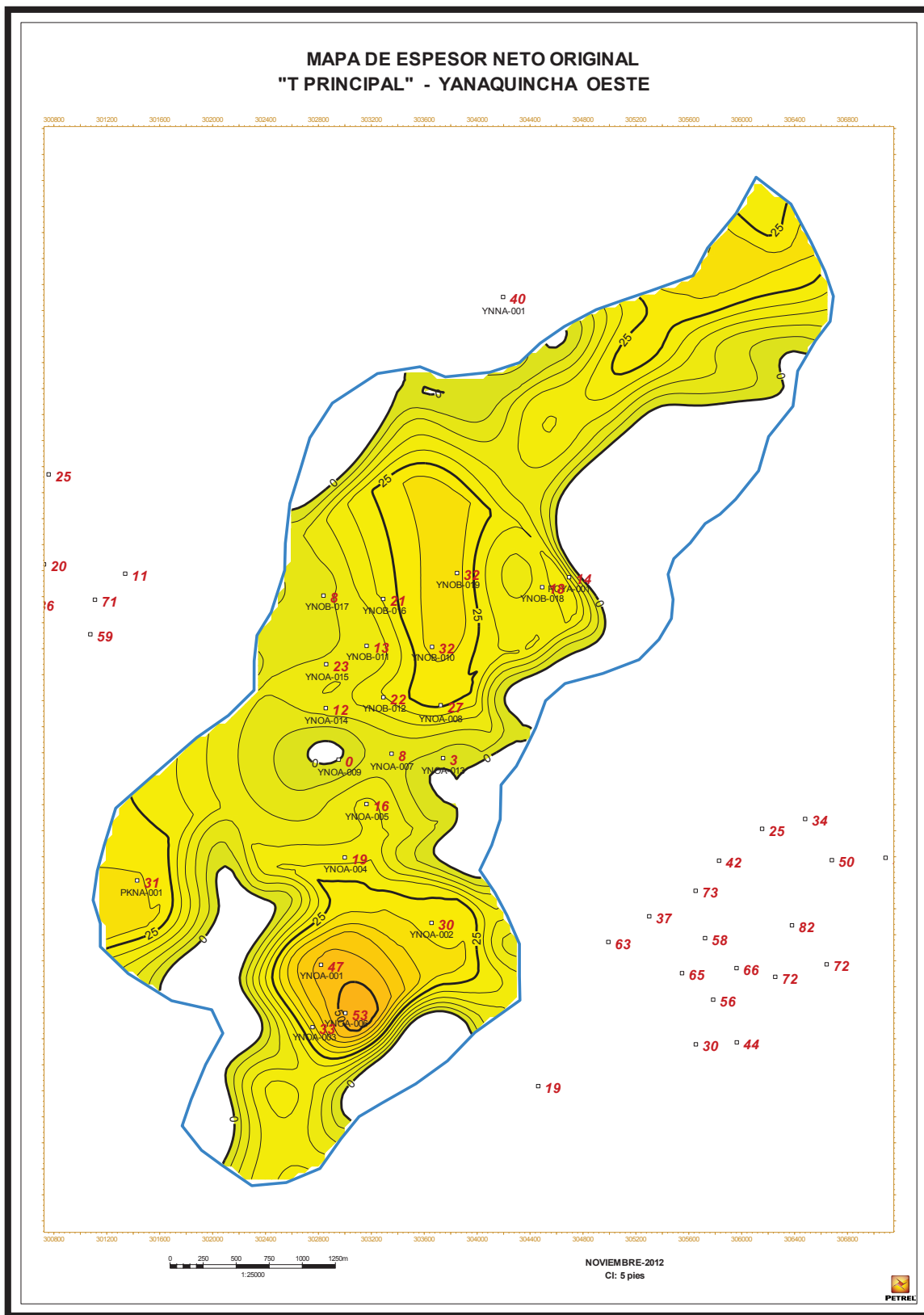
Fuente: EP PETROAMAZONAS

Mapa estructural en profundidad "U" Inferior. Yanaquincha Oeste.



Fuente: EP PETROAMAZONAS

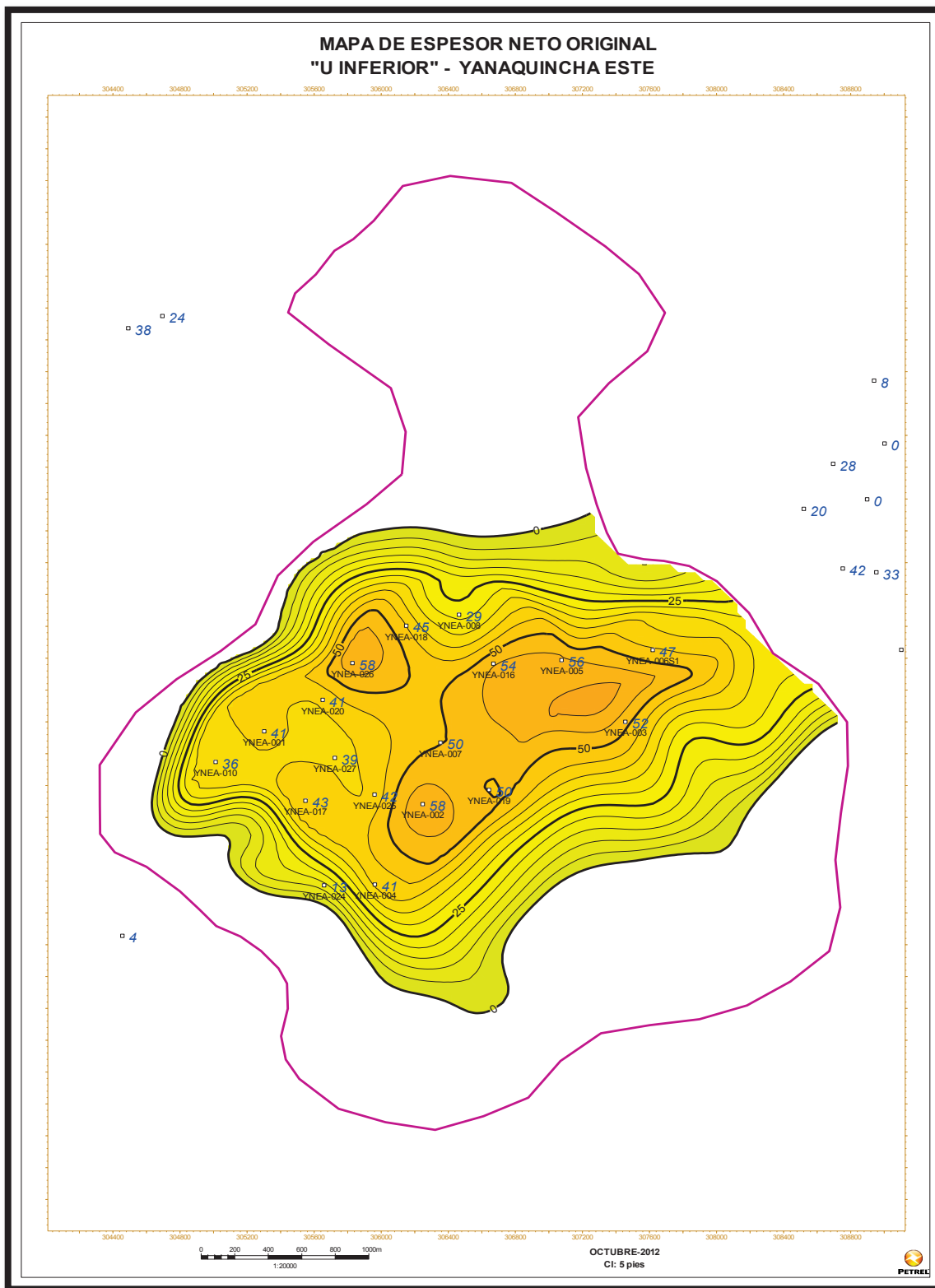
Mapa de espesor neto original "T" Principal. Yanaquincha Oeste.



Fuente: EP PETROAMAZONAS

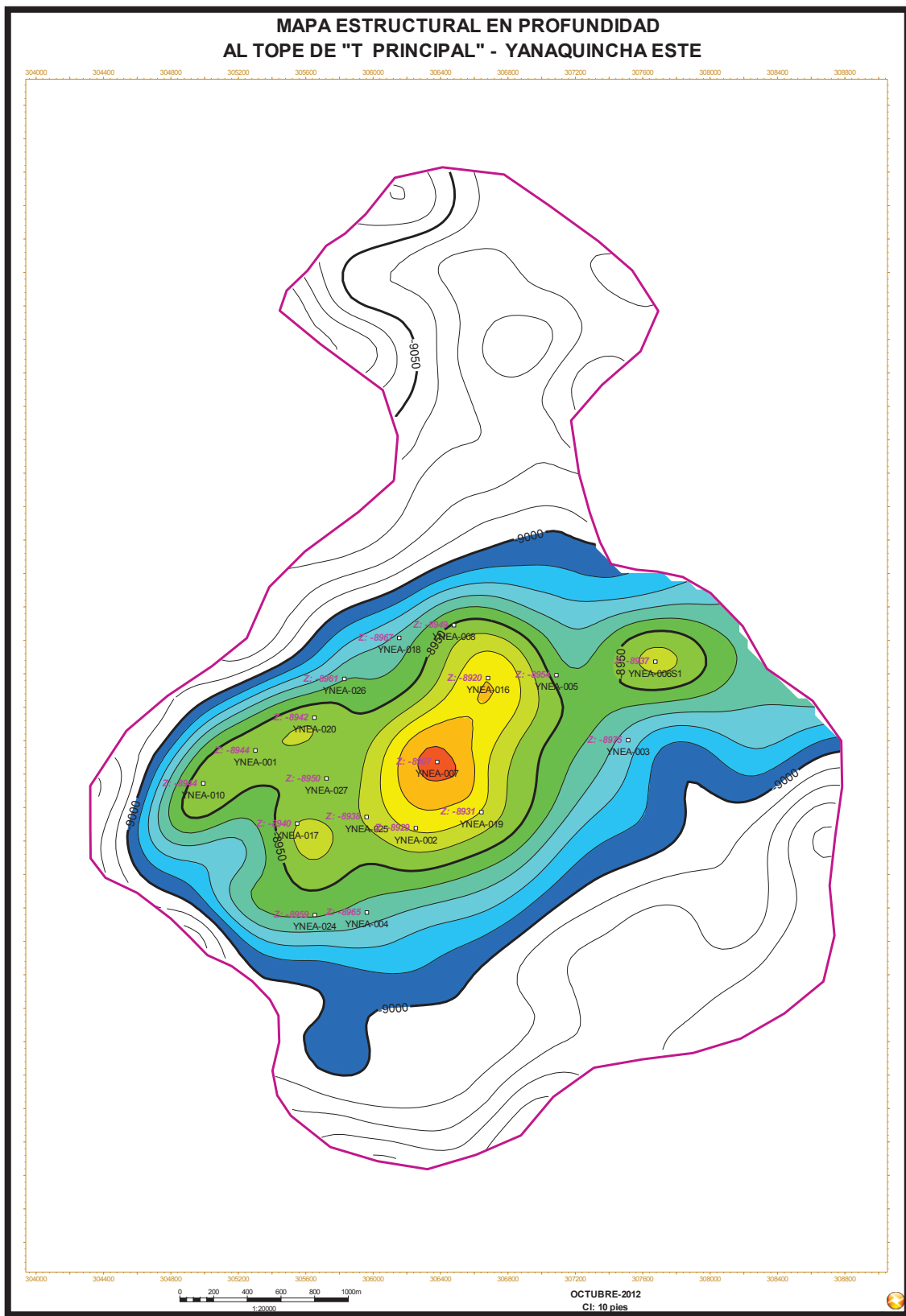
ANEXO 3. Mapas estructurales a profundidad y los mapas de espesor original para la Arena “U” Inferior y “T” Principal para Yanaquincha Este.

Mapa de espesor neto original "U" Inferior. Yanaquincha Este.



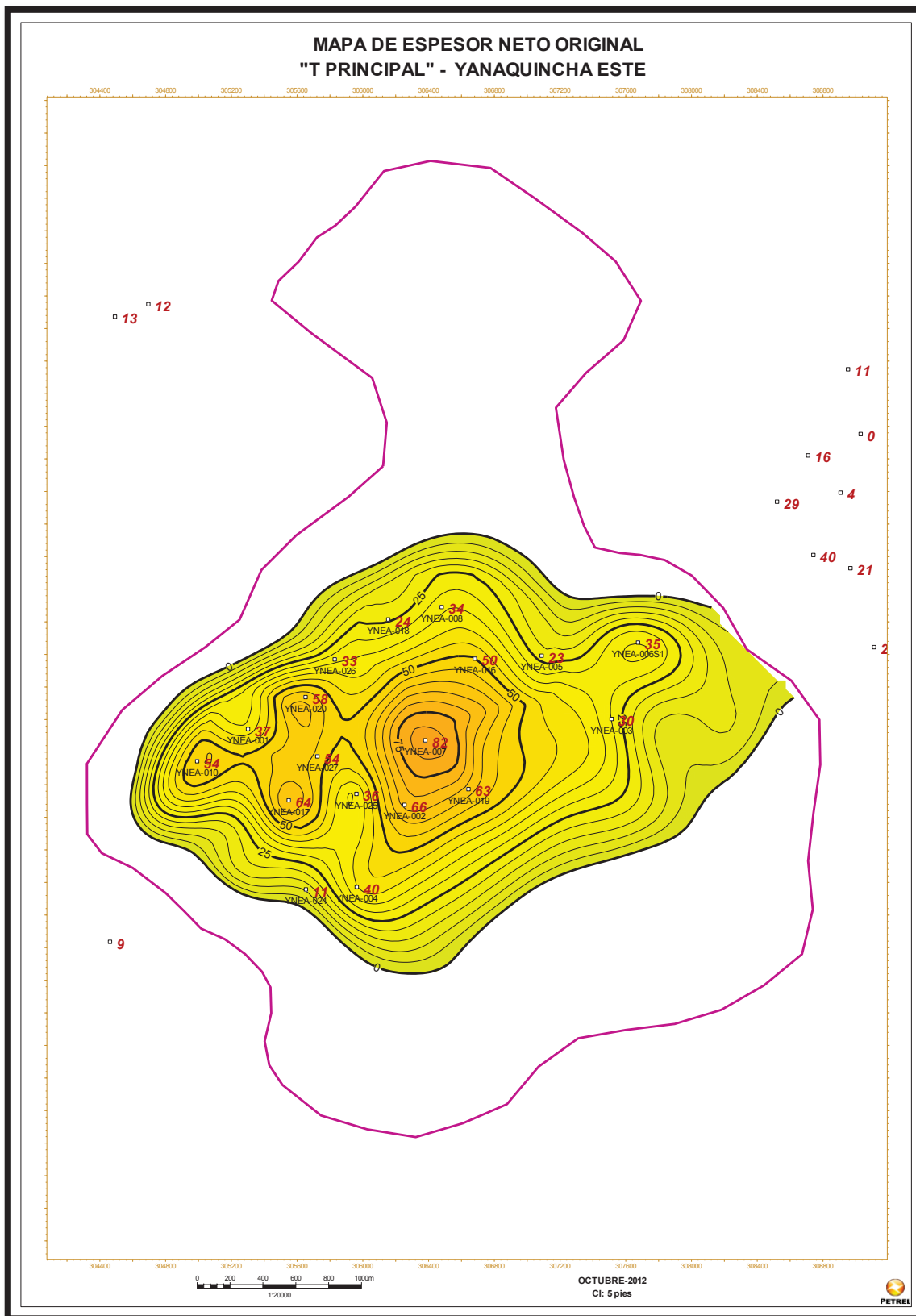
Fuente: EP PETROAMAZONAS

Mapa estructural en profundidad "T" Principal. Yanaquincha Este.



Fuente: EP PETROAMAZONAS

Mapa de espesor neto original "T" Principal. Yanaquincha Este.



Fuente: EP PETROAMAZONAS

ANEXO 4. RESERVAS DEL CAMPO YANAQUINCHA

RESERVAS DEL CAMPO YANAQUINCHA

AREA	RESERVORIO	Boi	Petróleo Original Sub POES	Petróleo Original en Sitio POES	Declinación Anual Efectiva	Factor de Recobro de Reserva Probada	Reserva Probada Total	Producción Acumulada al 1-Oct-2012	Recuperación de Petróleo al 1-Oct-2012	Reserva Probada Remanente al 1-Jun-2013	Reserva Probable al 1-Jun-2013
		By/Bn	Bls	Bls	(%)	(%)	Bls	Bls	(%)	Bls	Bls
YANAQUINCHA OESTE	U Media	1.126	3,350,692	2,975,748	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	U Inferior	1.126	100,311,318	89,086,428	12.00	12.85	11,448,214	6,644,209	7.46	4,804,005	5,486,876
	T Superior	1.195	15,161,854	12,687,744	8.00	9.52	1,207,799	875,246	6.90	332,553	0
	T Principal	1.195	67,079,032	56,133,081	13.00	3.18	1,785,158	1,692,819	3.02	92,339	0
	Hollín Superior	1.101	10,278,475	9,335,581	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1,006,325
Subtotal			196,181,372	170,218,583			14,441,171	9,212,274		5,228,897	6,493,201

AREA	RESERVORIO	Factor Volumétrico Inicial, Boi	Petroleo Original Sub POES	Petroleo Original en Sitio POES	Declinación Anual Efectiva	Factor de Recobro de Reserva Probada	Reserva Probada Total	Producción Acumulada al 1-Oct-2012	Recuperación de Petróleo al 1-Oct-2012	Reserva Probada Remanente al 1-Jun-2013	Reserva Probable al 1-Jun-2013
		By/Bn	Bls	Bls	(%)	(%)	Bls	Bls	(%)	Bls	Bls
YANAQUINCHA ESTE	U Media	1.088	6,936,337	6,375,310	17.00	12.17	775,666	316,715	4.97	458,951	371759,57
	U Inferior	1.088	64,167,587	58,977,562	26.00	15.88	9,366,754	4,434,644	7.52	4,932,110	4,489,278
	T Superior	1.195	2,384,903	1,995,735	20.00	2.30	45,985	37,666	1.89	8,319	0
	T Principal	1.195	50,626,869	42,365,581	36.00	27.08	11,472,019	7,689,092	18.15	3,782,927	0
	Hollin Superior	1.101	4,415,791	4,010,710	91.00	0.17	6,824	6,824	0.17	0.0	482,333
	Subtotal			128,531,488	113,724,897		21,667,248	12,484,941			9,182,307

AREA	RESERVORIO	Factor Volumétrico Inicial, Boi	Petróleo Original Sub POES	Petróleo Original en Sitio POES	Declinación Anual Efectiva	Factor de Recobro de Reserva Probada	Reserva Probada Total	Producción Acumulada al 1-Oct-2012	Recuperación de Petróleo al 1-Oct-2012	Reserva Probada Remanente al 1-Jun-2013	Reserva Probable al 1-Jun-2013
		By/Bn	Bls	Bls	(%)	(%)	Bls	Bls	(%)	Bls	Bls
AGUAJAL	U Media	1.088	3,609,034.5	3,317,127	32.00	35.12	1,164,875	679,299	20.48	485,576	0
	U Inferior	1.088	29,927,891.8	27,507,254	28.00	6.08	1,671,451	1,172,793	4.26	498,658	1,359,388
	T Superior	1.195	575,195.8	481,335	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0
	T Principal	1.195	24,295,692.5	20,331,123	60.00	11.84	2,407,534	1,175,808	5.78	1,231,726	0
	Hollin Superior	1.101	5,829,728.5	5,294,940	-	10.78	570,766	531,294	10.03	394,720	0.0
	Subtotal			64,237,543	56,931,779		5,814,626	3,559,194		2,255,432	1,359,388

AREA	RESERVORIO	Factor Volumétrico Inicial, Boi	Petróleo Original Sub POES	Petróleo Original en Sitio POES	Declinación Anual Efectiva	Factor de Recobro de Reserva Probada	Reserva Probada Total	Producción Acumulada al 1-Oct-2012	Recuperación de Petróleo al 1-Oct-2012	Reserva Probada Remanente al 1-Jun-2013	Reserva Probable al 1-Jun-2013
		By/Bn	Bls	Bls	(%)	(%)	Bls	Bls	(%)	Bls	Bls
YANAQUINCHA NORTE	U Media	1.126	1,066,225	946,914	0.00	12.17	115,208	0.00	0.00	115,208	0
	U Inferior	1.126	3,495,148	3,104,039	0.00	12.85	398,890	0.00	0.00	398,890	0
	T Superior	1.195	1,280,694	1,071,710	0.00	9.52	102,021	0.00	0.00	102,021	0
	T Principal	1.195	7,748,536	6,484,130	0.00	27.08	1,755,814	36,237	0.56	1,719,577	0
	Hollín Superior	1.101	0	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0	0
Subtotal			13,590,603	11,606,794			2,371,933	36,237		2,335,696	0

TOTAL RESERVAS REMANENTES PROBADAS	19,002,332	Bls
TOTAL RESERVAS REMANENTES PROBABLES	13,145,960	Bls
TOTAL RESERVAS	32,148,292	Bls

**ANEXO 5. FACILIDADES DE PRODUCCION DEL CAMPO
YANAQUINCHA**

**ANEXO 6. DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN DE LOS POZOS
SELECCIONADOS**

DIAGRAMA DEL POZO: YNEA-001

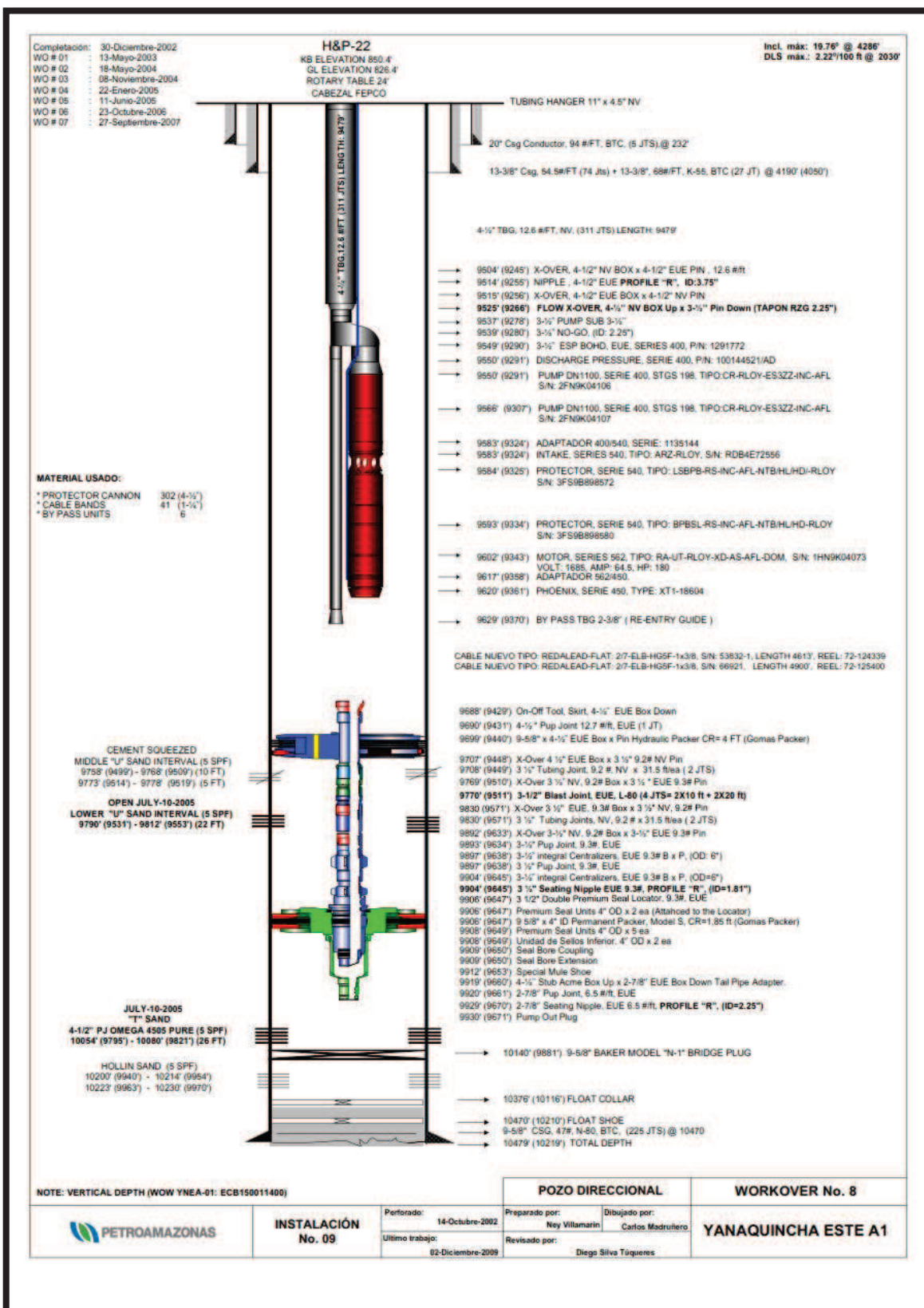


DIAGRAMA DEL POZO: YNEA-002

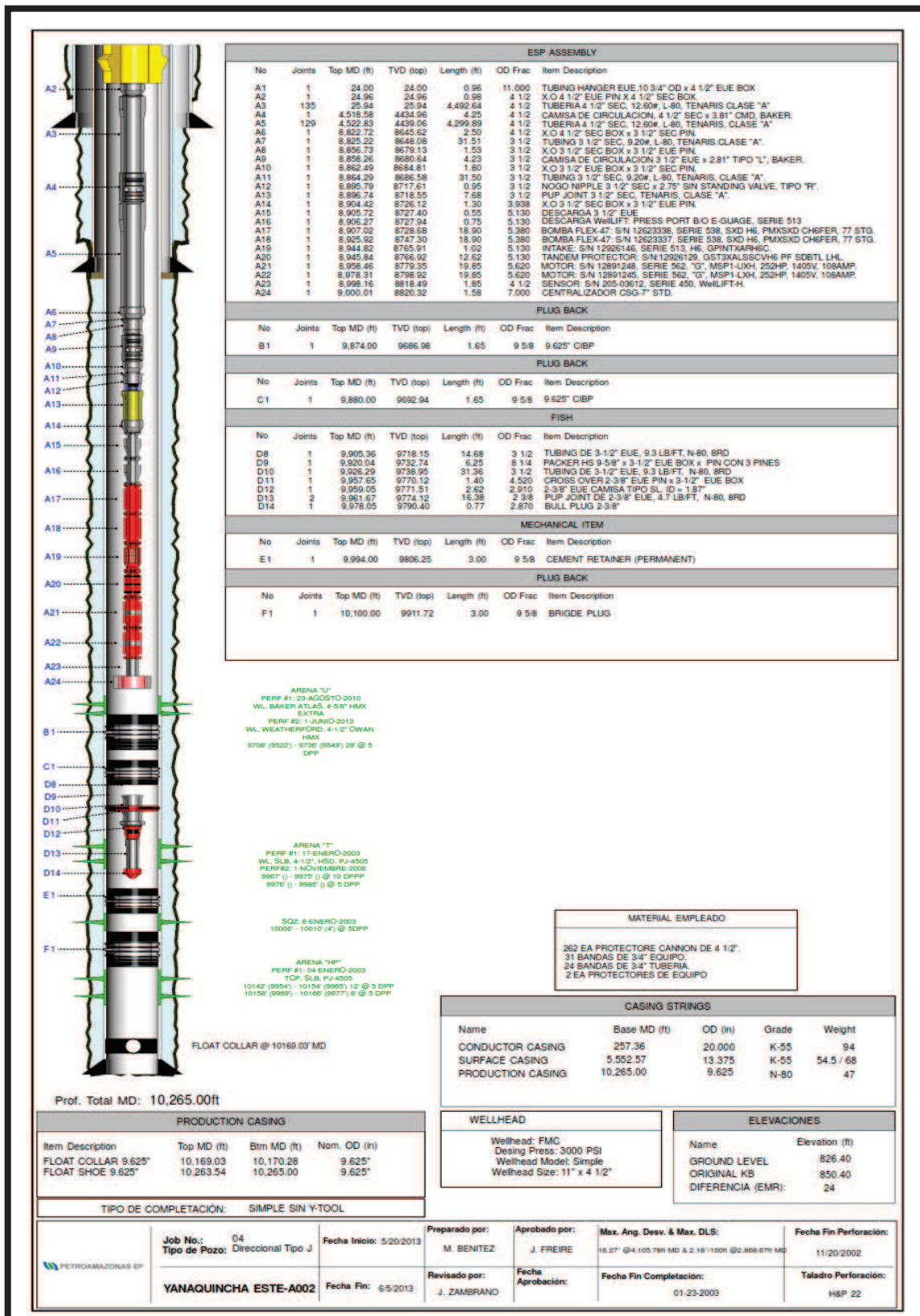


DIAGRAMA DEL POZO: YNEA-003

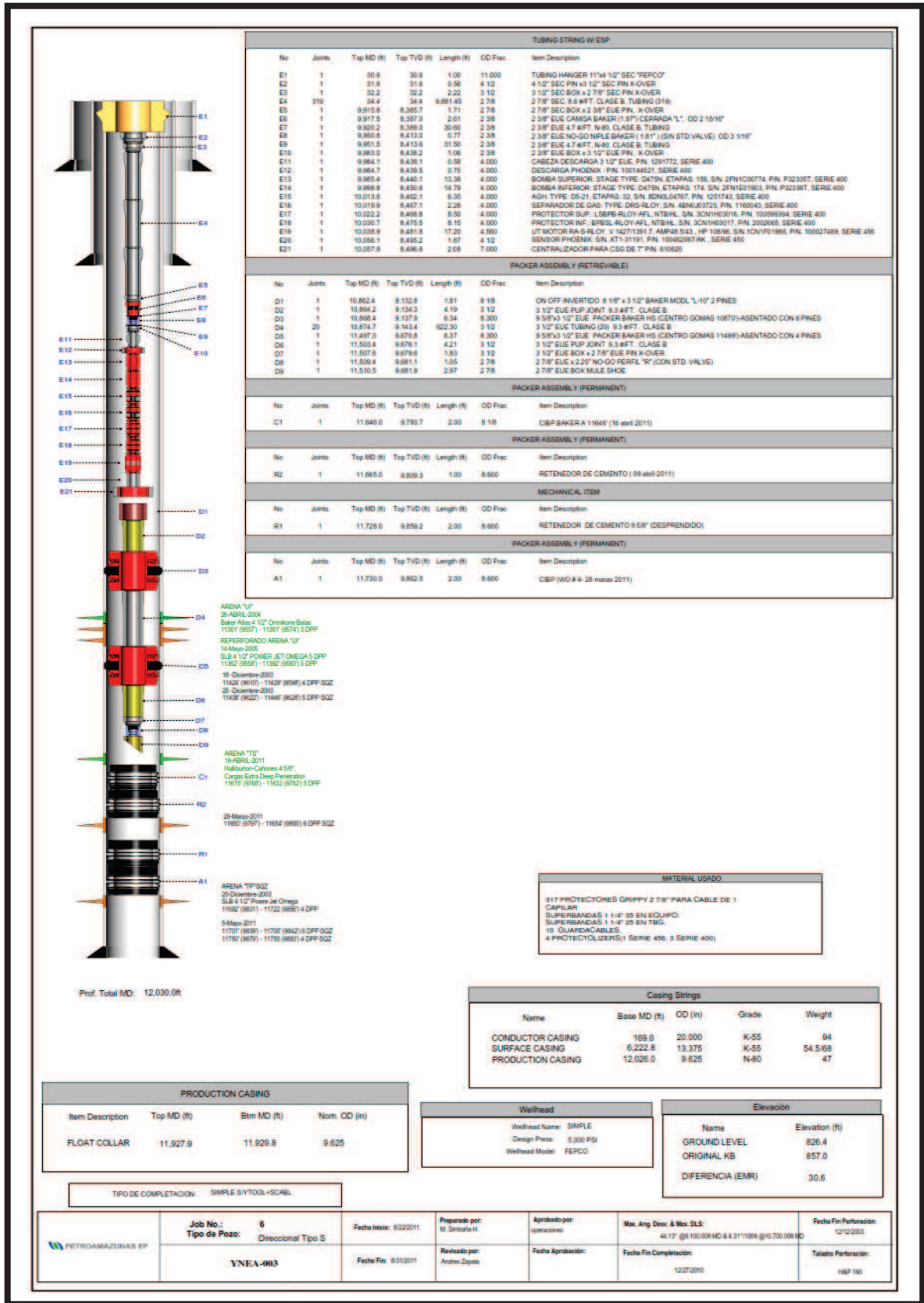


DIAGRAMA DEL POZO: YNEA-005

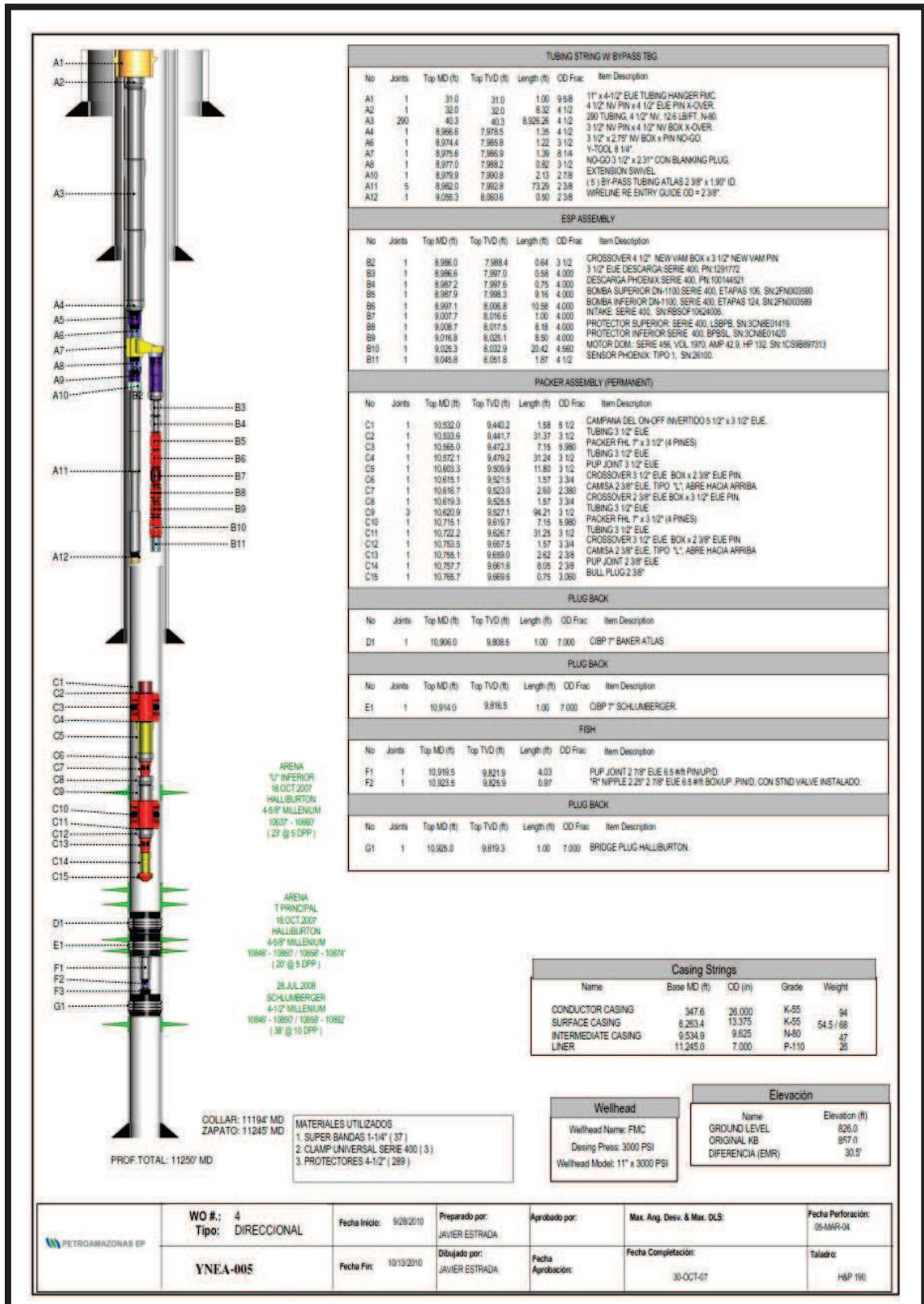


DIAGRAMA DEL POZO: YNEA-007

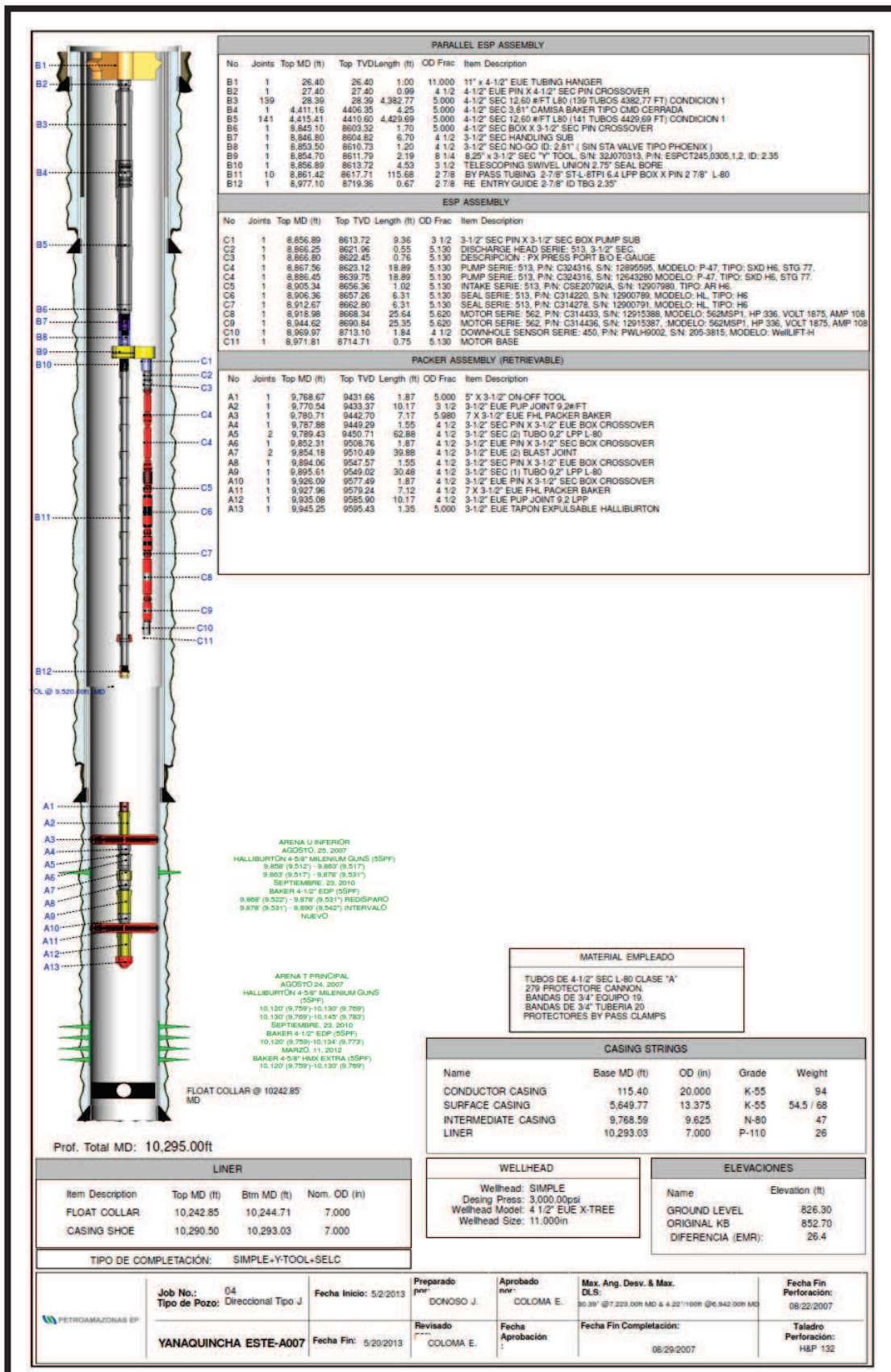


DIAGRAMA DEL POZO: YNEA-010

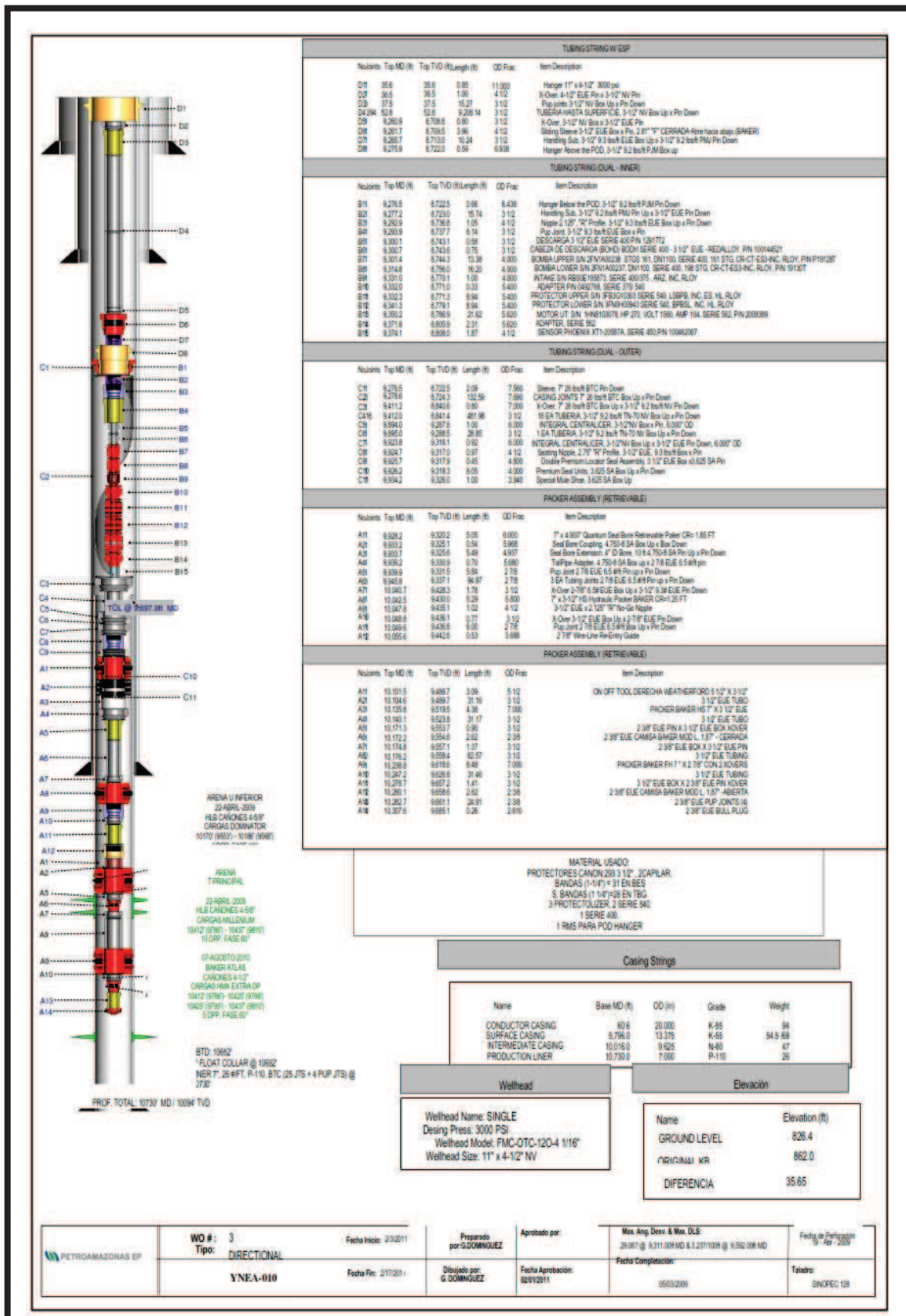


DIAGRAMA DEL POZO: YNEA-016

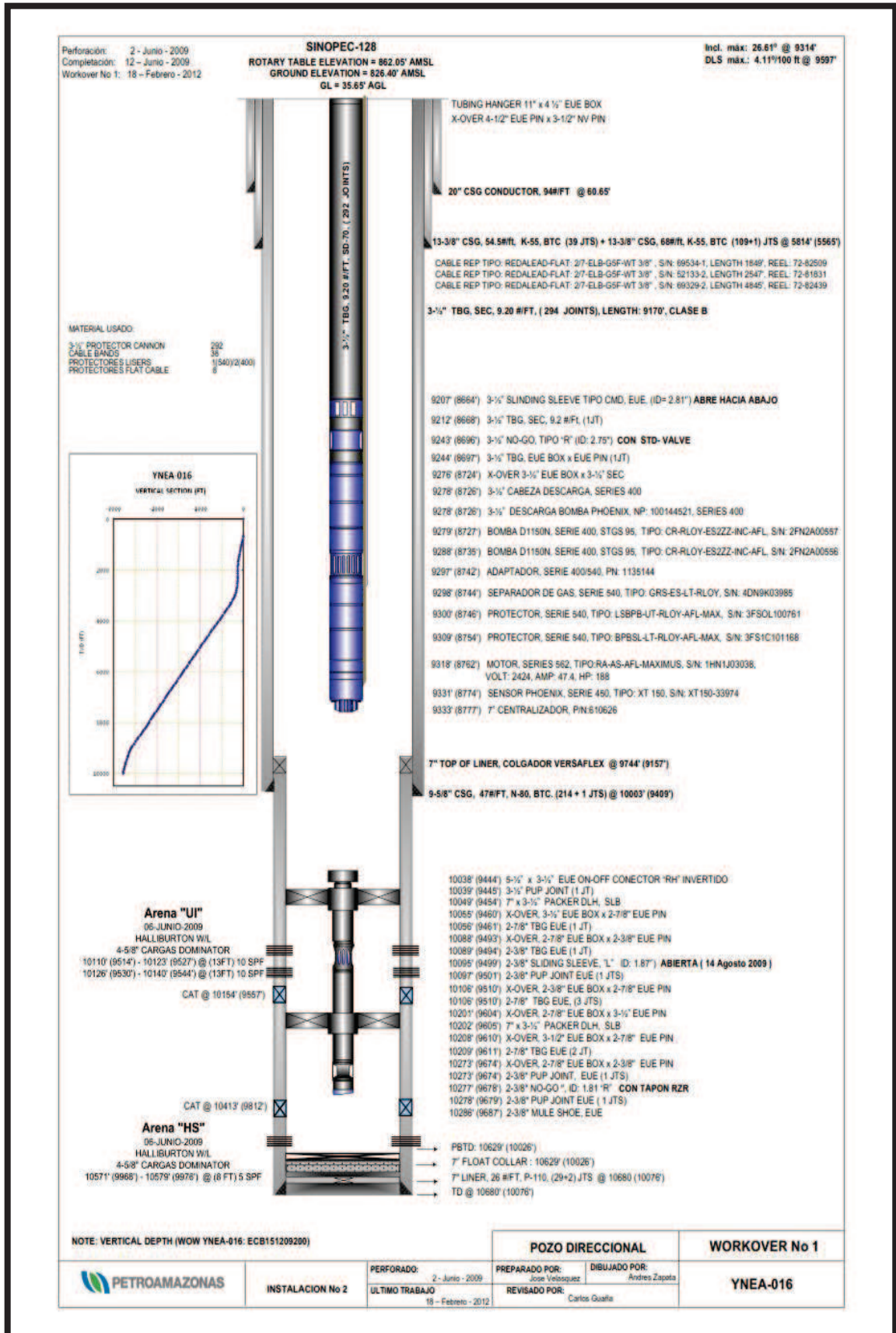


DIAGRAMA DEL POZO: YNEA-017

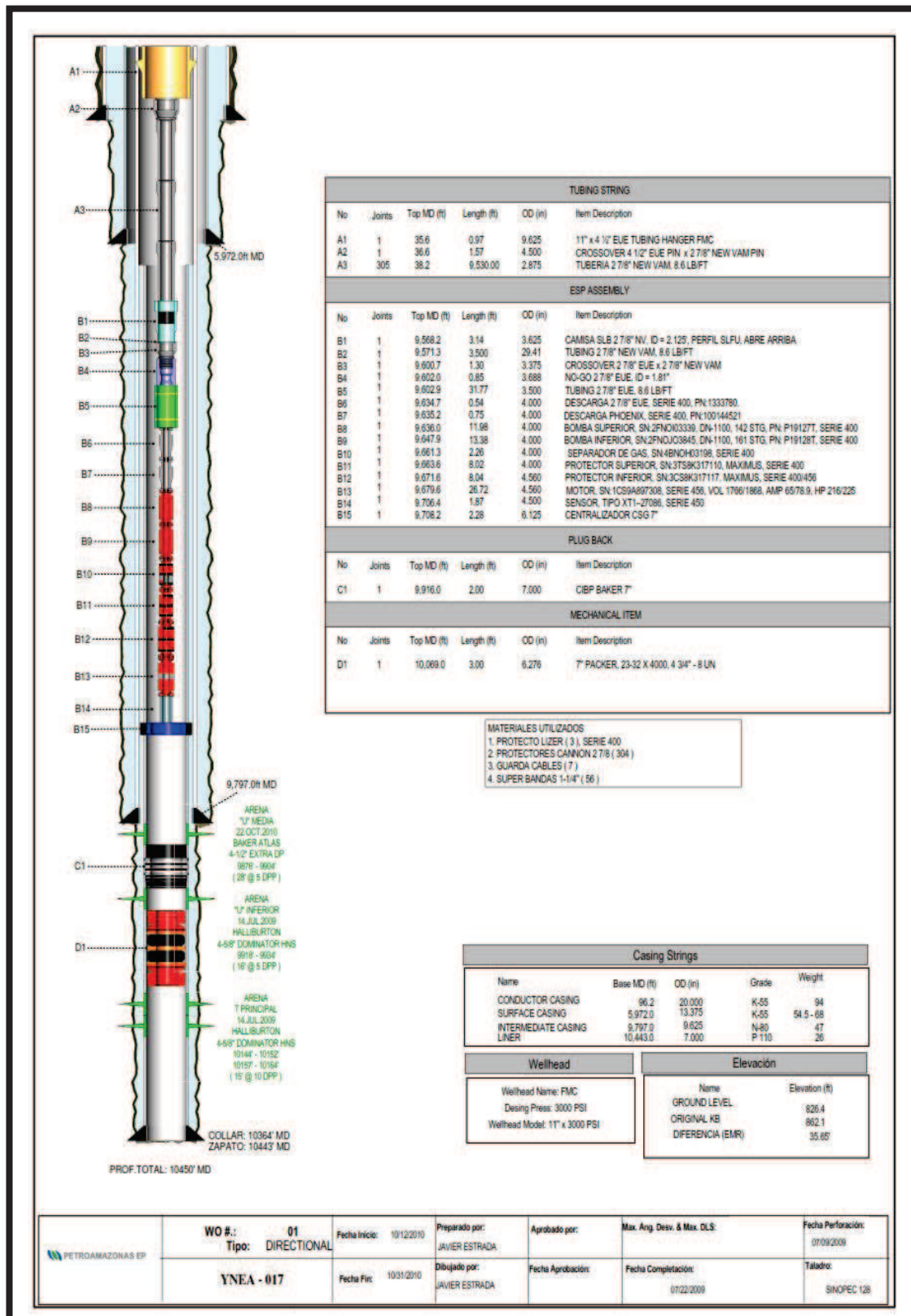


DIAGRAMA DEL POZO: YNEA-018

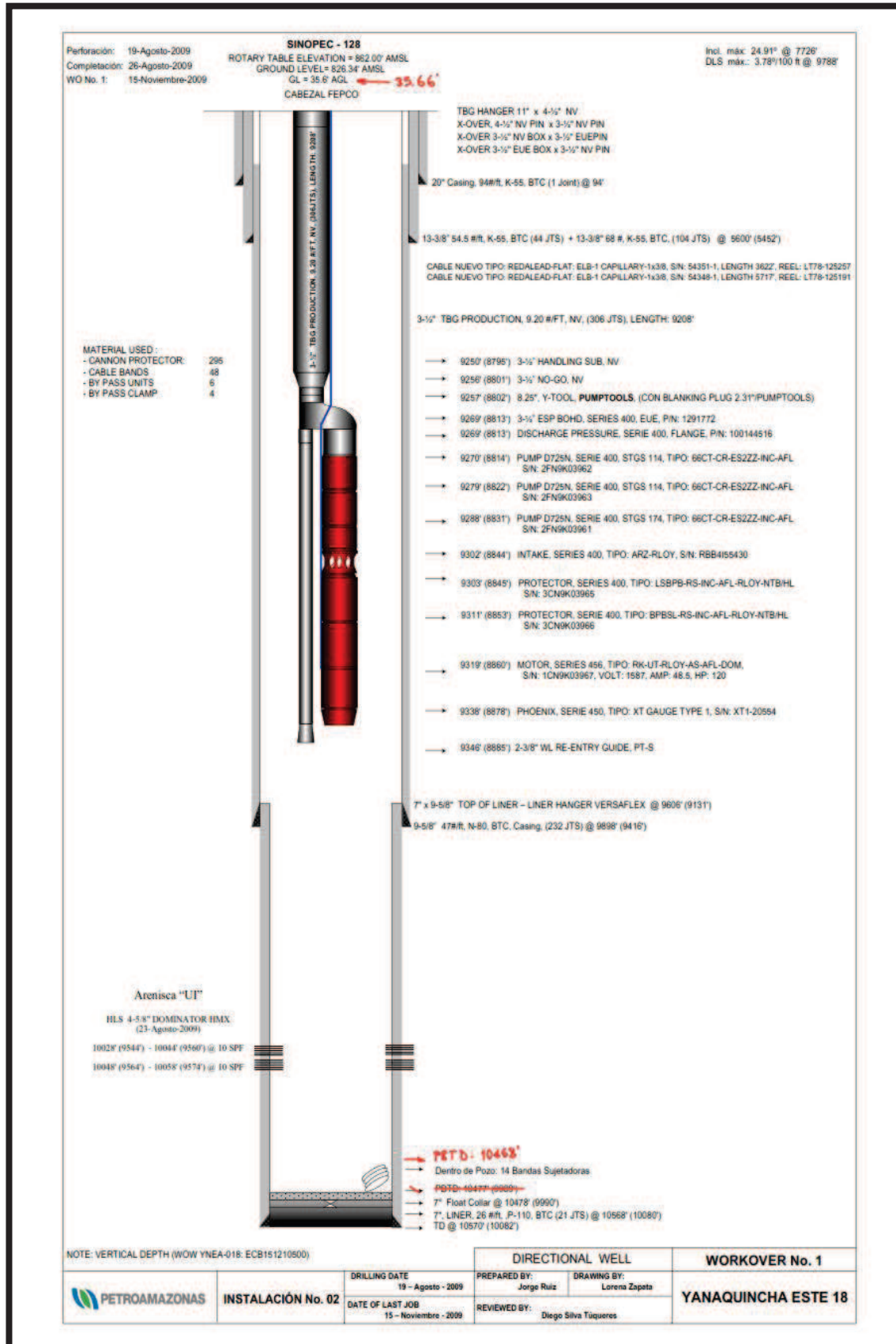


DIAGRAMA DEL POZO: YNEA-020

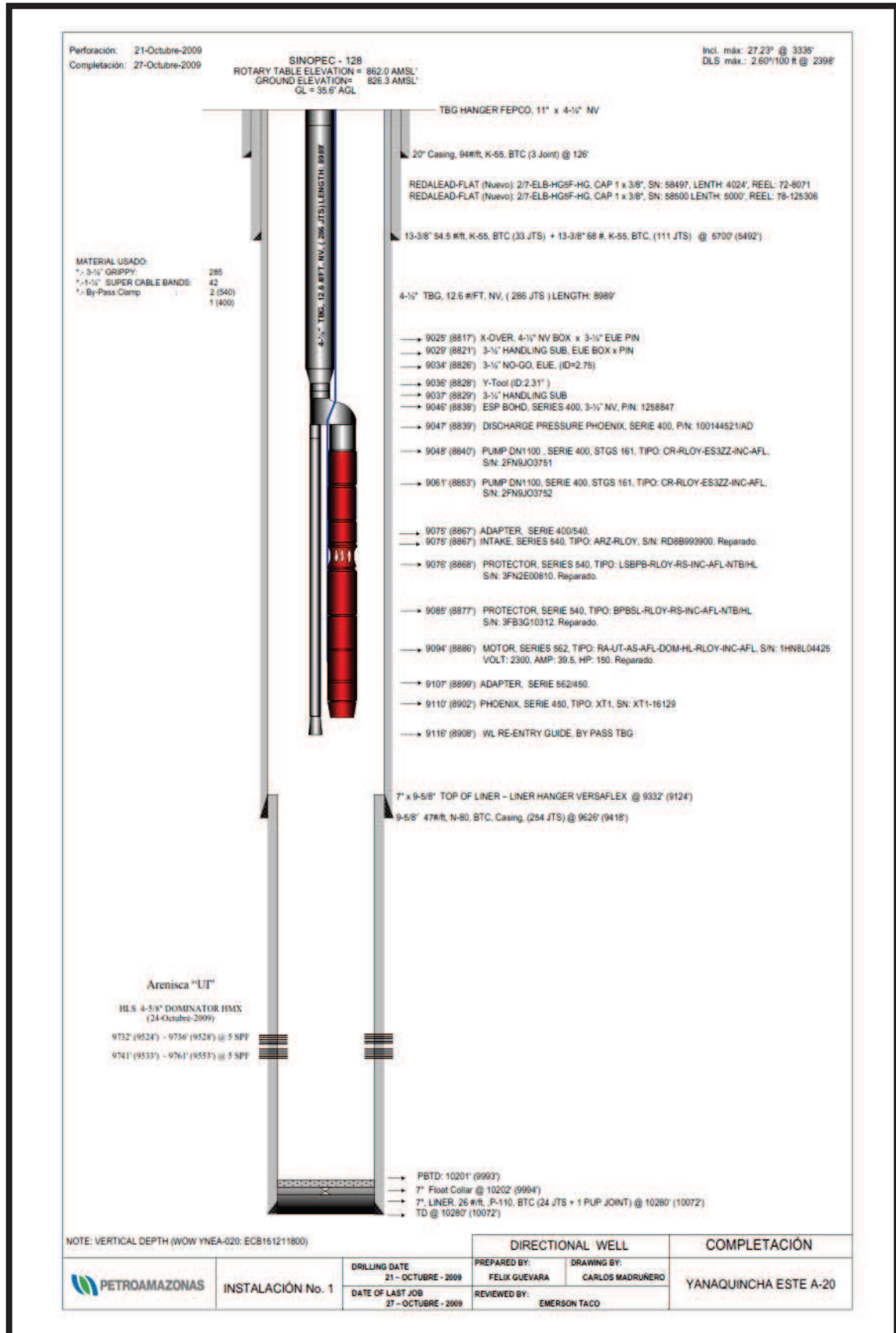


DIAGRAMA DEL POZO: YNEA-024

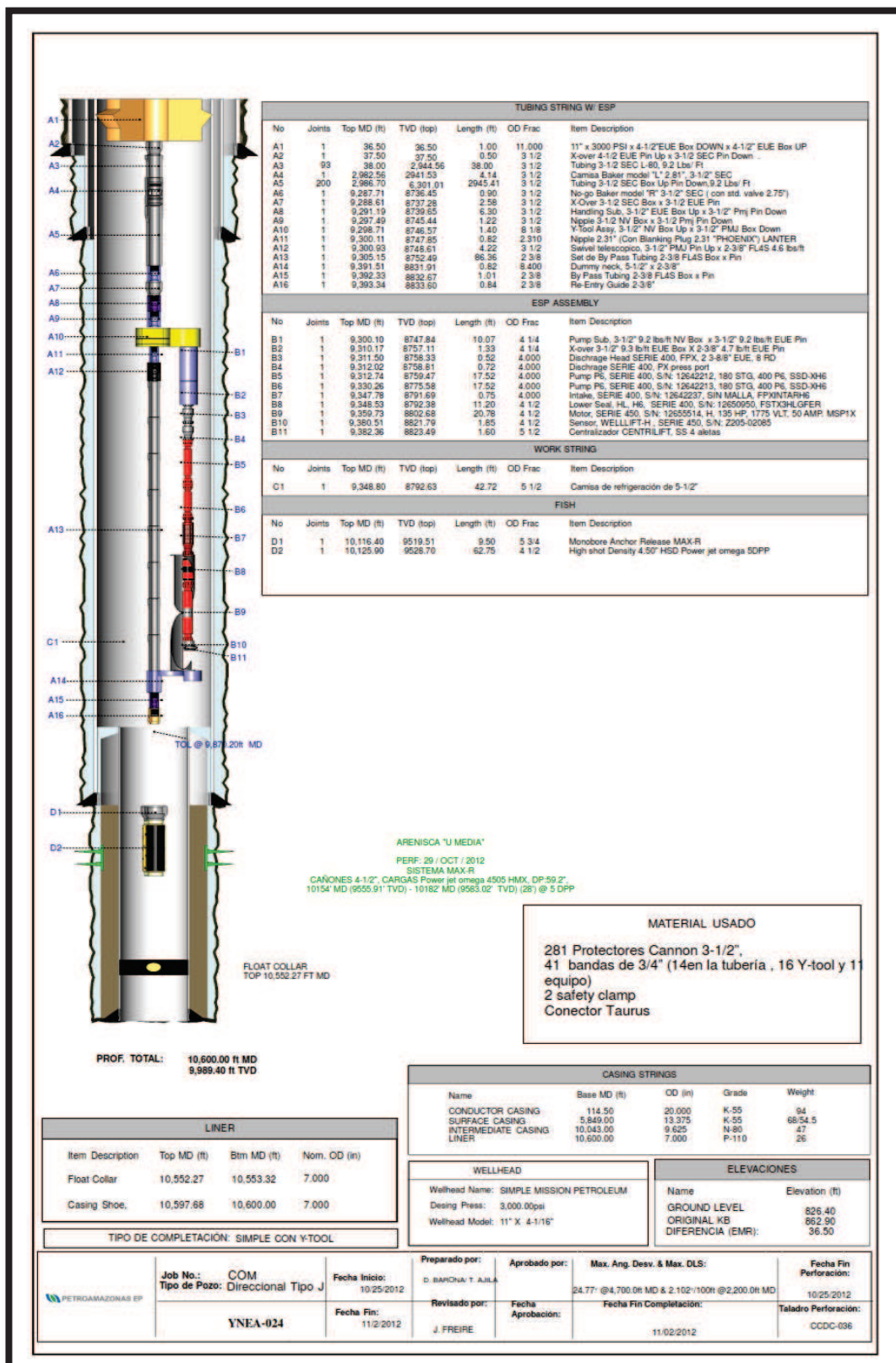


DIAGRAMA DEL POZO: YNEA-025

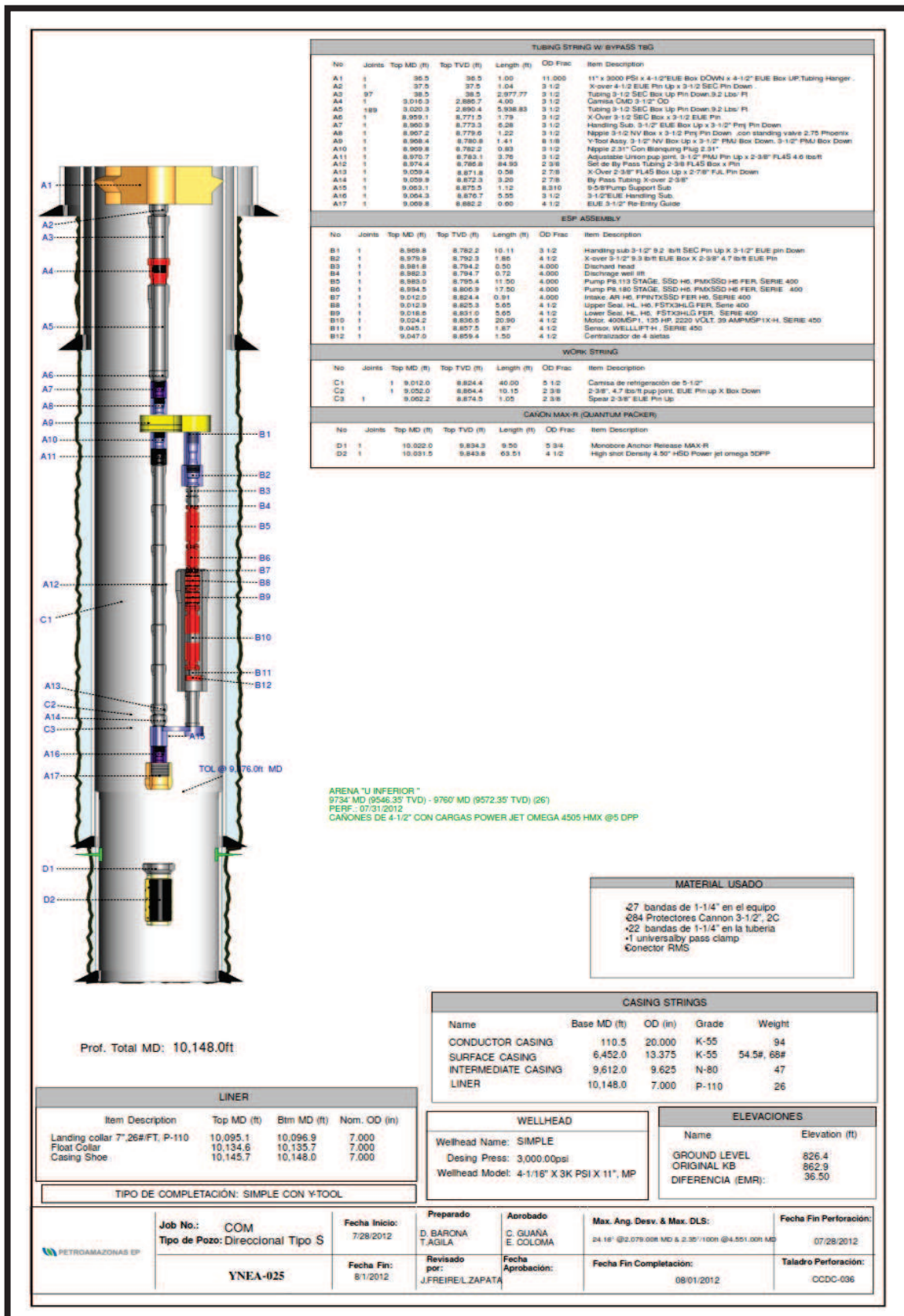


DIAGRAMA DEL POZO: YNEA-026

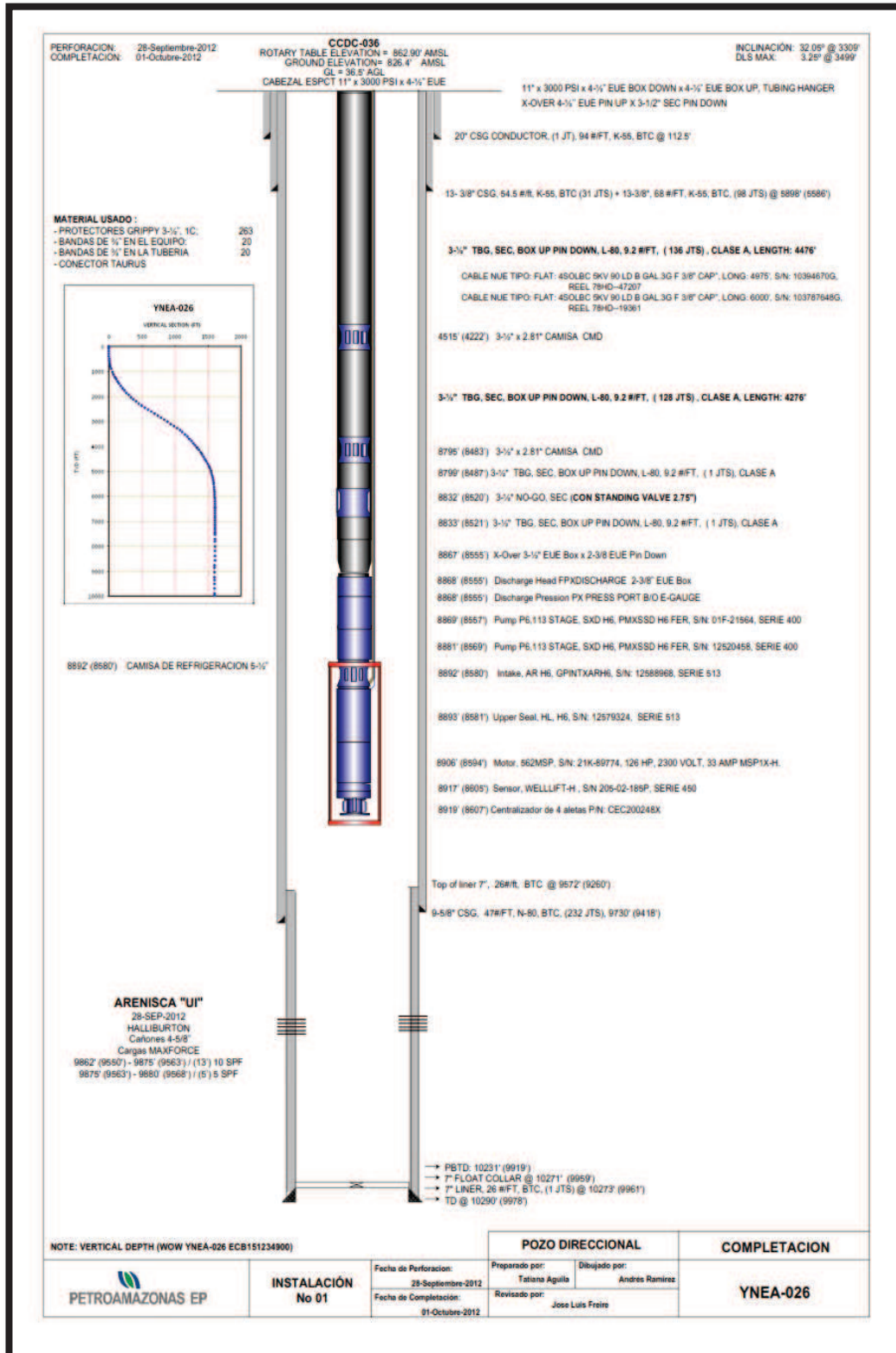


DIAGRAMA DEL POZO: YNEA-027

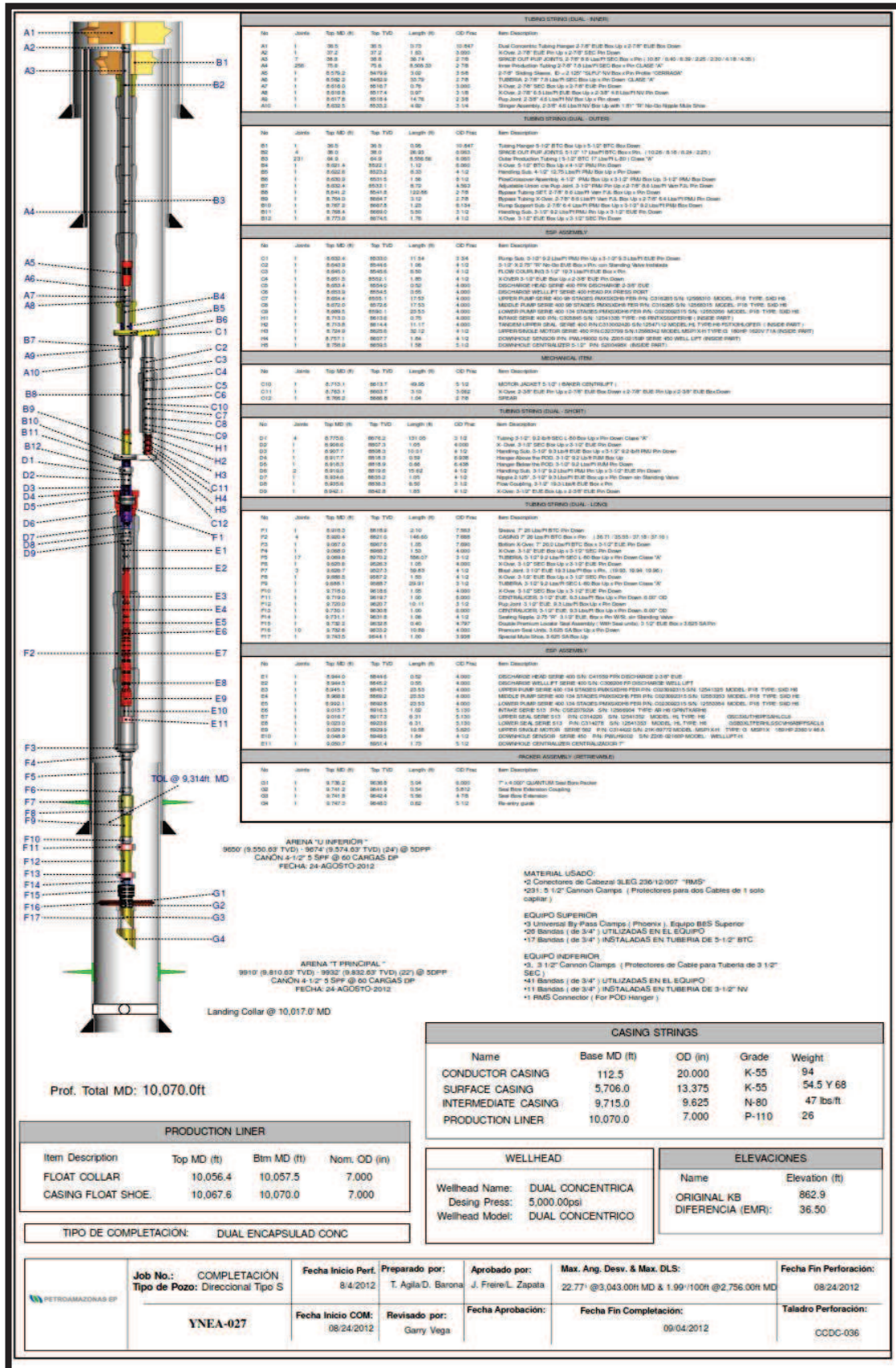


DIAGRAMA DEL POZO: YNEA-028

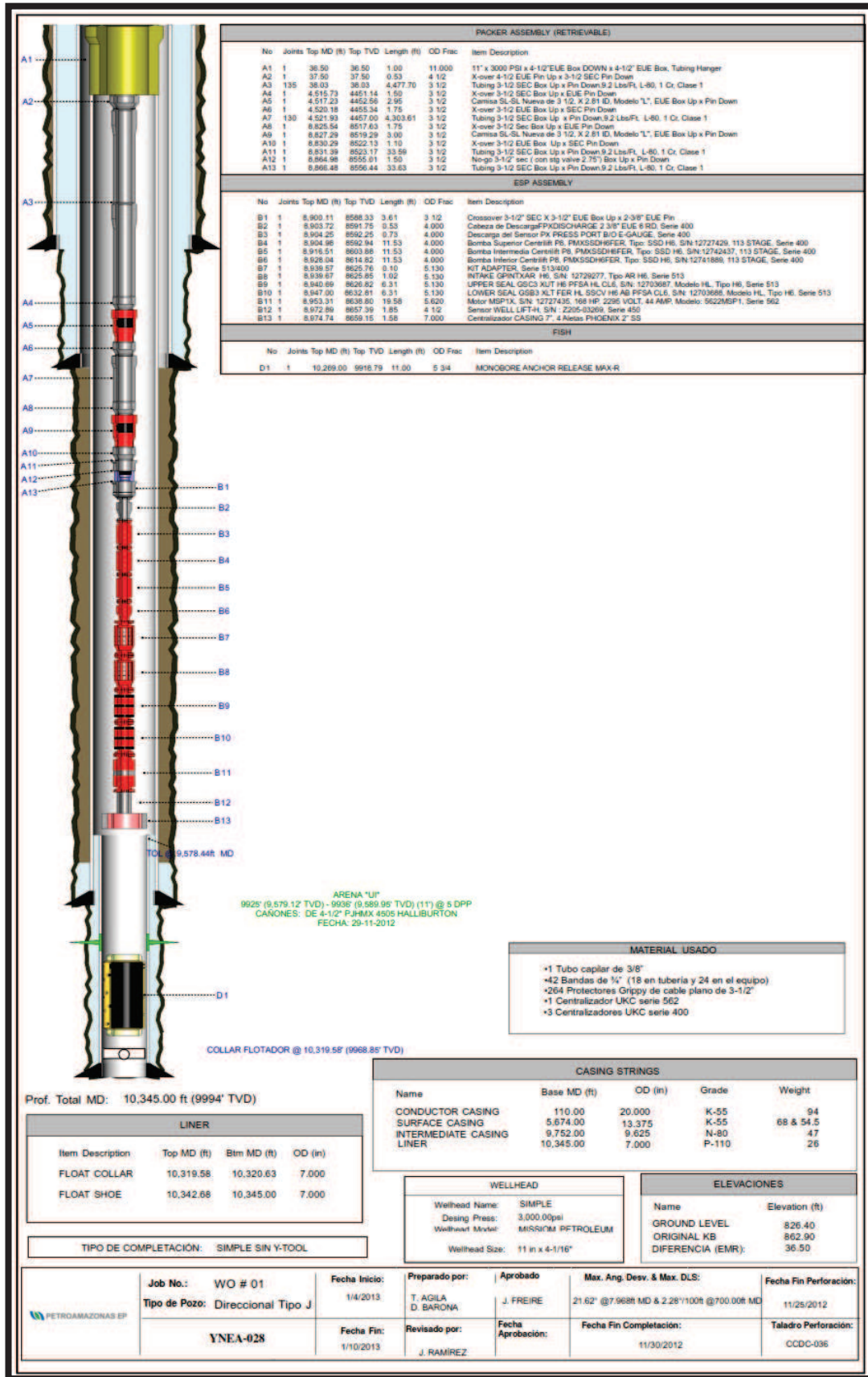


DIAGRAMA DEL POZO: YNEA-029

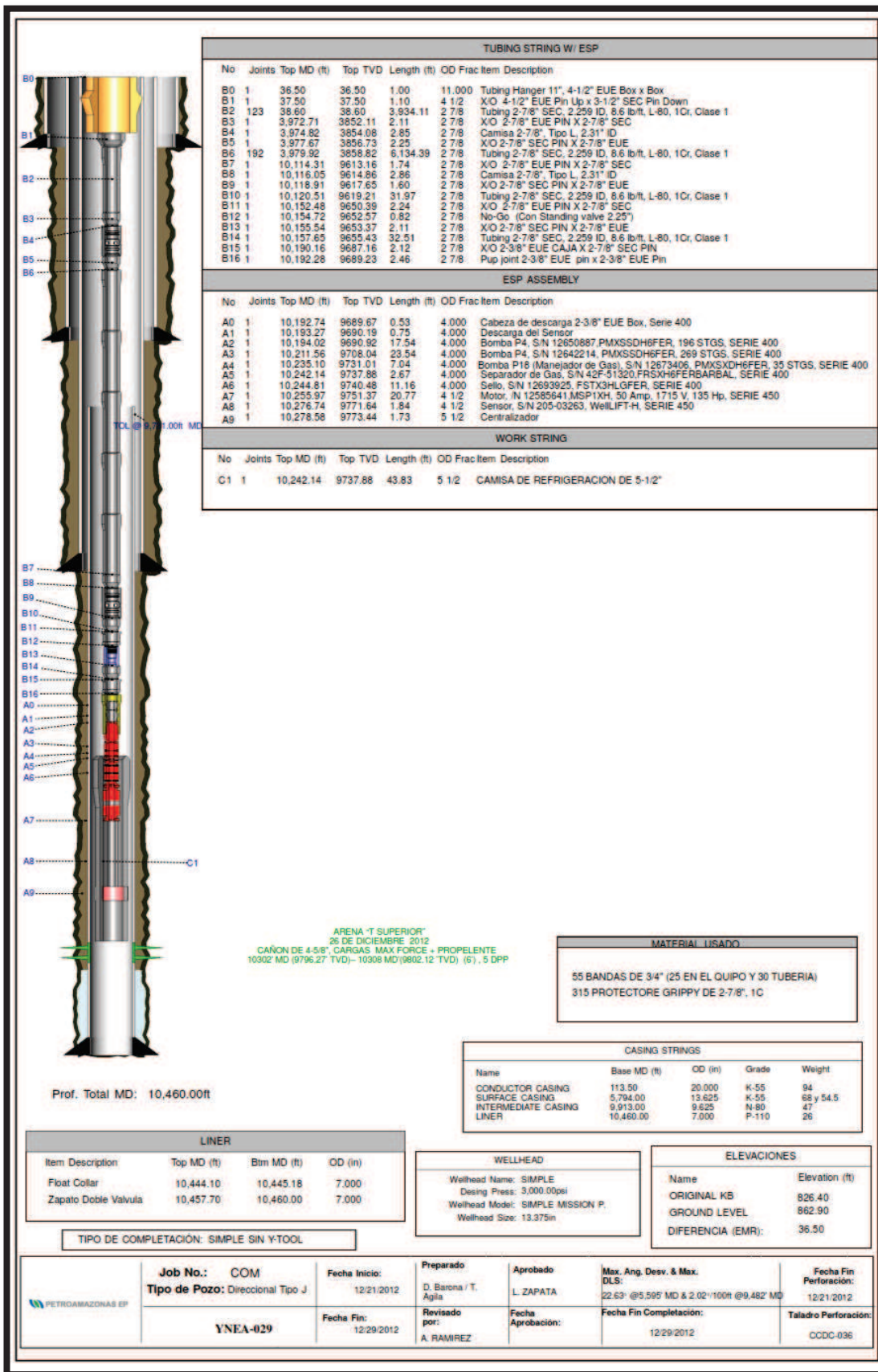


DIAGRAMA DEL POZO: YNEA-030

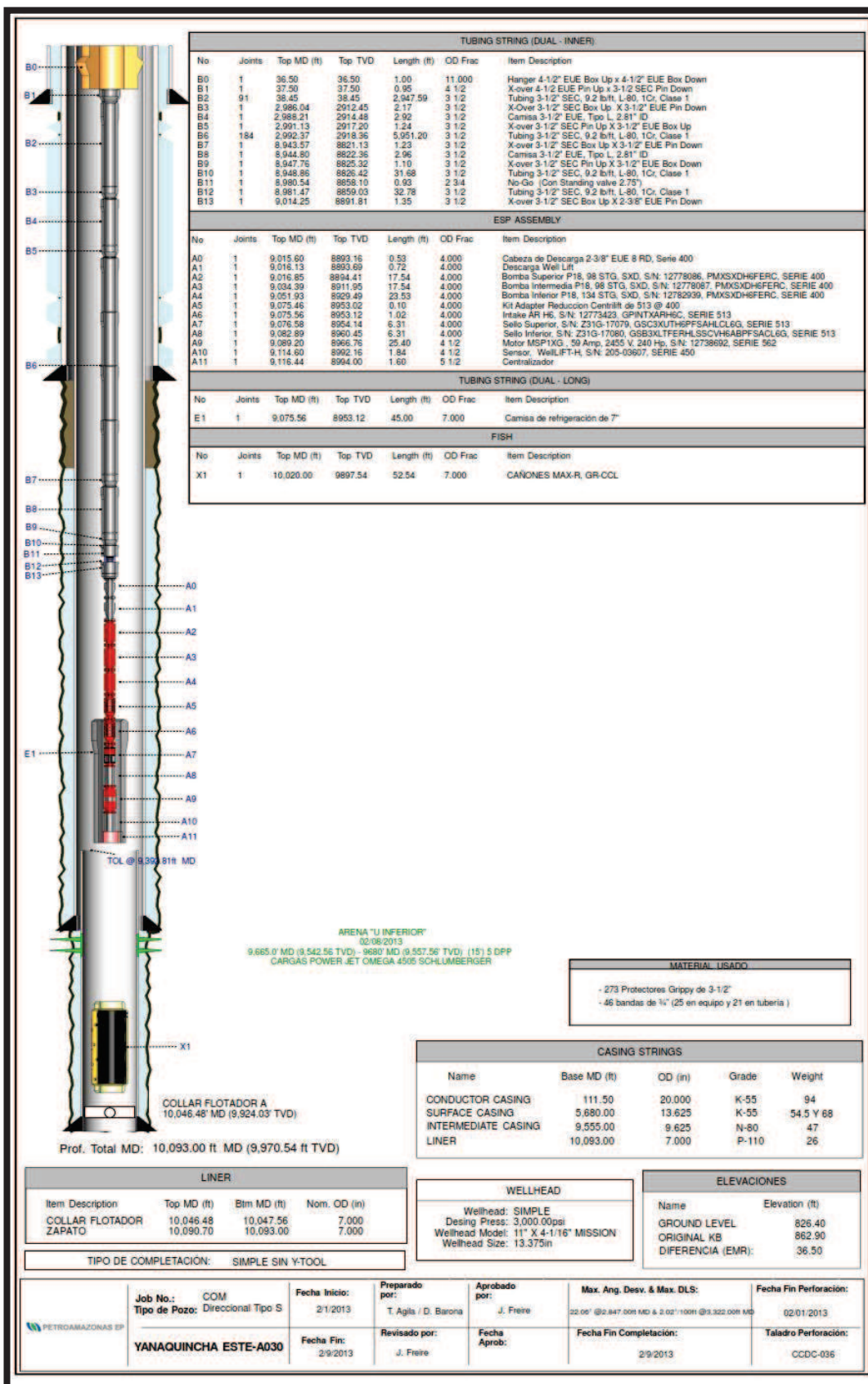


DIAGRAMA DEL POZO: YNEB-012

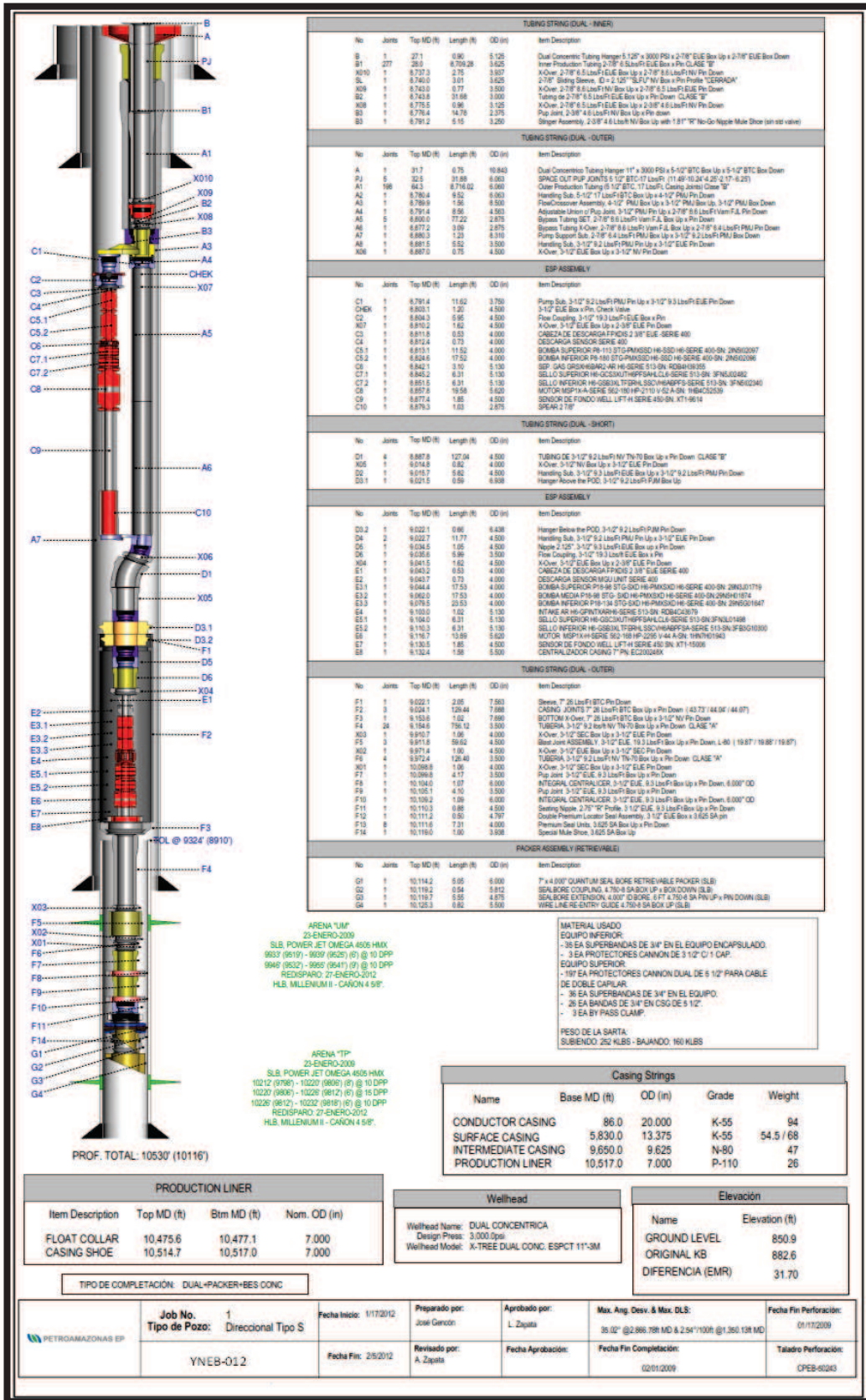


DIAGRAMA DEL POZO: YNEB-013

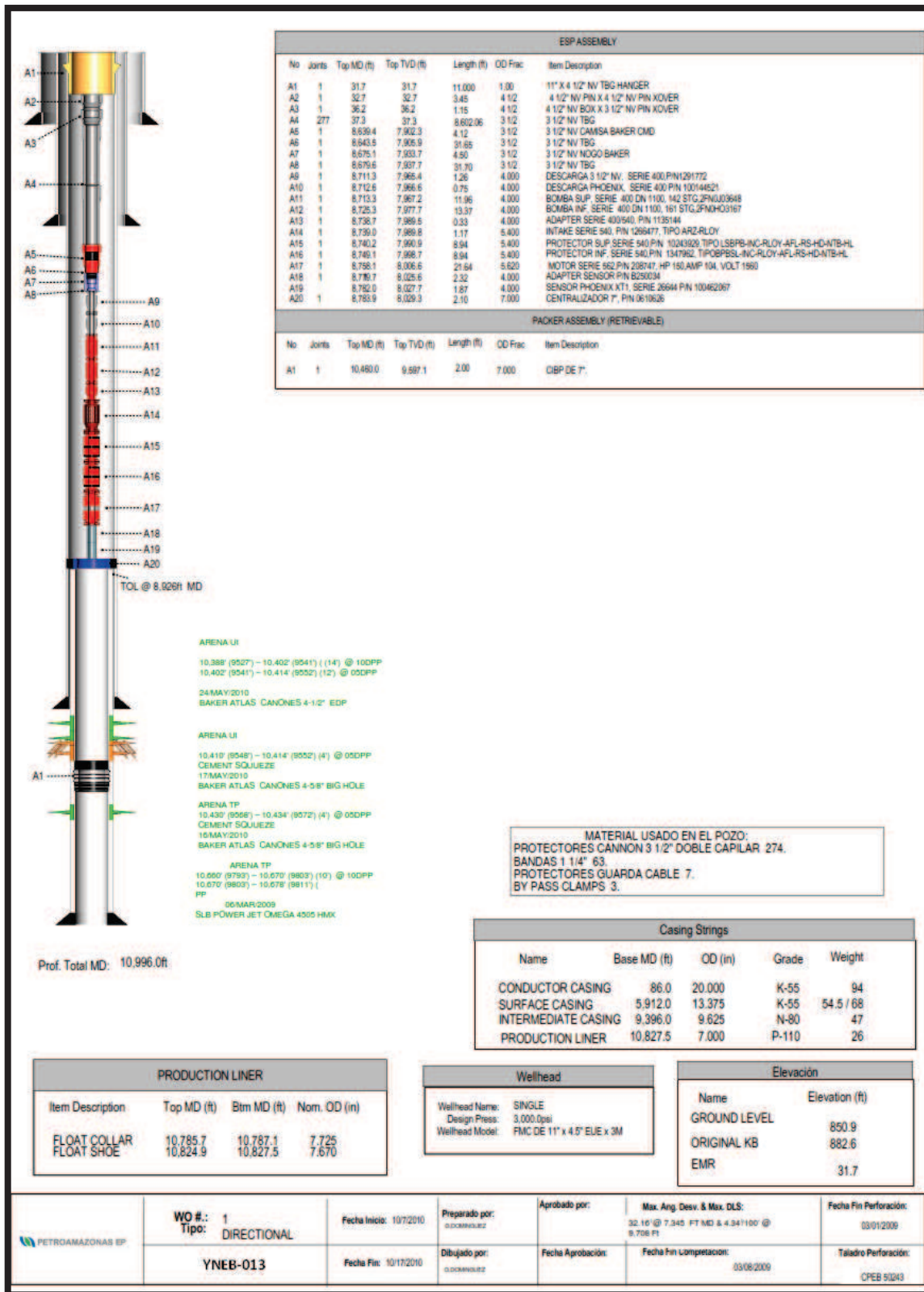


DIAGRAMA DEL POZO: YNEB-021

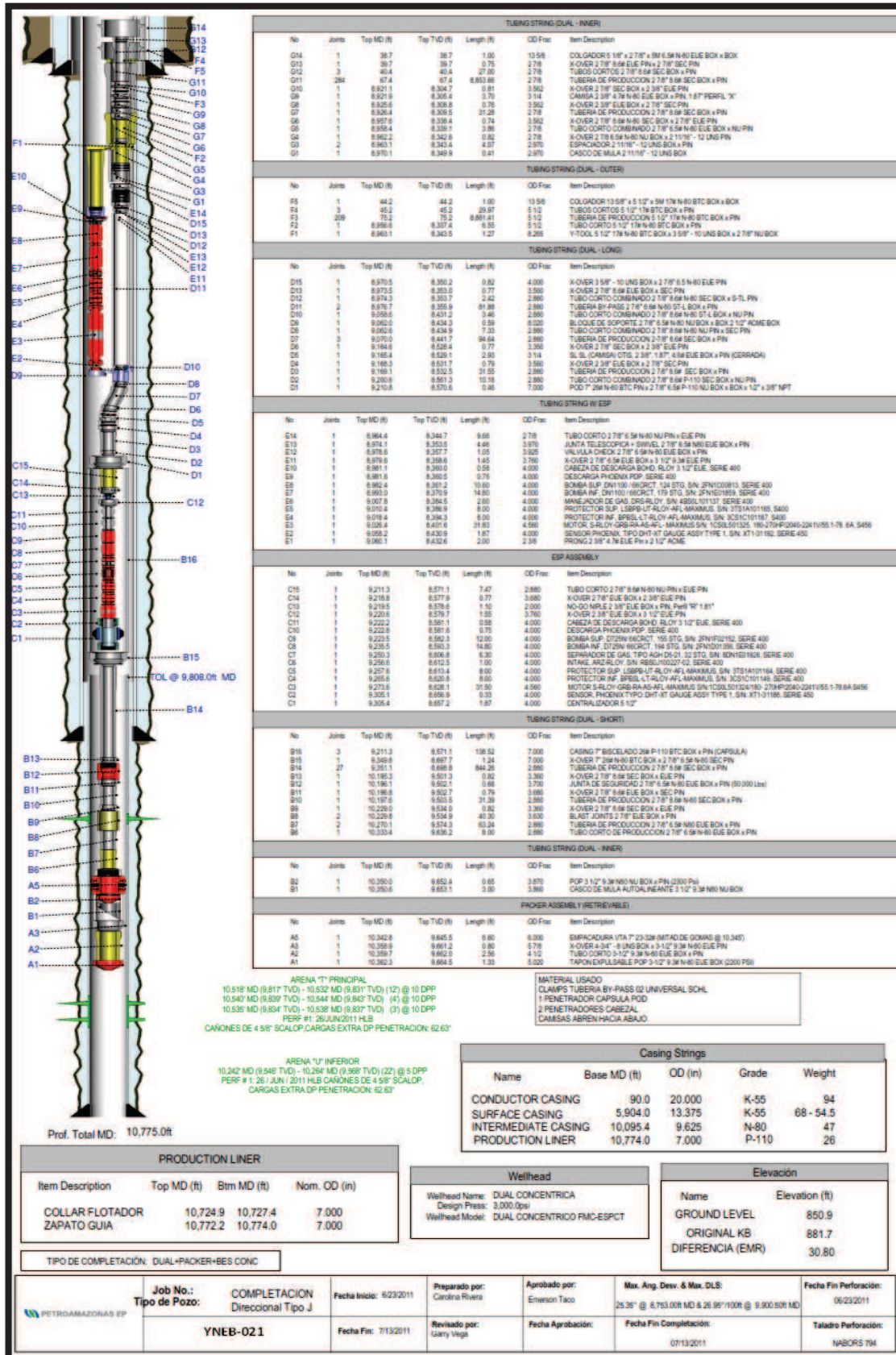


DIAGRAMA DEL POZO: YNEB-022

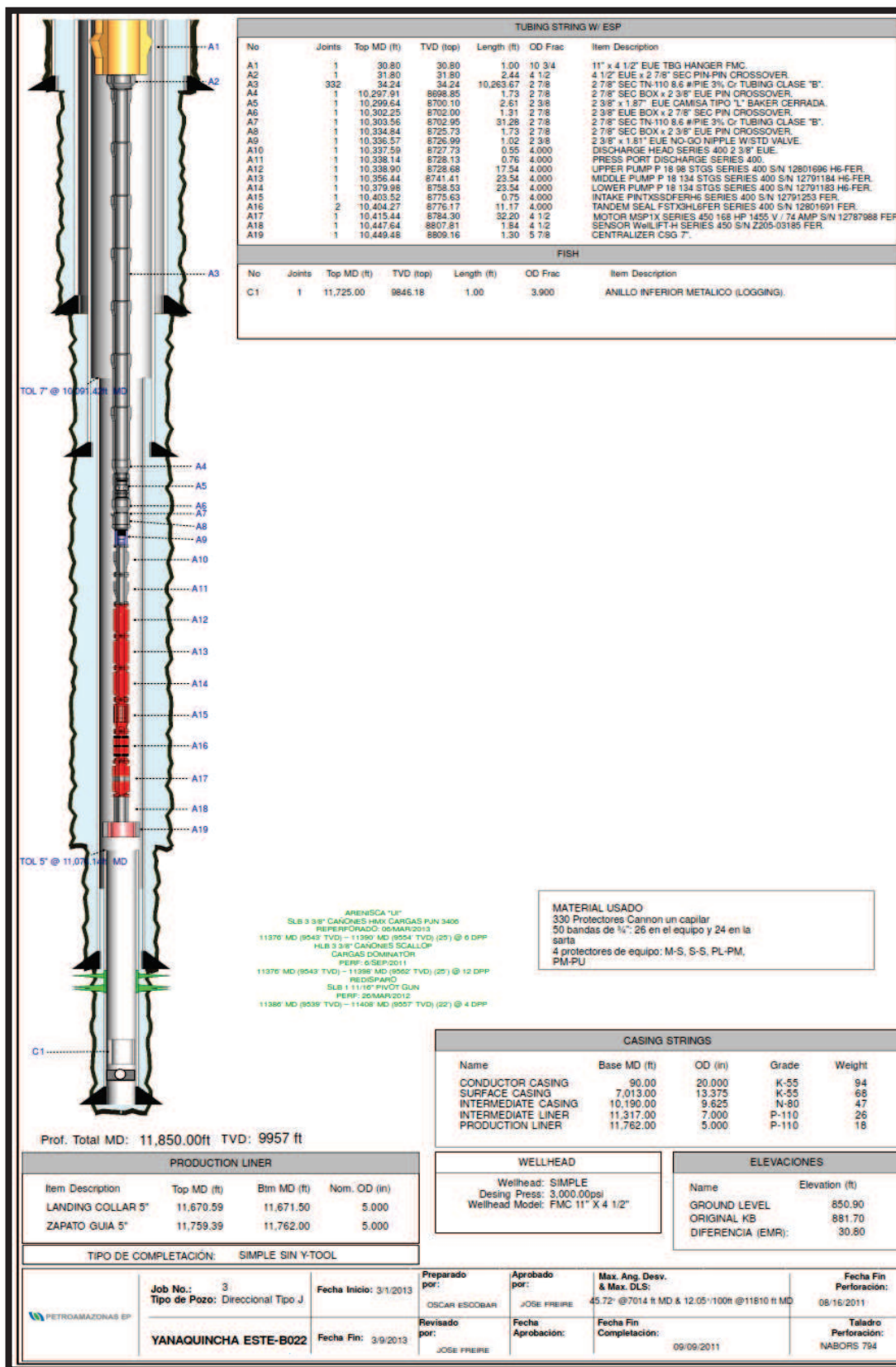


DIAGRAMA DEL POZO: YNEB-023

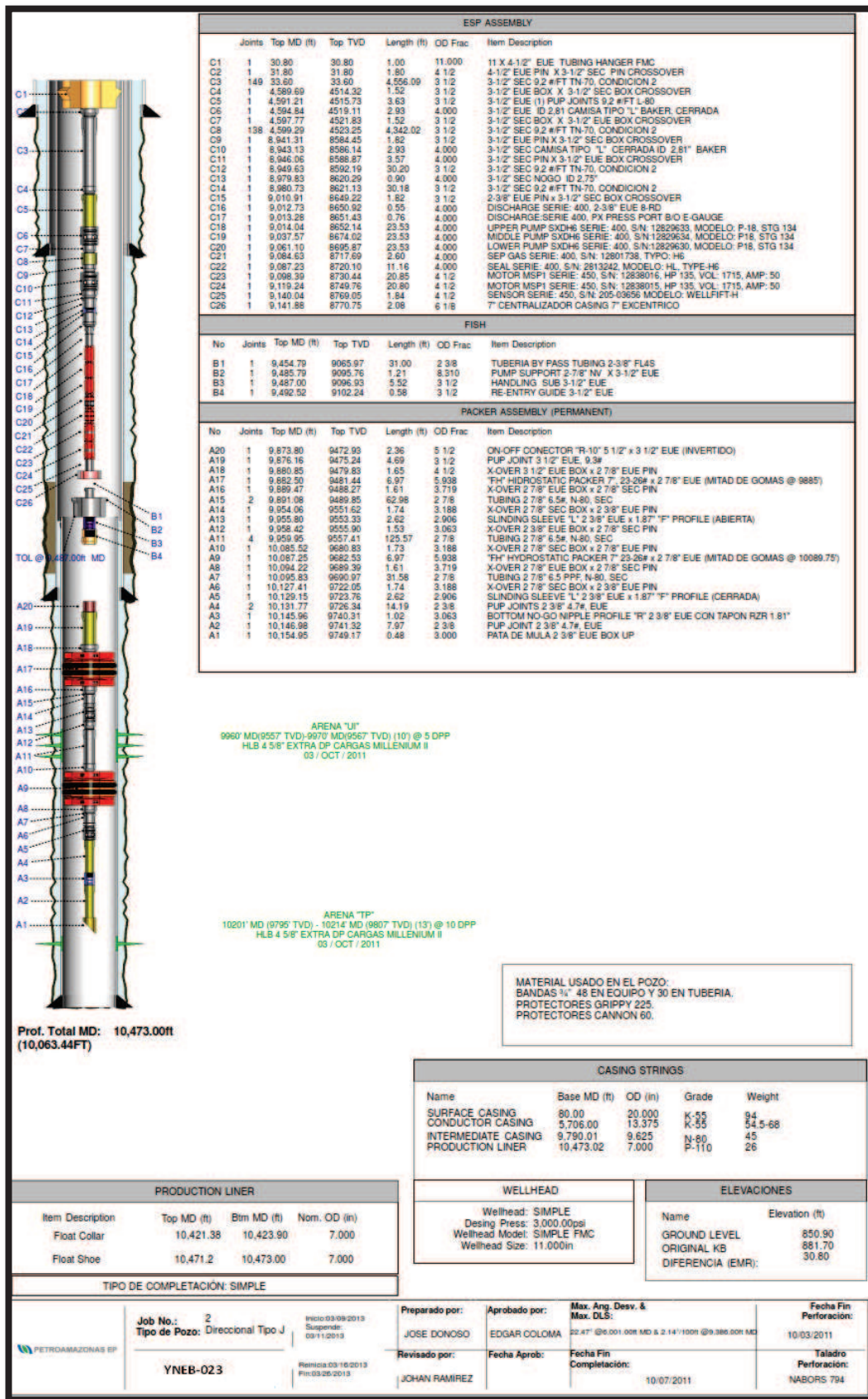


DIAGRAMA DEL POZO: YNOA-005

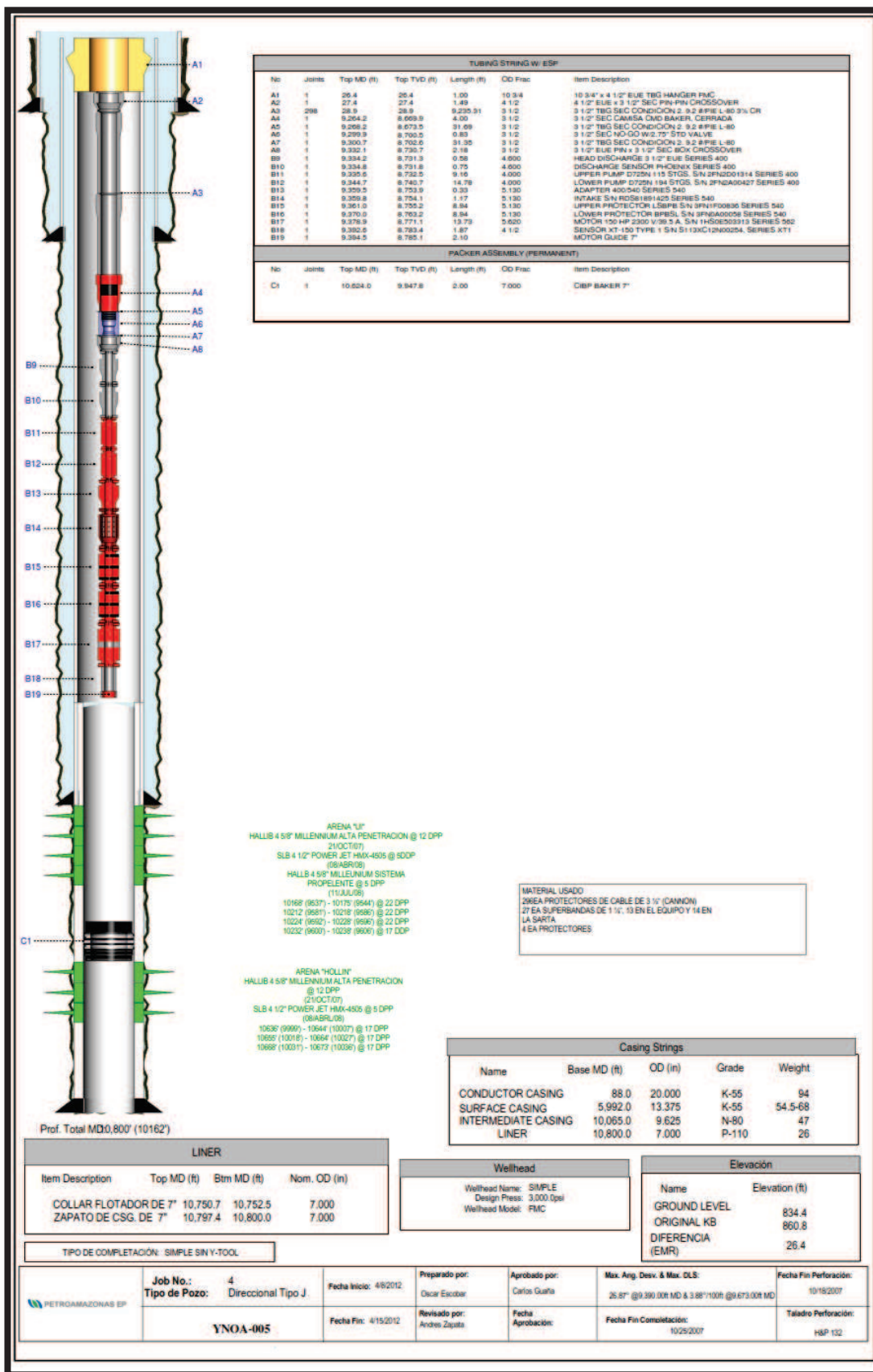


DIAGRAMA DEL POZO: YNOA-007

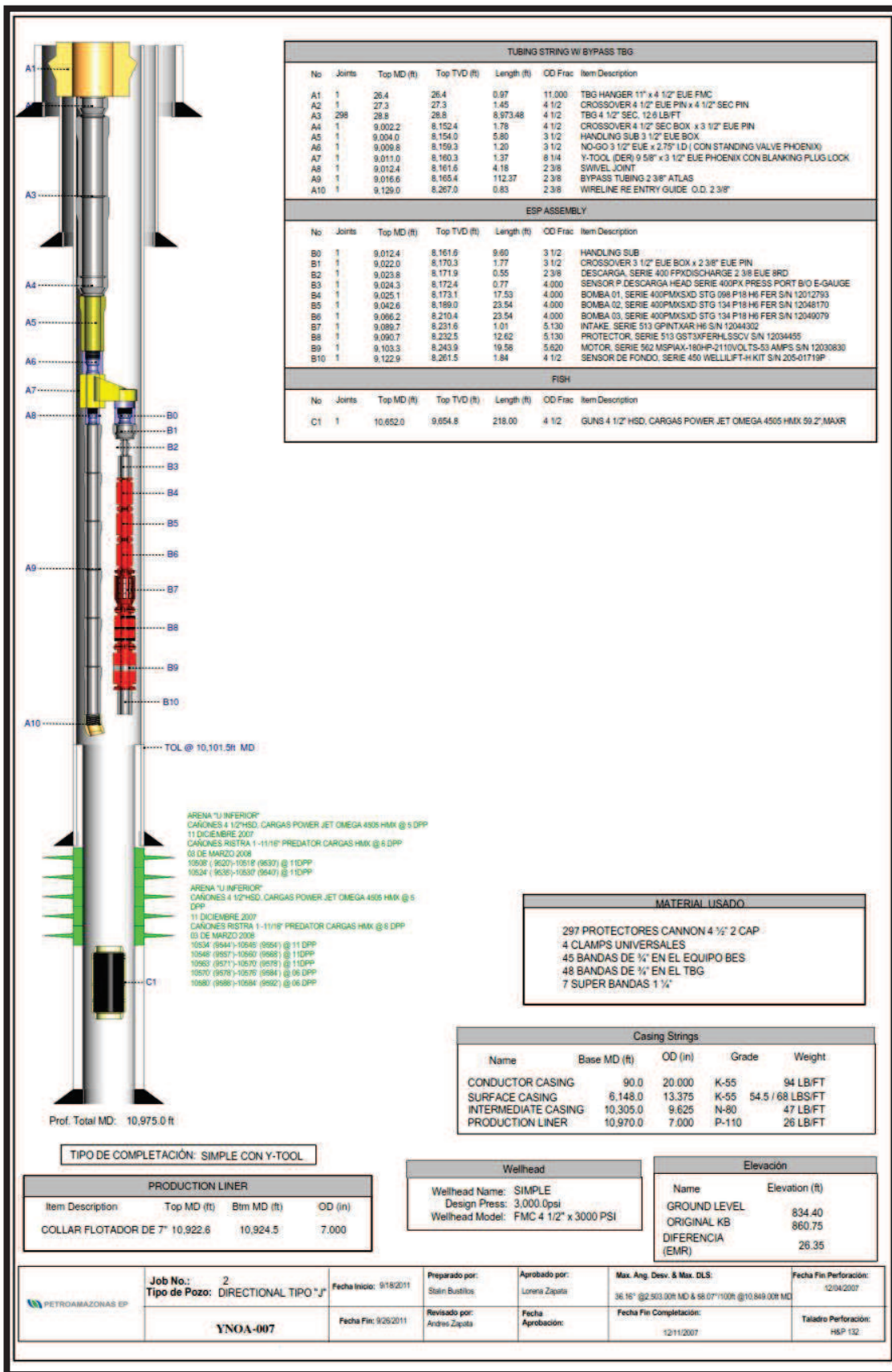


DIAGRAMA DEL POZO: YNOA-008

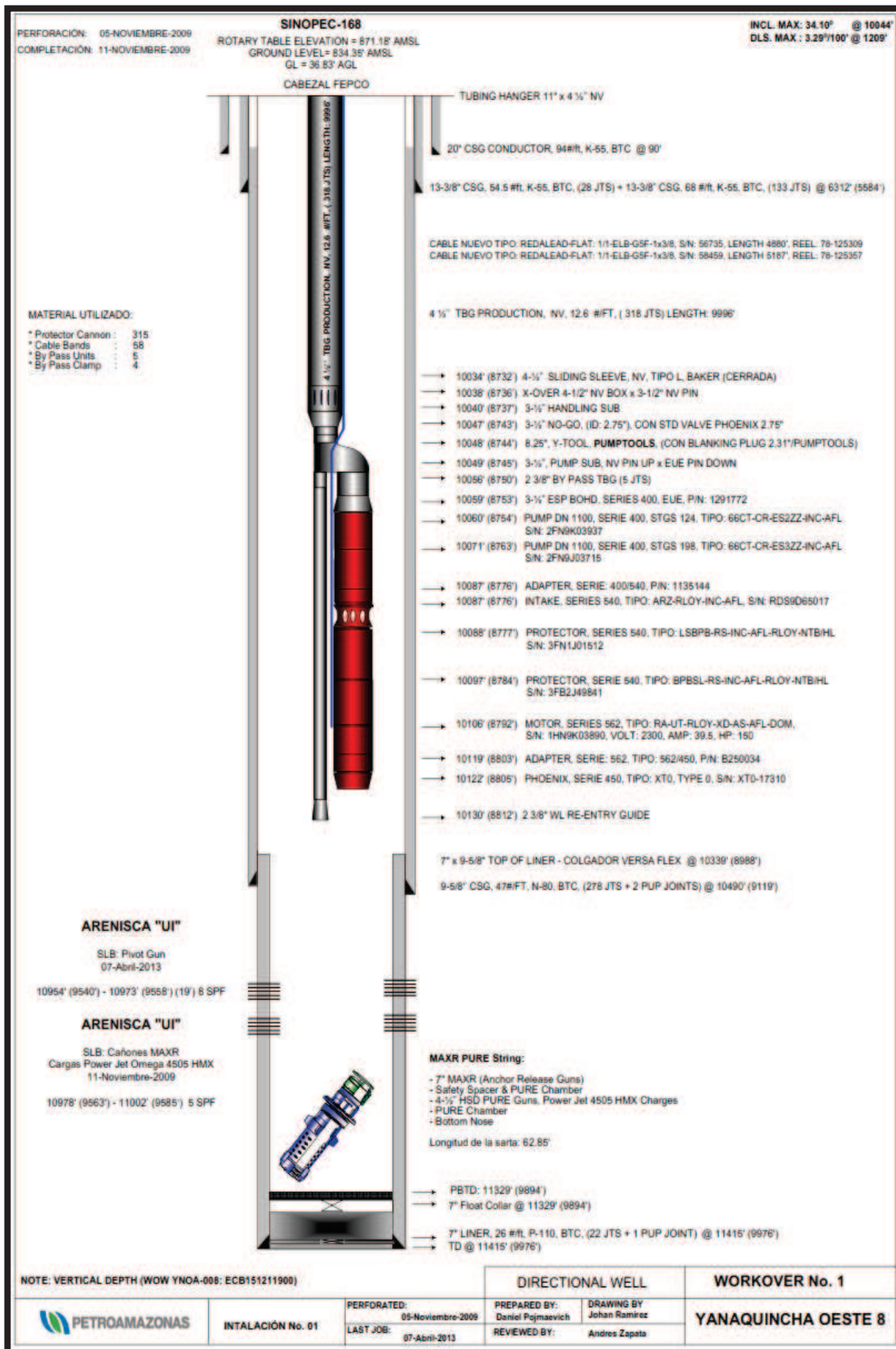


DIAGRAMA DEL POZO: YNOA-009

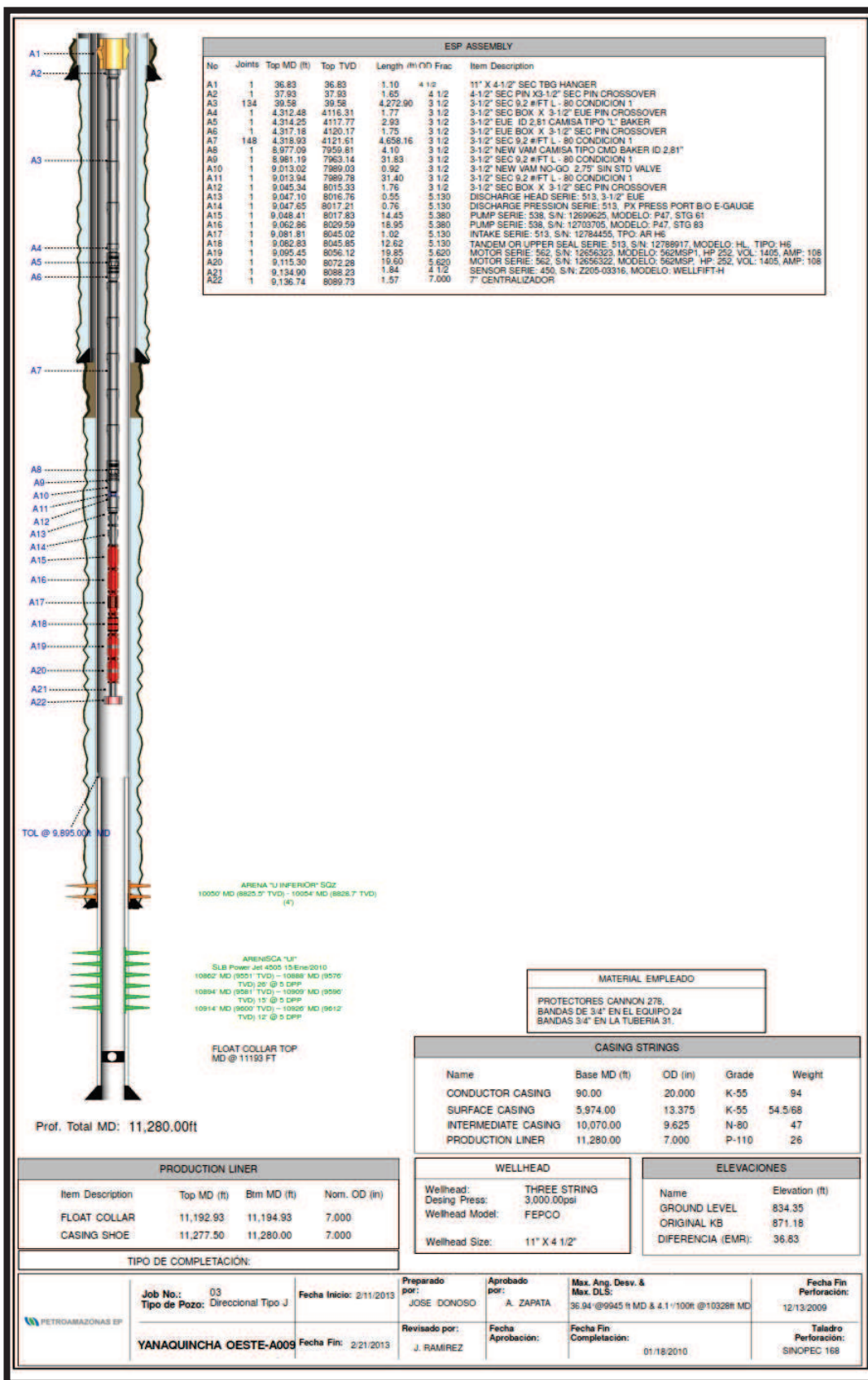


DIAGRAMA DEL POZO: YNOA-0013

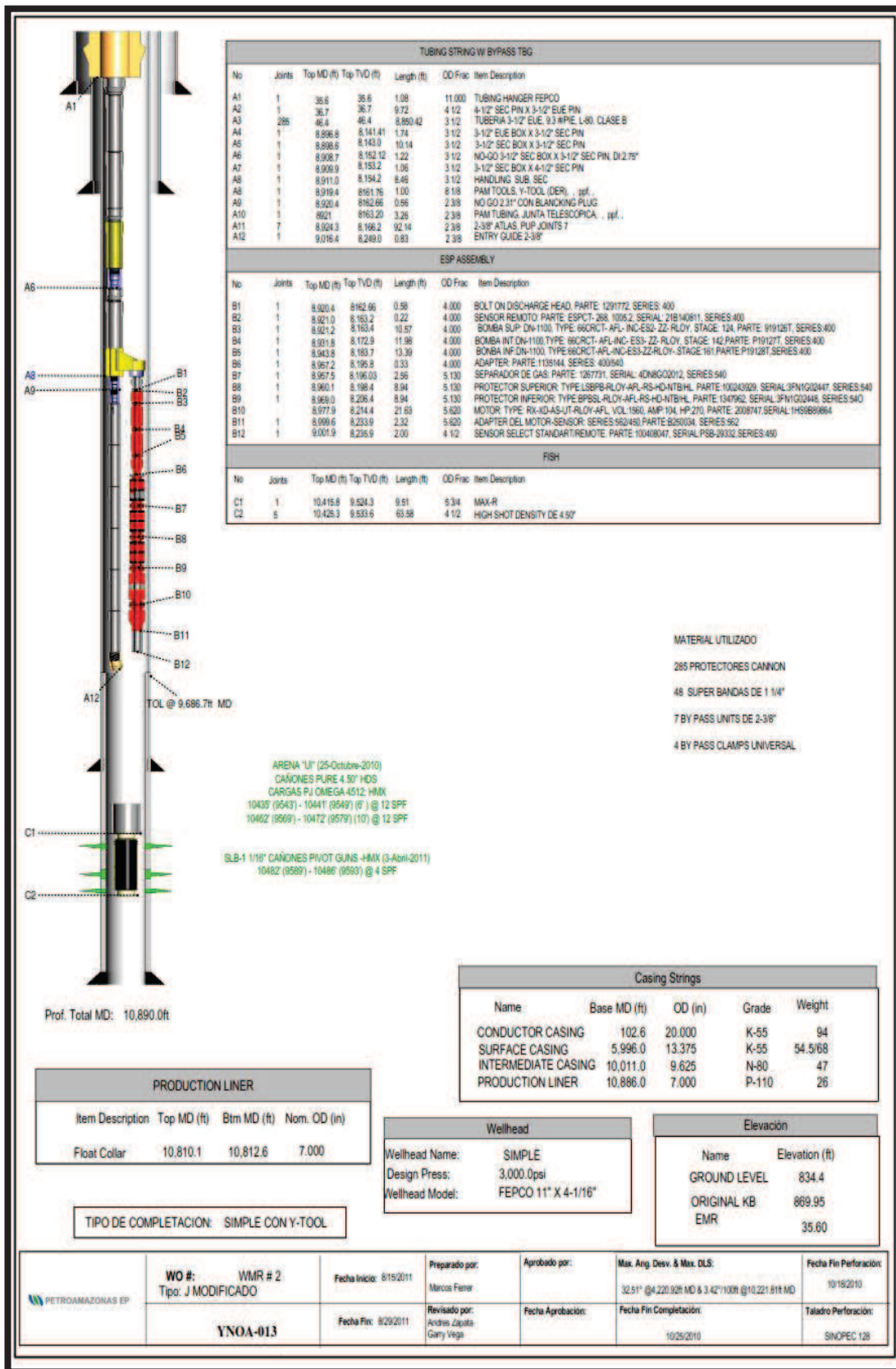


DIAGRAMA DEL POZO: YNOA-014

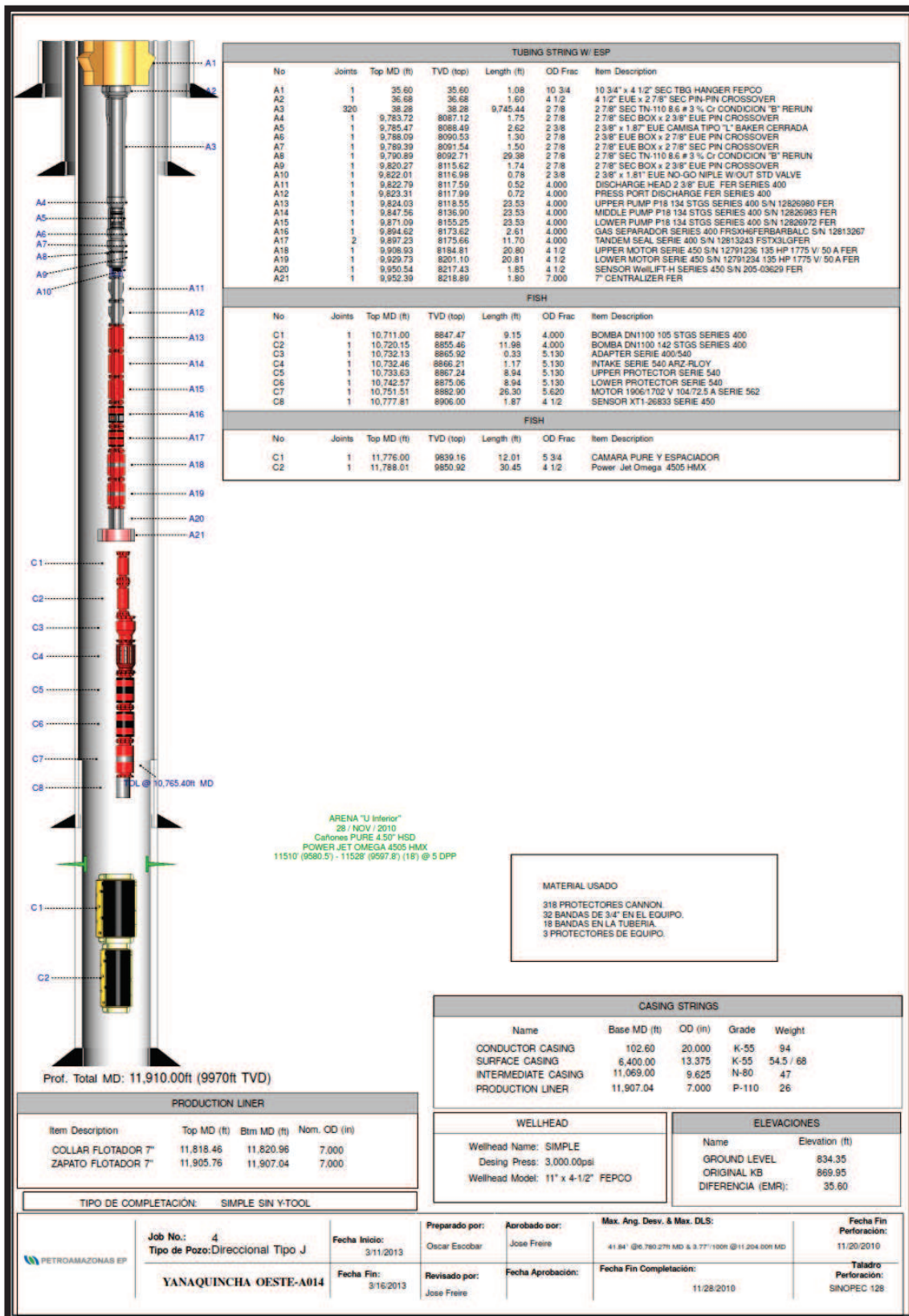


DIAGRAMA DEL POZO: YNOB-010

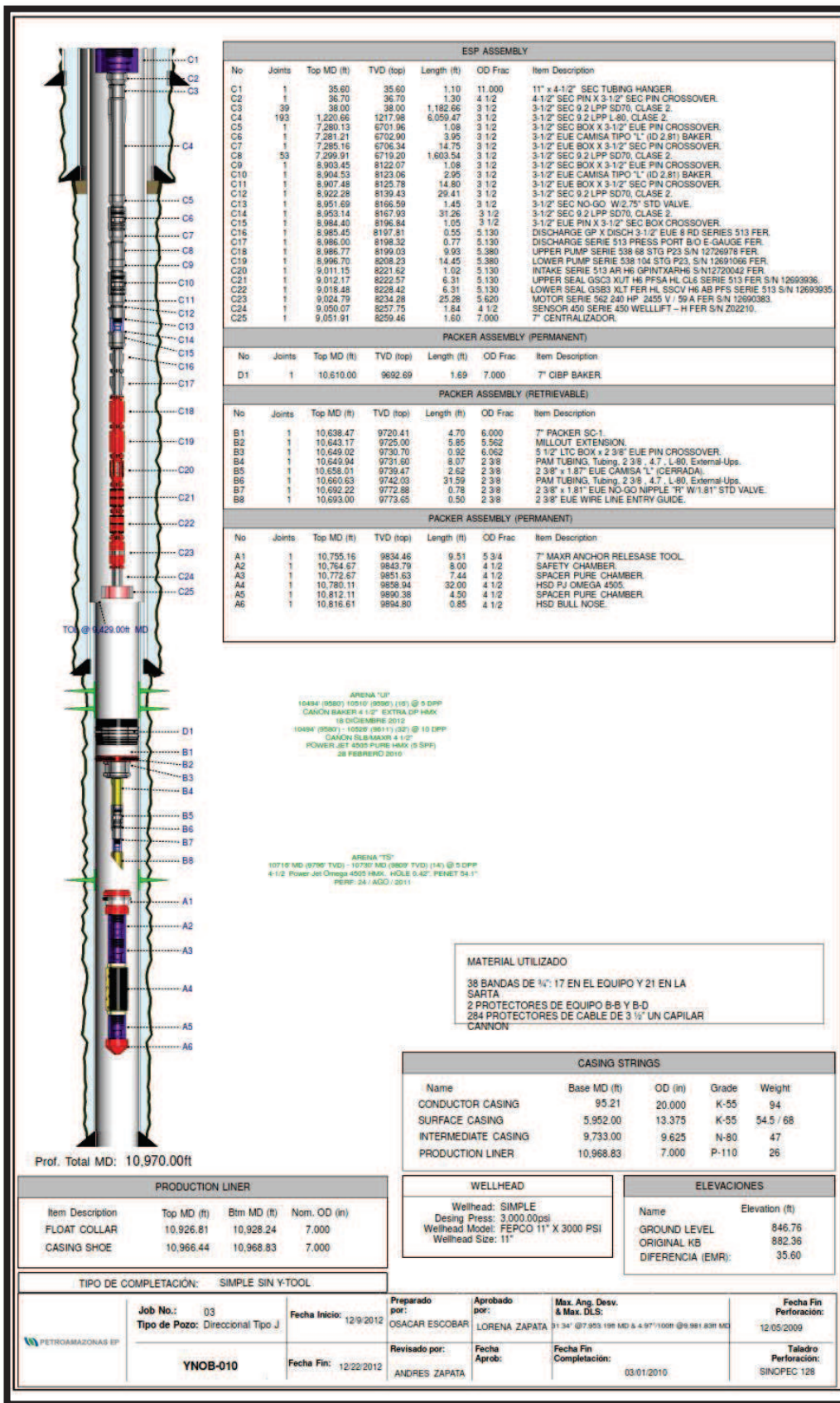


DIAGRAMA DEL POZO: YNOB-011

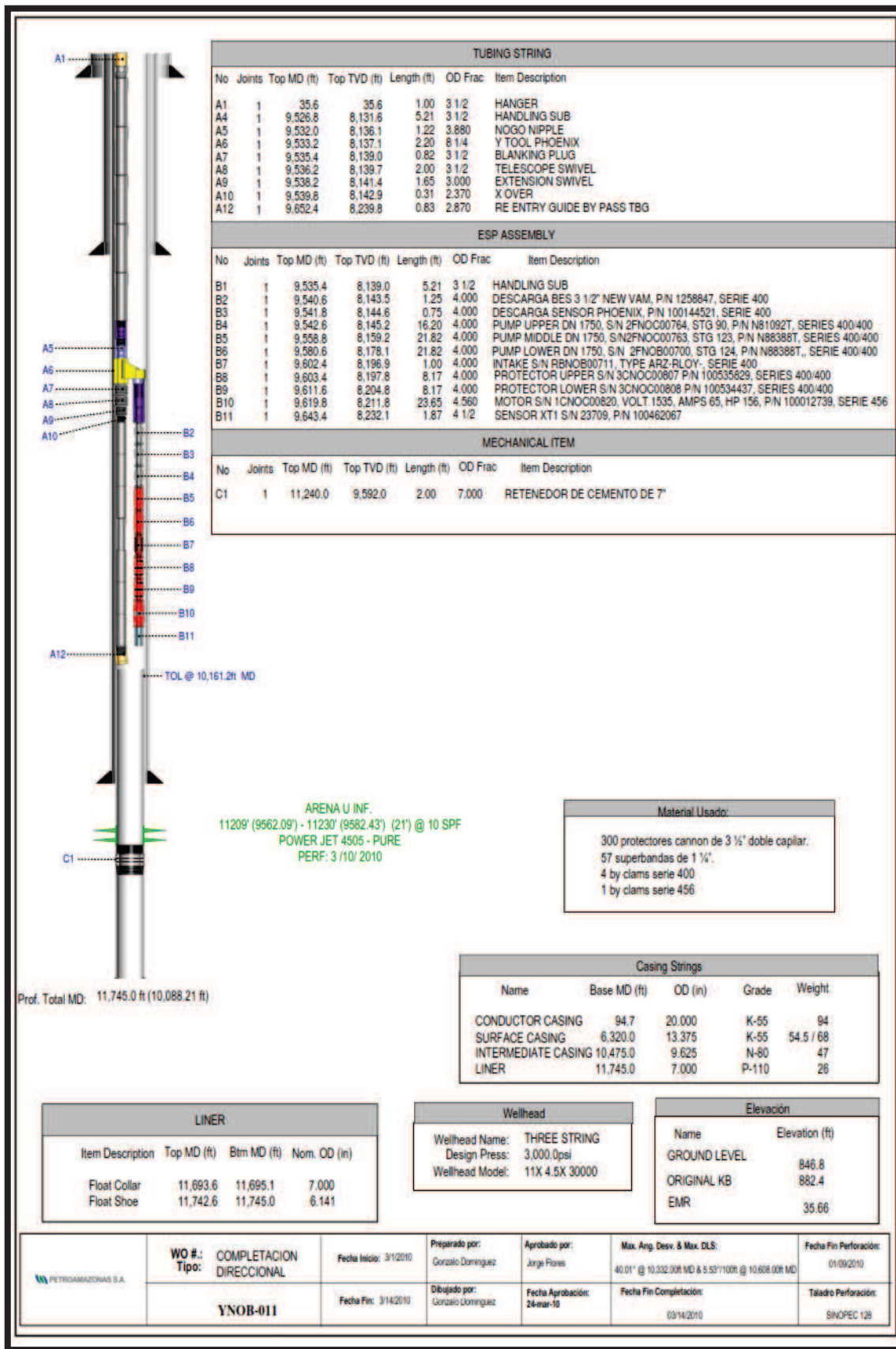


DIAGRAMA DEL POZO: YNOB-019

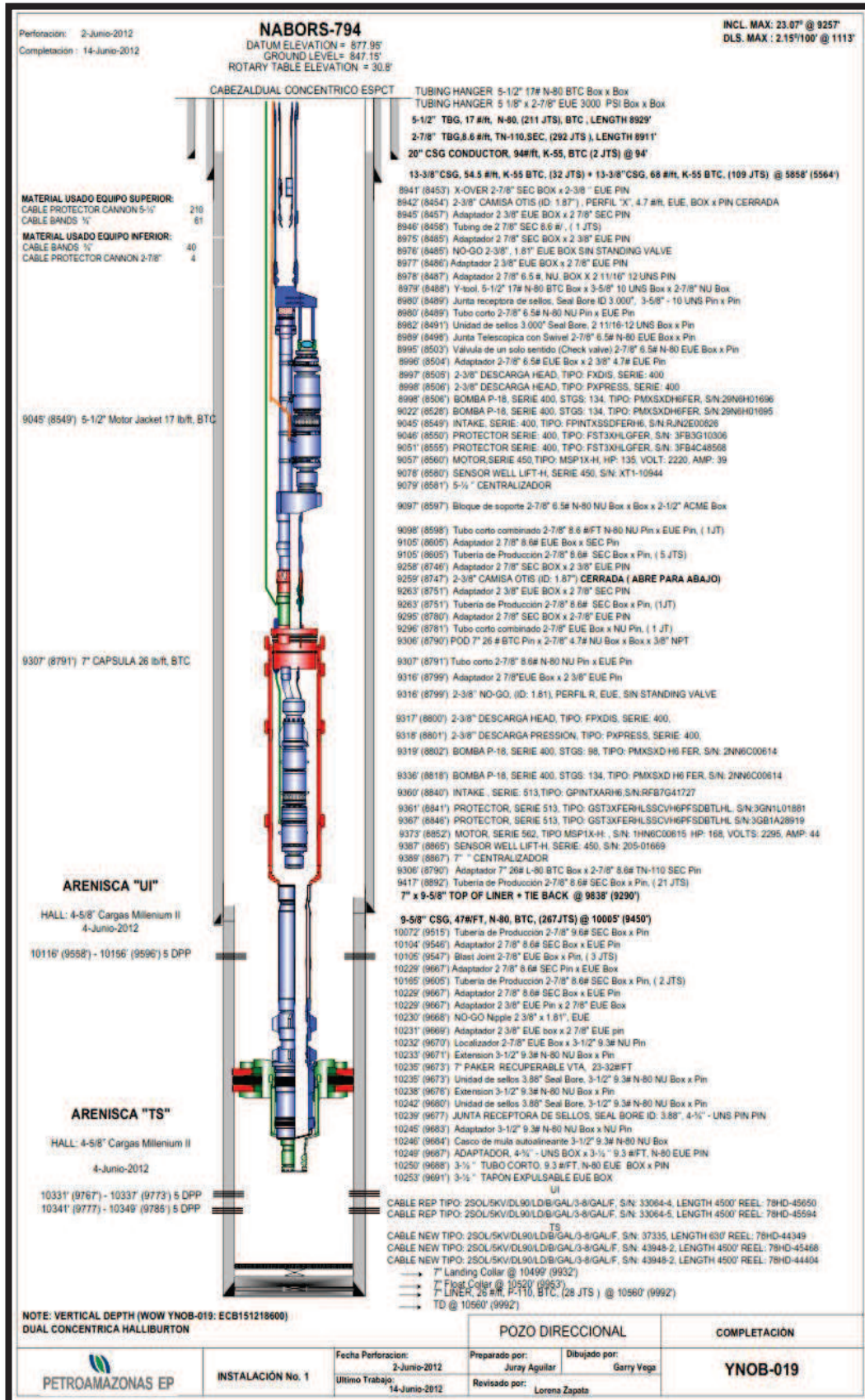


DIAGRAMA DEL POZO: YNOB-020

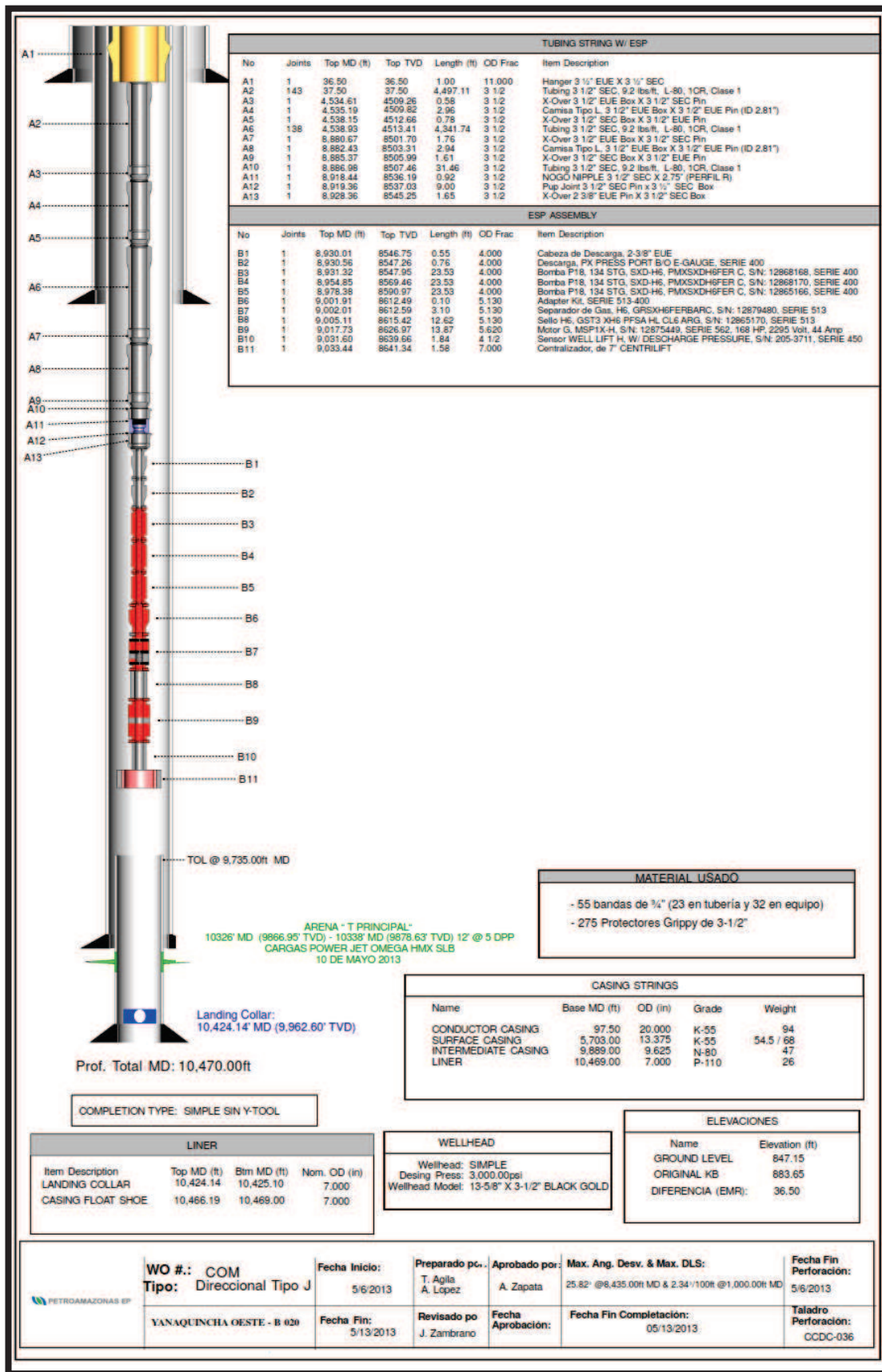


DIAGRAMA DEL POZO: YNOB-021

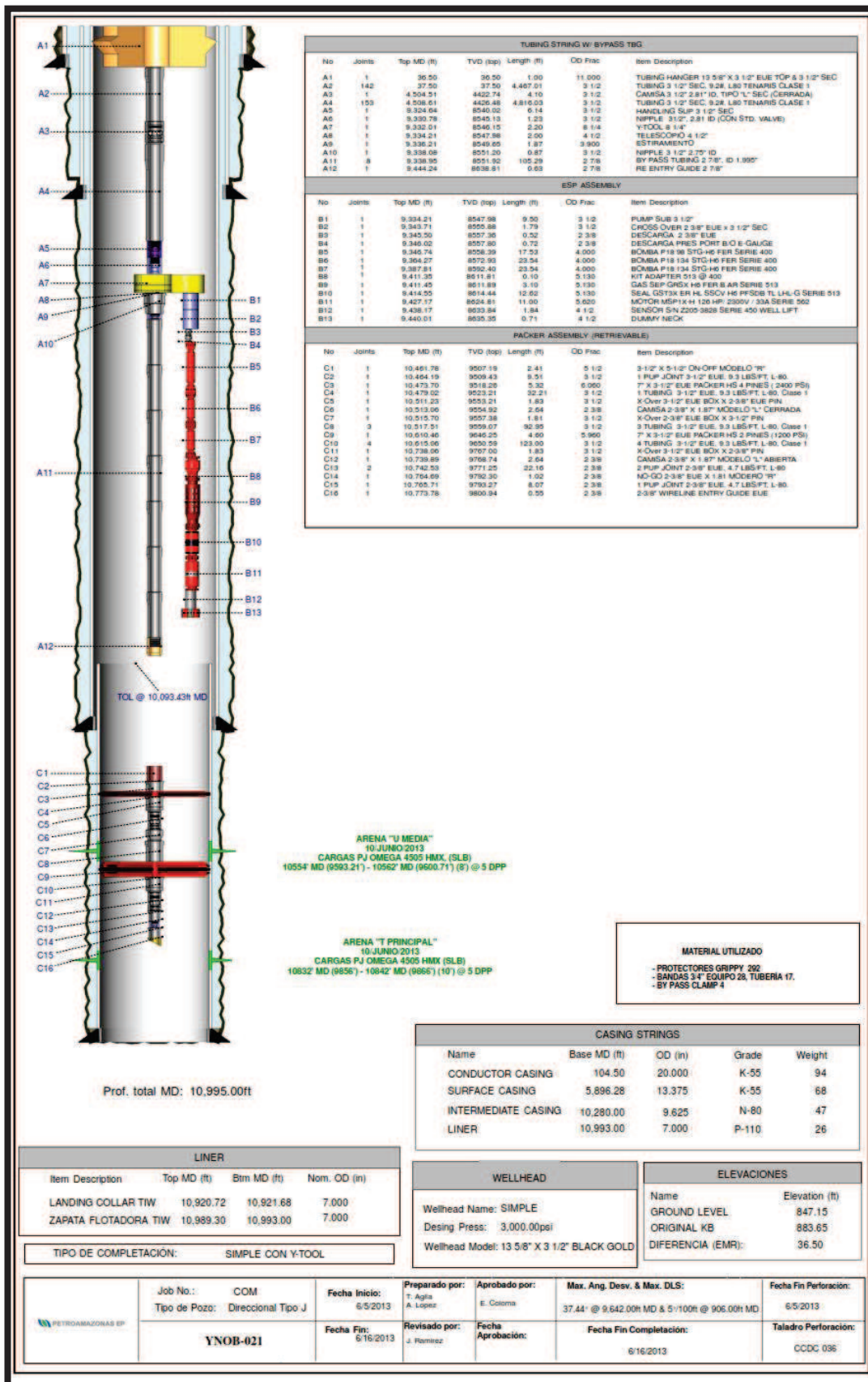


DIAGRAMA DEL POZO: YNEC-009S1

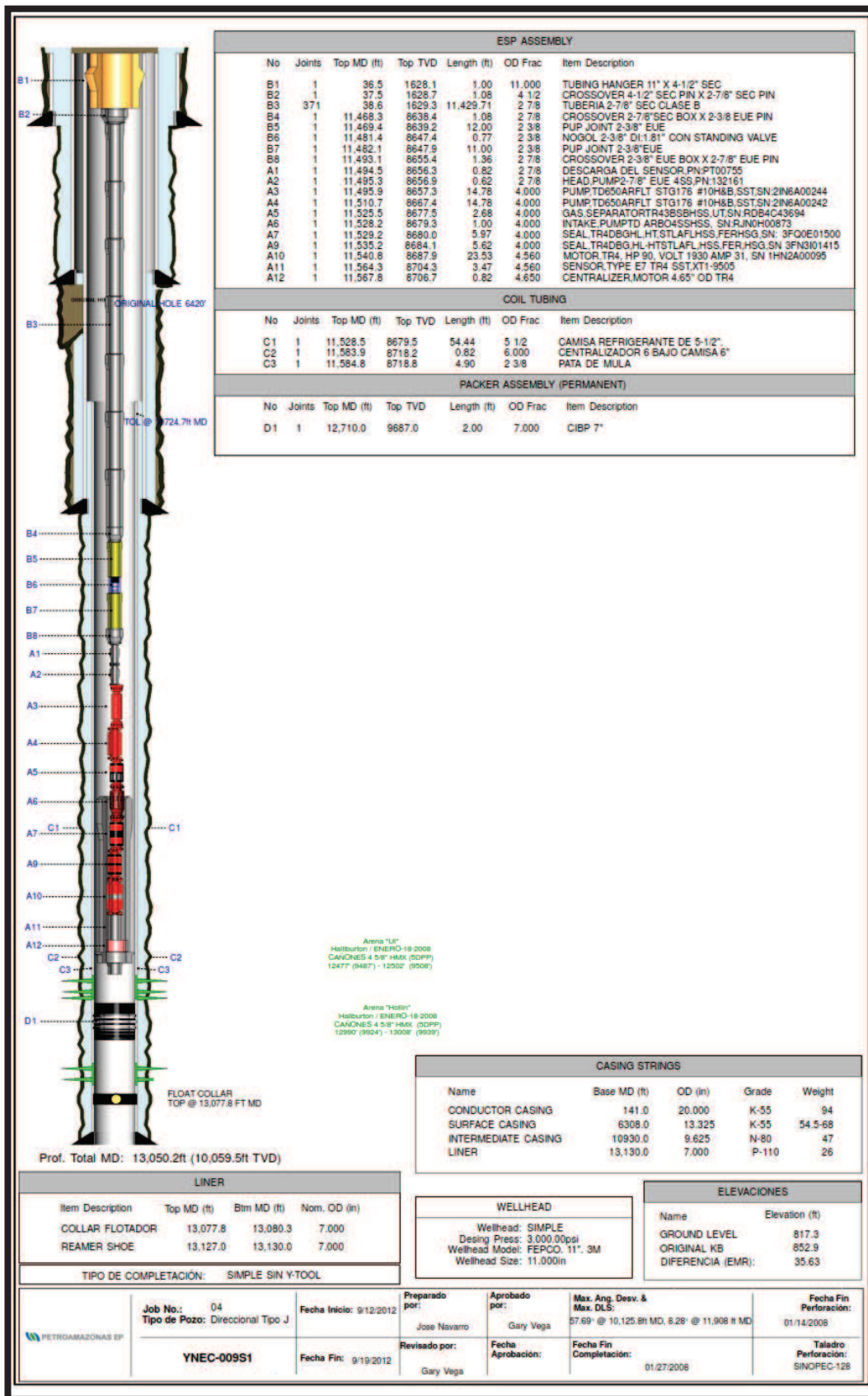
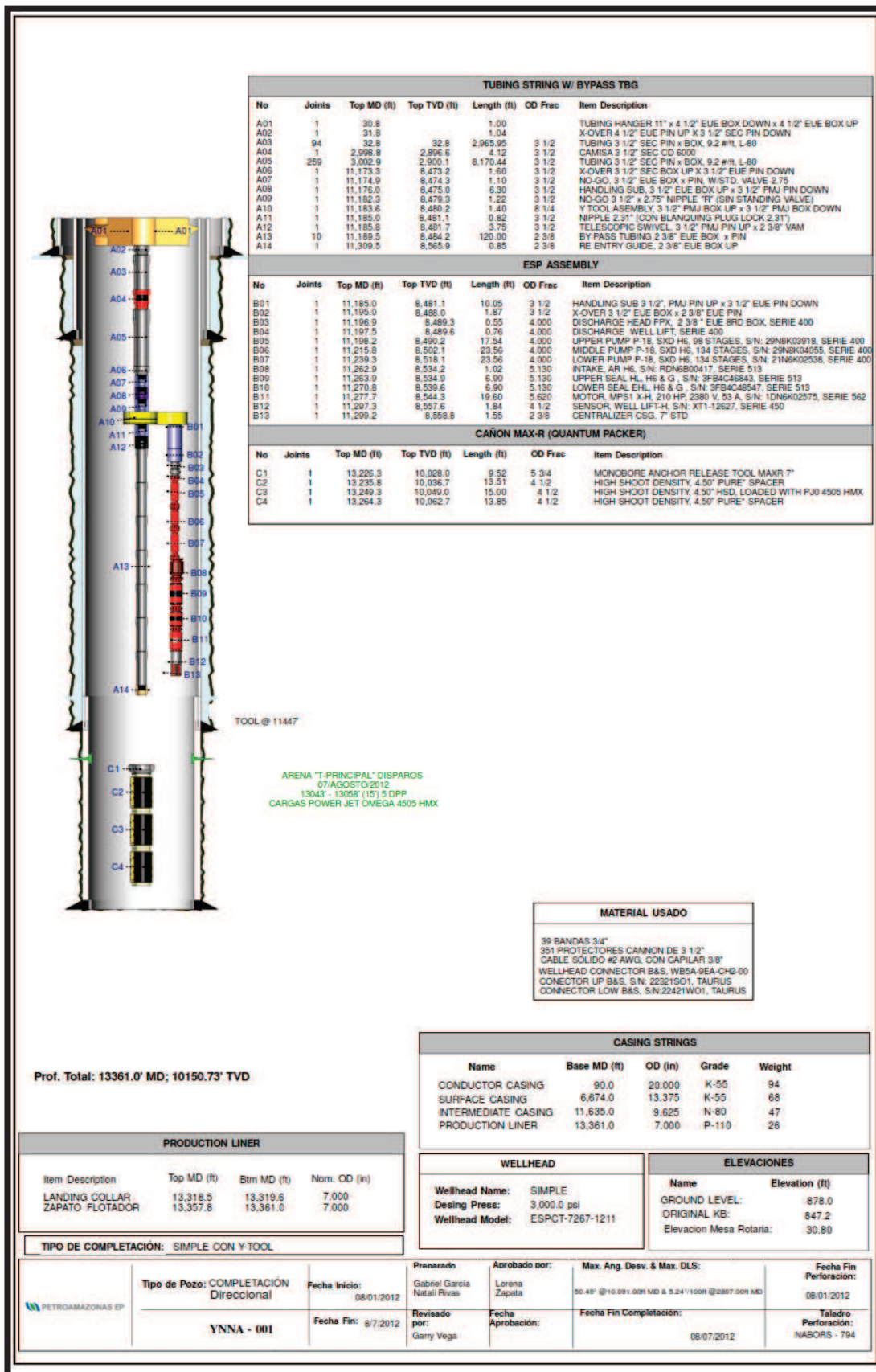


DIAGRAMA DEL POZO: YNNA-001



ANEXO 7. INFORMACIÓN DETALLADA DE LOS POZOS

(INFORMACIÓN UTILIZADA EN PIPESIM)

POZO DIRECCIONAL: YNEA-001					
DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	3100	psia	BSW	65	%
P. Fondo FI	1921	psia	GOR	140	Bls/STB
P. Cabeza	405	psia	SG. Agua	1.035	
T. Yac	220	°F	SG. Gas	0.851	
Q	977	BFPD	API	24.1	
IP	0.83	BFPD/psia	Pb	977	psia
Arena	TP		Rs	213	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	10067	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	9550	ft	Casing. Prod	10067	ft
ID	2.992	inches	ID	8.681	inches
OD	0.254	inches	OD	0.472	inches
PRESIONES					
P. Descarga		psia			
P. Intake	1724	psia			
Equipo de Fondo			DATOS PETROFÍSICOS		
Prof. Intake	9583	ft	K	329	md
M.Bomba	2	Bombas	Porosidad	15	%
	DN-1100	REDA	Sw	18.2	%
velocidad	66	Hz	Esp.Netto	37	ft
Etapas	396				

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCES

POZO DIRECCIONAL: YNEA-002					
DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	3058	psia	BSW	90	%
P. Fondo Fl	1094	psia	GOR	256	Bls/STB
P. Cabeza	402	psia	SG. Agua	1.071	
T. Yac	215	°F	SG. Gas	0.719	
Q	3281	BFPD	API	18.1	
IP	1.67	BFPD/psia	Pb	844	psia
Arena	UI		Rs	97	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	9722	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	8906.7	ft	Casing. Prod	9722	ft
ID	2.992	inches	ID	8.681	inches
OD	0.254	inches	OD	0.472	inches
PRESIONES					
P. Descarga	4215	psia			
P. Intake	736	psia			
Equipo de Fondo			DATOS PETROFÍSICOS		
Prof. Intake	8944.82	ft	K	346	md
M.Bomba	P-47	REDA	Porosidad	17	%
velocidad	57	Hz	Sw	22.6	%
Etapas	154		Esp.Neta	47	ft

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCES

POZO DIRECCIONAL: YNEA-003					
DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	3130	psia	BSW	97	%
P. Fondo Fl	2446	psia	GOR	313	Bls/STB
P. Cabeza	393	psia	SG. Agua	1.0784	
T. Yac	220	°F	SG. Gas	0.851	
Q	531	BFPD	API	21.3	
IP	0.78	BFPD/psia	Pb	977	psia
Arena	TS		Rs	213	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	11623.5	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	9984.1	ft	Casing. Prod	11623.5	ft
ID	2.992	inches	ID	8.681	inches
OD	0.254	inches	OD	0.472	inches
PRESIONES					
P. Descarga	4215	psia			
P. Intake	2002	psia			
Equipo de Fondo			DATOS PETROFÍSICOS		
Prof. Intake	10019.9	ft	K	32	md
M.Bomba	D475N	REDA	Porosidad	14.5	%
velocidad	67	Hz	Sw	45	%
Etapas	330		Esp.Netto	53	ft

Fuente: EP PETROAMAZONAS
 Realizado por: JIMMY GARCES

POZO DIRECCIONAL: YNEA-005					
DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	3056	psia	BSW	95	%
P. Fondo Fl	2818	psia	GOR	436	Bls/STB
P. Cabeza	402	psia	SG. Agua	1.077	
T. Yac	215	°F	SG. Gas	0.719	
Q	1107	BFPD	API	18	
IP	4.65	BFPD/psia	Pb	844	psia
Arena	UI		Rs	97	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	10648.5	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	8986.6	ft	Liner	10648.5	ft
ID	2.992	inches	ID	6.276	inches
OD	0.254	inches	OD	0.362	inches
PRESIONES					
P. Descarga	4084	psia			
P. Intake	2113	psia			
Equipo de Fondo			DATOS PETROFÍSICOS		
Prof. Intake	9007.7	ft	K	1289	md
M.Bomba	DN-1100	REDA	Porosidad	18	%
velocidad	64.5	Hz	Sw	17.2	%
Etapas	230		Esp.Neto	42	ft

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCES

POZO DIRECCIONAL: YNEA-007					
DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	3136	psia	BSW	96	%
P. Fondo Fl	1904	psia	GOR	542	Bls/STB
P. Cabeza	400	psia	SG. Agua	1.017	
T. Yac	220	°F	SG. Gas	0.851	
Q	5076	BFPD	API	28.5	
IP	4.12	BFPD/psia	Pb	977	psia
Arena	TP		Rs	213	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	10132.5	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	8866.25	ft	Liner	10132.5	ft
ID	2.992	inches	ID	6.276	inches
OD	0.254	inches	OD	0.362	inches
PRESIONES					
P. Descarga	4082	psia			
P. Intake	1419	psia			
Equipo de Fondo			DATOS PETROFÍSICOS		
Prof. Intake	8905.34	ft	K	333	md
M. Bomba	P-47	REDA	Porosidad	16.7	%
velocidad	58.5	Hz	Sw	18.5	%
Etapas	154		Esp. Neto	79	ft

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCES

POZO DIRECCIONAL: YNEA-010					
DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	3150	psia	BSW	92	%
P. Fondo Fl	2450	psia	GOR	197	Bls/STB
P. Cabeza	398	psia	SG. Agua	1.068	
T. Yac	220	°F	SG. Gas	0.851	
Q	951	BFPD	API	20.3	
IP	1.36	BFPD/psia	Pb	977	psia
Arena	TP		Rs	213	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	10424.5	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	8866.25	ft	Liner	10424.5	ft
ID	2.992	inches	ID	6.276	inches
OD	0.254	inches	OD	0.362	inches
PRESIONES					
P. Descarga	4345	psia			
P. Intake	2065	psia			
Equipo de Fondo			DATOS PETROFÍSICOS		
Prof. Intake	9331	ft	K	122	md
M.Bomba	DN-1100	REDA	Porosidad	14.7	%
velocidad	61	Hz	Sw	35.9	%
Etapas	359		Esp.Netto	34	ft

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCES

POZO DIRECCIONAL: YNEA-016

DATOS DEL YACIMIENTO						BLACK OIL		
P. Reser	3060	psia		BSW	72	%		
P. Fondo Fl	2452	psia		GOR	106	Bls/STB		
P. Cabeza	395	psia		SG. Agua	1.021			
T. Yac	215	°F		SG. Gas	0.719			
Q	706	BFPD		API	24.6			
IP	1.16	BFPD/psia		Pb	844	Psia		
Arena	UI			Rs	97	scf/STB		
TUBERIA DE PRODUCCION								
Perfil Geotermico								
Disparos	10125	ft						
Config. de la tubería								
Prof. Desc	9278	ft		Liner	10125	Ft		
ID	2.992	inches		ID	6.276	Inches		
OD	0.254	inches		OD	0.362	Inches		
PRESIONES								
P. Descarga	3997	psia						
P. Intake	2128	psia						
Equipo de Fondo						DATOS PETROFÍSICOS		
Prof. Intake	9298	ft		K	135	md		
M.Bomba	D1100	REDA		Porosidad	14.6	%		
velocidad	58	Hz		Sw	17.1	%		
Etapas	190			Esp.Neto	40	ft		

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCES

POZO DIRECCIONAL: YNEA-017					
DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	2600	psia	BSW	93	%
P. Fondo FI	2275	psia	GOR	143	Bls/STB
P. Cabeza	400	psia	SG. Agua	1.069	
T. Yac	215	°F	SG. Gas	0.719	
Q	1098	BFPD	API	20	
IP	3.38	BFPD/psia	Pb	844	psia
Arena	UM		Rs	97	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	9890	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	9635.2	ft	Liner	9890	ft
ID	2.259	inches	ID	6.276	inches
OD		inches	OD	0.362	inches
PRESIONES					
P. Descarga	4641	psia			
P. Intake	2164	psia			
Equipo de Fondo			DATOS PETROFÍSICOS		
Prof. Intake	9661.3	ft	K	94	md
M.Bomba	DN-110	REDA	Porosidad	13.1	%
velocidad	65	Hz	Sw	24.2	%
Etapas	303		Esp.Neto	35	ft

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCES

POZO DIRECCIONAL: YNEA-018					
DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	3050	psia	BSW	64.1	%
P. Fondo Fl	2139	psia	GOR	80	Bls/STB
P. Cabeza	405	psia	SG. Agua	1.077	
T. Yac	215	°F	SG. Gas	0.719	
Q	590	BFPD	API	18.2	
IP	0.65	BFPD/psia	Pb	844	psia
Arena	UI		Rs	97	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	10043	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	9269	ft	Liner	10043	ft
ID	2.992	inches	ID	6.276	inches
OD	0.254	inches	OD	0.362	inches
PRESIONES					
P. Descarga		psia			
P. Intake	1834	psia			
Equipo de Fondo			DATOS PETROFÍSICOS		
Prof. Intake	9302	ft	K	228	md
M.Bomba	D725N	REDA	Porosidad	15.5	%
velocidad	59.5	Hz	Sw	26.2	%
Etapas	402		Esp.Neto	35	ft

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCES

POZO DIRECCIONAL: YNEA-020					
DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	3050	psia	BSW	40	%
P. Fondo Fl	1856	psia	GOR	77	Bls/STB
P. Cabeza	410	psia	SG. Agua	1.074	
T. Yac	215	°F	SG. Gas	0.719	
Q	928	BFPD	API	18.1	
IP	0.78	BFPD/psia	Pb	844	psia
Arena	UI		Rs	97	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	9746.5	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	9047	ft	Liner	9746.5	ft
ID	2.992	inches	ID	6.276	inches
OD	0.254	inches	OD	0.362	inches
PRESIONES					
P. Descarga		psia			
P. Intake	1584	psia			
Equipo de Fondo			DATOS PETROFÍSICOS		
Prof. Intake	9075	ft	K	192	md
M.Bomba	DN-1100	REDA	Porosidad	16	%
velocidad	58.5	Hz	Sw	16.3	%
Etapas	322		Esp.Neto	39	ft

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCÉS

POZO DIRECCIONAL: YNEA-024						
DATOS DEL YACIMIENTO				BLACK OIL		
P. Reser	2680	psia		BSW	2	%
P. Fondo Fl	1165	psia		GOR	82	Bls/STB
P. Cabeza	407	psia		SG. Agua	1	
T. Yac	215	°F		SG. Gas	0.719	
Q	523	BFPD		API	22.4	
IP	0.35	BFPD/psia		Pb	844	psia
Arena	UM			Rs	97	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION						
Perfil Geotermico						
Disparos	10168	ft				
Config. de la tubería						
Prof. Desc	9311.5	ft		Liner	10168	Ft
ID	1.995	inches		ID	6.276	Inches
OD	0.19	inches		OD	0.362	Inches
PRESIONES						
P. Descarga	3601	psia				
P. Intake	898	psia				
Equipo de Fondo						
Prof. Intake	9347.78	ft				
M. Bomba	P6	CENTRILIFT				
velocidad	59.5	Hz				
Etapas	360					

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCÉS

POZO DIRECCIONAL: YNEA-025					
DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	3050	psia	BSW	81	%
P. Fondo Fl	2459	psia	GOR	113	Bls/STB
P. Cabeza	430	psia	SG. Agua	1.074	
T. Yac	215	°F	SG. Gas	0.719	
Q	742	BFPD	API	17.4	
IP	1.26	BFPD/psia	Pb	844	psia
Arena	UI		Rs	97	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	9747	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	8981.8	ft	Liner	9747	ft
ID	1.995	inches	ID	6.276	inches
OD	0.19	inches	OD	0.362	inches
PRESIONES					
P. Descarga	4248	psia			
P. Intake	2135	psia			
Equipo de Fondo					
Prof. Intake	9012	ft			
M.Bomba	P8	CENTRILIFT			
velocidad	50.5	Hz			
Etapas	293				

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCÉS

POZO DIRECCIONAL: YNEA-026					
DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	3025	psia	BSW	38.1	%
P. Fondo FI	1528	psia	GOR	56	Bls/STB
P. Cabeza	402	psia	SG. Agua	1.077	
T. Yac	215	°F	SG. Gas	0.719	
Q	404	BFPD	API	18.8	
IP	0.27	BFPD/psia	Pb	844	psia
Arena	UI		Rs	97	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	9871	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	8868	ft	Liner	9871	ft
ID	1.995	inches	ID	6.276	inches
OD	0.19	inches	OD	0.362	inches
PRESIONES					
P. Descarga	3992	psia			
P. Intake	1231	psia			
Equipo de Fondo					
Prof. Intake	8892	ft			
M.Bomba	P6	CENTRILIFT			
velocidad	65	Hz			
Etapas	226				

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCÉS

POZO DIRECCIONAL: YNEA-027

DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	3063	psia	BSW	32.1	%
P. Fondo FI	1765	psia	GOR	55	BlS/STB
P. Cabeza	380	psia	SG. Agua	1.075	
T. Yac	215	°F	SG. Gas	0.719	
Q	480	BFPD	API	17	
IP	0.37	BFPD/psia	Pb	844	psia
Arena	UI		Rs	97	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	9662	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	8653.4	ft	Caing. Prod	9662	ft
ID	1.995	inches	ID	8.681	inches
OD	0.19	inches	OD	0.472	inches
PRESIONES					
P. Descarga	3919	psia			
P. Intake	1382	psia			
Equipo de Fondo					
Prof. Intake	8713	ft			
M.Bomba	P-18	CENTRILIFT			
velocidad	50	Hz			
Etapas	330				

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCÉS

POZO DIRECCIONAL: YNEA-028					
DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	3069	psia	BSW	67	%
P. Fondo FI	1589	psia	GOR	52	Bls/STB
P. Cabeza	405	psia	SG. Agua	1.069	
T. Yac	215	°F	SG. Gas	0.719	
Q	578	BFPD	API	17.8	
IP	0.39	BFPD/psia	Pb	844	psia
Arena	UI		Rs	97	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	9930.5	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	8903.72	ft	Liner	9930.5	ft
ID	1.995	inches	ID	6.276	inches
OD	0.19	inches	OD	0.362	inches
PRESIONES					
P. Descarga	4238	psia			
P. Intake	1185	psia			
Equipo de Fondo					
Prof. Intake	8938.67	ft			
M. Bomba	P-8	CENTRILIFT			
velocidad	48	Hz			
Etapas	339				

Fuente: EP PETROAMAZONAS
 Realizado por: JIMMY GARCÉS

POZO DIRECCIONAL: YNEA-029

DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	3230	psia	BSW	4.1	%
P. Fondo Fl	580	psia	GOR	115	BlS/STB
P. Cabeza	415	psia	SG. Agua	1	
T. Yac	220	°F	SG. Gas	0.851	
Q	417	BFPD	API	29.2	
IP	0.16	BFPD/psia	Pb	977	psia
Arena	TS		Rs	213	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	10305	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	10192.74	ft	Liner	10305	ft
ID	1.995	inches	ID	6.276	inches
OD	0.19	inches	OD	0.362	inches
PRESIONES					
P. Descarga	3805	psia			
P. Intake	378	psia			
Equipo de Fondo					
Prof. Intake	10242.14	ft			
M.Bomba	P-4	CENTRILIFT			
M.Bomba	P-18	CENTRILIFT			
velocidad	57.5	Hz			
Etapas	465				

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCÉS

POZO DIRECCIONAL: YNEA-030					
DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	3060	psia	BSW	30	%
P. Fondo FI	1904	psia	GOR	58	Bls/STB
P. Cabeza	409	psia	SG. Agua	1.075	
T. Yac	215	°F	SG. Gas	0.719	
Q	892	BFPD	API	19	
IP	0.77	BFPD/psia	Pb	844	psia
Arena	UI		Rs	97	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	9672.5	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	9015.6	ft	Liner	9672.5	ft
ID	1.995	inches	ID	6.276	inches
OD	0.19	inches	OD	0.362	inches
PRESIONES					
P. Descarga	4153	psia			
P. Intake	1813	psia			
Equipo de Fondo					
Prof. Intake	9075.56	ft			
M.Bomba	P-18	CENTRILIFT			
velocidad	53	Hz			
Etapas	330				

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCÉS

POZO DIRECCIONAL: YNEB-012					
DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	2650	psia	BSW	30	%
P. Fondo Fl	1517	psia	GOR	199	Bls/STB
P. Cabeza	365	psia	SG. Agua	1.078	
T. Yac	215	°F	SG. Gas	0.719	
Q	430	BFPD	API	18.2	
IP	0.38	BFPD/psia	Pb	844	psia
Arena	UM		Rs	97	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	9944	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	8811.8	ft	Liner	9944	ft
ID	1.995	inches	ID	6.276	inches
OD	0.19	inches	OD	0.362	inches
PRESIONES					
P. Descarga		psia			
P. Intake	990	psia			
Equipo de Fondo			DATOS PETROFÍSICOS		
Prof. Intake	8842.1	ft	K	52	md
M.Bomba	P-8	CENTRILIFT	Porosidad	17.3	%
velocidad	52.5	Hz	Sw	18.8	%
Etapas	293		Esp.Neto	5	ft

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCÉS

POZO DIRECCIONAL: YNEB-013					
DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	3050	psia	BSW	88	%
P. Fondo Fl	2697	psia	GOR	136	Bls/STB
P. Cabeza	380	psia	SG. Agua	1.073	
T. Yac	215	ºF	SG. Gas	0.719	
Q	920	BFPD	API	18.2	
IP	2.61	BFPD/psia	Pb	844	psia
Arena	UI		Rs	97	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	10401	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	8711.3	ft	Liner	10401	ft
ID	2.992	inches	ID	6.276	inches
OD	0.254	inches	OD	0.362	inches
PRESIONES					
P. Descarga	4033	psia			
P. Intake	2020	psia			
Equipo de Fondo			DATOS PETROFÍSICOS		
Prof. Intake	8739	ft	K	383	md
M.Bomba	DN-1100	REDA	Porosidad	16.5	%
velocidad	60	Hz	Sw	16	%
Etapas	303		Esp.Netto	32	ft

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCÉS

POZO DIRECCIONAL: YNEB-021

DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	3130	psia	BSW	31.9	%
P. Fondo Fl	1373	psia	GOR	156	BlS/STB
P. Cabeza	395	psia	SG. Agua	1.014	
T. Yac	215	øF	SG. Gas	0.851	
Q	451	BFPD	API	27.1	
IP	0.26	BFPD/psia	Pb	977	psia
Arena	TP		Rs	213	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	10528	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	9222.8	ft	Liner	10528	ft
ID	2.992	inches	ID	6.276	inches
OD	0.254	inches	OD	0.362	inches
PRESIONES					
P. Descarga	3636	psia			
P. Intake	636	psia			
Equipo de Fondo			DATOS PETROFÍSICOS		
Prof. Intake	9256.6	ft	K	35	md
M.Bomba	D725N	REDA	Porosidad	12.4	%
velocidad	53.5	Hz	Sw	52.8	%
Etapas	349		Esp.Neta	11	ft

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCÉS

POZO DIRECCIONAL: YNEB-022

DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	3068	psia	BSW	64.9	%
P. Fondo Fl	1853	psia	GOR	84	BlS/STB
P. Cabeza	380	psia	SG. Agua	1.073	
T. Yac	215	°F	SG. Gas	0.719	
Q	542	BFPD	API	17.7	
IP	0.45	BFPD/psia	Pb	844	psia
Arena	UI		Rs	97	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	11392	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	10337.59	ft	Liner	11392	ft
ID	1.995	inches	ID	6.276	inches
OD	0.19	inches	OD	0.362	inches
PRESIONES					
P. Descarga	4266	psia			
P. Intake	1533	psia			
Equipo de Fondo					
Prof. Intake	10403.52	ft	DATOS PETROFÍSICOS		
M.Bomba	P-8	CENTRILIFT	K	149	md
velocidad	50	Hz	Porosidad	14.3	%
Etapas	366		Sw	33.7	%
			Esp.Neto	30	ft

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCÉS

POZO DIRECCIONAL: YNEB-023

DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	3068	psia	BSW	80	%
P. Fondo FI	1031	psia	GOR	151	BlS/STB
P. Cabeza	365	psia	SG. Agua	1.073	
T. Yac	215	°F	SG. Gas	0.719	
Q	1437	BFPD	API	17	
IP	0.71	BFPD/psia	Pb	844	psia
Arena	UI		Rs	97	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	9965	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	9012.73	ft	Liner	9965	ft
ID	1.995	inches	ID	6.276	inches
OD	0.19	inches	OD	0.362	inches
PRESIONES					
P. Descarga	4264	psia			
P. Intake	643	psia			
Equipo de Fondo			DATOS PETROFÍSICOS		
Prof. Intake	9084.63	ft	K	708	md
M.Bomba	P-18	CENTRILIFT	Porosidad	16.5	%
velocidad	60.5	Hz	Sw	19.2	%
Etapas	402		Esp.Neto	26	ft

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCÉS

POZO DIRECCIONAL: YNOA-005

DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	3050	psia	BSW	70.4	%
P. Fondo Fl	1514	psia	GOR	29	BlS/STB
P. Cabeza	410	psia	SG. Agua	1.076	
T. Yac	215	°F	SG. Gas	0.719	
Q	115	BFPD	API	18.3	
IP	0.07	BFPD/psia	Pb	844	psia
Arena	UI		Rs	97	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	10203	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	9334.2	ft	Liner	10203	ft
ID	2.992	inches	ID	6.276	inches
OD	0.254	inches	OD	0.362	inches
PRESIONES					
P. Descarga	4296	psia			
P. Intake	1225	psia			
Equipo de Fondo			DATOS PETROFÍSICOS		
Prof. Intake	9359.8	ft	K	144	md
M.Bomba	D725N	REDA	Porosidad	14.8	%
velocidad	56	Hz	Sw	28	%
Etapas	309		Esp.Neto	26	ft

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCÉS

POZO DIRECCIONAL: YNOA-007					
DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	3050	psia	BSW	75.1	%
P. Fondo Fl	1013	psia	GOR	59	Bls/STB
P. Cabeza	415	psia	SG. Agua	1.074	
T. Yac	215	°F	SG. Gas	0.719	
Q	950	BFPD	API	17.1	
IP	0.47	BFPD/psia	Pb	844	psia
Arena	UI		Rs	97	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	10546	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	9023.8	ft	Liner	10546	ft
ID	1.995	inches	ID	6.276	inches
OD	0.19	inches	OD	0.362	inches
PRESIONES					
P. Descarga		psia			
P. Intake	690	psia			
Equipo de Fondo			DATOS PETROFÍSICOS		
Prof. Intake	9089.7	ft	K	383	md
M.Bomba	P-18	CENTRILIFT	Porosidad	16.4	%
velocidad	58.5	Hz	Sw	22.1	%
Etapas	366		Esp.Netto	43	ft

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCÉS

POZO DIRECCIONAL: YNOA-008					
DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	3000	psia	BSW	52	%
P. Fondo Fl	1812	psia	GOR	93	Bls/STB
P. Cabeza	415	psia	SG. Agua	1.078	
T. Yac	215	°F	SG. Gas	0.719	
Q	512	BFPD	API	16.7	
IP	0.43	BFPD/psia	Pb	844	psia
Arena	UI		Rs	97	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	10978	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	10059	ft	Liner	10978	ft
ID	2.992	inches	ID	6.276	inches
OD	0.254	inches	OD	0.362	inches
PRESIONES					
P. Descarga		psia			
P. Intake	1486	psia			
Equipo de Fondo			DATOS PETROFÍSICOS		
Prof. Intake	10087	ft	K	362	md
M.Bomba	DN-1100	REDA	Porosidad	16.4	%
velocidad	55.5	Hz	Sw	17.4	%
Etapas	322		Esp.Neto	49	ft

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCÉS

POZO DIRECCIONAL: YNOA-009					
DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	2763	psia	BSW	93	%
P. Fondo Fl	1618	psia	GOR	190	Bls/STB
P. Cabeza	415	psia	SG. Agua	1.072	
T. Yac	215	°F	SG. Gas	0.719	
Q	2854	BFPD	API	16.9	
IP	2.49	BFPD/psia	Pb	844	psia
Arena	UI		Rs	97	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	10892	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	9047.1	ft	Liner	10892	ft
ID	2.992	inches	ID	6.276	inches
OD	0.254	inches	OD	0.362	inches
PRESIONES					
P. Descarga	4021	psia			
P. Intake	10892	psia			
Equipo de Fondo			DATOS PETROFÍSICOS		
Prof. Intake	9081.81	ft	K	365	md
M.Bomba	P-47	CENTRILIFT	Porosidad	14.7	%
velocidad	58.2	Hz	Sw	26.2	%
Etapas	144		Esp.Neta	49	ft

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCÉS

POZO DIRECCIONAL: YNOA-013					
DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	2800	psia	BSW	85.94	%
P. Fondo Fl	1178	psia	GOR	127	Bls/STB
P. Cabeza	455	psia	SG. Agua	1.075	
T. Yac	215	°F	SG. Gas	0.719	
Q	562	BFPD	API	17.4	
IP	0.35	BFPD/psia	Pb	844	psia
Arena	UI		Rs	97	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	10453.4	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	8920.4	ft	Liner	10453.4	ft
ID	1.995	inches	ID	6.276	inches
OD	0.19	inches	OD	0.362	inches
PRESIONES					
P. Descarga		psia			
P. Intake	582	psia			
Equipo de Fondo			DATOS PETROFÍSICOS		
Prof. Intake	8957.5	ft	K	480	md
M.Bomba	DN-1100	REDA	Porosidad	17.5	%
velocidad	54.5	Hz	Sw	25.2	%
Etapas	427		Esp.Neto	11	ft

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCÉS

POZO DIRECCIONAL: YNOA-014					
DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	2936	psia	BSW	75	%
P. Fondo Fl	1811	psia	GOR	31	Bls/STB
P. Cabeza	440	psia	SG. Agua	1.073	
T. Yac	215	°F	SG. Gas	0.719	
Q	1028	BFPD	API	18	
IP	0.91	BFPD/psia	Pb	844	psia
Arena	UI		Rs	97	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	11519	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	9822.79	ft	Liner	11519	ft
ID	1.995	inches	ID	6.276	inches
OD	0.19	inches	OD	0.362	inches
PRESIONES					
P. Descarga	4060	psia			
P. Intake	821	psia			
Equipo de Fondo			DATOS PETROFÍSICOS		
Prof. Intake	9894.62	ft	K	544	md
M.Bomba	P-18	CENTRILIFT	Porosidad	16.3	%
velocidad	54	Hz	Sw	21.1	%
Etapas	402		Esp.Neto	30	ft

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCÉS

POZO DIRECCIONAL: YNOB-010					
DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	2935	psia	BSW	85	%
P. Fondo Fl	2095	psia	GOR	10	Bls/STB
P. Cabeza	510	psia	SG. Agua	1.08	
T. Yac	215	°F	SG. Gas	0.719	
Q	647	BFPD	API	17.4	
IP	0.77	BFPD/psia	Pb	844	psia
Arena	UI		Rs	97	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	10510	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	8985.45	ft	Liner	10510	ft
ID	2.992	inches	ID	6.276	inches
OD	0.254	inches	OD	0.362	inches
PRESIONES					
P. Descarga	4126	psia			
P. Intake	1237	psia			
Equipo de Fondo			DATOS PETROFÍSICOS		
Prof. Intake	9011.15	ft	K	295	md
M.Bomba	P-23	CENTRILIFT	Porosidad	16.4	%
velocidad	46.5	Hz	Sw	20.6	%
Etapas	172		Esp.Neta	38	ft

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCÉS

POZO DIRECCIONAL: YNOB-011					
DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	3000	psia	BSW	20	%
P. Fondo Fl	1608	psia	GOR	2	Bls/STB
P. Cabeza	505	psia	SG. Agua	1.072	
T. Yac	215	°F	SG. Gas	0.719	
Q	700	BFPD	API	18.8	
IP	0.50	BFPD/psia	Pb	844	psia
Arena	UI		Rs	97	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	11219.5	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	9540.6	ft	Liner	11219.5	ft
ID	2.992	inches	ID	6.276	inches
OD	0.254	inches	OD	0.362	inches
PRESIONES					
P. Descarga		psia			
P. Intake	579	psia			
Equipo de Fondo			DATOS PETROFÍSICOS		
Prof. Intake	9602.4	ft	K	516	md
M.Bomba	DN1750	REDA	Porosidad	15.3	%
velocidad	58.5	Hz	Sw	17	%
Etapas	337		Esp.Neta	46	ft

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCÉS

POZO DIRECCIONAL: YNOB-019					
DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	2935	psia	BSW	48	%
P. Fondo FI	2366	psia	GOR	5	Bls/STB
P. Cabeza	505	psia	SG. Agua	1.076	
T. Yac	215	°F	SG. Gas	0.719	
Q	415	BFPD	API	18.6	
IP	0.73	BFPD/psia	Pb	844	psia
Arena	UI		Rs	97	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	10136	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	8997	ft	Liner	10136	ft
ID	1.995	inches	ID	6.276	inches
OD	0.19	inches	OD	0.362	inches
PRESIONES					
P. Descarga	4191	psia			
P. Intake	873	psia			
Equipo de Fondo			DATOS PETROFÍSICOS		
Prof. Intake	9045	ft	K	516	md
M.Bomba	P-18	CENTRILIFT	Porosidad	15.3	%
velocidad	55	Hz	Sw	17	%
Etapas	268		Esp.Neto	46	ft

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCÉS

POZO DIRECCIONAL: YNOB-020					
DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	3176	psia	BSW	22	%
P. Fondo FI	2459	psia	GOR	2	Bls/STB
P. Cabeza	505	psia	SG. Agua	1.034	
T. Yac	220	°F	SG. Gas	0.851	
Q	818	BFPD	API	27	
IP	1.14	BFPD/psia	Pb	977	psia
Arena	TP		Rs	213	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	10332	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	8930.01	ft	Liner	10332	ft
ID	1.995	inches	ID	6.276	inches
OD	0.19	inches	OD	0.362	inches
PRESIONES					
P. Descarga	3699	psia			
P. Intake	1972	psia			
Equipo de Fondo					
Prof. Intake	9002.01	ft			
M.Bomba	P-18	CENTRILIFT			
velocidad	43	Hz			
Etapas	402				

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCÉS

POZO DIRECCIONAL: YNOB-021					
DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	3146	psia	BSW	0.1	%
P. Fondo FI	2789	psia	GOR	1	Bls/STB
P. Cabeza	500	psia	SG. Agua	1	
T. Yac	220	°F	SG. Gas	0.851	
Q	915	BFPD	API	27	
IP	2.56	BFPD/psia	Pb	977	psia
Arena	TP		Rs	213	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	10837	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	9345.5	ft	Liner	10837	ft
ID	1.995	inches	ID	6.276	inches
OD	0.19	inches	OD	0.362	inches
PRESIONES					
P. Descarga	3548	psia			
P. Intake	2294	psia			
Equipo de Fondo					
Prof. Intake	9411.45	ft			
M. Bomba	P-18	CENTRILIFT			
velocidad	43	Hz			
Etapas	366				

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCÉS

POZO DIRECCIONAL: YNEC-009S1					
DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	3050	psia	BSW	64.1	%
P. Fondo Fl	1495	psia	GOR	10	Bls/STB
P. Cabeza	400	psia	SG. Agua	1.076	
T. Yac	215	°F	SG. Gas	0.719	
Q	290	BFPD	API	18.4	
IP	0.19	BFPD/psia	Pb	844	psia
Arena	UI		Rs	97	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	12489.5	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	11495.3	ft	Liner	12489.5	ft
ID	2.259	inches	ID	6.276	inches
OD	0.308	inches	OD	0.362	inches
PRESIONES					
P. Descarga		psia			
P. Intake	703	psia			
Equipo de Fondo			DATOS PETROFÍSICOS		
Prof. Intake	11528.2	ft	K	598	md
M.Bomba	TD650	REDA	Porosidad	17.5	fraccion
velocidad	56.5	Hz	Vsh	15.9	fraccion
Etapas	352		Esp.Neto	42	ft

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCÉS

POZO DIRECCIONAL: YNNA-001					
DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	3130	psia	BSW	24	%
P. Fondo Fl	1507	psia	GOR	3	Bls/STB
P. Cabeza	500	psia	SG. Agua	1.06	
T. Yac	220	°F	SG. Gas	0.851	
Q	521	BFPD	API	27.6	
IP	0.32	BFPD/psia	Pb	977	psia
Arena	TP		Rs	213	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	13050.5	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	11196.9	ft	Liner	13050.5	ft
ID	1.995	inches	ID	6.276	inches
OD	0.19	inches	OD	0.362	inches
PRESIONES					
P. Descarga	3738	psia			
P. Intake	998	psia			
Equipo de Fondo			DATOS PETROFÍSICOS		
Prof. Intake	11262.9	ft	K	55	md
M.Bomba	P-8	CENTRILIFT	Porosidad	13.9	fraccion
velocidad	51	Hz	Vsh	40.6	fraccion
Etapas	366		Esp.Neto	9	ft

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCÉS

POZO DIRECCIONAL: PCYA-001

DATOS DEL YACIMIENTO			BLACK OIL		
P. Reser	2930	psia	BSW	97	%
P. Fondo FI	2480	psia	GOR	29	BlS/STB
P. Cabeza	500	psia	SG. Agua	1.078	
T. Yac	215	°F	SG. Gas	0.719	
Q	1145	BFPD	API	17	
IP	2.54	BFPD/psia	Pb	844	psia
Arena	UI		Rs	97	scf/STB
TUBERIA DE PRODUCCION					
Perfil Geotermico					
Disparos	9593	ft			
Config. de la tubería					
Prof. Desc	8779.5	ft	Liner	9593	ft
ID	1.995	inches	ID	6.276	inches
OD	0.19	inches	OD	0.362	inches
PRESIONES					
P. Descarga	4462	psia			
P. Intake	2115	psia			
Equipo de Fondo					
Prof. Intake	8808.87	ft			
M.Bomba	P-18	CENTRILIFT			
velocidad	62	Hz			
Etapas	293				

Fuente: EP PETROAMAZONAS
Realizado por: JIMMY GARCÉS

ANEXO 8. CALCULOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

		TABLA DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS														
MES	PERÍODO	YNEA-005			YNEA-016			YNEA-026			YNEA-010			YNEA-024		
		1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1	56	292	236	198	663	465	250	387	137	76	100	24	512	684	172
3	2	55	288	233	196	655	459	247	382	135.3	75	99	24	506	676	170
4	3	55	285	230	193	647	454	244	377	133.6	74	98	23	499	667	168
5	4	54	281	227	191	639	448	241	373	132	73	96	23	493	659	166
6	5	53	278	224	188	631	442	238	368	130.3	72	95	23	487	651	164
7	6	53	274	222	186	623	437	235	364	128.7	71	94	23	481	643	162
8	7	52	271	219	184	615	431	232	359	127.1	71	93	22	475	635	160
9	8	51	268	216	181	607	426	229	355	125.5	70	92	22	469	627	158
10	9	51	264	214	179	600	421	226	350	124	69	90	22	463	619	156
11	10	50	261	211	177	592	416	223	346	122.4	68	89	21	458	611	154
12	11	49	258	208	175	585	410	221	342	120.9	67	88	21	452	604	152
13	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL			3020			6856			4002			1034			7074	

MES	PERIODO	Incremento de Producción Total	ΔProducción Mensual declinación 0.0125%	INGRESOS			Costos de Reparación	Costo Operativo	Egreso Total	Flujo de Caja Neto, USD			Ingresos Actualizados, USD				
				86.4 USD	97.97 USD	103.34 USD				USD	USD	USD	86.4 USD	97.97 USD	103.34 USD	86.4 USD	97.97 USD
1	0	0	0	0	0	2958800	0	2958800	86.4 USD	-2958800	103.34 USD	0	0	0	0	0	
2	1	1034	31020	2680128	3039029	3207468	0	310200	2369928	2728829	2897268	2653592	3008940	3175711			
3	2	1024	30708	2653146	3008434	3175177	0	307077	2346069	2701357	2868100	2600868	2949156	3112613			
4	3	1011	30326	2620188	2971063	3135734	0	303262	2316925	2667800	2832472	2543129	2883684	3043513			
5	4	998	29950	2587639	2934155	3096781	0	299495	2288144	2634660	2797286	2486671	2819666	2975946			
6	5	986	29577	2555495	2897707	3058313	0	295775	2259720	2601932	2762538	2431466	2757069	2909879			
7	6	974	29210	2523750	2861711	3020322	0	292101	2231650	2569610	2728221	2377487	2695861	2845280			
8	7	962	28847	2492400	2826162	2982803	0	288472	2203928	2537690	2694330	2324706	2636012	2782114			
9	8	950	28489	2461439	2791055	2945750	0	284889	2176550	2506166	2660861	2273097	2577492	2720350			
10	9	938	28135	2430862	2756384	2909157	0	281350	2149512	2475034	2627807	2222634	2520272	2659958			
11	10	926	27785	2400666	2722144	2873019	0	277855	2122811	2444289	2595164	2173291	2464321	2600906			
12	11	915	27440	2370844	2688329	2837330	0	274403	2096441	2413925	2562926	2125044	2409613	2543166			
13	12		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
TOTAL	0		321488	27776557	31496172	33241852	2958800	3214879	6173679	21602878	25322493	27068173	26211985	29722086	31369436		