

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**“ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA DE
REINYECCIÓN DE AGUA DEL CAMPO LIBERTADOR”**

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

RITA GUADALUPE JIMÉNEZ RUIZ
ritalupita@yahoo.com

JUAN FERNANDO PAUCAR CATUCUAGO
juanpaucar@hotmail.com

DIRECTOR: ING. JOSÉ CEPEDA
pepecepe2004@yahoo.com

Quito, Abril 2011

DECLARACIÓN

Nosotros, Rita Guadalupe Jiménez Ruiz y Juan Fernando Paucar Catucuago, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

Rita Guadalupe Jiménez Ruiz

Juan Fernando Paucar Catucuago

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Rita Guadalupe Jiménez Ruiz y Juan Fernando Paucar Catucuago, bajo mi supervisión.

Ing. José Cepeda
DIRECTOR DEL PROYECTO

DEDICATORIA

*A mis padres Luis Vicente y Marina.
A mis hermanos Nicolás y Monserrate.
A mi tía Chela*

Rita

DEDICATORIA

A mi madre.

Juan

AGRADECIMIENTOS

A Dios por todas las bendiciones recibidas especialmente el milagro de la vida.

A mis padres por todo su amor, apoyo y comprensión en todos los momentos de mi vida.

A mis hermanos Luis, Santiago, Nicolás y Monserrath por ser mi inspiración.

A mi tía Chela, abuelita Rosa, Gladys y a toda mi familia por creer siempre en mí

A Fidel por todo su cariño y por siempre incentivarme a seguir adelante.

A mis amigos y compañero de proyecto con los que compartido los mejores momentos en la universidad, a mi mejor amiga Sabela por siempre estar a mi lado.

A los Ingenieros de la Escuela Politécnica Nacional y especialmente al Ingeniero José Cepeda por brindarnos su ayuda en el desarrollo de este proyecto.

Al personal de Área libertador y de manera especial a los Ingenieros Franklin Tituaña, Ignacio Gonzalez y Patricio Llerena por la apertura para la realización de este proyecto.

Rita

AGRADECIMIENTOS

Deseo agradecer a mis padres, por su respaldo incondicional a lo largo de mi vida, por su amor y comprensión, y a mis hermanos por todo el apoyo que me han sabido brindar.

A toda mi familia, que depositaron en mí en todo momento su confianza y apoyo.

Un agradecimiento muy especial al Ingeniero José Cepeda, por su apoyo profesional para la realización de este proyecto.

A la empresa EP-Petroecuador en especial al Departamento de Reinyección de Agua del Área Libertador, al personal que conforma el Campo Libertador. A los Ingenieros Franklin Tituaña, Ignacio Gonzalez, Francisco Abad y Patricio Llerena, quienes fueron una guía fundamental en la realización de este proyecto.

A todos mis amigos que son mi segunda familia y con los cuales he vivido buenos y malos momentos, gracias Club Social Deportivo y Cultural JUDAS.

Y un agradecimiento especial a mi compañera de tesis.

Juan

CONTENIDO

CONTENIDO	VII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVI
RESUMEN	XVIII
PRESENTACIÓN	XIX
CAPÍTULO 1.....	1
UBICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL CAMPO LIBERTADOR	1
1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO LIBERTADOR.....	1
1.1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ÁREA LIBERTADOR	1
1.1.2 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO LIBERTADOR.....	1
1.2 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO LIBERTADOR.....	4
1.2.1 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DE LOS RESERVORIOS DEL ÁREA LIBERTADOR	6
1.2.1.1 ARENISCA “U” SUPERIOR.....	6
1.2.1.2 ARENISCA “U” MEDIA	6
1.2.1.3 ARENISCA “U” INFERIOR	6
1.2.1.4 ARENISCA BASAL TENA	6
1.2.1.5 ARENISCA “T” SUPERIOR.....	8
1.2.1.6 ARENISCA “T” INFERIOR.....	8
1.2.2 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DE LOS RESERVORIOS RECEPTORES	8
1.2.2.1 HOLLIN	8
1.2.2.2 TIYUYACU.....	9
1.2.2.3 ORTEGUAZA.....	10
1.2.3 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS Y PVT DE LAS ARENAS Y DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO LIBERTADOR.....	10
1.2.4 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN	11
1.2.4.1 CAMPOS SECOYA, SHUARA Y SHUSHUQUI	11
1.2.4.2 CAMPO ATACAPI.....	12
1.2.4.3 CAMPO TAPI Y TETETE	12
1.2.4.4 CAMPO FRONTERA	12
CAPÍTULO 2.....	14
ANÁLISIS TEÓRICO DEL AGUA DE FORMACIÓN	14
2.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.....	14
2.1.1 CAMPO ATACAPI.....	16
2.1.2 CAMPO FRONTERA	17
2.1.3 CAMPO PICHINCHA.....	18
2.1.4 CAMPO SECOYA	19
2.1.5 CAMPO SHUARA	20
2.1.6 CAMPO SHUSHUQUI	21
2.1.7 CAMPO TAPI.....	22
2.1.8 CAMPO TETETE	23

2.2 HISTORIAL DE REINYECCIÓN	24
2.3 COMPOSICIÓN FÍSICO-QUÍMICA DEL AGUA DE FORMACIÓN	26
2.3.1 PROPIEDADES	26
2.3.1.1 pH	26
2.3.1.2 BACTERIAS	27
2.3.1.3 OXÍGENO.....	27
2.3.1.4 DIÓXIDO DE CARBONO	27
2.3.1.5 SULFUROS TOTALES.....	27
2.3.1.6 PETRÓLEO RESIDUAL	28
2.3.1.7 SÓLIDOS DISUELTOS	28
2.3.1.8 SÓLIDOS SUSPENDIDOS	28
2.3.1.9 GRAVEDAD ESPECÍFICA.....	28
2.3.1.10 RESISTIVIDAD Y CONDUCTIVIDAD.....	29
2.3.1.11 DUREZA.....	29
2.3.2 COMPONENTES.....	30
2.3.2.1 ANIONES	30
2.3.2.2 CATIONES.....	31
2.3.2.3 METALES PESADOS	32
2.3.2.4 SUSTANCIAS RADIOACTIVAS.....	32
2.3.2.5 RESIDUOS.....	32
2.4. EFECTOS DEL AGUA DE FORMACIÓN EN LAS FACILIADES DE SUPERFICIE.....	33
2.4.1 CORROSIÓN.....	33
2.4.1.1 DEFINICIÓN	33
2.4.2 INCRUSTACIONES.....	34
2.4.2.1 ESCALA.....	34
2.4.2.2 PARAFINA	35
2.5 ANALISIS FÍSICO-QUÍMICA DEL AGUA DE FORMACIÓN DE LAS ESTACIONES Y DE LOS POZOS REINYECTORES PARA DETERMINAR LA TENDENCIA A FORMAR INCRUSTACIONES.....	36
2.5.1 TENDENCIA DE AGUAS.....	36
2.5.1.1 ESTACIÓN ATACAPI.....	37
2.5.1.1.1 ATACAPI – 01RW (ATA-01RW)	38
2.5.1.1.2 ATACAPI – 02RW (ATA-02RW)	39
2.5.1.1.3 ATACAPI - 03 (ATA-03)	39
2.5.1.1.4 ATACAPI - 04 (ATA-04)	40
2.5.1.2 ESTACIÓN FRONTERA	40
2.5.1.2.1 FRONTERA – 03 (FRT-03)	41
2.5.1.3 ESTACIÓN PICHINCHA.....	42
2.5.1.3.1 PICHINCHA - 01 RW (PIC-01 RW)	43
2.5.1.3.2 PICHINCHA - 11 (PIC-11)	44
2.5.1.4 ESTACIÓN SECOYA	45
2.5.1.4.1 SECOYA - 01 RW (SEC-01 RW).....	46
2.5.1.4.2 SECOYA - 25 (SEC-25)	47
2.5.1.5 ESTACIÓN SHUARA	48
2.5.1.5.1 SHUARA - 01RW (SHU-01RW).....	49
2.5.1.5.2 SHUARA - 21 (SHU-21)	50
2.5.1.6 ESTACIÓN SHUSHUQUI	51
2.5.1.6.1 SHUSHUQUI – 05B (SSQ-05B)	51
2.5.1.6.2 SHUSHUQUI – 19 (SSQ-19).....	52
2.5.1.7 ESTACIÓN TAPI.....	53
2.5.1.7.1 TAPI – 02 (TAP-02)	54

2.5.1.8 ESTACIÓN TETETE	55
2.5.1.8.1 TETETE - 02 (TTT-02)	56
2.5.1.8.2 TETETE - 05 (TTT-05)	57
2.6 DESCRIPCIÓN DE LOS PRODUCTOS QUÍMICOS UTILIZADOS EN EL TRATAMIENTO QUÍMICO DEL AGUA DE FORMACIÓN	57
2.7 EFECTOS DEL AGUA DE FORMACIÓN EN LA SALUD.....	60
2.7.1. EFECTOS EN LA SALUD DE SUSTANCIAS QUÍMICAS DEL AGUA DE FORMACIÓN	60
CAPÍTULO III.....	62
DIAGNÓSTICO DE EQUIPOS DE SUBSUELO Y SUPERFICIE EN EL CAMPO LIBERTADOR	62
3.1 FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LAS ESTACIONES DEL CAMPO LIBERTADOR	62
3.1.1 ESTACIONES DEL PRODUCCIÓN	62
3.1.1.1 ESTACIÓN ATACAPI	63
3.1.1.2 ESTACIÓN FRONTERA	63
3.1.1.3 ESTACIÓN PICHINCHA.....	65
3.1.1.4 ESTACIÓN SECOYA	67
3.1.1.5 ESTACIÓN SHUARA	67
3.1.1.6 ESTACIÓN SHUSHUQUI	69
3.1.1.7 ESTACIÓN TAPI.....	70
3.1.1.8 ESTACION TETETE	71
3.2 SISTEMA DE TRATAMIENTO Y REINYECCIÓN DE AGUA.....	72
3.2.1 EQUIPOS QUE SE UTILIZA EN EL PROCESO DE SEPARACIÓN.....	74
3.2.1.1 SEPARADORES	74
3.2.1.2 INTERCAMBIADOR DE CALOR	75
3.2.1.3 BOTA DE GAS	76
3.2.1.4 TANQUES	76
3.2.2 SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA	77
3.2.2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	77
3.2.2.2 DESCRIPCION DE LOS EQUIPOS	77
3.2.2.2.1 BOMBA DE SUCCIÓN (BOOSTER)	77
3.2.2.2.2 PULMON	77
3.2.2.2.3 BOMBA CENTRIFUGA HORIZONTAL.....	77
3.2.2.2.4 SENSORES	78
3.2.2.2.5 ACCESORIOS.....	79
3.2.2.2.6 CABEZAL DE REINYECCIÓN	82
3.2.2.3 EQUIPOS DE SUPERFICIE DE LOS POZOS REINYECTORES	84
3.2.2.3.1 ATACAPI – 01RW (ATA-01RW) Y ATACAPI - 04 (ATA-04)	84
3.2.2.3.2 ATACAPI - 03 (ATA-03) Y ATACAPI - 2D-RW (ATA-2D-RW)	84
3.2.2.3.3 FRONTERA – 03 (FRT-03)	85
3.2.2.3.4 PICHINCHA - 01 RW (PIC-01 RW)	85
3.2.2.3.5 PICHINCHA - 11 (PIC-11)	85
3.2.2.3.6 SECOYA - 01 RW (SEC-01 RW).....	86
3.2.2.3.7 SECOYA - 25 (SEC-25).....	86
3.2.2.3.8 SHUARA - 01RW (SHU-01RW).....	86
3.2.2.3.9 SHUARA - 21 (SHU-21)	87
3.2.2.3.10 SHUSHUQUI – 05B (SSQ-05B) Y SHUSHUQUI – 19 (SSQ-19)	87
3.2.2.3.11 TAPI – 02 (TAP-02)	88
3.2.2.4.12 TETETE - 02 (TTT-02) Y TETETE - 05 (TTT-05).....	88
3.3 POZOS REINYECTORES DEL CAMPO LIBERTADOR.....	89

3.3.1 HISTORIAL DE LOS POZOS REINYECTORES	89
3.3.1.1 ÁREA ATACAPI	89
3.3.1.1.1 ATACAPI – 01RW (ATA-01RW)	89
3.3.1.1.2 ATACAPI – 2D RW (ATA-2D-RW)	90
3.3.1.1.3 ATACAPI - 03 (ATA-03)	90
3.3.1.1.4 ATACAPI - 04 (ATA-04)	91
3.3.1.2 ÁREA FRONTERA	93
3.3.1.2.1 FRONTERA – 03 (FRT-03)	93
3.3.1.3 ÁREA PICHINCHA	94
3.3.1.3.1 PICHINCHA - 01 RW (PIC-01 RW)	94
3.3.1.3.2 PICHINCHA - 11 (PIC-11)	94
3.3.1.4 AREA SECOYA	96
3.3.1.4.1 SECOYA - 01 RW (SEC-01 RW)	96
3.3.1.4.2 SECOYA - 25 (SEC-25)	96
3.3.1.5 ÁREA SHUARA	97
3.3.1.5.1 SHUARA - 01RW (SHU-01RW)	97
3.3.1.5.2 SHUARA - 21 (SHU-21)	97
3.3.1.6 ÁREA SHUSHUQUI	98
3.3.1.6.1 SHUSHUQUI – 05B (SSQ-05B)	98
3.3.1.6.2 SHUSHUQUI – 19 (SSQ-19)	99
3.3.1.7 AREA TAPI	101
3.3.1.7.1 TAPI – 02 (TAP-02)	101
3.3.1.8 AREA TETETE	103
3.3.1.8.1 TETETE - 02 (TTT-02)	103
3.3.1.8.2 TETETE - 05 (TTT-05)	103
3.3.2 COMPLETACIONES DE LOS POZOS REINYECTORES	105
3.3.2.1 ATACAPI – 01RW (ATA-01RW)	105
3.3.2.2 ATACAPI - 2D-RW (ATA-2D-RW)	105
3.3.2.3 ATACAPI - 03 (ATA-03)	105
3.3.2.4 ATACAPI - 04 (ATA-04)	105
3.3.2.5 FRONTERA – 03 (FRT-03)	105
3.3.2.6 PICHINCHA - 01 RW (PIC-01 RW)	106
3.3.2.7 PICHINCHA - 11 (PIC-11)	106
3.3.2.8 SECOYA - 01 RW (SEC-01 RW)	106
3.3.2.9 SECOYA - 25 (SEC-25)	106
3.3.2.10 SHUARA - 01RW (SHU-01RW)	106
3.3.2.11 SHUARA - 21 (SHU-21)	106
3.3.2.12 SHUSHUQUI – 05B (SSQ-05B)	106
3.3.2.13 SHUSHUQUI – 19 (SSQ-19)	107
3.3.2.14 TAPI – 02 (TAP-02)	107
3.3.2.15 TETETE - 02 (TTT-02)	107
3.3.2.16 TETETE - 05 (TTT-05)	107
CAPITULO IV	124
IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS EN LA REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN EN EL CAMPO LIBERTADOR	124
4.1 RESERVORIOS RECEPTORES DEL CAMPO LIBERTADOR	124
4.2 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN EN EL ÁREA LIBERTADOR	124
4.2.1 DECLINACIÓN EXPONENCIAL	125
4.3 PRINCIPALES PROBLEMAS ASOCIADOS AL AGUA DE FORMACIÓN	130

4.3.1 PRESENCIA DE SÓLIDOS SUSPENDIDOS	130
4.3.2 PRESENCIA DE OXÍGENO	132
4.3.3 PRECIPITACIÓN DE SULFURO DE HIERRO Y CARBONATO DE CALCIO	132
4.3.3 PRESENCIA DE ACEITE	135
4.3.4 PRESENCIA DE BACTERIAS	136
4.3.5 FILTRACIÓN EN TUBERÍAS, ACCESORIOS Y POZOS INYECTORES	137
4.4 PROPUESTAS PARA MEJORAR EL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA.....	138
4.4.1 SEPARADORES ELECTROSTÁTICOS (DESHIDRATADORES ELECTROSTÁTICOS)	139
4.4.2 FILTROS	140
4.4.3 HIDROCICLONES DESARENADORES.....	141
4.4.4 TANQUES DESNATADORES (SKIMMER)	142
4.4.5 CORRUGATED PLATE INTERCEPTOR (CPI).....	142
4.4.6 SISTEMA GAS BLANKETING	145
CAPITULO V	146
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	146
5.1 CONCLUSIONES	146
5.2 RECOMENDACIONES	148
SIMBOLOGÍA.....	150
ANEXOS	153
ANEXO 1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO LIBERTADOR	154
ANEXO 1.2 COLUMNA ESTRATIGRAFICA DEL CAMPO LIBERTADOR	155
ANEXO 2.2 HISTORIAL DE REINYECCIÓN DEL CAMPO ATACAPI	157
ANEXO 2.3 DATOS DE REINYECCIÓN CAMPO ATACAPI.....	158
ANEXO 2.4 HISTORIAL DE REINYECCIÓN DEL CAMPO FRONTERA.....	159
ANEXO 2.5 DATOS DE REINYECCIÓN CAMPO FORNTERA	160
ANEXO 2.6 HISTORIAL DE REINYECCIÓN DEL CAMPO PICHINCHA	161
ANEXO 2.7 DATOS DE REINYECCIÓN CAMPO PICHINCHA.....	162
ANEXO 2.8 HISTORIAL DE REINYECCIÓN DEL CAMPO SECOYA	163
ANEXO 2.9 DATOS DE REINYECCIÓN CAMPO SECOYA	164
ANEXO 2.10 HISTORIAL DE REINYECCIÓN DEL CAMPO SHUARA	165
ANEXO 2.11 DATOS DE REINYECCIÓN CAMPO SHUARA	166
ANEXO 2.12 HISTORIAL DE REINYECCIÓN DEL CAMPO SHUSHUQUI	167
ANEXO 2.13 DATOS DE REINYECCIÓN CAMPO SHUSHUQUI.....	168
ANEXO 2.14 HISTORIAL DE REINYECCIÓN DEL CAMPO TAPI.....	169
ANEXO 2.15 DATOS DE REINYECCIÓN CAMPO TAPI	170
ANEXO 2.16 HISTORIAL DE REINYECCIÓN DEL CAMPO TETETE	171
ANEXO 2.17 DATOS DE REINYECCIÓN CAMPO TETETE	172
ANEXO 3.1 FOTOS.....	173
FOTO 1 MÚLTIPLES	173
FOTO 2 SEPARADORES.....	173
FOTO 3 TANQUE DE LAVADO.....	174
FOTO 4 TANQUE DE ALMACENAJE DE AGUA DE FORMACIÓN	174
FOTO 5 ACUMULADORES Y BOMBAS BOOSTER	175

<i>FOTO 6 CONTADOR DE FLUJO</i>	175
<i>FOTO 7 BOMBAS HORIZONTALES</i>	176
<i>FOTO 8 INSTALACIONES DIRECCIONAMIENTO DE FLUJO</i>	176
<i>FOTO 9 CABEZAL DE POZO REINYECTOR</i>	177
<i>FOTO 10 TANQUES CON QUÍMICOS PARA TRATAMIENTO DE AGUA</i>	177
<i>FOTO 11 CABEZAL DE POZO REINYECTOR DE AGUA DE FORMACIÓN CON OXIDACIÓN POR FUGAS DE AGUA</i>	178
<i>FOTO 12 ACUMULADOR Y BOMBAS BOOSTER CON PARTES OXIDADAS POR FUGAS DE AGUA</i>	179
ANEXO 4.1 PROYECCIÓN DEL BSW CAMPO ATACAPI	180
ANEXO 4.2 PROYECCIÓN DEL BSW CAMPO FRONTERA	181
ANEXO 4.3 PROYECCIÓN DEL BSW CAMPO PICHINCHA	182
ANEXO 4.4 PROYECCIÓN DEL BSW CAMPO SECOYA.....	183
ANEXO 4.5 PROYECCIÓN DEL BSW CAMPO SHUARA	184
ANEXO 4.6 PROYECCIÓN DEL BSW CAMPO SHUSHUQUI	185
ANEXO 4.7 PROYECCIÓN DEL BSW CAMPO TAPI	186
ANEXO 4.8 PROYECCIÓN DEL BSW CAMPO TETETE.....	187
ANEXO 4.9 SÓLIDOS SUSPENDIDOS TOTALES.....	188
ANEXO 4.10 RESULTADOS DE LATENCIA DE AGUA DE FORMACIÓN	189
ANEXO 4.11 RESULTADOS DEL INDICE DE SATURACIÓN	190
ANEXO 4.12 RESULTADOS DEL PTB.....	190
ANEXO 4.13 RESIDUAL DE ACEITE EN EL AGUA.....	191
ANEXO 4.14 RESULTADO DE CULTIVO DE BACTERIAS	192
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	193

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1 COORDENADAS UTM DE LOS CAMPOS DEL ÁREA LIBERTADOR.....	5
TABLA 1.2 PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y PVT DE LAS ARENAS Y DE LOS FLUIDOS DE LOS CAMPOS DEL ÁREA LIBERTADOR.....	13
TABLA 2.1 POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO ATACAPI.....	16
TABLA 2.2 POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO FRONTERA	17
TABLA 2.3 POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO PICHINCHA.....	18
TABLA 2.4 POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO SECOYA	19
TABLA 2.5 POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO SHUARA	20
TABLA 2.6 POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO SHUSHUQUI	21
TABLA 2.7 POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO TAPI	22
TABLA 2.8 POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO TETETE	23
TABLA 2.9 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO TANQUE DE LAVADO DE LA ESTACIÓN ATACAPI .	37
TABLA 2.10 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO POZO REINYECCIÓN ATA-01.....	38
TABLA 2.11 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO POZO REINYECCIÓN ATA-03.....	39
TABLA 2.12 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO TANQUE DE LAVADO DE LA ESTACIÓN FRONTERA	40
TABLA 2.13 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO POZO REINYECCIÓN FRT-03.....	41
TABLA 2.14 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO TANQUE LAVADO DE LA ESTACIÓN PICHINCHA	42
TABLA 2.15 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO POZO REINYECCIÓN PIC-1RW.....	43
TABLA 2.16 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO POZO REINYECCIÓN PIC-11	44
TABLA 2.17 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO TANQUE DE LAVADO DE LA ESTACIÓN SECOYA.	45
TABLA 2.18 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO DEL POZO REINYECCIÓN SEC-01	46
TABLA 2.19 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO POZO REINYECCIÓN SEC-25.....	47
TABLA 2.20 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO TANQUE DE LAVADO DE LA ESTACIÓN SHUARA	48
TABLA 2.21 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO POZO REINYECCIÓN SHU-01RW	49
TABLA 2.22 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO POZO REINYECCIÓN SHU-21.....	50
TABLA 2.23 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO TANQUE DE LAVADO DE LA ESTACIÓN SHUSHUQUI	51
TABLA 2.24 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO POZO REINYECCIÓN SSQ-19	52
TABLA 2.25 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO TANQUE DE LAVADO DE LA ESTACIÓN TAPI.....	53
TABLA 2.26 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO POZO REINYECCIÓN TAP-02	54

TABLA 2.27 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO TANQUE DE LAVADO DE LA ESTACIÓN TETETE..	55
TABLA 2.28 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO POZO REINYECCIÓN TTT-02.....	56
TABLA 2.29 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO POZO REINYECCIÓN TTT-05.....	57
TABLA 2.31 QUÍMICOS DEL AGUA DE FORMACIÓN, ECUADOR 2001.....	61
TABLA 3.1 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN ATACAPI	64
TABLA 3.2 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN FRONTERA	65
TABLA 3.3 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN PICHINCHA	66
TABLA 3.4 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN SECOYA.....	68
TABLA 3.5 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN SHUARA.....	69
TABLA 3.6 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN SHUSHUQUI.....	70
TABLA 3.7 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN TAPI.....	71
TABLA 3.8 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN TETETE	72
TABLA 3.9 EQUIPOS DE SUPERFICIE DE LOS POZOS REINYECTORES ATA-01RW Y ATA-04.....	84
TABLA 3.10 EQUIPOS DE SUPERFICIE DE LOS POZOS REINYECTORES ATA-02D-RW Y ATA-03	84
TABLA 3.11 EQUIPOS DE SUPERFICIE DEL POZO REINYECTOR FRT-03.....	85
TABLA 3.12 EQUIPO DE SUPERFICIE DEL POZO REINYECTOR PIC-01RW.....	85
TABLA 3.13 EQUIPOS DE SUPERFICIE DEL POZO REINYECTOR PIC-11	85
TABLA 3.14 EQUIPOS DE SUPERFICIE DEL POZO REINYECTOR SEC-01RW	86
TABLA 3.15 EQUIPO DE SUPERFICIE DEL POZO REINYECTOR SEC-25.....	86
TABLA 3.16 EQUIPO DE SUPERFICIE DEL POZO REINYECTOR SHU-01RW	86
TABLA 3.17 EQUIPOS DE SUPERFICIE DEL POZO REINYECTOR SHU-21.....	87
TABLA 3.18 EQUIPOS DE SUPERFICIE DE LOS POZOS REINYECTORES SSSQ-05B Y SSQ-19.....	87
TABLA 3.19 EQUIPO DE SUPERFICIE DEL POZO REINYECTOR TAP-02	88
TABLA 3.20 EQUIPO DE SUPERFICIE DEL POZO REINYECTOR TTT-02.....	88
TABLA 3.21 EQUIPOS DE SUPERFICIE DEL POZO REINYECTOR TTT-05.....	88
TABLA 3.22 HISTORIAL DEL POZO REINYECTOR ATA-01RW.....	89
TABLA 3.23 HISTORIAL DE WORKOVER DEL POZO REINYECTOR ATA-03	90
TABLA 3.24 HISTORIAL DEL POZO REINYECTOR ATA-03	91
TABLA 3.25 HISTORIAL DE WORKOVER DEL POZO REINYECTOR ATA-04	92
TABLA 3.26 HISTORIAL DE WORKOVER DEL POZO REINYECTOR FRT-03	93
TABLA 3.27 HISTORIAL DE WORKOVER DEL POZO REINYECTOR PIC-11	94
TABLA 3.28 HISTORIAL DEL POZO REINYECTOR PIC-11.....	95

TABLA 3.29 HISTORIAL DEL POZO SEC-25 ANTES DE SER REINYECTOR	96
TABLA 3.30 HISTORIAL DEL POZO SHU-01RW ANTES DE SER REINYECTOR.....	97
TABLA 3.31 HISTORIAL DE WORKOVER DEL POZO REINYECTOR SHU-21	98
TABLA 3.32 HISTORIAL DE WORKOVER DEL POZO REINYECTOR SSQ-05B.....	98
TABLA 3.33 HISTORIAL DEL POZO REINYECTOR SSQ-05B.....	99
TABLA 3.34 HISTORIAL DEL POZO SSQ-19 ANTES DE SER REINYECTOR.....	100
TABLA 3.35 HISTORIAL DE WORKOVER DEL POZO REINYECTOR TAP-02.....	101
TABLA 3.36 HISTORIAL DEL POZO REINYECTOR TAP-02.....	102
TABLA 3.37 HISTORIAL DE WORKOVER DEL POZO REINYECTOR TTT-02	103
TABLA 3.38 HISTORIAL DE WORKOVER DEL POZO REINYECTOR TTT-05	104
TABLA 3.39 HISTORIAL DEL POZO REINYECTOR TTT-05	104
TABLA 4.1 LISTA DE POZOS CON PROBLEMAS DE INCRUSTACIONES	134

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1: MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO LIBERTADOR	2
FIGURA 1.2: MAPA ESTRUCTURAL DE PROFUNDIDAD – MARCADOR CALIZA A	7
FIGURA 2.1: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA LIBERTADOR.....	14
FIGURA 2.2: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE AGUA DEL ÁREA LIBERTADOR	15
FIGURA 2.3: HISTORIAL DEL BSW DEL ÁREA LIBERTADOR	16
FIGURA 2.4: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO ATACAPI	17
FIGURA 2.5: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO FRONTERA.....	18
FIGURA 2.6: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO PICHINCHA	19
FIGURA 2.7: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SECOYA	20
FIGURA 2.8: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUARA.....	21
FIGURA 2.9: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUQUI	22
FIGURA 2.10: GRÁFICO DEL HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO TAPI	23
FIGURA 2.11: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO TETETE.....	24
FIGURA 2.12: HISTORIAL DE REINYECCIÓN DEL ÁREA LIBERTADOR.....	25
FIGURA 3.1 SISTEMA CERRADO DE TRATAMIENTO Y REINYECCIÓN DE AGUA	73
FIGURA 3.2 SEPARADOR TRIFÁSICO	74
FIGURA 3.3 INTERCAMBIADOR DE CALOR.....	75
FIGURA 3.4 BOTA DE GAS	76
FIGURA 3.5 BOMBA CENTRIFUGA HORIZONTAL.....	79
FIGURA 3.6 VÁLVULA DE COMPUERTA	80
FIGURA 3.7 VÁLVULA CHECK.....	81
FIGURA 3.8 VÁLVULA DE MARIPOSA.....	81
FIGURA 3.9 BOMBA BOOSTER PARA INYECCIÓN DE QUÍMICOS.....	82
FIGURA 3.10 CABEZAL DE REINYECCIÓN DE AGUA	83
FIGURA 3.11 COMPLETACIÓN DEL POZO ATACAPI-01RW	108
FIGURA 3.12 COMPLETACIÓN DEL POZO ATACAPI 2D-RW	109
FIGURA 3.13 COMPLETACIÓN DEL POZO ATACAPI-3	110
FIGURA 3.14 COMPLETACIÓN DEL POZO ATACAPI-4	111
FIGURA 3.15 COMPLETACIÓN DEL POZO FRONTERA-03.....	112
FIGURA 3.16 COMPLETACIÓN DEL PICHINCHA-01RW	113

FIGURA 3.17 COMPLETACIÓN DEL PICHINCHA-11	114
FIGURA 3.18 COMPLETACIÓN DEL SECOYA-01RW	115
FIGURA 3.19 COMPLETACIÓN DEL SECOYA-25	116
FIGURA 3.20 COMPLETACIÓN DEL SHUARA-01RW	117
FIGURA 3.21 COMPLETACIÓN DEL SHUARA-21	118
FIGURA 3.22 COMPLETACIÓN DEL SHUSHUQUI-05B	119
FIGURA 3.23 COMPLETACIÓN DEL SHUSHUQUI – 19	120
FIGURA 3.24 COMPLETACIÓN DEL TAPI-02	121
FIGURA 3.25 COMPLETACIÓN DEL TETETE-02	122
FIGURA 3.26 COMPLETACIÓN DEL TETETE-05	123
FIGURA 4.1 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL ÁREA LIBERTADOR	127
FIGURA 4.2 PRODUCCIÓN ACUMULADA DE AGUA DEL ÁREA LIBERTADOR.....	128
FIGURA 4.3 PROYECCIÓN DEL BSW DEL ÁREA LIBERTADOR	129
FIGURA 4.4 SÓLIDOS SUSPENDIDOS TOTALES	131
FIGURA 4.5 TUBERIA CORROIDA	132
FIGURA 4.6 TUBERÍA TAPONADA CON ESCALA	133
FIGURA 4.7 POZOS CON PROBLEMAS DE INCRUSTACIONES.....	134
FIGURA 4.8 RESIDUAL DE ACEITE EN AGUA ÁREA LIBERTADOR.....	136
FIGURA 4.9 RESULTADOS CULTIVO DE BACTERIAS A LA SALIDA DEL TANQUE DE LAVADO	137
FIGURA 4.10 SISTEMA PROPUESTO.....	138
FIGURA 4.11 SEPARADOR ELECTROSTÁTICO	140
FIGURA 4.12 HIDROCICLÓN.....	142
FIGURA 4.13 INTERCEPTOR DE LÁMINAS CORRUGADAS (CPI).....	144

RESUMEN

Para la realización del presente proyecto se necesitó la recopilación de datos del Campo Libertador, los cuales fueron proporcionados por el Archivo Técnico y por los Departamentos de Reinyección, Producción Yacimientos y Geología de la empresa EP-Petroecuador.

El proceso consistió en la recopilación y en el análisis de los datos de reinyección, examinar las condiciones actuales de operación del campo, como de los equipos instalados para el tratamiento de agua para su posterior reinyección, verificar su estado actual de operación.

En el primer capítulo, se realiza una descripción general del área y sus respectivos campos, empezando por la su ubicación geográfica, continuamos con una breve reseña histórica donde se hace referencia al descubrimiento del campo, y la descripción de su estructura geológica y litológica, enfocado principalmente en las arenas donde se reinyecta actualmente, y complementado por la información sobre los mecanismos de producción y datos PVT.

En el segundo capítulo se realiza un análisis Teórico del Agua de Formación, mediante la investigación de datos de producción, reinyección, y sobre las pruebas Físico- Químicas, ya que estos factores son muy importantes a considerar para estimar el estado de los equipos de reinyección.

En el tercer capítulo, se hace una descripción general del equipo de superficie como: tanques, separadores, equipos del sistema de reinyección de agua de formación donde se establecen las condiciones actuales de los diferentes sistemas, además de un estudio de los pozos reinyectores.

En el cuarto capítulo, se analiza los principales problemas en el sistema de reinyección de agua de formación con el propósito de optimizar el funcionamiento de los mismos y cumplir con las exigencias operativas.

Y por último en el quinto capítulo, se describen las respectivas conclusiones y recomendaciones que justifican el proyecto proporcionado por el estudio de los datos.

PRESENTACIÓN

Los procesos a través de los cuales se formaron los yacimientos de petróleo establecen que todo el petróleo y el gas producido arrastrarán agua, a esta se la denomina agua de formación. En los campos maduros, el agua de formación suele percibirse como un mal necesario, a menudo impulsa la producción primaria e interviene en la producción secundaria, pero el exceso de producción de la misma representa un problema técnico y económico significativo para las compañías productoras de petróleo y gas.

El presente proyecto lleva de título “Estudio del Comportamiento del Sistema de Reinyección de Agua en el Campo Libertador”, el cual tiene como objetivo analizar los diferentes parámetros que involucran al campo para encontrar y diferenciar los principales problemas relacionados con el tema.

Para realizar la evaluación y el estudio adecuado, fue necesaria la recopilación de datos del Campo Libertador y de los Campos que constan de sistemas de reinyección de agua del Área Libertador que se especifican a continuación: Atacapi, Frontera, Pichincha, Secoya Shuara, Shushuqui, Tapi y Tetete.

El estudio proporciona una herramienta técnica para posteriores investigaciones o toma de decisiones por parte de la empresa para el mejoramiento de Sistema de Reinyección de agua de formación en el campo.

CAPÍTULO 1

UBICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL CAMPO LIBERTADOR

1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO LIBERTADOR

1.1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ÁREA LIBERTADOR

El campo Libertador, se encuentra ubicado en la parte centro-noreste de la cuenca Oriente, dentro de la provincia de Sucumbíos, localizada a 250 Km de Quito entre las coordenadas geográficas de latitud desde 00°04" Sur hasta 00°06' Norte y longitud desde 76°33'00" hasta 76°36'40" Oeste, con una extensión de 25000 acres (Figura 1.1). Fue descubierto en el año 1980 con la perforación del pozo exploratorio Secoya W-1. Se trata de un campo gigante conformado por una estructura que abarca varios altos estructurales denominados Shushuqui, Shuara, Secoya, Pacayacu, Pichincha y Carabobo.

1.1.2 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO LIBERTADOR

En 1980, la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) perforó las estructuras Secoya, Shuara y Shushuqui, con los pozos Secoya 1 entre enero y febrero, Shuara 1 entre febrero y marzo, y Shushuqui 1 entre octubre y noviembre. Las primeras interpretaciones sísmicas, mostraban a las tres estructuras antes mencionadas como independientes, pero, interpretaciones posteriores, sustentadas en la información aportada por los pozos perforados, así como nuevos datos de velocidades, permitieron elaborar un nuevo modelo estructural que integraba en un solo campo a las estructuras Shushuqui, Pacayacu, Shuara y Secoya.

Los campos Secoya, Shuara, Shushuqui, Pacayacu empezaron su producción en 1982. En agosto de 1992, alcanzaron su máxima producción promedio con 56651 BPPD, a partir del cual comenzó a declinar. Actualmente tiene una producción de

completado el 28 de septiembre de 1968. Produjo un total de 3800 BPPD (1960 BPPD de 29 °API del yacimiento “U” y 1840 BPPD de 34 ° API de “T”). Su producción arranca en diciembre de 1978 con 4000 BPPD. Actualmente el campo tiene una producción de 3030 BPPD.

El Campo Tapi – Tetete antes considerados independientes, fue descubierto en julio de 1980 con la perforación del pozo Tetete 1, el mismo que alcanzó los 9400’ de profundidad, y dio 1645 BPPD de los reservorios “T” (1315 BPPD, 30 °API) y “U” (330 BPPD, 29 °API). Entre septiembre y octubre de 1985, se perforó la estructura Tapi con el pozo Tapi 1, el que llegó a los 9183’ de profundidad y produjo 2045 BPPD de los reservorios “T” (1333 BPPD, 29 °API) y “U” (712 BPPD, 28 °API). Este campo arranca su producción en abril de 1984 y alcanza su máximo histórico en septiembre de 1994 con cerca de 7500 BPPD promedio. Actualmente produce 1307 BPPD.

El campo Pichincha inicialmente nombrado como Guarumo, fue descubierto en abril de 1983 con la perforación del pozo Pichincha–01 que alcanza una profundidad de 10294 pies, se produjo 7700 BPPD de los reservorios “T” (3147BPPD, 31°API), “U” Inferior (2900 BPPD, 26 °API) y “U” superior (1653 BPPD, 29,3 °API), Actualmente produce 3032 BPPD.

El campo Frontera descubierto con la información sísmica obtenida en 1987 e interpretada por CEPE-ECOPETROL se definió un alto estructural compartido entre Ecuador y Colombia, en diciembre de 1987 con la perforación del pozo Frontera – 1 con una profundidad de 9254 pies, con una producción de 4499 BPPD de los reservorios “T” (576 BPPD, 23,5°API), “U” Inferior (3923 BPPD, 30,7 °API) y en 1988 el pozo Quillasinga-01 por ECOPETROL Colombia, con una producción en los mismos yacimientos. Actualmente produce 493 BPPD.

El campo Chanangue fue descubierto en abril de 1990 con la perforación del pozo Chanangue-1 alcanzando una profundidad total de 9595 pies, se produjo 1070 BPPD de los reservorios “T” (931 BPPD, 26°API) y U superior (139 BPPD, 34,7° API). En 1992 se cerró por la inundación de la formación “T” y la “U” Superior por problemas mecánicos.

El campo Carabobo descubierto en octubre de 1983 con la perforación del pozo Carabobo-1 alcanzando una profundidad de 9472 pies, con una producción de 832 BPPD de los reservorios “U” inferior (733 BPPD, 26,9 °API) y de la “U” Superior (100 BPPD, 29 °API). Se cerró en el año de 1992 porque la “U” inferior dejó de aportar por invasión de agua. Los campos Chanangue y Carabobo continúan cerrados durante el año 2010.

El campo Peña Blanca se inició con la perforación del pozo exploratorio Peña Blanca-1 en diciembre de 1994 con una profundidad de 9250 pies se produjo un total de 2963 BPPD de la formación “T” (27 °API), existieron problemas desde el principio por el incremento precipitado del BSW en la producción.

El campo Ocano inicio sus operaciones con el pozo Ocano -1 que fue perforado en 1995 con una profundidad de 9320 pies con una producción de 2391 BPPD de la formación “U” inferior (22 °API).

En la actualidad el pozo Ocano-01, se encuentra cerrado por alto BSW y el pozo Peña Blanca-01 por no disponer facilidades de producción.

Las coordenadas UTM de cada campo del área Libertador, se encuentran en la Tabla 1.1.

En el Anexo 1.1, se indica la ubicación del campo Libertador.

1.2 DESCRIPCION GEOLÓGICA DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO LIBERTADOR

La estructura del campo Libertador tiene forma de cajón con 4 subestructuras alineadas en 2 ejes NS. En el eje oriental se encuentran las estructuras Pacayacu y Shuara y en la occidental las estructuras Shushuqui y Secoya, las dos se fusionan hacia el sur para formar el periclinal Pichicha-Carabobo.

Tiene una longitud de aproximadamente 21 x 6,5 km. Su cierre estructural máximo es de 240 pies y corresponde al alto Secoya, el alto Shushuqui tiene 180 pies, Shuara 200 pies y Pacayacu 140 pies. El flanco oriental está limitado por una falla

transpresional dextral acompañada de varias fallas transversales de orientación NO-SE que afectan las estructuras del campo (Rivadeneira y Baby, 2004).

TABLA 1.1 COORDENADAS UTM DE LOS CAMPOS DEL ÁREA LIBERTADOR

CAMPOS	COORDENADAS UTM		
		X	Y
PICHINCHA Y CARABOBO	MÍNIMO	323010	9992983
	MÁXIMO	325745	9998181
SHUARA	MÍNIMO	324758	9999602
	MÁXIMO	326993	10007400
SECOYA	MÍNIMO	321908	9998215
	MÁXIMO	324337	10005733
SHUSHUQUI	MÍNIMO	322859	10005552
	MÁXIMO	325361	10011818
PACAYACU	MÍNIMO	325709	10007374
	MÁXIMO	327441	10013004
TAPI	MÍNIMO	327806	9975981
	MÁXIMO	328950	9977548
TETETE	MÍNIMO	331640	9977179
	MÁXIMO	329229	9981233
ATACAPI	MÍNIMO	314972	9989864
	MÁXIMO	316673	9996989
FRONTERA	MÍNIMO	326260	9973401
	MÁXIMO	327095	9974108

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.

FUENTE: GEOLOGIA. EP- PETROECUADOR.

En el modelamiento estadístico del campo (Geoconsult, 2008) se identificaron dos fallas principales con rumbo NE que limitan al oriente los campos Shushuqui-Secoya y Shuara-Pichincha-Pacayacu, las cuales se definieron como falla Shushuqui-Secoya y falla Shuara, respectivamente. La falla Shushuqui-Secoya es una falla inversa, que tiene una extensión aproximada de 10km y dirección paralela al eje de la estructura, salto de falla de 80 pies que afecta la zona de interés desde la discordancia pre cretácica hasta la Caliza A (Figura 1.2) y deja de ser evidente a la altura del pozo Secoya-17 para reaparecer a la altura del pozo Shushuqui-1. Por otro lado, la falla Shuara es inversa y tiene una extensión aproximada de 12km, en dirección paralela al eje de la estructura, un salto de falla de 80 pies y afecta a la zona de interés del campo desde la discordancia pre

cretácica hasta la Caliza A. Presenta un trazo discontinuo hasta el pozo Shuara-9 donde deja de ser evidente, y luego nuevamente aparece a la altura del pozo Pacayacu-3. Adicionalmente se interpretaron una fallas inversas de poca extensión dentro de la estructura Shuara, las cuales dan lugar a bajos estructurales.

1.2.1 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DE LOS RESERVORIOS DEL ÁREA LIBERTADOR

La columna estratigráfica de la Cuenca Oriente se muestra en el Anexo 1.2, la litología de cada reservorio se indica a continuación.

1.2.1.1 ARENISCA “U” SUPERIOR

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

1.2.1.2 ARENISCA “U” MEDIA

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

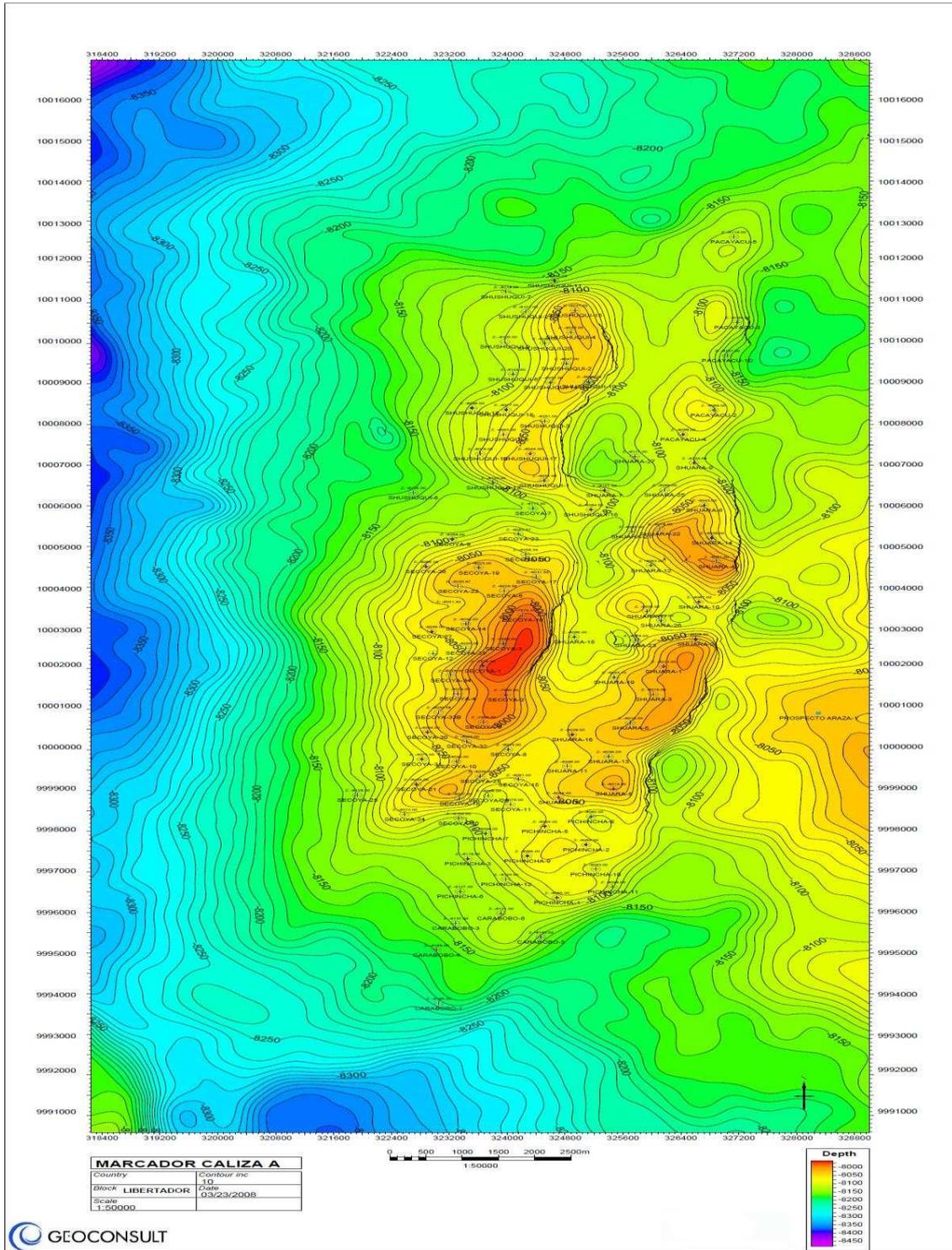
1.2.1.3 ARENISCA “U” INFERIOR

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

1.2.1.4 ARENISCA BASAL TENA

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

FIGURA 1.2: MAPA ESTRUCTURAL DE PROFUNDIDAD – MARCADOR CALIZA A



FUENTE: GEOLOGIA. EP-PETROECUADOR.

1.3.1.5 ARENISCA “T” SUPERIOR

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

1.2.1.6 ARENISCA “T” INFERIOR

Es una arenisca cuarzosa en secuencias métricas grano decreciente de grano grueso a muy fino, con estratificación cruzada e intercalaciones lutáceas. Tiene un importante contenido de glauconita, la misma que aparece ya en la parte media y superior del cuerpo “T” inferior.

1.2.2 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DE LOS RESERVORIOS RECEPTORES

1.2.2.1 HOLLIN

La semisequencia Hollín comprendida entre la base erosional Hollín y el Máximo de Inundación de la Caliza C, tiene un espesor total de 122' (Pozo Araza-1).

- **Hollín Inferior.** Arenisca cuarzosa, gris-clara, transparente a translúcida, en partes blanco-lechosa, suelta, hacia arriba moderadamente consolidada, grano medio a grueso, variando hacia arriba de grueso-medio a fino, ocasionalmente muy grueso, los granos son subangulares a subredondeados y la selección es regular, cambiando a pobre hacia el techo. Hacia la parte inferior y media, contiene algo de matriz caolinítica. Se describe hidrocarburo café-claro en forma de pintas. Intercalaciones de arcilla gris-oscuro a gris clara y ocasionalmente gris, dura, masiva, en partes astillosa, con inclusiones de micropirita.
- **Hollín Superior-Caliza C.** Arenisca cuarzosa, con glauconita, calcárea, café-claro, transparente y en menor proporción translúcida, suelta, en partes friable, grano medio a grueso, subangular a subredondeada, regular selección. Presenta pintas de hidrocarburos de color café oscuro.

Intercalaciones de lutita gris-oscura a gris, medianamente dura, físil a subfísil, alargada, planar, parcialmente astillosa, con inclusiones de pirita. Lodolita crema, crema moteada con gris-claro, ocasionalmente gris-claro a café-claro, moderadamente dura a dura, en subbloques y bloques, con inclusiones de glauconita.

1.2.2.2 TIYUYACU

Presenta dos miembros bien definidos denominados Superior e Inferior: El Miembro Tiyuyacu Superior está formado por areniscas conglomeráticas, dentro de una matriz arcillosa; el Miembro Tiyuyacu Inferior está constituido principalmente de conglomerado y en menor proporción por areniscas con intercalaciones de arcillolitas de color rojo ladrillo.

Conglomerado Basal.- Con cherts de colores mostaza, negro, gris oscuro, amarillo verdoso, gris verdoso, amarillo, verde claro y rojo (que es el color típico de los cherts de este cuerpo y ausente en el conglomerado superior como se definió en estudios de campo en el Subandino). Ocasionalmente está asociado con granos tamaño arena de cuarzo blanco amarillento, blanco lechoso, traslúcido (matriz), pobremente seleccionados.

Arcillolitas rojo ladrillo, en menor proporción café amarillenta, café oscura, gris clara moteadas, en partes ligeramente calcárea.

Limolitas gris claras, gris-verdosas, café claras, en partes ligeramente calcárea, en partes grada a arenisca de grano muy fino.

Arenisca cuarzosa, blanca, traslúcida a semitransparente de grano muy fino a fino y medio a grueso, subangular a subredondeada, con regular selección.

Conglomerado Superior. Con cherts color mostaza, gris oscuro, en fragmentos angulares y granos de cuarzo blanco lechoso, amarillento, traslúcido, suelto, grano grueso a muy grueso, angular a subangular con pobre selección, que forman la matriz.

1.2.2.3 ORTEGUAZA

Yace sobre la Formación Tiyuyacu y se encuentra debajo de los sedimentos continentales fluviales de la Formación Chalcana, esta formación constituida de una serie marina somera, está compuesta por:

Lutita gris clara, gris verdosa, relativamente dura, subfísil, sublaminar.

Arenisca cuarzosa blanca transparente a subtransparente, de grano fino a medio, suelta, subangular a subredondeada, regular selección.

1.2.3 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS Y PVT DE LAS ARENAS Y DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO LIBERTADOR

Las propiedades de las arenas y de los fluidos del área Libertador son presentadas en la Tabla 1.2, en la misma se puede apreciar que los parámetros petrofísicos promedios, así como los parámetros PVT de los fluidos, se encuentran dentro de los siguientes rangos:

La porosidad se encuentra en un rango de 10,4 a 19%, la saturación de agua se encuentra en un rango de 20 hasta 50%, el espesor neto de petróleo saturado tiene un rango de 7,5 a 65 pies, mientras que la permeabilidad del área se encuentra en un rango de 10 a 1468 md.

Para los parámetros PVT de los fluidos, tenemos que la Presión inicial varía de 3000 a 4150 psi, lo que nos indica que existió una buena presión inicial de los reservorios, la temperatura de reservorio varía de 195 a 222 °F, el factor volumétrico de petróleo se encuentra en un rango de 1.085 a 1.366 PCS/BLS, y mientras que la gravedad específica del gas se encuentra en un rango de 0.992 a 1.54 (aire =1).

1.2.4 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

1.2.4.1 CAMPOS SECOYA, SHUARA Y SHUSHUQUI

El mecanismo de producción en todos los reservorios de los campos Secoya, Shuara y Shushuqui es el empuje lateral hidráulico; por lo que la presión inicial es mayor que la presión del punto de burbuja. Cuando la presión se reduce debido a la producción de fluidos, se crea un diferencial de presión a través del contacto agua-petróleo. De acuerdo con las leyes básicas de flujo de fluidos en medio poroso, el acuífero reacciona haciendo que el agua contenida en él, invada al reservorio de petróleo originando Intrusión o Influjo lo cual no solo ayuda a mantener la presión sino que permite un desplazamiento inmiscible del petróleo que se encuentra en la parte invadida. La Intrusión ocurre debido a:

Apreciable expansión del agua del acuífero. A medida que se reduce la presión, el agua se expande y reemplaza parcialmente los fluidos extraídos del reservorio.

El acuífero es parte de un sistema artesiano. El agua que rodea al reservorio de petróleo está en contacto con agua proveniente de la superficie. Dependiendo de la forma como ingresa el agua al reservorio de petróleo, los reservorios por empuje de agua se denominan:

Reservorios por empuje de fondo, en la cual la formación es usualmente de gran espesor con suficiente permeabilidad vertical, tal que el agua puede moverse verticalmente. En este tipo de reservorios la conificación puede convertirse en un gran problema.

Reservorios por empuje lateral, en la cual el agua se mueve hacia el reservorio desde los lados.

Algunos indicadores para determinar la presencia de un empuje de agua son:

El hidrocarburo (petróleo o gas) está rodeado por agua.

Debe existir suficiente permeabilidad para permitir el movimiento del agua (por lo menos 50 md). A medida que el tiempo transcurre, la producción de agua incrementa.

El método de balance de materiales es el mejor indicador.

En los estudios y análisis PVT del Campo Libertador se ha determinado que este Campo corresponde a un yacimiento subsaturado (Simulación de Yacimientos, Campo Libertador, Volumen I, Febrero 2004).

1.2.4.2 CAMPO ATACAPI

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

1.2.4.3 CAMPO TAPI Y TETETE

El mecanismo predominante de producción de la Arena “U” de estos campos es un acuífero de fondo y de la Arena “T” es mixto: expansión volumétrica y empuje lateral; corresponden a un yacimiento subsaturado, según los estudios de Ingeniería de Petróleos del Área Libertador.

1.2.4.4 CAMPO FRONTERA

El mecanismo de producción de la Arena “T” tiene un empuje lateral con acuífero de fondo y la Arena “U” tiene empuje lateral y corresponde a un yacimiento subsaturado, según los estudios de Ingeniería de Petróleos del Área Libertador.

TABLA 1.2 PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y PVT DE LAS ARENAS Y DE LOS FLUIDOS DE LOS CAMPOS DEL ÁREA LIBERTADOR

CAMPO	YACIMIENTO	PARÁMETROS PETROFÍSICOS PROMEDIOS					PARÁMETROS PVT DE LOS FLUIDOS						
		ϕ (%)	Sw (%)	ho (ft)	K (md)	Pi (psi)	Tr (°F)	β_o (By/BF)	GOR (Scf/bbl)	API °	Y gas (Aire=1)		
ATACAPI	"U" Superior	15,0	30,0	15	250	3942	205	1,338	442	31,0	1,071		
	"U" Inferior	17,0	35,0	35	500	4012	208	1,231	326	29,0	1,088		
	"T" Superior	13,0	42,0	65	500	3970	209	1,25	355	31,4	1,409		
	"T" Inferior	14,0	32,0	65	800	3970	210	1,214	404	34,0	1,410		
FRONTERA	"U" Inferior	17,6	24,6	25	644	3762	220	1,12	225	34,2	1,440		
	T	15,8	27,1	20	223	3777	221	1,11	179	34,7	1,430		
SECOYA SHUARA SHUSHUQUI	"U" Superior	15,0	38,0	14	115	3800	212	1,263	333	27,0	1,420		
	"U" Inferior	17,0	21,0	33	310	3800	217	1,264	231	27,8	1,220		
	"T" Superior	12,0	42,0	40	100	3900	220	1,265	402	29,9	1,620		
	"T" Inferior	17,0	30,0	40	800	3900	222	1,265	402	31,1	1,430		
PICHINCHA	U Inferior	17,0	27,0	39	1924	3171	235	1,2362	431	28,0	1,558		
	T	12,0	46,5	43	400	3823	180	1,2626	360	31,0	1,497		
TAPI TETETE	"U" Inferior	15,6	20,0	18	400	3750	213	1,12	300	38,5	1,540		
	T	13,7	25,0	14	700	3810	217	1,366	420	29,0	1,650		

REALIZADO POR: JIMÉNEZ RITA Y PAUCAR JUAN.

FUENTE: YACIMIENTOS. EP-PETROECUADOR.

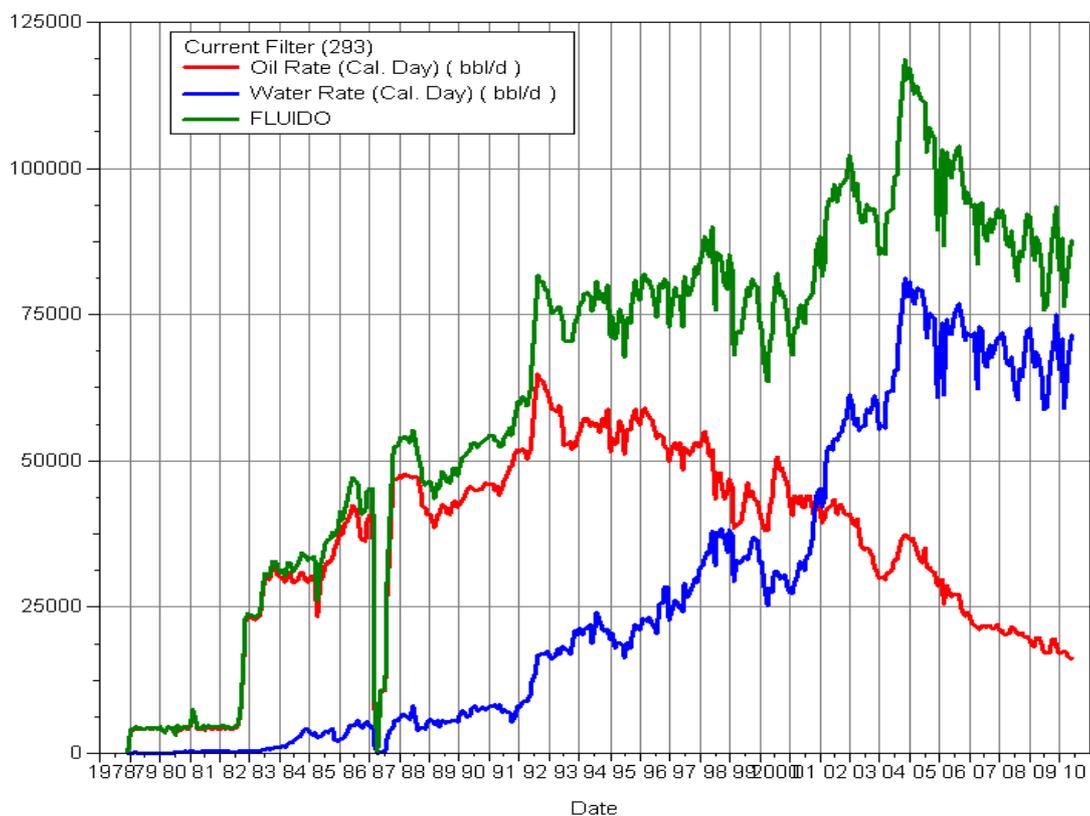
CAPÍTULO 2

ANÁLISIS TEÓRICO DEL AGUA DE FORMACIÓN

2.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

En el Área Libertador se hallan los campos: Shuara, Pichincha, Secoya, Shushuqui, Atacapi, Tapi, Tetete, Frontera, cuentan con 73 pozos en producción de los cuales; 21 son Bombeo hidráulico, 50 eléctricos y 3 con gas lift, produce; 18430 BPPD; 70378 BAPD; 88808 BFPD con un BSW promedio de 79.24%, es el área de mayor problemas de manejo de agua en subsuelo en los reservorios como en la infraestructura de superficie, existe un total de 186 pozos perforados entre reinyectores y productores.

FIGURA 2.1: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA LIBERTADOR



FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

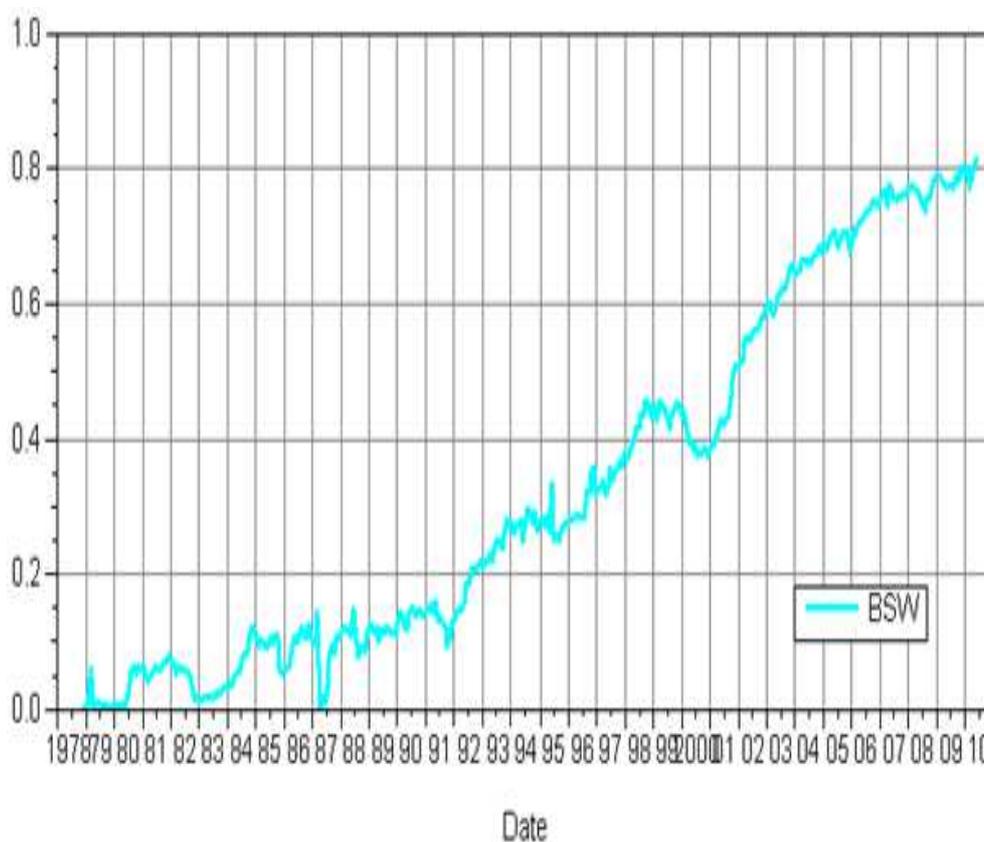
La producción del fluido del Área Libertador proviene de los diferentes campos del cual está compuesto y es extraído de los yacimientos “U”, “T” y “BT”. En la Figura 2.1 y Figura 2.2 se puede observar cómo se incrementado la producción del fluido desde el primer año que empezó su producción, pero desde el 2001 el incremento del fluido a la mayor producción de agua la cual supera al petróleo, un factor que determina esta producción es el aumento del BSW que ha tenido un crecimiento progresivo con respecto al tiempo (Figura2.3), el, para la fecha actual la producción anual del campo ha disminuido notablemente, pero aún así continua siendo una cantidad importante dentro de la producción nacional considerando la antigüedad del campo y el creciente precio actual del petróleo.

FIGURA 2.2: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE AGUA DEL ÁREA LIBERTADOR



FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

FIGURA 2.3: HISTORIAL DEL BSW DEL ÁREA LIBERTADOR



FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

2.1.1 CAMPO ATACAPI

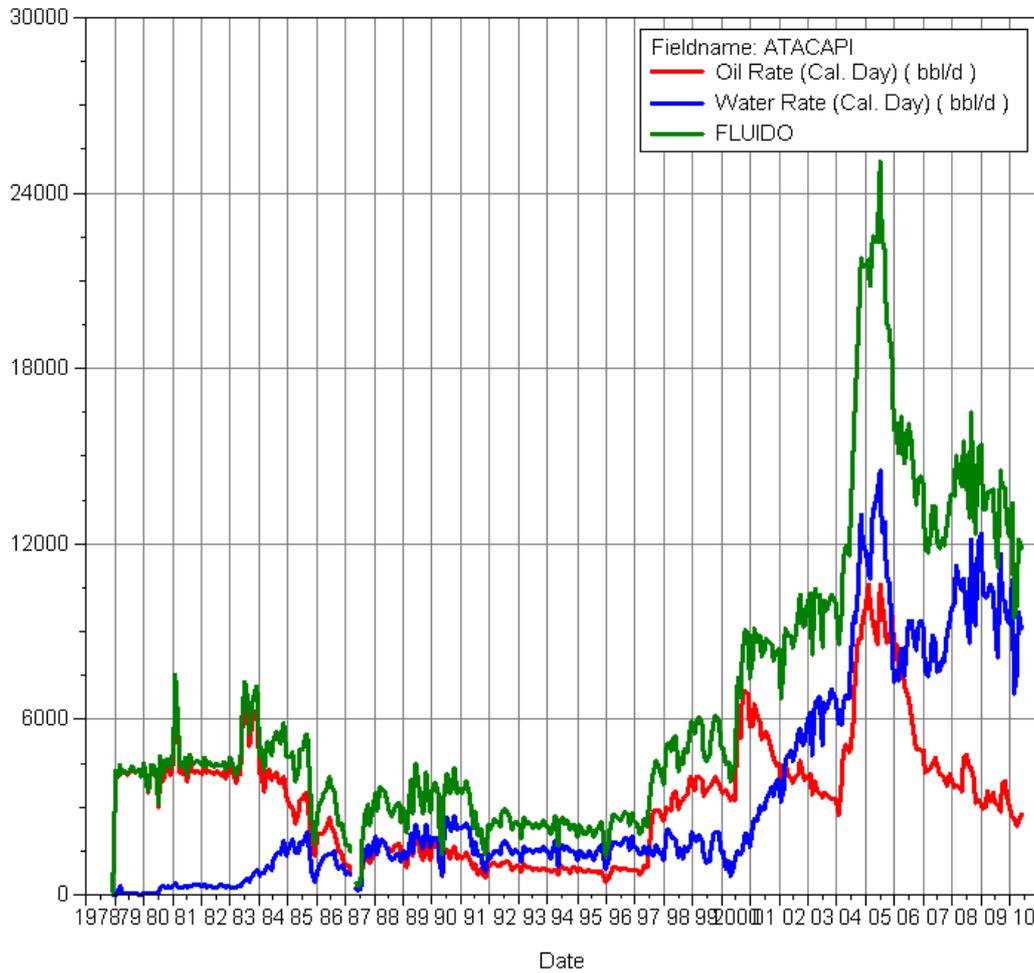
La producción del campo Atacapi proviene de los yacimientos “UI”, “US” y “TI”, en la Figura 2.4 se puede observar el incremento de la producción del fluido desde el primer año, pero desde el 2000 el incremento del fluido se debe a la producción de agua el cual desde el 2004 supera a la del petróleo, para la fecha actual la producción anual ha disminuido notablemente, al momento el campo tiene 11 pozos productores (Tabla 2.1).

TABLA 2.1 POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO ATACAPI

POZO	ATA-11BD	ATA-16	ATA-17	ATA-18	ATA-20D	ATA-23	ATA-07	ATA-24D	ATA-25D	ATA-14	ATA-15
ARENA	TI	TI	TI	TI	TI	TI	UI	UI	UI	US	US

REALIZADO POR: JIMÉNEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

FIGURA 2.4: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO ATACAPI



FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

2.1.2 CAMPO FRONTERA

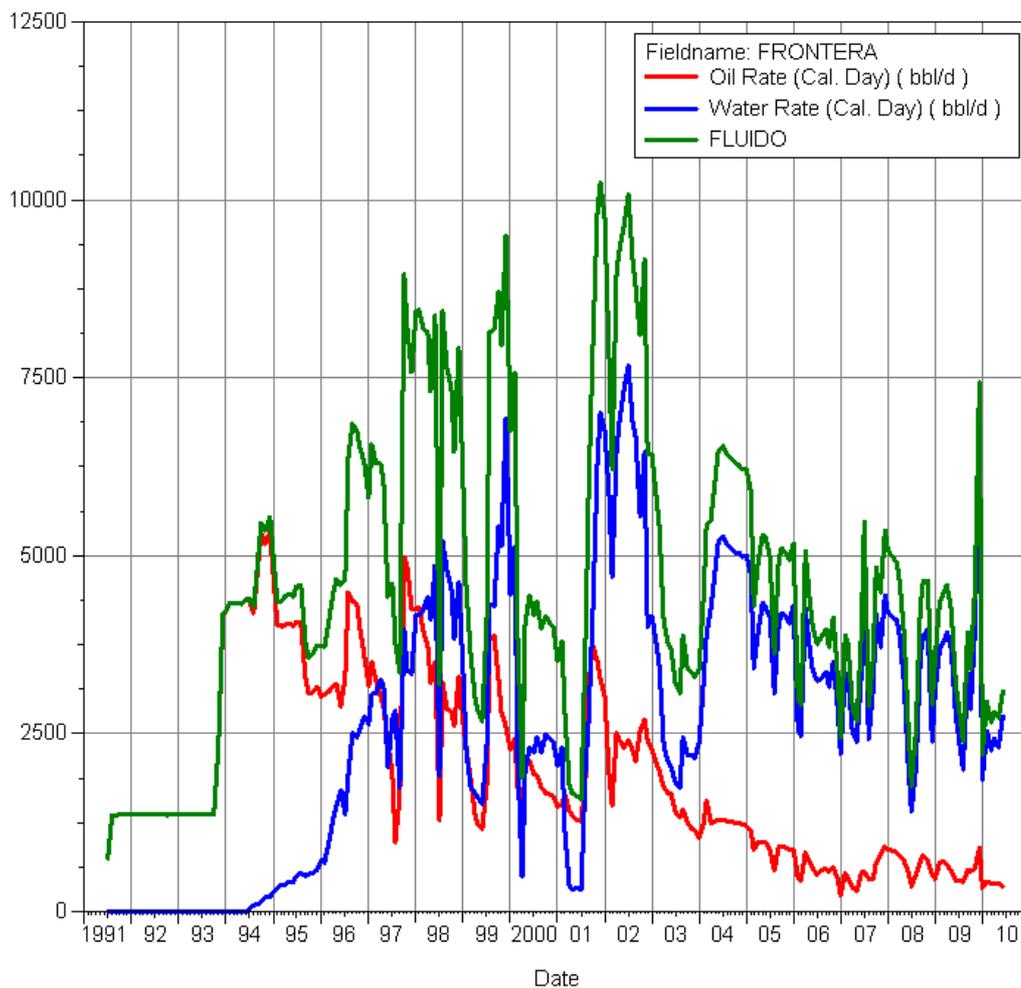
La producción del Campo Frontera ha sido muy irregular en la Figura 2.5 se puede ver el incremento de producción de agua con relación al del petróleo. Al momento el campo tiene 2 pozos productores (Tabla 2.2).

TABLA 2.2 POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO FRONTERA

POZO	FRT-02	FRT-04
ARENA	T	UI

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
 FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

FIGURA 2.5: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO FRONTERA



FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

2.1.3 CAMPO PICHINCHA

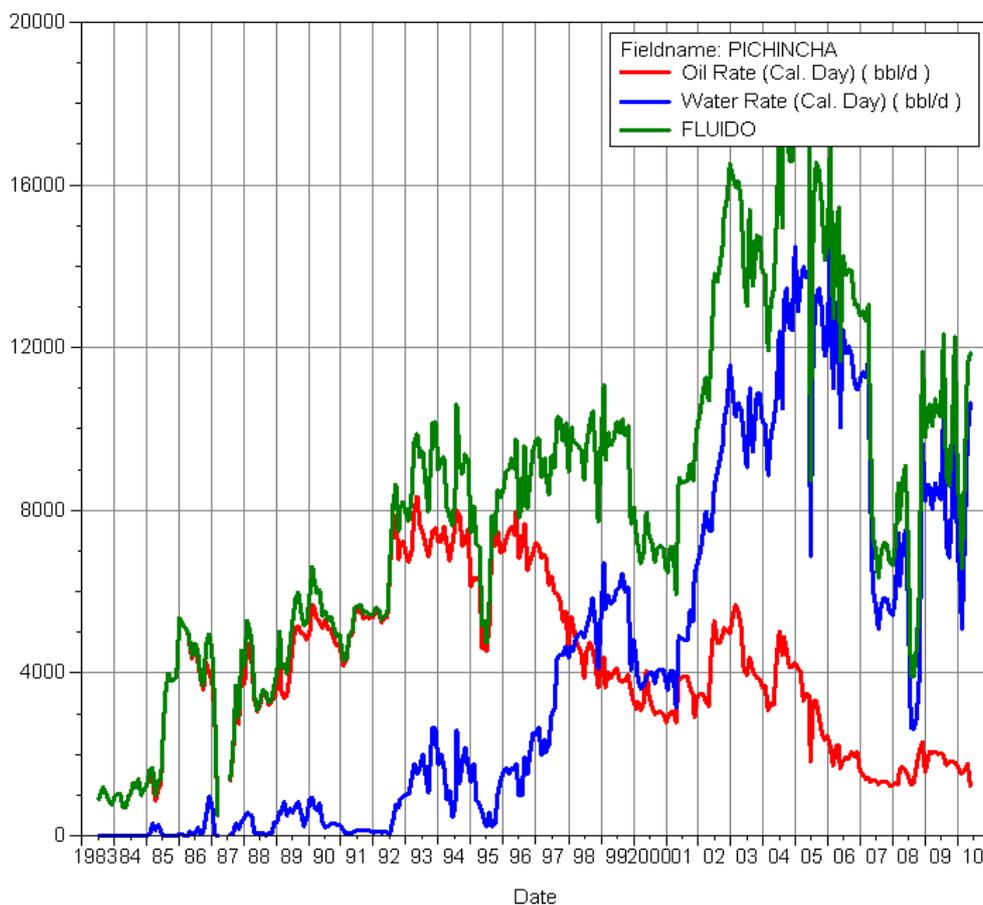
La producción del Campo Pichincha se puede observar en la Figura 2.6, el incremento de producción de agua con relación al del petróleo es notable desde el año 1997. Al momento el campo tiene 7 pozos productores (Tabla 2.3).

TABLA 2.3 POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO PICHINCHA

POZO	PIC-02	PIC-05	PIC-07	PIC-08	PIC-09	PIC-10	PIC-13
ARENA	UI	US+UI	T	UI	UI	UI	US

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

FIGURA 2.6: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO PICHINCHA



FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

2.1.4 CAMPO SECOYA

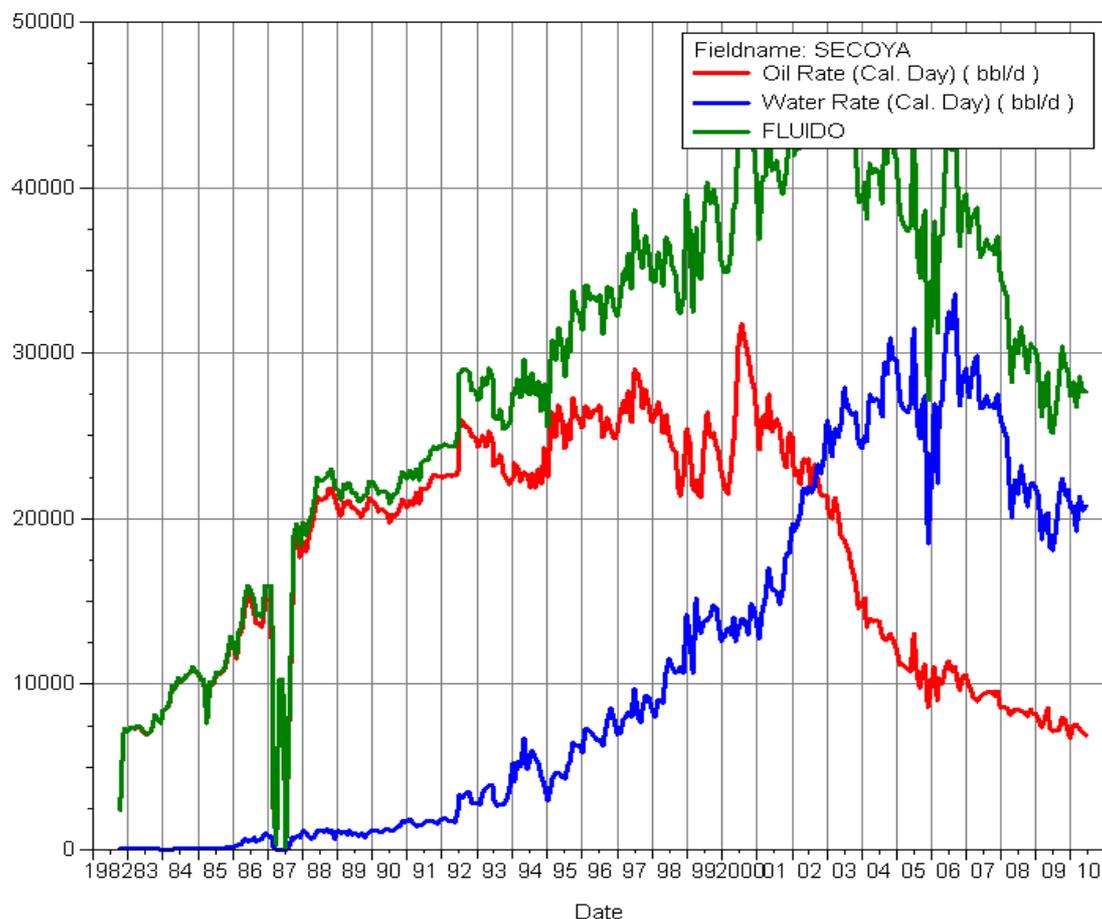
La producción del Campo Secoya se puede observar en la Figura 2.7, el incremento de producción de agua con relación al del petróleo es notable desde el año 2002. Al momento el campo tiene 24 pozos productores (Tabla 2.4).

TABLA 2.4 POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO SECOYA

POZO	SEC-01	SEC-02	SEC-03	SEC-04	SEC-05	SEC-08	SEC-10	SEC-11	SEC-14	SEC-15	SEC-16	SEC-17
ARENA	UI	TS	UI	UI	UI	TS	T	TI	UI	UI	UI	UI
POZO	SEC-18	SEC-19	SEC-21	SEC-22	SEC-24	SEC-27	SEC-30	SEC-31	SEC-32	SEC-33	SEC-37	SEC-38
ARENA	UI	US	UI	UI	US	UI	TS	UI	TI	UI	TI	UI

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

FIGURA 2.7: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SECOYA



FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

2.1.5 CAMPO SHUARA

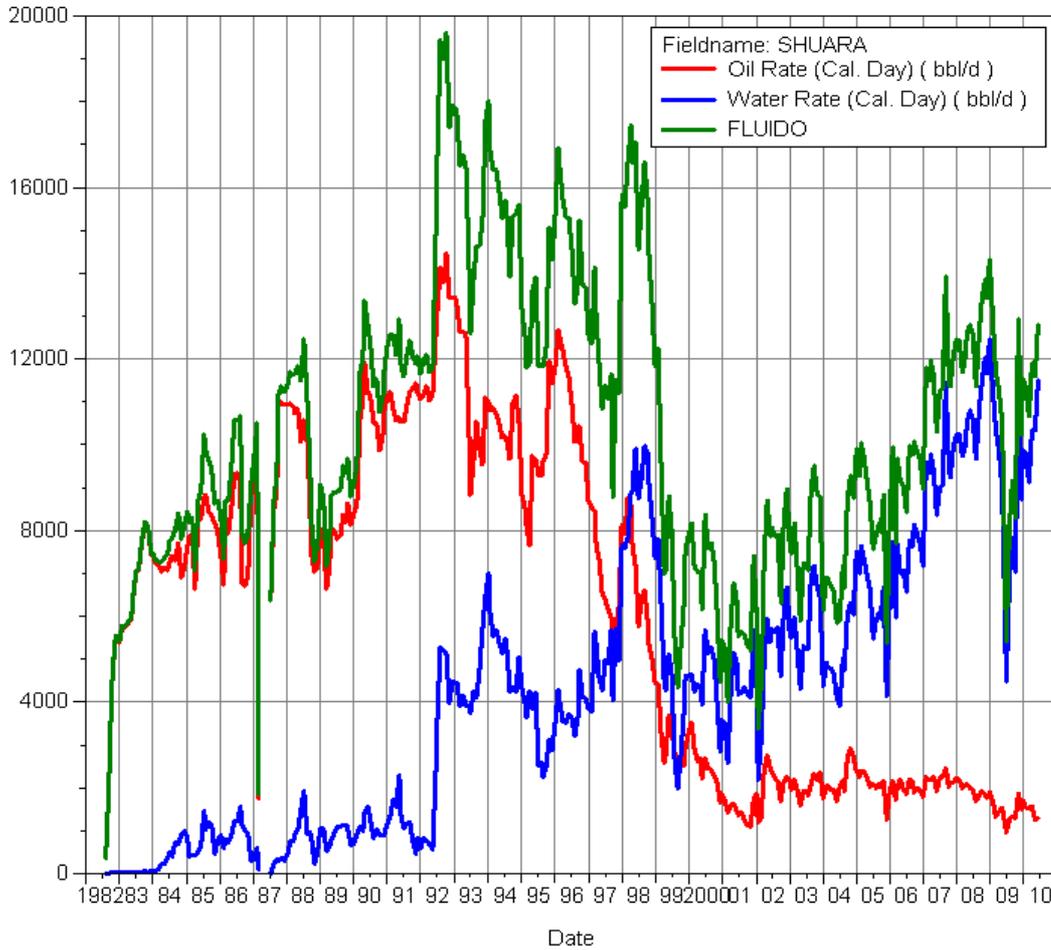
La producción del Campo Shuara se puede observar en la Figura 2.8, el decrecimiento de producción del fluido es notable, pero el incremento de producción de agua con relación al del petróleo es notable desde el año 1999. Al momento el campo tiene 10 pozos productores (Tabla 2.5).

TABLA 2.5 POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO SHUARA

POZO	SHU-03	SHU-04	SHU-06	SHU-08	SHU-09	SHU-12	SHU-15	SHU-20	SHU-22	SHU-25
ARENA	US	T	UI	UI	UI	UI	UI	UI+TS	UI	US

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

FIGURA 2.8: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUARA



FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

2.1.6 CAMPO SHUSHUQUI

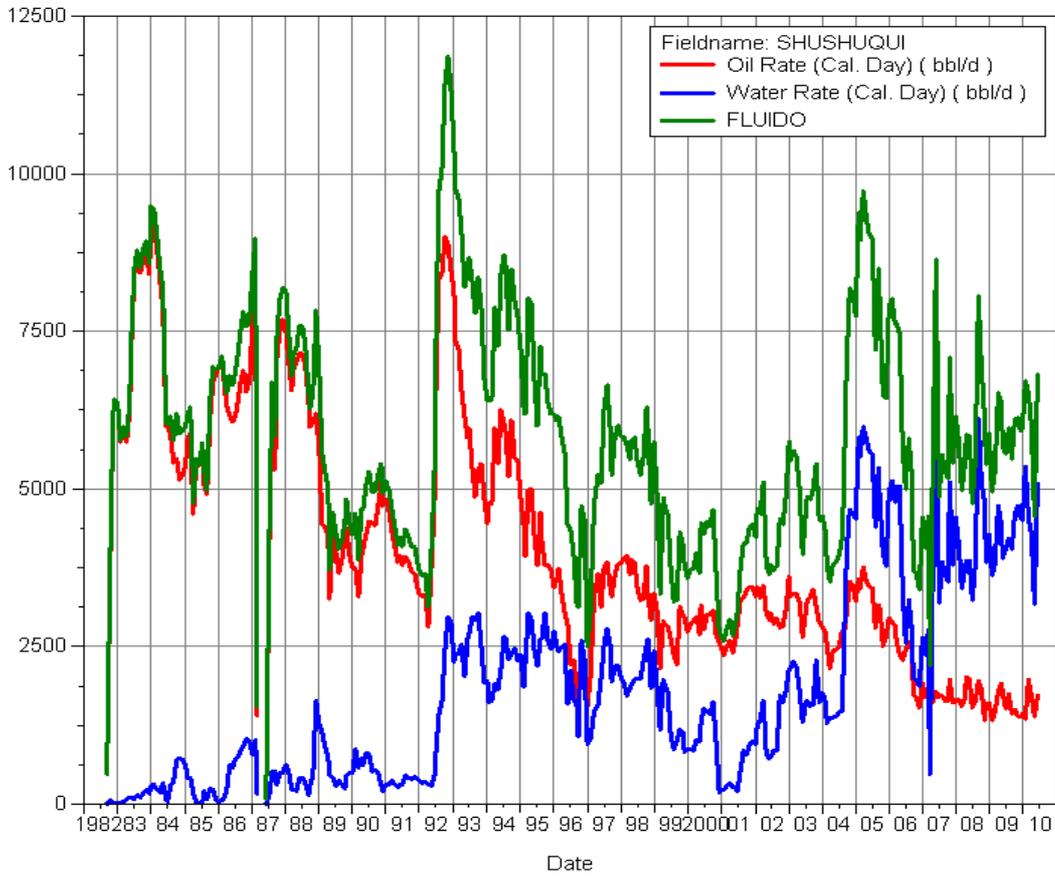
La producción del Campo Shushuqui se puede observar en la Figura 2.9, el decrecimiento de producción del fluido es notable, pero el incremento de producción de agua con relación al del petróleo es notable desde el año 1999. Al momento el campo tiene 8 pozos productores (Tabla 2.6).

TABLA 2.6 POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO SHUSHUQUI

POZO	SSQ-06	SSQ-10	SSQ-12	SSQ-13	SSQ-14	SSQ-18	SSQ-21	SSQ-22
ARENA	UI	UI	UI	BT	UI	UI	US	TS

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

FIGURA 2.9: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUQUI



FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

2.1.7 CAMPO TAPI

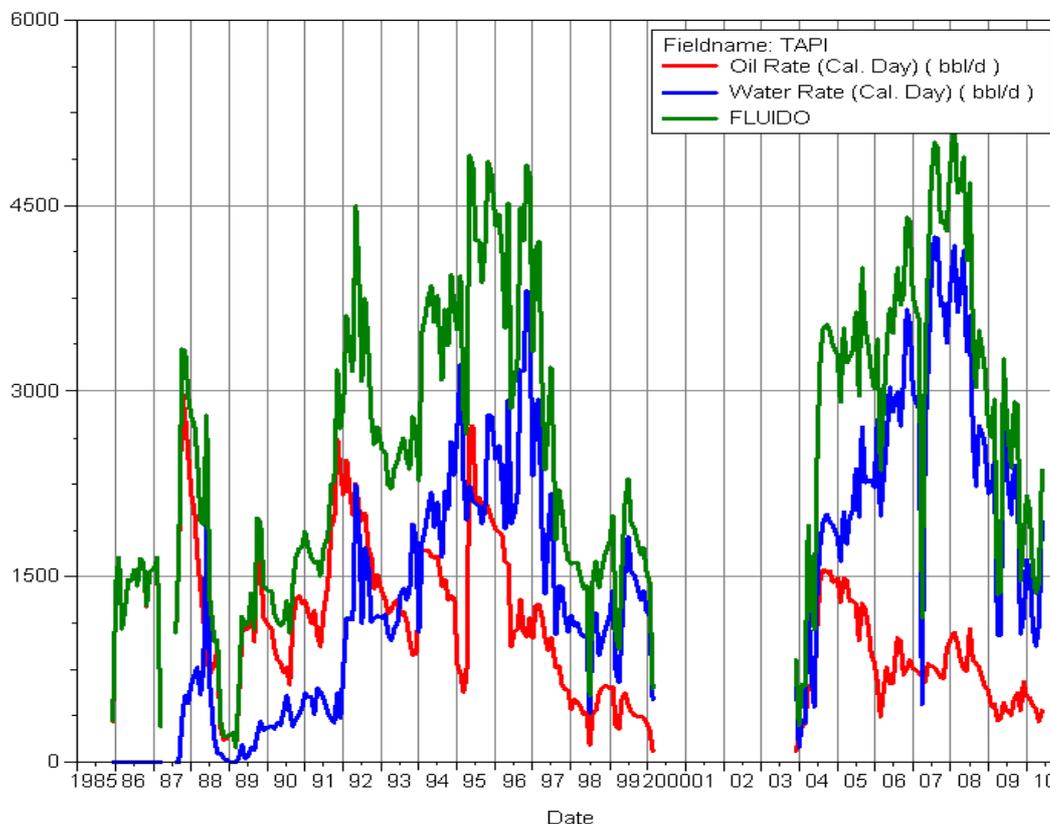
La producción del Campo Tapi ha sido muy irregular durante unos años permaneció cerrado (Figura 2.10), después de este periodo el decrecimiento de producción del fluido continua, pero el incremento de producción de agua con relación al del petróleo es notable. Al momento el campo tiene 3 pozos productores (Tabla 2.7).

TABLA 2.7 POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO TAPI

POZO	TAP-01	TAP-04	TAP-05
ARENA	TI	UI	UI

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCION – EP PETROPRODUCCIÓN

FIGURA 2.10: GRÁFICO DEL HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO TAPI



FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

2.1.8 CAMPO TETETE

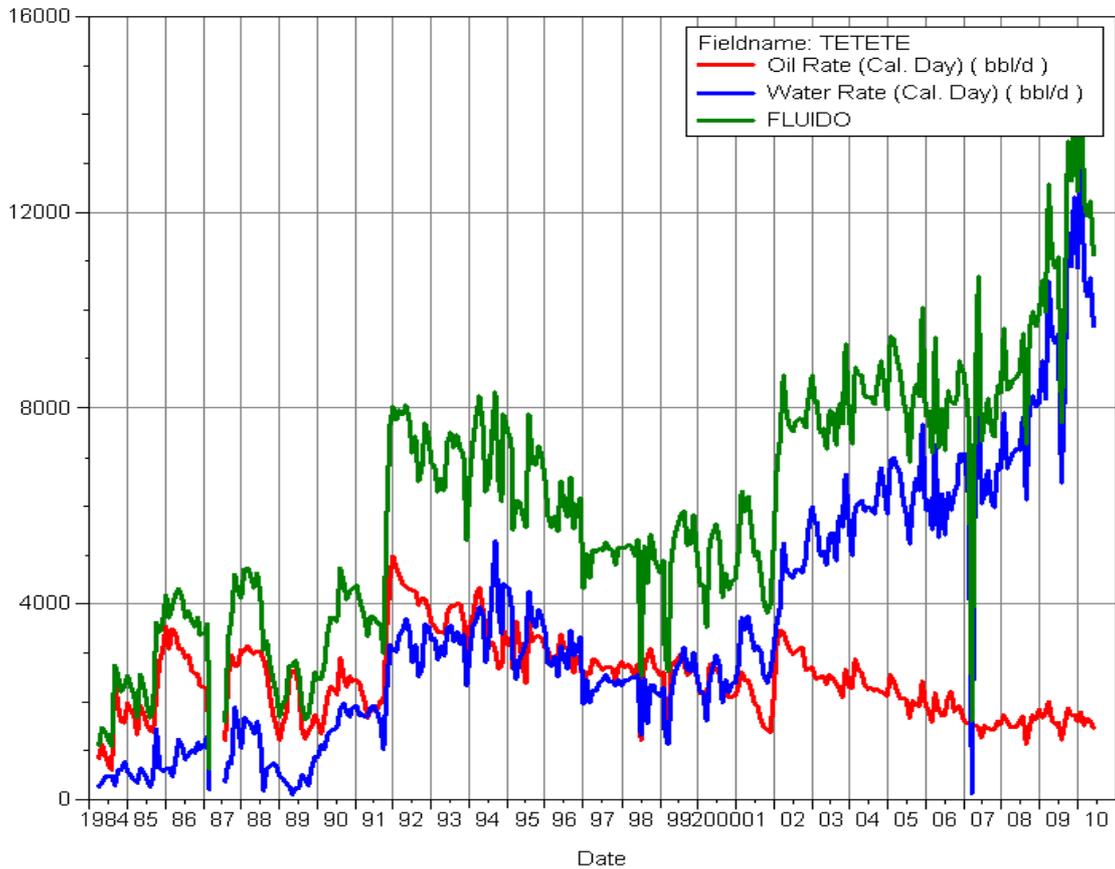
El comportamiento de la producción del Campo Tetete (Figura 2.11) es similar a la de los campos anteriormente descritos, el decrecimiento de producción del fluido es notable, pero el incremento de producción de agua con relación al del petróleo es notable desde el año 2000. Al momento el campo tiene 8 pozos productores (Tabla 2.8).

TABLA 2.8 POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO TETETE

POZO	TTT-01	TTT-03	TTT-04	TTT-08	TTT-09	TTT-10	TTT-11	TTT-12
ARENA	T	UI	TI	UI	UI	UI	UI	T

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

FIGURA 2.11: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO TETETE



FUENTE: PEPTROPRODUCCIÓN

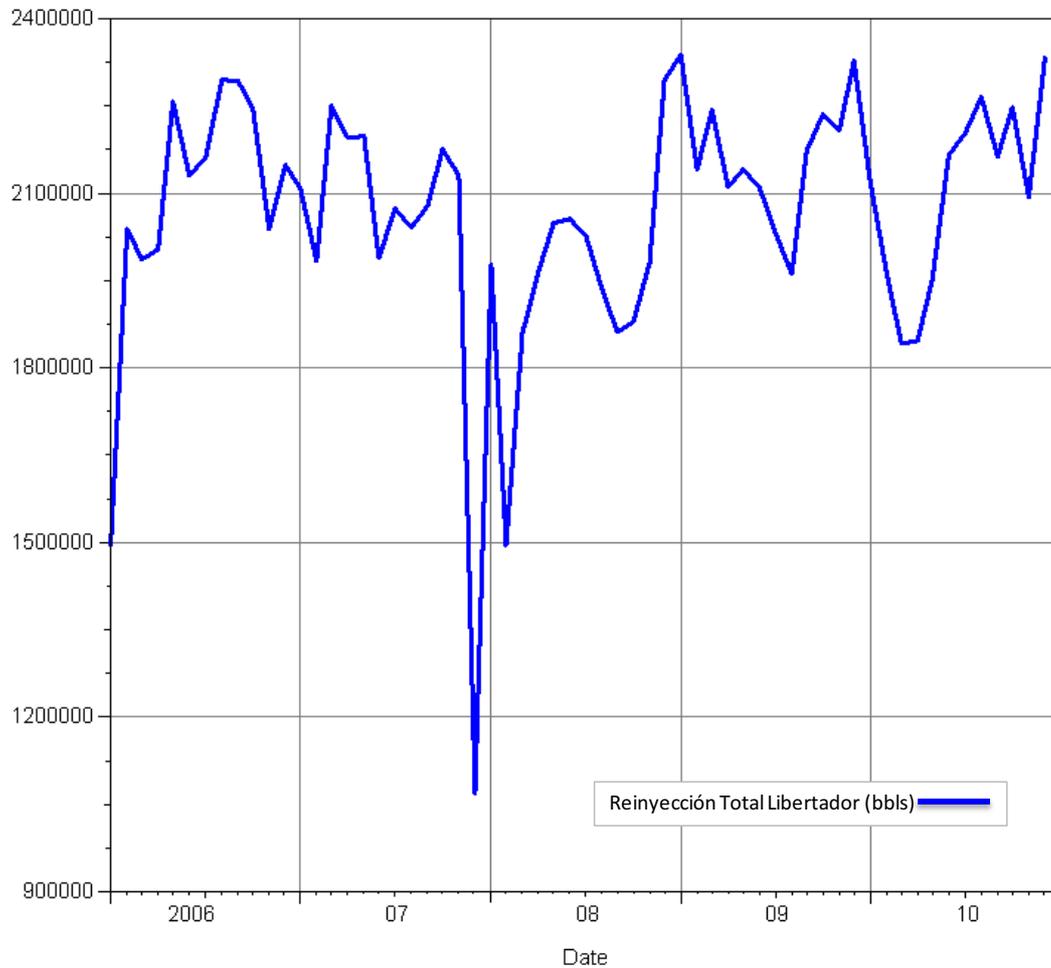
2.2 HISTORIAL DE REINYECCIÓN

El Área Libertador dispone de 16 pozos reinyectores en funcionamiento, ATA-1RW, 2D-RW, 3, 4; PIC-1RW, 11; SEC-1RW, 25; SHU-1RW, 21; SSQ-5B, 19; TAP-2; TTT-2, 5; FRT-3, y 4 pozos reinyectores cerrados, SHU-02, 10, 18, PIC-01.

El departamento RYA (Reinyección de agua) de la estación Secoya maneja el agua de formación de toda el Área del Libertador desde el año 2008 anteriormente lo manejaba el departamento de Producción. Por falta de registros el historial de reinyección comienza en enero del 2006, desde ahí los datos fueron obtenidos de los reportes de reinyección de agua.

Para hacer la Figura 2.12 se tomó los datos acumulados mensuales de reinyección, la inyección actual es 75265,45 BWPD.

FIGURA 2.12: HISTORIAL DE REINYECCIÓN DEL ÁREA LIBERTADOR



FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

Los datos no se muestran en una recta constante ya que existen incrementos o disminuciones en la capacidad de reinyección, los decrementos se dan principalmente por fallas en los equipos o por pozos reinyectores cerrados, y los incrementos por pozos nuevos perforados.

2.3 COMPOSICIÓN FÍSICO-QUÍMICA DEL AGUA DE FORMACIÓN

Durante la producción de petróleo, el agua de formación está presente en casi todos los campos en explotación. Esta agua invariablemente debe ser removida del crudo para que éste pueda ser vendido. Al agua se realiza análisis físico-químicos que permiten conocer las características para diseñar los posteriores sistemas de reinyección o inyección según las necesidades de los campos.

2.3.1 PROPIEDADES

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

Las características principales son: el pH, presencia de bacterias, de oxígeno, dióxido de carbono, petróleo residual, sólidos disueltos y suspendidos, resistividad y conductividad.

2.3.1.1 pH

Es el grado de alcalinidad o acidez que presenta el agua, y cuya escala varía entre 0 a 14, donde valores menores a 7 representan agua ácida y mayores a 7 alcalina, un valor de 7 representa un pH neutro. Cuando el pH disminuye (agua ácida) la tendencia de formar escala disminuye, pero su tendencia corrosiva aumenta. La mayoría de aguas de formación tienen un pH de 4 a 8.

Si el pH se encuentra elevado, el carbonato de calcio y compuestos de hierro se precipitan más fácilmente. En el área del Libertador, el pH del agua de reinyección varía entre 6.6 y 7,3, lo que implica que en algunas zonas es ácida y en otras alcalinas.

2.3.1.2 BACTERIAS

La población de estas en especial las sulfato-reductoras, produce el agua más o menos corrosiva, de acuerdo a la ausencia o presencia de las mismas.

En general hablamos de considerar indeseables a las bacterias sulfato reductoras con más de 100 colonias/ml. Las bacterias pueden resistir rangos de temperatura muy amplios (de 14 a 210 °F), un pH entre 0 a 10.5 y concentraciones de oxígeno desde 0 hasta casi 100 %. Sin embargo, en los sistemas de agua crecen mejor con un pH de 5 a 9 y a temperaturas menores a los 180°F.

2.3.1.3 OXÍGENO

La presencia de este elemento contribuye significativamente a la corrosividad del agua. Es así que al encontrar hierro disuelto en el agua, el oxígeno facilita su precipitación en óxidos de hierro insolubles que pueden resultar en taponamientos y facilita el crecimiento de bacterias aeróbicas.

2.3.1.4 DIÓXIDO DE CARBONO

Igualmente se encuentra disuelto y genera corrosión al formar ácido carbónico, además de influir en el pH y la tendencia de incrustación de carbonato de calcio presente en el agua. En el área del Libertador, la cantidad de CO₂ en el agua de reinyección varía de 100 a 700 ppm. Por esto existe una presencia considerable de incrustaciones en varios pozos reinyectores, en algunos casos existen graves problemas de taponamiento de tuberías.

2.3.1.5 SULFUROS TOTALES

Su presencia incrementa la corrosión. Se presenta como una mezcla de iones HS⁻ y sulfuro de hidrógeno gaseoso. El sulfuro de hidrógeno puede estar presente en forma natural en el agua o puede ser generado por bacterias reductoras de sulfato. Adicionalmente, el sulfuro de hidrógeno será generado como producto de la corrosión y es un agente de taponamiento muy efectivo.

2.3.1.6 PETRÓLEO RESIDUAL

Este se puede encontrar en emulsión o disperso en el agua de formación, en cantidades superiores a 10 o 20 ppm, no es conveniente por lo que al momento de inyectar el agua al subsuelo reduce el poder de inyectividad del sistema ya que los sólidos se adhieren formando bloques de emulsión, lo cual taponan la roca donde está siendo inyectada el agua.

2.3.1.7 SÓLIDOS DISUELTOS

Es el total de la materia sólida que se encuentra dentro de una determinada cantidad de agua de formación. Se pueden medir sumando las concentraciones de todos los aniones y cationes que se obtienen de los análisis de los reportes, o también haciendo evaporar una muestra de agua hasta el secado y pesando los residuos.

2.3.1.8 SÓLIDOS SUSPENDIDOS

Estos pueden ser determinados usando microscopios o incluso con una inspección visual, este es un parámetro importante ya que ayuda a darnos cuenta de la propensión del agua a causar taponamientos. La cantidad de sólidos presentes en un volumen de agua que puede pasar a través de un filtro de membrana, es una de las bases para la estimación del taponamiento del sistema. Comúnmente se usa un filtro de diámetro de poro de 0.45 μm .

Además se debe realizar un análisis para encontrar su procedencia, y poder evitar que dichos sólidos sigan sumándose al agua de formación, tomando en cuenta una medida menor a 5 mg/l, el cual es el referente para operaciones de reinyección.

2.3.1.9 GRAVEDAD ESPECÍFICA

Es la razón de la densidad de agua de la muestra entre la densidad del agua pura. La gravedad específica es un indicador directo de la suma total de los sólidos disueltos en el agua de formación. Entonces se puede hacer una comparación de

la gravedad específica de varias aguas proporcionando rápidamente una cantidad relativa de los sólidos disueltos en el agua. En vista que las aguas de formación que contienen sólidos disueltos siempre serán más densas que el agua pura y por lo tanto tendrán una gravedad específica mayor que 1.

2.3.1.10 RESISTIVIDAD Y CONDUCTIVIDAD

La resistividad nos indica una alta o baja concentración de iones dentro del agua de formación, esta relación es inversa, es decir mientras más iones contenga el agua menos resistividad tendrá; mientras la conductividad maneja el mismo concepto pero a la inversa, o sea a más iones más conductividad, y a menos iones menos conductividad.

Estas son consideradas las principales propiedades que posee el agua de formación.

No obstante se pueden mencionar brevemente un par de propiedades adicionales que si bien no son primordiales, también contribuyen para poder caracterizar el agua de formación.

La primera es la turbidez que menciona los sólidos insolubles que tornan oscura la misma, teniendo medidas arbitrarias para denotar si el agua no es turbia (clara) y si aumenta la turbidez (oscura).

La segunda es la calidad del agua, se refiere al grado de taponamiento relativo al hacer pasar agua por un orificio o membrana.

2.3.1.11 DUREZA

La dureza del agua se define como la concentración de todos los cationes metálicos no alcalinos presentes (iones de calcio, estroncio, bario y magnesio en forma de carbonatos o bicarbonatos) y se expresa en equivalentes de carbonato de calcio y constituye un parámetro muy significativo en la calidad del agua. Además el término dureza total es usado para describir la combinación de dureza de magnesio y calcio. Sin embargo, los valores de dureza se reportan por lo

general en términos de carbonato de calcio (CaCO_3) porque es la causa principal de las incrustaciones.

2.3.2 COMPONENTES

El agua extraída junto con los hidrocarburos y que se ha logrado separar en los diferentes separadores y tanques para luego ser tratada y reinyectada, tiene muchos elementos en su composición química, dentro de estos los más significativos son los Aniones y Cationes.

2.3.2.1 ANIONES

Son átomos cargados negativamente presentes en el agua de formación, los de mayor presencia son:

Carbonato: CO_3^- ; está prácticamente en toda agua de formación, sobre todo si tiene un pH no muy elevado.

Bicarbonato: HCO_3^- ; este ion se encuentra en la mayoría de las aguas de formación en ocasiones en concentraciones mayores a 800 ppm, lo cual es bastante perjudicial ya que pueden reaccionar fácilmente con los cationes hierro, bario, magnesio y calcio.

Sulfato: SO_4^{2-} ; normalmente es el alimento de las bacterias sulfato reductoras, como su nombre lo indica; este anión tiene tendencia a reaccionar con los cationes estroncio, bario o calcio y llegar a formar incrustaciones poco solubles.

Cloruro: Cl^- ; el ion más predominante en el agua de formación, que caracteriza a la misma y se diferencia del agua dulce, en donde nunca se lo encuentra.

Su mayor concentración es el cloruro de sodio que nos permite tener un parámetro cuantitativo para la medición de la salinidad del agua, la cual no debe superar las 5000 ppm de concentración.

Su presencia no tuviera mayores consecuencias, de no ser porque en grandes concentraciones este ion pasa a ser uno de los componentes importantes en el

grado de corrosividad del agua que siempre se debe considerar a fin de proteger las instalaciones.

2.3.2.2 CATIONES

Por su parte son los iones positivos encontrados en el análisis del agua de formación, entre los más importantes tenemos a los siguientes:

Calcio: Ca^{++} ; de presencia más significativa dentro del agua de formación, en ocasiones dichas concentraciones pueden llegar hasta valores de 20000 o incluso 30000 mg/l. En estos casos es fácilmente combinable con aniones ya mencionados que también se encuentran dentro del agua como el anión bicarbonato y el carbonato, llegando incluso a formar incrustaciones.

Sodio: Na^+ ; este junto con el anión cloruro (Cl^-) son los iones más comúnmente encontrados y que se caracterizan por ser los de mayor cantidad dentro del agua de formación, en condiciones normales.

Se considera únicamente problemático al precipitarse formando cloruro sódico en grandes concentraciones teniendo agua extremadamente salada.

Estos son los dos cationes comúnmente encontrados en mayores cantidades dentro de los análisis químicos, a la par existen algunos otros que se los encuentran en menor cantidad.

Magnesio: Mg^{++} ; como se mencionó su concentración ha demostrado a lo largo de los análisis no ser tan alta como el sodio (Na^+) o el calcio (Ca^{++}), pero precisamente tiene tendencia a provocar incrustaciones en conjunto con el carbonato de calcio.

En compensación, este ión tiene trascendencia al bajar las cantidades de sulfato de calcio, junto con el ión sulfato logra que los mismos queden sin la posibilidad de formar ningún tipo de incrustación.

Bario: Ba^{++} ; un elemento no tan común, pero que a pesar de encontrarlo en pocas cantidades suele ocasionar muchos problemas, por la tendencia a formar sulfato de bario, un compuesto no soluble.

Hierro: Fe⁺⁺⁺, Fe⁺⁺; la presencia de este elemento se observa cuando se examina la corrosividad del agua de formación, cuando se lo encuentra como precipitado, forma incrustaciones.

Es importante indicar que este ión se lo encuentra en dos formas, pudiendo ser cationes férricos (Fe⁺⁺⁺) o ferrosos (Fe⁺⁺).

Los cationes y aniones presentes en el agua de formación, son muy comunes en los diferentes campos petroleros del oriente, los mencionados anteriormente son los más significativos que de alguna manera alteran las propiedades del agua tornándola más difícil de manejar y tratar para ser reinyectada en el subsuelo.

Vale la pena mencionar que aparte de todos los iones que hemos mencionado y las propiedades que hemos analizado en el agua de formación en ocasiones pueden venir inmersos diversos residuos y sustancias en extremo tóxicas, incluso radioactivas y metales pesados como los que mencionamos a continuación.

2.3.2.3 METALES PESADOS

Cromo, níquel, vanadio, bario, mercurio, arsénico, selenio, antimonio, cadmio, cobalto, plomo, manganeso, zinc.

Estos son encontrados en el agua de formación y a pesar de ser en proporciones ínfimas son muy peligrosos, tóxicos y difíciles de eliminar.

2.3.2.4 SUSTANCIAS RADIOACTIVAS

Estroncio 90, radio 226; poco comunes, igualmente muy peligrosas si entran en contacto con el ambiente.

2.3.2.5 RESIDUOS

Pueden ser de demulsificantes (formaldehidos): metilbenceno, xileno, etileno, tolueno; de inhibidores de escala (fosfatos); de inhibidores de corrosión (aminas); de bactericidas, fungicidas; antiespumantes, dispersantes y floculantes.

Este análisis en forma resumida de la composición del agua de formación nos presenta una idea de la complejidad de la misma y la cantidad de componentes que posee ya sea en grandes, medianas o pequeñas cantidades. Adicionalmente se debe considerar que los tratamientos en superficie deben ser realizados siempre con responsabilidad, con mucho cuidado y precaución para poder devolver al subsuelo esta agua, tratándola, cumpliendo con las normas de ambiente, con el menor número de contaminantes y residuos presentes en la misma.

2.4. EFECTOS DEL AGUA DE FORMACIÓN EN LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE

2.4.1 CORROSIÓN

Este es un fenómeno ampliamente estudiado y combatido bajo todo ámbito y que no únicamente se presenta cuando existe agua de formación, sino que es un enemigo constante de todas las operaciones petroleras a nivel mundial.

Es un proceso electroquímico a través del cual el metal regresa a un estado más estable, asemejándose al hierro mineral del cual fue producido. Esta acción es similar al proceso metalúrgico de extracción del metal desde el mineral en la naturaleza, pero en reversa.

2.4.1.1 DEFINICIÓN

Podemos definir la corrosión como la degradación de un metal, entendiendo como degradación el regreso de las características primitivas de este metal, por acción del medio que lo rodea; mediante reacciones electroquímicas produciendo el deterioro en sus propiedades tanto físicas como químicas.

Debemos tomar en cuenta que la corrosión es un fenómeno espontáneo y gradual, que se lleva a cabo en el ambiente que circunda al metal.

Este ambiente combinado con el tipo de metal, son los responsables que el proceso sea más rápido o lento, y visualmente se manifiesta a medida que pasa el

tiempo, al irse creando una capa fina de material en la superficie, que inicialmente se van formando como manchas hasta que llegan a aparecer imperfecciones en la superficie del metal.

Un claro ejemplo se observa a menudo en materiales a base de hierro, formándose un óxido rojizo en su superficie llamado “herrumbre” la cual es una muestra clara de corrosión.

La corrosividad del agua se incrementa con el aumento de la conductividad. También incrementa cuando el pH decrece. Los valores de pH altos hacen que la corrosión se vuelva más lenta, ya que las incrustaciones de hidróxido de hierro o incrustaciones de carbonato pueden formarse sobre la superficie del acero retardando la corrosión. El oxígeno, dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno disueltos en agua incrementan la corrosividad.

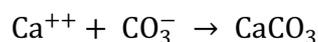
2.4.2 INCRUSTACIONES

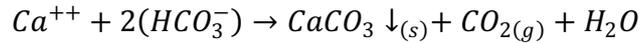
Ciertas combinaciones de estos cationes y aniones forman compuestos con solubilidades (la máxima concentración de iones que pueden permanecer disueltos) muy limitadas en agua. Estas aguas se encuentran en un estado de equilibrio con las sales naturales y los minerales de los reservorios. Cualquier situación que altere el equilibrio del agua puede causar que algunas sales excedan la solubilidad bajo las nuevas condiciones y entonces precipiten de la solución, estas precipitaciones se depositan en concentraciones elevadas taponando tuberías o equipos también de los microporos de los yacimientos donde se inyecta el agua, a esto es a lo que se llama incrustaciones.

2.4.2.1 ESCALA

El carbonato de calcio CaCO_3 , es el depósito de incrustación más frecuentemente encontrado en la producción de gas y petróleo y ocurre en todas las regiones geográficas.

Se presenta por la combinación del ion calcio y los iones carbonato o bicarbonato:





La probabilidad de precipitar carbonato de calcio depende de:

Incremento de la temperatura: el carbonato de calcio es menos soluble con el aumento de la temperatura.

Disminución de la presión parcial del CO₂: si la cantidad de CO₂ en el gas o la presión aumentan, la cantidad de CO₂ disuelto en el agua también se incrementaría, la solubilidad se incrementa con el aumento de la presión del CO₂, este efecto es menos pronunciado con el incremento de la temperatura.

Incremento del pH: La proporción de bicarbonatos es mayor en un pH básico, mientras en un pH ácido predomina la proporción de carbonatos.

Disminución de las sales disueltas: La solubilidad del carbonato de calcio se incrementa con el contenido de sales disueltas en el agua, la solubilidad se ve favorecida con el contenido de sales disueltas (sin contar con los iones calcio y carbonato).

Disminución de la presión total del sistema: el incremento de presión aumenta la solubilidad del carbonato de calcio debido únicamente a condiciones termodinámicas¹.

2.4.2.2 PARAFINA

Las parafinas son cadenas rectas y ramificadas de hidrocarburos de varias longitudes, son parte de la familia química de los alcanos. Las moléculas de parafina contienen entre 20 y 80 o más átomos de carbono y tienen un punto de fusión conocido. Las parafinas son del 60 al 90% de los depósitos. Cuando estas dejan de estar dispersas en el líquido forman una capa sólida que dificulta el manejo del agua en ocasiones taponando tuberías o equipos.

¹ Las pérdidas de presión en choques, válvulas, cambios de diámetros internos de las tuberías, etc., crea turbulencia que ayuda a vencer los efectos de sobresaturación y se inicia la precipitación del carbonato.

2.5 ANALISIS FÍSICO-QUÍMICA DEL AGUA DE FORMACIÓN DE LAS ESTACIONES Y DE LOS POZOS REINYECTORES PARA DETERMINAR LA TENDENCIA A FORMAR INCRUSTACIONES

Los valores de los análisis físico-químicos mostrados en las tablas siguientes fueron obtenidos mediante pruebas de laboratorio, estas pruebas debe ser realizadas con sumo cuidado para poder realizar un tratamiento adecuado al agua de formación.

2.5.1 TENDENCIA DE AGUAS

Los factores que muestran la tendencia que el agua de formación tiene son los siguientes:

- El Is (Índice de Saturación del Carbonato de Calcio): expresa el grado de sobresaturación y la probabilidad de precipitación del carbonato de calcio desde una solución. Este valor es muy importante ya que a valores altos indica que existe una gran probabilidad de que la incrustación ocurra, pero no predice la cantidad de escala que se generará. Si los valores del Is son positivos existe depositación de escala, si el valor es cero está en equilibrio y si es negativo no hay depositación de escala.
- PTB (Libras de carbonato de calcio por cada mil barriles): este valor determina la cantidad de escala que se generará.
 - Si el valor de PTV está entre 0 y 100 no existen problemas de formación de escala,
 - Si varía entre 100 y 250 moderada formación de escala, y
 - Si se supera los 250 existen graves problemas de formación de escala.

2.5.1.1 ESTACIÓN ATACAPI

TABLA 2.9 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO TANQUE DE LAVADO DE LA ESTACIÓN ATACAPI

LOCACIÓN:	ATA-WT	
ANALIZADO POR:	QUIMIPAC S.A.	
ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO		
DUREZA CÁLCICA	(ppm CaCO ₃)	6500
DUREZA TOTAL	(ppm CaCO ₃)	8100
DUREZA MAGNÉSICA	(ppm CaCO ₃)	1600
ALCALINIDAD TOTAL	(ppm CaCO ₃)	620
CLORUROS	(ppm Cl ⁻)	27800
SULFATOS	(ppm SO ₄ ⁻²)	360
HIERRO	(ppm Fe total)	31,5
TURBIDEZ	NTU	0,1
CO ₂ EN EL AGUA	(ppm)	180
pH		6,8
CONDICIONES DE OPERACIÓN		
TEMPERATURA	(°F)	105
PRESIÓN	(psig)	20
TENDENCIA DEL AGUA		
Is		0,06
Ph (calculado)		6,36
PTB (LibrasCaCO ₃ /1000 barriles		53
POCOS PROBLEMAS POR FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES		

FUENTE: DEPARTAMENTO DE TRATAMIENTO QUÍMICO DEL ÁREA LIBERTADOR. EP-PETROECUADOR.

2.5.1.1.1 ATACAPI – 01RW (ATA-01RW)

TABLA 2.10 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO POZO REINYECCIÓN ATA-01

LOCACIÓN:	Libertador ATA-01 RW	
ANALIZADO POR:	QUIMIPAC S.A.	
ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO		
DUREZA CÁLCICA	(ppm CaCO ₃)	8600
DUREZA TOTAL	(ppm CaCO ₃)	9900
DUREZA MAGNÉSICA	(ppm CaCO ₃)	1300
ALCALINIDAD TOTAL	(ppm CaCO ₃)	620
CLORUROS	(ppm Cl ⁻)	30400
SULFATOS	(ppm SO ₄)	200
HIERRO	(ppm Fe total)	36
TURBIDEZ	NTU	0,3
CO ₂ EN EL AGUA	(ppm)	210
pH		7
CONDICIONES DE OPERACIÓN		
TEMPERATURA	(°F)	114,8
PRESIÓN	(psig)	2400
TENDENCIA DEL AGUA		
I _s		0,04
Ph (calculado)		6,21
PTB (LibrasCaCO ₃ /1000 barriles		38
POCOS PROBLEMAS POR FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES		

FUENTE: DEPARTAMENTO DE TRATAMIENTO QUÍMICO DEL ÁREA LIBERTADOR. EP-PETROECUADOR.

2.5.1.1.2 ATACAPI – 02RW (ATA-02RW)

Pozo nuevo, aun no se han realizado pruebas de laboratorio. Los valores de las variables físico-químicas no varían mucho de los valores obtenidos en la estación Atacapi, ya que de esta es donde se direcciona toda el agua que va a ser reinyectado a los diferentes pozos reinyectores de este sector.

2.5.1.1.3 ATACAPI - 03 (ATA-03)

TABLA 2.11 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO POZO REINYECCIÓN ATA-03

LOCACIÓN:	Libertador ATA-03	
ANALIZADO POR:	QUIMIPAC S.A.	
ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO		
DUREZA CÁLCICA	(ppm CaCO ₃)	9200
DUREZA TOTAL	(ppm CaCO ₃)	10800
DUREZA MAGNÉSICA	(ppm CaCO ₃)	1600
ALCALINIDAD TOTAL	(ppm CaCO ₃)	780
CLORUROS	(ppm Cl ⁻)	26500
SULFATOS	(ppm SO ₄)	210
HIERRO	(ppm Fe total)	22
TURBIDEZ	NTU	0,1
CO ₂ EN EL AGUA	(ppm)	210
pH		7
CONDICIONES DE OPERACIÓN		
TEMPERATURA	(°F)	100
PRESIÓN	(psig)	2450
TENDENCIA DEL AGUA		
Is		0,04
Ph (calculado)		6,31
PTB (LibrasCaCO ₃ /1000 barriles		45
POCOS PROBLEMAS POR FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES		

FUENTE: DEPARTAMENTO DE TRATAMIENTO QUÍMICO DEL ÁREA LIBERTADOR. EP-PETROECUADOR.

2.5.1.1.4 ATACAPI - 04 (ATA-04)

No hay datos actuales debido a que el pozo se encuentra en workover.

2.5.1.2 ESTACIÓN FRONTERA

TABLA 2.12 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO TANQUE DE LAVADO DE LA ESTACIÓN FRONTERA

LOCACIÓN:	FRT-WT	
ANALIZADO POR:	QUIMIPAC S.A.	
ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO		
DUREZA CÁLCICA	(ppm CaCO ₃)	7100
DUREZA TOTAL	(ppm CaCO ₃)	8600
DUREZA MAGNÉSICA	(ppm CaCO ₃)	1500
ALCALINIDAD TOTAL	(ppm CaCO ₃)	850
CLORUROS	(ppm Cl ⁻)	33700
SULFATOS	(ppm SO ₄)	200
HIERRO	(ppm Fe total)	45
TURBIDEZ	NTU	4
CO ₂ EN EL AGUA	(ppm)	460
pH		6,7
CONDICIONES DE OPERACIÓN		
TEMPERATURA	(°F)	140
PRESIÓN	(psig)	20
TENDENCIA DEL AGUA		
I _s		0,28
Ph (calculado)		6,12
PTB (LibrasCaCO ₃ /1000 barriles		246
MODERADAS DIFICULTADES POR FORMACION DE INCRUSTACIONES		

FUENTE: DEPARTAMENTO DE TRATAMIENTO QUÍMICO DEL ÁREA LIBERTADOR. EP-PETROECUADOR.

2.5.1.2.1 FRONTERA – 03 (FRT-03)

TABLA 2.13 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO POZO REINYECCIÓN FRT-03

LOCACIÓN:	Libertador FRT-03	
ANALIZADO POR:	QUIMIPAC S.A.	
ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO		
DUREZA CÁLCICA	(ppm CaCO ₃)	8000
DUREZA TOTAL	(ppm CaCO ₃)	11800
DUREZA MAGNÉSICA	(ppm CaCO ₃)	3800
ALCALINIDAD TOTAL	(ppm CaCO ₃)	520
CLORUROS	(ppm Cl ⁻)	32500
SULFATOS	(ppm SO ₄ ⁻²)	80
HIERRO	(ppm Fe total)	48
TURBIDEZ	NTU	0,2
CO ₂ EN EL AGUA	(ppm)	110
pH		7
CONDICIONES DE OPERACIÓN		
TEMPERATURA	(°F)	129
PRESIÓN	(psig)	780
TENDENCIA DEL AGUA		
Is		0,36
Ph (calculado)		6,49
PTB (LibrasCaCO ₃ /1000 barriles		194
MODERADAS DIFICULTADES POR FORMACION DE INCRUSTACIONES		

FUENTE: DEPARTAMENTO DE TRATAMIENTO QUÍMICO DEL ÁREA LIBERTADOR. EP-PETROECUADOR.

2.5.1.3 ESTACIÓN PICHINCHA

TABLA 2.14 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO TANQUE LAVADO DE LA ESTACIÓN PICHINCHA

LOCACIÓN:	WASH PIC	
ANALIZADO POR:	QUIMIPAC S.A.	
ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO		
DUREZA CÁLCICA	(ppm CaCO ₃)	5100
DUREZA TOTAL	(ppm CaCO ₃)	7200
DUREZA MAGNÉSICA	(ppm CaCO ₃)	2100
ALCALINIDAD TOTAL	(ppm CaCO ₃)	380
CLORUROS	(ppm Cl ⁻)	32450
SULFATOS	(ppm SO ₄ ⁻²)	200
HIERRO	(ppm Fe total)	9,8
TURBIDEZ	NTU	5
CO ₂ EN EL AGUA	(ppm)	70
pH		7
CONDICIONES DE OPERACIÓN		
TEMPERATURA	(°F)	112
PRESIÓN	(psig)	20
TENDENCIA DEL AGUA		
I _s		-0,53
Ph (calculado)		5,82
PTB (LibrasCaCO ₃ /1000 barriles)		0
NO HAY INCRUSTACIONES		

FUENTE: DEPARTAMENTO DE TRATAMIENTO QUÍMICO DEL ÁREA LIBERTADOR. EP-PETROECUADOR.

2.5.1.3.1 PICHINCHA - 01 RW (PIC-01 RW)

TABLA 2.15 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO POZO REINYECCIÓN PIC-1RW

LOCACIÓN:	Libertador PIC-01RW	
ANALIZADO POR:	QUIMIPAC S.A.	
ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO		
DUREZA CÁLCICA	(ppm CaCO ₃)	4220
DUREZA TOTAL	(ppm CaCO ₃)	5200
DUREZA MAGNÉSICA	(ppm CaCO ₃)	980
ALCALINIDAD TOTAL	(ppm CaCO ₃)	410
CLORUROS	(ppm Cl ⁻)	24000
SULFATOS	(ppm SO ₄)	120
HIERRO	(ppm Fe total)	5,3
TURBIDEZ	NTU	0,2
CO ₂ EN EL AGUA	(ppm)	120
pH		6,6
CONDICIONES DE OPERACIÓN		
TEMPERATURA	(°F)	135
PRESIÓN	(psig)	1950
TENDENCIA DEL AGUA		
I _s		-0,15
Ph (calculado)		6,33
PTB (LibrasCaCO ₃ /1000 barriles		0
NO HAY INCRUSTACIONES		

FUENTE: DEPARTAMENTO DE TRATAMIENTO QUÍMICO DEL ÁREA LIBERTADOR. EP-PETROECUADOR.

2.5.1.3.2 PICHINCHA - 11 (PIC-11)

TABLA 2.16 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO POZO REINYECCIÓN PIC-11

LOCACIÓN:	Libertador PIC-11	
ANALIZADO POR:	QUIMIPAC S.A.	
ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO		
DUREZA CÁLCICA	(ppm CaCO ₃)	4300
DUREZA TOTAL	(ppm CaCO ₃)	5700
DUREZA MAGNÉSICA	(ppm CaCO ₃)	1400
ALCALINIDAD TOTAL	(ppm CaCO ₃)	610
CLORUROS	(ppm Cl ⁻)	24100
SULFATOS	(ppm SO ₄)	175
HIERRO	(ppm Fe total)	17,3
TURBIDEZ	NTU	0,5
CO ₂ EN EL AGUA	(ppm)	90
pH		7
CONDICIONES DE OPERACIÓN		
TEMPERATURA	(°F)	132,3
PRESIÓN	(psig)	900
TENDENCIA DEL AGUA		
I _s		0,47
Ph (calculado)		6,64
PTB (LibrasCaCO ₃ /1000 barriles		255
GRAVES PROBLEMAS DE FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES		

FUENTE: DEPARTAMENTO DE TRATAMIENTO QUÍMICO DEL ÁREA LIBERTADOR. EP-PETROECUADOR.

2.5.1.4 ESTACIÓN SECOYA

TABLA 2.17 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO TANQUE DE LAVADO DE LA ESTACIÓN SECOYA

LOCACIÓN:	SEC-WT	
ANALIZADO POR:	QUIMIPAC S.A.	
ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO		
DUREZA CÁLCICA	(ppm CaCO ₃)	5100
DUREZA TOTAL	(ppm CaCO ₃)	7200
DUREZA MAGNÉSICA	(ppm CaCO ₃)	2100
ALCALINIDAD TOTAL	(ppm CaCO ₃)	520
CLORUROS	(ppm Cl ⁻)	37950
SULFATOS	(ppm SO ₄)	375
HIERRO	(ppm Fe total)	13,8
TURBIDEZ	NTU	12
CO ₂ EN EL AGUA	(ppm)	350
pH		7,3
CONDICIONES DE OPERACIÓN		
TEMPERATURA	(°F)	105,8
PRESIÓN	(psig)	20
TENDENCIA DEL AGUA		
Is		-0,59
Ph (calculado)		6,01
PTB (LibrasCaCO ₃ /1000 barriles		0
no hay incrustaciones		

FUENTE: DEPARTAMENTO DE TRATAMIENTO QUÍMICO DEL ÁREA LIBERTADOR. EP-PETROECUADOR.

2.5.1.4.1 SECOYA - 01 RW (SEC-01 RW)

TABLA 2.18 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO DEL POZO REINYECCIÓN SEC-01

LOCACIÓN:	Libertador SEC-01RW	
ANALIZADO POR:	QUIMIPAC S.A.	
ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO		
DUREZA CÁLCICA	(ppm CaCO ₃)	4700
DUREZA TOTAL	(ppm CaCO ₃)	5000
DUREZA MAGNÉSICA	(ppm CaCO ₃)	300
ALCALINIDAD TOTAL	(ppm CaCO ₃)	520
CLORUROS	(ppm Cl ⁻)	23800
SULFATOS	(ppm SO ₄ ⁻²)	180
HIERRO	(ppm Fe total)	16
TURBIDEZ	NTU	120
CO ₂ EN EL AGUA	(ppm)	140
pH		6,8
CONDICIONES DE OPERACIÓN		
TEMPERATURA	(°F)	138
PRESIÓN	(psig)	1980
TENDENCIA DEL AGUA		
Is		-1,8
Ph (calculado)		5,35
PTB (LibrasCaCO ₃ /1000 barriles		0
no hay incrustaciones		

FUENTE: DEPARTAMENTO DE TRATAMIENTO QUÍMICO DEL ÁREA LIBERTADOR. EP-PETROECUADOR.

2.5.1.4.2 SECOYA - 25 (SEC-25)

TABLA 2.19 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO POZO REINYECCIÓN SEC-25

LOCACIÓN:	Libertador SEC-25	
ANALIZADO POR:	QUIMIPAC S.A.	
ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO		
DUREZA CÁLCICA	(ppm CaCO ₃)	4300
DUREZA TOTAL	(ppm CaCO ₃)	5300
DUREZA MAGNÉSICA	(ppm CaCO ₃)	1000
ALCALINIDAD TOTAL	(ppm CaCO ₃)	720
CLORUROS	(ppm Cl ⁻)	23350
SULFATOS	(ppm SO ₄ ⁻²)	125
HIERRO	(ppm Fe total)	14,8
TURBIDEZ	NTU	1
CO ₂ EN EL AGUA	(ppm)	100
pH		7
CONDICIONES DE OPERACIÓN		
TEMPERATURA	(°F)	108,3
PRESIÓN	(psig)	1400
TENDENCIA DEL AGUA		
Is		0,3
Ph (calculado)		6,63
PTB (LibrasCaCO ₃ /1000 barriles		210
moderadas dificultades por formacion de incrustaciones		

FUENTE: DEPARTAMENTO DE TRATAMIENTO QUÍMICO DEL ÁREA LIBERTADOR. EP-PETROECUADOR.

2.5.1.5 ESTACIÓN SHUARA

TABLA 2.20 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO TANQUE DE LAVADO DE LA ESTACIÓN SHUARA

LOCACIÓN:	SHU-WT	
ANALIZADO POR:	QUIMPAC S.A.	
ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO		
DUREZA CÁLCICA	(ppm CaCO ₃)	6200
DUREZA TOTAL	(ppm CaCO ₃)	7200
DUREZA MAGNÉSICA	(ppm CaCO ₃)	1000
ALCALINIDAD TOTAL	(ppm CaCO ₃)	800
CLORUROS	(ppm Cl ⁻)	25500
SULFATOS	(ppm SO ₄ ⁻²)	250
HIERRO	(ppm Fe total)	21,8
TURBIDEZ	NTU	12
CO ₂ EN EL AGUA	(ppm)	250
pH		7,3
CONDICIONES DE OPERACIÓN		
TEMPERATURA	(°F)	110,8
PRESIÓN	(psig)	20
TENDENCIA DEL AGUA		
Is		0,23
Ph (calculado)		6,33
PTB (LibrasCaCO ₃ /1000 barriles		198
MODERADAS DIFICULTADES POR FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES		

FUENTE: DEPARTAMENTO DE TRATAMIENTO QUÍMICO DEL ÁREA LIBERTADOR. EP-PETROECUADOR.

2.5.1.5.1 SHUARA - 01RW (SHU-01RW)

TABLA 2.21 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO POZO REINYECCIÓN SHU-01RW

LOCACIÓN:	Libertador SHU-01RW	
ANALIZADO POR:	QUIMIPAC S.A.	
ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO		
DUREZA CÁLCICA	(ppm CaCO ₃)	4900
DUREZA TOTAL	(ppm CaCO ₃)	7400
DUREZA MAGNÉSICA	(ppm CaCO ₃)	2500
ALCALINIDAD TOTAL	(ppm CaCO ₃)	720
CLORUROS	(ppm Cl ⁻)	22000
SULFATOS	(ppm SO ₄)	200
HIERRO	(ppm Fe total)	16,5
TURBIDEZ	NTU	0,5
CO ₂ EN EL AGUA	(ppm)	180
pH		7
CONDICIONES DE OPERACIÓN		
TEMPERATURA	(°F)	124
PRESIÓN	(psig)	1360
TENDENCIA DEL AGUA		
I _s		0,29
Ph (calculado)		6,39
PTB (LibrasCaCO ₃ /1000 barriles		209
MODERADAS DIFICULTADES POR FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES		

FUENTE: DEPARTAMENTO DE TRATAMIENTO QUÍMICO DEL ÁREA LIBERTADOR. EP-PETROECUADOR.

2.5.1.5.2 SHUARA - 21 (SHU-21)

TABLA 2.22 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO POZO REINYECCIÓN SHU-21

LOCACIÓN:	Libertador SHU-21	
ANALIZADO POR:	QUIMIPAC S.A.	
ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO		
DUREZA CÁLCICA	(ppm CaCO ₃)	4900
DUREZA TOTAL	(ppm CaCO ₃)	6700
DUREZA MAGNÉSICA	(ppm CaCO ₃)	1800
ALCALINIDAD TOTAL	(ppm CaCO ₃)	920
CLORUROS	(ppm Cl ⁻)	21750
SULFATOS	(ppm SO ₄ ⁻²)	250
HIERRO	(ppm Fe total)	20
TURBIDEZ	NTU	0,3
CO ₂ EN EL AGUA	(ppm)	172
pH		7
CONDICIONES DE OPERACIÓN		
TEMPERATURA	(°F)	114
PRESIÓN	(psig)	1360
TENDENCIA DEL AGUA		
Is		0,42
Ph (calculado)		6,51
PTB (LibrasCaCO ₃ /1000 barriles		340
GRAVES PROBLEMAS POR FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES		

FUENTE: DEPARTAMENTO DE TRATAMIENTO QUÍMICO DEL ÁREA LIBERTADOR. EP-PETROECUADOR.

2.5.1.6 ESTACIÓN SHUSHUQUI

TABLA 2.23 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO TANQUE DE LAVADO DE LA ESTACIÓN SHUSHUQUI

LOCACIÓN:	SSQ-WT	
ANALIZADO POR:	QUIMPAC S.A.	
ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO		
DUREZA CÁLCICA	(ppm CaCO ₃)	6400
DUREZA TOTAL	(ppm CaCO ₃)	7300
DUREZA MAGNÉSICA	(ppm CaCO ₃)	900
ALCALINIDAD TOTAL	(ppm CaCO ₃)	780
CLORUROS	(ppm Cl ⁻)	26200
SULFATOS	(ppm SO ₄)	330
HIERRO	(ppm Fe total)	15
TURBIDEZ	NTU	12
CO ₂ EN EL AGUA	(ppm)	125
pH		7,3
CONDICIONES DE OPERACIÓN		
TEMPERATURA	(°F)	106
PRESIÓN	(psig)	20
TENDENCIA DEL AGUA		
I _s		0,85
Ph (calculado)		6,78
PTB (LibrasCaCO ₃ /1000 barriles		555
GRAVES PROBLEMAS DE FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES		

FUENTE: DEPARTAMENTO DE TRATAMIENTO QUÍMICO DEL ÁREA LIBERTADOR. EP-PETROECUADOR.

2.5.1.6.1 SHUSHUQUI – 05B (SSQ-05B)

Actualmente no se encuentra reinyectando, pozo en espera de workover.

2.5.1.6.2 SHUSHUQUI – 19 (SSQ-19)

TABLA 2.24 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO POZO REINYECCIÓN SSQ-19

LOCACIÓN:	Libertador SSQ-19	
ANALIZADO POR:	QUIMPAC S.A.	
ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO		
DUREZA CÁLCICA	(ppm CaCO ₃)	6200
DUREZA TOTAL	(ppm CaCO ₃)	8400
DUREZA MAGNÉSICA	(ppm CaCO ₃)	2200
ALCALINIDAD TOTAL	(ppm CaCO ₃)	630
CLORUROS	(ppm Cl ⁻)	25050
SULFATOS	(ppm SO ₄)	250
HIERRO	(ppm Fe total)	17
TURBIDEZ	NTU	0,7
CO ₂ EN EL AGUA	(ppm)	160
pH		7
CONDICIONES DE OPERACIÓN		
TEMPERATURA	(°F)	108
PRESIÓN	(psig)	1690
TENDENCIA DEL AGUA		
I _s		0,08
Ph (calculado)		6,36
PTB (LibrasCaCO ₃ /1000 barriles		64
POCOS PROBLEMAS DE INCRUSTACIONES		

FUENTE: DEPARTAMENTO DE TRATAMIENTO QUÍMICO DEL ÁREA LIBERTADOR. EP-PETROECUADOR.

2.5.1.7 ESTACIÓN TAPI

TABLA 2.25 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO TANQUE DE LAVADO DE LA ESTACIÓN TAPI

LOCACIÓN:	TAP-WT	
ANALIZADO POR:	QUIMIPAC S.A.	
ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO		
DUREZA CÁLCICA	(ppm CaCO ₃)	1400
DUREZA TOTAL	(ppm CaCO ₃)	2000
DUREZA MAGNÉSICA	(ppm CaCO ₃)	600
ALCALINIDAD TOTAL	(ppm CaCO ₃)	1800
CLORUROS	(ppm Cl ⁻)	8200
SULFATOS	(ppm SO ₄)	275
HIERRO	(ppm Fe total)	4,2
TURBIDEZ	NTU	4
CO ₂ EN EL AGUA	(ppm)	240
pH		6,7
CONDICIONES DE OPERACIÓN		
TEMPERATURA	(°F)	111,8
PRESIÓN	(psig)	40
TENDENCIA DEL AGUA		
Is		0,81
Ph (calculado)		6,78
PTB (LibrasCaCO ₃ /1000 barriles		382
GRAVES PROBLEMAS POR FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES		

FUENTE: DEPARTAMENTO DE TRATAMIENTO QUÍMICO DEL ÁREA LIBERTADOR. EP-PETROECUADOR.

2.5.1.7.1 TAPI – 02 (TAP-02)

TABLA 2.26 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO POZO REINYECCIÓN TAP-02

LOCACIÓN:	Libertador TAP-02	
ANALIZADO POR:	QUIMIPAC S.A.	
ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO		
DUREZA CÁLCICA	(ppm CaCO ₃)	1450
DUREZA TOTAL	(ppm CaCO ₃)	1950
DUREZA MAGNÉSICA	(ppm CaCO ₃)	500
ALCALINIDAD TOTAL	(ppm CaCO ₃)	1700
CLORUROS	(ppm Cl ⁻)	7800
SULFATOS	(ppm SO ₄ ⁻²)	275
HIERRO	(ppm Fe total)	5
TURBIDEZ	NTU	4
CO ₂ EN EL AGUA	(ppm)	250
pH		6,7
CONDICIONES DE OPERACIÓN		
TEMPERATURA	(°F)	109
PRESIÓN	(psig)	1800
TENDENCIA DEL AGUA		
Is		0,64
Ph (calculado)		6,68
PTB (LibrasCaCO ₃ /1000 barriles		345
GRAVES PROBLEMAS POR FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES		

FUENTE: DEPARTAMENTO DE TRATAMIENTO QUÍMICO DEL ÁREA LIBERTADOR. EP-PETROECUADOR.

2.5.1.8 ESTACIÓN TETETE

TABLA 2.27 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO TANQUE DE LAVADO DE LA ESTACIÓN TETETE

LOCACIÓN:	TTT-WT	
ANALIZADO POR:	QUIMIPAC S.A.	
ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO		
DUREZA CÁLCICA	(ppm CaCO ₃)	900
DUREZA TOTAL	(ppm CaCO ₃)	1600
DUREZA MAGNÉSICA	(ppm CaCO ₃)	700
ALCALINIDAD TOTAL	(ppm CaCO ₃)	1650
CLORUROS	(ppm Cl ⁻)	7300
SULFATOS	(ppm SO ₄ ⁻²)	525
HIERRO	(ppm Fe total)	3
TURBIDEZ	NTU	4
CO ₂ EN EL AGUA	(ppm)	500
pH		6,7
CONDICIONES DE OPERACIÓN		
TEMPERATURA	(°F)	123
PRESIÓN	(psig)	20
TENDENCIA DEL AGUA		
Is		0,38
Ph (calculado)		6,44
PTB (LibrasCaCO ₃ /1000 barriles)		162
MODERADAS DIFICULTADES POR FORMACION DE INCRUSTACIONES		

FUENTE: DEPARTAMENTO DE TRATAMIENTO QUÍMICO DEL ÁREA LIBERTADOR. EP-PETROECUADOR.

2.5.1.8.1 TETETE - 02 (TTT-02)

TABLA 2.28 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO POZO REINYECCIÓN TTT-02

LOCACIÓN:	Libertador TTT-02	
ANALIZADO POR:	QUIMPAC S.A.	
ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO		
DUREZA CÁLCICA	(ppm CaCO ₃)	1000
DUREZA TOTAL	(ppm CaCO ₃)	1340
DUREZA MAGNÉSICA	(ppm CaCO ₃)	340
ALCALINIDAD TOTAL	(ppm CaCO ₃)	1720
CLORUROS	(ppm Cl ⁻)	7600
SULFATOS	(ppm SO ₄)	530
HIERRO	(ppm Fe total)	1,8
TURBIDEZ	NTU	4
CO ₂ EN EL AGUA	(ppm)	740
pH		6,7
CONDICIONES DE OPERACIÓN		
TEMPERATURA	(°F)	140
PRESIÓN	(psig)	640
TENDENCIA DEL AGUA		
Is		0,42
Ph (calculado)		6,28
PTB (LibrasCaCO ₃ /1000 barriles		193
MODERADAS DIFICULTADES POR FORMACION DE INCRUSTACIONES		

FUENTE: DEPARTAMENTO DE TRATAMIENTO QUÍMICO DEL ÁREA LIBERTADOR. EP-PETROECUADOR.

2.5.1.8.2 TETETE - 05 (TTT-05)

TABLA 2.29 RESULTADOS DEL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO POZO REINYECCIÓN TTT-05

LOCACIÓN:	Libertador TTT-05	
ANALIZADO POR:	QUIMIPAC S.A.	
ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO		
DUREZA CÁLCICA	(ppm CaCO ₃)	1000
DUREZA TOTAL	(ppm CaCO ₃)	1500
DUREZA MAGNÉSICA	(ppm CaCO ₃)	500
ALCALINIDAD TOTAL	(ppm CaCO ₃)	1700
CLORUROS	(ppm Cl ⁻)	7500
SULFATOS	(ppm SO ₄)	525
HIERRO	(ppm Fe total)	2
TURBIDEZ	NTU	4
CO ₂ EN EL AGUA	(ppm)	520
pH		6,7
CONDICIONES DE OPERACIÓN		
TEMPERATURA	(°F)	123
PRESIÓN	(psig)	1250
TENDENCIA DEL AGUA		
Is		0,35
Ph (calculado)		6,39
PTB (LibrasCaCO ₃ /1000 barriles		167
MODERADAS DIFICULTADES POR FORMACION DE INCRUSTACIONES		

FUENTE: DEPARTAMENTO DE TRATAMIENTO QUÍMICO DEL ÁREA LIBERTADOR. EP-PETROECUADOR.

2.6 DESCRIPCIÓN DE LOS PRODUCTOS QUÍMICOS UTILIZADOS EN EL TRATAMIENTO QUÍMICO DEL AGUA DE FORMACIÓN

A continuación se describen los productos químicos utilizados:

- a) **Inhibidor de incrustaciones**, los depósitos son acumulaciones de sedimentos o sólidos asentados que se fijan en un punto del sistema donde la velocidad del agua disminuye a un nivel tan bajo que no es capaz de arrastrar al material en la corriente.

Para el tratamiento de las incrustaciones se han desarrollado productos basados en fosfonatos y poliacrilatos, los cuales actuarán cambiando la estructura del cristal y dispersará los sólidos. Inhiben la formación de incrustaciones de carbonato de calcio y magnesio principalmente. Se inyecta en forma continua a la entrada del Wash Tank a una concentración media de 10.5 ppm.

- b) **Inhibidor de corrosión**, es un inhibidor fílmico que se adhiere a la superficie interna metálica y evita el contacto del agua salina con el metal. Se inyecta a la descarga del Wash Tank en forma continua con una concentración promedio de 3 ppm.

Ocasionalmente se utiliza químico limpiador de carbonatos y diesel para la limpieza de las bombas.

- c) **Biocidas**, se les denomina así a los productos químicos usados en el control del crecimiento de los microorganismos perjudiciales en los sistemas de tratamiento de aguas de formación, evitando que la colonia bacteriana y otros microorganismos sea uno de los factores que vayan a aportar elementos que aumenten la velocidad de corrosión.

Con este antecedente se ha diseñado un químico bactericida para atacar a las Bacterias Sulfato Reductoras, que son las generadoras de corrosión. Para el monitoreo se realiza un cultivo de bacterias con conteo diario. La dosificación del biocida se lo realiza en lotes con 200 ppm.

- d) **Surfactante**, limpia las paredes de sólidos y ayuda a mantenerlos en suspensión. Se lo aplica a la descarga del Wash Tank a una concentración de 3 ppm.

- e) **Floculante**, reúne partículas floculadas en una red, formando puentes de una superficie a otra y enlazando las partículas individuales en aglomerados. Es útil para mejorar la eficacia en el proceso de filtración agrupando, como se dijo anteriormente, las partículas en suspensión y formando flóculos. Las sustancias que se usan en la floculación son compuestos de hierro y aluminio, usualmente sulfatos.
- f) **Coagulante**, un producto funciona como coagulante cuando posee las siguientes propiedades:
- Reacciona como álcali, produciendo compuestos complejos que actúan favorablemente para la formación de flóculos.
 - La superficie de flóculos que se forma debe ser grande, permitiendo la absorción de materiales disueltos como los coloides en suspensión.
 - Producen una solución de iones positivos de gran reducción del potencial zeta. El potencial zeta es el potencial en la capa de deslizamiento. Las partículas interactúan de acuerdo al potencial en esta capa.

Dentro de los coagulantes más comunes se tiene:

- Los coagulantes metálicos (alumbre y sales de hierro), son los más empleados en la clarificación del agua. Estos productos actúan como coagulantes y floculantes a la vez. Aún cuando inicialmente en el agua no haya sólidos suspendidos, los coagulantes metálicos forman flóculos que enredan a los coloides desestabilizados.
- Los polímeros que se dividen en coagulantes y floculantes. Los polímeros coagulantes son moléculas positivamente cargadas de peso molecular relativamente bajo. Aunque muestran cierta tendencia a enlazar, no son tan efectivos como los polímeros floculantes, los cuales tienen pesos moleculares más altos, y proporcionan largos puentes entre los flóculos pequeños, para promover el crecimiento de la partícula.

Se adiciona continuamente a la entrada del clarificador y sirve para acumular los sólidos suspendidos totales. A menudo, se lo inyecta diluido en una concentración de 0.3 ppm.

- g) **Demulsificante**, es un producto que se utiliza para separar el aceite presente en el agua, dado que el petróleo o aceite en agua es otro de los mayores contaminantes que causa incremento en la turbidez del agua. Se han tenido valores históricos de 10 a 1000 ppm. Se lo inyecta en el tanque de lavado. Al momento no se da tratamiento al agua porque la planta de tratamiento está fuera de servicio.

2.7 EFECTOS DEL AGUA DE FORMACIÓN EN LA SALUD

Este es un tema recurrente sobre todo si se toma en cuenta la negligencia con la que se ha tratado el agua de formación en años anteriores, en especial en el comienzo de la explotación petrolera en nuestro país, cuando se carecía de leyes, normas y reglamentos que regulen el manejo de dicha agua.

En un inicio era desechada a ríos y esteros, provocando daños irreversibles en nuestra Amazonía, y ahora conocemos todos los componentes indeseables que contienen; así como todo el mal que puede provocar si llega a estar en contacto con la naturaleza o aún peor si llega a ser consumido por animales o humanos.

Estos son los efectos más importantes en la salud de las personas que provoca el estar en contacto con dicha agua de formación.

2.7.1. EFECTOS EN LA SALUD DE SUSTANCIAS QUÍMICAS DEL AGUA DE FORMACIÓN

La Tabla 2.24 especifica la sustancia y el efecto que puede causar en animales y humanos si entra en contacto o es consumida.

Los hidrocarburos aromáticos por su alto riesgo de producir cáncer se acepta sólo un nivel cero en el agua de consumo humano. Una presencia de 28 nanog/l equivale a un riesgo de 1 caso de cáncer cada 100,000 personas. Tanto el crudo como las grasas en el agua son tóxicas para los peces y dan mal sabor. En

Ecuador se permite un máximo de 0.3 nanog/l. Son muy tóxicos, cancerígenos y productores de malformaciones congénitas. Son disolventes de las grasas y por este efecto van a actuar sobre la piel produciendo dermatitis. Por acción sobre el sistema nervioso produce excitación, depresión, dolores de cabeza, Y "hormigueos" en manos y pies. Pero su efecto más importante es sobre la médula dando anemia, pérdida de defensas y pudiendo causar leucemia que produce la muerte en el 50% de los casos con tratamiento.

TABLA 2.31 QUÍMICOS DEL AGUA DE FORMACIÓN, ECUADOR 2001.

SUSTANCIAS	EFFECTOS EN LA SALUD
Sales de: calcio, cianuro, magnesio y manganeso	Dolores de cabeza, problemas de olfato y gusto, convulsiones. Bocio. Irritación de la piel, ojos y respiración. Muerte.
Sales de sodio, cloruro y azufre: se eliminan en muy altas concentraciones (seis veces más salada que el agua de mar)	No es apta para el consumo humano ni animal y es letal para las plantas. El azufre da mal olor y sabor al agua.
Gases: monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO ₂), ácido sulfhídrico (SH ₂)	Disminuye la sobrevivencia de peces en el agua y aumentará la desnutrición.
Metales pesados: bario, mercurio, arsénico, selenio, antimonio, cromo, cadmio, cobalto, plomo, magnesio, vanadio, zinc,...	Muy tóxicos para los humanos. Se acumula en peces y moluscos que al consumirlos se acumulan en las personas produciendo intoxicación crónica.
Elementos radioactivos: estroncio 90, radio 226	Se acumula en los peces y moluscos
Hidrocarburos aromáticos: benceno, xileno, tolueno	Son muy tóxicos, cancerígenos, y productores de malformaciones
Hidrocarburos policíclicos: antraceo, pireno, fenantreno, benzopirenos,... (Por su alto riesgo de producir cáncer se acepta sólo un nivel cero en el agua)	Irritantes para con la piel (produce enrojecimiento y lesiones)
	Cancer de piel, de testículos y de pulmones

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: ACCIÓN ECOLÓGICA ALMEIDA MALDONADO 2002.

Estas aguas vertidas a los ríos y con altos niveles de hidrocarburos son ingeridas por la población de los alrededores. El máximo permitido de sales en aguas de consumo en algunos países es de 250 mg/l de sodio, de 250 mg/l de cloruros, y de 500 mg/l de sólidos disueltos, aunque los expertos expresan que realmente los niveles óptimos de calidad deberían estar por debajo de los 100 mg/l.

CAPÍTULO III

DIAGNÓSTICO DE EQUIPOS DE SUBSUELO Y SUPERFICIE EN EL CAMPO LIBERTADOR

3.1 FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LAS ESTACIONES DEL CAMPO LIBERTADOR

3.1.1 ESTACIONES DEL PRODUCCIÓN

Una Estación de Producción es una locación a la cual es direccionado el fluido proveniente de cada uno de los pozos para ser separado, tratado y almacenado, dentro de una estación de producción se encuentra las llamadas facilidades de producción que consta de:

- Múltiples: el cual es un conjunto de válvulas y tuberías que nos permite direccionar el fluido de los pozos hacia los separadores.
- Separador: dispositivo que permite separar los distintas fases del fluido mediante la decantación y cambio de velocidad.
- Bota de Gas: permite eliminar el residuo de gas dentro del petróleo.
- Tanque de Lavado: separa el agua del petróleo, además de permitir el almacenamiento de los dos fluidos.
- Tanque de Surgencia: almacena el petróleo.
- Bombas de Transferencia y Tanque de Almacenamiento: alacena el fluido con un BSW menor al 0,1% para luego bombearla al oleoducto.

Dentro de algunas estaciones también se encuentran otros sistemas como:

- La unidad LACT: es un conjunto de equipos donde se encuentra los contadores de flujo electrónico.
- Sistema contra Incendios: consta de bombas, tuberías para el manejo de agua y espuma en caso de conatos de incendios.

- Sistema para el tratamiento de agua para su posterior reinyección, para este proceso se utilizan los siguientes equipos.
- Tanque de Almacenamiento: donde se almacena el agua proveniente de separadores, Tanque de Lavado y Surgencia.
- Acumulador: también conocido como pulmón, es un recipiente donde se acumula el agua para evitar la cavitación.
- Bomba (Booster): permiten enviar al pozo inyector.

En el Campo Libertador existe 8 Estaciones de Producción: Atacapi, Frontera, Pichincha, Tapi, Tetete, Secoya, Shuara, Shushuqui, las cuales se describen más adelante. El Campo por medio de las Estaciones maneja en promedio 98104 BFPD con un BSW de 80,47% y un °API de 28.

3.1.1.1 ESTACIÓN ATACAPI

La Estación Atacapi cuenta de 4 baterías de Múltiples que permite el manejo de 20 pozos a la vez, con 4 separadores, dos de producción con una capacidad de 35000 BLS y dos de prueba con una capacidad de 10000 BLS, el fluido se traslada a un tanque de Lavado con una capacidad de 12500 BLS y después se dirige a un tanque de Surgencia con capacidad para 10000 BLS, el petróleo almacenado es mandado a la Estación Secoya. En la tabla 3.1 podemos observar en detalle todas las facilidades de producción

La Estación Atacapi maneja un promedio de 9821 BFPD con un BSW 61,88% y un °API de 29.

3.1.1.2 ESTACIÓN FRONTERA

La Estación Frontera cuenta de 2 baterías de Múltiples que permite el manejo de 10 pozos a la vez, con 2 separadores uno de producción con una capacidad de 10000 BLS y uno de prueba con una capacidad de 5000 BLS, el fluido después de los separadores sigue al tanque de Lavado que tiene una capacidad de 5000 BLS sigue hacia al tanque de Surgencia que cuenta de una capacidad para 5000 BLS,

el petróleo de igual forma que en la anterior estación es almacenado y trasladado hacia la estación Secoya. En la tabla 3.2 podemos observar en detalle todas las facilidades de producción

La Estación Frontera maneja un promedio de 2926 BFPD con un BSW 86,71% y °API de 27.

TABLA 3.1 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN ATACAPI

UBICACIÓN	ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	DESCRIPCION GENERAL	ESTADO ACTUAL
MANIFOLDS Y SEPARADORES	4 BATERIAS DE MÚLTIPLES DE 5 POZOS	MÚLTIPLES	OPERANDO
	01 SEPARADORES PRODUCCION	PROD. 35.000 BLS.	OPERANDO
	01 SEPARADORES PRODUCCION	DE PROD. 10,000 BLS	OPERANDO
	01 SEPARADORES PRODUCCION CPB	DE PRUEBA. 10,000 BLS	OPERANDO
	01 SEPARADOR	DE PROD 35.000 BLS.	NUEVO
TANQUES	TANQUE DE LAVADO	12,500 BARRILES CON	FUERA DE SERVICIO
	TANQUE DE SURGENCIA	CAPACIDAD 5127	REGULAR
	TANQUE EMPERNADO	SURG-TK DE 10,000	OPERANDO
	TANQUE EMPERNADO	REINYECCION DE AGUA	FUERA DE SERVICIO
BOMBAS	01 BOMBAS TRANSFERENCIA ELECTRICAS	SUCCION TRANSFERENCIA	OPERANDO
	01 BOMBA INGERSOLL RAND	TRANSFERENCIA	OPERANDO
	02 BOOSTER P. OIL	SUCCION DE UNIDADES	OPERANDO
	02 ELECTRICA	PARA P.OIL	OPERANDO
LACT	DUAL 6" x 150 METER STATION	TRANSFERENCIA	OPERANDO
	BIRECCIONAL ROVER 12000 BPD	TRANSFERENCIA	OPERANDO
	2 MEDIDORES DESPLAZAMIENTOS POSIT.		
VALVULAS	02 VALVULAS DE SUCCION PARA P. OIL	UBICADAS A 9" Y EN TANQUE DE SURGENCIA	01 TANQUE SURGENCIA
	02 VALVULAS DE SUCCION PARA TRANSFERENCIA	UBICADAS A 2" Y A 12"	OPERANDO
	DRENAJE TANQUE SURGENCIA	PARTE POSTERIOR DEL TANQUE	OPERANDO VALVULA DE PLANTA
	01 VALVULA DRENAJE TANQUE LAVADO	PARTE POSTERIOR DEL TANQUE	OPERANDO
	02 VALVULAS	TANQUE	TAPON Y SIN LINEA
	01 VALVULA TANQUE DE LAVADO DESC.	1 A 32" UBICADAS	
	02 VALVULAS	1 A 15"	
NUEVO SISTEMA POWER OIL	01 BOMBA HORIZONTAL WOOD GROUP	INyec.FLUIDO MOTRIZ	VALVULA DE SUCCION EN MAL ESTADO
SISTEMA CONTRA INCENDIO	02 MOTORES DETROIT	MOTORES DE S.C.I. 195,8 HP.	OPERANDO
	05 MONITORES DE AGUA	MONITORES SCI	OPERANDO
	04 MONITORES DE ESPUMA	MONITORES SCI	OPERANDO
	02 TANQUES	TANQUES DE AGUA S.C.I. CAP. 1.000 Y 700 BLS.	OPERANDO
	01 TANQUE	TK DE ESPUMA 1100 LIBRAS	OPERANDO
	01 TANQUE	TK DE POLVO DE 100 LBRS.	OPERANDO
SISTEMA RYA ATA-01	- TK EMPERNADO DE 5500 BLS.	TK. DE AGUA FORMACION	OPERANDO
	- BOMBA ELECTRICA DE 60 HP	BOMBA DE SUCCION	OPERANDO
	- 2 BOMBAS DE 600 HP	BOMBA REDA HORIZONTAL	OPERANDO
SISTEMA RYA ATA-03	- TK EMPERNADO DE 1000 BLS.	TK. DE AGUA FORMACION	OPERANDO
	02 BOMBA ELECTRICA DE 40 HP	BOMBA DE SUCCION	OPERANDO
	- 1 BOMBAS DE 600 HP	BOMBA REDA HORIZONTAL	OPERANDO
SISTEMA DE REINYECCIÓN	CALENTADOR DE AGUA H-101	CAPACIDAD 5000 Bls. Día	OPERANDO

FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

TABLA 3.2 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN FRONTERA

UBICACIÓN	ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	DESCRIPCION GENERAL	ESTADO ACTUAL
MANIFOLDS Y SEPARADORES	MÚLTIPLES	2 BATERIA DE 5 POZOS	OPERANDO
	SEPARADOR DE PRODUCCIÓN	10000 BLS	OPERANDO
	SEPARADOR DE PRUEBA	5000 BLS	OPERANDO
	GENERADOR ELECT. POZO.3,4		OPERANDO
	GENERADOR ELECT. POZO.1,2,5		OPERANDO
TANQUES	1 TANQUE DE SURGENCIA	5000 BLS CON MURO DE HORMIGON	LISTO PARA OPERACIÓN
	1 TANQUE DE LAVADO	5000 BLS CON MURO DE HORMIGON	F/S
	VALVULA	SUCCION	OPERANDO
	TANQUE DE LAVADO	DESCARGA	
BOMBAS	01 BOMBA ELECTRICA LISTER	SUCCION TRANSFERENCIA A EST-TTT	OPERANDO
	02 BOMBAS ELECTRICAS	TRANSFERENCIA A TTT	OPERANDO
	BOMBA SUMIDERO ELECT.	EVACUAR SUMIDERO	OPERANDO
	02 BOMBAS ELECTRICAS	EVACUAR AGUA DE FORMACIÓN	OPERANDO
	02 BOMBAS DE INY. QUIMICOS	INYECCION QUIMICOS A MANIFOLDS	OPERANDO
	UN COMPRESOR MECANICO	SISTEMA DE AIRE DE SEPARADORES	OPERANDO
	COMPRESOR AIRE MECANICO	SISTEMA DE SEPARADORES	RESERVA
SISTEMA CONTRA INCENDIO	UNA BOMBA DE S.C.I.	SISTEMA CONTRA INCD.	OPERANDO
	UN MOTOR SCI ELECTRICO	SISTEMA CONTRA INCD.	OPERANDO
	UN MOTOR SCI MECANICO	SISTEMA CONTRA INCD.	OPERANDO
	0UN TANQUE DE AGUA S.C.I	SISTEMA CONTRA INCD.	OPERANDO

FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

3.1.1.3 ESTACIÓN PICHINCHA

La Estación Pichincha cuenta de 4 baterías de Múltiples que permite el manejo de 20 pozos a la vez, con tres separadores de producción de 20000 BLS de capacidad cada uno, un separador de prueba con una capacidad de 10000 BLS y un separador de prueba con una capacidad de 5000 BLS. El petróleo proveniente de los separadores continúa con una capacidad de 32260 BLS, finalmente el petróleo es almacenado en un tanque de Surgencia con una capacidad de 40820 BLS, para luego ser enviado a la Estación de Secoya mediante la unidad de transferencia. En la tabla 3.3 podemos observar en detalle todas las facilidades de producción

La Estación Pichincha maneja un promedio de 22682 BFPD con un BSW 83,17% y °API de 27.

TABLA 3.3 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN PICHINCHA

UBICACIÓN	ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	DESCRIPCION GENERAL	ESTADO ACTUAL
MANIFOLDS Y SEPARADORES	4 BATERIAS DE 5 POZOS	MÚLTIPLES	OPERANDO
	SEPARADORES PRODUCCION 01	20000 BLS	F/S
	SEPARADORES PRODUCCION 02	20000 BLS	OPERANDO
	SEPARADORES PRODUCCION 03	20000 BLS	OPERANDO
	SEPARADOR DE PRUEBA 5K	5000 BLS	F/S
	SEPARADOR DE PRUEBA	10000 BLS	OK
TANQUES	TANQUE LAVADO	CAPACIDAD 32260 BLS.	OPERANDO
	TANQUE DE SURGENCIA	CAPACIDAD 40820 BLS.	OPERANDO
BOMBAS	03 BOMBAS TRANSFERENCIA	TRANSFERENCIA.	OPERANDO
	ELECTRICAS HP 150 HP-200	01F/S SIN MOTOR	02 OPERANDO
	BOMBAS TRANSFERENCIA		
	DIESEL CATERPILLAR GASO 5200		OPERANDO
	BOMBAS BOOSTER 01	SUCCION	F/S
BOMBAS BOOSTER 02	SUCCION	OPERANDO	
BOMBA ELECTRICA DE RECIRCULACION DE TANQUES 5 HP Y SUMIDEROS 01 Y 02	DE TANQUE A TANQUE	NORMAL	
	GENERADOR CATERPILLAR SERRIES 8121656	ELECTRICO	EN RESERVA
S.C.I.	2 MOTORES DETROIT		NORMAL
	TK DE ESPUMA	SCI 100 GLS.	
	TANQUES DEL S.C.I.	LLENO 1000 %	NORMAL
	COMPRESOR AIRE ELECTRICO HP- 7 1/2 MECANICO	OPERANDO RESERVA	NORMAL NORMAL
SISTEMA DE GAS LIFT	BOMBA ELECTRICA MOTOR HP- 7- 1/2	REFRIGERACION DE COMPRES AJAX 101 Y 102	OPERANDO NORMAL
	DESHIDRATADORES DE GAS	GAS COMBUSTIBLES AJAX	F/S
	COMPRESOR ELECTRICO MOTOR HP-20	COMPRESORES AJAX 101 Y 102	F/S
	COMPRESORES AJAX U- 101	CAPTACION GAS LIFT	OPERANDO
	COMPRESORES AJAX U- 102	CAPTACION GAS LIFT	RESERVA
	PLANTA DE GLICOL 2 MOTORES ELECTRICO 10 HP C/U	SECADOR DE GAS	FUERA DE SERVICIO
	SECADOR DE GAS MOTOR ELECTRICO HP-15	GAS LIFT	FUERA DE SERVICIO
	COMPRESOR ELECTRICO SULLAIR	GENERAL ELECTRIC 20 HP	FUERA DE SERVICIO
	MOTOR HP-40	DE WHITE SUPERIOR	OPERANDO NORMAL
	COMPRESOR WHITE SUPERIOR	COMPRESOR DE GAS	F/ S SIN VAL. L/DRG
SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA	01 BOOSTER 45 HP	REINYECCION	OPERANDO
	02 BOOSTER 60 HP	REINYECCION	OPERANDO
	01 BOMBA HORIZONTAL REDA 3 ETAPAS	RYA 800 HP HZ 60	OPERANDO
	02 BOMBA HORIZONTAL REDA 3 ETAPAS	RYA 800 HP HZ 60	OPERANDO
	02 BOMBA HORIZONTAL REDA 3 ETAPAS	RYA 500 HP HZ 60	OPERANDO

FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

3.1.1.4 ESTACIÓN SECOYA

En la Estación de Secoya existe de 6 baterías de Múltiples que permite el manejo de 30 pozos a la vez, 2 separador con una capacidad de 30000 BLS, además existe 2 separadores de prueba con una capacidad de 5000 BLS y 1 separador de prueba con capacidad de 10000 BLS, el petróleo proveniente de los separadores es transportado a un tanque de lavado de techo cónico con una capacidad de 24600 BLS, finalmente el petróleo es almacenado en un tanque de Surgencia techo cónico con una capacidad de 32540 BLS. En la tabla 3.4 podemos observar en detalle todas las facilidades de producción

La Estación Secoya maneja un promedio de 22745 BFPD con un BSW 79,75% y un °API de 28.

La Estación Secoya también dispone de tres tanques (Oleoducto 1, 2 y 3) con una capacidad operativa de 80000 BLS cada uno, que almacena el petróleo enviado de las estaciones Pichincha, Shuara, Shushuqui y Tetete, esta última la producción es acumulada de Tapi, Tetete y Frontera. Todo este crudo almacenado es conducido a la unidad LACT para ser enviado a la estación central en Lago Agrio y posteriormente bombeado al S.O.T.E.

3.1.1.5 ESTACIÓN SHUARA

La Estación Shuara cuenta de 5 baterías de Múltiples que permite el manejo de 25 pozos a la vez, con dos separadores de 20000 BLS de capacidad cada uno, y un separador de prueba con una capacidad de 10000 BLS. El petróleo proveniente de los separadores continúa al tanque de Lavado con una capacidad de 12590 BLS, finalmente el petróleo es almacenado en un tanque de Surgencia techo cónico con una capacidad de 18130 BLS, para luego ser enviado a la Estación de Producción Secoya (mediante la unidad de transferencia), de donde es bombeado a la estación central en Lago Agrio. En la tabla 3.5 podemos observar en detalle todas las facilidades de producción

La Estación Shuara maneja un promedio de 14762 BFPD con un BSW 85,73% y °API de 24.

TABLA 3.4 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN SECOYA

UBICACIÓN	ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	DESCRIPCION GENERAL	ESTADO ACTUAL
MANIFOLDS Y SERADORES	06 BATERIAS DE 5 POZOS	MÚLTIPLES	O.K
	SEPARADORES DE PRODUCC.01	30000 BLS	OK
	SEPARADORES DE PRODUCC.02	30000 BLS	OK
	SEPARADORES DE PRUEBA (10000 b/s)	10000 BLS.	OK
	01 SEP. DE PRUEBA (ACERO ANDES) 04	5000 BLS	F/S
01 SEP. DE PRUEBA (ACERO ANDES) 05	5000 BLS.	F/S	
TANQUES	1 TANQUE DE LAVADO	CAPACIDAD 24,600 BLS.	BUENO
	1 TANQUE DE SURGENCIA	CAPACIDAD 32540 BLS	MALO
	02 - TANQUES DE OLEODUCTO (80,250 b/s)	CUBETOS DE CEMENTO	F/S
	01 TANQUE DE OLEODUCTO 80.000 BLS.	CUBETOS DE CEMENTO	OPERANDO
BOMBAS	02 BOMBAS DE TRANSFER. ELECTRICAS DE 60 HP Y 50 HP	TRANSFERENCIA SECOYA	OPERANDO NORMAL
	02 BOMBAS ELECTRICAS DE 125 HP-	LACT OLEODUCTO	OPERANDO NORMAL
	02 BOMBAS QUINTUPLEX DE 290 HP	BOMBEO A OLEODUCTO	OPERANDO NORMAL
	02 BOMBAS TRIPLEX DE 250 HP	BOMBEO A OLEODUCTO	OPERANDO NORMAL
	02 BOMBAS SIEMENS DE PISTON (450 HP)	BOMBEO A OLEODUCTO	OPERANDO NORMAL
	COMPRESOR DE AIRE SULLAIR MOTOR DE 40 HP	GAS LIFT.	OPERANDO NORMAL
	COMPRESOR DE AIRE SULLAIR (40 HP)	GAS LIFT.	OPERANDO NORMAL
COMPRESOR MECANICO JONDIR	GAS LIFT.	RESERVA	
SISTEMA CONTRA INCENDIO	BOMBA DE AGUA MOTOR DIESEL	SIST. CONTRAINCENDIO	OK
	BOMBA DE AGUA MOTOR ELECTRICO		OK
	BOMBA XL3 MOTOR DIESEL		OK
	BOMBA XL3 MOTOR ELECTRICO		OK
	2 TANQUES DE AGUA		OK
	TANQUE DE ESPUMA		OK
BOMBAS DE CAPTACION	OK		
SISTEMA DE GAS LIFT	05 COMPRESORES WHITE SUPERIOR DE 4 ETAPAS	COMPRESOR DE GAS	F/S
		COMPRESOR DE GAS 01	OPERANDO
		COMPRESOR DE GAS 02	OPERANDO
		COMPRESOR DE GAS 03	OPERANDO
		COMPRESOR DE GAS 04	OPERANDO
COMPRESOR DE GAS 05	F/S		
SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA SCY-25	TK EMPERNADO DE 1500 BLS.	TK. DE AGUA FORMACION	OPERANDO
	01 BOMBA HORIZONTAL WOOD GROUP	TRANSFERENCIA DE AGUA DE FORMACION A SEC-25	OPERANDO
01 BOMBA BOOSTER			
SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA SHU-18	TK EMPERNADO DE 5000 BLS.	TK. DE AGUA FORMACION	OPERANDO
	02 BOMBA HORIZONTAL CENTRILIFT	BOMBAS DE REINYECCION	OPERANDO
	02 BOMBA BOOSTER BALDOR	REINYECCION AGUA	OPERANDO
	02 BOMBAS DE QUIMICO	TRASNFER. A PULMON SUC. INYECCIO QUIMICOS	OPERANDO

FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

TABLA 3.5 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN SHUARA

UBICACIÓN	ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	DESCRIPCION GENERAL	ESTADO ACTUAL			
ÁREA DE COMPRESORES GAS LIFT	2 COMPRESORES AJAX SIZE 15 X 11 400 MWP COMPRESOR SULLAIR ELECT. COMPRESOR MECANICO LISTER	COMPRESORES DE GAS	O.K.			
	3 BOMBAS MAX MOTOR ELECTRICICO 1/4 HP DESHIDRADRATOR ELEC. 1028 LIBRS. ARANAUE ELECT. TANQUE DE AGUA 200 BLS. CON BOMBA DE 5 HP	COMPRESORES DE AIRE COMPRESORES DE AIRE BOMBAS DE INYECCION DE QUÍMICO DESHIDRATADOR DE GAS	O.K. O.K. RSV O.K. F/S			
		SISTEMA DE LIMPIEZA DE COMPRESOR	O.K.			
MINI ESTACIÓN SHUARA 09	01 TK. CON BOTA INCORP. 500 BL. 01 TK. . 750 BL. EMPERNADO 02 TK. DE COMBUSTIBLES. 01 BOMBA GARDEN DENVER MOD: FG-FXR 126 GLS/MIN. 01 BOMBA ELECTRICA CON MOTOR HP100 BOMBA DURCO 2K3X2 01 MOTOR CATERPILLAR 78HP. 01. BATERIA DE 5 POZOS - SEPARADOR DE PRODUCCION - SEPARADOR DE PRUEBA 1 COMPRESOR DE AIRE QUINSY 01BOMBA SUMIDERO CON COM BOMBA COOPRO-DURY 3HP	1 TK. ALMACENAMIENTO 1 TK. ALMACENAMIENTO 1 TK. DIESEL 10 BLS. TRANSF. CRUDO A EST. SHU LLEGADA DE POZOS 15000 BLS 5000 BLS	REGULAR REGULAR REGULAR REGULAR BUENO BUENO REGULAR REGULAR BUENO BUENO BUENO BUENO			
	SISTEMA CONTRA INCENDIO	- TANQUE EMPERNADO DE 3000 BARRILES - TK. DIESEL 6903 gls - 2 BOMBAS DETROIT A DIESEL - TK 2300 BLS. HORIZONTAL	TANQUE DE AGUA PARA SIST. CONTRA INCENDIO TANQUE COMBUSTIBLE BOMBAS DEL S.C.I. TANQUE DE ESPUMA SCI	O.K. O.K. FUNCIONAN MANUALMENTE O.K.		
		TANQUES	- TK VERTICAL DE SURGENCIA DE 18130 BLS. - TK. EMPERNADO 5000 bls - TK. DE LA VADO 12590 BLS. - TK. DE REINYECCION 476,91 m3 - BOMBA ELECTRICA DE 5 HP - BOMBA ELECTRICA DE 20 HP - 2 BOMBAS ELECTRICAS 150HP	TANQUE DE SURGENCIA TANQUE EMPERNADO TANQUE DE LA VADO TANQUE SOLDADO BOMBAS DE SUMIDERO DE RECIRCULACIÓN DE TRANSFERENCIA	MAL ESTADO O.K. O.K. O.K. O.K. O.K. O.K.	
			ÁREA DE SEPARADORES	- SEPARADOR DE PRODUCCION - SEPARADOR DE PRODUCCION - SEPARADOR DE PRUEBA - SEPARADOR DE PRUEBA - 5 BATERIAS DE 5 POZOS	20000 BLS 20000 BLS 5000 BLS 10000 BLS MANIFOLDS	O.K. REGULAR F/S O.K. REGULAR
				SISTEMAS DE CONTENSIÓN	EN TODOS LOS TKS EXISTEN MUROS DE CEMENTO	SURGENCIA LA VADO DISEL

FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

3.1.1.6 ESTACIÓN SHUSHUQUI

La Estación Shushuqui cuenta de 4 baterías de Múltiples que permite el manejo de 20 pozos a la vez, dos separadores de producción de 20000 BLS y de 30000

BLS de capacidad, y dos separadores de prueba con una capacidad de 10000 BLS y 5000 BLS, el fluido proveniente de los separadores continúa al Tanque de Lavado que dispone de una capacidad de 24680 BLS, el petróleo es almacenado en un tanque de Surgencia con una capacidad de 32230 BLS, para luego ser enviado a la Estación Secoya. En la tabla 3.6 podemos observar en detalle todas las facilidades de producción

La Estación Shushuqui maneja un promedio de 6206 BFPD con un BSW 66,03% y un °API de 20.

TABLA 3.6 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN SHUSHUQUI

UBICACIÓN	ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	DESCRIPCION GENERAL	ESTADO ACTUAL
MANIFOLDS Y SEPARADORES	4 BATERIAS DE MÚLTIPLES SEPARADORES DE PRODUCC. SEPARADORES DE PRODUCC.-2 1 SEPARADOR DE PRUEBA 1 SEPARADOR DE PRUEBA	DE 5 POZOS 20000 BLS 30000 BLS 10000 BLS 5000 BLS	REGULAR O.K O.K O.K OK
TANQUES	TANQUE DE LAVADO TANQUE DE SURGENCIA CAPACIDAD 32230	24.680 BARRILES CON CUBETOS DE CEMENTO CAPACIDAD 32.230 CUBETOS CON CEMENTO	BUENO REGULAR REGULAR
BOMBAS DE TRANSFERENCIA	02 BOMBAS TRANSFERENCIA 01 ELECTRICA 60 HP 01 ELECTRICA S 75 HP 3 BOMBAS DE SUMIDERO 02 BOOSTER P. OIL 03 MECANICA 01 ELECTRICA 01 BOOSTER ESTACION 75 HP 01 BOOSTER ESTACION 15 HP.	SUCCION PARA TRANSFERENCIA TRANSFERENCIA SUMIDEROS SUCCION DE UNIDADES GARDER DENVER POWER OIL REINYECCION DE AGUA REINYECCION DE AGUA	ELECTRICO OPERANDO ELECTRICO OPERANDO ELECTRICO OPERANDO NORMAL OPERANDO OPERANDO
BOMBAS POWER OIL	04 .BOMBAS POWER OIL 03- F/S 04 RES PLC PARA CONTROL UNIDADES P.OIL	SISTEMA POWER OIL 3800 PSI SIST. AUTOMATIZADO	01-02- OPERANDO 3,40 OK
SCI	2 MOTORES DETROIT A DIESEL TK DE ESPUMA TK DE AGUA SCI	SCI 100 GLS. LLENO 100%	OK NORMAL NORMAL
SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA SSQ-05B	- 01 BOMBAS CENTRILIFT 350 HP - 01 BOMBA 64 ETAPAS 600 HP - 1 BOOSTER 60 HP - TANQUE DE 3000 BLS.	BOMBA REINYECCION BOMBA PARA REINYECCION REINYECCION DE AGUA	O. K. O. K F/S

FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

3.1.1.7 ESTACIÓN TAPI

La Estación Tapi cuenta de una batería de Múltiples que permite el manejo de 5 pozos, un separador de producción de 15000 BLS de capacidad, y un separador de prueba con una capacidad de 10000 BLS. El petróleo proveniente de los

separadores continúa al tanque de Lavado que tiene una capacidad de capacidad de 5000 BLS, el petróleo es almacenado en un tanque de Surgencia con una capacidad de 5000 BLS, para finalmente ser enviado a la Estación de Secoya. En la tabla 3.7 podemos observar en detalle todas las facilidades de producción

La Estación Tapi maneja un promedio de 2808 BFPD con un BSW 88,12% y un °API de 28.

TABLA 3.7 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN TAPI

UBICACIÓN	ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	DESCRIPCION GENERAL	ESTADO ACTUAL
MANIFOLDS Y SEPARADORES	1 BATERIA DE MÚLTIPLES DE 5 POZOS	MANIFOLDS DE PRODUCCIÓN 15.000 BLS. DE PRUEBA 10,000 BLS.	OPERANDO
	01 SEPARADOR		OPERANDO
	01 SEPARADOR		OPERANDO
TANQUES	01-TANQUE DE LA VADO	5,000 BARRILES CON CUBETOS DE CEMENTO CUBETOS CON CEMENTO DE PRODUCCION	OPERANDO
	TANQUE DE SURGENCIA 5000 Bbl		OPERANDO
	01-BOTA DE GAS		OPERANDO
BOMBAS	02 BOMBAS TRANSFERENCIA MECA. GARDER 01-B/T- REDA	TRANSFERENCIA	OPERANDO
	01-BOMBA AURORA	SUCCIÓN TRANSFERENCIA	OPERANDO
	01 BOMBA DURCO	SUCCIÓN TRANSFERENCIA	OPERANDO
	01 BOBA REDA GN-7000	REINYECCION DE AGUA	OPERANDO
	01 BOMBA-GARDEN DENVER	REINYECCION DE AGUA	OPERANDO
	01-COMPRESOR ELECTRICO	SISTEMA NEUMATICO	OPERANDO
	01-BOOSTER DE 3X2 DURCO	RECIRCULACIÓN TANQUES	OPERANDO
S.C.I	VALVULAS	REINYECCION AGUA	OPERANDO
	01 SUCCION; 01 DESCARGA	VALVULA 3" DESCARGA VALVULA 6" SUCCION	
SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA	02 BOMBAS	DURCO 60 HP 1500 BLS. CAPACIDAD	OPERANDO
	01 TANQUE EMPERNADO		OPERANDO

FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

3.1.1.8 ESTACION TETETE

La Estación Tetete cuenta con dos separadores de 20000 BLS de capacidad cada uno, y un separador de prueba con una capacidad de 5000 BLS. El petróleo proveniente de los separadores se dirige al tanque de Lavado con una capacidad de 18130 BLS el petróleo sigue su camino hacia el tanque de Surgencia con una capacidad de 40820 BLS, para luego ser enviado a la Estación de Secoya (mediante la unidad de transferencia). En la tabla 3.8 podemos observar en detalle todas las facilidades de producción

La Estación Tetete maneja un promedio de 13954 BFPD con un BSW 87,89% y °API de 27.

TABLA 3.8 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN TETETE

UBICACIÓN	ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	DESCRIPCION GENERAL	ESTADO ACTUAL
SISTEMA DE MANIFOLDS Y SEPARADORES	2 MÚLTIPLES SEPARADOR PRODUCCION SEPARADOR PRODUCCION SEPARADOR PRUEBA	BATERIA DE 5 POZOS 20000 BLS 20000 BLS 5000 BLS	OPERANDO OK RESERVA OK
TANQUES	1 TANQUE 1 TANQUE 1 TANQUE 1 TANQUE DE AGUA 1 TANQUE AGUA 2 VALVULAS TANQUE DE SURGENCIA	SURGENCIA 40.820 BLS. CON MURO DE HORMIGON LAVADO 18.130 BLS. CON MURO DE HORMIGON LAVADO 32.500 BLS. CON MURO DE HORMIGON REINYECCIÓN DE 500 BLS S.C.I. DE 2000 BLS. 01 DE DESCARGA	OPERANDO OPERANDO CON LINEA VENTEO EN MAL ESTADO REAPARADO FUERA DE SERVICIO OPERANDO OPERANDO
VALVULAS	4 VALVULAS TANQUE DE LAVADO VALVULA TANQUE DE AGUA (REINYECCION)	02 SUCCION Y DESCARGA (MALA) 01 VALVULA 02 VALVULAS 01 SUCCION 01 DESC. (SUCCION MALA)	OPERANDO OPERANDO
GENERACION SISTEMA DE REINYECCION DE AGUA	02 GENERADOR 3412 - TK EMPERNADO DE 1000 BLS. 02 BOMBAS REDAS DE 250 HP BOMBAS ELCTRICAS	ESTACIÓN TK. DE AGUA FORMACION BOMBA REINYECCION BOMBAS DE QUIMICO	OPERANDO F/S O. K. O. K

FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

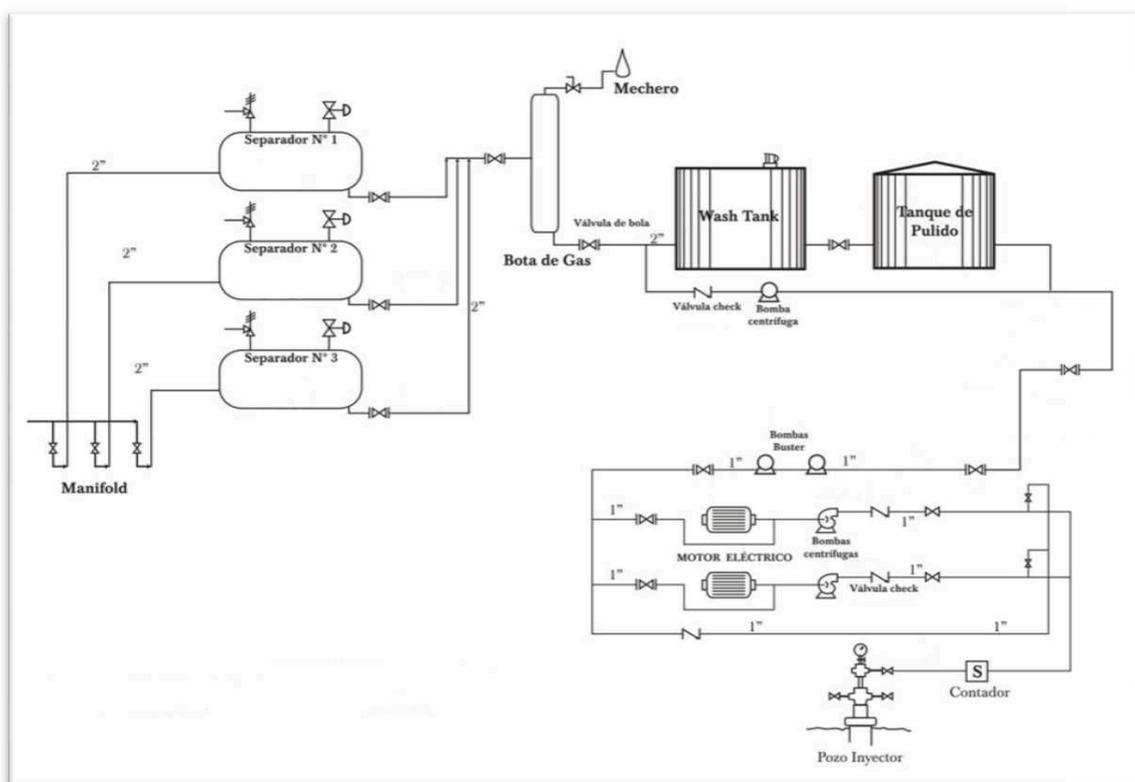
3.2 SISTEMA DE TRATAMIENTO Y REINYECCIÓN DE AGUA

La producción de agua es inherente a la producción de petróleo, y el área Libertador no está exenta de esto, de hecho por estar conformada por campos maduros se ha dado un incremento en su BSW a lo largo de su vida productiva llegando a un porcentaje muy elevado en la actualidad. Debido a la alta producción de agua es importante tener un manejo adecuado del fluido durante todo el proceso desde su obtención en los pozos productores hasta su reinyección.

En el Área del Libertador se utiliza en su totalidad un sistema cerrado de reinyección de agua (Figura 3.1) , lo que quiere decir que el agua luego de ser separada del crudo esta es reinyectada sin entrar en contacto con el medio ambiente a diferencia del sistema abierto en el cual se deja reposar el agua en

piscinas abiertas, al evitar el contacto con el medio ambiente en especial con el oxígeno se impiden reacciones químicas que motivan la formación y precipitación de carbonatos, óxidos de hierro, y la oxigenación, haciéndola un agua corrosiva, esto también evita que las tuberías y los equipos involucrados en la reinyección se vean afectados por la oxidación, prolongando su tiempo de funcionamiento.

FIGURA 3.1 SISTEMA CERRADO DE TRATAMIENTO Y REINYECCIÓN DE AGUA



REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN

El sistema de tratamiento del agua de producción básicamente consiste de una primera separación física del hidrocarburo líquido contenido en ella, el hidrocarburo es separado del agua por diferencia de densidades (separadores trifásicos). En algunas estaciones existen intercambiadores de calor que ayudan a la separación del agua y del petróleo. Posteriormente, se le añadirá al agua que sale un agente químico desemulsificante, con la finalidad de romper la emulsión formada entre el agua y el hidrocarburo líquido residual. El agua obtenida del

proceso anterior es direccionada hacia la bota de gas y el wash tank (tanque de lavado) donde se logra separar la nata de aceite restante del agua y así obtener agua con bajos niveles de concentración de aceites (para los fines menor al 1%). En estas condiciones es que se tomará el agua para reinyectarla al subsuelo, en algunos casos luego del wash tank se envía a un tanque de reposo.

3.2.1 EQUIPOS QUE SE UTILIZA EN EL PROCESO DE SEPARACIÓN

El petróleo una vez extraído del pozo, es conducido a través de líneas de flujo desde el cabezal hacia el múltiple, este fluido luego va a un tren de separadores.

3.2.1.1 SEPARADORES

También conocidos como Free Water Knock Out, son recipientes cerrados que trabajan a presión y tienen como objeto separar los fluidos de los pozos en sus componentes gasíferos y líquidos. Se debe realizar operaciones para separar el agua del petróleo y gas si existiese. En los campos del área del Libertador se usa separadores trifásicos. Los separadores trifásicos separan los fluidos del pozo en petróleo, gas y agua. El gas es descargado por el tope del recipiente, el petróleo por la mitad y el agua por abajo.

FIGURA 3.2 SEPARADOR TRIFÁSICO



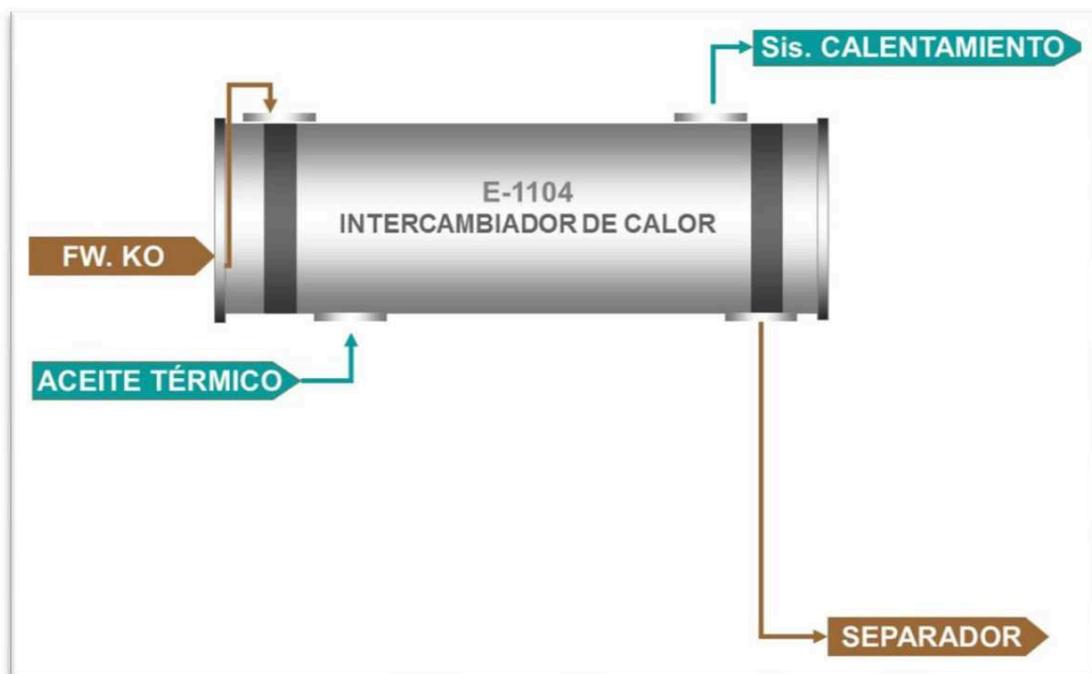
Los separadores se dividen en dos tipos, los separadores de prueba que sirven como su nombre lo indica para realizar pruebas al crudo, y los separadores de producción que son los que manejan la mayor parte del fluido, el cual luego de es direccionado a las diferentes fases de tratamiento dependiendo de cuál sea este, en este caso el agua es direccionada al sistema de reinyección de agua.

3.2.1.2 INTERCAMBIADOR DE CALOR

El objetivo es elevar la temperatura del crudo con el fin de reducir su viscosidad y mejorar la separación del agua emulsionada tanto para el separador de producción como para el deshidratador.

El fluido utilizado es aceite térmico el que ingresa con una temperatura de 260 a 265 °F y a una presión de 35 - 38 PSI y sale con una temperatura de 200 - 205 °F y a una presión de 30 a 35 PSI.

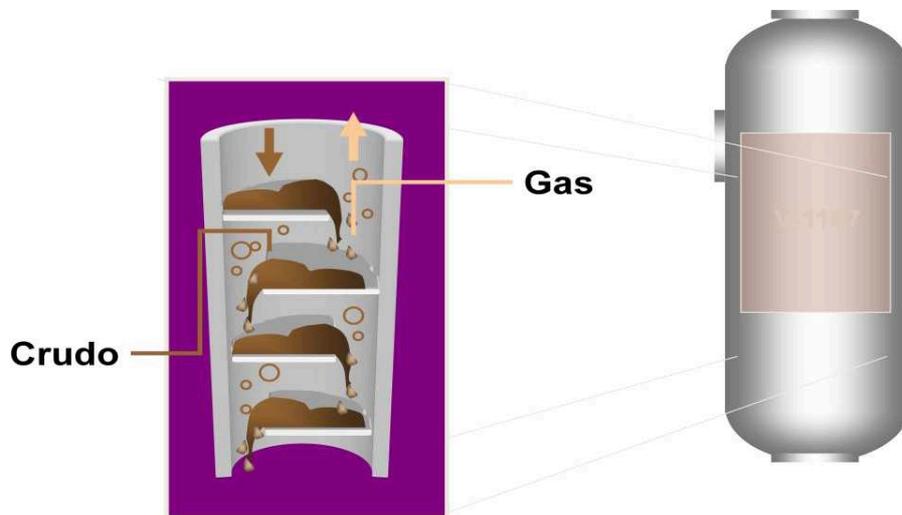
FIGURA 3.3 INTERCAMBIADOR DE CALOR



3.2.1.3 BOTA DE GAS

Está formada de dos cilindros verticales concéntricos, y sirve para eliminar una cantidad adicional de gas que todavía permanece en solución en el fluido. Actúa como un separador vertical. La bota es construida con planchas de 5/16" de espesor, el piso 1/2" de espesor, la entrada de crudo es tangencial que se dirige 30 grados hacia abajo, lo cual permite que el crudo se revolucione y forme remolinos al chocar con las paredes, el crudo luego es direccionado hacia el wash tank.

FIGURA 3.4 BOTA DE GAS



3.2.1.4 TANQUES

- De lavado (Wash Tank): recibe el petróleo desde la bota gas, esta se considera la última etapa de separación, aquí se separa el agua del petróleo por decantación, es atmosférico para permitir el asentamiento de los fluidos y agilitar la separación. En los tanques se separan las dos fases petróleo y agua, y normalmente se mantiene un colchón de agua de 8 pies. Luego el agua separada es enviada al sistema de reinyección de agua o en ocasiones a un tanque de reposo.
- De reposo: recibe el petróleo con BSW máximo de 1%, la configuración del techo y los accesorios es similar al tanque de lavado. Existe en algunas

estaciones de producción una bota de gas en la entrada de este tanque, por donde se recibe la producción de los pozos que tiene BSW < 1%, directamente del separador de producción, para disminuir este petróleo en el tanque de lavado y generar un tiempo de residencia mayor.

3.2.2 SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA

3.2.2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Luego del tanque de reposo el agua es enviada mediante bombas booster hacia el sistema de alta presión. El agua llega al sistema de alta presión a 150 psi, mediante un acumulador se estabiliza la presión (Ps) entre 80 y 100 psi y así evitar daños a los equipos por diferenciales de presión ya que se necesita presión constante, luego pasa a las bombas centrifugas que aumentarán la presión (Pd) del agua a valores superiores a los 1500 psi dependiendo de la formación a la cual se va a inyectar, el funcionamiento del sistema de alta presión es automatizado. A valores muy bajos de presión de succión (Ps) o muy altos de presión de descarga (Pd) se apagan los equipos.

3.2.2.2 DESCRIPCION DE LOS EQUIPOS

3.2.2.2.1 BOMBA DE SUCCIÓN (BOOSTER): son las que reciben el agua desde los tanques y se encargan de elevar la presión para entregar al acumulador.

3.2.2.2.2 PULMON: es una tubería de mayor diámetro al de la línea de flujo, este sirve para estabilizar la presión del agua, se coloca un acumulador antes de las bombas booster y uno después.

3.2.2.2.3 BOMBA CENTRIFUGA HORIZONTAL (SISTEMA DE ALTA PRESIÓN):

Una bomba centrífuga consta esencialmente de uno o más rodets provistos de álabes, montados sobre un árbol giratorio y cerrado en el interior de una cámara de presión denominada housing de la bomba.

El agua entra por el centro u ojo del rodete y es arrastrada por los álabes y lanzada en dirección radial. Esta aceleración produce un apreciable aumento de energía cinética y de presión. A la salida, el movimiento del fluido tiene componentes radial y transversal. Para que no haya una pérdida notable de energía, y por tanto de rendimiento, es esencial transformar la mayor cantidad de energía cinemática en presión. La bomba centrífuga horizontal (Figura 3.5) es la más usada, cuesta menos, es fácil de instalar y es más accesible para su inspección y mantenimiento. Partes de la bomba centrífuga horizontal:

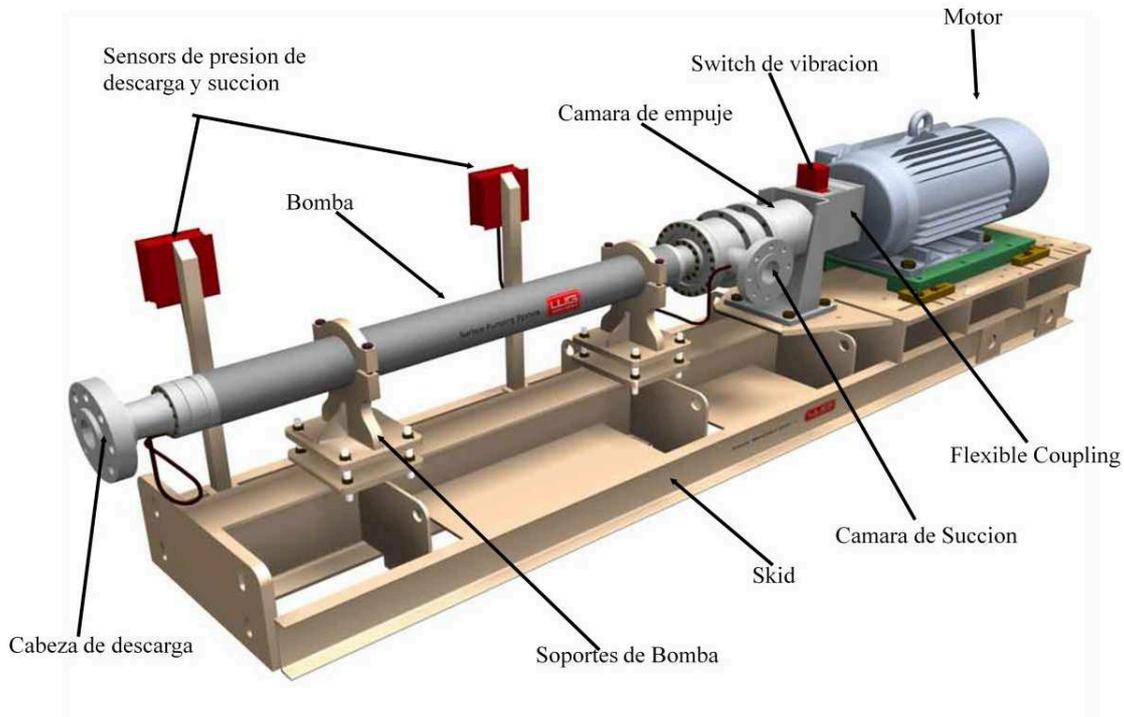
- MOTOR
- ACOPLÉ ENTRE MOTOR - CAMARA DE EMPUJE
- CAMARA DE EMPUJE
- CAMARA DE SUCCION
- BOMBA
- ARRACADOR
- SKID
- CABEZA DE DESCARGA

3.2.2.2.4 SENSORES: son dispositivos que están capacitados para detectar acciones o estímulos externos y responder en consecuencia. Estos aparatos pueden transformar las magnitudes físicas o químicas en magnitudes eléctricas. Sensores del sistema de alta presión:

- SUCCIÓN: esta variable es importante controlarla para evitar daños por variaciones de presión.
- VIBRACIÓN: se debe tener en cuenta esta variable para evitar problemas en el motor de la bomba.

- DESCARGA: se debe controlar esta variable para estar al tanto del buen funcionamiento de la bomba.

FIGURA 3.5 BOMBA CENTRIFUGA HORIZONTAL



3.2.2.2.5 ACCESORIOS

- TUBERIAS: La tubería usada en el sistema de reinyección de agua debe de soportar grandes presiones y diferentes tipos de flujo: uniforme, permanente, variado, etc. y diferentes regímenes: laminar, turbulento, de transición. El material de la línea debe ser resistente a la degradación por corrosión, ya que este es el principal agente destructivo de los equipos. Todo equipo metálico sin la debida protección y en un medio que propicie el intercambio de electrones es susceptible a corroerse. Existen cuatro métodos comúnmente empleados para controlar la corrosión en tuberías, estos son recubrimientos protectores y revestimientos, protección catódica, selección de materiales e inhibidores de corrosión.

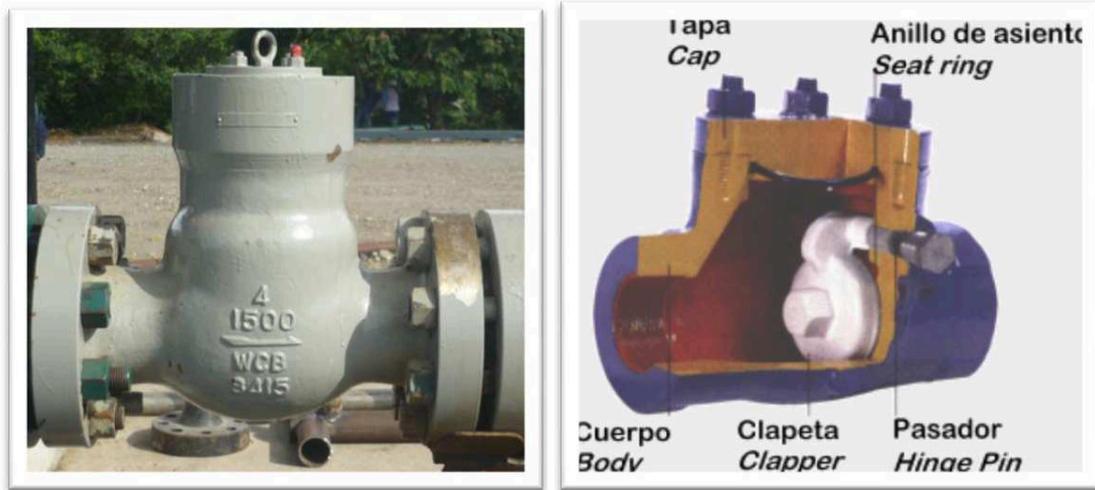
- BRIDAS: Son elementos de juntura que permiten acoplar o unir tubería, en este caso para unir los housing donde están contenidas las etapas de la bomba centrífuga.
- VÁLVULAS: Sirven para detener o regular la circulación de líquidos o gases mediante una pieza movable que abre, cierra u obstruye en forma parcial uno o más orificios o conductos. Las válvulas son unos de los instrumentos de control más esenciales en la industria. Las válvulas usadas en el sistema de alta presión son:
 - De compuerta: son construidas en su cuerpo de latón, bronce, hierro, acero fundido. En su interior normalmente son de bronce, acero inoxidable, acero aleado, monel, cromo, estelita o molibdeno.

FIGURA 3.6 VÁLVULA DE COMPUERTA



- Check: se usa como medida de seguridad para evitar que el flujo retroceda en la tubería o en este caso el agua regrese a la bomba de alta presión.

FIGURA 3.7 VÁLVULA CHECK



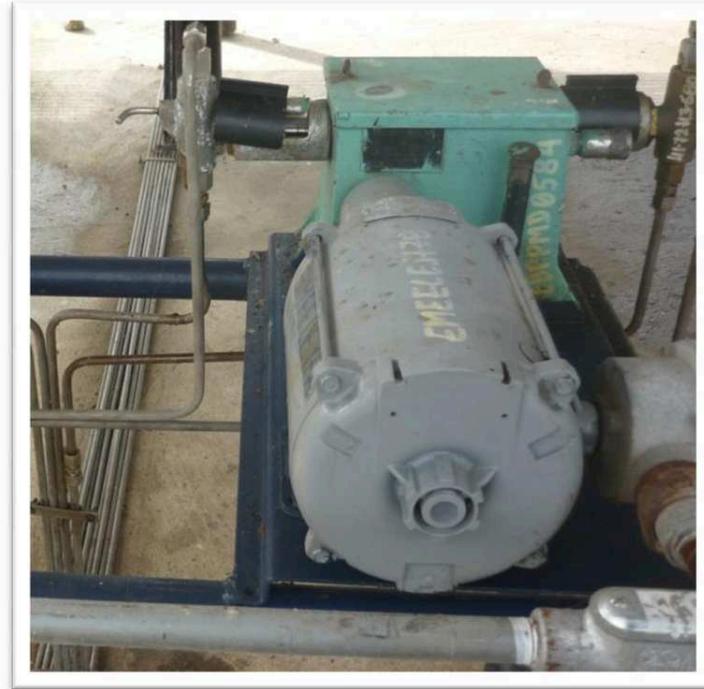
- Mariposa: se la coloca antes y después del acumulador ya que aquí las presiones son relativamente bajas antes de ingresar el fluido al sistema de alta presión, son válvulas de control muy eficientes ya que la velocidad de la corriente en el flujo no se pierde, porque el fluido circula en forma aerodinámica alrededor del disco.

FIGURA 3.8 VÁLVULA DE MARIPOSA



- **BOMBAS DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS:** Los químicos son inyectados con dos bombas booster de 0,5 HP. Los químicos son inyectados antes del acumulador y antes del pozo.

FIGURA 3.9 BOMBA BOOSTER PARA INYECCIÓN DE QUÍMICOS



3.2.2.2.6 CABEZAL DE REINYECCIÓN

Sus sistemas de válvulas tanto para la tubería de producción como para el espacio anular, permiten controlar el flujo de agua hacia el pozo y son útiles para la circulación y operaciones de reacondicionamiento. Constituyen una colección de válvulas, colgadores y elementos empacadores. Está formado por tres secciones: la sección **A** es la más inferior y a ella pertenece parte del casing superficial y es donde va sujeta la tubería de revestimiento del hueco (casing). La sección **B** es la parte intermedia es donde están ubicadas las válvulas del espacio anular. La sección **C** es la más superior y es propiamente la que se llama árbol de navidad, nombre que se ha generalizado para designar a todo el cabezal o complemento de las tres secciones. En esta parte **C** se encuentra la válvula máster del pozo con la que se puede abrir o cerrar y las válvulas laterales de inyección.

FIGURA 3.10 CABEZAL DE REINYECCIÓN DE AGUA



3.2.2.3 EQUIPOS DE SUPERFICIE DE LOS POZOS REINYECTORES

3.2.2.3.1 ATACAPI – 01RW (ATA-01RW) Y ATACAPI - 04 (ATA-04)

TABLA 3.9 EQUIPOS DE SUPERFICIE DE LOS POZOS REINYECTORES ATA-01RW Y ATA-04

POZO INYECTOR	SKID		BOMBAS			MOTOR		BRIDAS	
	SERIE	TIPO	P1 STG	SERIE 1	HP	INTAKE	DESCARGA		
ATA-1RW/ATA-04	2K5K1339P	TJ9000	32	-	600	6"x150PSI	4"x2300PSI		
ATA-1RW/ATA-04	2K5K31338	TJ9000	32	-	600	6"x150PSI	4"x2300PSI		

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

3.2.2.3.2 ATACAPI - 03 (ATA-03) Y ATACAPI - 2D-RW (ATA-2D-RW)

TABLA 3.10 EQUIPOS DE SUPERFICIE DE LOS POZOS REINYECTORES ATA-02D-RW Y ATA-03

POZO INYECTOR	SKID		BOMBAS			MOTOR		BRIDAS	
	SERIE	TIPO	P1 STG	SERIE 1	HP	INTAKE	DESCARGA		
ATA-03/ATA-2D-RW	01H16608	HC12500	60	01H16621	700	6"x150PSI	4"x2500PSI		
ATA-03/ATA-2D-RW	01H16609	HC12500	51	01H16607	600	6"x150PSI	4"x2500PSI		

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

3.2.2.3.3 FRONTERA – 03 (FRT-03)

TABLA 3.11 EQUIPOS DE SUPERFICIE DEL POZO REINYECTOR FRT-03

POZO INYECTOR	SKID		BOMBAS		T. CHAMBER		MOTOR			ARRANCADOR			BRIDAS		
	SERIE	TIPO	P1 STG	SERIE 1	SERIE	SERIE	MARCA	HP	VOL	AMP	TIPO	VOL	AMP	INTAKE	DESCARGA
FRONT-03	271-93	GN5600	68	2IB4F46752	232-88		HI-EFFIC	250	460	272	SLB	460	469	4"x150PSI	3"x1500psi
FRONT-03	271-93	GN5600	68	2IB4F46753	1661-88		HI-EFFIC	250	460	272	SLB	460	313	4"x150PSI	3"x1500psi

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

3.2.2.3.4 PICHINCHA - 01 RW (PIC-01 RW)

TABLA 3.12 EQUIPO DE SUPERFICIE DEL POZO REINYECTOR PIC-01RW

POZO INYECTOR	SKID		BOMBAS		T. CHAMBER		MOTOR			ARRANCADOR			BRIDAS	
	SERIE	TIPO	P1 STG	SERIE 1	SERIE	SERIE	MARCA	HP	VOL	AMP	TIPO	VOL	AMP	INTAKE
PICH-1RW	1117-93	HJ350N	41	2NB0J24500	1737-88	BALDOR	500	460	539	SLB	480	720	6"x150PSI	4"x900PSI

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

3.2.2.3.5 PICHINCHA - 11 (PIC-11)

TABLA 3.13 EQUIPOS DE SUPERFICIE DEL POZO REINYECTOR PIC-11

POZO INYECTOR	SKID		BOMBAS		T. CHAMBER		MOTOR			ARRANCADOR			BRIDAS			
	SERIE	TIPO	P1 STG	P2 STG	SERIE 1	SERIE 2	MARCA	HP	VOL	AMP	TIPO	VOL	AMP	INTAKE	DESCARGA	
PICH-11	SKDN7K03163	HJ350N	40	37	2NN7K02943	2NN7L03250	XDB7E00154	SIEMENS	800	4160	102	SLB	4160	103	6"x150PSI	4"x2500PSI
PICH-11	SKDN7L03178	HJ350N	40	37	2NN7L03249	2NN7L03313	XDB7A58295	SIEMENS	800	4160	102	SLB	4160	103	6"x150PSI	4"x2500PSI

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

3.2.2.3.6 SECOYA - 01 RW (SEC-01 RW)

TABLA 3.14 EQUIPOS DE SUPERFICIE DEL POZO REINYECTOR SEC-01RW

POZO INYECTOR	SKID		BOMBAS			T. CHAMBER		MOTOR			ARRANCADOR		BRIDAS				
	SERIE	TIPO	P1 STG	P2 STG	P3 STG	SERIE 1	SERIE 2	SERIE	MARCA	HP	VOL	AMP	TIPO	VOL	AMP	INTAKE	DESCARGA
SEC-1RW	SKDN9I03374	HJ350N	41	22	2NN9I03402	2NN9I03399	XCB8I65055	SIEMENS	800	4000	102	460	SLB	460	882	8"x150PSI	4"x2500psi
SEC-1RW	SKDN9I03373	HJ350N	41	22	2NN9I03401	2NN9I03398	XCB8I65056	SIEMENS	800	4000	102	460	SLB	460	882	8"x150PSI	4"x2500psi

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

3.2.2.3.7 SECOYA - 25 (SEC-25)

TABLA 3.15 EQUIPO DE SUPERFICIE DEL POZO REINYECTOR SEC-25

POZO INYECTOR	SKID		BOMBAS			T. CHAMBER		MOTOR			ARRANCADOR		BRIDAS					
	SERIE	TIPO	P1 STG	P2 STG	P3 STG	SERIE 1	SERIE 2	SERIE 3	SERIE	MARCA	HP	VOL	AMP	TIPO	VOL	AMP	INTAKE	DESCARGA
SEC-25	333-93	G6200N	40	50	50	2N8F01765	2N8F01766	2N8F01767	1741-88	SIEMENS	400	460	420	VSD	480	492	4"x150PSI	3"x1500psi

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

3.2.2.3.8 SHUARA - 01RW (SHU-01RW)

TABLA 3.16 EQUIPO DE SUPERFICIE DEL POZO REINYECTOR SHU-01RW

POZO INYECTOR	SKID		BOMBAS			T. CHAMBER		MOTOR			ARRANCADOR		BRIDAS					
	SERIE	TIPO	P1 STG	P2 STG	P3 STG	SERIE 1	SERIE 2	SERIE 3	SERIE	MARCA	HP	VOL	AMP	TIPO	VOL	AMP	INTAKE	DESCARGA
SHU-1RW	314-93	GN5600	59	54	59	2N1K01686	54-67734	2N1B00242	XCB4J81575	BALDOR	350	2300	75	SOFTS	460		4"x150PSI	3"x1500PSI

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

3.2.2.3.9 SHUARA - 21 (SHU-21)

TABLA 3.17 EQUIPOS DE SUPERFICIE DEL POZO REINYECTOR SHU-21

POZO INYECTOR	SKID		BOMBAS				T. CHAMBER			MOTOR			ARRANCADOR		BRIDAS			
	SERIE	TIPO	P1 STG	P2 STG	P3 STG	SERIE 1	SERIE 2	SERIE 3	SERIE	MARCA	HP	VOL	AMP	TIPO	VOL	AMP	INTAKE	DESCARGA
SHU-21	SKDNA00108	HJ200N	29	36		2NN3L02068	2NN3L02065		XAB0E23349	BALDOR	500	460	530	SLB	460		6"x150PSI	4"x2500PSI
SHU-21	SKDNA00109	HJ200N	29	36		2NN3L02067	2NN3L02064		TCHNA00059	BALDOR	500	460	530	SLB	460		6"x150PSI	4"x2500PSI

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

3.2.2.3.10 SHUSHUQUI – 05B (SSQ-05B) Y SHUSHUQUI – 19 (SSQ-19)

TABLA 3.18 EQUIPOS DE SUPERFICIE DE LOS POZOS REINYECTORES SSSQ-05B Y SSQ-19

POZO INYECTOR	SKID		BOMBAS			MOTOR		VARIADOR			BRIDAS	
	SERIE	TIPO	P1 STG	SERIE 1	SERIE 2	HP	TIPO	VOL	AMP	INTAKE	DESCARGA	
SSQ-5B	01G16659	H65ND	86	01G20670		800	POR REPARACIÓN			6"x150PSI	4"x2700PSI	
POZO INYECTOR	SKID		BOMBAS				ARRANCADOR			BRIDAS		
SSQ-19	2K7K37085	TJ9000	64	2K7K37084P		600	DAÑADO			6"x150PSI	4"x2300PSI	

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

3.2.2.3.11 TAPI – 02 (TAP-02)

TABLA 3.19 EQUIPO DE SUPERFICIE DEL POZO REINYECTOR TAP-02

POZO INYECTOR	SKID SERIE	BOMBAS			T. CHAMBER		MOTOR			ARRANCADOR		BRIDAS		
		TIPO	P1 STG	P2 STG	SERIE 1	SERIE 2	MARCA	HP	VOL	AMP	TIPO	VOL	AMP	INTAKE
TAPI-2	280-93 GN7000	36	31	21B4D48320	21B4D48111	387-88	HI-EFFIC	250	460	272	SLB	460	4"x150PSI	3"x1500PSI

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

3.2.2.4.12 TETETE - 02 (TTT-02) Y TETETE - 05 (TTT-05)

TABLA 3.20 EQUIPO DE SUPERFICIE DEL POZO REINYECTOR TTT-02

POZO INYECTOR	SKID SERIE	BOMBAS			T. CHAMBER		MOTOR			ARRANCADOR		BRIDAS			
		TIPO	P1 STG	P2 STG	SERIE 1	SERIE 2	MARCA	HP	VOL	AMP	TIPO	VOL	AMP	INTAKE	DESCARGA
TTT-2	272-93 GN7000	54	36	21B4D48338	21B4D48348	TCHN4A00060	HI-EFFIC	250	460	272	SLB	480	720	4"x150PSI	3"x900PSI

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

TABLA 3.21 EQUIPOS DE SUPERFICIE DEL POZO REINYECTOR TTT-05

POZO INYECTOR	SKID SERIE	BOMBAS			T. CHAMBER		MOTOR			ARRANCADOR		BRIDAS			
		TIPO	P1 STG	P2 STG	SERIE 1	SERIE 2	MARCA	HP	VOL	AMP	TIPO	VOL	AMP	INTAKE	DESCARGA
TTT-5	276-93 GN7000	54	36	21B4D48101	21B4D48107	850-88	HI-EFFIC	250	460	272	SLB	480	591	4"x150PSI	3"x900PSI
TTT-5	1118-93 HJ350N	41		2NB410652		1040-88	PREMIUM	250	460	272	SLB	460	623	4"x150PSI	4"x900PSI

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

3.3 POZOS REINYECTORES DEL CAMPO LIBERTADOR

3.3.1 HISTORIAL DE LOS POZOS REINYECTORES

A continuación una breve explicación sobre el historial de los pozos reinyectores.

3.3.1.1 ÁREA ATACAPI

3.3.1.1.1 ATACAPI – 01RW (ATA-01RW)

El pozo fue perforado el 24 de noviembre del 2004 como reinyector de agua de formación a la formación Orteguzza. Este pozo inyecta 9524 BAPD en promedio desde el 2007 hasta la actualidad. En la tabla siguiente se muestra los trabajos realizados en el pozo.

TABLA 3.22 HISTORIAL DEL POZO REINYECTOR ATA-01RW

FECHA	Psuccion	Pdescarga	Pc	INYECTA	HR	BIPD	OBSERVACIONES
01-may-07	50	2300	2300	8088	22	8823	
19-may-07							Sistema OFF por daño en válvula check de descarga + sello mecánico
25-may-07	55	2400	2350	9721	18	12961	
30-may-07							Sistema OFF por daño en válvula check de descarga + sello mecánico
16-jun-07	55	2300	2250	7823	15	12517	
17-jun-07	55	2500	2500	5754	11	12554	Sistema OFF por igualada de presiones de cabeza y descarga a 1500 psi. (Válvula de seguridad se dispara).
18-jun-07							W/L chequea tubería con herramienta de 4-1/2" baja a 05'. Con 4" baja a 70'. con 2.84 baja a 5720'
21-jun-07							Se inyecta 160 Bls. De la Estación Parahuaco
27-abr-08							Inician W.O. N° 1
04-may-08							Suspenden W.O. existe problemas para desacoplar tubería de packer FAB-1 y no se puede realizar corte químico por taponamiento de tubería de 4 1/2" con fluido de control decantado.

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

3.3.1.1.2 ATACAPI – 2D RW (ATA-2D-RW)

Este pozo fue completado el 30 de septiembre de 2010 como pozo reinjector a la formación Hollín, iniciando sus operaciones el 31 de octubre de 2010 para evacuar el volumen total de agua de formación que producen los pozos del campo.

Actualmente inyecta 6000 BAPD a 2450 psi en la cabeza del pozo.

3.3.1.1.3 ATACAPI - 03 (ATA-03)

La completación original se realizó en 14 de Julio de 1978, el pozo fue originalmente perforado como productor. El 29 de Octubre de 1996 se lo cambio a Pozo Reinjector. En la siguiente tabla se muestra el historial de trabajos realizados:

ANTES DE SER REINJECTOR:

TABLA 3.23 HISTORIAL DE WORKOVER DEL POZO REINJECTOR ATA-03

W.O. N°	FECHA	OBSERVACIÓN
1		No existe información disponible del W.O. N°1
2	04-sep-83	Bajar instalación Reda.
3	12-oct-84	Estimular con solventes a arena "G-2". Evaluar y Bajar instalación reda.
4	12-jun-85	Evaluar arena "T". Estimular con solventes a Napo "G-2". Bajar instalación BES.
5	05-oct-85	Reparación e instalación eléctrica sumergible. Acidificación e Inhibición a "G-2".
6	01-abr-86	Reparación de la bomba eléctrica sumergible reda.
7	28-ago-87	Reparación de la bomba eléctrica sumergible.
8	09-nov-88	Evaluar "G-2". Reparar bomba eléctrica sumergible.
9	30-ene-90	Tratamiento anti-incrustaciones a la arena "G-2" y reparar bomba eléctrica sumergible.
10	04-jun-93	Recuperar BES y bajar tubería.
11	09-oct-96	Completación a Tiyuyacu para reinjectar agua de formación.

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

COMO POZO REINJECTOR:

TABLA 3.24 HISTORIAL DEL POZO REINYECTOR ATA-03

FECHA	PRESIONES			INYECTA	HRS	BIPD	COMENTARIOS
	SUCCION	DESCARGA	CABEZA				
31-dic-01			1500			3956	W.O. N° 12: Cambio y completación por daño de la válvula master y obstrucción.
08-jun-06			2250			7892	W.O. N° 13: Cambio y completación por daño de la válvula master y obstrucción.
14-jun-06						10400	W.O. N° 14: Cambio de completación por Comunicación Tubing-Casing. Fuga de gas de formación por la parte del cabezal.
06-sep-07	120	2560	2530	3470	10	8328	Bajan calibradores 2.34" y 2.25", pasan libres, Ok.
17-sep-07							Realizan limpieza a punzados con CTU
08-oct-07	122	2620	2580	2950	11	6436	W.O. N° 15: Cambio de completación por Restricción en completación TCP.
08-mar-08							W.O. N° 16: Reparar Cabezal por fuga de agua de Formación.
09-may-08		3750	3750	10944	24	10944	Con camión bomba de BJ
11-may-08							OFF POZO NO ADMITE
12-may-08							Realizan limpieza a punzados con CTU. Continua reinyección de agua con cañón bomba de Cía. BJ
15-may-08	158	2900	2890	9250	16	13875	
23-may-08							Se cambia camión bomba de Cía. BJ por un camión bomba de Cía Schlumberger para obtener mayor potencia
25-may-08	156	2980	2910	10800	24	10800	
30-jun-08	160	3540	3500	11406	24		Se reinyecta con unidad de Cía. Schlumberger y se utiliza unidad Centriflft esporadicamente

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

Actualmente el pozo reinyecta a la formación Tiyuyacu, con un promedio de 7800BIPD a 2800 PSI de descarga.

3.3.1.1.4 ATACAPI - 04 (ATA-04)

La completación original se realizó en 29 de marzo de 1979, el pozo fue originalmente perforado como productor. El 20 de Febrero de 2009 se lo cambio a Pozo Reinector. En la siguiente tabla se muestra el historial de trabajos realizados:

TABLA 3.25 HISTORIAL DE WORKOVER DEL POZO REINYECTOR ATA-04

W.O. N°	FECHA	OBSERVACIÓN
1	08-jun-80	Sacar tubería de producción para limpiar incrustaciones @ 8114' y limpiar con acido las perforaciones U y T
2	12-oct-83	Estimulación con acido a las arenas U y T. Instalación REDA G-52
3	15-feb-84	Reparación de instalación Reda.
4	20-jun-84	Reparación de instalación Reda.
5	07-ene-85	Evaluar arenas U y T. Aislar entrada de agua. Bajar instalación Reda.
6	16-may-85	Evaluar arenas U y T. Bajar instalación eléctrica sumergible.
7	27-nov-85	Reparación de instalación eléctrica sumergible Reda.
8	14-feb-85	Evaluar arenas U y T. Reparación de instalación eléctrica sumergible Reda.
9	11-mar-86	Reparación de la BES previa evaluación de estimulación con solventes.
10	02-ago-86	Reparar bomba eléctrica sumergible.
11	05-mar-87	Reparar bomba eléctrica sumergible.
12	05-dic-87	Reparar bomba eléctrica sumergible.
13	08-mar-89	Tratamiento anti incrustaciones a las arenas U y T. Reparar bomba eléctrica sumergible.
14	21-jul-89	Tratamiento anti escala a las arenas U y T. Reparar bomba eléctrica sumergible.
15	15-sep-89	Reparar bomba eléctrica sumergible. Aislar arena T.
16	01-ene-90	Reparar bomba eléctrica sumergible. Tratamiento anti escala a la arena U.
17		No existe información procedente del W.O. N° 17
18	13-jul-91	Punzonar arena G-2. Cementación forzada a la arena U. bajar completación para bombeo hidráulico.
19	13-ago-91	Cambio de completación (Empacadura desasentada).
20	12-feb-92	Cambio de completación por hueco en la tubería bajo la cavidad Kobe.
21	13-ago-91	Cambio de completación por cavidad en mal estado.
22	20-abr-97	Estimular con R.M.A. la arena G-2. Cambio de completación por comunicación tubing-casing.
23	05-abr-99	Cambio de completación de fondo por cavidad en mal estado.
24	30-sep-99	Cambio de completación por comunicación TBG - Csg
25	17-feb-00	Reparar Cabezal por liqueo.
26	13-dic-02	Cambio de completación por comunicación Tbg-Csg. Repunzonan arena "U".
27	29-oct-05	Moler CIBP a 9500'. Realizar SQZ a "Ti", "Ui" y a "Us".
28	05-feb-08	Enganchar pescado para moler cemento dentro de Tubing de 3-1/2" con CTU.
29	20-feb-09	Punzonar Formación Tiyuyacu, Completar Pozo para Reinyectar Agua de Formación.

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

Luego de esto el pozo ha estado inyectando a la formación Tiyuyacu hasta la actualidad con un promedio de 7500 BIPD a un caudal de 5.2 BPM y una presión de 2800 PSI.

3.3.1.2 ÁREA FRONTERA

3.3.1.2.1 FRONTERA – 03 (FRT-03)

La completación original se realizó en 30 de Agosto de 1994, el pozo fue originalmente perforado como productor. El 18 de Junio de 2008 se lo cambio a Pozo Reinyector. En la siguiente tabla se muestra el historial de trabajos realizados:

ANTES DE SER REINYECTOR:

TABLA 3.26 HISTORIAL DE WORKOVER DEL POZO REINYECTOR FRT-03

W.O. N°	FECHA	OBJETIVO
1	23-sep-97	Aislar arena Napo "T" con CIBP. Punzonar arena "Ui", evaluar. Bajar BES.
2	13-jul-99	Cambio de completación eléctrica sumergible por hueco en tubería.
3	17-oct-01	Cambio de completación eléctrica sumergible por hueco en tubería. Tomar registro GR
4	28-feb-03	Cementacion forzada a "T", evaluar "Ui", Rediseñar BES
5	15-may-06	Realizar SQZ a "T" y "Ui" por separado. Repunzonar "T" (9272' - 9280') y "Ui" (9100' - 9110') (10'). Evaluar por separado. Diseñar BES.

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

COMO POZO REINYECTOR

No existen registros de trabajos realizados al pozo durante el tiempo como pozo reinyector.

3.3.1.3 ÁREA PICHINCHA

3.3.1.3.1 PICHINCHA - 01 RW (PIC-01 RW)

El pozo fue perforado el 1 de septiembre del 2008 como reinyector de agua de formación, la completación original se realizó en 14 de Diciembre de 2008 para reinyectar en la formación "Hollín". Este pozo inyecta 3690 BAPD en promedio en la actualidad.

3.3.1.3.2 PICHINCHA - 11 (PIC-11)

La completación original se realizó en 06 de Septiembre de 1992, el pozo fue originalmente perforado como productor. El 13 de Marzo de 2006 se lo cambio a Pozo Reinyector. En la siguiente tabla se muestra el historial de trabajos realizados:

ANTES DE SER REINYECTOR:

TABLA 3.27 HISTORIAL DE WORKOVER DEL POZO REINYECTOR PIC-11

W.O. N°	FECHA	OBJETIVO
1	06-feb-93	Cambio de completación para producir con bombeo mecánico.
2	20-sep-93	Aislar corte de agua en arena "Ti". Reevaluar "Ti" y "Us". Probar "Ui". Completar de acuerdo a resultados.
3	21-may-94	Recuperar bomba mecánica; reevaluar arenas "Us", "Ui". Completar según resultados.
4	07-mar-03	Tomar registro GR. Realizar squeeze a "Ui" y "Us". Redisparar de acuerdo al registro. Evaluar y diseñar BES
5	24-may-03	Cambio de Completacion por comunicación TUBING-CASING.
6	07-sep-04	Moler tapon CIBP a 9040'. Realizar SQZ a arenas "Ui + Us". Punzonar nuevo intervalo de arena "Ui" DE 9097'-9110' (13'). Evaluar. Diseñar BES.
7	13-mar-06	Punzonar formacion "Hollin", Completar pozo para Reinyectar agua de Formacion.
8	28-ago-08	Objetivo: Cambio de completación por comunicación Tubing – Casing

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

HISTORIAL DE REINYECCIÓN:

TABLA 3.28 HISTORIAL DEL POZO REINYECTOR PIC-11

FECHA	PRESIONES			BIPD	HORAS	ACUMULADO	OBSERVACIONES
	SUCCION	DESCARGA	CABEZA				
26-sep-08	85	3250	1720	475	1	83446	
14-oct-08	82	3200	1600	5067	13	101913	
20-oct-08	82	3000	2270	6953	18	138676	
27-oct-08	84	3200	1420	5830	12	174420	
04-nov-08	84	3350	1820	6327	12	225009	
15-nov-08	84	3200	1610	6180	13	296287	
25-nov-08	90	3290	1750	6409	13	359697	
04-dic-08	84	3200	1760	8890	22	444589	
14-dic-08	100	3300	1750	10714	20	544451	
27-dic-08	100	3280	1930	12864	24	693205	
03-ene-09	100	3100	2000	12140	24	776524	
19-ene-09	92	3100	1960	9479	21	932401	
31-ene-09	96	3150	1990	11250	24	1058325	
03-feb-09	100	3150	2020	11200	24	1091965	
15-feb-09	86	2890	1800	10230	22	1143992	
27-feb-09	85	2890	1400	10055	24	1246112	
01-mar-09	85	2890	1400	9212	22	1263052	
12-mar-09	88	3100	2250	8801	21	1361213	
05-may-09	86	1820	1700	3885	12	1374945	
12-may-09	84	1820	1700	1045	5	1385286	
30-may-09	90	1840	1700	3670	11	151784	
01-jun-09	90	1840	1700	2289	6	161539	
03-jun-09	90	1800	1650	2175	5	169231	
06-jun-09	90	1800	1650	2048	5	175110	
16-jun-09	90	1800	1650	2012	4	191234	
19-jun-09	90	1800	1650	7224	15	204948	
21-jun-09	60	1770	1600	2928	4	213721	
24-jun-09	60	1770	1600	862	2	223097	
01-jul-09		2100		9360	24	239481	Reinyecta agua del campo Shura
03-jul-09		1760		1893	6	249234	Reinyecta agua del campo Shura
17-jul-09		1000		8004	23	265512	Reinyecta agua de pozo Shura-24D
18-jul-09		1800		8694	23	274206	Reinyecta agua de pozo Shura-24D

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

3.3.1.4 AREA SECOYA

3.3.1.4.1 SECOYA - 01 RW (SEC-01 RW)

Se completó oficialmente el pozo el 07 de julio del 2009 como reinyector de agua de formación a la formación Hollín Inferior.

Actualmente reinyecta 16500 BAPD con una presión de cabeza de 2420 PSI.

3.3.1.4.2 SECOYA - 25 (SEC-25)

El pozo fue completado originalmente el 27 de noviembre de 1992 como pozo productor. Luego de estar cerrado desde diciembre de 1997 por bajo aporte este fue completado como pozo reinyector el 06 de enero del 2006 para reinyectar 10512 BAPD con presión de 2550 PSI. A continuación el historial de trabajos realizados al pozo:

TABLA 3.29 HISTORIAL DEL POZO SEC-25 ANTES DE SER REINYECTOR

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	ARENA	METODO	OBSERVACIONES
27-mar-93						Pozo empieza a producir
05-abr-93	163	161	1	"Um"	PPF	
12-oct-93	169	166	2	"Um"	PPF	
13-ene-93						Finaliza W. O # 01
16-dic-93	147	142	0,5	"Um"	PPM	
30-sep-96	54	53	1	"Um"	PPM	
25-oct-96	12	12	0	"Um"	PPM	Pozo cerrado en espera de chequeo de bomba de subsuelo
23-nov-96						Arrancan balancín
18-ene-97	56	55	1	"Um"	PPM	
23-may-97	27	27	0	"Um"	PPM	Cierran pozo por bajo aporte
28-jun-97	32	32	0	"Um"	PPM	
06-sep-97	48	48	1	"Um"	PPM	Cierran pozo para chequeo de varilla y bomba
04-nov-97						Realizan estimulación con solventes a "Ui"
07-nov-97						Bajan bomba y varillas
25-nov-97	35	34	1	"Um"	PPM	
27-nov-97						Cierran pozo por bajo aporte
20-dic-97	45	44	1	"Um"	PPM	
27-dic-97	Cierran pozo por bajo aporte					

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

Actualmente el pozo inyecta a la formación Hollín 2100 BAPD en promedio con 2400 PSI de presión de cabeza.

3.3.1.5 ÁREA SHUARA

3.3.1.5.1 SHUARA - 01RW (SHU-01RW)

El pozo SHU-01RW se perforó el 26 de septiembre del 2009 como pozo reinyector. Actualmente inyecta 6400 BAPD promedio a 1600 PSI de descarga en la formación Hollín.

TABLA 3.30 HISTORIAL DEL POZO SHU-01RW ANTES DE SER REINYECTOR

FECHA	BIPD	PRESION DESCARGA	PC	OBSERVACIONES
03-ago-03				Pozo sale de W.O. (Queda completado para reinyectar agua de formación a Orteguzaza)
21-jun-09	9542	1850	960	
27-jun-09	0	0	0	Cierran reinyección de agua de formación para poder controlar influjo de pozo Shu-24D. ACUMULADO TOTAL: 13,098,055.00 BLS
23-ago-09	0	0	0	Cierran reinyección de agua de formación para poder controlar influjo de pozo Shu-24D. ACUMULADO TOTAL: 13,098,055.00 BLS

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

3.3.1.5.2 SHUARA - 21 (SHU-21)

El pozo fue perforado el 10 de agosto de 1991 como productor de las formaciones "U" inferior y superior. El 29 de julio del 2010 se cambia la completación a pozo reinyector luego de permanecer cerrado desde octubre del 2006 por alto corte de agua.

Actualmente el pozo reinyecta 7500 BAPD a 2200 PSI como presión de descarga y 1900 PSI como presión de cabeza, en la formación Hollín.

TABLA 3.31 HISTORIAL DE WORKOVER DEL POZO REINYECTOR SHU-21

W.O. N°	FECHA	OBSERVACIÓN
1	15-abr-92	Cambio de completación para producir independientemente de arena "Ui" con Bombeo Neumático
2	19-mar-93	Aislar corte de agua en "Ui", redisparar, evaluar y completar para Sistema de Bombeo Neumático
3	24-sep-93	Recuperar bomba de subsuelo atrapada en neplo de asiento
4	13-ene-04	Repunzonar "Us" de 8972' – 8984'. Evaluar. Diseñar tipo de levantamiento artificial
5	29-jul-10	Punzonar formación Hollín y probar con ratas múltiples para reinyectar agua de formación

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

3.3.1.6 ÁREA SHUSHUQUI

3.3.1.6.1 SHUSHUQUI – 05B (SSQ-05B)

El pozo fue completado el 16 de enero de 1984 como pozo productor de las arenas "U" superior e inferior, tiene una vida productora hasta el 2000 luego no aporta petróleo de las formaciones por problemas de comunicación tubing – casing. Se completa como pozo reinyector el 9 de noviembre del 2007. A continuación se muestra el historial de trabajos realizados en este pozo.

TABLA 3.32 HISTORIAL DE WORKOVER DEL POZO REINYECTOR SSQ-05B

W.O. N°	FECHA	OBSERVACIÓN
1	13-jul-92	Bajar completación para levantamiento artificial por gas.
	03-may-93	Trabajo de mantenimiento: Chequear tubería de producción por rotura por debajo del primer mandril.
2	07-jun-93	Chequear sección "A" del cabezal debido a fuga de gas y casing con RBP y RTTS cada 1000' con 1500 psi.
3	27-ene-94	Cambio de sección B y C del cabezal, chequeo del estado del tubing. Evaluar "Ui".
4	26-sep-96	Cambio de completación por mantenimiento preventivo de la tubería (existe corrosión en: □ 47%).
5	15-feb-97	Cambio de completación por comunicación tubing-casing, bajar completación para producir por bombeo hidráulico.
6	21-jul-01	Cementar, Punzonar y Evaluar "BT".
7	09-nov-07	Punzonar arena Tiyuyacu de 7150' a 7450' (300') para pozo reinyector de agua de formación

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

Luego de ser completado como pozo reinjector trabajo normalmente como se muestra a continuación:

TABLA 3.33 HISTORIAL DEL POZO REINJECTOR SSQ-05B

FECHA	PRESIÓN	RATA	TIEMPO	BIPD	OBSERVACION
09-nov-07					WORKOVER-07: Pozo completado para reinjector de agua a "Tituyacu"
21-mar-08					Inicia reinyección de agua de formación
21-mar-08	65	1950	1840	4175	
21-abr-08	75	2050	1950	3540	
20-may-08	72	2225	1125	4177	
26-jun-08	75	2350	2250	4079	
23-jul-08	70	2300	2250	3201	
31-ago-08	70	2350	2250	3814	
27-sep-08	60	2400	2340	5999	
22-oct-08	66	2800	2700	4610	
20-nov-08	70	2450	2380	5284	
25-dic-08	70	2450	2380	4410	
21-ene-09	60	2800	2700	5004	
22-feb-09	60	2850	2750	3293	
22-mar-09	64	2840	2750	6280	
20-abr-09	70	2500	2480	5049	
23-may-09	70	2950	2850	5479	
25-jun-09	73	2900	2800	5550	
19-jul-09	70	3050	2980	6237	
21-ago-09	73	3050	3000	5067	
25-sep-09	65	2950	2850	5209	
08-oct-09	65	2450	2300	4954	
16-oct-09	Cerrado el 16-Oct-09 por cabezal en mal estado (se instala master adicional sobre cabezal). Wire Line abre camisa de circulación el 19-Oct-09. Despresuriza pozo por wing lateral hacia tanque de locación (Pc final con pozo cerrado = 1800 psi)				

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

Actualmente el pozo se encuentra cerrado por cabezal en mal estado.

3.3.1.6.2 SHUSHUQUI – 19 (SSQ-19)

El pozo fue completado el 19 de enero de 1998 como productor de la formación T superior con un BSW=0%. El porcentaje de agua fue aumentando hasta que el pozo fue cerrado en diciembre del 2007 por tener una elevada producción de agua, luego en enero del 2008 fue cerrado por no aportar crudo.

Fue completado el 2 de marzo del 2009 como pozo reinjector a la formación Hollín. Actualmente reinyecta 4500 BAPD con 2000 PSI de presión de cabeza.

TABLA 3.34 HISTORIAL DEL POZO SSQ-19 ANTES DE SER REINYECTOR

W.O. N°	FECHA	BFPD	BPPD	BSW	ARENA	MÉTODO	OBSERVACIONES
	10-ene-98						Inician completación y pruebas
	09-mar-98						Inician producción por PPG
	11-mar-98	271	271	0	"Ts"	PPG	
	18-mar-98						Pozo cerrado, bajo aporte y CPS.
1	07-abr-98						Punzonar "Us+i" con cañones TCP. Evaluar. Completar.
	30-may-98	425	382	10.96	"Ts"	PPH	
	03-sep-98	76	37	51.31	"Ts"	PPH	Pozo cerrado, bajo aporte y CPS.
	11-sep-03	384	380	1	"Ts"	PPH	
	12-dic-03	791	30	96.2	"Ts"	PPH	
	15-dic-03						Cierran pozo por alto BSW
2	21-dic-03						Pozo completado para bombeo hidráulico
	26-ene-04	436	273	37.38	"Ts"	PPH	Salinidad 19000 ppmCl
	13-sep-04				"Ts"	PPH	Cierran pozo por bajo aporte
	22-feb-05						W/L cierra camisa de "Ts" abre de "Us+i"
	25-feb-05	33	28	15.15	"Us+i"	PPH	
	01-mar-05						Pozo cerrado por comunicación tbg-csg
3	09-abr-05						Pozo completado para bombeo hidráulico.
	01-may-05	204	159	22.1	"Ts"	PPH	
	17-abr-06	222	12	94.59	"Ts"	PPH	Salinidad = 20500 ppm cl-
	17-abr-06						Pozo Cerrado por alto BSW
	06-ago-06	1102	120	89.11	"Us + Ui"	PPH	Se cierra camisa de "Ts" + se abre camisa de "Us+ Ui" pozo en producción
	07-ago-06	1171	111	90.5	"Us + Ui"	PPH	
4	12-sep-06						Repunzonar Ts, Ui y Us. Completar para PPH
	16-sep-06	556	131	69.24	"Ui"	PPH	
	05-dic-06	112	15	86.60	Ts	PPH	Cierran pozo por bajo aporte.
	03-ene-07						Cambian bomba Jet
	05-ene-07	264	93	64.90	Ts	PPH	
	29-nov-07	1482	91	93.79	Ts	PPH	
	06-dic-07						Cierran pozo por alto BSW
	13-dic-07						Cambian válvula de 4 vías. Prueban pozo
	14-dic-07	1452	24	98.34	Ts	PPH	
	21-dic-07	346	0	100	"Ui"	PPH	Cierran pozo por alto BSW
	07-ene-08	1538	65	95.77	"Ts"	PPH	
	10-ene-08						POZO CERRADO NO HAY APORTE.
5	02-mar-09						Punzonar Hollín, completar para reinyectar aguas de formación.

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

3.3.1.7 AREA TAPI

3.3.1.7.1 TAPI – 02 (TAP-02)

La completación original fue el 12 de noviembre del 1987, el pozo fue originalmente perforado como productor. El 5 de Junio del 2000 se lo cambio a Pozo Reinyector. En la siguiente tabla se muestra el historial de trabajos realizados:

TABLA 3.35 HISTORIAL DE WORKOVER DEL POZO REINYECTOR TAP-02

W.O. N°	FECHA	OBSERVACIÓN
1	18-ene-89	Acidificación en arenas "T" y "Ui" para remover daños de formación.
2	15-may-91	Cambio de completación para bombeo hidráulico tipo jet para arenas "Ui" y "T".
3	01-jun-93	: Aislar entrada de agua a "Ui". Probar "Us" y reevaluar "T", "Us" y "Ui".
4	04-sep-96	Cambio de completación por comunicación tubing-casing.
5	05-jul-00	Completar para reinyector de agua de formación a las arenas "T" y "Ui"
6	18-Dic-00	Cambio de completación por obstrucción en el cross over y completar como reinyector de agua de formación
7	06-ene-02	Disparar "Tiyuyacu" y completar para reinyector de agua de formación a las arenas "T" y "Tiyuyacu"

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

HISTORIAL DE REINYECCIÓN:

TABLA 3.36 HISTORIAL DEL POZO REINYECTOR TAP-02

FECHA	PRESIONES			BIPD
	SUCCIÓN	DESCARGA	CABEZA	
01-jun-09	84	810	710	3229
08-jun-09	90	830	730	2899
20-jun-09	90	830	730	3346
02-jul-09	90	830	730	3179
15-jul-09	90	830	730	3050
28-jul-09	90	830	730	2798
08-ago-09	90	830	730	2762
31-ago-09	90	840	740	2925
07-sep-09	90	840	740	2714
20-sep-09	90	840	740	2494
29-sep-09	90	840	740	2447
08-oct-09	90	840	740	2273
26-oct-09	90	840	740	2277
02-nov-09	90	840	740	1188
05-nov-10	90	840	740	1176
23-nov-09	90	840	740	1162
29-nov-09	90	840	740	1173
06-dic-09	90	840	740	1650
15-dic-09	50	840	740	1205
22-dic-09	90	840	740	1557
31-dic-09	90	840	740	1440
04-ene-10	90	840	740	1537
21-ene-10	90	1500	840	1605
31-ene-10	90	1500	840	1641
07-feb-10	90	890	840	1506
15-feb-10	90	840	720	1584
26-feb-10	90	840	720	1690
03-mar-10	90	840	720	1572
16-mar-10	90	840	720	1731
23-mar-10	90	840	720	4048
31-mar-10	80	940	830	1696
03-abr-10	80	940	830	1746
05-abr-10	80	940	830	1675
08-abr-10	80	840	830	1675
10-abr-10	90	840	830	1655
12-abr-10	90	840	830	1518
13-abr-10	90	840	810	1485

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

3.3.1.8 AREA TETETE

3.3.1.8.1 TETETE - 02 (TTT-02)

La completación original de este pozo fue el 24 de Mayo de 1984 el pozo fue originalmente perforado como productor. El 6 de agosto de 2009 se lo cambio a Pozo Reinyector. En la siguiente tabla se muestra el historial de trabajos realizados:

TABLA 3.37 HISTORIAL DE WORKOVER DEL POZO REINYECTOR TTT-02

W.O. N°	FECHA	OBJETIVO
1	28-nov-85	Aislar entrada de agua a "T"
2	20-jun-86	Cementación forzada en arena "T". Reevaluación de arena "Ui".
3	18-jun-91	Cambio de completación para producir con Bombeo Hidráulico
4	18-jun-92	Aislar con CIBP 9070'-9076' (6') de arena "Ui" y
5	20-jul-92	Cambio de la empacadura Hydrapak (por desasentamiento). Evaluar aren "Ui" completar para bombeo hidráulico según resultados.
6	06-ago-09	Punzonar Formación "TIYUYACU": 7000' - 7300' (300'). Completar para reinyeccion de Agua de Formacion.

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

3.3.1.8.2 TETETE - 05 (TTT-05)

El pozo fue completado originalmente el 02 de mayo de 1984 como pozo productor de la arena "U" inferior. Luego de estar abandonado por alto BSW=90%. El 18 de septiembre de 1997 se completó como pozo reinyector en la formación Tiyuyacu. Historial de trabajos realizados al pozo:

Actualmente reinyecta 5500 BAPD con 1280 PSI de presión de cabeza. Historial como pozo reinyector:

TABLA 3.38 HISTORIAL DE WORKOVER DEL POZO REINYECTOR TTT-05

W.O. N°	FECHA	OBSERVACIÓN
1	17-dic-84	Cementación forzada en U inferior y T, repunzonar.
2	22-may-90	Bajar completación para levantamiento artificial con bombeo hidráulico Jet
3	20-ago-91	Bajar completación para producir independientemente las arenas T y U inferior por bombeo hidráulico Jet
4	07-mar-94	Aislar corte de agua en U inferior. Evaluar arenas T y U inferior con bombeo hidráulico Jet
5	15-nov-94	Recuperar BHA de fondo. Abandono provisional
6	18-sep-97	Completar Tiyuyacu para reinyectar agua de formación
7	15-feb-10	Cambio de completación de reinyección de agua por obstrucción en la tubería

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

TABLA 3.39 HISTORIAL DEL POZO REINYECTOR TTT-05

FECHA	PRESIONES			BIPD	OBSERVACION
	SUCCION	DESCARGA	CABEZA		
18-sep-97					Sale de W.O. # 5. Completado como reinyector.
29-ene-01					Limpieza a la tubería con HCl al 15% utilizando CTU.
08-ene-06	100	1420	1380	6812	
22-mar-08	120	1550	1500	8090	
05-abr-08	110	1710	1680	8915	Wire Line chequea tubería baja hasta el No-Go a 7117', sin novedad. Se trabaja con las dos bombas horizontales bajando nivel del WTK. # 01
11-abr-08	112	1660	1600	8290	Realizan prueba contra tanque con unidades en paralelo por el plazo de una hora 9024 BIPD BIPM 6.3
05-sep-09	110	1480	1360	9324	
07-sep-09	110	1710	1640	8172	
08-sep-09	110	1710	1640	1686	
18-sep-09					E.W.O Rotura en tubería a 55'
28-ene-10					E.W.O Rotura en tubería a 55'
15-feb-10					W.O. N°6 cambio completación por obstrucción.

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
FUENTE: PRODUCCIÓN. EP-PETROECUADOR.

3.3.2 COMPLETACIONES DE LOS POZOS REINYECTORES

La Completación para un pozo reinyector es un arreglo de equipos y tuberías que tiene la finalidad de conducir el agua de la superficie a la formación, de manera óptima y segura. Para este caso la completación es simple, consta de tubería por donde se va a transportar el agua, un packer que aísla la formación a la que se va a reinyectar, no-go que permite el fluido sea unidireccional y de una camisa que nos permite abrir o cerrar la tubería para el paso del agua . Las características de los elementos usados en la completación dependerán de la formación receptora y del agua de formación.

3.3.2.1 ATACAPI – 01RW (ATA-01RW)

La completación del pozo ATA-01RW se encuentra desde 5376' hasta 5454', se inyecta a la formación Orteguaza. (Figura 3.11)

3.3.2.2 ATACAPI - 2D-RW (ATA-2D-RW)

La completación del pozo ATA-2D-RW se encuentra desde 10189' hasta 1026', se inyecta a la formación Hollín. (Figura 3.12)

3.3.2.3 ATACAPI - 03 (ATA-03)

La completación del pozo ATA-03 se encuentra desde 7106' hasta 7186', se inyecta a la formación Tiyuyacu. (Figura 3.13)

3.3.2.4 ATACAPI - 04 (ATA-04)

La completación del pozo ATA-04 se encuentra desde 7171' hasta 7248', se inyecta a la formación Tiyuyacu. (Figura 3.14)

3.3.2.5 FRONTERA – 03 (FRT-03)

La completación del pozo FRT-03 se encuentra desde 6659' hasta 6835', se inyecta a la formación Tiyuyacu. (Figura 3.15)

3.3.2.6 PICHINCHA - 01 RW (PIC-01 RW)

La completación del pozo PIC-01 se encuentra desde 9354' hasta 9460', se inyecta a la formación Hollín. (Figura 3.16)

3.3.2.7 PICHINCHA - 11 (PIC-11)

La completación del pozo PIC-11 se encuentra desde 9349' hasta 9425', se inyecta a la formación Hollín. (Figura 3.17)

3.3.2.8 SECOYA - 01 RW (SEC-01 RW)

La completación del pozo SEC-01RW se encuentra desde 9270' hasta 9379', se inyecta a la formación Hollín. (Figura 3.18)

3.3.2.9 SECOYA - 25 (SEC-25)

La completación del pozo SEC-25 se encuentra desde 8925' hasta 9448', se inyecta a la formación Hollín. (Figura 3.19)

3.3.2.10 SHUARA - 01RW (SHU-01RW)

La completación del pozo SHU-01RW se encuentra desde 9341' hasta 9418', se inyecta a la formación Hollín. (Figura 3.20)

3.3.2.11 SHUARA - 21 (SHU-21)

La completación del pozo SHU-21 se encuentra desde 9227' hasta 9335', se inyecta a la formación Hollín. (Figura 3.21)

3.3.2.12 SHUSHUQUI – 05B (SSQ-05B)

La completación del pozo SSQ-05B se encuentra desde 6937' hasta 7044', se inyecta a la formación Tiyuyacu. (Figura 3.22)

3.3.2.13 SHUSHUQUI – 19 (SSQ-19)

La completación del pozo SSQ-19 ATA-01RW se encuentra desde 9315' hasta 9391', se inyecta a la formación Hollín. (Figura 3.23)

3.3.2.14 TAPI – 02 (TAP-02)

La completación del pozo TAP-02 se encuentra desde, se inyecta a la formación Tiyuyacu. (Figura 3.24)

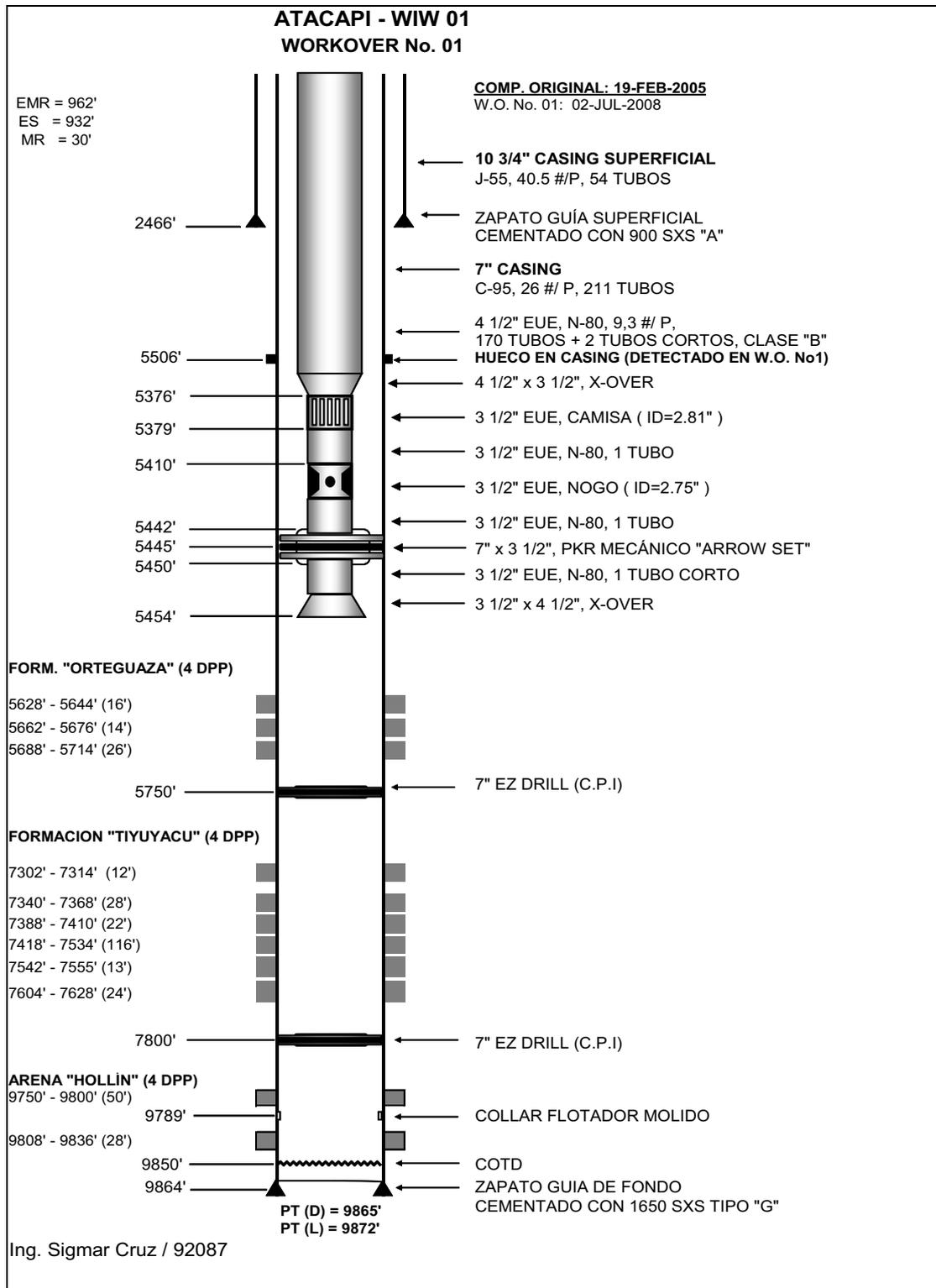
3.3.2.15 TETETE - 02 (TTT-02)

La completación del pozo TTT-02 se encuentra desde 6883' hasta 6856', se inyecta a la formación Tiyuyacu. (Figura 3.25)

3.3.2.16 TETETE - 05 (TTT-05)

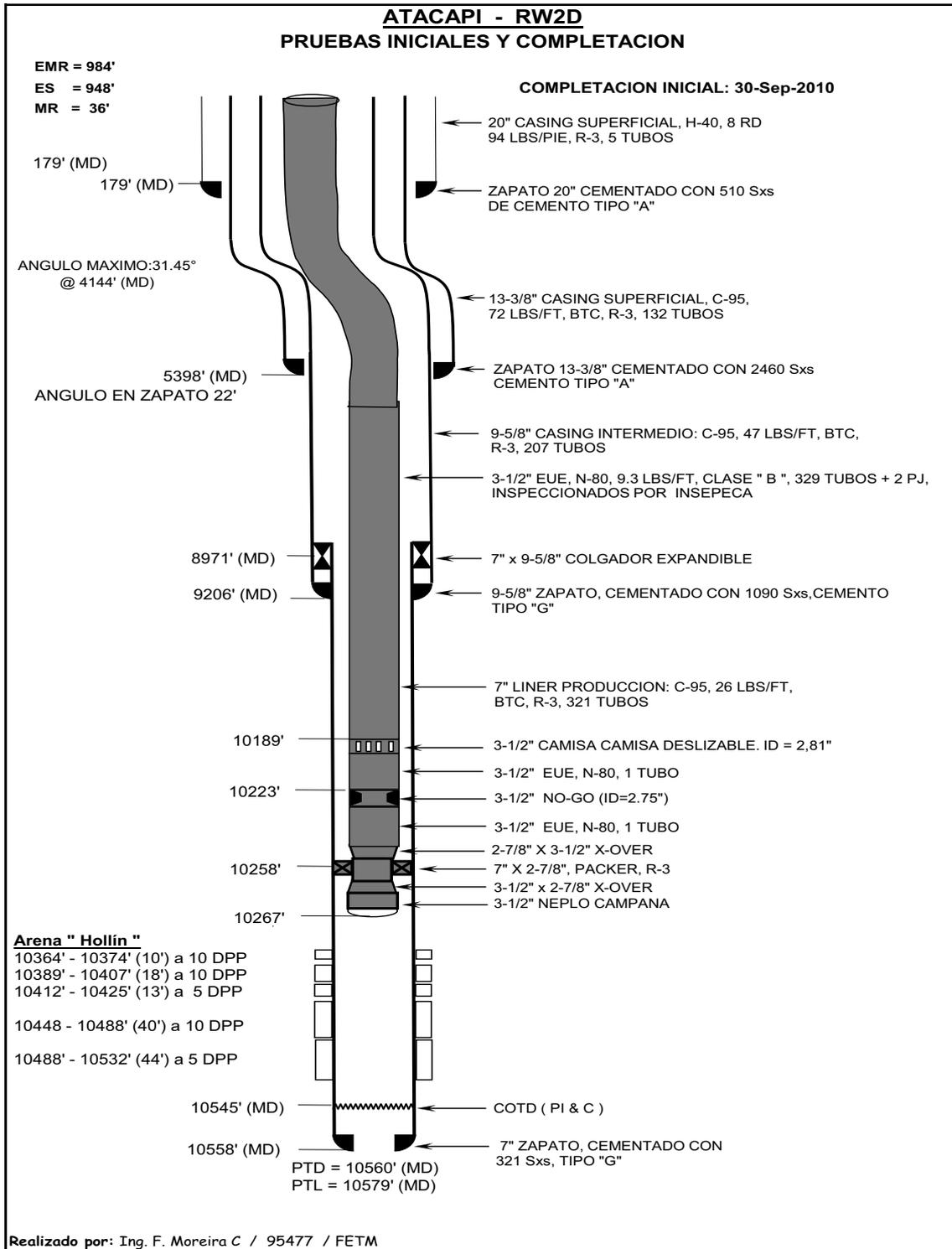
La completación del pozo TTT-05 se encuentra desde 6893' hasta 6970', se inyecta a la formación Tiyuyacu. (Figura 3.26)

FIGURA 3.11 COMPLETACIÓN DEL POZO ATACAPI-01RW



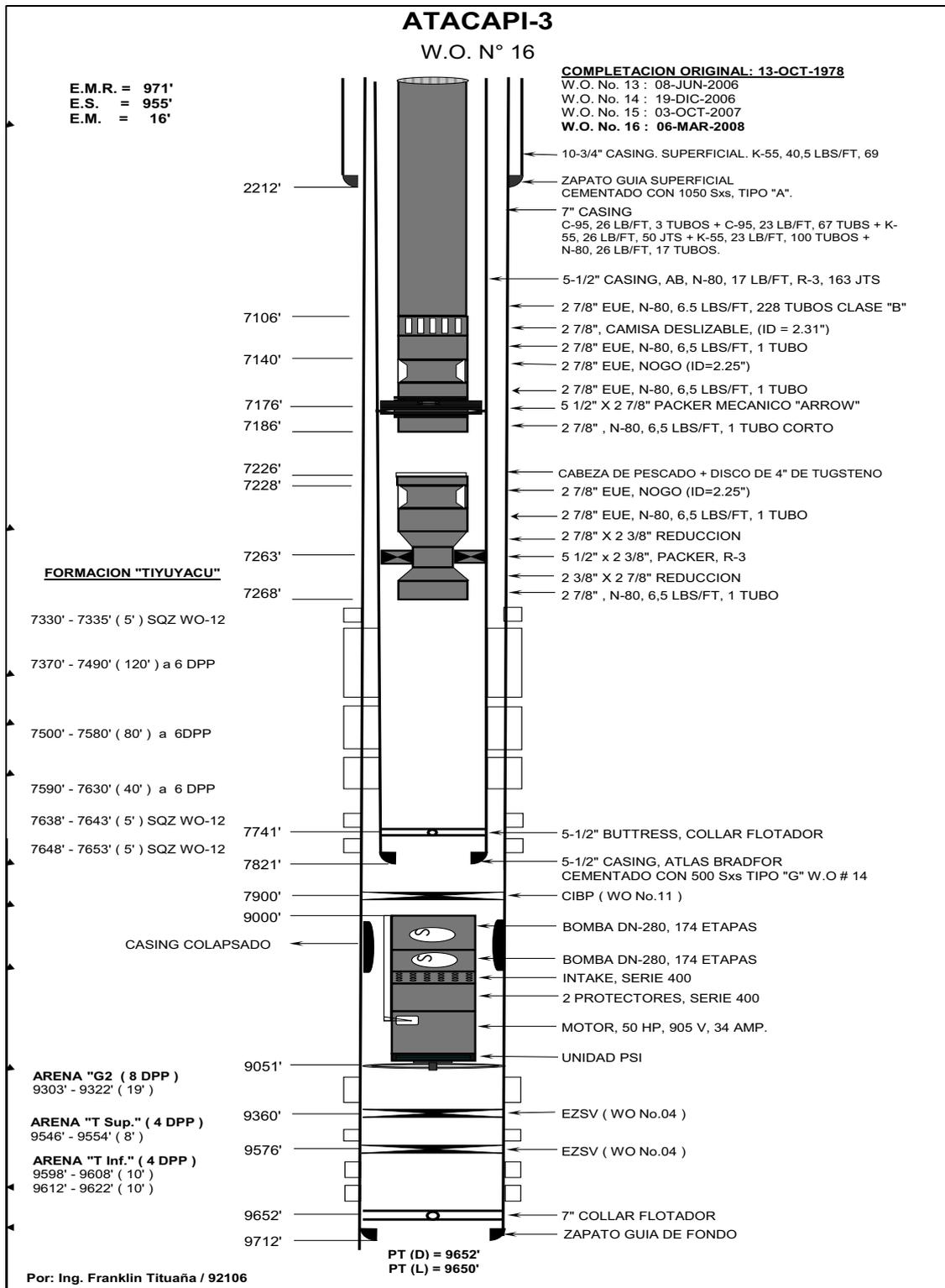
FUENTE: INGENIERÍA. EP-PETROECUADOR.

FIGURA 3.12 COMPLETACIÓN DEL POZO ATACAPI 2D-RW



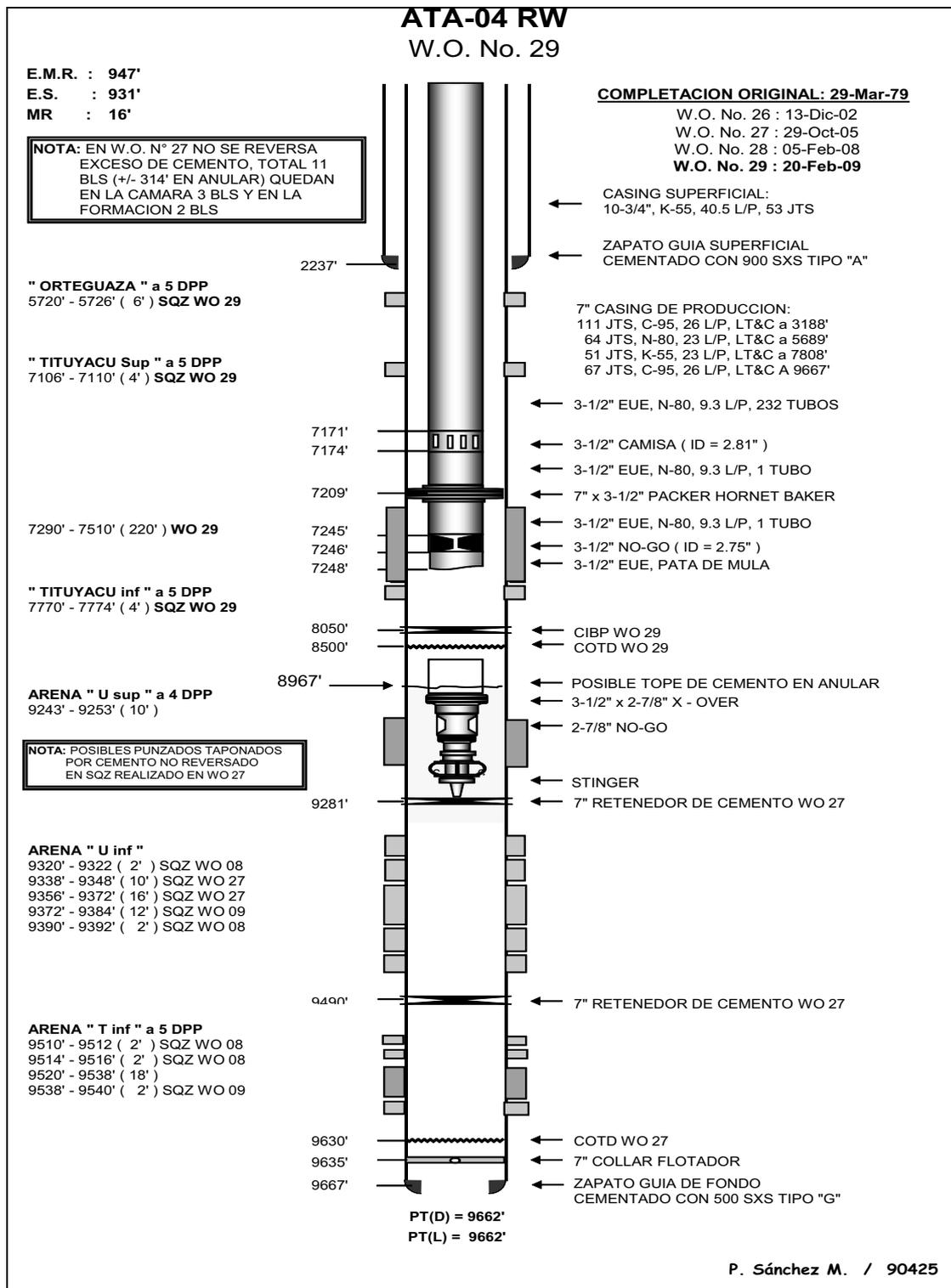
FUENTE: INGENIERÍA. EP-PETROECUADOR.

FIGURA 3.13 COMPLETACIÓN DEL POZO ATACAPI-3



FUENTE: INGENIERÍA. EP-PETROECUADOR.

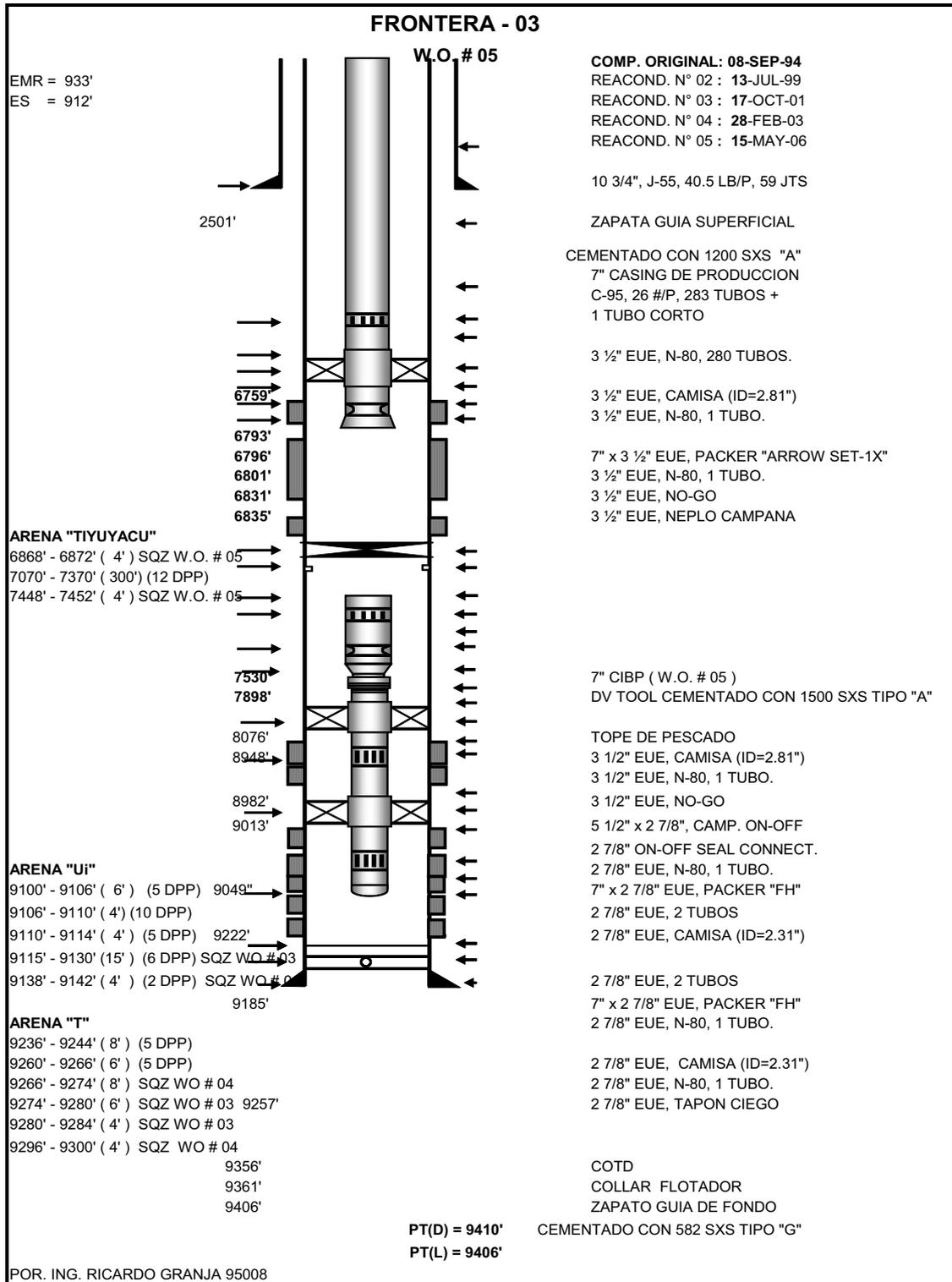
FIGURA 3.14 COMPLETACIÓN DEL POZO ATACAPI-4



P. Sánchez M. / 90425

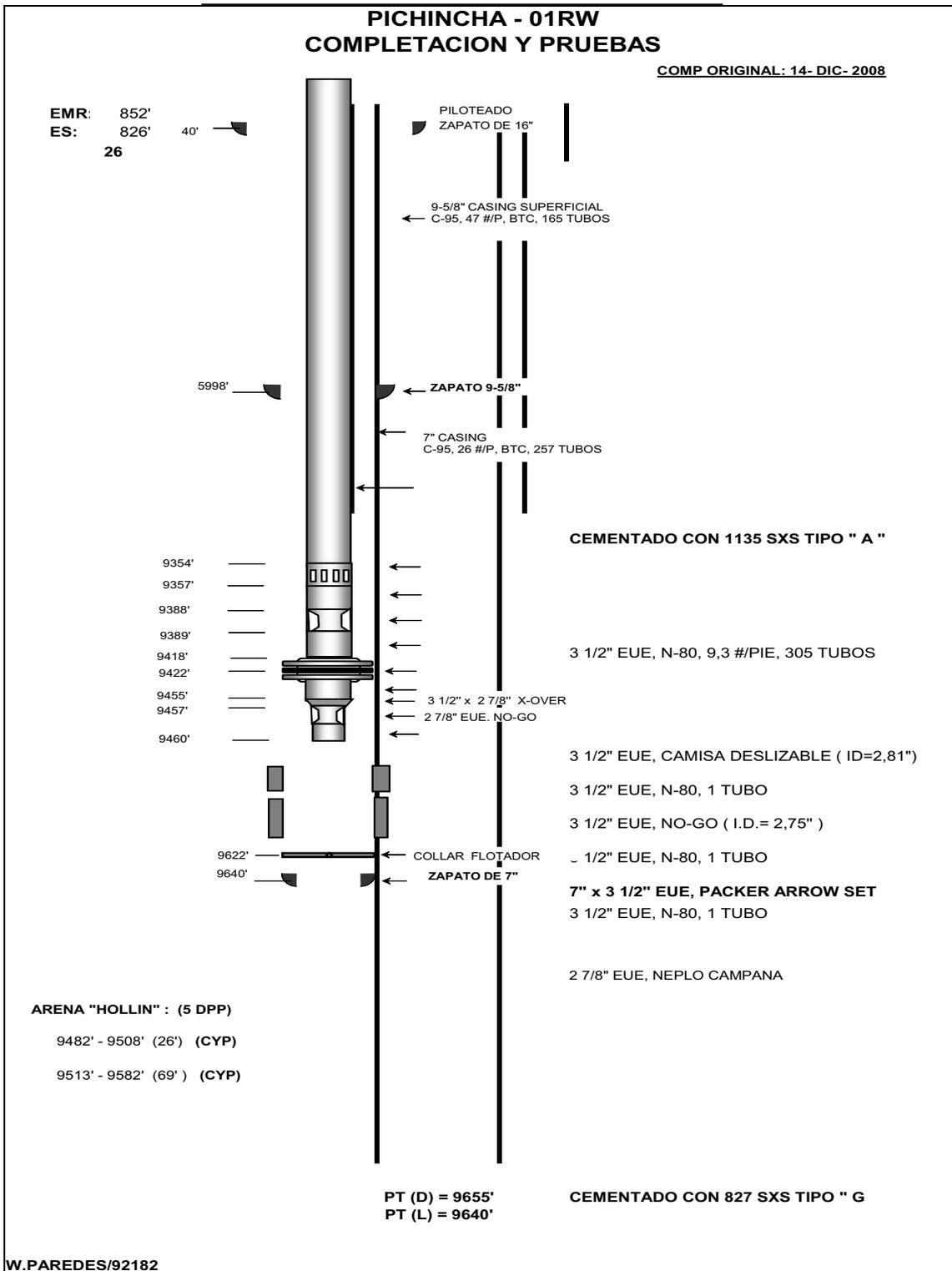
FUENTE: INGENIERÍA. EP-PETROECUADOR.

FIGURA 3.15 COMPLETACIÓN DEL POZO FRONTERA-03



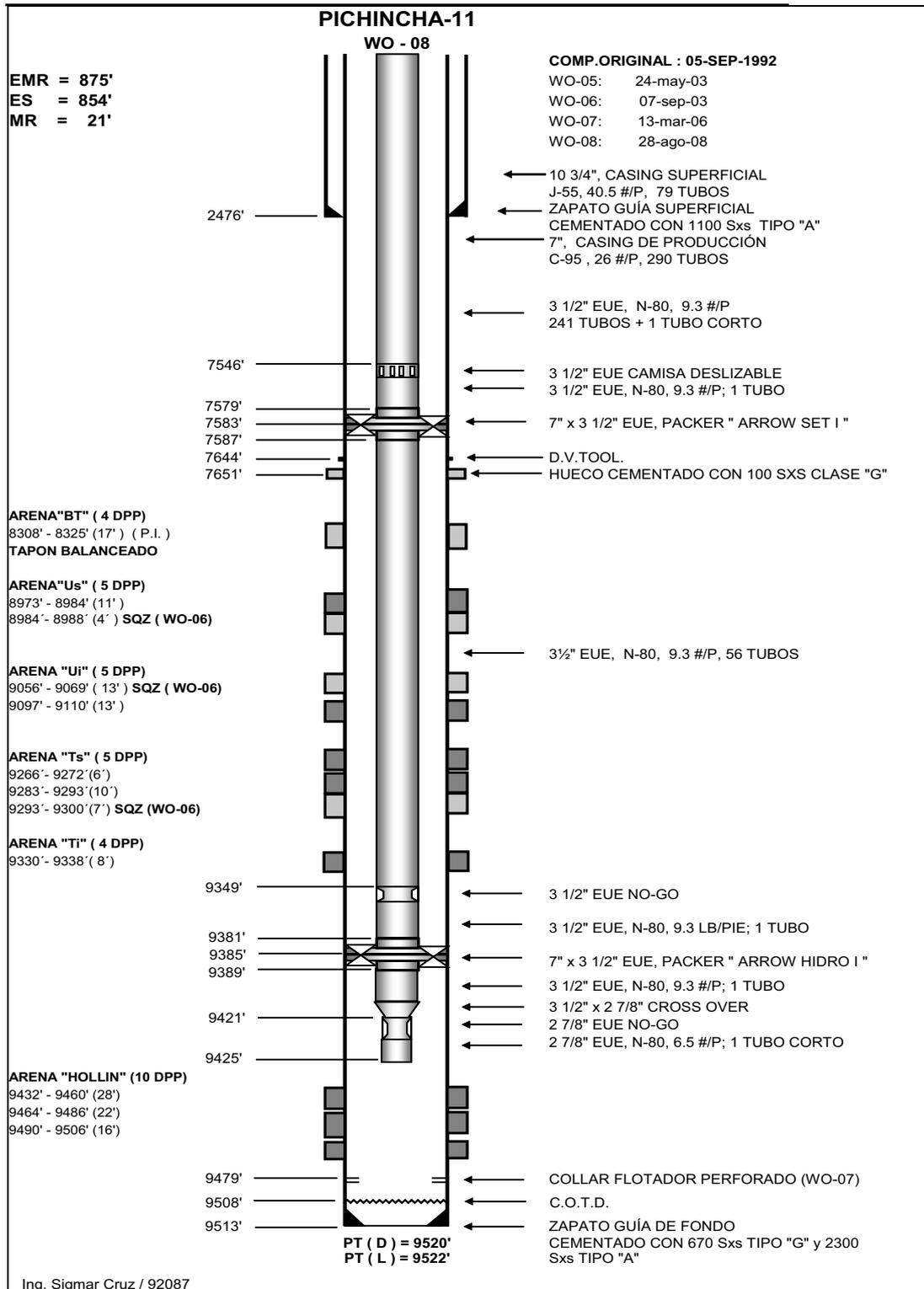
FUENTE: INGENIERÍA. EP-PETROECUADOR.

FIGURA 3.16 COMPLETACIÓN DEL PICHINCHA-01RW



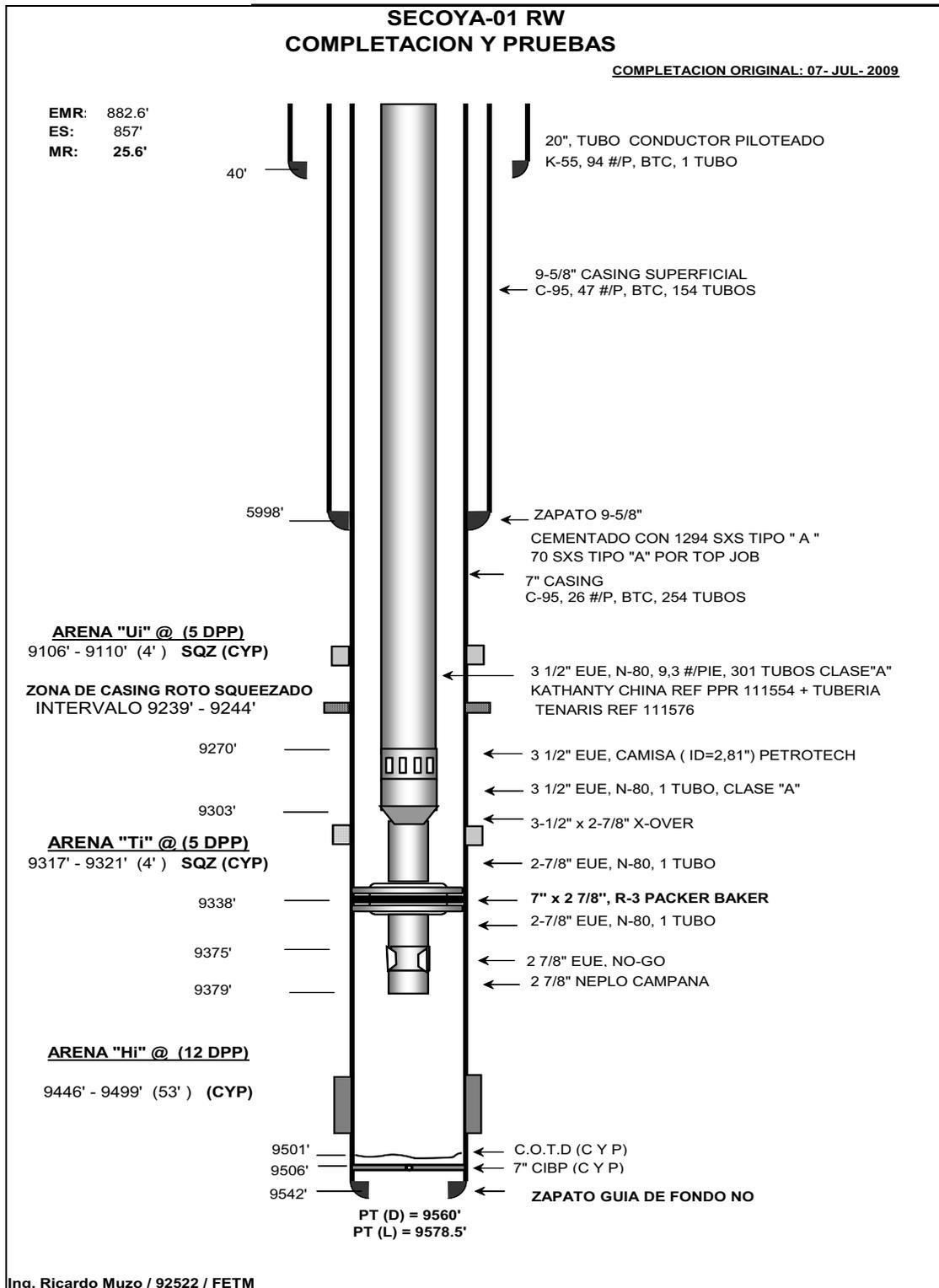
FUENTE: INGENIERÍA. EP-PETROECUADOR.

FIGURA 3.17 COMPLETACIÓN DEL PICHINCHA-11



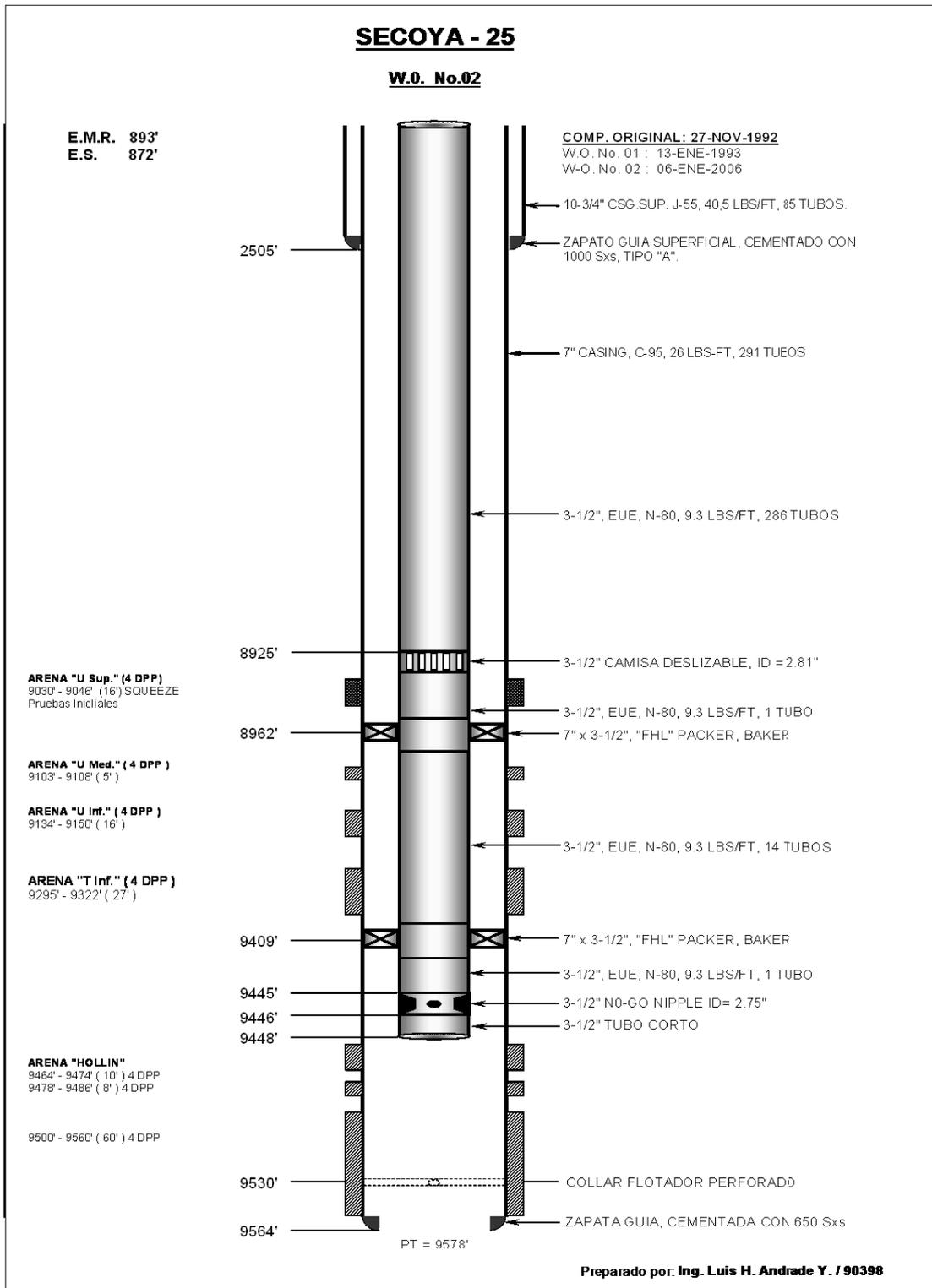
FUENTE: INGENIERÍA. EP-PETROECUADOR.

FIGURA 3.18 COMPLETACIÓN DEL SECOYA-01RW



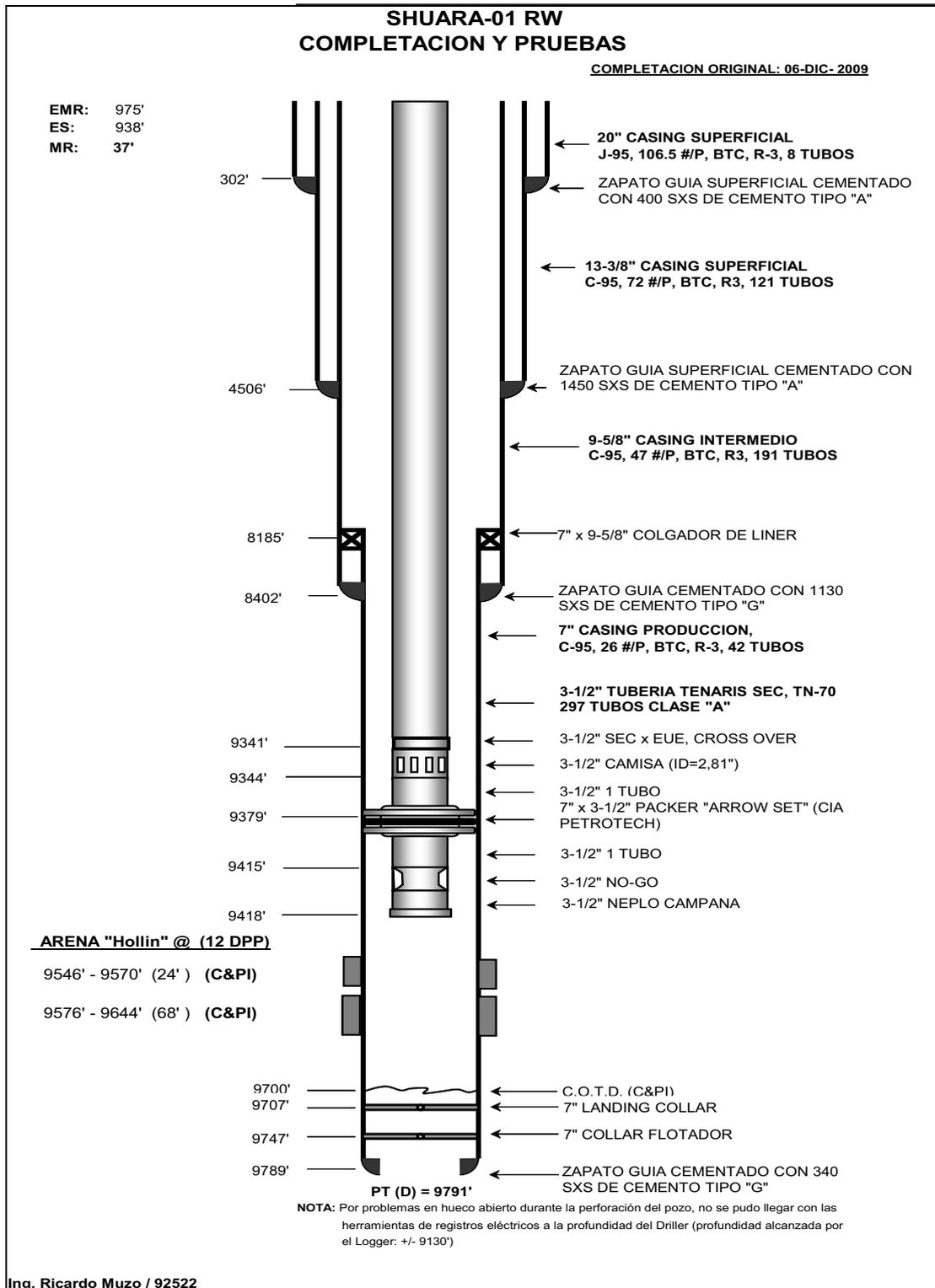
FUENTE: INGENIERÍA. EP-PETROECUADOR.

FIGURA 3.19 COMPLETACIÓN DEL SECOYA-25



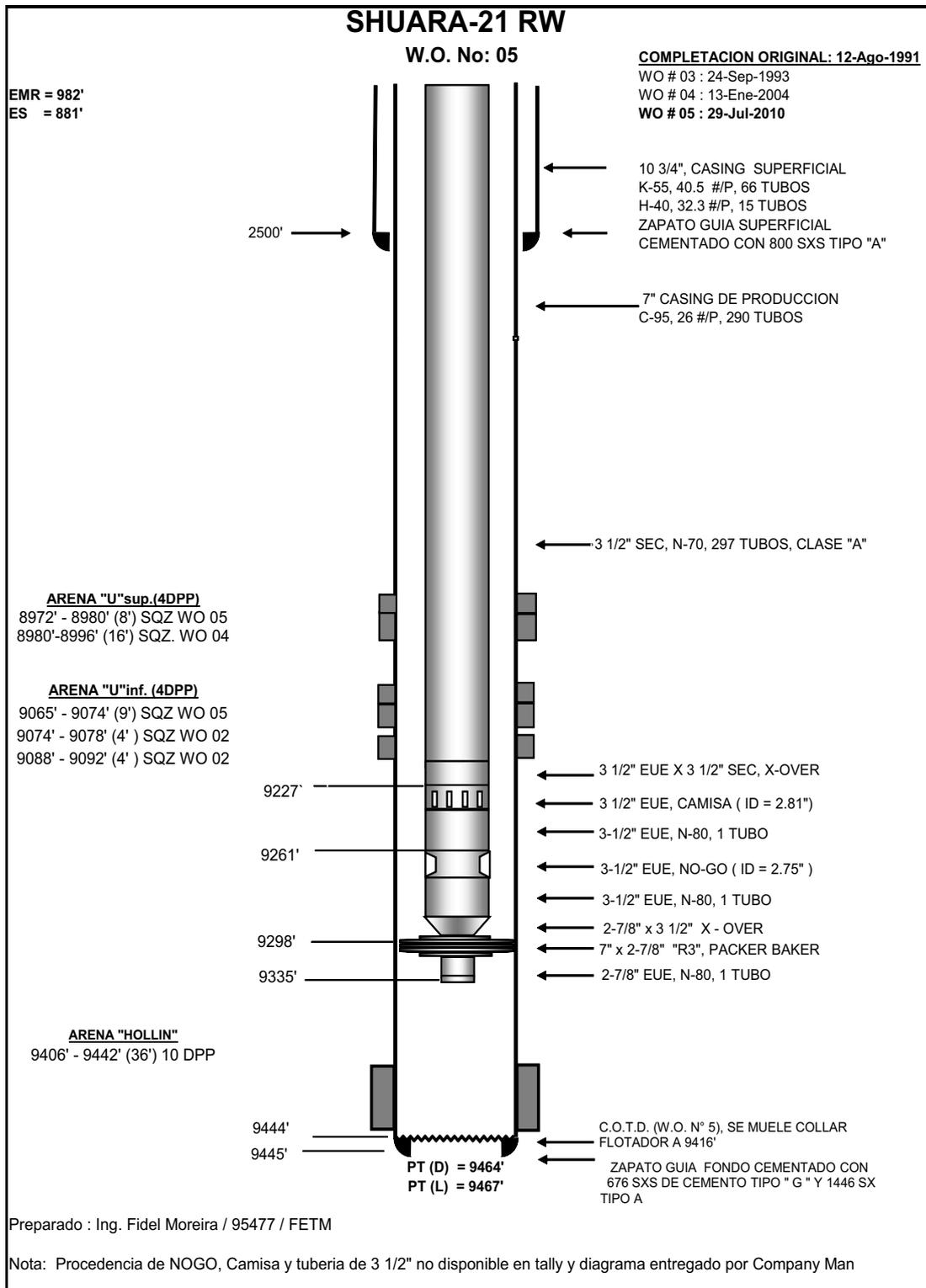
FUENTE: INGENIERÍA. EP-PETROECUADOR.

FIGURA 3.20 COMPLETACIÓN DEL SHUARA-01RW



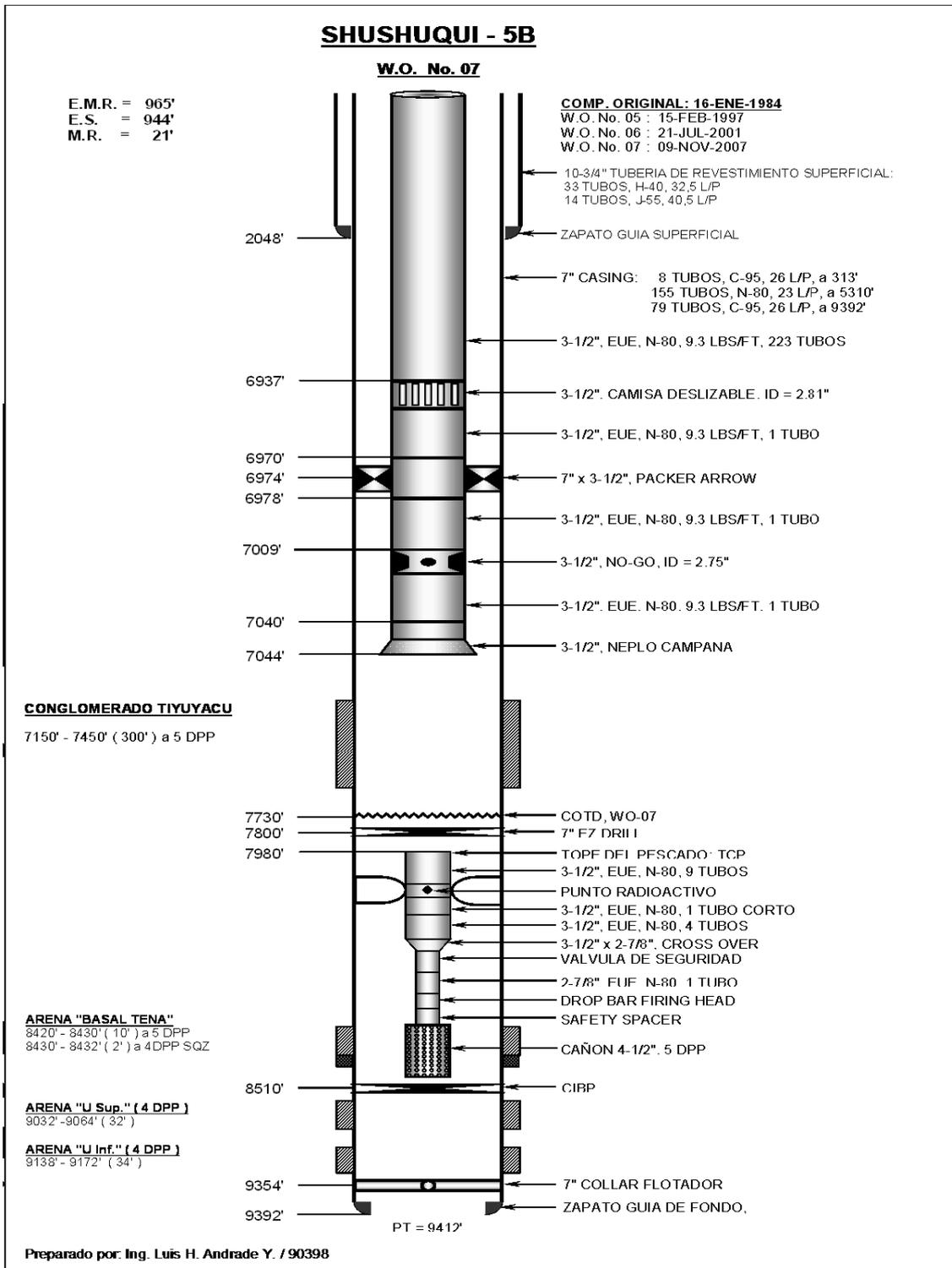
FUENTE: INGENIERÍA. EP-PETROECUADOR.

FIGURA 3.21 COMPLETACIÓN DEL SHUARA-21



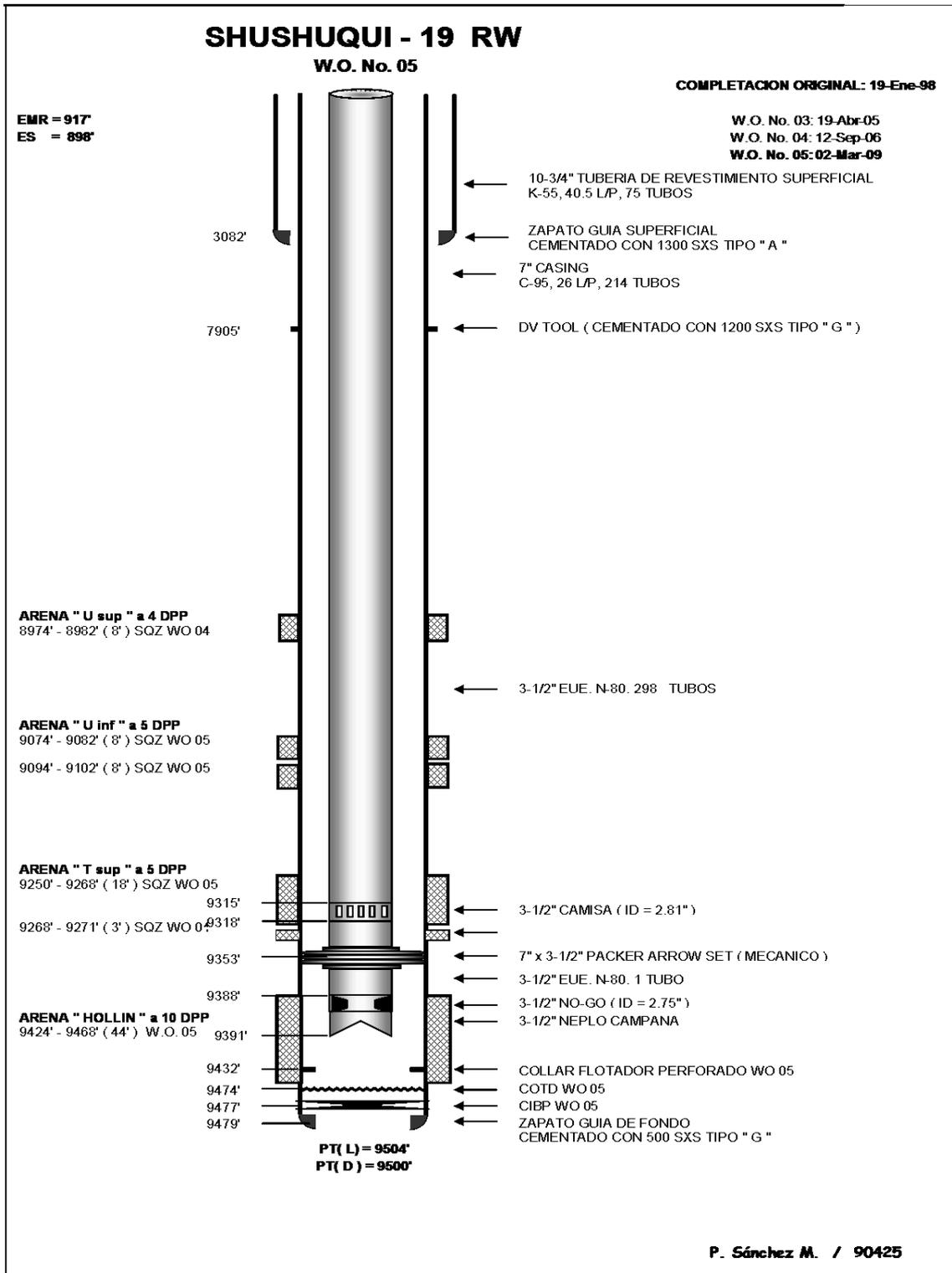
FUENTE: INGENIERÍA. EP-PETROECUADOR.

FIGURA 3.22 COMPLETACIÓN DEL SHUSHUQUI-05B



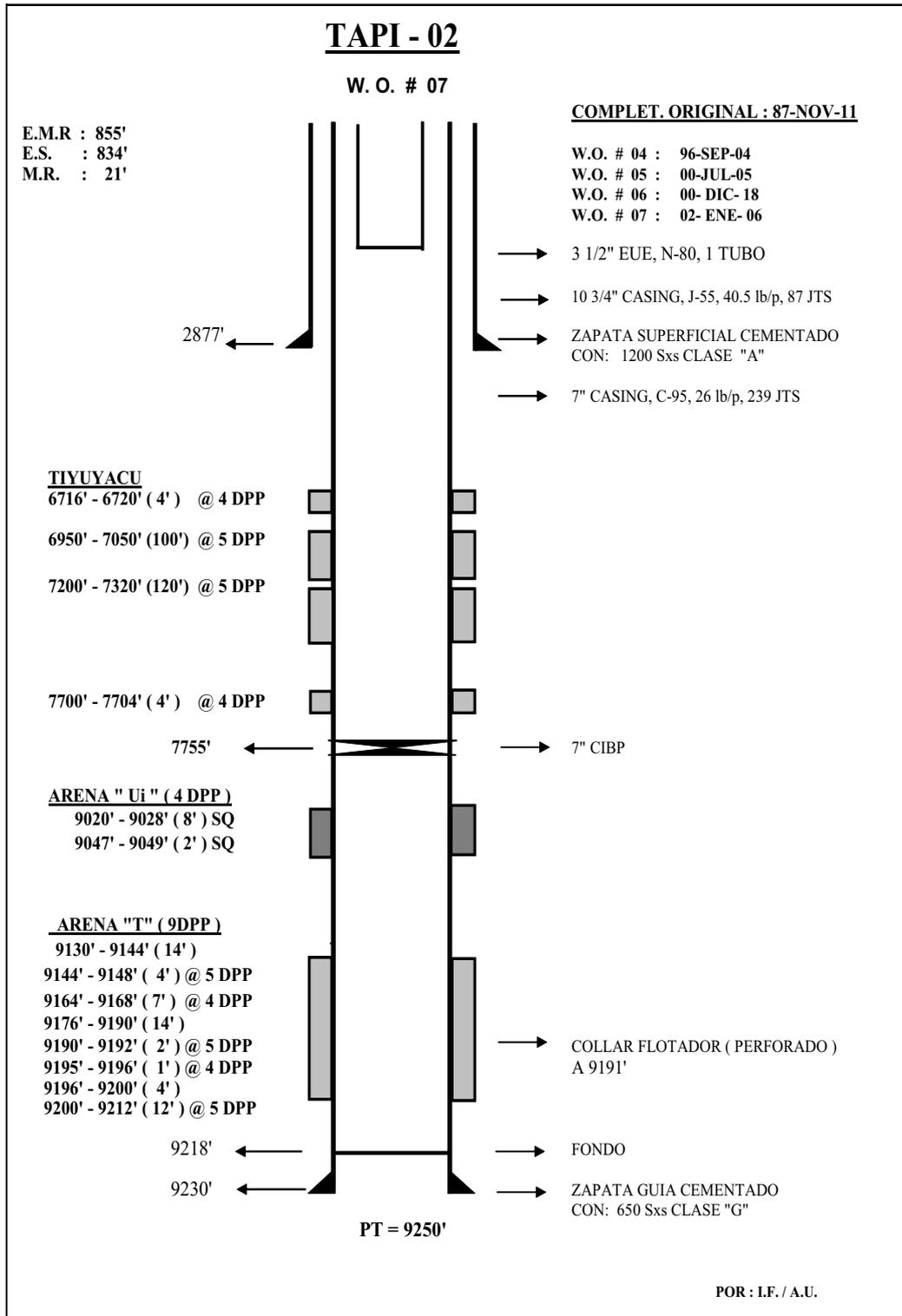
FUENTE: INGENIERÍA. EP-PETROECUADOR.

FIGURA 3.23 COMPLETACIÓN DEL SHUSHUQUI – 19



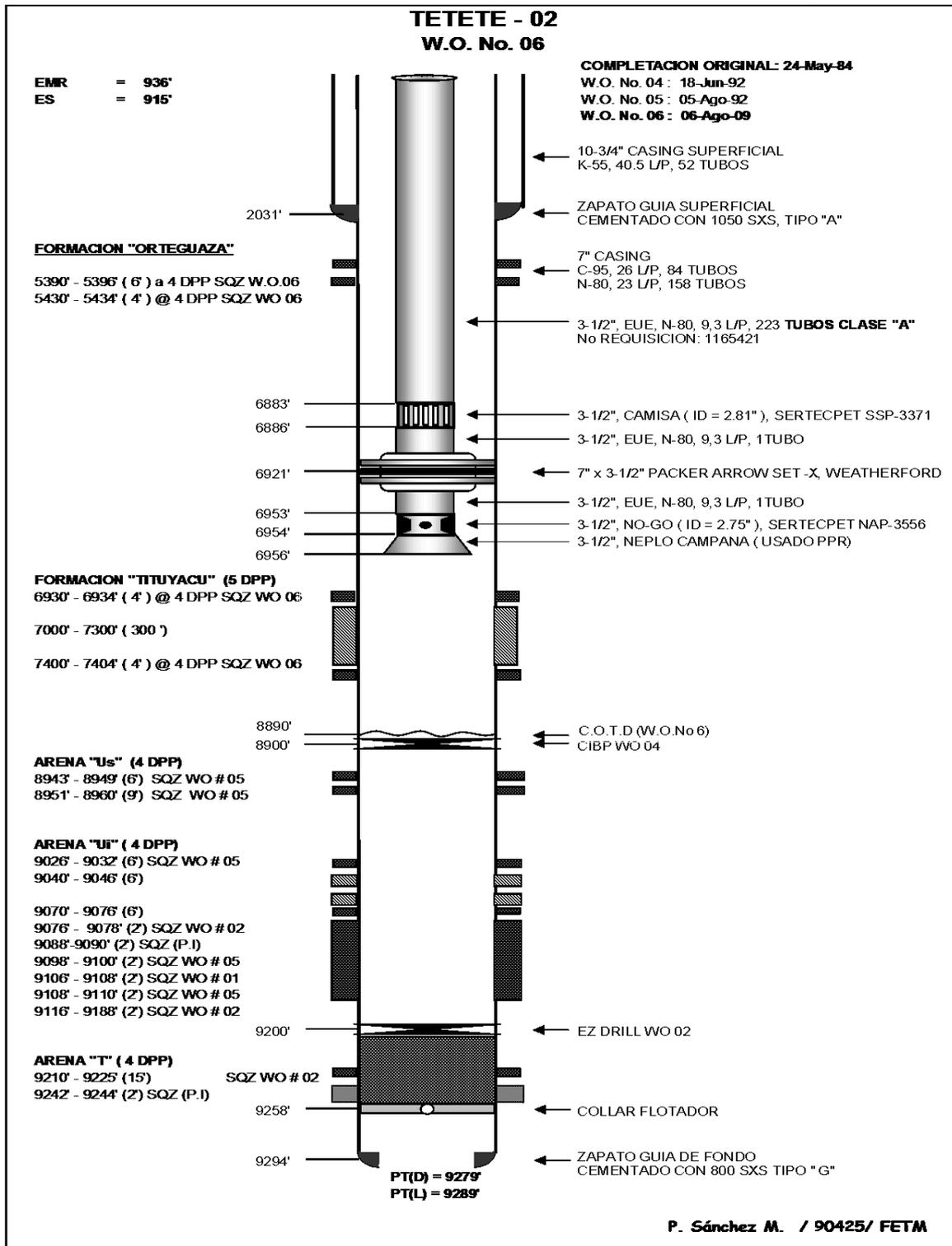
FUENTE: INGENIERÍA. EP-PETROECUADOR.

FIGURA 3.24 COMPLETACIÓN DEL TAPI-02



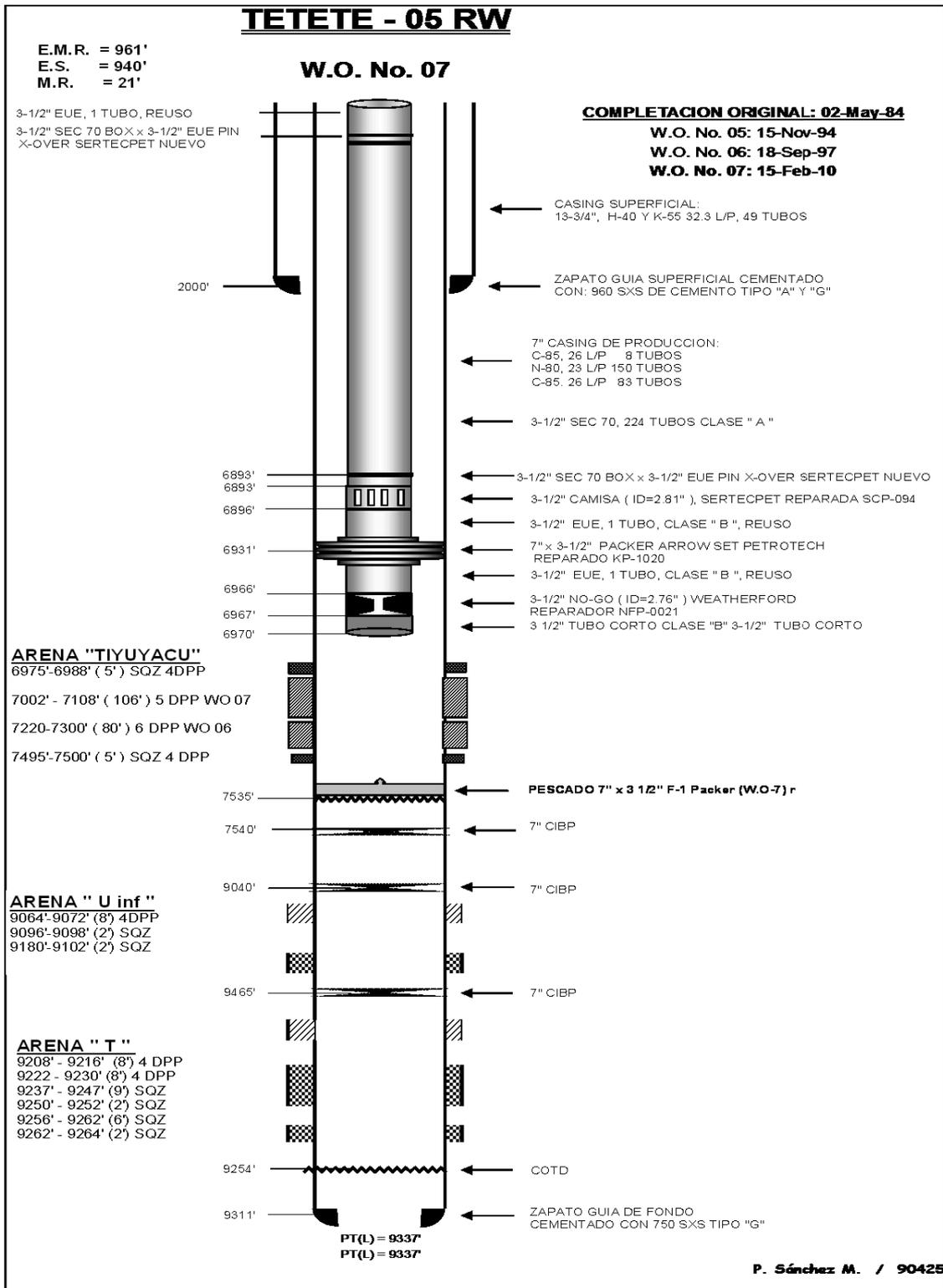
FUENTE: INGENIERÍA. EP-PETROECUADOR.

FIGURA 3.25 COMPLETACIÓN DEL TETETE-02



FUENTE: INGENIERÍA. EP-PETROECUADOR.

FIGURA 3.26 COMPLETACIÓN DEL TETETE-05



FUENTE: INGENIERÍA. EP-PETROECUADOR.

CAPITULO IV

IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS EN LA REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN EN EL CAMPO LIBERTADOR

4.1 RESERVORIOS RECEPTORES DEL CAMPO LIBERTADOR

Los reservorios receptores de agua de formación en la actualidad son Hollín, Tiyuyacu y Ortegua. Se han presentado problemas en Tiyuyacu y Ortegua debido a que la selección de estos reservorios no se dio de una manera adecuada, ya que por economizar costos de perforación de pozos nuevos se usaban pozos anteriormente cerrados a los cuales solo se realizaban pruebas de ratas múltiples de una manera elemental obviando ciertos factores como la comunicación entre pozos y el tipo de litología, siendo el segundo el principal problema, debido a que en ciertas zonas las formaciones receptoras se hinchaban al inyectar el agua pero luego de cesar la inyección se daban afloramientos en lugares cercanos al pozo reinector o en pozos adyacentes.

Se proyecta hacer reservorio receptor único a la formación Hollín, debido a regulaciones ambientales. Igualmente esta formación se encuentra a una mayor profundidad que las formaciones productoras evitando así los problemas de afloramiento de agua y de comunicación con pozos aledaños.

4.2 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN EN EL ÁREA LIBERTADOR

Durante la vida del campo ocurren diferentes cambios en la producción de fluido, estos cambios se pudieron observar en el historial de producción en el capítulo 3, por lo cual se requiere conocer el comportamiento de este en el futuro.

Mediante programas especializados en el área de petróleos como es el OFM se puede obtener la proyección de producción, la cual es un caso ideal pero nos da una idea de lo que puede suceder más adelante.

Para hacer una proyección es necesario tomar como referencia los eventos ocurridos en el pasado, por lo tanto, se necesitó del historial de producción del Área Libertador, el cual se encuentra en la base de datos proporcionada por el área de producción de la empresa EP-PETROECUADOR. El modelo de Declinación Exponencial es el que mejor se ajusta al comportamiento del campo, por lo tanto, es el que se utilizó para la predicción.

4.2.1 DECLINACIÓN EXPONENCIAL

La expresión matemática general para la tasa de producción puede ser expresada como:

$$\frac{dq}{qt} = -\frac{1}{\alpha} q$$

La tasa de declinación ($1/\alpha$) en esta ecuación puede ser constante o variable con el tiempo y, por ser simple en su uso se representa como una línea recta fácil de extrapolar.

Si se integra esta expresión anterior y asumiendo la declinación constante, se tiene:

$$\frac{dq}{qt} = -\frac{1}{\alpha} dt$$

$$\int \frac{dq}{qt} = -\int \frac{1}{\alpha} dt$$

$$\int \frac{dq}{qt} = -\frac{1}{\alpha} \int dt$$

$$\ln q = -\frac{1}{\alpha} t + c$$

Si las condiciones iniciales son a $t=0$, entonces $q=q_0$, y reemplazando en la ecuación anterior, se encuentra el valor de la constante de integración.

$$\text{Ln}q_0 = -\frac{1}{\alpha}(0) + c$$

$$\text{Ln}q_0 = c$$

Reemplazando el valor de la constante de integración se deduce:

$$\text{Ln}q = -\frac{1}{\alpha}t + \text{Ln}q_0$$

$$\text{Ln}q - \text{Ln}q_0 = -\frac{1}{\alpha}t$$

$$\text{Ln}\left(\frac{q}{q_0}\right) = -\frac{1}{\alpha}t$$

$$\frac{q}{q_0} = e^{-\frac{1}{\alpha}t}$$

$$q = q_0 * e^{-\frac{1}{\alpha}t}$$

La ecuación para la declinación exponencial está expresada de la siguiente forma.

$$q = q_0 * e^{-\frac{1}{\alpha}t}$$

$$\text{Donde } \frac{1}{\alpha} = d$$

$$q = q_0 * e^{-dt}$$

Donde:

q = Tasa de producción al tiempo t (BPPD)

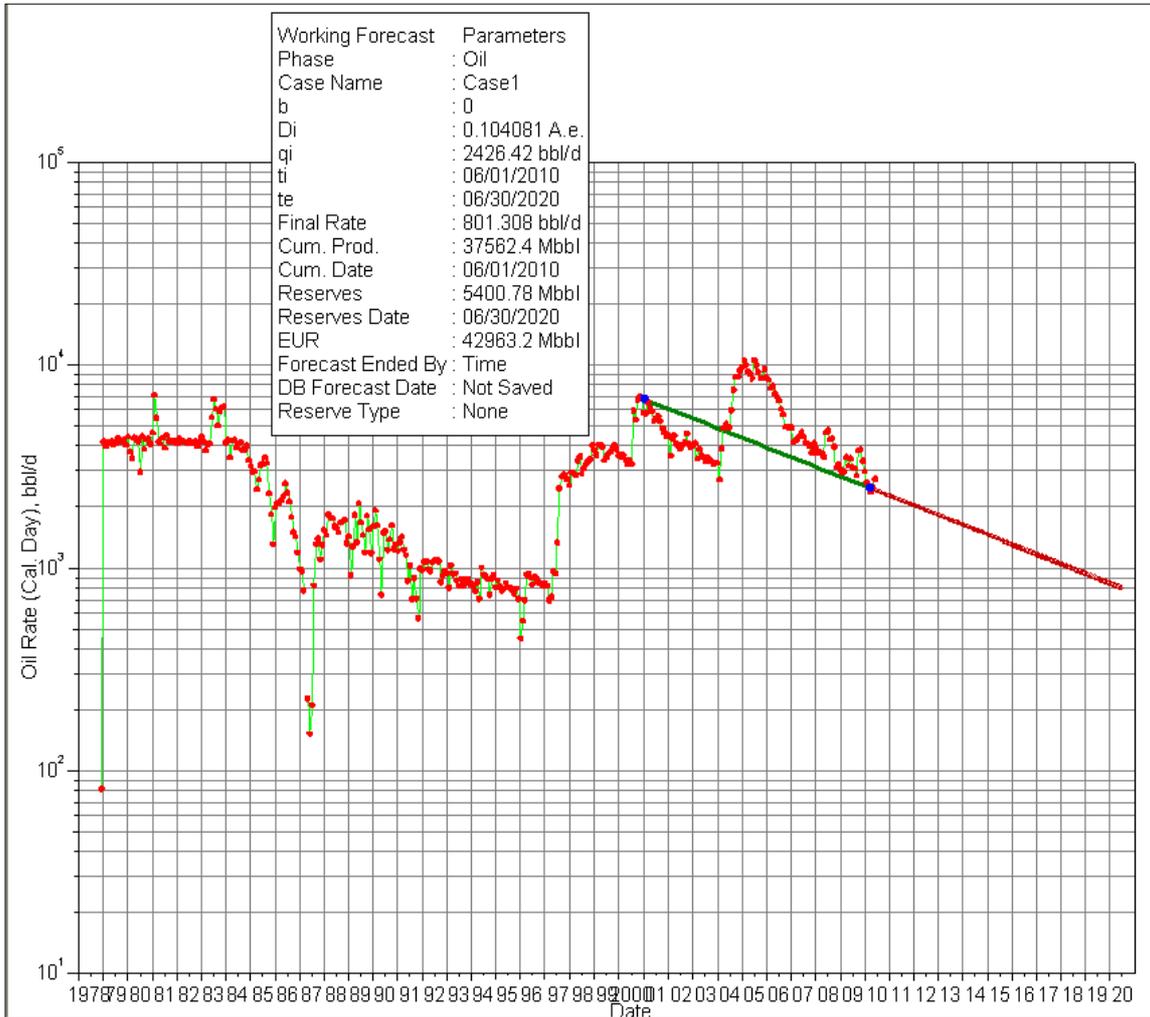
q₀ = Tasa de producción al tiempo t=0 (BPPD)

d = Declinación exponencial (1/año)

t = tiempo en años.

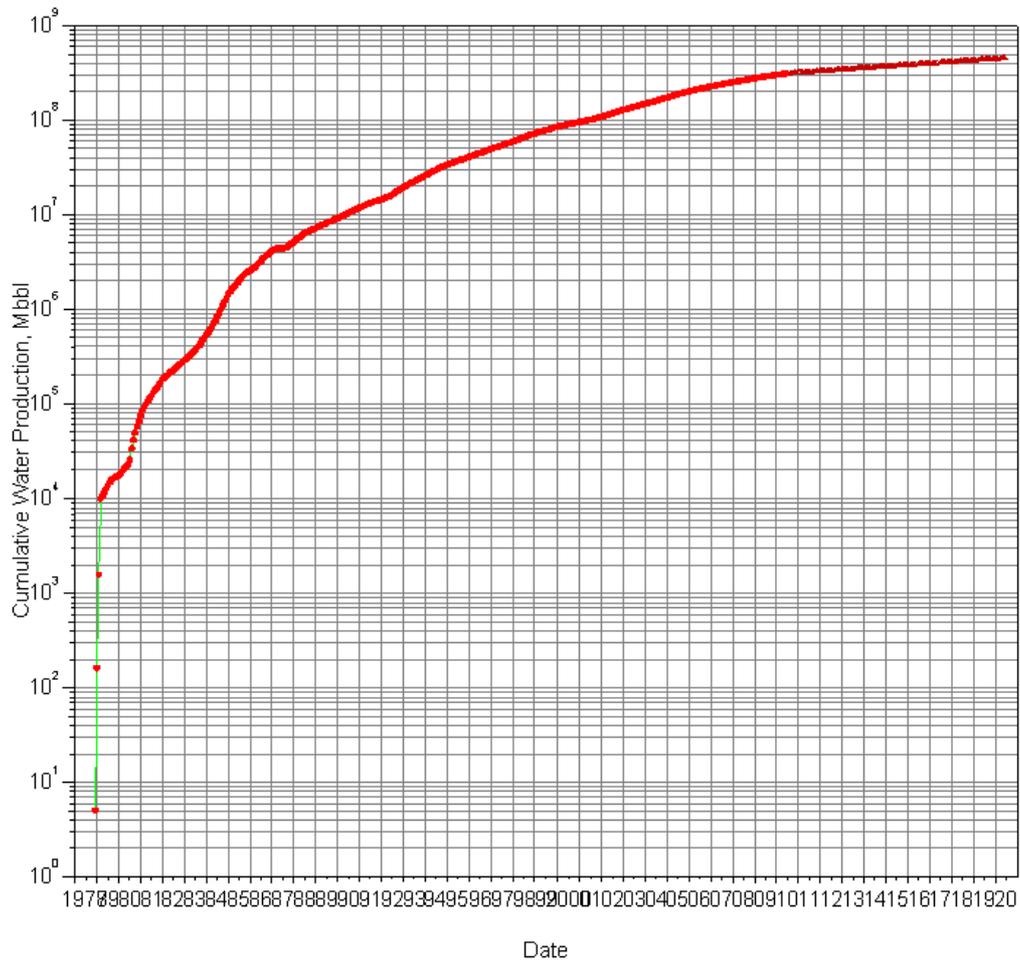
A continuación, la curva de declinación de producción lo cual sirve para determinar la utilidad de los equipos en el futuro de acuerdo al comportamiento de la producción de petróleo del Campo.

**FIGURA 4.1 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL
ÁREA LIBERTADOR**



FUENTE: PRODUCCION. EP-PETROECUADOR.

FIGURA 4.2 PRODUCCIÓN ACUMULADA DE AGUA DEL ÁREA LIBERTADOR



FUENTE: PRODUCCION. EP-PETROECUADOR.

FIGURA 4.3 PROYECCIÓN DEL BSW DEL ÁREA LIBERTADOR



FUENTE: PRODUCCION. EP-PETROECUADOR.

Como se puede ver en las Figuras 4.2 y 4.3 el incremento en la producción de agua y del BSW a lo largo de los años de vida productiva del Área Libertador se han ido incrementando hasta llegar a valores muy elevados contrario a la producción de crudo que ha disminuido notablemente. Considerando las proyecciones tendríamos un aumento aun mayor de producción de agua y del corte de agua en los próximos años, debido a esto se debería tener un mayor énfasis en el cuidado de los equipos de tratamiento y posterior reinyección de esta para poder prevenir así posibles daños al medio ambiente.

4.3 PRINCIPALES PROBLEMAS ASOCIADOS AL AGUA DE FORMACIÓN

El incremento en la producción de agua de formación del campo Libertador en los últimos años ha creado la necesidad de mejorar el sistema de tratamiento y de reinyección de agua, aunque algunos inconvenientes se han solucionado debido a la implementación de un sistema cerrado aunque existen otros factores que deben ser mejorados para un óptimo manejo del agua de formación a fin de reducir la cantidad de sólidos suspendidos totales, hasta valores menores a 2 ppm, pH de 7 para evitar su precipitación y un contenido de aceite de 0.5 ppm para evitar la contaminación.

4.3.1 PRESENCIA DE SÓLIDOS SUSPENDIDOS

El contenido de sólidos suspendidos es uno de los contaminantes más importante en el agua de formación. Su composición típica está conformada por hidrocarburos, partículas orgánicas, precipitados de sales inorgánicas, y materiales aportados por la formación como limos, arcillas y arena. Dependiendo de las especificaciones de calidad establecidas para la reinyección determinada generalmente por la permeabilidad de la formación, se seleccionan los equipos de tratamiento del agua. En el Campo Libertador, los sólidos no son removidos efectivamente del sistema, no existe tratamiento de filtración, sólo se drenan por el fondo de equipos de flotación de crudo. Los sólidos precipitados en el fondo de los tanques y los que permanecen suspendidos, en su mayoría van a la reinyección.

En el diseño de las estaciones no se consideró facilidades para filtración del agua, por lo tanto no es completa la remoción, los de mayor densidad se drenan por el fondo de los equipos de flotación, los precipitados en el fondo de los tanques de almacenamiento son incorporados a la corriente de reinyección, tenemos por ejemplo en la estación Atacapi que la salida del agua de formación del tanque de lavado hacia el sistema de reinyección se encuentra a 5 pies, pero el nivel de sólidos alcanzó los 7 pies, es decir los sólidos taponaron la salida de agua; la

limpieza de estos sólidos acumulados es casi imposible de realizar por lo cual se debió de cerrar el tanque de lavado y construir otro para el manejo del fluido.

Los sólidos suspendidos no solo ocasionan problemas en el tanque de lavado, además provocan daños en los demás equipos involucrados como tuberías, bridas, válvulas, estos sólidos como el CaCO₃ se acumulan formando incrustaciones que taponan dichos accesorios, este problema se presenta en todas las estaciones en un porcentaje alto.

FIGURA 4.4 SÓLIDOS SUSPENDIDOS TOTALES



FUENTE: DEPARTAMENTO DE TRATAMIENTO QUÍMICO DEL ÁREA LIBERTADOR

De las muestras recolectadas en la mayoría de las estaciones y sus pozos presentan una capa de parafinas con hidrocarburo que dificulta la filtración especialmente en las estaciones Shuara, Atacapi y Tapi, en las estaciones Shushuqui, Tetete, Frontera y Pichincha hay mayor cantidad de sulfuro de hierro. En general los SST son inferiores a 20 ppm en el 40% de los puntos muestreados. Los datos de sólidos suspendidos totales se pueden observar en el Anexo 4.9.

4.3.2 PRESENCIA DE OXÍGENO

El oxígeno presente en todas las estaciones en general tiene un porcentaje muy bajo, el cual ingresa en puntos del sistema conocidos por la vulnerabilidad al ingreso de oxígeno, como succión de las bombas, filtraciones, tope de los tanques (en las operaciones convenidas para medición de fluido en los tanques) . Pero aún con la mínima presencia se producen problemas ya que este oxida el agua produciendo corrosión en los equipos y accesorios de reinyección.

FIGURA 4.5 TUBERIA CORROIDA



4.3.3 PRECIPITACIÓN DE SULFURO DE HIERRO Y CARBONATO DE CALCIO

En el sistema ocurre precipitación de Sulfuro de Hierro debido a que no es completamente hermético, por lo que existe el ingreso de oxígeno, como se mencionó anteriormente. Al revisar los cupones de escala y corrosión se puede observar la presencia de una capa de FeS. La presencia de este favorece al taponamiento de los equipos en las estaciones en especial en Atacapi, Shushuqui, Tetete, y Tapi.

El taponamiento más grave se da por la precipitación de carbonato de calcio, en la Figura 4.6 se muestra el taponamiento producido en una tubería por la acumulación de escala. En la Tabla 4.1 se muestra cuales pozos presentan mayores problemas por acumulación de escala.

FIGURA 4.6 TUBERÍA TAPONADA CON ESCALA

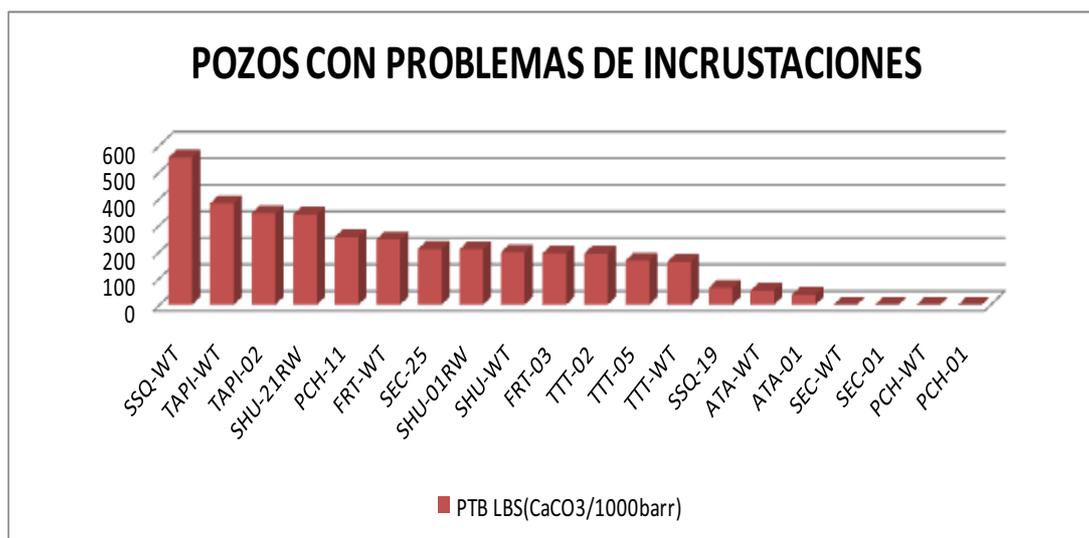


TABLA 4.1 LISTA DE POZOS CON PROBLEMAS DE INCRUSTACIONES

LUGAR DE MUESTREO	SEVERIDAD DE ESCALA
SSQ-WT	Existen graves problemas por formación de incrustaciones
TAPI-WT	Existen graves problemas por formación de incrustaciones
TAPI-02	Existen graves problemas por formación de incrustaciones
SHU-21RW	Existen graves problemas por formación de incrustaciones
PCH-11	Existen graves problemas por formación de incrustaciones
FRT-WT	Moderado problemas por formación de incrustaciones
SEC-25	Moderado problemas por formación de incrustaciones
SHU-01RW	Moderado problemas por formación de incrustaciones
SHU-WT	Moderado problemas por formación de incrustaciones
FRT-03	Moderado problemas por formación de incrustaciones
TTT-02	Moderado problemas por formación de incrustaciones
TTT-05	Moderado problemas por formación de incrustaciones
TTT-WT	Moderado problemas por formación de incrustaciones
SSQ-19	Pocos problemas por formación de incrustaciones
ATA-WT	Pocos problemas por formación de incrustaciones
ATA-01	Pocos problemas por formación de incrustaciones
SEC-WT	No hay problemas por formación de incrustaciones
SEC-01	No hay problemas por formación de incrustaciones
PCH-WT	No hay problemas por formación de incrustaciones
PCH-01	No hay problemas por formación de incrustaciones

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
 FUENTE: DEPARTAMENTO DE TRATAMIENTO QUÍMICO DEL ÁREA LIBERTADOR.

FIGURA 4.7 POZOS CON PROBLEMAS DE INCRUSTACIONES



REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.
 FUENTE: DEPARTAMENTO DE TRATAMIENTO QUÍMICO DEL ÁREA LIBERTADOR

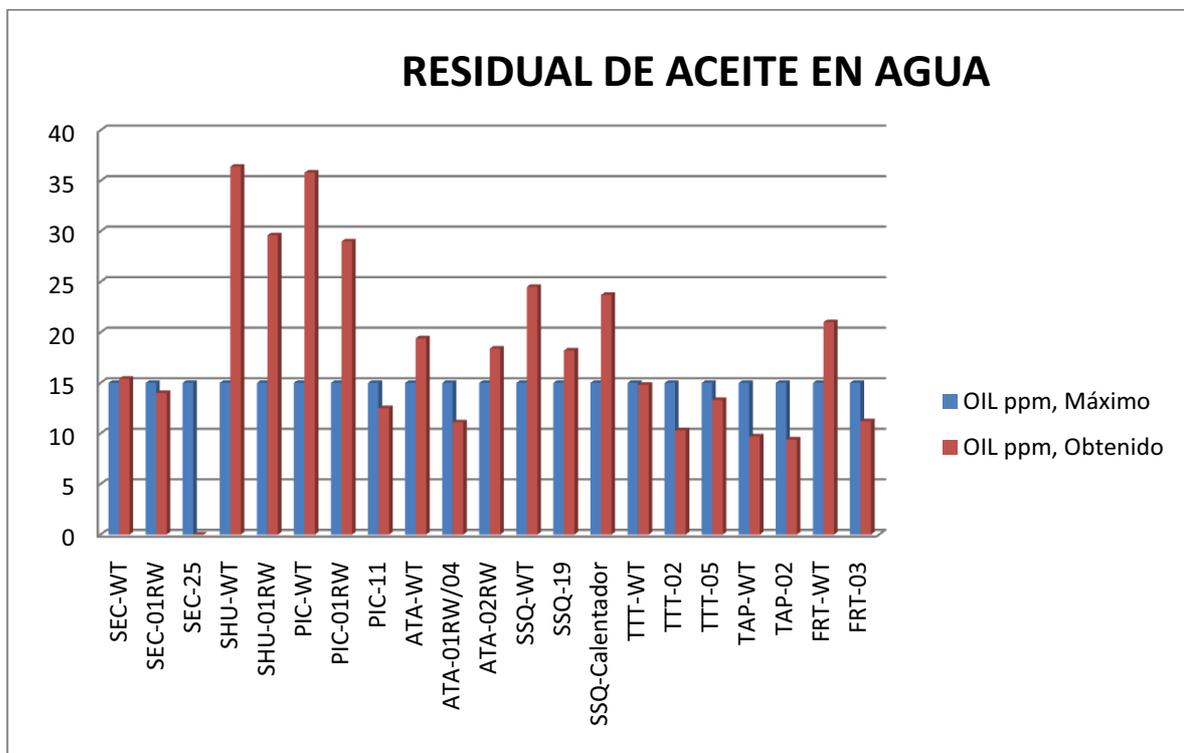
4.3.3 PRESENCIA DE ACEITE

El nivel máximo de crudo permisible en el agua de reinyección es de 15 ppm, lo cual no se da en varias estaciones, la presencia de crudo se puede dar por un proceso de separación de fluido incompleto producto de la dependencia de una separación por gravedad y diferencia de densidades de los fluidos, además los separadores en este caso los eliminadores de agua libre (FWK), no son lo mejor ya que ellos solo remueven el agua libre, están protegidos por ánodos de sacrificio² y por aditivos para prevenir la corrosión por el efecto del agua de sal. El crudo de salida todavía contiene desde 1 hasta 30 % de agua emulsionada, lo que significa que existe todavía una emulsión crudo-agua y agua-crudo en los procesos siguientes. Este aceite presente en el agua reduce la capacidad de inyección ya que se pega en las paredes de los equipos como en las bombas disminuyendo su eficiencia.

Como se observa en la Figura 4.8 la mayor concentración de aceite en agua se hallan a la salida de los tanques de lavado de casi todas las estaciones (excepción Shushuqui TTT, Tapi) en los pozos se evidencia este problema en menor grado ya que el aceite tiende a quedarse en las partes superiores de los tanques, acumulador, válvulas, etc. Los datos de aceite residual en agua se pueden observar en el Anexo 4.13.

² Ánodo de sacrificio: Se fundamenta en el principio de la corrosión galvánica, en la que un metal más activo es anódico con respecto a otro más noble, corroyéndose el metal anódico. En la protección catódica con ánodos galvánicos, se utilizan metales fuertemente anódicos conectados a los equipos a proteger, dando origen al sacrificio de dichos metales por corrosión, descargando suficiente corriente, para la protección del separador.

FIGURA 4.8 RESIDUAL DE ACEITE EN AGUA ÁREA LIBERTADOR



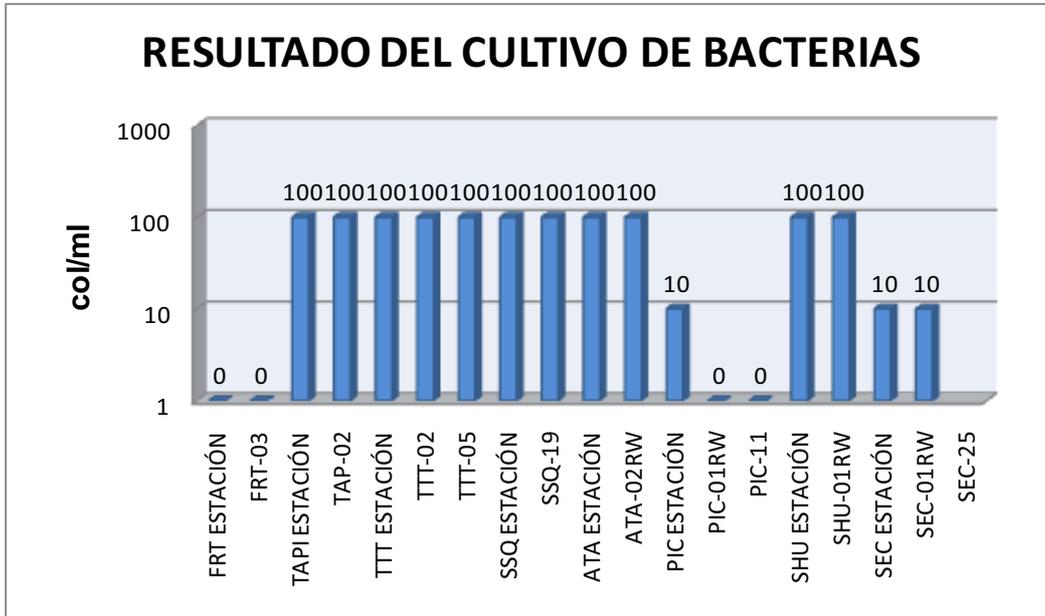
FUENTE: DEPARTAMENTO DE TRATAMIENTO QUÍMICO DEL ÁREA LIBERTADOR

4.3.4 PRESENCIA DE BACTERIAS

La mayor cantidad de Bacterias se presenta en la estación TTT, SSQ y Tapi, por lo que se sugiere realizar los bacheos³ con una frecuencia semanal hasta la cantidad de colonias presentes, se procederá a inyectar biocida en forma continua al Tapi-06, tal como se lo viene haciendo en el TTT-11, para controlar de mejor manera la proliferación de Bacterias Sulfatorreductoras. Los datos de resultados de cultivo de bacterias se encuentran en el Anexo 4.14.

³ Un bacheo es una inyección fuerte de químicos, como por ejemplo: 50 galones en una hora.

FIGURA 4.9 RESULTADOS CULTIVO DE BACTERIAS A LA SALIDA DEL TANQUE DE LAVADO



FUENTE: DEPARTAMENTO DE TRATAMIENTO QUÍMICO DEL ÁREA LIBERTADOR

4.3.5 FILTRACIÓN EN TUBERÍAS, ACCESORIOS Y POZOS INYECTORES

Todo material metálico sin la debida protección y en un medio que favorezca el intercambio de electrones es susceptible a corroerse. En el manejo de agua de formación intervienen diversos factores que deterioran las tuberías con el pasar del tiempo.

Las tuberías y demás accesorios como bridas y válvulas, involucrados en la reinyección no poseen ningún tipo de protección, lo cual reduce su tiempo de vida útil a la vez generando gastos adicionales de dinero y pérdidas de tiempo al instante de apagar los equipos para el cambio de unidades dañadas.

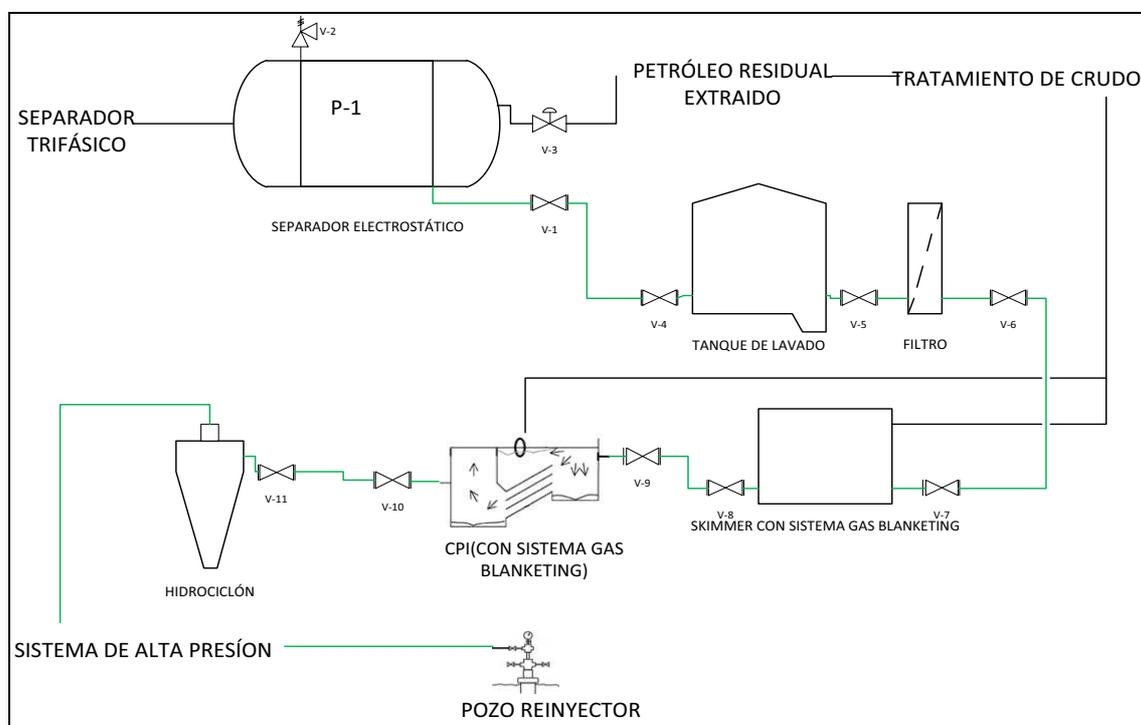
En algunos pozos reinyectores se presentan filtraciones, rompimientos de tuberías y válvulas que por lo general es debido a la corrosión y taponamiento en las tuberías, originados por la cantidad de crudo y sólidos que se dirigen a la reinyección.

Exceptuando los más nuevos pozos reinyectores todos los cabezales no son los adecuados para este procedimiento, se usa los equipos existentes en bodega los cuales originalmente eran usados en producción y dadas las características corrosivas del agua a reinyectarse, el tiempo de vida de estos es corto, lo que produce graves inconvenientes en caso de fugas o venidas de agua desde la formación receptora, como ocurrió en el Atacapi 04.

4.4 PROPUESTAS PARA MEJORAR EL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA

En el Área Libertador se maneja grandes cantidades de agua de formación diariamente por lo que se debería tener más de un tipo de protección en los elementos involucrados. A continuación se presentan algunas sugerencias para optimizar el sistema de reinyección de agua en todas las estaciones del Campo Libertador ya que poseen un diseño similar en todas ellas.

FIGURA 4.10 SISTEMA PROPUESTO



REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.

4.4.1 SEPARADORES ELECTROSTÁTICOS (DESHIDRATADORES ELECTROSTÁTICOS)

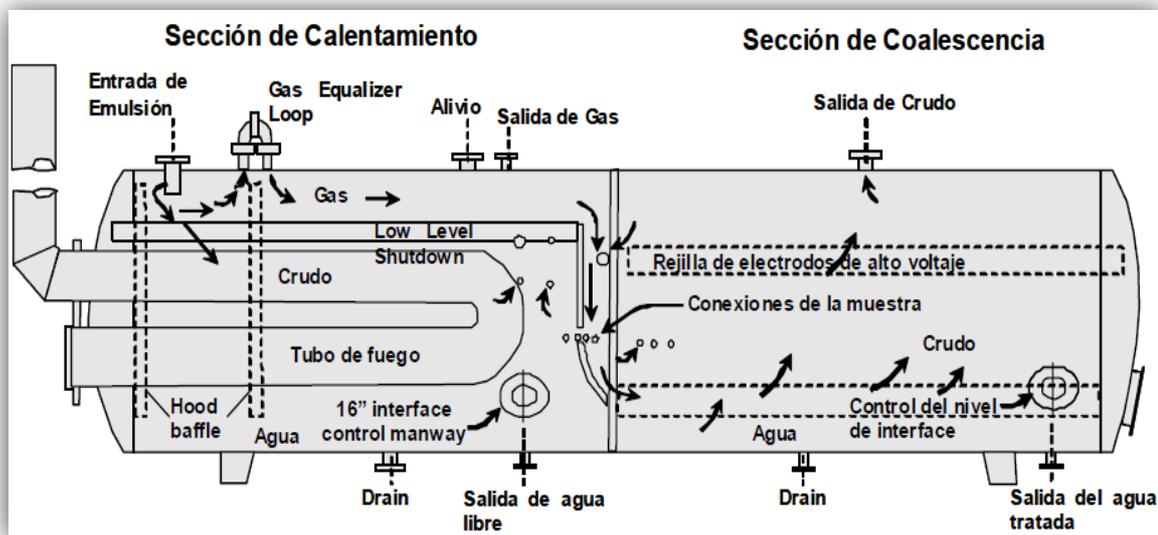
En la actualidad existen opciones que pueden ayudar a eliminar el agua emulsionada de mejor manera del crudo como los deshidratadores electrostáticos. El tratamiento del crudo por medios electrostáticos, es solamente otra forma de acelerar el efecto de asentamiento de las partículas de agua por acción de la gravedad, con lo que es factible disminuir las dimensiones de los recipientes de tratamiento. Una unidad electrostática es de hecho un equipo de separación horizontal, al cual se aplica corriente eléctrica de alto voltaje por medio de unas rejillas colocadas en la sección de asentamiento en el interior del recipiente, creando de esta forma, un campo eléctrico en el área comprendida entre los dos electrodos.

La dirección de flujo que sigue la emulsión para su tratamiento, es la misma de un equipo de tratamiento horizontal, sólo que en lugar de que la emulsión pase por una sección de calentamiento, ésta entra a la región de un campo eléctrico.

La aplicación del campo eléctrico sobre la emulsión induce a la formación de dipolos eléctricos en las gotas de agua, lo que origina una atracción entre ellas, incrementando su contacto y su posterior coalescencia, dando como resultado que se formen gotas mayores, las cuales se drenan hacia el fondo del recipiente por efecto de gravedad. El aceite limpio continúa fluyendo en forma ascendente hacia la línea de salida localizada en la parte superior del equipo, para de ahí ser enviado hacia el tanque de almacenamiento.

En estos casos el porcentaje de agua en el crudo, antes de entrar al separador electrostático, es muy bajo; así, la acción del campo eléctrico sobre la corriente de líquido es de poca intensidad, debido a que el aceite es mal conductor de la corriente eléctrica. En algunos casos, es posible tratar emulsiones a temperatura de flujo, obteniendo así un ahorro de combustible para calentar la emulsión, reduciéndose además los problemas ocasionados por la formación de incrustaciones y efectos de corrosión; principalmente en la sección de calentamiento.

FIGURA 4.11 SEPARADOR ELECTROSTÁTICO



4.4.2 FILTROS

Frecuentemente a causa de una descarga muy exigente, no puede lograrse la adecuada calidad del agua a reinyectarse. En tales instancias lo más eficaz es utilizar la filtración como un proceso terciario o final de depuración. El tipo más común de filtro que se encuentra en el campo petrolero es el de lecho granular o filtro de lecho profundo. Los filtros operan un tiempo determinado en el sentido normal de flujo, pero una vez que se ha saturado el medio filtrante con material, se genera un diferencial de presión entre la entrada y la salida, o con un "timer", se invierte el flujo para realizar el "lavado" del lecho. El material removido se lleva a un tanque cilíndrico con fondo cónico para su separación.

Los medios más comunes usados en estos filtros son una combinación de arena, antracita y granate, debido a que estos materiales difieren significativamente en sus gravedades específicas. Otro material utilizado como medio filtrante en estos equipos es la cáscara de nuez de flujo descendente de elevado rendimiento. En la mayoría de las aplicaciones puede generalmente eliminar hasta el 98% de los sólidos suspendidos e hidrocarburos insolubles. La limpieza se logra mediante un proceso de fluidización con bombas que limpian el aceite y los contaminantes del

medio filtrante, este proceso elimina la necesidad de lavados con gas o aceite, los surfactantes, o elevados volúmenes de agua en contraflujo.

4.4.3 HIDROCICLONES DESARENADORES

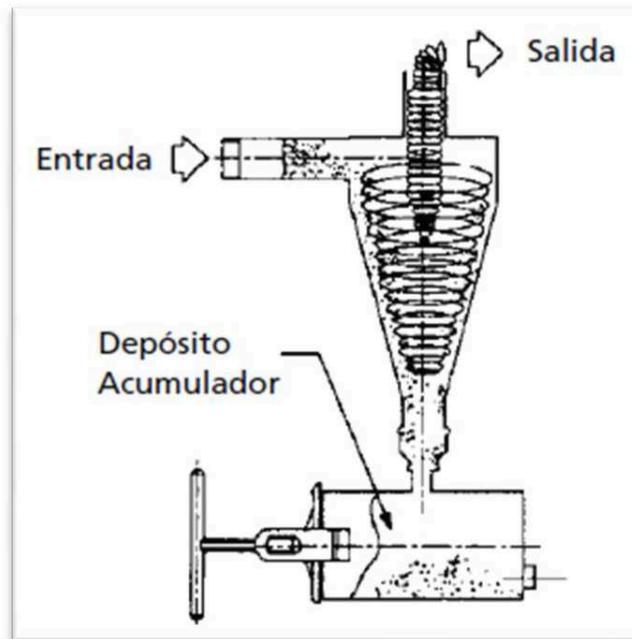
El hidrociclón es un filtro diseñado para ser utilizado en cabezales de filtración. Su función es la de separar la arena y otras partículas compactas más pesadas que el agua, por lo que es ideal como filtro previo en instalaciones que captan agua de pozo. La separación se produce gracias a la velocidad de rotación que se genera al ser inyectada el agua de forma tangencial en el interior del cuerpo del hidrociclón. Como consecuencia de la fuerza centrífuga, las partículas sólidas se desplazan hacia la pared del cono de hidrociclón, donde prosiguen una trayectoria espiral descendente debido a la fuerza de gravedad. De esta forma, las partículas sólidas son arrastradas a la parte inferior del hidrociclón donde se almacenan en un depósito colector.

El agua limpia sale del hidrociclón a través del tubo situado en la parte superior. Las partículas sólidas acumuladas en el depósito colector deben ser eliminadas periódicamente. Esta limpieza puede realizarse con una purga continua bien con un drenaje temporizado.

Beneficios

- Alto grado de separación de sólidos.
- No contiene partes móviles.
- Fácil acceso para mantenimiento.
- Puede operar con altas concentraciones de crudo.

FIGURA 4.12 HIDROCICLÓN



4.4.4 TANQUES DESNATADORES (SKIMMER)

Es un tanque o cilindro vertical u horizontal, cuyo propósito básico es eliminar el contenido de aceite residual, al proporcionar un tiempo de residencia para que las partículas de petróleo o aceite se junten y la separación por diferencia de densidades ocurra. Se adicionan floculantes para ayudar a la formación de gotitas grandes de petróleo. La película de aceite que se forma en la superficie del equipo es retirada automáticamente, para ser retornada al proceso. En la parte superior se tiene un sistema de venteo de gas, mediante un extractor de niebla. Por la parte inferior se retira el agua que debe contener menos de 20 ppm de aceite residual.

4.4.5 CORRUGATED PLATE INTERCEPTOR (CPI)

El ICP (Interceptor de láminas corrugadas) recibe el agua de producción a través de la entrada en la cámara de entrada principal, los sólidos se precipitan en el fondo de este compartimento y el aceite forma una interfaz por encima del nivel del líquido. Los líquidos separados pasan a través de una placa de distribución

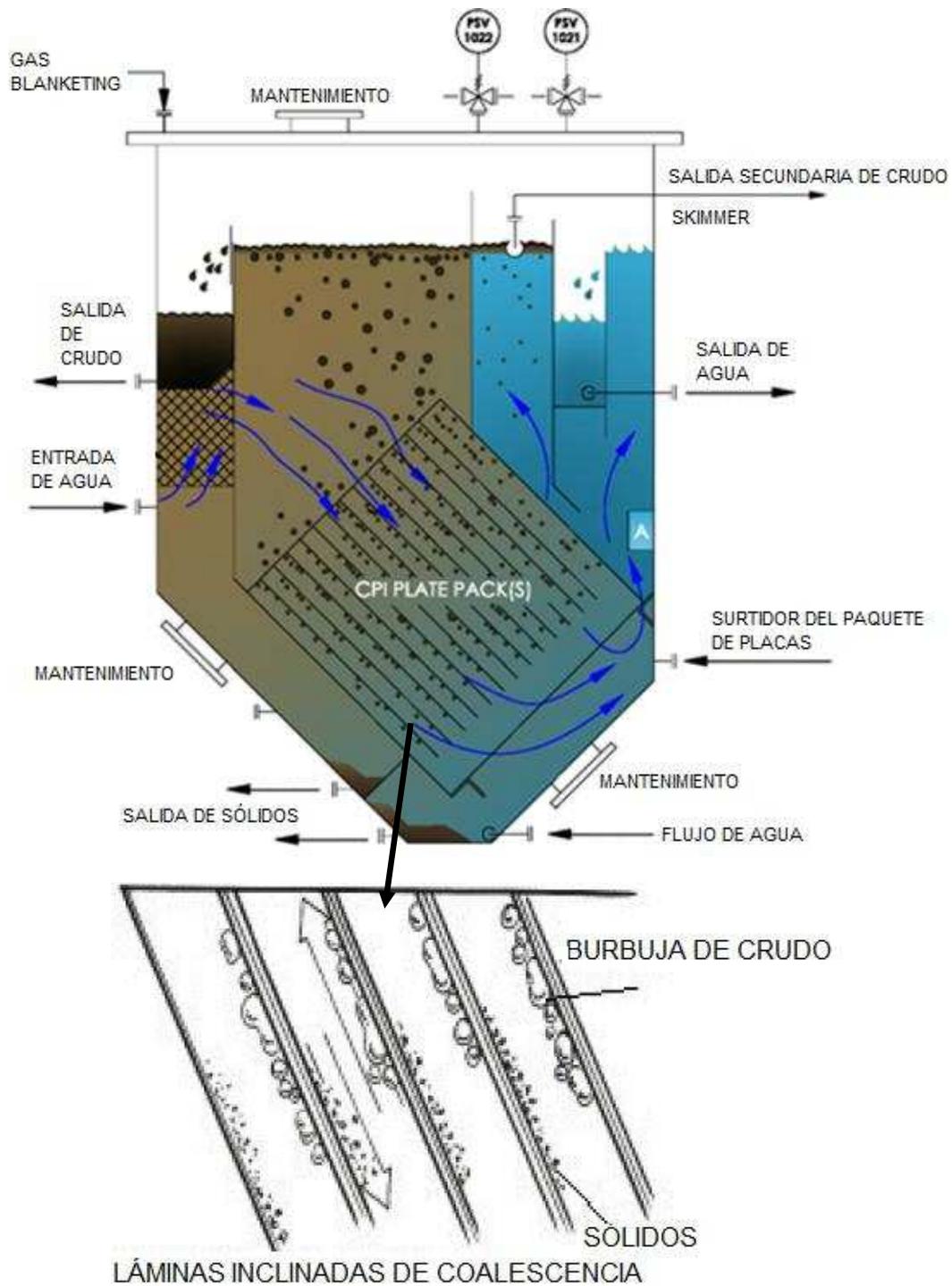
extraíble se crea una distribución uniforme del caudal a través de la anchura del paquete de placas. Dado que el proceso fluye hacia abajo a través del paquete, el aceite separado comienza a aglomerarse en la parte inferior de cada placa que permite el crecimiento de las partículas de aceite y su ascenso a una zona de recolección en la interface agua-aceite. Una gruesa capa de aceite se forma sobre la interfaz y se acumula hasta que se desborda por una placa ajustable de nivel en una cubeta de aceite para el retiro.

Al mismo tiempo, los sólidos separados caen a la base del envase y se asientan en la cámara de sólidos secundarios. La salida del agua del proceso se da por la parte inferior del paquete de placas, se eleva y se desemboca sobre una presa de agua. En la parte posterior de la cubeta de agua existe un compartimento de aceite secundario, que recoge el aceite que puede pasar a través del paquete de placas, debido a los aumentos repentinos de fluido. La extracción de este aceite recogido es una operación manual, con la apertura de una válvula de aislamiento normalmente cerrada. La tapa sellada permite una presión de gas positiva. Un respiradero se proporciona para la sobrepresión.

Beneficios

- El uso de los CPI reduce el tamaño de los separadores gravitacionales, tiene un diseño relativamente simple y de fácil manejo, no posee partes móviles.
- Mejora la separación de sólidos suspendidos en el agua de formación.

FIGURA 4.13 INTERCEPTOR DE LÁMINAS CORRUGADAS (CPI)



Los sólidos descienden y las gotas de crudo ascienden.

4.4.6 SISTEMA GAS BLANKETING

El sistema gas blanketing es un proceso de inertización de tanques de almacenamiento, en el cual se sustituye al aire presente en la atmósfera de los tanques por gas natural o gas inerte, o sea, el blanketing impide el contacto del producto almacenado con el oxígeno y la humedad presentes en el aire, otorgándole una serie de beneficios al proceso. El nitrógeno es el gas más utilizado.

Beneficios:

- **Evita la corrosión de equipos:** El proceso corrosivo se interrumpe, pues el nitrógeno elimina el oxígeno presente en los tanques, cañerías y equipos. De esta forma, se aumenta el nivel de seguridad del sistema y se reducen los costos de mantenimiento.
- **Elimina la formación de atmósferas inflamables o explosivas:** Explosión e incendio son causados por la combinación de tres agentes: fuente de ignición (ejemplo: electricidad estática, chispa), combustibles (vapores inflamables) y comburente (oxígeno del aire). La atmósfera de nitrógeno evita este riesgo al eliminar la presencia de oxígeno.

Para la operación del sistema, se instalan válvulas de presión y vacío en los tanques, calculadas en función a las características de proceso (Caudales) y a las instalaciones existentes (presión de servicio), equipos que monitorean las variaciones mínimas de presión, corrigiéndolas automáticamente. Se pueden realizar instalaciones más sencillas para tanques aislados con control manual, pero son menos recomendadas, debido a los riesgos de dañar el tanque por sobrepresión o vacío, principalmente, en los momentos de carga y descarga.

Este proceso se puede emplear a los tanques Skimmer y de lavado; y además no solo en los tanques del sistema de reinyección de agua, sino también en los demás procesos como tratamiento y transporte de petróleo en los tanques de almacenamiento.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Los sistemas de Reinyección de Agua de Formación de Área Libertador son cerrados, esto quiere decir que el agua no tiene contacto con el aire durante la producción del agua hasta su posterior la reinyección.
- Si bien se han solucionado muchos problemas existentes en varios campos petrolíferos al implementar un sistema cerrado de reinyección de agua, aún existen varios factores que deben ser tratados y mejorados como los mencionados en el capítulo 4.
- Cuando se realizó el diseño del sistema de reinyección de agua de formación en los Campos del Área Libertador, no se tomó en cuenta la cantidad de sólidos que se trata en dichos campos por lo que no existen filtros de lecho granular o equipos especializados en la extracción de sólidos.
- Los equipos de los sistemas de reinyección de agua de todos los campos del Área Libertador no poseen una protección adecuada contra la corrosión.
- Los reservorios receptores de agua de formación Tiyuyacu y Orteguzaza se pensaba eran adecuados para reinyectar agua, porque admitían sin inconvenientes el agua a altas presiones, pero al disminuir la presión de inyección el agua retornaba ocasionando daños ambientales.
- Los principales problemas relacionados al agua de formación es la obstrucción de tuberías presencia de escala, líneas de flujo y facilidades de superficie corroídas, el asentamiento de sólidos en los tanques, el aumento de oxígeno en el agua de formación por la presencia de bacterias.

- Durante el proceso de tratamiento de agua de producción se utiliza gran cantidad de productos químicos, con las mejoras propuestas se trata de reducir el uso de estos.

5.2 RECOMENDACIONES

- Mediante estudios realizados recientemente en el Campo Arazá aledaño al Campo Libertador se conoce los siguientes resultados, las areniscas de la Formación Hollín presentan buenas propiedades petrofísicas para la Reinyección de Agua de formación, su espesor promedio es de +/- 170 pies, las capas sellos hacia el tope están constituidas por una potente sobrecarga de lutitas y calizas del Miembro Napo Basal, hacia la base las capas sellos corresponden a los volcánicos de la Formación Chapiza.

Con estos antecedentes, y conociendo de que en el Campo Libertador la Formación Hollín no es zona productora de hidrocarburos, se sugiere la Reinyección de Agua de formación en este nivel arenoso.

- Para el pozo ATA-01RW que inyecta a la formación Orteguzza y los pozos ATA-03, ATA-04, FRT.03,SSQ-05B,TAP-02, TTT.02 Y TTT-05 que inyectan a la formación Tiyuyacu se recomienda cambiar la Reinyección de Agua de formación Hollín.
- Instalar filtros de lecho granular en los sistemas de tratamiento de agua de formación de los Campos Secoya, Atacapi, Shuara, Frontera, Tapi, Tetete; ya que en dichos campos se maneja una considerable cantidad de sólidos los cuales generan problemas de taponamiento de equipos.
- Existen cabezales apropiados para la reinyección de agua de formación, es recomendable realizar el cambio a dichos cabezales con el fin de prolongar el tiempo de vida útil de estos.
- Aún con las mejoras al sistema de reinyección es recomendable instalar un medio para proteger los equipos como protección catódica o ánodos de sacrificio para tener una efectiva función de los equipos eliminando ya por completo el problema de la corrosión y la formación de parafinas.

- El sistema de re-inyección debe ser mejorado ya que a pesar de contar con las condiciones necesarias para el manejo de la producción actual, no existe un verdadero proceso de tratamiento del agua a ser re-inyectada, esto abarataría los costos de químicos y mantenimiento de bombas y líneas.
- Se debería realizar una redistribución en las estaciones ya que existen equipos que ya están en desuso, o ya no funcionan esto optimizaría espacios y ayudaría a implementar nuevas tecnologías y equipos más eficientes las condiciones necesarias para el manejo de la producción actual.
- Se recomienda actualizar periódicamente la base de datos del campo para aprovechar al máximo las herramientas informáticas disponibles en el mercado y tener mejores criterios para la evaluación de los reservorios.

SIMBOLOGÍA

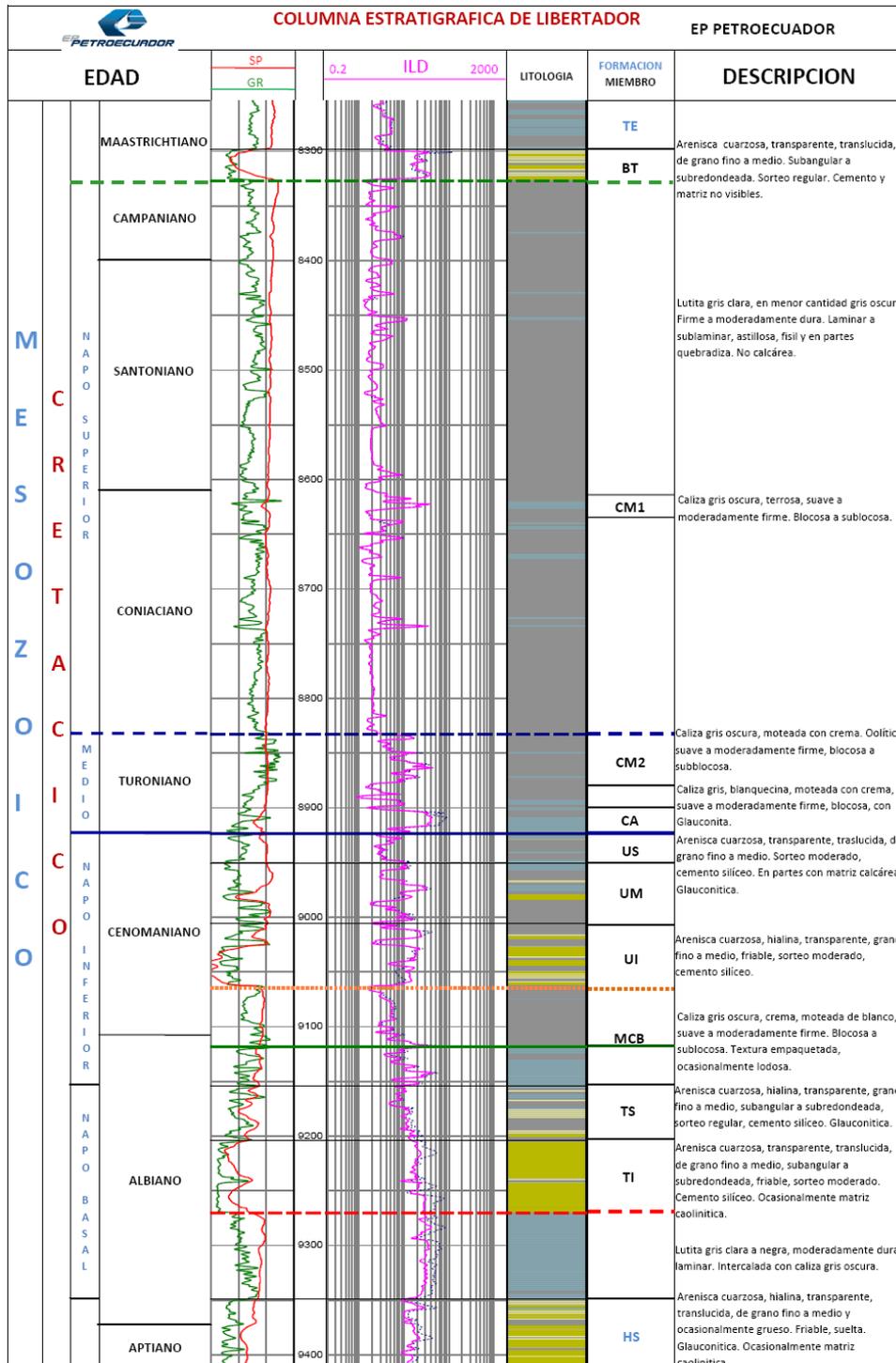
SÍMBOLO	SIGNIFICADO
°API	Densidad del petróleo (American Petroleum Institute)
°C	Grado Celsius
°F	Grado Fahrenheit
μ	Viscosidad del agua
μm	Micras
AMP	Amperaje
Bls	Barriles
BAPD	Barriles de agua por día
BFPD	Barriles de fluido por día
BPPD	Barriles de petróleo por día
BSW	Basement Solids and Water (agua, sólidos y sedimentos contenidos en el petróleo)
cm ³	Centímetro cúbico
cp	Centipoise
ft	Pie
g	Gramo
gls	Galones
Km	Kilómetro
HP	Horse Power (caballo de fuerza)
Hz	Hertzio
L	Litro
mg	Miligramo

PPF	Flujo natural
PPH	Bombeo hidráulico
PPS	Bombeo eléctrico
PPG	Gas Lift
BES	Bombeo electro sumergible
ppm	Partes por millón
RPM	Revoluciones por minuto
s	Segundo
VOLT	Voltios
PVT	Presión, Volumen, Temperatura
LACT	Lease Automatic Custody Transfer
HPS	High Pressure System (Sistema de Alta Presión)
GOR	Relación Gas - Petróleo
PSI	Libra por pulgada cuadrada
Is	Índice de saturación del Carbonato de Calcio
CO ₂	Dióxido de Carbono
PH	Potencial de hidrógeno
CaCo ₃	Carbonato de calcio
Ca ⁺⁺	Ion calcio
CO ₃ ⁻	Ion Carbonato
HCO ₃ ⁻	Ion Bicarbonato
H ₂ O	Agua
Fe ⁺⁺⁺	Catión Ferrico
Fe ⁺⁺	Catión Ferroso

Ba ⁺⁺	Cation Bario
Na ⁺	Catión Sodio
Mg ⁺⁺	Catión Magnesio
Cl ⁻	Ion Cloruro
SO ₄ ⁼	Ion Sulfato
mg/l	Miligramo por litro
∅	Porosidad
Sw	Saturación de agua
K	Permeabilidad
bo	Factor Volumétrico del Petróleo
md	Milidarcys
PCS/BLS	Pies cúbicos por Barril
SOTE	Sistema de Oleoducto Transecuatoriano
Ps	Presión de succión
Pd	Presión de descarga
STG	Etapas de la bomba
W.O	Workover (Trabajo a hueco abierto)
SST	Sólidos suspendidos totales
FeS	Sulfuro de hierro
q	Tasa de producción al tiempo t (BPPD)
q ₀	Tasa de producción al tiempo t=0 (BPPD)
d	Declinación exponencial (1/año)
t	tiempo en años.

ANEXOS

ANEXO 1.2 COLUMNA ESTRATIGRAFICA DEL CAMPO LIBERTADOR



NOMENCLATURA ESTANDARIZADA FORMACIONES: TE (Tena), HS (Hollín Superior)

MIEMBROS: BT (Basal Tena), CM1 (Caliza M1), CM2 (Caliza M2), CA (Caliza A), US, UM, UI (Arenisca U Superior, Media e Inferior), MCB (Marcador Caliza B), TS, TI (Arenisca T Superior e Inferior).

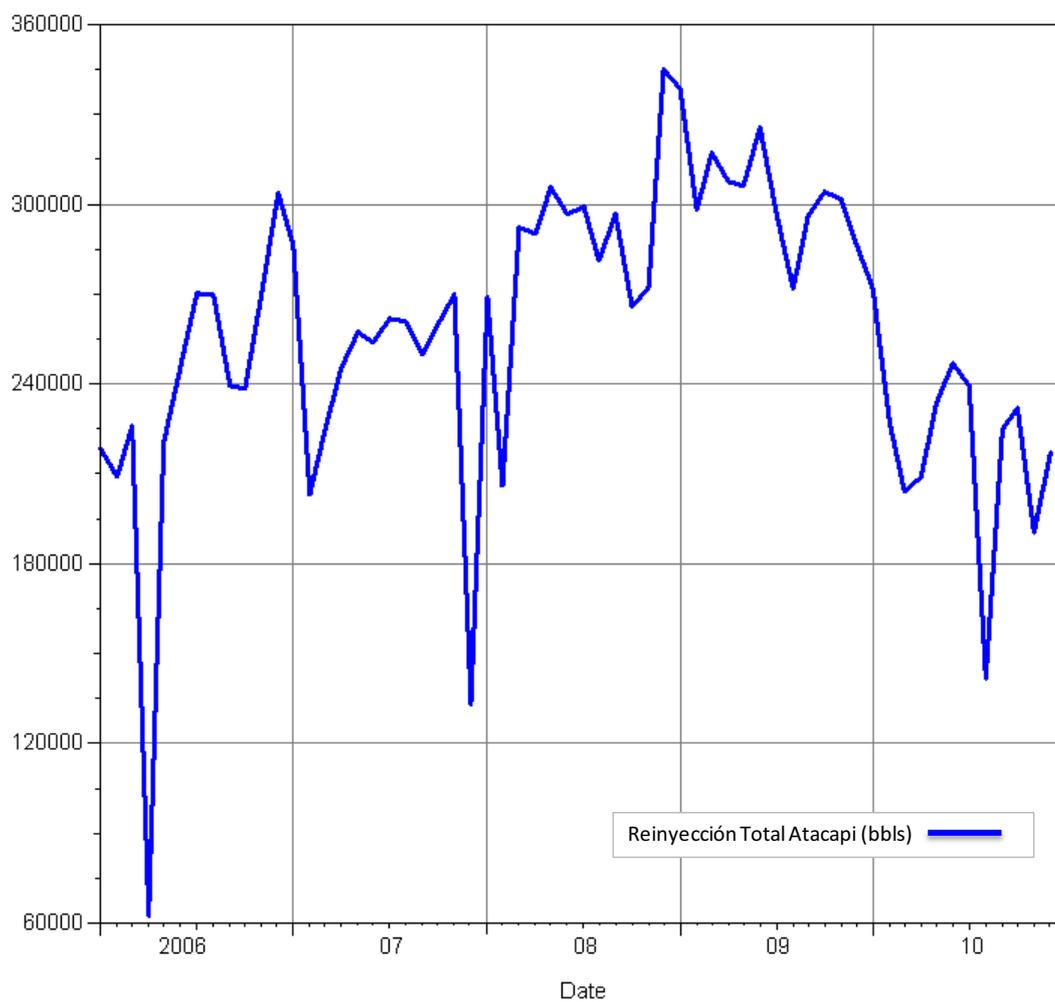
ANEXO 2.1 DATOS DE REINYECCIÓN ÁREA LIBERTADOR

Date	Reinyección bls	Date	Reinyección bls
01/02/2006	2038020	01/07/2008	2025591
01/03/2006	1986188	01/08/2008	1941061
01/04/2006	2003536	01/09/2008	1861940
01/05/2006	2257709	01/10/2008	1878402
01/06/2006	2132417	01/11/2008	1981062
01/07/2006	2162112	01/12/2008	2295355
01/08/2006	2294777	01/01/2009	2337063
01/09/2006	2293532	01/02/2009	2141554
01/10/2006	2245810	01/03/2009	2242176
01/11/2006	2039882	01/04/2009	2111140
01/12/2006	2147853	01/05/2009	2140111
01/01/2007	2107602	01/06/2009	2111302
01/02/2007	1983344	01/07/2009	2031962
01/03/2007	2250190	01/08/2009	1962596
01/04/2007	2196425	01/09/2009	2172869
01/05/2007	2197794	01/10/2009	2235933
01/06/2007	1990051	01/11/2009	2209350
01/07/2007	2073682	01/12/2009	2327744
01/08/2007	2042127	01/01/2010	2118506
01/09/2007	2077965	01/02/2010	1964631
01/10/2007	2175702	01/03/2010	1841191
01/11/2007	2131057	01/04/2010	1847668
01/12/2007	1069651	01/05/2010	1954151
01/01/2008	1975542	01/06/2010	2165781
01/02/2008	1495207	01/07/2010	2203127
01/03/2008	1858242	01/08/2010	2264685
01/04/2008	1966456	01/09/2010	2164625
01/05/2008	2049952	01/10/2010	2248433
01/06/2008	2055836	01/11/2010	2094202
		01/12/2010	2333229

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.

FUENTE: REINYECCIÓN. EP-PETROPROEQUADOR

ANEXO 2.2 HISTORIAL DE REINYECCIÓN DEL CAMPO ATACAPI



FUENTE: PEPTROPRODUCCIÓN. EP-PETROPROEQUADOR

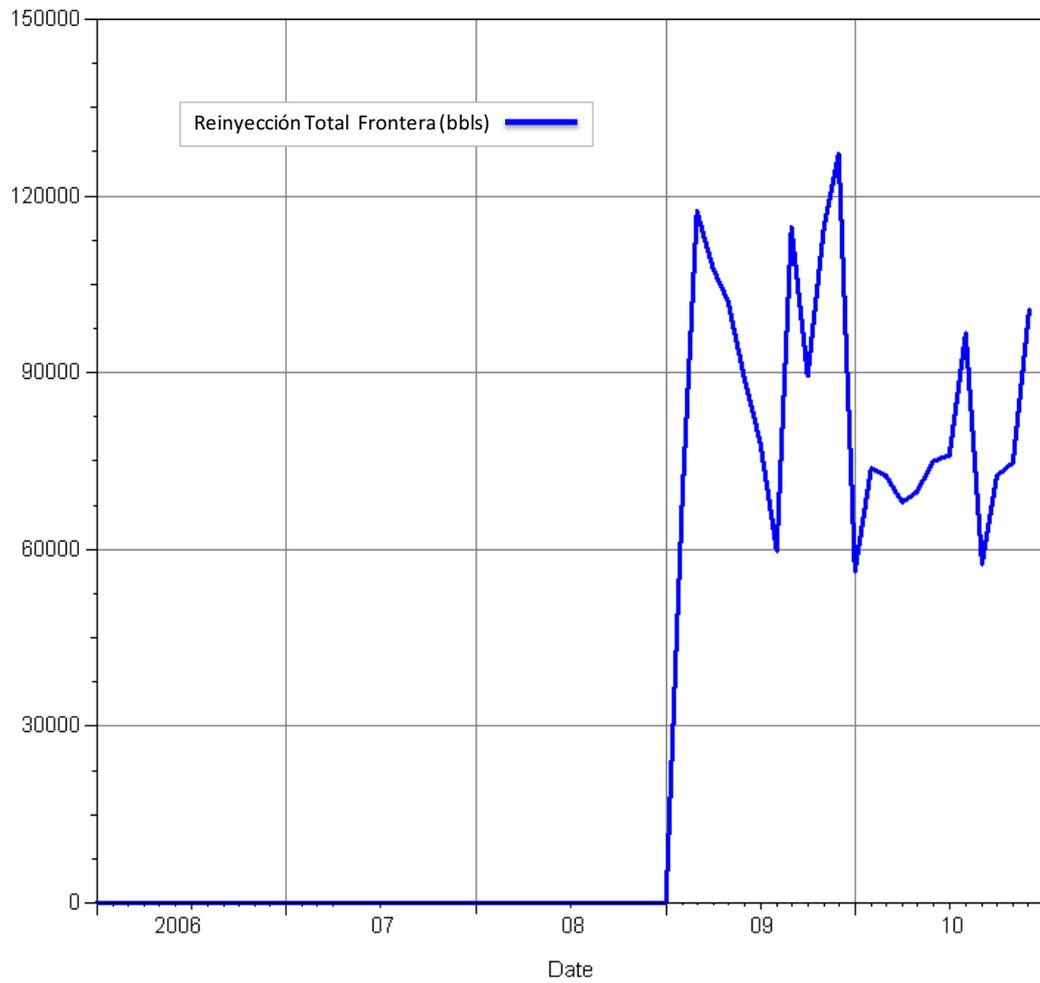
ANEXO 2.3 DATOS DE REINYECCIÓN CAMPO ATACAPI

Date	Reinyección bls	Date	Reinyección bls
01/01/2006	218405	01/07/2008	299371
01/02/2006	208863	01/08/2008	281484
01/03/2006	225996	01/09/2008	296742
01/04/2006	62295	01/10/2008	265638
01/05/2006	220499	01/11/2008	272388
01/06/2006	245383	01/12/2008	345128
01/07/2006	270423	01/01/2009	338496
01/08/2006	269719	01/02/2009	298087
01/09/2006	239278	01/03/2009	317005
01/10/2006	238452	01/04/2009	307616
01/11/2006	270290	01/05/2009	306162
01/12/2006	303708	01/06/2009	325893
01/01/2007	286231	01/07/2009	297014
01/02/2007	203242	01/08/2009	272076
01/03/2007	224493	01/09/2009	296251
01/04/2007	245521	01/10/2009	304311
01/05/2007	257352	01/11/2009	301794
01/06/2007	253901	01/12/2009	286665
01/07/2007	262091	01/01/2010	271673
01/08/2007	260803	01/02/2010	227225
01/09/2007	250027	01/03/2010	203998
01/10/2007	259903	01/04/2010	208806
01/11/2007	269721	01/05/2010	233261
01/12/2007	133103	01/06/2010	246958
01/01/2008	268729	01/07/2010	239426
01/02/2008	206153	01/08/2010	141634
01/03/2008	292299	01/09/2010	225194
01/04/2008	290086	01/10/2010	232069
01/05/2008	305504	01/11/2010	190722
01/06/2008	296627	01/12/2010	217136

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.

FUENTE: REINYECCIÓN. EP-PETROPROEQUADOR

ANEXO 2.4 HISTORIAL DE REINYECCIÓN DEL CAMPO FRONTERA



FUENTE: PEPTROPRODUCCIÓN. EP-PETROPROEQUADOR

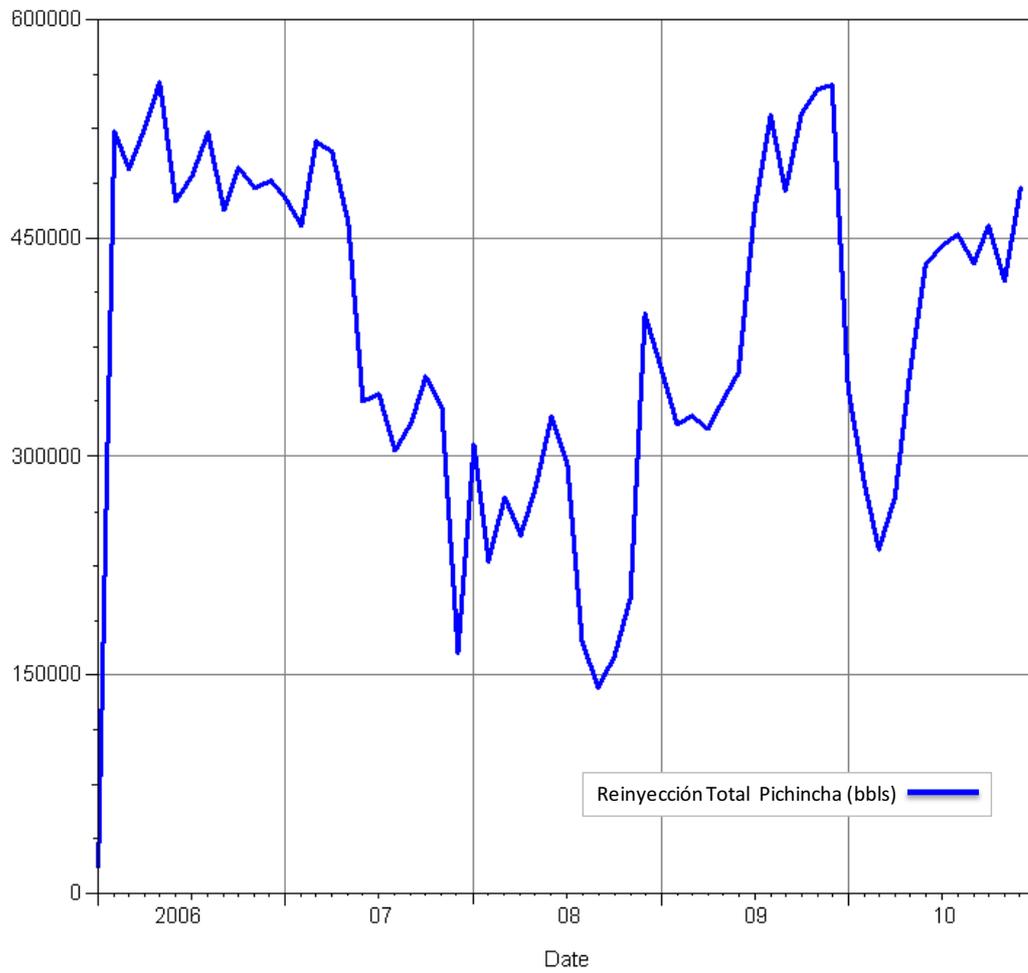
ANEXO 2.5 DATOS DE REINYECCIÓN CAMPO FORNTERA

Date	Reinyección bls
01/03/2009	117385
01/04/2009	107715
01/05/2009	102085
01/06/2009	89217
01/07/2009	78005
01/08/2009	59666
01/09/2009	114545
01/10/2009	89584
01/11/2009	114887
01/12/2009	126993
01/01/2010	56314
01/02/2010	73702
01/03/2010	72444
01/04/2010	67937
01/05/2010	69653
01/06/2010	74930
01/07/2010	76059
01/08/2010	96629
01/09/2010	57422
01/10/2010	72475
01/11/2010	74734
01/12/2010	100721

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.

FUENTE: REINYECCIÓN. EP-PETROPROEQUADOR

ANEXO 2.6 HISTORIAL DE REINYECCIÓN DEL CAMPO PICHINCHA



FUENTE: PEPTROPRODUCCIÓN. EP-PETROPROEQUADOR

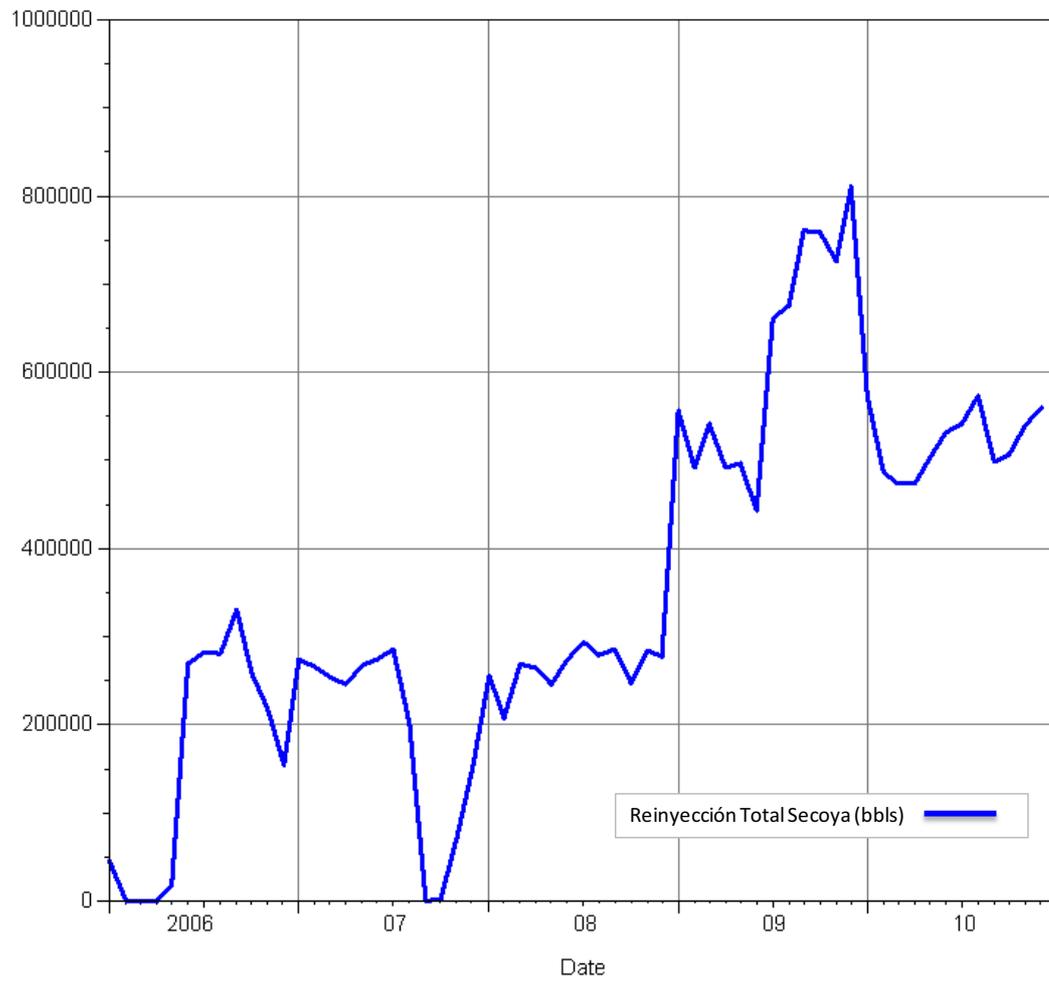
ANEXO 2.7 DATOS DE REINYECCIÓN CAMPO PICHINCHA

Date	Reinyección bls	Date	Reinyección bls
01/02/2006	523147	01/07/2008	294500
01/03/2006	497970	01/08/2008	172360
01/04/2006	526668	01/09/2008	141336
01/05/2006	557743	01/10/2008	162142
01/06/2006	475545	01/11/2008	202001
01/07/2006	492975	01/12/2008	397854
01/08/2006	522524	01/01/2009	361153
01/09/2006	469457	01/02/2009	321475
01/10/2006	498559	01/03/2009	328208
01/11/2006	484487	01/04/2009	318471
01/12/2006	489529	01/05/2009	337704
01/01/2007	477560	01/06/2009	358329
01/02/2007	458702	01/07/2009	469069
01/03/2007	516400	01/08/2009	534823
01/04/2007	509937	01/09/2009	482264
01/05/2007	460271	01/10/2009	535357
01/06/2007	338346	01/11/2009	552777
01/07/2007	342921	01/12/2009	555696
01/08/2007	303648	01/01/2010	346599
01/09/2007	323332	01/02/2010	282040
01/10/2007	355196	01/03/2010	236174
01/11/2007	334283	01/04/2010	272036
01/12/2007	165390	01/05/2010	355533
01/01/2008	308188	01/06/2010	431325
01/02/2008	228132	01/07/2010	444455
01/03/2008	271838	01/08/2010	452595
01/04/2008	246455	01/09/2010	432529
01/05/2008	278524	01/10/2010	458243
01/06/2008	326859	01/11/2010	420733
		01/12/2010	484970

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.

FUENTE: REINYECCIÓN. EP-PETROPROEQUADOR

ANEXO 2.8 HISTORIAL DE REINYECCIÓN DEL CAMPO SECOYA



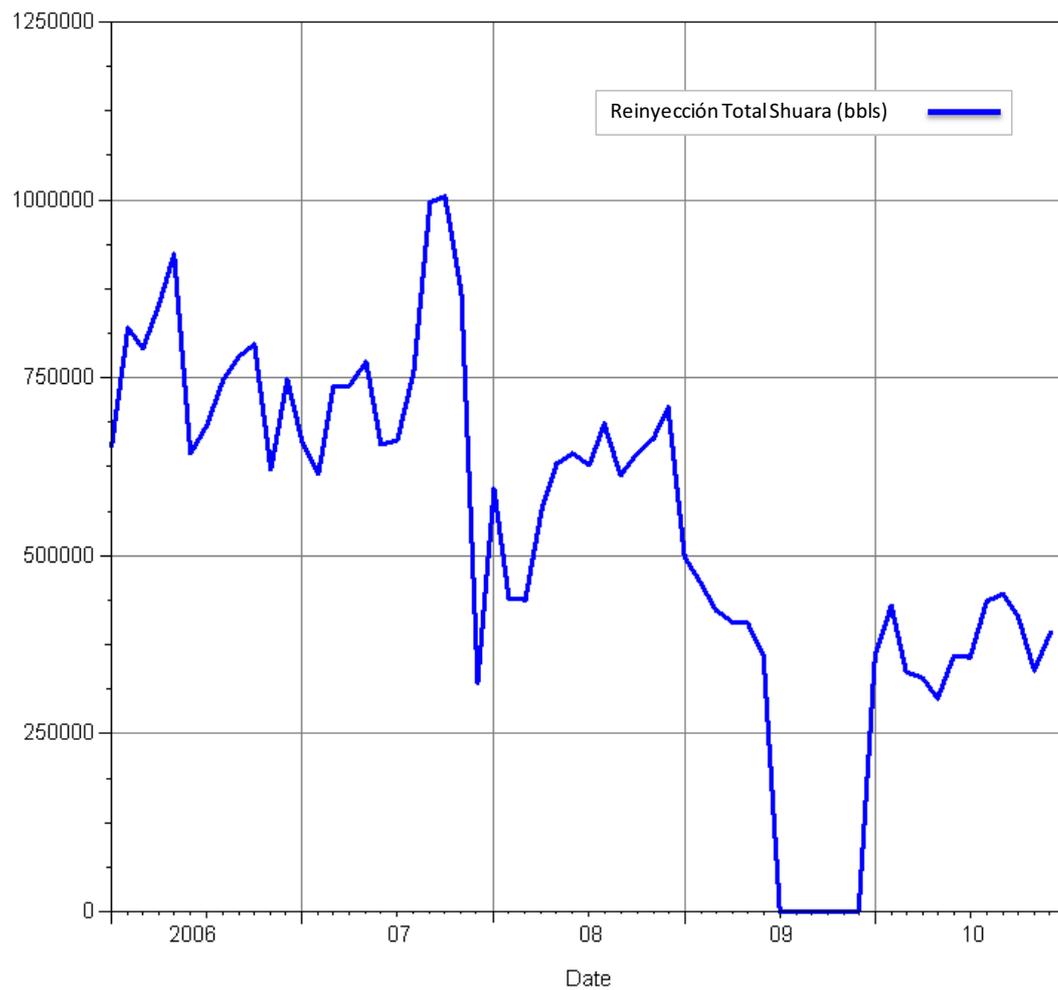
ANEXO 2.9 DATOS DE REINYECCIÓN CAMPO SECOYA

Date	Reinyección bls	Date	Reinyección bls
01/02/2006	0	01/07/2008	293113
01/03/2006	0	01/08/2008	279339
01/04/2006	0	01/09/2008	286290
01/05/2006	17606	01/10/2008	246875
01/06/2006	268269	01/11/2008	284215
01/07/2006	281777	01/12/2008	276989
01/08/2006	279844	01/01/2009	557036
01/09/2006	330638	01/02/2009	490979
01/10/2006	258472	01/03/2009	541979
01/11/2006	217411	01/04/2009	491861
01/12/2006	154341	01/05/2009	497429
01/01/2007	274647	01/06/2009	442933
01/02/2007	265821	01/07/2009	661348
01/03/2007	254120	01/08/2009	676748
01/04/2007	245933	01/09/2009	761454
01/05/2007	267319	01/10/2009	758615
01/06/2007	273525	01/11/2009	726098
01/07/2007	285110	01/12/2009	811496
01/08/2007	200875	01/01/2010	572521
01/09/2007	0	01/02/2010	487363
01/10/2007	1254	01/03/2010	473600
01/11/2007	71921	01/04/2010	473536
01/12/2007	153247	01/05/2010	502123
01/01/2008	255902	01/06/2010	531603
01/02/2008	207300	01/07/2010	542129
01/03/2008	268852	01/08/2010	573191
01/04/2008	263723	01/09/2010	498725
01/05/2008	245445	01/10/2010	505937
01/06/2008	274067	01/11/2010	539764
		01/12/2010	559095

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.

FUENTE: REINYECCIÓN. EP-PETROPROEQUADOR

ANEXO 2.10 HISTORIAL DE REINYECCIÓN DEL CAMPO SHUARA



FUENTE: PEPTROPRODUCCIÓN. EP-PETROPROEQUADOR

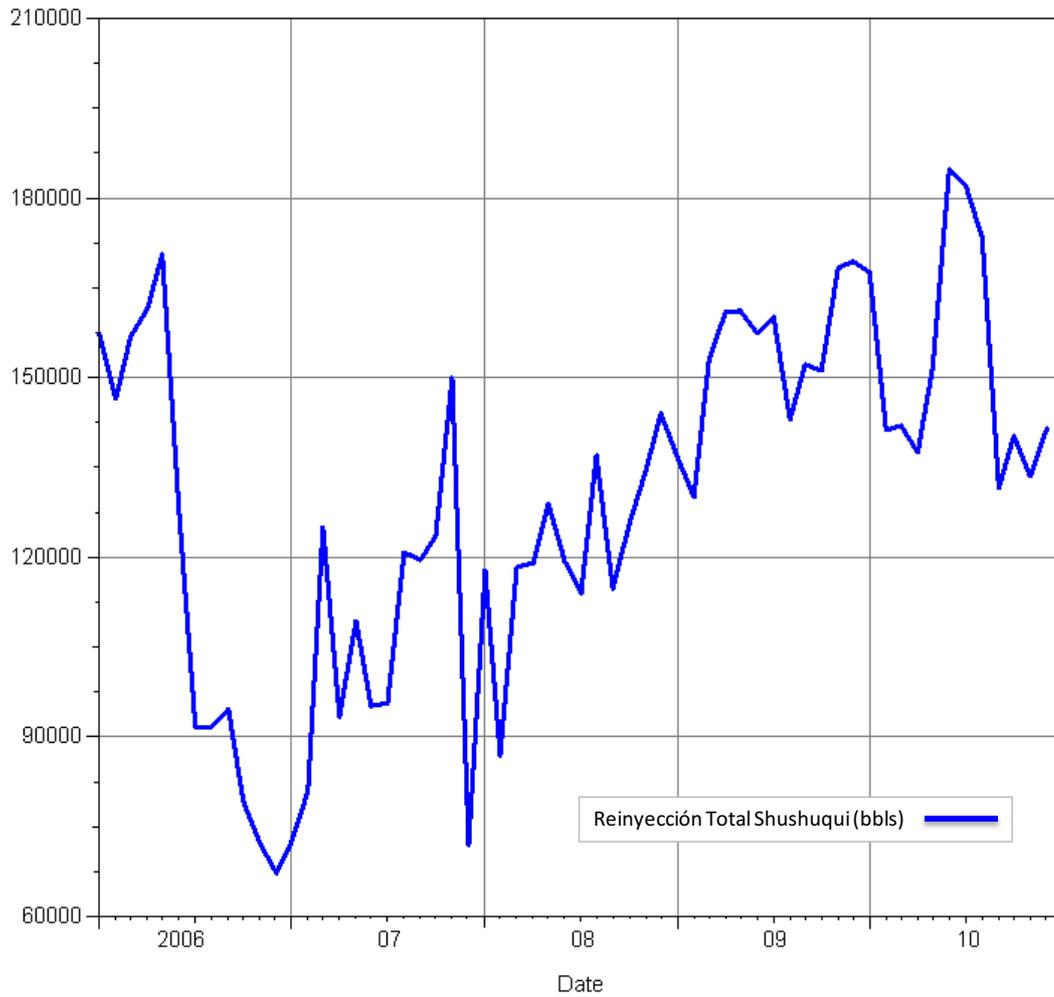
ANEXO 2.11 DATOS DE REINYECCIÓN CAMPO SHUARA

Date	Reinyección bls	Date	Reinyección bls
01/02/2006	819607	01/07/2008	626470
01/03/2006	792153	01/08/2008	684262
01/04/2006	853514	01/09/2008	613539
01/05/2006	923820	01/10/2008	644290
01/06/2006	643636	01/11/2008	664545
01/07/2006	683840	01/12/2008	708750
01/08/2006	747697	01/01/2009	498132
01/09/2006	780086	01/02/2009	461636
01/10/2006	797125	01/03/2009	422455
01/11/2006	621108	01/04/2009	406481
01/12/2006	747766	01/05/2009	406657
01/01/2007	659883	01/06/2009	358956
01/02/2007	613718	01/07/2009	0
01/03/2007	736299	01/08/2009	0
01/04/2007	740279	01/09/2009	0
01/05/2007	772732	01/10/2009	0
01/06/2007	655644	01/11/2009	0
01/07/2007	662811	01/12/2009	585
01/08/2007	758206	01/01/2010	358153
01/09/2007	996446	01/02/2010	429779
01/10/2007	1005634	01/03/2010	337150
01/11/2007	869836	01/04/2010	327723
01/12/2007	322533	01/05/2010	299481
01/01/2008	594246	01/06/2010	358730
01/02/2008	440330	01/07/2010	356538
01/03/2008	437601	01/08/2010	436315
01/04/2008	565122	01/09/2010	446907
01/05/2008	629791	01/10/2010	415469
01/06/2008	643112	01/11/2010	338058
		01/12/2010	391429

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.

FUENTE: REINYECCIÓN. EP-PETROPROEQUADOR

ANEXO 2.12 HISTORIAL DE REINYECCIÓN DEL CAMPO SHUSHUQUI



FUENTE: PEPTROPRODUCCIÓN. EP-PETROPROEQUADOR

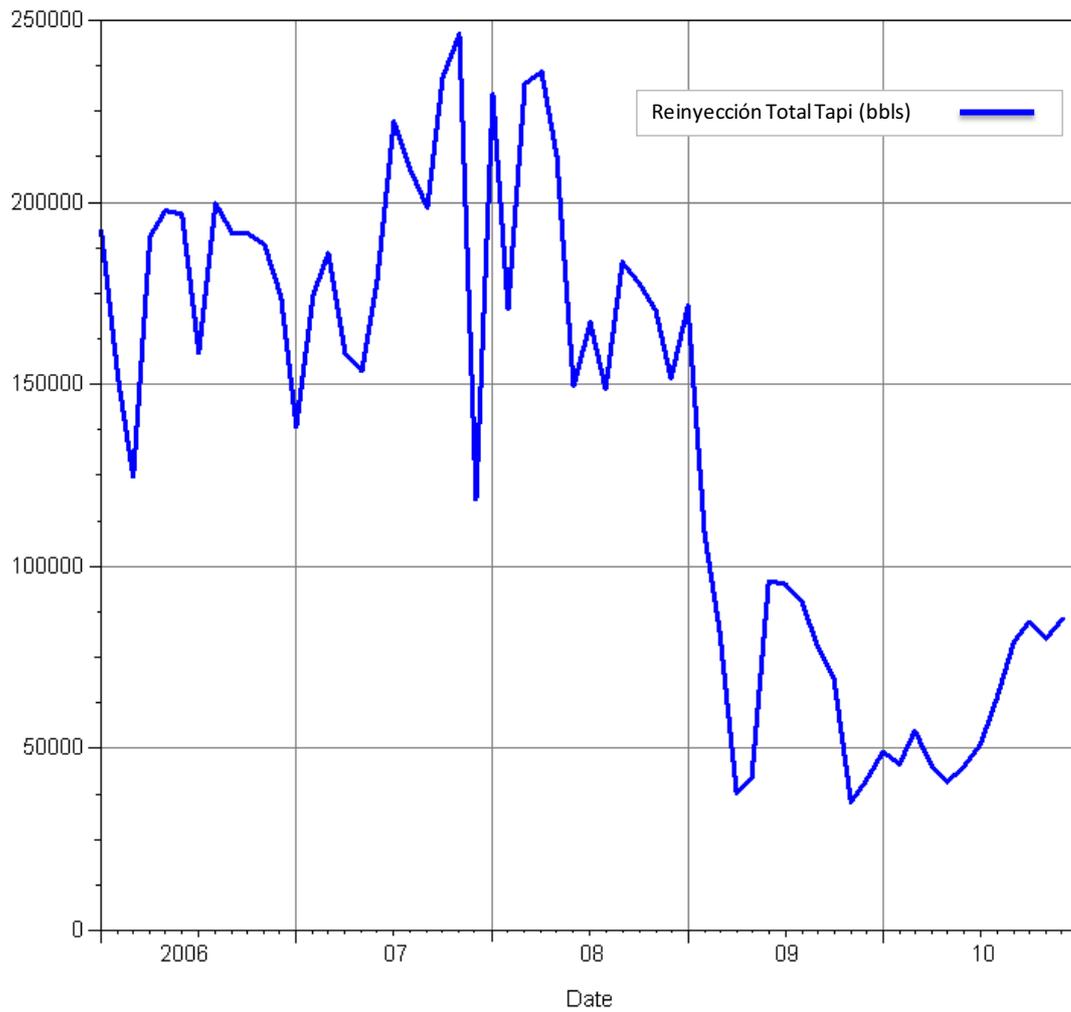
ANEXO 2.13 DATOS DE REINYECCIÓN CAMPO SHUSHUQUI

Date	Reinyección bls	Date	Reinyección bls
01/02/2006	146349	01/07/2008	114149
01/03/2006	156937	01/08/2008	136873
01/04/2006	161352	01/09/2008	114922
01/05/2006	170752	01/10/2008	125537
01/06/2006	128215	01/11/2008	134587
01/07/2006	91732	01/12/2008	143864
01/08/2006	91496	01/01/2009	136778
01/09/2006	94604	01/02/2009	129943
01/10/2006	79260	01/03/2009	152929
01/11/2006	72224	01/04/2009	161003
01/12/2006	67094	01/05/2009	161056
01/01/2007	72434	01/06/2009	157348
01/02/2007	80849	01/07/2009	160195
01/03/2007	125091	01/08/2009	143096
01/04/2007	93342	01/09/2009	152136
01/05/2007	109248	01/10/2009	151318
01/06/2007	95105	01/11/2009	168332
01/07/2007	95709	01/12/2009	169430
01/08/2007	120809	01/01/2010	167767
01/09/2007	119597	01/02/2010	141161
01/10/2007	123522	01/03/2010	142035
01/11/2007	149973	01/04/2010	137617
01/12/2007	71817	01/05/2010	151799
01/01/2008	117766	01/06/2010	184835
01/02/2008	86760	01/07/2010	182111
01/03/2008	118227	01/08/2010	173479
01/04/2008	119099	01/09/2010	131388
01/05/2008	129083	01/10/2010	140347
01/06/2008	119334	01/11/2010	133416
		01/12/2010	141437

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.

FUENTE: REINYECCIÓN. EP-PETROPROEQUADOR

ANEXO 2.14 HISTORIAL DE REINYECCIÓN DEL CAMPO TAPI



FUENTE: PEPTROPRODUCCIÓN. EP-PETROPROEQUADOR

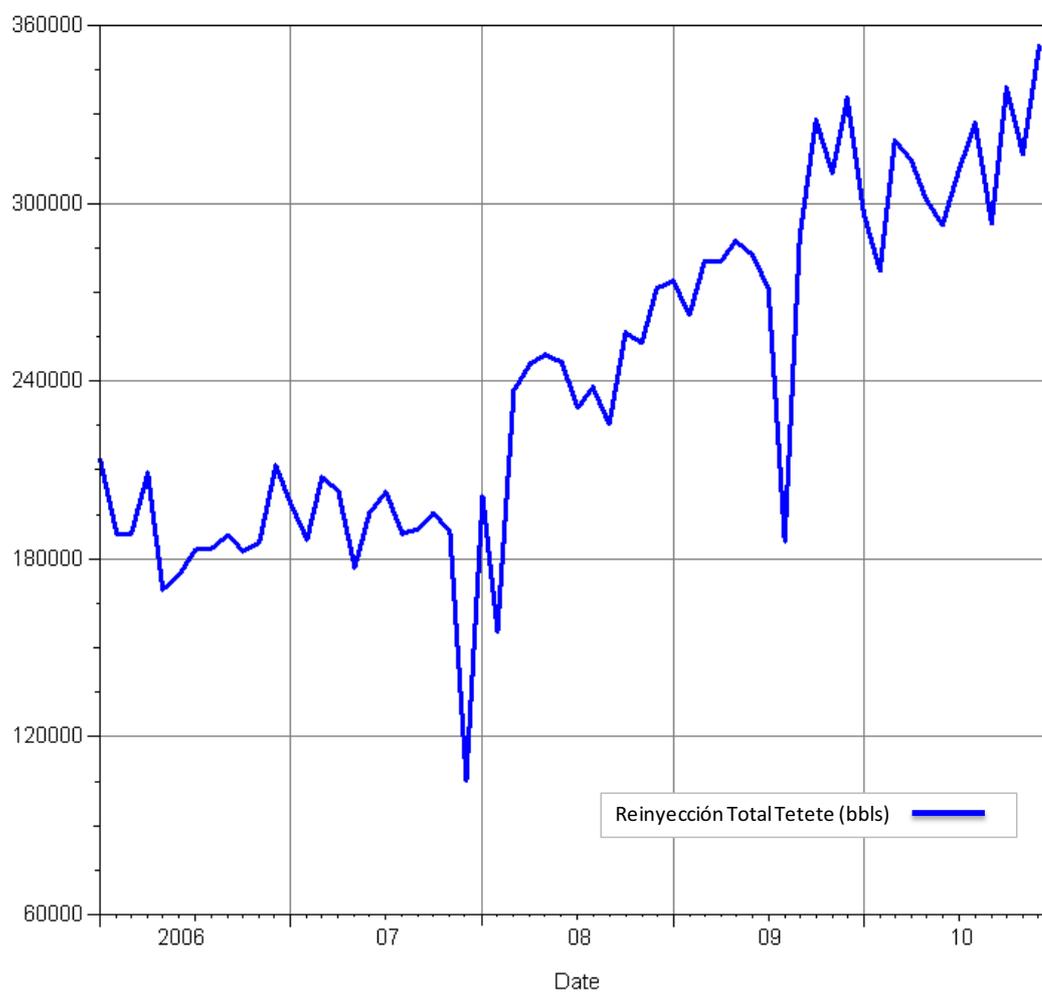
ANEXO 2.15 DATOS DE REINYECCIÓN CAMPO TAPI

Date	Reinyección bls	Date	Reinyección bls
01/02/2006	151569	01/07/2008	167119
01/03/2006	124707	01/08/2008	148729
01/04/2006	190521	01/09/2008	183440
01/05/2006	197632	01/10/2008	177688
01/06/2006	196702	01/11/2008	170496
01/07/2006	158473	01/12/2008	151634
01/08/2006	199912	01/01/2009	171683
01/09/2006	191607	01/02/2009	108675
01/10/2006	191404	01/03/2009	81829
01/11/2006	188697	01/04/2009	37643
01/12/2006	174167	01/05/2009	41700
01/01/2007	138391	01/06/2009	96055
01/02/2007	174574	01/07/2009	95185
01/03/2007	186115	01/08/2009	90187
01/04/2007	158634	01/09/2009	77963
01/05/2007	153597	01/10/2009	68784
01/06/2007	178066	01/11/2009	35376
01/07/2007	222282	01/12/2009	41129
01/08/2007	208992	01/01/2010	48856
01/09/2007	198562	01/02/2010	45835
01/10/2007	234428	01/03/2010	54667
01/11/2007	246254	01/04/2010	45101
01/12/2007	118490	01/05/2010	40842
01/01/2008	229740	01/06/2010	44697
01/02/2008	170899	01/07/2010	51004
01/03/2008	232714	01/08/2010	63728
01/04/2008	236025	01/09/2010	79173
01/05/2008	212670	01/10/2010	84633
01/06/2008	149351	01/11/2010	80119
		01/12/2010	85419

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.

FUENTE: REINYECCIÓN. EP-PETROPROEQUADOR

ANEXO 2.16 HISTORIAL DE REINYECCIÓN DEL CAMPO TETETE



FUENTE: PEPTROPRODUCCIÓN. EP-PETROPROEQUADOR

ANEXO 2.17 DATOS DE REINYECCIÓN CAMPO TETETE

Date	Reinyección bls	Date	Reinyección bls
01/02/2006	188485	01/08/2008	238014
01/03/2006	188425	01/09/2008	225671
01/04/2006	209186	01/10/2008	256232
01/05/2006	169657	01/11/2008	252830
01/06/2006	174667	01/12/2008	271136
01/07/2006	182892	01/01/2009	273785
01/08/2006	183585	01/02/2009	262596
01/09/2006	187862	01/03/2009	280386
01/10/2006	182538	01/04/2009	280350
01/11/2006	185665	01/05/2009	287318
01/12/2006	211248	01/06/2009	282571
01/01/2007	198456	01/07/2009	271146
01/02/2007	186438	01/08/2009	186000
01/03/2007	207672	01/09/2009	288256
01/04/2007	202779	01/10/2009	327964
01/05/2007	177275	01/11/2009	310086
01/06/2007	195464	01/12/2009	335750
01/07/2007	202758	01/01/2010	296623
01/08/2007	188794	01/02/2010	277526
01/09/2007	190001	01/03/2010	321123
01/10/2007	195765	01/04/2010	314912
01/11/2007	189069	01/05/2010	301459
01/12/2007	105071	01/06/2010	292703
01/01/2008	200971	01/07/2010	311405
01/02/2008	155633	01/08/2010	327114
01/03/2008	236711	01/09/2010	293287
01/04/2008	245946	01/10/2010	339260
01/05/2008	248935	01/11/2010	316656
01/06/2008	246486	01/12/2010	353022

REALIZADO POR: JIMENEZ RITA Y PAUCAR JUAN.

FUENTE: REINYECCIÓN. EP-PETROPROEQUADOR

ANEXO 3.1 FOTOS

FOTO 1 MÚLTIPLES



FOTO 2 SEPARADORES



FOTO 3 TANQUE DE LAVADO



FOTO 4 TANQUE DE ALMACENAJE DE AGUA DE FORMACIÓN



FOTO 5 ACUMULADORES Y BOMBAS BOOSTER



FOTO 6 CONTADOR DE FLUJO

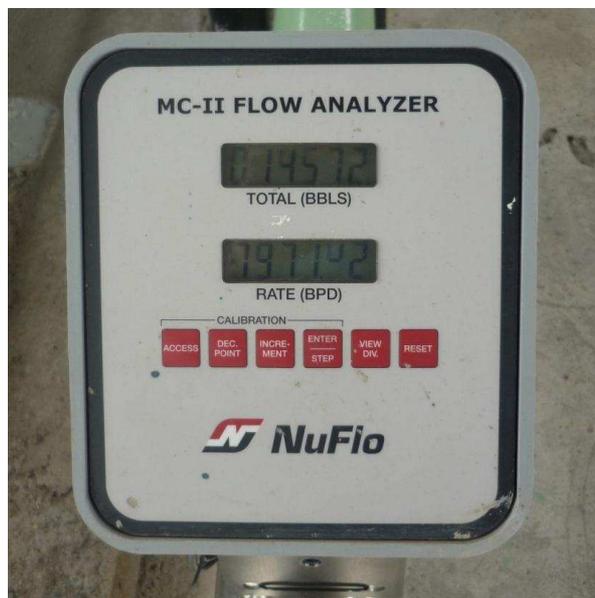


FOTO 7 BOMBAS HORIZONTALES



FOTO 8 INSTALACIONES DIRECCIONAMIENTO DE FLUJO

VÁLVULA MANUAL DE BOLA PARA DIRIGIR EL FLUJO AL ATACAPI-04



VÁLVULA MANUAL DE BOLA PARA DIRIGIR EL FLUJO AL ATACAPI-03

FOTO 9 CABEZAL DE POZO REINYECTOR



FOTO 10 TANQUES CON QUÍMICOS PARA TRATAMIENTO DE AGUA



FOTO 11 CABEZAL DE POZO REINYECTOR DE AGUA DE FORMACIÓN CON OXIDACIÓN POR FUGAS DE AGUA



FOTO 12 ACUMULADOR Y BOMBAS BOOSTER CON PARTES OXIDADAS POR FUGAS DE AGUA.

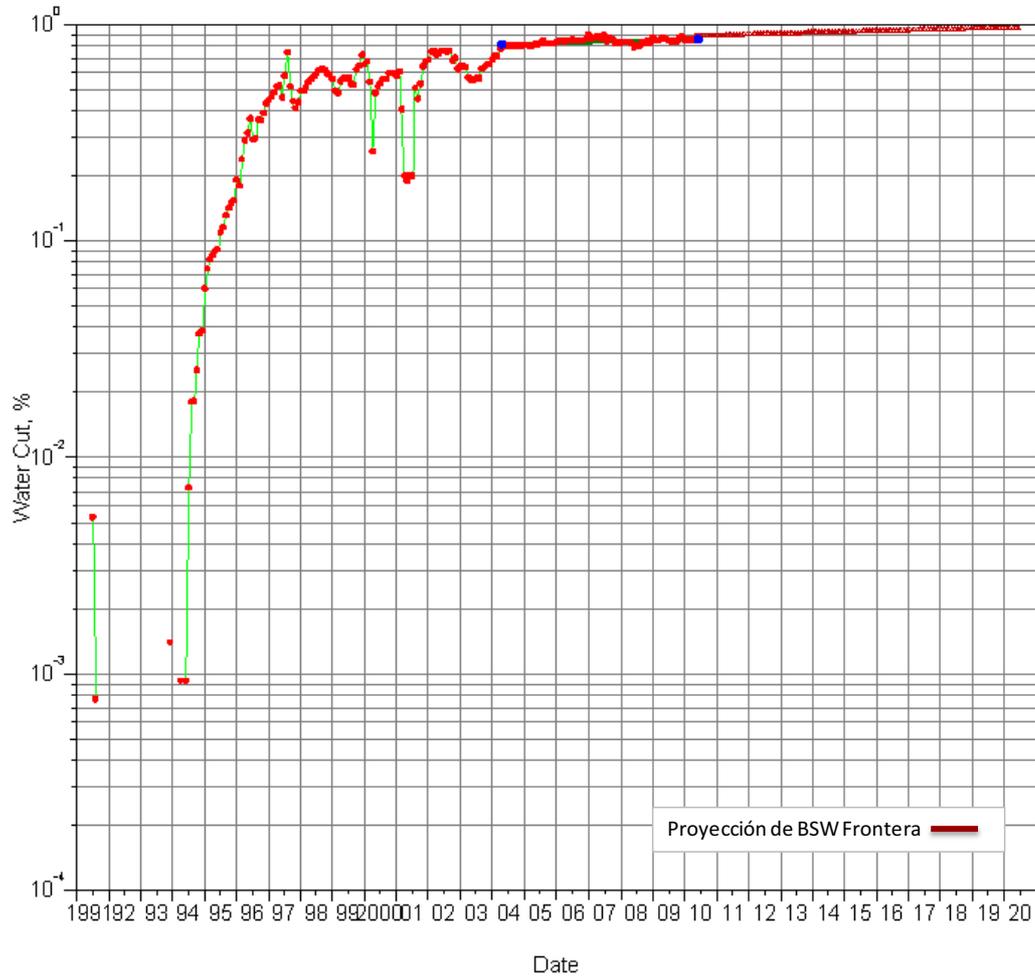


ANEXO 4.1 PROYECCIÓN DEL BSW CAMPO ATACAPI



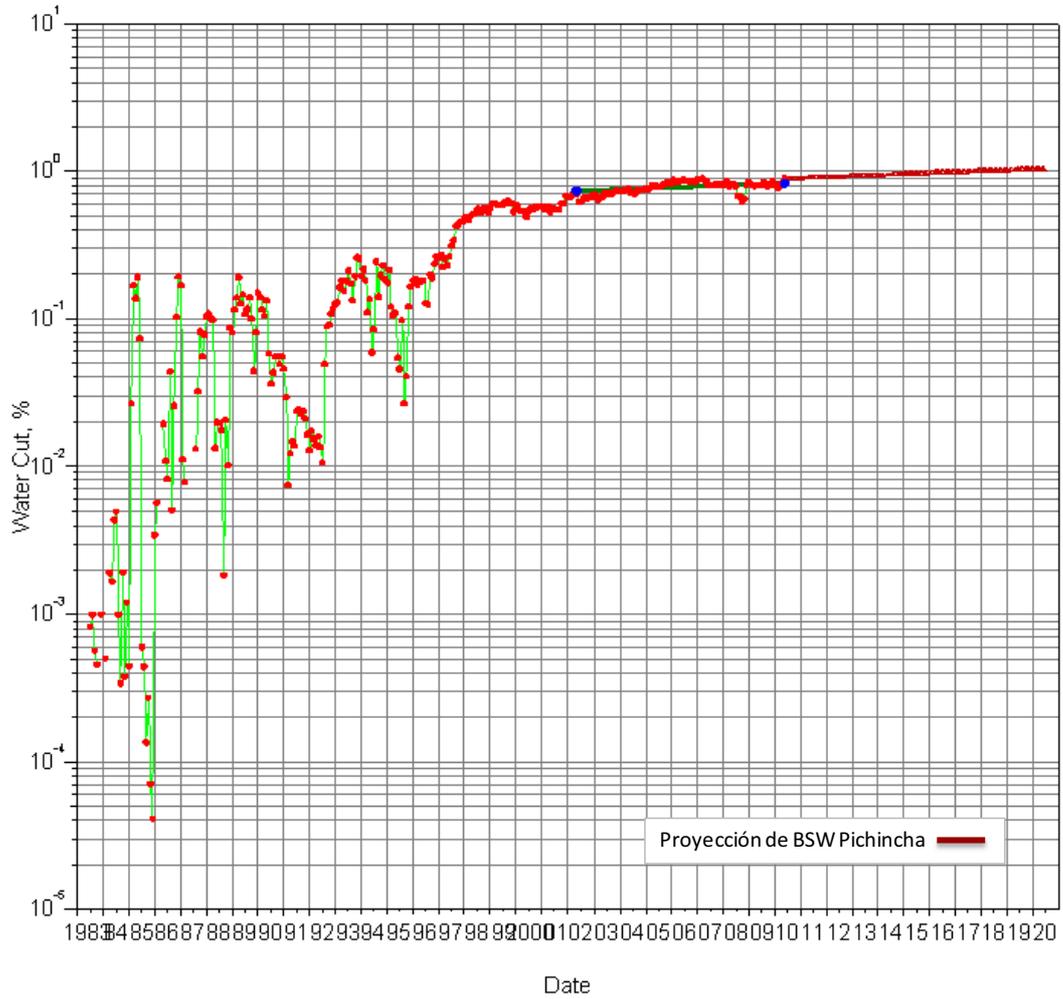
FUENTE: PEPTROPRODUCCIÓN. EP-PETROPROEQUADOR

ANEXO 4.2 PROYECCIÓN DEL BSW CAMPO FRONTERA



FUENTE: PEPTROPRODUCCIÓN. EP-PETROPROEQUADOR

ANEXO 4.3 PROYECCIÓN DEL BSW CAMPO PICHINCHA



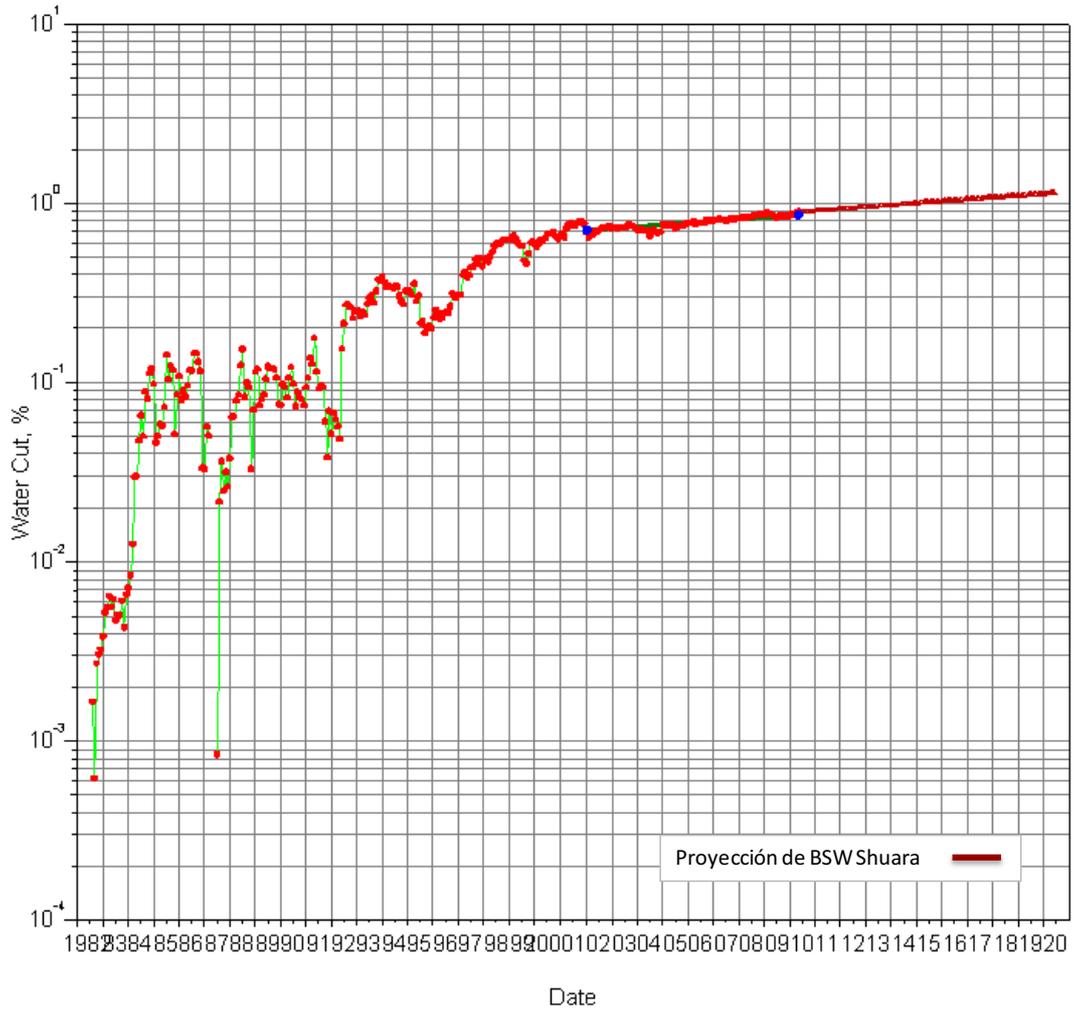
FUENTE: PEPTROPRODUCCIÓN. EP-PETROPROEQUADOR

ANEXO 4.4 PROYECCIÓN DEL BSW CAMPO SECOYA



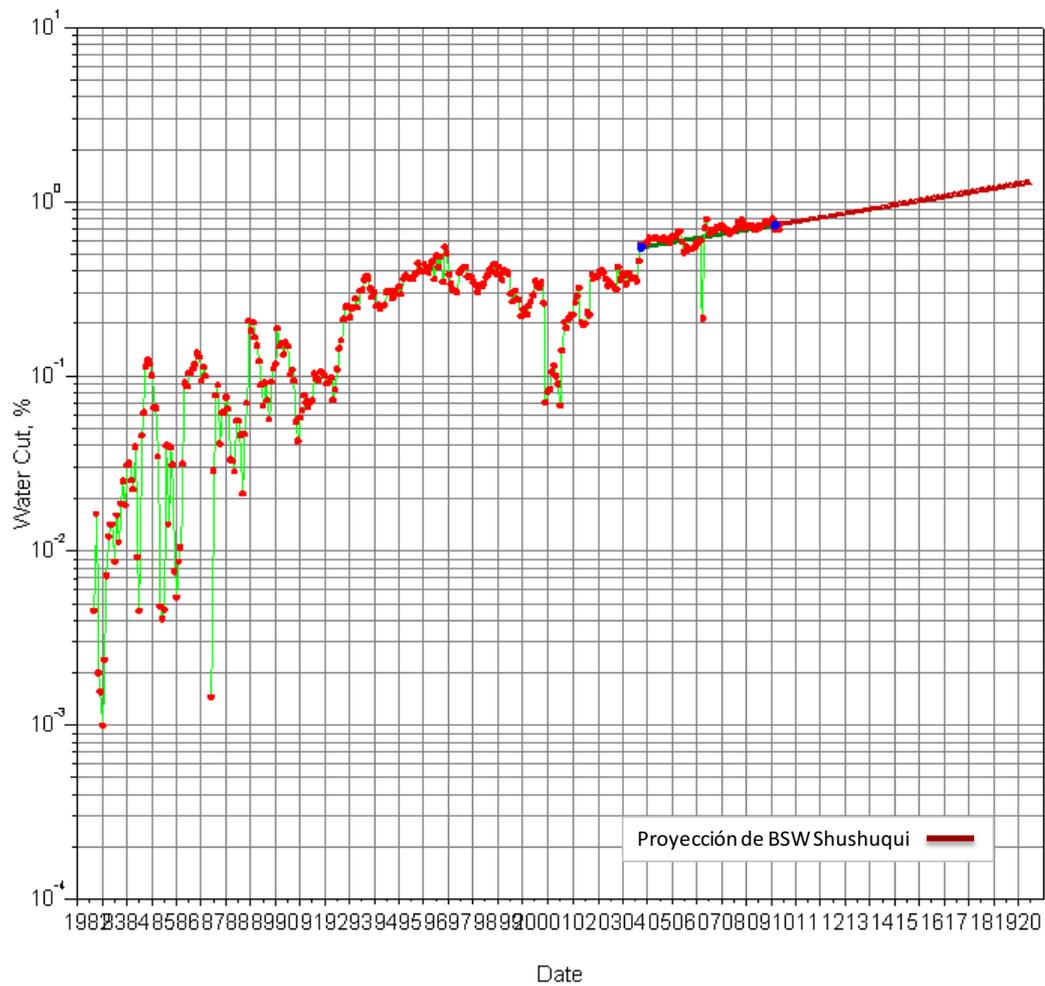
FUENTE: PEPTROPRODUCCIÓN. EP-PETROPROEQUADOR

ANEXO 4.5 PROYECCIÓN DEL BSW CAMPO SHUARA



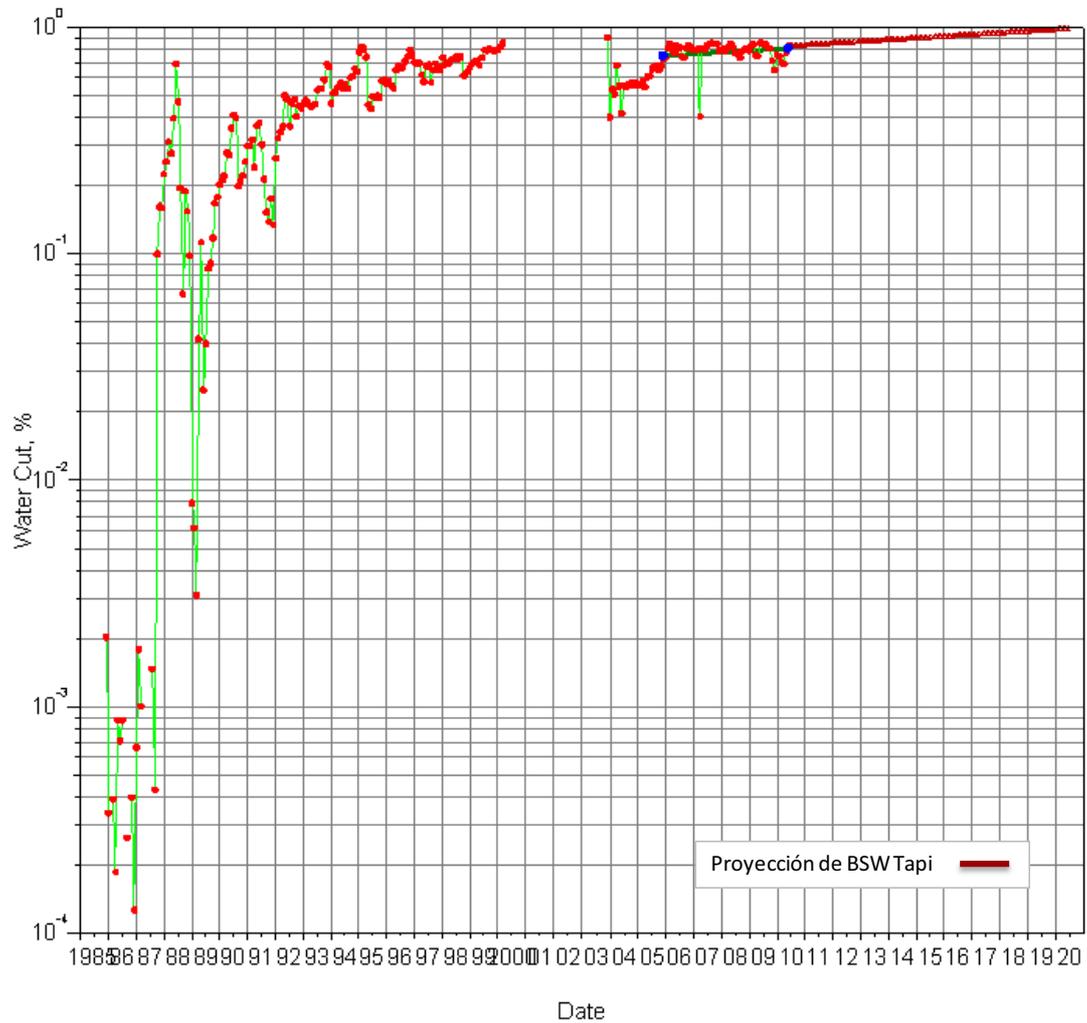
FUENTE: PEPTROPRODUCCIÓN. EP-PETROPROEQUADOR

ANEXO 4.6 PROYECCIÓN DEL BSW CAMPO SHUSHUQUI



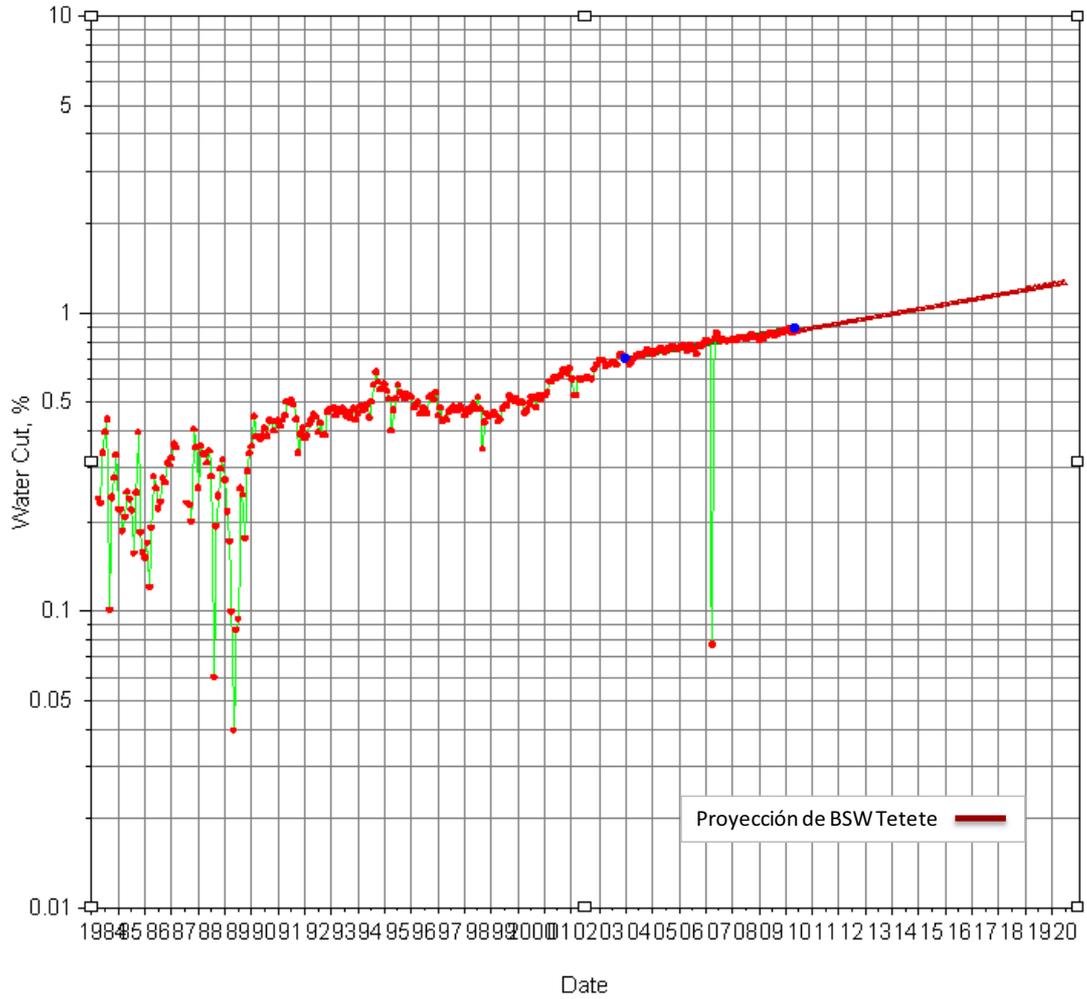
FUENTE: PETROPRODUCCIÓN. EP-PETROPROEcuador

ANEXO 4.7 PROYECCIÓN DEL BSW CAMPO TAPI



FUENTE: PEPTROPRODUCCIÓN. EP-PETROPROEQUADOR

ANEXO 4.8 PROYECCIÓN DEL BSW CAMPO TETETE



FUENTE: PEPTROPRODUCCIÓN. EP-PETROPROEQUADOR

ANEXO 4.9 SÓLIDOS SUSPENDIDOS TOTALES

LUGAR	SST, ppm
SEC-WT	14,8
SEC-01RW	12,6
SEC-25	0
SHU-WT	30,3
SHU-01RW	11,6
SHU-21	19,4
PIC-WT	38
PIC-01RW	16,6
PIC-11	21,3
ATA-WT	10,9
ATA-01RW	-
ATA-02RW	10,6
ATA-03	-
SSQ-WT	14,4
SSQ-19	10
TTT-WT	19,4
TTT-02	9,1
TTT-05	15
TAP-WT	20,4
TAP-02	19,3
FRT-WT	12,3
FRT-03	12

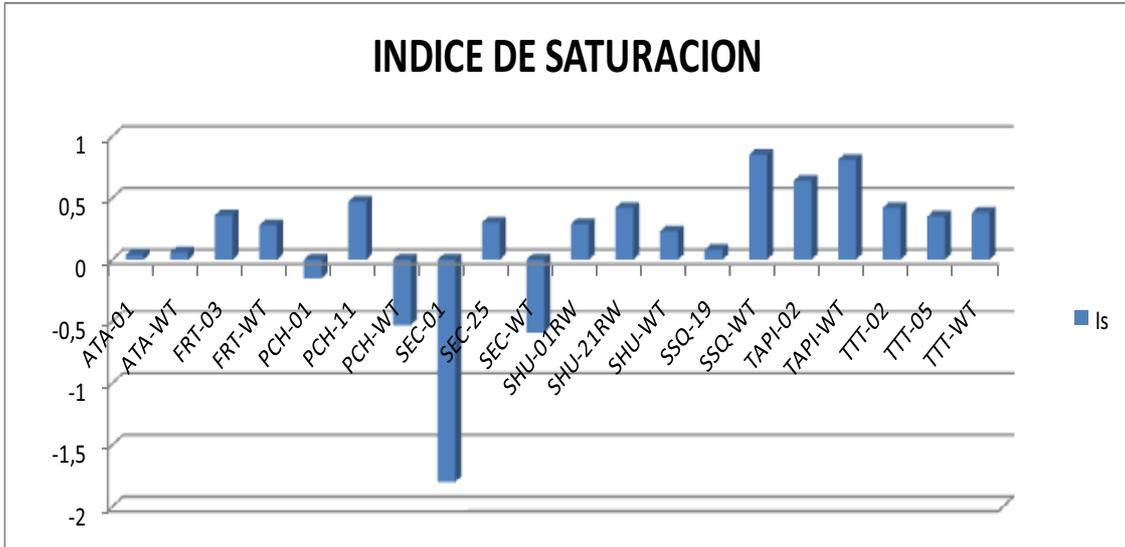
FUENTE: REINYECCIÓN. EP-PETROPROEQUADOR

ANEXO 4.10 RESULTADOS DE LATENDENCIA DE AGUA DE FORMACIÓN

LUGAR DE MUESTREO	pH	Is	PTB LBS(CaCO3/1000barr)	SEVERIDAD DE ESCALA
ATA-01	6,21	0,04	38	Pocos problemas por formación de incrustaciones
ATA-WT	6,36	0,06	53	Pocos problemas por formación de incrustaciones
FRT-03	6,49	0,36	194	Moderado problemas por formación de incrustaciones
FRT-WT	6,12	0,28	246	Moderado problemas por formación de incrustaciones
PCH-01	6,33	-0,15	0	No hay problemas por formación de incrustaciones
PCH-11	6,64	0,47	255	Existen graves problemas por formación de incrustaciones
PCH-WT	5,82	-0,53	0	No hay problemas por formación de incrustaciones
SEC-01	5,35	-1,8	0	No hay problemas por formación de incrustaciones
SEC-25	6,63	0,3	210	Moderado problemas por formación de incrustaciones
SEC-WT	6,01	-0,59	0	No hay problemas por formación de incrustaciones
SHU-01RW	6,39	0,29	209	Moderado problemas por formación de incrustaciones
SHU-21RW	6,51	0,42	340	Existen graves problemas por formación de incrustaciones
SHU-WT	6,33	0,23	198	Moderado problemas por formación de incrustaciones
SSQ-19	6,36	0,08	64	Pocos problemas por formación de incrustaciones
SSQ-WT	6,78	0,85	555	Existen graves problemas por formación de incrustaciones
TAPI-02	6,68	0,64	345	Existen graves problemas por formación de incrustaciones
TAPI-WT	6,78	0,81	382	Existen graves problemas por formación de incrustaciones
TTT-02	6,28	0,42	193	Moderado problemas por formación de incrustaciones
TTT-05	6,39	0,35	167	Moderado problemas por formación de incrustaciones
TTT-WT	6,44	0,38	162	Moderado problemas por formación de incrustaciones

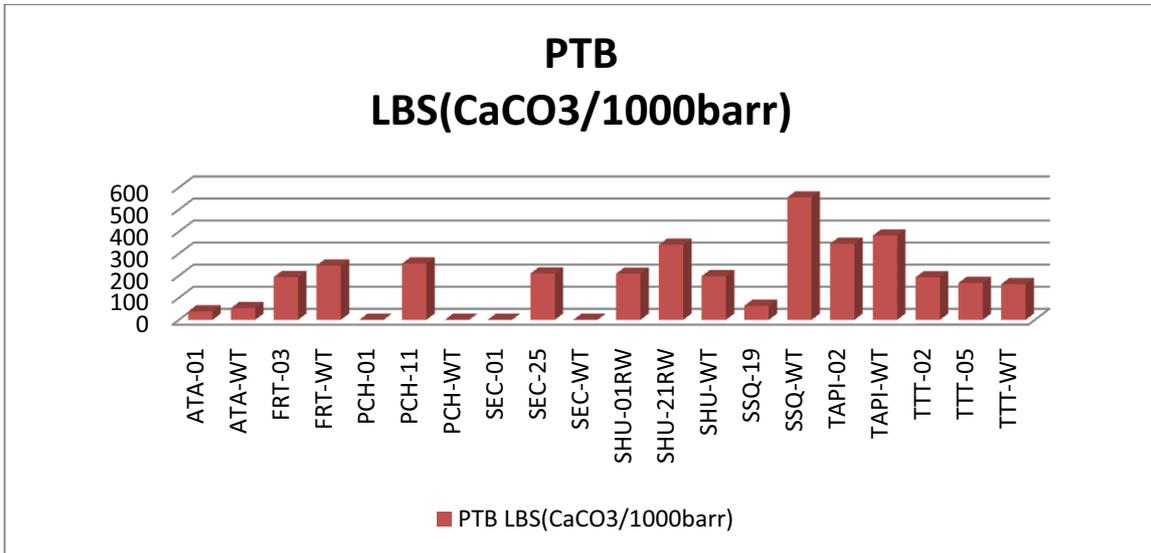
FUENTE: REINYECCIÓN. EP-PETROPROEQUADOR

ANEXO 4.11 RESULTADOS DEL INDICE DE SATURACIÓN



FUENTE: REINYECCIÓN. EP-PETROPROEQUADOR

ANEXO 4.12 RESULTADOS DEL PTB



FUENTE: REINYECCIÓN. EP-PETROPROEQUADOR

ANEXO 4.13 RESIDUAL DE ACEITE EN EL AGUA

LUGAR	OIL ppm, Máximo	OIL ppm, Obtenido
SEC-WT	15	15,4
SEC-01RW	15	14
SEC-25	15	0
SHU-WT	15	36,4
SHU-01RW	15	29,6
PIC-WT	15	35,8
PIC-01RW	15	29
PIC-11	15	12,5
ATA-WT	15	19,4
ATA-01RW/04	15	11,1
ATA-02RW	15	18,4
SSQ-WT	15	24,5
SSQ-19	15	18,2
SSQ-Calentador	15	23,7
TTT-WT	15	14,8
TTT-02	15	10,3
TTT-05	15	13,3
TAP-WT	15	9,7
TAP-02	15	9,4
FRT-WT	15	21
FRT-03	15	11,2

FUENTE: REINYECCIÓN. EP-PETROPROEQUADOR

ANEXO 4.14 RESULTADO DE CULTIVO DE BACTERIAS

PUNTO DE CULTIVO	FECHA DE CULTIVO	DIAS DE CULTIVO	RESULTADO (col/ml)
FRT ESTACIÓN	DICIEMBRE DEL 2010	28	0
FRT-03		28	0
TAP ESTACIÓN		28	100
TAP-02		28	100
TTT ESTACIÓN		28	100
TTT-02		28	100
TTT-05		28	100
SSQ ESTACIÓN		28	100
SSQ-19		28	100
ATA ESTACIÓN		28	100
ATA-02RW		28	100
PIC ESTACIÓN		28	10
PIC-01RW		28	0
PIC-11		28	0
SHU ESTACIÓN		28	100
SHU-01RW		28	100
SEC ESTACIÓN		28	10
SEC-01RW		28	10
SEC-25		28	

FUENTE: REINYECCIÓN. EP-PETROPROEQUADOR

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN.** Producción y Reinyección de Agua del Área Libertador. Diciembre 2010.
- **DEPARTAMENTO DE GEOLOGÍA.** Descripción Litológica Área Libertador. Diciembre 2010.
- **GONZALEZ, IGNACIO. DEPARTAMENTO DE REINYECCIÓN DE AGUA (RYA).** Informes Anuales Área Libertador 2008, 2009, 2010.
- **PETROPRODUCCIÓN, DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN.** Forecast de todos los Pozos del Área Libertador desde 2006 al 2010.
- **LLERENA, PATRICO. (2009). PETROPRODUCCIÓN.** Herramientas Prácticas para el análisis, predicción, y control de escala y corrosión interna en campos petroleros. Noviembre.
- **HOYOS, EDUARDO. (1996).** “Optimización Del Sistema De Reinyección De Agua Del Pad Amo-A, Del Bloque 16 Operado Por La Compañía Repsol-Ypf” (Tesis Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral)
- **NARANJO, BRAULIO. (2008).** “Estudio para la implementación de un sistema Cerrado de reinyección de agua para el campo Sacha, estación norte 2” (Tesis Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, Escuela Politécnica Nacional)
- **VINUEZA GUILLERMO Y HOLGUÍN JOSÉ. (2009).** “Evaluación y optimización de los sistemas de Separación de crudo y tratamiento de agua para Reinyección” (Tesis Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, Escuela Politécnica Nacional)
- **DE LA CUEVA, EDGAR. (2006).** “Optimización del sistema de inyección de agua de Formación en el Campo Fanny 18-B” (Tesis Facultad de Ingeniería Mecánica, Escuela Politécnica Nacional).
- **ALVARADO, YELITHMAR. (2006).** “Evaluación de los factores que afectan la calidad del agua procesada en las plantas de inyección de agua salada

del Campo Oritupano Estado Monagas” (Tesis Facultad de Ingeniería de Petróleo, Universidad de Oriente, Venezuela).

- **GLR Solutions Ltd In Association with The Petroleum Technology Alliance**, “How a Micro-bubble Flotation System Can Enhance Oil Separation and Recovery from Produced Water while Reducing Chemical and Filter Usage”.
- **ERAL, EQUIPOS Y PROCESOS, S.A.** “Hidrociclones”
- **MARFISI SHIRLEY Y SALAGER JEAN LOUIS**, “Deshidratación de crudo, Principios y Tecnología” (Plan Piloto Universidad de los Andes, Escuela de Ingeniería Química).