

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS**

**EVALUACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN DE  
YACIMIENTOS UTILIZADAS EN UN CAMPO DEL ORIENTE  
ECUATORIANO**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO EN INGENIERO EN  
PETRÓLEOS**

**GONZALO ALEJANDRO PAZMIÑO NÚÑEZ**  
gon.pazmino@hotmail.com

**DIRECTOR: ING. JORGE VELASQUEZ**  
jorge.velasquez@epn.edu.ec

**Quito, Febrero 2016**

## **DECLARACIÓN**

Yo, Gonzalo Alejandro Pazmiño Núñez declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

---

GONZALO ALEJANDRO PAZMIÑO NÚÑEZ

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Gonzalo Alejandro Pazmiño Núñez, bajo mi supervisión.

---

ING. JORGE VELÁSQUEZ  
DIRECTOR DEL PROYECTO

## AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme la fuerza para lograr mi meta.

A Consorcio Shushufindi por darme la oportunidad de desarrollarme en el equipo de Explotación, por haberme permitido pertenecer a su grupo de trabajo, en el cual adquirí grandes conocimientos, responsabilidades y virtudes que me ayudaron a crecer como ser humano y profesional.

A Ingeniero Jorge Velásquez por su predisposición en dirigir este proyecto.

A los Ingenieros Jorge Hurtado, Luis Miguel Sandoval, Angélica Vargas, Jean Paul Lafournere, Equipo de Explotación de CSSFD.

A la Escuela Politécnica Nacional, a la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos y a todos los maestros que con su paciencia dedicaron el tiempo necesario para hacer de los jóvenes unos grandes líderes y seres útiles a la sociedad.

## DEDICATORIA

A Dios por ayudarme en momentos difíciles cuando me sentía perdido.

A mi Madre por su apoyo y paciencia para ayudarme a alcanzar mis sueños y por siempre estar a mi lado cargando una doble responsabilidad.

A mi Padre por su apoyo.

A mi familia por darme las palabras y el aliento para seguir adelante.

A mis amigos de siempre que estuvieron pendientes y fueron un apoyo fundamental en momentos difíciles y compartieron buenos momentos también.

A mis compañeros y amigos de la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos que se convirtieron en mi familia al compartir trabajo, esfuerzo, alegrías y tristezas.

## CONTENIDO

<b>Contenido</b>	
DECLARACIÓN .....	I
CERTIFICACIÓN .....	II
AGRADECIMIENTOS .....	III
DEDICATORIA.....	IV
CONTENIDO.....	V
RESUMEN .....	XIX
PRESENTACIÓN.....	XX
CAPITULO I .....	21
DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO .....	21
1.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.....	21
1.2 RESUMEN HISTÓRICO DEL CAMPO .....	22
1.3 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO.....	23
1.3.1 ESTRUCTURA.....	23
1.3.2 ESTRATIGRAFÍA.....	27
1.3.2.1 Formación Tena.....	28
1.3.2.2 Formación Napo.....	28
1.3.2.2.1 Arena U Superior .....	30
1.3.2.2.2 Arena U Inferior .....	30
1.3.2.2.3 Arena T Superior .....	30
1.3.2.2.4 Arena T inferior .....	30
1.3.2.3 Formación Hollín.....	31
1.4 PROPIEDADES DEL FLUIDO .....	31
1.5 PROPIEDADES PETROFÍSICAS.....	32
1.6 PRESIONES.....	32
1.6.1 HISTORIAL DE PRESIONES EN LA ARENA U.....	33

1.6.2	HISTORIAL DE PRESIONES EN LA ARENA T .....	36
1.7	DESARROLLO DEL CAMPO .....	37
CAPITULO II .....		44
TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN .....		44
2.1	DAÑO DE FORMACIÓN.....	44
2.1.1	DAÑO CAUSADO POR LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN....	44
2.1.2	DAÑO CAUSADO POR OPERACIONES DE CEMENTACIÓN. ....	45
2.1.3	DAÑO CAUSADO POR OPERACIONES DE COMPLETACIÓN .....	45
2.1.4	DAÑO CAUSADO POR OPERACIONES DE CAÑONEO.....	45
2.1.5	DAÑO CAUSADO POR LAS OPERACIONES DE PRODUCCIÓN .....	47
2.2	CUANTIFICACIÓN DEL DAÑO. ....	47
2.3	TIPOS DE ESTIMULACIÓN DE POZOS.....	48
2.3.1	LIMPIEZA DEL POZO .....	49
2.3.1.1	Estimulación Matricial No Reactiva/ Surfactante.....	49
2.3.2	ESTIMULACIÓN MATRICIAL REACTIVA/ ACIDIFICACIÓN. ....	50
2.3.3	FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO. ....	51
2.3.3.1	Dirección y Geometría de la fractura.....	52
2.3.3.2	Tipos de fractura hidráulica .....	54
2.3.3.2.1	Fractura Con Propante. ....	54
2.3.3.3	Fractura Ácida.....	56
2.3.4	CAÑONEOS.....	59
2.3.4.1	TCP.....	59
2.3.4.2	PURE .....	61
2.3.4.3	Stim Gun .....	63
2.3.4.4	MAX R.....	65
CAPITULO III .....		68

CRITERIOS DE EVALUACIÓN PARA APLICAR TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN .....	68
3.1 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA SER ESTIMULADOS.....	68
3.2 SELECCIÓN DE LA TÉCNICA .....	68
3.3 CONDICIÓN DEL POZO .....	69
3.3.1 CONDICIONES MECÁNICAS.....	70
3.3.1.1 Calidad del Cemento.....	70
3.3.1.2 Sellos de la formación.....	70
3.3.1.3 Equipos .....	71
3.3.2 CONDICIONES DEL YACIMIENTO.....	71
3.4 DIAGRAMAS DE FLUJO PARA EXAMINAR LOS POZOS.....	71
3.5 CARACTERIZACIÓN PARA EL TRATAMIENTO .....	72
3.5.1 PARA FRACTURAMIENTO.....	73
3.5.2 ACIDIFICACIÓN/ ESTIMULACIÓN MATRICIAL REACTIVA.....	77
3.5.3 CAÑONEO.....	81
CAPITULO IV .....	86
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	86
4.1.1 PROCEDIMIENTO PARA UN FRACTURAMIENTO .....	86
4.1.2 PROCEDIMIENTO PARA UNA ACIDIFICACIÓN.....	88
4.1.3 PROCEDIMIENTO PARA UN RECAÑONEO/ REPUNZONAMIENTO	89
4.2 EFECTIVIDAD DE LAS TÉCNICAS APLICADAS .....	91
4.2.1 EFECTIVIDAD DEL FRACTURAMIENTO.....	92
4.2.2 EFECTIVIDAD DE ACIDIFICACIÓN .....	95
4.2.3 EFECTIVIDAD DE RECAÑONEOS / REPUNZONAMIENTOS.....	97
4.3 UBICACIÓN DE LAS TÉCNICAS APLICADAS.....	99
4.3.1 EFECTIVIDAD EN ARENA “T” .....	99
4.3.2 EFECTIVIDAD EN ARENA U.....	102



4.3.2.1	Arena Ui.....	103
4.3.2.2	Arena Us.....	105
CAPITULO V.....		107
ANÁLISIS ECONÓMICO.....		107
5.1	INTRODUCCIÓN.....	107
5.1.1	INVERSIÓN.....	108
5.1.2	VOLUMEN INCREMENTAL.....	108
5.1.3	PRECIO DE BARRIL DE PETRÓLEO INCREMENTADO.....	108
5.2	RENTABILIDAD DE LAS FRACTURAS.....	108
5.2.1	UTILIDAD DE LAS FRACTURAS.....	108
5.2.2	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN FRACTURAS. ...	110
5.3	RENTABILIDAD DE ACIDIFICACIONES.....	114
5.3.1	UTILIDAD DE LAS ACIDIFICACIONES.....	114
5.3.2	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE ÁCIDOS.....	115
5.4	RENTABILIDAD DE POZOS REPUNZONADOS.....	115
5.4.1	UTILIDADES DE LOS REPUNZONAMIENTOS.....	115
5.4.2	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LOS POZOS REPUNZONADOS.....	116
CAPITULO VI.....		118
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		118
6.1	CONCLUSIONES.....	118
6.2	RECOMENDACIONES.....	121
GLOSARIO DE TÉRMINOS MENCIONADOS.....		123
BIBLIOGRAFÍA.....		125
ANEXOS.....		126
ANEXO No.1.....		127
Zonas de Interés, Contactos Agua Petróleo y Sellos Lutícos de Pozos Estudiados.....		127

Anexo 1. 1 Pozo S-65, Arena Ui, Intervalos de interés: .....	128
8934'-8938', 8949'-8953' .....	128
Anexo 1. 2 Pozo S-046, Arena Ui, Intervalos de interés: .....	129
9142'-9171'.....	129
Anexo 1. 3 Pozo A-001W, Arena Ti, Intervalos de interés: .....	130
9698'-9710'.....	130
Anexo 1. 4 Pozo S-020B, Arena Us, Intervalos de interés: .....	131
8974'-8982'.....	131
Anexo 1. 5 Pozo S-124D, Arena Ui, Intervalos de interés:.....	132
9598'-9626'.....	132
Anexo 1. 6 Pozo S-175D-ST, Arena Ui, Intervalos de interés:.....	133
9831'-9836'; 9845'-9850'; 9855'-9861'.....	133
Anexo 1. 7 Pozo S-141D, Arena Ui, Intervalos de interés:.....	134
9464'-9469'; 9472'-477'; 9483'-9488'; 9504'-9526' .....	134
Anexo 1. 8 Pozo A-010, Arena Us+Ui, Intervalos de interés:.....	135
9045'-9063' .....	135
Anexo 1. 9 Pozo A-015D, Arena Us, Intervalos de interés:.....	136
9578'-9585' .....	136
Anexo 1. 10 Pozo S-051B, Arena Ti, Intervalos de interés: .....	137
9390'-9405'.....	137
Anexo 1. 11 Pozo S-150D, Arena Ui, Intervalos de interés:.....	138
9763'-9793'.....	138
Anexo 1. 12 Pozo S-202D, Arena Us, Intervalos de interés:.....	139
9782'-9790'.....	139
Anexo 1. 13 Pozo S-080, Arena Us, Intervalos de interés: .....	140
8946'-8964'.....	140
Anexo 1. 14 Pozo S-011, Arena Ui, Intervalos de interés: .....	141

9166'-9176'.....	141
Anexo 1. 15 Pozo S-108, Arena Ui, Intervalos de interés: .....	142
9623'-9642'.....	142
Anexo 1. 16 Pozo S-059, Arena Us, Intervalo de Interés: .....	143
9122'-9130', 9097'-9113', 9090'-9094'.....	143
Anexo 1. 17 Pozo S-031, Arena Ti, Intervalos de interés:.....	144
9328'-9336'.....	144
Anexo 1. 18 Pozo S-098D, Arena Ti, Intervalos de interés: .....	145
9688'-9701'.....	145
Anexo 1. 19 Pozo S-084, Arena Ui, Intervalos de interés: .....	146
9071'-9082', 9086'-9096' .....	146
Anexo 1. 20 Pozo S-090, Arena Ui, Intervalos de interés: .....	147
8973'-8980', 8984'-8990', 9016'-9020', 9050'-9055' .....	147
Anexo 1. 21 Pozo S-164, Arena Ui, Intervalos de interés: .....	148
9071'-9082', 9086'-9096' .....	148
Anexo 1. 22 Pozo S-118, Arena Ui, Intervalos de interés: .....	149
9360'-9374', 9392'-9402'.....	149
Anexo 1. 23 Pozo S-012B, Arena Ti, Intervalos de interés: .....	150
9145'-9166', 9175'-9206'.....	150
Anexo 1. 24 Pozo S-089, Arena Ui, Intervalos de interés: .....	151
9080'-9100'.....	151
Anexo 1. 25 Pozo A-019, Arena Us, Intervalos de interés: .....	152
9852'-9880'.....	152
ANEXO No.2 .....	153
Historiales de Producción de los pozos intervenidos.....	153
Anexo 2. 1 Historial de producción de Pozo S-065.....	154
Anexo 2. 2 Historial de producción de Pozo S-046.....	155

Anexo 2. 3 Historial de producción de Pozo A-001W.....	155
Anexo 2. 4 Historial de producción de Pozo S-020B.....	156
Anexo 2. 5 Historial de producción de Pozo S-124D .....	156
Anexo 2. 6 Historial de producción de Pozo S-175DST .....	157
Anexo 2. 7 Historial de producción de Pozo S-141D .....	157
Anexo 2. 8 Historial de producción de Pozo A-010 .....	158
Anexo 2. 9 Historial de producción de Pozo A-015D .....	158
Anexo 2. 10 Historial de producción de Pozo S-051B.....	159
Anexo 2. 11 Historial de producción de Pozo S-150D .....	159
Anexo 2. 12 Historial de producción de Pozo S-202D .....	160
Anexo 2. 13 Historial de producción de Pozo S-080 .....	160
Anexo 2. 14 Historial de producción de Pozo S-011 .....	161
Anexo 2. 15 Historial de producción de Pozo S-108D .....	161
Anexo 2. 16 Historial de producción de Pozo S-059 .....	162
Anexo 2. 17 Historial de producción de Pozo S-031 .....	162
Anexo 2. 18 Historial de producción de Pozo S-098D .....	163
Anexo 2. 19 Historial de producción de Pozo S-084 .....	163
Anexo 2. 20 Historial de producción de Pozo S-090 .....	164
Anexo 2. 21 Historial de producción de Pozo S-164D .....	164
Anexo 2. 22 Historial de producción de Pozo S-118D .....	165
Anexo 2. 23 Historial de producción de Pozo S-012B.....	165
Anexo 2. 24 Historial de producción de Pozo S-089 .....	166
Anexo 2. 25 Historial de producción de Pozo A-019 .....	166
ANEXO No.3 .....	167
Estados Mecánicos de los pozos intervenidos .....	167
Anexo 3. 1 Pozo S-065, Arena Ui, Antes de Workover # 13 .....	168
Anexo 3. 2 Pozo S-065, Arena Ui, Después de Workover # 13 .....	169

Anexo 3. 3 Pozo S-046, Arena Ui, Antes de Workover # 20 .....	170
Anexo 3. 4 Pozo S-046, Arena Ui, Después de Workover # 20 .....	171
Anexo 3. 5 Pozo A-001W, Arena Ti, Antes de Workover # 4 .....	172
Anexo 3. 6 Pozo A-001W, Arena Ti, Después de Workover # 4 .....	173
Anexo 3. 7 Pozo S-020B, Arena Us, Antes de Workover #4.....	174
Anexo 3. 8 Pozo S-020B, Arena Us, Después de Workover #4.....	175
Anexo 3. 9 Pozo S-124D, Arena Ui, Antes de Workover #1 .....	176
Anexo 3. 10 Pozo S-124D, Arena Ui, Después de Workover #1 .....	177
Anexo 3. 11 Pozo S-175D-ST, Arena Ui, Antes de Workover #1.....	178
Anexo 3. 12 Pozo S-175D-ST, Arena Ui, Después de Workover #1.....	179
Anexo 3. 13 Pozo S-141D, Arena Ui, Antes de Completación inicial.....	180
Anexo 3. 14 Pozo S-141D, Arena Ui, Después W.O. #0 (C.I.).....	181
Anexo 3. 15 Pozo A-010, Arena Us+Ui, Antes de Workover #24.....	182
Anexo 3. 16 Pozo A-010, Arena Us+Ui, Después de Workover #24.....	183
Anexo 3. 17 Pozo A-015D, Arena Us, Antes de Workover #1 .....	184
Anexo 3. 18 Pozo A-015D, Arena Us, Después de Workover #1 .....	185
Anexo 3. 19 Pozo S-051B, Arena Ti, Antes de Workover #28.....	186
Anexo 3. 20 Pozo S-051B, Arena Ti, Después de Workover #28.....	187
Anexo 3. 21 Pozo S-150D, Arena Ui, Antes de Workover #1 .....	188
Anexo 3. 22 Pozo S-150D, Arena Ui, Después de Workover #1 .....	189
Anexo 3. 23 Pozo S-202D, Arena Us, Antes de Workover #1 .....	190
Anexo 3. 24 Pozo S-202D, Arena Us, Después de Workover #1 .....	191
Anexo 3. 25 Pozo S-080, Arena Us, Antes de Workover #12.....	192
Anexo 3. 26 Pozo S-080, Arena Us, Después de Workover #12.....	193
Anexo 3. 27 Pozo S-011, Arena Ui, Antes de Workover #12.....	194
Anexo 3. 28 Pozo S-011, Arena Ui, Después de Workover #12.....	195
Anexo 3. 29 Pozo S-108D, Arena Ui, Antes de Workover #3 .....	196

Anexo 3. 30 Pozo S-108D, Arena Ui, Después de Workover #3 .....	197
Anexo 3. 31 Pozo S-059, Arena Us, Antes de Workover #26 .....	198
Anexo 3. 32 Pozo S-059, Arena Us, Después de Workover #26 .....	199
Anexo 3. 33 Pozo S-031, Arena Ti, Antes de Workover #25 .....	200
Anexo 3. 34 Pozo S-031, Arena Ti, Después de Workover #25 .....	201
Anexo 3. 35 Pozo S-098D, Arena Ti, Antes de Workover #4 .....	202
Anexo 3. 36 Pozo S-098D, Arena Ti, Después de Workover #4 .....	203
Anexo 3. 37 Pozo S-084, Arena Ui, Antes de Workover #13 .....	204
Anexo 3. 38 Pozo S-084, Arena Ui, Después de Workover #13 .....	205
Anexo 3. 39 Pozo S-090, Arena Ui, Antes de Workover #15 .....	206
Anexo 3. 40 Pozo S-090, Arena Ui, Después de Workover #15 .....	207
Anexo 3. 41 Pozo S-164D, Arena Ui, Antes de Workover #1 .....	208
Anexo 3. 42 Pozo S-164D, Arena Ui, Después de Workover #1 .....	209
Anexo 3. 43 Pozo S-118D, Arena Ui, Antes de Workover #2 .....	210
Anexo 3. 44 Pozo S-118D, Arena Ui, Después de Workover #2 .....	211
Anexo 3. 45 Pozo S-012B, Arena Ti, Antes de Workover #6 .....	212
Anexo 3. 46 Pozo S-012B, Arena Ti, Después de Workover #6 .....	213
Anexo 3. 47 Pozo S-089, Arena Ui, Antes de Workover #11 .....	214
Anexo 3. 48 Pozo S-089, Arena Ui, Después de Workover #11 .....	215
Anexo 3. 49 Pozo A-019, Arena Us, Antes de Workover #1 .....	216
Anexo 3. 50 Pozo A-019, Arena Us, Después de Workover #1 .....	217
ANEXO No. 4 .....	218
Ubicación de Pozos Estimulados en Arena T .....	218
ANEXO No.5 .....	220
Mapa de Presiones de la Arena T en donde se Ubica el Pozo S-51B.....	220
ANEXO No. 6 .....	222
Evaluación Petrofísica del Pozo S-51b.....	222

ANEXO No. 7 .....	224
Ubicación de Pozo S-12b en Mapa de Presión de Arena T.....	224
ANEXO No. 8 .....	226
Ubicación de Pozos Estimulados en Arena Ui.....	226
ANEXO No. 9 .....	230
Ubicación de Pozo S-46 en Mapa de Presiones y Evaluación Petrofísica .....	230
ANEXO No. 10 .....	233
Ubicación de Pozos Estimulados en la Arena Us.....	233
Anexo No.11 .....	235
Ejemplo de Cálculo de VAN y TIR.....	235
Anexo No.12.....	241
Ejemplo de Cálculo de VAN y TIR con la tasa de inversiones anual para el año 2013.....	241

## INDICE DE TABLA

Tabla 1. 1 Reservas de petróleo a 31 de diciembre de 2012 .....	22
Tabla 1. 2 Propiedades del Fluido.....	31
Tabla 1. 3 Propiedades Petrofísicas del Campo. ....	32
Tabla 1. 4 Producción por Estación del Campo. ....	41
Tabla 1. 5 Pozos Existentes en el Campo.....	41
Tabla 2. 1 Tipos de Estimulación de pozos.....	49
Tabla 2. 2 Principales Tratamientos Químicos. ....	51
Tabla 2. 3 Ventajas y Desventajas del Sistema TCP. ....	61
Tabla 2. 4 Ventajas y Desventajas del Sistema PURE. ....	63
Tabla 2. 5 Ventajas y Desventajas del Sistema Stim Gun. ....	64
Tabla 2. 6 Ventajas y Desventajas del Sistema de Cañoneo Max R. ....	67
Tabla 3. 1 Pozos Fracturados. ....	77
Tabla 3. 2 Pozos Acidificados .....	81
Tabla 3. 3 Pozos Recañoneados/ Repunzonados. ....	85
Tabla 4. 1 Evaluación Antes de la Fractura.....	87
Tabla 4. 2 Evaluación Después de la Fractura.....	87
Tabla 4. 3 Evaluación Antes de Acidificación.....	89
Tabla 4. 4 Evaluación Después de Acidificación.....	89
Tabla 4. 5 Evaluación Antes de Repunzonamiento.....	90
Tabla 4. 6 Evaluación Después de Repunzonamiento.....	91
Tabla 4. 7 Pozos Antes de Fracturamiento Hidráulico.....	92
Tabla 4. 8 Pozos Después de Fracturamiento Hidráulico.....	93
Tabla 4. 9 Incrementales por Fracturamiento Hidráulico.....	93
Tabla 4. 10 Pozos Antes de Acidificación. ....	95
Tabla 4. 11 Pozos Después de Acidificación. ....	95
Tabla 4. 12 Incrementales por Acidificación.....	96
Tabla 4. 13 Pozos Antes de Repunzoneo. ....	97
Tabla 4. 14 Pozos Después de Repunzoneo. ....	97
Tabla 4. 15 Incrementales por Repunzoneo. ....	98
Tabla 4. 16 Distribución de Estimulaciones en Arena T. ....	100



Tabla 4. 17 Distribución de Volumen Incremental en Arena T. ....	100
Tabla 4. 18 Distribución de Estimulaciones en Arena Ui. ....	103
Tabla 4. 19 Distribución de Volumen Incrementado en Arena Ui. ....	104
Tabla 4. 20 Distribución de Estimulaciones en Arena Us. ....	105
Tabla 4. 21 Distribución de Volumen Incrementado en Arena Us. ....	106
Tabla 5. 1 Incrementales e Inversión de Fracturas. ....	109
Tabla 5. 2 Utilidad de Pozos Fracturados. ....	110
Tabla 5. 3 VAN, TIR y Tiempo de Recuperación de Fracturas. ....	113
Tabla 5. 4 Incrementales e Inversión de Ácidos. ....	114
Tabla 5. 5 Utilidades de Pozos Acidificados. ....	114
Tabla 5. 6 VAN, TIR y Tiempo de Recuperación de ácidos. ....	115
Tabla 5. 7 Incrementales e Inversión de Pozos Repunzonados. ....	116
Tabla 5. 8 Utilidades de los Pozos Repunzonados. ....	116
Tabla 5. 9 VAN, TIR y Tiempo de Recuperación De Repunzonados ....	116
Tabla 6. 1 Técnicas de Estimulación Aplicadas en el Campo. ....	120

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1 Ubicación del Campo. ....	21
Figura 1. 2 Corte Estructural Eje Norte-Sur del Campo .....	24
Figura 1. 3 Corte Estructural Eje Este-Oeste del Campo, Sector Norte.....	25
Figura 1. 4 Corte Estructural Eje Este-Oeste del Campo, Sector Centro. ....	26
Figura 1. 5 Corte Estructural Eje Este-Oeste del Campo, Sector Sur. ....	27
Figura 1. 6 Columna Estratigráfica del Campo.....	29
Figura 1. 7 Comportamiento de la Presión en Función del Tiempo Arena U. ....	33
Figura 1. 8 Modelo Sedimentológico de la Plataforma Marina en el Reservorio U. .	34
Figura 1. 9 Modelo Sedimentológico de la Plataforma Marina en el Reservorio U. .	35
Figura 1. 10 Comportamiento de la Presión en Función del Tiempo Arena T.....	36
Figura 1. 11 Modelo Sedimentológico de la Plataforma Marina en el Reservorio T. .	37
Figura 1. 12 Comportamiento de la Presión en la Arena T de 1972 a 2014.....	38
Figura 1. 13 Historial de Número de Pozos Productores de Petróleo. ....	40
Figura 1. 14 Producción por Estación. ....	42
Figura 1. 15 Historial de Producción del Campo en el Tiempo. ....	43
Figura 2. 1 Daño por Cañoneo.....	46
Figura 2. 2 Orientación de la Penetración de Fracturas.....	53
Figura 2. 3 Longitud y Espesor en Areniscas de Alta y de Baja Permeabilidad. ....	54
Figura 2. 4 Creación de una Fractura con Agente Propante en una Arena.....	56
Figura 2. 5 Efecto del Fracturamiento en la Rata de Flujo en Zonas de Baja y Alta Permeabilidad. ....	58
Figura 2. 6 Efecto Del Fracturamiento en la Producción Total en Zonas de Baja y Alta Permeabilidad. ....	58
Figura 2. 7 Esquema del Sistema TCP. ....	60
Figura 2. 8 Cañoneo en Condición de Bajo Balance Dinámico.....	62
Figura 2. 9 Sistema Stim Gun. ....	64
Figura 2. 10 Procedimiento de Sistema MAX R. ....	66
Figura 3. 1 Diagrama de Flujo para Elegir Técnica. ....	72
Figura 3. 2 Diagrama de Flujo para Analizar Fracturas.....	74
Figura 3. 3 Correlación Estructural del Pozo S-65 con Pozos Productores Cercanos. ....	75

Figura 3. 4 Interpretación de Build Up.....	76
Figura 3. 5 Diagrama de Flujo para Analizar Acidificaciones. ....	78
Figura 3. 6 Correlación Estructural del Pozo S-108. ....	79
Figura 3. 7 Historial de Producción del Pozo S-108.....	80
Figura 3. 8 Diagrama de Flujo para Analizar Cañoneos.....	82
Figura 3. 9 Correlación Estructural del Pozo S-90. ....	83
Figura 3. 10 Registro Caliper de Pozo S-90.....	84
Figura 4. 1 Incremento de Producción por Fracturamiento en BPPD.....	94
Figura 4. 2 Incremento de Producción por Acidificación en BPPD.....	96
Figura 4. 3 Incremento de Producción por Repunzoneo en BPPD. ....	98
Figura 4. 4 Zonas de Arena T. ....	99
Figura 4. 5 Técnicas eficaces en BPPD por Zona de la Arena T. ....	101
Figura 4. 6 Zonas de la Arena U. ....	102
Figura 4. 7 Técnicas eficaces en BPPD por Zona de la Arena Ui. ....	104
Figura 4. 8 Técnicas eficaces en BPPD por Zona de la Arena Us. ....	106
Figura 5. 1 Flujos para el Período de Recuperación de la Inversión. ....	111

## RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo evaluar las técnicas de estimulación de yacimientos utilizadas en un campo del Oriente Ecuatoriano con el propósito de incrementar la producción y aprovechar de manera eficiente los potenciales de producción de los pozos estudiados según su ubicación en el campo. El proyecto consta de seis capítulos

En el Capítulo 1 se presentan los aspectos generales del campo, su ubicación estructural, los reservorios productores, la estratigrafía, la estabilidad de las formaciones, el comportamiento de las presiones en el reservorio y el comportamiento de la producción actual en el campo.

En el Capítulo 2 se describe las técnicas de fracturamiento hidráulico, acidificación matricial y recañoneo de zonas productoras; que se han usado en el campo para remover el daño de formación.

En el Capítulo 3 se presenta los criterios para evaluar el resultado de un tratamiento de estimulación aplicado en el campo, desde la selección de los pozos, la condición de los pozos antes del tratamiento, la justificación del tratamiento y la comparación entre resultados.

En el Capítulo 4 se presenta el análisis de los resultados de los trabajos de estimulación de los pozos del campo con cada técnica, la zona y arena donde se ubica cada uno.

En el Capítulo 5 se presenta la relación de la inversión con la ganancia en producción que el tratamiento de estimulación aplicado significó.

Finalmente en el Capítulo 6 se presenta las conclusiones y recomendaciones obtenidas en el estudio.

## PRESENTACIÓN

Este trabajo se ha realizado para establecer las mejores técnicas de estimulación de yacimientos utilizadas en el campo de estudio, de acuerdo a la ubicación de los pozos, en los cuáles se realizó un análisis de los resultados obtenidos después de aplicar un tratamiento de estimulación de yacimientos.

Se recopila la información de los reservorios productores, así como el historial de producción del campo, historial de presión, la estratigrafía, las características de fluidos y de la roca.

Los pozos representativos se analizan de acuerdo a la técnica de estimulación que se les aplica y posteriormente con los resultados de producción de los pozos, por su ubicación, se muestra la mejor técnica para el sector del campo en el que están ubicados. Se analizan los problemas encontrados para un tratamiento de estimulación de yacimientos que no hayan sido eficaces.

De esta manera se pretende recomendar cierta técnica de estimulación para cada zona del campo.

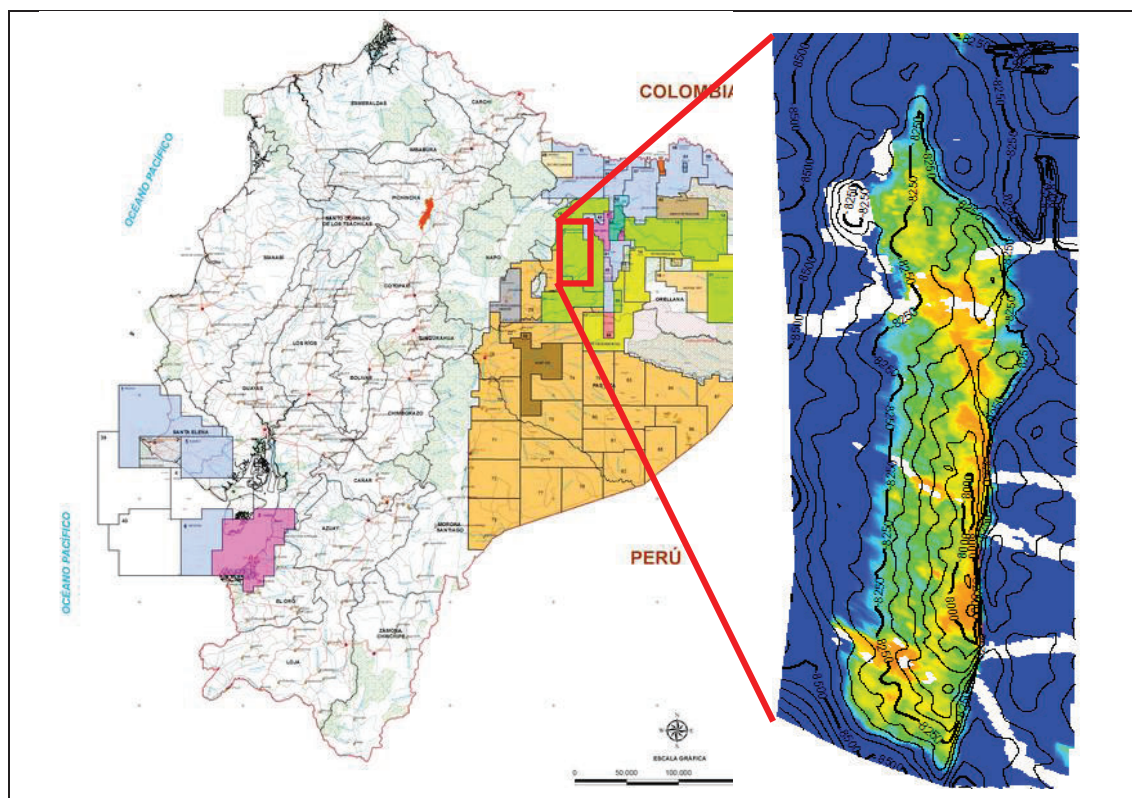
# CAPITULO I

## DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO

### 1.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El Campo se ubica en la Provincia de Sucumbios, Cantón Shushufindi, aproximadamente a 250 Km al Este de la ciudad de Quito y 35 Km al Sur de la frontera con Colombia. Se encuentra limitado al norte por los campos Atacapi y Libertador, al sur por los campos Limoncocha y Pacay, al oeste por el campo Sacha y las estructuras Eno, Ron y Vista, y al este por el río Shushufindi, como se puede observar en el Figura 1.1. (Torres, et al., 2010)

Figura 1. 1 Ubicación del Campo.



Fuente: Ministerio de Recursos Naturales No Renovables.

Recuperado de: [http://www.geoyasuni.org/wp-content/uploads/2013/07/MAPA\\_CATASTRAL\\_ECUADOR\\_2012\\_web.jpg](http://www.geoyasuni.org/wp-content/uploads/2013/07/MAPA_CATASTRAL_ECUADOR_2012_web.jpg)

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez

## 1.2 RESUMEN HISTÓRICO DEL CAMPO

El Campo se descubrió en el año 1.968 por el Consorcio Texaco – Gulf con el pozo SSF–01, cuya perforación arrancó el 4 de diciembre de 1.968 y alcanzó una profundidad total de 9.772 pies, las pruebas iniciales efectuadas en enero de 1969 obtuvieron 2621 BPPD, con 32.5 °API del reservorio “T” y 2.496 BPPD, con 26.6 °API del reservorio “U”.

La producción del campo comenzó en agosto de 1972, alcanzando su pico de producción en agosto de 1986 con un promedio diario de 126.400 BPPD.

Los principales reservorios productores del Campo son las arenas “T” inferior y “U” inferior, los cuales corresponden a areniscas depositadas en un ambiente marino transicional y de edad cretácica.

La información más reciente que se puede obtener acerca de las reservas del campo, factor de recobro, producción acumulada, grado API y reservas remanentes por arena productora se presenta en la tabla 1.1.

Tabla 1. 1 Reservas de petróleo a 31 de diciembre de 2012

YACIMIENTO	PETROLEO IN SITU [MMBls]	FACTOR DE RECOBRO [%] Actual	RESERVAS TOTALES [MMBls]	PRODUCCION ACUMULADA [MMBls]	RESERVAS REMANENTES [MMBls]	PROFUNDIDAD PROMEDIO [pies SSTVD]	'API
Basal Tena	33.33	17.88	8.00	5.96	2.04	7720	21.00
T	1494.57	51.89	792.12	775.68	16.44	8450	29.50
U	1549.57	26.32	790.28	407.89	382.39	8600	28.50

Fuente: Reservas de Petróleo Crudo y Gas del País, Ministerio de Recursos no Renovables.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Otros parámetros que fueron estimados para el campo son: el área de la arena U de 36.000 acres y 38.000 acres para la arena T; el factor de recobro teórico del campo (FR%) es de 53% para las dos arenas y tiene una declinación de producción anual del campo de 12% para el año de estudio. (Grijalva, 2012)

## 1.3 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

### 1.3.1 ESTRUCTURA

El Campo corresponde a un anticlinal asimétrico alargado en sentido Norte -Sur con un área de 180 Km<sup>2</sup> de bajo relieve estructural con flexura y falla en el flanco Este.

Hacia el Este la falla inversa principal de orientación Norte-Sur controla la estructura con 30 Km de longitud y un eje secundario de 6 Km de ancho con orientación Este-Oeste.

Existen fallas secundarias asociadas a la falla principal Norte-Sur. En las figuras 1.2, 1.3, 1.4 y 1.5 podemos observar el corte estructural del campo en sentido Norte – Sur y Este- Oeste. En la Figura 1.2 se observa el corte estructural del eje Norte-Sur que es un anticlinal asimétrico con inclinación Norte-Sur (G-H).

Consta de dos culminaciones principales: la del centro sur que corresponde a la estructura de la Zona “S” propiamente dicha y la del norte que corresponde a la Zona “A”.<sup>1</sup> En la Figura 1.3, hacia el norte, el sistema de fallas se hace más complejo, con al menos dos principales a las que se relacionan los principales cierres de la Zona “A”.

En esta zona, el buzamiento general es hacia el oeste (E) pero en los anticlinales tienen un desarrollo lateral en este sentido Este-Oeste, mucho menor que en la Zona “S”, son anticlinales más estrechos.<sup>2</sup>

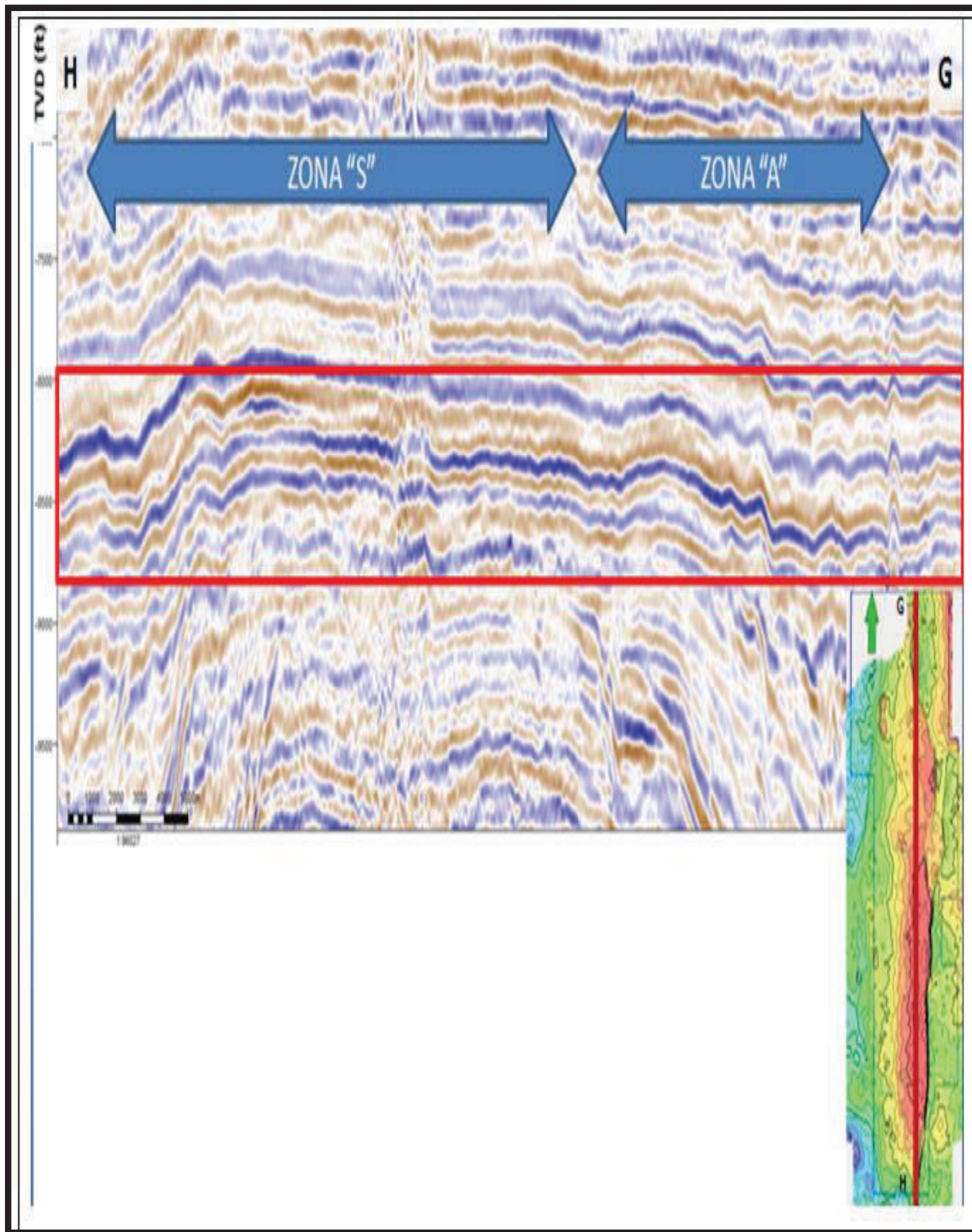
---

<sup>1</sup> (Lafournere J. P, Petrofísico, “comunicación personal”, febrero 2014)

<sup>2</sup> (Lafournere J. P, Petrofísico, “comunicación personal”, febrero 2014)



Figura 1. 2 Corte Estructural Eje Norte-Sur del Campo

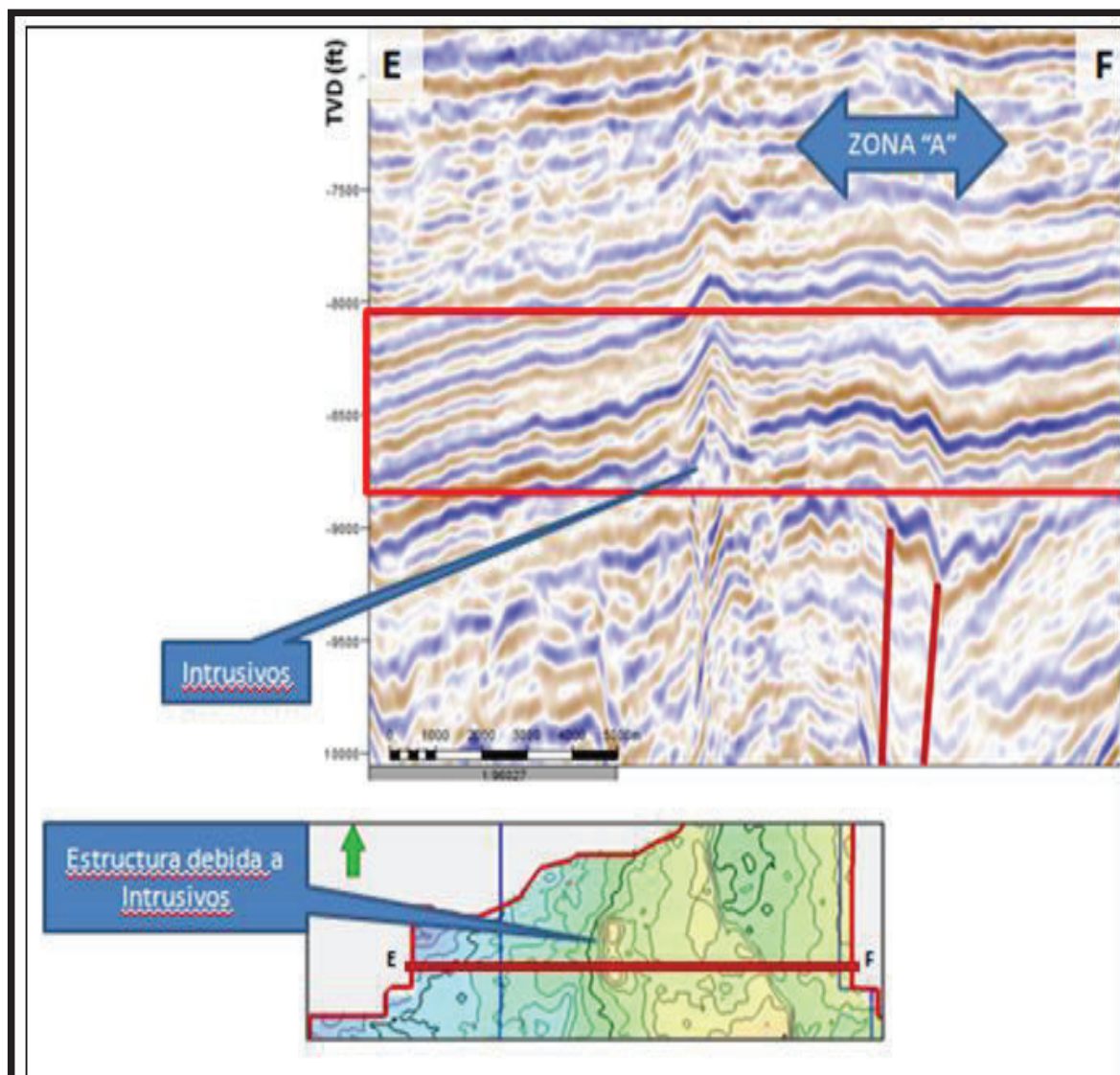


Fuente: Interpretación de Sísmica, programa PETREL, G&G.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez

Nota: la flecha de color verde indica la dirección Norte en el campo.

Figura 1. 3 Corte Estructural Eje Este-Oeste del Campo, Sector Norte.



Fuente: Interpretación de Sísmica, programa PETREL, G&G.

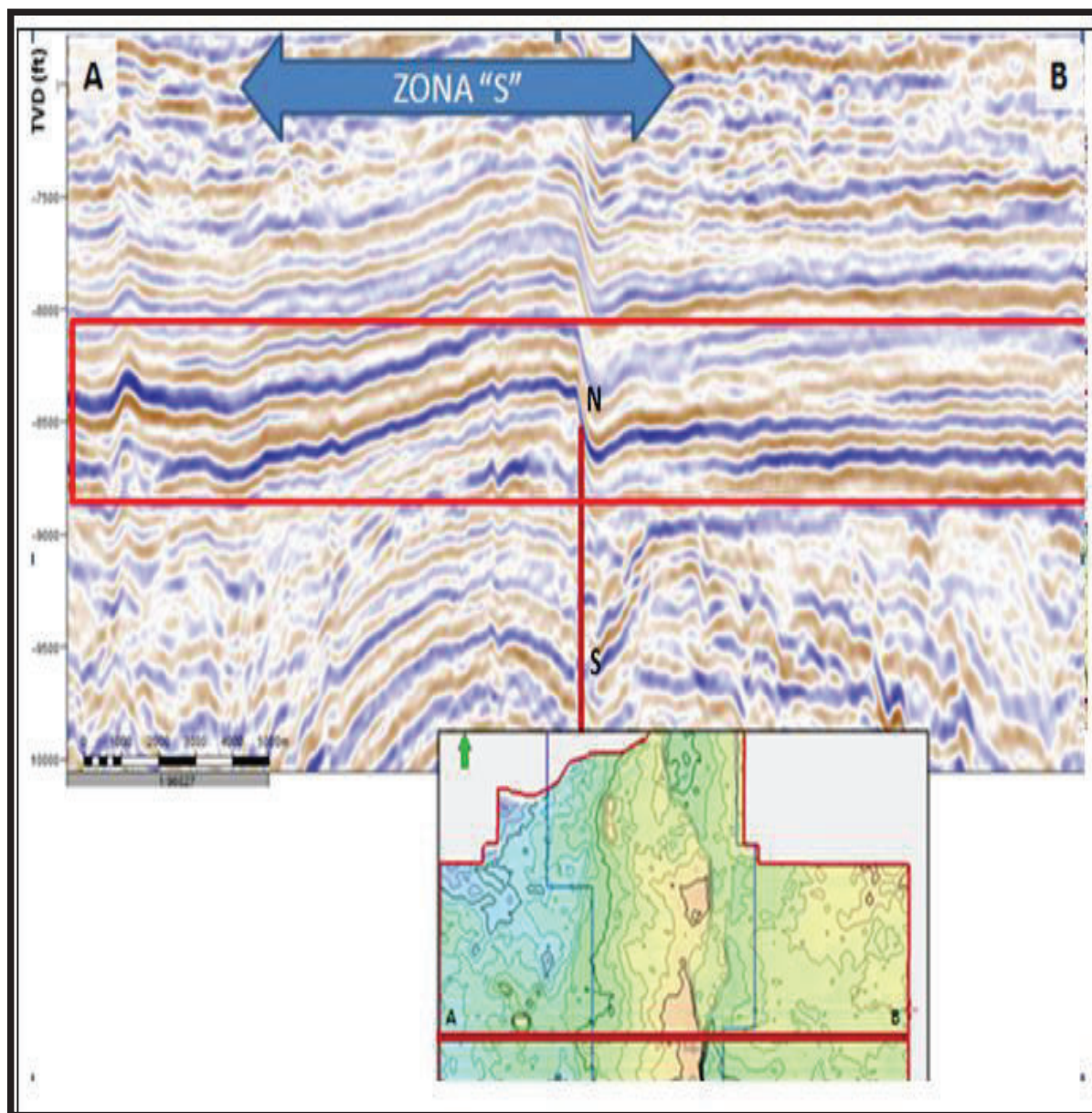
Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez

En la Figura 1.4, el sector Centro y Sur tienen características similares, así, el anticlinal que lo forma es asimétrico e involucra al basamento geológico en su conformación.

Eso es, el flanco occidental buza o inclina suavemente hacia el Oeste (A) en tanto que el flanco Oriental (B) es poco abrupto y limitado por una falla de rumbo N-S.<sup>3</sup>

<sup>3</sup> (Lafournere J. P, Petrofísico, "comunicación personal", febrero 2014)

Figura 1. 4 Corte Estructural Eje Este-Oeste del Campo, Sector Centro.



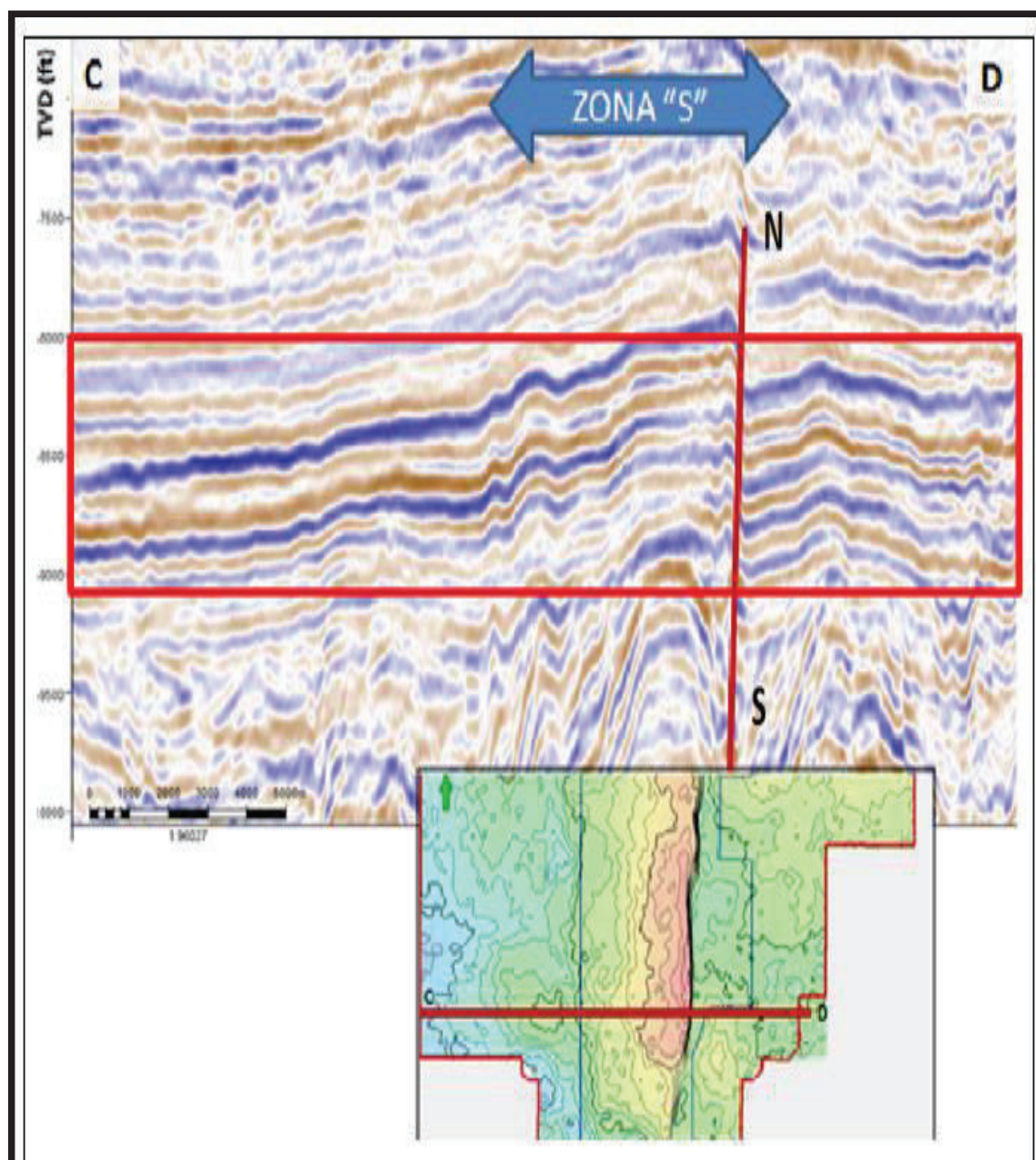
Fuente: Interpretación de Sísmica, programa PETREL, G&G.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez

En la Figura 1.5 se observa que el flanco occidental buza o inclina hacia el Oeste (C) en tanto que el flanco Oriental (D) es muy abrupto y limitado por una falla de rumbo N-S, relacionada a un complejo sistema de fallas de basamento del tipo de desplazamiento latero-vertical de escala regional.<sup>4</sup>

<sup>4</sup> (Lafournere J. P, Petrofísico, "comunicación personal", febrero 2014)

Figura 1. 5 Corte Estructural Eje Este-Oeste del Campo, Sector Sur.



Fuente: Interpretación de Sísmica, programa PETREL, G&G.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez

### 1.3.2 ESTRATIGRAFÍA

En el campo existen tres formaciones principales productoras de crudo que poseen sus características litológicas bien definidas, representativas de toda la Cuenca Oriente, siendo las siguientes: la Formación Tena, Napo y Hollín.

Estas formaciones que contienen arenas productoras pertenecen a la era Mesozoica, del Cretácico Medio al Cretácico Superior. En la figura 1.6 se muestra la estratigrafía del campo.

Las arenas productoras tienen ciertas características generales:

- El entrampamiento de crudo es de mecanismo estructural con trampas estratigráficas de bajo relieve.
- La producción del reservorio se realiza principalmente por empuje lateral de un acuífero.
- El grado API está entre los 24° y 31°.
- La porosidad promedio en las areniscas U y T es 18% y 17%, respectivamente.

#### **1.3.2.1 Formación Tena**

En la Formación Tena se encuentra la arenisca Basal Tena que se caracteriza por tener areniscas cuarzosas blancas, grises, de grano fino a medio, sub-angular, de matriz arcillosa con trazas de hidrocarburo residual.

Generalmente, ésta formación se encuentra produciendo en el norte del Campo, sin embargo, la formación también está presente hacia el sur del campo, con espesores que varían de 1 a 22 pies. Esta arena está ubicada sobre la formación Napo. (Figura 1.6)

#### **1.3.2.2 Formación Napo**

Se forma por una serie de calizas fosilíferas intercaladas con areniscas calcáreas y lutitas; depositada en un ambiente marino somero dominado por mareas, posiblemente estuario, indicando buenas características para una roca reservorio. Tiene aproximadamente 1080 pies de espesor, se encuentra ubicada entre las formaciones Tena y Hollín. Figura 1. (Figura 1.6)

Figura 1. 6 Columna Estratigráfica del Campo.

		EDAD		MIEMBRO	LITOLOGÍA	DESCRIPCIÓN
M E C S R E T Á Z Ó C I C O	Fm. TENA	MAESTRICHIANO		ZONA BASAL TENA		Arenisca cuarzosa, transparente, subtranslúcida, grano medio a fino, subangular a subredondeado regular seleccion, suelta, cemento ligeramente calcareo.
		CAMPANIANO				
	NAPO SUPERIOR	SANTONIANO				Lutita gris oscura, menor negra, moderadamente dura, fisil sublaminar, terrosa, granosa, en ocasiones debilmente calcarea.
		CONIACIANO		CALIZA "M1"		Caliza lodosa, predomina color cafe oscura, en proporcion menor gris oscura, ocasionalmente crema parca, gris moteada con blanco, moderadamente dura en subbloques, brillo grazo, textura terrosa.
	NAPO MEDIO	TURONIANO		ZONA CALIZA M2		Caliza lodosa, cafe oscura, moteada de blanco, ocasionalmente crema, moderadamente dura a suave, sublocosa.
				CALIZA A		Caliza microcristalina, crema, bandeada con gris claro, dura a moderadamente dura, blocosa.
	NAPO INFERIOR	CENOMANIANO		ARENISCA U SUPERIOR		Arenisca cuarzosa, cafe claro, transparente a subtransparente, grano fino a medio, subredondeado a subangular, pobre seleccion, suelta, ocasionalmente con inclusiones de glauconita, no se obserba matriz ni cemento.
				ARENISCA U INFERIOR		Arenisca cuarzosa cafe clara, transparente a translúcida, grano fino a medio, en parte grueso subredondeada a subangular, pobre seleccion, cemento y matriz no visible.
	NAPO BASAL	ALBIANO		CALIZA B		Caliza lodosa, negra, suave a moderadaente dura, irregular a blocosa.
				ARENISCA T SUPERIOR		Arenisca cuarzosa, cafe clara, en menor blanca, subtransparente a subtranslúcida, grano fino, en parte grano medio, subredondeado a subangular, friable, con inclusiones de glauconita, matriz arcillosa y cemento calcareo.
	HOLLIN	APTIANO		ARENISCA T INFERIOR		Arenisca cuarzosa clara, blanca, cafe clara, transparente a translúcida, suelta grano medio a fino subredondeado, moderada seleccion, matriz y cemento no visible.
				FORMACION HOLLIN		Arenisca cuarzosa, blanca clara, transparente, suelta, grano medio a grueso, ocasionalmente grano fino, subredondeado, regular seleccion, con inclusiones de glauconita.

Fuente: Coordinación de Desarrollo, Gerencia de Exploración y Producción

La Formación Napo, tiene dos reservorios principales que son las arenas U y T, las cuales están separadas sin comunicación alguna por una secuencia de lutitas, por lo que las características entre las dos arenas son diferentes.

Estos cuerpos arenosos se subdividen a su vez en U inferior y U Superior; T inferior y T Superior; siendo los cuerpos arenosos inferiores de ambas arenas los principales productores de hidrocarburos, cada una con su respectivo acuífero. (Torres, et al., 2010)

#### *1.3.2.2.1 Arena U Superior*

Está compuesta por arenisca cuarzosa, café claro, transparente a sub transparente, de grano fino a medio, sub redondeado a sub angular, pobre selección, suelta, ocasionalmente con inclusiones de glauconita, puede presentar matriz y cemento calcáreo.

#### *1.3.2.2.2 Arena U Inferior*

Se forma por arenas cuarzosas blancas hialinas sub-transparentes, de grano fino a medio con manchas de hidrocarburos color café, bajo luz ultravioleta. Es el segundo principal yacimiento productor de hidrocarburos en el campo de estudio y posee un acuífero lateral.

#### *1.3.2.2.3 Arena T Superior*

Se caracteriza por tener arenas cuarzosas, hialinas, grises sub-transparentes, de grano fino sub-redondeada, con presencia de glauconita. De las arenas T, es la menor productora de hidrocarburos. Se encuentra separado de las arenas U por la caliza B y la lutita Napo Media.

#### *1.3.2.2.4 Arena T inferior*

Está formada por arenisca cuarzosa clara, blanca, café clara, transparente a translúcida, suelta con grano medio a fino sub redondeado, moderada selección,

matriz y cemento poco visible con excelente porosidad y permeabilidad, por lo que la convierten en el principal yacimiento productor de hidrocarburos del campo, como lo confirma el historial de producción del mismo; además posee un acuífero lateral.

### 1.3.2.3 Formación Hollín

Contiene areniscas cuarzosas blancas, hialinas, transparentes a translúcidas de grano fino con cemento ligeramente calcáreo e inclusiones de glauconita, caolín y lutita. Se encuentra entre las formaciones Napo y Misahuallí, con espesor aproximado de 390 pies. Está presente pero no es objetivo principal porque se encuentra invadida de agua. (Figura 1.6)

## 1.4 PROPIEDADES DEL FLUIDO

Las propiedades del fluido en el campo que se encuentran en la Tabla 1.2 son:

Tabla 1. 2 Propiedades del Fluido.

PARÁMETRO	Arena		
	BT	U	T
Presión inicial, Pi (psi)	2940	4000	4200
Presión de burbuja, Pb (psi)	870	1010	1061
Temperatura de formación, T (°F)	185	218	217
Gravedad específica del petróleo (°API)	24	27*,20**	32
Relación gas – petróleo, GOR (PCS/BF)	187	233	286
Factor volumétrico inicial de petróleo, $\beta_{oi}$ (bls/BF)	1,15	1,267	1,217
Salinidad Cl-1 (ppm)	34750	55017	13557
Resistividad del agua, $R_w$ @ Temperatura de formación	0,072	0,031	0,101
Viscosidad del petróleo, $\mu_o$ (cp)	4,987	2,471	1,08
Viscosidad del agua, $\mu_w$ (cp)	0,43	0,47	0,46
Compresibilidad del petróleo, $C_o$ (psi <sup>-1</sup> )	7,75572*10 <sup>-6</sup>		
Gravedad específica del gas, $\gamma_g$	0,65		

Fuente: Centro de Investigaciones Geológicas, Petroecuador.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.



NOTA: los valores de las propiedades señaladas con (\*) se refieren a la Zona Centro Norte \* y la Zona Sur Oeste\*\*.

## 1.5 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

Las propiedades petrofísicas como espesor promedio (ho), porosidad ( $\emptyset$ ), permeabilidad (k) y saturación de agua inicial (Swi), se encuentran en la tabla 1.3 para cada arena. (Grijalva, 2012)

Tabla 1. 3 Propiedades Petrofísicas del Campo.

PARÁMETRO	Arena				
	BT	Us	Ui	Ts	Ti
Espesor Promedio, ho [pies]	3,2	15,9	42,6	44,2	40
Porosidad, $\emptyset$ [%]	15,8	16,7	17,8	17,8	17,8
Permeabilidad, k [md]	1500-2500	150	40-1100	10-900	10-900
Saturación de agua inicial, Swi [%]	35,5	24,8	15	15	15

Fuente: Centro de Investigaciones Geológicas, Petroecuador.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

## 1.6 PRESIONES.

Las presiones iniciales de formación (1972) del Campo para la arena U y la arena T, son 4000psi y 4200psi respectivamente.

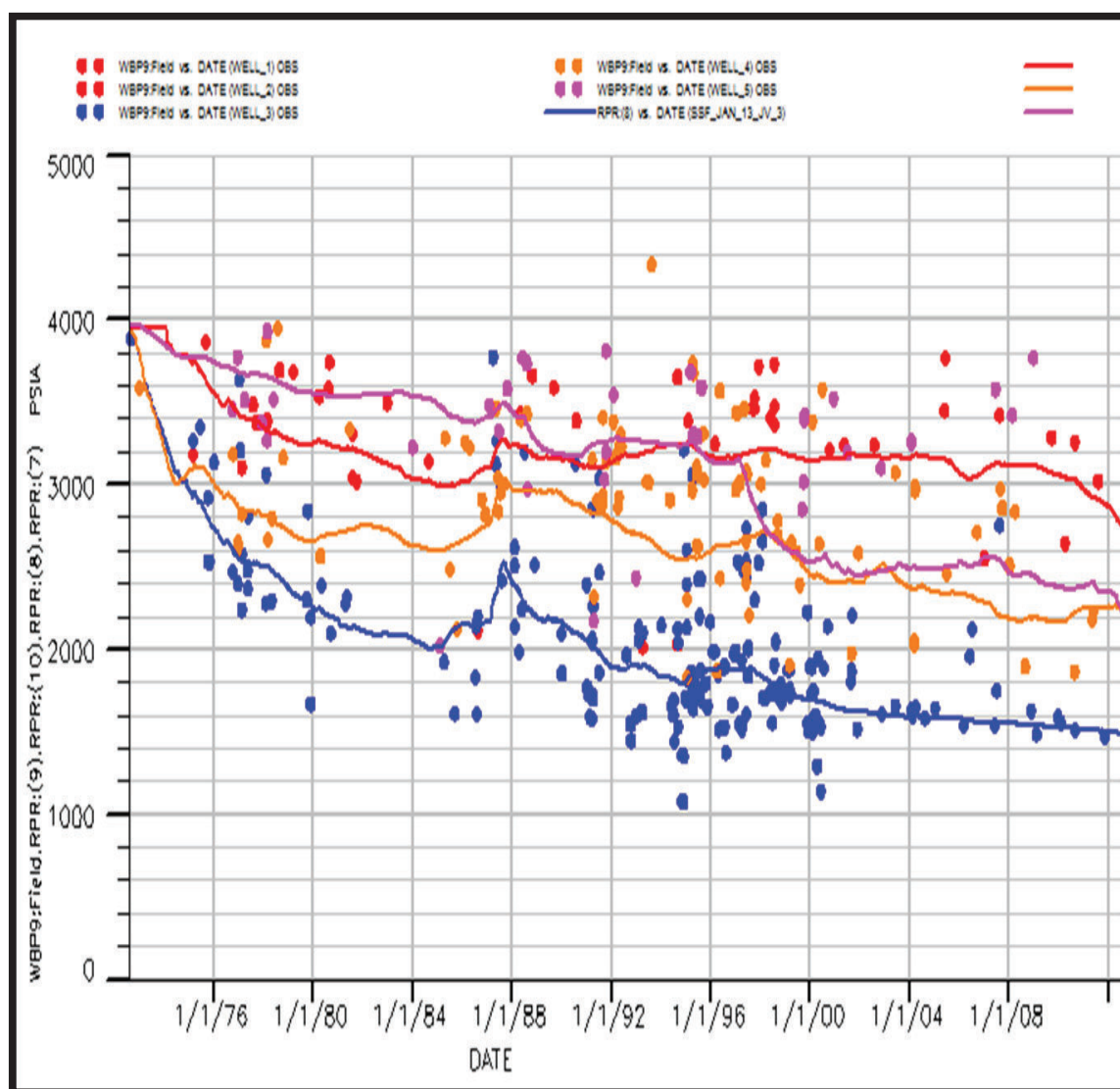
Con el transcurso del tiempo y con la producción de los fluidos del campo la caída de presión llegó a estabilizarse en un promedio de 30 psi por año, por lo que las presiones actuales han declinado hasta llegar a valores promedios por sector que se pueden observar en la Figura 1.9 (b) al año 2014.<sup>5</sup>

<sup>5</sup> (Bolaños J, "comunicación personal", enero 2014)

### 1.6.1 HISTORIAL DE PRESIONES EN LA ARENA U

Al graficar inicialmente presión versus tiempo de algunos pozos (Figura 1.7) se observa una tendencia de puntos muy dispersos, razón por la que se asocia los valores de presión con base en su ubicación en el campo. Como resultado se obtuvieron 4 tendencias de presión que están asociadas a los cambios estratigráficos de la arena U, estos cambios estratigráficos se pueden observar en la Figura 1.8. (Torres, et al., 2010)

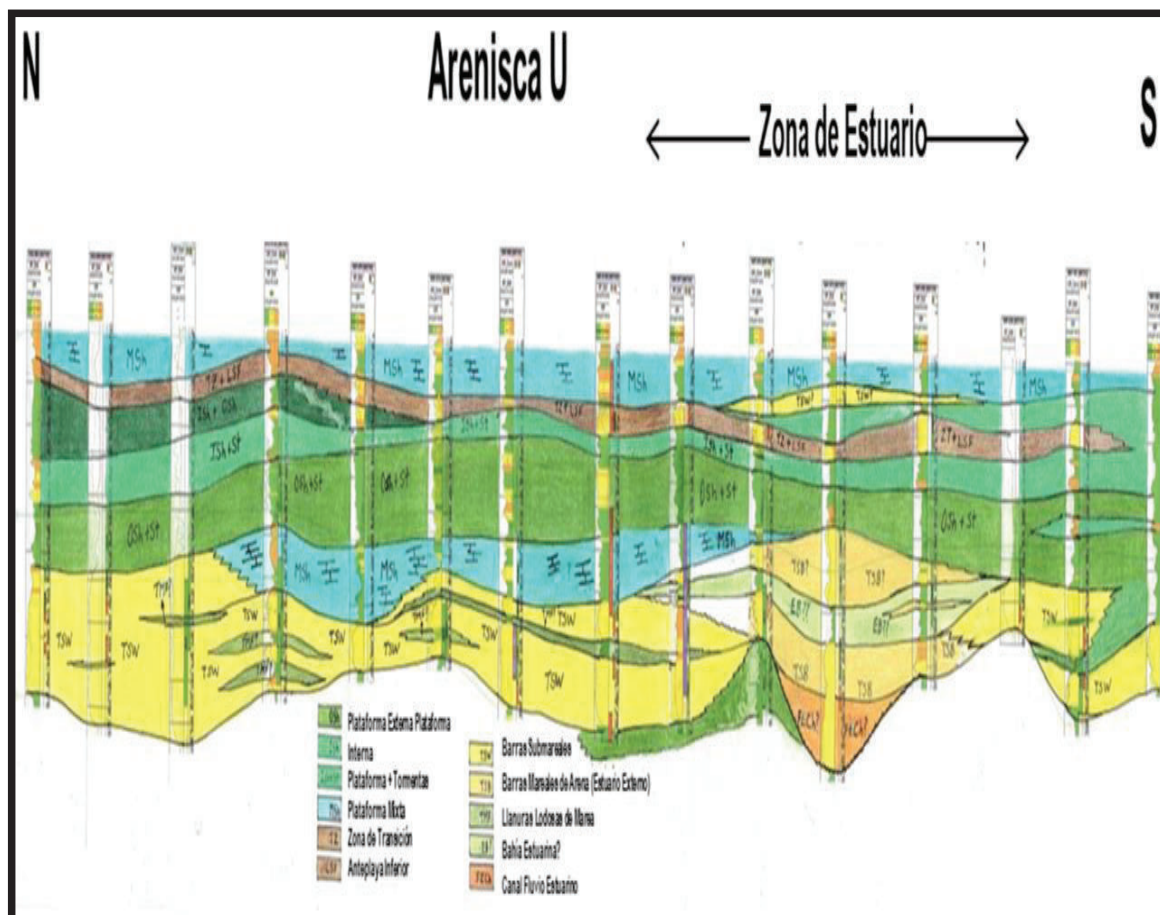
Figura 1. 7 Comportamiento de la Presión en Función del Tiempo Arena U.



Fuente: Pruebas de presión, Ingeniería en Reservorios.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Figura 1. 8 Modelo Sedimentológico de la Plataforma Marina en el Reservorio U.



Fuente: Modelo Sedimentológico, Departamento de Geología y Geofísica.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

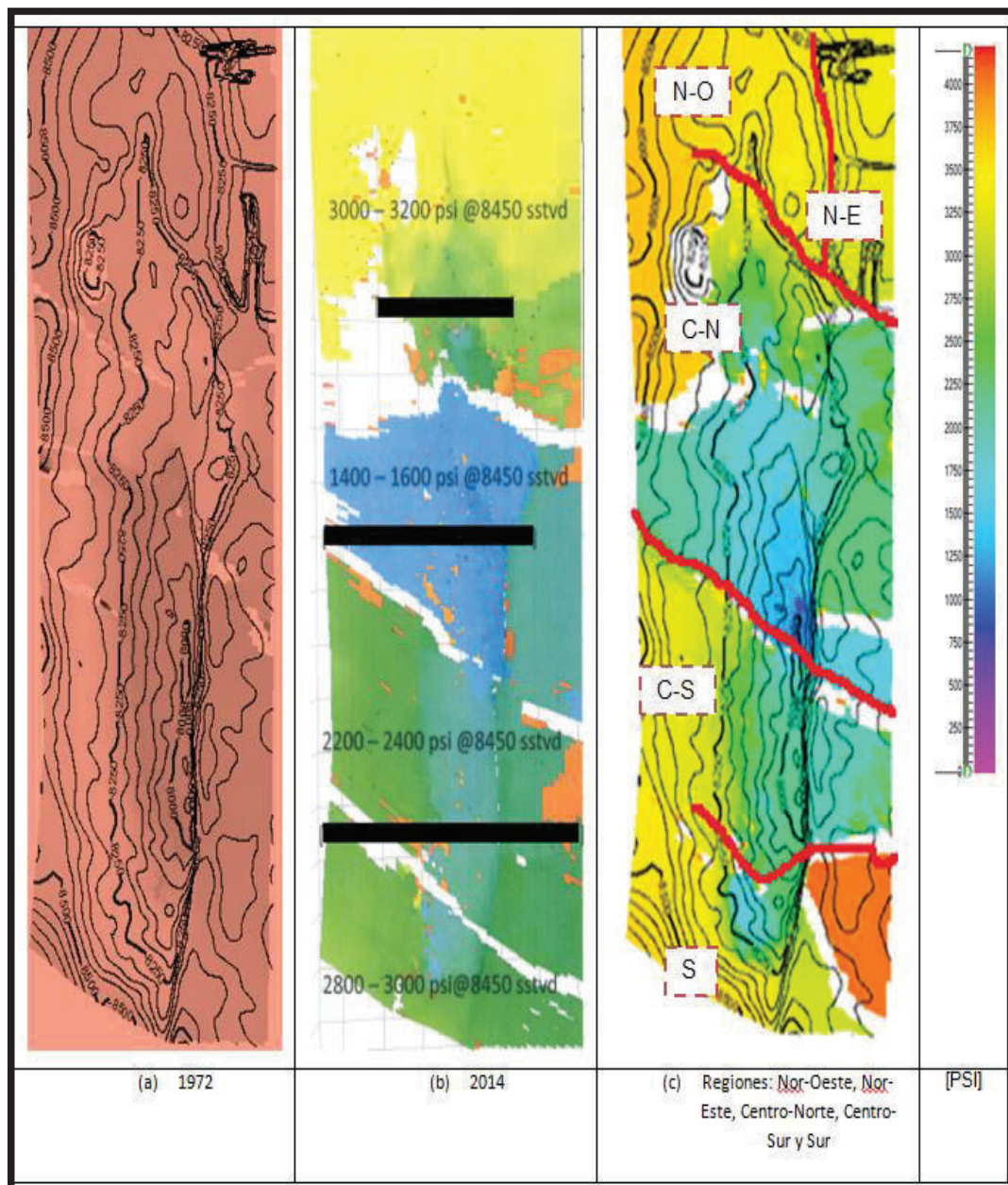
En la Figura 1.8 para Arenisca U y en la Figura 1.11 para la Arenisca T, se representa la manera de determinar la litología del campo con la ayuda de registros eléctricos de Gamma Ray, Neutron, Densidad, SP y Resistividad en pozos de diferentes zonas del campo.

De esta manera se grafica la estratigrafía más probable para lo largo del Eje Norte-Sur.

La variación de presión entre el inicio de la producción del campo, hasta el 2014 se puede observar en el Figura1.9 (a) y (b) respectivamente. Con base en las tendencias de presión, consecuencia de la heterogeneidad estratigráfica, se hace necesaria la división del campo como se puede observar en el Figura1.9(c).

Adicionalmente se hace una subdivisión en la región Norte debido a la falla estructural presente. Entonces las regiones identificadas son: Nor-Este, Nor-Oeste, Centro Norte, Centro Sur y Sur.<sup>6</sup>

Figura 1. 9 Modelo Sedimentológico de la Plataforma Marina en el Reservorio U.



Fuente: Interpretación de Presión PETREL, Ingeniería en Reservorios.

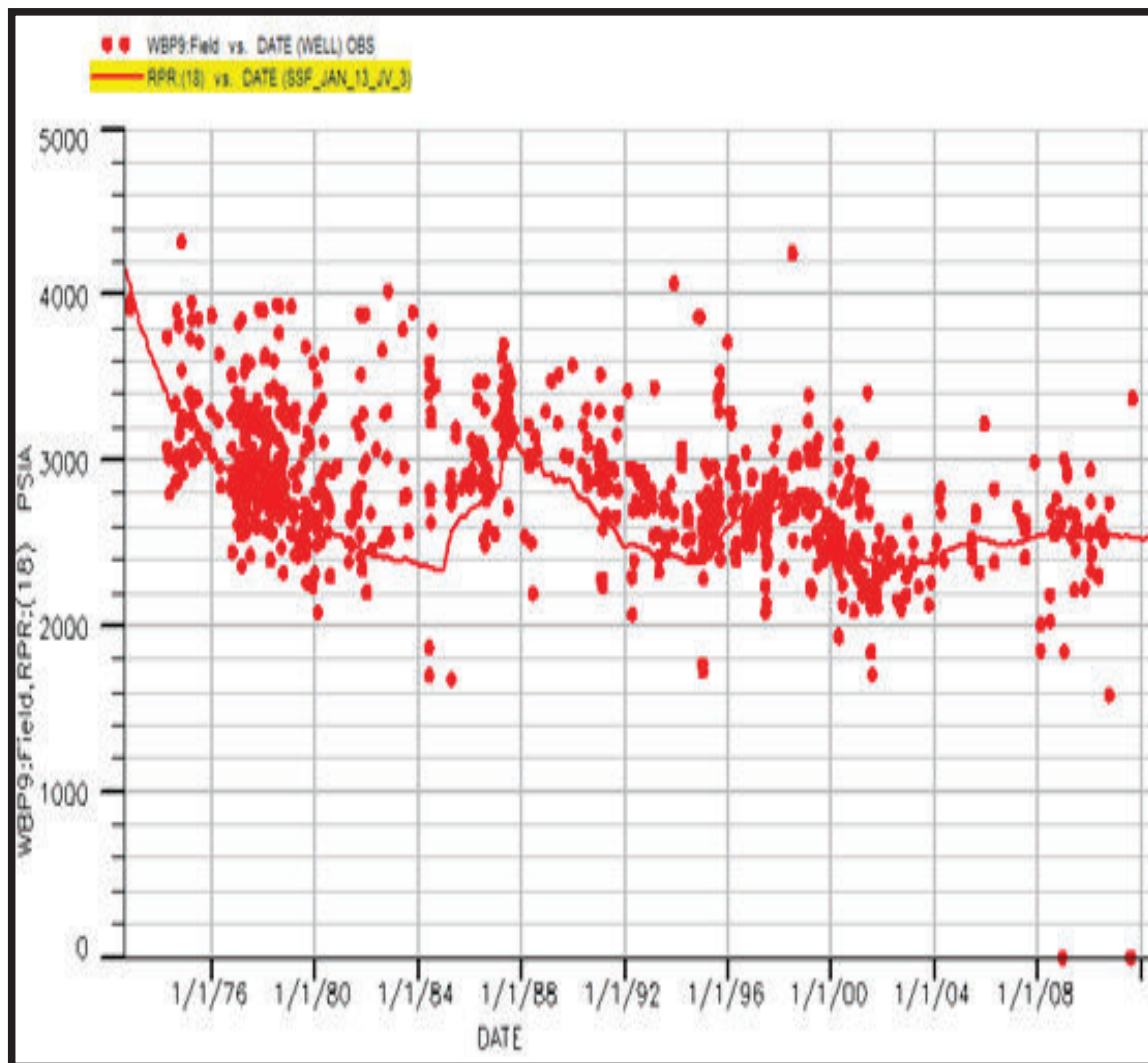
Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

<sup>6</sup> (Bolaños J, "comunicación personal", enero 2014)

## 1.6.2 HISTORIAL DE PRESIONES EN LA ARENA T

En la Arena T el comportamiento de la presión versus tiempo es relativamente uniforme (Figura 1.10) porque el reservorio no presenta límites estratigráficos pronunciados, como se puede apreciar en el Figura 1.11. (Torres, et al., 2010)

Figura 1. 10 Comportamiento de la Presión en Función del Tiempo Arena T.

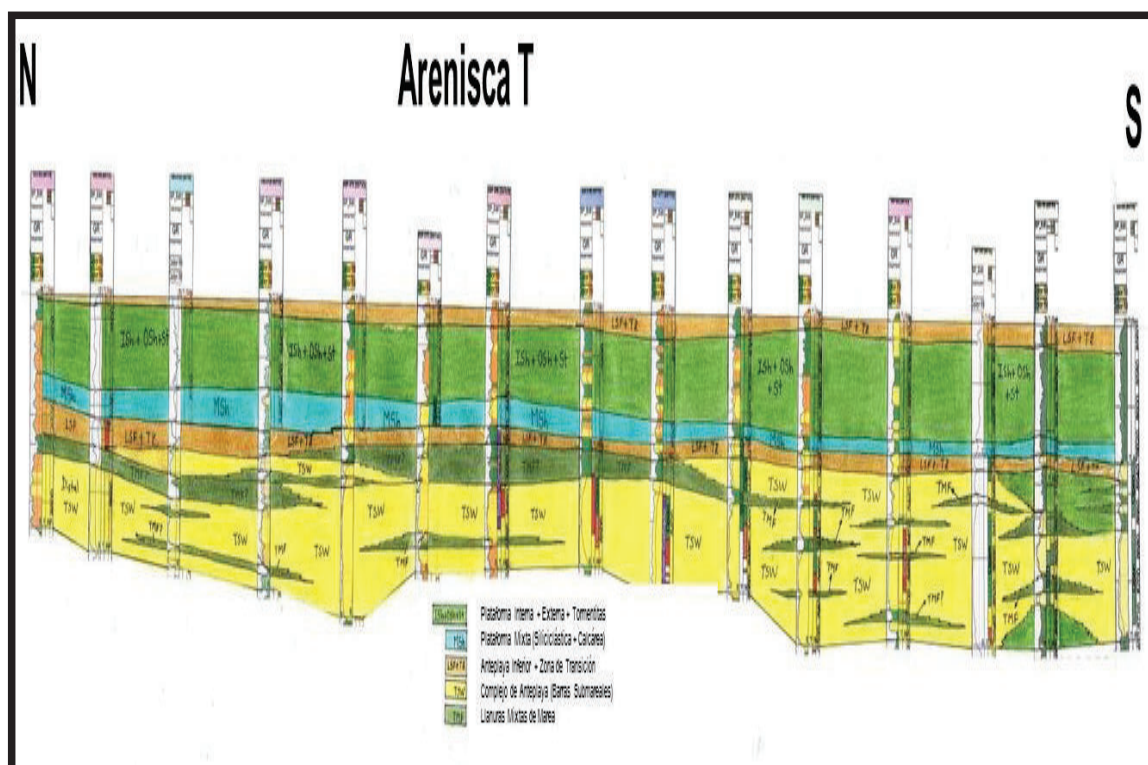


Fuente: Pruebas de Presión, Ingeniería en Reservorios.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

El comportamiento de presión en la arena T sólo se ve afectado por una falla que atraviesa el campo de este a oeste (Figura 1.12 (c)), entonces la arena T se divide en los sectores: Norte y Sur.

Figura 1. 11 Modelo Sedimentológico de la Plataforma Marina en el Reservorio T.



Fuente: Modelo Sedimentológico, Departamento de Geología y Geofísica.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

La variación de presión entre el inicio de la producción del campo hasta el 2014 se puede observar en la Figura 1.12 (a) y (b) respectivamente.<sup>7</sup>

## 1.7 DESARROLLO DEL CAMPO

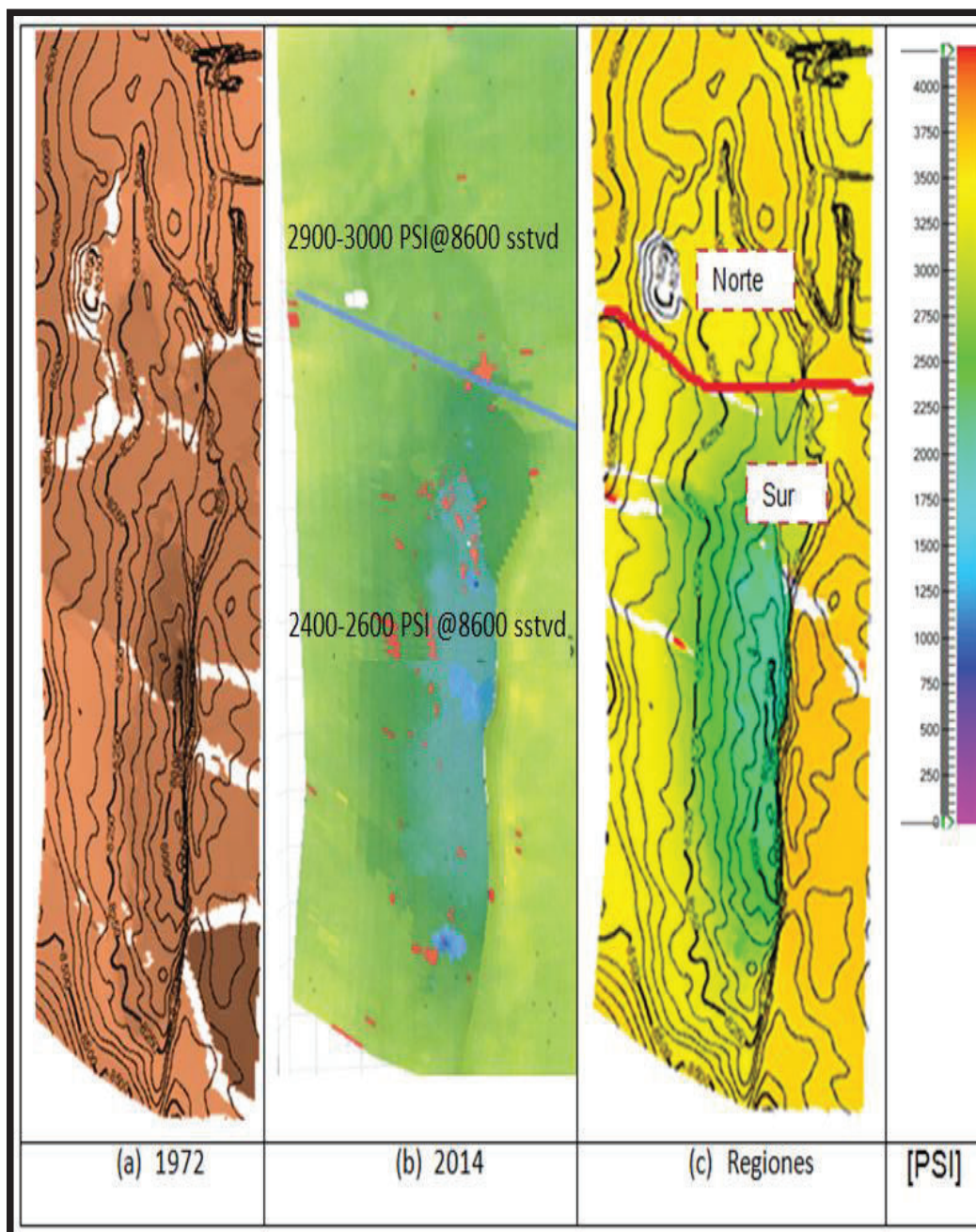
En la fase de desarrollo inicial se calculó un P.O.E.S. (Petróleo Original En Sitio) de aproximadamente 3077.47 MMBls.

Las reservas originales del campo se calcularon en 1590.25 MMBls.

El plan de desarrollo se inició en febrero de 1972 con 5 pozos hasta llegar a los 19 pozos en producción en diciembre del mismo año con un acumulado de 5.74 MMBls de petróleo.

<sup>7</sup> (Bolaños J, "comunicación personal", enero 2014)

Figura 1. 12 Comportamiento de la Presión en la Arena T de 1972 a 2014.



Fuente: Interpretación de Presión PETREL, Ingeniería en Reservorios.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

En noviembre de 1984 se implementó un proyecto de recuperación secundaria mediante inyección de agua a los reservorios U y T con 11 pozos inyectores ubicados en la periferia Oeste del campo para mantener la presión e incrementar la recuperación de petróleo.

En abril de 1987 se produce un terremoto que obliga a parar la producción de todo el campo, por lo que en este punto del tiempo podemos ver una producción de cero, al reiniciar operaciones se activan paulatinamente los pozos reiniciando la producción del campo con 9 pozos activados para mayo, 14 en junio, 17 en julio de 1987, hasta llegar a activar los 53 pozos que producían antes del terremoto. Se puede observar este acontecimiento en el Figura 1.13 donde se muestra el desarrollo de la actividad productiva del campo en cuanto al número de pozos que se fueron poniendo en producción durante la vida del campo.

En septiembre de 1994, produciendo 100 731 BPPD, el campo entra en su etapa de madurez y la producción empieza a declinar, con 70 pozos en diciembre de 1994 y se produce 95 385 BPPD (Figura 1.15).

El proyecto de inyección de agua no tuvo resultados positivos, demostrando el insignificante efecto de la inyección de agua y por otra parte la acción efectiva y dinámica de los acuíferos, por tal motivo se suspende la inyección de agua en el año de 1999 (Figura 1.15)

En diciembre de 2006 la producción acumulada de petróleo fue de 17.854 MMbbls, la producción diaria era un promedio de 46197 BPPD con 75 pozos en producción.

En la etapa comprendida entre diciembre de 2006 y diciembre de 2011 la producción diaria del campo estaba en un promedio de 46000 BPPD con 93 pozos en producción con un corte de agua de 67% (Figuras 1.13 y 1.15).

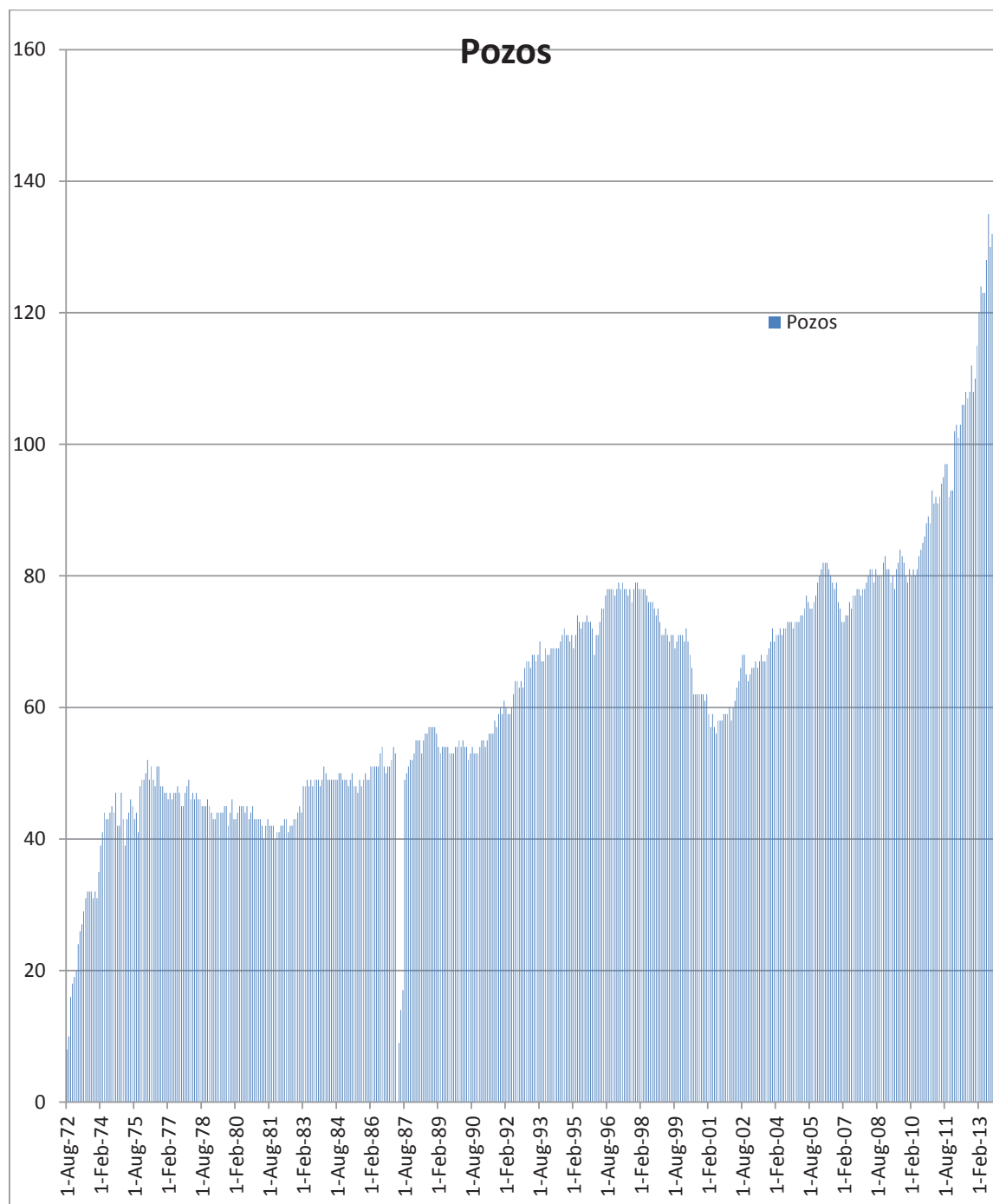
A partir de 2012 se firmó un contrato con una compañía prestadora de servicios con el objetivo de incrementar la producción perforando pozos nuevos y realizando reacondicionamientos que se ven reflejadas en el incremento de la producción hasta reportar 68 931 BPPD en diciembre de 2013 con 138 pozos en producción (Figura 1.15).

En el 6 de febrero de 2014 se produce 68 390 BPPD con un corte de agua 60.44 %; la producción del campo por cada estación, el número y situación de los pozos se detallan en la tabla 1.4 y 1.5 respectivamente.



Se recopilan datos hasta la fecha mencionada porque es el alcance de este estudio.  
(Grijalva, 2012)

Figura 1. 13 Historial de Número de Pozos Productores de Petróleo.



Fuente: Reportes de Producción, Ingeniería de Producción.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Tabla 1. 4 Producción por Estación del Campo.

ESTACIÓN	BLS NETOS	°API a 60°F	% BSW CAMPO
1	11,220.17	29.3	62.4
2	12,287.92	26.6	73.2
3	9,331.66	20.5	67.1
4	20,492.33	28.1	53.1
5	15,057.62	28.8	40.3
<b>TOTAL</b>	<b>68,389.70</b>	<b>27.14</b>	<b>60.44</b>

Fuente: Reportes diarios, Ingeniería de Producción.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Tabla 1. 5 Pozos Existentes en el Campo.

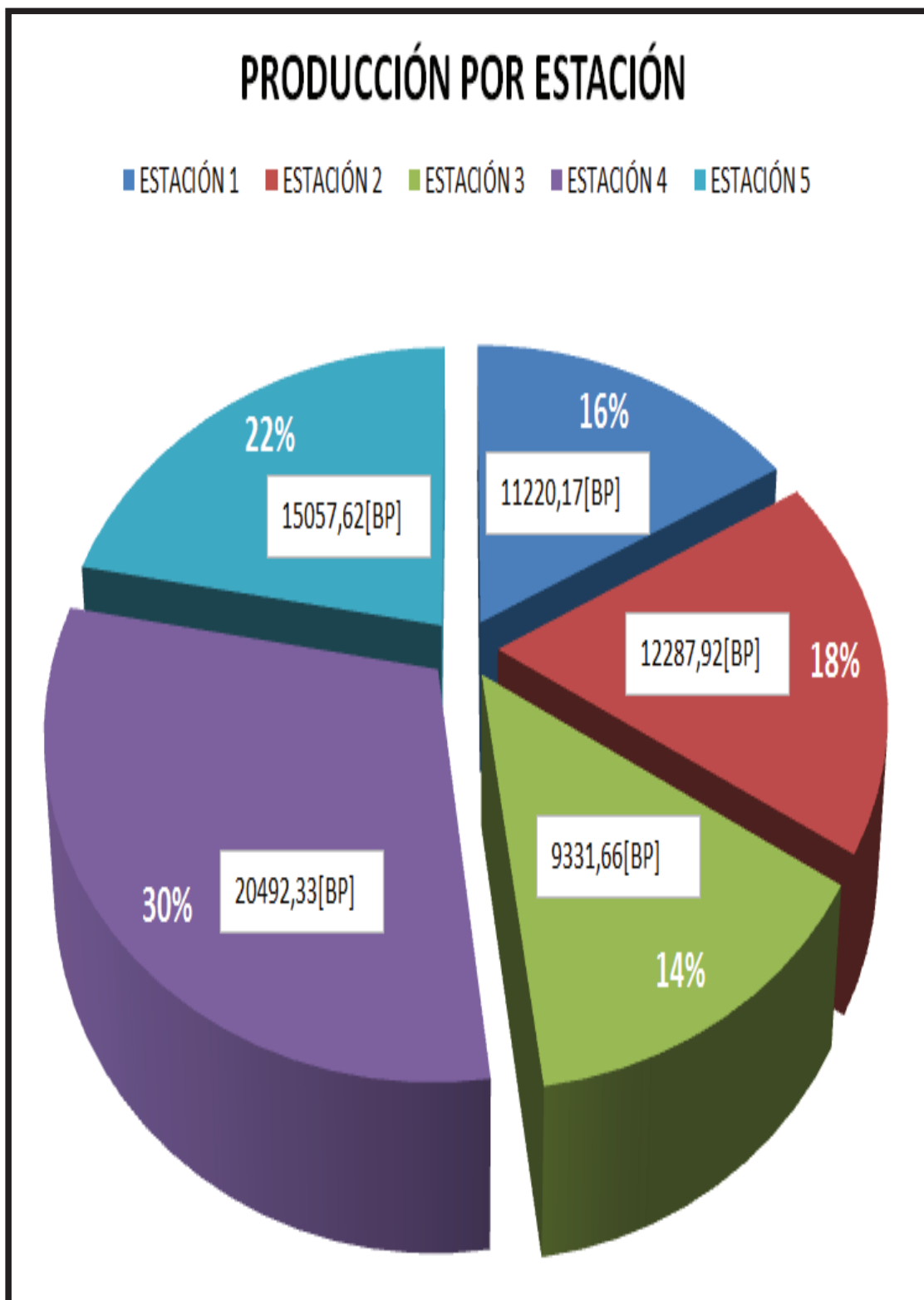
No POZOS EN PRODUCCIÓN EFECTIVA	135
No POZOS CERRADOS VARIOS	0
No POZOS EN ESPERA DE INTERVENCIÓN	13
No POZOS INTERVENIDOS	5
No POZOS CON BOMBEO ELÉCTRICO	130
No POZOS CON BOMBEO HIDRÁULICO	4
No POZOS CON GAS LIFT	1
No POZOS CON BOMBEO MECÁNICO	0
No POZOS INYECTORES	13
No POZOS INYECTORES INTERVENIDOS	2
No POZOS EN PERFORACIÓN	1

Fuente: Reportes diarios, Ingeniería de Producción.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

En la figura 1.14 se detallan el porcentaje del aporte en producción por cada estación del campo con los datos de la Tabla 1.4.

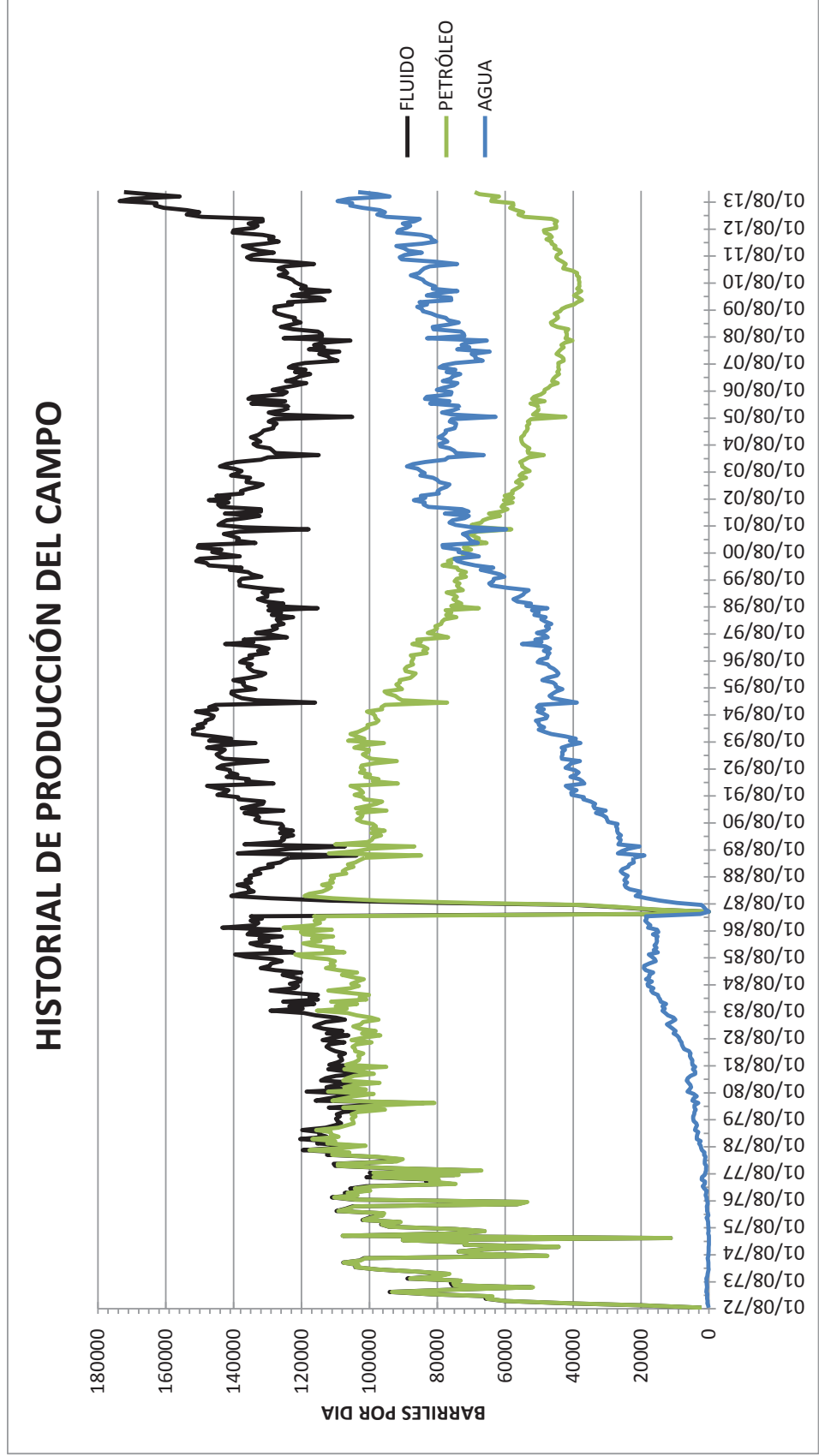
Figura 1. 14 Producción por Estación.



Fuente: Reportes Diarios, Ingeniería de Producción.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Figura 1. 15 Historial de Producción del Campo en el Tiempo.



Fuente: Reportes Diarios, Ingeniería de Producción.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

## **CAPITULO II**

### **TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN**

#### **2.1 DAÑO DE FORMACIÓN**

La razón por la cual se utilizan técnicas de estimulación en un pozo es el daño de formación. El daño de formación es cualquier restricción parcial o total que afecta la trayectoria de flujo desde el yacimiento hacia el pozo, esto ocurre básicamente en cualquier actividad operativa (desde la perforación, cementación, cañoneos, producción, etc.) que se llevan a cabo en la vida productiva de un pozo. (Schlumberger, s.f.)

##### **2.1.1 DAÑO CAUSADO POR LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN**

La alteración de la permeabilidad, puede ser ocasionada debido a la invasión del filtrado del sistema de lodos. Además existe el hinchamiento de las arcillas debido al contraste de salinidades entre el uso de agua en el lodo de perforación o la invasión de cemento que es usado para asegurar la integridad mecánica e hidráulica, estabilizar el hoyo y separar las zonas productoras dentro de la formación.

En el caso de los fluidos de perforación se produce un daño a la formación por la invasión de finos de perforación que taponan los poros.

La costra de lodo que se genera durante la perforación, que sirve para disminuir la invasión del filtrado de lodo, puede volverse perjudicial para la cara del pozo ya que si no se la remueve adecuadamente antes de la cementación, las partículas sólidas pueden ser empujadas hacia el interior del orificio generado por el jet del disparo en las operaciones de cañoneo.

Aún si se trata de minimizar éste efecto usando un fluido de completación aparentemente limpio, el daño habrá ya afectado al pozo.

### **2.1.2 DAÑO CAUSADO POR OPERACIONES DE CEMENTACIÓN.**

En la mezcla de cemento pueden existir partículas sólidas que se filtren en la formación causando taponamiento de los poros, cambios en el PH del fluido y formación de escala.

### **2.1.3 DAÑO CAUSADO POR OPERACIONES DE COMPLETACIÓN**

El uso de agua fresca como fluido de completación puede hinchar las arcillas y obstruir o alterar las gargantas porales.

La falta de eficiencia para remover la costra de lodo o cemento en el acondicionamiento del pozo previo a la completación, en la remoción de revoque (cake de lodo) en hueco abierto y el daño del filtrado por lodo cercano a las paredes del pozo también puede afectar en la producción del pozo. (Schlumberger, s.f.)

### **2.1.4 DAÑO CAUSADO POR OPERACIONES DE CAÑONEO**

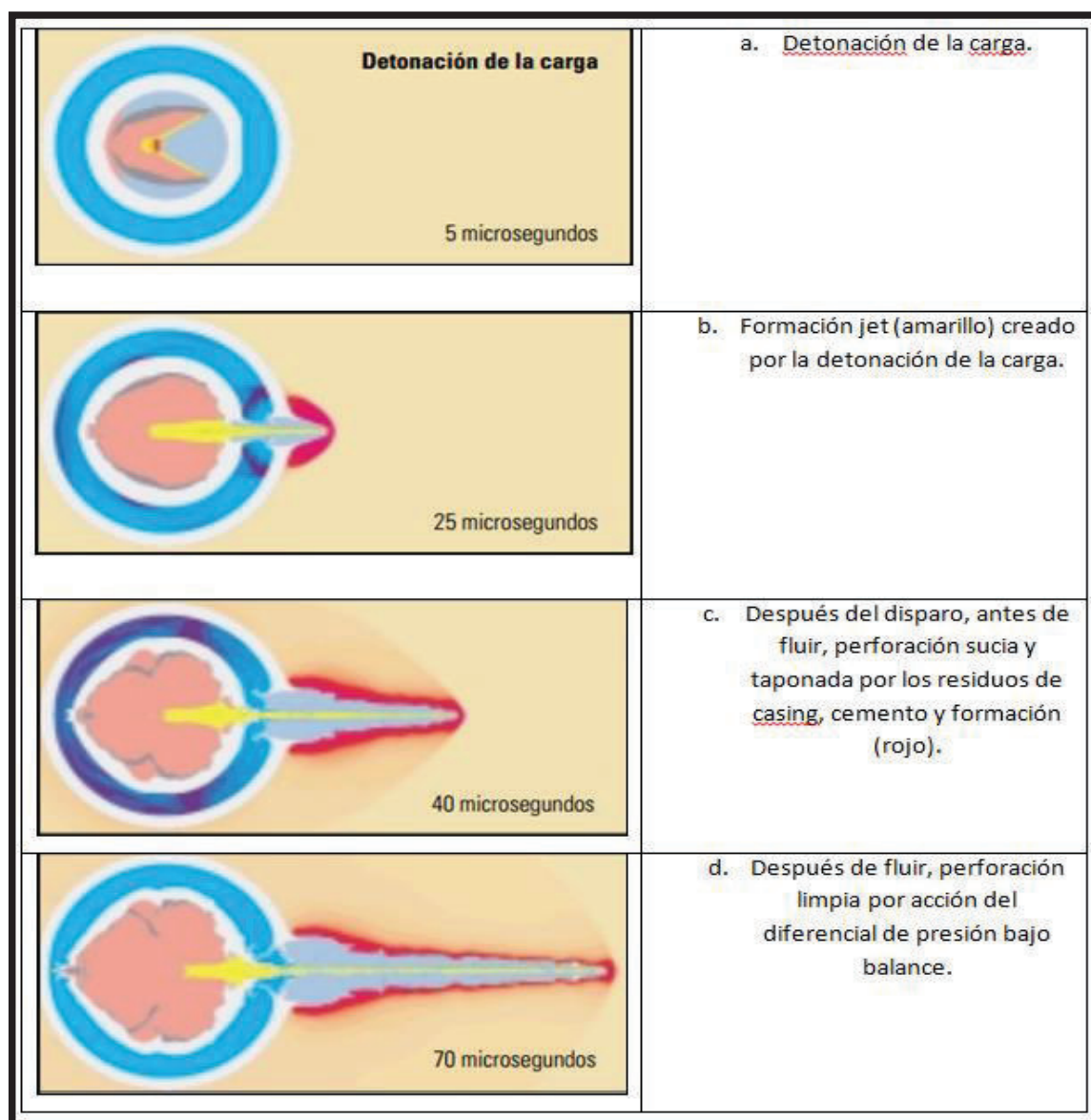
En el momento del disparo el daño que causa el fluido de completación se da porque se provoca una sobrepresión del fluido hacia el medio poroso por unos instantes y si el fluido de completación no está completamente limpio, alguna partícula extraña puede adherirse en las paredes de la perforación alterando la geometría radial del pozo y consecuentemente afectando a la producción.

Las operaciones de cañoneo permiten generar canales de penetración profunda, en el cual la zona compactada y los residuos de las cargas son removidos por un diferencial de presión que se genera a favor del reservorio (bajo balance). Sin embargo la formación puede sufrir daño por la acción de la detonación de los cañones cuando se genera una zona comprimida por el impacto a alta presión en dirección contraria al flujo. (Figura 2.1).

El jet generado en el momento de la explosión de las cargas comprime material de la formación, cemento y casing generando una capa que disminuye la permeabilidad inicial de la formación (Figura 2.1, c.), ésta capa es de grosor no uniforme que va

disminuyendo mientras se acerca al fondo de la perforación (Figura 2.1, d.). Para minimizar este tipo de daño se trata de incrementar la penetración hasta sobrepasar la zona de daño y limpieza de los túneles creados por el cañoneo. (Schlumberger, s.f.)

Figura 2. 1 Daño por Cañoneo.



Fuente: Benavides C. "Tesis: Estudio Técnico Económico de la Utilización de los Diferentes Sistemas De Cañoneos Usados en las Arenas U y T en el Área Cuyabeno"

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

### **2.1.5 DAÑO CAUSADO POR LAS OPERACIONES DE PRODUCCIÓN**

En las operaciones de producción se genera taponamiento de los poros por la migración de finos y arena causada por el movimiento del fluido desde el yacimiento hacia la cara de la arena o pared del pozo<sup>8</sup>.

Además se presentan otras afectaciones al pozo durante las operaciones de producción causados por:

- Una pobre consolidación y clasificación de la naturaleza del reservorio,
- Formación de escala (carbonato de calcio) por el alto nivel de iones de bicarbonato en el agua producida,
- Alteraciones en la humectabilidad causada por la precipitación de asfaltenos en las cercanías de la formación, y,
- Generación de emulsiones en la cara de la arena causadas por la alta temperatura

## **2.2 CUANTIFICACIÓN DEL DAÑO.**

El efecto skin (S) o daño de formación, describe las alteraciones en las cercanías de la cara del pozo que afectan el flujo de petróleo.

En forma general se puede definir, como factores que impiden o restringen el flujo de fluido desde el reservorio hacia el pozo. Este factor de daño (S) se determina a partir de las pruebas de restauración de presión (build up) y draw down.

El factor skin puede ser negativo o positivo. Si el valor es positivo significa que hay una restricción o algo se opone parcialmente al flujo en las cercanías del pozo (daño de formación).

---

<sup>8</sup> Hurtado J, Líder de Reservorios, "comunicación personal", noviembre 2013



Si el factor es negativo, significa que el pozo tiene una capacidad de flujo mayor a la que da la formación originalmente; éste caso está relacionado con los trabajos de estimulación que se realicen en la arena de interés.

Si el valor es de cero, quiere decir, que el flujo de fluidos del pozo es lo esperado de acuerdo a las características de la formación y no tiene afectaciones a favor, ni en contra del flujo.

Lo cual repercute en la maximización de extracción de fluidos del yacimiento, mejorando la rentabilidad del pozo. (Jennings, s.f.)

### **2.3 TIPOS DE ESTIMULACIÓN DE POZOS**

La Estimulación Matricial y el Fracturamiento Hidráulico están destinados a reestablecer, o incluso a mejorar, la conexión natural del pozo con el reservorio, lo que mejora el factor de recobro del yacimiento.

El propósito más importante de la estimulación, es de potenciar el valor de las propiedades de la roca para el movimiento de los fluidos del yacimiento de manera más rápida en el espacio poroso, optimizando la recuperación de las reservas de hidrocarburos y la rentabilidad del pozo. (Jennings, s.f.)

Básicamente se pueden considerar tres 3 formas de estimulación de yacimientos, además de una limpieza superficial en la cara de los pozos<sup>9</sup>:

- Limpieza superficial de la cara de la arena,
- Estimulación matricial reactiva y no reactiva,
- Fracturamiento hidráulico, y,
- Cañoneos.

En la Tabla 2.1 se presenta los aspectos principales de los tipos de estimulación para pozos.

---

<sup>9</sup> Hurtado J, Líder de Reservorios, “comunicación personal”, noviembre 2013

Tabla 2. 1 Tipos de Estimulación de pozos.

LIMPIEZA DE POZO	Tratamiento Químico Lavado superficial a la cara de la arena(<3ft)	Los fluidos no son inyectados dentro de la formación
TRATAMIENTO MATRICIAL	Estimulación Matricial Reactivo Tratamiento Químico Ácido profundo en la formación (>5ft)	Inyección por debajo de la presión de fractura
	Estimulación Matricial No Reactivo Tratamiento Químico Surfactante profundo en la formación (>5ft)	Inyección por debajo de la presión de fractura
FRACTURAMIENTO	Fracturamiento con fluido propante. Fracturamiento ácido	Inyección sobre la presión de fractura
CAÑONEO/ REPUNZONAMIENTO	Cambio de Arena. Recañoneos en zonas productoras.	Penetración profunda en la formación

Fuente: Production Technology Manual, Ipm-Idpt, Sepúlveda W.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

### 2.3.1 LIMPIEZA DEL POZO

Dentro del pozo mismo, las perforaciones y la tubería puede ser taponada por depósitos que se acumulan en el período de producción. Los depósitos son productos de la corrosión, bacterias y escalas formadas por sales insolubles dentro de las formaciones de agua, parafinas y asfaltenos.

Estas acumulaciones restringen la capacidad de flujo del pozo. El propósito más importante de la limpieza de pozo, es el restaurar la capacidad de flujo del pozo removiendo el daño causado por depósitos/sólidos en la proximidad de la cara de la formación.

#### 2.3.1.1 Estimulación Matricial No Reactiva/ Surfactante.

Los surfactantes son estructuras moleculares que contienen grupos hidrofílicos (que atraen agua), y otros hidrófobos (que repelen el agua), agregadas a un medio

acuoso, interactúan en la interfaz de los dos fluidos del yacimiento, reduciendo la tensión interfacial por absorción de la fase líquido-líquido y aumentando la solubilidad por la formación de micro emulsiones (mezcla de fluidos inmiscibles de manera casi homogénea).

En este proceso se inyecta primero el surfactante, después se inyecta una píldora de polímeros para aumentar la viscosidad del agua e impedir que la movilidad de ésta sea mayor a la del crudo y así evitar el efecto de canalización en el flujo del fluido, aumenta la resistencia al flujo en zonas de alta permeabilidad al agua y mejorando el empuje de crudo, haciendo un barrido del yacimiento más eficiente. (Sepúlveda, 2005)

### **2.3.2 ESTIMULACIÓN MATRICIAL REACTIVA/ ACIDIFICACIÓN.**

La estimulación matricial reactiva o acidificación se logra por la inyección de un fluido para disolver y/o dispersar materiales que perjudiquen la producción del pozo en arenas o para crear nuevos canales de flujo intactos entre el pozo y una formación preferiblemente carbonatada, pero esto no quiere decir que no se realicen en areniscas como es el caso del campo en estudio.

En la estimulación matricial, los fluidos son inyectados por debajo de la presión de fractura de la formación.

La selección del fluido de tratamiento es un paso importante en los trabajos de estimulación matricial. Múltiples fluidos o aditivos, son seleccionados con base a la litología, el tipo de daño y la condición del pozo. Cada fluido en el programa de tratamiento tiene un propósito en particular. Si se sospecha de múltiples daños, es posible la utilización de una mezcla de varios componentes o aditivos; sin embargo, en la combinación de fluidos y funciones, se debe tener cuidado de mantener la efectividad de cada uno y evitar las incompatibilidades entre ellos.

Los principales tratamientos químicos están dentro de las categorías que se describen en la Tabla 2.2 (Islas Silva, 1991):

Tabla 2. 2 Principales Tratamientos Químicos.

TRATAMIENTO	REMUEVE
Agua o ácidos y surfactantes	Bloqueo por agua
Fluidos acuosos u oleosos con o sin solventes mutuos y desemulsificantes	Bloqueo por emulsión
Ácido acético o fórmico y surfactantes	Incrustación de sales
Solventes aromáticos con o sin solventes mutuos o surfactantes	Mezclas de depósitos orgánicos e inorgánicos
Rocas silíceas: Mezclas de Ácidos Fluorhídrico (HF) y ácido clorhídrico (HCl)	Invasión de sólidos arcillas y finos
Rocas calcáreas: HCl en T<300F y ácidos orgánicos en T>300F	

Fuente: Manual de Estimulación Matricial para Pozos Petroleros, Islas C.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

### 2.3.3 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

Un fracturamiento hidráulico es una de los métodos primarios para mejorar la productividad de un pozo, esto se logra porque forma un canal conductivo que atraviesa el daño de formación cercano a la cara del pozo sobrepasando esta zona, llegando a extender la profundidad de este canal dentro del reservorio.

La complejidad en realizar fracturamientos hidráulicos está en la naturaleza geológica de la formación y los aspectos multidisciplinarios que se necesitan para revisar en el proceso. Al mismo tiempo los diseños para mejorar un tratamiento están íntimamente ligados con las propiedades de las rocas, las características de los fluidos y con la química del fluido propante que se inyectará.

Una fractura hidráulica se crea cuando se bombea un fluido dentro de un pozo a un caudal mayor de lo que la formación puede admitir, teniendo como consecuencia que la presión aumente hasta el punto de ruptura de la roca; resultando una división a lo largo del eje perpendicular al pozo como un resultado del aro de fuerzas de tensión generado por la presión interna.

Después de abrir la brecha en la formación por la fractura, el nuevo canal de flujo creado en la roca se puede colapsar y volver a cerrarse. Para evitar que se cierren los nuevos canales de flujo abiertos se debe sostener el nuevo conducto abierto con la ayuda de un propante, que por lo general es un tipo de arena fabricada con gránulos homogéneos para que mantenga abierta los conductos y además mejorar el flujo de los fluidos del yacimiento al pozo. (Schlumberger, s.f.)

### **2.3.3.1 Dirección y Geometría de la fractura.**

Las fracturas son siempre perpendiculares al esfuerzo mínimo, excepto en formaciones con una geología bastante compleja. La razón es que la mayoría de los pozos son verticales y el menor esfuerzo es el mínimo esfuerzo horizontal, la división inicial (o ruptura) resulta en una separación plana vertical en la tierra.

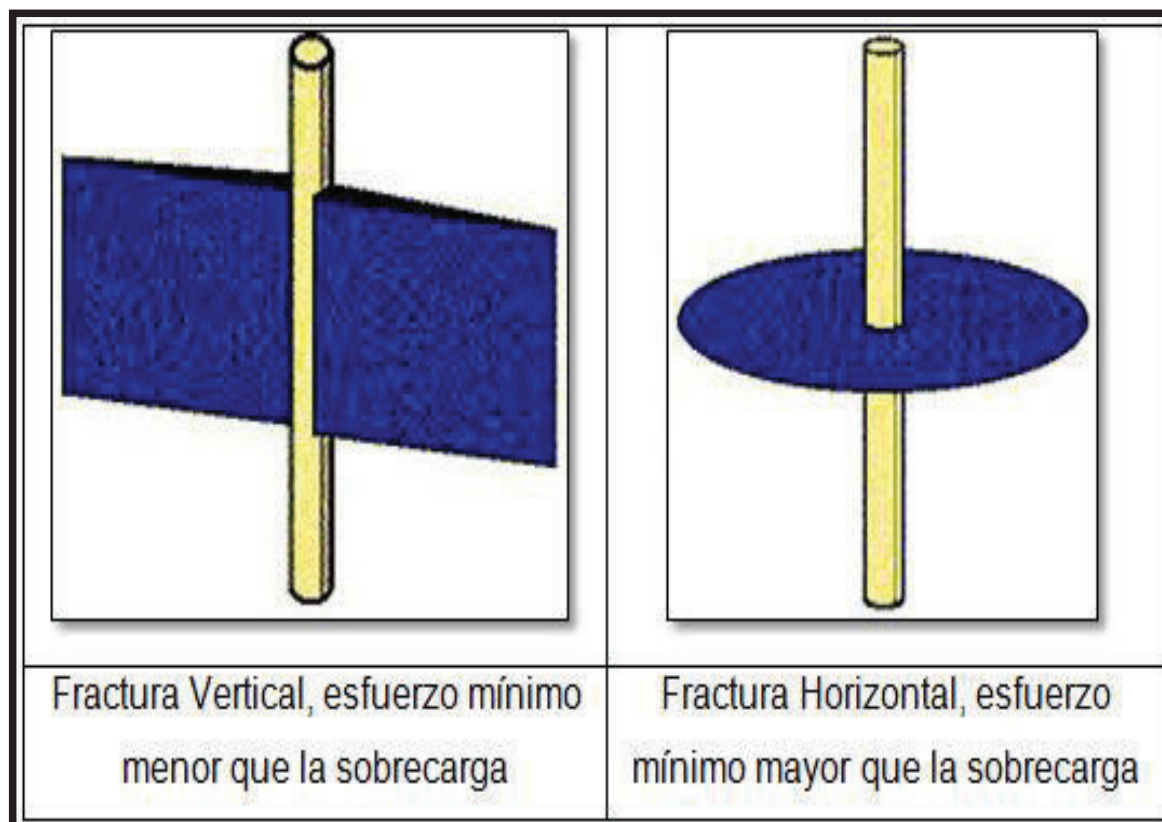
El esfuerzo in situ, es el parámetro dominante. Para ambientes geológicos relajados, el esfuerzo in situ mínimo es comúnmente horizontal, y entonces la fractura hidráulica sería vertical. En áreas donde actúa la compresión tectónica (fallamiento), el esfuerzo mínimo sería vertical, entonces la fractura hidráulica sería horizontal.

Algunas fracturas son horizontales. Para estos casos, la presión de fractura tiene que levantar o vencer la fuerza ejercida por el peso de la sobrecarga (litoestática) y por lo tanto ser mayor que 1 psi/pies de profundidad. Un gradiente alto de fractura indica que una fractura horizontal puede haber ocurrido.

El azimut de la fractura vertical será en la dirección del esfuerzo horizontal máximo, o normal a la tensión mínima. El mínimo de estrés también se considera 0 que es la presión de cierre de la fractura. (Figura 2.2)

Fracturas confinadas, con buenos sellos de lutitas sobre y bajo la zona de interés, tienen una mayor penetración porque la diferencia de esfuerzos entre la zona de interés y los sellos es mayor. En este caso la arenisca tiene menos esfuerzo por su composición de granos, el espacio poroso y el fluido que contiene; por otro lado, las lutitas al no ser permeables están más compactadas y su esfuerzo es mayor. (Komar & Frohne, s.f.)

Figura 2. 2 Orientación de la Penetración de Fracturas.



Fuente: Reservoir Stimulation, Economides M- Boney C.

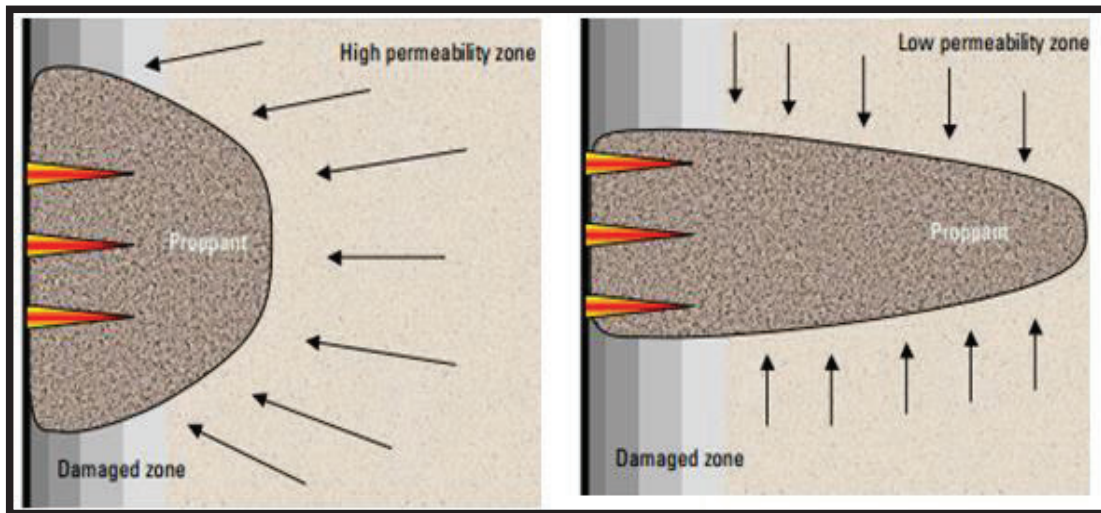
Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Usualmente para areniscas, las fracturas con propante son más apropiadas. El criterio de diseño para la longitud y espesor de la fractura es función, en cierto grado, de la permeabilidad de la formación. Si estamos fracturando una arenisca de alta permeabilidad el factor más relevante es el espesor de la fractura ya que el fluido del pozo está siendo producido a través del reservorio. El objetivo es reducir la caída de presión cerca del pozo.

Por otra parte si fracturamos una arenisca de baja permeabilidad lo que importa es la longitud de la fractura, así es como el fluido será conducido más fácilmente dentro de la fractura desde muchas secciones del reservorio.

En la Figura 2.3 se representa una comparación entre una fractura realizada en una arenisca de alta permeabilidad versus una arenisca de baja permeabilidad.

Figura 2. 3 Longitud y Espesor en Areniscas de Alta y de Baja Permeabilidad.



Fuente: Production Technology Manual, Sepúlveda W.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

En términos de la rata de flujo, para una zona de baja permeabilidad (Figura 2.3, derecha), el fracturamiento representará un incremento en la producción debido al hecho que la fractura formará un mejor canal de comunicación entre el reservorio y el pozo al proveer más contacto dentro varias secciones del reservorio.

Para una zona de alta permeabilidad (Figura 2.3, izquierda), el fracturamiento representará aceleración en la producción debida a que el fluido tendrá un mejor camino para fluir pero la contribución del reservorio será manejada por la presión y permeabilidad original. (Sepúlveda, 2005)

### 2.3.3.2 Tipos de fractura hidráulica

El tipo de fractura que se realiza en areniscas depende del tipo de daño que afecte a la formación, entre las opciones usadas tenemos:

#### 2.3.3.2.1 Fractura Con Propante.

La ruptura y el crecimiento temprano de la fractura expone una nueva área de la formación al fluido inyectado, y así la rata de fugas del fluido dentro de la formación

empieza a crecer. Sin embargo si la rata de bombeo se mantiene más alta que la rata de la pérdida de fluido, entonces la nueva fractura creada debe continuar creciendo y propagándose.

Este crecimiento continúa hasta abrir más el área de formación. Sin embargo, aunque incrementa tremendamente el área de flujo de la formación mientras se bombea, una vez que se detiene el bombeo y los fluidos inyectados se filtren, la fractura se cerrará y la nueva área de formación no estará en condiciones de producir.

Para prevenir esto, se debe tomar medidas para mantener la conductividad del canal. Esto normalmente involucra adicionar un agente propante al fluido hidráulico que va a ser transportado dentro de la fractura. Cuando el bombeo se detiene y el fluido retorna del pozo, el agente propante permanece en su lugar para mantener la fractura abierta y mantener una trayectoria de conductividad del flujo incrementado durante la producción.

El agente propante es generalmente arena o un sustituto granular de la arena de gran resistencia al esfuerzo de la formación.

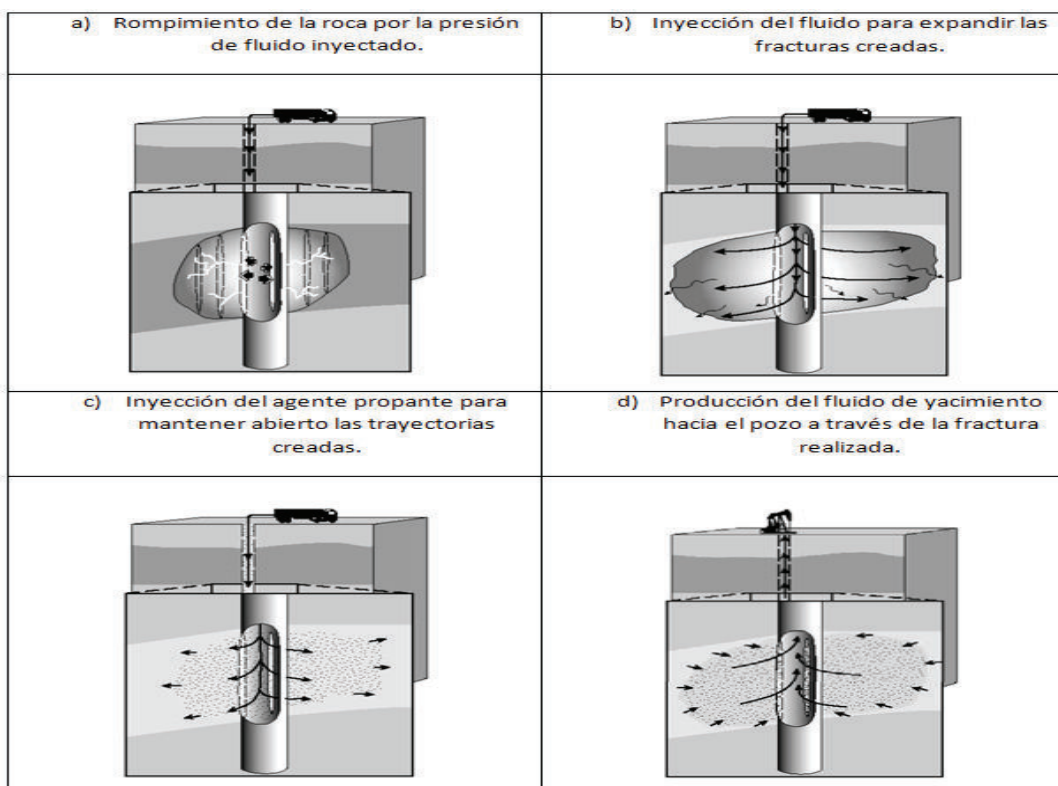
Después de la ruptura, la rata de propagación de la fractura y la rata del flujo del fluido dentro de la fractura se vuelve importante. Estos son dominados por el carácter de la pérdida de fluido.

En la Figura 2.4 se representa una fractura con agente propante, en donde la arena inyectada para mejorar la permeabilidad de la formación y crear una mejor trayectoria para el flujo se introduce en la formación por medio de un fluido y a alta presión. (Sepúlveda, 2005)

Aunque los fracturamientos con propante pueden ser realizados en muchos tipos de formación, se recomienda que sean diseñadas para areniscas en lugar de carbonatos dado que los carbonatos son estructuralmente menos estables y por el contrario las areniscas son más estables y mejor consolidadas.



Figura 2. 4 Creación de una Fractura con Agente Propante en una Arena.



Fuente: Production Technology Manual, Sepúlveda W.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

### 2.3.3.3 Fractura Ácida

El ácido Clorhídrico (HCl) inhibido que previene la corrosión de la tubería del pozo, fue el primero usado para estimular una formación de caliza. Basado en algunas observaciones, investigaciones realizadas durante la inyección de ácido, en ciertas ocasiones se obtuvo aumento de presión, indicando que la formación está siendo fracturada. Esta fue la primera descripción de fracturamiento hidráulico aplicado a reservorios de petróleo.

La diferencia principal entre el fracturamiento ácido y el fracturamiento con propante está en lograr mantener la conductividad en la fractura después de que ésta se realiza: el primero crea patrón de grabados dejadas en las caras de la fractura, y el segundo apuntala las caras de la fractura separándolas. Operacionalmente, las fracturas ácidas son menos complicadas porque no se usan agentes propantes, lo

cual elimina el riesgo de un arenamiento y problemas subsecuentes de retorno de fluido de propante y de limpieza del pozo.

La distancia que el ácido viaja a lo largo de la fractura antes de alcanzar los límites de la longitud efectiva de una fractura ácida, a temperaturas altas, es un gran problema.

Otra barrera para la penetración efectiva de ácido es la excesiva pérdida de fluidos. La corrosión ácida y la erosión de las caras de la fractura continua durante el tratamiento y hacen difícil que el depósito de una barrera de filtrado de lodo sea efectivo.

Además la fuga de ácido es altamente desigual, típicamente resulta en hoyos de gusano y el alargamiento de las fracturas naturales y de la permeabilidad de la roca madre. Estas consecuencias naturales de los tratamientos ácidos incrementan el área efectiva y el volumen de pérdida de fluido.

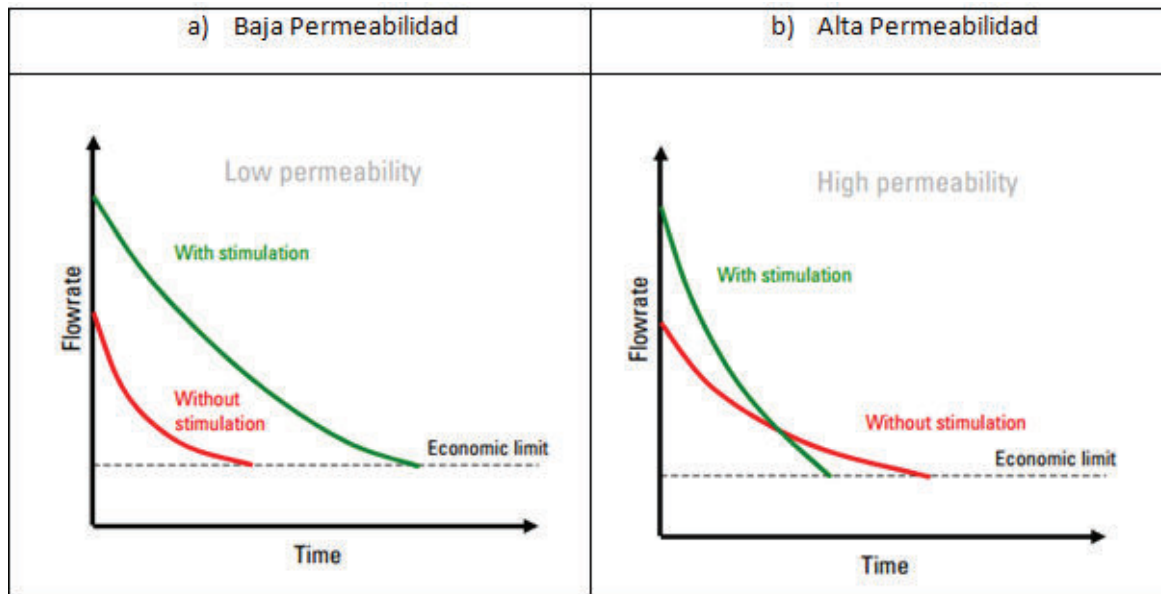
En términos de presión cumulativa, para una zona de baja permeabilidad, el fracturamiento representará una diferencia significativa en recuperación de petróleo, lo cual significa que si el pozo es estimulado, éste producirá más volumen al final de su vida operativa.

Por otra parte, para una zona de alta permeabilidad, el fracturamiento representará una mejor recuperación en un tiempo más corto.

Este efecto en la rata de flujo y en la producción total se puede apreciar en las Figuras 2.5, el efecto del fracturamiento en la rata de flujo; y en la Figura 2.6, el efecto del fracturamiento en la producción total, para zonas de baja permeabilidad a la izquierda y en zonas de alta permeabilidad a la derecha.

En ambos casos se ve una extensión más grande del tiempo de vida productivo del pozo con estimulación en reservorios de baja permeabilidad. Ocurre lo contrario en pozos de alta permeabilidad en donde se produce a ratas más grandes pero menora el tiempo de vida productivo.

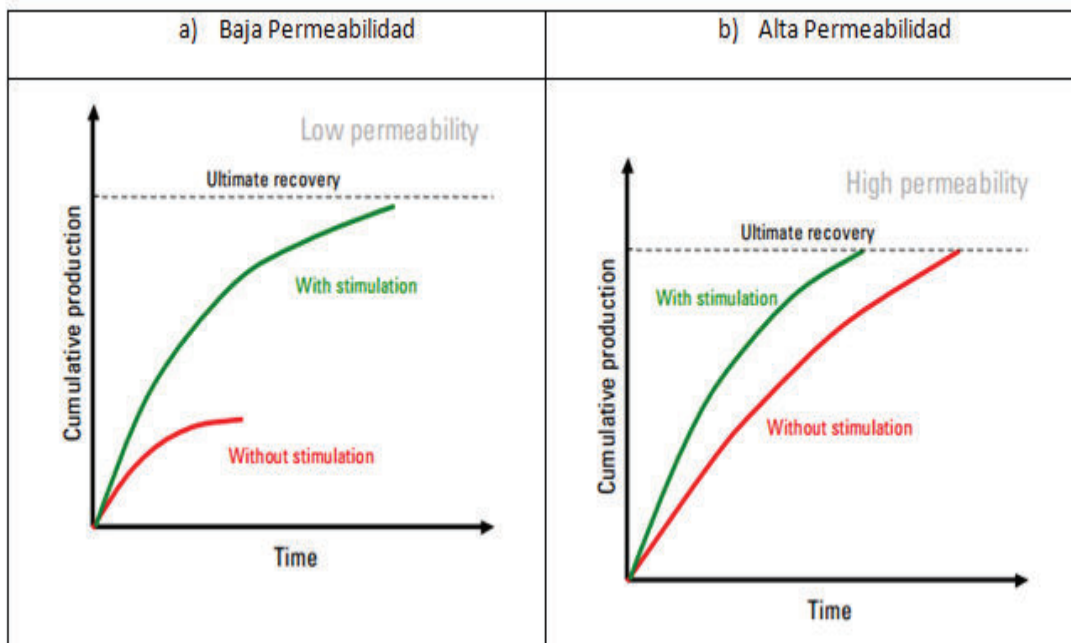
Figura 2. 5 Efecto del Fracturamiento en la Rata de Flujo en Zonas de Baja y Alta Permeabilidad.



Fuente: Production Technology Manual, Sepúlveda W.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Figura 2. 6 Efecto Del Fracturamiento en la Producción Total en Zonas de Baja y Alta Permeabilidad.



Fuente: Production Technology Manual, Sepúlveda W.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

### 2.3.4 CAÑONEOS.

Este tipo de estimulación es aplicado para repunzonar arenas con daño severo como una forma de limpieza de las zonas productoras existentes, minimizando cualquier daño potencial a la formación.<sup>10</sup>

Existen principalmente tres (3) tipos de cañoneo:

- a).- Uno que se baja con tubería convencional (TCP),
- b).- Otro con cable eléctrico (Wire Line), y,
- c).- Un tercero con tubería flexible (Coiled tubing).

#### 2.3.4.1 TCP

El método de cañoneo con tubería utilizado para limpieza de pozo es el TCP (Tubing Conveyed Perforating) ya que con sus disparos se obtiene huecos limpios, profundos y simétricos; permite utilizar cañones de mayor diámetro, cargas de alta penetración, alta densidad de disparos sin limitaciones de longitud en el pozo.

Se utiliza en combinación con un fluido limpio, dentro del pozo y una presión de bajo balance para que la presión en el fondo del pozo elimine los desperdicios después del disparo y evitar la precipitación de los restos del cañoneo en los túneles generados por el cañón. Así este sistema elimina daño de la perforación, cementación y disparos. En la Figura 2.7 se muestran los componentes más importantes en una sarta TCP.<sup>11</sup>

La activación de los cañones puede realizarse de dos maneras:

- Por la caída de una barra de metal lanzada por la tubería para que libere los pines de disparo y golpee al detonador.

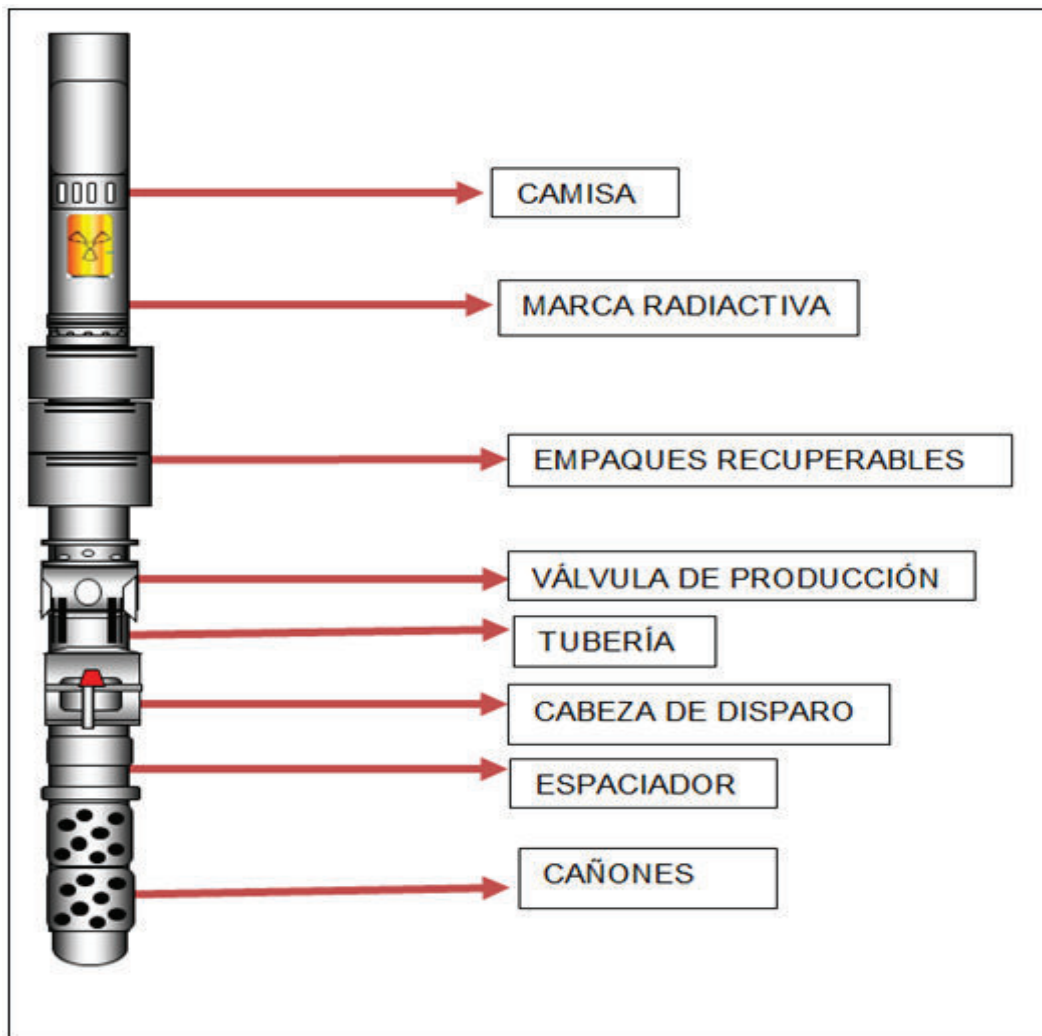
---

<sup>10</sup> (Sandoval L, Gerente de Workover, “comunicación personal”, noviembre 2014)

<sup>11</sup> (Sandoval L, Gerente de Workover, “comunicación personal”, noviembre 2014)

- Por una presión diferencial aplicada al pistón de detonación en una cámara de aceite, así dar un período de tiempo antes de que la carga se detone para desahogar la presión sobre balance aplicada para activar la cabeza de detonación y cuando la carga detone la presión se encuentre bajo balance para asegurar la limpieza de las perforaciones.

Figura 2. 7 Esquema del Sistema TCP.



Fuente: Diagramas Mecánicos Testing.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

En la Tabla 2.3 se presentan las ventajas y desventajas de la técnica de cañoneo TCP.

Tabla 2. 3 Ventajas y Desventajas del Sistema TCP.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
El cañoneo se realiza bajo balance para reducir el daño y producir inmediatamente.	Costos más elevados por tiempo de taladro para realizar la operación.
Control total del pozo en la operación.	El cañón disparado es desechable.
El bajo balance ayuda a una limpieza óptima de las perforaciones realizadas.	Los explosivos se pueden degradar por las altas temperaturas en el tiempo que se corre el TCP.
Se puede disparar más intervalos de mayor longitud y en una sola corrida. Penetra hasta tres tuberías de revestimiento.	El posicionamiento requiere de una gran cantidad de tiempo.
Se puede usar con ángulos mayores a 65° y en pozos horizontales es la única opción.	
En formaciones sensibles a fluidos de completación se puede disparar, evaluar y completar el pozo simultáneamente.	
Tiene más seguridad con altas presiones o H <sub>2</sub> S que los sistemas que se transportan por cable eléctrico.	
Adaptable con sensores de presión que se activan después del disparo.	
No se requiere suspender comunicaciones de radio ni operaciones de suelda durante las operaciones.	

FUENTE: Production Technology Manual, Ipm-Idpt, Sepúlveda W.

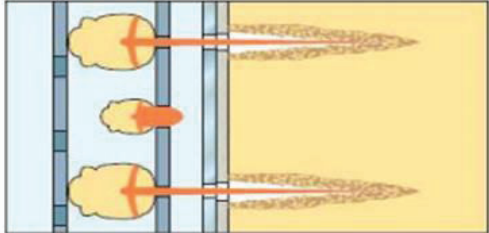
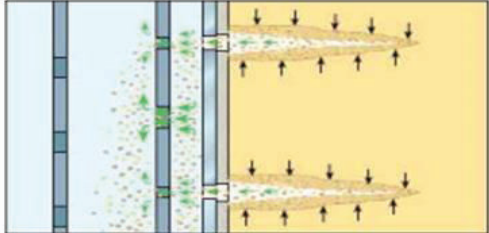
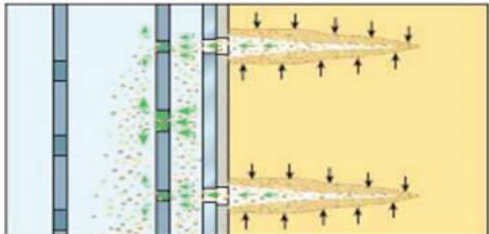
Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Existen diferentes tipos de carga que se usan como sistemas complementarios a los diferentes tipos de cañoneos y que se describen a continuación.

#### 2.3.4.2 PURE

El sistema PURE (PERFORATING FOR ULTIMATE RESERVOIR EXPLOTATION) es un sistema complementario a la técnica de cañoneo que se utilice, ya sea con o sin tubería. Emplea la condición de bajo balance dinámico y puede ser conseguido si el estado inicial fue bajo balance o sobre balance estático como se observa en el Figura 2.8 (Benavides, 2012)

Figura 2. 8 Cañoneo en Condición de Bajo Balance Dinámico.

	<p><b>Detonación:</b> Presión de los disparos es mayor que la de yacimiento</p>
	<p><b>Bajo balance /influjo:</b> Fluidos del yacimiento empiezan a desplazarse hasta el pozo por la Presión del yacimiento.</p>
	<p><b>Limpieza de disparos:</b> Presión del yacimiento expulsa restos de la detonación.</p>

Fuente: Benavides C. "Tesis: Estudio Técnico Económico de la Utilización de los Diferentes Sistemas de Cañoneos Usados en las Arenas U y T En El Área Cuyabeno"

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

El propósito de las cargas PURE especiales es crear orificios adicionales en las cámaras transportadoras de las cargas convencionales sin que el jet producido en la detonación de las cargas PURE llegue a la tubería de revestimiento del pozo, maximizando así la diferencia de presión bajo balance y mejore la limpieza de los residuos que dejan las perforaciones realizada por los disparos.

El daño inducido en la zona triturada en las cercanías de los canales creados dentro de la formación por los disparos de las cargas convencionales, es eliminado por la oleada inicial de producción desde la formación hacia el pozo y los escombros residuales producto de la operación, se depositan en las cámaras de transporte de

las cargas por los orificios creados por las cargas PURE. En la Tabla 2.4 se describen las ventajas y desventajas del sistema PURE.<sup>12</sup>

Tabla 2. 4 Ventajas y Desventajas del Sistema PURE.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Después de la detonación de la carga, los jets de alta velocidad de los disparos crean canales en la formación, los diseños de las cargas PURE varían las condiciones del pozo y parámetros de cañoneos para provocar instantáneamente un bajo balance en el intervalo de interés disparado.	La cantidad total de disparos a la formación podría disminuir porque la densidad de disparos se ve afectada por suplantarse cargas convencionales por cargas PURE.
Provoca un bajo balance dinámico 100 milisegundos después del disparo.	El costo es adicional a la operación de cañoneo y en algunos casos es bastante representativa.
El pozo puede encontrarse bajo-balance o sobre balance estático, para posteriormente generar el bajo balance dinámico.	
Se usa en todas las técnicas de transporte de cañones con y sin tubería.	
Incrementa la productividad o inyectividad del pozo optimizando la limpieza de las perforaciones.	
El daño causado durante la perforación o fluidos de completación es reducido considerablemente por un bajo-balance dinámico controlado.	

FUENTE: Production Technology Manual, Ipm-Idpt, Sepúlveda W.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

### 2.3.4.3 Stim Gun

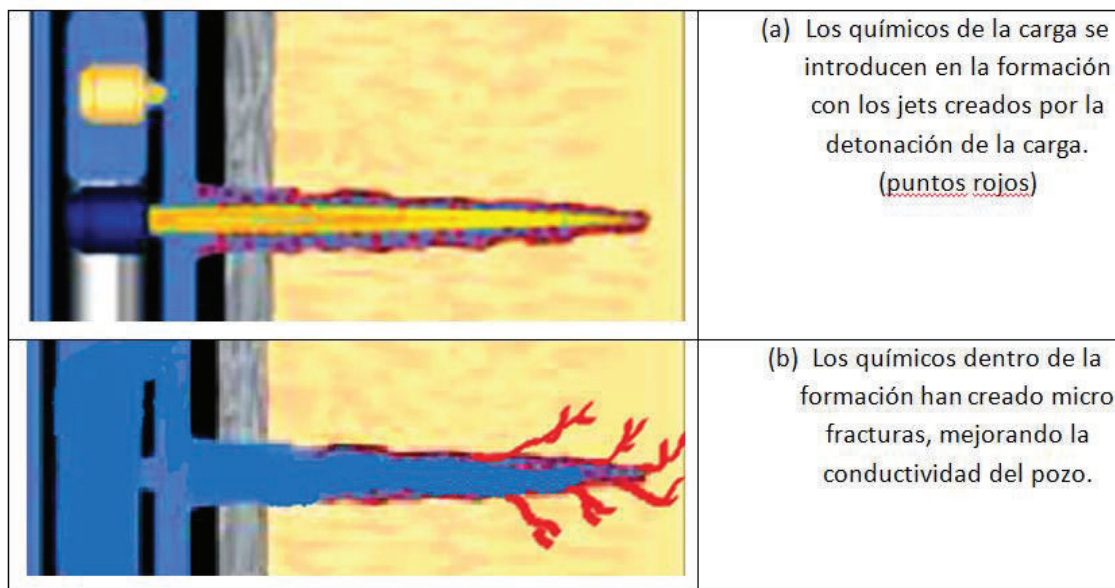
Este sistema también es complementario de las técnicas de cañoneo convencionales como el caso del sistema PURE. Se baja con una carga de químicos en estado sólido que han sido determinados previamente para las necesidades del pozo, cuando llega a la profundidad o arena objetivo éstos químicos cambian de estado y se inyectan en la formación. Los jets provocados por los disparos crean micro fracturas en la vecindad del pozo, limpiando y mejorando la conductividad de fluidos de la formación. Este efecto es temporal dado que las micro fracturas creadas no contienen material de sustento (propante). Por consiguiente, los niveles de producción en el pozo pueden disminuir considerablemente con el tiempo. En el Figura 2.9 se aprecia la inyección de los

<sup>12</sup> (Sandoval L, Gerente de Workover, "comunicación personal", noviembre 2014)



químicos en el momento del disparo (a) y después el estado final de las perforaciones (b).<sup>13</sup> En la Tabla 2.5 se describen las ventajas y desventajas del sistema de cañoneo Stim Gun.

Figura 2. 9 Sistema Stim Gun.



Fuente: FUENTE: Production Technology Manual, Ipm-Idpt, Sepúlveda W.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Tabla 2. 5 Ventajas y Desventajas del Sistema Stim Gun.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Minimiza el tiempo de operaciones de aplicación de químicos ahorrando tiempos.	El costo es adicional a la operación de cañoneo por ser complemento para mejorar la eficiencia de los disparos.
Minimiza el daño y mejorando la permeabilidad por la aplicación de químicos en los disparos.	
Puede utilizarse en todas las técnicas de transporte de cañones.	
Incrementa la productividad o inyectividad del pozo.	

FUENTE: Production Technology Manual, Ipm-Idpt, Sepúlveda W.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

<sup>13</sup> (Sandoval L, Gerente de Workover, "comunicación personal", noviembre 2014)

#### 2.3.4.4 MAX R

El sistema de cañoneo MAX R (Monobore Anchore Xplosive Gun Release), es bajado con Wire Line, con un sistema de anclaje mecánico para fijar los cañones a la profundidad requerida.

Esta técnica incluye un sistema de anclas que se expanden en forma radial para ajustarse a las paredes del pozo; luego se baja la bomba electro sumergible (ESP) con la tubería hasta llegar a la profundidad de Intake que se haya determinado en el diseño, se instala el “árbol de navidad” en superficie; posteriormente se llena el pozo para activar los cañones MAXR los cuales tienen un dispositivo o Delay previamente ajustado conforme a los requerimientos del pozo.

Luego se presuriza el anular para activar la cabeza de disparo de los cañones. Posteriormente se evacua el volumen requerido para disparar los cañones en condición de bajo balance estático mientras se crea un diferencial de presión  $\Delta P$  entre la presión del reservorio y la presión estática de la columna hidrostática. Una vez que se hayan detonado los cañones, el sistema MAXR se libera y cae al fondo del pozo.

Terminada esta operación se puede poner en marcha a la bomba electro sumergible (ESP) y por consiguiente el pozo en producción.

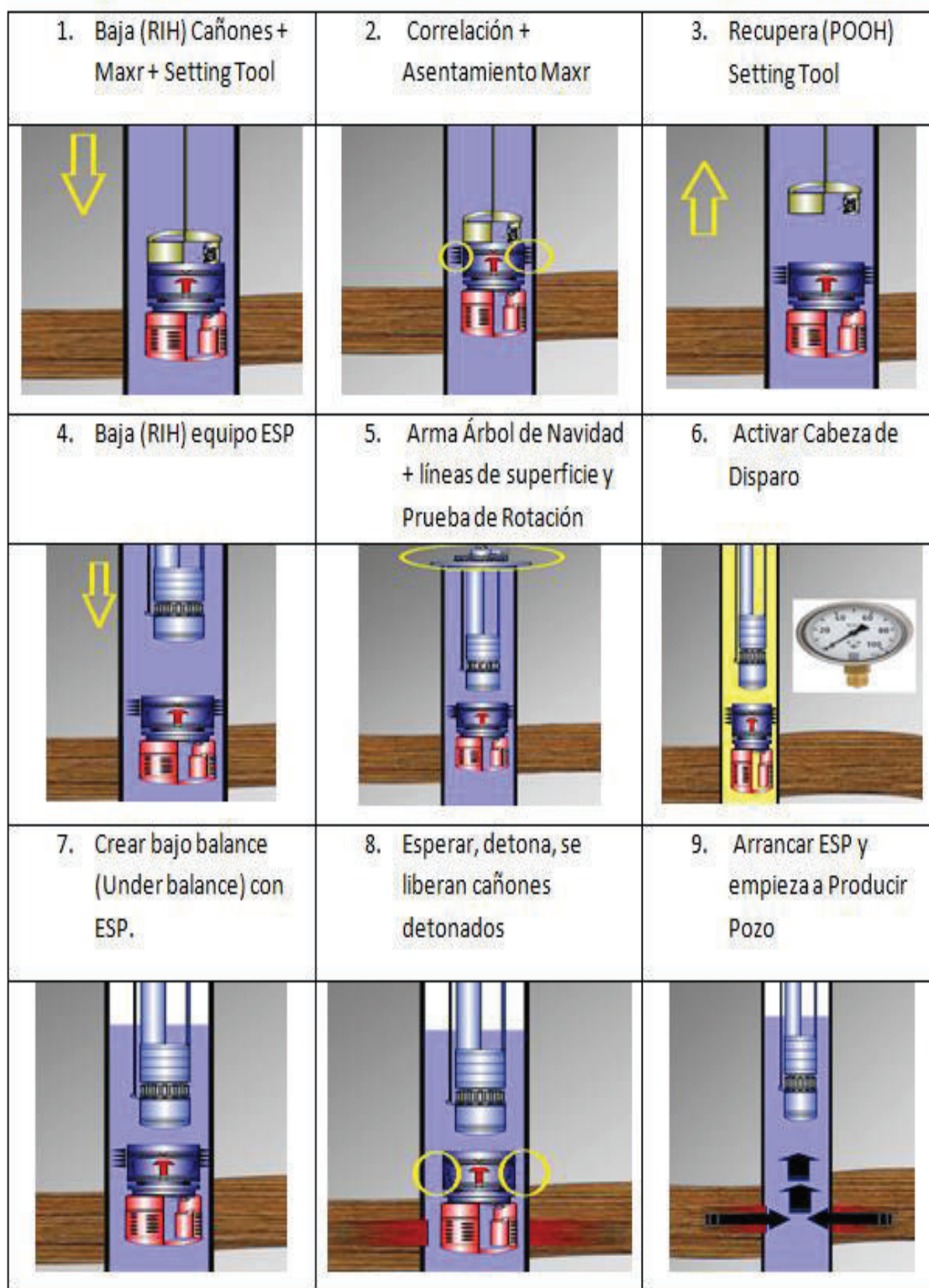
La tecnología MAXR puede ser combinada con tecnología PURE con el fin de maximizar la limpieza de las perforaciones.

En el Figura 2.10 se detallan las etapas del procedimiento del sistema MAX R donde se observan la bajada del ensamblaje de MAX R, correlación de zonas, bajada de bomba ESP, activación de la cabeza de disparo, creación del bajo balance, detonación de cañones y arranque de producción con la bomba ESP. <sup>14</sup>

---

<sup>14</sup> (Sandoval L, Gerente de Workover, “comunicación personal”, noviembre 2014)

Figura 2. 10 Procedimiento de Sistema MAX R.



Fuente: Presentación, Testing Services.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

En la Tabla 2.6 se describen las ventajas y desventajas del sistema de cañoneo MAX R.

Tabla 2. 6 Ventajas y Desventajas del Sistema de Cañoneo Max R.

<b>VENTAJAS</b>	<b>DESVENTAJAS</b>
Con este procedimiento de MAXR existe un incremento de producción debido a la disminución del daño ya que la formación nunca entra en contacto con los fluidos de completación.	El costo es más elevado que los otros sistemas
Además existe una diferencia sustancial en tiempos de taladro al aplicar bajo balance estático MAXR Vs. TCP	Los cañones no son recuperables
El no tener el anular totalmente lleno, esto ayuda al enfriamiento del motor, por la pronta aportación del pozo.	
El aligerar la producción por la pronta estabilización del pozo es ganancia en producción diferida.	
Este sistema permite minimizar cualquier daño de formación, dado que el pozo puede colocarse en producción inmediatamente después de ser cañoneado.	
Reducción en tiempos de operación, especialmente en aquellos casos en donde el pozo es completado con el mismo equipo de perforación, el cual requiere ser utilizado en otro pozo dentro del mismo pad o locación (skidding).	

FUENTE: Production Technology Manual, Ipm-Idpt, Sepúlveda W.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

# **CAPITULO III**

## **CRITERIOS DE EVALUACIÓN PARA APLICAR TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN**

### **3.1 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA SER ESTIMULADOS.**

Los pozos que se escogen para realizar trabajos de estimulación siempre son los que tienen baja productividad, sin embargo se toman en cuenta otros factores para determinar que tan buenos candidatos son para una estimulación.

Así los pozos con baja productividad, son calificados como buenos candidatos, aquellos que tienen una buena presión de reservorio, gran volumen de reservas, buena permeabilidad; son candidatos medianamente buenos aquellos pozos que tienen buena permeabilidad, por ser naturalmente fracturados o no estar bien consolidados, y, son malos candidatos aquellos pozos que tienen reservas limitadas, baja presión de reservorio, que los fluidos del reservorio son incompatibles con los fluidos de estimulación y en zonas donde los fluidos de producción pudieran contaminar fuentes de agua dulce. (Wilhite, 1986)

### **3.2 SELECCIÓN DE LA TÉCNICA**

En este punto, una vez identificado el pozo como de bajo rendimiento y por ésta causa algunos de ellos, incluso, se encuentran cerrados. La productividad del pozo y la posible causa o causas del daño de formación deben haber sido determinadas.

Si el objetivo de productividad puede ser alcanzado con la reducción del efecto de daño, con un valor de 10% del efecto del daño original en areniscas y de 2% a 3% en carbonatos, la estimulación matricial será adecuada y probablemente el trabajo será efectivo. En reservorios de arenisca la mejor alternativa de estimulación es el fracturamiento hidráulico. En reservorios con formación de carbonatos, el

fracturamiento ácido puede ser una forma efectiva para incrementar la productividad. En ambos casos, una fractura hidráulica es inducida en el reservorio.

En los fracturamientos convencionales, la conductividad de la fractura se mantiene por el apoyo de un propante de alta permeabilidad, evitando que la fractura se cierre.

En fracturamientos ácidos, la conductividad se mantiene por unas rasgadas, parecidos a canales en la superficie de la fractura, creadas por la reacción del fluido ácido con la roca.

En arenas no consolidadas, es aconsejable examinar el diferencial de presión admisible antes de la producción de la arena. Este límite de la presión puede conducir a la selección de la estimulación por fractura que permita alcanzar una tasa de flujo objetivo a un bajo diferencial de presión.

Por otra parte, lo concerniente al aislamiento zonal puede excluir la estimulación de la fractura. Si la fractura vertical crece en una capa de acuífero o gas no puede ser controlada, la estimulación matricial podría ser indicada para este caso. (Jennings, s.f.)

### **3.3 CONDICIÓN DEL POZO**

Para saber el tratamiento más adecuado para estimular a un pozo necesitamos información previa de su historial de trabajos de reacondicionamiento, historial de producción, pruebas de build up (restauración de presión) y características petrofísicas de la formación.

Para determinar efectivamente la condición de un pozo al que se le va a realizar algún trabajo de estimulación se puede establecer principalmente dos tipos de condicionamientos: mecánicas y de yacimiento.<sup>15</sup>

---

<sup>15</sup> (Hurtado J, Líder de Reservorios, "comunicación personal", octubre 2013)

### **3.3.1 CONDICIONES MECÁNICAS.**

Las condiciones mecánicas del pozo que se revisan antes de realizar un tratamiento de estimulación incluyen el historial de reacondicionamientos, el tipo y la calidad del cemento, las zonas estratigráficas que están arriba y debajo de la zona de interés, buscando que se forme un sello de buen espesor de lutitas o calizas.<sup>16</sup>

#### **3.3.1.1 Calidad del Cemento.**

La cementación proporciona un aislamiento hidráulico que establece la separación zonal, lo que impide la comunicación entre fluidos de diferentes zonas productoras y bloquea la migración de los fluidos hacia superficie. La cementación también produce el anclaje y la sustentación de la sarta de revestimiento y protege la tubería de revestimiento contra la corrosión producida por los fluidos de formación, si no se logra estos objetivos la capacidad productiva del pozo puede verse afectada y limitada.

La calidad de cemento detrás de la tubería de revestimiento se revisa en base a registros de control de cemento y pruebas de presión para asegurar la integridad del cemento.

Los datos obtenidos de los registros ultrasónicos y acústicos ayudan a revisar las interfaces entre el cemento y la tubería de revestimiento; y, entre el cemento y la formación. Estas herramientas proporcionan información sobre la calidad de la cementación y de cuán bien se adhiere a las paredes de la tubería de revestimiento y de la formación.

#### **3.3.1.2 Sellos de la formación.**

Los sellos de formación son capas de rocas lutitas, y/o calizas que se encuentran sobre y bajo la zona de interés, principalmente se analizan que tengan un buen

---

<sup>16</sup> (Hurtado J, Líder de Reservorios, “comunicación personal”, octubre 2013)

espesor y se encuentren aislando la arena objetivo de otros estratos que no se desean afectar con la técnica de estimulación que será aplicada.

### **3.3.1.3 Equipos**

Se revisa la completación con la que el pozo estaba trabajando, si la tubería se encuentra en buen estado o no, el funcionamiento y capacidad de las bombas, si existe mejor tecnología para explotar el reservorio, la calidad del casing y de los colgadores para resistir la intervención que sea planteada.

### **3.3.2 CONDICIONES DEL YACIMIENTO.**

Las condiciones de yacimiento que se analizan antes de realizar un trabajo de estimulación son las características petrofísicas, si existen pruebas de build up para conocer las presiones y el daño de formación o efecto skin y el potencial esperado de un análisis nodal.<sup>17</sup>

## **3.4 DIAGRAMAS DE FLUJO PARA EXAMINAR LOS POZOS.**

Antes de intervenir un pozo se realiza un estudio del estado operativo en el que se encuentra, analizando el equipo de fondo, los trabajos de reacondicionamiento que se hayan realizado antes, toma de registros y correlaciones petrofísicas, el potencial productivo del pozo, las presiones en fondo y el posible daño que tiene la formación.

Después de analizar todos estos aspectos se toma la decisión del tratamiento más adecuado para el pozo en una propuesta y plan de trabajo que para cada técnica de estimulación tiene un proceso diferente.

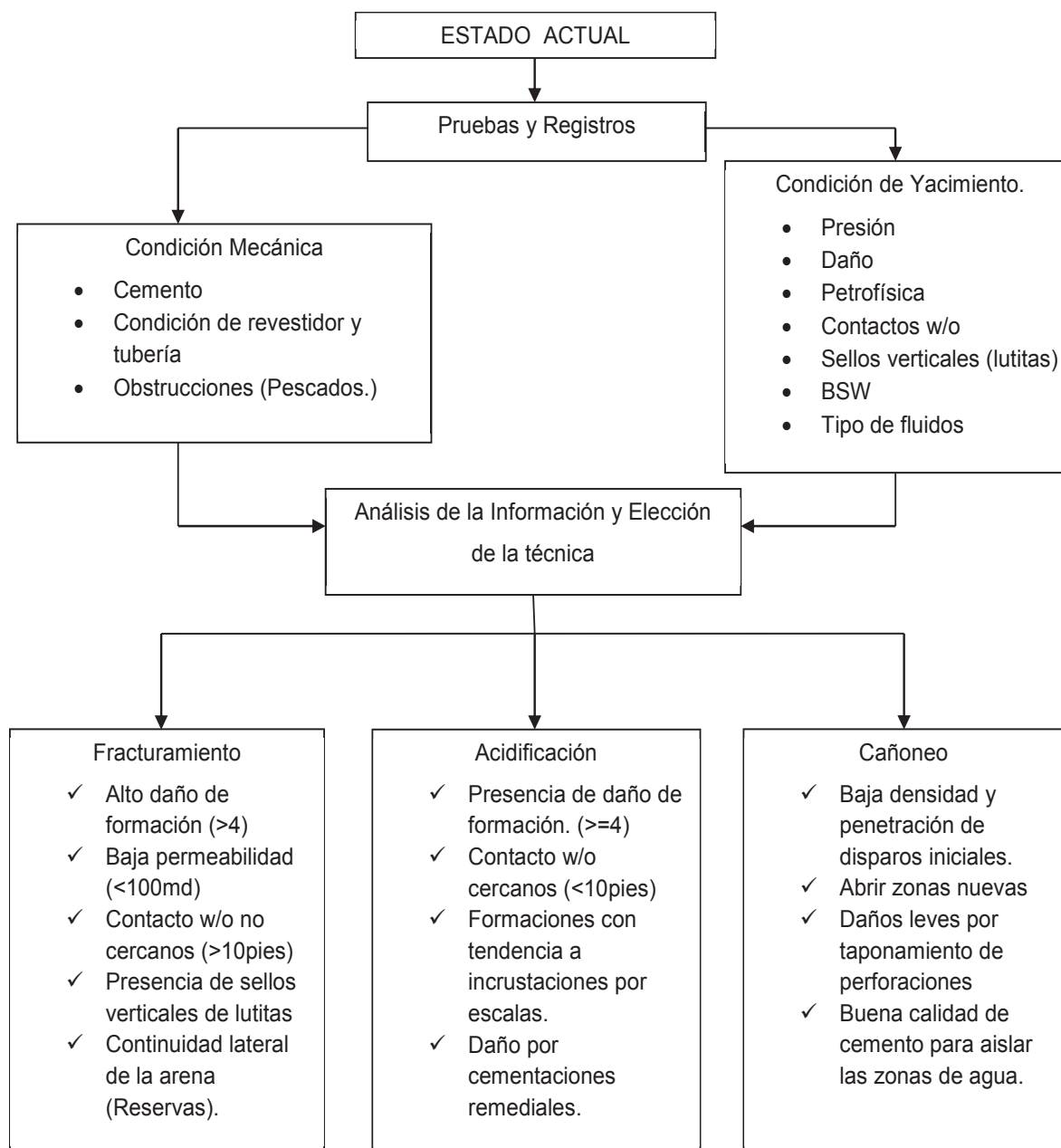
En la Figura 3.1 se desarrolla un diagrama de flujo que explica el proceso de análisis de los pozos que requieren intervención para aplicar una de las técnicas de estimulación de yacimientos.

---

<sup>17</sup>( Hurtado J, Líder de Reservorios, “comunicación personal”, octubre 2013)



Figura 3. 1 Diagrama de Flujo para Elegir Técnica.



Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

### 3.5 CARACTERIZACIÓN PARA EL TRATAMIENTO

Después de analizar los datos de cada pozo se tienen pautas para guiarnos en el tratamiento más adecuado en cada caso o requerimientos imprescindibles para

aplicar cierta técnica de estimulación. Los requerimientos para elegir cada técnica se describen a continuación.

### **3.5.1 PARA FRACTURAMIENTO.**

Para aplicar esta técnica en el Campo de estudio, es importante determinar que la arena a estimular no presente un contacto agua-petróleo cercano.

De existir la presencia de un contacto agua-petróleo cercano a la zona a fracturar, debe existir un sello de lutitas vertical en la formación, lo suficientemente fuerte para que contenga la fractura y evitar contactar la zona de agua, y buen espesor de arcillas/ lutitas para que actúen como sello sobre y bajo la formación.<sup>18</sup>

A continuación se muestra en la figura 3.2 el proceso para analizar los pozos fracturados

Como ejemplo del análisis se tomará un pozo intervenido para cada técnica de estimulación.

En el pozo S-65 primero se evalúa el contacto agua petróleo, con la ayuda de registros eléctricos, analizando principalmente las resistividades leídas en el pozo y la de otros pozos aledaños, haciendo una correlación estructural para ver la profundidad del contacto agua petróleo y las características de la zona que se va a intervenir.

La arena objetivo en el pozo S-65 es U inferior en los intervalos 8934'-8938', 8949'-8953' por el potencial que presentó este pozo.

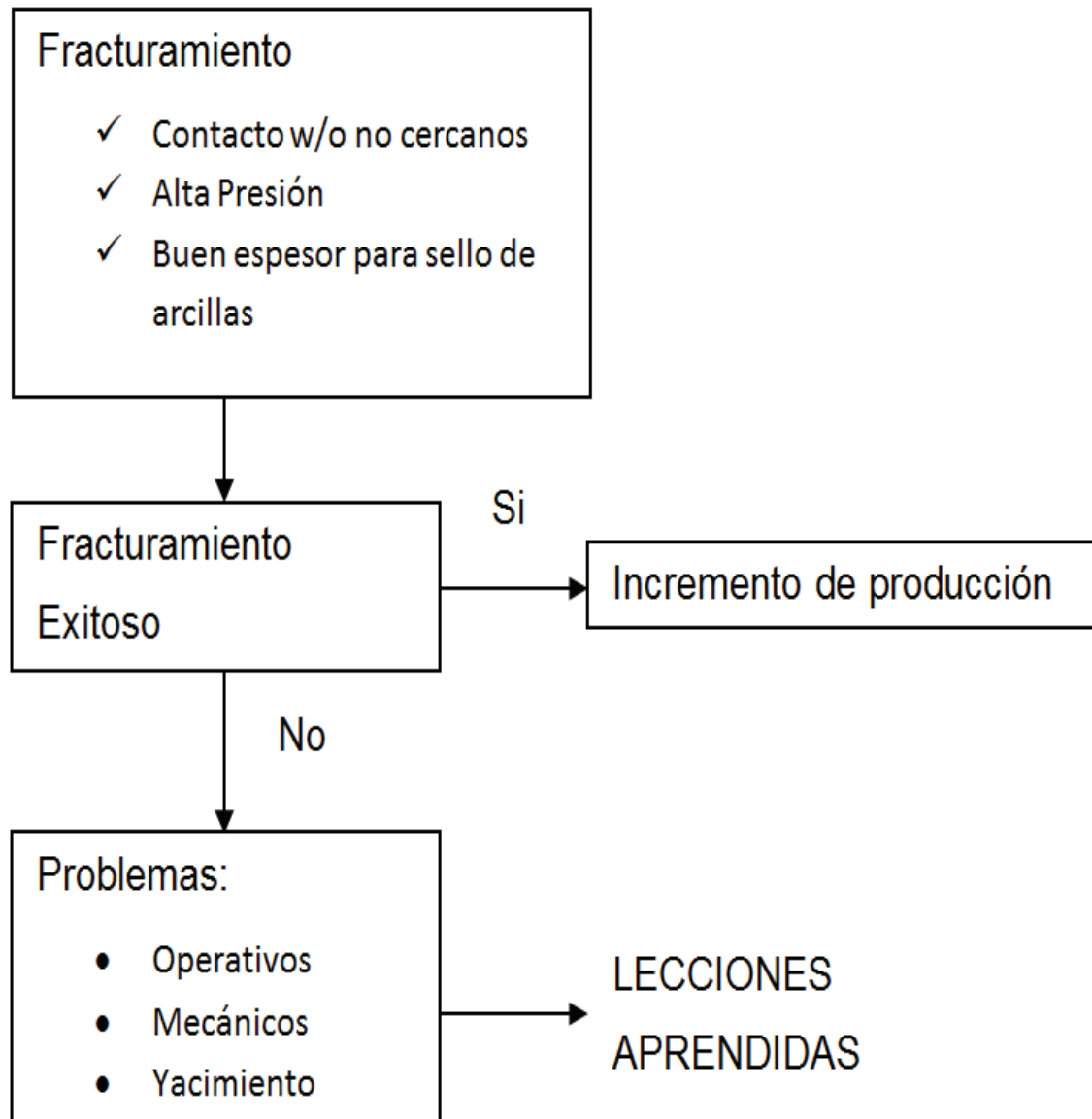
En la Figura 3.3 podemos observar que hay una buena continuidad lateral de la arena objetivo en la correlación estructural que se hace con los pozos cercanos S-74, S-72, S-83D y S-90; no existe contacto agua petróleo en el mismo bloque de la zona de interés; sin embargo, la zona de interés se encuentra a 337' de distancia,

---

<sup>18</sup> (Hurtado J, Líder de Reservorios, "comunicación personal", octubre 2013)

cumpliendo con uno de los requisitos para que se realice un fracturamiento que es el no tener contacto agua-petróleo cercanos.

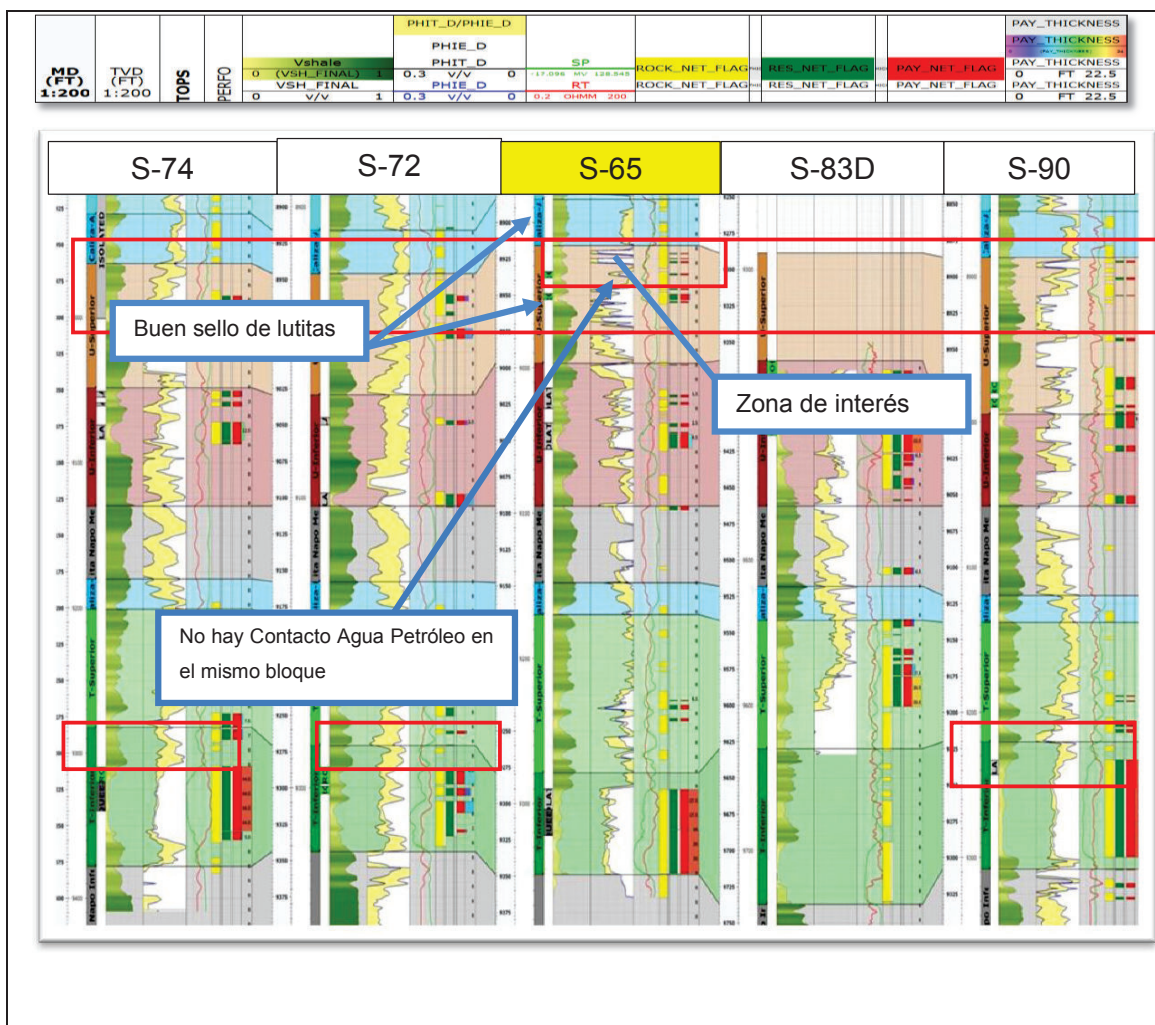
Figura 3. 2 Diagrama de Flujo para Analizar Fracturas.



Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Por otro lado podemos ver que sobre y bajo la zona de interés tiene un buen espesor de lutitas que actúan como sello, cumpliendo con otro requisito para que un fracturamiento se pueda realizar.

Figura 3. 3 Correlación Estructural del Pozo S-65 con Pozos Productores Cercanos.



Fuente: Interpretación Registros eléctricos, G&G.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

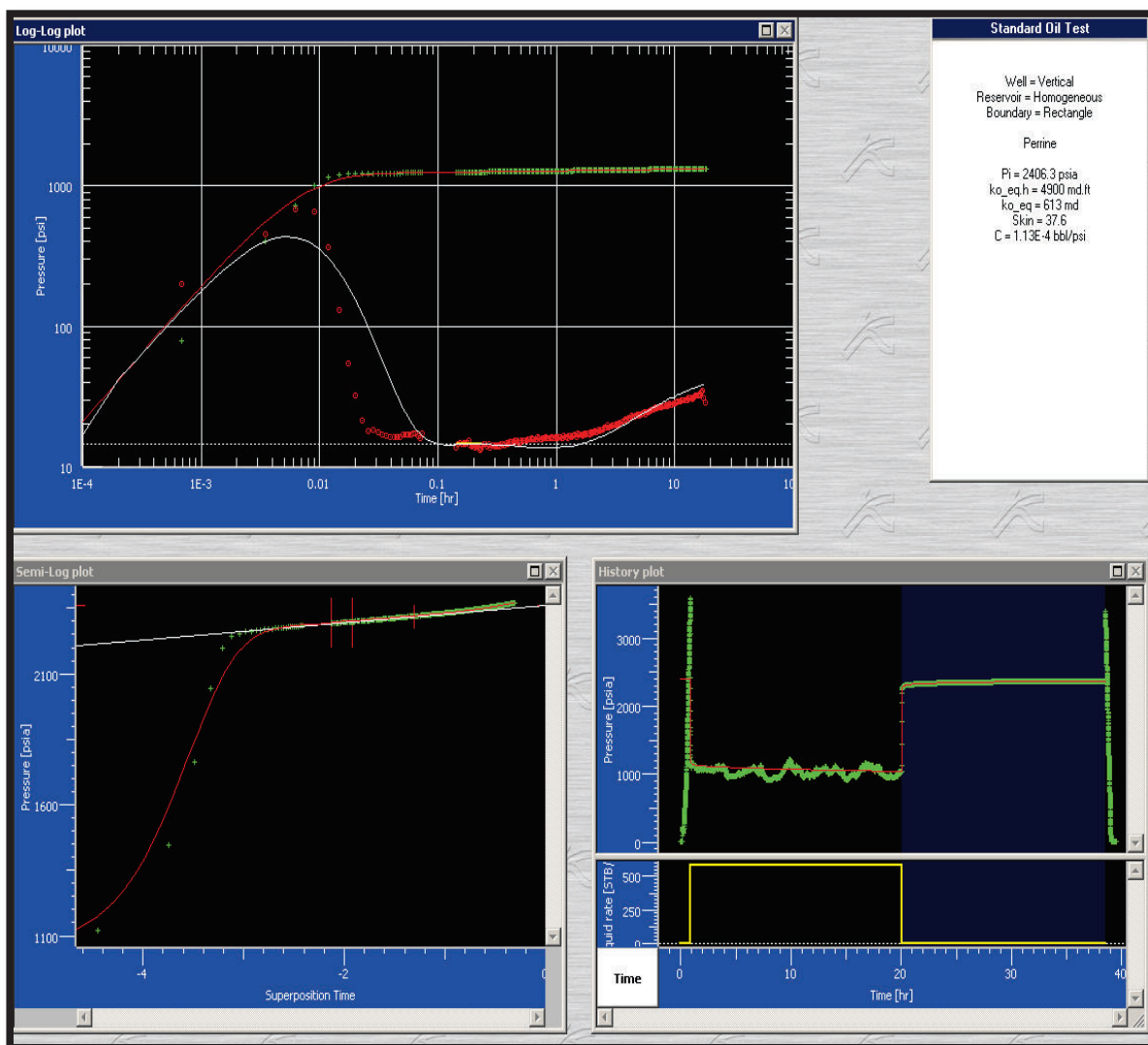
En el Anexo No.1 se muestran las zonas de interés, los sellos de lutita y contactos agua petróleo de los pozos estudiados con registros eléctricos y correlaciones de pozos según la disponibilidad existente.

Las presiones del reservorio se obtienen mediante una prueba de restauración de presión (build up) y con la interpretación del personal de ingeniería de Yacimientos. En la Figura 3.4 se observa los resultados de la interpretación de una prueba de restauración de presión (build up) obteniendo información de la presión de

reservorio con un valor de 2406.3 psi, presión de fondo fluyente de 1200 psi y el daño de formación (s) es de 37.6.

Figura 3. 4 Interpretación de Build Up.

SSF-65: Usup (10 Agosto 2007)



Fuente: Interpretación de Prueba de Presión, Ecrin, Ingeniería en Reservorios.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

El pozo S-65 es escogido para realizar un fracturamiento hidráulico por las características que presenta y en el trabajo de estudio se identificaron 13 pozos en el campo con las características adecuadas a los que se les aplicó una fractura

hidráulica. En la Tabla 3.1 se detalla la ubicación y arena de los pozos fracturados en el campo.

Tabla 3. 1 Pozos Fracturados.

POZOS FRACTURADOS						
POZO	FORMACION	WO #	FECHA DE INICIO DEL TRABAJO	DIAS EQUIPO	UBICACIÓN [ZONA]	INTERVALO/S
S-065	UI	13	6-May-12	16	CENTRO SUR	8934'-8938', 8949'-8953'
S-046	UI	20	20-Jun-12	54	CENTRO NORTE	9142'-9171'
A-001W	TI	4	30-Jul-12	53	NOR-OESTE	9698'-9710'
S-020B	US	4	19-Sep-12	18	CENTRO SUR	8974'-8982'
S-124D	UI	1	30-Nov-12	19	CENTRO SUR	9598'-9626'
S-175D-ST	UI	1	20-Oct-12	27	SUR	9831'-9836'; 9845'-9850'; 9855'-9861'
S-141D	UI	CPI	9-Feb-13	28	CENTRO SUR	9464'- 9469';9472'- 477'; 9483'- 9488'; 9504'- 9526'
A-010	US+UI	24	27-Mar-13	27	NOR-OESTE	9045'-9063'
A-015D	US	1	2-May-13	19	NOR-OESTE	9578'-9585'
S-051B	TI	28	24-May-13	42	CENTRO NORTE	9390'-9405'
S-150D	UI	1	28-Jun-13	29	CENTRO NORTE	9763'-9793'
S-202D	US	1	15-Jul-13	48	CENTRO NORTE	9782'-9790'
S-080	US	12	14-Jul-13	18	CENTRO SUR	8946'-8964'

Fuente: Reportes de trabajos Realizados, WORKOVER.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

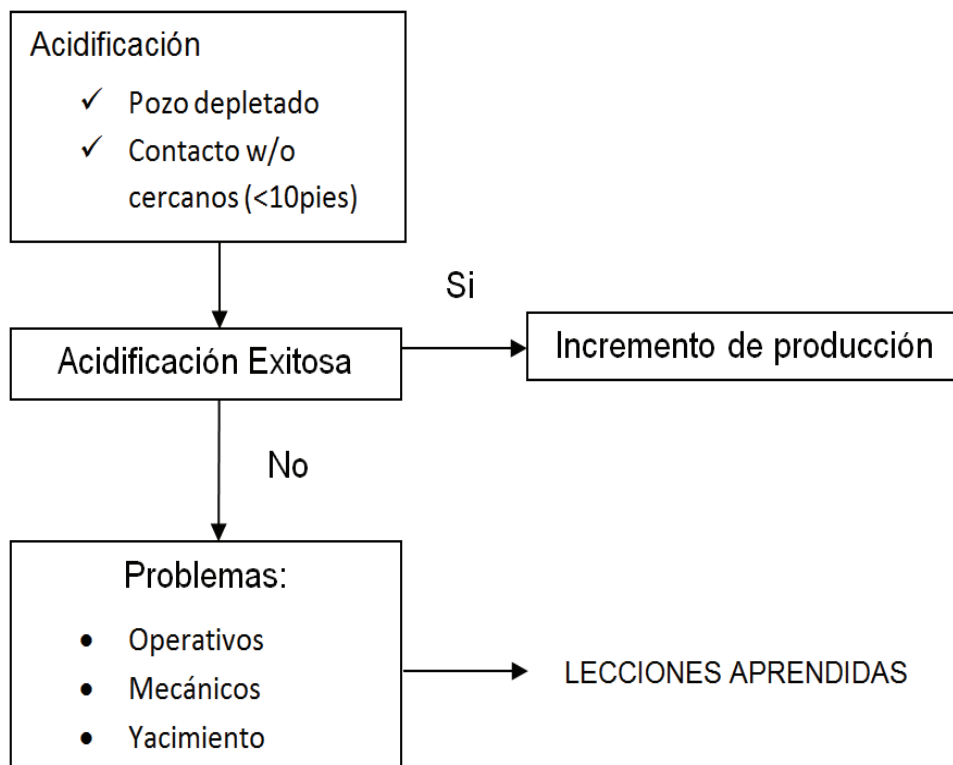
### 3.5.2 ACIDIFICACIÓN/ ESTIMULACIÓN MATRICIAL REACTIVA.

En este tipo de tratamiento de alta penetración (mayor a 5 pies), los contactos de agua-petróleo pueden estar cerca de la zona de interés porque se puede controlar que el ácido solo se aplique a la zona de interés, puede ser un pozo de baja presión ya que no necesita remover residuos, la baja permeabilidad que se presenta en el

pozo afectado se mejora ya que el ácido removerá el daño creado por la formación de escala, carbonatos o de cementación.<sup>19</sup>

En la Figura 3.5 se muestra el diagrama de flujo para analizar acidificaciones

Figura 3. 5 Diagrama de Flujo para Analizar Acidificaciones.



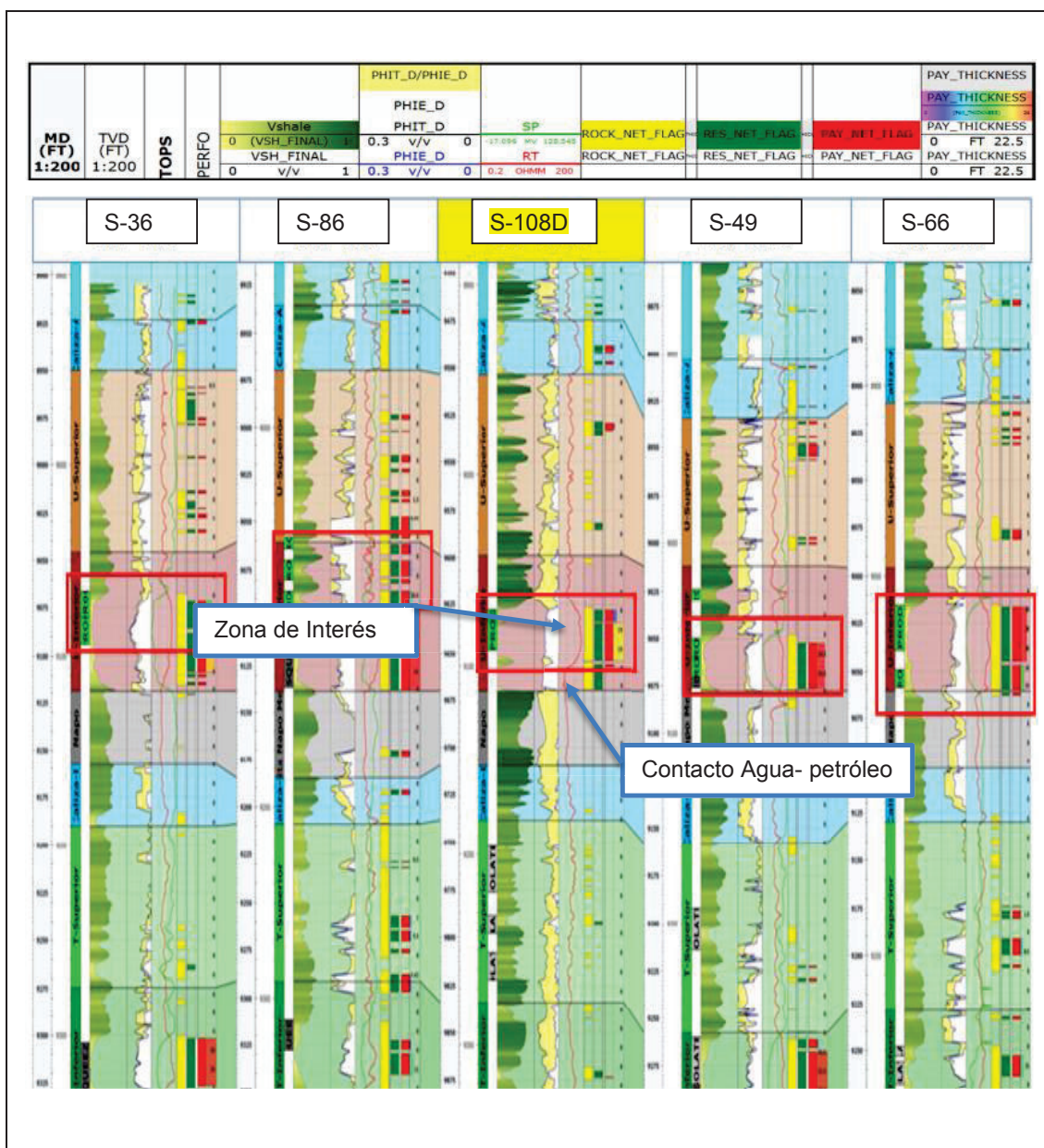
Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Para esta técnica de estimulación se toma como ejemplo al pozo S-108. En el pozo S-108 se realiza una correlación estructural con los pozos S-36, S-86, S-49 y S-66 (Anexo No.1). El intervalo objetivo es 9623'-9642' y se observa una mayor resistividad en esa zona así que el contacto agua petróleo está cercano en la arena U inferior.

Se puede observar en la Figura 3.6 la correlación estructural y el contacto agua petróleo en la zona de interés de la arena U inferior.

<sup>19</sup> (Hurtado J, Líder de Reservorios, "comunicación personal", octubre 2013)

Figura 3. 6 Correlación Estructural del Pozo S-108.



Fuente: Interpretación Registros eléctricos, G&G.

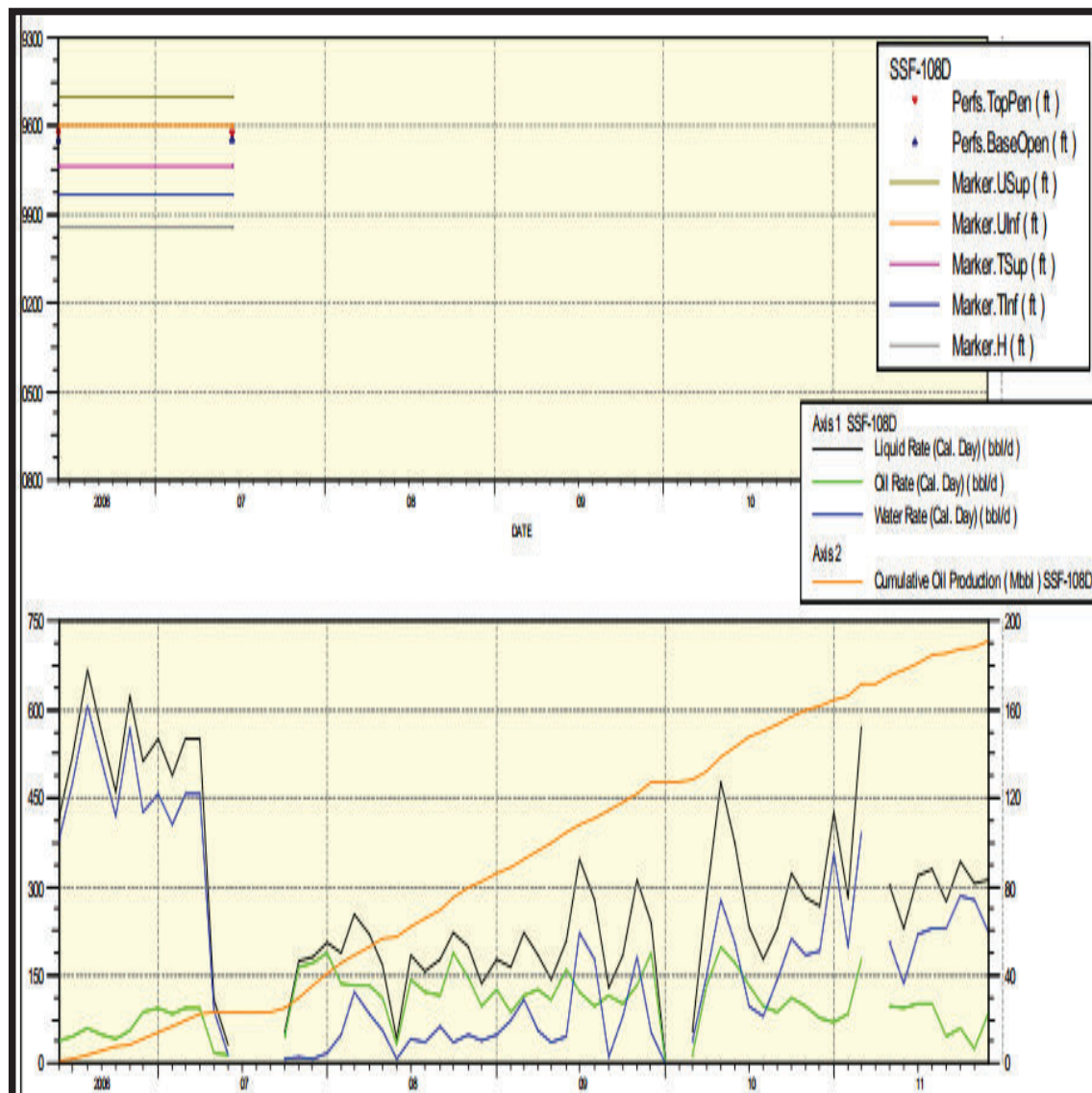
Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Otra característica para que un pozo sea considerado en una acidificación es que su producción repentinamente disminuye lo que nos hace pensar en residuos o acumulación de algún tipo de material que está taponando los poros (daño) y esto es lo que impide su caudal normal o esperado; en contraste con la permeabilidad encontrada en el estudio petrofísico que es de 126 md.



En la Figura 3.7 se observa que el pozo S-108 está en su etapa madura antes de la intervención con ácido con la curva color verde que indica la producción de petróleo.

Figura 3. 7 Historial de Producción del Pozo S-108.



Fuente: Reportes de Producción, Ingeniería De Producción.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

El pozo S-108 es escogido para realizar una acidificación por las características que presenta y en el trabajo de estudio se identificaron 4 pozos en el campo con las características adecuadas a los que se les aplicó la técnica de acidificación.

En el Anexo No.2 se muestran los Historiales de Producción de los pozos estudiados. En la Tabla 3.2 se identifica los pozos acidificados en los diferentes sectores del campo.

Tabla 3. 2 Pozos Acidificados

POZOS ACIDIFICADOS						
POZO	FORMACION	WO #	FECHA DE INICIO DEL TRABAJO	DIAS EQUIPO	UBICACIÓN [ZONA]	INTERVALO/S
S-011	UI	12	11-Mar-12	30	CENTRO SUR	9166'-9176'
S-108D	UI	4	30-Mar-12	19	CENTRO NORTE	9623'-9642'
S-059	US	26	19-Apr-12	40992	NOR-ESTE	9122'-9130', 9097'-9113', 9090'-9094
S-031	TI	25	4-May-12	41008	CENTRO NORTE	9328'-9336'
S-098D	TI	4	18-Nov-12	41227	CENTRO NORTE	9688'-9701'
S-084	UI	13	18-Dec-12	41248	CENTRO SUR	9071'-9082', 9086'-9096'

Fuente: Reportes de trabajos Realizados, WORKOVER.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

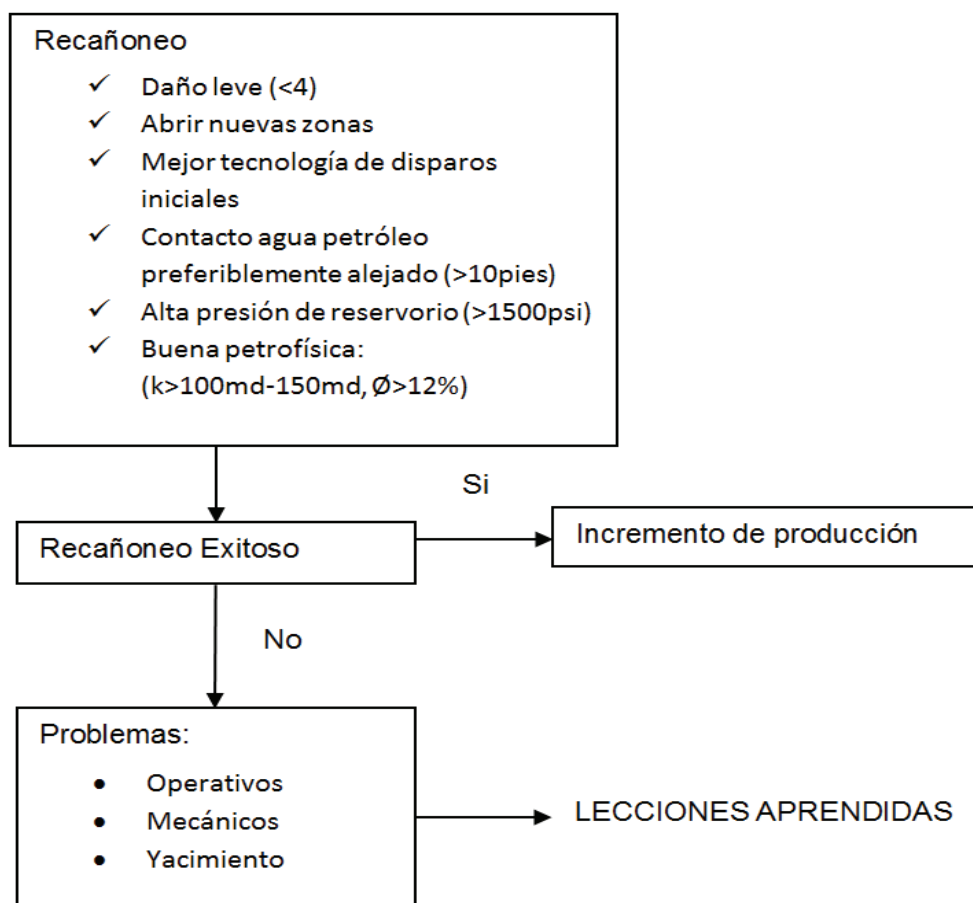
### 3.5.3 CAÑONEO.

Esta técnica se aplica cuando el daño que afecta al pozo es superficial como; limpieza de las perforaciones que se hayan taponado, o cuando las perforaciones iniciales de los pozos se realizaron con una densidad de disparo y cargas que por la tecnología de su época le dieron una productividad por debajo de la capacidad del reservorio y ahora con mejor tecnología se puede mejorar o abrir zonas nuevas de producción que aún no había sido explotadas o con nuevos registros que mostraron un alto potencial productivo.<sup>20</sup> En la Figura 3.8 se muestra el proceso para analizar los pozos que van a ser recañoneados.

<sup>20</sup> (Hurtado J, Líder de Reservorios, "comunicación personal", octubre 2013)

Como modelo de un pozo recañoneado se toma el pozo S-90, en donde se observa en su correlación estructural (Figura 3.9) la ubicación de la zonas de interés en la arena U inferior, que está en el intervalo 8973'-8980', 8984'-8990' y sin contacto agua petróleo en la zona de interés, están lo suficientemente distanciados para asegurar que no se produzca agua. Además el pozo debe tener buenas características petrofísicas como permeabilidad y porosidad, que para el pozo S-90 tiene valores de 976.5 md y 15% respectivamente.

Figura 3. 8 Diagrama de Flujo para Analizar Cañoneos.

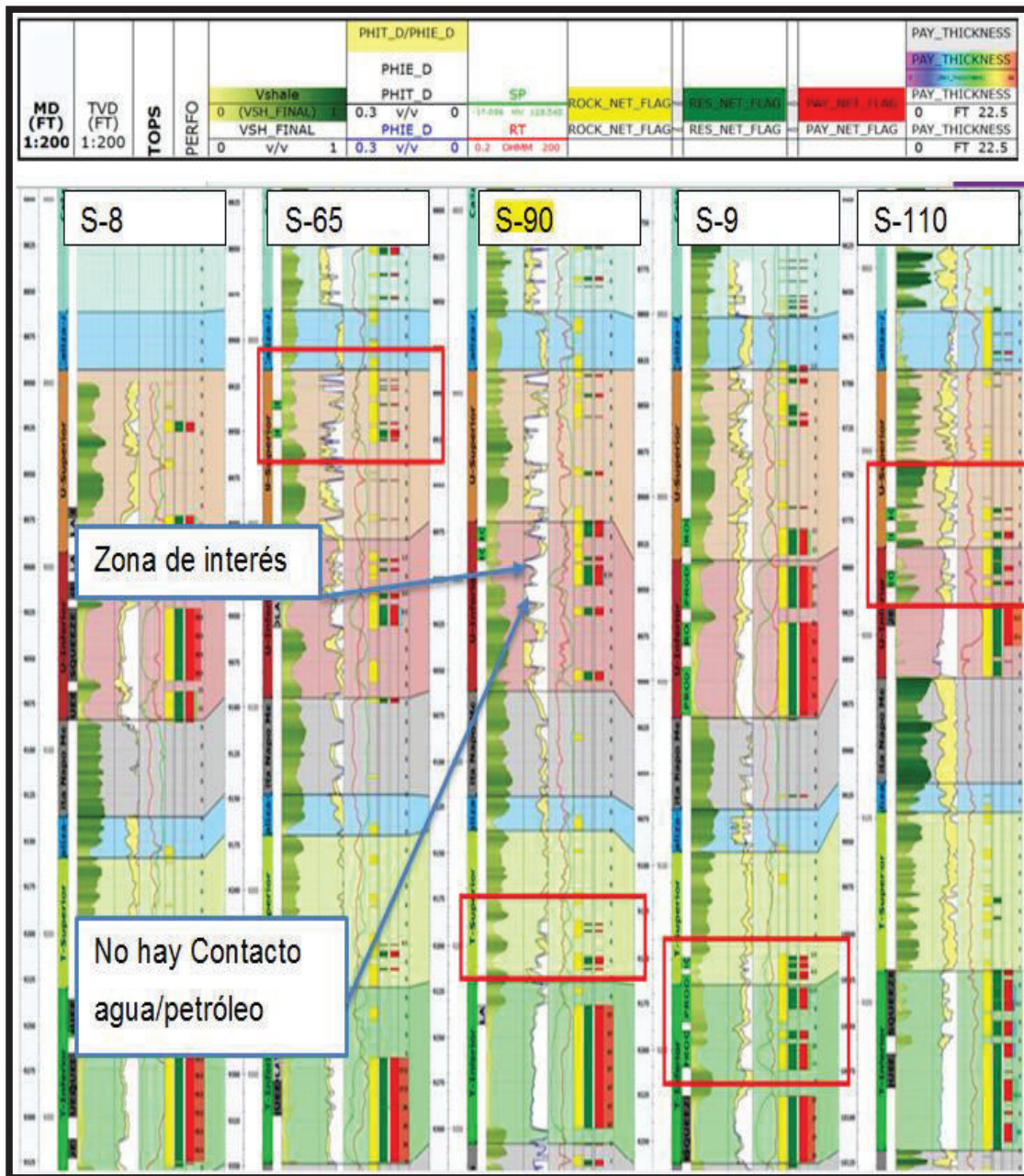


Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

La presión del reservorio también es tomada en cuenta porque ayudará a limpiar los restos de material triturado por la explosión de la carga en el momento de disparar a la formación, para que el daño sea mínimo habrá que dejar un diferencial de presión

grande para lograr el efecto bajo balance; en el caso del pozo S-90 tenemos una presión en la arena U Inferior de 1400 psi.

Figura 3. 9 Correlación Estructural del Pozo S-90.



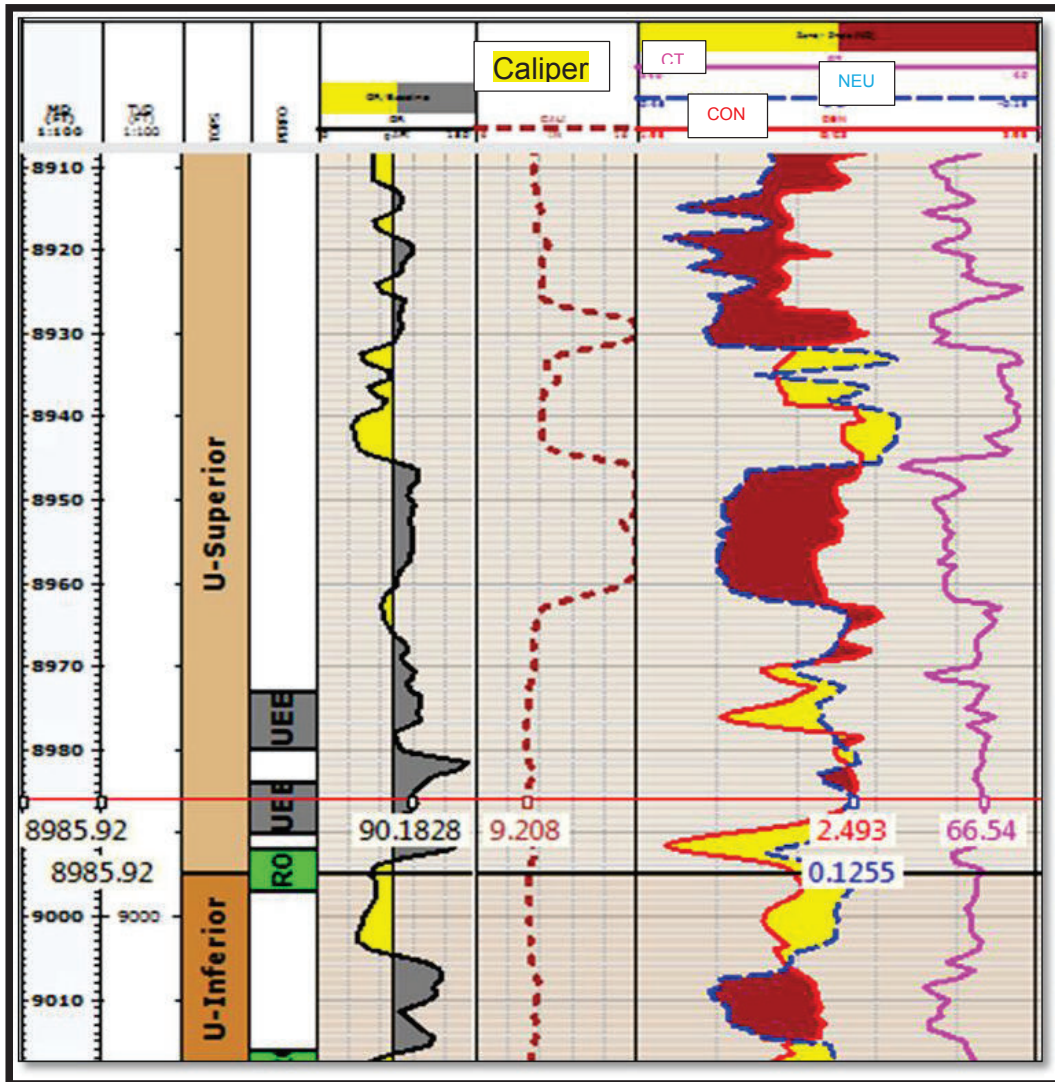
Fuente: Interpretación de Registros Eléctricos, G&G.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Además con la ayuda de los registros de control de cemento, tomados a hueco entubado USIT-CBL-VDL-GR-CCL para determinar la calidad del cemento, adherencia y condición de la tubería de revestimiento en el pozo S-90; se puede ver

si hay cambio en el diámetro del hoyo relacionando con el registro caliper, el diámetro del hoyo en esta sección es de 9 5/8" lo que equivale a un valor de 9.63", pero en el intervalo de 8973'-8990' tiene valores cercanos a 9.2" indicando una reducción del diámetro del hoyo que es otra clara señal de que el daño de formación es superficial o leve.

Figura 3. 10 Registro Caliper de Pozo S-90.



Fuente: Registro Eléctrico, G&G.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

En la figura 3.10 se observa la lectura del caliper y las irregularidades alrededor del pozo.

Con todos estos antecedentes el pozo S-90 fue un candidato para realizar un recañoneo en los intervalos 8973'-8980' y 8984'-8990'.

Con estudios similares se escogieron 8 pozos para realizar recañoneos en el campo. En la tabla 3.3 se enlistan los pozos que se escogieron para ser recañoneados en el campo.

Tabla 3. 3 Pozos Recañoneados/ Repunzonados.

POZOS REPUNZONADOS						
POZO	FORMACION	WO #	FECHA DE INICIO DEL TRABAJO	DIAS EQUIPO	UBICACIÓN [ZONA]	INTERVALO/S
S-090	UI	15	12-Apr-12	18	CENTRO SUR	8973'-8980', 8984'-8990', 9016'-9020', 9050'-9055'
S-164D	UI	1	30-May-12	21	CENTRO SUR	9071'-9082', 9086'-9096'
S-118D	UI	2	18-Nov-12	13	CENTRO SUR	9360'-9374', 9392'-9402'
S-012B	TI	6	22-Dec-12	33	CENTRO SUR	9145'-9166', 9175'-9206'
S-089	UI	11	25-Jan-13	14	CENTRO SUR	9080'-9100'
A-019	US	1	1-Jun-13	15	NOR-OESTE	9852'-9880'

Fuente: Reportes de trabajos Realizados, WORKOVER.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

## **CAPITULO IV**

### **ANÁLISIS DE RESULTADOS.**

Para aplicar cada una de las técnicas de estimulación que deben ser evaluadas existen procedimientos operativos que sirven de guía para realizar los planes de trabajo en el taladro de reacondicionamiento. Vamos a explicar los pasos operativos esenciales que se siguen para aplicar un fracturamiento, una acidificación o un cañoneo en un pozo determinado.

#### **4.1.1 PROCEDIMIENTO PARA UN FRACTURAMIENTO**

Cuando se realiza una fractura hidráulica se sigue un procedimiento<sup>21</sup> operativo que se describe a continuación:

- Controlar el pozo con fluido de completación, retirar cabezal e instalar BOP y probar.
- Sacar completación anterior y bombas.
- Limpiar pozo con raspadores y broca, circulando hasta obtener retornos limpios.
- Es recomendable correr registros de cementación con wireline en modo corrosión hasta superficie, si hay cementación primaria defectuosa corregir.
- Armar completación de fractura y bajar hasta asentar packers.
- Realizar fracturamiento de acuerdo al programa de servicios.
- Realizar limpieza y evaluar producción con bomba jet, tomar build up para ajustar diseño de BES. Sacar completación de fractura y bomba jet.
- Preparar y bajar completación de fondo con bomba electro sumergible diseñada con los parámetros resultantes de la evaluación.
- Desarmar BOP, armar cabezal y probar.
- Realizar prueba de rotación y prueba de producción por 6 horas en condiciones estabilizadas.
- Finalizar operaciones de reacondicionamiento.

---

<sup>21</sup> (Sandoval L, Gerente de Workover, "comunicación personal", noviembre 2014)

En el Anexo No.3 se muestran los estados mecánicos de los pozos intervenidos, antes y después del workover.

Con los resultados de las pruebas de Build Up, se sabe si el trabajo realizado fue exitoso o no comparando los datos de producción, índice de productividad, antes y después de realizar el fracturamiento hidráulico.

Para nuestro pozo ejemplo, S-065, tenemos los siguientes datos de producción que se muestran en las Tablas 4.1 y 4.2 para antes y después de realizar el fracturamiento:

Tabla 4. 1 Evaluación Antes de la Fractura.

Pozo	Arena	Fecha	Antes						
			Pr [psi]	Pwf[psi]	Daño (S)	Qf[BFPD]	Qp[BPPD]	% BSW	IP[BFPD/PSI]
S-065	UI	6-May-12	1237,6	700	37,6	288	279	3	0,54

Fuente: Reporte Final S-065, Workover #13.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Tabla 4. 2 Evaluación Después de la Fractura.

Pozo	Arena	Fecha	Después						
			Pr [psi]	Pwf[psi]	Daño (S)	Qf[BFPD]	Qp[BPPD]	% BSW	IP[BFPD/PSI]
S-065	UI	13-May-12	1237,6	900	1,4	555	538	3	1,59

Fuente: Reporte Final S-065, Workover #13.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Como se puede apreciar el fracturamiento hidráulico en el pozo S-065 fue exitoso y se recuperan 538 [BPPD], el daño pasó de 37.6 a un valor de 1.4, el índice de productividad IP pasa de 0.54 a 1.59 que nos indica que la capacidad del flujo está siendo mejor aprovechada de lo que estaba antes de la intervención en el pozo; además, el incremental de producción fue de 259 [BPPD] comparando la producción de barriles de petróleo antes y después.



#### 4.1.2 PROCEDIMIENTO PARA UNA ACIDIFICACIÓN.

Para realizar una acidificación se realizan principalmente las siguientes operaciones<sup>22</sup>:

- Controlar pozo.
- Retirar cabezal, instalar y probar BOP
- Sacar del pozo la completación actual con tubería de producción.
- Acondicionar pozo con broca y raspador hasta la profundidad del CIBP de 7", circular hasta retornos limpios. Sacar BHA de limpieza.
- Preparar completación para bombeo Jet, asentar packer a esa profundidad determinado probar anular con 1000psi.
- Una vez asentado el packer armar unidad de tubería flexible (Coiled Tubing) y realizar trabajo de estimulación acida, desarmar unidad de tubería flexible.
- Evaluar producción del pozo con bomba Jet, tomar registro Build-up y ajustar diseño de BES. Reversar bomba jet. Controlar pozo con fluido de completación. Desasentar empaque, sacar la completación de bombeo Jet
- Preparar y bajar completación de fondo con bomba electrosumergible BES diseñada de acuerdo a los resultados de evaluación y BU'P.
- Desarmar BOP, Instalar cabezal y probar
- Realizar prueba de rotación y prueba de producción por +/- 6 horas estabilizadas.

Con los resultados de las pruebas de Build Up, se sabe si el trabajo realizado fue exitoso o no comparando los datos de producción, índice de productividad, antes y después de realizar la acidificación.

Tomando en cuenta que si había prueba de restauración de presión (build up) después del tratamiento ácido para nuestro pozo ejemplo, S-98D, tenemos los siguientes datos de producción que se muestran en las tablas 4.3 y 4.4 para antes y después de realizar la acidificación:

---

<sup>22</sup> (Sandoval L, Gerente de Workover, "comunicación personal", noviembre 2014)

Tabla 4. 3 Evaluación Antes de Acidificación.

Pozo	Tipo	Arena	Fecha	Antes						
				Pr [psi]	Pwf[psi]	Daño (S)	Qf[BFPD]	Qp[BPPD]	% BSW	IP[BFPD/PSI]
S-098D	wo	TI	41231	2328	1287	10	1271	176	0	1,22

Reporte Final S-98D, Workover #4.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño N.

Tabla 4. 4 Evaluación Después de Acidificación.

POZO	Tipo	Arena	Fecha	Después						
				Pr [psi]	Pwf[psi]	Daño (S)	Qf[BFPD]	Qp[BPPD]	% BSW	IP[BFPD/PSI]
S-098D	wo	TI	17-Dec-12	2328	2170	6	1128	259	78	7,14

Reporte Final S-98D, Workover #4.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño N.

Como se puede apreciar la acidificación en el pozo S-98D fue exitosa, se pasa de un daño de 10 a 6, donde se recuperaban 176 [BPPD] y luego de las operaciones de acidificación se recuperan 259 [BPPD], también el índice de productividad pasa de 1.22 a 7.14 [BFPD/PSI]; el incremental de producción fue de 83 [BPPD] comparando la producción de barriles de petróleo antes y después.

#### 4.1.3 PROCEDIMIENTO PARA UN RECAÑONEO/ REPUNZONAMIENTO

Para realizar un cañoneo como técnica de estimulación el proceso operativo<sup>23</sup> de manera general es el siguiente:

- Desconectar líneas de superficie y conexiones eléctricas.
- Controlar pozo con fluido de completación, instalar válvula de contrapresión (BPV). Retirar cabezal. Instalar BOP y probar.
- Sacar la completación anterior de Bombeo electrosumergible BES.
- Preparar broca de 6 1/8" y raspador, BHA de limpieza bajar y acondicionar pozo. Circular y reemplazar fluido del pozo por fluido de completación tratado

<sup>23</sup> (Sandoval L, Gerente de Workover, "comunicación personal", noviembre 2014)

de acuerdo al programa de servicio de pozos hasta retornos limpios. Sacar BHA de la limpieza.

- Armar conjunto de TCP con cañones de 4 3/4" y cargas con sistema PURE\*, con válvulas de DST para cierre de fondo y memorias (DGA) y camisa de circulación y nipples para bombeo Jet. Armar y bajar con tubería de 3 1/2" EUE y packer.
- Bajar y correlacionar en profundidad, asentar packer, probar anular con 1500 psi y seguir procedimiento de detonación, presurizar el pozo hasta 3500psi (liberando cañones). Esperar por detonación.
- Evaluar producción del pozo en la arena determinada con bomba Jet, tomar registro Build-up con cierre en fondo, ajustar diseño de BES. Sacar el conjunto de TCP y válvulas de fondo.
- Nota: En caso que los resultados del BU'p confirmen daño en el pozo, Armar unidad de tubería flexible (Coiled Tubing) y realizar estimulación acida (OCA) en el intervalo de Ui. Retirar tubería flexible.
- Preparar y bajar completación de fondo con bomba electrosumergible BES diseñada de acuerdo a los resultados de evaluación y BU'P.
- Desarmar BOP, Instalar cabezal y probar
- Realizar prueba de rotación y prueba de producción por +/- 6 horas estabilizadas.
- Finalizar operaciones, mover el equipo de WO a la siguiente localización.

Tomando en cuenta que no habían pruebas de restauración de presión (build up) previos al repunzonamiento para nuestro pozo ejemplo S-164D tenemos los siguientes datos de producción que se muestran en las Tablas 4.5 y 4.6 para antes y después de realizar el repunzonamiento:

Tabla 4. 5 Evaluación Antes de Repunzonamiento.

Pozo	Arena	Fecha	Antes						
			Pr [psi]	Pwf[psi]	Daño (S)	% BSW	Qf[BFPD]	Qp[BPPD]	IP [BFD/PSI]
S-164D	UI	30-May-12	2198	1529		60	301	120	0,45

Fuente: Reporte Final S-164, Workover #1.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Tabla 4. 6 Evaluación Después de Repunzonamiento.

Pozo	Arena	Fecha	Después						
			Pr [psi]	Pwf[psi]	Daño (S)	% BSW	BFPD	BPPD	IP [BFD/PSI]
S-164D	UI	41080	2198	1373	1,76	40	690	414	0,84

Fuente: Reporte Final S-164, Workover #1.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Constatamos que después de las operaciones de repunzonamiento se pasa de recuperar 120 [BOPD] a 414 [BOPD] luego de finalizado el trabajo. Después de haber tenido un índice de productividad de 0.45 [BFPD/PSI] se llegó a un índice de productividad de 0.84 [BFPD/PSI]] y con un daño de 1.76 que es bajo, lo que nos indica que el trabajo fue bueno aunque no haya un valor de daño previo al trabajo ya que comparando la producción de barriles de petróleo antes y después tenemos 294 [BPPD] incrementados.

## 4.2 EFECTIVIDAD DE LAS TÉCNICAS APLICADAS

Para tener criterio de la efectividad de las técnicas de estimulación utilizadas en el campo de estudio, es necesario usar cálculos comparativos para determinar cuantitativamente su desempeño.

Para este objetivo se usa el IP (Índice de Productividad) se calcula con la fórmula:

$$IP = \frac{Q}{(Pr - Pwf)}$$

El índice mencionado se lo calcula antes y después de las operaciones de estimulación aplicadas en los pozos, su unidad es Barriles de petróleo por día [BPPD]. Después de realizados los trabajos de estimulación determinados, se obtiene un aumento en el número de barriles de petróleo producidos. (Wilhite, 1986)

Para determinar el incremento del número de barriles se utiliza las siguientes fórmulas:

$$\text{Incremental de producción} = Q_{\text{después}} - Q_{\text{antes}}$$

#### 4.2.1 EFECTIVIDAD DEL FRACTURAMIENTO

Los pozos en los que se realizó fracturamiento hidráulico son los que constan en las Tablas 4.7 y 4.8, mostrando sus estados antes y después de realizarse las operaciones de estimulación, respectivamente.

Tabla 4. 7 Pozos Antes de Fracturamiento Hidráulico.

Pozo	Arena	Fecha	Antes						
			Pr [psi]	Pwf[psi]	Daño (S)	Qf[BFPD]	Qp[BPPD]	% BSW	IP[BFPD/PSI]
S-065	UI	6-May-12	1237,6	700	37,6	288	279	3	0,54
S-046	UI	20-Jun-12	1848	400	-2,54	260	228	12	0,18
A-001W	TI	30-Jul-12	4220	2750	12,2	256	192	25	0,17
S-020B	US	19-Sep-12	1320	780	0	264	219	17	0,49
S-124D	UI	30-Nov-12	1779	650	15,8	125	124	0,2	0,11
S-175D-ST	UI	20-Oct-12	2805	1794	5,55	284	278	2	0,28
S-141D	UI	9-Feb-13	1870	800	2,91	240	105	44	0,22
A-010	US+UI	27-Mar-13	2211	1800	16,9	88	86	2	0,21
A-015D	US	2-May-13	2195	904	10,9	361	343	5	0,28
S-051B	TI	24-May-13	2744	1150	92	160	77	52	0,10
S-150	UI	28-Jun-13	1635	1070	8,17	365	362	0,8	0,65
S-202D	US	15-Jul-13	2700	1740	7	192	117	39	0,20
S-080	US	14-Jul-13	2913	1200		1285	116	91	0,75

Fuente: Reportes Finales de Workover.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

El resultado positivo de la fractura se expresa en el aumento del caudal de fluido (Qf) que es el término que se usa para calcular el índice de productividad (IP) con respecto al diferencial de presión entre las presiones Pr y Pwf.

En el pozo S-202D, en donde las operaciones de build up fallaron por problemas operativos. El equipo se quedó pescado y hubo mucha dificultad en recuperarlo, después en el momento de tomar la prueba de build up no hubo un buen cierre por lo que no se pudo obtener un valor de daño, además de problemas de atascamiento. En los pozos S-046 y S-051B el fracturamiento no fue exitoso.

Los incrementales de producción por fracturamiento hidráulico se muestran en la Tabla 4.9

Tabla 4. 8 Pozos Después de Fracturamiento Hidráulico.

Pozo	Arena	Fecha	Después						
			Pr [psi]	Pwf[psi]	Daño (S)	Qf[BFPD]	Qp[BPPD]	% BSW	IP[BFPD/PSI]
S-065	UI	13-May-12	1237,6	900	1,4	555	538	3	1,59
S-046	UI	26-Jul-12	1848	650	-2,28	180	162	10	0,14
A-001W	TI	23-Aug-12	4220	1486	6,69	1438	403	71,8	0,15
S-020B	US	30-Sep-12	1320	780	0,25	1706	1024	40	1,90
S-124D	UI	12-Nov-12	1779	1315	1,32	872	802	8	1,73
S-175D-ST	UI	11-Jul-12	2805	1900	-0,38	1300	1092	16	1,21
S-141D	UI	14-Feb-12	1870	210	-4,37	530	387	27	0,23
A-010	US+UI	4-Oct-13	2211	722	1,91	144	114	21	0,08
A-015D	US	14-May-13	2195	1412	-0,79	523	514	2	0,66
S-051B	TI	6-Dec-13	2744	1560	1,22	218,7	60,2	72,4	0,05
S-150	UI	14-Jul-13	1635	1444	-4	848	678	20	3,55
S-202D	US	5-Aug-13	2700	1640		448	403	10	0,38
S-080	US	26-Jul-13	1798,93	1200	0,0014	583	574	2	0,96

Fuente: Reportes Finales de Workover.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Tabla 4. 9 Incrementales por Fracturamiento Hidráulico.

Pozo	ANTES	DESPUÉS	INCREMENTAL
	Qp[BPPD]	Qp[BPPD]	BPPD
S-065	279	538	259
S-046	228	162	-66
A-001W	192	403	211
S-020B	219	1024	805
S-124D	124	802	678
S-175D-ST	278	1092	814
S-141D	105	387	282
A-010	86	114	28
A-015D	343	514	171
S-051B	77	60,2	-16,8
S-150	362	678	316
S-202D	117	403	286
S-080	116	574	458

Fuente: Reportes Finales de Workover.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

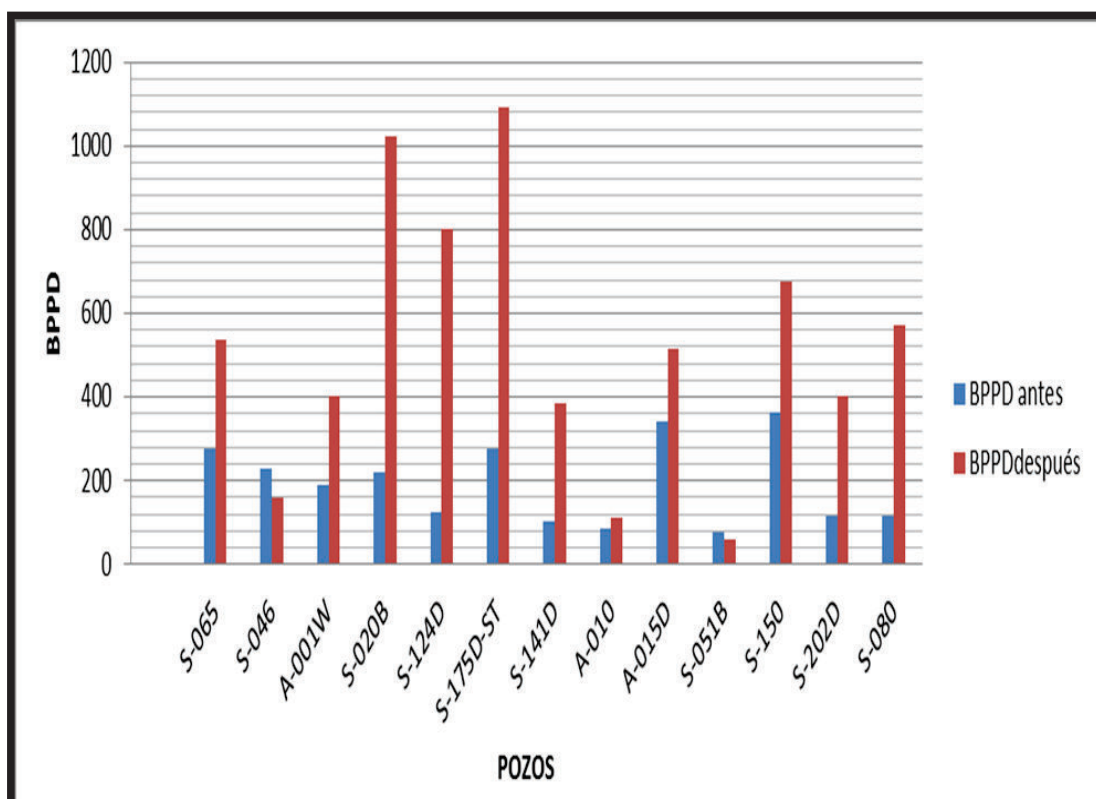
En el pozo S-046, el trabajo de fractura no fue Exitoso, falló el Blender, el cual distribuye la concentración del material de fractura en el fluido a bombear. Implica

en que la longitud y ancho de la fractura no fue la esperada, afectando la producción del pozo. Producción no estabilizada, produce con picos altos y bajos con producción de gas, el pozo se quedó en evaluación y seguimiento.

En el pozo S-51B se presentan problemas mecánicos durante la evaluación después de la fractura, sin embargo, cuando se baja y arranca el equipo final de producción, colapsa el casing por deterioro de cemento en arena BT, pozo ya no es candidato para workover.

A pesar de estos problemas, se nota un incremento de producción bastante bueno en comparación al estado inicial de los pozos después del fracturamiento. Figura 4.1

Figura 4. 1 Incremento de Producción por Fracturamiento en BPPD.



Fuente: Reportes Finales de Workover.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Podemos ver que de 13 pozos fracturados hubo dos en los cuales el fracturamiento no fue exitoso.

Realizando una simple regla de tres entre la totalidad de pozos fracturados exitosos y los pozos en dónde falló la fractura sacamos el porcentaje de efectividad de la técnica de fracturamiento hidráulico, es decir que su efectividad es de 84.62%, consiguiendo un volumen incremental aportado de los pozos fracturados del campo de 4225 BPPD.

#### 4.2.2 EFECTIVIDAD DE ACIDIFICACIÓN

Los pozos en los que se realizó acidificaciones son los que constan en las tablas 4.10 y 4.11, mostrando sus estados antes y después del realizase las operaciones de estimulación, respectivamente.

Tabla 4. 10 Pozos Antes de Acidificación.

Pozo	Tipo	Arena	Fecha	Antes						
				Pr [psi]	Pwf[psi]	Daño (S)	Qf[BFPD]	Qp[BPPD]	% BSW	IP[BFPD/PSI]
S-011	wo	UI	11-Mar-12	2200	1166	3,8	215	43	80	0,21
S-108D	wo	UI	30-Mar-12	1500	1231	7,27	225	45	80	0,84
S-059	wo	US	19-Apr-12	2500	1460	14	248	234	5,6	0,24
S-031	wo	TI	4-May-12	2500	1814	3	0	0	0	0,00
S-098D	wo	TI	18-Nov-12	2328	1287	10	1271	176	0	1,22
S-084	wo	UI	18-Dec-12	1570	548	14	273	235	14	0,27

Fuente: Reportes Finales de Workover.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Tabla 4. 11 Pozos Después de Acidificación.

Pozo	Tipo	Arena	Fecha	Después						
				Pr [psi]	Pwf[psi]	Daño (S)	Qf[BFPD]	Qp[BPPD]	% BSW	IP[BFPD/PSI]
S-011	wo	UI	11-Abr-12	2200	1300	-1,49	525	84	84	0,58
S-108D	wo	UI	18-Abr-12	1500	864	FALLIDO	456	91	80	0,72
S-059	wo	US	2-May-12	2500	1800	FALLIDO	1075	1032	4	1,54
S-031	wo	TI	28-May-12	2500	2020	39	1121	157	86	2,34
S-098D	wo	TI	17-Dec-12	2328	2170	6	1128	259	78	7,14
S-084	wo	UI	2-Jan-13	1570	1000		517	429	17	0,91

Fuente: Reportes Finales de Workover.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Después de la acidificación, hay dos casos como el pozo S-108D y S-059, en donde las pruebas de build up fallaron porque no hubo buen cierre. En los pozos S-098D y



S-084 no se realizaron pruebas de build up. Los incrementales de producción por acidificación se muestran en la tabla 4.12 y en el Figura 4.2.

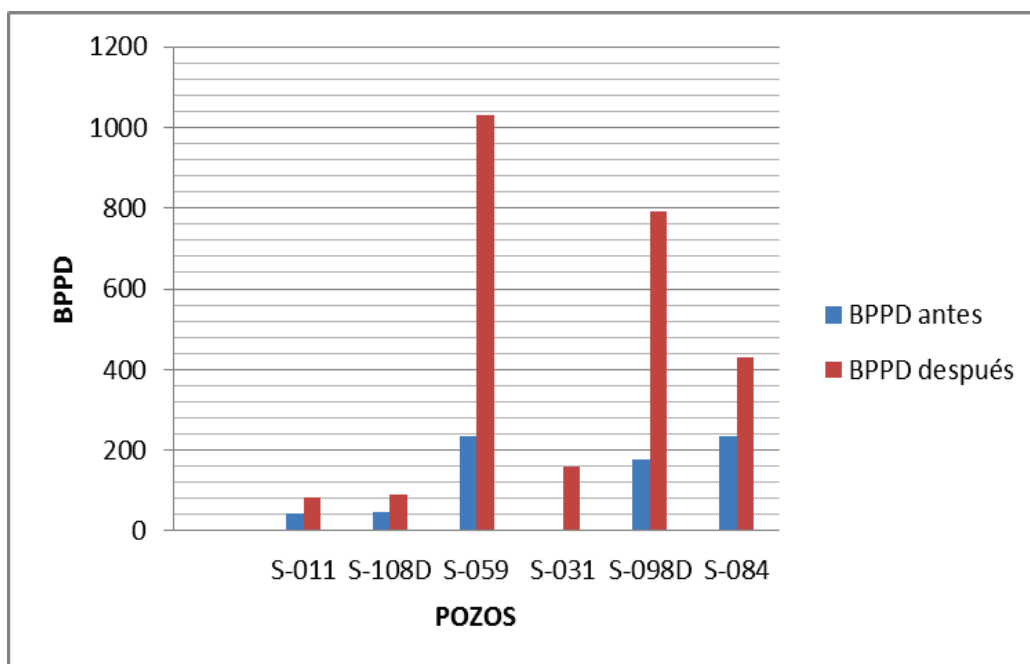
Tabla 4. 12 Incrementales por Acidificación.

Pozo	ANTES	DESPUÉS	INCREMENTAL BPPD
	Qp[BPPD]	Qp[BPPD]	
S-011	43	84	41
S-108D	45	91	46
S-059	234	1032	798
S-031	0	157	157
S-098D	176	259	83
S-084	235	429	194

Fuente: Reportes Finales de Workover.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Figura 4. 2 Incremento de Producción por Acidificación en BPPD.



Fuente: Reportes Finales de Workover.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Entonces tenemos 6 pozos en los que se aplicó la acidificación, aplicando una regla de tres para comparar el número de pozos acidificados fallidos y en cuántos la operación fue exitosa, tenemos una efectividad del 100%, ya que no hubo ninguna

operación fallida y todos los pozos aportaron con un volumen incremental, que en total suma 1852 BPPD.

#### 4.2.3 EFECTIVIDAD DE RECAÑONEOS / REPUNZONAMIENTOS

Los pozos en los que se realizó repunzonamientos son los que constan en las Tablas 4.13 y 4.14, mostrando sus estados antes y después de realizase las operaciones de estimulación, respectivamente.

Tabla 4. 13 Pozos Antes de Repunzoneo.

Pozo	Arena	Fecha	Antes						
			Pr [psi]	Pwf[psi]	Daño (S)	% BSW	Qf[BFPD]	Qp[BPPD]	IP [BFD/PSI]
S-090	UI	12-Apr-12	1600	1050	14	88	768	92	1,40
S-164D	UI	30-May-12	2198	1529		60	301	120	0,45
S-118D	UI	18-Nov-12	2146	1071	11,5	20	263	210	0,24
S-012B	TI	22-Dec-12	2765	227		88	2125	255	0,84
S-089	UI	25-Jan-13	1600	1214	10	20	376	301	0,97
A-019	US	1-Jun-13	3100			14	231	0	0,07

Fuente: Reportes Finales de Workover.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Tabla 4. 14 Pozos Después de Repunzoneo.

Pozo	Arena	Fecha	Después						
			Pr [psi]	Pwf[psi]	Daño (S)	% BSW	Qf[BFPD]	Qp[BPPD]	IP [BFD/PSI]
S-090	UI	30-Abr-12	1600	1000	10	67	950	314	1,58
S-164D	UI	20-Jun-12	2198	1373	1,76	40	690	414	0,84
S-118D	UI	1-Dec-12	2146	1525	1	44	901	505	1,45
S-012B	TI	24-Jan-13	2765	1673		93	3025	212	2,77
S-089	UI	8-Feb-13	1600	959		4	1207	1155	1,88
A-019	US	16-Jun-13	3100	738	-3	14	229	196	0,10

Fuente: Reportes Finales de Workover.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Después de realizar los repunzonamientos, hay tres pozos que no tienen información previa del daño, es el caso de los pozos S-164D, S-12B y A-019; y otros en cambio, no se tomaron pruebas de build up después de las operaciones, es el caso de los pozos S-012B y S-089. Con esto no se afecta en los datos necesarios para determinar la efectividad de los repunzonamientos. Los incrementales de producción por repunzoneo se muestran en la Tabla 4.15 y en la Figura 4.3.

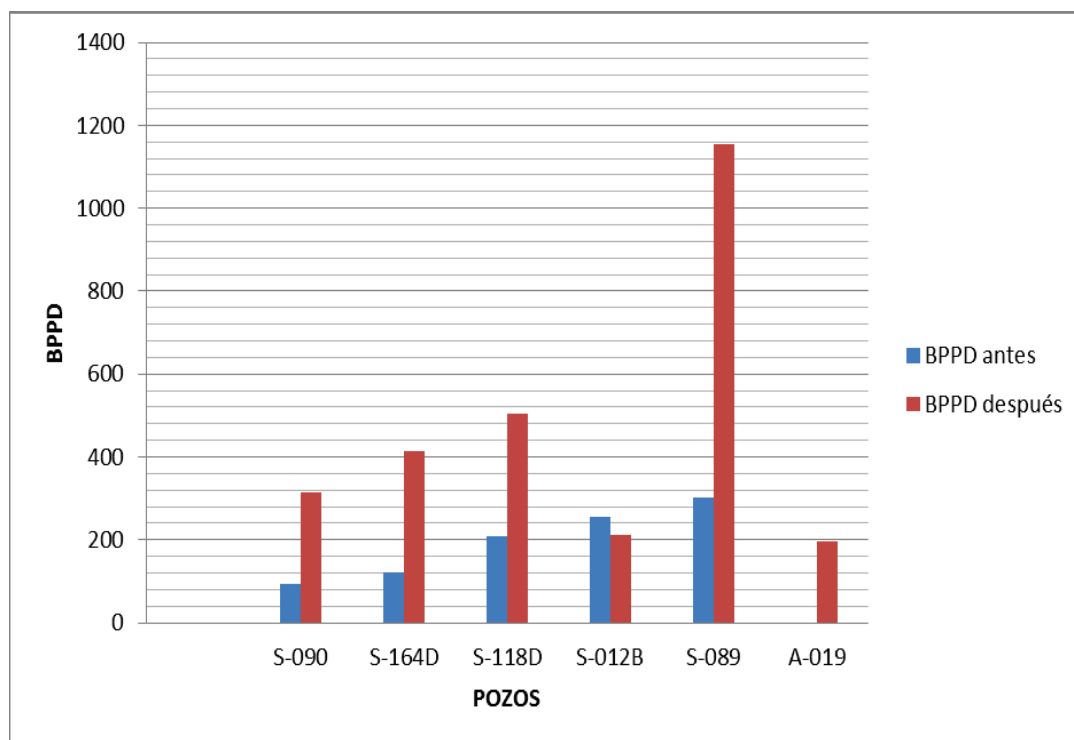
Tabla 4. 15 Incrementales por Repunzoneo.

Pozo	ANTES	DESPUÉS	INCREMENTAL BPPD
	Qp[BPPD]	Qp[BPPD]	
S-090	92	314	222
S-164D	120	414	294
S-118D	210	505	295
S-012B	255	212	-43
S-089	301	1155	854
A-019	0	196	196

Fuente: Reportes Finales de Workover.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Figura 4. 3 Incremento de Producción por Repunzoneo en BPPD.



Fuente: Reportes Finales de Workover.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

De los 6 pozos repunzonados, sólo el S-012B fue fallido a pesar de que el intervalo a cañonear fue ajustado de acuerdo a un registro de resistividad a hueco entubado (CHFR), mostrando buen sello en una zona de agua cercana.

El sello no resiste y luego de las operaciones se viene el agua, el BSW incrementó súbitamente, era un workover arriesgado de la única zona de interés en el pozo. El

pozo se queda en evaluación y Seguimiento, BSW de 92%. Queda pendiente probar el pozo. Disminuye su producción.

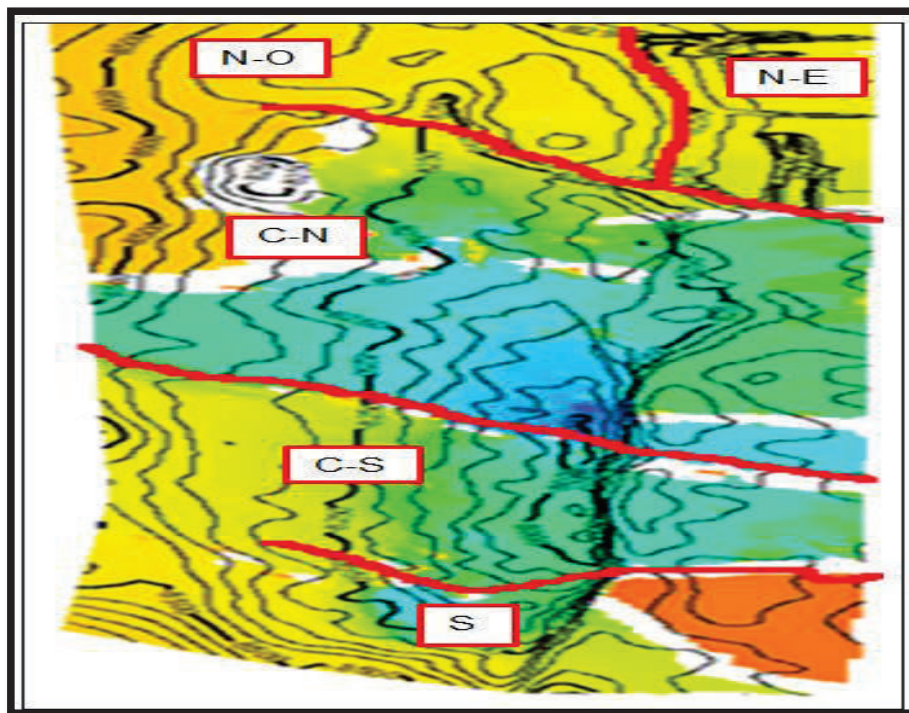
Entonces tenemos 6 pozos en los que se aplicó la repunzoneo, aplicando una regla de tres para comparar el número de pozos repunzonados fallidos, que para este caso solo es uno, y los pozos en donde el repunzoneo fue exitoso que son 5. Esto quiere decir que la efectividad de los repunzonamientos es de 83.33% aportando 1818 BPPD.

### 4.3 UBICACIÓN DE LAS TÉCNICAS APLICADAS.

#### 4.3.1 EFECTIVIDAD EN ARENA “T”

Como fue descrito el campo en el Capítulo 1, en la Arena T, el campo es muy complejo, tiene muchas singularidades y fallas.

Figura 4. 4 Zonas de Arena T.



Fuente: Interpretación de Sísmica, programa PETREL, G&G.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Como fue descrito el campo en el Capítulo 1, en la Arena T, se divide en 5 zonas (Figura 4.4) que son: NOR-OESTE (N-O), NOR-ESTE (N-E), CENTRO-NORTE (C-N), CENTRO-SUR (C-S) y SUR (S). Ubicamos las técnicas de estimulación en las diferentes zonas de la Arena T para así encontrar la de mejores resultados.

En las Tablas 4.16 y 4.17 observamos cómo se distribuyen las técnicas aplicadas en el campo en la Arena T y los incrementales de producción por técnica. En el Anexo No.4 vamos a ubicar los pozos estimulados en la Arena T, en el mapa del campo.

Tabla 4. 16 Distribución de Estimulaciones en Arena T.

ARENA T	ZONAS							
	N-O		N-E	C-N		C-S		S
	POZOS	INCREMENTALES		POZOS	INCREMENTALES	POZOS	INCREMENTALES	
FRACTURADOS	<b>A-001W</b>	211		<b>S-51B</b>	-16,8			
ACIDIFICADOS				<b>S-31</b>	157			
				<b>S-98D</b>	616			
REPUNZONADOS						<b>S-12B</b>	-43	

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Tabla 4. 17 Distribución de Volumen Incremental en Arena T.

ARENA T	NORTE	CENTRO NORTE	CENTRO SUR
<b>TOTAL BPPD</b>	211	756,2	-43
total FRACTURAS BPPD	211	-16,8	0
total ACIDOS BPPD	0	773	0
total REPUNZONADOS BPPD	0	0	-43

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

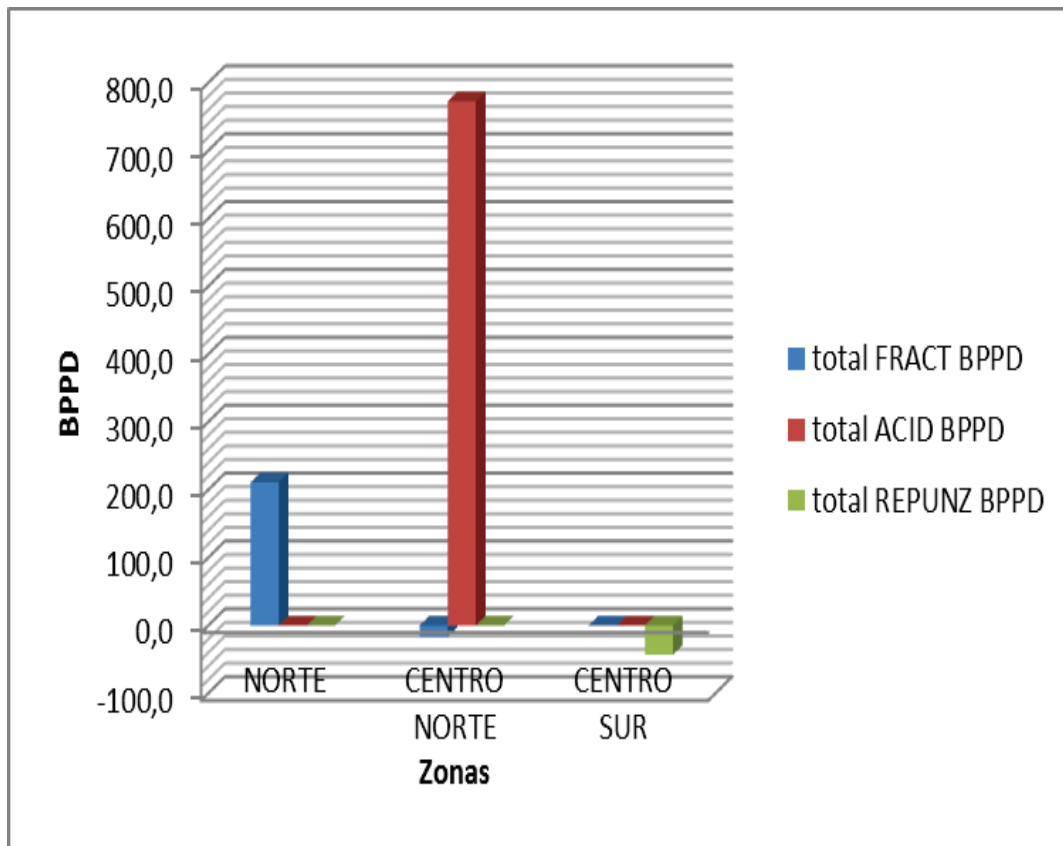
La cantidad de pozos en los que se hicieron estimulaciones en la Arena T es muy poca para un estudio más profundo. Sin embargo, con estos datos, el mayor aporte es de la zona C-N con 756,2BPPD, de acidificaciones preferiblemente recomendadas ya que la única fractura hecha fue fallida en el pozo S-51B debido a sus condiciones petrofísicas y la baja presión, que oscila entre 1000 y 1250 [PSI]. Además el pozo está cercano a una falla. En los Anexos No. 5 y No. 6 se detalla el mapa de presiones de la Arena T y las condiciones petrofísicas del Pozo S-051B.

En productividad de ésta arena, le sigue la zona N-O con 211 BPPD y con una sola fractura pero exitosa; y por último, en la zona C-S sólo se realizó un repunzoneo el cual no fue exitoso. La complejidad de ésta arena otorga las 5 zonas diferentes. El pozo S-12B fue un repunzoneo fallido, ya que la zona es de baja presión (1000-1250 [PSI]), además se encuentra cercano a la falla que divide a la zona Centro Norte y Centro Sur. (Anexo No. 7)

Podemos concluir que en la zona C-N es la más productiva con acidificaciones, la zona N-O es apta para fracturas, pero en la zona C-S aún no se puede definir su técnica más conveniente.

En la Figura 4.5 se puede apreciar de mejor manera la comparación de las técnicas más recomendables para ser usadas en cada zona del campo en la Arena T.

Figura 4. 5 Técnicas eficaces en BPPD por Zona de la Arena T.



Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

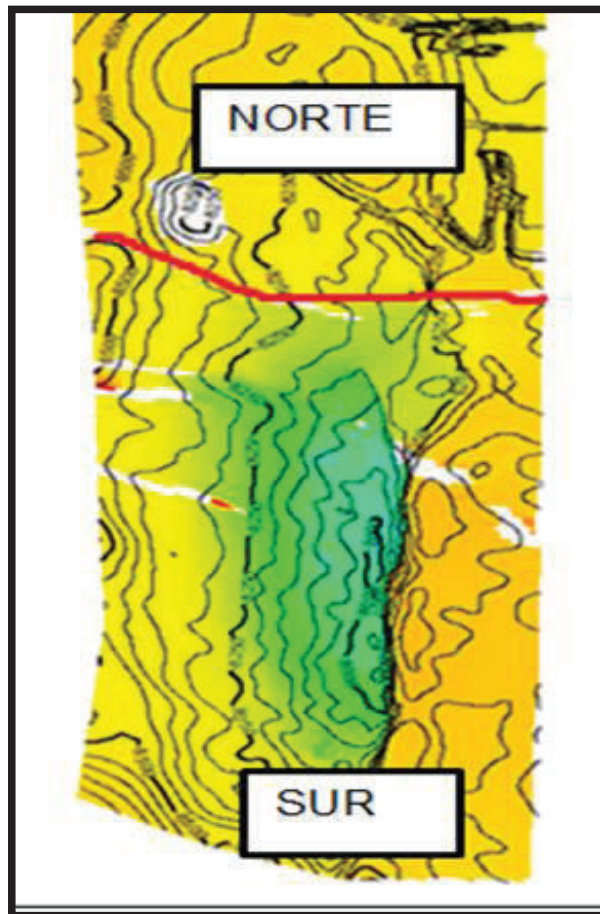
### 4.3.2 EFECTIVIDAD EN ARENA U

Como fue descrito el campo en el Capítulo 1, en la Arena U, está dividido en 2 zonas que son: NORTE y SUR. Figura 4.6

Al ubicar las técnicas de estimulación en las diferentes zonas de la Arena U para así encontrar la de mejores resultados.

En esta arena debemos hacer una división entre la Arena Ui y la Arena Us, ya que tienen diferentes presiones de reservorio que influyen en discriminar a los pozos. Se ubican los pozos de la Arena Ui en el Anexo No.8.

Figura 4. 6 Zonas de la Arena U.



. Fuente: Interpretación de Sísmica, programa PETREL, G&G.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

#### 4.3.2.1 Arena Ui

En la Tabla 4.18 y 4.19, observamos cómo se distribuyen las técnicas aplicadas y el volumen incrementado de producción en la Arena Ui.

En la zona Norte del campo se han aplicado dos fracturamientos, uno fallido, y una acidificación.

El incremental de BPPD en los fracturamientos es mayor pero la eficiencia de 100% la tiene la acidificación. Así que es un poco más recomendable la Técnica de Acidificación en la zona Norte.

Tabla 4. 18 Distribución de Estimulaciones en Arena Ui.

ARENA Ui	ZONAS			
	NORTE		SUR	
	POZOS	INCREMENTALES	POZOS	INCREMENTALES
FRACTURADOS	S-46	-66	S-65	259
	S-150	316	S-124D	678
			S-175DST	814
			S-141	282
ACIDIFICADOS	S-108D	46	S-011	41
			S-084	194
REPUNZONADOS			S-090	222
			S-164D	294
			S-118D	295
			S-089	854

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

El pozo fallido S-46 se debe a que está ubicado en una zona de baja presión y la zona de interés 9142'-9171' está con sellos estratigráficos de baja permeabilidad y que no tienen mucho espesor para asegurar la operación. Esto se muestra en el Anexo No.9.



Tabla 4. 19 Distribución de Volumen Incrementado en Arena Ui.

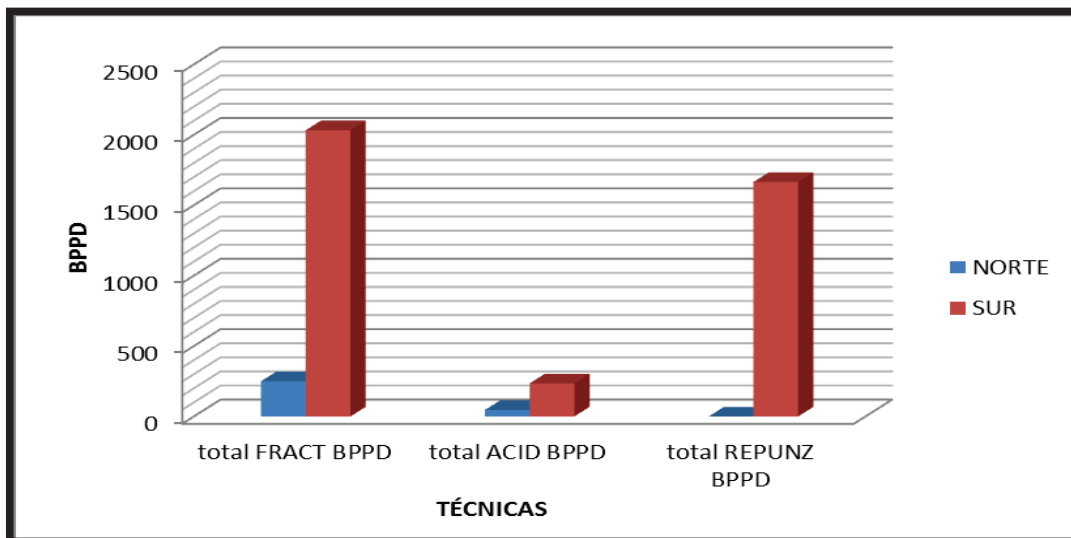
ARENA Ui	NORTE	SUR
<b>TOTAL BPPD</b>	296	3933
total FRACTURAS BPPD	<b>250</b>	<b>2033</b>
total ACIDOS BPPD	<b>46</b>	<b>235</b>
total REPUNZONADOS BPPD	<b>0</b>	<b>1665</b>

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

En la Arena Ui, en la zona Norte, el mayor aporte en incremento de producción viene de los fracturamientos con 250 [BPPD], lo que representa el 84.46% del total de volumen incrementado en esta arena y el resto del aporte con 46 [BPPD] (15.54%) es de acidificaciones. En esta zona del campo no hay repunzonamientos.

La zona Sur aporta la mayor parte de incremento en volumen de petróleo ya que tiene 3933 [BPPD]. Los fracturamientos aportan con 2033 [BPPD], siendo el 51.69%; los repunzonamientos son la segunda técnica más efectiva en esta zona del campo con 1665 [BPPD], es decir, 42.33%. En cuanto a las acidificaciones, representan el 5.98% del total de volumen incrementado, lo que quiere decir que son 235 [BPPD] siendo las menos productivas en esta zona.

Figura 4. 7 Técnicas eficaces en BPPD por Zona de la Arena Ui.



Fuente: Reportes Finales de Workover.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

En la Figura 4.7 se puede apreciar de mejor manera la comparación de las técnicas más recomendables para ser usadas en cada zona del campo en la Arena Ui.

En la zona Norte del campo es más recomendable el fracturamiento hidráulico seguido de la acidificación. Los repunzonamientos no se recomiendan. En cambio en la zona Sur es recomendable en igual medida el fracturamiento y los repunzonamientos, al final la acidificación con resultados muy pobres.

#### 4.3.2.2 Arena Us

En las Tablas 4.20 y 4.21, observamos cómo se distribuyen las técnicas aplicadas en el campo en la Arena U.

Tabla 4. 20 Distribución de Estimulaciones en Arena Us.

ARENA Us	ZONAS			
	NORTE		SUR	
	POZOS	INCREMENTALES	POZOS	INCREMENTALES
FRACTURADOS	<b>A-010</b>	132,56	<b>S-20B</b>	805
	<b>A-15D</b>	171		
	<b>S-202D</b>	286		
	<b>S-80</b>	458		
ACIDIFICADOS				
	<b>S-059</b>	798		
REPUNZONADOS	<b>A-019</b>	196		

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

En la zona Norte del campo se han aplicado cuatro fracturamientos, ninguno fallido, una acidificación y un repunzonamiento.

El incremental de BPPD en los fracturamientos es mayor pero la eficiencia de 100% la tienen las tres técnicas pues no hay ninguna fallida. Así que la más recomendable en la zona Norte es la Técnica de Fracturamiento Hidráulico.

La ubicación de los pozos estimulados en la arena Us se encuentra en el Anexo No. 10. En la arena Us, en la zona Norte, el mayor aporte en incremento de producción viene de los fracturamientos con 1047.56 [BPPD], lo que representa el 51.31% del total de volumen incrementado; el aporte de 798 [BPPD], es decir el 39.09%, viene

de acidificaciones. En esta zona del campo los repunzonamientos aportan con 196 [BPPD], ósea el 9.6%. No hubo operaciones fallidas.

En la Figura 4.8 se puede apreciar de mejor manera la comparación de las técnicas más recomendables para ser usadas en cada zona del campo en la Arena Us. En la zona norte de la Arena Us indiscutiblemente se debe aplicar fracturas y acidificaciones en segundo lugar que superan por mucho a los repunzonamientos en volumen incremental de BPPD.

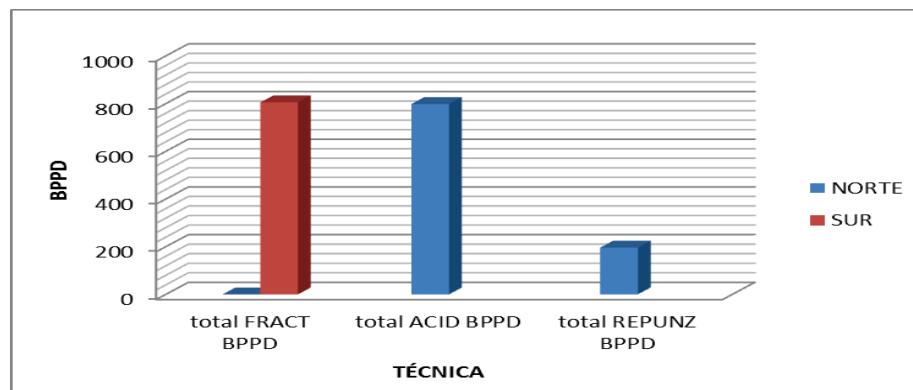
Tabla 4. 21 Distribución de Volumen Incrementado en Arena Us.

ARENA Us	NORTE	SUR
<b>TOTAL BPPD</b>	2041,56	805
total FRACTURAS BPPD	<b>1047,56</b>	<b>805</b>
total ACIDOS BPPD	<b>798</b>	<b>0</b>
total REPUNZONADOS BPPD	<b>196</b>	<b>0</b>

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

La zona Sur todo el aporte es de fracturamientos con 805 [BPPD]. Los fracturamientos aportan con el 100% del volumen incremental. No hay acidificaciones ni repunzonamientos. En la zona Sur únicamente se han aplicado una fractura que siendo exitosa representa toda la producción de esta parte de la arena.

Figura 4. 8 Técnicas eficaces en BPPD por Zona de la Arena Us.



Fuente: Reportes Finales de Workover.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

# CAPITULO V

## ANÁLISIS ECONÓMICO

### 5.1 INTRODUCCIÓN

Para escoger entre varias opciones, sobre qué pozo se va realizar o no un trabajo de estimulación, es necesario la comparación económica de los beneficios incrementales tabulados contra los costos.

Muchos indicadores económicos pueden ser usados para mostrar valores de estimulación de reservorios. Debido a la amplia variedad de las condiciones de operación, las compañías no tienen un indicador único como respuesta a las inversiones de estimulación.

En nuestro caso, es una evaluación de los resultados que tuvo la aplicación de las técnicas de estimulación, por lo que no necesitamos indicadores y cálculos que se realizan antes de la inversión.

Simplemente se realiza cálculos para determinar si las inversiones realizadas fueron o no pagadas y su rentabilidad con la producción incremental de cada una de las técnicas de estimulación aplicadas y en qué tiempo.

Esto quiere decir, que habrá que calcular la diferencia entre el costo de las operaciones para aplicar estimulación en los pozos y el volumen de petróleo incrementado a la producción de cada uno de ellos, por el contrato del estado con la empresa de servicios petroleros.

Así, los datos con los que vamos a contar son la inversión en aplicar la técnica de estimulación adecuada, el volumen incremental y el precio por barril incrementado. El indicador que obtendremos será:

$$Utilidad = P_{bi} * BP_{incrementado} - i$$

En donde:

$P_{bi}$  = precio por barril de petróleo incrementado, en dólares

$BP_{incrementado}$  = barriles de petróleo incrementales, en bls

$i$  = inversión, en dólares

### **5.1.1 INVERSIÓN**

Es el costo que tuvo las operaciones para realizar los diferentes trabajos de estimulación.

### **5.1.2 VOLUMEN INCREMENTAL**

Son los barriles de petróleo incrementados a la producción por causa de la técnica de estimulación aplicada en cada pozo.

### **5.1.3 PRECIO DE BARRIL DE PETRÓLEO INCREMENTADO**

Es el precio en dólares que fue fijado bajo contrato entre la empresa prestadora de servicios y el estado Ecuatoriano, que tiene el valor de 30\$ por cada barril incrementado.

## **5.2 RENTABILIDAD DE LAS FRACTURAS**

### **5.2.1 UTILIDAD DE LAS FRACTURAS.**

Para sacar la utilidad neta de las fracturas realizadas en el campo se necesita saber el costo de la inversión y el volumen incremental acumulado de todos los pozos fracturados, que se observan en la Tabla 5.1:

Los pozos S-046 y S-051B con incrementales negativos indican que el caudal producido después de aplicar fracturamiento hidráulico es menor en esa cantidad,

de Barriles de petróleo por día [BPPD], al que tenía antes de realizar las operaciones de estimulación.

Tabla 5. 1 Incrementales e Inversión de Fracturas.

FRACTURAMIENTO					
Pozo	INCREMENTAL [BPPD]	Arena	VOLUMEN INCREMENTAL ACUMULADO A JULIO 2013 [BP]	PRECIO/BARRIL INCREMENTADO [\\$]	INVERSIÓN [\\$]
S-065	259	UI	161798	30	943961,3
S-046	-66	UI	7047	30	920204
A-001W	211	TI	14710	30	1371500
S-020B	805	US	147306	30	1087280
S-124D	678	UI	130713	30	1227160
S-175D-ST	814	UI	23471	30	1147117
S-141D	282	UI	838	30	1690510
A-010	28	US+UI	6802	30	1310636
A-015D	171	US	13869	30	1243339
S-051B	-16,8	TI	1560	30	1744413
S-150	316	UI	108254	30	1714789
S-202D	286	US	6582	30	862452
S-080	458	US	7786	30	1771516

Fuente: Reportes EOWR Workover.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

El volumen incremental acumulado de los pozos S-046 y S-051B no tienen signo negativo porque estos pozos produjeron a un caudal menor que antes de aplicar el fracturamiento pero también acumularon un volumen en barriles de petróleo que también se suman a la producción del campo.

Se realizaron cálculos, con las fórmulas mencionadas anteriormente, en el total del campo representan una utilidad de 1.89 MM\$.

Para tener una mejor idea de lo que ocurre en el campo en cuanto a los pozos fracturados tenemos resultados totales del campo en la Tabla 5.2:

Tabla 5. 2 Utilidad de Pozos Fracturados.

TOTAL FRACTURAS	VOLUMEN INCREMENTAL ACUMULADO A JULIO 2013 [BP]	PRECIO/BARRIL INCREMENTADO [\\$]	INVERSIÓN TOTAL [MM\\$]	UTILIDAD [MM\\$]
13	630736	30	17,03	1,89

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

### 5.2.2 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN FRACTURAS.

Podemos saber en qué tiempo las inversiones realizadas para estimular los pozos se pueden recuperar haciendo cálculos de Valor Actual Neto, según Brealey, Myers, & Allen, (2006); considerando la tasa de declinación de producción del campo que es del 12 % anual. La fórmula que nos permite calcular el valor actual neto es:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

En donde,

$$V_t = \text{flujo de caja en cada período}$$

Nuestro flujo de caja después de la inversión será la producción incremental acumulada en cada mes multiplicado por el precio de barril incrementado (30\$) acordado en un contrato entre la prestadora de servicios y el Estado, tomando en cuenta el 12% anual de decremento de producción del campo, que al mes es 1%.

$$k = \text{interés para la inversión} = 8.17\%$$

Es el interés de la tasa activa para inversiones, que es del 8.17% anual, (Banco Central del Ecuador, 2013), lo que se traduce en 0.68% mensual. Los períodos se tomarán por mes.

$$t = \text{período de cada flujo de caja}$$

$$I_0 = \text{Inversión inicial}$$

La inversión inicial es el costo del reacondicionamiento realizado en cada pozo.

Los criterios para la rentabilidad (Brealey, Myers, & Allen, 2006) de las inversiones son:

VAN>0, la inversión producirá ganancias.

VAN<0, la inversión producirá pérdidas.

VAN=0, la inversión no gana ni pierde, se toma decisiones en base a otros aspectos.

Una vez que determinamos que una inversión es rentable con los cálculos respectivos de Valor Actual Neto (VAN) y Tasa de Retorno de la Inversión (TIR), desarrollado en el Anexo No.11, podemos calcular el tiempo de recuperación de la misma, de la siguiente manera:

Primero establecemos flujos de caja para cada período (t), tomando en cuenta los flujos de caja actualizados al año de estudio, consecuentemente podemos establecer flujos acumulados. Figura 5.1.

Figura 5. 1 Flujos para el Período de Recuperación de la Inversión.

PERÍODO (MESES)=t	FLUJOS POR PERÍODO (MESES)= 30\$* PRODUCCIÓN EN CADA MES	FLUJO ACTUALIZADO AL 2013 POR MES = {FLUJO/[(1+0,0068)^t]}	FLUJO ACUMULADO	FLUJO ACUMULADO - INVERSIÓN INICIAL
1	229580,53	228028,04		
2	227284,72	224221,18	452249,22	-491712,08
3	225011,87	220477,88	672727,10	-271234,20
4	222761,76	216797,08	889524,18	-54437,12
5	220534,14	213177,72	1102701,90	158740,60

ultimo período con flujo acumulado negativo

valor del flujo de caja en el siguiente período

ultimo flujo acumulado negativo

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.



NOTA: Los datos de inversión de cada pozo son dados por la empresa prestadora de servicios en los cuales se contempla todos los gastos operativos, de herramientas y personal en los días que dura la operación.<sup>24</sup>

Los flujos actualizados son los flujos por período ( $V_t$ ), después de ser usados en la expresión:

$$\frac{V_t}{(1 + k)^t}$$

Que tiene como objetivo actualizar los valores a la tasa de interés para inversiones ( $k$ ) dada por el Banco Ccentral del Ecuador para el año 2013 que fue el año de estudio y que es parte del cálculo del VAN.

A los flujos acumulados actualizados les vamos restando la inversión inicial hasta que tengamos un valor positivo y a partir de saber este período podemos hacer los cálculos para tener el período de recuperación de la inversión o Payback (Blank & Tarquin, 2006).

Luego, según Blank & Tarquin,(2006), usamos la siguiente ecuación:

$$\text{Período de Recuperación de la Inversión.} = \text{Último período con flujo acumulado negativo.} + \frac{\text{Valor absoluto de último flujo acumulado negativo.}}{\text{Flujo Acumulado del siguiente período.}}$$

En donde:

$$\text{Período de Recuperación de la Inversión} = [4] + \left[ \frac{|-54437.12|}{1102701.90} \right]$$

<sup>24</sup> Hurtado, J. Líder de Reservorios, "comunicación personal", enero 2014.

*Período de Recuperación de la Inversión = 4.049 meses*

$$\text{Período de Recuperación de la Inversión} = [4.049 \text{ meses}] * \left[ \frac{30 \text{ días}}{1 \text{ mes}} \right]$$

*Período de Recuperación de la Inversión = 4 meses 2 días*

Nota: Este método de cálculo han sido tomado como ejemplo los valores del pozo S-065 ya que el mismo método también es usado para acidificaciones y repunzonamientos.

Así el cálculo se hace para cada pozo obteniendo los resultados que se muestran en la Tabla 5.3.

Tabla 5. 3 VAN, TIR y Tiempo de Recuperación de Fracturas.

POZO	INCREMENTAL [BPPD]	VAN	TIR	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVVERSIÓN		
				AÑOS	MESES	DÍAS
S-065	259	\$ 67.197,61	2%		4	2
A-001W	211	\$ 46.081,10	1%		9	2
S-020B	805	\$ 245.570,70	16%		2	6
S-124D	678	\$ 429.185,16	18%		2	2
S-175DST	814	\$ 881.285,01	36%		2	4
S-141D	282	\$ 152,24	1%		7	4
A-010	28	(\$ 1.062.365,00)	-18%	>5		
A-015D	171	\$ 42.638,75	1%		10	1
S-150	316	\$ 26.996,61	1%		4	5
S-202D	286	\$ 73.866,93	4%		3	5
S-080	458	\$ 69.666,63	2%		4	5

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Vale tomar en cuenta que en la Tabla 5.3 referente a fracturas, de igual manera, las acidificaciones y recañoneos, se han eliminado los pozos que tuvieron operaciones fallidas para ser más objetivo con los resultados de las técnicas de estimulación que es el objetivo de éste estudio.

El pozo A-010 produce muy poco por lo que el tiempo necesario para el pago de su inversión sería demasiado, mayor a 5 años que no es recomendable en cualquier

tipo de inversión según López Dumrauf(2006); se estudió realizar un cambio de completación. (López Dumrauf, 2006)

### 5.3 RENTABILIDAD DE ACIDIFICACIONES

#### 5.3.1 UTILIDAD DE LAS ACIDIFICACIONES.

Para sacar la utilidad neta de las acidificaciones realizadas en el campo se realizaron cálculos con las fórmulas mencionadas anteriormente y con datos de inversión y de incrementales de producción que se observan en la Tabla 5.4:

Tabla 5. 4 Incrementales e Inversión de Ácidos.

ACIDIFICACIÓN					
Pozo	INCREMENTAL [BPPD]	Arena	VOLUMEN INCREMENTAL ACUMULADO A JULIO 2013 [BP]	PRECIO/BARRIL INCREMENTADO [\$]	INVERSIÓN [\$]
S-011	41	UI	8709	30	1289220
S-108D	46	UI	10693	30	1394858,8
S-059	798	US	413294	30	1151466,1
S-031	157	TI	36280	30	1357783,3
S-098D	616	TI	152241	30	1322899
S-084	194	UI	44888	30	1277231

Fuente: Reportes EOWR Workover.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Para una idea general del campo con respecto a las acidificaciones tenemos las utilidades generadas en el campo con los pozos acidificados. Tabla 5.5.

Tabla 5. 5 Utilidades de Pozos Acidificados.

TOTAL ACIDIFICACIONES	VOLUMEN INCREMENTAL ACUMULADO A JULIO 2013 [BP]	PRECIO/BARRIL INCREMENTADO [\$]	INVERSIÓN TOTAL [MM\$]	UTILIDAD [MM\$]
6	666105	30	7,79	12,2

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

### 5.3.2 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE ÁCIDOS

Realizando los cálculos respectivos se obtiene el VAN y el tiempo de pago de las inversiones en todos los pozos acidificados. Tabla 5.6

La producción de los pozos S- 011 y S-108D producen muy poco para recuperar la inversión en menos de 5 años, que es lo recomendable según López Dumrauf, (2006), aunque las operaciones hayan tenido éxito, por su baja producción se analizan opciones de recompletar el pozo.

Tabla 5. 6 VAN, TIR y Tiempo de Recuperación de ácidos.

POZO	INCREMENTAL [BPPD]	VAN	TIR	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA		
				AÑOS	MESES	DÍAS
S-011	41	-1013765,85	-22%	>5		
S-108D	46	-1030225,72	-17%	>5		
S-059	798	837065,60	34%		2	3
S-031	157	34307,66	1%		1	2
S-098D	616	212107,93	9%		2	6
S-084	194	93091,26	2%		9	1

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

## 5.4 RENTABILIDAD DE POZOS REPUNZONADOS

### 5.4.1 UTILIDADES DE LOS REPUNZONAMIENTOS

Para sacar la utilidad neta de los repunzonamientos realizados en el campo se realizan, con las fórmulas mencionadas anteriormente, con datos de inversión y de incremental de producción que se observan en la Tabla 5.7:

En la Tabla 5.7 se muestra todas las inversiones y los incrementales de cada pozo. Las utilidades de los pozos repunzonados calculadas para el campo se muestran en la Tabla 5.8:

Tabla 5. 7 Incrementales e Inversión de Pozos Repunzonados.

REPUNZONEO					
Pozo	INCREMENTAL [BPPD]	Arena	VOLUMEN INCREMENTAL ACUMULADO A JULIO 2013 [BP]	PRECIO/BARRIL INCREMENTADO [\$]	INVERSIÓN [\$]
S-090	222	UI	74129	30	1338039
S-164D	294	UI	105980	30	933265
S-118D	295	UI	77881	30	1298506
S-012B	-43	TI		POZO FALLIDO	1348198
S-089	854	UI	17923	30	1275334
A-019	196	US	4312	30	1885547

Fuente: Reportes EOWR Workover.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Tabla 5. 8 Utilidades de los Pozos Repunzonados.

TOTAL REPUNZONADOS	VOLUMEN INCREMENTAL ACUMULADO A JULIO 2013 [BP]	PRECIO/BARRIL INCREMENTADO [\$]	INVERSIÓN TOTAL [MM\$]	UTILIDAD [MM\$]
6	280225	30	8,08	0,33

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

#### 5.4.2 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LOS POZOS REPUNZONADOS

Realizando los cálculos respectivos para determinar el VAN y el tiempo de recuperación de la inversión se obtienen resultados para cada pozo que se muestra en la Tabla 5.9

En esta técnica todos los pozos intervenidos son rentables y pagan su inversión en menos de un año.

Tabla 5. 9 VAN, TIR y Tiempo de Recuperación De Repunzonados

POZO	INCREMENTAL [BPPD]	VAN	TIR	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA		
				AÑOS	MESES	DÍAS
S-090	222	\$ 124.177,96	3%		8	1
S-164D	294	\$ 462.547,00	14%		5	4
S-118D	295	\$ 95.387,73	3%		5	3
S-089	854	\$ 159.938,16	9%		2	4
A-019	196	\$ 16.242,85	1%	1	7	1

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

En todos los pozos intervenidos en el campo podemos apreciar que los pozos que tuvieron un incremental de caudal de producción menor a 100 [BPPD] no han sido rentables independientemente de la técnica o zona del campo, razón por la cual han tenido que ser puestos de nuevo en lista para realizar otro reacondicionamiento.

Observando este hecho vemos valores de TIR negativos y comprobamos que se cumple la recomendación del autor López Dumrauf(2006), que dice que una inversión que no se recupera en más de cinco años no será rentable.

## CAPITULO VI

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1 CONCLUSIONES

El fracturamiento hidráulico es una técnica de penetración profunda en la cual se inyecta un fluido a la formación con la ayuda de presión para romper la roca de la formación y establecer canales de flujo. Además en el fluido de fracturamiento se adiciona un propanante que son gránulos de material cuarzoso o metálico de redondez estandarizada para mantener abiertas las fracturas.

La estimulación matricial reactiva o acidificación se realiza por la inyección de un fluido para disolver y/o dispersar materiales que perjudiquen al flujo del reservorio al pozo a presiones por debajo de las de fractura. Se realizan en formaciones carbonatadas y en areniscas como es para el caso de estudio. Esta técnica es muy versátil ya que de las diferentes composiciones se pueden remover diferentes tipos de daño como se referencia en la Tabla 2.2.

Los cañoneos se utiliza como técnica de estimulación para repunzonar/ recañonear y así remover un daño severo, explorar zonas de interés nuevas en un mismo pozo y también para aumentar la densidad de disparo inicial en un pozo antiguo con tecnología nueva. Existen tres formas de bajar los cañones en un pozo que son: con tubería (TCP), con cable eléctrico (Wire Line) y con tubería flexible (Coiled Tubing). Además los cañoneos se hacen bajo balance con sistemas complementarios para detonar las cargas como los sistemas PURE, STIM GUN y MAX R.

La efectividad de las técnicas de estimulación usadas está dada en función del número total de cada técnica aplicada en el campo (Tabla6.1) comparado con el número de pozos en dónde ésta fue exitosa y después del volumen incremental que aportan a la producción, así tenemos que:

El fracturamiento hidráulico es la técnica más usada en el campo aunque es la segunda en efectividad, con un 84.6% de efectividad y habiendo recuperado un

volumen incremental de 4225 [BPPD]. El costo de la inversión total para esta técnica fue de 17'034 877,3 [\$]. A un precio de 30[\$] por barril de petróleo incrementado, la utilidad de ésta técnica al tiempo de estudio (2 de julio 2013), fue de 1.89 [MM\$], antes que cada pozo recupere la inversión. (Tabla 5.1 y 5.2)

La acidificación es la técnica más efectiva ya que ninguna operación falló y fue 100% exitoso recuperando un incremental de volumen de 1852 [BPPD]. El costo de la inversión total para esta técnica fue de 7'793 458,2[\$]. A un precio de 30[\$] por barril de petróleo incrementado, la utilidad de ésta técnica al tiempo de estudio (2 de julio 2013), fue de 12.2 [MM\$], antes que cada pozo recupere la inversión. (Tabla 5.4 y 5.5)

Los repunzonamientos son los menos efectivos con el 83.3% de efectividad y aporta un volumen incremental de 1818[BPPD]. El costo de la inversión total para esta técnica fue de 8'078 889[\$].A un precio de 30[\$] por barril de petróleo incrementado, la utilidad de ésta técnica al tiempo de estudio (2 de julio 2013), fue de 0.33 [MM\$], antes que cada pozo recupere la inversión. (Tabla 5.7 y 5.8)

En la Arena T es muy poca la cantidad de datos para un estudio más profundo, sin embargo, con los datos que contamos, se evidencia que el mayor aporte es de la zona C-N con 756,2[BPPD] de acidificaciones ya que la única fractura hecha en ésta zona fue fallida; le sigue la zona N-O con 211[BPPD] con una sola fractura pero exitosa; y por último, en la zona C-S sólo se realizó un repunzoneo/recañoneo el cual no fue exitoso.

En la Arena U, por la diferencia considerable de presiones que hay entre U inferior y U superior, se separó a los pozos que intervinieron en cada una de ellas.

En la arena Ui, en la zona Norte, la técnica de fracturamiento hidráulico aporta con 316[BPPD] y la acidificación aporta con 46[BPPD], con un trabajo de fracturamiento fallido por herramienta, en el pozo S-46. En la zona Sur, el fracturamiento hidráulico aporta con 2033 [BPPD], las acidificaciones aportan 235 [BPPD] y los repunzoneos/recañoneos aportan con 1665[BPPD].



En la arena Us, en la zona Norte, la técnica de fracturamiento hidráulico aporta con 1047,56[BPPD], la acidificación aporta con 798[BPPD], y los repunzonamientos/recañoneos aportan 196[BPPD]. En la zona Sur, el fracturamiento hidráulico aporta con 805[BPPD], siendo el único pozo intervenido en ésta zona.

En la Arena U se presentaron daños causados mayoritariamente por formación de escalas y migración de finos, por lo que el fracturamiento y las acidificaciones fueron más efectivas, mientras que en la Arena T, la mayor cantidad de daño fue por formación de escala, por la gran cantidad de agua que tiene este reservorio, lo que se traduce en el éxito de las acidificaciones en ésta Arena.

Tabla 6. 1 Técnicas de Estimulación Aplicadas en el Campo.

POZO	INCREMENTAL [BPPD]	TÉCNICA DE ESTIMULACIÓN	ARENA
S-065	259	Fractura	UI
S-046	-66	Fractura	UI
A-001W	211	Fractura	TI
S-020B	805	Fractura	US
S-124D	678	Fractura	UI
S-175D-ST	814	Fractura	UI
S-141D	282	Fractura	UI
A-010	28	Fractura	US+UI
A-015D	171	Fractura	US
S-051B	-16,8	Fractura	TI
S-150	316	Fractura	UI
S-202D	286	Fractura	US
S-080	458	Fractura	US
S-011	41	Acidificación	UI
S-108D	46	Acidificación	UI
S-059	798	Acidificación	US
S-031	157	Acidificación	TI
S-098D	616	Acidificación	TI
S-084	194	Acidificación	UI
S-090	222	Repunzonamiento	UI
S-164D	294	Repunzonamiento	UI
S-118D	295	Repunzonamiento	UI
S-012B	-43	Repunzonamiento	TI
S-089	854	Repunzonamiento	UI
A-019	196	Repunzonamiento	US
<b>Total</b>	<b>7895,2</b>	<b>Fractura</b>	<b>13</b>
		<b>Acidificación</b>	<b>6</b>
		<b>Repunzonamiento</b>	<b>6</b>

Fuente: Reportes Finales de Workover.

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño

## 6.2 RECOMENDACIONES

Las técnicas aplicadas en los pozos del campo de estudio se realizan dependiendo de las características petrofísicas y de yacimiento.

Así, los pozos aptos para un fracturamiento son los que tengan alta presión ( $>1500$ psi), un daño fuerte ( $s>4$ ), que la zona de interés no esté cerca de un contacto agua-petróleo ( $>10$ pies) y que tenga un sello de arcillas.

Los pozos aptos para una acidificación son los que tiene bajas presiones ( $<1100$ psi), no importa si el daño es leve ( $s<4$ ) o fuerte ( $s>4$ ) y que tengan contacto agua-petróleo cercanos ( $<10$ pies) porque la inyección de ácidos es más precisa y se puede controlar ya que el ácido se extiende alrededor del pozo hasta 3 pies.

Por último la técnica de repunzonamiento/recañoneo se realiza en pozos donde el daño es leve ( $s<4$ ) contactos agua-petróleo preferiblemente alejados ( $>10$ pies), alta presión de reservorio ( $>1500$ psi), buena permeabilidad ( $k>100$ md) y buena porosidad ( $\phi>12\%$ ). Además se puede usar el recañoneo para mejorar los disparos iniciales de pozos antiguos o abrir nuevas zonas de interés.

En la Arena T, nos hace falta mayor número de datos para determinar cuál es la mejor técnica para ser usada, pero con el número de datos que contamos, se puede decir que: los fracturamientos son los más recomendables en la zona Nor-Oeste y las acidificaciones se recomendarían en la zona Centro Norte.

En la Arena U, en U<sub>i</sub>, el fracturamiento es la técnica más recomendable en la zona Norte por su eficacia y ganancia en producción de barriles incrementales de petróleo.

En la zona Sur los fracturamientos tuvieron el mayor aporte de barriles incrementales aunque hubo un pozo fallido, en segundo lugar podemos recomendar los repunzonamientos en cuanto a volumen aportado pero no hubo operaciones fallidas.

En la Arena Us, en la zona Norte, la técnica más recomendable son los fracturamientos ya que tienen el mayor volumen incremental aportado y sin operaciones fallidas, las acidificaciones vendrían después ya que aportan un gran volumen con un solo pozo exitoso, mientras que en la Zona Sur sólo se aplicaron fracturamientos, siendo exitosos y haciéndolos los más idóneos para ésta zona.

Desarrollar estudios relativos a una metodología para la selección de la técnica de estimulación adecuada por medio de un software.

## GLOSARIO DE TÉRMINOS MENCIONADOS

1	SKIN (daño)	Eoposición al flujo del fluido de la formación ocasionado por diversas causas
2	JET	Trayectoria de la carga al detonar un cañón para perforara la formación
3	Build Up	Prueba de restauración de presión
4	Draw Down	Prueba de caída de presión
5	Hidrofilicos	Atraen el agua
6	Hidrófobos	Repelen el agua
7	Revestidor	Tubería que se pone en contacto con el hoyo perforado.
8	BP	Barril de Petróleo
9	BPPD	Barriles de petróleo por día
10	Squeezed	Proceso de forzar una lechada de cemento dentro de hoyos del revestidor y cavidades detrás de éste. Se llevan a cabo para reparaciones o cambios de zona productora en un pozo completado.
11	I	Inversión.- Dinero invertido en una estimulación.
12	BLENDER	Distribuye la concentración del material de fractura en el fluido.
13	IP	El índice de productividad es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir, y es una propiedad de los pozos comúnmente medida
14	[md]	Mili darcys
15	‘	Pies
16	Ui	ARENA U inferior
17	Us	ARENA U superior
18	Pr	Presión de Reservorio
19	Pwf	Presión de fondo fluyente
20	[\$]	Dólares Norteamericanos.
21	Recompletar	Cambiar la completación de un pozo después de detectar problemas

22	Pozo Fallido	Estimulación mala por problemas operacionales o mecánicos
23	Workover	Intervención en el pozo para remediar problemas después de que un pozo ha sido completado.
24	EOWR	End Of Well Report (Reporte de fin de pozo).
25	CFHR	Case Hole Formation Resistivity (registro de resistividad a hueco entubado)
26	BES	BOMBA ELECTRO SUMERGIBLE
27	BFPD	BARRILES DE FLUIDO POR DIA
28	PSI	POUND force per SQUARE-inch (LIBRA por Pulgada cuadrada) unidad de presión.
29	PACKER	Empaque de tubería
30	Coiled Tubbing	Tubería flexible para inyectar fluidos al pozo
31	Propante	Mezcla de fluidos con químicos y gránulos de material duro redondeado para inyectar en reservorios y mantener abiertas las fracturas.

## BIBLIOGRAFÍA

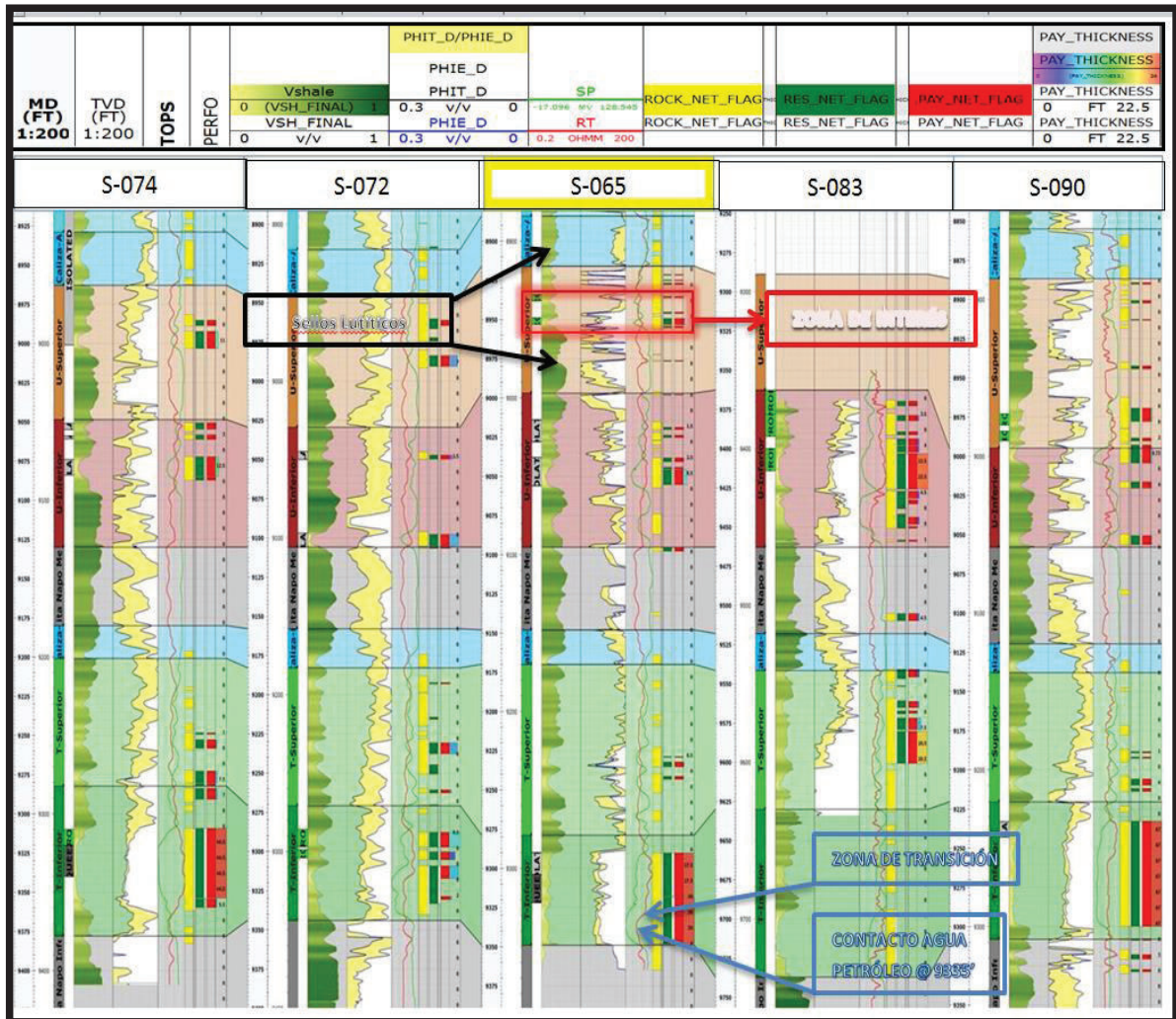
- Benavides, C. (2012). Estudio Técnico Económico de la utilización de los diferentes sistemas de Cañoneo usados en las arenas U y T en el área del Cuyabeno. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Blank, L., & Tarquin, A. (2006). <http://www.gestiopolis.com/>. Obtenido de <http://www.gestiopolis.com/calculo-del-periodo-de-recuperacion-de-la-inversion-o-payback/>
- Brealey, Myers, & Allen. (2006). *Principios de Finanzas Corporativas*. Mc Graw Hill.
- Grijalva, R. (2012). Desarrollo de un nuevo método para determinar la distribución de producción de las arenas U y T del campo colibrí. *Tesis de Grado*. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Islas Silva, C. (1991). *Manual de estimulación Matricial de Pozos Petroleros*. Graficas "Z" S.A.
- Jennings, A. R. (s.f.). *Good wells make the Best Candidates for Stimulation*. SPE, Mobil E&P Service Inc.
- Komar, C. A., & Frohne, A. (s.f.). Factors Contrilling Fracture Orientation in Sandstone. Dallas, Texas, USA.
- López Dumrauf, G. (2006). *Cálculo Financiero Aplicado, un enfoque profesional*. Buenos Aires: La ley.
- Schlumberger. (s.f.). Reservoir Stimulation.
- Sepúlveda, W. (2005). "Production Technology Manual". *Manual*.
- Torres, E., Frydman, M., Goddyn, X., Medina, R., Baker, A., & Bravo, O. (2010). *Geomechanics Aspects on the Oriente Basin, Ecuador, South America*. SPE 138914.
- Wilhite, P. (1986). *Waterflooding*. Kansas: SPE.

## **ANEXOS**

**ANEXO NO.1**  
**ZONAS DE INTERÉS, CONTACTOS AGUA PETRÓLEO Y SELLOS**  
**LUTÍDICOS DE POZOS ESTUDIADOS.**



ANEXO 1. 1 POZO S-65, ARENA UI, INTERVALOS DE INTERÉS:  
8934'-8938', 8949'-8953'



Fuente: Interfaz del programa informático techlog64 2014.3.0

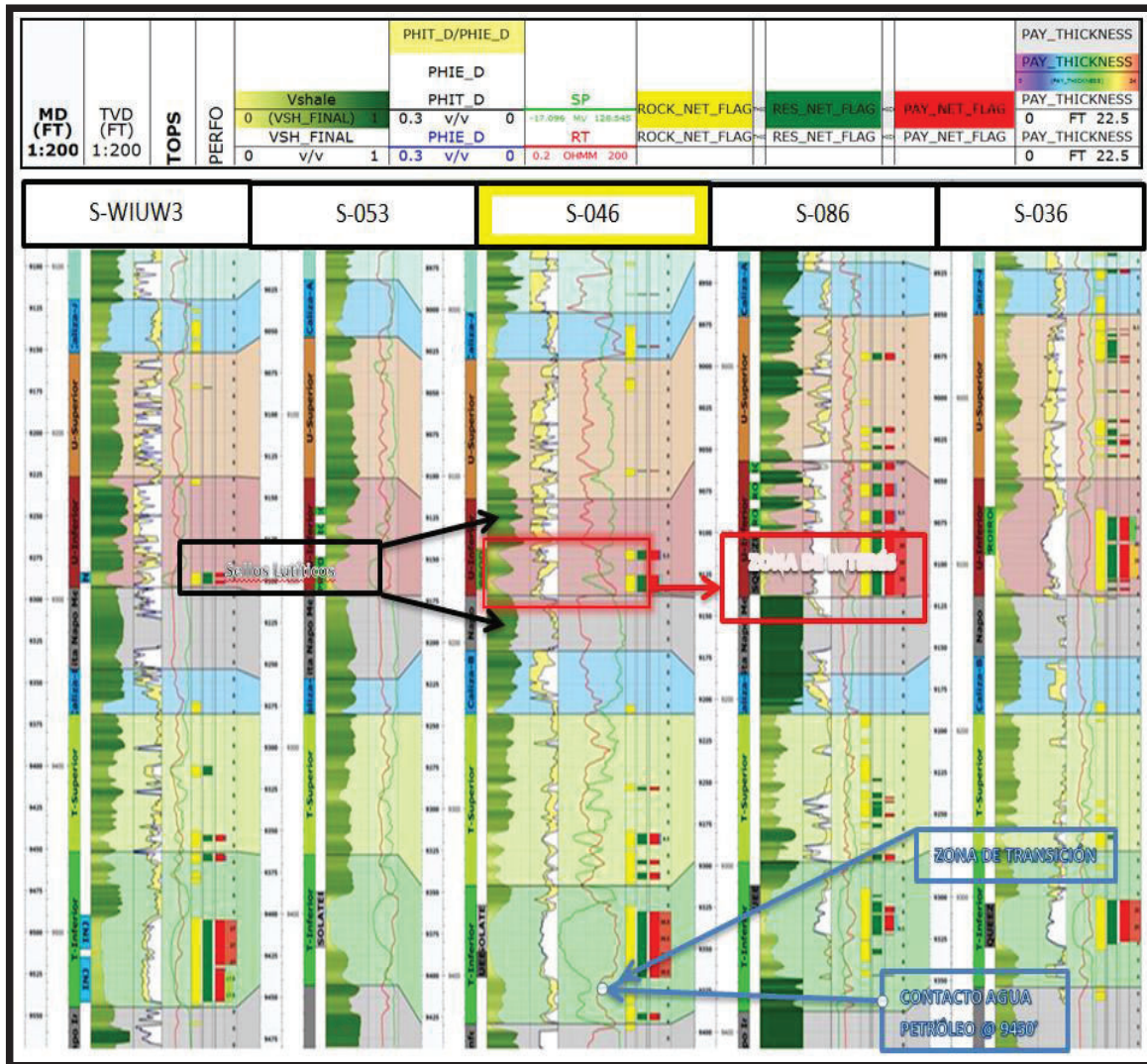
Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

No hay contacto agua petróleo ni zona de transición en el mismo bloque de la zona de interés.

Sellos de lutita basados en el contenido de volumen de arcilla y correlacionados con la resistividad.

El contacto agua petróleo lejano a la zona de interés.

ANEXO 1.2 POZO S-046, ARENA UI, INTERVALOS DE INTERÉS:  
9142'-9171'



Fuente: Interfaz del programa informático techlog64 2014.3.0

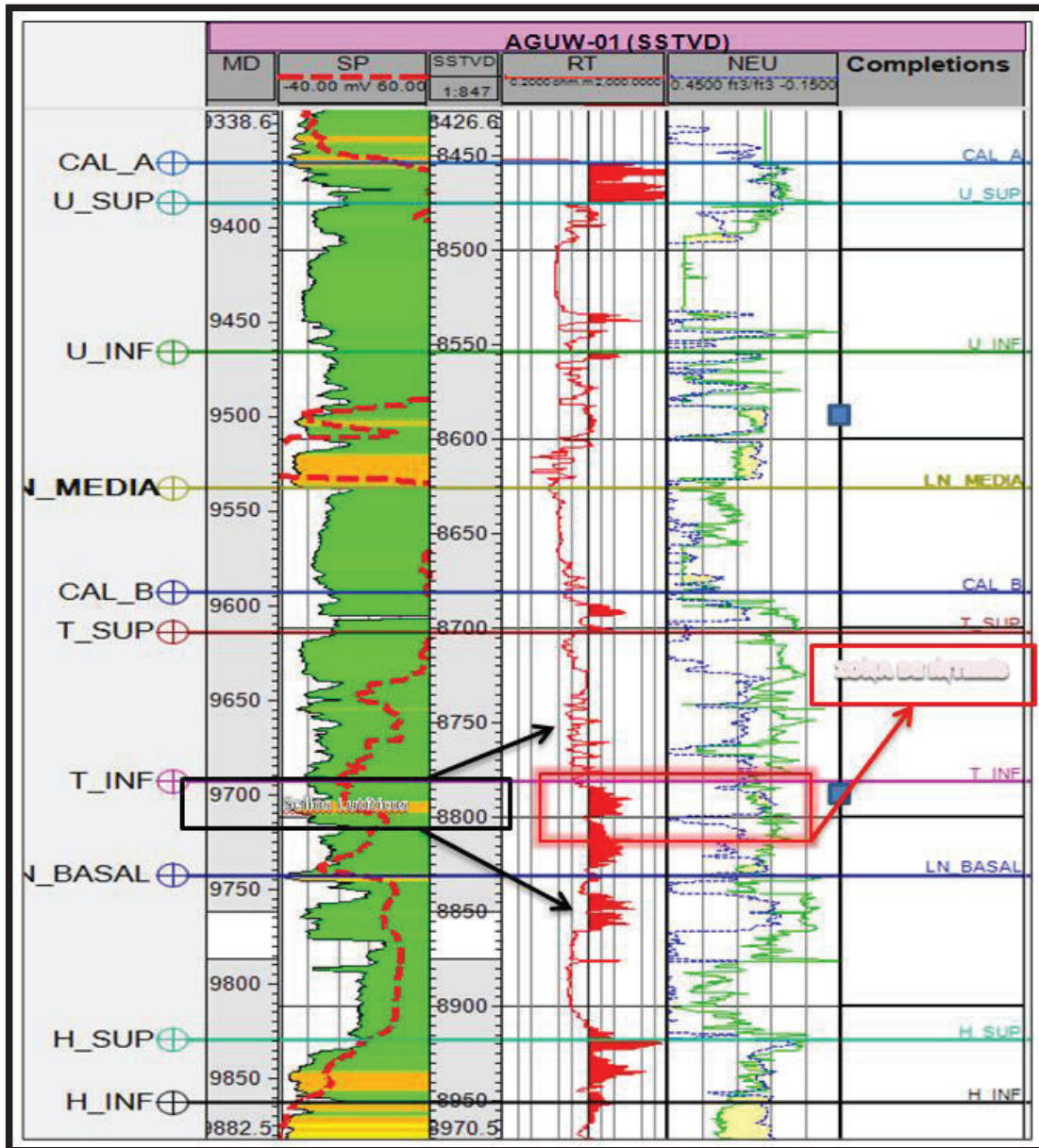
Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

No hay contacto agua petróleo ni zona de transición en el mismo bloque de la zona de interés.

Sellos de lutita basados en el contenido de volumen de arcilla y correlacionados con la resistividad.

El contacto agua petróleo lejano a la zona de interés.

ANEXO 1.3 POZO A-001W, ARENA TI, INTERVALOS DE INTERÉS:  
9698'-9710'



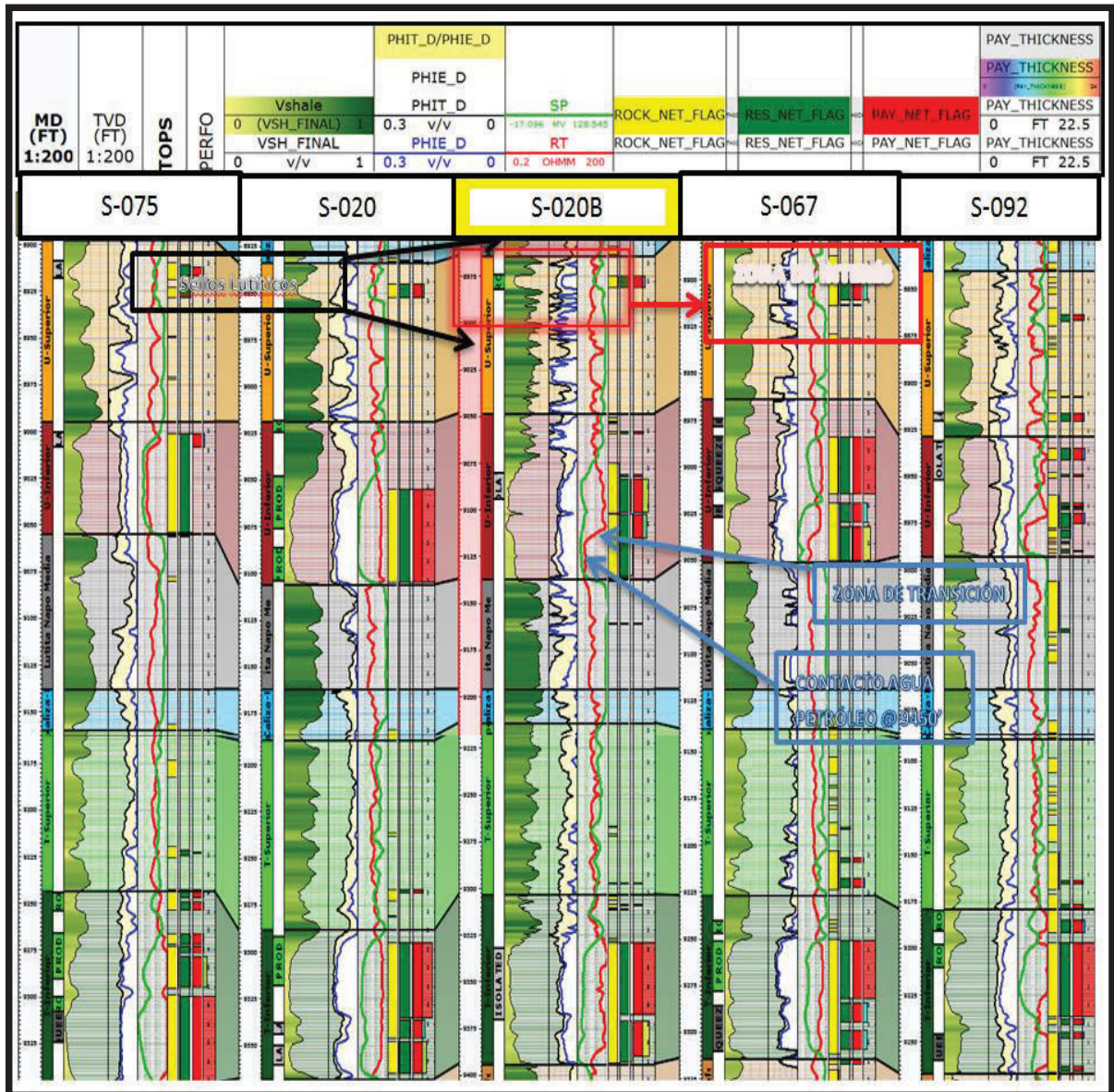
Fuente: Interfaz del programa informático techlog64 2014.3.0

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

No hay contacto agua petróleo ni zona de transición en el mismo bloque de la zona de interés.

Sellos de lutita basados en el contenido de volumen de arcilla y correlacionados con la resistividad.

ANEXO 1. 4 POZO S-020B, ARENA US, INTERVALOS DE INTERÉS:  
8974'-8982'



Fuente: Interfaz del programa informático techlog64 2014.3.0

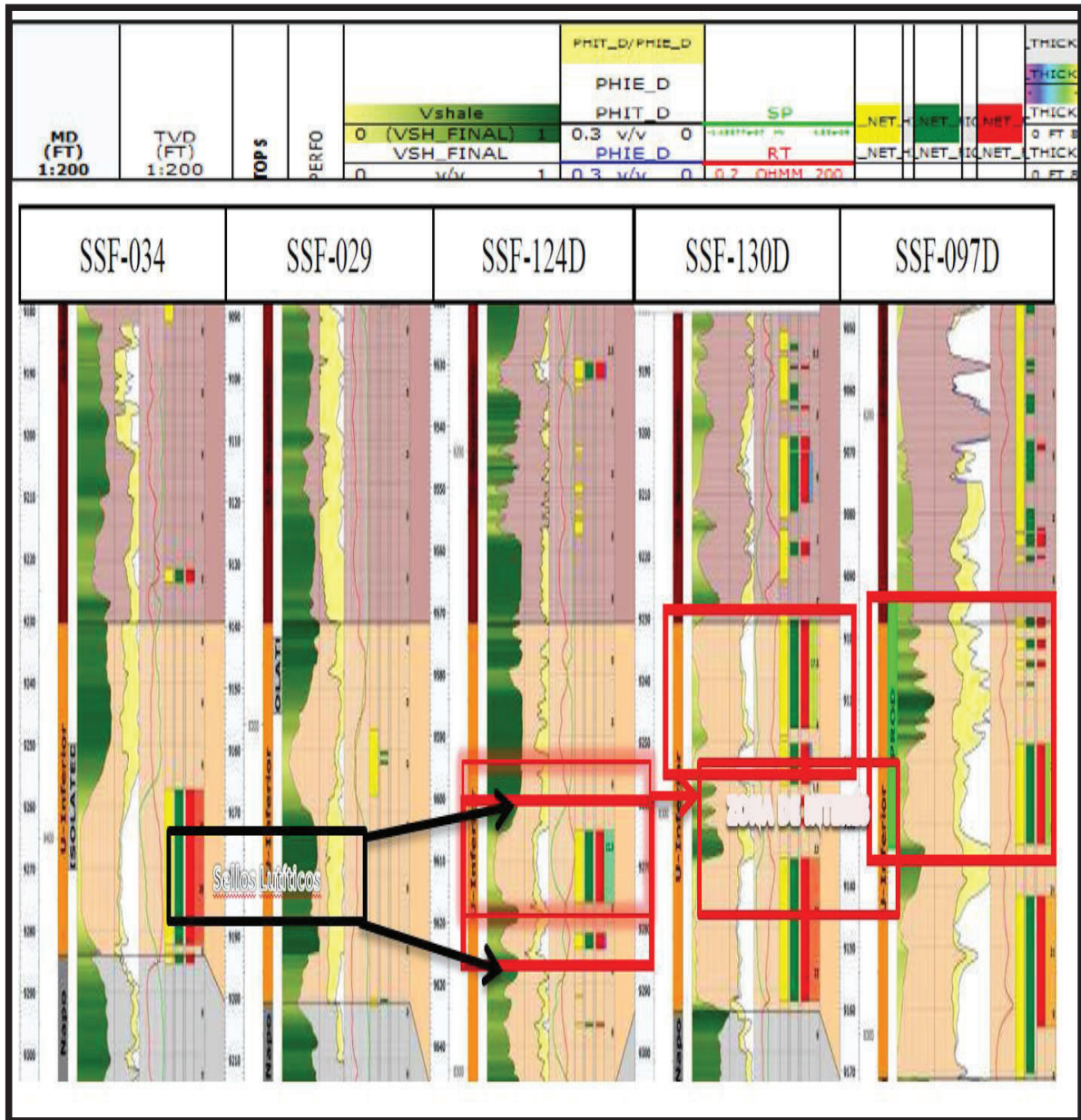
Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

No hay contacto agua petróleo ni zona de transición en el mismo bloque de la zona de interés.

Sellos de lutita basados en el contenido de volumen de arcilla y correlacionados con la resistividad.

El contacto agua petróleo lejano a la zona de interés.

**ANEXO 1.5 POZO S-124D, ARENA UI, INTERVALOS DE INTERÉS:  
9598'-9626'**



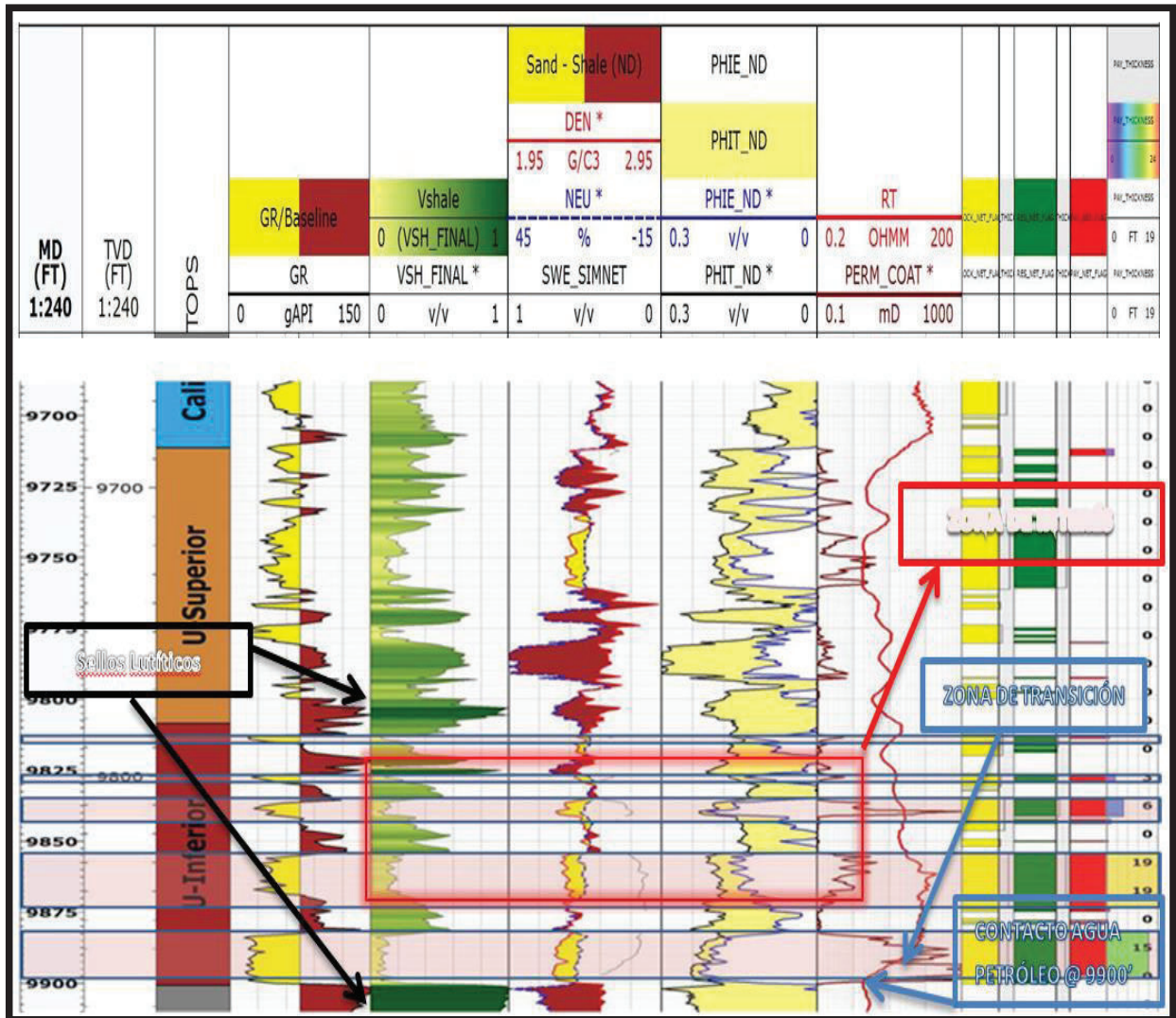
Fuente: Interfaz del programa informático techlog64 2014.3.0

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

No hay contacto agua petróleo ni zona de transición en el mismo bloque de la zona de interés.

Sellos de lutita basados en el contenido de volumen de arcilla y correlacionados con la resistividad.

**ANEXO 1.6 POZO S-175D-ST, ARENA UI, INTERVALOS DE INTERÉS:  
9831'-9836'; 9845'-9850'; 9855'-9861'**



Fuente: Interfaz del programa informático techlog64 2014.3.0

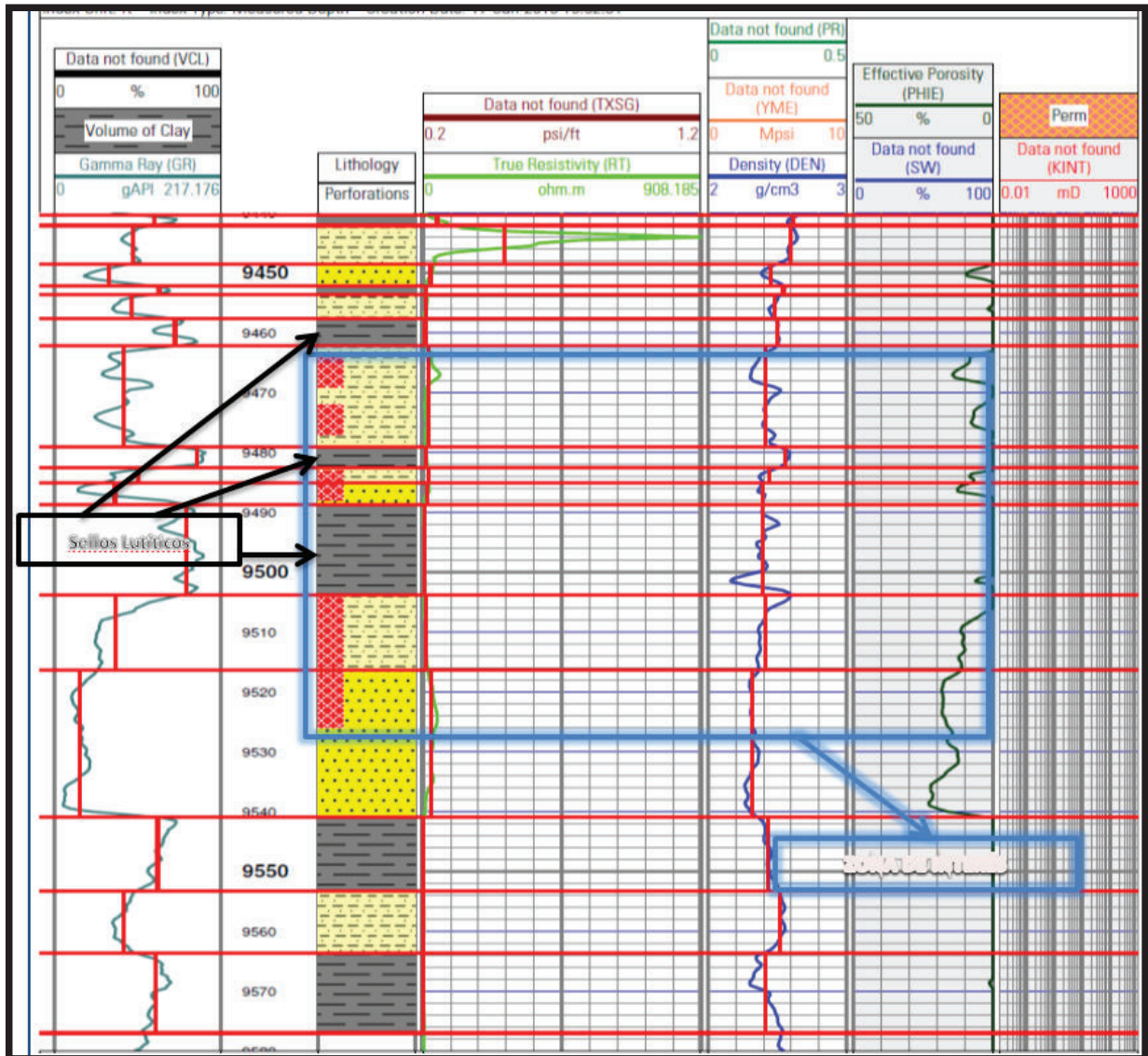
Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Si hay contacto agua petróleo y zona de transición en el mismo bloque de la zona de interés.

Sellos de lutita basados en el contenido de volumen de arcilla y correlacionados con la resistividad.

El contacto agua petróleo lejano a la zona de interés.

**ANEXO 1.7 POZO S-141D, ARENA UI, INTERVALOS DE INTERÉS:  
9464'-9469'; 9472'-477'; 9483'-9488'; 9504'-9526'**



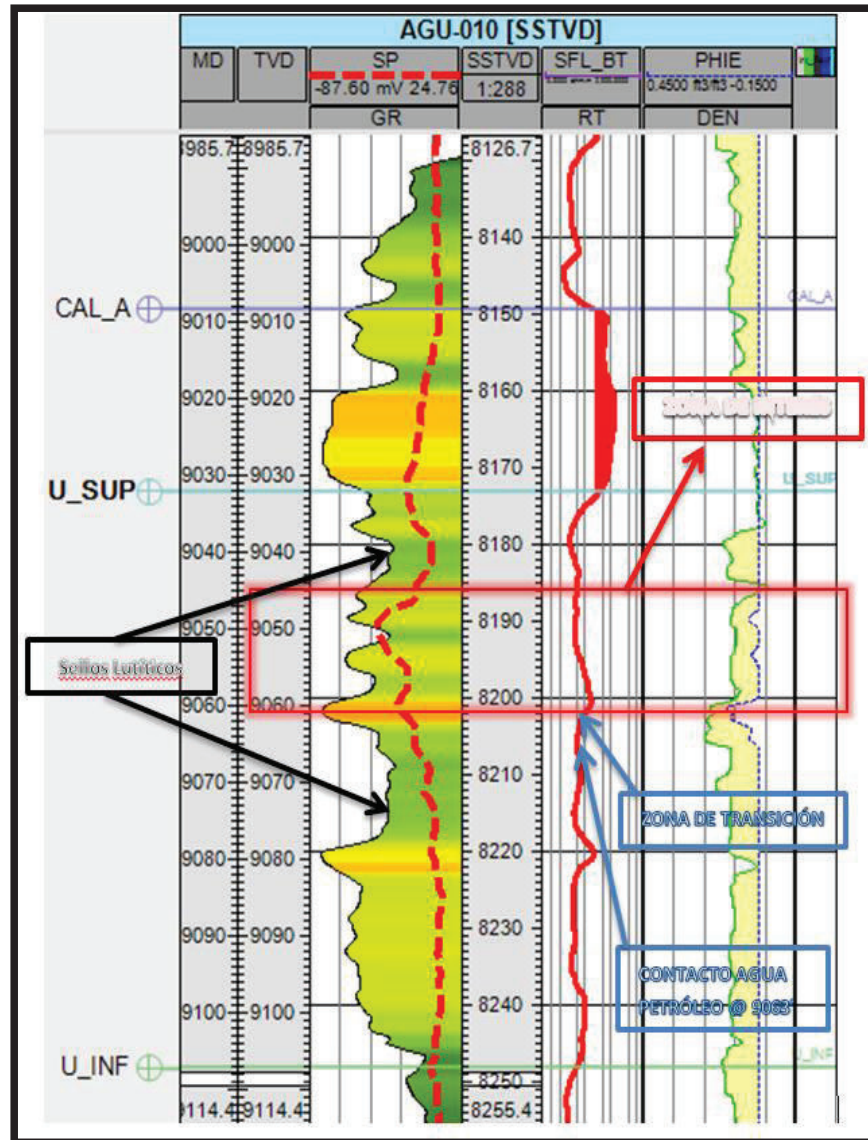
Fuente: Interfaz del programa informático techlog64 2014.3.0

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

No hay contacto agua petróleo ni zona de transición en el mismo bloque de la zona de interés.

Sellos de lutita basados en el contenido de volumen de arcilla y correlacionados con la resistividad.

**ANEXO 1. 8 POZO A-010, ARENA US+UI, INTERVALOS DE INTERÉS:  
9045'-9063'**



Fuente: Interfaz del programa informático techlog64 2014.3.0

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

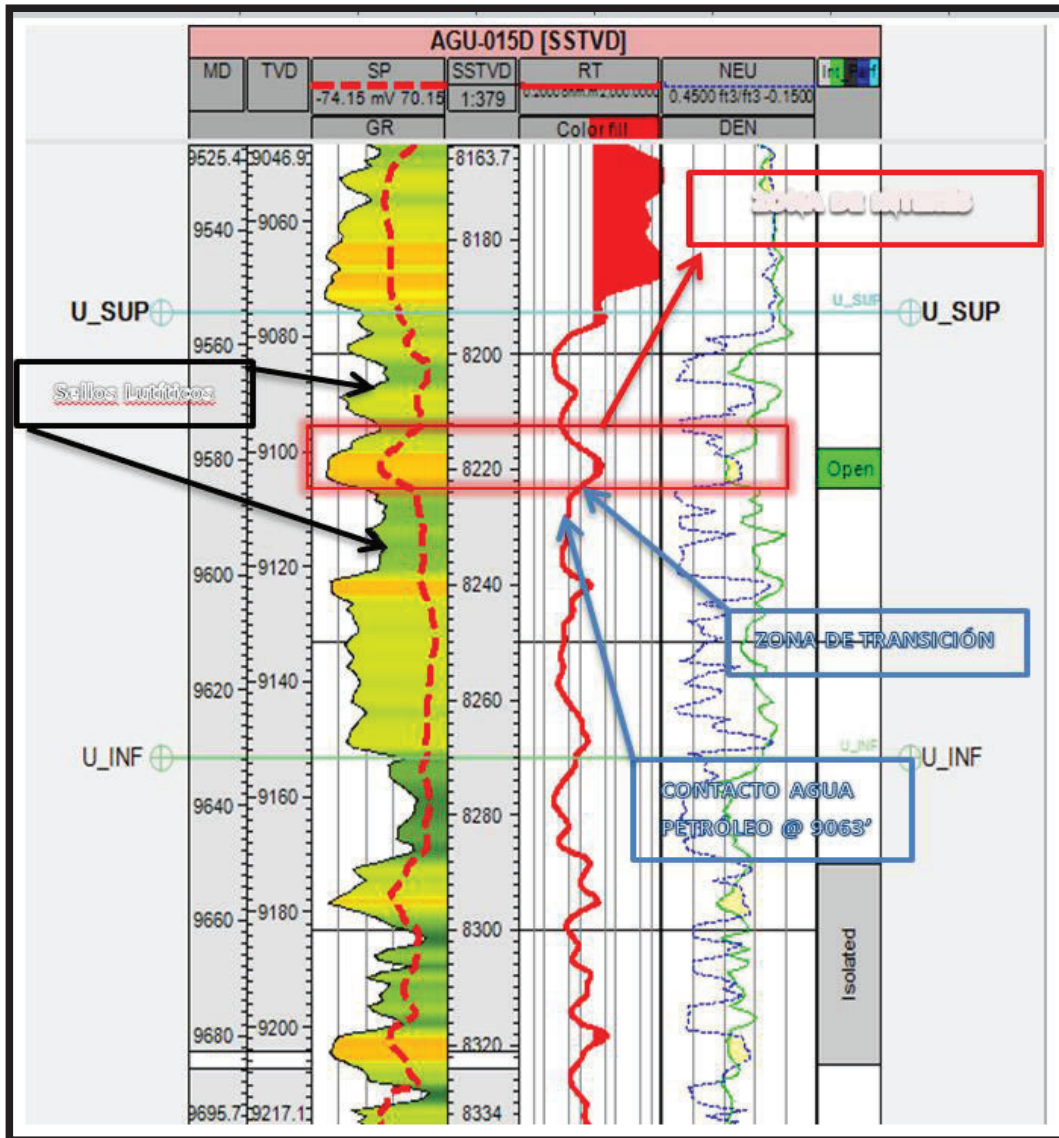
Si hay contacto agua petróleo y zona de transición en el mismo bloque de la zona de interés.

Sellos de lutita basados en el contenido de volumen de arcilla y correlacionados con la resistividad.

El contacto agua petróleo no lejano a la zona de interés.



**ANEXO 1.9 POZO A-015D, ARENA US, INTERVALOS DE INTERÉS:  
9578'-9585'**



Fuente: Interfaz del programa informático techlog64 2014.3.0

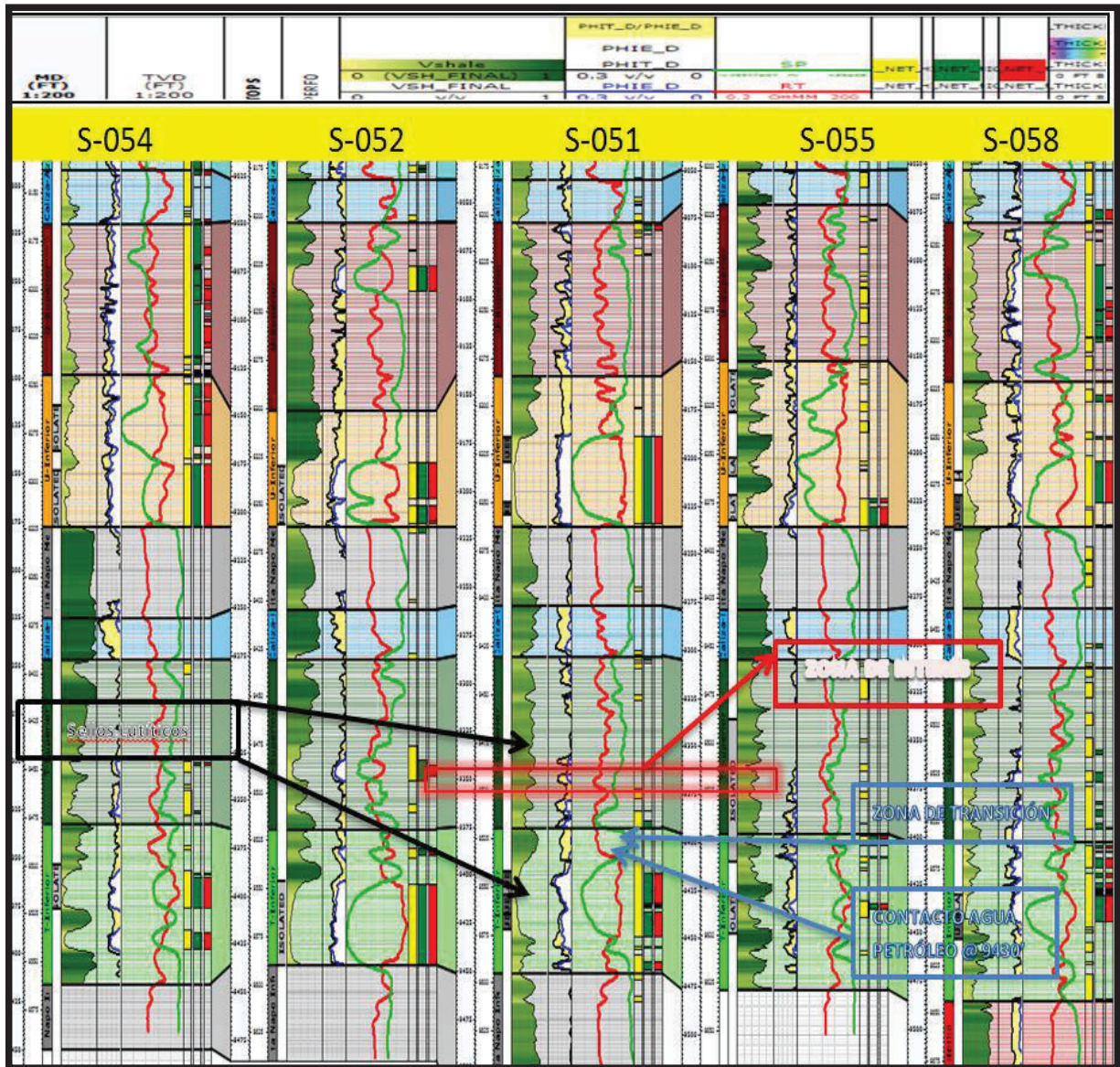
Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Si hay contacto agua petróleo y zona de transición en el mismo bloque de la zona de interés.

Sellos de lutita basados en el contenido de volumen de arcilla y correlacionados con la resistividad.

El contacto agua petróleo no lejano a la zona de interés.

ANEXO 1. 10 POZO S-051B, ARENA TI, INTERVALOS DE INTERÉS:  
9390'-9405'



Fuente: Interfaz del programa informático techlog64 2014.3.0

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

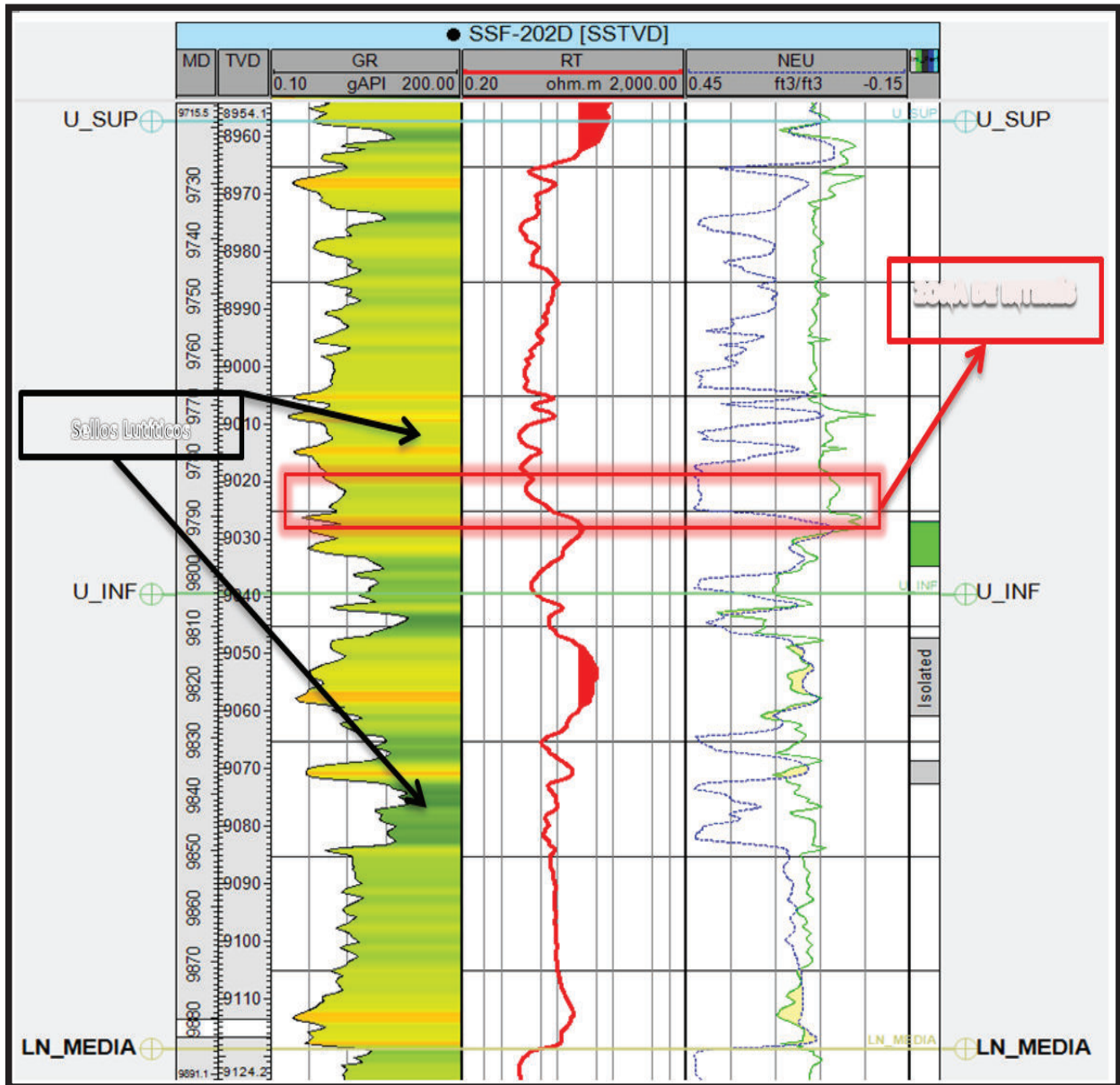
Si hay contacto agua petróleo y zona de transición en el mismo bloque de la zona de interés.

Sellos de lutita basados en el contenido de volumen de arcilla y correlacionados con la resistividad.

El contacto agua petróleo no lejano a la zona de interés.



**ANEXO 1. 12 POZO S-202D, ARENA US, INTERVALOS DE INTERÉS:  
9782'-9790'**



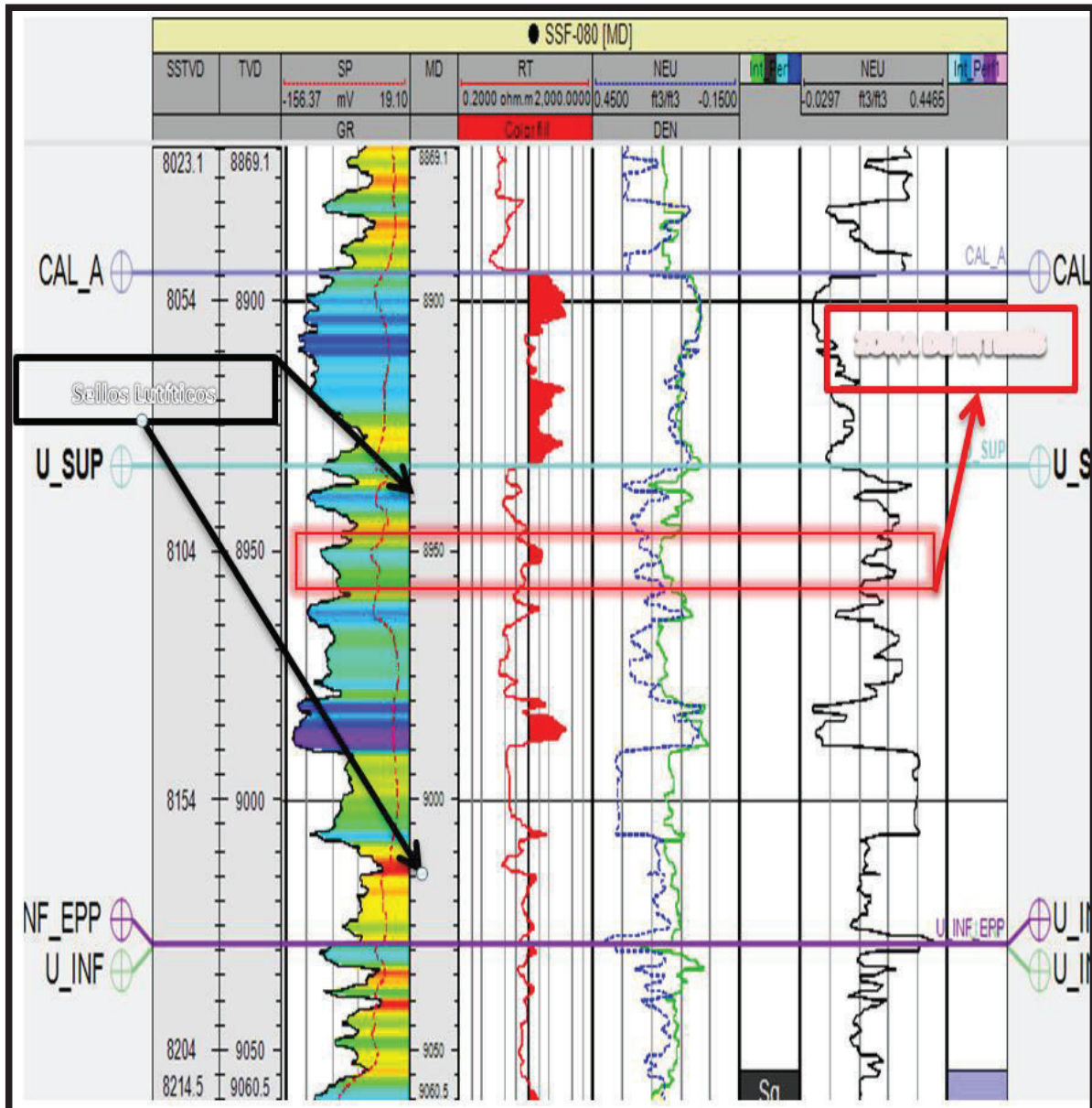
Fuente: Interfaz del programa informático techlog64 2014.3.0

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

No hay contacto agua petróleo y zona de transición en el mismo bloque de la zona de interés.

Sellos de lutita basados en el contenido de volumen de arcilla y correlacionados con la resistividad.

**ANEXO 1. 13 POZO S-080, ARENA US, INTERVALOS DE INTERÉS:  
8946'-8964'**



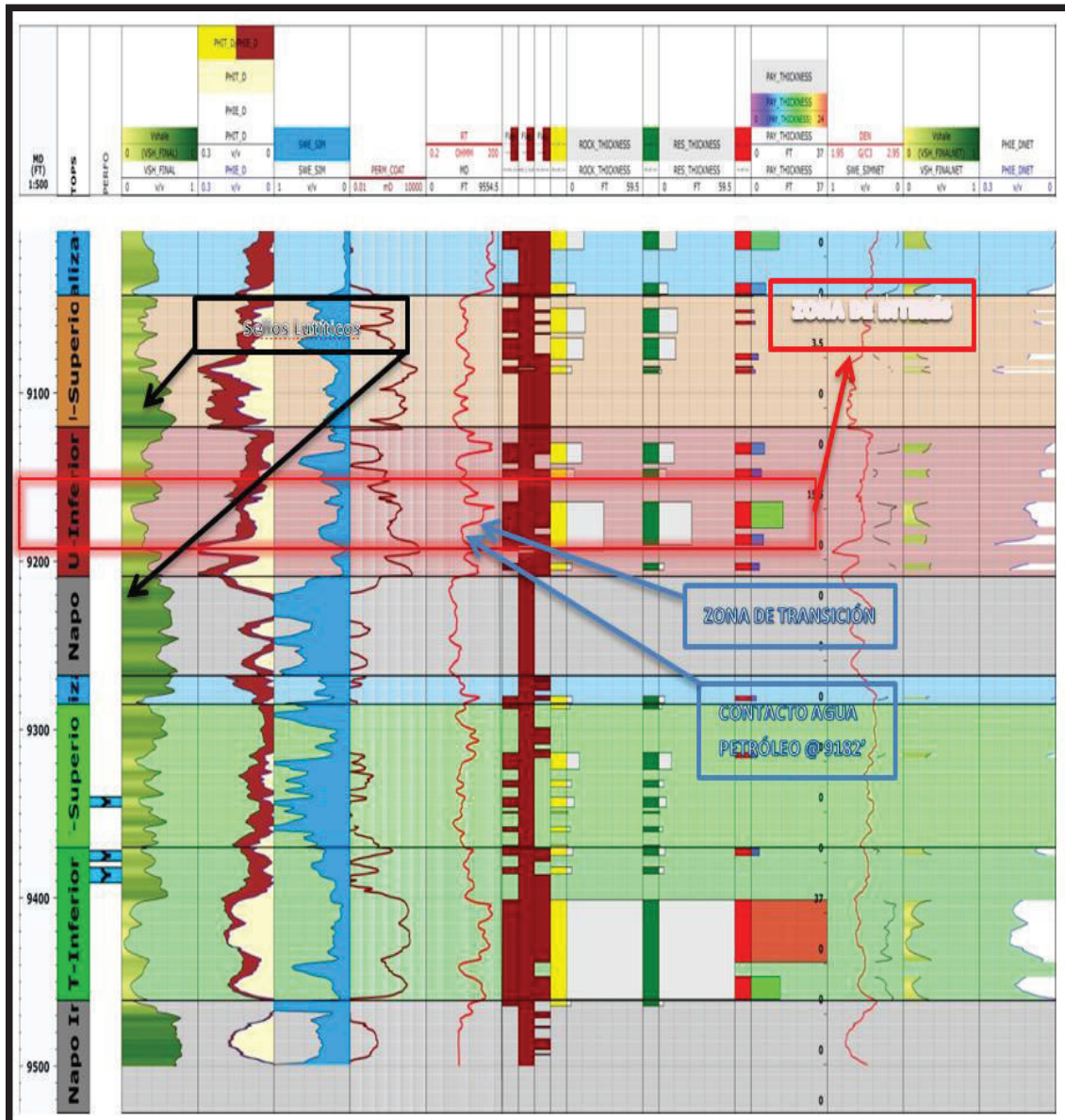
Fuente: Interfaz del programa informático techlog64 2014.3.0

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

No hay contacto agua petróleo y zona de transición en el mismo bloque de la zona de interés.

Sellos de lutita basados en el contenido de volumen de arcilla y correlacionados con la resistividad.

**ANEXO 1. 14 POZO S-011, ARENA UI, INTERVALOS DE INTERÉS:  
9166'-9176'**



Fuente: Interfaz del programa informático techlog64 2014.3.0

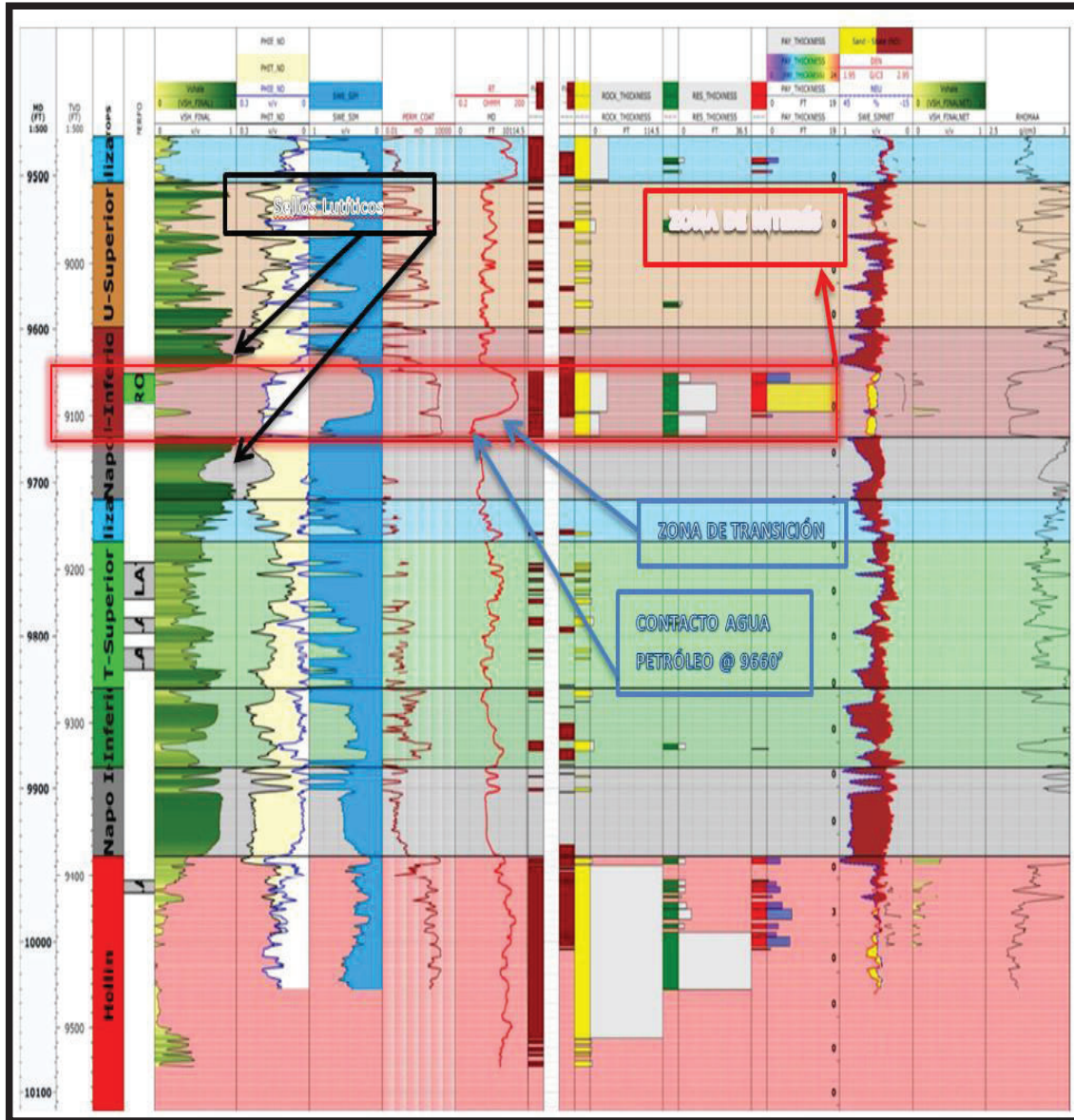
Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Si hay contacto agua petróleo y zona de transición en el mismo bloque de la zona de interés.

Sellos de lutita basados en el contenido de volumen de arcilla y correlacionados con la resistividad.

El contacto agua petróleo no lejano a la zona de interés.

**ANEXO 1. 15 POZO S-108, ARENA UI, INTERVALOS DE INTERÉS:  
9623'-9642'**



Fuente: Interfaz del programa informático techlog64 2014.3.0

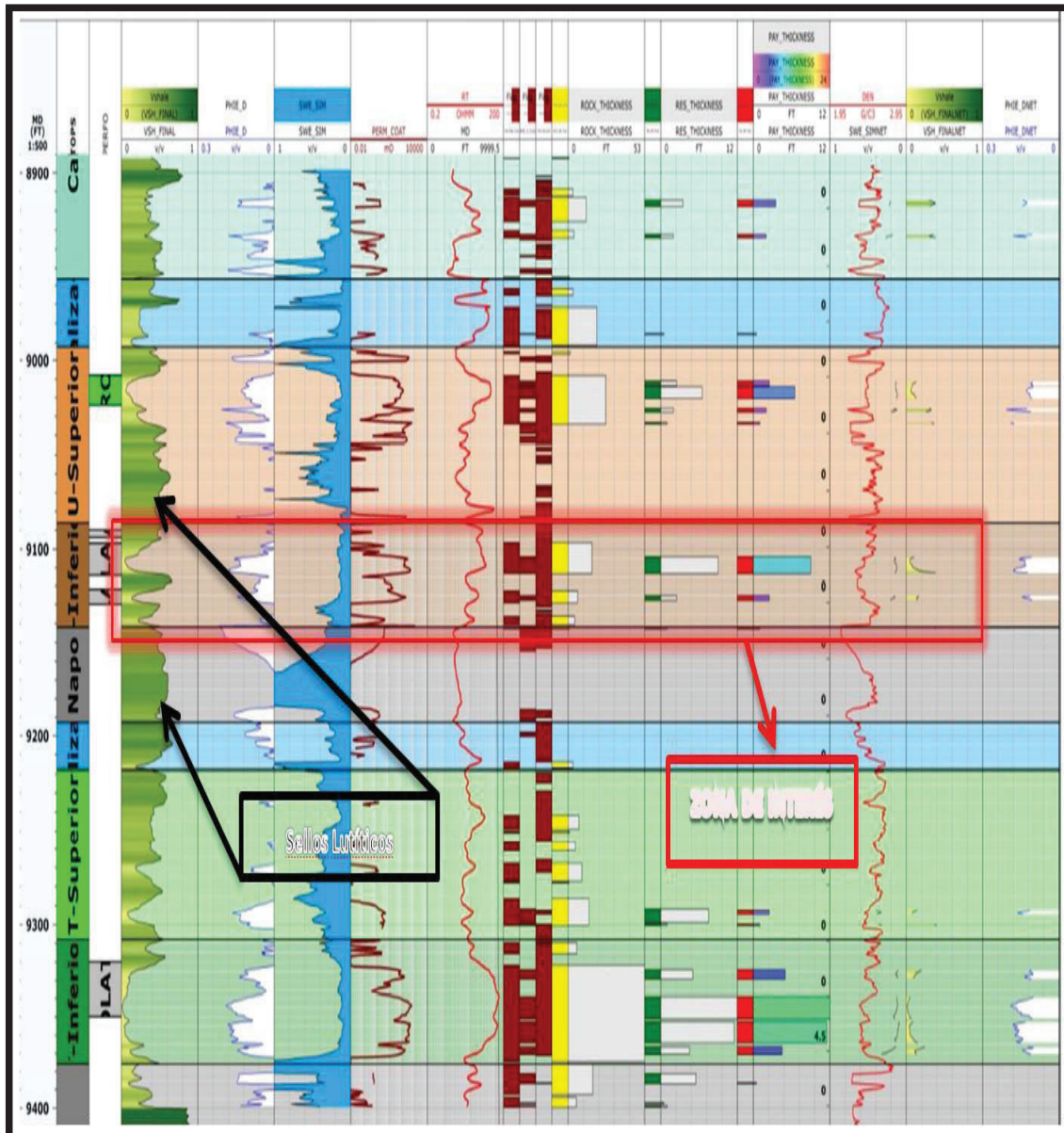
Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Si hay contacto agua petróleo y zona de transición en el mismo bloque de la zona de interés.

Sellos de lutita basados en el contenido de volumen de arcilla y correlacionados con la resistividad.

El contacto agua petróleo no lejano a la zona de interés.

**ANEXO 1. 16 POZO S-059, ARENA US, INTERVALO DE INTERÉS:  
9122'-9130', 9097'-9113', 9090'-9094'**



Fuente: Interfaz del programa informático techlog64 2014.3.0

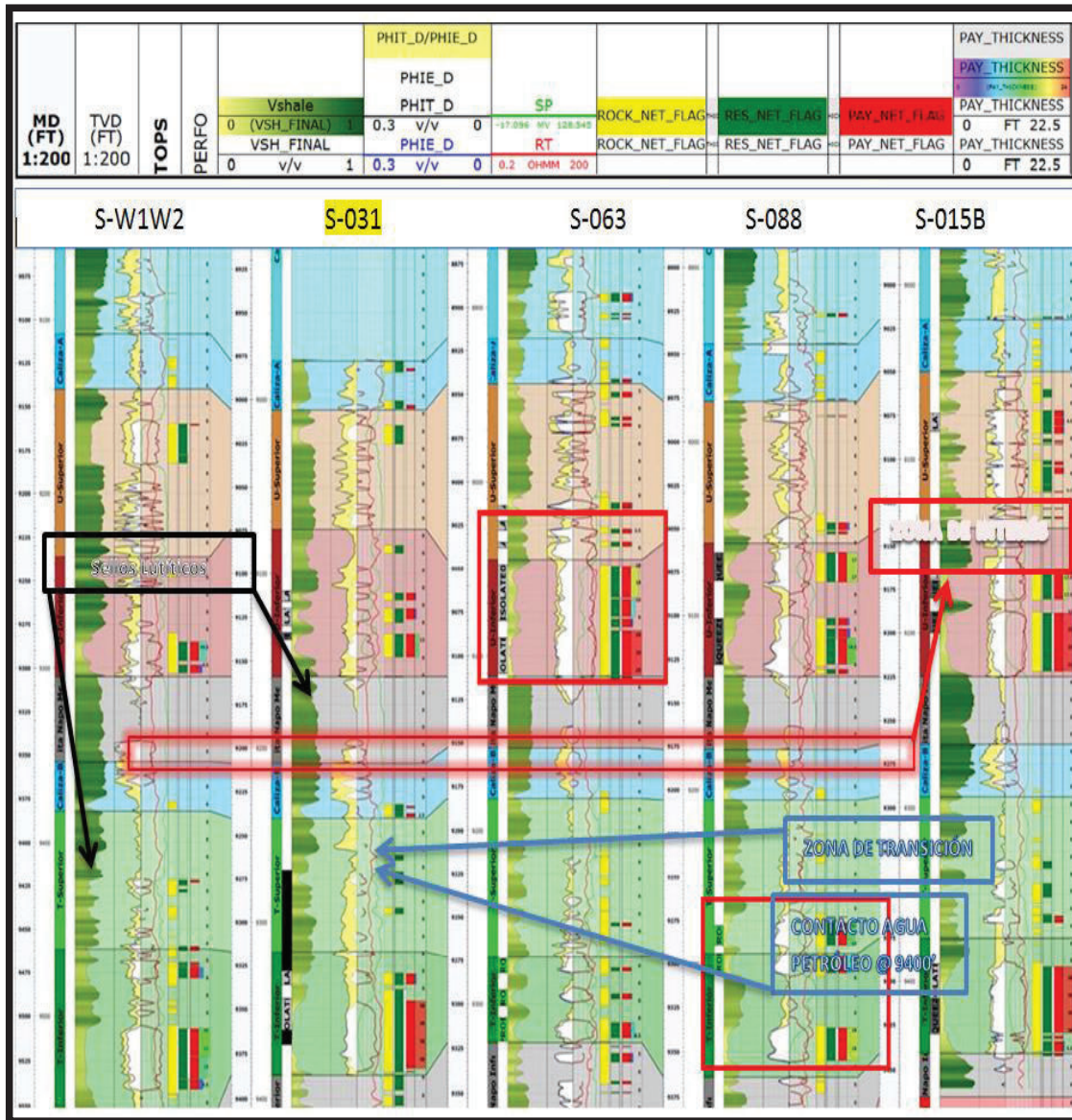
Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

No hay contacto agua petróleo y zona de transición en el mismo bloque de la zona de interés.

Sellos de lutita basados en el contenido de volumen de arcilla y correlacionados con la resistividad.



ANEXO 1. 17 POZO S-031, ARENA TI, INTERVALOS DE INTERÉS:  
9328'-9336'



Fuente: Interfaz del programa informático techlog64 2014.3.0

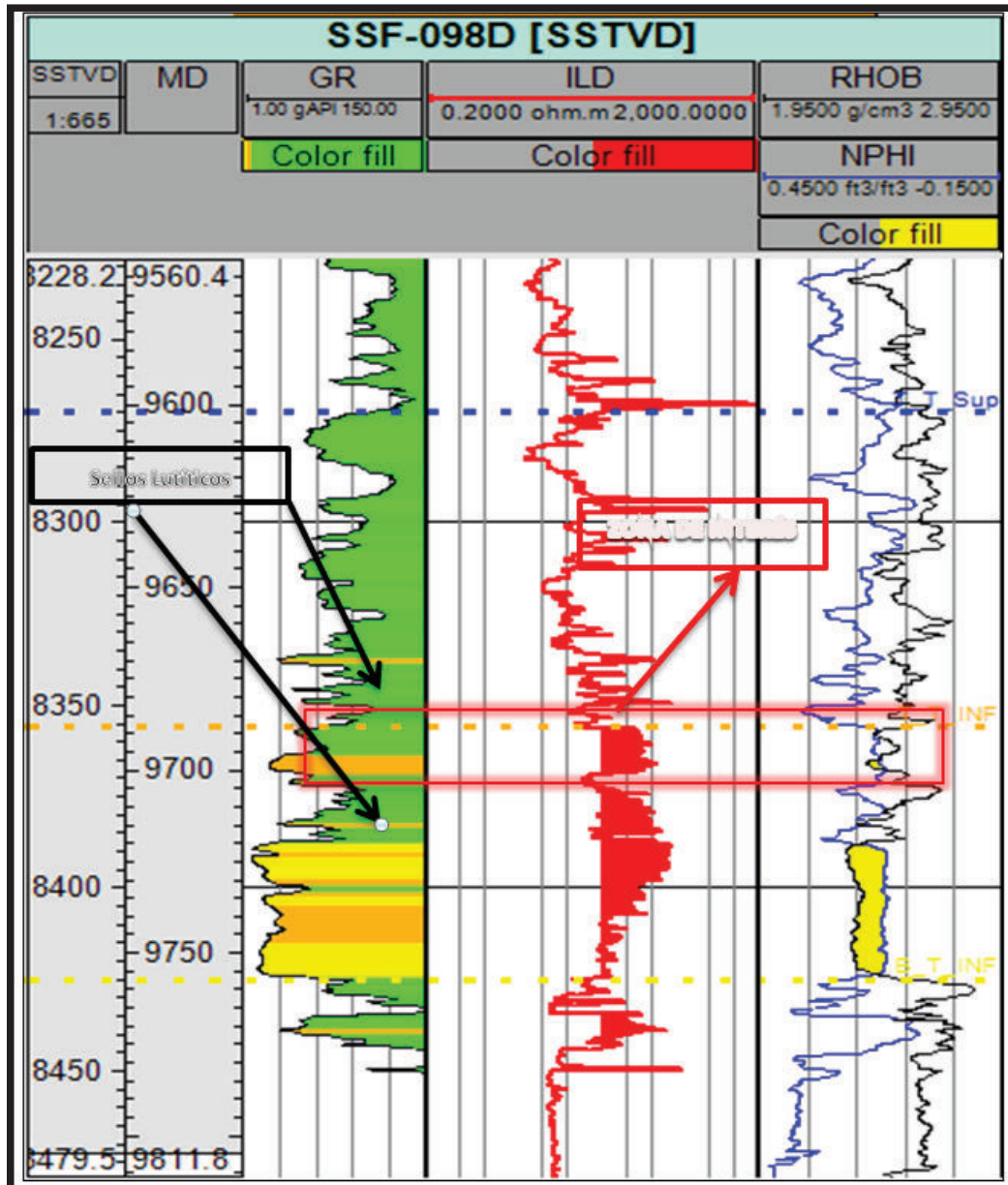
Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

Si hay contacto agua petróleo y zona de transición en el mismo bloque de la zona de interés.

Sellos de lutita basados en el contenido de volumen de arcilla y correlacionados con la resistividad.

El contacto agua petróleo no lejano a la zona de interés.

ANEXO 1. 18 POZO S-098D, ARENA TI, INTERVALOS DE INTERÉS:  
9688'-9701'



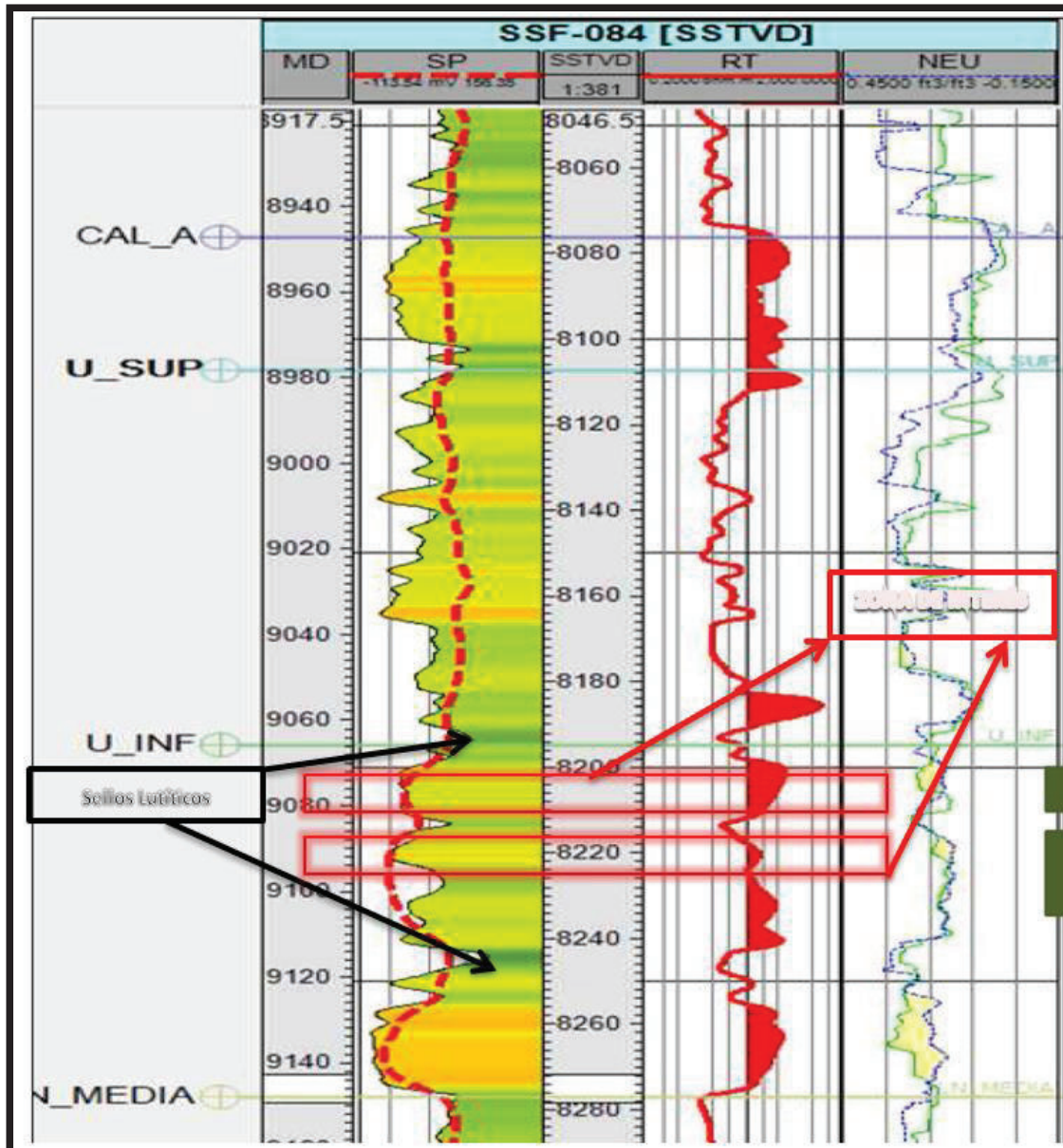
Fuente: Interfaz del programa informático techlog64 2014.3.0

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

No hay contacto agua petróleo y zona de transición en el mismo bloque de la zona de interés.

Sellos de lutita basados en el contenido de volumen de arcilla y correlacionados con la resistividad.

ANEXO 1. 19 POZO S-084, ARENA UI, INTERVALOS DE INTERÉS:  
9071'-9082', 9086'-9096'



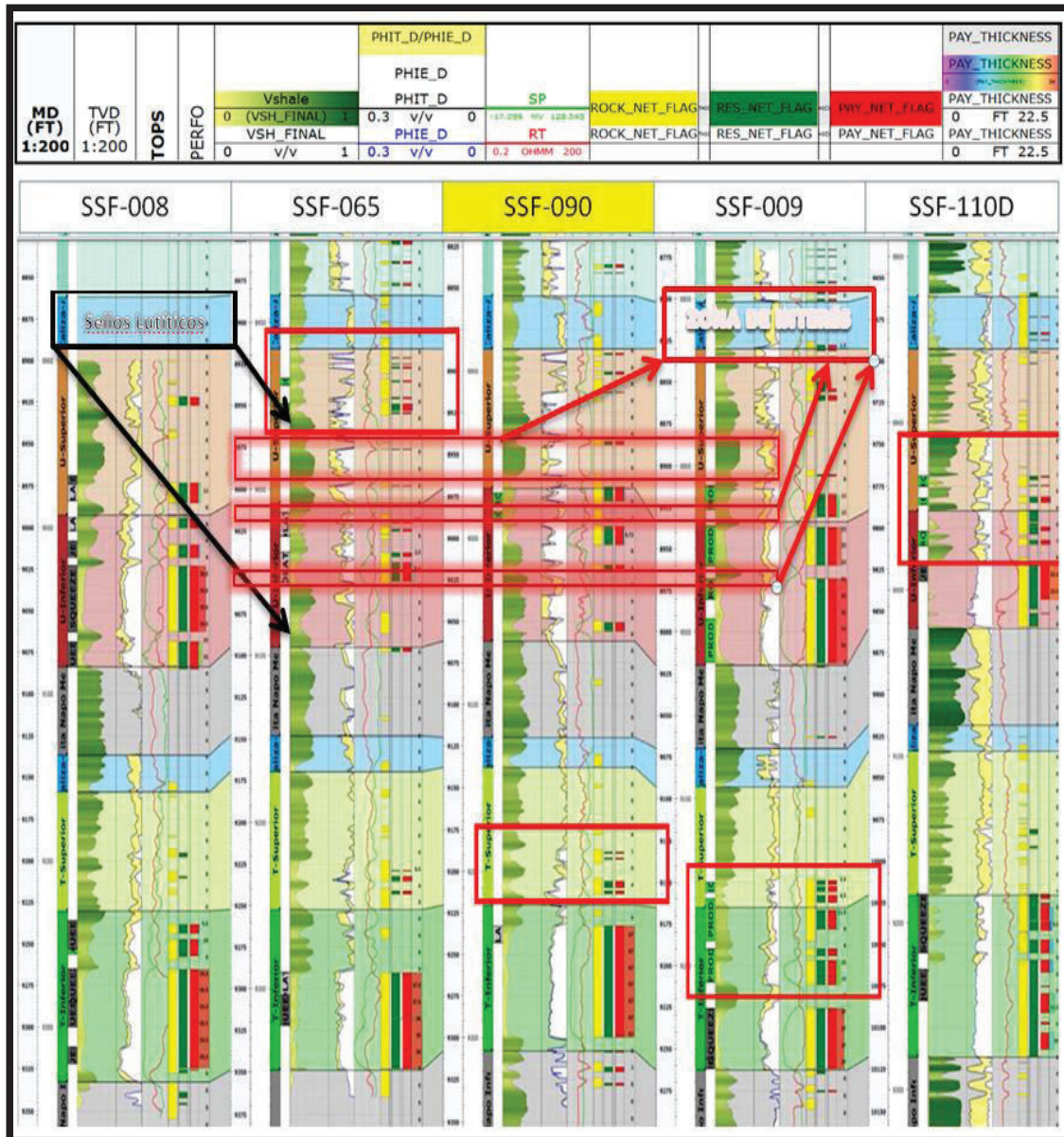
Fuente: Interfaz del programa informático techlog64 2014.3.0

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

No hay contacto agua petróleo y zona de transición en el mismo bloque de la zona de interés.

Sellos de lutita basados en el contenido de volumen de arcilla y correlacionados con la resistividad.

ANEXO 1. 20 POZO S-090, ARENA UI, INTERVALOS DE INTERÉS:  
8973'-8980', 8984'-8990', 9016'-9020', 9050'-9055'



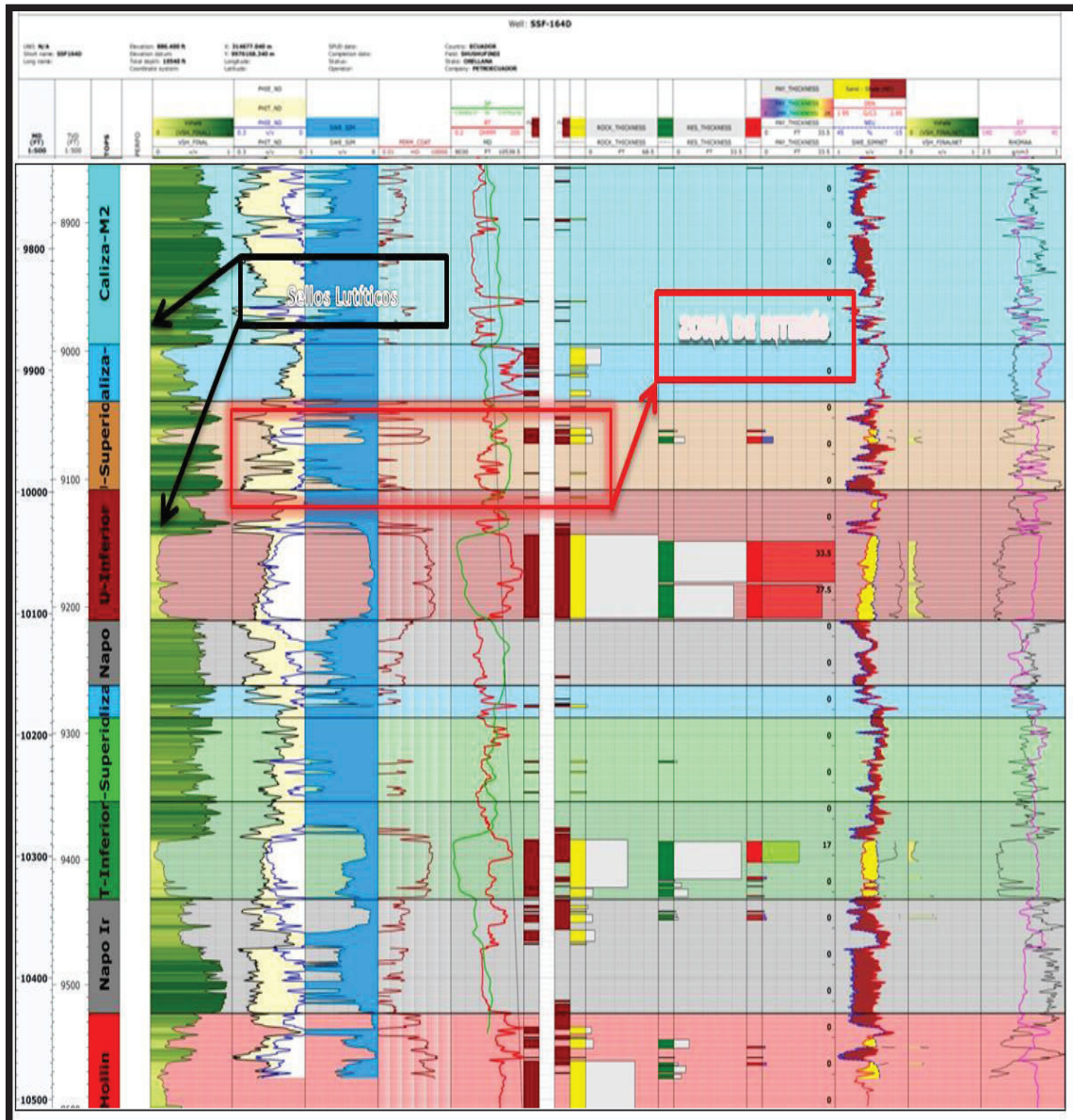
Fuente: Interfaz del programa informático techlog64 2014.3.0

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

No hay contacto agua petróleo y zona de transición en el mismo bloque de la zona de interés.

Sellos de lutita basados en el contenido de volumen de arcilla y correlacionados con la resistividad.

**ANEXO 1. 21 POZO S-164, ARENA UI, INTERVALOS DE INTERÉS:  
9071'-9082', 9086'-9096'**



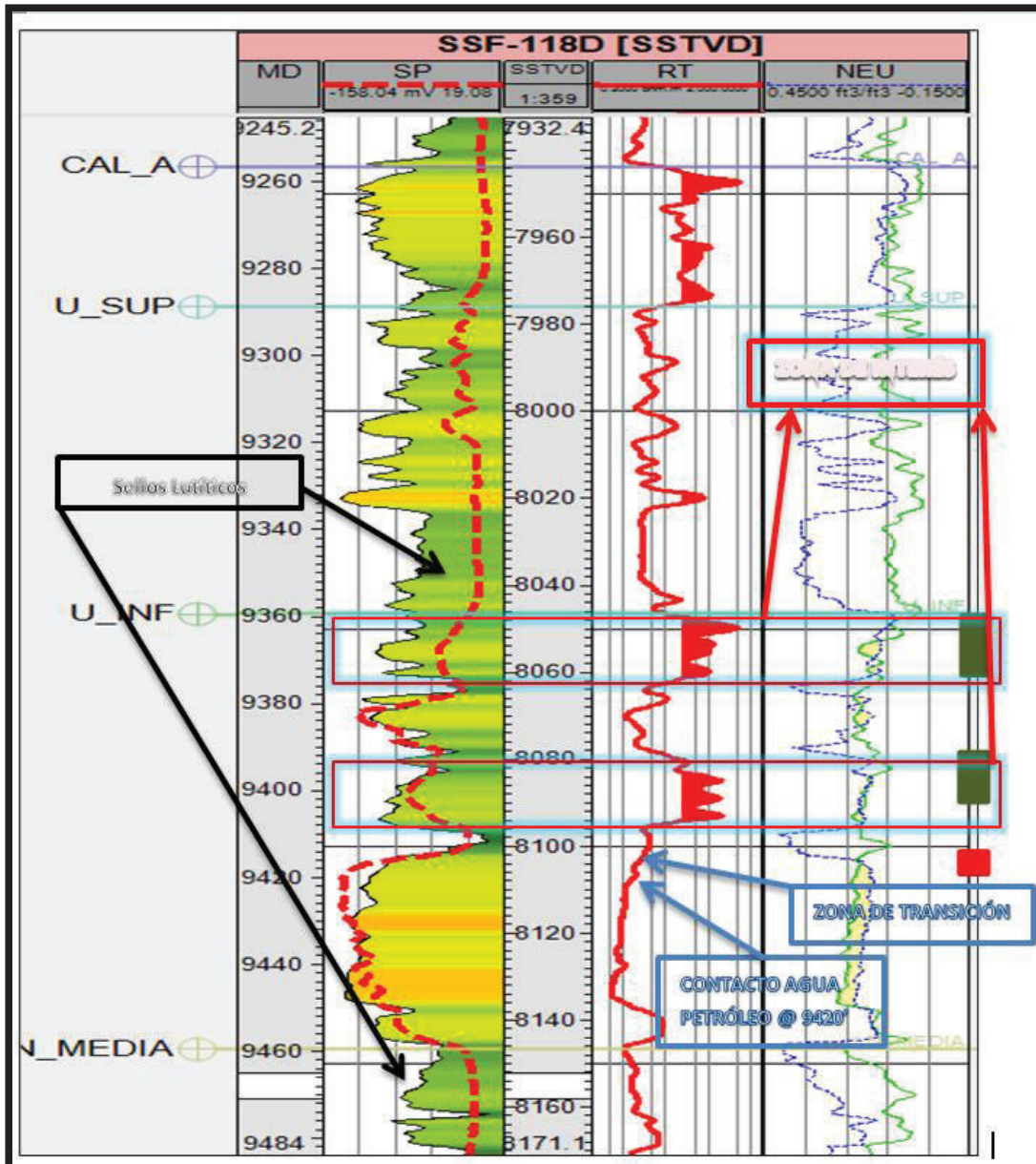
Fuente: Interfaz del programa informático techlog64 2014.3.0

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

No hay contacto agua petróleo y zona de transición en el mismo bloque de la zona de interés.

Sellos de lutita basados en el contenido de volumen de arcilla y correlacionados con la resistividad.

ANEXO 1. 22 POZO S-118, ARENA UI, INTERVALOS DE INTERÉS:  
9360'-9374', 9392'-9402'



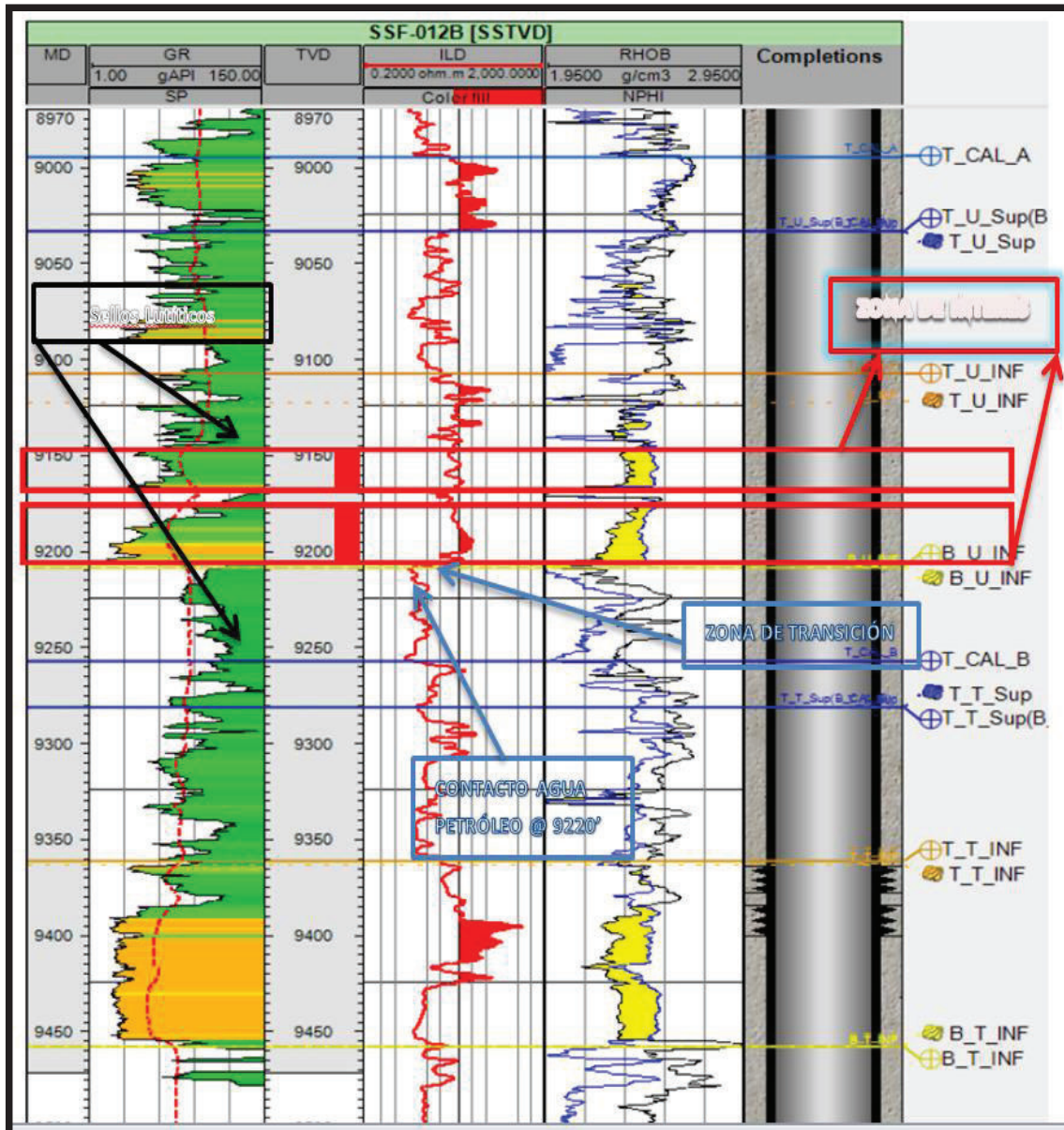
Fuente: Interfaz del programa informático techlog64 2014.3.0

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

No hay contacto agua petróleo y zona de transición en el mismo bloque de la zona de interés.

Sellos de lutita basados en el contenido de volumen de arcilla y correlacionados con la resistividad.

ANEXO 1. 23 POZO S-012B, ARENA TI, INTERVALOS DE INTERÉS:  
9145'-9166', 9175'-9206'



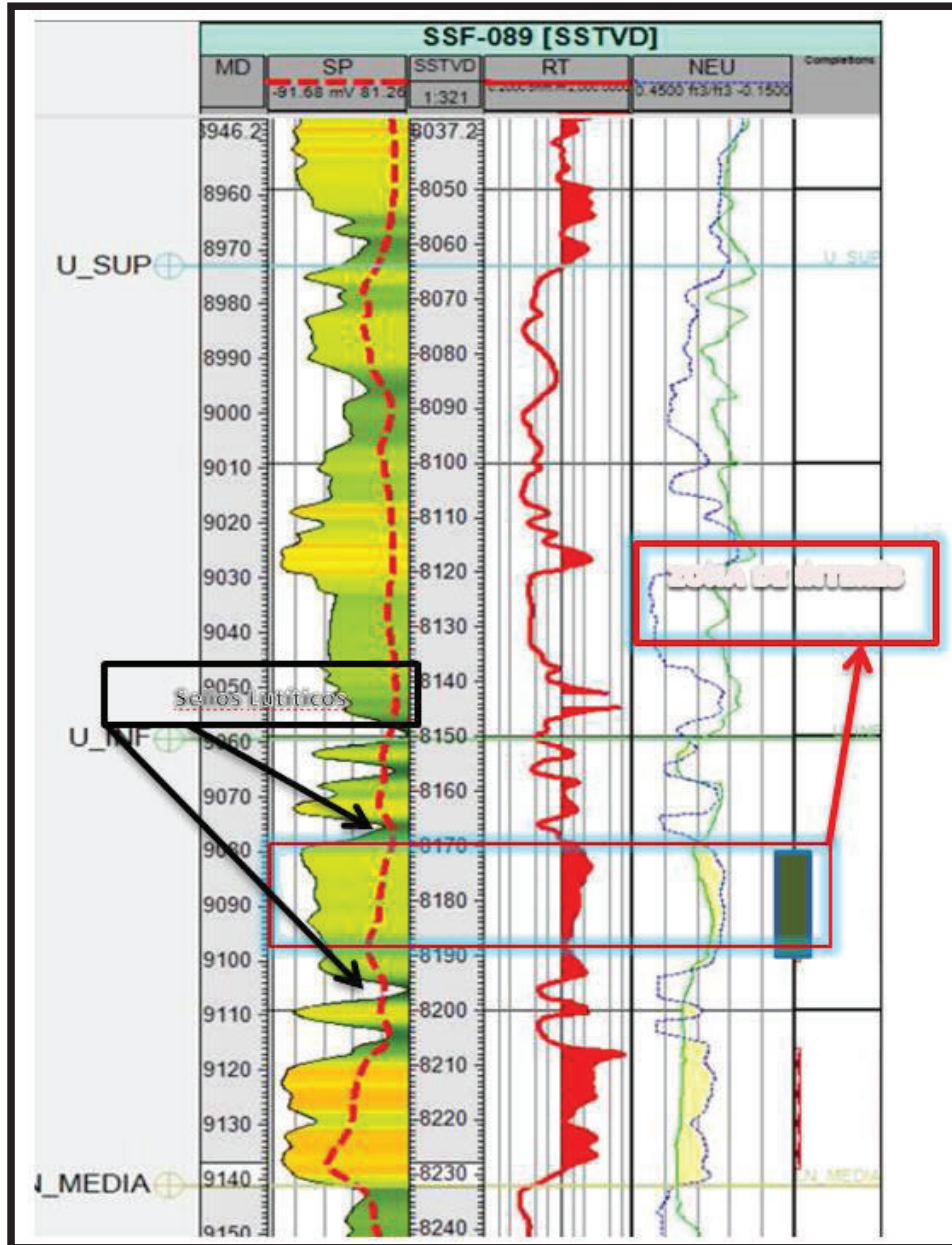
Fuente: Interfaz del programa informático techlog64 2014.3.0

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

No hay contacto agua petróleo y zona de transición en el mismo bloque de la zona de interés.

Sellos de lutita basados en el contenido de volumen de arcilla y correlacionados con la resistividad.

ANEXO 1. 24 POZO S-089, ARENA UI, INTERVALOS DE INTERÉS:  
9080'-9100'



Fuente: Interfaz del programa informático techlog64 2014.3.0

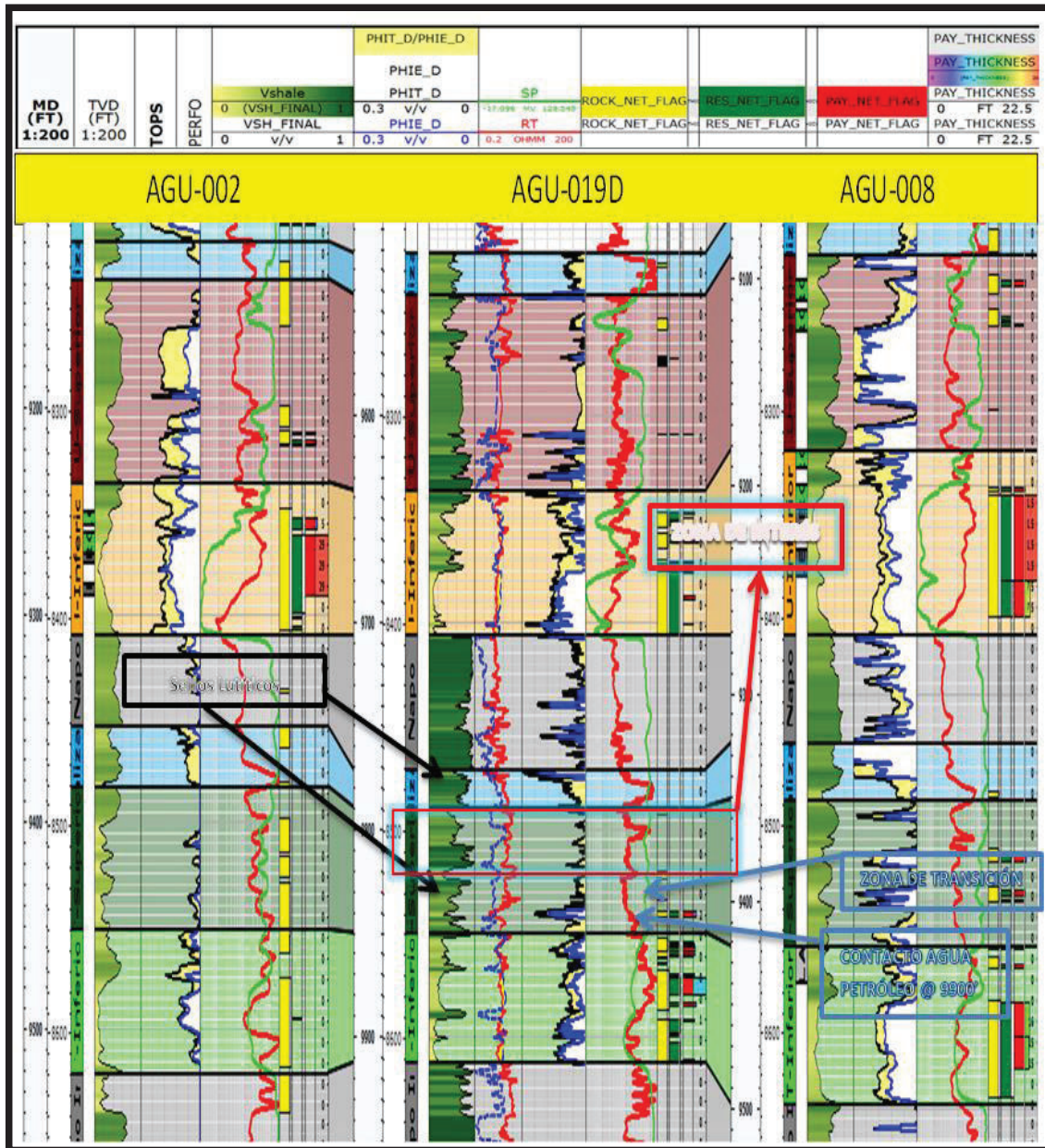
Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

No hay contacto agua petróleo y zona de transición en el mismo bloque de la zona de interés.

Sellos de lutita basados en el contenido de volumen de arcilla y correlacionados con la resistividad.



ANEXO 1. 25 POZO A-019, ARENA US, INTERVALOS DE INTERÉS:  
9852'-9880'



Fuente: Interfaz del programa informático techlog64 2014.3.0

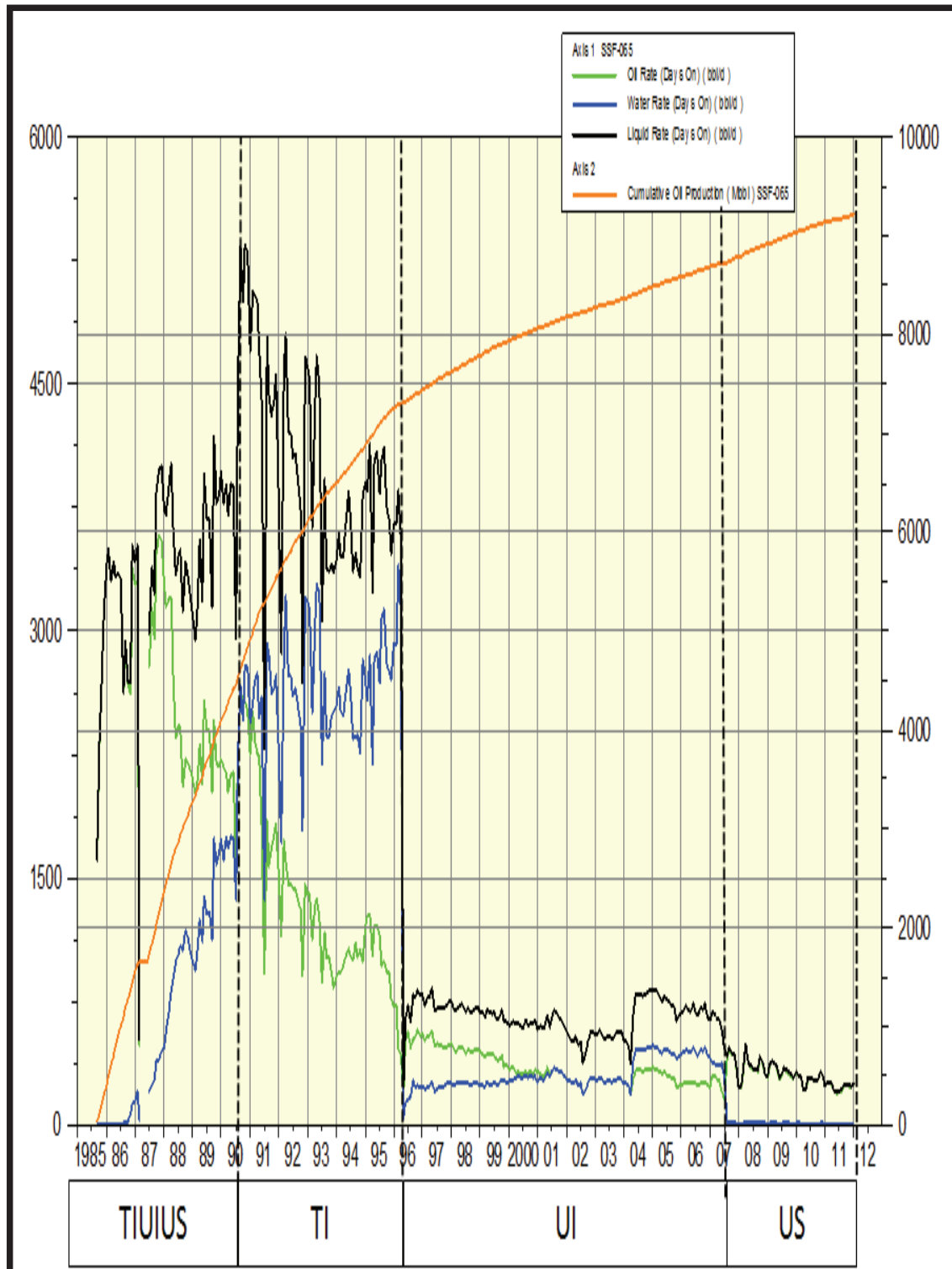
Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

No hay contacto agua petróleo y zona de transición en el mismo bloque de la zona de interés.

Sellos de lutita basados en el contenido de volumen de arcilla y correlacionados con la resistividad.

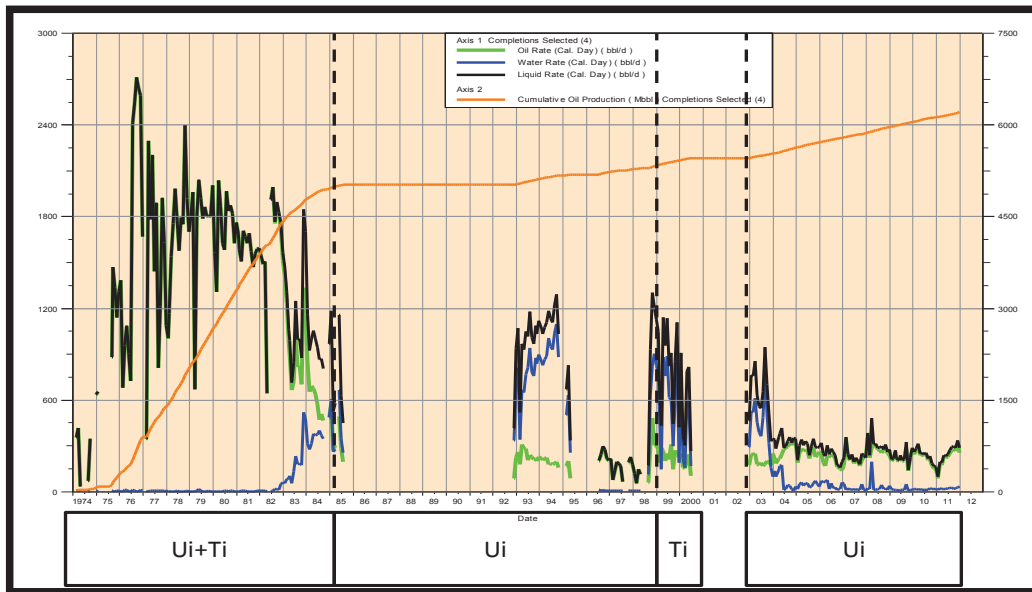
**ANEXO NO.2**  
**HISTORIALES DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS INTERVENIDOS**

### ANEXO 2.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE POZO S-065



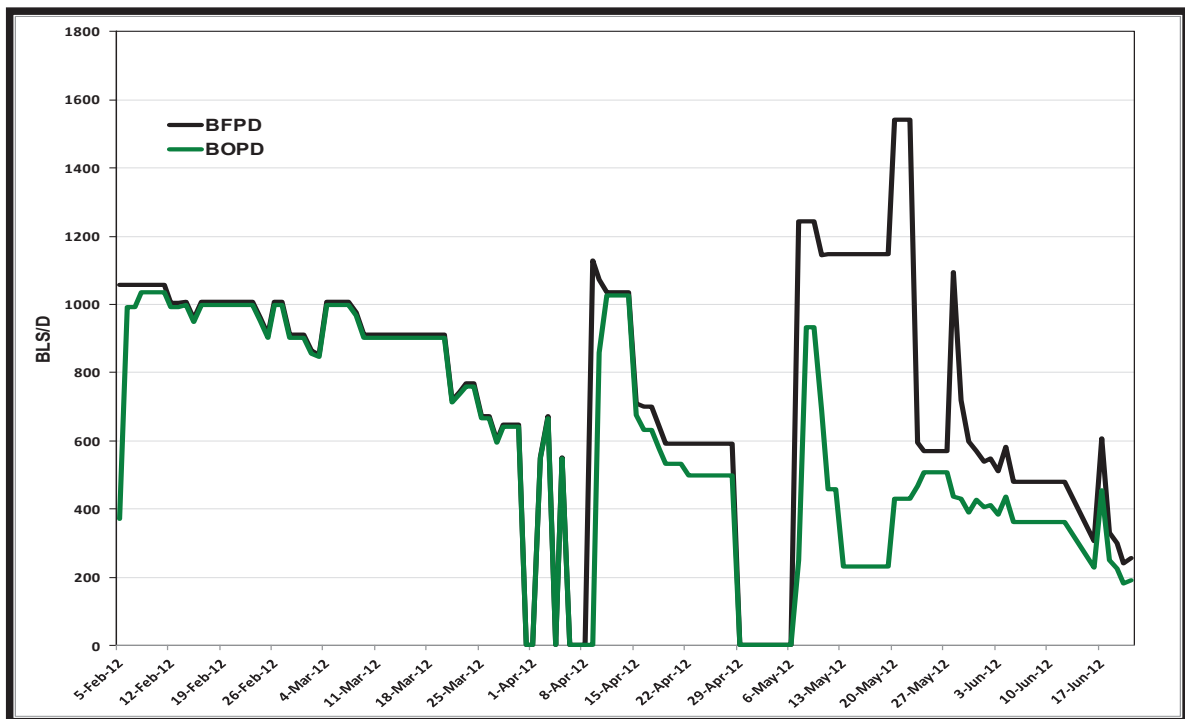
Fuente: Reportes de producción, Petroamazonas EP.

**ANEXO 2. 2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE POZO S-046**



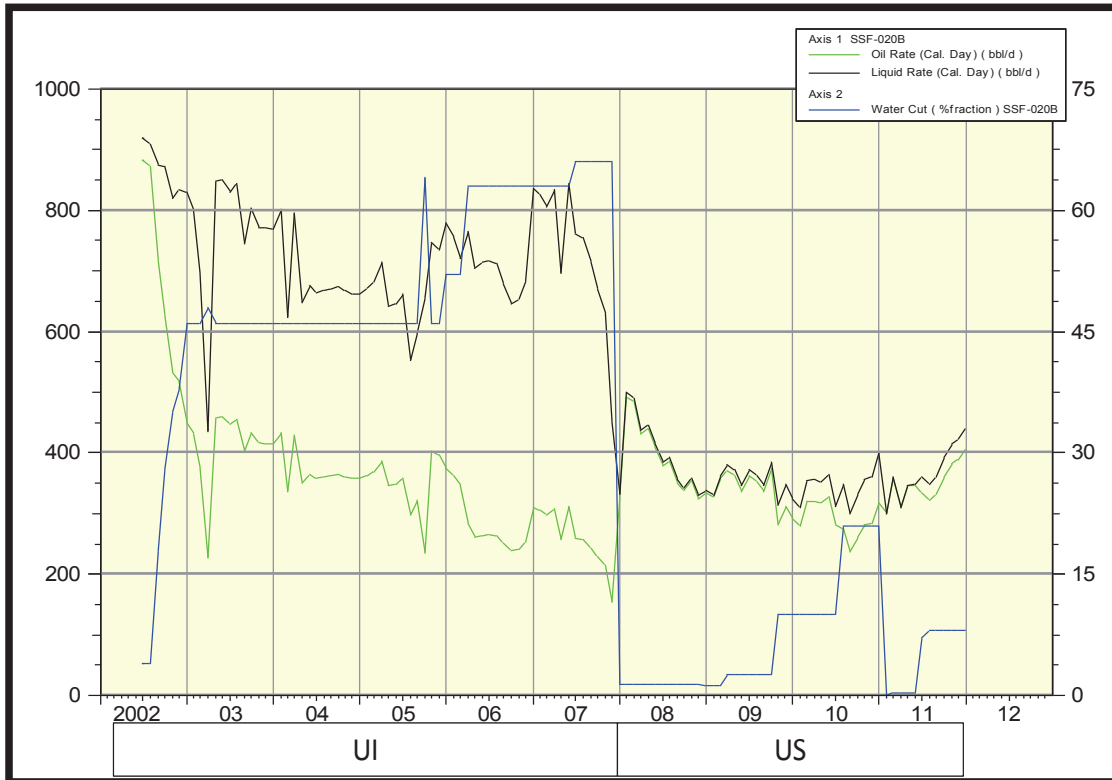
Fuente: Reportes de producción, Petroamazonas EP.

**ANEXO 2. 3 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE POZO A-001W**



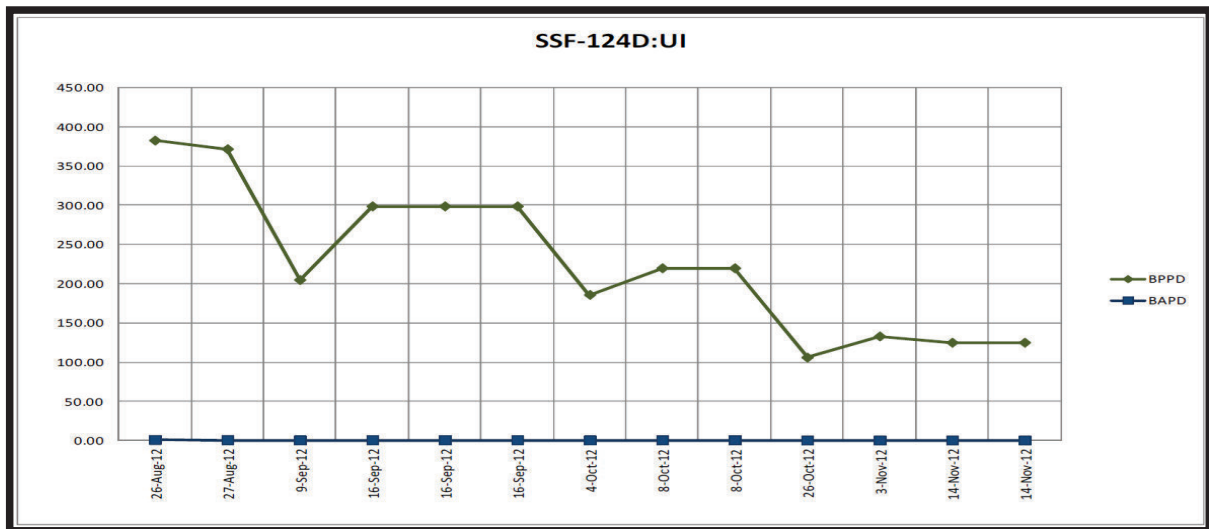
Fuente: Reportes de producción, Petroamazonas EP.

**ANEXO 2. 4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE POZO S-020B**



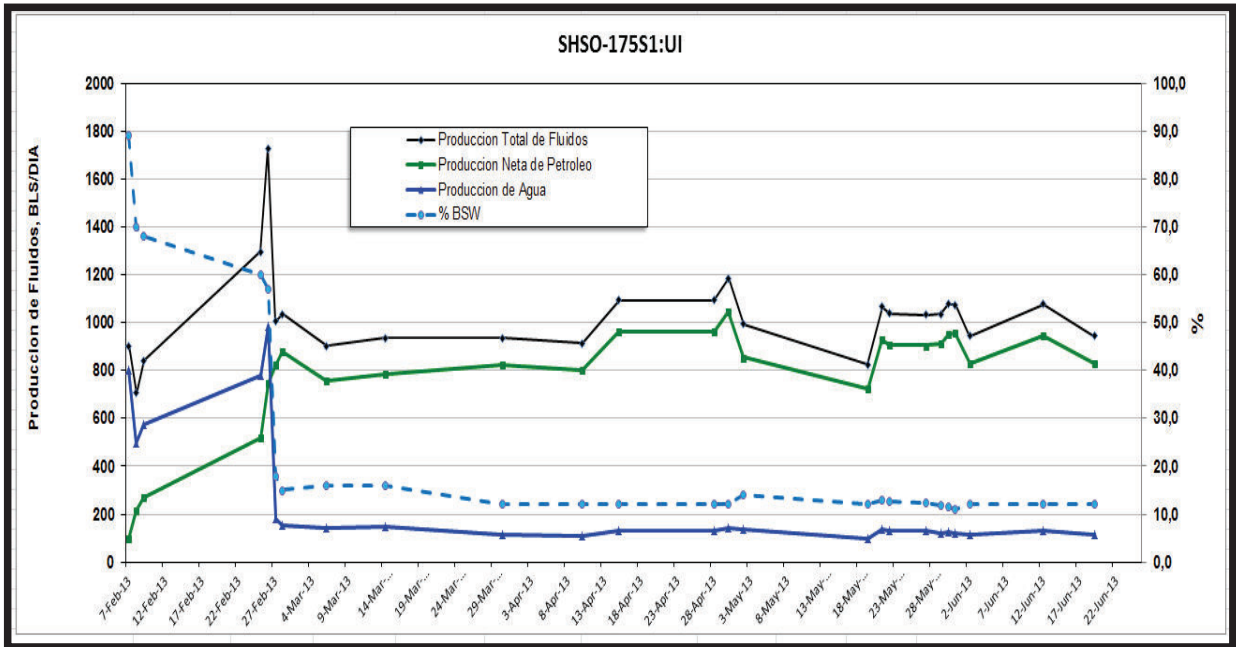
Fuente: Reportes de producción, Petroamazonas EP.

**ANEXO 2. 5 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE POZO S-124D**



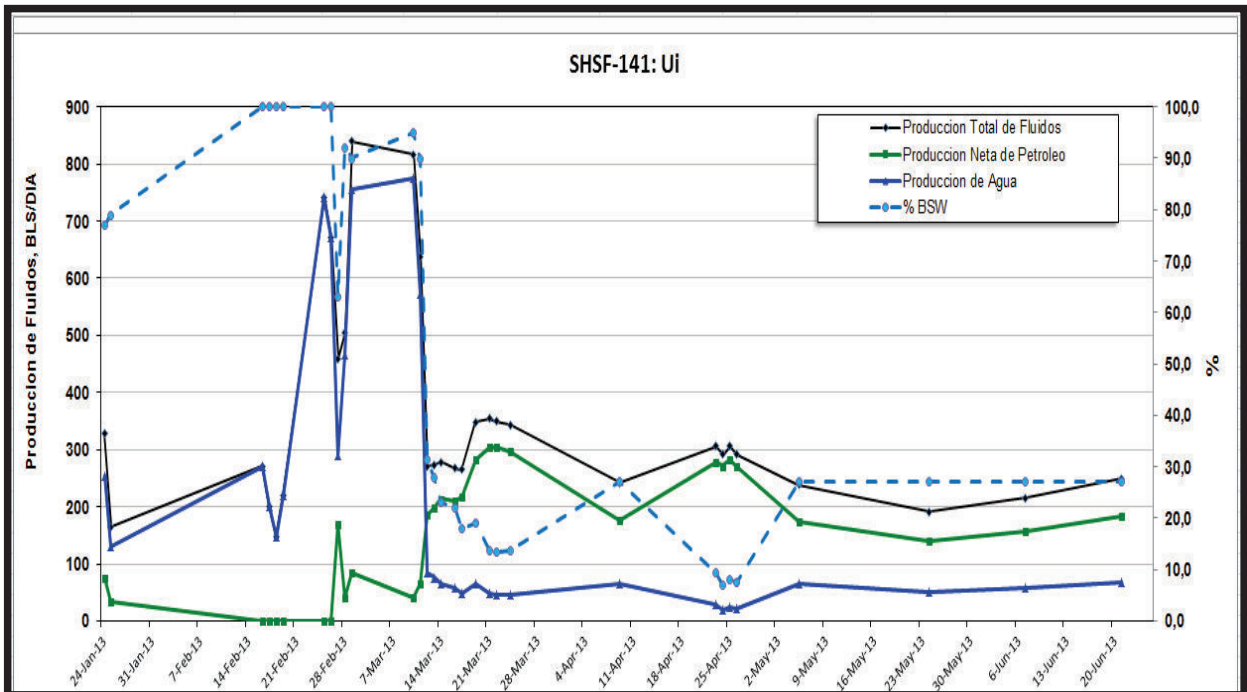
Fuente: Reportes de producción, Petroamazonas EP.

**ANEXO 2.6 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE POZO S-175DST**



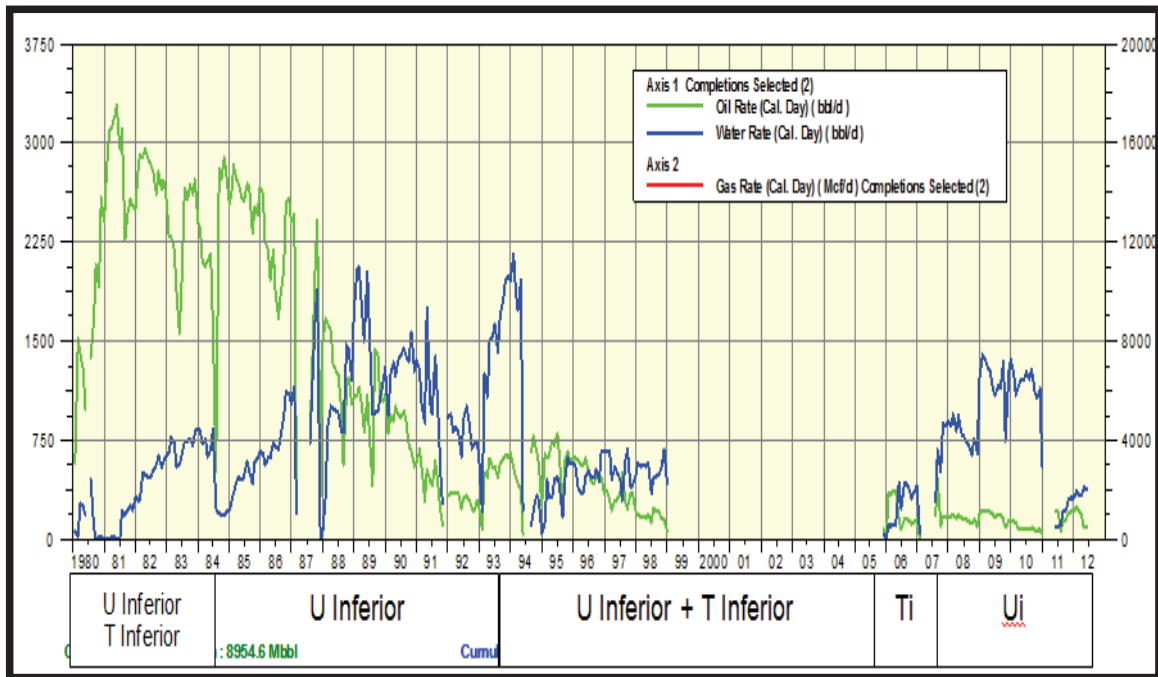
Fuente: Reportes de producción, Petroamazonas EP.

**ANEXO 2.7 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE POZO S-141D**



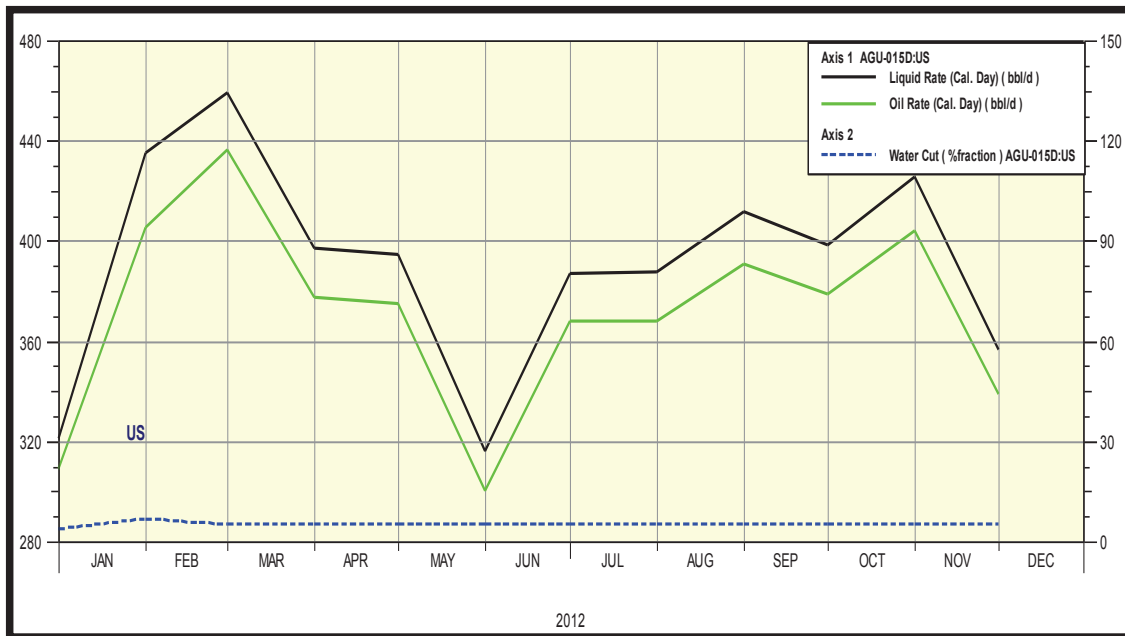
Fuente: Reportes de producción, Petroamazonas EP.

**ANEXO 2. 8 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE POZO A-010**



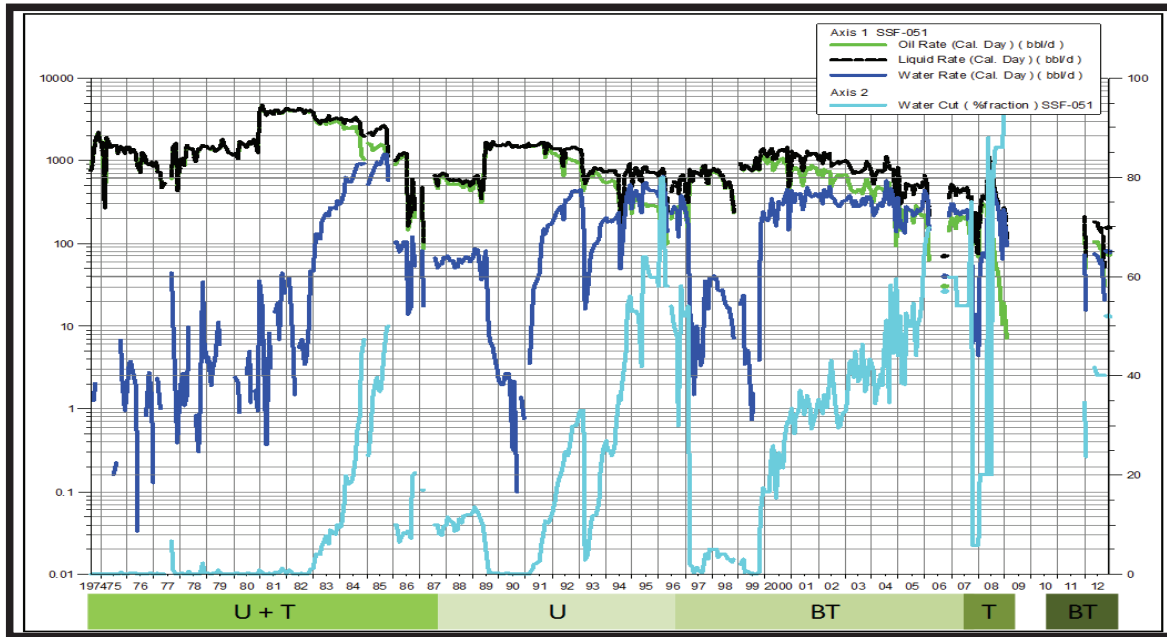
Fuente: Reportes de producción, Petroamazonas EP.

**ANEXO 2. 9 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE POZO A-015D**



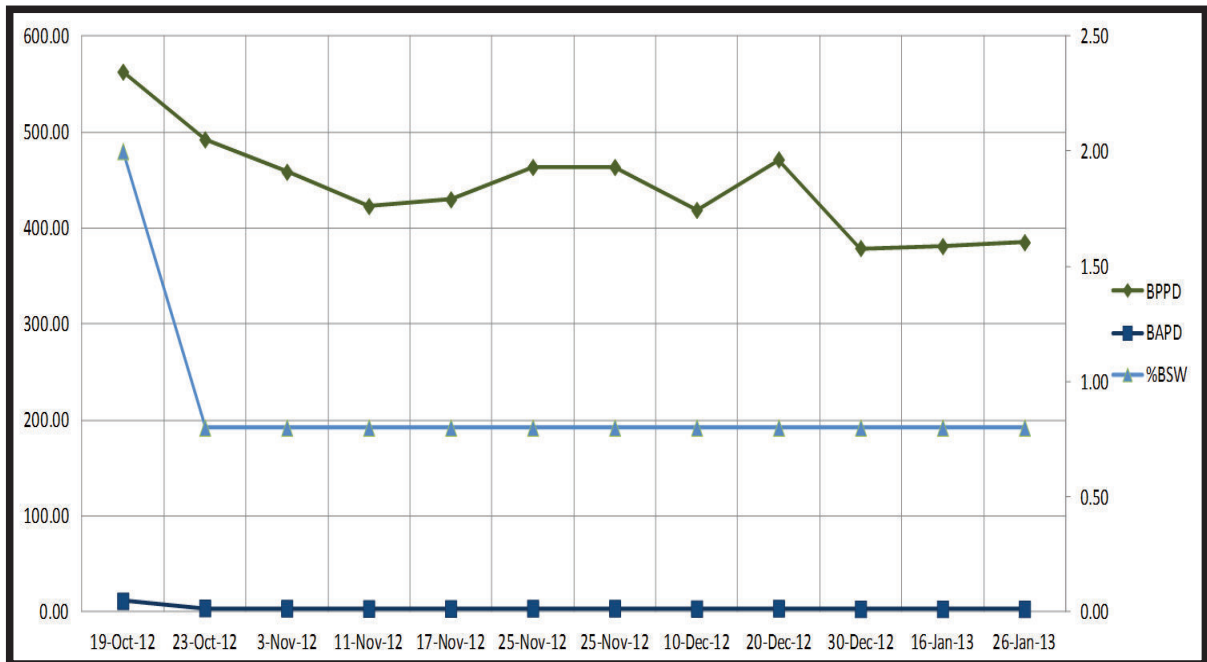
Fuente: Reportes de producción, Petroamazonas EP.

**ANEXO 2. 10 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE POZO S-051B**



Fuente: Reportes de producción, Petroamazonas EP.

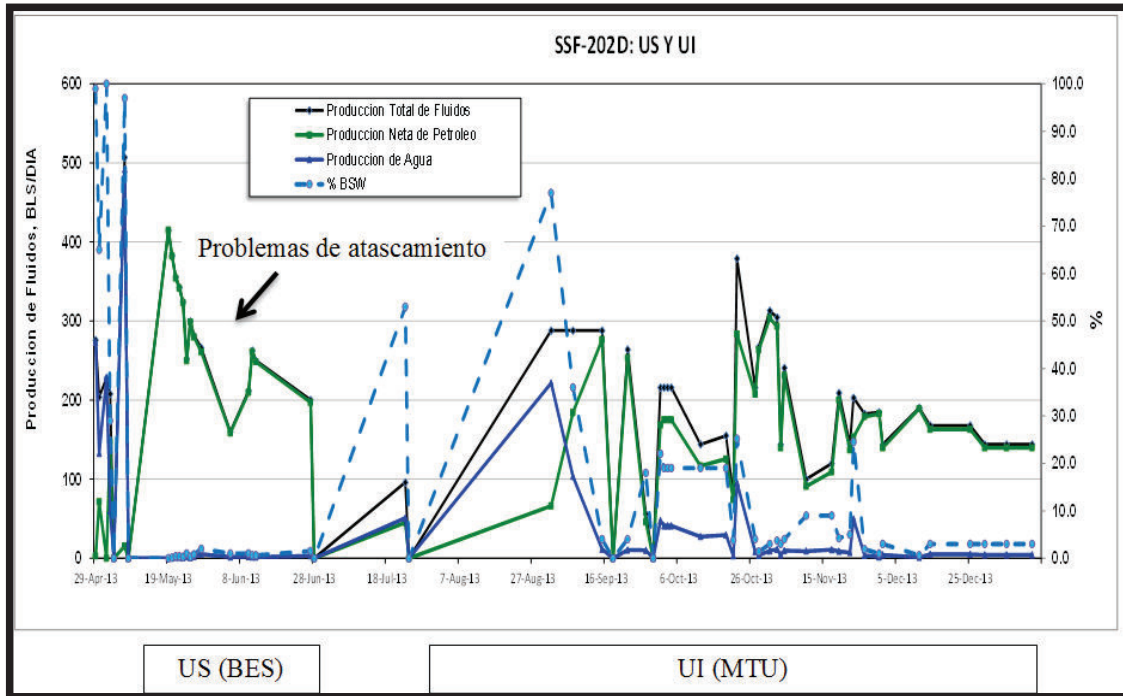
**ANEXO 2. 11 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE POZO S-150D**



Fuente: Reportes de producción, Petroamazonas EP.

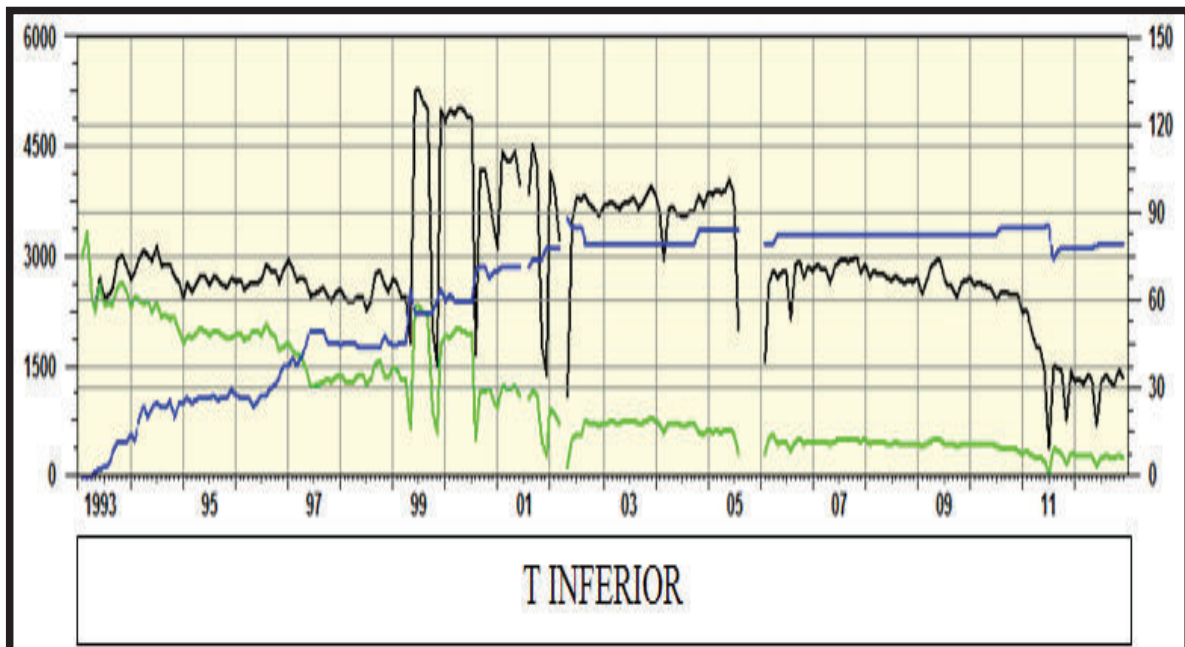


**ANEXO 2. 12 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE POZO S-202D**



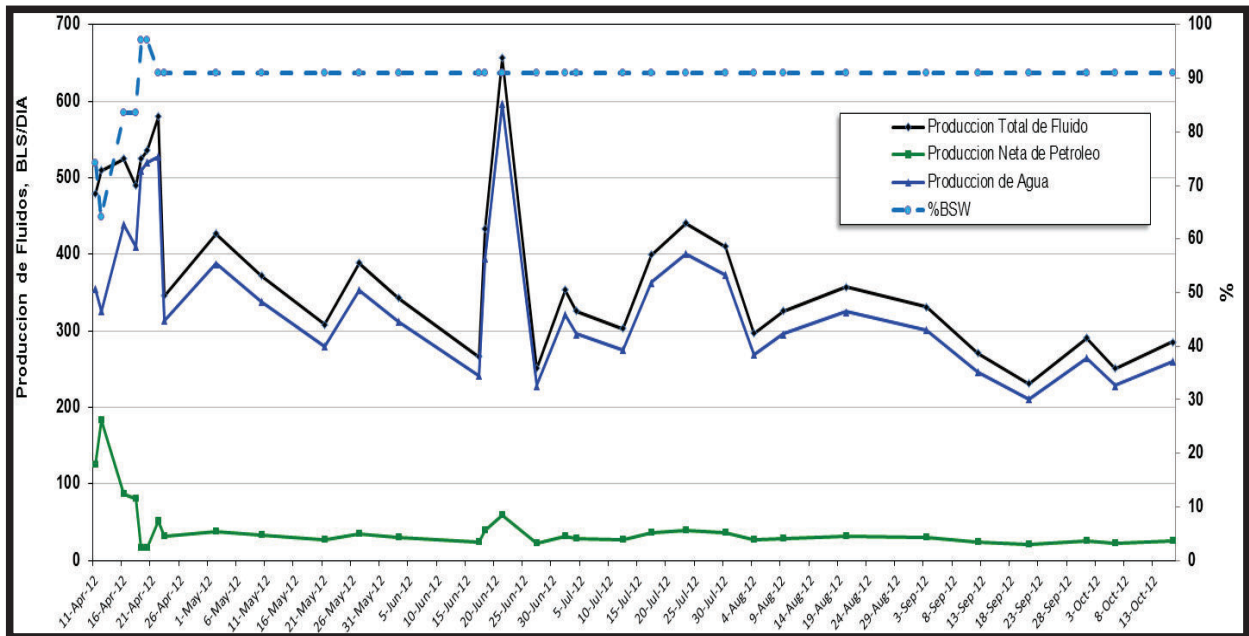
Fuente: Reportes de producción, Petroamazonas EP.

**ANEXO 2. 13 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE POZO S-080**



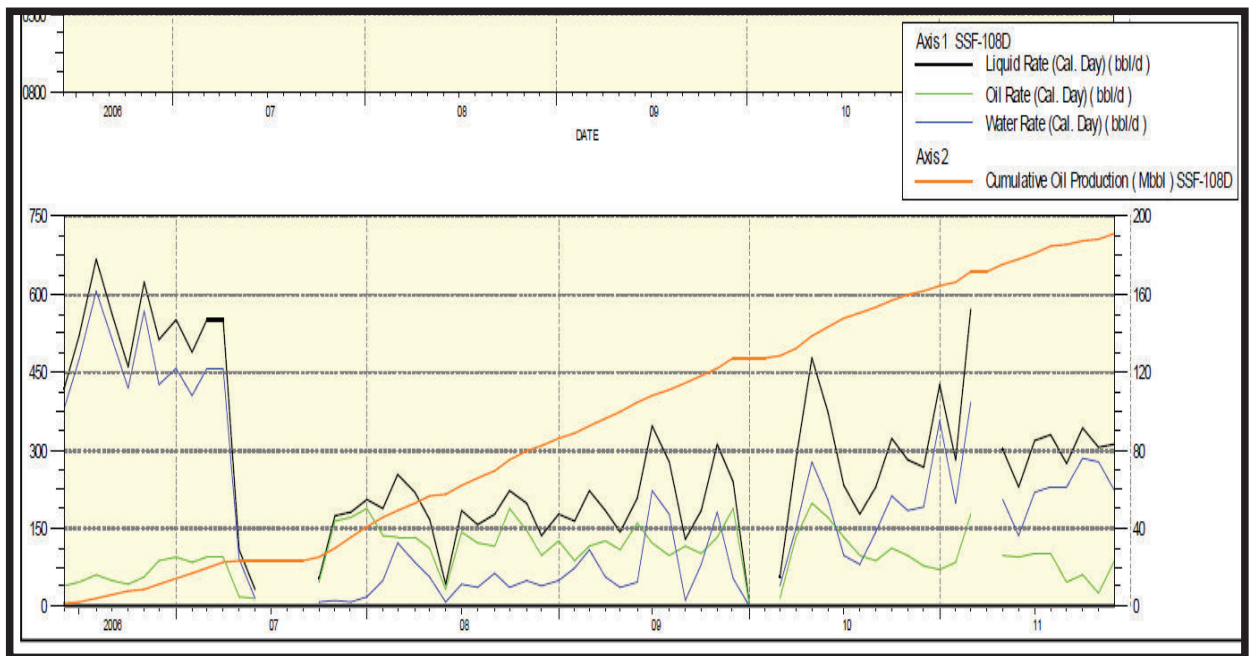
Fuente: Reportes de producción, Petroamazonas EP.

**ANEXO 2. 14 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE POZO S-011**



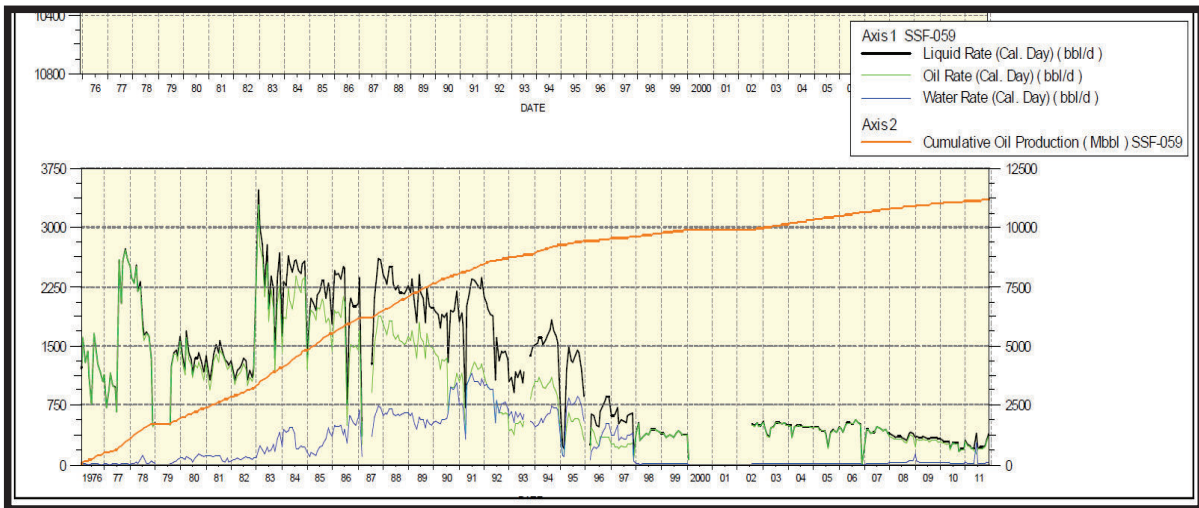
Fuente: Reportes de producción, Petroamazonas EP.

**ANEXO 2. 15 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE POZO S-108D**



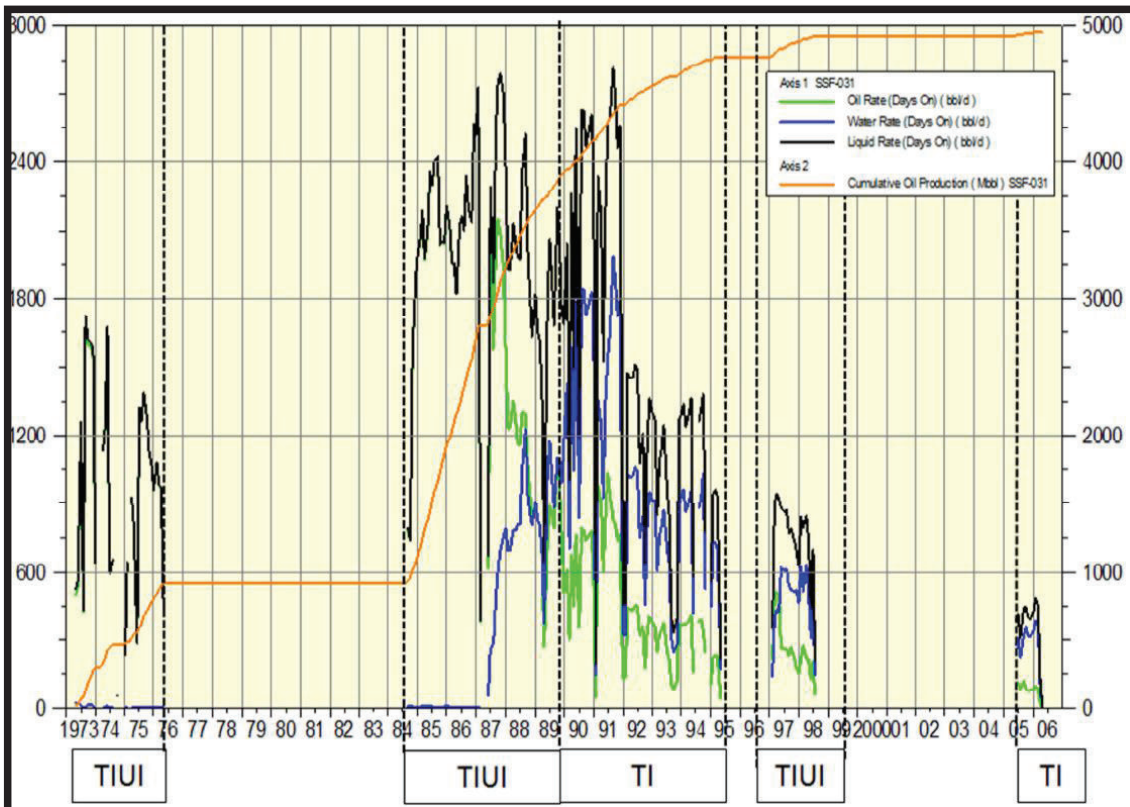
Fuente: Reportes de producción, Petroamazonas EP.

**ANEXO 2. 16 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE POZO S-059**



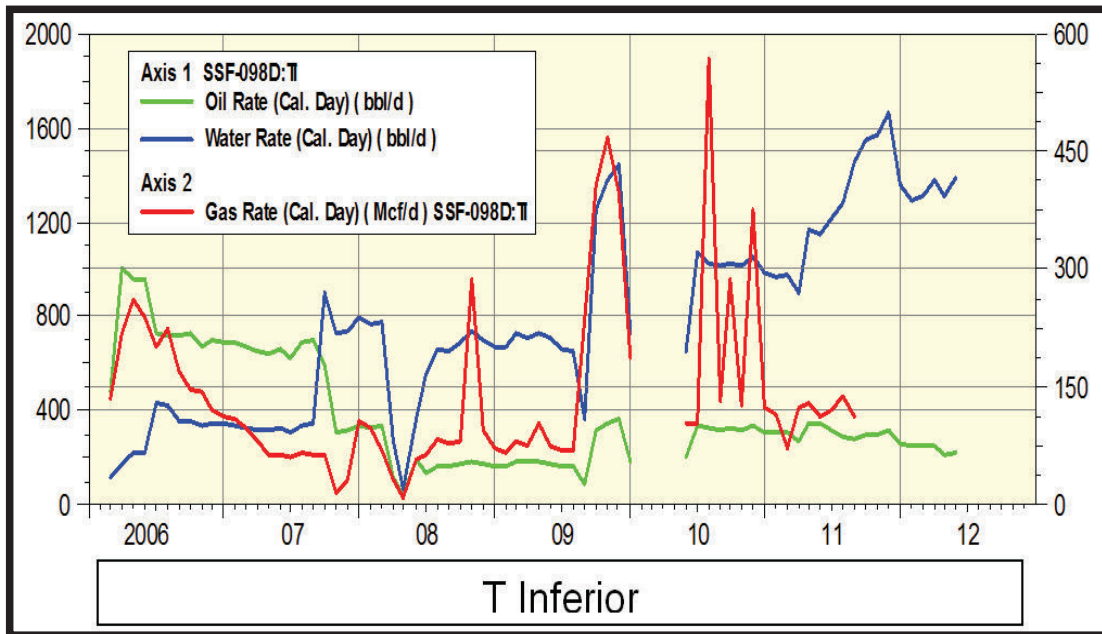
Fuente: Reportes de producción, Petroamazonas EP.

**ANEXO 2. 17 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE POZO S-031**



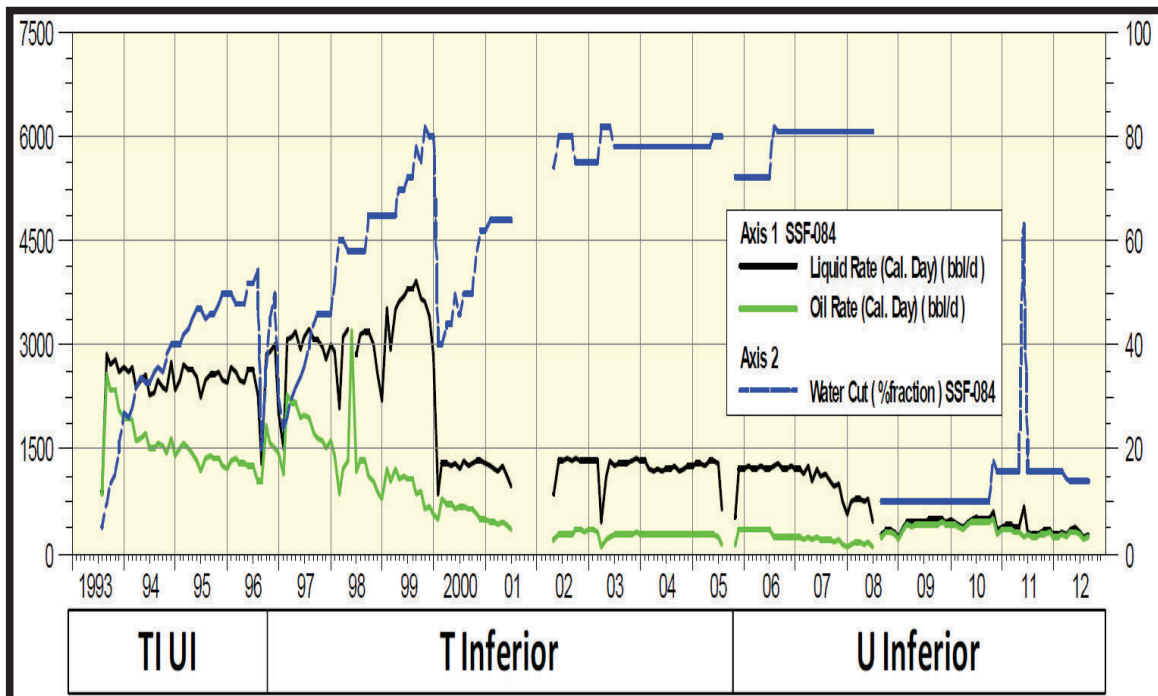
Fuente: Reportes de producción, Petroamazonas EP.

**ANEXO 2. 18 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE POZO S-098D**



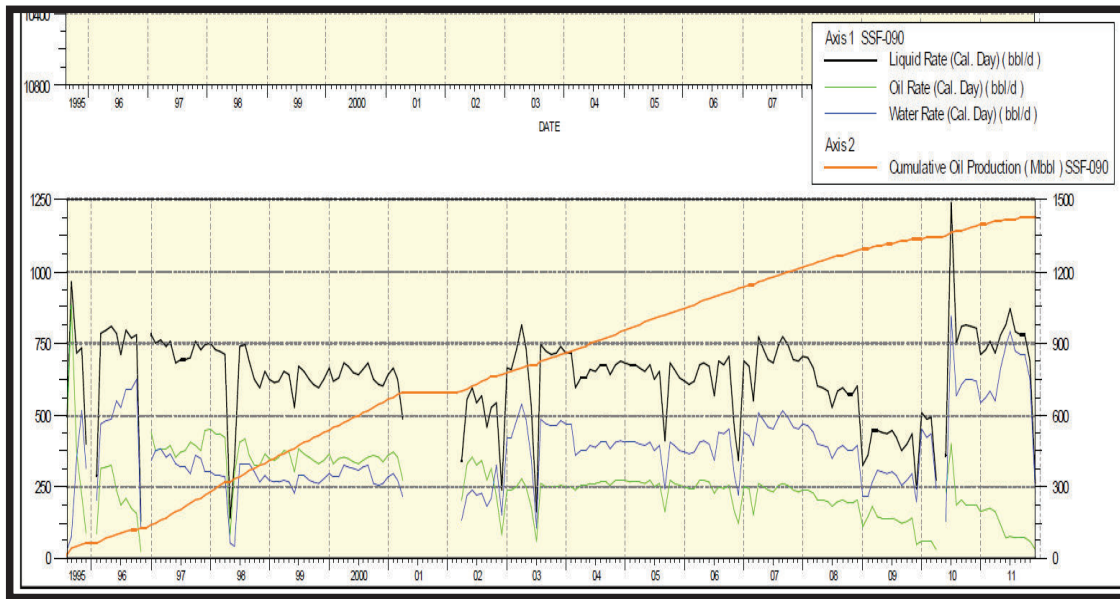
Fuente: Reportes de producción, Petroamazonas EP.

**ANEXO 2. 19 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE POZO S-084**



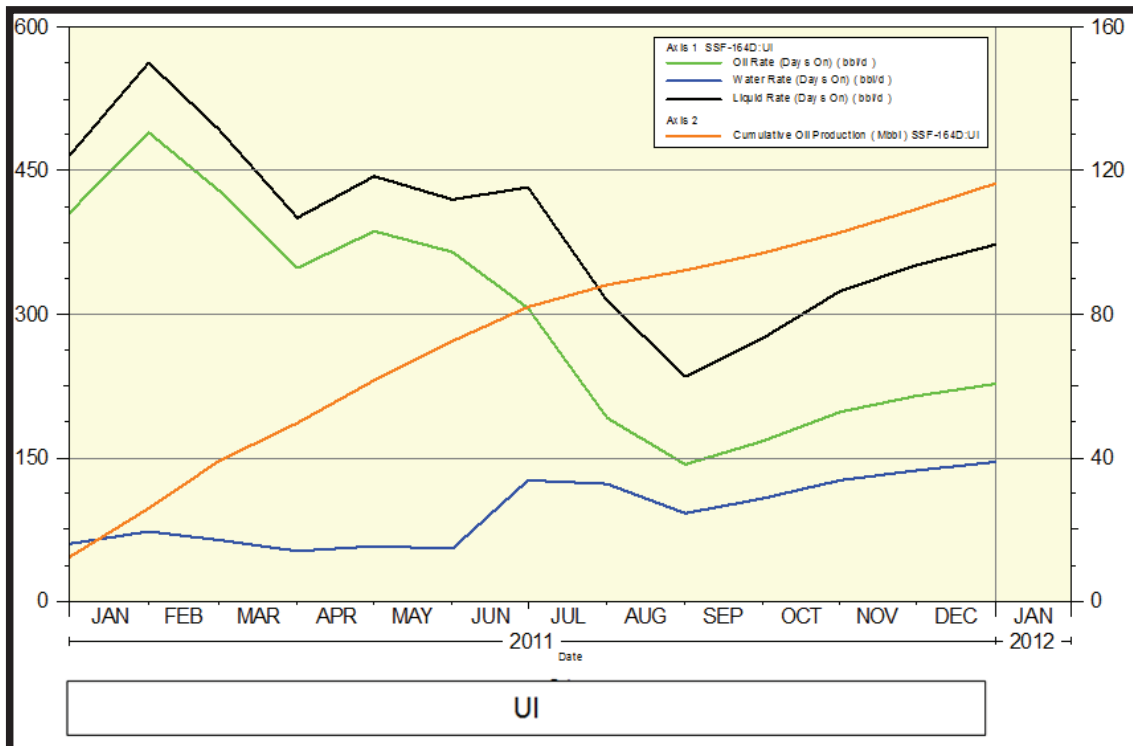
Fuente: Reportes de producción, Petroamazonas EP.

**ANEXO 2. 20 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE POZO S-090**



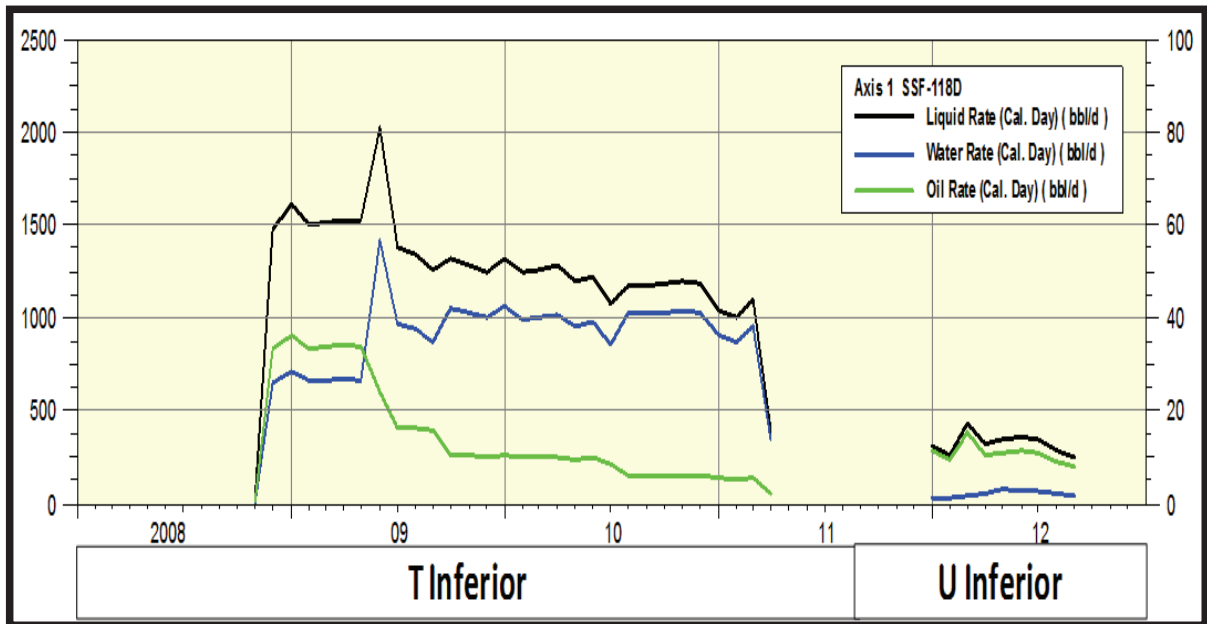
Fuente: Reportes de producción, Petroamazonas EP.

**ANEXO 2. 21 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE POZO S-164D**



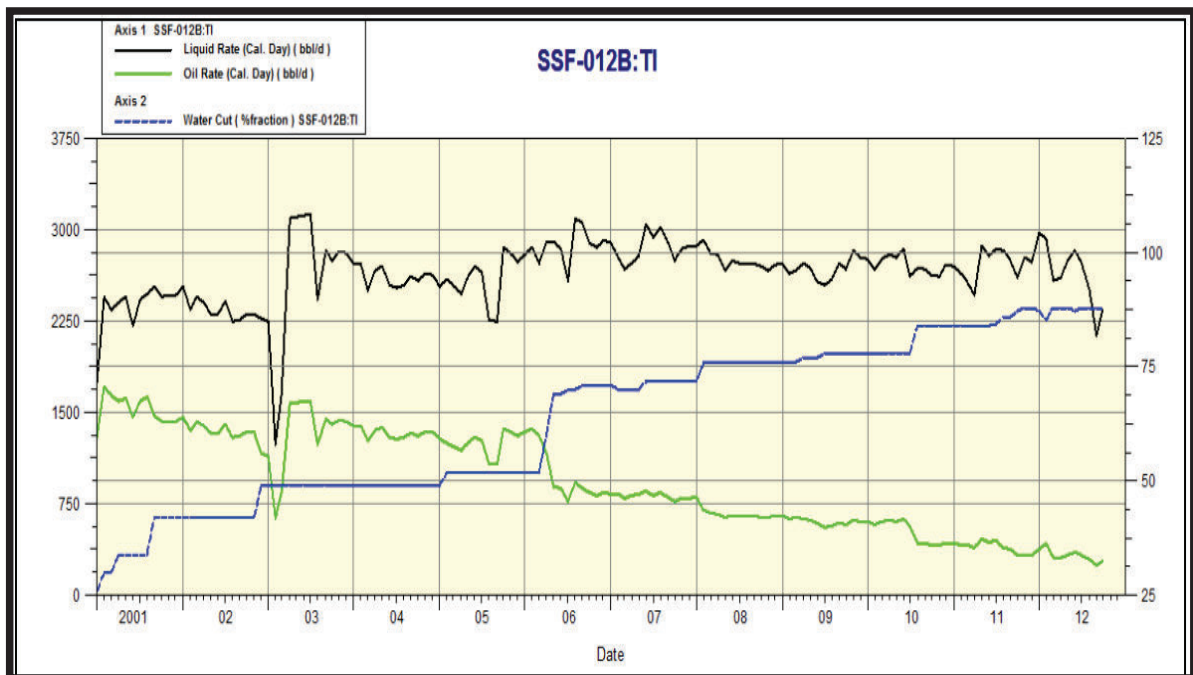
Fuente: Reportes de producción, Petroamazonas EP.

**ANEXO 2. 22 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE POZO S-118D**



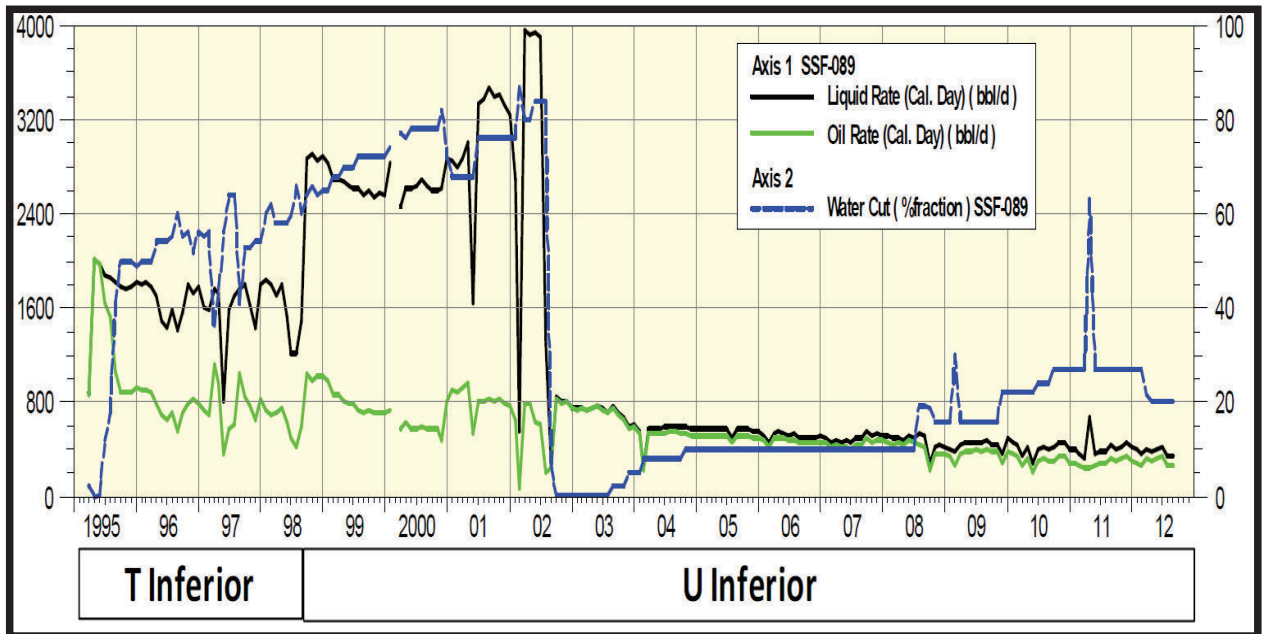
Fuente: Reportes de producción, Petroamazonas EP.

**ANEXO 2. 23 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE POZO S-012B**



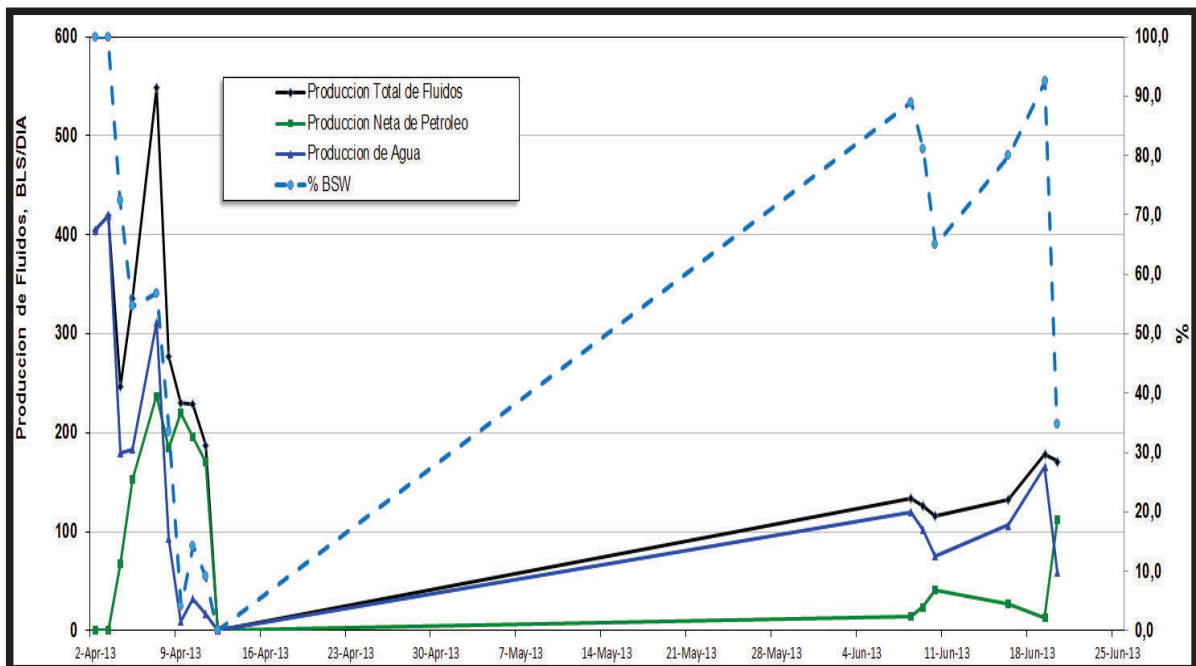
Fuente: Reportes de producción, Petroamazonas EP.

**ANEXO 2. 24 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE POZO S-089**



Fuente: Reportes de producción, Petroamazonas EP.

**ANEXO 2. 25 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE POZO A-019**

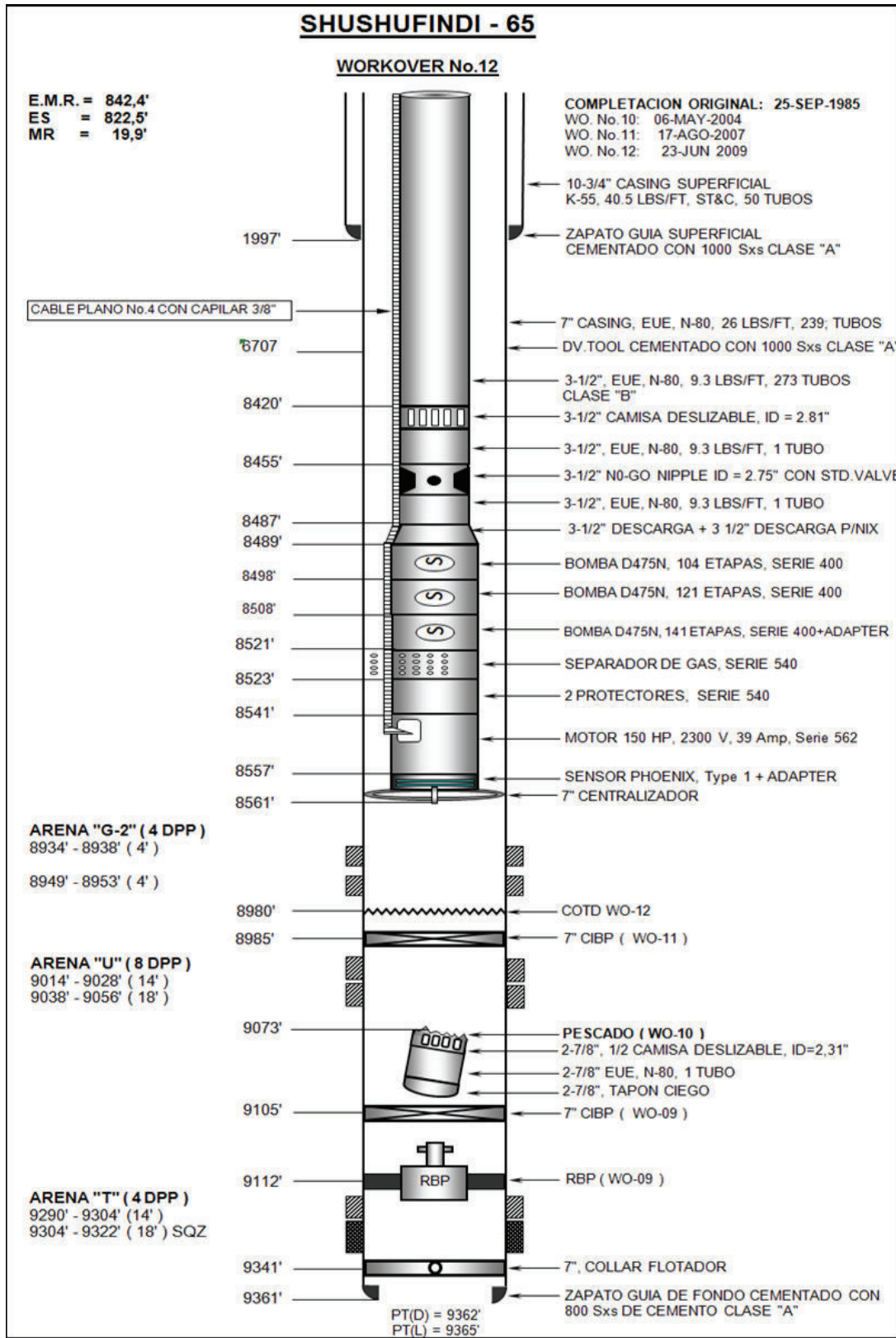


Fuente: Reportes de producción, Petroamazonas EP.

**ANEXO NO.3**  
**ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS INTERVENIDOS**

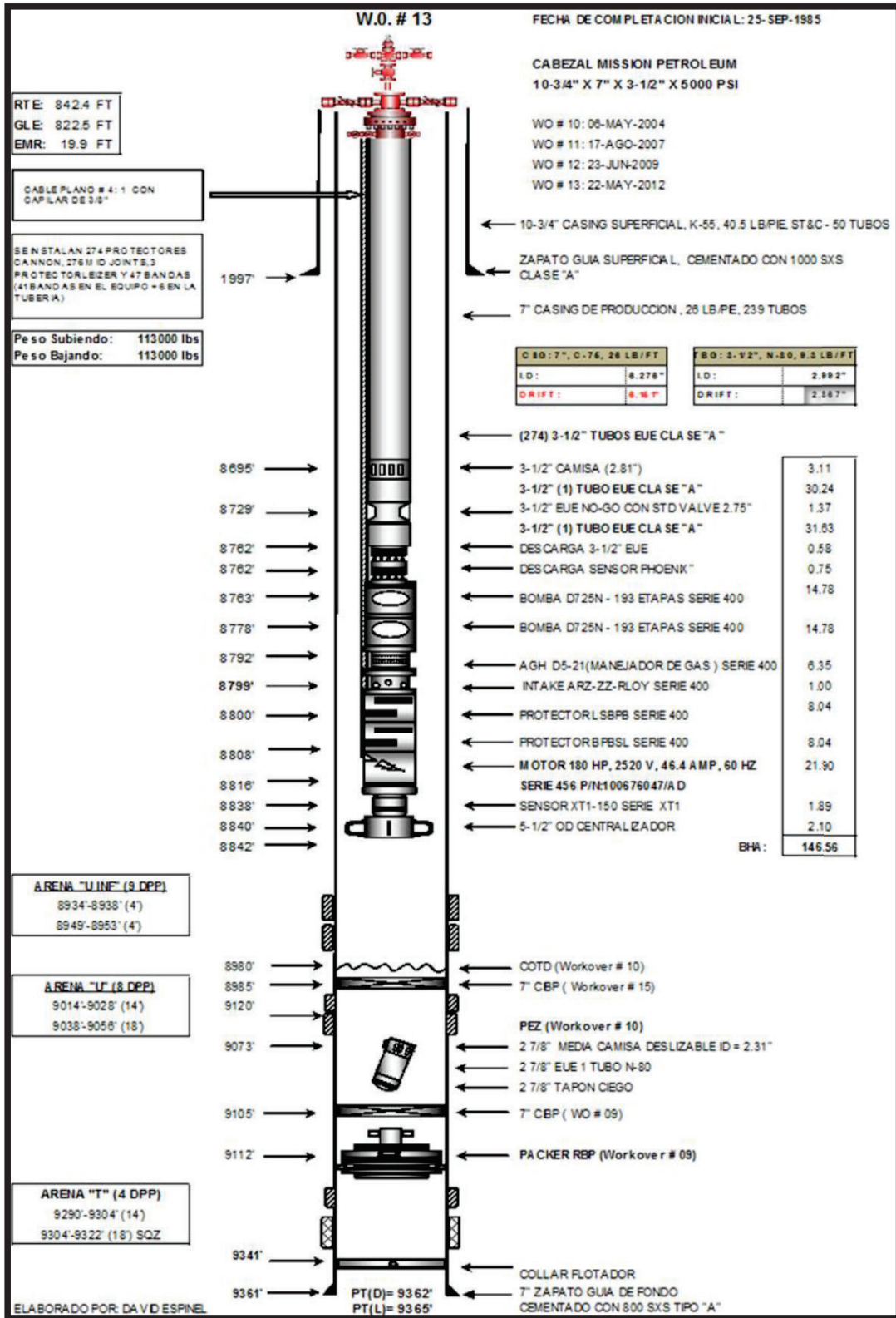


ANEXO 3.1 POZO S-065, ARENA UI, ANTES DE WORKOVER # 13



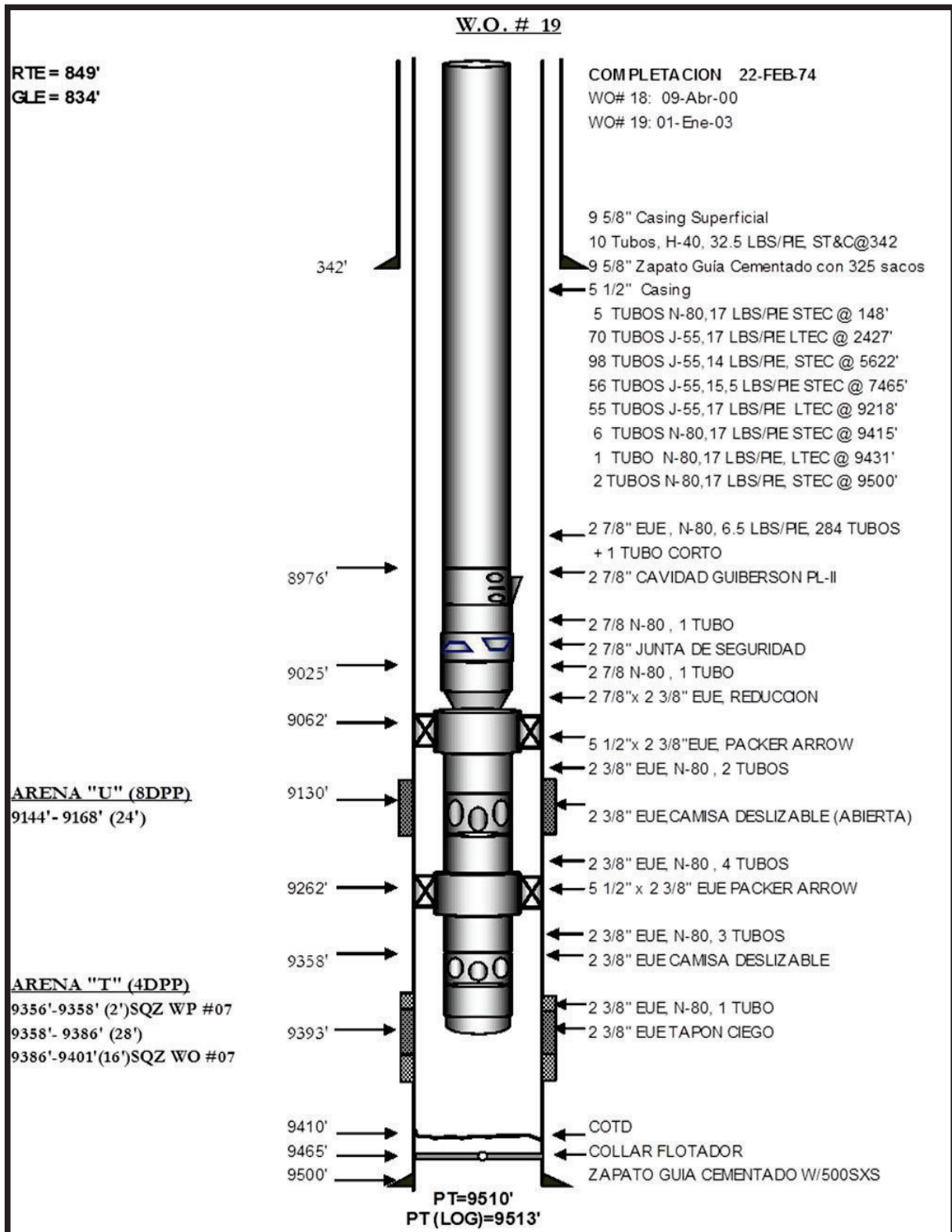
Fuente: Reporte Final de Pozo S-065, Workover #13

ANEXO 3. 2 POZO S-065, ARENA UI, DESPUÉS DE WORKOVER # 13



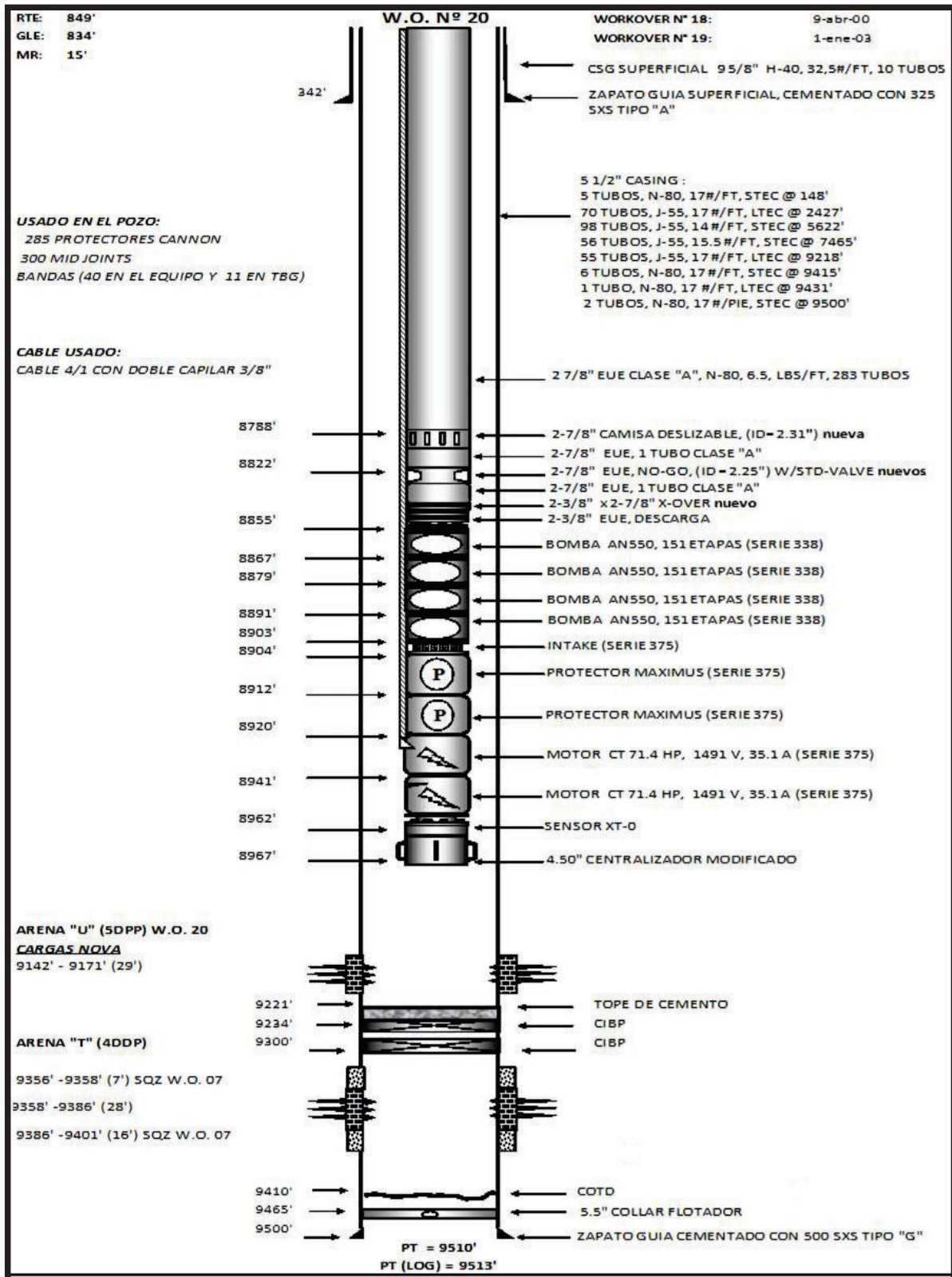
Fuente: Reporte Final de Pozo S-065, Workover #13

ANEXO 3.3 POZO S-046, ARENA UI, ANTES DE WORKOVER # 20



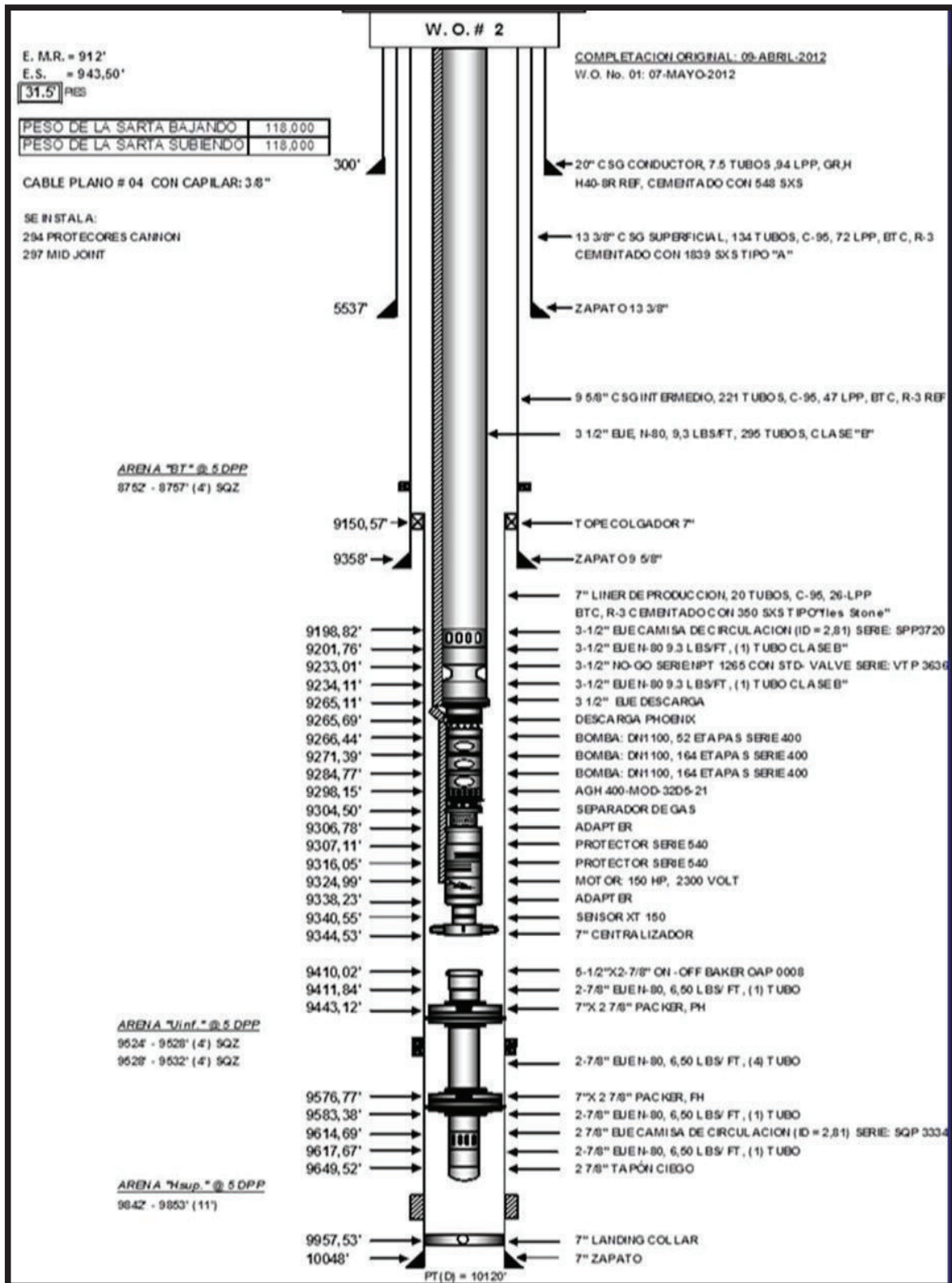
Fuente: Reporte Final de Pozo S-046, Workover #20

ANEXO 3. 4 POZO S-046, ARENA UI, DESPUÉS DE WORKOVER # 20



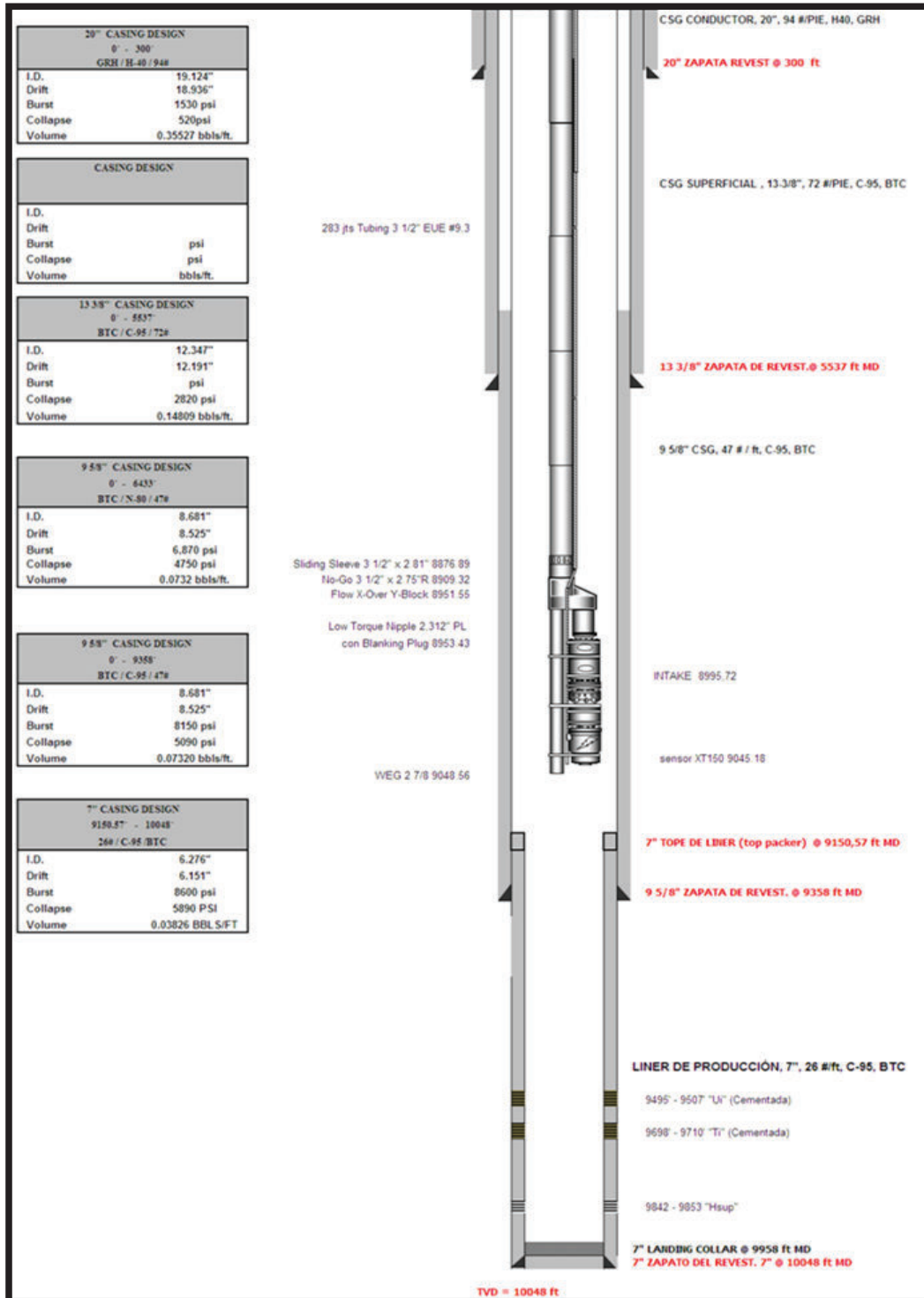
Fuente: Reporte Final de Pozo S-046, Workover #20

ANEXO 3.5 POZO A-001W, ARENA TI, ANTES DE WORKOVER # 4



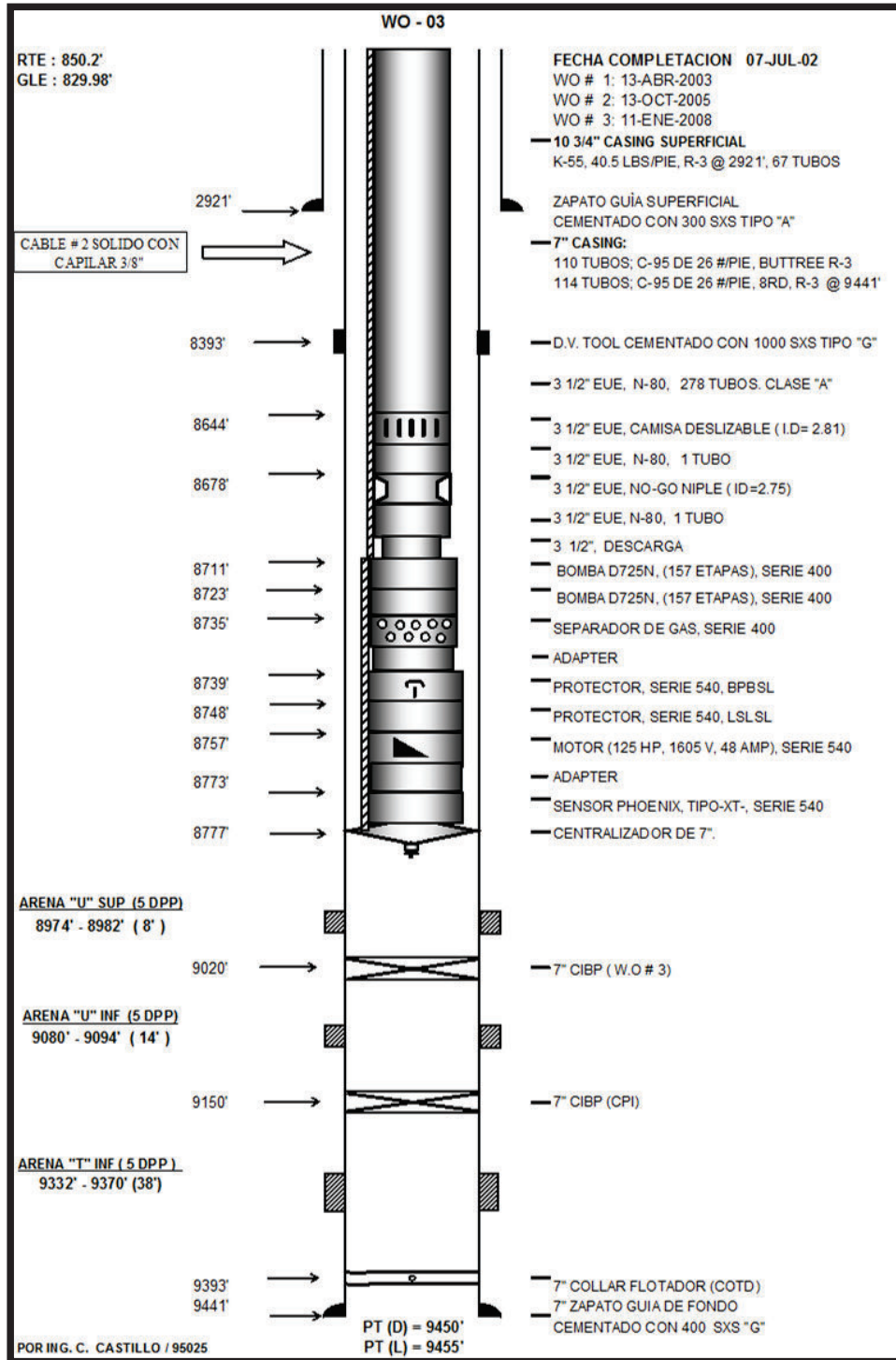
Fuente: Reporte Final de Pozo A-001W, Workover #4

**ANEXO 3. 6 POZO A-001W, ARENA TI, DESPUÉS DE WORKOVER # 4**



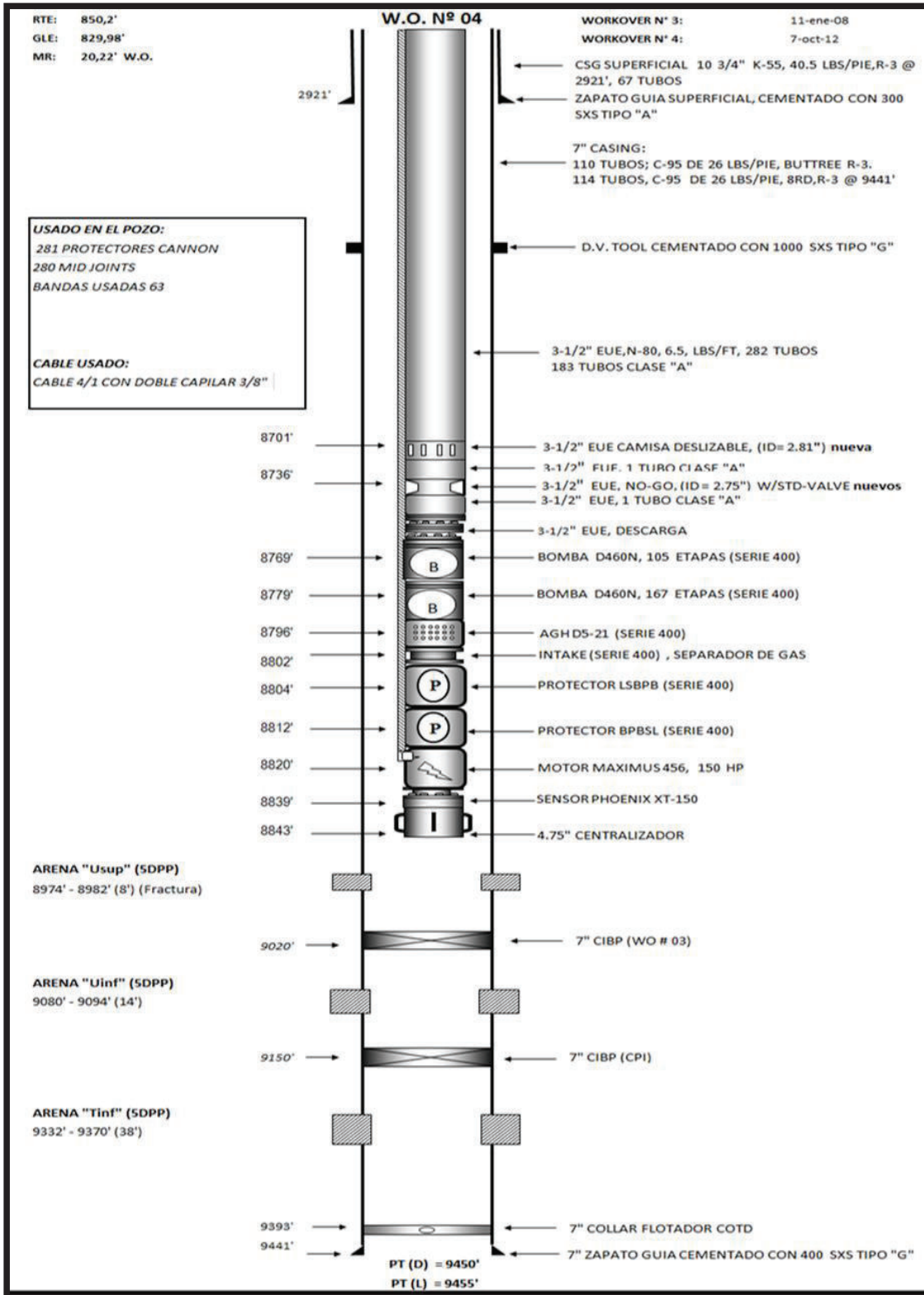
Fuente: Reporte Final de Pozo A-001W, Workover #4

**ANEXO 3. 7 POZO S-020B, ARENA US, ANTES DE WORKOVER #4**



Fuente: Reporte Final de Pozo S-020B, Workover #4

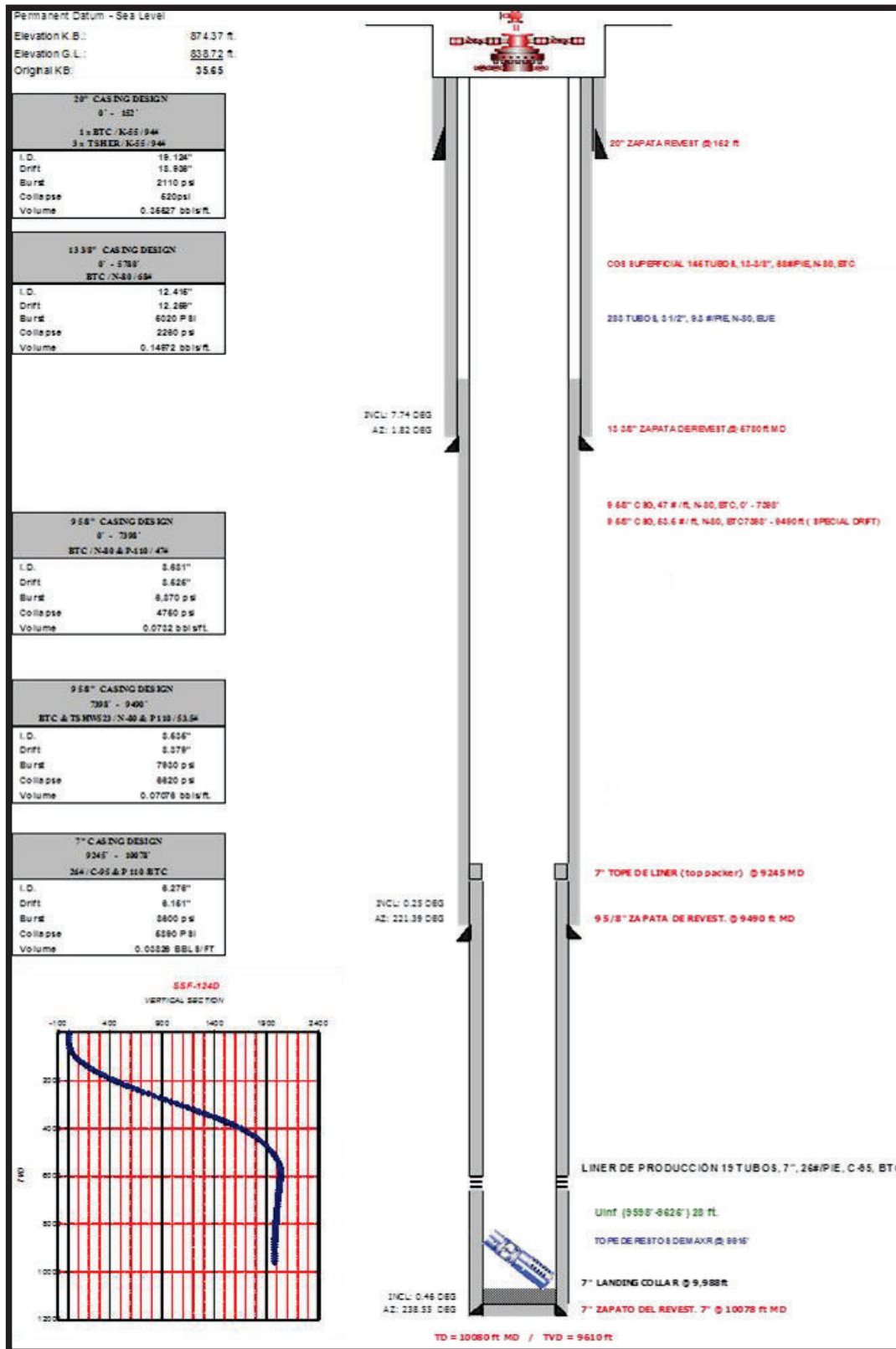
ANEXO 3. 8 POZO S-020B, ARENA US, DESPUÉS DE WORKOVER #4



Fuente: Reporte Final de Pozo S-020B, Workover #4

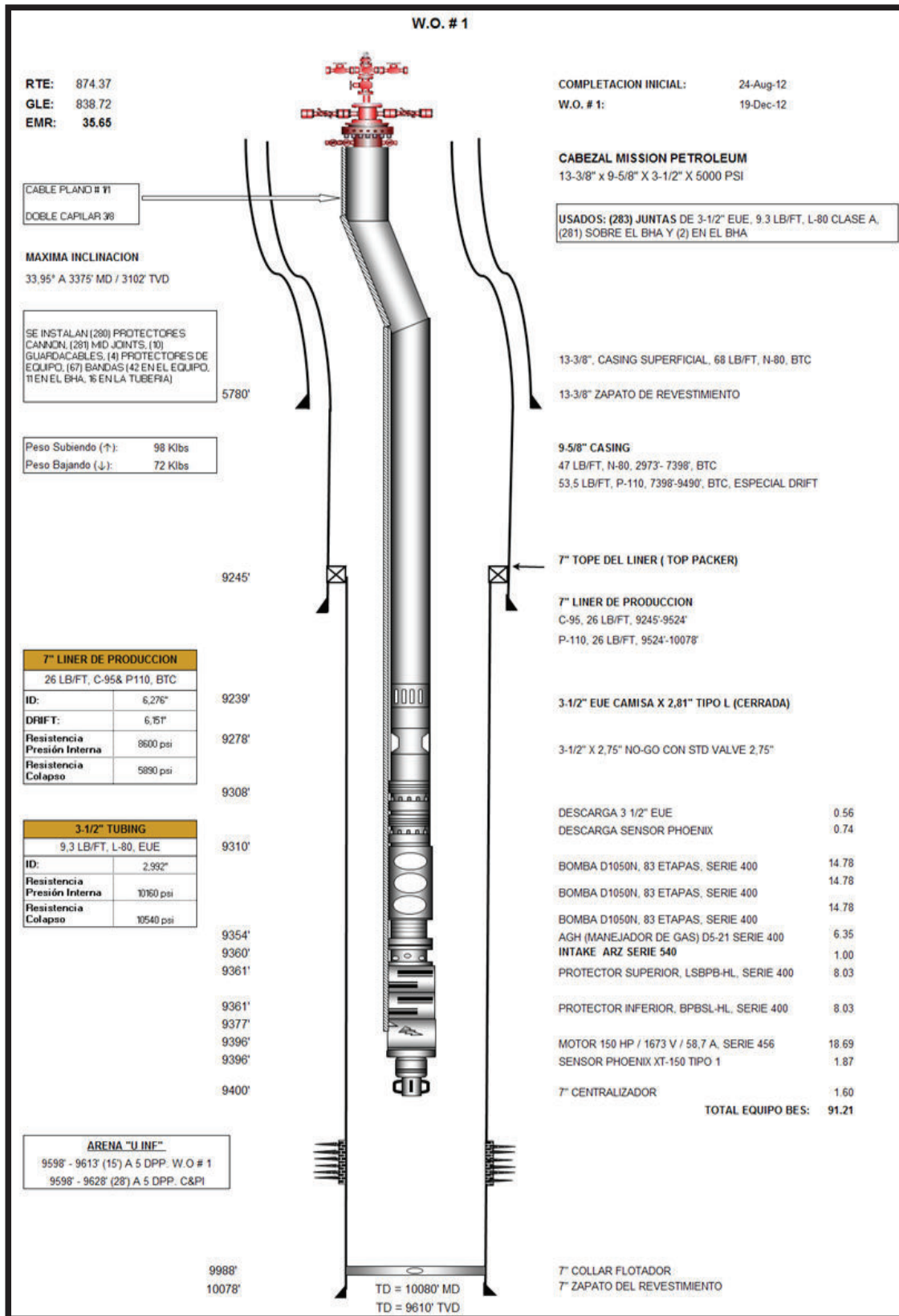


ANEXO 3. 9 POZO S-124D, ARENA UI, ANTES DE WORKOVER #1



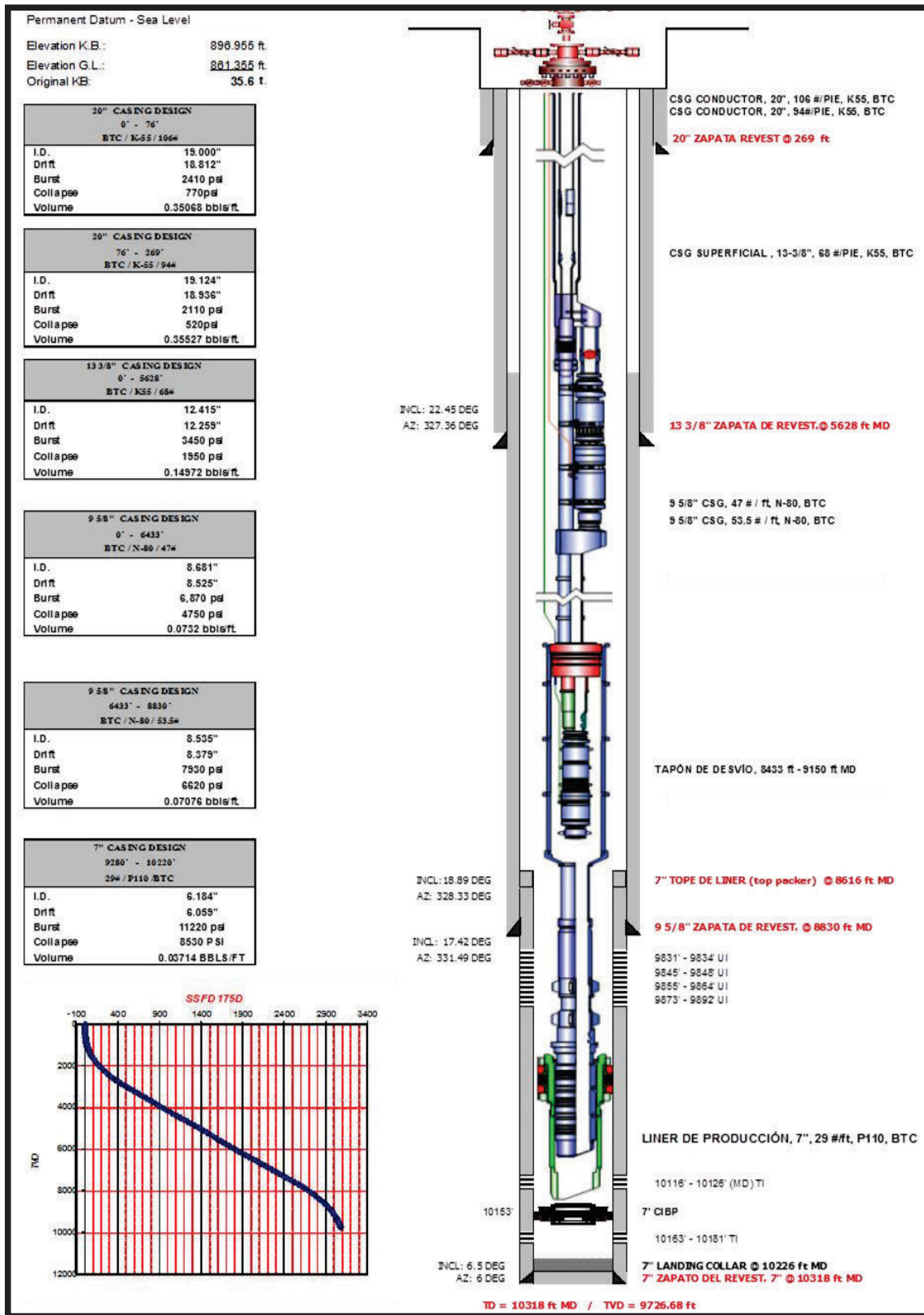
Fuente: Reporte Final de Pozo S-124D, Workover #1

ANEXO 3. 10 POZO S-124D, ARENA UI, DESPUÉS DE WORKOVER #1



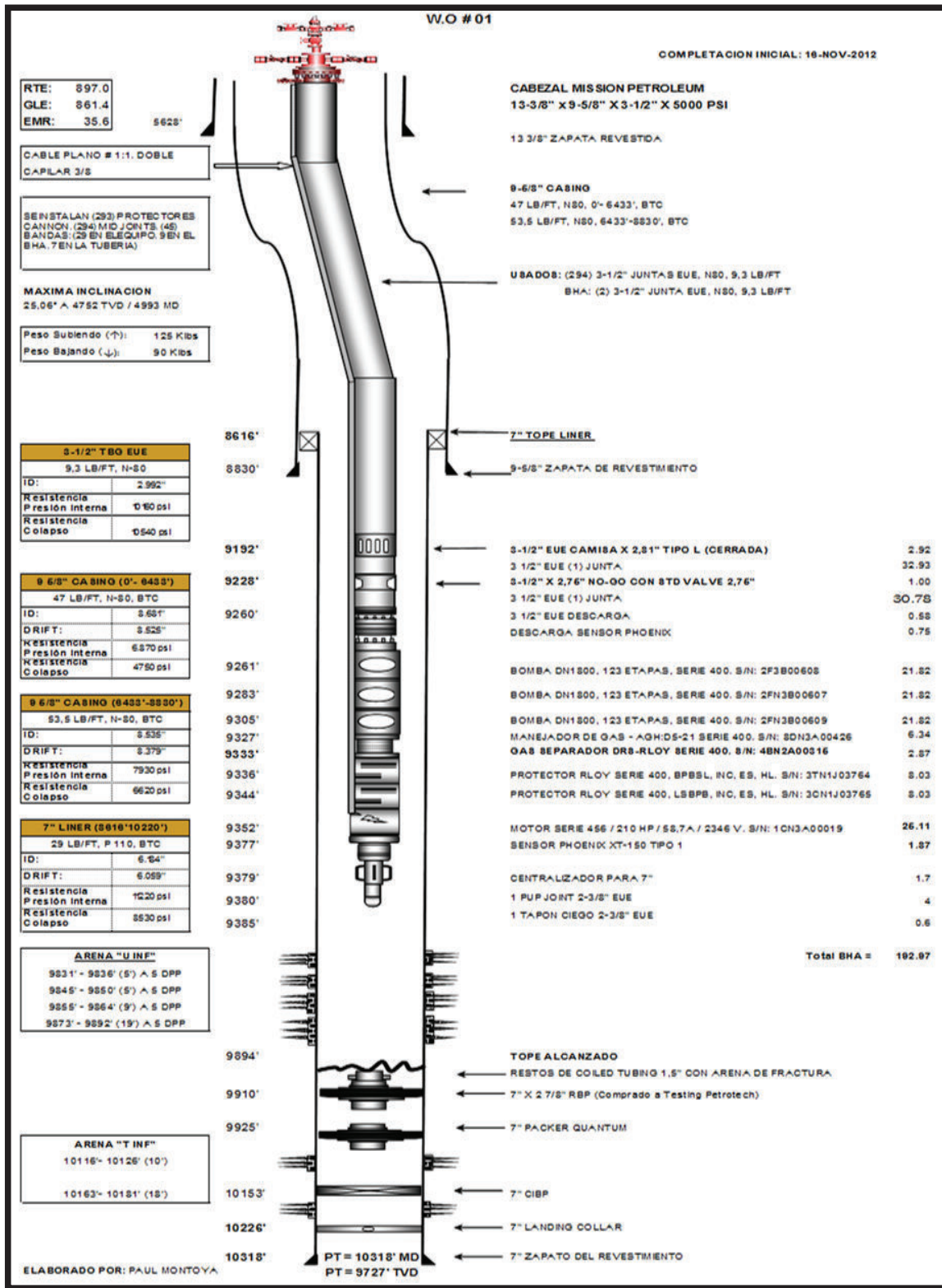
Fuente: Reporte Final de Pozo S-124D, Workover #1

ANEXO 3. 11 POZO S-175D-ST, ARENA UI, ANTES DE WORKOVER #1



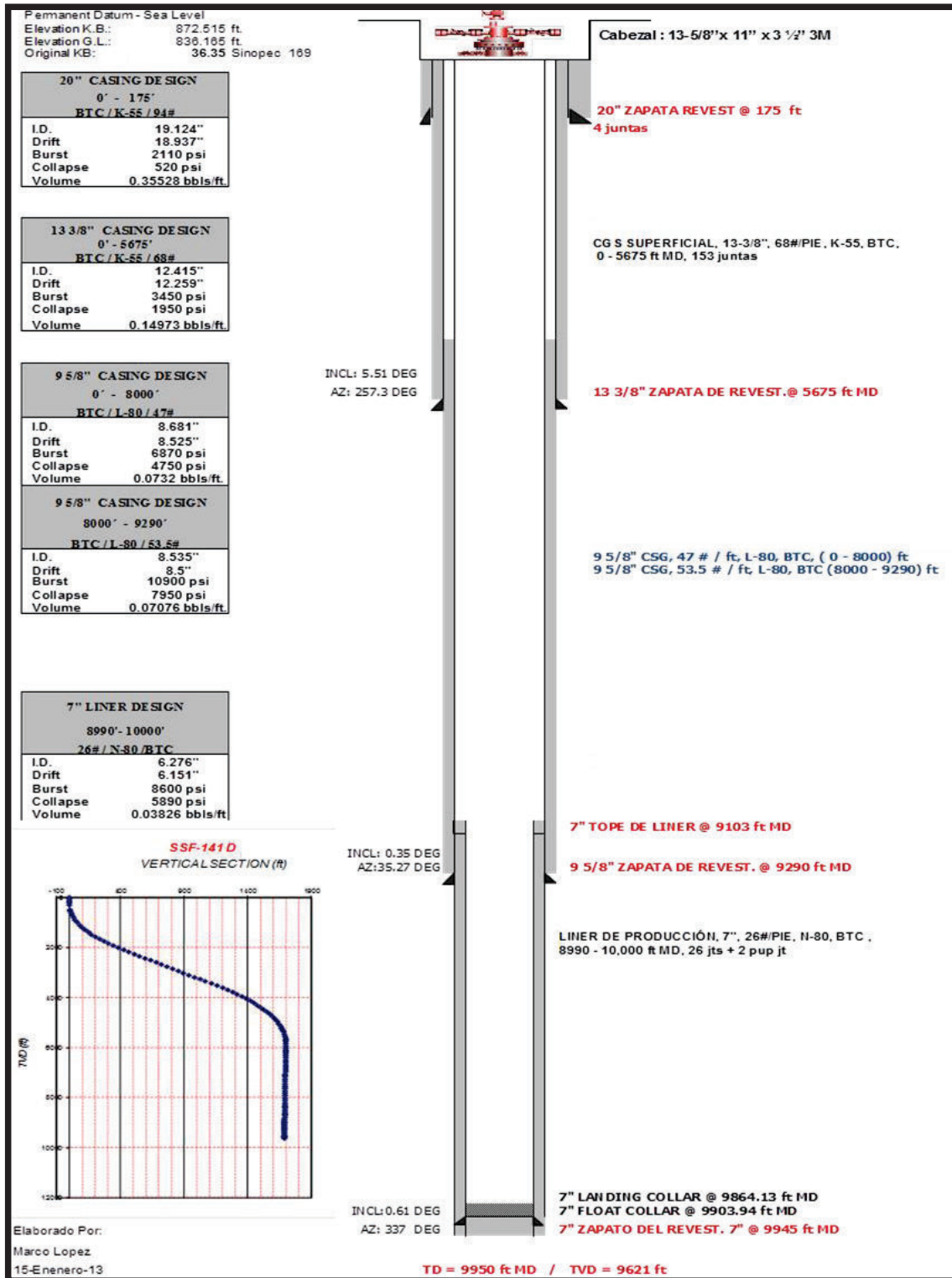
Fuente: Reporte Final de Pozo S-175DST, Workover #

ANEXO 3. 12 POZO S-175D-ST, ARENA UI, DESPUÉS DE WORKOVER #1



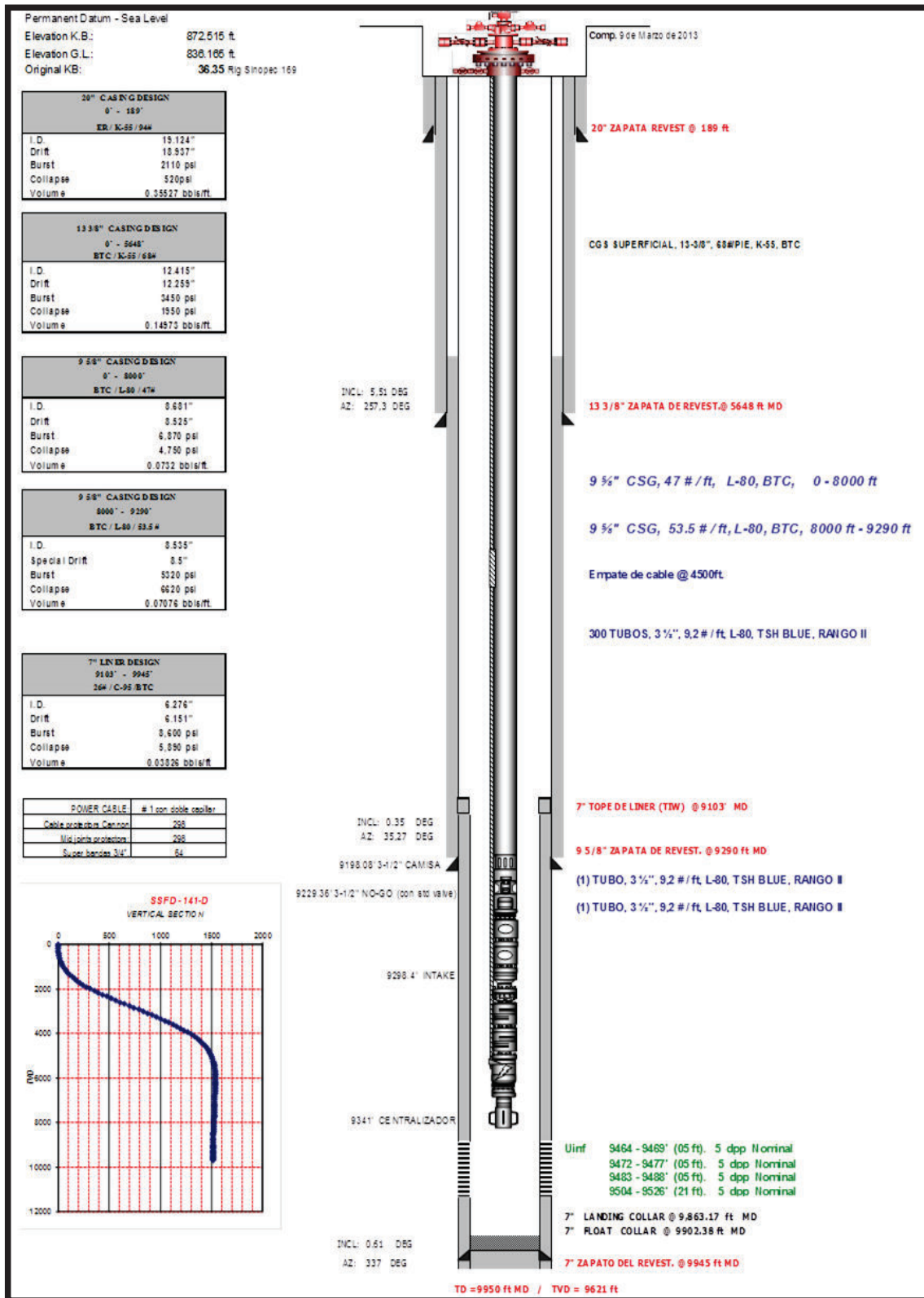
Fuente: Reporte Final de Pozo S-175DST, Workover #1

### ANEXO 3. 13 POZO S-141D, ARENA UI, ANTES DE COMPLETACIÓN INICIAL



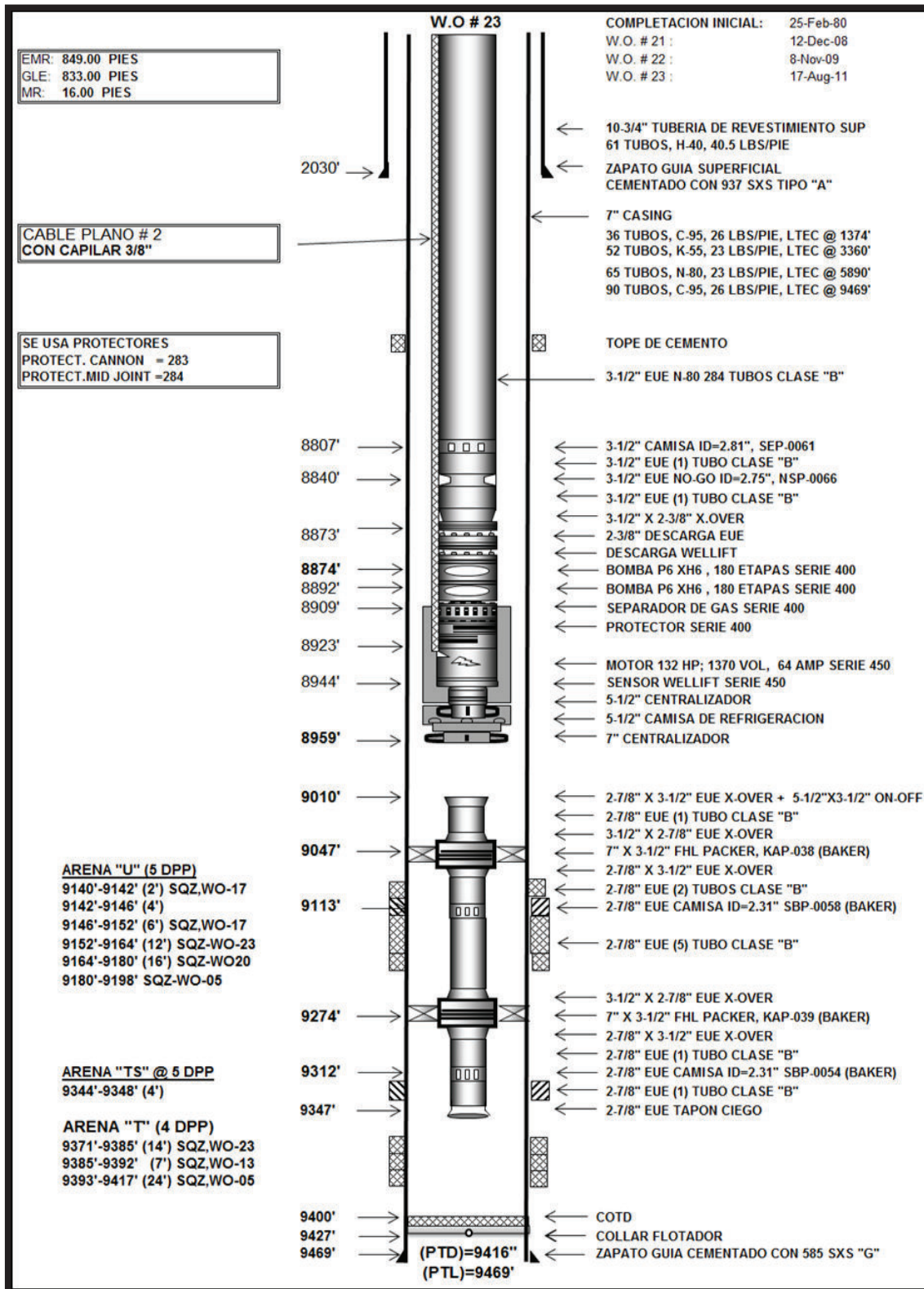
Fuente: Reporte Final de Pozo S-141D, Completación Inicial.

ANEXO 3. 14 POZO S-141D, ARENA UI, DESPUÉS W.O. #0 (C.I.)



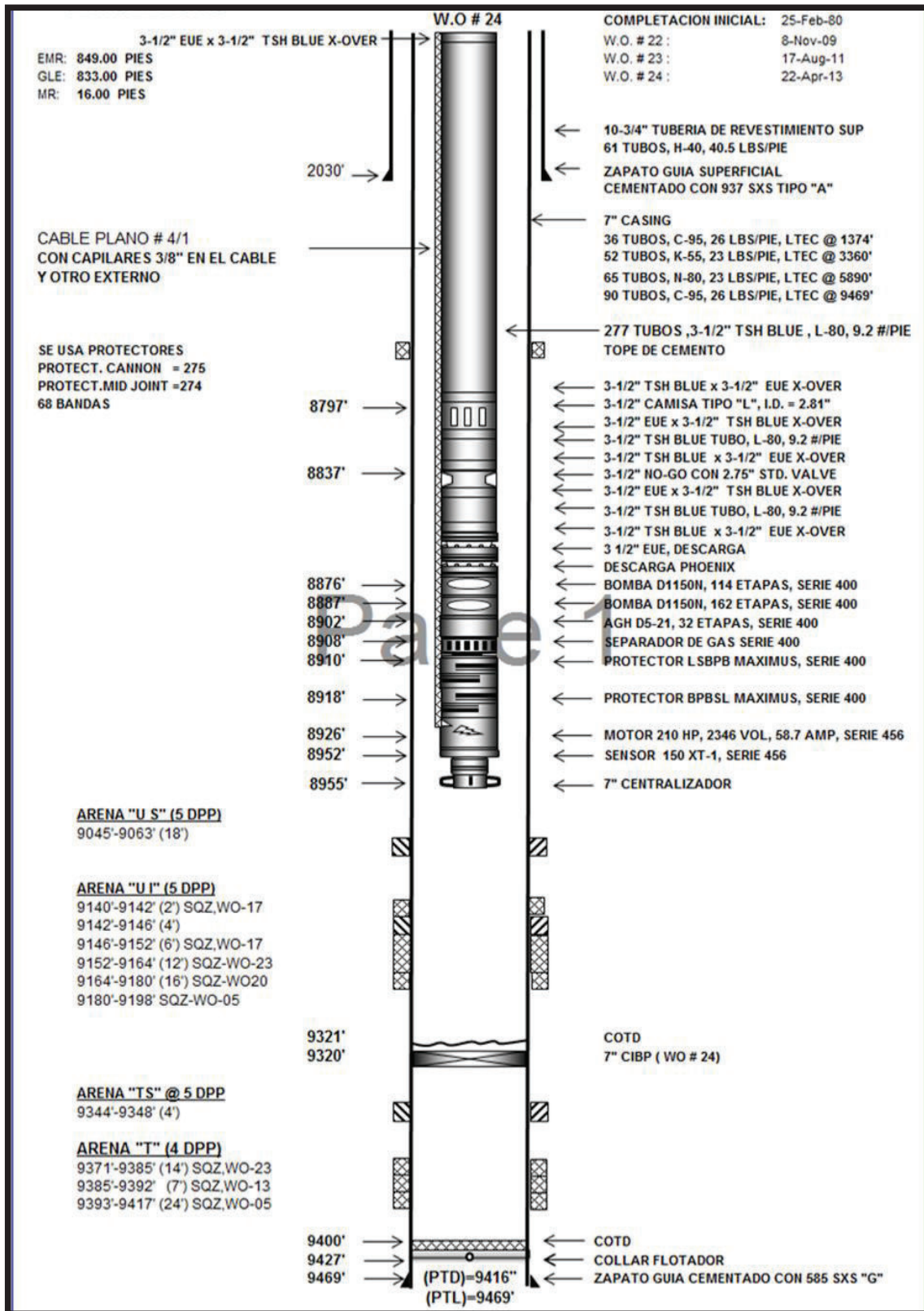
Fuente: Reporte Final de Pozo S-141D, Completación Inicial.

ANEXO 3. 15 POZO A-010, ARENA US+UI, ANTES DE WORKOVER #24



Fuente: Reporte Final de Pozo A-010, Workover #24

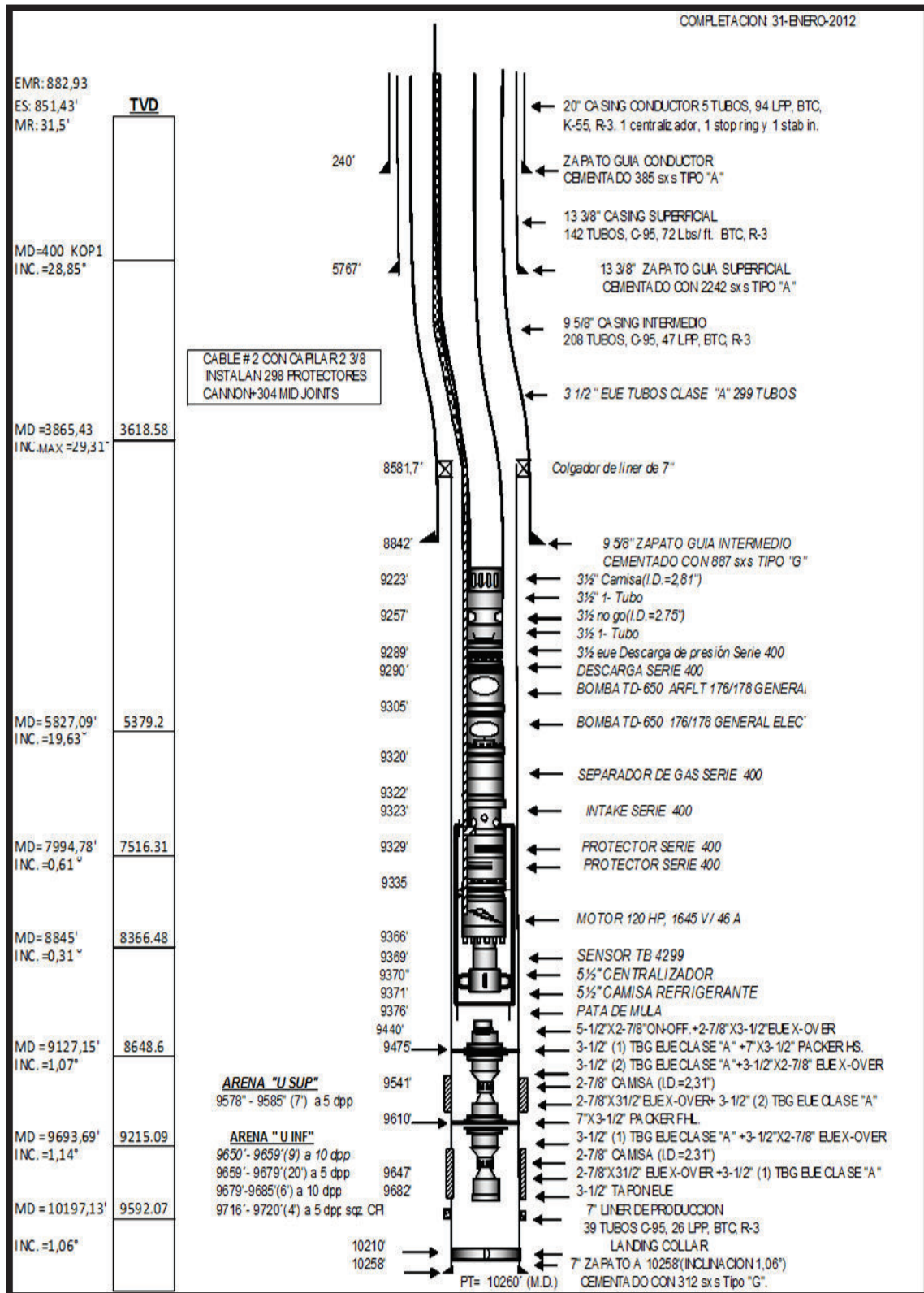
ANEXO 3. 16 POZO A-010, ARENA US+UI, DESPUÉS DE WORKOVER #24



Fuente: Reporte Final de Pozo A-010, Workover #24.

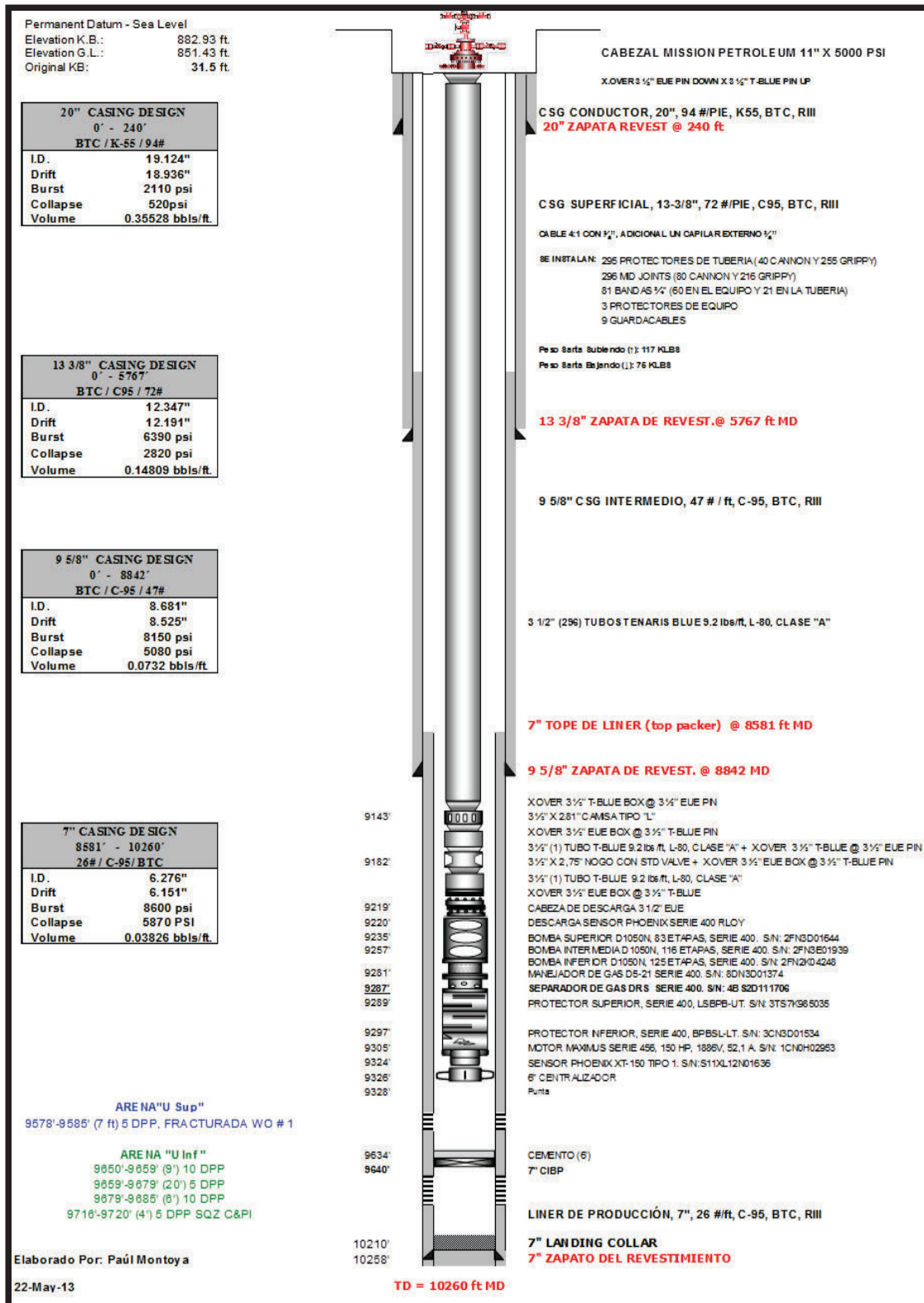


ANEXO 3. 17 POZO A-015D, ARENA US, ANTES DE WORKOVER #1



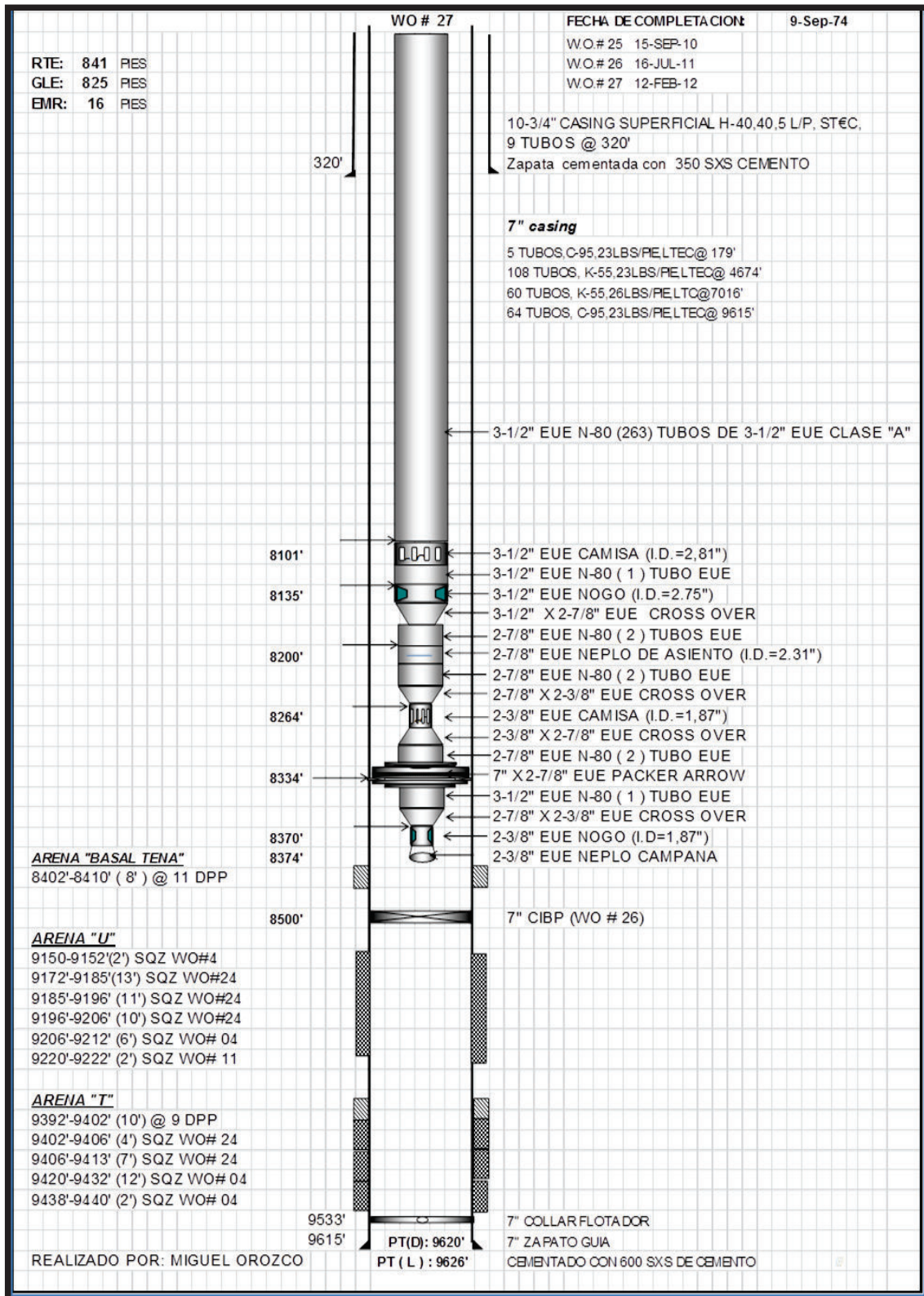
Fuente: Reporte Final de Pozo A-015D, Workover #1.

ANEXO 3. 18 POZO A-015D, ARENA US, DESPUÉS DE WORKOVER #1



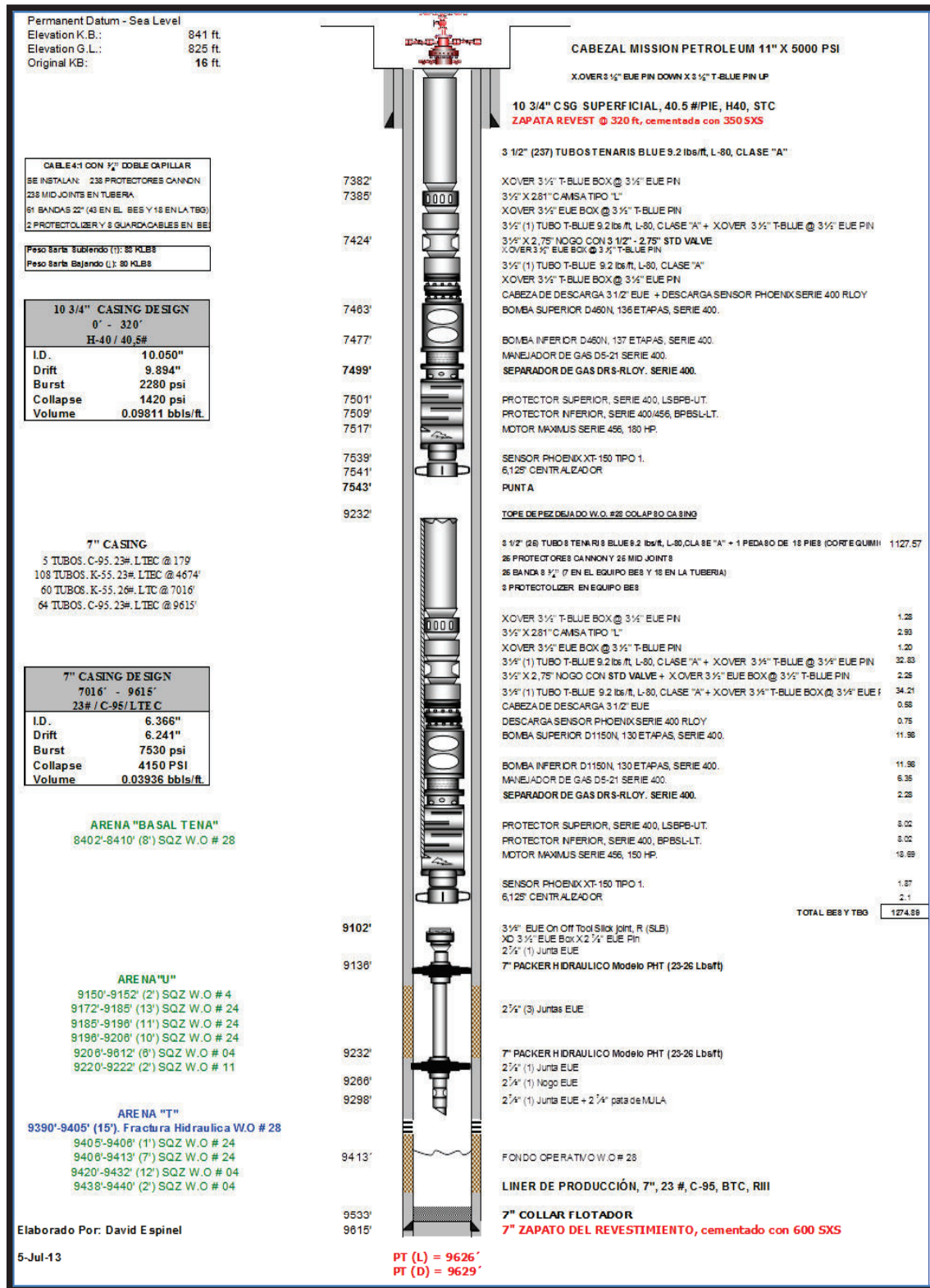
Fuente: Reporte Final de Pozo A-015D, Workover #1.

**ANEXO 3. 19 POZO S-051B, ARENA TI, ANTES DE WORKOVER #28.**



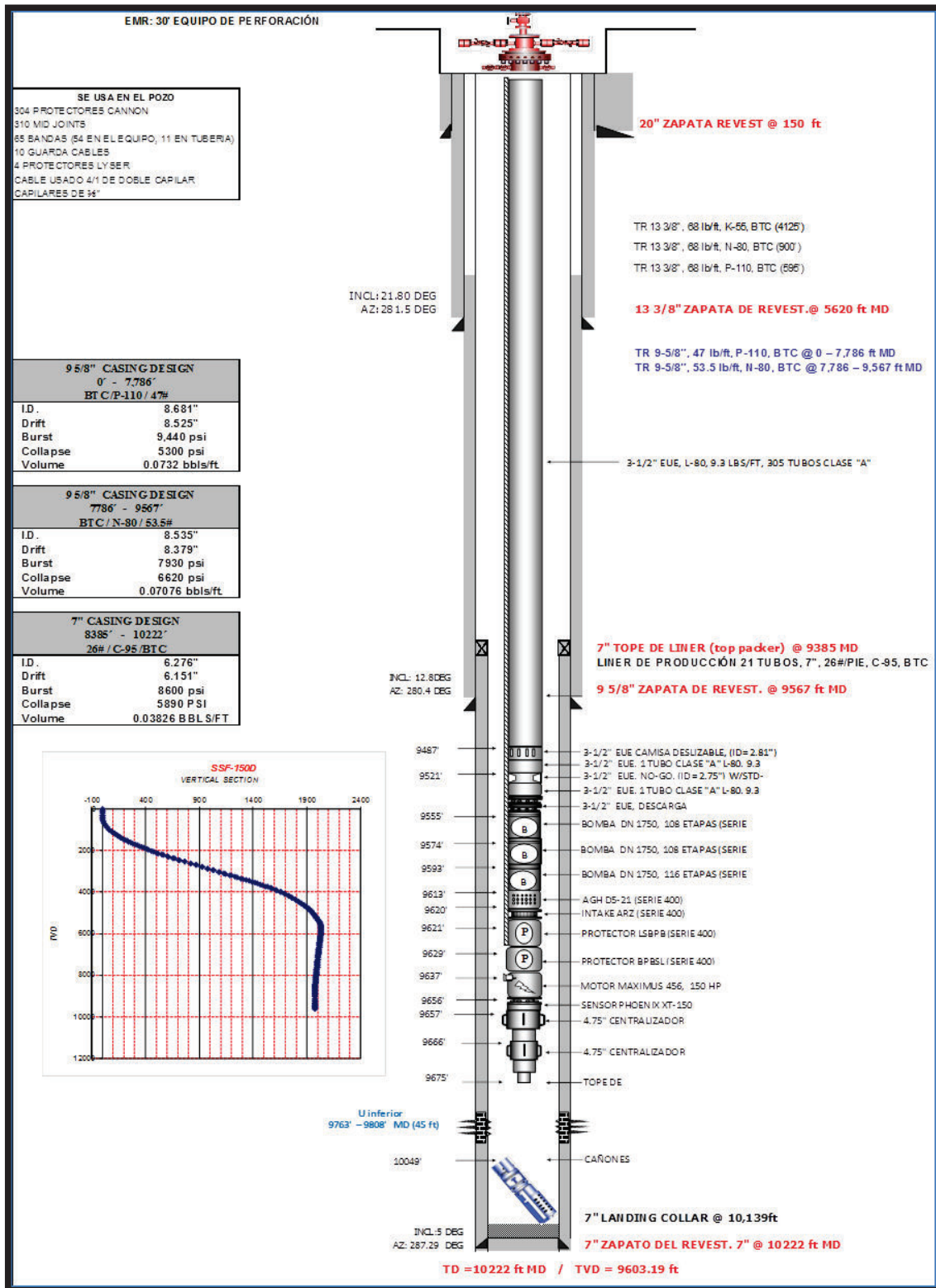
Fuente: Reporte Final de Pozo S-051B, Workover #28.

ANEXO 3. 20 POZO S-051B, ARENA TI, DESPUÉS DE WORKOVER #28.



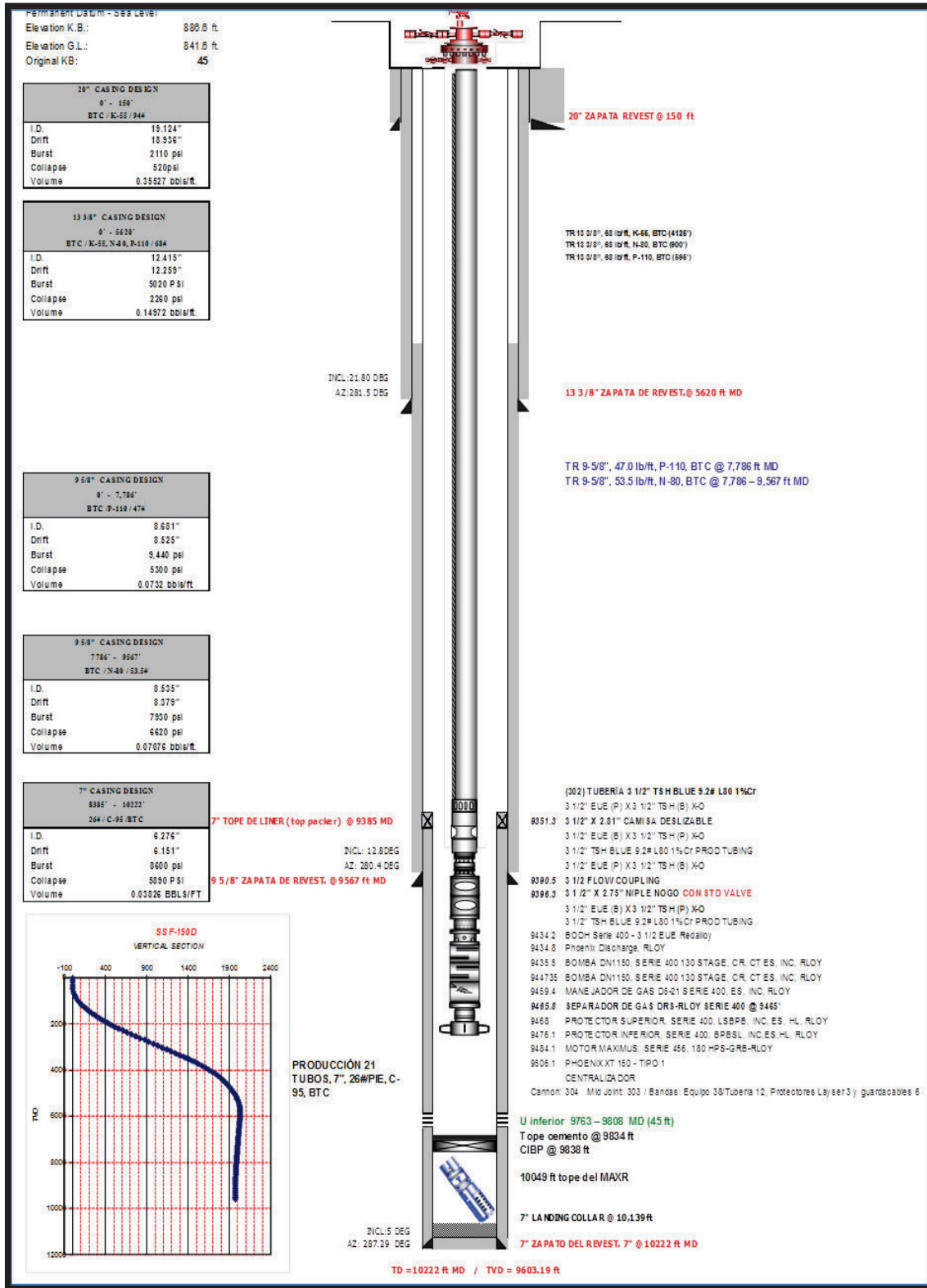
Fuente: Reporte Final de Pozo S-051B, Workover #28.

ANEXO 3. 21 POZO S-150D, ARENA UI, ANTES DE WORKOVER #1



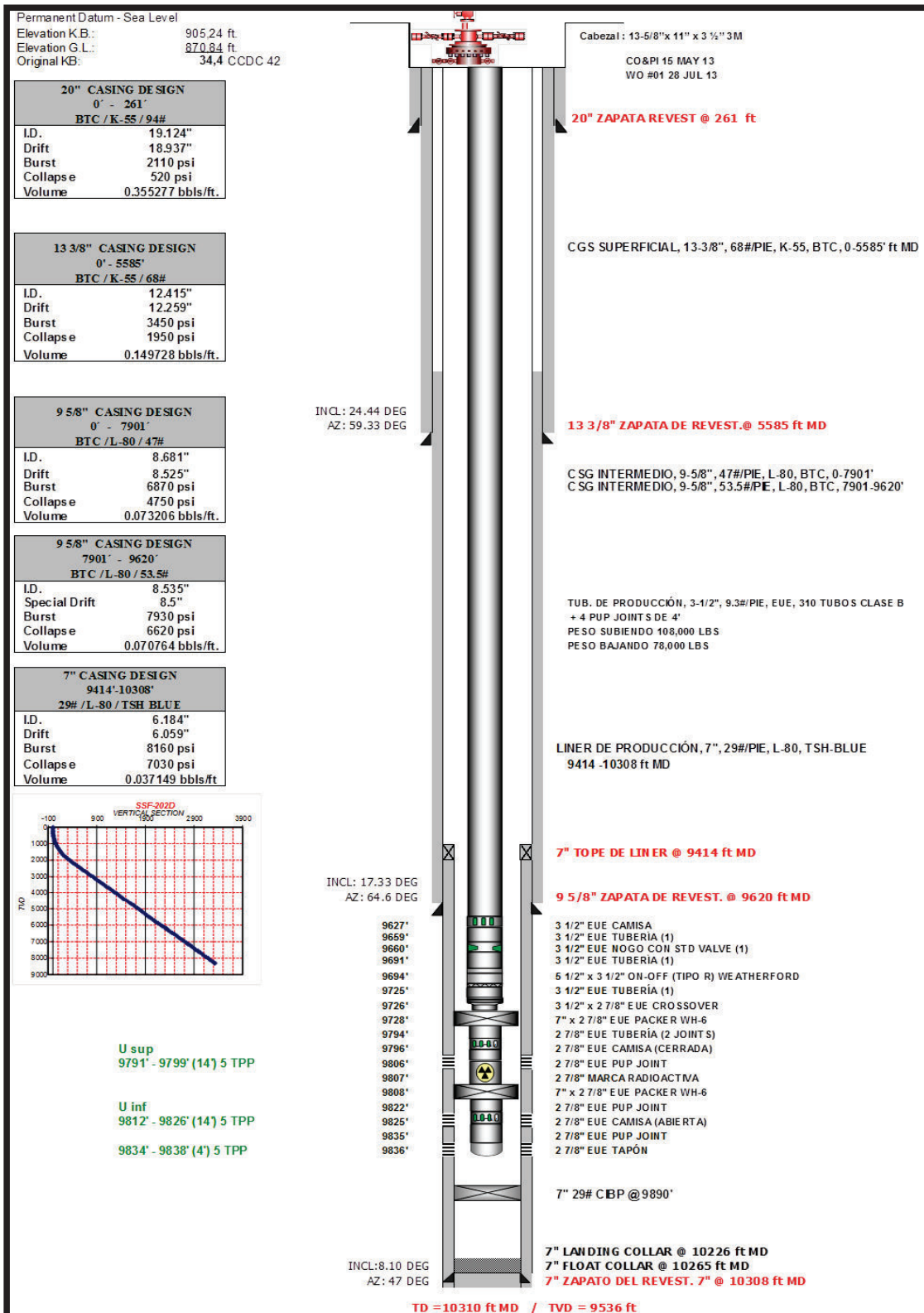
Fuente: Reporte Final de Pozo S-150D, Workover #1.

ANEXO 3. 22 POZO S-150D, ARENA UI, DESPUÉS DE WORKOVER #1



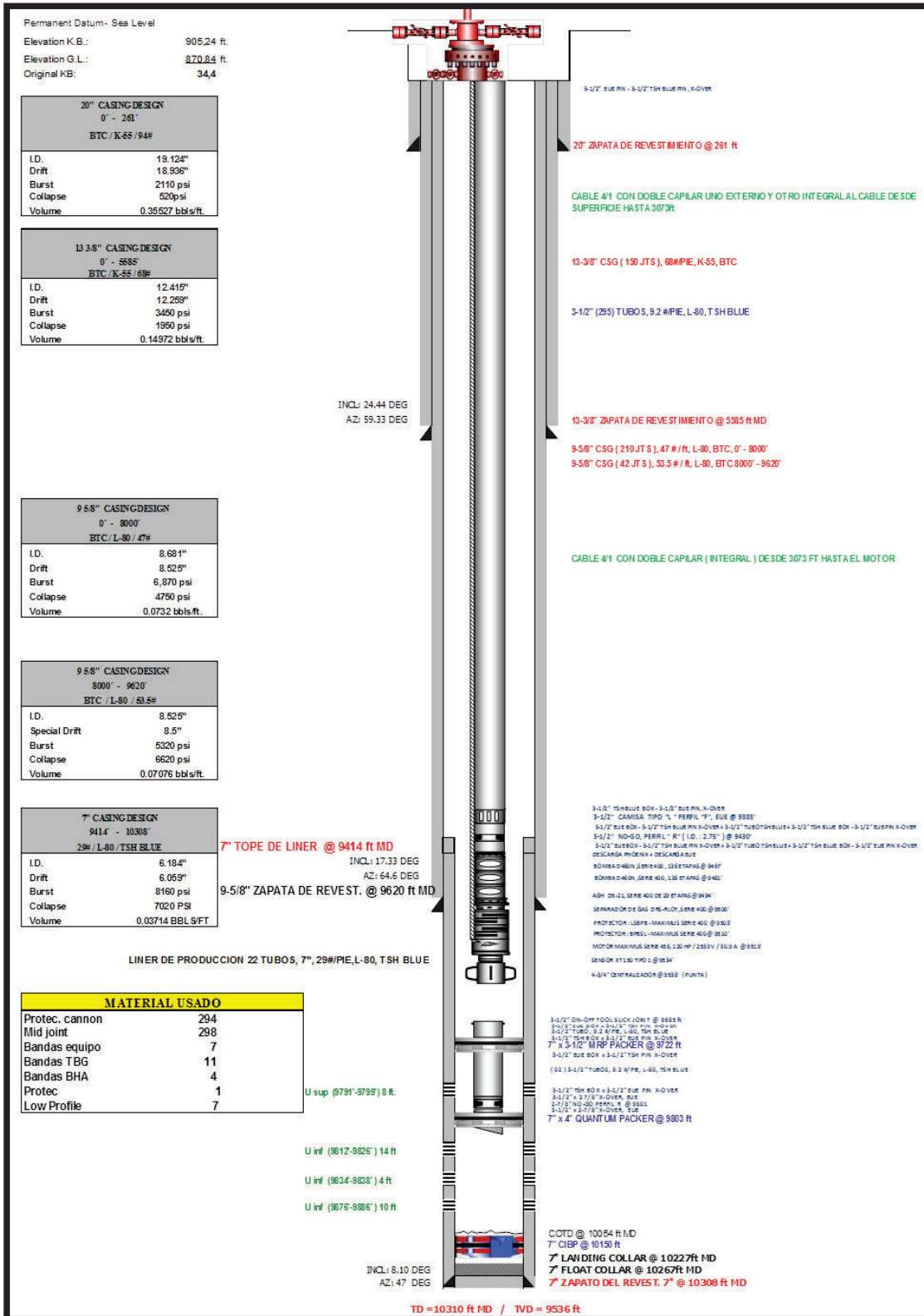
Fuente: Reporte Final de Pozo S-150D, Workover #1.

ANEXO 3. 23 POZO S-202D, ARENA US, ANTES DE WORKOVER #1



Fuente: Reporte Final de Pozo S-202D, Workover #1.

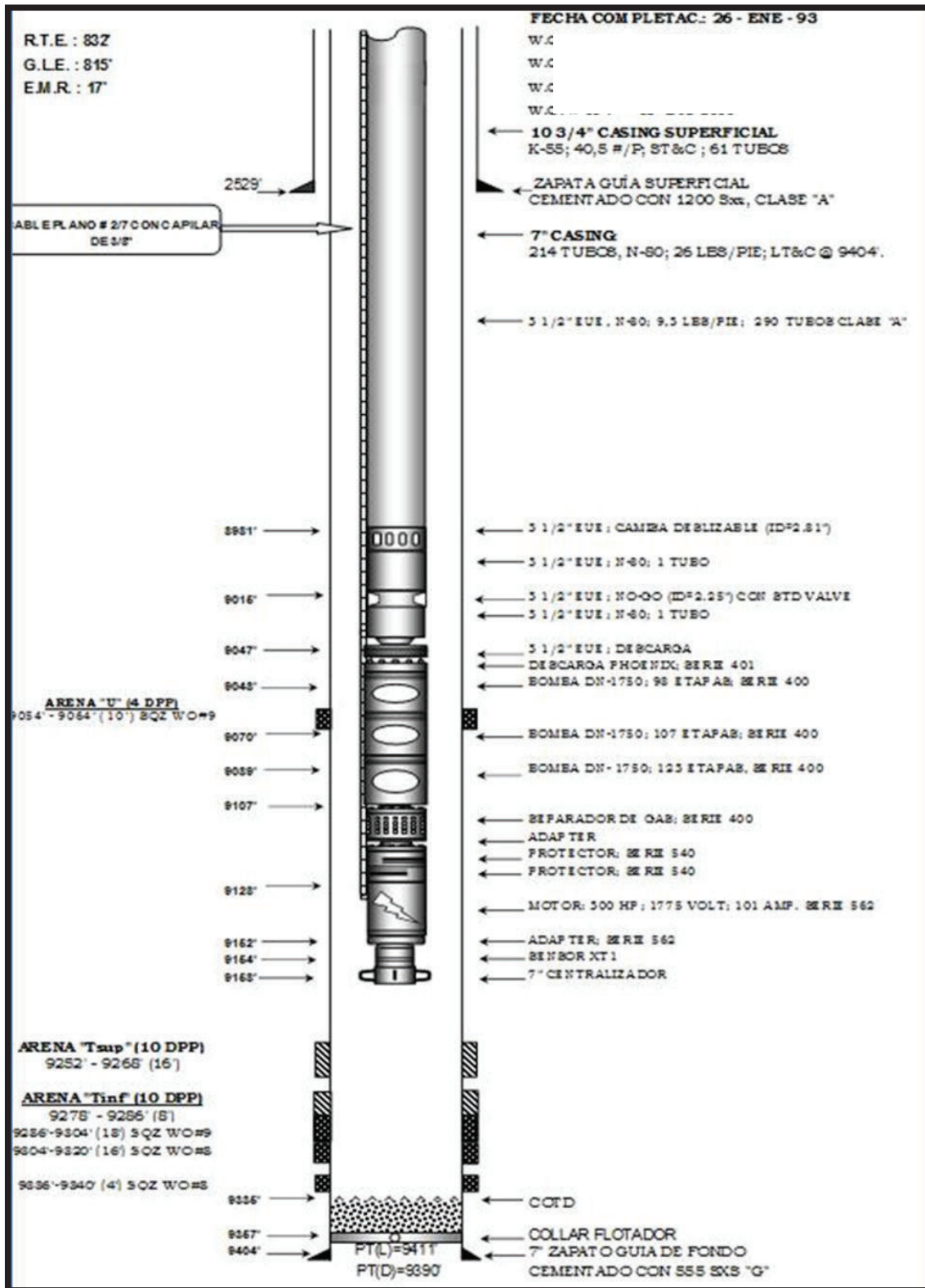
ANEXO 3. 24 POZO S-202D, ARENA US, DESPUÉS DE WORKOVER #1



Fuente: Reporte Final de Pozo S-202D, Workover #1.

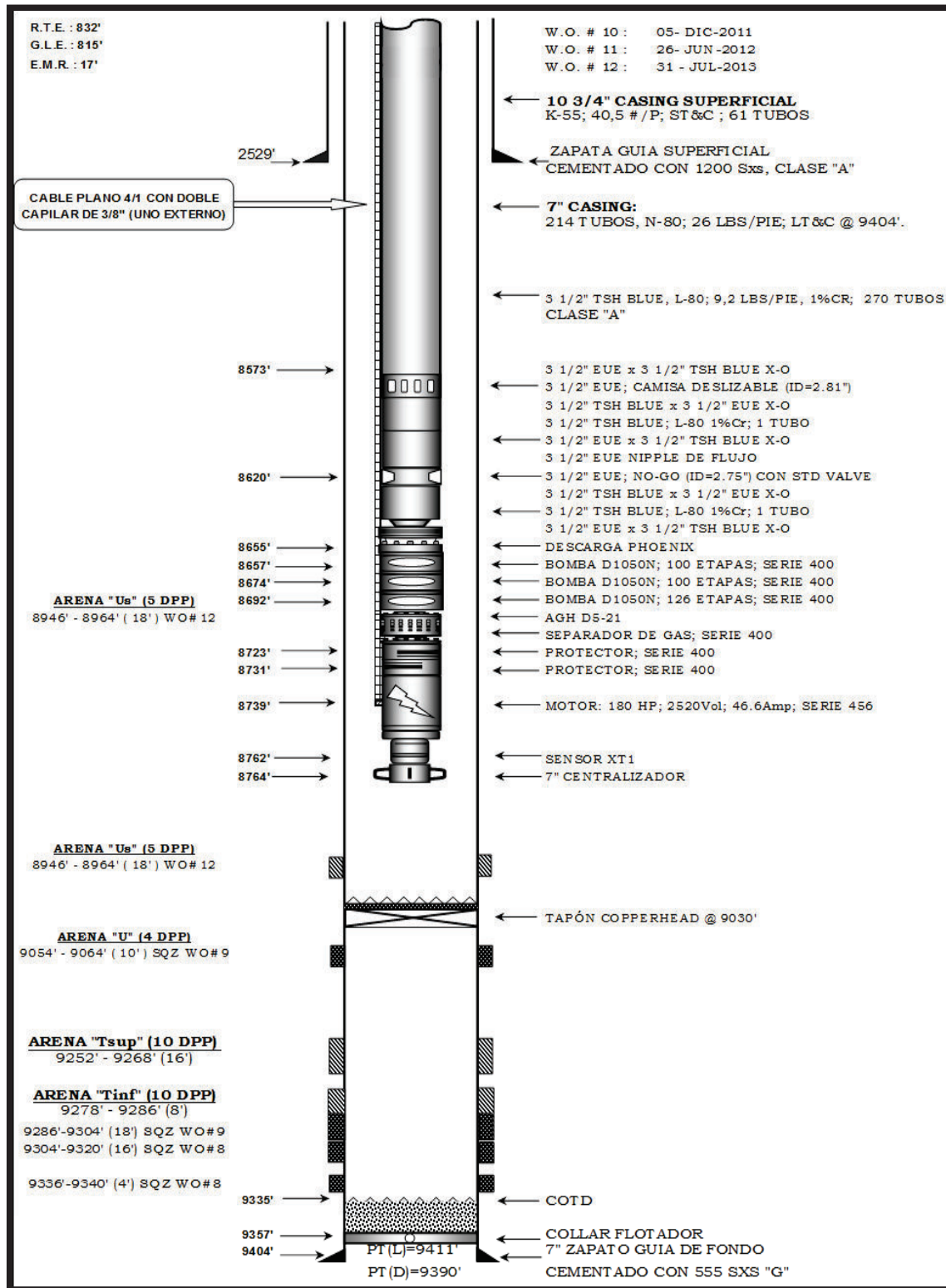


ANEXO 3. 25 POZO S-080, ARENA US, ANTES DE WORKOVER #12.



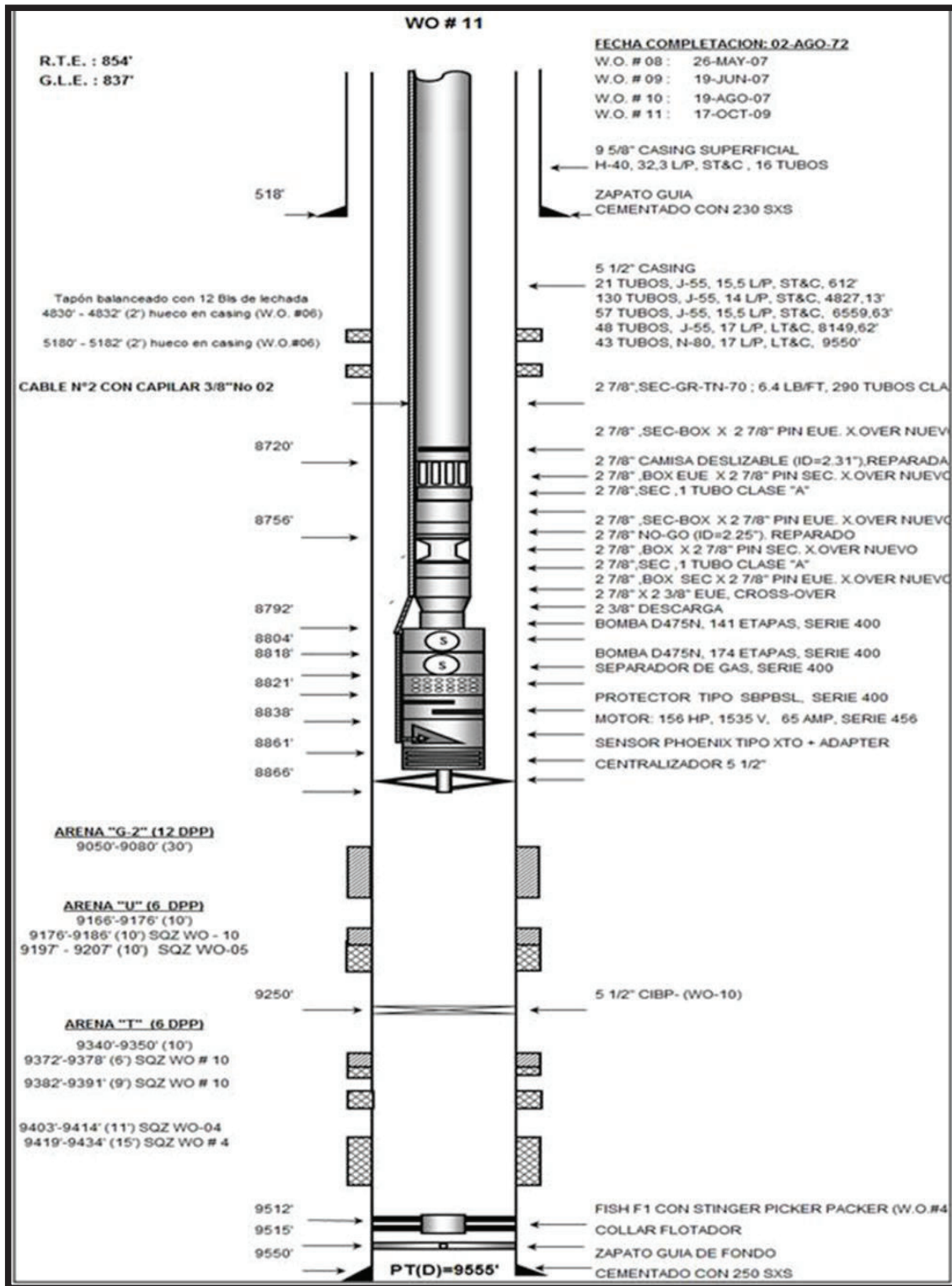
Fuente: Reporte Final de Pozo S-080, Workover #12.

ANEXO 3. 26 POZO S-080, ARENA US, DESPUÉS DE WORKOVER #12.



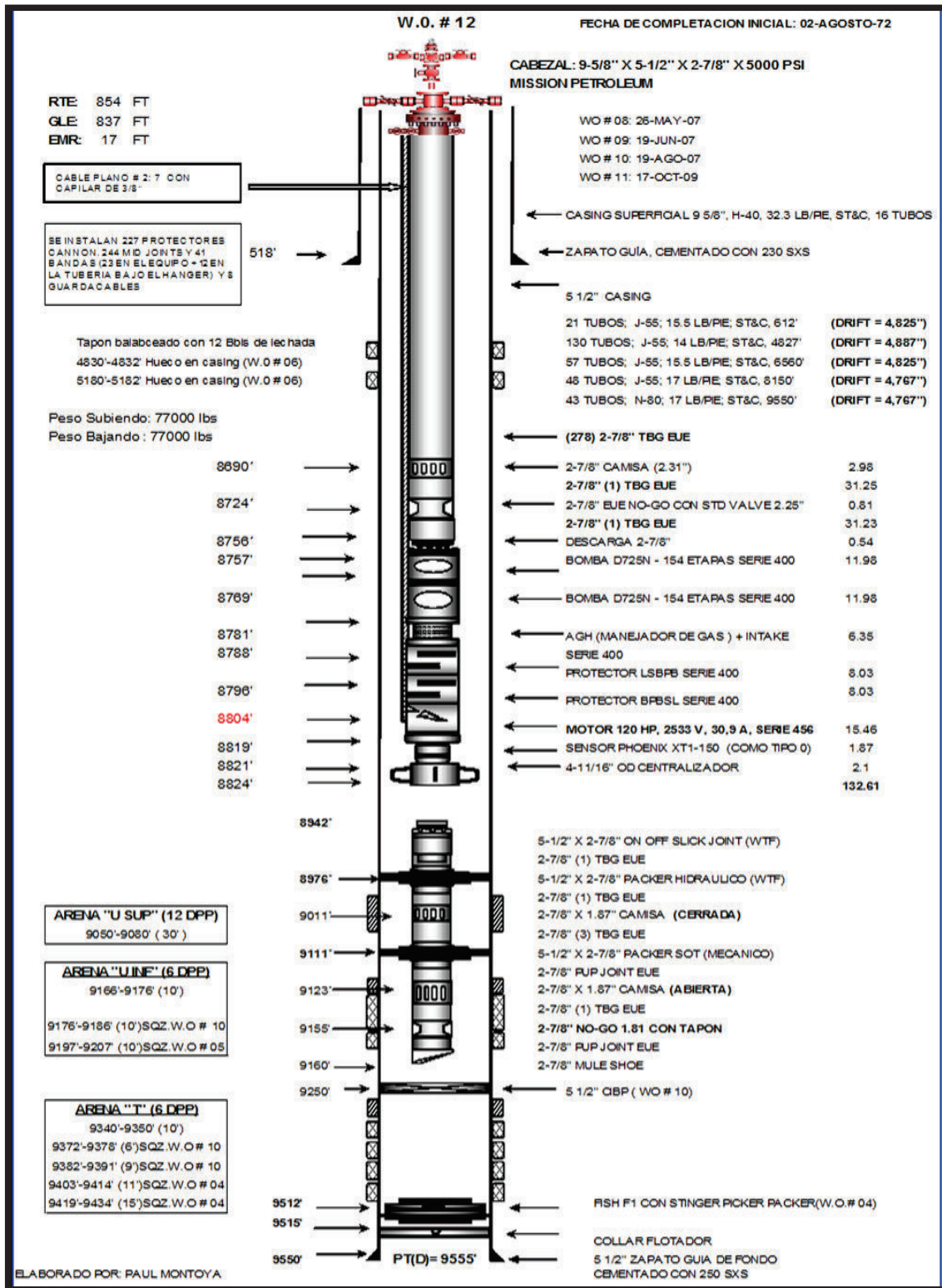
Fuente: Reporte Final de Pozo S-080, Workover #12.

ANEXO 3. 27 POZO S-011, ARENA UI, ANTES DE WORKOVER #12



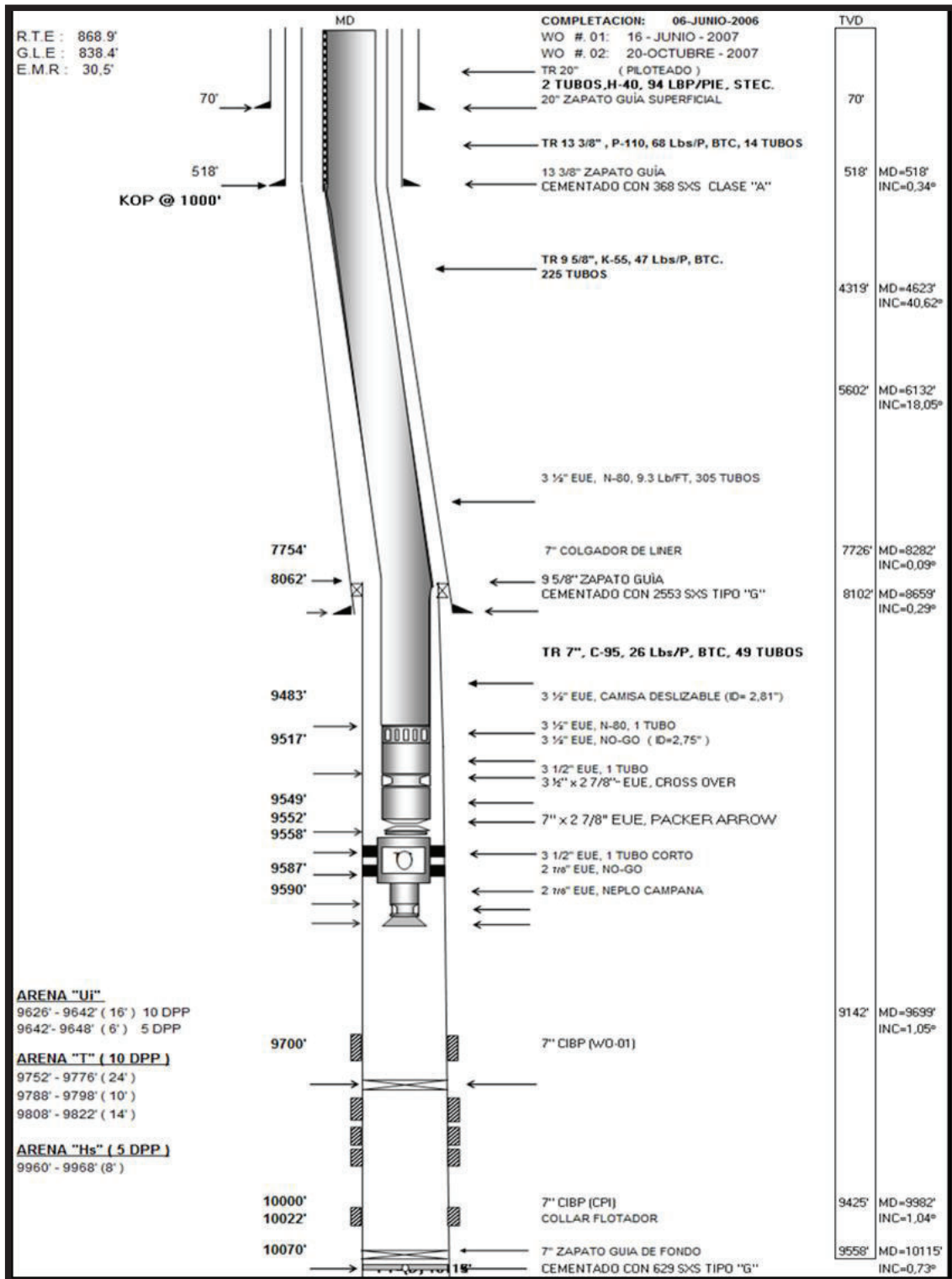
Fuente: Reporte Final de Pozo S-011, Workover #12.

ANEXO 3. 28 POZO S-011, ARENA UI, DESPUÉS DE WORKOVER #12



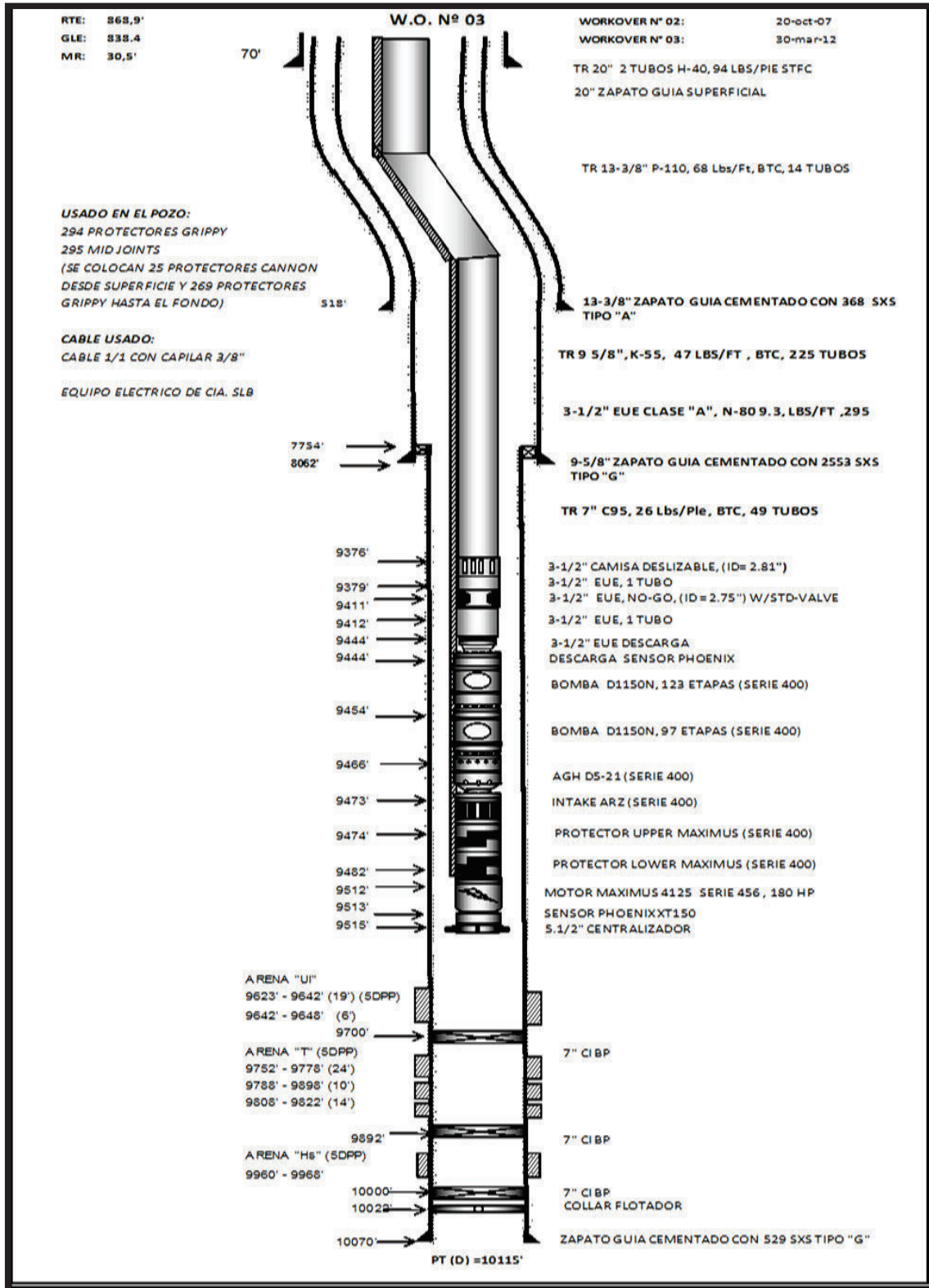
Fuente: Reporte Final de Pozo S-011, Workover #12.

ANEXO 3. 29 POZO S-108D, ARENA UI, ANTES DE WORKOVER #3



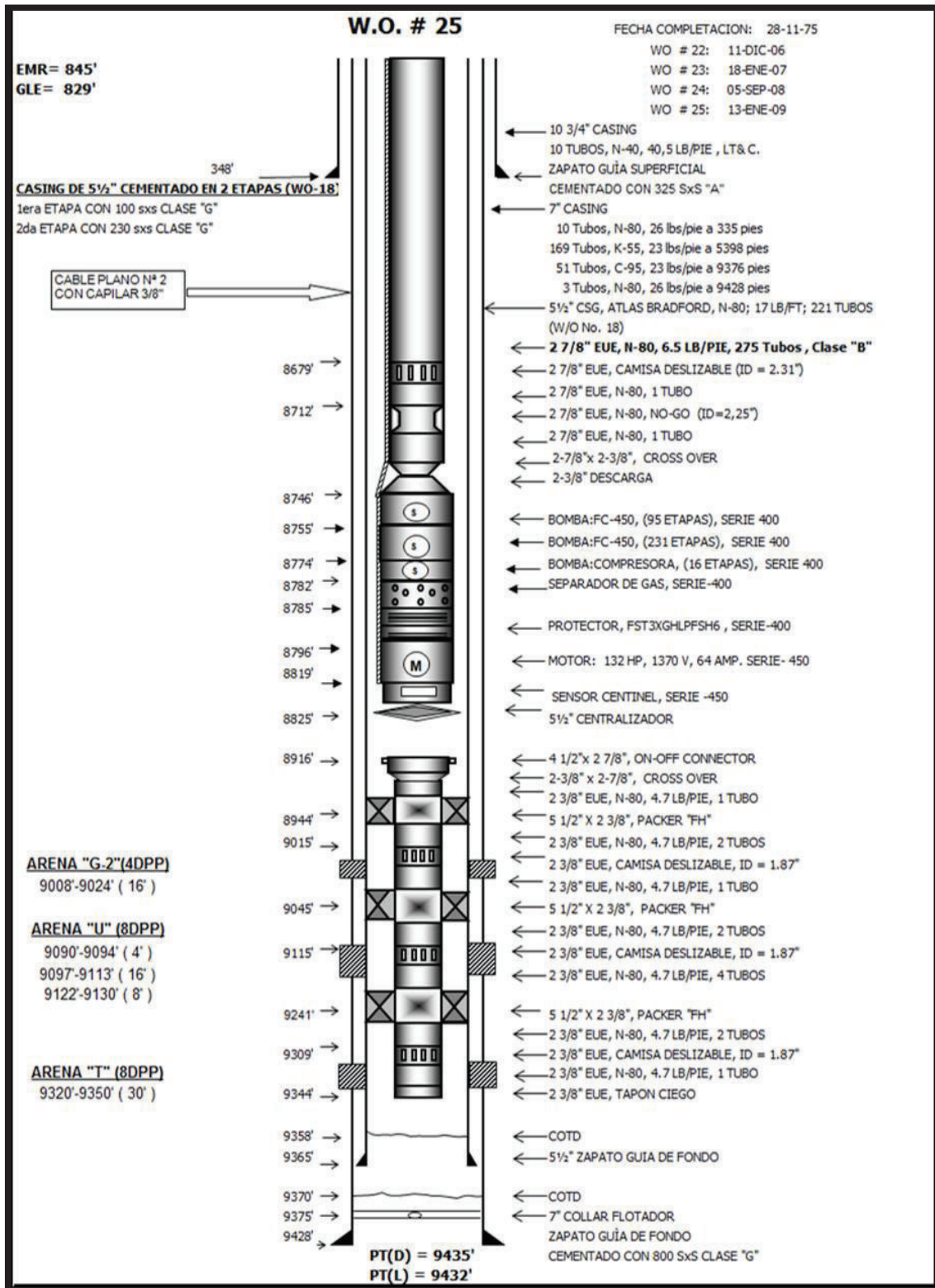
Fuente: Reporte Final de Pozo S-108D, Workover #3.

**ANEXO 3. 30 POZO S-108D, ARENA UI, DESPUÉS DE WORKOVER #3**



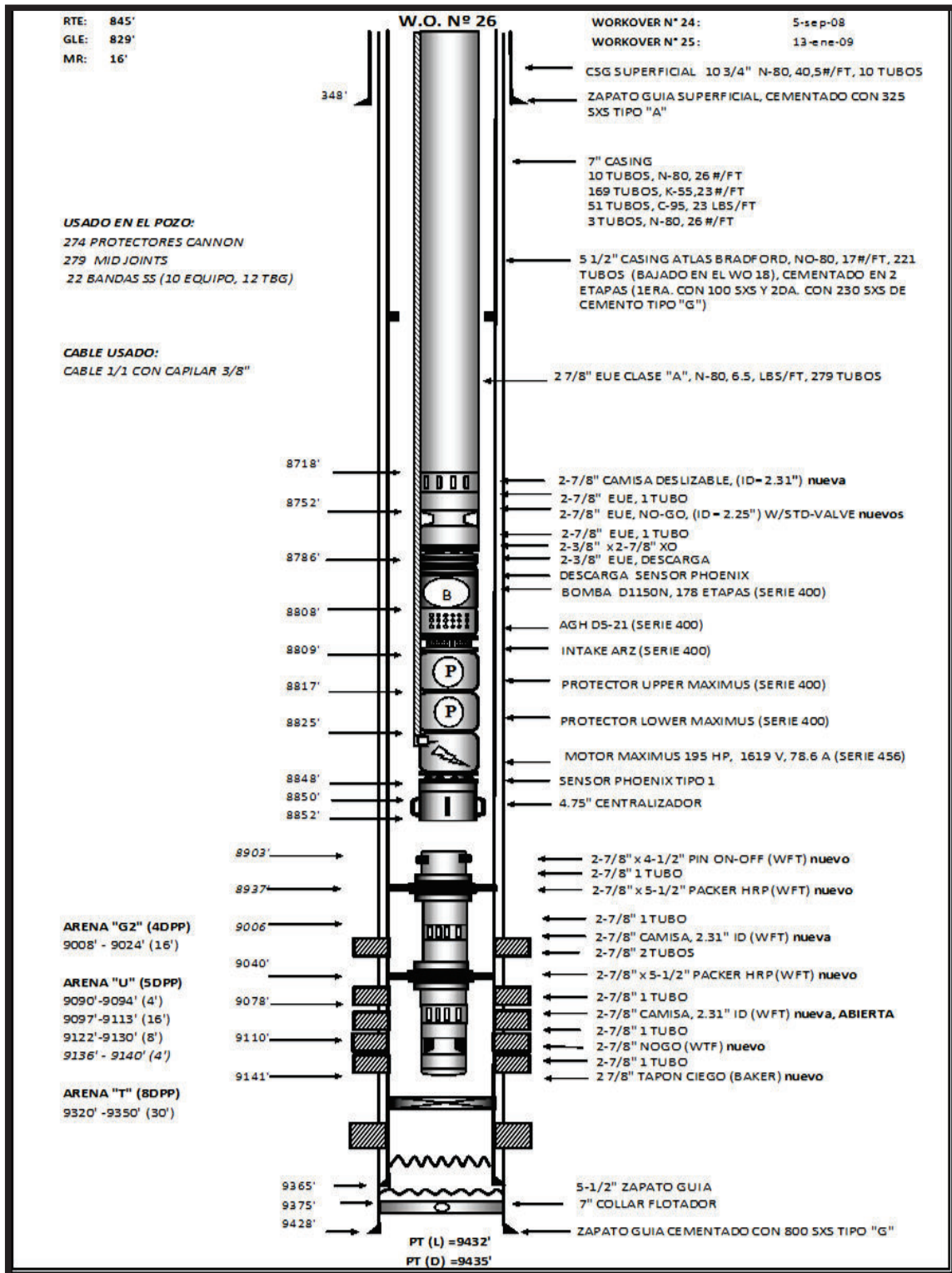
Fuente: Reporte Final de Pozo S-108D, Workover #3.

ANEXO 3. 31 POZO S-059, ARENA US, ANTES DE WORKOVER #26



Fuente: Reporte Final de Pozo S-059, Workover #26.

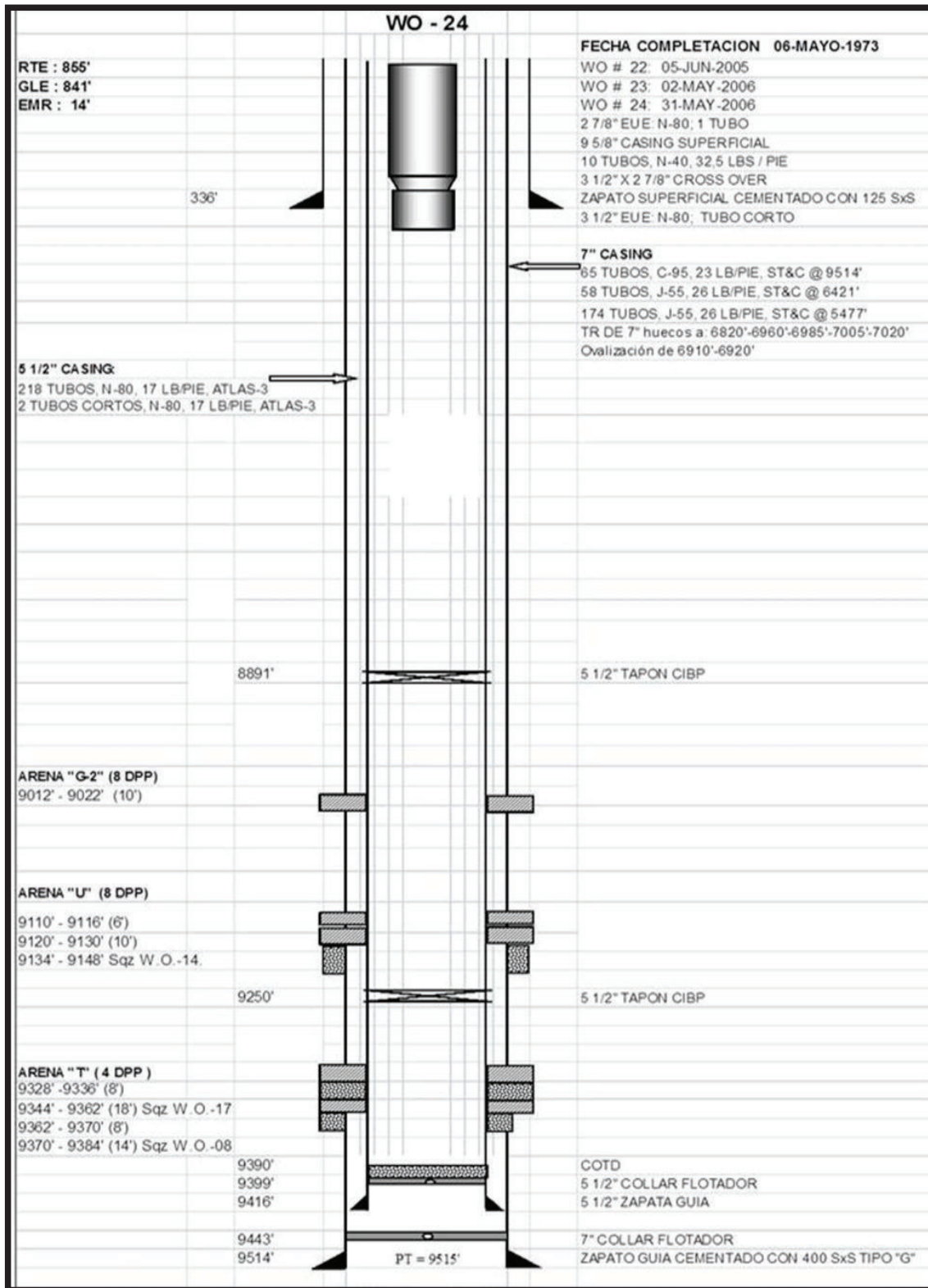
**ANEXO 3. 32 POZO S-059, ARENA US, DESPUÉS DE WORKOVER #26**



Fuente: Reporte Final de Pozo S-059, Workover #4.

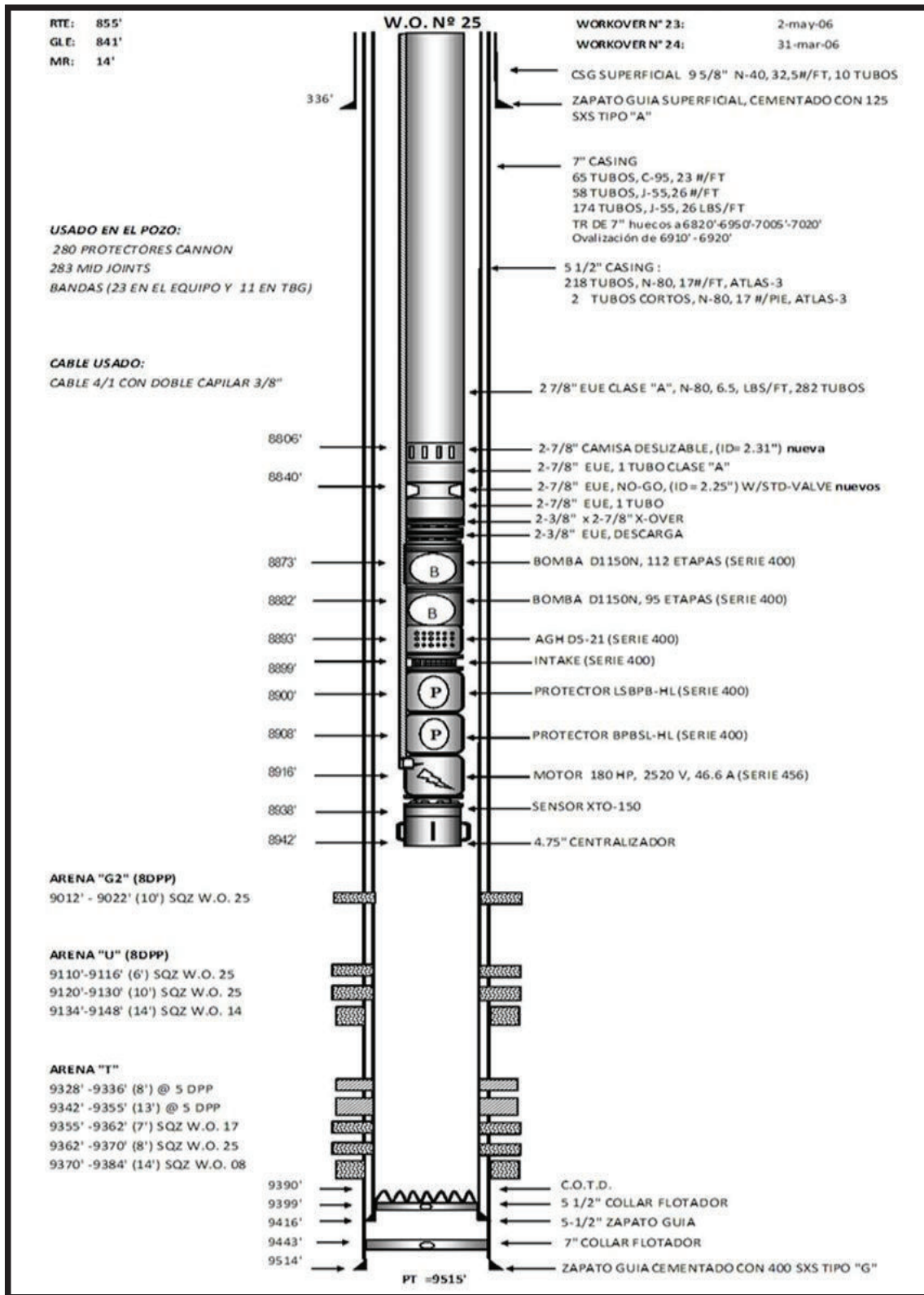


ANEXO 3. 33 POZO S-031, ARENA TI, ANTES DE WORKOVER #25



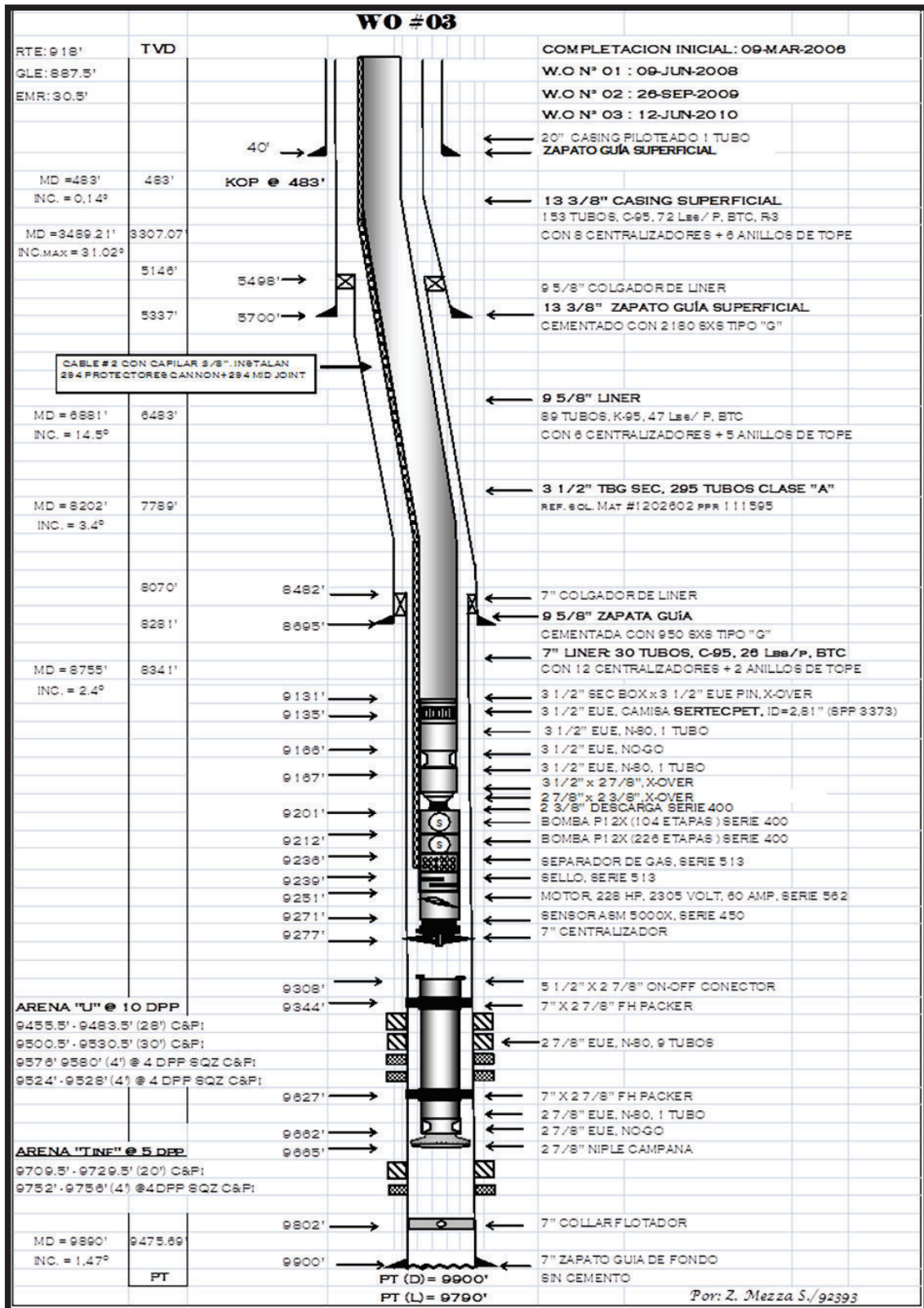
Fuente: Reporte Final de Pozo S-031, Workover #25.

ANEXO 3. 34 POZO S-031, ARENA TI, DESPUÉS DE WORKOVER #25



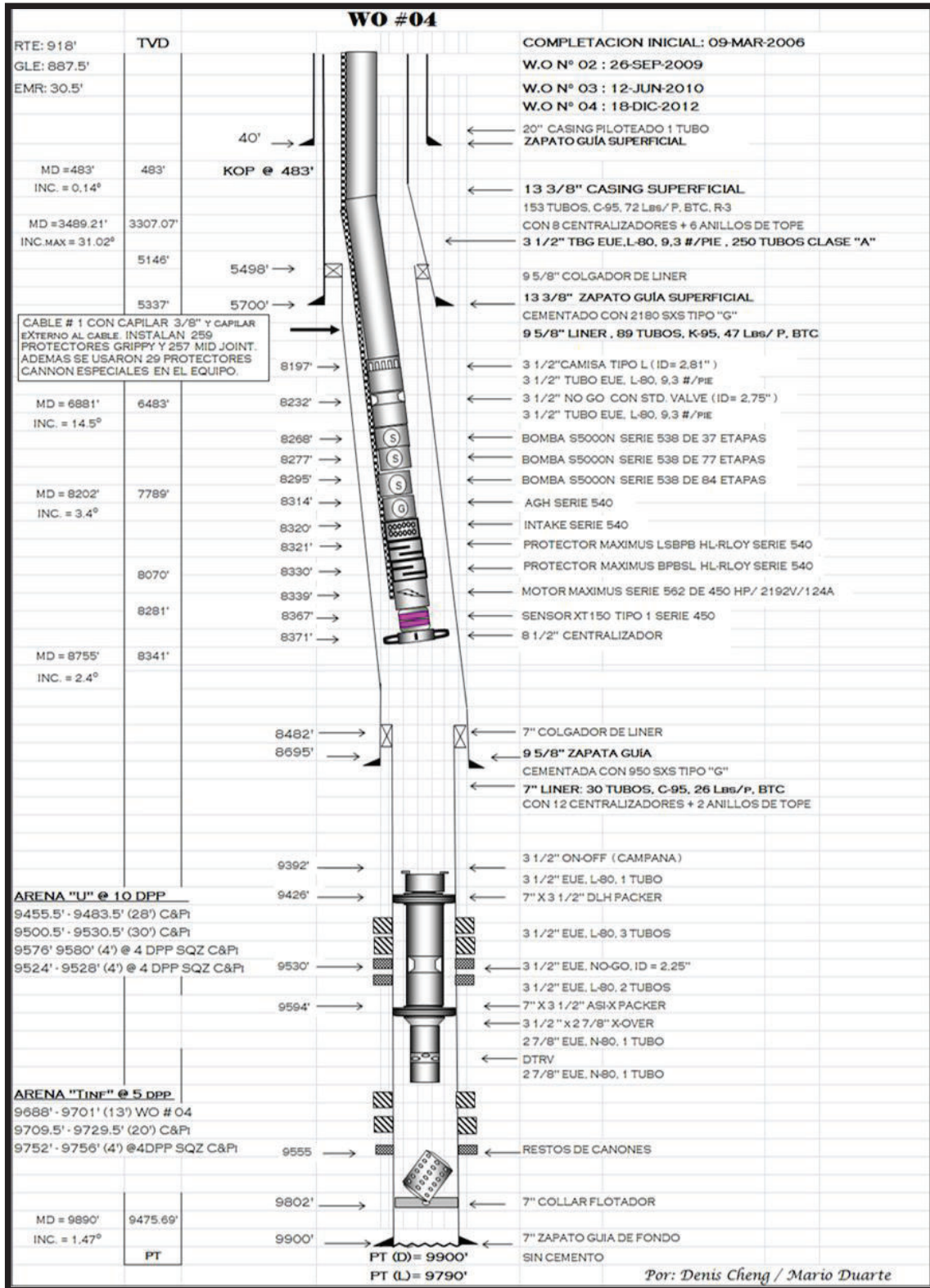
Fuente: Reporte Final de Pozo S-031, Workover #25.

ANEXO 3.35 POZO S-098D, ARENA TI, ANTES DE WORKOVER #4



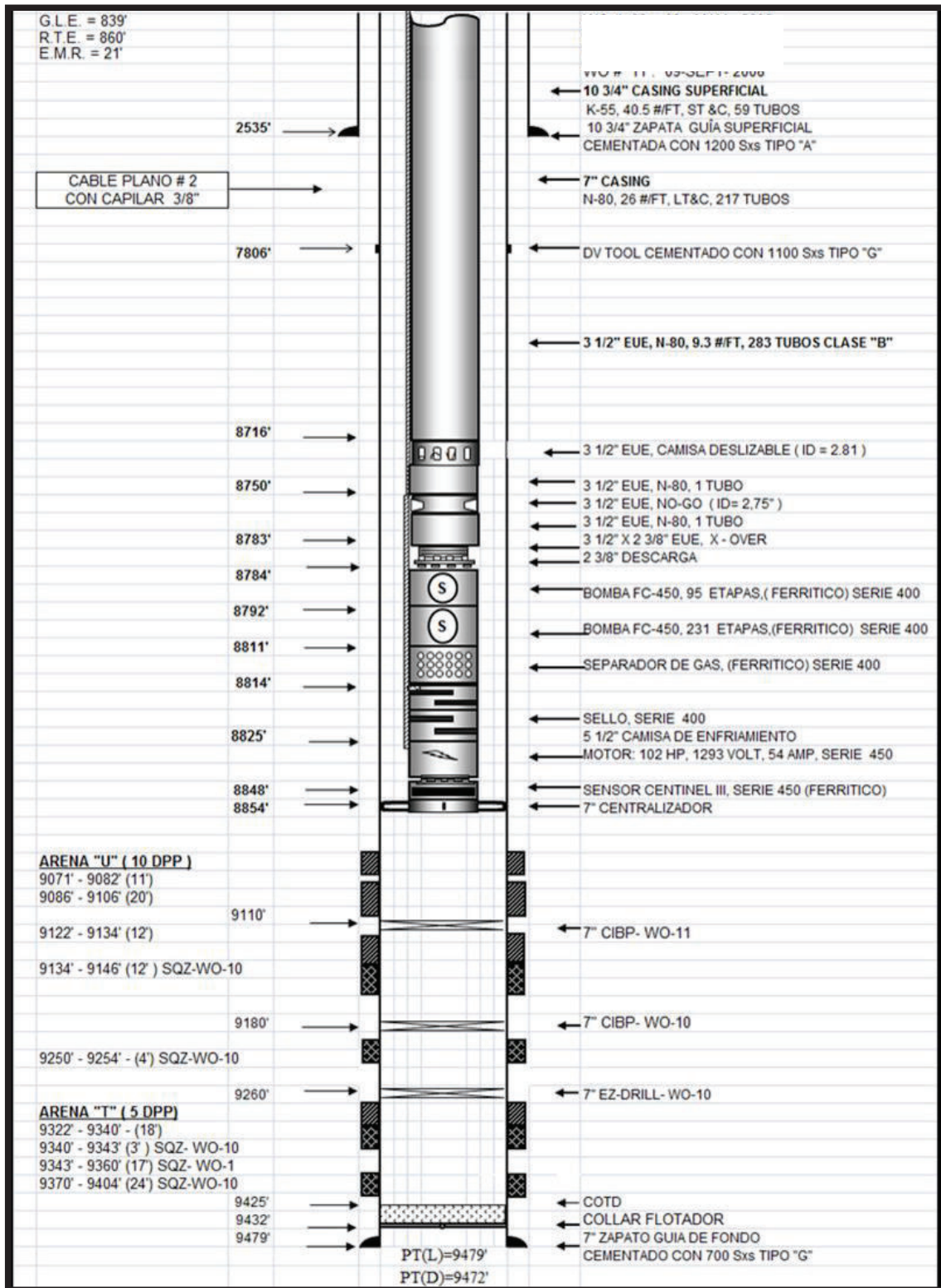
Fuente: Reporte Final de Pozo S-098D, Workover #4

ANEXO 3. 36 POZO S-098D, ARENA TI, DESPUÉS DE WORKOVER #4



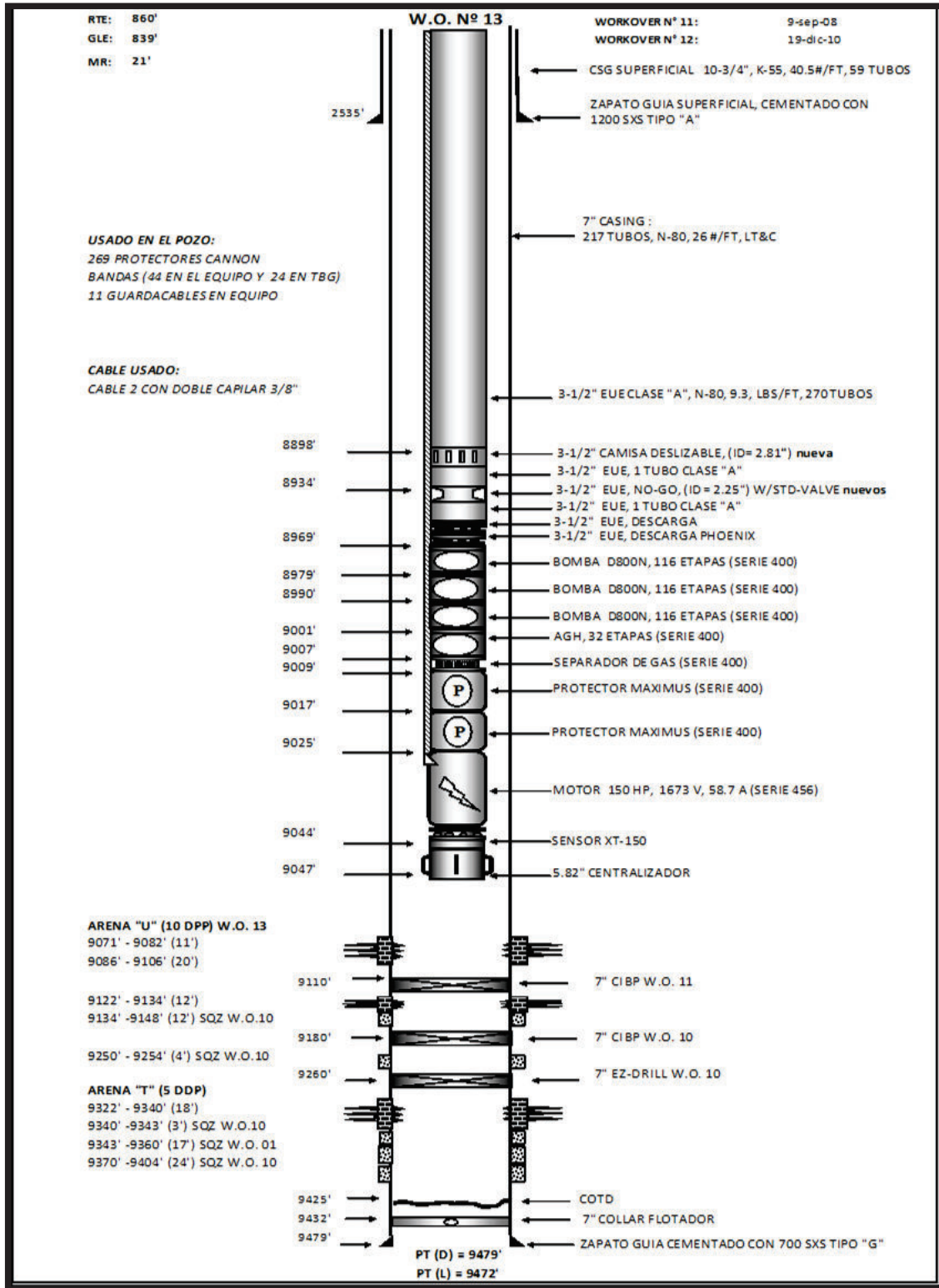
Fuente: Reporte Final de Pozo S-098D, Workover #4

ANEXO 3. 37 POZO S-084, ARENA UI, ANTES DE WORKOVER #13



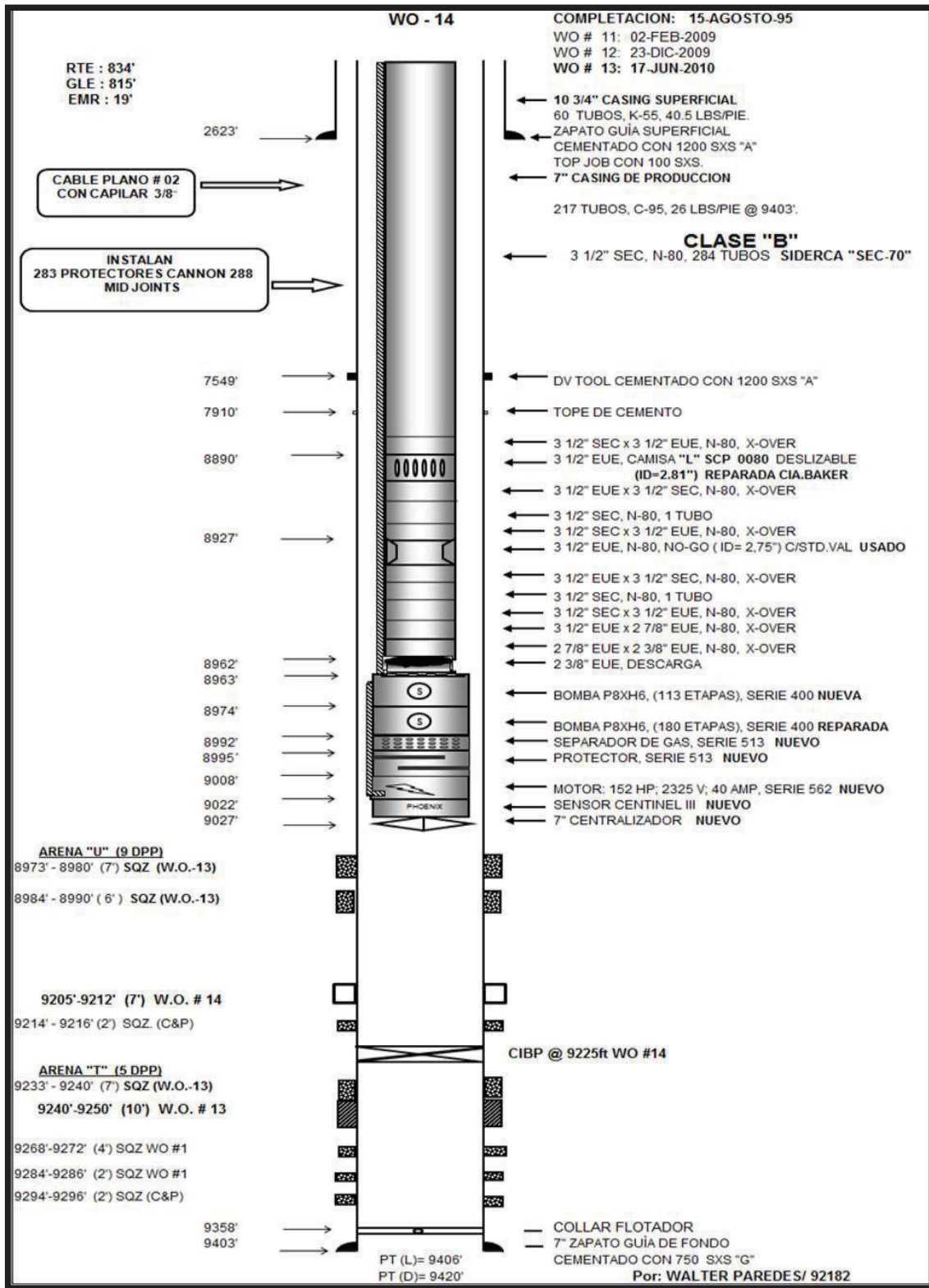
Fuente: Reporte Final de Pozo S-084, Workover #13

**ANEXO 3. 38 POZO S-084, ARENA UI, DESPUÉS DE WORKOVER #13**



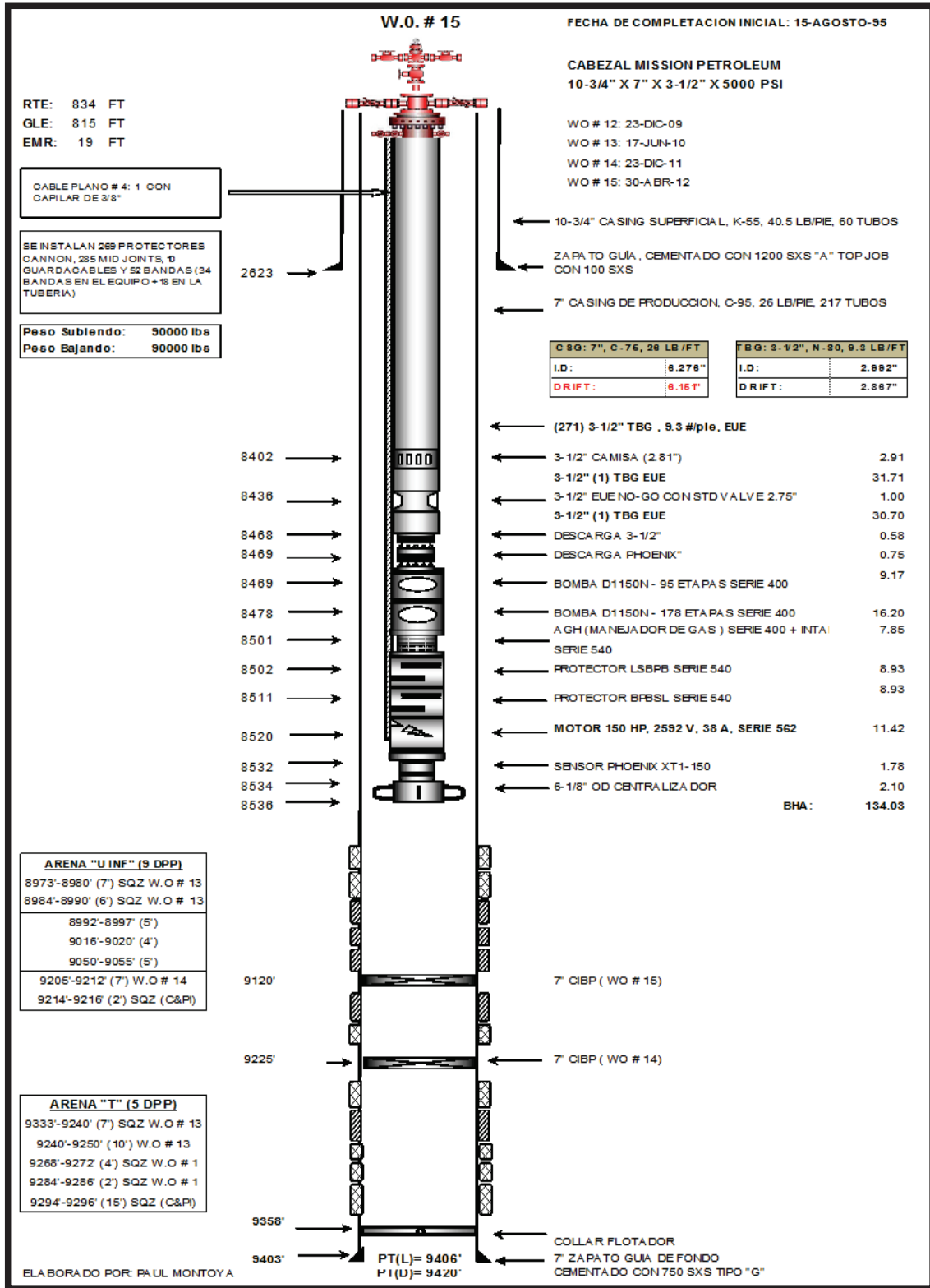
Fuente: Reporte Final de Pozo S-084, Workover #13

ANEXO 3. 39 POZO S-090, ARENA UI, ANTES DE WORKOVER #15



Fuente: Reporte Final de Pozo S-090, Workover #15

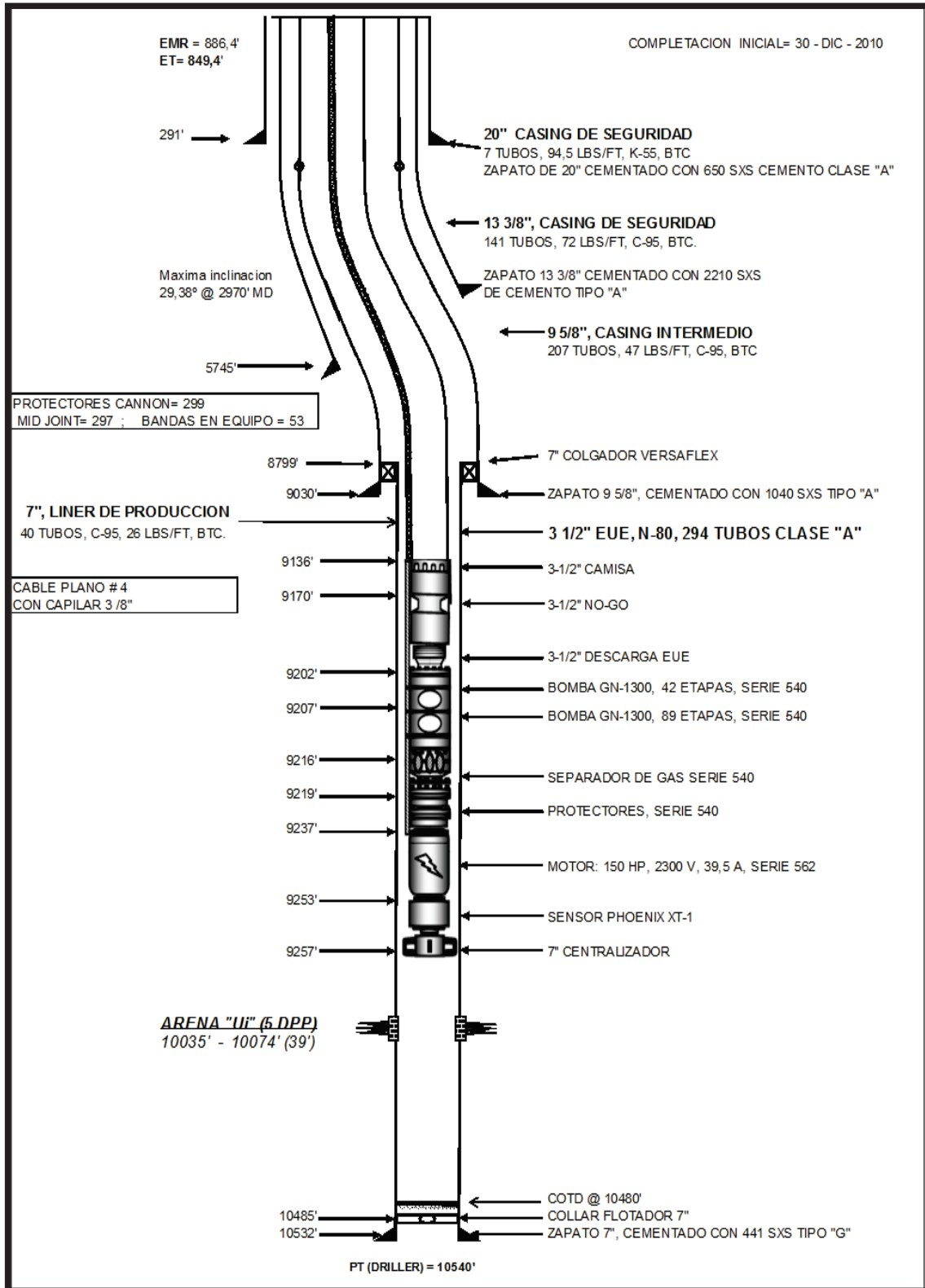
ANEXO 3. 40 POZO S-090, ARENA UI, DESPUÉS DE WORKOVER #15



Fuente: Reporte Final de Pozo S-090, Workover #15

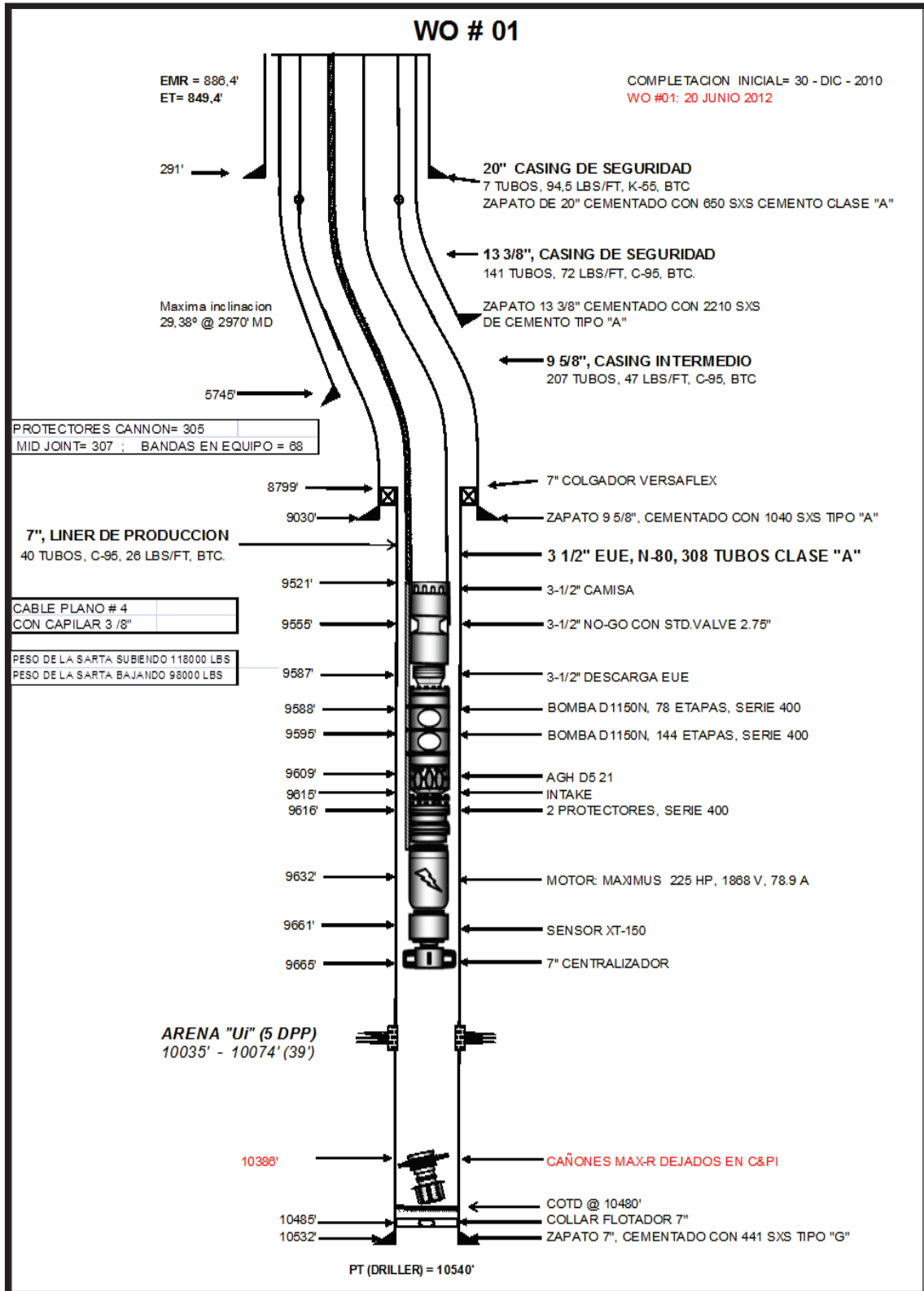


**ANEXO 3. 41 POZO S-164D, ARENA UI, ANTES DE WORKOVER #1**



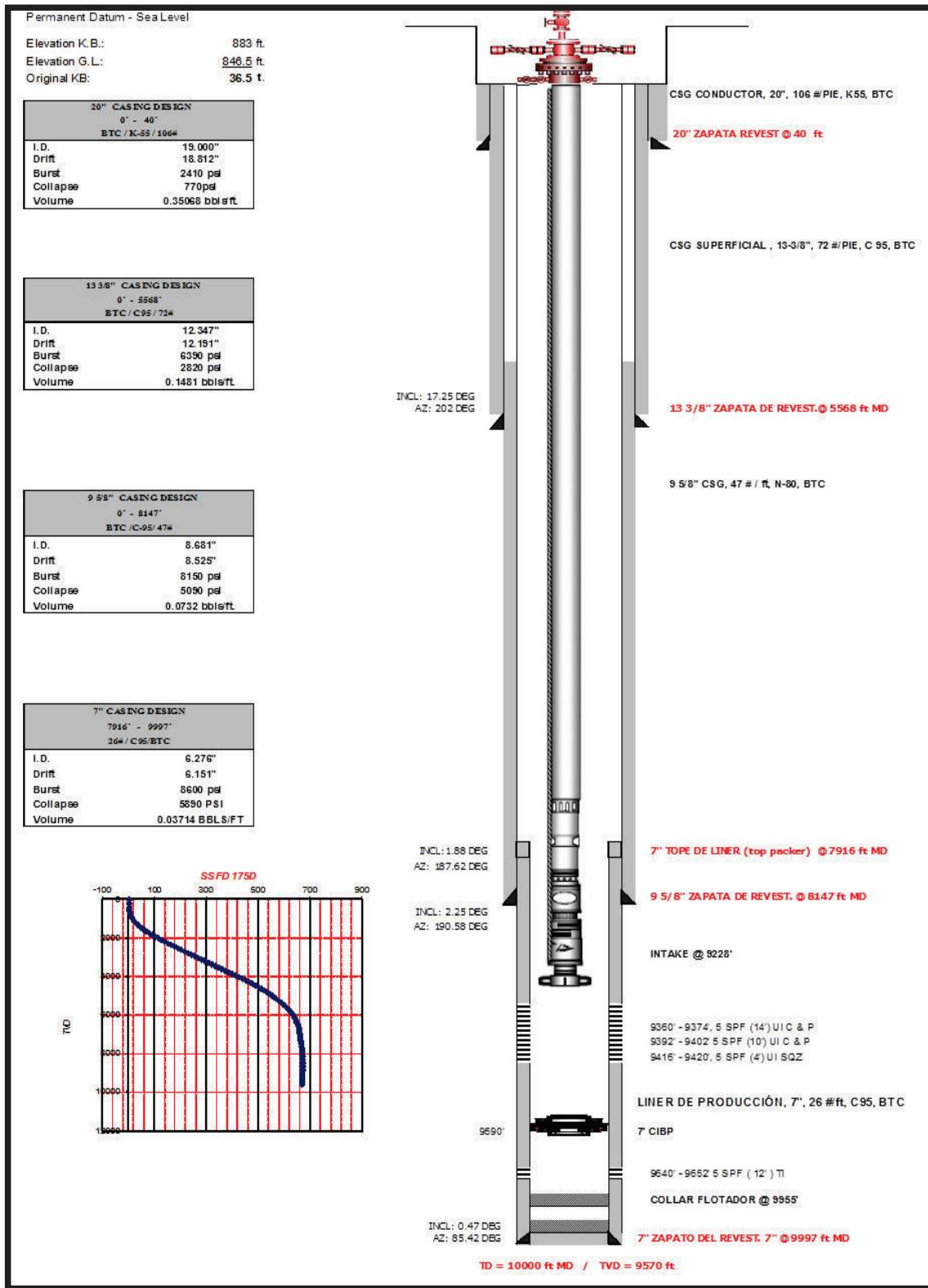
Fuente: Reporte Final de Pozo S-164D, Workover #1

ANEXO 3. 42 POZO S-164D, ARENA UI, DESPUÉS DE WORKOVER #1



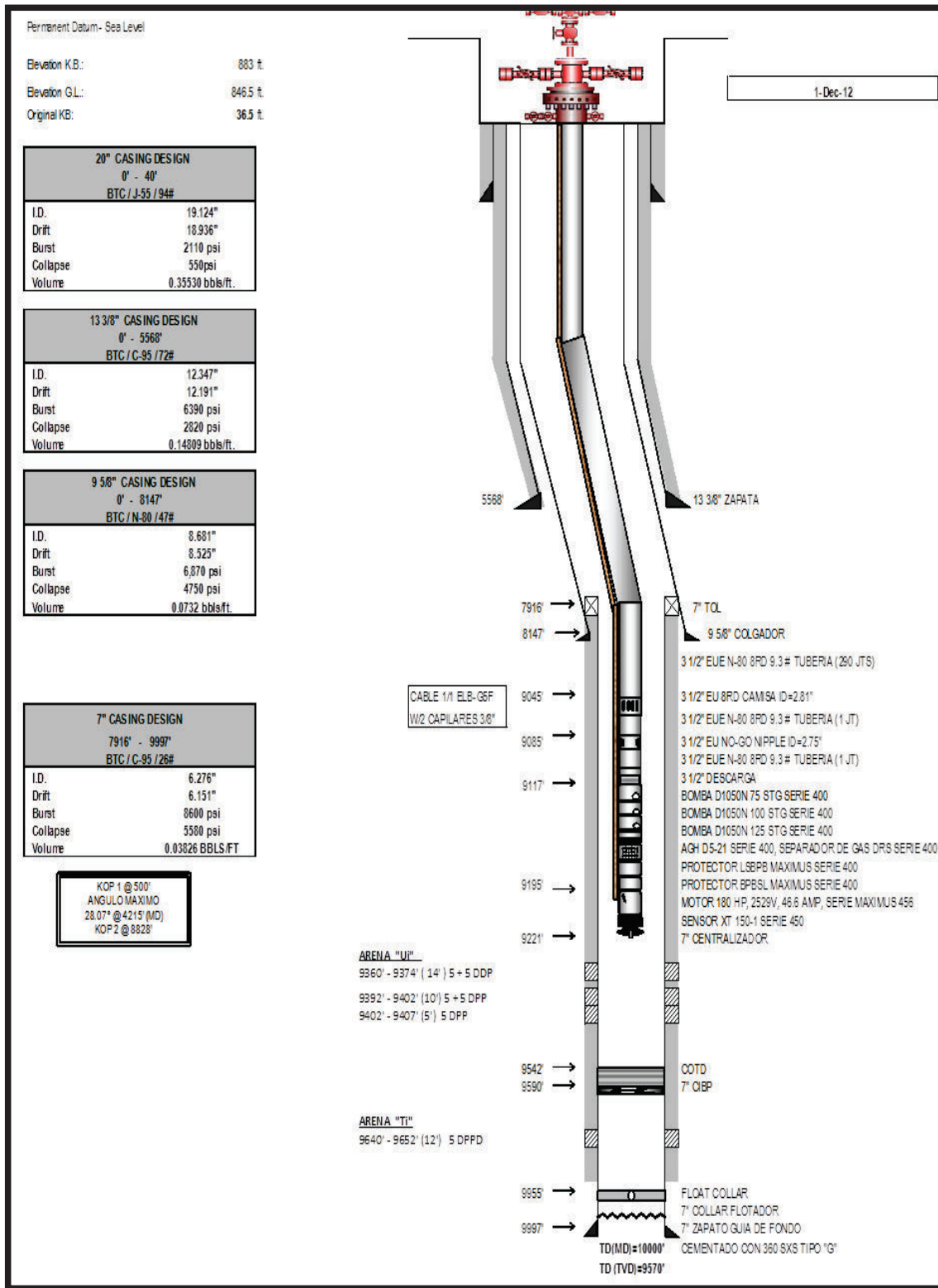
Fuente: Reporte Final de Pozo S-164D, Workover #1

ANEXO 3. 43 POZO S-118D, ARENA UI, ANTES DE WORKOVER #2



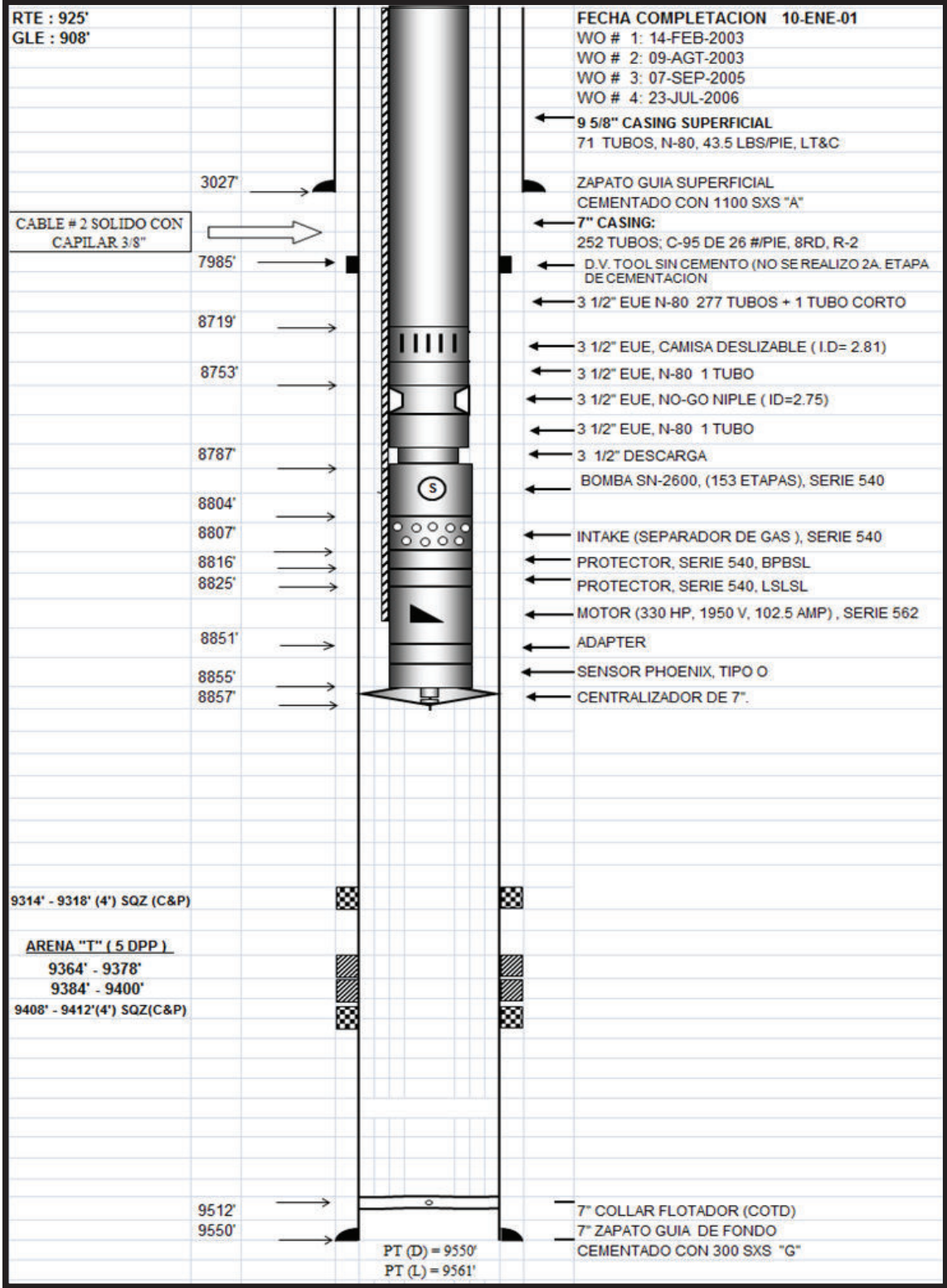
Fuente: Reporte Final de Pozo S-118D, Workover #2

**ANEXO 3. 44 POZO S-118D, ARENA UI, DESPUÉS DE WORKOVER #2**



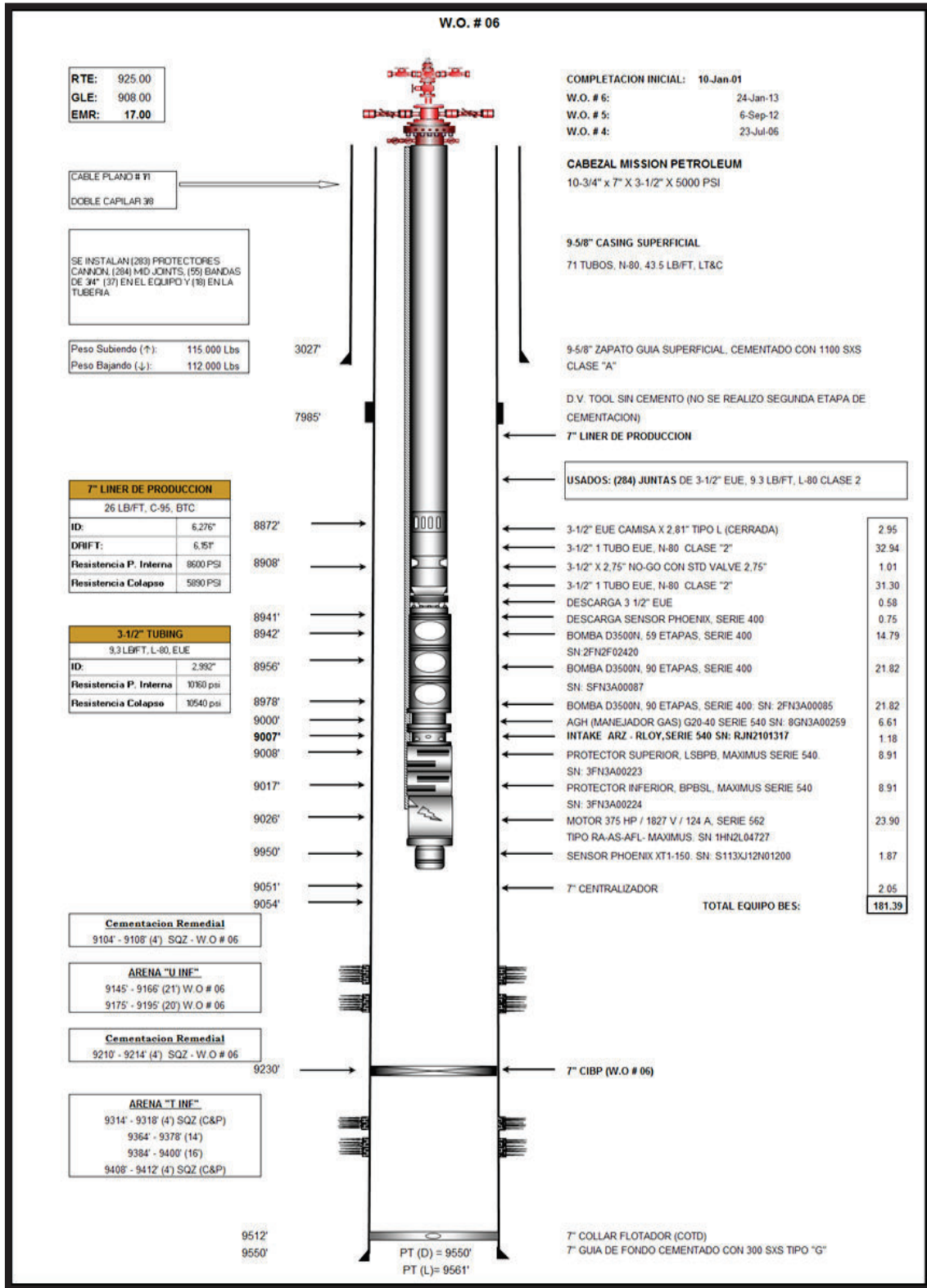
Fuente: Reporte Final de Pozo S-118D, Workover #2

ANEXO 3. 45 POZO S-012B, ARENA TI, ANTES DE WORKOVER #6



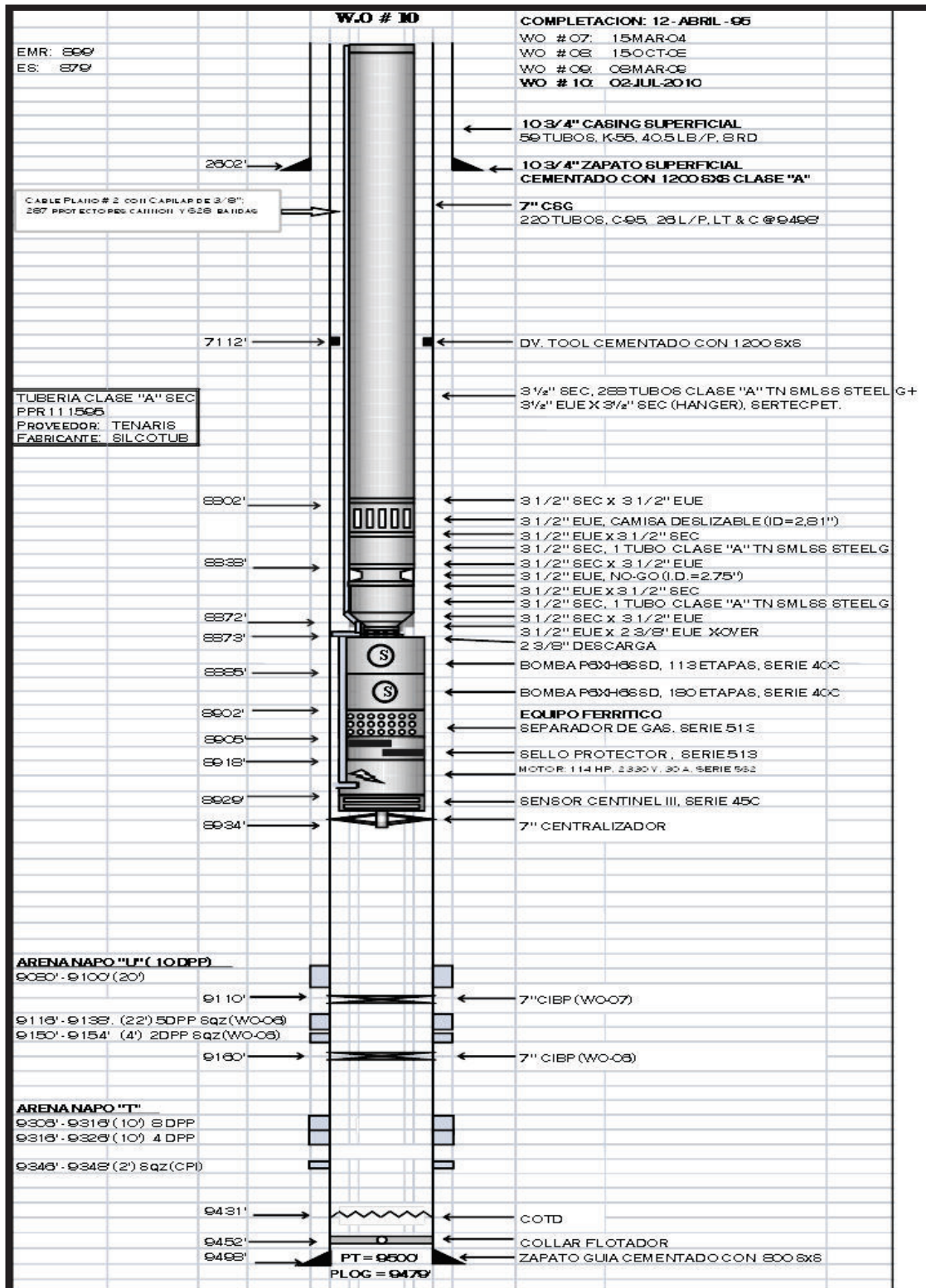
Fuente: Reporte Final de Pozo S-012B, Workover #6

ANEXO 3. 46 POZO S-012B, ARENA TI, DESPUÉS DE WORKOVER #6



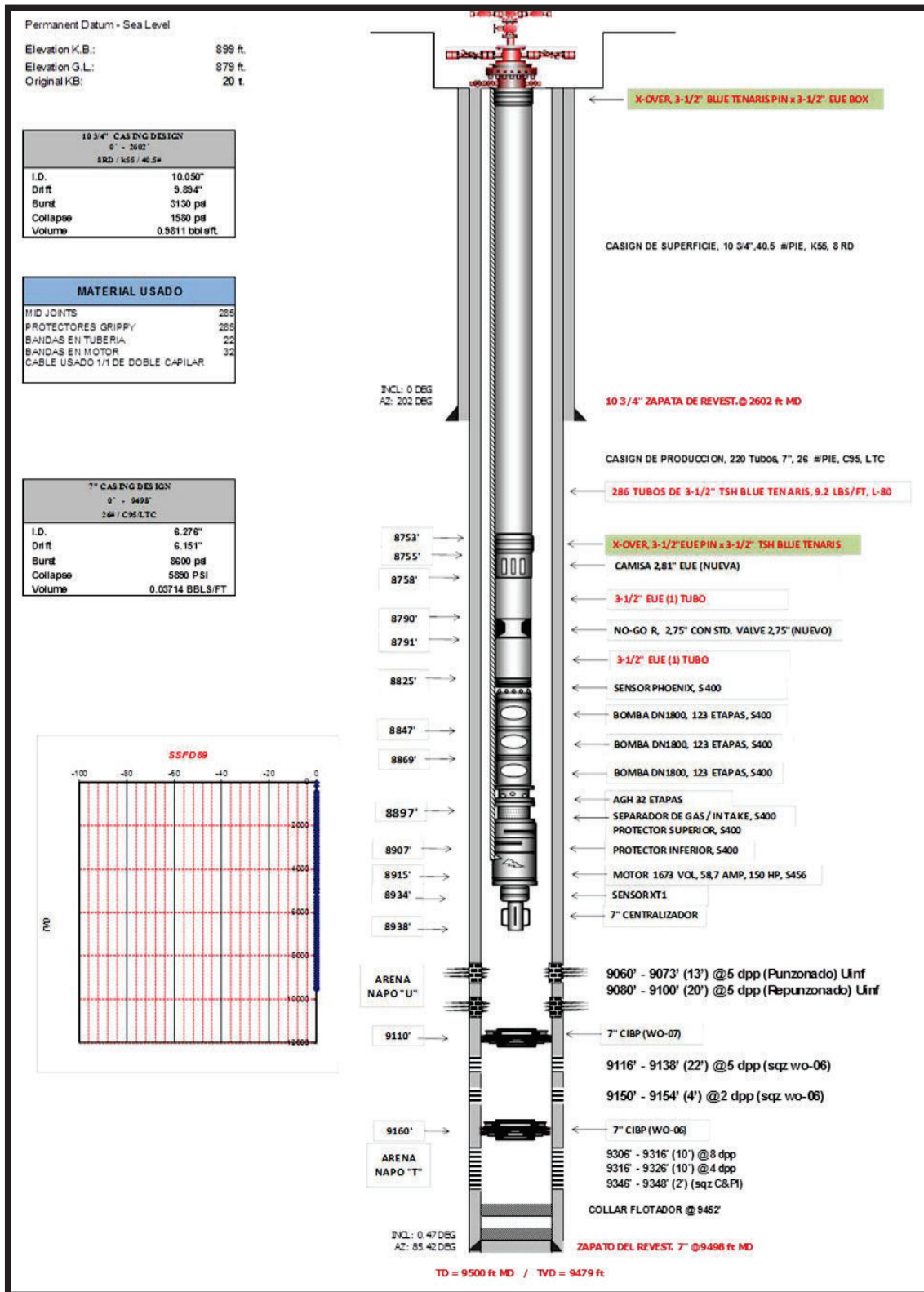
Fuente: Reporte Final de Pozo S-012B, Workover #6

ANEXO 3. 47 POZO S-089, ARENA UI, ANTES DE WORKOVER #11



Fuente: Reporte Final de Pozo S-089, Workover #11

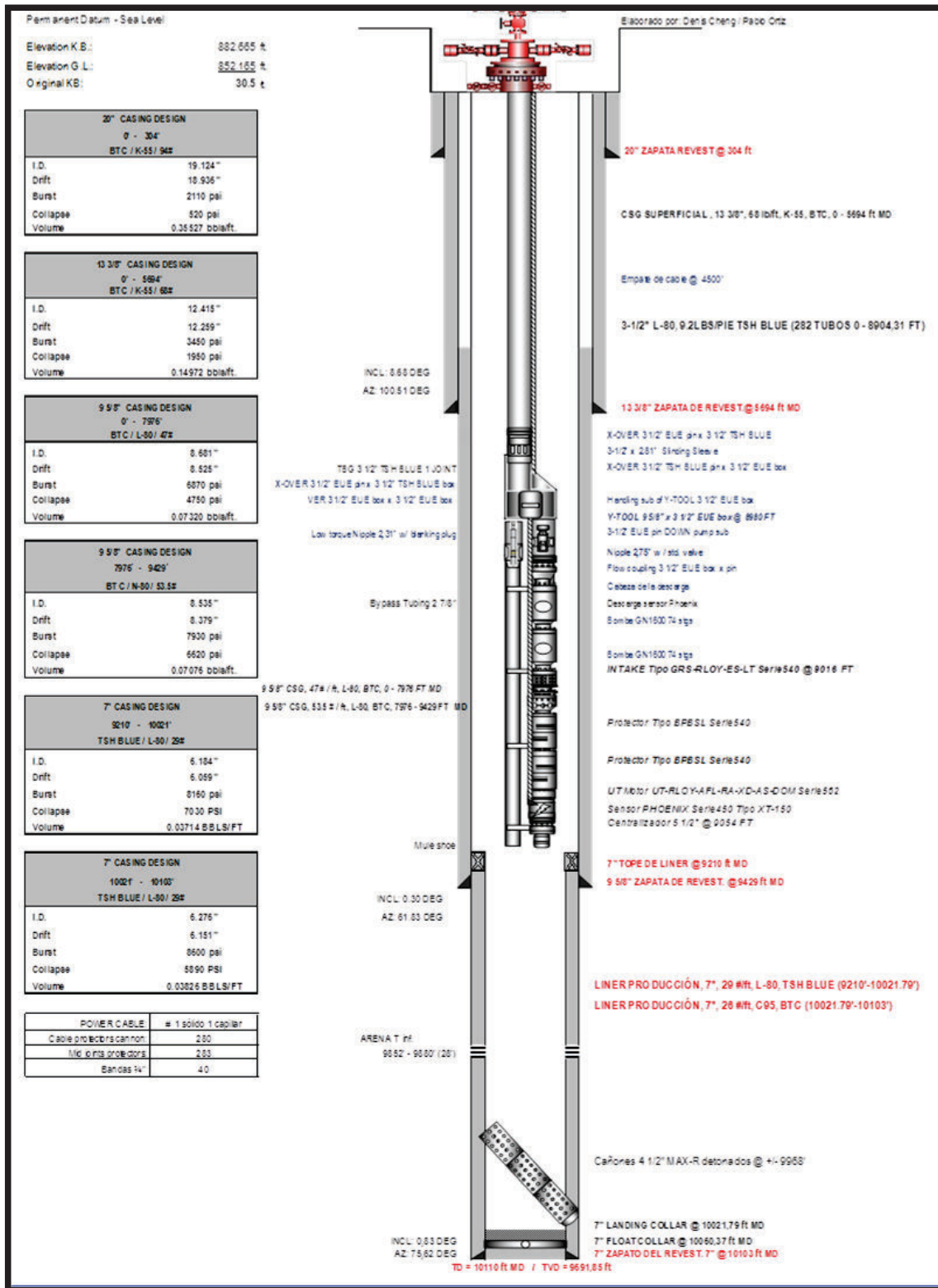
ANEXO 3. 48 POZO S-089, ARENA UI, DESPUÉS DE WORKOVER #11



Fuente: Reporte Final de Pozo S-089, Workover #11

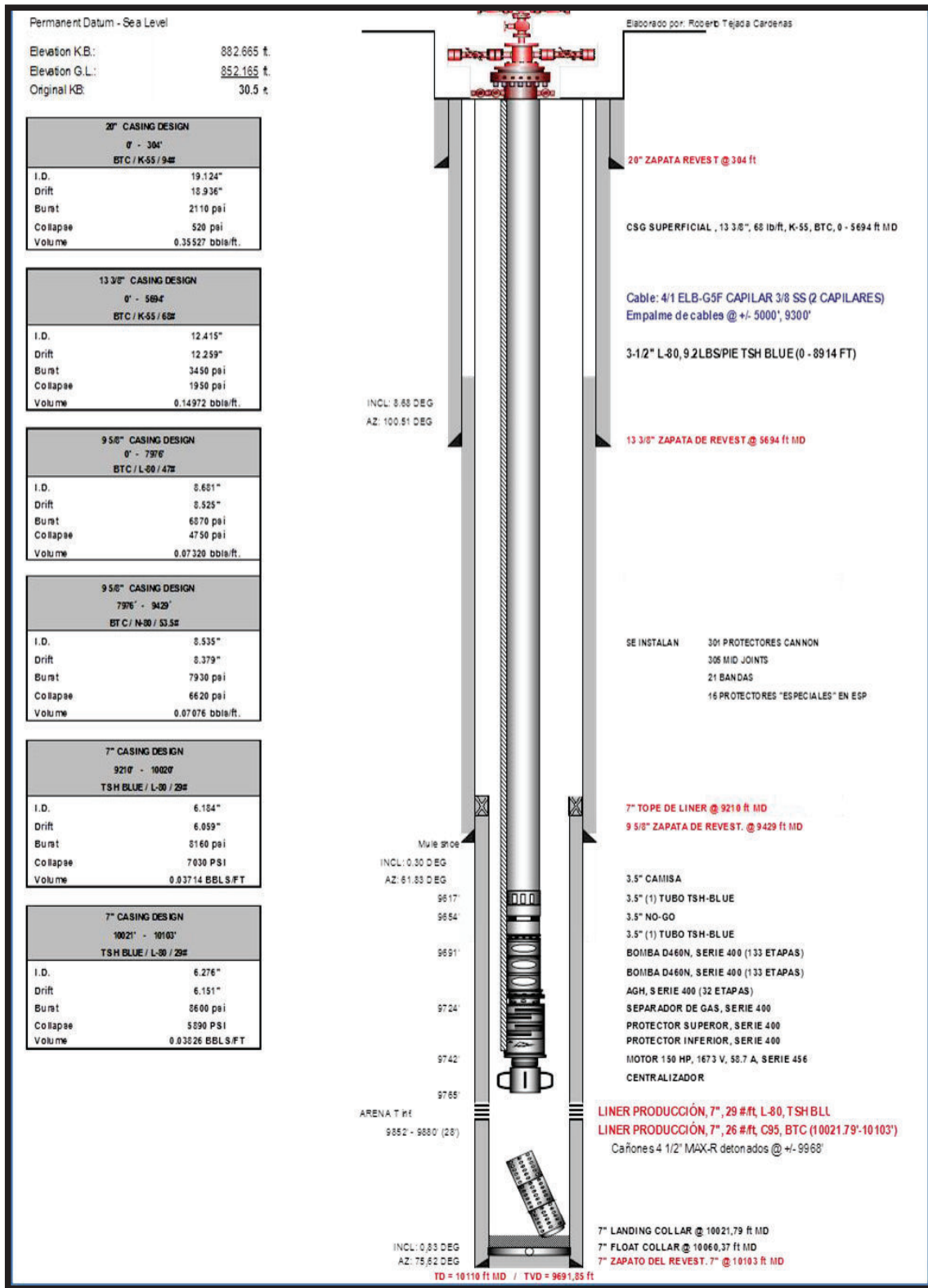


ANEXO 3. 49 POZO A-019, ARENA US, ANTES DE WORKOVER #1



Fuente: Reporte Final de Pozo A-019, Workover #1

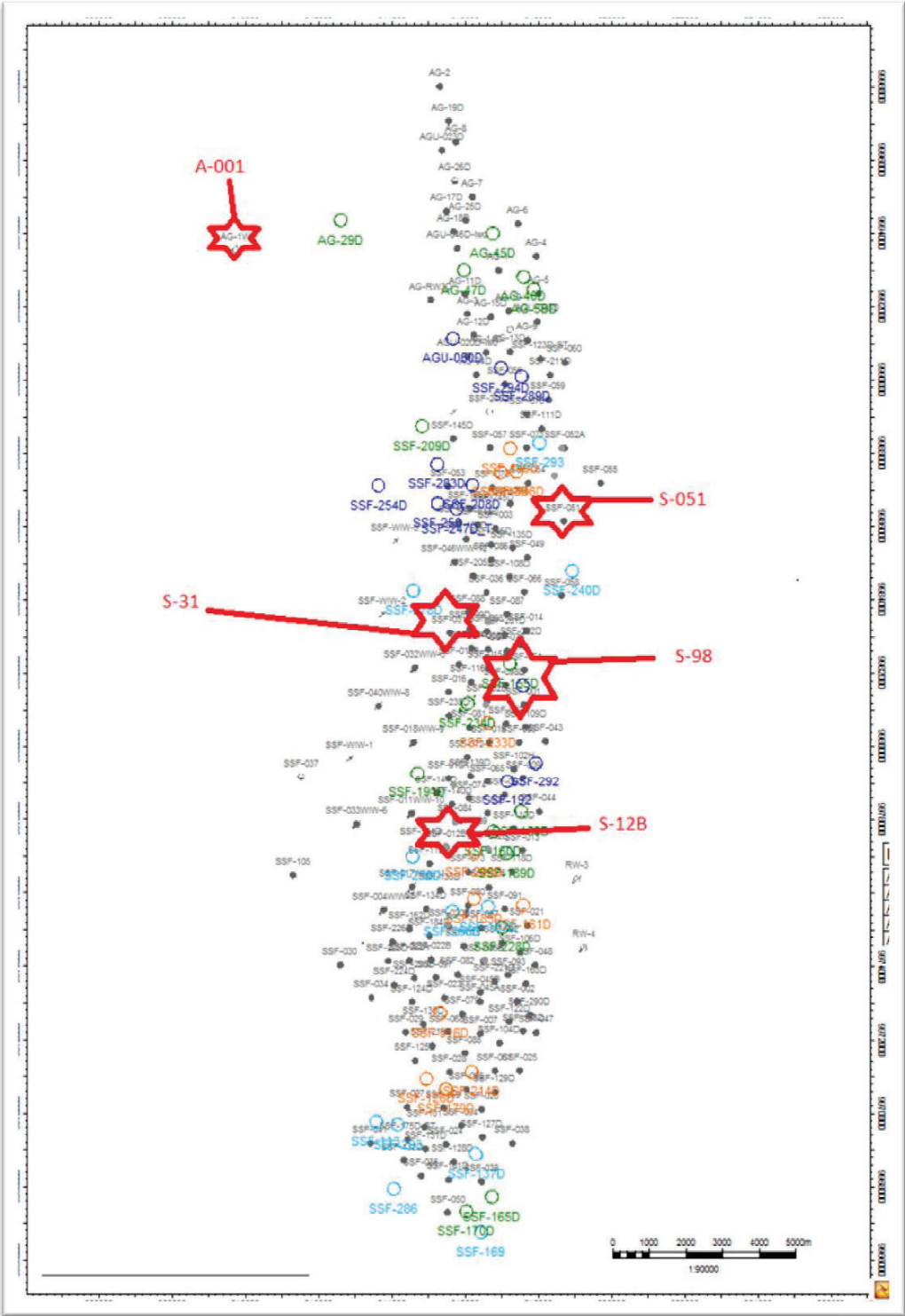
**ANEXO 3. 50 POZO A-019, ARENA US, DESPUÉS DE WORKOVER #1**



Fuente: Reporte Final de Pozo A-019, Workover #1

**ANEXO NO. 4**  
**UBICACIÓN DE POZOS ESTIMULADOS EN ARENA T**

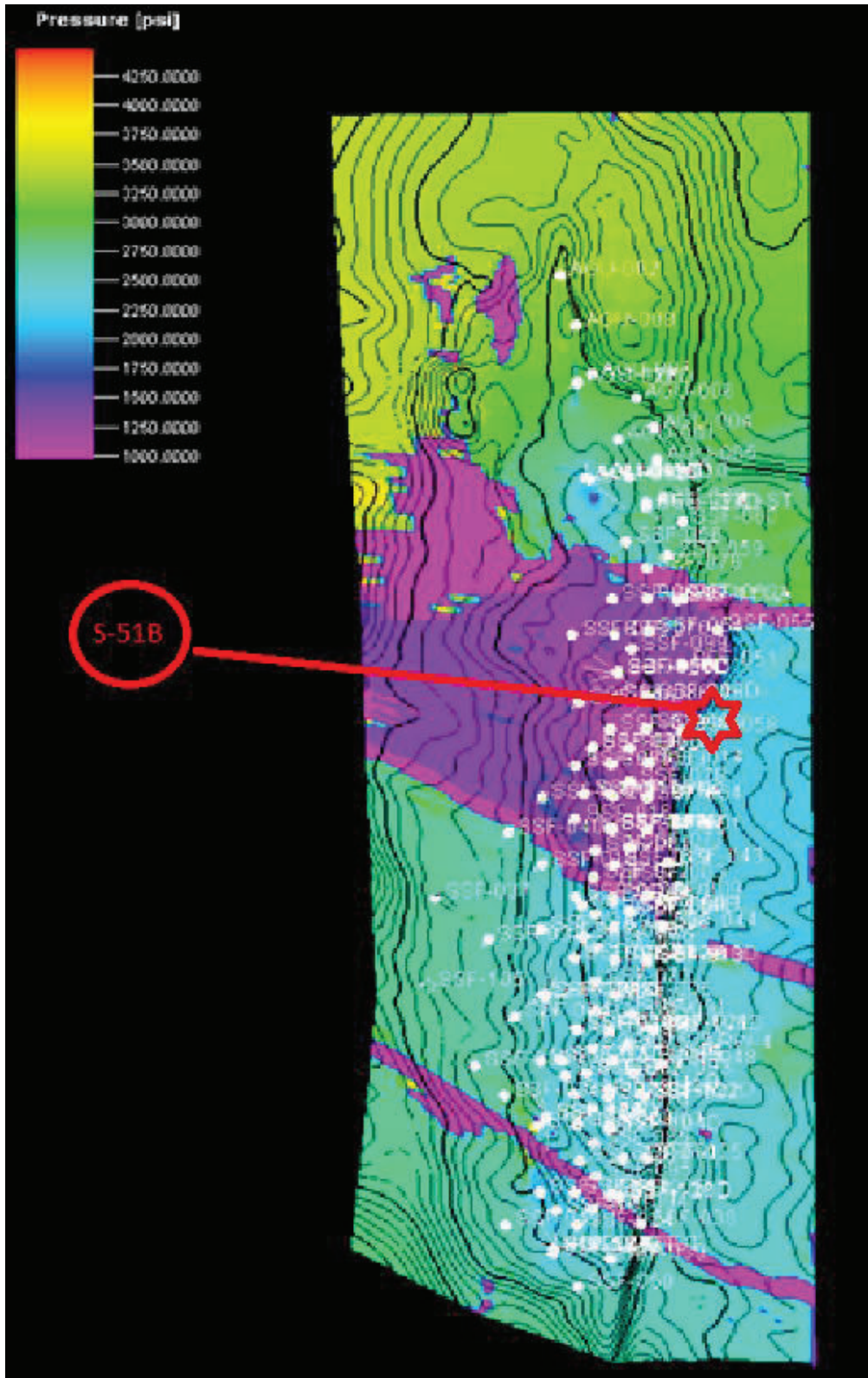
### UBICACIÓN DE POZOS DE ARENA T



Fuente: Interfaz de programa PETREL  
Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

**ANEXO NO.5**  
**MAPA DE PRESIONES DE LA ARENA T EN DONDE SE UBICA EL**  
**POZO S-51B.**

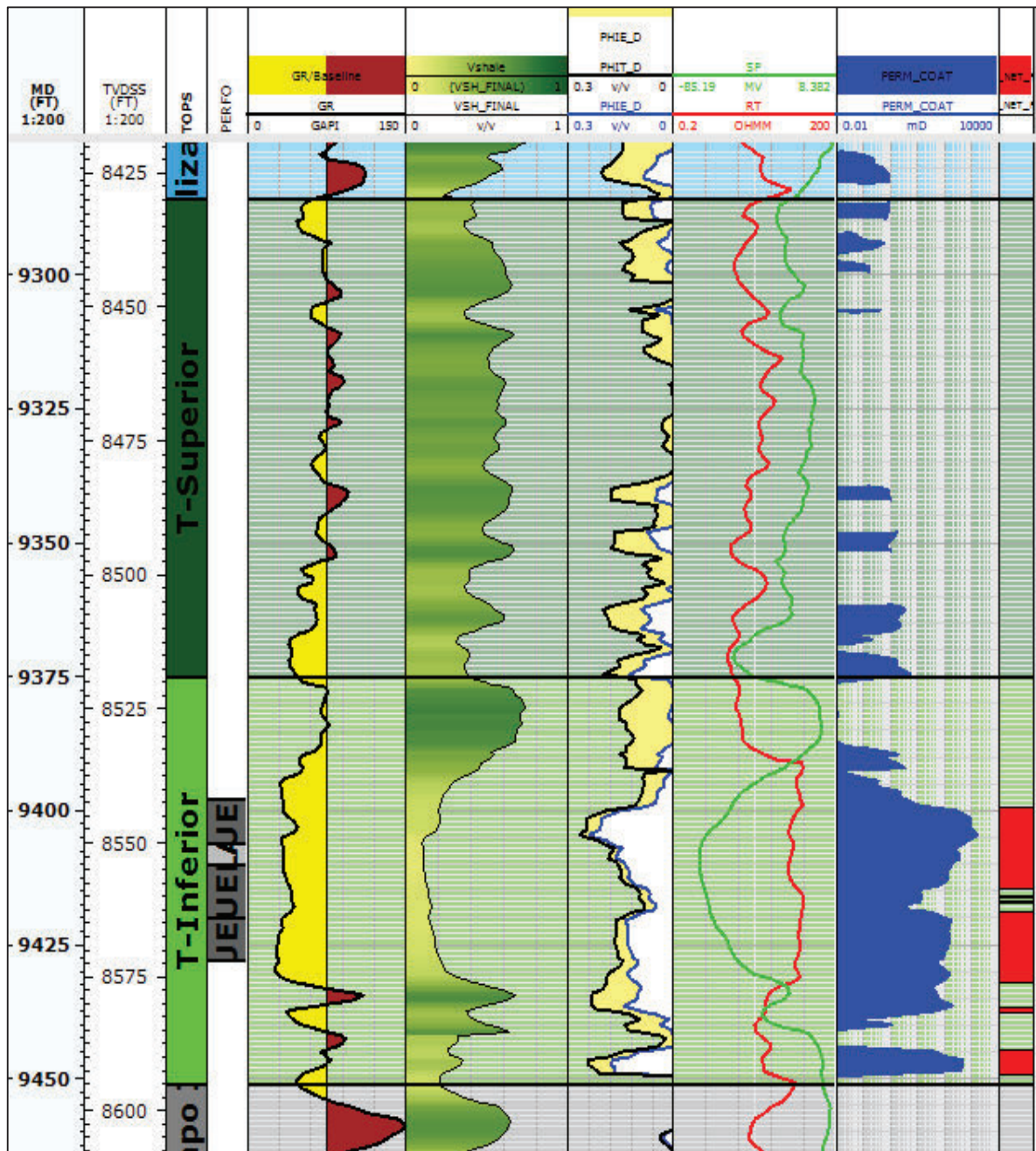
### MAPA DE PRESIÓN DE ARENA T



Fuente: Interfaz de programa PETREL

**ANEXO NO. 6**  
**EVALUACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO S-51B**

### EVALUACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO S-51B



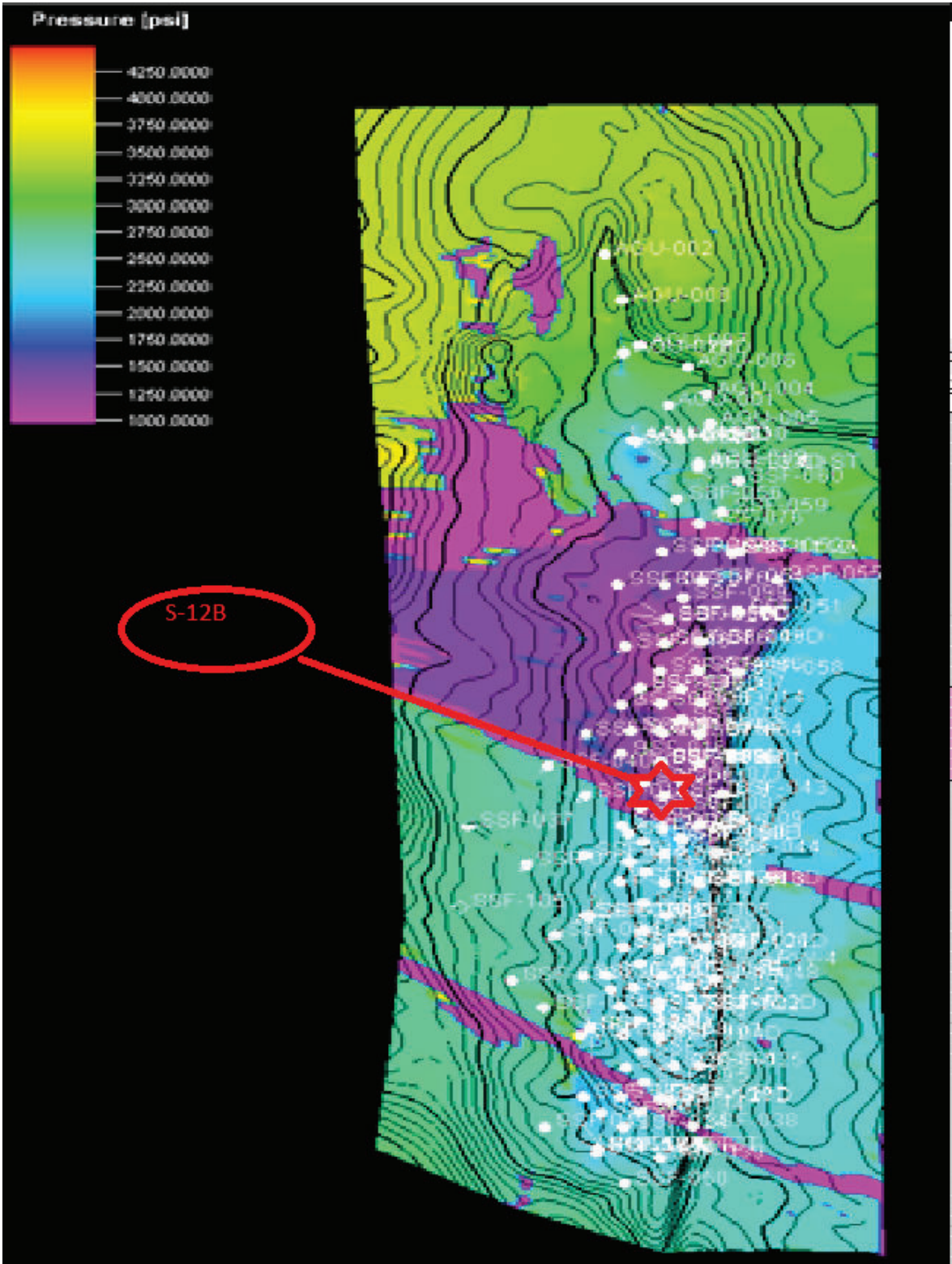
Zones	Top	Bottom	Net	Av_Shale Volume	Av_Effective Porosity	Av_Permeability (mD)
T-Inferior	9392	9413	21	14%	16%	459
T-Inferior	9420	9432	12	21%	12%	111

Fuente: Interfaz de programa PETREL



**ANEXO NO. 7**  
**UBICACIÓN DE POZO S-12B EN MAPA DE PRESIÓN DE ARENA T**

### MAPA DE PRESIÓN DE ARENA T

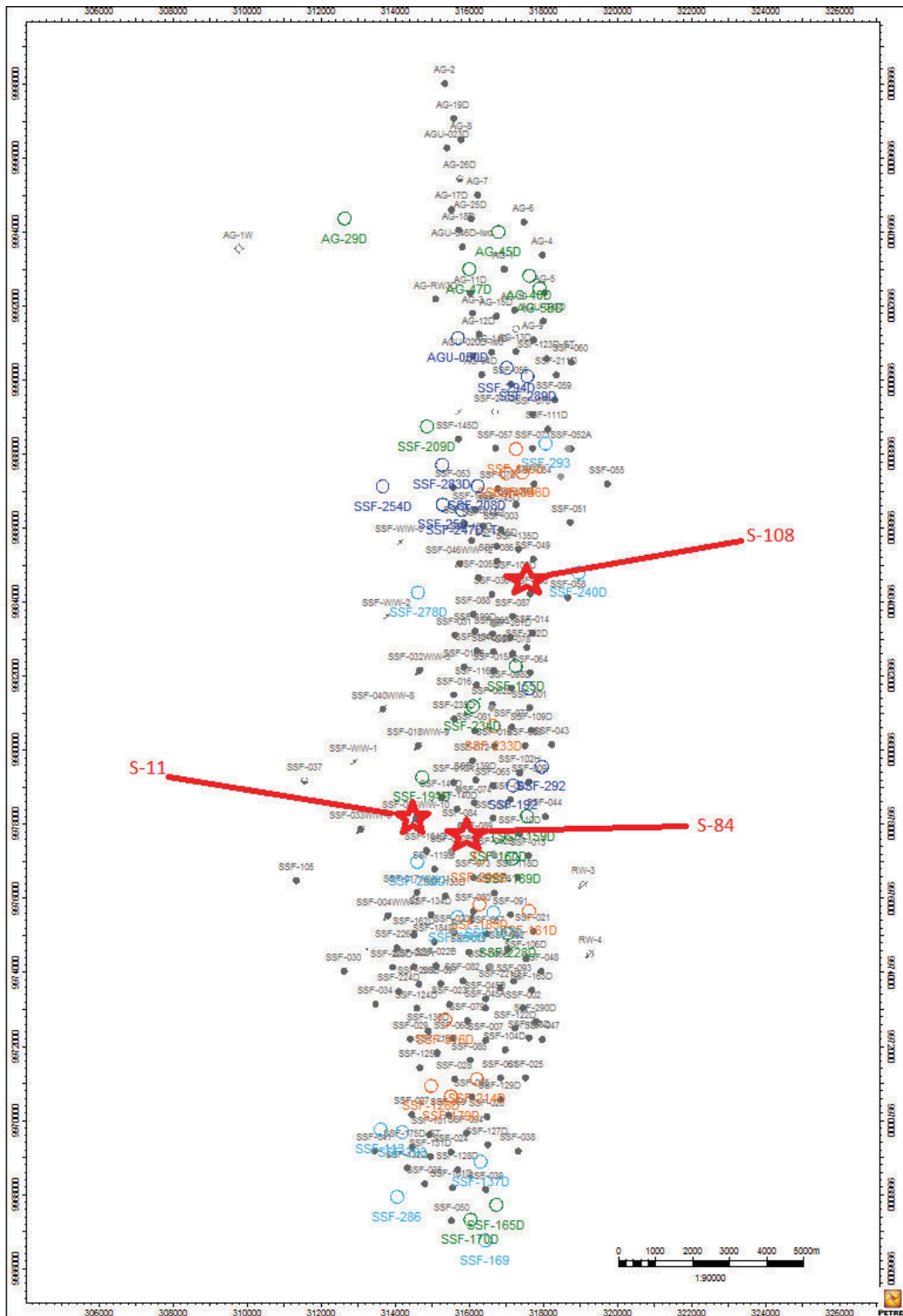


Fuente: Interfaz de programa PETREL

**ANEXO NO. 8**  
**UBICACIÓN DE POZOS ESTIMULADOS EN ARENA UI**

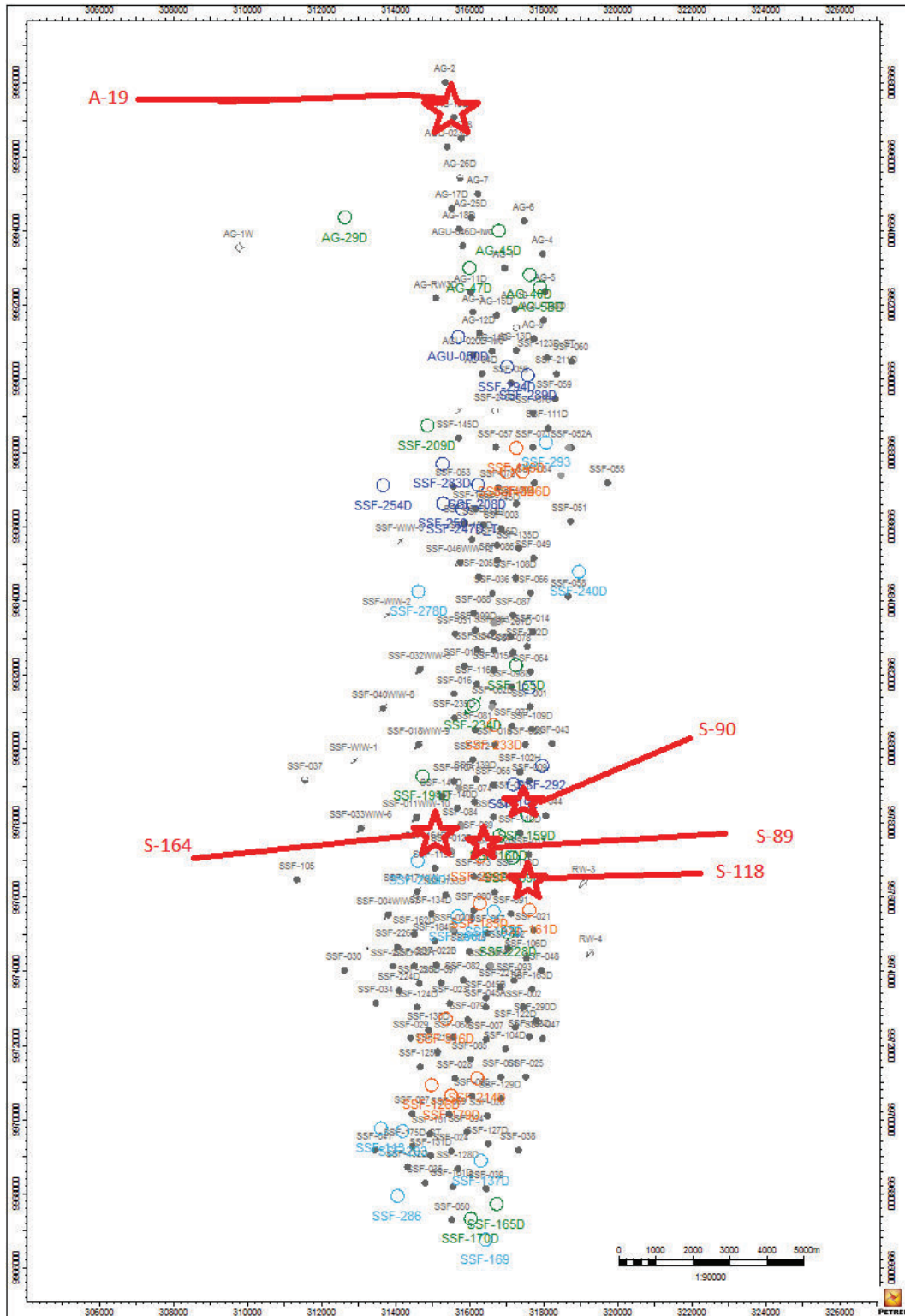


### UBICACIÓN DE POZOS ACIDIFICADOS EN UI



Fuente: Interfaz de programa PETREL  
Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

### UBICACIÓN DE POZOS REPUNZONADOS EN UI

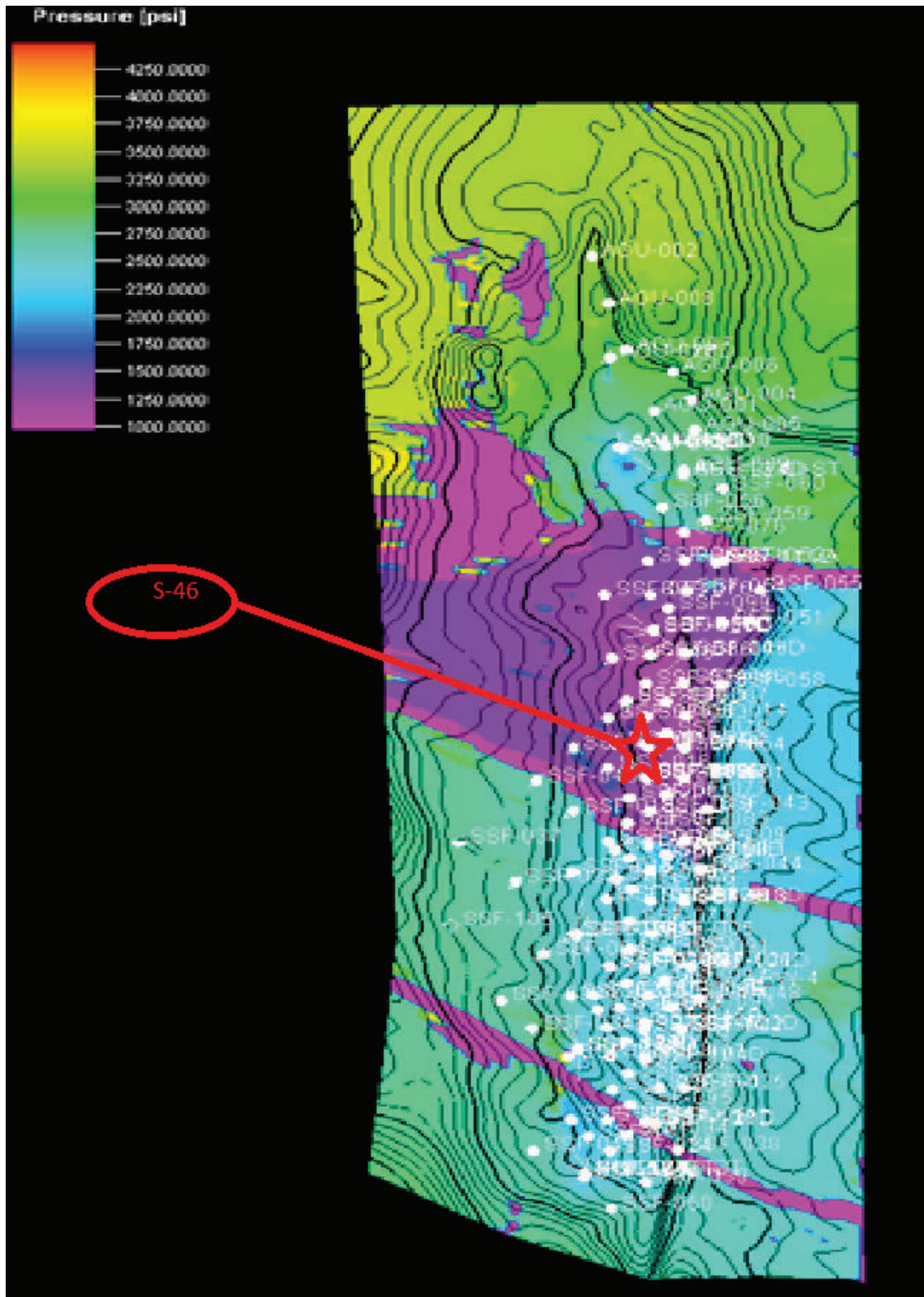


Fuente: Interfaz de programa PETREL

Elaborado por: Gonzalo Pazmiño Núñez.

**ANEXO NO. 9**  
**UBICACIÓN DE POZO S-46 EN MAPA DE PRESIONES Y**  
**EVALUACIÓN PETROFÍSICA**

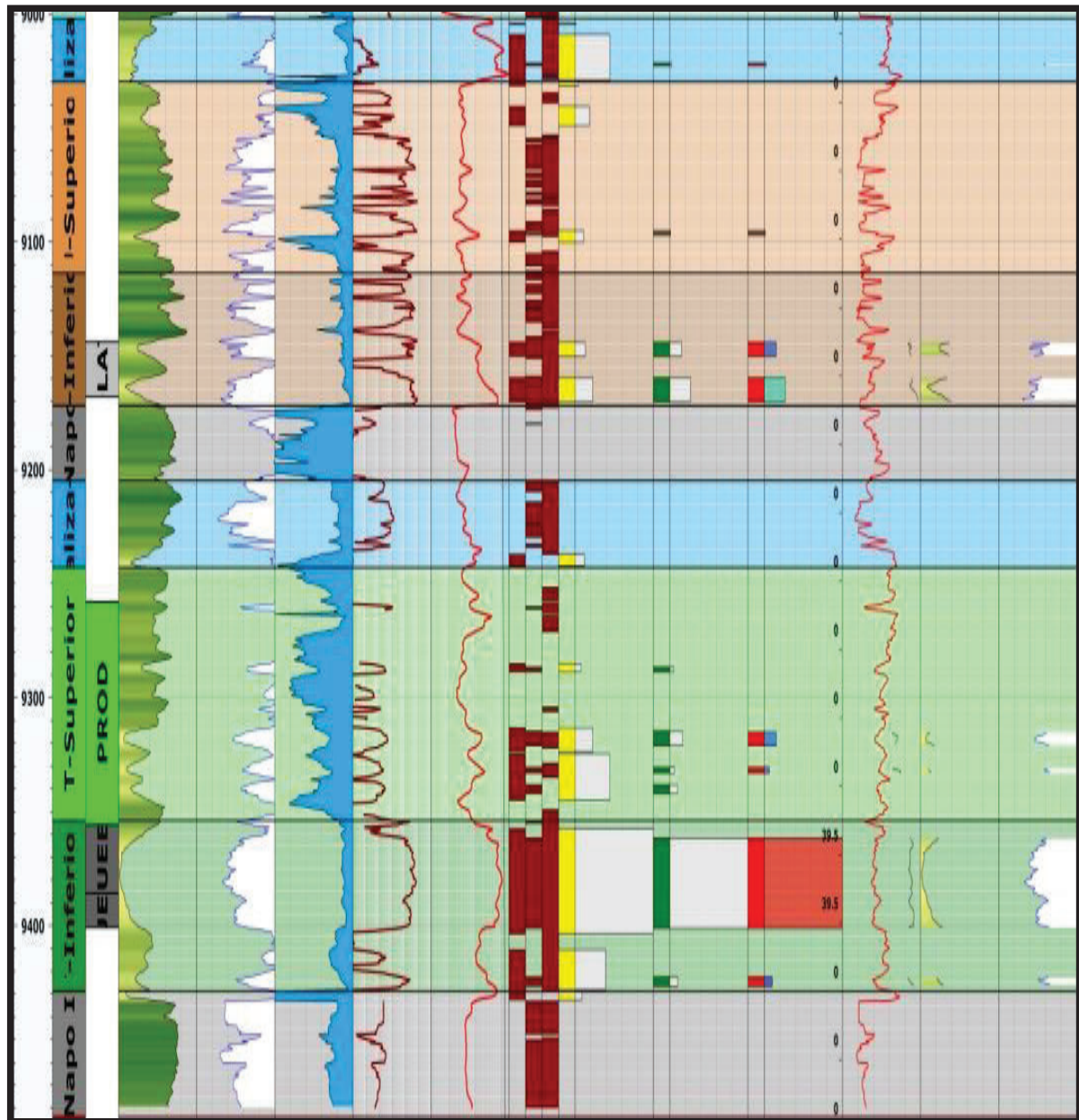
### MAPA DE PRESIONES DE ARENA UI



Fuente: Interfaz de programa PETREL



## EVALUACIÓN PETROFÍSICA DE POZO S-46 (9142'-9171')



Zones	Top	Bottom	Net	Av_Shale Volume	Av_Effective Porosity	Av_Permeability (mD)
U-Superior	9097	9097.5	0.5	25%	11%	64
U-Inferior	9145	9150.5	5.5	28%	14%	218
U-Inferior	9160	9170	10	21%	17%	392
T-Superior	9287	9289	2	31%	11%	3
T-Superior	9315	9321.5	6.5	10%	14%	3
T-Superior	9331	9333.5	2.5	11%	12%	2
T-Superior	9338.5	9342.5	4	18%	12%	2
T-Inferior	9362	9401.5	39.5	9%	16%	315
T-Inferior	9423	9427	4	24%	12%	128

Fuente: Interfaz de programa PETREL

**ANEXO NO. 10**  
**UBICACIÓN DE POZOS ESTIMULADOS EN LA ARENA US**



**ANEXO NO.11**  
**EJEMPLO DE CÁLCULO DE VAN Y TIR**

Para realizar el ejemplo de cálculo de VAN y TIR tomamos los datos del pozo de fracturamiento S-065.

A partir del primer dato de producción después de realizar el reacondicionamiento, en este caso fue una fractura, que fue de 259 [BPPD] calculamos la producción para el mes de 30 días tomando en cuenta la declinación de producción del campo que es del 12% anual, lo que se traduce en 1% mensual o el factor 0.00033 diario.

Para este cálculo de caudales diarios y posteriormente mensuales, utilizamos la ecuación de declinación de la producción exponencial que se expresa así:

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

En donde:

$$q = \text{caudal de petróleo en [BPPD]}$$

$$q_o = \text{Caudal de petróleo inicial en [BPPD]}$$

$$d = \text{tasa o factor de declinación para el período, } 0.00033 \text{ [días] y } 0.01 \text{ [meses]}$$

$$t = \text{período de tiempo, días y posteriormente meses}$$

Así tenemos la aplicación de esta ecuación en las tablas del programa Excel:

DÍA	BPPD	EC. DECLINACIÓN DIARIO
1	259	259*EXP(-0.0003*1)=258.914
2	258.914	258.914*EXP(-0.0003*2)=258.743
3	258.743	258.914*EXP(-0.0003*3)=258.487

Con la suma de los 30 días calculados tenemos el valor para el primer mes que es de 7365.483 BPPD, de igual manera calculamos la producción de petróleo para

cada mes tomando en cuenta la tasa de declinación mensual del campo que es de 1‰ el factor 0.010:

MES	BPPD	EC. DECLINACIÓN MENSUAL
1	7365.483	$7365.483 * \text{EXP}(-0.01*1)=7292.196$
2	7292.196	$7292.196 * \text{EXP}(-0.01*2)=7147.800$
3	7147.800	$7147.800 * \text{EXP}(-0.01*3)=6936.551$

Así hasta obtener los valores de los períodos mensuales necesarios estimando el número necesario hasta recuperar la inversión inicial:

POZO S-065		$q = q_o e^{-dt}$
MES (t)	BPPD (qo)	d=0,01
1	7365,48	7292,196
2	7292,20	7147,801
3	7147,80	6936,551
4	6936,55	6664,565
5	6664,57	6339,531
6	6339,53	5970,345
7	5970,35	5566,713

Una vez obtenidos los valores para cada mes los multiplicamos por el precio del barril incrementado que es de 30\$ y tendremos los valores monetarios de la producción del pozo en cada mes. Podemos decir que estos son los flujos de caja para cada período ya que una vez puesto en producción el pozo no se considera otros costos adicionales aparte de la inversión inicial en lo que corresponde a la técnica de estimulación aplicada.

POZO S-065		BPPD*PRECIO BARRIL INCREMENTADO
MES	BPPD	
1	7292,20	218765,88
2	7147,80	214434,03
3	6936,55	208096,54
4	6664,57	199936,96
5	6339,53	190185,92
ACUMULADO BP=	34380,64	1031419,34

Para calcular el VAN (Valor Actual Neto) usamos la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

En donde,

$V_t =$  flujo de caja en cada período

$k =$  interés para la inversión = 8.17% anual

Lo que se traduce en 0.68% =0.0068 mensual. Los períodos se tomarán por mes.

$t =$  período de cada flujo de caja

$I_0 =$  Inversión inicial = 943961.3\$

Entonces reemplazando los valores calculados para cada período en la ecuación del VAN tenemos que:

$$VAN = \frac{231899.52}{(1+0.0068)^1} + \frac{229580.53}{(1+0.0068)^2} + \frac{227284.72}{(1+0.0068)^3} + \frac{225011.87}{(1+0.0068)^4} + \frac{222761.76}{(1+0.0068)^5} - 943961.3$$

$$VAN = 158740.60\$ > 0$$

Con el criterio de:

VAN>0, la inversión producirá ganancias.

VAN<0, la inversión producirá pérdidas.

VAN=0, la inversión no gana ni pierde, se toma decisiones en base a otros aspectos.

Lo que nos indica que la inversión es viable.

Ahora para saber la rentabilidad de nuestra inversión debemos obtener el TIR, bajo el criterio de que el TIR es la tasa de interés para la inversión cuando:

$$VAN = 0$$

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_o = 0$$

Entonces tenemos que:

$$VAN = \frac{231899.52}{(1+t)^1} + \frac{229580.53}{(1+t)^2} + \frac{227284.72}{(1+t)^3} + \frac{225011.87}{(1+t)^4} + \frac{222761.76}{(1+t)^5} - 943961.3$$

$$0 = \frac{231899.52}{(1+t)^1} + \frac{229580.53}{(1+t)^2} + \frac{227284.72}{(1+t)^3} + \frac{225011.87}{(1+t)^4} + \frac{222761.76}{(1+t)^5} - 943961.3$$

$$0 = \frac{231899.52(1+t)^4 + 229580.53(1+t)^3 + 227284.72(1+t)^2 + 225011.87(1+t)^1 + 222761.76}{(1+t)^5}$$

$$0 = 231899.52(1+t)^4 + 229580.53(1+t)^3 + 227284.72(1+t)^2 + 225011.87(1+t)^1 + 222761.76$$

Operando para despejar la tasa de interés obtenemos que:

$$TIR = 3\%$$

Con el criterio de que un TIR positivo nos indica rentabilidad, tenemos que nuestra inversión es rentable

Nota: En este ejemplo de cálculo se usaron las ecuaciones en las cuales se basan las funciones VNA y TIR del programa Excel con el cual se calcularon los valores para todos los pozos del estudio.

Los resultados de rentabilidad y tiempo de recuperación de la inversión de todos los pozos se presentan a continuación en la siguiente tabla en donde se muestra el pozo, la inversión inicial, el VAN, el TIR, la producción acumulada al tiempo de estudio (julio 2013) y la producción acumulada al tiempo que se recupera la inversión de cada pozo



POZO	INCREMENTAL [BPPD]	VAN	TIR	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN			PRODUCCION ACUMULADA A JULIO 2013 [BP]	PRODUCCIÓN ACUMULADA AL RECUPERAR LA INVERSIÓN [BP]
				AÑOS	MESES	DÍAS		
S-065	259	\$ 67.197,61	2%		4	2	161798	34380,64469
A-001W	211	\$ 46.081,10	1%		9	2	14710	48882,24862
S-020B	805	\$ 245.570,70	16%		2	6	147306	44881,07187
S-124D	678	\$ 429.185,16	18%		2	2	130713	37800,45556
S-175DST	814	\$ 881.285,01	36%		2	4	23471	46066,99423
S-141D	282	\$ 152,24	1%		7	4	838	58014,89831
A-010	28	(\$ 1.062.365,00)	-18%	>5			6802	
A-015D	171	\$ 42.638,75	1%		10	1	13869	44478,39728
S-150	316	\$ 26.996,61	1%		4	5	108254	43198,78347
S-202D	286	\$ 73.866,93	4%		3	5	6582	31738,30607
S-080	458	\$ 69.666,63	2%		4	5	7786	62610,89503
S-011	41	-1013765,85	-22%	>5			8709	
S-108D	46	-1030225,72	-17%	>5			10693	
S-059	798	837065,60	34%		2	3	413294	45161,50049
S-031	157	34307,66	1%	1	2	1	36280	48550,79741
S-098D	616	212107,93	9%		2	6	152241	51861,68436
S-084	194	93091,26	2%		9	1	44888	47277,83772
S-090	222	\$ 124.177,96	3%		8	1	74129	50315,39827
S-164D	294	\$ 462.547,00	14%		5	4	105980	47614,1156
S-118D	295	\$ 95.387,73	3%		5	3	77881	47548,67926
S-089	854	\$ 159.938,16	9%		2	4	17923	48330,72859
A-019	196	\$ 16.242,85	1%	1	7	1	4312	66769,3486

**ANEXO NO.12**  
**EJEMPLO DE CÁLCULO DE VAN Y TIR CON LA TASA DE**  
**INVERSIONES ANUAL PARA EL AÑO 2013**

Para realizar el ejemplo de cálculo de VAN y TIR tomamos los datos del pozo de fracturamiento S-065 y los períodos deberá ser anuales para usar la tasa de inversiones consultada del Banco Central del Ecuador para el año de estudio 2013.

A partir del primer dato de producción después de realizar el reacondicionamiento, en este caso fue una fractura, que fue de 259 [BPPD] calculamos la producción para el mes con el acumulado de 30 días tomando en cuenta la declinación de producción del campo que es del 12% anual. Luego para los años con el acumulado de producción calculado para los 12 meses que tiene un año

Para este cálculo de caudales diarios y posteriormente mensuales, utilizamos la ecuación de declinación de la producción exponencial que se expresa así:

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

En donde:

$$q = \text{caudal de petróleo en [BPPD]}$$

$$q_o = \text{Caudal de petróleo inicial en [BPPD]}$$

$$d = \text{tasa o factor de declinación para el período, } 0.00033 \text{ [días], } 0.01 \text{ [meses] y } 0.12 \text{ [años]}$$

$$t = \text{período de tiempo, días y posteriormente meses}$$

Así tenemos la aplicación de esta ecuación en las tablas del programa Excel:

DÍA	BPPD	EC. DECLINACIÓN DIARIA
1	259	$259 * \text{EXP}(-0.00033 * 1) = 258.914$
2	258.914	$258.914 * \text{EXP}(-0.00033 * 2) = 258.743$
3	258.743	$258.914 * \text{EXP}(-0.00033 * 3) = 258.487$

Con la suma de los barriles acumulados en los 30 días calculados tenemos el valor para el primer mes que es de 7365.483 BPPD, de igual manera calculamos la

producción de petróleo para cada mes tomando en cuenta la tasa de declinación mensual del campo que es de 1%o el factor 0.010:

MES	BPPD	EC. DECLINACIÓN MENSUAL
1	7365.483	$7365.483 * \text{EXP}(-0.01*1)=7292.196$
2	7292.196	$7292.196 * \text{EXP}(-0.01*2)=7147.800$
3	7147.800	$7147.800 * \text{EXP}(-0.01*3)=6936.551$

Con la suma de los barriles acumulados en los 12 meses calculados tenemos el valor para el primer año que es de 71174.73 BP.

AÑO	BPPD	EC. DECLINACIÓN ANUAL
1	71174.73	$71174.73 * \text{EXP}(-0.12*1)=63126.32$
2	63126.32	$63126.32 * \text{EXP}(-0.12*2)=49659.92$
3	49659.92	$49659.92 * \text{EXP}(-0.12*3)=34644.45$

Así hasta obtener los valores de los períodos anuales necesarios estimando el número necesario hasta recuperar la inversión inicial:

POZO	S-065	$q = q_0 e^{-dt}$
AÑO (t)	BPPD (q <sub>0</sub> )	d=0,12
1	71174,73	63126,318
2	63126,32	49656,921
3	49656,92	34644,458
4	34644,46	21437,415
5	21437,42	11765,103

Una vez obtenidos los valores para cada año los multiplicamos por el precio del barril incrementado que es de 30\$ y tendremos los valores monetarios de la producción del pozo en cada año. Podemos decir que estos son los flujos de caja para cada período ya que una vez puesto en producción el pozo no se considera costos adicionales a la inversión inicial en lo que corresponde a la técnica de estimulación aplicada.

POZO	S-065	
AÑO	BPPD	BPPD*PRECIO
	1	71174,73
	2	63126,32
	3	49656,92
	4	34644,46
	5	21437,42
		2135241,752
		1893789,547
		1489707,621
		1039333,74
		643122,4567

Para calcular el VAN (Valor Actual Neto) usamos la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

En donde,

$V_t$  = flujo de caja en cada período

$k$  = interés para la inversión = 8.17% anual

Lo que se traduce en 0.0817 anual. Los períodos se tomarán por año en esta ocasión.

$t$  = período de cada flujo de caja

$I_0$  = Inversión inicial = 943961.3\$

Entonces reemplazando los valores calculados para cada período en la ecuación del VAN tenemos que:

$$VAN = \frac{2135241.752}{(1+0.0817)^1} - 943961.3$$

$$VAN = 1'191280.45\$ > 0$$

Con el criterio de:

VAN>0, la inversión producirá ganancias.

VAN<0, la inversión producirá pérdidas.

VAN=0, la inversión no gana ni pierde, se toma decisiones en base a otros aspectos.

Lo que nos indica que la inversión es viable.

Ahora para saber la rentabilidad de nuestra inversión debemos obtener el TIR, bajo el criterio de que el TIR es la tasa de interés para la inversión cuando:

$$VAN = 0$$

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_o = 0$$

Entonces tenemos que:

$$VAN = \frac{2135241.752}{(1+k)^1} - 943961.3$$

$$0 = \frac{2135241.752}{(1+k)^1} - 943961.3$$

$$943961.3 * (1+k)^1 = 2135241.752$$

$$943961.3 + 943961.3k = 2135241.752$$

$$k = \frac{2135241.752 - 943961.3}{943961.3}$$

$$k = 1.262$$

Operando para despejar la tasa de interés obtenemos que:

$$TIR = 126\%$$

Con el criterio de que un TIR positivo nos indica rentabilidad, tenemos que nuestra inversión es rentable

Nota: En este ejemplo de cálculo se usaron las ecuaciones en las cuales se basan las funciones VNA y TIR del programa Excel con el cual se calcularon los valores para todos los pozos del estudio.

Los resultados de rentabilidad y período en el que se recupera la inversión de todos los pozos se presentan a continuación en la siguiente tabla en donde se muestra el pozo, el incremental inicial después de la estimulación, el VAN, el TIR y el período en el que se recupera la inversión.

Para calcular exactamente el tiempo de recuperación de la inversión hay que pasar los períodos a meses, es decir, los cálculos desarrollados en el Anexo No. 11.

POZO	INCREMENTAL [BPPD]	VAN	TIR	AÑO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN
S-065	259	1191280,45	109%	1
A-001W	211	368021,27	27%	1
S-020B	805	5048027,57	510%	1
S-124D	678	13219577,40	441%	1
S-175DST	814	5056784,07	485%	1
S-141D	282	634347,81	38%	1
A-010	28	-631457,94	-14%	>5
A-015D	171	59937,52	13%	1
S-150	316	1165055,03	110%	1
S-202D	286	1317297,03	173%	1
S-080	458	106810,85	2%	1
S-011	41	-294709,2641	-0,01896128	>5
S-108D	46	-279066,2671	-0,005972991	>5
S-059	798	4930490,973	4,713457796	1
S-031	157	819902,7604	0,51232727	1
S-098D	616	3371945,056	2,838851504	1
S-084	194	201340,0177	0,252216921	1
S-090	222	362025,4384	0,374369284	1
S-164D	294	1063328,167	1,314149602	1
S-118D	295	5854749,475	1,50010378	1
S-089	854	4496690,574	3,895657907	1
A-019	196	833092,9226	0,399909373	2