



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

TEMA:

**“ANÁLISIS DE FALLA EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO PARA LA
OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL SECTOR SANTA
PAULA EN LA PROVINCIA DE SANTA ELENA”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR (ES):

MARIA ISABEL DELGADO MIRANDA

TUTOR:

ING. ISRAEL ISIDRO YAGUAL PITA, MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

(2024)

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

TEMA:

**ANÁLISIS DE FALLA EN EL SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO
MECÁNICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA
PRODUCCIÓN DEL SECTOR SANTA PAULA EN LA
PROVINCIA DE SANTA ELENA**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

MARIA ISABEL DELGADO MIRANDA

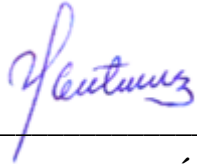
TUTOR:

ING. ISRAEL ISIDRO YAGUAL PITA, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

(2024)

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



ING. MARLLELIS GUTIÉRREZ H., PhD.

DIRECTORA DE CARRERA



ING. FIDEL CHUCHUCA AGUILAR., MSC.

DOCENTE DE ÁREA



ING. CARLOS MALAVÉ C., MSC.

DOCENTE DE LA UIC



Firmado electrónicamente por:
**ISRAEL ISIDRO
YAGUAL PITA**

ING. ISRAEL YAGUAL P., MSC.

DOCENTE TUTOR



ING. DAVID VEGA G.
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Dedico mi tesis al hombre que desde el principio me impulso a estudiar y jamás dejo de hacerlo, convirtiéndose en mi persona incondicional, mi descanso, mi apoyo y mi hogar.

Querido Luis, siempre de tu mano; querido amor mío aspiro continuar y culminar todos mis objetivos planteados, eres con quien deseo compartir y celebrar cada una de ellas hasta el último día que mi Señor Dios me preste vida.

Y a mi amado hijo Geovanny, a quién también dedico mi trabajo como constancia de que con esfuerzo y disciplina se puede cumplir cualquier meta.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “ANÁLISIS DE FALLA EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL SECTOR SANTA PAULA EN LA PROVINCIA DE SANTA ELENA” elaborado por el estudiante **MARÍA ISABEL DELGADO MIRANDA**, egresado de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema anti-plagio Compilatio, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 3 % de la valoración permitida.



CERTIFICADO DE ANÁLISIS
magister

MarialsabelDelgadoMiranda.TESIS
plagio

3%
Textos
sospechosos

2% Similitudes
0% similitudes entre comillas
< 1% Idioma no reconocido
0% Textos potencialmente
generados por la IA

Nombre del documento: MarialsabelDelgadoMiranda.TESIS
plagio.docx
ID del documento: a5a580498eaf13f5d926b4afc1d0512f3ab8ab1e
Tamaño del documento original: 11,79 MB

Depositante: Israel Isidro Yagual Pita
Fecha de depósito: 18/12/2023
Tipo de carga: interface
fecha de fin de análisis: 18/12/2023

Número de palabras: 38.300
Número de caracteres: 235.979



Firmado electrónicamente por:
**ISRAEL ISIDRO
YAGUAL PITA**

Ing. Israel Isidro Yagual Pita, MSc.

C.I. 092736298

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, María Isabel Delgado Miranda-, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“ANÁLISIS DE FALLA EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL SECTOR SANTA PAULA EN LA PROVINCIA DE SANTA ELENA”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



MARIA ISABEL DELGADO MIRANDA

Autor de Tesis

C.I. 2400242091

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Israel Isidro Yagual Pita, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo “**ANÁLISIS DE FALLA EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL SECTOR SANTA PAULA EN LA PROVINCIA DE SANTA ELENA**” previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por el Sr/a. **María Isabel Delgado Miranda**, egresado de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

FIRMA DEL TUTOR



Firmado electrónicamente por:
ISRAEL ISIDRO
YAGUAL PITA

Ing. Israel Isidro Yagual Pita, MSc.

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

La Libertad, 17 de diciembre de 2023

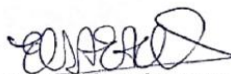
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Yo, **Del Pezo Reyes Elsa Esmeralda** con cédula de ciudadanía **0910001007**, certifico que he revisado la redacción, estilo y ortografía del contenido del trabajo de integración curricular **“Análisis de falla en el sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico para la optimización de la producción del sector Santa Paula en la provincia de Santa Elena.”**, elaborado por **María Isabel Delgado Miranda**, presentado como requisito académico previo a la obtención del título de **Ingeniero de Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena de la facultad de Ciencias de la Ingeniería de la carrera de Ingeniería en Petróleo.**

El mencionado trabajo, en el contexto general cumple con los requisitos de redacción, estilo y ortografía para uso del idioma español.

Certificación que otorgo para fines académicos pertinentes, en la ciudad de La Libertad a los diecisiete días del mes de diciembre de dos mil veintitrés.

Atentamente



Elsa Esmeralda Del Pezo Reyes

“MAGISTER DE ESCRITURA CREATIVA EN ESPAÑOL”

Número de cédula: 0910001007

Número de celular: 0963137128

Número de registro de SENESCYT: 7241181623

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi gratitud a las personas que fueron fundamentales para el desarrollo y culminación de mi tesis, gracias al Ing., MSc. Israel Yagual por ser mi tutor y guía desde el inicio de la idea hasta la materialización del trabajo presentado. Así mismo al Ing. MSc. Cesar Jara que junto al Ing. MSc. Christian Sánchez me brindaron su colaboración y acompañamiento durante el proceso de la investigación.

A mis padres por su esfuerzo y sacrificio en brindarme los valores y el ejemplo del trabajo duro y honrado para llegar a culminar cualquier logro propuesto.

Y a mi Señor Jesús, mi Dios y salvador quien me envía: “Esfuézate y sé valiente. No temas ni desmayes, que yo soy el Señor tu Dios, y estaré contigo por dondequiera que vayas.”, permitiéndome la culminación de esta meta.

Y, por último, pero después de mi Dios a mi esposo Luis Vargas quién ha sido mi mayor apoyo incondicional y motivación junto a mi querido hijo Geovanny.

CONTENIDO

Pág.

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	ii
DEDICATORIA	iii
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	iv
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	v
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vi
AGRADECIMIENTOS	vii
CONTENIDO	ix
RESUMEN	xxiv
ABSTRACT	xxv
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	26
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	26
1.2 JUSTIFICACIÓN	27
1.3 ANTECEDENTES	28
1.4 HIPÓTESIS.....	30
1.5 OBJETIVOS	30
1.5.1 Objetivo General.....	30
1.5.2 Objetivos Específicos	30
1.6 ALCANCE.....	30
1.7 VARIABLES	31

1.7.1	Variables Dependientes	31
1.7.2	Variables Independientes.....	31
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....		32
2.1	GENERALIDADES DEL SECTOR SANTA PAULA	32
2.2	GEOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA DE LAS ZONAS PRODUCTORAS	32
2.3	DESCRIPCIÓN ESTRATIGRAFÍA DEL BLOQUE PETROLERO.....	33
2.3.1	Formación Piñón.....	34
2.3.2	Formación Cayo	34
2.3.3	Formación Santa Elena.....	34
2.3.4	Formación Atlanta	34
2.3.5	Formación Passage Beds	35
2.3.6	Formación Clay Pebble Beds	35
2.3.7	Formación Socorro	36
2.3.8	Formación Seca	36
2.3.9	Formación Tablazo	36
2.4	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO	36
2.5	COMPONENTES PRINCIPALES DEL EQUIPO DE BOMBEO MECÁNICO	37
2.6	VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO MECÁNICO	37
2.7	FACILIDADES DE SUPERFICIE DE BOMBEO MECÁNICO.....	38
2.7.1	Unidad de Bombeo	38
2.7.2	Tipos de Balancín	39

2.8	CUADRO COMPARATIVO DE LAS UNIDADES API DE BOMBEO MECÁNICO.....	41
2.8.1	Motor	41
2.8.2	Cabezal de producción.....	42
2.8.3	Equipos del subsuelo de Bombeo Mecánico	44
2.9	COMPONENTES CRÍTICOS DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	49
2.9.1	Bombeo Mecánico.....	49
2.9.2	Varillas de Bombeo	50
2.9.3	Tuberías de producción	52
2.10	HERRAMIENTAS PARA REGISTRO, CONTROL Y SEGUIMIENTO DE LOS POZOS PRODUCTORES POR BOBEO MECÁNICO.	53
2.10.1	Pruebas de pozo	53
2.10.2	Nivel de Fluido	54
2.10.3	Cartas dinamométricas	54
2.11	ESTADOS DE CARGA EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO.....	55
2.11.1	Cargas en carrera ascendente.....	55
2.11.2	Cargas en carrera descendente.....	55
2.11.3	Registros Dinamométricos	56
2.12	ANCLA LIBRE.....	62
2.12.1	Golpe de fluido.....	62
2.12.2	Interferencia de gas.....	63
2.12.3	Desgaste en válvula viajera o pistón.....	63

2.12.4	Pérdida en válvula de pie.....	64
2.12.5	Estiramiento de varillas excesivo- bajo recorrido de pistón.....	64
2.12.6	Pesca de varillas.....	65
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....		67
3.1	METODOLOGÍA DE ANÁLISIS Y TÉCNICA DEL PROCESO.	67
3.1.1	Investigación bibliográfica	67
3.1.2	Recopilación de datos:.....	67
3.1.3	Diseño experimental	67
3.1.4	Análisis de datos.....	67
3.1.5	Definición de resultados	68
3.1.6	Redacción y documentación.....	68
3.2	DISEÑO DEL PROCESO METODOLÓGICO.....	68
3.3	METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	69
3.3.1	La investigación experimental.....	69
3.3.2	La investigación documental	69
3.3.3	La investigación descriptiva	69
3.4	POBLACIÓN Y MUESTRA.....	70
3.4.1	Selección de pozos productores por bombeo mecánico del sector Santa Paula. 70	
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS		71
4.1	DIAGNÓSTICO PRELIMINAR DE INTERVENCIONES DE PULLING EN LOS POZOS OPERATIVOS POR BOMBEO MECÁNICO.....	71
4.2	ANÁLISIS DE LAS FALLAS EN LOS POZOS SELECCIONADOS POR BOMBEO MECÁNICO DEL SECTOR SANTA PAULA.....	101

4.2.1	Pozo SPA0016.....	101
4.2.2	Pozo ACH0022.....	101
4.2.3	Pozo ACH0085.....	102
4.2.4	Pozo ACH0083.....	103
4.2.5	Pozo CAR0031.....	104
4.2.6	Pozo SPA0071.....	104
4.2.7	Pozo SPA0075.....	105
4.2.8	Pozo SPA0085.....	106
4.2.9	Pozo SPA0091.....	106
4.2.10	Pozo SPA0095.....	108
4.2.11	Pozo SPA0202.....	108
4.2.12	Pozo SPA0203.....	109
4.2.13	Pozo SPA0221.....	111
4.2.14	Pozo SPA0222.....	112
4.2.15	Pozo SPA0225.....	113
4.2.16	Pozo SPA0226.....	113
4.2.17	Pozo SPA0228.....	114
4.2.18	Pozo SPA0235.....	117
4.2.19	Pozo SPA0236.....	121
4.2.20	Pozo SPA0238.....	122
4.2.21	Pozo SPA0240.....	126
4.2.22	Pozo SPA0241.....	128
4.2.23	Pozo SPA0245.....	130

4.2.24	Pozo SPA0246.....	130
4.2.25	Pozo SPA0247.....	131
4.2.26	Pozo SPA0248.....	133
4.2.27	Pozo SPA0250.....	135
4.2.28	Pozo SPA0251.....	136
4.2.29	Pozo SPA0255.....	138
4.2.30	Pozo SPA0256.....	140
4.2.31	Pozo SPA0259.....	141
4.2.32	Pozo SPA1001.....	143
4.2.33	Pozo SPA1002.....	147
4.2.34	Pozo SPA1003.....	150
4.2.35	Pozo SPA1004.....	151
4.2.36	Pozo SPACH01.....	153
4.2.37	Pozo SRY0002.....	154
4.2.38	Pozo VAL0006.....	155
4.2.39	Pozo VAL0007.....	157
4.2.40	Pozo VAL0008.....	158
4.2.41	Pozo SPA0069.....	159
4.3	ANÁLISIS TOTAL DE LAS INTERVENCIONES DE PULLING.....	160
4.4	CÁLCULO DEL ÍNDICE ANUAL DE FALLA.....	160
4.4.1	La falla por tipo de arena.....	163
4.4.2	Falla por problemas en la bomba.....	163
4.4.3	Falla en las varillas.....	164

4.4.4	Falla por otras causas.....	165
4.5	Análisis económico por tipo de falla de bomba, varilla y tipo de arena.	165
4.5.1	Análisis Económico del pozo SPA0203.....	165
4.5.2	Análisis Económico del pozo SPA1001.....	168
4.6	Optimización de los pozos SPA1001 Y SPA0203.....	172
4.6.1	Optimización del pozo SPA1001.....	172
4.6.2	Optimización del pozo SPA0203.....	175
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RESULTADOS.....		179
5.1	CONCLUSIONES.....	179
5.2	RECOMENDACIONES.....	180
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		181
6	ANEXOS.....	185

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Mapa satelital del sector Santa Paula. Fuente: secretaria de hidrocarburos PACIPETROL S.A.....	32
Figura 2 Columna Estratigráfica del Campo G.G.V. Fuente PACIPETROL S.A.	33
Figura 3 Componentes principales del equipo por Bombeo Mecánico. (Chen y Col., 2018)	37
Figura 4 Modelo de Balancín Mark II. Fuente Manual Industrias Occidente IOSA.....	39
Figura 5 Modelo de Balancín Convencional. Fuente Manual Industrias Occidente IOSA.	40
Figura 6 Modelo de Unidad Balance por aire. Fuente Manual Industrias Occidentales IOSA.	40
Figura 7 Componentes del cabezal de producción de bombeo mecánico. Tumbaco Leonel, 2019.	42
Figura 8 Prensa de estopa. (Salvador Villalobos,2013).....	44
Figura 9 Componentes de la bomba de fondo. Fuente Escalante S, 2016.....	44
Figura 10 Partes de la varilla de Bombeo Mecánico. Fuente Presentación de análisis de fallas Tenaris.	48
Figura 11 Información del cuadrante. Fuente Tenaris.....	48
Figura 12 Carta dinamométrica. Fuente: Oil Production	56
Figura 13 Proceso de registro dinamométrico de superficie. Fuente Oil Production.....	57
Figura 14 Registro de cargas durante todo el ciclo de bombeo. Fuente Oil Production	57
Figura 15 Instrumentos utilizados para la dinamometría. Fuente Echometer	58
Figura 16 Dinamometría de fondo. Fuente Oil Production	59

Figura 17 Registro dinamómetro de fondo y superficie a la derecha y registro dinamómetro de fondo a	60
Figura 18 Registro dinamométrico de superficie y fondo durante un ciclo de bombeo. Fuente Oil Production.....	61
Figura 19 Registro dinamométrico que representa llenado completo de bomba. Fuente Oil Production.....	61
Figura 20 Registro dinamométrico con ancla libre. Fuente Oil Production	62
Figura 21 Registro dinamométrico de golpe de fluido. Fuente Oil Production	62
Figura 22 Registro dinamómetro con interferencia de gas. Fuente Oil Production	63
Figura 23 Registro dinamométrico de desgaste en válvula viajera y pistón. Fuente Oil Production.....	63
Figura 24 Registro dinamómetro de pérdida en válvula de pie. Fuente Oil Production	64
Figura 25 Registro dinamométrico por estiramiento de varillas excesivo. Fuente Oil Production.....	65
Figura 26 Registro dinamométrico de pesca de varillas. Fuente Oil Production.	65
Figura 27 Diseño metodológico para el análisis de fallas en el sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico.	68
Figura 28 Representa el porcentaje de falla tipo de arena, bomba y varillas.	163
Figura 29. Representa los valores del promedio de Histórico de producción y el precio del barril por año del pozo SPA0203. Elaborado por Delgado M.....	166
Figura 30. Gastos de intervenciones de Pulling por falla en tipo de arena del pozo SPA0203.	166
Figura 31. Gastos de intervenciones de Pulling por falla mecánica en varilla del pozo SPA0203.....	167
Figura 32. Gastos de intervenciones de Pulling por falla mecánica en la bomba del pozo SPA0203. Elaborado por Delgado M.	167

Figura 33 Intervenciones de Pulling por otras fallas en el pozo SPA0203.	168
Figura 34 Representa los valores del promedio de Histórico de producción y el precio del barril por año del pozo SPA1001. Elaborado por Delgado M.....	169
Figura 35. Gastos de intervenciones de Pulling por falla mecánica en varilla del pozo SPA1001.....	169
Figura 36. Gastos de intervenciones de Pulling por falla mecánica en bomba del pozo SPA1001.....	170
Figura 37 Gastos de intervenciones de Pulling por falla en tipo de arena del pozo SPA1001.	171
Figura 38 Intervenciones de Pulling por otras fallas en el pozo SPA1001.	172
Figura 39 Representa el historial de producción diario del pozo SPA1001 varia con respecto al tiempo desde el año 2007 hasta el 2023. Elaborado por Delgado M.	174
Figura 40 Representa el total de ingreso durante los años analizados para la optimación del pozo SPA1001. Elaborado por Delgado M.	175
Figura 41. Representa el historial de producción diario del pozo SPA0203 varia con respecto al tiempo desde el año 2007 hasta el 2023. Elaborado por Delgado M.	177
Figura 42 Representa el total de ingreso durante los años analizados para la optimación del pozo SPA0203. Elaborado por Delgado M.	178
Figura 43. Unidad de Pulling en campo petrolero. PETROBLOGGER.COM. https://www.ingenieriadepetroleo.com/pulling-de-pozos-petroleros/	227
Figura 44. Unidad de Pulling operando. PETROBLOGGER.COM. https://www.ingenieriadepetroleo.com/pulling-de-pozos-petroleros/	227

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1 Comparación de las unidades de bombeo mecánico. Fuente KEDE Consulting S.A.	41
Tabla 2 Especificaciones de la tubería según normas API 5CT. (Manual Industrias Occidente IOSA).....	46
Tabla 3 Especificaciones del revestidor según norma API 5CT. Fuente Manual Industrias Occidente IOSA.....	46
Tabla 4. Pozos productores por bombeo mecánico	70
Tabla 5. Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0016	71
Tabla 6. Intervenciones de Pulling en el Pozo ACH0022	72
Tabla 7. Intervenciones de Pulling en el Pozo ACH0085	72
Tabla 8 Intervenciones de Pulling en el Pozo ACH0083	73
Tabla 9 Intervenciones de Pulling en el Pozo CAR0031.	73
Tabla 10 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0071.	73
Tabla 11 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0075	74
Tabla 12 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0085.	74
Tabla 13 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0091.	74
Tabla 14 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0095.	75
Tabla 15 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0202.	75
Tabla 16 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0203.	76
Tabla 17 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0221.	77

Tabla 18 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0222.	77
Tabla 19 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0225.	77
Tabla 20 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0226.	78
Tabla 21 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0228.	78
Tabla 22 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0235.	80
Tabla 23 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0236.	83
Tabla 24 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0238.	84
Tabla 25 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0240.	86
Tabla 26 Intervenciones de Pulling Pozo SPA0241.	87
Tabla 27 Intervenciones de Pulling Pozo SPA0245.	88
Tabla 28 Intervenciones de Pulling Pozo SPA0246.	88
Tabla 29 Intervenciones de Pulling Pozo SPA0247.	88
Tabla 30 Intervenciones de Pulling Pozo SPA0248.	89
Tabla 31 Intervenciones de Pulling Pozo SPA0250.	90
Tabla 32 Intervenciones de Pulling Pozo SPA0251.	90
Tabla 33 Intervenciones de Pulling Pozo SPA0255.	91
Tabla 34 Intervenciones de Pulling Pozo SPA0256.	92
Tabla 35 Intervenciones de Pulling del Pozo SPA0259.	92
Tabla 36 Intervenciones de Pulling de Pozo SPA1001	93
Tabla 37 Intervenciones de Pulling de Pozo SPA1002.	95
Tabla 38 Intervenciones de Pulling Pozo SPA1003.	96
Tabla 39 Intervenciones de Pulling Pozo SPA1004.	97
Tabla 40 Intervenciones de Pulling de Pozo SPACH01.	98

Tabla 41 Intervenciones de Pulling PozoSR Y0002.	98
Tabla 42 Intervenciones de Pulling Pozo VAL0006.	99
Tabla 43 Intervenciones de Pulling Pozo VAL0007.	99
Tabla 44 Intervenciones de Pulling Pozo VAL0008.	100
Tabla 45. Intervenciones de Pulling Pozo SPA0069.	100
Tabla 46 Representa los pozos productores analizados y el total de intervenciones de Pulling.	160
Tabla 47 Indicador de falla anual	161
Tabla 48. Intervenciones de Pulling según tipo de falla por año.....	161
Tabla 49. Cuadro de falla por tipo de arena, bomba y varillas.....	162

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexos A. Diagrama de completación del pozo ACH0022.	186
Anexos B. Diagrama de completación del pozo SPA0016.	187
Anexos C. Diagrama de completación del pozo ACH0083.	188
Anexos D. Diagrama de completación del pozo ACH0085.	189
Anexos E. Diagrama de completación del pozo CAR0031.	190
Anexos F. Diagrama de completación del pozo SPA0071.	191
Anexos G. Diagrama de completación del pozo SPA0075.	192
Anexos H. Diagrama de completación del pozo SPA0091.	193
Anexos I. Diagrama de completación del pozo SPA0095.	194
Anexos J. Diagrama de completación del pozo SPA0202.	195
Anexos K. Diagrama de completación del pozo SPA0203.	196
Anexos L. Diagrama de completación del pozo SPA0221.	197
Anexos M. Diagrama de completación del pozo SPA0222.	198
Anexos N. Diagrama de completación del pozo SPA0225.	199
Anexos O. Diagrama de completación del pozo SPA0226.	200
Anexos P. Diagrama de completación del pozo SPA0228.	201
Anexos Q. Diagrama de completación del pozo SPA0235.	202
Anexos R. Diagrama de completación del pozo SPA0236.	203
Anexos S. Diagrama de completación del pozo SPA0238.	204

Anexos T. Diagrama de completación del pozo SPA0240.	205
Anexos U. Diagrama de completación del pozo SPA0241.	206
Anexos V. Diagrama de completación del pozo SPA0245.	207
Anexos W. Diagrama de completación del pozo SPA0246.	208
Anexos X. Diagrama de completación del pozo SPA0247.	209
Anexos Y. Diagrama de completación del pozo SPA0248.	210
Anexos Z. Diagrama de completación del pozo SPA0250.	211
Anexos AA. Diagrama de completación del pozo SPA0251.	212
Anexos BB. Diagrama de completación del pozo SPA0255.....	213
Anexos CC. Diagrama de completación del pozo SPA0256.....	214
Anexos DD. Diagrama de completación del pozo SPA1001.	215
Anexos EE. Diagrama de completación del pozo SPA1002.	216
Anexos FF. Diagrama de completación del pozo SPA1003.	217
Anexos GG. Diagrama de completación del pozo SPA1004.	218
Anexos HH. Diagrama de completación del pozo SPACH01.....	219
Anexos II. Diagrama de completación del pozo SRY0002.	220
Anexos JJ. Diagrama de completación del pozo SRY0002.	221
Anexos KK. Diagrama de completación del pozo VAL0006.	222
Anexos LL. Diagrama de completación del pozo VAL0007.	223
Anexos MM. Diagrama de completación del pozo VAL0008.	224
Anexos NN. Diagrama de completación del pozo VAL0069.	225
Anexos OO. Diagrama de completación del pozo SPA0259.	226
Anexos PP. Imágenes en campo de una unidad de Pulling.	227

“ANÁLISIS DE FALLA EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL SECTOR SANTA PAULA EN LA PROVINCIA DE SANTA ELENA”

Autor: Delgado Miranda María Isabel

Tutor: Ing. Yagual Pita Israel Isidro, MSc.

RESUMEN

Los pozos petroleros que producen mediante el sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico se ven afectados directamente por tres componentes del sistema; la bomba, la varilla y la sarta de tubería. Los pozos con gran aporte de arena suelen taponar las válvulas y generan la disminución de la eficiencia en la bomba; atascando o desgastando los componentes del sistema. Mediante el análisis de falla de los 41 pozos que producen por bombeo mecánico se determina que el 40% presenta problemas en falla por tipo de arena, el 24% en falla mecánica de la bomba y el 13% por falla en la varilla. Gracias a las intervenciones de Pulling se logra optimizar la producción de los pozos SPA0203 de 0 bbl/d a 2,06 bbl/d y SPA1001 de 0,16 bbl/d a 5,71 bbl/d y el análisis económico determina la rentabilidad de la inversión en las intervenciones de Pulling, ya que al final del año incrementan la productividad del pozo. Es considerado importante el análisis de falla en pozos que producen mediante este sistema para poder replicar en otros campos petroleros que cumplan con las mismas características y así optimizar la producción.

PALABRAS CLAVE: *bombeo, optimizar, arena, Pulling.*

“FAILURE ANALYSIS OF THE ARTIFICIAL LIFT SYSTEM BY MECHANICAL PUMPING FOR THE OPTIMIZATION OF PRODUCTION IN THE SANTA PAULA SECTOR IN THE PROVINCE OF SANTA ELENA.”

Autor: Delgado Miranda María Isabel.

Tutor: Ing. Yagual Pita Israel Isidro, MSc.

ABSTRACT

Oil wells that produce using the artificial lift mechanical pumping system are directly affected by three system components: the pump, the rod and the tubing string. Wells with a high sand input often plug valves and generate a decrease in pump performance; plugging or wearing out system components. Through the failure analysis of the 41 wells that produce by mechanical pumping, it is determined that 40% present problems due to sand failures, 24% due to mechanical failures of the pump and 13% due to rod failures. Thanks to the Pulling interventions, the production of wells SPA0203 is optimized from 0bbl/d to 2.06 bbl/d and SPA1001 from 0.16 bbl/d to 5.71 bbl/d and the economic analysis determines the profitability of the investment in the Pulling interventions, since at the end of the year they increase the productivity of the well. It is considered important to analyze the failures in the wells that produce through this system in order to replicate it in other oil fields with the same characteristics and thus optimize production.

KEYWORDS: *pumping, optimization, sand, Pulling.*

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

El sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico funciona mediante un proceso de succión y de transferencia, el balancín es accionado por un motor eléctrico en la superficie, el cual produce movimiento ascendente y descendente de manera continua, este movimiento trasmite la energía a la sarta de varillas y la imparte a la bomba del subsuelo, la cual se encarga de levantar una columna de fluido. La tasa de producción está restringida por la profundidad del pozo, es decir que a mayores profundidades la capacidad de levantamiento se puede reducir y se usa preferente para producir bajas tasas. El bombeo mecánico convencional no alcanza a maniobrar más de 1% de arena con bombas especiales y puede causar problemas en la producción de arenas al tratar de recuperarlas.

El incremento de la productividad en los pozos petroleros puede verse afectado cuando se presenta problemas de fallas principalmente en tres elementos del sistema como son: la sarta de tubería, las varillas y la bomba. “ En el caso de bombeo mecánico convencional la bomba del subsuelo es capaz de elevar fluidos a grandes profundidades, pero los elementos como la longitud y el esfuerzo sobre las cabillas, la potencia y las cargas sobre la unidad de bombeo limitan el diseño. La falla en las varillas se produce por el movimiento lineal sometido a cargas máximas y mínima sumando el manejo incorrecto ayudan al origen de falla por doblamiento, el continuo pandeo de la sarta consigue causar fracturas diminutas comprimiendo el área transversal y estableciendo puntos de concentración de esfuerzos; hasta llegar a la elongación permanente en la sarta, producido por el troque erróneo en los acoples y la carga soportada queda sobre los hilos de la rosca macho”(Valenzuela & Calderón, 2009). Para evitar los problemas de falla mecánica en la bomba es importante considerar desde la elección adecuada de bomba al igual que la ubicación; generalmente se recomienda una carrera larga a baja velocidad; sin embargo , la carrera de bombeo puede ser ajustada a una bomba nueva, la cual debe ser operada lentamente para unos pocos miles de corridos antes de acrecentar la velocidad de operación, si se espacia indebidamente la bomba esto provoca que el pistón golpea en la carrera

descendente moviendo la válvula fija, es decir, crea el golpe de bomba. “La falla por tipo de arena parecen cuando los pozos con alta presencia de arena generan el taponamiento de las válvulas, cuando la acción de la bomba se detiene esta arena se ubica entre los anulares de la tubería y la bomba, atascando el pistón y puede ser halada húmedamente con la tubería de producción llena de fluido; todo esto incrementa el costo de operación para retener la arena y lograr que el apilamiento de los granos sea compacto y estable y, no fluyan junto con el petróleo hacia el pozo las tuberías de revestimiento y de producción deben ser tubos ranurados, cortadas de afuera hacia dentro con apariencia cuneiforme y tienen una apertura suficientemente estrecha. El desgaste mecánico de los componentes es un factor determinante para el análisis de las fallas así evitar o disminuir la aparición de los componentes. Mediante el correcto manejo y acondicionamiento consigue extender la vida útil del equipo y mediante el análisis económico se puede optimizar la producción del sector de Santa Paula.”(Rodríguez, 2018).

1.2 JUSTIFICACIÓN

El análisis de las fallas mecánica en los componentes del sistema artificial por bombeo mecánico permite determinar los problemas que se presentan durante su funcionamiento y que soluciones se dan para mejorar las condiciones del pozo y optimizar la producción. El área de Santa Paula se encuentra ubicada en el bloque Gustavo Galindo Velasco donde hay en total 1338 pozos activos desde el año 2018 y el 55% de la producción diaria se extrae por bombeo mecánico, la provincia de Santa Elena lleva operando más de 100 años en la explotación de los pozos petroleros y sumando el paso del tiempo el deterioro del material en el equipo del sistema de levantamiento artificial afecta directamente la eficiencia de trabajo y disminuye de manera exponencial la producción de los pozos.

Esta investigación busca establecer soluciones para mejorar la optimización en la producción de los pozos productores del sector, creando un análisis económico por cada tipo de falla evaluado con el fin de desarrollar un estudio que mejore la capacidad de análisis y facilite la toma de decisiones del ingeniero petrolero y la industria hidrocarburífera.

1.3 ANTECEDENTES

La ingeniería de producción petrolera exige una revisión constante del desempeño del método seleccionado para la producción del pozo con el fin de modificar los parámetros de funcionamiento o hasta cambiar de método si es necesario. Una correcta selección del método de levantamiento artificial es esencial para rentabilidad a largo plazo de un pozo o varios. Si existiera un error al momento de elegir el método se puede reducir sustancialmente la producción y el aumento en los costos de operación.

En investigaciones realizadas (Rodríguez, 2018), quien presento el Análisis de falla en los sistemas de bombeo mecánico del campo Limaza, cuyo objetivo fue establecer las fallas más comunes en los pozos que trabajan con sistema de bombeo mecánico facilitando alternativas y obteniendo un análisis económico de pérdidas que simbolizan estas fallas. La elección de los pozos críticos se concibió con base en la información comprendía de los años 2014 y 2018 mostrados en el campo de la coordinación Limaza. Aplicando la metodología de análisis y considerando los factores: frecuencia de falla, potencial neto de cada pozo, y los días parados por intervención; se evaluó los datos obtenidos de tallys de varilla y tubería, historial de los pozos, reportes de instalación, desinstalación, arrasques del sistema; reporte de los sistemas de fallas y no fallados, y de desviación del original hole, reporte de producción, diagrama y archivos de la potencia del pozo, también se usó el software de Halliburton-Landmark Open Wells para el manejo de los datos. Se localizó 15 pozos que representan el 69% del coste para el activo Limaza y las fallas que más se repiten son por falla por: tubería rota, varilla partida y cambio de bomba del equipo del subsuelo y durante los últimos 5 años la falla por bomba y tubería son las más repetitivas. En los problemas del pozo está la falla en la producción de la arena, reduciendo la eficiencia de la bomba y atascándola o provocando que se pegue. Encasillando los criterios por pozos con problemas por parafinas, arena y corrosión. Se concluye dentro del análisis económico que las intervenciones más costosas son las de falla por bomba 1.871.143 USD con respecto al tiempo de 7 días, después están las de tubería rota con 1.727.844 USD durante 6 días y la varilla partida 949.477 USD con 4 días. El pozo A fue quien más falla tubo, pero el más representativo

económicamente es el pozo K seguido del pozo C, I y B. Finalmente la metodología de ACR permitió identificar con mayor precisión el tipo de problemas que representan los pozos.

La tesis desarrollada por (Calderón & Parra, 2019), donde desarrollo la Evaluación del uso de un controlador de bombeo mecánico y sus funciones avanzadas para la mejora de las condiciones de operación en el campo la Cira Infantas, se orientó en el sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico por medio de la evaluación técnica de los resultados conseguidos en la descripción de los equipos, identificando los problemas y fallas que reducen la vida útil de los equipos. El objetivo fue valorar el uso de un controlador de bombeo mecánico y sus funciones avanzadas para la mejora de las condiciones de operación en el Campo La Cira Infantas. La muestra de estudio fue en tres pozos pilotos del Campo y después se realizó el análisis financiero concluyendo con la viabilidad del proyecto y así la posible implementación del controlador a pozos nuevos del Campo. El pozo CIRA-2788 eliminó la interferencia de gas aumentando la producción en fluidos de 40 BFPD, el pozo INFA-3879 logro mejoras en las condiciones de operación eliminando el golpe de fluido. Aunque no tenía como prioridad acrecentar la producción si antes optimizar las condiciones de la unidad; sus resultados fueron favorables en ambos, incrementando la producción de 84 BOPD para dos pozos e incremento en el caudal total de 134 BOPD.

Otro trabajo investigado es sobre la Optimización del sistema de levantamiento por bombeo mecánico, en la zona sur sección 73, en el campo Gustavo Galindo por (Velásquez, 2019), el objetivo desarrollado es optimizar el sistema de levantamiento por bombeo mecánico para mejorar la tasa de producción de la Zona sur de la sección 73 del Campo Gustavo Galindo. Los pozos seleccionados para el estudio fueron los pozos ACN1205, ANC1210, ANC1213, ANC1218, ANC1230, ANC0019, ANC020. Mediante la correlación de la producción anterior y la actual y el análisis de los factores que afectan el levantamiento artificial por bombeo mecánico de cada pozo más los datos obtenidos de la empresa PACIPETROL S.A. se concluye que hay problemas de asfáltenos reduciendo el área de drenaje, aumentado la velocidad y reduciendo la producción; como solución se recomienda el cierre parcial de los pozos por 24 horas y así el nivel de presión se vuelva a estabilizar y terminar con un ciclo normal de operación. Los 9 pozos seleccionados mostraron una producción acumulada anual de 16.280,38 Bbbls durante el año 2017 y para el año 2018 hay una

declinación de 1,545.22 Bbls. Se logró que el levantamiento artificial por bombeo mecánico indica una eficiencia de 40% de la producción total del Campo. El análisis económico establece como mejor método al Bombeo Mecánico con mayor rentabilidad económica y producción para el crudo del año 2018.

1.4 HIPÓTESIS

¿Es posible optimizar la producción del área Santa Paula del cantón Salinas en la provincia de Santa Elena mediante el análisis de falla en el sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico?

1.5 OBJETIVOS

1.5.1 Objetivo General

Analizar las fallas del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico para la optimación de la producción de la sección Santa Paula de la provincia de Santa Elena.

1.5.2 Objetivos Específicos

- Recolectar información preliminar del estado mecánico y de las condiciones operacionales de los equipos instalados del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico en los pozos seleccionados.
- Identificar los problemas de falla mecánica de bomba y varilla del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico a cada pozo seleccionado.
- Evaluar los problemas de falla por tipo de arena en los pozos seleccionados.
- Realizar un análisis económico para la determinación de la pérdida por tipo de falla.

1.6 ALCANCE

El alcance de la investigación incluye el análisis de la falla mecánica del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico. Esto implica el evaluar la falla mecánica de

la varilla y bomba de los equipos del sistema, también analiza los problemas de falla por tipo de arena para mejorar de la producción del sector Santa Paula. Esto implica la recopilación de información preliminar del estado mecánico y las condiciones operacionales de los equipos instalados en los pozos seleccionados a estudiar y la implementación de un análisis económico para cada falla determinada.

El presente trabajo se fundamenta en una investigación experimental, documental y descriptiva para realizar el análisis de falla en el sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico para la optimización de la producción del sector Santa Paula de la provincia de Santa Elena.

Los pozos productores seleccionados del sector Santa Paula son evaluados con el fin de mejorar su producción y así aumentar los beneficios económicos de la empresa operadora y contribuyendo con un registro actualizado para afinar la toma de decisiones en los ingenieros dentro del área estudiada; también la correcta utilización y mantenimiento de los equipos del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico.

1.7 VARIABLES

1.7.1 Variables Dependientes

- Incremento de la productividad de los pozos

1.7.2 Variables Independientes

- Características de los pozos.
- Historial de producción.
- Diagrama mecánico de los pozos.
- Historial de intervenciones de Pulling

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 GENERALIDADES DEL SECTOR SANTA PAULA

El sector Santa Paula se encuentra en la parroquia de Salinas de la provincia de Santa Elena, tiene una extensión de aproximadamente $2,9 \text{ km}^2$. La península Santa Elena se forma después del choque entre la placa continental y la placa oceánica mediante subducción, creando fallas que atrapan el petróleo en el subsuelo y gracias a la caracterización petrofísica se puede perforar y extraer el hidrocarburo. Santa Paula forma parte del bloque "Gustavo Galindo Velasco", el sector se extiende hacia noroccidental. Es una zona de producción petrolera administrada por la empresa operadora PACIPETROL S.A. desde el año 2002 hasta la actualidad.

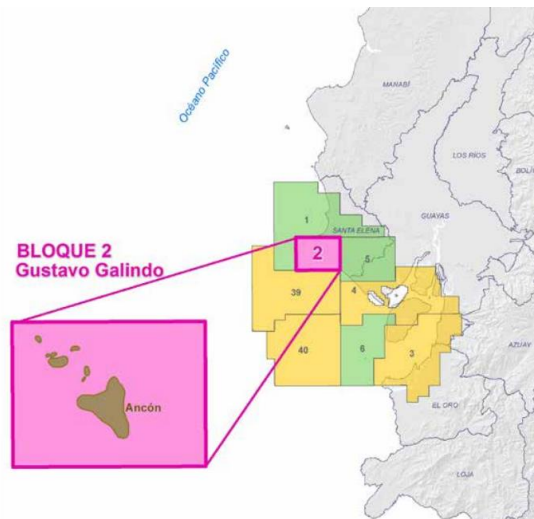


Figura 1 Mapa satelital del sector Santa Paula. Fuente: secretaria de hidrocarburos PACIPETROL S.A

2.2 GEOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA DE LAS ZONAS PRODUCTORAS

La estratigrafía del bloque petrolero en la Provincia de Santa Elena surge cuando se activa el sistema de la falla La Cruz, como se observa en la Figura 2 contiene depósitos de sedimentos desarrollados en una corteza oceánica desde el período Cretácico hasta el Terciario inferior. Esta determinada por las formaciones de Azúcar y Atlanta, las formaciones de Passage Beds, Clay Pebble Beds Socorro, Seca y formación Tablazo.

Límites:

- Al norte- La Cordillera Chongón-Colonche
- Al sur- El Graben de Jambelí
- Al este- La falla La Cruz
- Al oeste- El Prisma de subducción Neógeno

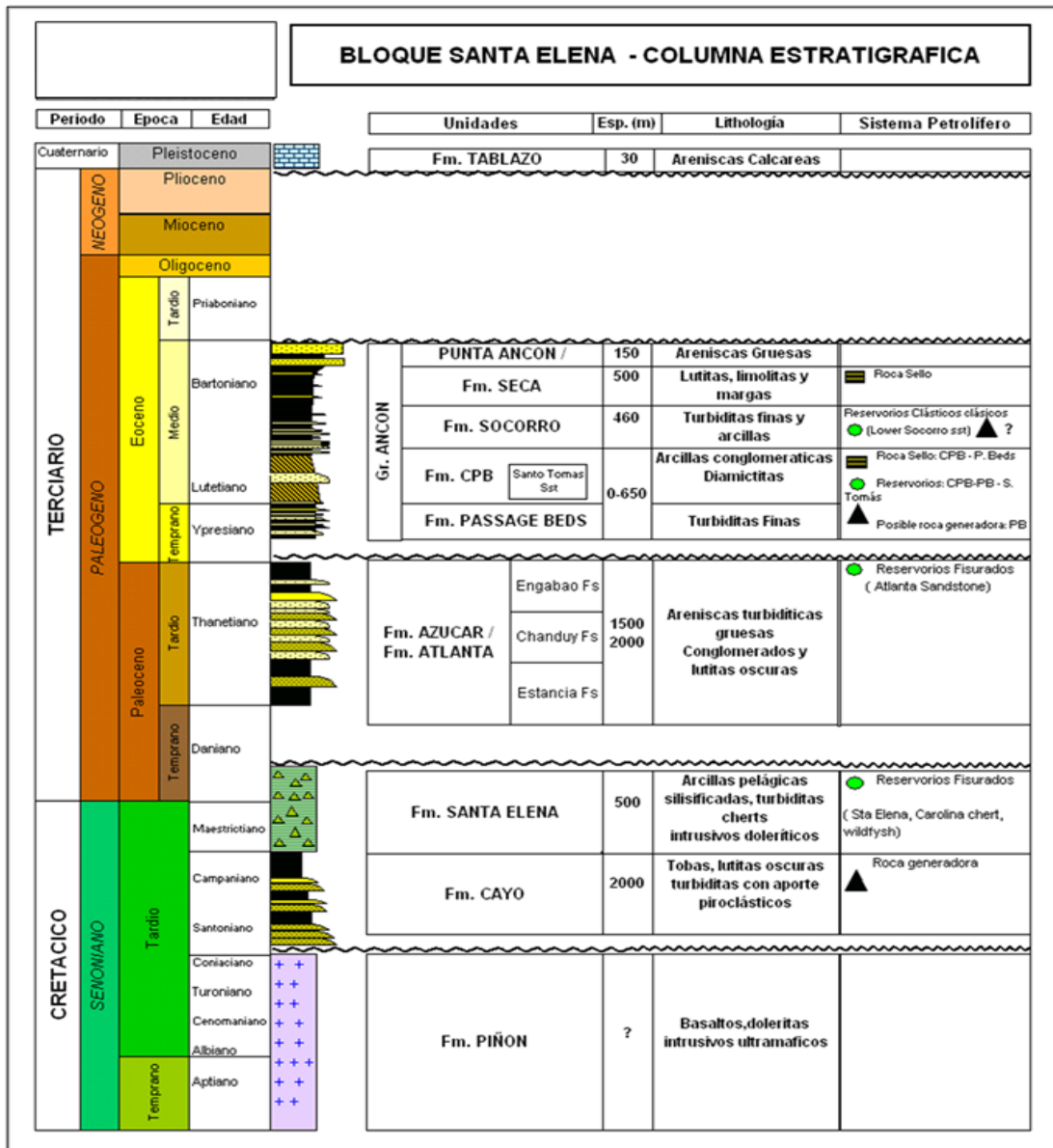


Figura 2 Columna Estratigráfica del Campo G.G.V. Fuente PACIPETROL S.A.

2.3 DESCRIPCIÓN ESTRATIGRAFÍA DEL BLOQUE PETROLERO.

Durante el periodo Cretáceo las rocas presentes son de origen volcano-clásticos, se evidencia una colisión con la placa Sudamericana en el Paleoceno, sus sedimentos de lutitas de clasto

fino, areniscas turbidíticas gruesas y oscuras, también conglomerados en la unidad FM. ATLANTA. La secuencia estratigráfica empieza:

2.3.1 Formación Piñón

Comprende del periodo Cretáceo temprano hasta el tardío su composición litológica es de basaltos y doleritas, es decir rocas ígneas y restos de rocas intrusivas ultramáficas que generalmente se encuentran estratificadas.

2.3.2 Formación Cayo

Aparecen durante el Cretáceo tardío con sedimentos de tobas, lutitas oscuras turbiditas con aporte piroclásticos, sus depósitos se generan de una corriente marina provocada por la inestabilidad de la densidad del flujo; en esta edad aparece la roca generadora.

2.3.3 Formación Santa Elena

Se encuentra entre la finalización del periodo Cretáceo y el inicio del Terciario con edad de Paleoceno compuestos en la litología con arcillas pelágicas silisificadas, estos sedimentos vienen de aguas profundas depositados lentamente, la roca tipo Chert con litología de lutitas tobáceas y limolitas. En esta zona se encuentra el sector Santa Paula, siendo unos de los principales productores del yacimiento. Se toman datos de producción y los parámetros obtenidos fueron:

- Factor volumétrico de 1.2 By/Bn.
- Factor de Recuperación del 11.19%.
- Porosidad 11%
- Saturación de agua de 60%

2.3.4 Formación Atlanta

Se da durante el periodo Terciario temprano y tardío a una profundidad aproximada de 1800 a 5400 pies según la posición estructural, sus sedimentos son principalmente

areniscas turbidíticas gruesas, conglomerados y lutitas oscuras. Los sedimentos están depositados en abanicos submarinos formados por corrientes marinas. El mecanismo de producción es por Gas Disuelto, pero se considera en proceso de depletación por su baja movilidad. Los parámetros petrofísicos usados para el cálculo de las reservas son:

- Porosidad 10%
- Saturación de agua 64%
- Factor Volumétrico de 1.2 By/Bn
- Factor de Recuperación del 8.21%.

2.3.5 Formación Passage Beds

Esta formación ocurre durante el periodo Terciario temprano y cubre todo el campo de Ancón, hacia el noroeste limita con levantamientos de Santa Paula, San Vicente y Japonesa. Los sedimentos son turbiditas finas con presencia de limos con granos retrabajados principalmente de cuarzo y feldspatos. Los cálculos de reservas usados:

- Porosidad del 7.5%
- Saturación de agua del 64%
- Factor de recuperación se ha estimado en 1.62%.

2.3.6 Formación Clay Pebble Beds

La formación CPB tiene una edad del Eoceno medio compuesta de sedimentos por arcillas conglomeráticas considerada una roca sedimentaria y diamictitas de varios tamaños. Los datos utilizados fueron limitados por la zona, se utilizó valores de:

- Porosidad del 10%
- Saturación de petróleo del 50%
- El Factor de Recuperación es del 8.96%.

Cabe mencionar que esta formación fue incorporada a la producción durante el año 2004, mediante su apertura en varios pozos, por lo que se considera que existe potencial en otras áreas del campo.

2.3.7 Formación Socorro

Esta formación se da también durante el periodo Terciario medio con sedimentos de turbiditas finas con presencia de fauna alóctona y arcillas. Este reservorio tiene un espesor de 1000- 1800 pies. La formación Socorro tiene una secuencia turbidítica con intercalaciones de lutita y arenisca.

2.3.8 Formación Seca

Al igual que la formación Socorro se da dentro del mismo periodo y posterior a esta, sus sedimentos están compuestos lutitas, margas y limolitas con granos más finos que la arenisca y más gruesos que las arcillas. Se observa que forma parte de la roca sello del reservorio.

2.3.9 Formación Tablazo

La formación Tablazo se durante el periodo Pleistoceno formados son sedimentos de areniscas calcáreas compuestas por carbonato de calcio, su espesor es de 30 metros.

Toda la información recolectada por PACIPETROL S.A. fue asociada a la producción del año 2004 en las zonas de Ancón.

2.4 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO

En un yacimiento se tiene una energía natural por la cual se produce al comienzo de su vida útil una vez que disminuye esta energía su producción decae es ahí donde se busca utilizar un sistema de levantamiento artificial. El sistema de levantamiento artificial funciona mediante una sarta de varillas que se mueve de manera recíproca con la bomba del subsuelo. Para levantar el fluido usa un pistón y una válvula viajera que desciende adentro de un barril y en el fondo tiene una válvula fija luego asciende, este pistón está conectado a una sarta de varillas que llegan hasta arriba y se conecta a una barra lisa la cual está sujeta al cabezal de la unidad de bombeo mecánico.

Dentro de su aplicación tenemos:

- Pozos con crudo liviano, mediano, pesado y extrapesado.
- Pozos con profundidades hasta 8000 pies.
- Aplica en levantamiento de crudos a altas temperaturas.
- Levanta fluidos viscosos, pero no aplica en pozos que producen grandes volúmenes de gas.

2.5 COMPONENTES PRINCIPALES DEL EQUIPO DE BOMBEO MECÁNICO

1. El motor principal que genera la potencia al equipo.
2. Equipo de transmisión de potencia o reducción de engranajes.
3. Equipo superficial de bombeo donde se trasmite el movimiento rotatorio del motor principal al movimiento oscilatorio lineal del motor de fondo.
4. La sarta de varillas de succión.
5. Bomba de fondo.

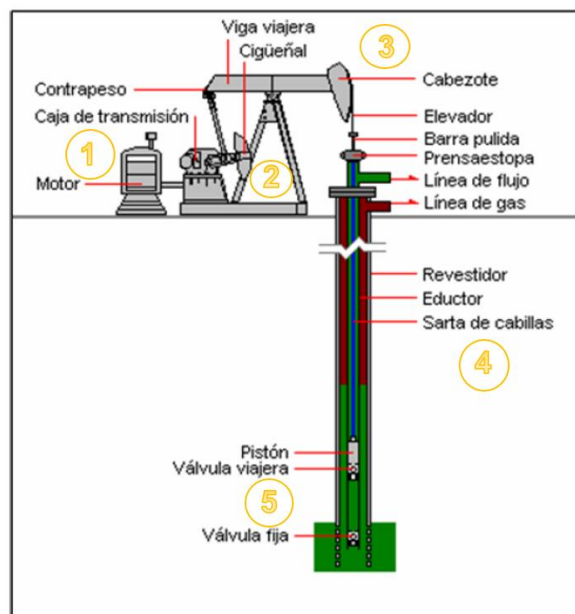


Figura 3 Componentes principales del equipo por Bombeo Mecánico. (Chen y Col., 2018)

2.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO MECÁNICO

Dentro de las ventajas tenemos:

- Puede usarse casi durante toda la vida útil del pozo.

- Bajos costos de implementación y de mantenimiento.
- Sus componentes son intercambiables e independientes en la superficie.
- La instalación de los componentes es rápida y sencilla.
- Existe variedad de tamaños y materiales en las bombas de fondo.
- Posee la capacidad de adaptarse a la variación del IPR (Índice de productividad).
- Produce de manera discontinua usando temporizadores (POC's) o variadores de frecuencia conectados a una red computarizada.
- Mediante simuladores su diseño y análisis es generalmente sencillo.
- Puede producir en pozos con inyección de vapor.

Desventajas del Bombeo Mecánico:

- La unidad de bombeo es pesada por ello necesita mucho espacio y el medio ambiente no siempre favorece.
- Si se usa varillas con fibra de vidrio la profundidad es limitada.
- Cuando hay pozos desviados ocurre mucha fricción en las varillas y genera fallas en el sistema.
- Dispuesto a presentar problemas por bloqueo de gas libre atrapado en la bomba.

2.7 FACILIDADES DE SUPERFICIE DE BOMBEO MECÁNICO

2.7.1 Unidad de Bombeo

La unidad de bombeo o también conocida como balancín convierte el movimiento vertical reciproco del eje del motor accionando la sarta de varillas hacia la bomba de fondo de manera ascendente y descendente logrando empujar el fluido hacia la superficie del pozo. Esto implica un correcto criterio para la selección del equipo. Esta unidad de bombeo debe ser capaz de manejar la producción deseada, y así mismo soportar con las cargas del equipo de fondo y sus fluidos. Se toma en consideración que tenga suficiente espacio de territorio para la instalación del sistema.

Las unidades de bombeo se clasifican como tipo convencional si el apoyo está en la mitad del balancín y es controlada por pesas, el tipo Mark II tiene el punto de apoyo en el extremo trasero del balancín y también es controlada por pesas y a diferencia del tipo Neumática posee el punto de apoyo en el extremo delantero del balancín y es controlada por

aire. Todas estas unidades de bombeo tienen en común un efecto de contrabalanceo con el fin de almacenar energía durante la carrera descendente para luego transferir esta misma energía a la carrera ascendente” (Álvarez & Vega, 2008).

2.7.2 Tipos de Balancín

- a) **Balancín Mark II.** Este tipo de balancín es fabricado con el fin de reducir el movimiento de la caja reductora manteniendo un torque uniforme, debido a que los brazos están ubicados a un extremo de la viga. Funciona básicamente igual que el de tipo convencional con la diferencia que la rotación es en sentido de las manecillas del reloj en consecuencia que el sistema de la caja reductora solo funciona en ese sentido”(Velásquez, 2019). Su geometría fue diseñada para mejorar el balancín convencional eliminando la necesidad del caballaje y torque de pico, dentro de la carrera ascendente es más lenta que la carrera descendente la cual es más rápida reduciendo la aceleración siendo la carga mayor y así logra alargar la vida útil de la cabilla.

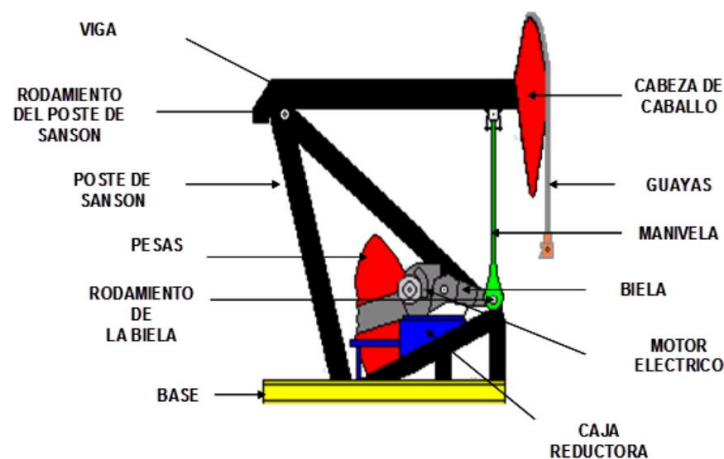


Figura 4 Modelo de Balancín Mark II. Fuente Manual Industrias Occidente IOSA

- b) **Balancín Convencional API.** “ El tipo de balancín convencional suele ser la más utilizada dentro de los pozos petroleros por que alcanza velocidades altas de bombeo, su rotación puede ser en contra o a favor de las manecillas del reloj por qué los engranajes se lubrican en ambas direcciones. La operación es más sencilla y por ende sus costos de mantenimiento son menores ”(Tumbaco, 2019).

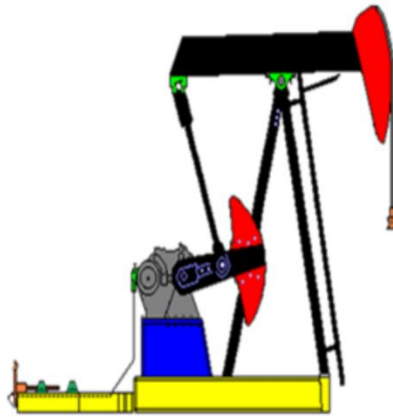


Figura 5 Modelo de Balancín Convencional. Fuente Manual Industrias Occidente IOSA

- c) **Balancín por aire.** Son diseñados para pozos de profundidades muy altas y con grandes tazas de producción de fluido. Tienen el mismo sentido de rotación que el balancín convencional, es operado por un motor compresor de aire dando una mayor precisión del contrabalance. Todo esto favorece en la disminución de su peso y logra ser más económico el traslado e instalación del equipo.

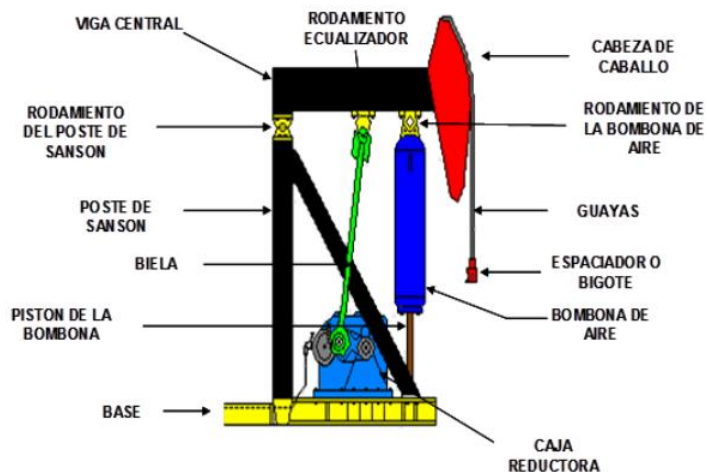


Figura 6 Modelo de Unidad Balance por aire. Fuente Manual Industrias Occidentales IOSA.

- d) **Balancín Rotaflex.** “ Estos fueron patentados en América por la compañía Weatherford para uso con bombas de pistón. Su velocidad de operación es constante logrando menores cantidades de ciclos de bombeo y mejor llenado del barril de bomba. Otro beneficio es que logra alargar la vida útil operativa del bombeo, la sarta de varillas y la bomba de fondo “(Tumbaco, 2019).

2.8 CUADRO COMPARATIVO DE LAS UNIDADES API DE BOMBEO MECÁNICO

La Tabla 1 describe las unidades de bombeo tipo Convencional, Mark II y Balanceada por aire donde compara su eficiencia, costos, velocidad de operación, entre otros.

Tabla 1 Comparación de las unidades de bombeo mecánico. Fuente KEDE Consulting S.A.

CUADRO COMPARATIVO ENTRE LAS UNIDADES		
CONVENCIONAL	MARK II	BALANCEADA POR AIRE
Muy eficiente	Muy eficiente	Menos eficientes que las otras unidades
Muy confiable por su diseño simple	Igual a la unidad convencional	Es más compleja que las otras dos unidades
Económica	Costosa	Muy costosa
Presenta fácil manejo moderado	Menos portátil que la unidad balanceada por aire	Es más compacto y de fácil manejo
Torque con mayor fluctuación	Torque bajo y uniforme	Torques máximos y rangos menos severos que las unidades convencionales
El contrabalanceo es complicado de ajustar	Igual a la convencional	Contrabalanceo de fácil ajuste
Requiere de motores más grandes	Requiere de motores pequeños	Igual a la convencional
Normalmente con la más alta velocidad de bombeo	Igual a la unidad balanceada por aire	Velocidad máxima de bombeo severamente menor que la unidad convencional

2.8.1 Motor

“ Se encarga de generar la energía hacia la unidad de bombeo con el fin de levantar los fluidos del fondo, los motores utilizados generalmente son motores trifásicos que trabajan a 60 Hz con RPM entre 835 y 1200 ”(García & Landeta, 2019).

Existen dos tipos motores:

- a) **Combustión interna.** Trabaja con alta y baja velocidad. Generalmente no se usan en pozos con alta producción de gas y donde no haya disponibilidad de energía eléctrica. Sus costos de mantenimiento son altos.
- b) **Motor eléctrico.** son adaptables a operaciones automáticas y de alto rendimiento. Tienen bajos costos de operación.

2.8.2 Cabezal de producción

La función principal es producir el pozo mediante el control de la entrada y salida del fluido, también sella los espacios anulares entre la tubería y el revestimiento. Desde aquí se cuelga la tubería, es decir al nivel de la superficie. El cabezal de producción adquiere válvulas, elementos empacadores y colgadores.

a) Componentes del cabezal de producción

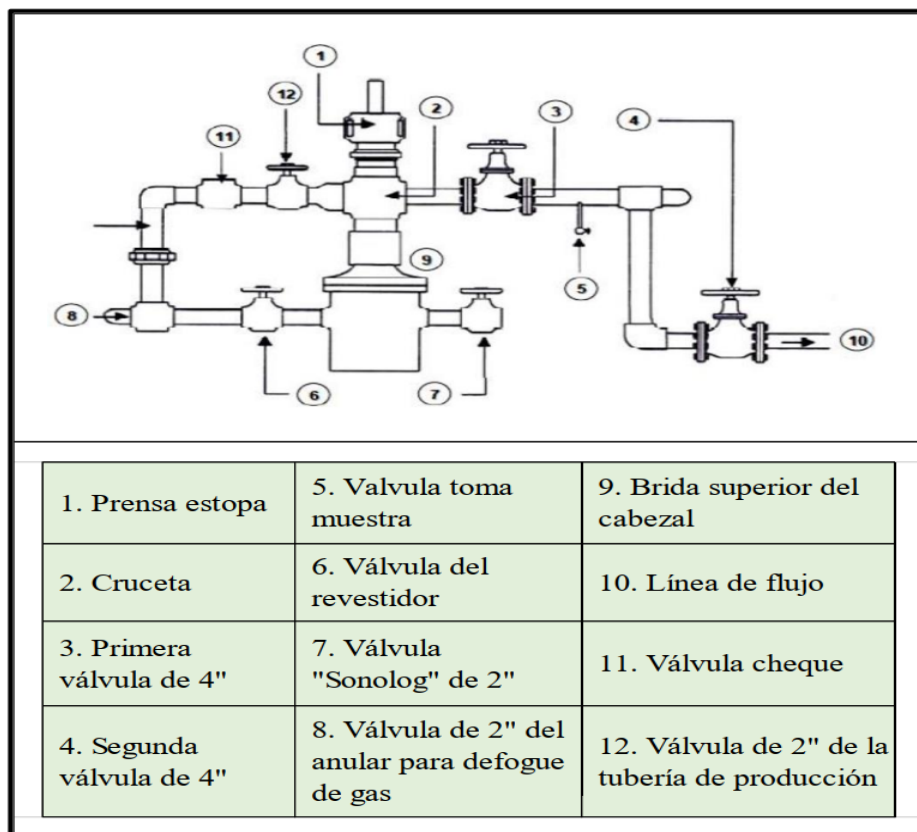


Figura 7 Componentes del cabezal de producción de bombeo mecánico. Tumbaco Leonel, 2019.

- b) ***Prensa o estopa.*** Permite que el fluido circule evitando derrames o fugas, es decir actúa como sello entre la barra pulida y la tubería.

- c) ***Cruceta.*** Es un componente que tiene cuatro vías para conexión en superficie para diámetros de tubería de 4".

- d) ***Primera válvula de 4 pulgadas.*** La primera válvula es la encargada de cerrar el paso del fluido al tanque de almacenamiento desde el pozo.

- e) ***Segunda válvula de 4 pulgadas.*** La segunda válvula reduce la presión desde el pozo hasta llegar al tanque de almacenamiento.

- f) ***Válvula toma muestra.*** Aquí se toma las muestras de fluidos y de presión del cabezal.

- g) ***Válvula del revestidor.*** Utilizada para liberar la presión del cabezal.

- h) ***Líneas de flujo.*** El cabezal está conectado al separador por medio de la línea de flujo, si las altas presiones en la línea de flujo provocan altas cargas en la barra pulida y disminución en la eficiencia.

- i) ***Caja reductora.*** Su función es disminuir la velocidad de rotación entre la manivela y el motor es decir su alta rpm y torque bajos de la unidad de motriz en altos torques y bajas rpm a la unidad de bombeo. Generalmente, su reducción es de 30:1, significa que se reduce los rpm 30 veces mientras aumenta el torque 30 veces. Su selección va a depender del torque sugerido para la unidad de bombeo, según las normas API 11E se detallan las especificaciones.

- j) ***Manivela.*** Esta funciona transmitiendo el movimiento de la caja de engranajes.

k) **Contrapesos.** “Estos varían según el balancín en uso, tiene la función de reducir el torque en la caja reductora y equilibran la carga causada por la sarta de varillas y la columna de fujo”(Tumbaco, 2019).

l) **Barra pulida.** Conecta la sarta de varillas con el balancín, tiene una superficie totalmente lisa, actúa como sello con los empaques evitando fugas de petróleo.

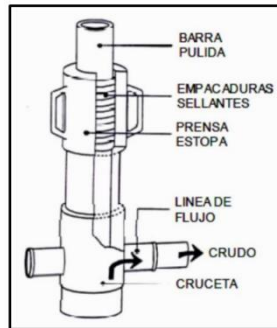


Figura 8 Prensa de estopa. (Salvador Villalobos,2013)

2.8.3 Equipos del subsuelo de Bombeo Mecánico

a) **Bomba de fondo.** La bomba de fondo es quien toma el fluido del pozo aquí hay un juego de válvulas donde ingresa el fluido y mediante el movimiento que genera el pistón este fluido es enviado a superficie.

➤ *Componentes de la bomba de fondo*

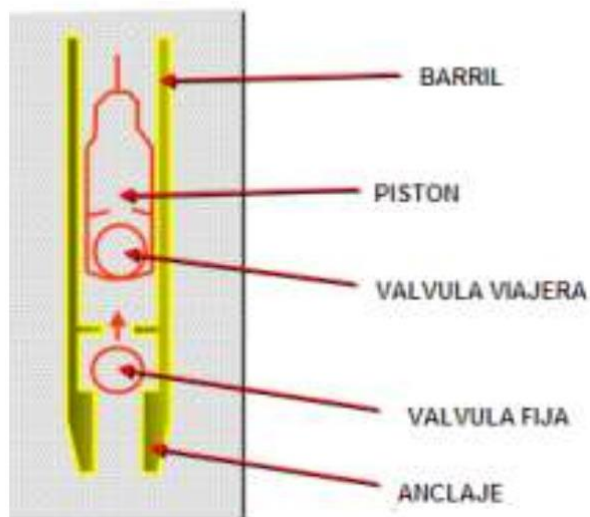


Figura 9 Componentes de la bomba de fondo. Fuente Escalante S, 2016.

- *Pistón.* Este conecta con la sarta de varillas, su función es bombear el fluido mediante el movimiento que se genera en la tubería permitiendo accionar las válvulas. Según la formación y su tipo de fluidos suelen usar pistón liso o con anillo.
 - *Barril.* Es el medio donde se desplaza el pistón con movimiento ascendente y descendente.
 - *Válvula fija.* Es quien permite la entrada del fluido al interior de la bomba, está sujeta a la tubería mediante un sistema de anclaje. Siendo un sello hermético evitando que el fluido en la bomba se devuelva al pozo.
 - *Válvula viajera.* Está ubicada dentro del pistón es la encargada de controlar la entrada o no del fluido a la bomba.
 - *Ancla de gas (opcional).* Cuando el fluido ingresa al ancla de gas hay turbulencia generando un diferencial de presión y por diferencia de densidades el gas se separa del fluido e ingresa al espacio anular.
 - *Ancla de tubería.* Esta mantiene en tensión a la tubería y elimina el movimiento continuo de alargamiento cuando soporta el peso de la columna del fluido una vez que la válvula fija se cierra y también soporta la contracción cuando la válvula viajera se cierra; parte del peso del fluido pasa a la sarta de varillas aliviando peso en la tubería haciendo que se contraiga.
- b) Tubería de producción.** Está ubicada dentro del revestidor de producción por donde el petróleo pasa hacia la superficie. Otra función es correr el ancla de tubería, permite trabajos de fresado (Joint Mill o Taper Mill), realizar estimulación al pozo y colocar tapón de cemento cuando se abandone el pozo.

La Tabla 2 Especificaciones de la tubería según normas API 5CT. (Manual Industrias Occidente IOSA); **Error! No se encuentra el origen de la**

referencia muestra la longitud, peso y grado normalmente usado en las tuberías de producción según las normas API 5CT.

Tabla 2 Especificaciones de la tubería según normas API 5CT. (Manual Industrias Occidente IOSA)

Tubería	Diámetro exterior	Diámetro interno	Peso Lb/pie	Grado		
2-3/8	2.375	1.995	4.70	J- 55	N- 80	P- 110
2-7/8	2.875	2.441	6.50	J- 55	N- 80	P- 110
3-1/2	3.500	2.992	9.30	J- 55	N- 80	P- 110
4-1/2	4500	3.958	12.75	J- 55	N- 80	P- 110

c) **Tubería de revestimiento.** Está aislado con cemento o colgado dentro del pozo, aquí es corrida la tubería de producción y permite el control del fluido. Aquí se corre el ancla de tubería o gas, liner ranurado, instalar rejillas preempacadas y trabajos de empacado con grava de arena.

En la Tabla 3 encontramos las variedades de medidas del casing incluyendo su diámetro interno y externo, el peso y el grado según la norma API 5CT.

Tabla 3 Especificaciones del revestidor según norma API 5CT. Fuente Manual Industrias Occidente IOSA.

Casing	Diámetro exterior	Diámetro interno	Peso lb/pie	Grado		
5-1/2"	5.500	4.892	17	J- 55	N- 80	P- 110
7"	7.000	6.366	23	J- 55	N- 80	P- 110
9-5/8"	9.625	8.921	36	J- 55	N- 80	P- 110
13-3/8"	13.350	12.615	54.5	J- 55	N- 80	P- 110

d) **Sarta de varillas.** "Las varillas son parte de la sarta de bombeo, estas van unidas entre sí por los acoples; su función es transferir la energía mecánica mediante el movimiento ascendente y descendiente desde la unidad de bombeo hasta la bomba del subsuelo. Durante este proceso cíclico las varillas hay un desgaste diario de la varilla debido a que cuando asciende la varilla la carga es alta por qué recoge la carga de fluido y cuando desciende la carga es menor por que el peso del fluido se traslada a la tubería "(Valenzuela & Calderón, 2009).

Las características de las varillas

1. Tienen una longitud de 25 pies y también de 30 pies.

2. Sus diámetros van desde 5/8, 3/4, 7/8, 1, 1 1/8 en pulgadas.
3. Los niples de cabilla que sirven para unir dos conexiones hembra y macho del mismo diámetro y se fabrican generalmente de 1, 2, 3, 4, 6, 8, 10 y 12 pies.
4. Las varillas de succión están elaboradas de acero o fibra de vidrio, generalmente están hechas de acero en su totalidad.

➤ *Tipos de varillas*

Clase K: es resistente a la corrosión.

Clase C: resistente a la corrosión y trabajo pesado.

Clase D: resiste trabajo extrapesado.

➤ *Partes de la varilla*

- Cuadrante: es la parte cuadrada de la varilla, aquí encontramos la información de la varilla.
- Hombro: está ubicada en la parte de arriba del cuadrante.
- Pin: Conecta una varilla con otra varilla a través de un acople.
- Cebolla: sirve para enganchar la varilla con los elevadores cuando se opera de sacada y corrida de una sarta de varillas.
- Cuerpo: es la parte más grande y delgada de la varilla. Es lisa en su totalidad para disminuir el riesgo de falla por pandeo. También poseen un recubrimiento de hierro o acero que lo protege de la corrosión.
- Espejo: tiene la función de permanecer en contacto con la cara la unión evitando que se afloje la conexión.

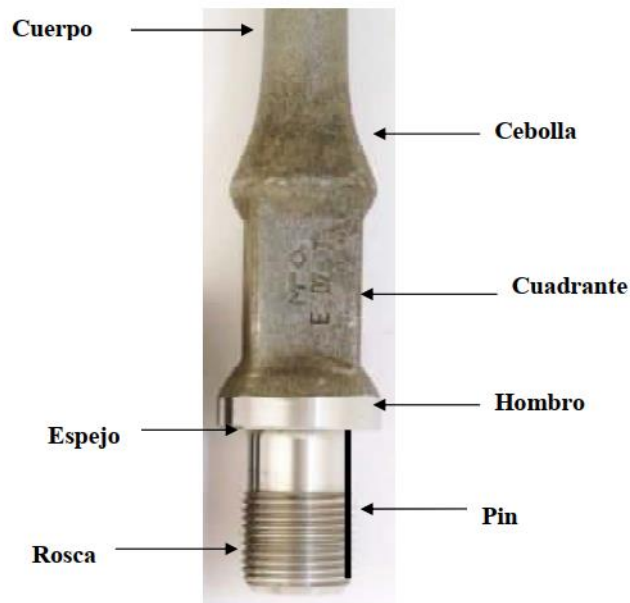


Figura 10 Partes de la varilla de Bombeo Mecánico. Fuente Presentación de análisis de fallas Tenaris.

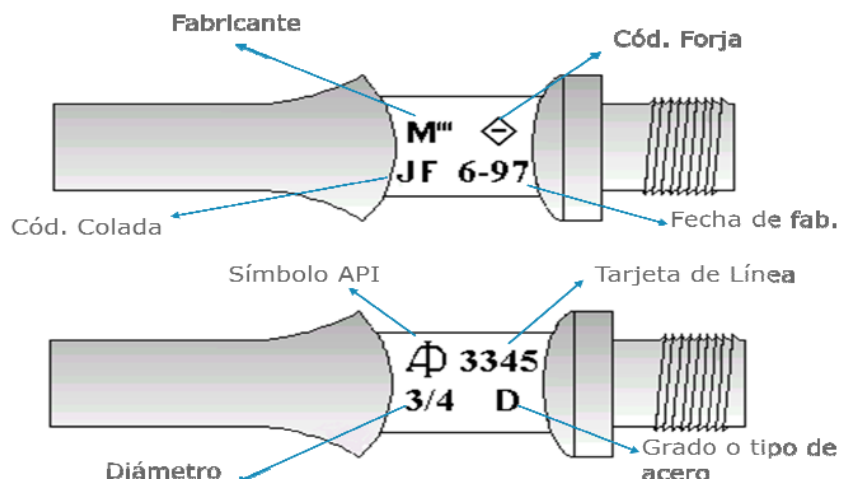


Figura 11 Información del cuadrante. Fuente Tenaris.

En la Información del cuadrante. Fuente Tenaris. se presenta la siguiente información:

- El código de forja y el código de colada. El código de forja indica la persona que forjó la varilla y el código de colada señala la materia prima del componente.
- Fecha de fabricación y el fabricante.
- Tarjeta de línea, es decir la temperatura, las propiedades mecánicas, entre otras características que pasó la varilla durante el proceso de su fabricación.
- El diámetro, el grado y el logo tipo API (estas fueron fabricadas bajo la norma API 11B).

2.9 COMPONENTES CRÍTICOS DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Los componentes críticos son todos los componentes que están diseñados y valorados para no superar los límites mecánicos de los mismos y certificar la seguridad del sistema.

2.9.1 Bombeo Mecánico

El bombeo mecánico se utiliza una bomba que esta ensarta en el fondo de la tubería de producción, durante el recorrido la válvula fija es halada hacia el fondo del pistón y la válvula viajera es quien está en constante movimiento ascendente y descendente. Aquí se presentan problemas como, el golpe de bomba y el golpe de gas.

- a) **El golpe de la Bomba:** "El problema se presenta "cuando se espacia indebidamente la bomba, luego, el pistón golpea en la carrera descendente, moviendo la válvula fija, hay que tener en cuenta un debido espaciamiento de la bomba después de los trabajos de reconocimiento y servicios a pozo. Al calcular la elongación de la sarta de varillas por su propio peso y por la carga de fluido, es recomendable dejar 12 pulgadas entre la válvula fija y el extremo del pistón"(Álvarez & Vega, 2008).

- b) **Golpe de gas:** Se da en pozos con suficiente cantidad de gas, al producir fluido con gas disuelto este es liberado en la cámara de succión y durante el recorrido ascendente la bomba se llena de la mezcla fluido-gas, una vez que desciende esta mezcla evita que se abra la válvula viajera al querer comprimir el fluido gaseoso para superar la carga sobre esta, luego el gas se comprime la válvula viajera se abre, las presiones se igualan en la válvula viajera descargando el fluido dentro de la cámara, en consecuencia aumenta la onda de choque en la sarta de varillas. El golpe de gas puede provocar severos daños por que, al estar la bomba llena de gas impedirá el viaje que realiza la válvula viajera y el fluido cae sobre la válvula fija golpeándola.

2.9.2 Varillas de Bombeo

El funcionamiento constante de la varilla contribuido con un manejo inadecuado da origen a fallas, doblamiento de las varillas, fracturas, estando sometidas a un alargamiento y al ser apretadas durante el recorrido.

En los acoples decaen mayormente el cargo del peso y sumándole un inadecuado ajuste se debe apretar para lograr soportar las cargas impuestas.

Las normas API y sus especificaciones de dimensiones en los acoples, la longitud estándar de las varillas es de 25 a 30 pies. El peso de la sarta de varilla sumergidas en el fluido del pozo expresada como W_{rf} , el peso de la sarta de varillas en el aire se establece con la longitud de la sarta por el factor del peso de las varillas al aire por longitud (Lb/ft).

$$W_{rf} = W_r(1 - 0.127 * S.G.) \quad (1)$$

Ecuación (1) que representa el cálculo del peso de las varillas sumergidas en el fluido.

Donde W_r es el peso de las varillas en el aire y S.G. es la gravedad específica del fluido.

Un buen diseño en la sarta de producción puede evitar problemas de fallas en la varilla, el diseño de la sarta de varillas es definitivo por los factores de:

- Longitud de recorrido.
- Velocidad y tamaño del pistón.
- Se recomienda diseñar una varilla con el mismo diámetro hasta 4000 pies, dos varillas de diámetro diferente con profundidad de 6000 pies y tres varillas con tres diámetros a 9000 pies.

a) **Fallas en la varilla.** "Generalmente las fallas se dan en tres componentes principales del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico las cuales son la bomba, las varillas de bombeo o la sarta de la tubería de la producción"(Valenzuela & Calderón, 2009).

b) **Fallas en el cuerpo de la varilla.** Por lo general las fallas en el cuerpo de las varillas aparecen por fatiga las cuales son fáciles de identificar. También son ocasionadas por

el doblamiento en el cuerpo de la varilla, para establecer la causa de la falla basta con un reconocimiento en el campo ubicando un borde recto a lo largo del cuerpo de la varilla, cierto desalineamiento en la varilla abrirá una abertura entre la superficie de la varilla y el borde recto, pero si es retorcida simplemente en la cara de la ruptura sería dudosa. Los golpes de martillo al acople no se desacoplan, se usa una mayor palanca de brazo en potencia, se hallan en pozos con presencia de parafina o cera.

- c) **Fallas por tensión.** La falla por tensión surge cuando la carga trabajadora supera la resistencia a la tensión de la varilla. El peso se asentará en algún punto de la varilla, generando una angostura alrededor y brota la fractura al comprimir la sección transversal. Generalmente sucede cuando pretenden sacar de su asentamiento una bomba atascada, en el que se aplica casi toda la carga en la sarta de varillas.

- d) **Fallas por fatiga.** Este tipo de fallas se encaminan de forma creciente instaurando pequeñas grietas que brotan de los esfuerzos cíclicos, es decir cualquier daño que reduzca el área de la sección transversal realzando el esfuerzo. Estas grietas se propagan perpendicular a la línea de esfuerzo con el paso del tiempo se vuelven lisas y pulidas por el roce. Se logra identificar este tipo de falla sobre la cara de la fractura, los ascensores de esfuerzos inician las fallas por fatiga. Por ejemplo, este tipo de fallas las localizamos en varillas cortas y varillas de bombeo hasta en los acoples.

- e) **Fallas mecánicas.** La falla mecánica es la suma total de todas las fallas en las varillas de bombeo, pero exceptúan las fallas por corrosión y defectos de fábrica.
Preexisten variables que contribuyen a la falla como el ambiente de operación, la orientación del daño, la química de la varilla, el margen del esfuerzo y el esfuerzo máximo, es decir puede ser ocasionado por operaciones inadecuados, como procedimientos de montaje y desconexión de equipos y sus componentes.

- f) Fallas por flexión.* Este tipo de falla se observa en la superficie angular de la fractura, poseyendo un ángulo diferente de 90° al eje del cuerpo de la varilla. Cuando la varilla doblada excede la resistencia puesta está en constante ciclo de bombeo reduciendo el metal en la varilla hasta causar la ruptura de ella. La flexión se produce en condiciones de bombeo a velocidades rápidas e inadecuadas, choque de cargas por golpe de fluido, interferencia de gas y doblamiento de la varilla.
- g) Fallas de diseño y operación.* Las fallas existen al inicio del diseño, el nivel de los fluidos y su cambio de volúmenes, la dimensión de la bomba y la extensión de la carrera contribuyen la tolerancia a la fatiga en las varillas de bombeo formando fallas prematuras y si las condiciones cambian, el diseño del sistema artificial debe ser nuevamente evaluado.
- h) Fallas por corrosión.* “La corrosión se da por la interacción entre el acero y el medio ambiente y este es uno de los mayores problemas siendo el responsable de casi dos tercios de todas las fallas en las varillas de bombeo.

El acero al estar en contacto con la humedad o algún tipo de ácido que generalmente están presentes en casi todos los pozos, los cuales contribuyen a la corrosión de los equipos. Aunque la corrosión no se puede eliminar en su totalidad, si se puede controlar la reacción por ejemplo existen fluidos corrosivos que si la tasa de penetración de la corrosión, registrada en mm (milímetros) de pérdida de espesor por año (mpy), suficientemente baja se consideran fluidos no corrosivos y no ocasionaran complicaciones”(Valenzuela & Calderón, 2009).

2.9.3 Tuberías de producción

La tubería de producción está en contacto directo con las varillas cuando están produciendo el pozo. Si existe menor diámetro en la tubería de producción resultara en una mayor eficiencia durante el levantamiento del fluido, ayudando

Los problemas que se pueden presentar son los siguientes.

- a) ***El pandeo helicoidal:*** cuando la varilla se halla suspendida durante el recorrido ascendente soporta un pandeo momentáneo, al quedar por debajo del punto neutral la tubería queda en compresión y al estar por encima está en tensión, es decir el pandeo es mayor durante la carrera ascendente cuando por el peso de la tubería la tensión causada alcanza a superar la fuerza de compresión y al regresar al recorrido ascendente la tubería esta doblaba.
- b) ***El espaciamiento de la tubería de producción:*** esta se da durante el proceso de bombeo es el pandeamiento de la tubería de producción generando una abrasión mecánica o combinando procesos abrasivos y corrosivos, se ha logrado buscar una manera de aliviar este problema anclando la tubería de producción y levantarla con una tensión específica, sus principios envueltos están durante la carrera descendente del pistón.

“La presión diferencial y la velocidad de descenso de la bomba se ejercen sobre la bomba en la carrera ascendente, la sarta de varillas levanta la carga de fluido, evitando que la tubería de producción se contraiga, sumando el pandeo de la tubería de producción puede ocasionar el desgaste momentáneo en la varilla, la tubería de producción y hasta la tubería de recubrimiento” (Álvarez & Vega, 2008).

2.10 HERRAMIENTAS PARA REGISTRO, CONTROL Y SEGUIMIENTO DE LOS POZOS PRODUCTORES POR BOBEO MECÁNICO.

Es importante llevar un registro diario y completo de la producción de cada pozo realizando diferentes tipos de prueba en cada pozo, dentro de las evaluaciones que se realizan comúnmente tenemos:

2.10.1 Pruebas de pozo

“Tiene como objetivo determinar el comportamiento del pozo. La frecuencia de estas pruebas depende de tipo de pozo y de las facilidades instaladas en superficie, siendo las principales maniobras como:” (Rey, 2004).

- Controlar si está produciendo
- Medir la presión del pozo
- Registra y mide la producción

Para controlar si el pozo está produciendo se debe de abrir la válvula de chequeo ubicada en el puente de producción. Al dejar de producir el pozo se tendrá que verificar la causa, siendo las más comunes que la bomba esté bloqueada por gas o atascada, la bomba deja de trabajar y la falta de nivel en el pozo.

Para medir y registrar la producción se realiza mediante un separador de prueba en la estación de bombeo donde el pozo empieza a producir y así se puede medir y llevar una estadística de la producción.

“ Para medir la presión del pozo se coloca un manómetro en la válvula de chequeo y cerrando la válvula de línea. Si está produciendo no levanta la presión y probamente el tubing este roto “(Rey, 2004).

2.10.2 Nivel de Fluido

Es la profundidad a la cual está ubicada la columna de fluido producido por el yacimiento del pozo.

Para medir el nivel de fluido usamos el Ecómetro, que es un instrumento que manipula la propagación del sonido mediante el medio elástico, y establece el nivel del líquido dentro del pozo.

2.10.3 Cartas dinamométricas

Interpretan en superficie la situación actual en el fondo del pozo, ofreciendo data fundamental para el diseño y diagnóstico del sistema de extracción.

2.11 ESTADOS DE CARGA EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO.

Al tener un caudal requerido, el sistema de bombeo mecánico bombea de manera lenta, es decir manipulando el mínimo número de strokes para propagar la vida del equipo. El sistema de bombeo y el pozo deben ser monitoreados habitualmente para detectar cambios durante su operación y realizar modificaciones donde se demande para continuar con los objetivos planteados.

- **Peso de varillas:** Es la fuerza distribuida a lo largo de la sarta de varillas y está presente en la carrera ascendente y descendente.
- **Fuerzas friccionales:** Aquí se presenta fricción del fluido y la fricción mecánica, ambas se oponen al movimiento de las varillas, del pistón y la bomba (durante la carrera ascendente son positivas y negativas en carrera descendente).
- **Fuerzas de flotación:** Es el peso que se opone al peso de las varillas y va a depender de la densidad del fluido desplazado por las mismas.
- **Fuerza o peso del fluido:** Es la fuerza en el fondo de la sarta durante la carrera ascendente, es decir el efecto de la presión neta (descarga-succión) que actúa sobre el área del pistón (siendo siempre positiva).
- **Cargas dinámicas:** Resultan del cambio de aceleración durante el ciclo de bombeo, es decir, de las masas en movimiento (columna de líquido, varillas).

2.11.1 Cargas en carrera ascendente

Cargas en varillas de bombeo.

- Peso del fluido (efecto de la presión sobre el área efectiva del pistón).
- Peso de varillas en el aire.
- Cargas dinámicas.
- Cargas por fricción (barril y pistón o varillas y tubing).

2.11.2 Cargas en carrera descendente

Cargas en varillas de bombeo.

- Peso de varillas sumergidas

- Cargas dinámicas.
- Cargas de fricción (barril y pistón o varillas y tubing).

2.11.3 Registros Dinamométricos

- a) *¿Qué es un dinamómetro?* Es un instrumento que mide las fuerzas, basada en la capacidad de deformación de los cuerpos elásticos.
- b) *¿Qué es la dinamometría aplicada al sistema de bombeo mecánico?* Consiste en registrar las cargas cíclicas que soporta el vástago pulido con una celda de carga (dinamómetro) y el desplazamiento de este.

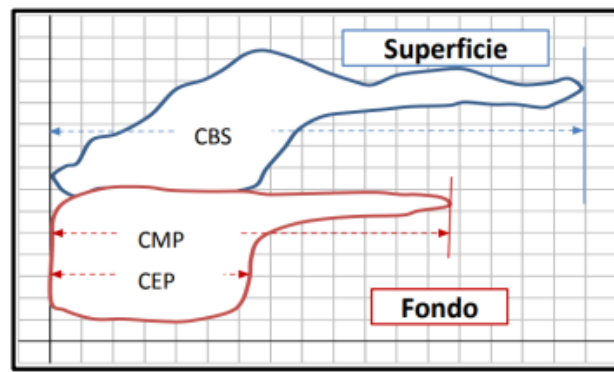


Figura 12 Carta dinamométrica. Fuente: Oil Production

- c) **La carta dinamométrica:** Es un gráfico que representa las cargas generadas sobre la barra pulida en cualquier posición durante el ciclo de bombeo, es decir cargas vs. posición. Existen dos tipos de cartas dinamométricas:
- *Carta de superficie (CDS).* Es el trazo que figura la posición y carga soportada por la barra pulida en el tiempo de un ciclo de bombeo. Expresada en libras y la posición en pulgadas.
 - *Carta de fondo (CDF).* “Esta surge a partir de la carta de superficie y representa los efectos de la carga que actúa sobre la parte inferior de la bomba, determinando la carrera máxima (CMP) y efectiva del pistón (CEP) del pistón durante un ciclo de bombeo”(Tumbaco, 2019).

d) **Dinamometría de superficie.** La dinamometría de superficie consiste colocar una celda de carga o balanza entre el estrobo y la cruceta; todo el peso que esta soportado se registra el peso de las varillas y sus cargas asociadas como muestra la *Figura 13*. Si se realiza la medición durante un ciclo de bombeo tendremos la medición de la carga en superficie en cada uno de los puntos. En la *Figura 14 Registro de cargas durante todo el ciclo de bombeo.* Fuente *Oil Production* muestra el registro de cargas a lo largo de todo el ciclo de bombeo, desde el punto muerto superior hasta el inferior.

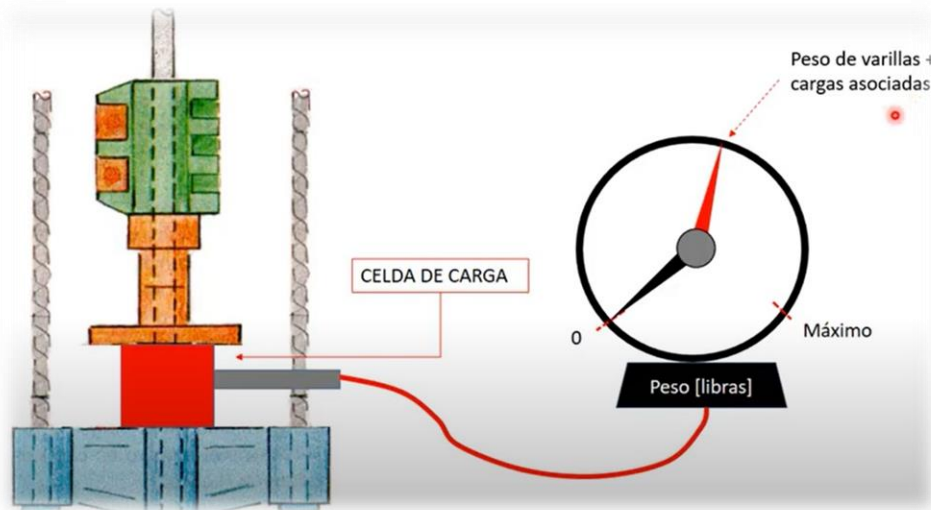


Figura 13 Proceso de registro dinamométrico de superficie. Fuente Oil Production

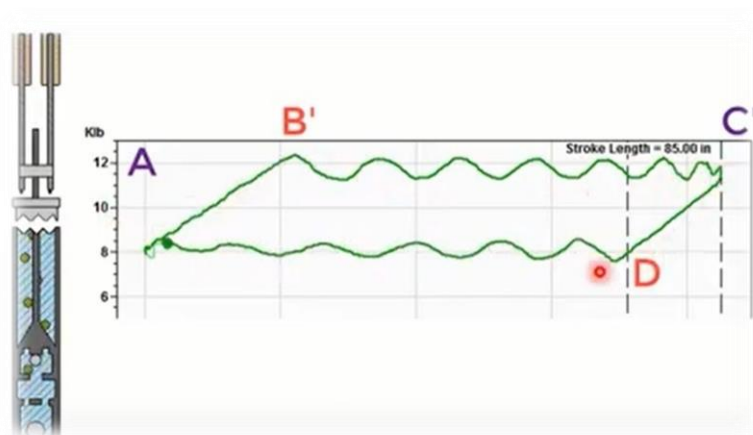


Figura 14 Registro de cargas durante todo el ciclo de bombeo. Fuente Oil Production

En la *Figura 15* Instrumentos utilizados para la dinamometría. Fuente *Echometer* observamos los diferentes dispositivos utilizados para la dinamometría, desde la

izquierda tenemos la celda de carga, elementos para la medición de niveles acústicos y pinzas amperométricas para registrar las corrientes de consumo del motor.



Figura 15 Instrumentos utilizados para la dinamometría. Fuente Echometer

e) **Dinamometría de fondo.** La sarta de varillas es una línea de transmisión, en el fondo está la bomba que funciona como transmisor y en la superficie está el dispositivo dinamométrico que es el receptor como muestra la *Figura 16*, la información sobre las condiciones de la bomba se transmite mediante las ondas de esfuerzos; la velocidad que viajan las ondas es de 16.000 ft/seg en el acero, su velocidad de sonido dependerá del material que están fabricadas las varillas. La información es decodificada en el vástago por medio de la ecuación de la onda.

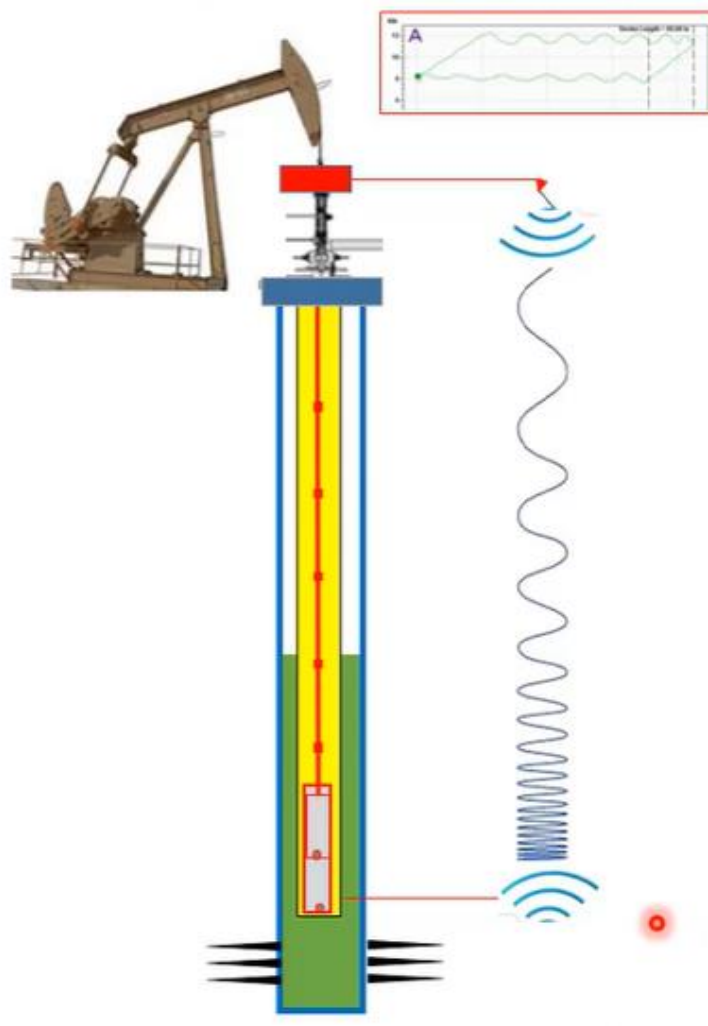


Figura 16 Dinamometría de fondo. Fuente Oil Production

f) **Parámetros registrados en el dinamómetro de fondo**

- **Carrera Neta del pistón (CNP).** Es el mayor recorrido del pistón respecto al barril durante un ciclo de bombeo.

- *Carrera efectiva del pistón (CEP)*. Es el largo de la carrera del pistón cuando el peso del fluido cae sobre la válvula de pie.
- *Peso del fluido (Fo)*. Es la fuerza gracias al diferencial de presión del fluido sobre y el pistón.

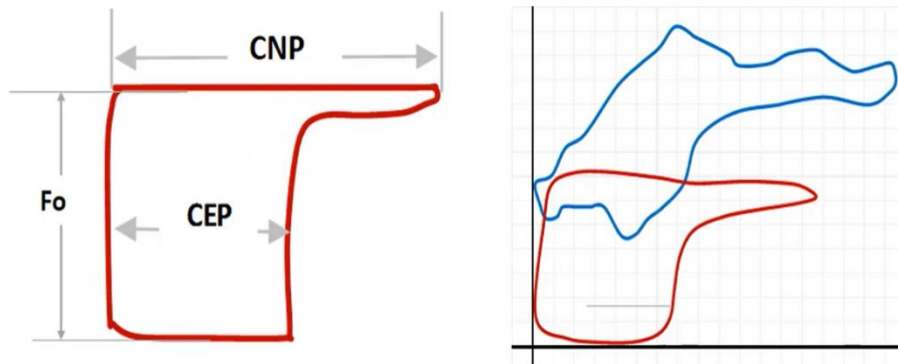


Figura 17 Registro dinamómetro de fondo y superficie a la derecha y registro dinamómetro de fondo a la izquierda. Fuente Oil Production

g) La dinamometría de superficie y de fondo. En la Figura 17 *Registro dinamómetro de fondo y superficie a la derecha y registro dinamómetro de fondo a*

h) la izquierda. Fuente Oil Production se obtiene información que permite determinar la solicitud mecánica de elementos de fondo y de superficie, así mismo identificar los parámetros que permiten evaluar el estado de explotación del pozo.

- Unidad de Bombeo mide:
 - La carga estructural.
 - El torque en la caja reductora.
- Varillas de bombeo mide:
 - Estados de carga.
 - Compresión.
 - La tendencia al Buckling.
 - El porcentaje de Goodman.
- La bomba mide:
 - Presencia de gas.
 - El llenado.
 - La carrera efectiva.
 - La sumergencia inferida (a partir del peso del fluido).

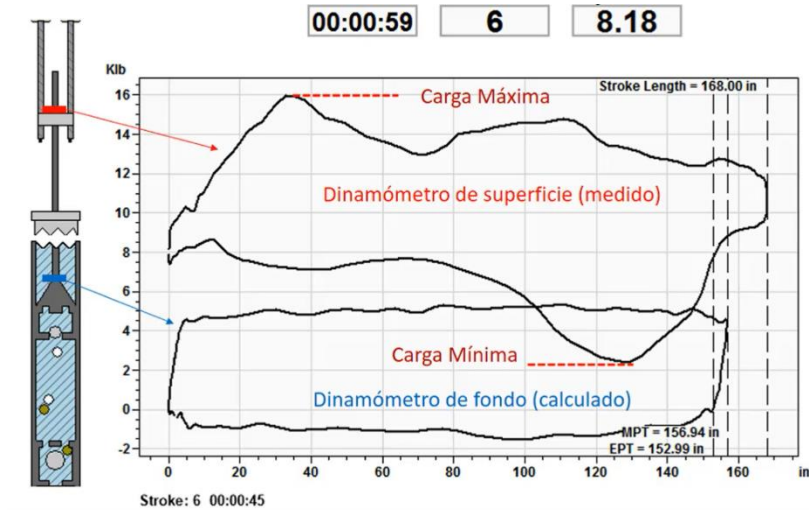


Figura 18 Registro dinamométrico de superficie y fondo durante un ciclo de bombeo. Fuente Oil Production

i) Registros dinamométricos típicos

- *Llenado completo de bomba.* En la siguiente Figura 19 se representa un registro de llenado completo de bomba considerado un registro ideal, formando casi un rectángulo en el fondo y un paralelogramo en la dinamometría de superficie.

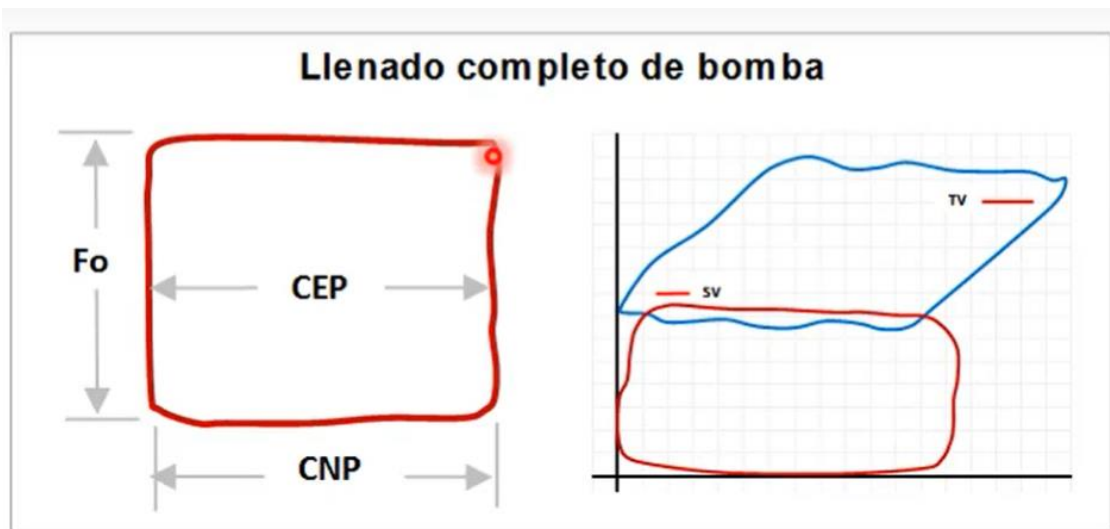


Figura 19 Registro dinamométrico que representa llenado completo de bomba. Fuente Oil Production

2.12 ANCLA LIBRE.

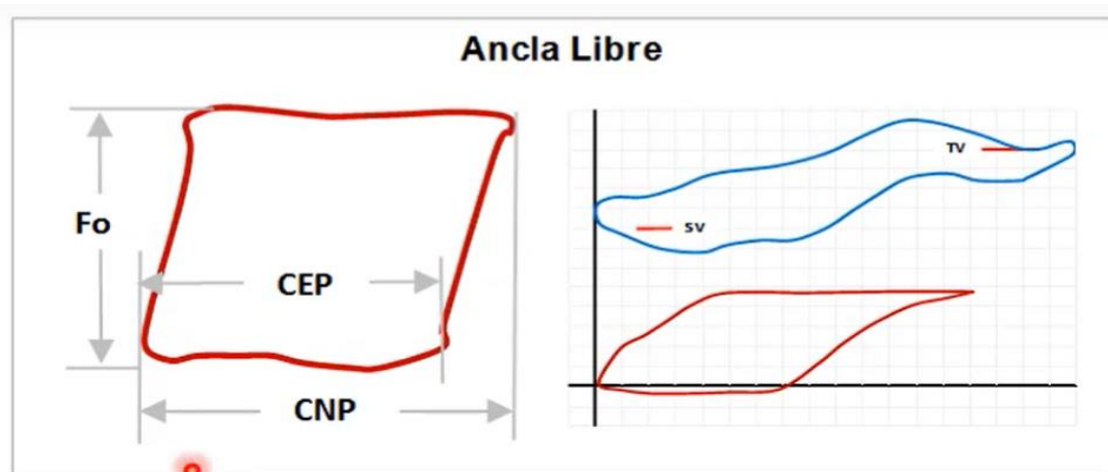


Figura 20 Registro dinámico con ancla libre. Fuente Oil Production

En el registro de la Figura 20 el registro del fondo tiene forma de paralelogramo representado fallas de anclaje libre.

2.12.1 Golpe de fluido.

La Figura 21 hay un desplazamiento libre del pistón dentro del barril y su carrera efectiva disminuye cuando el pistón se encuentra con el fluido y al no poder comprimirlo se abre la válvula viajera. " El llenado de la bomba es incompleto y la presión en la cámara inferior del pistón es baja, tiene poca presencia de gas y tiene baja presión"(Brasales, 2015).

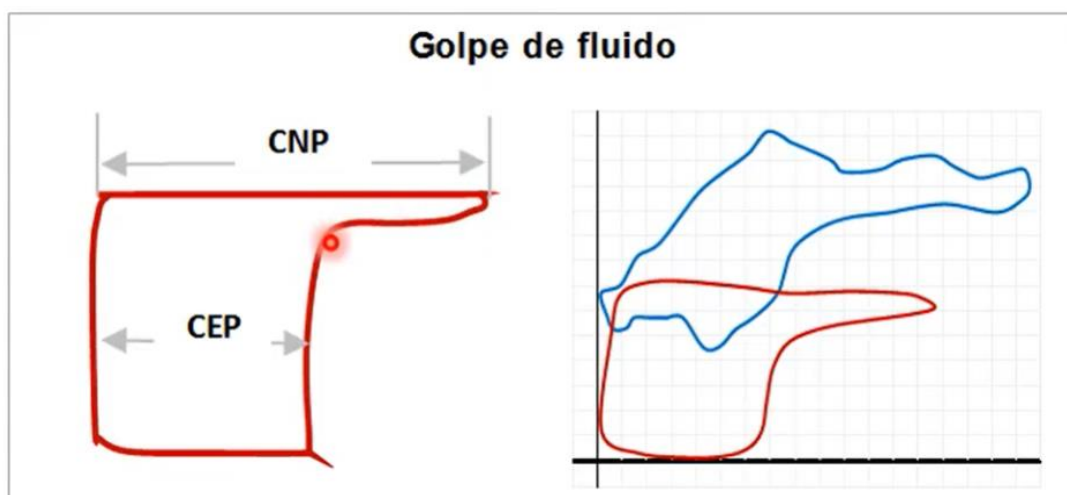


Figura 21 Registro dinámico de golpe de fluido. Fuente Oil Production

2.12.2 Interferencia de gas

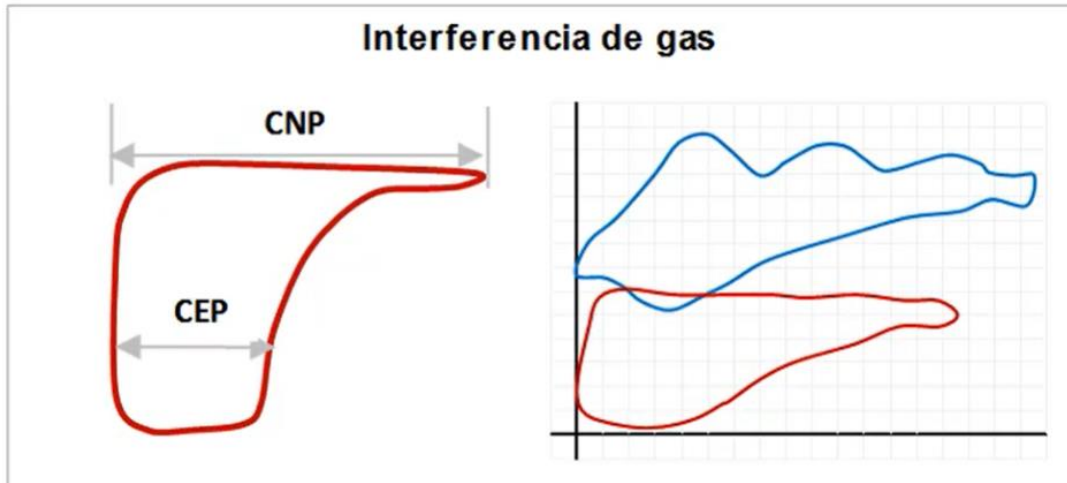


Figura 22 Registro dinamómetro con interferencia de gas. Fuente Oil Production

Muestra en la Figura 22 una disminución de carga de manera progresiva no es un cambio violento como se da en el golpe de fluido, aunque es común en pozos de gas encontrar problemas de golpe de fluido sino sumándole también la interferencia de gas. Siendo aquí la mayor importancia de determinar la carrera efectiva del pistón y así calcular el volumen hacer desplazado por la bomba. Cuando hay presencia de gas se origina una baja en la eficiencia volumétrica de la bomba de subsuelo.

2.12.3 Desgaste en válvula viajera o pistón.

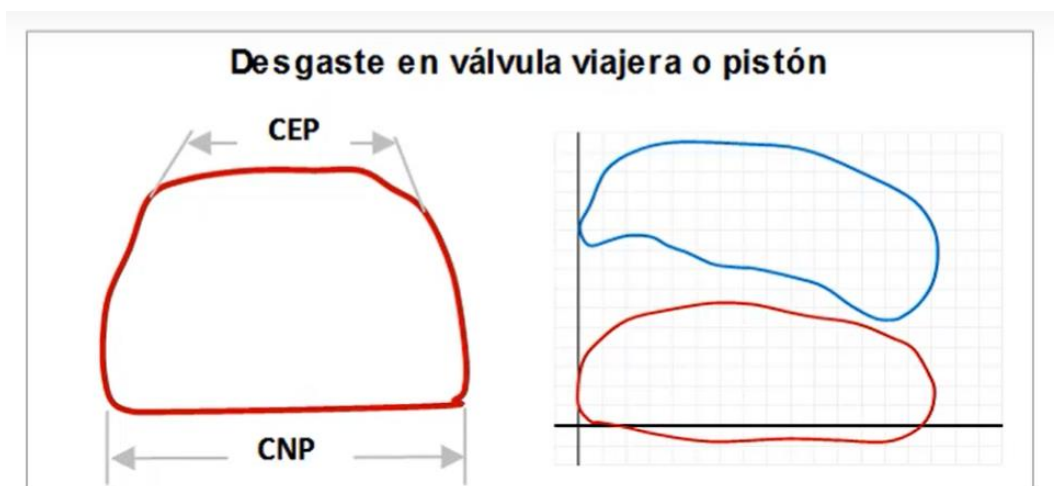


Figura 23 Registro dinamométrico de desgaste en válvula viajera y pistón. Fuente Oil Production

La siguiente Figura 23 representa el desgaste en una válvula o pistón donde se forma una curvatura en el registro dinamómetro de fondo y si el desgaste es muy severo también se observa en la dinamometría de superficie que generalmente si es en el pistón se da por abrasión. “La falla en la válvula viajera se da porque la transferencia de la carga de la tubería a las varillas no se produce al principio de la embolada ascendente al pistón” (Brasales, 2015).

2.12.4 Pérdida en válvula de pie.

El registro dinamométrico de la Figura 24 muestra la curvatura en los extremos inferiores del dinamómetro de fondo siendo visualmente típico para este tipo de fallas.

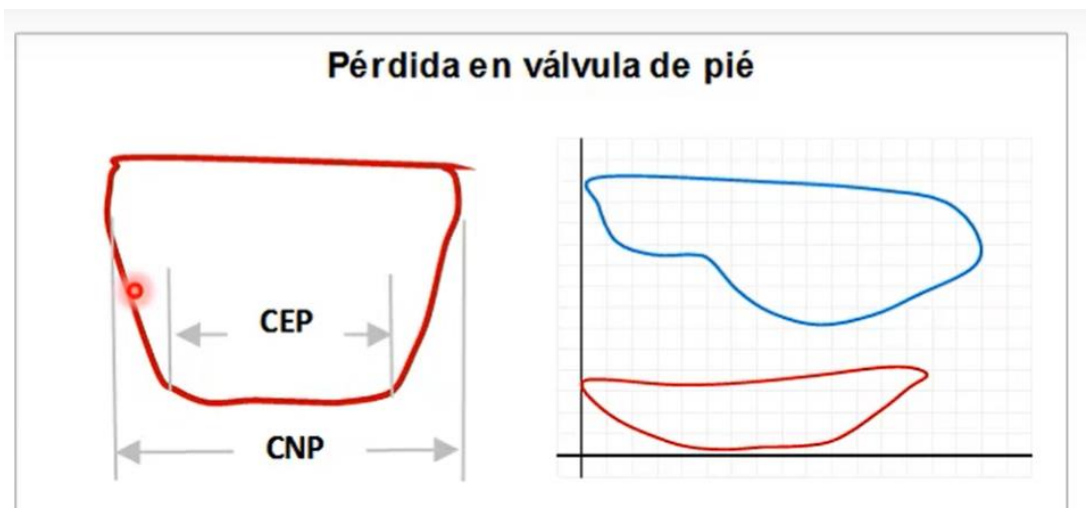


Figura 24 Registro dinamómetro de pérdida en válvula de pie. Fuente Oil Production

2.12.5 Estiramiento de varillas excesivo- bajo recorrido de pistón.

Se registra en la siguiente Figura 25 en el dinamómetro de superficie porque existe un gasto en el recorrido tan grande para llegar a la carga máxima desde el punto muerto inferior. Siendo casi el 80% del recorrido ascendente es usado para estirar las varillas y llegar a la carrera máxima a diferencia del dinamómetro de fondo donde la carrera efectiva del pistón es visualmente más pequeña que la carrera medida en superficie, este estiramiento es asociado a fluidos viscosos.

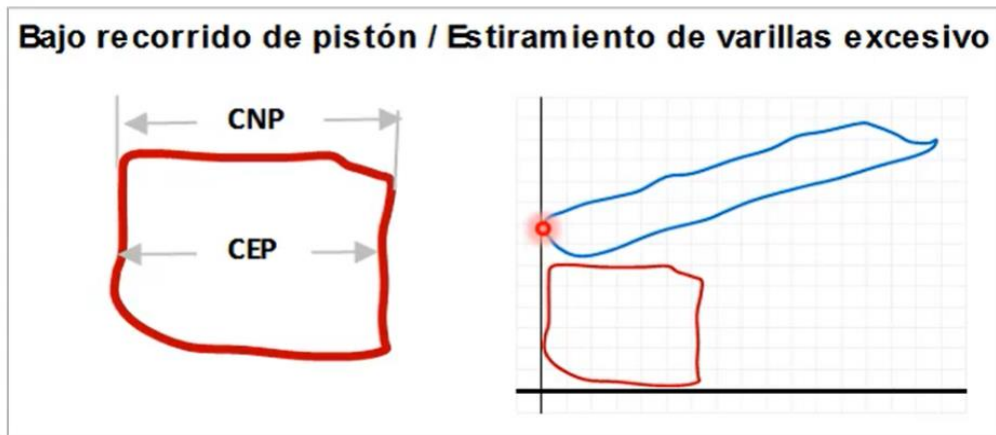


Figura 25 Registro dinámico por estiramiento de varillas excesivo. Fuente Oil Production

2.12.6 Pesca de varillas.

El registro dinamómetro de la Figura 26 en función de la profundidad encontramos las cargas medidas, pero al estar desprendido el pistón de las sargas de varillas ya no hay cargas en cero sobre el pistón por ende solo aparece en el registro superior una mínima diferencia de cargas máximas y mínimas y su promedio es asociado al peso de las varillas que están colgando desde la barra pulida en el momento, así indicara a que profundidad se pesca la varilla.

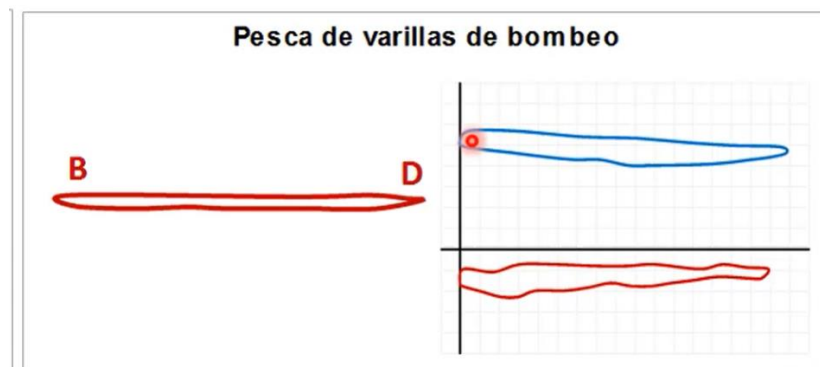


Figura 26 Registro dinámico de pesca de varillas. Fuente Oil Production.

- a) **Lineamientos para considerar para la selección de un sistema de levantamiento artificial.** Aunque no hay una gran información para seleccionar el mejor sistema de levantamiento artificial para cada pozo, se puede seguir un lineamiento a considerar para concluir con la selección del levantamiento artificial óptima de cada pozo.

- ✓ Ubicación geográfica
- ✓ Costo operacional y capital
- ✓ Flexibilidad de la producción
- ✓ Fiabilidad y tiempo medio entre fallos

“ Existen referencias donde se consideran algunas preguntas como: ¿Qué funciona en campos contiguos o similares?, evaluar lista de ventajas y desventajas, determinar las velocidades deseadas según la profundidad requerida y la experiencia del operador. Todos estos criterios sirven para la selección del mejor método de levantamiento artificial, y en muchas ocasiones se descubre que no se logró la producción deseada por consecuencia del tamaño de equipo del levantamiento artificial ”(Gavilanes, 2021).

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS Y TÉCNICA DEL PROCESO.

La metodología de investigación utilizada plantea pasos para cumplir con los objetivos de la investigación:

3.1.1 Investigación bibliográfica

Primero es fundamental una buena investigación exhaustiva de la información bibliográfica ya existente del análisis de falla en los campos de petróleo, la metodología aplicada y los resultados obtenidos del mismo.

3.1.2 Recopilación de datos:

Pasamos a la ejecución de la investigación, recopilando datos e información ya registrada en la empresa operadora para el análisis de los componentes del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico.

3.1.3 Diseño experimental

Aquí nos permite identificar y cuantificar la causa del efecto dentro del estudio manipulando las variables vinculadas al estudio para medir su efecto en otra variable, describiendo los criterios para llevar a cabo el análisis de las fallas en los pozos productores del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico.

3.1.4 Análisis de datos

Ya obtenida la información podemos analizar la falla mecánica, ya sea por la varilla, la bomba y los tipos de arenas. Estos involucran a realizar cálculos y gráficos para determinar por qué se generan estos problemas de falla.

3.1.5 Definición de resultados

Vamos a describir los resultados obtenidos a partir del análisis que hicimos explicando los efectos y sus causas de cada falla valorada para generar las conclusiones y dar recomendaciones para el mejoramiento de la utilización de los equipos y así aumentar la optimización de la producción en los pozos evaluados.

3.1.6 Redacción y documentación

Como parte final redactamos toda la investigación realizada para crear un solo documento donde se documenta de manera precisa y clara con base en la evidencia determina y expuesta.

3.2 DISEÑO DEL PROCESO METODOLÓGICO

La Figura 27 representa el diseño metodológico los pasos establecidos para llegar a analizar las fallas por tipo de arena, bomba y varillas en el sector Santa Paula en los pozos operativos mediante el sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico.

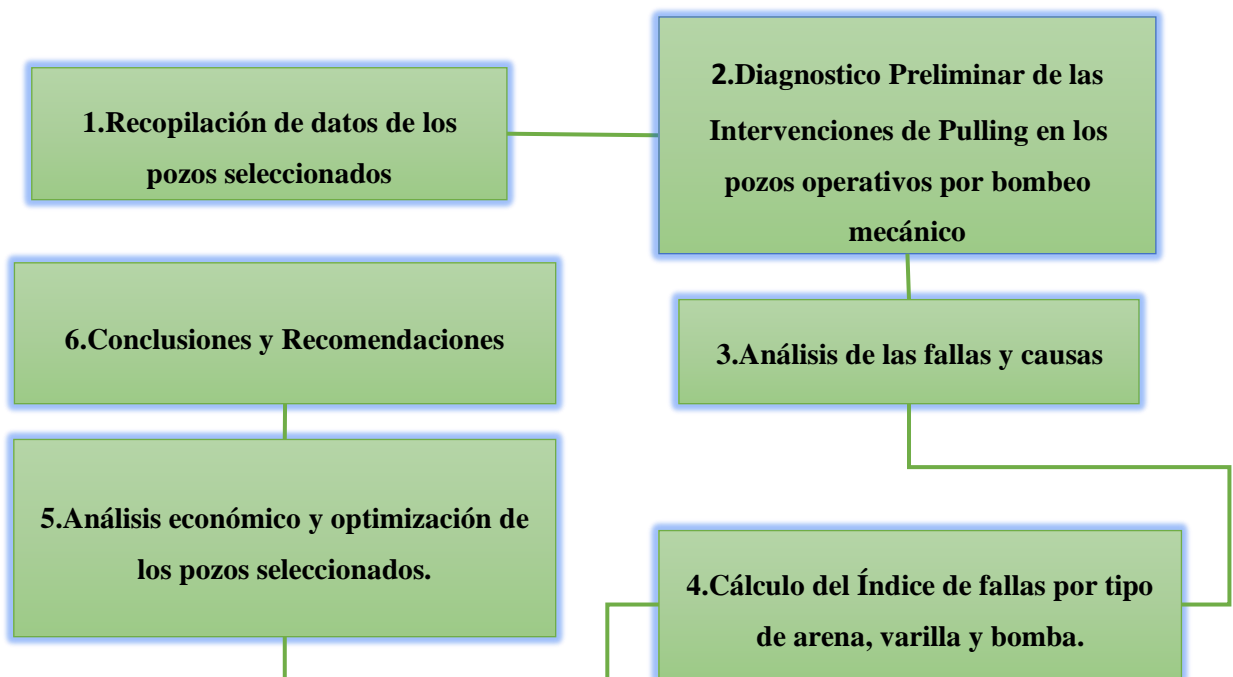


Figura 27 Diseño metodológico para el análisis de fallas en el sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico.

3.3 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

El Método Inductivo, se obtiene de las conclusiones generales mediante la observación y experimentación desde casos específicos; analizando las intervenciones de Pulling en los pozos seleccionados del sector Santa Paulas y llegando a un razonamiento general de las fallas determinadas.

El presente trabajo se fundamenta en una investigación experimental, documental y descriptiva para realizar el análisis de falla en el sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico para la optimización de la producción del sector Santa Paula de la provincia de Santa Elena.

3.3.1 La investigación experimental

Obtiene la información mediante la actividad realizada del investigador y trabaja sobre realidades de hecho incluye tipos de estudios: encuestas, casos, exploratorios, causales, de desarrollo, predictivos, de conjuntos y de correlación.

3.3.2 La investigación documental

Se realiza en el apoyo de documentos encontrados en la investigación bibliográfica y la archivista.

3.3.3 La investigación descriptiva

Se efectúa de manera que describe los sus componentes principales y usando el método del análisis logra caracterizar un objeto de estudio o situación concreta, señalando sus características y propiedades.

3.4 POBLACIÓN Y MUESTRA

La población es el sector Santa Paula, donde se encuentra una productiva de petróleo en la zona norte del bloque Gustavo Velasco Galindo. Este bloque cuenta con 513 pozos y actualmente hay 41 pozos productivos mediante el método de levantamiento artificial por bombeo mecánico.

3.4.1 Selección de pozos productores por bombeo mecánico del sector Santa Paula.

En la Tabla 4. Pozos productores por bombeo mecánico tenemos los pozos seleccionados para el análisis de falla del sector Santa Paula que producen mediante el sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico.

Tabla 4. Pozos productores por bombeo mecánico

Pozos Productores					
SPA0016	SPA0075	SPA0222	SPA0240	SPA0251	SPA1004
ACH0022	SPA0085	SPA0225	SPA0241	SPA0255	SPACH01
ACH0083	SPA0p091	SPA0226	SPA0245	SPA0256	SRY0002
ACH0085	SPA0095	SPA0228	SPA0246	SPA0259	VAL0006
CAR0031	SPA0202	SPA0235	SPA0247	SPA1001	VAL0007
SPA0069	SPA0203	SPA0236	SPA0248	SPA1002	VAL0008
SPA0071	SPA0221	SPA0238	SPA0250	SPA1003	

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 DIAGNÓSTICO PRELIMINAR DE INTERVENCIONES DE PULLING EN LOS POZOS OPERATIVOS POR BOMBEO MECÁNICO.

Tabla 5. Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0016

POZO SPA0016					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa - falla
14/5/2007	Cambiar de sistema BM a GL	GL	Cambio de sistema	Ninguna	ninguna
16/5/2007	Bajar instalación	GL	Tapón	ninguna	Ninguna
28/5/2007	Bajar tubería	GL	tubería	ninguna	ninguna
20/6/2007	Cambiar de sistema de GL a BM	BM	Cambio de sistema	ninguna	ninguna
16/3/2010	Pescar una botella	BM	otros	Obstrucción	operativo
13/4/2010	Servicio completo	BM	Bomba-tuberías	hueco	lodo
15/4/2014	Sacar y bajar instalación	BM	Bomba-válvulas	Desgaste	Lodo

Tabla 6. Intervenciones de Pulling en el Pozo ACH0022

POZO ACH0022					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
23/9/2008	Servicio completo	BM	Otros	ninguna	Ninguna
27/12/2012	Cambiar facilidades	BM	Empaque en brida del cabezal	ninguna	Hermetizar cabezal
13/2/2015	Servicio completo	BM	Facilidades de superficie	doblado	operativa
28/2/2018	Cambiar facilidades	BM	Varillón pulido	desgastes	corrosión

Tabla 7. Intervenciones de Pulling en el Pozo ACH0085

POZO ACH0085					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
28/5/2007	Servicio completo	BM	Asiento	desprendimiento	operativa
5/3/2012	Servicio completo-Cambio de bomba	BM	Bomba-barril, pistón y válvula.	Degastes-rayado	operativa
11/4/2012	Cambio de bomba	BM	Bomba- válvula fija	desgaste	Arena de formación.
1/7/2013	Servicio completo	BM	Bomba-asiento	golpeado	operativa
26/11/2013	Servicio completo	BM	Bomba	desgaste	Arena de formación
30/1/2015	Cambiar facilidades	BM	Varillón pulido	doblado	Manipulación inadecuada
28/2/2018	Cambiar facilidades	BM	Varillón pulido	desgastes	Corrosión
6/7/2021	Servicio completo	BM	Barril de bomba	Hueco-embastada	Bacterias

Tabla 8 Intervenciones de Pulling en el Pozo ACH0083

POZO ACH0083					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
18/3/2014	Servicio completo	BM	Bomba-válvula	desgaste	operativa
2/2/2021	Servicio completo	BM	barril	desgaste	operativa

Tabla 9 Intervenciones de Pulling en el Pozo CAR0031.

POZO CAR0031					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
27/1/2017	Servicio completo	BM	Pistó-válvula viajera y fija-tubería	Atascado-deformado	Carbonato - corrosión

Tabla 10 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0071.

POZO SPA0071					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
4/4/2012	Servicio completo-arreglar cabezal	BM	Válvulas fija y móvil - bomba	Desgastes	Operativa
15/10/2012	Cambio de bomba	BM	Bomba	ninguna	Manipulación inadecuada
17/4/2013	Servicio completo	BM	Bomba-varillas-tubería	bueno	Ninguna
22/2/2017	Servicio completo	BM	Tubería	doblado	Operativa

Tabla 11 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0075

POZO SPA0075					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
31/8/2007	Servicio completo	BM	Bomba	Bueno	Ninguna

Tabla 12 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0085.

POZO SPA0085					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
2/11/2012	Cambio de sistema	BM	Cambio de sistema	ninguna	Ninguna
30/4/2013	Servicio completo	BM	bomba	golpeada	Golpe por gas

Tabla 13 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0091.

POZO SPA0091					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
10/6/2007	Servicio completo	BM	Bomba-varilla-tubería-asiento	Bueno	Ninguna
31/3/2011	Servicio completo	BM	Válvulas-sellos-asiento	Roto-picado	operativa
19/7/2011	Servicio completo	BM	Válvulas-bomba	Desgastes-obstrucción	Ajuste inadecuado-caucho
28/9/2011	Servicio completo	BM	Vástago	desgastes	operativa
14/9/2012	Cambio de bomba	BM	Bomba-válvulas	desgaste	operativa
8/11/2012	Servicio completo	BM	Bomba-válvula fija-pistón-tubería	Taponado-desgaste	Caucho
14/3/2013	Servicio completo	BM	Varilla-bomba-válvula fija	desgaste	Operativa
14/3/2014	Arreglar cabezal del pozo	BM	Facilidades de superficie	obstrucción	Gas

Tabla 14 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0095.

POZO SPA0095					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
19/3/2007	Servicio completo	BM	Asiento-bomba	obstrucción	Suciedad-piedras
2/3/2011	Servicio completo	BM	Bomba-barril	hueco	Corrosión
22/8/2012	Servicio completo	BM	Conjunto de subsuelo de SWAB	Mal inspeccionado	Suciedad-piedras
9/3/2013	Servicio completo	BM	Tubería-varillón	Mas estado-doblado	manipulación inadecuada-operativa

Tabla 15 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0202.

POZO SPA0202					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
28/4/2009	Servicio completo	BM	Cambio de sistema HL a BM	ninguna	Ninguna
31/3/2011	Servicio completo	BM	Bomba	Desgastada-desasentada	Fatiga
2/3/2012	Servicio completo	BM	Bomba-válvula viajera	obstrucción	Caucho
31/8/2014	Servicio completo	BM	Bomba	desgaste	operativo

Tabla 16 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0203.

POZO SPA0203					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa falla
1/4/2007	Servicio completo	BM	Facilidades de superficie	Buen estado	Ninguna
6/9/2007	Servicio completo	BM	Tubería-bomba-varillas- asiento	Buen estado	ninguna
27/10/2008	Servicio completo	BM	Varillas-bomba-tubería-asiento	Buen estado	ninguna
19/10/2010	Servicio completo-mantenimiento	BM	Barril-bomba-tubería	Perforado-desgaste-roto	Fatiga-operativa
5/7/2011	Cambio de bomba	BM	Bomba-cuplas-asiento	Desgaste-picado	Operativa-corrosión
9/7/2011	Servicio completo	BM	tubería	roto	fatiga
23/8/2012	Cambio de bomba	BM	bomba	Mal estado	operativa
9/10/2013	Cambiar facilidades	BM	varillón	doblado	operativa
28/1/2014	Cambio de bomba-colocar cabezal	BM	Cabezal	obstrucción	gas
5/3/2014	Servicio completo	BM	tubería	roto	operativa
7/8/2014	Servicio completo	BM	Tubería-bomba- varilla	bueno	ninguna
31/7/2015	Servicio completo	BM	Válvula móvil-pistón	Incrustado-deformado	Carbonato-lodo
13/12/2017	Servicio completo	BM	Pistón-varillas	Deformado-desgaste	Lodo-fatiga
18/12/2017	Servicio completo	BM	Tubería	roto	rozamiento
8/3/2019	Verificar estado de la bomba	BM	tubería	Hueco	Bacterias
4/2/2021	Servicio completo	BM	tubería	Hueco	Bacterias
22/3/2023	Servicio completo	BM	Barril	Hueco	corrosión

Tabla 17 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0221.

POZO SPA0221					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
4/5/2012	servicio completo	BM	Barril-válvulas	Perforado-desgastadas	Corrosión-operativa
5/5/2012	Servicio completo	BM	Tubería	Tapado	Iodo
20/1/2014	Cambio de bomba	BM	Bomba	Atascado	carbonato

Tabla 18 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0222.

POZO SPA0222					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
12/8/2007	Servicio completo	BM	Varillas-bombas-miden niveles	Buen estado	Ninguno
3/1/2011	Pescar	BM	Varillón	desprendido	Operativa
4/1/2011	Bajar instalación	BM	Asiento	perforados	Ajuste inadecuado
27/5/2013	Cambio de bomba	BM	Bomba-barril	Hueco	corrosión

Tabla 19 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0225.

POZO SPA0225					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
20/3/2010	Servicio completo	BM	Bomba	atascada	carbonato
13/5/2021	Servicio completo	BM	barril	incrustado	carbonato

Tabla 20 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0226.

POZO SPA0226					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
9/5/2009	Servicio completo	BM	bomba	atascada	carbonato
4/9/2009	Cambio de bomba	BM	bomba	atascada	carbonato
22/9/2013	Sacar bomba y varillas	BM	bomba	atascada	carbonato
23/9/2013	Bajar bomba y varillas	BM	varillón	ninguno	diseño
9/10/2013	Servicio completo	BM	Bomba-asiento	Mal asentado	Operativa
31/10/2013	Cambio de bomba	BM	Bomba -vástago	roto	Manipulación inadecuada
26/11/2013	Sacar bomba y varillas	BM	bomba	Mal estado	Manipulación inadecuada
27/11/2013	Servicio completo	BM	Asiento-bomba	Mal asentado	Operativa
7/12/2018	Evaluar	BM	Bomba-varillas	Buen estado	Ninguna
29/12/2018	Servicio completo	BM	Tubería	roto	fatiga
18/5/2021	Cambio de bomba	BM	Caja válvula viajera	Tapado	Carbonato
19/5/2021	Bajar varillas y bomba	BM	Caja de válvula viajera	tapado	carbonato

Tabla 21 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0228.

POZO SPA0228					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
10/05/2008	Sacar tubería	BM	Bomba-asiento	atascada	Scale
12/08/2008	Bajar bomba y varillas	BM	Bomba-asiento	atascada	Scale
5/10/2008	Sacar instalación	BM	Bomba-varilla	Atascada-desprendimiento	Manipulación inadecuada
9/11/2008	Sacar instalación	BM	Pescante de STV	desprendimiento	Manipulación inadecuada
10/11/2008	Pescar	BM	tubería	Mal estado	operativa

11/11/2008	Pescar	BM	Varilla	desprendimiento	Manipulación inadecuada
12/11/2008	Pescar	BM	Pesante STV	desprendimiento	Manipulación inadecuada
16/11/2008	Pescar	BM	Cuñas de pesante	desprendimiento	Manipulación inadecuada
17/11/2008	Pescar	BM	Vinchas	roto	Manipulación inadecuada
22/11/2008	Servicio completo	BM	Varilla	Mal estado	operativa
27/11/2008	Servicio completo	BM	Varillón	Mal estado	diseño
2/1/2009	Cambio de bomba	HL	Bomba	Mal estado	operativa
22/9/2009	Cambio de bomba	BM	Bomba	desgaste	Scale
26/9/2009	Servicio completo	BM	Tubería	roto	Corrosión
3/2/2010	Servicio completo	SW	Tubería	Buen estado	Ninguna
21/2/2010	Cambio de tubería	SW	Tubería	Colapsada	operativo
1/4/2011	pescar	BM	Bomba varilla	atascada	Manipulación inadecuada
5/4/2011	Servicio completo	BM	Tubería	doblada	Manipulación inadecuada
26/7/2011	Cambio de sistema de BM a PL	PL	Cambio de sistema	otros	operativo
30/7/2011	Servicio completo	PL	Cable-Pesca STV	roto	Manipulación inadecuada
6/6/2015	Sacar tubería	PL	Tubing-casing	roto	Arena de fractura
24/6/2015	Sacar instalación	PL	Varillas	deformado	rozamiento
25/6/2015	Sacar instalación	PL	Tubería	desgaste	corrosión
6/7/2015	Sacar tubería	PL	Barril	colapsado	fatiga
7/7/2015	Servicio completo	PL	Tubería	desgaste	Rozamiento Corrosión
28/9/2015	Evaluar	PL	Standing	atascado	Arena de formación

5/10/2015	Cambiar facilidades	PL	Barril	desenroscado	Caucho-Ajuste inadecuado
6/11/2015	Sacar instalación	PL	Cambio de sistema	Otros	Alto corte de agua
21/3/2016	Cambio de bomba	BM	Tubería	Roto	rozamiento
3/1/2020	Cambio de sistema de BM a PL	BM	Cambio de sistema	Otros	operativa
16/1/2020	Profundizar	PL	Otros	Otros	operativa
4/2/2020	Cambiar de sistema PL a BM	PL	Cambio de sistema	Otros	Alto corte de agua
3/2/2021	Servicio completo	BM	Caja válvula fija	Tapado	carbonato
22/10/2022	Sacar varillas y bomba	BM	Pistón	desenroscado	Ajuste inadecuado
25/10/2022	Bajar instalación de BM	BM	Pistón	desenroscado	Ajuste inadecuado
21/11/2022	Sacar varillas, bomba y tubería	BM	Tubería	Rajado	fatiga

Tabla 22 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0235.

POZO SPA0235					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
23/9/2007	Servicio completo	BM	Varillón	desgaste	Corrosión
29/2/2008	Servicio completo	BM	Barril de bomba-cuplas	Roto-desgaste	Corrosión-operativa
1/3/2008	Servicio completo	BM	Asiento	Mal estado	Corrosión
5/3/2008	Servicio completo	BM	Conjunto de subsuelo SWAB	Buen estado	Ninguna
8/3/2008	Servicio completo	BM	Tubería	Hueco	Corrosión

28/5/2008	Cambio de bomba	BM	Bomba	Incrustaciones	Carbonato
18/10/2008	Servicio completo	BM	Evaluar por SWAB	Otros	Operativa
19/10/2008	Servicio completo	BM	Asiento de bomba	Mal estado	Operativa
21/10/2008	Servicio completo	BM	Tubería	Roto	Corrosión
3/11/2008	Cambio de bomba	BM	Filtro de bomba	Tapado	Carbonato
11/2/2009	Servicio completo	HL	Válvulas	Desgaste	Operativa
31/10/2009	Servicio completo	BM	Filtro de la bomba-tubería	Tapado	Lodo y parafina
1/11/2009	Evaluar SW	BM	Varillas	Roto	Manipulación inadecuada
2/11/2009	Servicio completo	BM	Tubería	Hueco	corrosión
23/2/2010	Cambio de bomba	BM	Varillas	Buen estado	Ninguna
25/2/2010	Servicio completo	BM	Válvula móvil- tubería	Obstrucción- mal estado	scale-operativa
3/3/2010	Cambio de bomba	BM	Bomba	desgaste	operativa
6/3/2011	Servicio completo	BM	Tubería-bomba-varillas	Roto-mal estado- desgaste	Corrosión-operativa-corrosión
7/3/2011	Servicio completo	BM	Asiento	Mal estado	operativa
13/3/2011	Servicio completo	BM	Tubería	Roto	corrosión

15/10/2011	Servicio completo	BM	Tubo	Roto	corrosión
20/10/2011	Cambio de sistema	BM	Tubo	Aplastado	Manipulación inadecuada
27/10/2011	Optimización de sistema	PL	Acople de superficie	desenroscado	Manipulación inadecuada
28/10/2011	Evaluar	PL	Pesca standing	Atascado	Operativo
31/10/2011	Optimización de sistema	PL	Standing	Otros	operativa
8/11/2011	Servicio completo	PL	Tubería	Otros	Operativa
23/11/2011	Sacar instalación	PL	Unidad de Pulling	Mecánicos	Operativo
17/4/2012	Cambio de bomba	BM	Válvulas de la bomba	Desgastadas	operativa
14/9/2012	Servicio completo	BM	Tubería	Roto	Corrosión
15/10/2012	Sacar instalación	BM	Pistón	Desprendido	operativa
17/10/2012	Bajar bomba y varillas	BM	Pesca STV	atascado	Manipulación inadecuada
20/10/2012	Sacar instalación	BM	Tubería-bomba	Mal estado-atascada	Operativa
12/6/2013	Bajar instalación	BM	Pescante STV	Obstrucción	operativa
25/6/2013	Cambio de sistema	BM	Cambio de sistema	Otros	ninguno
18/9/2013	Cambio de sistema	PL	Conjunto de subsuelo de SWAB	Obstrucción	Operativa

23/11/2016	Sacar instalación	BM	Pistón	deformado	Corrosión
24/11/2016	Bajar instalación	BM	Barril	atascado	Arena de formación
26/12/2017	Sacar bomba y varillas	BM	Varillas	Otros	parafina
27/12/2017	Evaluar	BM	Acidificación	Otros	Operativa
13/5/2021	Servicio completo	BM	Facilidades de superficie	otros	ninguna
15/5/2021	Sacar tubería	BM	Bomba	atascada	Manipulación inadecuada
18/5/2021	Bajar varillas y bomba	BM	Tubería	Incrustado	carbonato

Tabla 23 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0236.

POZO SPA0236					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
13/5/2008	Sacar instalación	BM	Varillas-bomba-tubería	ninguna	ninguna
17/5/2009	Bajar instalación	HL	Varillas-bomba-tubería	ninguna	Ninguna
27/11/2013	Servicio completo	BM	bomba	Embastonada	Scale
23/5/2015	Cambio de bomba	BM	Anclaje de la bomba- válvula móvil	Deformado- colapsado	Arena de fractura- carbonato-
21/12/2018	Cambiar facilidades	BM	Facilidades de superficie- varillón	desgaste	rozamiento
15/8/2019	Cambiar facilidades	BM	Facilidades de superficie-varillón	desgaste	rozamiento

Tabla 24 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0238.

POZO SPA0238					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
23/2/2007	Servicio completo	BM	Tubería	Obstrucción	Caucho
29/10/2007	Servicio completo	BM	Bomba-varillas	Embastonada-desgaste	Carbonato-operativa
8/12/2007	Cambio de bomba	BM	Bomba	desgaste	Operativa
10/12/2007	Servicio completo	BM	Tubería	roto	Carbonato
23/5/2008	Servicio completo	BM	Bomba	Obstrucción	Scale
17/10/2008	Sacar bomba y varillas	BM	Cuplas de la varilla-bomba	Desgaste-embastonada	Operativa-carbonato
14/4/2009	Cambio de sistema	HL	Bomba	Mal estado	Operativa
17/5/2009	Cambio de bomba	HL	Varillas	Desgaste	Corrosión
21/5/2009	Sacar bomba y varillas	HL	Cuplas de varilla y bomba	Desgaste	Corrosión
23/5/2009	Sacar instalación	HL	Válvulas fijas y caja de válvula viajera	desprendimiento	Ajuste inadecuado
24/5/2009	Bajar instalación	HL	Asiento	Hueco	Corrosión
29/5/2009	Cambio de sistema	HL	Bomba	Degaste	Operativa
19/7/2009	Servicio completo	BM	Válvula viajera	Fuga	Operativa

13/1/2010	Cambio de sistema	BM	Bomba	Buen estado	Ninguna
19/2/2010	Bajar bloque impresor	HL	Válvula viajera-bomba	Desgaste	Operativa
3/1/2011	Cambio de bomba	BM	Bomba-válvulas	Incrustación - desgaste	Scale
8/1/2011	Evaluar SW	BM	Varillas	Desgaste	Operativa
11/1/2011	Servicio completo	BM	Asiento	Desgaste	Operativo
22/12/2011	Cambio de sistema	BM	Cambio de sistema	Tubería	Diseño
24/12/2011	Hermetizar	PL	Cabezal	Otros	Diseño
28/12/2011	Cambio de sistema	BM	Conjunto de subsuelo SWAB	Obstrucción	Operativa
14/6/2013	Sacar instalación	BM	Varillas	Otros	Diseño
18/6/2013	Bajar instalación	BM	Tubería	Picado	Corrosión
5/6/2015	Servicio completo	BM	Varillas-acoples-bomba	Deformado-incrustación-tapado	Corrosión-carbonato-arena de formación-lodo
21/11/2017	Sacar instalación	BM	Varillas-acoples-tubería-bomba	Desgaste-deformado-incrustaciones	Rozamiento-corrosión-carbonato-lodo
27/12/2017	Acidificación	BM	acidificación	Otros	Ninguna
13/5/2021	Servicio completo	BM	Tubería	Incrustación	Carbonato

Tabla 25 Intervenciones de Pulling en el Pozo SPA0240.

POZO SPA0240					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
13/8/2007	Cambio de bomba	BM	Bomba	Buen estado	Ninguna
25/7/2012	Servicio completo	BM	Bomba	atascado	Parafina
7/8/2012	Cambio de bomba	BM	Bomba-válvulas	Atascada-desgaste	Lodo-rozamiento
13/8/2012	Servicio completo	BM	Bomba-caja de válvula viajera	tapado	Suciedad-piedras
24/8/2012	Servicio completo	BM	Bomba	tapada	Lodo
11/9/2012	Servicio completo	BM	Conjunto de subsuelo SWAB	Obstrucción	operativa
5/10/2013	Cambio de bomba	BM	Bomba	atascada	Parafina
31/10/2013	Sacar instalación	BM	Asiento y tubería	atascada	Lodo
17/2/2014	Evaluar SW AB	BM	Componentes SWAB	Obstrucción	Operativa
15/8/2019	Evaluar SW AB	BM	Varillas-bomba	Roto-desprendido	Carbonato-operativa

Tabla 26 Intervenciones de Pulling Pozo SPA0241.

POZO SPA0241					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
10/1/2007	Servicio completo	BM	Varillas	desgaste	rozamiento
27/4/2007	Cambio de bomba	BM	Bomba	desgaste	operativa
31/8/2007	Servicio completo	BM	Bomba y varillas	Buen estado	Ninguna
2/10/2008	Sacar instalación	BM	Sellos	rotos	Mal ajuste inadecuado
5/10/2008	Servicio completo	BM	Pistón	Fuga	Operativa
25/3/2009	Servicio completo	HL	Otros	Buen estado	Ninguna
20/2/2010	Servicio completo	SW	Tubería	colapsa	fatiga
6/7/2011	Cambio de sistema	BM	Bomba-válvulas	Atascada-desprendida	Carbonato-fatiga
8/11/2011	Cambio de bomba	BM	Válvula móvil	desgaste	operativa
17/11/2011	Servicio completo	BM	Asiento de la bomba	Obstrucción	Lodo
3/1/2012	Cambio de bomba	BM	Bomba-válvula viajera-pistón	atascada	Lodo
28/11/2013	Sacar instalación	BM	Conjunto de subsuelo SWAB	Obstrucción	Operativa
28/12/2013	Bajar instalación	BM	Tubería	Desgaste	Corrosión

Tabla 27 Intervenciones de Pulling Pozo SPA0245.

POZO SPA0245					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
16/3/2007	Servicio completo	BM	tubería- asiento	hueco	lodo
14/4/2009	Servicio completo	HL	tubería- cruceta	desprendimiento	operativo
18/7/2012	Servicio completo	BM	Bomba-barril- válvulas	Atascada- hueco-desgaste	Carbonato-lodo- operativa

Tabla 28 Intervenciones de Pulling Pozo SPA0246.

POZO SPA0246					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
24/3/2009	Servicio completo	HL	Asiento	colapsado	operativa
11/9/2012	Servicio completo	BM	Bomba-válvulas	desgaste	Rozamiento
9/5/2018	Bajar instalación	BM	varillas	desgaste	carbonato
10/5/2018	Subir instalación	BM	Pistón	atascado	carbonato

Tabla 29 Intervenciones de Pulling Pozo SPA0247.

POZO SPA0247					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
28/4/2007	Servicio completo	BM	OTROS	Buen estado	Ninguna
28/10/2008	Sacar instalación	BM	Varillas	roto	Manipulación inadecuada
3/11/2008	Sacar bomba y varillas	BM	Conjunto de subsuelo de SWAB	Obstrucción	operativa
6/11/2008	Sacar instalación	BM	Conjunto de subsuelo de SWAB	atascado	Operativa

4/12/2008	Sacar bomba y varillas	BM	Conjunto de subsuelo de SWAB	Obstrucción	Operativa
6/12/2008	Evaluar SW	BM	Conjunto de subsuelo de SWAB	Obstrucción	Operativa
8/12/2008	Bajar bomba y varillas	BM	Conjunto de subsuelo de SWAB	Obstrucción	Operativa
16/3/2009	Cambio de bomba	BM	Válvulas y acoples	Desgaste	carbonato
12/3/2020	Servicio completo	BM	Varillas-tubería	Incrustación-deformado	Carbonato-corrosión

Tabla 30 Intervenciones de Pulling Pozo SPA0248.

POZO SPA0248					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
29/3/2008	Servicio completo	BM	Varillas	incrustaciones	Parafina
28/3/2009	Servicio completo	HL	Componentes de subsuelo de SWAB	Obstrucción	Operativa
5/5/2012	Servicio completo	BM	Varillas-válvulas-bomba- Pistón	desgaste	Parafina y carbonato
8/5/2012	Servicio completo	BM	Tubería	Obstrucción	parafinas
21/7/2012	Servicio completo	BM	acoples- varillas	desgaste	parafinas
27/12/2012	Cambio de bomba	BM	Bomba	atascada	parafina

Tabla 31 Intervenciones de Pulling Pozo SPA0250.

POZO SPA0250					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
12/12/2008	Servicio completo	BM	Bombas y cuplas	Desgaste	fatiga
25/7/2013	Servicio completo	BM	Bomba-asiento	Atascada-golpeado	Lodo-operativo
31/5/2016	Servicio completo	BM	Pistón-válvula móvil	Deformado-fuga	Lodo-rozamiento
16/1/2020	Cambiar varillón	BM	Facilidades de superficie	desgaste	rozamiento
19/5/2021	Servicio completo	BM	Pistón-válvula móvil	Deformado-desgaste	Lodo-rozamiento

Tabla 32 Intervenciones de Pulling Pozo SPA0251.

POZO SPA0251					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
21/6/2008	Subir instalación	BM	Varillas-bomba	Incrustación-atascada	parafina
23/6/2008	Bajar bomba y varillas	BM	Conjunto de subsuelo de SWAB	Obstrucción	Operativo
27/2/2010	Servicio completo	BM	Varillas-bomba-acoples	Sucias-tapada-rotas	parafina
11/3/2012	Sacar bomba y varillas	BM	Varillas-bomba	Desgaste-tapada	Parafina y scale
13/3/2012	Pescar	BM	Tubería	desprendimiento	manipulación inadecuada
15/3/2012	Bajar tubería	BM	Tubería	roto	Manipulación inadecuada

10/9/2013	Servicio completo	BM	Asiento-tubería-bomba-varillas	Obstrucción	Parafina
15/8/2018	Cambiar la instalación	BM	Asiento-bomba-tubería-varillas	Tapado	Fluidos

Tabla 33 Intervenciones de Pulling Pozo SPA0255.

POZO SPA0255					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
30/3/2007	Sacar instalación	BM	Varillas-acoples	Desgaste	parafina
5/4/2007	Bajar bomba y varillas	BM	Equipos de fondo	otros	Ninguna
24/8/2007	Cambio de bomba	BM	Bomba y varillas	otros	Ninguna
10/5/2009	Servicio completo	HL	Bomba y varillas-tubería	Incrustación	parafina
19/8/2009	Servicio completo	BM	Varillas Bomba	Roto-atascada	manipulación inadecuada
23/10/2013	Sacar instalación	BM	Bomba-Varilla	Incrustación	parafina
8/2/2014	Sacar y bajar bomba-varilla	BM	Varillas-bomba-válvula fija	Incrustación- otros	Parafina-material inadecuado
1/3/2014	Cambio de bomba	BM	Asiento-tubería	Tapado-perforado	lodo
26/5/2016	Sacar bomba y varillas	BM	Bomba-varillas y tubería	taponada-incrustación	parafina
8/10/2021	Sacar bomba y varillas	BM	Varillas	incrustación	Parafina
10/1/2022	Evaluar por SW	BM	Conjunto de subsuelo de SWAB	Obstrucción	Operativa

24/5/2022	Evaluar por SW	BM	Pistón-válvula móvil	Deformado-fuga	Lodo-fatiga
6/6/2022	Bajar varillas y bomba	BM	Pistón-válvula móvil	Deformado-fuga	Lodo-fatiga

Tabla 34 Intervenciones de Pulling Pozo SPA0256.

POZO SPA0256					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
1/7/2013	Servicio completo	BM	Conjunto de subsuelo de SWAB	Obstrucción	Operativa
16/6/2017	Servicio completo	BM	Pistón-válvula móvil	Deformado-desgaste	Corrosión-operativa
20/7/2018	Cambiar varillón	BM	Anclaje de bomba-varillón	Deformado-desgaste	Diseño-operativa
30/12/2018	Cambiar facilidades	BM	Facilidades de superficie	Desgaste	Rozamiento

Tabla 35 Intervenciones de Pulling del Pozo SPA0259.

POZO SPA0259					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
11/9/2007	Servicio completo	BM	Bomba- varillas	incrustación	Parafina
23/9/2007	Cambiar bomba	BM	otros	ninguna	Ninguna
10/5/2008	Sacar bomba y varillas	BM	Bomba	tapada	Scale
29/4/2009	Cambio de bomba	BM	Bomba-varillas	Incrustación	Rimball-Parafina

9/11/2015	Sacar bomba y varillas	BM	Varillas-bomba	Incrustación-tapada	Parafina
------------------	------------------------	----	----------------	---------------------	----------

Tabla 36 Intervenciones de Pulling de Pozo SPA1001

POZO SPA1001					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
5/2/2007	Servicio completo	BM	Varillas, bomba y tubería	Buen estado	Ninguna
26/8/2007	Cambio de bomba	BM	Bomba	mantenimiento	Operativa
17/1/2008	Cambio de bomba	BM	Bomba y válvulas	fuga	scale
19/1/2008	Servicio completo	BM	Conjunto de subsuelo de SWAB	Obstrucción	otros
12/5/2008	Sacar y bajar bomba varillas	BM	Bomba y válvulas	desgaste	scale
8/8/2008	Sacar bomba y varillas	BM	Conjunto de subsuelo de SWAB	otros	ninguna
11/8/2008	Bajar bomba y varillas	BM	Bomba	Buen estado	Ninguna
12/1/2009	Cambio de bomba	HL	Bomba- acoples	Tapada-roto	scale-corrosión
6/7/2009	Servicio completo	BM	Varillas-bomba-asiento	Desgaste-incrustación	Carbonato
30/7/2009	Cambio de bomba	BM	Varillas	Desgaste	Corrosión
6/3/2011	Servicio completo	BM	Varillas-bomba-asiento	desgaste	Corrosión-scale
11/3/2012	Cambio de bomba	BM	Asiento	picado	Corrosión

3/7/2012	Servicio completo	BM	Válvulas	Desgaste	operativa
8/12/2012	Servicio completo	BM	válvulas-bomba	desgaste	operativa
29/6/2013	Servicio completo	BM	Tubería	Incrustación	carbonato
8/11/2013	Servicio completo	BM	Bomba	otros	Ninguna
11/11/2013	Sacar bomba y varillas	BM	Conjunto de subsuelo de SWAB	otros	Ninguna
16/11/2013	Servicio completo	BM	Prueba hermeticidad	Otros	Ninguna
27/5/2014	Bajar instalación	BM	Tubería	roto	operativa
25/6/2014	Servicio completo	BM	varillas	Desgaste	rozamiento
19/6/2015	Sacar instalación	BM	varillas	desgaste	Fatiga
23/6/2015	Cambio de bomba	BM	Anclaje-bomba	Mal inspeccionado	Ajuste inadecuado
18/5/2016	Servicio completo	BM	Varillas	roto	Fatiga
7/10/2016	Sacar instalación	BM	Tubería	roto	operativa
13/11/2018	Servicio completo	BM	Pistón-varillas-tubería	Incrustado-desgaste	carbonato
28/10/2020	Revisar estado de instalación	BM	Válvula móvil-pistón-tubería-varillas	Incrustado-deformado-desgaste	Carbonato-lodo-corrosión

10/5/2021	Sacar instalación	BM	Válvula fija-varillón pulido-tubería- varillas	Incrustaciones -desgaste	carbonato- rozamiento- corrosión
13/4/2023	Bajar instalación	BM	Caja de válvula viajera	hueco	Bacterias

Tabla 37 Intervenciones de Pulling de Pozo SPA1002.

POZO SPA1002					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
28/6/2007	Servicio completo	BM	bomba	tapada	carbonato
6/3/2009	Servicio completo	HL	Bomba-varillas- asiento-tubería	atascado	carbonato
23/9/2011	Sacar bomba y varillas	BM	varillas	atascada	parafina
28/9/2011	Servicio completo	BM	Bomba-válvula móvil	desgaste	parafina
25/4/2012	Sacar bomba y varillas	BM	bomba	Buen estado	Ninguna
28/5/2012	Servicio completo	BM	asiento	desprendido	Ajuste inadecuado
26/9/2012	Cambio de bomba	BM	Tubería	roto	Bacterias
15/7/2013	Sacar bomba y varillas	BM	bomba	Tapado	escala
28/9/2014	Cambio de bomba	BM	Barril-cuplas	Roto-desgaste	Lodo-fatiga
1/10/2014	Cambio de bomba	BM	Pistón	deformado	lodo

4/1/2015	Cambio de bomba	BM	Pisón-Válvula móvil	Deformado- Fuga-desgaste	Lodo-operativa
23/2/2017	Servicio completo	BM	Pisón-Válvula móvil- tubería	Deformado- Fuga-roto	Lodo- manipulación inadecuada
20/9/2022	Sacar instalación	BM	varillas	roto	Manipulación inadecuada
21/9/2022	Sacar instalación	BM	varillas	roto	Manipulación inadecuada
22/9/2022	Sacar instalación	BM	Tubería-bomba	Roto-atascada	escala

Tabla 38 Intervenciones de Pulling Pozo SPA1003.

POZO SPA1003					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
2/7/2007	Servicio completo	BM	otros	Otros	ninguna
28/8/2008	Servicio completo	BM	Bomba-válvulas	desgaste	Arena formación
1/9/2008	Cambio de bomba	BM	bomba	tapada	Arena de formación
4/9/2008	Servicio completo	BM	otros	Otros	Ninguna
9/9/2008	Servicio completo	BM	Bomba	tapada	Arena de formación
10/10/2008	Cambio de bomba	BM	Bomba	Desgaste	Operativa
1/4/2014	Servicio completo	BM	Pescante STV	Obstrucción	Operativa

1/3/2018	Cambio facilidades	BMS	Facilidades de superficie	desgaste	corrosión
-----------------	--------------------	-----	---------------------------	----------	-----------

Tabla 39 Intervenciones de Pulling Pozo SPA1004.

POZO SPA1004					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
24/10/2008	Servicio completo	BM	Tubería	roto	Lodo
31/10/2008	Cambio de bomba	BM	Componentes de subsuelo de SWAB	obstrucción	Operativa
5/11/2008	Sacar bomba y varillas	BM	Caja de cambio-tubos	Roto-desgaste	Operativa-fatiga
16/11/2008	Servicio completo	BM	tubería	desgaste	Fatiga
19/11/2008	Sacar bomba y varillas	BM	tubería	desgaste	Fatiga
2/12/2008	Sacar bomba y varillas	BM	Componentes de subsuelo de SWAB	obstrucción	Operativa
18/4/2017	Sacar instalación	BM	Asiento-varillas-tubería	Desgaste-incrustación-roto	scale-carbonato
22/11/2022	Sacar cabezal de balancín	BM	tubería- varillas	Roto-incrustación	Bacterias-scale

Tabla 40 Intervenciones de Pulling de Pozo SPACH01.

POZO SPACH01					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
11/1/2007	Servicio completo	BM	Otros	otros	Ninguna
3/10/2008	Servicio completo	BM	Bomba-varilla-asiento	Tapada-desgaste	Carbonato-operativo
15/10/2008	Cambiar bomba	BM	Bomba y varillas	tapado	Carbonato
27/11/2009	Cambio de bomba	BM	Bomba y varillas	Buen estado	Ninguna
7/2/2013	Sacar instalación	BM	tubería	roto	Bacterias
18/4/2013	Cambiar facilidades	BM	Varillón	desgaste	Bacterias

Tabla 41 Intervenciones de Pulling Pozo SRY0002.

POZO SRY0002					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
13/5/2008	Sacar instalación	BM	bomba	tapada	Lodo de formación
14/5/2008	Bajar instalación	BM	tubería	roto	lodo
14/9/2009	Cambio de sistema	SW	Barril-asiento	Roto-picado	Lodo
27/10/2011	Servicio completo	BM	Bomba-válvulas y pistón- tubería	Tapada-desgates-picado	Lodo

Tabla 42 Intervenciones de Pulling Pozo VAL0006.

POZO VAL0006					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
22/10/2008	Sacar bomba y varillas	BM	Componentes de subsuelo de SWAB	Obstrucción	Operativa
3/11/2008	Sacar bomba y varillas	BM	Componentes de subsuelo de SWAB	Obstrucción	operativa
19/11/2008	Sacar bomba y varillas	BM	otros	otros	ninguna
30/11/2008	Servicio completo	BM	tubería	desgates	operativa
11/1/2010	Cambio de bomba	BM	bomba	desgaste	Operativa
9/8/2012	Sacar instalación	BM	Barril-bomba	hueco	Bacterias
2/7/2013	Cambiar bomba	BM	bomba	Buen estado	ninguna

Tabla 43 Intervenciones de Pulling Pozo VAL0007.

POZO VAL0007					
Fecha	Objetivo	Sistema de extracción	Componente	Falla	Causa-falla
19/5/2011	Servicio completo	BM	bomba	tapada	Parafina
26/7/2011	Cambiar completo	BM	Acoples de varilla	Desprendido	Ajuste inadecuado
26/12/2019	Sacar bomba y varillas	BM	Bomba-varillas	tapada	Parafina

Tabla 44 Intervenciones de Pulling Pozo VAL0008.

POZO VAL0008					
Fecha	Objetivo	Sistema extracción	Componente	Falla	Causa-falla
16/4/2007	Servicio completo	BM	Bomba-tubería-cabezal	Otros	ninguna
28/4/2007	Cambio de bomba	BM	Facilidades de superficie	otros	Ninguna
4/10/2008	Sacar y bajar instalación	BM	Asiento-pistón	desgaste-Fuga	Corrosión-fatiga
8/12/2008	Sacar bomba y varillas	BM	Componentes de subsuelo de SWAB	obstrucción	operativa
14/1/2009	Cambio de bomba	HL	Varillón-neplos	Doblado-roto	Fatiga-ajuste inadecuado
23/1/2009	Sacar bomba y varillas	HL	Varillas	roto	manipulación inadecuada
27/4/2009	Cambiar bomba	HL	Bomba- válvulas	desgastes	operativa

Tabla 45. Intervenciones de Pulling Pozo SPA0069.

Fecha	Objetivo	Sistema extracción	Componente	Falla	Causa-falla
18-3-2011	Cambio de sistema	HL	bomba	incrustación	parafina
17-3-2012	Servicio completo	BM	Bomba	tapada	parafina

4.2 ANÁLISIS DE LAS FALLAS EN LOS POZOS SELECCIONADOS POR BOMBEO MECÁNICO DEL SECTOR SANTA PAULA.

4.2.1 Pozo SPA0016

La Tabla 5 muestra la información referente a las operaciones de intervención al pozo Santa Paula 0016 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se realizaron 4 intervenciones de Pulling el año 2007, 2 intervenciones el año 2010 y 1 intervención el año 2014.
- El 14 de mayo del mismo año se cambió de sistema al Plunger Lift como alternativa económica y para reducir pérdidas significativas de gas.
- En el 2010 deja de producir y se realiza un servicio completo de Pulling el 13 de marzo se saca la tubería y la bomba y salen perforados con lodo, la bomba saliente tiene poca retención de líquido.
- En el 2014 vuelve el pozo a dejar de producir y se interviene el 15 de mayo, encontrado fallas en las válvulas de la bomba con desgastes por lodo.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 885,9 ft
 - Tubing Cortos de 2 3/8": 1
 - Tubing Largos 2 3/8": 38
- Profundidad del asiento: 886,9ft
- Longitud lisa: 22 ft
- Profundidad de la cruceta: 908,9 ft
- Bomba-Designación API: 20-125 RWAC 8-3-0-0
- # de Bomba: 634
- Total de varillas: 275 ft

4.2.2 Pozo ACH0022.

La Tabla 6 muestra la información referente a las operaciones de intervención al pozo ACH0022 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se realizaron 4 intervenciones de Pulling en el año 2008, 2012, 2015 y 2018.

- El 23 de septiembre del 2008 se evalúa por SWAB donde se recupera 8 Bbls de petróleo, se cambia la posición del asiento y se miden niveles @ 1180.
- El 27 de diciembre del 2012 se realizó con el objetivo de cambiar las facilidades, se reemplaza el empaque en brida del cabezal del pozo y se hizo una prueba de hermeticidad.
- El 13 de febrero del 2015 se vuelven a cambiar las facilidades porque se encuentran dos tubos doblados por causa del tiempo de operación del equipo y se cambia el neplo del cabezal del pozo. El asiento, la bomba y varillas en buen estado.
- El 28 de febrero del 2018 cambia el varillón porque tiene desgaste por la corrosión.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 1180,1 ft
 - Tubing Cortos de 2 3/8": 52
- Profundidad del asiento: 1180,1ft
- Longitud perforada: 23,6 ft
- Profundidad del tapón: 1205,2ft
- Bomba-Designación API: 20-125-RWAC-8-3
- # de Bomba: 635
- Total de varillas: 1195 ft

4.2.3 Pozo ACH0085.

La Tabla 7 muestra la información referente a las operaciones de intervención al pozo ACH0085 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se realizaron 8 intervenciones de Pulling desde el año 2007 hasta el 2021.
- El 28 de mayo del 2015 se saca el asiento que está desprendiendo a la profundidad de 1539,3 ft causada por operatividad del equipo.
- En 2012 el pozo deja de producir y se interviene el 5 de marzo sacando la bomba, barril, pistón y las válvulas desgastadas debido al tiempo operativo del equipo.
- El 11 de abril del 2012 se interviene porque deja de producir el pozo y se vuelve a cambiar la bomba porque la válvula fija de la bomba sale con desgaste por arena de formación.
- Se interviene el 1 de julio de 2013 se cambia el asiento de la bomba @ 1525.5 porque está golpeado por ambos lados por causa operativa.

- El 26 de noviembre de 2013 se interviene el pozo porque ha dejado de producir y encuentran problemas en la bomba con desgaste por arena de formación.
- EL 2015 se asiste para cambiar facilidades y la varillón pulido sale doblado por causa de manipulación inadecuada.
- El 2018 se encuentra fallas por desgastes en el varillón pulido, pero por causa de la corrosión.
- En el 2021 se saca el barril de bomba con hueco por causa de bacterias y la bomba sale embastonada.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 1535 ft
 - Tubing Cortos de 2 3/8": 1
 - Tubing largos de 2 3/8": 15
- Profundidad del asiento: 1536 ft
- Longitud perforada: 21 ft
- Profundidad del tapón: 1557 ft
- Bomba-Designación API: 20-125 RWAC 8-3-0-0
- # de Bomba: 590
- Total de varillas: 1530çft

4.2.4 Pozo ACH0083.

La Tabla 8 muestra la información referente a las operaciones de intervención al pozo ACH0083 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- EL pozo ha tenido 2 intervenciones desde el año 2014 hasta el 2021.
- El 2014 el pozo deja de producir y se interviene el 18 de marzo donde se miden niveles a NL: 1850 - CAP: 1950 - F: 2025, se sacan válvulas desgastadas por causa operativa.
- El 2 de febrero del 2021 se encuentra falla mecánica en el barril de la bomba por desgaste.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 1955 ft
 - Tubing Cortos de 2 3/8": 32

- Tubing largos de 2 3/8'': 40
- Profundidad del asiento: 1956 ft
- Longitud perforada: 23 ft
- Profundidad del tapón: 2004 ft
- Bomba-Designación API: 20-125 RWAC 8-3-0-0
- # de Bomba: 769
- Total de varillas: 1950 ft

4.2.5 Pozo CAR0031.

La Tabla 9 muestra la información referente a las operaciones de intervención al pozo CAR0031 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- EL pozo tubo 1 intervención de Pulling, el 27 de enero del 2017.
- Se encuentra fallas por corrosión en los componentes de las válvulas en la bomba, tubería y pistón. También presencia de carbonato en la bomba embastanada.
- Se miden niveles, nivel - 350, cap. + fondo- 690.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 609,2 ft
 - Tubing Cortos de 2 3/8'': 2
 - Tubing largos de 2 3/8'': 18
- Profundidad del asiento: 610,2 ft
- Longitud perforada: 23 ft
- Profundidad del tapón: 633,2 ft
- Bomba-Designación API: 20-125-RWAC-8-3
- # de Bomba: 547
- Total de varillas: 606 ft

4.2.6 Pozo SPA0071.

La Tabla 10 muestra la información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA0071 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- EL pozo tubo 4 intervenciones de Pulling desde el 2012 hasta el 2017.
- El 4 de abril del 2012 se encontraron fallas en los componentes de las válvulas fija y móvil de la bomba, estaban desgastadas por causa operativa del paso del tiempo que llevaban trabajando.
- El pozo deja de producir y el 15 de octubre del 2013 se cambia de bomba, aunque no se encontró daño y se recuperan 7.28 Bbls de petróleo.
- El 17 de abril del 2013 se vuelve a intervenir sacando varillas y bomba, tubería, y miden y revisan instalación. Se prueba la boba en la superficie y todo está en buen estado, se baja toda la instalación y asientan bomba.
- El 22 de febrero del 2017 se encuentran fallas por operación en el primer tubo que sale doblado.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 609,2 ft
 - Tubing Cortos de 2 3/8": 2
 - Tubing largos de 2 3/8": 18
- Profundidad del asiento: 610,2 ft
- Longitud perforada: 23 ft
- Profundidad del tapón: 633,2 ft
- Bomba-Designación API: 20-125-RWAC-8-3
- # de Bomba: 547
- Total de varillas: 606 ft

4.2.7 Pozo SPA0075.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra la información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA0075 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- EL pozo tubo 1 intervención de Pulling en el año 2007.
- El 31 de agosto se interviene sacando tubería, varillas y bomba. Se vuelve a bajar instalación porque está en buen estado.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 955,9 ft
 - Tubing Cortos de 2 3/8": 1

- Tubing largos de 2 3/8": 30
- Profundidad del asiento: 956,9 ft
- Profundidad de la cruceta: 968,9 ft
- Bomba-Designación API: 20-125 RWAC 8-3-0-0
- # de Bomba: 1502
- Total de varillas: 954 ft

4.2.8 Pozo SPA0085.

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**muestra la información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA0085 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 2 veces desde el año 2012 al 2013.
- El 2 de noviembre se interviene para cambiar de sistema al sistema de bombeo mecánico.
- El 30 de abril del 2013 se interviene el pozo porque presenta fallas por golpe de gas en la bomba que sale embastonada.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 580,9 ft
 - Tubing Cortos de 2 3/8": 1
 - Tubing largos de 2 3/8": 18
- Profundidad del asiento: 581,9 ft
- Profundidad del tapón: 601,7ft
- Longitud perforada: 19,1
- Bomba-Designación API: 20-125-RWAC-8-3
- # de Bomba: 1532
- Total de varillas: 561 ft

4.2.9 Pozo SPA0091.

La Tabla 13 muestra información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA0091 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 8 veces durante el 2007 hasta el 2014.
- Se realiza la primera intervención de Pulling el 10 de junio del 2007 donde se mide el nivel @ 550` cap @ 650, agua @ 700`. La tubería, las varillas y la bomba se revisan en la superficie y se encuentran en buen estado.
- El 31 de marzo del 2011 se interviene el pozo por baja producción, el asiento sale picado y la bomba está desasentada y con los sellos rotos.
- El pozo deja de producir y se decide intervenir el 19 de julio del 2011 donde la bomba sale con trozos de cauchos de stuffing box en su interior y válvulas desgastadas.
- El 28 de septiembre de 2011 sale el vástago desgastado por causa operativa y se cambia el varillón de 8" a uno de 11".
- El 14 de septiembre de 2012 se saca varillas y bomba (la bomba sale con las válvulas desgastadas por causa operativa), se baja bomba y varillas, y queda el pozo listo.
- Deja de producir el pozo y se interviene el 8 de noviembre de 2012 se saca varillas, bomba y tubería (bombas: válvula fija presa con caucho y pistón taponado con cauchos de stuffing box), se reemplazan 7 tubos en mal estado. Se toma niveles (NL: 650 FONDO: 740), se baja tubería, bomba reparada y varillas y el pozo queda terminado.
- El 14 de marzo de 2013 se saca tubería, bomba y varillas (bomba sale con desgaste en válvula fija). Bajaron tubería que se había retirado más bomba y varillas y el pozo queda terminado.
- Se interviene el 14 de marzo de 2014 para un cambio de facilidades se saca caja estopera, se levanta instalación, se saca cabezal del pozo, se lleva a talleres a soldar salidas para gas, se fabrica empaques, se coloca cabezal rectificado, se asienta instalación, y el pozo queda terminado.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 670,4ft
 - Tubing Cortos de 2 3/8": 2
 - Tubing largos de 2 3/8": 9
- Profundidad del asiento: 671,4 ft
- Profundidad del tapón: 698,7ft
- Longitud lisa: 23,7
- Bomba-Designación API: 20-125-RWAC-8-3
- # de Bomba: 609

- Total de varillas: 664 ft

4.2.10 Pozo SPA0095.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra la información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA0095 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 4 veces desde el 2007 al 2013.
- El 19 de marzo del 2007 se retira el asiento se había movido y estaba obstruyendo a una profundidad @ 670. Y se miden niveles @ 655.
- Deja de producir el pozo y se interviene el 2 de marzo del 2011 sacan la instalación y el barril sale con hueco provocado por la corrosión.
- El 22 de agosto del 2012 se realizó un servicio completo de Pulling y se evalúan por SWAB recuperando 16 Bbls de fluido y miden niveles NL: 600 y F: 720.
- El 9 de febrero del 2013 se interviene para cambiar el varillón pulido que se encuentra doblado por causa de la manipulación inadecuada y la tubería sale perforada por causa de la corrosión miden niveles NL: 500- CAP: 625 - F: 660.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 633,9ft
 - Tubing Cortos de 2 3/8": 2
 - Tubing largos de 2 3/8": 19
- Profundidad del asiento: 633,9 ft
- Profundidad del tapón: 658,9ft
- Longitud perforada: 24
- Bomba-Designación API: 20-125-RWAC-8-3
- # de Bomba: 671
- Total de varillas: 636

4.2.11 Pozo SPA0202.

La Tabla 15 muestra la información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA0202 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 4 veces el pozo dese el año 2009 hasta el 2014.
- El 28 de abril del 2009 se interviene para un cambio de sistema desde el HL (herramienta local) a producir mediante bombeo mecánico.
- El pozo comienza a bajar la producción y se interviene el 31 de marzo del 2011 sacan la bomba las válvulas están desgastadas por fatiga.
- Deja de producir y se interviene el 2 de marzo del 2012 y la sale la bomba con cauchos de stuffing box sobre válvula viajera.
- Pozo deja de producir y el 31 de agosto de 2014 sale la bomba con desgaste por causa operativa.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 643,5 ft
 - Tubing Cortos de 2 3/8": 29
 - Tubing largos de 2 3/8": 3
- Profundidad del asiento: 644,5 ft
- Profundidad de la cruceta: 664,6 ft
- Longitud lisa: 20,1
- Bomba-Designación API: 20-125-RWAC-8-3
- # de Bomba: 762
- Total de varillas: 637

4.2.12 Pozo SPA0203.

La Tabla 16 muestra la información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA0203 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- El pozo tiene un total de 17 intervenciones de Pulling desde el 2007 hasta el 2023.
- Se interviene el 1 de abril del 2007 se saca varilla más bomba, se mide tubería, salen en buen estado los componentes del subsuelo. Se baja tubería, se prueba bomba y se bajan las varillas, se asienta bomba, se arma puente de producción.
- El 6 de septiembre del 2007 se interviene se saca tubería, sale en buen estado, asiento en buen estado, se mide tubería y wireline mide niveles y fondo, se baja tubería, se prueba la bomba y se baja varillas más bomba, se asienta bomba y termina la instalación del pozo.

- Se interviene el 27 de octubre del 2008 se saca varillas más bomba, se saca tubería, se revisa y luego se mide tubería, se mide niveles, PET - 580, CAP - 600, AGUA - 610, se baja tubería, se prueba bomba (buen estado), se baja bomba más varillas, y se asienta bomba y el pozo queda terminado.
- El 19 de octubre del 2010 se interviene el pozo para dar mantenimiento a la bomba, sale un tubo roto y la bomba no retiene líquido, también miden niveles F:700 - CAP:600 - NL:560. Sale el barril perforado por causa de fatiga y la bomba con desgaste por causa operativa.
- El pozo baja su producción y se decide intervenir el 5 de julio del 2011 cambian las cuplas que están en mal estado por causa operativa, el asiento sale picado por la corrosión y se miden niveles NL: 530 - CAP: 580 - F: 730.
- Baja la producción nuevamente y se interviene el 9 de julio del 2011, sale un tubo roto a la profundidad de 65 ft por causa fatiga.
- El 23 de agosto del 2012 se asiste para un cambio de bomba por desgaste en las válvulas por causa operativa.
- El 9 de octubre del 2013 se interviene el pozo para cambiar facilidades al sacar el varillón pulido sale doblado por causa operativa.
- El 28 de enero del 2014 se cambia de cabezal al pozo para soldar salidas de gas.
- El 5 de marzo del 2014 al sacar la instalación sale roto el antepenúltimo tubo causa por falla operativa.
- El pozo baja la productividad y se asiste el 7 de agosto del 2014 las instalaciones y la bomba sin novedad, se miden niveles de NL: 600 - CAP: 660 - F: 720.
- El 31 de julio del 2015 se encuentra la válvula móvil incrustada de carbonato y el pistón deformado por el lodo, también salen 2 varillas de 5/8" en mal estado por incrustaciones de carbonato. Y se miden nivel 580, CAP - 650, agua y fondo – 700. Se baja bomba, se baja la sarta de varillas y se asienta la bomba. Después arman puente de producción y queda el pozo listo.
- Baja la producción del pozo se interviene el 13 de diciembre de 2017, sale el pistón deformado por lodo y al bajar la instalación se cambia 6 varillas de 5/8" por varillas de 3/4" con desgaste por fatiga. Se baja la instalación y queda el pozo listo.
- El 18 de diciembre de 2017 sacan una tubería rota por causa del rozamiento.
- El pozo deja de producir y se interviene el 8 de febrero del 2019 se verifica el estado de la bomba, al sacar la tubería salen 3 tubos con hueco a causa de las bacterias.

- El 4 de febrero del 2021 la tubería sale con 4 tubos rotos por causa de las bacterias.
- El 22 de marzo de este año se interviene y sale el barril de la boba roto por causa de la corrosión.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 675,3ft
 - Tubing Cortos de 2 3/8": 2
 - Tubing largos de 2 3/8": 20
- Profundidad del asiento: 676,3ft
- Profundidad del tapón: 697,4 ft
- Longitud perforada: 21,1
- Bomba-Designación API: 20-125 RWAC 8-3-0-0
- # de Bomba: 742
- Total de varillas: 664

4.2.13 Pozo SPA0221

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**muestra la información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA0221 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 2 veces el pozo el año 2012 y 2014.
- El pozo de ja producir y se interviene el 4 de mayo de 2012 se evalúan por SWAB y se recuperan 7" de petróleo. Se determinan fallas en el barril perforado por causa de la corrosión y las válvulas desgastadas por causa operativa. El día siguiente se continúa trabajando y la tubería sale tapada por causa del lodo.
- El pozo vuelve a dejar de producir y se interviene el 20 de enero del 2014 para un cambio de bomba porque estaba atascada de carbonato.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 1769,5ft
 - Tubing Cortos de 2 3/8": 64
 - Tubing largos de 2 3/8": 10
- Profundidad del asiento: 1770,5ft
- Profundidad del tapón: 1796,5ft

- Longitud perforada: 26
- Bomba-Designación API: 20-125-RWAC-8-3
- # de Bomba: 725
- Total de varillas: 1760

4.2.14 Pozo SPA0222

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**muestra la información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA0222 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 3 veces desde el 2007 al 2013.
- Se interviene el 12 de agosto de 2007 se saca la instalación y las tuberías 2 3/8" a pulso y miden niveles NL=1400, CAP=1925, A=1950, sin novedades, bajan instalación en buen estado.
- El 3 de enero del 2011 al sacar instalación desarman facilidades de superficie (stuffing y el puente de producción), el varillón se desprende y se pesca y los asientos estaban perforados por causa de un ajuste inadecuado.
- El pozo deja de producir y se interviene para un cambio de bomba el 27 de mayo de 2013 sale el barril de la bomba con hueco a causa de la corrosión.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 1935,3 ft
 - Tubing Cortos de 2 3/8": 82
- Profundidad del asiento: 1936,3 ft
- Profundidad del tapón: 1957,3 ft
- Longitud perforada: 21
- Bomba-Designación API: 20-125 RWAC 8-3-0-0
- # de Bomba: 33
- Total de varillas: 1933

4.2.15 Pozo SPA0225

La Tabla 19 muestra la información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA0225 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 2 veces, 1 en el año 2010 y otra en el 2021.
- El 20 de marzo del 2010 se interviene el pozo y sale la bomba embastonada de carbonato.
- El 12 mayo del 2021 se encuentra de nuevo fallas por carbonato incrustado pero esta vez en el barril de la bomba.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 1128 ft
 - Tubing Cortos de 2 3/8": 2
 - Tubing largos de 2 3/8": 35
- Profundidad del asiento: 1129ft
- Profundidad del tapón: 1151ft
- Longitud perforada: 22,8
- Bomba-Designación API: 20-125 RWAC 8-3-0-0
- # de Bomba: 661
- Total de varillas: 1122

4.2.16 Pozo SPA0226

La Tabla 20 muestra la información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA0226 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 10 veces desde 2009 hasta 2021.
- El pozo deja de producir y se interviene el 9 de mayo del 2009 sacando la bomba embastonada por carbonato.
- El 4 de septiembre del 2009 por un cambio de bomba y se cambia el pin de vástago de bomba de 3/4" @ 5/8", la bomba sale con presencia de carbonato.
- El 22 septiembre del 2013 se interviene de nuevo por cambio de bomba y sale nuevamente embastonada por causa de presencia de carbonato.

- El pozo deja de producir y se interviene el 9 de octubre del 2010 y el asiento estaba mal asentado asiento de bomba @ 2240.7 y la bomba también estaba mal asentada.
- Se interviene el 31 de octubre del 2013 por un cambio de bomba, debido a que la bomba sale con el vástago partido por causa operativa.
- El pozo vuelve a dejar de producir y se interviene el 26 de noviembre del 2013 el asiento de la bomba @ 2240 y se miden nivel- 1900, cap - 2250, agua + fondo – 2300. La bomba sale en mal estado por causa operativa.
- El 29 de diciembre del 2018 se encuentra fallas por fatiga el quito tubo sale roto.
- Se interviene el 18 de mayo del 2021 donde retirar la caja de válvula viajera tapada por carbonato.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 2220,5 ft
 - Tubing Cortos de 2 3/8": 39
 - Tubing largos de 2 3/8": 44
- Profundidad del asiento: 2221,5 ft
- Profundidad del tapón: 2245 ft
- Longitud perforada: 22,8
- Bomba-Designación API: 20-125 RWAC 8-3-0-0
- # de Bomba: 30
- Total de varillas: 2239

4.2.17 Pozo SPA0228

La muestra de la Tabla 21 la información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA0228 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 24 veces desde el 2008 hasta 2022.
- El 10 de mayo del 2008 se evalúa por SWAB la bomba sale presa de asiento con depósitos de scale.
- El 12 de agosto del 2008 se evalúa por SWAB recuperando 4 Bbls de petróleo y 3 Bbls de agua y la bomba vuelve a atascar con presencia de escala.

- Se interviene el pozo el 5 de octubre del 2008 al sacar la instalación la bomba se atasca por causa de manipulación inadecuada y se realiza una pesca donde se recuperan 24 varillas de 5/8" que estaban desprendidas por la misma causa.
- El 9 de noviembre el 2008 se interviene el pozo al sacar la instalación realizan pescan recuperando 10 varillas de 5/8", luego se abren las cuñas del pescante. El 17 se vuelve a intervenir y esperan reducir de 2 7/8" a 2 3/8", bajan instalación de pesca, maniobran, se logra profundizar y agarrar pez, pero se rompen vinchas. El 27 de noviembre sacan 22 tubos torcidos por causa operativa.
- El 22 de septiembre del 2009 se interviene para un cambio de bomba porque la bomba sale con presencia de scale.
- El pozo deja de producir y se interviene el 26 de septiembre del 2009 la bomba sale en buen estado, pero se encuentra falla por corrosión en la tubería, sale 1 tubo roto.
- El 21 de febrero del 2010 sacan una tubería colapsada por causa operativa y se encuentra en cupla base de STVF más un pedazo de caucho lk @ 300.
- Se interviene el pozo el 1 de abril del 2011 y al sacar las instalaciones la bomba se atasca por causa de manipulación inadecuada, se baja estampa de 4 1/2" que marca pin de varillas @ 1800, se baja pescante más tubería y se maniobra @ 1840, en la pesca la tubería sale doblada por manipulación inadecuada.
- El 26 de julio del 2011 se cambia de sistema, el pozo queda listo para producir mediante Plunger Lift.
- El 30 de septiembre del 2011 se interviene el pozo y se saca la instalación, luego se baja instalación de Plunger Lift con un perforado de 2 7/8 y se pistonea, pero en la última corrida se rompe el cable de SW @ 200 y se logra pescar STDV con una unidad de SW el cable que está roto por causa de una manipulación inadecuada.
- El 6 de junio del 2015 se arma equipo en pozo, desfoga pozo, baja equipo de SWAB y no se logra bajar el fondo (solo hasta 1620), el tubing y el casing se rompe por causa de la arena de formación.
- El pozo deja de producir y se interviene el 24 de junio del 2015 saca varillas deformadas por causa de fatiga y los tubos con desgaste por las mordazas de llave hidráulica y puntas con filo (desgaste) por causa de la corrosión y se recuperan 11 Bbls de petróleo y 6 Bbls de agua.
- El 6 de julio del 2015 se interviene el barril sale colapsado por causa operativa y se encuentra falla por corrosión y rozamiento en la tubería desgastada.

- El 28 de septiembre del 2015 se evalúa por SWAB y se recuperan 5 Bbls de fluido, luego se dan 3 corridas sin STVV, bajan STVV y recuperan en total 32 Bbls de fluido, continúan evaluando, pescan STVV, por la cantidad de gas no se puede desasentar tubería.
- Se interviene el 5 octubre del 2015 y el barril sale desenroscado por causa de un ajuste inadecuado, se recuperan 27 Bbls de petróleo y más 8 Bbls de agua y después se recuperan 6 Bbls de fluido en 3 corridas y se pesca STVF.
- El 6 noviembre del 2015 se cambia de sistema al bombeo mecánico y se encuentra falla por alto corte de agua, se pesca y se recupera pistón y el bumper spring.
- El 21 de marzo de 2016 se hace un cambio de bomba se cambian los primeros dos tubos porque salen rotos a causa del rozamiento, se recuperan 17 Bbls de petróleo.
- Se interviene el 3 de enero del 2020 para cambiar al sistema a Plunger Lift, saca varillón, neplos y bomba (sale embastonada), luego arma equipo de SWAB, baja hasta 1500 ft, desarma equipo de SWAB, saca, revisa y calibra tubería (1 tubo 2 5/8" y 58 tubos 2 3/8"). La instalación total @ 1832.3 ft, asienta brida, coloca y ajusta pernos, arma equipo de SWAB. Mide nivel: 150 ft, se pistonea, pero no recupera fluido, pesca STVF y despresuriza pozo.
- El 16 de enero del 2020 se desarma sistema de Plunger Lift del pozo, conecta carreta a tubing y despresuriza gas del pozo, levanta tubo colgador y se profundiza 11 ft, maniobra sin obtener resultados positivos. Se baja pup joint de 10 ft, tubo colgante, asienta, coloca y ajusta pernos y finalmente se arma puente de producción.
- El 4 de febrero del 2020 se conecta carreta y despresuriza el pozo, saca pernos de brida, saca y mide tubería y baja instalación para bombeo mecánico. Total de instalación @ 1842.3 ft, prueba bomba entrante #788 (ok), baja bomba, coloca y asienta plato colgador, coloca pernos de brida y ajusta chequea unidad, baja varilla, coloca varillón de 8 ft, ajusta y asienta bomba, ajusta stuffin box. Pozo queda listo para producir por bombeo mecánico.
- El 3 de febrero del 2020 válvula fija tapada parcialmente con carbonato.
- El 22 de octubre del 2022 se interviene el pozo sacan instalación y sale el pistón desenroscado por causa de ajuste inadecuado, luego empieza a bajar tubería, 2 tubos no pasan calibrador. Cambian tubos y terminan de bajar tubería. Prueban la bomba, bajan varillas y bomba. Coloca neplos más varillón, asientan la bomba y arman el puente de producción.

- El 21 de noviembre del 2022, se vuelve a intervenir y se desprenden la bomba, sacan varillas más bomba, y prueban la bomba. Se pistonea pozo y realizan dos corridas y pescan standing. Empieza a sacar tubería, sale la tubería rajada por fatiga. Baja tubería nueva, tubo perforado con punta guía, saca control stripper, coloca tubo colgador y asienta, bajan varillas más bomba. Finalmente se arma puente de producción y queda el pozo listo.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 1814,8 ft
 - Tubing Cortos de 2 3/8": 2
 - Tubing largos de 2 3/8": 59
- Profundidad del asiento: 1815,8 ft
- Profundidad del tapón: 1833,8 ft
- Longitud perforada: 18
- Bomba-Designación API: 20-125 RWAC 8-3-0-0
- # de Bomba: 2377
- Total de varillas: 1818

4.2.18 Pozo SPA0235

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**muestra la información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA0235 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 42 veces desde 2007 hasta 2021.
- El 23 de septiembre del 2009 se interviene el pozo se saca varillas, bomba, se saca tubería de 2 3/8", las varillas salen con desgaste por causa de la corrosión.
- El 29 de febrero del 2008 se saca bomba, varillas, barril de la bomba sale roto por corrosión, las últimas 10 cuplas salen con desgaste por causa operativa, se evalúa por SWAB y se recuperan 23 Bbls de petróleo, se saca tubería, el 1 de marzo del mismo año se continúa sacando tubería, asiento sale en mal estado por la corrosión, se mide tubería, niveles, PET - 2350, fondo @ 2750, se reemplaza asiento y 2 tubos largos, se saca tubo liso, se deja solo con perforado. El 2 de febrero se saca bomba y varillas,

bomba sale sin novedad, el anillo rectificado pasa el asiento (no hay sello asiento - bomba), se evalúa por SWAB y se recuperan 11 Bbls de petróleo.

- El 5 de febrero del 2008 se evalúa por SWAB y se recuperan 12 Bbls de petróleo, prueban bomba, bajan bomba, varillas, y asientan la bomba.
- El 8 de febrero del 2008 se evalúa por SWAB y se recuperan 17 bbls (12 bbls agua más 5 bbls petróleo), se realiza prueba de hermeticidad da negativo, se procede a sacar instalación sale 2 tubos con hueco por causa de la corrosión. El 9 de febrero se terminan de bajar instalación y esperan a probar la bomba, bajan bomba y las varillas, realizan prueba de hermeticidad, aprietan grampa, de retorno a base incidente con unidad (se rompe vidrio de unidad).
- El 28 de mayo del 2008 se interviene para un cambio de bomba tensionan sarta de varillas, negativo (maniobran para pescar), sacan varillas y bomba (incrustaciones de carbonato), evalúan por SWAB y recuperan 14 bbls de petróleo, prueban bomba, bajan bomba y varillas, asientan bomba, colocan tubería de producción y stuffing.
- El 18 de octubre del 2008 se sacan varillas y bomba, arman equipo de SWAB, evalúan por SWAB y recuperan 8 bbls de petróleo.
- El 19 de octubre del 2008 el asiento de bomba sale en mal estado, miden niveles (NL:2624 - F:2821 - OIL), bajan instalación, prueban bomba, bajan bomba + varillas, asientan bomba y colocan cabeza de balancín luego arman puente de producción.
- El 20 de octubre del 2008 se realiza prueba de hermeticidad y wireline toma carta dinamométrica.
- El 21 de octubre del 2008 se termina de sacar varillas y tubería, el último tubo sale roto por la corrosión y 7 tubos en mal estado, se mide tubería, se baja tubería calibrando, se asienta cabeza del pozo, se prueba bomba # 2287 (rwac 2 x 1 1/4" x 12), se baja bomba y varillas de 5/8" y se evalúa por SWAB y se recuperan 13 Bbls de petróleo más 1 Bbls de agua.
- El 3 de noviembre del 2008 sale el filtro tapado por carbonato.
- El 11 de febrero del 2009 sacan bomba y las válvulas salen con desgaste por causa operativa, evalúan por SWAB y recuperan 4 Bbls petróleo más 6 Bbls agua. El 12 de febrero vuelven a evaluar por SWAB y recuperan 6 bbls petróleo más 2 bbls agua, prueban bomba, bajan bomba, varillas y aprietan grampa.

- El 31 de octubre del 2009 sale el filtro de la bomba y la tubería esta tapada por lodo y parafina.
- El 1 de noviembre del 2009 se evalúa por SWAB, se recuperan 7 Bbls de petróleo, se quiebran varillas por manipulación inadecuada.
- El 2 de noviembre del 2009 sale un hueco en penúltimo tubo por causa de la corrosión, se baja tubería con asiento de bomba nuevo, se termina de bajar instalación, se evalúa por SWAB y se recuperan 7 Bbls.
- El pozo deja de producir y se interviene el 25 de febrero del 2010 se determina restos de escala obstruyendo en la válvula móvil, miden niveles (NL: 2200 - F: 2770), y se cambia un tubo en mal estado por causa operativa.
- El pozo deja de producir nuevamente y el 3 marzo del 2010 se cambia la bomba por problemas de desgaste en la bomba por causa operativa.
- Nuevamente, el pozo deja de producir y el 6 de marzo del 2011 sale la bomba en mal estado por causa operativa, 15 varillas con desgaste por la corrosión, y se evalúa y se recuperan 17.5 barriles de petróleo.
- El 7 de marzo del 2009 se mide niveles, nivel - 2700, petróleo más fondo - 2840, se cambian 9 varillas de 5/8" en mal estado, se baja tubería y asiento nuevo porque el anterior estaba en mal estado por causa operativa bomba y varillas, se colocan centralizadores, se asienta bomba y se coge carrera, pozo queda terminado.
- El 13 de marzo de 2011 se interviene el pozo y se saca instalación, miden y revisan tubería @ 450 sale un tubo roto por causa de la corrosión.
- El pozo deja de producir y se interviene el 15 de octubre del 2011 y sale un tubo roto @60 del asiento, se baja instalación cambiando un tubo corto en mal estado por un largo, luego al día siguiente el 16 de octubre se da dos corridas de SW recuperando 8.36 Bbls de petróleo contabilizados por sacada.
- El 20 octubre del 2011 se interviene para cambiar de sistema a Plunger Lift, tensionan y sacan la instalación, sale un tubo aplastado por causa de manipulación inadecuada, miden niveles (NL: 2400- F: 2800), miden tubería, bajan calibrando instalación, evalúan por SWAB y recuperan 26 bbls de petróleo, pescan STV, bajan pistón de Plunger, cambian empaque de cono, arman instalación de superficie.
- El 27 de octubre del 2010 se interviene el pozo y se arma equipo, pero no se puede pistonear porque el acople de superficie se desarma por manipulación inadecuada, se coloca acople prestado de unidad de SW, pero se tiene problemas con el

lubricador, se pistonea el pozo recuperando 12.35 Bbls de petróleo contabilizados por sacada. El 28 de octubre se pesca standing y se levanta la instalación 6 tubos largos @190.

- El 31 de octubre del 2011 se interviene para optimizar el sistema, se mide niveles (NL: 2500 - CAP: 2550 - FONDO: 2820). Se baja instalación y se evalúa el pozo y se recupera 5 Bbls de petróleo.
- Deja de producir el pozo y se interviene el 8 de noviembre del 2011 se evalúa el pozo recuperando 11.97 Bbls de petróleo en 5 corridas, se mide fondo y niveles (NL: 2810 - FONDO: 2840), se coloca nablo de macarroni para asentar las tuberías de producción e inyección a la misma altura. Se coloca empaques y se coloca cabeza de pozo, se despresuriza el pozo y desconecta línea de gas y tubería de producción.
- El 23 de noviembre del 2011 se evalúa el pozo recuperando 8 Bbls de petróleo más 7 Bbls de agua, se comienza a sacar instalación de Plunger Lift asistido para hacer cambio de sistema a bombeo mecánico, pozo queda para bombeo mecánico.
- El pozo baja la productividad y se interviene el 17 de abril del 2012 sale la bomba sale con presencia de escala y válvulas desgastadas no asentaban por causa operativa.
- El 14 de septiembre del 2012 se interviene porque deja de producir el pozo y se saca tubería, el segundo tubo sobre el asiento sale roto por la corrosión y se baja instalación cambiando el tubo. El 15 de septiembre la bomba sale con el pistón suelto. Se pistonea el pozo y se recupera en total unos 25 Bbls entre petróleo y agua un poco emulsionada.
- Se interviene el 20 de octubre del 2012 evalúan por SWAB y recuperan 38 Bbls fluido, miden niveles (NL: 2700 - CAP: 2800) recuperan 21 Bbls de fluido, pescan STV. Sale la tubería y la bomba atascada por causa operativa.
- El 25 de junio del 2013 se cambia de sistema, se saca varillas y bomba, se sacan 6 tuberías de 2 3/8" + asiento de bomba queda @ 2610, se arma cabezal de Plunger Lift.
- El 18 de septiembre de 2013 se arma equipo de SWAB, se evalúa y recupera 16" de petróleo, se mide fono y niveles, se cambia tubería en mal estado y se baja instalación, queda hermetizado y seco para que pase tubo perforado de 2 7/8. Luego se profundiza con dos tubos largos, se asienta instalación para bombeo mecánico.
- El pozo deja de producir y el 23 de noviembre de 2016 barril atascado con arena de formación, todas las varillas de 3/4" salen con parafina, se saca tubería, la tubería

sale limpia hasta 500 pies, el resto de tubería sale con arena en el interior, se termina de sacar tubería, tubo perforado sale tapado con arena.

- El 27 de diciembre del 2017 se evalúa pozo recuperando 8 Bbls de agua más 4 Bbls de oil, se inyecta ácido, reposa una hora, evalúa recuperando 17 Bbls.
- Se interviene el 13 de mayo del 2021 se tensiona hasta 30000 lbs y no desprende bomba, después se desprende la bomba y queda presa en el antepenúltimo tubo, últimos tubos salen incrustados con carbonato. Se evalúa por SWAB y se recupera 25 Bbls de agua y 5 Bbls de petróleo.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 2609 ft
 - Tubing Cortos de 2 3/8": 1
 - Tubing largos de 2 3/8": 84
- Profundidad del asiento: 2610 ft
- Profundidad del tapón: 2633 ft
- Longitud perforada: 22
- Bomba-Designación API: 20-125 RWAC 8-3-0-0
- # de Bomba: 597
- Total de varillas: 2610

4.2.19 Pozo SPA0236

La Tabla 23; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA0236 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 6 veces desde 2008 hasta 2019.
- El 13 de mayo del 2008 se interviene el pozo sacan varillas más bomba, tensionan la tubería y retiran la tubería, miden y revisan tubería y después bajan instalación, bajan bomba más varillas, asientan bomba y aprietan grampa.
- El pozo deja de producir y se interviene el 17 de mayo de 2009 se cambia de sistema a HL (herramienta local) bomba sale embastonada con escala, varillas en buen estado, se prueba bomba, se baja bomba y varillas, se asienta bomba.

- El 27 de noviembre del 2013 se cambia de sistema a bombeo mecánico, saca varillas y sale la bomba embastonada por escala pozo sopla, se saca tubería, tapón sale en mal estado baja tubería, se baja bomba y varillas, se asienta bomba.
- El 23 de mayo del 2015 para un cambio de bomba el anclaje de la bomba sale deformado por causa de arena de fractura y la válvula móvil está colapsado con carbonato.
- El 21 de diciembre del 2018 se interviene para cambiar facilidades, el varillón pulido sale con desgaste por rozamiento y se cambia el varillón por uno nuevo de igual característica.
- El 15 de agosto de 2019 se saca varillón que está con desgaste por rozamiento y se coloca uno nuevo.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 1814,8 ft
 - Tubing Cortos de 2 3/8": 2
 - Tubing largos de 2 3/8": 59
- Profundidad del asiento: 1815,8 ft
- Profundidad del tapón: 1833,8 ft
- Longitud perforada: 18
- Bomba-Designación API: 20-125 RWAC 8-3-0-0
- # de Bomba: 2377
- Total de varillas: 1818

4.2.20 Pozo SPA0238

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**muestra la información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA0238 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- El pozo es intervenido 26 veces desde 2007 hasta 2018.
- Se interviene el pozo el 23 de febrero de 2007 sacando cabeza de balancín, y retiran las varillas y la bomba.
- El 29 de octubre de 2007 se saca bomba más varillas, bomba sale embastonada con carbonato, 25 varillas de 5/8" salen con desgaste por corrosión, varillas no tienen centralizadores y se recuperan 2 Bbls.

- El 8 de diciembre del 2007 se saca instalación y sale la bomba con desgaste por causa operativa.
- El 10 de diciembre del 2007 se saca grampa más cabeza de balancín, se tensiona varillón y se saca la bomba, se saca la tubería de 2 3/8", y sale un tubo roto con carbonato, miden niveles (NL=1860, CAP=2080, F=2100), bajan instalación, prueban bomba, bajan bomba más varillas, asientan bomba, cogen carrera, y colocan el cabezal del balancín
- Se interviene el 23 de mayo del 2008 se saca bomba más varillas, bomba sale con scale, se evalúa por SWAB y se recuperan 2 Bbbs de petróleo, al día siguiente el 24 de mayo se recupera 1 Bbbs de petróleo, el último tubo sale con scale, se cambia tubo, se cambia asiento, se baja tubería, se bota STVF y se llena de agua la tubería para realizar prueba de hermeticidad.
- El 17 de octubre de 2008 se sacan varillas (8 últimas varillas con desgaste en cupla) y bomba (embastonada con carbonato), se evalúa por SWAB y se recuperan 1.5 Bbbs de petróleo. Al siguiente día el 18 de octubre se realiza prueba de hermeticidad, se saca tubería (instalación en buen estado), miden niveles (NL:2000 - CAP:2080 - F:2100) y bajan instalación.
- El 14 de abril del 2009 se realiza un cambio de sistema para producir mediante HL (herramienta local) por causa operativa hay un desprendimiento de la bomba.
- Cuando baja la producción del pozo se interviene el 17 de mayo de 2009 se saca varillas y bomba, salen 2 varillas con desgaste, se prueba bomba, se baja bomba y varillas, se asienta bomba y el pozo queda terminado.
- El 21 de mayo de 2009 se cambia bomba y varillas (cambian cuplas desgastadas) por causa de la corrosión, asientan bomba, colocan cabeza de balancín, colocan grampa y corbata de balancín y el pozo queda terminado.
- Deja de producir el pozo y se interviene el 23 de mayo del 2009 sacan bomba y varillas (perdida en una de las válvulas fijas más caja de válvula viajera sale en cilindro-posiblemente no fue bien ajustada), al día siguiente el 24 de mayo sacan tubería (asiento en mal estado con hueco por causa de la corrosión), bajan tubería, bajan bomba reparada, asientan bomba, colocan cabeza de balancín, colocan grampa y corbata de balancín y pozo terminado.
- Hay una baja producción en el pozo y se interviene el 29 de mayo de 2009 se empieza a sacar varillas y bomba (sale bomba con desgaste por causa operativa), se trastea

tubo de 24 y varilla de 25, se saca primer tubo, se baja tubo adicional, se baja primer tubo, se asienta cabeza del pozo, se baja bomba con ring valve más varillas, se asienta bomba y el pozo queda terminado.

- Hay baja producción en el pozo y se interviene el 19 de julio del 2009 sacan bomba y varillas sale la bomba con pérdida total en válvula viajera (desgaste por causa operativa), sacan tubería, miden y revisan tubería, bajan tubería, viran asiento, prueban bomba en superficie (buen estado), bajan bomba y varillas, asientan bomba.
- Vuelve a bajar la producción y se interviene el 3 de enero de 2011 se sacan varillas más bomba (scale - válvulas desgastadas), prueban bomba en superficie (funciona bien), bajan instalación, asientan bomba y el pozo queda terminado.
- Hay baja productividad en el pozo y se interviene el 8 de enero de 2011 se saca varillas más bomba y salen 5 varillas en mal estado con desgaste por causa operativa. Al día siguiente se evalúa el pozo recuperando 2.44 Bbls y después el 11 de enero se vuelve a evaluar pozo recuperando 1.61 Bbls de petróleo, se cambia asiento en mal estado (desgaste por causa operativa) y se baja instalación.
- Se interviene el pozo por baja producción el 23 de enero de 2011, se saca bomba y varillas más instalación, se mide niveles (NL: 2000 - CAP: 2050 - FONDO: 2140). Se baja tubería más bomba con ring valve, tubería sale en buen estado. Se baja instalación con asiento nuevo más bomba y varillas, pozo queda terminado.
- Se interviene para un cambio de sistema el 22 de diciembre de 2011, se saca varillas y bomba y se comienza a pistonear el pozo se saca tubería y se mide niveles (NL: 2000 - CAP: 2060 - FONDO: 2130). Se baja tubería calibrando, se reemplaza 3 tubos largos por los que el calibrador no pasaba, se asienta la instalación sobre la cabeza del pozo y se pistonea nuevamente y pozo queda terminado.
- El 24 de diciembre de 2011 se levanta la instalación y se coloca waibe sobre el cono para hermetizar la cabeza. Se asienta instalación y se coloca cabezal de superficie para Plunger Lift.
- El 28 de diciembre de 2011 se cambia de sistema sacan tubería, miden y revisan tubería (sin daño), miden niveles (NL: 1880 - A: 2080 - F: 2130) evalúan por SWAB y recuperan 10 Bbls de fluido, pescan STVF y no encontraban pescante, prueban bomba entrante en superficie (buen estado), clasifican varillas, bajan bomba y varillas, asientan bomba, colocan cabeza de balancín, arman puente de producción a bombeo mecánico y pozo terminado.

- Se interviene el 14 de junio de 2013 se evalúa por SWAB, dos corridas - negativo, sacan instalación - dos tubos con corte gillette (@ 1000 y antes del asiento), miden niveles (NL: 1850 - CAP: 2050 - F: 2140), bajan instalación, prueban bomba en superficie (buen estado), bajan bomba y varillas (cambian 4 varillas de 5/8 por 3/4), colocan neplós, asientan bomba, colocan cabeza de balancín y servicio terminado.
- Deja de producir y se interviene el 18 de junio de 2013 se saca varillas y bomba, se evalúa, se realiza una corrida y sale poco fluido, se saca tubería en singles, se revisa y se mide tubería, se separan 21 tubos en mal estado (picado por corrosión), se miden niveles, NIVEL - 1850, CAP - 2050, se baja tubería, se asienta tubería, se baja bomba y varillas y pozo queda terminado.
- Se interviene el 5 de junio de 2015 se arma equipo, saca bomba y varillas (bomba sale embastonada con carbonato), arma equipo de SWAB y recupera 4 Bbls. Se vaporiza perforado, se baja tubería, se prueba bomba en superficie, baja bomba y varillas, pozo terminado (se cambiaron 5 varillas de 5/8" y 8 cuplas de 5/8").
- El 21 de noviembre de 2017 sarta de varillas, no salta bomba, se maniobra, se saca varillas y sale varilla suelta de cupla en mal estado (desgaste-deformado por causa de rozamiento y corrosión), se evalúa para achicar columna, se recuperan 5 Bbls de agua, se deben cambiar cuplas de varillas de 5/8". se sacan 24 varillas 5/8" más bomba (incrustación de carbonato), se limpia tubería nueva con óxido interno, se baja instalación para bombeo mecánico, se prueba bomba entrante, se baja bomba y varillas, se asienta bomba y pozo queda terminado.
- Se interviene el 27 de diciembre de 2017 se evalúa con 50 ft de nivel más profundiza con tubería 40 ft y se evalúa hasta agotar nivel, inyecta ácido, reposa una hora, evalúa con 200 ft de columna inicial (recupera 3 Bbls de agua), saca 2 tubos más coloca tubo colgador, prueba y baja bomba y varillas, asienta bomba y queda pozo operativo.
- Se interviene el 14 de junio de 2018, tensiona la sarta de varillas, sale el pistón atascado con carbonato, se baja maniobra y se logra pescar sarta continúa sacando recupera bomba, saca tubería en single, revisa y mide instalación sin novedad, se empieza a bajar la misma instalación, en superficie se prueba bomba y se baja más sarta de varillas, asienta bomba y monta cabeza del balancín, arma puente de producción y pozo queda operativo.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 2062,1 ft
 - Tubing Cortos de 2 3/8": 1
 - Tubing largos de 2 3/8": 65
- Profundidad del asiento: 2063,1 ft
- Profundidad del tapón: 2085,6 ft
- Longitud perforada: 22,5
- Bomba-Designación API: 20-125 RWAC 12-4-0-0
- # de Bomba: 2143
- Total de varillas: 2054

4.2.21 Pozo SPA0240

La Tabla 25 muestra la información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA0240 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 10 veces desde el año 2007 hasta el 2019.
- El 13 de agosto del 2007 sacan varillas más bomba, prueban bomba, bajan bomba más varillas y bajan equipo.
- El 25 de julio de 2012 sacan varillas limpiando de parafina, bomba embastionada (con presencia de parafina), limpian tubería con copas, evalúan por SWAB, sacan tubería, miden y revisan tubería, bajan instalación, viran asiento, bajan bomba y varillas, asientan bomba, arman puente de producción y pozo terminado.
- El pozo deja de producir se interviene el 7 de agosto de 2012 se saca varillas y bomba, se pistonea el pozo, se realiza prueba de hermeticidad de tubería (sin novedad). La bomba sale con presencia de agua lodo y válvulas desgastadas, se baja bomba y varillas y pozo queda operativo.
- Se interviene el pozo el 13 de agosto de 2012 la bomba sale con piedras en la caja de la válvula viajera que ocasionaban taponamiento, se pesca STDV, se baja bomba y varillas y el pozo queda terminado.
- Se interviene el 24 de agosto de 2012 sacan varillas y bomba (embastionada con lodo), sacan tubería, miden niveles (NL: 1350- PET - CAP: 1550 - f: 2500), bajan tubería para evaluar por SWAB y recuperan total 14 Bbls de fluido. El 11 de septiembre se vuelve a intervenir, se baja instalación profundizando hasta 2208, se

pistonea el pozo recupera 4 Bbls de petróleo y 8 Bbls de agua, se baja bomba y varillas y pozo queda operativo.

- El pozo deja de producir el 5 de octubre de 2013 se saca varillas y bomba, bomba sale embastonada con parafina, se lleva a reparar bomba, se baja bomba reparada más varillas, se asienta bomba y pozo queda terminado.
- El 31 de octubre de 2013 sacan varillas y bomba, empiezan a sacar tubería, el asiento y dos tubos en mal estado (atascado con lodo) y tubo liso con lodo, bajan instalación, prueban bomba en superficie (buen estado), bajan bomba y varillas, asientan la bomba y servicio terminado.
- Se interviene el 17 de febrero de 2014 sacan varillas y bomba, evalúan por SWAB y recuperan 30 Bbls de fluido (13 Bbls de petróleo más 17 Bbls de agua) prueban bomba en superficie (buen estado), bajan bomba y varillas, asientan bomba y servicio terminado.
- El 15 de agosto de 2019 se interviene el pozo y la bomba se desprende, se saca varillas y se las limpia (presencia de carbonato), se desmonta equipo, quiebra varillas. El 16 y 19 de agosto se continúa trabajando se evalúa por SWAB recuperando 5 Bbls de petróleo más 9 Bbls de agua, se mide tubería, se termina de bajar tubería, se prueba bomba (buen estado), se baja bomba más varillas, se limpia contrapozo y servicio terminado.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 2154,6 ft
 - Tubing Cortos de 2 3/8": 1
 - Tubing largos de 2 3/8": 69
- Profundidad del asiento: 2155,6 ft
- Profundidad del tapón: 2178,5 ft
- Longitud perforada: 22,9
- Bomba-Designación API: 20-125 RWAC 8-3-0-0
- # de Bomba: 718
- Total de varillas: 2137

4.2.22 Pozo SPA0241

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**muestra información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA0241 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 13 veces desde 2007 hasta 2013.
- El 10 de enero de 2007 sacando varillas (desgaste por rozamiento) más bomba, sacando tubería midiendo instalación y niveles @ 1400, CAP @ 2750, FONDO @ 2900, bajando instalación se prueba bomba, se baja bomba más varillas.
- Se interviene el pozo para un cambio de bomba el 27 de abril de 2007 se sacan bomba más varillas, bajan bomba reparada (desgaste por causa operativa).
- El 31 de agosto de 2007 se saca varillas más bomba, se prueban y está en buen estado, se baja bomba más varillas, se asienta bomba y pozo terminado.
- El 2 de octubre de 2008 intervienen el pozo se tensiona la bomba, sacan varillas más bomba (sellos rotos por mal ajuste), sacan instalación, cambian de posición el asiento, miden niveles (NL:2500 - OBST: 2750 barriles de petróleo). El 5 de octubre se cambia de sistema a HL (herramienta local) bajan instalación, bajan bomba más varillas, asientan bomba, tensionan las varillas, sacan bomba más varillas (fuga en pistón por causa operativa) y se evalúa por SWAB más y se recuperan 8 Bbls de petróleo, esperan bomba, bajan bomba más varillas y asientan la bomba.
- El 25 de marzo de 2009 se saca varillas más bomba, se saca tubería, se revisa y se mide tubería, miden niveles (NL: 2400 - CAP: 2740 - A: 2760 - F: 2900), se baja tubería calibrando, se asienta cabeza del pozo, prueban bomba en superficie (buen estado), se baja bomba y varillas, se asienta bomba y pozo queda terminado.
- El 20 de febrero de 2010 sacando tubería, chequeando instalación, reemplazando 3 tubos cortos en mal estado (tubería colapsada @ 300 por fatiga), bajando instalación y pozo queda terminado.
- El 6 de julio de 2011 se realiza un cambio de sistema a bombeo mecánico se sacan varillas y bomba (embastonada por carbonato), válvulas desprendía por fatiga, prueban bomba en superficie (buen estado), bajan bomba y varillas, pozo terminado.
- El 8 de noviembre de 2011 se saca varillas y bomba, la bomba sale con válvula móvil desgastada por causa operativa y fija con mínima pérdida, después de sacar la bomba el pozo sopla y se riega fluido alrededor de la locación 1.5 metros. Se evalúa el pozo

recuperando 9 Bbls de petróleo en 3 corridas, se baja bomba y varillas y el pozo queda terminado.

- El 17 de noviembre de 2011, se retiran las varillas y la bomba, evalúan por SWAB y recuperan 20.5 Bbls de fluido (11 Bbls de petróleo más 1.5 Bbls agua), sacan tubería, problemas con la tenaza, asiento de bomba con lodo, miden niveles (NL: 2500 - CAP: 2700 - 2750 AGUA), bajan instalación, bajan bomba y varillas.
- Baja la producción del pozo y se interviene el 3 de enero 2012, se sacan las varillas y la bomba (embastonada con lodo), jaula de la válvula viajera y válvula viajera llenas de lodo, pistón completamente taponado con lodo, se baja bomba y varillas, y el pozo queda terminado.
- El 28 de noviembre de 2013 sacan varillas y bomba, evalúan y recuperan 12 Bbls de fluido, se retira la tubería, miden y revisan instalación, bajan instalación, prueban bomba en superficie (buen estado), bajan bomba y varillas, asientan bomba y servicio terminado.
- El pozo deja de producir y se interviene el 28 de diciembre de 2013, se retiran las varillas y la bomba, se saca tubería y salen algunos tubos flojos, 3 tubos salen con hilos en mal estado, asiento de bomba (sin daño), se prueba tubería con presión, se selecciona tubería en buen estado, se baja tubería, con prueba de hermeticidad, se reemplazaban en total 27 tubos largos con hilos desgastados, se baja tubería, se asienta instalación, se prueba bomba entrante, se baja bomba y varillas, se asienta bomba y el pozo queda terminado.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 2642 ft
 - Tubing Cortos de 2 3/8": 1
 - Tubing largos de 2 3/8": 85
- Profundidad del asiento: 2643 ft
- Profundidad del tapón: 2665,1 ft
- Longitud perforada: 22,1
- Bomba-Designación API: 20-125-RWAC-12-4
- # de Bomba: 2288
- Total de varillas: 2650

4.2.23 Pozo SPA0245

La Tabla 27 muestra información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA0245 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 3 veces desde 2007 hasta 2012.
- El 16 de marzo de 2007 cambio a HL (herramienta local) armando equipo, desarmando puente de producción, sacando varillas más bomba, sacando tubería (sale tubería y asiento con hueco por causa de la corrosión), midiendo niveles, bajando tubería, asiento y tubo perforado, probando bomba, bajando bomba más varillas, asentando bomba y el puente de producción queda listo.
- Se cambia de sistema a bombeo mecánico el 14 de abril de 2009 se saca varillas más bomba, se saca tubería (tubo y cruceta desprendida por causa operativa), se revisa y se mide tubería, se miden niveles (NL: 2120 - CAP: 2425), se baja tubería, se prueba bomba (buen estado), se baja bomba más varillas, se asienta bomba y el pozo queda terminado.
- Deja de producir el pozo y se interviene el 18 de julio de 2012, se saca varillas y bomba, la bomba sale embastonada con carbonato, barril perforado y válvulas desgastadas. Se saca tubería, el asiento sale en mal estado y sale el tubo perforado lleno de lodo. Se toma niveles (NL: 1400 - CAP: 2550 - FONDO: 2860). Se baja la misma instalación cambiando de asiento y bomba, el pozo queda terminado.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 2788,8 ft
 - Tubing largos de 2 3/8": 90
- Profundidad del asiento: 2789,8 ft
- Profundidad del tapón: 2813,8 ft
- Longitud perforada: 24
- Bomba-Designación API: 20-125 RWAC 8-3-0-0
- # de Bomba: 708
- Total de varillas: 2791

4.2.24 Pozo SPA0246

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**muestra información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA0246 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 4 veces desde 2009 hasta 2018.
- Se interviene el 24 de marzo de 2009, se retira varillas y bomba, se evalúa por SWAB y se recuperan 12 Bbls, se saca tubería, se revisa más se mide tubería, se baja tubería calibrando, se asienta cabeza del pozo, se baja bomba, se saca varillas, se asienta bomba y el pozo queda terminado.
- El 11 de septiembre de 2012 se saca varillas y bomba, la bomba sale con válvulas fija y móvil desgastado por causa de rozamiento se saca instalación y toma niveles (NL: 1700 - CAP: 1840 - FONDO: 2040), se baja instalación y pozo queda terminado.
- El 9 mayo de 2018 se sacan varillas y recupera bomba; saca tubería, revisa sin novedad, baja la misma instalación, se prueba bomba en superficie, se reemplaza varillas en mal estado (desgaste por carbonato), al día siguiente el 10 de mayo sale pistón atacado por carbonato, se baja bomba asienta, se limpia el contrapozo y queda el servicio listo.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 1887,1 ft
 - Tubing largos de 2 3/8": 49
- Profundidad del asiento: 1888 ft
- Profundidad de la cruceta: 1912,1 ft
- Longitud perforada: 23,5
- Bomba-Designación API: 20-125 RWAC 8-3-0-0
- # de Bomba: 780
- Total de varillas: 1874

4.2.25 Pozo SPA0247

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**muestra información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA047 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 9 veces desde 2007 hasta 2020.
- El 28 de abril de 2007 se intervino el pozo y se arman equipo, sacan cabeza de balancín, sacan varilla más bomba. Miden niveles (NL=2475, CAP=2775, F=2950), bajan tubería perforada más asiento, se espera tubería para profundizar, terminan de bajar tubería, bajan varillas más bomba, colocan cabezal de producción y queda el pozo terminado.
- Se interviene el 29 de octubre 2008 y sacan cabeza de balancín, sacan bomba más varillas, evalúan por SWAB (recuperan 33 Bbls de fluido), pescan STV, quiebran varillas (por manipulación inadecuada), pendiente, sacan instalación, miden y revisan instalación, miden niveles (NL:2680 - CAP:2800 - A:2830 - F:2880), bajan instalación, evalúan por SWAB y recuperan 12 Bbls de fluido y bajan bomba más varillas, asientan bomba, colocan cabeza de balancín y el pozo queda listo.
- El 3 noviembre de 2008 se interviene por un cambio de bomba, se saca bomba y varillas, se evalúa por SWAB y se recuperan 8 Bbls de petróleo, el día 6 de noviembre de 2008 se evalúa nuevamente por SWAB y se recuperan 8.5 Bbls de petróleo más 1.5 Bbls de agua, se prueba tubería con agua, tubería sin daño, se asienta bomba y el pozo queda terminado.
- Se intervino el pozo el 4 de diciembre de 2008, se evalúa por SWAB y se recuperan 17 Bbls de petróleo más 3 Bbls de agua. El día 6 de diciembre de 2008 se evalúa por SWAB y se recuperan 4 Bbls de petróleo. El día 8 se vuelve evaluar por SWAB y se recuperan 6 Bbls de petróleo más 3 Bbls de agua. Se baja bomba más varillas, se asienta bomba, y pozo queda terminado.
- El 16 de marzo de 2009 se sacan bomba (copas en mal estado - desgaste en válvulas), evalúan por SWAB y recuperan 11 Bbls petróleo más 1 barril de agua. Se baja bomba más varillas, se asienta bomba y pozo queda terminado.
- El 12 de marzo de 2020 sacan el varillón de 11 ft más 72 varillas de 5/8", salen con carbonato, saca bomba #6001 más neplo de 2 ft, se baja a 1200 ft, no logra bajar más, desarma equipo de SW, al siguiente día se continúa trabajando saca instalación, salen 38 tubos en buen estado más 6 tubos en mal estado (tubería sale con óxido y carbonato para su respectiva limpieza). Se baja bomba de 8 ft # 586 más varillón de 11 ft con 2 neplos de 3/4" x 6 más 40 varillas de 3/4 " más 72 varillas de 5/8 " y el pozo queda terminado.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 2812,6ft
 - Tubing cortos de 2 3/8": 1
 - Tubing largos de 2 3/8": 91
- Profundidad del asiento: 2813,6 ft
- Profundidad del tapón: 2843,6ft
- Longitud perforada: 20
- Bomba-Designación API: 20-125 RWAC 8-3-0-0
- # de Bomba: 586
- Total de varillas: 2802

4.2.26 Pozo SPA0248

La Tabla 30 muestra información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA0248 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 6 veces desde 2008 hasta 2012.
- El 29 de marzo de 2008 se interviene, sacan bomba más varillas y bomba no salta, las varillas salen con parafina, se termina de sacar varilla y bomba con 2 varillas quedan pescadas, el 30 de marzo, se evalúa por SWAB y se recuperan 10 Bbls de fluidos, sacan la tubería y sale en buen estado, se mide niveles, PET - 3640, CAP - 3860, se mide tubería, se baja tubería, se prueba bomba, se baja bomba más varillas, se asienta bomba y queda el pozo terminado.
- El 28 de marzo de 2009 se cambia a producir por herramienta local, se retiran las varillas más bomba, se evalúa por SWAB y se recuperan 2 Bbls petróleo más 4 Bbls agua, se saca tubería, se revisa y se mide tubería, se baja tubería calibrando, y se asienta el cabezal del pozo. Prueban bomba en superficie (buen estado), bajan bomba y varilla, cambian varillón, asientan bomba y queda el pozo terminado.
- Se interviene el 5 de mayo de 2012 se saca varillas y bomba, las varillas salen en buen estado, pero con parafina, la bomba sale con escala y parafina, además las válvulas y el pistón salen desgastados se baja paraffin cutte. El 8 de mayo se saca tubería y revisa y limpian la tubería, se baja tubería, comienza a bajar bomba, bajan varillas, se asienta bomba, arma puente de producción y el pozo queda terminado.

- El pozo deja de producir y se interviene el 21 de julio de 2012 se retira la sarta de varillas y se siente que la bomba no salta, se maniobra y logra enroscar la bomba, se saca varillas, faltando 5 varillas por sacar se desprende la bomba de la última varilla y cae dentro del tubing. Se observa que la cupla de donde se desprendió la bomba tenía los hilos barridos. Luego se pistonea con SW, no se recupera petróleo, solo las cuplas salen con parafina, se cambia cuplas desgastadas y comienza a bajar sarta de varillas para enroscar la bomba, la bomba se desprende y retiran las varillas. Se recupera la bomba, y arman el equipo de SW y pistonea el pozo recuperando 5.11 Bbls de petróleo, se baja bomba y varillas, se asienta la bomba, coloca puente de producción, y el pozo queda terminado.
- El 27 de diciembre de 2012, se vuelve a intervenir para un cambio de bomba arma equipo, se maniobra positivo, sacan varillas y bomba (embastonada con parafina), se evalúa (recuperan 13 Bbls fluido), bajan la bomba y varillas, asienta bomba, colocan grampa y queda el pozo terminado.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 3741,8 ft
 - Tubing cortos de 2 3/8": 1
 - Tubing largos de 2 3/8": 125
- Profundidad del asiento: 3742,8 ft
- Profundidad del tapón: 3763,7 ft
- Longitud perforada: 20,9
- Bomba-Designación API: 20-125-RWAC-8-3
- # de Bomba: 726
- Total de varillas: 3836

4.2.27 Pozo SPA0250

La Tabla 31 muestra información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA0250 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 5 veces desde 2008 hasta 2021.
- Se interviene el 12 de diciembre de 2008 y se saca bomba más varillas, bomba sale con cuplas en mal estado (desgaste por fatiga), se saca tubería, se mide tubería, toda la instalación queda fuera del pozo. Al día siguiente continúa trabajando y se toma niveles, PET - 1470, AGUA - 1680, se baja tubería, se asienta cabeza del pozo, se prueba bomba, se baja bomba más varillas, se asienta bomba y el pozo queda terminado.
- El 25 de julio de 2013, empiezan a sacar varillas, el pozo empieza a fluir, esperan y continúan sacando varillas y bomba, se limpia la locación, arma equipo de SWAB, se pistonea y recupera 4 Bbls de petróleo y 2 Bbls de agua, pozo queda sin nivel, la bomba sale tapada de lodo. Se saca instalación, asiento sale en mal estado (golpeado por causa operativa). Se baja instalación, bomba y varillas, y el pozo queda terminado.
- El 31 de mayo de 2015 se arma equipo, se tensiona y retiran varillas y bomba, saca tubería, cambia 3 tubos cortos por 2 largos, sale el pistón (deformado por el lodo) y la válvula móvil (fuga por el rozamiento), bajan la bomba y varillas.

- Se interviene para cambiar facilidades el 16 de enero de 2020 se desarma puente de producción, se levanta y retira varillón de 11 ft, baja varillón de 8 ft, más neplo de varilla de 2 ft (desgaste por rozamiento), asienta bomba de subsuelo, arman puente de producción, colocan grampa y el pozo queda terminado.
- El 19 de mayo de 2021 intervienen el pozo, desprenden la bomba, sacan varillas más bomba (varillas salen mojadas con petróleo), sale el pistón deformado por lodo y la válvula móvil desgastada por rozamiento, realizan SWAB y recupera 8 Bbls de petróleo y 3 bbls de agua, prueba bomba, baja varillas más bomba y asientan bomba, arma puente de producción y el pozo terminado.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 1893,3ft
 - Tubing cortos de 2 3/8": 1
 - Tubing largos de 2 3/8": 125
- Profundidad del asiento: 1893,3 ft
- Profundidad del tapón: 1918,3 ft
- Longitud perforada: 24
- Bomba-Designación API: 20-125 RWAC 8-3-0-0
- # de Bomba: 729
- Total de varillas: 1887

4.2.28 Pozo SPA0251

La Tabla 32 muestra información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA0251 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 7 veces desde 2008 hasta 2018.
- El 21 de junio de 2008 se saca bomba más varillas, 90% de varillas salen con parafina, bomba sale embastonada con parafina, se saca tubería, se baja la tubería y se evalúa por SWAB, se recuperan 7 Bbls de petróleo más 9 Bbls de agua. Se vuelve a evaluar el 23 de junio por SWAB y se recuperan 10 Bbls de fluidos, se prueba bomba, se baja bomba más varillas, se asienta bomba y pozo queda terminado.
- Se interviene 27 de febrero de 2010 porque la bomba deja de trabajar sacan cabeza de balancín, sacan varillas más bomba (limpian varillas con parafina y bomba sale

- embastonada y dañada las copas), limpian tubería, asiento en mal estado, bajan asiento nuevo, bajan bomba más varillas, asientan bomba y el pozo queda terminado.
- El pozo deja de producir y se interviene el 11 de marzo de 2012 se saca varillas y bomba, la bomba sale embastonada con parafina y scale, válvulas con desgaste, las varillas salen con parafina, se limpia. Se baja paraffin cutter para limpiar, se pistonea el pozo recuperando 35 Bbls de petróleo. Se continúa trabajando el 13 y 14 de marzo se pistoneando el pozo y se recupera 11 Bbls de petróleo más 2 de agua, se tensiona tubería, pero no se puede levantar la tubería (tubería esta presa), se maniobra para aflojar, pero solo se logra levantar 15 tubos, en ese punto la tubería no sube ni baja, se inyecta 5 Bbls de aceite absorbedor con xt-47 para aflojar mientras la tubería sigue tensionada. Se continúa maniobrando la instalación y se tensiona hasta 60000 psi, debido a la tensión, la tubería se rompe y resortea golpeando con el block impresor y abriendo las elevadoras, al abrirse las elevadoras, la tubería cae sobre el cabezal y se rompe el primer tubo en la parte del cono, por lo que la instalación cae dentro del pozo. Se comprueba con la estampa que el tope del pescado está a 200. Se baja a pescar con tubería más pescante de aleta, se maniobra y saca y se recuperan 30 tubos en mal estado por la caída. El 15 y 16 de marzo se baja con instalación con tubería nueva y perforado en punta al fondo, a 3500, se tiene nuevamente problemas al pasar, pero se baja maniobrando despacio, se baja toda la tubería, pendiente bajar varillas y bomba, se pistonea el pozo recuperando 32.47 Bbls de petróleo, se baja bomba y varillas y el pozo queda operativo.
 - El pozo deja de producir se interviene el 10 de septiembre de 2013 se sacan las varillas y bomba, salen con parafina y se limpian, el asiento de bomba @ 4496.3, se limpia tubería por dos ocasiones hasta, se sacan 2000 de tubería, se limpia tubería restante, se termina de sacar toda la instalación se coloca grasa en cajas de tubos, se baja tubería, se asienta instalación, se prueba bomba entrante, se baja bomba y varillas, se asienta bomba y el pozo queda terminado.
 - Se interviene el 15 de agosto de 2018 y empieza a sacar varillas, se saca la sarta de varillas, pero esta bomba no sale, se empieza a sacar tubería, pero después del tubo # 27 se encuentra la columna llena, se arma equipo de SWAB y se achica la columna, se recupera bomba que no había salido con las varillas, se baja tubería nueva en el pozo, se saca protectores y engrasa cuellos, asienta tubo colgador. El día 16 y 17 se

pesca standing prueba en superficie bomba y baja, asienta monta cabeza del balancín, arma puente de producción y el pozo queda operativo.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 4483,9 ft
 - Tubing cortos de 2 3/8": 1
 - Tubing largos de 2 3/8": 145
- Profundidad del asiento: 4484,9 ft
- Profundidad del tapón: 4506,9 ft
- Longitud perforada: 22
- Bomba-Designación API: 20-125 RWAC 12-4-0-0
- # de Bomba: 2284
- Total de varillas: 4468

4.2.29 Pozo SPA0255

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA0255 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 13 veces desde 2007 hasta 2022.
- El 30 de marzo de 2007 se saca cabeza del balancín y se desasienta la bomba, sacando varillas en singles (varillas-cuplas con desgaste por parafina), sacando tubería y se baja tubería y queda terminado el pozo.
- El 5 de abril de 2007 se retiran las varillas, se prueba bomba, se espera neplós se asienta bomba, sacan cabeza de balancín, retiran las varillas y la bomba, se llevan a chequear bomba y pescan standing valve, prueban bomba, bajan varilla más bomba, asientan bomba, y colocan la cabeza del balancín y dejan el pozo listo.
- Se interviene el 24 de agosto de 2007 se saca varillas más bomba se prueba bomba, se baja bomba más varillas y queda pozo.
- Pozo baja su producción y se interviene el 10 de mayo de 2009 sacan cabeza de balancín, sacan bomba y varillas (presencia de parafina mínima - limpian varillas), sacan tubería, miden y revisan tubería, limpian tubería con paraffin cutter (16

dobles), bajar tubería, prueban bomba en superficie (buen estado), bajan bomba y varillas, y finalmente colocan cabeza de balancín.

- El 19 de agosto de 2009 se tensionan, no salta bomba, se maniobra, intento negativo, se saca varillas, ultima varilla sale con hilos en mal estado (roto por manipulación inadecuada), se sacan 29 tubos cortos, se evalúa por SWAB, se recuperan 17 Bbls de petróleo. Se saca tubería, se recuperan varillas y bomba, se mide tubería, se miden niveles, PET - 3550, CAP - 3895, FONDO - 4080, se baja tubería, se asienta cabeza del pozo, se prueba bomba, se baja bomba y varillas, se reemplazan varillas en mal estado, se asienta bomba y pozo queda terminado.
- El 23 de noviembre de 2013 se interviene el pozo, sacan varillas limpiando de parafina y bomba, sacan varillas y equipo de SWAB y evalúan limpiando tubería de parafina y recuperan 13 Bbls de fluido, sacan tubería, miden tubería, empiezan a bajar tubería con asiento nuevo, bajando instalación para bombeo mecánico.
- El 8 de febrero de 2014 sacan varillas limpiando de parafina, sacan bomba, limpian tubería, evalúan con SWAB y recuperan 5 Bbls de fluido, prueban bomba entrante en superficie (negativo - bomba # 2257 - pistón duro), regresan bomba a talleres, prueban otra bomba entrante nueva en superficie (negativo - bomba # 2372 - sin succión - desarman y verifican que válvula fija se queda por exceso de grasa no realiza sello con asiento - limpian y arman), bajan bomba y varillas, asientan bomba y servicio terminado.
- Intervienen el pozo el 1 de marzo de 2014 desarman puente de producción, sacan varillas y bomba, sacan instalación (asiento en mal estado y 4 tubos en mal estado-tapado y perforado con lodo).
- El pozo deja de producir y se interviene el 26 de mayo de 2016 retiran la bomba y las varillas, salen llenas de parafina y bomba embastonada, se limpia tubería, se realiza 10 bajadas para limpiar. Bajan bomba y varillas, asienta bomba y pozo terminado.
- El 8 de octubre de 2021 tensiona y desprende bomba, saca varillas más bomba, varilla salen con parafina suave, tensiona y saca tubo colgador, saca 3 tubos y pozo quiere fluir, asienta tubo colgador, coloca válvula y se conecta a carreta. pozo fluyendo.

- El 10 de enero 2022 se despresuriza, se coloca control stripper y se evalúa por SW, pozo fluye a tina y sacan 15 Bbls de petróleo, se realiza dos corridas y no recupera nada, se pesca standing, se arma puente de producción y pozo queda abierto a tina.
- El 24 de mayo de 2022 realiza una corrida de SW, saca cabeza de pozo, comienza a sacar tubería, saca tubería (sale pistón deformado por lodo-válvula móvil con fuga por fatiga). El 27 de mayo se continúa sacando tubería, pozo fluye por tubing. El 1 de junio comienza a bajar tubería nueva para operación, pozo fluye por tubing, se baja 48 tubos 2 3/8". El 6 de junio se evalúa por SW recupera 11 bbls. El 7 de junio y se evalúa por SW recupera 17 bbls, prueba bomba, baja varillas más bomba, asienta y cierran el pozo.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 3791,31 ft
 - Tubing largos de 2 3/8": 127
- Profundidad del asiento: 3792,1 ft
- Profundidad del tapón: 3815 ft
- Longitud perforada: 22,9
- Bomba-Designación API: 20-125 RWAC 12-4-0-0
- # de Bomba: 2903
- Total de varillas: 3781

4.2.30 Pozo SPA0256

La Tabla 34 muestra información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA0256 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 4 veces desde 2013 hasta 2018.
- Retiran varillas y bomba, queda fuera todas las varillas SWAB y se evalúa hasta agotar nivel recuperando 19 Bbls de petróleo, tensionan y sacan instalación, revisan y miden tubería, se cambia de lado asiento de bomba, bajan instalación, prueban bomba en superficie (buen estado), bajan bomba y varillas, asientan bomba y servicio terminado.
- Pozo deja de producir y el 16 de junio de 2017 sacan varillas y bomba (pistón deformado por corrosión- válvula móvil con desgaste por causa operativa), evaluando

por SWAB en la tercera corrida sacan tubería (los 10 últimos tubos salen llenos), pescan STVV, miden niveles (NL: 1150 - CAP:1350 - F: 1500), miden tubería y revisan tubería, bajar instalación , reemplazan 3 tubos, asientan instalación, prueban bomba en superficie (buen estado), bajan bomba y varillas, asientan bomba, arman puente de producción y servicio terminado.

- El 20 de julio de 2018 se saca instalación (anclaje bomba deformado-varillón desgaste por causa operativa) se cambia varillón de 11 por uno de 8", se desmonta stuffing box, cambia de varillón de 11 por uno de 8" más neplos, arma stuffing coge y pozo queda operativo.
- Se interviene el 30 de diciembre el 2018 se tensiona la sarta y retiran el varillón (desgaste por rozamiento) asienta bomba coge carrera y pozo operativo.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 1320,7 ft
 - Tubing largos de 2 3/8": 3
 - Tubing cortos de 2 3/8": 56
- Profundidad del asiento: 1321,7 ft
- Profundidad del tapón: 1325,7 ft
- Longitud perforada: 24
- Bomba-Designación API: 20-125 RWAC 8-3-0-0
- # de Bomba: 775
- Total de varillas: 1376

4.2.31 Pozo SPA0259

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**muestra información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA0259 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 5 veces desde 2007 hasta 2015.
- El 11 de septiembre de 2011 se saca varillas más bomba, varillas salen con parafina y se limpian, se despresuriza gas del pozo, se saca tubería, tubería sale bien apretada, se mide tubería, mide niveles, se baja tubería más asiento, tubo perforado, tapón, se

prueba bomba, se baja bomba más varillas, se asienta bomba y el pozo quedo terminado.

- Se interviene el 23 de septiembre de 2007 se saca varillas más bomba, se tensionan las varillas, se prueba bomba (buen estado), se baja bomba más varillas, se asienta bomba.
- El 10 de mayo de 2008 se interviene el pozo, se tensionan las varillas, se saca varillas de 3/4", se saca bomba más varillas, bomba sale embastonada con scale, se saca tubería, asiento sale en mal estado (asiento @ 2419.4), se prueba bomba, se baja bomba más varillas, se asienta bomba y el pozo queda terminado.
- El 24 de abril de 2009 se interviene para un cambio de bomba, se retira la bomba y varillas (sale bomba con rimboll más limpian varillas de parafina), prueban bomba en superficie (buen estado), bajan bomba y varillas, asientan bomba y pozo terminado.
- El pozo deja de producir se interviene el 9 de noviembre de 2015 y tensiona la sarta de varillas, se saca varillas y bomba, varillas salen con parafina, bomba sale embastonada, se limpian varillas con alambre. El 10 de noviembre se evalúa pozo recuperando 10 Bbls de fluido, se pesca STV, se saca tubería, se miden niveles, nivel - 2350, CAP - 2400, agua más fondo - 2700, se comienza a bajar tubería, se profundizan 4 tubos 2 3/8", se asienta instalación, se coloca anillo más se ajusta brida, se prueba bomba entrante, se baja bomba y varillas, se asienta bomba y el pozo queda terminado.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 2551,9 ft
 - Tubing largos de 2 3/8": 5
 - Tubing cortos de 2 3/8": 106
- Profundidad del asiento: 2552,9 ft
- Profundidad del tapón: 2576,1 ft
- Longitud perforada: 24,1
- Bomba-Designación API: 20-125 RWAC 8-3-0-0
- # de Bomba: 771
- Total de varillas: 2543

4.2.32 Pozo SPA1001

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**muestra información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA1001 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 28 veces desde 2007 hasta 2023.
- El 5 de febrero de 2007 se tensiona la bomba, se saca el cabezal del balancín, se desarma puente de producción, se saca bomba más varillas, se saca tubería, sale en buen estado, asiento, salen limpios, se mide nivel @ 1300, CAP @ 1850, se baja tubería, se asienta cabeza de pozo, se baja bomba más varillas, se pone cabeza de balancín y pozo queda terminado.
- El 26 de agosto de 2007 se saca bomba más varillas, se prueba bomba (buen estado), se baja bomba más varillas, se asienta bomba y pozo queda terminado.
- El 17 de enero de 2008 se saca bomba más varillas, bomba sale con fuga en válvulas con parafina, se prueba bomba, se baja bomba más varillas, bomba no asienta, se saca bomba y varillas, solo sale vástago de la bomba, resto de bomba queda en el pozo, se saca tubería. El 18 y 19 de enero se aliviana columna con SWAB, se saca tubería, wireline mide niveles, PET - 1325, CAP - 1600, AGUA - 1650, AGUA - 2000, se baja tubería, se prueba bomba y se baja bomba más varillas, se asienta bomba y pozo queda terminado.
- El 12 de mayo de 2008 se saca bomba más varillas (bomba y válvulas con desgaste con scale), se evalúa por SWAB y se recuperan 4 Bbls de petróleo más 9 Bbls de agua en 3 corridas, se prueba bomba, se baja bomba más varillas, se asienta bomba y pozo queda terminado.
- Se interviene el 8 de agosto de 2008 desarman puente de producción y cabeza de balancín, tensionan carillas, sacan varillas más bomba, asientan bomba, aprietan grampa, evalúan por SWAB y recuperan 5 bbls petróleo más 4 bbls agua. El día 9 y 10 de agosto se saca tubería en singles a pulso, tubo sale rota por corrosión, asiento sale en buen estado, se baja tubería calibrando, se asienta cabeza del pozo, se evalúa por SWAB y se recuperan 2 Bbls de petróleo más 16 Bbls de agua, se cambia 1 tubo corto por 1 tubo largo de 2 3/8". El 11 de agosto se prueba bomba, se baja bomba más varillas, se asienta bomba y pozo queda terminado.

- El 12 de enero de 2009 se saca bomba más varillas, bomba sale embastonada con scale y acoples salen rotas por corrosión, varillas salen limpias, se prueba bomba, se baja bomba más varillas, se asienta bomba y pozo queda terminado.
- Deja de producir y se interviene el 6 de julio de 2009 se tensionan y desmontan el cabezal de balancín, sacan bomba y varillas (incrustación por carbonato), evalúan por SWAB y recuperan 5 Bbls petróleo más 23 Bbls agua, sacan tubería, bajan tubería, bajan bomba y varillas (cambian 5 varillas de 5/8" más 8 cuplas) y pozo terminado.
- Vuelve a dejar de producir se interviene el 30 de julio de 2009 se saca varillas y bomba, se cambian 3 varillas desgastadas por corrosión, se baja bomba y varillas, se asienta bomba y el pozo queda terminado.
- El pozo deja de producir y se interviene el 6 de marzo de 2011 se saca varillas y bomba, 5 varillas de 5/8" salen con desgaste severo por causa carbonato, bomba sale con desgaste, se saca tubería, asiento sale con scale, se cambia liso y cruceta, instalación con bastante scale, se mide tubería, se mide niveles, nivel - 1600, CAP - 1700, agua más FONDO - 2540, se baja tubería, se reemplaza tubo liso de 2 7/8", se cambia de posición asiento de bomba, se termina de bajar tubería, se asienta cabeza del pozo, se baja bomba y varillas, se asienta bomba y el pozo queda terminado.
- El pozo deja de producir y se interviene el 11 de marzo de 2012 se saca bomba, varillas y tubería, la bomba sale sin daño, el asiento se encuentra picado por corrosión, se revisa tubo por tubo, pero no se encuentra novedad y se baja tubería, bomba y varillas, y el pozo queda terminado.
- El 3 de julio de 2012 se saca varillas y bomba, las válvulas de la bomba salen con desgaste causa operativa, se pistonea el pozo recuperando 3 Bbls de petróleo más 16 bbls de agua, se baja tubería, bomba y varillas, y el pozo queda terminado.
- El 8 de diciembre de 2012 se saca varillas y bomba, sale bomba con las válvulas desgastadas por causa operativa, se saca tubería, se mide tubería, bajan instalación, se baja tubería, se asienta cabeza del pozo, se baja bomba y varillas, se asienta bomba y se coge carrera, y el pozo queda terminado.
- El pozo deja de producir y se interviene el 29 de junio de 2013 tensionan y sacan varillas y bomba, prueban bomba en superficie (buen estado), bajan bomba y varillas, asientan instalación, arman puente de producción, se revisa tubería - no se encuentra tubo roto - se cambian los 10 últimos tubos con scale y dos tubos mal ajustados,

prueban bomba en superficie (buen estado), bajan bomba y varillas, asientan instalación, arman puente de producción y servicio terminado.

- Se interviene el 8 de noviembre de 2013 sacan tubería, prueba hermética en superficie (buen estado), miden y revisan tubería, bajan instalación. El 11 y 14 de noviembre se evalúa por SWAB y se recuperan 24 bbls de agua más 1 bbls de petróleo, prueban bomba en superficie (buen estado), bajan bomba y varillas, asientan instalación, arman puente de producción y servicio terminado.
- El pozo deja producir y se interviene el 16 de noviembre de 2013 se realiza prueba hidrostática y el nivel de fluido se mantiene, no hay tubo roto, se saca varillas y bomba, se realiza prueba de hermeticidad tubo a tubo, se baja instalación, se asienta y se cierra pozo, pozo fluye, se baja bomba y varillas, se asienta bomba y pozo queda terminado.
- El 27 de mayo de 2014 sacan varillas y bomba, sacan tubería, empiezan a realizar prueba de hermeticidad, tubo roto por causa operativa, bajan instalación reemplazando tubo, prueban bomba entrante en superficie (buen estado), bajan bomba y varillas, colocan centralizadores, asientan bomba, colocan cabeza de balancín, arman puente de producción y servicio terminado.
- El pozo deja de producir y el 25 de junio de 2014 y arma equipo en pozo, tensiona varillas más desconecta cabeza de balancín, saca bomba y varillas, varillas salen limpias, pero con desgaste por rozamiento, saca tubería y se realiza prueba de hermeticidad tubo a tubo no hay novedad, se cambia posición de tubos más cambia de asiento, baja tubería más prueba bomba en superficie baja bomba y varillas, se cambia 4 varillas de 5/8", asienta bomba, arma puente de producción y queda el pozo terminado.
- Vuelve a dejar de producir y el 19 de junio de 2015 se saca tubería (varillas con desgaste) por fatiga, asiento en buen estado, se mide tubería, se mide niveles, nivel - 1900, CAP - 2000, AGUA más FONDO - 2540, se revisa tubería tubo a tubo se asienta cabeza del pozo, se coloca centralizadores y se cambian 10 varillas de 5/8", se baja bomba y varillas, se asienta bomba y el pozo queda terminado.
- Deja de producir el pozo y el 23 de junio de 2015 tensionan la sarta de varillas más bomba y salta sin fuerza, se saca varillas y bomba (anclaje-bomba por mal ajuste), falta hinchar copas de bomba, se prueba bomba entrante, se baja bomba y varillas, se asienta bomba y el pozo queda terminado.

- El 18 de mayo de 2016 tensionan la sarta de varillas, no salta bomba, se intenta pescar varilla y la pesca es negativa, se saca varillas, se quedan dentro del pozo 3 varillas de 5/8" más bomba, se arma equipo de SWAB, nivel @ 500, se realiza una corrida con SWAB, varilla sale rota por fatiga, se revisa tubería, se baja tubería, se asienta instalación, se cambian las primeras 11 varillas de 5/8", se baja bomba y varillas, se asienta bomba y el pozo queda terminado.
- El 7 de octubre de 2016 se arma el equipo, retiran bomba y varillas, revisan tubería uno a uno, encuentra a 350 ft desde el asiento corte gillete, reemplaza tubo mide tubería, reemplaza 10 tubos sobre el asiento (rotos por causa operativa), baja tubería, prueba bomba entrante, baja bomba y varillas, arma puente y el pozo queda listo.
- El pozo no produce el 13 de noviembre de 2018 se interviene y saca varillas más bomba, 2 varillas de 5/8 presentan desgaste, sale pistón incrustado por carbonato, cambia tubo perforado por uno liso y cambian 15 tubos y asentar tubería, termina de bajar tubería asienta, en superficie prueba bomba (bronce) se baja completa sarta de varillas con neplos asienta monta cabeza del balancín y el pozo queda operativo.
- El 10 de octubre de 2020 se interviene el pozo porque deja de producir se saca varillas más bomba, se continúa con la tubería, termina de sacar encontrando 30 tubos con desgaste interno igualmente 28 varillas de 5/8 están por reemplazar se baja instalación, reemplazando 30 tubos por material nuevo más 28 varillas de 5/8 (Válvula móvil con incrustación y pistón deformado con lodo) y el pozo queda operativo.
- El 10 de mayo de 2021 se interviene el pozo, saca cabeza de balancín, saca cabeza de pozo, alza instalación, no desprende bomba, realiza maniobra para pescar, alza, tensiona y desasienta bomba, sacan varillas más bomba, sacan tubería, salen mojudas de crudo (Válvula fija incrustada con carbonato-vástago con desgaste por rozamiento). Revisa, limpia y mide tubería, salen 4 tubos, tubo liso 2 3/8" y 14 varillas de 5/8" que están en mal estado en pozo, revisa y mide tubería. Baja tubería, asienta tubo colgador, prueba bomba, bajan varillas más bomba, arma puente de producción y pozo terminado.
- El 13 de abril de 2023 se interviene el pozo saca varillas más bomba, afloja y saca tubo colgador, saca tubería, (caja de válvula viajera con hueco por bacterias) en pozo, comienza a bajar tubería Prueba bomba, bajan varillas más bomba, topa asiento en

pozo, pesca instalación, coloca neplos más varillón, asienta bomba, arma puente de producción y queda el pozo terminado.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 1960,4 ft
 - Tubing largos de 2 3/8": 63
 - Tubing cortos de 2 3/8": 1
- Profundidad del asiento: 1961,4 ft
- Profundidad del tapón: 1998,4 ft
- Longitud perforada: 23,8
- Bomba-Designación API: 20-125 RWAC 12-4-0-0
- # de Bomba: 2337
- Total de varillas: 1956

4.2.33 Pozo SPA1002

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**muestra información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA1002 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 8 veces desde 2007 hasta 2022.
- El 28 de junio de 2007 se interviene y al ir sacando varillas, bomba (sale bomba tapada de carbonato), sacan puente de producción, sacan tubería y mide niveles, después se mide tubería y se baja tubería a pulso mecánico, bajan instalación y finalmente pozo queda terminado.
- Se interviene el 6 marzo de 2009 se tensionan las varillas, se levantan junto con la instalación, posible bomba presa, se maniobra y se desconecta varillas, se aliviana columna, se saca tubería en dobles, se encuentra punta de la varilla, se saca tubería junto con las varillas, bomba sale presa del asiento por presencia de carbonatos, se mide niveles, PET - 1950, CAP - 2200, AGUA más FONDO @ 2220, se baja tubería, se asienta cabeza del pozo, se evalúa por SWAB y se recuperan 2 Bbls de petróleo y 4 Bbls de agua, después bajan bomba y varillas se prueba bomba, se asienta bomba y el pozo queda terminado.

- El pozo no produce y se interviene para producir por bombeo mecánico el 23 de septiembre de 2011 se tensiona la sarta de varillas, se levanta toda la instalación, bomba no desprende, se maniobra y se desprenden varillas, se sacan varillas más tubería, se baja paraffin cutter más tubería está limpia, se evalúa y se recuperan 15 Bbbs de fluido en carreta, se continúa sacando varillas y tubería, sale limpia, sin sólidos, se baja instalación de bombeo mecánico, se reemplazan 15 varillas de 5/8" (atascada con parafina), se baja bomba y varillas, se asienta bomba y pozo queda terminado.
- Vuelve a dejar de producir y se interviene el 28 de septiembre de 2011 se saca bomba, varillas y tubería (la bomba sale con mínima pérdida en válvula móvil desgaste por parafina), la tubería sin novedad, se mide fondo y niveles (NL: 2000 - CAP: 2120 - FONDO: 2200) y después se baja la misma instalación, bomba y varillas, el pozo queda terminado.
- El pozo baja su producción y se interviene el 25 de abril de 2012 se saca varillas y bomba (la bomba sale sin novedad), se saca la tubería y se revisa, sin novedad. Después se baja tubería, bomba y varillas, el pozo queda terminado.
- Deja de producción y se interviene el 28 de mayo de 2012 se saca varillas y bomba, (bomba sale en buen estado), presencia de lodo en puente de producción, se saca tubería, asiento de bomba sale flojo, presencia de lodo en tapón, se miden niveles, nivel - 1940, CAP - 2090, AGUA más FONDO - 2160, se baja tubería, se asienta instalación, se prueba bomba entrante, se baja bomba y varillas, se asienta bomba y el pozo queda terminado.
- Se interviene el 26 de septiembre de 2012 para un cambio de bomba sacan cabeza de balancín, tensionan, sacan varillas y bomba, evalúan por SWAB y negativo: no sube fluido, sacan instalación, ultimo tubo roto por bacterias, reemplazan tubo y bajan instalación se vuelve a evaluar por SWAB y recuperan 12 Bbbs de petróleo más 2 Bbbs agua, se pesca STDF. Se prueba bomba y baja con varillas y el pozo queda operativo.
- Deja de producir el pozo y se interviene el 15 de julio de 2013 se saca varillas y bomba (sale la bomba tapada don scale) y se pistonea el pozo, ingresan 16.92 Bbbs de petróleo más 10 Bbbs de agua a casa bomba. Después sacan tubería y recuperan STV, miden y revisan tubería, luego bajan instalación de bombeo mecánico, asientan

y pistonea, recuperan 13 Bbls de petróleo. Finalmente se baja bomba y varillas y el pozo queda operativo.

- El 28 de septiembre de 2014 se interviene el pozo porque se registra un golpe en la caja estopera, se tensiona sarta de varillas, se saca varillas y bomba, cuplas de 5/8" en mal estado (desgaste por fatiga), se prueba bomba entrante # 2378, tiene dañado el barril (roto por lodo), se cambia bomba, se cambian 15 cuplas de 5/8" más se colocan centralizadores, se baja bomba y varillas, se asienta bomba y el pozo queda terminado.
- El 1 de octubre de 2014 se interviene el pozo, se tensionan, sacan bomba y varillas (sale pistón deformado por presencia de lodo), evalúan por SWAB y recuperan 12 Bbls de petróleo más 5 Bbls agua, después bajan bomba y varillas (la misma bomba), sacan neplo de 2 para que no tope en la caja estopera y queda el servicio terminado.
- El 4 de enero de 2015 se interviene el pozo y se tensionan, sacan varillas y bomba (pistón deformado por lodo-válvula móvil fuga causa operativa), se baja bomba con neplo macarroni de 6 de longitud, bajan varillas, asientan bomba y servicio terminado.
- El pozo deja de producir y se interviene el 23 de febrero de 2017 se tensiona y sacan tubería (golpea para aflojar) daña 7 tubos (sale el pistón deformado por el lodo- la válvula móvil con fuga), miden niveles N=1950, CAP=210, F=2200 cambia tubos en mal estado, prueba bomba, bajan bomba y varillas, arma puente y el pozo queda terminado.
- Se interviene el 20 de septiembre de 2022 el pozo, tensionan para retirar la bomba y no desprende, se alza la tubería, asegura la tubería, se tensiona progresivamente y llegas hasta 350000 lb, se rompe varillas y saca 30 varillas de 3/4", sacan 12 tubos. El 21 y 22 se vuelve a tensionar hasta 30000 lb por dos ocasiones y recupera 15 varillas de 5/8" y sacan 12 tubos (rotas), decide sacar tubería, la bomba sale atascada con scale, toma niveles (NL:1800 - CAP: 2100 - FONDO: 2170). Luego bajan tubería (tubos reciclados y nuevos), coloca tubo colgador y prueban la bomba, bajan las varillas más bomba, coloca neplos más varillón, asienta bomba, arma puente de producción y el pozo queda terminado.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 2096,3 ft
 - Tubing largos de 2 3/8": 69

- Profundidad del asiento: 2097,3 ft
- Profundidad del tapón: 2141 ft
- Longitud perforada: 22,5
- Bomba-Designación API: 20-125 RWAC 8-3-0-0
- # de Bomba: 768
- Total de varillas: 2087

4.2.34 Pozo SPA1003

La Tabla 38 muestra información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA1003 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 8 veces desde 2007 hasta 2018.
- El 2 de septiembre de 2007 se saca varillas más bomba, se saca tubería de 2 3/8", mide instalación, se mide niveles @ 1950`, CAP 2150`, AGUA 2200. Se baja tubería de 2 3/8", varillas y bomba.
- El 28 de agosto de 2008 se saca bomba más varillas, bomba sale con válvulas desgastadas por arena de formación, copas dañadas, se saca tubería, se revisa y se mide tubería, se mide niveles, PET - 1950, CAP - 2200, AGUA - 2250, FONDO - 2490, se baja tubería, se profundiza 3 tubos largos, se prueba bomba, se baja bomba más varillas, se asienta bomba y el pozo queda terminado.
- Se interviene un cambio de bomba el 1 de septiembre de 2008 se saca bomba más varillas, bomba sale con arena de formación, se prueba bomba, se baja bomba más varillas, se asienta bomba y el pozo queda terminado.
- Se vuelve a intervenir el 4 de septiembre de 2008 sacan bomba más varillas (bomba no retiene liquido), sacan instalación, revisan, miden niveles (NL=2000 - CAP=2250 - F=2500), bajan instalación (suben instalación 1 tubo), prueban bomba, bajan bomba más varillas, esperan neplo de varilla, asientan bomba, colocan stuffing box y el pozo queda terminado.
- El 9 de septiembre de 2008 se saca bomba más varillas, bomba sale tapada con arena de formación, se saca tubería, se revisa y se mide tubería, se mide niveles, PET-2020, CAP - 2200, AGUA - 2220, FONDO - 2270, se baja tubería, se prueba bomba, se baja bomba más varillas, se asienta bomba y el pozo queda terminado.

- El 10 de octubre 2008 saca bomba (bomba con desgaste por causa operativa) más varillas, se prueba bomba, se baja bomba más varillas, se asienta bomba y el pozo queda terminado.
- El 1 de abril de 2014 baja 2120 sacan varillas y bomba, arma equipo SWAB realiza dos corridas recuperando 13 Bbls de fluido, tensionan tubería y sacan tubería, se reemplaza el perforado más asiento, y se procede a bajar tubería, prueban bomba entrante en superficie (buen estado), bajan bomba y varillas, asientan bomba, arman puente de producción y servicio terminado.
- El 1 de marzo de 2018 se interviene para cambiar facilidades tensiona sarta varillas, desmonta stuffing box, cambia varillón por uno nuevo (desgaste por corrosión), coloca stuffing ajusta grapa y el pozo queda operativo.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 2161,2 ft
 - Tubing largos de 2 3/8": 70
- Profundidad del asiento: 2161,2 ft
- Profundidad del tapón: 2196 ft
- Longitud perforada: 33,1
- Bomba-Designación API: 20-125 RWAC 8-3-0-0
- # de Bomba: 555
- Total de varillas: 2160

4.2.35 Pozo SPA1004

La Tabla 39 muestra información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA1004 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 8 veces desde 2008 hasta 2022.
- El 24 de octubre 2008 se saca bomba más varillas, se evalúa por SWAB y se recuperan 1 Bbls de petróleo más 7 Bbls de agua, se termina de evaluar, se recuperan 5 Bbls de bruta, se saca tubería, se mide tubería, tubería sin daño, se mide niveles, PET - 2380, CAP - 2390, AGUA más FONDO -2460, se limpia tubo perforado (sale

roto con lodo), se baja tubería, se asienta cabeza del pozo, se prueba bomba, se baja bomba más varillas, se asienta bomba y el pozo queda terminado.

- El 31 de octubre de 2008 sacan cabeza de balancín, sacan varillas más bomba, evalúan por SWAB y recuperan 4 Bbbls de petróleo más 2 Bbbls de agua, se continúa sacando tubería, se baja tubería, se asienta cabeza del pozo y el pozo queda terminado.
- El 5 de noviembre de 2008 se saca bomba más varillas, se sacan 150 de tubería, se revisa y sale en buen estado, se baja tubería, se asienta cabeza del pozo, se evalúa por SWAB y se recuperan 11 Bbbls de petróleo y 1 Bbbls de agua se llena instalación con agua de formación, se pierde nivel, daño en la caja de cambios (roto por causa operativa), se saca tubería hasta encontrar nivel, se sacan primeros 8 tubos (desgaste por fatiga), se cambia tubería, se prueba bomba, se baja bomba más varillas, se asienta bomba y el pozo queda terminado.
- El 16 de noviembre de 2008 sacan cabeza de balancín, sacan varillas más bomba (no retiene), sacan instalación, revisan instalación, bajan instalación, se cambian 4 tubos (tubos con desgaste por fatiga), prueban bomba, bajan bomba más varillas, asientan bomba, colocan cabeza de balancín, arman puente de producción y pozo terminado.
- El 19 de noviembre de 2008 se saca bomba más varillas, se saca tubería, salen 4 tubos con hilos en mal estado (desgaste por fatiga), se baja tubo de 2 7/8" y se asienta instalación en el fondo del pozo, se saca 1 tubo de 2 3/8", se asienta cabeza del pozo, se prueba bomba en superficie, se baja bomba más varillas, se asienta bomba y el pozo queda terminado.
- El 2 de diciembre de 2008 se evalúa SWAB, se saca bomba más varillas, bomba sale en buen estado se evalúa por SWAB con 3 corridas y se recuperan 5 Bbbls de petróleo más 7 Bbbls de agua, continúan evalúan por SWAB y se recuperan 4.5 Bbbls de petróleo, se baja bomba más varillas, se asienta bomba y el pozo queda terminado.
- El pozo deja producir y se interviene 18 de abril de 2017 se saca varillas y bomba, varillas de 5/8" con incrustaciones de escala, se saca primer tubo, sale de 2 7/8", asiento sale en mal estado (desgaste por escala), tubo perforado sale sin tapón, se miden niveles, NIVEL - 1500, CAP - 2250, AGUA más FONDO- 2450, reemplazan 15 tubos en mal estado (roto por carbonato), se reemplazan 64 varillas de 5/8", se baja tubería y se coloca tubo de cabeza de 2 7/8", se bajan bomba y varillas, se

colocan centralizadores en las varillas de 5/8", se asienta bomba y se coge carrera y el pozo queda terminado.

- El 22 de noviembre de 2022 en pozo, se maniobra para sacar cabeza de balancín, tensiona y desprende bomba, saca varillas más bomba, varillas de 3/4" y 64 varillas de 5/8" con scale, encuentra tubo roto (por bacterias), baja tubería, prueba bomba (buen estado), coloca neoplos más varillón, arma puente de producción y el pozo terminado.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 2373,7 ft
 - Tubing largos de 2 3/8": 73
 - Tubing cortos de 2 3/8": 2
- Profundidad del asiento: 2374,7 ft
- Profundidad del tapón: 2398 ft
- Longitud perforada: 23,5
- Bomba-Designación API: 20-125 RWAC 8-3-0-0
- # de Bomba: 712
- Total de varillas: 2372

4.2.36 Pozo SPACH01

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra información referente a las operaciones de intervención al pozo SPACH01 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 6 veces desde 2007 hasta 2013.
- El 11 de enero de 2007 se interviene armando equipo, sacando varillas más bomba, sacando tubería (buen estado), niveles @ 1600, CAP 1750, FONDO @ 1870', se prueba bomba, se baja bomba, varillas y bajando equipo.
- Se interviene el 3 de octubre de 2008 tensionan varillas, sacan bomba más varillas (embastonada), sacan instalación, asiento en mal estado (desgaste por causa operativo), miden tubería, miden niveles (NL:1600- CAP:1700- F: 1900), bajan

instalación, bajan bomba más varillas, asientan bomba, aprietan grampa y pozo queda terminado.

- El 15 de octubre de 2008, sacan varillas y bomba (embastonada con carbonato), prueban bomba, bajan bomba más varillas, asientan bomba, colocan t de producción, aprietan grampa y queda el pozo terminado.
- El 27 de noviembre de 2009 se saca varillas y bomba, varillas salen limpias y en buen estado, se prueba bomba entrante, se baja bomba y varillas, se asienta bomba y se coge carrera, y el pozo queda terminado.
- El 7 de febrero de 2013 tensionan, sacan varillas y bomba, sacan tubería (roto por bacterias), miden y revisan tubería, miden niveles (NL: 1300 - CAP: 1700 - F: 1990), bajan tubería calibrando (viran asiento), se prueba bomba en superficie (buen estado), se baja bomba y varillas, asientan bomba, limpian locación y cabezal del pozo, y servicio terminado.
- Se interviene el 18 de marzo de 2013 tensionan, desarman puente de producción y cambian varillón de 1 1/4" x 11 por uno de 1 1/4" x 8(desgaste por bacterias), asientan bomba, arman puente de producción, colocan grampa y servicio terminado.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 1804 ft
 - Tubing cortos de 2 3/8": 54
- Profundidad del asiento: 1805 ft
- Profundidad del tapón: 1853,6 ft
- Longitud perforada: 24,3
- Bomba-Designación API: 20-125-RWAC-8-3
- # de Bomba: 665
- Total de varillas: 275

4.2.37 Pozo SRY0002

La Tabla 41 muestra información referente a las operaciones de intervención al pozo SRY0002 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 4 veces desde 2008 hasta 2011.

- Se interviene el 13 de mayo de 2008, sacan 4 varillas, columna llena de petróleo, y recogiendo producción en tanque, varillas en buen estado y bomba embastonada con lodo de formación, tensionan tubería @ 12000, tubería presa, maniobran (positivo), el 14 de mayo continúan trabajando y sacan tubería despacio en single y a pulso hasta salir de lodo - 3 tubos rotos con lodo, miden y revisan tubería, evalúan por SWAB y recuperan 5 Bbbls de petróleo, bajan la instalación y pozo queda terminado.
- El 14 de septiembre de 2009 se realiza un cambio de sistema a SW (swabbing) tensionan, sacan instalación, evalúan SWAB y recuperan barril de 1" (sale el barril roto por lodo) más piola de wireline (perforado con lodo más asiento picado), miden niveles (NL: 260 - F: 760 PETRÓLEO), bajan tubería, bajan bomba y varillas, asientan bomba y el pozo queda terminado.
- El pozo baja su producción y se interviene el 27 de octubre de 2011 se saca varillas y bomba (bomba sale con lodo, válvulas y pistón desgastados) se saca tubería sale el perforado tapado con lodo y 2 tubos largos picados, se toma niveles con wireline (NL: 350 - CAP: 740- lodo fino). Se baja instalación más arriba que la anterior para evitar problemas de lodo y se baja bomba, varillas y el pozo queda terminado.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 675,7 ft
 - Tubing largos de 2 3/8": 22
- Profundidad del asiento: 675,7 ft
- Profundidad del tapón: 730,2 ft
- Longitud perforada: 22,8
- Bomba-Designación API: 20-125-RWAC-8-3
- # de Bomba: 327
- Total de varillas: 672

4.2.38 Pozo VAL0006

La Tabla 42 muestra información referente a las operaciones de intervención al pozo VAL0006 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 7 veces desde 2008 hasta 2013.

- El 22 de octubre de 2008 se tensiona las varillas, bomba no salta, se asienta bomba, se maniobra, se tensiona varillas, bomba salta, se saca varillas más bomba, quedan fuera del pozo varillas de 3/4" y la mitad de varillas de 5/8", se evalúa por SWAB y se recuperan 11 Bbls de petróleo más 7 Bbls de agua, se saca tubería, se mide niveles, PET- 2400, CAP- 2620, FONDO - 2750, se baja tubería, se asienta cabeza del pozo, bajan bomba más varillas se prueba bomba, se asienta bomba y el pozo queda terminado.
- Se interviene para un cambio de bomba el 3 de noviembre de 2008 se saca bomba más varillas, se termina de sacar bomba más varillas, se evalúa por SWAB y se recuperan 7 Bbls de petróleo, se prueba bomba, se baja bomba más varillas, se asienta bomba y el pozo queda terminado.
- El 19 de noviembre de 2008 se saca bomba más varillas, se realiza prueba de hermeticidad con agua, se saca tubería, se revisa y se mide tubería, se baja tubería, se asienta cabezal del pozo, se prueba bomba, se baja bomba más varillas, se asienta la bomba y el pozo queda terminado.
- El 30 de noviembre de 2008 tensionan y sacan bomba más varillas (prueban bomba saliente en superficie, aparentemente en buen estado), sacan tubería (tubería más asiento en buen estado y perforado limpio), wireline mide niveles (NL:2100 - 2300 - 2400 AGUA - 2750 AGUA más FONDO), miden y clasifican tubería, bajan instalación de 2 3/8 (se cambia tubería , 7 tubos de 2 3/8 salen los tubos con desgaste por causa operativa), asientan cabeza de pozo, prueban bomba (buen estado), bajan bomba y varillas, asientan bomba, y arman puente de producción.
- El pozo no produce y se decide intervenir el 11 de enero de 2010 sacando varillas más bomba (sale la bomba con desgaste por causa operativa), probando bomba, bajando bomba y varillas, y el pozo queda terminado.
- El 9 de agosto de 2012 se saca varillas y bomba (hueco en el barril por bacterias), se pistonea el pozo, sacan tubería, miden y revisan instalación (buen estado), por continuar bajando tubería. Continúan bajando tubería, asientan instalación, bajan bomba y varillas, asientan bomba, arman puente de producción y el servicio terminado.
- El 2 de julio de 2013 se interviene para un cambio de bomba, tensionan y sacan varillas y bomba, prueban bomba en superficie (buen estado), bajan bomba y varillas, asienta bomba, coloca grampa y el servicio terminado.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 2633,5 ft
 - Tubing largos de 2 3/8": 65
 - Tubing cortos de 2 3/8": 27
- Profundidad del asiento: 2634,5 ft
- Profundidad del tapón: 2656,8 ft
- Longitud perforada: 22,3
- Bomba-Designación API: 20-125 RWAC 8-3-0-0
- # de Bomba: 654
- Total de varillas: 2611

4.2.39 Pozo VAL0007

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**muestra información referente a las operaciones de intervención al pozo VAL0007 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 3 veces desde 2011 hasta 2019.
- El 19 de mayo de 2011 tensionan, sacan varillas y las limpian con parafina, bomba sale embastada con parafina, tensionan, sacan tubería, miden y revisan tubería, bajan instalación (cambian asiento), prueban bomba en superficie (sin daño), bajan bomba y varillas, asientan bomba, colocan t de producción y el pozo queda terminado.
- El pozo deja de producir y se interviene el 26 de julio de 2011 se tensiona varillas (cupla de varilla estaba suelta por ajuste inadecuado), pero no se desprende la bomba, se maniobra y logra enroscar varilla suelta, luego se saca varillas y bomba y se cambia de bomba y el pozo queda terminado.
- El 26 de diciembre de 2019 se saca balancín, saca varillas más bomba, neplos, varillón, varillas y bomba salen con parafina. El 27 y 28 de diciembre continúan trabajando y se arma equipo de SWAB, se intenta limpiar tubería, saca tubería, baja SWAB para limpiar tubería, topa asiento, limpian las herramientas, tubería (sale en mal estado), baja instalación de bombeo mecánico, prueba bomba entrante (buen

estado), baja bomba y varillas, coloca neplos (3/4" x 10 ft) y varillón (1 1/4" x 11 ft), asienta bomba, y dejan el trabajo finalizado.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 3432,4 ft
 - Tubing largos de 2 3/8": 61
 - Tubing cortos de 2 3/8": 68
- Profundidad del asiento: 3433,4 ft
- Profundidad del tapón: 3486,6 ft
- Longitud perforada: 26,2
- Bomba-Designación API: 20-125 RWAC 12-4-0-0
- # de Bomba: 2388
- Total de varillas: 3435

4.2.40 Pozo VAL0008

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**muestra información referente a las operaciones de intervención al pozo VAL0008 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 7 veces desde 2007 hasta 2009.
- El 16 de abril de 2007 tensionan bomba, sacan cabeza de balancín, desarman puente de producción, sacan varillas más bomba, se tensiona tubería, se saca tubería, se cambia el cuello del cabezal, sacan tubería, prueban bomba (buen estado). Bajan instalación, bomba y varillas, asiento y el pozo queda listo.
- El 28 de abril de 2007 sacan varillas más bomba, prueban bomba, bajan varillas y bomba, colocan t de producción, colocan grampa y el pozo queda operando.
- El 4 de octubre de 2008 tensionan varillas, sacan bomba más varillas (fuga en pistón por fatiga), sacan instalación, asiento en mal estado (desgaste por corrosión), miden tubería, miden niveles (NL:3400- CAP:3750- A: 3800), bajan instalación, bajan bomba más varillas, asientan bomba y el pozo queda terminado.
- Se interviene el pozo para un cambio de bomba el 9 de diciembre de 2008 se saca bomba más varillas, se evalúa por SWAB y se recuperan 16 Bbls de petróleo más 3

Bbls de agua, se prueba bomba, se baja bomba más varillas, se asienta bomba y el pozo queda terminado.

- El 14 de enero de 2009 se saca varillas más bomba, varillón pulido y sale doblado por fatiga y neplós roto por mal ajuste, bomba sale en buen estado, se prueba bomba en superficie, se baja bomba y varillas, se bajando varillas, se asienta bomba y pozo queda terminado.
- Se interviene el 23 de enero de 2009 se saca bomba más varillas, se evalúa por SWAB y se recuperan 25 Bbls de petróleo y 1 Bbls de agua, se quiebran varillas, se saca tubería, se revisa y se mide tubería, se mide niveles con wireline, PET- 3550, CAP- 3750, AGUA - 3800, se coloca asiento de bomba nuevo, se baja tubería, se asienta cabeza del pozo, se baja bomba y varillas, se asienta bomba y el pozo queda terminado.
- El 27 de abril de 2009 tensionan, sacan bomba y varillas (bomba-válvulas con desgaste por causa operativa), prueban bomba en superficie (buen estado), bajan bomba y varillas, asientan bomba y el pozo terminado.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 3806,1 ft
 - Tubing largos de 2 3/8": 91
 - Tubing cortos de 2 3/8": 44
- Profundidad del asiento: 3807,1 ft
- Profundidad del tapón: 3832,1 ft
- Bomba-Designación API: 20-125 RWAC 12-4-0-0
- # de Bomba: 2320
- Total de varillas: 3804

4.2.41 Pozo SPA0069

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** información referente a las operaciones de intervención al pozo SPA0069 donde se observa y se destaca la siguiente información.

- Se interviene el pozo 2 veces desde 2011 hasta 2012.

- Se interviene para un cambio de sistema el 18 de marzo de 2011 se sacan varillas y bomba (incrustaciones de parafina), tubería, mide tubería, se miden niveles, NIVEL - 800, CAP - 820, AGUA más FONDO - 870, se baja tubería, se asienta instalación, se baja bomba y varillas, se asienta bomba y el pozo queda terminado.
- El 17 de marzo 2012 se interviene y se saca varillas y bomba (la bomba sale embastonada con parafina) válvula móvil con mínima pérdida, válvula fija en buen estado, se saca tubería, tubería y asiento sin novedad, se mide instalación, se baja tubería, se asienta cabeza del pozo, se baja bomba y varillas, se asienta bomba y el pozo queda terminado.

Datos generales del Pozo

- Total de tubería: 3806,1 ft
 - Tubing largos de 2 3/8": 91
 - Tubing cortos de 2 3/8": 44
- Profundidad del asiento: 3807,1 ft
- Profundidad del tapón: 3832,1 ft
- Bomba-Designación API: 20-125 RWAC 12-4-0-0
- # de Bomba: 2320
- Total de varillas: 3804

4.3 ANÁLISIS TOTAL DE LAS INTERVENCIONES DE PULLING

La Tabla 46 muestra los pozos analizados del sector Santa Paula, los cuales fueron 41 pozos que producen mediante el sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico y sus intervenciones de Pulling total.

Tabla 46 Representa los pozos productores analizados y el total de intervenciones de Pulling.

Pozos productores por bombeo mecánico	Total de intervenciones Pulling
41	323

4.4 CÁLCULO DEL ÍNDICE ANUAL DE FALLA

La Tabla 47 Indicador de falla anual muestra el índice anual de falla de cada año sobre la población de los 41 pozos productores mediante el sistema de bombeo mecánico.

Tabla 47 Indicador de falla anual

Años	Índice anual de falla	Porcentaje 100%
2007	35	10,84
2008	57	17,65
2009	35	10,84
2010	13	4,02
2011	32	9,91
2012	32	9,91
2013	34	10,53
2014	13	4,02
2015	13	4,02
2016	5	1,54
2017	12	3,72
2018	12	3,72
2019	6	1,86
2020	4	1,24
2021	11	3,40
2022	7	2,17
2023	2	0,61
Total	intervenciones de 323	100
Pulling- 17 años (6205 días)		

La Tabla 48 muestra los valores según su tipo de origen de falla por cada año intervenido mediante el Pulling.

Tabla 48. Intervenciones de Pulling según tipo de falla por año

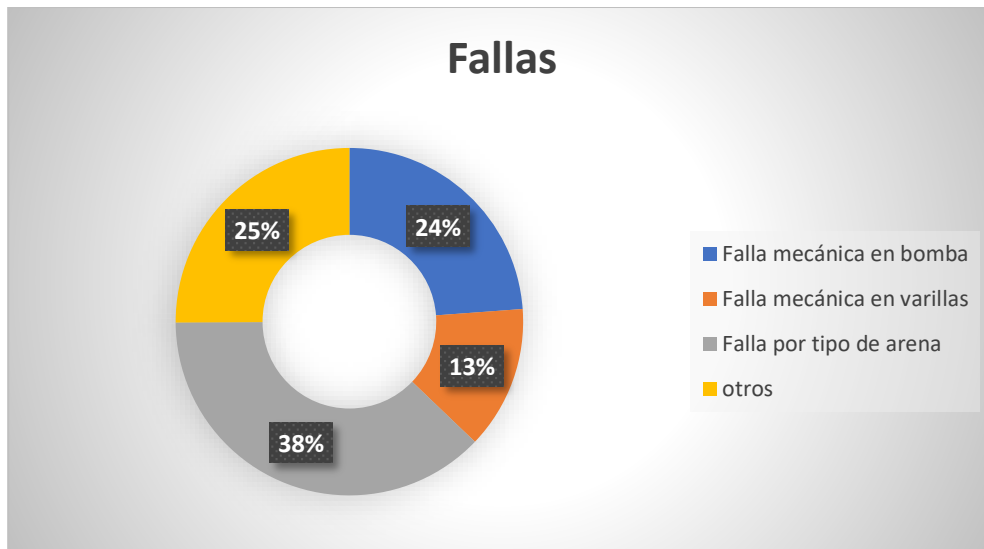
Intervenciones de Pulling con fallas					
Años	Falla en bomba	Falla en varillas	Falla por tipo de arena	Otros	Total
2007	10	5	7	13	35
2008	13	10	18	16	57
2009	10	6	11	8	35
2010	4	0	5	4	13
2011	11	3	8	10	32

2012	6	4	20	2	32
2013	11	7	10	6	34
2014	1	1	6	5	13
2015	4	1	7	1	13
2016	1	0	3	1	5
2017	1	0	7	4	12
2018	1	4	3	4	12
2019	1	1	3	1	6
2020	0	0	1	3	4
2021	2	0	8	1	11
2022	0	1	4	2	7
2023	1	0	1	0	2
Total	77	43	122	81	233

La Tabla 49 es la representación en porcentaje de las fallas por tipo de arena, bomba, varillas en los pozos productores por bombeo mecánico en el sector Santa Paula que se realizaron en el transcurso de los años 2007 hasta 2023.

Tabla 49. Cuadro de falla por tipo de arena, bomba y varillas.

Tipo de falla	Total	Porcentaje%
Falla mecánica en bomba	77	23,84
Falla mecánica en varillas	43	13,31
Falla por tipo de arena	122	37,77
Otros	81	25,08
Total	323	100



*Figura 28 Representa el porcentaje de falla tipo de arena, bomba y varillas.
Elaborado por Delgado M.*

4.4.1 La falla por tipo de arena

Se encontró con el 38% de problemas en los pozos con presencia de arena que provocan tapones en las válvulas y desgaste en las partes móviles por consecuencia de la abrasión. La tubería de producción también presenta problemas de taponamiento por arena de fractura, materiales con arena o scale como asfáltenos y parafinas. Se encontraron presencia de parafina y arena principalmente en la bomba, generando el atascamiento de la bomba, y en consecuencia disminuyendo su eficiencia, al ser un agente abrasivo va desgastando las paredes de la tubería y así aparecen las intervenciones por tubería rota. La presencia de parafina también genera dificultad en las intervenciones de pesca, porque no permite bajar libremente el sandline o slickline, primero se necesitaba limpiar antes de bajar y en consecuencia las varillas se parten mientras se pescaba. Las incrustaciones de carbonatos restringen la línea de flujo en la tubería de revestimiento y generan perforaciones en la tubería de producción. Todos estos fueron los problemas encontrados en la falla por tipo de arena de los 41 pozos analizados.

4.4.2 Falla por problemas en la bomba

Se observa el 24% de problemas principalmente en las válvulas de la bomba, las pérdidas en las válvulas son ocasionadas por el desgaste en una o en ambas y esto evita el cierre

perfecto y abre un camino entre la columna de fluido y el fondo permitiendo el regreso del fluido ya levantado. Los daños ocasionados en los componentes de la bomba (barril, pistón, anclaje y válvulas viajera y fija); se da también por el golpe de fluido, cuando la bomba excede la tasa de influjo y el barril no se llena completamente y el pistón alcanza el nivel de fluido esto provoca golpes en las partes de la bomba y disminuye su vida útil. Los problemas por desgaste operativo se dan gracias a las fuerzas que están sometidas al asiento de la bomba por altas presiones, las cuales provocan un excesivo desgaste en estos elementos, al tener mucha presencia de gas libre en las primeras etapas de la bomba provocan el atascamiento de gas y generan que el motor de la bomba se recaliente y falle. El golpe de gas evita la acción normal de la válvula viajera porque el fluido cae sobre la válvula fija golpeándola y dejando severos daños. El golpe de bomba produce que el pistón se golpee al bajar y desasiente la válvula fija, todos estos acontecimientos son considerados las causas que provocan falla en la bomba encontrada durante el análisis de los 41 pozos que producen mediante el sistema artificial por bombeo mecánico.

4.4.3 Falla en las varillas

Los problemas mecánicos en las varillas representan el 13% total, en donde salen dobladas y rotas principalmente por causa operativa, esto se debe a que el material cumple un límite máximo de cargas cíclicas antes de presentar falla, y los martillazos o los golpes forman puntos de elevadores de esfuerzos dando origen a los problemas por fatiga. Los acoples también aparecen por desprendimiento por el mal ajuste o por el manejo de las cargas pesadas, después de apretar lo suficiente para soportar las cargas. La carga dinámica que genera el golpe de fluido provoca pandeo y dobleces en la sarta de varillas, afloja los acoples de las varillas y los rompe. Los agentes corrosivos por la reacción electroquímica entre la herramienta y el ambiente operativo aceleran su proceso destructivo por erosión en las varillas. El rozamiento constante de dos superficies juntas bajo cargas, permitieron el desgaste y en pozos desviados cuando hay un cambio de inclinación el desgaste en el cuerpo de las varillas aumenta.

4.4.4 Falla por otras causas

Aquí el 25% de los problemas considerados fueron el pandeamiento de la tubería de producción que es el resultado de alivio que tiene durante el ciclo de bombeo, porque durante la carrera descendente del ciclo la carga del fluido se transfiere desde las varillas a la tubería de producción generando el alargamiento de la tubería y luego se contrae generando un desgaste o que la tubería regrese a su posición completamente estirada. También presenta problemas por fugas en la unión de los tubos rajados por el excesivo torque aplicado por la llave hidráulica, la cual deja una marca profunda y con el tiempo aparece con desgaste hasta perforar la tubería, también cuando hay una desviación aguda del pozo se pandea la tubería. Las fallas mecánicas en la tubería que incluyen todo tipo de daño por fabricación, procedimientos incorrectos, desenrosque o enrosque inadecuados o cualquier combinación de estos. Las fallas por defectos de fábricas son raras y poco comunes pero fácilmente reconocibles. Las fallas indirectas que incluyen el mal monitoreo, el tratamiento del pozo, los cambios reparaciones de las facilidades de superficie.

4.5 Análisis económico por tipo de falla de bomba, varilla y tipo de arena.

Se realiza un análisis económico a los pozos SPA1001 y SPA0203 porque las intervenciones de Pulling tienen registros desde el año 2007 hasta el año 2023 y cumplen con fallas en varilla, bomba y tipo de arena, cumpliendo con la suficiente información para el análisis económico por falla de tipo de arena, bomba y varilla de los pozos seleccionados.

4.5.1 Análisis Económico del pozo SPA0203

La Figura 29. Representa los valores del promedio de Histórico de producción y el precio del barril por año del pozo SPA0203. representa los valores de ingresos anuales menos los gastos por intervenciones de Pulling en falla por tipo arena, varilla, bomba u otros de cada año del pozo SPA0203. El año 2011 y 2012 figuran como los mayores años en ingresos de producción con 115.592,37 y 108.154,39 dólares y el año 2020 registra con el ingreso anual más bajo de 5.381,81 dólares, porque durante 274 días el pozo dejó de producir.

Años	Promedio Histórico bbl/d	Precio promedio anual del crudo (en dólares por barril)	Días sin producir	Gastos de intervenciones de Pulling				Total
				Falla por tipo de arena	Falla en varilla	Falla en bomba	Falla en otros	
2007	2,47	\$ 69,04	0				\$ 1.527,68	\$ 60.715,33
2008	2,84	\$ 94,10	0				\$ 767,44	\$ 96.776,62
2009	2,93	\$ 60,86	0					\$ 65.086,73
2010	3,12	\$ 77,38	0			\$ 907,06		\$ 87.213,28
2011	2,99	\$ 107,46	0			\$ 916,66	\$ 767,44	\$ 115.592,37
2012	2,73	\$ 109,45	0			\$ 907,06		\$ 108.154,39
2013	2,12	\$ 105,87	0		\$ 955,29			\$ 80.966,92
2014	2,01	\$ 96,29	0				\$ 2.355,82	\$ 68.287,34
2015	1,55	\$ 49,49	0	\$ 981,04				\$ 27.017,93
2016	1,30	\$ 40,76	0					\$ 19.340,62
2017	1,31	\$ 52,51	0	\$ 926,26			\$ 757,44	\$ 23.423,96
2018	1,22	\$ 69,78	0					\$ 31.073,03
2019	1,28	\$ 64,04	0				\$ 778,24	\$ 29.141,25
2020	1,44	\$ 41,07	274					\$ 5.381,81
2021	1,33	\$ 69,72	0				\$ 778,24	\$ 33.067,33
2022	1,40	\$ 85,40	0					\$ 43.639,40
2023	1,21	\$ 83,10	0			\$ 907,06		\$ 23.526,83

Figura 29. Representa los valores del promedio de Histórico de producción y el precio del barril por año del pozo SPA0203. Elaborado por Delgado M.

En la Figura 30. Gastos de intervenciones de Pulling por falla en tipo de arena del pozo SPA0203. muestra los gastos en las intervenciones de Pulling por causa de falla en tipo de arena intervenido en el pozo SPA0203, en el año 2015 se registra 981,04 dólares y en el año 2017 es de 926,26 dólares.

Falla por tipo de arena			
Fecha	Componente	Causa	Precio
31/7/2015	válvula móvil	incrustación-carbonato	\$ 67,58
	pistón	deformado-lodo	\$ 143,22
	varillas	incrustación-carbonato	\$ 6,40
	Pulling		\$ 763,84
	Total		\$ 981,04
13/12/2017	pistón	deformado-lodo	\$ 143,22
	6 varillas	desgaste-fatiga	\$ 19,20
	Pulling		\$ 763,84
	Total		\$ 926,26

Figura 30. Gastos de intervenciones de Pulling por falla en tipo de arena del pozo SPA0203. Elaborado por Delgado M.

Figura 31. Gastos de intervenciones de Pulling por falla mecánica en varilla del pozo SPA0203. representa el gasto total de 955,29 dólares en la intervención de Pulling por causa de falla en varilla del pozo SPA0203 el 9 de octubre del 2013.

Falla mecánica en varillas				
Fecha	Componente	Causa	Precio	
9/10/2013	varillón pulido	doblado-causa operativa	\$	191,45
	Pulling		\$	763,84
		Total	\$	955,29

Figura 31. Gastos de intervenciones de Pulling por falla mecánica en varilla del pozo SPA0203. Elaborado por Delgado M.

La Figura 32. Gastos de intervenciones de Pulling por falla mecánica en la bomba del pozo SPA0203. Elaborado por Delgado M. muestra los gastos en las intervenciones de Pulling por causa de falla mecánica en la bomba, donde el 2010 se gastó un total de 907,06 dólares, en el año 2011 aumenta a 916,66 dólares y para el año 2012 vuelve a 907,06 dólares para finalmente mantenerse igual para el año 2023.

Falla mecánica en la bomba				
Fecha	Componente	Causa	Precio	
19/10/2010	Bomba-barril	desgaste-operativo	\$	143,22
	Pulling		\$	763,84
		Total	\$	907,06
5/7/2011	asiento de la bomba	picado- corrosión	\$	120,42
	cuplas	desgate-operativa	\$	32,40
	Pulling		\$	763,84
		Total	\$	916,66
23/8/2012	Bomba-barril	hueco-corrosión	\$	143,22
	Pulling		\$	763,84
		Total	\$	907,06
22/3/2023	Bomba	desgaste-operativa	\$	143,22
	Pulling		\$	763,84
		Total	\$	907,06

Figura 32. Gastos de intervenciones de Pulling por falla mecánica en la bomba del pozo SPA0203. Elaborado por Delgado M.

La Figura 33 Intervenciones de Pulling por otras fallas en el pozo SPA0203.muestra los gastos por intervenciones de Pulling por mantenimiento o los gastos de intervención por tubería rota por causa operativa, así mismo los cambios en las facilidades de superficie por causa del diseño del pozo SPA0203.

Falla por otros			
Fecha	Componente	Causa	Precio
1/4/2007	Pulling	mantenimiento	\$ 763,84
6/9/2007	Pulling	mantenimiento	\$ 763,84
	Total del año 2007		\$ 1.527,68
27/10/2008	1 tubo	roto-fatiga	\$ 3,60
	Pulling		\$ 763,84
	Total		\$ 767,44
9/7/2011	1 tubo	roto-fatiga	\$ 3,60
	Pulling		\$ 763,84
	Total		\$ 767,44
28/1/2014	Facilidades de superficie		\$ 60,70
	Pulling		\$ 763,84
	Total		\$ 824,54
5/3/2014	1 tubo	roto-operativa	\$ 3,60
	Pulling	mantenimiento	\$ 763,84
	Total		\$ 767,44
7/8/2014	Pulling	mantenimiento	\$ 763,84
	Total		\$ 763,84
	Total del año 2014		\$ 2.355,82
18/12/2017	1 tubo	roto-rozamiento	\$ 3,60
	Pulling		\$ 763,84
	Total		\$ 767,44
8/3/2019	3 tubos	hueco-bacterias	\$ 10,80
	Pulling		\$ 778,24
4/2/2021	4 tubo	hueco-bacterias	\$ 14,40
	Pulling		\$ 763,84
	Total		\$ 778,24

*Figura 33 Intervenciones de Pulling por otras fallas en el pozo SPA0203.
Elaborado por Delgado M.*

4.5.2 Análisis Económico del pozo SPA1001

La Figura 34 Representa los valores del promedio de Histórico de producción y el precio del barril por año del pozo SPA1001. Elaborado por Delgado M. representa los valores de ingresos anuales menos los gastos por intervenciones de Pulling en falla por tipo arena, varilla, bomba u otros de cada año del pozo SPA0203. El año 2011 y 2012 representan los ingresos más altos con 184.053,17 dólares y 192.183,14 dólares, durante el año 2012 se generan gastos en intervenciones de Pulling por falla mecánica en la bomba de 2.769,20 dólares y en el 2011 por intervenciones en falla por tipo de arena de 1.078,92 dólares, es decir se invirtió para la optimización del pozo y se estima rentable la inversión. El año 2020 se registra con el ingreso anual más bajo de 11.582,53 dólares, porque durante 414 días el pozo dejó de producir, y también se gasta 1.274,02 dólares en una intervención de Pulling

con falla por tipo de arena, a pesar de los gastos y los días donde el pozo deja de producir se logra obtener una utilidad considerada rentable.

Años	Promedio Histórico bbl/d	Precio promedio anual del crudo (en dólares por barril)	Gastos por intervenciones de Pulling				Total	
			Dias sin producir	Falla por tipo de arena	Falla en varilla	Falla en bomba		Falla por otros
2007	5,33	\$ 69,04	0			\$ 907,06	\$ 763,84	\$ 132.642,97
2008	5,31	\$ 94,10	0	\$ 1.885,00			\$ 5.323,96	\$ 175.170,96
2009	5,15	\$ 60,86	0	\$ 1.830,32	\$ 773,44			\$ 111.797,83
2010	4,78	\$ 77,38	0					\$ 135.004,89
2011	4,72	\$ 107,46	0	\$ 1.078,92				\$ 184.053,17
2012	4,88	\$ 109,45	0			\$ 2.769,20		\$ 192.183,14
2013	4,58	\$ 105,87	0	\$ 796,84			\$ 3.807,77	\$ 172.378,27
2014	4,05	\$ 96,29	0		\$ 776,64		\$ 767,14	\$ 140.796,91
2015	4,07	\$ 49,49	0		\$ 795,42	\$ 884,26		\$ 71.840,19
2016	3,85	\$ 40,76	0		\$ 798,62		\$ 800,04	\$ 55.679,33
2017	4,32	\$ 52,51	0					\$ 82.797,77
2018	4,23	\$ 69,78	0	\$ 962,81				\$ 106.774,02
2019	4,28	\$ 64,04	0					\$ 100.043,29
2020	3,44	\$ 41,07	414	\$ 1.274,02				\$ 11.582,53
2021	4,31	\$ 69,72	0	\$ 1.080,83				\$ 78.549,87
2022	3,84	\$ 85,40	0					\$ 119.696,64
2023	3,57	\$ 83,10	61			\$ 942,50		\$ 71.147,58

Figura 34 Representa los valores del promedio de Histórico de producción y el precio del barril por año del pozo SPA1001. Elaborado por Delgado M.

En Figura 35. Gastos de intervenciones de Pulling por falla mecánica en varilla del pozo SPA1001. del año 2009 con 773,44 dólares, luego se mantiene con 776,64 dólares en el año 2014 y aumenta ligeramente a 795,42 dólares en 2015, hasta llegar a 798,62 dólares en gastos por falla mecánica en varillas durante el año 2016.

Falla mecánica en varillas			
Fecha	Componente	Causa	Precio
30/7/2009	3 varillas	desgaste-corrosión	\$ 9,60
	Pulling		\$ 763,84
		Total	\$ 773,44
25/6/2014	4 varillas	desgaste-rozamiento	\$ 12,80
	Pulling		\$ 763,84
		Total	\$ 776,64
19/6/2015	10 varillas	desgaste -fatiga	\$ 32,00
	Pulling		\$ 763,42
		Total	\$ 795,42
18/5/2016	11 varillas	roto-fatiga	\$ 35,20
	Pulling		\$ 763,42
		Total	\$ 798,62

Figura 35. Gastos de intervenciones de Pulling por falla mecánica en varilla del pozo SPA1001. Elaborado por Delgado M.

En la Figura 36. Gastos de intervenciones de Pulling por falla mecánica en *bomba del pozo SPA1001*. se observa los gastos en las intervenciones de Pulling del pozo SPA1001 por falla

mecánica en bomba y durante el año 2007 se interviene 907,06 dólares, para el año 2012 aumenta el gasto a 2769,26 dólares porque se registra 3 intervenciones con falla mecánica en la bomba a lo largo del año. En el 2015 disminuye a 884,26 dólares y finalmente para el 2023 aumenta a 942,50 dólares.

Falla mecánica en la bomba			
Fecha	Componente	Causa	Precio
26/8/2007	Bomba	desgaste-operativa	\$ 143,22
	Pulling		\$ 763,84
		Total	\$ 907,06
11/3/2012	asiento de la bomba	picado-corrosión	\$ 120,42
	Pulling		\$ 763,84
		Total	\$ 884,26
3/7/2012	válvulas de la bomba	desgaste-operativa	\$ 178,66
	Pulling		\$ 763,84
		Total	\$ 942,50
8/12/2012	valvulas de la bomba	desgaste-operativa	\$ 178,66
	Pulling		\$ 763,84
		Total	\$ 942,50
		Subtotal del año 2012	\$ 2.769,26
23/6/2015	asiento de la bomba	ajuste inadecuado	\$ 120,42
	Pulling		\$ 763,84
		Total	\$ 884,26
13/4/2023	caja de válvulas	hueco-bacterias	\$ 178,66
	Pulling		\$ 763,84
		Total	\$ 942,50

Figura 36. Gastos de intervenciones de Pulling por falla mecánica en bomba del pozo SPA1001. Elaborado por Delgado M.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** 2008 con 1.885 dólares, y en el año 2009 se mantiene con 1.830,32 dólares. Después disminuye a 1078,92 dólares en el año 2011, y en el año 2013 continúa disminuyendo a 796,84 dólares. Y en el año 2020 aumenta a 1274,02 dólares en gastos con falla por tipo de arena. El último gasto registrado es de 1.080,83 dólares en el año 2021.

Falla por tipo de arena			
Fecha	Componente	Causa	Precio
17/1/2008	válvulas de la bomba	fuga-carbonato	\$ 178,66
	Pulling		\$ 763,84
	Total		\$ 942,50
12/5/2008	válvulas de la bomba	desgaste-carbonato	\$ 178,66
	Pulling		\$ 763,84
	Total		\$ 942,50
	Subtotal del año 2008		\$ 1.885,00
12/1/2009	bomba	tapado-carbonato	\$ 143,22
	acoples	roto-corrosión	\$ 23,00
	Pulling		\$ 763,84
	Total		\$ 930,06
6/7/2009	asiento de bomba	incrustacion- carbonato	\$ 120,42
	5 varillas	desgaste-carbonato	\$ 16,00
	Pulling		\$ 763,84
	Total		\$ 900,26
	Subtotal del año 2009		\$ 1.830,32
6/3/2011	5 varillas	desgaste-corrosión	\$ 16,00
	asiento de bomba	desgaste-carbonato	\$ 120,42
	bomba	desgaste-carbonato	\$ 178,66
	Pulling		\$ 763,84
	Total		\$ 1.078,92
29/6/2013	10 tubos	incrustacion- carbonato	\$ 33,00
	Pulling		\$ 763,84
	Total		\$ 796,84
13/11/2018	2 varillas	desgaste-carbonato	\$ 6,40
	pistón de la bomba	incrustación- carbonato	\$ 143,22
	15 tubos	incrustación- carbonato	\$ 49,35
	Pulling		\$ 763,84
	Total		\$ 962,81
28/10/2020	válvulas de la bomba	incrustación- carbonato	\$ 178,66
	pistón de la bomba	deformado-lodo	\$ 143,22
	28 varillas	desgate-corrosion	\$ 89,60
	30 tubos	desgaste -corrosión	\$ 98,70
	Pulling		\$ 763,84
	Total		\$ 1.274,02
10/5/2021	válvula fija	incrustación- carbonato	\$ 67,58
	varillón pulido	desgaste-rozamiento	\$ 191,45
	4 tubos	incrustación-carbonato	\$ 13,16
	14 varillas	incrustación-carbonato	\$ 44,80
	Pulling		\$ 763,84
	Total		\$ 1.080,83

Figura 37 Gastos de intervenciones de Pulling por falla en tipo de arena del pozo SPA1001. Elaborado por Delgado M.

La Figura 38 Intervenciones de Pulling por otras fallas en el pozo SPA1001. Figura 38 Intervenciones de Pulling por otras fallas en el pozo SPA1001. muestra los gastos por intervenciones de Pulling donde solo se da mantenimiento o utiliza el equipo SWAB para levantar una columna de fluido que está dentro de la tubería de producción, también registra los gastos de intervención por tubería rota por causa operativa del pozo SPA1001.

Falla por otros			
Fecha	Componente	Causa	Precio
5/2/2007	Pulling	mantenimiento	\$ 763,84
		Total	\$ 763,84
19/1/2008	Pulling	mantenimiento	\$ 763,84
	SWAB		\$ 1.516,22
8/8/2008	Pulling	mantenimiento	\$ 763,84
	SWAB		\$ 1.516,22
11/8/2008	Pulling	mantenimiento	\$ 763,84
		Total del 2008	\$ 5.323,96
8/11/2013	Pulling	mantenimiento	\$ 763,85
11/11/2013	Pulling	mantenimiento	\$ 763,85
	SWAB		\$ 1.516,22
16/11/2013	Pulling	mantenimiento	\$ 763,85
		Total del 2013	\$ 3.807,77
27/5/2014	Pulling		\$ 763,85
	1 tubo	roto-operativa	\$ 3,29
		Total	\$ 767,14
7/10/2016	Pulling		\$ 763,85
	11 tubos	roto-operativa	\$ 36,19
		Total	\$ 800,04

*Figura 38 Intervenciones de Pulling por otras fallas en el pozo SPA1001.
Elaborado por Delgado M.*

4.6 Optimización de los pozos SPA1001 Y SPA0203

Se realiza el análisis de la optimización del pozo SPA1001 y SPA0203 durante el año 2007 hasta el año 2023. Se considera durante el análisis los años más representativos en las curvas del promedio histórico de producción anual y se describe las soluciones realizadas para conseguir la optimización en la producción de los pozos, así mismo los gastos realizados en cada intervención de Pulling sea con falla por tipo de arena, en varilla, en bomba u otros, también la retribución anual de los ingresos por la producción de los pozos y si son considerados rentables o no.

4.6.1 Optimización del pozo SPA1001

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** durante el año 2007 hasta el año 2023. Muestra la declinación más representativa y donde sube la producción del petróleo logrando la optimización del pozo.

- Se observa una declinación considerable entre el 15 de junio del 2013 a 15 de noviembre del mismo año, baja la producción de 5,25 bbl/d a 1,29 bbl/d. Se decide intervenir el mediante el Pulling el 25 de junio del 2014 porque estaba dejando de producir y se sacan 4 varillas de 5/8 con desgaste por rozamiento. El pozo comienza a aumentar su producción a 3,93 bbl/d.
- Para el 15 de mayo del 2016 la producción vuelve declina a 3,08 bbl/d, se vuelve a intervenir el pozo el 18 de mayo de 2016 y se cambian las primeras 11 varillas de

5/8 que salen rotas por fatiga. El pozo comienza a aumentar su producción a 4,08 bbl/d.

- Se mantuvo la producción hasta el 15 de marzo del 2020 con 4,15 bbl/d, luego se registra una declinación considerable de 0 bbl/d, es decir deja de producir el pozo. Se interviene el pozo el 28 de noviembre de 2020 y se retiran 30 tubos con desgaste por corrosión, 28 varillas también con desgaste, el pistón de la bomba sale deformado con lodo y las válvulas con incrustación de carbonato. El pozo queda listo para producir, logrando la optimización del pozo a 4,48 bbl/d hasta llegar a 5,36 bbl/d en febrero del 2021.
- Después se comienza a registrar un nuevo declive de producción llegando a 0,16 bbl/d en abril del 2021. Interviniendo el pozo el 10 de mayo de 2021 encontrando falla en la válvula fija por incrustaciones de carbonato, retiran 4 tubos de 2 3/8 y 14 varillas 5/8 con incrustaciones de carbonato, el varillón pulido sale con desgaste por rozamiento. Luego de cambiar los componentes afectados, queda el pozo listo y su optimización aumenta a 5,71 bbl/d.
- El 15 de diciembre de 2022 se registra una disminución de producción a 1,03 bbl/d, se interviene el pozo el 13 de abril del 2023 se encuentran falla mecánica en la bomba, sale la caja de válvula viajera con hueco por bacterias. Se revisa toda la instalación y se corrige el cambio de válvula. Queda el pozo listo para continuar produciendo y se logra optimar la producción a 4,47 bbl/d en mayo del 2023.
- El último registro de producción del 15 de agosto del 2023 muestra una disminución a 3,65 bbl/d pero conservando la producción del pozo.

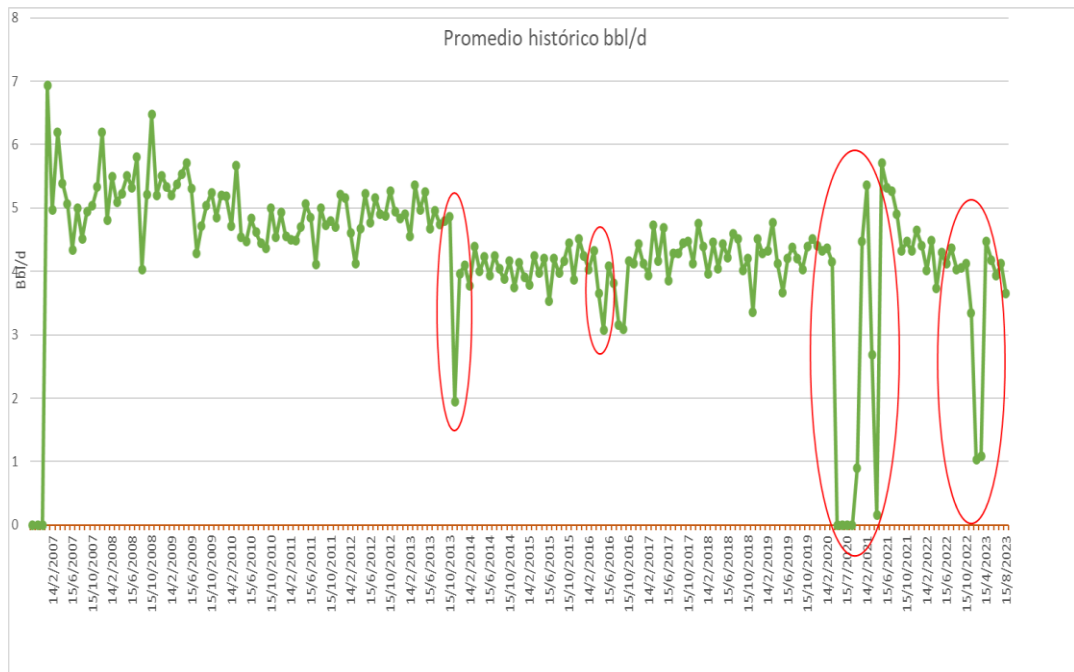


Figura 39 Representa el historial de producción diario del pozo SPA1001 varía con respecto al tiempo desde el año 2007 hasta el 2023. Elaborado por Delgado M.

La Figura 40 Representa el total de ingreso durante los años analizados para la optimización del pozo SPA1001. Elaborado por Delgado M. los años analizados para la optimización del pozo SPA1001.

- Durante el año 2013 el gasto por intervenciones de Pulling en falla por tipo de arena es de 796,84 dólares, el pozo produce 4,58 bbl/d y el precio anual del barril es de 105,87 dólares, logrando un ingreso de 172.378,27 dólares considerado rentable en comparación al gasto de inversión.
- En el año 2014 se registra el gasto de 776,64 dólares en intervenciones de Pulling por falla en varilla, se logra la optimización del pozo de 1,29 bbl/d a 3,93 bbl/d. Se registra un ingreso de 140.796,91 dólares durante ese año considerado rentable la inversión.
- Se muestra en el año 2016 el gasto de 798,62 dólares por intervenciones de Pulling con falla en varilla y su ingreso anual es 55.679,33 dólares, siendo una inversión redituable considerando favorable la optimización del pozo.
- El año 2020 registra un ingreso anual de 11.582,53 dólares porque durante 414 días deja de producir el pozo. Se logra la optimización del pozo a 4,48 bbl/d gracias a la intervención de Pulling con falla por tipo de arena donde se invierte 1.274,02 dólares,

aunque el ingreso anual del 2020 es estimado el más bajo, pero se consigue mejorar la producción del pozo.

- El 2021 se gasta 1.080,83 dólares en intervención de Pulling con falla por tipo de arena, porque se registra una disminución 0,16 bbl/d en abril del 2021. Se logra optimizar la producción del pozo a 5,71 bbl/d, el ingreso anual del 2021 es de 108.599,19 dólares.
- El 2023 se logra una optimización en la producción de 1,03 bbl/d a 4,47 bbl/d mediante la intervención de Pulling por falla mecánica en la bomba al pozo, se invierte 942,50 dólares, pero el ingreso anual del pozo es de 71.147,58 dólares; por lo tanto, la inversión genera utilidades.

Años	Promedio Histórico bbl/d	Precio promedio anual del crudo (en dólares por barril)	Gastos por intervenciones de Pulling				Total	
			Dias sin producir	Falla por tipo de arena	Falla en varilla	Falla en bomba		Falla por otros
2013	4,58	\$ 105,87	0	\$ 796,84			\$ 3.807,77	\$ 172.378,27
2014	4,05	\$ 96,29	0		\$ 776,64		\$ 767,14	\$ 140.796,91
2016	3,85	\$ 40,76	0		\$ 798,62		\$ 800,04	\$ 55.679,33
2020	3,44	\$ 41,07	414	\$ 1.274,02				\$ 11.582,53
2021	4,31	\$ 69,72	0	\$ 1.080,83				\$ 108.599,19
2023	3,57	\$ 83,10	61			\$ 942,50		\$ 71.147,58

Figura 40 Representa el total de ingreso durante los años analizados para la optimización del pozo SPA1001. Elaborado por Delgado M.

4.6.2 Optimización del pozo SPA0203

En la Figura 41. Representa el historial de producción diario del pozo SPA0203 varia con respecto al tiempo desde el año 2007 hasta el 2023. Elaborado por Delgado M. se observa el historial de producción del pozo SPA0203 durante el año 2007 hasta el año 2023. Muestra la declinación más representativa y donde aumenta la producción del petróleo alcanzando la optimización del pozo.

- En el 15 de septiembre del 2015 se registra una declinación en la producción de 2,22 bbl/d a 0,54 bbl/d. Se interviene el pozo mediante Pulling el 31 de julio del 2015 y se retira la válvula móvil y 2 varillas de 5/8 con incrustación de carbonato, el pistón esta deformado por el lodo. El pozo muestra un aumento de producción de 1,28 bbl/d y el 15 de mayo del 2016 logra producir 1,67 bbl/d.

- Para el 15 de octubre del 2017 presenta una baja producción de 0,59 bbl/d y se interviene el pozo el 13 de diciembre del 2017 retirando 6 varillas de 5/8 y el pistón deformado por lodo. Se cambian las varillas por varillas de 3/4 y también el pistón de la bomba, queda el pozo listo para continuar la producción y el 15 de noviembre del 2017 aumenta a 1,07 bbl/d. Después hay una caída donde registra que el 15 de diciembre del 2017 produce 0,75 bbl/d a por esta razón se decide intervenir el 18 de diciembre del 2017, durante el Pulling se retira 1 tubo roto por causa del rozamiento. El pozo queda listo y se logra aumentar a 1,34 bbl/d.
- Se registra el 15 de mayo del 2020 a 0bbl/d, es decir el pozo deja de producir y se interviene el 4 de febrero del 2021 retirando 4 tubos con hueco por causa de las bacterias. Empieza a producir 1,51 bbl/d el 15 marzo del 2021 y llega la optimización del pozo a 2,06 bbl/d registrados durante el 15 de mayo del 2021.
- Declina su producción a 0,59 bbl/d el 5 marzo del 2023, por lo tanto, se interviene el pozo el 22 de marzo del 2023 y se retira la bomba con desgase por causa operativa. Después del Pulling queda el pozo listo para producir y aumenta la producción a 1,66 bbl/d el 15 de abril del 2023, logrando la optimización del pozo.
- El ultimo valor registrado es 1,56 bbl/d el 15 de agosto del 2023, es decir la productividad del pozo se mantiene.

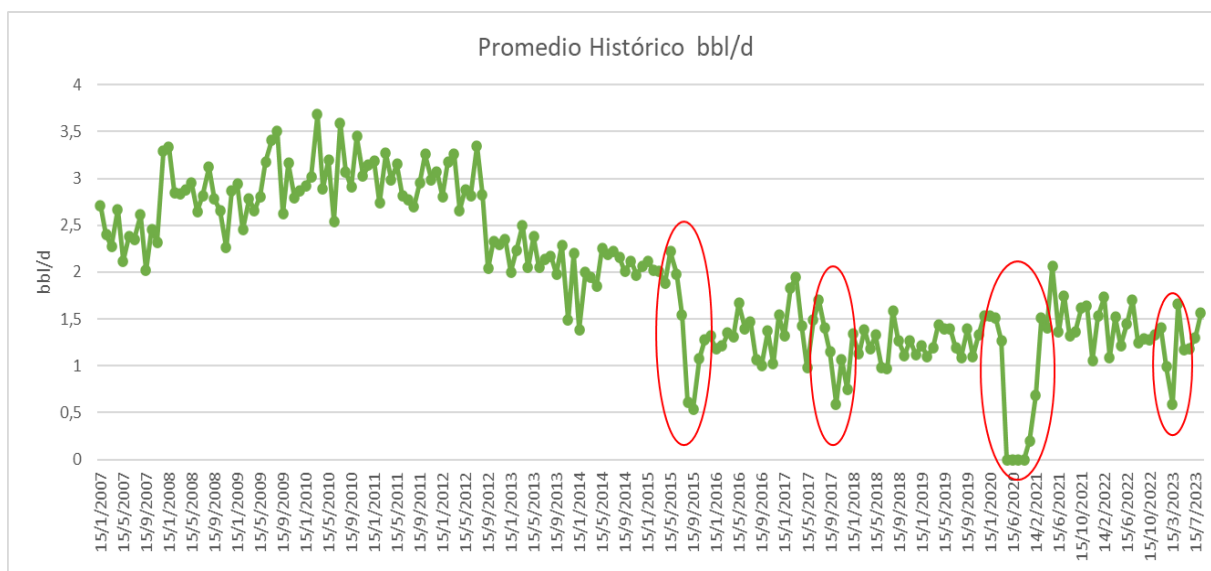


Figura 41. Representa el historial de producción diario del pozo SPA0203 varía con respecto al tiempo desde el año 2007 hasta el 2023. Elaborado por Delgado M.

La Figura 42 Representa el total de ingreso durante los años analizados para la optimización del pozo SPA0203. Elaborado por Delgado M. os años analizados para la optimización del pozo SPA0203.

- En el año 2015 el gasto por intervenciones de Pulling en falla por tipo de arena es de 981,04 dólares, el pozo produce 1,55 bbl/d y el precio promedio anual del barril es de 49,49 dólares, obteniendo un ingreso de 27.017,93 dólares considerado rentable en comparación al gasto de inversión.
- Durante el año 2017 su producción promedio anual es 1,31 bbl/d, durante este año se presenta 2 intervenciones de Pulling, una con falla por tipo de arena de 926,26 dólares y otra por falla de tubería rota de 757,44 dólares. En este año el ingreso anual es de 23.423,96 dólares, es decir representa rentabilidad la inversión.
- No se realizaron gastos de intervenciones de Pulling en el año 2020, este año el pozo deja de producir durante 274 días. Por lo tanto, el ingreso anual del pozo es 5.381,81 dólares considerado el más bajo registrado a lo largo de los últimos años.
- Para el año 2021 si se realiza una intervención de Pulling con falla en la tubería de 778,24 dólares. Este año su promedio histórico de producción es de 1,33 bbl/d y deja un ingreso anual de 33.067,33 dólares, siendo rentable la inversión para la optimización del pozo.

- Finalmente, el año 2023 se interviene el pozo una vez por falla mecánica en la bomba de 907,06 dólares, pero solo considera los valores de producción hasta el mes de agosto dejando un ingreso de 23.526,83 dólares. Por tal motivo si es rentable la inversión al pozo.

Años	Promedio Histórico bbl/d	Precio promedio anual del crudo (en dólares por barril)	Dias sin producir	Gastos en intervenciones de Pulling				Total
				Falla por tipo de arena	Falla en varilla	Falla en bomba	Falla en otros	
2015	1,55	49,49	0 \$	981,04 \$	- \$	- \$	- \$	27.017,93
2017	1,31	52,51	0 \$	926,26 \$	- \$	- \$	757,44 \$	23.423,96
2020	1,44	41,07	274 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	5.381,81
2021	1,33	69,72	0 \$	- \$	- \$	- \$	778,24 \$	33.067,33
2023	1,21	83,1	0 \$	- \$	- \$	907,06 \$	- \$	23.526,83

Figura 42 Representa el total de ingreso durante los años analizados para la optimación del pozo SPA0203. Elaborado por Delgado M.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RESULTADOS

5.1 CONCLUSIONES

- El análisis en los 41 pozos establece que el 38% presenta falla por tipo de arena, siendo los más comunes y costosos, el 24% son fallas mecánicas en la bomba, el 13% falla en la varilla y el 25% simboliza la falla por otras causas.
- El componente que más falla en los sistemas de bombeo mecánico del sector Santa Paula es la bomba, por causa de incrustaciones de carbonato o por la presencia de arenas.
- El análisis económico en la producción anual de los pozos SPA0203 y SPA1001 registra al año 2020, el más bajo en ingresos anuales con 5.381,81 dólares y 11.582,53 dólares, por el tiempo que deja de producir. El pozo SPA0203 durante 274 días y el pozo SPPA1001 alrededor 414 días.
- Se concluye que gracias a las intervenciones de Pulling se logra la optimización en la producción de los pozos SPA0203 de 0 bbl/d a 2,06 bbl/d y SPA1001 de 0,16 bbl/d a 5,71 bbl/d.
- El análisis económico establece que, si es rentable la inversión en las intervenciones de Pulling por falla mecánica de bomba, varilla o tipo de arena, pues al final del año se retribuye aumentando la productividad del pozo.

5.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda el uso de filtro y malla en cada cambio de bomba ya que minimizan la erosión en las válvulas y los problemas de bomba embastionada por presencia de arenas.
- Si se continúa registrando problemas por presencia de arena, se sugiere utilizar bombas tipo RWT o SAND PUMPS.
- El uso del sistema vortex ayuda a decantar la arena y evitar el taponamiento en la bomba, y el desgaste por rozamiento en los componentes de la bomba.
- Se aconseja usar velocidades de bombeo bajas y carreras largas en el varillón pulido, de lo contrario aumentan la falla por causa de fatiga en las varillas.
- Durante las intervenciones de Pulling se deben manipular las varillas con cuidado para evitar golpear o romper, así mismo que se caigan al pozo y tengan que ser pescadas, aumentando el tiempo de intervención al pozo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Álvarez, F., & Vega, J. (2008). *Análisis de falla en los sistemas de bombeo mecánico del campo Cantagallo*. Universidad Industrial de Santander.

Brasales, J. (2015). *Estudio Técnico-Económico para la implementación de unidades de bombeo mecánico con Rotaflex para el área Libertador*. Escuela Politécnica Nacional.

Calderón, J., & Parra, D. (2019). *Evaluación del uso de un controlador de bombeo mecánico y sus funciones avanzadas para la mejora de las condiciones de operación en el campo La Cira Infantas*. Fundación Universidad De América.

Camargo, E., & Briceño, M., & Hernández, L. (2019). Modelados de pozos de producción por bombeo mecánico utilizando técnicas de computación inteligente. *Ciencia e Ingeniería*, vol. 40, núm. 3. <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=507567854007>

Chiluiza, W., & Rosales, J. (2013). *Rediseño del sistema de levantamiento por bombeo mecánico, mediante el estudio de factores mecánicos y petrofísicos para el incremento de la producción en el campo Pacoa Bloque 1 operado por EP PETROAMAZONAS*. Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Figuerola, R. (2022). *Bomba mecánica de subsuelo para manejar arena y gas en pozos de crudos pesados*. Houston: Nakasawua Resources. <https://innovamas.nakasawaresources.com>

García, Á., & Landeta, A. (2019). *Optimización del sistema de levantamiento artificial a lo largo del tiempo de vida productiva de un pozo en el Oriente Ecuatoriano*. Escuela Superior Politécnica del Litoral.

García, F., & Vleugels, A., & Sanchez, J., & Hirschfeldt, M. (2014). *Criterios de selección de bombas mecánicas de profundidad no convencionales*. http://www.oilproduction.net/files/bombas_mecanicas_no_convencionales.pdf

García, P., & Villón, M. (2013). *Estudio Técnico-Económico de los sistemas de producción en los pozos de la sección Santa Paula del campo Gustavo Galindo Velasco para*

definir el mejor sistema de producción para cada pozo. Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Gavilanes, R. (2021). *Análisis del desempeño del sistema de levantamiento artificial del campo Tambococha para la optimización de la producción y consumo de energía.* Escuela Politécnica Nacional.

González, O., & Rojas, M., & González, G. (2022). Efecto de la temperatura en un reactor vórtice para cavitación hidrodinámica. *Ingeniería e Investigación vol. 42 No. 3.*
file:///C:/Users/Windows10/Downloads/Dialnet-EffectOfTemperatureOnAVortexReactorForHydrodynamic-8613009.pdf

Guale, J (2013). *Estudio para la optimización de sistemas de levantamiento artificial para la producción de petróleo en pozos de la zona central del campo Ancón-Provincia de Santa Elena.* Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Machado, L (2020). *Selección y Aplicaciones Industriales de Bombas.*
file:///C:/Users/Windows10/Downloads/Dialnet-SeleccionYAplicacionesIndustrialesDeBombas-7554363.pdf

Madrid, M. (2009). *Bombeo Mecánico-Diseño.* Venezuela: Portal del Petróleo.
<https://portaldelpetroleo.com>

Martínez, I. (2013). *Diagnóstico de fallas y optimización del bombeo mecánico.* Instituto Politécnico Nacional.

Montoya, E., & Malavé, K. (2013). Aplicación del cambio de sistema de levantamiento artificial a bombeo mecánico en el campo Sacha. *Escuela Superior Politécnica del Litoral Centro de Investigación Científica y Tecnológica.*
<https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/24301/1/Articulo%20de%20Tesis%20MONTROYA.pdf>

Partidas, H. (2003). *Bombeo Mecánico Optimización, Diagnóstico y Operación.*
<https://christian3306.files.wordpress.com/2010/10/bombeo-mecanico-optimizacion-diagnostico-y-operacion.pdf>

Pereira, L. (2019). *Procedimiento Estándar para pruebas de Hermeticidad en líneas de recipientes sujetos a presión.* <https://www.mscoatza.com/>

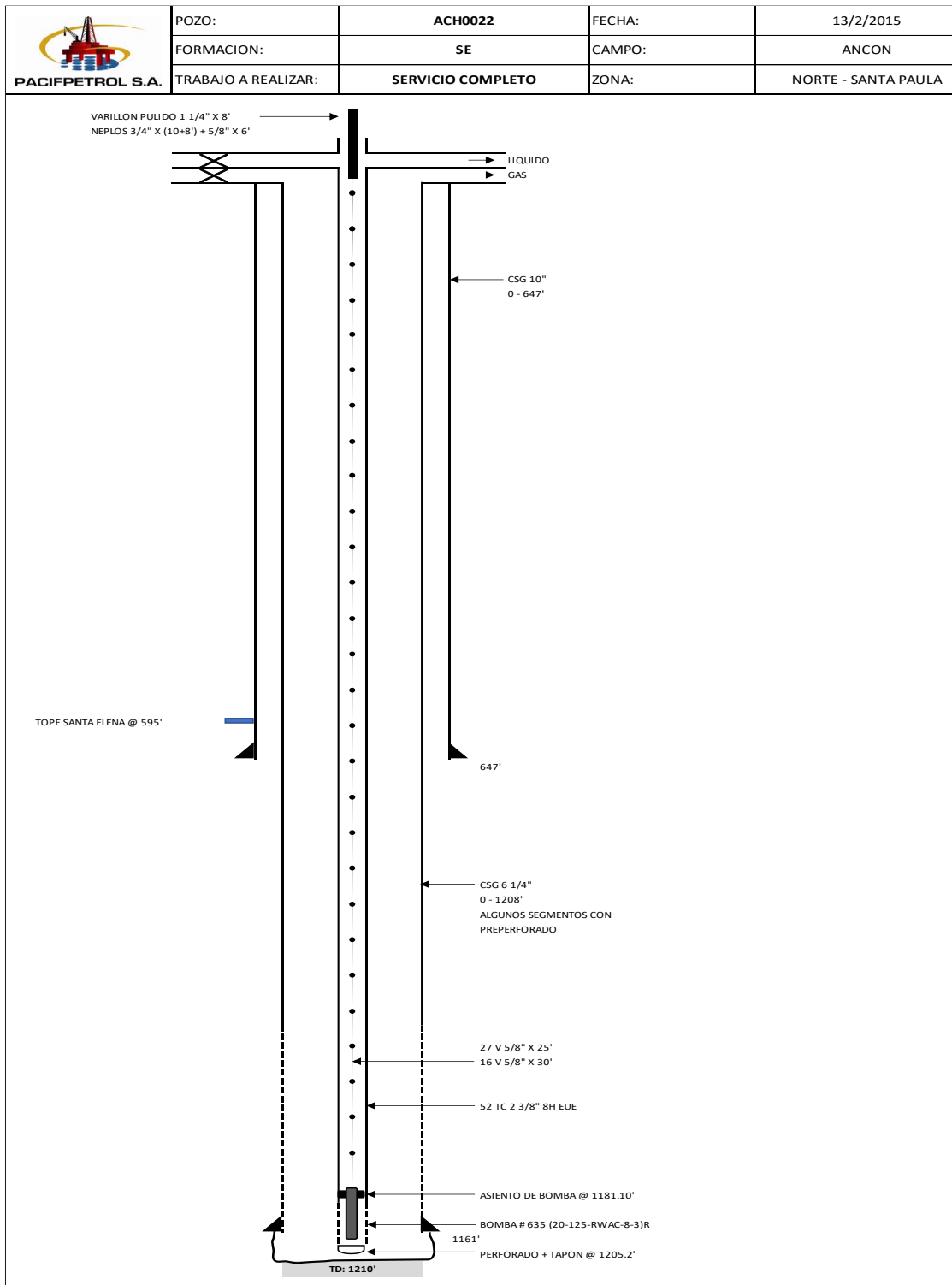
- Pizarro, M., & Pallasco, C. (2012). *Estudio de Factibilidad para la implementación del sistema de Plunger Lift en el campo Pacoa Bloque-I*. Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- Rey, B. (2004). *Optimización de la producción del sistema de bombeo mecánico de la sección 67 de los campos petroleros “Ing. Gustavo Galindo Velasco.”*
- Rodríguez, O. (2018). *Análisis de falla en los sistemas de bombeo mecánico del campo Lisama*. Universidad Industrial De Santander.
- Sagado, J., & Bernal, R., & Zambrano, A., & Romero, F., & Franco, L., & Pérez, C. (2011). Identificación de Cartas Dinográficas de Fondo mediante el uso de Redes Neuronales como herramienta de Ayuda en el Bombeo Mecánico. *Revista Ingeniería y Región No. 8*. <https://journalusco.edu.co/index.php/iregion/article/view/788/1514>
- Soriano, J. (2020). *Optimización del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico en pozos productores de la sección Santa Paula del cantón Salinas*. Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- Tumbaco, L. (2019). *Estudio Técnico del pozo Pacoa 18 para el cambio de sistema de levantamiento artificial de SWAB a bombeo mecánico para incrementar la producción del campo Pacoa*. Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos. (2019). *Diseño de la perforación de los pozos*. <http://oilproduction.net/files/Diseno%20de%20perforacion.pdf>
- Universidad de los Andes. (2019). *Modelados de pozos de producción por bombeo mecánico utilizando técnicas de computación inteligente*. <https://www.redalyc.org/journal/5075/507567854007/html/>
- Valenzuela, L., & Calderón, L. (2009). *Análisis de fallas en sartas de bombeo mecánico aplicado al campo Cebú-Palagrande de la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima ECOPETROL S.A.* Universidad SurColombia.
- Velásquez, V. (2019). *Optimización del sistema de levantamiento por bombeo mecánico, en la zona sur sección 73, en el campo Gustavo Galindo*. Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Villegas, Y. (2017). *Análisis de riesgos en actividades SWAB durante la extracción de petróleo en reservorios de baja energía en el noroeste del Perú*. Universidad Nacional de Piura.


Yela, J. (2021). *Análisis comparativo entre los sistemas de producción de bombeo mecánico y bombeo de cavidades progresivas aplicado al pozo AHU29 del campo Gustavo Galindo Velasco*. Universidad Estatal Península de Santa Elena.

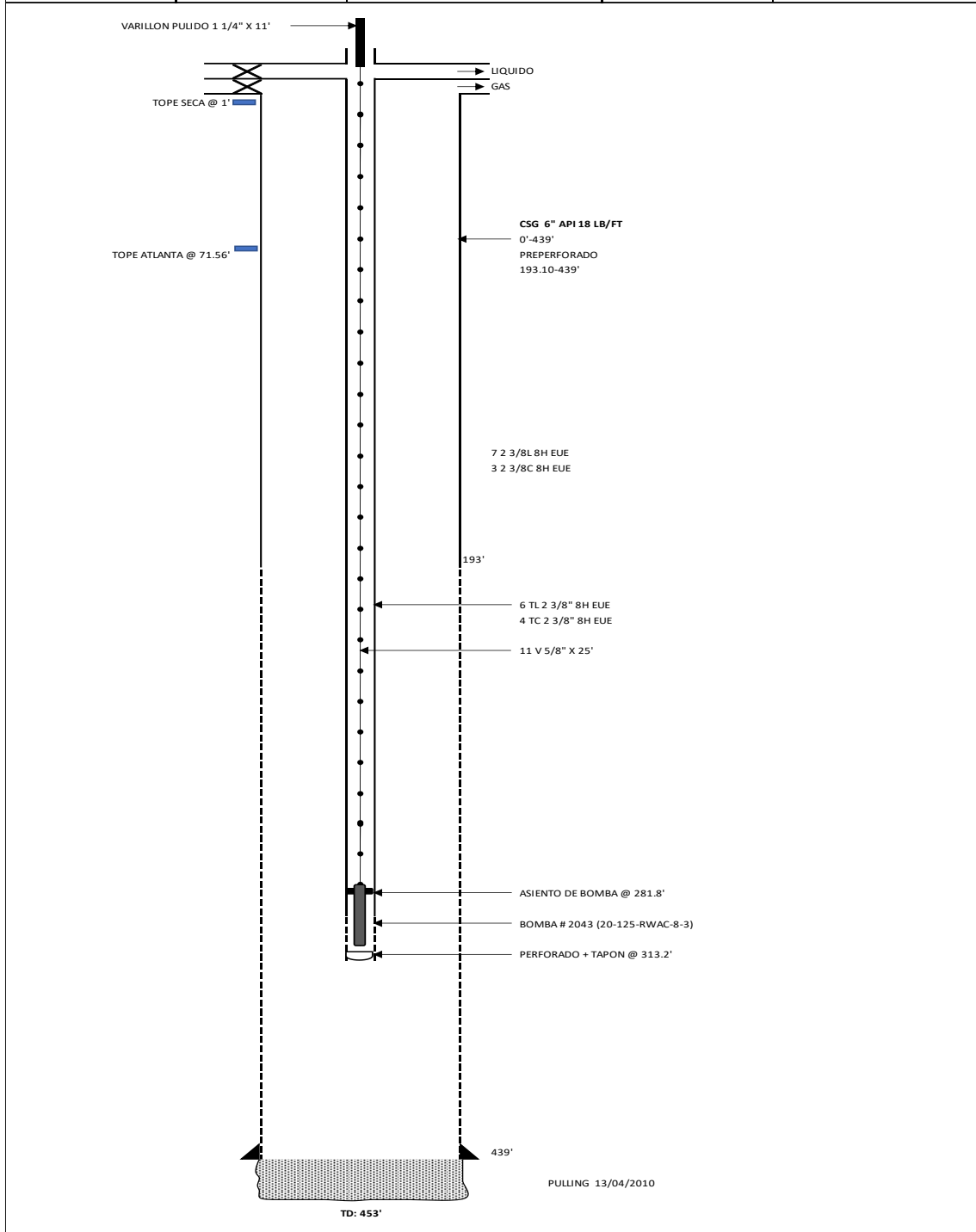
6 ANEXOS

Anexos A. Diagrama de completación del pozo ACH0022.

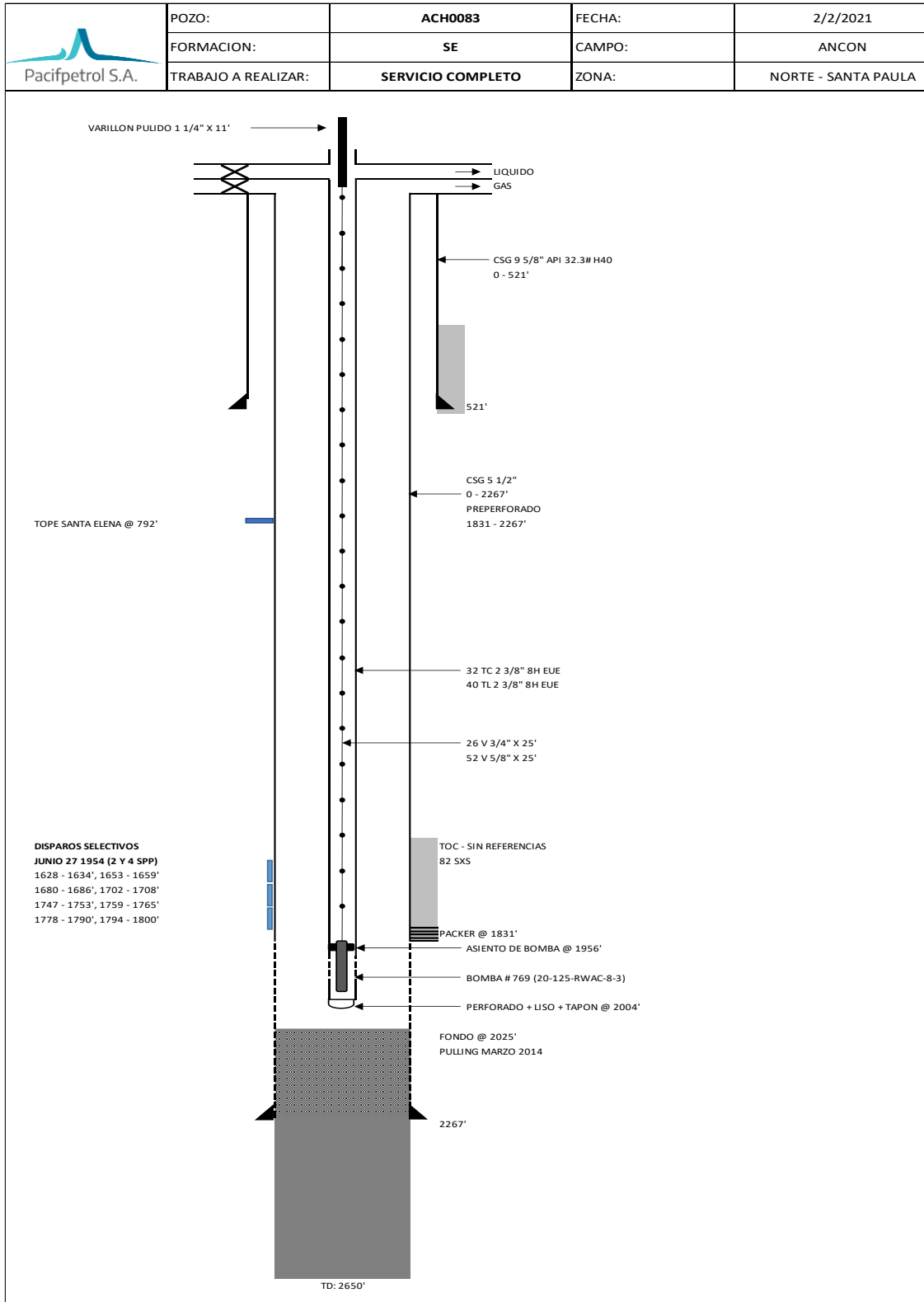


Anexos B. Diagrama de completación del pozo SPA0016.

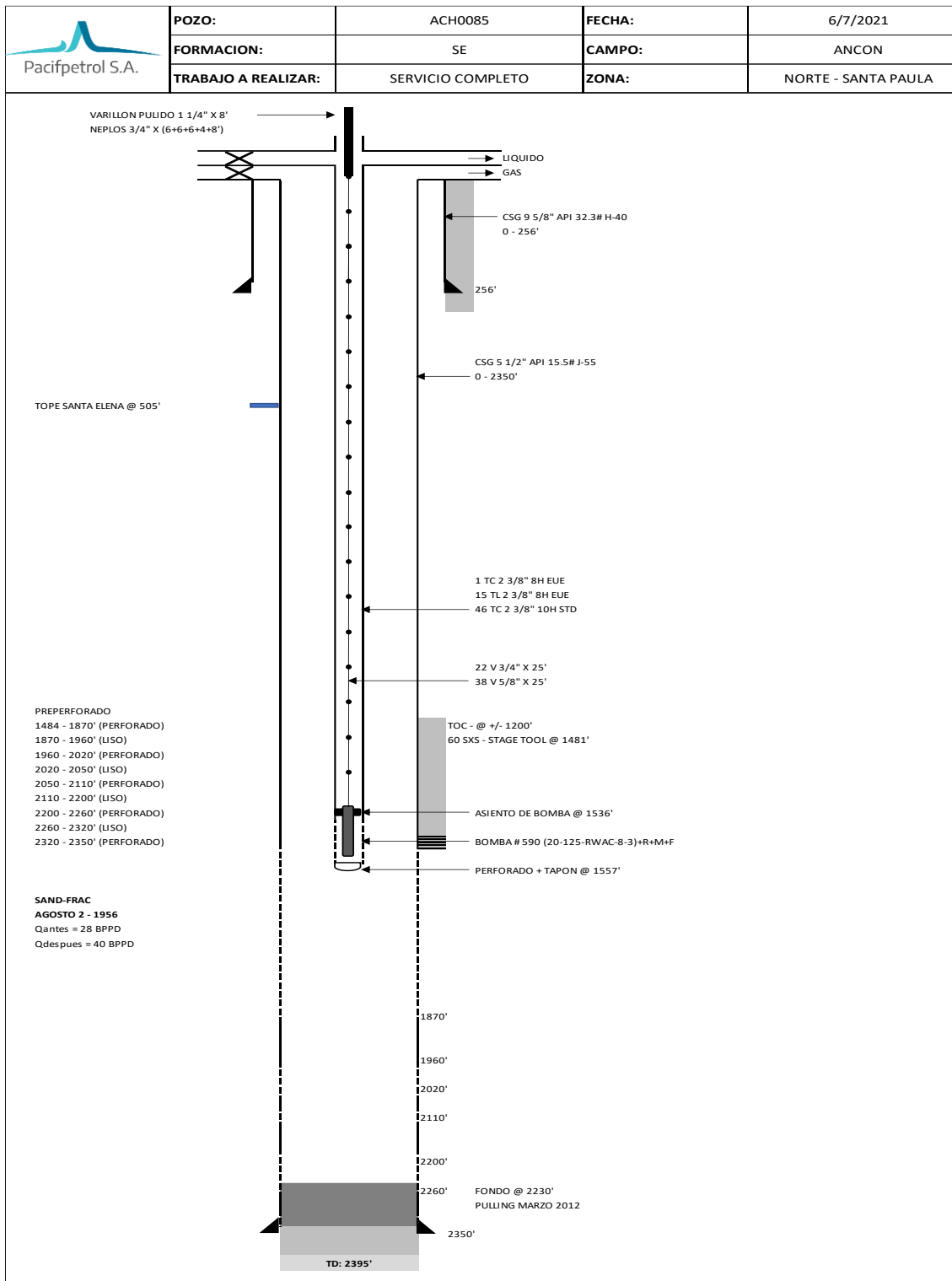
 PACIFPETROL S.A.	POZO:	SPA0016	FECHA:	15/5/2014
	FORMACION:	AT	CAMPO:	ANCON
	TRABAJO A REALIZAR:	SERVICIO COMPLETO	ZONA:	NORTE - SANTA PAULA



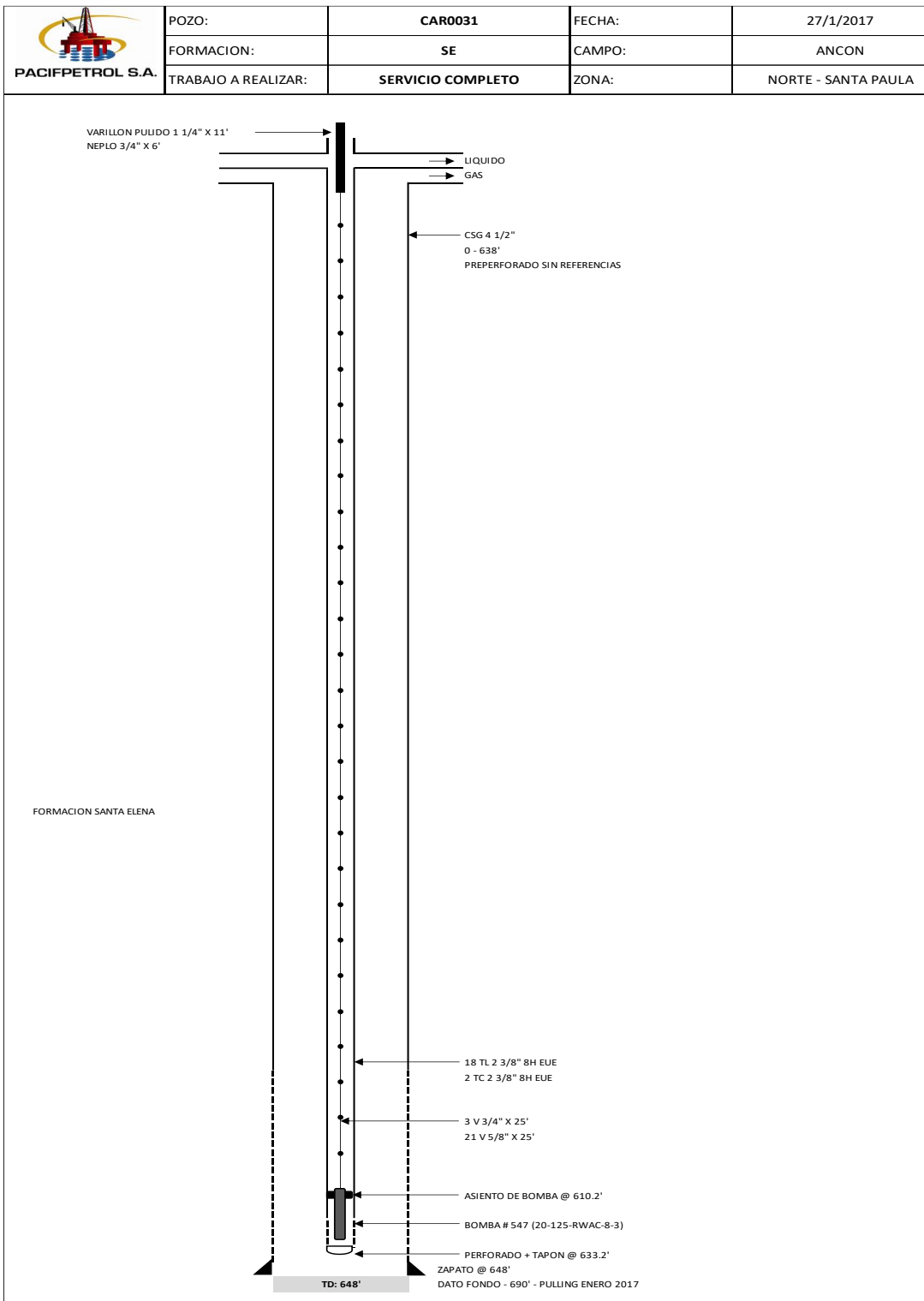
Anexos C. Diagrama de completación del pozo ACH0083.



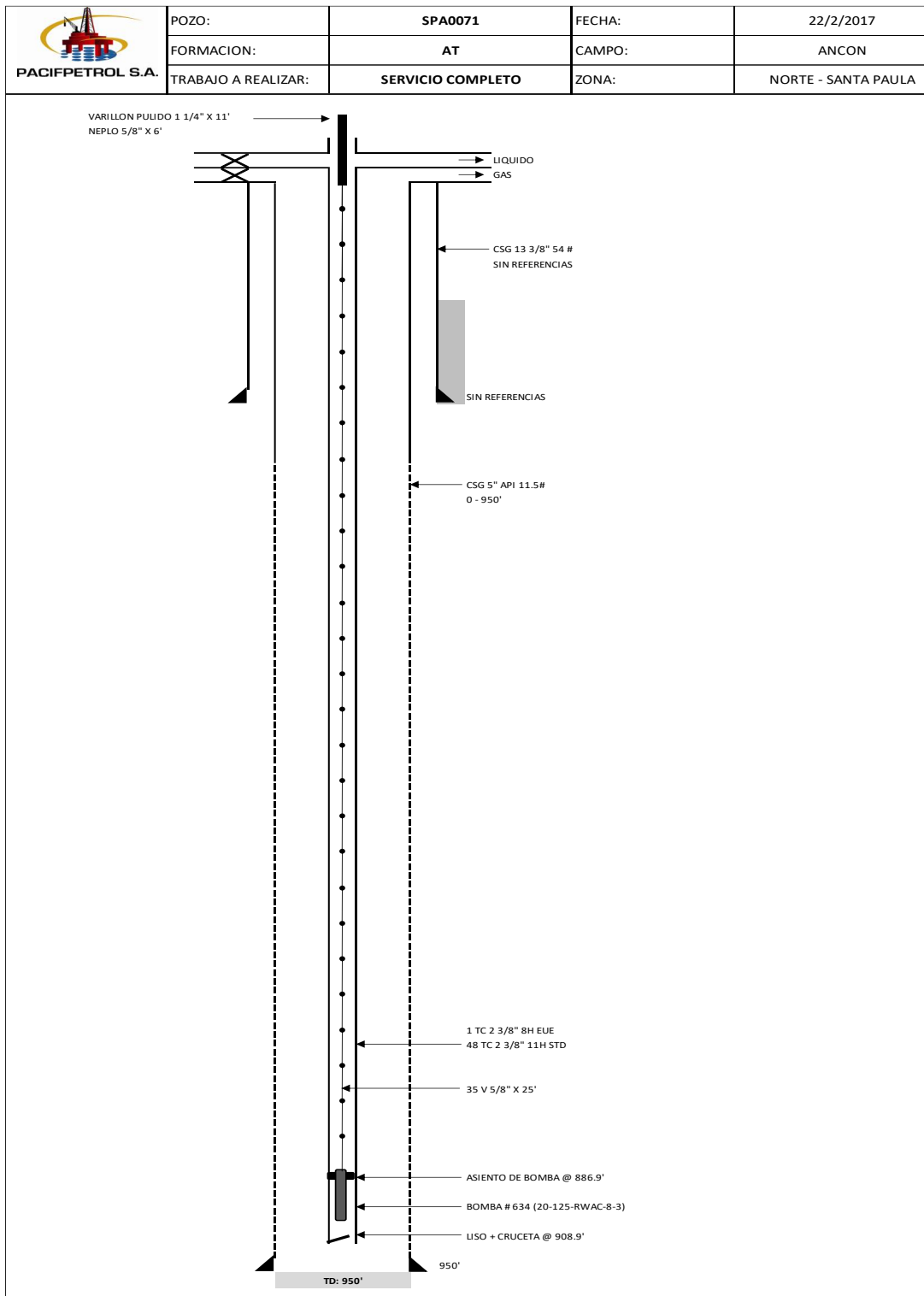
Anexos D. Diagrama de completación del pozo ACH0085.



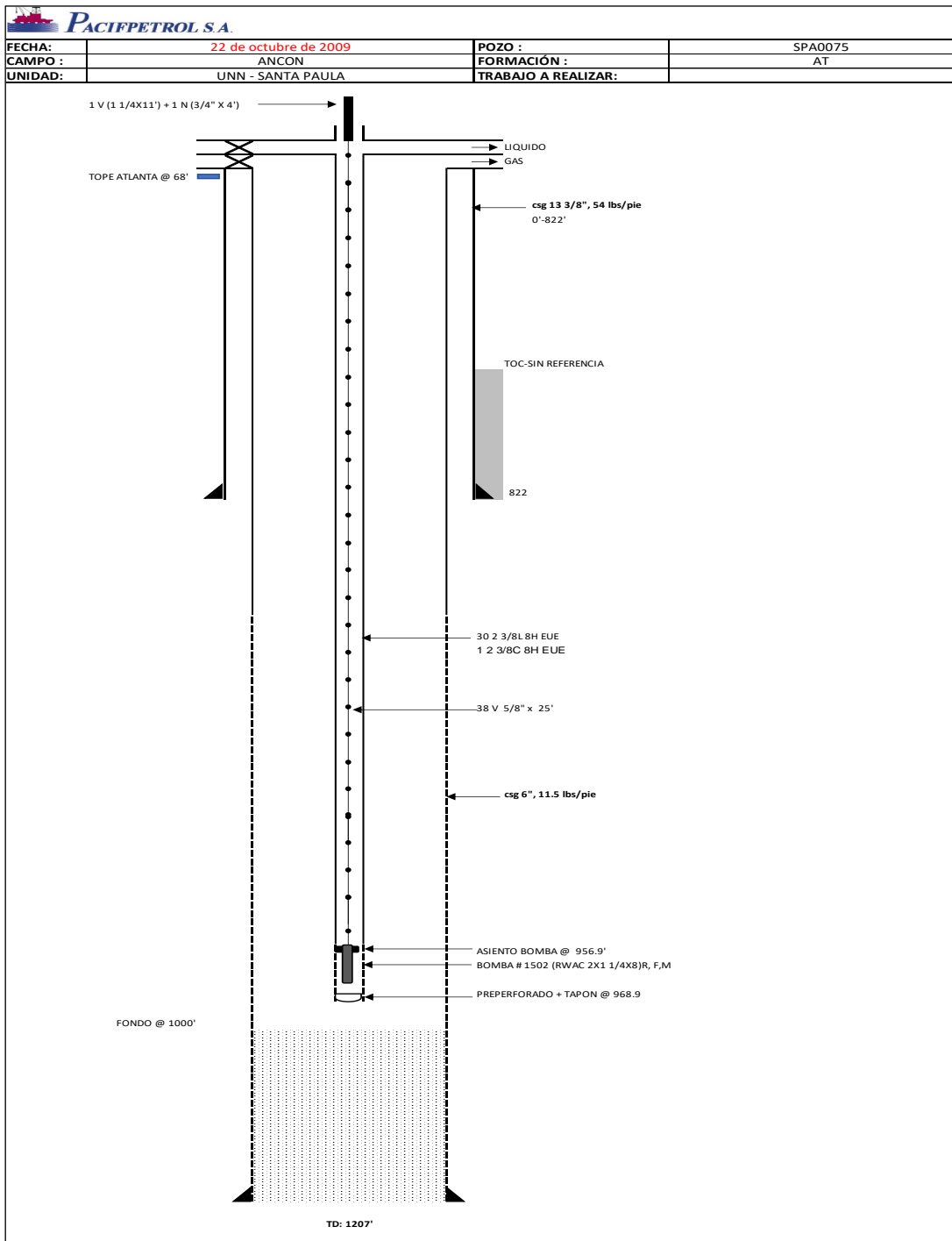
Anexos E. Diagrama de completación del pozo CAR0031.



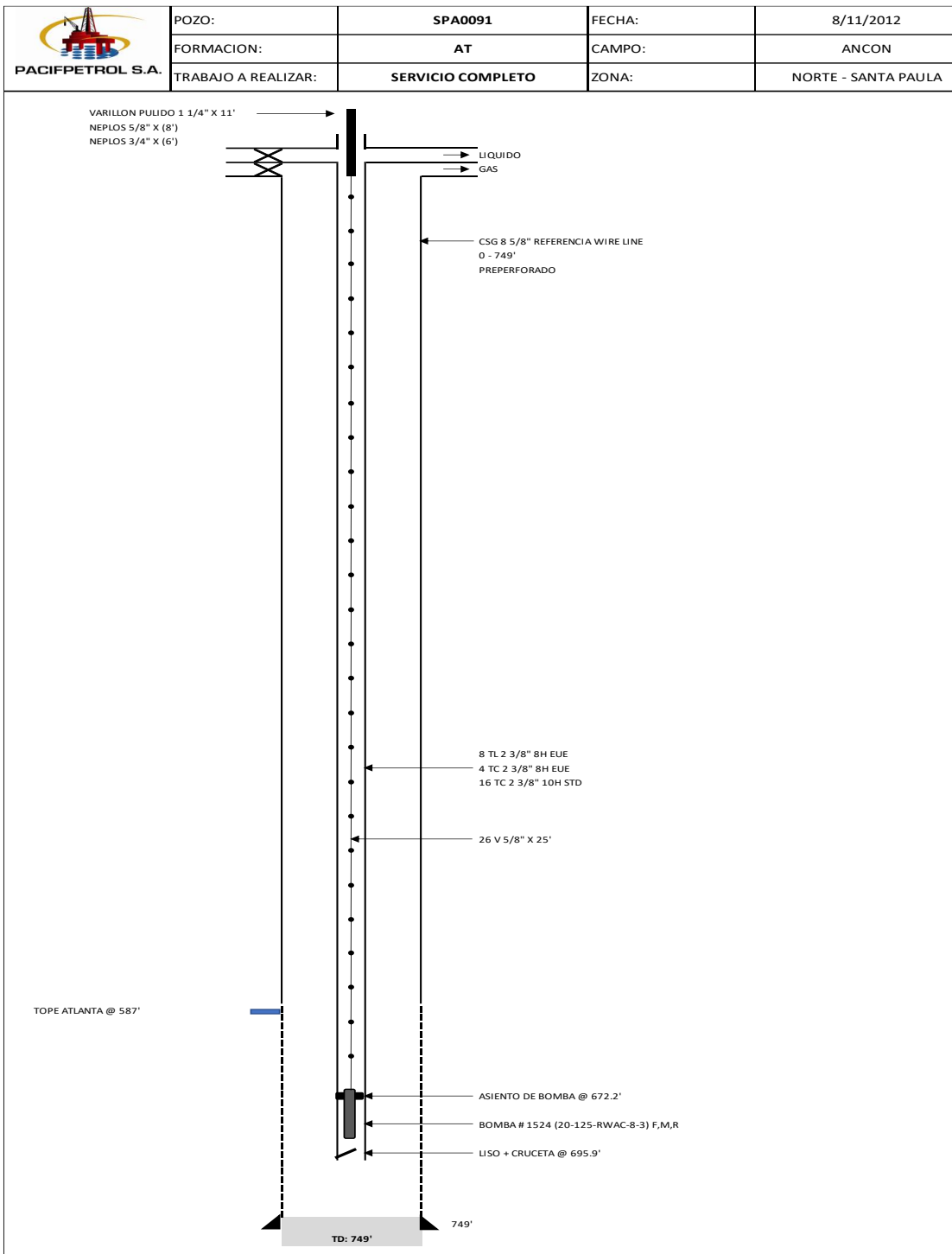
Anexos F. Diagrama de completación del pozo SPA0071.




Anexos G. Diagrama de completación del pozo SPA0075.

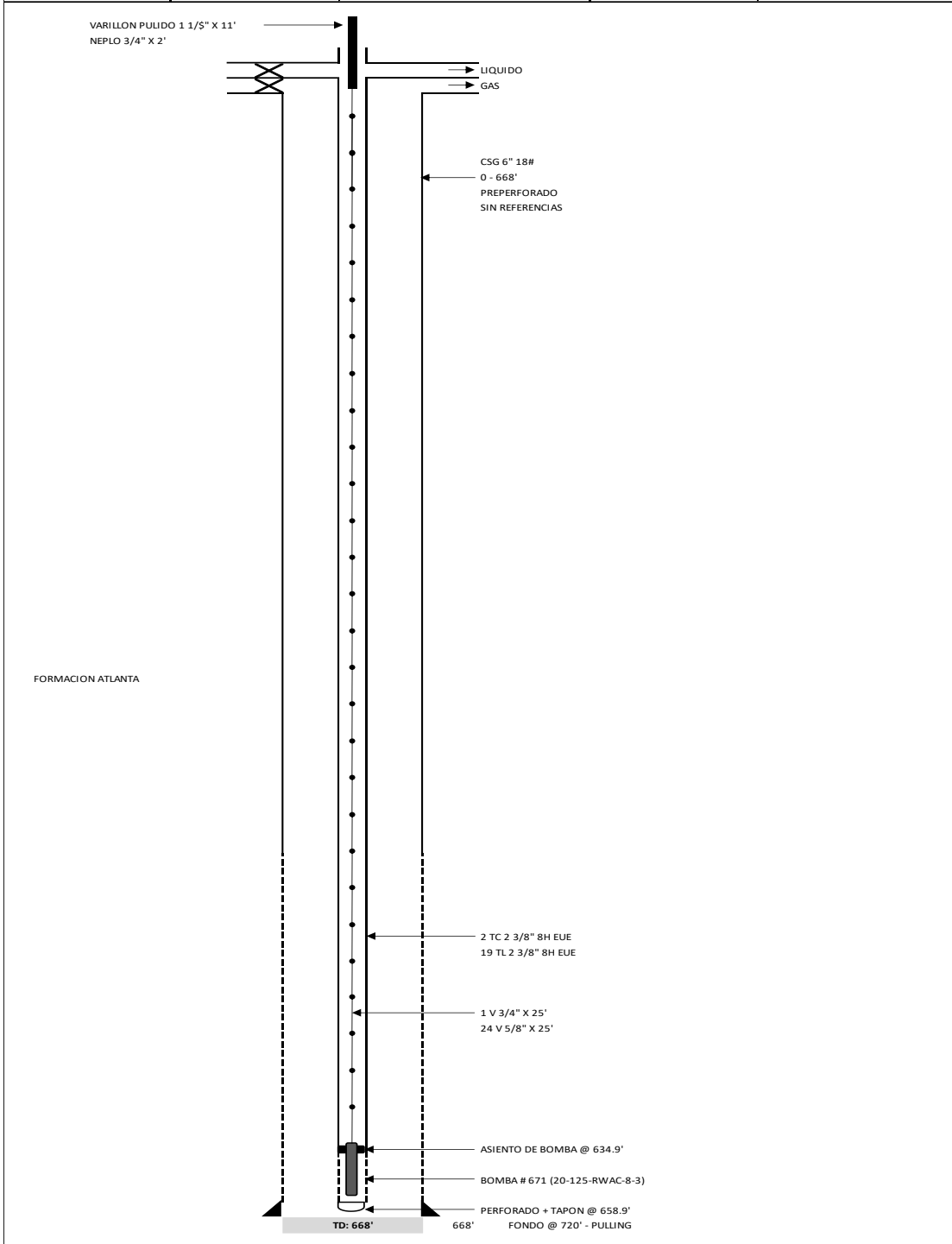


Anexos H. Diagrama de completación del pozo SPA0091.




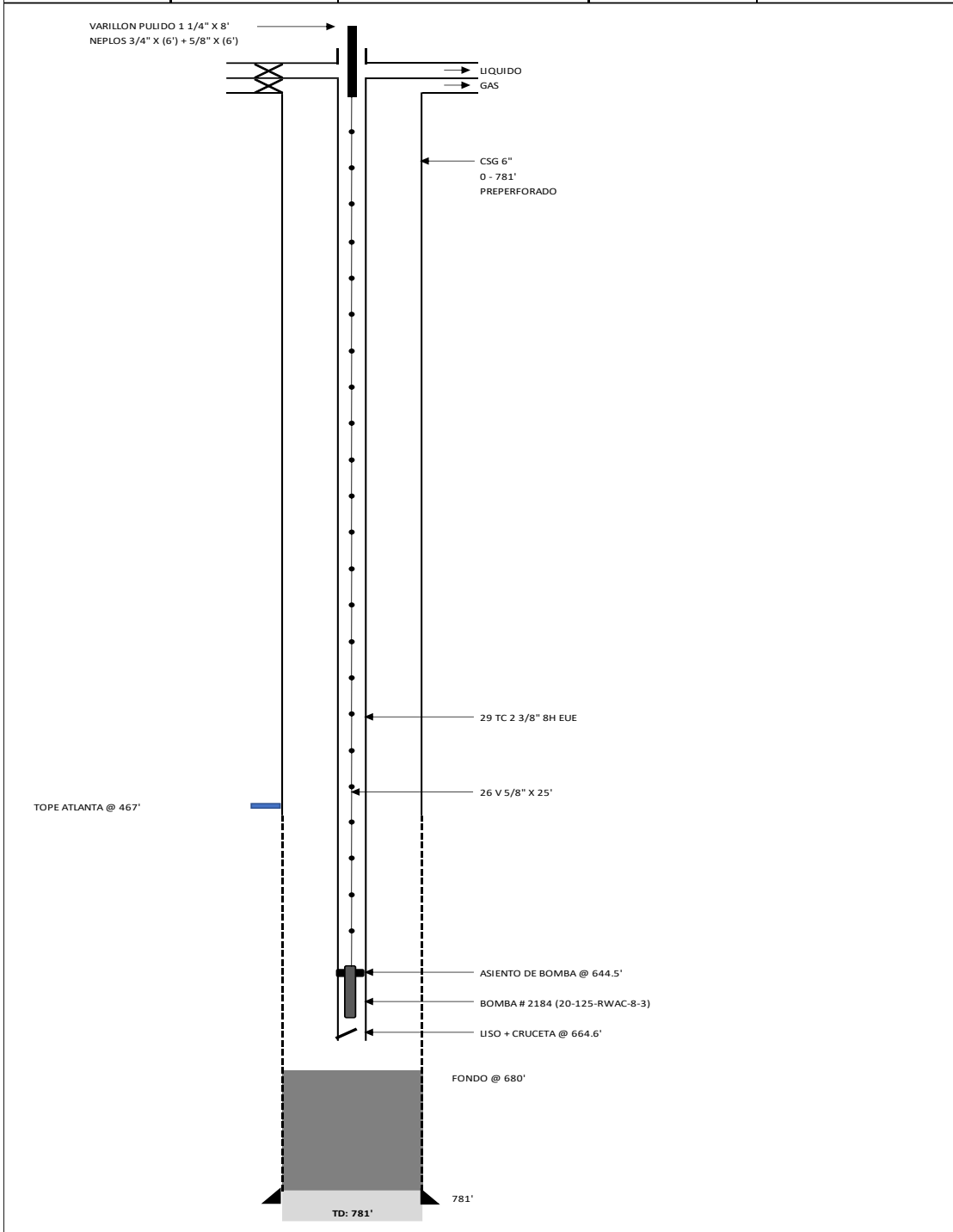
Anexos I. Diagrama de completación del pozo SPA0095.

 PACIFPETROL S.A.	POZO:	SPA0095	FECHA:	9/2/2013
	FORMACION:	AT	CAMPO:	ANCON
	TRABAJO A REALIZAR:	SERVICIO COMPLETO	ZONA:	NORTE - SANTA PAULA



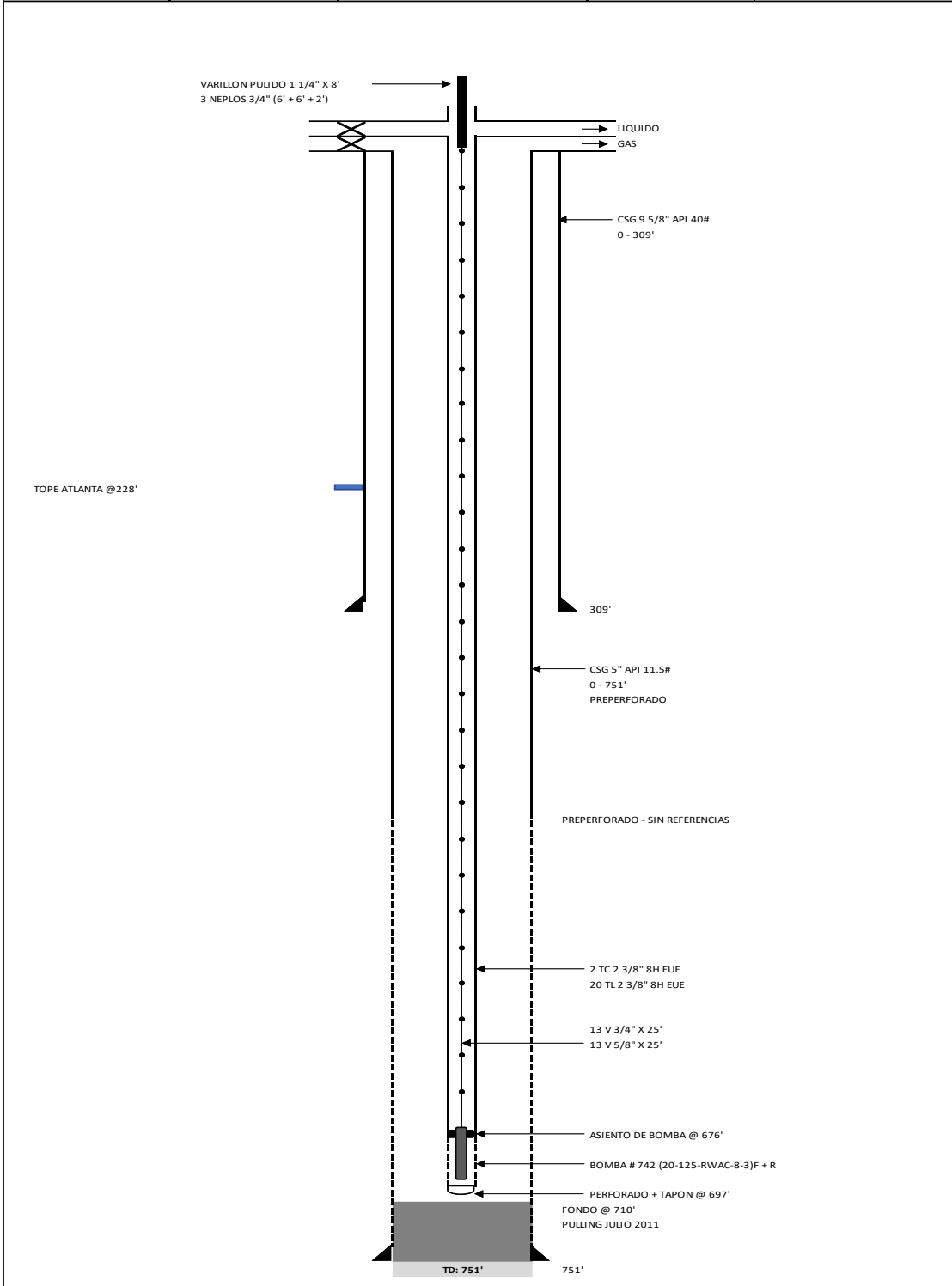
Anexos J. Diagrama de completación del pozo SPA0202.

 PACIFPETROL S.A.	POZO:	SPA0202	FECHA:	2/3/2012
	FORMACION:	AT	CAMPO:	ANCON
	TRABAJO A REALIZAR:	SERVICIO COMPLETO	ZONA:	NORTE - SANTA PAULA

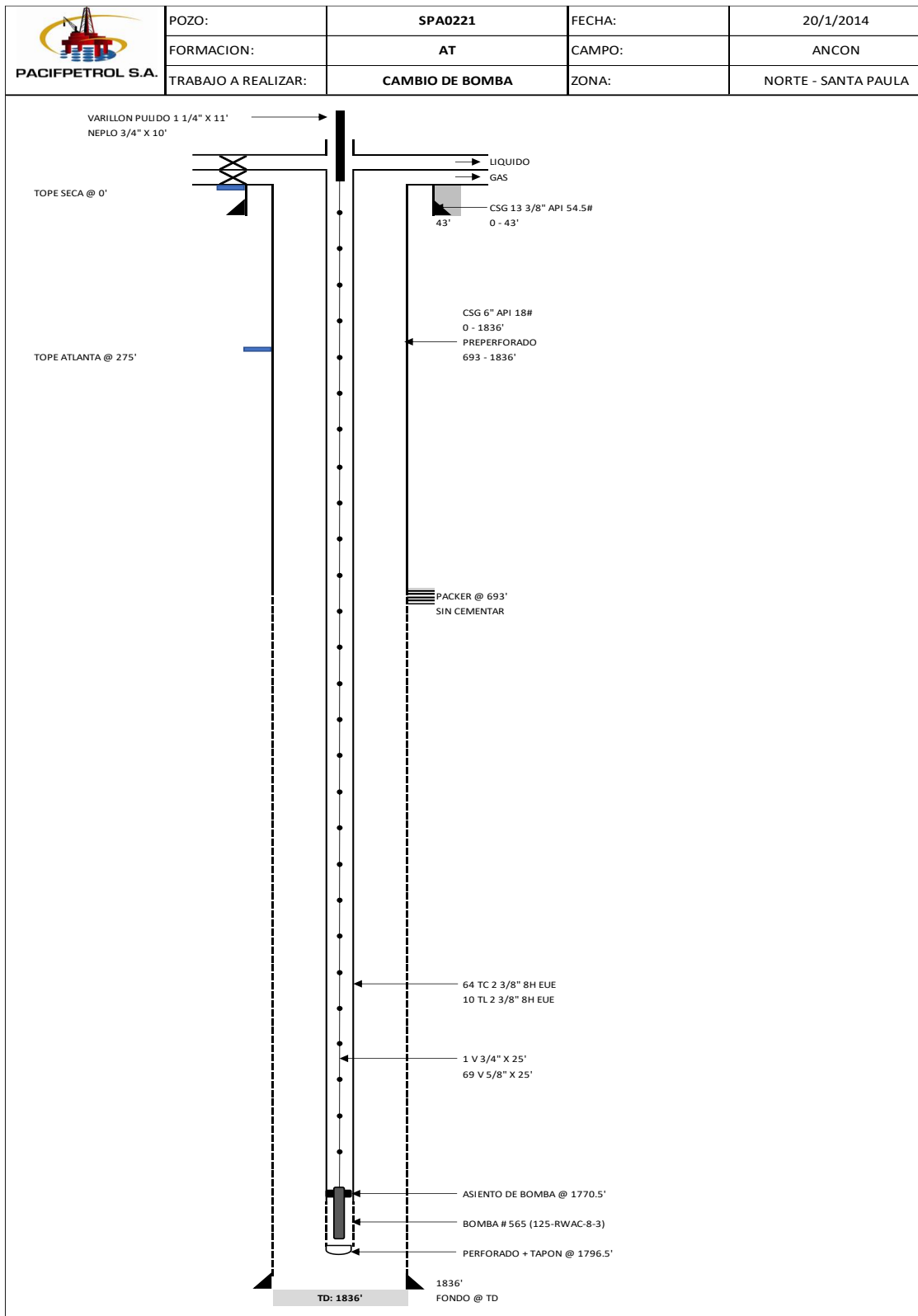


Anexos K. Diagrama de completación del pozo SPA0203.

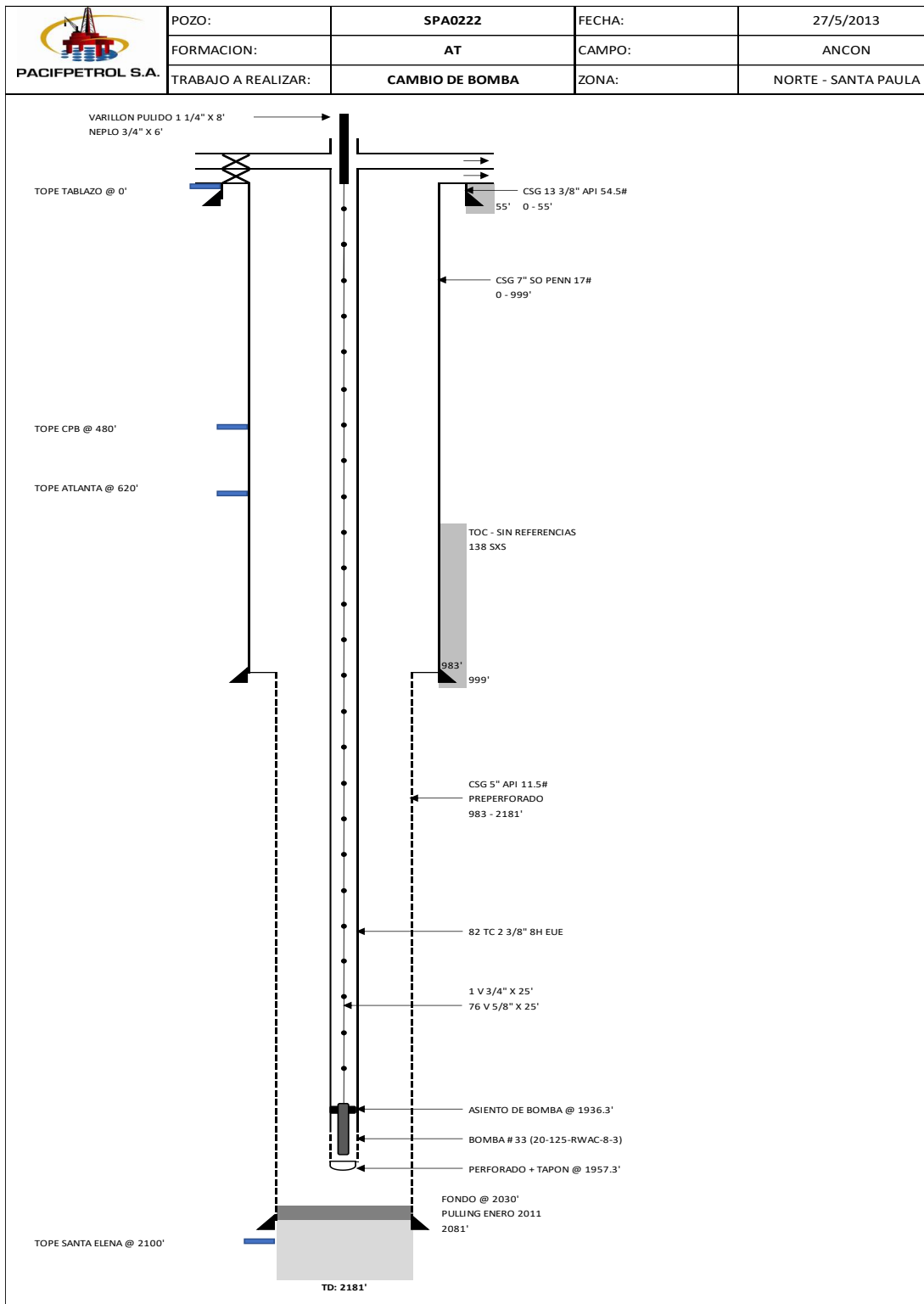
	POZO:	SPA0203	FECHA:	23/3/2023
	FORMACION:	AT	CAMPO:	ANCON
	TRABAJO A REALIZAR:	SERVICIO COMPLETO	ZONA:	NORTE - SANTA PAULA



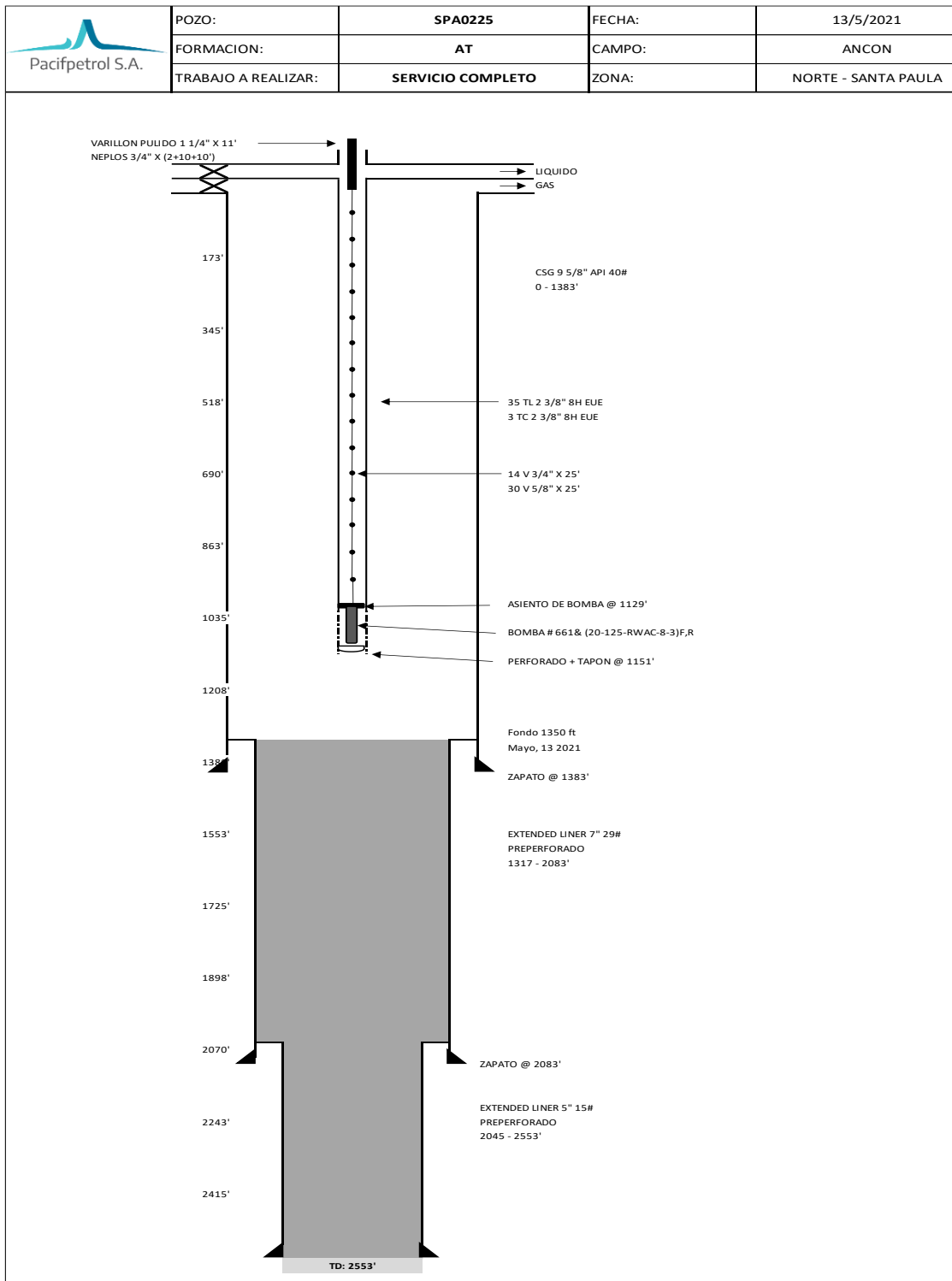
Anexos L. Diagrama de completación del pozo SPA0221.



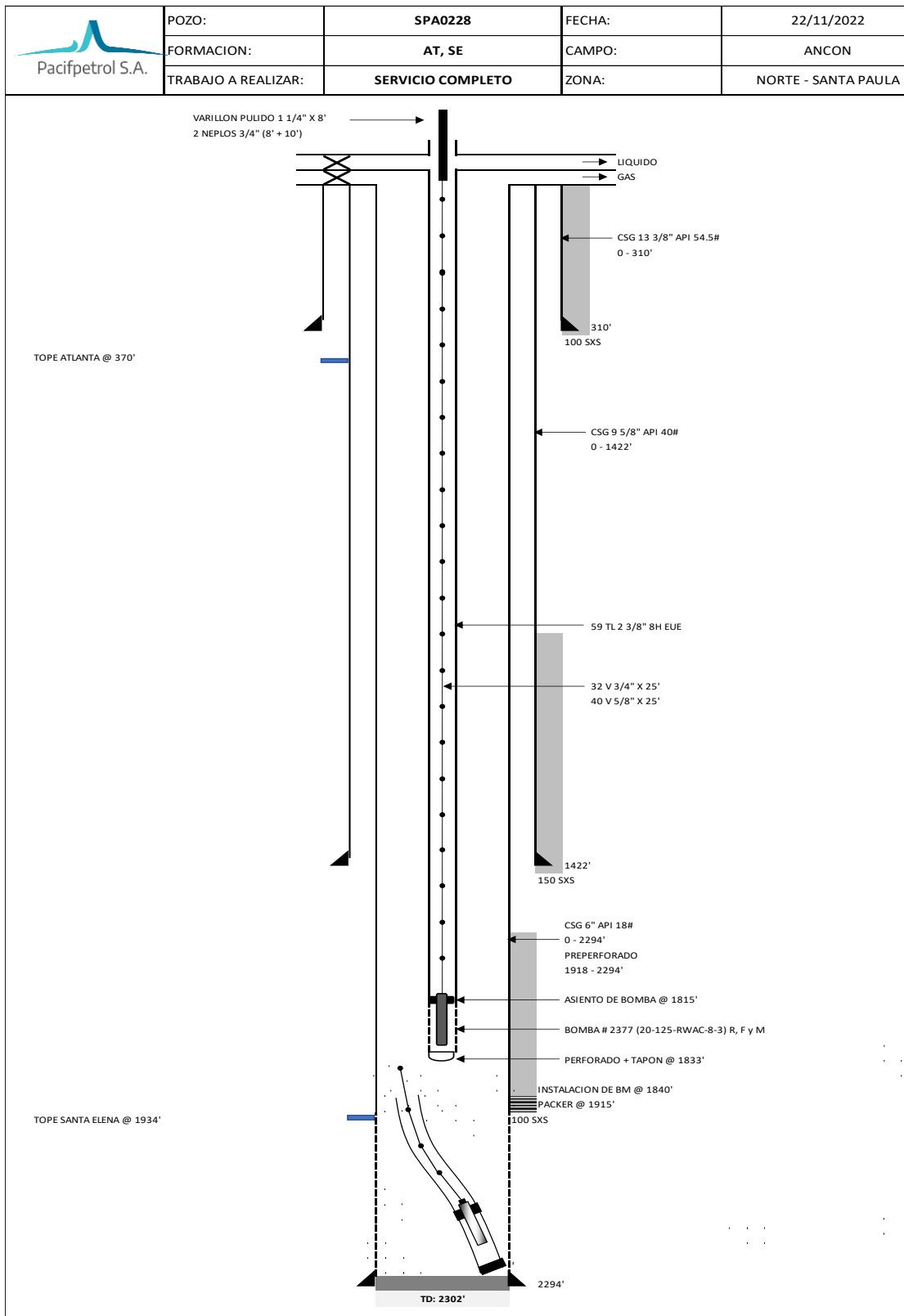
Anexos M. Diagrama de completación del pozo SPA0222.



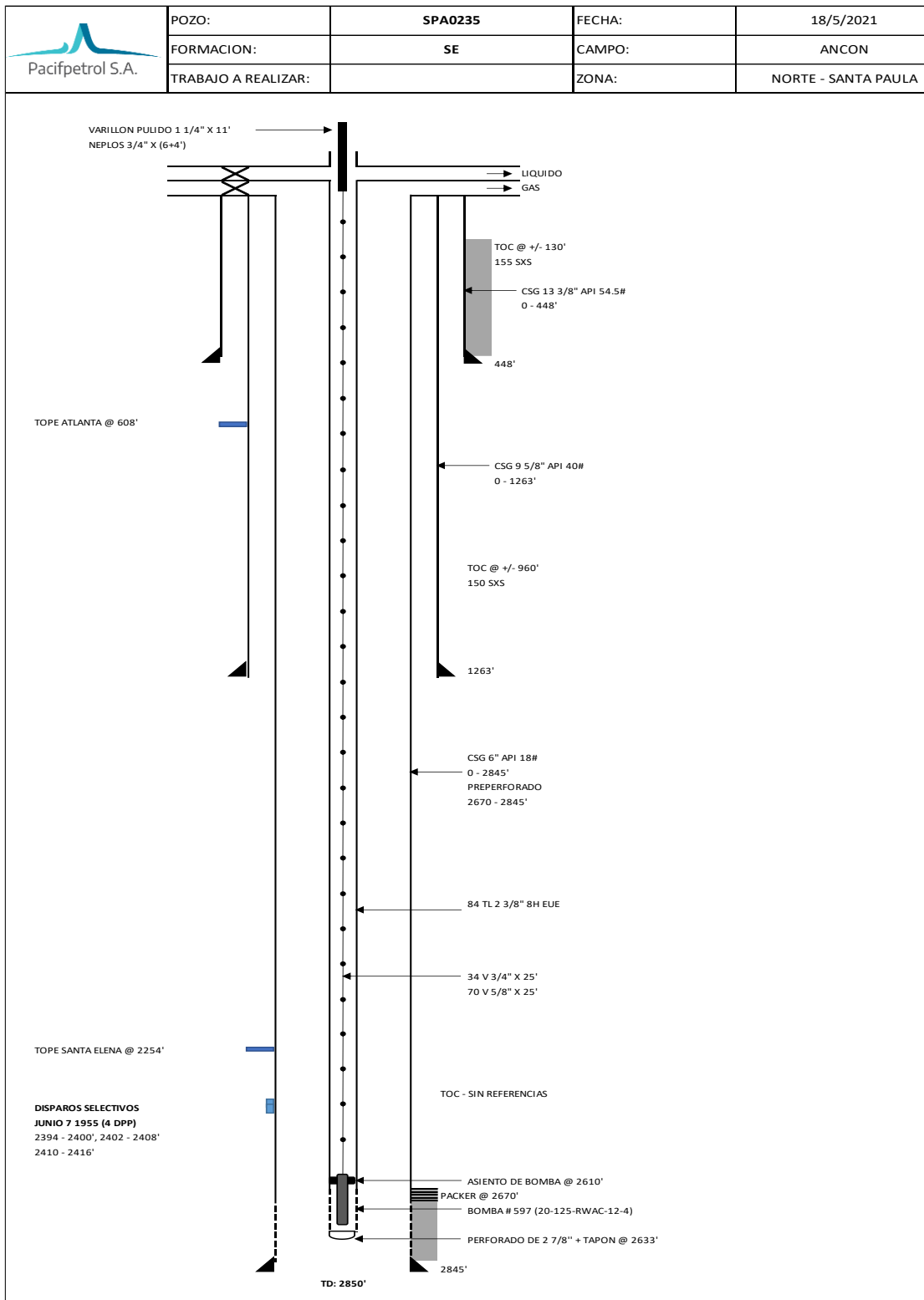
Anexos N. Diagrama de completación del pozo SPA0225.



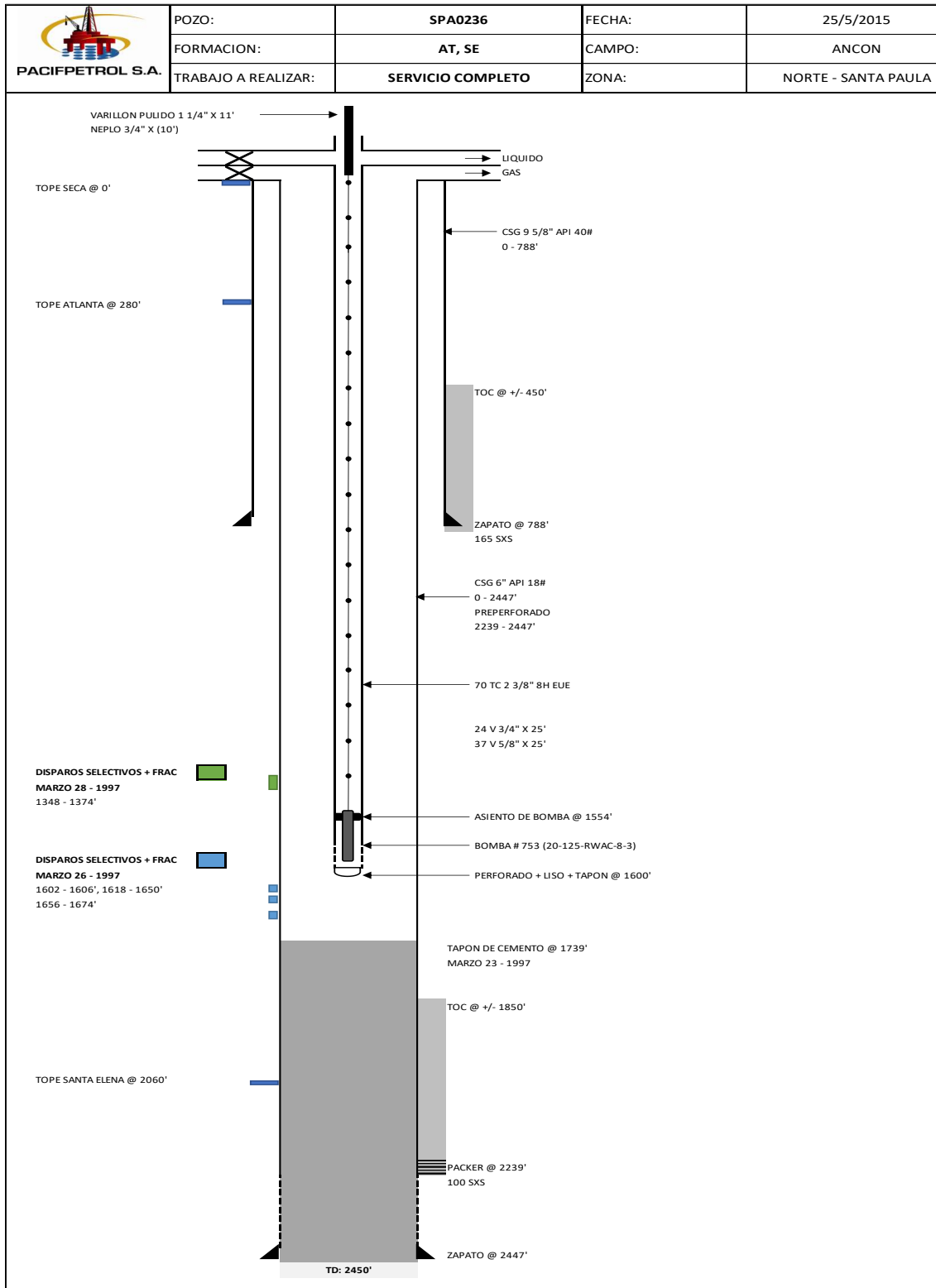
Anexos P. Diagrama de completación del pozo SPA0228.



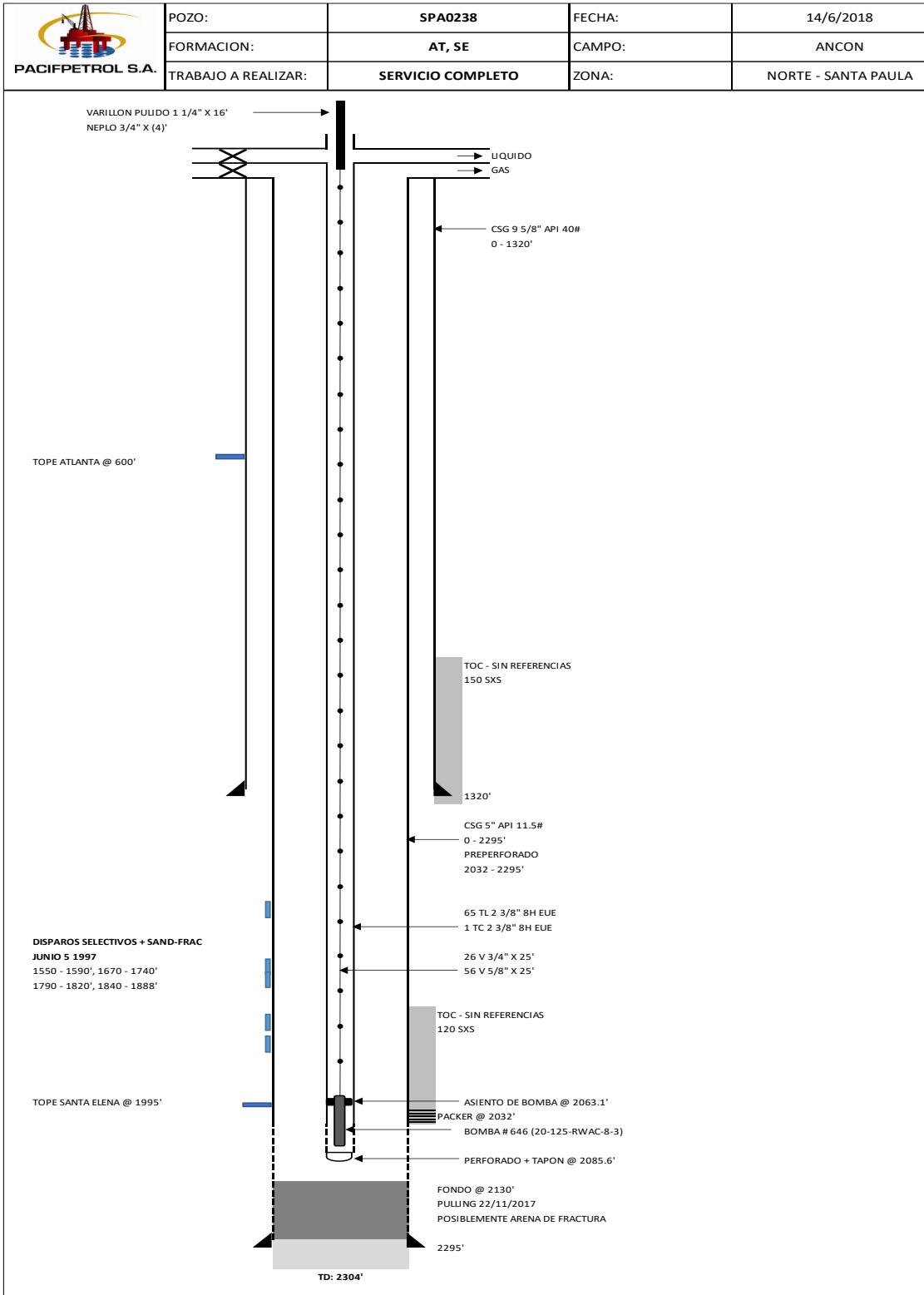
Anexos Q. Diagrama de completación del pozo SPA0235.



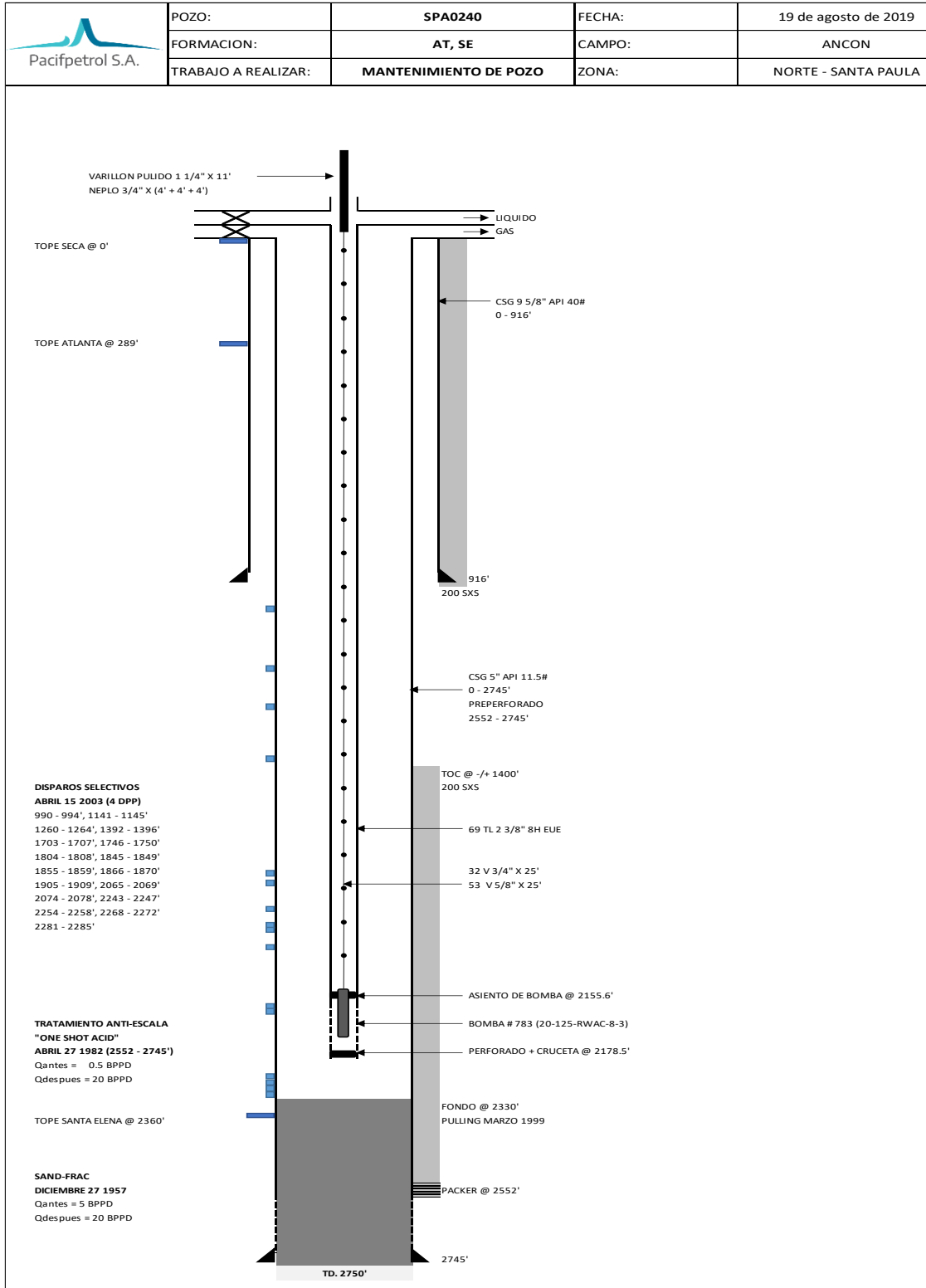
Anexos R. Diagrama de completación del pozo SPA0236.



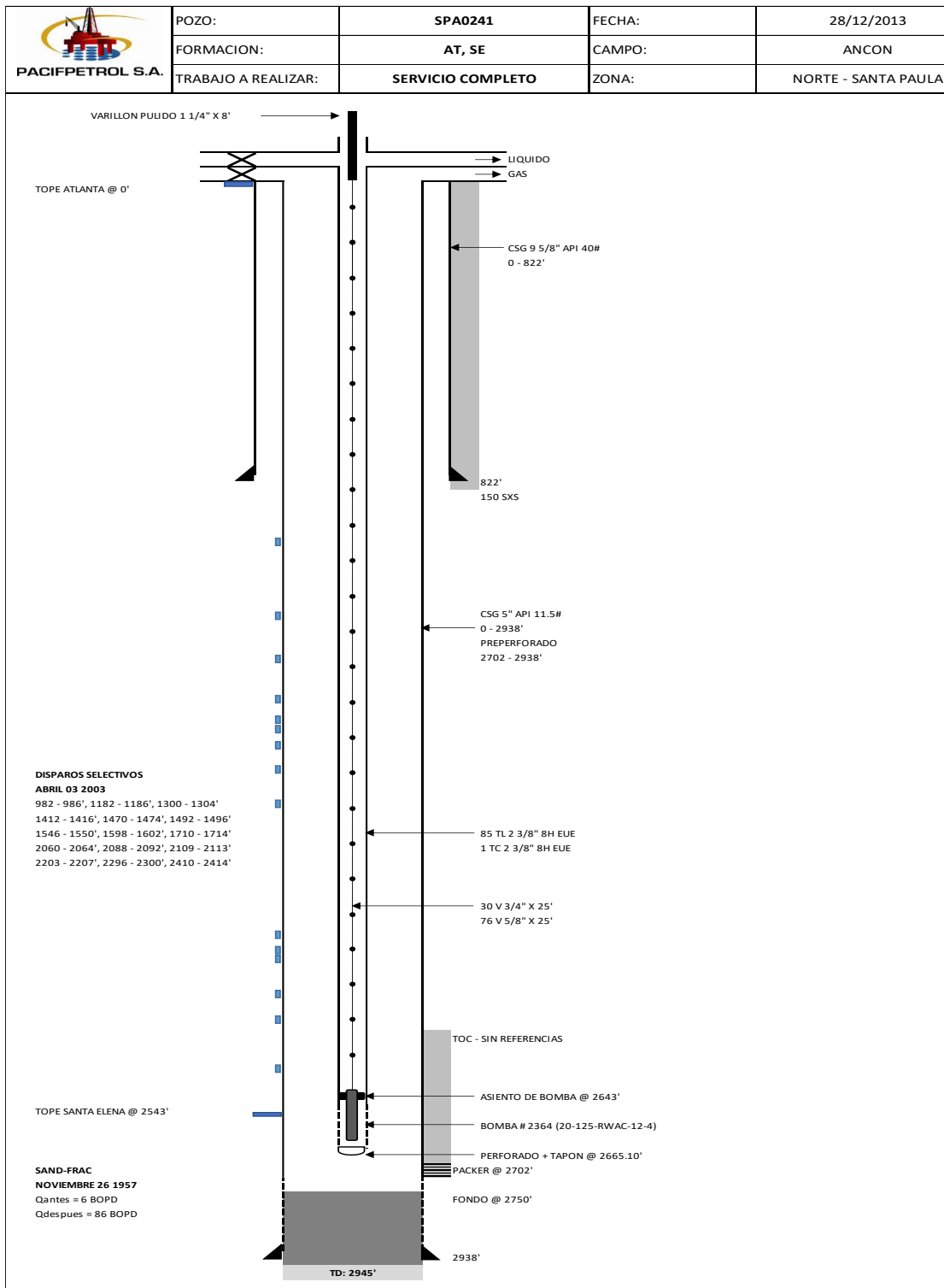
Anexos S. Diagrama de completación del pozo SPA0238.



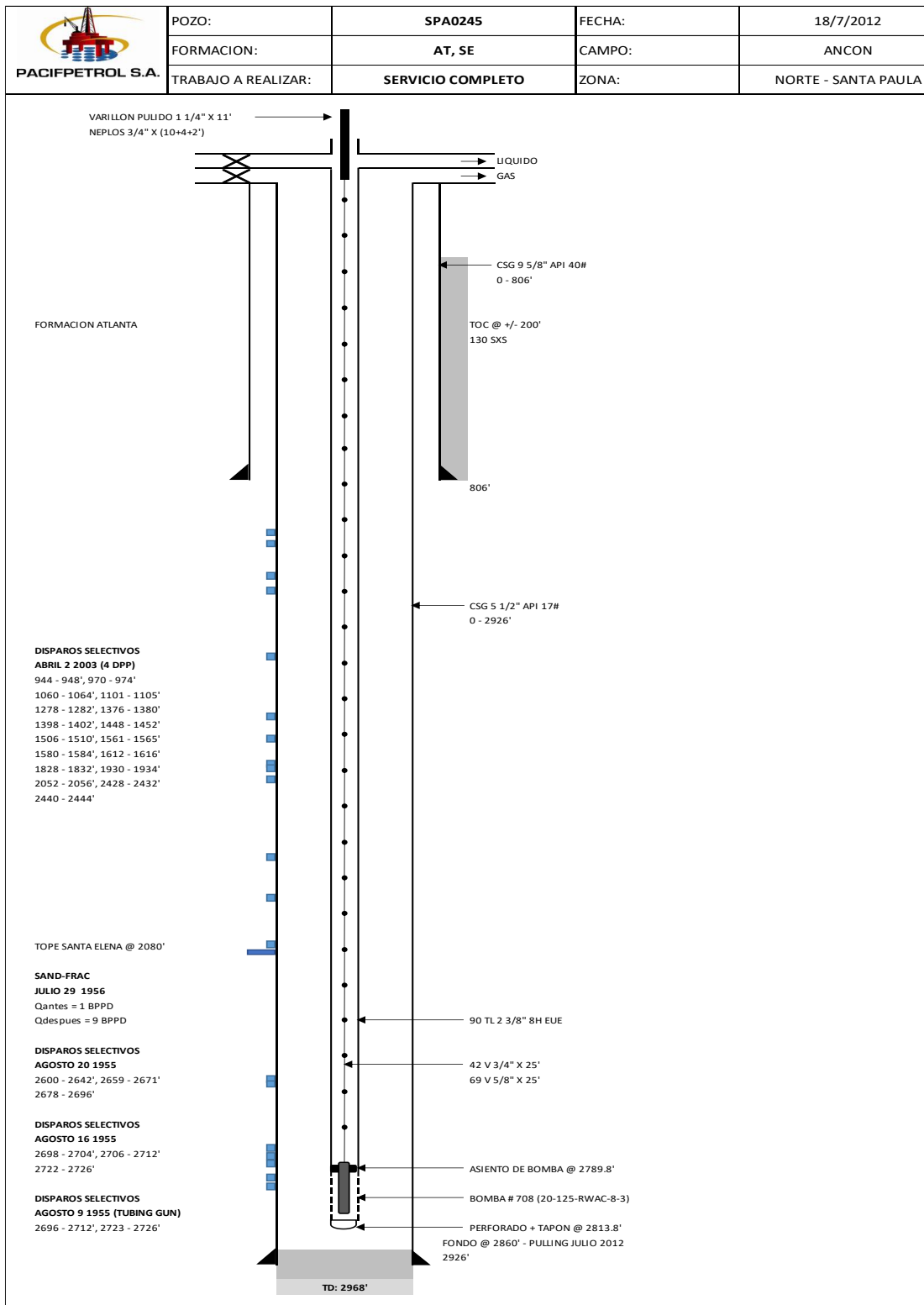
Anexos T. Diagrama de completación del pozo SPA0240.



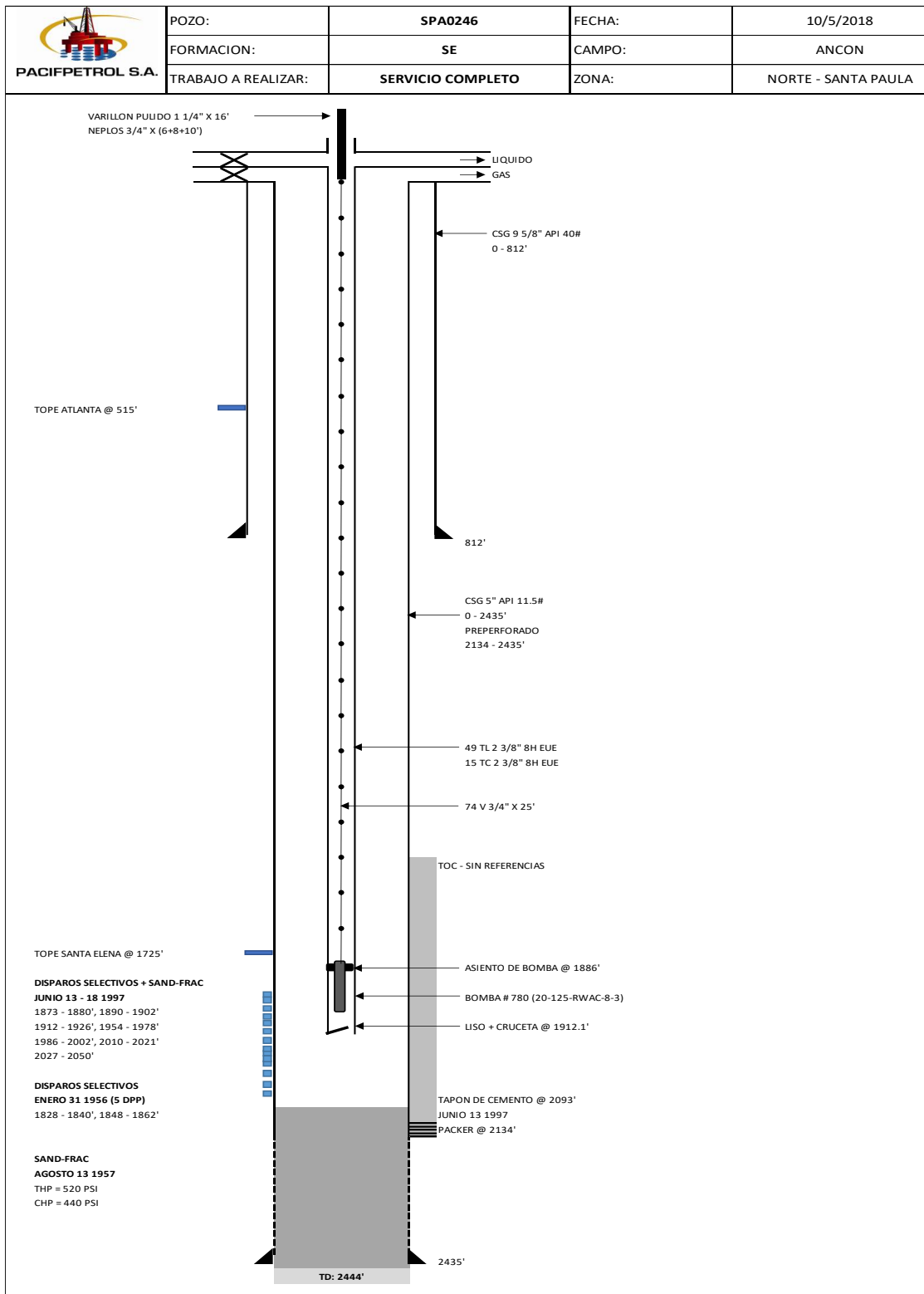
Anexos U. Diagrama de completación del pozo SPA0241.



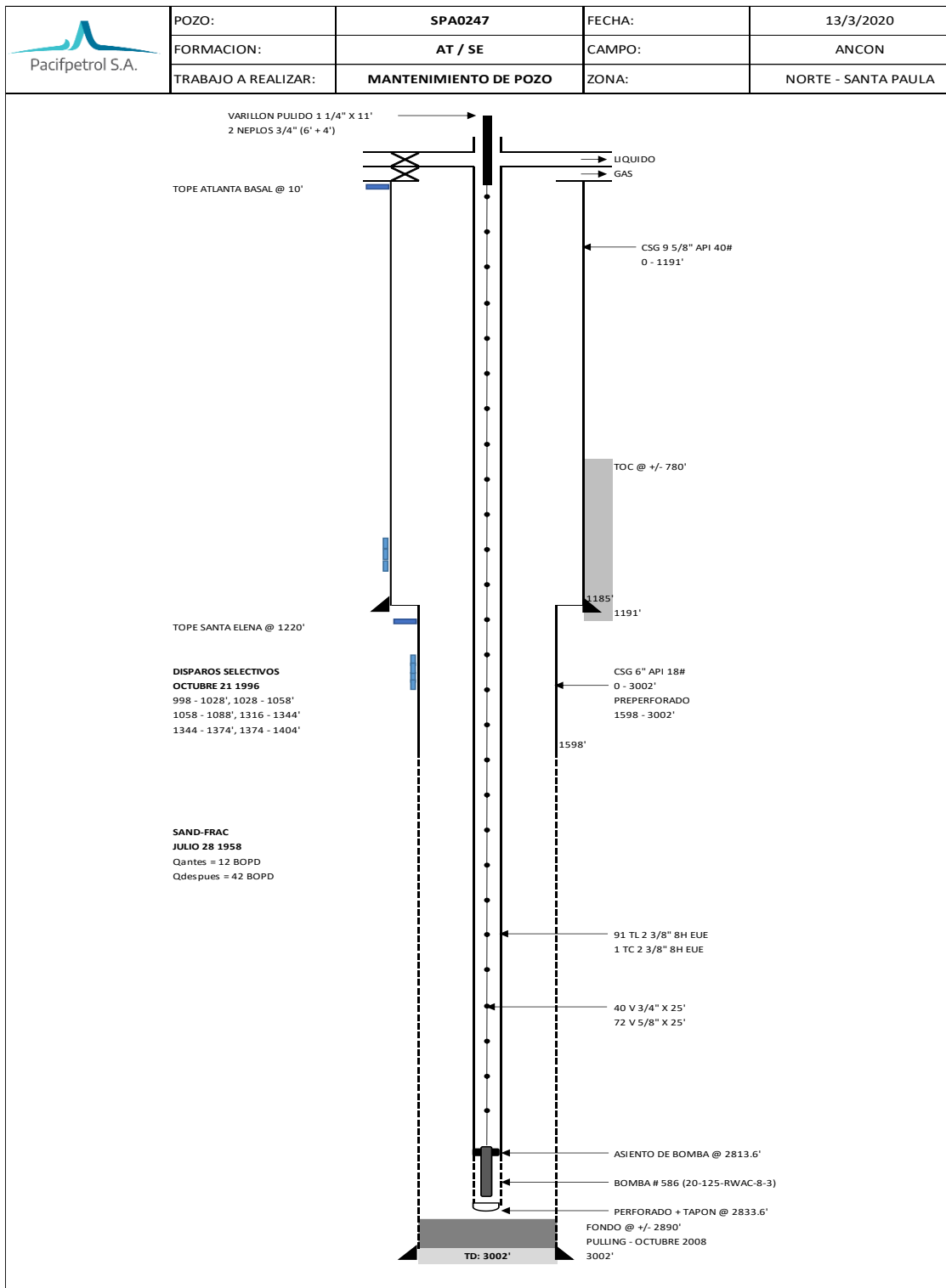
Anexos V. Diagrama de completación del pozo SPA0245.



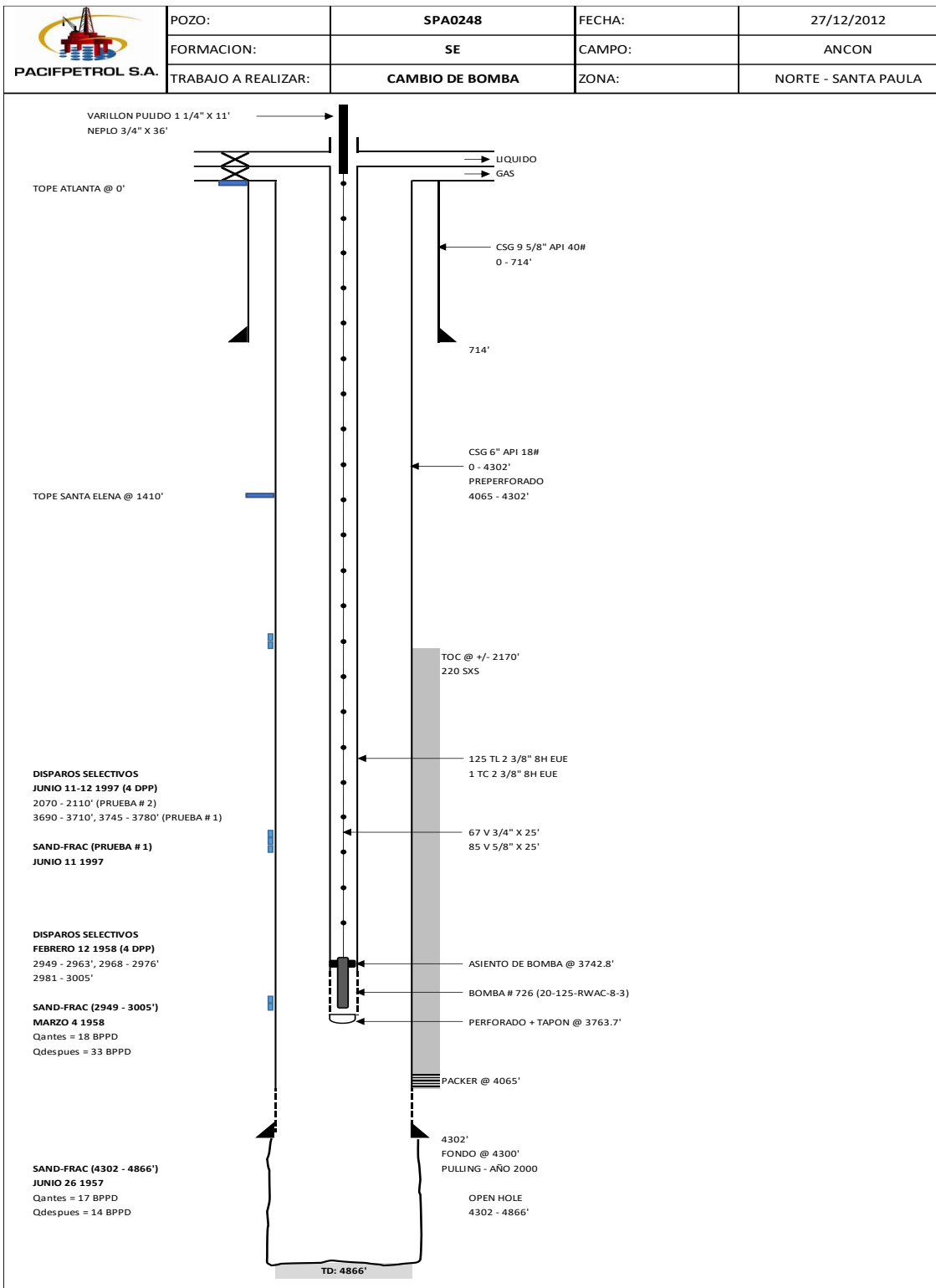
Anexos W. Diagrama de completación del pozo SPA0246.



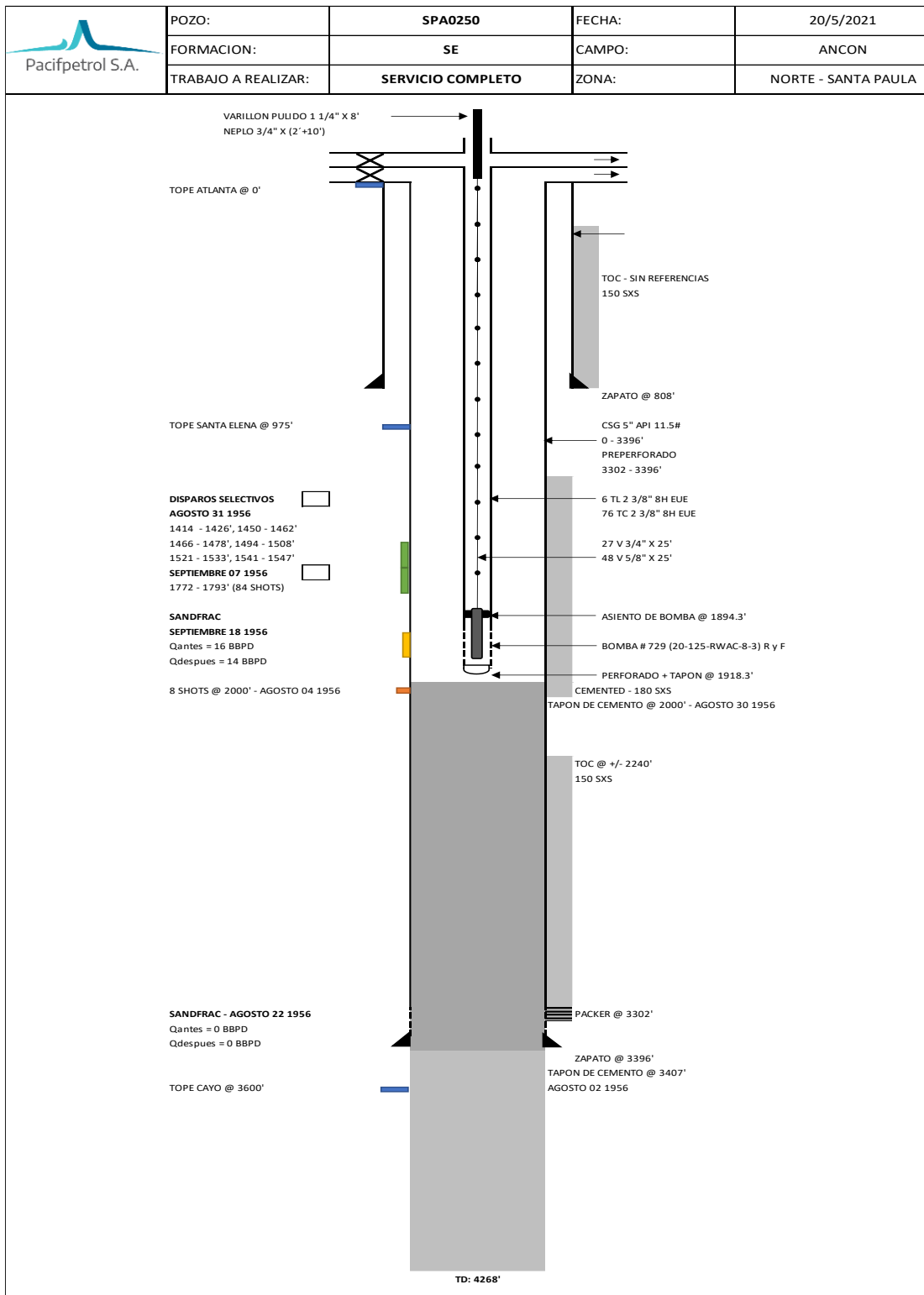
Anexos X. Diagrama de completación del pozo SPA0247.



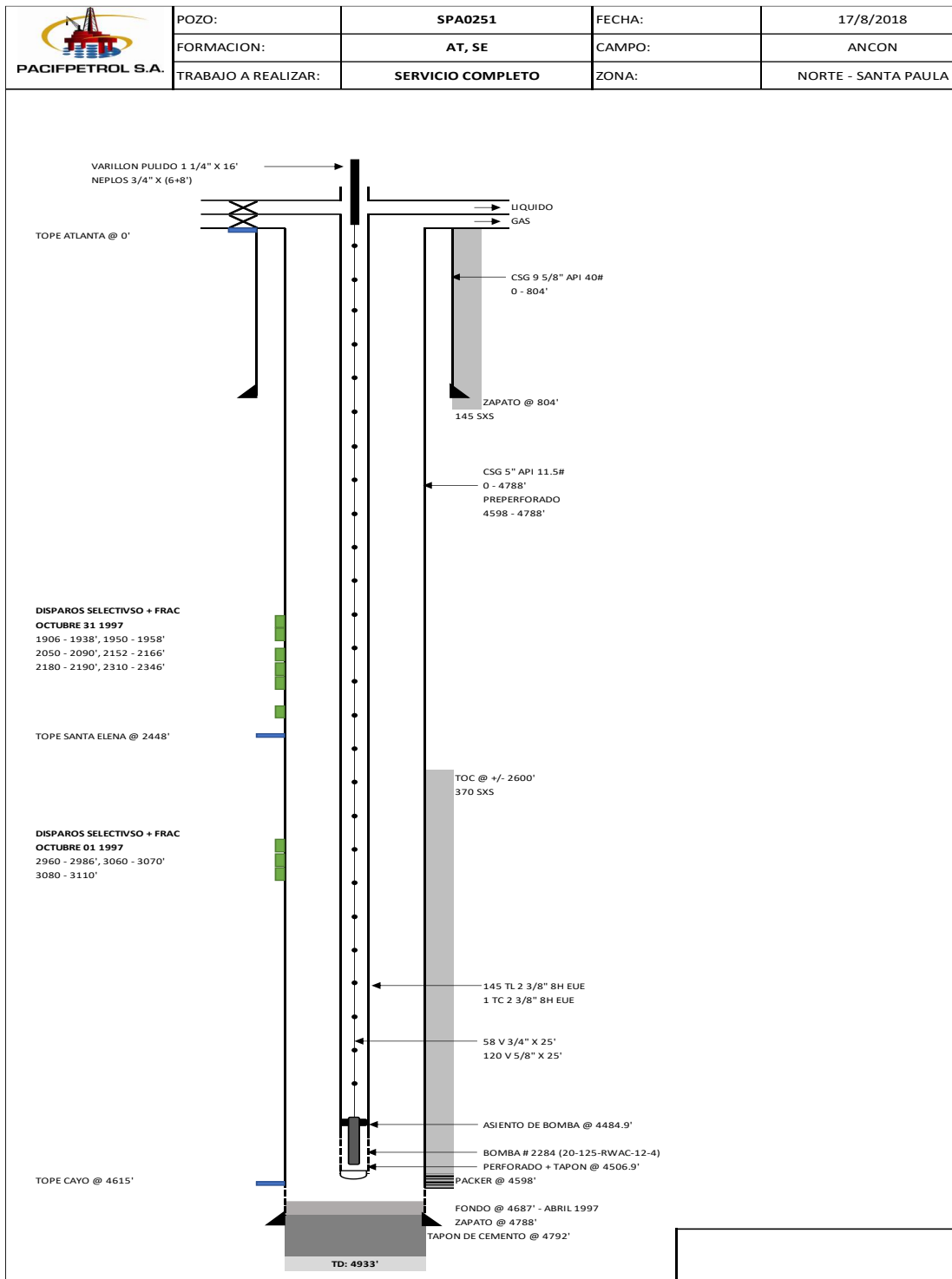
Anexos Y. Diagrama de completación del pozo SPA0248.



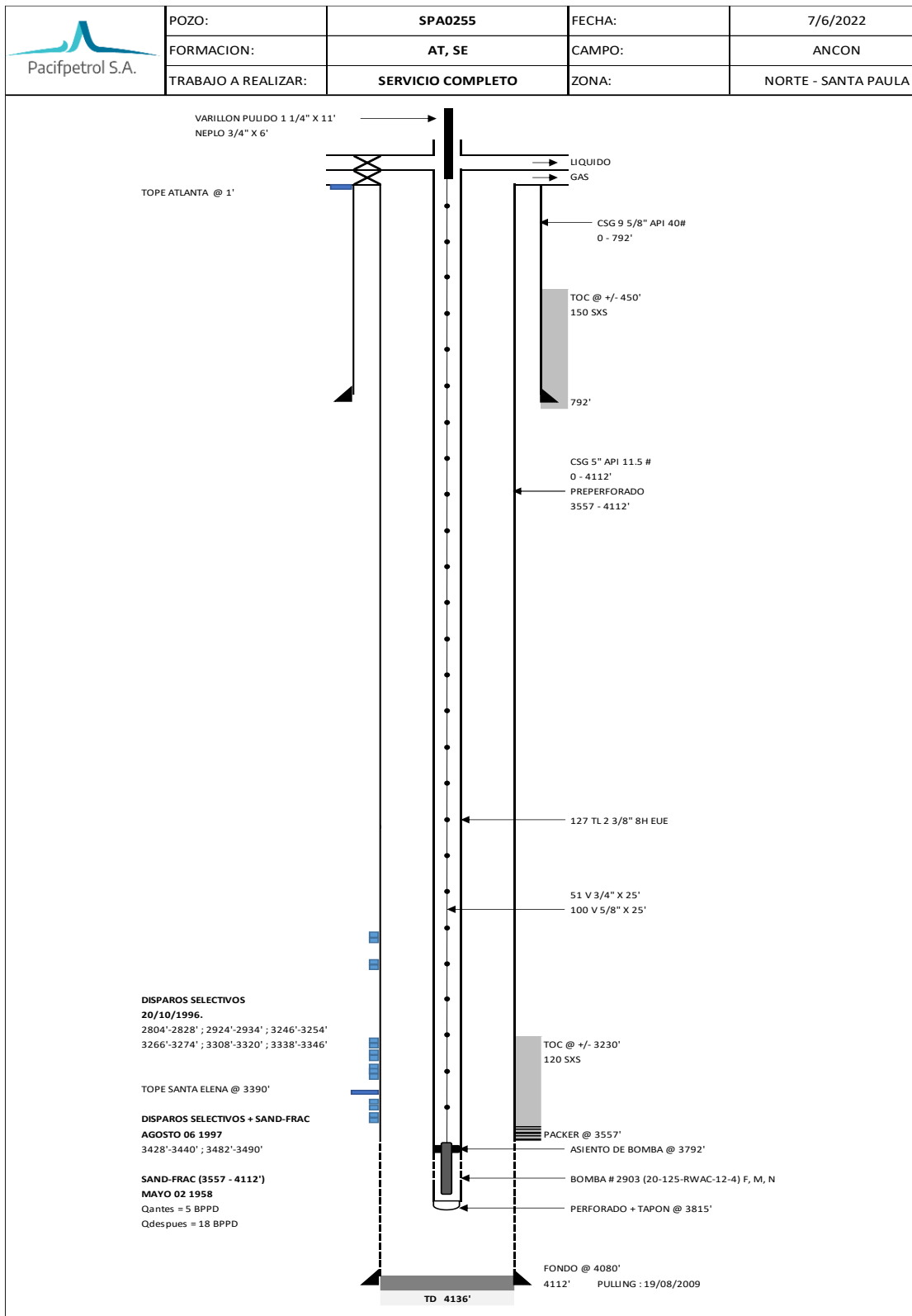
Anexos Z. Diagrama de completación del pozo SPA0250.



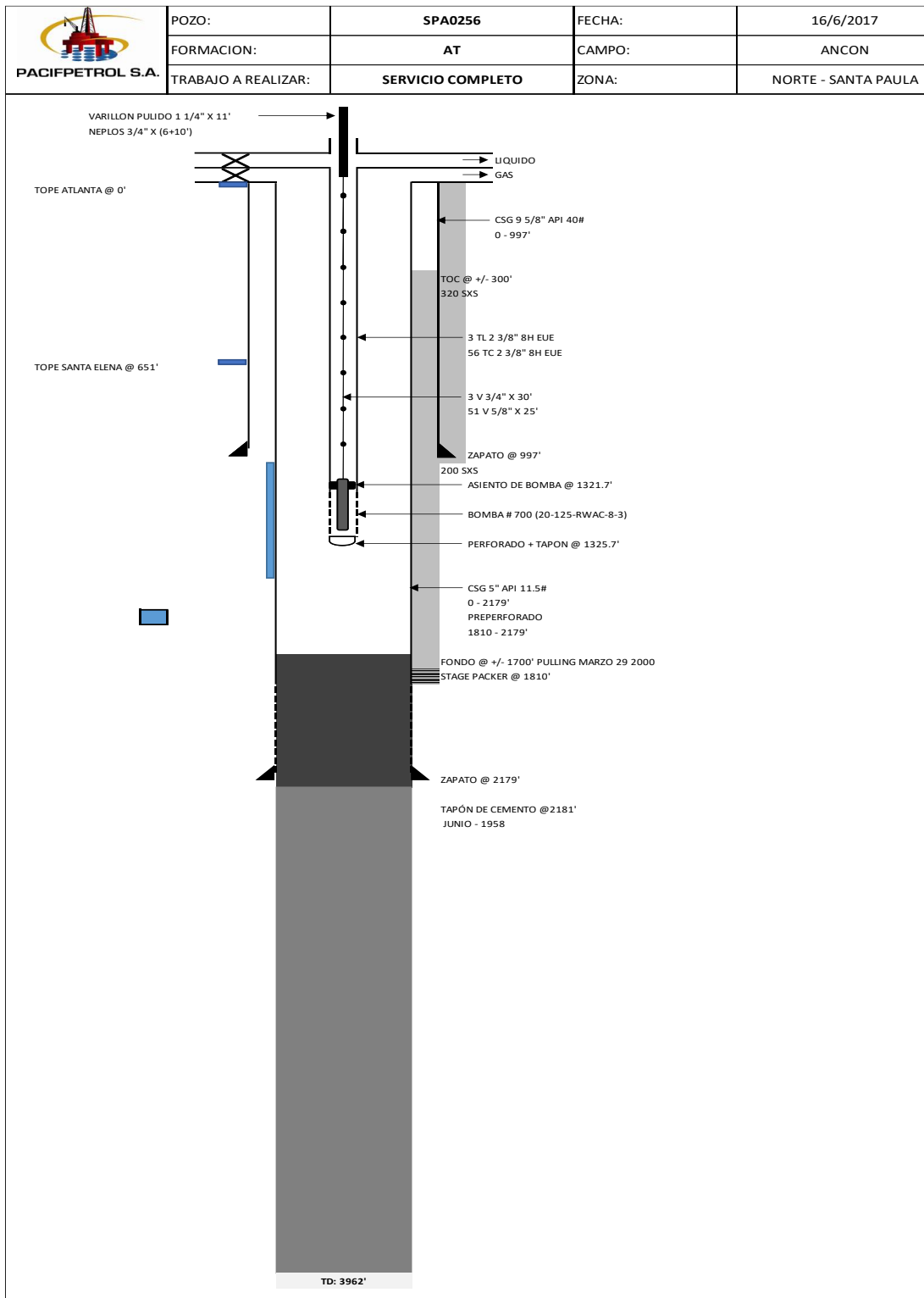
Anexos AA. Diagrama de completación del pozo SPA0251.



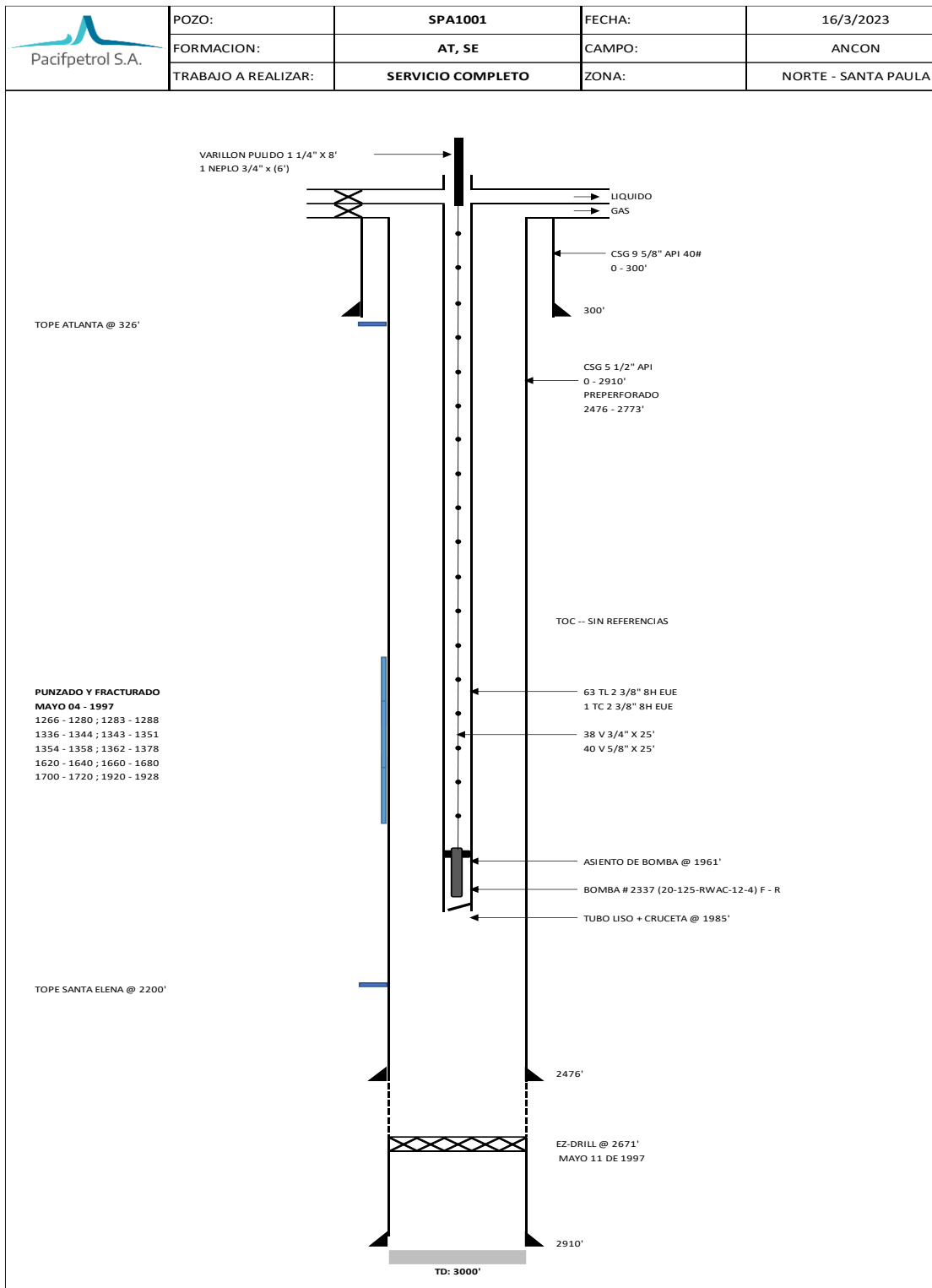
Anexos BB. Diagrama de completación del pozo SPA0255.



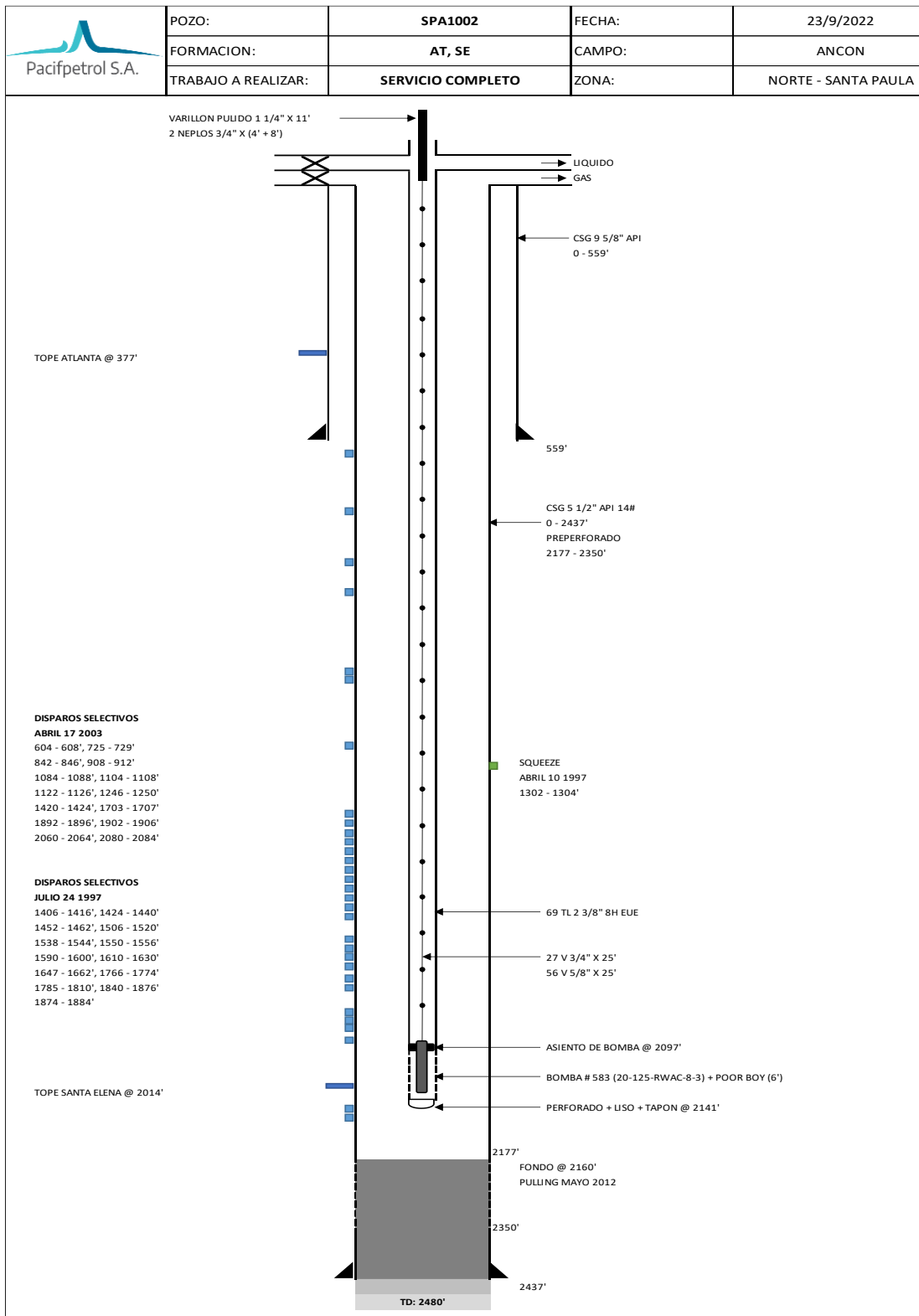
Anexos CC. Diagrama de completación del pozo SPA0256.



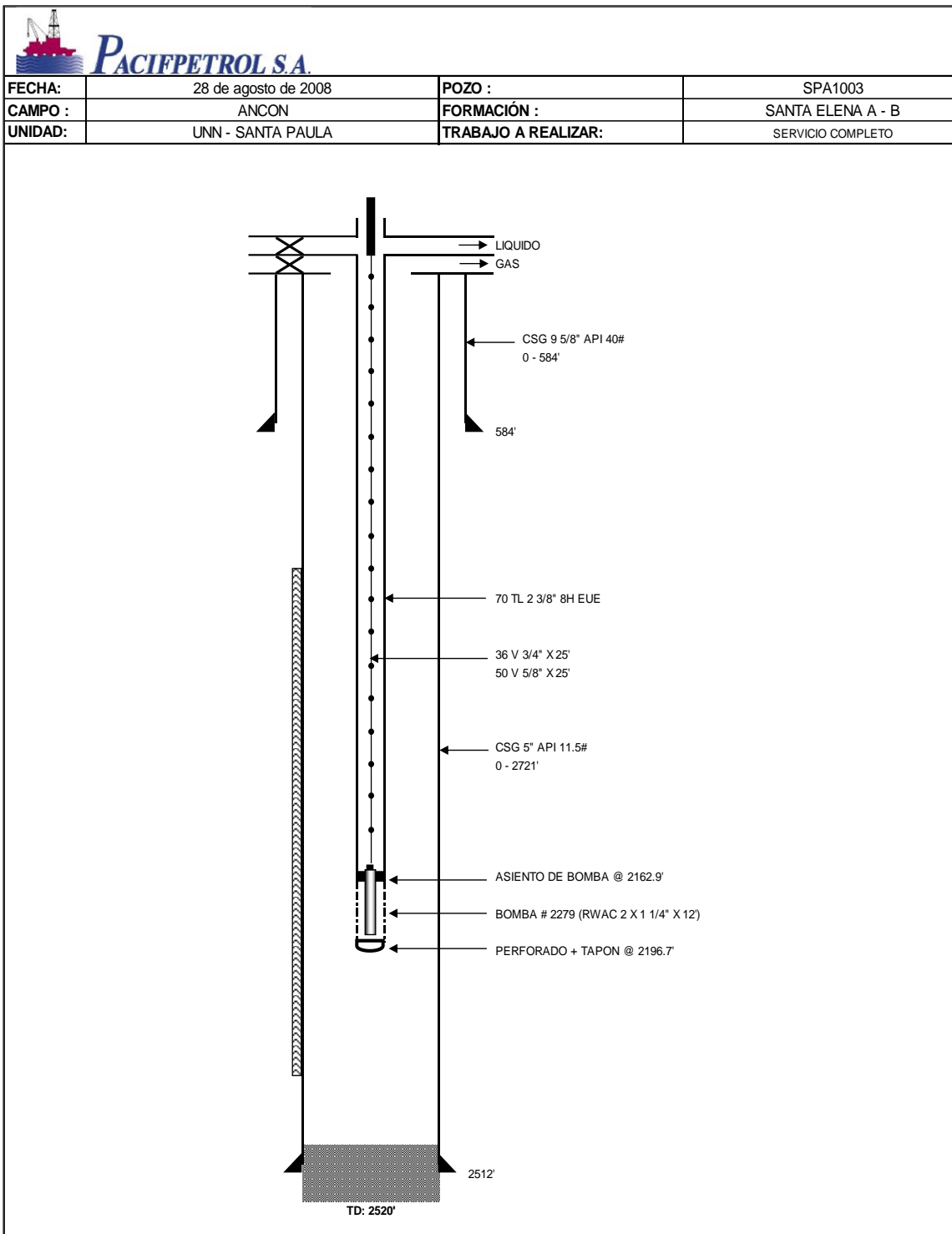
Anexos DD. Diagrama de completación del pozo SPA1001.



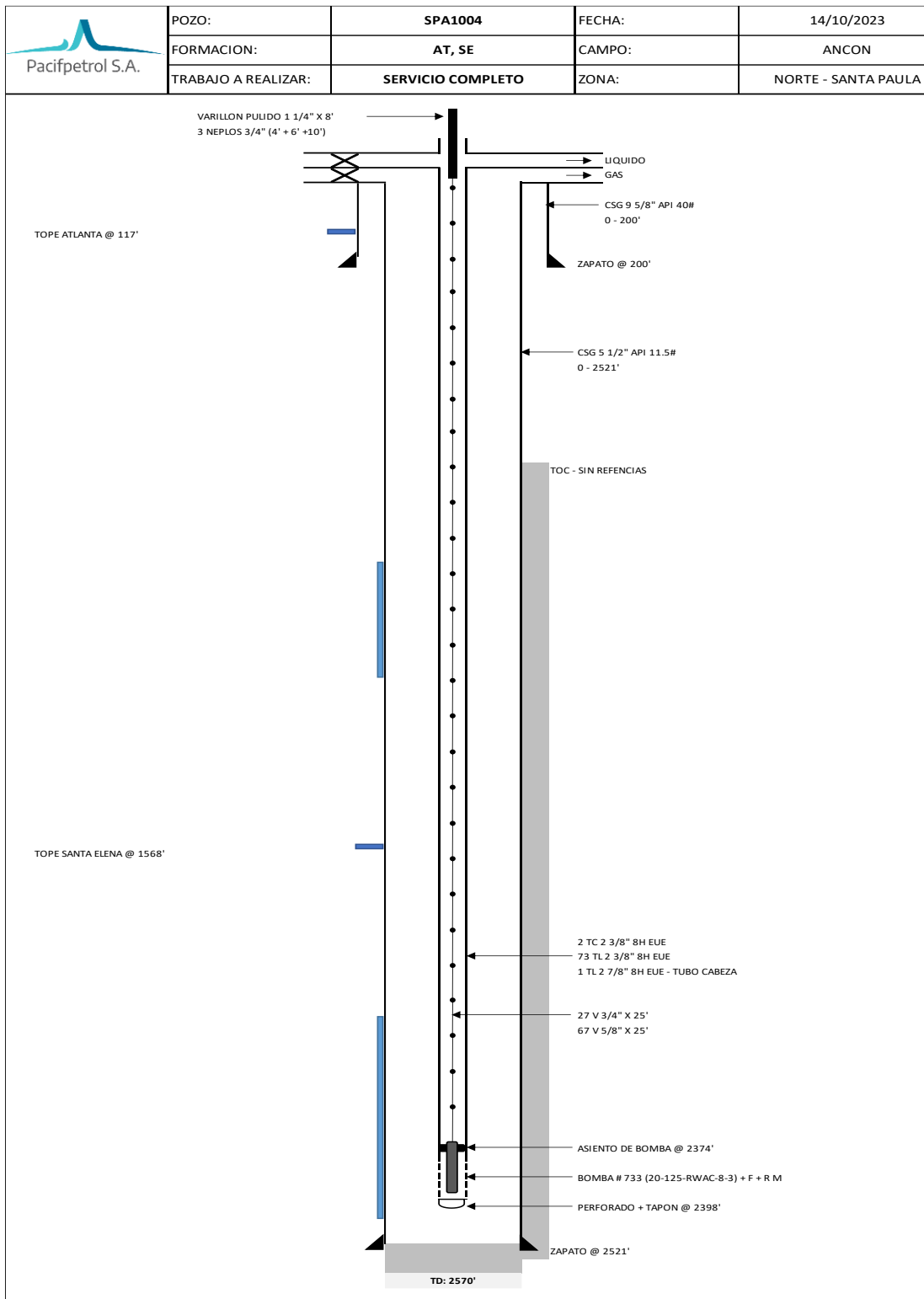
Anexos EE. Diagrama de completación del pozo SPA1002.



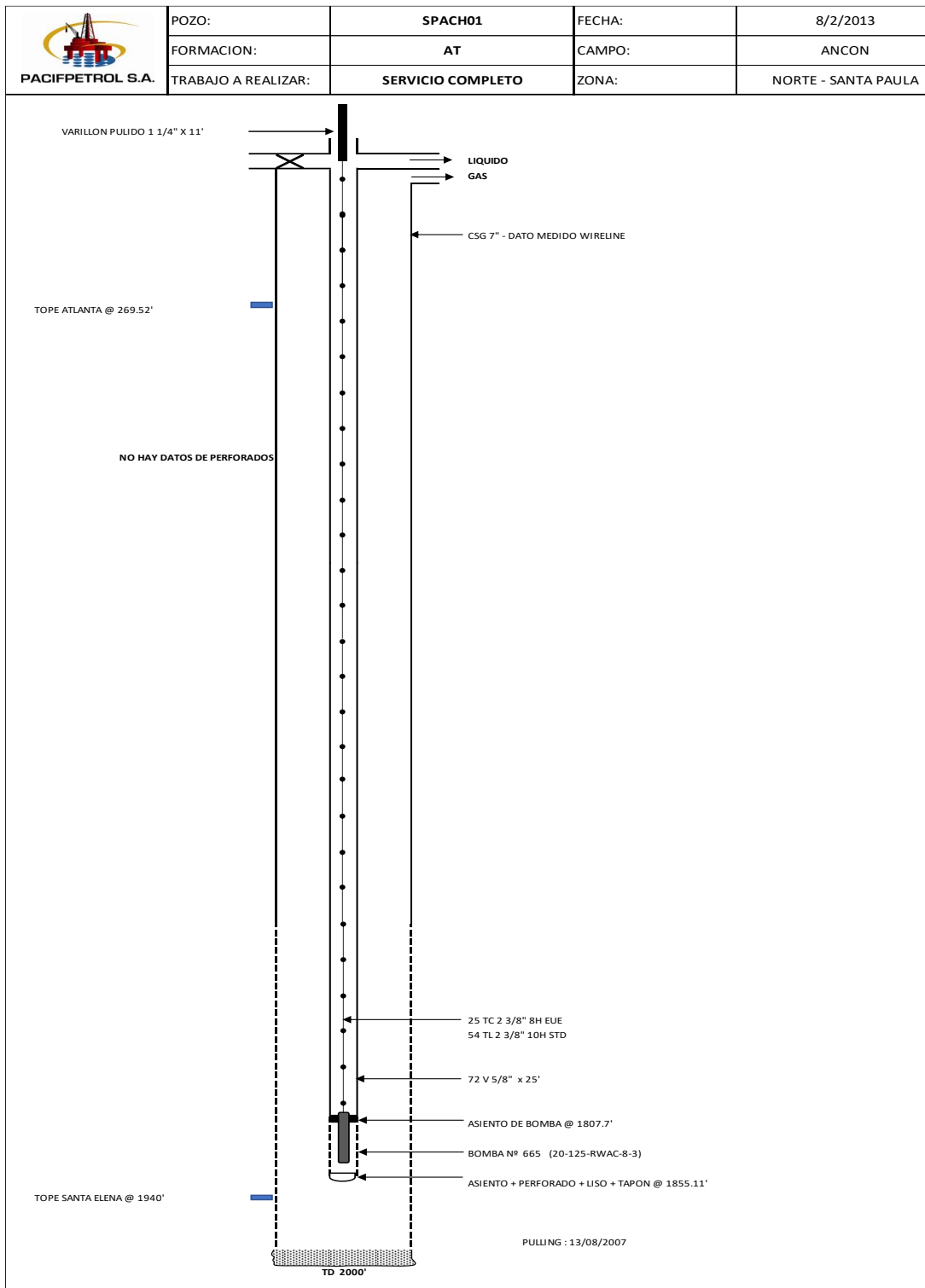
Anexos FF. Diagrama de completación del pozo SPA1003.



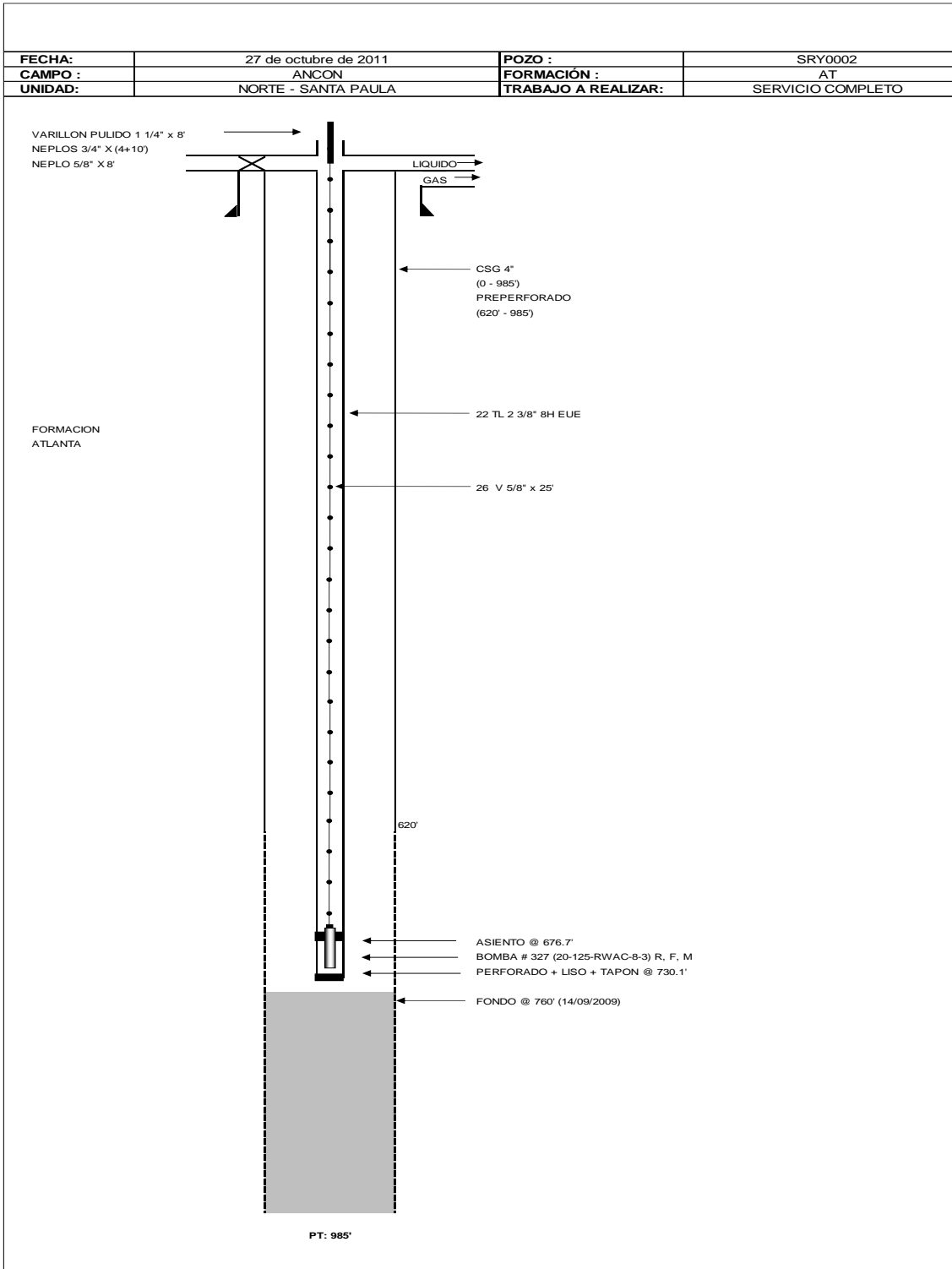
Anexos GG. Diagrama de completación del pozo SPA1004.



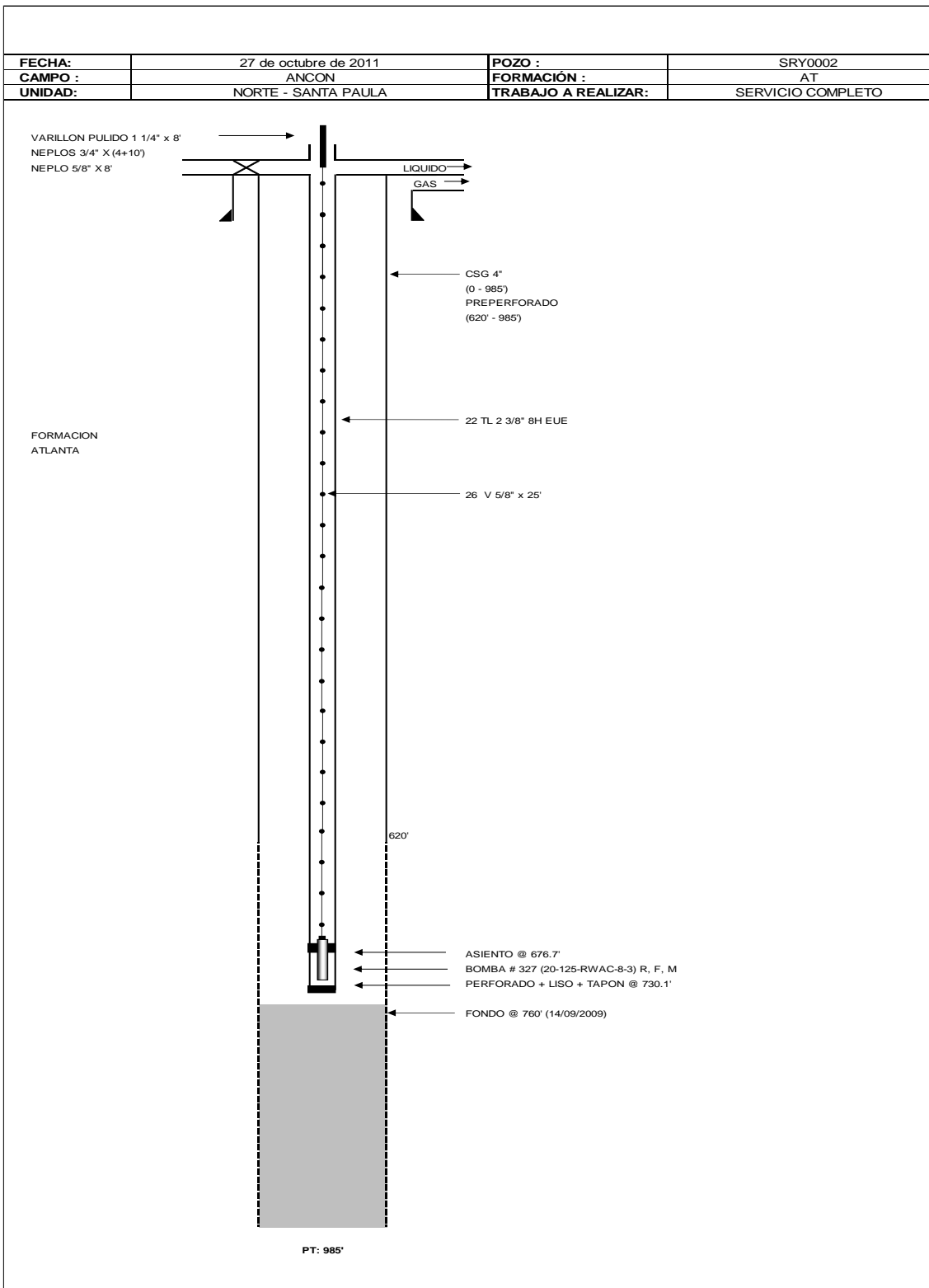
Anexos HH. Diagrama de completación del pozo SPACH01.



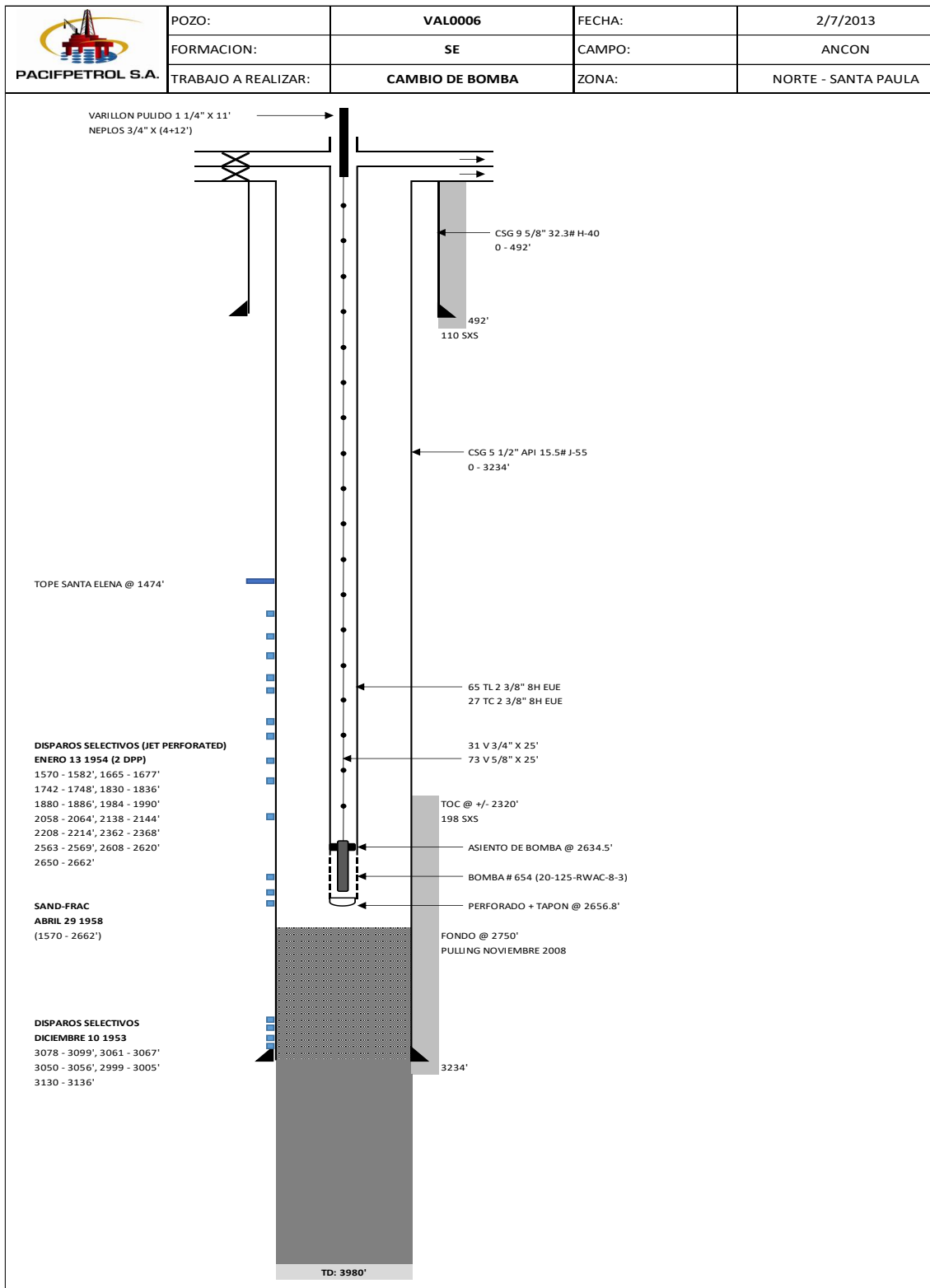
Anexos II. Diagrama de completación del pozo SRY0002.



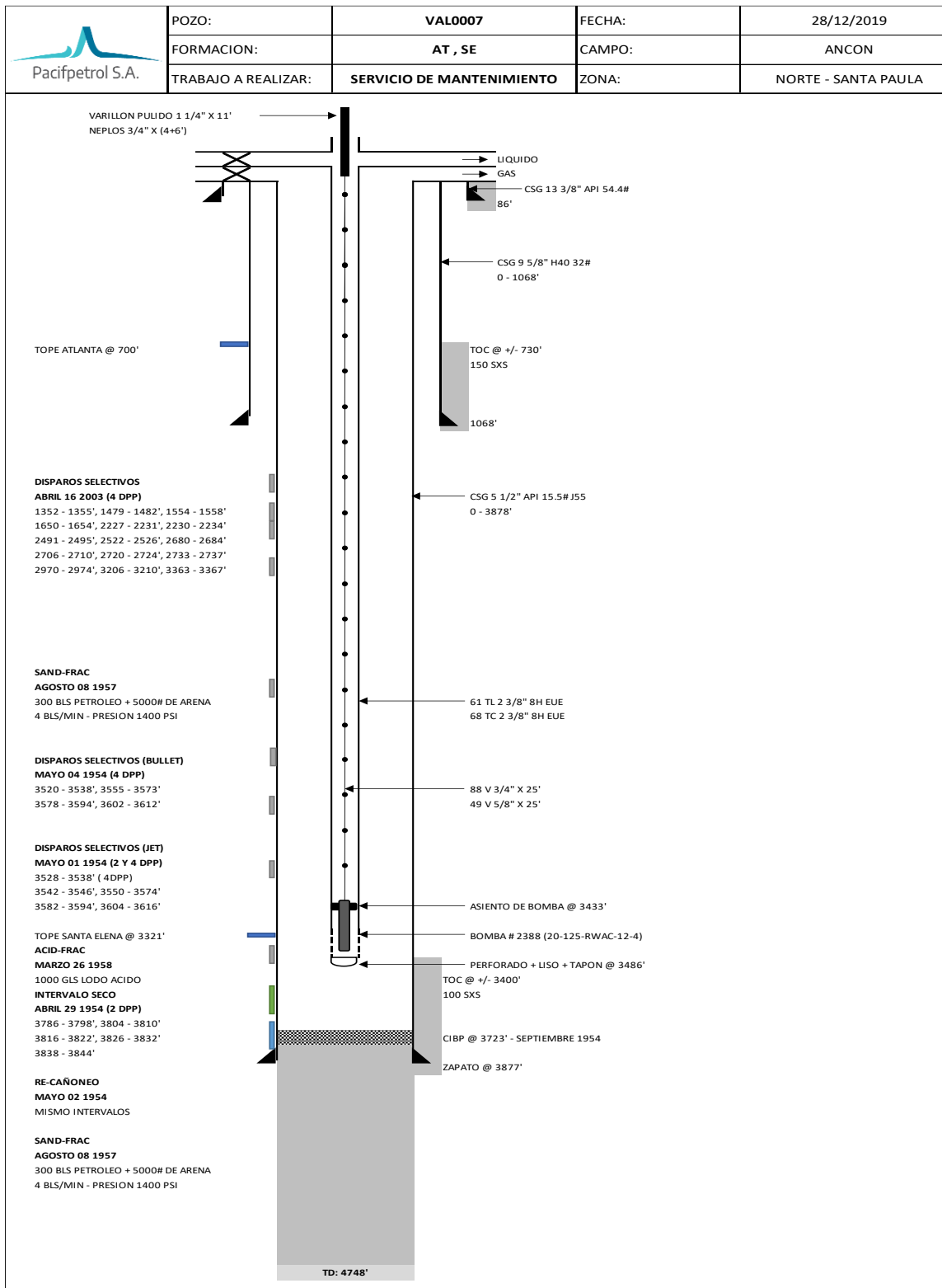
Anexos JJ. Diagrama de completación del pozo SRY0002.



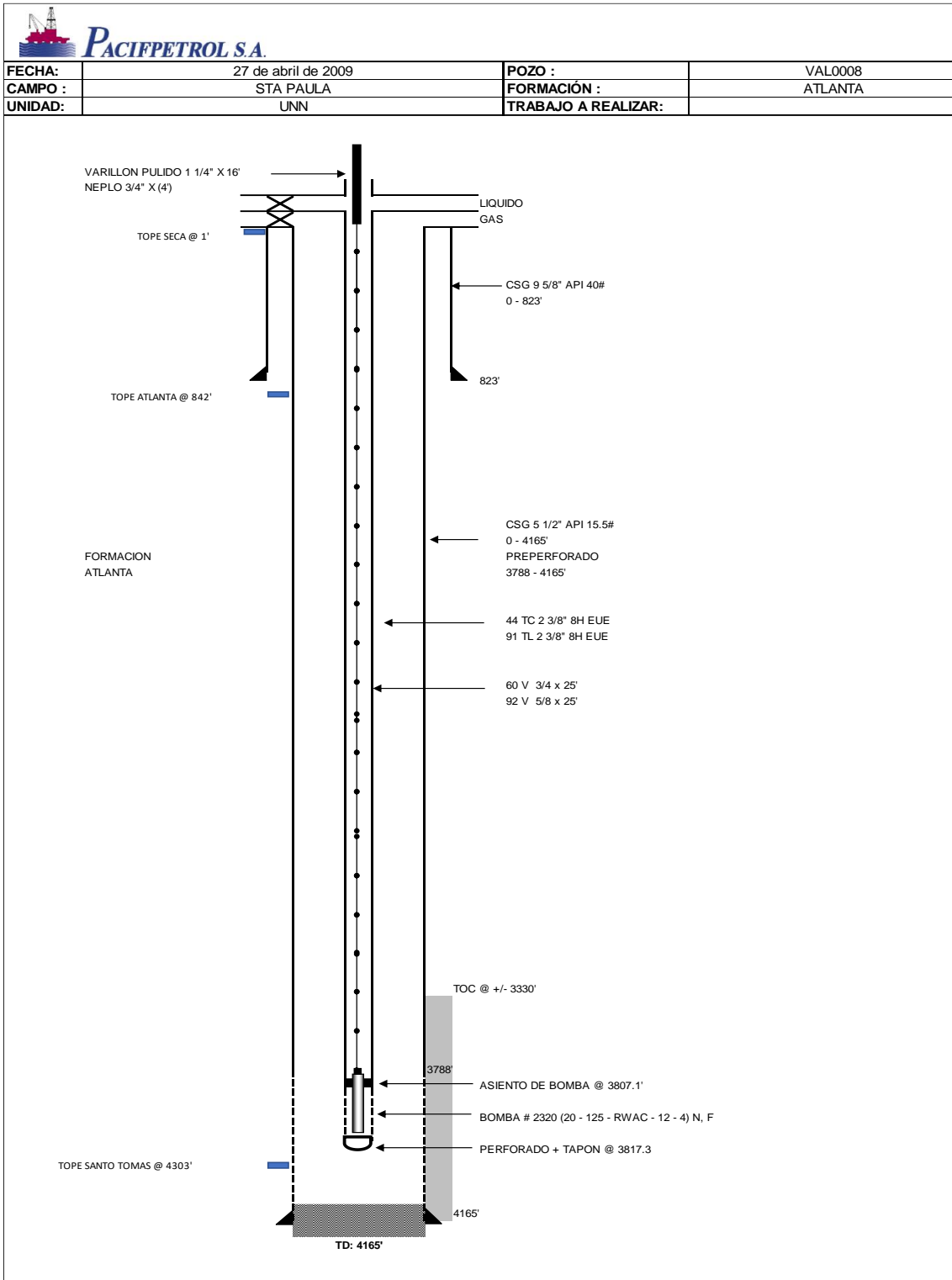
Anexos KK. Diagrama de completación del pozo VAL0006.




Anexos LL. Diagrama de completación del pozo VAL0007.

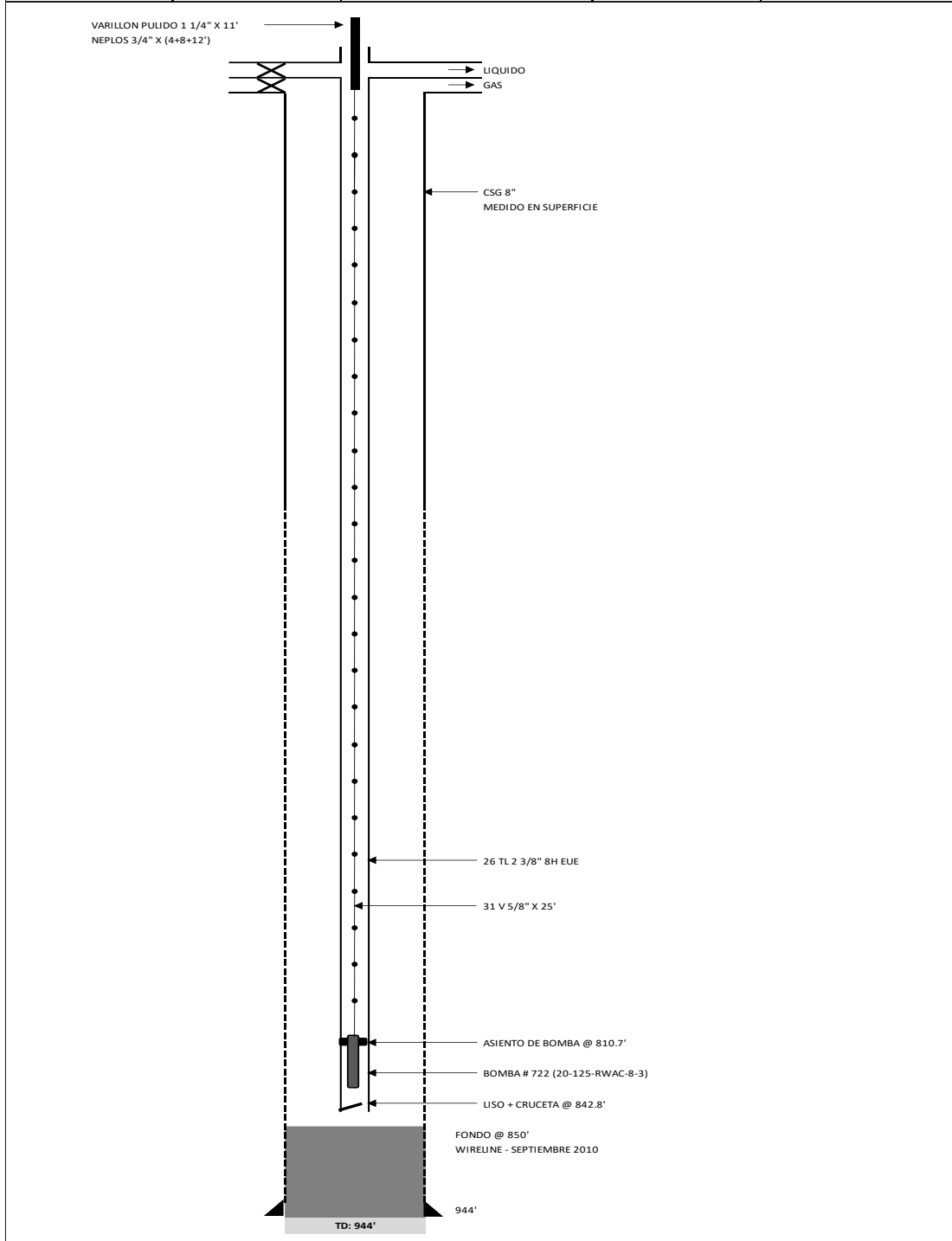


Anexos MM. Diagrama de completación del pozo VAL0008.



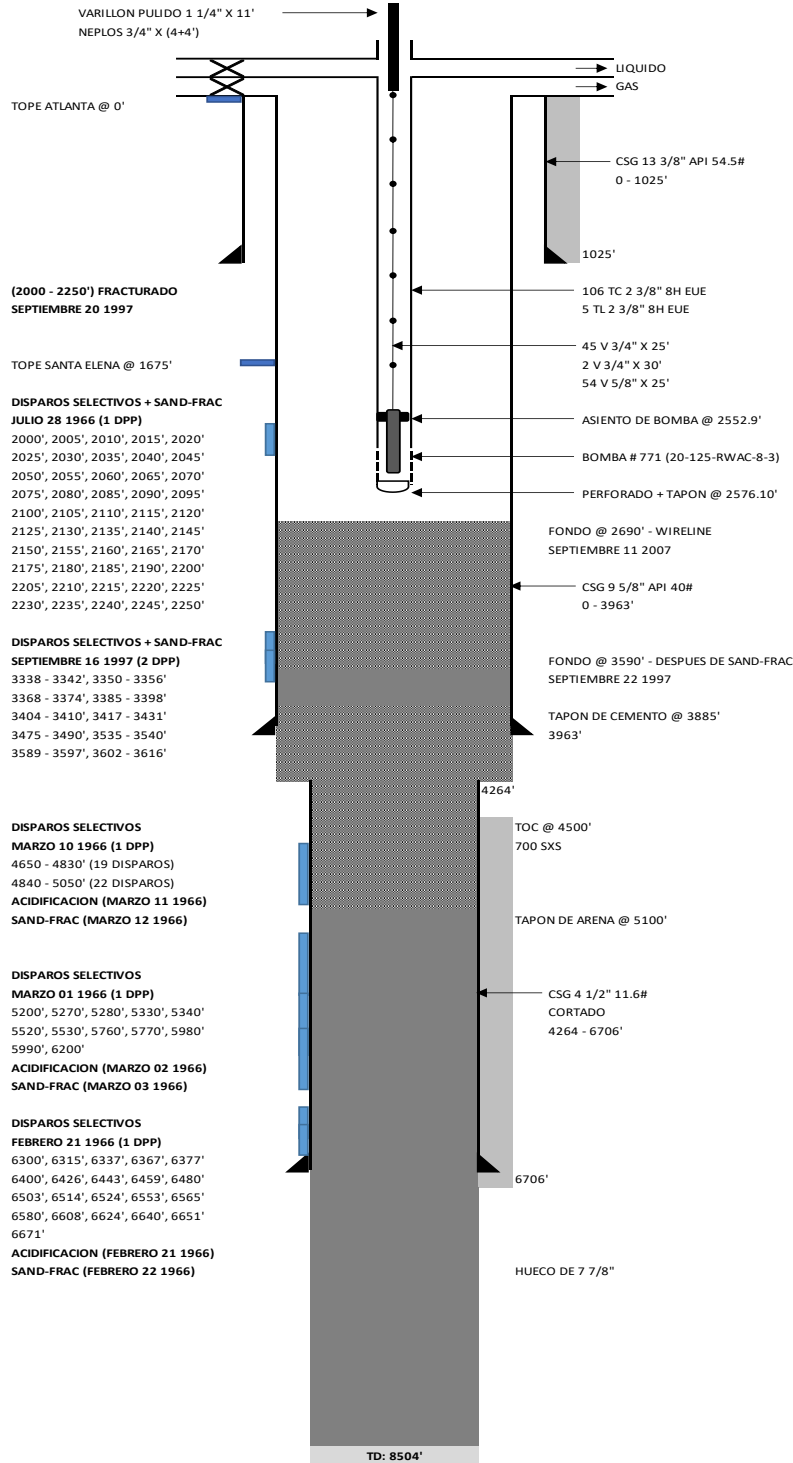
Anexos NN. Diagrama de completación del pozo VAL0069.

 PACIFPETROL S.A.	POZO:	SPA0069	FECHA:	18/3/2012
	FORMACION:	AT - SE	CAMPO:	ANCON
	TRABAJO A REALIZAR:	SERVICIO COMPLETO	ZONA:	NORTE - SANTA PAULA



Anexos OO. Diagrama de completación del pozo SPA0259.

	POZO:	SPA0259	FECHA:	10/11/2015
	FORMACION:	AT	CAMPO:	ANCON
	TRABAJO A REALIZAR:	SERVICIO COMPLETO	ZONA:	NORTE - SANTA PAULA



Anexos PP. Imágenes en campo de una unidad de Pulling.



*Figura 43. Unidad de Pulling en campo petrolero. PETROBLOGGER.COM.
<https://www.ingenieriadepetroleo.com/pulling-de-pozos-petroleros/>*



*Figura 44. Unidad de Pulling operando. PETROBLOGGER.COM.
<https://www.ingenieriadepetroleo.com/pulling-de-pozos-petroleros/>*