



**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

**“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”**

PROYECTO DE TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del título de

INGENIERO EN PETRÓLEO.

AUTORES

PEDRO OMAR GARCÍA RODRÍGUEZ

MIGUEL EFRAÍN VILLÓN GÓMEZ

TUTOR

ING. CARLOS PORTILLA LAZO

LA LIBERTAD- ECUADOR

2013-2014



**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

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

**“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”**

PROYECTO DE TESIS DE GRADO

**Previo a la obtención del título de
INGENIERO EN PETRÓLEO.**

AUTORES

**PEDRO OMAR GARCÍA RODRÍGUEZ
MIGUEL EFRAÍN VILLÓN GÓMEZ**

TUTOR

ING. CARLOS PORTILLA LAZO

LA LIBERTAD- ECUADOR

2013-2014

APROBACIÓN DEL TUTOR

Como Tutor de la tesis: **“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”**, desarrollada por los estudiantes Pedro Omar Garcia Rodríguez, Miguel Efraín Villón Gómez, egresados de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo, me permito declarar que luego de haberla dirigido, estudiado y revisado, la apruebo en su totalidad.

Atentamente,

**ING. CARLOS PORTILLA LAZO
TUTOR DE TESIS**

DECLARACIÓN

Nosotros, Pedro Omar García Rodríguez y Miguel Efraín Villón Gómez, declaramos bajo juramento que el trabajo descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondiente 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.

Pedro Omar García Rodríguez

Miguel Efraín Villón Gómez

DEDICATORIA

El presente trabajo en honor a mis padres: Pablo Garcia Campuzano y Noralma Rodríguez Flores quienes con su ejemplo, constancia, consejos y, especialmente, apoyo incondicional posibilitaron que alcance con éxito la meta profesional, muy importante en mi vida.

Pedro Omar García Rodríguez

DEDICATORIA

Dedico este proyecto de tesis, especialmente, a Dios y a mí querida madre, Msc. Rosario Gómez Albán, pilares fundamentales en mi vida: a Dios porque ha estado conmigo en cada uno de mis pasos, cuidándome y dándome fortaleza para continuar; a mi madre quien con su tenacidad y lucha cotidiana, ha sido un gran ejemplo a seguir y destacar, pues, ha velado por mi bienestar y educación, consagrándome su apoyo incondicional.

Miguel Efraín Villón Gómez

AGRADECIMIENTO

A Dios, guía muy importante para mí, por todas las bendiciones recibidas y entre las que cuenta este logro profesional.

A mis padres quienes me han apoyado y guiado durante toda mi vida.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, porque en ella me formé académica y profesionalmente.

A los señores ingenieros: Carlos Portilla Lazo, mi tutor; Ramón Muñoz Suárez, Decano de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y Alamir Álvarez Llor, Director de la Carrera Ingeniería en Petróleo; quienes, con calidad humana, compartieron sus conocimientos sin limitaciones.

A mis amigos y a todos quienes de alguna manera aportaron para que este anhelo se haga realidad.

Pedro Omar García Rodríguez.

AGRADECIMIENTO

A Dios, por bendecirme para llegar a este momento en el que mi sueño anhelado se hace realidad.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena por darme la oportunidad de continuar mis estudios y lograr convertirme en un idóneo profesional.

A mi tutor de tesis, Ing. Carlos Portilla Lazo con esfuerzo y dedicación, conocimientos y experiencia, paciencia y motivación, logró que pueda culminar con éxito el desarrollo de la presente investigación.

A los señores ingenieros: Ramón Muñoz Suárez, Decano de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Alamir Álvarez Llor, Director de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, entes primordiales en el avance y desarrollo académico de nuestra carrera, que contribuyen a la formación continua de capaces profesionales.

A mi familia por su persistente motivación a superarme evidenciándome, su apoyo, comprensión y confianza.

Miguel Efraín Villón Gómez

TRIBUNAL DE GRADO

Ing. Ramón Muñoz Suárez

DECANO DE LA FACULTAD DE
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

Ing. Alamir Álvarez Loor

DIRECTOR DE LA ESCUELA DE
INGENIERÍA EN PETRÓLEO

Ing. Carlos Portilla Lazo
PROFESOR TUTOR

Ing. Lucas Mateo Alfonzo
PROFESOR DE ÁREA

Abg. Milton Zambrano Coronado MSc.
SECRETARIO GENERAL - PROCURADOR

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL.....	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XII
ÍNDICE DE TABLAS	XIV
ANEXOS	XV
ABREVIATURAS	XVIII
SIMBOLOGÍA	XX
RESUMEN	XXI
INTRODUCCIÓN	22
CAPÍTULO I	23
1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO ANCÓN DE LA PENÍNSULA DE SANTA ELENA.	23
1.1 Ubicación del campo Gustavo Galindo	24
1.2 Historial de producción	25
1.3 Descripción geológica.....	27
1.4 Formaciones de Santa Paula.....	27
1.4.1 Grupo azucar.....	27
1.4.1.1 Formación Atlanta.....	28
1.4.1.2 Formación Santa Elena	28

1.4.1.3	Formación Cayo	29
1.4.1.4	Formación Piñón.....	29
1.5	Estratigrafía y litología.	30
CAPÍTULO II		31
2	DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LA SECCIÓN SANTA PAULA	31
2.1	Sistema de Bombeo Mecanico	32
2.1.1	Descripción del sistema Bombeo Mecánico	32
2.1.2	Principio de funcionamiento	32
2.1.3	Equipos de subsuelo	33
2.1.4	Equipos de superficie	33
2.1.5	Tipos de unidades de bombeo.	34
2.2	Sistema de Plunger Lift.....	35
2.2.1	Descripcion del sistema Plunger Lift	35
2.2.2	Principio de funcionamiento	36
2.2.3	Equipo de subsuelo.....	36
2.2.4	Equipos de superficie	37
2.3	Sistema de levantamiento Swab o Pistoneo	37
2.3.1	Descripcion del sistema por Swab o Pistoneo.....	37
2.3.2	Principio de funcionamiento operativo.....	38
2.3.3	Equipo de pistoneo.....	41

2.3.3.1	Equipo de subsuelo:	41
2.3.3.2	Equipo de superficie	42
2.4	Sistema de levantamiento por Herramienta Local (HL)	42
2.4.1	Descripción del sistema por Herramienta Local	42
2.4.2	Principio de funcionamiento operativo del sistema por HL.	43
2.4.3	Equipo herramienta local.....	44
2.4.3.1	Equipos de sub-suelo	44
2.4.3.2	Equipo de superficie	44
CAPÍTULO III		45
3	CRITERIO PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DEL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	45
3.1	Selección del Sistema de Levantamiento Artificial	46
3.2	Condiciones de la sección Santa Paula	46
3.2.1	Rango de profundidad.....	47
3.2.2	Zona productora	49
3.2.3	Clases de fluido.....	50
3.2.3.1	Clasificación del crudo.....	50
3.2.3.2	Clasificación por sus grados °API.....	50
3.2.3.3	Clasificación por su composición química.	51
3.2.4	Presencia de gas.....	52

3.2.5	Presencia de arena	52
3.2.6	Presencia de parafina	53
3.3	Ventajas y desventajas de los sistemas de Levantamiento Artificial.	53
4	METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.	56
4.1	Factores a considerar en la selección.....	57
4.2	Metodología de selección.	60
4.2.1	Recopilación de información.	65
4.2.2	Completación de los pozos seleccionados.....	69
4.2.3	Selección preliminar	75
4.2.4	Predicción de comportamiento de curvas de restauración.	80
4.2.5	Análisis económico.....	91
	CAPÍTULO V.....	102
5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	102
5.1	Conclusiones:	103
5.2	Recomendaciones.....	104
5.3	Bibliografía.....	105
5.4	Anexos	106
5.4.1	Restauraciones de niveles de los pozos seleccionados.....	106
5.4.2	Comportamiento de las curvas de restauracion de niveles	110
5.4.3	Diagramas de completaciones actuales y futuras	114

5.4.4 Costos de SLA de BM – HL para la implementacion del proyecto.....	134
---	-----

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. # 1: Ubicación del campo Ancón.....	24
Fig. # 2: Producción porcentual de los pozos de Santa Paula.....	26
Fig. # 3: Marco Estratigráfico de la zona Santa Paula	30
Fig. # 4: Sistema de extracción por Bombeo Mecánico	32
Fig. # 5: Sistema de extracción por Plunger Lift.....	35
Fig. # 6: Sistema de extracción por Swab	38
Fig. # 7: Sistema de extracción por Herramienta Local	43
Fig. # 8: Comportamiento de la curva de restauración.	67
Fig. # 9: Pozo de Santa Paula.	68
Fig. # 10: Ubicación de los tanques de almacenamiento	68
Fig. # 11: Diagrama de completación de Herramienta Local SPA0024	71
Fig. # 12: Diagrama de completación Futura de Bombeo Mecánico SPA0024	72
Fig. # 13: Diagrama de Completación de Herramienta Local SPA0069	73
Fig. # 14: Diagrama de completación Futura de Bombeo Mecánico SPA0069	74
Fig. # 15: Mapa de ubicación del Pozo SRY0056.....	75
Fig. # 16: Mapa de ubicación de los pozos seleccionados	76
Fig. # 17: Mapa de ubicación del Pozo SRY0042.....	77

Fig. # 18: Mapa de ubicación del Pozo VA0004	78
Fig. # 19: Mapa de ubicación del Pozo SPA0079 - SPA0085.....	79
Fig. # 20: Equipo de Wire Line.....	80
Fig. # 21: Curva de restauración del pozo SPA0024	81
Fig. # 22: Curva de Restauración SPA0069	83
Fig. # 23: Curva de restauración SRY0042.....	85
Fig. # 24: Curva de restauración SRY0056.....	87
Fig. # 25: Curva de restauración VAL0004	89
Fig. # 26: Consumo de combustible de BM – HL.....	93
Fig. # 27: Consumos y repuestos de BM –HL.....	93

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla # 1: Producción de cada sistema operativo sección Santa Paula.....	26
Tabla # 4: Rangos de profundidad Bombeo Mecánico.	48
Tabla # 5: Rangos de profundidad Herramienta Local.....	48
Tabla # 6: Producción acumulada del campo Ancón	49
Tabla # 2: Clasificación del petróleo de acuerdo a su gravedad °API.....	50
Tabla # 3: Clasificación del petróleo por su composición química	51
Tabla # 7: Consideraciones en la selección de pozos	57
Tabla # 8: Historial de producción de los pozos del campo Santa Paula.....	64
Tabla # 9: Pozos productivos de HL.	66
Tabla # 10: Modelo de restauración de nivel.	67
Tabla # 11: Pozos seleccionados	69
Tabla # 12: Gastos mensuales de HL – BM.....	92
Tabla # 13: Gastos de los 272 pozos de BM	92
Tabla # 14: Gastos por pozo de BM	92
Tabla # 15: Inversión de 12 pozos.	94
Tabla # 16: Inversión en 6 períodos BM	94
Tabla # 17: Flujo de caja en la situación actual del campo Santa Paula.	97
Tabla # 18: Flujo de caja en la situación futura del campo Santa Paula.....	99
Tabla # 19: Beneficio económico.	100

ANEXOS

Anexo # 1: Restauración de nivel – Pozo SPA0024	106
Anexo # 2: Restauración de nivel – Pozo SPA0069	106
Anexo # 3: Restauración de nivel – Pozo SRY0042	106
Anexo # 4: Restauración de nivel – Pozo SRY0056	107
Anexo # 5: Restauración de nivel – Pozo VAL0004.....	107
Anexo # 6: Restauración de nivel – Pozo SPA0033	107
Anexo # 7: Restauración de nivel – Pozo SPA0062	108
Anexo # 8: Restauración de nivel – Pozo SPA0079	108
Anexo # 9: Restauración de nivel – Pozo SPA0085	108
Anexo # 10: Restauración de nivel – Pozo SPA0212	109
Anexo # 11: Restauración de nivel – Pozo SPA0242	109
Anexo # 12: Restauración de nivel – Pozo SPA1006	109
Anexo # 13: Comportamiento, curva de restauración de nivel – Pozo SPA0033.....	110
Anexo # 14: Comportamiento, curva de restauración de nivel - Pozo SPA0062.....	110
Anexo # 15: Comportamiento, curva de restauración de nivel – Pozo SPA0079.....	111
Anexo # 16: Comportamiento, curva de restauración de nivel – Pozo 0085	111

Anexo # 17: Comportamiento, curva de restauración de nivel – Pozo	
SPA0212.....	112
Anexo # 18: Comportamiento, curva de restauración de nivel – Pozo	
SPA0242.....	112
Anexo # 19: Comportamiento, curva de restauración de nivel – Pozo.	
SPA1006.....	113
Anexo # 20: Completación actual SRY0042	114
Anexo # 21: Completación futura SRY0042.....	115
Anexo # 22: Completación futura SRY0056.....	116
Anexo # 23: Completación futura SRY0056.....	117
Anexo # 24: Completación actual VAL0004.....	118
Anexo # 25: Completación futura VAL0004	119
Anexo # 26: Completación actual SPA0033	120
Anexo # 27: Completación futura SPA0033.....	121
Anexo # 28: Completación actual SPA0062	122
Anexo # 29: Completación futura SPA0062.....	123
Anexo # 30: Completación actual SPA0079	124
Anexo # 31: Completación futura SPA0079.....	125
Anexo # 32: Completación actual SPA0085	126
Anexo # 33: Completación futura SPA0085.....	127
Anexo # 34: Completación actual SPA0212	128
Anexo # 35: Completación futura SPA0212.....	129

Anexo # 36: Completación actual SPA0242	130
Anexo # 37: Completación futura SPA0242.....	131
Anexo # 38: Completación actual SPA1006	132
Anexo # 39: Completación futura SPA1006.....	133
Anexo # 40: Costos de SLA de BM-HL para la implementación del proyecto.	134
Anexo # 41: Tabla de cálculo de varillas de los pozos seleccionados (12 pozos)	135
Anexo # 42: Tabla de cálculo de tuberías de producción de los pozos seleccionados (12 pozos)	136
Anexo # 43: Datos para efectuar el flujo de caja.....	136

ABREVIATURAS

MMBL	Millones de barriles
Bls	Barriles
SLA	Sistema de Levantamiento Artificial
BPPD	Barriles de petróleo por día
m.a	Millones de años
Fm	Formación
BM	Bombeo Mecánico
HL	Herramienta Local
PL	Plunger Lift
SW	Swab
GL	Gas Lift
BCP	Bombeo por Cavidades Progresivas
BES	Bombeo Electrosumergible
BHJ	Bombeo Hidráulico Jet
GLR	Relación gas – líquido
GOR	Relación gas – petróleo
Tb	Tubing
Csg	Casing
STVF	Standing Valve Fijo

Np	Petróleo producido
STB	Stock Tank Barrel o Barril en Tanque de Almacenamiento
BLS/D	Barriles por día
TVD	Profundidad vertical del pozo
TD	Profundidad total
AT	Atlanta
SE	Santa Elena
Pozo PT	Pozo parado transitorio
TL	Tuberías largas
TC	Tuberías cortas
NL	Nivel de líquido

SIMBOLOGÍA

°API	Instituto Americano de Petróleo
SG	Gravedad específica
Ft	Pies
In	Pulgadas
CAP	Contacto agua – petróleo
Ø	Diámetro
PSI	Libra-Fuerza por Pulgada Cuadrada

RESUMEN

El proyecto tiene como objetivo determinar un proceso de extracción de crudo, eficiente y, a la vez, demostrando una factibilidad de acciones técnicas exitosas y seguras en todos sus aspectos, es decir: operacional, ambiental y económico.

El presente trabajo investigativo desarrollado, procura disminuir los costos operacionales que se realizan en las instalaciones del campo petrolero Ing. Gustavo Galindo Velasco, sección Santa Paula.

El Campo comprende un área de 1200 km², cuyo 40% está costa afuera; y, se encuentra dividida en cuatro zonas que son: Centro-Este se compone de la sección 67 y tigre; Centro-Oeste contiene las secciones 66, 73, 74 y Carmela; Norte con las secciones Santa Paula, Petrópolis y Morrillo; y Sur que contiene las secciones 65, 68, 69, 70, 71, 72 y Certeza, dentro de las cuales existen 2882 pozos petrolíferos.

El problema que genera la investigación se origina, específicamente, en el sistema de extracción por Herramienta Local; y los inconvenientes se deben a las tuberías atascadas en el fondo del pozo por residuos o por casing colapsados; por tanto se dé la intervención del equipo de pulling, lo que ocasiona pérdida de tiempo y pérdida en la operación; además, existe consumo elevado de combustible por la intervención diaria en los pozos.

Efectuando esta alternativa de cambios de sistema de herramienta local a bombeo mecánico determinaríamos un proyecto óptimo y rentable para la compañía.

INTRODUCCIÓN

Las empresas que cumplen sus funciones en el área petrolera, desarrollan grandes esfuerzos: establecen planes, programas de ejecución e inversiones; así logran una producción óptima.

La actividad petrolera en la provincia de Santa Elena comenzó en el año 1911 con la compañía Anglo, la que, desarrolló una histórica labor en el campo petrolero de Ancón.

En 1976 la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), tomó el control de los campos petroleros de la Provincia, hasta que, el 26 de septiembre de 1989 se creó Petroecuador, entidad que la reemplazó.

Luego el Estado ecuatoriano en 1996, otorgó el Campo a la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL) y pasó a llamarse desde esa fecha Campo Petrolero Ing. Gustavo Galindo Velasco.

En Los pozos, cuando tienen muchos años de producción, la presión natural declina, es decir, la energía natural del petróleo ya no es suficiente para forzar los fluidos hacia la superficie; entonces, es necesario aplicar el Sistema de Levantamiento Artificial.

En la sección Santa Paula se requiere un estudio para mejorar alternativas de explotación de los pozos y, consecuentemente, alentar la economía de la empresa; para cuyo efecto se necesita estudiar las condiciones de los pozos para la implementación del nuevo equipo a utilizar.

A continuación, se mencionan y desarrollan cada uno de los capítulos que comprende la investigación.

CAPÍTULO I

1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO ANCÓN DE LA PENÍNSULA DE SANTA ELENA.

1.1 Ubicación del campo Gustavo Galindo

El campo Gustavo Galindo Velasco conocido como Bloque 2, está ubicado al sur de la península de Santa Elena, región costa del Ecuador, como se muestra en la (Fig. # 1).



Fig. # 1: Ubicación del campo Ancón.

Fuente: www.mapasecuador.net/mapa/mapa-santa-elena

El primer pozo petrolero del país fue perforado en el campo Ancón, y su nombre ANC001, la compañía petrolera encargada de la exploración, en ese año, fue Anglo Ecuatorian Fields. Ltd., que siguió operando hasta el año 1976.

Al pasar los años, diferentes empresas privadas estuvieron a cargo de estos yacimientos petrolíferos; actualmente, la compañía operadora es Pacífpetrol, la misma que inició sus actividades desde el año 2002 y continua en el presente.

Para una mejor administración del Campo, esta se divide en zonas y secciones que son las siguientes: Centro-Este se compone de la sección 67

y tigre; Centro-Oeste contiene las secciones 66, 73, 74 y Carmela; Norte con las secciones Santa Paula, Petrópolis y Morrillo; y Sur que contiene las secciones 65, 68, 69, 70, 71, 72 y Certeza, dentro de las cuales existen 2882 pozos petrolíferos.

El área de nuestra investigación es la sección Santa Paula ubicada en la zona norte

1.2 Historial de producción

La producción del campo Ancón es obtenida del reservorio de edad Terciaria; desde ese entonces concentró 110 MMbbls que, porcentualmente, corresponden al 95% de la producción acumulada, y el 5% restante (6 MMbbls) proviene de pequeños yacimientos, cuya producción es de reservorios de edad Cretácica (Petrópolis, Achallan, Carolina, San Raymundo, Cautivo, Santa Paula,).

La explotación de los diversos campos situados en la Península de Santa Elena data de principios de siglo y las distintas concesiones han pasado por varios operadores y/o propietarios a lo largo del tiempo. La existencia de petróleo en la Península ha sido conocida desde tiempos prehispánicos, pues los indígenas de la zona y, posteriormente, los conquistadores españoles utilizaban el petróleo y arenas bituminosas provenientes de los numerosos manaderos de gas y petróleo que se encuentran en la región (La Libertad, Baños de San Vicente)

Para la extracción del petróleo en la sección Santa Paula se utilizan los siguientes sistemas de levantamiento artificial, bombeo mecánico, herramienta local y, plunger lift. A continuación se detalla la producción diaria y mensual en barriles de cada sistema de levantamiento artificial que opera en dicha sección. Ver tabla # 1, y en la figura # 2 se muestra la producción porcentual.

Zona norte seccion Santa Paula			
Metodo SLA	N° DE POZOS SANTA PAULA	PRODUCCION BPPD	PRODUCCION MENSUAL
BM	63	70,3	2109
HL	41	5,75	172,5
PL	2	8	240
POZOS PROD.	106	84,05	2521,5
Pozos PT	85		
Total	191		

Tabla # 1: Producción de cada sistema operativo sección Santa Paula
Elaborado por: Omar G. y Miguel V.



Fig. # 2: Producción porcentual de los pozos de Santa Paula.
Fuente: Pacifpetrol.

Estas manifestaciones superficiales hacia principios de siglo despertaron el interés de empresas británicas constituidas como Ancón Oíl Company. El primer pozo, ANC001, se perforó en 1911, en proximidades de la localidad Anconcito, con una profundidad final de 2.116 pies y se obtuvo una magra producción.

1.3 Descripción geológica.

Regionalmente la comarca costera del Ecuador ha sido caracterizada como un terreno alóctono de origen oceánico. En este entorno se han desarrollado varias cuencas de antearco modificadas por tectónica de desplazamiento de rumbo, que se extienden desde el límite norte del Perú hasta Colombia (Cuencas de Progreso-Santa Elena, Manabí, Daule, Esmeralda - Nariño, de sur a norte).

El bloque de Santa Elena se encuentra ubicado en la cuenca homónima, en la unidad geológica conocida como “Levantamiento de Santa Elena” y comprende la secuencia sedimentaria del Cretácico al Terciario Inferior (Paleoceno – Eoceno), desarrollada sobre corteza oceánica.

El Levantamiento de Santa Elena se encuentra delimitado al Noreste por la falla regional de “La Cruz” que la separa de la cuenca de Progreso, con sedimentación de edad Oligoceno-Plioceno; al sur el Alto de Santa Elena ha servido de límite para la secuencia de Mioceno Inferior al Pleistoceno que representa la apertura del Golfo de Guayaquil; y, hacia el oeste el límite actual está constituido por el prisma de subducción Neógeno.

En el sector occidental del levantamiento afloran rocas pertenecientes al Cretácico (Fm Santa Elena, Wildflysh, Carolina Chert); mientras que, en la porción oriental y central (Zona de Playas a Sierra de Chanduy), aflora una gruesa secuencia de areniscas y conglomerados de la Fm Azúcar.

1.4 Formaciones de Santa Paula.

1.4.1 Grupo azúcar

Básicamente están constituidas por las Fm Atlanta y Santa Elena. El grupo azúcar típicamente consiste de areniscas duras bien cementadas, con matriz

arcillosa ocasionalmente calcárea y variada proporción de conglomerado, de grueso a muy fino. Cabe recalcar q este grupo es equivalente a Atlanta, formación que como tal se constituye en la principal arena aportadora del campo Gustavo Galindo Velasco, pero en el área Santa Paula mayormente hay el aporte de la formación Atlanta basal.

1.4.1.1 Formación Atlanta

Atlanta, con edad del Paleoceno-Eoceno Inferior, descansa en discordancias sobre las rocas Cretácicas, está constituida de una arenisca gris dura, silíceas con textura media a gruesa, con pequeñas intercalaciones de lutita y conglomerados; representa el principal reservorio por sus fracturas.

1.4.1.2 Formación Santa Elena

La formación Santa Elena está constituida por depósitos turbidíticos finos de aguas profundas, deslizamientos y flujos de detritos, representados por niveles finamente estratificados de pelitas silíceas y radiolaritas con participación tobácea de colores blanquecinos.

El conjunto se caracteriza por una intensa deformación de tipo dúctil con desarrollo de clivaje penetrativo que determina pliegues y fallas de diferentes órdenes y geometría. Estas estructuras definen escamas tectónicas.

Esta unidad ha sido también conocida como *Wildflisch Santa Elena*, *Olistostromo Wildflisch*, Chert de Carolina o Chert Santa Paula. La formación Santa Elena es un equivalente lateral del Miembro Guayaquil de la formación Cayo. La base de la formación Santa Elena y consecuentemente su espesor son desconocidos, aunque al ser correlacionable con la formación Guayaquil, que posee unos 400 m al Noreste de la falla Chongón-Colonche, no se descartan potencias equivalentes. Según información del subsuelo, el techo está cubierto discordantemente por la formación Azúcar o Grupo Ancón.

1.4.1.3 Formación Cayo

Consiste en una espesa secuencia volcánica y vulcano-sedimentaria cuya localidad tipo se encuentra en los alrededores de Guayaquil, con aproximadamente 3.000 m de espesor que no aflora en la Península de Santa Elena.

Está constituida por sedimentos marinos (lutitas bituminosas y turbiditas finas), volcánicos (lavas almohadilladas) y volcanoclásticos (tobas)

1.4.1.4 Formación Piñón

La formación Piñón, considerada el basamento de la región costera del Ecuador, es de origen cortical oceánico y naturaleza basáltica. Está constituida por basaltos afaníticos almohadillados, doleritas intrusivas y algunas intrusiones gabroides y ultramáficas.

La edad ha sido determinada como Aptiano Superior-Albiano. Se ha datado mediante el método de K/Ar, una basandesita proveniente de localidad de la Carolina, que arrojó una edad de 180 m.a (Jurásico Medio). Esta roca, posiblemente, represente relictos de corteza oceánica atrapada en el complejo de subducción.

1.5 Estratigrafía y litología.

A continuación se describe brevemente las principales características litológicas de las unidades presentes en la Península de Santa Elena; las características generales se describen en el cuadro estratigráfico. Ver Fig. # 3.

Prof. Promedio	Edad	Sistema		Epoca	Formación	
1000' 1600' 2000' 2050' 2080' 2200' 2250' 4500'	54	TERCEANO	PALEOGENO	PALEOCENO	GR. AZUCAR	
					FM ATLANTA	MB. ATLANTA ARCILLOSO
						MB. ATLANTA BASAL
	57					
	66,5				FM SANTA ELENA	SE - 1
						SE - 2
						SE - 3
	72	CRETACICO		SUPERIOR	FM CAYO	
	76				FM PIÑON	
Elaborado por: Omar Garcia R. - Miguel Villon G.						

Fig. # 3: Marco Estratigráfico de la zona Santa Paula
Fuente: Juan Narváez Pirca.

CAPÍTULO II

2 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LA SECCIÓN SANTA PAULA

2.1 Sistema de Bombeo Mecánico

2.1.1 Descripción del sistema Bombeo Mecánico

Este sistema, consiste en una bomba de subsuelo, abastecida con energía, suministrada a través de una sarta de varillas. La energía proveniente de un motor eléctrico o de combustión interna, la cual moviliza una unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas.

El sistema de levantamiento artificial más común y antiguo es el bombeo mecánico. Debido a su practicidad, facilidad de operación, optimización y workover, es posible su aplicación en casi todos los tipos de pozos que requieren levantamiento Ver. Fig. # 4.



Fig. # 4: Sistema de extracción por Bombeo Mecánico
Fuente: Pacípetrol S.A.

2.1.2 Principio de funcionamiento

Este sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico, se fundamenta en un procedimiento de succión y transferencia de fluido, desde el fondo del pozo hasta la superficie, cuando el pozo ha dejado de fluir por la presión natural de yacimiento y, utiliza una unidad de bombeo para transmitir movimiento a la

bomba de subsuelo a través de una sarta de varillas, mediante la energía suministrada por un motor.

2.1.3 Equipos de subsuelo

Los componentes principales del equipo de fondo son los siguientes:

- a) **Tubería de producción.** Es una serie de tubos que se usa para transportar el fluido y, al mismo tiempo, sirve de guía a la sarta de varillas que acciona a la bomba.
- b) **Sarta de varillas.** Son hechas de varias aleaciones de metales. Están sujetas a un funcionamiento mecánico que le impone esfuerzos de estiramientos, encogimiento y vibración, fatiga, corrosión y erosión.
- c) **Válvula viajera.** Está ubicada en el pistón; permite la entrada de fluido del barril al pistón.
- d) **Válvula fija tipo bola y asiento.** Sirve para facilitar la entrada del fluido desde el pozo hasta el barril de la bomba.

2.1.4 Equipos de superficie

El equipamiento de bombeo mecánico en superficie está conformado por los siguientes componentes:

- a) **Motor.** Es el encargado de suministrar la energía necesaria a la unidad de bombeo para levantar los fluidos del pozo.
- b) **Manivela.** Es la responsable de transmitir el movimiento de la caja de engranaje o transmisión a la biela del balancín.
- c) **Pesas o contrapesos.** Se utilizan para balancear las fuerzas desiguales que se originan sobre el motor, durante las carreras ascendentes y descendentes del balancín, a fin de reducir la potencia máxima efectiva y el momento de rotación.
- d) **Prensa estopa.** Consiste en una cámara cilíndrica que contiene los elementos de empaques que se ajusta a la barra pulida, permite sellar

el espacio existente entre la barra pulida la tubería de producción, para evitar el derrame de petróleo.

- e) **Barra pulida.** Se encarga de soportar el peso de la sarta de varillas, de la bomba y del fluido dentro de la tubería.

2.1.5 Tipos de unidades de bombeo.

Pueden dividirse en las siguientes tipos básicos:

- Balancín °API
- Hidráulico
- Rotativo

Balancín °API.- Estas unidades de bombeo cumplen las especificaciones API en sus diseños y son las más utilizadas para el levantamiento mecánico, porque sus costos de operación son relativamente bajos y su amplia adaptación a las condiciones de los pozos

Hidráulico.- Estas unidades de bombeo consisten en sistemas que conectan varios componentes con nuevos diseños y utilizan, principalmente, la fuerza hidráulica para transmitir energía a la bomba a través de la sarta de varillas; la utilización de aire comprimido, en vez de pesadas manivelas y contrapesos permite un control de contrabalanceo de forma manual. Como resultado el tamaño de la unidad es pequeño y se minimizan los costos de traslado y montaje.

Estas unidades tienen la ventaja de alcanzar tamaños más grandes con largas carreras, donde con un sistema convencional son prácticamente imposibles.

Rotativo.- Esta unidad se compone de un rotor y un estator en el fondo del pozo. En la superficie lleva un motor eléctrico y un cabezal rotativo; el crudo, es desplazado en forma continua hacia la superficie, por medio del rotor que

gira dentro del estator, formando, de esta manera, cavidades progresivas ascendentes.

2.2 Sistema de Plunger Lift

2.2.1 Descripción del sistema Plunger Lift

La principal ventaja de este sistema se aplica a pozos que producen líquidos a bajas tasas (menores a 250 BPD) con relaciones elevadas de gas – líquido (GLR).

El sistema Plunger Lift, consiste en un pistón que nos permite extraer el fluido desde el fondo del pozo hacia la superficie, utilizamos el gas como fuente de energía, para producir un flujo multifásico, logramos un sistema de extracción económico. Observar Fig. # 5. Este método no requiere de energía adicional a la del yacimiento



Fig. # 5: Sistema de extracción por Plunger Lift.
Fuente: Pacípetrol S.A.

2.2.2 Principio de funcionamiento

El sistema Plunger Lift es una forma de levantamiento artificial basado en un método de cierre y apertura del pozo en superficie con el fin de utilizar la energía del yacimiento para producir los líquidos acumulados en el pozo mediante un plunger o pistón que actúa como una interface sólida entre el nivel de líquido y gas de levantamiento; el funcionamiento de este sistema se apoya en la acumulación natural de presión en el gas del pozo durante el tiempo que el pozo este cerrado temporalmente.

– Armada del equipo

El ciclo comienza con un período en el cual la válvula neumática está cerrada con el fin de que el pozo acumule suficiente presión en el espacio anular.

Cuando la válvula se abre, el gas del anular se expande, el pistón o plunger se desplaza hacia arriba por efecto de la restauración de la presión (build up), el fluido por encima del pistón es empujado hacia la superficie; luego, se activa un sensor que es controlado magnéticamente, el mismo que, cierra la válvula neumática para conservar el gas presente en la formación y en la tubería de producción para utilizarlo en un siguiente ciclo nuevamente. Con este procedimiento se está suaveando el pozo en diferentes intervalos de tiempo, se debe tomar mucho en consideración la velocidad del gas ya que decrece y comienza a acumularse líquido en el fondo del pozo. Si se lo deja fluir más tiempo puede ahogarse.

2.2.3 Equipo de subsuelo

El equipamiento de fondo de este sistema de levantamiento artificial está compuesto por los siguientes elementos:

- a) **Resorte de fondo.-** Este elemento se utiliza para amortiguar la llegada del pistón o plunger al fondo del pozo.

- b) **Plunger o pistón.-** Es el elemento que viaja libremente dentro de la tubería de producción, produciendo de manera intermitente crudo, a su vez, constituye la interfase entre el gas impulsor y el líquido producido

Para la selección del pistón se debe tener en cuenta las siguientes condiciones:

1. Resistencia al impacto y al desgaste.
2. Coeficiente de fricción con el tubo
3. Capacidad de proporcionar un buen sellado contra el tubo durante el viaje a la superficie
4. La capacidad de caer rápidamente a través de gas líquido.

2.2.4 Equipos de superficie

El equipamiento de Plunger Lift en superficie está conformado por los siguientes componentes:

- a) **Lubricador.-** Su función consiste en amortiguar la llegada del pistón o plunger a la superficie.
- b) **Sensor.-** El sensor de llegada o arribo es aquel que monitorea la llegada del pistón a la superficie y las reporta al controlador.
- c) **Válvula neumática.-** Se utiliza para controlar la producción.
- d) **Controlador de cabeza del pozo.-** Se trata de un equipo electrónico computarizado, que controla las aperturas y cierres de las válvulas.

2.3 Sistema de levantamiento Swab o Pistoneo

2.3.1 Descripción del sistema por Swab o Pistoneo

Es una técnica de extracción de fluidos del interior de un pozo, desde una profundidad dada hacia la superficie. Esta operación se realiza debido a que

la presión de la formación del pozo no es lo suficientemente mayor como para vencer la columna hidrostática que existe y poder expulsar el líquido drenado a la superficie. Para hacer producir estos pozos, se utiliza cable de acero que va enrollado en el winche o tambor de Swab de la unidad de servicio de pozos (tubing o casing) y con ayuda de otros componentes y accesorios hacen posible la recuperación de fluidos. Observar Fig. # 6



Fig. # 6: Sistema de extracción por Swab
Fuente: Pacípetrol. S.A.

2.3.2 Principio de funcionamiento operativo

El operador arma la plataforma del equipo, sube el winche, prende el motor auxiliar para comenzar la operación, el ayudante acciona los mandos de las patas para anclar la unidad y, luego, acciona el mando para levantar la pluma. Cuando se ha levantado la pluma, aproximadamente, en sus $\frac{3}{4}$ partes, se afloja la unión de golpe de la base donde descansa el lubricador para que se descuelgue, y se continua levantando la pluma hasta el máximo. Una vez levantada la pluma, se coloca el seguro correspondiente. Se nivela la plataforma de la Unidad con las gatas y se alinea el lubricador con el pozo.

– **Armada de equipo**

- Se procede a colocar el cácher (recolector de fluido) y reducciones de acuerdo a la tubería del pozo.
- Con el lubricador suspendido (el varillón sobresale de 04 a 06 pulgadas) se coloca en la caja el porta copa con copa y, si el pozo tiene herramienta (standing valve fijo), se procede a bajar; y en caso contrario, se envía la herramienta (standing valve viajero).
- Se baja el tubo lubricador con precaución y, con la comba de bronce, se ajusta la unión de golpe.
- El tanquero se cuadra en forma paralela a la Unidad de Swab, a una distancia mínima de 02 metros de ésta, y a una distancia mínima de 5 metros del pozo.
- Una vez cuadrada la cisterna se activa el freno de estacionamiento (maxi brake).
- Se conecta manguera de la cisterna o carreta al tubo lubricador o a la línea de producción que se tiene en la Unidad.
- Una vez armado todo el Equipo de Pistoneo, se inicia el descenso del conjunto de Swab (guardacabo, swivel, varillón, caja, porta copa con copa), por caída libre, la cual, es controlada con el freno manual del winche.
- El conjunto debe bajarse a velocidad moderada, hasta antes de llegar al nivel de fluido del pozo.
- Después de detectar el nivel inicial de fluido, se continúa bajando con precaución el conjunto hasta el fondo (cruceta o STVF).
- Una vez detectado el fondo se levanta el conjunto unos 10 pies y el operador coloca una señal al cable a la altura del mandril (marca).

– **Pistoneo**

- Se inicia el enrollamiento de cable, controlando el alineamiento con la polea guiadora, (de ser necesario, retroceder tramos para corregir enrollamiento de cable).
- Durante el pistoneo (ascenso y descenso del conjunto para cargar columna de fluido) se enrolla una determinada cantidad de cable que permita levantar el volumen encontrado, para dejar sin peso la válvula check, lo que va a permitir el ingreso de fluido proveniente del anular y de la formación, al interior de los tubos.
- Se repite el pistoneo hasta cargar la columna de fluido por encima de la copa, y se realiza una primera corrida (el parámetro de eficiencia es 5,5 barriles de fluido por corrida); de ser necesario, se repite el ciclo hasta ir bajando el nivel y llegar hasta la trinca que es la señal que el pozo quedó seco.
- Para la carrera de ascenso (corrida de extracción), se acciona la válvula del winche, se levanta la palanca de freno para liberar zapatas del ring brake, y se comienza el enrollamiento. Cuando la columna de fluido está por llegar a la superficie, se disminuye la velocidad de ascenso del conjunto de Swab, a fin de descargar la producción al tanquero o carreta.

– **Desmontaje**

- Luego de haber concluido con la intervención de un pozo, se desconecta la manguera del tanquero o carreta.
- Se levanta tubo lubricador y se retira el porta copa con su copa; en caso de haber botado la herramienta al pozo (standing valve viajero) se coloca el pescante, se realiza la pesca de la herramienta, y se sigue con la operación.

- El asistente u operador guían el tubo lubricador y lo asientan sobre su base y se enrosca la unión de golpe.
- Se retira el seguro de base de la pluma
- Se acciona el mando hidráulico para tumbar la pluma, se inclina y el ayudante acomoda el tubo lubricador sobre sus guías.
- Se continúa el descenso de la pluma, hasta asentar la pluma en su base, teniendo en cuenta de no aplastar el cable con la misma, seguidamente, se levantan las patas de la unidad
- Se retira las reducciones que se usaron, se recogen las llaves utilizadas y se las guarda en la caja de herramientas.
- Antes de abandonar el pozo, para dirigirse al siguiente pozo del programa, se debe inspeccionar el entorno, dejando la locación limpia después de cada intervención.

2.3.3 Equipo de pistoneo

El equipo de pistoneo está formado por todos los componentes accesorios que se utilizan durante la realización de la operación de pistoneo. Estos componentes y accesorios se pueden clasificar como: de superficie y de subsuelo.

2.3.3.1 Equipo de subsuelo:

- ✓ Cable de acero
- ✓ Guardacabo.
- ✓ Unión giratoria (suibel)
- ✓ Varillón.
- ✓ Caja.
- ✓ Mandril (porta copas de 2 3/8 y 2 7/8)
- ✓ Copa de Swab.
- ✓ Válvula de retención de fondo (standing valve)

- ✓ Standing viajero de 2 3/8 y 2 7/8
- ✓ Pescante de varilla de 5/8

2.3.3.2 Equipo de superficie

- ✓ Equipo de Swab.
- ✓ Lubricador hidráulico.
- ✓ Tubo lubricador.
- ✓ Uniones de golpe y válvulas
- ✓ Bomba hidráulica manual
- ✓ Árbol de pistoneo con bandeja colectora de fluidos.
- ✓ Manguera de producción
- ✓ Manga ecológica
- ✓ Reducciones de 2 3/8 a 2 7/8, 2 3/8 a 2
- ✓ Martillo de bronce.
- ✓ Copa de bronce para cable 9/16
- ✓ Caucho lubricador para cable de 9/16
- ✓ Manguera de bomba hidráulica
- ✓ Manómetro de presión de 2000 psi
- ✓ Tanque de producción de 23 bls de capacidad.

2.4 Sistema de levantamiento por Herramienta Local (HL)

2.4.1 Descripción del sistema por Herramienta Local

Es una técnica de extracción de fluidos del interior de un pozo, desde una profundidad dada hacia la superficie por medio de un barril con válvula (botella) que es introducida en el pozo. Esta operación se realiza debido a que la presión de la formación del pozo no es lo suficientemente mayor para vencer la columna hidrostática que existe y poder expulsar el líquido drenado a superficie. El drenaje de estos pozos es muy lento con respecto al tiempo.

Para hacer producir estos pozos, se utiliza cable de acero, que va enrollado en el winche; y con ayuda de otros componentes y accesorios de subsuelo, se hace posible la recuperación de fluidos. Ver Fig. # 7



Fig. # 7: Sistema de extracción por Herramienta Local
Fuente: Pacifpetrol, S.A.

2.4.2 Principio de funcionamiento operativo del sistema por HL.

El operador después de armar la plataforma de la unidad, sube a la plataforma de trabajo, prende el motor auxiliar para comenzar la operación en la que tiene que verificar presión de aire para el buen funcionamiento del mandril.

– **Armada de equipo.**

- Bajar botella calculando el nivel de fluido (fondo)
- Marcar en el cable distancia de profundidad
- Posicionar la botella en profundidad para primera extracción
- Calcular el tiempo de llenado de la botella
- Levantar la botella a superficie (corrida de extracción)

- Direccionar la botella en superficie hacia el tanque receptor
- Continuar el ciclo hasta que disminuya el nivel

– **Desmontaje:**

- Se libera el seguro de mástil.
- Bajar el cuerpo (mástil).
- Disponer la botella en soporte.
- Apagar el motor auxiliar.
- Desactivar anclajes.
- Taponar la cabeza del pozo.
- Recoger las herramientas utilizadas.
- Retirar la Unidad de locación.

2.4.3 Equipo herramienta local

El equipo de herramienta local está formado por todos los componentes y accesorios que se utilizan durante la realización de la operación de extracción. Estos componentes y accesorios se pueden clasificar como: de superficie y de subsuelo.

2.4.3.1 Equipos de sub-suelo

- Cable de acero.
- Guardacabo.
- Unión giratoria.
- Cupla y reducción de $\frac{3}{4}$.
- Botella de 3 pulg, botella de 4 pulg y botella de 6 5/8 pulg.

2.4.3.2 Equipo de superficie

- Equipo camión de herramienta local.

CAPÍTULO III

3 CRITERIO PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DEL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

3.1 Selección del Sistema de Levantamiento Artificial

Cada campo y pozo tiene diferentes características, por lo tanto, es necesario seleccionar correctamente el sistema de levantamiento artificial, pues será; éste nuestra herramienta para obtener un mayor beneficio económico del yacimiento, al mismo tiempo que mantenemos los niveles de producción de la manera más óptima.

Como fue expuesto antes un ingeniero en petróleo tiene varios objetivos al seleccionar, tanto el sistema como los equipos de levantamiento artificial. Una selección del sistema de levantamiento artificial óptimo ayudaría a reducir los costos de operación y mantenimiento, considerando a su vez las desventajas. Pero, en gran medida, depende de la preferencia que tenga el ingeniero con uno u otro sistema de levantamiento.

En todo caso para seleccionar la instalación más económica se deben considerar dos factores de costo: el costo de instalación inicial y el costo de operación.

3.2 Condiciones de la sección Santa Paula

Debido a que son muchos los factores que afectan el costo, tanto inicial como operacional, de los sistemas de levantamiento artificial, es difícil determinar qué sistema resultaría mejor en ese sentido.

A continuación se mencionan algunos de los factores que afectan el costo de un sistema de levantamiento artificial

- Rango de profundidad
- Tasa de producción
- Las propiedades del fluido
- Contenido de escala y parafinas

- Producción de arena

Antes de mencionar las condiciones requeridas para el cambio de sistema, cabe recalcar que la mayoría de los pozos son capaces de producir por flujo natural; pero, a medida que pasa el tiempo la presión de fluido declina, por ello, es necesario aplicar un método de levantamiento.

A continuación se define las condiciones que caracterizan a la zona Santa Paula:

3.2.1 Rango de profundidad

Los sistemas de levantamiento artificiales; bombeo mecánico y herramienta local, se aplica preferentemente en pozos que producen crudo liviano – mediano. A continuación se muestran los rangos de profundidad. Los valores de profundidad varía dependiendo de la región en que se encuentre la formación productora, el rango que indica la tabla # 4 es de 453' – 4933' correspondiente al sistema por bombeo mecánico y el método de Herramienta Local, es de 460' – 3117'. (Ver tabla # 5).

BOMBEO MECÁNICO		
RANGOS DE PROFUNDIDAD DE LOS POZOS SANTA PAULA		
POZO	SLA	PROFUNDIDAD TOTAL / TD
SPA0016	BM	453'
SPA0052	BM	836'
SPA0064	BM	1198'
SPA0071	BM	950'
SPA0075	BM	1207'
SPA0091	BM	749'
SPA0095	BM	730'
SPA0202	BM	781'
SPA0203	BM	751'
SPA0207	BM	836'
SPA0221	BM	1836'
SPA0222	BM	2181'
SPA0224	BM	4443'
SPA0225	BM	2553'
SPA0226	BM	2419'
SPA0229	BM	4587'
SPA0235	BM	2850'
SPA0236	BM	2450'
SPA0237	BM	2578'
SPA0238	BM	2304'
SPA0240	BM	2750'
SPA0241	BM	2945'
SPA0243	BM	2699'
SPA0245	BM	2968'
SPA0246	BM	2480'
SPA0247	BM	3002'
SPA0248	BM	4866'
SPA0250	BM	4268'
SPA0251	BM	4933'
SPA0255	BM	4136'
SPA0256	BM	3962'
SPA0257	BM	2985'
SPA0258	BM	4455'
SPA1001	BM	3000'
SPA1002	BM	2480'
SPA1003	BM	2520'
SPA1004	BM	2570'
SPACH01	BM	2000'
Rangos de profundidad		453' > 4933'
Elaborado por: Omar García - Miguel Villón		

Tabla # 2: Rangos de profundidad Bombeo Mecánico.
Fuente: Pacipetrol S.A.

HERRAMIENTA LOCAL		
RANGOS DE PROFUNDIDAD DE LOS POZOS SANTA PAULA		
POZO	SLA	PROFUNDIDAD TOTAL / TD
SPA0024	HL	630'
SPA0033	HL	460'
SPA0042	HL	585'
SPA0043	HL	520'
SPA0062	HL	1892'
SPA0069	HL	944'
SPA0076	HL	1553'
SPA0079	HL	658'
SPA0081	HL	540'
SPA0082	HL	530'
SPA0083	HL	900'
SPA0085	HL	627'
SPA0087	HL	524'
SPA0088	HL	782'
SPA0092	HL	910'
SPA0093	HL	849'
SPA0201	HL	717'
SPA0204	HL	964'
SPA0205	HL	999'
SPA0212	HL	1186'
SPA0216	HL	920'
SPA0217	HL	782'
SPA0218	HL	770'
SPA0242	HL	3117'
SPA1006	HL	2500'
Rango de profundidad		460' > 3117'
Elaborado por: Omar García - Miguel Villón		

Tabla # 3: Rangos de profundidad Herramienta Local
Fuente: Pacipetrol S.A.

3.2.2 Zona productora

Este parámetro es muy importante porque nos permite evaluar la formación petrolífera; ya que esta información proporciona varios propósitos, en este caso la evaluación de cambio de sistema de levantamiento artificial para una mejor alternativa del campo; además, esto influye en otros objetivos como los registros eléctricos, etc.

La producción acumulada en la sección Santa Paula del Campo Gustavo Galindo Velasco, es de 5'392.351 Ver tabla # 6.

PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL CAMPO ANCÓN	
SECCIÓN	Np
066	4'343,889
067	2'114,619
068	7'135,010
069	6'362,476
070	6'097,004
071	5'257,992
072	10'629,062
073	13'459,548
074	9'438,257
CARMELA	1'362,353
CERTEZA	3'680,824
MORILLO	1,605
PETROPOLIS	2'078,050
SANTA PAULA	5'392,351
TIGRE	11'251,228
Np. Total	107'637,271

Tabla # 4: Producción acumulada del campo Ancón
Fuente: Pacifpetrol .S.A.

3.2.3 Clases de fluido

Este parámetro es muy considerado en el estudio, pues debemos tomar en cuenta la clase de fluido o qué tan viscosa es, para determinar nuestro equipo a utilizar en la extracción de dicho fluido. Esto nos permite seleccionar el sistema a utilizar en el caso que se requiera levantar gran cantidad de volumen y verificar que tan pesado o liviano es nuestro líquido. Según los datos de información de la sección Santa Paula nos indica una gravedad de 32- 34 °API, referente al fluido.

3.2.3.1 Clasificación del crudo.

La industria petrolera clasifica el crudo según su lugar de origen y también en base a su densidad o gravedad API.

3.2.3.2 Clasificación por sus grados °API.

El petróleo es clasificado en liviano, mediano, pesado y extra pesado de acuerdo con su medición °API, que diferencia las calidades de crudo. Los grados ° API se definen como:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{SG} - 131.5$$

En donde SG = gravedad específica 60 °F. En la siguiente tabla # 2 se muestra la clasificación del petróleo de acuerdo a su gravedad °API.

PETRÓLEO	°API
Liviano	≥ 30
Mediano	22 - 29
Pesado	11 - 21
Extrapesado	< 10

Tabla # 5: Clasificación del petróleo de acuerdo a su gravedad °API
Fuente: Libro, Refino del Petróleo, Wauquier.

3.2.3.3 Clasificación por su composición química.

El petróleo está formado principalmente por hidrocarburos, que son compuestos de hidrógeno y carbono, en su mayoría parafinas, naftenos y aromáticos. (ver tabla # 3)

Tipo de petróleo	Composición química
Petróleo de base parafínica.	Los crudos están compuesto, específicamente de parafina; son de color claro, fluidos de baja densidad, bajo contenido de asfalto; y proporcionan más cantidad de nafta. Son útiles para obtener gasolina solventes, pinturas entre otros derivados.
Petróleo de base nafténico	Su composición principal son los naftenos y los hidrocarburos aromáticos, son muy viscosos de coloración oscura, alto contenido de asfalto y se usan para la elaboración de aceites lubricantes.
Petróleo de base mixta	Están formados por toda clase de hidrocarburos aromáticos, parafínicos, asfalténicos. Sus propiedades son intermedias entre los dos tipos mencionados.

Tabla # 6: Clasificación del petróleo por su composición química
Fuente: Libro, Refino del Petróleo, Wauquier

3.2.4 Presencia de gas

El gas existe en el yacimiento en forma de gas libre, en la capa de gas y, de gas disuelto, en el petróleo: liberado por la reducción de la presión cuando el petróleo es conducido a los tanques de almacenamiento. El gas medido en la superficie, entonces incluye ambos el gas disuelto y cualquier otro gas libre que haya producido.

La presencia de gas en un pozo puede causar varios problemas operacionales; uno de estos, es el taponamiento de las válvulas fijas o viajeras de la cámara de la bomba que, en este caso, se refiere al método o sistema de extracción por bombeo mecánico. En el campo de estudio, si existiera mayor producción de gas, esta producción podría ser aprovechada realizando captación de gas que, es muy útil para la empresa, ya que, se beneficia en la generación eléctrica, GNV (gas natural vehicular), para alimentación de los propios pozos, como también para el funcionamiento del sistema de gas Lift; pero, la producción de gas es muy baja en la sección Santa Paula.

3.2.5 Presencia de arena

La presencia de arena en los fluidos del yacimiento petrolífero es un grave problema en algunas áreas, debido a que puede cortar u obstruir estranguladores y líneas de flujo, causar fallas excesivas del equipo, complicar la limpieza del pozo, y causar el mal funcionamiento del equipo en el fondo del pozo.

La producción de arena es uno de los problemas más frecuentes que ocurren durante la vida productiva de los pozos petroleros; pero para la intervención de cambio de sistemas en esta área, no habría este inconveniente de obstrucción en los pozos por arenamiento, debido a que existe una cantidad mínima de presencia de arena que corresponde, apenas al 5%.

3.2.6 Presencia de parafina

La depositación de la parafina comienza cuando la temperatura del crudo baja, su punto de escurrimiento sube, y continúa así, hasta el límite de capacidad de solución del crudo; la cantidad y localización de los depósitos depende de la cantidad original de parafina en solución en el petróleo, de la forma en que disminuye la presión y temperatura del crudo, y de otras propiedades del crudo y de la parafina. Cuando el crudo se enfría más bajo que el punto de fusión de la parafina, ésta, se cristaliza y forma una cera sólida dentro de la pared de la tubería, especialmente de producción.

La presencia de parafina incrementa los costos de producción al disminuir la capacidad de fluido como consecuencia la pérdida de tiempo de producción, ocasiona un rápido desgaste provocando un daño permanente en la bomba, estos depósitos de parafina son difíciles de eliminar. En el campo Ancón, a su vez no se dan estos casos debido a que existe solo el 5% de presencia de parafina.

3.3 Ventajas y desventajas de los sistemas de Levantamiento Artificial.

Herramienta Local

Ventaja

- Fácil operación.

Desventaja.

- Derrame de petróleo, contaminación de suelo.
- Alto costo de operación.
- Intervención del pozo necesita factor humano de operadores para operación y servicio.
- Costos altos de mantenimiento y reparación.

Swab o Pistoneo

Ventaja

- Standing Fijo en el pozo ahorra tiempo de operación.

Desventajas

- Pozos sin standing fijo perdida en tiempo porque se lanza por caída libre y después es necesario realizar pesca.
- Alto costo de operación.
- Desgastes rápidos de las copas de succión.
- Riesgo de contaminación.
- Costos altos de mantenimiento y reparación.

Bombeo Mecánico

Ventajas:

- El diseño es poco complejo.
- El sistema es eficiente, simple y fácil de operar por el personal de campo.
- Es aplicado en crudo pesado y altamente viscoso.
- Puede utilizar combustible o electricidad como fuente de energía.
- El equipo puede operar a temperatura elevadas.
- Permite variar la velocidad de embolada y longitud de carrera para el control de la tasa de producción.

Desventajas:

- La efectividad del sistema puede verse afectada severamente por la presencia del gas.
- La presencia de arenas ocasionan el desgaste severo del equipo.

- Requiere altos costos y mantenimiento.
- Posee profundidades limitadas.
- El equipo es pesado y ocupa mucho espacio.
- La tasa de producción declinan rápidamente.

Plunger Lift

Ventajas

- ✓ No se ve afectado por la desviación que posee el pozo a menos que se utilice un pistón de sellos positivos.
- ✓ Es capaz de interactuar con la producción de gas libre del pozo.
- ✓ Aplicable para pozos con alto GOR.
- ✓ La intervención inicial necesaria es baja para la compra de la instalación.

Desventajas

- ✓ Peligro para las instalaciones en superficie, asociado a las altas velocidades que puede alcanzar el pistón durante la carrera. Bajas tasas de producción
- ✓ Se requiere comunicación entre el casing y el tubing para una buena operación, a menos que se use con gas Lift.
- ✓ Requiere supervisión de ingeniería para una adecuada instalación
- ✓ No permite alcanzar el agotamiento del yacimiento, para lo cual se requiere otro sistema.

CAPÍTULO IV

**4 METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DEL
MÉTODO DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL.**

4.1 Factores a considerar en la selección.

En la Tabla # 7, expuesta a continuación, se muestra una comparación general de todos los sistemas, para determinar el mejor método a implementar en los pozos productivos en la sección Santa Paula y obtener una operación óptima.

Factores a considerar en la selección de los pozos								
CONDICIONES	BM	HL	SW	PL	BES	BCP	GL	BHJ
	PARÁMETROS							
	APLICABLES				NO APLICABLES			
RANGO DE PROFUNDIDAD TVD (PIES)	>400'-5000'				15000'	12000'	18000'	17000'
PRODUCCIÓN								
PRODUCCIÓN DE CAUDAL(BLS)	1,5-30				100-60000	4500	50000	20000
PRODUCCIÓN DE AGUA	170 BLS/DIA				aceptable a altas producción	aceptable a altas producción	Bueno	aceptable alta producción
RELACIÓN GAS	Baja				Aceptable	Excelente	Excelente	Bueno
MANEJO DE SOLIDOS	Aceptable	Aceptable	Aceptable	Aceptable	Aceptable	Excelente	Bueno	Bueno
PRODUCCIÓN DE ARENA	Mínima (10%)				Regular	Excelente	Excelente	Regular
PRODUCCIÓN DE PARAFINA	Mínima (5%)				Bueno	aceptable	Pobre	Bueno
COSTOS								
OPERACIONALES	bajo	alto	alto	bajo	alto	moderado	alto	alto
OPERACIÓN								
MOTOR	Gas o Eléctrico	Motor auxiliar	Motor auxiliar	Energía natural del pozo	Motor eléctrico	Gas o Eléctrico	Compresor	Multicilindrico o eléctrico
Experiencia Operativa	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente	Regular	Regular	Regular	Regular

Tabla # 7: Consideraciones en la selección de pozos
Fuente: Estudios de Pacifpetrol S.A.

Una vez analizados las condiciones y parámetros de las formas de levantamiento, se determinará las limitantes y razones por las que no se eligió uno de los sistemas; a continuación se define cada una de ellos.

Herramienta Local (HL):

Este sistema no es factible para la implementación del proyecto porque proporciona un elevado costo operativo debido a que utiliza una unidad móvil para la intervención diaria de la extracción del crudo de los pozos.

He aquí cuatro limitantes:

- Elevado costo en el consumo de combustible
- Mantenimiento de la unidad
- Vida es corta del motor auxiliar
- Desgastes de cables

Además, necesita de dos operadores durante el proceso de trabajo y algo muy importante, ocasiona una contaminación ambiental.

Pistoneo o Swab (SW).

Este sistema, también, no es aplicable porque cumple las mismas características que el método; utiliza, igual, una unidad móvil muy costosa; pero, a diferencia, realiza desgastes rápidos en las herramientas de succión o fondo.

Plunger Lift (PL)

Este sistema no cumple con las condiciones para la optimización de cambio de sistema por el motivo que requiere de la propia energía del yacimiento; es decir, que al pasar de los años la presión ha declinado, la producción de gas en el campo Ancón es mínima.

Bombeo Electro Sumergible.

No es aplicable porque requiere de motor eléctrico y en el campo no hay la disponibilidad de energía en esas secciones. Además, este sistema de levantamiento artificial requiere de alta producción de crudo mayor de 100 a 60000 barriles y, en la sección Santa Paula, no existe una alta producción de crudo. Este sistema también es aplicado para pozos desviados, y costa afuera.

Bombeo de Cavity Progresiva

Este método no es aplicable al estudio debido a que no es eficiente a bajas tasas de producción, el rango máximo de operación es de 175 -4500 barriles. Requiere de energía eléctrica para el funcionamiento de los motores, la vida útil del motor es de 24 meses, y no es aplicable a pozos parafínicos.

Gas Lift

La aplicación de este método no es muy conveniente en el área de estudio porque utiliza compresores, lo que no genera un beneficio a la compañía, debido a que dichos compresores tienen un alto costo.

Bombeo Hidráulico Jet

La razón de no elegir este sistema de levantamiento es porque en el Campo es baja la producción de fluido y, este método, consiste en levantar mayores tasas de producción. Además, requiere de una bomba Jet que necesita de transferencia de energía al fondo del pozo.

Es aplicable a pozos verticales y desviados.

Bombeo Mecánico.

Después de haber definido cada uno de los sistemas, se llegó a la conclusión que, la mejor opción para la optimización es el Sistema de extracción por

Bombeo Mecánico, cumple con todas las condiciones requeridas en el Campo.

4.2 Metodología de selección.

En el ítem anterior se mencionó que la mejor alternativa del SLA es el Bombeo Mecánico por que cumple con una herramienta principal que es la Experiencia o conocimiento de los operadores; además, con su aplicación se obtiene un mayor beneficio económico.

Para la metodología de estudio y selección se revisó el historial de producción referente a la sección Santa Paula de todos los pozos aplicados en esta área como en bombeo mecánico, herramienta local y plunger lift. (Ver tabla # 8).

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DE SANTA PAULA

Nº	POZO	SECCION	ZONA	TD	FORMACIONES	ESTADO DE POZO	Coordenada X	Coordenada Y
1	SPA0003	SANTA PAULA	NORTE		SE	PARADO TRANSITORIO	500000	1712,62
2	SPA0004	SANTA PAULA	NORTE		AT	PARADO TRANSITORIO	508390	9752098
3	SPA0005	SANTA PAULA	NORTE	421	AT	PARADO TRANSITORIO	508530	9751333
4	SPA0011	SANTA PAULA	NORTE	1163	AT	PARADO TRANSITORIO	508965	9752291
5	SPA0012	SANTA PAULA	NORTE	496	AT	PARADO TRANSITORIO	509065	9751358
6	SPA0013	SANTA PAULA	NORTE	286	AT	PARADO TRANSITORIO	509014	9751267
7	SPA0014	SANTA PAULA	NORTE	632	AT	PARADO TRANSITORIO	508939	9751376
8	SPA0015	SANTA PAULA	NORTE	742	AT	PARADO TRANSITORIO	508940	9751412
9	SPA0017	SANTA PAULA	NORTE	458	AT	PARADO TRANSITORIO	509037	9751379
10	SPA0018	SANTA PAULA	NORTE	475	AT	PARADO TRANSITORIO	509033	9751337
11	SPA0019	SANTA PAULA	NORTE	1047	AT	PARADO TRANSITORIO	508937	9752103
12	SPA0020	SANTA PAULA	NORTE	319	SE	PARADO TRANSITORIO		
13	SPA0021	SANTA PAULA	NORTE	300	SE	PARADO TRANSITORIO		
14	SPA0022	SANTA PAULA	NORTE	740	AT	PARADO TRANSITORIO	509020	9752028
15	SPA0023	SANTA PAULA	NORTE	542	AT	PARADO TRANSITORIO	509090	9751293
16	SPA0025	SANTA PAULA	NORTE	675	AT	PARADO TRANSITORIO	509028	9751434
17	SPA0026	SANTA PAULA	NORTE	801	AT	PARADO TRANSITORIO	508831	9751977
18	SPA0027	SANTA PAULA	NORTE	973	SE	PARADO TRANSITORIO	500000	1712,62
19	SPA0028	SANTA PAULA	NORTE	202	AT	PARADO TRANSITORIO	509006	9751727
20	SPA0029	SANTA PAULA	NORTE	1401	AT	PARADO TRANSITORIO	509070	9751874
21	SPA0030	SANTA PAULA	NORTE		AT	PARADO TRANSITORIO		
22	SPA0031	SANTA PAULA	NORTE		AT	PARADO TRANSITORIO	509618	9751125
23	SPA0032	SANTA PAULA	NORTE	461	AT	PARADO TRANSITORIO	500000	1712,62
24	SPA0034	SANTA PAULA	NORTE	707	AT	PARADO TRANSITORIO	509714	9751188
25	SPA0036	SANTA PAULA	NORTE	750	AT	PARADO TRANSITORIO	509815	9751271
26	SPA0037	SANTA PAULA	NORTE	317	AT	PARADO TRANSITORIO	509681	9751238
27	SPA0038	SANTA PAULA	NORTE	680	AT	PARADO TRANSITORIO	509594	9751208
28	SPA0039	SANTA PAULA	NORTE	780	AT	PARADO TRANSITORIO	509613	9751021
29	SPA0040	SANTA PAULA	NORTE	237	AT	PARADO TRANSITORIO	509439	9751414
30	SPA0041	SANTA PAULA	NORTE	500	AT	PARADO TRANSITORIO	509462	9751381
31	SPA0044	SANTA PAULA	NORTE	430	AT	PARADO TRANSITORIO	509472	9751252
32	SPA0045	SANTA PAULA	NORTE	887	AT/SE	PARADO TRANSITORIO	509630	9751587
33	SPA0046	SANTA PAULA	NORTE	654	AT	PARADO TRANSITORIO	509750	9751417
34	SPA0047	SANTA PAULA	NORTE	640	AT	PARADO TRANSITORIO	509180	9751418
35	SPA0048	SANTA PAULA	NORTE	761	AT	PARADO TRANSITORIO	509648	9751467
36	SPA0049	SANTA PAULA	NORTE	1240	AT/SE	PARADO TRANSITORIO	509550	9751431
37	SPA0051	SANTA PAULA	NORTE	2130	AT/SE	PARADO TRANSITORIO		
38	SPA0055	SANTA PAULA	NORTE	710	AT	PARADO TRANSITORIO	509726	9751317
39	SPA0057	SANTA PAULA	NORTE	715	AT	PARADO TRANSITORIO	509778	9751111
40	SPA0060	SANTA PAULA	NORTE	1224	AT	PARADO TRANSITORIO	509057	9751666
41	SPA0061	SANTA PAULA	NORTE	868	AT	PARADO TRANSITORIO	508745	9751886

Nº	POZO	SECCION	ZONA	TD	FORMACIONES	ESTADO DE POZO	Coordenada X	Coordenada Y
42	SPA0063	SANTA PAULA	NORTE	1065	AT	PARADO TRANSITORIO	509760	9750952
43	SPA0065	SANTA PAULA	NORTE	1038	AT	PARADO TRANSITORIO	509260	9752319
44	SPA0066	SANTA PAULA	NORTE	648	AT	PARADO TRANSITORIO	508958	9751885
45	SPA0067	SANTA PAULA	NORTE	1182	AT	PARADO TRANSITORIO	509466	9752773
46	SPA0068	SANTA PAULA	NORTE	943	AT	PARADO TRANSITORIO	509235	9752519
47	SPA0072	SANTA PAULA	NORTE	950	AT	PARADO TRANSITORIO	509647	9751361
48	SPA0073	SANTA PAULA	NORTE	920	AT/SE	PARADO TRANSITORIO	509739	9751538
49	SPA0074	SANTA PAULA	NORTE	855	AT	PARADO TRANSITORIO	509779	9751311
50	SPA0077	SANTA PAULA	NORTE	486	AT	PARADO TRANSITORIO	508907	9750999
51	SPA0078	SANTA PAULA	NORTE	247	AT	PARADO TRANSITORIO	508755	9750931
52	SPA0080	SANTA PAULA	NORTE	956	AT	PARADO TRANSITORIO		
53	SPA0081	SANTA PAULA	NORTE	540	AT	PARADO TRANSITORIO	508658	9750958
54	SPA0082	SANTA PAULA	NORTE	530	AT	PARADO TRANSITORIO	508731	9751028
55	SPA0083	SANTA PAULA	NORTE	900	AT	PARADO TRANSITORIO	508635	9751056
56	SPA0084	SANTA PAULA	NORTE	812	AT	PARADO TRANSITORIO	508794	9751102
57	SPA0086	SANTA PAULA	NORTE	782	AT	PARADO TRANSITORIO	508992	9750970
58	SPA0089	SANTA PAULA	NORTE	415	AT	PARADO TRANSITORIO	508584	9750891
59	SPA0090	SANTA PAULA	NORTE	747	AT	PARADO TRANSITORIO	508511	9750834
60	SPA0093	SANTA PAULA	NORTE	849	AT	PARADO TRANSITORIO	508390	9750952
61	SPA0094	SANTA PAULA	NORTE	737	AT	PARADO TRANSITORIO	508418	9750855
62	SPA0096	SANTA PAULA	NORTE	680	AT	PARADO TRANSITORIO	508290	9750979
63	SPA0097	SANTA PAULA	NORTE	927	AT	PARADO TRANSITORIO	508336	9750788
64	SPA0098	SANTA PAULA	NORTE	500	AT	PARADO TRANSITORIO	508362	9751050
65	SPA0099	SANTA PAULA	NORTE	1034	AT	PARADO TRANSITORIO	508463	9751019
66	SPA0200	SANTA PAULA	NORTE	967	AT	PARADO TRANSITORIO	508218	9750915
67	SPA0206	SANTA PAULA	NORTE	633	AT	PARADO TRANSITORIO	509733	9751367
68	SPA0208	SANTA PAULA	NORTE	1363	AT	PARADO TRANSITORIO	508298	9751700
69	SPA0209	SANTA PAULA	NORTE	990	AT	PARADO TRANSITORIO	508849	9751883
70	SPA0210	SANTA PAULA	NORTE	1137	AT	PARADO TRANSITORIO	508903	9751795
71	SPA0213	SANTA PAULA	NORTE	915	AT	PARADO TRANSITORIO	508505	9750672
72	SPA0214	SANTA PAULA	NORTE	1007	AT	PARADO TRANSITORIO	509460	9750771
73	SPA0215	SANTA PAULA	NORTE	72	AT	PARADO TRANSITORIO	509191	9750534
74	SPA0219	SANTA PAULA	NORTE	821	AT	PARADO TRANSITORIO	509396	9751061
75	SPA0220	SANTA PAULA	NORTE	1478	AT/SE	PARADO TRANSITORIO	509478	9750868
76	SPA0223	SANTA PAULA	NORTE	2022	SE	PARADO TRANSITORIO	508667	9751045
77	SPA0227	SANTA PAULA	NORTE	2450	SE	PARADO TRANSITORIO	509241	9750875
78	SPA0234	SANTA PAULA	NORTE	2194	SE	PARADO TRANSITORIO	509008	9751133
79	SPA0244	SANTA PAULA	NORTE	2700	AT/SE	PARADO TRANSITORIO	508521	9751623
80	SPA0249	SANTA PAULA	NORTE	2500	SE	PARADO TRANSITORIO	509521	9751878
81	SPA0252	SANTA PAULA	NORTE	3534	SE	PARADO TRANSITORIO	509172	9751989
82	SPA0253	SANTA PAULA	NORTE	4567	AT	PARADO TRANSITORIO	508330.2	9752595.3
83	SPA0254	SANTA PAULA	NORTE	3775	AT/SE	PARADO TRANSITORIO	508032	9752352
84	SPA0257	SANTA PAULA	NORTE	2985	AT/SE	PARADO TRANSITORIO	508929	9751449
85	SPA1010	SANTA PAULA	NORTE	4109	AT/SE	PARADO TRANSITORIO	508032	9752252

N°	Pozo	SECCION	ZONA	TD	FORMACIONES	POTENCIAL	CICLO	BFPD	SISTEMA DE EXTRACCION	ESTADO DE POZO
1	ACH0022	SANTA PAULA	NORTE	1210	SE	8	2	4	BM	PRODUCTIVO
2	ACH0083	SANTA PAULA	NORTE	2650	SE	7	1	7	BM	PRODUCTIVO
3	ACH0085	SANTA PAULA	NORTE	2395	SE	3	1	3	BM	PRODUCTIVO
4	ACH0093	SANTA PAULA	NORTE	850	AT/SE	6	15	0,4	BM	PRODUCTIVO
5	ACH0100	SANTA PAULA	NORTE	2300	AT/SE	3	8	0,375	BM	PRODUCTIVO
6	AHU0024	SANTA PAULA	NORTE	117	SE	5	6	0,83333333	BM	PRODUCTIVO
7	AHU0026	SANTA PAULA	NORTE	428	SE	5	6	0,83333333	BM	PRODUCTIVO
8	AHU0029	SANTA PAULA	NORTE	215	SE	6	2	3	BM	PRODUCTIVO
9	AHU0030	SANTA PAULA	NORTE	146	SE	3	1	3	BM	PRODUCTIVO
10	AHU0031	SANTA PAULA	NORTE	580	SE	3	1	3	BM	PRODUCTIVO
11	AHU0032	SANTA PAULA	NORTE	230	SE	4	7	0,57142857	BM	PRODUCTIVO
12	AHU0049	SANTA PAULA	NORTE	3977	SE	2	1	2	HL	PRODUCTIVO
13	BELO005	SANTA PAULA	NORTE	2233	AT	2	10	0,2	HL	PRODUCTIVO
14	BELO007	SANTA PAULA	NORTE	1000	AT	4	15	0,26666667	BM	PRODUCTIVO
15	CAR0031	SANTA PAULA	NORTE	648	SE	2	1	2	BM	PRODUCTIVO
16	CAU0001D	SANTA PAULA	NORTE	2245	SO	2	3	0,66666667	HL	PRODUCTIVO
17	CAU0002	SANTA PAULA	NORTE	265	SE	2	6	0,33333333	HL	PRODUCTIVO
18	CAU0003D	SANTA PAULA	NORTE	1940	SO	2	15	0,13333333	HL	PRODUCTIVO
19	CAU0018	SANTA PAULA	NORTE	606	SE	2	2	1	HL	PRODUCTIVO
20	CAU0022	SANTA PAULA	NORTE	470	SE	5	12	0,41666667	HL	PRODUCTIVO
21	CAU0023	SANTA PAULA	NORTE	620	SE	1,5	8	0,1875	HL	PRODUCTIVO
22	CAU0036	SANTA PAULA	NORTE	475	SE	1	4	0,25	HL	PRODUCTIVO
23	CAU0048	SANTA PAULA	NORTE	686	SE	4	15	0,26666667	BM	PRODUCTIVO
24	CAU0056	SANTA PAULA	NORTE	1545	SE	1	15	0,06666667	HL	PRODUCTIVO
25	CAU0059	SANTA PAULA	NORTE	2307	SE	8	4	2	HL	PRODUCTIVO
26	LCH0002	SANTA PAULA	NORTE	4560	SE	2	2	1	BM	PRODUCTIVO
27	LCH0004	SANTA PAULA	NORTE	3085	SE	3	6	0,5	BM	PRODUCTIVO
28	PRO0006	SANTA PAULA	NORTE	2046	SO	3	2	1,5	HL	PRODUCTIVO
29	SFCC013	SANTA PAULA	NORTE	9528	SE	4	10	0,4	HL	PRODUCTIVO
30	SFCC015	SANTA PAULA	NORTE	10356	SE	3	10	0,3	HL	PRODUCTIVO
31	SFCC017	SANTA PAULA	NORTE	11676	SE	5	10	0,5	HL	PRODUCTIVO
32	SPA0016	SANTA PAULA	NORTE	453	AT	4	7	0,57142857	BM	PRODUCTIVO
33	SPA0024	SANTA PAULA	NORTE	630	AT	4	4	1	HL	PRODUCTIVO
34	SPA0033	SANTA PAULA	NORTE	410	AT	1	6	0,16666667	HL	PRODUCTIVO
35	SPA0042	SANTA PAULA	NORTE	585	AT	2	10	0,2	HL	PRODUCTIVO
36	SPA0043	SANTA PAULA	NORTE	520	AT	1,5	12	0,125	HL	PRODUCTIVO
37	SPA0052	SANTA PAULA	NORTE	836	AT	3	7	0,42857143	BM	PRODUCTIVO
38	SPA0062	SANTA PAULA	NORTE	1892	AT/SE	1,5	4	0,375	HL	PRODUCTIVO
39	SPA0064	SANTA PAULA	NORTE	1198	AT	3	10	0,3	BM	PRODUCTIVO
40	SPA0069	SANTA PAULA	NORTE	944	AT/SE	5	8	0,625	HL	PRODUCTIVO
41	SPA0071	SANTA PAULA	NORTE	950	AT/SE	8	4	2	BM	PRODUCTIVO
42	SPA0075	SANTA PAULA	NORTE	1207	AT	4	12	0,33333333	BM	PRODUCTIVO
43	SPA0076	SANTA PAULA	NORTE	1553	AT/SE	1	6	0,16666667	HL	PRODUCTIVO
44	SPA0079	SANTA PAULA	NORTE	658	AT	2	4	0,5	HL	PRODUCTIVO
45	SPA0085	SANTA PAULA	NORTE	627	AT	2	2	1	HL	PRODUCTIVO
46	SPA0087	SANTA PAULA	NORTE	524	AT	1	14	0,07142857	HL	PRODUCTIVO
47	SPA0088	SANTA PAULA	NORTE	782	AT	1	12	0,08333333	HL	PRODUCTIVO
48	SPA0091	SANTA PAULA	NORTE	749	AT	4	7	0,57142857	BM	PRODUCTIVO
49	SPA0092	SANTA PAULA	NORTE	763	AT	0,5	10	0,05	HL	PRODUCTIVO
50	SPA0095	SANTA PAULA	NORTE	668	AT	5	7	0,71428571	BM	PRODUCTIVO
51	SPA0201	SANTA PAULA	NORTE	717	AT	1	15	0,06666667	HL	PRODUCTIVO
52	SPA0202	SANTA PAULA	NORTE	781	AT	4	7	0,57142857	BM	PRODUCTIVO
53	SPA0203	SANTA PAULA	NORTE	751	AT	3	1	3	BM	PRODUCTIVO
54	SPA0204	SANTA PAULA	NORTE	964	AT	1,5	15	0,1	HL	PRODUCTIVO
55	SPA0205	SANTA PAULA	NORTE	999	AT	1	4	0,25	HL	PRODUCTIVO

N°	Pozo	SECCION	ZONA	TD	FORMACIONES	POTENCIAL	CICLO	BPPD	SISTEMA DE EXTRACCION	ESTADO DE POZO	Coordenada X	Coordenada Y
56	SPA0207	SANTA PAULA	NORTE	836	AT	6	4	1,5	BM	PRODUCTIVO	509803	9751033
57	SPA0212	SANTA PAULA	NORTE	1186	AT	2	6	0.33333333	HL	PRODUCTIVO	509217	9751465
58	SPA0216	SANTA PAULA	NORTE	920	AT	1	30	0.03333333	HL	PRODUCTIVO	508247	9750818
59	SPA0217	SANTA PAULA	NORTE	782	AT	2	12	0.16666667	HL	PRODUCTIVO	509660	9750881
60	SPA0218	SANTA PAULA	NORTE	770	AT	2	10	0.2	HL	PRODUCTIVO	509375	9750944
61	SPA0221	SANTA PAULA	NORTE	1836	AT	7	4	1.75	BM	PRODUCTIVO	508496	9750895
62	SPA0222	SANTA PAULA	NORTE	2181	AT	3	7	0.42857143	BM	PRODUCTIVO	508550.4	9751010.6
63	SPA0224	SANTA PAULA	NORTE	4443	SE	3	10	0.3	BM	PRODUCTIVO	508710	9750868
64	SPA0225	SANTA PAULA	NORTE	2553	AT/SE	3	8	0.375	BM	PRODUCTIVO	508858	9750990
65	SPA0226	SANTA PAULA	NORTE	2419	AT/SE	4	10	0.4	BM	PRODUCTIVO	508382	9751131.6
66	SPA0228	SANTA PAULA	NORTE	2302	SE	3	1	3	BM	PRODUCTIVO	508759	9751184
67	SPA0229	SANTA PAULA	NORTE	4587	SE	3	1.5	2	BM	PRODUCTIVO	509343.5	9751212.6
68	SPA0233	SANTA PAULA	NORTE	2500	SE	5	1	5	BM	PRODUCTIVO	508626.9	9751233.9
69	SPA0235	SANTA PAULA	NORTE	2850	SE	5	1	5	BM	PRODUCTIVO	508331	9750964
70	SPA0236	SANTA PAULA	NORTE	2450	AT/SE	4	10	0.4	BM	PRODUCTIVO	508605	9751446
71	SPA0237	SANTA PAULA	NORTE	2578	AT/SE	3	15	0.2	BM	PRODUCTIVO	508429	9751290.9
72	SPA0238	SANTA PAULA	NORTE	2304	AT/SE	8	1	8	BM	PRODUCTIVO	508572.6	9750715.2
73	SPA0240	SANTA PAULA	NORTE	2750	AT/SE	3	8	0.375	BM	PRODUCTIVO	508366	9751487
74	SPA0241	SANTA PAULA	NORTE	2945	AT/SE	8	5	1.6	BM	PRODUCTIVO	508469	9751818
75	SPA0242	SANTA PAULA	NORTE	3117	AT/SE	2	15	0.13333333	HL	PRODUCTIVO	508175	9751533
76	SPA0243	SANTA PAULA	NORTE	2699	AT/SE	5	1	5	BM	PRODUCTIVO	508895	9751710
77	SPA0245	SANTA PAULA	NORTE	2968	AT/SE	7	8	0.875	BM	PRODUCTIVO	508755	9752098
78	SPA0246	SANTA PAULA	NORTE	2444	SE	2	8	0.25	BM	PRODUCTIVO	508953	9750595
79	SPA0247	SANTA PAULA	NORTE	3002	AT/SE	4	1	4	BM	PRODUCTIVO	509242	9751605.7
80	SPA0248	SANTA PAULA	NORTE	4866	SE	7	10	0.7	BM	PRODUCTIVO	508658	9752505
81	SPA0250	SANTA PAULA	NORTE	4268	SE	3	6	0.5	BM	PRODUCTIVO	508988.1	9752391.4
82	SPA0251	SANTA PAULA	NORTE	4933	AT/SE	5	1	5	BM	PRODUCTIVO	508409	9752220
83	SPA0255	SANTA PAULA	NORTE	4136	AT/SE	5	1	5	BM	PRODUCTIVO	508116	9751945
84	SPA0256	SANTA PAULA	NORTE	3962	SE	5	8	0.625	BM	PRODUCTIVO	509709.9	9751080
85	SPA0258	SANTA PAULA	NORTE	4455	AT/SE	8	5	1.6	BM	PRODUCTIVO	508713	9752194
86	SPA0259	SANTA PAULA	NORTE	8504	SE	3	10	0.3	BM	PRODUCTIVO	508762.9	9751355.8
87	SPA1001	SANTA PAULA	NORTE	3000	AT/SE	5	1	5	BM	PRODUCTIVO	508470	9751329
88	SPA1002	SANTA PAULA	NORTE	2480	AT/SE	5	1	5	BM	PRODUCTIVO	508657	9750970
89	SPA1003	SANTA PAULA	NORTE	2520	AT/SE	8	5	1.6	BM	PRODUCTIVO	508704	9750679
90	SPA1004	SANTA PAULA	NORTE	2570	AT/SE	4	1	4	BM	PRODUCTIVO	508903	9751302
91	SPA1006	SANTA PAULA	NORTE	2500	AT/SE	1.5	15	0.1	HL	PRODUCTIVO	509124	9751772
92	SPACH01	SANTA PAULA	NORTE	2000	AT	3	7	0.42857143	BM	PRODUCTIVO	508584	9750920
93	SRY0002	SANTA PAULA	NORTE	985	SE	6	8	0.75	BM	PRODUCTIVO	508522	9754803
94	SRY0042	SANTA PAULA	NORTE	4161	SE	2	10	0.2	HL	PRODUCTIVO	508339	9752876
95	SRY0056	SANTA PAULA	NORTE	1923	SE	5	4	1.25	HL	PRODUCTIVO	508390	9754393
96	SRY0058	SANTA PAULA	NORTE	2440	AT/SE	7	6	1.16666667	BM	PRODUCTIVO	508935	9753173
97	SRYOC02	SANTA PAULA	NORTE		SE	6	1	6	BM	PRODUCTIVO	509052.3	9752912.6
98	VAL0003	SANTA PAULA	NORTE	2742	AT	1	10	0.1	HL	PRODUCTIVO	508532	9750148
99	VAL0004	SANTA PAULA	NORTE	3232	AT/SE	3	10	0.3	HL	PRODUCTIVO	508928	9750197
100	VAL0006	SANTA PAULA	NORTE	3980	SE	6	8	0.75	BM	PRODUCTIVO	509325	9750251
101	VAL0007	SANTA PAULA	NORTE	4748	AT/SE	8	5	1.6	BM	PRODUCTIVO	507915	9751471
102	VAL0008	SANTA PAULA	NORTE	4165	AT	7	5	1.4	BM	PRODUCTIVO	507847	9751855
103	VAL0009	SANTA PAULA	NORTE	3994	AT	3	15	0.2	BM	PRODUCTIVO	507990	9751073
104	VAL0010	SANTA PAULA	NORTE	5850	AT	4	10	0.4	HL	PRODUCTIVO	508560	9750153

Tabla # 8: Historial de producción de los pozos del campo Santa Paula.
Fuente: Pacífpetrol S.A.

4.2.1 Recopilación de información.

Una vez analizado el historial se escogió una lista de pozos actualmente operativos en Herramienta Local para ser estudiados y realizar la selección respectiva de los pozos candidatos; es decir, los que cumplan con los parámetros requeridos en el Campo.

La selección de pozos candidatos será específicamente de HL, y no de Bombeo Mecánico; se podría cambiar a Plunger Lift ya que este método es menos costoso que el sistema a implementar, pero el problema es que no tenemos suficiente presión en los pozos para poder aplicar esta alternativa económica.

Son 40 pozos a ser analizados; de ellos se tomará en cuenta, principalmente, la producción diaria, es decir: la recuperación de nivel de fluido del pozo, la profundidad total, la presencia de lodos, sólidos, y la ubicación de los pozos. Cabe recalcar que en el historial de producción se estudió pozos PT (Parado transitorio) estos pozos, han sido abandonados por mucho tiempo y podrían tener producción acumulada. El propósito es realizarles Pulling o reacondicionamientos.

A continuación se muestra la lista de pozos a ser estudiados:

Pozo	SECCION	TD	FORMACIONES	POTENCIAL	CICLO	BPPD	SISTEMA DE EXTRACCION	ESTADO DE POZO
AHU0049	SANTA PAULA	3977	SE	2	1	2,00	HL	PRODUCTIVO
BEL0005	SANTA PAULA	2233	AT	2	10	0,20	HL	PRODUCTIVO
CAU0001D	SANTA PAULA	2245	SO	2	3	0,67	HL	PRODUCTIVO
CAU0002	SANTA PAULA	265	SE	2	6	0,33	HL	PRODUCTIVO
CAU0003D	SANTA PAULA	1940	SO	2	15	0,13	HL	PRODUCTIVO
CAU0018	SANTA PAULA	606	SE	2	2	1,00	HL	PRODUCTIVO
CAU0023	SANTA PAULA	620	SE	1,5	8	0,19	HL	PRODUCTIVO
CAU0036	SANTA PAULA	475	SE	1	4	0,25	HL	PRODUCTIVO
CAU0056	SANTA PAULA	1545	SE	1	15	0,07	HL	PRODUCTIVO
PRO0006	SANTA PAULA	2046	SO	3	2	1,50	HL	PRODUCTIVO
SPA0024	SANTA PAULA	630	AT	4	3	1,33	HL	PRODUCTIVO
SPA0033	SANTA PAULA	410	AT	4	3	1,33	HL	PRODUCTIVO
SPA0042	SANTA PAULA	585	AT	2	10	0,20	HL	PRODUCTIVO
SPA0043	SANTA PAULA	520	AT	1,5	12	0,13	HL	PRODUCTIVO
SPA0062	SANTA PAULA	1892	AT/SE	5	4	1,25	HL	PRODUCTIVO
SPA0069	SANTA PAULA	944	AT/SE	5	3	1,67	HL	PRODUCTIVO
SPA0076	SANTA PAULA	1553	AT/SE	1	6	0,17	HL	PRODUCTIVO
SPA0079	SANTA PAULA	658	AT	3,5	4	0,88	HL	PRODUCTIVO
SPA0085	SANTA PAULA	627	AT	3	4	0,75	HL	PRODUCTIVO
SPA0087	SANTA PAULA	524	AT	1	14	0,07	HL	PRODUCTIVO
SPA0088	SANTA PAULA	782	AT	1	12	0,08	HL	PRODUCTIVO
SPA0092	SANTA PAULA	763	AT	0,5	10	0,05	HL	PRODUCTIVO
SPA0201	SANTA PAULA	717	AT	1	15	0,07	HL	PRODUCTIVO
SPA0204	SANTA PAULA	964	AT	1,5	15	0,10	HL	PRODUCTIVO
SPA0205	SANTA PAULA	999	AT	1	4	0,25	HL	PRODUCTIVO
SPA0212	SANTA PAULA	1186	AT	4	3	1,33	HL	PRODUCTIVO
SPA0216	SANTA PAULA	920	AT	1	30	0,03	HL	PRODUCTIVO
SPA0217	SANTA PAULA	782	AT	2	12	0,17	HL	PRODUCTIVO
SPA0218	SANTA PAULA	770	AT	2	10	0,20	HL	PRODUCTIVO
SPA0242	SANTA PAULA	2780	AT/SE	3	3	1,00	HL	PRODUCTIVO
SPA1006	SANTA PAULA	2500	AT/SE	3	3	1,00	HL	PRODUCTIVO
SRYO042	SANTA PAULA	4161	SE	3	3	1,00	HL	PRODUCTIVO
SRYO056	SANTA PAULA	1904	SE	5	4	1,25	HL	PRODUCTIVO
VAL0003	SANTA PAULA	2742	AT	1	10	0,10	HL	PRODUCTIVO
VAL0004	SANTA PAULA	3232	AT/SE	3	3	1,00	HL	PRODUCTIVO
VAL0010	SANTA PAULA	5850	AT	4	10	0,40	HL	PRODUCTIVO

Tabla # 9: Pozos productivos de HL.
Fuente: Pacifpetrol S.A.

Los pozos candidatos son 12, el análisis tipo fue lo siguiente:

- Pozos con producción mayor a 3 barriles y ciclos mayores a 3.

SPA0024 (4/4)								
FECHA	HORA FECHA - HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING 1	Φ CASING 2	NIVEL	CAP	Prof. Fondo	BLS
			in	in	ft	ft	ft	
19/11/2013	16:30	1	5	5	602	630	630	0,7
20/11/2013	12:55	2	5	5	550	630	630	1,9
21/11/2013	14:05	3	5	5	470	630	630	3,9
22/11/2013	14:40	4	5	5	449	630	630	4,4

Tabla # 10: Modelo de restauración de nivel.
Fuente: Pacifpetrol S.A.

- Ciclos de trabajo mayores a 3 días

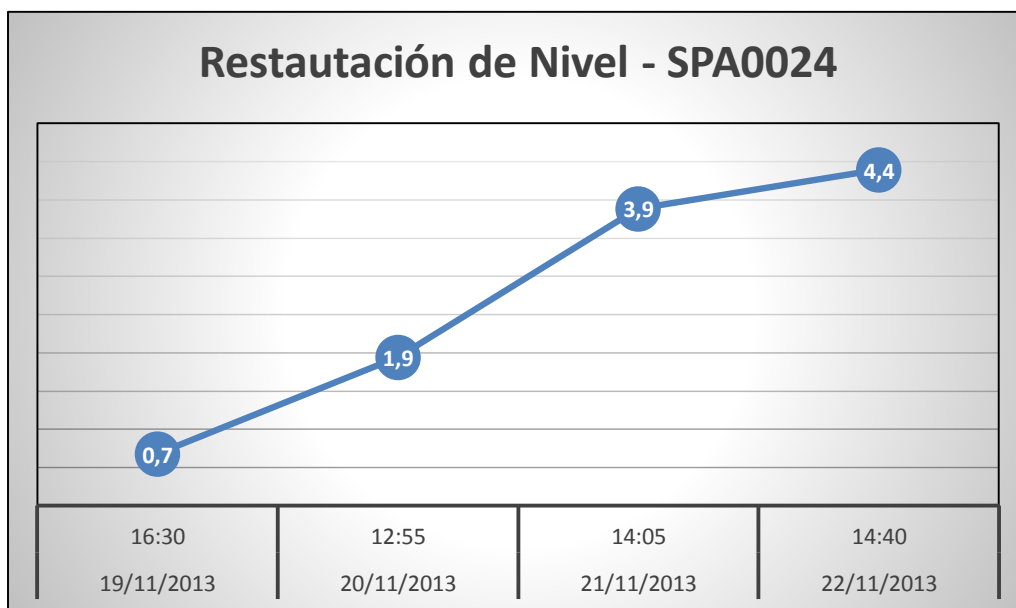


Fig. # 8: Comportamiento de la curva de restauración.
Fuente: Pacifpetrol S.A.

- Pozos de profundidad somera
- Pozos con baja producción de agua.

- La ubicación de los pozos no se encuentran en zonas urbanas



Fig. # 9: Pozo de Santa Paula.
Fuente: Pacífpetrol. S.A.

- Distancias de los tanques de almacenamiento



Fig. # 10: Ubicación de los tanques de almacenamiento
Fuente: Pacífpetrol S.A.

Son doce los pozos factibles para llevar a cabo el proyecto.

Ver detalle en la siguiente tabla # 11.

Pozo	SECCION	TD	FORMACIONES	POTENCIAL	CICLO	BPPD	SISTEMA DE EXTRACCION	ESTADO DE POZO
SPA0024	SANTA PAULA	630	AT	4	3	1,33	HL	PRODUCTIVO
SPA0069	SANTA PAULA	944	AT/SE	5	3	1,67	HL	PRODUCTIVO
SRY0056	SANTA PAULA	1904	SE	5	4	1,25	HL	PRODUCTIVO
VAL0004	SANTA PAULA	3232	AT/SE	3	3	1,00	HL	PRODUCTIVO
SRY0042	SANTA PAULA	4161	SE	3	3	1,00	HL	PRODUCTIVO
SPA0079	SANTA PAULA	658	AT	3,5	4	0,88	HL	PRODUCTIVO
SPA0085	SANTA PAULA	627	AT	3	4	0,75	HL	PRODUCTIVO
SPA0212	SANTA PAULA	1186	AT	4	3	1,33	HL	PRODUCTIVO
SPA1006	SANTA PAULA	2500	AT/SE	3	3	1,00	HL	PRODUCTIVO
SPA0062	SANTA PAULA	1892	AT/SE	5	4	1,25	HL	PRODUCTIVO
SPA0242	SANTA PAULA	3117	AT/SE	3	3	1,00	HL	PRODUCTIVO
SPA0033	SANTA PAULA	460	AT	4	3	1,33	HL	PRODUCTIVO

Tabla # 11: Pozos seleccionados

Fuente: Pacifpetrol S.A.

4.2.2 Completación de los pozos seleccionados.

La completación de los pozos es la fuente principal para efectuar el proyecto; entonces debe ser diseñada para obtener la máxima rentabilidad del campo. Sin duda, la completación es la manera de poder comunicar o de llevar los fluidos del yacimiento hacia la superficie.

En todo caso, la completación es el conjunto de actividades que se deben realizar luego de correr y cementar el revestidor de producción, antes de empezar a producir. Estas actividades, comprenden, la instalación de los diferentes equipos y herramientas necesarias.

En la completación de los pozos de Herramienta Local del campo Ancón, su diseño es muy sencillo porque utiliza solo casing de diferentes diámetros. En

este ítem se presentará el diseño de las completaciones de los pozos candidatos en forma actual y futura.

A continuación se enumeran cada una de las disposiciones del equipo de producción de fondo, las mismas que se deben tomar en cuenta en una completación de Bombeo Mecánico.

Disposición del Equipo de producción: Consiste en el diseño de los equipos de tuberías, varillas, asiento, etc., que conectados entre sí, permiten la producción del hidrocarburo.

Al momento de bajar la instalación para realizar el cambio de sistema de HL a BM se necesita lo siguiente:

Fondo:

1. Tapón + tubería perforada
2. Asiento de bomba
3. Tuberías de producción
4. Bomba de subsuelo
5. Sartas de varillas

Superficie

1. Varillón pulido
2. Balancín
3. Corbata
4. Puente de producción
5. Tanque de almacenamiento
6. Motor Arrow.

Los motores Arrow están diseñados para pozos productores de petróleo, en donde requieren una operación continua de los mismos, con un mínimo de mantenimiento; para cumplir con los requerimientos de operación continua,

los motores trabajan a baja velocidad, disminuyendo el desgaste en sus partes y en la unidad de bombeo.

En los siguientes diagramas de Herramienta Local podemos observar el diseño de completación actual de la zona norte sección Santa Paula.

Pozo SPA0024

La formación productora del pozo SPA0024 se encuentra ubicada en el yacimiento ATLANTA, y tiene una profundidad total (TD) de 630' con un casing de 5".

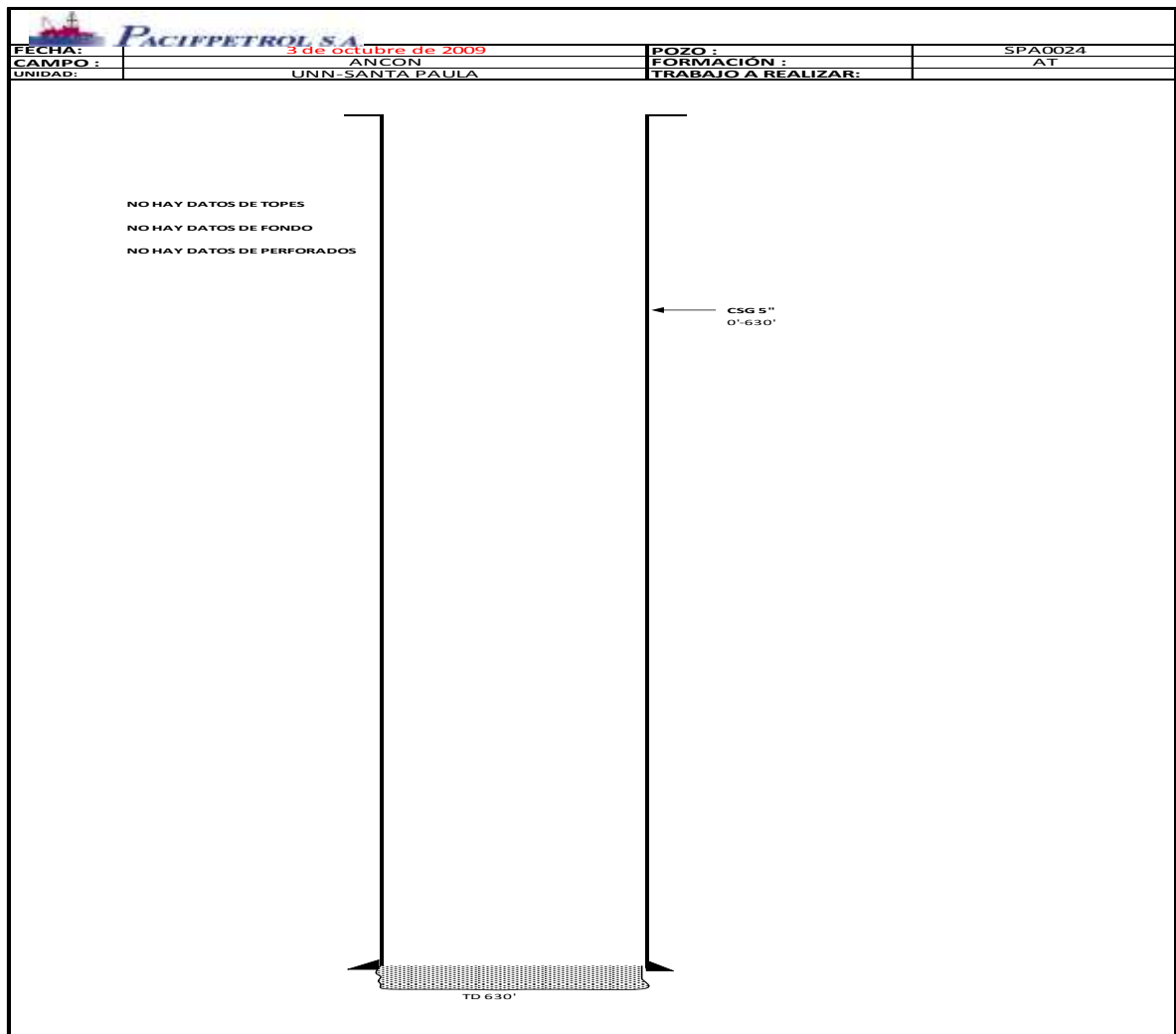


Fig. # 11: Diagrama de completación de Herramienta Local SPA0024
 Fuente: Pacifpetrol S.A.

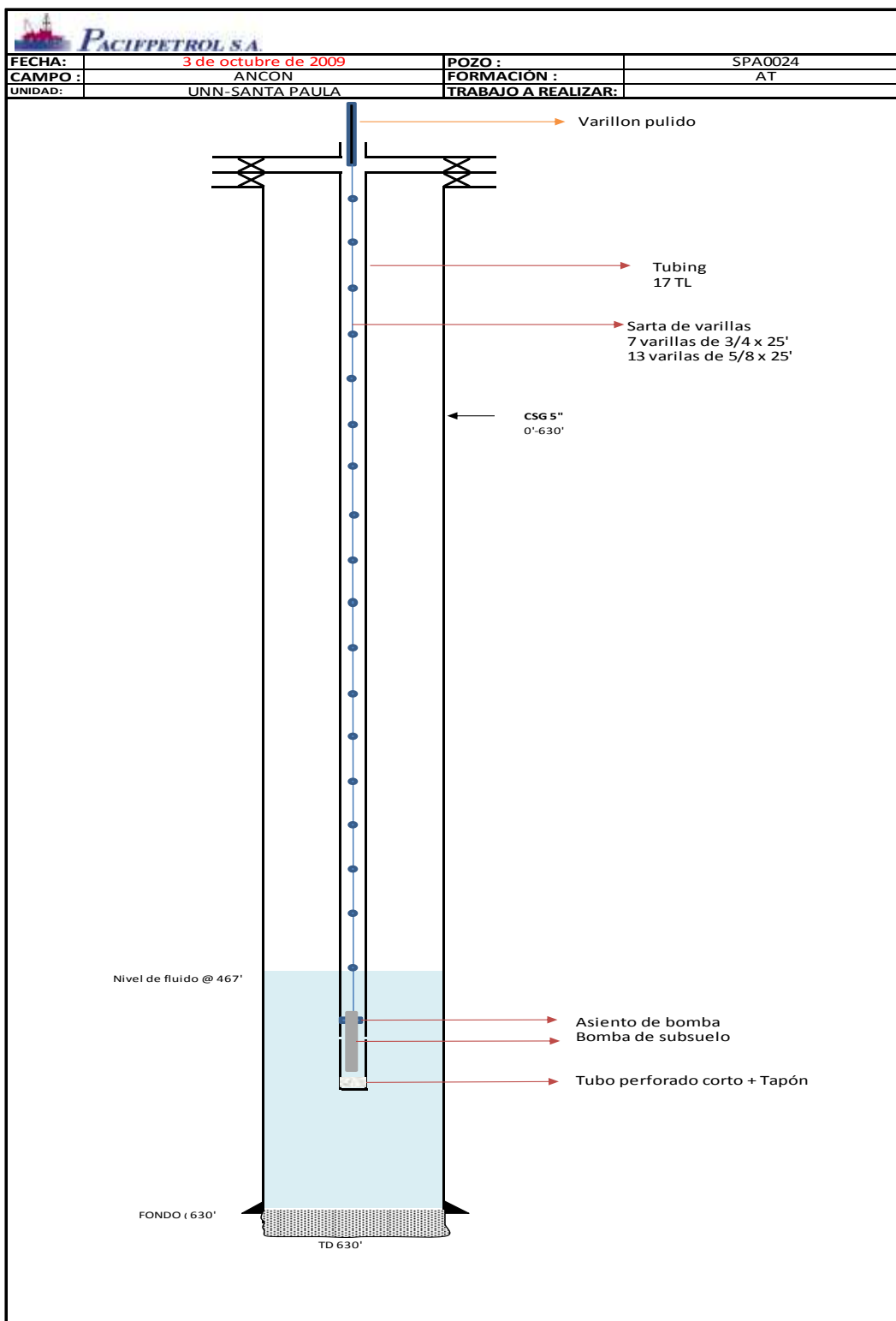


Fig. # 12: Diagrama de completación Futura de Bombeo Mecánico SPA0024
Fuente: Pacifpetrol S.A

Pozo SPA0069

La formación productora del pozo SPA0069 se encuentra ubicada en el yacimiento ATLANTA/ SANTA ELENA, y tiene una profundidad total (TD) de 944' con un casing de 8 ⁵/₈.

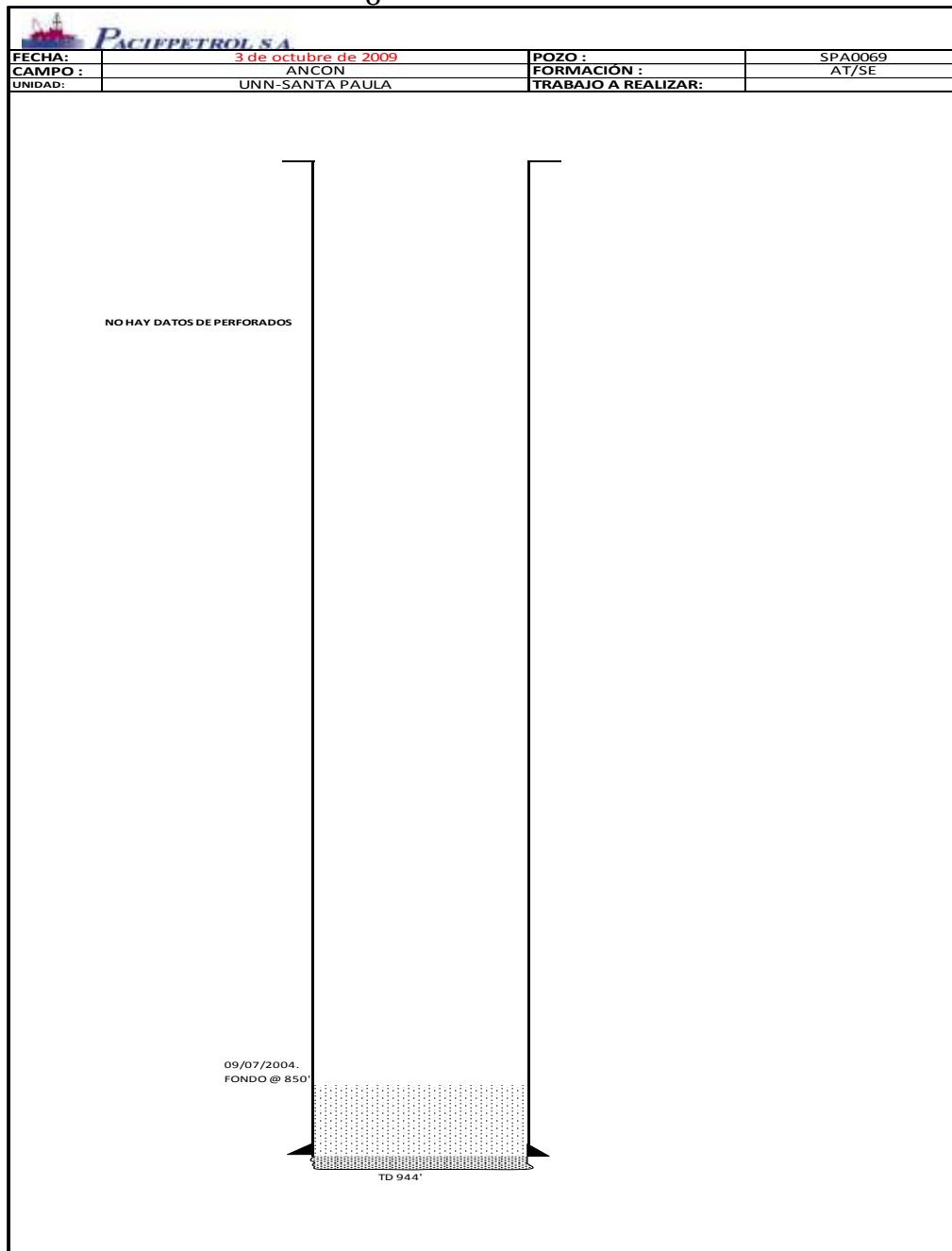


Fig. # 13: Diagrama de Completación de Herramienta Local SPA0069
Fuente: Pacifpetrol S.A.

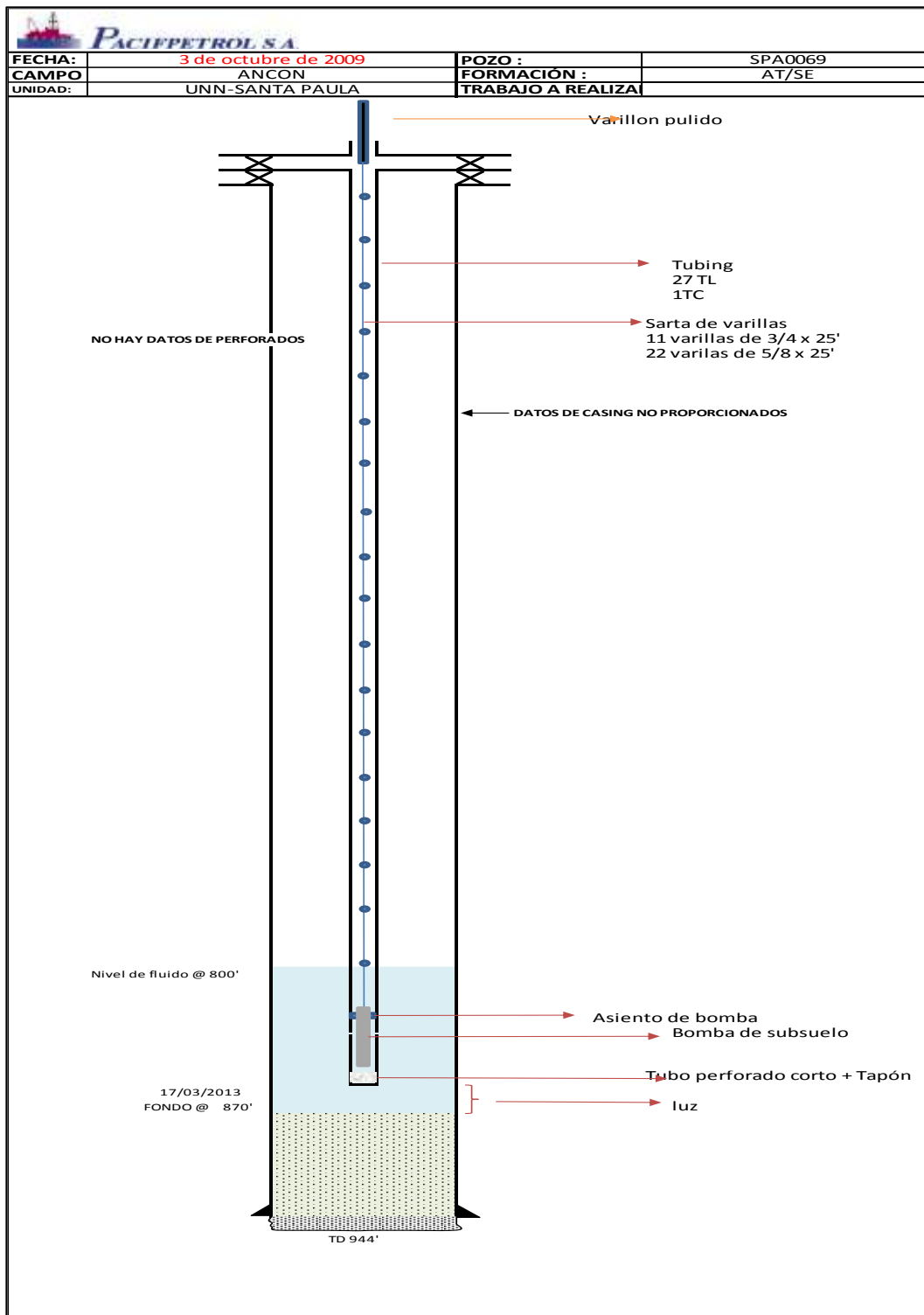


Fig. # 14: Diagrama de completación Futura de Bombeo Mecánico SPA0069
Fuente: Pacifpetrol S.A.

4.2.3 Selección preliminar

En la siguiente figura se efectúa un estudio y ubicación detallado de la información preliminar del pozo, dicha información se encuentra en la fig. # 15 - 19.

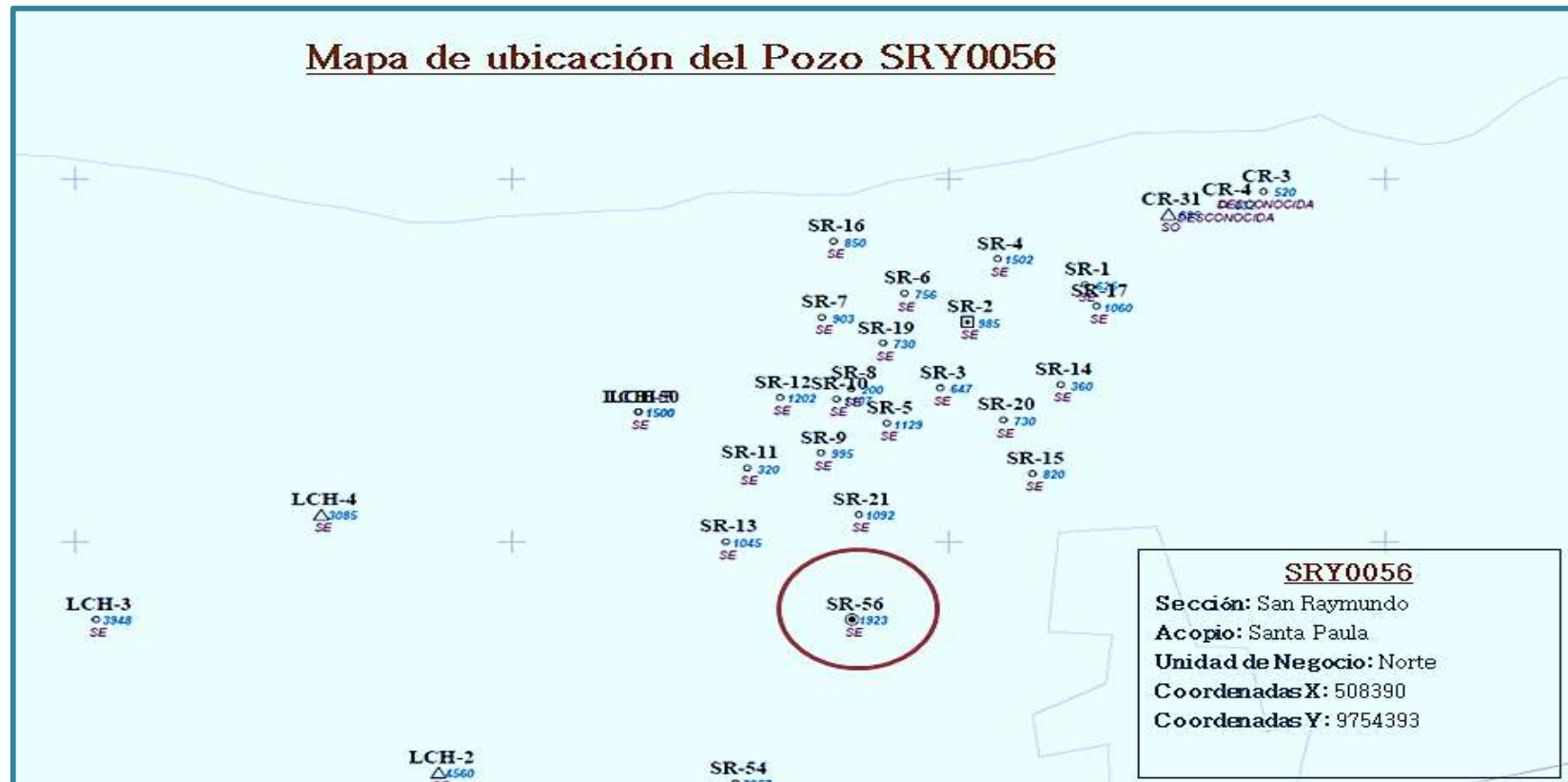


Fig. # 15: Mapa de ubicación del Pozo SRY0056
Fuente: Pacifpetrol S.A.

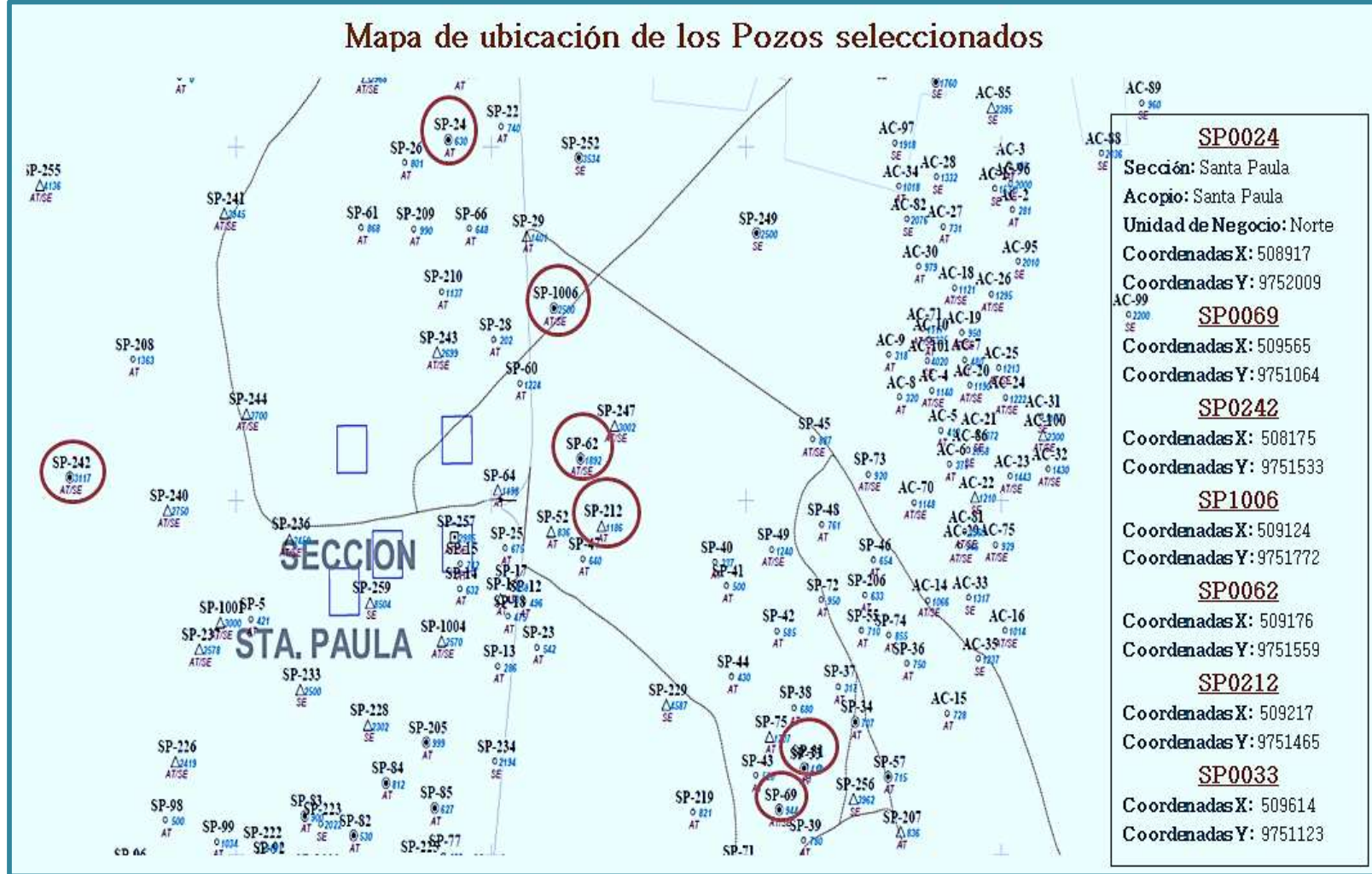


Fig. # 16: Mapa de ubicación de los pozos seleccionados
Fuente: Pacifpetrol S.A.

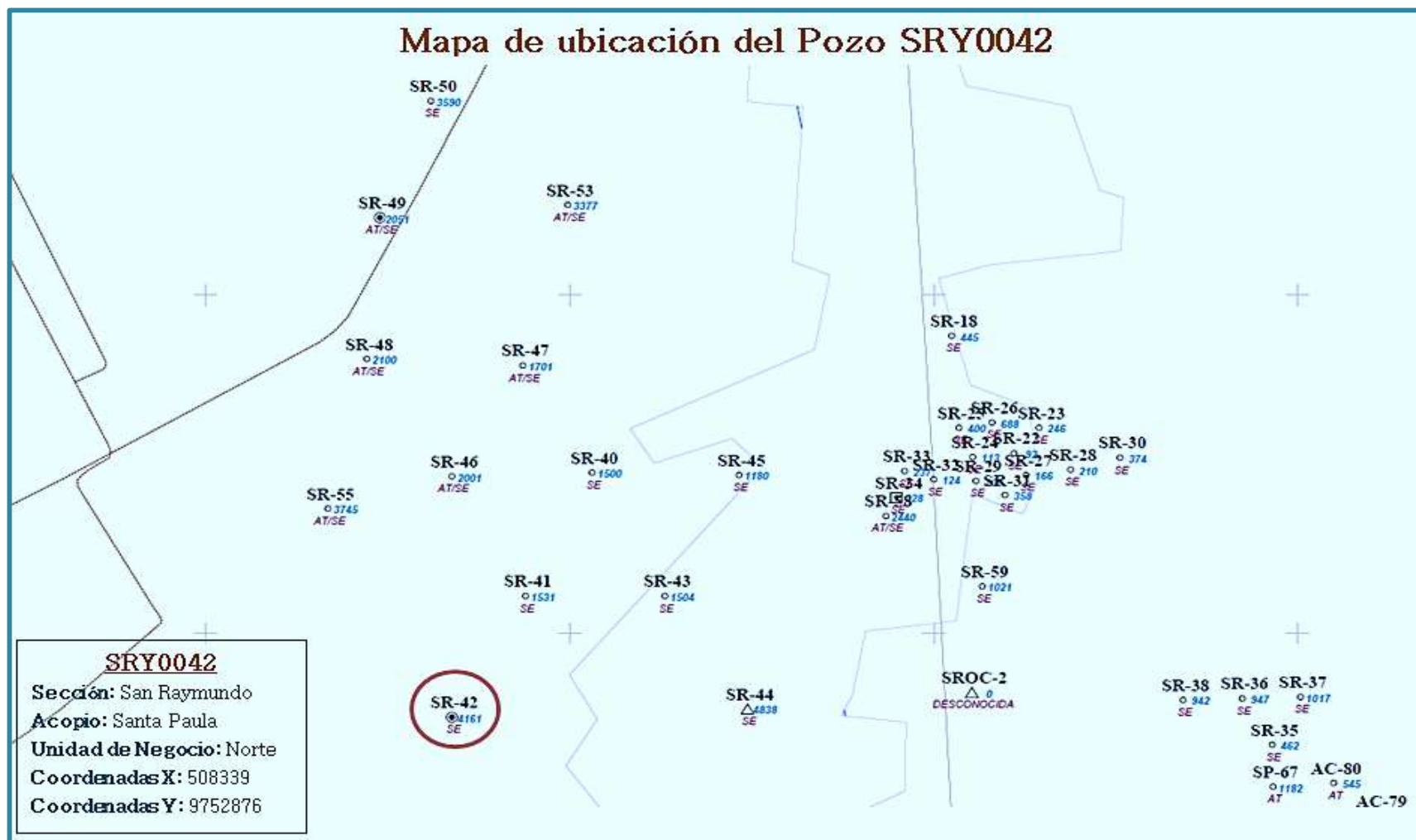


Fig. # 17: Mapa de ubicación del Pozo SRY0042
Fuente: Pacifpetrol S.A.

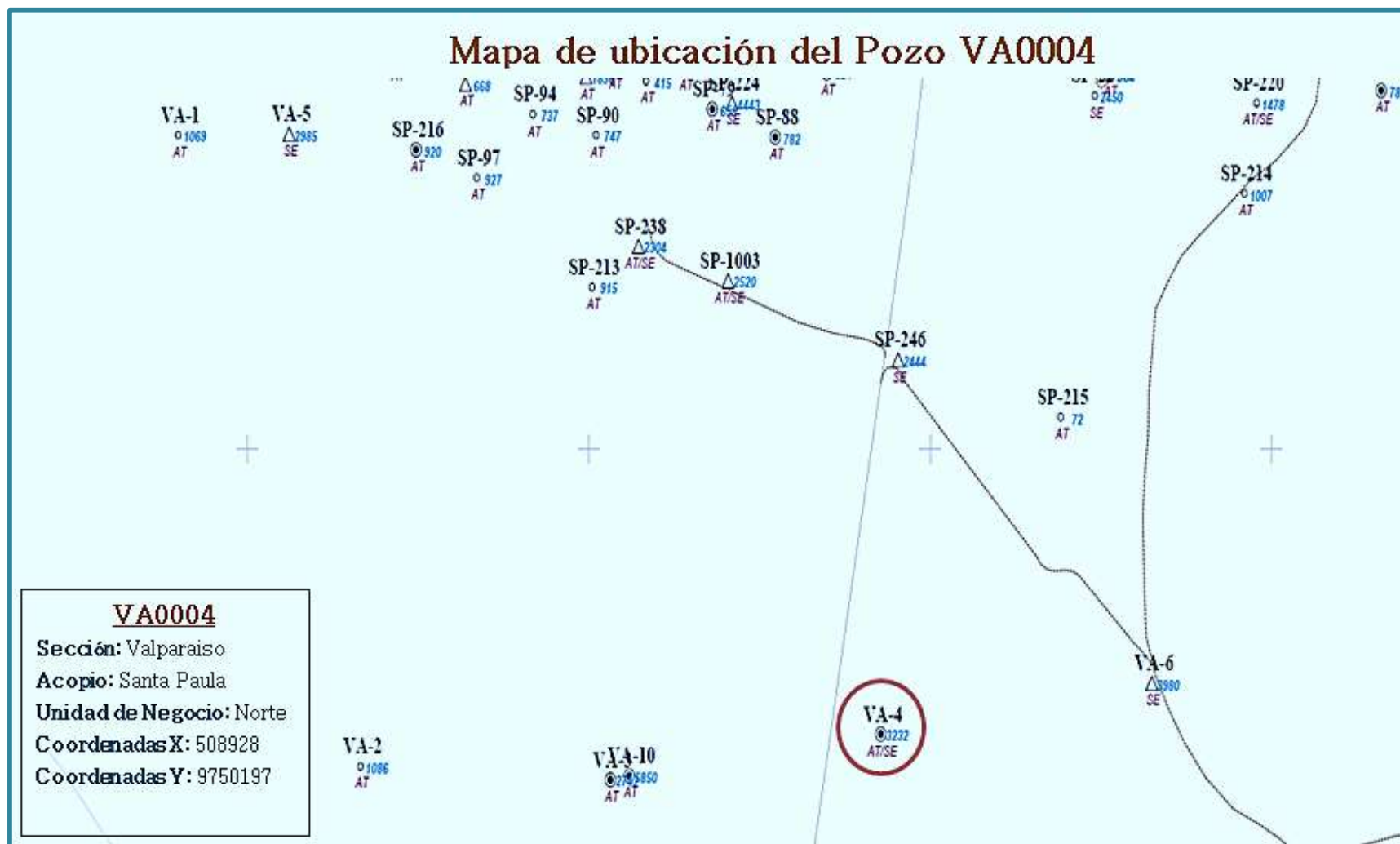


Fig. # 18: Mapa de ubicación del Pozo VA0004
 Fuente: Pacifpetrol S.A.

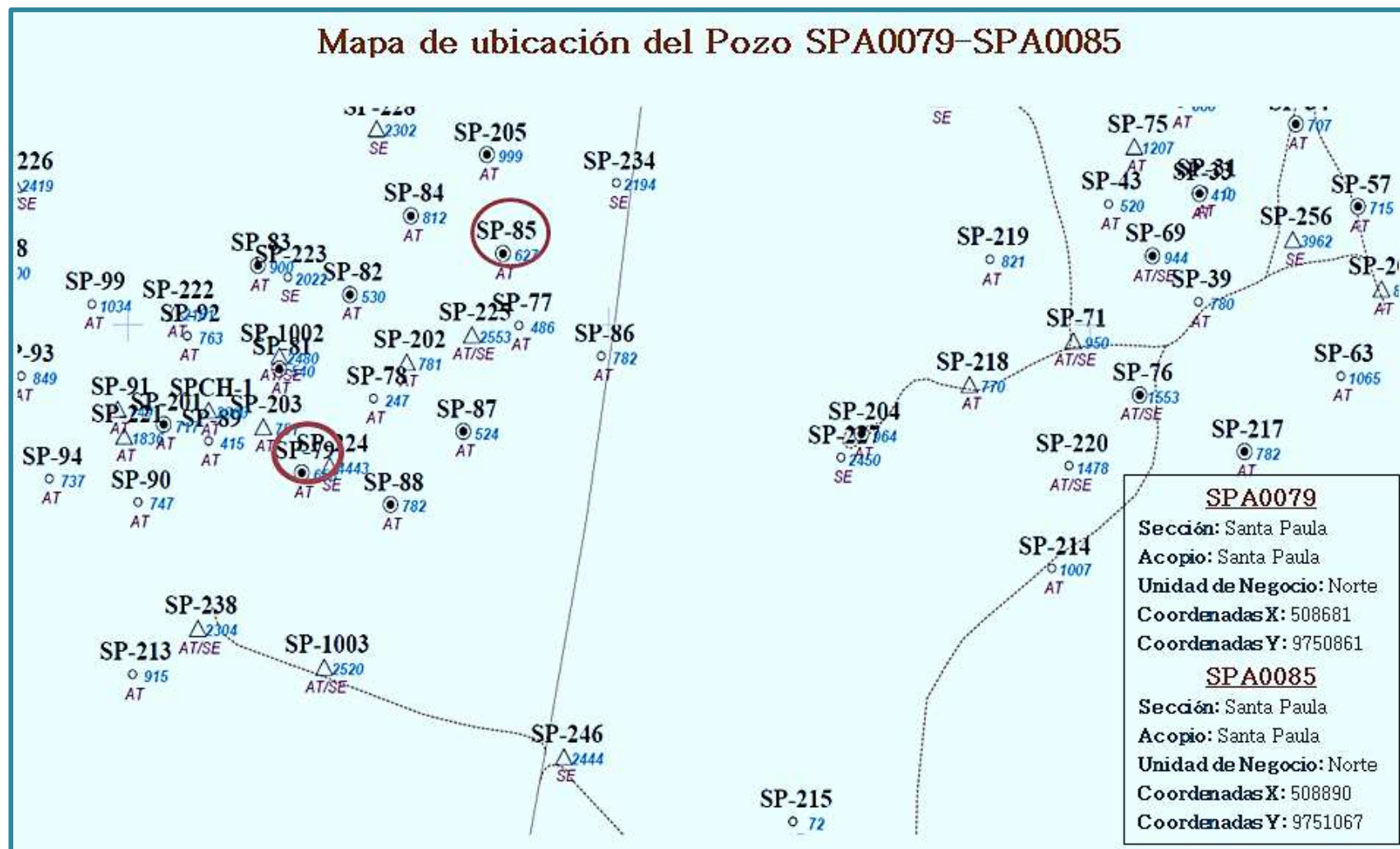


Fig. # 19: Mapa de ubicación del Pozo SPA0079 - SPA0085
Fuente: Pacifpetrol S.A.

4.2.4 Predicción de comportamiento de curvas de restauración.

Para realizar las curvas de restauración se requiere del equipo de mediciones físicas denominado Wire Line, cuya aplicación permite establecer la predicción del comportamiento del pozo que son las restauraciones de niveles.

El funcionamiento del equipo de wire line es muy sencillo debido a que utiliza un trípode, un carrete y un barril de muestra, dependiendo del diámetro del casing.

El funcionamiento del equipo consiste en colocar un carrete en la llanta de la unidad que actúa como un soporte para bajar y subir el barril de muestra.

El tope del nivel de fluido se detecta debido a que en la polea se observa unas perturbaciones, y el operador procede a levantar la muestra del barril para observar el tipo de fluido.



Fig. # 20: Equipo de Wire Line
Fuente: Pacifpetrol S.A.

El procedimiento para el cálculo de curvas se lo determina mediante las siguientes formulas.

NL = profundidad de fondo – profundidad de nivel de fluido

$$\text{Vol (bls)} = \frac{NL \times (\phi_{csg})^2}{1028.512}$$

POZO SPA0024

En la siguiente curva se muestra el análisis de un pozo seleccionado de la zona norte sección Santa Paula, en este caso, el pozo SPA0024.

El pozo tiene un potencial de 4 bls con un ciclo de trabajo de 4 días, actualmente operativo en HL. En el primer día de restauración podemos observar el comportamiento de la curva que el pozo tuvo una recuperación de fluido de 0.7 bls/día, el segundo día de trabajo, acumuló 1.9 bls/d el ciclo continua hasta llegar al día 4, en el que se obtuvo 4 barriles de restauración.

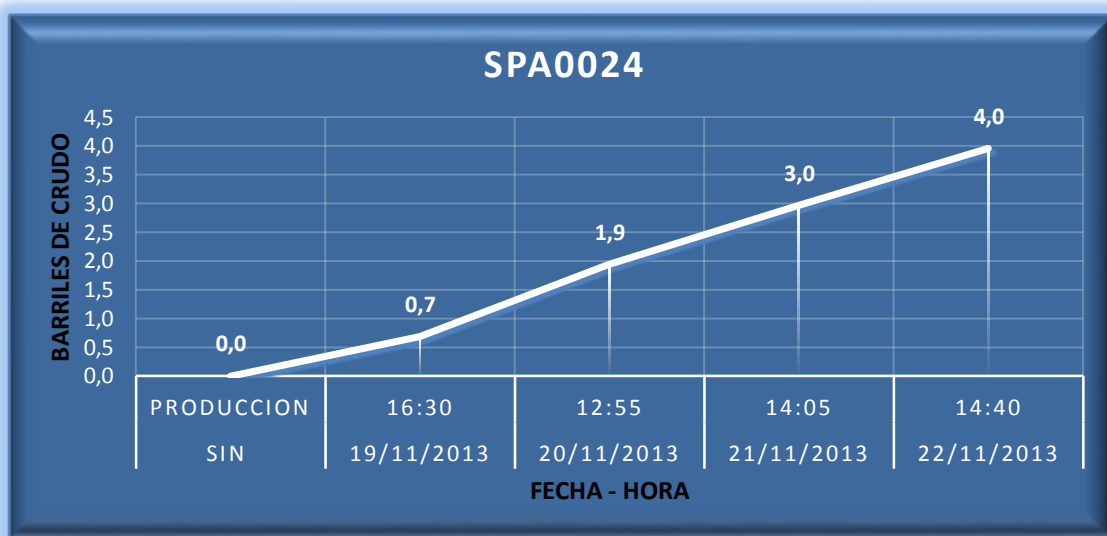


Fig. # 21: Curva de restauración del pozo SPA0024
Fuente: Pacifpetrol S.A.

CÁLCULOS DE VOLÚMENES DEL POZO SPA0024

NL = profundidad de fondo – profundidad de nivel de fluido

NL= 630-602

NL= 28'

$$\text{Vol (bls)} = \frac{NL \times (\phi_{csg})^2}{1028.512}$$

$$\text{Vol (bls)} = \frac{28 \times (5)^2}{1028.512} = 0.7 \text{ bls/d}$$

SEGUNDO DÍA DE RESTAURACIÓN

NL = profundidad de fondo – profundidad de nivel de fluido

NL= 630-550

NL= 80'

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{NL \times (\phi_{csg})^2}{1028.512}$$

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{80 \times (5)^2}{1028.512} = 1.9 \text{ bls/d}$$

TERCER DÍA DE RESTAURACIÓN

NL = profundidad de fondo – profundidad de nivel de fluido

NL= 630-508

NL= 122'

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{NL \times (\phi_{csg})^2}{1028.512}$$

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{122 \times (5)^2}{1028.512} = 3.0 \text{ bls/d}$$

CUARTO DÍA DE RESTAURACIÓN

NL = profundidad de fondo – profundidad de nivel de fluido

NL= 630-467

NL= 163'

$$\text{Vol. (Bls)} = \frac{NL \times (\phi_{csg})^2}{1028.512}$$

$$\text{Vol. (Bls)} = \frac{163 \times (5)^2}{1028.512} = 4.0 \text{ bls/d}$$

POZO SPA0069

En la siguiente curva se muestra el análisis de un pozo seleccionado de la zona norte sección Santa Paula; en este caso el pozo SPA0069.

El pozo tiene un potencial de 5 bls con un ciclo de trabajo de 4 días, actualmente operativo en HL. En el primer día de restauración podemos observar el comportamiento de la curva que el pozo obtuvo una recuperación de fluido de 0.7 bls/día; el segundo día de trabajo, acumuló 1.8 bls/d, el ciclo continua hasta llegar al día 4 en el que se obtuvo 5.1 barriles de restauración.

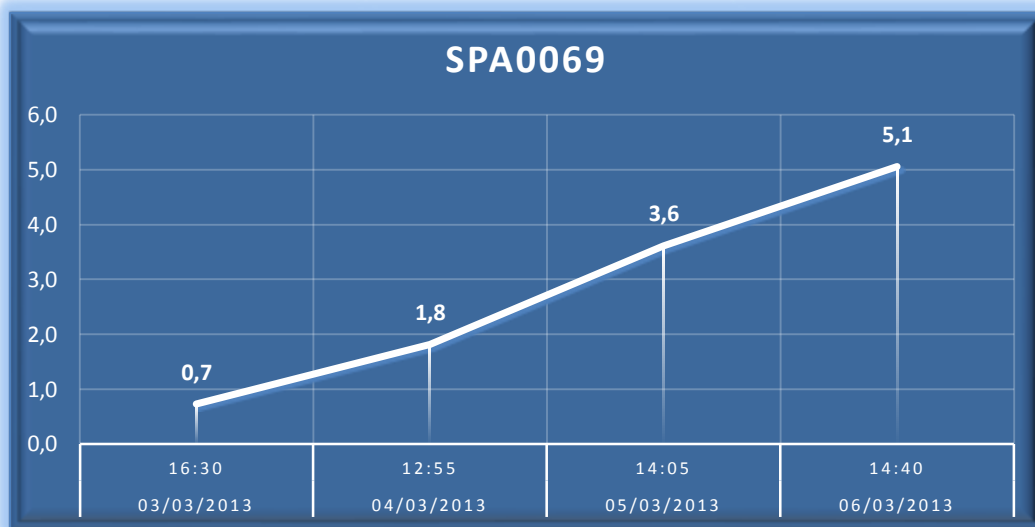


Fig. # 22: Curva de Restauración SPA0069

Fuente: Pacifpetrol S.A.

CÁLCULOS DE VOLÚMENES DEL POZO SPA0069

PRIMER DÍA DE RESTAURACIÓN

NL = profundidad de fondo – profundidad de nivel de fluido

NL= 870-860

NL= 10'

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{NL \times (\phi_{csg})^2}{1028.512}$$

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{10 \times (8.625)^2}{1028.512} = 0.7 \text{ bls/d}$$

SEGUNDO DÍA DE RESTAURACIÓN

NL = profundidad de fondo – profundidad de nivel de fluido

NL= 870-845

NL= 25'

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{NL \times (\phi_{csg})^2}{1028.512}$$

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{25 \times (8.625)^2}{1028.512} = 1.8 \text{ bls/d}$$

TERCER DÍA DE RESTAURACIÓN

NL = profundidad de fondo – profundidad de nivel de fluido

NL= 870-820

NL= 50'

$$\text{Vol. (Bls)} = \frac{NL \times (\phi_{csg})^2}{1028.512}$$

$$\text{Vol. (Bls)} = \frac{50 \times (8.625)^2}{1028.512} = 3.6 \text{ bls/d}$$

CUARTO DÍA DE RESTAURACIÓN

NL = profundidad de fondo – profundidad de nivel de fluido

NL= 870-800

NL= 70'

$$\text{Vol. (Bls)} = \frac{NL \times (\phi_{csg})^2}{1028.512}$$

$$\text{Vol. (Bls)} = \frac{70 \times (8.625)^2}{1028.512} = 5.1 \text{ bls/d}$$

POZO SRY0042

En la siguiente curva se muestra el análisis de un pozo seleccionado de la zona norte sección Santa Paula; en este caso, el pozo SRY0042.

El pozo tiene un potencial de 3 bls con un ciclo de trabajo de 3 días, actualmente operativo en HL. En el primer día de restauración podemos observar el comportamiento de la curva que el pozo obtuvo una recuperación de fluido de 0.1 bls/día, el segundo día de trabajo, acumuló 1.8 bls/d y en el último ciclo se obtuvo 3.0 barriles de restauración.

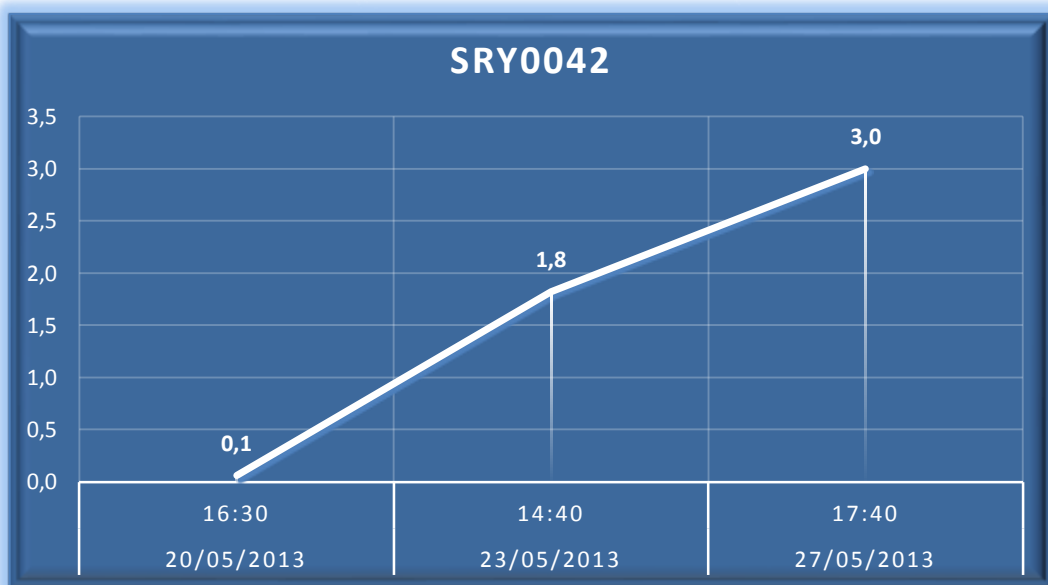


Fig. # 23: Curva de restauración SRY0042.
Fuente: Pacfipetrol S.A.

CÁLCULOS DE VOLÚMENES DEL POZO SRY0042

PRIMER DÍA DE RESTAURACIÓN

NL = profundidad de fondo – profundidad de nivel de fluido

$$NL = 1492 - 1490$$

$$NL = 2'$$

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{NL \times (\phi_{csg})^2}{1028.512}$$

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{2 \times (5.5)^2}{1028.512} = 0.1 \text{ bls/d}$$

SEGUNDO DÍA DE RESTAURACIÓN

NL = profundidad de fondo – profundidad de nivel de fluido

$$NL = 1492 - 1430$$

$$NL = 62'$$

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{NL \times (\phi_{csg})^2}{1028.512}$$

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{62 \times (5.5)^2}{1028.512} = 1.8 \text{ bls/d}$$

TERCER DÍA DE RESTAURACIÓN

NL = profundidad de fondo – profundidad de nivel de fluido

$$NL = 1492 - 1390$$

$$NL = 102'$$

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{NL \times (\phi_{csg})^2}{1028.512}$$

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{102 \times (5.5)^2}{1028.512} = 3 \text{ bls/d}$$

POZO SRY0056

En la siguiente curva se muestra el análisis de un pozo seleccionado de la zona norte sección Santa Paula; en este caso, el pozo SRY0056

El pozo tiene un potencial de 5 bls con un ciclo de trabajo de 4 días, actualmente operativo en HL. En el primer día de restauración podemos observar el comportamiento de la curva que el pozo obtuvo una recuperación de fluido de 0.7 bls/día, el segundo día de trabajo, acumuló 1.6 bls/d el ciclo continua hasta llegar al día 4 en el que se obtuvo 5.0 barriles de restauración.

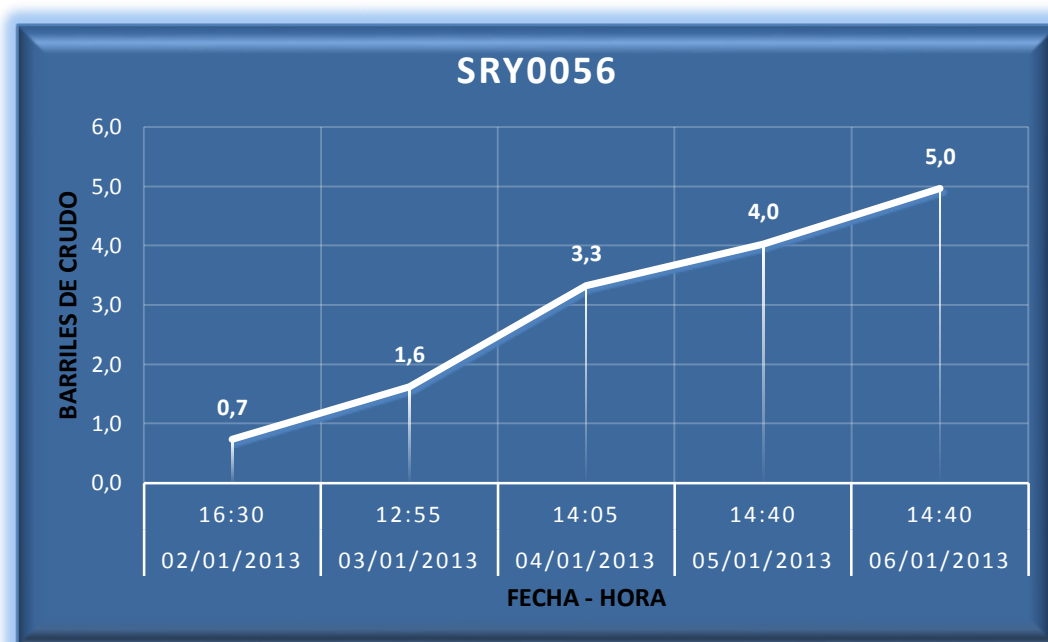


Fig. # 24: Curva de restauración SRY0056
Fuente: Pacifpetrol S.A.

CÁLCULOS DE VOLÚMENES DEL POZO SRY0056

PRIMER DÍA DE RESTAURACIÓN

NL = profundidad de fondo – profundidad de nivel de fluido

NL= 1775 - 1750

NL= 25'

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{NL \times (\phi_{csg})^2}{1028.512}$$

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{25 \times (5.5)^2}{1028.512} = 0.7 \text{ bls/d}$$

SEGUNDO DÍA DE RESTAURACIÓN

NL = profundidad de fondo – profundidad de nivel de fluido

NL= 1775 - 1720

NL= 55'

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{NL \times (\phi_{csg})^2}{1028.512}$$

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{55 \times (5.5)^2}{1028.512} = 1.6 \text{ bls/d}$$

TERCER DÍA DE RESTAURACIÓN

NL = profundidad de fondo – profundidad de nivel de fluido

NL= 1775 - 1662

NL= 113'

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{NL \times (\phi_{csg})^2}{1028.512}$$

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{2113 \times (5.5)^2}{1028.512} = 3.3 \text{ bls/d}$$

CUARTO DÍA DE RESTAURACIÓN

NL = profundidad de fondo – profundidad de nivel de fluido

NL= 1775 - 1638

NL= 137'

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{NL \times (\phi_{csg})^2}{1028.512}$$

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{137 \times (5.5)^2}{1028.512} = 4 \text{ bls/d}$$

QUINTO DÍA DE RESTAURACIÓN

NL = profundidad de fondo – profundidad de nivel de fluido

NL= 1775 - 1606

NL= 169'

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{NL \times (\phi_{csg})^2}{1028.512}$$

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{169 \times (5.5)^2}{1028.512} = 5 \text{ bls/d}$$

POZO VAL0004

En la siguiente curva se muestra el análisis de un pozo seleccionado de la zona norte sección Santa Paula; en este caso, el pozo VAL0004

El pozo tiene un potencial de 3 bls con un ciclo de trabajo de 4 días, actualmente operativo en HL. En el primer día de restauración podemos observar el comportamiento de la curva que el pozo obtuvo una recuperación de fluido de 0.7 bls/día, el segundo día de trabajo, acumuló 1.1 bls/día; el ciclo continua hasta llegar al día 4 en el que se obtuvo 3.0 barriles de restauración.



Fig. # 25: Curva de restauración VAL0004

Fuente: Pacifpetrol S.A.

CÁLCULOS DE VOLÚMENES DEL POZO VAL0004

PRIMER DÍA DE RESTAURACIÓN

NL = profundidad de fondo – profundidad de nivel de fluido

NL= 900 - 875

NL= 25'

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{NL \times (\phi_{csg})^2}{1028.512}$$

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{25 \times (5.5)^2}{1028.512} = 0.7 \text{ bls/d}$$

SEGUNDO DÍA DE RESTAURACIÓN

NL = profundidad de fondo – profundidad de nivel de fluido

NL= 900- 864

NL= 36

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{NL \times (\phi_{csg})^2}{1028.512}$$

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{36 \times (5.5)^2}{1028.512} = 1.1 \text{ bls/d}$$

TERCER DÍA DE RESTAURACIÓN

NL = profundidad de fondo – profundidad de nivel de fluido

NL= 900- 826

NL= 74'

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{NL \times (\phi_{csg})^2}{1028.512}$$

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{74 \times (5.5)^2}{1028.512} = 2.2 \text{ bls/d}$$

CUARTO DÍA DE RESTAURACIÓN

NL = profundidad de fondo – profundidad de nivel de fluido

NL= 900- 798

NL= 102'

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{NL \times (\phi_{csg})^2}{1028.512}$$

$$\text{Vol. (bls)} = \frac{102 \times (5.5)^2}{1028.512} = 3 \text{ bls/d}$$

4.2.5 Análisis económico

El presente estudio técnico económico es un proyecto ahorrativo, es decir, tiene el propósito de generar un mayor beneficio económico a la empresa, por supuesto manteniendo los niveles de producción de la manera más óptima.

Una vez realizado el análisis económico se puede determinar la diferencia que existe entre los dos flujos de caja que son: el comportamiento operativo de consumos de gastos de HL y de BM, la producción mensual y el comportamiento implementando el proyecto con la respectiva inversión generando el cambio de sistema de HL a BM.

Para generar el flujo de caja fue necesario realizar plantillas de gastos operativos, refiriéndonos a equipos de superficie, subsuelo y de inversión de los 12 pozos a optimizar. En la tabla # 12, expuesta a continuación, podemos observar los rubros importantes que se consideró para describir los gastos de ambos sistemas de levantamiento artificial. Se refleja con claridad la diferencia que existe entre los dos sistema de extracción; BM consume mensualmente 43677.22, en cambio el SLA por HL tiene alto costo de 79844.96. Existe una gran diferencia de 36167.75 que se ahorraría la Empresa concretando este estudio.

ITEMS	DESCRIPCION	BM	HL	DIFERENCIA
EXTRACCION DE CRUDO	COMBUSTIBLE	-1902,27	-2813,66	911,40
	CONSUMO Y REPUESTOS	-4778,70	-819,62	-3959,08
MANTENIMIENTO DE LA UNIDAD	CONSUMOS Y REPUESTOS	-8353,78	-7951,55	-402,23
	GRASAS Y LUBRICANTES	-3458,38	-724,59	-2733,79
	MANTENIMIENTO EQUIPOS	-995,37	-15222,31	14226,94
BENEFICIOS AL PERSONAL OPERADOR	APORTES A LA SEGURIDAD	-4138,10	-6368,75	2230,65
	BENEFICIOS DE INDEMNIZACION	-5529,05	-10498,32	4969,27
	ALIMENTACION	-357,25	-159,15	-198,10
	SALARIOS	-10140,13	-22830,50	12690,37
	CAPACITACION DE PERSONAL	0,00	-2225,53	2225,53
	HORAS EXTRAS	-4024,20	-10230,98	6206,78
TOTAL		-43677,22	-79844,96	36167,75
			-13307,49389	1 UNIDAD DE HL

Tabla # 12: Gastos mensuales de HL – BM
Elaborado por: Omar G- Miguel V.

GASTOS DE BM (272 POZOS)

ITEMS	DESCRIPCION	GASTOS
EXTRACCIÓN DE CRUDO	COMBUSTIBLE	1902,27
	CONSUMO Y REPUESTOS	4778,70
MANTENIMIENTO DE LA UNIDAD	CONSUMOS Y REPUESTOS	8353,78
	GRASAS Y LUBRICANTES	3458,38
	MANTENIMIENTO EQUIPOS	995,37
		19488,49

Tabla # 13: Gastos de los 272 pozos de BM
Elaborado por: Omar G- Miguel V.

GASTOS DE BM POR POZO

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	# POZOS	COSTOS POR POZO
BM	1	71,65
BM	2	143,30
BM	272	19488,49
BM	274	19631,79
BM	276	19775,08
BM	278	19918,38
BM	280	20061,68
BM	282	20204,98

Tabla # 14: Gastos por pozo de BM
Elaborado por: Omar G- Miguel V.

Gráficamente podemos identificar los gastos más frecuentes que consume la unidad de HL, se escogió dos rubros más importantes de estas unidades para visualizar una estadística en el consumo de repuestos y consumo de combustibles. Ver Fig. # 26.

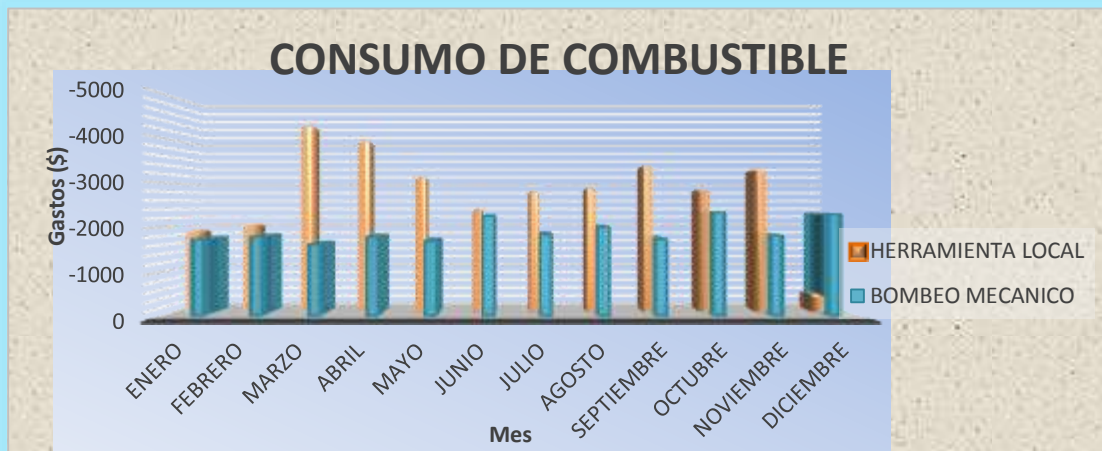


Fig. # 26: Consumo de combustible de BM – HL.
Elaborado por: Omar G- Miguel V.



Fig. # 27: Consumos y repuestos de BM –HL
Elaborado por: Omar G- Miguel V.

El siguiente paso fue realizar la inversión, en este caso se evalúa los 12 pozos seleccionados, para generalizar los cálculos de varillas y de producción, etc. Se llegó a la conclusión que para invertir se necesita un costo total de \$ 207083.76

INVERSIÓN DE 12 POZOS				
	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
EQUIPO DE FONDO	TUBERIAS DE PRODUCCIÓN 2 3/8"	10591,00	3,29	34844,39
	ASIENTO SE BOMBA 2 3/8"	12	120,42	1445,04
	TUBERIA PERFORADA + TAPON 2 3/8"	12	97,25	1167,00
	VARILLAS DE FONDO 3/4"	3495,03	3,20	11184,10
	VARILLAS DE FONDO 5/8"	7095,97	3,00	21287,91
	NEPLO DE VARILLAS	12	114,21	1370,52
	BOMBA DE SUBSUELO	12	2025,20	24302,40
TRANSMISIÓN DE MOVIMIENTO	VARILLÓN PULIDO	12	191,45	2297,40
EQUIPO DE SUPERFICIE	BALANCIN PORTATIL	3	22900,00	68700,00
	PUENTE DE PRODUCCIÓN	12	711,25	8535,00
	STUFFING	12	25,00	300,00
	GRAMPA	3	550,00	1650,00
	CARRETA DE ALMACENAMIENTO	3	10000,00	30000,00
INVERSIÓN				207083,76

Para efectuar el estudio del cambio de sistema se inició a partir del 4 mes, durante 6 meses (abril- septiembre), y cada mes se cambiara 2 pozos invirtiendo \$ 34513.96.

INVERSIÓN	207083,76	
1	34513,96	CAMBIO SLA DE 2 POZOS DE HL-BM
2	34513,96	CAMBIO SLA DE 2 POZOS DE HL-BM
3	34513,96	CAMBIO SLA DE 2 POZOS DE HL-BM
4	34513,96	CAMBIO SLA DE 2 POZOS DE HL-BM
5	34513,96	CAMBIO SLA DE 2 POZOS DE HL-BM
6	34513,96	CAMBIO SLA DE 2 POZOS DE HL-BM

Tabla # 16: Inversión en 6 períodos BM
Elaborado por: Omar G- Miguel V.

Una vez bien definidos las planillas se procede a evaluar los dos escenarios del flujo de caja.

El flujo de caja permite analizar periódicamente (mes- año) la variación de la inversión y costos de producción vs los ingresos, los valores de flujo de caja que presenta este análisis se puede distinguir en las tablas 15 y 16.

1.- En los primeros períodos los valores pueden ser negativos, porque los egresos aún son mayores que los ingresos; es decir, se inician los trabajos y aún no se recupera la inversión del proyecto.

2.- Cuando el flujo de caja toma un valor a cero significa una recuperación de la inversión.

3.- A partir de estos valores de cero en los próximos períodos los valores serán positivos; es decir, indican ganancia para la compañía.

FLUJO DE CAJA EN LA SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO SANTA PAULA

PERÍODO	PRODUCCIÓN DIARIA BPD (declinación 0,25% mensual)	PRODUCCIÓN MENSUAL BPD (declinación 0,25% mensual)	INGRESOS	INGRESOS ACTUALIZADOS	GASTOS DE HERRAMIENTA LOCAL	GASTOS DE BOMBEO MECÁNICO	GASTOS DE OPERACIÓN	INVERSIÓN	EGRESOS	EGRESOS ACTUALIZADOS	FLUJO DE CAJA	FLUJO DE CAJA ACUMULADO	VALOR ACTUAL NETO
1	24,000	720,00	43200,00	42660,00	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	29892,51	29892,51	29523,46
2	23,940	718,20	43092,00	42553,35	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	29784,51	59677,01	29053,63
3	23,880	716,40	42984,27	42446,97	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	29676,78	89353,79	28591,15
4	23,820	714,61	42876,81	42340,85	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	29569,32	118923,10	28135,92
5	23,761	712,83	42769,62	42235,00	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	29462,12	148385,23	27687,83
6	23,701	711,04	42662,69	42129,41	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	29355,20	177740,43	27246,76
7	23,642	709,27	42556,04	42024,09	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	29248,54	206988,97	26812,60
8	23,583	707,49	42449,65	41919,03	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	29142,15	236131,12	26385,26
9	23,524	705,73	42343,52	41814,23	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	29036,03	265167,15	25964,62
10	23,465	703,96	42237,66	41709,69	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	28930,17	294097,32	25550,57
11	23,407	702,20	42132,07	41605,42	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	28824,58	322921,90	25143,03
12	23,348	700,45	42026,74	41501,40	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	28719,25	351641,14	24741,88
13	23,290	698,69	41921,67	41397,65	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	28614,18	380255,32	24347,02
14	23,232	696,95	41816,87	41294,16	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	28509,37	408764,69	23958,37
15	23,174	695,21	41712,33	41190,92	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	28404,83	437169,53	23575,82
16	23,116	693,47	41608,05	41087,94	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	28300,55	465470,08	23199,27
17	23,058	691,73	41504,03	40985,22	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	28196,53	493666,61	22828,65
18	23,000	690,00	41400,26	40882,76	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	28092,77	521759,38	22463,84
19	22,943	688,28	41296,76	40780,55	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	27989,27	549748,65	22104,77
20	22,885	686,56	41193,52	40678,60	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	27886,03	577634,68	21751,34
21	22,828	684,84	41090,54	40576,91	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	27783,04	605417,72	21403,47
22	22,771	683,13	40987,81	40475,46	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	27680,32	633098,04	21061,07
23	22,714	681,42	40885,34	40374,28	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	27577,85	660675,89	20724,05
24	22,657	679,72	40783,13	40273,34	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	27475,64	688151,53	20392,34

25	22,601	678,02	40681,17	40172,66	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	27373,68	715525,20	20065,84
26	22,544	676,32	40579,47	40072,23	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	27271,97	742797,18	19744,48
27	22,488	674,63	40478,02	39972,04	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	27170,53	769967,70	19428,18
28	22,432	672,95	40376,82	39872,11	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	27069,33	797037,03	19116,86
29	22,375	671,26	40275,88	39772,43	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	26968,39	824005,42	18810,45
30	22,320	669,59	40175,19	39673,00	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	26867,70	850873,12	18508,85
31	22,264	667,91	40074,76	39573,82	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	26767,26	877640,38	18212,01
32	22,208	666,24	39974,57	39474,89	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	26667,07	904307,46	17919,85
33	22,153	664,58	39874,63	39376,20	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	26567,14	930874,60	17632,29
34	22,097	662,92	39774,95	39277,76	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	26467,45	957342,05	17349,26
35	22,042	661,26	39675,51	39179,56	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	26368,01	983710,06	17070,70
36	21,987	659,61	39576,32	39081,62	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	26268,83	1009978,89	16796,53
37	21,932	657,96	39477,38	38983,91	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	26169,88	1036148,77	16526,68
38	21,877	656,31	39378,68	38886,45	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	26071,19	1062219,96	16261,09
39	21,822	654,67	39280,24	38789,24	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	25972,74	1088192,71	15999,69
40	21,768	653,03	39182,04	38692,26	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	25874,54	1114067,25	15742,42
41	21,713	651,40	39084,08	38595,53	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	25776,59	1139843,84	15489,21
42	21,659	649,77	38986,37	38499,04	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	25678,88	1165522,72	15239,99
43	21,605	648,15	38888,91	38402,80	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	25581,41	1191104,13	14994,71
44	21,551	646,53	38791,68	38306,79	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	25484,19	1216588,32	14753,31
45	21,497	644,91	38694,70	38211,02	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	25387,21	1241975,53	14515,72
46	21,443	643,30	38597,97	38115,49	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	25290,47	1267266,01	14281,88
47	21,390	641,69	38501,47	38020,20	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	25193,98	1292459,98	14051,75
48	21,336	640,09	38405,22	37925,15	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	25097,73	1317557,71	13825,25
49	21,283	638,49	38309,21	37830,34	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	25001,71	1342559,42	13602,33
50	21,230	636,89	38213,43	37735,77	-13307,49	0	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	24905,94	1367465,36	13382,93
											1367465,36		1021968,97

Tabla # 17: Flujo de caja en la situación actual del campo Santa Paula.
Elaborado por: Omar G- Miguel V.

FLUJO DE CAJA EN LA SITUACIÓN FUTURA DEL CAMPO SANTA PAULA

PERÍODO	PRODUCCIÓN DIARIA BPD (declinación 0,25% mensual)	PRODUCCIÓN MENSUAL BPD (declinación 0,25% mensual)	INGRESOS	INGRESOS ACTUALIZADOS	GASTOS DE HERRAMIENTA LOCAL	GASTOS DE BOMBEO MECÁNICO	GASTOS DE OPERACIÓN	INVERSIÓN	EGRESOS	EGRESOS ACTUALIZADOS	FLUJO DE CAJA	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO	FLUJO DE CAJA ACUMULADO	VALOR ACTUAL NETO
1	24	720	43200,00	42660,00	-13307,49	0,00	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	29892,51	29518,85	29892,51	29523,46
2	23,94	718,20	43092,00	42553,35	-13307,49	0,00	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	29784,51	29412,20	59677,01	29053,63
3	23,88	716,40	42984,27	42446,97	-13307,49	0,00	-13307,49	0	-13307,49	-13141,15	29676,78	29305,82	89353,79	28591,15
4	23,82	714,61	42876,81	42340,85	-13307,49	-143,30	-13450,79	-34513,96	-47964,75	-47365,19	-5087,94	-5024,34	84265,85	-4841,30
5	23,76	712,83	42769,62	42235,00	-13307,49	-286,60	-13594,09	-34513,96	-48108,05	-47506,70	-5338,43	-5271,70	78927,42	-5016,94
6	23,70	711,04	42662,69	42129,41	-13307,49	-429,89	-13737,39	-34513,96	-48251,35	-47648,20	-5588,65	-5518,79	73338,76	-5187,25
7	23,64	709,27	42556,04	42024,09	-13307,49	-573,19	-13880,68	-34513,96	-48394,64	-47789,71	-5838,61	-5765,62	67500,15	-5352,34
8	23,58	707,49	42449,65	41919,03	-13307,49	-716,49	-14023,98	-34513,96	-48537,94	-47931,22	-6088,30	-6012,19	61411,86	-5512,33
9	23,52	705,73	42343,52	41814,23	0	-859,79	-859,79	-34513,96	-35373,75	-34931,57	6969,78	6882,65	68381,64	6232,52
10	23,47	703,96	42237,66	41709,69	0	-859,79	-859,79	0,00	-859,79	-849,04	41377,88	40860,65	109759,51	36544,15
11	23,41	702,20	42132,07	41605,42	0	-859,79	-859,79	0,00	-859,79	-849,04	41272,28	40756,38	151031,80	36000,88
12	23,35	700,45	42026,74	41501,40	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	41166,95	40652,37	192198,75	35465,68
13	23,29	698,69	41921,67	41397,65	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	41061,89	40548,61	233260,64	34938,44
14	23,23	696,95	41816,87	41294,16	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	40957,08	40445,12	274217,72	34419,02
15	23,17	695,21	41712,33	41190,92	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	40852,54	40341,88	315070,26	33907,33
16	23,12	693,47	41608,05	41087,94	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	40748,26	40238,91	355818,52	33403,24
17	23,06	691,73	41504,03	40985,22	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	40644,24	40136,19	396462,76	32906,63
18	23,00	690,00	41400,26	40882,76	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	40540,48	40033,72	437003,23	32417,41
19	22,94	688,28	41296,76	40780,55	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	40436,98	39931,52	477440,21	31935,45
20	22,89	686,56	41193,52	40678,60	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	40333,74	39829,56	517773,95	31460,66
21	22,83	684,84	41090,54	40576,91	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	40230,75	39727,87	558004,70	30992,92
22	22,77	683,13	40987,81	40475,46	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	40128,03	39626,43	598132,73	30532,13
23	22,71	681,42	40885,34	40374,28	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	40025,56	39525,24	638158,28	30078,19
24	22,66	679,72	40783,13	40273,34	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	39923,34	39424,30	678081,63	29630,99

25	22,60	678,02	40681,17	40172,66	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	39821,39	39323,62	717903,01	29190,44
26	22,54	676,32	40579,47	40072,23	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	39719,68	39223,19	757622,69	28756,43
27	22,49	674,63	40478,02	39972,04	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	39618,23	39123,01	797240,93	28328,87
28	22,43	672,95	40376,82	39872,11	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	39517,04	39023,08	836757,97	27907,66
29	22,38	671,26	40275,88	39772,43	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	39416,10	38923,40	876174,06	27492,72
30	22,32	669,59	40175,19	39673,00	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	39315,41	38823,96	915489,47	27083,94
31	22,26	667,91	40074,76	39573,82	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	39214,97	38724,78	954704,44	26681,23
32	22,21	666,24	39974,57	39474,89	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	39114,78	38625,85	993819,22	26284,51
33	22,15	664,58	39874,63	39376,20	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	39014,85	38527,16	1032834,07	25893,68
34	22,10	662,92	39774,95	39277,76	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	38915,16	38428,72	1071749,23	25508,66
35	22,04	661,26	39675,51	39179,56	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	38815,72	38330,53	1110564,95	25129,37
36	21,99	659,61	39576,32	39081,62	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	38716,53	38232,58	1149281,48	24755,71
37	21,93	657,96	39477,38	38983,91	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	38617,59	38134,87	1187899,07	24387,60
38	21,88	656,31	39378,68	38886,45	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	38518,90	38037,41	1226417,97	24024,96
39	21,82	654,67	39280,24	38789,24	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	38420,45	37940,20	1264838,42	23667,71
40	21,77	653,03	39182,04	38692,26	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	38322,25	37843,22	1303160,67	23315,77
41	21,71	651,40	39084,08	38595,53	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	38224,30	37746,49	1341384,97	22969,06
42	21,66	649,77	38986,37	38499,04	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	38126,59	37650,00	1379511,56	22627,50
43	21,60	648,15	38888,91	38402,80	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	38029,12	37553,76	1417540,68	22291,02
44	21,55	646,53	38791,68	38306,79	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	37931,90	37457,75	1455472,58	21959,54
45	21,50	644,91	38694,70	38211,02	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	37834,92	37361,98	1493307,49	21632,98
46	21,44	643,30	38597,97	38115,49	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	37738,18	37266,45	1531045,68	21311,28
47	21,39	641,69	38501,47	38020,20	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	37641,69	37171,17	1568687,36	20994,36
48	21,34	640,09	38405,22	37925,15	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	37545,43	37076,12	1606232,80	20682,15
49	21,28	638,49	38309,21	37830,34	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	37449,42	36981,30	1643682,22	20374,57
50	21,23	636,89	38213,43	37735,77	0	-859,79	-859,79	0	-859,79	-849,04	37353,65	36886,73	1681035,86	20071,57
											1681035,86	1660022,92		1195447,00

Tabla # 18: Flujo de caja en la situación futura del campo Santa Paula.
Elaborado por: Omar G- Miguel V.

PERÍODO MENSUAL	FLUJO DE CAJA ACTUAL	FLUJO DE CAJA FUTURO	RENTABILIDAD ECONÓMICA MENSUAL	RENTABILIDAD ECONÓMICA ACUMULADA
1	29892,51	29892,51	0,00	0,00
2	29784,51	29784,51	0,00	0,00
3	29676,78	29676,78	0,00	0,00
4	29569,32	-5087,94	-34657,26	-34657,26
5	29462,12	-5338,43	-34800,55	-69457,81
6	29355,20	-5588,65	-34943,85	-104401,66
7	29248,54	-5838,61	-35087,15	-139488,81
8	29142,15	-6088,30	-35230,45	-174719,26
9	29036,03	6969,78	-22066,25	-196785,51
10	28930,17	41377,88	12447,71	-184337,81
11	28824,58	41272,28	12447,71	-171890,10
12	28719,25	41166,95	12447,71	-159442,39
13	28614,18	41061,89	12447,71	-146994,68
14	28509,37	40957,08	12447,71	-134546,98
15	28404,83	40852,54	12447,71	-122099,27
16	28300,55	40748,26	12447,71	-109651,56
17	28196,53	40644,24	12447,71	-97203,85
18	28092,77	40540,48	12447,71	-84756,14
19	27989,27	40436,98	12447,71	-72308,44
20	27886,03	40333,74	12447,71	-59860,73
21	27783,04	40230,75	12447,71	-47413,02
22	27680,32	40128,03	12447,71	-34965,31
23	27577,85	40025,56	12447,71	-22517,61
24	27475,64	39923,34	12447,71	-10069,90
25	27373,68	39821,39	12447,71	2377,81
26	27271,97	39719,68	12447,71	14825,52
27	27170,53	39618,23	12447,71	27273,22
28	27069,33	39517,04	12447,71	39720,93
29	26968,39	39416,10	12447,71	52168,64
30	26867,70	39315,41	12447,71	64616,35
31	26767,26	39214,97	12447,71	77064,06
32	26667,07	39114,78	12447,71	89511,76
33	26567,14	39014,85	12447,71	101959,47
34	26467,45	38915,16	12447,71	114407,18
35	26368,01	38815,72	12447,71	126854,89
36	26268,83	38716,53	12447,71	139302,59
37	26169,88	38617,59	12447,71	151750,30
38	26071,19	38518,90	12447,71	164198,01
39	25972,74	38420,45	12447,71	176645,72
40	25874,54	38322,25	12447,71	189093,42
41	25776,59	38224,30	12447,71	201541,13
42	25678,88	38126,59	12447,71	213988,84
43	25581,41	38029,12	12447,71	226436,55
44	25484,19	37931,90	12447,71	238884,25
45	25387,21	37834,92	12447,71	251331,96
46	25290,47	37738,18	12447,71	263779,67
47	25193,98	37641,69	12447,71	276227,38
48	25097,73	37545,43	12447,71	288675,09
49	25001,71	37449,42	12447,71	301122,79
50	24905,94	37353,65	12447,71	313570,50
	1367465,36	1681035,86	313570,50	1929759,917

Tabla # 19: Beneficio económico.
Elaborado por: Omar G- Miguel V.

En la tabla precedente se determina la rentabilidad de los 2 escenarios del flujo de caja: En este estudio los períodos se consideraron en meses, y el tiempo de recuperación de inversión fue al inicio del mes 48.

CAPÍTULO V

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones:

En el análisis técnico – económico realizado, el sistema de levantamiento artificial por herramienta local tiene al mes un consumo de \$6653.75 por pozo en mantenimiento, combustible y repuestos.

En el estudio realizado se determinó que el sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico es más eficiente y económico en un 30% que el sistema de levantamiento artificial por herramienta local

El sistema de levantamiento artificial por herramienta local produce mayor contaminación al momento de extraer el crudo, por tener una completación en la superficie a hueco abierto.

5.2 Recomendaciones

1. Cambiar el sistema de levantamiento artificial de herramienta local por bombeo mecánico por ser más eficiente técnicamente y económico.
2. Instalar los cabezales de pozo del sistema de bombeo mecánico, debido a que minimiza el impacto ambiental con relación al sistema de levantamiento artificial de herramienta local.
3. Utilizar balancines portátiles, al cambiar el sistema de levantamiento artificial de herramienta local por bombeo mecánico, ya que los pozos tienen una producción de 1.3 BPPD.
4. Extender, en lo posible las bondades de este proyecto investigativo a los demás pozos en todas las secciones del campo petrolero Gustavo Galindo Velasco que utilizan HL como sistema de extracción, para lograr en el futuro un mejor beneficio económico.

5.3 Bibliografía.

- Pacifpetrol –“Instructivos de SLA”.
- Barberi Efrain – “El pozo ilustrado”
- Wauquier- “El refino del petróleo” Vol 1.
- Kleber Kiroga- “Manual de Reacondicionamiento de pozos petrolíferos”
- Kermit E, Brown – “The Technology of Artificial Lift Methods”. Volumen 2ª, The university of Tulsa.1980,.
- Clark Norma J. - traducido por Rosbaco Juan y Merlo Eduardo – “Elementos de reservorios petrolíferos”
- Puig Andreu Jose Vicente y Renau Juan Jose – “Decisiones de inversión en el área de la gestión financiera”. editorial hispana – europea 1981.
- Manual de producción Pan American Energy Unidad de gestión Golfo de San José Abril.

5.4 Anexos

5.4.1 Restauraciones de niveles de los pozos seleccionados.

POZO: SPA0024

SPA0024 (4/4)								
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING 1	Φ CASING 2	NIVEL	CAP	Prof. Fondo	BLS
			in	in	ft	ft	ft	
SIN	PRODUCCION	0	5	5	630	630	630	0,0
19/11/2013	16:30	1	5	5	602	630	630	0,7
20/11/2013	12:55	2	5	5	550	630	630	1,9
21/11/2013	14:05	3	5	5	508	630	630	3,0
22/11/2013	14:40	4	5	5	467	630	630	4,0

Anexo # 1: Restauración de nivel – Pozo SPA0024

POZO: SPA0069

SPA0069 (5/4)								
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING 1	Φ CASING 2	NIVEL	CAP	Prof. Fondo	BLS
			in	in	ft	ft	ft	
03/03/2013	16:30	1	8,625	8,625	860	870	870	0,7
04/03/2013	12:55	2	8,625	8,625	845	870	870	1,8
05/03/2013	14:05	3	8,625	8,625	820	870	870	3,6
06/03/2013	14:40	4	8,625	8,625	800	870	870	5,1

Anexo # 2: Restauración de nivel – Pozo SPA0069

POZO: SRY0042

SRY0042(3/3)								
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING 1	Φ CASING 2	NIVEL	CAP	Prof. Fondo	BLS
			in	in	ft	ft	ft	
20/05/2013	16:30	1	5,5	5,5	1490	1492	1492	0,1
23/05/2013	14:40	2	5,5	5,5	1430	1492	1492	1,8
27/05/2013	17:40	3	5,5	5,5	1390	1492	1492	3,0

Anexo # 3: Restauración de nivel – Pozo SRY0042

POZO: SRY0056

SRY0056 (5/4)								
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING 1	Φ CASING 2	NIVEL	CAP	Prof. Fondo	BLS
			in	in	ft	ft	ft	
02/01/2013	16:30	1	5,5	5,5	1750	1775	1775	0,7
03/01/2013	12:55	2	5,5	5,5	1720	1775	1775	1,6
04/01/2013	14:05	3	5,5	5,5	1662	1775	1775	3,3
05/01/2013	14:40	4	5,5	5,5	1638	1775	1775	4,0
06/01/2013	14:40	5	5,5	5,5	1606	1775	1775	5,0

Anexo # 4: Restauración de nivel – Pozo SRY0056

POZO: VAL0004

VAL0004 (3/4)								
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING 1	Φ CASING 2	NIVEL	CAP	Prof. Fondo	BLS
			in	in	ft	ft	ft	
15/04/2013	16:30	1	5,5	5,5	875	900	900	0,7
16/04/2013	12:55	2	5,5	5,5	864	900	900	1,1
20/04/2013	12:55	3	5,5	5,5	826	900	900	2,2
24/04/2013	16:30	4	5,5	5,5	798	900	900	3,0

Anexo # 5: Restauración de nivel – Pozo VAL0004

POZO: SPA0033

SPA0033 (3/3)								
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING 1	Φ CASING 2	NIVEL	CAP	Prof. Fondo	BLS
			in	in	ft	ft	ft	
03/03/2013	16:30	1	5	5	415	450	450	0,8
04/03/2013	12:55	2	5	5	390	450	450	1,5
05/03/2013	14:05	3	5	5	325	450	450	3,0

Anexo # 6: Restauración de nivel – Pozo SPA0033

POZO: SPA0062

SPA0062 (1,5/4)								
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING 1	Φ CASING 2	NIVEL	CAP	Prof. Fondo	BLS
			in	in	ft	ft	ft	
SIN	PRODUCCION	0	8	8	840	840	840	0,0
07/06/2013	16:30	1	8	8	832	840	840	0,5
08/06/2013	12:55	2	8	8	827	840	840	0,8
09/06/2013	14:05	3	8	8	823	840	840	1,1
10/06/2013	14:40	4	8	8	816	840	840	1,5

Anexo # 7: Restauración de nivel – Pozo SPA0062

POZO: SPA0079

SPA0079 (3,5/4)								
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING 1	Φ CASING 2	NIVEL	CAP	Prof. Fondo	BLS
			in	in	ft	ft	ft	
18/11/2013	12:00	0	5	5	450	450	450	0,0
19/11/2013	16:30	1	5	5	428	450	450	0,5
20/11/2013	12:55	2	5	5	390	450	450	1,5
21/11/2013	14:05	3	5	5	368	450	450	2,0
22/11/2013	14:40	4	5	5	305	450	450	3,5

Anexo # 8: Restauración de nivel – Pozo SPA0079

POZO: SPA0085

SPA0085 (3/4)								
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING 1	Φ CASING 2	NIVEL	CAP	Prof. Fondo	BLS
			in	in	ft	ft	ft	
03/03/2013	16:30	0	5	5	490	490	490	0,0
04/03/2013	12:55	1	5	5	453	490	490	0,9
06/03/2013	11:30	3	5	5	418	490	490	1,7
07/03/2013	9:00	4	5	5	365	490	490	3,0

Anexo # 9: Restauración de nivel – Pozo SPA0085

POZO: SPA0212

SPA0212 (4/3)								
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING 1	Φ CASING 2	NIVEL	CAP	Prof. Fondo	BLS
			in	in	ft	ft	ft	
03/03/2013	16:30	1	5,5	5,5	1186	1186	1186	0,0
05/03/2013	14:05	3	5,5	5,5	1156	1186	1186	0,9
07/03/2013	14:40	5	5,5	5,5	1117	1186	1186	2,0
08/03/2013	15:40	6	5,5	5,5	1050	1186	1186	4,0

Anexo # 10: Restauración de nivel – Pozo SPA0212

POZO: SPA0242

SRY0042(3/3)								
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING 1	Φ CASING 2	NIVEL	CAP	Prof. Fondo	BLS
			in	in	ft	ft	ft	
20/05/2013	16:30	1	5,5	5,5	1490	1492	1492	0,1
23/05/2013	14:40	2	5,5	5,5	1430	1492	1492	1,8
27/05/2013	17:40	3	5,5	5,5	1390	1492	1492	3,0

Anexo # 11: Restauración de nivel – Pozo SPA0242

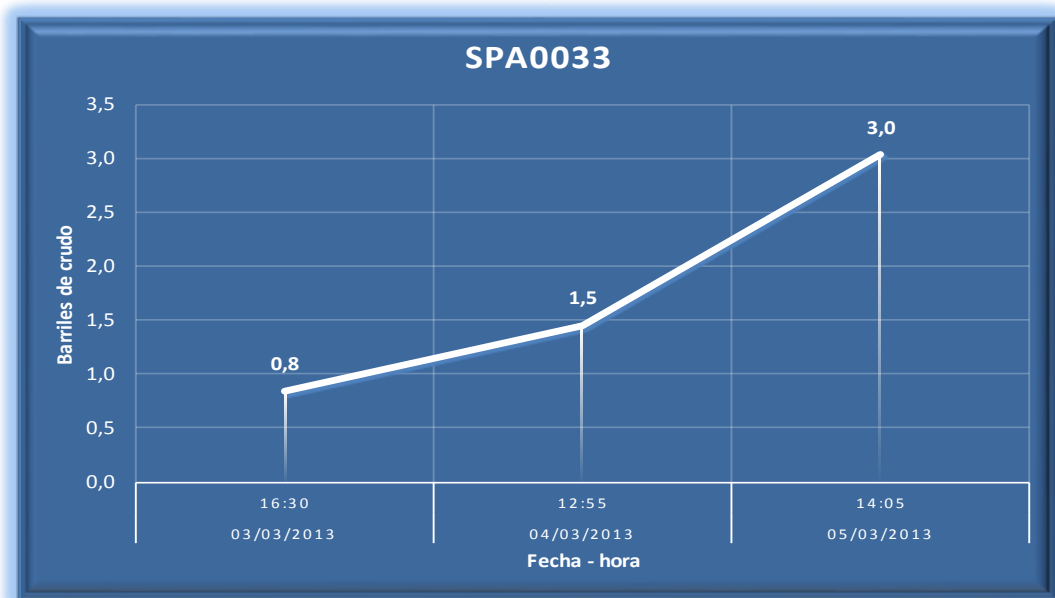
POZO: SPA1006

SPA1006 (3/3)								
FECHA	HORA	DÍAS DESPUÉS DE INTERVENCIÓN	Φ CASING 1	Φ CASING 2	NIVEL	CAP	Prof. Fondo	BLS
			in	in	ft	ft	ft	
03/03/2013	16:30	1	5,5	5,5	1480	1492	1492	0,4
04/03/2013	12:55	2	5,5	5,5	1440	1492	1492	1,5
05/03/2013	14:05	3	5,5	5,5	1390	1492	1492	3,0

Anexo # 12: Restauración de nivel – Pozo SPA1006

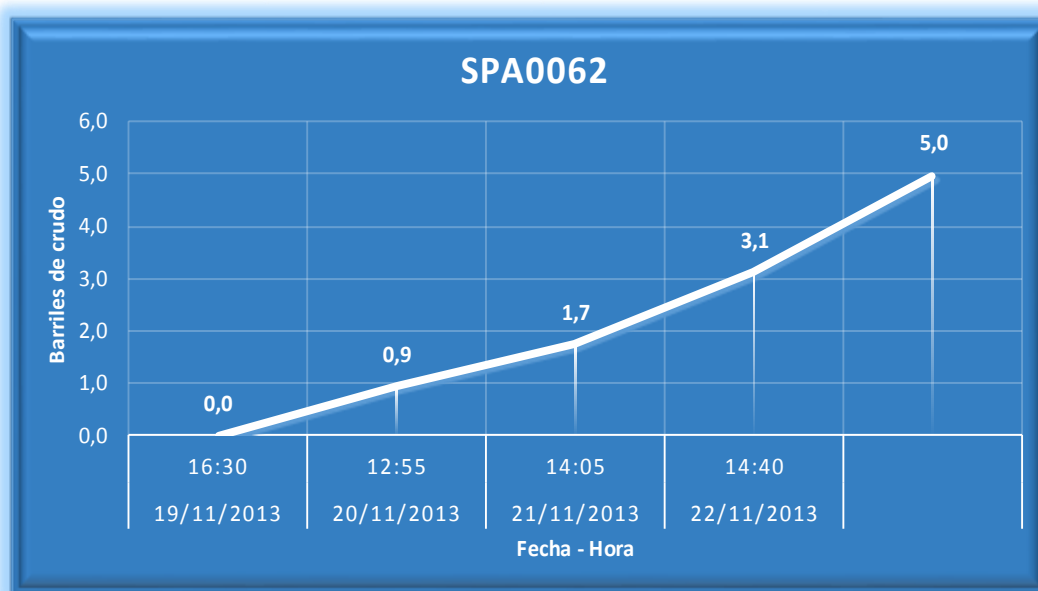
5.4.2 Comportamiento de las curvas de restauracion de niveles

POZO: SPA0033



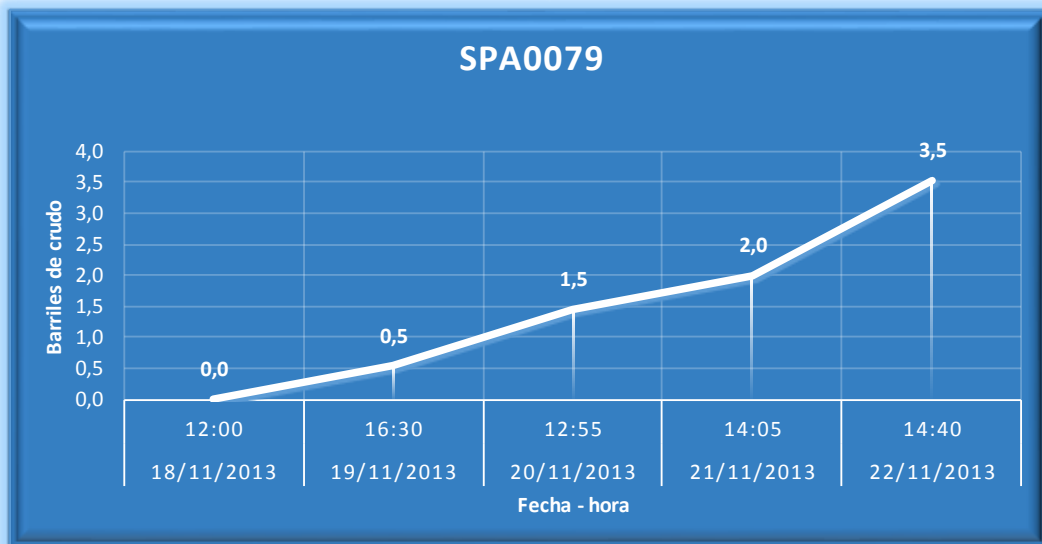
Anexo # 13: Comportamiento, curva de restauración de nivel – Pozo SPA0033

POZO: SPA0062



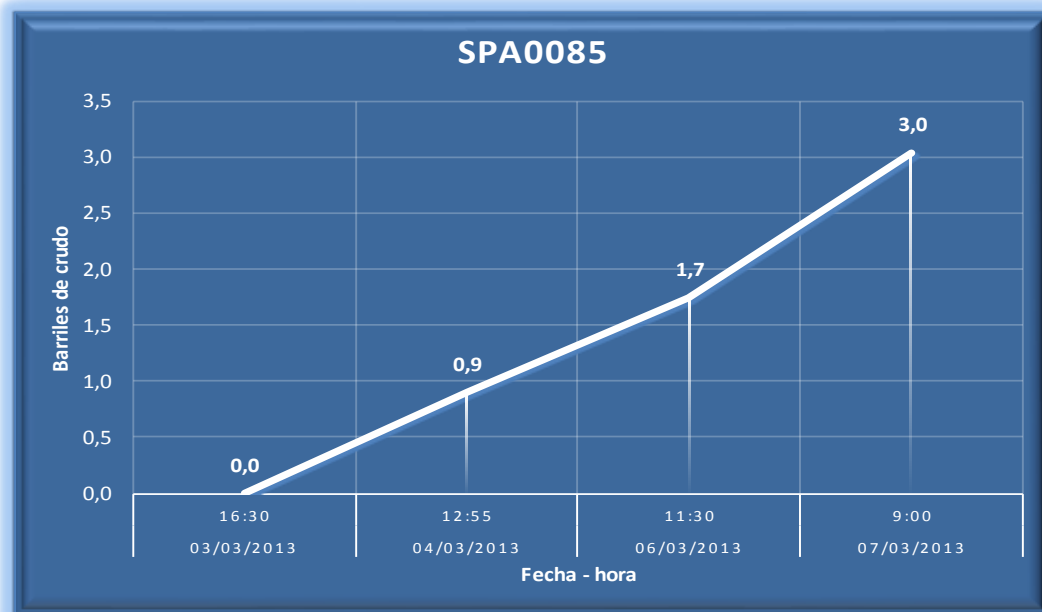
Anexo # 14: Comportamiento, curva de restauración de nivel - Pozo SPA0062

POZO: SPA0079



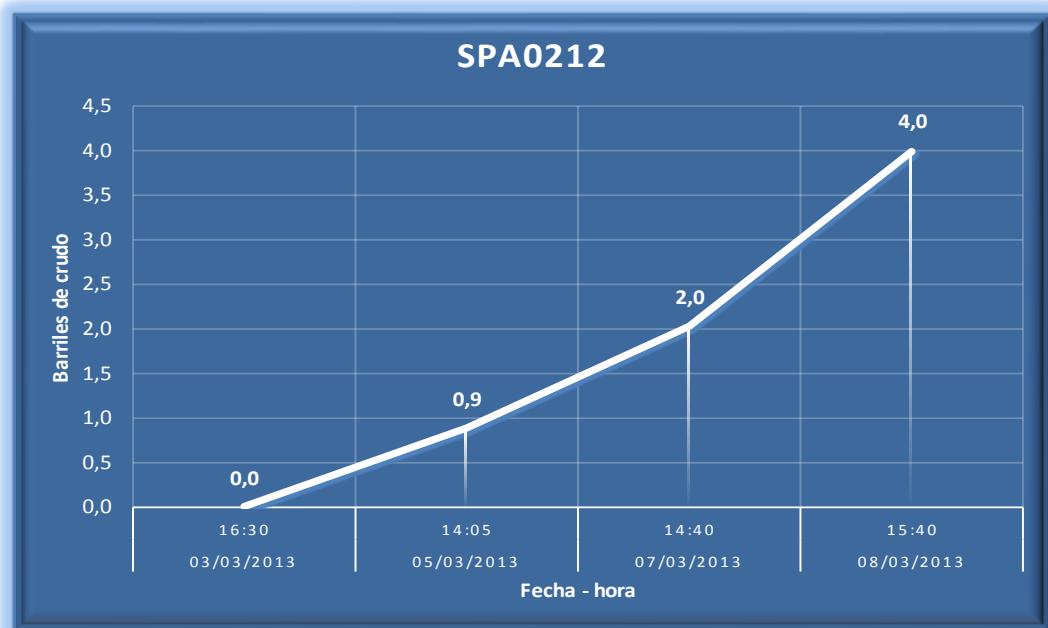
Anexo # 15: Comportamiento, curva de restauración de nivel – Pozo SPA0079

POZO: SPA0085



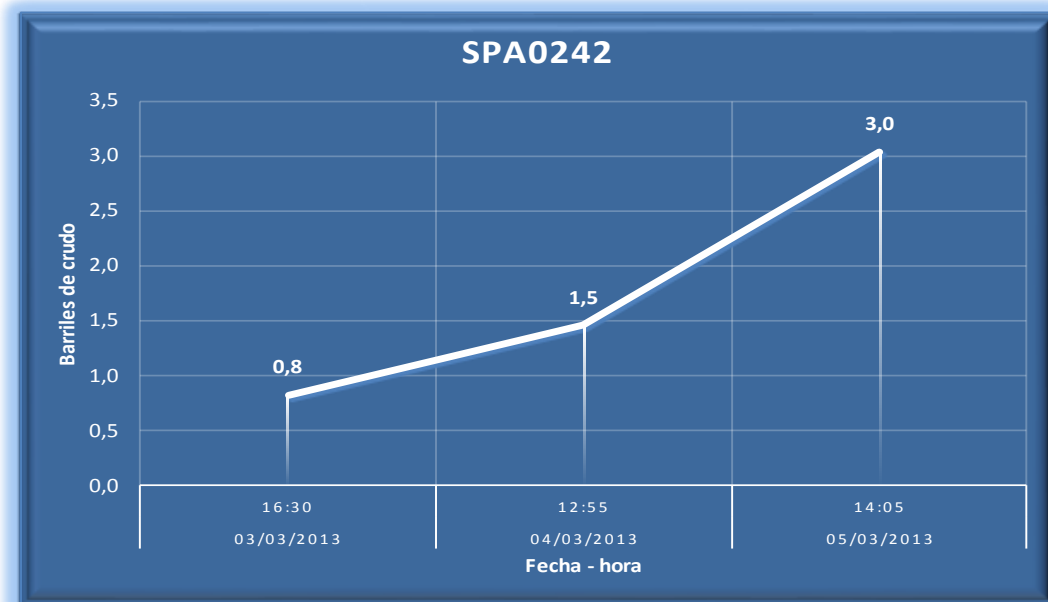
Anexo # 16: Comportamiento, curva de restauración de nivel – Pozo 0085

POZO: SPA0212



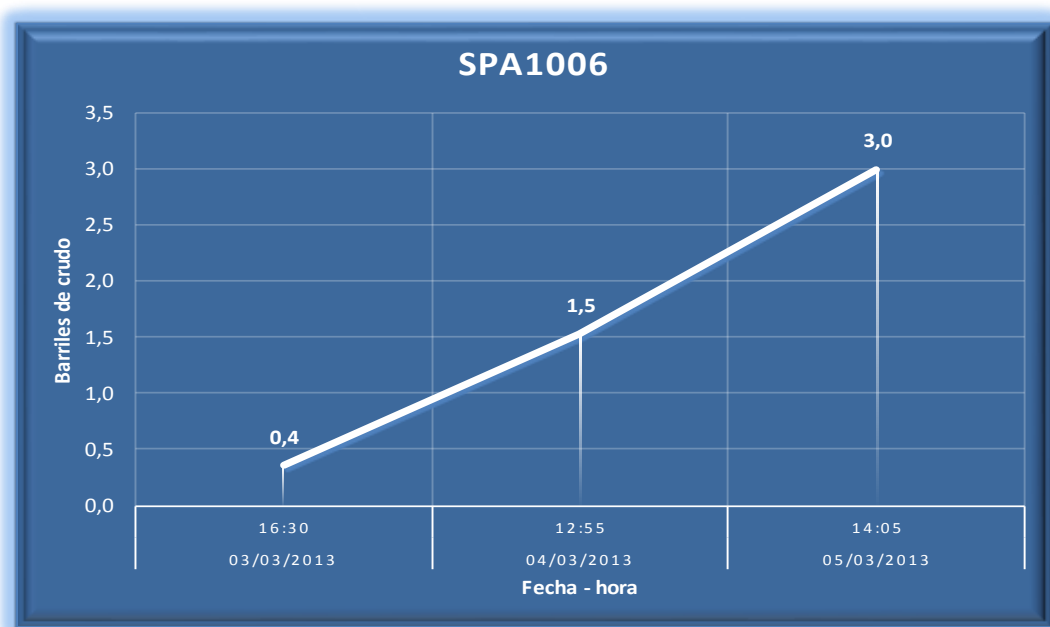
Anexo # 17: Comportamiento, curva de restauración de nivel – Pozo SPA0212

POZO: SPA0242



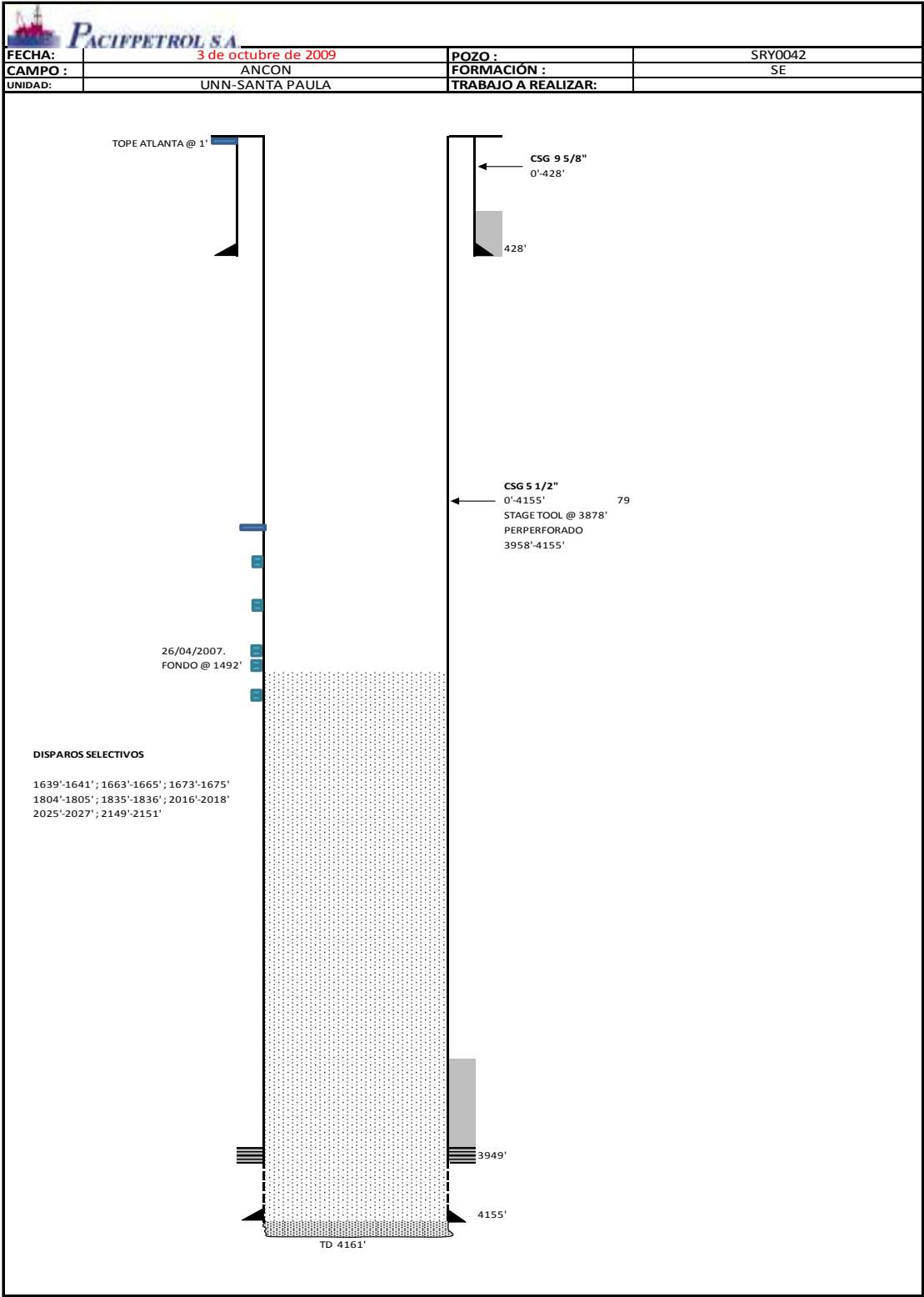
Anexo # 18: Comportamiento, curva de restauración de nivel – Pozo SPA0242

POZO: SPA1006

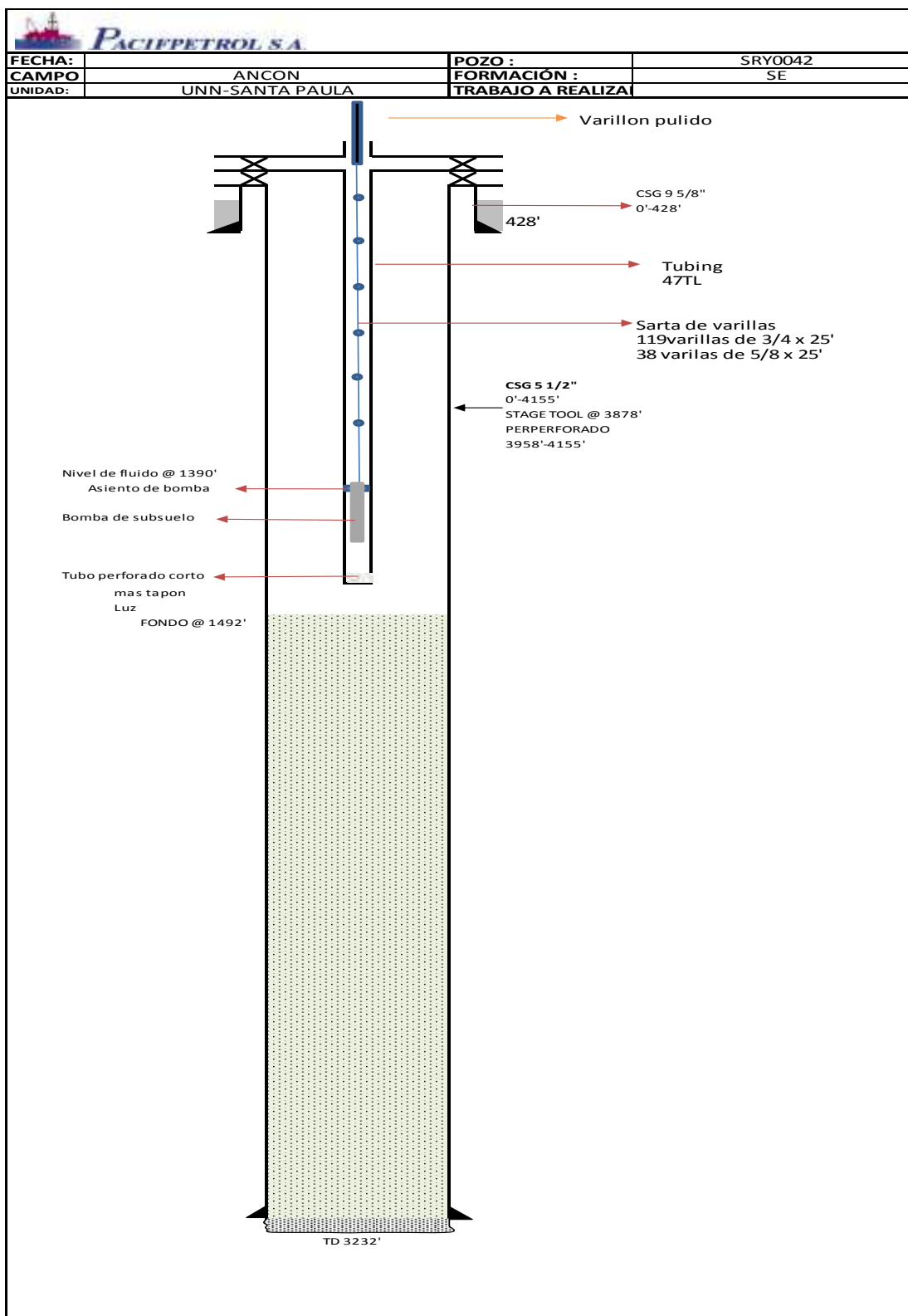


Anexo # 19: Comportamiento, curva de restauración de nivel – Pozo. SPA1006.

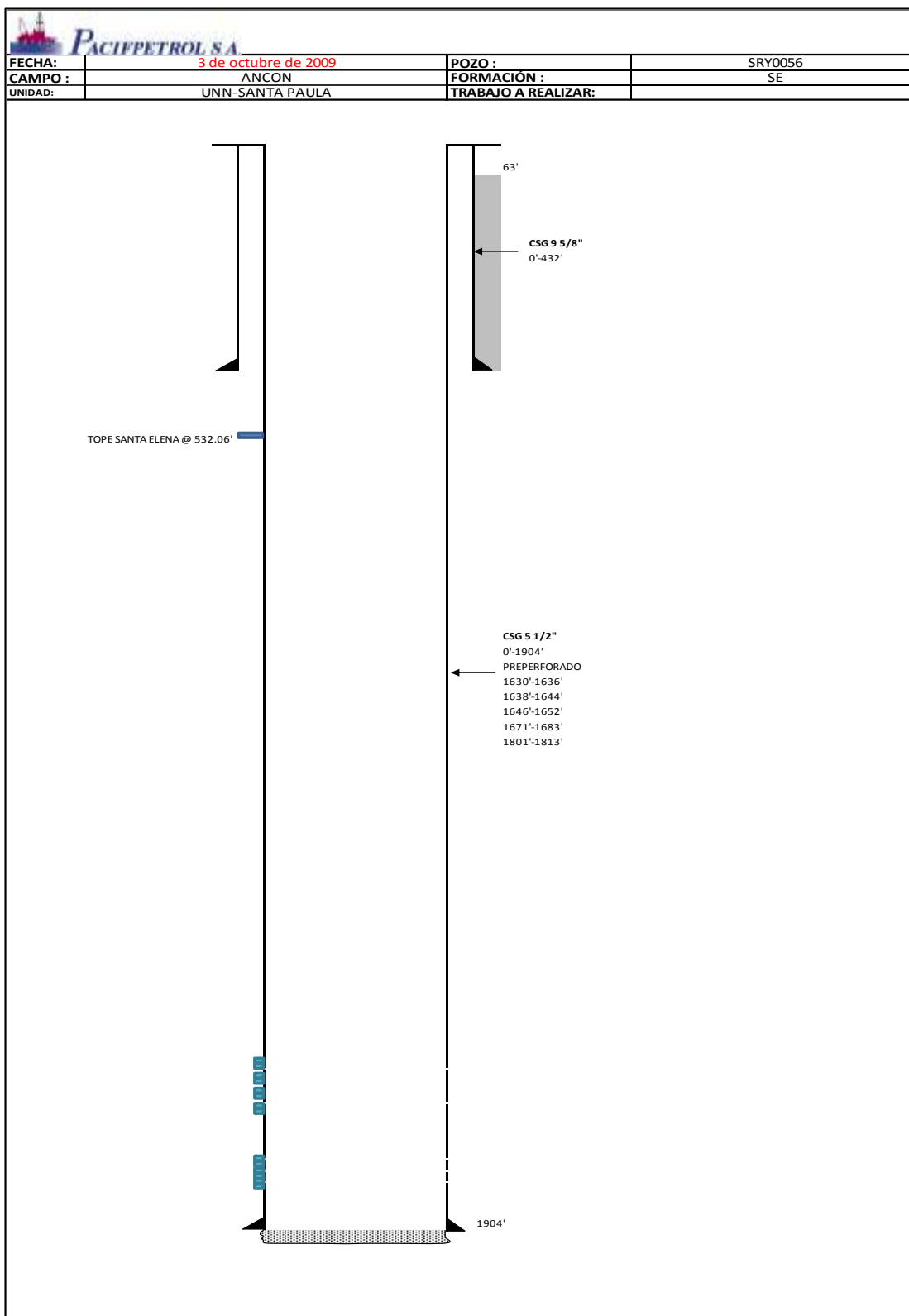
5.4.3 Diagramas de completaciones actuales y futuras



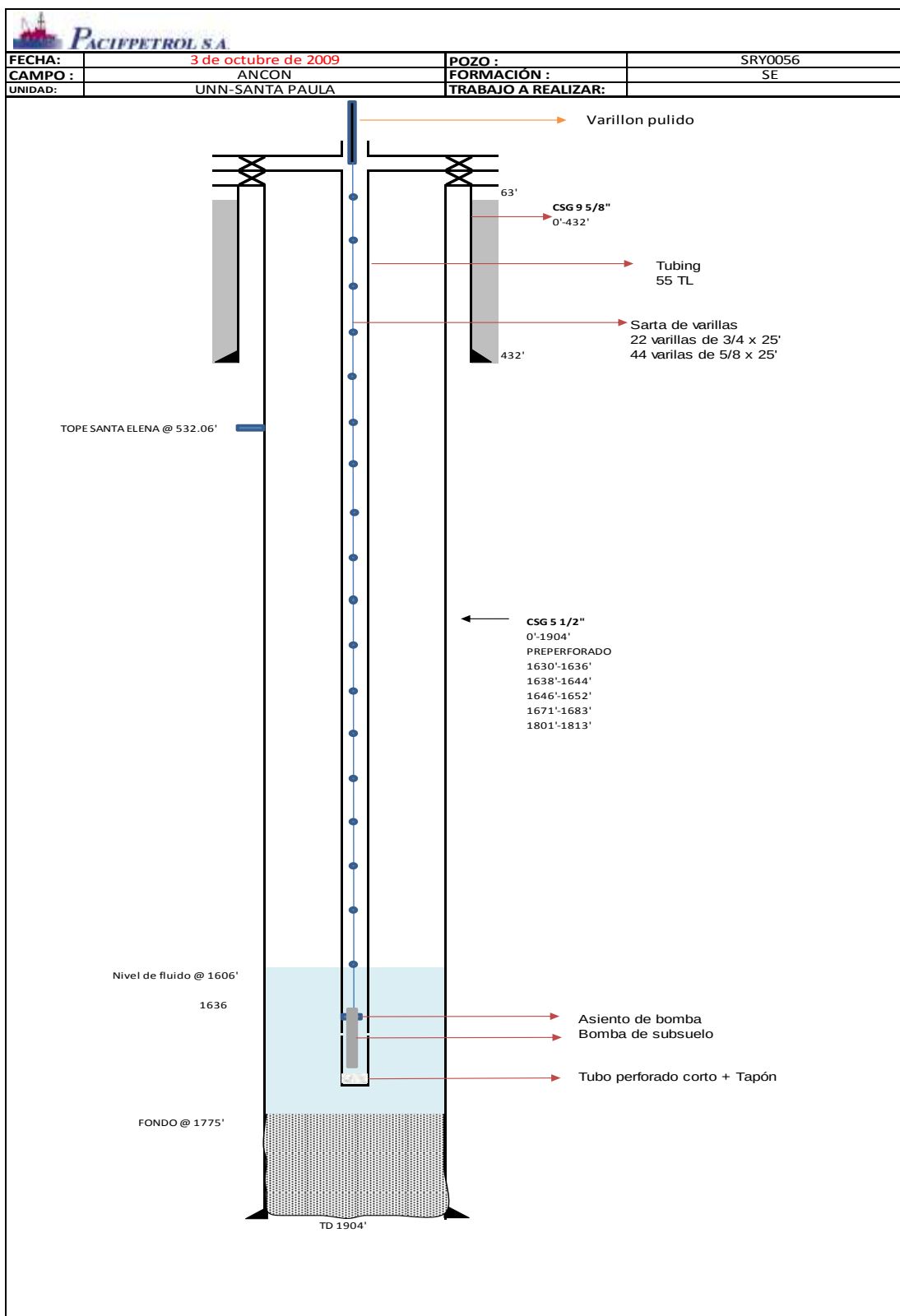
Anexo # 20: Completación actual SRY0042



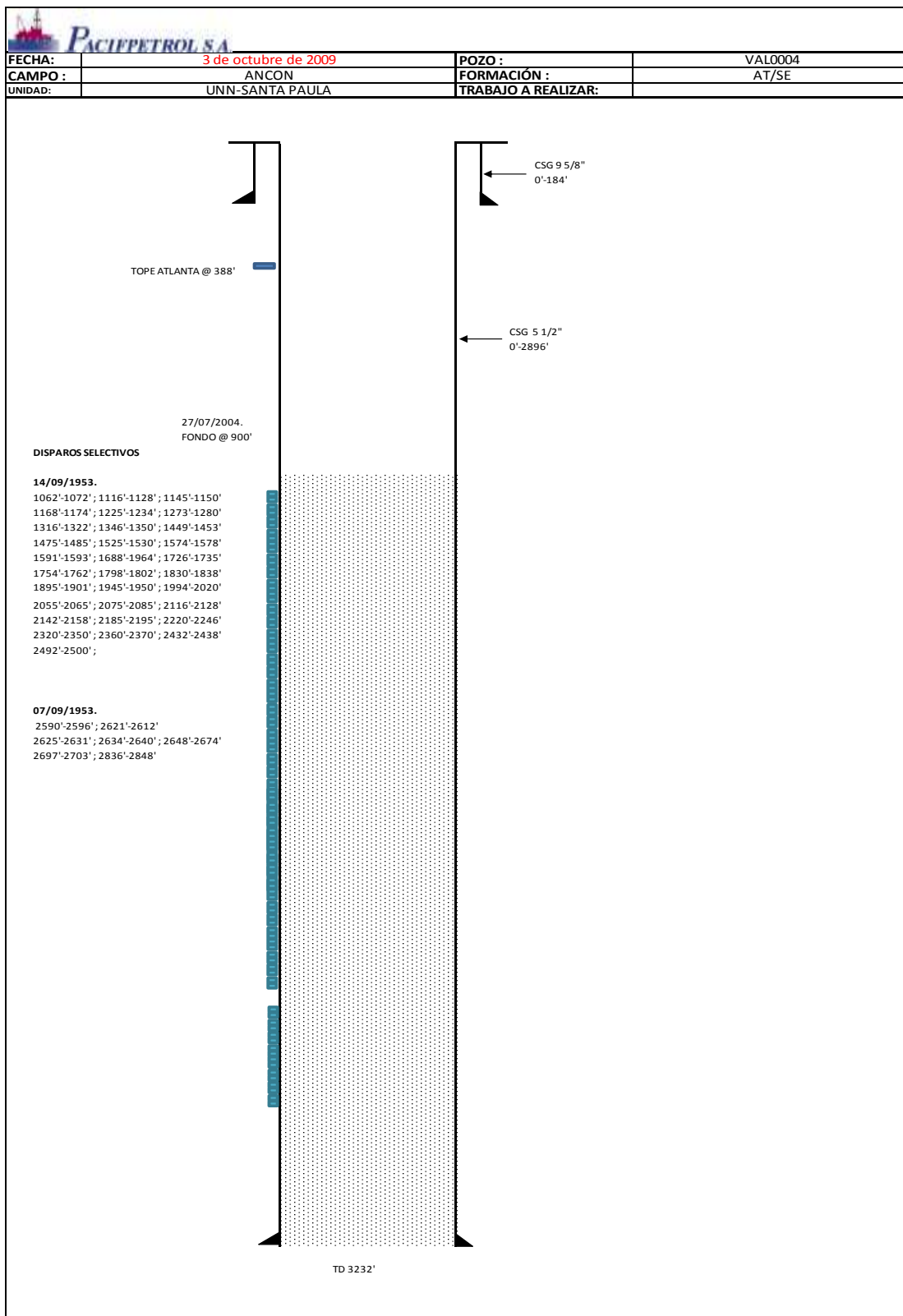
Anexo # 21: Completación futura SRY0042



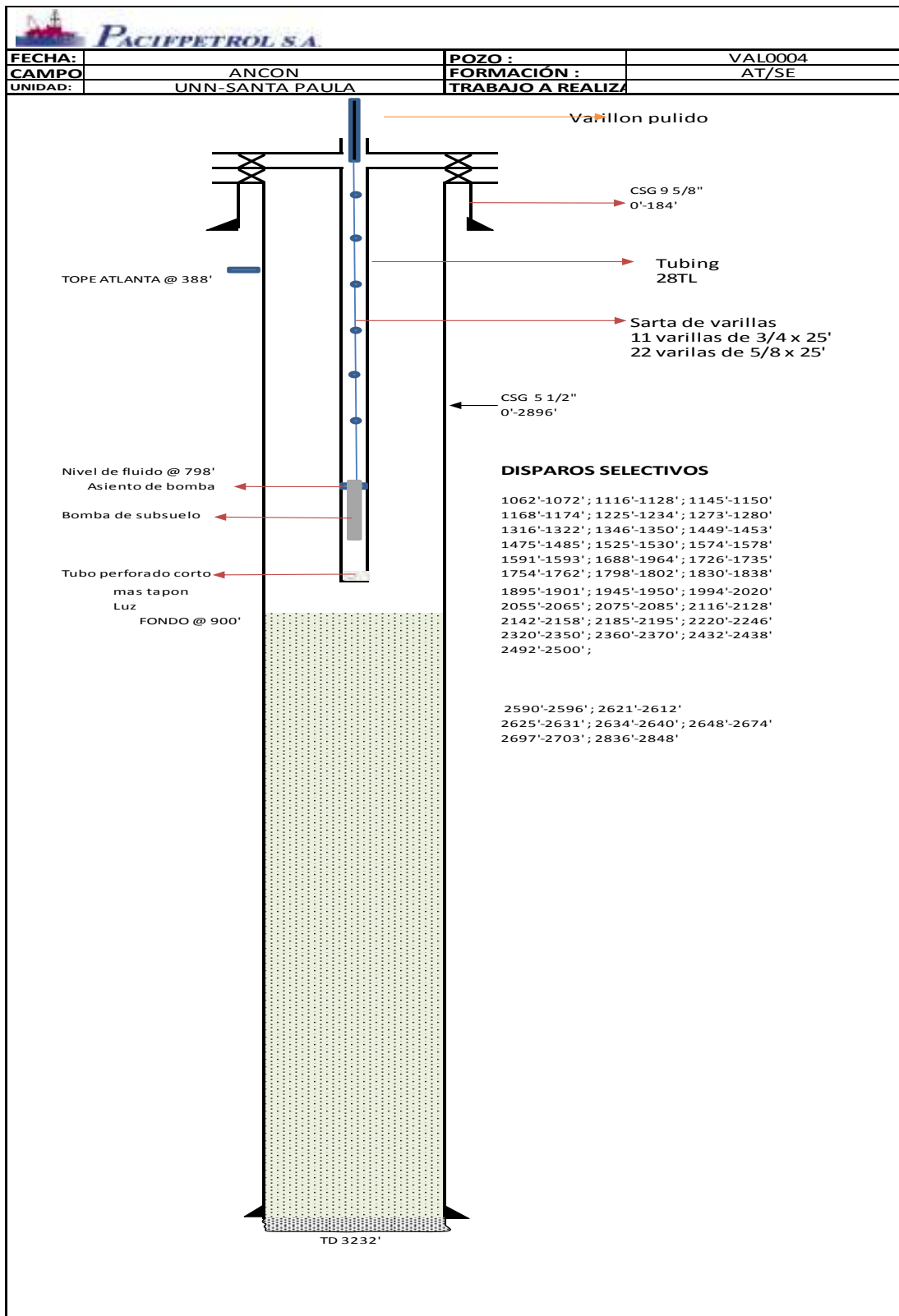
Anexo # 22: Completación futura SRY0056



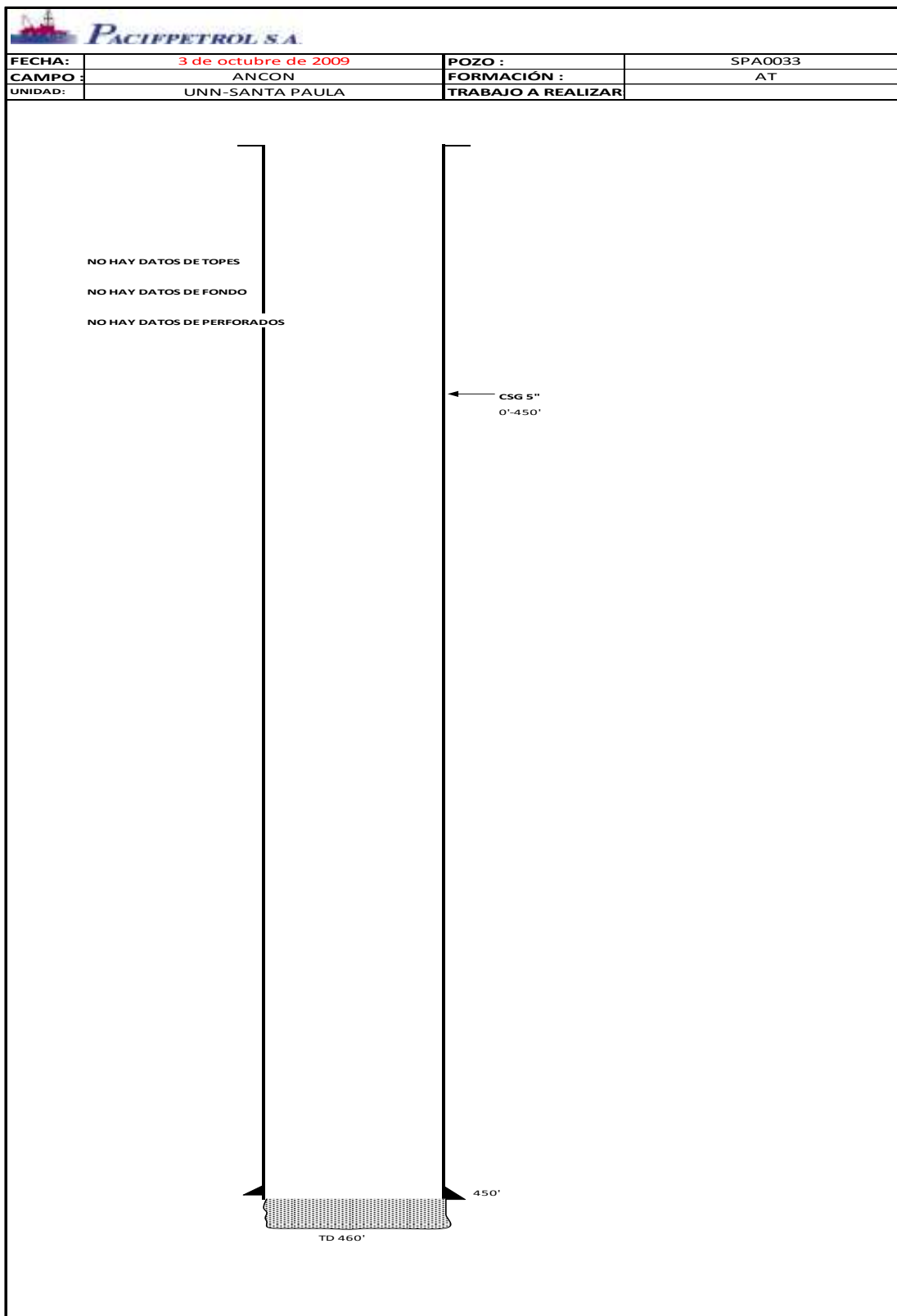
Anexo # 23: Completación futura SRY0056



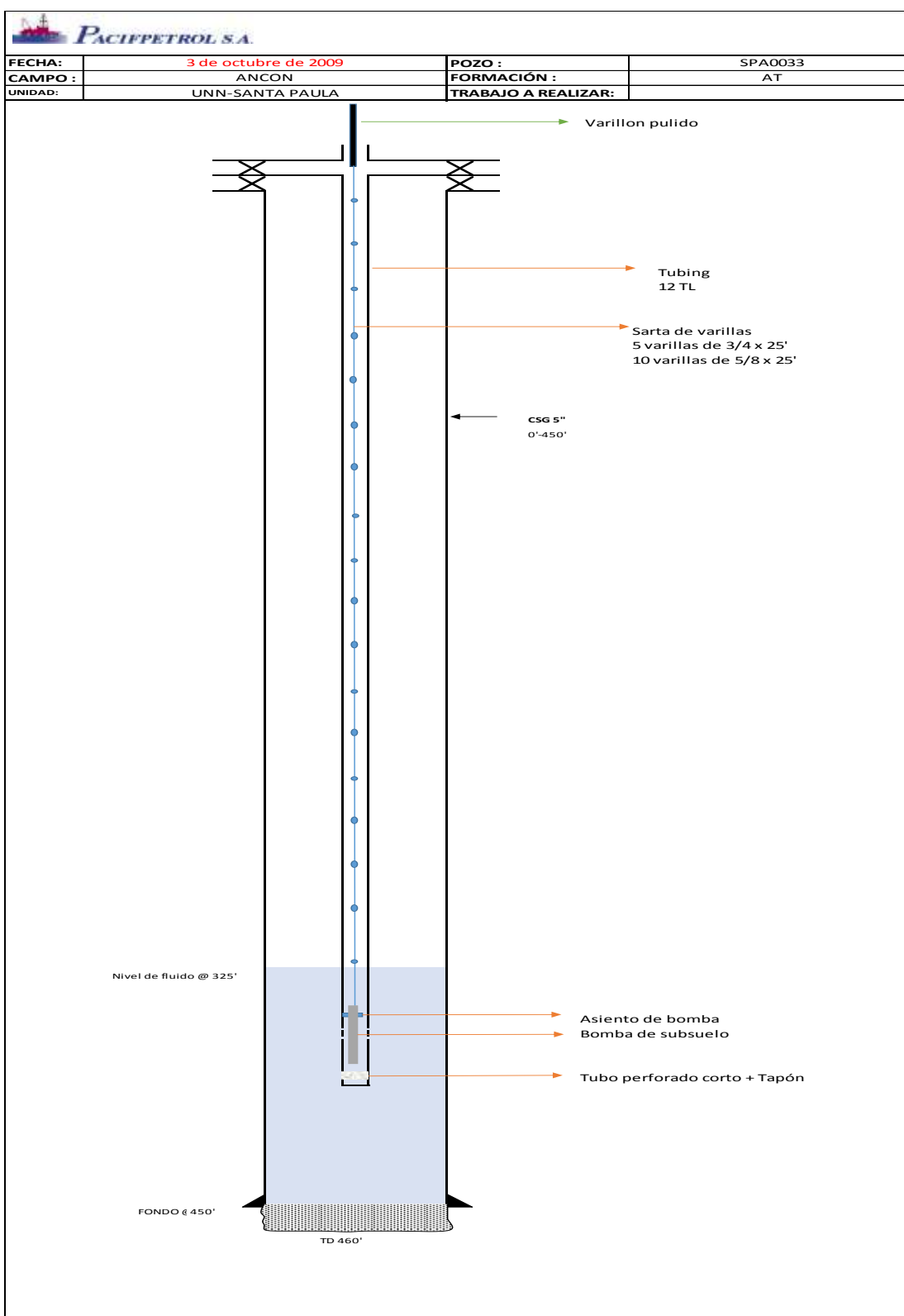
Anexo # 24: Completación actual VAL0004



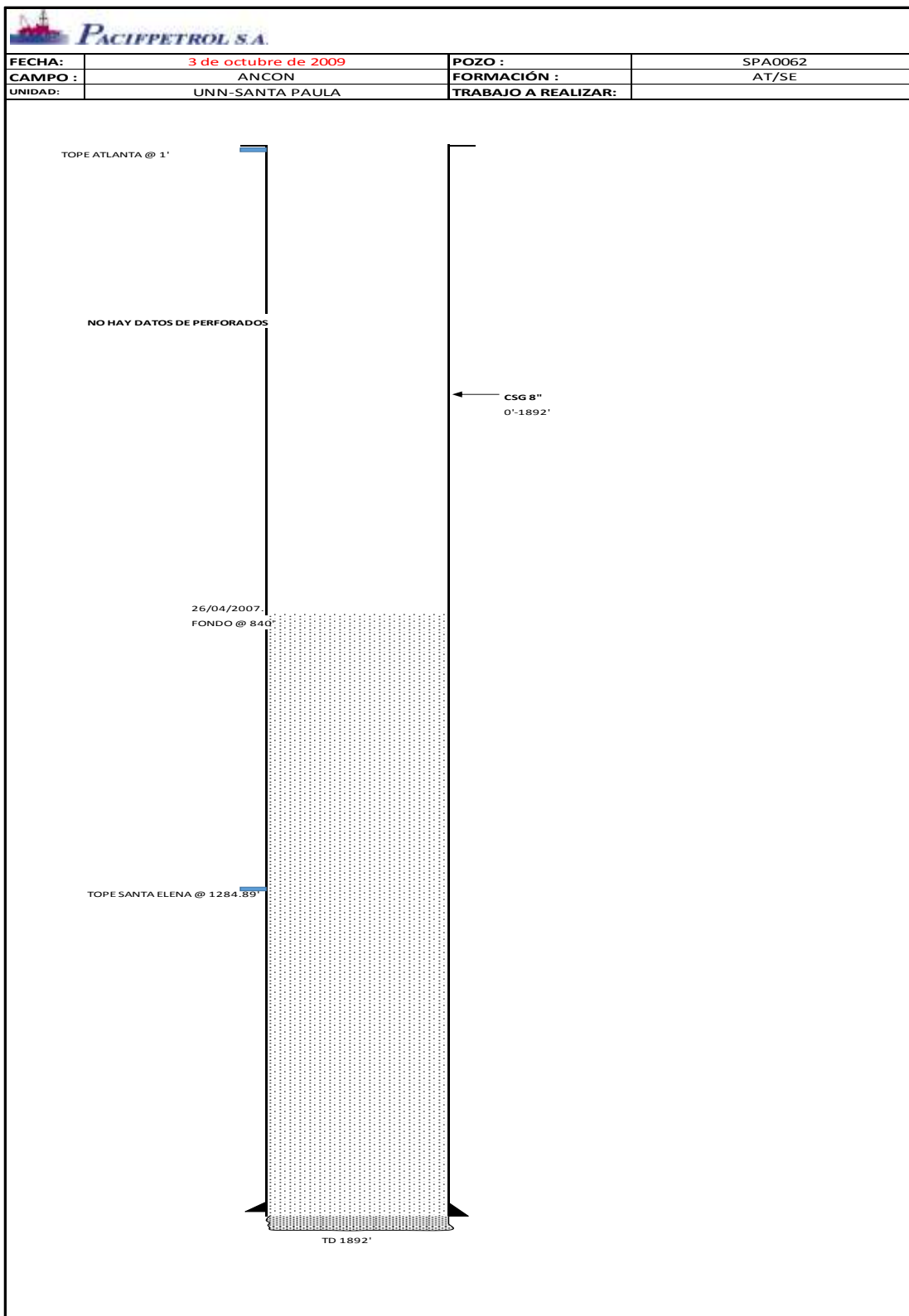
Anexo # 25: Completación futura VAL0004



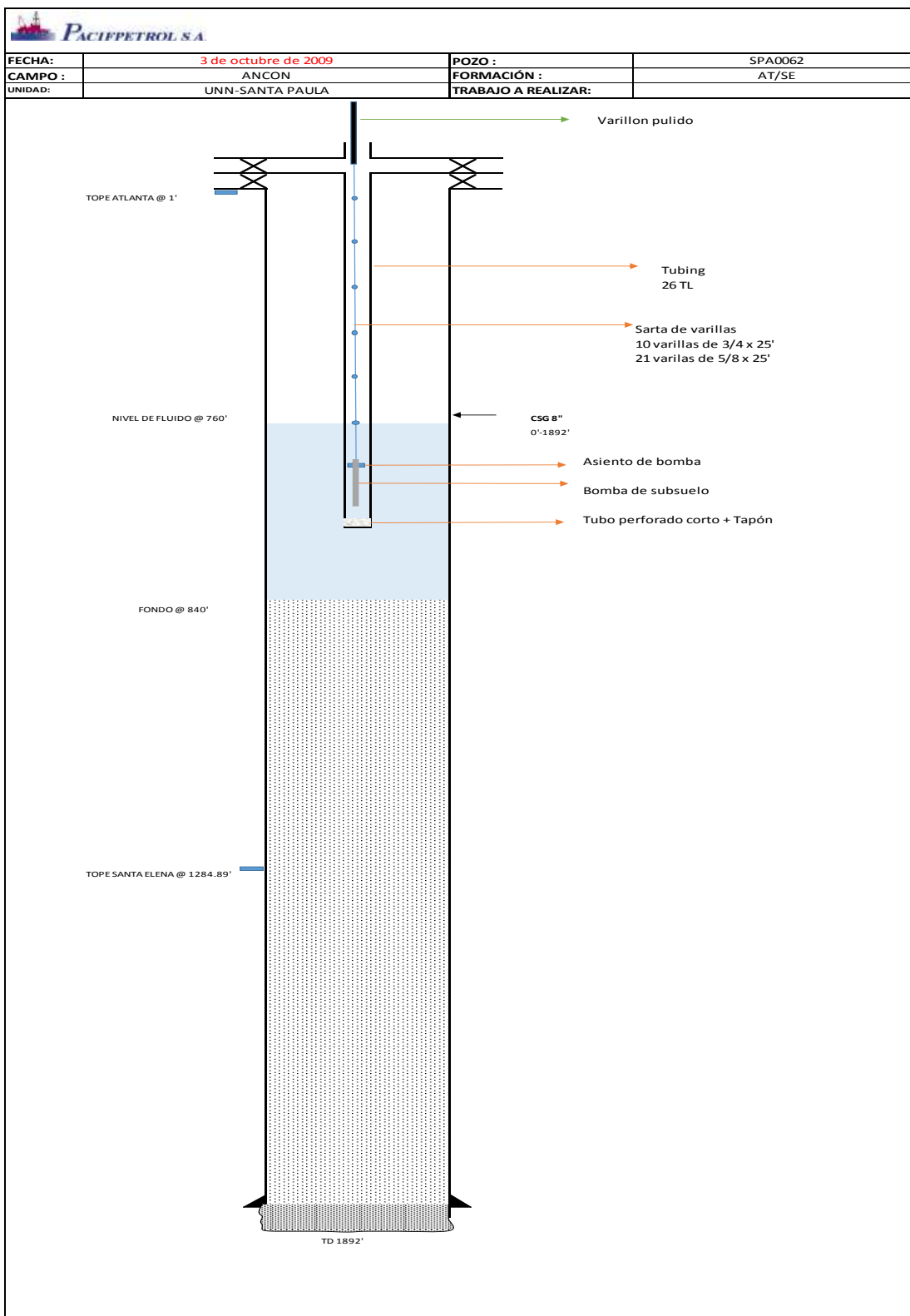
Anexo # 26: Completación actual SPA0033



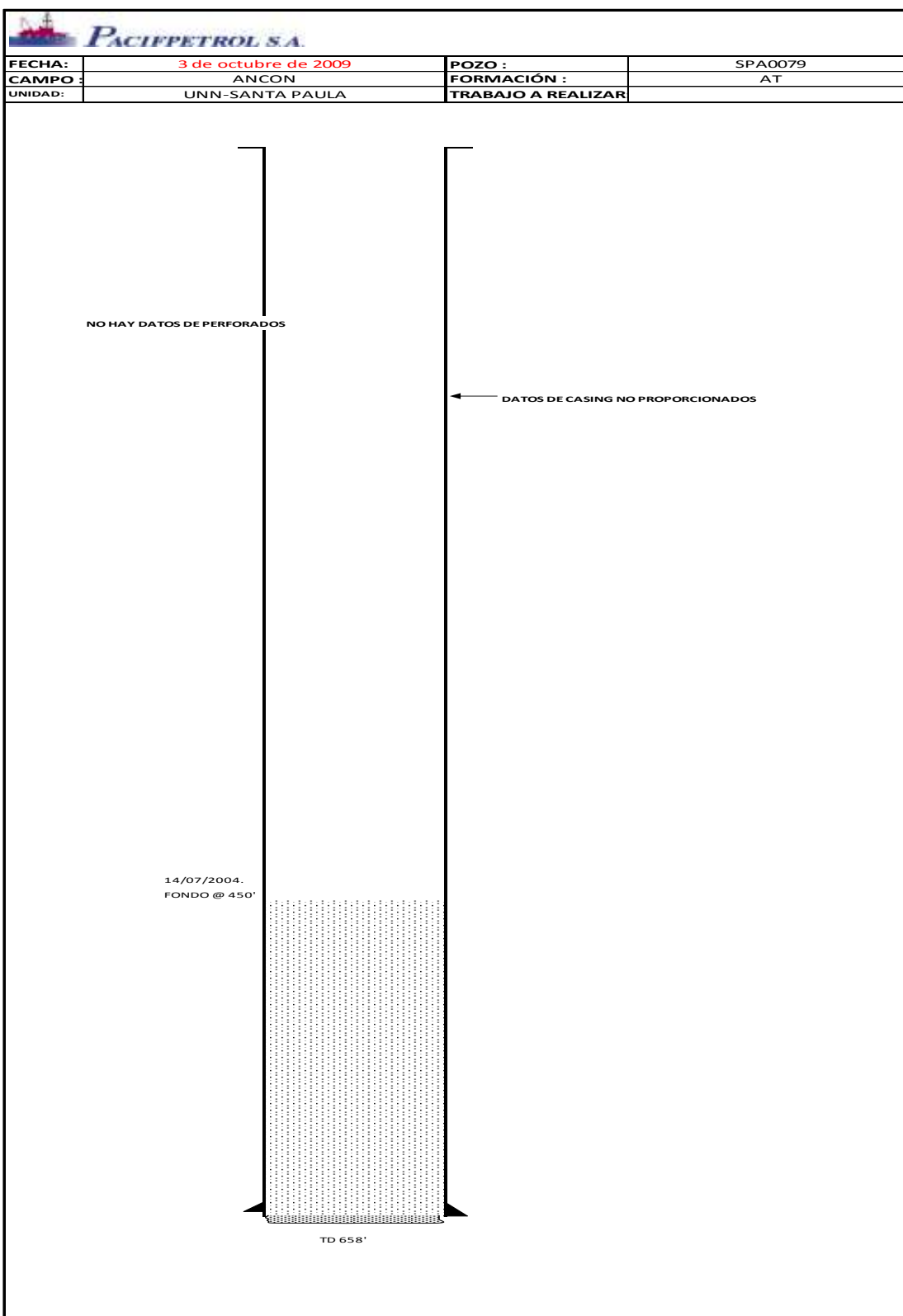
Anexo # 27: Completación futura SPA0033



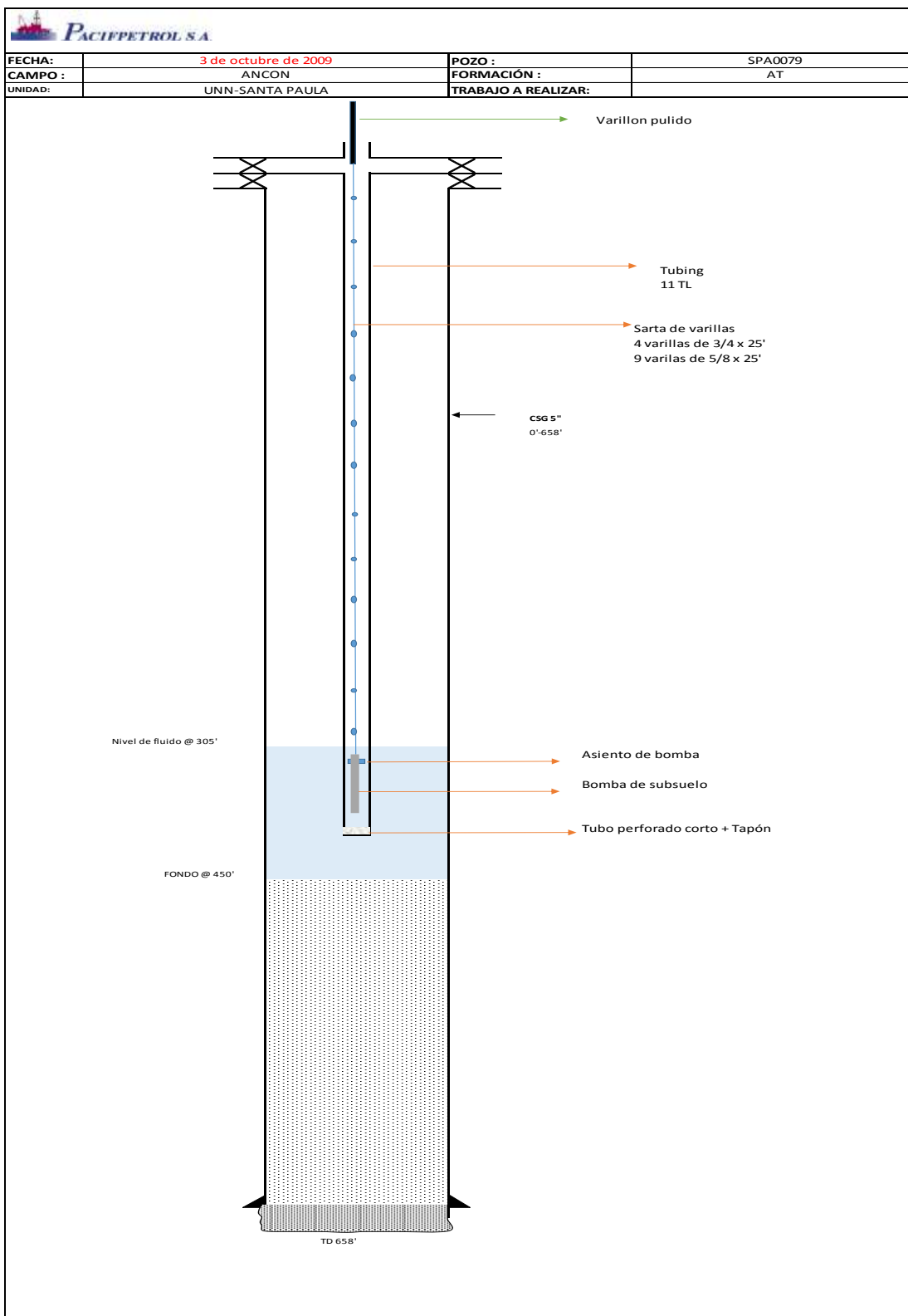
Anexo # 28: Completación actual SPA0062



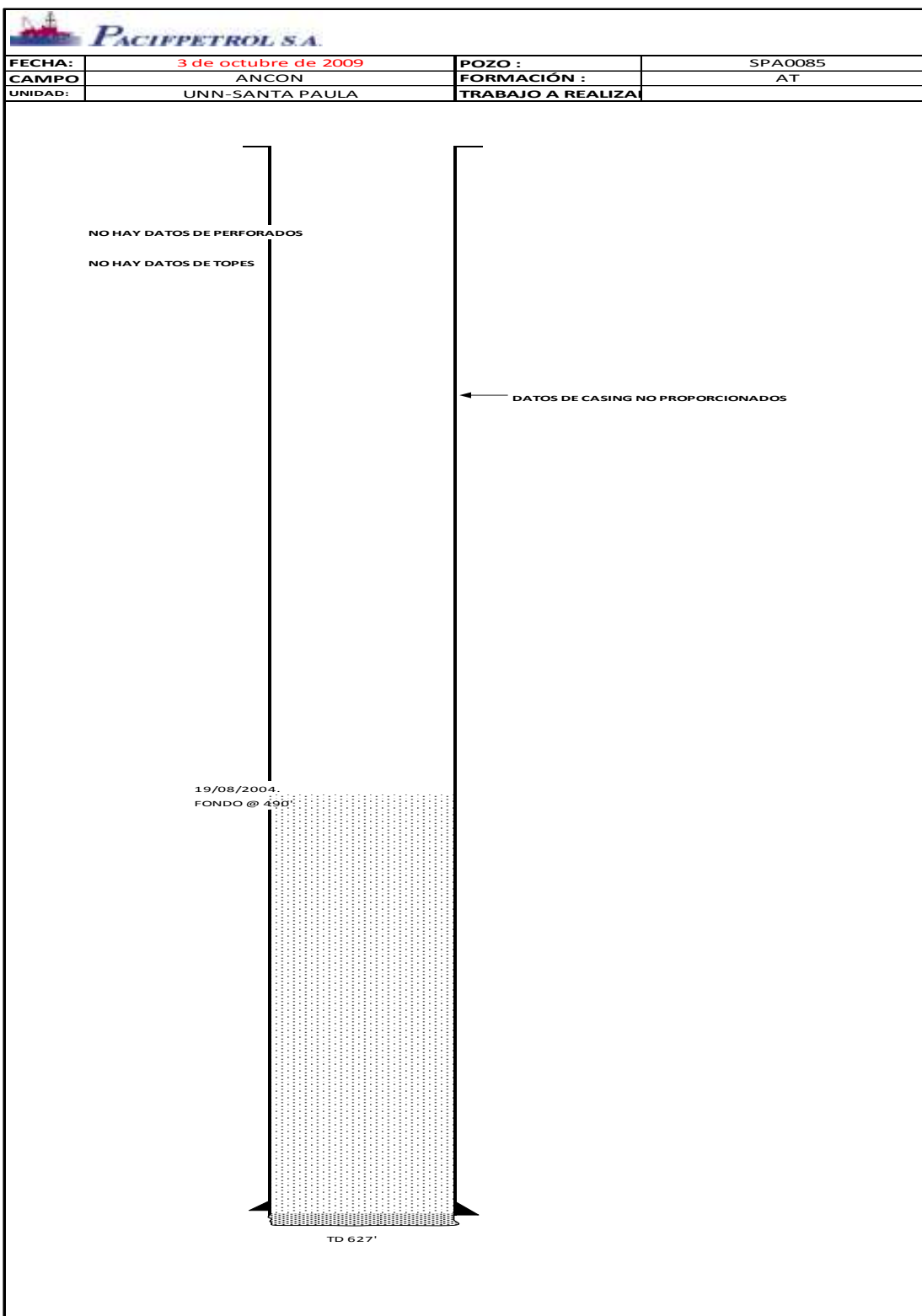
Anexo # 29: Completación futura SPA0062



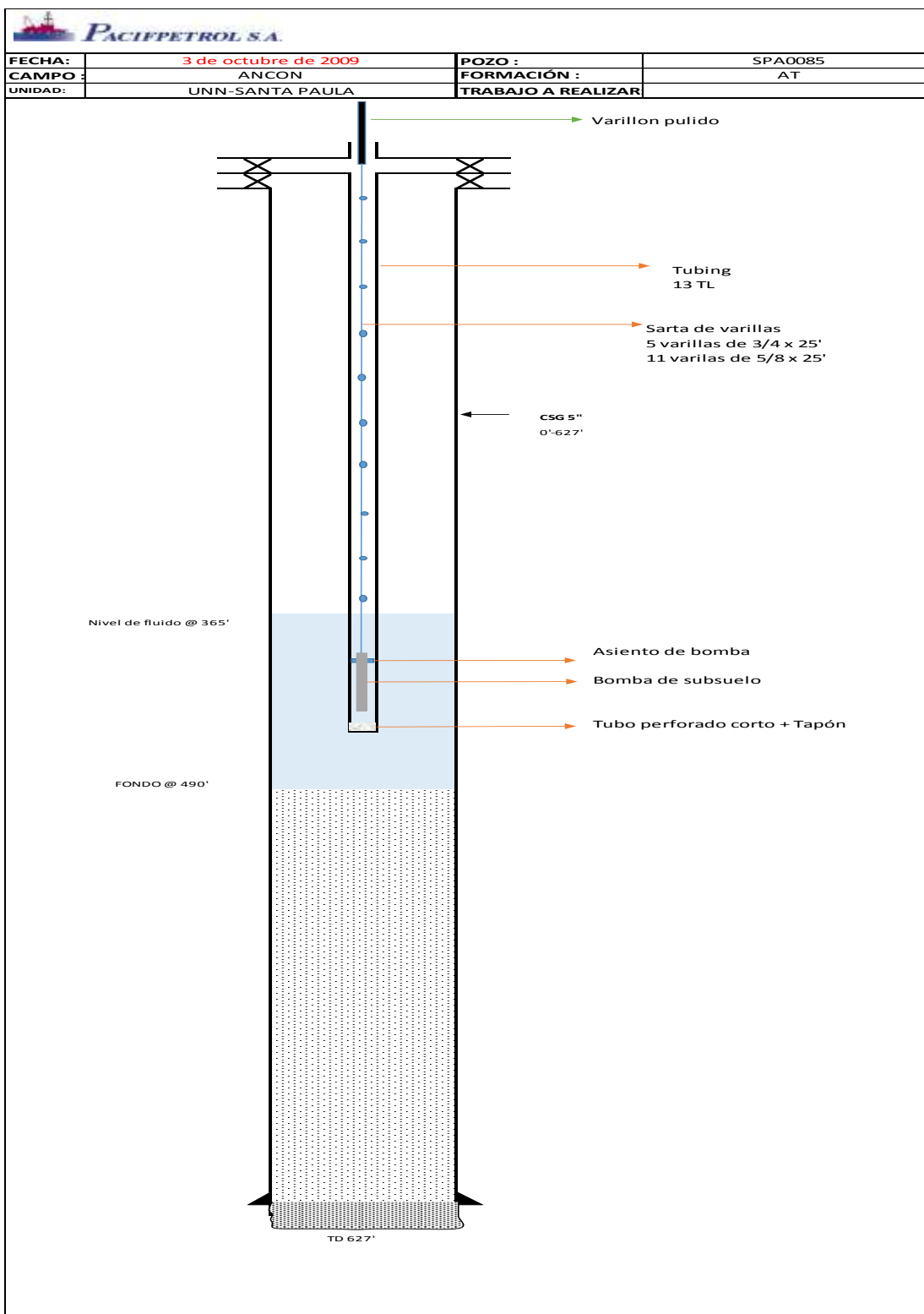
Anexo # 30: Completación actual SPA0079



Anexo # 31: Completación futura SPA0079



Anexo # 32: Completación actual SPA0085



Anexo # 33: Completación futura SPA0085



FECHA:	24 de septiembre de 2009	POZO :	SPA0212
CAMPO :	ANCON	FORMACIÓN :	
UNIDAD:	UNCO - SANTA PAULA	TRABAJO A REALIZAR:	

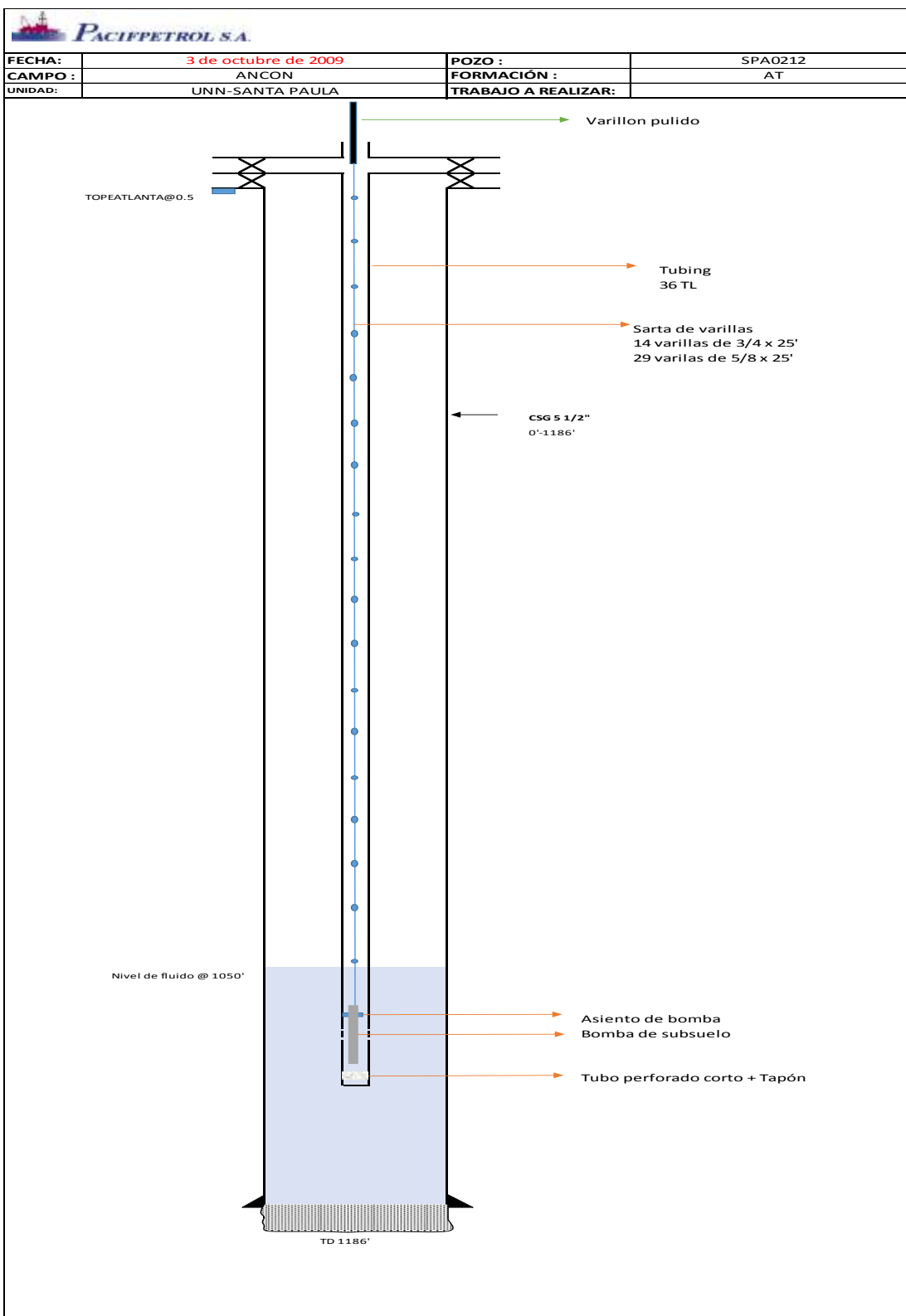
TOPEATLANTA@0.5

NO REGISTRA INFORMACION DE PUNZADOS

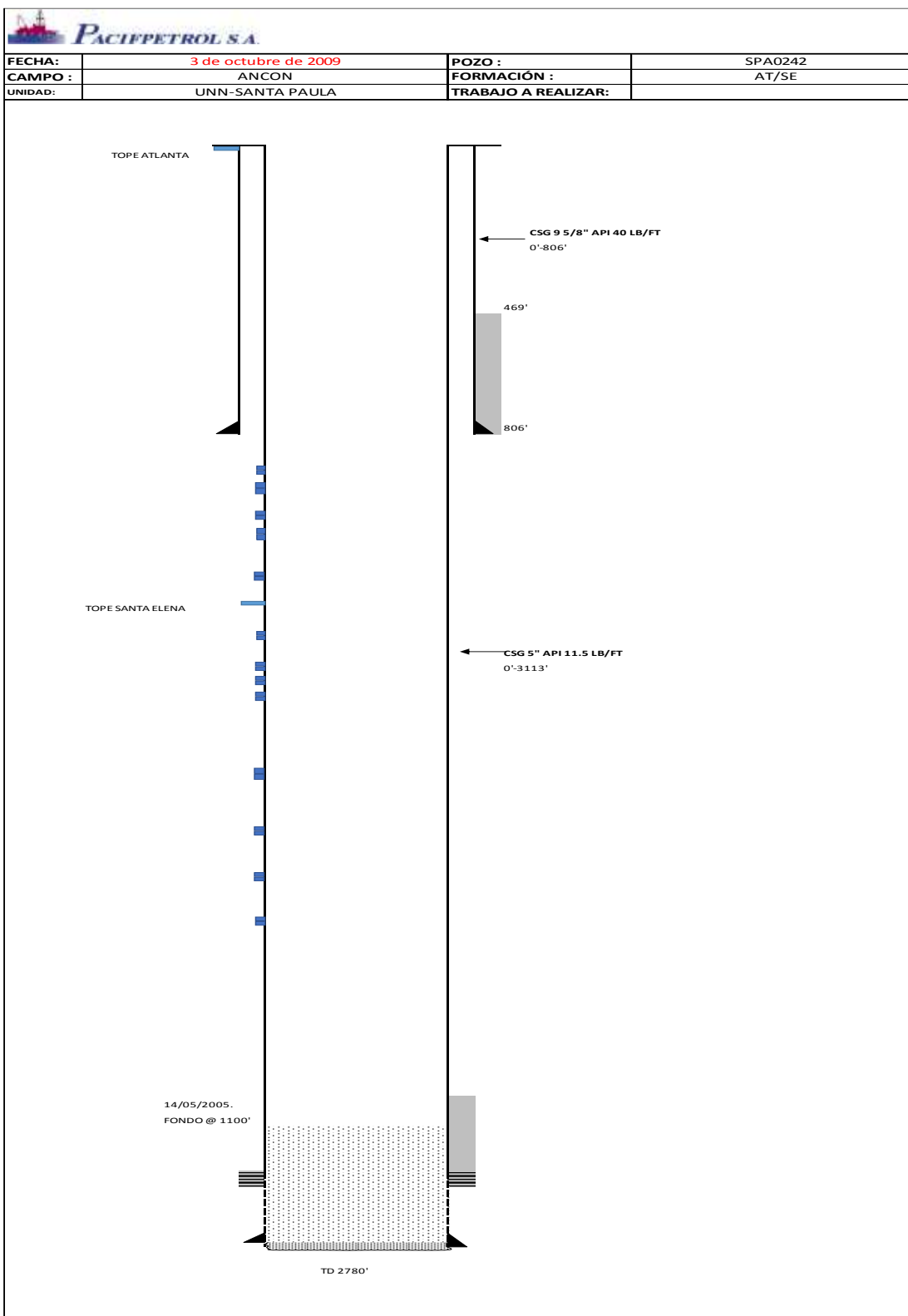
← NO REGISTRA INFORMACION DE CASING

TD 1186'

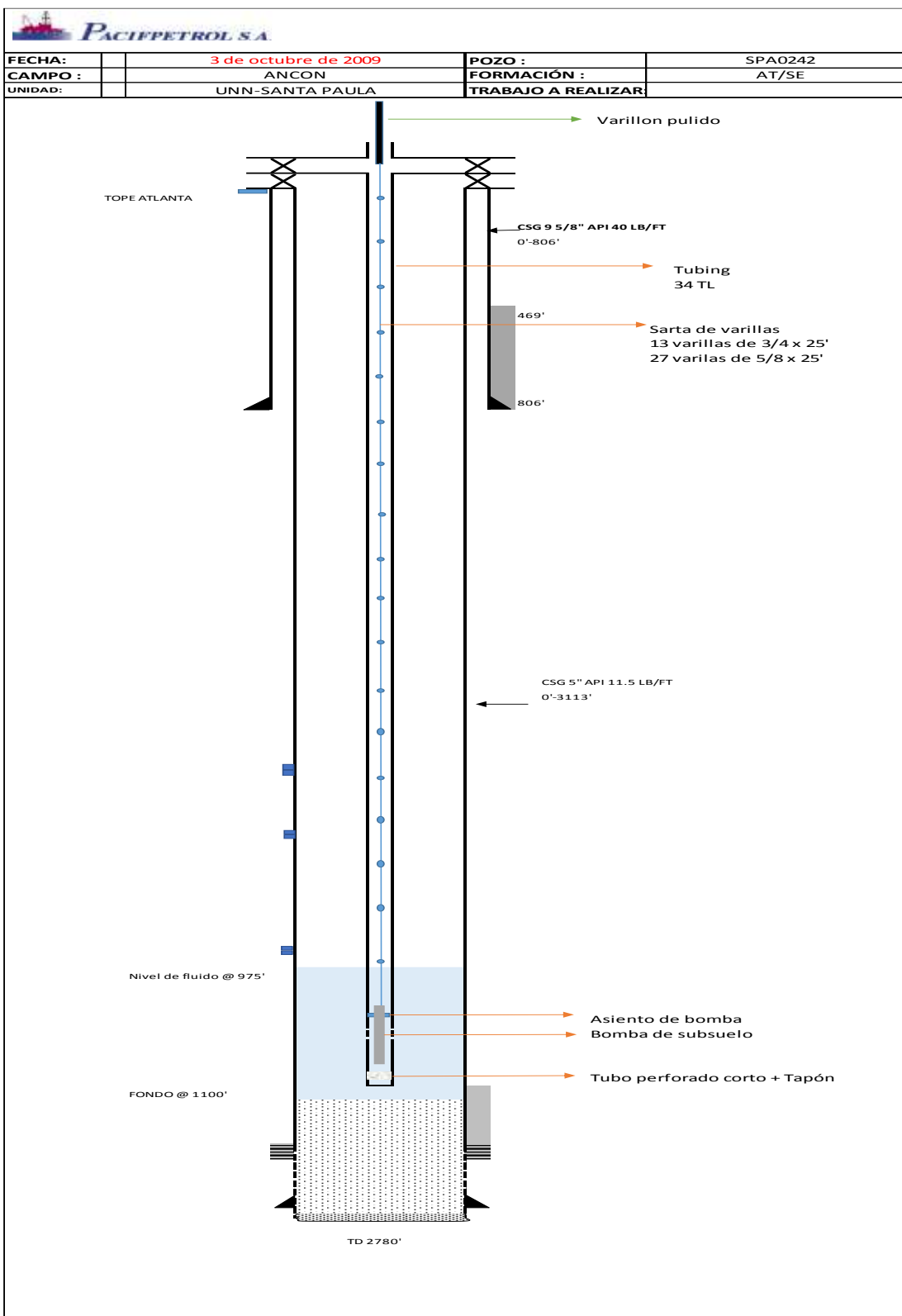
Anexo # 34: Completación actual SPA0212



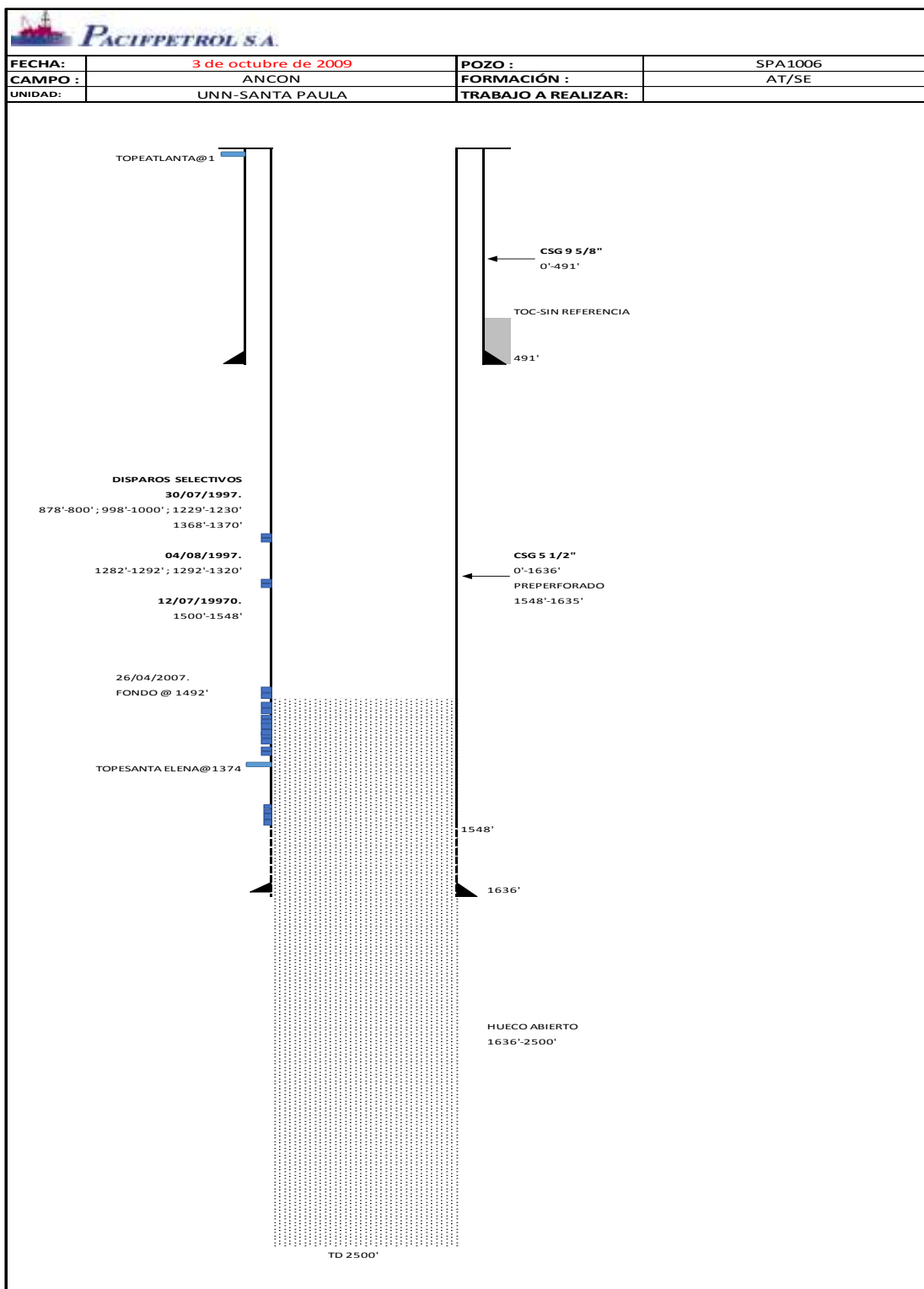
Anexo # 35: Completación futura SPA0212



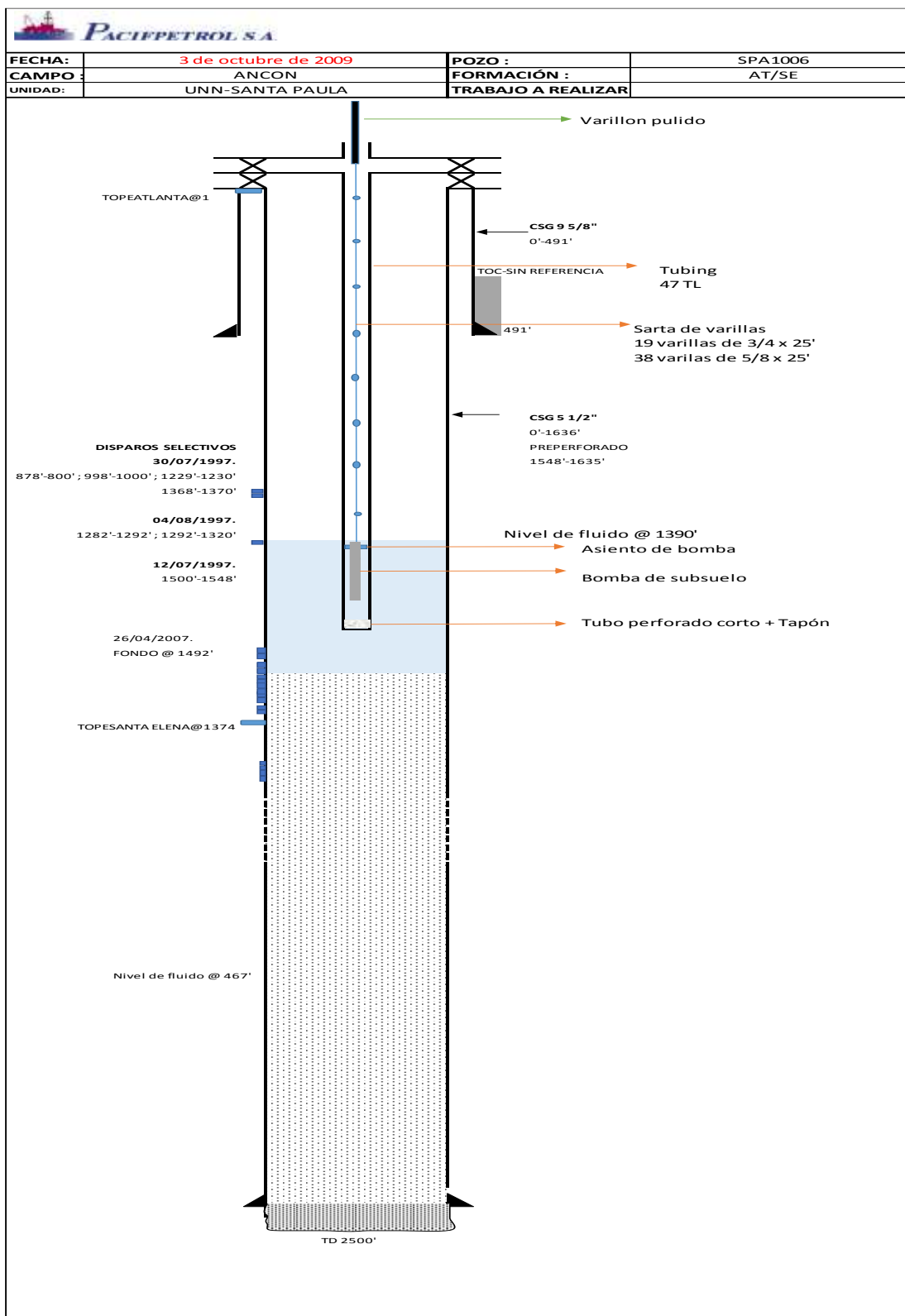
Anexo # 36: Completación actual SPA0242



Anexo # 37: Completación futura SPA0242



Anexo # 38: Completación actual SPA1006



Anexo # 39: Completación futura SPA1006

5.4.4 Costos de SLA de BM – HL para la implementación del proyecto.

GASTOS DE HERRAMIENTA LOCAL		ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	PROMEDIO
HL	COMBUSTIBLE	-1924,64	-2062,37	-4340	-3992,35	-3171,99	-2423,65	-2845,04	-2911,52	-3421,14	-2872,05	-3336,55	-462,67	-2813,66417
	CONSUMOS Y REPUESTOS EXTRACCIÓN	-190,17	-280,25	-430,98	-598,86	-600,5	-575,3	-1885,75	-2482,3	-217,05	-3078,15	1520,5	-1016,58	-819,615833
	GRASAS Y LUBRICANTES	-205,57	-79,32	-737,99	-474,48	-468,33	-413,65	-918,08	-669,31	-648,17	-991,9	-1309,71	-1778,61	-724,593333
	CONSUMO Y REPUESTO DE MANTENIMIENTO	-12128,58	-7430,8	-11560,65	-9129,03	-5004,66	-11140,59	-13662,47	-5337,7	-6741,65	-10306,61	-2530,46	-445,4	-7951,55

GASTOS DE BOMBEO MECÁNICO		ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	PROMEDIO
EXTRACCIÓN DE BM	CONSUMOS Y RESPUESTOS	-2629,89	-1899,06	-1325,36	-3162,5	-6537,01	-3577	-5334,72	-5283,84	-4309,03	-11357,05	-4669,2	-7259,68	-4778,695
	COMBUSTIBLES	-1728,71	-1783,89	-1611,13	-1781,9	-1685,8	-2247,22	-1830,74	-2001,65	-1727,19	-2327,33	-1810,89	-2290,76	-1902,2675
MANTENIMIENTO	CONSUMOS Y RESPUESTOS	-8274,1	-8491,4	-9029,16	-8105,44	-9191,56	-8417,86	-8300,7	-8500,52	-7921,45	-7991,26	-8025,77	-7996,1	-8353,77667
	GRASAS Y LUBRICANTES	-3737,21	-3128,63	-3737,21	-3655,41	-3840,17	-3650,16	-3811,5	-3283,18	-2889,87	-3844,93	-2727,34	-3194,98	-3458,3825
	MANTENIMIENTO Y EQUIPOS TALLERES	-2536,05	-906,69	-538,23	-538,23	-488,64	-1722,78	-1565,81	-902,24	-1323,55	-749,59	-534,33	-138,25	-995,365833

Anexo # 40: Costos de SLA de BM-HL para la implementación del proyecto.

POZOS	NIVEL DE FLUIDO FT	VARILLAS	CONSTANTE	RESULTADO EN PIES	FT EN VARILLA C/U 25 FT	# DE VARILLAS
SPA0024	497	3/4	33%	164,01	25	7
		5/8	67%	332,99	25	13
SPA0069	830	3/4	33%	273,9	25	11
		5/8	67%	556,1	25	22
SRY0042	1420	3/4	33%	468,6	25	19
		5/8	67%	951,4	25	38
SRY0056	1636	3/4	33%	539,88	25	22
		5/8	67%	1096,12	25	44
VAL004	828	3/4	33%	273,24	25	11
		5/8	67%	554,76	25	22
SPA0079	335	3/4	33%	110,55	25	4
		5/8	67%	224,45	25	9
SPA0085	395	3/4	33%	130,35	25	5
		5/8	67%	264,65	25	11
SPA0212	1080	3/4	33%	356,4	25	14
		5/8	67%	723,6	25	29
SPA1006	1420	3/4	33%	468,6	25	19
		5/8	67%	951,4	25	38
SPA0062	790	3/4	33%	260,7	25	10
		5/8	67%	529,3	25	21
SPA0242	1005	3/4	33%	331,65	25	13
		5/8	67%	673,35	25	27
SPA0033	355	3/4	33%	117,15	25	5
		5/8	67%	237,85	25	10
TOTAL DE VARILLAS	3/4	3495,03				
	5/8	7095,97				

Anexo # 41: Tabla de cálculo de varillas de los pozos seleccionados (12 pozos)

POZOS	PROFUNDIDAD		TUBERIAS DE 2 7/8 LARGOS 30FT	TUBERIAS DE 2 7/8 CORTOS 20FT
SPA0024	497		17	
SPA0069	830	810	27	
		20		1
SRY0042	1420		47	
SRY0056	1636		55	
VAL0004	828		28	
SPA0079	335		11	
SPA0085	395		13	
SPA0212	1080		36	
SPA1006	1420		47	
SPA0062	790		26	
SPA0242	1005		34	
SPA0033	355		12	
TOTAL EN FT		10591		

Anexo # 42: Tabla de cálculo de tuberías de producción de los pozos seleccionados (12 pozos)

FLUJO DE CAJA		
INTERES ANUAL	0,15	15
INTERES MENSUAL	0,0125	1,25
DECLINACION ANUAL	0,03	3
DECLINACION MENSUAL	0,0025	0,25
PRECIO DEL CRUDO	60	

Anexo # 43: Datos para efectuar el flujo de caja