

**ESTUDIO TÉCNICO Y FINANCIERO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA
DE LEVANTAMIENTO PLUNGER LIFT EN POZOS DE LOS CAMPOS TIBU Y
SARDINATA DE ECOPETROL S. A.**

ADRIANA CAROLINA BARRETO PARDO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**ESTUDIO TÉCNICO Y FINANCIERO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA
DE LEVANTAMIENTO PLUNGER LIFT EN POZOS DE LOS CAMPOS TIBU Y
SARDINATA DE ECOPETROL S. A.**

ADRIANA CAROLINA BARRETO PARDO

**Trabajo de grado presentado como
Requisito para obtener el título de
Ingeniero de Petróleos**

DIRECTOR

Ing. CESAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ

CO DIRECTOR

Ing. JOSE LUIS JIMENEZ RIOS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

AGRADECIMIENTOS

A Dios por ser mi guía durante todas las etapas de mi vida y por mostrarme siempre el mejor camino.

Al ingeniero Cesar Augusto Pineda por su guía y apoyo durante el desarrollo de este proyecto, más que mi director siempre ha sido un gran amigo, consejero y siempre ha tenido palabras de aliento durante mi vida universitaria.

Al ingeniero José Luis Jiménez Ríos, por su orientación y apoyo brindado durante el desarrollo de este proyecto, por sus grandes consejos como profesional y amigo. Su valiosa colaboración fue fundamental para cumplir a cabalidad los objetivos de este proyecto.

Al grupo del Departamento de Ingeniería de la SCO, Eliza, Johnny, Vladimir, Jorgito, Pastorcito, Fredy, Xiomy y Raulcito, quienes me acompañaron en una gran etapa en mi vida profesional, me apoyaron y me escucharon cada vez que lo necesité y me orientaron en la gran industria del petróleo. No pude tener mejor equipo.

Al Ingeniero Alirio Martínez Cuadros por darme su asesoría para desarrollar el estudio financiero de este proyecto y por sus excelentes consejos para la vida laboral.

A Erik, Carlos y Ricardo. Por brindarme todo su apoyo y tener paciencia por las múltiples llamadas buscando información para este proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander por permitir formarme en esta profesión.

A todos muchas gracias.

Adriana Carolina Barreto Pardo

DEDICATORIA

A Dios por ser mi guía, por siempre estar demostrándome que está conmigo en todas mis decisiones, por darme sabiduría, fortaleza y amor.

A mi mamá María Teresa Pardo, por ser mi bastón, por apoyarme en mis buenas y malas decisiones, por brindarme lo más hermoso y sincero que una persona puede brindar Amor. Por darme la oportunidad de convertirme en una gran profesional a ella le debo todo lo que soy.

A mi hermano Germán por ser siempre como un padre para mí, por ser mi guía en las diferentes experiencias de mi vida, por apoyarme y por ser la imagen a seguir que siempre necesite.

A mi hermano Oscar, por estar ahí cuando necesitaba consejos, por protegerme y cuidarme en todos estos años.

A mis amigos, Tatis, Deisyu, Yury, Aleja, Karina, Nino, Steffan, Mariel, Gesley, Tata, Dani, Natha, Juan pa, Diego y Alied. Por acompañarme en esta gran etapa de mi vida, por consentirme muchísimo y por ser unos grandes amigos.

A mis compañeras de casa Johanínchiris y Eli, que fueron mi apoyo, mis amigas y mis hermanas.

A Diego por brindarme su amor, su compañía y su apoyo en los momentos que más lo necesité, por aconsejarme y por entenderme siempre.

Adriana Carolina Barreto Pardo

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	17
1. SISTEMA PLUNGER LIFT	19
1.1 DESCRIPCIÓN BÁSICA DEL SISTEMA PLUNGER LIFT	20
1.2 ELEMENTOS PARA LA INSTALACIÓN DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO NEUMÁTICO PLUNGER LIFT	22
1.2.1 Instalación de fondo	22
1.2.2 Instalación de superficie.	28
1.3 CICLO DE PRODUCCIÓN DE UN SISTEMA PLUNGER LIFT	31
1.4 PARÁMETROS DE SELECCIÓN DE POZOS PARA INSTALACIÓN DEL SISTEMA PLUNGER LIFT.....	35
1.4.1 Tipos de pozos que necesitan Plunger Lift	35
1.4.2 Parámetros de Aplicación del Sistema Plunger Lift	36
1.4.3 Tipos de pozos según el afterflow.....	36
1.5 PROBLEMAS OPERATIVOS.....	37
1.5.1 Problemas más comunes.....	37
1.5.2 Ventajas y limitaciones	37
1.6 BENEFICIOS POTENCIALES	38
1.7 PRINCIPALES PROVEEDORES DEL SISTEMA PLUNGER LIFT.....	40
1.8 COSTOS ASOCIADOS A LA INSTALACIÓN DE FONDO Y SUPERFICIE DE UN SISTEMA PLUNGER LIFT	41
2. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS TIBU Y SARDINATA	45
2.1 CAMPO TIBÚ.....	45
2.2 CAMPO SARDINATA	49
3. ESTUDIO TECNICO - FINANCIERO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA PLUNGER LIFT	53
3.1 ESTUDIO TECNICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA PLUNGER LIFT	53

3.1.1 Identificación de los pozos con sistema de levantamiento artificial Plunger Lift.....	53
3.1.2 Recopilación de la información.	54
3.1.3 Selección de la información y análisis de parámetros.....	55
3.1.4 Análisis de producción.	56
3.1.4.1 Pozo Tibú 4K.	57
3.1.4.2 Pozo Tibú 49K.	64
3.1.4.3 Pozo Tibú 191K.....	73
3.1.4.4 Tibú 290K.....	83
3.1.4.5 Pozo Sardinata Sur 32K.....	89
3.1.4.5.1 Aspectos importantes para la evaluación en la implementación del sistema Plunger Lift en campo Sardinata.....	93
3.2 ESTUDIO FINANCIERO	98
3.2.1 Conceptos Financieros.	98
3.2.2 Flujo de caja.....	101
4. METODOLOGIA DE VIABILIDAD E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT.	108
4.1 DESARROLLO DE LA METODOLOGIA.....	108
4.1.1 Recopilación de la información.	108
4.1.2 Selección de pozos candidatos.....	109
4.1.2.1 Condiciones del estado mecánico del pozo.	110
4.1.2.2 Condiciones de locación.	110
4.1.3 Estudio de viabilidad económica.....	112
4.1.4 Programa de intervención.	112
4.1.5 Elaboración de Forma 7 CR.....	113
4.1.6 Elaboración Forma 10CR.....	113
4.1.7 Pozo operando.....	113
4.2 PROCESO DE SELECCIÓN DE POZOS A INSTALAR EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT.....	115
5. VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA (APLICACIÓN POZO TIBÚ 2 K)	122

5.1.1 Recopilación de la información.....	122
5.1.2 Condición de estado mecánico.....	123
5.1.3 Estudio de viabilidad económica pozo T-2K..	125
5.1.4 Programa de intervención pozo T-2K.....	129
5.1.5 Forma 7 CR pozo T-2K.....	132
5.1.6 Elaboración Forma 10 CR pozo T-2K.....	132
5.1.7 Pozo operando.....	136
5.1.7.1 Estudio Técnico pozo T-2K.....	137
5.1.7.2 Estudio financiero T-2K.....	141
5.2 DISEÑO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT....	146
5.2.1 Factor de carga.....	147
5.2.2 Correlación de Turner y Coleman velocidad crítica.	149
5.2.3 Altura de líquido en el tubing.....	150
5.2.4 Mínimo tiempo de Shut-In.....	153
5.2.5 Velocidad de subida y máximo tiempo de descarga.	154
5.2.6 Eficiencia del plunger y máximo tiempo de venta.	155
5.2.7 El número de ciclos por día, Cycles.....	156
CONCLUSIONES	157
RECOMENDACIONES	159
BIBLIOGRAFIA	160
ANEXOS	163
NOMENCLATURA	168

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Sistema de levantamiento Plunger Lift típico	20
Figura 2. Configuración de un sistema Plunger Lift convencional.....	21
Figura 3. Tipos de plunger convencionales.....	25
Figura 4. Relación gas líquido necesaria para instalar un PL con y sin empaque	26
Figura 5. Tipos de pistones Pacemaker.....	27
Figura 6. Instalación equipos de superficie sistema Plunger Lift.....	29
Figura 7. Curvas de Coleman para determinar caudal crítico de gas	33
Figura 8. Ciclo Plunger Lift.....	34
Figura 9. Gráfico de presión de tubing vs tiempo.....	35
Figura 10. Ubicación geográfica campo Tibú.....	45
Figura 11. Columna Litoestratigráfica Cuenca Catatumbo.....	46
Figura 12. Mapa de distribución de áreas campo Tibú	47
Figura 13. Ubicación geográfica campo Sardinata	49
Figura 14. Columna estratigráfica generalizada sector campo Sardinata	52
Figura 15. Análisis completo de la producción.....	58
Figura 16. Análisis simple de la producción.....	59
Figura 17. Gráfica pruebas de producción vs tiempo.....	60
Figura 18. Gráfica pruebas de producción de aceite, gas y agua vs tiempo.....	61
Figura 19. Curva de declinación antes de la instalación del sistema Plunger Lift	62
Figura 20. Curva de declinación después de la instalación del sistema PL	63
Figura 21. Análisis completo de la producción.....	66
Figura 22. Análisis simple de la producción.....	67
Figura 23. Gráfica pruebas de producción vs tiempo.....	68
Figura 24. Gráfica pruebas de producción de aceite, gas y agua vs tiempo.....	69
Figura 25. Curva de declinación antes de la instalación del sistema Plunger Lift	70
Figura 26. Curva de declinación después de la instalación del sistema PL.....	71
Figura 27. Análisis completo de la producción.....	74
Figura 28. Análisis simple de la producción	75

Figura 29. Gráfica pruebas de producción vs tiempo.....	76
Figura 30. Gráfica pruebas de producción de gas y agua vs tiempo	77
Figura 31. Gráfica de presión de tubing vs tiempo.....	78
Figura 32. Gráfica de presiones registradas en el controller del sistema PL durante el ciclo de operación	79
Figura 33. Curva de declinación antes de la instalación del sistema PL.....	80
Figura 34. Curva de declinación después de la instalación del sistema PL.....	81
Figura 35. Análisis simple de la producción.....	83
Figura 36. Gráfica pruebas de producción vs tiempo.....	84
Figura 37. Gráfica pruebas de producción de aceite, gas y agua vs tiempo.....	85
Figura 38. Curva de declinación antes de la instalación del sistema Plunger Lift	87
Figura 39. Curva de declinación después de la instalación del sistema PL.....	88
Figura 40. Historial de producción SS-32K.....	91
Figura 41. Pruebas de producción aceite, gas y agua. Pozo SS-32K.....	92
Figura 42. Pruebas de producción de gas, pozo SS-32K	93
Figura 43. Gráfica de presiones registradas en el controller del sistema PL durante el ciclo de operación	96
Figura 44. Formato forma 7 CR Ministerio de Minas y Energía.	114
Figura 45. Diagrama de clasificación de pozos del Cretáceo en campo Tibú....	116
Figura 46. Estado mecánico actualizado antes de la instalación del sistema PL	124
Figura 47. Curva de declinación de la producción pozo T-2K.....	126
Figura 48. Forma 7CR intervención pozo T-2K.....	133
Figura 49. Forma 10 CR intervención pozo T-2K.....	134
Figura 50. Estado mecánico después de la instalación del sistema PL.....	135
Figura 51. Historial de producción T-2K.....	138
Figura 52. Gráfica pruebas de producción vs tiempo.....	139
Figura 53. Pruebas de producción de aceite, gas y agua	140
Figura 54. Gráfica del ciclo del Plunger Lift T-2K.....	147
Figura 55. Puntos del ciclo del Plunger Lift donde se registra la CP y TP _{shut-in} ..	148
Figura 56. Modelo de fuerzas que intervienen en el proceso de levantamiento.	150

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Requerimientos operativos	36
Tabla 2. Costos asociados a la instalación de fondo y superficie de un sistema Plunger Lift.....	42
Tabla 3. Generalidades campo Tibú	48
Tabla 4. Pozos operando con sistema artificial Plunger Lift.....	54
Tabla 5. Principales eventos ocurridos antes de la instalación del sistema Plunger Lift para cada uno de los pozos	55
Tabla 6. Reservas adicionales adquiridas después de la instalación del sistema	64
Tabla 7. Porcentaje de aumento de producción de crudo después de la instalación del sistema.....	64
Tabla 8. Reservas adicionales adquiridas después de la instalación del sistema	72
Tabla 9. Porcentaje de aumento de producción de crudo después de la instalación del sistema.....	72
Tabla 10. Reservas adicionales adquiridas después de la instalación del sistema	82
Tabla 11. Porcentaje de aumento de producción de crudo después de la instalación del sistema	82
Tabla 12. Reservas adicionales adquiridas después de la instalación del sistema	89
Tabla 13. Porcentaje de aumento de producción de crudo después de la instalación del sistema.....	89
Tabla 14. Costos instalación Plunger Lift pozo T-4K	101
Tabla 15. Costos instalación Plunger Lift pozo T-49K	102
Tabla 16. Costos instalación Plunger Lift pozo T-191K	102
Tabla 17. Costos instalación Plunger Lift pozo T-290K	102
Tabla 18. Factores económicos campo Tibú	103
Tabla 19. Resultados financieros de la implementación del sistema Plunger Lift en el pozo T-4K.....	104

Tabla 20. Resultados financieros de la implementación del sistema Plunger Lift en el pozo T-49K.....	105
Tabla 21. Resultados financieros de la implementación del sistema Plunger Lift en el pozo T-191K.....	106
Tabla 22. Resultados financieros de la implementación del sistema Plunger Lift en el pozo T-290K.....	107
Tabla 23. Requerimientos Operativos.....	109
Tabla 24. Condiciones actuales e historia de los pozos candidatos a instalar el sistema Plunger Lift	118
Tabla 25. Pozos seleccionados para la instalación del sistema PL	120
Tabla 26. Condiciones actuales de locación para cada uno de los pozos a intervenir	121
Tabla 27. Listado de revestimientos instalados durante la perforación.....	122
Tabla 28. Historia de producción y cañoneo	123
Tabla 29. Factores económicos campo Tibú	125
Tabla 30. Costos estimados instalación Plunger Lift pozo T-2K.....	127
Tabla 31. Resultados financieros primer escenario: precio oil 48,6 US\$/bbl.	127
Tabla 32. Resultados financieros segundo escenario: precio oil 54 US\$/bbl.....	128
Tabla 33. Resultados financieros tercer escenario: precio oil 59,4 US\$/bbl.	128
Tabla 34. Pruebas a pozo después de la instalación del sistema PL	139
Tabla 35. Factores económicos campo Tibú	142
Tabla 36. Costos estimados instalación Plunger Lift pozo T-2K.....	143
Tabla 37. Resultados financieros primer escenario: precio oil 48,6 US\$/bbl.	143
Tabla 38. Resultados financieros segundo escenario: precio oil 54 US\$/bbl.....	144
Tabla 39. Resultados financieros tercer escenario: precio oil 59,4 US\$/bbl.	144
Tabla 40. Criterios de selección pozo T-2K	146

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Estado mecánico pozo T-4K.....	163
Anexo B. Estado mecánico pozo T-49K.....	164
Anexo C. Estado mecánico pozo T-191K.....	165
Anexo D. Estado mecánico pozo T-290K.....	166
Anexo E. Estado mecánico pozo SS-32K	167

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO TÉCNICO Y FINANCIERO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO PLUNGER LIFT EN POZOS DE LOS CAMPOS TIBU Y SARDINATA DE ECOPETROL S.A*.

AUTORES: ADRIANA CAROLINA BARRETO PARDO**

PALABRAS CLAVES: Sistema Plunger Lift, historia de producción, estados mecánicos, curvas de declinación, optimización, valor presente neto, tasa interna de retorno, relación beneficio-costeo.

DESCRIPCIÓN

El campo Tibú y campo Sardinata, se encuentran ubicados en el departamento de Norte de Santander, Colombia. Hacen parte de la cuenca del Catatumbo y son operados por la Superintendencia de Operaciones Catatumbo Orinoquia de Ecopetrol S.A; estos dos campos se consideran campos maduros por tener más de 70 años de producción, los pozos del Cretáceo pertenecientes a estos dos campos se caracterizan por tener altas relaciones Gas-Líquido (GLR), por lo cual son afectados por la carga de líquidos siendo esto un obstáculo para la producción de gas.

Este proyecto presenta un estudio técnico y financiero de la implementación del sistema de levantamiento Plunger Lift a 4 pozos de campo Tibú y 1 pozo de campo Sardinata, en donde ya se ha venido trabajando este sistema de levantamiento para ayudar a estos pozos a producir la carga de líquido y el gas de fondo a superficie. Con base en el estudio mostrado en este libro se evidencia la mejora en la producción de crudo y gas para dichos pozos. Durante el desarrollo del proyecto también se elaboró una metodología, la cual permitió seleccionar pozos candidatos para la instalación del sistema Plunger Lift en campo Tibú, ayudando así al desarrollo de este como predominante para el levantamiento de fluidos en este tipo de pozos.

Para ello, se realizó una investigación detallada del funcionamiento, equipos requeridos para la instalación de fondo y superficie, operación y mantenimiento del sistema Plunger Lift. Se desarrolló una metodología que permitió el estudio técnico y financiero, se seleccionaron los pozos candidatos para la instalación del sistema y por último se validó la metodología en 1 pozo de los 10 seleccionados, cumpliendo así con los objetivos de este proyecto.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ingeniero de Petróleos Cesar Augusto Pineda Gómez. Codirector: Jose Luis Jiménez Ríos.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND FINANCIAL STUDY OF THE IMPLEMENTATION OF PLUNGER LIFT AS ARTIFICIAL LIFT SYSTEM IN WELLS OF THE TIBU AND SARDINATA FIELDS* .

AUTHORS: ADRIANA CAROLINA BARRETO PARDO**

KEY WORDS: Plunger Lift system, production history, mechanical states, decline curve, optimization, net present value, internal rate of return, benefit cost ratio.

DESCRIPCIÓN

The Tibú and Sardinata field are located in the department of Norte de Santander, Colombia. They are part of the Catatumbo basin; they are operated by the Superintendencia de Operaciones Catatumbo Orinoquia of Ecopetrol S.A. Both field are considered mature fields due that they have over 70 years of activity, Cretaceous wells belonging to these two fields are characterized by high gas-liquid relations (GLR) and are therefore affected by fluid loading this being an obstacle to the production of gas.

This project presents a technical and financial study of the implementation of Plunger Lift as artificial lifting system to 4 wells of Tibú field and 1 well of Sardinata field, where it has been working since the lifting system to help these wells to produce the load of liquid and gas from bottom to surface; based on the study shown in this book demonstrates the improvement in oil and gas production for these wells. During the development of the project also developed a methodology that allowed select candidate wells for the installation of the Plunger Lift system in Tibú field, so helping the development of this system as prevailing for the lifting of fluids in these wells.

For that, it was performed a detailed investigation of the operation, equipment required for installation bottom and surface, operation and maintenance of the Plunger Lift System. A methodology was developed that allowed the technical and financial evaluation, and finally we selected candidate wells for the installation of the system and the methodology was validated in 1 of the 10 selected wells, fulfilling so the objectives of this project.

* Graduation Project

** Faculty Physical-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Cesar Augusto Pineda Gomez. Codirector: Jose Luis Jiménez Ríos.

INTRODUCCIÓN

Los campos maduros han sido objeto de investigación en nuestro país en los últimos años, debido a la gran necesidad de aumentar la producción de gas y de petróleo, para así poder solventar la demanda actual de hidrocarburos; por tal motivo se hace necesario buscar tecnologías alternativas que ayuden a solucionar la carga de líquidos en fondo de pozo, el cual es uno de los principales problemas en este tipo de campos.

Campo Tibú y campo Sardinata son operados por la Superintendencia de Operaciones Catatumbo Orinoquia (SCO) de Ecopetrol S.A. Estos campos se consideran maduros debido a que están en producción desde los años 40's y tienen una tendencia de declinación continua claramente definida. El uso de sistemas de levantamiento artificial en este tipo de campos es de gran importancia debido a la falta de energía primaria del yacimiento, producto de su extensa vida productiva. Por lo anterior es importante estudiar el funcionamiento y la efectividad del sistema Plunger Lift en estos campos y con esto combatir la carga de líquidos presente en fondo de pozos.

En éste orden de ideas, este proyecto busca evaluar los resultados de la implementación del sistema Plunger Lift en pozos de los campos Tibú y Sardinata, plantear una metodología que conduzca a la evaluación técnico-financiera de su extensión como sistemas predominantes en estos campos en el mediano plazo.

Para lograr estos objetivos en el primer capítulo de este libro se muestra una investigación realizada sobre el funcionamiento, equipos requeridos de instalación de fondo y superficie, operación y mantenimiento del sistema PL, los diferentes proveedores mundiales de este tipo de sistema de levantamiento y los costos asociados a la instalación de fondo, superficie y mantenimiento de los equipos.

En el capítulo 2 se hace una descripción de los dos campos en los cuales se ha instalado el sistema Plunger Lift, campo Tibú y campo Sardinata; en donde se

describe las generalidades de cada uno de los campos, formaciones productoras (principales y secundarias) e historias de producción.

En el capítulo 3 se desarrolla el estudio técnico y financiero de la implementación del sistema, con base en la metodología planteada al inicio del capítulo, se identificaron cada uno de los pozos a los cuales se le instaló el sistema Plunger Lift en campo Tibú y campo Sardinata, se realizó un análisis técnico en donde se incluyen gráficas de producción de aceite, gas y agua en las que se evidencian resultados de aumento de la producción hasta de 36 BOPD después de la instalación del sistema y aumentos de las reservas recuperables de 139.198 bbl.

En el capítulo 4 se muestra el diseño de una metodología técnica para la selección y prueba de pozos candidatos, de la segunda campaña de implementación del sistema PL en campo Tibú; incluyendo la selección de los mismos.

Por ultimo en el capítulo 5, se desarrolla la aplicación de la metodología planteada en el capítulo 4 para el pozo Tibú 2K, en el cuál la viabilidad económica de la implementación del sistema resulta rentable luego de analizar tres escenarios: Si el barril del crudo disminuye un 10%, si se mantiene en 54 US\$/bbl o si aumentaba en un 10%, para periodos de evaluación de 36, 24 y 12 meses. Se muestra el wellplaning de la intervención para la instalación del sistema, la forma 7 CR y 10 CR del Ministerio de Minas y Energía para el pozo Tibú 2K. Dando un resultado favorable después de la instalación tanto para la remoción de líquidos de fondo de pozo, como para la optimización de la producción de gas y de petróleo.

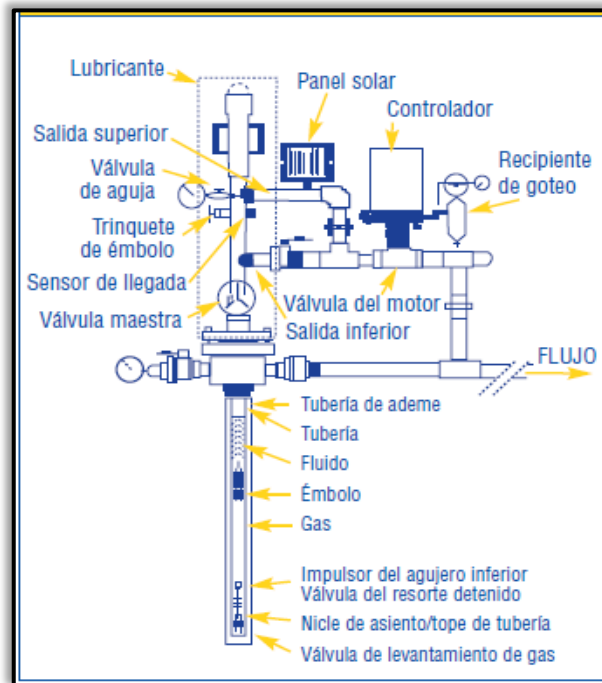
1. SISTEMA PLUNGER LIFT

La carga de líquidos en los pozos de gas con frecuencia es un problema en campos maduros. Las empresas operadoras por lo general usan sistemas de levantamiento artificial como el bombeo mecánico, sistemas de bombeo de cavidades progresivas (PCP), el venteo en superficie o purgado, la eliminación de la acumulación de líquido y la restauración de la productividad del pozo. Sin embargo estas técnicas causan pérdidas de gas.

Los sistemas de bombeo neumático tipo Plunger Lift (PL) son una alternativa económica respecto a los otros sistemas de levantamiento y pueden reducir significativamente las pérdidas de gas, eliminar o reducir la frecuencia de tratamientos futuros del pozo y mejorar la productividad del pozo. El sistema PL es una forma de bombeo intermitente de gas que usa la acumulación de la presión de gas del pozo para empujar el émbolo de acero o plunger, y la columna de líquido que está sobre este, el cuál trae a superficie los líquidos que se acumulan entre viaje y viaje del pistón. El plunger sirve como pistón entre el líquido y el gas, lo cual minimiza el retroceso del líquido, y sirve como raspador de escamas y parafina, este sistema de levantamiento está dirigido a pozos de baja productividad. La figura 1 representa un sistema de levantamiento Plunger Lift típico.

Algunas ventajas de este sistema son: el bajo costo inicial, muy poco mantenimiento y no requiere de ninguna fuente externa de energía como la requerida en otros sistemas de levantamiento artificial. Posee limitaciones tales como condiciones mecánicas, profundidad del pozo, volúmenes de gas y líquidos.

Figura 1. Sistema de levantamiento Plunger Lift típico



Fuente: BYLIN, Carey. PLAUCHÚ, Jorge. Reducción de emisiones de metano en el sector del petróleo y del gas. Petrotecnia, Febrero, 2009.

1.1 DESCRIPCIÓN BÁSICA DEL SISTEMA PLUNGER LIFT

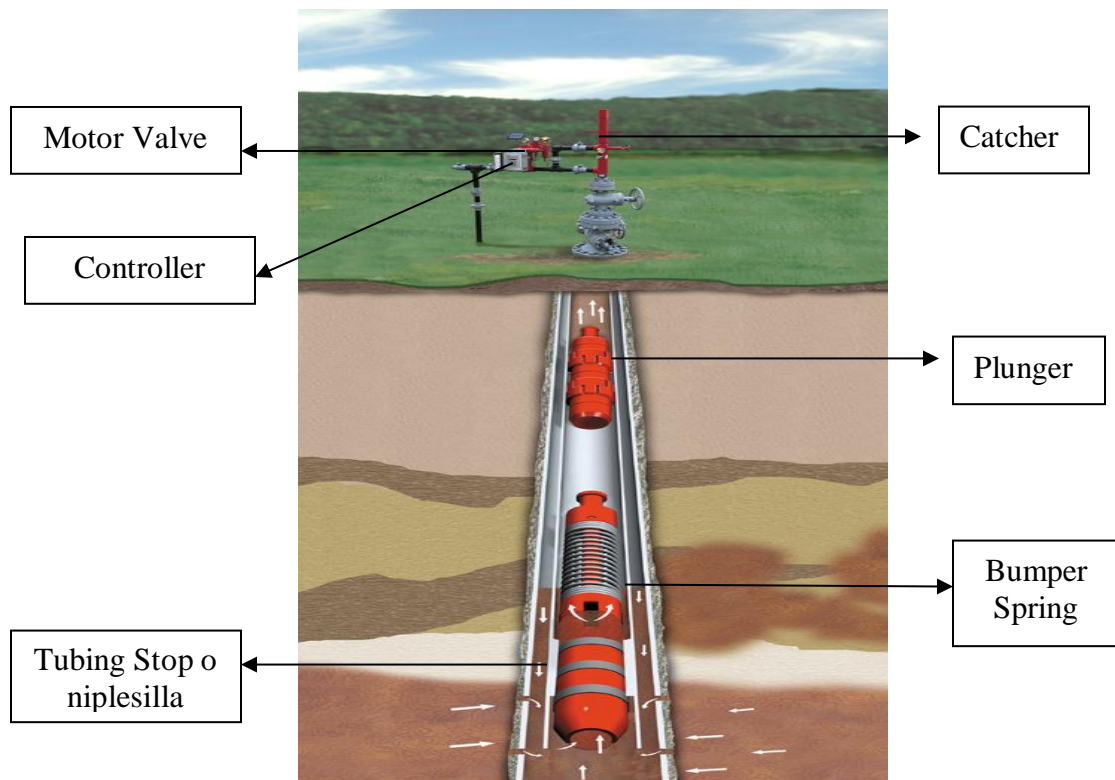
El principio del Plunger Lift es básicamente el uso de un pistón libre que actúa como una interfase mecánica entre el gas de formación y los líquidos producidos, aumentando considerablemente la eficiencia del levantamiento en pozo.

El éxito de la operación de este sistema radica en la suposición que los pozos no tienen empaque o tienen comunicación entre el tubing y el casing en el fondo de la sarta de producción.

Una instalación típica consiste de un tubing stop retirable y un bumper spring al fondo de la sarta de tubería, un lubricador y un receptor (Catcher) en la superficie que actúa como un amortiguador (Shock absorber) en el extremo superior del

viaje del plunger. El sistema se completa con la adición de un controlador electrónico (Controller) que gestiona la operación del sistema, además de registrar información de tiempos de viaje y comportamiento de presiones de anular, tubería y línea de flujo, entre otras funciones. Finalmente la motor valve con la habilidad de abrir o cerrar el flujo en la línea. (Ver figura 2).

Figura 2. Configuración de un sistema Plunger Lift convencional



Fuente: WEATHERFORD. Optimización de la producción para sistemas de levantamiento artificial. Weatherford. 2012

La operación del sistema es iniciada por el cierre de la motor valve en la línea de flujo que permite la acumulación del gas de formación en el anular a través de una separación natural, la presión que acumula el pozo durante el tiempo de cierre debe ser suficientemente mayor que la presión de la línea de venta para levantar el plunger y la carga de líquido a superficie. Un mecanismo de válvula, controlado

por un microprocesador, regula la entrada de gas al tubing y automatiza el proceso.

El controlador funciona con energía producida mediante una batería recargable solar (Panel solar), puede ser un sencillo ciclo de cronometro o tener una memoria de estado sólido y funciones programables con base en sensores del proceso. El anular actúa básicamente como un reservorio para el almacenamiento del gas. Después la presión aumenta del anular al tubing a un cierto valor y el flujo en la línea es abierto por la motor valve. La rápida transferencia del gas del anular al tubing además del gas propio de la formación crea una alta velocidad instantánea, que causa una caída de presión a través del plunger y el líquido. El plunger a continuación se mueve hacia arriba arrastrando los líquidos en el tubing, que se encuentran encima de este llevándolos a superficie. Debajo de esta interfase mecánica solo una porción de los líquidos serán recobrados.

Cada vez que el plunger llega al catcher y es registrado por el sensor, el controlador pasa a la fase de venta de gas que ha sido programado previamente, cumplido el tiempo de ventas el controlador hace cerrar la motor valve, cerrando el flujo, lo que ocasiona que el plunger inicie su viaje de caída hasta el bumper spring, en el fondo de la sarta de tubería e iniciando así nuevamente el ciclo con el tiempo de cierre para recuperación de presión¹.

1.2 ELEMENTOS PARA LA INSTALACIÓN DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO NEUMÁTICO PLUNGER LIFT

1.2.1 Instalación de fondo

Niplesilla – Tubing Stop: La niplesilla es un dispositivo que hace parte de la sarta de tubería y generalmente se instala en el fondo de la misma, de esta manera

¹ BIZZOTTO, Pablo. DE MARZIO, Luciana. DALLE FIORE, Rodrigo. Aplicación de los diferentes tipos de Plunger Lift en el yacimiento Cerro Dragón. Pan American Energy. 2008.

sirve para alojar el resorte de fondo. Cuando se utiliza una tubería sin niplesilla se baja un tubing stop que cumple la misma función, con la diferencia que se puede fijar en cualquier parte de la tubería.

Resorte de fondo (Bumper spring): El resorte se fija en la niplesilla y tiene la finalidad de amortiguar la carrera descendente del pistón.

Standing valve: La válvula de pie o standing valve tiene la finalidad de no dejar escapar el líquido del tubing durante los periodos de cierre. Este elemento es de gran utilidad en pozos de poco caudal de líquido, evitando viajes secos del pistón.

Pistón (Plunger): Es la interfase sólida entre el gas de levantamiento y el slug de líquido, éste viaja libremente dentro del tubing produciendo de manera intermitente.

A continuación se describirán las características principales de cada tipo de pistón convencional y no convencional.

Los plunger convencionales requieren de un tiempo de cierre de 30 a 60 minutos, dependiendo de la profundidad, del tipo de pistón, de la viscosidad del fluido y del espacio anular entre el pistón y el tubing. La velocidad de descenso promedio de este tipo de pistón es de 150 – 500 pies/min. Dentro de esta categoría se encuentran: Pistones con almohadillas expandibles, ranurados para limpieza, de fibra, de sello turbulento, entre otros².

- **Plunger convencional de almohadillas (Beauflex):** Posee excelentes propiedades de sello, se caracteriza por tener un anillo de sello por debajo de las almohadillas que reduce el paso del gas. La superficie de las almohadillas es mayor en comparación con la de otros pistones del mismo tipo, ofreciendo un área de contacto más grande con el diámetro interior del tubing. Utiliza el gas de

² Ibíd. Pág 11.

levantamiento de una forma más eficiente. Se ha utilizado exitosamente en pozos con un caudal de gas inferior a 5000 m³/d con un promedio de 40 viajes por día.

- **Plunger de fibra:** se utiliza en pozos con problemas de arena, al no tener piezas móviles se alarga la vida útil y se evita la abrasión del pistón, debido a que el sello no es metal-metal sino metal-fibra. Otro campo de aplicación importante es en pozos que poseen defectos en su diámetro interno, este tipo de pistón se adapta a la forma interna del tubing sin perder capacidad de sello.

- **Plunger con by pass de flujo continuo:** Representan un caso intermedio entre el PL convencional y el Pacemaker, mejorando notablemente la velocidad de caída en el líquido (desde 500 ft/min a 1200 ft/min) y con la capacidad adicional de caer a contraflujo de una producción de gas inferior a los 5000 m³/d. Esto representa un menor tiempo de cierre para permitir que el pistón caiga y tener mayor frecuencia de viajes diarios. A muy bajos caudales de gas, este mecanismo permite que el pistón comience su carrera descendente con el pozo en producción, por ello se los denomina de flujo continuo, para diferenciarlos de los de by pass convencionales.

El rendimiento de los pistones en la carrera descendente, principalmente se ve afectada por la velocidad del mismo en el medio líquido, debido a esto se recomienda su uso en pozos con fluido viscoso, con buen potencial de producción de líquido, en pozos profundos y en aquellos que no requieren un tiempo de cierre adicional para acumular energía de presión.

- **Plunger (Miniflex con by pass):** Puede realizar 70 viajes por día con una producción de líquido de 25 m³/d y a una profundidad de 2226 m, lo cual supera los parámetros de los pistones anteriormente mencionados. Cuando el built up de presión requiere tiempos prolongados la utilización de este tipo de pistones no es necesaria, porque no tendría la energía suficiente para empezar el ciclo al instante

después de llegar el plunger al fondo del tubing. Para el uso de este tipo de plunger es necesario que la recuperación de presión se logre rápidamente, de manera que cuando el pistón alcanza el fondo, se esté en condiciones de dar inicio a la carrera ascendente inmediatamente.

Figura 3. Tipos de plunger convencionales

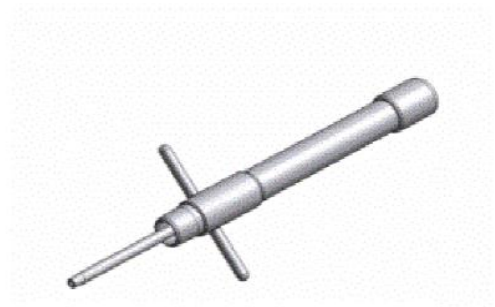
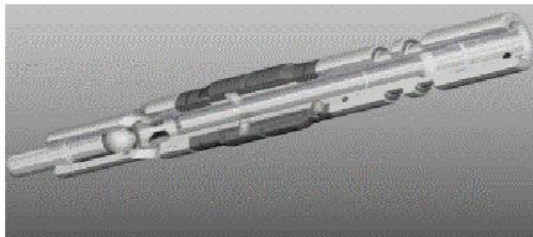


Beauflex Plunger



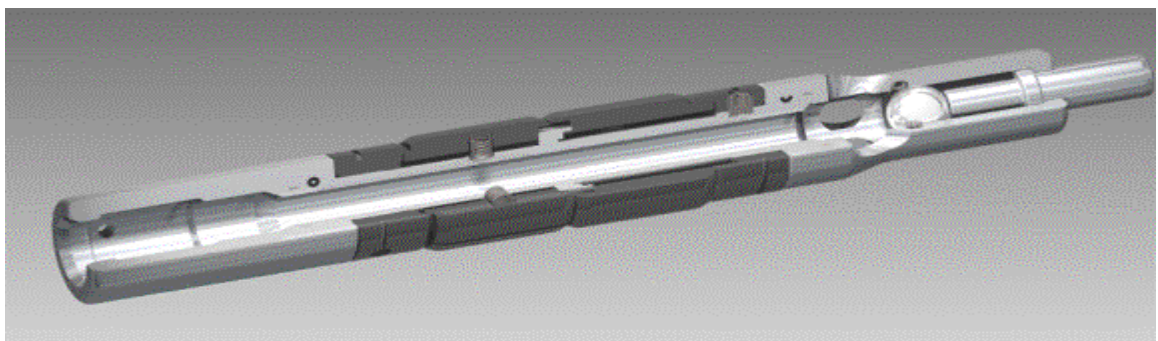
Miniflex con bypass

Pistón con Bypass de Flujo Continuo



Lubricador con Barra Separadora

Beauflex con bypass para mejorar la velocidad en la carrera descendente. Excelente propiedades de sello



Fuente: BIZZOTTO, Pablo. DE MARZIO, Luciana. DALLE FIORE, Rodrigo. Aplicación de los diferentes tipos de Plunger Lift en el yacimiento Cerro Dragón. Pan American Energy. 2008.

- **Pacemaker:** Fue originalmente diseñado para terminaciones tubingless de diámetro reducido y en pozos que tienen empaque, reduce el tiempo de cierre para incrementar la cantidad de ciclos diarios y evita grandes oscilaciones de presión que afectan el sistema de captación.

Los pistones convencionales operan mejor, cuando el espacio anular (tubing / casing) está disponible para acumular energía de presión, debido a que éste actúa como un gran separador durante el periodo de cierre.

En la figura 4 se muestra la Relación Gas Líquido (RGL) necesaria para instalar un PL en pozos con y sin empaque; se observa que para una profundidad de 10000 pies, un pozo sin empaque requiere una RGL de 2800 scf/bbl, el mismo pozo con empaque necesita 5000 scf//bbl. Esto se debe básicamente a que toda la instantánea de gas que aporta entre la columna, para elevar el pistón a superficie cuando se abre la válvula neumática no está presente en un pozo con empaque, por ende, ese caudal de gas en este caso lo tiene que aportar el reservorio en un tiempo mínimo.

Figura 4. Relación gas líquido necesaria para instalar un PL con y sin empaque



Fuente: BIZZOTTO, Pablo. DE MARZIO, Luciana. DALLE FIORE, Rodrigo. Aplicación de los diferentes tipos de Plunger Lift en el yacimiento Cerro Dragón. Pan American Energy. 2008.

Por lo tanto la aplicación de los pistones tradicionales en pozos tubingless o con empaque se ve limitada por el caudal de gas disponible.

Este pistón no convencional puede realizar (más de 100 ciclos diarios) con slug de líquido más pequeños, derivando en una presión dinámica de fondo más baja. Al elevar baches de líquidos muy pequeños en cada ciclo, requiere menor energía para llevar el plunger a superficie, dependiendo más de la velocidad del gas que de la presión³.

Un sistema pacemaker está compuesto por un lubricador que varía del pistón convencional, ya que posee una barra lubricadora separando así el conjunto cilindro hueco-esfera.

En la figura 5 se muestran los diferentes tipos de pistones pacemaker, los cuales varían en longitud y peso, entre mayor sea la longitud del pistón tiene mayor capacidad de dar sello.

Figura 5. Tipos de pistones Pacemaker



Combinaciones más usadas para tubing de 2 7/8"
1-Cilindro de Titanio-Longitud:7" con esfera de nitrato de silica [3.1#]
2-Cilindro de Titanio-Longitud:9" con esfera de titanio [4.1#]
3-Cilindro de Titanio-Longitud: 12" con esfera de cerámica [5.3#]
4-Cilindro de acero-Longitud :7" con esfera de cerámica [5.4#]
5- Cilindro de acero-Longitud:9 " con esfera de acero [7#]
6-Cilindro de acero-Longitud:10 " con esfera de cobalto[8.1#]

Fuente: LEA, James. NICKENS, Henry, WELLS, Michael: "Gas Well Deliquification Book-Solutions to Gas Well Liquid Loading Problems". Elsevier INC. 2008. Pag (123-192).

³ Ibíd. Pág. 16.

1.2.2 Instalación de superficie. A continuación se describirán las principales partes que conforman el equipo de superficie.

- **Catcher:** Este dispositivo sirve para retener el pistón cuando arriba a superficie.
- **Lubricador:** Este dispositivo va instalado en el cabezal del pozo encima de la válvula maestra, tiene por objetivo alojar al pistón cuando éste arriba en superficie, internamente tiene un pequeño resorte que amortigua la llegada del pistón.
- **Sensor de arribo:** Este dispositivo se instala en el lubricador y tiene la finalidad de detectar la llegada del pistón, cuando lo hace le envía una señal al controlador para que dé comienzo al periodo denominado afterflow.
- **Válvula Neumática:** Esta válvula se conecta en la salida de la producción y es el dispositivo que realiza el cierre y la apertura del pozo, gobernada por el controlador electrónico.
- **Válvula hidráulica de seguridad (Line break):** Dispositivo de seguridad que se instala en la línea de producción, esta válvula posee dos pilotos que cortan por alta y baja presión. La válvula line break tiene la finalidad de cerrar el pozo para no transmitir la presión acumulada a las instalaciones de superficie, si se produce un Shut down en las estaciones recolectoras donde llegan los pozos que producen por Plunger Lift o por la rotura de la línea de producción en superficie en donde cerraría por baja presión.
- **Vinculación entre el tubing y casing:** Sirve para permitir la producción del pozo por el casing para revertir una situación de ahogue.

- **Válvula aguja (choke de producción):** Se instala en la línea de producción, para controlar el pozo al ponerlo inicialmente en producción, también posibilita la restricción del pozo ante cualquier necesidad operativa.

Figura 6. Instalación equipos de superficie sistema Plunger Lift



- **Controladores (Controller)**

Estos se instalan en superficie y tienen como función controlar las aperturas y los cierres de la válvula neumática además de registrar los arribos del plunger, estos pueden trabajar por presión y/o por tiempo. Se puede fijar el tiempo de cierre para permitir que el plunger alcance el fondo y para que tenga la energía de levantamiento necesaria o también fijar la presión de casing a la que se quiere abrir el pozo, asegurando un tiempo mínimo que permite llegar con el plunger al fondo.

La posibilidad de trabajo por presión de build up en controladores de Plunger Lift presenta la ventaja de que se abre el pozo al valor de presión deseado y no al finalizar un periodo de tiempo prefijado. El trabajar en el modo tiempo, puede derivar en que se abra el pozo sin la suficiente energía provocando un “no arribo” o que el plunger esté esperando en el fondo con la energía de presión necesaria ya acumulada.

El concepto de controladores autoajustables se basa en el seguimiento continuo de la velocidad de ascenso del plunger, este dispositivo electrónico tiene un algoritmo matemático interno que básicamente autoajusta el tiempo de cierre “Shut In” y el de afterflow para mantener la velocidad del plunger dentro de una ventana predefinida.

Según algunos estudios la velocidad normal de funcionamiento de un plunger debería estar entre 500 – 1000 pies/min (este rango de velocidad puede cambiar según la experiencia en campo). Velocidades por encima de los 1000 pies/min redundan en un desgaste excesivo de los componentes y además comprometen la integridad de la instalación de superficie. Velocidades inferiores a 500 pies/min disminuyen notablemente la eficiencia de sello del plunger, dado que una parte importante del gas de empuje se escapa a través de la luz tubing – plunger. La velocidad del plunger es controlada por la presión acumulada durante el periodo de cierre y el tamaño del slug de líquido acumulado durante el periodo de afterflow⁴.

A partir de la profundidad del tubing y el rango de velocidades recomendadas (500 – 1000 pies/min), se determina el tiempo rápido y lento, quedando definidas las ventanas de velocidad.

⁴ Ibíd. Pág. 13.

1.3 CICLO DE PRODUCCIÓN DE UN SISTEMA PLUNGER LIFT

Este sistema de producción es un método cíclico o intermitente, que utiliza la energía propia del reservorio para producir los líquidos acumulados mediante un pistón o plunger, que actúa como una interfase sólida entre el slug de líquido y gas de levantamiento. La operación requiere de la realización de varios ciclos diarios.

1. Periodo de cierre (Shut-In) con el objeto de:

- Permitir que el plunger que inicialmente está dentro del lubricador en boca de pozo, mantenido por el flujo de producción, pueda caer hasta el fondo de la instalación en busca del líquido acumulado durante la fluencia.
- Permitir que el pozo acumule suficiente presión en el espacio anular, para que la expansión del gas que se encuentra debajo del plunger pueda conducirlo hacia la superficie, llevando consigo el líquido acumulado.

Durante el periodo de cierre se producen efectos no deseados:

- El tiempo de cierre provoca una pérdida de producción, ya que parte del líquido acumulado por efecto del aumento de la presión debido al build up de la formación de gas, es forzado a ingresar a la formación productiva o a otra capa de baja presión estática. Por ello es muy importante la utilización de resortes con válvulas de pie o retención que evite que el líquido salga del tubing durante los periodos de cierre.
 - Elevadas acumulaciones de presión, originan grandes oscilaciones dentro del sistema de captación de producción y por ende en la succión de los compresores.
2. Una vez se alcance la presión requerida para que el plunger lleve los líquidos acumulados a superficie y asegurando que el plunger haya

alcanzado la profundidad del resorte, se procede a la apertura de la válvula neumática.

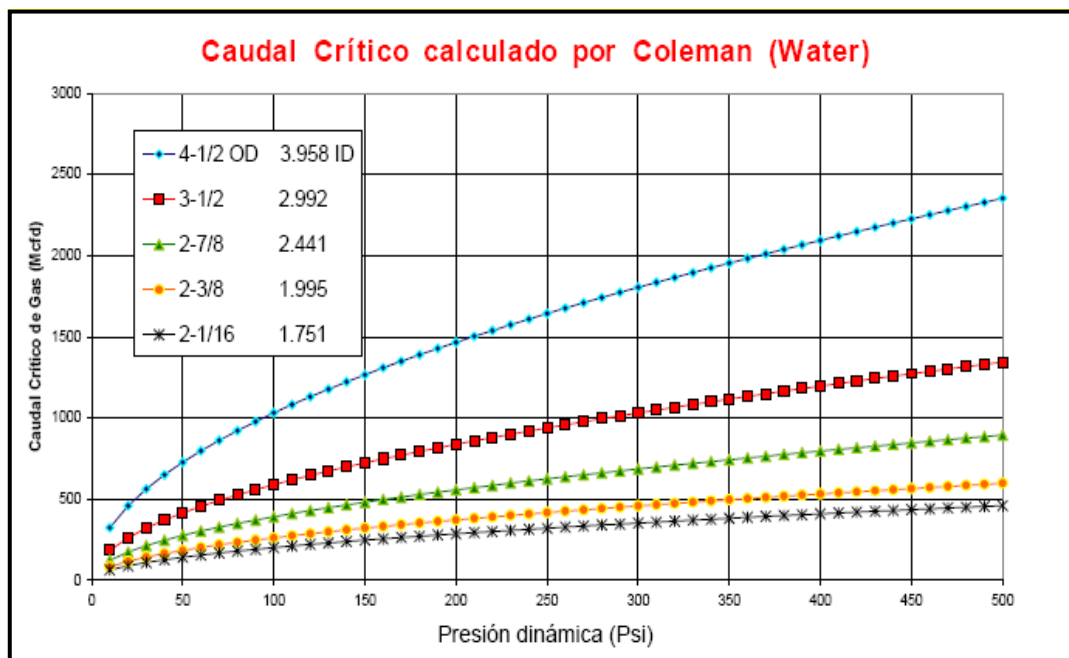
3. Se genera un diferencial de presión instantáneo por la descompresión del gas del ciclo anterior en el tubing. El gas acumulado en el casing se expande.
4. El plunger asciende a la superficie, en una primera instancia se observa un flujo niebla seguido del slug macizo de líquido. Este flujo se genera cuando un porcentaje del gas de empuje pasa a través del espacio pistón-Tubing, arrastrando parte del líquido en forma de pequeñas gotas.
5. El sensor que está instalado en el lubricador detecta la llegada del plunger y envía una señal al controlador.
6. Se da comienzo al periodo denominado purga, venta o afterflow. Durante este intervalo de tiempo, el pozo aporta gas al sistema y a medida que la velocidad del gas disminuye, comienzan a acumularse gotas de líquido que no pueden ser elevadas. Este slug que se produce será llevado a superficie en el siguiente ciclo.

El tiempo de afterflow es crítico en pozos con elevadas producciones de líquido, en donde una acumulación excesiva puede dificultar el arribo del plunger en el próximo ciclo. Una práctica común y no recomendada, es la de producir los pozos de gas restringidos con el objetivo de acumular energía para asegurar la fluencia, si bien esto prolonga el periodo de surgencia del pozo en el tiempo, esto favorece la carga de líquidos y limita la producción de gas. El proceso de “load up” o carga de líquido está gobernado por la velocidad del gas, que es proporcional a la presión dinámica en el tubing. Si la presión dinámica aumenta, mayor será el

caudal de gas necesario para evitar la acumulación de líquidos en el fondo del pozo.

En la figura 7 se muestra las curvas de Coleman, con este gráfico se puede determinar el caudal crítico de gas a una determinada presión dinámica de boca, para cada diámetro de tubería.

Figura 7. Curvas de Coleman para determinar caudal crítico de gas



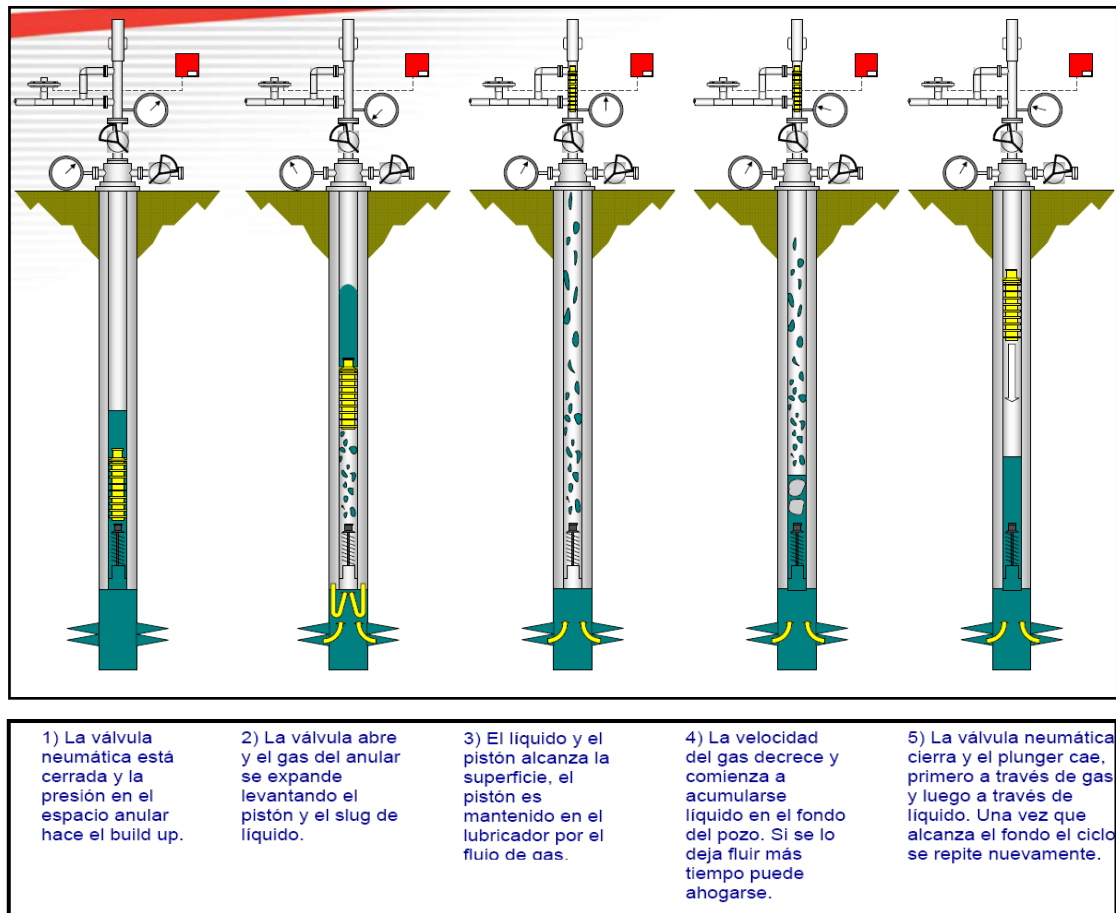
Fuente: COLEMAN, Steve B. "A new look at predicting Gas-Well Load-Up", JPT March 1991.

7. El pistón se mantiene en el lubricador debido al flujo constante de gas y a la turbulencia que se crea.
8. Al terminar el tiempo de venta o afterflow, el controlador da una señal a la válvula reguladora y esta cierra la línea.
9. Comienza el periodo de cierre y el plunger empieza su carrera descendente. (Al tener la suficiente presión o haberse cumplido el tiempo

suficiente para almacenar la energía para que el plunger llegue a superficie se inicia nuevamente el ciclo).

En la figura 8 se aprecia en un diagrama del ciclo detallado anteriormente.

Figura 8. Ciclo Plunger Lift.

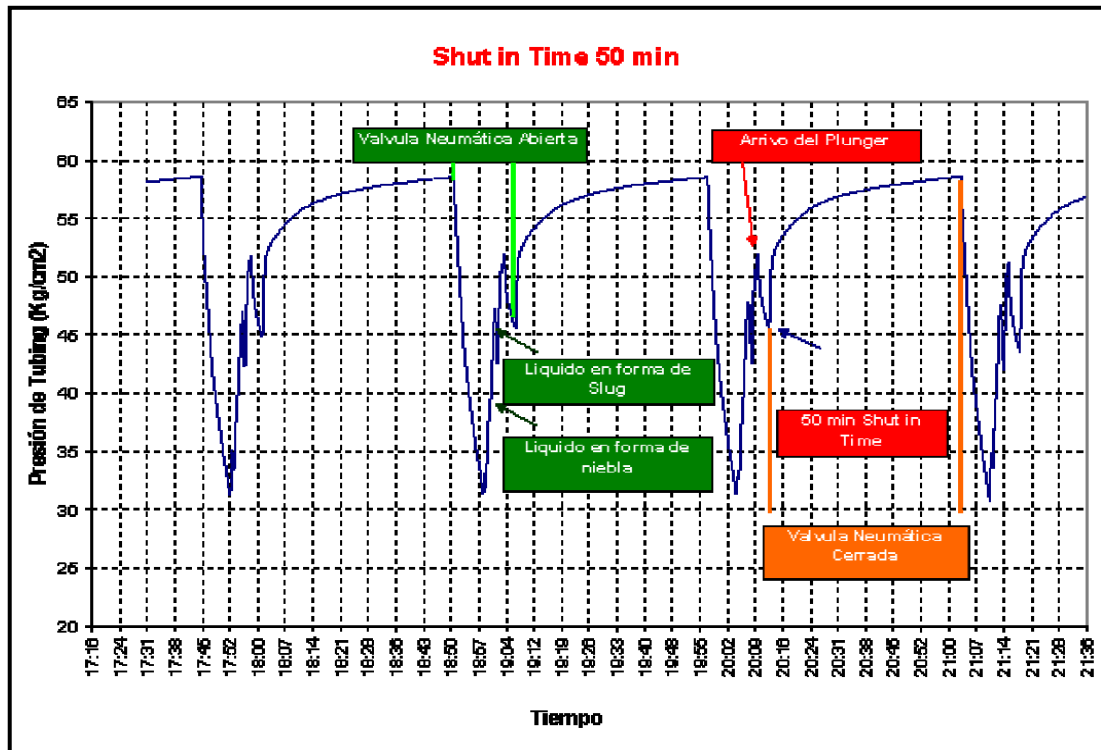


Fuente: BIZZOTTO, Pablo. DE MARZIO, Luciana. DALLE FIORE, Rodrigo. Aplicación de los diferentes tipos de Plunger Lift en el yacimiento Cerro Dragón. Pan American Energy. 2008.

La duración de cada etapa depende de las características de cada pozo en particular y del plunger utilizado. El diagrama de presiones es una de las herramientas fundamentales de seguimiento de los pozos, que producen mediante Plunger Lift y en forma conjunta con los datos históricos almacenados en el

controlador electrónico, se pueden detectar cualquier tipo de desviación en el funcionamiento del sistema (Ver figura 9).

Figura 9. Gráfico de presión de tubing vs tiempo



Fuente: BIZZOTTO, Pablo. DE MARZIO, Luciana. DALLE FIORE, Rodrigo. Aplicación de los diferentes tipos de Plunger Lift en el yacimiento Cerro Dragón. Pan American Energy. 2008.

1.4 PARÁMETROS DE SELECCIÓN DE POZOS PARA INSTALACIÓN DEL SISTEMA PLUNGER LIFT

1.4.1 Tipos de pozos que necesitan Plunger Lift

- Intermitentes
- Pozos con gran bloqueo de Gas en Bombeo Mecánico
- Pozos surgentes con grandes diferenciales entre el tubing y el casing
- Problemas de Parafina
- Alta presión en la línea

1.4.2 Parámetros de Aplicación del Sistema Plunger Lift

Tabla 1. Requerimientos operativos

REQUERIMIENTOS OPERATIVOS		
	Typical Range	Maximum
Operating Depth	8000' TVD	19000' TVD
Operating Volume	1-5 BPD	200 BPD
Operating Temperature	120° F	500° F
Wellbore Desviation	N/A	80°
Corrosion Handling	Excellent	
Gas Handling	Excellent	
Solids Handling	Poor to Fair	
GLR Required	300 SCF/BBL/100' Depth	
Servicing	Wellhead Catcher or Wireline	
Prime Mover Type	Well's Natural Energy	
Offshore Application	N/A at this time	
System Efficiency	N/A	

Fuente: WEATHERFORD. Presentación propuesta intervención con Plunger Lift. 2012

1.4.3 Tipos de pozos según el afterflow. Analizando esta variable, podemos identificar dos tipos de pozos:

- Pozos de gas y condensado en donde el objetivo principal es maximizar la producción de gas, con periodos de afterflow importantes, sin llegar a comprometer el pozo por un ahogue.
- Pozos de petróleo con gas, en donde la meta es producir los líquidos mediante la energía de presión del gas. En este caso los periodos de afterflow son más cortos, con la finalidad de resguardar la energía de levantamiento del gas y hacer la mayor cantidad de ciclos por día, simulando un efecto de pistoneo.

1.5 PROBLEMAS OPERATIVOS⁵

1.5.1 Problemas más comunes

- Roturas en el tubing (igualdad entre la presión de tubing y casing)
- Pérdidas en válvula neumática originadas por erosión del asiento.
- No apertura de la válvula neumática por baja presión en el gas de instrumento a causa de la formación de hidratos o presencia de líquido.
- Mal funcionamiento en los sensores de presión.
- Problemas en el sensor de arribo, imposibilitando el comienzo del afterflow debido a una no detección del plunger.
- No arribo del plunger por excesivo desgaste del mismo.
- Configuración incorrecta de las variables de operación, por ejemplo: Afterflow, Shut in, etc.

1.5.2 Ventajas y limitaciones

Principales ventajas al usar el sistema de levantamiento Plunger Lift

- No es requerida energía externa, usa solo la energía del pozo para la extracción.
- Dewatering gas well.
- No es requerido equipo de Rig para la instalación.
- Fácil mantenimiento.
- Mantiene el pozo limpio de depósitos de parafina.
- Bajo costo en cuanto a métodos de extracción artificiales.
- Buen manejo de pozos gasíferos.
- Muy bueno en pozos desviados.
- Pone en producción pozos hasta su depletación.

⁵ WEATHERFORD Optimización de la producción para sistemas de levantamiento artificial. Weatherford. 2012

Limitaciones

- Especifico RGL para propulsar o manejar el sistema.
- Bajo potencial de volúmenes (200 BPD)
- Sólidos
- Requiere supervisión para optimizar
- Constante diámetro interno del tubing

1.6 BENEFICIOS POTENCIALES

La instalación de un sistema Plunger Lift sirve como una alternativa económica a las bombas de balancín y otros sistemas de levantamiento, además de dar beneficios ambientales como la disminución de emisión de gas metano a la atmosfera y gases de combustión por generación de energía eléctrica. La extensión y el origen de esos beneficios dependen del sistema de levantamiento de líquidos que esté reemplazando el sistema Plunger Lift.

Comparación entre costos más bajos de capital y la instalación con otros equipos de levantamiento artificial. El costo de instalar y mantener un sistema de levantamiento Plunger Lift generalmente es menor que el costo de instalar y mantener cualquier otro equipo de levantamiento artificial, debido al ahorro de energía eléctrica para el funcionamiento de los motores, ya que este funciona con la energía proporcionada por el gas del pozo y posee un panel solar proporcionando la energía necesaria para el buen funcionamiento del controlador.

Menos mantenimiento al pozo y menos tratamientos remediales. Por lo general en sistemas de levantamiento artificial como el bombeo mecánico y las bombas de cavidades progresivas, se hace necesario intervenir el pozo periódicamente para hacer pruebas de dinagramas y sonolog en el caso del bombeo mecánico, trabajos de varilleo, flushing para pega de bombas entre otros problemas asociados a estos sistemas de levantamiento. Con el sistema Plunger

Lift se minimizan los costos por intervenciones a pozos debido a su practicidad en la configuración del bottom hole assembly (BHA).

La producción continua mejora las tasas de producción de gas y aumenta la eficiencia. Los sistemas de bombeo neumático (Plunger Lift) pueden conservar la energía de levantamiento del pozo y aumentar la producción de gas. La eliminación regular de líquido permite que el pozo produzca gas continuamente y evita la carga de líquido que detiene periódicamente la producción de gas o “mata” el pozo. Con frecuencia, la eliminación continua de los líquidos causados por las tasas de producción diaria de gas, es mayor que las tasas de producción antes de la instalación del bombeo neumático.

Reducción de acumulación de parafina y escamas. En los pozos donde la acumulación de parafina o escamas es un problema, la acción mecánica del émbolo subiendo y bajando en la tubería puede evitar la acumulación particular dentro de la tubería. Por lo tanto, la necesidad de tratamientos químicos o de limpieza puede reducirse o eliminarse. Muchos tipos distintos de plunger se fabrican con “lavadoras oscilantes” para mejorar el desempeño del “tallado”.

Emisiones más bajas de metano. Eliminando los tratamientos repetitivos de remedio y los servicios a pozo también se reducen las emisiones de metano.

Otros beneficios económicos. Al calcular los beneficios económicos del bombeo neumático, los ahorros de las emisiones de metano que se evitan, es solo uno de tantos que se obtienen con este tipo de sistema de levantamiento. Puede haber ahorros adicionales del valor de lo que se rescata del equipo excedente de producción y la reducción relacionada con los costos de electricidad y servicios a pozo. Además, los pozos que mueven agua continuamente fuera del agujero del pozo tienen el potencial de producir más líquido condensado y petróleo.

1.7 PRINCIPALES PROVEEDORES DEL SISTEMA PLUNGER LIFT

A nivel mundial se encuentran grandes proveedores como:

- Casing S.A: Es una empresa que desde 1988 se desempeña como proveedora de equipos, repuestos y servicios del sistema de extracción artificial de petróleo y gas denominado Plunger Lift. Es la representante de Multi Products Co. Principal productor mundial de equipamientos Plunger Lift.
- Weatherford: Es una de las compañías de servicios más grandes del mundo, fundada en 1940. Provee alta tecnología y servicios en el área de perforación, evaluación, completamiento, producción e intervención.
- Multi: Es una empresa fundada desde 1966 la cual se encarga del diseño, fabricación y venta de equipamiento para la extracción de petróleo y gas. Es uno de los líderes en sistemas de bombeo neumático.
- Ferguson Beauregard: Empresa dedicada a fabricar y proveer a la industria sistemas de bombeo neumático tipo embolo de alta tecnología por más de 35 años en la industria del petróleo y gas.
- IPS (Integrated production Services): Empresa líder en Norte América. Es una de las mayores empresas de servicios de émbolo de elevación de la industria. Ofrece una gama completa de productos de bombeo neumático, hidráulico y servicios de ingeniería.
- Conpropet: Es una empresa boliviana que fue creada en 1975, esta presta servicios de construcciones, servicios petroleros, provisión de materiales e ingeniería.

A nivel Colombia el único proveedor autorizado en la base de datos Ecopetrol es Weatherford

1.8 COSTOS ASOCIADOS A LA INSTALACIÓN DE FONDO Y SUPERFICIE DE UN SISTEMA PLUNGER LIFT

Los costos del equipo de fondo y de superficie se muestran en la tabla 2. Los cuales incluyen el servicio técnico y el tubing stop en caso de ser necesario el uso de este. La información detallada de estos costos fue proporcionada por el Departamento de Ingeniería de la SCO, los cuales pueden variar según el proveedor; en este caso el proveedor es Weatherford. .

Tabla 2. Costos asociados a la instalación de fondo y superficie de un sistema Plunger Lift.

PRESUPUESTO DE COMPRA SISTEMA PLUNGER LIFT					
ÍTEM	DESCRIPCION GENERAL	DESCRIPCION COMPLEMENTARIA	CANT	VALOR UNITARIO SIN IVA (\$)	VALOR UNITARIO CON IVA(\$)
1	Assembly, plunger 2.8 B-T1S Single T-Pad x RapidFlo 4140 o Similar	4140 alloy steel, Tool OD 2.345 x 2.490 , Tool Fishneck OD 1-3/8	1	2.018.520,00	2.341.483
2	ASSEMBLY, BUMPER SPRING BS-BV2.8 4140 o Similar	4140 alloy steel, Fishneck 1-3/8	1	1.333.220,00	1.546.535
3	3 CUP SEATING ASSEMBLY 2-7/8 IN TUBING LOCK NUT +30	AISI 4140 alloy-steel, No-Go Ring OD (in ./mm) 2.344 / 59.538, Seating Nipple ID (in ./mm) 2.285 / 58.039	1	1.190.820,00	1.381.351
4	Lubricator, dual outlet 2.8 3000psi WP std service	The lubricator is constructed of 4140 alloy steel	1	5.835.396,00	6.769.059
5	CEO IV CONTROLLER o Similar	Analog Input Channels, Number of channels: 6 inputs (1 to 5V or 4 to 20 mA conversion) Accuracy: 0.1% of full scale after factory calibration, Switched analog voltage to transmitter(s), Input impedance: 2 Meg ohm, 12-bit resolution, Digital Input Channels, Number of channels: 5 digital outputs, 3.3V open circuit, 165 mA short-circuit current, Dry contact only, 1 K maximum. Digital Output Channels, Number of channels: 8 digital outputs (4 pulsed latch valves), Rated output: 15V maximum, open collection output, 500 mA continuous current, 2-amp pulsed current, Switched battery voltage to end device (solenoid typical), communication Ports, RS-232: Human-machine interfase, RS-232 : MODBUS communication, RS-485, Onboard Memory Flash 8 MB, 512 K x 16, Static RAM 8 MB, 1 M x 8	1	6.712.087,00	7.786.021

6	Assembly, drip pot MOT w/ regulator standard service o similar	Traps moisture and condensate in the supply gas while regulating supply pressure. Protects the control valve and solenoid from high pressures. • Available in working pressures of 1,000, 2,000, and 4,000 psi. Can be • customized for sour service	1	2.087.940,00	2.422.010
7	KIMRAY HPG 30 300#WP o Similar	Keeps downstream pressure below a pre-set point by controlling the motor valve position.	1	1.895.700,00	2.199.012
8	VALVULA DE CONTROL DE FLUJO DE 2" KIMRAY 2200SMT MV (NORMALLY OPEN OR CLOSED) o similar	Pressure-activated design opens and closes the flowline. • Available in working pressures of 1,000, 2,000, and 4,000 psi. • Two-inch piston-balanced internal valves available for high-volume • applications.	1	4.149.180,00	4.813.049
9	TRIP MATE PLUNGER SENSOR (OKC o Similar)	Detects the plunger's arrival in the lubricator by completing a dry contact • circuit.	1	1.479.180,00	1.715.849
10	12 VOLT 10 AMP SOLAR PANEL	Harvests solar energy to power the controller.	1	1.660.740,00	1.926.458
11	Solenoid, remote latching with enclosure	The remote latch valve is CSA certified for Class I, • Division 2. Standard voltages: 6 VDC to 12 VDC Power: 6W Lead termination: Flying leads In\CYL: 1/8-in. NPT Operating temperature: -4° F (-20° C) non-condensing to +122° F (+50° C) Pulse width : 40 ms to 100 ms Coil resistance: 60 Ohms Vent port: Sized for 1/8-in ID., 1/4-in. OD Flexible tubing	1	1.655.400,00	1.920.264
12	SET DE ACCESORIOS / CONEXIONES EN CABEZA	Nipples de 2" SCH 160 de diferentes diámetros. Codos y Tee de 2" para 3000 psi. Uniones de golpe 602 y uniones universales 2" para 3000 psi. Nipples de 2" SCH 160 con conexiones soldadas de 1/2" npt box. Trabajo de instrumentación con capilar de 1/4" y accesorios de instrumentación Válvulas de aguja y de bola de 1/2" Pruebas hidrostática de todo sistema.	1	12.150.280,00	14.094.325

13	TRANSDUCER, WIKA C10 SWIKA-C3000 0- 3000# RANGE o Similar	Range: 0-3000 psi, 1-5 Vol conection: 1/2" NPT Male	3	1.847.640,00	2.143.262
14	ASSEMBLY, BUMPER SPRING 2.875 W/1.375 COLLET STD SERVICE	Bumper spring 2.875 W/1.375 collet std service p/n 90006518	1	1.645.000,00	1.908.200
15	STOP, TUBING, A, 2.500	Tubing stop 2- 7/8" p/n 272185	1	2.301.250,00	2.669.450
16	Asistencia Técnica para el montaje, arranque y puesta a punto del sistema Plunger Lift .	Asistencia Técnica para el montaje: instalación del Bumper, conexión de superficie, instalación y prueba de la instrumentación. Arranque: programación, lanzamiento del plunger y verificación del funcionamiento. Puesta a punto del sistema Plunger Lift: Seguimiento al funcionamiento, reprogramación y estabilización del mismo.	1	10.502.000,00	12.182.320
VALOR TOTAL SIN IVA (\$)				62.159.633	
IVA (\$)				9.945.541	
VALOR TOTAL CON IVA (\$)				72.105.174	

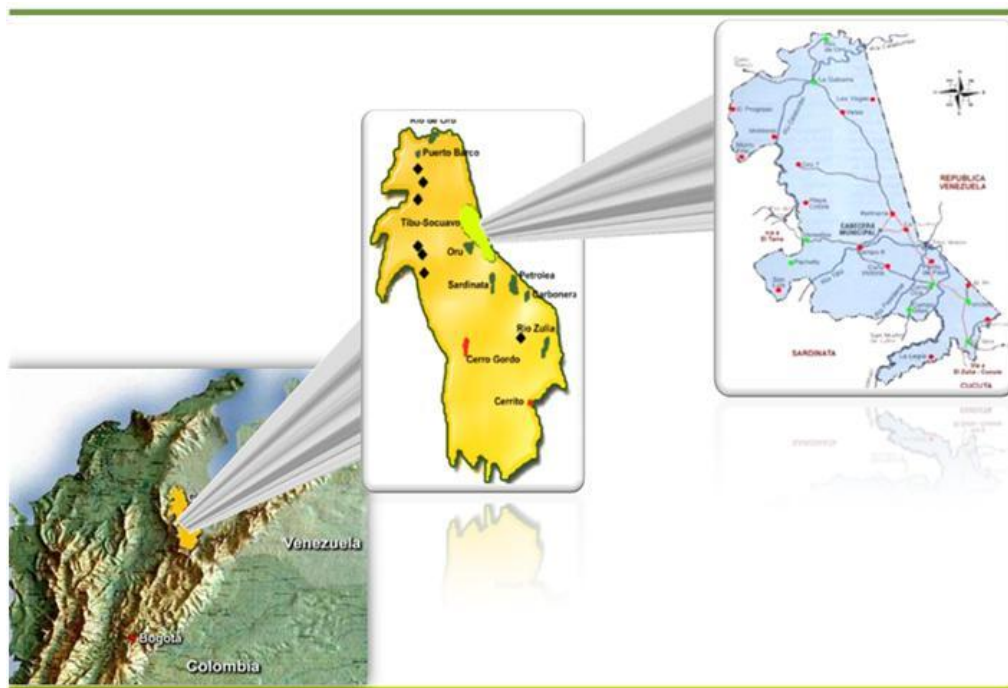
Fuente: Weatherford- Cotización instalación de Plunger 2012.

2. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS TIBU Y SARDINATA

2.1 CAMPO TIBÚ

El campo Tibú está ubicado 120 Km al norte de la ciudad de Cúcuta, fue concesión hasta 1976, se descubrió en 1941, las dimensiones del campo son: 30 x 10 Km – 300 Km², siendo el pozo descubridor el Tibú-01 en el anticlinal Tibú. Su máxima producción fue de 23.000 BOPD (1945), inició inyección de agua en 1960. Inició contrato colaboración empresarial en el 2007 hasta el límite económico.

Figura 10. Ubicación geográfica campo Tibú



Fuente: Departamento de Ingeniería de Subsuelo y Confiabilidad del Catatumbo

El campo Tibú cuenta con 135 pozos productores activos, 38 inyectoros activos, 5 abastecedores activos, 90 pozos productores inactivos, 71 inyectoros inactivos, 4 abastecedores inactivos, 146 productores abandonados, 25 inyectoros abandonados y 3 pozos observadores/temperatura abandonados.

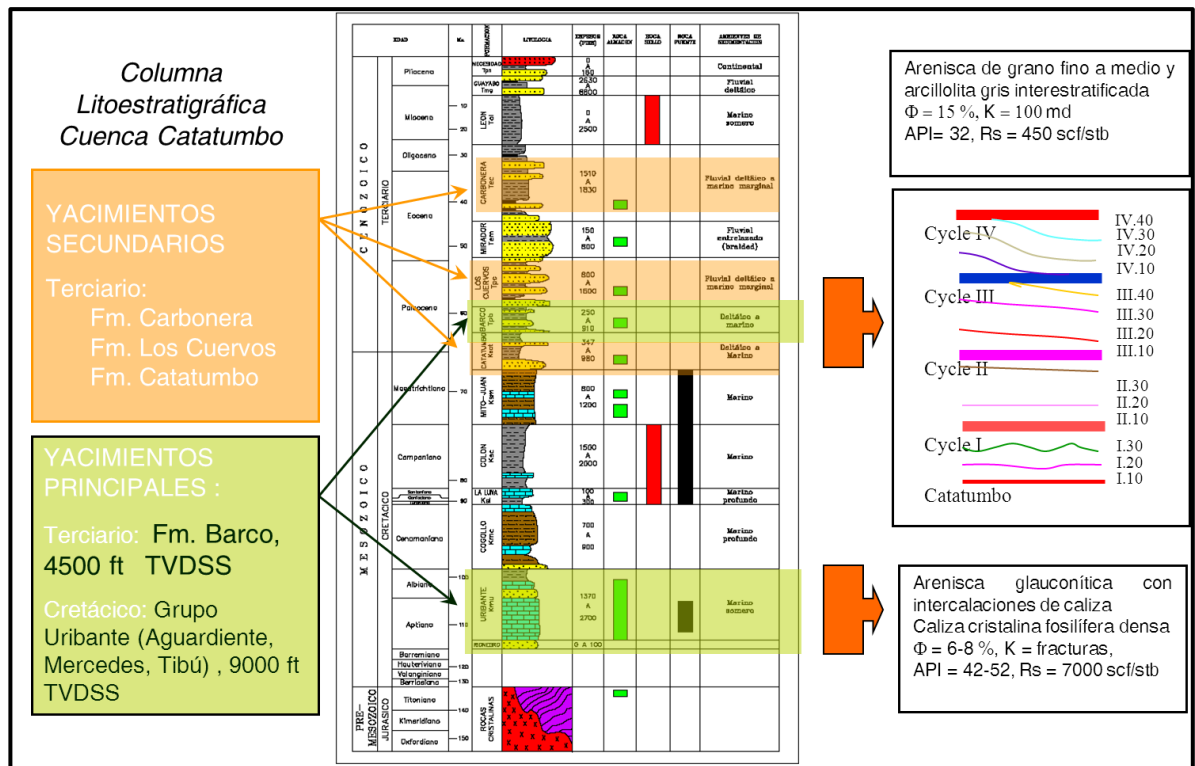
Como se puede observar en la figura 13 como yacimientos principales se tienen:

Terciario: Formación Barco, 4500ft. Arenisca de grano fino a medio y arcillolita gris interestratificada. Porosidad: 15%, K=100 md, API= 32, Rs= 450 scf/stb.

Cretáceo: Grupo Uribante (Aguardiente, Mercedes, Tibú), 9000 ft. Arenisca glauconítica con intercalaciones de caliza, caliza cristalina fosilífera densa, porosidad: 6-8 %, K= fracturas, API= 42-52, Rs= 7000 scf/stb.

Los yacimientos secundarios son del Terciario y corresponden a la formación Carbonera, formación Los Cuervos y formación Catatumbo.

Figura 11. Columna Litoestratigráfica Cuenca Catatumbo



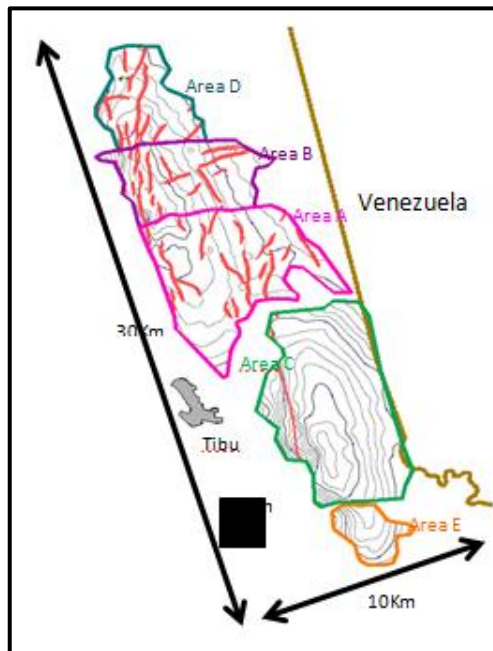
Fuente: Presentación Proyecto Desarrollo Incremental Tibú

El mecanismo de producción inicial del yacimiento fue el empuje por gas en solución, razón por la cual se hizo necesario recurrir muy pronto a métodos de levantamiento artificial. La presión inicial del yacimiento fue de 2210 psi y antes de

la inyección de agua había descendido en algunas partes a 500 psi. La presión ha logrado mantenerse en 2000 psi aunque no ha sido uniforme.

Campo Tibú está dividido en 5 áreas operativas: A, B, C, D y E que están distribuidas como se ve en la siguiente figura.

Figura 12. Mapa de distribución de áreas campo Tibú



Fuente: Departamento de Ingeniería de Subsuelo y Confiabilidad del Catatumbo

La producción de la formación Barco inicia en octubre de 1945 en las áreas A, B, C y D con 4323 BOPD, de los cuales el 90% provenía del área A con 10 de los 14 pozos activos del campo.

En julio de 1951 la producción primaria alcanzó un máximo de 21700 BOPD a través de 114 pozos activos. En 1955 se inició un piloto de inyección de agua en el área C, conformando dos patrones de siete puntos en la formación Barco en el anticlinal Tibú. En agosto de 1956 inicia la producción del área E con 131 BOPD.

El Original Oil in Place (OOIP) de la formación Barco del campo Tibú está estimado en 1044,84 MMBO, la producción de petróleo acumulada es de 206,44 MMBO.

La producción actual del campo es de 2300 BOPD, 13.684 BWPD, 88 % BSW y 24.567 BWIPD. El 84% de la producción actual de petróleo corresponde a la formación Barco.

Tabla 3. Generalidades campo Tibú

Generalidades del Campo	
Cuenca	Catatumbo
Departamento	Norte de Santander
Área	300 Km ²
Tipo de trampa:	Anticlinal asimétrico fallado
Máxima producción (KBOPD)	23 (1963)
Roca Generadora:	Fm La Luna
Unidades Productoras :	Fm Barco
	Fm Catatumbo, Fm Carbonera
Unidades productoras secundarias:	Fm Aguardiente
	Fm Mercedes
	Fm Tibú (Calizas)
OOIP (MMSTB):	1270
Gravedad API	32°
NP TOTAL @Dic 2011 (MMSTB)	251.7
NP Fm Barco @Dic 2011 (MMSTB):	211.4
FR actual(%):	21
Presión actual:	1100-1400 psi
Profundidad promedio:	5000-5500 pies TVDSS Anticlinal Socuavó
	4400-4700 pies TVDSS Anticlinal Tibú
Salinidad del agua de formación	3500-4000 ppm actual 1500-2000 ppm

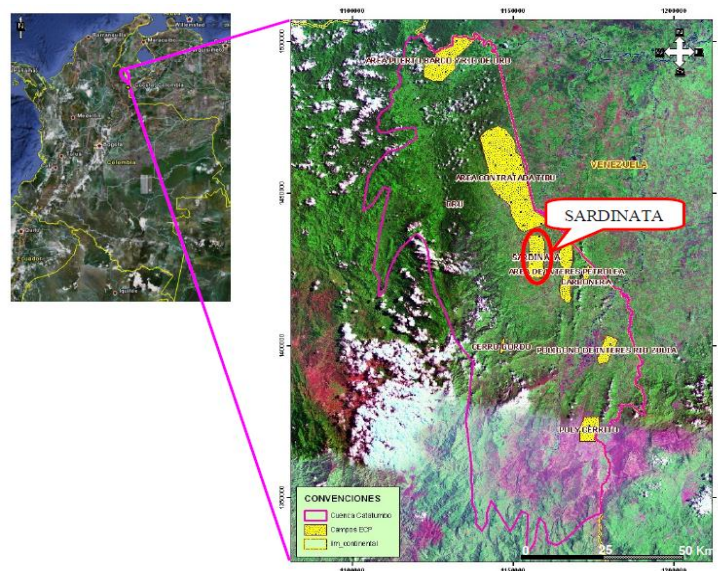
Fuente: Departamento de Ingeniería de Subsuelo y Confidencialidad del Catatumbo

2.2 CAMPO SARDINATA

El campo Sardinata es un campo maduro que ha estado produciendo desde el año 1951 de diferentes formaciones del Terciario y Cretáceo, siendo las principales la formación Barco y la formación Aguardiente.

El campo Sardinata se encuentra localizado en jurisdicción del municipio de Tibú, en el departamento de Norte de Santander, aproximadamente a 65 Km. al norte de la ciudad de Cúcuta. Geológicamente se encuentra en la cuenca del Catatumbo, en un tren de producción que incluye además, los campos Río de Oro, Puerto Barco, Tibú, Yuca, Petrólea, Carbonera y Río Zulia.

Figura 13. Ubicación geográfica campo Sardinata



Fuente: Presentación Generalidades Campo Sardinata

La estructura del campo Sardinata, corresponde a un anticlinal formado por dos domos, domo norte y domo sur, limitados al oeste por una falla de tipo inverso.

El campo fue descubierto por la Colpet en el año 1941 con la perforación del pozo Sardinata-1, completado en la formación Catatumbo. En enero de 1951, en el domo norte se perforó el pozo Sardinata-3K, completado en la formación Tibú, con

una producción inicial de 510 BOPD. En noviembre de 1951, se perforó el pozo Sardinata-4K, en el domo sur, con una producción inicial de 1229 BOPD. La máxima producción alcanzada fue de 2200 BOPD en el año 1957.

El Original Oil in Place (OOIP) para el campo Sardinata inicialmente era 237,9 millones de barriles de petróleo (MMbbl). En el año 2010 donde se reevaluaron principalmente las formaciones Aguardiente y Barco se calcula un valor de OOIP de 168,4 Mbbl y 180 Gpcn.

En cuanto al recobro, la producción acumulada para el campo Sardinata a octubre 2010 es de 9,48 Mbbl de petróleo; 54,4 Gpcn de gas y 3,8 Mbbl de agua. De la producción de petróleo del campo, 6,32 Mbbl. corresponden al domo sur, lo que equivale al 67% de la producción total.

Varios niveles de la columna estratigráfica son considerados intervalos con capacidad almacenadora suficiente. Estas formaciones Cretácicas y Paleógenas incluyen rocas clásticas y rocas calcáreas. La producción del campo proviene de los siguientes yacimientos: Barco, Catatumbo, Mito Juan, Cogollo, Aguardiente, Mercedes, Tibú (Ver figura 16).

Actualmente el campo tiene 39 pozos perforados, de los cuales hay 12 activos (SN-3K, SN-23K, SS-12, SS-19, SS-20, SS-32, SS-33K, SS-34K, SS-35K, SS-36, SS-37, SS-40), 5 pozos inactivos y 22 pozos abandonados.

Sus principales formaciones productoras son:

- **Formación La Luna**

Es una de las principales generadoras, el carácter altamente bituminoso y olor fuerte a petróleo; la baja porosidad y permeabilidad primarias determinadas en núcleos de rocas cretácicas en aquellos intervalos estratigráficos productores, son algunos indicadores del potencial generador de esta formación.

- **Formación Tibú**

La formación Tibú consiste hacia la base, de una secuencia de 95 a 160 metros de calizas fosilíferas, micríticas de color gris y lutitas con algunas intercalaciones de areniscas. El espesor de esta formación varía entre 166 y 170 metros.

- **Formación Mercedes**

Está constituida por una alternancia de calizas grises, lutitas negras pizarrosas y areniscas glauconíticas de 3 a 20 metros de espesor; hacia la base se presenta un shale. Las calizas son menos fosilíferas que las de la formación Tibú. Su espesor total varía entre los 149 y 200 metros en la cuenca del Catatumbo.

- **Formación Aguardiente**

Está conformada en el área por tres paquetes; el inferior más espeso consta de areniscas de grano fino a grueso con estratificación cruzada, en bancos gruesos a muy gruesos, y presencia de calizas hacia la base. El paquete intermedio más delgado consta de lutitas negras y calizas y el intervalo superior consta de areniscas de grano fino compacto con estratificación cruzada y presencia de glauconita; el espesor varía entre 150 y 275 metros.

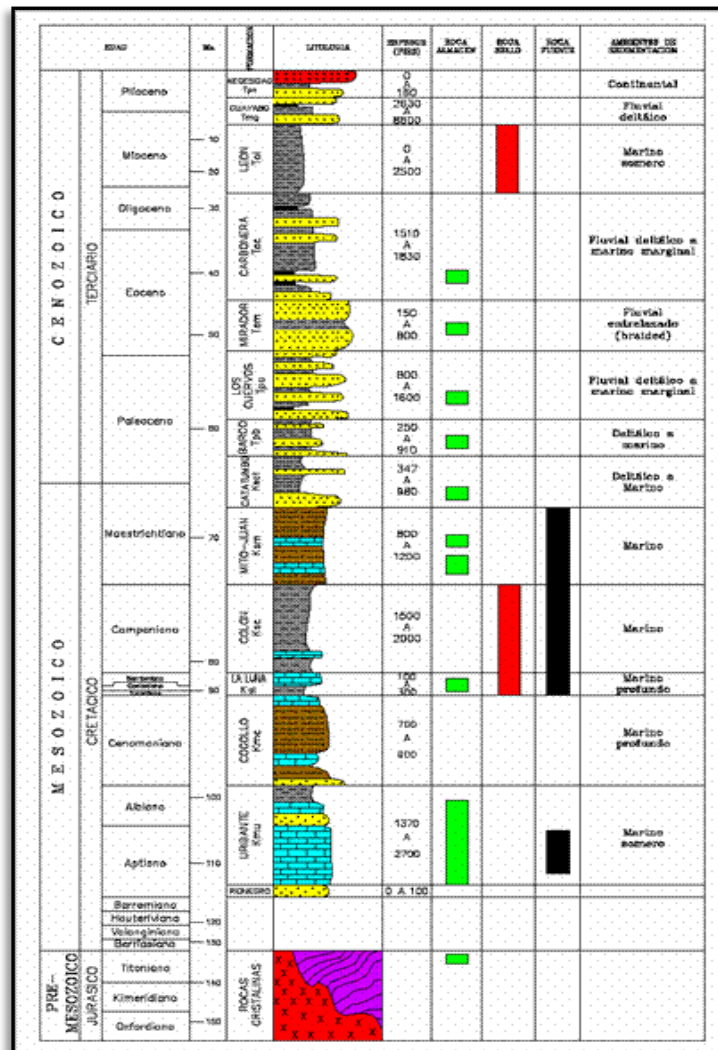
- **Formación Cogollo (Capacho)**

Consiste principalmente de shales de color negro a gris oscuro, con intercalaciones de calizas fosilíferas de color gris oscuro y en menor proporción limolitas arcillosas. Las zonas de calizas están típicamente desarrolladas en la base, parte media y el tope de la formación.

- **Formación Barco**

Consiste de arcillolitas interestratificadas con areniscas de grano medio a fino. Es la formación productora de hidrocarburos más prolífica de todas las formaciones del Terciario de la cuenca del Catatumbo.

Figura 14. Columna estratigráfica generalizada sector campo Sardinata



Fuente: Departamento de ingeniería de Subsuelo y de Confiabilidad del Catumbó

• **Formación Catumbó**

Consta de arcillolitas pizarrosas gris oscura, carbonosas, silíceas, nodulares y muy ferruginosas con intercalaciones delgadas de areniscas grises de grano fino hacia la parte superior de la formación, alcanza hasta 10 metros de espesor. En la parte inferior contiene a menudo pequeños mantos de carbón. El espesor de la formación varía desde 106 metros en la parte central de la cuenca hasta 300 metros al suroeste de la misma.

3. ESTUDIO TECNICO - FINANCIERO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA PLUNGER LIFT.

Este capítulo tiene como objetivo elaborar una estudio técnico - financiero que permita hacer un análisis de lo que ha sido la implementación del sistema Plunger Lift en pozos de los campos Tibú y Sardinata, para esto se siguió la siguiente metodología

3.1 ESTUDIO TECNICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA PLUNGER LIFT

Para desarrollar la evaluación técnica se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:

- Identificación de los pozos con sistema de levantamiento artificial Plunger Lift
- Recopilación de la información
- Selección de la información y análisis de parámetros
- Caudales de producción
- Curvas de declinación de la producción
- Comportamiento de las presiones del yacimiento
- Análisis de factores externos en superficie que llegaron a afectar la producción

3.1.1 Identificación de los pozos con sistema de levantamiento artificial Plunger Lift.

Después de un análisis para determinar los pozos candidatos a instalar este sistema en los diferentes campos de la Superintendencia de Operaciones Catatumbo Orinoquia de Ecopetrol S. A. Se determinó que este tipo de

levantamiento artificial solo se instalaría en pozos de los campos Tibú y Sardinata, debido a que las condiciones de estos dos campos son más favorables para este tipo de sistema, ya que estos tienen pozos completados en arenas del Cretáceo las cuales son gasíferas y se encuentran a mayor profundidad.

Los pozos a los cuales se les instaló el sistema Plunger Lift, teniendo en cuenta principalmente la tasa de líquido, RGL histórica, RGL promedio y la ubicación estructural en el yacimiento fueron:

Tabla 4. Pozos operando con sistema artificial Plunger Lift

POZO	FECHA INSTALACIÓN
Tibú 4 K	Junio de 2009
Tibú 49 K	Noviembre de 2010
Tibú 191K	Abril de 2011
Tibú 290 K	Marzo de 2012
Sardinata Sur 32 K	Junio de 2012

3.1.2 Recopilación de la información. Después de identificar los pozos a los cuales fue instalado el sistema Plunger Lift, se recolectaron datos de historiales de producción de cada uno de los pozos, los eventos ocurridos durante la producción, data de presiones proporcionada por cada uno de los controladores instalados a los pozos, al igual que la historia del campo de aplicación, la cual contempla la geología del yacimiento y aspectos característicos del mecanismo de empuje y propiedades de la roca y del fluido. (Ver capítulo 2). Esta información fue proporcionada por ingenieros que integran el grupo del departamento de

producción y de ingeniería de la Superintendencia de Operaciones Catatumbo Orinoquia.

3.1.3 Selección de la información y análisis de parámetros. Después de integrar toda la información proporcionada, se seleccionó la información más relevante de cada uno de los pozos, se tuvo en cuenta las intervenciones que se habían hecho a cada uno como: Estimulaciones, cañoneos, fracturamientos entre otros que pudiesen afectar la producción del mismo.

Se analizó los parámetros de producción de agua, gas y crudo a cada uno de los pozos así como las curvas de declinación de la producción, registros y otros elementos que mostraban el estado actual del pozo antes y después de la instalación del sistema Plunger Lift.

Tabla 5. Principales eventos ocurridos antes de la instalación del sistema Plunger Lift para cada uno de los pozos

POZO	FECHA	OBSERVACIONES
T-4K	Julio de 1941	Inició la perforación
	Agosto de 1942	Finalizó completamiento
	Dic de 1966	Estimulación acida
	Julio de 1967	Instalación SLA Gas Lift
	Agosto de 1980	Acidificación
	Nov de 1995	Se sacó tubería altamente corroída, pozo con problemas de alto nivel de corrosión en tuberías
	Agosto de 2001	El pozo queda produciendo solo gas después de suabear a diferentes profundidades

T-49K	Febrero de 1947	Se inició la perforación
	Enero de 1948	Finalizó completamiento
	Julio de 1971	Instalación sistema de levantamiento Gas Lift
	Febrero de 1981	Estimulación acida
	Marzo de 1981	Cambio SL, el pozo se deja en flujo natural
	Abril de 1981	Presento problemas de arenamiento y se realizó estimulación química
T-191K	Febrero de 1953	Inicio perforación
	Junio de 1953	Termino completamiento
	Julio de 1980	Pescado a 9090'
	Agosto de 1980	Estimulación acida
	Julio de 1995	Se instaló sistema artificial Gas Lift
T-290K	Abril de 1956	Inicio perforación
	Julio de 1956	Termino completamiento
	Abril de 1982	Problemas de arenamiento
	Octubre de 1985	Se realizó tratamiento acido, el pozo esta en FN
	Nov de 1987	Estimulación acida
	Agosto de 1993	Produce conjuntamente por tubing y revestimiento
	Nov de 1993	Producción en flujo natural intermitente, se cierra válvula de conexión anular a línea de producción.
	Marzo de 1995	Instalación sistema de levantamiento Gas Lift

3.1.4 Análisis de producción. El análisis que se realizó a cada pozo se basó en un estudio técnico, el cual se desarrolló determinando la producción incremental antes y después de la implementación, haciendo un análisis comparativo con otros eventos de optimización de la producción que se le hayan realizado a cada pozo y

teniendo como base los historiales de producción, curvas de declinación de la producción y condiciones mecánicas de los pozos.

A continuación se presenta la evaluación de los resultados de la implementación del sistema Plunger Lift a cada uno de los pozos.

3.1.4.1 Pozo Tibú 4K. La base de datos reportada en OFM de campo Tibú muestra la producción de los pozos según la arena productora, para el pozo T-4 K, las arenas productoras son del Cretáceo: Grupo Uribante, Miembro Aguardiente y Tibú.

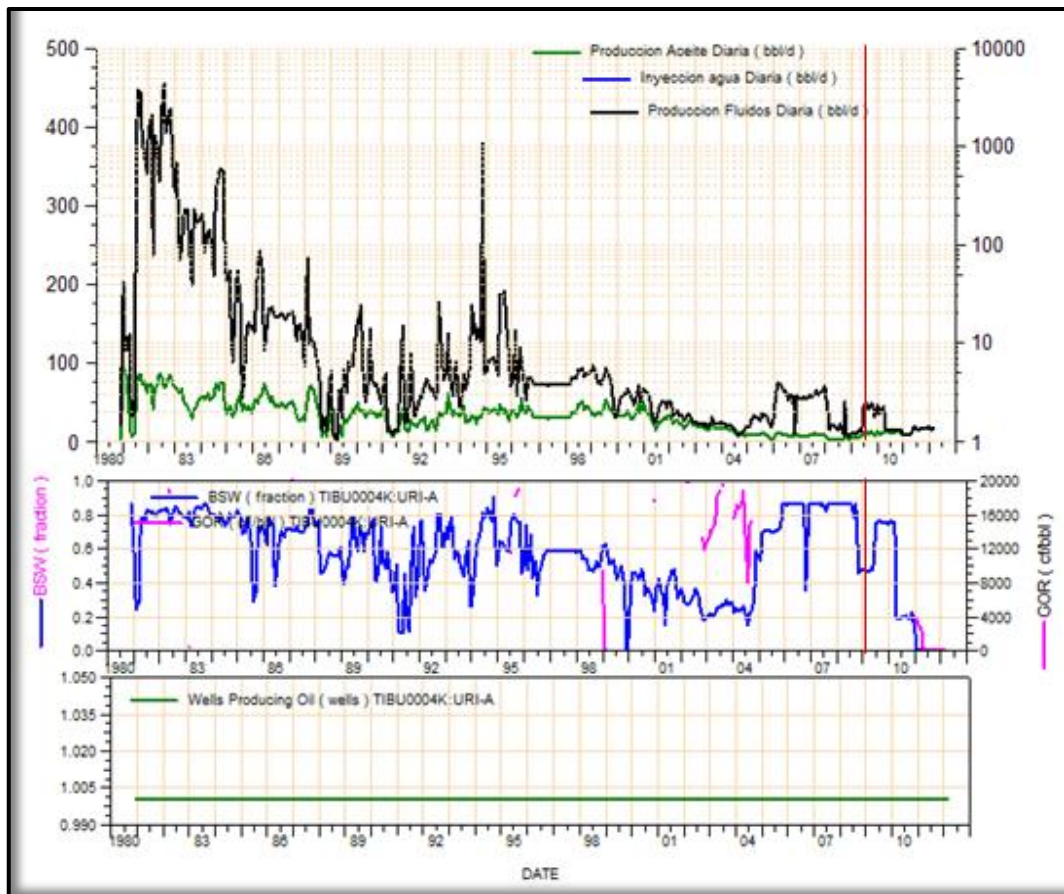
Para los objetivos de este proyecto solo se analizara la producción de la formación Aguardiente, debido a que el pozo solo está produciendo de dicha formación; como se puede apreciar en el estado mecánico del pozo. (Ver anexo A). La formación Aguardiente está en producción desde 1981 hasta la fecha (2013); intervalo de tiempo en el cual se instaló el sistema Plunger Lift.

La instalación se realizó en dos etapas de intervención a pozo. En la primera etapa se cambió la sarta de tubería con el fin de adecuar el pozo a los requerimientos del sistema (Tubería de 2 ⁷/₈" , sin empaque, nipples de 2,25" en el fondo del pozo, esta nipples se sentó a 7769').

La segunda intervención se desarrolló después de que se estabilizara la producción, se requirió el cambio del cabezal del pozo con válvulas de 3 ¹/₈" a un cabezal con válvulas de 2 ⁹/₁₆" , debido a que con un diámetro mayor el plunger corre el riesgo de atascarse en su carrera ascendente o descendente.

En la figura 15 se puede apreciar que después de junio de 2009 (fecha de instalación del sistema Plunger Lift) la producción asciende, pasando de una producción de 6 BOPD en junio de 2009 a 11 BOPD para julio de 2009, según las pruebas tomadas antes y después de realizada la intervención.

Figura 15. Análisis completo de la producción

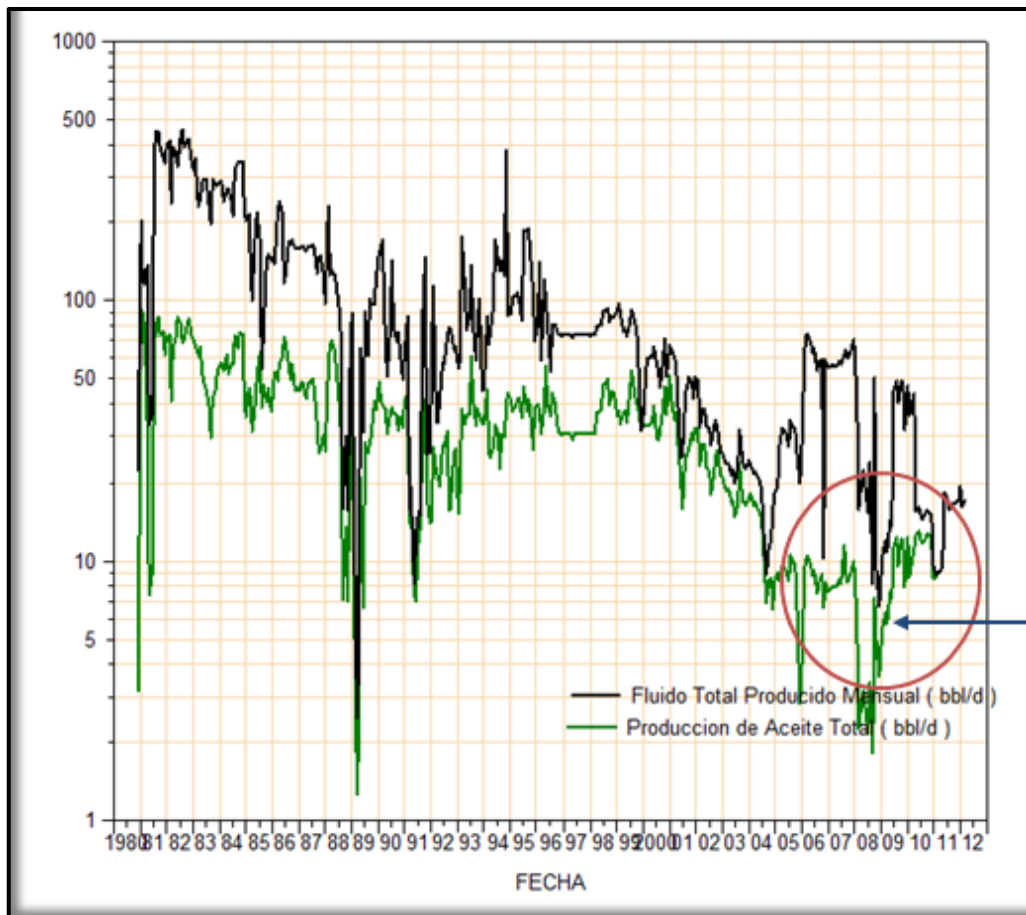


Fuente: Departamento de Producción SCO

En la figura anterior se puede evidenciar el cambio ascendente en la tendencia de la curva, tanto en la gráfica de producción vs tiempo como en la gráfica de BSW vs t después de junio de 2009, dando así un resultado favorable para la remoción de líquidos en el Tubing.

En la figura 16 se aprecia una gráfica de producción vs tiempo, la cual es una ampliación de la figura anterior, en esta se hace más notorio el cambio en la curva de producción de aceite total (Color verde) después de junio de 2009.

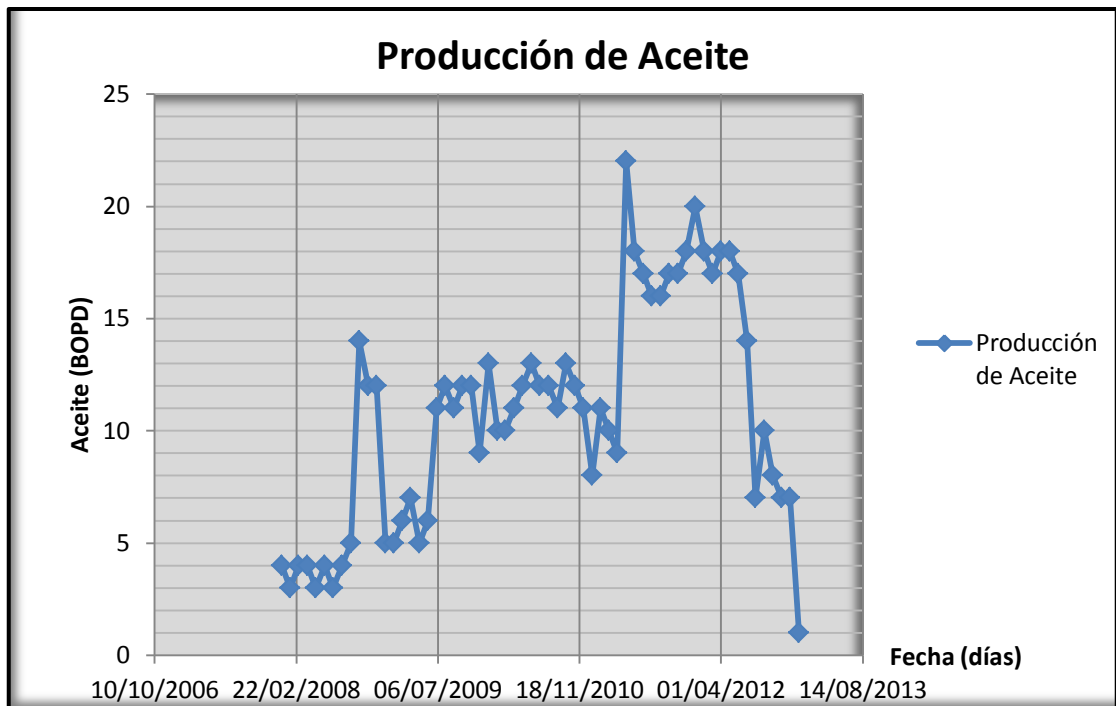
Figura 16. Análisis simple de la producción



Fuente: Departamento de Producción SCO

La figura 17 muestra una gráfica de producción vs tiempo en un intervalo desde enero de 2008 hasta enero de 2013, en donde se evidencia con mayor claridad como con la instalación del sistema Plunger Lift cambia la tendencia de la curva de producción, mostrando una declinación en la curva desde enero de 2009 hasta junio del mismo año, fecha en la cual se instaló el sistema. Luego de la instalación la curva empieza a tener una tendencia ascendente debido al incremento en la producción la cual se mantiene entre 11 y 13 BOPD.

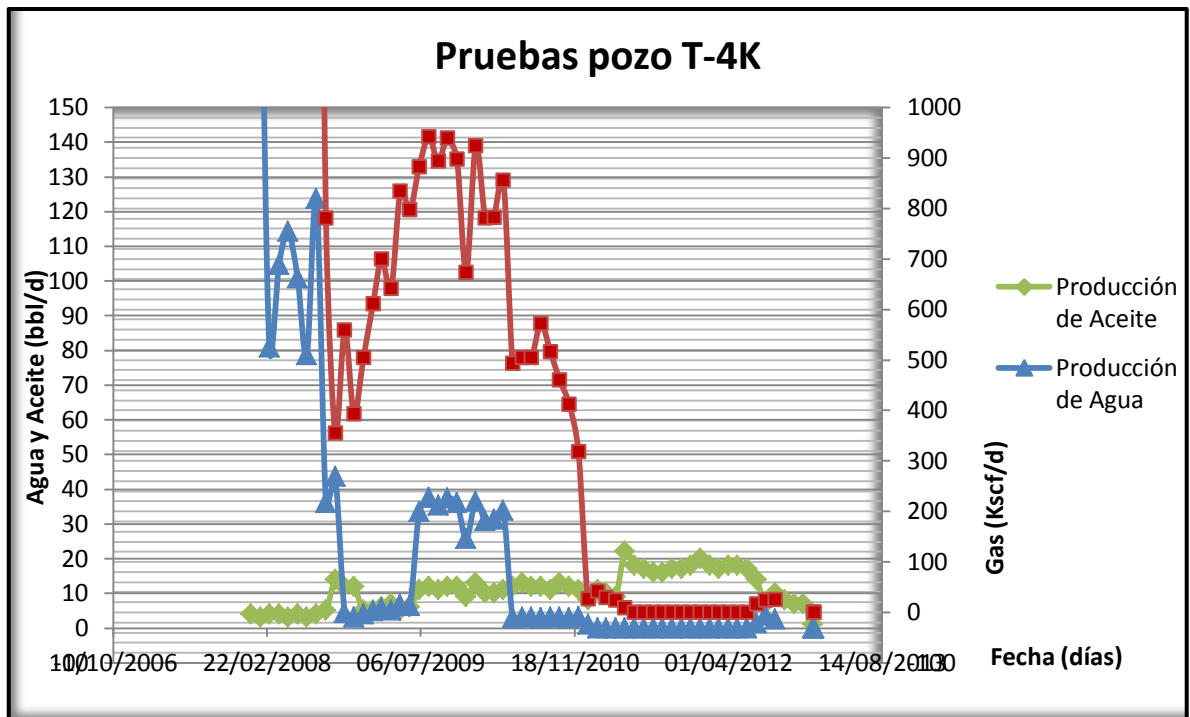
Figura 17. Gráfica pruebas de producción vs tiempo



Para mayo de 2011 la gráfica muestra un cambio fuerte en la curva, lo que refleja el aumento en la producción llegando a una producción máxima de 22 BOPD, esto se debe a que el sistema Plunger Lift para abril de este mismo año presentó problemas operativos de rotura del bumper spring, motivo por el cual, al pozo se le realizó un rediseño del sistema de levantamiento; instalando un tubing stop en fondo así acortando la distancia a la nipplesilla que antes estaba instalada a 7769', según estado mecánico (Ver Anexo A). Luego de la intervención a pozo, al reducir la columna de fluido que el plunger lleva hasta superficie, se incrementó la producción y el sistema Plunger Lift empezó a operar con mayor eficiencia.

Para julio de 2012 el pozo empieza su declinación natural.

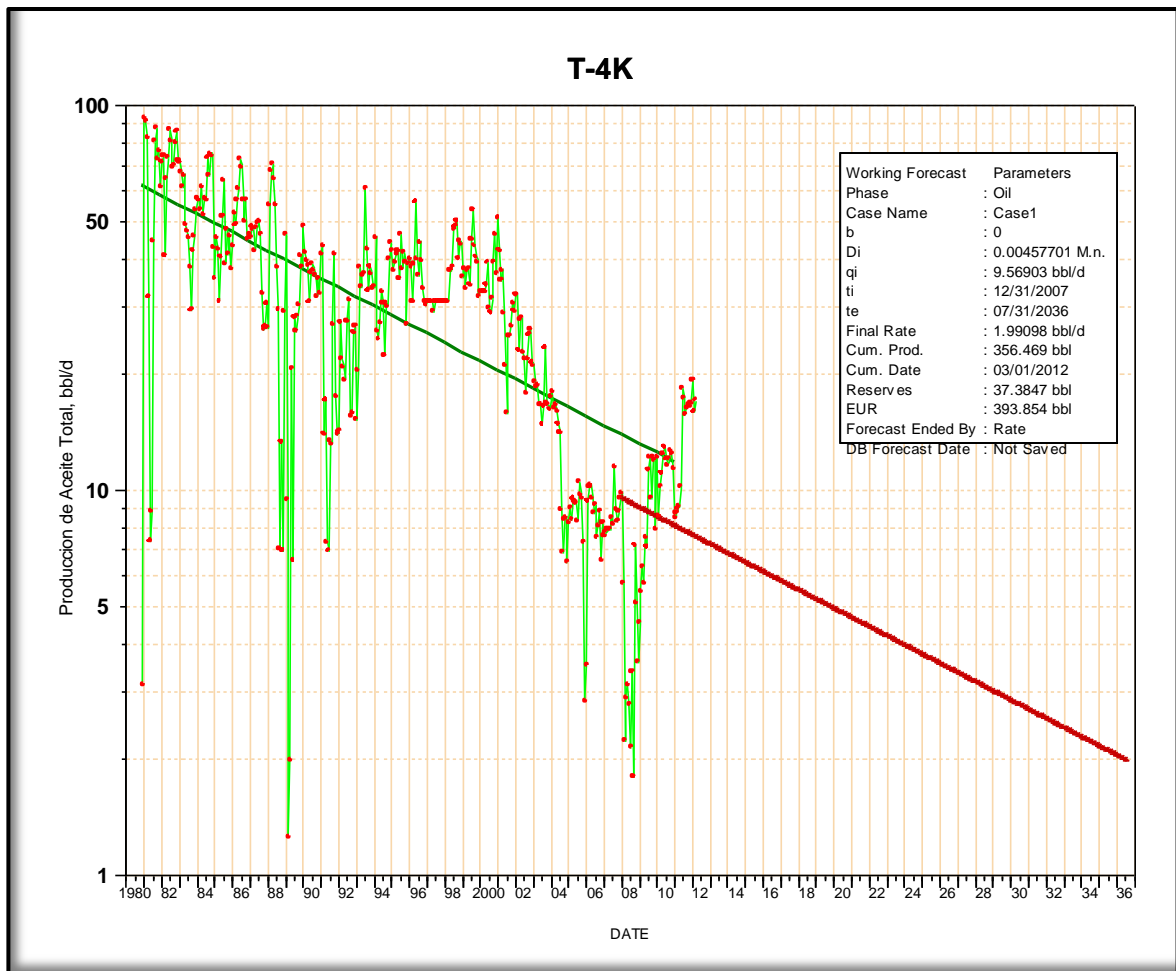
Figura 18. Gráfica pruebas de producción de aceite, gas y agua vs tiempo



La figura anterior muestra una gráfica de producción de aceite, gas y agua vs tiempo, esta gráfica se realizó con valores de pruebas de producción reportados en el programa AVOCET. Se observa que tanto la curva de producción de agua (Color azul) y la curva de producción de gas (Color rojo) crecen después de la instalación del sistema PL. Para mayo de 2009 la producción de agua fue 6,365 BWPD y después de la instalación la base de datos de AVOCET reporta una producción de agua de 33,404 BWPD para julio de 2009.

La producción de gas antes de la instalación fue 641,26 Kscf/d, la cual se ve reflejada en la caída de la curva para abril de 2009, luego de la instalación del PL la producción de gas en julio de 2009 fue 882,35 Kscf/d aumentando a 942 Kscf/d para agosto de 2009. Esto indica que la producción de gas tuvo un aumento aproximadamente del 47%.

Figura 19. Curva de declinación antes de la instalación del sistema Plunger Lift

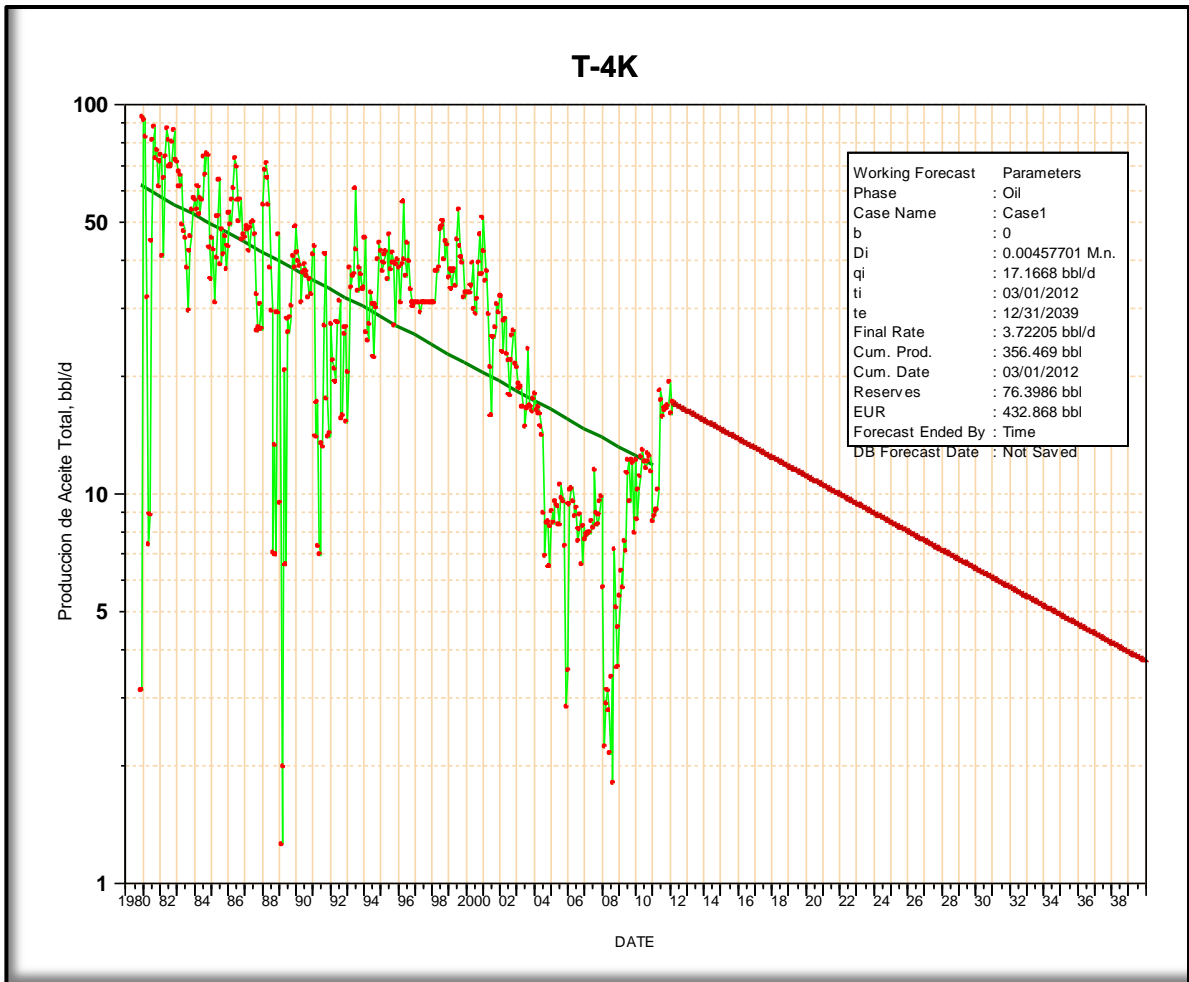


Fuente: Software OFM (Oil Field Manager) bajo licencia de Ecopetrol S.A.

La figura anterior muestra la curva de declinación para el pozo T-4K, esta tiene un ajuste de tendencia exponencial con índice de declinación (b) igual a 0. El método empleado para modelar la curva de declinación fue por mejor ajuste, la extrapolación se empieza desde un $t_i=12/31/2007$, año anterior a la instalación del sistema Plunger Lift.

Antes de la instalación del sistema Plunger Lift la curva de declinación da un cálculo de producción final a tiempo de límite económico, $q_t= 1.99$ BOPD con $t=29$ años y un cálculo de reservas recuperables de 37.3847 bbl.

Figura 20. Curva de declinación después de la instalación del sistema Plunger Lift



Fuente: Software OFM (Oil Field Manager) bajo licencia de Ecopetrol S.A.

La figura 20 muestra la curva de declinación para el pozo T-4K comenzando la extrapolación después de la instalación del sistema PL, la cual tiene un ajuste de tendencia exponencial con índice de declinación (b) igual a 0. El método empleado para modelar la curva de declinación igual que en la figura 19 fue por mejor ajuste, la extrapolación se empieza desde un $t_i=03/01/2012$, con el objetivo de notar si el número de reservas aumentó después de la instalación del sistema.

Después de la instalación la curva de declinación da un cálculo de producción final $q_t= 3,72$ BOPD con $t=29$ años y un cálculo de reservas de 76.3986 bbl.

En base a los cálculos hechos utilizando curvas de declinación de la producción, podemos concluir que el aumento en las reservas es aproximadamente de 39.014 bbl.

Tabla 6. Reservas adicionales adquiridas después de la instalación del sistema

	Reservas antes (bbl)	Reservas después (bbl)	Reservas Adicionales (bbl)
T-4K	37.3847	76.3986	39.014

Según el análisis que se desarrolló con las curvas de producción realizadas en OFM y comparando las tablas de las pruebas de producción reportadas en AVOCET, para valores antes y después de la instalación del sistema PL se obtuvo un resultado favorable con un incremento del 100% de la producción; como se observa en la siguiente tabla pasando de una producción de 6 BOPD a 11 BOPD después de la instalación.

Tabla 7. Porcentaje de aumento de producción de crudo después de la instalación del sistema

	Producción antes (BOPD)	Producción después (BOPD)	Diferencia	Porcentaje
T-4K	6	11	5	100%

3.1.4.2 Pozo Tibú 49K. El pozo T-49 K esta completado en arenas del Cretáceo del grupo Uribante, la formación productora es Aguardiente. La instalación del sistema Plunger Lift se realizó en noviembre de 2010 la cual consistió en:

Levantar sarta y desasentar empaque R-3 sentado a 8275', sacar tubería de 2 7/8" 6,5 #/ft J-55 y BHA con empaque R-3. Se tomaron registros de inspección de cemento CBL-VDL-GR-CCL desde 8406' hasta 7800', re-cañonear con casing gun de 4" OD a 4 TPP los intervalos 8368-8388', 8388'-8340' 8356'-8368' 8401-8430'.

Después de la detonación de cada cañón no hubo ninguna manifestación en superficie.

Se bajó la siguiente sarta de tubería para completamiento sencillo de Plunger Lift. (Ver Anexo B):

01 Mule shoe de 2-7/8" EUE + Pup Joint 2 7/8"

+ 01 Niplesilla HF de 2-7/8" EUE (N11-25- 12 parte No 25-31-1).

+ 268 Tubos de 2-7/8" EUE J-55 punta de tubería (8262')

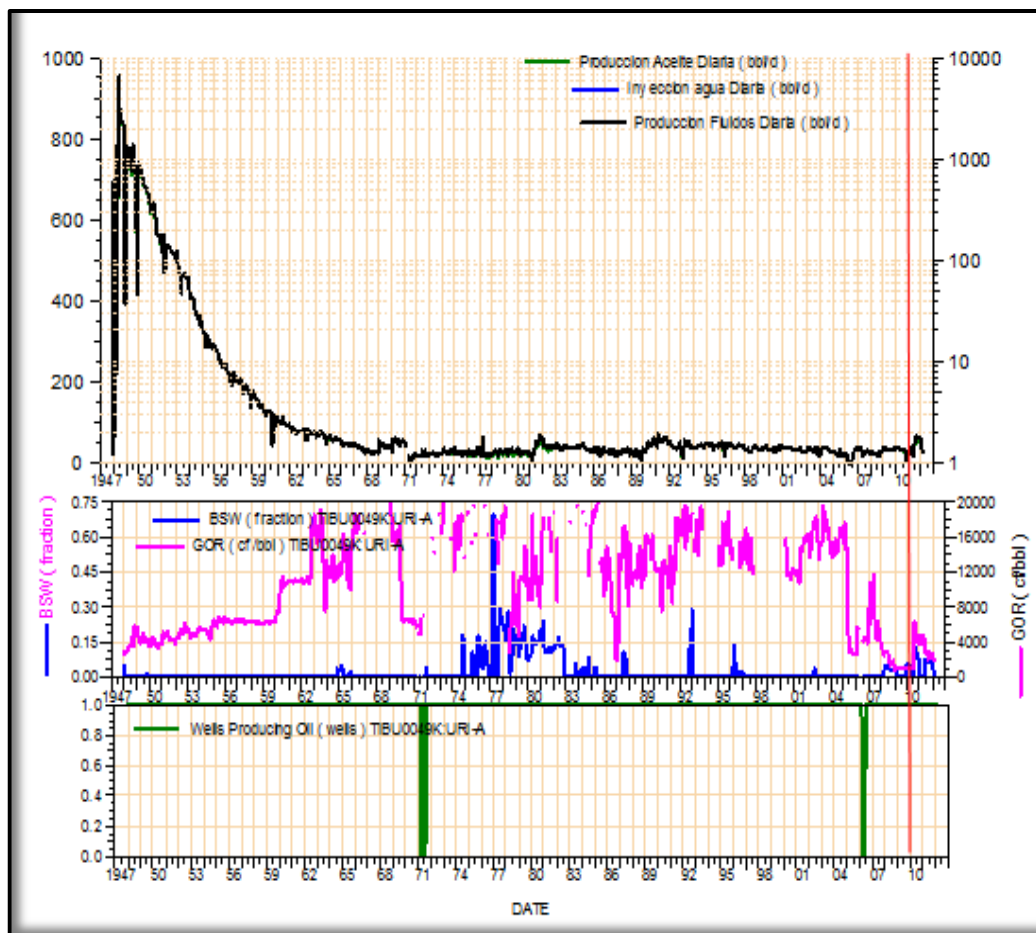
+ 01 Tubing hanger (el que tiene el pozo)

Se instaló arbolito de navidad 7 1/16" X 5 M X 2 9/16.

Se armó equipo de superficie con ayuda de la cuadrilla de producción y bajo supervisión del equipo técnico de Weatherford.

Para hacer el respectivo análisis de producción se tomó la base de datos de OFM proporcionada por el Departamento de Producción y de Ingeniería de la SCO. En base a esta y para hacer el respectivo estudio se analizaron las gráficas de producción, BSW, GOR, las curvas de declinación y las pruebas de producción reportadas en el programa AVOCET.

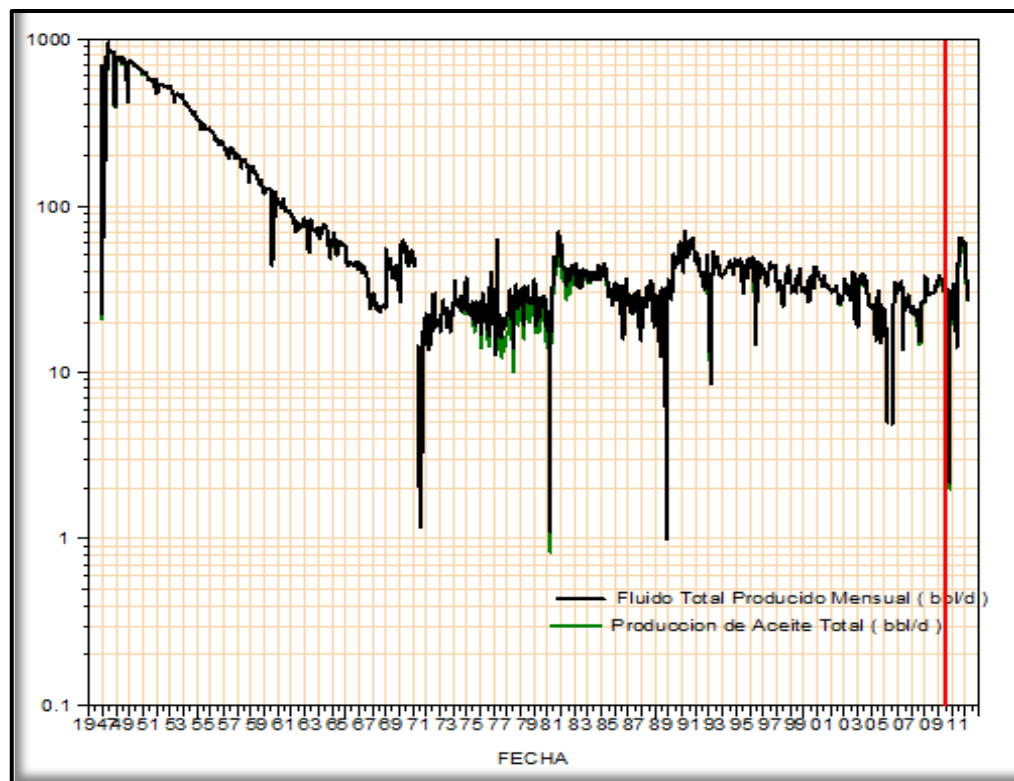
Figura 21. Análisis completo de la producción



Fuente: Departamento de Producción SCO

En la gráfica central del GOR vs tiempo y BSW vs tiempo, se aprecia después del año 2010 el crecimiento en la curva tanto del BSW como del GOR, esto es producto de la remoción de líquidos que se produce cuando el plunger asciende a superficie, arrastrando todos los líquidos que se encuentran almacenados en el tubing por encima de él, estos líquidos incluyen agua de formación como condensados.

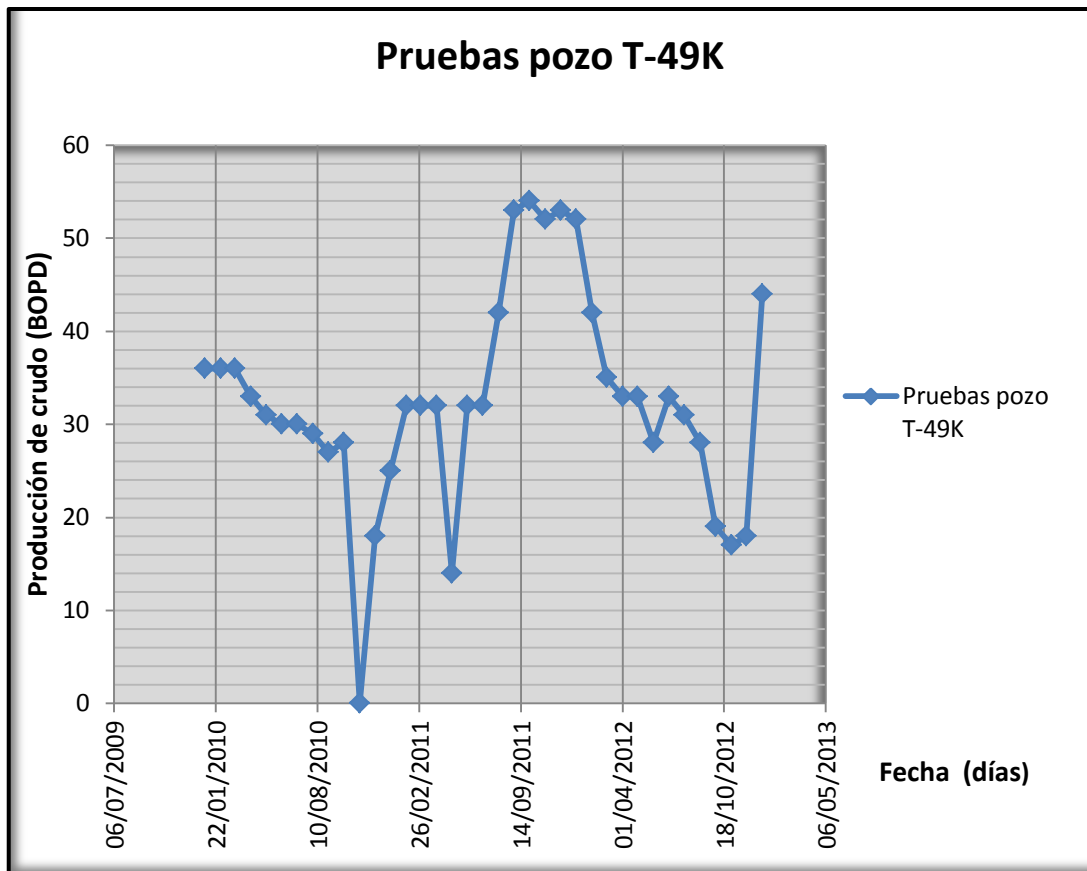
Figura 22. Análisis simple de la producción



Fuente: Departamento de Producción SCO

En la figura anterior la gráfica de producción vs tiempo muestra como la producción entre finales del año 2010 y el año 2011 crece, esto se puede corroborar en la siguiente gráfica elaborada con las pruebas que se le tomaron al pozo T-49K, el gráfico muestra en un intervalo más pequeño el cambio de la producción; pasando de una producción de 18 BOPD en octubre de 2010 a una producción de 32 BOPD para febrero del 2011, manteniéndose e incrementando hasta llegar a su pico con una producción máxima después de la instalación del sistema Plunger Lift de 54 BOPD para octubre del mismo año.

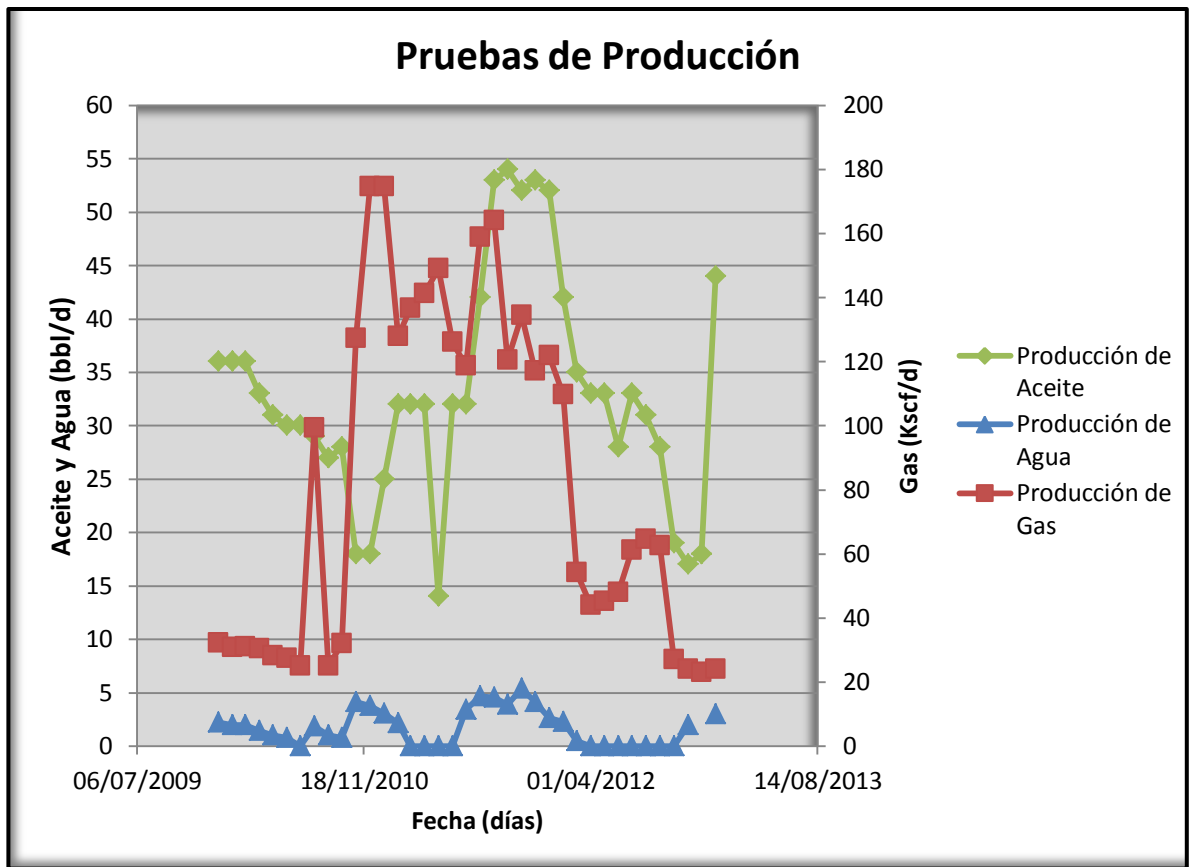
Figura 23. Gráfica pruebas de producción vs tiempo



Durante el primer año de producción con el sistema Plunger Lift se evidencia el constante crecimiento en la curva de producción, reflejando la eficiencia del sistema de levantamiento y aumentando la producción en un porcentaje de 150%.

Para enero de 2013 las pruebas realizadas al pozo T-49K durante tres días dieron como resultado una producción entre 43 y 47 BOPD, lo cual indica que el sistema sigue operando de manera óptima siendo la producción hoy en día mayor que la producción antes de la instalación.

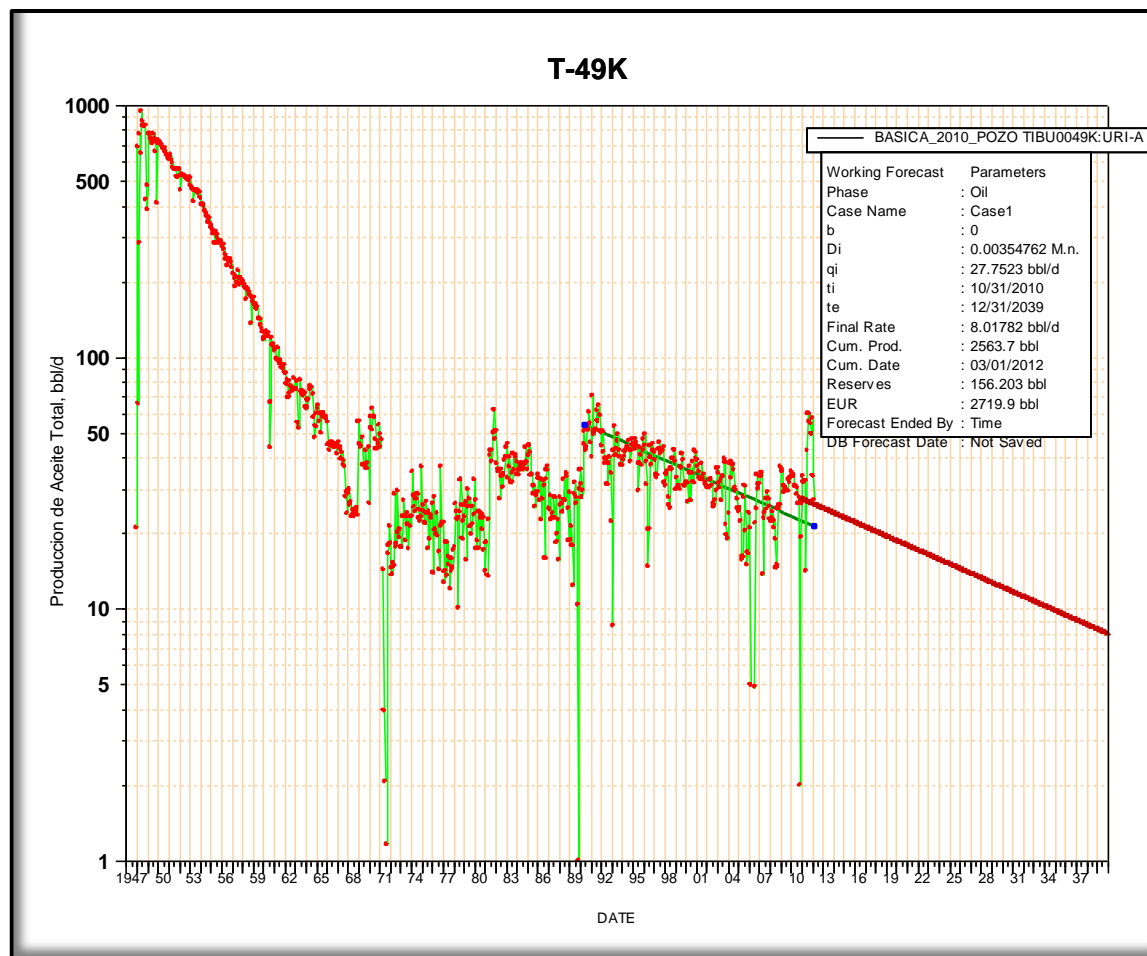
Figura 24. Gráfica pruebas de producción de aceite, gas y agua vs tiempo



La figura anterior muestra una gráfica de producción de aceite, gas y agua vs tiempo. Se observa que las tres curvas de producción crecen después de la instalación del sistema PL. Para octubre de 2010 la producción de agua fue 0,766 BWPD y después de la instalación la base de datos de AVOCET reporta una producción de agua de 4,1439 BWPD para noviembre de 2010.

La producción de gas antes de la instalación fue 32 Kscf/d, la cual se ve reflejada en la caída de la curva para octubre de 2010, luego de la instalación del PL la producción de gas en noviembre de 2010 fue 127,351 Kscf/d aumentando a 174,543 Kscf/d para enero de 2011. Dando así una diferencia en el aumento aproximadamente de 142,543 Kscf/d.

Figura 25. Curva de declinación antes de la instalación del sistema Plunger Lift

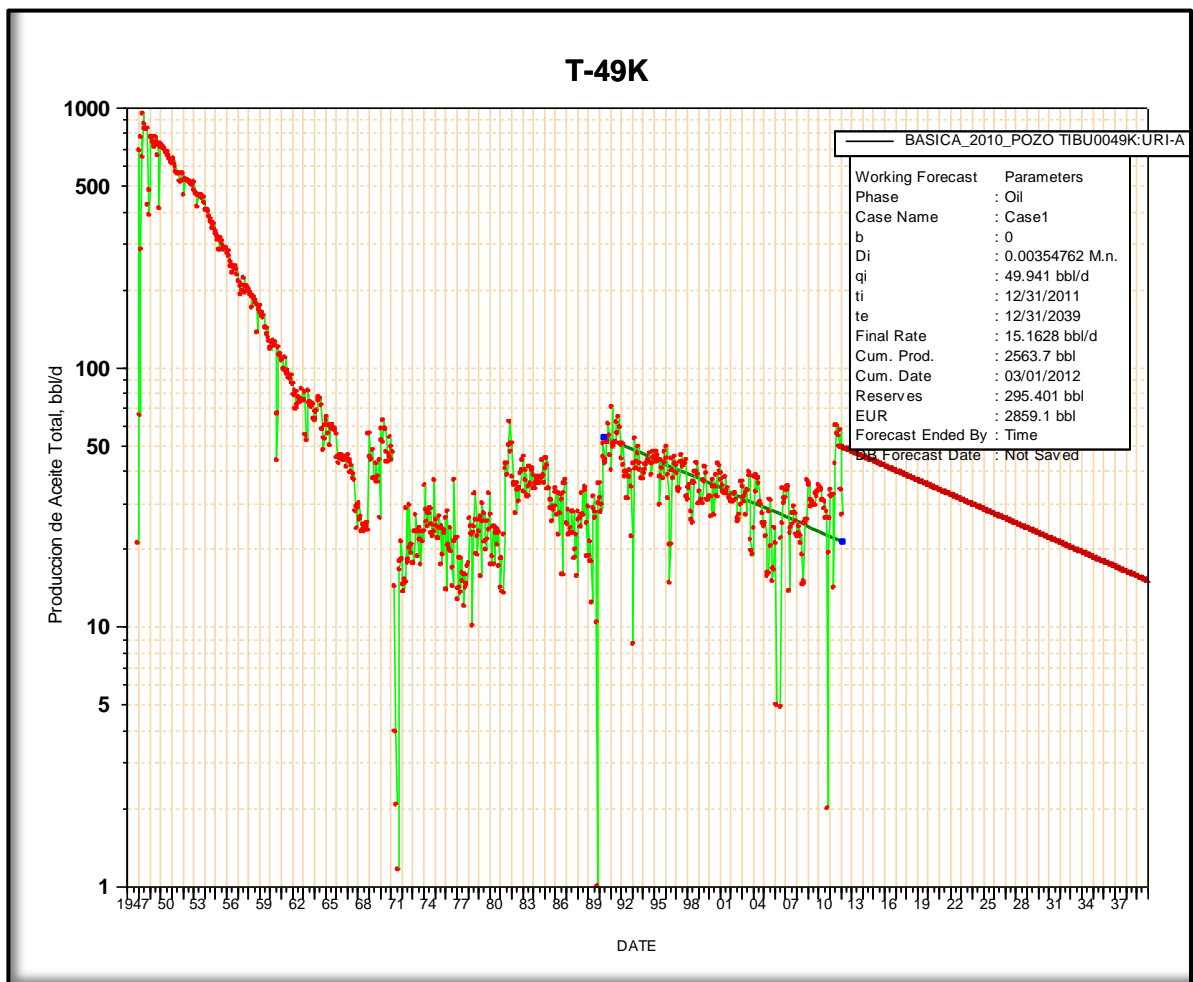


Fuente: Software OFM (Oil Field Manager) bajo licencia de Ecopetrol S.A.

La figura anterior muestra la curva de declinación para el pozo T-49K esta presenta un ajuste de tendencia exponencial con índice de declinación (b) igual a 0. El método empleado para modelar la curva de declinación fue manual, ajustando la curva a la tendencia de declinación de la producción en los últimos años; la extrapolación se empieza desde un $t_i=10/31/2010$, mes anterior a la instalación del sistema Plunger Lift, como se había mencionado anteriormente la fecha de instalación fue en noviembre de 2010.

Antes de la instalación del sistema PL la curva de declinación da un cálculo de producción final a tiempo de limite económico $q_t = 8$ BOPD con $t = 29$ años y un cálculo de reservas recuperables de 156.203 bbl.

Figura 26. Curva de declinación después de la instalación del sistema Plunger Lift



Fuente: Software OFM (Oil Field Manager) bajo licencia de Ecopetrol S.A.

La figura 26 muestra la curva de declinación para el pozo T-49K comenzando la extrapolación después de la instalación del sistema PL, la cual tiene un ajuste de tendencia exponencial con índice de declinación (b) igual a 0. El método empleado para modelar la curva de declinación igual que en la figura 25 fue manual, la extrapolación se empieza desde un $t_i = 12/31/2011$, un año después de la

instalación, se tomó esta fecha con el objetivo de ver el cambio en el número de reservas después de la instalación del sistema PL y observar el cambio en la tendencia de la curva de declinación.

Después de la instalación la curva de declinación da un cálculo de producción final $q_t = 15$ BOPD con $t = 29$ años y un cálculo de reservas recuperables de 295.401 bbl.

En base a los cálculos hechos utilizando curvas de declinación de la producción, podemos concluir que el aumento en las reservas es aproximadamente 139.198 bbl.

Tabla 8. Reservas adicionales adquiridas después de la instalación del sistema

	Reservas antes (bbl)	Reservas después (bbl)	Reservas Adicionales (bbl)
T-49K	156.203	295.401	139.198

Según el análisis que se desarrolló con las curvas de producción realizadas en OFM y comparando las tablas de las pruebas de producción reportadas en AVOCET, para valores antes y después de la instalación del sistema PL se obtuvo un resultado favorable con un incremento del 93% de la producción; como se observa en la siguiente tabla pasando de una producción de 18 BOPD a 54 BOPD después de la instalación.

Tabla 9. Porcentaje de aumento de producción de crudo después de la instalación del sistema

	Producción antes (BOPD)	Producción después (BOPD)	Diferencia	Porcentaje
T-49K	18	54	36	150%

3.1.4.3 Pozo Tibú 191K. El pozo T-191K esta completado en arenas del Cretáceo del grupo Uribante, las formaciones productoras son Aguardiente, Tibú y Uribante. El sistema Plunger Lift fue instalado en abril de 2011.

La intervención a pozo para la instalación del PL consistió en:

La toma de registros MIT, se re cañoneo con Casing Gun los siguientes intervalos: 8935-8945'; 8755-8765'; 8650-8658'; 8495-8510'; 8338-8343'; 8215-8225', se bajó BHA del sistema de levantamiento artificial Plunger Lift así:

01 Mule Shoe 2 $\frac{3}{8}$ " EUE

+ 01 Pup Joint 2 $\frac{3}{8}$ " J-55 X 4'

+ 01 Landing Nipple 2 $\frac{3}{8}$ " X 1

+ 01 Crossover de 2- $\frac{7}{8}$ " EUE x 2- $\frac{3}{8}$ " EUE

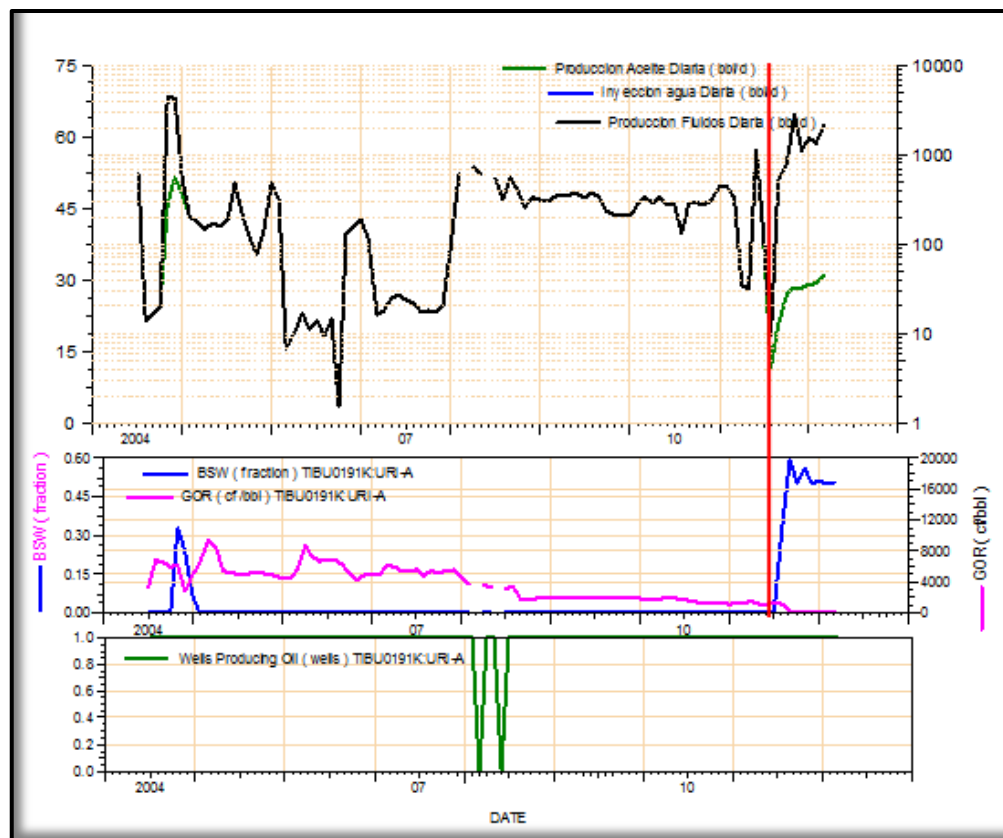
+ 01 Tubo de 2- $\frac{7}{8}$ " EUE J-55

+ 01 Niplesilla de 2- $\frac{7}{8}$ " HF. (Como se puede observar en el Anexo C).

Para realizar el análisis de producción como se mencionó para los pozos anteriores, se tomó la base de datos de OFM proporcionada por el Departamento de Producción y de Ingeniería de la SCO y las pruebas hechas a pozo, las cuales se cargan en el programa AVOCET.

Para objetivos de esta tesis se analizó solo la producción de la formación Aguardiente, ya que el pozo está produciendo de esta formación desde el 2004 hasta la fecha (2013), intervalo al cual pertenece el periodo de tiempo de la instalación del sistema Plunger Lift.

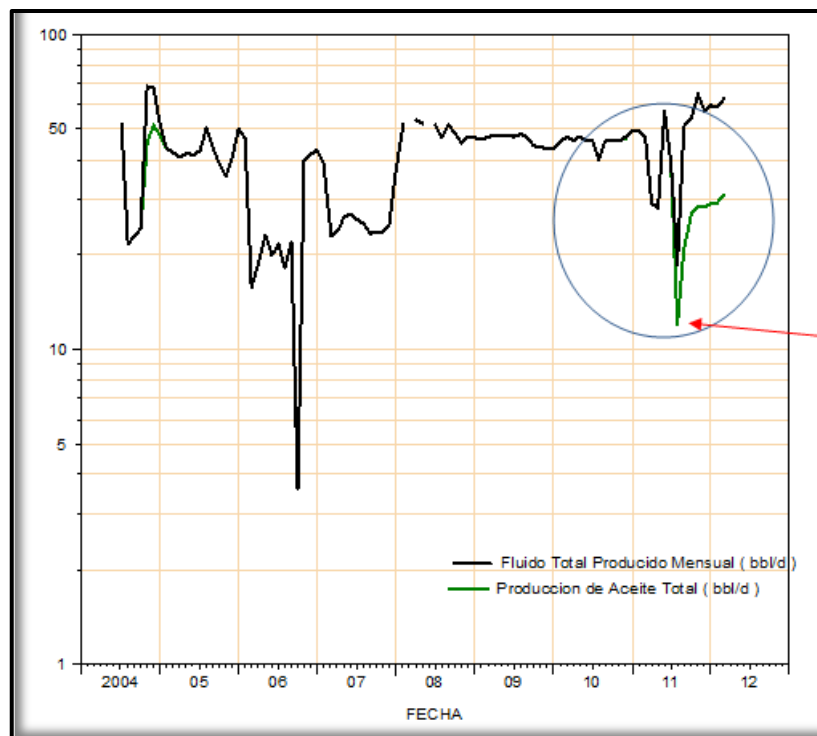
Figura 27. Análisis completo de la producción



Fuente: Departamento de Producción SCO

La figura 27 muestra un análisis tanto de la producción como del BSW y el GOR contra el tiempo, en el cual se aprecia que antes de abril de 2011 la curva de producción de aceite (Color verde gráfica superior) cae hasta 9 BOPD y después de abril de 2011 empieza un crecimiento constante, con un máximo de producción de 32 BOPD en junio de 2011, el mismo comportamiento se puede evidenciar para la curva de producción de fluidos (Color negro) y en la gráfica de BSW vs tiempo (Color azul), aumentando así aceleradamente debido a la acción del sistema Plunger Lift para levantar líquidos a superficie.

Figura 28. Análisis simple de la producción

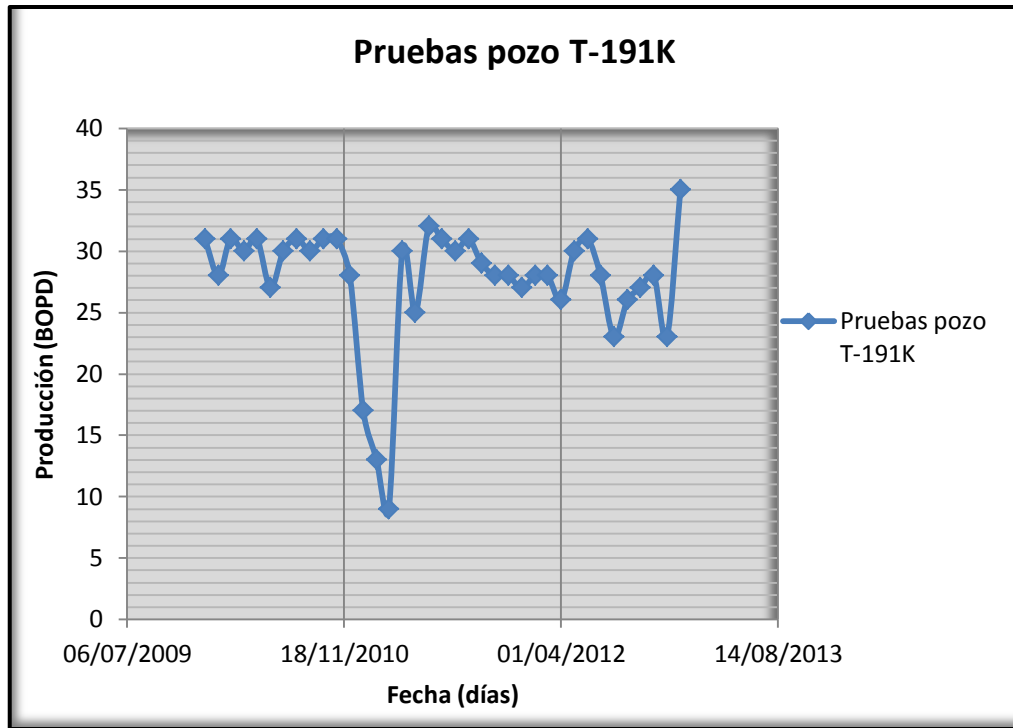


Fuente: Departamento de Producción SCO

La figura anterior muestra con más claridad el punto en el tiempo donde empieza el acenso de la producción, el cual concuerda con la fecha de la instalación del Plunger Lift pasando de una producción de 9 BOPD para marzo de 2011 a una producción de 32 BOPD para junio del mismo año, como se había mencionado anteriormente.

Cabe destacar que a este pozo y al pozo T-49K durante la intervención de la instalación del sistema PL se le hizo trabajos de re-cañoneo, los cuales no mostraron ninguna reacción en superficie, esto indica que el aumento en la producción se debe más por la instalación del sistema de levantamiento artificial PL y no por los trabajos de re-cañoneo, lo anterior se puede inferir también de los resultados positivos en los demás pozos a los cuales fue instalado el sistema.

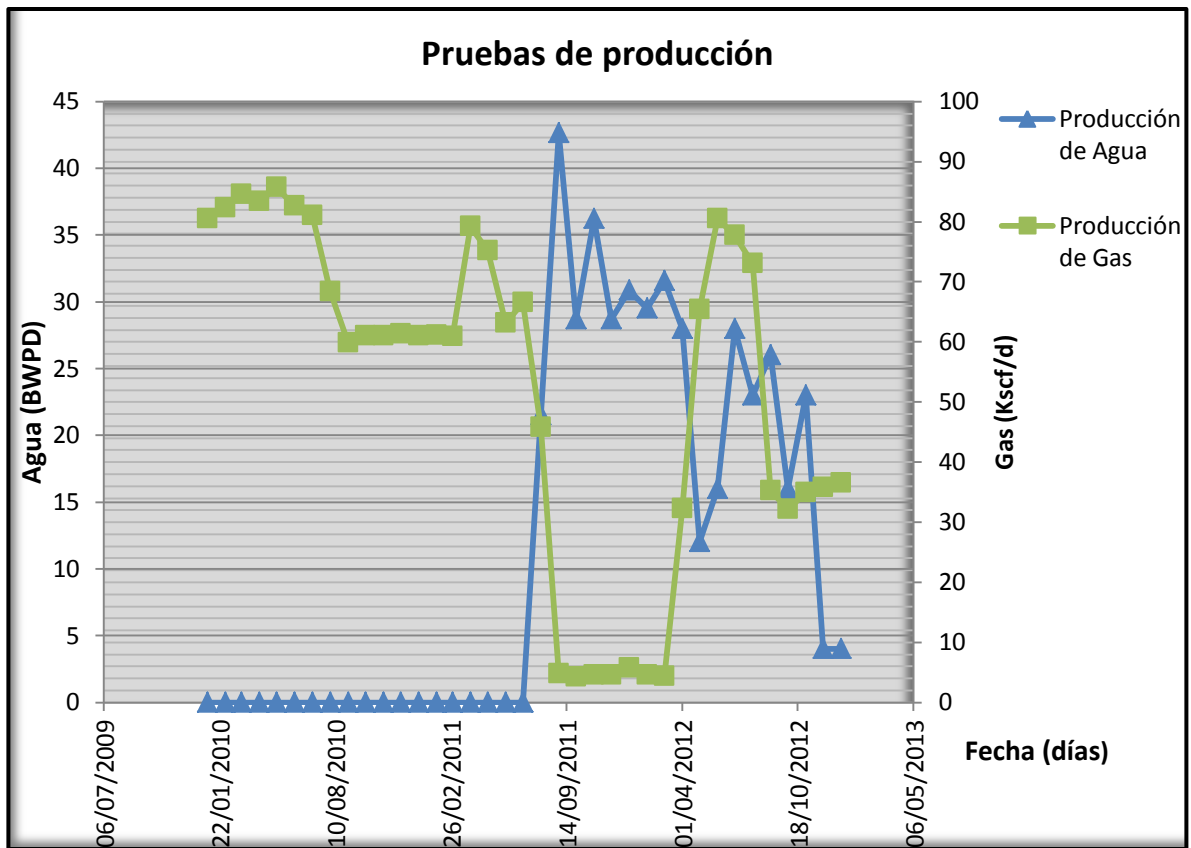
Figura 29. Gráfica pruebas de producción vs tiempo



En la figura anterior se observa una gráfica de pruebas de producción vs tiempo, estas pruebas de producción fueron tomadas al pozo durante 2 o 3 días cada mes, las cuales se reportan en el programa AVOCET y fueron proporcionadas por el Departamento de Producción de la SCO.

En esta gráfica se observa en un intervalo de tiempo menor, desde enero de 2010 a enero de 2013 el comportamiento de la producción antes y después de la instalación, se aprecia la tendencia decreciente en la producción desde enero de 2011 a abril del mismo año, mes de la instalación; después de esta fecha la curva en la gráfica empieza su carrera ascendente, manteniendo una producción en un rango de 27 a 31 BOPD. Teniendo la misma tendencia de las gráficas anteriores.

Figura 30. Gráfica pruebas de producción de gas y agua vs tiempo



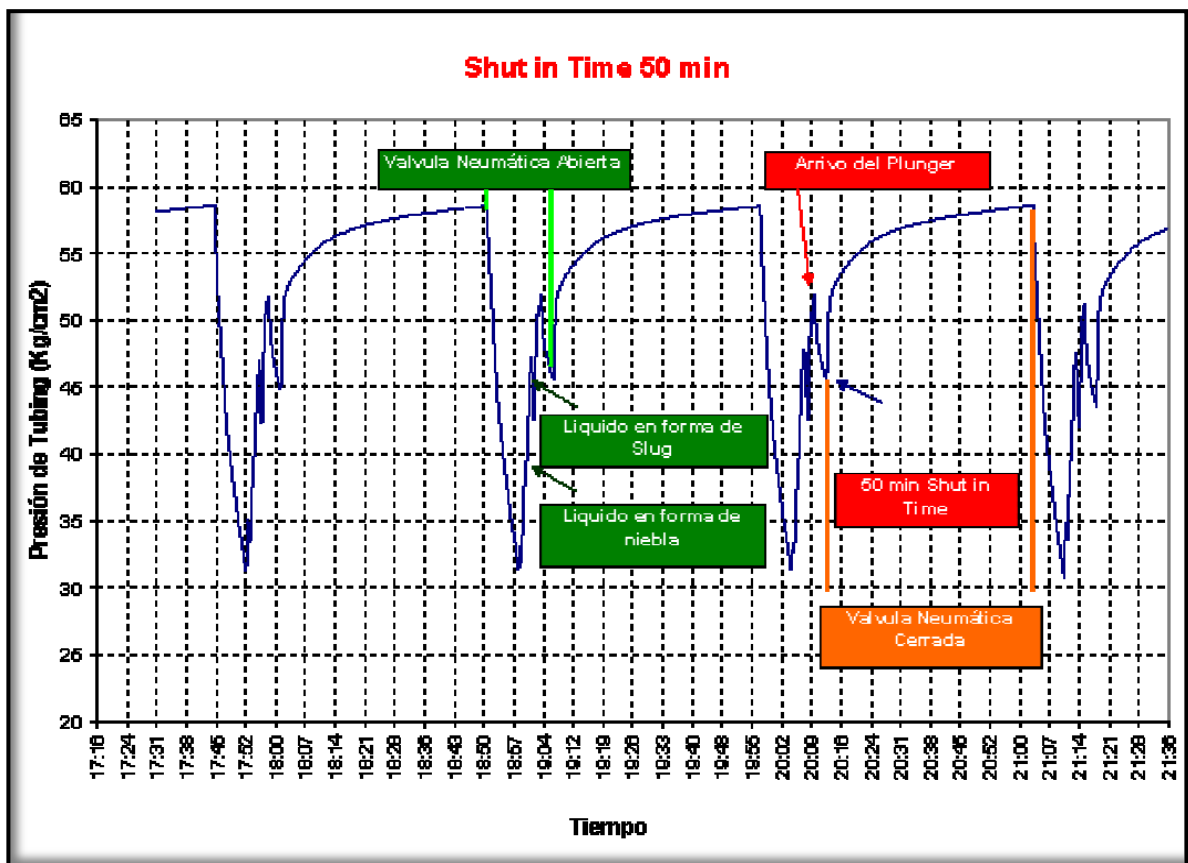
La figura 30 muestra una gráfica de producción de agua y gas vs tiempo, en donde se graficaron los datos de las pruebas de producción tomadas antes y después de la instalación del sistema PL. Se puede observar como la curva de producción de agua (Color azul) empieza a ascender después de una producción nula de agua antes de abril de 2011, teniendo una producción máxima de agua de 43 bbl en septiembre de 2011, esta producción de agua se debe a la remoción de líquidos del fondo del tubing a superficie, durante los ciclos del Plunger Lift.

En la gráfica se puede evidenciar que la curva de producción de gas (Color verde) cuando empieza a operar el sistema Plunger Lift pasa de 61 Kscf/d para febrero de 2011 a una producción de 79,22 Kscf/d para abril del mismo año fecha de instalación del sistema, luego la producción de gas desciende notablemente debido a que el PL no estaba operando correctamente, produciendo que los ciclos

no se completaran y el plunger no arribara a superficie por la falta de energía; por lo cual el tiempo de venta en donde se produce el gas que viene detrás del plunger en el arribo no se llevó a cabo. (Ver figura 32).

En la figura 31, como se había descrito en el capítulo 1 graficando la THP vs tiempo se puede verificar el comportamiento de los ciclos del PL, como se observa cada segmento de curva marca un tiempo determinado en el ciclo.

Figura 31. Gráfica de presión de tubing vs tiempo

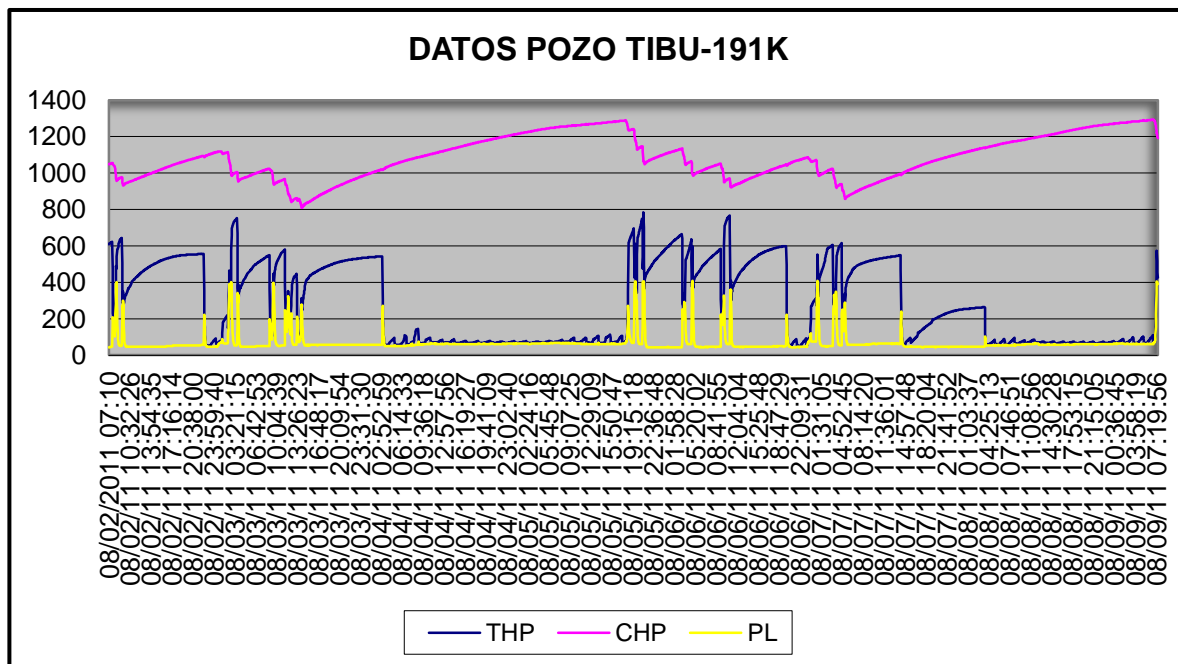


Fuente: BIZZOTTO, Pablo. DE MARZIO, Luciana. DALLE FIORE, Rodrigo. Aplicación de los diferentes tipos de Plunger Lift en el yacimiento Cerro Dragón. Pan American Energy. 2008.

Cuando la curva decrece indica el periodo de tiempo donde la válvula neumática está abierta y el pozo está produciendo a batería, cuando la presión en la tubería aumenta indica que se está produciendo líquido en forma de niebla y seguido

viene el slug de líquido, el cual contiene tanto condensados como agua de formación; el primer pico ascendente que muestra la curva después de la caída de presión en la tubería indica que el slug de líquido a llegado a superficie, el cual viene seguido del arribo del plunger (Segundo pico ascendente de presión).

Figura 32. Gráfica de presiones registradas en el controller del sistema PL durante el ciclo de operación



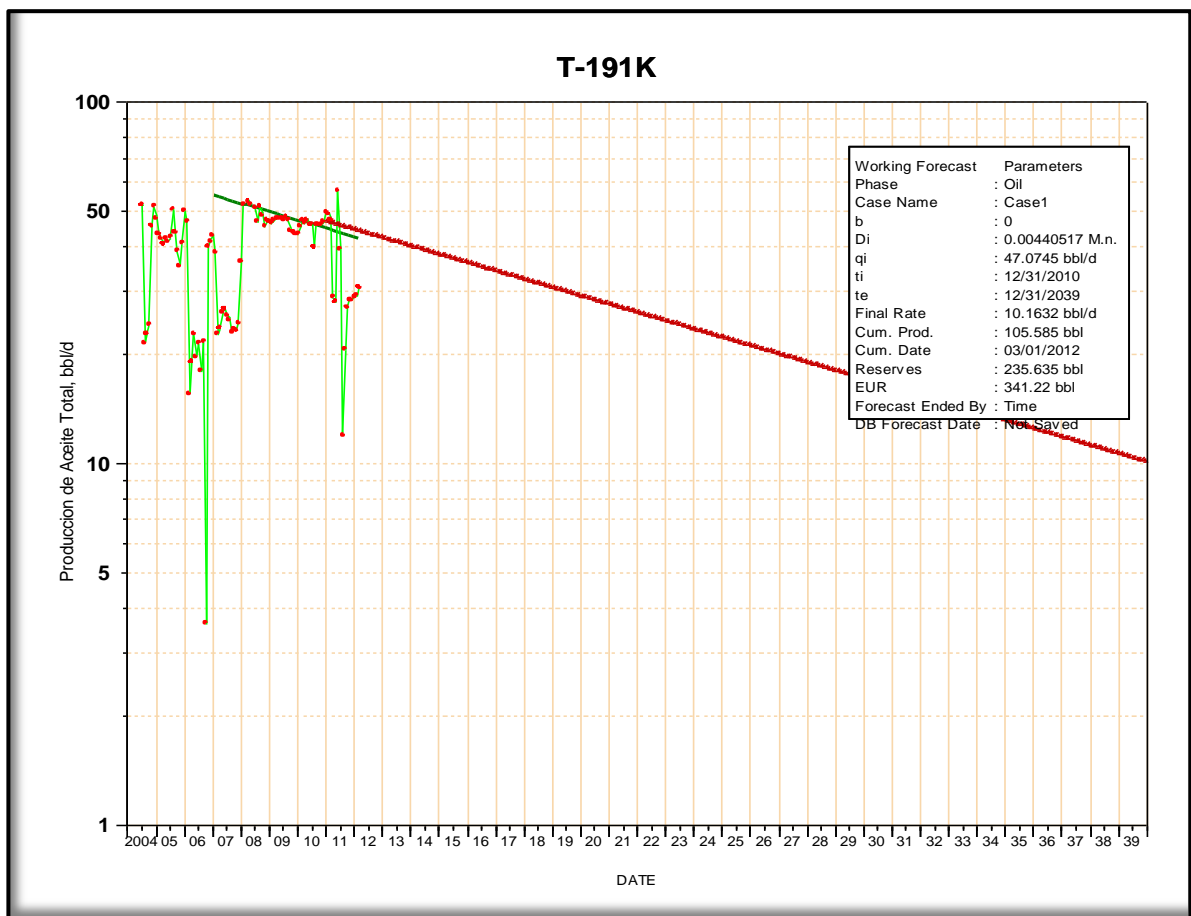
Fuente: Departamento de producción SCO

Después del arribo del plunger la curva vuelve a descender marcando el tiempo de venta en el ciclo, al completar este tiempo de venta que generalmente es corto, empieza el tiempo de Shut-in o de cierre, el cual se marca en la gráfica con un ascenso en la presión del tubing. Completando así el ciclo de operación del sistema PL.

En la figura anterior se observa el comportamiento de las presiones en el tubing, casing y la presión en la línea durante los ciclos del PL instalado al pozo T-191K; se puede observar cómo, en agosto de 2011, el sistema no está realizando los

ciclos completos, como resultado de esto la producción de gas decrece como se había mencionado anteriormente, así mismo en la gráfica se evidencia que se realizaron ciclos en los cuales el plunger no arribó a superficie, esto puede ocurrir cuando el pozo no tiene la suficiente energía acumulada en el anular para vencer el caudal crítico de líquido y así poder ser llevado a superficie o también por los malos manejos operativos.

Figura 33. Curva de declinación antes de la instalación del sistema Plunger Lift



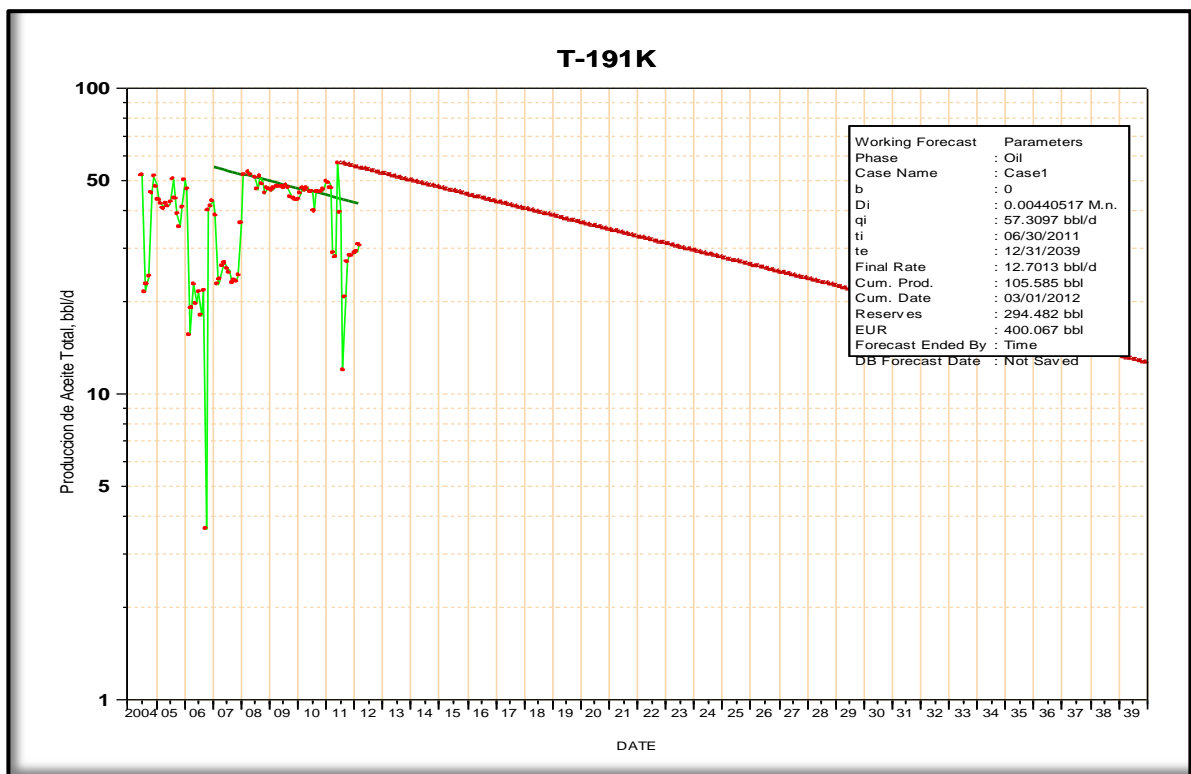
Fuente: Software OFM (Oil Field Manager) bajo licencia de Ecopetrol S.A.

La figura anterior muestra la curva de declinación para el pozo T-191K, la cual tiene un ajuste de tendencia exponencial con índice de declinación (b) igual a 0. El método empleado para modelar la curva de declinación fue manual, ajustando la curva a la tendencia de declinación de la producción en los últimos años; la

extrapolación se empieza desde un $t_i=12/31/2010$, año anterior a la instalación del sistema Plunger Lift, como se había mencionado anteriormente la fecha de instalación fue en abril de 2011.

Antes de la instalación del sistema Plunger Lift la curva de declinación da un cálculo de producción final a tiempo de limite económico, $q_t= 10$ BOPD con $t=29$ años y un cálculo de reservas recuperables de 235.635 bbl.

Figura 34. Curva de declinación después de la instalación del sistema Plunger Lift



Fuente: Software OFM (Oil Field Manager) bajo licencia de Ecopetrol S.A.

La figura 34 muestra la curva de declinación para el pozo T-191K comenzando la extrapolación después de la instalación del sistema PL, esta tiene un ajuste de tendencia exponencial con índice de declinación (b) igual a 0. El método empleado para modelar la curva de declinación igual que en la figura 33 fue manual, la extrapolación se empieza desde un $t_i=06/30/2011$, dos meses después de la

instalación, se tomó esta fecha con el objetivo de ver el cambio en el número de reservas después de la instalación del sistema PL y observar el cambio en la tendencia de la curva de declinación.

Después de la instalación la curva de declinación da un cálculo de producción final $q_t = 12,70$ BOPD con $t=29$ años y un cálculo de reservas de 294.482 bbl. En base a los cálculos hechos utilizando curvas de declinación de la producción, podemos concluir que el aumento en las reservas recuperables es aproximadamente 58.847 bbl.

Tabla 10. Reservas adicionales adquiridas después de la instalación del sistema

	Reservas antes (bbl)	Reservas después (bbl)	Reservas Adicionales (bbl)
T-191K	235.635	294.482	58.847

Según el análisis que se desarrolló con las curvas de producción realizadas en OFM y comparando las tablas de las pruebas de producción reportadas en AVOCET, para valores antes y después de la instalación del sistema PL se obtuvo un resultado favorable con un incremento del 256% de la producción; como se observa en la siguiente tabla pasando de una producción de 9 BOPD a 32 BOPD después de la instalación.

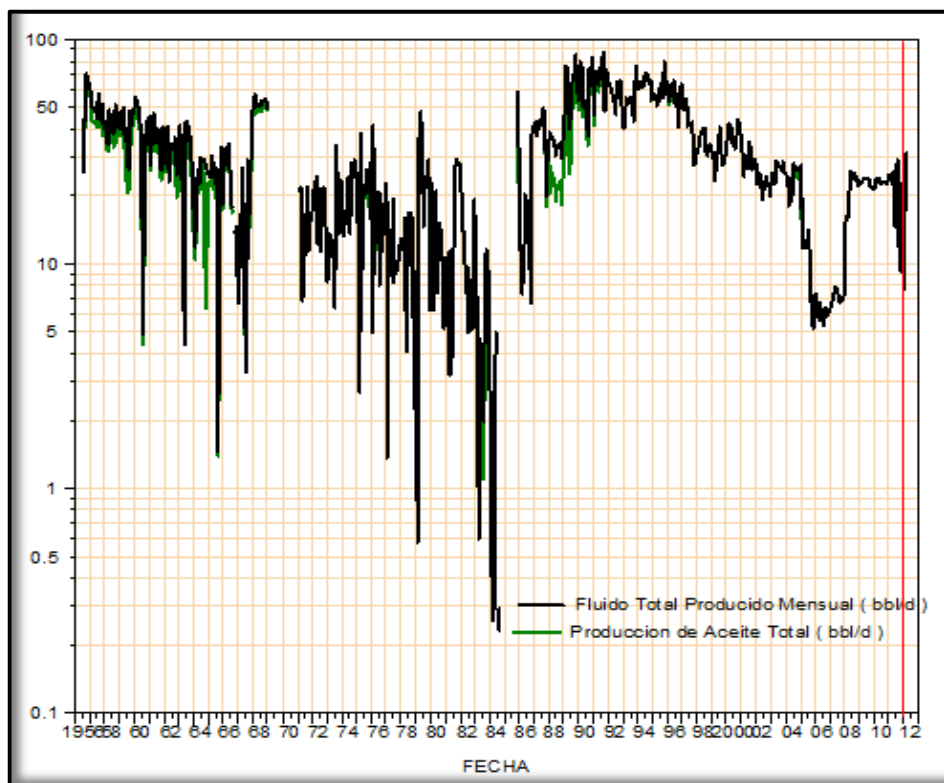
Tabla 11. Porcentaje de aumento de producción de crudo después de la instalación del sistema

	Producción antes (BOPD)	Producción después (BOPD)	Diferencia	Porcentaje
T-191K	9	32	23	256%

3.1.4.4 Tibú 290K. El pozo T-290K está completado en arenas del Cretáceo del grupo Uribante, la formación productora es Aguardiente. El sistema Plunger Lift fue instalado en marzo de 2012 y consistió en realizar swabbing a los intervalos abiertos de la formación Grupo Uribante, se achicó gradualmente la columna de fluido hasta 8400 ft (148 ft arriba del bumper spring). Ver estado mecánico en el Anexo C.

Para realizar el análisis de producción se tomó la base de datos de OFM proporcionada por el Departamento de Producción y de Ingeniería de la SCO; de donde se sacaron las siguientes gráficas.

Figura 35. Análisis simple de la producción



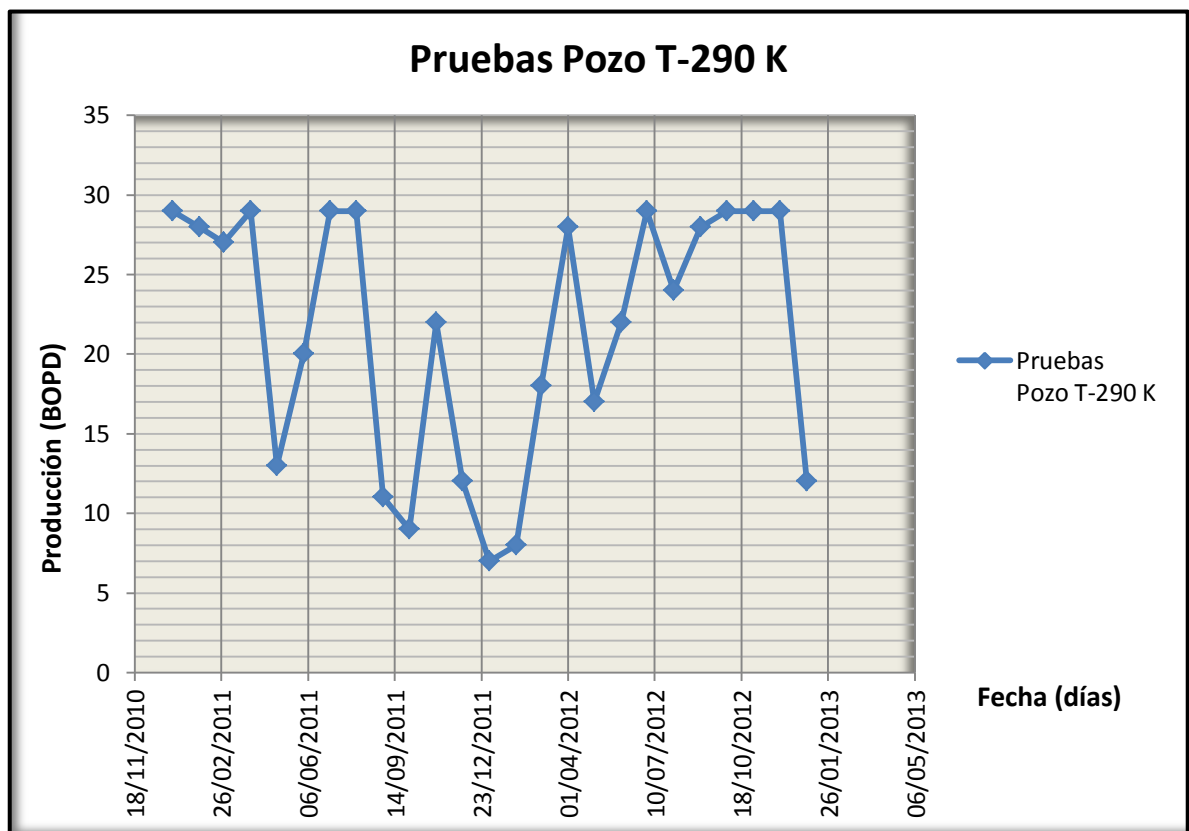
Fuente: Departamento de Producción SCO

En este caso no se analizó la gráfica de análisis completo de la producción, debido a que la fecha de instalación del sistema Plunger Lift para el pozo T-290K fue en

marzo de 2012 y la data reportada en OFM está hasta noviembre de 2012, por lo cual no se aprecia un cambio significativo en las gráficas.

En la figura anterior, la curva de producción muestra un leve cambio en la gráfica después de marzo de 2011, debido a que el rango de datos es muy grande a comparación de los datos obtenidos entre marzo de 2012 a noviembre de 2012; (intervalo de tiempo en el que ha funcionado el sistema Plunger Lift reportado en la data de OFM). Por esta causa el análisis para este pozo se hizo con la gráfica de pruebas de producción.

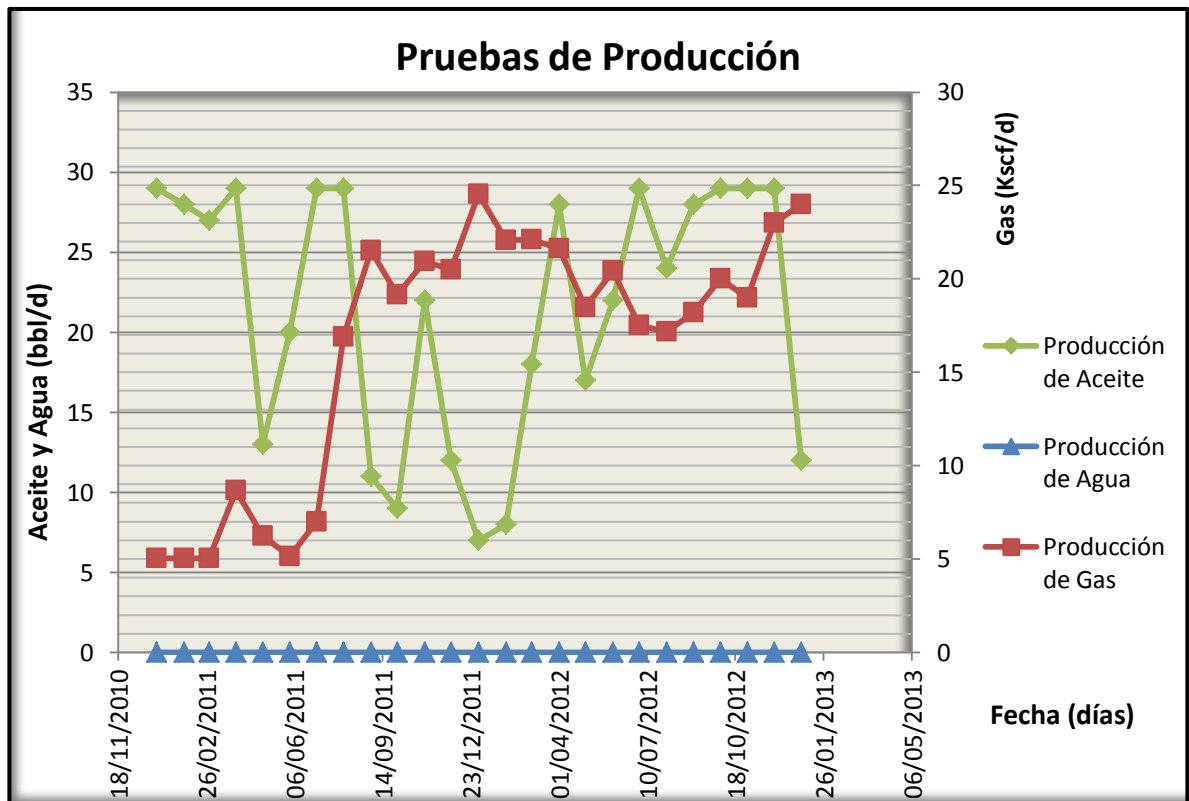
Figura 36. Gráfica pruebas de producción vs tiempo



En la figura anterior se evidencia que para enero y febrero de 2012 la curva de producción cae a un valor aproximado de 8 BOPD, después de la instalación del sistema Plunger Lift para después de marzo de 2012. La producción empieza

aumentar gradualmente viéndose representado en el pico de 28 BOPD para abril de 2012, luego se nota un cambio descendente para mayo del mismo año aproximadamente con una producción de 18 BOPD, debido a que el sistema en su proceso de estabilización puede ser afectado por la programación inicial en el momento de la instalación, ya que este es un yacimiento naturalmente fracturado, el comportamiento de la presión puede variar considerablemente y esto puede afectar la programación. Luego se aprecia un crecimiento ascendente de la producción, manteniéndose entre 24 y 29 BOPD, evidenciando que después de la instalación del sistema Plunger Lift si se obtuvo un incremento el cual fue de 20 BOPD.

Figura 37. Gráfica pruebas de producción de aceite, gas y agua vs tiempo



La figura anterior muestra una gráfica de producción de aceite, gas y agua vs tiempo, esta gráfica se realizó con valores de pruebas de producción reportados

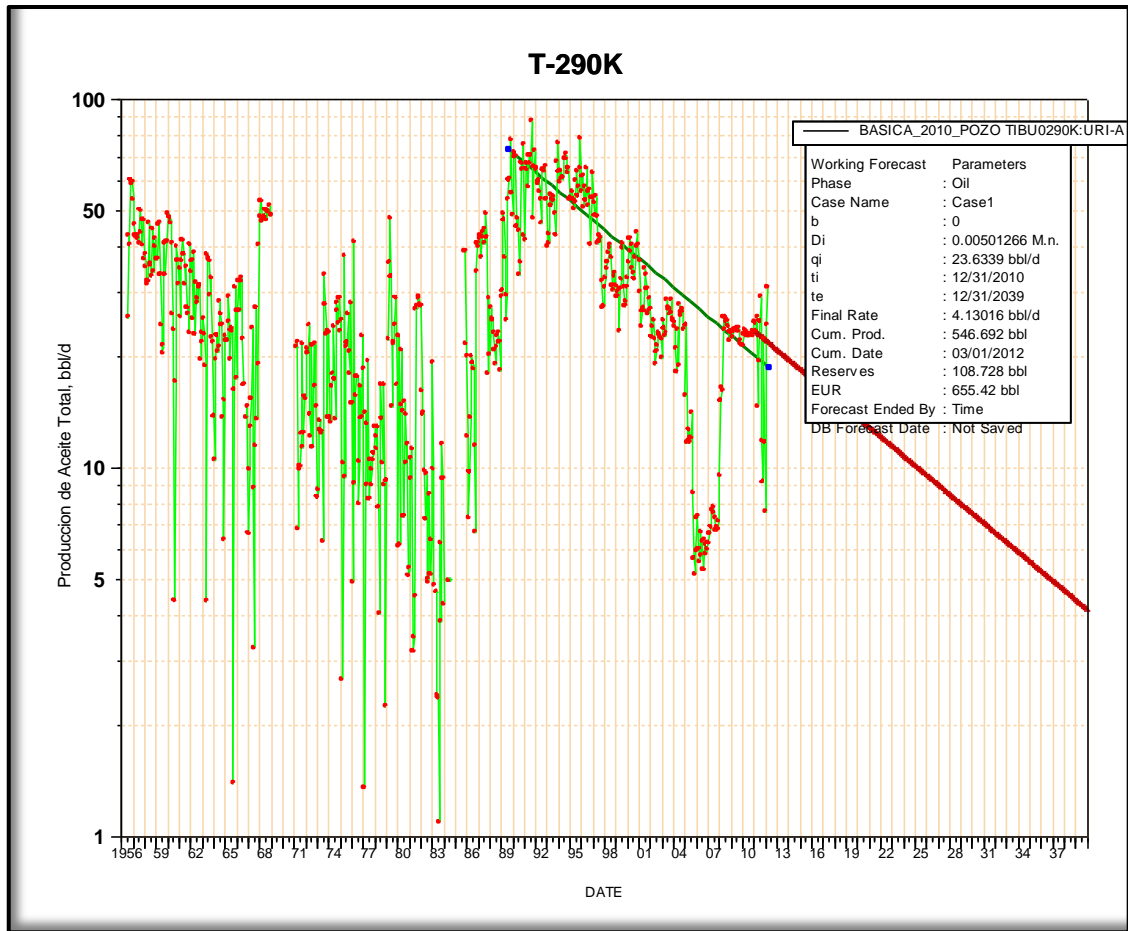
en AVOCET. Se observa que la curva de producción de aceite (Color verde) aumenta mientras que la curva de producción de gas (Color rojo) se mantiene después de la Instalación del sistema PL. Aunque no aparece ningún reporte de producción de agua, lo cual indica que debe ser aproximadamente cero, corroborando los potenciales para este pozo por el Departamento de Producción de la SCO el BSW es de 0%.

La producción de gas antes de la instalación estaba entre 18 y 24 Kscf/d, este comportamiento se ve reflejado en la curva antes de marzo de 2012, luego de la instalación del PL la producción de gas se ha mantenido entre 18 y 22 Kscf/d. Lo anterior indica que el sistema está optimizando la producción de crudo, utilizando la energía del gas acumulado en el anular, así evitando la declinación de la producción del pozo.

La figura 38 muestra la curva de declinación para el pozo T-290K, esta curva tiene un ajuste de tendencia exponencial con índice de declinación (b) igual a 0. El método empleado para modelar la curva de declinación fue manual, ajustando la curva a la tendencia de declinación de la producción en los últimos años; la extrapolación se empieza desde un $t_i=12/31/2010$, con el objetivo de observar la tendencia de la curva de declinación, en caso tal de que no se hubiera instalado el sistema Plunger Lift, como se había mencionado anteriormente la fecha de instalación fue en abril de 2011.

Antes de la instalación del sistema Plunger Lift la curva de declinación da un cálculo de producción final a tiempo de límite económico $q_t= 4$ BOPD con $t=29$ años y un cálculo de reservas recuperables de 108.728 bbl.

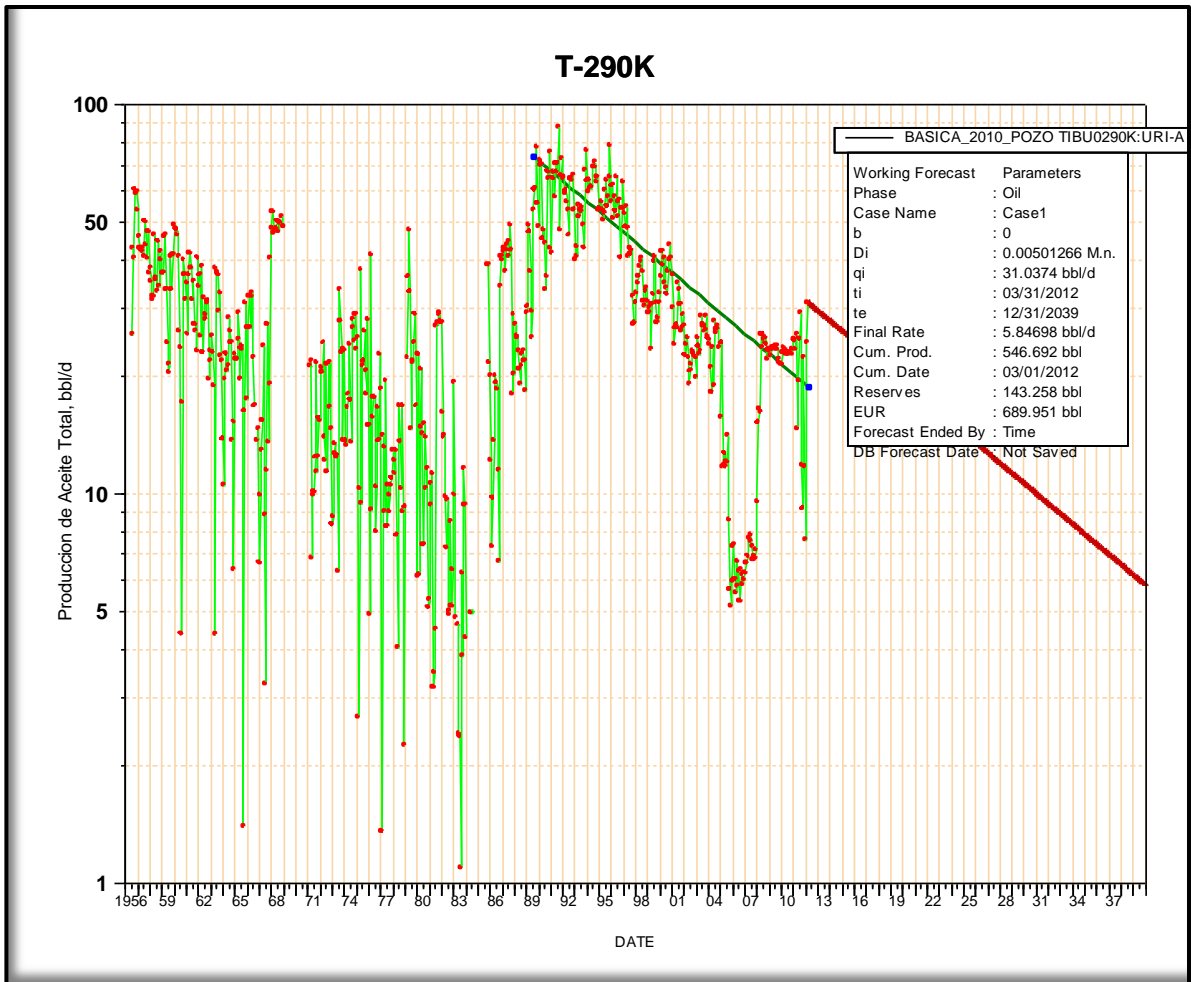
Figura 38. Curva de declinación antes de la instalación del sistema Plunger Lift



Fuente: Software OFM (Oil Field Manager) bajo licencia de Ecopetrol S.A.

La figura 39 muestra la curva de declinación para el pozo T-290K, comenzando la extrapolación después de la instalación del sistema PL, el mejor ajuste de la curva tiene un índice de declinación (b) igual a 0, lo cual indica que es una declinación exponencial, que a diferencia de los otros tipos de declinación ya sea armónica o hiperbólica declina más rápido. El método empleado para modelar la curva de declinación igual que en la figura 38 fue manual, la extrapolación se empieza desde un $t_i=03/31/2012$, fecha después de la instalación; se tomó esta fecha con el objetivo de ver el cambio en el número de reservas después de la instalación del sistema PL y observar el cambio en la tendencia de la curva de declinación.

Figura 39. Curva de declinación después de la instalación del sistema Plunger Lift



Fuente: Software OFM (Oil Field Manager) bajo licencia de Ecopetrol S.A.

Después de la instalación la curva de declinación da un cálculo de producción final $q_t = 5.84$ BOPD con $t = 29$ años y un cálculo de reservas de 143.258 bbl.

En base a los cálculos hechos utilizando curvas de declinación de la producción, podemos concluir que el aumento en las reservas recuperables es aproximadamente 34.530 bbl.

Tabla 12. Reservas adicionales adquiridas después de la instalación del sistema

	Reservas antes (bbl)	Reservas después (bbl)	Reservas Adicionales (bbl)
T-290K	108.728	143.258	34.530

Según el análisis que se desarrolló con las curvas de producción realizadas en OFM y comparando las tablas de las pruebas de producción reportadas en AVOCET, para valores antes y después de la instalación del sistema PL, se obtuvo un resultado favorable con un incremento del 250% de la producción; como se observa en la siguiente tabla pasando de una producción de 8 BOPD a 20 BOPD después de la instalación.

Tabla 13. Porcentaje de aumento de producción de crudo después de la instalación del sistema

	Producción antes (BOPD)	Producción después (BOPD)	Diferencia	Porcentaje
T-290K	8	28	20	250%

3.1.4.5 Pozo Sardinata Sur 32K. El pozo Sardinata Sur 32K está ubicado en el campo Sardinata, municipio de Campo Giles en el departamento de Norte de Santander, el cual inició perforación el 6 de julio de 1978 y se declaró completado el 12 de enero de 1979. Esta completado en formaciones del Cretáceo, grupo Uribante, las formaciones productoras son: Tibú, Aguardiente, Mercedes y Cogollo. Actualmente está produciendo la formación Aguardiente por tubing y Cogollo por anular.

El sistema Plunger Lift fue instalado en junio de 2012 bajo la necesidad de aumentar el caudal de gas en el campo, para cumplir con el objetivo de poner a funcionar la planta de gas de Sardinata. La operación de instalación del sistema Plunger Lift en el pozo SS-32K necesitó de dos intervenciones: La primera consistió en un wellservice, en donde se utilizó la unidad de slick line para sentar el bumper spring en fondo, el personal de slick line sentó el bumper spring con set de copas en nipples a 7288' y se lanzó plunger T-PAD x spiral. Se armó la estructura del sistema en superficie.

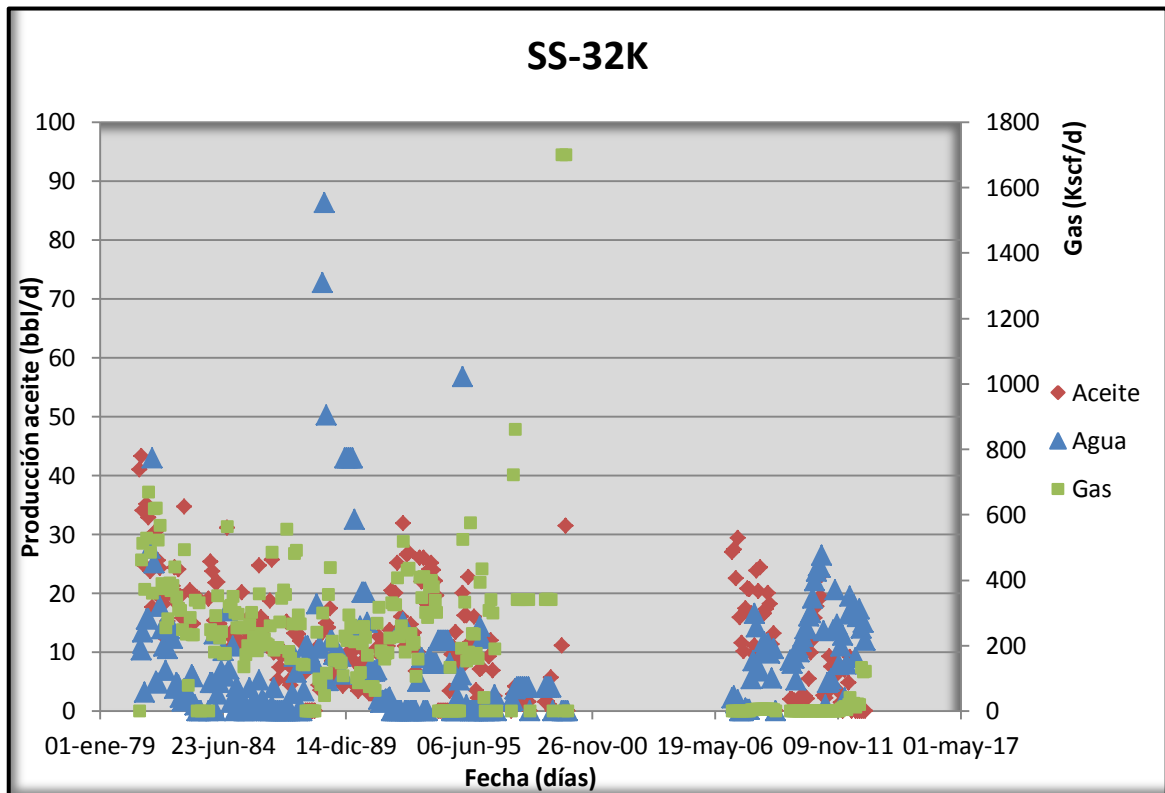
La instalación del sistema no necesitó de equipo de workover, debido a que el pozo se encontraba en condiciones necesarias para la instalación: Tubería de producción 2-7/8" EUE J-55 y nipples de 2-7/8" en fondo. (Ver Anexo E). El Pozo SS-32K cuenta con un empaque Arrowset sentado a 7842,2', el cual durante las primeras pruebas realizadas al pozo mostró que estaba desasentado, ya que no estaba cumpliendo con la función de aislamiento; por tal motivo se decidió intervenir por segunda vez el pozo para que el sistema Plunger Lift pudiera operar óptimamente.

La segunda intervención se realizó el 27 de septiembre de 2012, esta consistió en: Se recuperó plunger y bumper spring con pulling tool 2", con la ayuda de la unidad de slick line. POOL tubería de producción, se calibre y limpie revestimientos encontrando tope de liner a 7918,12'. Bajó BHA cañoneo y producción con empaque Arrowset 7" 7,37', RIH sarta de tubería 256 JTS (6599,91') 2 7/8" EUE J-55 encima de nipples. Se realizó cañoneo TCP a los intervalos de la formación Aguardiente Superior (8156-8184; 8190-8207; 8241-8252; 8258-8267), Aguardiente Inferior (8349-8367; 8371-8381; 8427-8439; 8453-8484; 8495-8526; 8586-8610) y posteriormente estimulación mecánica. Con ayuda de la unidad de slick line se instala sistema de levantamiento artificial Plunger Lift y conexiones en superficie.

Para realizar el análisis de producción igual que con los otros pozos, se adquirió la base de datos cargada en OFM y las pruebas de producción proporcionadas por el Departamento de Producción de la SCO.

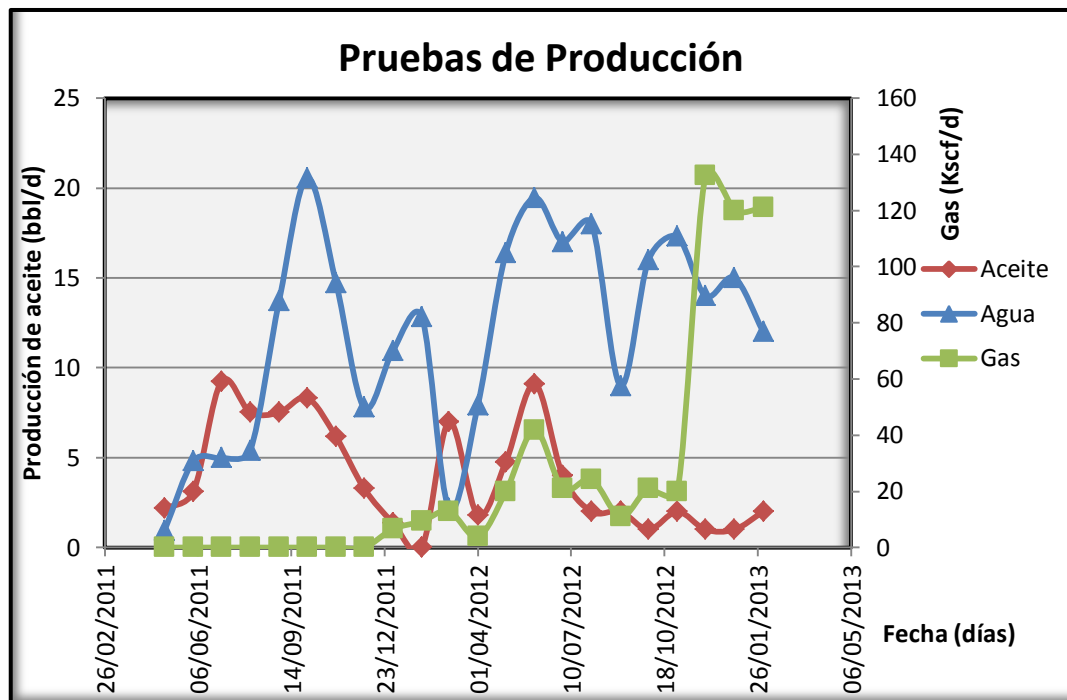
En la figura 40 se observa una gráfica de producción de aceite, gas y agua vs tiempo, desde el año 1980 hasta enero de 2013, dando así el historial de producción. En la gráfica se aprecia como la curva de producción de aceite (Color rojo) alcanza su valor máximo en noviembre de 1980 con una producción de 43 BOPD, después de algunos años de producción comienza su declinación natural. La producción de gas aumenta teniendo su máximo pico en el año 1995 aproximadamente con 523 Kscf/d, la cual decrece naturalmente como se observa en la curva de color verde, antes de la instalación del sistema PL, la producción de gas oscilaba entre 20 y 40 Kscf/d, producción que se mantuvo después de la instalación del sistema.

Figura 40. Historial de producción SS-32K



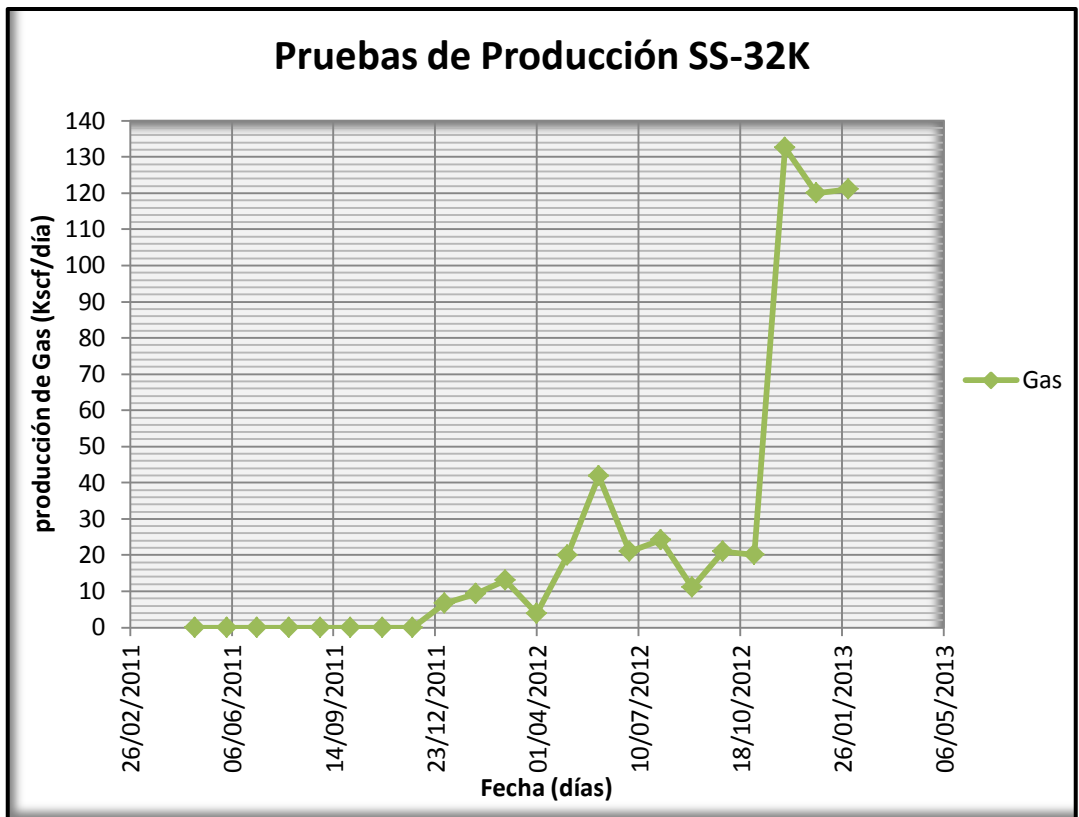
En la figura 41 se muestra una gráfica de pruebas de producción reportadas en AVOCET desde mayo de 2011 a febrero de 2013, en la cual se puede observar en un intervalo de tiempo menor al contemplado en la figura anterior, el comportamiento de la producción de aceite, gas y agua antes y después de la instalación del sistema PL.

Figura 41. Pruebas de producción aceite, gas y agua. Pozo SS-32K



En la figura anterior se observa como la producción de aceite se mantiene antes y después de la instalación del sistema PL, en cambio la curva de producción de agua (Color azul) muestra como la curva tiene una tendencia ascendente después de septiembre de 2012, fecha de la última intervención al pozo, esto se debe a que el sistema PL quedó funcionando en condiciones normales y con el empaque R-3 sentado, lo cual hace que el plunger ascienda arrastrando los fluidos por encima de él. La producción de gas en los últimos 2 años se muestra en la figura 42, donde se evidencia el aumento en la producción de gas después de la instalación del sistema PL aumentando la producción en 20 Kscf/d.

Figura 42. Pruebas de producción de gas, pozo SS-32K



En la figura anterior se observa como en el mes de noviembre de 2012 la producción de gas aumenta considerablemente, la cual para esa fecha fue aproximadamente de 120 Kscf/d, debido a una conexión que se realizó en superficie entre la línea de producción de tubing y la de casing para producir conjuntamente las formaciones Aguardiente y Cogollo; con esto aumentar el caudal de gas que entra a la estación de Sardinata y posteriormente a la planta de gas lo cual permite concluir que este aumento no se debe al uso del sistema de levantamiento artificial Plunger Lift.

3.1.4.5.1 Aspectos importantes para la evaluación en la implementación del sistema Plunger Lift en campo Sardinata. En campo Sardinata las condiciones operacionales del Plunger Lift tienen algunas restricciones las cuales afectan

directamente el buen funcionamiento del sistema. La puesta en marcha de la planta de gas de Sardinata y sus objetivos en ventas diarias es otro aspecto que ha afectado la producción del pozo SS-32K.

A continuación se mencionan los diferentes aspectos que afectan el buen funcionamiento del sistema PL.

Condiciones operacionales de la estación Sardinata Sur: La estación Sardinata Sur es la estación recolectora donde llegan todos los pozos pertenecientes al domo sur de la estructura del yacimiento.

La estación cuenta con tres separadores, un separador de alta, uno de baja y uno de prueba. El pozo SS-32K está alineado a la estación para entrar al separador de baja, este funciona con una presión entre 20 y 45 psi. Afectando directamente la presión en la línea aguas abajo, debido a que la distancia entre el pozo SS-32K y la batería es de aproximadamente de 500 m, por tal motivo se decidió instalar una válvula que no permite que la presión en la línea suba a más de 150 psi, limitando así las condiciones operacionales del PL.

Estado mecánico con empaque: El pozo SS-32K tiene un empaque Arrowset 1x7" sentado a 7842,2 pies, aislando las perforaciones de la formación Aguardiente la cual produce solo por tubing y la formación Cogollo por casing. El uso de empaques reduce la capacidad de almacenamiento de gas en el casing, por lo cual se requiere un mayor RGL para que el plunger sea capaz de arribar a la superficie como se había mencionado en el capítulo 1.

Planta de gas Sardinata: Para la puesta en marcha de la planta de gas de Sardinata, se hicieron trabajos de cañoneo y recañoneo en el pozo SS-32K; esto con el fin de que el pozo obtuviera una producción constante y no intermitente como venía trabajando, de esta manera poder dejarlo produciendo en flujo natural, ya que los pozos en flujo intermitente aportan caudal de gas en cada apertura del pozo y podrían llegar a causar problemas en las condiciones operacionales, tanto

en separadores, compresores y demás equipos operativos de la estación y la planta de gas Sardinata.

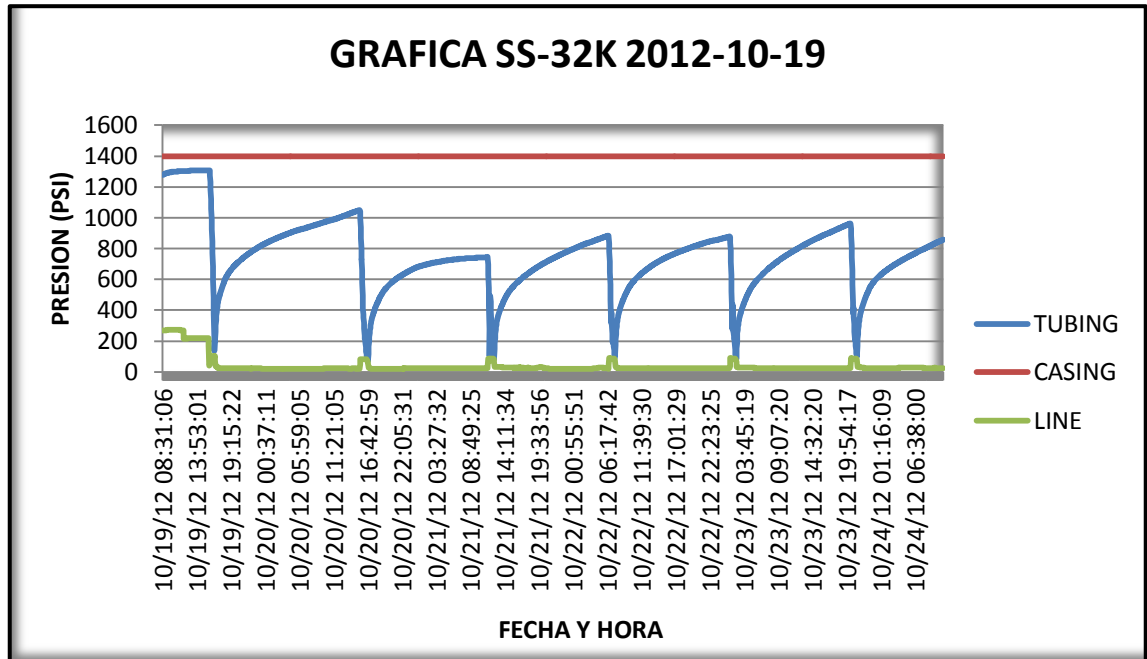
Por otra parte, el sistema PL estuvo afectado por la manipulación manual al controller, esto se debió a que en algunas ocasiones el sistema fue abierto antes de cumplirse los tiempos operacionales para fines y objetivos de la planta de gas.

Conexión de línea de producción de tubing y casing: Para aumentar la producción de gas que entra a la estación de Sardinata, se decidió interconectar el tubing y el casing en superficie, para producir conjuntamente de las formaciones Aguardiente y Cogollo, esto explica el aumento en la producción de gas que se evidencia en la figura 42 después del mes de noviembre.

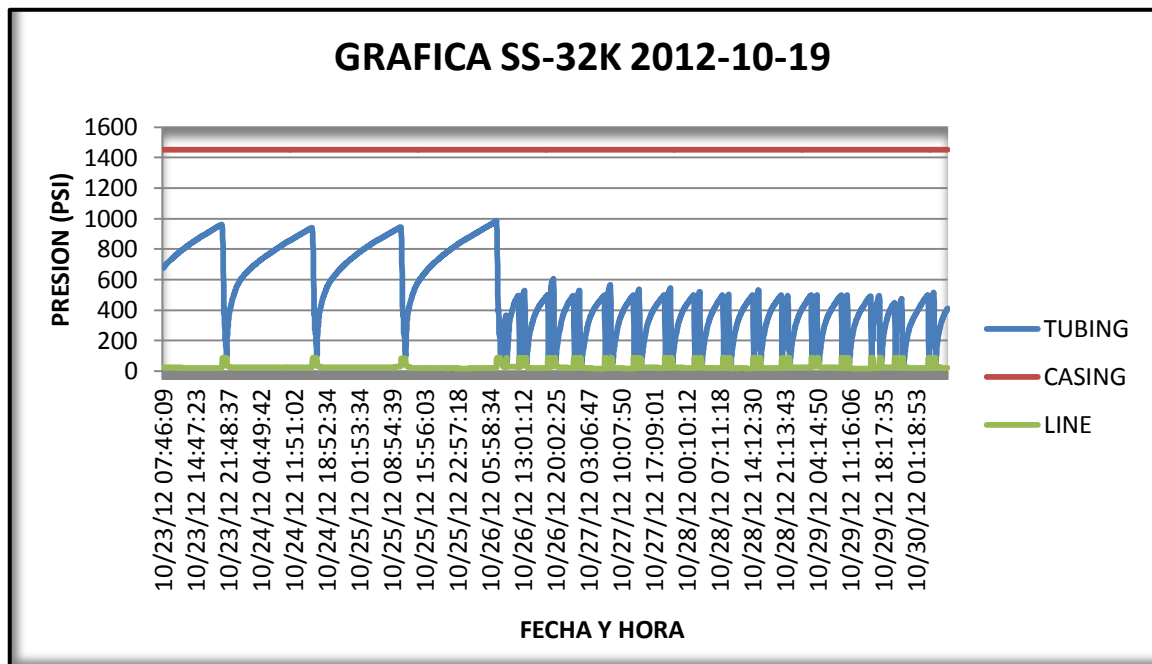
Se puede concluir que la producción del pozo SS-32K ha estado influenciada de cada uno de los aspectos mencionados anteriormente, por tal motivo el aumento de la producción de gas no es producto solamente de la implementación del sistema artificial Plunger Lift.

El sistema de levantamiento convencional PL en este tipo de pozos no se recomienda, debido a las restricciones operacionales que se tienen ya que este no va operar de forma adecuada y se ve reflejado en que el plunger nunca llega a superficie, aunque si se produce el slug de líquido que se evidencia en el aumento de producción de agua.

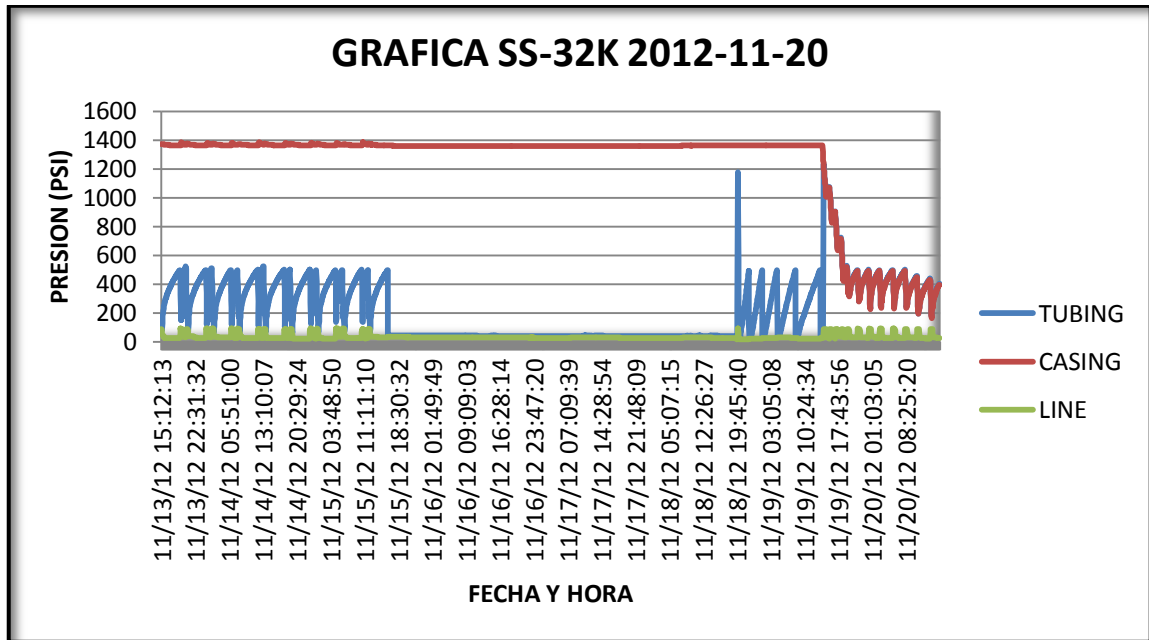
Figura 43. Gráfica de presiones registradas en el controller del sistema PL durante el ciclo de operación



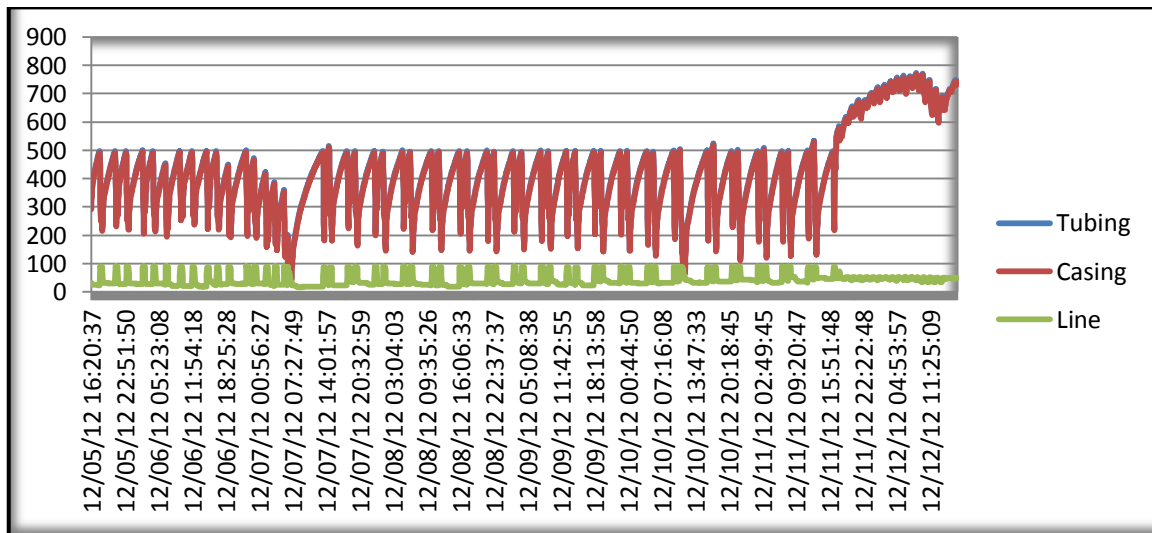
(a)



(b)



(c)



(d)

Fuente: Departamento de Producción SCO. Figura 43a y 43b, muestran el funcionamiento del Plunger Lift antes de estar produciendo en conjunto anular y tubing. Figura 43c y 43d producción conjunta anular y tubing, por lo cual se igualan las dos presiones.

En la figura 43 se muestran 4 gráficas del comportamiento del sistema PL en los meses de octubre, noviembre y diciembre, las cuales reflejan que el sistema no está operando de forma adecuada ya que en ninguna de las gráficas se ve el

segundo pico descendente que indica la llegada del plunger a superficie, cabe destacar que el plunger nunca va subir a superficie debido a las restricciones operacionales que se han mencionado anteriormente.

3.2 ESTUDIO FINANCIERO

En la industria de los hidrocarburos, la toma de decisiones en el momento de hacer inversiones está relacionada directamente con la evaluación financiera, aunque la evaluación técnica es muy importante, el factor ingresos predomina en la toma de decisión al realizar un nuevo proyecto.

Con el fin de determinar si la inversión realizada en la instalación del sistema Plunger Lift en el campo Tibú, representó ganancias o beneficios a futuro; este análisis financiero se realizó con base en la evaluación técnica desarrollada en la primera parte de este capítulo y el uso del método del valor presente neto.

3.2.1 Conceptos Financieros. Para realizar el estudio financiero es preciso incorporar ciertos conceptos de matemáticas financiera, los cuales se enuncian a continuación.

Método del valor presente neto (VPN). Arroja una cifra monetaria que resulta de comparar el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos, en términos concretos, permite que los ingresos y egresos futuros se transformen a pesos de hoy y así poder ver fácilmente si los ingresos son mayores que los egresos. Esto ayuda a determinar si un proyecto presenta pérdidas o ganancias a una tasa de interés dada.

$$VPN(TIO) = -P + \left(\frac{FNE}{1 + TIO^1} \right) + \dots + \left(\frac{FNE}{1 + TIO^n} \right) \quad (1)$$

Donde:

P= Valor de los egresos

FNE= Ingresos futuros

TIO= Tasa de descuento

Según el resultado del VPN:

VPN > 0, el proyecto es rentable.

VPN = 0, el proyecto es indiferente

VPN < 0, el proyecto no es rentable

Para llevar a cabo el análisis financiero de los 4 pozos a los cuales se les implementó el sistema de levantamiento artificial Plunger Lift en campo Tibú, se realizó un flujo de caja con los egresos e ingresos que se obtuvieron.

El flujo de caja. Es un informe financiero que presenta un detalle de los flujos de ingresos y egresos de dinero del proyecto en un periodo dado. La diferencia entre los ingresos y egresos se conoce como saldo o flujo neto. En su estimación se consideran factores como los ingresos provenientes de la operación del proyecto, los gastos generales por la inversión, los costos de operación y los impuestos en que se incurren por el desarrollo del proyecto.

Otros conceptos financieros que se tuvieron en cuenta para hacer el estudio fueron:

Tasa interna de retorno (TIR). Conocida también como la tasa de rentabilidad, se define como aquella tasa de descuento que iguala el VPN a cero. Matemáticamente, se determina hallando la tasa de interés, a la que la suma del valor presente de los flujos de caja es igual a la inversión social. La ecuación que la representa es la siguiente:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{Ft}{(1 + TIR)^t} - I = 0 \quad (2)$$

Donde:

Ft= flujo de caja en el periodo t

n= número de periodos

I= valor de la inversión inicial

Para saber si un proyecto es rentable o no utilizando la TIR se sigue el siguiente criterio:

- Si $TIR \geq TIO \rightarrow$ Se aceptará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida (el coste de oportunidad).
- Si $TIR < TIO \rightarrow$ Se rechazará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida.
- TIO, tasa interna de oportunidad

Relación beneficio costo. Relación del VPN de los ingresos con respecto al VPN de los egresos. Matemáticamente, está representada de la siguiente manera:

$$RBC = \frac{VPN_{in}}{VPN_{eg}} \quad (3)$$

Tiempo de recuperación de la inversión o Payback time. El tiempo de recuperación de la inversión, también conocido como payback time, es el tiempo en el cual se recupera el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto, es decir, para que los flujos de caja netos positivos sean iguales a la inversión inicial. La ecuación que permite calcular el tiempo de recuperación de la inversión es la siguiente:

$$Payback = \frac{Inversión\ Inicial}{Flujo\ de\ Efectivo\ Anual} \quad (4)$$

3.2.2 Flujo de caja. Con base en lo planteado anteriormente para realizar el flujo de caja de deben conocer los egresos y los ingresos que se obtuvieron en la instalación del sistema Plunger Lift. Para determinar los egresos se tuvo en cuenta los costos operativos o de subsuelo para cada instalación y los costos de superficie, los primeros incluyen las horas activas e inactivas de las cuadrillas, movilización del equipo de reacondicionamiento entre pozos, unidad de slick line, cañoneo, registros, herramientas, carrotanques y demás costos que intervienen en la operación. Los costos de superficie incluyen cambios en secciones de cabezal, líneas de producción y el sistema de levantamiento artificial Plunger Lift.

En las tablas 14, 15, 16 y 17 se muestran los costos de cada intervención incluyendo el sistema Plunger Lift.

Tabla 14. Costos instalación Plunger Lift pozo T-4K

COSTOS INSTALACIÓN PL T-4K				
ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	COSTO UNIDAD (US \$)	TOTAL (US \$)
EQUIPO DE REACONDICIONAMIENTO	4	Días	3500(US\$/d)	14000(US\$/d)
FLUIDO DE CONTROL	1	Trabajo	2500	2500
SERVICIO UNIDAD DE SLICK LINE	1	Trabajo	5000	5000
TUBERIA	1	Trabajo	66405	66450
CABEZAL	1	Trabajo	20000	20000
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO PL CON SERVICIO TECNICO	1	Trabajo	40000	40000
		SUPERFICIE		US\$ 87950
		SUBSUELO		US\$ 60000

Tabla 15. Costos instalación Plunger Lift pozo T-49K

COSTOS INSTALACIÓN PL T-49K				
ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	COSTO UNIDAD (US \$)	TOTAL (US \$)
EQUIPO DE REACONDICIONAMIENTO	13	Días	1060 (US\$/d)	13780(US\$/d)
FLUIDO DE CONTROL	1	Trabajo	2500	2500
CAÑONEO	1	Trabajo	37069	37069
REGISTROS, SERVICIO DE SLICK LINE	1	Trabajo	33190	33190
TUBERIA	1	Trabajo	65000	65000
CABEZAL	1	Trabajo	20475	20475
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO PL CON SERVICIO TECNICO	1	Trabajo	40058,43	40058,43
			SUPERFICIE	US\$ 151539
			SUBSUELO	US\$ 60533,43

Tabla 16. Costos instalación Plunger Lift pozo T-191K

COSTOS INSTALACIÓN PL T-191K				
ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	ITEM COST (US\$)	TOTAL (US\$)
EQUIPO DE REACONDICIONAMIENTO	16	Días	3500 (US\$/d)	56000(US\$/d)
FLUIDO DE CONTROL	1	Trabajo	1500	1500
CAÑONEO	1	Trabajo	38000	38000
REGISTROS	1	Trabajo	28000	28000
SLICK LINE	1	Trabajo	10000	10000
TBG DE 2-7/8 EUE J-55	8200	ft	7,3	59860
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO PL CON SERVICIO TECNICO	1	Trabajo	40058,43	40058,43
CABEZAL DE PRODUCCIÓN	1	Trabajo	28000	28000
			SUBSUELO	US\$ 193360
			SUPERFICIE	US\$ 68058,43

Tabla 17. Costos instalación Plunger Lift pozo T-290K

COSTOS INSTALACIÓN PL T-290K				
ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	ITEM COST (US\$)	TOTAL (US\$)
EQUIPO DE REACONDICIONAMIENTO	7	Días	3500 (US\$/d)	24500 (US\$/d)

FLUIDO DE CONTROL	1	Trabajo	2500	2500
SLICK LINE	1	Trabajo	10000	10000
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO PL CON SERVICIO TECNICO	1	Trabajo	40058,43	32000
			SUBSUELO	US\$ 37000
			SUPERFICIE	US\$ 32000

Aunque los gastos de capital representan una parte de los egresos, existen otros factores económicos que intervienen en el flujo de caja y por ende en el análisis financiero, entre estos se encuentran los costos de levantamiento, depreciaciones, impuestos e intereses entre otros. Estos factores económicos se muestran en la tabla 18.

Tabla 18. Factores económicos campo Tibú

VARIABLES ECONÓMICAS	Unidad	valor
Tasa de Cambio	Pesos (\$)/US\$	1800
Tasa de Impuestos	%	33
Precio Crudo	US\$/bbl	54
Precio Gas	US\$/Kscf	2,95
Tasa Descuento	%	12
Lifting cost 1 (Pozos Inactivos)	US\$/bbl	17,19
Lifting cost 2 (Pozos Activos)	US\$/bbl	3,02
Regalías	%	20
Días del mes	No.	30

Fuente: Ecopetrol S. A.

Para el pozo T-4K se tuvo en cuenta que la instalación del sistema se realizó en junio de 2009, en este caso no es necesario hacer una proyección porcentual con la tasa de declinación del pozo, debido a que se conoce la producción real a enero de 2013, datos con los cuales se realizó el flujo de caja para este pozo. El número de periodos se tomó con una tasa de descuento de 12% mensual como se mostró en la tabla anterior, se analizó la rentabilidad para un periodo de 43 meses.

Tabla 19. Resultados financieros de la implementación del sistema Plunger Lift en el pozo T-4K

Resultados flujo de caja T-4K	
Periodo de evaluación 43 Meses	
Costos de Subsuelo US\$	87.950
Costos de superficie US\$	60.000
Total Egresos Operativos US\$	147.950
Lifting cost Pozo activo US\$	3,02
Incremento inicial Crudo bbl	6
Incremento inicial Gas Kscf	241,095
Pay back (Meses)	10
VPI	172034,18
VPE	153.580
VPN	18.454
TIR	13%
EFI	0,12
Relación beneficio costo	1,12

El estudio financiero refleja la rentabilidad de la instalación del sistema en el pozo T-4K, en el ítem anterior sobre conceptos financieros se enunció que si el VPN es mayor que cero y la TIR es mayor o igual que la tasa de oportunidad el proyecto es rentable, en este caso el VPN= US\$ 18.454 y la TIR=13% cumpliendo con estas dos condiciones, recuperando la inversión en 10 meses y obteniendo una ganancia de US\$ 0,12 por cada US\$ invertido.

Para el pozo T-49 K el sistema Plunger Lift fue instalado en noviembre de 2010, para este caso se hizo el estudio en un periodo de 27 meses utilizando la producción incremental real que se obtuvo después de la instalación del sistema; los costos operativos se muestran en la tabla 18 y los factores económicos son los mismos con los que se trabajó el flujo de caja para el pozo T-4K.

Tabla 20. Resultados financieros de la implementación del sistema Plunger Lift en el pozo T-49K

Resultados flujo de caja T-49K	
Periodo de evaluación 27 Meses	
Costos de Subsuelo US\$	151.539
Costos de superficie US\$	60.533
Total Egresos Operativos US\$	212.072
Lifting cost Pozo activo US\$	3,02
Incremento inicial Crudo bbl	14
Incremento inicial Gas Kscf	95,351
Pay back (Meses)	17
VPE	252.298
VPI	261.269
VPN	8.961
TIR	12%
EFI	0,04
Relación beneficio costo	1,04

En el caso del pozo T-49K los costos de la inversión fueron mayores que en el pozo T-4K, esto se ve reflejado en cierta medida en el tiempo de pago de la inversión, dando como resultado un pay back de 17 meses. El estudio financiero refleja como la inversión en la instalación del sistema en este pozo resulta favorable en un periodo de evaluación de 27 meses, con un VPN= US\$ 8.961 y una TIR del 12% de rentabilidad. A este tiempo de estudio se paga US\$ 0,04 por cada dólar invertido.

El pozo T-191K se intervino para la instalación del sistema PL en abril de 2011, por tal motivo el estudio financiero para este pozo se realizó a un periodo de 21 meses, dando así la rentabilidad a enero de 2013. Los factores económicos que se tuvieron en cuenta son los mismos para todos los pozos de campo Tibú.

Tabla 21. Resultados financieros de la implementación del sistema Plunger Lift en el pozo T-191K

Resultados flujo de caja T-191K	
Periodo de evaluación 21 Meses	
Costos de Subsuelo US\$	193.360
Costos de superficie US\$	68.058
Total Egresos Operativos US\$	147950
Lifting cost Pozo activo US\$	3,02
Incremento inicial Crudo bbl	41
Incremento inicial Gas Kscf	18,227
Pay back (Meses)	10
VPE	285379,34
VPI	324338,34
VPN	38.959
TIR	14%
EFI	0,15
Relación beneficio costo	1,14

De la tabla anterior se puede concluir que la rentabilidad del pozo T-191K, es mayor con respecto al pozo T-49K ya que tiene una TIR de 14%. Se hace esta aclaración debido a que las operaciones que se llevaron a cabo para los dos pozos fueron similares; pero en los resultados del flujo de caja también se evidencia que el incremento en la producción con el sistema PL en este caso es de 41 bbl, superando al pozo T-49K en 27 bbl; factor que ayuda a que en este pozo el tiempo de pago de la inversión o pay back sea de 10 meses, 7 meses menos que en el pozo analizado anteriormente. El VPN para este pozo es de US\$ 38.959 y por cada US\$ invertido se tiene una ganancia de US\$ 0,15.

Para el pozo T-290K el estudio se realizó con un periodo de 11 meses, ya que la instalación del sistema en este pozo fue más reciente, en marzo de 2012. Es

importante destacar que la instalación en este pozo fue más sencilla y no incurrió en costo elevado de operación como los dos pozos analizados anteriormente.

Tabla 22. Resultados financieros de la implementación del sistema Plunger Lift en el pozo T-290K

Resultados flujo de caja T-290K	
Periodo de evaluación 11 Meses	
Costos de Subsuelo US\$	37.000
Costos de superficie US\$	32.000
Total Egresos Operativos US\$	69.000
Lifting cost Pozo activo US\$	3,02
Incremento inicial Crudo bbl	10
Incremento inicial Gas Kscf	4,099
Pay back (Meses)	5
VPE	78.458,25
VPI	116602,25
VPN	38.144
TIR	20%
EFI	0,55
Relación beneficio costo	1,49

Después de realizarse e respectivo flujo de caja, del cual se muestran los resultados en la tabla anterior, se evidencia que la instalación del sistema PL en este pozo fue rentable, dando un tiempo de pago de la inversión de 5 meses, y un VPN de US\$ 38.144 con una TIR del 20% de rentabilidad. Por cada US\$ invertido se ganan US\$ 0,55.

En el caso del pozo SS-32K, no se planteó el estudio financiero y la rentabilidad que se obtuvo luego de la instalación del sistema, debido a que como se mostró en el numeral 3.1.4.5 la producción que se obtuvo en este pozo después de la instalación no fue únicamente por el sistema Plunger Lift, sino por los diversos factores que intervienen en este. Así que no se podría llegar a calcular las ganancias o pérdidas tras la instalación del sistema.

4. METODOLOGIA DE VIABILIDAD E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT.

Esta metodología tiene como objetivo proporcionar una herramienta útil para evaluar la viabilidad técnica y financiera de un proyecto de implementación de un sistema Plunger Lift.

A continuación se detallarán uno a uno los pasos que contiene esta metodología.

4.1 DESARROLLO DE LA METODOLOGIA

4.1.1 Recopilación de la información. Para realizar el estudio técnico es necesario recolectar toda la información, que permita analizar el comportamiento de la producción antes y después de la intervención, así como los trabajos de intervención a pozo realizados antes de la instalación del sistema PL, para identificar posibles falencias en el estado mecánico del pozo.

El tipo de información que se solicitó para hacer esta evaluación contemplo:

- Inventario de registro de pozos: Estos proporcionan información sobre profundidad, radioactividad, ubicación de arenas y arcillas, propiedades petrofísicas entre otras características específicas del pozo.
- Historia de perforación: Proporciona los datos necesarios sobre el tipo de revestimiento que tiene el pozo, así como las dificultades y eventos que se presentaron durante la perforación.
- Estado mecánico de los pozos: Es la representación gráfica del completamiento o terminación del pozo.
- Reportes de los trabajos de completamiento y recompletamiento: Hace referencia a los trabajos realizados en los pozos, los cuales son repartidos por eventos.

- Historia de producción: Proporcionan el historial de los pozos y se reportan en las curvas de producción.
- Historia de ingeniería: contempla los estudios, proyectos y diseños ejecutados y no ejecutados en el campo.
- Análisis de pruebas de presión: Reportes de análisis y resultados de las pruebas realizadas.
- Análisis PVT: Reportes de análisis y resultados de las pruebas aplicadas.

4.1.2 Selección de pozos candidatos. Para esto se hace una preselección entre pozos activos e inactivos, los cuales producen de las formaciones del Cretáceo y que durante su vida productiva, hayan producido hidrocarburos de forma intermitente, así como una clasificación según si cumplen o no los siguientes parámetros operativos.

Tabla 23. Requerimientos Operativos

REQUERIMIENTOS OPERATIVOS		
	Typical Range	Maximum
Operating Depth	8000' TVD	19000' TVD
Operating Volume	1-5 BPD	200 BPD
Operating Temperature	120° F	500° F
Wellbore Desviation	N/A	80°
Corrosion Handling	Excellent	
Gas Handling	Excellent	
Solids Handling	Poor to Fair	
GLR Required	300 SCF/BBL/100' Depth	
Servicing	Wellhead Catcher or Wireline	
Prime Mover Type	Well's Natural Energy	
Offshore Application	N/A at this time	
System Efficiency	N/A	

Fuente: WEATHERFORD. Presentación propuesta intervención con Plunger Lift. 2012

4.1.2.1 Condiciones del estado mecánico del pozo. En esta etapa se revisa toda la información que haya del pozo respecto a trabajos realizados anteriormente, con el fin de garantizar que el pozo no tenga problemas en el estado mecánico que imposibiliten la intervención para la instalación del sistema Plunger Lift.

El sistema no se instalará a los siguientes pozos:

- Con revestimiento roto
- Con múltiples colapsos irremediables
- RGLs < 400 bbl/scf/ 1000 pies para pozos sin empaque
- RGLs < 1000 bbl/scf/1000 pies para pozos con empaque
- Desviación > 60°
- BSW > 99% (Esta consideración no aplica si se quiere hacer gas well dewatering).

4.1.2.2 Condiciones de locación. Teniendo en cuenta el estado actual de los pozos, el modelo geológico desarrollado por el equipo de yacimientos y el sistema de levantamiento a utilizar, en este caso el sistema Plunger Lift, se debe tener en cuenta actividades de logística como:

Gestión inmobiliaria: Inventario de predios propiedad de la compañía para evaluar la viabilidad del programa de implementación del Plunger Lift. Esta actividad es realizada por gestores inmobiliarios que analizan el impacto social y ambiental generado por la operación.

Obras civiles para ingresar equipos: Para la intervención de un pozo se debe tener en cuenta que la locación este apta para que entren los equipos de slick line,

wire line y rig WO según el tipo de trabajo a realizar en el pozo, para esto se debe hacer una visita en la cual se detallen las condiciones del terreno, anclajes y el diseño del layout.

Condiciones viales para el transporte: Las condiciones de las vías, puentes y demás medios para el transporte de equipos son muy importantes, por esto antes de la intervención se debe dar el visto bueno de que estas se encuentren en buen estado para la movilización de los respectivos equipos y garantizar con esto que no se presente ningún inconveniente en el momento de la intervención.

Aprobación por parte de gestión social para realizar la intervención: El campo Tibú y campo Sardinata quedan ubicados en veredas que hacen parte del municipio de Tibú y Campo Giles al norte de la ciudad de Cúcuta, en el departamento de Norte de Santander; las cuales están involucradas en el conflicto armado, esto y la falta de recursos de servicios públicos crean grandes problemas con la comunidad.

Tanto en campo Tibú como en campo Sardinata los pozos se ven afectados por las pegas ilícitas para el suministro de gas de las casas aledañas a estos. Por ende, imposibilita la toma de decisiones al momento de realizar una intervención a pozo.

Otro aspecto importante que se debe tener en cuenta para la selección de los pozos a intervenir es la ubicación, dado que este tipo de intervenciones no se pueden realizar a 90 metros de una construcción, escuela, casa entre otras.

Los cultivos o hectáreas que quedan alrededor de la locación también se convierten en un aspecto de revisión, debido a que en el momento de adecuar la locación puede llegar a afectar estas zonas, cuando ocurre esto se debe tener presente los costos que llegan a generar la compra de dichas hectáreas para la toma de decisiones en el momento de seleccionar los pozos.

Legislación y plan de manejo ambiental: Los planes de manejo ambiental representan otro aspecto importante para seleccionar los pozos a intervenir, antes de seleccionar los pozos se requiere de las disposiciones gubernamentales sobre el manejo de tierras, de emisiones atmosféricas y disposición de los fluidos, para este tipo de intervención se debe tener en cuenta realizar una visita a la locación con un ingeniero ambiental, para verificar que con la intervención a pozo durante la instalación del PL no se esté violando ninguna normativa ambiental.

Definición de las necesidades y especificaciones técnicas: Comprende las especificaciones de equipos de workover (de ser necesario), equipos de wire line, toma de registros y cañoneos. Además sistemas de control ambiental, cabezales de pozo, válvulas y cualquier tipo de facilidad de superficie. Para esto se elaboran las especificaciones técnicas requeridas junto con el presupuesto oficial estimado.

4.1.3 Estudio de viabilidad económica. Tiene por objetivo estudiar la rentabilidad del proyecto, desde el punto de vista de sus resultados financieros y evaluar la conveniencia de ejecutarlo. Una vez realizado el flujo de fondos se procede a calcular los indicadores de evaluación financiera tales como: El valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR) y la relación beneficio costo (R:B/C), entre otros, de acuerdo con la naturaleza del proyecto. (Como se realizó en el capítulo 3).

4.1.4 Programa de intervención. Con el fin de garantizar el éxito de una operación y evitar incidentes de riesgo durante esta, en la industria antes de hacer una intervención a pozo se realiza un well planing o programa de intervención, el cual incluye el objetivo y justificación de la realización de la misma, la historia de perforación y completamiento del pozo así como los eventos ocurridos durante la vida productiva, con el fin de que las personas involucradas en la operación tengan conocimiento de esto. El programa operacional también incluye el estado mecánico del pozo el cual muestra o refleja el completamiento.

Es importante que el estado mecánico sea lo más actualizado posible, en este se debe mostrar el tipo y clase de revestimientos tanto de superficie como de producción, la cementación con la cantidad de sacos que se utilizaron y sus correspondientes profundidades, la configuración de sarta de tubería y el BHA en el momento previo a la intervención. Otro factor importante es si el pozo tiene instalado tapones, empaques y sus respectivas referencias y profundidades, por ultimo debe mostrar si tiene algún pescado y a que profundidad.

4.1.5 Elaboración de Forma 7 CR. Para realizar una intervención de pozo (workover) se necesita pedir un permiso al Ministerio de Minas y Energía, el cual se hace mediante la forma 7 CR. Esta forma se elabora diligenciando el formato que se muestra en la figura 44. Donde se especifican datos como: La fecha de inicio y fin de la perforación, la producción inicial y la producción actual así como la producción acumulada. Se da una breve descripción del trabajo a realizar y la fecha programada para iniciar el trabajo. Además se debe anexar la historia del pozo a intervenir, el estado mecánico antes de la intervención y el wellplaning.

4.1.6 Elaboración Forma 10CR. Luego de terminar la intervención de instalación del sistema Plunger Lift y efectuar los reacondicionamientos necesarios, se debe informar al Ministerio de Minas y Energía mediante la forma 10CR un detallado de la operación y adjuntar el estado mecánico del pozo después de la intervención.

4.1.7 Pozo operando. El pozo puesto en producción se monitorea mediante pruebas en batería y se optimizan los diferentes tiempos de cierre, apertura y de venta, con el fin de realizar un estudio técnico-financiero.

Figura 44. Formato forma 7 CR Ministerio de Minas y Energía.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS SUBDIRECCION DE HIDROCARBUROS		Forma No. 7 CR Revisada: Octubre de 1973
PERMISO PARA TRABAJOS POSTERIORES A LA TERMINACION OFICIAL		
Pozo: _____		
Compañía: _____	Concesión: _____	Clasificación (Lahee): _____
Campo: _____	Estructura: _____	
Formación: _____	Bloque: _____	Yacimiento: _____
Perforación Iniciada el: _____	de _____	terminado el: _____ de _____
Elevación de la Mesa Rotaria: _____	pies.	Elevación del Terreno: _____ pies.
Profundidad Total Inicial: _____	pies.	Bajo Nivel Mesa Rotaria: _____ pies.
1. CONDICIONES INICIALES DEL POZO		
Intervalos Abiertos	_____	
Numero de Disparos por pie.	_____	
Producción _____ BPD.	Presión Estática de Fondo _____	Lbs/pulg 2
RGA _____	Pies/barril	Gravedad _____ ° API
2. CONDICIONES ACTUALES DEL POZO		
Intervalos Abiertos	_____	
Numero de Disparos por pie.	_____	
Producción Acumulada hasta la fecha:		
Petróleo: _____ Bls.	Gas: _____ MPC	Agua: _____ Barriles
Fecha en que se iniciarán las operaciones: _____	de _____	
Resultados última prueba de producción:		
Fecha: _____	Petróleo: _____ BPP	RGA: _____ Agua: _____
3. INFORMACION ADICIONAL		
a) Descripción y esquema de la terminación actual de pozo, que muestre las tuberías, herramientas, tapones e intervalos productores. (Estado Mecánico - ANEXO 1)		
b) Historia del pozo: Citar todas las operaciones de reacondicionamiento y sus resultados. ANEXO 2		
c) Para pozos que se proyectan abandonar, se deben indicar los intervalos de agua dulce, tapones que se colocarán, sus localizaciones y espesores y las propiedades de los fluidos que se dejarán en los tapones.		
JUSTIFICACION Y DISCUSION DEL TRABAJO PROPUESTO:		
Para optimizar la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos se propone la instalación del sistema de levantamiento por plunger lift, dadas las características de alta RGA.		
PROGRAMA DETALLADO DEL TRABAJO A REALIZARSE:		
1.-		
2.-		
3.-		
4.-		
4.-		
5.-		
6.-		
Presentado por:	_____	
	Representante Autorizado del Operador (Matrícula Profesional No)	
Autorizado por:	_____	Fecha: _____
	Representante Autorizado del Ministerio (Nombre Ing. Petróleos, No. Matrícula)	
		Fecha: _____
ORIGINAL: Conservación y Reservas		
c.c.: Oficina Zona y Concesionario.		

Fuente: Ministerio de Minas y Energía. Formas oficiales de reporte para hidrocarburos.

4.2 PROCESO DE SELECCIÓN DE POZOS A INSTALAR EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT

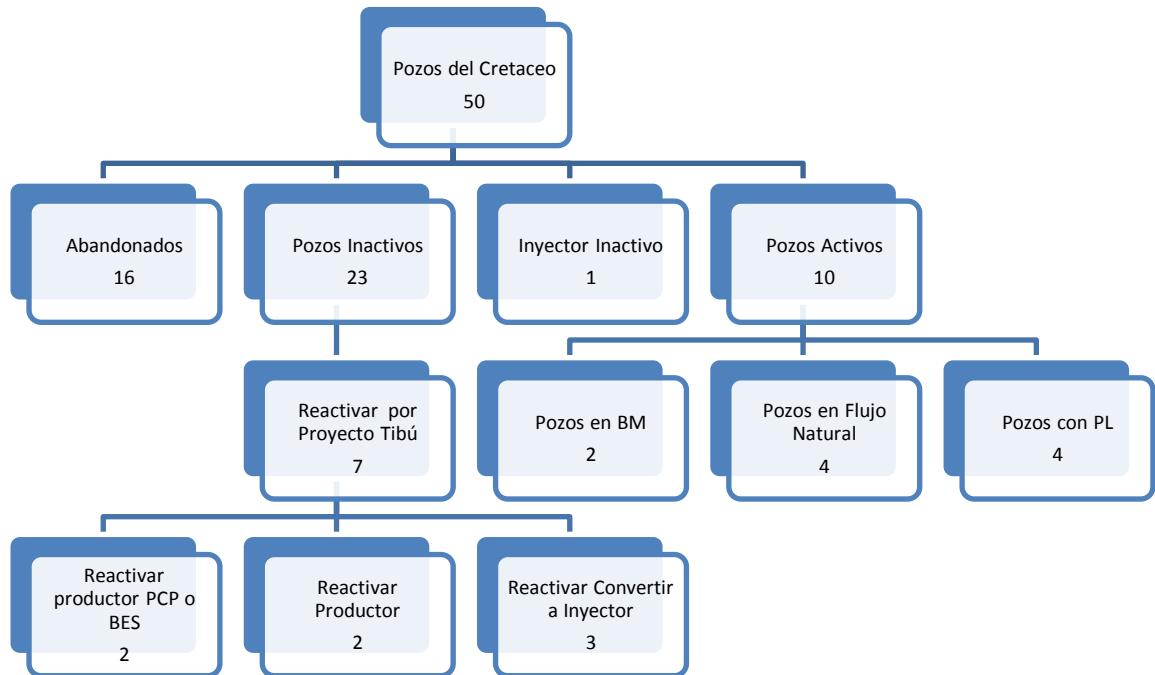
Antes de iniciar el proceso de selección de los pozos candidatos, se recopiló toda la información posible sobre historiales de producción de los pozos del Cretáceo, estados mecánicos, historias de perforación y completamiento, para evidenciar posibles problemas que se hayan tenido en las operaciones realizadas, condiciones de cada pozo, BSW, GOR, entre otros.

En el proceso de selección se tuvo en cuenta todos los pozos que pertenecen a las formaciones del Cretáceo, en base a la información del campo el total de los pozos del Cretáceo son 50, de los cuales 16 están abandonados, 23 están inactivos, 6 están activos produciendo tanto en flujo natural como en bombeo mecánico y 4 tienen instalado el sistema de levantamiento artificial PL.

El proyecto Tibú tiene como objetivo pasar de una producción de 2300 BOPD en el 2012 a 19100 BOPD para el 2016. Para esto algunos pozos productores activos se van a convertir en inyectores, pozos productores inactivos se reactivarán como productores o inyectores. Por tal motivo y según los estudios de yacimientos algunos pozos del Cretáceo serán reactivados con fines del proyecto Tibú, 2 productores inactivos los cuales tienen mayor caudal, se reactivarán como productores con sistema de levantamiento artificial PCP o BES, 3 se reactivarán convirtiéndolos en inyectores y por último 2 más se reactivarán como productores.

La figura 45 muestra un diagrama de clasificación de los pozos del Cretáceo en campo Tibú, según lo mencionado en el párrafo anterior.

Figura 45. Diagrama de clasificación de pozos del Cretáceo en campo Tibú



Del diagrama representado en la figura anterior se puede concluir que el número de pozos de posibles candidatos para la instalación del sistema PL, después de hacer el análisis anterior es: 16 pozos inactivos y 6 pozos activos.

Condiciones del estado mecánico del pozo. Otro criterio de selección que se mencionó en la metodología es el estado mecánico del pozo, debido a que los pozos de campo Tibú llevan produciendo aproximadamente 70 años, los estados mecánicos no se encuentra en las mejores condiciones, en algunos casos se encuentra pescados, colapsos, o revestimiento roto, imposibilitando el buen funcionamiento del sistema al ser instalado.

Según lo anterior, los aspectos mencionados en la metodología para selección de pozos y la información obtenida por el Departamento de Ingeniería de la SCO, se realizó la siguiente tabla con las condiciones actuales de cada pozo que hay que tener en cuenta para descartar o seleccionar un pozo, para la instalación del sistema Plunger Lift.

En la tabla 24 se muestran las condiciones actuales y las historias de cada uno de los pozos candidatos del Cretáceo. Según esta tabla podemos concluir que los pozos seleccionados para instalar el sistema Plunger Lift en campo Tibú son: T-2K, T-59K, T-91K, T-108K, T-172K, T-185K, T-188K, T-226K, T-280K y T-297K.

Como se observa los demás pozos no cumplen con la RGL requerida, además de tener problemas en su estado mecánico como: Revestimiento roto, colapsos, pescados, tapones entre otros; algunos irremediables y otros con costos muy elevados, para la rentabilidad que se obtendrá al instalar el sistema PL. Cabe destacar que estos pozos son muy antiguos y al entrar a intervenirlos se pueden llegar a presentar muchos problemas operacionales.

En la tabla 25 se muestran las condiciones actuales de los pozos a intervenir para la correspondiente instalación del sistema Plunger Lift y el tipo de acondicionamiento que se debe desarrollar antes de la instalación; estas condiciones de reacondicionamiento se realizaron según el estado mecánico actual de los pozos y con la ayuda de la Superintendencia de Yacimientos.

Tabla 24. Condiciones actuales e historia de los pozos candidatos a instalar el sistema Plunger Lift

Pozo	Compleamiento	Fecha Perforación	Fecha Compleamiento	Profundidad (ft)	RGL (scf/bbl)	Inactividad	Sistema de Levantamiento	Observaciones
T-2K	Mercedes-Aguardiente	Abril de 1940	Marzo de 1942	9850	7000	Nov de 2011	Gas lift, flujo natural	Parafinamiento
T-71K	Uribante	Enero de 1948	Octubre de 1948	8758	1575	1985	Gas Lift	Inactivo, ya que estudios reflejaron que el pozo no podrá producir más de lo que ya ha producido. Además las acidificaciones y el levantamiento por Gas Lift fueron Negativos.
T-59K	Uribante	Julio de 1947	Agosto de 1947	8466	6160	Activo	Flujo Natural	Activo en Flujo Natural produce 5 BOPD
T-91K	Uribante	Septiembre de 1948	Marzo de 1949	9007	5000	1992	Gas Lift	Inactivo con pescado de 2 tubos 2 7/8 que miden 660'.
T-108K	Aguardiente	Marzo de 1949	Septiembre de 1949	9095	4300	Activo	Flujo Natural	Flujo Natural intermitente
T-122K	Tibú-Aguardiente	Julio de 1949	Enero de 1950	9248	1237	1976	Gas Lift	El pozo producía 100% Agua, Cañoneo intervalos formación Aguardiente y estimulación Ácida fallidos, Pescado válvulas de Gas lift y PKR lane well
T-152K	Aguardiente	Mayo de 1950	Noviembre de 1950	9180		Activo	Flujo Natural	
T-169K	Catatumbo-Uribante	Julio de 1951	Febrero de 1952	9994	alto GOR	1987	Bombeo mecánico	Inactivo por producción antieconómica
T-172K	Uribante	Noviembre de 1951	Abril de 1952	9135	1496	1991	Flujo Natural	Pozo con problemas de parafinas
T-185K	Aguardiente-Mercedes	Octubre de 1952	Enero de 1953	8920	4985	1996	Gas Lift	Inactivo por excesivo consumo de Gas de inyección, pozo con problemas de parafinas.
T-188K	Aguardiente	Enero de 1953	Junio de 1953	8512	15100	1981	Gas Lift, flujo natural	Se realizó cementación a la altura de Carbonera 1133'-1148' Casing roto.
T-198K	Mercedes	Mayo 15 de 1953	Septiembre de 1953	9091	2449	Activo	Bombeo mecánico	Potencial de aceite para Diciembre 2012 12 BOPD

T-208K	Guayacán	Septiembre de 1953	Marzo de 1954	9050	1389	1987	Flujo Natural	Se taponaron los miembros Tibú, Aguardiente Superior por excesiva producción de agua
T-226K	Uribante	Mayo de 1954	Septiembre de 1954	9977	4000	Activo	Flujo Natural	Activo
T-271K	Mercedes-Aguardiente	Julio de 1955	Octubre de 1955	9400	5918	1991	Flujo Natural	Pescado de 5 tubos de 2 3/8" en Liner y taponamiento con Carbonato de Calcio, Revestimiento roto.
T-280K	aguardiente-Mercedes	Octubre de 1955	Abril de 1956	11221	7800	1999	flujo Natural	Se le realizo cementación correctiva intervalo 3061'-3067'. Empieza a recuperar presión. La ultima estimulación mecánica se recuperó 4.5 bbl de aceite y 451 de agua
T-281K	Uribante	Noviembre de 1955	Febrero de 1956	10502		1993	flujo Natural	Se inactivo por pescados de Liner ranurado a 9253, pesca de tubería, faltando por recuperar 36 tubos 2-7/8 EUE, PKR lane well bocl y 15 tubos de 2 3/8.
T-297K	Catatumbo	Julio de 1956	Septiembre de 1956	9100	658	Activo	Bombeo mecánico	Activo, Bajó GOR
T-306K	Cogollo	Mayo de 1957	Septiembre de 1957	9638		1967	Flujo Natural	Inactivo por afectación de las formaciones Cogollo, Mercedes y Tibú, Taponado a 8300'
T-311K	Uribante	Septiembre de 1957	Febrero de 1958	8331	5061	1967	Flujo Natural	Casing colapsado y roto a 3737', con pescado tope a 3738'.
T-315K	Uribante	Febrero de 1958	Mayo de 1958	9282		2002	Gas Lift	Pozo con arenamiento, en el 2002 se reperforo para llegar a la formación Mercedes (desviado).
T-322K	Catatumbo	Agosto de 1958	Noviembre de 1958	8840	150	1994	Bombeo mecánico	Taponado a 4537' debido a que la Formación Mercedes murió en 1964 y Aguardiente resultado negativa para producción. El pozo queda inactivo por pescado de Bomba, sarta de varilla y colapso de tubería.

Tabla 25. Pozos seleccionados para la instalación del sistema PL

POZOS HA INSTALAR EL SISTEMA PLUNGER LIFT				
POZO	ÁREA	ANTICLINAL	ESTADO ACTUAL	ACONDICIONAMIENTO
T-2K	B	Socuavo	Productor inactivo	Desasentar empaque R-3 a 8284', Cañonear, cambiar Tubing Head Spool
T-59K	C	Tibú	Productor activo	Tapón de cemento a 9061', pero no requiere moler
T-108K	B	Socuavo	Productor activo	Limpiar hasta fondo, verificar si el pozo tiene todavía sarta de Gas Lift
T-280K	B	Socuavo	Productor Inactivo	Tapón a 9322', No se requiere moler
T-226K	A	Socuavo	Productor activo	Cañonear formación Aguardiente
T-297K	A	Socuavo	Productor activo	Moler tapón de cemento a 5486', Limpiar hasta 9100'
T-91K	C	Tibú	Productor inactivo	Limpiar hasta Tope de pescado a 8323'
T-185K	C	Tibú	Productor Inactivo	Sacar sarta de Gas Lift y Limpiar hasta 8626'
T-172K	C	Tibú	Productor Inactivo	Limpiar hasta fondo
T-188K	C	Tibú	Productor Inactivo	Limpiar hasta fondo

Fuente: Departamento de Ingeniería de Subsuelo y Confiabilidad del Catatumbo

Condiciones de locación. En la tabla 26 se muestra las diferentes condiciones que tienen cada uno de los pozos. Después de hacer una inspección de cada uno, se puede observar que los 10 pozos seleccionados tienen la mayoría buenas condiciones para ingresar los equipos y en algunos casos solo se requiere de obras civiles de locación, esto genera un costo adicional en la intervención que ya está contemplado dentro del presupuesto del proyecto Tibú.

Tabla 26. Condiciones actuales de locación para cada uno de los pozos a intervenir

CONDICIONES DE LOCACIÓN						
POZO	AMBIENTAL	GESTIÓN INMOBILIARIA	OBRAS CIVILES LOCACIÓN	VIAS	GESTIÓN SOCIAL	ESPECIFICACIONES TECNICAS
T-2K	Aprobado	Aprobado	Aprobado (ya está nivelada la locación)	Aprobado	Aprobado	Cambio de cabezal, equipo de cañoneo
T-59K	Aprobado	Aprobado	Aprobado	Aprobado	Aprobado	Cambio de válvulas, cabezal
T-108K	Aprobado	Aprobado	Dique para contener inundaciones y nivelar locación	Aprobado	Aprobado	Tubería nueva
T-280K	Aprobado	Aprobado	Construcción de contrapozo	Aprobado	Aprobado	Faltan líneas de flujo
T-226K	Aprobado	Aprobado	Aprobado	Aprobado	Aprobado	Equipo de cañoneo y registros
T-297K	Aprobado	Aprobado	Aprobado	Aprobado	Aprobado	Aprobado
T-91K	Aprobado	Aprobado	Nivelación Locación	Aprobado	Aprobado	Aprobado
T-185K	Aprobado	Aprobado	Nivelación locación y vías	Aprobado	Aprobado	Faltan líneas de flujo
T-172K	Aprobado	Aprobado	vías	Aprobado	Aprobado	Faltan líneas de flujo
T-188K	Aprobado	Aprobado	Nivelación locación y vías	Aprobado	Aprobado	Faltan líneas de flujo

5. VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA (APLICACIÓN POZO TIBÚ 2 K)

Teniendo en cuenta la selección que se mostró en el capítulo anterior, para la nueva campaña de WO en el Cretáceo, el pozo Tibú 2K se encuentra como uno de los principales candidatos con un RGL de 7000 scf/bbl, cumple con todas las condiciones de locación, su estado mecánico se encuentra en óptimas condiciones, no presenta alteraciones y solo lleva un año de estar inactivo. Por lo anterior se analizarán los aspectos más relevantes de la instalación del sistema Plunger Lift para este pozo, teniendo en cuenta la metodología planteada en el capítulo anterior.

5.1.1 Recopilación de la información. Antes de planear la intervención del pozo T-2K, se reunió toda la información sobre historias de perforación, completamiento y producción, las cuales se utilizaron para hacer el diseño del Plunger Lift, dar las condiciones iniciales para los ciclos del sistema y realizar la forma 7CR del Ministerio de Minas y Energía.

Historia de perforación. Profundidad de 9850' (Mbo. Tibú).

Tabla 27. Listado de revestimientos instalados durante la perforación

REVESTIMIENTOS								
Diámetro	Grado	Lb/ft	Rosca	Intervalo (pies)		Cemento		
pulgadas				Tope	Base	Sx	Tope	Fondo
18 3/8	J-55	78	8	A 146'		285	0	146
13 3/8	J-55	54.5	8	A 861'		630	146	861
9 5/8	J-55	38	8	A 4642'		500	861	4642
7	J-55	26	8	A 7450'		295	4642	7450
5	J-55	18	8	A 9119'		150	7450	9199

Fuente: Departamento de Ingeniería de Subsuelo y Confiabilidad del Catatumbo

En la tabla 28 se muestran los eventos ocurridos durante la vida productiva del pozo.

Tabla 28. Historia de producción y cañoneo

OPERACIONES DE WORKOVER	
FECHA (D/M/A)	EVENTO
18/07/41	CORAZONAMIENTO (9054'-9042')
21/05/62	CAÑONEO FM. MERCEDES. (8842-8848' 6TPP); (8851-8860' 8TPP); (9048-9066' 15 TPP); (9073-9079' 6TPP); (9086-9098' 10TPP); (9104-9118' 12TPP).
22/05/62	ESTIMULACIÓN MECÁNICA. Se suabeo a 4200' recobrandose 30 bbl de aceite y 99 bbl de agua.
02/06/62	ESTIMULACION ACIDA. (8848-9272'), 1960 Gls de HCl (15%), desplazados con 62 bbl de agua, con una rata de inyección promedio de 9.2 bbl/min, Pmax: 2200 psig.
1981-1991	Producción promedia 20 BOPD y 0 BWPD
07/07/92	Flujo natural con un ciclo de 2 horas cerrado por una abierto con un prueba promedio de 12 BOD y 0 BWD.
27/01/95	Se baja diseño de Gas Lift, revisar tubería y verificar fondo.
24/05/95	Se corrió gradiente de flujo y temperatura, se verifico fondo a 8286'. Pwf: 227 psi y nivel de fluido: 800'.
09/10/96	Se probó el sistema de gas lift inyectando por el revestimiento y se alcanzó una presión máxima en el casing de 330 psi y presión por tubería de 95 psi en hora y media.

Fuente: Departamento de Ingeniería de Subsuelo y Confiabilidad del Catatumbo

5.1.2 Condición de estado mecánico. La condición de estado mecánico del pozo quizás es una de las más importantes en el momento de la selección del pozo, como se mostró en el capítulo 1 el sistema Plunger Lift tiene ciertas limitaciones según el estado mecánico, entre ellas el uso de empaques, tapones, condición de integridad de la tubería de producción, etc. En la figura 46 se ilustra el estado mecánico del pozo T-2K.

5.1.3 Estudio de viabilidad económica pozo T-2K. Para determinar si es viable o no invertir en la instalación del sistema Plunger Lift en el pozo T-2K, se realizó una evaluación financiera, teniendo en cuenta que el potencial del pozo es de 13 BOPD y se espera, un aumento entre 13 y 15 BOPD. Según lo visto en los pozos a los que se le ha instalado el sistema, el aumento mínimo fue del 100% de la producción.

Los factores económicos que se utilizaron para hacer el respectivo análisis se muestran en la siguiente tabla.

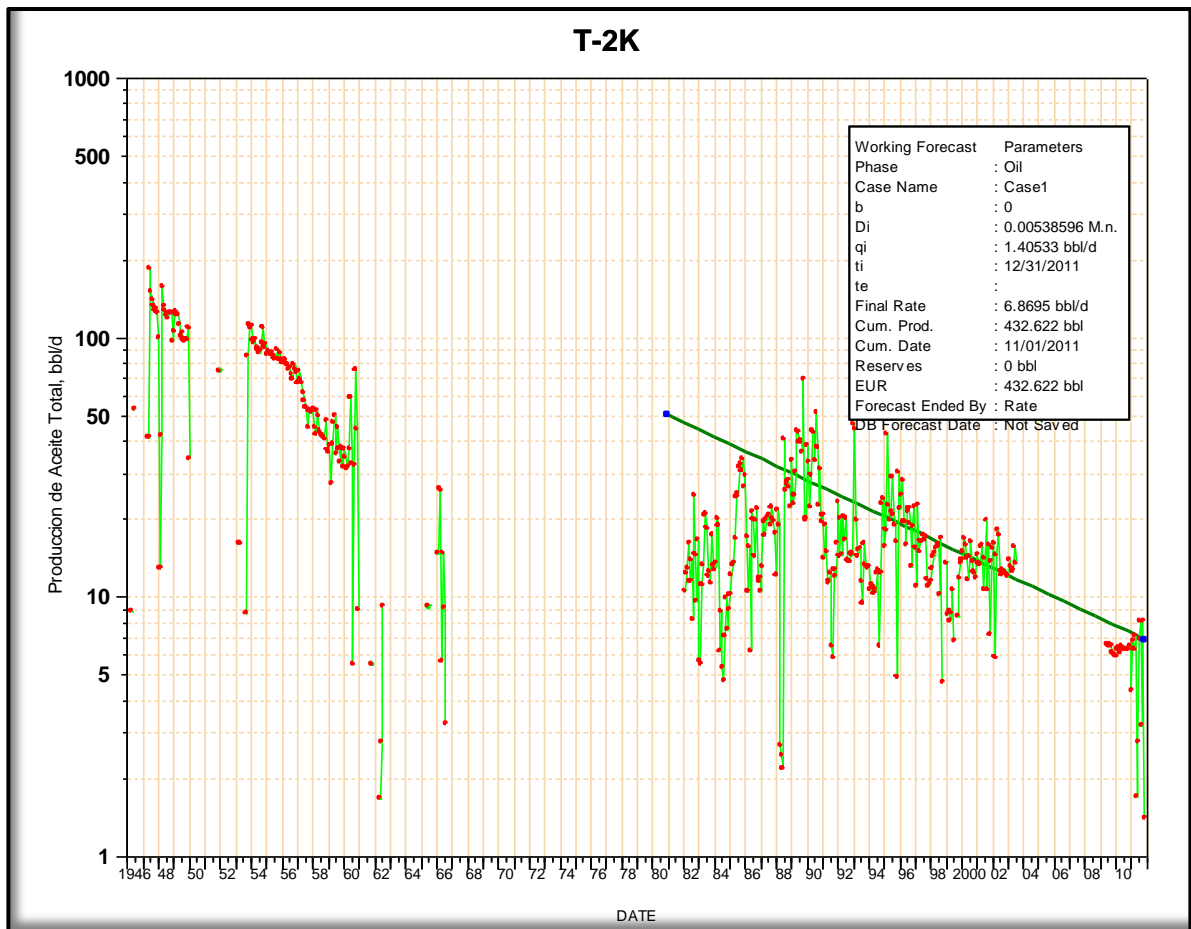
Tabla 29. Factores económicos campo Tibú

VARIABLES ECONÓMICAS	Unidad	valor
Tasa de Cambio	Pesos (\$)/US\$	1800
Tasa de Impuestos	%	33
Precio Crudo	US\$/bbl	54
Precio Gas	US\$/Kscf	2,95
Tasa Descuento	%	12
Lifting cost 1 (Pozos Inactivos)	US\$/bbl	17,19
Lifting cost 2 (Pozos Activos)	US\$/bbl	3,02
Regalías	%	20
Días del mes	No.	30

Fuente: Ecopetrol S. A.

Para el análisis se tomó un lifting cost de 17,19 US\$/bbl, teniendo en cuenta que el pozo T-2K está inactivo desde noviembre de 2011. El número de periodos a analizar es de 12, 24 y 36 meses; esto para tener una mayor proyección en las ganancias y la rentabilidad para cada uno de los periodos enunciados anteriormente. Para hacer la proyección porcentual se tuvo en cuenta el porcentaje de declinación del pozo $D_i=0,54\%$ nominal mensual, que se halló mediante una curva de declinación de la producción exponencial, siendo este su mejor ajuste (Ver figura 47).

Figura 47. Curva de declinación de la producción pozo T-2K



Fuente: Software OFM (Oil Field Manager) bajo licencia de Ecopetrol S.A.

Teniendo en cuenta que el precio del crudo es variable y lo mencionado en el párrafo anterior, se plantearon 3 escenarios: Si el precio del crudo disminuye un 10%, si permanece constante y por último si aumenta un 10%.

Para realizar el análisis para los tres escenarios se elaboró el flujo de caja considerando los conceptos financieros y los costos operativos mencionados en el capítulo 3.

Tabla 30. Costos estimados instalación Plunger Lift pozo T-2K

COSTOS INSTALACIÓN PL T-2K				
ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	COSTO UNIDAD (US\$)	TOTAL (US\$)
EQUIPO DE REACONDICIONAMIENTO	5	Días	3500 (US\$/d)	17500 (US\$/d)
FLUIDO DE CONTROL	1	Trabajo	1500	1500
RECAÑONEO	1	Trabajo	37069	37069
SERVICIO DE SLICK LINE	1	Trabajo	2500	2500
TUBERIA	4	Trabajo	165,34	661,36
TUBING HEAD SPOOL	1	Trabajo	14000	14000
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO PL CON SERVICIO TECNICO	1	Trabajo	40058,43	40058,43
		SUPERFICIE		US\$ 59230,36
		SUBSUELO		US\$ 54058,43

Los resultados del flujo de caja para el primer, segundo y tercer escenario se muestran en las siguientes tablas.

Tabla 31. Resultados financieros primer escenario: precio del crudo 48,6 US\$/bbl

Resultados flujo de caja T-2K			
Periodo de evaluación	36 Meses	24 Meses	12 Meses
Costos de Subsuelo US\$	59.230	59.230	59.230
Costos de superficie US\$	54.058	54.058	54.058
Total Egresos Operativos US\$	113.288	113.288	113.288
Lifting cost Pozo inactivo US\$	17,19	17,19	17,19
Incremento inicial Crudo bbl	13	13	13
Pay back (Meses)	25	0	0
VPN	3.271	(146)	(14.875)
TIR	11%	11%	8%
EFI	0,03	(0,00)	(0,13)

Tabla 32. Resultados financieros segundo escenario: precio del crudo 54 US\$/bbl

Resultados flujo de caja T-2K			
Periodo de evaluación	36 Meses	24 Meses	12 Meses
Costos de Subsuelo US\$	59.230	59.230	59.230
Costos de superficie US\$	54.058	54.058	54.058
Total Egresos Operativos US\$	113.288	113.288	113.288
Lifting cost Pozo inactivo US\$	17,19	17,19	17,19
Incremento inicial Crudo bbl	13	13	13
Pay back (Meses)	16	16	0
VPN	13.066	9.245	(7.274)
TIR	11%	11%	9%
EFI	0,12	0,08	(0,06)

Tabla 33. Resultados financieros tercer escenario: precio del crudo 59,4 US\$/bbl

Resultados flujo de caja T-2K			
Periodo de evaluación	36 Meses	24 Meses	12 Meses
Costos de Subsuelo US\$	59.230	59.230	59.230
Costos de superficie US\$	54.058	54.058	54.058
Total Egresos Operativos US\$	113.288	113.288	113.288
Lifting cost Pozo inactivo US\$	17,19	17,19	17,19
Incremento inicial Crudo bbl	13	13	13
Pay back (Meses)	12	12	12
VPN	22.861	18.635	327
TIR	12%	11%	10%
EFI	0,20	0,16	0,00

De las tablas anteriores se evidencia que el escenario más rentable es el tercero, ya que la inversión se pagaría en solo 12 meses; el EFI=0 para este periodo de estudio, esto indica que se paga la inversión a los 12 meses, pero no se han

obtenido ganancias con el incremento de la producción. Aunque a los 12 meses solo se paga la inversión a medida que aumenta los periodos en 24 y 36 meses, se puede observar que la rentabilidad de la instalación del sistema PL aumenta, teniendo un VPN de US\$ 22.861 y una TIR= 12%, a los 36 meses después de la inversión teniendo una ganancia de 0,20 dólares por cada dólar invertido.

El peor caso se daría si el precio del crudo disminuyera un 10% (escenario 1), aunque la inversión se paga en 25 meses, el proyecto de instalación del sistema PL no deja de ser rentable, como se muestra en la tabla 31 el VPN a este periodo de tiempo se vuelve positivo con un valor de US\$ 3.271 y una TIR= 11%.

Según lo analizado anteriormente, se considera viable la instalación del sistema PL en el pozo T-2K; así que se puede seguir la metodología planteada en el capítulo 4.

5.1.4 Programa de intervención pozo T-2K. Como ya se había mencionado en el capítulo anterior el programa de intervención o wellplaning, busca o tiene como objetivo detallar el paso a paso de la operación.

PROGRAMA DE REACTIVACION DEL POZO TIBU 2K

1. Objetivos

- Sacar sarta de completamiento actual.
- Cambiar Cabezal del pozo (Sección B)
- Habilitar sistema de levantamiento a **Plunger Lift** para mejorar la extracción del pozo.

2. Antecedentes

El pozo Tibú 2K resulta como candidato para la instalación del sistema de levantamiento por Plunger Lift según las condiciones actuales del pozo y dado el buen desempeño que se ha obtenido en los pozos que se les han instalado este sistema en el campo Tibú: T-4K, T-49K, T-191K y T-290K.

3. Justificación

Actualmente el pozo Tibú 2K produce por flujo natural intermitente, las últimas pruebas de producción realizadas nos dan una producción promedia de 13 BOPD, con el cañoneo y recañoneo al pozo y la instalación de sistema de levantamiento artificial Plunger Lift se pretende lograr un aumento en la producción de 15 BOPD.

4. Wellplaning

1. Movilizar y armar equipo de WO, se trabajará sin mesa rotaria.
2. Realizar reunión **pre-operacional** y de seguridad con todo el personal involucrado en los trabajos de reacondicionamiento y asegurarse de que todo el personal tenga conocimiento claro de sus responsabilidades.
3. Luego de la reunión pre-operacional se debe levantar un acta donde se consignen los documentos que fueron difundidos, adicionalmente dejar registrado en la carpeta del pozo.
4. Verificar que en la localización se encuentren todos los equipos y herramientas necesarios para el completamiento del pozo.
5. Chequear presiones: THP, CHP, descargar pozo.
6. Preparar 400 bbl de fluido de trabajo de 8,4 LPG, con KCl.

Realizar las respectivas conexiones y circular salmuera al pozo hasta control del mismo **Nota:** *Bombear la cantidad de fluido mínima para controlar el pozo.*

7. Instalar BOP's y probarla con 800 psi.
8. POOH sarta de tubería de 2 ⁷/₈" en paradas a la torre.
9. En caso de que el pozo no quede muerto con el fluido de control, bajar empaque RBP
10. Sentar empaque RBP @ 2000'.
11. Con pozo controlado realizar cambio del tubing head spool nuevo (11"5M x 7-1/16" 3M) comprado a FEPCO, observar si es necesario realizar alguna modificación del pack off.
12. Desasentar y sacar el empaque RBP.
13. Armar y bajar el mismo BHA de producción que se sacó del pozo, así:
 - 01 Mule Shoe 2 ³/₈" EUE +
 - 01 Pup Joint 2 ³/₈" J-55 X 4' +
 - 01 Landing Nipple 2 ³/₈" X 1, 87 XN (lock mandril instalado) +
 - 01 Crossover de 2-⁷/₈" EUE x 2-³/₈" EUE +
 - 01 Tubo de 2-⁷/₈" EUE J-55 +
 - 01 Niplesilla de 2-⁷/₈" HF.
14. Bajar BHA probando tubería con 1000 psi cada 33 paradas hasta completar 290 JTS TBG 2 ⁷/₈" EUE J-55 (estimado) ubicando la punta @ 8850' (+/-).

Conejear la tubería con conejo API o equivalente, colocar grasa solamente en los pines.

Nota: Antes de correr la sarta en el pozo, se debe medir y calibrar todas las herramientas, identificar diámetros internos y externos de las mismas, longitudes y desplazamientos para tener en cuenta en las posiciones finales de la sarta.

Verificar limpieza interna de la tubería antes de conectar cada junta en la sarta.

15. RIH slick line y pescar testing tool en SN 1.87" XN. POOH.
16. Sentar Hanger $7\text{-}\frac{1}{16}$ " x $2\text{-}\frac{7}{8}$ " EUE de cuello extendido.
17. Instalar BPV $2\frac{7}{8}$ ", Retirar BOP's de tubería.
18. Instalar árbol de inyección (Sección C).
19. Retirar BPV $2\frac{7}{8}$ ".
20. Instalar lubricador, cabeza de **swabbing**, preparar copas y realizar operación de swabbing durante los días que defina Ingeniería PIO
21. Liberar el equipo de workover.

5.1.5 Forma 7 CR pozo T-2K. Cuando se va a realizar una intervención a pozo la cual implica un cambio en su estado mecánico, se debe realizar una forma 7CR para ser aprobada por el Ministerio de Minas y Energía, dando este el aval para ser realizada dicha operación.

En la figura 48 se muestra la forma 7 CR la cual se elaboró antes de la intervención de reactivación e instalación del sistema Plunger Lift del pozo T-2K.

5.1.6 Elaboración Forma 10 CR pozo T-2K. Después de la terminación de los trabajos de workover, se debe enviar una forma al Ministerio de Minas y Energía

comunicando al ministerio la terminación de la operación, esta se debe enviar 15 días después de terminada la operación y debe contener: las pruebas de producción, un resumen de la operación y el estado mecánico con el cual finalizo el pozo después de la intervención, como se mostró en el capítulo anterior.

Figura 48. Forma 7CR intervención pozo T-2K

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS SUBDIRECCION DE HIDROCARBUROS		Forma No. 7 CR Revisada: Octubre de 1973
PERMISO PARA TRABAJOS POSTERIORES A LA TERMINACION OFICIAL		
Pozo: <u>TIBU - 02K</u>		
Compañía: <u>ECOPETROL S.A.</u>	Concesión: <u>BARCO</u>	Clasificación (Lahee): <u>DESARROLLO-PROD</u>
Campo: <u>TIBU</u>	Estructura: <u>ANTICLINAL - SOCUAVO</u>	
Formación: <u>AGUARDIENTE-MERCEDES</u>	Bloque: _____	Yacimiento: <u>URIBANTE</u>
Perforación Iniciada el: <u>24 ABRIL</u>	de 1940	Terminado el: <u>20 MARZO</u> de 1942
Elevación de la Mesa Rotaria: _____	<u>165</u> pies.	Elevación del Terreno: _____ <u>155</u> pies.
Profundidad Total Inicial: _____	<u>9850</u> pies.	Bajo Nivel Mesa Rotaria: _____ pies.
1. CONDICIONES INICIALES DEL POZO		
Intervalos Abiertos EN PIES	8340'-8390', 8420'-8440', 8600'-8625', 8635'-8685', 8720'-8740', 8745'-8760', 8840'-8870', 8840'-8870', 9046'-9118'	9119' - 9850'
Numero de Disparos por pie.	2 TPP	Hueco Abierto
Producción <u>92</u> BPD.	Presión Estatica de Fondo 4130 lbs/pulg2	
RGA <u>10426</u> Pies/barril	Gravedad <u>53,1</u> ° API	
FECHA <u>20-jul-42</u>		
2. CONDICIONES ACTUALES DEL POZO		
Intervalos Abiertos EN PIES	8340'-8390', 8420'-8440', 8600'-8625', 8635'-8685', 8720'-8740', 8745'-8760', 8840'-8870', 9046'-9118', PERFS @ 2 TPP y 8373'-8386', 8350'-8370', 8420'-8436', 8456'-8462', 8610'-8620', 8640'-8672', 8680'-8688', 8732'-8740', 8790'-8805' PERFS @ 4 TPP	9119' - 9275'
Numero de Disparos por pie.	2 y 4 TPP	Hueco Abierto
Producción Acumulada hasta la fecha: _____	<u>ago-12</u>	
Petróleo: <u>594.459</u> Bls.	Gas: <u>4.726</u> MPC	Agua: <u>188.152</u> Barriles
Fecha en que se iniciarán las operaciones: _____	<u>Noviembre de 2012</u>	
Resultados última prueba de Produccion:		
Fecha: <u>jul-11</u>		
Petróleo: <u>13 BPPD</u>	RGA: _____	Agua: <u>0 BWPD</u>
3. INFORMACION ADICIONAL		
a) Descripción y esquema de la terminación actual de pozo, que muestre las tuberías, herramientas, tapones e intervalos productores. ANEXO 1 - Pagina 7		
b) Historia del pozo: Citar todas las operaciones de reacondicionamiento y sus resultados. ANEXO 1 - Pagina 8		
c) Para pozos que se proyectan abandonar, se deben indicar los intervalos de agua dulce, tapones que se colocarán, sus localizaciones y espesores y las propiedades de los fluidos que se dejarán en los tapones.		
JUSTIFICACION Y DISCUSION DEL TRABAJO PROPUESTO: Actualmente el pozo produce por flujo natural intermitente, las últimas pruebas de producción realizadas nos dan una producción promedio de 13 BOPD, con el cañoneo y recañoneo al pozo y la instalación de sistema de levantamiento artificial Plunger Lift se pretende lograr un aumento en la producción de 15 BOPD.		
En resumen : Reactivación de pozo productor, instalando sistema de levantamiento Plunger Lift para mejorar la producción del pozo..		
PROGRAMA DETALLADO DEL TRABAJO A REALIZARSE:		
VER ANEXO 1 - Pagina 4		
Presentado por:	PASTOR EDUARDO MENDOZA GARCIA Representante Autorizado del Operador (Nombre Ing. Petróleos, No. Matricúla 02416)	Fecha: _____
Autorizado por:	MANUEL MONTEALEGRE ROJAS Representante Autorizado del Ministerio (Nombre Ing. Petróleos, No. Matricúla 02971)	Fecha: _____
ORIGINAL: Conservación y Reservas		
c.c.: Oficina Zona y Concesionario.		

Con base a lo anterior se realizó la forma 10 CR para el pozo T-2K después de que se finalizó la operación de reactivación de pozo y de instalación del sistema de levantamiento artificial Plugger Lift. (Ver figura 49).

Figura 49. Forma 10 CR intervención pozo T-2K

		MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS SUBDIRECCION DE HIDROCARBUROS	Forma No. 10 CR Revisada: Octubre de 1973
INFORME SOBRE TRABAJOS POSTERIORES A LA TERMINACION OFICIAL			
Pozo: <u>Tibu 02K</u>			
Compañía:	<u>Ecopetrol S.A.</u>	Contrato:	<u>N/A</u>
Campo:	<u>Tibú</u>	Estructura:	<u>Anticlinal Socuavo</u>
Bloque:	<u>Area A</u>	Yacimiento:	<u>Uribante</u>
Elevación de la Mesa Rotaria:	<u>165</u> pies	Elevación del Terreno:	<u>155</u> pies.
Clasificación (Lahee):	<u>Desarrollo</u>		
Formación:	<u>Aguardiente-Mercedes</u>		

1. Trabajo ejecutado (profundización, fracturamiento, acidificación, cementación, perforación de nuevos intervalos productivos, etc.):

OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN : Se cañonearon zonas de interés a 4 TPP con Slick Gun (8732'-8740'); (8680'-8688'); (8640'-8672'); (8610'-8620'); (8456'-8462'); (8420'-8436'); (8373'-8386'); (8350'-8370'). Se deja pozo con SLA Plunger Lift.

El permiso sobre trabajos posteriores a la terminación, forma No. 7 CR, fue aprobado por :

Manuel Montealegre Rojas CPIP 02971 @ 14 de Octubre de 2011

Se inició el trabajo el: 21 de Octubre de 2011 y se terminó el: 03 de Noviembre de 2012

2. Descripción del trabajo:

RECAÑONEO:
 BOMBEO 80 BBLs DE SALMUERA DE 8.6 LPG POR TUBING, MANIOBRO PARA SOLTARPKR R-3 DESASENTANDO CON 70000#. POOH SARTA DE TUBERÍA DE 2-7/8"EUE N80. RIH SCRAPPER PARA CSG DE 5"-18LBS -X 6' CON 175 JTS DE 2-7/8" J55 NUEVOS @ 5350'. RIH SCRAPPER PARA CSG DE 5"-18LBS -X 6' CON 300 JTS DE 2-7/8" J55 NUEVOS @ 9219'. POOH TUBERIA DE 2-7/8" EUE 20JTS QUEBRANDO A LOS RACKS. POOH TUBERIA DE 2-7/8" EUE 280 JTS EN DOBLES A LA TORRE. HS LUPATECH COMENZO TOMA REGISTRO RBT ENCONTRANDO NF @ 8700' CORRIO SARTA RBT Y SACO .NF@ 3000'. TOMO REGISTRO MIT DE 9200' A 8000'. TOMO REGISTRO MIT DE 9200' A 8000'. CAÑONEO CON SLICK GUN DE 3-1/8" A 4TPP LOS INTERVALOS.8732-40',8680-88',8640-72', 8610-20',8456-62',8420' -36', 8373'-86'; 8350'-70'.CON LEVES MANIFESTACIONES DE GAS EN SUPERFICIE.NF INICIAL 3000' FINAL 1650'. RIH TUBERIA DE 2.7/8" EUE J 55 CON BHA PLUNGER LIFT, LLENO TUBERIA Y PROBO CON 1500 PSI X 10 MINUTOS OK, ARMO ARBOL DE PRODUCCION RETIRO PREVENTORAS. INSTALO EQUIPO DE SWABEO SE RECUPERARON 67 BLL EN 19 VIAJES.

CAMBIO TUBING SPOOL Y SUABEO:
 DESCARGÓ PRESIÓN THP=1450PSI, CHP=250PSI. BOMBEO 60BLS POR TIBING+40 POR ANULAR. INSTALÓ BOP. INSTALÓ BOP. POOH S. TUB 278JTS 2 7/8" EUE J55+BHA. ARMÓ BHA CALIBRACIÓN: POOH DE SARTA DE CALIBRACION DE CASING DE 5" 18 LB/FT CON RETRIVING TOOL OD 4.140" X 2.88 FT EN PUNTA SENTO EMPAQUE RETRIEVBLE BRIDGE PLUG 5" A PROF 2000FT Y 10000LBS DE PESO. REALIZO PRUEBA DE SELLO EMPQ RBP 150PSI. INSTALO THS 11"5MX7 1/16-300. RIH TUB DE TRABAJO CON RETRIVING TOOL EN PUNTA. RECUP EMPQ RBP-TSU 5". RIH TUB DE PRODUCCIÓN REALIZO ESTIMULACIÓN MECÁNICA: VIAJES REALIZADOS: 40. PULGADAS RECUPERADAS: 116,5". BARRILES RECUPERADOS: 169,8BLS. PESO DEL FLUIDO: 8,4 LPG. PRESIÓN TUBING: 300 PSI. PRESIÓN ANULAR: 1250PSI.

INSTALACIÓN SLA PLUNGER LIFT:
 INICIA CORRIDA DEL BUMPER SPRING CON PULLING TOOL JDC 2". SE ASIENTA BUMPER SPRING CON SET DE COPAS EN NIPLESILLA @ 8564 FT. SE INICIA SUBIDA DE PULLING TOOL. SE LANZA EL PLUNGER T-PAD X SPIRAL Y SE LE HACE SEGUIMIENTO CON BLIND BOX DE 2.25" HASTA 8562 FT. INSTALACIÓN DE ACCESORIOS EN LA VÁLVULA KIMRAY MOTORA Y LA ELABORACIÓN DE LÍNEAS DE ALIMENTACIÓN DEL SISTEMA. SE REALIZA CONEXIÓN DE TRANSDUCTORES, PANEL SOLAR Y SENSOR DE ARRIBO AL CONTROLADOR. PRESIÓN DEL CASING: 1662 PSI, PRESIÓN TUBING: 1642 PSI. SE ALINEA POZO A BATERIA PARA DAR INICIO AL PRIMER CICLO.

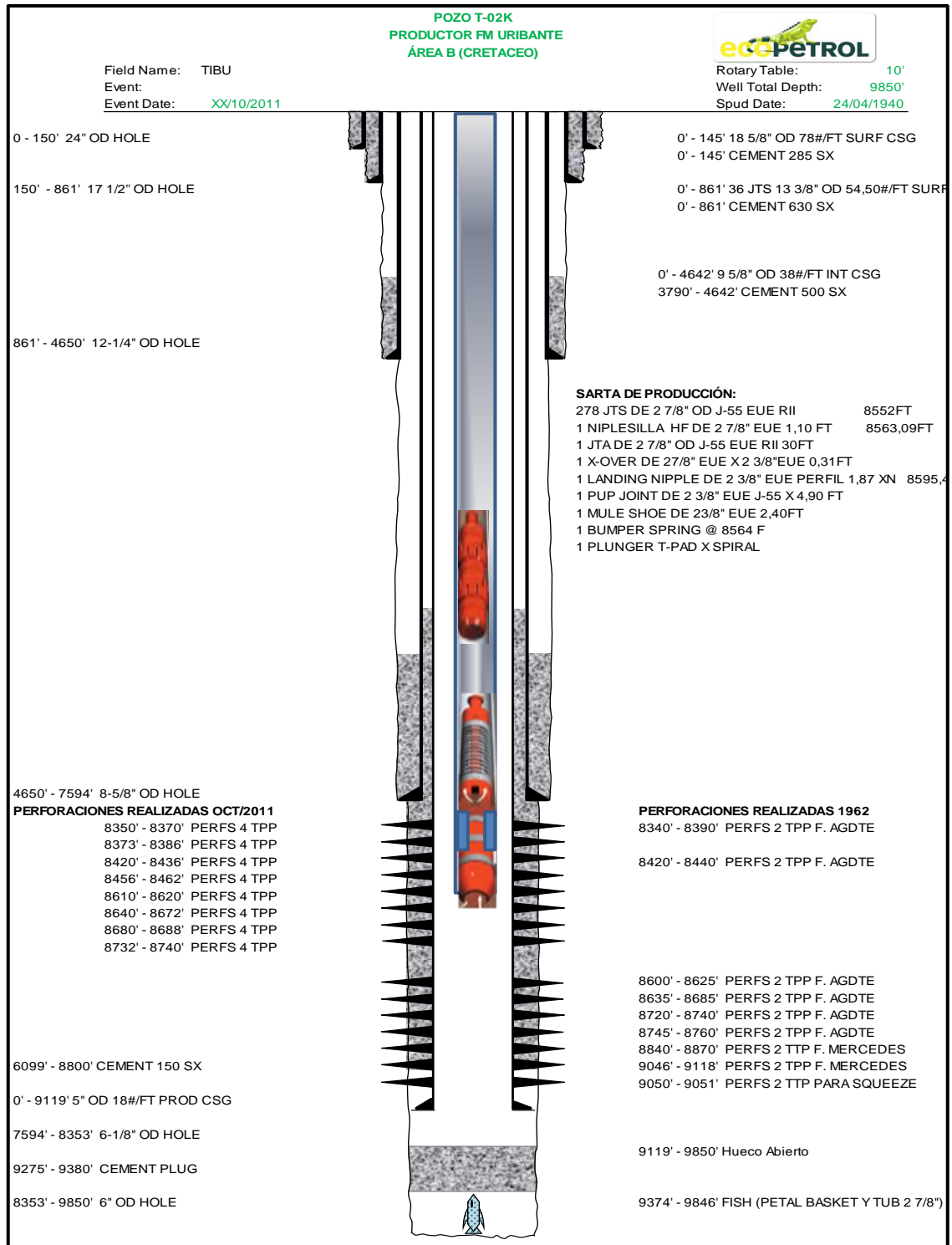
3. Resultados obtenidos con el trabajo :

Prueba	Fecha de la Prueba	Producción de Gas - KPCD	Producción de Petróleo - Bls	Producción de Agua - Bls	R.G.A Pies3/Bl	Potencial de pozos de gas
Antes del trabajo	ene-11	0,48	7	0	63	-
Después del trabajo	jul-11	1,13	32	2	63	

Nota :

Nota : Cuando esta forma se presente después de quince (15) días a la finalización del trabajo autorizado por la "forma 7CR", se deberá adjuntar la autorización dada por el Ministerio concediendo la prórroga.

Figura 50. Estado mecánico después de la instalación del sistema PL.



Esta forma enviada al MME para su aprobación tuvo en cuenta las tres intervenciones que se realizaron al pozo en diferentes tiempos, ya que en la forma 7 CR aprobada por el MME contemplaba las intervenciones que se le realizaron para culminar la operación de instalación del sistema PL. Con la forma se anexó el estado mecánico final del pozo (Ver figura 50).

5.1.7 Pozo operando. Después de terminar la operación de instalación del sistema PL el pozo se pone en línea a la batería para tomar las respectivas pruebas de producción comenzando así con el primer ciclo. Los datos obtenidos se utilizan para hacer el respectivo estudio técnico-financiero.

Las condiciones iniciales de los ciclos programados para el pozo T-2K son: 10 ciclos diarios.

El pozo T-2K fue completado el 20 de marzo de 1942, en su etapa inicial se probó el intervalo en hueco abierto 7450'-7594' en la formación la Luna, no presentando buenos resultados, está produciendo oficialmente desde marzo de 1946 en la formación Aguardiente. Profundidad total: 9850'; taponado a 9080'.

El pozo T-2K está completado en arenas del Cretáceo del grupo Uribante, las formaciones productoras son Aguardiente y Mercedes. La instalación del sistema Plunger Lift se realizó en tres etapas en noviembre de 2012 las cuales consistieron en:

La primera etapa fue el recañoneo en donde se desasentó empaque R-3 con 70000#, se sacó BHA que contenía el pozo. HS Lupatech tomo registro MIT de 9200' a 8000'. Recañoneo con slick gun de 3-¹/₈" a 4TPP los intervalos. 8732-40', 8680-88', 8640-72', 8610-20', 8456-62', 8420' -36'; 8373'-86'; 8350'-70'. Con leves manifestaciones de gas en superficie. Nivel de fluido inicial 3000' final 1650'. Se baja BHA así:

Tubería de 2-⁷/₈" EUE J 55 con BHA Plunger Lift se posicionó tubing hanger, armó árbol de producción. Instaló equipo de swabeo se recuperaron 67 bbl en 19 viajes.

En la segunda etapa se realizó el cambio del tubing head spool, se sacó el BHA que estaba en fondo. Instaló THS 11" 5 Mx7 1/16-300. Se bajó tubería de producción con standing valve en punta así:

Mule Shoe 2 ³/₈" OD 2,40 ft

+1 Pup Joint de 2 ³/₈" J 55 4,90 ft

+ Landing Niple de 2 ³/₈" EUE perfil 1,87 XN 1,26 ft

+ Crossover de 2 ³/₈" EUE X 2 ⁷/₈" EUE 0,31 ft

+1 Junta de 2 ⁷/₈" EUE J 55 RII 30,00 ft

+1 Niplesilla HF de 2 ⁷/₈" EUE 1,10 ft+278 juntas de 2 ⁷/₈" EUE J55 RII 8552,00 ft

+1 Tubing Hanger 2 ⁷/₈"-71/16"X3M 0,80 ft.

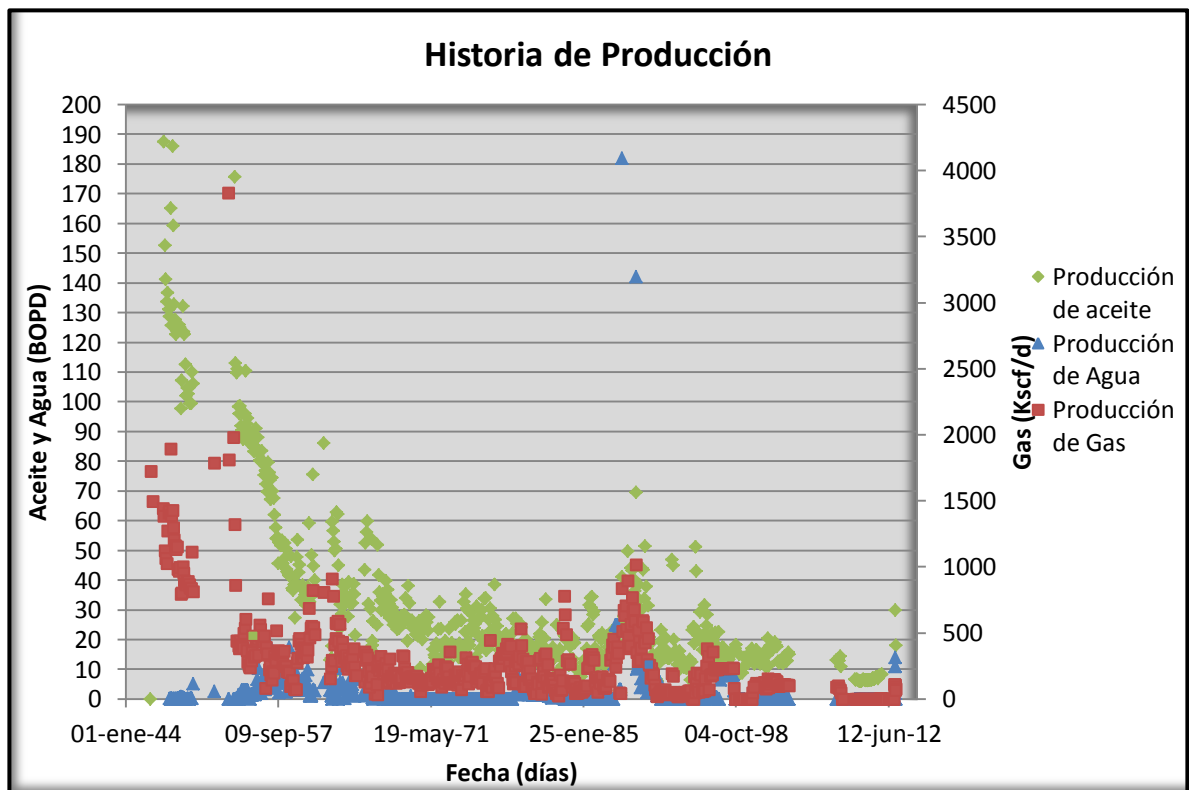
Quedando punta de tubería a 8602,77 ft, niplesilla a 8563,09 ft, landing niple a 8595,47 ft.

La última etapa consistió en la instalación SLA Plunger Lift, donde el personal de slick line asienta bumper spring con set de copas en niplesilla a 8564' y se lanza plunger T-PAD x Spiral. Se armó la estructura del sistema en superficie. Presión del casing: 1662 psi, presión tubing: 1642 psi.

5.1.7.1 Estudio Técnico pozo T-2K. Para hacer el análisis de producción para comprobar el desempeño que ha tenido el sistema Plunger Lift, se realizaron gráficas de producción de aceite, gas y agua con los datos de pruebas que se le han tomado al pozo en el seguimiento de producción.

En la figura 51 se observa una gráfica de producción de aceite, gas y agua vs tiempo, desde el año 1946 hasta enero de 2013, dando así el historial de producción. En la gráfica se aprecia como en los últimos años decrece la producción de aceite, gas y agua; el pozo T-2K estuvo inactivo desde finales de 2011 a finales de 2012 fecha anterior a la instalación del sistema PL, por lo cual se aprecia en la gráfica que a finales de 2012 después de la reactivación del pozo las tres curvas empiezan a crecer.

Figura 51. Historial de producción T-2K



En la figura 52 se muestra el comportamiento de la producción en los últimos 4 años, desde enero de 2008 a enero de 2013, donde se puede ver más detallado el cambio en la producción de aceite después de noviembre de 2012 (Fecha de instalación del sistema PL), donde la producción viene decreciendo desde abril de 2008, pasando de una producción de 11 BOPD para marzo de 2008 a 6 BOPD en

diciembre de 2010. Antes de inactivar el pozo la producción registrada en la última prueba que se le realizó en noviembre de 2011 fue 8 BOPD.

Figura 52. Gráfica pruebas de producción vs tiempo

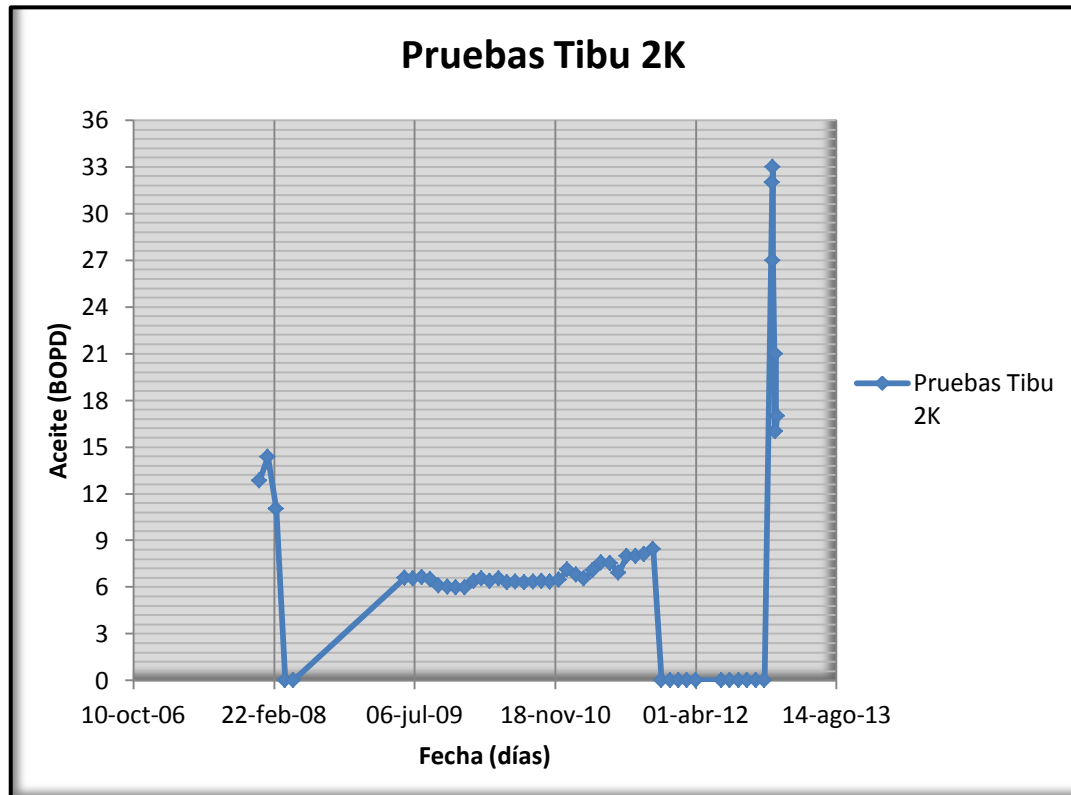


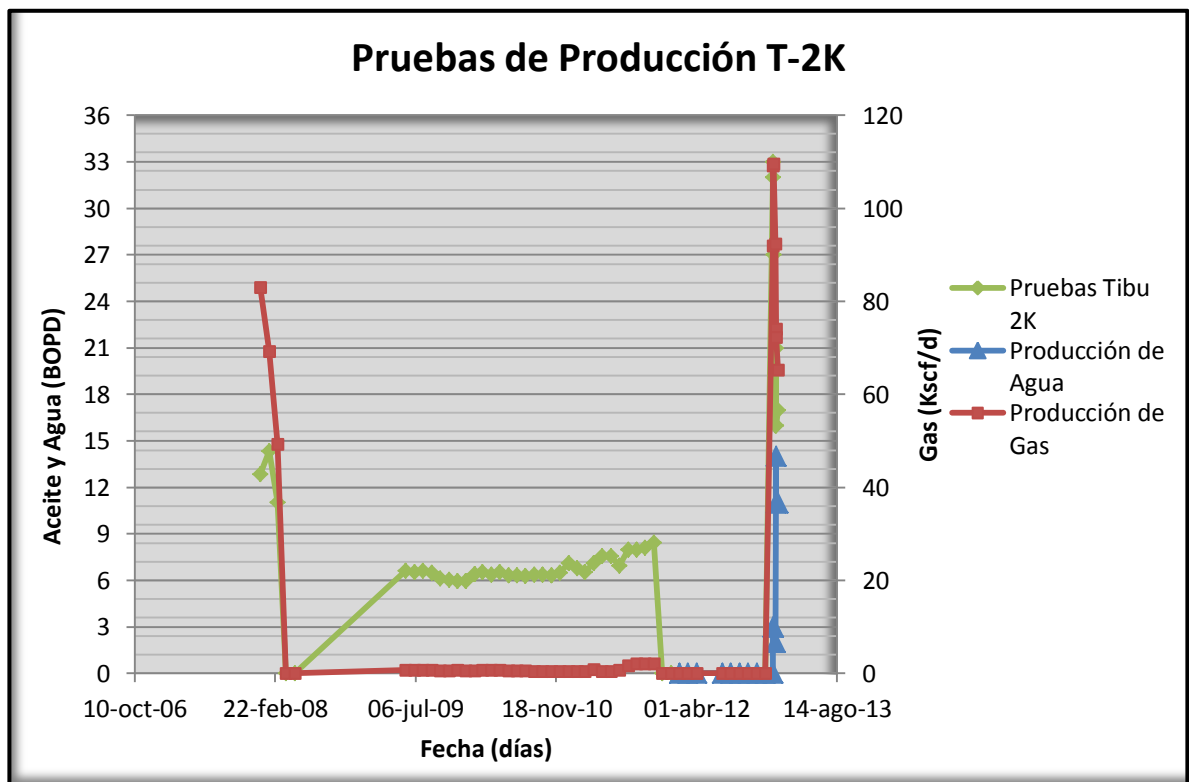
Tabla 34. Pruebas a pozo después de la instalación del sistema PL

FECHA	OIL	WATER	BRUTO	%BSW	Gas (Kscf/D)
29-12-2012	32	2	34	6%	91,968
30/12/2012	33	3	36	8%	109,2
31/12/2012	27	3	30	10%	109,595
08/01/2013	16	2	18	11%	92,341
09/01/2013	21	14	35	40%	74,123
10/01/2013	16	11	27	41%	72,321
15/01/2013	17	11	28	39%	65,214

Fuente: Departamento de Ingeniería de Subsuelo y Confiabilidad del Catatumbo

Después de noviembre de 2012 fecha de la intervención para reactivar el pozo, este se puso en prueba durante tres días registrando una producción de aceite de 32, 33 y 27 BOPD respectivamente. Datos que se evidencian en la gráfica mostrando un pico de producción en los últimos 4 años de actividad del pozo.

Figura 53. Pruebas de producción de aceite, gas y agua



En la figura anterior se muestra una gráfica de los últimos 4 años de producción del pozo T-2K, en donde se graficó los datos de producción de aceite, gas y agua vs tiempo: En esta gráfica se observa como después de la reactivación del pozo la producción de aceite, gas y agua crecen debido al efecto que tiene el sistema PL durante los ciclos de operación, en donde ocurre la remoción de líquidos desde el fondo del tubing a superficie y seguido del plunger el gas producido, entre más ciclos haga el sistema, el plunger tiene menor columna de líquido para levantar y el gas acumulado en el anular, se producirá más fácilmente.

Gracias a esto la curva de color rojo en la figura anterior empieza a crecer después de la instalación del sistema PL, teniendo una producción de gas después de la instalación aproximadamente de 88 Kscf/d. Antes de la instalación la última prueba de producción arrojó un valor de Gas de 2 Kscf/d para noviembre de 2011.

La curva azul se ve afectada también por el funcionamiento del sistema PL, pasando de una producción de agua entre 0 y 5 BWPD a una producción después de la instalación de 11 BWPD, en la última prueba de producción tomada para el 15 de enero de 2013 (Ver tabla 34); dando un resultado favorable para la remoción de líquidos del tubing y el aumento de la producción de gas y de aceite después de la instalación del sistema de levantamiento artificial Plunger Lift.

5.1.7.2 Estudio financiero T-2K. El estudio financiero es de gran importancia en la metodología planteada, este permite analizar si fue rentable o no la instalación del sistema PL en el pozo T-2K; teniendo datos reales de producción para después de la intervención, se pueden proyectar los datos según los periodos en los cuales se va a realizar el estudio. Una vez ya se ha instalado el sistema, el estudio financiero reflejará mejor la rentabilidad real de la inversión hecha; ya que en el numeral 5.1.3 se planteó una evaluación financiera para la viabilidad pero no se tenían datos reales, así que se basó en los pronósticos de producción.

Como se realizó para los demás pozos a los que ya se les había instalado el sistema PL. Para elaborar el estudio financiero se emplearon los conceptos de matemática financiera y se construyó el flujo de caja. Para esto se tuvo en cuenta los siguientes factores económicos.

Tabla 35. Factores económicos campo Tibú

VARIABLES ECONÓMICAS	Unidad	valor
Tasa de Cambio	Pesos (\$)/US\$	1800
Tasa de Impuestos	%	33
Precio Crudo	US\$/bbl	54
Precio Gas	US\$/Kscf	2,95
Tasa Descuento	%	12
Lifting cost 1 (Pozos Inactivos)	US\$/bbl	17,19
Lifting cost 2 (Pozos Activos)	US\$/bbl	3,02
Regalías	%	20
Días del mes	No.	30

Fuente: Ecopetrol S. A.

Para el pozo T-2K, se tuvo en cuenta que la instalación del sistema se realizó en noviembre de 2012, en este caso se realizó una proyección porcentual teniendo en cuenta que el aumento en la producción después de la instalación del sistema es de 24 BOPD con una tasa de declinación $D_i = 0,5\%$, datos con los cuales se realizó el flujo de caja para este pozo.

El número de periodos se tomó con una tasa de descuento de 12% mensual como se mostró en la tabla anterior, se analizó la rentabilidad para un periodo de 12, 24 y 36 meses igual que en la evaluación de viabilidad; así mismo se plantearon 3 escenarios: Primero, si el precio del crudo disminuye en un 10%, el segundo manteniendo el mismo precio del crudo a lo largo de los periodos y el tercero si el precio del crudo aumentara un 10%. Esto con el fin de poder comparar entre lo real y lo pronosticado en la evaluación de viabilidad.

En las tablas 37, 38 y 39. Se muestran los resultados financieros obtenidos de los flujos de caja para cada uno de los escenarios planteados anteriormente.

Tabla 36. Costos estimados instalación Plunger Lift pozo T-2K

COSTOS INSTALACIÓN PL T-2K				
ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	COSTO UNIDAD (US\$)	TOTAL (US\$)
EQUIPO DE REACONDICIONAMIENTO	12	Días	3500 (US\$/d)	42000(US\$/d)
FLUIDO DE CONTROL	1	Trabajo	1500	1500
RECAÑONEO	1	Trabajo	37069	37069
UNIDAD DE SLICKLINE EN OPERACION PARA PESCA DE STANDING VALVE	1	Trabajo	2500	2500
UNIDAD DE SLICKLINE EN OPERACIÓN INSTALACIÓN PL	1	Trabajo	2500	2500
TUBERIA	4	Trabajo	165,34	661,36
COSTO ALQUILER DE EMPAQUE CON OPERADOR	1	Trabajo	6550	6550
TUBING HEAD SPOOL	1	Trabajo	14000	14000
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO PL CON SERVICIO TECNICO	1	Trabajo	40058,43	40058,43
		SUPERFICIE		US\$ 92780,36
		SUBSUELO		US\$ 54058,43

Tabla 37. Resultados financieros primer escenario: precio del crudo 48,6 US\$/bbl.

Resultados flujo de caja T-2K			
Periodo de evaluación	36 Meses	24 Meses	12 Meses
Costos de Subsuelo US\$	92.780	92.780	92.780
Costos de superficie US\$	54.058	54.058	54.058
Total Egresos Operativos US\$	146.838	146.838	146.838
Lifting cost Pozo inactivo US\$	17,19	17,19	17,19
Incrmento inicial Crudo bl	24	24	24
Pay back (Meses)	14	14	0
VPN	22.672	17.494	(4.945)
TIR	11%	11%	9%
EFI	0,15	0,12	(0,03)

Tabla 38. Resultados financieros segundo escenario: precio del crudo 54 US\$/bbl.

Resultados flujo de caja T-2K			
Periodo de evaluación	36 Meses	24 Meses	12 Meses
Costos de Subsuelo US\$	92.780	92.780	92.780
Costos de superficie US\$	54.058	54.058	54.058
Total Egresos Operativos US\$	146.838	146.838	146.838
Lifting cost Pozo inactivo US\$	17,19	17,19	17,19
Incremento inicial Crudo bbl	24	24	24
Pay back (Meses)	10	10	10
VPN	40.808	34.875	9.110
TIR	12%	11%	10%
EFI	0,28	0,24	0,06

Tabla 39. Resultados financieros tercer escenario: precio del crudo 59,4 US\$/bbl.

Resultados flujo de caja T-2K			
Periodo de evaluación	36 Meses	24 Meses	12 Meses
Costos de Subsuelo US\$	92.780	92.780	92.780
Costos de superficie US\$	54.058	54.058	54.058
Total Egresos Operativos US\$	146.838	146.838	146.838
Lifting cost Pozo inactivo US\$	17,19	17,19	17,19
Incremento inicial Crudo bbl	24	24	24
Pay back (Meses)	9	9	9
VPN	58.944	52.256	23.166
TIR	12%	12%	11%
EFI	0,40	0,36	0,16

El estudio financiero refleja la rentabilidad de la instalación del sistema en el pozo T-2K, se sabe según los conceptos financieros vistos en el capítulo 3 que si el

VPN y la TIR son mayores que cero el proyecto es rentable, en este caso analizando el escenario menos favorable que sería el primero, con un valor de precio de crudo 10% menos que el actual, el tiempo de pago de la inversión o pay back es de 14 meses y para un periodo de estudio de 24 meses el VPN= US\$ 17.494 y la TIR=11% cumpliendo con estas dos condiciones, recuperando la inversión en 14 meses se obtiene una ganancia de US\$ 0,12 por cada US\$ invertido.

Según lo descrito anteriormente se comprueba que el proyecto es rentable, así caiga un 10% el precio actual del barril de crudo.

Haciendo una comparación entre el estudio de viabilidad del proyecto de instalación del sistema PL en el pozo T-4K y el estudio financiero de la instalación, se puede apreciar que los costos de subsuelo después de ejecutada la operación aumentaron, pasaron de un valor estimado de US\$ 59230,36 a un valor real de US\$ 92780,36 esto se debe a que cuando se estiman los costos operativos se hace bajo un supuesto, tanto de días de operación como de otros factores, los cuales en el momento de la intervención pueden alterarse por inconvenientes presentados en la misma.

Aunque el valor de costos operativos aumentó después de ejecutada la operación, el incremento en la producción fue mayor al estimado, aumentando el valor estimado en 11 BOPD, motivo por el cual, se aprecia que mientras en la evaluación de viabilidad el pay back es de 25 meses en el primer escenario, en el estudio financiero la inversión se paga en 14 meses. Esto demuestra que no siempre lo estimado es muy cercano a lo real, por tal motivo es indispensable hacer la evaluación de viabilidad, evaluando diferentes escenarios.

5.2 DISEÑO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT

La producción de la rata de gas y líquido y la profundidad del pozo, son combinadas en un simple cálculo de reglas para determinar si el pozo tiene el suficiente gas para levantar el líquido producido desde el fondo a la superficie del pozo. Para trabajar potencialmente un Plunger Lift en un pozo debe haber más de 400 pies cúbicos estándar, scf, de gas por barril, bbl, de líquido producido por 1000 pies de profundidad del pozo como se había mencionado en el capítulo 1.

$$\text{Gas rate} > 400 \text{ scf/bbl liquid} / 1000 \text{ ft well depth} \quad (5)$$

Tabla 40. Criterios de selección pozo T-2K

Pozo	Formación	Profundidad	BOPD	GOR
T-2K	Merc-Aguard	9850'	25	7000

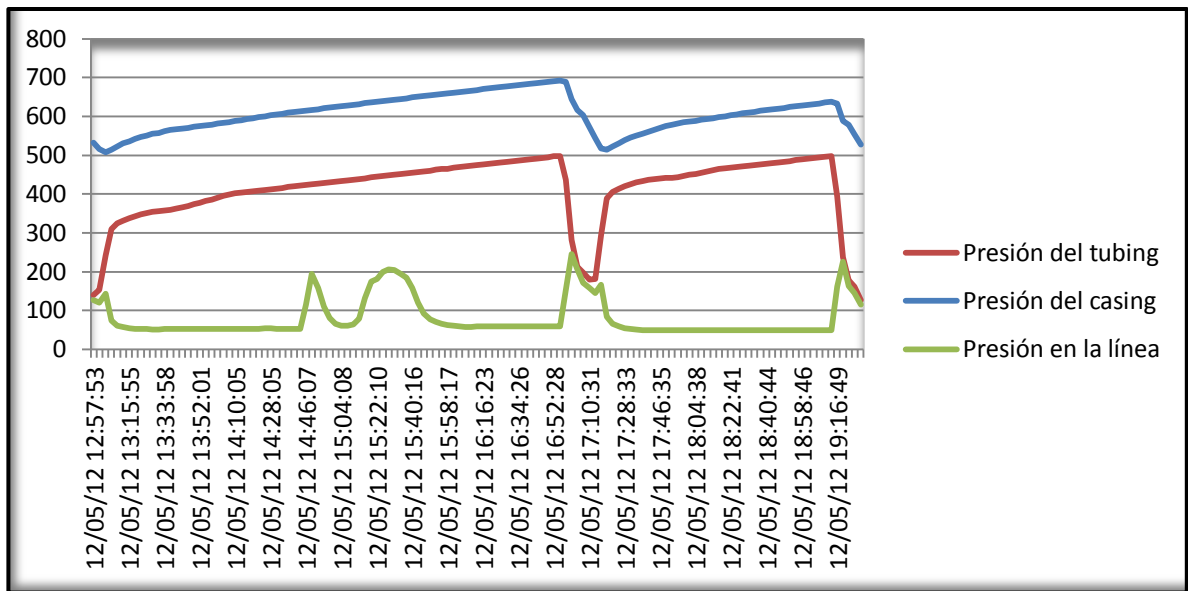
Como se observa en la tabla anterior cumple el requerimiento de 400 scf/bbl por cada 1000 ft, ya que para 10.000 ft se necesitan 4.000 scf/bbl y para la profundidad que tiene el pozo T-2K de 9850', se requieren mínimo 3.940 scf/bbl y se cuenta con 7.000 scf/bbl.

La segunda regla para la selección del Plunger Lift requiere que la presión de operación del casing, CP, debe elevarse a una presión de 1,5 veces la presión de la línea, LP, durante un razonable periodo de tiempo de Shut-in (por lo general un par de horas)⁶.

$$CP > 1,5 \times LP \dots\dots\dots(6)$$

⁶ LEA, J.F. SPE. PLtech LLC and ROWLAND O.L. and McCOY J.N. Echometer Company. Measurement and Calculation of Key Events During the Plunger Lift Cycle. 2007. Pág. 3.

Figura 54. Gráfica del ciclo del Plunger Lift T-2K



Según la figura anterior la máxima presión del casing que se alcanza en el tiempo de cierre o periodo de Shut-in es 700 psi, y la máxima presión en la línea es 220 psi. Así que $1,5 \times 230 \text{ psi} = 330 \text{ psi}$. Se puede concluir que cumple con la segunda regla $CP > 1,5LP$.

5.2.1 Factor de carga. El factor de carga es una de las reglas claves usada para determinar si el plunger llegará a superficie, esto depende de la presión del casing y del tubing al final del tiempo de Shut-in, CP y TP, y la presión en la línea antes de que llegue el líquido a superficie, LP. El factor de carga debe ser menor que 50% antes de que empiece el ciclo⁷, de lo contrario la energía almacenada en el casing y en la formación puede no ser suficiente para levantar el plunger y la carga de líquido en el tubing a la superficie. La ecuación 7 es la ecuación para la regla del factor de carga de líquido:

$$LF = \frac{(CP - TP)_{shut - in}}{(CP - LP)} * 100 < 50\% \quad (7)$$

⁷ Ibíd. Pág. 3-4

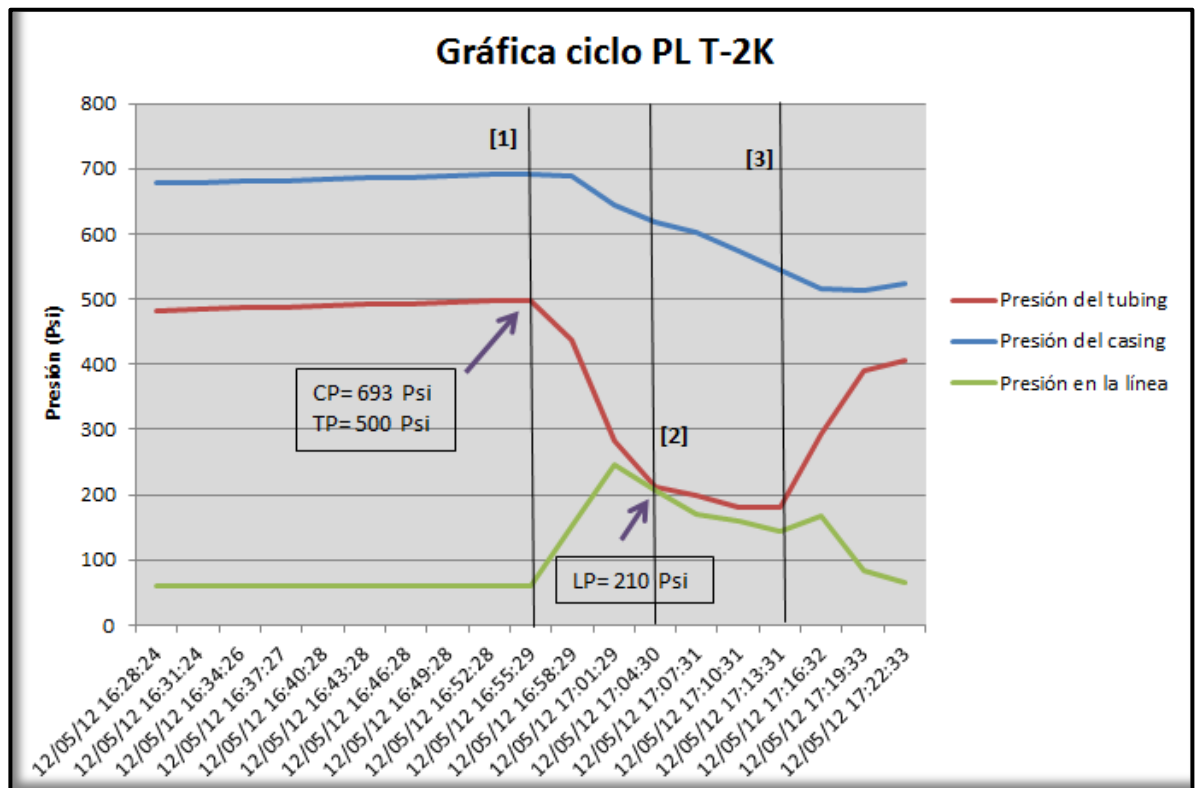
Donde:

(CP-TP): Carga de líquido.

(CP-LP): Energía proporcionada por el pozo

Nota: Los datos de presión de tubing y la presión de casing que se toman, son los datos justo antes de finalizar el periodo de cierre o de Shut-in y el dato de LP se toma cuando la presión de la línea se iguala a la del tubing, justo antes de la llegada del líquido; que será la presión efectiva de la línea; aunque también se puede utilizar la presión en cabeza o la presión en el separador, pero esta suele ser inferior aguas abajo del cabezal.

Figura 55. Puntos del ciclo del Plunger Lift donde se registra la CP y $TP_{shut-in}$



Con los datos obtenidos de la gráfica anterior. El factor de carga es igual a:

$$LF = \frac{693 - 500}{693 - 210} * 100$$

$$LF = 40\%$$

$$LF < 50\%$$

Del cálculo del factor de carga se evidencia que sí cumple con la tercera regla y esto significa que la energía acumulada en fondo de pozo es capaz de llevar el embolo hasta la superficie.

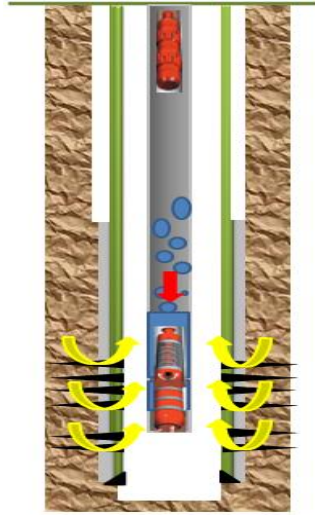
5.2.2 Correlación de Turner y Coleman velocidad crítica. Turner y Coleman fueron los primeros en desarrollar una predicción de la velocidad crítica del gas, donde hay gas y líquido en pozos verticales de gas. La velocidad crítica del gas es la velocidad necesaria para arrastrar el líquido que se encuentra en un estado estacionario⁸.

En el modelo la masa actúa hacia abajo por la fuerza de la gravedad, por lo cual se representa con una flecha hacia abajo y la fuerza de arrastre procedente del gas actúa hacia arriba. Cuando las dos fuerzas se igualan, la velocidad del gas es crítica. Es decir la velocidad crítica es la velocidad mínima del gas para mover una masa de caída hacia la superficie. (Ver figura 56).

Esta correlación fue desarrollada bajo presiones liquidas superficiales por encima de 1000 psi, aunque después de desarrollar estudios experimentales Coleman desarrollo una correlación para valores de presión por debajo de 1000 psi, a continuación se muestran las dos correlaciones.

⁸ TURNER, R. G., HUBBARD, M. G. and DUKLER A. E.: "Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells" Journal of Petroleum Technology. Pág. 2.

Figura 56. Modelo de fuerzas que intervienen en el proceso de levantamiento.



Si $TP < 1000$,

$$Vg = \frac{4.434 * [67 - 0.0031 * TP]^{\frac{1}{4}}}{[0.0031 * Pt]^{\frac{1}{2}}} \quad (8)$$

Si $Pt > 1000$,

$$Vg = \frac{5.62 * [67 - 0.0031 * TP]^{\frac{1}{4}}}{[0.0031 * TP]^{\frac{1}{2}}} \quad (9)$$

5.2.3 Altura de líquido en el tubing. La carga de líquido (CP-TP), se visualiza como el tamaño del slug de líquido en el fondo del tubing. Para (CP-TP) las suposiciones son:

1. El anular del casing está lleno con gas al intake del tubing.
2. La presión en el casing y el tubing en el intake del tubing son iguales
3. La diferencia en presiones (CP-TP) es solo debido al líquido en el tubing.

La carga de líquido, el diámetro interno del tubing, ID, y la gravedad específica del líquido, GE, son requeridos para calcular el volumen del líquido en el fondo del tubing. La ecuación 10 es la ecuación que se utiliza para el cálculo del volumen del líquido en barriles, bbl, en el fondo del tubing⁹:

$$Bbl \text{ de líq} = 0,00224 \frac{(CP - TP) * (ID^2)}{GE} \quad (10)$$

En la figura 55 el punto [1] del periodo de tiempo Shut-in, muestra los valores de la presión del casing, CP= 693 psi, y la presión del tubing, TP= 500 psi. El ID del tubing instalado en el T-2K es 2,8750 pulgadas y la gravedad específica del aceite y del agua en el tubing es 0,86. Para el pozo T-2K en la finalización del periodo de tiempo del Shut-in hay 4,1 bbl de líquido en el fondo del tubing.

Para hallar el valor de GE, se tomó el valor de la gravedad API promedio del fluido producido en el pozo T-2K, de pruebas de producción anteriormente realizadas API=52; y se utiliza la ecuación 11 para calcular la GE a 60°F. Donde la GE a 60°F= 0,77

$$GE = \frac{141,5}{(API + 131,5)} \quad (11)$$

$$GE = \frac{141,5}{(52 + 131,5)} = 0,77$$

Después de obtener este valor de GE se hace la corrección por temperatura, en donde la temperatura promedio del crudo es 194 °F, dato extraído de pruebas de producción realizadas al pozo T-2K.

$$GE_{cor} = \sqrt{\frac{0,60 * 520}{GE * (460 + T)}} \quad (12)$$

⁹ LEA, J.F. SPE. PLtech LLC and ROWLAND O.L. and McCOY J.N. Echometer Company. Measurement and Calculation of Key Events During the Plunger Lift Cycle. 2007. Pág. 4.

$$GE_{cor} = \sqrt{\frac{0,60 * 520}{0,77 + (460 + 194)}} = 0,86$$

De la ecuación 10 se tiene:

$$Bbls \text{ de líq} = 0,00224 \frac{(693 - 500) * (2,8750^2)}{0,86}$$

$$Bbls \text{ de líq} = 4,1$$

La rata de flujo de gas se utiliza para calcular un gradiente de la columna de líquido gaseoso arriba del intake del tubing.

Para convertir la carga de líquido (CP-TP) en altura gaseosa en pies de líquido, depende de: La gravedad específica, GE, del fluido del tubing y la fracción del gas, FG, en el slug del líquido. La ecuación 13 sirve para calcular la altura de líquido gaseoso en pies:

$$h = \text{Altura} = \frac{(CP - TP)}{0,433 * (1 - FG) * GE} \quad (13)$$

$$h = \text{Altura} = \frac{(693 - 500)}{0,433 * (1 - 0,8) * 0,86} = 2591,43ft$$

La fracción de gas FG, que se tomó para hallar la altura es: 0,8 ya que no se contó con la tabla de corrección de FG de Echometer. Una fracción de gas de 0,8 es razonable para pozos con Plunger Lift durante el periodo de tiempo de Shut-in, donde el caudal de gas es generalmente alto, pero menor al caudal crítico requerido para el levantamiento del líquido a superficie¹⁰.

¹⁰ Ibíd. Pág 4.

5.2.4 Mínimo tiempo de Shut-In. El mínimo tiempo de Shut-in requerido para la instalación del Plunger Lift, es igual al tiempo que demora el plunger en caer a través del gas en el tubing, más el tiempo que demora el plunger cayendo a través de la columna de líquido gaseoso, mas cualquier adicional (Fudge Factor, FF) tiempo para asegurar la llegada del plunger al fondo. Para determinar este valor se utiliza por lo general la experiencia en campo, por lo cual la mayoría de pozos tienen un valor desde 1,05 a 1,1.

Diversas características de fabricantes de los plunger afectan la velocidad de caída. Algunos plunger son capaces de caer más rápidamente a través del tubing, mientras que otros fabricantes causan que el plunger tenga una baja velocidad de caída. Algunas velocidades de caída determinadas por la experiencia son: Para un plunger convencional es 150 ft/min, para un plunger de Bypass 300 ft/min en fase agua. En la fase gas es de 300ft/min y 1000 ft/min, respectivamente.

Aunque esta velocidad de caída en el gas y en el slug de líquido, puede determinarse mediante un trazo acústico en el Echometer.

Cuando el slug de líquido está en el fondo del tubing, es normal que la caída del plunger inicialmente sea rápida y empieza a disminuir gradualmente a medida que el embolo se hace más profundo en el pozo.

El tiempo mínimo de Shut-in es la suma del tiempo de caída a través del gas, SI_g , y el tiempo de caída a través de la columna de líquido gaseoso SI_L . La distancia de la caída del plunger en el gas, es igual a la distancia que tiene el plunger para caer al Bumper Spring, SND, menos la altura de la columna de líquido gaseoso.

El tiempo de caída, SI_L , a través de la columna de líquido gaseoso depende de la altura (ft) de está y de la velocidad de caída a través de esta, FV_L . La ecuación 14 es la regla para calcular el mínimo tiempo de Shut- in:

$$Shut - in = Slg + Sll \quad (14)$$

Donde:

$$Sll = Height(ft)/FVL_L$$

$$Sll = \frac{2591,3ft}{150ft} /min$$

$$Sll = 17,3 \text{ min}$$

$$Slg = \frac{(SND - Height)}{FVg}$$

$$Slg = \frac{8569ft - 2591,3ft}{300ft/min}$$

$$Slg = 19,9 \text{ min}$$

De la ecuación 14 se tiene que:

$$Shut - in = Slg + Sll$$

$$Shut - in = 19,9 \text{ min} + 17,3 \text{ min}$$

$$Shut - in = 37,2 \text{ min}$$

El mínimo tiempo de Shut-in es de 37,2 minutos, este sería incrementado por un Fudge Factor de 1,05 a un tiempo de Shut-in de 38,25 minutos, tiempo suficiente para asegurar que el plunger llegue al fondo.

5.2.5 Velocidad de subida y máximo tiempo de descarga. En general la velocidad de ascenso óptima debe estar entre 500 ft/min y 1000 ft/min, la cual depende del tipo de plunger. Si el plunger es impulsado a la superficie a alta velocidad, entonces la energía propia del pozo se desperdiciará y la alta velocidad de llegada puede resultar en el daño de los equipos. Si la velocidad de subida del plunger es también lenta, entonces el gas tiende a deslizarse por el espacio

tubing-plunger provocando así que el plunger se quede estancado y no llegue a superficie¹¹.

Para hallar este valor de tiempo de subida se divide el SND entre 1000 ft/min

Tiempo de descarga= $8564/1000$ ft/min

Tiempo de descarga= 8,6 min

Si el tiempo de llegada del plunger a superficie supera dos veces el tiempo de descarga, el plunger está estancado y no llegará a superficie, así que $2(8,6 \text{ min})=17,2$ min, si transcurrido 17,2 min el plunger no ha llegado, la velocidad puede que sea muy lenta.

Tiempo máximo de descarga= el tiempo de descargada calculado con una velocidad de subida de 500ft/min.

5.2.6 Eficiencia del plunger y máximo tiempo de venta. La eficiencia del plunger depende de: La velocidad de subida del plunger, el tipo de plunger, calidad de sello, configuración del pozo, y edad de los equipos

- Si la Velocidad de subida del plunger está por debajo de (500-1000ft/min), reduce la eficiencia de remoción de carga de líquidos.
- Los plunger de bypass son más eficientes que los plunger sólidos
- La calidad de sello se puede mejorar cambiado de tamaño apropiado para el plunger y proporciona así un mayor sello entre las almohadillas y el cuerpo del plunger.

¹¹ Ibíd. Pág. 5.

- El uso prolongado del sistema Plunger Lift reduce la eficiencia, si no se hace una debida revisión periódica para evitar el desgaste en el plunger y el lubricador.

Para altas eficiencias de plunger, menos ciclos por día son requeridos para levantar el líquido a superficie.

5.2.7 El número de ciclos por día, Cycles. Para remover el slug de líquido depende de: Bbl de líquido en el fondo del tubing, la eficiencia del plunger, Eff, y el caudal de líquido que se espera, BOPD. La Ecuación 15 es la ecuación para calcular en número de ciclos por día:

$$N^{\circ} \text{ de ciclos/día} = \frac{(qL/\text{bbls de líquido})}{Eff} \quad (15)$$

$$N^{\circ} \text{ de ciclos/día} = \frac{(15 \text{ BOPD}/4,1\text{bbl})}{0,9}$$

$$N^{\circ} \text{ de ciclos/día} = 4$$

Si cada ciclo dura 6 horas, esto indica que según los cálculos anteriores el tiempo de Shut-in es de 38,25 min, el tiempo de descarga máximo es de 34,26 min, y según la experiencia en campo del equipo técnico de Weatherford, los sistemas de levantamiento Plunger Lift en campo Tibú, funcionan con un tiempo de venta o sales time de 15 min, para maximizar la producción de líquidos y el Off time sería aproximadamente de 272 min, 4,5 horas.

CONCLUSIONES

- El sistema de levantamiento artificial Plunger Lift, posibilita mejorar el levantamiento de fluidos del fondo de pozos productores del Cretáceo en el campo Tibú, representando un aumento en las reservas recuperables por pozo hasta de 139.198 bbl.
- Las ventajas económicas de este tipo de sistema de levantamiento, en términos de la instalación y mantenimiento, lo hacen un sistema atractivo para pozos con baja productividad de flujo intermitente en campos maduros.
- La evaluación financiera demostró que la implementación del sistema Plunger Lift, ha sido exitosa permitiendo una recuperación de la inversión en un mínimo de 5 meses y ganancias de US\$ 38 144.
- El sistema Plunger Lift, resultó favorable para controlar la carga de líquidos en pozos con producción intermitente en campo tibú, aumentando así el caudal de gas y aportando al cumplimiento de las metas para la planta de gas Sardinata.
- En el campo Sardinata, el sistema de levantamiento Plunger Lift convencional no es óptimo para el levantamiento de líquidos, debido a las limitaciones operacionales a las que está expuesto el sistema.
- La implementación del sistema Plunger Lift en el campo Tibú, ha permitido reducir las emisiones de gas metano a la atmósfera y los derrames de hidrocarburos, permitiendo un mejor aprovechamiento del potencial de los pozos.

- Al no poseer suficiente información sobre características específicas de los tipos de émbolos, que se encuentran en el mercado para realizar el diseño por presiones, el uso de tiempos presenta un método confiable de optimización dando un número de ciclos similar por día.

RECOMENDACIONES

- Para mejorar el desempeño del sistema Plunger Lift en el campo Sardinata, se recomienda estudiar el uso de sistemas Plunger Lift no convencionales, como el Pacemaker o el doble Plunger Lift (Plunger progresivo); dando así una opción para operar en pozos con empaque y con grandes columnas de líquido.
- Se debe monitorear la data del plunger por lo menos cada 5 días, para detectar posibles fallas en el sistema durante el ciclo de operación, lo cual permitirá estar optimizando el sistema frecuentemente y llevarlo a su mayor eficiencia.
- Realizar un programa que permita cuantificar las emisiones de gas metano a la atmósfera con el uso del sistema Plunger Lift y de esta manera contribuir al proyecto de sistemas de emisión de gases a la atmósfera (SIGEA) del ICP.
- Para favorecer la instalación de sistemas Plunger Lift en Colombia, se deben realizar estudios en campo adicionales probando diferentes tipos de émbolos convencionales y no convencionales.
- Para un mejor seguimiento del sistema se deben tomar niveles de fluido con regularidad; se recomienda la herramienta Echometrer.
- Implementar el sistema Plunger Lift en otros campos de ECOPETROL S.A que posean pozos con carga de líquidos y una declinación anormal, en la medida que ha demostrado ser una alternativa económica y eficaz para este tipo de pozos.

BIBLIOGRAFIA

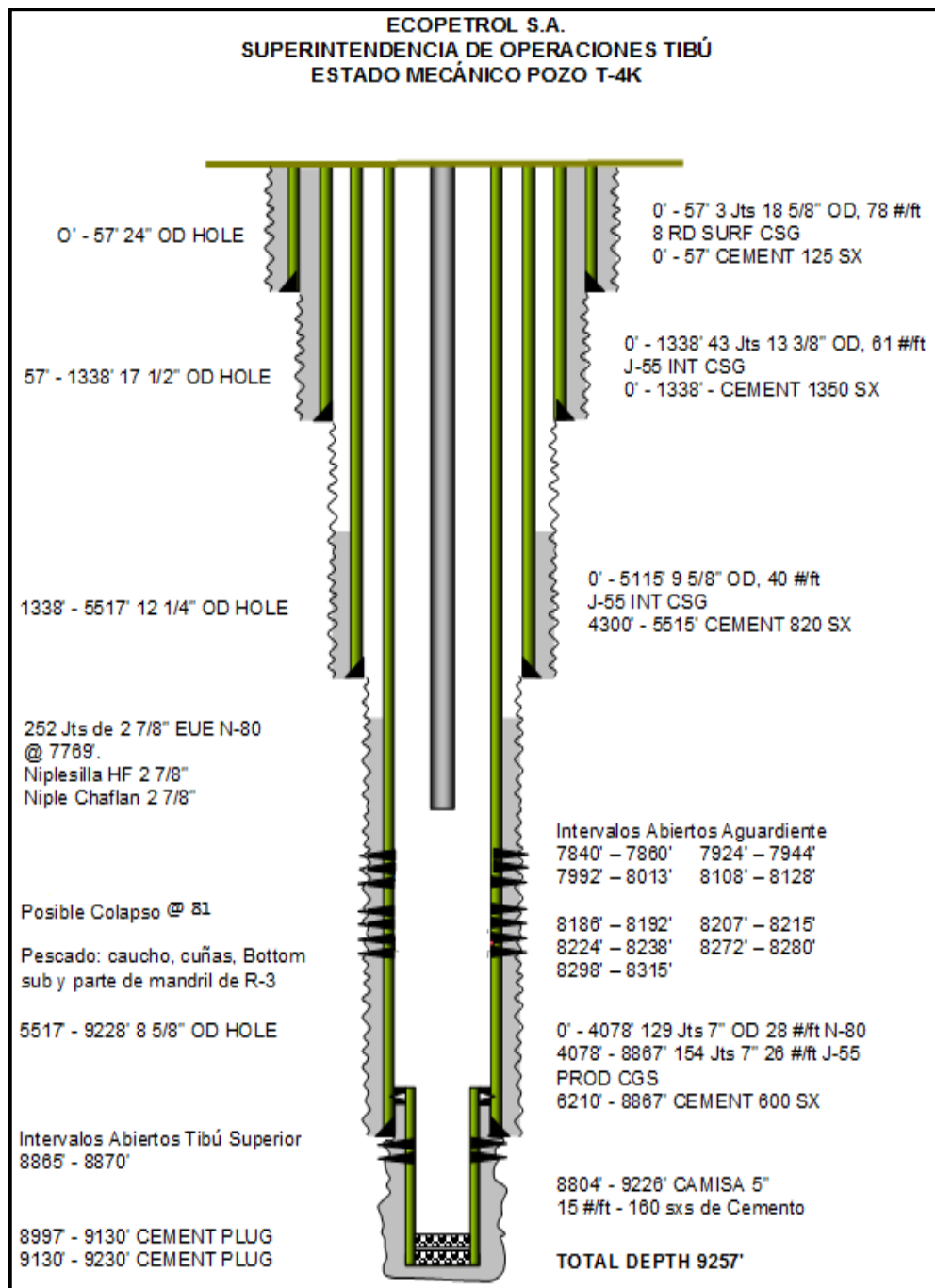
1. BAHADORI, Alireza. A simple Method To Estimate the Maximum Liquid Production Rate Using Plunger Lift System in Wells. Nigeria Annual International conference and Exhibition, 6-8 August 2012, Lagos Nigeria.
2. BEAUREGARD, Morrow. E. S. BEAUREGARD, F. New and unusual applications for Plunger Lift System. SPE Production Operations Symposium, 13-14 March 1989. Oklahoma city.
3. BELLO, O. FALCONE, G. XU, J. SCOTT, S. Performance Evaluation of a Plunger-Assisted Intermittent Gas Lift System. Society of Petroleum Engineers. 2011.
4. BIZZOTTO, Pablo. DE MARZIO, Luciana. DALLE FIORE, Rodrigo. Aplicación de los diferentes tipos de Plunger Lift en el yacimiento Cerro Dragón. Pan American Energy. 2008.
5. BRAGANZA, Eduardo. ROST, Enrique. GONZALEZ, Esteban. SALLEO, Antonino. Artificial System-Plunger Lift – Time of Fall of The Plunger Under Operative Condition of Well of Petroleum. SPE. 2001.
6. BYLIN, Carey. PLAUCHÚ, Jorge. Reducción de emisiones de metano en el sector del petróleo y del gas. Petrotecnia, Febrero, 2009.
7. COLEMAN, Steve B. “A new look at predicting Gas-Well Load-Up”, JPT March 1991.
8. FERGUSON, P. Introduction to Plunger Lift: Application, Advantages and Limitations. Lubbock, Texas. Abril 1981.

9. IAPG. El abecé del petróleo y del gas. Instituto argentino del petróleo y del gas. Cap. 9 Producción.
10. LEA, James. NICKENS, Henry, WELLS, Michael: "Gas Well Deliquification Book-Solutions to Gas Well Liquid Loading Problems". Elsevier INC. 2008. Pag (123-192).
11. LEA. J.F. Plunger Lift versus Velocity String. Petroleum Engineering Department. Texas Tech University. 2009.
12. LEA, J.F. SPE. PLtech LLC and ROWLAND O.L. and McCOY J.N. Echometer Company. Measurement and Calculation of Key Events During the Plunger Lift Cycle. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 11-14 de Noviembre. 2007.
13. MAGGARD, J.B. WATTENBARGER. R.A. S.L. Scott, Texas A&M University. Modeling plunger Lift for water removal from Tight Gas Wells. SPE/CERI Gas Technology Symposium, 3-5 April 2000, Alberta Canada.
14. MORROW, Stanley. HEARN, William. Weatherford Intl. Plunger-Lift Advancements, Including Velocity and Pressure Analysis. SPE. 2007.
15. MORROW, Stanley. HEARN, William. And CISNEROS, Ramiro Weatherford Intl. New Techniques for Plunger Lift in Conventional and Nonconventional Gas. SPE. 2006.
16. OYEWOLE, Peter, BP America Inc and GARG, Divyakumar. BEAUREGARD, Ferguson. Plunger Lift Application and Optimization in san Juan North Basin-Our Journey. Production and Operations Symposium, 31 de Marzo a 3 de Abril de 2007. Oklahoma, U.S.A.

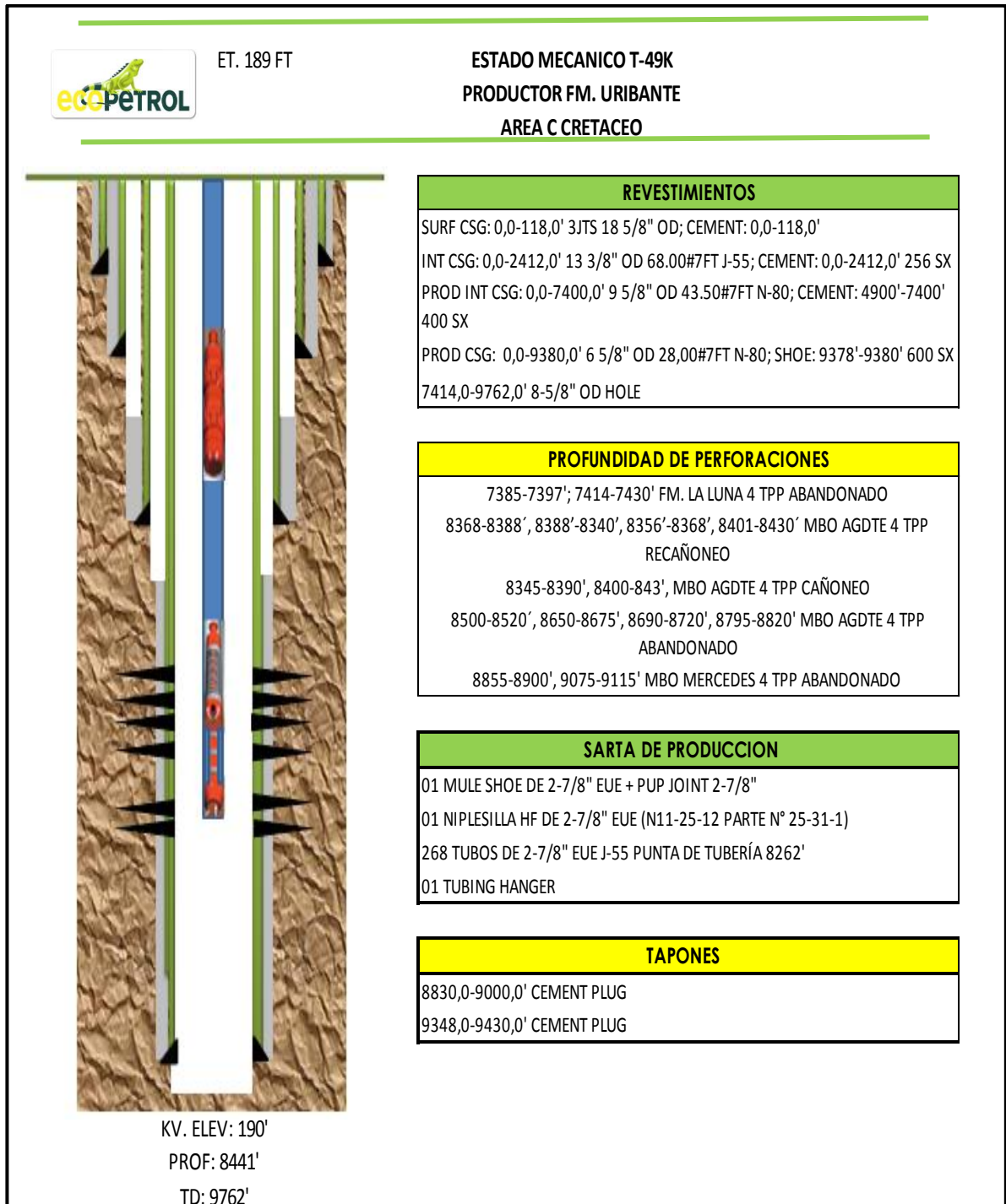
17. OZKAN, E. Colorado School of Mines. KEEFER, B. Marjo Operating Co. MILLER M.G. Colorado School of Mines. Optimization of Plunger-Lift Performance in Liquid Loading Gas Wells. SPE. 2003.
18. ROWLAN, O.L. MJCOCY, J.N, Echometer Company. PODIO. A.L, University of Texas at Austin. Plunger Lift Analysis, Troubleshooting and Optimization. Petroleum Society of Canada. 2007.
19. R.W, Crow. Otis Engineering Corp. Electronic Controller for the Optimization of Plunger-Lift Wells. SPE Eastern Regional Meeting, 31 October-2 November 1990, Columbus. Ohio.
20. SCHMITZ, R.A. and STEELE, G.D. VaporTech Energy Services Inc. The Tools, Techniques, and Advantages Involved in Combining Compression and Plunger Lift in Low-Rate Gas Wells. SPE. 2006.
21. TANG, Yula, SPE, Chevron Energy Technology Company, LIANG, Zheng, Southwest Petroleum Institute. A New of Plunger Lift Dynamic Analysis and Optimal Design for Gas Well Deliquification. SPE. 2008.
22. TURNER, R. G., HUBBARD, M. G. and DUKLER A. E.: "Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells" Journal of Petroleum Technology.
23. WEATHERFORD CEO four. Plunger Lift controller user manual. Manual Part N° BM-CEO4PLC-00. January, 2009.
24. WEATHERFORD. Optimización de la producción para sistemas de levantamiento artificial. Weatherford. 2012

ANEXOS

Anexo A. Estado mecánico pozo T-4K



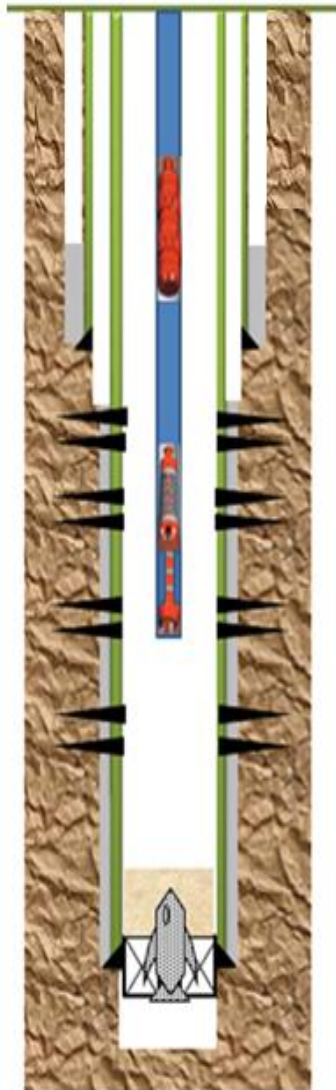
Anexo B. Estado mecánico pozo T-49K



Anexo C. Estado mecánico pozo T-191K



ESTADO MECANICO T-191K PRODUCTOR FM. URIBANTE AREA A CRETACEO



KV. ELEV: 155'
PROF: 9020'
TD: 9331'

REVESTIMIENTOS

SURF CSG: 0,0-3100,0' 78 JTS 9 5/8" OD 43,50#/ FT, N-80; CEMENT: 2300,0-3100,0' 200 SX
 PROD INT CSG: 0,0-5299,0' 6 5/8" OD 28.00#7FT N-80
 PROD CSG: 5299,0-9165,0' 6 5/8" OD 24,00#7FT J-55; CEMENT: 7780'-91650' 255 SX
 3110,0-9331,0' 8-5/8" OD HOLE

PROFUNDIDAD DE PERFORACIONES

8253-8263'; 8215-8225', 8235-8240', 8338-8343' MB. AGUARDIENTE
 8432-8437', 8476'-8481', 8495'-8510', 8573-8581', 8612-8622', 8650-8658'
 MB. AGDTE
 8673-8685', 8702-8718', 8755-8765', 8812-8823', 8898-8903', 8919-8929',
 8935-8945' MBO MERCEDES
 8935-8945'; 8755-8765'; 8650-8658'; 8495-8510'; 8338-8343'; 8215-8225'
 MBO MERCEDES RECAÑONEO

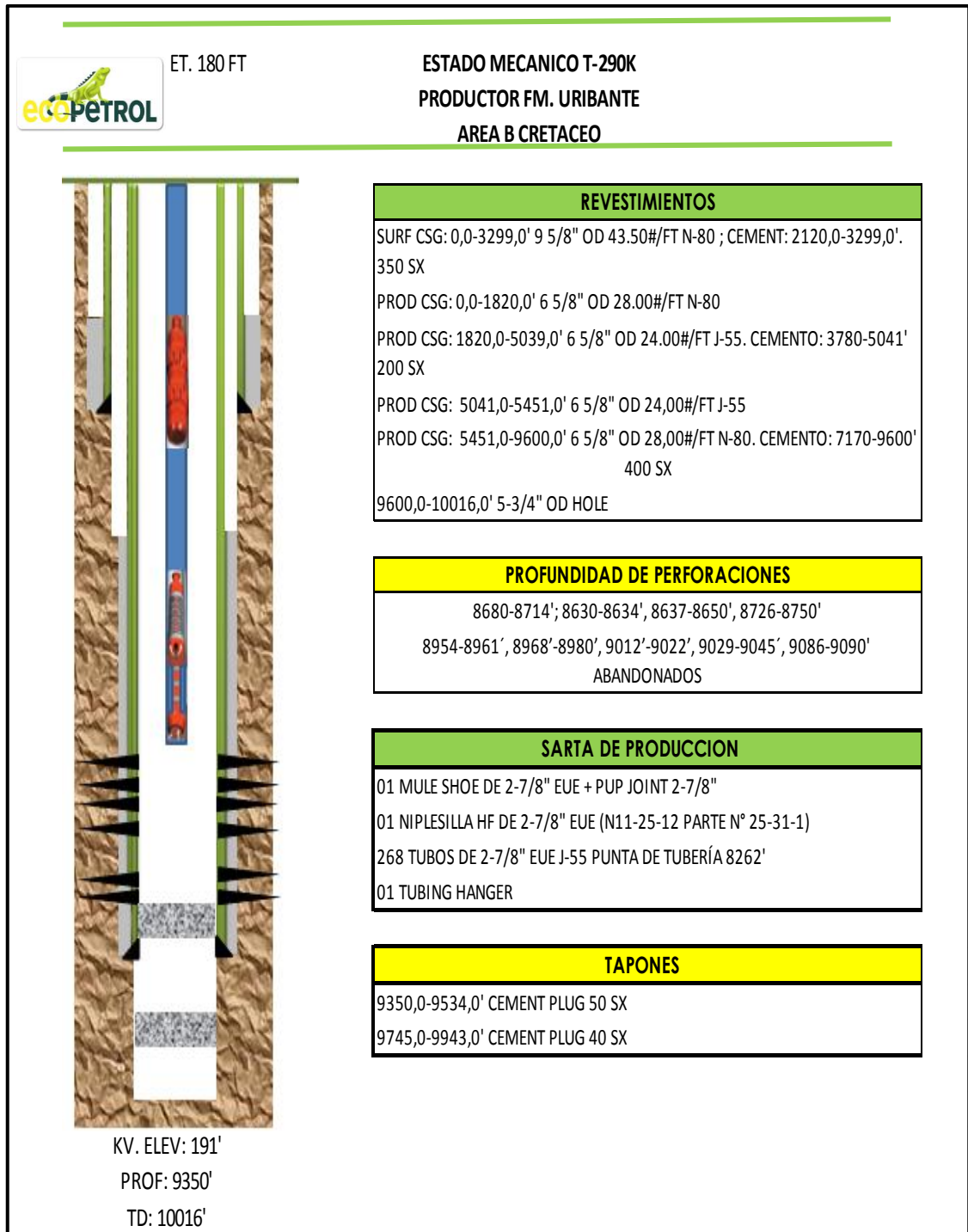
SARTA DE PRODUCCION

275 JTS TUBING 2-7/8" 6.5#, 8400 FT, PROF 11'
 01 NIPLESILLA HF DE 2-7/8" 0,85 FT. PROF 8411'
 01 TUBING 2-7/8 6.5# J-55. 31 FT. PROF 8412'
 01 CROSS-OVER 2-3/8" EUX 2-7/8" EU 6.5# J-55 0.88 FT. PROF 8443'
 01 LANDING NIPPLE 2-3/8" EUE X 1.87 X N. 1 FT PROF 8444'
 01 PUP JOINT 2-7/8", 6.5# J-55 5.02 FT. PROF 8445'
 01 MULE SHOE 2-7/8" 0,53 FT. PROF 8450'

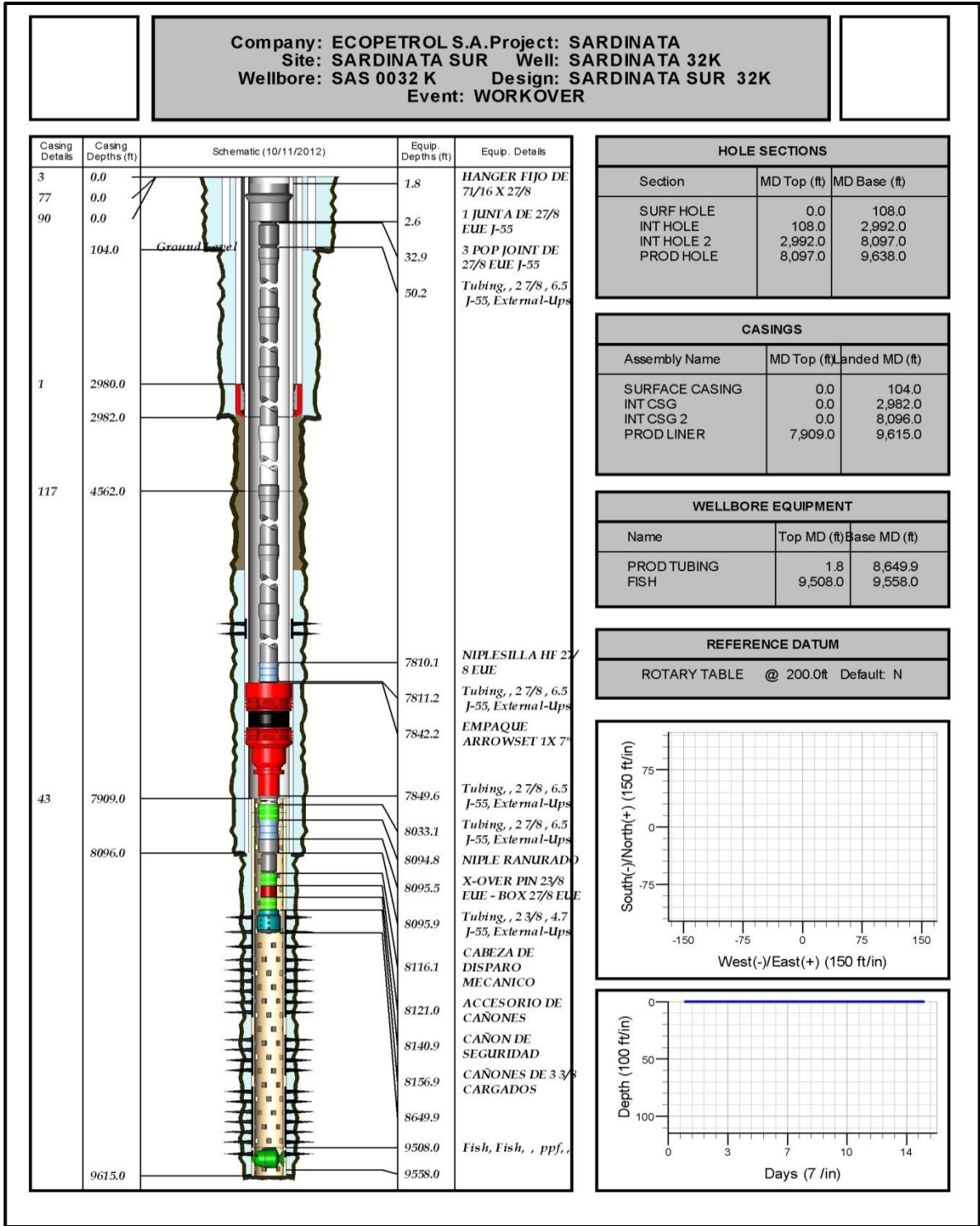
TAPONES

9020,0-9141,0' SAND FILL
 9090,0-9144,0' 2 JTS 2-7/8" OD (PESCAO)
 9141,0-9144,0' RETRV. PACKER LANE WELL (PESCAO)

Anexo D. Estado mecánico pozo T-290K



Anexo E. Estado mecánico pozo SS-32K



Fuente: Software Open Wells (Profile) Licencia Autorizada Ecopetrol S.A

NOMENCLATURA

Símbolos

BSW= Porcentaje de impurezas (Agua y sólidos), fracción

CP= Presión operacional del Casing, psi

Eff= Eficiencia, fracción

FF= Fudge Factor, corrección del tiempo de caída, fracción

FG= Fracción del gas, fracción

FV_g= Velocidad de caída en el gas, ft/min

FV_L= Velocidad de caída en la columna de líquido gaseoso, ft/min

GE= Gravedad Especifica, fracción

GOR=Relación gas-aceite a *P* y *T* dadas, scf/stb

h= Altura de la columna de líquido gaseoso, ft

ID= Diámetro interno del Tubing, pulgadas

K= Permeabilidad, milidarcys

LF= Load factor, factor de carga, fracción

LP= Presión de la línea, psi

OD= Diámetro externo del Tubing, pulgadas

Rs= Relación gas- petróleo en solución, scf/stb

SI_L= Tiempo de caída a través de la columna de líquido gaseoso, min

SI_g= Tiempo de caída a través del gas, min

SND= Distancia desde la superficie hasta el bumper spring, ft

TP= Presión operacional del Tubing, psi

Vg= Velocidad del gas, ft/min

Abreviaturas

BHA= *Bottom hole assembly*

BOPD= *Barriles de aceite por día*

BPD= *Barriles por día*

BWPD= *Barriles de agua por día*

BPV= *Back pressure valve*

CBL= *Cement bond log, registro de adherencia de cemento*

CCL= *Casing collar locator*

FN= *Flujo natural*

GR= *Gamma ray*

MIT= *Multifinger imaging tool*

OFM= *Oil field manager*

OOIP= *Original oil in place*

PCP= *Bombeo de cavidades progresivas*

PL= *Plunger Lift*

POOH= *Sacar tubería del pozo*

RBP= *Retrievable bridge plug*

RIH= *Meter tubería*

RGL= *Relación Gas líquido*

SCF= *Standar cubic feet*

SCO= *Superintendencia de Operaciones Catatumbo Orinoquia*

SLA= *Sistema de levantamiento artificial*

STB= *Stock tank barel*

VDL= *Variable density log, registro de densidad variable de ondas*