



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 04 de abril de 2017

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Carlos Andrés Flórez Chauz, con C.C. No. 1.075.288.309,
_____, con C.C. No. _____,
_____, con C.C. No. _____,
_____, con C.C. No. _____,

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____

titulado OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN EN CAMPO TELLO MEDIANTE EL ANÁLISIS CAUSA RAÍZ DE FALLAS Y LA SELECCIÓN DEL MEJOR SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LOS POZOS TL-06, TL-25, TL-44, TL-48 Y TL-65

presentado y aprobado en el año 2017 como requisito para optar al título de

Ingeniero de Petróleos;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

Vigilada Mineducación



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores”, los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Optimización de producción en campo Tello mediante el análisis causa raíz de fallas y la selección del mejor sistema de levantamiento artificial en los pozos TL-06, TL-25, TL-44, TL-48 y TL-65.

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Florez Chaux	Carlos Andrés

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Gualy Martínez	Rodrigo Andrés
Sepúlveda Gaona	Jairo Antonio

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
----------------------------	--------------------------

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de Petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2017 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 118



CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 3
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una **X**):

Diagramas___ Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general **X** Grabados___
Láminas___ Litografías___ Mapas **X** Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___
Tablas o Cuadros **X**

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

AutographPC y RODSTAR.

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser *LAUREADAS* o *Meritoria*):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. <u>Sistema de levantamiento</u>	<u>Lift system</u>	6. _____	_____
2. <u>Falla de fondo</u>	<u>Failure of botton</u>	7. _____	_____
3. <u>Optimización</u>	<u>Optimization</u>	8. _____	_____
4. <u>Servicio a pozo</u>	<u>Well services</u>	9. _____	_____
5. <u>Bombeo Mecánico</u>	<u>Sucker Rod Pump</u>	10. _____	_____

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Ecopetrol S.A ha querido realizar un estudio en campo Tello, específicamente a 5 pozos (TL-06, TL-25, TL-44, TL-48, TL-65). Todos estos tienen por sistema de levantamiento el bombeo mecánico. El problema fundamental con este sistema de levantamiento es que la intervención a estos pozos se realiza constantemente, por fallas en la tubería, varilla y bomba, esto hace que las pérdidas de producción, y los costos por *Well Services*, cada vez sean mayores. Por estas razones se ha pensado en hacer un análisis de causa raíz de las fallas en los equipos de fondo, para saber cuál es el problema real que no permite que los pozos tengan su mejor desarrollo productivo. El resultado de esto, es determinar si el sistema de levantamiento utilizado en los pozos es el adecuado, y de ser así si está bien



diseñado de acuerdo a las condiciones particulares de cada pozo. Si ocurre lo contrario, se proseguirá a realizar un nuevo diseño y analizar cuál sería el mejor sistema de levantamiento que permita disminuir estos frecuentes inconvenientes, y que dé como resultado un diseño confiable desde el punto de vista técnico, operativo y económico.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

Ecopetrol S.A has wanted to do a case study in the Tello field, specifically for 5 wells (TL-06, TL-25, TL-44, TL-48 and TL-65). All these wells have had beam pumping as artificial lifting system. The main problem with this system is that the well intervention for these wells is carried out constantly due to failures in tubing, rods and pump; this causes production losses and the well service costs become greater. For these reasons it has been thought to conduct a root cause analysis of the failures in the downhole equipment in order to know which is the real problem that does not allow the wells to have their best productive development. This results in determining if the artificial lift system used in the wells is adequate or not; if it is appropriate then the design is correct according to the particular conditions for each well. On the contrary, then a new design is carried out and it is analyzed which would be the best artificial lift system that allows the reduction of frequent problems and results in a reliable design from a technical, operational and economic point of view.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado: Jairo Antonio Sepulveda Gaona

Firma: 

Nombre Jurado: Ervin Aranda Aranda

Firma: 

Nombre Jurado: Luis Fernando Bonilla

Firma: 

**OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN EN CAMPO TELLO MEDIANTE EL
ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ DE FALLAS Y LA SELECCIÓN DEL MEJOR
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LOS POZOS TL-06, TL-25,
TL-44, TL-48 Y TL-65**



UNIVERSIDAD
SURCOLOMBIANA

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA PETRÓLEOS
NEIVA – HULA
2017**

**OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN EN CAMPO TELLO MEDIANTE EL
ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ DE FALLAS Y LA SELECCIÓN DEL MEJOR
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LOS POZOS TL-06, TL-25,
TL-44, TL-48 Y TL-65**

CARLOS ANDRES FLOREZ CHAUX

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA PETRÓLEOS
NEIVA – HULA
2017**

**OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN EN CAMPO TELLO MEDIANTE EL
ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ DE FALLAS Y LA SELECCIÓN DEL MEJOR
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LOS POZOS TL-06, TL-25,
TL-44, TL-48, TL-65**

CARLOS ANDRES FLOREZ CHAUX

Proyecto de grado para optar al título de: Ingeniero de Petróleos

DIRECTOR

RODRIGO ANDRÉS GUALY MARTINEZ

Ingeniero de Petróleos – ECOPELROL

CODIRECTOR

JAIRO ANTONIO SEPULVEDA GAONA

Ingeniero de Petróleos


**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA PETRÓLEOS
NEIVA – HULA
2017**

**OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN EN CAMPO TELLO MEDIANTE EL
ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ DE FALLAS Y LA SELECCIÓN DEL MEJOR
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LOS POZOS TL-06, TL-25,
TL-44, TL-48, TL-65**

**ÁREA DE INVESTIGACIÓN:
INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN**

**PRESENTADO AL COMITÉ DE PROYECTOS DE GRADO DEL PROGRAMA
DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

Codirector



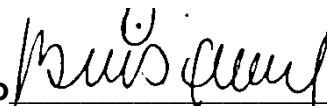
Ing. Jairo Antonio Sepúlveda Gaona

Jurado



Ing. Ervin Aranda Aranda

Jurado



Ing. Luis Fernando Bonilla

DEDICATORIA

Dedico especialmente este proyecto a Dios, ya que sin el nada hubiera sido posible, y siempre me ha brindado todo lo necesario para salir adelante.

A mi madre Miriam Stella Chaux, por todos los esfuerzos que ha realizado y el amor que me ha brindado desde el momento en que nací, hasta el día de hoy. Todo lo que me has enseñado lo aplico cada día, y esta dedicatoria es una pequeña parte de todo lo que tengo por agradecerte.

A mi abuelo Zoilo Chaux Jaramillo, por haber sido mi padre todos estos años, y darme la sabiduría necesaria para culminar de la mejor manera cada etapa de mi vida.

A mi familia, por haber estado siempre presente en todos los momentos importantes que he vivido hasta hoy. A mis amigos que siempre me han apoyado en las metas que me he trazado.

Al código 2011-1, por haberme ayudado a formar como persona y como profesional, y hacer de la universidad la mejor experiencia que he vivido.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a ECOPETROL S.A por brindarme todo su apoyo antes, durante y después del proyecto.

A la Universidad Surcolombiana, por toda la formación impartida durante estos años.

Al Ing. Rodrigo Andrés Gualy Martínez, director del proyecto, por confiar en mis capacidades, y brindarme todo el apoyo y dedicación durante este trabajo.

Al Ing. Jairo Antonio Sepúlveda Gaona, codirector del proyecto. Por la confianza ofrecida como maestro y amigo durante toda la carrera universitaria.

A los geólogos Isauro Trujillo Vásquez y Roberto Vargas Cuervo. Por ayudarme a fortalecer mis conocimientos y ofrecerme siempre todo el apoyo necesario.

Al Ing. Oscar Andrés Carreño, ya que con su experiencia facilitó la construcción de este proyecto junto con la empresa Baker Hughes.

Al Ing. Adrián Zambrano, quien estuvo siempre a la orden en campo Tello con todo lo relacionado con este trabajo.

Contenido

INTRODUCCIÓN	1
1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO.....	2
2. GENERALIDADES	3
2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO	3
2.1.1 Ubicación Geográfica.	3
2.1.2 Historia del Campo.....	3
2.1.3 Modelo Geológico	4
2.1.4 Modelo Estratigráfico.....	6
2.1.5 Sistema Petrolífero.....	7
2.1.6 Características De los Fluidos	8
2.1.7 Pozos.....	8
2.1.8 Proceso De Crudo, Gas y Agua	8
3. INDICE DE PRODUCTIVIDAD	9
3.1 IPR.....	10
3.2 IMPORTANCIA DEL IPR	16
3.3 FACTORES QUE AFECTAN EL IPR.....	16
3.3.1 Inyección de Agua.....	16
3.3.2 Variación con Respecto al Tiempo	16
3.3.3 Zona de Permeabilidad Constante.....	16
3.3.4 Formación Estratificada	17
4. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	18
4.1 BOMBEO MECÁNICO	19
4.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	20
4.3 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)	22
4.4 GAS LIFT	24
4.5 BOMBEO HIDRAULICO	28
4.5.1 Bombeo hidráulico tipo jet	28
4.5.2 Bombeo hidráulico tipo pistón.....	28
5. ANÁLISIS CAUSA RAÍZ (ACR) DE LOS POZOS.....	30
5.1 POZO TL-06	31
5.2 POZO TL-25	33
5.3 POZO TL-44	36
5.4 POZO TL-48	38

5.5 POZO TL-65	41
6. APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO EN CAMPO TELLO	44
6.1 FACTORES QUE AFECTAN LA SELECCIÓN DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	46
6.2 RELACIÓN DE VARIABLES CON LOS RANGOS DE APLICACIÓN	47
6.2.1 Bombeo Mecánico.....	47
6.2.2 Bombeo Electrosumergible.....	49
6.2.3 Bombeo Por Cavidades Progresivas.....	51
6.2.4 Gas Lift.....	53
6.2.5 Bombeo Hidráulico	55
7. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN	59
7.1 INFORMACIÓN REQUERIDA.....	59
7.2 ASIGNACIÓN DE PORCENTAJES A LAS VARIABLES DE EVALUACIÓN	61
7.3 EVALUACIÓN CUANTITATIVA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO	62
7.4 SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MÁS APROPIADOS.....	62
7.5 DESVIACIÓN E INCERTIDUMBRE POR OMISIÓN DE DATOS.....	67
7.6 CRITERIO DE SELECCIÓN FINAL	68
8. HERRAMIENTA SOFTWARE DE SELECCIÓN	69
8.1 SOFTWARE DE DISEÑO BES “AutographPC”	69
8.2 SOFTWARE DE DISEÑO BM “RODSTAR”	70
9. ANÁLISIS Y SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DE ACUERDO A LOS SOFTWARE IMPLEMENTADOS	72
9.1 POZO TL-06	72
9.2 POZO TL-25	75
9.3 POZO TL-44	78
9.4 POZO TL-48	81
9.5 POZO TL-65	87
10. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS CORRIDAS TÉCNICAS SELECCIONADAS	94
11. ANÁLISIS DE OPTIMIZACIÓN	98
11.1 ANÁLISIS TÉCNICO	99
11.2 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	100

12. CONCLUSIONES	105
13. RECOMENDACIONES	106
Bibliografía.....	107
ANEXOS	108
Anexo A. Diseño paso a paso de una bomba Electrosumergible.	108
Anexo B. Pruebas de producción de los pozos TL-06 y TL-65.....	115
Anexo C. Sensibilidades de las bombas escogidas para cada pozo.....	116

Lista de Figuras

Figura 1. Localización Geográfica Campo Tello	3
Figura 2. Ubicación Geológica de Campo Tello.	5
Figura 3. Láminas Estructurales de Campo Tello.....	6
Figura 4. Modelo Geológico. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Superior del Magdalena	7
Figura 5. Diagrama general de la Batería Tello	9
Figura 6. Línea recta IPR.....	11
Figura 7. Curva que representa el IPR para flujo bifásico.	12
Figura 8. Gráfica de IPR en papel Log- Log para un pozo de gas.....	13
Figura 9. Gráfica de la ecuación de IPR dada por Vogel.....	14
Figura 10. IPR de un pozo de aceite subsaturado produciendo a presión de fondo fluyendo por debajo del punto de burbuja	15
Figura 11. IPR compuesto para una formación estratificada	18
Figura 12. Unidad de Bombeo Mecánico convencional.....	19
Figura 13. Equipo de fondo y superficie de una Bomba Electrosumergible.....	21
Figura 14. Equipo de fondo y superficie de un sistema de Bomba por Cavidades Progresivas	23
Figura 15. Esquema de Levantamiento Continuo e Intermitente.....	25
Figura 16. Esquema de Gas Lift.....	27
Figura 17. Equipo general de superficie y subsuelo para Bombeo Hidráulico.....	29
Figura 18. Histórico de fallas pozo TL-06	33
Figura 19. Histórico de fallas pozo TL-25	35
Figura 20. Histórico de fallas pozo TL-44	38
Figura 21. Histórico de fallas pozo TL-48	41
Figura 22. Histórico de fallas pozo TL-65	44
Figura 23. Input general para diseño de sistema en AutographPC	70
Figura 24. Análisis de torque y consumo de energía de un diseño en RODSTAR71	73
Figura 25. Curva de diseño de operación en BES del pozo TL-06.....	73
Figura 26. Diseño final del pozo TL-06.....	75
Figura 27. Curva de diseño de operación en BES del pozo TL-25.....	76
Figura 28. Diseño final del pozo TL-25.....	78
Figura 29. Curva de diseño de operación en BES del pozo TL-44.....	79
Figura 30. Diseño final del pozo TL-44.....	81
Figura 31. Gráficos generados en el programa, con el diseño seleccionado para el pozo TL-48	84
Figura 32. Curva de diseño de operación en BES del pozo TL-48.....	85
Figura 33. Diseño final del pozo TL-48.....	87
Figura 34. Gráficos generados en el programa, con el diseño seleccionado para el pozo TL-65	90
Figura 35. Curva de diseño de operación en BES del pozo TL-65.....	91
Figura 36. Diseño Final del pozo TL-65.....	93

Lista de tablas

Tabla 1. Estado de los pozos en campo Tello	8
Tabla 2. Calificación cualitativa para los sistemas de levantamiento	45
Tabla 3. Características de yacimiento, producción y pozo. Bombeo Mecánico... 48	48
Tabla 4. Características de los fluidos. Bombeo Mecánico..... 48	48
Tabla 5. Características de las facilidades de superficie. Bombeo Mecánico..... 49	49
Tabla 6. Características del yacimiento. Producción y pozo. Bombeo Electrosumergible..... 49	49
Tabla 7. Características de fluidos. Bombeo Electrosumergible	50
Tabla 8. Características de las facilidades de superficie. Bombeo Electrosumergible	50
Tabla 9. Características del yacimiento, producción y pozo. Bombeo por Cavidades Progresivas	51
Tabla 10. Características de fluidos. Bombeo por Cavidades Progresivas..... 52	52
Tabla 11. Características de las facilidades de superficie. Bombeo por Cavidades Progresivas	52
Tabla 12. Características del yacimiento. Gas Lift	53
Tabla 13. Características de fluidos. Gas Lift..... 54	54
Tabla 14. Características de las facilidades de superficie. Gas Lift	54
Tabla 15. Características del yacimiento, producción y pozo. Bombeo Hidráulico tipo pistón..... 55	55
Tabla 16. Características de fluidos. Bombeo Hidráulico tipo pistón	56
Tabla 17. Características de las facilidades de superficie. Bombeo Hidráulico tipo pistón..... 56	56
Tabla 18. Características del yacimiento, producción y pozo. Bombeo Hidráulico tipo jet	57
Tabla 19. Características de fluidos. Bombeo Hidráulico tipo jet	58
Tabla 20. Características de las facilidades de superficie. Bombeo Hidráulico tipo jet	58
Tabla 21. Propiedades de cada pozo	60
Tabla 22. Valores numéricos de los rangos de aplicación	62
Tabla 23. Aplicabilidad de los sistemas de levantamiento en el pozo TL-06	63
Tabla 24. Aplicabilidad de los sistemas de levantamiento en el pozo TL-25	64
Tabla 25. Aplicabilidad de los sistemas de levantamiento en el pozo TL-44	65
Tabla 26. Aplicabilidad de los sistemas de levantamiento en el pozo TL-48	66
Tabla 27. Aplicabilidad de los sistemas de levantamiento en el pozo TL-65	67
Tabla 28. Parámetros de operación seleccionados en el programa para el pozo TL-06..... 74	74
Tabla 29. Parámetros de operación seleccionados en el programa para el pozo TL-25	77
Tabla 30. Parámetros de operación seleccionados en el programa para el pozo TL-44..... 80	80
Tabla 31. Recomendaciones del diseño en BM para el pozo TL-48..... 82	82
Tabla 32. Datos de entrada y resultados calculados por el programa para el pozo TL-48..... 83	83

Tabla 33. Parámetros de operación seleccionados en el programa para el pozo TL-48.....	86
Tabla 34. Recomendaciones del diseño en BM para el pozo TL-65.....	88
Tabla 35. Datos de entrada y calculados por el programa para el pozo TL-65.....	89
Tabla 36. Parámetros de operación seleccionados en el programa para el pozo TL-65.....	92
Tabla 37. Evaluación económica del pozo TL-06	95
Tabla 38. Evaluación económica del pozo TL-25	96
Tabla 39. Evaluación económica del pozo TL-44	96
Tabla 40. Evaluación económica del pozo TL-48	97
Tabla 41. Evaluación económica del pozo TL-65	97
Tabla 42. Producción antes y después del trabajo en los pozos TL-06 y TL-65... ..	98
Tabla 43. Condiciones actuales y condiciones futuras de los pozos a intervenir..	99
Tabla 44. Número de fallas e intervenciones en los 5 pozos de estudio durante los últimos 5 años	99
Tabla 45. Run life esperado para los 5 pozos luego de ser intervenidos	100
Tabla 46. Resultados de la evaluación económica para el pozo TL-06	101
Tabla 47. Resultados de la evaluación económica para el pozo TL-25	101
Tabla 48. Resultados de la evaluación económica para el pozo TL-44	102
Tabla 49. Resultados de la evaluación económica para el pozo TL-48	103
Tabla 50. Resultados de la evaluación económica para el pozo TL-65	103
Tabla 51. Resumen del análisis económico para los 5 pozos.....	104

RESUMEN

La industria del petróleo atraviesa uno de los periodos más difíciles hasta el momento. Actualmente, no son muchos los hallazgos de reservas significativas en yacimientos de petróleo y una gran cantidad de campos se acercan a su etapa final de vida productiva. Esto hace que la necesidad de producir a un menor costo y con el menor número de fallas durante la operación sea de vital importancia. Una posible solución sería analizar a fondo qué es lo que pasa en los pozos que presentan más problemas, para así tomar medidas y hacer un estudio detallado que permita minimizar las fallas, disminuyendo así el costo de levantamiento de los campos.

Ecopetrol S.A ha querido realizar un estudio en campo Tello, específicamente a 5 pozos (TL-06, TL-25, TL-44, TL-48, TL-65). Todos estos tienen por sistema de levantamiento el bombeo mecánico. El problema fundamental con este sistema de levantamiento es que la intervención a estos pozos se realiza constantemente, por fallas en la tubería, varilla y bomba, esto hace que las pérdidas de producción, y los costos por *Well Services*, cada vez sean mayores. Por estas razones se ha pensado en hacer un análisis de causa raíz de las fallas en los equipos de fondo, para saber cuál es el problema real que no permite que los pozos tengan su mejor desarrollo productivo. El resultado de esto, es determinar si el sistema de levantamiento utilizado en los pozos es el adecuado, y de ser así si está bien diseñado de acuerdo a las condiciones particulares de cada pozo. Si ocurre lo contrario, se proseguirá a realizar un nuevo diseño y analizar cuál sería el mejor sistema de levantamiento que permita disminuir estos frecuentes inconvenientes, y que dé como resultado un diseño confiable desde el punto de vista técnico, operativo y económico.

Para realizar el análisis de causa raíz de las fallas en los equipos de fondo, se utilizarán los programas "Open Wells" y "Estadístico de Fallas SOH", en estos se encuentra información de cada intervención de los pozos en cuestión. Posiblemente se encontrarán casos, en que la información no esté completa, por lo que habrá información limitada que debe ser analizada de manera más detallada. En cuanto a la selección del mejor sistema de levantamiento artificial y el rediseño de los pozos, se utilizarán los softwares AutographPC y RODSTAR, considerando que los pozos piloto para el estudio serán el TL-06 y el TL-65, ya que tendrán pruebas de producción antes y después de los nuevos diseños, los otros pozos tendrán todo el diseño hecho, pero por cuestiones económicas no se han intervenido por parte de la empresa.

Abstract

The petroleum industry is going through one of the most difficult periods of all time. Nowadays, there have not been significant discoveries that increase the reserves in petroleum reservoirs and many fields are getting close to their final productive stage. Therefore, producing at lower costs and with a minimum number of failures during the operation becomes very necessary and important. A possible solution would be to deeply analyze what occurs in the wells presenting more problems, in order to take appropriate measures and develop a detailed study that lead to a reduction in failures, and decreasing that way the lift cost of the fields.

Ecopetrol S.A has wanted to do a case study in the Tello field, specifically for 5 wells (TL-06, TL-25, TL-44, TL-48 and TL-65). All these wells have had beam pumping as artificial lifting system. The main problem with this system is that the well intervention for these wells is carried out constantly due to failures in tubing, rods and pump; this causes production losses and the well service costs become greater. For these reasons it has been thought to conduct a root cause analysis of the failures in the downhole equipment in order to know which is the real problem that does not allow the wells to have their best productive development. This results in determining if the artificial lift system used in the wells is adequate or not; if it is appropriate then the design is correct according to the particular conditions for each well. On the contrary, then a new design is carried out and it is analyzed which would be the best artificial lift system that allows the reduction of frequent problems and results in a reliable design from a technical, operational and economic point of view.

To conduct the root cause analysis of the downhole equipment failures, the programs "Open Wells" and "Failures Statistics SOH" will be used; in these programs is found the information about each well intervention discussed. There will probably be some cases in which the information is incomplete and consequently there will be limited information that needs to be analyzed in detail. Regarding the selection of the best artificial lift system and the redesign of the wells, the softwares AutographPC and RODSTAR will be used considering that the pilot wells for the study will be the TL-06 and the TL-65, because they will have production tests before and after the new designs; the other wells will have all the design developed, but due to economic factors the company will not take them into account.

INTRODUCCIÓN

A lo largo de la historia, se ha podido evidenciar que el comportamiento de los yacimientos, está influenciado por distintas características de la roca, pero esto no quiere decir que todos los pozos que pertenecen a un mismo yacimiento o campo, tengan iguales condiciones. Por lo que se hace necesario realizar diseños de manera específica a cada pozo, para así aprovechar al máximo la tecnología implementada y que la producción sea más eficiente, de no realizarse este proceso de manera adecuada, el equipo de fondo puede verse sujeto a fallas en lapsos cortos de tiempo, que posiblemente harán que el pozo no sea económicamente rentable y finalmente sea abandonado.

Este proyecto presenta la optimización de producción en campo a través del análisis de causa raíz (ACR) de las fallas y la selección del mejor sistema de levantamiento artificial de los pozos TL-06, TL-25, TL-44, TL-48, TL-65. Estos pozos fueron escogidos teniendo en cuenta los problemas técnicos que se han presentado durante los últimos años debido a los diseños que se tienen actualmente, con el fin de disminuir costos de levantamiento y mantenimiento.

El estudio fue realizado en dos partes, la primera fue utilizando el programa “Open Wells” y una macro de Excel llamada “Estadística de fallas SOH”. Estas herramientas fueron utilizadas para realizar un ACR en las fallas de los equipos de fondo de los 5 pozos durante los últimos 5 años. Posteriormente se utilizarán dos software suministrados por los proveedores de los equipos. Para los diseños de bombeo mecánico se utilizará el software “RODSTAR” con la empresa Dover, y para los diseños de bombeo Electrosumergible se utilizará el software “AutographPC”. Solo se utilizarán estos dos software porque para los 5 pozos en cuestión, los otros sistemas de levantamiento no son aplicables debido a cuestiones técnicas-económicas que serán analizadas a lo largo de este proyecto.

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

Este proyecto tiene como fin la optimización de producción en campo Tello, el cual es manejado por la empresa ECOPETROL S.A. Esta optimización se hará mediante el ACR de fallas de los equipos de fondo y la selección del mejor sistema de levantamiento artificial, a 5 pozos de bombeo mecánico que actualmente generan altos costos en el mantenimiento de los sistemas de fondo que tienen y se hacen muy repetitivos.

Primero se realizará el análisis causa raíz de fallas, para determinar cuáles son las principales falencias que presentan los equipos de fondo de los pozos y no los dejan trabajar de manera eficiente. Posteriormente se hará una metodología para seleccionar cual o cuales son los sistemas de levantamiento artificial que mejor funcionarían de acuerdo a las variables y condiciones que tiene cada pozo. Luego de esta selección, se elaborarán los diseños o el diseño de los equipos de fondo, para así evaluar que diseño trabajaría de manera más óptima, con el menor número de restricciones y que presente el mayor *run life*.

Finalmente se mostrarán los análisis económicos de los sistemas evaluados y las pruebas de producción de los pozos a los cuales se les pudieron implementar el sistema en el que se diseñaran. Esto con el fin de mostrar si realmente se podrá optimizar la producción del campo, y cuanto tiempo tardarán los pozos en recuperar la inversión.

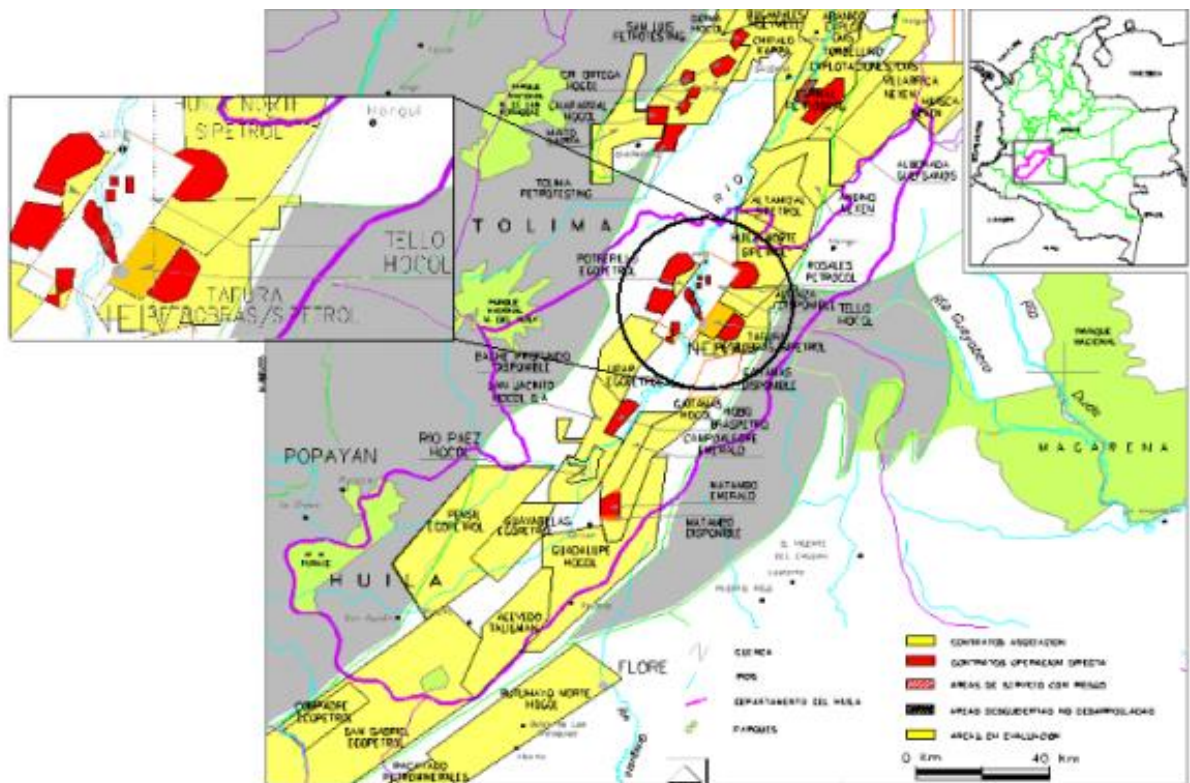
2. GENERALIDADES

2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO

2.1.1 Ubicación Geográfica.

Campo Tello está ubicado en el departamento del Huila, a tres kilómetros al Nordeste de la ciudad de Neiva, en la subcuenca del Valle Superior del Magdalena.

Figura 1. Localización geográfica Campo Tello



Fuente: Ecopetrol S.A.

2.1.2 Historia del campo

- Campo Tello hacía parte de la vieja Concesión Tello 1161 operada por la empresa HOCOL.
- En 1971 dicha Concesión fue conferida a la compañía Tennessee Colombia S.A.
- En marzo de 1972 se perforo el primer pozo Tello-1.

- En 1979 pasó a la compañía Hocol S.A.
- En 1985, el desarrollo principal de Campo Tello culminó con la perforación de los pozos. A esta fecha el campo alcanzó una producción máxima de 14.000 barriles de petróleo por día.
- En 1992 la producción fue tratada y almacenada en instalaciones provisionales, debido a que un ataque hecho por un grupo armado destruyó las facilidades.
- En 1995 se construyeron nuevas instalaciones para recolección tratamiento del crudo en el campo.
- En septiembre de 1997 se inicia un proyecto de inyección de agua en el norte del campo. Con este proyecto se logró aumentar la producción a 15.552 barriles por día.

Actualmente el campo cuenta con 28 pozos activos (2 captadores y 26 productores), y 13 pozos inyectoros. La producción actual de Campo Tello es de 5400 barriles de petróleo por día, y su principal sistema de levantamiento es el bombeo Electrosumergible.

2.1.3 Modelo Geológico

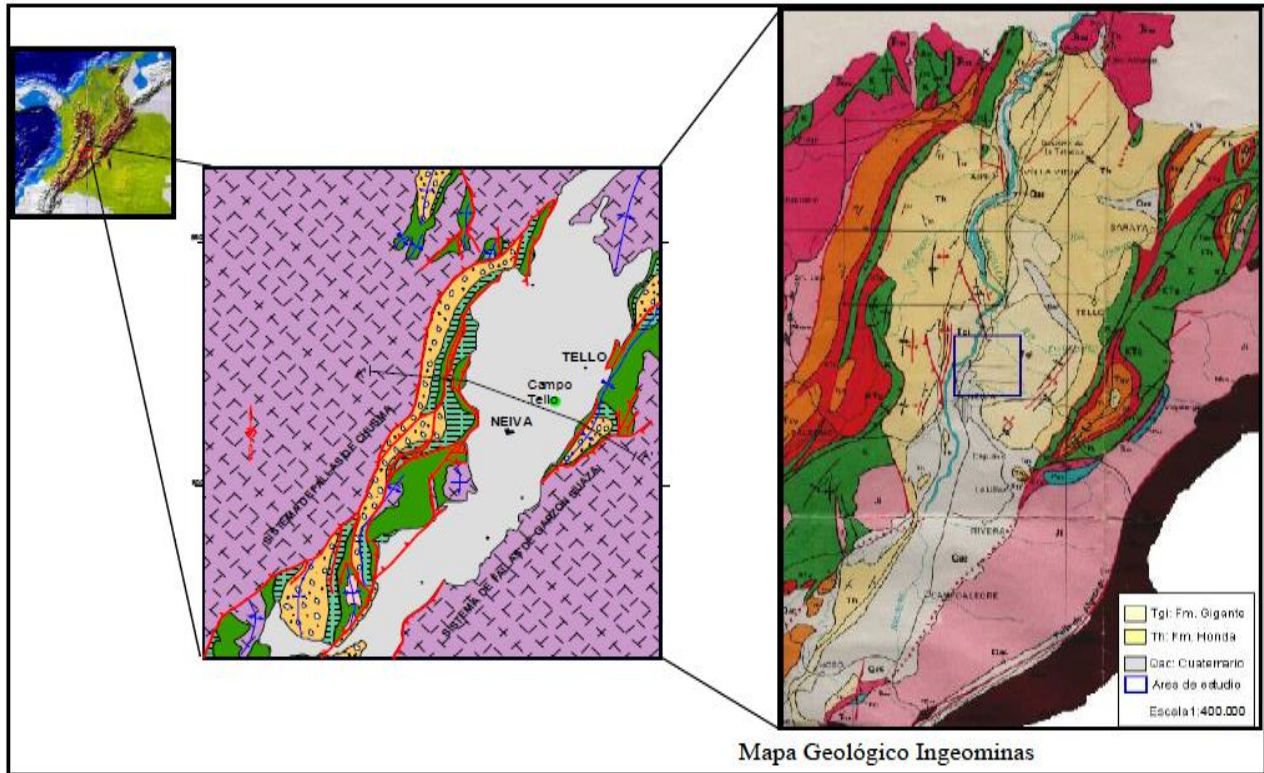
2.1.3.1 Marco Regional

Geológicamente, la Cuenca del Valle Superior del Magdalena está dividida en dos subcuencas separadas por el arco de Natagaima. Al norte se encuentra la subcuenca de Girardot y al sur la subcuenca de Neiva.

Campo Tello está ubicado al Norte de la subcuenca de Neiva (figura 2). La subcuenca de Neiva puede definirse como una cuenca de doble “foreland” o antepaís. Está limitada al este por las Fallas de Garzón – Suaza, que ponen en contacto las rocas pre-cretáceas del Macizo de Garzón con los sedimentos terciarios de la Formación Honda; al Oeste, con la Falla de Chusma-Teruel, que pone en contacto las rocas pre-cretáceas de la Cordillera Central, con sedimentos cretácicos y terciarios; al sur, por la influencia de las Fallas de Chusma y Garzón, Suaza, y al Norte, por el arco de Natagaima, donde afloran rocas pre-cretáceas.

El sistema petrolífero está constituido por las arcillas ricas en materia orgánica de la Formación Villeta, de edad Cretácea Superior, como roca fuente principal para la generación de hidrocarburos. La formación Monserrate, de edad Cretácea, es considerada el reservorio principal de campo Tello. El sello lo proporcionan los innumerables cuerpos de arcillolitas presentes en la cuenca, las discordancias y las yuxtaposiciones de arcillolitas contra areniscas generadas por el desplazamiento de las fallas. La trampa está definida por anticlinales fallados, elongados en dirección NW-SE. Al norte y sur, el límite de la trampa está dado por el buzamiento de la estructura.

Figura 2. Ubicación Geológica de Campo Tello.



Fuente: Ecopetrol S.A.

2.1.3.2 Modelo Estructural De Campo Tello

Campo Tello se puede definir como una trampa estructural con componentes estratigráficos. Se puede dividir en tres secciones por sus características y complejidad geológica: sección oeste, sección central y sección oriental.

El yacimiento se encuentra compartido en cinco láminas estructurales separadas entre sí por fallas de cabalgamiento con un anticlinal asociado a cada una de ellas. Las cinco laminas estructurales han sido denominadas de este a oeste A, B, C, D y E, estas se pueden observar en la figura 3.

Figura 3. Láminas estructurales de Campo Tello



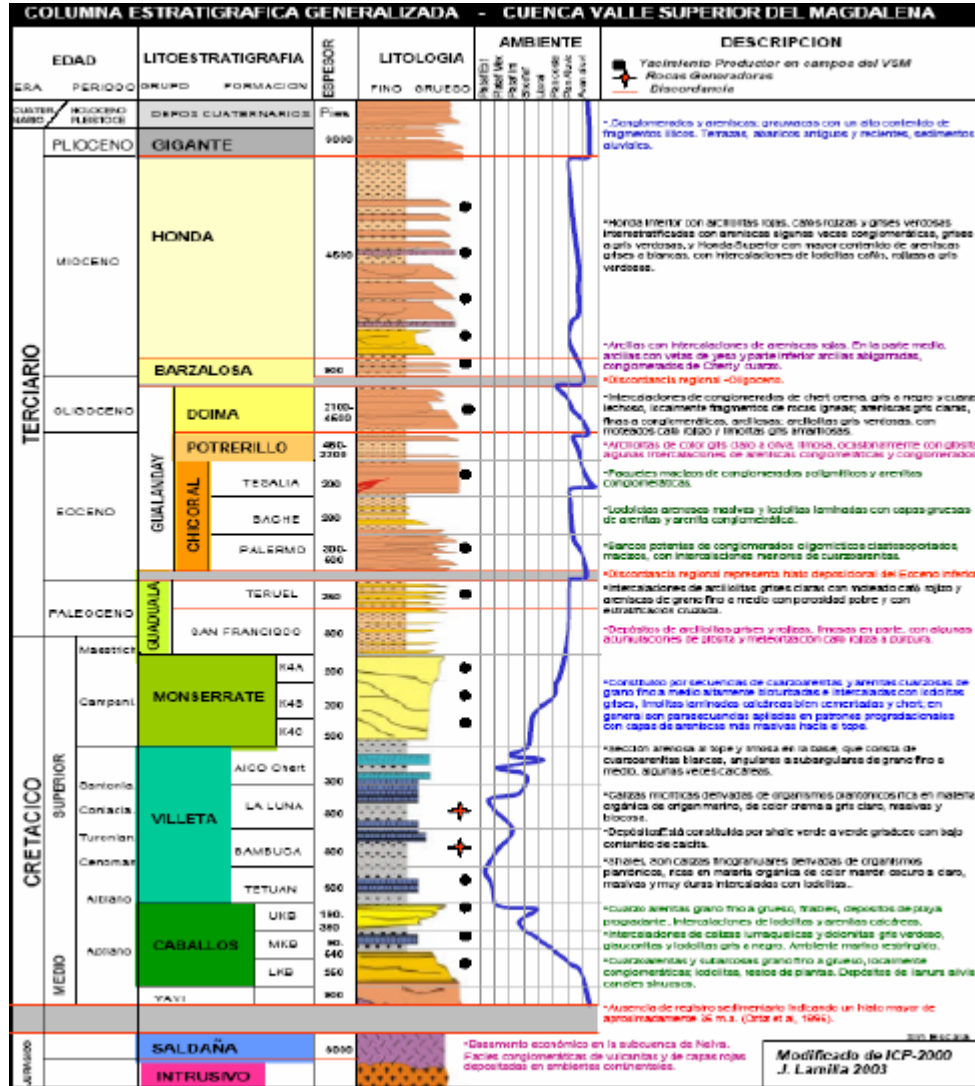
Fuente: Ecopetrol S.A.

2.1.4 Modelo Estratigráfico

La columna litológica que se presenta en Campo Tello, comprende rocas que van de las edades del Pre-Cámbrico hasta el Cuaternario reciente como se observa en la columna estratigráfica generalizada del Valle Superior del Magdalena. (Figura 4)

La formación productora de campo Tello es Monserrate, que subyace sobre la formación Villeta y en el tope es discordante con la formación Barzalosa. Las areniscas de la Formación Monserrate fueron depositadas en un ambiente marino somero durante el Senoniano – Maastrichtiano.

Figura 4. Modelo Geológico. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca superior del magdalena



Fuente: Ecopetrol S.A.

2.1.5 Sistema Petrolífero

Combinación de trampas estructurales y estratigráficas, Anticlinales fallados cerrados contra fallas de cabalgamiento “thrust” NW – SE y la discordancia con las unidades Terciarias.

Reservorio: Miembros arenosos B1, B2, B3, y C de la Formación Monserrate (Cretáceo Superior). B3 y C en la mayoría de los pozos no están abiertos debido a que son arenas sucias y con gran cantidad de agua.

Roca Fuente: Arcillas ricas en materia orgánica de la Formación Villeta.

Sello: Arcillas de la Formación Barzalosa y/o miembros arcillosos de la Formación Honda.

2.1.6 Características De los Fluidos

Crudo: Petróleo negro subsaturado de 18° API, con GOR en el rango de 120 a 150 PCS/BS. Viscosidad de 14.2 a 10 centipoises a la presión de burbuja (842 psi). Factor volumétrico de 1.1 BY/BS.

Agua: Salinidad del agua de formación está entre 5800 y 7500 ppm de cloruros. El factor volumétrico es de 1.038 BY/BS a 842 psi y la viscosidad de 0.4 centipoises.

Gas: Tiene una capacidad calorífica de $1425 \text{ lb}^2 \cdot \text{ft}^2 / \text{s}$.

2.1.7 Pozos

Las condiciones actuales de los pozos de Campo Tello se muestran en la Tabla 1. Se puede observar que campo Tello cuenta con dos sistemas de levantamiento artificial, Bombeo Mecánico y Bombeo Electrosumergible con 26 pozos productores repartidos de la siguiente manera:

- 5 pozos en Bombeo mecánico.
- 21 pozos con unidad de Bombeo Electrosumergible.

Tabla 1. Estado de los pozos en campo Tello

Estado	Tipo de levantamiento	Numero de Pozos
Productores	Bombeo Mecánico	5
	Bombeo Electrosumergible	21
Inyectores		13
Captadores	Bombeo Electrosumergible	2
Inactivos		5
Abandonados		16

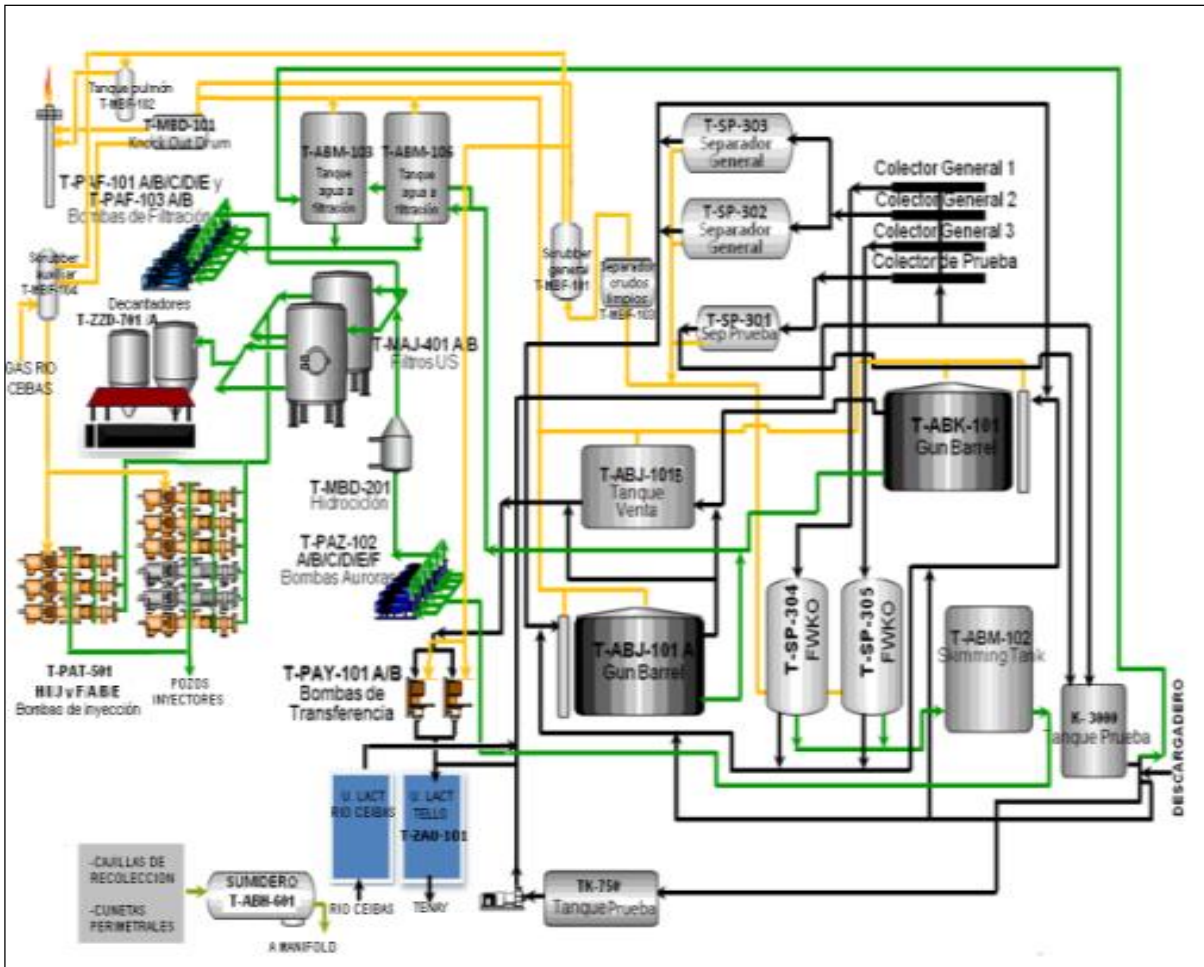
Fuente: Ecopetrol S.A. Modificado.

2.1.8 Proceso De Crudo, Gas y Agua

Los sistemas de líneas de entrada de Campo Tello son los siguientes: (ver figura 5)

- Líneas de gas de los anulares de los pozos de Campo Tello en la entrada del *Scrubber* principal.
- Crudo de La Jagua, La Hocha y agua de la Hocha por el descargadero.
- Crudo de Río ceibas en la Unidad LACT del mismo Campo.
- Agua de los 2 pozos captadores en el colector de succión de las bombas de inyección.
- Gas de Ecogas con instalación para la entrada del Gas del Río las Ceibas.

Figura 5. Diagrama general de la Batería Tello



Fuente: Ecopetrol S.A. Plan de Desarrollo integral Campo Tello, 2008

3. INDICE DE PRODUCTIVIDAD

Para poder seleccionar un sistema de levantamiento artificial que se adecue de la manera más eficiente a las condiciones del pozo, es necesario tener claro que factores pueden afectar el flujo de fluidos desde la formación hasta el pozo, como la relación que tienen estos factores. Todo esto con el fin de predecir las factibles tasas de flujo y la presión del fondo fluyente, que finalmente será de vital importancia para la selección del sistema de levantamiento.

La tasa de producción de un pozo, es una de las características de mayor importancia para la selección de un sistema de levantamiento. Esta variable no

puede ser asignada arbitrariamente, ya que depende más de la capacidad de flujo de la formación de interés que del sistema de levantamiento artificial instalado.

El comportamiento de las curvas IPR dependen básicamente de dos variables fundamentales: la tasa de producción total durante una etapa específica de la historia del pozo y la producción acumulada obtenida del mismo. Adicional a esto, se deben tener en cuenta las presiones del yacimiento, como son su presión estática y la presión de fondo fluyendo. De ahí la importancia de analizar las características y comportamientos de las curvas IPR.

3.1 IPR

La expresión IPR por sus siglas en ingles *Inflow Performance Relationship* es usada para definir la relación entre la tasa de aceite en superficie, q , y la presión de pozo fluyendo P_{wf} . La presión de flujo se refiere generalmente por lo general a la profundidad media de las perforaciones. P_{wf} , se conoce también como FBHP (*Flowing Bottom Hole Pressure*) y la diferencia entre la P_{wf} y la presión estática del yacimiento P_s , se conoce como *Drawdown*. Esto se observa en la ecuación 1.

$$Drawdown = \Delta P = P_s - P_{wf} \quad \text{Ecuación 1}$$

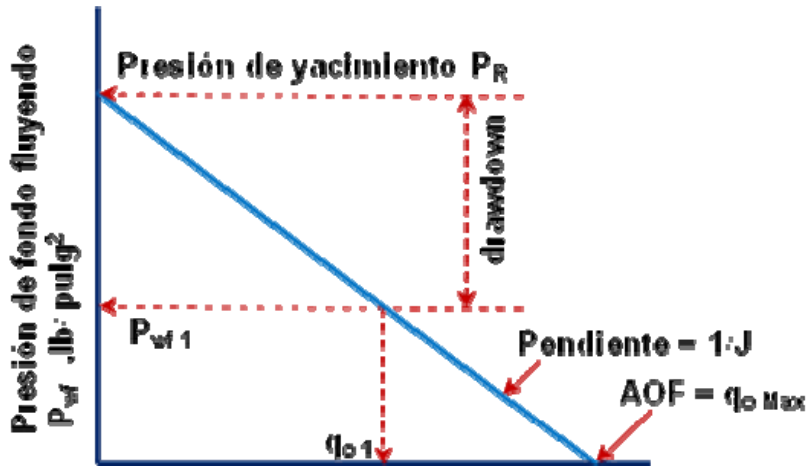
La ecuación de IPR más utilizada es la de la línea recta, la cual indica que la tasa de producción es directamente proporcional al diferencial de presión en el yacimiento. La constante de proporcionalidad es llamada índice de productividad, J . La línea recta solo se aplica para pozos subsaturados, es decir que las condiciones de pozo se encuentren por encima de la línea de saturación. La ecuación para este caso, se puede escribir de la siguiente manera:

$$J = \frac{q}{P_s - P_{wf}} \left(\frac{bbl/día}{psi} \right) \quad \text{Ecuación 2}$$

La figura 6 muestra una gráfica de una línea recta de IPR, en la cual se pueden evidenciar varias características importantes:

- La tasa de producción se ubica en el eje X, y la presión de fondo fluyendo se ubica en el eje Y.
- Cuando la presión de fondo fluyendo es igual al promedio de la presión del yacimiento ($\Delta P=0$), la tasa de flujo es cero y no hay fluido entrando a la cara del pozo debido a la ausencia de cualquier caída de presión.
- La tasa máxima de flujo, AOF (*Absolute Open Flow*), se presenta cuando la presión de fondo fluyendo es igual a cero. Aunque en la realidad no es una condición en la cual el pozo puede producir, es útil para comparar el comportamiento o potencial de diferentes pozos en el mismo campo.
- La pendiente de la línea recta es igual al inverso del índice de productividad. (Pendiente = $1/J$).

Figura 6. Línea recta IPR

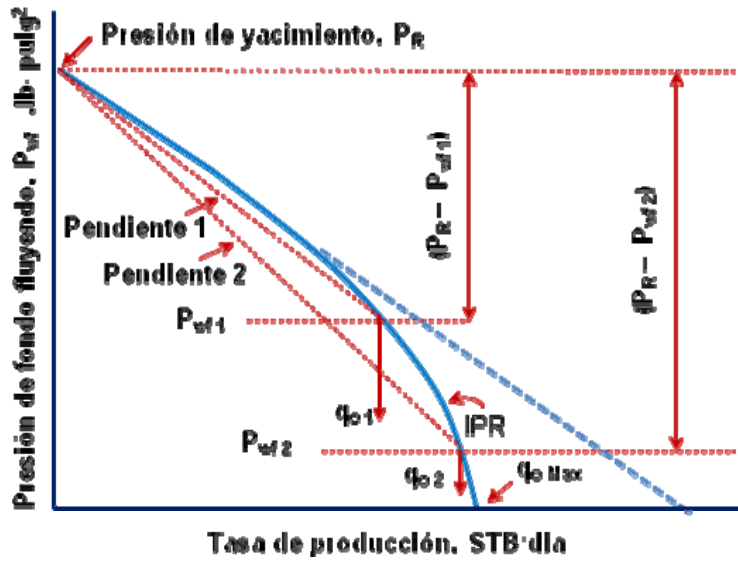


Fuente: GIL, Julián, ROLON, José. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al Campo Colorado. UIS. 2009.

El índice de productividad es un concepto muy útil para describir el potencial relativo de un pozo, ya que combina todas las propiedades de roca y fluidos, así como las consideraciones geométricas. Cuando el índice es constante expresa que la relación de la tasa de producción con la caída de presión siempre es la misma para varias tasas.

La limitación de la línea recta del IPR es la suposición de que el crudo es subsaturado. Esta condición, no es aplicable para pozos de gas o de crudo saturado. Para estos pozos el comportamiento observado de la tasa con la caída de presión no es lineal, mostrando una curva pronunciada a altas tasas. Lo que quiere decir que el IPR disminuye al incrementar la presión. La figura 7 muestra la variación del IPR con la caída de presión. El índice de productividad no está representado por la tangente a la curva, pero está definido en la ecuación 2.

Figura 7. Curva que representa el IPR para flujo bifásico.



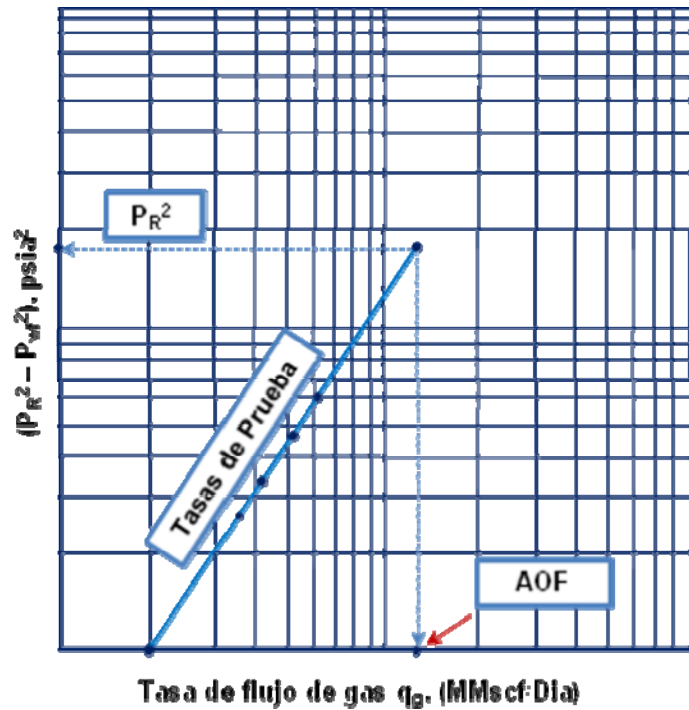
Fuente: GIL, Julián, ROLON, José. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al Campo Colorado. UIS. 2009.

Se han sugerido otras ecuaciones para representar el comportamiento no lineal del IPR para el flujo de gas y flujo bifásico. Las observaciones de Bureau resultaron en la relación tanto para gas como para aceite saturado.

$$q = C(P_s^2 - P_{wf}^2)^n \quad \text{Ecuación 3}$$

Los rangos de la exponente n están entre 0.5 y 1. Una gráfica de la tasa de gas versus $P_s^2 - P_{wf}^2$ en un papel log-log resulta una línea recta con pendiente de $1/n$. Como se muestra en la figura 8.

Figura 8. Gráfica de IPR en papel Log- Log para un pozo de gas



Fuente: GIL, Julián, ROLON, José. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al Campo Colorado. UIS. 2009.

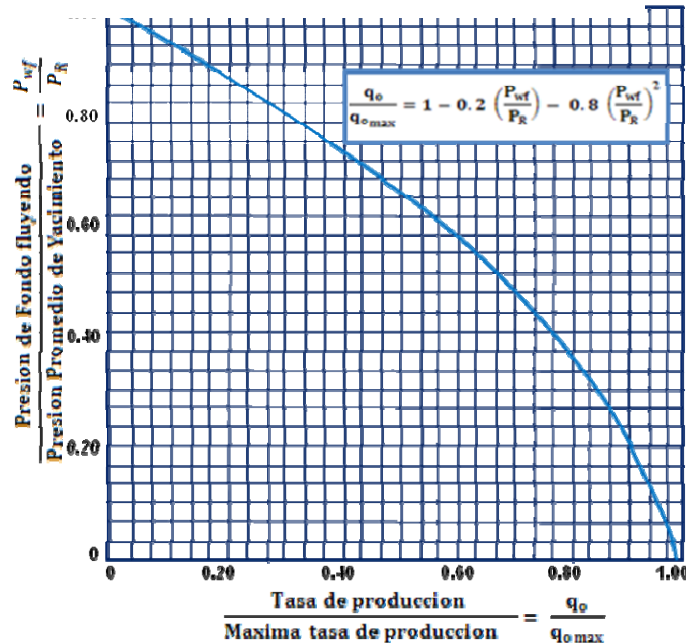
La ecuación 3 se denomina como ecuación de contrapresión, y generalmente es utilizada en pozos de gas.

Para describir el comportamiento de producción en pozos de aceite saturado, se utiliza una ecuación muy particular, denominada ecuación de Vogel.

$$\frac{q_o}{q_{o \max}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde $q_{o \max}$ es la máxima tasa de aceite AOF (*Absolute Open Flow*) cuando la presión de fondo fluyendo, P_{wf} es igual a cero y P_r es la presión del yacimiento en el momento de interés. La figura 9, muestra una gráfica que representa la ecuación 4 nombrada anteriormente.

Figura 9. Gráfica de la ecuación de IPR dada por Vogel



Fuente: GIL, Julián, ROLON, José. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al Campo Colorado. UIS. 2009.

La principal contribución de la ecuación de Vogel fue la idea de normalizar la ecuación del IPR e incluir el AOF como la constante primordial que se debe calcular. Si se normaliza la ecuación 4 queda de la siguiente manera:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = \left[1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]^n \quad \text{Ecuación 5}$$

La ecuación anterior es una mejor alternativa que la ecuación de Vogel para pozos de aceite saturado porque es más simple y además considera el efecto de altas velocidades de flujo turbulento con la inclusión de la exponente n.

La ecuación 5 y la ecuación de Vogel son similares si $n=1$, lo cual fue observado por Fetkovich. Para $n=1$, la ecuación 5 se convierte en:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = \left[1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad \text{Ecuación 6}$$

En la figura 9 se ilustra el IPR para pozos que producen en yacimientos que se encuentran por encima de la presión de burbuja pero con presiones de fondo

fluyendo por debajo del punto de burbuja. En la figura 10 se observan dos particularidades, una línea recta a presiones por encima del punto de burbuja y una curvatura cuando las presiones están por debajo. Si se considera solo la línea recta, se tiene que $P_b \leq P_{wf} \leq P_R$ la ecuación del IPR es:

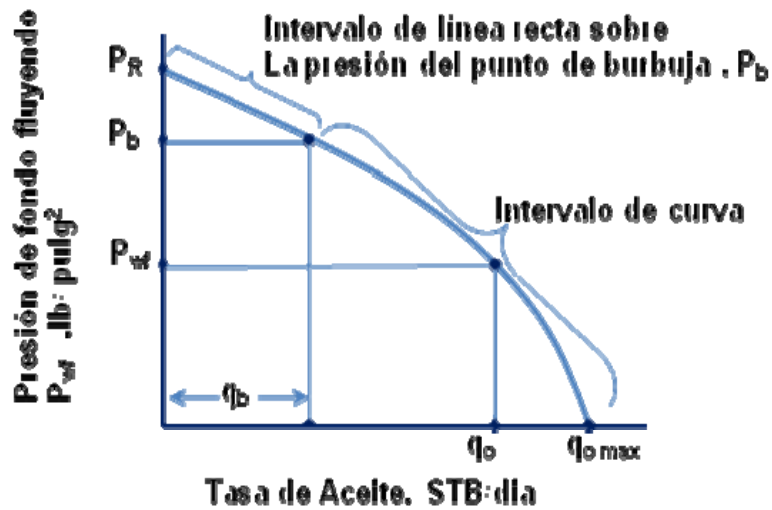
$$q_o = J(P_R - P_{wf}) \quad \text{Ecuación 7}$$

Si la presión de fondo fluyendo está por debajo del punto de burbuja, entonces se puede utilizar la siguiente ecuación de IPR:

$$q_o = J(P_R - P_b) + \left(\frac{J}{2P_b}\right)(P_b^2 - P_{wf}^2) \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde J es el índice de productividad cuando la presión de fondo fluyendo está por encima de la presión de burbuja P_b , dado por la ecuación 7.

Figura 10. IPR de un pozo de aceite subsaturado produciendo a presión de fondo fluyendo por debajo del punto de burbuja



Fuente: GIL, Julián, ROLON, José. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al Campo Colorado. UIS. 2009.

3.2 IMPORTANCIA DEL IPR¹

La curva de comportamiento de afluencia (IPR) es una representación gráfica de la capacidad productora de la formación y se necesita recurrir a ella cada vez que se vaya a poner en producción o modificar la producción de un pozo. Problemas como determinar si una tasa de producción dada se puede obtener por flujo natural o si para ello se requiere aplicar algún método de levantamiento artificial; el dimensionamiento de la tubería de producción, la línea de superficie y del estrangulador, requieren conocimiento del IPR. Con el fin de programar una adecuada explotación de un pozo a un campo se requiere conocer la IPR en cualquier momento de su vida productiva, esto quiere decir desde que se empiece a explotar, hasta la IPR en el futuro.

3.3 FACTORES QUE AFECTAN EL IPR

3.3.1 Inyección de agua

Si en un campo hay inyección de agua, la presión estática del yacimiento tiende a mantenerse constante, por lo cual, la IPR tendería a mantenerse, los cambios que se generarían serían mínimos. Si se llega a dejar de utilizar este método, posiblemente las presiones caerían, por lo que la producción tendería a bajar.

3.3.2 Variación con respecto al tiempo

A medida que pasa el tiempo de producción, disminuye la presión de los fluidos en el yacimiento y esto puede hacer que debido a la compresibilidad de la formación, ésta se compacte poco a poco resultando una disminución en el tamaño de los canales de flujo a través de la formación y por tanto una disminución en la permeabilidad de la misma; además al pasar el tiempo, el fluido se puede ir haciendo cada vez más viscoso y pierde poco a poco movilidad; ambas situaciones afectan la tasa de producción negativamente y en consecuencia el IPR disminuirá. Finalmente, al pasar el tiempo y caer la presión del yacimiento cuando esta ya sea menor que P_b empezará a liberarse gas y esto implica un bloqueo a flujo de petróleo.

3.3.3 Zona de Permeabilidad Constante

En una zona donde las permeabilidades K_x , K_y y K_z no varían independientemente del punto donde se quieran determinar, la mayor caída de presión (P_{wf}) en una formación productora se encuentra en la vecindad del pozo. Aproximadamente más del 50% de la caída de presión se presenta dentro de un radio de 20 ft cercanos al pozo (estando el aceite dentro de este radio).

¹ **Naranjo, A.** Comportamiento de formaciones productoras (índice de productividad y curvas de comportamiento de afluencia). Medellín: Biblioteca Facultad de minas, Universidad Nacional. (1984).

Si la P_{wf} del pozo está por debajo del punto de burbuja, a medida que una cantidad de masa de aceite se mueve hacia el pozo, la presión de este cae de manera uniforme, permitiendo que se libere gas.

La saturación del gas libre en la vecindad del cuerpo de aceite se incrementa uniformemente, aumentando así la permeabilidad relativa al gas, y disminuyendo la permeabilidad relativa del aceite, por consiguiente disminuye la producción de crudo.

Mientras más grande sea la caída de presión, es decir, mientras más baja sea la presión en la cara del pozo, más notorio será este efecto, de manera que sería razonable esperar que el IPR (el cual depende de la permeabilidad relativa del gas) se incremente en la medida que aumente el *drawdown*. Este argumento lleva a la conclusión de un IPR de forma curva, como en la figura 10, siempre que la P_{wf} esté por debajo de la presión del punto de burbuja.

El *drawdown* puede tener un efecto considerable en el GOR, no solo por el incremento de la permeabilidad relativa del gas con una P_{wf} decreciente, sino también porque todo el aceite en la vecindad del pozo contribuye al incremento del gas libre, además del que entra al contorno del pozo procedente de lugares apartados en la formación, por lo tanto, a mayor *drawdown*, mayor será la contribución de gas libre a partir de las cercanías del pozo. En ciertas circunstancias el GOR producido puede disminuir primero y después aumentar cuando se incremente la producción.

Para las presiones cercanas al punto de burbuja (saturaciones de gas menores de la saturación crítica dentro de la formación) y, también, para formaciones de diferente permeabilidad, el efecto de la producción sobre el índice de productividad y el GOR pueden considerarse inexistente o muy pequeño, siempre y cuando se mantenga el flujo tipo Darcy.

Por último, mientras el valor de P_{wf} se mantenga sobre la presión de saturación, se asume que no hay gas libre en la formación y el IPR se mantiene constante, es decir, la tendencia del IPR aplicable a los valores de la P_{wf} mayor que la presión de saturación mantendrá una línea recta.

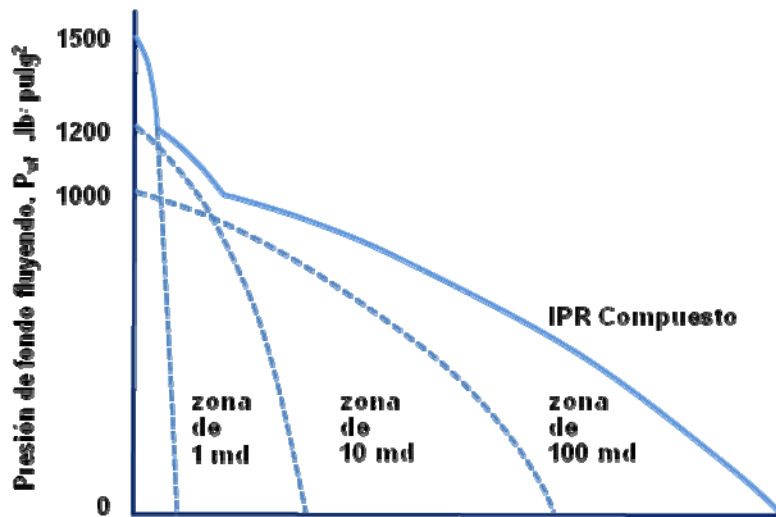
3.3.4 Formación Estratificada

Normalmente, toda formación productora esta estratificada, bien sea en un grado mayor o menor, esto significa que contienen capas de permeabilidad diferente. Para ilustrar el efecto que esta estratificación puede tener sobre la forma del IPR y la dependencia del GOR en la producción, se puede considerar por ejemplo, un caso en el cual hay tres zonas diferentes que tienen permeabilidades de 1, 10, 100 respectivamente. Se supone que no hay comunicación vertical entre las zonas, excepto a través del mismo pozo. En la figura 11 se ilustra gráficamente el efecto que presentan capas de diferente permeabilidad sobre el IPR.

3.3.4.1 Efecto sobre el IPR

Si se considera que se he alcanzado una etapa en la cual la presión en la zona de 100 md es 1000 psi y en la de 1 md es 1500 psi. El pozo se prueba a varias tasas de producción para establecer el IPR. Si los IPRs individuales de las tres zonas son los que se indican en la figura 11, el IPR compuesto, que es el promedio de estas tres curvas, tendrá la forma mostrada.

Figura 11. IPR compuesto para una formación estratificada



Fuente: NIND, T.E.W. fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. 1964. Modificada.

Como generalización, se puede concluir que muchos pozos, debido a la estratificación y al agotamiento diferencial subsecuente en las zonas de producción, muestran una curva de IPR compuesto, con un IP mejorado por la producción que incrementa para bajas tasas, pero decae para tasas de producción mayores.

4. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL²

Un sistema de levantamiento artificial (SLA), es un mecanismo externo a la zona productora encargado de levantar el crudo desde la formación a una tasa determinada, cuando la energía del pozo es tan poca para producirlo por sí mismo o cuando la tasa es inferior a la deseada.

² Muñoz Rodríguez, A. F., & Torres Torres, E. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Bucaramanga. (2007).

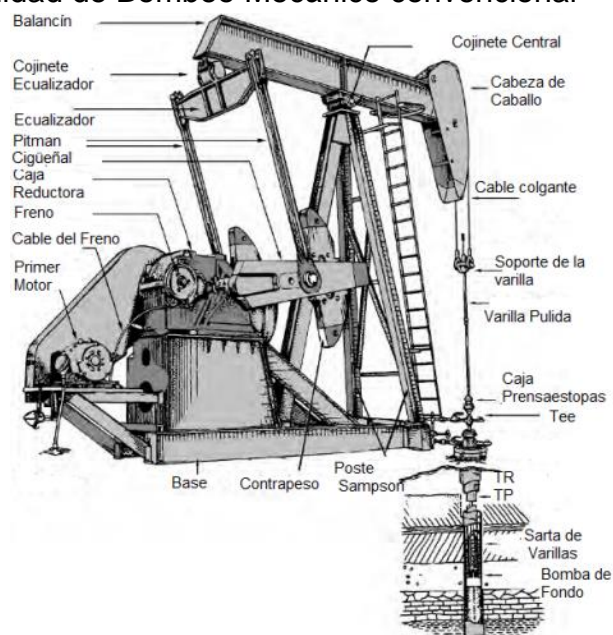
Los SLA son la primera alternativa, si se desea aumentar la producción en un campo, bien sea para reactivar pozos que no fluyen o para mejorar la tasa de flujo en pozos activos. Estos operan de diferentes maneras sobre los fluidos del pozo, ya sea modificando alguna de sus propiedades o ayudando a un empuje adicional a los mismos.

4.1 BOMBEO MECÁNICO

El Bombeo Mecánico es actualmente el sistema más utilizado en el mundo. La principal característica de este sistema es utilizar una unidad de bombeo para transmitir movimiento a la bomba de subsuelo a través de una sarta de varillas y mediante la energía suministrada por un motor. El levantamiento del crudo se da mediante las bombas de subsuelo, las cuales son accionadas por la sarta de varillas que les transmiten la potencia requerida, que es generada en superficie. Estas bombas constan de un pistón dentro de un barril con válvulas de entrada y salida de fluido, y pueden ser de acción simple o doble. Las bombas de acción simple son usadas normalmente en combinación con sistemas de empuje mecánico, mientras que las de acción doble se emplean habitualmente en sistemas con empuje hidráulico. Cualquier diseño debe considerar estos cuatro componentes fundamentales:

- Equipo de superficie (unidad de Bombeo)
- Motor primario
- Varillas
- Bomba de subsuelo

Figura 12. Unidad de Bombeo Mecánico convencional



Fuente: Curso de Bombeo Mecánico. Universidad de América.

Ventajas³

- ✓ Permite el fácil intercambio de las unidades de superficie.
- ✓ Alternativas energéticas como motores de gas si no hay disponibilidad eléctrica.
- ✓ Se pueden usar controladores de bombeo para minimizar el golpe de fluido, costos de electricidad y fallas en varillas.
- ✓ Monitoreo de manera remota con un sistema controlador de bombeo.
- ✓ Puede ser aplicado en crudos altamente viscosos.
- ✓ Se pueden utilizar análisis dinamométricos de computadora para optimizar el sistema.
- ✓ Tolerancia a altas temperaturas.
- ✓ Fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión y la formación de escamas.

Desventajas

- ✓ Problemas en pozos desviados. Mayor desgaste de varillas y tubería en este tipo de pozos.
- ✓ No es recomendable usarse costa afuera y en áreas urbanas por el tamaño del equipo de superficie, el tamaño y el ruido que genera.
- ✓ limitación en la capacidad de producción comparada con otros métodos.
- ✓ La eficiencia volumétrica cae drásticamente cuando se maneja gas libre.
- ✓ No puede manejar producción excesiva de arena.
- ✓ Las tasas de producción caen rápido con profundidad comparada con otros métodos de levantamiento artificial.
- ✓ Poca resistencia al contenido de H_2S .

4.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El Bombeo Electrosumergible es un sistema integrado de levantamiento artificial, en su origen fue considerando como un medio económico y efectivo para levantar altos volúmenes de fluido desde grandes profundidades, su principio consiste en sacar fluido de la formación a la superficie mediante la acción rotacional de una bomba centrífuga de múltiples etapas sumergidas en el pozo y accionada por energía eléctrica que es suministrada desde superficie. La ventaja que tiene este sistema es que no requiere amplias instalaciones de superficie a excepción de un control de velocidad del motor. Los componentes de un sistema Electrosumergible pueden ser divididos en dos grupos: equipo de superficie y equipo de fondo.

Equipo de superficie:

- ✓ Caja de venteo.
- ✓ Transformador.

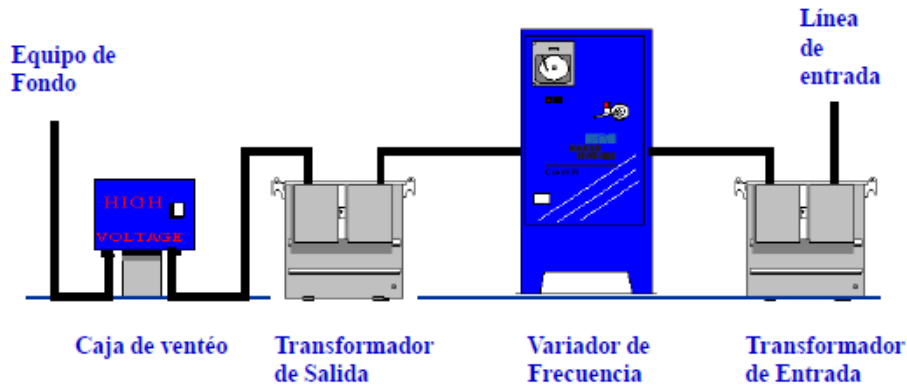
³ S.A Parko Services. Taller Bombeo Mecánico. Bogotá. 2010

- ✓ Controlador de frecuencia variable (VSD).

Equipo de fondo:

- ✓ Bomba centrífuga multietapas.
- ✓ Intake / Separador de gas.
- ✓ Sello
- ✓ Motores.
- ✓ Sensor de presión.

Figura 13. Equipo de fondo y superficie de una Bomba Electrosumergible
Equipo de Superficie



Equipo de fondo



Fuente: Fundamentos de Bombeo Electrosumergible. Centrilift A Baker Hughes Company, 2010.

Ventajas⁴

- ✓ Permite el levantamiento de grandes volúmenes sin dificultad.
- ✓ Aporta alta energía al fluido.
- ✓ El sistema no se ve afectado por la desviación.
- ✓ No ocupa grandes espacios en superficie. Aplicable en *off shore*.
- ✓ Permite una fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión e inhibidores de escamas.
- ✓ Buenos resultados en pozos de diámetros reducidos.
- ✓ Puede operar a velocidades de bombeo variable.
- ✓ Su *run life* puede ser muy alto.

Desventajas

- ✓ Poca tolerancia ante grandes cantidades de arena.
- ✓ En caso de una falla, se requiere hacer un servicio completo al pozo.
- ✓ Posibles fallas eléctricas, asociadas al cable.
- ✓ El cable eléctrico puede ocasionar problemas en la tubería.
- ✓ Tolerancia limitada a altas temperaturas.
- ✓ No es aplicable a completamientos múltiples.
- ✓ Impráctico en pozos someros.
- ✓ Altos costos de las unidades.
- ✓ Requiere altos voltajes ya que trabaja con energía eléctrica.

4.3 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)⁵

El bombeo por cavidades progresivas es un SLA artificial basado en el contacto del fluido en el fondo del pozo con un rotor el cual gira sobre su propio eje y al hacer contacto con el fluido, ejerce una presión en dirección vertical, contrarrestando la presión hidrostática desplazando el fluido hacia la superficie, una de sus cualidades más importantes es su alta eficiencia total, normalmente esta eficiencia esta entre el 50 y el 60%.

La bomba PCP (*Progressive cavity pump* por sus siglas en inglés) está constituida principalmente por dos piezas longitudinales en forma de hélice, una que gira en contacto permanente dentro de otra que esta fija, formando así un engranaje helicoidal. El rotor metálico es la pieza interna conformada por una hélice, y el

⁴ **Estupiñan, Diego.** Comparación de los sistemas de levantamiento artificial y criterios de selección. Pacific Rubiales Energy. 2014.

⁵ **Hirschfeldt, M.** *Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas.* Argentina:Oilproduction.Net. (2008).

estator, es la pieza externa formada por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero. Estas bombas estas compuestas por los siguientes equipos:

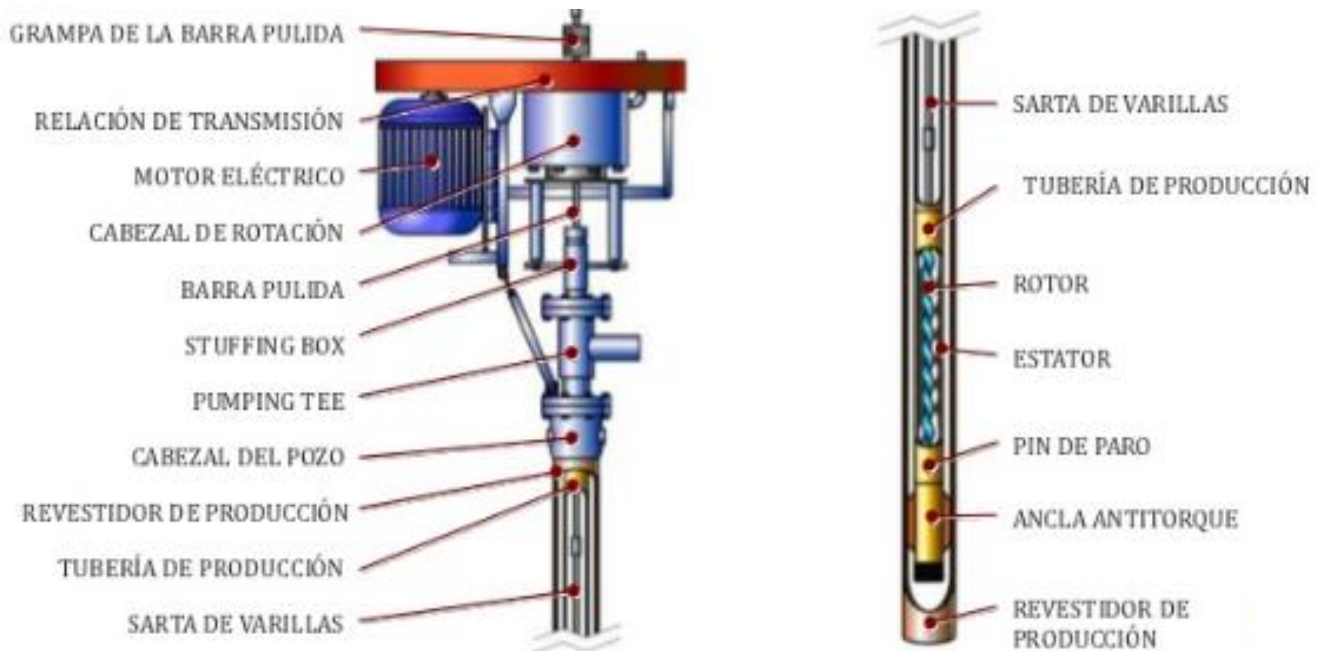
Equipo de superficie

- ✓ Grampa de la barra pulida.
- ✓ Motor eléctrico.
- ✓ Cabezal de rotación.
- ✓ Barra pulida.
- ✓ Stuffing box.
- ✓ Cabezal de pozo.

Equipo de fondo

- ✓ Sarta de varillas.
- ✓ Tubería de producción.
- ✓ Rotor.
- ✓ Estator.
- ✓ Pin de Paro.
- ✓ Ancla anti torque.

Figura 14. Equipo de fondo y superficie de un sistema de Bomba por Cavidades Progresivas



Fuente: NETZSCH. 2004. Manual de sistemas PCP. Edición especial.

Ventajas

- ✓ Habilidad para extraer fluidos altamente viscosos.
- ✓ Puede producir a altas concentraciones de arena.
- ✓ Admite altos porcentajes de gas libre (no se bloquea).
- ✓ Muy buena resistencia a la abrasión.
- ✓ Bajos costos de inversión inicial.
- ✓ Bajos costos de energía.
- ✓ Fácil instalación y operación.
- ✓ Equipos de superficie de pequeñas dimensiones.
- ✓ Bajo nivel de ruido.

Desventajas

- ✓ Resistencia a la temperatura de hasta 280°F o 138°C (máxima de 350°F o 178°C).
- ✓ Los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por periodos prolongados de tiempo.
- ✓ Opera con bajas capacidades volumétricas cuando se producen cantidades de gas libre considerables evitando una buena lubricación.
- ✓ El estator puede sufrir un gran daño cuando la bomba trabaja en seco por cortos periodos de tiempo.
- ✓ Desgaste por contacto entre las varillas de bombeo y la tubería de producción. (normalmente en pozos desviados y horizontales).
- ✓ Dependiendo del tipo de bomba, se requiere subir toda la tubería de producción para subir la bomba.
- ✓ Este sistema es propenso a tener grandes vibraciones debido a que se opera a altas velocidades, necesitando el uso de anclas de tubería y centralizadores de varillas.
- ✓ No es compatible con fluidos de tipo ácido.
- ✓ Dificil detección de fallas de subsuelo.

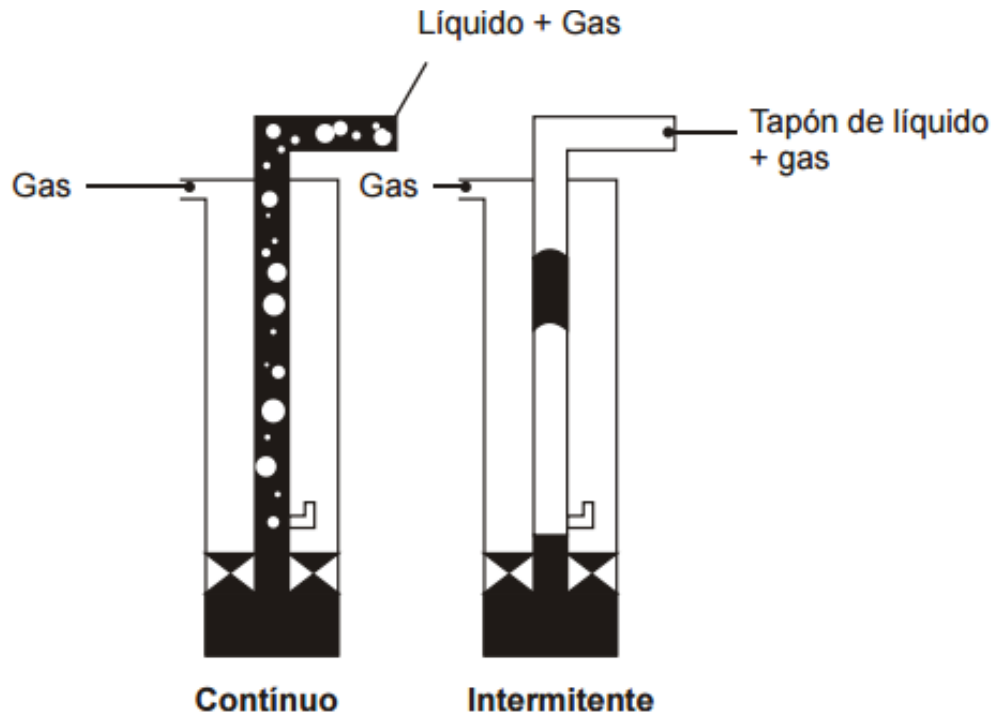
4.4 GAS LIFT

El principio de este sistema de levantamiento consiste en la inyección de gas a alta presión en la columna de fluidos para su levantamiento desde el subsuelo hasta la superficie. Existen dos sistemas de levantamiento de gas lift, estos son el levantamiento continuo y levantamiento intermitente.

Durante el levantamiento continuo se inyecta gas en forma continua en la columna de fluidos para su levantamiento. El efecto de este gas inyectado es el de disminuir la densidad de los fluidos producidos permitiéndole llegar hasta la superficie con la tasa de producción deseada. Este sistema es una prolongación del flujo natural en el pozo.

En el levantamiento de forma intermitente, se inyecta gas en forma cíclica en la columna de fluido para levantar en flujo intermitente. La idea básica del flujo intermitente es permitir la acumulación de fluido en la tubería, al mismo tiempo de almacenar una cantidad de gas en el espacio anular y la línea de gas, para poder desplazar el líquido de la tubería con el gas almacenado. En la figura 15 se observan los dos tipos de levantamiento artificial por gas lift.

Figura 15. Esquema de levantamiento Continuo e Intermitente



Fuente: Maggiolo, Ricardo, Gas Lift básico. 2004.

El gas para el levantamiento del fluido, generalmente es inyectado en el casing a través de una válvula de gas lift (GLV) o producido por el anular del pozo. Estas válvulas comúnmente contienen una válvula cheque, la cual cumple la función de prevenir la entrada en contracorriente del fluido producido hacia el anular, con el fin de generar seguridad y eficiencia en el sistema.

Para poder alcanzar la máxima reducción de cabeza hidrostática, el punto de inyección de gas debe estar ubicado a la mayor profundidad posible. Cuando la presión de tubería de producción excede la presión de saturación del gas bajo condiciones de circulación, el gas inyectado se disolverá en el líquido producido, y así el gas perdería su habilidad para reducir la densidad de la columna de fluido. En pozos con bajo índice de productividad, el gas lift continuo no puede ser implementado ya que la afluencia del pozo se dificulta debido a la presión de operación del sistema.

Cuando se incorpora un pozo a un sistema de producción después de su terminación, con el pozo lleno de fluidos de completamiento o después de un largo cierre donde los fluidos se han segregado, la presión normal del gas lift no es suficiente para alcanzar la profundidad máxima de las válvulas. Para esto, se hace necesario vaciar por etapas el tubing y el casing. Esto se puede realizar aplicando presión a una serie de GVLs (válvulas de descarga periódica) instaladas de arriba hacia abajo. Estas válvulas de descarga están diseñadas para abrirse a una presión determinada y luego cerrarse de nuevo a una presión un poco más baja, con el fin de poder circular el gas manipulando la presión de inyección.

Las válvulas de operación se diseñan exclusivamente para circulación continua, mientras que las válvulas de descarga se aplican para descargas periódicas. La profundidad máxima de estas válvulas está limitada por la profundidad del empaque (si lo hay), máxima presión de suministro, peligro de colapso en tubing, diferencial de presión para mantener las válvulas de descarga cerradas, entre otras. En la figura 16, se encuentran algunos tipos de válvulas presentes en el gas lift. El equipo necesario para tener un sistema de levantamiento por gas lift es el siguiente:

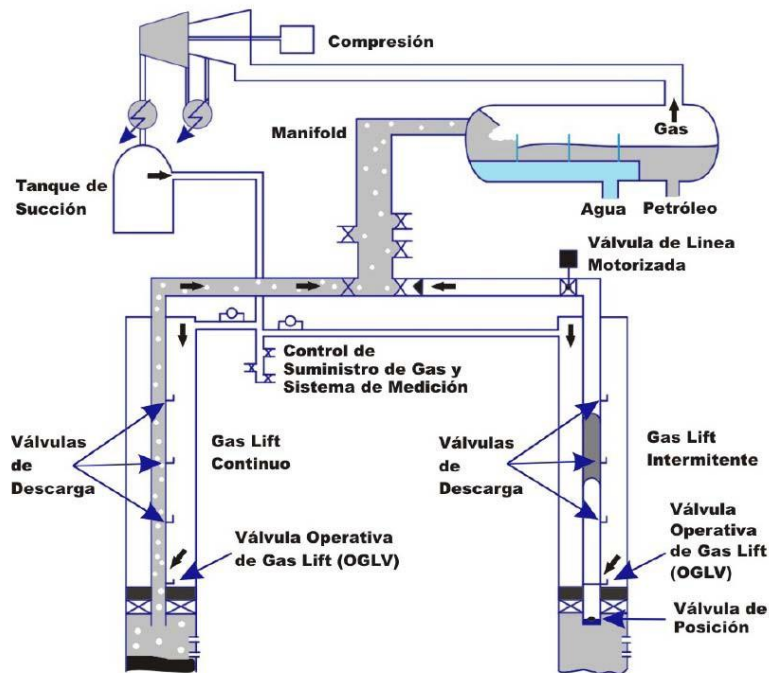
Equipo de superficie

- ✓ Ensamblaje de la cabeza del pozo.
- ✓ Choke (para flujo continuo).
- ✓ Choke con control en el ciclo de tiempo (para flujo intermitente).
- ✓ Compresores o fuente de gas a alta presión.
- ✓ Separadores.

Equipo de subsuelo

- ✓ Mandriles de gas lift.
- ✓ Válvulas de gas lift.
- ✓ Empaque de subsuelo (en algunos casos).

Figura 16. Esquema de Gas Lift



Fuente: GIL, Julián, ROLON, José. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al Campo Colorado. UIS. 2009.

Ventajas

- ✓ Sistema seguro de operar.
- ✓ Alta tolerancia a los sólidos (en caso de tener válvulas cheque en la VD).
- ✓ Puede manejar altas tasas de producción.
- ✓ Poco espacio en superficie.
- ✓ Normalmente puede ser reacondicionado con wireline.
- ✓ Acceso completo a través de los pozos.
- ✓ Relativamente resistente a la corrosión.
- ✓ Puede ser convertido de flujo continuo a intermitente, chamber lift o plunger lift a medida que declina el yacimiento.
- ✓ Facilidad para ubicar la fuente de potencia.
- ✓ Permite obtener presiones y gradientes en profundidad.
- ✓ No presenta problema en pozos con empuje de gas.

Desventajas

- ✓ Ineficiencia en sistemas con bajo volumen.
- ✓ Requiere un volumen de gas para su arranque.
- ✓ Dificultad para manejar crudos pesados, viscosos y emulsionados.
- ✓ Posible formación de hidratos en superficie o en las GVLs.
- ✓ Requiere monitoreo continuo, optimización y reparación técnica.

- ✓ Se limita por una profundidad de levantamiento máximo.
- ✓ Necesidad de casing y tubing en buen estado debido a las altas presiones.
- ✓ Presenta problemas de seguridad si se manejan altas presiones.

4.5 BOMBEO HIDRÁULICO⁶

Este SLA utiliza un fluido hidráulico, el cual puede ser petróleo o agua en la superficie (fluido motriz), una unidad de potencia en superficie para manejar alta presión que permite inyectar el fluido motriz al fondo del pozo y una unidad de bombeo en el fondo del pozo (pistón o jet) ejecutada por el fluido motriz inyectado a alta presión.

La unidad de fondo convierte la energía del fluido motriz a energía potencial o presión de fluidos producidos, permitiendo que el fluido motriz y el fluido producido vayan hacia la superficie después de pasar a través de una unidad de fondo.

4.5.1 Bombeo Hidráulico tipo jet

Este tipo de bombeo no utiliza partes móviles y el bombeo se realiza por medio de transferencia de energía entre el fluido motriz y los fluidos producidos.

El fluido motriz entra por la parte superior de la bomba y pasa a través de una tobera, que descarga un chorro en la garganta de entrada de fluidos del pozo, la cual tiene comunicación con la formación.

4.5.2 Bombeo Hidráulico tipo pistón

En el bombeo hidráulico tipo pistón, el proceso de generación y transmisión de energía se realiza mediante un fluido motriz, este es inyectado a presión al pozo por medio de la unidad de potencia. Este proceso es fundamentado en el principio que infiere que “En cualquier punto en el interior de un líquido en reposo, la presión es la misma en todas las direcciones”. Esto significa, que la presión proporcionada en superficie por el fluido motriz, es la misma que se aplica a los pistones de la unidad de bombeo, obligándolos a impulsar fluidos producidos por el yacimiento hacia la superficie.

El equipo de bombeo hidráulico, consta principalmente de los siguientes componentes y se puede observar en la figura 17.

Equipo de superficie

- ✓ Tanques (almacenamiento, lavado, separadores).
- ✓ Bombas de superficie (Bombas triples, bombas múltiples) .
- ✓ Múltiples de control.

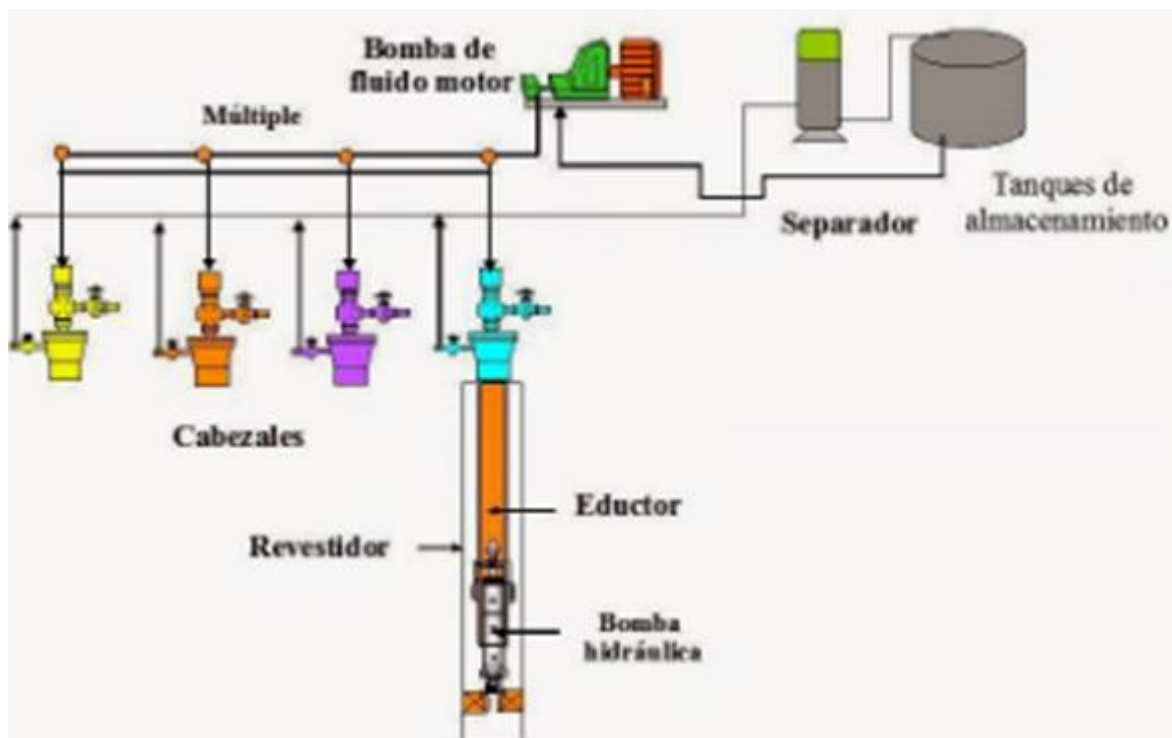
⁶ Solipet. *Manuel de Bombeo hidraulico*. (2009).

- ✓ Válvula de control.
- ✓ Lubricador.

Equipo de subsuelo

- ✓ Sistema de fluido de motor.
- ✓ Sistema de fluido cerrado.
- ✓ Sistema de fluido abierto.
- ✓ Bombas Hidráulicas (bomba de doble acción, bomba por cabilla)
- ✓ Tubería de fondo de pozo (inyección, revestimiento, retorno de fluido, producción).

Figura 17. Equipo general de superficie y subsuelo para Bombeo Hidráulico



Fuente: <http://www.oilproduction.net/cms3/index.php/produccion/sistemas-de-extraccion/bombeohidraulico/665-teoria-del-bombeo-hidraulico-tipo-jet>

Ventajas

- ✓ Puede ser utilizado en pozos con grandes profundidades (más o menos 18000 ft).
- ✓ No es necesario un equipo de *well service* para sacar el equipo de subsuelo.
- ✓ Altos *run life*.
- ✓ Buen funcionamiento en pozos con alta desviación, horizontales y de difícil acceso.
- ✓ Con un solo equipo de superficie pueden ser controlados varios pozos.

Desventajas

- ✓ Tiene un alto costo inicial.
- ✓ Las instalaciones de superficie requieren constante monitoreo, debido a que se manejan altas presiones.
- ✓ Altos costos para la reparación de un equipo.
- ✓ Presenta problemas de corrosión.
- ✓ En pozos con alto GOR, el sistema no es recomendable.

5. ANÁLISIS CAUSA RAÍZ (ACR) DE LOS POZOS

Debido a la situación que presenta la industria del petróleo actualmente, cualquier falla en el equipo de fondo o sistema de levantamiento, representa grandes pérdidas para cualquier compañía, ya que esto implica pérdida de crudo mientras se realiza un servicio al pozo, y adicional a esto los costos que genera dicho servicio. Por ende se hace necesario implementar posibles soluciones que ayuden a mitigar al máximo dichas fallas, y que el equipo pueda trabajar de manera correcta y eficiente.

Una de las alternativas, es el análisis causa raíz (ACR). Este método consiste en generar soluciones a problemas que se presentan con mucha frecuencia y generan pérdidas significativas. En la industria petrolera se hacen estos análisis en todas las áreas operativas, desde la perforación de un pozo hasta la producción del mismo. En producción estos análisis se realizan a los SLA que se encuentran en fondo y a las facilidades de superficie.

Para realizar un ACR de fallas de equipos de fondo, se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- ✓ ACR anteriores hechos al mismo pozo.
- ✓ Condiciones del pozo antes y después de instalar el equipo de fondo.
- ✓ Principales características del equipo de fondo.
- ✓ Posibles fallas que tuvo el sistema.
- ✓ Herramientas que permitan analizar la parte del equipo se encuentra fallada.

Con todos estos argumentos, se realizarán 5 ACR a los pozos TL-06, TL-25, TL-44, TL-48 y TL-65, pertenecientes a campo Tello. Todos estos tienen por SLA el bombeo mecánico. El problema fundamental con este SLA es que la intervención a estos pozos se realiza constantemente por fallas en la tubería, varilla y bomba, esto hace que las pérdidas de producción sean cada vez más grandes. El fin es buscar la mejor solución a los problemas que han presentado durante los últimos 5 años, y poder optimizar el campo.

5.1 POZO TL-06

El pozo TL-06 ha tenido durante los últimos 5 años como sistema de levantamiento el bombeo mecánico. La primera falla a la cual se le realizará un resumido estudio es a la ocurrida el primero de marzo de 2012, hasta ese día el pozo había tenido un run time de 95 días y la falla fue en las varillas. El proveedor del equipo de fondo es Parko Services, y la razón de desinstalación fue una condición anormal en la operación, sin flujo en superficie. El primer componente fallado fue la varilla, y el sub-componente fueron las conexiones de la misma. La categoría de falla es mecánica, ya que la varilla fue Fracturada-Partida. Luego de realizar el servicio se observó que la varilla #83 (de arriba hacia abajo) de una pulgada estaba partida por el pin inferior a 1800 ft de profundidad, y adicional a esto se observó *scale* en la tubería. El proceso realizado fue cambiar la varilla que se encontraba dañada, y continuar con la operación.

La segunda falla a analizar fue el 20 de mayo de 2012, el run time que tuvo fue 74 días, la razón de desinstalación fue condición anormal de operación sin flujo en superficie, el primer componente fallado fue la bomba, el pistón para ser más específico. La categoría de la falla es externa, ya que el pistón fue tapado por fluidos del yacimiento, principalmente por arena. Luego de hacer el servicio se identificó que la bomba estaba pegada, y que la varilla #30 se encontraba partida a 10 ft del pin superior, a 803 Ft.

La tercera falla que presentó este pozo fue el 15 de junio de 2012, con un run time de tan solo 21 días. El equipo fue desinstalado porque no se presentaba flujo en superficie. El primer componente fallado fueron las varillas, el cuerpo de la varilla para ser más específico. La categoría de la falla es mecánica ya que el cuerpo de la varilla fue fracturado, el punto de pesca fue a 2107 ft de profundidad.

La cuarta falla que presentó el equipo de fondo fue el 17 de julio de 2012, hasta esa fecha el run time del equipo fue de 28 días. El equipo fue desinstalado porque no se presentó flujo en superficie. El componente fallado fue la *Rod valve* de la bomba. Esta se encontraba partida, por lo que se infiere que la categoría de la falla es mecánica. La causa general de la falla es el diseño o selección del sistema. Luego de realizar el servicio al pozo se encontró que el *bushing* de la varilla, de la bomba inserta estaba partido.

La quinta falla que se presentó en el pozo fue el 28 de octubre de 2012, el run time que tuvo el equipo fue de 97 días. El equipo fue desinstalado por no presentar flujo en superficie. El componente fallado fue la barra lisa. La categoría de la falla es mecánica ya que la barra lisa fue partida. Luego de realizar el servicio se observó que hubo un error en la instalación de Grapa en sección con recubrimiento.

La sexta intervención que se realizó al pozo, fue cuando paró el día dos de noviembre de 2013, con un run time de 367 días. El sistema no tuvo flujo en superficie, debido a que fallo nuevamente la *Rod Valve* de la bomba. Esta se fracturó, por lo que la categoría de la falla es nuevamente mecánica. Posiblemente

la causa general de la falla fue el diseño o selección del sistema, debido a una mala configuración del mismo. La *Rod valve* de la bomba inserta, salió partida después del servicio. Al arrancar el pozo se presentaron problemas con la carga, esta *Rod valve* sale desenroscada del pistón por mal ensamblaje en el taller. La recomendación que se hace después del servicio es instalar un *Bushing Coletipe* de doble anclaje en acero convencional por encima de la caja de la *Rod Valve*, para así reducir las vibraciones que se presentan en pozos de alta carga como en Tello.

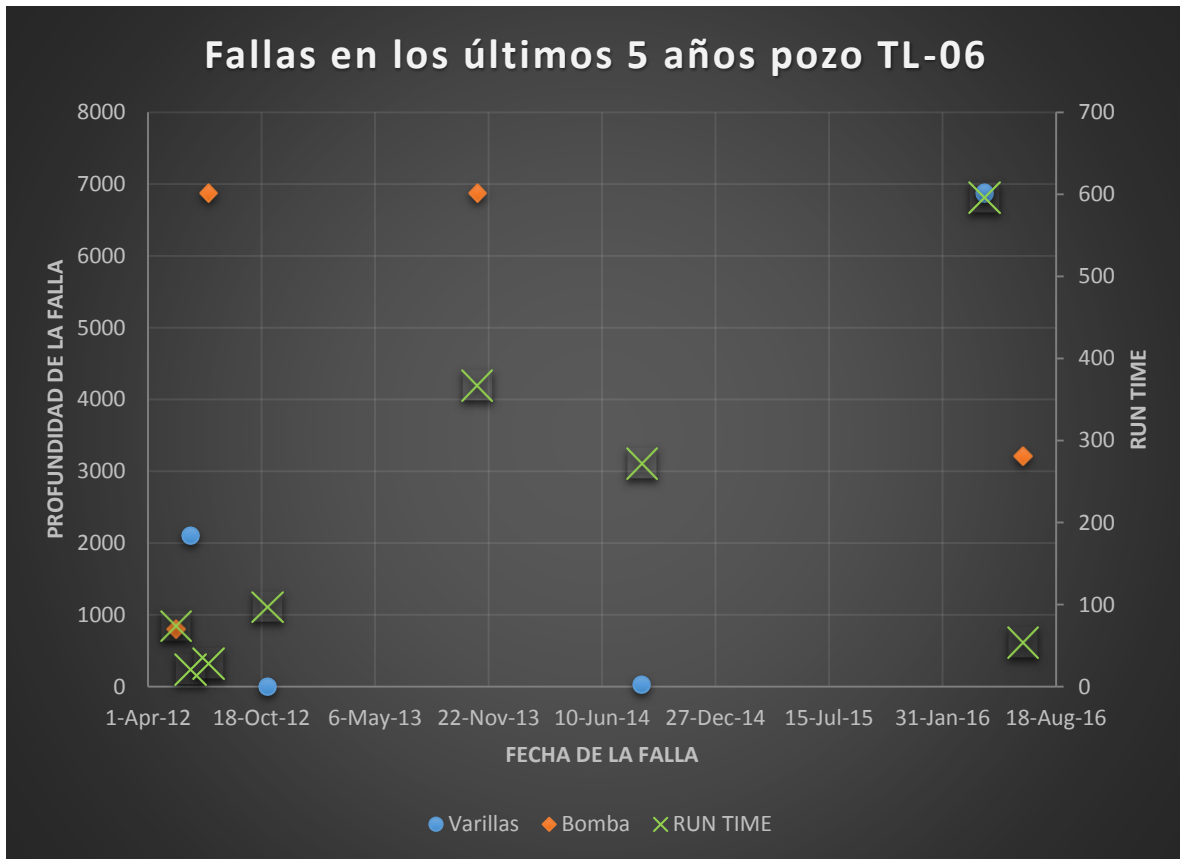
La siguiente falla presente en el pozo, fue el 19 de agosto de 2014. Hasta ese día el pozo logró alcanzar un run time de 272 días. El sistema no presentaba flujo en superficie, por lo cual se procedió a realizar un servicio. La barra lisa de las varillas salió partida/fracturada, lo cual categoriza esta falla como mecánica. Luego de realizar la intervención se determinó que la barra lisa estaba partida a 32 ft, la guía de la varilla estaba destruida por el *bushing collet type* (reducción de diámetro abrupto), ya que esta guía se encontraba deformada y desgastada. Desgaste y corrosión en la varilla y la caja superior del pistón. Válvulas picadas y con mal sello. El *bushing*, el conector, el *body* del anclaje superior y el anclaje superior y el barril con desgaste interno por el roce con la varilla. El conector y el *coupling* del anclaje inferior sufrieron corrosión interna. La recomendación después del servicio es verificar la alineación de la unidad y trabajar con SPM constantes para no generar sobre-esfuerzos en la barra lisa.

La octava intervención que se hizo en el pozo, fue después de la falla del 14 de abril de 2016, el equipo tuvo un run time de 596 días (el más alto hasta ahora). La falla se presentó en la bomba. Se recomienda seguir con *Bushing Coletipe*, para así reducir las vibraciones que se presentan en pozos de alta carga como este.

La novena y última falla que se presentó en el pozo, fue el 21 de junio de 2016, alcanzando un run time de tan solo 54 días. En esta ocasión, la falla que se obtuvo fue nuevamente por la bomba.

En conclusión el histórico de fallas de los últimos 5 años que se tiene para el pozo TL-06 es el observado en la figura 18.

Figura 18. Histórico de fallas pozo TL-06



Fuente: Autor.

El pozo actualmente se encuentra en funcionamiento, pero debido a que ha tenido toda esta serie de problemas se hace necesario realizar un rediseño del sistema, y verificar si las condiciones del pozo son óptimas para dicho sistema. De no ser así se realizará una evaluación para determinar el mejor sistema que se debe implementar.

5.2 POZO TL-25

El pozo TL-25, ha tenido durante los últimos 5 años como SLA el Bombeo Mecánico, anteriormente a este sistema se trabajaba con Bombeo Electrosumergible. La primera falla que tuvo este pozo fue 27 de marzo de 2012, alcanzó un run time de 248 días, y el proveedor del equipo de fondo era Parko Servicios. El equipo presentaba una condición anormal de operación, debido a que se presentaba bajo flujo en superficie, la falla se presentó en el cuerpo de la tubería, la categoría de la falla es material, pues la tubería presentó alto desgaste. Luego de realizar el servicio se hizo una prueba de *tubing* sin éxito, se evidenció acanalamiento y corrosión. El 50% de las varillas presento corrosión, al igual que los *couplings* y centralizadores.

La segunda intervención se realizó después de la falla ocurrida el día 10 de mayo de 2012, hasta ese día el equipo tuvo un run time de tan solo 38 días. El sistema no presentó flujo en superficie. La falla se presentó en la *Rod Valve* de la bomba, la categoría de la falla es mecánica debido a que la *Rod Valve* se fracturó. La causa de esta falla se debe a una mala selección o configuración del sistema. La *Rod Valve* se partió a 6961 ft de profundidad. Esta parte de la bomba se partió por ausencia de *bushing coletipe* de doble anclaje. En pozos de alta carga como en Tello, es necesario tener este tipo de accesorios, que reducen las vibraciones que se producen durante el levantamiento de crudo.

La siguiente falla que se presentó en el pozo fue el día 10 de febrero de 2013, hasta ese día, el equipo alcanzó un run time de 267 días. El pozo no estaba aportando flujo en superficie, por lo que se procedió a realizar un servicio. Luego de este se determinó que el cuerpo de las varillas estaba partido/fracturado, lo cual indica que la categoría de la falla es mecánica. La causa de evento fue por fallas de completamiento en el hueco. La varilla rompió a 2286 ft de profundidad, y se determinó que los *couplings* y las varillas presentaban desgaste por fricción.

La cuarta falla que tuvo el pozo, fue el día 16 de julio de 2013. El sistema tenía un run time de 151 días hasta entonces. Se presentaba bajo flujo en superficie, por lo que fue necesario realizar un servicio al pozo. Luego de éste, se determinó que el cuerpo de la tubería estaba corroído debido a las fallas que presentaba el completamiento del pozo. La categoría de la falla es material. También se notó que la varilla de una pulgada presentaba desgaste por fricción en 42 *couplings* (70% Aprox.) y en las 12 últimas varillas. La varilla de 7/8" presentó 52 *couplings* afectados por fricción y corrosión leve. La bomba tenía desgaste por fricción en la pared del barril y corrosión leve. Acanalamiento severo a partir de los 4000 ft con la junta 129 rota, el colapso se presentó a 2781 ft. El pozo no tenía ancla instalada porque estaba en colapso, lo que generaba un efecto *bucling* de la tubería.

La quinta intervención que se realizó en el pozo, fue después de la falla que se presentó el día 16 de agosto de 2013, con tan solo 26 días de run time. El pozo no presentaba flujo en superficie, debido a que la *Rod Valve* de la bomba se fracturó, lo que infiere que la falla es de tipo mecánico. Esta falla se debe a los fluidos que aporta el yacimiento, especialmente la arena. Luego del servicio se descubrió que la *Rod Valve* se partió en la rosca que la une al pistón. La bomba se atascó por sólidos y debido a esto se parte la *Rod Valve*.

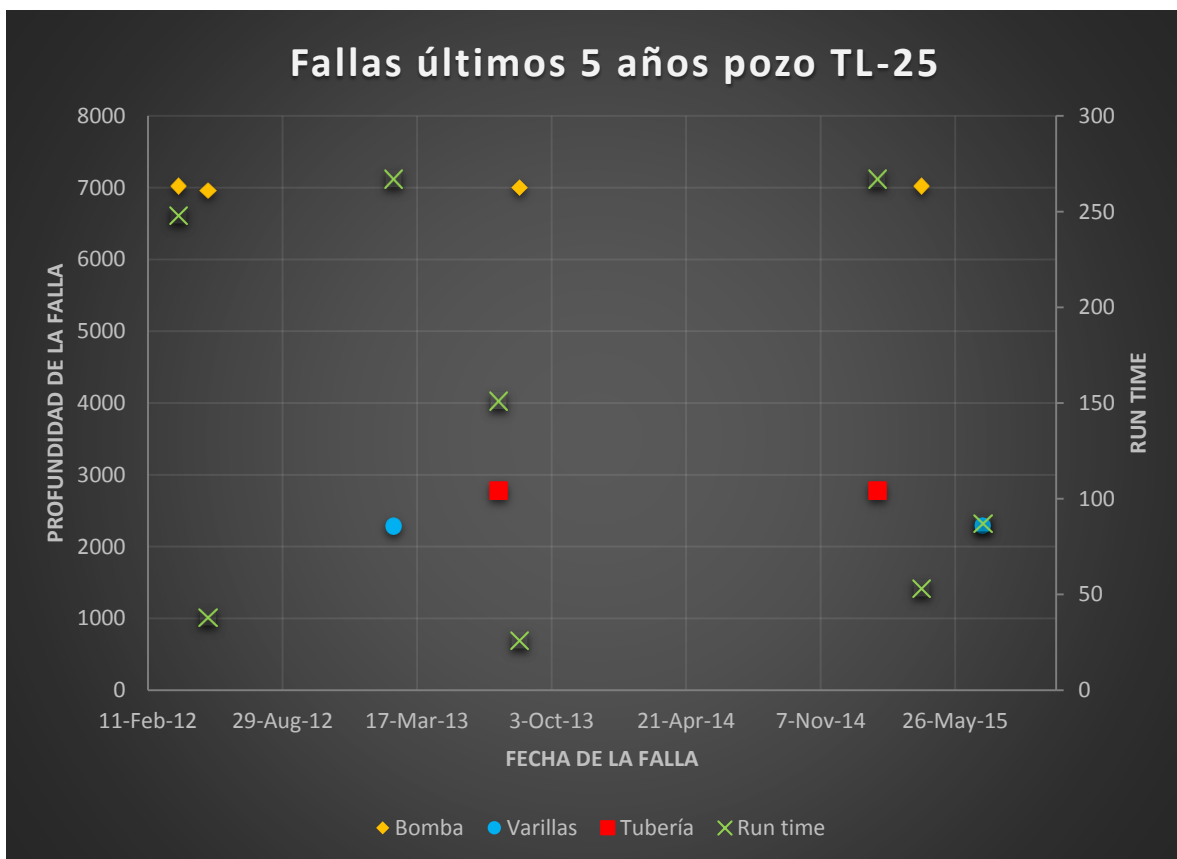
La sexta falla que se presentó en el pozo fue el día 30 de enero de 2015, el sistema alcanzó un run time de 267 días. La falla se presentó en la tubería debido a una prueba de presión. Luego del servicio se observó *coupling* de una pulgada con desgaste por fricción y corrosión, los centralizadores presentaron desgaste en los kits, la guía de la varilla desgastada y deformada por rozamiento, las válvulas fijas y viajeras con sus bolas y asientos picados, no se evidenciaron tubos rotos, pero si conexiones en mal estado.

La siguiente intervención que se realizó al sistema, fue después de la falla del seis de abril de 2015. El equipo tuvo un run time de 53 días y se realizó un servicio de *RigLess* debido a que no se presentaba flujo en superficie. La falla se presentó en la bomba. Se determinó que la bomba presentaba daño en copas de sello, adicional a esto la jaula de la válvula superior sufrió daño por golpe de trabajo.

La ultima falla que se presentó en el pozo fue el seis de julio de 2015, el run time hasta esa fecha fue de 87 días. El pozo no presentaba flujo en superficie, por lo que se realizó un servicio de *RigLess*. La falla que se presentó esta vez fue la misma del servicio pasado en las varillas debido a la arena producida por el yacimiento. Luego del servicio se encontró que la varilla partida fue una de 7/8" a 2291 ft (profundidad similar a la tercera falla), la bomba presentó daño en copas de sello, daño en la jaula de la válvula superior por golpe de trabajo, los empaques se encontraron en mal estado, centralizadores y cuellos en mal estado. Se determina que no se puede instalar ancla por colapso en el revestimiento, se hace necesario realizar un nuevo servicio para instalar un filtro para manejo de sólidos.

En conclusión el histórico de fallas de los últimos 5 años que se tiene para el pozo TL-25 es el observado en la figura 19.

Figura 19. Histórico de fallas pozo TL-25



Fuente: Autor.

El pozo TL-25 actualmente se encuentra inactivo debido a una gran cantidad de fallas por varillas que hicieron que el pozo se alistara para ser abandonado. Posteriormente se realizará un estudio para determinar si el SLA actual es el que mejor se adecua a las condiciones del pozo, y determinar porque el pozo no debe ser abandonado, debe ser optimizado.

5.3 POZO TL-44

El pozo TL-44, ha tenido durante los últimos 5 años, el bombeo mecánico, como su tipo de levantamiento artificial y el proveedor del equipo de fondo es Parko Service. La primera falla que tuvo el pozo fue el 25 de febrero de 2012, teniendo un run time de 91 días. El sistema no presentaba flujo en superficie, debido a que el *Shear coupling* de las varillas se había partido, esto es una falla mecánica. La causa de la falla posiblemente fue la mala selección del equipo y de materiales. Luego de realizar el servicio, se determinó que el *Shear coupling* se había roto a 7475 ft de profundidad, el pistón con doble válvula viajera acanalado y achatado en las copas superiores.

La segunda falla que tuvo el pozo se presentó el 14 de agosto de 2012, con un run time del equipo de fondo de 164 días. El sistema no presentó flujo en superficie debido a que la barra lisa de la varilla se fracturó, lo que indica que la falla es mecánica. La causa de esta falla fue por la mala instalación del equipo durante el servicio. Luego del servicio, se encontró la barra lisa partida, pistón con ralladura y desgaste en las esferas de las válvulas. Se determinó que hubo un error en la instalación de la grapa en sección con recubrimiento (segundo caso).

La tercera intervención que se realizó al pozo, fue después de la falla ocurrida el día 30 de enero de 2013, hasta ese día el pozo alcanzó un run time de 167 días. El sistema presentó bajo flujo en superficie, esto ocurrió debido a que la tubería tenía una fuga, lo que infiere que la falla es de tipo mecánico. Después del servicio se observó que el tubo estaba roto a 3583 ft de profundidad y la tubería presentaba acanalamiento y solamente se reemplazó la tubería que estaba dañada.

La siguiente falla, se presentó el 31 de octubre de 2013, hasta ese día el pozo tuvo un run time de 267 días y tuvo un servicio de *Green pulling*. El sistema no estaba aportando flujo en superficie, y se determinó que el cuerpo de las varillas estaba partido/fracturado, por lo que la falla es de tipo mecánico. Luego del servicio se encontró que la varilla partida fue la #11 a 308 ft, y los patines de los centralizadores estaban desgastados.

La quinta falla que tuvo el SLA fue el día 27 de abril de 2014, hasta ese día el run time del equipo fue de 152 días. El pozo no aportaba flujo en superficie debido a que el cuerpo de las varillas estaba partido/fracturado, lo que indicó que la falla fue de tipo mecánico. Después del servicio se encontró que la varilla #9 de 1" X 25ft se partió en el cuerpo a 225 ft de profundidad (similar a la falla anterior) y la última varilla de 7/8" X 25ft salió en malas condiciones. Adicional a esto se integró una válvula viajera para mayor eficiencia.

La sexta falla en el pozo se presentó el día 24 de julio de 2014, con un run time de 85 días. El sistema no aportaba flujo en superficie, ya que presentó la misma falla anterior en la varilla. Esta vez la varilla que se encontraba fracturada estaba a 1157 ft de profundidad. Solamente se realizó un servicio de *RigLess* pues no se hace necesario sacar el barril, solo se sacaron los pistones para revisión y las válvulas para ser cambiadas.

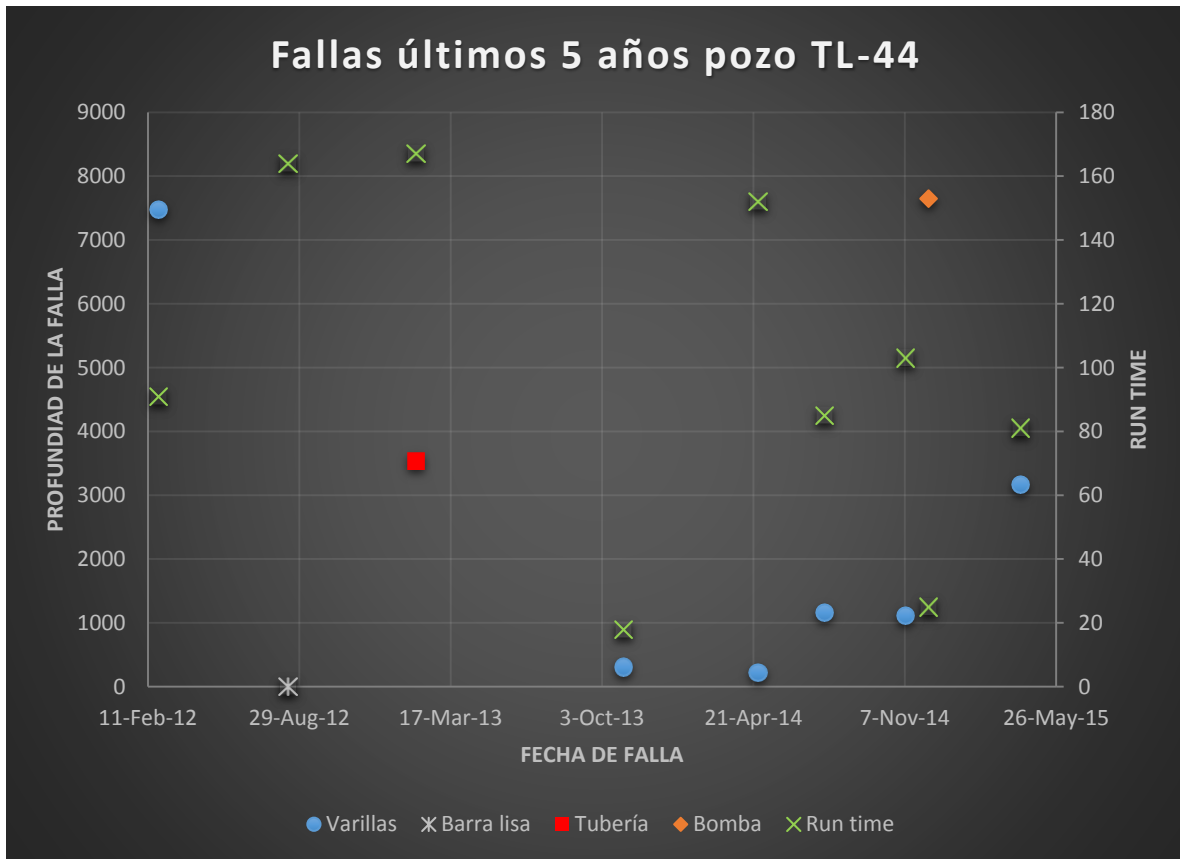
La séptima falla que presentó el pozo, fue el día 8 de noviembre de 2014, ahí el equipo alcanzó un run time de 103 días. El pozo no aportaba flujo en superficie, puesto que nuevamente se presentó falla en el cuerpo de una de las varillas. La posible causa de esta falla repetitiva se debe a la construcción del pozo. Se realizó un servicio de *RigLess*, en donde se determinó que el punto de ruptura de la varilla fue a 1115 ft de profundidad. No se hizo necesario sacar el barril en esta intervención, y se registró que el pistón estaba en buenas condiciones, también se cambió la ubicación de una de las válvulas viajeras. Se recomendó rediseñar la sarta de varillas de tal forma que no se dejen puntos de empalme en el punto de falla, calibrar toda la varilla continua y utilizar varillas nuevas.

La octava falla del pozo fue el día 8 de diciembre de 2014, hasta ese día el equipo de fondo alcanzó un run time de tan solo 25 días. El pozo no aportaba flujo en superficie debido a que el pistón de la bomba se encontraba fracturado, lo que indica que la falla es de tipo mecánico. Después de realizar el servicio, se encontró la caja superior del pistón partida y las últimas dos varillas de 7/8" X 25 ft salieron deformadas, esto se debe a problemas de sobretensión por pega de sólidos, dichos sólidos se acumulan cuando se hacen paradas en el pozo y no se hace limpieza antes de intervenirlo. Se recomendó nuevamente rediseñar el sistema de sarta de varillas.

La última falla se presentó el día nueve de abril de 2015, el equipo tenía un run time de 81 días hasta entonces. El pozo no aportaba flujo en superficie, desde ese día el pozo se encuentra fallado, se presume que el cuerpo de las varillas está partido, pero hasta que no se realice el servicio al pozo, no se determina con exactitud la falla que presenta el equipo.

En conclusión el histórico de fallas de los últimos 5 años que se tiene para el pozo TL-44 es el observado en la figura 20.

Figura 20. Histórico de fallas pozo TL-44



Fuente: Autor.

El pozo TL-44 actualmente inactivo y listo para abandono. Se puede evidenciar que hay una gran cantidad de fallas de varillas, lo que indica que posiblemente el diseño que se tiene del sistema no sea el adecuado. Posteriormente se realizará un estudio para determinar cuál es el SLA que mejor se adecua a las condiciones del pozo y que éste pueda ser optimizado y no sea abandonado.

5.4 POZO TL-48

El pozo TL-48 ha tenido como SLA el bombeo mecánico durante los últimos 5 años. El proveedor del equipo de fondo era Parko Services y actualmente es Dover. La primera falla que tuvo el pozo fue el 6 de marzo de 2012, hasta ese día el run time del equipo fue 253 días. El pozo no tenía flujo en superficie debido a que la válvula viajera de la bomba estaba fracturada, esta falla fue de tipo mecánico. Después del servicio se observó que la jaula de la válvula viajera estaba partida en la mitad, y la falla se presentó a 8288 ft de profundidad.

La segunda falla que se presentó en el sistema fue el día 25 de agosto de 2012, y tuvo un run time de 165 días. El pozo no presentaba flujo en superficie, esta vez fue debido a que el cuerpo de una de las varillas se encontraba partido/fracturado, debido a esto se determinó que la falla fue de tipo mecánico. Después de realizar el

servicio se encontró que la varilla partida era de una pulgada y se encontraba a 19 ft del pin superior de la varilla, y la profundidad de la ruptura fue 1988 ft.

La tercera intervención que se realizó al pozo fue después de la falla ocurrida el primero de noviembre de 2012, el run time hasta esa fecha fue de 67 días. El pozo no presentaba flujo en superficie, esto debido a que se presentó el mismo problema anterior con el cuerpo de una de las varillas, ésta se fracturó, lo que indica que la falla es nuevamente de carácter mecánico. Luego del servicio se encontró que la varilla #82 se partió a 2682 ft de profundidad.

La cuarta falla que tuvo el pozo se presentó el nueve de junio de 2013, el run time del equipo era de 218 días. El pozo no presentaba flujo en superficie debido a que las conexiones-pin de las varillas colapsaron, debido a esto, la falla es de tipo mecánico. Posiblemente la falla se dio a raíz de una mala instalación durante el servicio. Luego de sacar el equipo de fondo, se encontró que el pin de la varilla #21 de 7/8 estaba partido, a una profundidad de 7202 ft.

La quinta falla que tuvo en pozo se dio 16 días después de un servicio de *Green Pulling*, el pozo falló el 29 de agosto de 2013, hasta ese día el sistema tenía un run time de 65 días. El sistema no presentaba flujo en superficie ya que nuevamente el cuerpo de una de las varillas estaba fracturado. Esto se dio debido a que estaba en funcionamiento con un equipo dañado. Luego del servicio se encontró que la varilla 7/8" estaba dañada a 4844 ft, y se sacaron 1000 ft de varilla continua que estaban desgastados por fricción.

La sexta falla que se presentó en el equipo de fondo fue el 21 de abril de 2014. Hasta ese día el sistema tenía un run time de 230 días. El pozo no aportaba fluido a superficie ya que el barril de la bomba estaba desgastado por todos sus lados, lo que indica que la falla es debido a materiales y problemas de fabricación. Luego de realizar el servicio se encontró que una junta estaba acanalada en su parte superior y la otra estaba rota por acanalamiento, la rosca del pin superior del barril estaba desgastada, el pistón tenía corrosión interna y rayado debido al manejo de sólidos, el *pin puller* estaba partido por posible golpe, la válvula fija estaba taponada por sólidos, *scale* y arena de fracturamiento. Se instalaron rotadores, dos filtros, y refuerzo en bacheos.

La séptima falla que tuvo el pozo se presentó el día 15 de febrero de 2015, el sistema alcanzó un run time de 290 días. El sistema no presentó flujo en superficie debido a que la barra lisa de las varillas estaba partida/fracturada, debido a esto se determinó que la categoría de la falla era de tipo mecánico. Luego de realizar el servicio se encontró que la barra lisa partida estaba a 32 ft, y se sacaron 30 varillas de 1" y 16 de 1-1/4" debido a alto desgaste. La falla pudo haberse dado debido a esfuerzos de tensión o compresión, se recomendó para el próximo servicio rediseñar la sarta aumentando la cantidad de varillas de 1-1/8", centralizar algunos tramos de varilla de una pulgada y asegurar el uso de centralizadores de alto esfuerzo.

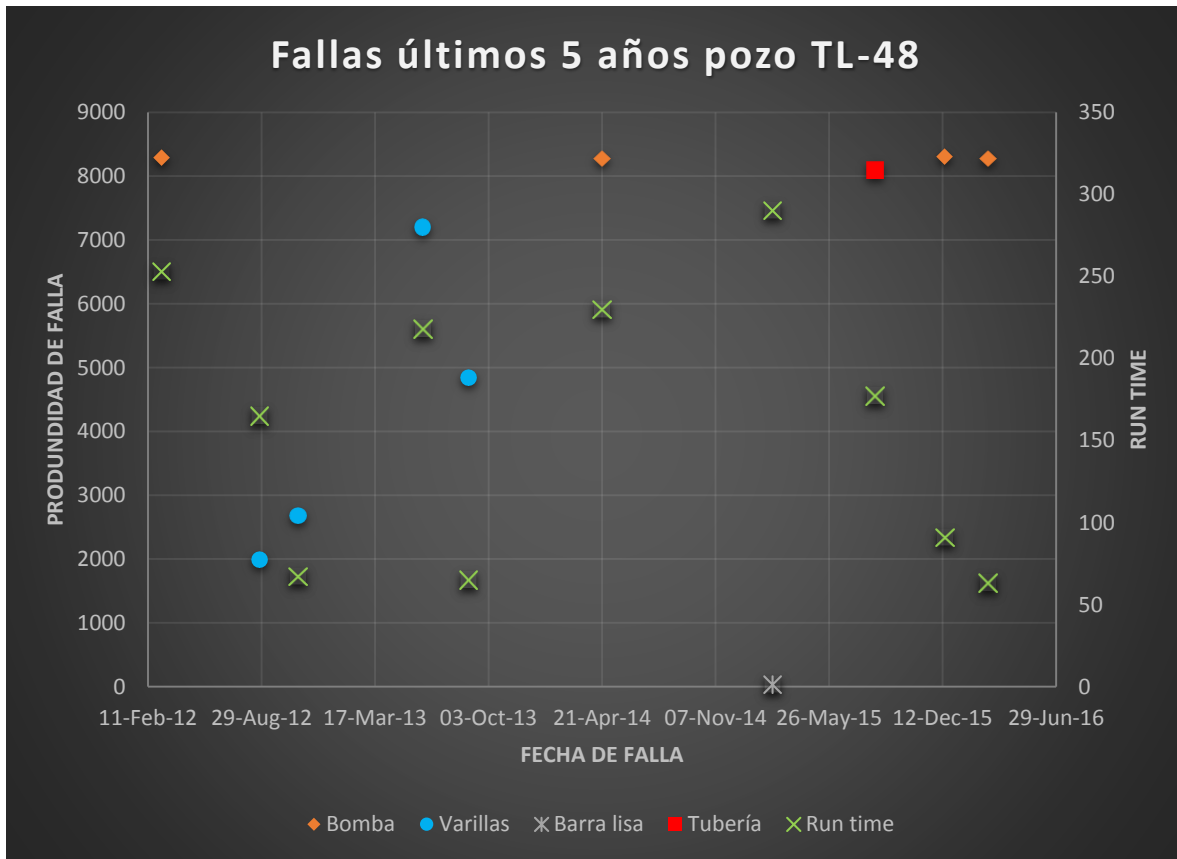
La octava falla que se presentó en el sistema fue el día 15 de agosto de 2015, teniendo un run time de 177 días hasta la fecha mencionada. El sistema no aportaba fluido a superficie debido a que el cuerpo de la tubería se encontraba roto/perforado, lo que indicó que la falla fue de tipo mecánico. Luego de realizar el servicio de *RigLess* se encontró que el pistón estaba rayado, los primeros 300 ft de varilla continua presentaba desgaste por fricción, la junta que estaba perforada era la #3 de 2 7/8" por debajo de ancla a 8097 ft de profundidad. Se observó acanalamiento en las juntas 160 a la 170 y de la 240 a la 256, debido a esto se cambiaron 35 juntas de mal estado, y se bajó bomba nueva con filtros de arena nuevos. Se recomienda nuevamente rediseñar la sarta combinada y asegurar el uso de centralizadores de alto esfuerzo.

Luego del servicio anterior, el proveedor del equipo de fondo paso de Parko Service a Dover. La novena falla que tuvo el pozo se presentó el día 16 de diciembre de 2015 y hasta ese entonces, el equipo tenía un run time de 91 días. Fue una falla mecánica debido a que el pistón de la bomba estaba atascado. Luego de realizar el servicio, se evidenció que el pistón estaba pegado. El pistón se encontraba con desprendimiento de material crítico en la parte inferior, debido a roce con material metálico. El barril presentó desprendimiento y pérdida de material interno. Se recomendó continuar con los filtros para el manejo de sólidos, y verificar la integridad de todos los componentes del sistema, para evitar que puedan entrar elementos extraños en el mecanismo de la bomba.

La décima y última falla que tuvo el pozo, fue el primero de marzo de 2016. El equipo alcanzó un run time de 63 días. El pozo no estaba aportando flujo en superficie debido a que la bomba estaba dañada como en las fallas anteriores.

En conclusión el histórico de fallas de los últimos 5 años que se tiene para el pozo TL-48 es el observado en la figura 21.

Figura 21. Histórico de fallas pozo TL-48



Fuente: Autor.

El pozo TL-48 actualmente se encuentra activo y en funcionamiento, pero se puede evidenciar que las fallas en las varillas son un gran problema en el sistema, por lo que se hace necesario verificar si el SLA que se tiene actualmente es el adecuado a las condiciones del pozo, y si se puede optimizar.

5.5 POZO TL-65

Durante los últimos 5 años, el pozo TL-65 ha tenido el Bombeo Mecánico. Antes de tener este sistema de levantamiento, el pozo funcionaba por el sistema de Bombeo Electrosumergible. La primera falla que tuvo el pozo fue el día 24 de marzo de 2012, y hasta ese día el run time fue de 109. El pozo no estaba aportando fluido en superficie debido a que el cuerpo de las varillas estaba partido-fracturado, lo que indica que la falla es de tipo mecánico. Luego de realizar el servicio, se encontró que la varilla #2 de 7/8" estaba partida a 3050 ft de profundidad.

La segunda falla que presentó el equipo de fondo fue el día 22 de mayo de 2012, el equipo tuvo un run time de 54 días. El sistema no estaba aportando fluido en superficie, debido a que el cuerpo de una de las varillas nuevamente se encontraba fracturado, lo que indica que la falla es de tipo mecánico. Luego de realizar el

servicio se encontró que la varilla #18 de 7/8" era la que tenía fracturado su cuerpo a 3551 ft de profundidad.

La tercera falla se presentó después de un servicio de *Green pulling* por bomba bloqueada, el día 8 de junio de 2012, hasta ese día el pozo solo produjo durante 11 días. El sistema estaba aportando bajo fluido a superficie puesto que el barril de la bomba se encontraba defectuoso, esta falla también fue de tipo mecánico. Luego de realizar el servicio se encontró arrastre en la bomba y 28 centralizadores en mal estado debido a un alineamiento defectuoso, se recomienda instalar nuevos centralizadores y ubicarlos de manera correcta.

La cuarta falla que tuvo el sistema fue el 13 de octubre de 2012, alcanzando un run time de 106 días. El pozo no estaba fluyendo en superficie debido a que el cuerpo de una de las varillas estaba nuevamente partido/fracturado, esto indica que la falla fue de tipo mecánico. Luego de realizar el servicio se encontró que la varilla #14 de 7/8" estaba partida a 3447 ft de profundidad, y que las ruedas de los centralizadores estaban gastadas.

La quinta falla que se presentó en el equipo fue el siete de enero de 2013, hasta ese día, el equipo tuvo un run time de 84 días. El pozo no estaba aportando fluido a superficie ya que el cuerpo de una de las varillas se encontraba fracturada, nuevamente la falla es de tipo mecánico y se presenta en las varillas. Luego de realizar el servicio se encontró que la varilla partida fue la #19 de 1" a 3534 ft de profundidad.

La sexta falla ocurrida en el sistema fue el 28 de febrero de 2013, teniendo un run time de 49 días hasta la fecha indicada. El sistema no estaba produciendo fluido en superficie, debido a una de las varillas, la cual tenía el cuerpo partido. La categoría de la falla es de tipo mecánico. Luego de realizar el servicio se observó que la varilla #50 de 7/8" estaba fracturada a 4313 ft de profundidad. Se recomendó hacer un rediseño del pozo y verificar los esfuerzos que se producían en las zonas afectadas.

La séptima falla que se presentó en el pozo fue el día 25 de marzo de 2013, hasta ese día el run time del equipo fue de 83 días. El pozo no estaba aportando fluido en superficie, puesto que, el cuerpo de una de las varillas se encontraba fracturada. La falla es nuevamente de carácter mecánico. Luego de realizar la intervención se determinó que la varilla que estaba partida se encontraba a 5354 ft, y también se realizó un cambio de bomba.

La octava falla que tuvo el equipo de fondo, se dio el día 25 de febrero de 2014, hasta ese día el run time del equipo fue de 271 días. El sistema no estaba aportando flujo en superficie ya que el cuerpo de una de las varillas se encontraba fracturado, lo que indica que la falla es de tipo mecánico. Luego de realizar el servicio se encontró que la varilla de 7/8" estaba partida a 2510 ft de profundidad. Se encontraron 10 *couplings* con desgaste por corrosión y fricción. Adicionalmente se cambiaron algunos centralizadores de diferente diámetro que estaban en mal

estado, a punto de fracturarse. También se encontró que la válvula viajera presentaba picaduras debido al golpeteo.

La novena falla que se presentó en el pozo, fue el 12 de agosto de 2014, el sistema alcanzó un run time de 162 días. El sistema no estaba presentando flujo en superficie debido a que las conexiones de las varillas se fracturaron. La categoría de la falla es nuevamente de tipo mecánico. Luego de realizar el servicio por *RigLess*, se encuentra que la falla se presentó en el pin inferior de una varilla de 7/8", a una profundidad de 4617 ft. También se vio que el barril y las extensiones estaban corroídas, el pistón estaba rallado y corroído internamente, y la guía de la varilla estaba deformada por roce. Se recomienda trabajar la unidad con bajos golpes. (4 SPM).

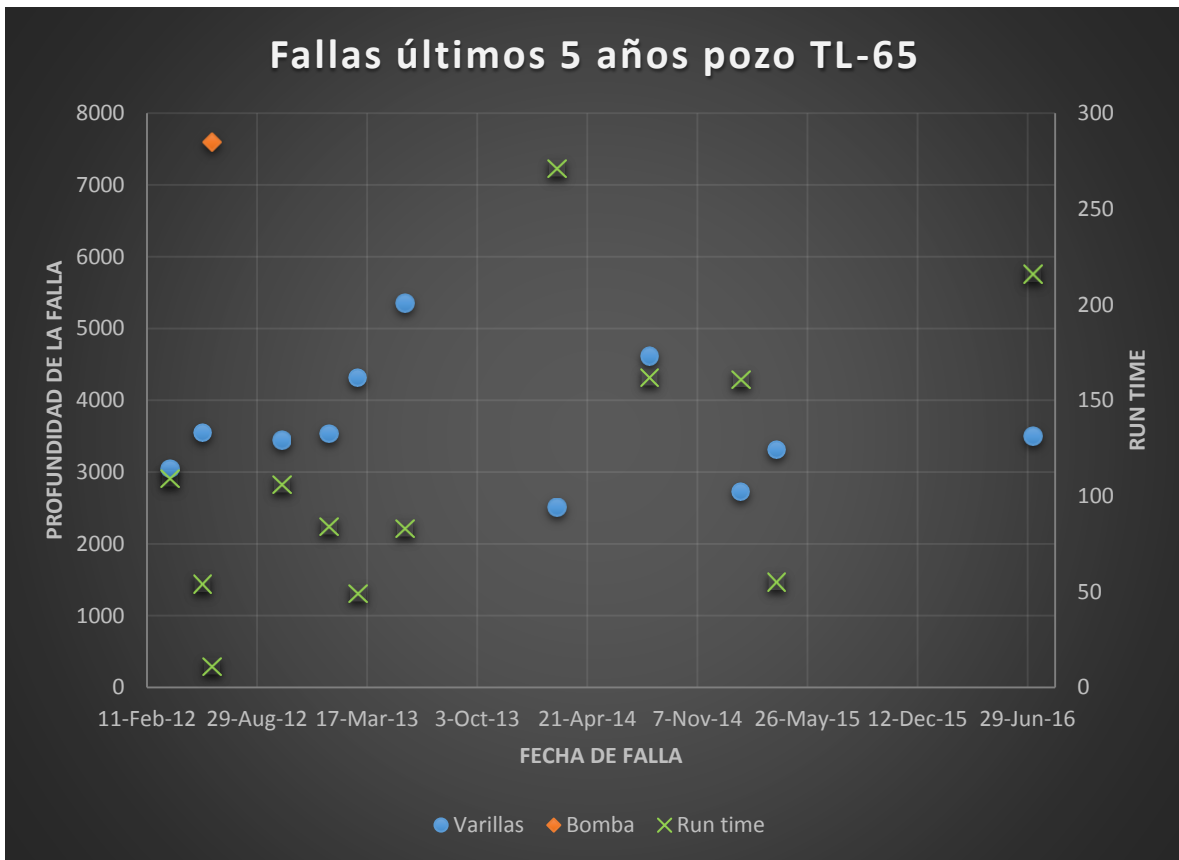
La décima falla que se dio en el equipo de fondo, fue el 25 de enero de 2015, hasta esa fecha el run time del equipo fue de 161 días y había tenido un servicio pro-activo al pozo el 30 de octubre de 2014. El sistema no presentaba flujo en superficie debido a que el cuerpo de una de las varillas se encontraba fracturado, esto indica que la falla es mecánica. Se realizó un servicio de *RigLess* hasta encontrar el punto de ruptura, la varilla partida fue la #103 de 7/8" a 2728 ft de profundidad. La profundidad de la falla, corresponde a la zona con mayor número de cargas por contacto presentes en la geometría del pozo (*dog leg* de 3.5°). Las altas cargas que maneja el sistema, hacen crítico este punto. Se recomienda nuevamente trabajar la unidad a bajos golpes.

La décimo primera falla que se presentó en el pozo, fue el día 31 de marzo de 2015, a los 55 días de que empezara a funcionar nuevamente el equipo de fondo. El sistema no presentaba flujo en superficie, ya que el cuerpo de una de las varillas se encontraba fracturado nuevamente. Se realizó un servicio de *RigLess*, determinando que la varilla #34 de 7/8" fue la que se partió, a 3312 ft de profundidad. Se presentan fallas repetitivas en zona crítica con mayores cargas por contacto, debido a la geometría del pozo. Se suman altas cargas que maneja el sistema por la profundidad del *intake* de la bomba, que está a 8690 ft.

La última falla que se presentó en el pozo fue el 9 de julio de 2016, hasta ese día el run time del equipo fue de 216 días, y la bomba fue suministrada por Dover. El sistema no presentaba flujo en superficie, debido a que nuevamente el cuerpo de una de las varillas, se encontraba fracturado.

En conclusión el histórico de fallas de los últimos 5 años que se tiene para el pozo TL-65 es el observado en la figura 22.

Figura 22. Histórico de fallas pozo TL-65



Fuente: Autor.

El pozo TL-65 actualmente se encuentra activo y en funcionamiento, pero se puede evidenciar que las fallas en las varillas son un gran problema en el sistema, por lo que se hace necesario verificar si el SLA que se tiene actualmente es el adecuado a las condiciones del pozo, y si se puede optimizar.

6. APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO EN CAMPO TELLO

Los SLA mencionados anteriormente, son los utilizados normalmente por ECOPETROL S.A, a excepción del Bombeo Hidráulico que no está presente en los campos de la GDH, pero se ha implementado en algunos pozos de la empresa.

Para realizar una selección del mejor sistema de levantamiento artificial, se deben tener en cuenta una serie de variables y características técnicas propias de cada sistema. Principalmente se tienen que analizar los siguientes aspectos:

- ✓ Características del yacimiento, producción y pozo.

- ✓ Características de los fluidos producidos.
- ✓ Características de las facilidades de superficie.

Para cuantificar el nivel de aplicación de cada sistema de levantamiento en cada pozo en cuestión, se asigna una cualificación cualitativa y cuantitativa dependiendo del comportamiento del sistema. Esto arrojará una serie de elementos que nos faciliten la toma de decisiones para implementar en los pozos. La calificación cualitativa se pueden observar en la tabla 2.

Tabla 2. Calificación cualitativa para los sistemas de levantamiento

No Aplicable	No se debe utilizar este método de levantamiento, ya que el sistema no está diseñado para dichas condiciones, lo que haría que el run time del equipo sea corto.
Limitado	El sistema puede operar en este rango, pero tendría algunas restricciones, lo que indica que el equipo debería tener una adaptación a las condiciones.
Aceptable	El sistema trabaja sin complicaciones, pero tendría una baja eficiencia durante su operación.
Bueno	El sistema presenta un alto rango de aplicabilidad, y un considerable run time, además el sistema presentaría una buena eficiencia durante su operación.
Excelente	Este rango es en el cual el sistema presenta su mejor funcionamiento, su mejor eficiencia en la operación y posiblemente el mayor run time. Este sería el rango más recomendado para su aplicación.

Fuente: González Pedraza, K. M., & Morales Falla, A. D. Diagnóstico Identificación de las variables que permitan optimizar la producción de los pozos del sector Ágata del contrato de asociación Cronos-campo comercial Apolo. Neiva: Universidad Surcolombiana. (2016). Modificado.

6.1 FACTORES QUE AFECTAN LA SELECCIÓN DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Existen muchos factores que afectan la selección de un SLA para un pozo, ahora se definirán las características más importantes que deben tenerse en cuenta para dicha selección.

Información del yacimiento y del pozo: Estas son las variables que describen el estado mecánico del pozo y las condiciones bajo las cuales se desea producir. Estas se muestran a continuación.

- **Presión de fondo fluyendo:** Es la presión medida en el fondo del pozo, en la zona media de los perforados, si existe más de un intervalo productor, la P_{wf} se calcula con el más profundo. Las unidades de esta presión son psia.
- **Producción de fluidos totales:** Es el flujo total que se espera tener de un pozo, este factor es el que controla la selección del SLA. Esta producción se mide en barriles de fluido por día (BFD).
- **Profundidad de las perforaciones:** Es la profundidad a la cual se encuentran las zonas cañoneadas, que comunican al pozo con la formación. Esta profundidad es medida verticalmente (TVD), o medida con respecto al pozo (MVD). Debe ser suministrada en ft.
- **Diámetro del Casing:** Es el diámetro al interior de la tubería de revestimiento, a través de la cual se bajará el equipo del sistema de levantamiento artificial que se desea implementar. Este diámetro se tiene normalmente en pulgadas (in).
- **Grado de inclinación del pozo:** Es el grado de desviación del pozo con respecto a la vertical medida, en su parte más inclinada, normalmente este valor tiende a ser constante. Los pozos que presentan alto grado de desviación, los SLA necesitan potencia adicional. Este parámetro es medido en grados ($^{\circ}$).
- **Severidad *DogLeg*:** Es una desviación repentina de la trayectoria de la perforación, dando como resultado secciones angulares dentro del pozo. Estas dificultan el revestimiento del pozo y la instalación del sistema de levantamiento, en algunas ocasiones esto puede causar el abandono del pozo. El *DogLeg* se mide en pies de desviación por cada 100 pies verticales (ft/100 ft).
- **Temperatura:** Es la temperatura a la cual se encuentran los fluidos producidos en superficie, y los fluidos que se encuentran en fondo. Si no se puede conocer la temperatura de los fluidos en fondo, se calcula una estimada, mediante el gradiente de temperatura y la temperatura de los fluidos producidos en superficie. Si hay temperaturas muy altas en el fondo del pozo, algunos sistemas de levantamiento se pueden ver afectados. Si la temperatura en fondo es mayor a los 300°F, deben tomarse algunas precauciones. La temperatura es dada en grados Fahrenheit ($^{\circ}$ F).

- Tipo de completamiento: Se refiere al número de tuberías de producción que han sido instaladas dentro del revestimiento del pozo.
- Tipo de Recobro: el tipo de recobro hace referencia al método mediante el cual el fluido es producido. Es primario para el flujo natural y los sistemas de levantamiento. Secundario, para la inyección de agua y gas; y terciario, para todos los métodos de recobro térmico y químico.

Información de los fluidos: Es el análisis que se realiza a los fluidos que se producen.

- BS&W: Es el porcentaje de agua y sólidos que se encuentran en volumen determinado de fluido producido.
- Viscosidad: Es la viscosidad del fluido que se desea levantar con el sistema de levantamiento, este fluido está conformado por una fracción de agua y de aceite. Este parámetro debe ser medido en las condiciones del pozo, para que el resultado sea verídico. La unidad utilizada es el centipoise (cp).
- Presencia de fluidos corrosivos: Muchas veces el fluido producido, es de carácter corrosivo debido a que presenta sustancias como H_2S y CO_2 , estas sustancias ocasionan daños en los equipos mediante la electrolisis entre diferentes metales, que disminuyen el tiempo de vida de los mismos.
- Arenas abrasivas: la producción de arena junto al fluido producido causa problemas de erosión en todos los SLA. Esta cantidad de arena es medida en partes por millón (ppm).
- Presencia de contaminantes: Muchas veces existe daño en el equipo de fondo debido a depósitos orgánicos e inorgánicos (parafinas, asfáltenos, escamas, etc).
- Tratamientos aplicados: tratamientos que se quieren realizar al tiempo con la operación del sistema de levantamiento, con el fin de determinar cuáles generan un menor impacto sobre las facilidades de superficie y subsuelo.

Información de las facilidades de superficie: Son las condiciones de superficie con las cuales se cuenta para la instalación y operación de un SLA.

- Tipo de locación: Hace referencia a las condiciones geográficas en las que se encuentra ubicado el campo y sus respectivos pozos.
- Energía: es la fuente mediante la cual funcionan los sistemas de levantamiento, esta energía puede ser comprada o generada.
- Espacio: Esto se refiere al terreno con el que cuenta cada pozo, para la instalación de las facilidades de superficie del sistema de levantamiento.

6.2 RELACIÓN DE VARIABLES CON LOS RANGOS DE APLICACIÓN

6.2.1 Bombeo Mecánico

Este SLA fue el más aplicado en Campo Tello, este permite fácil intercambio de las unidades de superficie, una tolerancia a altas temperaturas y a sustancias corrosivas.

Tabla 3. Características de yacimiento, producción y pozo. Bombeo Mecánico

Características de yacimiento	Rangos				
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
Tasa de producción (BPD)	>10000	4000 a 10000	1000 a 4000	1 a 20 y 500 a 1000	20 a 500
Profundidad del pozo (ft)	>14000	10000 a 14000	7000 a 10000	3000 a 7000	1 a 3000
Tamaño del casing (in)	> 9 5/8	4 5/8 a 5 1/2	5 3/4 y 6	7 y 6 5/8	8 5/8 y 7 5/8
Grado de inclinación con respecto a la vertical (°)	>45	30 a 45	21 a 30	11 a 20	0 a 10
DogLeg (ft/100ft)	>20	11 a 20	6 a 10	4 a 5	0 a 3
Temperatura (°F)	>600	551 a 660	401 a 550	251 a 400	1 a 250
Presión de fondo (Psia)	>4000	501 a 4000	301 a 500	201 a 300	14 a 200
Tipo de completamiento	-	-	Múltiple	-	Simple
Tipo de recobro	-	-	Terciario	Secundario	Primario

Fuente: González Pedraza, K. M., & Morales Falla, A. D. Diagnóstico Identificación de las variables que permitan optimizar la producción de los pozos del sector Ágata del contrato de asociación Cronos-campo comercial Apolo. Neiva: Universidad Surcolombiana. (2016). Modificado.

Tabla 4. Características de los fluidos. Bombeo Mecánico

Características de los fluidos	Rangos				
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
BS&W (%)	>95	61 a 95	46 a 60	26 a 45	0 a 25
Viscosidad del Fluido (cp)	>7000 Y < 20	5001 a 7000	3001 a 5000	20 a 100 y 1001 a 3000	100 a 1000
Presencia de fluidos corrosivos	SI	-	-	-	NO
Contenido de arena abrasiva (ppm)	>1000	501 a 1000	201 a 500	51 a 200	0 a 50
GOR (SCF/STB)	>700	401 a 700	301 a 400	201 a 300	0 a 200
Presencia de contaminantes	Extrema	Alta	Media	Leve	Nula
Tratamientos aplicados	-	Ácidos	-	Inhibidores y solventes	Sin tratamiento

Fuente: González Pedraza, K. M., & Morales Falla, A. D. Diagnóstico Identificación de las variables que permitan optimizar la producción de los pozos del sector Ágata del contrato de asociación Cronos-campo comercial Apolo. Neiva: Universidad Surcolombiana. (2016). Modificado.

Tabla 5. Características de las facilidades de superficie. Bombeo Mecánico

Características de las facilidades	Rangos				
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
Tipo de locación	Off shore	-	-	Onshore	Onshore
Energía Eléctrica	Auto-generada	-	-	-	Comprada
Espacio	Restringido	Limitado	Estándar	Amplio	Amplio

Fuente: González Pedraza, K. M., & Morales Falla, A. D. Diagnóstico Identificación de las variables que permitan optimizar la producción de los pozos del sector Ágata del contrato de asociación Cronos-campo comercial Apolo. Neiva: Universidad Surcolombiana. (2016). Modificado.

6.2.2 Bombeo Electrosumergible

Este SLA es utilizado en campo Tello para algunos pozos. Tiene una gran ventaja en cuanto a la capacidad de producción de fluidos, no ocupa amplios espacios en superficie, y es de gran utilidad con respecto a los pozos con diámetros de 4 ½. Uno de los problemas característicos de este sistema es que muchas veces la energía autogenerada no es suficiente para abastecer la demanda que generan los equipos.

Tabla 6. Características del yacimiento. Producción y pozo. Bombeo Electrosumergible

Características de yacimiento	Rangos				
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
Tasa de producción (BPD)	<100 y >60000	100 a 200	200 a 300 y 50001 a 60000	301 a 1000 y 20001 a 50000	1000 a 20000
Profundidad del pozo (ft)	>15000 y <1000	12001 a 15000	10001 a 12000 y 1000 a 5000	7501 a 10000	5000 a 7500
Tamaño del casing (in)	2 3/8	4 1/2	5 1/2	7	7 a 9 5/8
Grado de inclinación con respecto a la vertical (°)	>80	71 a 80	41 a 70	11 a 40	0 a 10
DogLeg (ft/100ft)	-	>20	10 a 20	4 a 10	0 a 3
Temperatura (°F)	>450	351 a 450	326 a 350	251 a 325	1 a 250
Presión de fondo (Psia)	<14	14 a 100	100 a 300	301 a 500	>500
Tipo de completamiento	Múltiple	-	-	-	Simple
Tipo de recobro	-	-	Terciario	Secundario	Primario

Fuente: González Pedraza, K. M., & Morales Falla, A. D. Diagnóstico Identificación de las variables que permitan optimizar la producción de los pozos del sector Ágata del contrato de asociación Cronos-campo comercial Apolo. Neiva: Universidad Surcolombiana. (2016). Modificado.

Tabla 7. Características de fluidos. Bombeo Electrosumergible

Características de los fluidos	Rangos				
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
BS&W (%)	-	-	91 a 99	71 a 90	0 a 70
Viscosidad del Fluido (cp)	>5000	201 a 5000	101 a 200	51 a 100	0.1 a 50
Presencia de fluidos corrosivos	-	-	SI	-	NO
Contenido de arena abrasiva (ppm)	>200	101 a 200	51 a 100	16 a 50	0 a 15
GOR (SCF/STB)	>5000	4001 a 5000	1501 a 4000	501 a 1500	0 a 500
Presencia de contaminantes	Extrema	Alta	Media	Leve	Nula
Tratamientos aplicados	-	-	Ácidos Inhibidores y solventes	-	Sin tratamiento

Fuente: González Pedraza, K. M., & Morales Falla, A. D. Diagnóstico Identificación de las variables que permitan optimizar la producción de los pozos del sector Ágata del contrato de asociación Cronos-campo comercial Apolo. Neiva: Universidad Surcolombiana. (2016). Modificado.

Tabla 8. Características de las facilidades de superficie. Bombeo Electrosumergible

Características de las facilidades	Rangos				
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
Tipo de locación	-	-	Remoto	Offshore	Onshore
Energía Eléctrica	Auto-generada	-	-	-	Comprada
Espacio	-	-	Reducido	Amplio	Estándar

Fuente: González Pedraza, K. M., & Morales Falla, A. D. Diagnóstico Identificación de las variables que permitan optimizar la producción de los pozos del sector Ágata del contrato de asociación Cronos-campo comercial Apolo. Neiva: Universidad Surcolombiana. (2016). Modificado.

6.2.3 Bombeo Por Cavidades Progresivas

Este sistema de levantamiento artificial no ha sido implementado en Campo Tello. Sus principales ventajas son el manejo de cantidades considerables de arena y fluidos de alta viscosidad.

Tabla 9. Características del yacimiento, producción y pozo. Bombeo por Cavidades Progresivas

Características de yacimiento	Rangos				
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
Tasa de producción (BPD)	1 a 5 y >5500	4501 a 5500	3501 a 4500	6 a 100 y 2501 a 3500	101 a 2500
Profundidad del pozo (ft)	>9800	7501 a 9800	5001 a 7500	3501 a 5000	1 a 3500
Tamaño del casing	>9 5/8	9 5/8	7	5 1/2 y 2 3/8	4 1/2
Grado de inclinación con respecto a la vertical	11 a 90	-	9 a 10	4 a 8	0 a 3
DogLeg (ft/100ft)	>10	5 a 10	-	3 a 4	0 a 2
Temperatura (°F)	>350	281 a 350	251 a 280	151 a 250	71 a 150
Presión de fondo (Psia)	<14	14 a 100	101 a 200	201 a 500 y >1000	500 a 1000
Tipo de completamiento	-	-	Múltiple	-	Simple
Tipo de recobro	-	-	Terciario	Secundario	Primario

Fuente: González Pedraza, K. M., & Morales Falla, A. D. Diagnóstico Identificación de las variables que permitan optimizar la producción de los pozos del sector Ágata del contrato de asociación Cronos-campo comercial Apolo. Neiva: Universidad Surcolombiana. (2016). Modificado.

Tabla 10. Características de fluidos. Bombeo por Cavidades Progresivas

Características de los fluidos	Rangos				
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
BS&W (%)	>90	56 a 90	41 a 55	16 a 40	0.1 a 15
Viscosidad del Fluido (cp)	>12000	0 a 100 y 10001 a 12000	101 a 500 y 8000 a 10000	501 a 1000 y 6001 a 8000	1001 a 6000
Presencia de fluidos corrosivos	-	SI	-	-	NO
Contenido de arena abrasiva (ppm)	>10000	8001 a 10000	501 a 8000	201 a 500	0 a 200
GOR (SCF/STB)	>500	301 a 500	151 a 300	51 a 150	0 a 50
Presencia de contaminantes	-	-	Severa	Media leve	Nula
Tratamientos aplicados	Solventes	Ácidos	Inhibidores	-	Sin tratamiento

Fuente: González Pedraza, K. M., & Morales Falla, A. D. Diagnóstico Identificación de las variables que permitan optimizar la producción de los pozos del sector Ágata del contrato de asociación Cronos-campo comercial Apolo. Neiva: Universidad Surcolombiana. (2016). Modificado.

Tabla 11. Características de las facilidades de superficie. Bombeo por Cavidades Progresivas

Características de las facilidades	Rangos				
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
Tipo de locación	-	Offshore	-	Remoto	Onshore
Energía Eléctrica	Auto-generada	-	-	-	Comprada
Espacio	-	-	Reducido	Amplio	Estándar

Fuente: González Pedraza, K. M., & Morales Falla, A. D. Diagnóstico Identificación de las variables que permitan optimizar la producción de los pozos del sector Ágata del contrato de asociación Cronos-campo comercial Apolo. Neiva: Universidad Surcolombiana. (2016). Modificado.

6.2.4 Gas Lift

Este sistema de levantamiento no ha sido aplicado a ninguno de los pozos en Campo Tello hasta ahora, este sistema maneja altas tasas de fluido y necesita de un alto GOR para su buen funcionamiento. Una de sus principales limitaciones es la inhabilidad de trabajar en pozos de diámetro pequeño.

Tabla 12. Características del yacimiento. Gas Lift

Características de yacimiento	Rangos				
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
Tasa de producción (BPD)	1 a 100 y >35000	101 a 500 y 30001 a 35000	501 a 1000	1001 a 10000 y 15000 a 30000	10000 a 15000
Profundidad del pozo (ft)	>18500	15001 a 18500	1 a 2500	2501 a 10000	10001 a 15000
Tamaño del casing (in)	2 3/8	4 1/2	5 1/2	7	>7
Grado de inclinación con respecto a la vertical	-	76 a 90	66 a 75	31 a 65	0 a 30
DogLeg (ft/100ft)	-	>71	61 a 70	51 a 60	0 a 50
Temperatura (°F)	>500	401 a 500	281 a 400	1 a 100 y 151 a 280	101 a 150
Presión de fondo (Psia)	14 a 500	501 a 650	651 a 850	851 a 2000	>2000
Tipo de completamiento	-	-	-	Múltiple	Simple
Tipo de recobro	Secundario	-	Terciario	-	Primario

Fuente: Muñoz Rodríguez, A. F., & Torres Torres, E. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. (2007). Bucaramanga. Modificado.

Tabla 13. Características de fluidos. Gas Lift

Características de los fluidos	Rangos				
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
BS&W (%)	>90	81 a 90	41 a 80	11 a 40	0,1 a 10
Viscosidad del Fluido (cp)	0,1 a 5 y >800	6 a 10 y 601 a 800	11 a 20 y 501 a 600	21 a 40 y 71 a 500	41 a 70
Presencia de fluidos corrosivos	N/A	N/A	N/A	SI	NO
Contenido de arena abrasiva (ppm)	>12000	5001 a 12000	1001 a 5000	201 a 1000	0 a 200
GOR (SCF/STB)	0 a 50	51 a 150	151 a 500	501 a 5000	>5000
Presencia de contaminantes	Extrema	Alta	Severa a media	Leve	Nula
Tratamientos aplicados	-	Ácidos	Solventes inhibidores	-	Sin tratamiento

Fuente: Muñoz Rodríguez, A. F., & Torres Torres, E. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. (2007). Bucaramanga. Modificado.

Tabla 14. Características de las facilidades de superficie. Gas Lift

Características de las facilidades	Rangos				
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
Tipo de locación	-	Remotos	-	On shore	Off shore
Energía Eléctrica	-	-	-	Comprada / Generada	-
Espacio	-	-	Reducido	Amplio	Estándar

Fuente: Muñoz Rodríguez, A. F., & Torres Torres, E. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. (2007). Bucaramanga. Modificado.

6.2.5 Bombeo Hidráulico

Este tipo de sistema de levantamiento, no ha sido implementado en campo Tello hasta el momento, una de sus principales características es que puede ser aplicado en pozos de altas profundidades, adicional a esto, este sistema de levantamiento es de los que presenta alto run life y no necesita realizar un servicio completo para sacar el equipo de fondo. El bombeo hidráulico puede ser tipo pistón o tipo jet, dependiendo de las especificaciones o requerimientos que tenga el campo y sus respectivos pozos.

Bombeo Hidráulico tipo pistón

Este sistema puede ser implementado a grandes profundidades, gracias a su resistencia a altas temperaturas. Su limitante principal es el manejo de arena abrasiva presente en el fluido de producción.

Tabla 15. Características del yacimiento, producción y pozo. Bombeo Hidráulico tipo pistón

Características de yacimiento	Rangos				
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
Tasa de producción (BPD)	>15000	10001 a 15000	3001 a 10000	1 a 100 y 1500 a 3000	101 a 1500
Profundidad del pozo	1 a 2000 y >20000	2001 a 5000	5001 a 7500	7501 a 12000 y 15001 a 20000	12001 a 15000
Tamaño del casing	>9 5/8	9 5/8	7	5 1/2 y 4 1/2	2 3/8
Grado de inclinación con respecto a la vertical	-	-	21 a 90	11 a 20	0 a 10
DogLeg (ft/100ft)	>60	31 a 60	16 a 30	4 a 15	0 a 3
Temperatura (°F)	>600	551 a 600	251 a 550	1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de fondo (Psia)	<14	14 a 50	51 a 100	51 a 300 y >800	301 a 800
Tipo de completamiento	-	-	-	Múltiple	Simple
Tipo de recobro	-	-	Secundario y terciario	-	Primario

Fuente: Muñoz Rodríguez, A. F., & Torres Torres, E. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. (2007). Bucaramanga. Modificado.

Tabla 16. Características de fluidos. Bombeo Hidráulico tipo pistón

Características de los fluidos	Rangos				
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
%BSW	-	61 a 99.9	36 a 60	11 a 35	0 a 10
Viscosidad del Fluido (cp)	>2000	1001 a 2000	501 a 1000	0,1 a 1 y 51 a 500	1 a 50
Presencia de fluidos corrosivos	-	SI	-	-	NO
Contenido de arena abrasiva	>150	-	71 a 150	3 a 70	0 a 2
GOR (SCF/STB)	>500	351 a 500	221 a 350	31 a 220	0 a 30
Presencia de contaminantes	Extrema	Alta	Media	Leve	Nula
Tratamientos aplicados	-	-	Ácidos	Solventes	Inhibidores

Fuente: Muñoz Rodríguez, A. F., & Torres Torres, E. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. (2007). Bucaramanga. Modificado.

Tabla 17. Características de las facilidades de superficie. Bombeo Hidráulico tipo pistón

Características de las facilidades	Rangos				
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
Tipo de locación			offshore y remotos	On shore	Off shore
Energía eléctrica				Comprada/ generada	
Espacio			Reducido	Amplio	Estándar

Fuente: Muñoz Rodríguez, A. F., & Torres Torres, E. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. (2007). Bucaramanga. Modificado.

Bombeo Hidráulico tipo jet

Este complemento del bombeo hidráulico, tiene la característica de no utilizar partes móviles, trabaja de manera eficiente en pozos profundos con baja viscosidad y sin presencia de contaminantes.

Tabla 18. Características del yacimiento, producción y pozo. Bombeo Hidráulico tipo jet

Características de yacimiento	Rangos				
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
Tasa de producción (BPD)	>20000	10001 a 20000	1 a 50 y 2001 a 10000	51 a 150 y 501 a 2000	151 a 500
Profundidad del pozo	1 a 2000 y >15000	2001 a 5000	5001 a 7500	7501 a 12000	12001 a 15000
Tamaño del casing	>9 5/8	9 5/8	7	5 1/2 y 4 1/2	2 3/8
Grado de inclinación con respecto a la vertical	-	-	21 a 90	11 a 20	0 a 10
DogLeg (ft/100ft)	>60	31 a 60	16 a 30	4 a 15	0 a 3
Temperatura (°F)	>600	551 a 600	251 a 550	1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de fondo (Psia)	-	-	14 a 100	101 a 500 y >1000	501 a 1000
Tipo de completamiento	-	-	-	Múltiple	Simple
Tipo de recobro	-	-	Secundario y terciario	-	Primario

Fuente: Muñoz Rodríguez, A. F., & Torres Torres, E. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. (2007). Bucaramanga. Modificado.

Tabla 19. Características de fluidos. Bombeo Hidráulico tipo jet

Características de los fluidos	Rangos				
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
%BSW	-	61 a 99.9	36 a 60	11 a 35	0 a 10
Viscosidad del Fluido (cp)	>1000	801 a 1000	501 a 800	0,1 a 1 y 11 a 500	1 a 10
Presencia de fluidos corrosivos	-	-	SI	-	NO
Contenido de arena abrasiva	>200	-	101 a 200	3 a 100	0 a 2
GOR (SCF/STB)	>500	401 a 500	301 a 400	101 a 300	0 a 100
Presencia de contaminantes	Extrema	Alta	Media	Leve	Nula
Tratamientos aplicados	-	-	Ácidos	Inhibidores	Solventes

Fuente: Muñoz Rodríguez, A. F., & Torres Torres, E. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. (2007). Bucaramanga. Modificado.

Tabla 20. Características de las facilidades de superficie. Bombeo Hidráulico tipo jet

Características de las facilidades	Rangos				
	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
Tipo de locación	-	-	Offshore y remotos	-	Onshore
Energía Eléctrica	-	-	-	Comprada / Generada	-
Espacio	-	-	Reducido	Amplio	Estándar

Fuente: Muñoz Rodríguez, A. F., & Torres Torres, E. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. (2007). Bucaramanga. Modificado.

7. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN

A continuación presentará la metodología que se realizará para la selección final del sistema de levantamiento o los sistemas más adecuados para cada uno de los 5 pozos de campo Tello.

No se tuvieron en cuenta los SLA no convencionales y combinados, debido a los recursos limitados que tiene la empresa y sus proveedores para realizar la implementación de diferentes diseños, adicional a esto, la mayoría presentan rangos de aplicación muy pequeños, que hacen que sea más difícil su adaptación a cada uno de los pozos, pero pueden ser evaluados en futuros estudios que se realicen al campo y pozos en cuestión.

Primero se clasificarán las características más influyentes para la selección del sistema, esto se llevará a cabo debido a que algunas variables tienen más importancia que otras. Luego de esto se van a comparar las características de cada pozo, con los rangos de aplicación de cada sistema, para tener la mayor cantidad de información entrelazada y que genere mayor confiabilidad. Posteriormente se tendrán en cuenta las posibles limitaciones que tengan el campo y los respectivos pozos de estudio, con el fin de eliminar sistemas que no tengan aplicabilidad en el pozo. Adicionalmente se analizará cualquier tipo de limitación que impida el desarrollo óptimo del sistema de levantamiento o que no sea económicamente viable.

Finalmente, se realizarán los respectivos diseños a cada pozo, con los softwares AutograhPC y RODSTAR, teniendo en cuenta los ACR hechos previamente. Si algún pozo llega a tener dos o más sistemas de levantamiento viables, se realizarán los diseños necesarios para cada sistema, y se escogerá teniendo en cuenta su viabilidad económica, rendimiento óptimo del sistema y que genere una mejor optimización en el campo.

7.1 INFORMACIÓN REQUERIDA

Para empezar a realizar la selección, se deben tener en cuenta la mayor cantidad de propiedades posible, en este caso se tienen 21 propiedades para cada uno, lo que indica que el estudio generará gran confiabilidad con los resultados finales de selección. Los datos de cada pozo, son mostrados en la tabla 21.

Tabla 21. Propiedades de cada pozo

Propiedades	Nombre de la propiedad	TL-06	TL-25	TL-44	TL-48	TL-65
Q	Caudal	1603	528.4	686.8	553.6	176
Dep	Profundidad de perforaciones	8254	8295	8469	8423	8760
Prof Niv	Profundidad de nivel de fluido	5702	6147	7261	6015	8289
Csg	Tamaño de casing (ID)	6.184	6.184	5.118	4.044	6.184
Dog	Severidad <i>Dog-leg</i>	0	4.074	1.494	11.987	1.104
Pwf	Presión de fondo	714.087	639.713	640.931	395.057	101.184
T	Temperatura	180	180	165	181.5	165
API	°API	18	18	17.9	20	17.3
BS&W	%BS&W	74	74	93.3	72	60
Visc	Viscosidad de fluido (Cp)	2.904	3.344	1.434	4.438	32
Sand	Contenido de arena	Leve	Leve	Moderado	Leve	Leve
GOR	Relación gas-aceite	50	50	677	100	0

Fuente: Autor.

Otras propiedades importantes, pero que fueron excluidas de la tabla, debido a que son iguales para los 5 pozos son:

- ✓ **Tipo de recobro:** Secundario (inyección de agua).
- ✓ **Tipo de completamiento:** Simple.
- ✓ **Presencia de fluidos:** no hay presencia de fluidos.
- ✓ **Tipo de contaminante:** no hay presencia de contaminantes.
- ✓ **Tratamientos aplicados:** Ninguno.
- ✓ **Tipo de locación:** *On-shore* (en tierra).
- ✓ **Energía:** Comprada.
- ✓ **Espacio:** Estándar.
- ✓ **Grado de inclinación:** Para todos los pozos es 0°.

7.2 ASIGNACIÓN DE PORCENTAJES A LAS VARIABLES DE EVALUACIÓN

Para asignar los porcentajes a las propiedades de acuerdo a SLA se clasificaron en tres grupos, teniendo en cuenta cada variable al momento de implementar un SLA. La agrupación se realizó de la siguiente manera:

- Tipo 1: “variables determinantes”; son aquellas que tienen mayor atribución sobre otras variables y sobre la selección del SLA, puesto que no es rentable cambiarlas a otra condición por razones físicas y económicas. En este tipo de variables se encuentran el GOR, %BS&W, profundidad y caudal.
- Tipo 2: “variables limitantes”; son aquellas que definen la eficiencia y el funcionamiento de un SLA, estas características resaltan las fortalezas y falencias de un sistema con respecto a otro. En este tipo de variables se encuentran el tamaño de casing, inclinación, Temperatura, completamiento, viscosidad, tratamiento químico y fluidos corrosivos, estas variables pueden variar dependiendo del sistema de levantamiento.
- Tipo 3: “variables complementarias”, son aquellas que no tienen mayor influencia como otras variables, pero ayudan a mejorar la eficiencia y confiabilidad del equipo de fondo. En este tipo de variables se encuentran el DogLeg, tipo de recobro, cantidad de arena, tipo de locación y espacio, estas variables también pueden variar dependiendo del sistema de levantamiento como las tipo 2.
- Tipo 4: “variables iguales”, son aquellas que se encuentran dentro de los 3 primeros tipos de variables, pero no tienen porcentaje de influencia adicional, debido a que son iguales para todos los pozos y por consiguiente no afectan en la selección. Solo se tienen en cuenta en caso de que aumente o disminuya su aplicabilidad dependiendo de SLA.

Para poder estimar los porcentajes a los 3 tipos de variables, se tomaron como base los porcentajes de la tesis “Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros”. Estos son:

- Tipo 1: representan el 42%, esto quiere decir, que por lo menos una de las variables fue utilizada como criterio de selección.
- Tipo 2: representan el 40% del criterio de selección.
- Tipo 3: representan el 18% del criterio de selección. Esto indica finalmente que la sumatoria de los 3 porcentajes asignados a cada tipo de variables suman 100%.

Luego de este procedimiento, se indica el número de variables presentes a cada tipo. Para así dar porcentajes iguales a cada uno de estos. Cada variable es asignada de la siguiente manera:

- Variable tipo 1: 10.50% (4 variables = 42%)
- Variable tipo 2: 4.44% (9 variables = 40%)
- Variable tipo 3: 2.25% (8 variables = 18%)

7.3 EVALUACIÓN CUANTITATIVA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO

Para cada uno de los rangos de aplicación que se definieron en el capítulo anterior, se asignó un valor numérico entre 0 y 4 que identifica a cada rango y permite comparar la eficiencia de cada una de las variables. Estos rangos se representan en la tabla 22.

Tabla 22. Valores numéricos de los rangos de aplicación

Rango	No aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente
Valor numérico	0	1	2	3	4

Fuente: Muñoz Rodríguez, A. F., & Torres Torres, E. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. (2007). Bucaramanga. Modificado.

Con la información de los rangos de aplicación, los porcentajes asignados y los datos de cada pozo, se procede a determinar cuál es el sistema de levantamiento, o cuales sistemas de levantamiento son los que tendrían un mejor desempeño.

7.4 SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MAS APROPIADOS

Con base en lo dicho en la sección anterior, se empieza a hacer la evaluación pozo a pozo. En las siguientes tablas, se observan las propiedades de cada uno y sus respectivas calificaciones para cada sistema de levantamiento artificial.

El puntaje que se observa, al lado de cada propiedad es el porcentaje de cada uno de los tres tipos de variables descritos anteriormente, multiplicado por el valor numérico de los rangos de aplicación mostrados en la tabla 22, posteriormente se seleccionarán el sistema o los sistemas que mejor se adecuen a las características de cada pozo. El sistema o los sistemas seleccionados después de realizar ponderado, serán diseñados con el software Autograph y RodStar para determinar su viabilidad final. Las tablas 23 a 27 muestran la aplicabilidad de cada uno de los pozos en cuestión.

Tabla 23. Aplicabilidad de los sistemas de levantamiento en el pozo TL-06

Nombre de la propiedad	TL-06	BM	BES	PCP	BN	BH pistón	BH jet
Caudal	1603	0.21	0.42	0.42	0.32	0.32	0.32
Profundidad de perforaciones	8254	0.21	0.32	0.11	0.32	0.32	0.32
Relación gas-aceite	50	0.42	0.42	0.42	0.00	0.32	0.42
%BSW	74	0.11	0.32	0.11	0.32	0.11	0.11
Tamaño de casing	6.184	0.09	0.13	0.09	0.13	0.09	0.09
Presión de fondo	714.087	0.04	0.18	0.18	0.13	0.13	0.18
Temperatura	180	0.18	0.18	0.13	0.13	0.13	0.13
Viscosidad de fluido	2.904	0.13	0.18	0.04	0.00	0.18	0.18
Energía	Comprada	0.18	0.18	0.18	0.18	0.13	0.13
Profundidad de nivel de fluido	5702/ 1801 sumergencia	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
Tipo de recobro	Secundario	0.07	0.07	0.07	0.00	0.05	0.05
°API	18	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
Contenido de arena	Leve	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
Tipo de contaminante	N/A	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
Tipo de locación	On-shore	0.09	0.09	0.09	0.07	0.07	0.09
Espacio	Estándar	0.05	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
	Sumatoria final	1.98	2.78	2.13	1.90	2.13	2.31

Fuente: Autor.

Tabla 24. Aplicabilidad de los sistemas de levantamiento en el pozo TL-25

Nombre de la propiedad	TL-25	BM	BES	PCP	BN	BH pistón	BH jet
Caudal	528.4	0.32	0.32	0.42	0.21	0.42	0.32
Profundidad de perforaciones	8295	0.21	0.32	0.11	0.32	0.32	0.32
Relación gas-aceite	50	0.42	0.42	0.42	0.00	0.32	0.42
%BSW	74	0.11	0.32	0.11	0.21	0.11	0.11
Tamaño de casing	6.184	0.09	0.13	0.09	0.13	0.09	0.09
Presión de fondo	639.713	0.04	0.18	0.18	0.09	0.18	0.18
Temperatura	180	0.18	0.18	0.13	0.13	0.13	0.13
Viscosidad de fluido	3.344	0.13	0.18	0.04	0.00	0.18	0.18
Energía	Comprada	0.18	0.18	0.18	0.13	0.13	0.13
Profundidad de nivel de fluido	6147/ 875 sumergencia	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
Severidad Dog-leg	4.074	0.07	0.07	0.07	0.09	0.09	0.07
Tipo de recobro	Secundario	0.07	0.07	0.07	0.00	0.05	0.05
°API	18	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
Contenido de arena	Leve	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
Tipo de locación	On-shore	0.09	0.09	0.09	0.07	0.07	0.09
Espacio	Estándar	0.05	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
	Sumatoria Final	2.13	2.72	2.18	1.66	2.35	2.35

Fuente: Autor.

Tabla 25. Aplicabilidad de los sistemas de levantamiento en el pozo TL-44

Nombre de la propiedad	TL-44	BM	BES	PCP	BN	BH pistón	BH jet
Caudal	686.8	0.32	0.21	0.42	0.21	0.32	0.32
Profundidad de perforaciones	8469	0.21	0.32	0.11	0.32	0.32	0.32
Relación gas-aceite	677	0.11	0.32	0.00	0.32	0.00	0.00
%BSW	93.3	0.11	0.21	0.00	0.00	0.11	0.11
Tamaño de casing	5.118	0.13	0.09	0.13	0.09	0.13	0.13
Presión de fondo	640.931	0.04	0.18	0.18	0.04	0.18	0.18
Temperatura	165	0.18	0.18	0.13	0.13	0.13	0.13
Viscosidad de fluido	1.434	0.13	0.18	0.04	0.00	0.18	0.18
Energía	Comprada	0.18	0.18	0.18	0.13	0.13	0.13
Profundidad de nivel de fluido	7261/ 396 Sumergencia	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
Severidad Dog-leg	1.494	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
Tipo de recobro	Secundario	0.07	0.07	0.07	0.00	0.05	0.05
°API	17.9	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
Contenido de arena	Moderado	0.05	0.05	0.07	0.05	0.05	0.07
Tipo de locación	On-shore	0.09	0.09	0.09	0.07	0.07	0.09
Espacio	Estándar	0.05	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
	Sumatoria final	1.03	1.52	0.89	0.82	1.12	1.17

Fuente: Autor.

Tabla 26. Aplicabilidad de los sistemas de levantamiento en el pozo TL-48

Nombre de la propiedad	TL-48	BM	BES	PCP	BN	BH pistón	BH jet
Caudal	553.6	0.32	0.32	0.42	0.21	0.42	0.32
Profundidad de perforaciones	8243	0.21	0.32	0.11	0.32	0.32	0.32
Relación gas-aceite	100	0.42	0.42	0.32	0.11	0.32	0.42
%BSW	72	0.11	0.32	0.11	0.21	0.11	0.11
Tamaño de casing	4.044	0.18	0.04	0.18	0.04	0.13	0.13
Presión de fondo	395.057	0.09	0.13	0.13	0.00	0.18	0.13
Temperatura	181.5	0.18	0.18	0.13	0.13	0.13	0.13
Viscosidad de fluido	4.438	0.13	0.18	0.04	0.00	0.18	0.18
Energía	Comprada	0.18	0.18	0.18	0.13	0.13	0.13
Profundidad de nivel de fluido	6015/ 1939 sumergencia	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
Severidad Dog-leg	11.987	0.02	0.05	0.00	0.09	0.07	0.07
Tipo de recobro	Secundario	0.07	0.07	0.07	0.00	0.05	0.05
°API	20	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
Contenido de arena	Leve	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
Tipo de locación	On-shore	0.09	0.09	0.09	0.07	0.07	0.09
Espacio	Estándar	0.05	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
	Sumatoria Final	1.44	1.77	1.26	0.80	1.59	1.56

Fuente: Autor.

Tabla 27. Aplicabilidad de los sistemas de levantamiento en el pozo TL-65

Nombre de la propiedad	TL-65	BM	BES	PCP	BN	BH pistón	BH jet
Caudal	176	0.42	0.11	0.42	0.11	0.42	0.42
Profundidad de perforaciones	8760	0.21	0.32	0.11	0.32	0.32	0.32
Relación gas-aceite	0	0.42	0.42	0.42	0.00	0.42	0.42
%BSW	60	0.21	0.42	0.11	0.21	0.21	0.21
Tamaño de casing	6.184	0.09	0.13	0.09	0.13	0.09	0.09
Presión de fondo	101.184	0.18	0.09	0.09	0.00	0.13	0.13
Temperatura	165	0.18	0.18	0.13	0.13	0.13	0.13
Viscosidad de fluido	32	0.18	0.18	0.04	0.13	0.18	0.18
Tratamientos aplicados	Inhibidores de corrosión	0.13	0.09	0.09	0.09	0.18	0.13
Energía	Comprada	0.18	0.18	0.18	0.13	0.13	0.13
Profundidad de nivel de fluido	8289/344	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
Severidad Dog-leg	0	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
Tipo de recobro	Secundario	0.07	0.07	0.07	0.00	0.05	0.05
°API	17.3	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
Contenido de arena	Leve	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
Tipo de locación	On-shore	0.09	0.09	0.09	0.07	0.07	0.09
Espacio	Estándar	0.07	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
	Sumatoria final	2.68	2.61	2.18	1.67	2.67	2.61

Fuente: Autor.

7.5 DESVIACIÓN E INCERTIDUMBRE POR OMISIÓN DE DATOS

De acuerdo a todas las propiedades observadas anteriormente, se debe tener en cuenta que habrá un porcentaje de incertidumbre debido a que no todos los datos presentados tienen un 100% de confiabilidad. El caudal, es el esperado con respecto a las IPR de cada pozo, también el grado de inclinación fue asumido como 0, debido a que es muy pequeño el ángulo final con respecto a la vertical. Con respecto a la energía, solamente se tiene en cuenta si es comprada o autogenerada, no se tienen en cuenta si el consumo es alto o bajo, para cada sistema. Tampoco se tiene un dato específico del contenido de arena en cada pozo, solo se tiene una evaluación cualitativa.

7.6 CRITERIO DE SELECCIÓN FINAL

Cada pozo tendrá un criterio de selección diferente, se deben tener en cuenta las facilidades que tenga la empresa para adquirir los equipos de superficie y subsuelo, y aquellas variables que son determinantes a la hora de la selección. De ser seleccionado más de un sistema de levantamiento, se diseñarán en los softwares RODSTAR y AutograhPC, para determinar su viabilidad económica y recuperación de inversión. El criterio final para cada pozo es:

- Para el pozo TL-06, el sistema que mejor se adecua a las condiciones del pozo, es el Bombeo Electrosumergible, ya que es el que presenta mayor cifra en la sumatoria final y no presenta restricción en ninguna de las variables de mayor influencia. Solo se realizará el diseño de este sistema ya que la diferencia en la sumatoria con el segundo sistema que es el bombeo hidráulico tipo jet es bastante amplia, adicional a esto, el porcentaje de BS&W en el pozo, limitaría el buen funcionamiento del sistema y las facilidades de superficie que se deben adaptar requieren una mayor inversión económica.
- Para el pozo TL-25, el sistema que mejor se adecua a sus condiciones y no presenta restricciones es el bombeo Electrosumergible. Otro sistema que podría implementarse sería el bombeo hidráulico tipo jet, pero el alto porcentaje de BS&W, la demanda tan alta de energía, y las facilidades de superficie, hacen que el sistema no pueda ser implementado en este pozo, por lo que solo se realizará el diseño del bombeo Electrosumergible.
- Para el pozo TL-44, se observa que el sistema que tiene mayor rango de aplicación y no presenta ningún tipo de restricción es el bombeo Electrosumergible, y cabe resaltar que la diferencia con respecto a otros sistemas es grande. Los dos sistemas de bombeo hidráulico son los que siguen en la sumatoria de propiedades en este pozo, pero debido al alto GOR, los altos costos de las facilidades de superficie, y el costo energético, no es posible implementarlos. El gas lift no puede ser implementado debido a la gran cantidad de agua que maneja el pozo. Por consiguiente se realizará solo el diseño de bombeo Electrosumergible.
- Para el pozo TL-48, el sistemas que tendría mejor desempeño es el bombeo Electrosumergible, ya que no presenta ninguna restricción. Los que siguen en la sumatoria son los dos tipos de bombeo hidráulico, pero debido al alto BS&W, las condiciones de superficie y los costos energéticos no se pueden implementar. Seguido de este se encuentran el bombeo mecánico, este no presenta restricciones en su funcionamiento, ya que en este campo los sistemas de bombeo mecánico en pozos de alto BS&W funcionaron de manera correcta en algún momento. Debido a estas premisas se diseñaran finalmente los sistemas de bombeo mecánico y bombeo Electrosumergible.
- Para el pozo TL-65, los sistemas que tienen el mejor rango de aplicación en este pozo son los de bombeo hidráulico, estos serían los que funcionarían en las condiciones óptimas, pero debido al alto costo de las facilidades de superficie, el consumo de energía y los requerimientos que implica usar este sistema, no se realizarán sus respectivos diseños. Seguidos de estos sistemas, siguen en la sumatoria el bombeo mecánico y Electrosumergible,

esto presentan un buen rango de aplicación y no presentan restricciones, sin embargo el caudal tan bajo que maneja el pozo, puede hacer que la bomba de bombeo Electrosumergible se vea limitada. Sin embargo se realizarán los dos diseños para terminar la selección final.

8. HERRAMIENTA SOFTWARE DE SELECCIÓN

De los 5 pozos a los cuales se les realizará el diseño, solo se escogieron 2 sistemas de levantamiento, el bombeo mecánico y el Bombeo Electrosumergible. Para cada sistema, se utilizará un software específico suministrado por el proveedor de los equipos en conjunto con Ecopetrol S.A. para los diseños de las bombas electrosumergibles se va a emplear el software AutographPC, y para los diseños de Bombeo Mecánico se empleará el software RODSTAR.

8.1 SOFTWARE DE DISEÑO BES “AutographPC”

El software AutographPC es el software utilizado por la empresa *Baker Hughes Centrilift* para diseñar los sistemas de levantamiento artificial y ofrecer la mejor solución para cada aplicación. AutographPC puede diseñar sistemas como bombeo Electrosumergible, Electrosumergibles con cavidades progresivas (ESPCP), bombeo de cavidades progresivas accionados por varillas (RDPCP), gas lift, entre otros.

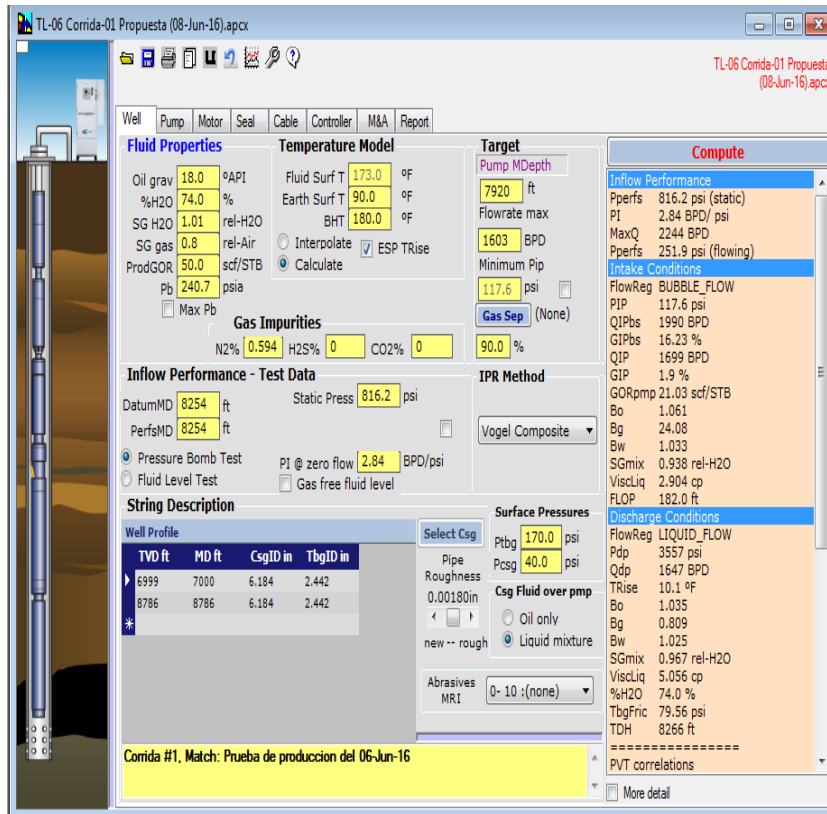
Esta herramienta requiere toda la información del pozo, incluyendo características de producción, propiedades de los fluidos y condiciones del pozo. Esto con el fin de tener una solución óptima para cada fase del diseño. También se puede utilizar para aplicaciones de velocidad fija o velocidad variable. Los beneficios que tiene este software se pueden ver a continuación:

- Determinar y controlar parámetros individuales del pozo, bomba, motor, sello, cable, entre otros.
- Análisis nodal utilizando correlaciones de flujo multifásico para calcular el gradiente de presión.
- Evaluar el diseño del equipo de fondo mediante un amplio rango de parámetros de operación.
- Proporcionar evaluaciones del sistema durante el arranque, condiciones de transición y apagado.
- Ofrece información de fondo en los parámetros de entrada y opciones del programa.
- Permite personalizar los reportes en Microsoft Excel o Word.
- Permite diseñar las etapas de la bomba de acuerdo a la compresibilidad del gas.
- Evaluar el equipo debido a esfuerzos producidos por la desviación del pozo.

Este software será utilizado para diseñar los 5 pozos en cuestión, debido a que las características de cada uno de los pozos permiten realizar de manera confiable los

diseños de Bombeo Electrosumergible. En la figura 23, se pueden observar los datos que necesitan para empezar a realizar el diseño en el programa.

Figura 23. Input general para diseño de sistema en AutographPC

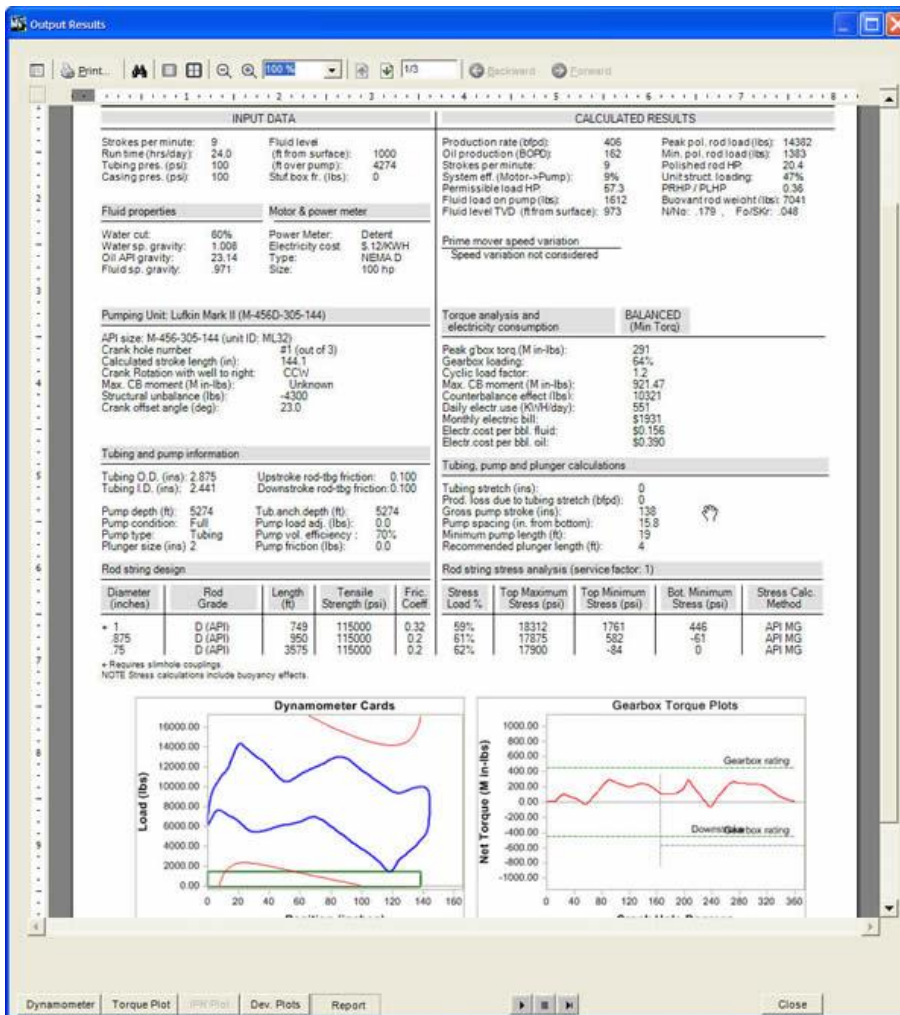


Fuente: Baker Hughes-Ecopetrol S.A.

8.2 SOFTWARE DE DISEÑO BM "RODSTAR"

El software RODSTAR es el software utilizado por la empresa Dover en conjunto con ECOPEPETROL S.A., para realizar los diseños de los sistemas de bombeo mecánico de la manera más eficiente. Este es el único programa de predicción y diseño automático de varillas optimizadas de acero, fibra de vidrio y fibra de carbono, que le permiten tener la ecuación de onda en segundos. Con RODSTAR se introduce un objetivo y el programa calcula automáticamente la velocidad de bombeo, el tamaño del émbolo, el diseño óptimo de la varilla, el tamaño de la unidad de bombeo y el tamaño de motor que necesita para la producción deseada. También puede calcular los costos de la unidad de bombeo, de la varilla y los costos de electricidad, lo que permite comparar mejor los diseños que se tengan estimados. En la figura 24, se pueden observar algunos de los cálculos y gráficos que realiza de manera automática el software.

Figura 24. Análisis de torque y consumo de energía de un diseño en RODSTAR



Fuente: Dover-Ecopetrol S.A.

Este software puede simular más de 4000 unidades de bombeo, incluyendo unidades de carrera larga (*Rotaflex*) o hidráulicas. Si falta alguna dimensión de la unidad de bombeo, puede añadir sus propias dimensiones y utilizarlas en el diseño. Puede seleccionar diferentes tipos de varillas, incluyendo acero y fibra de vidrio. Si un grado de la barra falta, puede añadirlo con su propio grado personalizado y utilizarlo en su diseño. Las principales características del programa son:

- **Ajustes personalizables:** RODSTAR puede crear todo tipo de casos utilizando medidas inglesas, métricas o canadienses. También puede ahorrar tiempo de trabajo especificando valores que normalmente no cambian como nombre de la empresa, costos eléctricos, tamaño de tubería, tipo de bomba, entre otros.
- **Integración de la IPR:** la integración de la IPR en el software, permite calcular la producción objetivo desde la presión de admisión de la bomba.

- **Por grupos:** este programa permite ejecutar múltiples casos de pozos verticales o desviados a la vez, y puede observar cada caso en una hoja de Excel.
- **Ayuda informativa:** RODSTAR contiene ayuda para cada campo de entrada y utiliza ayuda visual que incluye dibujos, dependiendo del trabajo que se esté realizando. Además contiene un glosario con cientos de términos relacionados con el levantamiento artificial. También se proporcionan recomendaciones y advertencias para evitar errores y mejorar el diseño.
- **Informes detallados:** Además de recibir un resumen de su diseño y resultados, también se puede visualizar informes para análisis de costos, rendimiento de fluidos, tarjetas dinamométricas, entre otros.

Este software será utilizado para realizar el diseño de bombeo mecánico de los pozos TL-48 y TL-65. Se realizará una comparación con respecto al diseño de bombeo Electrosumergible hecho en AutographPC, teniendo en cuenta las condiciones del pozo y el análisis causa raíz hecho en un capítulo previo. Esto con el fin de determinar que diseño es el que generará una mayor optimización.

9. ANALISIS Y SELECCION DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DE ACUERDO A LOS SOFTWARE IMPLEMENTADOS

De acuerdo con lo observado en los capítulos anteriores, se realizará el análisis pozo a pozo, con las corridas de los softwares implementados. Los pozos que tienen seleccionado un sistema de levantamiento, tendrán solamente la corrida en el programa que mejor se adapta a las condiciones del mismo. Los pozos que tendrán el estudio completo, y el diseño en campo, son el TL-06 y el TL-65. Por lo que estos tendrán un análisis más profundo que los demás, ya que se muestran corridas de producción reales antes y después de la optimización. El paso a paso de cómo se diseñan las bombas electrosumergibles se muestra en el anexo A, el cual tiene como ejemplo el pozo TL-06, y la metodología es la misma para los otros pozos de este proyecto.

9.1 TL-06

Actualmente el pozo TL-06 se encuentra operando como productor con sistema de bombeo mecánico, y en superficie cuenta con una unidad balanceada por aire de referencia A1280D-427-192 y un motor a gas AJAX A-1900-H debido a que no se cuenta con sistema de electrificación. En fondo tiene una bomba API-30-175-RHABC-24-6-3-2 y tubería de producción de 3 ½" N-80. Según el seguimiento de

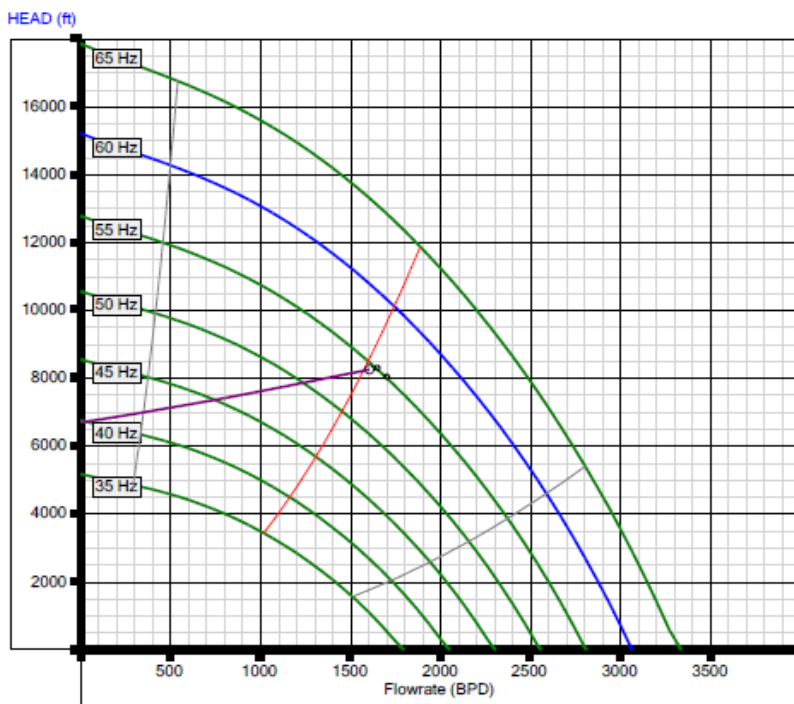
niveles dinámicos del pozo se observa una sumergencia alrededor de 1500 ft y una PIP estimada de 600 PSI. Con lo anterior se tiene pensado optimizar la producción de crudo en el pozo cambiando el sistema de levantamiento ya que el pozo tiene un índice de productividad de 2.84 BBL/PSI lo que nos indica que se puede aumentar la capacidad de extracción del pozo.

Se busca optimizar la producción del pozo, buscando producir más crudo debido a que esta cuenta con un IP que favorece la extracción de aceite, se pasaría de producir 60 BOPD a 120 BOPD en el peor escenario y en el mejor escenario se producirían 400 BOPD.

El diseño que se implementará en el pozo TL-06, es el que se mostrará a continuación en las figuras 25, 26 y 27. Este fue realizado por el autor y director de la tesis en conjunto con la empresa Baker Hughes.

Figura 25. Curva de diseño de operación en BES del pozo TL-06.

536-400FLEX17-5SSD



Fuente: Ecopetrol S.A. – Baker Hughes.

Tabla 28. Parámetros de operación seleccionados en el programa para el pozo TL-06

Operating Parameters / Selection:

Design Point:

Desired flow (total)	1603 BPD	Frequency	55.1 Hz
% water	74.0 %	GOR into pump	21.03 scf/STB
% Gas into pump	1.9 %GIP /16.2 %GIPbs	TDH	8266 ft
		Friction Losses	79.56 psi

Pump Selection:

	<u>Intake</u>	<u>Discharge</u>
Pressure	117.6 psi	3557 psi
Flowrate	1699 BPD	1647 BPD
Specific Gravity	0.938 rel-H2O	0.967 rel-H2O
Viscosity	2.904Cp	5.056Cp

Pump Selected:

CENTURION 536-400FLEX17-5SSD
 Pshaft RPM = 3198
 Shaft HP @ 55.1 Hz = 142.6
 Shaft load =(Std 96%) / (HS 65%)
 Required Motor HP at 60.0 Hz = 155.9

134+134+134+134 etapas, eje de alta carga "H6".

Seal Selection:

Well angle (set depth) = 0Deg fm vert.
 No sand present
 Pump uses floater-type stages
 Motor/Seal Oil type = CL5
 Seal Selected : FST3 DB [400 Series]
 Options : HL

Oil temperature at thrust chamber = 256°F
 Chamber Cap Used (Top to Bot)=
 39% 39% 37% 29% 28% 26%
 Thrust bearing load =49 %
 Shaft load = 54 %

Motor Selection:

Terminal Voltage =1958 V
 Motor Current =46.8 A
 Load acc to N.P. =52.0 %
 Shaft Load =26.1 %

Fluid Speed =1.318ft/s
 Eff/PF =84.3% / 80.72%
 Internal Temp =239.3°F
 Motor Selected: MSP1.
 300HP 2480V 77A [450Series]

Tandem 150HP, ferriticos. *NOTE: Motor ratings at 60Hz

Cable Selection:

Surface Length 50.0ft
 Tubing Length 7880ft
 MLE length 40.0ft
 Surface Temp 173°F

Wellhead Voltage 2095.4V
 Wellhead kVA 169.9kVA
 Voltage Drop 137.4V
 Cond Temp (main) 218.1°F
 Temp Rating 500.0°F

Surface Cable

#4 CELF5.0kV 50.0ft

Main Cable

#2 CELF5.0kV 7880ft

MLE Cable

#5 MLE-KLHT5.0kV 40.0ft

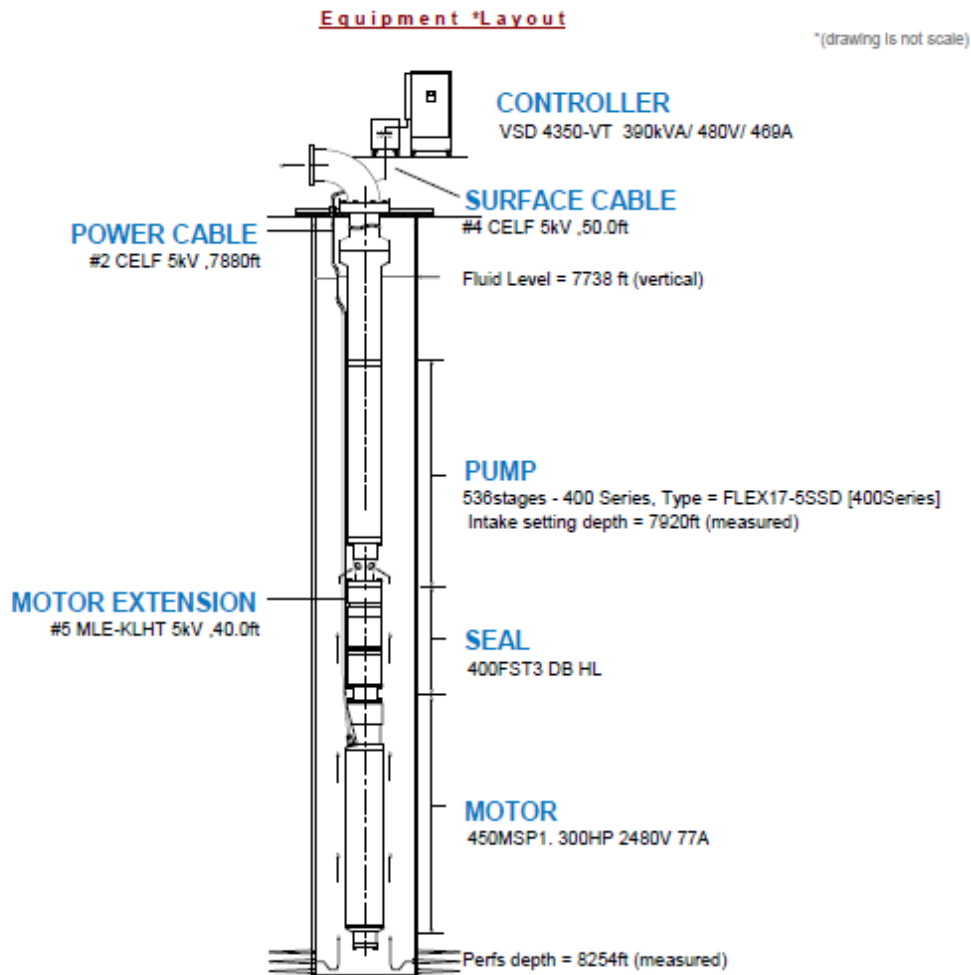
Controller Selection:

Surface KW 139.1kW
 Input kVA 160.8kVA
 System kW 144.7kW
 Max Ctrl Current 204.4A
 Power Cost/kWH 0.05\$/kWH
 Total Power Cost = \$5210/month
 EN RANGO

Voltage Input 480.0V
 Max Well Head Volts 2095V
 Target Frequency 55.1Hz (8.71V/Hz)
 Start Frequency 19.1Hz
 Step-up Trafo 4.365 ratio
 Selected: VSD 4350-VT 390kVA/ 480V/ 469A

Fuente: Ecopetrol S.A. – Baker Hughes.

Figura 26. Diseño final del pozo TL-06



Fuente: Ecopetrol S.A. – Baker Hughes.

Después de realizar este trabajo en el pozo, habría una reducción significativa de fallas, adicionalmente las varillas ya no harían parte del BHA, las cuales estaban sometidas a altos esfuerzos de compresión y tensión debido a la profundidad del pozo, como se demostró en el ACR realizado en un capítulo previo. También se mejoraría el impacto visual y auditivo que generaba la unidad de bombeo anterior. Adicional a esto el aumento de producción en un mínimo de 100% y la posible disminución de mantenimiento del sistema.

9.2 POZO TL-25

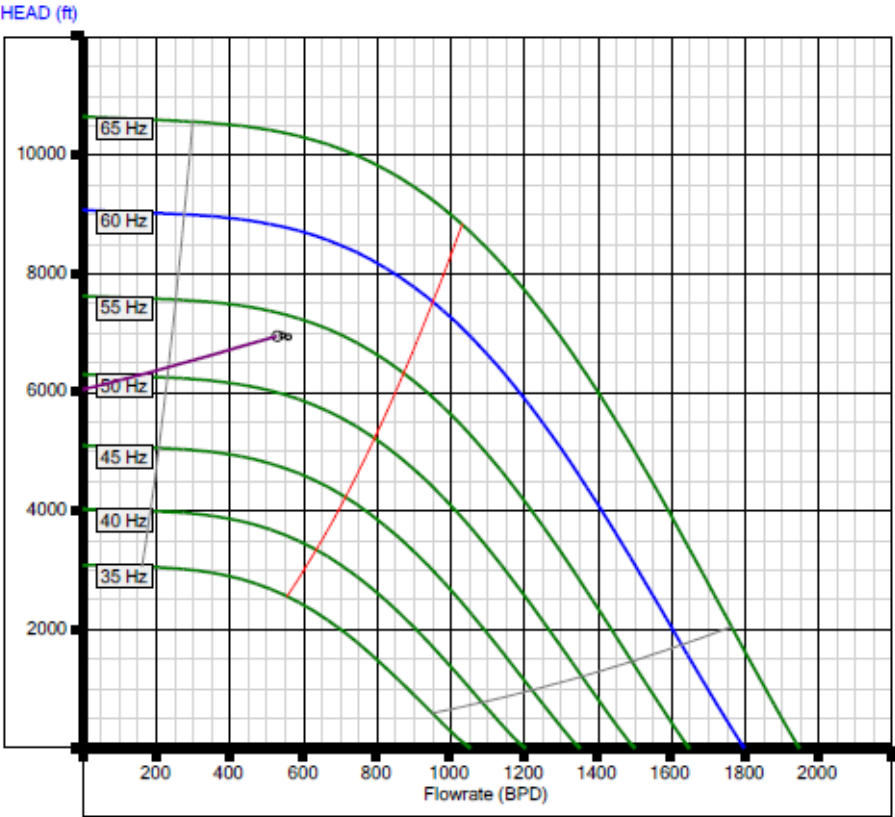
Actualmente el pozo TL-25 se encuentra inactivo con sistema de bombeo mecánico. En superficie cuenta con una unidad balanceada por aire de referencia A1280-427-192. En fondo tiene una bomba API-30-250-RXABC y tubería de producción de

3 ½" N-80. Según el seguimiento de niveles dinámicos del pozo se observa una sumergencia alrededor de 875 ft. Con lo anterior se tiene pensado optimizar la producción de crudo en el pozo cambiando el sistema de levantamiento ya que el pozo tiene un índice de productividad 1.427 BBL/PSI lo que nos indica que se puede aumentar la capacidad de extracción del pozo.

Se busca optimizar la producción del pozo, buscando producir más crudo debido a que esta cuenta con un IP que favorece la extracción de aceite. Para poder realizar la optimización se cambiará el sistema de levantamiento de bombeo mecánico a Bombeo Electrosumergible, y con el diseño que se tiene, se busca aumentar la producción en un 100% de la que se tenía antes de que el sistema estuviera inactivo. A continuación se muestra el diseño realizado por el autor y director de la tesis en conjunto con la empresa Baker Hughes, este no será implementado hasta este año.

Figura 27. Curva de diseño de operación en BES del pozo TL-25

238-400FLEX10SD



Fuente: Ecopetrol S.A. – Baker Hughes.

Tabla 29. Parámetros de operación seleccionados en el programa para el pozo TL-25

Operating Parameters / Selection:

Design Point:

Desired flow (total)	528.4 BPD	Frequency	53.7 Hz
% water	74.0 %	GOR into pump	21.55 scf/STB
% Gas into pump	1.8 %GIP /15.8 %GIPbs	TDH	6953 ft
		Friction Losses	3.931 psi

Pump Selection:

	<u>Intake</u>	<u>Discharge</u>	<u>Pump Selected:</u>
Pressure	118.3 psi	3015 psi	CENTURION 238-400FLEX10SD
Flowrate	558.1 BPD	543.2 BPD	Pshaft RPM = 3136
Specific Gravity	0.941 rel-H2O	0.967 rel-H2O	Shft HP @ 53.7 Hz = 46.6
Viscosity	3.344Cp	4.751Cp	Shaft load =(Std 32%) / (HS 22%)
			Required Motor HP at 60.0 Hz = 52.67

119+119 etapas, eje de alta carga "H6".

Seal Selection:

Well angle (set depth) = 0Deg fm vert.	Oil temperature at thrust chamber = 281°F
No sand present	Chamber Cap Used (Top to Bot)=
Pump uses floater-type stages	41% 40% 37% 26% 24% 21%
Motor/Seal Oil type = CL5	Thrust bearing load =41 %
Seal Selected : FST3 DB [400 Series]	Shaft load = 18 %
Options : HL	

Motor Selection:

Terminal Voltage	=883.9 V	Fluid Speed	=0.431ft/s
Motor Current	=36.9 A	Eff/PF	=81.55% / 77.44%
Load acc to N.P.	=39.0 %	Internal Temp	=247.1°F
Shaft Load	=8.8 %	Motor Selected:	MSP1-H
			135HP 1215V 71A [450Series]

Tandem 150HP, ferriticos. *NOTE: Motor ratings at 60Hz

Cable Selection:

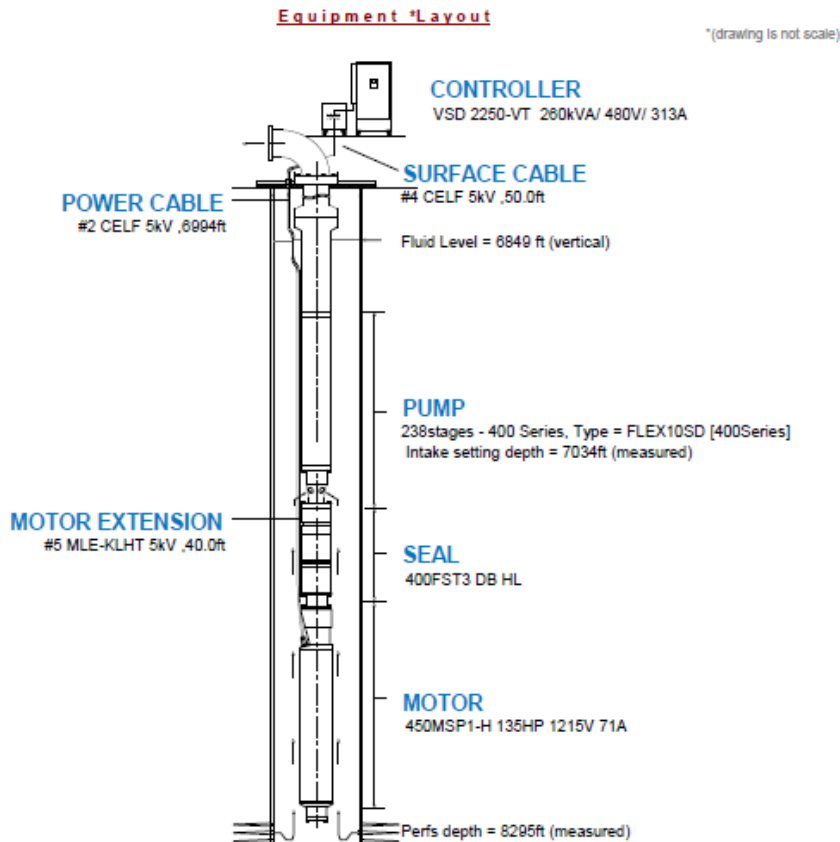
Surface Length	50.0ft	Wellhead Voltage	977.4V
Tubing Length	6994ft	Wellhead kVA	62.5kVA
MLE length	40.0ft	Voltage Drop	93.5V
Surface Temp	160°F	Cond Temp (main)	201.8°F
		Temp Rating	500.0°F
<u>Surface Cable</u>	<u>Main Cable</u>	<u>MLE Cable</u>	
#4 CELF5.0kV 50.0ft	#2 CELF5.0kV 6994ft	#5 MLE-KLHT5.0kV 40.0ft	

Controller Selection:

Surface KW	49.7kW	Voltage Input	480.0V
Input kVA	57.0kVA	Max Well Head Volts	977.4V
System kW	51.2kW	Target Frequency	53.7Hz (8.94V/Hz)
Max Ctrl Current	75.3A	Start Frequency	19.1Hz
Power Cost/kWH	0.05\$/kWH	Step-up Trafo	2.038 ratio
Total Power Cost	= \$1845/month	Selected: VSD 2250-VT	260kVA/ 480V/ 313A
EN RANGO			

Fuente: Ecopetrol S.A. – Baker Hughes.

Figura 28. Diseño final del pozo TL-25



Fuente: Ecopetrol S.A. – Baker Hughes.

Después de realizar este trabajo en el pozo, habría una reducción significativa de fallas, adicionalmente las varillas ya no harían parte del BHA, las cuales estaban sometidas a altos esfuerzos de compresión y tensión debido a la profundidad del pozo como se muestra en el ACR correspondiente al pozo. También se mejoraría el impacto visual y auditivo que generaba la unidad de bombeo anterior. Adicional a esto el posible aumento de producción en un mínimo de 100% y la disminución de mantenimiento del sistema.

9.3 POZO TL-44

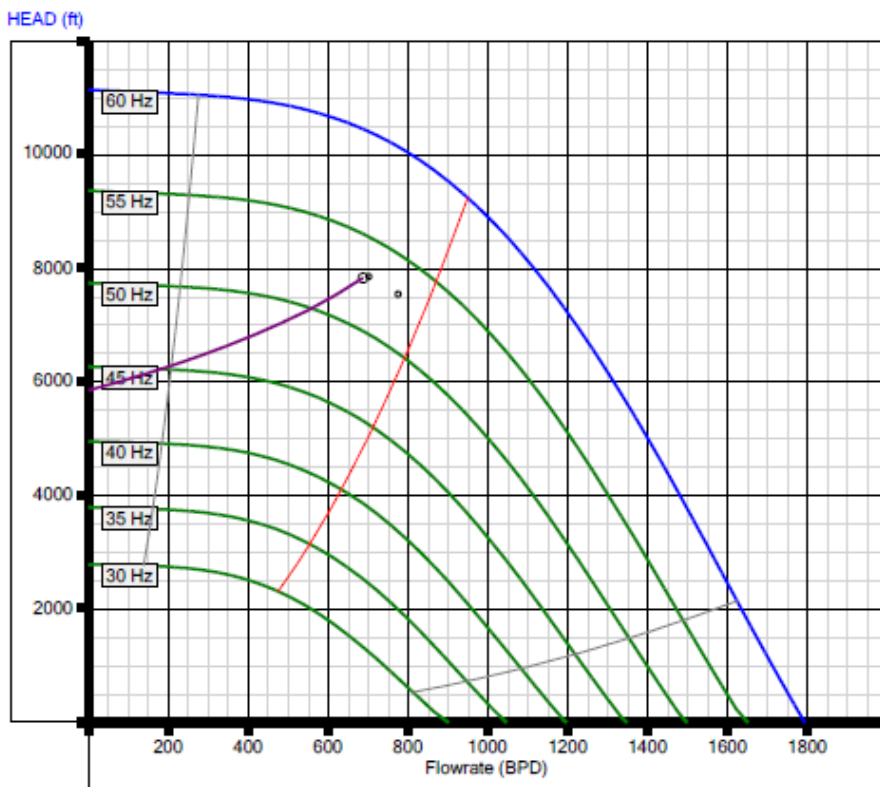
Actualmente el pozo TL-44 se encuentra fallado con sistema de bombeo mecánico, y en superficie cuenta con una unidad balanceada *Reverse Mark* de referencia R-320-500-360. En fondo tiene una bomba API-30-250-RXBC-35-5 WE y tubería de producción de 3 ½" N-80. Según el seguimiento de niveles dinámicos del pozo se observa una sumergencia alrededor de 396 ft. Con lo anterior se tiene pensado optimizar la producción de crudo en el pozo cambiando el sistema de levantamiento

ya que el pozo tiene un índice de productividad 1.16 BBL/PSI, el GOR es 677 scf/STB, el BS&W es 93.3% y una presión en fondo de 1233 PSI, lo que indica que no es conveniente rediseñar en bombeo mecánico.

Se busca optimizar la producción del pozo intentando producir más crudo mediante el nuevo diseño, protegiendo la integridad del pozo yevitando mantenimientos por fallas. Para poder realizar la optimización se cambiará el sistema de levantamiento de bombeo mecánico a bombeo Electrosumergible, y con el diseño que se tiene, se busca mantener la producción que se tenía antes de que el sistema estuviera inactivo, y si se puede aumentarla. A continuación se muestra el diseño realizado por el autor y director de la tesis en conjunto con la empresa Baker Hughes, este no será implementado hasta este año.

Figura 29. Curva de diseño de operación en BES del pozo TL-44

294-400FLEX10SD



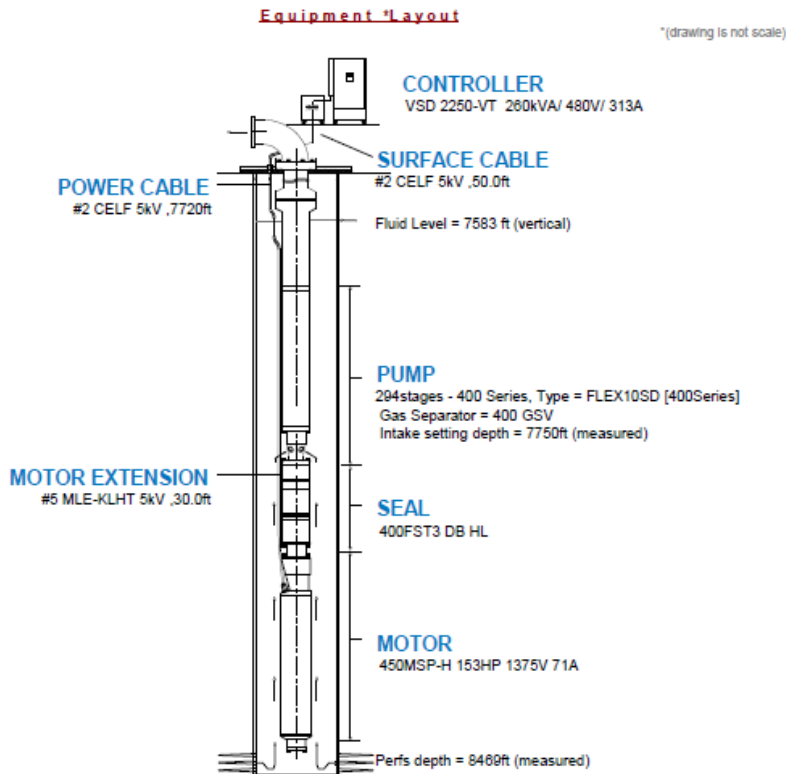
Fuente: Ecopetrol S.A. – Baker Hughes.

Tabla 30. Parámetros de operación seleccionados en el programa para el pozo TL-44

<u>Operating Parameters / Selection:</u>			
<u>Design Point:</u>			
Desired flow (total)	686.8 BPD	Frequency	53.0 Hz
% water	93.3 %	GOR into pump	113.9 scf/STB
% Gas into pump	8.0 %GIP /49.4 %GIPbs	TDH	7837 ft
		Friction Losses	5.474 psi
<u>Pump Selection:</u>	<u>Intake</u>	<u>Discharge</u>	<u>Pump Selected:</u>
Pressure	114.2 psi	3400 psi	CENTURION 294-400FLEX10SD
Flowrate	774.3 BPD	701.2 BPD	Selected Gas Separator= 400 GSV
Specific Gravity	0.884 rel-H2O	0.977 rel-H2O	Pshaft RPM = 3088
Viscosity	1.434Cp	1.268Cp	Shft HP @ 53.0 Hz = 61.91
			Shaft load =(Std 43%) / (HS 29%)
			Required Motor HP at 60.0 Hz = 72.55
119+119+55 eje de alta carga "H6"			
<u>Seal Selection:</u>			
Well angle (set depth) = 1.294Deg fm vert.		Oil temperature at thrust chamber = 240°F	
No sand present		Chamber Cap Used (Top to Bot)=	
Pump uses floater-type stages		31% 31% 28% 20% 19% 16%	
Motor/Seal Oil type = CL5		Thrust bearing load =47 %	
Seal Selected : FST3 DB [400 Series]		Shaft load = 25 %	
Options : HL			
No comments			
<u>Motor Selection:</u>			
Terminal Voltage	=1026.3 V	Fluid Speed	=0.924ft/s
Motor Current	=41.8 A	Eff/PF	=83.16% / 78.48%
Load acc to N.P.	=47.4 %	Internal Temp	=214.6°F
Shaft Load	=12.1 %	Motor Selected:	MSP-H
			153HP 1375V 71A [450Series]
No comments *NOTE: Motor ratings at 60Hz			
<u>Cable Selection:</u>			
Surface Length	50.0ft	Wellhead Voltage	1135.2V
Tubing Length	7720ft	Wellhead kVA	82.2kVA
MLE length	30.0ft	Voltage Drop	108.9V
Surface Temp	110°F	Cond Temp (main)	177.8°F
		Temp Rating	500.0°F
<u>Surface Cable</u>		<u>Main Cable</u>	
#2 CELF5.0kV 50.0ft		#2 CELF5.0kV 7720ft	
No comments		<u>MLE Cable</u>	
		#5 MLE-KLHT5.0kV 30.0ft	
<u>Controller Selection:</u>			
Surface KW	66.0kW	Voltage Input	480.0V
Input kVA	79.3kVA	Max Well Head Volts	1135V
System kW	68.4kW	Target Frequency	53.0Hz (9.05V/Hz)
Max Ctrl Current	103.2A	Start Frequency	19.1Hz
Power Cost/kWH	0.05\$/kWH	Step-up Trafo	2.47 ratio
Total Power Cost	= \$2461/month	Selected: VSD 2250-VT	260kVA/ 480V/ 313A
No comments			

Fuente: Ecopetrol S.A. – Baker Hughes.

Figura 30. Diseño final del pozo TL-44



Fuente: Ecopetrol S.A. – Baker Hughes.

Después de realizar este trabajo en el pozo, habría una reducción significativa de fallas, adicionalmente las varillas ya no harían parte del BHA, las cuales estaban sometidas a altos esfuerzos de compresión y tensión debido a la profundidad y presión del pozo, como se muestra en el ACR. También se mejoraría el impacto visual y auditivo que generaba la unidad de bombeo anterior. Adicional a esto podría haber un posible aumento de producción, y disminución en el mantenimiento del equipo de fondo.

9.4 POZO TL-48

Actualmente el pozo TL-48 se encuentra operando como productor con SLA bombeo mecánico, y en superficie cuenta con una unidad *rotaflex* 1100-500-306 y un motor a gas AJAX A-1800-H, ya que actualmente no se cuenta con sistema de electrificación, adicionalmente se cuenta con sistema de control y monitoreo SAM (*Smart Active Monitor*). En fondo tiene una bomba 30-225-THC-32-5-2-2 y tubería de producción de 3 ½" N-80. Según el seguimiento de niveles dinámicos del pozo se observa una sumergencia alrededor de 2000 ft y una PIP estimada de 800 PSI. Con lo anterior se tiene pensado optimizar la producción de crudo en el pozo

cambiando el sistema de levantamiento, o mejorando el diseño actual, ya que el pozo tiene un índice de productividad 0.263 BBL/PSI, lo que indica que se puede aumentar la extracción del pozo. La corrida en bombeo mecánico se realizó por el autor y director de la tesis, junto a la empresa Dover, lo que se busca en el diseño es determinar cuánto crudo puede extraerse disminuyendo al máximo el número de fallas que presenta el sistema.

Tabla 31. Recomendaciones del diseño en BM para el pozo TL-48

System Design Score (for Full Pump and Fluid Level at the Pump): 86% Grade: B+
BALANCED GEARBOX LOADING SCORE: 85 The gearbox is lightly loaded (63%). The ideal range for gearbox loading is between 70% and 95%. If possible, please use a pumping unit with a smaller gearbox size to reduce pumping unit cost.
MAXIMUM ROD LOADING SCORE: 100 No recommendations for improvements are necessary.
STRUCTURE LOADING SCORE: 100 No recommendations for improvements are necessary.
SYSTEM EFFICIENCY SCORE: 100 No recommendations for improvements are necessary.
BOTTOM MINIMUM STRESS SCORE: 30 The bottom min. stress at the bottom of the rod string is negative which can result in rod buckling. Add sinker bars and if necessary use a lower pumping speed to bring the bottom min. stress between 300 and 650 psi.
MINIMUM POLISHED ROD LOADING SCORE: 100 No recommendations for improvements are necessary.

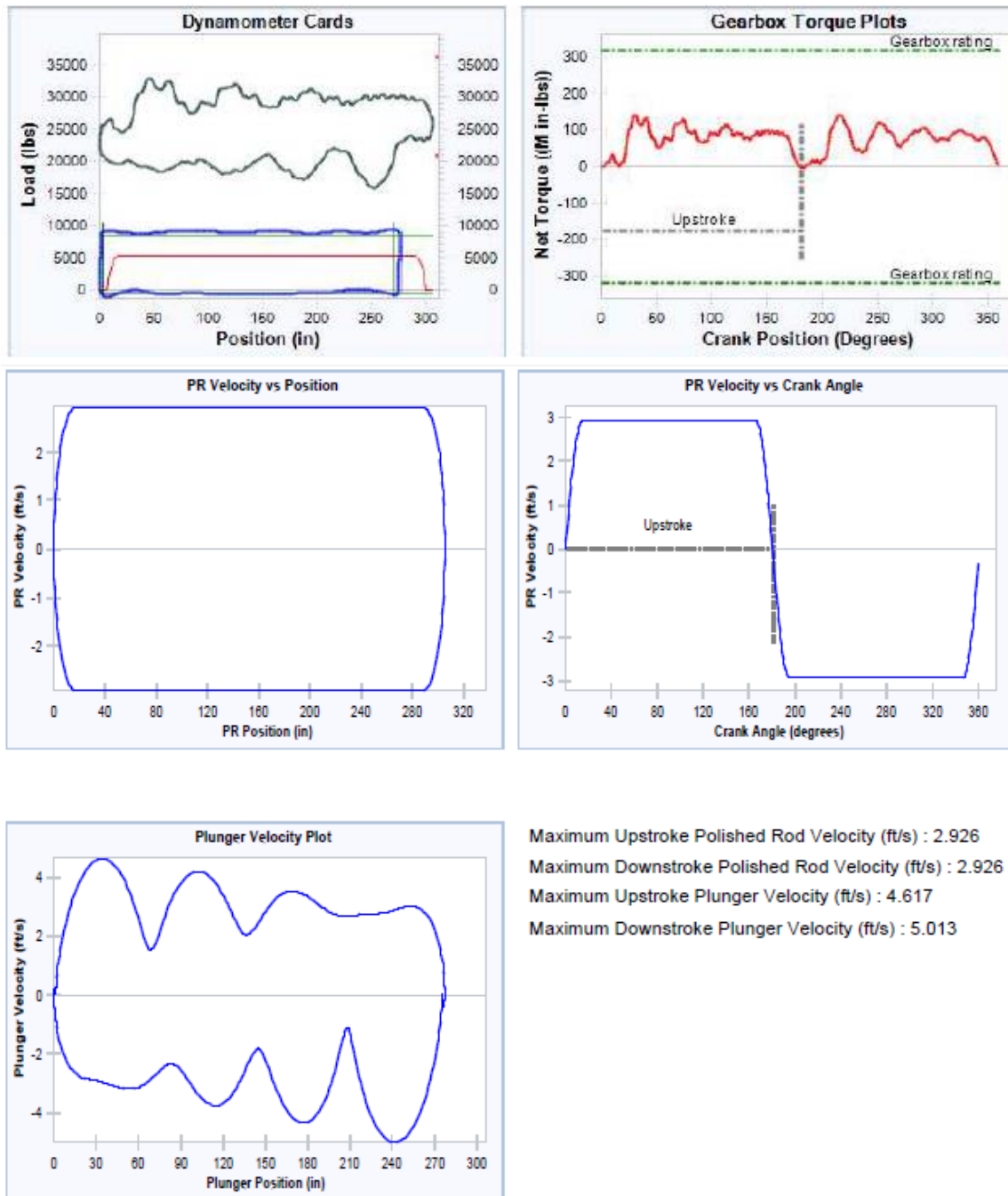
Fuente: Ecopetrol S.A. – Dover

Tabla 32. Datos de entrada y resultados calculados por el programa para el pozo TL-48

Input Data				Calculated Results:				
Run time (hrs/day):	24.0	Tubing pres. (psi):	70.0	Peak pol. pod load (lbs):	32986	PRHP:	24.6	
Strokes per minute:	3.24	Casing pres. (psi):	5.0	Min. Pol. Rod Load (lbs):	15770	Permissible Load Hp:	97.6	
Surf. Stroke (in):	305.7	Gross Prod. (bfpd):	498	MPRL/PPRL:	0.478	PRHP / PLHP:	0.25	
Fluid level (ft from surf.):	5771	Stuf.box fr. (lbs):	100	System Eff. (Motor->Pump)	56%	Unit Struct. Loading:	66%	
		Fluid level (ft over pump):	2633	Buoyant Rod Weight (lbs):	20764	Gearbox Loading:	N/A	
		Pol. Rod. Diam.: 1.5"		Max. Rod Loading:	56%			
Fluid Properties				Motor & Power Meter:				
Water cut:	80%	Power meter:	Detent	Required Prime Mover Size		Balanced (Min Torq)		
Water sp. gravity:	1.07	Elect. Cost:	.05/KWH	For Existing Conditions				
Oil Api Gravity:	18.2	Type:	NEMA D	NEMA D motor:	40 HP			
Fluid Sp. Gravity:	1.045	Size:		Single/double cyl. engine:	30 HP			
				multicylinder engine:	40 HP			
Pumping Unit: Rotaflex				Torque Analysis And Electricity Consumption		Balanced (Min Torq)		
Api Size:	R-320-500-306 (Unit Id: R14)			Peak G'box Torq.. (M in-lbs):	144			
Crank hole # 1 (out of 1)				Gearbox Loading:	45%			
Calc. Stroke Length (in):	305.7			Cyclic Load Factor:	1.09			
Rotation With Well To Right:	CW			C'bal Weight (M lbs):	24.38			
CB weight (M lbs):	Unknown			Daily Electr.Use (Kwh/Day):	542			
				Monthly Electric Bill:	\$826			
				Electr.Cost Per bbl. fluid:	\$0.054			
				Electr.Cost Per bbl. oil:	\$0.272			
Dyna. data source: "30-12-2016 TELLO-48.dyn" (556)				Tubing, Pump And Plunger Calculations				
Date dyna. card was recorded: "12-30-2016, 12:45"				Tubing Movement (in):	0.0	Fl. Load On Pump	8910	
Tubing And Pump Information				Gross Pump Stroke (in):	277	Fl.lev. (ft):	4429	
Tubing O.D. (in):	3.500	Rod-Tub. Fric.:	0.50	Gross pump displ. (bfpd):	531	Fl.Lev. (ft over pump):	3975	
Tubing I.D. (in):	2.992	Pump type:	Tubing	Appar. Net Stroke (in):	269	Pump int. pres. (psi):	1647	
Plunger size (in):	2.25	Pump depth (ft):	8404.0	Eff. Net Stroke (in):	269	Pump Vol. Efficiency	93.9%	
		Tubing is not anchored		Net Str. Displ. (bfpd):	516	Pump Fillage:	97%	
						Est. pump frict. (lbs):	1004	
Rod string (Service Factor: 0.9)				Rod String Stress Analysis				
Diameter (in)	Rod Grade (ft)	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
1.125	Norris 97	2775	140000	54.1%	33084	15965	8691	API MG T/2.8
1.0	Norris 97	2100	140000	50.7%	27635	9322	5466	API MG T/2.8
0.875	Pro Rod 960	1100	140000	53.5%	25388	4167	3911	API MG T/2.8
0.875	Norris 97	2429	140000	47.7%	21024	1137	-1670	API MG T/2.8

Fuente: Ecopetrol S.A. – Dover.

Figura 31. Gráficos generados en el programa, con el diseño seleccionado para el pozo TL-48



Fuente: Ecopetrol S.A. – Dover .

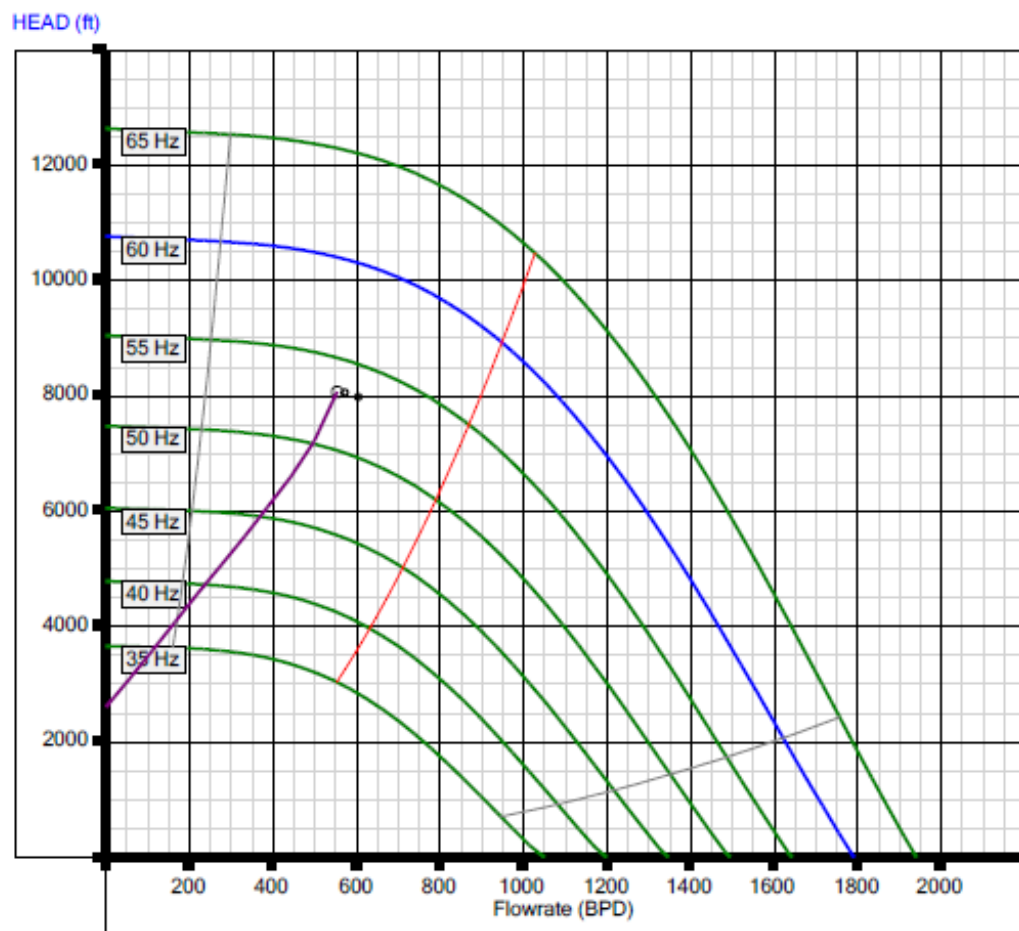
Con el diseño mostrado, se lograría producir un total de 100 BOPD aproximadamente, adicional a esto, se observa que hay recomendaciones luego de realizar el diseño. La *gearbox* (caja de engranajes) está ligeramente cargada, pues el rango ideal de trabajo es de 70% a 95%, y la caja que se tiene trabajaría en 63%.

Adicional a esto, se observa que la tensión en la parte inferior de la varilla es negativa, lo que puede llevar a un *buckling*, para que se pueda minimizar el daño, es necesario utilizar una velocidad de bombeo más baja o *sinker bars*, para llevar la tensión de 300 a 650 psi.

Con el sistema de Bombeo Electrosumergible se busca producir más crudo ya que el pozo cuenta con un IP que favorece la extracción de crudo, de producir 90 BOPD a producir 150 BOPD en el peor escenario, y con el escenario más optimista se lograrían producir 250 BOPD. Se busca aumentar la confiabilidad del sistema de levantamiento ya que cambiando del sistema actual a Electrosumergible, habría una reducción significativa en el número de fallas. A continuación se muestra el diseño realizado por el autor y director de la tesis en conjunto con la empresa Baker Hughes, este no será implementado hasta este año.

Figura 32. Curva de diseño de operación en BES del pozo TL-48

293-400FLEX10SSD



Fuente: Ecopetrol S.A. – Baker Hughes.

Tabla 33. Parámetros de operación seleccionados en el programa para el pozo TL-48

Operating Parameters / Selection:

Design Point:

Desired flow (total)	553.6 BPD	Frequency	53.3 Hz
% water	72.0 %	GOR into pump	32.34 scf/STB
% Gas into pump	4.7 %GIP /33.1 %GIPbs	TDH	8069 ft
		Friction Losses	18.28 psi

Pump Selection:

	<u>Intake</u>	<u>Discharge</u>
Pressure	114.3 psi	3426 psi
Flowrate	603.9 BPD	571.6 BPD
Specific Gravity	0.901 rel-H2O	0.953 rel-H2O
Viscosity	4.438Cp	6.063Cp

Pump Selected:

CENTURION 293-400FLEX10SSD
 Pshaft RPM = 3102
 Shft HP @ 53.3 Hz = 59.11
 Shaft load =(Std 41%) / (HS 28%)
 Required Motor HP at 60.0 Hz = 67.07

55+119+119 etapas, eje de alta carga "H6".

Seal Selection:

Well angle (set depth) = 17.36Deg fm vert.
 No sand present
 Pump uses floater-type stages
 Motor/Seal Oil type = CL6
 Seal Selected : FST3 DB [400 Series]
 Options : HL

Oil temperature at thrust chamber = 304°F
 Chamber Cap Used (Top to Bot)=
 51% 55% 51% 34% 34% 30%
 Thrust bearing load =47 %
 Shaft load = 23 %

Motor Selection:

Terminal Voltage =1868.6 V
 Motor Current =20.8 A
 Load acc to N.P. =44.7 %
 Shaft Load =9.3 %

Fluid Speed =0.57ft/s
 Eff/PF =83.48% / 81.06%
 Internal Temp =275.7°F
 Motor Selected: XP-H
 150HP 2525V 38A [450Series]

Cable Selection:

Surface Length 50.0ft
 Tubing Length 7890ft
 MLE length 110.0ft
 Surface Temp 90°F

Wellhead Voltage 1955.2V
 Wellhead kVA 70.5kVA
 Voltage Drop 86.6V
 Cond Temp (main) 185.7°F
 Temp Rating 500.0°F

Surface Cable

#4 CELF5.0kV 50.0ft

Main Cable

#4 CELF5.0kV 7890ft

MLE Cable

#5 MLE-KLHT5.0kV 110.0ft

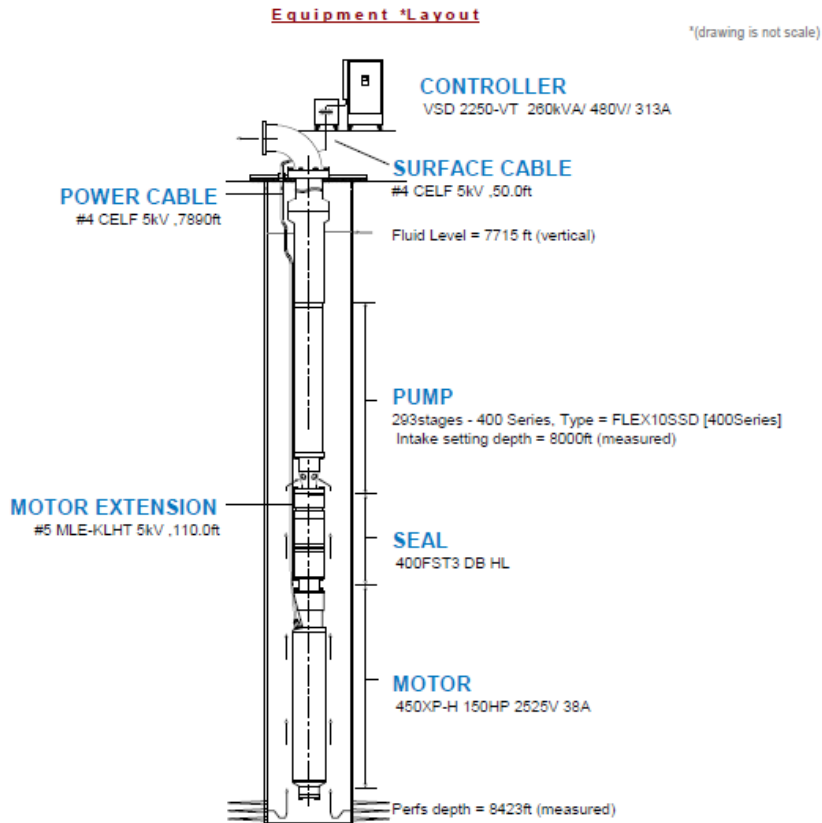
Controller Selection:

Surface KW 57.7kW
 Input kVA 65.9kVA
 System kW 59.3kW
 Max Ctrl Current 84.9A
 Power Cost/kWH 0.024\$/kWH
 Total Power Cost = \$1025/month
 EN RANGO

Voltage Input 480.0V
 Max Well Head Volts 1955V
 Target Frequency 53.3Hz (9.00V/Hz)
 Start Frequency 19.1Hz
 Step-up Trafo 4.073 ratio
 Selected: VSD 2250-VT 260kVA/ 480V/ 313A

Fuente: Ecopetrol S.A. – Baker Hughes.

Figura 33. Diseño final del pozo TL-48



Fuente: Ecopetrol S.A. – Baker Hughes.

Después de realizar este trabajo en el pozo las varillas ya no harían parte del BHA, las cuales estaban sometidas a altos esfuerzos de compresión y tensión debidos a la profundidad del pozo y ocasionaban fallas e intervenciones repetitivas. También se mejoraría el impacto visual y auditivo que generaba la unidad de bombeo anterior. Adicional a esto, habría un posible aumento de producción en un 100%, y disminución en el mantenimiento del equipo de fondo. Debido a estos motivos y a la producción estimada anteriormente, se llegó a la conclusión que el sistema que se implementará es el Bombeo Electrosumergible con el diseño que se acaba de mostrar.

9.5 POZO TL-65

Actualmente el pozo TL-65 se encuentra inactivo con sistema de bombeo mecánico, y en superficie cuenta con una unidad balanceada por aire de referencia A1280-427-192. En fondo tiene una bomba 25-175-RHABC-18-5-2-2 DVF y tubería de producción de 3 ½" N-80. Según el seguimiento de niveles dinámicos del pozo se observa una sumergencia alrededor de 350 ft. Con lo anterior se tiene pensado

optimizar la producción de crudo en el pozo modificando o cambiando el sistema de levantamiento ya que el pozo tiene un índice de productividad 1.427 BBL/PSI lo que nos indica que se puede aumentar la capacidad de extracción del pozo o disminuir la sucesión de fallas del sistema de fondo.

La corrida en bombeo mecánico se realizó por el autor y director de la tesis, junto a la empresa Dover, lo que se busca en el diseño es determinar cuánto crudo puede extraerse disminuyendo al máximo el número de fallas que presenta el sistema.

Tabla 34. Recomendaciones del diseño en BM para el pozo TL-65

System Design Score (for Full Pump and Fluid Level at the Pump): 92% Grade: A-
BALANCED GEARBOX LOADING SCORE:100 No recommendations for improvements are necessary.
MAXIMUM ROD LOADING SCORE: 100 No recommendations for improvements are necessary. (Note: Due to severe side loading, tapers 1 and 2 require more guides than the maximum guides per rod entered in setup.)
STRUCTURE LOADING SCORE : 100 No recommendations for improvements are necessary.
SYSTEM EFFICIENCY SCORE:50 System efficiency at 25.3 is very poor: To increase efficiency Use a bigger pump and slower pumping speed Use longer stroke length Use more efficient pumping unit Use a more efficient motor (or different motor type) Try changing the pumping unit direction of rotation.
BOTTOM MINIMUM STRESS SCORE:100 No recommendations for improvements are necessary.
MINIMUM POLISHED ROD LOADING SCORE:100 No recommendations for improvements are necessary.

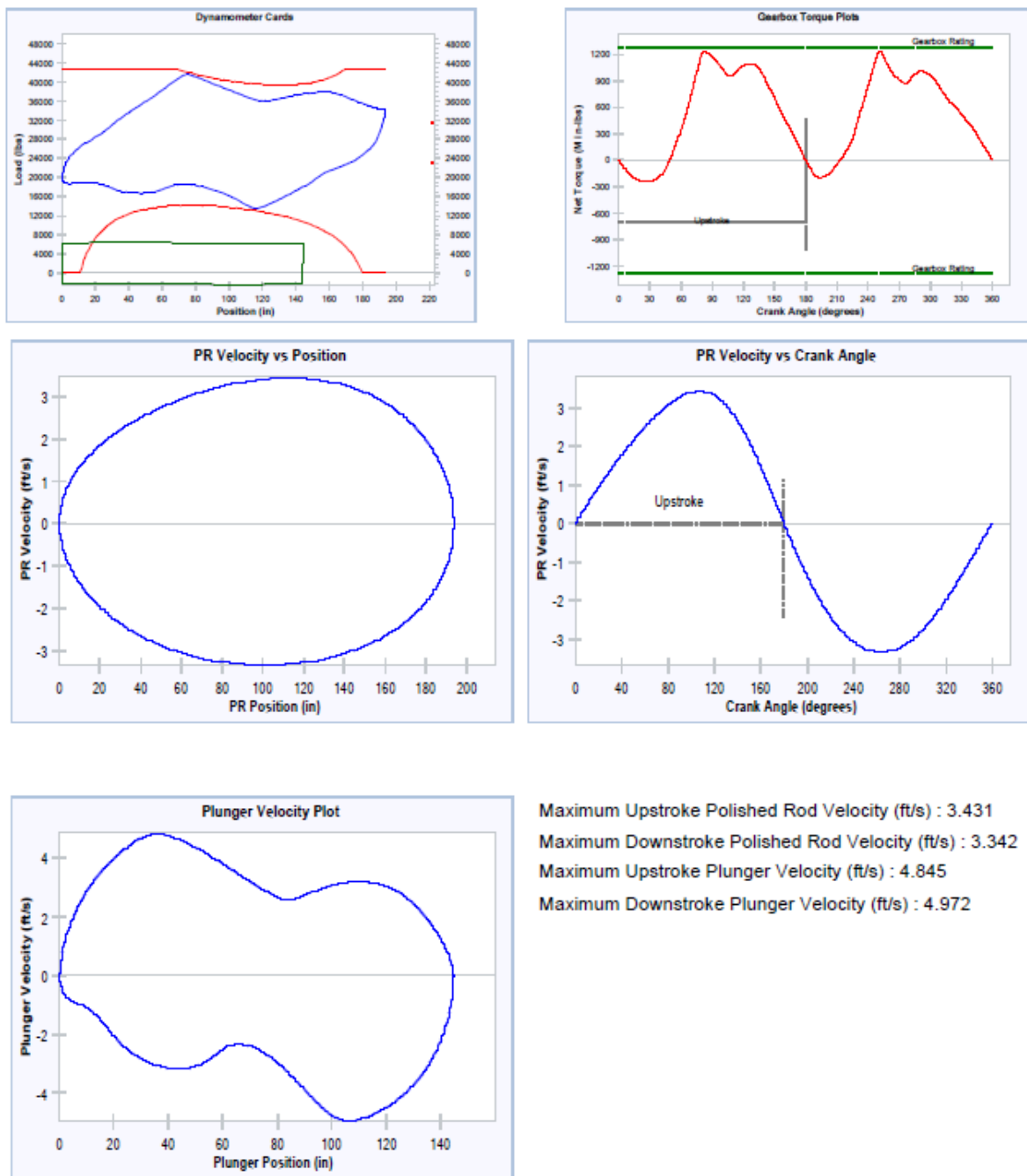
Fuente: Ecopetrol S.A. – Dover.

Tabla 35. Datos de entrada y calculados por el programa para el pozo TL-65

INPUT DATA					CALCULATED RESULTS (TOTAL SCORE: 92% Grade: A-)				
Strokes per minute:	4	Fluid level			Production rate (bfpd):	176	Peak Pol. Rod Load (lbs):	39272	
Run time (hrs/day):	24.0	(ft from surface):	8200		Oil production (BOPD):	70	Min. Pol. Rod Load (lbs):	13028	
Tubing pres. (psi):	95	(ft over pump):	497		Strokes per minute:	4	MPRL/PPRL:	0.332	
Casing pres. (psi):	40	Stuf.Box Fr. (lbs):	100		System Eff. (Motor->Pump):	25%	Unit Struct. Loading:	92%	
		Pol. Rod. Diam 1.5"			Permissible Load Hp:	62.4	PRHP / PLHP:	0.50	
Fluid Properties			Motor & Power Meter		Fluid load on pump (lbs):	8052	Buoyant Rod Weight (lbs):	21583	
Water cut:	60%	Power meter	Detent		Fluid level twd (ft from surface):	7743	N/No: .137 ,	Fo/SKr: .195	
Water sp. gravity:	1	Elect. cost:	\$,5/KWH		Polished rod HP:	31.2			
Oil API gravity:	17.3	Type:	NEMA D		Required prime mover size		Balanced (Min		
Fluid sp. gravity:	0.9804				(speed var. not included)		Torq)		
Pumping Unit:Lufkin Air-Balanced					NEMA D motor:	60 HP			
API Size: A-1280-427-192 (Unit ID: AL18)					Single/double cyl. engine:	50 HP			
Crank hole number:	# 1 (out of 3)				Multicylinder Engine:	60 HP			
Calculated stroke length (in):	193.6				Torque analysis and electricity		Balanced (Min		
Crank rotation with well to right:	CW				consumption		Torq)		
air tank pressure at					Peak q'box torq.(M in-lbs):	1115			
bottom-of-stroke (psig):	Unknown				Gearbox loading:	87.1%			
Tubing And Pump Information					Cyclic load factor:	1.382			
Tubing O.D. (in):	3.500	Upstr. Rod-Fl. Damp. Coeff:	0.300		Max. air tank pres.(psig):	419			
Tubing I.D. (in):	2.992	Dnstr. Rod-Fl. Damp. Coeff:	0.300		Daily Electr.Use (Kwh/Day):	736			
Pump depth (ft):	8697	Tub.anch.depth (ft):	8537		Monthly Electric Bill:	\$11219			
Pump conditions:	Full				Electr.cost per bbl fluid:	\$2.096			
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency:	85%		Electr.cost per bbl oil:	\$5.240			
Plunger size (in):	1.75	Pump friction (lbs):	200.0		Tubing, Pump And Plunger Calculations				
Rod string design					Tubing stretch (in):	.2			
Rod string stress analysis (service factor: 0.85)					Prod. Loss Due To Tubing Stretch (bfpd):	0.3			
Diameter (in)	Rod grade	Length (ft)	Min. Tensile strength (psi)	Fric. Coeff	Gross Pump Stroke (in):	144.8			
1.125	Norris 97	2000	140000	0.2	Pump spacing (in. from bottom):	26.1			
1	Norris 97	1800	140000	0.2	Minimum pump length (ft):	26.0			
0.875	Norris 97	4097	140000	0.2	Recommended plunger length (ft):	6.0			
1.125	Norris 97	800	140000	0.2					
					Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	# Guides/Rod
					78.2%	39407	13207	7498	0
					79.7%	38336	9745	5776	0
					77.5%	36742	8060	-1380	0
					23.6%	9332	-835	-4031	0

Fuente: Ecopetrol S.A. – Dover.

Figura 34. Gráficos generados en el programa, con el diseño seleccionado para el pozo TL-65



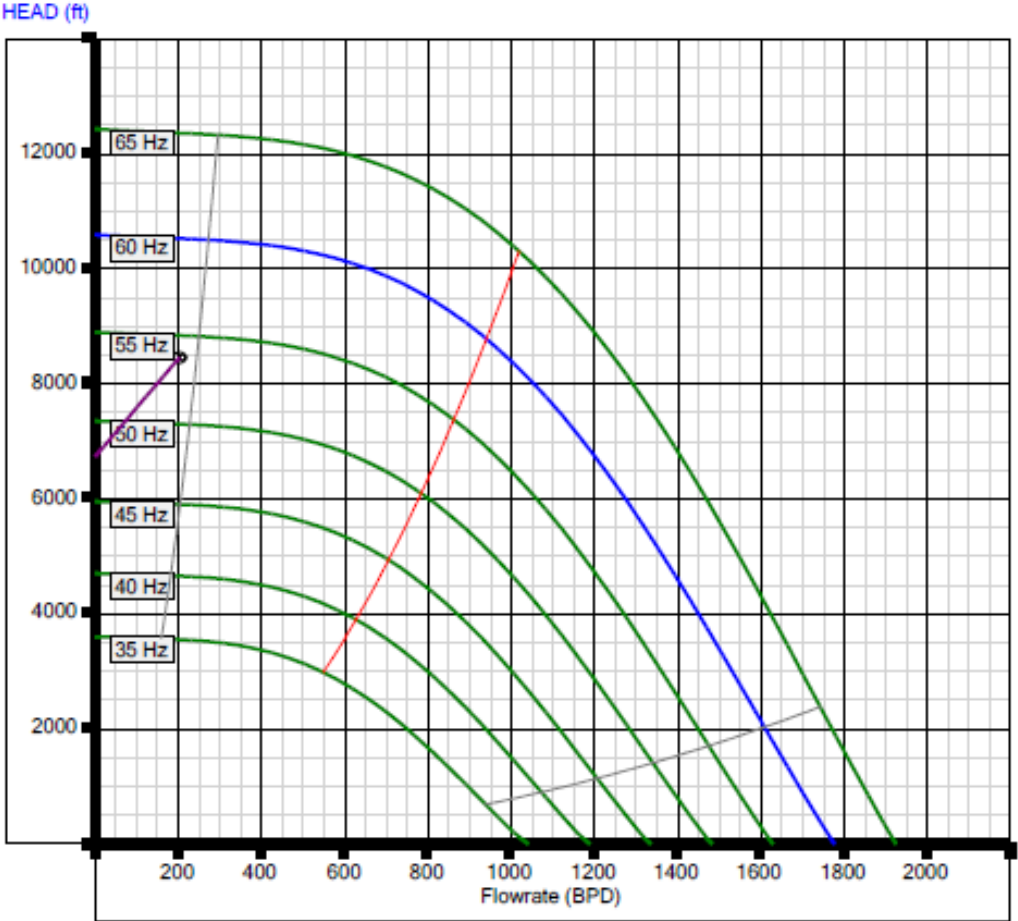
Fuente: Ecopetrol S.A. – Dover.

Con el diseño mostrado, se lograría producir un total de 90 BOPD aproximadamente, adicional a esto, se observa que el diseño es muy bueno, ya que tiene un puntaje del 92%. Sin embargo se observa que la eficiencia es pobre, para esto el software recomienda utilizar una bomba más grande y una velocidad de bombeo más lenta, o utilizar un motor diferente con mayor eficiencia.

Con el sistema de Bombeo Electrosumergible se busca producir más crudo. Se busca aumentar la confiabilidad del sistema de levantamiento ya que cambiando del sistema actual a Electrosumergible, habría una posible reducción significativa en el número de fallas. A continuación se muestra el diseño realizado por el autor y director de la tesis en conjunto con la empresa Baker Hughes.

Figura 35. Curva de diseño de operación en BES del pozo TL-65

293-400FLEX10SSD



Fuente: Ecopetrol S.A. – Baker Hughes.

Tabla 36. Parámetros de operación seleccionados en el programa para el pozo TL-65

Operating Parameters / Selection:

Design Point:

Desired flow (total)	202.4 BPD	Frequency	53.8 Hz
% water	59.0 %	GOR into pump	0 scf/STB
% Gas into pump	0.0 %GIP /0.0 %GIPbs	TDH	8461 ft
		Friction Losses	6.694 psi

Pump Selection:

	<u>Intake</u>	<u>Discharge</u>	<u>Pump Selected:</u>
Pressure	115.9 psi	3662 psi	CENTURION 293-400FLEX10SSD
Flowrate	210.6 BPD	209.4 BPD	Pshaft RPM = 3107
Specific Gravity	0.965 rel-H2O	0.971 rel-H2O	Shft HP @ 53.8 Hz = 47.12
Viscosity	5.938Cp	32.05Cp	Shaft load =(Std 33%) / (HS 22%)
			Required Motor HP at 60.0 Hz = 53.13

55+119+119 eje de alta carga "H6"

Seal Selection:

Well angle (set depth) = 17.35Deg fm vert.	Oil temperature at thrust chamber = 337°F
Sand present	Chamber Cap Used (Top to Bot)=
Pump uses floater-type stages	63% 67% 63% 41% 41% 36%
Motor/Seal Oil type = CL6	Thrust bearing load =50 %
Seal Selected : FST3 DB [400 Series]	Shaft load = 19 %
Options : HL	
No comments	

Motor Selection:

Terminal Voltage	=1545.4 V	Fluid Speed	=0.131ft/s
Motor Current	=19.6 A	Eff/PF	=84.94% / 82.04%
Load acc to N.P.	=66.4 %	Internal Temp	=321.6°F
Shaft Load	=8.9 %	Motor Selected:	MSP1.
			80HP 1895V 27A [450Series]

80 Hp *NOTE: Motor ratings at 60Hz

Cable Selection:

Surface Length	50.0ft	Wellhead Voltage	1635.9V
Tubing Length	8770ft	Wellhead kVA	55.5kVA
MLE length	110.0ft	Voltage Drop	90.5V
Surface Temp	100°F	Cond Temp (main)	185.2°F
		Temp Rating	500.0°F

Surface Cable

#1 CELF5.0kV 50.0ft
No comments

Main Cable

#4 CELF5.0kV 8770ft

MLE Cable

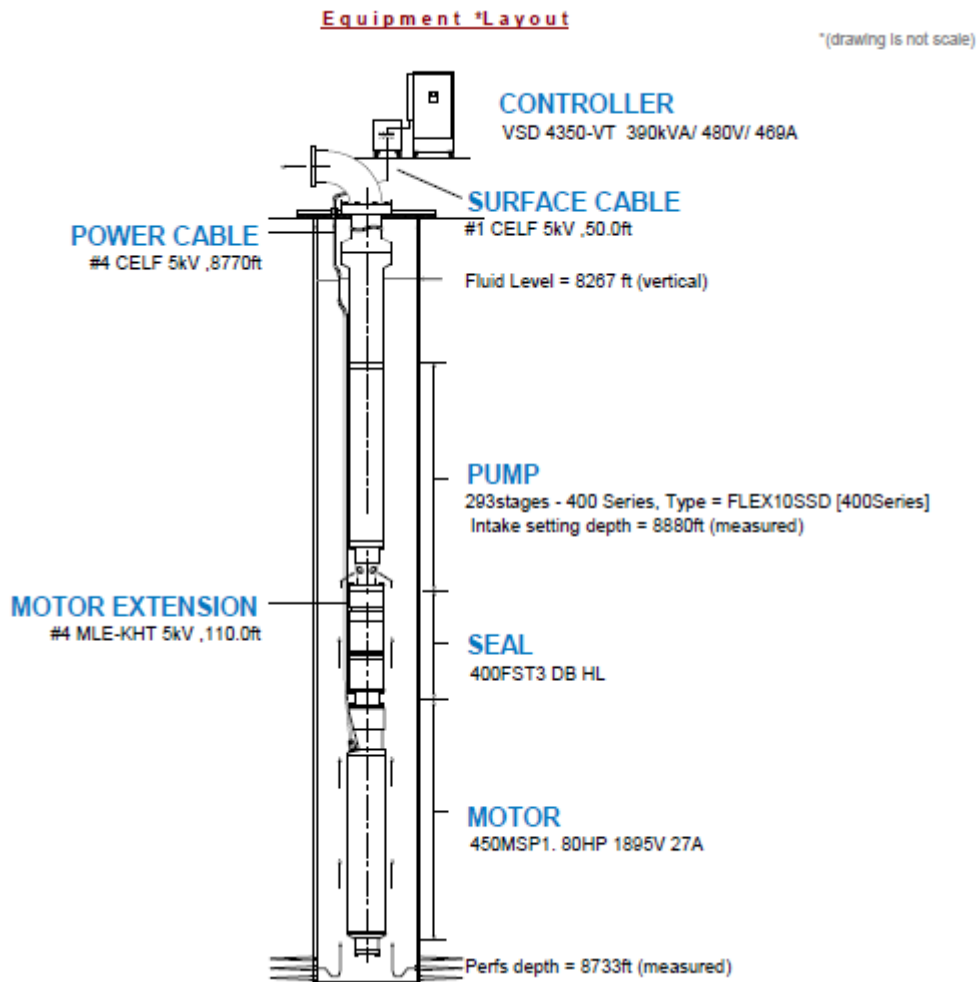
#4 MLE-KHT5.0kV 110.0ft

Controller Selection:

Surface KW	46.0kW	Voltage Input	480.0V
Input kVA	52.5kVA	Max Well Head Volts	1636V
System kW	47.3kW	Target Frequency	53.8Hz (8.92V/Hz)
Max Ctrl Current	66.7A	Start Frequency	20.0Hz
Power Cost/kWH	0.05\$/kWH	Step-up Trafo	3.408 ratio
Total Power Cost	= \$1702/month	Selected: VSD 4350-VT	390kVA/ 480V/ 469A
No comments			

Fuente: Ecopetrol S.A. – Baker Hughes.

Figura 36. Diseño Final del pozo TL-65



Fuente: Ecopetrol S.A. – Baker Hughes.

Como se puede observar en la figura 43, de hacerse el diseño en bombeo Electrosumergible, la bomba quedaría en *Downthrust*, esto significa que no entraría dentro de los rangos operativos, ya que el fluido que produce el pozo, es muy poco. De ponerse una bomba más grande, se podría secar el pozo y venirse en agua. Debido a estos factores se determinó que el mejor sistema de levantamiento para este pozo es el bombeo mecánico.

10. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS CORRIDAS TÉCNICAS

SELECCIONADAS

Luego de tener los diseños listos, se pasa a realizar una evaluación económica, para determinar si es viable para la empresa realizar el trabajo. Con respecto a la evaluación, se deben tener en cuenta los siguientes parámetros:

Información del servicio al pozo

- Duración: Corresponde al tiempo en días que va a durar la intervención desde el momento en que entra el equipo, hasta que el pozo queda en operación.
- Presupuesto: Corresponde al valor total de las actividades realizadas al pozo en dólares.
- Fecha de ejecución: Corresponde a la fecha del inicio de la actividad.
- Tiempo medio de falla: Corresponde al *run life* en meses del SLA instalado.

Parámetros de producción

- Producción antes del servicio: Corresponde al caudal de producción en BOPD que tiene el pozo actualmente, si el pozo está en operación y desea ser intervenido, debe contemplarse la producción actual para efectos de estimar el costo de diferida.
- Potencial esperado: Corresponde al caudal esperado en BOPD esperado posterior a la intervención del pozo.
- Declinación histórica: Corresponde a la tasa de declinación anual resultado del comportamiento histórico de producción del pozo. (también se puede observar en la IPR y/o potencial del pozo).
- Declinación esperada: Corresponde a la tasa de declinación anual resultado de la intervención del pozo. De acuerdo con el alcance del servicio, esta podrá mantener, disminuir o aumentar la tendencia de declinación del pozo.

Parámetros de evaluación

- Costo de levantamiento: Corresponde al costo de levantamiento en USD/BBL para el campo objeto de evaluación reportado en el último informe de gestión.
- Precio WTI (*West Texas Intermediate*): Corresponde al precio en USD/BBL definido para el año en curso. Este puede variar dependiendo de lo estipulado por la empresa.
- Regalías de producción básica: Corresponde al porcentaje de regalías que aplica a la producción básica del campo.
- Tasa descuento: Corresponde al porcentaje definido por VCE (vicepresidencia Corporativa de Estrategia), para la evaluación de proyectos, definida por la empresa.

- Calidad y transporte: Corresponde al descuento por calidad y transporte aplicado al precio WTI en USD/BBL a emplearse tanto para precios de portafolio como para condiciones de mercado.
- Impuesto de renta: Corresponde al impuesto en porcentaje que grava los ingresos netos operacionales.

A continuación se muestra la evaluación económica hecha por parte de Ecopetrol S.A. para cada uno de los diseños hechos a los pozos de campo Tello. En el análisis económico, se determinará si es viable o no, ya que el programa utilizado por la empresa permite indicarlo.

Tabla 37. Evaluación económica del pozo TL-06

INFORMACION DEL SERVICIO A POZO			
DURACION	<input type="text" value="10"/>	días	PRESUPUESTO <input type="text" value="250,000"/> USD
FECHA EJECUCION	<input type="text" value="16-11-16"/>	mm/dd/aaaa	TIEMPO MEDIO DE FALLA <input type="text" value="36"/> Meses

PARAMETROS DE PRODUCCION			
PROD. ANTES DE SERVICIO	<input type="text" value="72.0"/>	BPPD	DECLINACION HISTORICA <input type="text" value="0.050"/> año-1
POTENCIAL ESPERADO	<input type="text" value="300.0"/>	BPPD	DECLINACION ESPERADA <input type="text" value="0.052"/> año-1

PARAMETROS DE EVALUACION			
COSTO DE LEVANTAMIENTO	<input type="text" value="12.00"/>	USD/BL	TASA DESCUENTO <input type="text" value="11.1"/> % EA.
PRECIO WTI	<input type="text" value="50.00"/>	USD/BL	CALIDAD & TRANSPORTE <input type="text" value="10.10"/> USD/BL
REGALIAS DE PROD. BASICA	<input type="text" value="32"/>	%	IMPUESTO DE RENTA <input type="text" value="33"/> %

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 38. Evaluación económica del pozo TL-25

INFORMACION DEL SERVICIO A POZO			
DURACION	<input type="text" value="10"/> días	PRESUPUESTO	<input type="text" value="160,000"/> USD
FECHA EJECUCION	<input type="text" value="01-06-17"/> mm/dd/aaaa	TIEMPO MEDIO DE FALLA	<input type="text" value="36"/> Meses
PARAMETROS DE PRODUCCION			
PROD. ANTES DE SERVICIO	<input type="text" value="-"/> BPPD	DECLINACION HISTORICA	<input type="text" value="0.050"/> año-1
POTENCIAL ESPERADO	<input type="text" value="137.0"/> BPPD	DECLINACION ESPERADA	<input type="text" value="0.049"/> año-1
PARAMETROS DE EVALUACION			
COSTO DE LEVANTAMIENTO	<input type="text" value="12.00"/> USD/BL	TASA DESCUENTO	<input type="text" value="11.1"/> % EA.
PRECIO WTI	<input type="text" value="50.00"/> USD/BL	CALIDAD & TRANSPORTE	<input type="text" value="10.10"/> USD/BL
REGALIAS DE PROD. BASICA	<input type="text" value="32"/> %	IMPUESTO DE RENTA	<input type="text" value="33"/> %

Fuente: Ecopetrol S.A

Tabla 39. Evaluación económica del pozo TL-44

INFORMACION DEL SERVICIO A POZO			
DURACION	<input type="text" value="10"/> días	PRESUPUESTO	<input type="text" value="170,000"/> USD
FECHA EJECUCION	<input type="text" value="01-07-17"/> mm/dd/aaaa	TIEMPO MEDIO DE FALLA	<input type="text" value="36"/> Meses
PARAMETROS DE PRODUCCION			
PROD. ANTES DE SERVICIO	<input type="text" value="-"/> BPPD	DECLINACION HISTORICA	<input type="text" value="0.050"/> año-1
POTENCIAL ESPERADO	<input type="text" value="46.0"/> BPPD	DECLINACION ESPERADA	<input type="text" value="0.050"/> año-1
PARAMETROS DE EVALUACION			
COSTO DE LEVANTAMIENTO	<input type="text" value="12.00"/> USD/BL	TASA DESCUENTO	<input type="text" value="11.1"/> % EA.
PRECIO WTI	<input type="text" value="50.00"/> USD/BL	CALIDAD & TRANSPORTE	<input type="text" value="10.10"/> USD/BL
REGALIAS DE PROD. BASICA	<input type="text" value="32"/> %	IMPUESTO DE RENTA	<input type="text" value="33"/> %

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 40. Evaluación económica del pozo TL-48

INFORMACION DEL SERVICIO A POZO			
DURACION	<input type="text" value="10"/>	días	PRESUPUESTO <input type="text" value="250,000"/> USD
FECHA EJECUCION	<input type="text" value="01-06-17"/>	mm/dd/aaaa	TIEMPO MEDIO DE FALLA <input type="text" value="36"/> Meses

PARAMETROS DE PRODUCCION			
PROD. ANTES DE SERVICIO	<input type="text" value="117.0"/>	BPPD	DECLINACION HISTORICA <input type="text" value="0.050"/> año-1
POTENCIAL ESPERADO	<input type="text" value="155.0"/>	BPPD	DECLINACION ESPERADA <input type="text" value="0.051"/> año-1

PARAMETROS DE EVALUACION			
COSTO DE LEVANTAMIENTO	<input type="text" value="12.00"/>	USD/BL	TASA DESCUENTO <input type="text" value="11.1"/> % EA.
PRECIO WTI	<input type="text" value="50.00"/>	USD/BL	CALIDAD & TRANSPORTE <input type="text" value="10.10"/> USD/BL
REGALIAS DE PROD. BASICA	<input type="text" value="32"/>	%	IMPUESTO DE RENTA <input type="text" value="33"/> %

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 41. Evaluación económica del pozo TL-65

INFORMACION DEL SERVICIO A POZO			
DURACION	<input type="text" value="3"/>	días	PRESUPUESTO <input type="text" value="160,000"/> USD
FECHA EJECUCION	<input type="text" value="20-06-16"/>	mm/dd/aaaa	TIEMPO MEDIO DE FALLA <input type="text" value="15"/> Meses

PARAMETROS DE PRODUCCION			
PROD. ANTES DE SERVICIO	<input type="text" value="55.0"/>	BPPD	DECLINACION HISTORICA <input type="text" value="0.050"/> año-1
POTENCIAL ESPERADO	<input type="text" value="90.0"/>	BPPD	DECLINACION ESPERADA <input type="text" value="0.050"/> año-1

PARAMETROS DE EVALUACION			
COSTO DE LEVANTAMIENTO	<input type="text" value="12.00"/>	USD/BL	TASA DESCUENTO <input type="text" value="11.1"/> % EA.
PRECIO WTI	<input type="text" value="50.00"/>	USD/BL	CALIDAD & TRANSPORTE <input type="text" value="10.10"/> USD/BL
REGALIAS DE PROD. BASICA	<input type="text" value="32"/>	%	IMPUESTO DE RENTA <input type="text" value="33"/> %

Fuente: Ecopetrol S.A.

11. ANÁLISIS DE OPTIMIZACIÓN

La optimización es la principal meta de este trabajo, para poder lograrlo se tuvieron en cuenta los siguientes parámetros:

- ✓ Aumentar la producción de los pozos actualmente activos, seleccionando el sistema de levantamiento que mejor se adecue a las condiciones del pozo y reducir al mínimo la sumergencia sin ver afectado su funcionamiento y producción de crudo.
- ✓ Reactivar los pozos que actualmente se encontraban fallados, inactivos o listos para abandono.
- ✓ Disminuir al máximo las pérdidas de producción por trabajos de mantenimiento o fallas de equipos de fondo.

Para lograr la optimización de producción en el campo, principalmente se logró aumentar la producción en los pozos TL-06 y TL-65, este aumento se dio gracias a los nuevos diseños escogidos en un capítulo previo del presente trabajo. La tabla 33 muestra la producción de los pozos antes y después de la optimización.

Tabla 42. Producción antes y después del trabajo en los pozos TL-06 y TL-65

Pozo	Condiciones anteriores		Condiciones actuales	
	SLA	Producción (BOPD)	SLA	Producción (BOPD)
TL-06	BM	72	BES	340
TL-65	BM	55	BM (modificado)	90
	TOTAL	127		430

Fuente: Ecopetrol S.A – Autor.

Se puede observar un aumento de más de 300 barriles de petróleo por día (BOPD) en los dos pozos, lo que indica que la optimización hasta el momento es buena, cabe resaltar que el pozo TL-06 puede llegar a producir más de 400 BOPD si se realiza un manejo adecuado de la bomba. En el anexo B se muestran las pruebas de producción en tiempo real antes y después de la intervención a estos dos pozos.

Con respecto a los pozos que no se han podido intervenir, debido a políticas y cronogramas de la empresa ECOPETROL S.A, se tienen pronósticos de las condiciones futuras que se pueden observar en la tabla 34, estas indican que el escenario es bastante alentador, ya que se estima que la producción suba en más de 200 BOPD.

Tabla 43. Condiciones actuales y condiciones futuras de los pozos a intervenir

<i>Pozo</i>	Condiciones actuales		Condiciones futuras	
	SLA	Producción (BOPD)	SLA	Producción (BOPD)
<i>TL-25</i>	BM	0 (Inactivo)	BES	137
<i>TL-44</i>	BM	0 (Inactivo)	BES	46
<i>TL-48</i>	BM	117	BES	155
	TOTAL	117		338

Fuente: Ecopetrol S.A – Autor.

Con respecto a los pozos que se diseñaron en Bombeo Electrosumergible, es muy importante, tener en cuenta la sensibilidad del sistema con respecto al pozo. En el anexo C, se encuentran las sensibilidades de los pozos TL-06, TL-25, TL-44 y TL-48. Estas sensibilidades muestran las propiedades de la bomba para cada frecuencia, para que así exista un mejor funcionamiento de la misma. Debido a que el pozo TL-65 fue hecho en bombeo mecánico, no se tuvieron en cuenta dichas frecuencias.

11.1 ANÁLISIS TÉCNICO

Luego de realizar los respectivos diseños, e implementación de los mismos en campo, se debe tener en cuenta si técnicamente se tuvieron mejorías. El análisis técnico permite identificar si realmente la selección de los SLA en los cinco pozos disminuirá de manera considerable las intervenciones repetitivas por mantenimiento que presentaban anteriormente estos pozos. La tabla 35 muestra el número de intervenciones por falla y mantenimiento de equipo de fondo de los 5 pozos durante los últimos 5 años.

Tabla 44. Número de fallas e intervenciones en los 5 pozos de estudio durante los últimos 5 años

<i>Pozo</i>	Número de fallas	Número de intervenciones
<i>TL-06</i>	9	10
<i>TL-25</i>	8	9
<i>TL-44</i>	9	11
<i>TL-48</i>	10	11
<i>TL-65</i>	12	14
TOTAL	48	55

Fuente: Estadístico de fallas SOH ECOPETROL

Esta tabla, indica que el número de fallas promedio por año para estos cinco pozos es de 9 a 10. Esas fallas afectan directamente los índices que manejan el campo y la empresa. En este trabajo, se están los dos índices más importantes con respecto

a la integridad de fondo de los equipos de subsuelo para ECOPETROL S.A. Estos son el índice de fallas y en índice de severidad.

Índice de falla: Permite medir el desempeño en la gestión de la frecuencia de las fallas de cada uno de los sistemas de extracción. Su cálculo está regulado con la siguiente ecuación:

$$\text{Índice de Fallas} = \frac{\# \text{ Fallas en los últimos 12 meses (acumulado)}}{\# \text{ Pozos Activos promedio de los últimos 12 meses}} \quad \text{Ecuación 9}$$

Índice de severidad: Su objetivo es identificar los pozos con fallas repetitivas o malos actores. Cuando Índice de Severidad es igual a 1, los sistemas fallan solo una vez en el lapso de tiempo evaluado (ideal). Se calcula con la siguiente fórmula:

$$\text{Índice de Severidad} = \frac{\# \text{ Fallas en los últimos 12 meses (acumulado)}}{\# \text{ Pozos fallados acumulado de los últimos 12 meses}} \quad \text{Ecuación 10}$$

Uno de los propósitos de este proyecto es disminuir estos índices, ya que cada vez que falla un pozo, la pérdida económica es bastante grande. Los pozos TL-06 y TL-65, no han presentado complicaciones desde que se les realizó la intervención. La tabla 36 muestra el *run life* esperado que se tienen para cada pozo luego de realizar el cambio o mejora de su sistema de levantamiento artificial.

Tabla 45. Run life esperado para los 5 pozos luego de ser intervenidos

Pozo	Run life esperado (días)
TL-06	1080
TL-25	1080
TL-44	1080
TL-48	1080
TL-65	450

Fuente: Ecopetrol S.A – Autor.

En la mayoría de los pozos de Ecopetrol S.A. se tiene un tiempo promedio de falla (MTTF) dependiendo del sistema de levantamiento artificial, para las unidades de bombeo mecánico, el tiempo promedio de duración del equipo es de 500 a 600 días y para las bombas electrosumergibles es de 1000 a 1200 días, lo que indica que en lo hecho hasta ahora, el *run life* de los equipos es bastante acertado.

11.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

Luego de realizar la evaluación económica, se procede a determinar si con los parámetros puestos por la empresa el proyecto que se tiene para el pozo es viable

o no. Esto se hace mediante un corto procedimiento matemático, a continuación se observan los resultados obtenidos para cada pozo y su respectivo análisis.

Tabla 46. Resultados de la evaluación económica para el pozo TL-06

RESULTADOS EVALUACION FINANCIERA			
A TIEMPO MEDIO DE FALLA	<input type="text" value="36"/> meses	SERVICIO A POZO NUEVAMENTE EN	<input type="text" value="Oct-18"/>
VPN	<input type="text" value="#####"/> USD	COSTO DE LA INVERSION	<input type="text" value="278,728"/> USD
EFI	<input type="text" value="5.78"/>	TIEMPO RECUPERACION DE INVERSION	<input type="text" value="4"/> meses
COMENTARIO	<input type="text" value="SE RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO"/>		
A LIMITE ECONOMICO	<input type="text" value="24"/> meses	CORRESPONDE A LA FECHA	<input type="text" value="Oct-18"/>
VPN	<input type="text" value="#####"/> USD	EFI	<input type="text" value="5.78"/>
		TIEMPO DE RECUPERACION DE INVERSION	<input type="text" value="4"/> meses
COMENTARIO	<input type="text" value="SE RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO"/>		

Fuente: Ecopetrol S.A.

Se puede observar que el trabajo es económicamente viable, el tiempo de la recuperación es de 4 meses, y el costo final de inversión son 278728 USD. Se espera que el pozo falle hasta octubre de 2018, y con el caudal obtenido indica que la optimización por cambio de sistema de levantamiento artificial es grande.

Tabla 47. Resultados de la evaluación económica para el pozo TL-25

RESULTADOS EVALUACION FINANCIERA			
A TIEMPO MEDIO DE FALLA	<input type="text" value="36"/> meses	SERVICIO A POZO NUEVAMENTE EN	<input type="text" value="May-19"/>
VPN	<input type="text" value="736,631"/> USD	COSTO DE LA INVERSION	<input type="text" value="160,000"/> USD
EFI	<input type="text" value="4.60"/>	TIEMPO RECUPERACION DE INVERSION	<input type="text" value="4"/> meses
COMENTARIO	<input type="text" value="SE RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO"/>		
A LIMITE ECONOMICO	<input type="text" value="24"/> meses	CORRESPONDE A LA FECHA	<input type="text" value="May-19"/>
VPN	<input type="text" value="736,631"/> USD	EFI	<input type="text" value="4.60"/>
		TIEMPO DE RECUPERACION DE INVERSION	<input type="text" value="4"/> meses
COMENTARIO	<input type="text" value="SE RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO"/>		

Fuente: Ecopetrol S.A.

El trabajo es económicamente viable según los parámetros propuestos por la empresa, el tiempo de la recuperación es de 4 meses, y el costo final de inversión son 160000 USD. Se espera que el pozo falle hasta mayo de 2019, teniendo como fecha tentativa del servicio el primero de junio de 2017. Esta sería una inversión muy buena, debido a que el pozo se encuentra inactivo.

Tabla 48. Resultados de la evaluación económica para el pozo TL-44

RESULTADOS EVALUACION FINANCIERA			
A TIEMPO MEDIO DE FALLA	36 meses	SERVICIO A POZO NUEVAMENTE EN	Jun-19
VPN	131,074 USD	COSTO DE LA INVERSION	170,000 USD
EFI	0.77	TIEMPO RECUPERACION DE INVERSION	13 meses
COMENTARIO	SE RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO		
A LIMITE ECONOMICO	24 meses	CORRESPONDE A LA FECHA	Jun-19
VPN	131,074 USD	EFI	0.77
		TIEMPO DE RECUPERACION DE INVERSION	13 meses
COMENTARIO	SE RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO		

Fuente: Ecopetrol S.A.

El trabajo es económicamente viable según los parámetros propuestos por la empresa, el tiempo de la recuperación es el más grande de los 5 pozos en cuestión ya que es de 13 meses, y el costo final de inversión son 170000 USD. Se espera que el pozo falle hasta junio de 2019, teniendo como fecha tentativa del servicio el primero de julio de 2017. Esta sería una inversión eficiente, debido a que el pozo se encuentra inactivo.

Tabla 49. Resultados de la evaluación económica para el pozo TL-48

RESULTADOS EVALUACION FINANCIERA			
A TIEMPO MEDIO DE FALLA	36 meses	SERVICIO A POZO NUEVAMENTE EN	May-19
VPN	715,955 USD	COSTO DE LA INVERSION	296,683 USD
EFI	2.41	TIEMPO RECUPERACION DE INVERSION	6 meses
COMENTARIO	SE RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO		
A LIMITE ECONOMICO	24 meses	CORRESPONDE A LA FECHA	May-19
VPN	715,955 USD	EFI	2.41
		TIEMPO DE RECUPERACION DE INVERSION	6 meses
COMENTARIO	SE RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO		

Fuente: Ecopetrol S.A.

El trabajo es económicamente viable según los parámetros propuestos por la empresa, el tiempo de recuperación de inversión es de 6 meses, y el costo final de inversión son 296683 USD. Se espera que el pozo falle hasta mayo de 2019, teniendo como fecha tentativa del servicio el primero de julio de 2017. Esta sería una optimización por cambio de sistema de levantamiento artificial.

Tabla 50. Resultados de la evaluación económica para el pozo TL-65

RESULTADOS EVALUACION FINANCIERA			
A TIEMPO MEDIO DE FALLA	15 meses	SERVICIO A POZO NUEVAMENTE EN	Aug-17
VPN	201,125 USD	COSTO DE LA INVERSION	166,584 USD
EFI	1.21	TIEMPO RECUPERACION DE INVERSION	7 meses
COMENTARIO	SE RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO		
A LIMITE ECONOMICO	24 meses	CORRESPONDE A LA FECHA	May-18
VPN	396,046 USD	EFI	2.38
		TIEMPO DE RECUPERACION DE INVERSION	7 meses
COMENTARIO	SE RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO		

Fuente: Ecopetrol S.A.

El trabajo es económicamente viable según los parámetros propuestos por la empresa, el tiempo de recuperación de inversión es de 7 meses, y el costo final de inversión son 166584 USD. Se espera que el pozo falle hasta agosto de 2017, sabiendo que la fecha del servicio fue el 20 de junio de 2016. Se puede observar que hay una optimización eficiente por rediseño del sistema de levantamiento artificial. La tabla 42, muestra el resumen del análisis económico hecho a cada uno de los pozos.

Tabla 51. Resumen del análisis económico para los 5 pozos

Pozo	Recuperación de inversión	Costo final de inversión	Fecha posible de Falla
TL-06	4 meses	278728 USD	Octubre 2018
TL-25	4 meses	160000 USD	Mayo 2019
TL-44	13 meses	170000 USD	Junio 2019
TL-48	6 meses	296683 USD	Mayo 2019
TL-65	7 meses	166584 USD	Agosto 2017

12. CONCLUSIONES

- ✓ Se logró realizar la optimización en campo Tello, con aproximadamente 300 barriles más mediante la selección del mejor SLA en los pozos de bombeo mecánico.
- ✓ Luego de realizar el servicio a los pozos TL-06 y TL-65 se lograron disminuir las pérdidas de producción repetitivas, y se espera la misma fortuna para los pozos a los cuales no se les ha podido realizar la optimización.
- ✓ El análisis casusa raíz, es de vital importancia para poder analizar a fondo los daños que ocurren en el sistema, y así tomar la mejor decisión para finalmente optimizar producción como se hizo en este trabajo.
- ✓ La metodología utilizada para la selección del mejor sistema de levantamiento artificial fue exitosa para los pozos TL-06 y TL-65, y según las simulaciones echas también funcionará de manera correcta, para los pozos que no han podido ser intervenidos.
- ✓ La inversión realizada, se hizo de manera eficiente ya que al hacer las corridas económicas, se ve una recuperación rápida de la inversión dentro de los parámetros establecidos.
- ✓ Se espera que aumente la confiabilidad de las condiciones operativas de subsuelo y superficie con los cambios realizados, los que se harán.
- ✓ La reducción de los índices de fallas en campo Tello se ha dado de manera eficaz después de realizar el presente trabajo, pasó de 0.45 a 0.32 lo que ayudo a disminuir el costo de levantamiento del campo.
- ✓ Debido a los buenos resultados obtenidos en los pozos se aprobó por parte de Ecopetrol S.A. la conversión de sistema de levantamiento en los pozos TL-44, TL48 y TL-65.

13. RECOMENDACIONES

- ✓ La implementación de esta metodología puede ser de gran importancia para los otros pozos que en un futuro puedan presentar problemas en el campo, o en la gerencia.
- ✓ Realizar el análisis causa raíz de las fallas de equipos de fondo, es de vital importancia, y debe ser hecho de manera correcta cada vez que falle el equipo de fondo de un pozo, para así tomar las mejores decisiones.
- ✓ Hacer futuros estudios al campo con SLA no convencional o combinados, ya que no se tuvieron en cuenta para este trabajo.
- ✓ Tener en cuenta las facilidades de superficie, antes de realizar la optimización en un campo, ya que podría haber una producción que estas no puedan manejar.
- ✓ Revisar la red eléctrica que alimenta el campo, debido a que la demanda está aumentando significativamente, por la conversión de los pozos estudiados.
- ✓ Para futuras conversiones realizar los RIH BHA ESP a 2 paradas por hora debido a la geometría del pozo, para evitar que el equipo se aterrice.

Bibliografía

- Amoroch García, D. M., Mora Torres, J. F., & Sierra Corzo, Y. C. (2012). *Bombeo Por Cavidades Progresivas*. Universidad Industrial de Santander.
- Centrilift A Baker Hughes company. (2010*). *Fundamentos del Bombeo Electrosumergible*.
- Gohlan, C. (1993). *Well Performance* .
- Gonzalez Pedraza, K. M., & Morales Falla, A. D. (2016). *Diagnóstico E Identificación de las variables que permitan optimizar la producción de los pozos del sector Ágata del contrato de asociación Cronos-campo comercial Apolo*. Neiva: Universidad Surcolombiana.
- Hirschfeldt, M. (2008). *Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas*. Argentina: Oilproduction.Net.
- Maggiolo, R. (2004). *Gas Lift Basico*. Maracaibo: ESP OIL .
- Muñoz Rodríguez, A. F., & Torres Torres, E. (2007). *Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección*. Bucaramanga.
- Naranjo, A. (1984). *Comportamiento de formaciones productoras (índice de productividad y curvas de comportamiento de afluencia)*. Medellín: Biblioteca Facultad de minas, Universidad Nacional.
- NETZSCH. (2004). *Manual de sistemas PCP*.
- NIND. (1964). *Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros*.
- Ospino Rangel, E. J., & Badillo Hernandez, D. C. (2010). *Estudio Tecnico-economico de la aplicación del sistema de levantamiento artificial DYNAPUMP en un campo de producción petrolero*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de ingenierias fisicoquimicas.
- S.A, E. (2008). *Plan de Desarrollo integral Campo Tello*.
- S.A, P. S. (2010). *Taller de Bombeo Mecánico*. Bogota.
- Solipet. (2009). *Manuel de Bombeo hidraulico*.
- Universidad de America. (s.f.). *Curso Bombeo Mecanico*. Bogota: Universidad de America.

ANEXOS

Anexo A. Diseño paso a paso de una bomba Electrosumergible.

Paso 1. Primero se deben tener todos los parámetros del pozo y las condiciones a las cuales se quieren someter la bomba.

Datos del pozo

- Tubing ID = 2.442 in
- Casing ID = 6.184 in
- Intervalo medido de perforados = 8254 ft
- Profundidad de asentamiento de la bomba = 7920 ft

Datos de producción

- Presión en cabeza = 10 psi
- Prueba de producción = 290 BFPD
- Presión de fondo fluyente (Pwf) = 714.087 psi
- Presión estática (Pr) = 816.2 psi
- Temperatura de fondo = 180°F
- Producción deseada = 1600 BFPD
- %BSW = 74%
- GOR = 50 SCF/STB

Condiciones del fluido del pozo

- Gravedad específica del agua (Sw) = 1.01
- Gravedad específica del gas (Sg) = 0.8
- °API del crudo = 18°
- Gravedad específica del crudo (So) = 0.946
- Gravedad específica de la mezcla agua-crudo (Sw-o) = 0.974
- Gravedad específica de la mezcla agua-crudo-aceite (Sw-o-g)=1.003
- Presión de burbuja = 240.7 psi
- Viscosidad del crudo = 2.904 cp

Paso 2. Calculo de la IPR, Pwf y PIP con la producción deseada.

$$IPR = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} \quad IPR = \frac{290 \text{ BFPD}}{816.2 - 714.087(\text{psi})} \quad IPR = 2.84 \frac{\text{BFPD}}{\text{psi}}$$

Ahora se calcula la Pwf con una producción de 1600 BFPD

$$P_{wf} = P_r - \frac{Q}{IPR} \quad P_{wf} = 816.2 - \frac{1600 \text{ BFPD}}{2.84 \frac{\text{BFPD}}{\text{PSI}}} \quad P_{wf} = 252.820 \text{ psi}$$

$$PIP = P_{wf \text{ deseada}} - \left[\frac{(\text{Intervalo perforados} - \text{profundidad de asentamiento de la bomba}) * S_{w-o}}{2.31 \frac{ft}{psi}} \right]$$

$$PIP = 252.820psi - \left[\frac{(8254-7920)ft * 0.974}{2.31 \frac{ft}{psi}} \right] \quad \mathbf{PIP = 111.990 psi}$$

Paso 3. Cálculos de gas.

Calculo del R_s

$$R_s = S_g * \left(\frac{P_b}{18} * \frac{10^{0.01125API}}{10^{0.00091T^F}} \right)^{1.2048} \quad R_s = 0.8 * \left(\frac{240.7psi}{18} * \frac{10^{0.01125*(18)}}{10^{0.00091*(180)}} \right)^{1.2048}$$

$$\mathbf{R_s = 21.561 \frac{SCF}{STB}}$$

Calculo del factor volumétrico del gas

$$B_g = 5.04 * \frac{ZT(^{\circ}R)}{PIP} \quad B_g = 5.04 * \frac{0.9*(460+180)}{111.90} \quad \mathbf{B_g = 25.922 \frac{bbbls}{mcf}}$$

Calculo del factor volumétrico del crudo

$$B_o = 0.972 + 0.000147F^{1.175}$$

$$\text{Donde } F = R_s \left(\frac{S_g}{S_o} \right)^{0.5} + 1.25T \quad F = 21.561 \left(\frac{0.8}{0.946} \right)^{0.5} + 1.25(180) \quad F = 244.827$$

$$B_o = 0.972 + 0.000147(244.827)^{1.175} \quad \mathbf{B_o = 1.066 \frac{bbl}{STB}}$$

Calculo de volumen de fluidos

$$\text{Gas total} = \frac{BOPD * GOR}{1000} \quad \text{Gas total} = \frac{416 * 50}{1000} \quad \mathbf{\text{Gas total} = 20.8 MCF}$$

$$\text{Gas en solución} = \frac{BOPD * R_s}{1000} \quad \text{Gas en solución} = \frac{416 * 21.561}{1000} \quad \mathbf{\text{Gas en solución} = 8.969 MCF}$$

$$\text{Gas libre} = \text{Gas total} - \text{Gas en solución} \quad \text{Gas libre} = 20.8 - 8.696 \quad \mathbf{\text{Gas libre} = 11.831 MCF}$$

$$\text{Volumen de crudo} = BOPD * B_o \quad \text{Volumen de crudo} = 416 * 1.066$$

$$\mathbf{\text{Volumen de crudo} = 443.456 BOPD}$$

$$\text{Volumen de agua} = BFPD * \%BSW \quad \text{Volumen de agua} = 1600 * 0.74$$

$$\mathbf{\text{Volumen de agua} = 1184 BOPD}$$

$$\text{Volumen de gas} = B_g * \text{Gas libre} \quad \text{Volumen de gas} = 25.992 * 8.969$$

Volumen de gas = 307.511 bbls

$$Volumen\ total = V_o + V_w + V_g \quad Volumen\ total = 443.456 + 1184 + 307.511$$

Volumen total = 1934.967 bbls

$$\% \text{ gas libre} = \frac{V_g}{V_t} * 100 \quad \% \text{ gas libre} = \frac{307.511}{1934.967} * 100 \quad \% \text{ gas libre} = 15.892\%$$

Calculo de volumen de entrada en la bomba. Debido a que el porcentaje de gas libre es mayor al 10%, es necesario usar un separador de gas, y se asume una eficiencia de separación de 80%

$$V_g = \text{volumen de gas a la entrada} * (1 - \text{eff. de sep}) \quad V_g = 307.511 * (1 - 0.8)$$

$V_g = 61.502 \text{ bbls}$

$$V_t = V_o + V_w + V_g \quad V_t = 443.456 + 1184 + 61.502$$

$V_t = 1688.956 \text{ bbls}$ (volumen de entrada en la bomba)

$$\% \text{ gas libre} = \frac{61.502}{1688.956} * 100 \quad \% \text{ gas libre} = 3.641\%$$

Calculo del GOR dentro de bomba

$$Gas_{bomba} = \text{Gas en solución} + \text{Gas libre no separado} \quad Gas_{bomba} = 8.969 + \frac{61.502}{25.922}$$

$Gas_{bomba} = 11.341 \text{ MCF}$

$$GOR_{bomba} = \frac{Gas_{bomba} * BFPD}{BOPD} \quad GOR_{bomba} = \frac{11.341 * 1600}{416} \quad GOR_{bomba} = 43.619 \frac{SCF}{STB}$$

Paso 4. Calculo de la cabeza dinámica total.

$$TDH = H_d + F_t + P_d$$

H_d = Distancia vertical en pies entre la cara de pozo y el nivel de fluido estimado.

F_t = Cabeza requerida para superar las perdidas por fricción en la tubería, es medida en pies.

P_d = Cabeza requerida para superar la fricción en la tubería de superficie, válvulas y superar los cambios de altura entre la cara del pozo y los tanques de la batería.

$$H_d = \text{Profundidad de la bomba} - \frac{PIP * (2.31 \frac{ft}{psi})}{S_{o-w-g}} \quad H_d = 7920 - \frac{111.990 * (2.31)}{1.003} \quad H_d = 7662.077 \text{ ft}$$

$$F_t = \frac{\text{Profundidad de la bomba} (\frac{f}{1000'})}{1000} \quad \text{Donde } \frac{f}{1000'} = 2.083 * (\frac{100}{C})^{1.85} * (\frac{q (\frac{gal}{min})}{ID^{4.8655}})^{1.85}$$

C =120 asumiendo tubería nueva, q =46.67 gal/min, ID = diámetro interno de la tubería.

$$\frac{f}{1000'} = 2.083 * \left(\frac{100}{120}\right)^{1.85} * \left(\frac{46.67^{1.85}}{2.442^{4.8655}}\right) \frac{f}{1000'} = 23.624$$

$$F_t = \frac{7920 * 23.624}{1000} \quad \mathbf{F_t = 187.102 \text{ ft}}$$

$$P_d = \frac{P_{wf} * 2.31 \frac{ft}{psi}}{S_{o-w-g}} \quad P_d = \frac{714.087 * 2.31}{1.003} \quad \mathbf{P_d = 1644.607 \text{ ft}}$$

$$TDH = 7662.077 + 187.102 + 1644.607 \quad \mathbf{TDH = 9493.786 \text{ ft}}$$

Paso 5. Tipo de bomba.

De acuerdo al casing que se tiene 7", se debe seleccionar el diámetro del equipo en las tablas que se encuentran en el catálogo de las bombas. En este caso se ha seleccionado el tipo de bomba FLEX17-5SSD, ya que es la que mejor se ajusta al caudal deseado y al diámetro de casing que se tiene.

Paso 6. Tamaño óptimo para los componentes del sistema.

Calculo del número de etapas en la bomba:

$$\text{Numero de etapas}_{FLEX17-5SSD} = \frac{TDH}{\text{Head/Etapa}}$$

$$\text{Numero de etapas}_{FLEX17-5SSD} = \frac{9493.786 \text{ ft}}{70.85 \text{ ft/etapa}}$$

$$\mathbf{\text{Numero de etapas}_{FLEX17-5SSD} = 134 \text{ etapas}}$$

Separador de gas: Dependiendo de las necesidades del pozo como el porcentaje de gas libre calculado anteriormente, se debe seleccionar el separador en el catálogo de separadores de gas. También se hacen los ajustes necesarios para los caballos de fuerza requeridos adicionales. En este diseño no se tendrá en cuenta el separador.

Selección del motor: este depende del tipo de bomba que se haya seleccionado, se debe determinar la BHP (potencia de freno de la bomba). De acuerdo a la bomba seleccionada la energía se calcula de siguiente manera:

$$BHP = 2.24 \frac{BHP}{\text{etapa}} * \text{Número de etapas} * S_{o-w-g}$$

$$BHP = 2.24 \frac{BHP}{\text{Etapa}} * 134 \text{ etapas} * 0.974 \quad \mathbf{BHP = 292}$$

Selección del sello.

En este caso la serie de selección del sello es la misma de la bomba. Para una bomba con serie 400 se tiene el sello de serie 400. La cual necesita una potencia aproximada de 3 BHP. De acuerdo a esto el sello es de tipo **400FTS3 DB**.

En total se necesita un motor que tenga una potencia mínima de 295 BHP, de acuerdo a la serie de sello y de la bomba, y a la potencia mínima, se seleccionó el motor **450MSP1 300HP 2480V 77A**. Este motor trabajaría bajo 2480 voltios y 77 amperios de acuerdo a la potencia requerida.

Paso 7. Selección del tipo de cable.

Para seleccionar el cable que mejor se adecue al diseño y al pozo se deben tener en cuenta el tamaño de cable, la caída de voltaje, las condiciones del fluido y temperatura de operación.

De acuerdo a esto, se seleccionaron dos tipos de cable, el primero es el cable en superficie que tiene un espesor de 4" y es tipo CELF, este tendrá 50 ft de largo. El segundo es el cable de poder, con un espesor de 2" tipo CELF con una longitud de 7780 ft.

Como la caída del voltaje se encuentra entre el 15% y 19% por la profundidad del pozo y placa del motor, se hace necesario el uso de VSD en el controlador de superficie.

Paso 8. Accesorios y equipos opcionales.

En este caso no se tendrá en cuenta este paso ya que el cable de superficie fue seleccionado anteriormente. Pero se mencionaran los accesorios que pueden tener las bombas Electrosumergibles.

1. Accesorio de equipo Down Hole.
2. Controladores de motor.
3. Transformadores de fases.
4. Cable de superficie.
5. Accesorios de fondo de pozo.
6. Servicios de equipo.
7. Equipos opcionales.

Paso 9. Cambios de variables de las bombas Electrosumergibles.

De acuerdo a todas las variables que pueden ocurrir durante la vida útil de la bomba y condiciones del pozo, se pueden necesitar cambios de caudal, TDH y BHP. Para esto se tienen las siguientes ecuaciones.

$$\text{Nueva rata} = \frac{\text{Nueva frecuencia}}{60 \text{ Hz}} * \text{rata a 60 Hz}$$

$$\text{Nueva head} = \left(\frac{\text{Nueva frecuencia}}{60 \text{ Hz}}\right)^2 * 60 \text{ Hz head}$$

$$\text{Nueva BHP} = \left(\frac{\text{Nueva frecuencia}}{60 \text{ Hz}}\right)^3 * \text{BHP a 60 Hz}$$

Anexo B. Pruebas de producción de los pozos TL-06 y TL-65.

Pozo TL-06:

CAMPO	BATERIA	SARTA	FECHA	VOLUMEN LIQUIDO	BSW	VOLUMEN DE ACEITE	VOLUMEN DE AGUA	VOLUMEN DE GAS	API	GOR	GLR	THP	CHP	VELOCIDAD BOMBA	CORRIENTE MOTOR	CORRIENTE VSD	PIP	TEMP MOTOR
TELLO	ESTACION TELLO	TELLO-6:1	27-12-16	853,63	60,11	340,5	513,13	14,23	17,9	0,04	0,016	130	24	54	35	180	218	215
TELLO	ESTACION TELLO	TELLO-6:1	15-12-16	901,44	82,71	155,82	745,62	11,34	17,9	0,07	0,01	153	40	53	43	217	243	213
TELLO	ESTACION TELLO	TELLO-6:1	08-12-16	925,71	78,79	196,3	729,41	23,92	17,9	0,12	0,025	173	42	50	42	215	365	207
TELLO	ESTACION TELLO	TELLO-6:1	02-12-16	692,18	85,85	97,96	594,22	97,22	17,9	0,99	0,14	140	40	43,5	36	180	643	199
TELLO	ESTACION TELLO	TELLO-6:1	28-11-16	810,65	88,69	91,68	718,97	9,62	17,9	0,1	0,01	127	0	43,5	35	180	662	198
TELLO	ESTACION TELLO	TELLO-6:1	26-11-16	635,73	91,55	53,72	582,01	9,11	17,9	0,16	0,014	135	0	42,5	34	175	782	196
TELLO	ESTACION TELLO	TELLO-6:1	16-10-16	289,65	71,75	81,84	207,81	9,78	17,9	0,12	0,033	185	10	5,5				
TELLO	ESTACION TELLO	TELLO-6:1	14-10-16	304,72	67,98	97,57	207,15	5,96	17,9	0,061	0,019	220	45	5,5				
TELLO	ESTACION TELLO	TELLO-6:1	11-09-16	270,22	77,18	61,66	208,56	9,02	17,9	0,14	0,033	200	45	5,5				
TELLO	ESTACION TELLO	TELLO-6:1	16-08-16	280,49	69,03	86,88	193,61	12,58	17,9	0,14	0,044	203	40	5,5				
TELLO	ESTACION TELLO	TELLO-6:1	09-08-16	260,77	86,29	35,76	225,01	10,74	17,9	0,3	0,04	210	40	5				
TELLO	ESTACION TELLO	TELLO-6:1	08-07-16	255,4	72,1	71,25	184,15	8,85	17,9	0,12	0,034	166	48	5				

Fuente: Ecopetrol S.A.

Pozo TL-65:

CAMPO	BATERIA	SARTA	FECHA	VOLUMEN LIQUIDO	BSW	VOLUMEN DE ACEITE	VOLUMEN DE AGUA	VOLUMEN DE GAS	API	GOR	GLR	THP	CHP	VELOCIDAD BOMBA	CORRIENTE MOTOR
TELLO	ESTACION TELLO	TELLO-65:1	42744	198,74	54,37	90,69	108,05	0,06	17,3	0	0	90	30	4	192
TELLO	ESTACION TELLO	TELLO-65:1	42649	187,87	54,31	85,83	102,01	0,08	17,3	0	0	90	30	4,3	192
TELLO	ESTACION TELLO	TELLO-65:1	42615	189,29	42,31	109,21	80,08	0,19	17,3	0	0	85	34	4,6	192
TELLO	ESTACION TELLO	TELLO-65:1	42597	211,33	63,94	76,2	135,13	0,07	17,3	0	0	83	32	4,5	192
TELLO	ESTACION TELLO	TELLO-65:1	42585	226,31	41,05	133,41	92,9	0,2	17,3	0	0	80	6	4,5	192
TELLO	ESTACION TELLO	TELLO-65:1	42534	151	58,95	61,99	89,01	0,05	17,3	0	0	88	50		
TELLO	ESTACION TELLO	TELLO-65:1	42532	151	58,95	62	89	1,05	18,5	0,016	0,006	88	50	4,5	168
TELLO	ESTACION TELLO	TELLO-65:1	42500	156,98	52,51	74,55	82,43	9,04	17,3	0,12	0,06	90	40		
TELLO	ESTACION TELLO	TELLO-65:1	42489	166,38	71	48,25	118,13	9,04	17,8	0,19	0,05	90	70		
TELLO	ESTACION TELLO	TELLO-65:1	42433	166,38	76,5	39,1	127,28	4,04	17,8	0,1	0,02	90	70		
TELLO	ESTACION TELLO	TELLO-65:1	42427	175,16	69,3	53,77	121,39	1,04	17,8	0,02	0,01	95	45		
TELLO	ESTACION TELLO	TELLO-65:1	42388	175,16	69,3	53,77	121,39	1,04	17,8	0,02	0,01	95	45		
TELLO	ESTACION TELLO	TELLO-65:1	42387	175,16	74,9	43,97	131,19	1,04	17,8	0,02	0,01	95	45		

Fuente: Ecopetrol S.A.

Anexo C. Sensibilidades de las bombas escogidas para cada pozo.

Pozo TL-06

Freq (Hz)	Flow (BPD)	PIP (psi)	GIP (%)	Pperfs (psi)	Fspeed (ft/sec)	MtrLoad (%)	MtrV (V)	MtrA (A)	PmpEff (%)	SurfKVA ()	SurfV (V)	MTemp (°F)
48	170.5	539	0.103	657.3	0.112	46.01	1176	30.74	16.52	69.61	1307	263
49	426.8	520	0.145	638.3	0.282	50.98	1227	32.99	36.31	78.36	1371	258.9
50	602.5	507	0.174	625.3	0.398	55.53	1276	35.04	46.25	86.83	1431	253.5
51	765.5	494.9	0.201	613.2	0.506	59.96	1325	37.02	53.31	95.47	1489	248.9
52	907.3	484.1	0.225	602.4	0.602	64.01	1371	38.82	58.01	103.8	1544	247.5
53	1034	474.6	0.248	592.9	0.687	67.75	1416	40.47	61.27	112	1598	247.8
54	1150	465.9	0.269	584.2	0.766	71.24	1460	42.01	63.58	120	1649	248.8
55	1259	457.7	0.289	575.9	0.84	74.53	1503	43.46	65.22	127.9	1700	250.3
56	1360	450	0.309	568.1	0.91	77.67	1545	44.84	66.38	135.8	1749	252
57	1457	442.6	0.328	560.7	0.976	80.69	1587	46.16	67.16	143.7	1797	254.1
58	1550	435.6	0.347	553.7	1.04	83.61	1628	47.44	67.66	151.6	1846	256.3
59	1638	428.9	0.365	546.8	1.101	86.46	1669	48.68	67.91	159.6	1893	258.7
60	1724	422.3	0.383	540.2	1.161	89.24	1710	49.89	67.97	167.7	1940	261.2

Fuente: Baker Hughes-Ecopetrol S.A.

Pozo TL-25:

Freq (Hz)	Flow (BPD)	PIP (psi)	GIP (%)	Pperfs (psi)	Fspeed (ft/sec)	MtrLoad (%)	MtrV (V)	MtrA (A)	PmpEff (%)	SurfKVA ()	SurfV (V)	MTemp (°F)
50	120.6	400.4	0	924.5	0.084	25.85	786.7	31.68	19.5	47.38	863.6	248
51	280.6	289.5	0.274	813	0.199	30.16	803.1	31.73	39.28	48.46	881.7	241.2
52	386.2	216	0.676	738.9	0.284	33.57	833.5	33.75	48.87	53.65	917.9	242.8
53	472.1	155.9	1.242	678	0.366	36.77	863.2	35.63	54.71	58.8	953	245.1
54	557.2	98.35	2.309	619	0.474	40.13	893.8	37.59	59.01	64.39	989.1	248.2

Fuente: Baker Hughes-Ecopetrol S.A.

Pozo TL-44:

Freq (Hz)	Flow (BPD)	PIP (psi)	Pdp (psi)	GIP (%)	Pperfs (psi)	Fspeed (ft/sec)	MtrLoad (%)	MtrV (V)	PmpEff (%)	SurfKVA ()	SurfV (V)	MTemp (°F)
44	63.09	876.3	3390	1.036	1177	0.048	22.15	783.5	11.94	47.49	864.6	236.3
45	180.2	768.4	3386	1.234	1068	0.138	25.38	801.3	30.12	48.42	882.3	220
46	280.7	667.6	3386	1.475	965	0.22	28.5	819.1	42.27	49.34	900.1	215.9
47	364.7	576	3387	1.764	871.3	0.293	31.52	843.6	50.07	52.24	927	211.8
48	435.9	491.7	3389	2.122	784.6	0.361	34.39	874.3	55.11	57.05	962.3	210.1
49	497.6	412.4	3391	2.583	702.4	0.428	37.16	904.9	58.42	61.93	997.3	209.6
50	552.2	336	3393	3.217	622.4	0.501	39.83	935.3	60.63	66.88	1032	210
51	601.2	261	3396	4.166	542.5	0.587	42.42	965.5	62.11	71.88	1066	211
52	645.8	187.4	3398	5.741	461.7	0.707	44.94	995.7	63.12	76.96	1101	212.5
53	686.8	114.2	3400	8.923	376.2	0.925	47.38	1026	63.79	82.11	1135	214.6

Fuente: Baker Hughes-Ecopetrol S.A.

Pozo TL-48:

Freq (Hz)	Flow (BPD)	Pdp (psi)	GIP (%)	Pperfs (psi)	Fspeed (ft/sec)	MtrLoad (%)	MtrV (V)	MtrA (A)	PmpEff (%)	SurfKVA ()	SurfV (V)	MTemp (°F)
40	237	3372	0	1598	0.164	21.69	1298	16.39	38.55	38.77	1366	251.3
41	263	3366	0	1496	0.183	23.19	1331	16.34	40.89	39.57	1398	251.2
42	289.2	3361	0	1398	0.201	24.74	1363	16.29	43.01	40.36	1430	251.3
43	315.6	3356	0	1298	0.219	26.36	1396	16.24	44.94	41.13	1463	251.5
44	342.3	3351	0	1198	0.237	28.05	1428	16.18	46.69	41.89	1495	251.7
45	368	3352	0	1100	0.255	29.76	1461	16.12	48.18	42.65	1527	252
46	393.8	3353	0	1002	0.273	31.51	1506	16.61	49.54	45.28	1574	253.6
47	419.8	3354	0	903.3	0.291	33.28	1554	17.18	50.78	48.35	1625	255.6
48	446	3355	0	803.5	0.309	35.11	1602	17.77	51.9	51.59	1676	257.7
49	470.1	3369	0.148	711.9	0.331	36.94	1652	18.36	52.76	54.93	1728	260.2
50	492.8	3384	0.413	619.1	0.355	38.76	1701	18.94	53.46	58.39	1780	263
51	513.4	3400	0.83	522.7	0.384	40.57	1751	19.52	53.98	61.93	1832	266
52	531.9	3414	1.579	421.5	0.426	42.35	1801	20.08	54.36	65.54	1884	269.5
53	548.7	3424	3.502	305.3	0.515	44.11	1851	20.64	54.64	69.24	1937	273.8
54	562.7	3431	14.01	174	1.018	45.79	1901	21.17	54.8	72.94	1989	282.7

Fuente: Baker Hughes-Ecopetrol S.A.