

Optimización del Costo de Levantamiento en Sistemas de Levantamiento Artificial Tipo
Bombeo Mecánico en un Sector de un Campo Productor de Petróleo y Gas de Colombia

David José Calderín Brango

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Fernando Enrique Calvete González

M.Sc. en informática

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2022

Dedicatoria

Este proyecto está dedicado a:

Dios, ya que me ha acompañado y guiado a lo largo de mi vida personal y en el transcurso de

la carrera.

A mi madre Alith y mi tía Carmen, quienes con su amor, paciencia y esfuerzo constante me

han permitido cumplir un sueño más.

A mi hermano Luis Camilo quien, con su cariño y apoyo incondicional, se convirtió en una

pieza fundamental en mi vida.

David José Calderín Brango

Agradecimientos

Primeramente, le agradezco a Dios por mi vida y por ser la principal fuente de apoyo y sabiduría que me permitió llegar a este punto.

A mi madre Alith, mi tía Carmen y mi hermano mayor Luis Camilo por su apoyo incondicional en los momentos buenos y difíciles a lo largo de los años.

Al ingeniero Edilberto Ordoñez por compartirme sus conocimientos respecto al tema del presente proyecto y que a su vez fueron importantes en el desarrollo del mismo.

Al director del proyecto, ingeniero Fernando Calvete, por brindarme su confianza, atención y orientación profesional durante la realización de esta tesis.

A la Universidad Industrial de Santander y a la escuela de Ingeniería de Petróleos por brindarnos esta oportunidad que nos permite formarnos como personas integrales y profesionales.

David José Calderín Brango

Tabla De Contenido

	Pág.
1 Planteamiento Del Problema.....	13
2 Justificación.....	16
3 Objetivos	18
3.1 Objetivo General.....	18
3.2 Objetivos Específicos	18
4 Marco Teórico	20
4.1 Generalidades del Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico.....	20
4.2 Principio de Funcionamiento	21
4.3 Componentes del Sistema.....	25
4.3.1 Equipo de Superficie.....	25
4.3.1.1 Unidad Motriz	26
4.3.1.2 Unidad de Bombeo.....	27
4.3.1.3 Barra Pulida.....	28
4.3.1.4 Prensa Estopa	29
4.3.1.5 Cabezal de Pozo y Línea de Flujo.....	29
4.3.2 Equipo de Subsuelo.....	29
4.3.2.1 Bomba de Subsuelo.....	30
4.3.2.2 La Sarta de Varillas	36
4.3.2.3 Tubería de Producción	38
4.3.2.4 Accesorios	39
4.4 Consideraciones de Diseño.....	40
4.5 Costos de Levantamiento.....	45

4.5.1	Costos de Inversión (CAPEX)	46
4.5.2	Costos de Operación (OPEX)	46
4.5.2.1	Costos de Energía y Eficiencia del Sistema	47
4.5.2.2	Costo de Energía por Volumen de Fluido Producido	48
4.5.2.3	Pérdidas de Energía en el Fondo del Pozo	49
4.6	Formas de Disminuir los Costos de Levantamiento para Sistemas de Levantamiento por Bombeo Mecánico	51
4.6.1	Optimo Equilibrio de las Unidades de Bombeo.....	52
4.6.2	Pitfalls en Diseño de Varilla	54
4.7	Claves para la Optimización de Sistemas de Levantamiento Artificial basados en Bombeo Mecánico.....	55
5	Metodología	59
5.1	Objeto de estudio	59
5.2	Selección de los pozos	62
5.3	Software utilizado para el estudio de simulación de los pozos previamente seleccionados..	72
5.4	Parámetros para la simulación de las condiciones iniciales de los pozos con XROD.....	77
5.4.1	Pozo CIRA A	77
5.4.2	Pozo CIRA B	81
5.4.3	Pozo CIRA C	81
5.4.4	Diseño de los pozos CIRA A, CIRA B y CIRA C.....	84
5.5	Simulación de las condiciones optimizadas de los pozos con XROD.....	90
5.6	Análisis e interpretación de los resultados de las simulaciones con XROD	91
5.7	Costos de inversión y de operación de los pozos.....	92
5.8	Evaluación económica del sistema de levantamiento artificial optimizado	93
5.9	Evaluación de la rentabilidad del proyecto.....	97

6	Análisis y resultados	99
6.1	Simulaciones de las condiciones iniciales de los pozos	99
6.1.1	Pozo CIRA A	99
6.1.2	Pozo CIRA B	100
6.1.3	Pozo CIRA C	100
6.2	Simulaciones de las condiciones optimizadas de los pozos	101
6.2.1	Pozo CIRA A	101
6.2.2	Pozo CIRA B	103
6.2.3	Pozo CIRA C	104
6.3	Costos de inversión y de operación de los pozos.....	105
6.4	Evaluación económica de los pozos optimizados.....	107
7	Conclusiones	109
8	Recomendaciones.....	112
9	Referencias Bibliográficas	113
	Anexos	

Lista De Tablas

	Pág.
Tabla 1. Rango de aplicación del sistema de bombeo mecánico.....	23
Tabla 2. Ventajas y desventajas de un sistema de levantamiento por bombeo mecánico	24
Tabla 3. Varillas establecidas por el API.....	36
Tabla 4. Clasificación varillas especiales	37
Tabla 5. Datos de tubería de producción	39
Tabla 6. Estadística de fallas área Cira Sur.....	63
Tabla 7. Reporte de fallas del pozo CIRA-A.....	67
Tabla 8. Evaluación de las tres (3) condiciones para seleccionar los pozos a optimizar.....	71
Tabla 9. Condiciones iniciales del pozo CIRA-A.....	85
Tabla 10. Condiciones iniciales del pozo CIRA-B.....	89
Tabla 11. Condiciones iniciales del pozo CIRA-C.....	89
Tabla 12. Datos de producción de crudo de los pozos CIRA-A, CIRA-B y CIRA-C.....	94
Tabla 13. Producción de crudo de todos los pozos optimizados	95
Tabla 14. Depreciación de los equipos por pozo	96
Tabla 15. Flujo de caja del pozo CIRA-A – condiciones optimizadas.....	96
Tabla 16. Resultados de las condiciones iniciales del pozo CIRA-A.....	99
Tabla 17. Resultados de las condiciones iniciales del pozo CIRA-B.....	100
Tabla 18. Resultados de las condiciones iniciales del pozo CIRA-C.....	101
Tabla 19. Resultados de las condiciones optimizadas del pozo CIRA-A.....	101
Tabla 20. Resultados de las condiciones optimizadas del pozo CIRA-B.....	103
Tabla 21. Resultados de las condiciones optimizadas del pozo CIRA-C.....	104
Tabla 22. Costos de inversión y de operación del pozo CIRA-A.....	105
Tabla 23. Costos de inversión y de operación del pozo CIRA-B.....	106
Tabla 24. Costos de inversión y de operación del pozo CIRA-C.....	106
Tabla 25. Indicadores económicos de los pozos.....	108

Lista De Figuras

	Pág.
Figura 1. Componentes básicos del sistema de levantamiento por bombeo mecánico	21
Figura 2. Rango de aplicación del bombeo mecánico	23
Figura 3. Esquema de funcionamiento de una bomba de profundidad.....	30
Figura 4. Válvula viajera.....	32
Figura 5. Válvula fija	33
Figura 6. Designación API 11B de las bombas de subsuelo.....	35
Figura 7. Caudal manejado en función de la profundidad	42
Figura 8. Costo de inversión en función del caudal y la profundidad	43
Figura 9. Regiones de mínima inversión de diferentes métodos de levantamiento.....	45
Figura 10. Flujo de energía en un sistema de bombeo mecánico	50
Figura 11. Carta dinográfica de fondo ideal.....	57
Figura 12. Carta dinográfica de fondo real	58
Figura 13. Estadística de fallas de los pozos del campo Cira Infantas año 2020 – Bombeo mecánico	61
Figura 14. Estadística de fallas recurrentes de los pozos del área Cira Sur en el año 2020	62
Figura 15. Diagrama de flujo para la selección de pozos	69
Figura 16. Diagrama de flujo para el ingreso de datos en XROD	77
Figura 17. Nivel de sumergencia pozo CIRA A.....	78
Figura 18. Carta dinamométrica superficie – fondo pozo CIRA A	79
Figura 19. Prueba de válvulas pozo CIRA A.....	80
Figura 20. Torque pozo CIRA A	80
Figura 21. Nivel de sumergencia pozo CIRA B	81
Figura 22. Nivel de sumergencia pozo CIRA C	82
Figura 23. Carta dinamométrica superficie – fondo pozo CIRA C	83
Figura 24. Prueba de válvulas pozo CIRA C.....	84
Figura 25. Diagrama de flujo para optimizar los pozos mediante el uso de XROD.....	91
Figura 26. Reporte generado por el software XROD	92
Figura 27. Valor presente neto acumulado de los pozos CIRA-A, CIRA-B y CIRA-C.....	107

Resumen

Título: Optimización del Costo de Levantamiento en Sistemas de Levantamiento Artificial Tipo Bombeo Mecánico en un Sector de un Campo Productor de Petróleo y Gas de Colombia*

Autores: David José Calderín Brango**

Palabras Claves: sistema de levantamiento artificial, bombeo mecánico, campo La Cira, XROD, estudio económico.

Descripción:

El sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico es uno de los sistemas de extracción de petróleo más utilizados en el área sur del campo La Cira, ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en el departamento de Santander. Potencialmente, esta área del país llama la atención debido al alto número de instalaciones con sistema de bombeo mecánico, a la alta criticidad en relación con el índice de fallas y al alto volumen de producción de petróleo. Por esta razón, optimizar el desempeño de las unidades de fondo y de superficie de estos sistemas se ha convertido en un desafío para la industria del petróleo.

El presente trabajo tiene como objetivo fundamental realizar una descripción del sistema de producción y las condiciones bajo las cuales operan en campo, a fin de seleccionar los pozos más críticos con fallas recurrentes para evaluarlos mediante el uso del software especializado XROD, para posteriormente optimizarlos con la finalidad de realizar una propuesta que permita optimizar el consumo de energía eléctrica de los pozos seleccionados.

Finalmente, se realiza la evaluación de la viabilidad financiera del proyecto por medio de la metodología del Valor Presente Neto que permite analizar la reducción en los costos de inversión y de mantenimiento asociados a los pozos seleccionados para optimizarlos.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Fernando Enrique Calvete González

Abstract

Title: Lifting Cost Optimization in Mechanical Pumping Type Artificial Lifting Systems in a Sector of an Oil and Gas Producing Field in Colombia *

Authors: David José Calderín Brango **

Key Word: artificial lift system, mechanical pumping, La Cira, XROD, economic study.

Description:

The mechanical pumping artificial lift system is one of the most widely used oil extraction systems in the La Cira South area, located in the Middle Magdalena Valley Basin in the department of Santander. Potentially, this area of the country draws attention due to the high number of facilities with mechanical pumping systems, the high criticality in relation to the failure rate and the high volume of oil production that is produced. For this reason, optimizing the performance of the bottom and surface units of these systems has become a challenge for the petroleum industry.

The main objective of this work is to make a description of the production system and the conditions under which they operate, in order to select the most critical wells with recurring failures to evaluate them using the specialized XROD software, and then optimize them in order to perform a proposal that allows optimizing the electricity consumption of the selected wells.

Finally, the financial viability of the project is evaluated using the Net Present Value methodology, which allows analyzing the reduction in investment and maintenance costs associated with the selected wells in order to optimize them.

* Degree Project

** Physical - Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Directed: Fernando Enrique Calvete González

Introducción

El presente trabajo realiza un análisis integral del sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico para reducir los costos operativos, aumentar la producción de petróleo y aumentar los ingresos netos, incluyendo el rendimiento y la interacción de todos los elementos de superficie como de fondo.

De manera que el presente trabajo se centró en evaluar un campo petrolero de Colombia que, para este caso, se seleccionó La Cira Infantas área sur debido a que es el área con mayor número de instalaciones del sistema con bombeo mecánico, además de presentar la mayor criticidad en relación a la recurrencia de fallas o problemas de subsuelo. Siendo este un desafío que permite, mediante el uso de un software especializado como XROD, evaluar el funcionamiento de los pozos a fin de analizar los escenarios posibles que permitan generar una rentabilidad económica.

La metodología que se planteó para cumplir con los objetivos fue, a partir de un análisis de datos, plantear una estrategia para seleccionar los pozos con sistema de bombeo mecánico más recurrentes en fallas. Se definieron tres (3) condiciones para la selección de los pozos, el MTBF (*Mean Time Between Failures*), el alto potencial de producción de petróleo y el tiempo de duración de un pozo sin fallas. Seguidamente se utilizó el programa de XROD para simular los diseños de los pozos previamente seleccionados, para posteriormente proponer alternativas de solución que permitan la optimización de estos, estrechamente relacionados con los costos de intervención y operación, para finalmente evaluar los escenarios que permitan la generación de una utilidad.

Como resultados se obtuvo la simulación de tres (3) pozos, CIRA A, CIRA B y CIRA C, los cuales se optimizaron, obteniendo como resultado que a pesar de los cambios que se generen, estos conllevan a producir una rentabilidad alta, beneficiando a Ecopetrol. Para el pozo CIRA-A se estimó una utilidad de \$68.022,59 dólares, para el pozo CIRA-B \$223.193,66 dólares y para el pozo CIRA-C \$72.221,19 dólares. De manera que, tanto los costos como los gastos asociados a las fallas se estima que son cubiertas en el cuarto (4) mes para el pozo CIRA-A y en el primer (1) mes para los pozos CIRA-B y CIRA-C. Los pozos CIRA-B y CIRA-C se estima que retornan el dinero rápidamente, sin embargo, el pozo CIRA-B permite una mayor ganancia y en adición, la tasa de interés a la cual se recupera la inversión es del 347%.

Para futuros trabajos, se recomienda la simulación de los pozos seleccionados en este trabajo para que sean abordados mediante el uso de otro software especializado, de manera que permita la comparación de los resultados.

1 Planteamiento Del Problema

Los sistemas de levantamiento artificial y su selección son una parte fundamental en los procesos de producción en la industria petrolera, ya que se encuentran en la mayoría de los campos del mundo y hacen parte de la recuperación primaria de los fluidos de yacimiento en el instante en que la pérdida de presión limita la producción por flujo natural.

Para el diseño de estos sistemas de levantamiento se tienen en cuenta varios aspectos, como lo son las propiedades físicas y químicas del hidrocarburo, el tipo de yacimiento en el cual se encuentran atrapados y las condiciones del pozo, con el fin de lograr un mejor desempeño en la instalación de equipos tanto en superficie como en el subsuelo. En la industria petrolera el sistema de levantamiento artificial más usado es el bombeo mecánico, debido a su fácil operación, economía y optimización. También es usado por su aplicabilidad con diferentes gravedades API, desde crudos extrapesados hasta crudos livianos. Sin embargo, este es uno de los sistemas de levantamiento artificial que presenta bajas eficiencias de levantamiento.

La eficiencia general de un sistema de levantamiento por bombeo mecánico puede verse afectada por la eficiencia de sus componentes (superficiales y del subsuelo). La eficiencia de este sistema se puede analizar mediante la relación de la energía mínima requerida para la producción dividida entre la energía real consumida por el motor. Obtener alrededor de un 50% de eficiencia del sistema es excelente y es la eficiencia más alta que puede esperarse en un sistema de bombeo mecánico convencional. Sin embargo, pocos sistemas por bombeo mecánico implementados en

campos maduros realmente operan con un 50% de eficiencia. Problemas operacionales tales como golpe de fluido, pistón de bomba desgastado, fugas en la válvula viajera o fija, una unidad severamente fuera de balance y un alto consumo de energía eléctrica, puede reducir la eficiencia del sistema hasta menos de un 30%. Lo anterior, genera una rentabilidad menor a la esperada, considerando todos los costos de capital y operación. En realidad, diseñar sistemas de bombeo mecánico es un proceso de ensayo y error que usualmente resulta de un sistema que podría estar muy alejado del ideal.

Un diseño ideal requiere de equipos y datos que no siempre pueden estar disponibles o que en su defecto son muy variantes, tal es el caso del consumo de gas o corriente eléctrica, y/o disponibilidad de material. Los gastos de producción son usualmente la más alta prioridad, seguido de las cargas en las varillas, carga en la caja, y costos de energía. Si el costo de la electricidad es alto, este puede aminorarse usando una bomba más grande y una velocidad de bombeo más baja. Pero, una bomba de mayor diámetro incrementa la carga sobre las varillas y el torque en la caja. Lo que deriva en la necesidad de utilizar una unidad superficial más grande, incrementando el costo. Por otro lado, una bomba pequeña demanda velocidades de bombeo mayores y emboladas más largas para mantener la producción. Esto incrementa el consumo de energía, pero reduce el tamaño requerido para la unidad de bombeo. Usualmente, debe existir un compromiso entre la eficiencia, carga en las varillas y tamaño de la unidad de bombeo. Considerando lo anterior, surge la necesidad de muchos operadores de optimizar el funcionamiento del sistema de bombeo mecánico que compone un campo.

Optimizar el funcionamiento de un sistema artificial de producción para un pozo es asegurar que la máxima cantidad de fluido que puede aportar el yacimiento sea levantado con la mínima energía y un menor costo operativo. Lo anterior implica mantener el régimen de operación equilibrado (no sobredimensionado, ni sub-dimensionado), tener en cuenta las dificultades de la extracción, la presencia de gas, de arena, de parafinas, etc. El sistema debe consumir el mínimo de energía eléctrica o calorífica, compatible con la máxima extracción. A su vez, esta máxima extracción debe ser compatible con el potencial del yacimiento. Por lo tanto, para conocer el rendimiento de un sistema de extracción de bombeo mecánico, no es suficiente con conocer la cantidad de fluido que produce un pozo. Es necesario relacionar el gasto con la cantidad de intervenciones o por mantenimiento de pozos, con el consumo de energía, con la atención y servicios que requiere, con los recursos materiales y humanos utilizados en el mantenimiento y control, con la duración de los equipos y elementos en uso. De esta manera, es posible obtener el rendimiento total del mismo y compararse con la máxima producción teórica estimada para un pozo en particular. Así mismo, la producción de fluidos no es constante a largo plazo, el régimen deberá siempre ser revisado periódicamente y corregido para mantenerlo en una condición óptima respecto al rendimiento volumétrico.

Teniendo en cuenta las bajas eficiencias que puede obtener un sistema de levantamiento por bombeo mecánico, este proyecto está enfocado en el desgaste o descontrol del consumo de energía eléctrica dentro de la operación de bombeo mecánico en el campo La Cira Infantas área sur. Por esta razón se analizará la simulación en software especializado del consumo de energía actual, con el fin de proponer cambios (condiciones de operación o equipos de sistema) que permitan

optimizar o minimizar al máximo el exceso del consumo de energía por diferentes causas, tales como:

- *Mal diseño o movimiento de la posición en la manivela de las contrapesas:* esto crea el desbalance del sistema de bombeo, lo cual repercute en el esfuerzo que debe entregar el motor y por ende en su consumo de energía.
- *Sobredimensionamiento de motores existentes:* los motores existentes en el campo operacional muchas veces son sobredimensionados por criterios de producción para contar con caballos de fuerza extra, necesario para mover la unidad superficial en la arrancada, ya que muchas investigaciones han determinado que es posible colocar motores de menor potencia en las unidades superficiales.
- *Sobredimensionamiento en el diseño de las varillas:* en algunas ocasiones se utilizan varillas de alto peso, lo que incrementa las cargas en la barra lisa y la caja de engranajes y por ende también aumenta el consumo de energía.

2 Justificación

Los sistemas de levantamiento artificial por bombeo mecánico presentan un grado de complejidad mecánica en comparación con los otros sistemas de levantamiento artificial, lo que hace que este expuesto a mayor cantidad de esfuerzos y, por ende, se vuelva más ineficiente y costoso en comparación con los otros sistemas. Por esta razón, optimizar su desempeño, se ha convertido en uno de los mayores retos de la industria petrolera, ya que este permite aumentar la eficiencia del sistema, minimizando las fallas durante la operación y por ende permite disminuir

los costos de operación por barril producido, así como los gastos que se obtienen por el consumo de energía eléctrica. En este orden de ideas, la reducción del consumo de energía eléctrica llevado a cabo en un proceso de optimización de este sistema de levantamiento, pueden proporcionar ahorros sustanciales en los costos operativos.

3 Objetivos

3.1 Objetivo General

Ejecutar una metodología existente de optimización de costos de energía en sistemas de bombeo mecánico, que permita estimar el costo de levantamiento en un sector de un campo productor de petróleo y gas colombiano que posee sistemas de levantamiento artificial tipo bombeo mecánico con el fin de establecer cambios o alternativas que permitan la optimización del consumo de energía y disminuir el costo asociado a la producción del crudo.

3.2 Objetivos Específicos

- Describir el sistema de producción y las condiciones actuales de operación del sector de pozos que componen el campo.
- Simular las condiciones actuales de operación del sector de pozos con sistema de levantamiento artificial tipo bombeo mecánico, utilizando software especializado.
- Analizar los resultados del proceso de simulación con el fin de proponer alternativas de mejora u optimización en el consumo de energía con el que opera actualmente los pozos con bombeo mecánico del sector del campo.
- Estimar el costo de levantamiento con el que actualmente funcionan los pozos y el costo de levantamiento que se tendría al implementar los cambios propuestos que permitan optimizar el consumo de energía.

- Por medio de un análisis técnico-económico valorar la rentabilidad que se podría obtener al implementar los cambios propuestos al sistema de levantamiento artificial de los pozos que operan en el sector del campo colombiano del presente estudio.

4 Marco Teórico

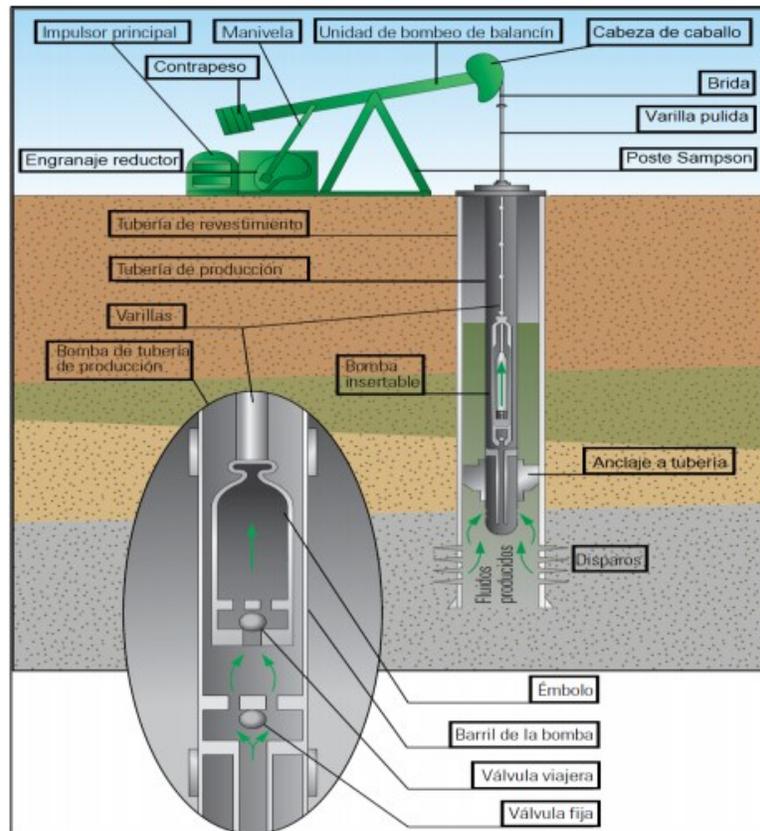
En este capítulo se abordarán las principales características y conceptos que se deben tener en cuenta sobre un sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico.

4.1 Generalidades del Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico

Un sistema de bombeo consiste en un grupo de elementos que permiten el transporte a través de tuberías y el almacenamiento temporal de los fluidos, mientras se cumplen especificaciones necesarias de caudal y presión en los diferentes procesos. Por su parte, el bombeo mecánico es uno de los métodos de producción más usados a nivel mundial gracias a su fácil operación y optimización, además de su versatilidad en la explotación de pozos con diversas características como la geometría, los fluidos, el manejo de sólidos, entre otros. El método de operación de este sistema es la succión y transferencia continua de petróleo desde la formación productora hasta la superficie.

El bombeo mecánico consiste en un motor en superficie, el cual, por medio de un mecanismo de engranajes y correas, moviliza una sarta de varillas, que transfiere la energía a una bomba de desplazamiento positivo, reciprocante, ubicada en el subsuelo. El sistema generalizado se puede observar en la Figura 1 (Figueroa y Tibaduisa, 2016).

Figura 1. Componentes básicos del sistema de levantamiento por bombeo mecánico



Nota. Adaptado de (Gallo y Vásquez, 2018)

4.2 Principio de Funcionamiento

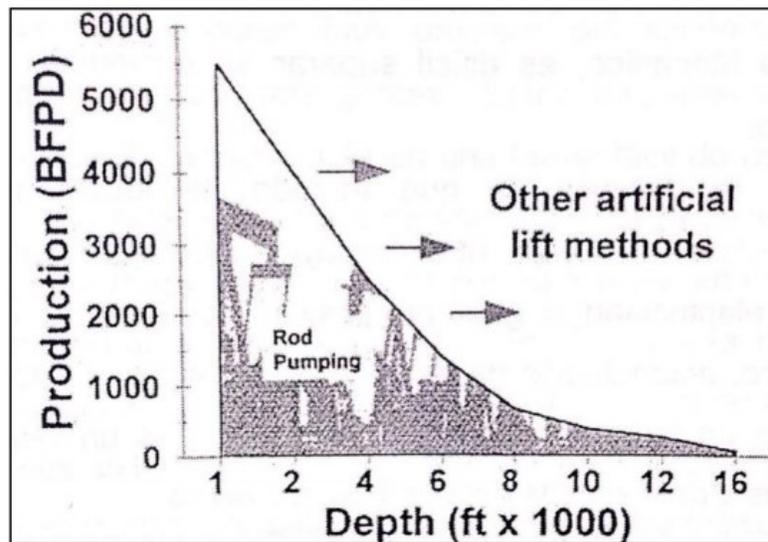
El diseño adecuado del sistema de bombeo mecánico debe considerar todas las partes como un todo al mismo tiempo que cada parte individualmente. La unidad de bombeo que se utiliza en este proceso es la encargada de impartir un movimiento ascendente y descendente en las sarts de varillas haciendo mover el pistón que se encuentra en la bomba de subsuelo. La bomba transporta el fluido que va desde la formación hasta el fondo del pozo, acción que disminuye la presión en la profundidad de este. Un diferencial de presión considerablemente grande entre la formación y el fondo del pozo incrementa la tasa de producción (Figuroa y Tibaduisa, 2016).

Como se puede observar en la Figura 1, el sistema de bombeo por varillas consiste en un equipo de superficie y de fondo. El equipo de superficie incluye la unidad motriz; motor eléctrico o motor a gas, unidad de bombeo, barra pulida o lisa, prensa estopa o caja de empaques, cabezal y líneas de flujo, mientras que el equipo de fondo consiste en el revestimiento, tubería de producción, sarta de varillas, bomba de fondo y algunos otros accesorios.

A lo largo de los últimos años, se han realizado diversos análisis y estudios con el fin de efectuar mejoras sobre este sistema, especialmente en cuanto a los materiales empleados, lo que ha conllevado a mejorar su diseño para hacerlo adaptable a cualquier tipo de yacimiento y fluido que se desee levantar. El diseño conveniente debe tener en cuenta el tamaño apropiado de la caja reductora y de la estructura, así mismo debe tenerse la longitud del recorrido pertinente con la producción de fluido deseada.

Siendo así, el bombeo mecánico como cualquier otro sistema de levantamiento tiene sus ventajas y desventajas, las cuales son importantes considerar a la hora de determinar qué método de levantamiento usar para una aplicación en particular. Uno de los factores que podría considerarse de los más importantes es la máxima tasa de producción que se desea obtener de los pozos. Por tanto, en la Figura 2 se muestra el rango de aplicación del bombeo mecánico, el cual, se encuentra en función de la profundidad de la bomba.

Figura 2. Rango de aplicación del bombeo mecánico



Nota. Adaptado de (Patiño y Trujillo, 2016)

Como es visible, la capacidad de producción del bombeo mecánico cae rápidamente con la profundidad de asentamiento de la bomba. Sin embargo, los demás métodos de levantamiento no son competencia para superar la eficiencia, versatilidad y facilidad de servicio de este. Por otro lado, existen otros rangos importantes a la hora de aplicar el sistema de bombeo mecánico referente a la temperatura de operación y a la desviación que se tienen en los pozos, como se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Rango de aplicación del sistema de bombeo mecánico

Parámetros de aplicación	Rango típico de aplicación	
	Mínimo	Máximo
Profundidad (ft)	102-11.000	16.000
Volumen (BPD)	5-1.500	5.000
Temperatura (°F)	100-350	550
Desviación (°)	0-20	0-90

Nota. Adaptado de (Patiño y Trujillo, 2016)

La decisión de qué método de levantamiento usar depende de variados factores en conjunto que incluyen: localización geográfica, disponibilidad de electricidad o gas, producción de arena u otros sólidos, desviación del pozo, acumulación de escamas y parafinas, costos del equipo, entre otros. Las principales ventajas y desventajas del bombeo mecánico se muestran en la Tabla 2 (Patiño y Trujillo, 2016).

Tabla 2. *Ventajas y desventajas de un sistema de levantamiento por bombeo mecánico*

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Fácil de operar. • Bajo mantenimiento. • Normalmente se utiliza durante toda la vida productiva del pozo. • Puede cambiarse fácilmente la tasa de producción, cambiando la velocidad de bombeo o la longitud de carrera. • Se puede disminuir la presión de entrada de la bomba para maximizar la producción. • Usualmente es el método de levantamiento artificial más eficiente. • Pueden intercambiarse fácilmente las unidades de superficie. • Pueden utilizarse motores a gas si no hay disponibilidad eléctrica. • Puedes usar controladores de bombeo para minimizar golpe de fluido, costos de electricidad y fallas de varillas. • Puede ser monitoreado de manera remota con un sistema controlador de bombeo. • Se pueden usar modernos análisis dinámicos de computadora para optimizar el sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> • Es problemático en pozos desviados, (inclinación >35° y dogleg severity 6°/100ft), debido a la fricción de las piezas que conduce a fallas mecánicas. • No puede usarse costa afuera por el tamaño del equipo de superficie ya que requiere gran espacio para su instalación y la limitación en la capacidad de producción comparado con otros métodos. • No puede manejar producción excesiva de arena (baja tolerancia a la producción de sólidos). • La eficiencia volumétrica cae drásticamente cuando se maneja gas libre. • La profundidad de bombeo es limitada, principalmente por la resistencia mecánica del material de la varilla de succión. • No es oportuno en áreas urbanas. • La unidad requiere de un espacio considerable debido a las dimensiones de esta.

Nota. Modificado por el Autor. Adaptado de (Patiño y Trujillo, 2016)

4.3 Componentes del Sistema

Como fue mencionado anteriormente, los componentes individuales del sistema de levantamiento por bombeo mecánico se dividen en dos grandes grupos: equipo de superficie y equipo de subsuelo (ver Figura 1).

En la actualidad hay varios tipos de unidades de bombeo, los componentes son básicamente los mismos, pero difieren en el diseño del equipo en superficie; las clases de bombeo mecánico existentes son: unidad convencional, unidad aereobalanceada, montaje frontal (MARK II), unidad hidráulica, unidad hidroneumática, unidad reverse MARK II y unidad rotaflex.

4.3.1 Equipo de Superficie

Como su nombre lo indica, son las partes del sistema que se pueden observar a simple vista y que se encuentran a nivel del suelo. El equipo de superficie está constituido por un motor primario, el cual proporciona la energía necesaria para accionar la unidad de bombeo. Mediante la acción de bandas y una caja de engranajes se reducen las velocidades y el movimiento rotacional, transformándose en movimiento rectilíneo a través de la manivela, la biela y el balancín, todo este proceso sucede de forma organizada. El movimiento se transmite a la sarta de varillas, la que a su vez hace trabajar a la bomba de subsuelo (Rey, 2004).

Los componentes superficiales son:

- Unidad motriz.
- Unidad de bombeo.
- Barra pulida.

- Prensa estopa.
- Cabezal de pozo.
- Línea de flujo.

4.3.1.1 Unidad Motriz

Usualmente la unidad motriz usada en la industria del petróleo para las instalaciones de bombeo mecánico es un motor eléctrico o de combustión interna, dependiendo de la disponibilidad en el pozo. La función principal del motor es suministrar la energía necesaria para el funcionamiento del balancín; para lograr esto, el motor produce un movimiento rotatorio con un bajo torque y una alta frecuencia; dicho movimiento es transformado por la unidad de bombeo a un movimiento recíprocante. Para la selección adecuada del motor, se deben tener en cuenta diversos aspectos como las condiciones de trabajo, la potencia necesaria, disponibilidad de cada motor, ubicación de los pozos y la economía de este, entre otros (Bejarano y Ripe, 2018).

- **Motores eléctricos:** el motor que se utiliza para accionar las unidades de bombeo mecánico con varillas de succión es el motor eléctrico. El uso de este tipo de motores facilita el análisis del comportamiento en la unidad de bombeo, debido a que permite medir el rango de trabajo con un amperímetro de gancho, lo que posibilita observar la existencia de una pérdida o sobrecarga del peso en la sarta de varillas sin interferir con la operación del pozo, además, cuentan con un bajo costo inicial, menor costo de mantenimiento y es más fácil de ajustar a un sistema automático. Para bombas de varillas, se emplean principalmente motores de inducción de tres fases. “NEMA D” es el motor más ampliamente reconocido para la unidad de bombeo mecánico, con un rango de deslizamiento de 5% a 13%. Otros motores tienen un

máximo de deslizamiento de 5% como “NEMA C” y un máximo de deslizamiento de 3% como “NEMA B” (Patiño y Trujillo, 2016).

Los caballos de fuerza para el motor eléctrico dependen de la carga para levantar la bomba (profundidad en donde está ubicada y diámetro de la misma), el nivel de fluido, la velocidad de bombeo y la unidad o balancín (Bejarano y Ripe, 2018).

- **Motores a gas:** tienen un control de velocidad más flexible y pueden operar en un rango más grande de condiciones de carga. Si existe la disponibilidad de combustible en campo, esta es una buena opción para seleccionar la unidad motriz por lo que su precio es más bajo que un motor eléctrico pero el costo de mantenimiento es mayor (Obando, 2014).

4.3.1.2 Unidad de Bombeo

Hoy en día las unidades de bombeo mecánico de mayor uso en la industria del petróleo son las unidades tipo balancín. Grosso modo, la unidad de bombeo está compuesta por tres partes fundamentales: la unidad, la caja reductora y las contrapesas.

La unidad cumple la función de transmitir el movimiento realizado de manera ascendente y descendente a la sarta de varillas, para que éstas al mismo tiempo accionen el trabajo de la bomba. Todas las unidades de balanceo tienen como fin principal generar un esfuerzo que reaccione de forma positiva para poder devolver la energía que se gasta durante la carrera descendente, con el fin de dar potencia al proceso cuando se lleva a cabo la carrera ascendente.

La caja reductora, es la encargada de convertir la velocidad rotacional que genera el motor en la energía requerida y necesaria para el bombeo, para la operación adecuada de este equipo es necesario mantener lubricadas las partes móviles y regular el aceite.

Por otro lado, las contrapesas son parte fundamental de la unidad de bombeo, si se tiene un desbalance en estas se puede generar un recorrido inapropiado por la sarta de varillas, ocasionando sobrecostos por el uso excesivo en la potencia y daños en los equipos. Para estar seguros del correcto balanceo de las contrapesas es necesario verificar que el torque que se genera en el movimiento ascendente sea el mismo que se produzca en el movimiento descendente (Figuroa y Tibaduisa, 2016).

4.3.1.3 Barra Pulida

La barra pulida es una pieza sólida de acero que se mueve dentro de las tuberías, soportando la mayor carga del sistema, por lo cual es de suma importancia su correcta selección si se quiere llevar a cabo un proceso de optimización (International Training Group, 2003).

La barra pulida conecta la unidad de bombeo en la sarta de varillas y es la única parte de la sarta que es visible en la superficie. Como su nombre lo dice, la barra pulida tiene una superficie lisa y brillante. La superficie de la barra pulida previene el desgaste de las empacaduras de la prensa estopa. Las empacaduras de la prensa estopa están diseñadas para prevenir fugas de fluido.

4.3.1.4 Prensa Estopa

Su función principal es proveer un sello en la conexión de la barra lisa junto con la sarta de varillas con el fin que no se manifiesten fluidos en el exterior (Obando, 2014).

4.3.1.5 Cabezal de Pozo y Línea de Flujo

Las líneas de flujo conectan el cabezal del pozo con el separador y la barra pulida. Además, se encargan de soportar el peso de la sarta de varillas y el fluido también debe sobreponerse a la presión en la línea.

Altas presiones en las líneas de flujo pueden resultar en altas cargas en la barra pulida y, por ende, una disminución en la eficiencia del sistema. Estas cargas extras en la barra pulida dependen del diámetro del pistón. Si el tamaño del pistón es más grande, el efecto de la presión de la línea de flujo será mayor (Obando, 2014).

4.3.2 Equipo de Subsuelo

El equipo de subsuelo constituye la parte fundamental de todo el sistema de bombeo mecánico. Este conjunto de equipos es el encargado de realizar la extracción del crudo, transmitiendo la energía necesaria para levantar una columna de fluido a la superficie, básicamente está limitado por el diámetro de la tubería de revestimiento, por lo que puede presentar limitación al momento del diseño (Obando, 2014). Básicamente está conformado por:

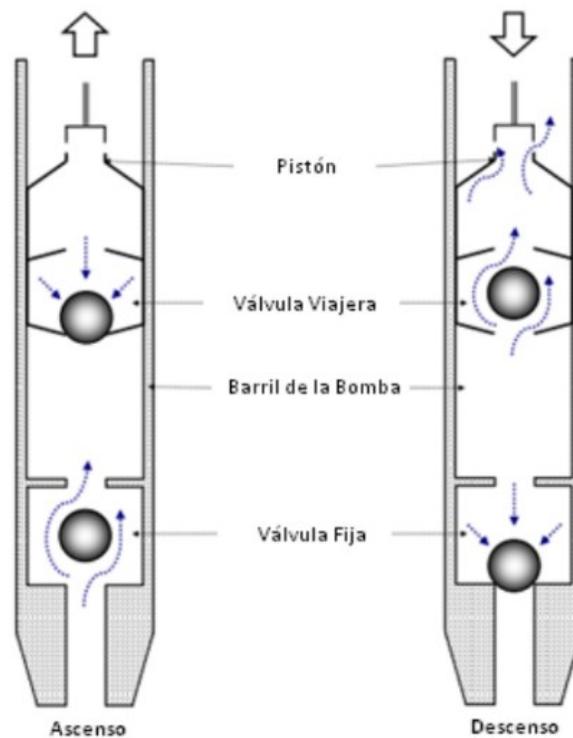
- La bomba de subsuelo.
- La sarta de varillas.
- Tubería de producción.

- Accesorios.

4.3.2.1 Bomba de Subsuelo

Las bombas de subsuelo comúnmente más empleadas en el bombeo mecánico trabajan sobre el principio del desplazamiento positivo y son del tipo cilindro-pistón. La función de la bomba es elevar el fluido desde el nivel del pozo hasta la superficie e impulsarlo por la línea de flujo hasta el punto de recolección.

Figura 3. Esquema de funcionamiento de una bomba de profundidad



Nota. Adaptado de (Díaz y López, 2007)

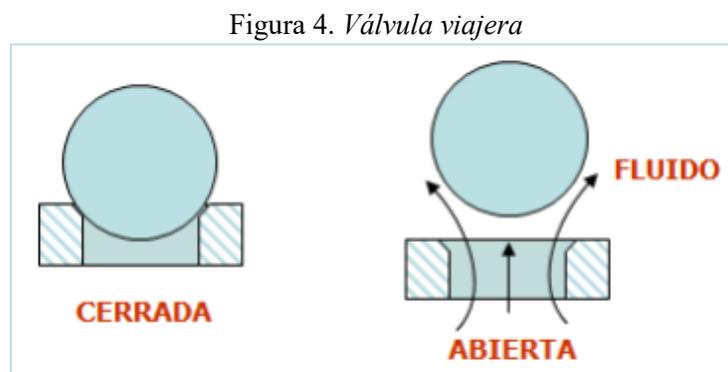
Tal y como se observa en la Figura 3, el ciclo de bombeo comienza de manera ascendente, en donde el peso del fluido en el tubing cierra la válvula viajera, siendo el fluido almacenado en el barril desplazado por el pistón hacia la superficie, ocasionando la apertura de esta y por consiguiente el ingreso del fluido desde el revestimiento hacia el interior del barril. En la carrera descendente el fluido contenido en el barril ejerce una presión contra el pistón que baja, provocando la apertura de la válvula viajera y el cierre de la válvula fija, pasando el fluido contenido en el barril hacia la parte superior del pistón, hasta llegar al punto muerto inferior. En ese momento comienza la carrera ascendente volviendo a cumplirse el ciclo (Bejarano y Ripe, 2018). Básicamente los elementos que conforman la bomba son 4: barril, pistón, válvulas viajera y fija y anclaje de fondo. A continuación, una breve descripción de estos.

- **Barril:** existen diferentes tipos de barriles para bombas de subsuelo, estos pueden ser estacionarios o móviles, de paredes delgadas para pozos someros a medianamente profundos o paredes gruesas para mayores profundidades, con anclaje de fondo o anclaje superficial, barriles tipo cámara (tubing) o tipo camisa (liner) (Bejarano y Ripe, 2018).
- **Pistón:** su labor dentro del sistema es bombear de manera indefinida. Los pistones para bombas de subsuelo pueden ser, de acuerdo con su configuración, lisos, de copa, de sucesión de anillos, estriados, entre otros. Y de acuerdo con el material, se clasifican en metálicos y no metálicos. Algunas características importantes son: los pistones metálicos son de redondez precisa en la superficie exterior y pueden ser de acero, cromo o níquel plateado y metal pulverizado (aleación de boro, cromo y silicio). Estos últimos son recomendados para problemas de ácido sulfúrico.

Los pistones de la copa comúnmente se utilizan en barriles con bombas de tubería de producción. Por lo regular se fabrican las copas de lona impregnada de brea, caucho o plástico. La aplicación de estos pistones está restringida a poca profundidad y ha ido desapareciendo del mercado.

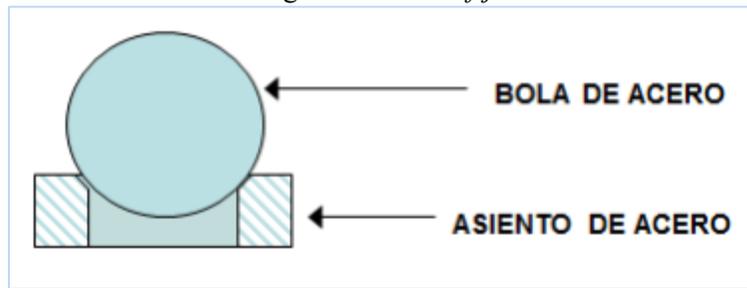
- **Válvulas:** como se puede observar en la Figura 4 y Figura 5, estas válvulas constan de un conjunto de bola y asiento que mediante un diferencial de presión permiten la entrada y salida del fluido (Martínez, 2013).

La válvula viajera es la que se ubica en el pistón y su nombre se debe a que se mueve junto al pistón.



Nota. Adaptado de (Martínez, 2013)

La válvula fija permite la entrada del fluido con un mayor diámetro.

Figura 5. *Válvula fija*

Nota. Adaptado de (Martínez, 2013)

Las válvulas en una bomba de subsuelo representan las partes críticas; cada válvula debe operar con cada movimiento de la bomba, así la válvula fija permite el llenado del barril y la válvula viajera la descarga del fluido, abriendo con la mínima restricción de fluido y cerrando para no admitir pérdidas. La causa más común de fallas en las bombas son las fallas en las válvulas. De manera que, en pozos con problemas de sólidos como la arena, se recomienda emplear válvulas y asientos de mayor dureza como son los de carburo de tungsteno o un doble juego de válvulas. De esta forma, la arena se deposita en una de las válvulas, mientras la otra válvula se cierra para evitar una violenta descarga de fluido. Así se puede incrementar la vida útil de la bomba (Bejarano y Ripe, 2018).

- **Anclaje de fondo:** otro elemento que se considera como componente adicional de las bombas de subsuelo, es el anclaje de fondo. Su función es anclar y sellar la bomba a la tubería de producción. Pueden ser del tipo de copas y del tipo mecánico (Rey, 2004).

4.3.2.1.1 Tipos de Bomba de Subsuelo

Se clasifican en dos grupos principales, bombas insertables (insert pumps) y bombas de tubería de producción (tubing pumps). Sus diferencias radican principalmente en la manera como está instalado el barril de trabajo en el pozo (Rey, 2004).

- **Bombas insertables:** son aquellas que están introducidas en la tubería de producción y están conectadas a la sarta de varillas. Usualmente el barril, el pistón y las válvulas se fabrican en un solo ensamblaje y la bomba se ancla en el niple de asiento. Se clasifican de acuerdo con el barril:
 - a) **Barril estacionario y anclaje superior:** se usa en pozos con problemas de arena o bajo nivel de fluido, pozos con gas. Se recomienda esta bomba por encima de la de barril viajero cuando la producción de arena es a gran escala y ocasiona grandes problemas (Bejarano y Ripe, 2018).
 - b) **Barril estacionario y anclaje inferior:** es la más común de las bombas. Se usa en pozos con bajo nivel de fluido, pozos con gas o pozos con bajo nivel estático. Esta bomba con un pistón móvil y carrera metal-metal es también recomendada para pozos profundos y cuando el pozo produce yeso o bario (Bejarano y Ripe, 2018).
 - c) **Barril viajero y anclaje inferior:** este tipo de bombas se usa en pozos con problemas de arena, pozos que utilizan temporizadores o controladores de bombeo y en pozos

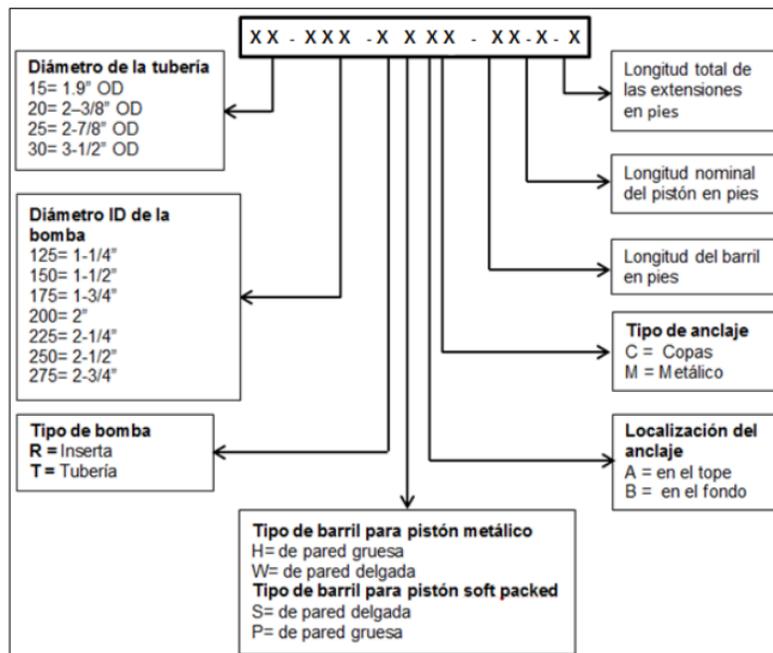
que presentan una frecuencia alta de fallas del barril. Esta bomba es también recomendada en pozos con problemas de corrosión (Bejarano y Ripe, 2018).

- **Bombas de tubing:** el barril de la bomba se instala como una parte integral de la sarta. Tienen la ventaja de poseer mayor desplazamiento para cualquier diámetro específico de tubing. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que en caso de problemas con la bomba es necesario sacar completamente la tubería de producción (Bejarano y Ripe, 2018).

4.3.2.1.2 Designación API de las Bombas

El API ha desarrollado un método para designar las bombas de subsuelo, proporciona una manera concisa para la descripción de estas.

Figura 6. Designación API IIB de las bombas de subsuelo



Nota. Adaptado de (Bejarano y Ripe, 2018)

4.3.2.2 La Sarta de Varillas

La sarta de varillas puede considerarse la parte más vital del sistema de bombeo. Es usada para transmitir el movimiento y la potencia de la unidad de bombeo de la superficie a la bomba de subsuelo. Existen diferentes varillas de succión, dentro de las cuales se destacan las convencionales y las COROD.

- **Varillas convencionales:** dentro de las convencionales existen las varillas clasificadas por la norma API 11B en cinco grados, además de la Norma AISI/SAE que determina los principales elementos aleantes, como, el níquel, cromo y molibdeno. También se encuentran las varillas de servicio especial no API, dependiendo de cada fabricante y las varillas de fibra de vidrio. A continuación, en la Tabla 3 se describen cada una de las varillas establecidas por el API.

Tabla 3. *Varillas establecidas por el API*

Grado	Clasificación de acero	Mínimo límite de elasticidad (psi)	Mínimo de fuerza extensible (psi)	Máximo de fuerza extensible (psi)
C	AISI 1536 con aleación carbón-manganeso	85.000	115.000	140.000
K	AISI 4623 de acero con aleación níquel-molibdeno	60.000	90.000	115.000
D	AISI 1541MV con aleación carbón-manganeso	85.000	115.000	140.000
Aleación D	AISI 4142 de acero con aleación cromo-molibdeno	85.000	115.000	140.000
Especial D	AISI 4720SR de acero con aleación níquel-cromo-molibdeno	85.000	115.000	140.000

Nota. Modificado por el Autor. Adaptado de (Bejarano y Ripe, 2018)

En la Tabla 4, se presenta la clasificación de otras varillas convencionales que se encuentran en la industria, son las varillas especiales.

Tabla 4. *Clasificación varillas especiales*

Grado	Clasificación de acero	Mínimo límite de elasticidad (psi)	Mínimo de fuerza extensible (psi)	Máximo de fuerza extensible (psi)
S88 Templado y revenido	AISI 3130 con aleación níquel- bromo	130.000	140.000	155.000
XD Normalizado y templado	AISI 4138M de acero con aleación cromo- molibdeno	115.000	140.000	150.000
HD	AISI 4332RX especial con aleación níquel- cromo- molibdeno	115.000	140.000	150.000
EL	AISI 4138M con aleación cromo- molibdeno	-	-	-

Nota. Modificado por el Autor. Adaptado de (Bejarano y Ripe, 2018)

- **Varillas COROD:** el origen de este tipo de varillas radica principalmente en la necesidad de mejorar la producción y al mismo tiempo ahorrar costos para las diversas áreas donde se aplica la sarta de varillas. A diferencia de las varillas de bombeo convencionales acopladas cada 25 o 30 pies, las varillas de bombeo COROD son continuas y sólo requieren acoplamientos en la parte superior e inferior de la sarta, independientemente de la profundidad del pozo. Con un menor número de juntas, esta longitud sólida de acero es más ligera y mejora la vida de la tubería debido a un contacto más uniforme entre los tubos y las varillas de bombeo. Su aplicación particular está dirigida a pozos altamente desviados con

producción de petróleo pesado, es decir, de alta viscosidad, son excelentes oportunidades debido a su alta capacidad de resistencia y torque en el sistema (Bejarano y Ripe, 2018).

4.3.2.3 Tubería de Producción

Es el medio de transporte de los fluidos producidos por el pozo, desde su asentamiento en el fondo del pozo hasta la superficie. También sirve de guía a la sarta de varillas.

Algunas condiciones geométricas de la tubería de producción que afectan su comportamiento y operación del bombeo mecánico son:

- Restricción de flujo debido a la deposición de materiales orgánicos (parafinas, resinas, asfáltenos) e incrustaciones minerales (sales, carbonatos).
- Pozos desviados que incrementan la fricción entre varillas y tubería.
- Tuberías de diámetros pequeños para los gastos de producción (Martínez, 2013).

En la mayoría de las instalaciones de bombeo, cuando la profundidad de la bomba no excede los 5.000 pies, la tubería es suspendida por el cabezal. A profundidades mayores, la tubería debe anclarse. Se fabrican en tamaños de 1,9", 2 ³/₈", 2 ⁷/₈", 3 ¹/₂", 4", y 4 ¹/₂". A continuación, se muestran datos de tubería de producción.

Tabla 5. *Datos de tubería de producción*

1 Tamaño de tubería	2 Diámetro exterior, <i>in.</i>	Datos de tubería			5 Constante elástica, <i>in. per lb ftE_t</i>
		3 Diámetro interno, <i>in.</i>	4 Área de metal, <i>in²</i>		
1,9	1,9	1,610	0,8	$0,500 \times 10^{-6}$	
2 ^{3/8}	2,375	1,995	1,304	$0,307 \times 10^{-6}$	
2 ^{7/8}	2,875	2,441	1,812	$0,221 \times 10^{-6}$	
3 ^{1/2}	3,5	2,992	2,59	$0,154 \times 10^{-6}$	
4	4	3,476	3,077	$0,130 \times 10^{-6}$	
4 ^{1/2}	4,5	3,958	3,601	$0,111 \times 10^{-6}$	

Nota. Modificado por el Autor. Adaptado de (Moncada, 2016)

4.3.2.4 Accesorios

Generalmente, para el correcto funcionamiento y operación de los equipos de fondo se necesita de ciertos accesorios. Dentro de los cuales se encuentran el ancla de gas, el ancla de tubería, los asentamientos, la válvula antibloqueo de gas y las barras de peso que se describirán a continuación.

- **Ancla de gas:** las anclas de gas son extensiones de bombas diseñadas para separar el gas libre del líquido producido antes que este entre en la bomba. En consecuencia, operan con el principio de que el gas es más ligero que el petróleo y por lo tanto se mueve hacia arriba, mientras el crudo lo hace hacia abajo. La acción o tarea de este accesorio, mejora la eficiencia volumétrica y aumenta la producción al mismo tiempo (Bohórquez, 2020).
- **Ancla de tubería:** este accesorio fue elaborado con el fin de eliminar el estiramiento y compresión de la tubería de producción, la cual roza la sarta de varillas y ocasiona el desgaste

de ambos. Normalmente se utiliza en pozos de alta profundidad, ya que se adapta a los desafíos de este (Bejarano y Ripe, 2018).

- **Asentamientos:** es un acople de tubería particularmente diseñado que es internamente estrecho y permite posar la bomba con un fuerte sello (Bejarano y Ripe, 2018).
- **Válvula antibloqueo de gas (VGA):** como su nombre lo indica, es el instrumento encargado de eliminar el bloqueo por gas, disminuyendo el golpe de fluido y evitando el atascamiento por sólidos en las bombas de subsuelo (Bejarano y Ripe, 2018).
- **Barras de peso:** son accesorios que cuentan con un gran diámetro y fueron diseñadas con el fin de añadir peso al final de la sarta de varillas y mantenerlas en tensión durante la carrera descendente, lo que reduce significativamente el desgaste en las mismas. Los diámetros de estas barras suelen ir desde 1-1/4" hasta 2", siendo limitada su selección de diámetro máximo por el tamaño de la tubería (Bejarano y Ripe, 2018).

4.4 Consideraciones de Diseño

El sistema de bombeo mecánico no solo es el sistema de levantamiento más usado en el mundo, sino que es el más antiguo. Es por esto, que durante los últimos años se han manifestado nuevas tecnologías en materiales, conexiones, diseños de bombas y unidades de bombeo, además del incremento en la necesidad de producir más profundo, mayores caudales y en tuberías más restringidas.

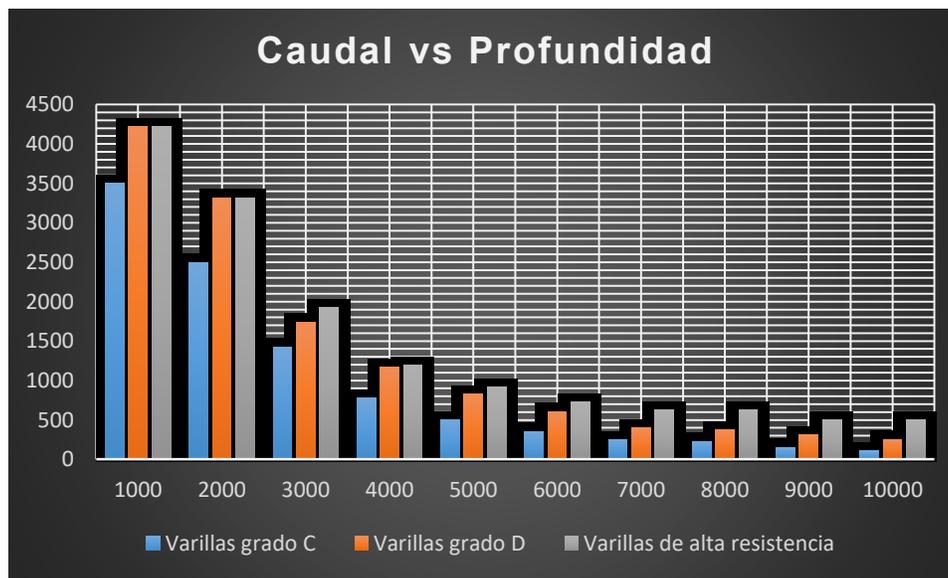
Al considerar el diseño de un sistema de bombeo mecánico se debe tener en cuenta un solo objetivo, lograr un equilibrio perfecto entre el aporte del yacimiento a las condiciones establecidas y la capacidad del sistema total (sub-suelo y superficie), de manera que el costo de levantamiento sea el menor posible en las condiciones actuales y futuras del pozo (International Training Group, 2003).

Para una buena selección del equipo a utilizar, es necesario conocer datos que soporten la decisión, debido a que el buen análisis de estos puede evitar el sobre diseño o que la instalación no tenga la capacidad de producir lo requerido, entre estos datos se puede citar, la tasa de producción esperada, las cargas a soportar por las varillas, las cargas en la caja de engranajes de la unidad de bombeo, costos de energía, aporte del yacimiento, etc. A continuación, se describen algunos de los factores más importantes a considerar.

- **Bomba de subsuelo:** las bombas de subsuelo son colocadas en el fondo del pozo, a profundidades que oscilan entre 200 y 7.000 pies. La bomba de subsuelo es el primer elemento o el elemento fundamental que se debe considerar cuando se quiere diseñar una instalación de bombeo mecánico para un pozo, ya que, de acuerdo con el tipo, tamaño y ubicación, se dimensiona el resto de los componentes del sistema.
- **Tasa de producción:** en la Figura 7, se presenta un trabajo realizado por J.D. Clegg titulado “*High-Rate Artificial Lift*” en donde se observan los caudales manejados por bombeo mecánico (eje y) en función de la profundidad (eje x). En él se visualiza que la cantidad de fluido manejado es inversamente proporcional a la profundidad. A 1.000 pies de profundidad

se tiene la capacidad de manejar hasta 4.000 barriles de fluido por día, por el contrario, para profundidades por encima de los 7.000 pies, apenas se alcanzan los 500 barriles de fluido diario.

Figura 7. Caudal manejado en función de la profundidad



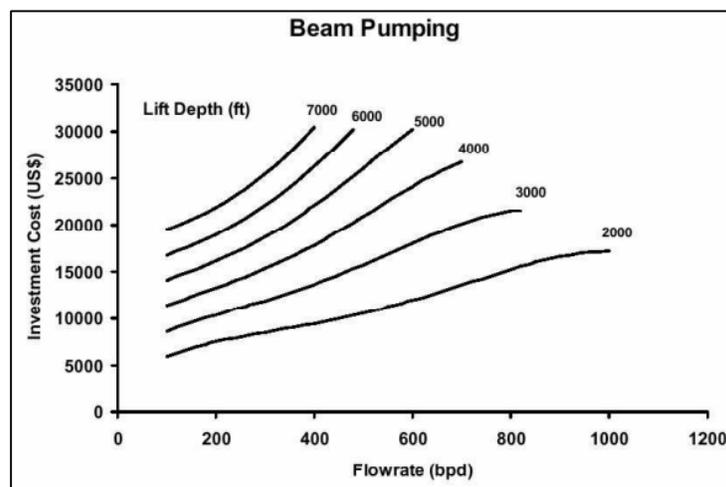
Nota. Adaptado de (PDVSA, 2001)

- **Manejo de sólidos:** los sólidos pueden generar efectos indeseables en la bomba, llegando al punto de paralizar el movimiento del pistón en el barril y a su vez crear incrementos de esfuerzos en las varillas y en la unidad de bombeo. Esto es debido a que la bomba de subsuelo es un conjunto de componentes metálicos en movimiento con un ajuste específico.
- **Profundidad y sarta de varillas:** la sarta de varillas es el medio de transporte de la energía desde el equipo de superficie hacia la bomba de subsuelo. Por supuesto, esta transmisión de energía está influenciada por el comportamiento de la sarta, que a su vez depende de la

profundidad. La profundidad es la gran limitante a la hora de diseñar el sistema de bombeo mecánico.

De manera sencilla se puede representar la sarta de varillas como un elemento de alta esbeltez, siendo la esbeltez la relación que existe entre la longitud del elemento y el ancho de su sección transversal, es decir, la longitud de la sarta de varilla es mucho mayor que su diámetro, por ejemplo, los órdenes de magnitud están en el orden de 2.000 pies para la longitud de la sarta comparado con 1 pulgada (0,083 pies) para el diámetro. En la Figura 8, se presenta un claro ejemplo de cómo influye la profundidad en los costos de inversión y a su vez con la tasa de flujo manejado.

Figura 8. Costo de inversión en función del caudal y la profundidad



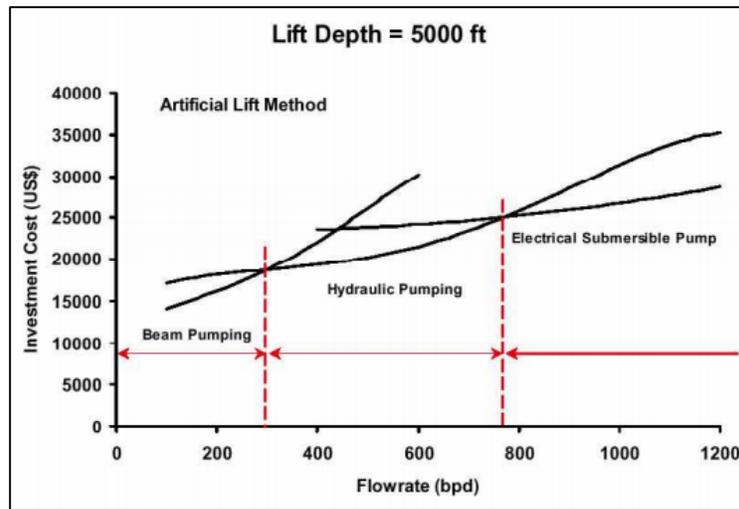
Nota. Adaptado de (PDVSA, 2001)

En la gráfica se observa que a medida que aumenta la profundidad, los costos también incrementan, consecuencia que se tiene gracias a una sarta más larga que a su vez requiere de unidades de bombeo de mayor capacidad. Por consiguiente, a medida que se tiene una profundidad

mayor, la carrera efectiva de la bomba de subsuelo se reduce, debido a la elongación de la sarta de varillas y de la tubería (si ésta no está anclada), por lo tanto, pierde parte del movimiento efectivo de la unidad de bombeo al convertirse este en elongación a lo largo de la sarta.

- **Cargas en las varillas y la caja de engranajes:** estos factores dan dimensión al equipo de superficie y a la sarta de varillas. Los mismos se calculan a partir del potencial del pozo, la cantidad de flujo manejado y el diámetro de la bomba.
- **Costos de inversión:** el análisis económico soporta el diseño de un sistema de levantamiento artificial, ya que evalúa los costos de la inversión con respecto a la producción del pozo y asegura un flujo positivo de caja en la operación. Por esto, es necesario entender que los costos de inversión son un conjunto de esfuerzos y recursos invertidos con el objeto de producir algo útil. Como ejemplo, la Figura 9 compara los costos de inversión de tres tipos de levantamiento artificial (bombeo mecánico, bombeo hidráulico y bombeo electrosumergible) con respecto a la tasa de flujo manejada y a una profundidad común de 5.000 pies.

Figura 9. Regiones de mínima inversión de diferentes métodos de levantamiento



Nota. Adaptado de (PDVSA, 2001)

Al hacer un análisis exhaustivo de la gráfica se puede inferir que, el bombeo mecánico se encuentra en ventaja desde el punto de vista económico, con respecto a los otros métodos de levantamiento para un rango de producción hasta de 300 barriles por día. Ahora, para caudales mayores a este valor, es preferible utilizar bombeo hidráulico, y para el manejo de caudales por encima de 800 barriles por día, la mejor opción es el bombeo electrosumergible.

4.5 Costos de Levantamiento

Los costos de levantamiento (también llamados costos de producción) son los costos para operar y mantener pozos, equipos e instalaciones relacionados por barril de petróleo equivalente de petróleo y gas producido por esas instalaciones después de que los hidrocarburos hayan sido encontrados, adquiridos y desarrollados para la producción. Los costos directos de extracción son el gasto total en producción menos los impuestos a la producción (y también menos las regalías en

las regiones extranjeras) dividido por la producción de petróleo y gas natural. Los costos de elevación totales son la suma de los costos de elevación directos y los impuestos a la producción.

Los sistemas de levantamiento de crudo tienen gran relevancia en el costo de levantamiento y así mismo en los ingresos USD/barril. De hecho, cada sistema de levantamiento tiene sus ventajas y desventajas; sin embargo, la facilidad de operación y los costos de mantenimiento son menores en los sistemas de levantamiento por bombeo mecánico que en los demás sistemas de levantamiento artificial (Ledesma, 2015).

4.5.1 Costos de Inversión (CAPEX)

Los gastos de capital o CAPEX hacen referencia a la aplicación de recursos financieros dirigidos a conseguir activos físicos e incrementar los activos fijos o financieros de una entidad. Los CAPEX normalmente toman dos formas: los gastos de mantenimiento, que son aquellos activos que una empresa compra para ampliar la vida útil de los activos existentes, y los gastos de expansión, que son aquellos activos nuevos que una empresa adquiere con el fin de hacer crecer la empresa.

4.5.2 Costos de Operación (OPEX)

Son actividades no sujetas a ser capitalizables, es decir, que no están encaminadas al aumento de la vida útil ni del nivel de reservas, capacidad productiva o eficiencia operativa de los bienes o activos por encima de los niveles establecidos inicialmente. Además, son los costos recurrentes necesarios para el óptimo funcionamiento de un negocio o producto. En la industria del petróleo

los costos operativos son generados fundamentalmente por los procesos de producción y mantenimiento en subsuelo y superficie.

Desde el punto de vista contable, son costos de producción que generan resultados negativos.

Las actividades involucradas en dichos procesos se organizan en las siguientes etapas:

- Extracción de fluidos en el pozo productor.
- Bombeo de la producción bruta hacia estaciones separadoras.
- Separación y re bombeo de fluidos en estaciones separadoras.
- Transporte de fluidos líquidos o gaseosos hacia planta de tratamiento de petróleo y gas.
- Tratamiento y entrega de los fluidos en plantas de tratamiento.
- Tratamientos e inyección de agua.

4.5.2.1 Costos de Energía y Eficiencia del Sistema

Cuando se realiza cualquier diseño, en este caso el diseño de un sistema de levantamiento artificial es importante comprender la prioridad de diseño, es decir, si se requiere una configuración para la máxima producción de fluidos, o si se necesita una configuración con el óptimo consumo de energía. Esto es válido cuando los costos de energía afectan de manera sensible la rentabilidad del proyecto, lo que pasa con la mayoría de las veces cuando se trata de una planta de producción.

Por ejemplo, si la prioridad es minimizar los costos de energía, se puede utilizar bombas más grandes y velocidades de bombeo menores, pero a su vez, bombas más grandes incrementan las cargas en las varillas y los torques en la caja de engranaje, por lo tanto, se requiere de unidades de

bombeo más grande, por supuesto incide en los costos de inversión. Por otra parte, si se quiere utilizar bombas de menor dimensión, pero con igual producción, es necesario aumentar la velocidad y la carrera de bombeo, esto incrementa el consumo de energía, pero podría reducir el requerimiento del tamaño de la unidad de bombeo. Básicamente se tiene un compromiso entre eficiencia, carga en la varilla y el tamaño de la unidad de bombeo (“Manual de optimización”, 2018).

4.5.2.2 Costo de Energía por Volumen de Fluido Producido

Según (Ardila, 2019), tiene como propósito evaluar los costos energéticos de los sistemas de levantamiento y está influenciado por las características del fluido producido y por el corte de agua.

$$CEV_{\text{fluido}} = \frac{T_{EE} \times E_{\text{pozo}}}{V_{\text{fluido}}}$$

Donde:

CEV_{fluido} = Costo de energía por volumen de fluido producido, \$COP/BFPD.

T_{EE} = Tarifa de energía consumida en pozos en \$COP/kWh, esta tarifa depende del tipo de energía con la cual se alimente el pozo y es suministrada por el comercializador.

E_{pozo} = Energía consumida por pozo en kWh.

V_{fluido} = Volumen de fluido total producido por pozo, BFPD, este volumen es medido en el separador de prueba en la estación de almacenamiento de crudo.

4.5.2.3 Pérdidas de Energía en el Fondo del Pozo

Con el fin de aumentar la rentabilidad de las instalaciones de bombeo mecánico, la reducción de los costos operativos es de primordial importancia. Dado que la mayoría de las instalaciones son impulsadas por un motor eléctrico y el costo de la energía eléctrica ha aumentado constantemente en los últimos años, las pérdidas de energía tanto en el fondo del pozo como en la superficie deben minimizarse.

El sistema de bombeo mecánico hace su trabajo útil al elevar la cantidad dada de líquido desde el fondo del pozo a la superficie. De acuerdo con (Ardila, 2019), la potencia hidráulica se calcula fácilmente en función de la profundidad de la elevación efectiva y el volumen del líquido producido:

$$P_{\text{hydr}} = 7,36 \times 10^{-6} Q S_p G_r L_{\text{dyn}}$$

Donde:

P_{hydr} = Potencia hidráulica requerida para levantar el líquido, HP.

Q = Tasa de producción de líquido, BPD.

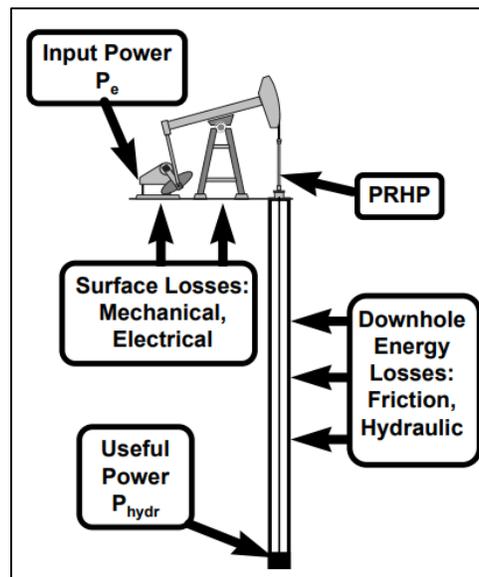
$S_p G_r$ = Gravedad específica del líquido producido.

L_{dyn} = Nivel dinámico de líquido en el pozo, ft.

Al analizar el sistema de bombeo mecánico se evidencia que las fuentes de pérdidas de energía en el fondo del pozo en el sistema están asociados a la bomba, la sarta de varillas y la

columna de fluido. En la bomba, se producen pérdidas por fricción e hidráulicas, así como fugas de líquido. Por otra parte, la sarta de varillas roza contra la pared de la tubería, causando fricción mecánica, especialmente en pozos desviados. Los líquidos producidos imparten fuerzas de amortiguación en la sarta de varillas y también causan otras pérdidas hidráulicas. Todas estas pérdidas, además de la potencia hidráulica requerida para la elevación de fluidos, deben ser superadas por el trabajo mecánico realizado por la unidad de bombeo en la barra pulida, como se presenta en la Figura 10.

Figura 10. *Flujo de energía en un sistema de bombeo mecánico*



Nota. Adaptado de (Gabor Takacs, 2000)

La energía requerida para operar la barra pulida en la superficie es, por lo tanto, la suma del trabajo hidráulico útil realizado por la bomba y las pérdidas de energía en el fondo del pozo. Este requisito de potencia es un parámetro básico de bombeo llamado potencia de la barra pulida o PRHP. Representa la entrada de potencia mecánica al sistema de bombeo en la barra pulida y se

puede encontrar experimentalmente desde el área de la carta del dinamómetro tomada en el pozo (Gabor Takacs, 2000).

La eficiencia energética de los componentes de fondo de pozo del sistema de bombeo mecánico puede caracterizarse por la cantidad relativa de pérdidas de energía en el pozo. Conforme a (Ardila, 2019), el parámetro ampliamente utilizado para este propósito se llama eficiencia de elevación, y es el cociente de la potencia hidráulica útil y la potencia requerida en la barra pulida:

$$\eta_{\text{lift}} = \frac{P_{\text{hydr}}}{\text{PRHP}}$$

Donde:

η_{lift} = Eficiencia de elevación o levantamiento.

P_{hydr} = Potencia hidráulica requerida para levantar el líquido, HP.

PRHP = Potencia de la barra pulida, HP.

4.6 Formas de Disminuir los Costos de Levantamiento para Sistemas de Levantamiento por Bombeo Mecánico

La tarea más importante para disminuir los costos de levantamiento es la selección adecuada del modo de bombeo, es decir, la combinación del tamaño del émbolo, la velocidad de bombeo, la longitud de la carrera y el diseño de la varilla cónica para elevar la cantidad prescrita de líquido a la superficie. El mejor modo de bombeo maximiza la eficiencia de elevación y, al mismo tiempo,

reduce los requisitos de potencia del motor principal y los costos eléctricos. La eficiencia operativa del equipo de superficie se mejora mediante el uso de un contrapeso óptimo de la unidad de bombeo. Para lograr un sistema de bombeo mecánico ideal, el diseño mecánico de la sarta de varilla cónica debe hacerse correctamente (Gabor Takacs, 2000).

4.6.1 Óptimo Equilibrio de las Unidades de Bombeo

El contrapeso adecuado para una unidad de bombeo es aquel que iguala las cargas de torsión en el reductor de velocidad durante el ciclo de bombeo. Sin contrapeso, la carga de torque en la caja de engranajes resulta ser alta durante la carrera ascendente debido a las altas cargas en la barra pulida, mientras que, en la carrera descendente, la sarta de varilla que cae en el fluido producido rige el movimiento en la unidad de bombeo, lo que provoca una carga de torque negativo en el reductor de engranajes. Dado que ningún motor puede funcionar bajo cargas tan fluctuantes, se han ideado algunos medios necesarios para contrarrestar la unidad de bombeo. Estos pueden tomar la forma de contrapesos de viga o rotativos o un cilindro de aire.

Al contrarrestar una unidad de bombeo, lo que se busca es alcanzar condiciones de contrapeso ideales que puedan tener muchos efectos beneficiosos sobre el funcionamiento del sistema de bombeo mecánico como, por ejemplo:

- El tamaño de la caja de engranajes se puede reducir en comparación con una condición desequilibrada.
- El tamaño del motor primario requerido es más pequeño.

- El funcionamiento más suave de un reductor de engranajes adecuadamente equilibrado reduce los costos de mantenimiento y aumenta la vida útil del equipo.

La medida de la uniformidad de la carga torsional en el reductor de engranajes es el factor de carga cíclica (CLF) mecánico. Según (CIED, 2001), se puede calcular a partir de la variación durante el ciclo de bombeo del torque neto en el reductor de engranajes de la siguiente manera:

$$CLF = \sqrt{\frac{\int_{\theta=0}^{2\pi} [T_{net}(\theta)]^2 d\theta}{2\pi}}{\frac{\int_{\theta=0}^{2\pi} T_{net}(\theta) d\theta}{2\pi}}$$

Donde:

CLF = Factor de carga cíclica.

T_{net} = Torque neto en la caja de engranajes en el ángulo del cigueñal θ , in – lbs.

θ = Ángulo de la manivela, grados.

Debido a su importancia tanto económica como práctica, el contrapeso óptimo de las unidades de bombeo es un tema muy discutido y cuenta con varios enfoques diferentes. Estos métodos intentan encontrar el momento de contrapeso máximo que satisfaga uno de los siguientes criterios:

- Las corrientes pico del motor son iguales durante la carrera ascendente y descendente.

- Los torques netos máximos en la carrera ascendente y descendente son iguales.
- Las potencias mecánicas requeridas para la carrera ascendente y descendente son iguales.
- Se alcanza un mínimo del factor de carga cíclico (CIED, 2001).

4.6.2 Pitfalls en Diseño de Varilla

Una sarta de varilla diseñada adecuadamente debe proporcionar operaciones de bombeo sin fallas durante un período prolongado de tiempo. El diseño de la varilla tiene como objetivo la determinación de:

- Los tamaños de varilla que se utilizan en la sarta.
- Las longitudes de las secciones cónicas individuales.
- El material de la varilla que se utiliza (Gabor Takacs, 2000).

Para encontrar una solución ideal a los problemas anteriores, se deben realizar cálculos detallados con las consideraciones adecuadas de las condiciones reales del pozo. Los dos problemas básicos en el diseño de la sarta de varillas se refieren a, primero, cómo se calculan las cargas en las varillas, y segundo, qué principio usar para determinar las longitudes de los conos.

4.7 Claves para la Optimización de Sistemas de Levantamiento Artificial basados en Bombeo Mecánico

Toda compañía petrolera a nivel industrial se encuentra en la búsqueda exhaustiva y continua de la mejor manera para optimizar los pozos petroleros junto con el mejor equipo, estrategias y metodologías con el objetivo de alcanzar la producción deseada.

Cuando se habla de bombeo mecánico, se hace referencia al sistema de levantamiento artificial más usado en la actualidad ya que con su correcta aplicación puede hacer que el fluido que se encuentra dentro del pozo y que por carencia de energía no puede subir a la superficie. Además, cuenta con diversas características como confiabilidad, robustez, durabilidad, variados rangos de producción y bajo costo en comparación con otros sistemas. Otro aspecto a tener en cuenta es que su versatilidad, radica en la posibilidad de aplicarlo en crudos pesados, medianos o livianos en yacimientos con presiones relativamente bajas.

Sin embargo, aun cuando el bombeo mecánico cuenta con grandes ventajas, es necesario examinar los criterios que podrían afectar su buen rendimiento antes de instalarlo, como, por ejemplo, su susceptibilidad a alta relación de gas, producción de arena, profundidad de instalación de la bomba, el grado de desviación del pozo y la ubicación geográfica del mismo.

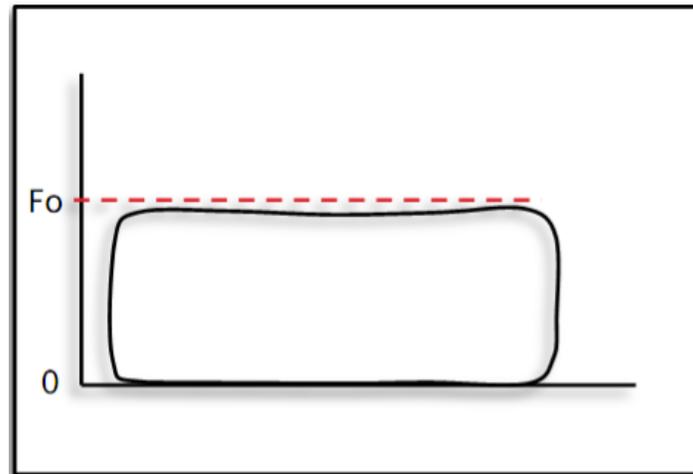
Una vez considerados todos los factores previamente citados, y luego de ser instalado el bombeo mecánico como sistema de levantamiento superficial, es de suma importancia el proceso de optimización, lo que permite incrementar la probabilidad de obtener mayor eficiencia en el

proceso productivo, puesto que de no hacerse debidamente representa un incremento significativo en los costos operativos.

Es importante recordar que es el sistema de levantamiento quien está obligado a encontrar la manera más adecuada de adaptarse al pozo y no esté a él. Cuando se habla de optimizar la producción del sistema, se hace referencia a la selección de componentes apropiados y a la determinación de su funcionamiento para asegurar la producción económica de los fluidos. Dentro de todo esto, se encuentran consideraciones importantes a tener en cuenta a la hora de diseñar como la tasa de producción esperada, las propiedades de los fluidos a manejar (viscosidad, contenido de sólidos, contenido de agua y gas, salinidad, presencia de H₂S), profundidad de asentamiento de la bomba, la geometría del pozo, la relación gas petróleo, entre otras.

En el diseño de un sistema de levantamiento, muchas consideraciones se eluden o minimizan. Inclusive muchos simuladores resultan herramientas inapropiadas o insuficientes a causa de que no consideran muchos factores operacionales de suma importancia por la falta de correlaciones. Ciertos autores comentan que, en un sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico, el dinagrama o carta dinagráfica es una herramienta indispensable ya que registra y mide de forma continua las cargas y deformaciones que soporta la barra pulida, dando como resultado un instrumento que bien interpretado determina los problemas existentes en el fondo del pozo para así dar las soluciones pertinentes. Gracias a esto, se interpreta que la carta dinagráfica ideal es aquella que se obtiene con el pozo operando a una velocidad tal que la carta dinagráfica se muestre 100% llena, manteniendo siempre el nivel del fluido lo más cercano posible a la entrada de la bomba. Esta idea resulta en un diagrama semejante al mostrado a continuación.

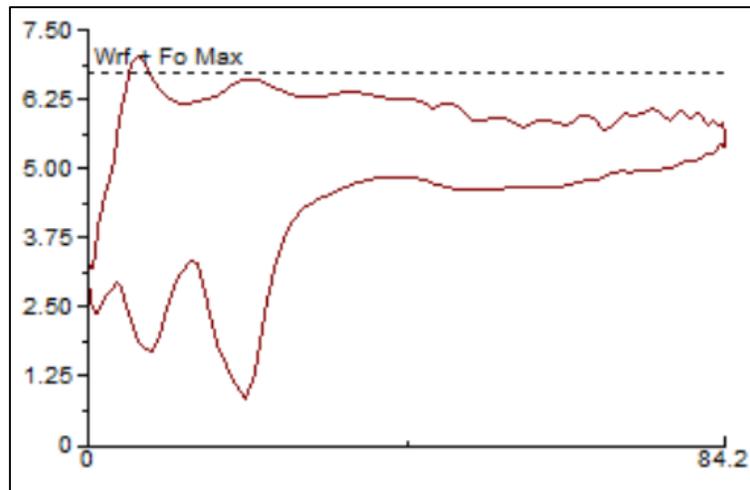
Figura 11. Carta dinagráfica de fondo ideal



Nota. Adaptado de (UPC Global, 2018)

Sin embargo, en un sistema real donde el patrón de flujo no es uniforme, en el que el fluido no se encuentra en una sola fase y en el que las condiciones operacionales y de yacimiento son fluctuantes, mantener esta condición de llenado en la bomba no es algo sencillo de lograr. En todo caso, una de las condiciones que más ayuda a optimizar el sistema es la velocidad de bombeo, sin embargo, muchas veces al utilizar unidades de bombeo tipo balancín, no se cuenta con dispositivos para variar esta condición, así que solo se cuenta con la velocidad directa resultante entre las revoluciones del motor, la relación de poleas y la caja de engranajes del balancín. De esta manera se obtiene una carta con las siguientes características, véase la Figura 12 (UPC Global, 2018).

Figura 12. Carta dinográfica de fondo real



Nota. Adaptado de (UPC Global, 2018)

De una carta como esta se pueden generar ciertas hipótesis para generar las soluciones convenientes. En vista de que al estudiar el diagrama se presenta un golpe de fluido que puede estar ocasionado por un bajo nivel de este, para mantener un llenado completo de la bomba se puede reducir la longitud de la carrera de la unidad o disminuir la velocidad de bombeo. Otra acción más costosa es realizar una intervención con taladro de servicio para instalar una bomba de menor diámetro o buscar mayor profundidad de asentamiento.

De manera que existen infinidad de casos que pueden presentarse para cada pozo; dependerá de la experiencia y practica de cada persona darle una correcta interpretación y solución a cada caso. Lo más recomendable siempre a la hora de diagnosticar cada escenario es apoyarse en la mayor cantidad de información disponible con el propósito de hacer una recomendación lo más acertada posible.

5 Metodología

A continuación, se describirá la metodología empleada para analizar el comportamiento de los pozos seleccionados de un campo específico de Colombia, para llevar a cabo las evaluaciones pertinentes a condiciones iniciales y optimizadas, mediante el uso del software especializado XROD, a fin de proponer alternativas de mejoramiento que conlleven a la disminución del costo de levantamiento artificial de los pozos con alto potencial de producción de crudo.

5.1 Objeto de estudio

Para el cumplimiento de los objetivos de este trabajo, se seleccionó como foco de estudio el campo La Cira Infantas, ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el departamento de Santander, en el corregimiento El Centro, a una distancia aproximada de 22 kilómetros al sureste de Barrancabermeja. La Cuenca del Valle Medio del Magdalena es la más importante del país ya que ha contribuido con algo más del 60% de la producción de crudo (Domínguez y Contreras, 2016). En adición, el campo La Cira Infantas es el más antiguo del país y se caracteriza por la implementación de sistemas de levantamiento artificial, sobresaliendo el sistema de levantamiento de bombeo mecánico.

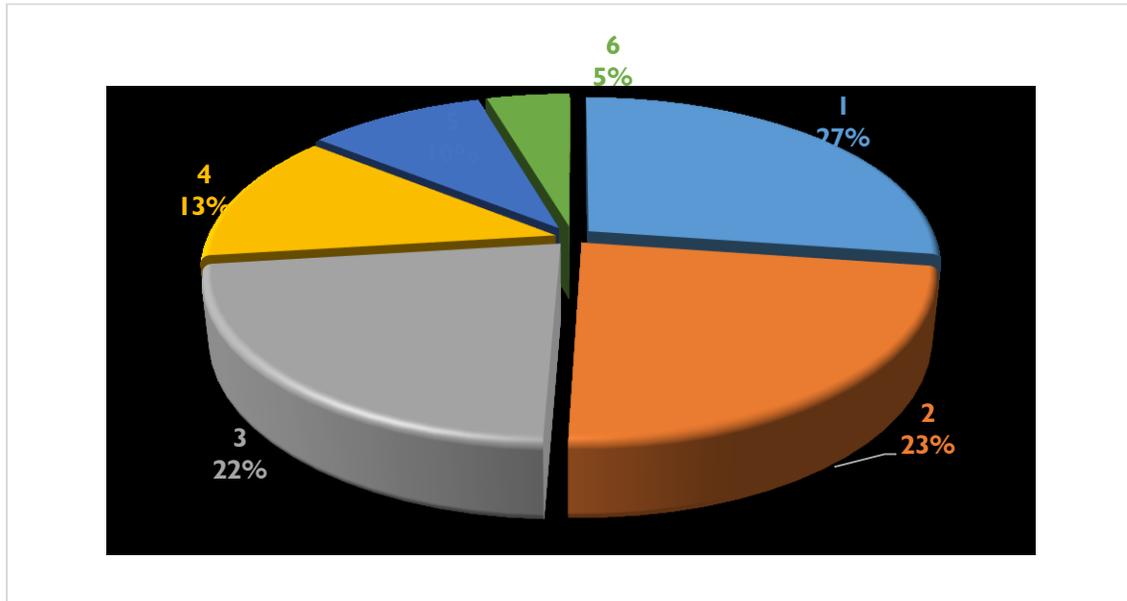
Según información de campo, La Cira Infantas cuenta con 1.157 sistemas de levantamiento artificial en pozos productores, con una producción alrededor de los 40.000 barriles de petróleo por día (BOPD). La distribución en el campo de estos sistemas es la siguiente: 61% de los pozos

productores operan con el sistema de bombeo mecánico, 18% operan con bombas de cavidades progresivas y 21% con bombas electrosumergibles.

Nótese que el sistema más utilizado es el bombeo mecánico. Donde la distribución actual en el campo La Cira Infantas para este sistema es la siguiente: el 25% de los equipos se encuentran en el área de Cira Sur, el 20% en Cira Este, el 20% en Infantas Norte, el 14% en Infantas Sur, el 11% en Cira Norte y el 10% en Infantas Central. De manera que el área que más predomina es Cira Sur con 177 pozos que cuentan con sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico, produciendo en promedio 6.000 BOPD; por ello la razón de estudiar estos sistemas en el presente trabajo de grado.

En adición, Ecopetrol por medio de su grupo de control de producción y apoyándose en la automatización con la que cuenta el campo, realiza continuamente monitoreo y seguimiento de todos los pozos productores con el propósito de identificar los pozos más recurrentes en fallas. Según reportes estadísticos, se evidenció que para el año 2020, en el área Cira Sur se presentó el mayor número de fallas en relación con los sistemas de levantamiento artificial con bombeo mecánico (27%), seguidamente se encuentra Cira Este (23%) e Infantas Norte (22%) (ver Figura 13).

Figura 13. Estadística de fallas de los pozos del campo Cira Infantas año 2020 – Bombeo mecánico



Nota. Control de producción campo La Cira Infantas

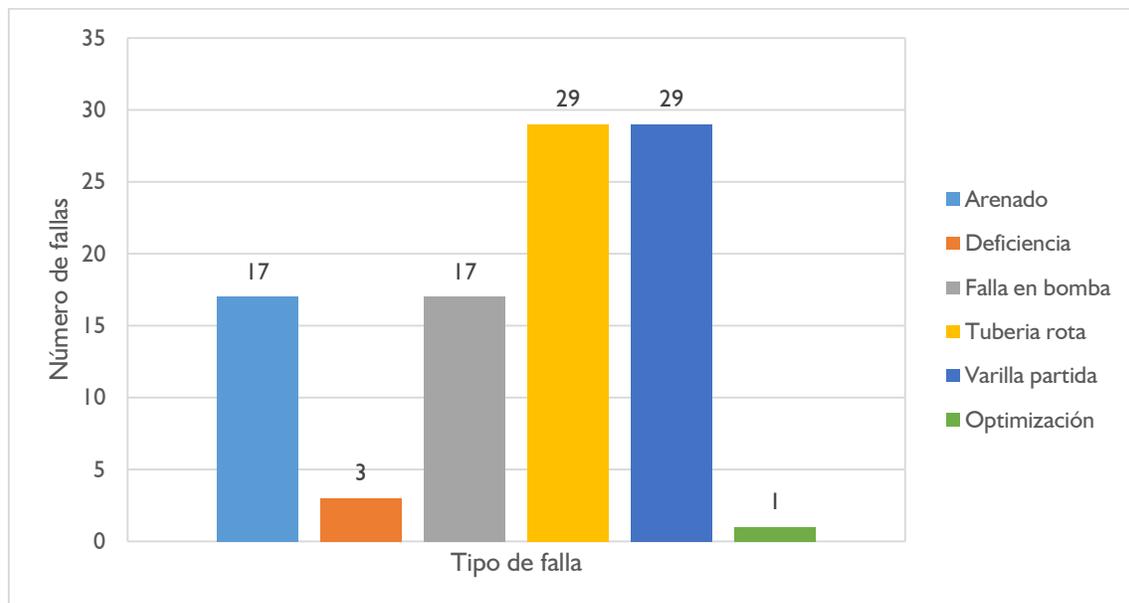
Vale la pena aclarar que la metodología del campo es evitar que el pozo entre en falla, de esta manera se evita el ingreso de equipos de workover, los cuales incrementan el costo de producción cercanos a los 110 mil USD por intervención. Otra metodología aplicada, es que antes de declarar el pozo en falla, éste es intervenido por un equipo de menor capacidad con el objetivo de recuperar el pozo mediante una unidad RSU (Rapid Service Unit) o unidad flush by, el cual tiene un costo aproximado de 8 mil USD por intervención.

Dicho lo anterior, el estudio se focalizó en el área de Cira Sur, debido a que este se caracteriza por: 1) ser el área con mayor número de instalaciones del sistema con bombeo mecánico, 2) el área de mayor criticidad en relación a la recurrencia de fallas o problemas de subsuelo y 3) el área con mayor volumen de fluido que aporta a la producción del campo.

5.2 Selección de los pozos

Como se evidenció en el numeral 5.1, el área de Cira Sur es el que más fallas recurrentes presenta por año. En la Figura 14 se presenta la estadística de fallas.

Figura 14. Estadística de fallas recurrentes de los pozos del área Cira Sur en el año 2020



Nota. Control de producción campo La Cira Infantas

De la figura se observa que para el año 2020 se presentó un total de 96 fallas en los pozos con sistema de bombeo mecánico, siendo las de mayor afectación por tubería rota y varilla partida. No obstante, para el presente estudio se tomaron como referente 18 pozos, catalogados por Ecopetrol como pozos críticos, algunos con fallas recurrentes menores a un año, pero con alto potencial de producción de crudo.

En la Tabla 6 se presenta en detalla el comportamiento de los pozos y el número de fallas acumulado de los 18 pozos, en el que se evidencia el seguimiento de las fallas de cada uno de estos, el número de intervenciones de equipos de workover, la fecha de instalación desde que arranca el pozo, la fecha en que se detiene el pozo y se declara la falla, y el tiempo de operación de este (también definido como *run life*). Con el propósito de garantizar confidencialidad de la información suministrada para el desarrollo del presente trabajo, los pozos se nombraron como pozo CIRA-A, CIRA-B y así sucesivamente, utilizando las letras del abecedario.

Tabla 6. *Estadística de fallas área Cira Sur*

Gerencia	Campo	Pozo	Intervención	Fecha de instalación	Fecha de parada	Duración	Año de falla
GCT	LA CIRA	CIRA A	1	22-Dec-07	22-Apr-08	122	2008
GCT	LA CIRA	CIRA A	2	23-Apr-08	17-May-08	24	2008
GCT	LA CIRA	CIRA A	3	18-May-08	31-Jan-09	258	2009
GCT	LA CIRA	CIRA A	4	1-Feb-09	15-Apr-09	73	2009
GCT	LA CIRA	CIRA A	5	16-Apr-09	17-May-09	31	2009
GCT	LA CIRA	CIRA A	6	18-May-09	1-Oct-09	136	2009
GCT	LA CIRA	CIRA A	7	2-Oct-09	9-Feb-10	130	2010
GCT	LA CIRA	CIRA A	8	10-Feb-10	16-Nov-11	644	2011
GCT	LA CIRA	CIRA A	9	17-Nov-11	25-Aug-12	282	2012
GCT	LA CIRA	CIRA A	10	26-Aug-12	14-Aug-13	353	2013
GCT	LA CIRA	CIRA A	11	21-Aug-13	3-May-16	986	2016
GCT	LA CIRA	CIRA A	12	19-May-16	9-Mar-18	659	2018
GCT	LA CIRA	CIRA A	13	15-Mar-18	2-May-19	413	2019
GCT	LA CIRA	CIRA A	14	10-May-19	26-Nov-19	200	2019
GCT	LA CIRA	CIRA A	15	16-Dec-19	10-Jan-20	25	2020
GCT	LA CIRA	CIRA B	1	15-Jun-19	13-Jul-19	28	2019
GCT	LA CIRA	CIRA B	2	21-Jul-19	24-Sep-19	65	2019
GCT	LA CIRA	CIRA B	3	17-Oct-19	13-Apr-20	179	2020
GCT	LA CIRA	CIRA B	4	24-Aug-20	10-Nov-20	78	2020
GCT	LA CIRA	CIRA C	1	9-Dec-17	24-Jan-18	46	2018
GCT	LA CIRA	CIRA C	2	1-Feb-18	18-Jan-20	716	2020
GCT	LA CIRA	CIRA C	3	23-Jan-20	23-Feb-20	31	2020
GCT	LA CIRA	CIRA D	1	8-May-08	24-Jan-09	261	2009
GCT	LA CIRA	CIRA D	2	25-Jan-09	23-Feb-09	29	2009
GCT	LA CIRA	CIRA D	3	24-Feb-09	20-Mar-09	24	2009
GCT	LA CIRA	CIRA D	4	21-Mar-09	17-Feb-10	333	2010
GCT	LA CIRA	CIRA D	5	18-Feb-10	27-Jan-11	343	2011
GCT	LA CIRA	CIRA D	6	28-Jan-11	31-Aug-11	215	2011
GCT	LA CIRA	CIRA D	7	1-Sep-11	12-Mar-15	1288	2015
GCT	LA CIRA	CIRA D	8	12-Mar-15	13-Mar-15	1	2015
GCT	LA CIRA	CIRA D	9	8-Jan-18	1-Sep-18	236	2018

Gerencia	Campo	Pozo	Intervención	Fecha de instalación	Fecha de parada	Duración	Año de falla
GCT	LA CIRA	CIRA D	10	8-Sep-18	7-Feb-19	152	2019
GCT	LA CIRA	CIRA D	11	20-Feb-19	20-Sep-19	212	2019
GCT	LA CIRA	CIRA D	12	24-Sep-19	25-Mar-20	183	2020
GCT	LA CIRA	CIRA E	1	7-Sep-08	5-Feb-13	1612	2013
GCT	LA CIRA	CIRA E	2	13-Mar-13	4-Sep-13	175	2013
GCT	LA CIRA	CIRA E	3	12-Sep-13	2-Mar-14	171	2014
GCT	LA CIRA	CIRA E	4	4-Mar-14	25-Mar-15	386	2015
GCT	LA CIRA	CIRA E	5	31-Mar-15	21-Apr-16	387	2016
GCT	LA CIRA	CIRA E	6	25-Apr-16	8-Feb-18	654	2018
GCT	LA CIRA	CIRA E	7	13-Jan-18	4-Apr-18	81	2018
GCT	LA CIRA	CIRA E	8	9-Apr-18	30-Apr-19	386	2019
GCT	LA CIRA	CIRA E	9	5-May-19	10-May-20	371	2020
GCT	LA CIRA	CIRA F	1	11-Mar-07	22-Jun-07	103	2007
GCT	LA CIRA	CIRA F	2	23-May-07	18-Sep-07	118	2007
GCT	LA CIRA	CIRA F	3	19-Sep-07	2-Oct-07	13	2007
GCT	LA CIRA	CIRA F	4	3-Oct-07	15-Mar-08	164	2008
GCT	LA CIRA	CIRA F	5	16-Mar-08	18-Jun-08	94	2008
GCT	LA CIRA	CIRA F	6	19-Jun-08	25-Oct-08	128	2008
GCT	LA CIRA	CIRA F	7	26-Oct-08	20-Nov-08	25	2008
GCT	LA CIRA	CIRA F	8	21-Nov-08	23-Aug-09	275	2009
GCT	LA CIRA	CIRA F	9	24-Aug-09	13-Feb-10	173	2010
GCT	LA CIRA	CIRA F	10	14-Feb-10	22-Jul-10	158	2010
GCT	LA CIRA	CIRA F	11	23-Jul-10	5-Jul-11	347	2011
GCT	LA CIRA	CIRA F	12	6-Jul-11	16-Jul-12	376	2012
GCT	LA CIRA	CIRA F	13	17-Jul-12	20-Oct-13	460	2013
GCT	LA CIRA	CIRA F	14	14-Feb-14	23-Nov-14	282	2014
GCT	LA CIRA	CIRA F	15	29-Nov-14	4-Mar-15	95	2015
GCT	LA CIRA	CIRA F	16	13-Mar-15	15-Feb-16	339	2016
GCT	LA CIRA	CIRA F	17	20-Feb-16	1-Mar-17	375	2017
GCT	LA CIRA	CIRA F	18	8-Mar-17	5-Mar-18	362	2018
GCT	LA CIRA	CIRA F	19	10-Apr-18	13-Jul-18	94	2018
GCT	LA CIRA	CIRA F	20	17-Jul-18	7-Jan-19	174	2019
GCT	LA CIRA	CIRA F	21	16-Jan-19	8-Mar-19	51	2019
GCT	LA CIRA	CIRA F	22	16-Mar-19	20-Oct-19	218	2019
GCT	LA CIRA	CIRA F	23	28-Oct-19	3-Jun-20	219	2020
GCT	LA CIRA	CIRA G	1	29-Apr-07	8-Jun-07	40	2007
GCT	LA CIRA	CIRA G	2	7-Jun-07	24-Dec-07	200	2007
GCT	LA CIRA	CIRA G	3	25-Dec-07	24-Jan-19	4048	2019
GCT	LA CIRA	CIRA G	4	29-Jan-19	23-Mar-19	53	2019
GCT	LA CIRA	CIRA G	5	29-Jan-19	1-Apr-20	428	2020
GCT	LA CIRA	CIRA H	1	20-Feb-08	25-Oct-08	248	2008
GCT	LA CIRA	CIRA H	2	26-Oct-08	27-Jan-09	93	2009
GCT	LA CIRA	CIRA H	3	28-Jan-09	26-Mar-09	57	2009
GCT	LA CIRA	CIRA H	4	27-Mar-09	21-Apr-09	25	2009
GCT	LA CIRA	CIRA H	5	22-Apr-09	26-Aug-09	126	2009
GCT	LA CIRA	CIRA H	6	27-Aug-09	12-Dec-09	107	2009
GCT	LA CIRA	CIRA H	7	13-Dec-09	8-Apr-10	116	2010
GCT	LA CIRA	CIRA H	8	9-Apr-10	25-Oct-10	199	2010
GCT	LA CIRA	CIRA H	9	26-Oct-10	2-Feb-11	99	2011
GCT	LA CIRA	CIRA H	10	3-Feb-11	14-Feb-11	11	2011
GCT	LA CIRA	CIRA H	11	16-Feb-11	15-Sep-11	211	2011
GCT	LA CIRA	CIRA H	12	16-Sep-11	24-Dec-13	830	2013

Gerencia	Campo	Pozo	Intervención	Fecha de instalación	Fecha de parada	Duración	Año de falla
GCT	LA CIRA	CIRA H	13	6-Jan-14	13-Oct-14	280	2014
GCT	LA CIRA	CIRA H	14	4-Nov-14	9-Feb-15	97	2015
GCT	LA CIRA	CIRA H	15	17-Feb-15	10-Jun-15	113	2015
GCT	LA CIRA	CIRA H	16	3-Jul-15	22-Dec-16	538	2016
GCT	LA CIRA	CIRA H	17	30-Dec-16	28-Jan-17	29	2017
GCT	LA CIRA	CIRA H	18	1-Feb-17	29-Jan-19	727	2019
GCT	LA CIRA	CIRA H	19	4-Feb-19	6-Mar-19	30	2019
GCT	LA CIRA	CIRA H	20	11-Mar-19	15-Aug-19	157	2019
GCT	LA CIRA	CIRA H	21	20-Aug-19	11-Mar-20	204	2020
GCT	LA CIRA	CIRA H	22	19-Mar-20	11-Jul-20	114	2020
GCT	LA CIRA	CIRA I	1	1-May-09	15-Jul-17	2997	2017
GCT	LA CIRA	CIRA I	2	19-Jul-17	30-Jun-18	346	2018
GCT	LA CIRA	CIRA I	3	7-Jul-18	1-Aug-18	25	2018
GCT	LA CIRA	CIRA I	4	27-Aug-18	29-Jan-19	155	2019
GCT	LA CIRA	CIRA I	5	3-Feb-19	20-Jan-20	351	2020
GCT	LA CIRA	CIRA J	1	2-Nov-08	18-Dec-09	411	2009
GCT	LA CIRA	CIRA J	2	19-Dec-09	7-Jun-11	535	2011
GCT	LA CIRA	CIRA J	3	7-Jun-11	17-May-12	345	2012
GCT	LA CIRA	CIRA J	4	18-May-12	16-Dec-12	212	2012
GCT	LA CIRA	CIRA J	5	17-Dec-12	6-Feb-17	1512	2017
GCT	LA CIRA	CIRA J	6	12-Feb-17	13-Dec-17	304	2017
GCT	LA CIRA	CIRA J	7	17-Dec-17	21-Jan-19	400	2019
GCT	LA CIRA	CIRA J	8	27-Jan-19	20-Jun-20	510	2020
GCT	LA CIRA	CIRA K	1	31-Jan-10	3-Jul-13	1249	2013
GCT	LA CIRA	CIRA K	2	14-Jul-13	13-Jan-15	548	2015
GCT	LA CIRA	CIRA K	3	22-Jan-15	18-Mar-16	421	2016
GCT	LA CIRA	CIRA K	4	24-Mar-16	25-Mar-19	1096	2019
GCT	LA CIRA	CIRA K	5	2-Apr-19	28-Jan-20	301	2020
GCT	LA CIRA	CIRA L	1	4-Jan-10	2-Nov-10	302	2010
GCT	LA CIRA	CIRA L	2	3-Nov-10	3-Feb-12	457	2012
GCT	LA CIRA	CIRA L	3	4-Feb-12	11-Jun-15	1223	2015
GCT	LA CIRA	CIRA L	4	23-Nov-15	31-May-16	190	2016
GCT	LA CIRA	CIRA L	5	5-Jun-16	21-Feb-18	626	2018
GCT	LA CIRA	CIRA L	6	10-Mar-18	10-May-18	61	2018
GCT	LA CIRA	CIRA L	7	15-May-18	20-Aug-18	97	2018
GCT	LA CIRA	CIRA L	8	20-Aug-18	7-Sep-18	18	2018
GCT	LA CIRA	CIRA L	9	13-Sep-18	23-Jan-19	132	2019
GCT	LA CIRA	CIRA L	10	27-Jan-19	10-Jul-19	164	2019
GCT	LA CIRA	CIRA L	11	18-Jul-19	26-May-20	313	2020
GCT	LA CIRA	CIRA M	1	15-Oct-11	22-Mar-12	159	2012
GCT	LA CIRA	CIRA M	2	23-Mar-12	5-Nov-13	592	2013
GCT	LA CIRA	CIRA M	3	12-Nov-13	26-Apr-14	165	2014
GCT	LA CIRA	CIRA M	4	30-Apr-14	16-Jun-14	47	2014
GCT	LA CIRA	CIRA M	5	19-Jun-14	27-Oct-15	495	2015
GCT	LA CIRA	CIRA M	6	11-Nov-15	27-Jun-18	959	2018
GCT	LA CIRA	CIRA M	7	6-Jul-18	12-Feb-19	221	2019
GCT	LA CIRA	CIRA M	8	13-Feb-19	5-Jan-20	326	2020
GCT	LA CIRA	CIRA M	9	7-Jan-20	4-Aug-20	210	2020
GCT	LA CIRA	CIRA N	1	20-Jul-12	18-Mar-13	241	2013
GCT	LA CIRA	CIRA N	2	29-Mar-13	18-Dec-13	264	2013
GCT	LA CIRA	CIRA N	3	22-Dec-13	10-Oct-14	292	2014
GCT	LA CIRA	CIRA N	4	16-Oct-14	27-May-15	223	2015

Gerencia	Campo	Pozo	Intervención	Fecha de instalación	Fecha de parada	Duración	Año de falla
GCT	LA CIRA	CIRA N	5	20-Jun-15	3-Aug-15	44	2015
GCT	LA CIRA	CIRA N	6	6-Aug-15	20-Mar-16	227	2016
GCT	LA CIRA	CIRA N	7	15-Apr-16	16-Aug-16	123	2016
GCT	LA CIRA	CIRA N	8	28-Aug-16	9-Oct-18	772	2018
GCT	LA CIRA	CIRA N	9	14-Oct-18	16-Apr-19	184	2019
GCT	LA CIRA	CIRA N	10	22-Apr-19	23-Oct-20	550	2020
GCT	LA CIRA	CIRA O	1	10-Nov-11	6-Feb-13	454	2013
GCT	LA CIRA	CIRA O	2	21-Feb-13	3-May-14	436	2014
GCT	LA CIRA	CIRA O	3	21-Aug-14	1-Aug-15	345	2015
GCT	LA CIRA	CIRA O	4	5-Dec-15	12-Mar-16	98	2016
GCT	LA CIRA	CIRA O	5	6-Jan-17	28-Sep-18	630	2018
GCT	LA CIRA	CIRA O	6	7-Oct-18	14-Oct-18	7	2018
GCT	LA CIRA	CIRA O	7	17-Oct-18	11-Jan-19	86	2019
GCT	LA CIRA	CIRA O	8	22-Jan-19	20-Oct-19	271	2019
GCT	LA CIRA	CIRA O	9	26-Oct-19	3-Oct-20	343	2020
GCT	LA CIRA	CIRA P	1	19-Dec-13	21-Dec-16	1098	2016
GCT	LA CIRA	CIRA P	2	25-Dec-16	3-Jun-17	160	2017
GCT	LA CIRA	CIRA P	3	17-Jun-18	30-Jun-18	13	2018
GCT	LA CIRA	CIRA P	4	9-Jul-18	17-Aug-18	39	2018
GCT	LA CIRA	CIRA P	5	24-Aug-18	14-Mar-19	202	2019
GCT	LA CIRA	CIRA P	6	19-Mar-19	22-May-20	430	2020
GCT	LA CIRA	CIRA Q	1	2-Jun-13	14-Sep-13	104	2013
GCT	LA CIRA	CIRA Q	2	16-Sep-13	23-Apr-14	219	2014
GCT	LA CIRA	CIRA Q	3	5-May-14	26-May-14	21	2014
GCT	LA CIRA	CIRA Q	4	4-Jun-14	15-Jul-14	41	2014
GCT	LA CIRA	CIRA Q	5	17-Jul-14	5-Sep-14	50	2014
GCT	LA CIRA	CIRA Q	6	5-Sep-14	16-Apr-15	223	2015
GCT	LA CIRA	CIRA Q	7	17-Apr-15	26-Nov-15	223	2015
GCT	LA CIRA	CIRA Q	8	4-Dec-15	20-Dec-16	382	2016
GCT	LA CIRA	CIRA Q	9	21-Dec-16	11-Apr-17	111	2017
GCT	LA CIRA	CIRA Q	10	16-Apr-17	10-May-17	24	2017
GCT	LA CIRA	CIRA Q	11	13-May-17	30-Jul-17	78	2017
GCT	LA CIRA	CIRA Q	12	4-Aug-17	11-Jan-18	160	2018
GCT	LA CIRA	CIRA Q	13	14-Jan-18	14-May-18	120	2018
GCT	LA CIRA	CIRA Q	14	18-May-18	7-Mar-19	293	2019
GCT	LA CIRA	CIRA Q	15	12-Mar-19	10-May-19	59	2019
GCT	LA CIRA	CIRA Q	16	15-May-19	25-Jul-20	437	2020
GCT	LA CIRA	CIRA R	1	20-Oct-17	16-Feb-19	484	2019
GCT	LA CIRA	CIRA R	2	23-Feb-19	25-Oct-19	244	2019
GCT	LA CIRA	CIRA R	3	28-Oct-19	7-May-20	192	2020
GCT	LA CIRA	CIRA R	4	5-Aug-20	19-Dec-20	136	2020

Nota. Ecopetrol, reporte de fallas, 2020.

Para la selección de los pozos del campo en el área Cira Sur se realizó en un primer momento la evaluación de los pozos con fallas recurrentes en los últimos años, ventana de estudio comprendida entre el año 2007 y 2020, según reporte histórico del campo. Para ello se analizó el

MTBF, *Mean Time Between Failures*, definido como el tiempo promedio cuando una unidad funciona correctamente entre los fallos. Este indicador permitió la identificación de las unidades más críticas o que requieren de mayor supervisión. En otras palabras, se analizó el tiempo de operación de los pozos del campo La Cira área sur, desde la fecha de instalación de la unidad hasta la fecha de parada por cada año fallido.

A continuación, se presenta mediante un ejemplo la implementación del concepto del MTBF. Para ello se tomó como referente el pozo CIRA-A, el cual presenta fallas recurrentes desde el año 2007 hasta el año 2020, con un total de 15 intervenciones de equipos de workover. El MTBF calculado fue 289 días, que representa el tiempo promedio que el pozo trabajó correctamente (ver Tabla 7).

Tabla 7. Reporte de fallas del pozo CIRA-A

Gerencia	Campo	Pozo	Intervención	Fecha de instalación	Fecha de parada	Duración	Año de falla
GCT	LA CIRA	A	1	22-Dec-07	22-Apr-08	122	2008
GCT	LA CIRA	A	2	23-Apr-08	17-May-08	24	2008
GCT	LA CIRA	A	3	18-May-08	31-Jan-09	258	2009
GCT	LA CIRA	A	4	1-Feb-09	15-Apr-09	73	2009
GCT	LA CIRA	A	5	16-Apr-09	17-May-09	31	2009
GCT	LA CIRA	A	6	18-May-09	1-Oct-09	136	2009
GCT	LA CIRA	A	7	2-Oct-09	9-Feb-10	130	2010
GCT	LA CIRA	A	8	10-Feb-10	16-Nov-11	644	2011
GCT	LA CIRA	A	9	17-Nov-11	25-Aug-12	282	2012
GCT	LA CIRA	A	10	26-Aug-12	14-Aug-13	353	2013
GCT	LA CIRA	A	11	21-Aug-13	3-May-16	986	2016
GCT	LA CIRA	A	12	19-May-16	9-Mar-18	659	2018
GCT	LA CIRA	A	13	15-Mar-18	2-May-19	413	2019
GCT	LA CIRA	A	14	10-May-19	26-Nov-19	200	2019
GCT	LA CIRA	A	15	16-Dec-19	10-Jan-20	25	2020
MTBF						289	

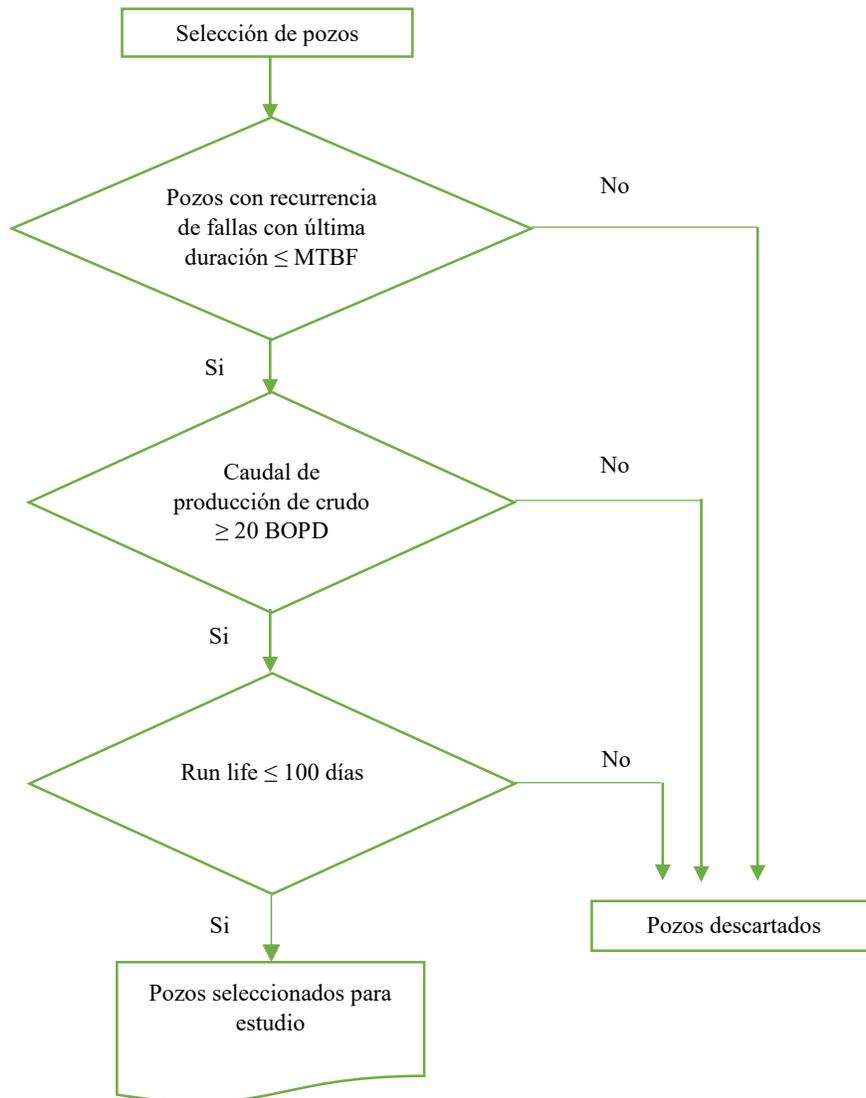
Nota. Ecopetrol, reporte de fallas, 2020.

Ahora bien, como criterio de selección para clasificar un pozo como crítico a fin de optimizarlo, se definió que el tiempo de duración de la última intervención realizada al pozo debe ser inferior al MTBF calculado. Para el ejemplo mostrado, el pozo CIRA-A tuvo su última falla en el año 2020 y duro 25 días en funcionamiento, de manera que no supera el MTBF (289 días), por tanto, se considera que es un pozo con alto potencial para optimizar.

Una vez analizado los pozos por alta criticidad, se procedió a evaluar los pozos con alto potencial de producción de petróleo, valores superiores a los 20 BOPD y finalmente, se evaluó el run life o el tiempo de duración de un pozo sin fallas.

Por tanto, la Figura 15 representa las tres (3) condiciones utilizadas para seleccionar los pozos a optimizar: MTBF, BOPD y run life.

Figura 15. Diagrama de flujo para la selección de pozos



En la Tabla 8 se presenta el resultado de evaluación de las tres (3) condiciones previamente definidas para seleccionar los pozos a optimizar: MTBF, BOPD y run life, las cuales se deben cumplir en su totalidad. Vale la pena resaltar que para el análisis se tuvo en cuenta la producción de crudo, el cual se calculó a partir de la producción de crudo total y el BSW, definido este último como el contenido de agua y sedimentos que trae el crudo.

De modo que los resultados conllevaron a seleccionar tres (3) pozos de los 18 reportados por Ecopetrol para abordar la siguiente fase de la metodología, pozo CIRA A, CIRA B y CIRA C.

Tabla 8. Evaluación de las tres (3) condiciones para seleccionar los pozos a optimizar

Pozo	Run life	Año de falla	MTBF	Última duración de falla \leq MTBF	Producción total (BOPD)	% BSW	Producción de crudo (BPD)	Producción de crudo \geq 20 BOPD	Run life \leq 100 días	Pozo para optimizar
CIRA A	25	2020	289	Sí	553	93	38,71	Sí	Sí	Sí
CIRA B	78	2020	87	Sí	710	92	56,8	Sí	Sí	Sí
CIRA C	31	2020	264	Sí	260	91	23,4	Sí	Sí	Sí
CIRA D	183	2020	273	Sí	549	97	16,47	No	No	No
CIRA E	371	2020	469	Sí	797	98	15,94	No	No	No
CIRA F	219	2020	201	No	465	92	37,2	Sí	No	No
CIRA G	428	2020	953	Sí	174	89	19,14	No	No	No
CIRA H	114	2020	200	Sí	971	95	48,55	Sí	No	No
CIRA I	351	2020	774	Sí	26	64	9,36	No	No	No
CIRA J	510	2020	528	Sí	657	95	32,85	Sí	No	No
CIRA K	301	2020	723	Sí	1038	97	31,14	Sí	No	No
CIRA L	313	2020	325	Sí	734	93	51,38	Sí	No	No
CIRA M	210	2020	352	Sí	673	96	26,92	Sí	No	No
CIRA N	550	2020	292	No	381	94	22,86	Sí	No	No
CIRA O	343	2020	296	No	306	95	15,3	No	No	No
CIRA P	430	2020	323	No	479	92	38,32	Sí	No	No
CIRA Q	437	2020	159	No	990	96	39,6	Sí	No	No
CIRA R	136	2020	264	Sí	479	97	14,37	No	No	No

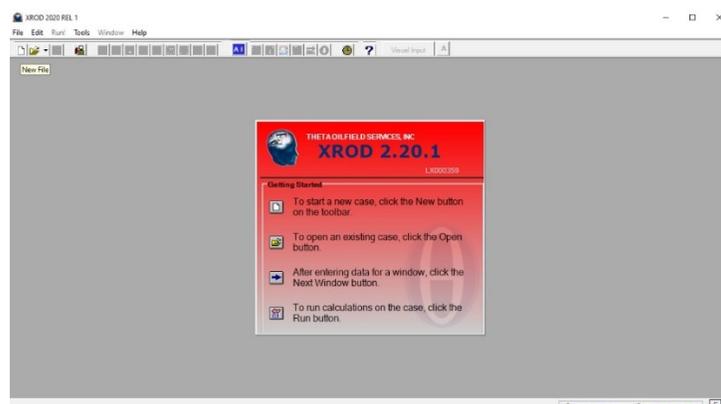
5.3 Software utilizado para el estudio de simulación de los pozos previamente seleccionados

El software que se utilizó en este trabajo fue XROD, herramienta que permitió el diseño de sistemas de bombeo mecánico de forma sencilla. Esta herramienta utiliza técnicas de inteligencia artificial que permiten la simulación de sistemas verticales y desviados.

XROD tiene una biblioteca con información sobre las bombas más comunes, el tipo y grado de varilla, unidades de bombeo, tamaño de tuberías y motores. El programa usa un modelo de la ecuación de onda para la sarta de varillas y un modelo cinemático exacto de la geometría de la unidad de bombeo. Por lo tanto, puede simularse cualquier sistema de bombeo y predecir su comportamiento con exactitud.

A continuación, se presenta la interfase del programa XROD para ingresar los datos:

- Lo primero que se debe hacer es abrir el ejecutable desde donde se tenga instalado el programa en el computador. De esta manera se da inicio al programa XROD versión 2020, en el que se debe seleccionar una nueva hoja para ingresar los datos de la simulación.



- Información del pozo: en esta ventana se ingresan los parámetros de las condiciones de la bomba, profundidad de la bomba, presión de la tubería y características del fluido.

- Información de producción: en esta ventana se ingresa información de producción como el nivel de fluido, presión de entrada de la bomba o presión calculada de la bomba por datos de presión e IPR. Adicionalmente, se puede ingresar la velocidad de operación de la bomba o la cantidad de producción deseada.

- Información de la bomba y de la tubería: en esta ventana se selecciona el tamaño de la tubería, tipo y tamaño de bomba; en adición, si se cuenta con datos de fricción varilla-tubería y efectos del fluido inerciales, estos se pueden ingresar, de lo contrario, el sistema los define por defecto.

Pump And Tubing Information

Tubing size (in): O.D. (in): 2.875 I.D. (in): 2.441 Tubing anchored
 Tubing anchor depth (ft):

Pump type: Insert pump Tubing pump Large bore pump

Calculate Plunger Size
 Plunger size (in): 1.5" 0.75" 1" 1.0625" 1.25"

Upstr. rod-fl. damp. coeff.: 0.1
 Dnstr. rod-fl. damp. coeff.: 0.1
 Pump friction (lbs): 200

Include fluid inertia effects
 Fluid compressibility index:

- Información de sarta de varilla: en esta ventana se especifica la sarta de varilla que se utiliza o se desea utilizar para cada diseño, según la librería que ofrece el programa; adicionalmente, se selecciona el tamaño de la varilla y se ingresa la longitud de esta.

Manual rod string entry

#	Rod Grade	Rod Size (in)	Actual Diam. (in)	Length (ft)	Guide	* Drag Fric Coeff	Guides/Rod
1	Steel				Molded	0.25	3
2	Steel				Molded	0.25	3

* Drag Friction Coefficients only effect cases with Deviation Survey

Steel rod service factor: 0.9

- Información de la unidad de bombeo: en esta ventana se selecciona el tipo de unidad de bombeo y la longitud del recorrido.

Pumping Unit Information

Manufacturer: Lufkin Mark II
 API designation: Lufkin Mobile ("Road Runner")

Unit ID:

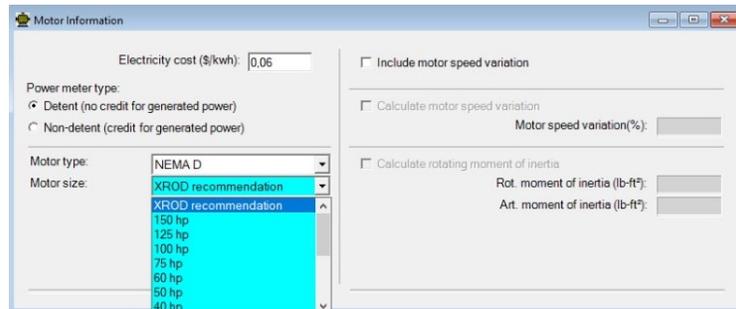
Use custom pumping unit list:
 Recommended Unit Size: No Recommendation

Crank rotation: Counterclockwise
 Crank hole:

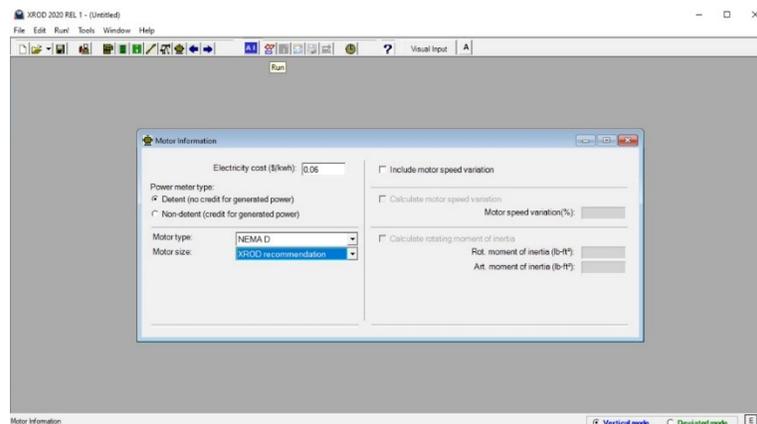
Structural unbalance: -4860

Select A Counterbalance Option
 Unknown MCM
 Existing maximum counterbalance moment
 Use XBAL information File: (none selected)

- Información del motor: en esta ventana se selecciona el tipo y tamaño de motor y se especifica el costo energético en kwh.



Luego de ingresar todos los datos, se selecciona el botón *Run* para generar el reporte del diseño del sistema de levantamiento.



El reporte muestra información sobre las cargas de la unidad, la sarta de varilla, la caja de engranaje, la producción, el consumo energético, la eficiencia del sistema, entre otros parámetros.

XROD 2020 RFL 1
© Theta Oilfield Services, Inc. (gotheta.com) Page 2 of 6
User:
Date:6/02/2022

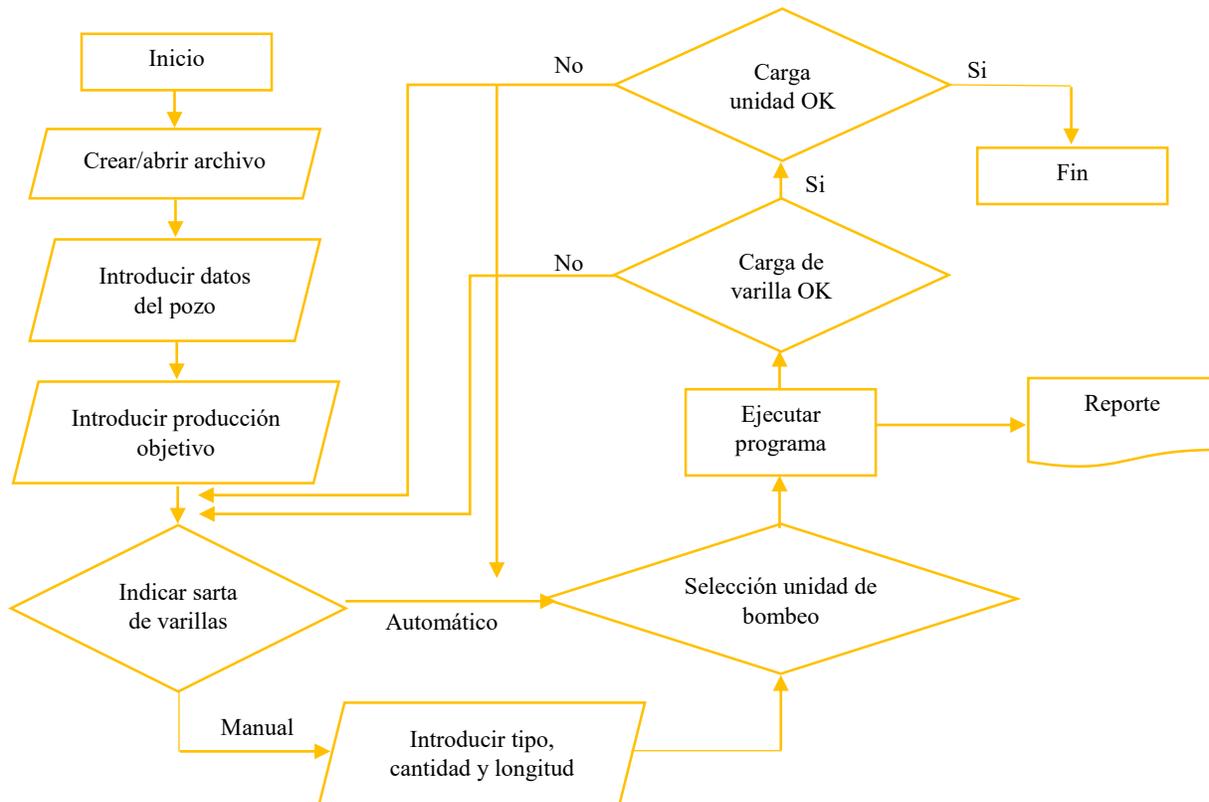
Company:
Well:sss
Disk file:(Untitled)
Comment:

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS (TOTAL SCORE: 64% GRADE: D)								
Strokes per minute:	5	Fluid level		Production rate (bfpd):	184	Peak pol. pod load (lbs):	9090					
Run time (hrs/day):	24,0	(ft from surface):	2470	Oil production (BOPD):	18	Min. pol. rod load (lbs):	4156					
Tubing pres. (psi):	50	(ft over pump):	0	Strokes per minute:	5	MPRL/PPRL:	0,457					
Casing pres. (psi):	50	Stuf.box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	31%	Unit struct. loading:	25%					
		Pol. rod. diam. 1,75"		Permissible load HP:	48,4	PRHP / PLHP:	0,13					
Fluid Properties			Motor & Power Meter		Fluid load on pump (lbs):	1882	Buoyant rod weight (lbs):	6282				
Water cut:	90%	Power meter	Detent	Polished rod HP:	6,2	N/No: ,051	Fo/SKr: ,014					
Water sp. gravity:	1	Elect. cost:	\$,06/KWH	Required prime mover size (speed var. not included)		BALANCED (Min Torq)						
Oil API gravity:	35,0	Type:	NEMA D	NEMA D motor:	20 HP	Single/double cyl. engine:	15 HP					
Fluid sp. gravity:	0,985			Multicylinder Engine:	20 HP	Torque analysis and electricity consumption		BALANCED (Min Torq)				
Pumping Unit:Lufkin Mark II				Peak g'box torq (M in-lbs):	275	Gearbox loading:	30,1%					
API Size:	M-912-365-168 (Unit ID: ML13)	Crank hole number:	# 1 (out of 3)	Cyclic load factor:	2,031	Max. cb moment (M in-lbs):	1002,57					
Calculated stroke length (in):	168	Structural unbalance (lbs):	-5385	Daily electr.use (Kwh/Day):	192	Counterbalance effect(lbs):	7940					
Crank rotation with well to right:	CCW	Crank offset angle (degrees):	19,0	Monthly electric bill:	\$352	Electr.cost per bbl fluid:	\$0,063					
Max. cb moment (M in-lbs):	Unknown	Electr.cost per bbl oil:	\$0,626	Tubing, Pump And Plunger Calculations								
Tubing And Pump Information				Tubing stretch (in):	1,0	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	1,1					
Tubing O.D. (in):	2,875	Upstr. rod-tbg fr. coeff.:	0,510	Gross pump stroke (in):	166,5	Pump spacing (in. from bottom):	7,4					
Tubing I.D. (in):	2,441	Dnstr. rod-tbg fr. coeff.:	0,510	Minimum pump length (ft):	18,0	Recommended plunger length (ft):	2,0					
Pump depth (ft):	2470	Tubing is not anchored		Rod string design								
Pump conditions:	Full	Pump load adj. (lbs):	0,0	Rod string stress analysis (service factor: 0,9)								
Pump type:	Tubing	Pump vol. efficiency:	85%	Diameter (in)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
Plunger size (in):	1,5	Pump friction (lbs):	200,0	+ 1	Norris 97	2470	140000	14,6%	11446	5418	-255	API MG T/2.8

*requires stinhole couplings.
NOTE: Displayed bottom minimum stress calculations do not include buoyancy effects (top minimum and maximum stresses always include buoyancy).

En la Figura 16 se resume el paso a paso para ingresar los datos en el programa de XROD.

Figura 16. Diagrama de flujo para el ingreso de datos en XROD



5.4 Parámetros para la simulación de las condiciones iniciales de los pozos con XROD

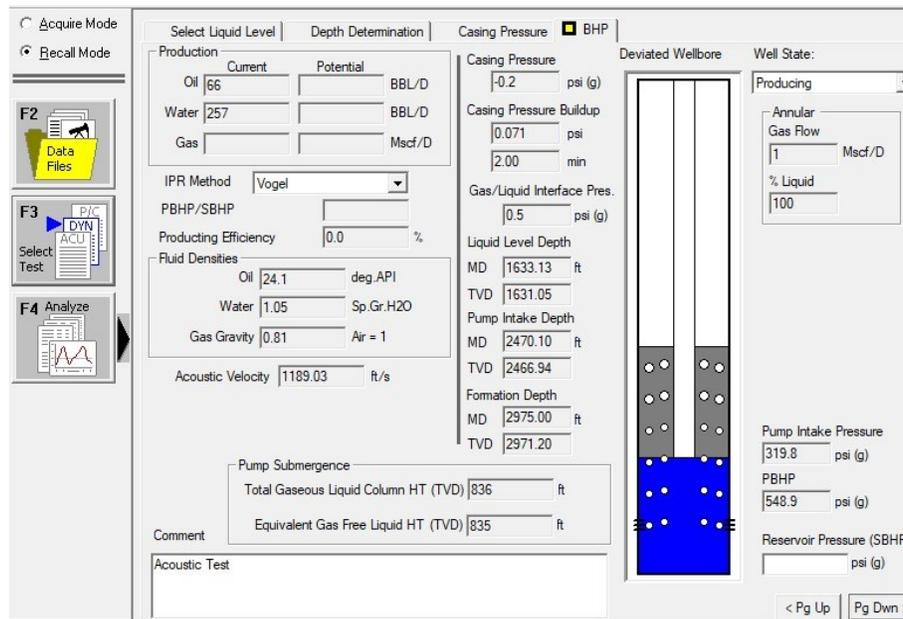
Antes de presentar las condiciones iniciales de los pozos, se realizó un análisis de cada una de las cartas dinamométricas de estos, nivel de fluido o sumergencia, prueba de válvulas y gráfica de torque, usando el programa *Total Well Management* (TWM). Lo anterior permitió determinar las condiciones del sistema de bombeo mecánico, el cual se relaciona con los equipos en superficie y en fondo con el fin de interpretar el comportamiento que se registra.

5.4.1 Pozo CIRA A

En la Figura 17 se presenta el nivel de sumergencia del pozo CIRA A; en este se evidencia una columna en fase gaseosa y líquida de 836 ft con un porcentaje de líquido del 100%. Por otra

parte, la presión de entrada de la bomba es de 319 psi y la presión dinámica de fondo es 548 psi; lo anterior indica que el pozo cuenta con una sumergencia total libre de gas de 835 ft por encima de la bomba.

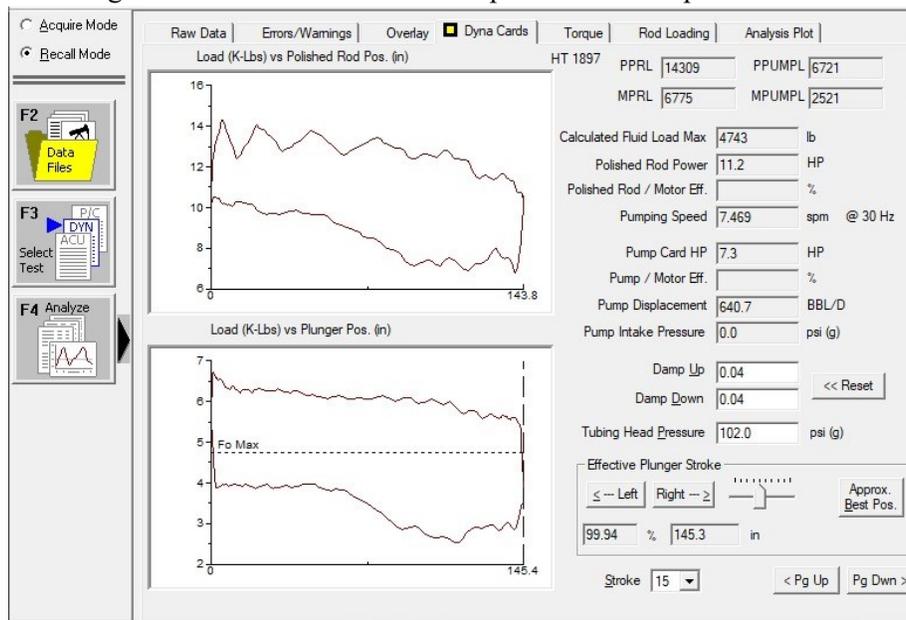
Figura 17. Nivel de sumergencia pozo CIRA A



Nota. Control de producción campo La Cira Infantas, 2020.

En la carta dinamométrica se evidencia que la carga máxima en superficie es 14.309 lbs y la carga de la unidad de bombeo es de 42.700 lbs, con una longitud máxima de carrera de 144 in, por lo que el porcentaje de la carga estructural es del 33,5% (ver Figura 18). Adicionalmente, se aprecia que la bomba presenta un llenado eficiente, sin embargo, en la carrera ascendente se observa un incremento en la carga que podría estar asociado a efectos de sólidos dentro de la bomba, los cuales causan desgaste por fricción o por corrosión. La bomba desplaza 640 BOPD.

Figura 18. Carta dinamométrica superficie – fondo pozo CIRA A

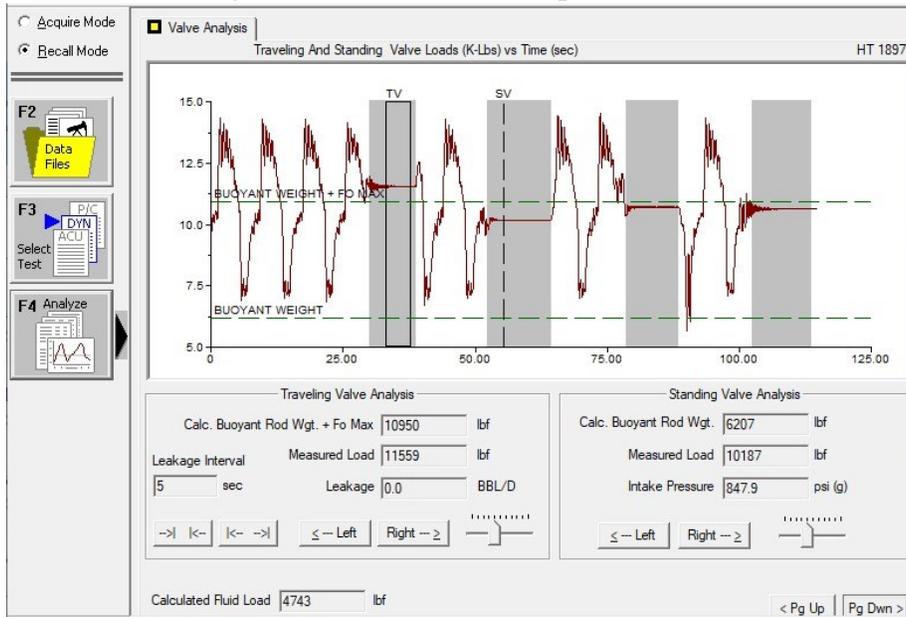


Nota. Control de producción campo La Cira Infantas, 2020.

En la Figura 19 se presenta la prueba de válvulas en la cual se observa que estas se encuentran funcionando en buen estado, ya que no se evidencia pérdida de presión en el sistema, por el contrario, cuando se hace una perturbación en el sistema, esta se mantiene constante, lo que indica que están funcionando correctamente, sin presentar escurrimiento.

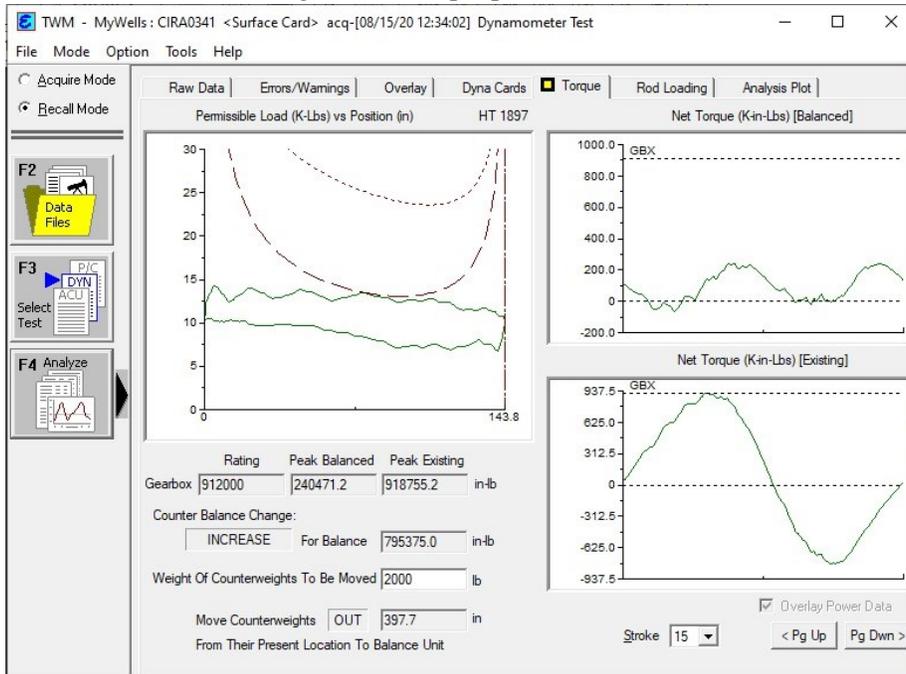
Por otra parte, la prueba de potencia y energía permite determinar la carga sobre la caja reductora y establecer si la unidad se encuentra balanceada. En este caso, la Figura 20 muestra el comportamiento del torque de la unidad en condición balanceada vs. la condición real, sin embargo, para un mejor análisis de este parámetro se requiere un detalle más específico de los equipos instalados.

Figura 19. Prueba de válvulas pozo CIRA A



Nota. Control de producción campo La Cira Infantas, 2020.

Figura 20. Torque pozo CIRA A



Nota. Control de producción campo La Cira Infantas, 2020.

5.4.2 Pozo CIRA B

El nivel de sumergencia del pozo CIRA B indica un nivel de fluido a 2.290 ft con un porcentaje de líquido del 100%, con columna en fase gaseosa y líquida de 1.374 ft, al igual que la sumergencia libre de gas. Con presión de entrada de la bomba de 476 psi y la presión dinámica de fondo es 510 psi (ver Figura 21). No obstante, este pozo no cuenta con la carta dinamométrica mediante el uso del software TWM, dado que este pozo es monitoreado desde sala de control debido a que es automatizado.

Figura 21. Nivel de sumergencia pozo CIRA B

Section	Parameter	Value	Unit
Production	Oil		BBL/D
	Water		BBL/D
	Gas		Mscf/D
Fluid Densities	Oil	40	deg API
	Water	1.05	Sp. Gr. H2O
Casing Pressure	Casing Pressure	13.4	psi (g)
	Casing Pressure Buildup	0.025	psi
Liquid Level Depth	MD	2290.82	ft
	TVD	2140.99	ft
Pump Intake Depth	MD	3753.89	ft
	TVD	3514.59	ft
Pump Submergence	Total Gaseous Liquid Column HT (TVD)	1374	ft
	Equivalent Gas Free Liquid HT (TVD)	1374	ft
Pump Parameters	Pump Intake Pressure	476.9	psi (g)
	PBHP	510.2	psi (g)
Well State	Well State	Producing	
	% Liquid	100	

Nota. Control de producción campo La Cira Infantas, 2020.

5.4.3 Pozo CIRA C

El nivel de sumergencia del pozo CIRA C indica un nivel de fluido a 3.308 ft con un porcentaje de líquido del 94%, con columna en fase gaseosa y líquida de 678 ft. Por otra parte, la presión de entrada de la bomba es 270 psi y la presión dinámica de fondo es 332 psi. La sumergencia total libre de gas es de 637 ft por encima de la bomba (ver Figura 22).

Figura 22. Nivel de sumergencia pozo CIRA C

The screenshot displays a software interface for well control. On the left, there are function keys: F2 (Data Files), F3 (Select Test), and F4 (Analyze). The main area is divided into several sections:

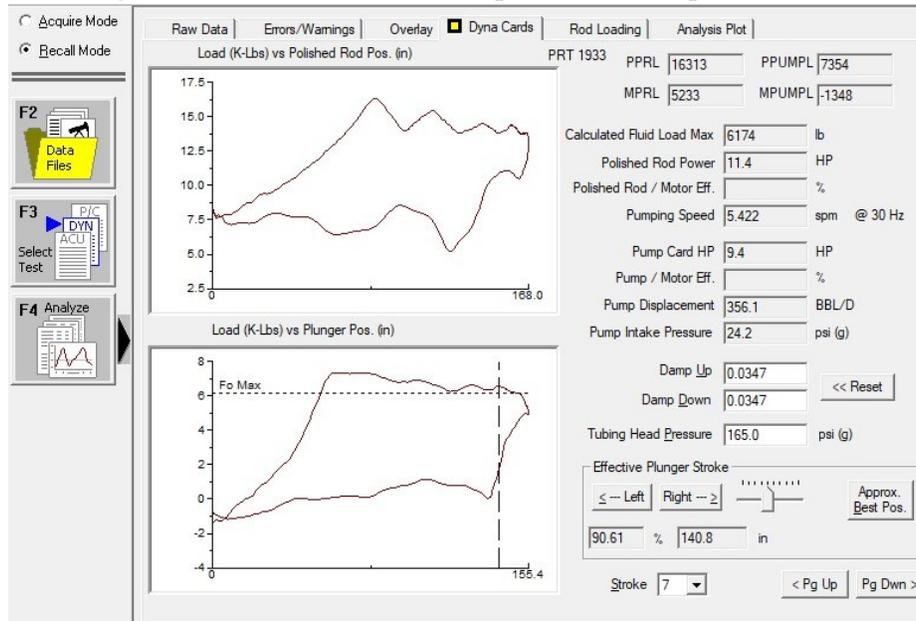
- Production:** A table showing Current and Potential values for Oil, Water, and Gas.

Fluid	Current	Potential	Units
Oil	0.0	0.0	BBL/D
Water	0.0	0.0	BBL/D
Gas	0.0	0.0	Mscf/D
- IPR Method:** Set to Vogel. PBHP/SBHP is 0.44. Producing Efficiency is 75.5%.
- Fluid Densities:** Oil 24 deg API, Water 1.05 Sp.Gr.H2O, Gas Gravity 0.62, Air = 1. Acoustic Velocity is 1400.75 ft/s.
- Wellbore Parameters:**
 - Casing Pressure: 26.0 psi (g)
 - Casing Pressure Buildup: 0.093 psi
 - Gas/Liquid Interface Pres.: 28.9 psi (g)
 - Liquid Level Depth: MD 3308.58 ft, TVD 3278.64 ft
 - Pump Intake Depth: MD 3986.93 ft, TVD 3956.93 ft
 - Formation Depth: MD 4129.00 ft, TVD 4099.00 ft
- Pump Submergence:** Total Gaseous Liquid Column HT (TVD) 678 ft, Equivalent Gas Free Liquid HT (TVD) 637 ft.
- Well State:** Producing. Annular Gas Flow 1 Mscf/D, % Liquid 94.
- Pressures:** Pump Intake Pressure 270.4 psi (g), PBHP 332.4 psi (g), Reservoir Pressure (SBHP) 769.5 psi (g).

Nota. Control de producción campo La Cira Infantas, 2020.

Para la carta dinamométrica, su forma representa una gráfica combinada en la que se evidencia un posible paso de fluido tan pronto empieza la carrera ascendente. Este evento puede estar asociado a un posible cierre inadecuado de la válvula viajera. También es posible identificar por la onda registrada, una posible vibración que se puede asociar a los equipos de superficie. En adición, se observa un mínimo golpe de fluido en la bomba, justo antes de empezar la carrera descendente, siendo notorio la alta carga, registrando el golpe de fluido (ver Figura 23).

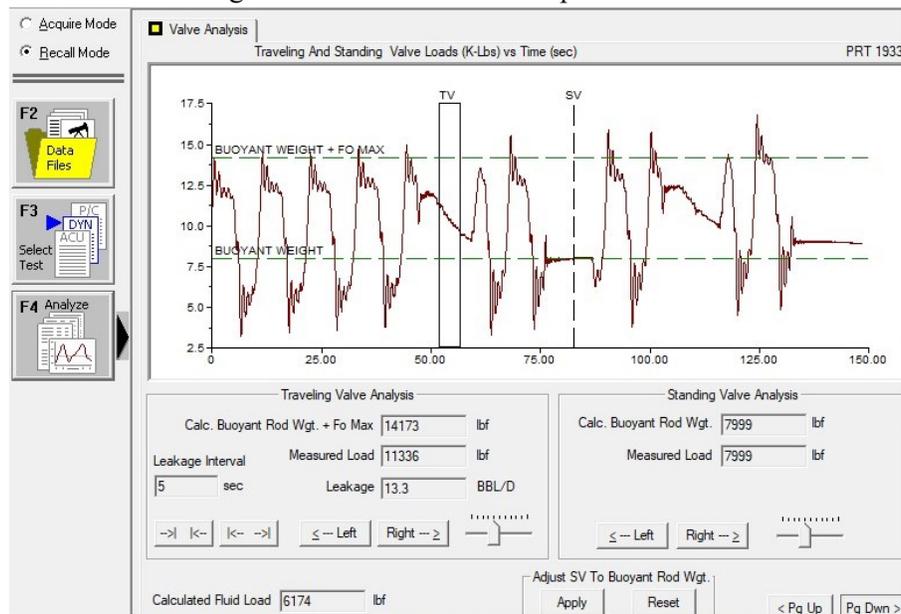
Figura 23. Carta dinamométrica superficie – fondo pozo CIRA C



Nota. Control de producción campo La Cira Infantas, 2020.

Las fugas en válvulas viajeras se producen cuando el desgaste de una o ambas válvulas ocasionan que no exista un cierre perfecto y se produzca un medio de comunicación entre la columna de fluido y el fondo, causando q el fluido levantado se regrese; este caso particular se evidencia en la Figura 24.

Figura 24. Prueba de válvulas pozo CIRA C



Nota. Control de producción campo La Cira Infantas, 2020.

Vale la pena precisar que este pozo no tiene registros de la prueba de corriente y potencia.

5.4.4 Diseño de los pozos CIRA A, CIRA B y CIRA C

Posteriormente se recopiló información de los parámetros más importantes relacionados con los pozos previamente seleccionados en el numeral 5.2 del presente documento como: nivel del fluido, gravedad específica del fluido, caudal de producción, BSW, tipo de bomba, profundidad de asentamiento de la bomba, diámetro nominal del tubing, diseño de la sarta de varilla y características de la unidad de bombeo y de motor. Cabe destacar que estos parámetros se obtuvieron principalmente de la base de datos que maneja el grupo de ingeniería de control de producción del campo tales como: histórico de intervención de pozos y/o histórico de fallas, reporte de producción y operación, histórico de producción, carta dinamométrica y reporte de Dinason.

La información recopilada se empleó en el software XROD para realizar las simulaciones de las condiciones iniciales de los tres (3) pozos seleccionados: CIRA-A, CIRA-B y CIRA-C con el propósito de analizar el diseño de instalación de bombeo mecánico actual, así como sus condiciones de operación reales, para proponer una alternativa para optimizar su rendimiento.

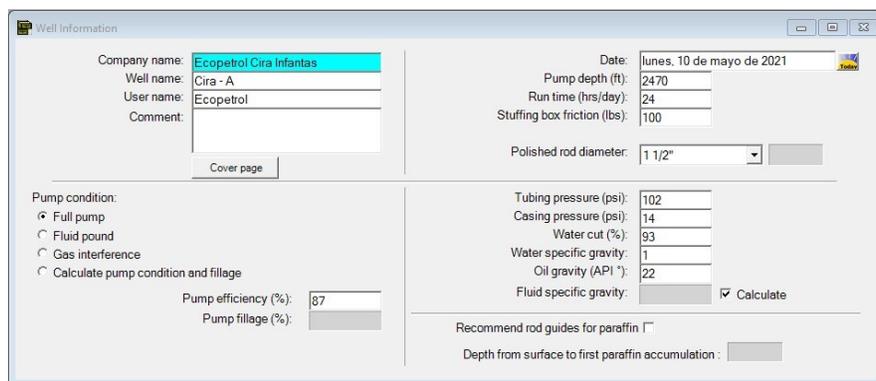
A continuación, se describe el procedimiento utilizado para ingresar los datos en la plataforma de XROD, tal y como se indicó en el numeral 5.3. Para ello, se utilizó como ejemplo el pozo CIRA A. En la Tabla 9 se presentan los parámetros que el programa solicitó para la simulación de las condiciones iniciales de dicho pozo.

Tabla 9. *Condiciones iniciales del pozo CIRA-A*

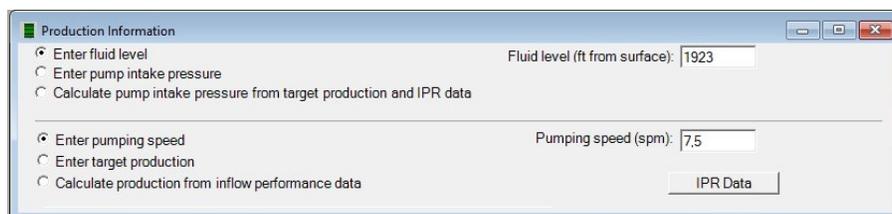
Variables de entrada	Valor
Profundidad de la bomba (Ft)	2470
Presión de tubing (psi)/THP	102
Presión de casing (psi)/CHP	14
BSW (%)	93
Producción global (BFPD)	553
Gravedad API	22
Llenado de la bomba (%)	87
Eficiencia de la bomba (%)	87
Nivel de fluido (Ft)	1923
Velocidad de la unidad de bombeo/SPM	7,50
Diámetro de la tubería (In)	4 1/2
Diámetro del pistón o bomba (In)	2,25
Ancla de tubería	NA
Tipo de varilla	Hollow Rod 1000
Diámetro de la varilla (In)	1,9
Grado de la varilla	Rod 1000
Tipo de unidad de bombeo	M-912DS-427-192
Recorrido de la unidad (In)	144
Motor de la unidad de bombeo (Hp)	50
Costo eléctrico (KWh)	0,06

Fuente: Ecopetrol, base de datos, 2020.

Se ingresaron los datos del pozo en condiciones actuales antes de la falla. Se seleccionó la condición bomba totalmente llena. Se asumió un 87% de la eficiencia de la bomba, la cual se calculó utilizando las expresiones del diámetro del pistón, la velocidad de la unidad de bombeo, el recorrido de la unidad y la producción global. En adición, se ingresó el dato de la profundidad de asentamiento de la bomba, la presión de la tubería de producción, la presión del espacio anular. También, se diligenciaron los datos medidos del porcentaje de agua que tiene el pozo, la gravedad específica del agua y el API del crudo. Así mismo, se tuvo en cuenta el diámetro a utilizar de la barra lisa.



Posteriormente se ingresó el nivel de fluido. Seguidamente se ingresó la velocidad de operación del sistema en SPM.



Se seleccionó de la lista desplegable el tamaño de la tubería, el tipo de bomba y el diámetro del pistón. Se verificó si el sistema contaba con un ancla de tensión; para este ejemplo, se deshabilitó esta opción, ya que el pozo no contaba dicha herramienta.

Pump And Tubing Information

Tubing size (in): 4 1/2 O.D. (in): 4.5 I.D. (in): 3.958 Tubing anchored

Tubing anchor depth (ft):

Pump type: Insert pump Tubing pump Large bore pump

Calculate Plunger Size

Plunger size (in): 2.25

Upstr. rod-fl. damp. coeff.: 0.1

Dnstr. rod-fl. damp. coeff.: 0.1

Pump friction (lbs): 0

Include fluid inertia effects

Fluid compressibility index: 1

Continuando con el menú del programa, se llegó a la interfase en la que se seleccionó la información de sarta de varilla que se utilizó en la instalación del pozo. Para todas las simulaciones se utilizó un factor de servicio de 0,9, el cual le permite degradar la clasificación de tensión de las varillas en función de las condiciones corrosivas u otras razones que pueden conducir a fallas prematuras de las varillas.

Manual rod string entry

#	Rod Grade	Rod Size (in)	Actual Diam. (in)	Length (ft)	Guide	* Drag Fric Coeff	Guides/Rod
1	Tenaris HollowRod	1.9"	1.9	2470	Molded	0.25	3

Rod String Length (ft): 2470 Pump depth (ft): 2470 * Drag Friction Coefficients only effect cases with Deviation Survey

Other rod string information

Additional rod costs \$: 0 Steel rod service factor: 0.9

Cost description:

En la siguiente ventana se seleccionó el tipo de unidad de bombeo mecánico, de acuerdo con la librería que ofrece el programa. Para este ejemplo, se seleccionó la unidad Lufkin Mark II, con un recorrido de 144 in.

API designation	Unit name	Other Info
M-1824-427-216	M-1824D-427-216	
M-1280-427-216	M-1280D-427-216	
M-912-365-216	M-912DS-365-216	
M-912-305-216	M-912D-305-216	
M-640-305-216	M-640D-305-216	
M-456-305-216	M-456D-305-216	
M-1280-427-192	M-1280D-427-192	
M-912-427-192	M-912DS-427-192	
M-912-365-192	M912-365-192	
M-912-305-192	M-912D-305-192	
M-640-305-192	M-640D-305-192	
M-456-305-192	M-456D-305-192	
M-1280-365-168	M-1280D-365-168	
M-912-427-168	M-912DS-427-168	
M-912-365-168	M-912D-365-168	
M-912-356-168	M-912D-356-168	

Unit ID: ML7
API designation: M-912-427-192

Use custom pumping unit list:
Recommended Unit Size: No Recommendation

Crank rotation: Counterclockwise
Crank hole: 3 (144" stroke)

Structural unbalance: -7160

Select A Counterbalance Option

Unknown MCM

Existing maximum counterbalance moment (M in-lbs)
File: (none selected)

Use XBAL information

Finalmente, se ingresó la información del motor. Para ello se ingresó el costo eléctrico definido en el campo La Cira Infanta para el área sur. Se seleccionó el tipo de motor y el tamaño del motor.

Electricity cost (\$/kwh): 0.064

Include motor speed variation

Power meter type:

Detent (no credit for generated power)

Non-detent (credit for generated power)

Motor type: NEMA D

Motor size: 50 hp

Calculate motor speed variation
Motor speed variation(%):

Calculate rotating moment of inertia
Rot. moment of inertia (lb-ft²):
Art. moment of inertia (lb-ft²):

Luego de esto, se ejecutó el programa con el propósito de obtener los resultados de las condiciones iniciales del pozo CIRA A.

Este mismo procedimiento se realizó con los otros dos (2) pozos. En las Tabla 10 y Tabla 11 se presentan los parámetros que se utilizaron para la simulación de las condiciones iniciales de los pozos CIRA B y CIRA C.

Tabla 10. *Condiciones iniciales del pozo CIRA-B*

Variables de entrada	Valor
Profundidad de la bomba (Ft)	3754
Presión de tubing (psi)/THP	199
Presión de casing (psi)/CHP	15
BSW (%)	92
Producción global (BFPD)	710
Gravedad API	22
Llenado de la bomba (%)	90
Eficiencia de la bomba (%)	88
Nivel de fluido (Ft)	2291
Velocidad de la unidad de bombeo/SPM	5,10
Diámetro de la tubería (In)	2 7/8
Diámetro del pistón o bomba (In)	2,25
Ancla de tubería	NA
Tipo de varilla	Continua
Diámetro de la varilla (In)	1
Grado de la varilla	Prorod 970N
Barras de peso	4 Sinker Bar GD OD: 1,625
Tipo de unidad de bombeo	Tundra 400/288
Recorrido de la unidad (In)	269
Motor de la unidad de bombeo (Hp)	60
Costo eléctrico (KWh)	0,06

Fuente: Ecopetrol, base de datos, 2020.

Tabla 11. *Condiciones iniciales del pozo CIRA-C*

Variables de entrada	Valor
Profundidad de la bomba (Ft)	3979
Presión de tubing (psi)/THP	150
Presión de casing (psi)/CHP	77
BSW (%)	91
Producción global (BFPD)	260
Gravedad API	22
Llenado de la bomba (%)	76
Eficiencia de la bomba (%)	80
Nivel de fluido (Ft)	3852
Velocidad de la unidad de bombeo/SPM	6,50
Diámetro de la tubería (In)	2 7/8
Diámetro del pistón o bomba (In)	2,25
Ancla de tubería	NA
Tipo de varilla	Convencional
Diámetro de la varilla (In)	7/8
Grado de la varilla	UHS
Barras de peso	NA
Tipo de unidad de bombeo	MA II 640-365-168
Recorrido de la unidad (In)	168
Motor de la unidad de bombeo (Hp)	50
Costo eléctrico	0,06

Fuente: Ecopetrol, base de datos, 2020.

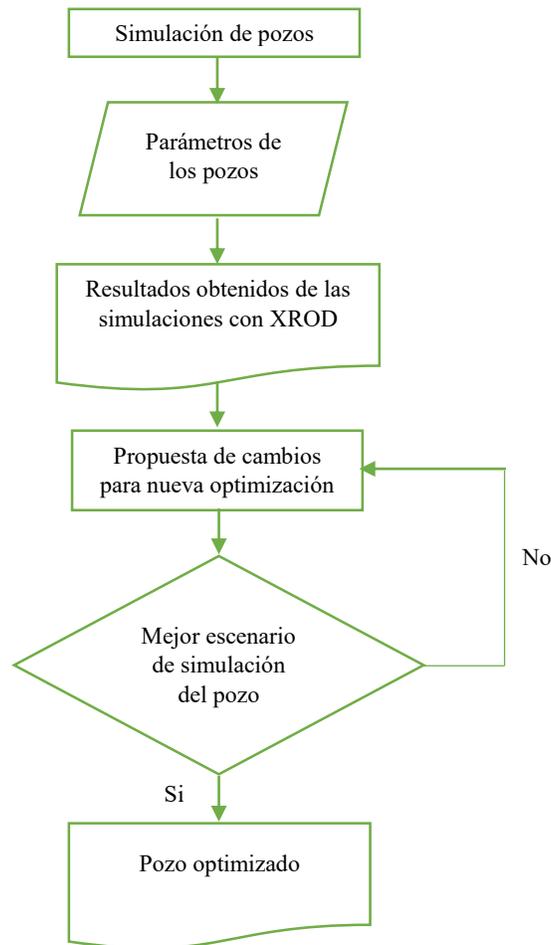
En el Anexo A se presentan los resultados de las simulaciones de las condiciones iniciales de los tres (3) pozos seleccionados.

5.5 Simulación de las condiciones optimizadas de los pozos con XROD

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos de las condiciones de operación reales de los pozos CIRA-A, CIRA-B y CIRA-C, se procedió a realizar las simulaciones de las condiciones optimizadas de dichos pozos. De manera que, se planteó un nuevo diseño de la instalación de bombeo mecánico, ajustando parámetros tales como cambio de unidad de bombeo, diseño de la sarta de varilla, tipo de bomba, recorrido de la unidad, SPM, potencia del motor de la unidad de bombeo, entre otros. Lo anterior, con el fin de proponer alternativas de mejora para el campo La Cira área Sur. De esta última simulación, se seleccionó el mejor escenario para compararlo con el escenario actual.

En la Figura 25 se presenta el diagrama de flujo utilizado para optimizar los pozos mediante el uso del software especializado XROD.

Figura 25. Diagrama de flujo para optimizar los pozos mediante el uso de XROD



En el Anexo B se presentan los resultados de las simulaciones de las condiciones optimizadas de los tres (3) pozos seleccionados.

5.6 Análisis e interpretación de los resultados de las simulaciones con XROD

Para el análisis e interpretación de los resultados de las simulaciones tanto de las condiciones iniciales como de las condiciones optimizadas de los pozos seleccionados, se revisaron los reportes generados por el software especializado XROD, a fin de analizar principalmente los parámetros relacionados con la tasa de producción de crudo, carga en la caja de engranaje, carga en las varillas, eficiencia del sistema, carga estructural de la unidad, potencia del motor y costo eléctrico mensual.

En la Figura 26 se presenta el reporte que el software XROD imprime con los resultados de las simulaciones; en color naranja se resaltan las condiciones a analizar.

Figura 26. Reporte generado por el software XROD

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS (TOTAL SCORE: 64% GRADE: D)					
Strokes per minute:	7,5	Fluid level (ft from surface):	1923	Production rate (bfpd):	549	Peak pol. pod load (lbs):	14835		
Run time (hrs/day):	24,0	(ft over pump):	547	Oil production (BOPD):	38	Min. pol. rod load (lbs):	3014		
Tubing pres. (psi):	102	Stuf.box fr. (lbs):	100	Strokes per minute:	7,5	MPRL/PPRL:	0,203		
Casing pres. (psi):	14	Pol. rod. diam. 1.5"		System eff. (Motor->Pump):	30%	Unit struct. loading:	35%		
Fluid Properties		Motor & Power Meter		Permissible load HP:	77,6	PRHP / PLHP:	0,23		
Water cut:	93%	Power meter:	Detent	Fluid load on pump (lbs):	3228	Buoyant rod weight (lbs):	9799		
Water sp. gravity:	1	Elect. cost:	\$,06/KWH	Fluid level tvd (ft from surface):	1923	N/No: ,072 , Fo/SKr: ,016			
Oil API gravity:	22,0	Type:	NEMA D	Polished rod HP:	18,1	Motor Loading:	60%		
Fluid sp. gravity:	0,9945	Size:	50 hp	Prime Mover Speed Variation					
compress. Index:	1,0	Speed variation not considered							
Pumping Unit:Lufkin Mark II				Torque analysis and electricity consumption		BALANCED (Min. Energy)	BALANCED (Min Torq)		
API Size:	M-912-427-192 (Unit ID: ML7)	# 3 (out of 3)		Peak g'box torq.(M in-lbs):	387	295			
Crank hole number:		Calculated stroke length (in):	143,8	Gearbox loading:	42,4%	32,4%			
Crank rotation with well to right:		Crank rotation with well to right:	CCW	Cyclic load factor:	1,277	1,15			
Max. cb moment (M in-lbs):	Unknown	Max. cb moment (M in-lbs):		Counterbalance effect(lbs):	1336,08	1227,82			
Structural unbalance (lbs):	-7160	Counterbalance effect(lbs):		Daily electr.use (Kwh/Day):	451	469			
Crank offset angle (degrees):	19,5	Daily electr.use (Kwh/Day):		Monthly electric bill:	\$881	\$916			
Tubing And Pump Information				Tubing, Pump And Plunger Calculations					
Tubing O.D. (in):	4,500	Upstr. rod-fl. damp. coeff.:	0,100	Tubing stretch (in):	,9				
Tubing I.D. (in):	3,958	Dnstr. rod-fl. damp. coeff.:	0,100	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	3,4				
Pump depth (ft):	2470	Tubing is not anchored		Gross pump stroke (in):	142,9				
Pump conditions:	Full			Pump spacing (in. from bottom):	7,4				
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency:	87%	Minimum pump length (ft):	18,0				
Plunger size (in):	2,25	Pump friction (lbs):	0,0	Recommended plunger length (ft):	2,0				
Rod string design				Rod string stress analysis (service factor: 0,9)					
Diameter (in)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Ten. Str. (psi)	Fric. Coeff	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	# Guides/Rod
@ 1.9	HolloRod	2470	140000	0,25	34,9%	10735	2269	0	3

@ stress calculations based on elevator neck of 7/8 (for 1.25 sinker bars) or 1 (for other) (for other).
NOTE: Displayed bottom minimum stress calculations do not include buoyancy effects (top minimum and maximum stresses always include buoyancy).

5.7 Costos de inversión y de operación de los pozos

Para el análisis de los costos de inversión y de operación de los pozos CIRA-A, CIRA-B y CIRA-C se contemplaron dos (2) escenarios. El primer escenario hace referencia al sistema de levantamiento artificial de los pozos bajo condiciones iniciales o condiciones de operación actual en campo, es decir, contempla la inversión inicial del pozo. El segundo escenario hace referencia

a los pozos optimizados, lo que conlleva a tener en cuenta la nueva propuesta que contempla el reemplazo de unidades, motores, bombas de fondo, sargas de varilla, tubería, entre otros. Vale la pena resaltar que los costos fueron suministrados por Ecopetrol y los valores aquí citados son promedios ya que es información confidencial.

5.8 Evaluación económica del sistema de levantamiento artificial optimizado

Se realizó una evaluación de la viabilidad económica para los pozos optimizados CIRA-A, CIRA-B y CIRA-C, a fin de determinar los niveles de rentabilidad que se pueden generar para el campo La Cira área Sur. Para ello, se utilizó la metodología del Valor Presente Neto (VPN) el cual representa el valor del mismo, medido en condiciones actuales, es decir, el equivalente en pesos actuales de todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen un proyecto. El VPN depende de 1) la inversión inicial previa, 2) los flujos netos de efectivo que representan la diferencia entre los ingresos y los gastos que podrán obtenerse por la ejecución de un proyecto de inversión durante su vida útil, 3) la tasa de descuento o también conocida como tasa de interés de oportunidad (TIO), es la tasa de retorno requerida sobre una inversión y representa la rentabilidad mínima que exige la compañía en todos los proyectos que se desarrollan, y 4) el número de periodos en que se evaluará el proyecto, que para este caso corresponde a un periodo de doce (12) meses o un (1) año.

Para la evaluación de la viabilidad económica se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- ✓ **Inversión inicial:** comprende el capital requerido para la adquisición de los equipos necesarios para la instalación y puesta en marcha del proyecto, por tanto, relaciona los costos por compra de maquinaria y materiales (equipos de fondo, equipos de superficie, sarga de

varilla, motor), instalación, servicio técnico, servicios de transporte de maquinaria y servicios de intervención con equipo workover. En las Tabla 22, Tabla 23 y Tabla 24 se presentan los costos asociados a la inversión inicial de los pozos CIRA-A, CIRA-B y CIRA-C, respectivamente. Vale la pena resaltar que para el estudio de viabilidad económica solo se tendrá en cuenta los valores del escenario optimizado.

- ✓ **Ingresos:** en un proyecto petrolero los ingresos están directamente relacionados con la venta de crudo, asociados estos a la producción del campo y al precio de petróleo, que para este proyecto se tomó como referente \$60 dólares. En adición, para determinar la producción de petróleo en el periodo de evaluación del proyecto se tomó como referente una tasa de declinación promedio de 0,8% mensual. La producción inicial de cada pozo se tomó de los resultados obtenidos de las simulaciones en condiciones optimizadas para los pozos CIRA-A, CIRA-B y CIRA-C. Se utilizó 30,4 como el factor de conversión de barriles de crudo por día (BOPD) a barriles de crudo por mes (BOPM), reportado por Ospino & Badillo en su investigación. En la Tabla 12 se presentan los datos de producción de crudo de los tres (3) pozos simulados con el software XROD.

Tabla 12. *Datos de producción de crudo de los pozos CIRA-A, CIRA-B y CIRA-C*

Pozo	% de declinación mensual de producción de crudo	Producción de crudo (BOPD)	Producción de crudo (BOPM)
CIRA-A	0,8	38	1155,2
CIRA-B	0,8	68	2067,2
CIRA-C	0,8	23	699,2

A partir de estos datos se calculó la producción de crudo de los pozos CIRA-A, CIRA-B y CIRA-C en un periodo de evaluación del proyecto de doce (12) meses (ver Tabla 13).

Tabla 13. *Producción de crudo de todos los pozos optimizados*

t (meses)	CIRA-A (BOPM)	CIRA-B (BOPM)	CIRA-C (BOPM)
0	1155,20	2067,20	699,20
1	1146,03	2050,79	693,65
2	1136,94	2034,52	688,15
3	1127,91	2018,37	682,68
4	1118,96	2002,35	677,27
5	1110,08	1986,46	671,89
6	1101,27	1970,69	666,56
7	1092,53	1955,05	661,27
8	1083,86	1939,54	656,02
9	1075,26	1924,14	650,81
10	1066,72	1908,87	645,65
11	1058,26	1893,72	640,52
12	1049,86	1878,69	635,44

- ✓ **Costos:** comprende los gastos generados por la operación, mantenimiento de los equipos y consumo de energía. Para el desarrollo de este proyecto, todos estos gastos se agruparon bajo la denominación de costos de levantamiento. En adición, se tomó como referente el valor de \$8 dólares por barril de fluido producido para determinar dicho costo para cada uno de los pozos optimizados, según datos suministrados por Ecopetrol, utilizados en el estudio de Ospino & Badillo. Además, se tomó como referente el valor de \$0,5 dólares para determinar el costo energético.
- ✓ **Impuestos:** la industria petrolera se ve afectada principalmente por dos impuestos directos que son las regalías y el impuesto sobre la renta. Las regalías son los recursos económicos que reciben las entidades territoriales donde se explotan los recursos naturales no renovables como el petróleo. Para el campo La Cira se manejó un porcentaje de regalías del 11%. Por otra parte, el impuesto sobre la renta es un impuesto aplicable tanto para personas naturales como para empresas en el país. Para el año 2021 la tarifa de impuesto de renta en Colombia fue del 31% efectivo anual o 2,58% mensual.

- ✓ **Depreciación:** la depreciación es un reconocimiento racional y sistemático del costo de los bienes, distribuido durante su vida útil estimada, con el fin de obtener los recursos necesarios para la reposición de los mismos, de manera que se conserve su capacidad operativa o productiva. Para este estudio, se tomó como tiempo de vida útil de los bienes cinco (5) años o 60 meses. Los costos que a continuación se presentan en la Tabla 14 tienen como referente el dólar estadounidense (USD).

Tabla 14. *Depreciación de los equipos por pozo*

Pozos	Costo de los equipos (USD)	Tiempo de vida útil (meses)	Depreciación (USD)
CIRA-A	\$ 63.000,00	60	\$ 1.050,00
CIRA-B	\$ 11.000,00	60	\$ 183,33
CIRA-C	\$ 7.000,00	60	\$ 116,67

Una vez presentado lo anterior, se procedió a realizar un análisis de flujo de caja, definido como la secuencia de entradas y salidas del capital durante el tiempo de ejecución del proyecto, un (1) año.

En la Tabla 15 se presenta el flujo de caja correspondiente al pozo CIRA-A.

Tabla 15. *Flujo de caja del pozo CIRA-A – condiciones optimizadas*

Detalle	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5
Producción de petróleo (BOPM)	1.155,20	1.146,03	1.136,94	1.127,91	1.118,96	1.110,08
Producción de petróleo con regalías (BOPM)		1.032,46	1.024,27	1.016,14	1.008,07	1.000,07
Producción de agua (PWPM)	4.620,80	4.629,97	4.639,06	4.648,09	4.657,04	4.665,92
Producción total (BFPM)	5.776,00	5.776,00	5.776,00	5.776,00	5.776,00	5.776,00
Ingresos por ventas		\$ 68.761,90	\$ 68.216,18	\$ 67.674,78	\$ 67.137,68	\$ 66.604,84
Costo de Energía (USD/BO)		\$ 516,23	\$ 512,13	\$ 508,07	\$ 504,04	\$ 500,04
Costo de levantamiento (USD/BF)		\$ 46.208,00	\$ 46.208,00	\$ 46.208,00	\$ 46.208,00	\$ 46.208,00
Egresos totales USD	\$ 0,00	\$ 46.724,23	\$ 46.720,13	\$ 46.716,07	\$ 46.712,04	\$ 46.708,04
Depreciación a descontar		\$ 1.050,00	\$ 1.050,00	\$ 1.050,00	\$ 1.050,00	\$ 1.050,00
Utilidad antes del impuesto		\$ 20.987,67	\$ 20.446,04	\$ 19.908,71	\$ 19.375,64	\$ 18.846,80

Impuesto de renta		\$ 542,18	\$ 528,53	\$ 515,22	\$ 502,24	\$ 489,60
Inversión	-\$ 63.000,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
Depreciación a adicionar		\$ 1.050,00	\$ 1.050,00	\$ 1.050,00	\$ 1.050,00	\$ 1.050,00
Flujo de caja neto USD	-\$ 63.000,00	\$ 21.495,49	\$ 20.967,51	\$ 20.443,49	\$ 19.923,40	\$ 19.407,21

Vale la pena resaltar que el flujo de caja neto completo, con proyección de un (1) año, para los pozos CIRA-A, CIRA-B y CIRA-C se presentan en los Anexo C, Anexo D y Anexo F.

5.9 Evaluación de la rentabilidad del proyecto

Una vez calculado los flujos de caja para cada uno de los pozos, se procedió a determinar los siguientes indicadores:

- ✓ **Valor presente neto (VPN):** incorpora el valor del dinero en determinado tiempo de flujos de efectivo netos de un proyecto. El objetivo del valor presente neto es realizar las comparaciones entre los periodos en los que el proyecto tuvo diferentes flujos de efectivo para determinar si conviene o no invertir en él. El valor depende de la tasa de interés a la que se ajusta el cálculo del valor presente neto. A continuación, se presenta la expresión matemática que permitió determinar el VPN.

$$VPN = -Inversión\ inicial + \sum \frac{Flujo\ de\ dinero\ en\ un\ periodo}{(1 + tasa\ de\ interés)^n} \quad Ec. 1$$

Para el desarrollo del proyecto se manejó una tasa de interés de oportunidad del 10% efectivo anual.

- ✓ **Tasa interna de retorno (TIR):** es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión, es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que conllevará cualquier inversión. Es una

medida ampliamente utilizada para la evaluación de los proyectos de inversión, además está muy relacionada con el VPN.

- ✓ **Tiempo de recuperación de la inversión o pay back:** permite medir el tiempo que se requiere para que los flujos netos de efectivo de una inversión recuperen su costo o inversión inicial.

6 Análisis y resultados

6.1 Simulaciones de las condiciones iniciales de los pozos

A continuación, se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones de los pozos CIRA-A, CIRA-B y CIRA-C en condiciones iniciales, a fin de proponer alternativas de solución para mejorar las condiciones de estos.

6.1.1 Pozo CIRA A

En el pozo CIRA A, a condiciones iniciales se evidencia que la caja de engranajes se encuentra en un 42,4%, siendo este un porcentaje bajo de operación, ya que el máximo permitido es de 80% a 85%. Lo que indica que esta unidad se encuentra sobredimensionada. Por tal motivo, se recomienda cambiar el modelo de unidad. Por otra parte, la eficiencia global del sistema se ve afectada por la condición expuesta anteriormente. En cuanto a la producción, el pozo presenta una producción promedio entre 500 y 600 barriles. Con respecto a las cargas de las varillas, este no se encuentra con sobrecarga ya que registra un valor bajo de 34,9%, de su rango permitido del 85% de carga sobre la varilla (ver Tabla 16).

Tabla 16. *Resultados de las condiciones iniciales del pozo CIRA-A*

Variables de entrada	Condiciones iniciales
Tipo de unidad de bombeo	M-912-427-192
Diámetro del pistón o bomba (In)	2,25
Producción global (BFPD)	549
Tasa de producción de crudo (BOPD)	38
Strokes por minuto (SPM)	7,5
Recorrido de la unidad (In)	144
Carga caja de engranaje (%)	42,4
Carga en las varillas (%)	34,9
Eficiencia del sistema (%)	64
Eficiencia de la bomba (%)	87
Potencia del motor (Hp)	50
Costo eléctrico mensual (USD)	881

6.1.2 Pozo CIRA B

En el pozo CIRA B, a condiciones iniciales se evidencia que la eficiencia del sistema se encuentra en un 85%. Siendo esta una eficiencia destacable para el sistema. Sin embargo, la recurrencia de las fallas se asocia posiblemente a un efecto de desgaste por la velocidad de operación (5,1 SPM) y construcción del pozo. En cuanto a la producción del pozo, este se encontraba trabajando con una producción de 749 BFPD (promedio de corrida 721 BFPD). El costo eléctrico mensual en estas condiciones es de \$1.124 dólares (ver Tabla 17).

Tabla 17. *Resultados de las condiciones iniciales del pozo CIRA-B*

Variables de entrada	Condiciones iniciales
Tipo de unidad de bombeo	Tundra 400/288
Diámetro del pistón o bomba (In)	2,25
Producción global (BFPD)	749
Tasa de producción de crudo (BOPD)	60
Strokes por minuto (SPM)	5,1
Recorrido de la unidad (In)	288
Carga caja de engranaje (%)	-
Carga en las varillas (%)	44,6
Eficiencia del sistema (%)	85
Eficiencia de la bomba (%)	88
Potencia del motor (Hp)	60
Costo eléctrico mensual (USD)	1.124

6.1.3 Pozo CIRA C

En el pozo CIRA C, a condiciones iniciales se observa que la producción global se encuentra en 445 BFPD, promedio de operación 243 BFPD, con una velocidad de 6,5 SPM, con un esfuerzo sobre la caja de engranajes del 86% y un costo energético mensual de \$942 dólares. Cabe mencionar que este sistema, al igual que el anterior es recurrente en el modo de falla por arenamiento, debido a que en el análisis se evidenció que el pozo se encontraba sobredimensionado por presentar un mayor tamaño de la bomba instalada.

Tabla 18. *Resultados de las condiciones iniciales del pozo CIRA-C*

VARIABLES DE ENTRADA	CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES OPTIMIZADAS
Tipo de unidad de bombeo	MA II 640-365-168	MA II 640-365-168
Diámetro del pistón o bomba (In)	2,25	2,0
Producción global (BFPD)	445	259
Tasa de producción de crudo (BOPD)	40	23
Strokes por minuto (SPM)	6,5	4,6
Recorrido de la unidad (In)	168	168
Carga caja de engranaje (%)	86,6	59,9
Carga en las varillas (%)	59,8	45,2
Eficiencia del sistema (%)	44	44
Eficiencia de la bomba (%)	80	80
Potencia del motor (Hp)	50	40
Costo eléctrico mensual (USD)	942	548

6.2 Simulaciones de las condiciones optimizadas de los pozos

A continuación, se presentan los resultados de cada una de las simulaciones de los pozos CIRA-A, CIRA-B y CIRA-C, bajo condiciones optimizadas. Cabe destacar que la optimización de los pozos tiene como propósito mejorar el rendimiento del sistema, es decir, definir las condiciones óptimas a las que la unidad de bombeo mecánico debe operar para obtener como resultado la mayor extracción de crudo a bajo costo, prolongando el tiempo de vida útil del pozo.

6.2.1 Pozo CIRA A

En la Tabla 19 se presentan los resultados del pozo CIRA-A, comparación de las condiciones iniciales y las condiciones optimizadas.

Tabla 19. *Resultados de las condiciones optimizadas del pozo CIRA-A*

VARIABLES DE ENTRADA	CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES OPTIMIZADAS
Tipo de unidad de bombeo	M-912-427-192	M-640-365-168
Diámetro del pistón o bomba (In)	2,25	2,50
Producción global (BFPD)	549	542
Tasa de producción de crudo (BOPD)	38	38
Strokes por minuto (SPM)	7,5	5,15
Recorrido de la unidad (In)	144	168
Carga caja de engranaje (%)	42,4	79,3
Carga en las varillas (%)	34,9	31,3
Eficiencia del sistema (%)	64	72

Variables de entrada	Condiciones iniciales	Condiciones optimizadas
Eficiencia de la bomba (%)	87	87
Potencia del motor (Hp)	50	50
Costo eléctrico mensual (USD)	881	802

De acuerdo al histórico de falla, este pozo presentó falla por tubería rota, asociado al desgaste interno que sufre la tubería por el contacto con la sarta de varilla debido a las altas velocidades de operación, lo que ocasiona el aumento en la fricción entre estos dos elementos, afectando principalmente el cuerpo de la tubería. En vista de ello, como alternativa de optimización se mantuvo la productividad del pozo a bajas velocidades para evitar fallas recurrentes en el sistema, disminuyendo el número de strokes por minuto, pasando de 7,5 a 5,15. El diseño optimizado permitió proponer otra configuración de bomba en fondo en busca de mejorar la respuesta de producción y utilizar una ventana operativa de velocidades que no superen los 7 strokes por minuto. El cambio se reflejó en el aumento del diámetro del pistón, pasando de 2,25 in a 2,50 in, así mismo se mantuvo una longitud de recorrido largo, a fin de mantener el promedio de producción del pozo. De igual forma, se planteó el cambio de la unidad de superficie, a una unidad Lufkin Mark II M-640-365-168, el cual tiene una carga máxima axial de 36.500 lb/ft; lo anterior conllevó a mejorar el ahorro energético reflejado en la disminución de 79 USD mensuales, aumentar la eficiencia en la caja de engranaje a 79% y reducir los costos de mantenimiento en un futuro. Por otra parte, se evidencia que la eficiencia global del sistema paso de 64% al 72%, de manera que para el sistema es muy bueno, ya que por encima del 50% el sistema de bombeo mecánico se cataloga como eficiente.

6.2.2 Pozo CIRA B

Por otra parte, en la Tabla 20 se presentan los resultados del pozo CIRA-B, condiciones iniciales y condiciones optimizadas.

Tabla 20. *Resultados de las condiciones optimizadas del pozo CIRA-B*

VARIABLES DE ENTRADA	CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES OPTIMIZADAS
Tipo de unidad de bombeo	Tundra 400/288	Tundra 400/288
Diámetro del pistón o bomba (In)	2,25	2,75
Producción global (BFPD)	749	846
Tasa de producción de crudo (BOPD)	60	68
Strokes por minuto (SPM)	5,1	4,0
Recorrido de la unidad (In)	288	288
Carga caja de engranaje (%)	-	-
Carga en las varillas (%)	44,6	48,5
Eficiencia del sistema (%)	85	93
Eficiencia de la bomba (%)	88	88
Potencia del motor (Hp)	60	60
Costo eléctrico mensual (USD)	1.124	1.067

Según el histórico de fallas de este pozo, es recurrente las fallas por tubería rota y/o arenamiento, por tal motivo se implementó la mejor alternativa de optimización aprovechando las ventajas del equipo de superficie con el que cuenta este pozo. Las unidades de sistema hidráulico Tundra 400/288 se caracterizan por ser de recorrido variable, lo que permite ajustar el recorrido de la unidad para mantener la producción, así como operar a bajos strokes por minuto. El diseño contempló aumentar el tamaño del diámetro del pistón, pasando de 2,25 in a 2,75 in, para mantener la sumergencia recomendada por el campo (200 ft), logrando un incremento total de la producción de 97 BFPD operando a 4,0 strokes por minuto. Se evidencia que la sarta de varilla está operando dentro del rango permisible con 44% de carga en la sarta, ya que el parámetro permitido en campo es mantenerlo por debajo del 80% a 85%. Lo anterior, se ve reflejado en el ahorro energético mensual de 57 USD y en el incremento de la producción, por el cambio planteado de la bomba en fondo.

6.2.3 Pozo CIRA C

Finalmente, en la Tabla 21 se presentan los resultados del pozo CIRA-C que de acuerdo a la última falla presentada, el pozo quedo fuera de operación por arenamiento.

Tabla 21. *Resultados de las condiciones optimizadas del pozo CIRA-C*

Variables de entrada	Condiciones iniciales	Condiciones optimizadas
Tipo de unidad de bombeo	MA II 640-365-168	MA II 640-365-168
Diámetro del pistón o bomba (In)	2,25	2,0
Producción global (BFPD)	445	259
Tasa de producción de crudo (BOPD)	40	23
Strokes por minuto (SPM)	6,5	4,6
Recorrido de la unidad (In)	168	168
Carga caja de engranaje (%)	86,6	59,9
Carga en las varillas (%)	59,8	45,2
Eficiencia del sistema (%)	78	69
Eficiencia de la bomba (%)	80	80
Potencia del motor (Hp)	50	40
Costo eléctrico mensual (USD)	942	548

Como mejora del diseño se mantiene la unidad de bombeo, dado a que la carga, el recorrido y los costos de mantenimiento son favorables para el estudio económico de la intervención del pozo. Se identificó que el diseño inicial estaba sobredimensionado para la producción estimada del pozo, por tal motivo, para esta corrida de optimización se propuso instalar una bomba de menor diámetro, pasando de 2,25 in a 2,0 in, notándose una disminución en la producción global del pozo de 186 BFPD, asociado a esto la tasa de producción de crudo disminuyó. No obstante, esta mejora garantiza un manejo estable en la sumergencia del pozo, permitiendo el manejo de sólidos de la formación. A su vez, se evidencia que el porcentaje de la caja de engranaje mejora considerablemente quedando en 59,9% en comparación con las condiciones iniciales de 86,6%, logrando así prolongar la vida útil de la unidad de bombeo para prevenir sobrecostos de mantenimiento. Otra mejora evidente es el cambio en la reducción de la potencia del motor para

operar la unidad, pasando de 50 Hp a 40 Hp, lo que favorece el ahorro energético de 394 USD para el costo de producción del pozo.

En el Anexo B se encuentra en detalle los resultados obtenidos de la simulación para el pozo CIRA-A, CIRAB y CIRA-C.

6.3 Costos de inversión y de operación de los pozos

Los costos que a continuación se presentan para cada escenario, tienen como referente el dólar estadounidense (USD).

En la Tabla 22, Tabla 23 y Tabla 24 se presentan los costos asociados a compra de maquinaria y de materiales, transporte, instalación y equipo de workover en dos (2) escenarios diferentes, condiciones iniciales y condiciones optimizadas. Lo anterior implica un costo por servicio realizado para la ejecución del proyecto.

Tabla 22. Costos de inversión y de operación del pozo CIRA-A

Descripción	Costo escenario inicial (USD)	Costo escenario optimizado (USD)
Servicio de equipo de workover o unidad flush by por intervención (promedio 2 a 3 días)	\$ 7.000,0	\$ 7.000,0
Transporte	\$ 3.000,0	\$ 3.000,0
Equipo de superficie (unidad de bombeo)	\$ 76.000,0	\$ 54.000,0
Equipo de fondo (bomba y accesorios)	\$ 4.000,0	\$ 5.000,0
Mantenimiento del motor	\$ 4.000,0	\$ 4.000,0
Sarta de varillas	\$ 20.000,0	\$ 20.000,0
Tubería	\$ 30.000,0	\$ 30.000,0
Total	\$ 144.000,0	\$ 123.000,0

Fuente: Ecopetrol, base de datos, 2020.

Tabla 23. *Costos de inversión y de operación del pozo CIRA-B*

Descripción	Costo escenario inicial (USD)	Costo escenario optimizado (USD)
Servicio de equipo de workover o unidad flush by por intervención (promedio 2 a 3 días)	\$ 7.000,0	\$ 7.000,0
Transporte	\$ 5.000,0	\$ 3.500,0
Equipo de superficie (unidad de bombeo)	\$ 125.000,0	-
Equipo de fondo (bomba y accesorios)	\$ 4.000,0	\$ 6.000,0
Mantenimiento del motor	\$ 5.000,0	\$ 5.000,0
Sarta de varillas	\$ 26.000,0	\$ 26.000,0
Tubería	\$ 23.000,0	\$ 23.000,0
Total	\$ 195.000,0	\$ 70.500,0

Fuente: Ecopetrol, base de datos, 2020.

Tabla 24. *Costos de inversión y de operación del pozo CIRA-C*

Descripción	Costo escenario inicial (USD)	Costo escenario optimizado (USD)
Servicio de equipo de workover o unidad flush by por intervención (promedio 2 a 3 días)	\$ 7.000,0	\$ 7.000,0
Transporte	\$ 5.000,0	\$ 3.500,0
Equipo de superficie (unidad de bombeo)	\$ 72.000,0	-
Equipo de fondo (bomba y accesorios)	\$ 4.000,0	\$ 3.500,0
Motor	\$ 4.000,0	\$ 3.500,0
Sarta de varillas	\$ 12.300,0	\$ 12.300,0
Tubería	\$ 23.000,0	\$ 23.000,0
Total	\$ 127.300,0	\$ 52.800,0

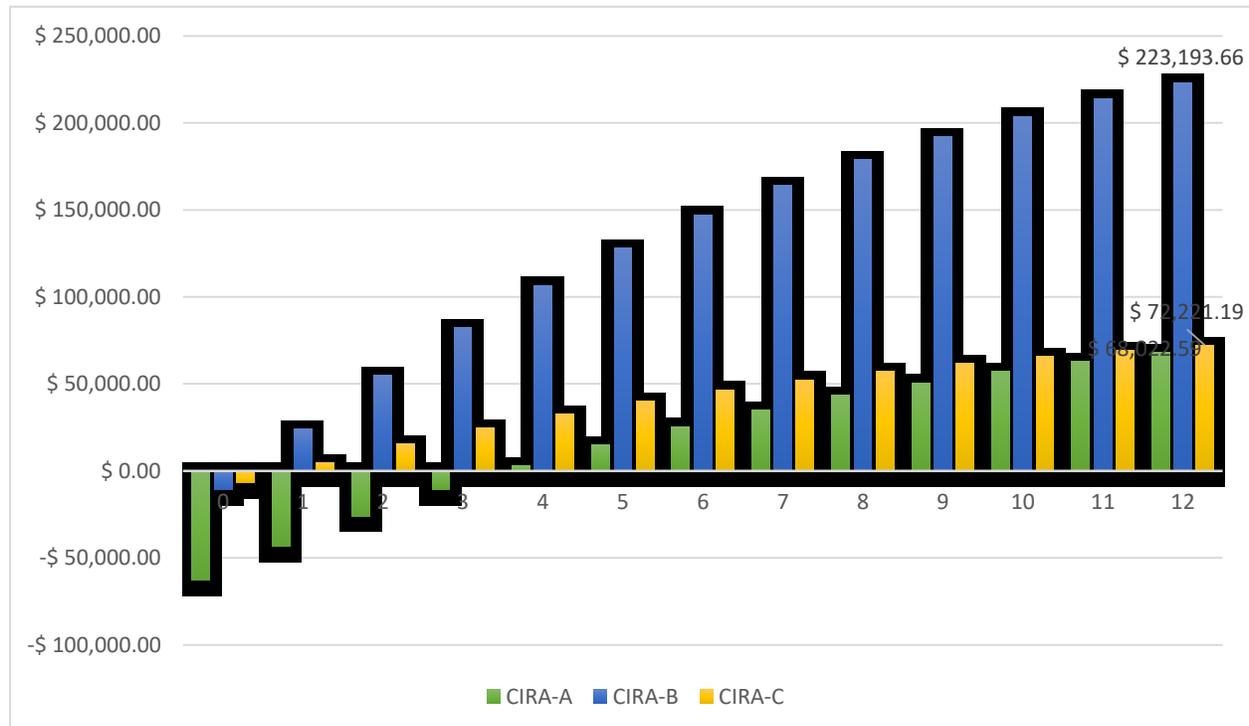
Fuente: Ecopetrol, base de datos, 2020.

Se evidencia bajo condiciones iniciales, que el pozo CIRA-B es el más costoso de los tres sistemas, debido a que utiliza un sistema con unidad de bombeo hidráulico, Tundra 400/288, el cual representa un costo muy elevado comparado con los pozos CIRA-A y CIRA-C. En contraste, en el escenario optimizado, los pozos CIRA-B y CIRA-C sobresalen, debido a que se contempló el uso de las mismas unidades, a diferencia del pozo CIRA-A que su optimización conllevó a cambiar la unidad M-912DS-427-192 por una unidad Lufkin Mark II M-640-365-16. Por tanto, el pozo CIRA-C es el pozo con los costos de inversión y de operación más bajos de los tres pozos, reflejados en una disminución de \$52.800 dólares.

6.4 Evaluación económica de los pozos optimizados

En la Figura 27 se presenta el valor presente neto acumulado de los pozos optimizados CIRA-A, CIRA-B y CIRA-C.

Figura 27. Valor presente neto acumulado de los pozos CIRA-A, CIRA-B y CIRA-C



Se evidencia que los tres (3) pozos, para un periodo de ejecución del proyecto de un (1) año, generan una alta utilidad para Ecopetrol, pues los VPN son mayores a cero. Para el pozo CIRA-A se generaría una utilidad de \$68.022,59 dólares, para el pozo CIRA-B \$223.193,66 dólares y para el pozo CIRA-C \$72.221,19 dólares. De manera que tanto los costos como los gastos asociados a las fallas son cubiertas en el cuarto mes para el pozo CIRA-A y en el primer mes para los pozos CIRA-B y CIRA-C. De modo que, es evidente que los pozos CIRA-B y CIRA-C retornan el dinero rápidamente, sin embargo, el pozo CIRA-B permite una mayor ganancia. Lo anterior es debido a

que como se manifestó en el numeral 6.2 del presente documento, en el escenario optimizado, a este pozo no se le cambio la unidad, lo que significó un ahorro de \$125.000 dólares.

Finalmente, en la Tabla 25 se presenta el consolidado de los indicadores financieros para cada uno de los pozos optimizados.

Tabla 25. *Indicadores económicos de los pozos*

Indicadores	Pozos		
	CIRA-A	CIRA-B	CIRA-C
VPN	\$ 68.022,59	\$ 223.193,66	\$ 72.221,19
TIR	30,54%	347%	183%
Pay back (meses)	3,0047	0,29	0,54

Por tanto, se ratifica que el pozo CIRA-B presenta ganancias positivas en el periodo de análisis, su tasa de interés a la cual se recupera la inversión es del 347% y el plazo de recuperación no alcanza ni el mes, lo que significa que en menos de un mes se recuperará la inversión inicial de \$11.000 dólares. De manera que de las tres (3) optimizaciones de los pozos, este pozo resulta ser muy atractivo por su utilidad.

7 Conclusiones

A continuación, se presentan las siguientes conclusiones como resultado del trabajo realizado:

- ✓ La definición de los tres (3) criterios: MTBF, el potencial de producción de petróleo y el run life o el tiempo de duración de un pozo sin fallas permitió seleccionar tres (3) pozos de un conjunto de 18 pozos del campo La Cira del área sur con fallas recurrentes para optimizarlos mediante el uso del software especializado XROD. Dicho software facilitó el análisis de los sistemas de levantamiento artificial con bombeo mecánico, obteniendo las simulaciones de los pozos con datos de operación actual, para ofrecer así una propuesta de instalación que refleja la disminución del costo de levantamiento, permitiendo seleccionar variedad de configuraciones de equipo de fondo y superficie que cumpla con los requerimientos del pozo, reflejados en producción y en dinero.

- ✓ Se resalta que el pozo CIRA-A bajo condiciones iniciales se encontraba operando de manera sobredimensionada ya que operaba con una unidad M-912DS-427-192 con un costo de inversión de 72 mil USD. Como alternativa de mejora se planteó el cambio de la unidad de superficie a una Lufkin Mark II M-640-365-168, con un costo de 54 mil USD. Lo anterior reflejó un ahorro de 18 mil USD durante el análisis del pozo en el escenario optimizado. En esta propuesta de diseño se consideró mantener la rata de fluido con un promedio de producción de 550 BFPD. Para ello, se aumentó el diámetro de la bomba de fondo y se aumentó el recorrido en superficie. Con los cambios propuestos anteriormente, se reflejó un ahorro energético de 79 USD mensuales, debido a que el pozo opera a menores SPM.

- ✓ Por otra parte, el pozo CIRA-B simulado bajo condiciones optimizadas mantuvo la unidad hidráulica actual del pozo, Tundra 400/288 con su máximo recorrido, donde se ofreció como oportunidad de mejora el incremento del diámetro del pistón para favorecer el caudal de producción, pasando de 60 BOPD a 68 BOPD con una disminución de la velocidad de operación, lo que conllevó a un ahorro energético mensual de 57 USD, permitiendo operar con una velocidad menor a la actual. Cabe destacar que estas unidades de superficie hidráulica tienen un costo elevado de inversión de 125 mil USD en comparación con las otras unidades como las convencionales y Mark II que el costo oscila entre 70 mil y 80 mil USD, sin embargo, la operación de estos equipos compensa su costo ya que garantizan mantener la producción del pozo, además de prolonga la vida útil de los equipos.

- ✓ El pozo CIRA-C mantuvo la unidad de bombeo, sin embargo, su optimización se centró en la instalación de una bomba de menor diámetro, pasando de 2,25 in a 2,0 in, limitando la producción del pozo con el fin de operarlo en su caudal óptimo de operación y así mismo garantizar una correcta operatividad de este a bajas velocidades y menor consumo de potencia; lo anterior reflejó un ahorro energético de 394 USD mensuales. Cabe destacar que las condiciones de producción inicial de este pozo no cumplieron con las expectativas del equipo de fondo instalado, por tal motivo para esta optimización se consideró reducir el desplazamiento en la bomba para permitir cumplir con el rango de operatividad del pozo y así mismo prolongar el tiempo de operación entre las fallas por bloqueo de arena, mejorando la operación a bajas velocidades.

- ✓ De los tres (3) pozos seleccionados para su estudio, se destaca que el pozo CIRA-C es el pozo que representó un mayor ahorro energético mensual (394 USD), debido a su reducción en la tasa de producción y en el cambio de potencia de motor para la unidad.
- ✓ Bajo condiciones optimizadas, el pozo CIRA-C presentó los costos de inversión y de operación más bajos de los tres (3), reflejados en una disminución de \$52.800 dólares; a diferencia del pozo CIRA-A que a pesar de realizarse un cambio la unidad como mejora propuesta, los costos de inversión y de operación representan \$123.000 dólares.
- ✓ Para un periodo de ejecución del proyecto de un (1) año, se concluyó que los tres (3) pozos CIRA-A, CIRA-B y CIRA-C generaron una alta utilidad, lo que beneficiaría a Ecopetrol, pues los VPN son valores mayores a cero. Para el pozo CIRA-A se generó una utilidad de \$68.022,59 dólares, para el pozo CIRA-B \$223.193,66 dólares y para el pozo CIRA-C \$72.221,19 dólares. De manera que, tanto los costos como los gastos asociados a las fallas son cubiertas en el cuarto (4) mes para el pozo CIRA-A y en el primer (1) mes para los pozos CIRA-B y CIRA-C. Los pozos CIRA-B y CIRA-C retornan el dinero rápidamente, sin embargo, el pozo CIRA-B permite una mayor ganancia y en adición, la tasa de interés a la cual se recupera la inversión es del 347%. Lo anterior es debido a que, en el escenario optimizado, a este pozo no se le cambio la unidad, lo que significó un ahorro de \$125.000 dólares.

8 Recomendaciones

Con el propósito de mejorar el ahorro energético, en futuros proyectos se recomienda:

- ✓ Realizar la simulación de los pozos CIRA A, CIRA B y CIRA C teniendo en cuenta otro software, de manera que permita comparar los resultados obtenidos en el presente trabajo, además de evaluar el grado de confiabilidad de los resultados y los diferentes modelos matemáticos utilizados por cada una de las casas comerciales de los programas.

- ✓ Adaptar las condiciones de los pozos CIRA A, CIRA B y CIRA C a las condiciones más cercanas posibles a la realidad del campo La Cira Infantas área sur, en relación a poder obtener toda la información posible que permita analizar a profundidad cada uno de los pozos establecidos, ya que se tuvo una limitación en cuanto a la información suministrada. Además, porque la información reportada de los costos es información aproximada.

- ✓ Se recomienda realizar un estudio del balance actual en las unidades de bombeo mecánico clase I y clase III pertenecientes a los 18 pozos reportados por Ecopetrol mediante el uso del software CBALANCE de Theta Enterprise, ya que este programa permite encontrar el momento de contrabalanceo existente sin necesidad de medir en el campo el efecto del contrabalanceo y también determina hacia donde mover las pesas para balancear la unidad. Al tener una unidad balanceada, se aumenta la eficiencia energética del sistema y por lo tanto se reduce el consumo de energía, sin aumentar de forma considerable los costos operativos.

9 Referencias Bibliográficas

Bejarano Rodriguez, M. P. y Ripe Betancourt, A. (2018). Evaluación de la disminución en la carga energética mediante el re-diseño de un equipo de bombeo mecánico utilizando una bomba CBM para un pozo petrolero. Recuperado de: <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6738/1/5112828-2018-1-IP.pdf?fbclid=IwAR0VIVhfrGkrYHWatU>

Bohórquez Ibarbo, C. E. (2020). Optimización del sistema de bombeo mecánico para máxima eficiencia de levantamiento, en tres pozos que presenten interferencia por gas en el Campo Palagua. Recuperado de: <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7830/1/5121364-2020-1-IP.pdf?fbclid=IwAR3VtWFsXqIuSs3>

Figuroa Ricaurte, O. O. y Tibaduisa Carrillo, D. A. (2016). Selección del método de levantamiento artificial y la concentración de un reductor de viscosidad en fondo de pozo para la extracción de crudo pesado en el pozo Torcaz 3. Recuperado de: <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/632/1/5112807-2016-2-IP.pdf?fbclid=IwAR13JBqxcue3N5hWpghiyb8TEpb6cAWF0OkOV42SP-HYFWm5nfZFcCrd9M>

Gabor Takacs (2000). Ways to decrease production cost for sucker-Rod Pumping.

International Training Group (2003). Bombeo Mecánico, Optimización, Diagnóstico y Operación, 17-21 Noviembre 2003. Recuperado de: <https://christian3306.files.wordpress.com/2010/10/bombeo-mecanico-optimizacion-diagnostico-y-operacion.pdf>

Martínez Macías, I. V. (2013). Diagnóstico de fallas y optimización del bombeo mecánico. Recuperado de: <https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/22509/1/Diagn%C3%B3stico%20de%20fallas%20y%20optimizaci%C3%B3n%20del%20bombeo%20mec%C3%A1nico.pdf?fbclid=IwAR>

Obando Espinoza, R. M. (2014). Análisis de factibilidad técnico-económica para el cambio de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible a bombeo mecánico convencional en pozos con alto corte de agua y baja producción de petróleo en el bloque Tarapoa. Recuperado de: http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/5259/1/58363_1.pdf?fbclid=IwAR

Patiño Triana, L. M. y Trujillo Montenegro, D. (2016). Evaluación técnica de la instalación de unidades de superficie de bombeo mecánico para la reducción de costos de inversión y costos de operación de los pozos nuevos en el Campo La Cira Infantas. Recuperado de: <https://pdfs.semanticscholar.org/e618/dfa73e9a6f4a5c0001ec9e9ea1e24f1d7ca4.pdf?fbclid=IwAR0XMg94DMlFyHUI98GIWxXFbZDkW9JLifa-yaKTwQZQA8MAchH0Xssqgfk>

Rey Botto, B. O. (2004). Optimización de la operación del sistema de bombeo mecánico de la sección 67 de los campos petroleros "Ing. Gustavo Galindo Velasco. Recuperado de: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2004/113536.pdf?fbclid>

UPC Global (2018). Mejores prácticas para la Optimización Sistemas de Levantamiento Artificial Basados en Bombeo Mecánico. Recuperado de: <https://www.upcglobal.com/es/blog/22-mejores-practicas-para-la-optimizacion-sistemas-de-levantamiento-artificial-basados-en-bombeo-mecanico>

Sánchez Serrano, D. (2018). Comparación y diseño de unidades convencionales y no convencionales de bombeo mecánico. Aplicación a campos colombianos. Recuperado de: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/172336.pdf>.

Hernández Cortés, M. A. (2000). Operación de Bombeo Mecánico I.

Hernández Cortés, M. A. (2000). Operación de Bombeo Mecánico II.

Uzcategui, E. (2000). Elaboración de una herramienta computacional para el estudio de la eficiencia energética en motores de bombeo mecánico del Distrito San Tomé de PDVSA/DIVISIÓN FAJA.

Langbauer, C. y Antretter, T. (2017). Finite Element Based Optimization and Improvement of the Sucker Rod Pumping System.

Miska, S. Z., Khodabandeh, A. y Rajtar, J. M. (1994). Computer-Aided Design and Optimization of Sucker Rod Pumping Systems.

ANEXOS

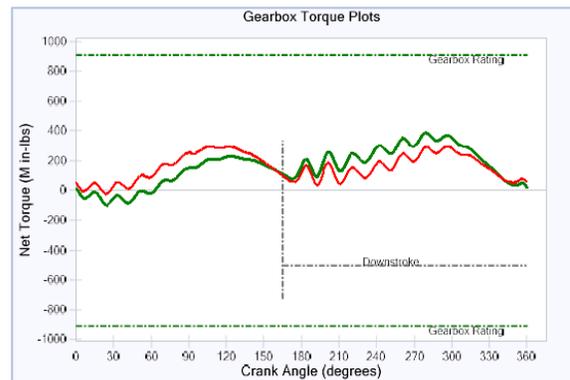
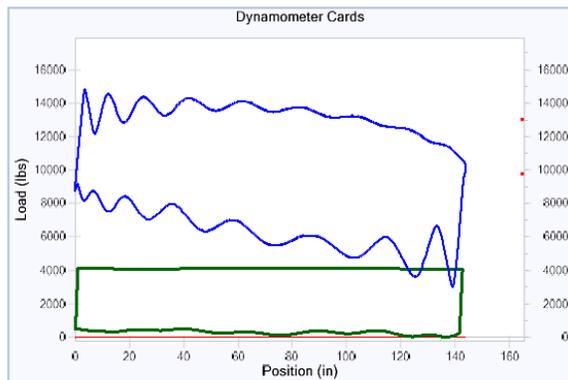
Anexo A. Condiciones iniciales

Pozo Cira-A

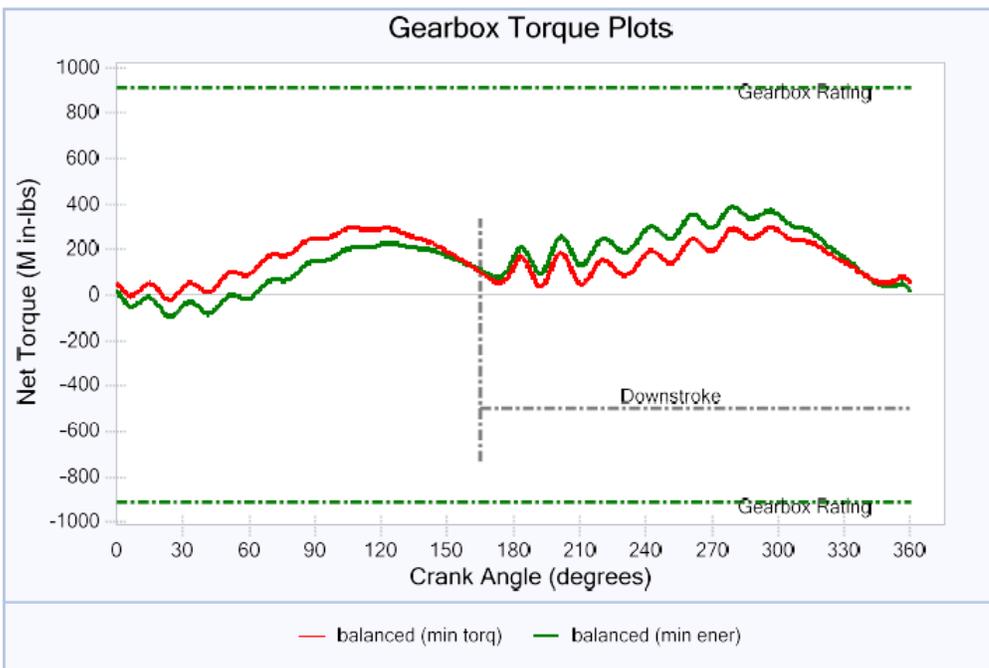
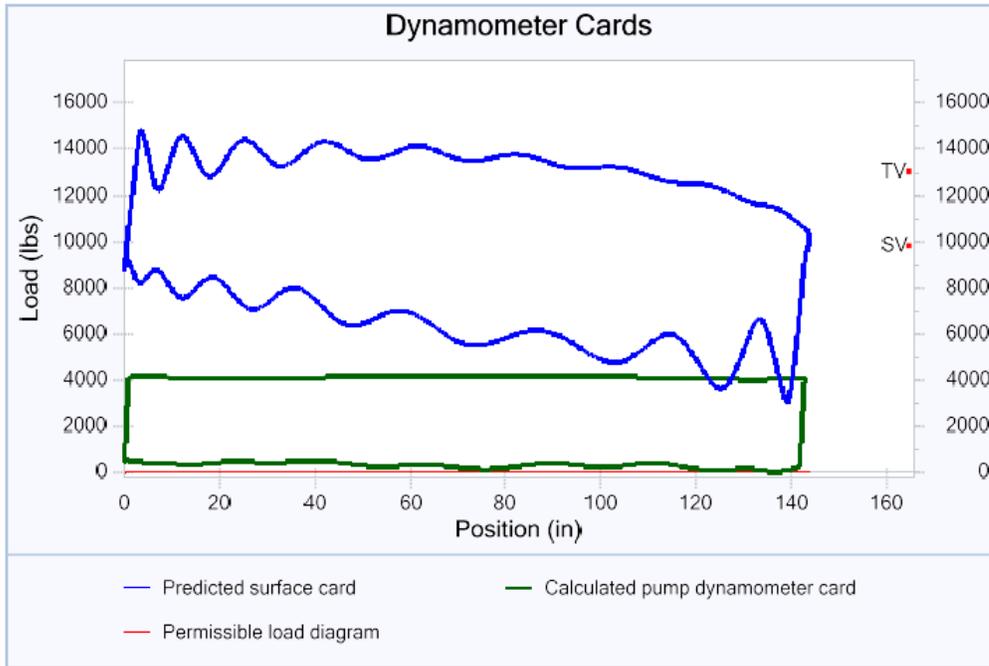
INPUT DATA				CALCULATED RESULTS (TOTAL SCORE: 64% GRADE: D)					
Strokes per minute:	7,5	Fluid level (ft from surface):	1923	Production rate (bfpd):	549	Peak pol. pod load (lbs):	14835		
Run time (hrs/day):	24,0	(ft over pump):	547	Oil production (BOPD):	38	Min. pol. rod load (lbs):	3014		
Tubing pres. (psi):	102	Stuf.box fr. (lbs):	100	Strokes per minute:	7,5	MPRL/PPRL:	0,203		
Casing pres. (psi):	14	Pol. rod. diam. 1.5"		System eff. (Motor->Pump):	30%	Unit struct. loading:	35%		
Fluid Properties			Motor & Power Meter			Permissible load HP:	77,6	PRHP / PLHP:	0,23
Water cut:	93%	Power meter Detent		Fluid load on pump (lbs):	3228	Buoyant rod weight (lbs):	9799		
Water sp. gravity:	1	Elect. cost: \$,06/KWH		Fluid level tvd (ft from surface):	1923	N/No: ,072 , Fo/SKr: ,016			
Oil API gravity:	22,0	Type: NEMA D		Polished rod HP:	18,1				
Fluid sp. gravity:	0,9945	Size: 50 hp		Prime Mover Speed Variation					
compress. Index:	1,0			Speed variation not considered			Motor Loading:	60%	
Pumping Unit:Lufkin Mark II				Torque analysis and electricity consumption		BALANCED (Min. Energy)		BALANCED (Min Torq)	
API Size: M-912-427-192 (Unit ID: ML7)				Peak g'box torq.(M in-lbs):	387	295			
Crank hole number:	# 3 (out of 3)			Gearbox loading:	42,4%	32,4%			
Calculated stroke length (in):	143,8			Cyclic load factor:	1,277	1,15			
Crank rotation with well to right:	CCW			Max. cb moment (M in-lbs):	1336,08	1227,82			
Max. cb moment (M in-lbs):	Unknown			Counterbalance effect(lbs):	13056	11418			
Structural unbalance (lbs):	-7160			Daily electr.use (Kwh/Day):	451	469			
Crank offset angle (degrees):	19,5			Monthly electric bill:	\$881	\$916			
Tubing And Pump Information				Tubing, Pump And Plunger Calculations					
Tubing O.D. (in):	4,500	Upstr. rod-fl. damp. coeff.:	0,100	Tubing stretch (in):	,9				
Tubing I.D. (in):	3,958	Dnstr. rod-fl. damp. coeff.:	0,100	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	3,4				
Pump depth (ft):	2470	Tubing is not anchored		Gross pump stroke (in):	142,9				
Pump conditions:	Full			Pump spacing (in. from bottom):	7,4				
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency:	87%	Minimum pump length (ft):	18,0				
Plunger size (in):	2,25	Pump friction (lbs):	0,0	Recommended plunger length (ft):	2,0				
Rod string design				Rod string stress analysis (service factor: 0,9)					
Diameter (in)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Ten. Str. (psi)	Fric. Coeff	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	# Guides/Rod
@ 1,9	HolloRod	2470	140000	0,25	34,9%	10735	2269	0	3

@ stress calculations based on elevator neck of 7/8 (for 1.25 sinker bars) or 1 (for other sinker bars).

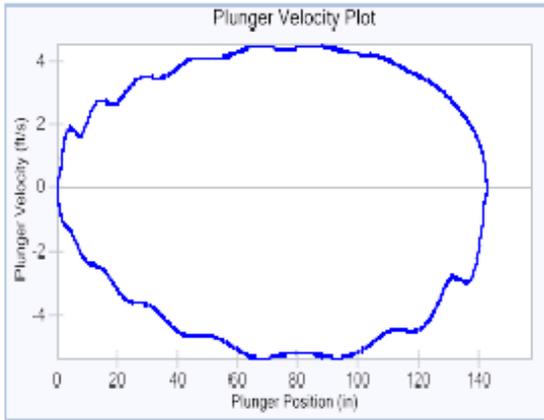
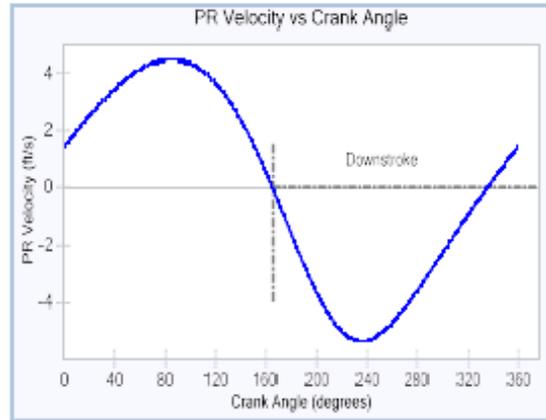
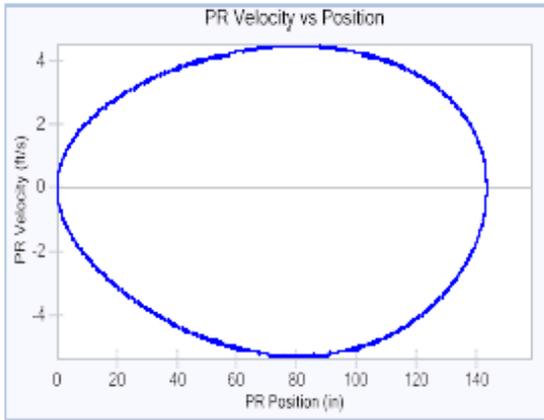
NOTE: Displayed bottom minimum stress calculations do not include buoyancy effects (top minimum and maximum stresses always include buoyancy).



DYNAMOMETER CARDS AND TORQUE PLOTS



VELOCITY PLOTS



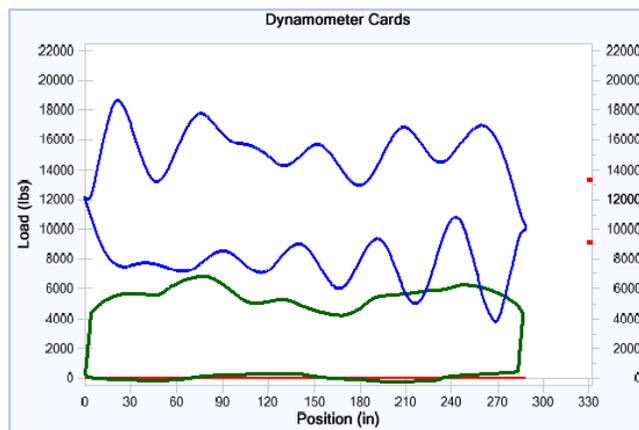
Maximum Upstroke Polished Rod Velocity (ft/s) : 4,448
Maximum Downstroke Polished Rod Velocity (ft/s) : 5,319
Maximum Upstroke Plunger Velocity (ft/s) : 4,491
Maximum Downstroke Plunger Velocity (ft/s) : 5,378

Pozo Cira-B

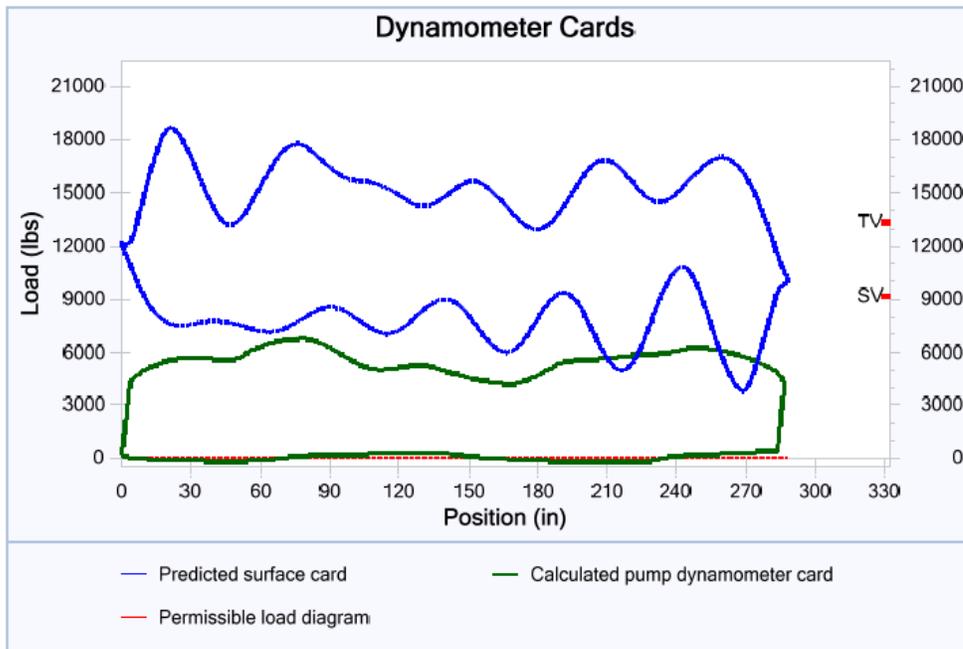
INPUT DATA				CALCULATED RESULTS (TOTAL SCORE: 85% GRADE: B+)							
Strokes per minute:	5,1	Fluid level		Production rate (bfpd):	749	Peak pol. pod load (lbs):	18644				
Run time (hrs/day):	24,0	(ft from surface):	2291	Oil production (BOPD):	60	Min. pol. rod load (lbs):	3851				
Tubing pres. (psi):	199	(ft over pump):	1463	Strokes per minute:	5,1	MPRL/PPRL:	0,207				
Casing pres. (psi):	15	Stuf.box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	37%	Unit struct. loading:	47%				
		Pol. rod. diam. 1.5"		Permissible load HP:	148,4	PRHP / PLHP:	0,18				
Fluid Properties			Motor & Power Meter			Fluid load on pump (lbs):	4252	Buoyant rod weight (lbs):	9131		
Water cut:	92%	Power meter	Detent	Fluid level tvd (ft from surface):	2291	Polished rod HP:	27,4	N/No: ,074 , Fo/SKR: ,027			
Water sp. gravity:	1	Elect. cost:	\$.06/KWH	Prime Mover Speed Variation		Speed variation not considered		Motor Loading:	67%		
Oil API gravity:	22,0	Type:	NEMA D	Torque analysis and electricity consumption		BALANCED (Min Torq)					
Fluid sp. gravity:	0,9937	Size:	60 hp	Unit Size: H-400-288 (Unit ID: HSS8)		Peak g'box torq:	N/A				
compress. Index:	3,0			Crank hole number:	N/A	Gearbox loading:	N/A				
Pumping Unit:Tundra SSI Hydraulic				Calculated stroke length (in):	288	Cyclic load factor:	N/A				
				Crank rotation	N/A	Counterbalance weight	N/A				
				Max. cb weight	N/A	Daily electr.use (Kwh/Day):	614				
				Measured Stroke Length (inch):	288	Monthly electric bill:	\$1124				
Tubing And Pump Information				Tubing, Pump And Plunger Calculations							
Tubing O.D. (in):	2,875	Upstr. rod-fl. damp. coeff.:	0,100	Tubing stretch (in):	3,5	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	9,2				
Tubing I.D. (in):	2,441	Dnstr. rod-fl. damp. coeff.:	0,100	Prod. conditions:	Full	Gross pump stroke (in):	286,6				
Pump depth (ft):	3754	Tubing is not anchored		Pump type:	Insert	Pump spacing (in. from bottom):	11,3				
Pump conditions:	Full			Pump vol. efficiency:	88%	Minimum pump length (ft):	31,0				
Pump type:	Insert	Pump friction (lbs):	200,0	Plunger size (in):	2,25	Recommended plunger length (ft):	3,0				
Rod string design				Rod string stress analysis (service factor: 0,9)							
Diameter (in)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Ten. Str. (psi)	Fric. Coeff	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	# Guides/Rod		
1	PR 970 Allov	3654	140000	0,25	44,6%	23611	5030	45	3		
@ 1.625	Norris D (sb)	100	115000	0,2	34,8%	7524	-1785	-96	0		

@ stress calculations based on elevator neck of 7/8 (for 1.25 sinker bars) or 1 (for other sinker bars).

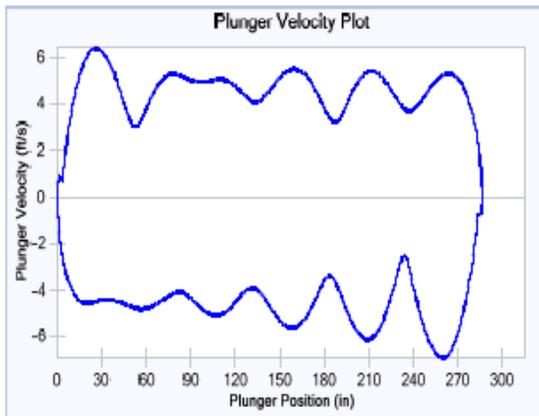
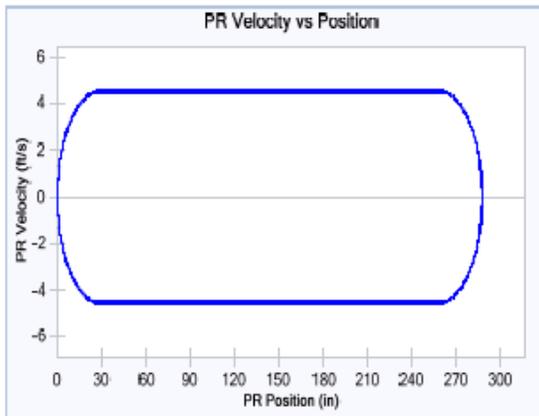
NOTE: Displayed bottom minimum stress calculations do not include buoyancy effects (top minimum and maximum stresses always include buoyancy).



DYNAMOMETER CARDS AND TORQUE PLOTS



VELOCITY PLOTS

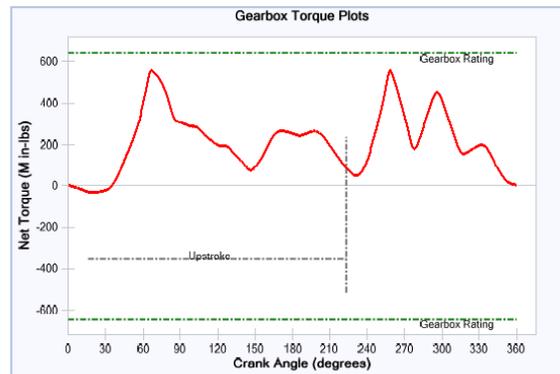
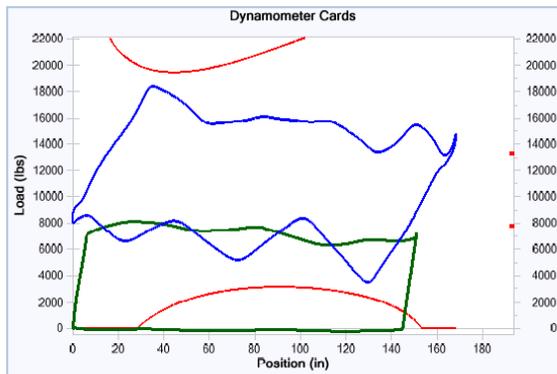


Maximum Upstroke Polished Rod Velocity (ft/s) : 4,565
Maximum Downstroke Polished Rod Velocity (ft/s) : 4,565
Maximum Upstroke Plunger Velocity (ft/s) : 6,388
Maximum Downstroke Plunger Velocity (ft/s) : 6,902

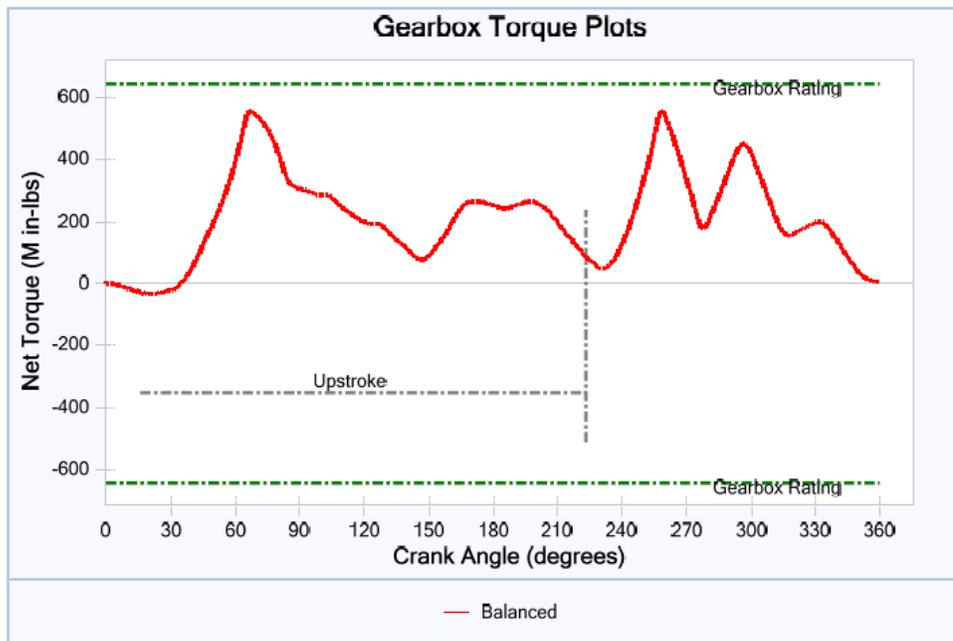
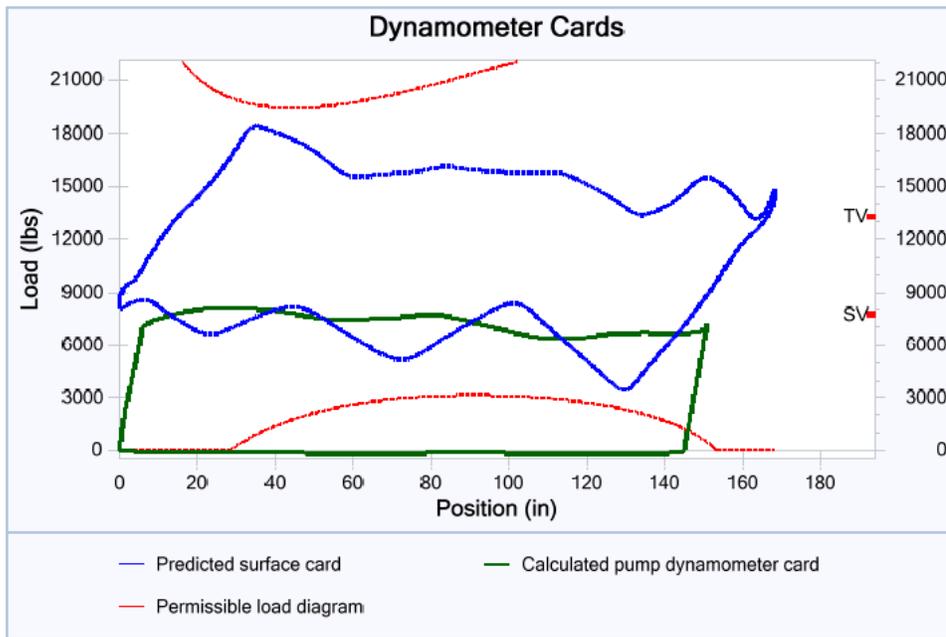
Pozo Cira-C

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS (TOTAL SCORE: 78% GRADE: B-)							
Strokes per minute:	6,5	Fluid level		Production rate (bfpd):	445	Peak pol. pod load (lbs):	18416				
Run time (hrs/day):	24,0	(ft from surface):	3852	Oil production (BOPD):	40	Min. pol. rod load (lbs):	3438				
Tubing pres. (psi):	150	(ft over pump):	127	Strokes per minute:	6,5	MPRL/PPRL:	0,187				
Casing pres. (psi):	77	Stuf.box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	44%	Unit struct. loading:	50%				
		Pol. rod. diam. 1.5"		Permissible load HP:	58	PRHP / PLHP:	0,37				
Fluid Properties			Motor & Power Meter								
Water cut:	91%	Power meter	Detent								
Water sp. gravity:	1	Elect. cost:	\$,06/KWH								
Oil API gravity:	22,0	Type:	NEMA D								
Fluid sp. gravity:	0,993	Size:	50 hp								
compress. Index:	3,0										
Pumping Unit: American "Maximizer II"				Torque analysis and electricity consumption		BALANCED (Min Torq)					
API Size: C-640-365-168 (Unit ID: EM8)											
Crank hole number: # 1 (out of 3)											
Calculated stroke length (in): 168,2											
Crank rotation with well to right: CW											
Max. cb moment (M in-lbs): Unknown											
Structural unbalance (lbs): 260											
Crank offset angle (degrees): -14,0											
Tubing And Pump Information				Tubing, Pump And Plunger Calculations							
Tubing O.D. (in):	2,875	Upstr. rod-fl. damp. coeff.:	0,100	Tubing stretch (in):	4,8						
Tubing I.D. (in):	2,441	Dnstr. rod-fl. damp. coeff.:	0,100	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	14,6						
Pump depth (ft):	3979	Tubing is not anchored		Gross pump stroke (in):	151,0						
Pump conditions:	Full			Pump spacing (in. from bottom):	11,9						
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency:	80%	Minimum pump length (ft):	21,0						
Plunger size (in):	2,25	Pump friction (lbs):	200,0	Recommended plunger length (ft):	3,0						
Rod string design				Rod string stress analysis (service factor: 0,9)							
Diameter (in)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Ten. Str. (psi)	Fric. Coeff	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	# Guides/Rod		
0.875	TEN UHS-NR	3979	140000	0.25	59.8%	30460	5884	-333	3		

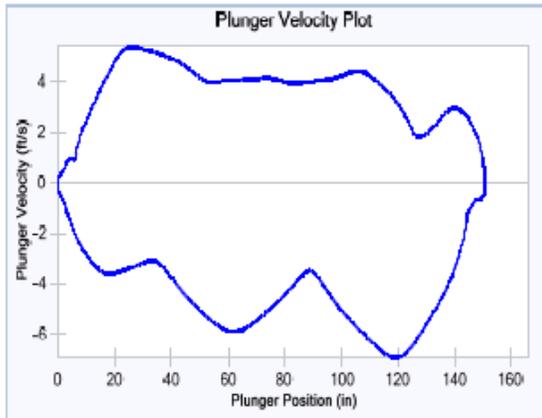
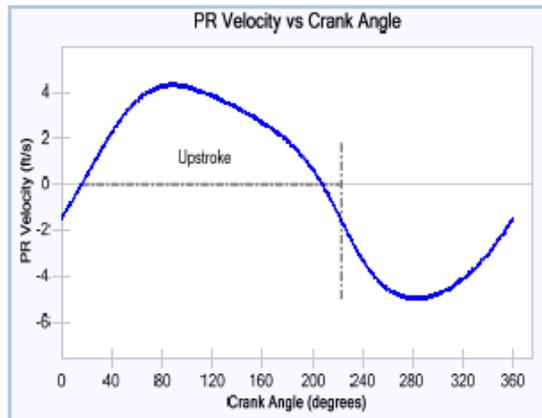
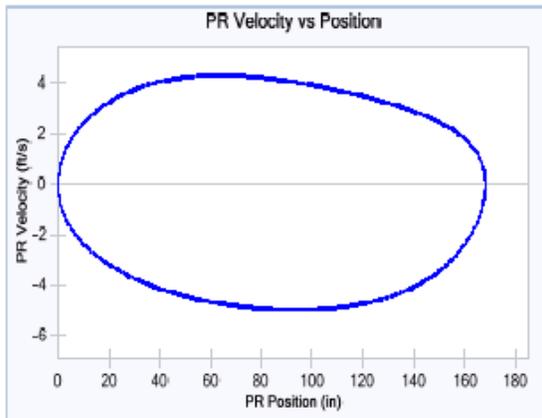
NOTE: Displayed bottom minimum stress calculations do not include buoyancy effects (top minimum and maximum stresses always include buoyancy).



DYNAMOMETER CARDS AND TORQUE PLOTS



VELOCITY PLOTS



Maximum Upstroke Polished Rod Velocity (ft/s) : 4,331
 Maximum Downstroke Polished Rod Velocity (ft/s) : 4,961
 Maximum Upstroke Plunger Velocity (ft/s) : 5,42
 Maximum Downstroke Plunger Velocity (ft/s) : 6,912

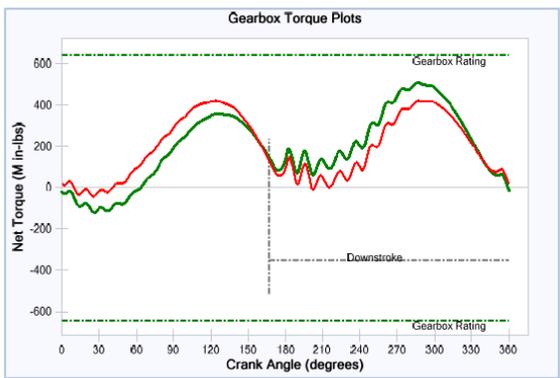
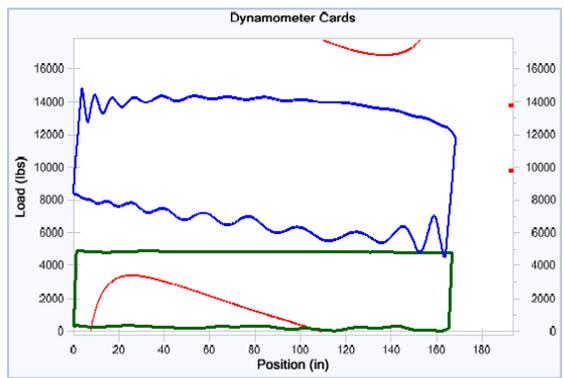
Anexo B. Condiciones optimizadas

Pozo Cira-A

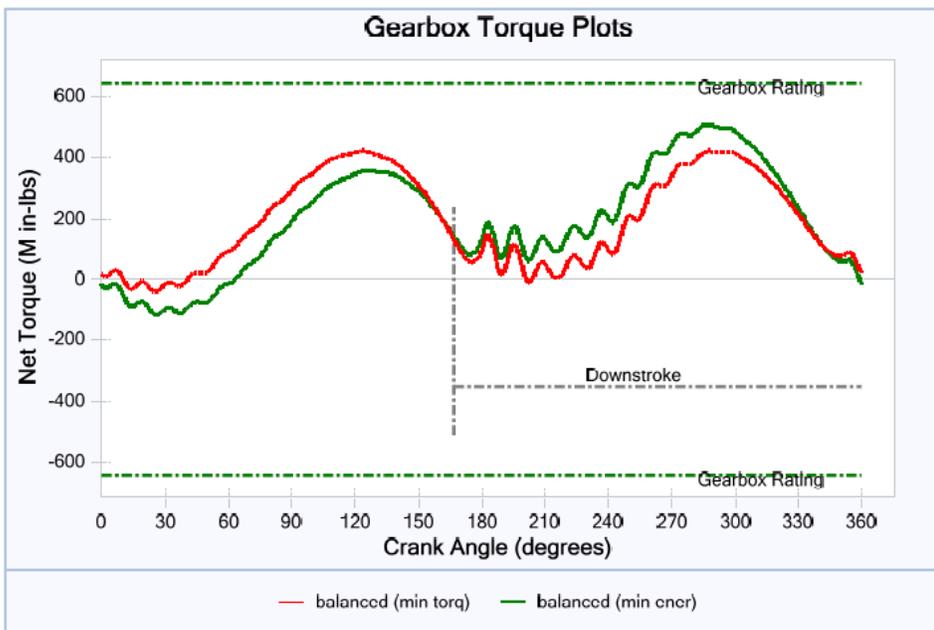
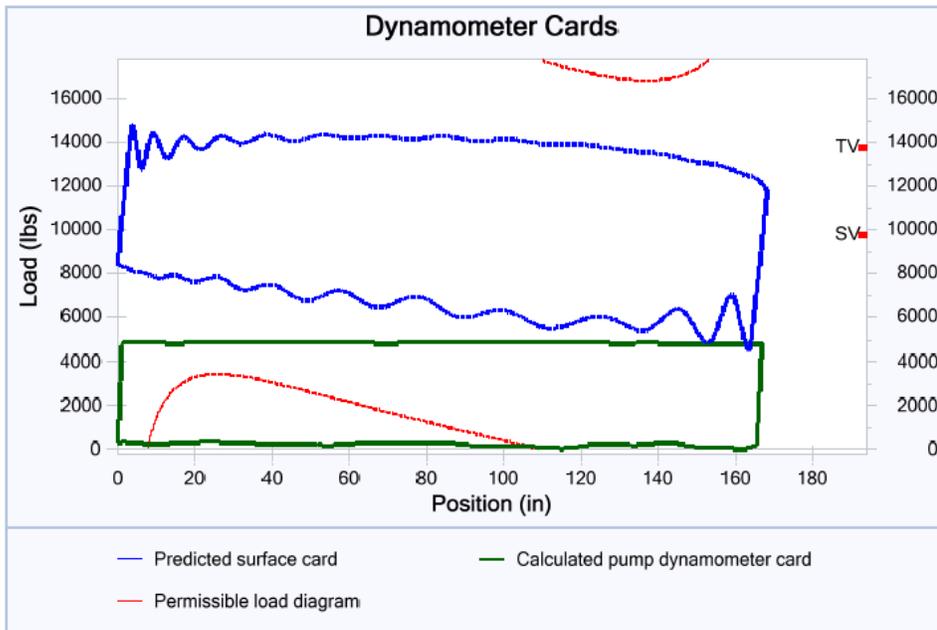
INPUT DATA				CALCULATED RESULTS (TOTAL SCORE: 72% GRADE: C)			
Target Prod. (bfpd):	549	Fluid level (ft from surface):	1923	Production rate (bfpd):	542	Peak pol. pod load (lbs):	14806
Run time (hrs/day):	24,0	(ft over pump):	547	Oil production (BOPD):	38	Min. pol. rod load (lbs):	4493
Tubing pres. (psi):	102	Stuf.box fr. (lbs):	100	Strokes per minute:	5,15	MPRL/PPRL:	0,303
Casing pres. (psi):	14	Pol. rod. diam. 1.5"		System eff. (Motor->Pump):	32%	Unit struct. loading:	41%
Fluid Properties		Motor & Power Meter		Permissible load HP:	45,8	PRHP / PLHP:	0,33
Water cut:	93%	Power meter:	Detent	Fluid load on pump (lbs):	3986	Buoyant rod weight (lbs):	9799
Water sp. gravity:	1	Elect. cost:	\$,06/KWH	Fluid level tvd (ft from surface):	1923	N/No: ,05 , Fo/SKR: ,017	
Oil API gravity:	22,0	Type:	NEMA D	Polished rod HP:	15,2	Prime Mover Speed Variation	
Fluid sp. gravity:	0,9945	Size:	50 hp	Speed variation not considered		Motor Loading:	50%
compress. Index:	1,0	Pumping Unit:Lufkin Mark II		Torque analysis and electricity consumption		BALANCED (Min. Energy)	BALANCED (Min Torq)
API Size: M-640-365-168 (Unit ID: ML79)				Peak g'box torq.(M in-lbs):	508	421	
Crank hole number: # 1 (out of 3)				Gearbox loading:	79,3%	65,7%	
Calculated stroke length (in): 168				Cyclic load factor:	1,353	1,274	
Crank rotation with well to right: CCW				Max. cb moment (M in-lbs):	1423,33	1315,5	
Max. cb moment (M in-lbs): Unknown				Counterbalance effect(lbs):	13532	12099	
Structural unbalance (lbs): -5385				Daily electr.use (Kwh/Day):	411	432	
Crank offset angle (degrees): 19,0				Monthly electric bill:	\$802	\$844	
Tubing And Pump Information				Electr.cost per bbl fluid:	\$0,049	\$0,051	
Tubing O.D. (in): 4,500				Upstr. rod-fl. damp. coeff.:	0,100		
Tubing I.D. (in): 3,958				Dnstr. rod-fl. damp. coeff.:	0,100		
Pump depth (ft): 2470				Tubing is not anchored			
Pump conditions: Full				Pump vol. efficiency:	87%		
Pump type: Insert				Pump friction (lbs):	0,0		
Plunger size (in): 2,5				Tubing, Pump And Plunger Calculations			
Rod string design				Tubing stretch (in):	1,1		
Diameter (in)				Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	3,5		
Rod Grade				Gross pump stroke (in):	166,7		
Length (ft)				Pump spacing (in. from bottom):	7,4		
Min. Ten. Str. (psi)				Minimum pump length (ft):	20,0		
Fric. Coeff				Recommended plunger length (ft):	2,0		
Stress Load %				Rod string stress analysis (service factor: 0,9)			
Top Maximum Stress (psi)							
Top Minimum Stress (psi)							
Bot. Minimum Stress (psi)							
# Guides/Rod							

Diameter (in)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Ten. Str. (psi)	Fric. Coeff	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	# Guides/Rod
@ 1.9	HolloRod	2470	140000	0.25	31.3%	10714	3346	0	3

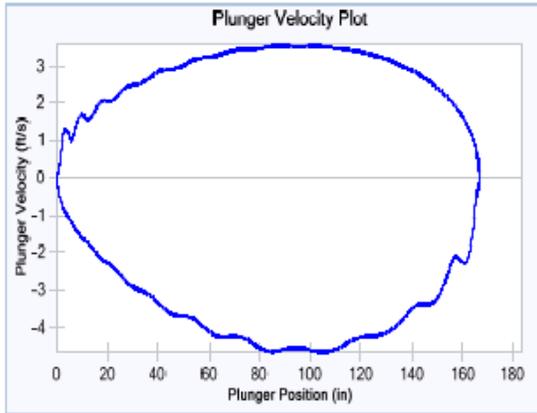
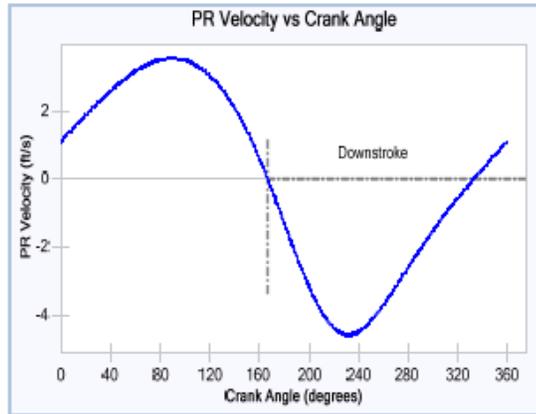
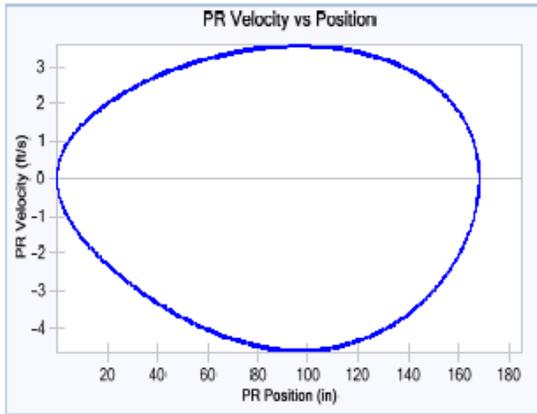
@ stress calculations based on elevator neck of 7/8 (for 1.25 sinker bars) or 1 (for other sinker bars).
 NOTE: Displayed bottom minimum stress calculations do not include buoyancy effects (top minimum and maximum stresses always include buoyancy).



DYNAMOMETER CARDS AND TORQUE PLOTS



VELOCITY PLOTS



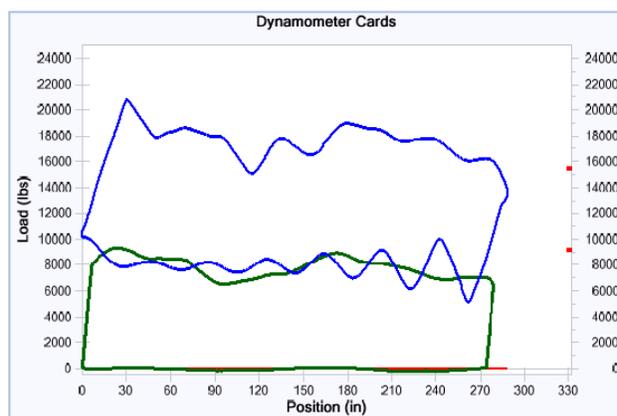
Maximum Upstroke Polished Rod Velocity (ft/s) : 3,541
 Maximum Downstroke Polished Rod Velocity (ft/s) : 4,579
 Maximum Upstroke Plunger Velocity (ft/s) : 3,556
 Maximum Downstroke Plunger Velocity (ft/s) : 4,651

Pozo Cira-B

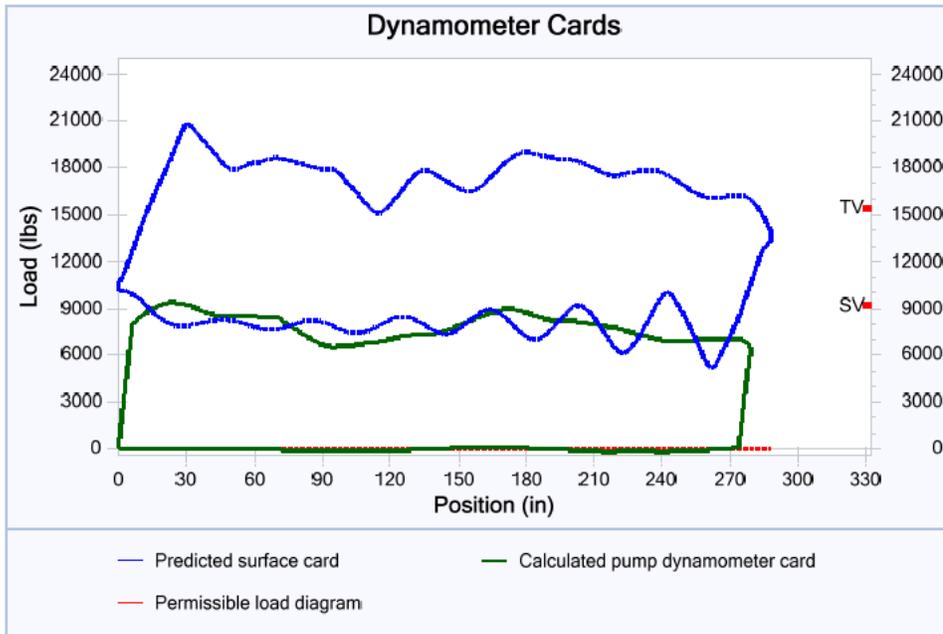
INPUT DATA				CALCULATED RESULTS (TOTAL SCORE: 93% GRADE: A)							
Strokes per minute:	4	Fluid level		Production rate (bfpd):	846	Peak pol. pod load (lbs):	20782				
Run time (hrs/day):	24,0	(ft from surface):	2291	Oil production (BOPD):	68	Min. pol. rod load (lbs):	5120				
Tubing pres. (psi):	199	(ft over pump):	1463	Strokes per minute:	4	MPRL/PPRL:	0,246				
Casing pres. (psi):	15	Stuf.box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	44%	Unit struct. loading:	52%				
		Pol. rod. diam. 1.5"		Permissible load HP:	116,4	PRHP / PLHP:	0,23				
Fluid Properties			Motor & Power Meter			Fluid load on pump (lbs):	6352	Buoyant rod weight (lbs):	9131		
Water cut:	92%	Power meter	Detent	Fluid level tvd (ft from surface):	2291	Polished rod HP:	26,2	N/No: ,058 , Fo/SKr: ,041			
Water sp. gravity:	1	Elect. cost:	\$.06/KWH	Prime Mover Speed Variation		Speed variation not considered		Motor Loading:	67%		
Oil API gravity:	22,0	Type:	NEMA D								
Fluid sp. gravity:	0,9937	Size:	60 hp								
compress. Index:	3,0										
Pumping Unit:Tundra SSI Hydraulic				Torque analysis and electricity consumption		BALANCED (Min Torq)					
Unit Size:	H-400-288 (Unit ID: HSS8)			Peak g'box torq.	N/A						
Crank hole number:	N/A			Gearbox loading:	N/A						
Calculated stroke length (in):	288			Cyclic load factor:	N/A						
Crank rotation	N/A			Counterbalance weight	N/A						
Max. cb weight	N/A			Daily electr.use (Kwh/Day):	583						
Measured Stroke Length (inch):	288			Monthly electric bill:	\$1067						
				Electr.cost per bbl fluid:	\$0,041						
				Electr.cost per bbl oil:	\$0,517						
Tubing And Pump Information				Tubing, Pump And Plunger Calculations							
Tubing O.D. (in):	2,875	Upstr. rod-fl. damp. coeff.:	0,100	Tubing stretch (in):	5,2						
Tubing I.D. (in):	2,441	Dnstr. rod-fl. damp. coeff.:	0,100	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	16,1						
Pump depth (ft):	3754	Tubing is not anchored		Gross pump stroke (in):	279,1						
Pump conditions:	Full			Pump spacing (in. from bottom):	11,3						
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency:	88%	Minimum pump length (ft):	31,0						
Plunger size (in):	2,75	Pump friction (lbs):	200,0	Recommended plunger length (ft):	3,0						
Rod string design				Rod string stress analysis (service factor: 0,9)							
Diameter (in)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Ten. Str. (psi)	Fric. Coeff	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	# Guides/Rod		
1	PR 970 Alloy	3654	140000	0,25	48,5%	26333	6646	384	3		
@ 1.625	Norris D (sb)	100	115000	0,2	46,8%	10996	-1446	-96	0		

@ stress calculations based on elevator neck of 7/8 (for 1.25 sinker bars) or 1 (for other sinker bars).

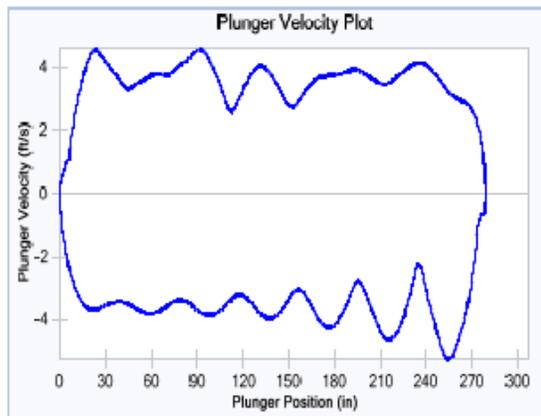
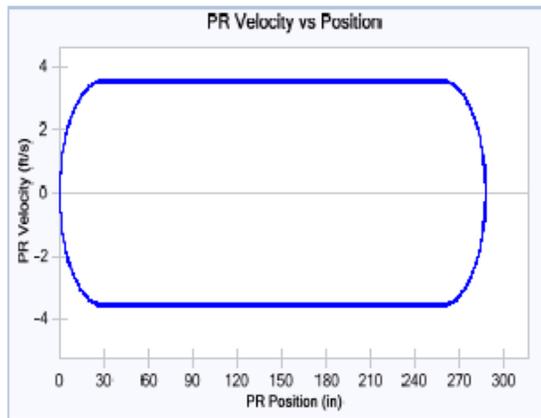
NOTE: Displayed bottom minimum stress calculations do not include buoyancy effects (top minimum and maximum stresses always include buoyancy).



DYNAMOMETER CARDS AND TORQUE PLOTS



VELOCITY PLOTS

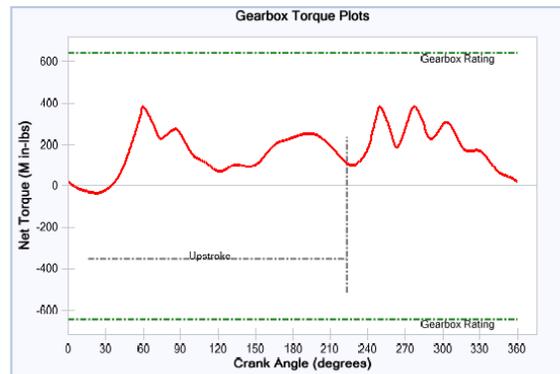
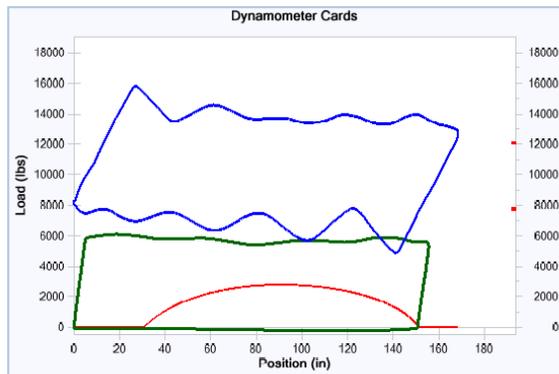


Maximum Upstroke Polished Rod Velocity (ft/s) : 3,581
Maximum Downstroke Polished Rod Velocity (ft/s) : 3,581
Maximum Upstroke Plunger Velocity (ft/s) : 4,586
Maximum Downstroke Plunger Velocity (ft/s) : 5,261

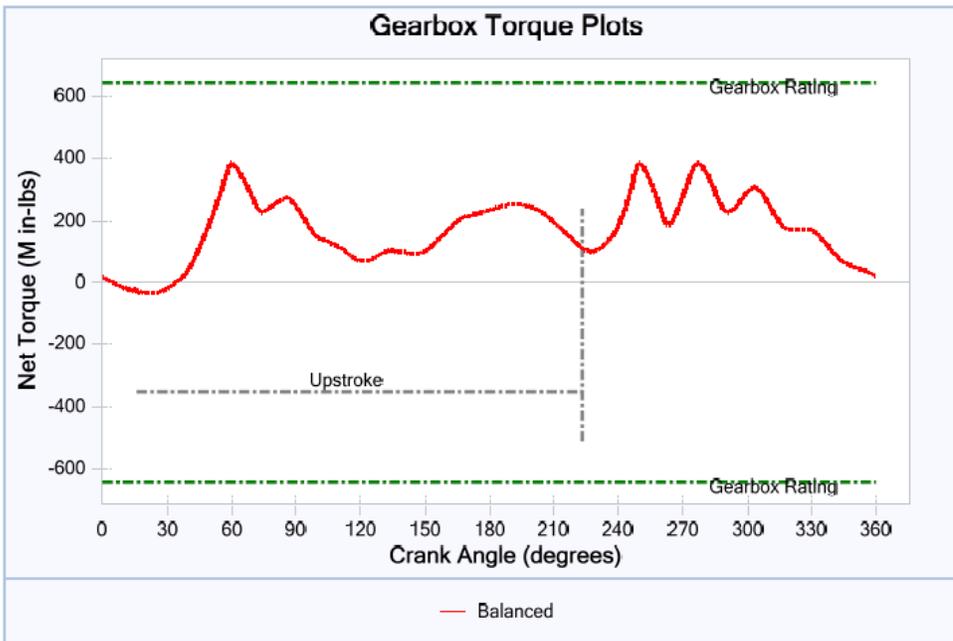
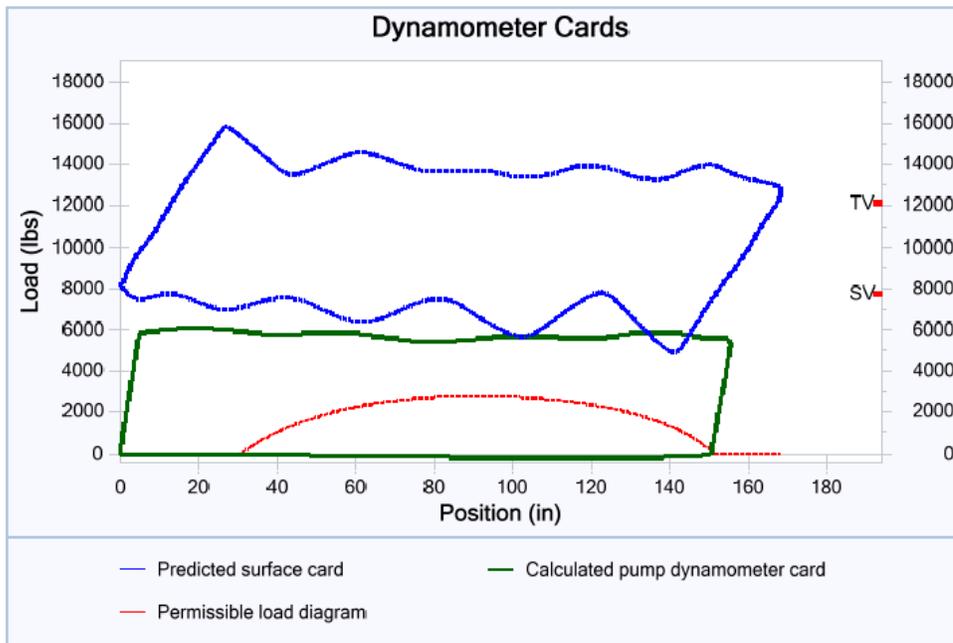
Pozo Cira-C

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS (TOTAL SCORE: 69% GRADE: C)							
Target Prod. (bfpd):	260	Fluid level (ft from surface):	3852	Production rate (bfpd):	259	Peak pol. pod load (lbs):	15818				
Run time (hrs/day):	24,0	(ft over pump):	127	Oil production (BOPD):	23	Min. pol. rod load (lbs):	4893				
Tubing pres. (psi):	150	Stuf.box fr. (lbs):	100	Strokes per minute:	4,6	MPRL/PPRL:	0,309				
Casing pres. (psi):	77	Pol. rod. diam. 1.5"		System eff. (Motor->Pump):	44%	Unit struct. loading:	43%				
Fluid Properties			Motor & Power Meter			Fluid load on pump (lbs):	4356	PRHP / PLHP:	0,30		
Water cut:	91%	Power meter Detent		Fluid level tvd (ft from surface):	3852	Buoyant rod weight (lbs):	7739				
Water sp. gravity:	1	Elect. cost: \$06/KWH		Polished rod HP:	12,1	N/No: ,075 , Fo/SKr: ,067					
Oil API gravity:	22,0	Type: NEMA D		Prime Mover Speed Variation							
Fluid sp. gravity:	0,993	Size: 40 hp		Speed variation not considered		Motor Loading:	50%				
compress. Index:	3,0			Torque analysis and electricity consumption		BALANCED (Min Torq)					
Pumping Unit: American "Maximizer II"				Peak g'box torq. (M in-lbs):		383					
API Size: C-640-365-168 (Unit ID: EM8)				Gearbox loading:		59,9%					
Crank hole number: # 1 (out of 3)				Cyclic load factor:		1,176					
Calculated stroke length (in): 168,2				Max. cb moment (M in-lbs):		861,61					
Crank rotation with well to right: CW				Counterbalance effect (lbs):		11894					
Max. cb moment (M in-lbs): Unknown				Daily electr. use (Kwh/Day):		299					
Structural unbalance (lbs): 260				Monthly electric bill:		\$548					
Crank offset angle (degrees): -14,0				Electr. cost per bbl fluid:		\$0,069					
				Electr. cost per bbl oil:		\$0,770					
Tubing And Pump Information				Tubing, Pump And Plunger Calculations							
Tubing O.D. (in):	2,875	Upstr. rod-fl. damp. coeff.:	0,100	Tubing stretch (in):	3,8						
Tubing I.D. (in):	2,441	Dnstr. rod-fl. damp. coeff.:	0,100	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	6,5						
Pump depth (ft):	3979	Tubing is not anchored		Gross pump stroke (in):	155,5						
Pump conditions:	Full			Pump spacing (in. from bottom):	11,9						
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency:	80%	Minimum pump length (ft):	19,0						
Plunger size (in):	2	Pump friction (lbs):	200,0	Recommended plunger length (ft):	3,0						
Rod string design				Rod string stress analysis (service factor: 0,9)							
Diameter (in)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Ten. Str. (psi)	Fric. Coeff	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	# Guides/Rod		
0,875	TEN UHS-NR	3979	140000	0,25	45,2%	26139	8304	-333	3		

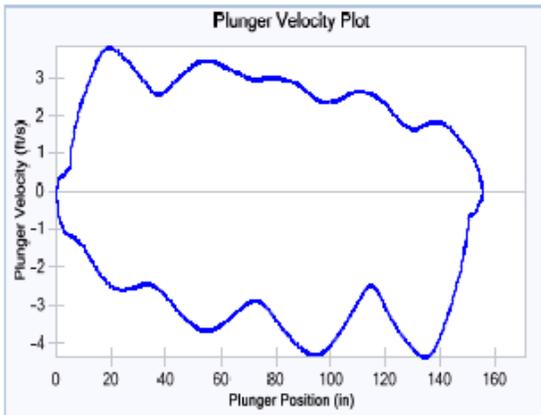
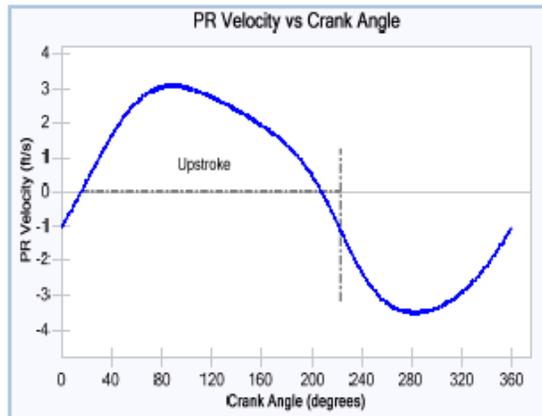
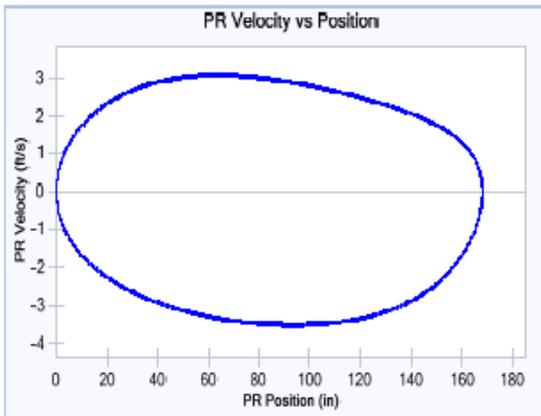
NOTE: Displayed bottom minimum stress calculations do not include buoyancy effects (top minimum and maximum stresses always include buoyancy).



DYNAMOMETER CARDS AND TORQUE PLOTS



VELOCITY PLOTS



Maximum Upstroke Polished Rod Velocity (ft/s) : 3,067
 Maximum Downstroke Polished Rod Velocity (ft/s) : 3,513
 Maximum Upstroke Plunger Velocity (ft/s) : 3,795
 Maximum Downstroke Plunger Velocity (ft/s) : 4,374

Anexo C. Flujo de caja neto del pozo CIRA-A

Detalle	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6
Producción de petróleo (BOPM)	\$ 1.155,20	\$ 1.146,03	\$ 1.136,94	\$ 1.127,91	\$ 1.118,96	\$ 1.110,08	\$ 1.101,27
Producción de petróleo con regalías (BOPM)		\$ 1.032,46	\$ 1.024,27	\$ 1.016,14	\$ 1.008,07	\$ 1.000,07	\$ 992,14
Producción de agua (PWPM)	\$ 4.620,80	\$ 4.629,97	\$ 4.639,06	\$ 4.648,09	\$ 4.657,04	\$ 4.665,92	\$ 4.674,73
Producción total (BFPM)	\$ 5.776,00	\$ 5.776,00	\$ 5.776,00	\$ 5.776,00	\$ 5.776,00	\$ 5.776,00	\$ 5.776,00
Ingresos por ventas		\$ 68.761,90	\$ 68.216,18	\$ 67.674,78	\$ 67.137,68	\$ 66.604,84	\$ 66.076,23
Costo de Energía (USD/BO)		\$ 516,23	\$ 512,13	\$ 508,07	\$ 504,04	\$ 500,04	\$ 496,07
Costo de levantamiento (USD/BF)		\$ 46.208,00	\$ 46.208,00	\$ 46.208,00	\$ 46.208,00	\$ 46.208,00	\$ 46.208,00
Egresos totales USD		\$ 46.724,23	\$ 46.720,13	\$ 46.716,07	\$ 46.712,04	\$ 46.708,04	\$ 46.704,07
Depreciación a descontar		\$ 1.050,00	\$ 1.050,00	\$ 1.050,00	\$ 1.050,00	\$ 1.050,00	\$ 1.050,00
Utilidad antes del impuesto		\$ 20.987,67	\$ 20.446,04	\$ 19.908,71	\$ 19.375,64	\$ 18.846,80	\$ 18.322,16
Impuesto de renta		\$ 542,18	\$ 528,53	\$ 515,22	\$ 502,24	\$ 489,60	\$ 477,27
Inversión	-\$ 63.000,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
Depreciación a adicionar		\$ 1.050,00	\$ 1.050,00	\$ 1.050,00	\$ 1.050,00	\$ 1.050,00	\$ 1.050,00
Flujo de caja neto USD	-\$ 63.000,00	\$ 21.495,49	\$ 20.967,51	\$ 20.443,49	\$ 19.923,40	\$ 19.407,21	\$ 18.894,89

Detalle	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Producción de petróleo (BOPM)	\$ 1.092,53	\$ 1.083,86	\$ 1.075,26	\$ 1.066,72	\$ 1.058,26	\$ 1.049,86
Producción de petróleo con regalías (BOPM)	\$ 984,26	\$ 976,45	\$ 968,70	\$ 961,01	\$ 953,39	\$ 945,82
Producción de agua (PWPM)	\$ 4.683,47	\$ 4.692,14	\$ 4.700,74	\$ 4.709,28	\$ 4.717,74	\$ 4.726,14
Producción total (BFPM)	\$ 5.776,00	\$ 5.776,00	\$ 5.776,00	\$ 5.776,00	\$ 5.776,00	\$ 5.776,00
Ingresos por ventas	\$ 65.551,81	\$ 65.031,56	\$ 64.515,44	\$ 64.003,41	\$ 63.495,45	\$ 62.991,51
Costo de Energía (USD/BO)	\$ 492,13	\$ 488,22	\$ 484,35	\$ 480,51	\$ 476,69	\$ 472,91
Costo de levantamiento (USD/BF)	\$ 46.208,00	\$ 46.208,00	\$ 46.208,00	\$ 46.208,00	\$ 46.208,00	\$ 46.208,00
Egresos totales USD	\$ 46.700,13	\$ 46.696,22	\$ 46.692,35	\$ 46.688,51	\$ 46.684,69	\$ 46.680,91
Depreciación a descontar	\$ 1.050,00	\$ 1.050,00	\$ 1.050,00	\$ 1.050,00	\$ 1.050,00	\$ 1.050,00
Utilidad antes del impuesto	\$ 17.801,68	\$ 17.285,34	\$ 16.773,09	\$ 16.264,90	\$ 15.760,75	\$ 15.260,60
Impuesto de renta	\$ 465,25	\$ 453,53	\$ 442,11	\$ 430,98	\$ 420,12	\$ 409,54
Inversión	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
Depreciación a adicionar	\$ 1.050,00	\$ 1.050,00	\$ 1.050,00	\$ 1.050,00	\$ 1.050,00	\$ 1.050,00
Flujo de caja neto USD	\$ 18.386,43	\$ 17.881,80	\$ 17.380,98	\$ 16.883,93	\$ 16.390,63	\$ 15.901,06

Anexo D. Flujo de caja neto del pozo CIRA-B

Detalle	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6
Producción de petróleo (BOPM)	\$ 2.067,20	\$ 2.050,79	\$ 2.034,52	\$ 2.018,37	\$ 2.002,35	\$ 1.986,46	\$ 1.970,69
Producción de petróleo con regalías (BOPM)		\$ 1.847,56	\$ 1.832,90	\$ 1.818,35	\$ 1.803,92	\$ 1.789,60	\$ 1.775,40
Producción de agua (PWPM)	\$ 8.268,80	\$ 8.285,21	\$ 8.301,48	\$ 8.317,63	\$ 8.333,65	\$ 8.349,54	\$ 8.365,31
Producción total (BFPM)	\$ 10.336,00	\$ 10.336,00	\$ 10.336,00	\$ 10.336,00	\$ 10.336,00	\$ 10.336,00	\$ 10.336,00
Ingresos por ventas		\$ 123.047,62	\$ 122.071,05	\$ 121.102,23	\$ 120.141,10	\$ 119.187,60	\$ 118.241,67
Costo de Energía (USD/BO)		\$ 923,78	\$ 916,45	\$ 909,18	\$ 901,96	\$ 894,80	\$ 887,70
Costo de levantamiento (USD/BF)		\$ 82.688,00	\$ 82.688,00	\$ 82.688,00	\$ 82.688,00	\$ 82.688,00	\$ 82.688,00
Egresos totales USD		\$ 83.611,78	\$ 83.604,45	\$ 83.597,18	\$ 83.589,96	\$ 83.582,80	\$ 83.575,70
Depreciación a descontar		\$ 183,33	\$ 183,33	\$ 183,33	\$ 183,33	\$ 183,33	\$ 183,33
Utilidad antes del impuesto		\$ 39.252,51	\$ 38.283,27	\$ 37.321,73	\$ 36.367,81	\$ 35.421,47	\$ 34.482,64
Impuesto de renta		\$ 1.014,02	\$ 988,49	\$ 963,59	\$ 939,33	\$ 915,67	\$ 892,61
Inversión	-\$ 11.000,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
Depreciación a adicionar		\$ 183,33	\$ 183,33	\$ 183,33	\$ 183,33	\$ 183,33	\$ 183,33
Flujo de caja neto USD	-\$ 11.000,00	\$ 38.421,81	\$ 37.478,11	\$ 36.541,46	\$ 35.611,82	\$ 34.689,13	\$ 33.773,36

Detalle	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Producción de petróleo (BOPM)	\$ 1.955,05	\$ 1.939,54	\$ 1.924,14	\$ 1.908,87	\$ 1.893,72	\$ 1.878,69
Producción de petróleo con regalías (BOPM)	\$ 1.761,31	\$ 1.747,33	\$ 1.733,46	\$ 1.719,71	\$ 1.706,06	\$ 1.692,52
Producción de agua (PWPM)	\$ 8.380,95	\$ 8.396,46	\$ 8.411,86	\$ 8.427,13	\$ 8.442,28	\$ 8.457,31
Producción total (BFPM)	\$ 10.336,00	\$ 10.336,00	\$ 10.336,00	\$ 10.336,00	\$ 10.336,00	\$ 10.336,00
Ingresos por ventas	\$ 117.303,24	\$ 116.372,27	\$ 115.448,68	\$ 114.532,42	\$ 113.623,43	\$ 112.721,66
Costo de Energía (USD/BO)	\$ 880,65	\$ 873,67	\$ 866,73	\$ 859,85	\$ 853,03	\$ 846,26
Costo de levantamiento (USD/BF)	\$ 82.688,00	\$ 82.688,00	\$ 82.688,00	\$ 82.688,00	\$ 82.688,00	\$ 82.688,00
Egresos totales USD	\$ 83.568,65	\$ 83.561,67	\$ 83.554,73	\$ 83.547,85	\$ 83.541,03	\$ 83.534,26
Depreciación a descontar	\$ 183,33	\$ 183,33	\$ 183,33	\$ 183,33	\$ 183,33	\$ 183,33
Utilidad antes del impuesto	\$ 33.551,26	\$ 32.627,27	\$ 31.710,61	\$ 30.801,23	\$ 29.899,07	\$ 29.004,07
Impuesto de renta	\$ 870,14	\$ 848,22	\$ 826,86	\$ 806,04	\$ 785,74	\$ 765,95
Inversión	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
Depreciación a adicionar	\$ 183,33	\$ 183,33	\$ 183,33	\$ 183,33	\$ 183,33	\$ 183,33
Flujo de caja neto USD	\$ 32.864,45	\$ 31.962,38	\$ 31.067,08	\$ 30.178,52	\$ 29.296,66	\$ 28.421,44

Anexo E. Flujo de caja neto del pozo CIRA-C

Detalle	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6
Producción de petróleo (BOPM)	\$ 699,20	\$ 693,65	\$ 688,15	\$ 682,68	\$ 677,27	\$ 671,89	\$ 666,56
Producción de petróleo con regalías (BOPM)		\$ 624,91	\$ 619,95	\$ 615,03	\$ 610,15	\$ 605,31	\$ 600,50
Producción de agua (PWPM)	\$ 2.796,80	\$ 2.802,35	\$ 2.807,85	\$ 2.813,32	\$ 2.818,73	\$ 2.824,11	\$ 2.829,44
Producción total (BFPM)	\$ 3.496,00	\$ 3.496,00	\$ 3.496,00	\$ 3.496,00	\$ 3.496,00	\$ 3.496,00	\$ 3.496,00
Ingresos por ventas		\$ 41.619,05	\$ 41.288,74	\$ 40.961,05	\$ 40.635,96	\$ 40.313,45	\$ 39.993,51
Costo de Energía (USD/BO)		\$ 312,46	\$ 309,98	\$ 307,52	\$ 305,07	\$ 302,65	\$ 300,25
Costo de levantamiento (USD/BF)		\$ 27.968,00	\$ 27.968,00	\$ 27.968,00	\$ 27.968,00	\$ 27.968,00	\$ 27.968,00
Egresos totales USD		\$ 28.280,46	\$ 28.277,98	\$ 28.275,52	\$ 28.273,07	\$ 28.270,65	\$ 28.268,25
Depreciación a descontar		\$ 116,67	\$ 116,67	\$ 116,67	\$ 116,67	\$ 116,67	\$ 116,67
Utilidad antes del impuesto		\$ 13.221,92	\$ 12.894,09	\$ 12.568,86	\$ 12.246,22	\$ 11.926,13	\$ 11.608,58
Impuesto de renta		\$ 341,57	\$ 332,96	\$ 324,58	\$ 316,41	\$ 308,44	\$ 300,67
Inversión	-\$ 7.000,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
Depreciación a adicionar		\$ 116,67	\$ 116,67	\$ 116,67	\$ 116,67	\$ 116,67	\$ 116,67
Flujo de caja neto USD	-\$ 7.000,00	\$ 12.997,03	\$ 12.677,80	\$ 12.360,95	\$ 12.046,48	\$ 11.734,36	\$ 11.424,58

Detalle	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Producción de petróleo (BOPM)	\$ 661,27	\$ 656,02	\$ 650,81	\$ 645,65	\$ 640,52	\$ 635,44
Producción de petróleo con regalías (BOPM)	\$ 595,74	\$ 591,01	\$ 586,32	\$ 581,67	\$ 577,05	\$ 572,47
Producción de agua (PWPM)	\$ 2.834,73	\$ 2.839,98	\$ 2.845,19	\$ 2.850,35	\$ 2.855,48	\$ 2.860,56
Producción total (BFPM)	\$ 3.496,00	\$ 3.496,00	\$ 3.496,00	\$ 3.496,00	\$ 3.496,00	\$ 3.496,00
Ingresos por ventas	\$ 39.676,10	\$ 39.361,21	\$ 39.048,82	\$ 38.738,91	\$ 38.431,45	\$ 38.126,44
Costo de Energía (USD/BO)	\$ 297,87	\$ 295,50	\$ 293,16	\$ 290,83	\$ 288,52	\$ 286,23
Costo de levantamiento (USD/BF)	\$ 27.968,00	\$ 27.968,00	\$ 27.968,00	\$ 27.968,00	\$ 27.968,00	\$ 27.968,00
Egresos totales USD	\$ 28.265,87	\$ 28.263,50	\$ 28.261,16	\$ 28.258,83	\$ 28.256,52	\$ 28.254,23
Depreciación a descontar	\$ 116,67	\$ 116,67	\$ 116,67	\$ 116,67	\$ 116,67	\$ 116,67
Utilidad antes del impuesto	\$ 11.293,56	\$ 10.981,03	\$ 10.670,99	\$ 10.363,40	\$ 10.058,26	\$ 9.755,54
Impuesto de renta	\$ 293,10	\$ 285,72	\$ 278,52	\$ 271,51	\$ 264,67	\$ 258,01
Inversión	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
Depreciación a adicionar	\$ 116,67	\$ 116,67	\$ 116,67	\$ 116,67	\$ 116,67	\$ 116,67
Flujo de caja neto USD	\$ 11.117,13	\$ 10.811,99	\$ 10.509,13	\$ 10.208,56	\$ 9.910,26	\$ 9.614,20