

**METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DIAGNÓSTICO DE PROBLEMAS
ASOCIADOS A LA TASA DE PRODUCCIÓN EN POZOS CON BOMBEO
MECÁNICO APLICADA A UN CAMPO COLOMBIANO**

**CARLOS ANDRÉS NUÑEZ SANABRIA
JUAN FELIPE RODRÍGUEZ RUIZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

**METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DIAGNÓSTICO DE PROBLEMAS
ASOCIADOS A LA TASA DE PRODUCCIÓN EN POZOS CON BOMBEO
MECÁNICO APLICADA A UN CAMPO COLOMBIANO**

**CARLOS ANDRÉS NUÑEZ SANABRIA
JUAN FELIPE RODRÍGUEZ RUIZ**

**Trabajo de Grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

**ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ
Ingeniero de Petróleos
Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

En primer lugar a Dios por brindarme la oportunidad de aprender a valorar las personas, las enseñanzas y las experiencias que me ha dado, por darme las ganas de siempre salir adelante y las incontables veces en las que me demostró su cariño por medio de personas que me puso en el camino.

A mis padres que son las personas más importantes que Dios me dio, por siempre estar ahí para darme su apoyo incondicional, por sus incansables esfuerzos y paciencia para darme a mí y a mis hermanos la oportunidad de ser alguien en la vida, sin duda mi ejemplo a seguir como persona y profesional.
A mis hermanitos Natalia y Alejandro que son una fuente de alegría y de fuerza para alcanzar mis metas porque este logro no es sólo por mí, es por mis padres y por ellos.

A mi tía Janeth que ha sido un gran apoyo desde mi primer día de vida y lo sigue siendo hasta el día de hoy. A mis tías Amalia y Ruth que siempre se han preocupado por mi bienestar y me han brindado su ayuda en situaciones difíciles.
A toda mi familia porque todos me han dado una enseñanza de vida.
A mis amigos que me han apoyado en muchas situaciones difíciles y que han sido una gran compañía durante todas esas aventuras vividas.

Con mucho cariño, Andrés

DEDICATORIA

A Dios primeramente por permitirme cumplir esta meta, por todas las bendiciones recibidas, y por acompañarme en todos los momentos de mi vida.

A mis padres Don Gregorio y Doña Francisca por todo su amor y paciencia que han tenido, por las oportunidades brindadas, por sus desvelos, angustias, sufrimientos, regaños y enseñanzas, porque siempre han estado pendientes de mí y mis hermanos, y nos han formado para ser personas de bien.

A mi hermano, Oscar al que siempre he admirado y es para mí una referencia a superar siempre.

A mis hermanas: Chela y Carolina por compartir varios momentos de mi vida. A mi tía Esperanza y mi primo Carlos por toda la ayuda recibida.
A mis amigos: Karol, Johan, Dayro, Nayla, Andrés, Luis Carlos, Cristian, Leandro, Hender, a mis padrinos Juan e Isolina, y allegados con los que he disfrutado y compartido experiencias.

Muchas Gracias a todos los quiero mucho.

Juan Felipe Rodríguez Ruiz,

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

A nuestro director al Ingeniero, M.Sc. Erik Giovany Montes Páez, por su orientación, buenos aportes. Por ser un gran guía durante el desarrollo de nuestra tesis.

Al Ingeniero John Jairo Rivero Roa, por su oportuna colaboración, buenos aportes, y soporte en el área de equipo de superficie de las unidades de bombeo mecánico.

Al Campo Escuela Colorado por su atenta y oportuna colaboración necesaria para el desarrollo con éxito de nuestra tesis.

A la Escuela de Ingeniería de petróleos (UIS) en especial a sus profesores por su paciencia y enseñanzas.

A todas las personas que de una u otra manera contribuyeron a la exitosa culminación de este trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO.....	20
1.1. EQUIPO DE SUPERFICIE	20
1.1.1. Unidad de Bombeo.....	20
1.1.2. Ventajas y Desventajas de cada tipo de Unidad de Bombeo Mecánico ...	22
1.1.3. Componentes comunes para las unidades de bombeo Convencional y Mark II	24
1.1.4. Componentes exclusivos de las unidades de bombeo mecánico aero- balanceadas.....	32
1.2. COMPONENTES DE SUBSUELO	33
1.2.1. Tubería de Producción	33
1.2.2. Varilla de succión	35
1.2.3. Materiales de las varillas	37
1.2.4. Bombas de Fondo	38

1.2.5.	Válvulas.....	45
1.2.6.	Ancla de Gas.....	46
1.3.	Nomenclatura API para Unidades de Bombeo Mecánico	53
2.	REGISTROS DE NIVEL Y DINAGRAMAS.	54
2.1.	REGISTROS DE NIVEL O ECÓMETRO	54
2.1.1.	Pistola Compacta de Gas.....	55
2.1.2.	Pistola de Disparo Remoto.....	55
2.2.	DINAGRAMAS.....	57
2.2.1.	Dinamómetro.....	57
2.2.2.	Tipos de Dinamómetros	59
2.2.3.	Carta Dinamométrica	61
2.2.4.	Interpretación Cuantitativa de las Cartas Dinagráficas.....	63
3.	SELECCIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO	71
3.1.	SCREENING PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	71

3.2.	FACTORES A TENER EN CUENTA EN EL DISEÑO DE UN SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO.....	73
3.2.1.	Productividad del Pozo.....	74
3.2.2.	Bomba de Subsuelo (Ver 1.2.4).....	77
3.2.3.	Profundidad y Sarta de Varillas.....	77
3.2.4.	Costos de Inversión.....	78
3.3.	ANÁLISIS NODAL.....	78
4.	FALLAS Y RUTINAS DE MANTENIMIENTO FRECUENTES EN EL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO.....	86
4.1.	FALLAS EN EL EQUIPO DE SUPERFICIE.....	86
4.1.1.	Motor (eléctrico).....	86
4.1.2.	Unidad de Bombeo Desbalanceada.....	87
4.1.3.	Fugas en los Empaques.....	87
4.1.4.	Suministro de Energía.....	88
4.1.5.	Fatiga y Exceso de Cargas.....	89

4.1.6.	Corrosión.....	90
4.1.7.	Tiempo de Vida Útil.....	92
4.1.8.	Procedimientos Preventivos y Correctivos	93
4.2.	FALLAS EN EL EQUIPO DE FONDO	93
4.2.1.	Fallas en Varillas.....	93
4.3.	RUTINAS DE MANTENIMIENTO EN EQUIPOS DE SUPERFICIE	94
4.3.1.	Mantenimiento Preventivo.....	94
4.3.2.	Mantenimiento Correctivo	98
4.3.3.	Detección de Fallas por medio de Dinagramas.....	105
4.3.4.	Fallas asociadas a la interacción fluido-fluido	111
4.3.5.	Factores que Influyen en la Formación de Incrustaciones	112
4.3.6.	Clases de incrustaciones	114
4.3.7.	Precipitados orgánicos	116
4.3.8.	Compuestos asfálticos	117
4.3.9.	Compuestos parafínicos.....	119

5.	METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DIAGNÓSTICO DE PROBLEMAS ASOCIADOS A LA TASA DE PRODUCCIÓN EN POZOS CON BOMBEO MECÁNICO.....	122
5.1.	DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA	122
5.2.	INFORMACIÓN NECESARIA.....	127
5.3.	PRESENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA POR MEDIO DE TÓPICOS ENUMERADOS	128
6.	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DIAGNÓSTICO DE PROBLEMAS ASOCIADOS A LA TASA DE PRODUCCIÓN EN POZOS CON BOMBEO MECÁNICO.	129
6.1.	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO.....	129
6.1.1.	Historia del Desarrollo y Explotación.....	129
6.1.2.	Ubicación de Campo Colorado	130
6.1.3.	Principales Características del Yacimiento de Campo Colorado	131
6.2.	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA	132

6.2.1. Pozo Colorado – 40.....	132
6.2.2. Pozo Colorado – 49.....	139
6.2.3. Pozo Colorado – 55.....	145
6.2.4. Pozo Colorado – 56.....	153
7. CONCLUSIONES.....	157
8. RECOMENDACIONES	158
BIBLIOGRAFIA.....	159
ANEXOS.....	164

LISTA DE FIGURAS

	Pág
Figura 1. Unidad de Bombeo Convencional, Lufkin	21
Figura 2. Unidades Mark II (Izq.) y Aero-balanceada (Der.), Lufkin	22
Figura 3. Caja Reductora, Lufkin.	29
Figura 4. Funcionamiento de la bomba de subsuelo	40
Figura 5. Barril.	43
Figura 6. Tipos de barril.	44
Figura 7. Ancla Natural.	47
Figura 8. Ancla con Niple Perforado.	48
Figura 9. Ancla Tipo Copas.	49
Figura 10. Ancla de Gas con Empaque.	51
Figura 11. Nomenclatura API para el ensamble de fondo.	52
Figura 12. Tipos de pistolas de medición de nivel. Pistola compacta de gas (izq.) y Pistola de disparo remoto (Der.).	56
Figura 13. Funcionamiento de la bomba.....	59
Figura 14. Dinamómetro Mecánico	59
Figura 15. Dinamómetro Hidráulico.	60
Figura 16. Dinamómetro Electrónico.....	61
Figura 17. Descripción de una carta dinamométrica.....	65
Figura 18. Dinagrama usado en análisis de carga.....	66
Figura 20. Clegg, J.D., High-Rate Artificial Lift.....	74
Figura 21. Costo de inversión en función del caudal y la profundidad.....	79
Figura 22. Ubicaciones comunes de los nodos.....	81
Figura 23. Gráfico de Análisis Nodal.....	83
Figura 24. Gráfica de desempeño de una bomba tipo pistón.	84
Figura 25. Engranajes de una caja reductora afectados por exceso de cargas (rotura).	89
Figura 26. Rodamientos afectados por corrosión y abrasión (rotura).	91
Figura 27. Correcta lubricación en una caja reductora	92
Figura 28. Rayaduras en los dientes de los engranajes	96
Figura 29. Picaduras en los dientes de los engranajes.....	97
Figura 30. Cartas Dinagráficas Típicas (análisis cualitativo).....	105
Figura 31. Árbol Principal.....	123
Figura 32. Inspección de componentes por tipo de unidad.....	124
Figura 33. Inspección de componentes de superficie con la unidad funcionando.	125
Figura 34. Inspección por sonidos anómalos.....	126
Figura 35. Inspección de condiciones de fondo.....	127
Figura 36. Ubicación de Campo Colorado.....	131
Figura 37. Producción Col-40, 2012.	133
Figura 38. Seguimiento de la metodología pozo Colorado-40.1	134

Figura 39. Dinagrama Col-40, Abril de 2012.....	135
Figura 40. Seguimiento de la metodología pozo Colorado-40.2	137
Figura 41. Falla caja reductora Colorado-40.....	138
Figura 42. Producción Col-49, 2012.	139
Figura 43. Seguimiento de la metodología pozo Colorado-49.1	140
Figura 44. Dinagrama Colorado-49, abril de 2012.....	141
Figura 45. Seguimiento de la metodología pozo Colorado-49.2	142
Figura 46. Sonolog Colorado-49, abril de 2012.	143
Figura 47. Unidad del pozo C-49 desanclada y con fugas en los pines.....	144
Figura 48. Producción Col-55, 2012.	145
Figura 49. Seguimiento de la metodología pozo Colorado-55.1	146
Figura 50. Dinagrama Colorado-55, mayo de 2012.....	147
Figura 51. Seguimiento de la metodología pozo Colorado-55.2	149
Figura 52. Sonolog Colorado-55, mayo de 2012.	150
Figura 53. Fugas en los pines de la unidad del pozo Colorado-55.	151
Figura 54. Producción Col-56, 2012.	153
Figura 55. Seguimiento de la metodología pozo Colorado-56	154
Figura 56. Unidad TC-4-11-B del pozo Colorado-56.....	155
Figura 57. Dinagrama Colorado-56, abril de 2012.....	156

LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 1. Ventajas y desventajas de los motores de combustión interna de baja velocidad.....	27
Tabla 2. Ventajas y desventajas de los motores de combustión interna de alta velocidad.....	27
Tabla 3. Selección de Motores Eléctricos, Potencia (HP).....	26
Tabla 4. Clases de varillas API	37
Tabla 5. Clasificación API de bombas de subsuelo para bombeo mecánico.....	41
Tabla 6. Nomenclatura estándar para unidades de bombeo mecánico.....	53
Tabla 7. Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Mecánico.	72
Tabla 8. Características de los fluidos producidos para Bombeo Mecánico.....	73
Tabla 9. Fallas en las varillas de bombeo.....	99

RESUMEN

TÍTULO: METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DIAGNÓSTICO DE PROBLEMAS ASOCIADOS A LA TASA DE PRODUCCIÓN EN POZOS CON BOMBEO MECÁNICO APLICADA A UN CAMPO COLOMBIANO*

AUTORES: CARLOS ANDRÉS NUÑEZ SANABRIA
JUAN FELIPE RODRÍGUEZ RUIZ**

PALABRAS CLAVES: Bombeo mecánico, Metodología, Campo Escuela Colorado, Fallas, Diagnóstico, Levantamiento Artificial.

DESCRIPCIÓN

El Bombeo mecánico es el sistema de levantamiento artificial de extracción de crudo más utilizado en el mundo. Por esta razón es importante entender el funcionamiento de las unidades para determinar y analizar las fallas que se presentan en sus partes y accesorios, y que afectan directamente la producción de crudo. A partir de esto se desarrolló un estudio de las causas y problemas que pueden aparecer durante la vida de una unidad de bombeo mecánico API para hacer frente a las pérdidas de producción.

Con lo anterior se pudo establecer un orden de prioridades en el funcionamiento de este tipo de unidades y así mismo darle un orden lógico a la metodología de análisis diagnóstico propuesta mediante este proyecto. La metodología integra experiencias de campo y revisiones bibliográficas, que complementan el objetivo del proyecto a la hora de detectar problemas en pozos que operan con sistemas de bombeo mecánico API, ya sean de superficie o de fondo, y brindando una solución y/o recomendación con lo cual se logra mejorar la eficiencia del sistema. Finalmente se realiza un trabajo de aplicación de la metodología usando información facilitada por el Campo Escuela Colorado donde se toman cuatro pozos y por medio de reportes consignados en la base de datos se obtuvo un seguimiento de problemas y una aplicación satisfactoria de la metodología.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Director: M. Sc. Erik Giovany Montes Páez

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR DIAGNOSTIC ANALYSIS OF PROBLEMS ASSOCIATED WITH PRODUCTION RATE IN BEAM PUMPING WELLS APPLIED TO A COLOMBIAN FIELD.*

AUTHORS: CARLOS ANDRÉS NUÑEZ SANABRIA
JUAN FELIPE RODRÍGUEZ RUIZ**

KEY WORDS: Beam Pumping, Methodology, Campo Escuela Colorado, Failures, Diagnostic, Artificial Lift.

DESCRIPTION

Beam pumping is the most used lifting system for crude oil extraction in the world. For this reason it's important to understand the units operation to find out and analyze the failures which could be present in its parts or accesories, and directly affect on the crude oil production. From the above was developed a study about the causes and problems that could appear during an API beam pumping unit life for facing the production losses.

From the above it was stablished a priorities order in the operation of this kind of units, likewise give to the methodology of diagnostic analysis a logical order. The methodology integrates field experiences and literature reviews, which complement the objective of the project when it detects problems in wells that operate with API beam pumping units, either surface or bottom, and offering a solution and/or recommendation such that it achieves the system efficiency enhancement. Finally an application work is done using information provided by Campo Escuela Colorado where it's taken four wells and through reports consigned in the database it was obtained a problems tracking and a satisfactory application of the methodology.

* Degree project.

** Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School.
Director: M. Sc. Erik Giovany Montes Páez

INTRODUCCIÓN

A raíz de los tratamientos poco eficientes que se les realiza a los equipos de bombeo mecánico que repercute en mayores tiempos no productivos y baja eficiencia en el funcionamiento de las unidades, se busca con este proyecto, el desarrollo de una metodología que permita realizar un análisis diagnóstico de los pozos de manera más rápida y efectiva, que permita dar soluciones y recomendaciones al problema detectado.

En un principio se encuentra la información relacionada con las clases de unidades de bombeo mecánico API con sus componentes y accesorios tanto de superficie como de subsuelo.

El trabajo continúa con la fundamentación teórica de los dinagramas y registros de nivel que son primordiales a la hora de detectar problemas de subsuelo, integrando información tanto de las cartas dinamométricas como de las herramientas para registros de nivel.

Con el ánimo de ofrecer un criterio de selección para el sistema de levantamiento artificial, se ofrece una serie de parámetros a tener en cuenta a la hora de decidir si el sistema de bombeo mecánico es el más indicado para el caso de estudio.

Por último se tiene el desarrollo y la aplicación de la metodología objeto del presente trabajo de investigación.

Las fallas que se presentan en unidades de bombeo mecánico API son de carácter lento, acumulativo, progresivo y destructivo, por lo que dan margen para su detección y reparación temprana, la metodología planteada apunta a las rutinas preventivas de mantenimiento con lo que se busca el menor impacto posible en la producción debido a los fallas que dichas unidades puedan presentar.

1. SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

Las unidades de bombeo mecánico son equipos que convierten el movimiento rotacional de un motor (ya sea eléctrico o de combustión interna) en movimiento recíproco vertical requerido por la barra pulida. En un principio el sistema de bombeo mecánico se implementó aprovechando que el mecanismo de palancas empleado para perforar el pozo normalmente se dejaba en el sitio, pero a medida que fue pasando el tiempo, se le fueron adicionando elementos y adecuando el sistema a las crecientes necesidades de la industria con lo cual surgieron distintos arreglos de acuerdo a las condiciones operacionales dadas.

1.1. EQUIPO DE SUPERFICIE

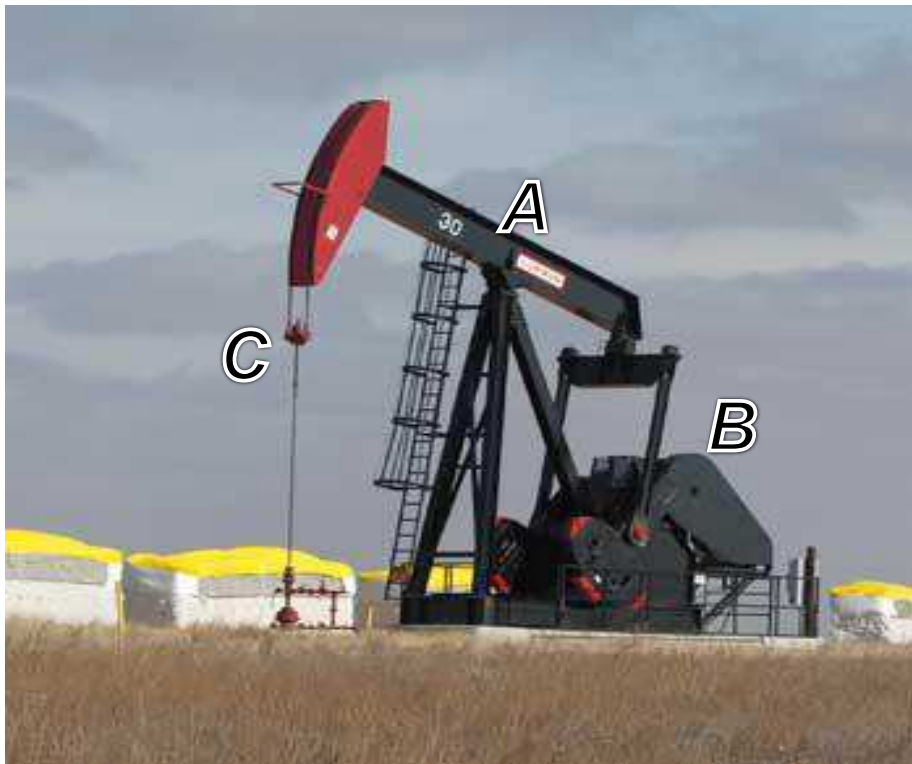
A continuación se puede encontrar la información concerniente a los equipos que se encuentran instalados en superficie y que controlan el funcionamiento del sistema.

1.1.1. Unidad de Bombeo. En general las unidades de bombeo son un mecanismo que permite la transformación del movimiento rotacional simple del motor en un movimiento armónico simple y es fundamental conocer los tipos de unidades existentes junto con sus características principales para saber cuál de ellas se acondiciona mejor a las necesidades de la operación para la cual se requiere el equipo.

Las unidades de bombeo se pueden clasificar según la capacidad de torque de la caja reductora y de acuerdo a su geometría. A continuación se muestra la clasificación según su geometría:

La geometría clase I cuenta con la caja reductora en la parte trasera con apoyo en la mitad del balancín y su representación es la unidad de bombeo convencional. En la Figura 1 se puede observar el punto de apoyo (A) cerca del centro, el esfuerzo del motor principal (B) aplicado a un extremo del sistema y la resistencia de la carga del pozo (C), ubicada en el otro extremo de la unidad con sentido contrario al del esfuerzo.¹

Figura 1. Unidad de Bombeo Convencional, Lufkin



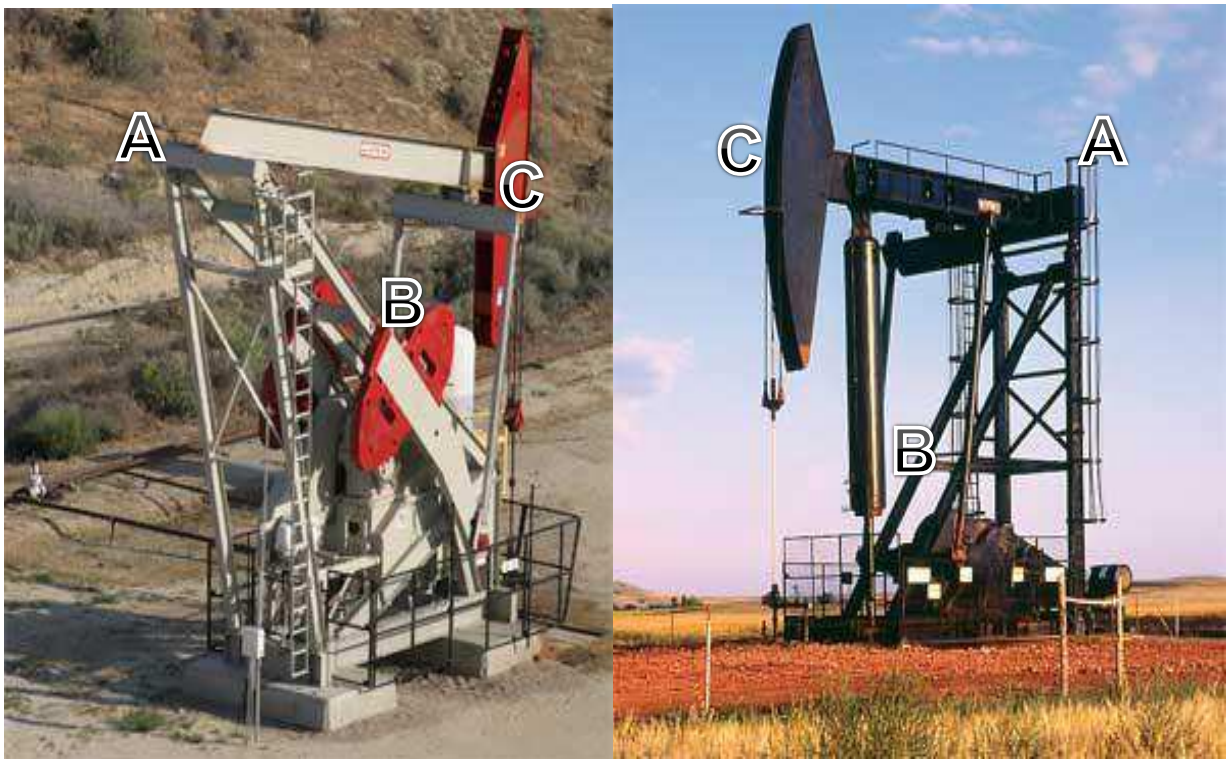
Fuente: <https://www.geoilandgas.com/oilfield/artificial-lift-well-performance-services/lufkin-beam-pumping-units>

¹ VILLEGAS, David. Aplicación de un nuevo sistema de Bombeo mecánico no convencional con tubería flexión para la explotación de pozos de crudo pesado. Trabajo de Grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad Nacional Autónoma de México. 2014. p 76.

Por otro lado también se puede encontrar las unidades con geometría clase III, que cuentan con la caja reductora en el frente. Las unidades Mark II y Aero-balanceada son la representación de este tipo de geometría.

Se puede observar en la figura que para ambas unidades el esfuerzo (B) y la resistencia (C) se aplican en el mismo extremo del equipo y con relación al apoyo (A) que se encuentra en el otro extremo.¹

Figura 2. Unidades Mark II (Izq.) y Aero-balanceada (Der.), Lufkin



Fuente: <https://www.geoilandgas.com/oilfield/artificial-lift-well-performance-services/lufkin-beam-pumping-units>

1.1.2. Ventajas y Desventajas de cada tipo de Unidad de Bombeo Mecánico.

¹ VILLEGAS, David. Aplicación de un nuevo sistema de Bombeo mecánico no convencional con tubería flexión para la explotación de pozos de crudo pesado. Trabajo de Grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad Nacional Autónoma de México. 2014. p 76.

- **Unidad de Bombeo Convencional**

Tabla 1. Ventajas y desventajas de la unidad de bombeo convencional.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Costos de Mantenimiento bajos. • Cuesta menos que otras unidades. • Usualmente es mejor que el Mark II con sarta de varillas de fibra de vidrio. • Puede rotar en sentido horario y anti-horario. • Puede bombear más rápido que las unidades Mark II sin problemas. • Requiere menos contrabalanceo que las Mark II. 	<ul style="list-style-type: none"> • En varias aplicaciones no es tan eficiente como el Mark II u otros tipos de unidades. • Podría requerir cajas reductoras más grandes que otros tipos de unidad (especialmente con varillas de acero).

Fuente: Barrón, Osvaldo; Sánchez Gerardo. Soluciones para problemas que se presentan en el bombeo mecánico, 2009.

- **Unidad de Bombeo Mark II**

Tabla 2. Ventajas y desventajas de unidades de bombeo Mark II

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Tiene menor torque en la mayoría de los casos. • Es más eficiente que las unidades convencionales en la mayoría de los casos. • Podría costar menos (-5%, -10%) comparada con el siguiente tamaño en una unidad convencional. 	<ul style="list-style-type: none"> • No puede bombear tan rápido como una unidad convencional debido a su velocidad en la carrera descendente. • Solo puede rotar en sentido anti-horario. • En caso de existir golpe de fluido podría causar más daño a la sarta de varillas y la bomba. • Puede colocar la base de la sarta de varillas en severa compresión causando fallas por pandeo. • Puede experimentar torques más altos que las unidades convencionales cuando se usan varillas de fibra de vidrio, además, de la posibilidad de colocarlas en compresión.

Fuente: Barrón, Osvaldo; Sánchez Gerardo. Soluciones para problemas que se presentan en el bombeo mecánico, 2009.

Tabla 3. Ventajas y desventajas de unidades de bombeo balanceadas por aire.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Es más compacta y fácil de balancear que las otras unidades. • Los costos de transporte son más bajos que otras unidades (Vienen en tamaños más grandes que cualquier otro tipo de unidad. • Pueden rotar tanto en sentido horario como anti-horario. 	<ul style="list-style-type: none"> • Son más complicadas y requieren mayor mantenimiento • La condensación del aire en el cilindro puede constituir un serio problema. • La caja reductora podría dañarse si el cilindro pierde la presión del aire. • La alineación con el pozo debe ser exacta para evitar daños en la camisa del cilindro.

Fuente: Barrón, Osvaldo; Sánchez Gerardo. Soluciones para problemas que se presentan en el bombeo mecánico, 2009.

1.1.3. Componentes comunes para las unidades de bombeo Convencional y Mark II

a) Motor

El motor es el encargado de suministrar la energía para el funcionamiento de la unidad de bombeo; su principio físico es realizar un movimiento rotacional de alta frecuencia y bajo torque para que posteriormente, la unidad de bombeo lo transforme en movimiento reciprocante. Los motores pueden ser eléctricos o de combustión interna.

Los motores eléctricos se ha popularizado últimamente debido a su bajo costo relativo y facilidad para cambiarlos; este tipo de motores son generalmente trifásicos de 440 V y operan a 60 Hz de frecuencia de alimentación con velocidades que varían entre 835 y 1200 RPM.

Dependiendo de las características de la caja reductora y de las necesidades de potencia, se puede usar motores de 4, 6 y hasta 8 polos¹

En el mercado existen cuatro tipos de motores para tal fin:

- Nema C, con menos del 5% de deslizamiento, cuyas características operativas son: corriente de arranque normal, alto torque de arranque, capacidad de sobre carga del 200 al 250% de la carga nominal.
- Nema D, de deslizamiento medio del 5 al 8%, con las siguientes características: corriente de arranque normal, alto torque de arranque, capacidad de sobrecarga mayor al 275% de la carga nominal.
- Nema D de alto deslizamiento, que es la alternativa más común para el accionamiento de unidades de bombeo mecánico.

Motores de ultra-alto deslizamiento, con un deslizamiento entre 30 y 40%, que han ganado aceptación en los últimos años.² La mayor ventaja de los motores de alto deslizamiento es la reducción de los picos de torque. Esto se logra permitiendo al motor reducir la velocidad cuando el torque se incrementa. Al reducirse la velocidad se promueve la conversión de energía cinética de pesos y manivela en fuerza inercial. Dado que estas fuerzas son creadas por las masas de rotación, la caja de engranajes no es afectada por las mismas. Del mismo modo, se reduce el consumo de energía y se incrementa la carrera neta.²

¹ BARRÓN, Osvaldo y SÁNCHEZ, Gerardo. Solución para problemas que se presenta en el bombeo mecánico. Trabajo de Grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad Nacional Autónoma de México. 2009. P 77.

² *Ibíd.*, p 78

a) Criterios de selección de motores eléctricos

Por otro lado, los motores de combustión interna usan comúnmente el gas del mismo pozo como combustible. El gas no puede contener H₂S y se debe pasar previamente por un separador para retirarle los líquidos. Los motores de combustión interna pueden ser de baja velocidad (entre 200 y 800 RPM) o de alta velocidad (entre 750 y 2000 RPM). Normalmente los motores de baja velocidad son de dos tiempos mientras los de alta velocidad son de cuatro tiempos.³¹

A continuación se presentan algunas de las ventajas y desventajas de los motores de combustión interna de baja velocidad:

Tabla 4. Selección de Motores Eléctricos, Potencia (HP).

Prof. (Pies)	Tasa de Producción (BPD)					
	0-300	300-600	600-900	900-1200	1200-1500	1500-1800
1500	6	10	25	35	40	50
2000	8	15	30	40	55	60
2500	12	20	35	45	65	70
3000	12	25	40	55	70	80
3500	13	30	45	60	75	85
4000	15	35	50	70	85	125
4500	18	40	60	75	90	140
5000	18	40	60	85	105	160

Fuente: Cestari, Francisco. García, Raiza. Diseño de una base de datos que sirva de insumo al manual de ingeniería de producción petrolera de la escuela de ingeniería de petróleo en la UCV. 2002.

¹Ibíd., p 78

Tabla 5. Ventajas y desventajas de los motores de combustión interna de baja velocidad.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> • Larga vida útil debido a la baja frecuencia de funcionamiento. • Rotación uniforme de la manivela de la unidad debido a las grandes ruedas de inercia de los motores. • Construcción sencilla. • Fácil de reparar. 	<ul style="list-style-type: none"> • Baja relación potencia/peso. • Mayor costo por HP generado. • No es recomendable para instalaciones portátiles.

Fuente: Barrón, Osvaldo; Sánchez Gerardo. Soluciones para problemas que se presentan en el bombeo mecánico, 2009.

Tabla 6. Ventajas y desventajas de los motores de combustión interna de alta velocidad.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> • Alta relación potencia/peso. • Bajo costo inicial. • Amplio rango de potencia y velocidad. • Bajos costos de instalación. • Poco espacio requerido para la instalación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Alta variación de velocidad. • Vida corta debido a la alta frecuencia de funcionamiento. • Cambios frecuentes de aceite. • Con frecuencia las reparaciones no se pueden hacer en sitio. • Mantenimiento frecuente.

Fuente: Barrón, Osvaldo; Sánchez Gerardo. Soluciones para problemas que se presentan en el bombeo mecánico, 2009.

En cuanto a los motores diésel, se puede mencionar que el costo por concepto de combustible es bastante bajo, mientras que, como aspectos negativos destacan: el alto costo inicial, alto costo de mantenimiento y la necesidad de mantener combustible almacenado

b) Juego de polea del motor de pequeño diámetro, bandas y polea de la caja reductora de gran diámetro

La función de este acoplamiento con bandas es transmitir el par motriz a la caja de engranajes y reducir, al mismo tiempo, la velocidad angular (RPM) la cual se reduce aún más con la caja de engranajes (reductora).¹

c) Caja reductora

Se utiliza para convertir, por medio de engranajes, un movimiento rotatorio de alta velocidad (altos RPM) y bajo torque proveniente del motor en un movimiento rotatorio de baja velocidad (bajos RPM) y torque alto, ya que son necesarios bajos RPM para accionar la unidad de bombeo. Posee una relación de transmisión aproximada 30 a 1.² El torque máximo de la caja reductora está dado en unidades de X1000 in-Lb, y puede estar entre 25 y 2560.

Esta característica puede ir acompañada de una letra “D” que significa que cuenta con doble reducción, pero si no tiene ninguna letra indica que es una caja reductora simple.

$$PT = \frac{(Carga\ Máx.\ Upstroke - Carga\ Min.\ Downstroke) * RU}{4} \quad \text{Ec. 1}$$

PT: Torque neto máximo requerido en la caja reductora.

RU: Recorrido de la Unidad.

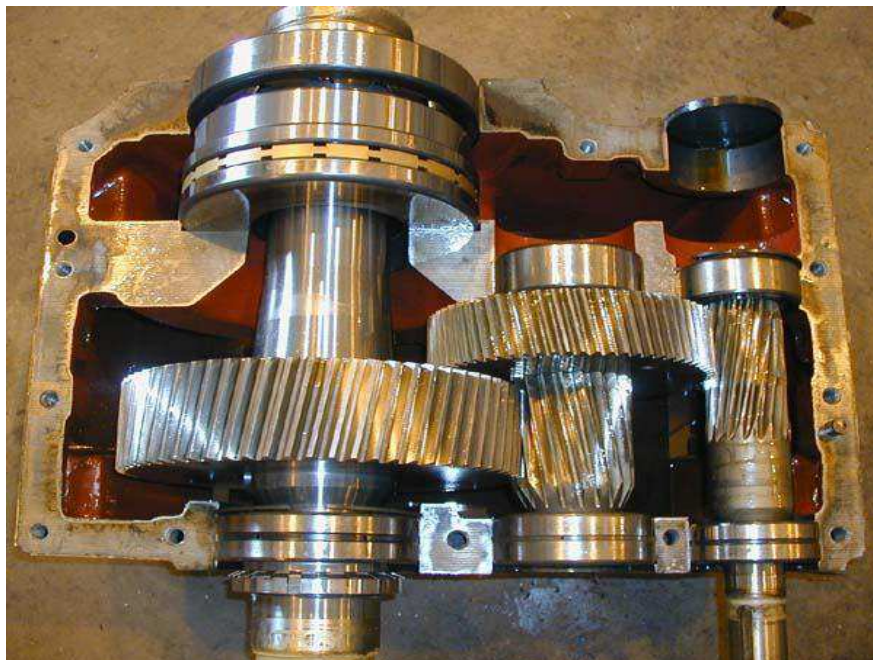
¹ BARRÓN, Op cit., p 63.

² CESTARI, Francisco y GARCÍA, Raiza. Diseño de una base de datos que sirva de insumo al manual de ingeniería de producción petrolera de la escuela de ingeniería de petróleos de la UCV. Fase I. Tesis de grado (Ingeniería de petróleos) Universidad Central de Venezuela 2002. p 181

La carga máxima de la unidad está dada en unidades de X100 Lb y puede estar entre 120 y 600.

La máxima longitud de carrera está dada en unidades de pulgadas.

Figura 3. Caja Reductora, Lufkin.



Fuente: <http://www.fixmygearbox.com>

d) Manivela (Crank)

Se encuentra acoplada en la salida de la caja reductora y gira a una velocidad angular entre 9 y 11 RPM. Su función es transmitir el movimiento a través del

rodamiento del pin del crank hacia el brazo Pitman, convirtiéndolo en un movimiento alternativo. ¹

e) Brazo Pitman

Convierte el movimiento de rotación de la manivela en movimiento alternativo, transmitiéndolo a la viga central a través del compensador y del cojinete, rodamiento o balero del compensador.²

f) Compensador o viga compensadora

Recibe el movimiento alternativo del brazo Pitman, a través de dos flejes complementarios de la biela y lo transmite a la viga central a través del cojinete compensador.³

g) Cabeza de caballo

Es el componente que se encuentra fijo al extremo delantero de la viga central y realiza un movimiento repetitivo hacia arriba y hacia abajo. Su función es transmitir dicho movimiento al cable colgador, el cual a su vez transmite el movimiento a la sarta de varillas por medio del "*Carrier Bar*" y la varilla pulida.⁴

h) Cable colgador

¹ BARRÓN, Op Cit., p 64.

² Ibíd., p 64.

³ Ibíd., p 64.

⁴ Ibíd., p 65.

Es un cable de acero trenzado de 1 ¼" Φ x 40', que sirve de enlace entre la cabeza de caballo y la varilla pulida, transmitiendo así el movimiento a la sarta de varillas.⁵

i) Freno

Componente usado para inmovilizar la unidad, después de haber parado el motor con el fin de proceder a realizar el mantenimiento de la misma.¹

j) Guarda correas

Consta de una lámina con refuerzos que tiene la función de cubrir las correas y poleas para evitar accidentes por atrapamientos y también para prevenir que entren en contacto con agua lluvia lo cual provocaría deslizamiento y como consecuencia calentamiento y rotura de ellas.²

k) Barra pulida

La barra pulida es una pieza sólida de acero que se mueve dentro de la tubería y es la que soporta la mayor carga del sistema, por consiguiente, su correcta selección es fundamental para optimizar la operación. Su superficie es pulida para lograr un perfecto sello con las gomas del prensa estopas y cuando se deteriora debe ser cambiada o usar una camisa especial para continuar operando.³

l) Prensa – estopas

⁵ Ibíd., p 65.

¹ BARRÓN, Op Cit., p 65.

² Ibíd., p 65.

³ Ibíd., p 65.

Se encuentra instalado sobre la “T” de bombeo o sobre la BOP del prensa estopas (Ratigan) cuando está usada; su función es impedir que los fluidos del pozo se derramen en la superficie por el movimiento de la barra pulida.⁴El sellado entre la presan estopas y la barra pulida se realiza apretando la parte superior lo que hace que las empacaduras aumenten su fuerza de contacto con la BOP.

La tendencia es siempre apretar lo más que se pueda para evitar los derrames, pero esto trae como consecuencia que, en muchos casos, las empacaduras se quemen por la alta fricción y se genera una fuerza de agarre que incide en las cargas del sistema.¹

1.1.4. Componentes exclusivos de las unidades de bombeo mecánico aero-balanceadas. Para las unidades de bombeo mecánico balanceadas con aire se cuenta con dos componentes exclusivos de este sistema que son: un compresor eléctrico y un cilindro amortiguador. Al ser unidades balanceadas con aire no cuentan con las manivelas y pesas que si se pueden apreciar en las unidades convencionales y Mark II.

Cabe aclarar que la gran mayoría de las partes que componen una unidad Aero-balanceada son iguales a las de las unidades convencionales y Mark II.²

a) Compresor eléctrico

El compresor consta de un motor eléctrico trifásico, que se encuentra acoplado por medio de poleas y correas a un compresor alternativo de dos pasos, enfriado por aire. Las correas y poleas van cubiertas por un guarda correas de lámina. El conjunto va montado sobre un patín que a su vez queda atornillado al patín de la

⁴ Ibíd., p 65.

¹ BARRÓN, Op Cit., p 65.

² Ibíd., p 67.

unidad en forma transversal, a un lado del poste maestro “Sampson” y del lado del tambor del freno.

En la parte inferior del patín del compresor se tiene un cilindro acumulador de aire, al que descarga el compresor, y este a su vez va acoplado en su parte inferior a una válvula de compuerta, que sirve para drenar los condensados del aire comprimido. Del cilindro acumulador parte una manguera de alta presión, la cual descarga a una línea que conduce el aire a la parte delantera de la unidad, en donde está el cilindro de contra balanceo o amortiguador, al cual se conecta una manguera de alta presión, un check del mismo diámetro y una válvula de compuerta del mismo diámetro y libraje.¹

El control de paro y arranque del compresor se logra con un interruptor de presión de fuelle, que toma la señal del cilindro acumulador. Dicho interruptor puede calibrarse a fin de que el motor pare y arranque, para lo cual se cuenta con dos tornillos, uno para dar presión de paro de motor, cuando la presión va subiendo; el otro para ajustar la presión de paro cuando va disminuyendo.

La diferencia entre la presión de paro y la de arranque se llama “amplitud”, es decir, que el segundo tornillo es el de amplitud.

1.2. COMPONENTES DE SUBSUELO

1.2.1. Tubería de Producción. La tubería de producción es el medio de transporte del fluido a la superficie y soporta la carga del fluido mientras la bomba baja a recoger otra carga, cuando la profundidad de la bomba no excede los 3500

¹ BARRÓN, Op Cit., p 67.

pies, la tubería es suspendida desde la superficie por el cabezal de la tubería de producción, a mayores profundidades la tubería se ancla.²

El ancla de tubería impide a la tubería moverse de arriba abajo en el ciclo de bombeo y mejora la eficacia de la bomba por eso el ancla también protege directamente a la tubería y minimiza la fatiga de las varillas. La tubería también debe contener al niple de asentamiento de la bomba. El anclaje de fondo no se recomienda cuando existe arena o formaciones no consolidadas. El anclaje superior no se recomienda para pozos profundos debido al potencial de ruptura de la camisa del pistón.

Es recomendable anclar la tubería en aquellos pozos verticales de arenas de profundidad mayor a los 3500 pies y en tuberías de diámetros de $2^{3/8}$ ", $2^{7/8}$ " y hasta $3^{1/2}$ ". El anclaje permite reducir los efectos del pandeo y vibraciones de la tubería que son ocasionadas por el movimiento alterno de las varillas y bomba de subsuelo. En los pozos direccionales es imprescindible la instalación de un anclaje de tubería. La bomba se ubica a profundidades menores a 4000 pies, el peso de la sarta de tubería de $2^{3/8}$ ", $2^{7/8}$ " y hasta $3^{1/2}$ " es suficiente para compensar el pandeo y las vibraciones de la tubería, si el bombeo se hace a velocidades promedio entre 6 a 10 strokes por minuto y con recorrido del pistón entre 44" y 144".

La tubería de producción contiene en su interior los dispositivos de bombeo, tales como: La bomba, varillas, etcétera. Se utilizan diámetros acorde con el diámetro de los revestidores y con la producción aportado por el pozo. Por ejemplo se instalan tubería de $2^{3/8}$ " en revestidores de $5^{1/2}$ ", tuberías de $2^{7/8}$ " en revestidores de 7" y $7^{5/8}$ ", y tubería de $4^{1/2}$ " en revestidores de $9^{5/8}$ ". Generalmente en

² ÁLVAREZ, Antonio y VEGA, José. Análisis de falla en los sistemas de bombeo mecánico del campo Cantagallo. Trabajo de Grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad industrial de Santander. Bucaramanga 2008. p 38

completamiento en producción en frío o en caliente se utilizan las tuberías J-55. Sin embargo con la inyección de vapor los completamientos más comunes utilizan tubería N-80.¹

1.2.2. Varilla de succión. Es el elemento que conecta la unidad de bombeo en superficie con la bomba de subsuelo, el movimiento vertical de la unidad de bombeo es transmitido a la bomba de subsuelo mediante un conjunto de varillas. Las cargas que actúan sobre las varillas son cíclicas. La carga máxima sobre las varillas se presenta durante la carrera ascendente, donde la primera varilla sostiene el peso de toda la sarta más el peso del fluido que levanta.

Durante la carrera descendente el tope de la sarta soporta solamente el peso de las varillas debajo de ellas. Las cargas que actúan sobre la sarta de varillas son: estáticas, de fricción, de golpes, dinámicas y aquellas generadas por la vibración.¹

a) Cargas estáticas

Hace referencia al peso de las varillas más el peso del fluido menos el efecto de la flotabilidad²

b) Cargas por fricción

Fricción del pistón en si respectivo barril, las barras con el fluido y contra las paredes del tubing, fluido contras las paredes del tubing³

¹ CESTARI, Francisco y GARCÍA, Raiza. Diseño de una base de datos que sirva de insumo al manual de ingeniería de producción petrolera de la escuela de ingeniería de petróleos de la UCV. Fase I. Tesis de grado (Ingeniería de petróleos) Universidad Central de Venezuela 2002. p 193

¹ VILLEGAS., Op cit. p 60.

² Ibíd., p 65.

³ Ibíd., p 68.

c) Cargas por golpes

Cargas por choque como resultado de golpes de fluido, golpe de gas, golpe de bomba, juego en cojinetes y juego en reductor⁴

d) Cargas dinámicas

Debidas a los cambios de velocidad. Las cargas dinámicas que se presenta en el sistema durante la carrera ascendente se debe a: fricción de barras, fluido y pistón + peso de las barras en el aire – efecto de la flotabilidad + carga diferencial sobre el pistón (peso del fluido en el tubing + carga debido a la contrapresión en boca – carga debida a la presión dinámica en fondo) + cargas dinámicas. Durante la carrera descendente se debe a: peso de las barras en el aire – efecto de la flotabilidad – fricción barras, fluido y pistón – cargas dinámicas.

Una sarta de varillas está compuesta con varillas conectadas una con otras hasta llegar la profundidad de bombeo establecida previamente, los materiales de las varillas pueden ser de diferentes tipos de aceros que depende de las condiciones de operación o de la disposición en campo, existen diferentes diseños como son las varillas de succión hueca, continua, flexible y fibra de vidrio¹.

e) Cargas originadas por la vibración

Son fuerzas originadas por una fuerza exterior al sistema, generando ondas a lo largo del material.²

⁴ Ibíd., p 68.

¹ Ibíd., p 68.

² Ibíd., p 65.

1.2.3. Materiales de las varillas. El hierro es el principal constituyente de las varillas, cerca de un 90%, el hierro puro puede ser muy frágil y propenso a la corrosión, por lo tanto se deben agregar otros elementos como Carbono, Manganeso, Cromo, Vanadio, Boro, Molibdeno, Cobre.

Los aceros que se utilizan para fabricar las varillas se dividen en dos categorías:

- Aceros al Carbono: Contiene Carbono, Manganeso, Silicio, Fósforo y Azufre.
- Aceros de aleación contienen elementos adicionales

Las varillas que se utilizan en la industria están clasificadas en API, y no API (Varillas electra, Varillas continual COROD, Varillas de fibra de vidrio, Varillas Hollow Rod)¹

- f) **Varillas API:** Las varillas API de acuerdo al tipo de material se dividen en clases: C, D, K (Tabla 7). Las varillas API se encuentra en dos tamaños de 25 pies de longitud (variación \pm 2 pulgadas) y 30 pies (variación \pm 2 pulgadas).

Tabla 7. Clases de varillas API

Clase	Material	Resistencia a la tensión (lbs/in ²)		Uso
		Mínima	Máxima	
K	Níquel-Molibdeno	85000	115000	Resistentes a la corrosión
C	Carbono- Manganeso	90000	115000	Para pozos con cargas reducidas o medianas, no

¹ Escalante Sharon. Curso Bombeo Mecánico. Producción de hidrocarburos 3. p 8

				corrosivos o con inhibición eficaz
D	Níquel-Cromo-Molibdeno	115000	140000	Varillas utilizadas en pozos donde los esfuerzos son muy grandes

Fuente: Escalante Sharon. Curso Bombeo Mecánico. Producción de hidrocarburos 3.

1.2.4. Bombas de Fondo. La bomba mecánica de profundidad es uno de los elementos que componen al sistema del bombeo mecánico y sus principales componentes se describen a continuación:

El barril o camisa que en la mayoría de los casos está fijo mediante un anclaje a la tubería de producción.¹ La válvula fija ubicada en la parte inferior del barril, junto al barril forma la parte estática de la bomba. La parte móvil está constituida por el pistón o émbolo y la válvula viajera.

a) Funcionamiento

Durante la carrera ascendente la válvula viajera se cierra con lo cual la parte móvil del sistema levanta la columna de fluido, simultáneamente la válvula estacionaria se abre permitiendo que el fluido ingrese nuevamente en la recámara.

Finalizada la carrera ascendente, se cierra la válvula estacionaria debido al aumento de la presión de la recámara y se abre la válvula viajera, permitiendo el paso de fluido a través de ella, mientras el pistón desciende hasta el punto muerto

¹ BOLLAND. Bombas mecánicas de profundidad. 2012. p 8.

inferior. El fluido es transferido al conjunto estacionario del sistema de bombeo y comienza nuevamente el ciclo ascendente.²

La Figura 4 ilustra el funcionamiento de una bomba de subsuelo:

P_s : Presión de succión de la bomba (Presión debido a la columna de fluido en el anular junto con la presión de la columna de gas y la presión de superficie).

P_c : Presión de la cámara o barril de la bomba de fondo.

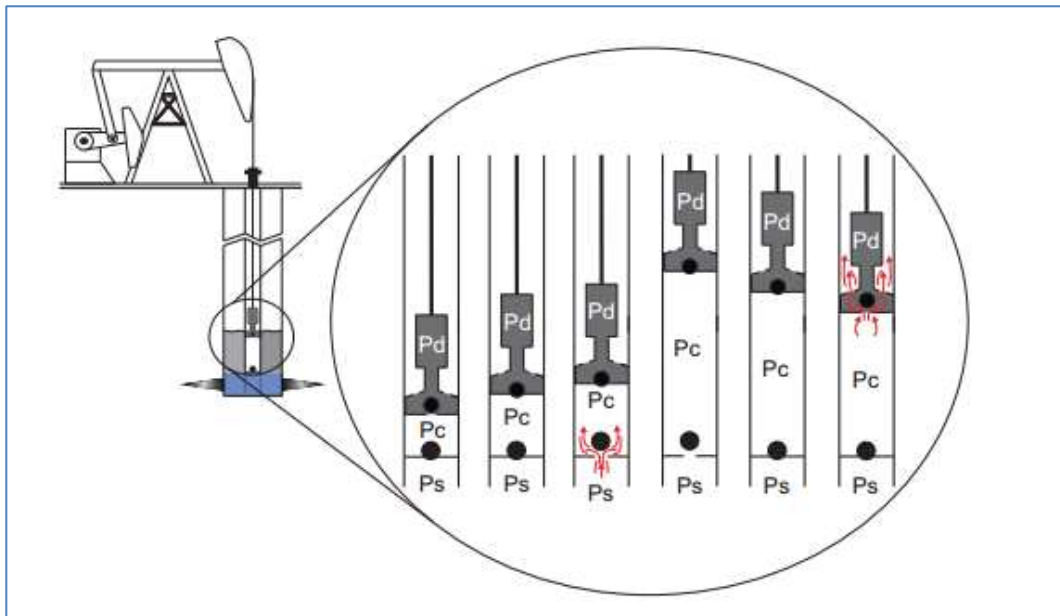
P_d : Presión de descarga (Presión debido a la columna hidrostática hasta superficie).

b) Tipos de Bombas Mecánicas

Los distintos tipos de bombas mecánicas de profundidad se identifican según la norma API 11AX tal como se describe en la Tabla 8.

² ORDOÑEZ, Bernardo. Proposta de controles de operação de poços com bombeio mecânico através da pressão de fundo. Trabajo de Maestría (Ingeniería de Automatización y sistemas) Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis 2008. p 18

Figura 4. Funcionamiento de la bomba de subsuelo



Fuente: Ordoñez Bernardo. Proposta de controle de operação de poços com bombeio mecânico através da pressão de fundo.

- **Bombas de tubing (T)**

Son bombas simples en su diseño, el barril se conecta al tubing y la sarta de varillas al pistón. En la parte inferior se coloca un niple de asentamiento donde irá la válvula fija. Las ventajas de estas bombas se limitan a pozos que no requieren frecuentes intervenciones. Permite un máximo desplazamiento de fluido para un tubing de producción.

Como desventaja se tiene el cambio el barril, el cuál se debe sacar todo el tubing. Debido a que desplaza grandes volúmenes las cargas en la varillas son altas y pueden generar grandes estiramientos en el tubing y la sarta de varillas.¹

¹ BOLLAND., Op cit., p 10

Tabla 8. Clasificación API de bombas de subsuelo para bombeo mecánico.

Tipo de bomba		Barril		
		Barril de pared gruesa	Barril de pared fina	Barril de pared semigruesa
Insertable	Barril estacionario, anclaje superior	RHA	RWA	---
	Barril Estacionario, anclaje inferior	RHB	RWB	RXB
	Barril móvil, anclaje inferior	RHT	RWT	---
De tubing		TH	---	----

Fuente: BOLLAND. Manual de Partes. Bombas mecánicas de profundidad

- **Bombas insertables (R)**

Son bombas que se fijan mediante un sistema de anclaje al tubing, debido a esto no es necesario sacar el tubing para retirarlas de fondo ahorrando tiempo. Para instalarla se debe colocar en el tubing un niple de asentamiento y posteriormente se baja la bomba mediante una sarta de varillas, hasta que el anclaje de la bomba se fije en el asiento. Las bombas R pueden ser de barril estacionario o barril móvil y así mismo pueden tener anclaje inferior o superior. De acuerdo a lo anterior existen tres tipos de ensamblajes las cuales tienen una aplicación específica.¹

¹ BOLLAND., Op cit., p 11.

- Barril estacionario y anclaje inferior (RWB, RHB)
- Barril estacionario y anclaje superior (RWA,RHA)
- Barril viajero y anclaje inferior. (RWT, RHT)

Otra división de las bombas es dependiendo del espesor del barril:

- H para barriles gruesos (de 1/4" a 3/16") se usan específicamente para profundidades de 7000 pies o cargas de fluidos sobre las 7000lbs
- W para barriles delgados (1/8")

c) Componentes de las Bombas de Fondo

- **Barril**

El barril es la pieza más grande y costosas de las bombas de subsuelo, su diámetro es un poco menos al tubing en bombas insertas, su interior es liso con el fin de que el pistón se mueva con mayor facilidad.

En el mercado se encuentran diferentes tipos de barriles los cuales varían el ancho de las paredes y los acoples para el barril dependiendo de las condiciones de operación. Los barriles son hechos a medidas estándar por encima de 24 pies, para bombas grandes usualmente se utilizan varios barriles unidos.

La selección de la longitud del barril es muy importante y el primer paso a la hora del diseño de una bomba de subsuelo, este debe ser del tamaño suficientemente largo para contener el pistón y las válvulas.¹

- **Pistón**

El pistón es un tubo mecanizado y pulido debido a que la fricción entre el barril y el pistón es de suma importancia y de ello depende la vida útil de la bomba.

Existen muchas calidades de pistón que utilizan distintos materiales en su construcción, los que se adaptan a los diferentes fluidos y condiciones de trabajo, pero en general los más utilizados son los que tienen un recubrimiento superficial. La adherencia, el espesor, la homogeneidad y la dureza de la capa serán factores determinantes de la durabilidad. De acuerdo con el material se clasifican en metálicos y no metálicos.²



Figura 5. Barril.

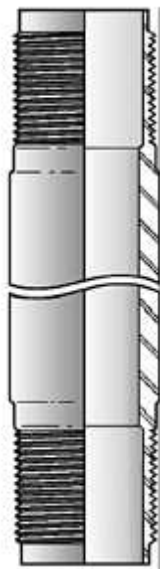
¹ BOLLAND., Op cit., p 1810

² Ibíd., p 19

Los pistones metálicos son de redondez precisa en la superficie y pueden ser de acero, cromo o níquel plateado y metal pulverizado. Los primeros tipos de pistones utilizados fueron los de empaque flexible, que utilizan copas fabricadas en material elástico para sellar sobre la pared del barril, son resistentes a la corrosión pero no funcionan en pozos profundos debido a la resistencia de las copas.

Los pistones se fabrican en diferentes versiones, con superficies exteriores lisas o ranuradas. Los pistones ranurados tienen una ventaja cuando el pozo produce con un poco de arena, u otras partículas sólidas las cuales pueden ser atrapadas en las ranuras, las cuales se incrustan entre el barril y el pistón.¹

Figura 6. Tipos de barril.



Barril pin-pin de pared ancha



Barril box-box pared fina

Fuente: Takacs Gabor. Sucker Rod Pumping Handbook

¹ Ibíd., p 19.

La longitud de un pistón puede determinarse fácilmente aplicando una regla empírica que determina un pie de pistón por cada 1000 pies de profundidad. Una longitud de 6 pies es satisfactoria para más de 6000 pies.

d) Especificaciones del Ensamblaje de la Bomba

El instituto americano del petróleo API propuso una denominación de 13 caracteres para especificar el ensamblaje de fondo. La figura explica la denominación de cada grupo de números. El primer grupo numérico define el tamaño nominal de la tubería, suponiendo que es con la que trabaja la bomba. El segundo grupo es un código de tres números que indica el diámetro interior requerido por la bomba. El tercer grupo de letras es la designación API de la bomba. El siguiente grupo es un código que hace referencia al tipo de ensamblaje de asentamiento (que puede ser mecánico o un elemento de retención). El último grupo numérico hace referencia a la longitud de la bomba.¹

1.2.5. Válvulas. Son uno de los componentes primordiales de los componentes de subsuelo porque de ellas depende la acción eficiente de bombeo. Dichas válvulas son válvulas cheque que operan sobre el principio de una bola y un asiento.

Los asientos vienen maquinados, esmerilados y acabados de tal forma que están protegidos contra la corrosión y están fabricados resistentes a la erosión. Las bolas tienen un acabado de precisión y cada combinación de bola y asiento es esmerilado para proporcionar un perfecto sellamiento.² Durante la operación de la válvula, la bola queda periódicamente asentada y desasentada sobre el asiento de

¹ VILLEGAS, Op. Cit., p 46.

² *Ibíd.*, p 49.

la válvula. El diseño API para válvulas es el más utilizado en bombas de subsuelo. La válvula en una bomba de subsuelo son partes críticas, cada válvula debe operar con cada carrera de la bomba, alternadamente, así la válvula fija permite el llenado del barril y la válvula viajera la descarga del fluido, abriendo con la restricción mínima de fluido y cerrando para no permitir pérdidas.

Fallas en las válvulas es la causa más común de fallas en las bombas. La bola y el asiento son hechos como un par, y la bola y el asiento de una válvula no debe ser intercambiada con la bola y asiento de otra válvula. La válvula viajera puede colocarse ya sea por encima o por debajo del pistón. La primera posición se recomienda en pozos productores de poco o nada de gas. Su ventaja es que el pistón no está sosteniendo la columna de fluido, eliminando la tensión del pistón.

La colocación de la válvula por debajo del pistón reduce el espacio muerto entre la válvula fija y viajero, característica deseada para pozos con producción de gas. Las bolas de la válvula se pueden encontrar en diferentes materiales.

Las bolas metálicas son las más utilizadas, pero también se encuentran válvulas de cerámica de zirconio que son químicamente inertes y resistentes a la corrosión y abrasión, y proporcionan una vida más larga que las partes de la válvula de metal.¹

1.2.6. Ancla de Gas. A diferencia de los compresores las bombas no están diseñadas para bombear el gas que existe en fondo de pozo. La eficiencia volumétrica puede ser afectada en forma significativa y en casos extremos se puede generar el bloqueo por gas, éste problema resulta cuando la válvula viajera no abre en la carrera descendente debido a que la presión en la cámara es mucho menor que la de descarga debido al gas presente. Un ancla de gas consiste en un

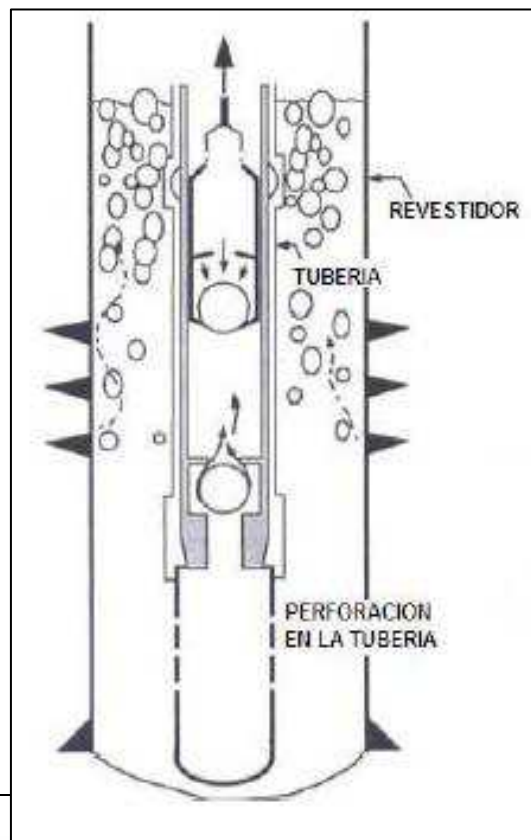
¹ Ibíd., p 50.

tubo ranurado o perforado, colocado en la zapata de anclaje y se utiliza para mejorar la separación de gas antes de la entrada del fluido en la bomba, lo anterior origina una mayor eficiencia volumétrica de la bomba. Existen varios tipos anclas como son: Natural, Niple perforado, copa y copa multicopa.²

a) Ancla Natural

Se refieren a colocar la bomba debajo de las perforaciones y así permitir que el gas sea forzado a circular por la entrada de la bomba, es el ancla más simple y la mejor manera de minimizar la interferencia de gas³.

Figura 7. Ancla Natural.



² ESCALANTE, Sharon. Producción de hidrocarburos II. módulo III Bombeo mecánico. Curso 2012. p 12

³ Ibíd., p 13.

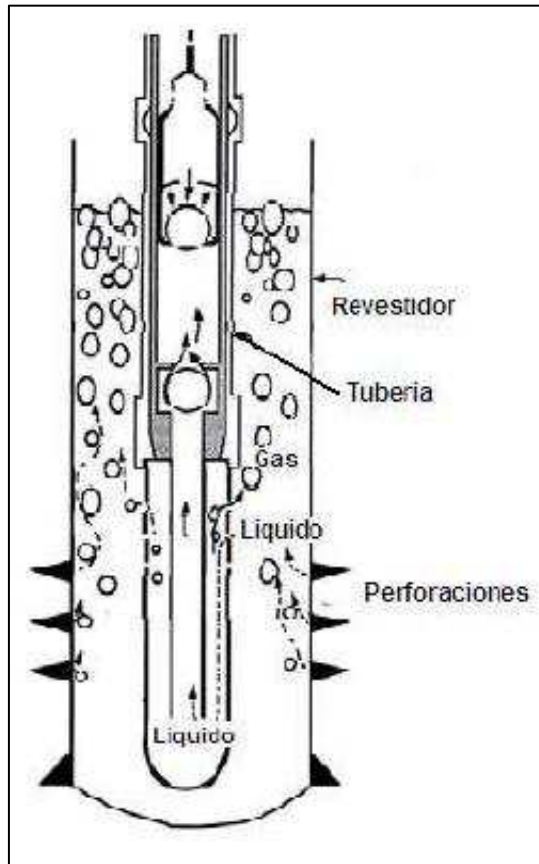
b) Ancla con Niple Perforado

Es un ancla simple y económica, por el diseño de sus partes, se usa en pozos ligeramente arenosos, donde el nivel del líquido de esta cerca del pozo, sin embargo puede utilizarse a cualquier profundidad. Consiste en un niple con perforación con la adición de un tubo concéntrico para la succión y otro para la recolección de sedimentos.¹

Figura 8. Ancla con Niple Perforado.

Fuente: Escalante, Sharon. Curso Bombeo Mecánico. Producción de hidrocarburos.

¹ Ibíd. p 13

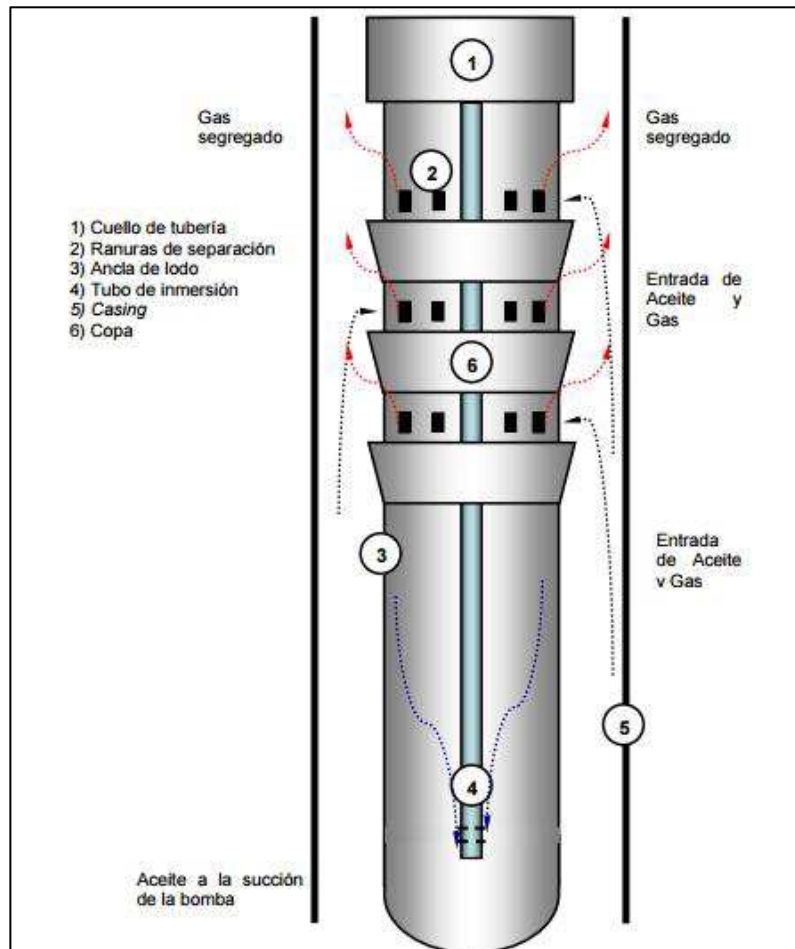


c) Ancla Tipo Copas

Consiste en un conjunto de copas de metal localizado a lo largo de la sección perforada por el tubo de barro, justo por debajo de las perforaciones. Las copas tiene la función de desviar el gas, o promover su escape hacia el espacio anular, cuando se encuentran a nivel de las perforaciones del tubo de barro. La forma de estas últimas es de ranuras longitudinales y componen la entrada del separador¹

Figura 9. Ancla Tipo Copas.

¹ Ibíd., p 14

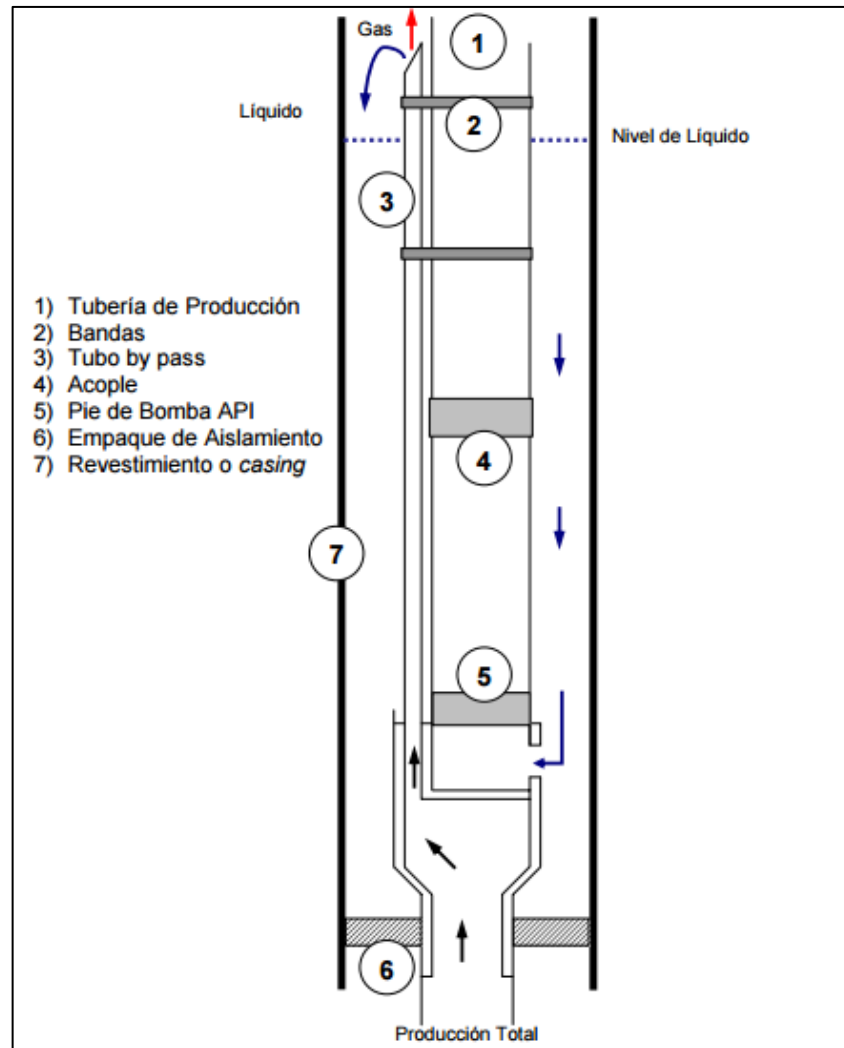


d) Ancla de Gas con Empaque

Consiste en un tubo exterior cuyo extremo superior posee perforaciones muy similares a la del separador tipo niple perforado. El extremo inferior, en donde se instala el empaque se encuentra totalmente abierto al flujo.¹

¹ Ibíd., 14.

Figura 10. Ancla de Gas con Empaque.



Fuente: SPE 63082. New well testing methods for rod pumping Wells. Case Studies

Figura 11. Nomenclatura API para el ensamble de fondo.

		25	200	R H BC	24	4	4
Tubing	15 (1,90" 48,3 mm) 20 (2 3/8" 60,3 mm) 25 (2 7/8" 73,0 mm) 30 (3 1/2" 88,9 mm) 40 (4 1/2" 114,3 mm)						
Diámetro de pistón	125 (1 1/4" 31,8 mm) 150 (1 1/2" 38,1 mm) 175 (1 3/4" 44,5 mm) 200 (2" 50,8 mm) 225 (2 1/4" 57,2 mm) 250 (2 1/2" 63,5 mm) 275 (2 3/4" 69,9 mm)						
Tipo de Bomba	R : insertable T : de tubing						
Tipo de barril	H : pared gruesa W : pared fina						
Anclaje	A : superior B : inferior T : inferior p/barril móvil						
Tipo de Anclaje	C : a copas M : mecánico						
Longitud del barril, en pies							
Longitud nominal del pistón, en pies							
Longitud total de extensiones, en pies							

Fuente: SPE 63082. New well testing methods for rod pumping Wells. Case Studies

1.3. NOMENCLATURA API PARA UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO

La nomenclatura estándar para las unidades de bombeo mecánico involucra una descripción de la misma, indicando el tipo de unidad, capacidad de la caja reductora, la capacidad de carga de la estructura y la carrera máxima por Stroke. A continuación se muestra un ejemplo de la nomenclatura utilizada para caracterizar las unidades de bombeo mecánico:¹

Tabla 9. Nomenclatura estándar para unidades de bombeo mecánico.

C	640	D	365	168
Geometría:	Capacidad de la caja reductora.	Si no hay ninguna letra, la caja reductora es simple. Si aparece la D, significa reducción doble.	Capacidad de la estructura.	Carrera máxima por Stroke.
C – Convencional				
A – Aero-balanceada	X1000 Lb-In.		X100 Lb-In.	
M – Mark II				In.

Fuente: Barrón, Osvaldo; Sánchez Gerardo. Soluciones para problemas que se presentan en el bombeo mecánico, 2009.

¹ BARRÓN., Op cit., p 75

2. REGISTROS DE NIVEL Y DINAGRAMAS.

El monitoreo del sistema de bombeo mecánico es indispensable para poder determinar las posibles fallas que se puede presentar en el sistema, así como para obtener el mejor desempeño de la unidad. Los registros de nivel y dinagramas son herramientas que ayudan a diagnosticar el funcionamiento del sistema de bombeo mecánico.

2.1. REGISTROS DE NIVEL O ECÓMETRO

Esta prueba se realiza con el fin de saber la profundidad del nivel dinámico o estático del pozo, lo cual ayuda a optimizar características como la velocidad de bombeo y la carrera de la bomba, también se requiere una bomba de diferentes características. Su principio está basado en una onda acústica que viaja a través del gas. Por tanto es necesario conocer la velocidad acústica del gas para determinar los niveles de líquido.

El nivel de líquido es determinado al generar una onda acústica debido a un diferencial de presión en el gas en el espacio anular, ésta onda llega hasta el nivel del líquido el cual refleja de vuelta la onda a superficie.

La ecuación se utiliza para determinar el nivel del fluido a partir de los datos obtenidos de tiempo y velocidad de la onda en el gas.¹

¹ VARGAS, César. Componentes de bombeo mecánico su uso y aplicación en Chicontepec. Tesis de Grado (Ingeniería de petróleos) Univerisadad Nacional Autónoma de México 2012. p 36

$$D = \frac{TV}{2}$$

Ec. 2

Donde,

D= Distancias al nivel del líquido en pies.

T= Tiempo entre la generación de la onda inicial y la onda reflejada en segundos.

V= Velocidad acústica en pies/segundo.

Un equipo digital utilizado para la toma de los registros de nivel es el ECHOMETER de Total Well Management (TWM). El analizador es un instrumento computarizado para adquirir los datos acústicos de nivel de líquido y datos del dinamómetro. Consiste en un computador que controla, procesa y analiza los datos. Utiliza un ensamble al micrófono de la pistola de gas para determinar la profundidad del nivel de líquidos en el pozo.¹

2.1.1. Pistola Compacta de Gas. Consiste en una cámara de 10 pulgadas cúbicas y una válvula de gas de apertura. La cámara se llena con CO₂ o N₂ a una presión por encima de la presión del pozo. Cuando la válvula se abre, un pulso de presión se genera que viaja a través del gas del pozo. La cámara puede llenarse como se necesite para obtener el registro deseado.²

2.1.2. Pistola de Disparo Remoto. Dispositivo que genere un pulso acústico y detecta las reflexiones del mismo que se producen dentro del pozo. La pistola remota tiene una cámara que se llena con dióxido de carbono o con nitrógeno

¹ VARGAS., Op Cit., p 36

² Ibíd., p 37

para distribuir el pulso acústico en el pozo. Un micrófono alojado en el interior de la pistola detecta el disparo, las uniones, el nivel de fluido y otras reflexiones que puede haber dentro del pozo.

Una válvula solenoide suelta el gas de la cámara del gas en el pozo. Esta pistola no se puede operar en el modo implosión. Se tiene un transductor de presión que transforma las presiones adquiridas en una señal electrónica que es captada por el Well Analyzer.¹

Figura 12. Tipos de pistolas de medición de nivel. Pistola compacta de gas (izq.) y Pistola de disparo remoto (Der.).



Fuente: ECHOMETER. Gun-microphone assemblies.

¹ VARGAS., Op Cit., p 37

2.2. DINAGRAMAS

2.2.1. Dinamómetro. Es un equipo que registra las cargas que soporta la barra pulida durante el ciclo de bombeo y la interpretación del gráfico que se obtiene de estas mediciones se utiliza para determinar:

- El estado de la bomba de subsuelo
- Dislocación en el pistón y válvulas
- Sarta de varillas fracturadas
- Imperfecciones en las tuberías.
- Acumulación de parafina.
- Cambios en el nivel del fluido.
- Ajuste en la prensa estopa o caja reductora.
- Elección correcta del tamaño de los golpes de bombeo.
- Elección correcta de la profundidad a que se pone la bomba y el tamaño del pistón.
- Número de golpes de bombeo por minuto.

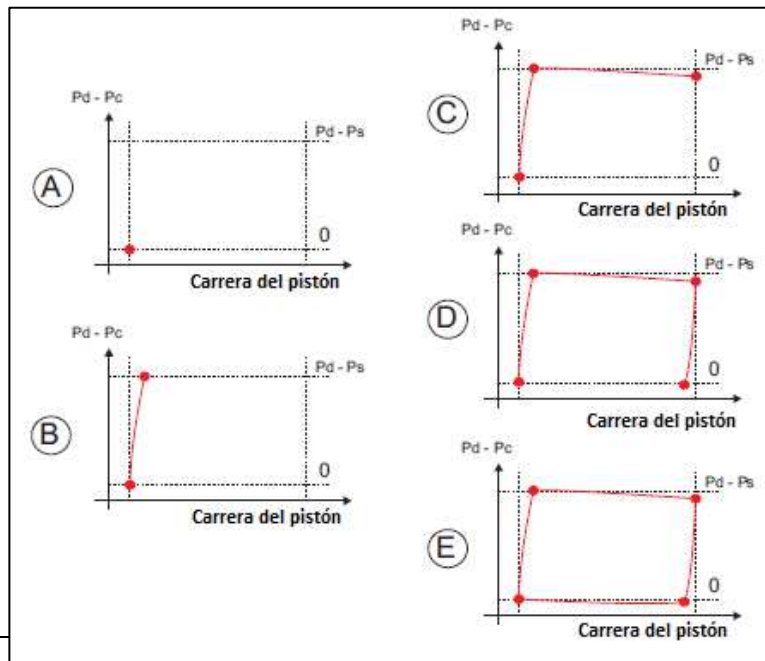
- Efecto de los golpes de gas en la producción.

Entre las ventajas de la utilización del dinamógrafo se puede mencionar:

- Reducción de los costos y pérdidas de producción.
- Prevención de fallas en la bomba (dentro del pozo) y en la unidad de bombeo.
- Incremento de la producción.
- Mejora del diseño de la bomba y su aplicación.

Las mediciones de un dinamómetro en un pozo se realizan en condiciones tanto dinámicas como estáticas.¹

Figura 13. Funcionamiento de la bomba



¹ CESTARI., Op Cit., p 248.

2.2.2. Tipos de Dinamómetros

a) Dinamómetro Mecánico

El dinamómetro mecánico mide las cargas de las varillas por medio de la deflexión de un anillo de acero colocado entre la barra soporte y la abrazadera de la barra pulida. La grabación del anillo de deflexión se realiza sobre la carta dinamométrica, unida a un tambor rotativo accionado por el movimiento vertical de la barra pulida. Su principal inconveniente es que la unidad de bombeo debe detenerse antes de que pueda ser instalado en la barra pulida.¹

Fuente: Ordoñez Bernardo. Proposta de controle de operação de poços com bombeio mecânico através da pressão de fundo.



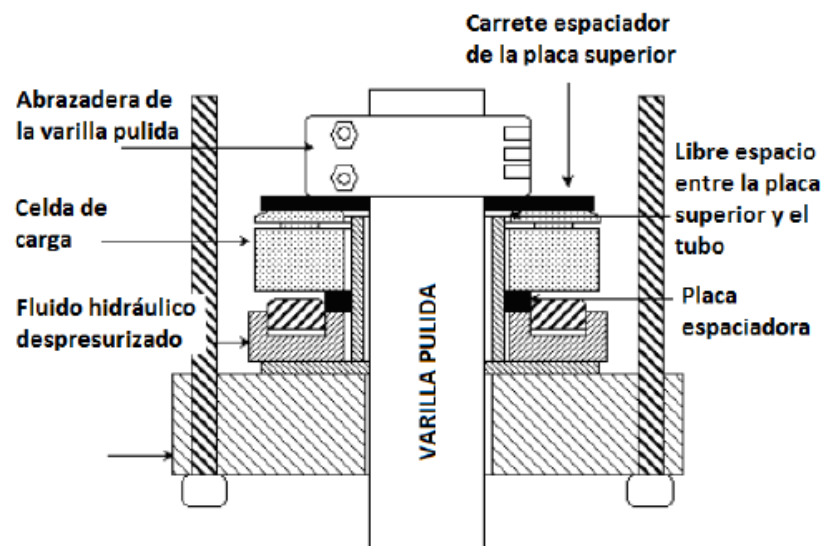
Fuente: Leutern. Well optimization

b) Dinamómetro Hidráulico

¹ VILLEGAS., Op Cit., p 97.

Un dinamómetro hidráulico se puede instalar sin la necesidad de parar la unidad de bombeo. Este tipo de dinamómetro utiliza un espaciador instalado en la barra pulida. Se instalan dos sensores de carga en los pistones hidráulicos entre el hombro del espaciador y la barra de soporte. Después de que el dinamómetro está en su lugar, se aplica presión hidráulica a los pistones activando la bomba de mano conectada al sistema. Los pistones levantan el espaciador de la barra de soporte, por lo que, las cargas de la barra pulida se transfieren a los pistones hidráulico, los cambios en la barra pulida implican cambios en la presión hidráulica, que luego son grabadas en las cartas.¹

Figura 15. Dinamómetro Hidráulico.



Fuente: Villegas, David. Aplicación de un nuevo sistema de bombeo mecánico no convencional con tubería flexible para la explotación de pozos de crudo pesado.

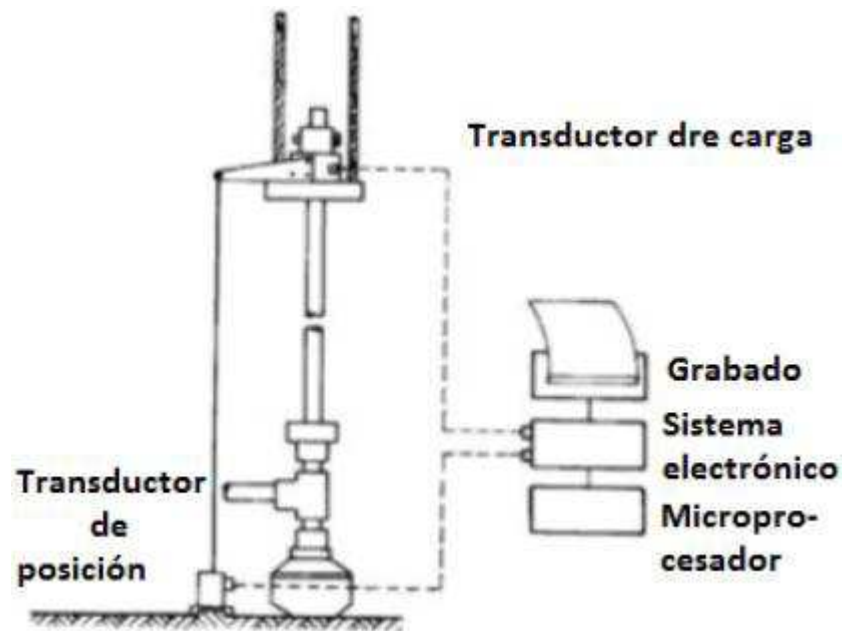
c) Dinamómetro Electrónico

Un dinamómetro electrónico utiliza transductores electrónicos para medir las cargas y los desplazamientos de la barra pulida. Las partes principales del

¹ VILLEGAS., Op Cit., p 97.

dinamómetro electrónico son el transductor de cargas, el transductor de posición y un sistema electrónico, que proporciona una interfaz, la grabación de la señal y el procesamiento. La célula de carga se coloca entre la barra de soporte y la abrazadera de la barra pulida y por lo general emplea medidores de tensión para detectar las cargas en la barra pulida. Las señales de los traductores de cargas y posición, se transfiere a un circuito de adquisición de datos, que producen señales eléctricas suavizadas para el registro y el procesamiento en tiempo real en un ordenador portátil.¹

Figura 16. Dinamómetro Electrónico.



Fuente: Villegas, David. Aplicación de un nuevo sistema de bombeo mecánico no convencional con tubería flexible para la explotación de pozos de crudo pesado.

2.2.3. Carta Dinamométrica. Una carta dinamométrica es un gráfico que representa los efectos generados por las cargas que actúan sobre la bomba durante un ciclo de bombeo. Existen dos tipos de cartas dinamométricas, la de

¹ VILLEGAS., Op Cit., p 98.

superficie y la de fondo. Las cargas son registradas en la superficie por medio de dinamómetros y en el fondo del pozo a través de modelos matemáticos.

Las cartas dinamométricas están entre las principales herramientas de análisis y evaluación de las condiciones del bombeo, registrando las cargas en la barra pulida o en el fondo en función del movimiento de la varillas.

Es posible observar diferentes condiciones del bombeo a través de una carta dinamométrica. La información más importante que se puede extraer y analizar es:¹

- Determinación de las cargas que actúan sobre la unidad de bombeo y en la barra pulida
- Determinación de la potencia requerida para la unidad de bombeo
- Ajuste del contrabalance de la unidad de bombeo
- Verificación de las condiciones de la bomba y válvulas
- Detección de fallas

En la gráfica 13 se ejemplifica la generación de la carta de fondo, donde se destaca las fuerzas que actúan sobre la bomba de fondo. En A el movimiento ascendente es inminente. La válvula viajera está abierta y por tanto la diferencia P_d y P_c es nula, ya que el fluido de la cámara del pistón está en contacto con la columna de fluido.

¹ VILLEGAS., Op Cit., p 102.

Todo el peso de la columna hidrostática está sobre la válvula fija, y se tiene que $P_d = P_c \gg P_s$. Cuando el pistón inicia su carrera, el volumen de la cámara se expande haciendo que P_c disminuya y se obtiene que $P_d > P_c \gg P_s$. La diferencia entre P_d y P_c aumenta conforme el pistón continúa con su movimiento ascendente.

En B. la contra presión ejercida por P_s ya es suficientemente grande para abrir la válvula fija con un diferencia máxima entre P_d y P_c y se tiene que $P_d > P_c = P_s$. Existe el flujo para el interior de la cámara a partir de que el momento en que $P_c < P_s$. El pistón se encuentra en su máxima carrera en C, donde el flujo a través de la válvula fija cesa y la válvula se cierra debida a la presión ejercida sobre ella.

La presencia de gas puede reducir la carrera del pistón dado el carácter de expansión del gas. En D, el pistón comienza a descender reduciendo así el volumen entre las válvula fija y viajera, provocando un aumento de P_c en relación a P_d . Conforme descende el pistón P_c se torna mayor que P_d , y existe un flujo a través del barril. En este momento se tiene que $P_d < P_c \gg P_s$. Finalmente en E cesa el flujo a través de la válvula viajera, y esta se cierra debido a la presión de que se ejerce sobre ella.¹

2.2.4. Interpretación Cuantitativa de las Cartas Dinagráficas. La interpretación cuantitativa proporciona directamente información sobre las cargas que soporta la barra pulida. De esta manera se pueden obtener valores de:

- Carga máxima sobre la barra pulida
- Carga mínima sobre la barra pulida
- Elongación de las varillas en el fluido

¹ Ordoñez Bernardo. Proposta de controle de operação de poços com bombeio mecânico através da pressão de fundo., p 18

- Carga de las varillas en el aire
- Flotalidad de las varillas en el fluido
- Carga en la válvula viajera
- Carga en la válvula fija
- Carga de contrabalance
- Torque máximo de la unidad de bombeo
- Variación de torque con el recorrido de la barra pulida
- Potencia del motor

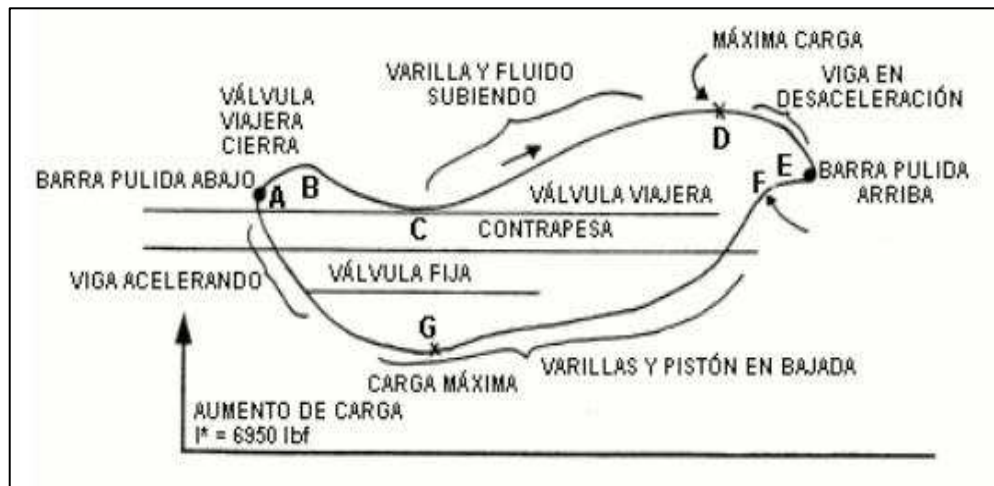
Las cargas máximas y mínimas sobre la barra pulida, la carga debida al peso de las varillas en el fluido, las cargas sobre la válvula viajera y fija y la carga de contrabalance, se leen directamente de una carta dinagráfica. Para ellos se necesita el registro y la constante de compresión del dinamómetro, en caso de ser mecánico o hidráulico, y la constante de carga, en caso de equipo electrónico. ¹

La carga sobre la válvula fija representa el peso de flotabilidad de las cabillas en el aire, menos la fuerza de flotabilidad de las cabillas en el fluido. Este parámetro se define como (W_{rf}). La carga sobre la válvula viajera es la suma de la carga sobre la válvula fija, más la carga del fluido estático sobre el pistón de la bomba.

¹ CESTARI., Op Cit., p 247

Entonces, la diferencia entre las cargas de la válvula viajera y la válvula fija, define la carga estática del fluido sobre la bomba (FO). La carga máxima sobre la barra pulida (PPRL) es igual a la suma de la carga sobre la válvula fija, más (F1). El valor de F1 representa la suma de la carga estática de fluido (FO), más el efecto dinámico de la carrera ascendente. La carga mínima sobre la barra pulida (MPRL), es igual a la carga sobre la válvula fija, menos (F2). El valor de F2 representa el efecto dinámico del recorrido descendente.¹

Figura 17. Descripción de una carta dinamométrica.



Fuente: CEID, Curso de bombeo mecánico. Cartas Dinagráficas Típicas (Análisis Cualitativo).

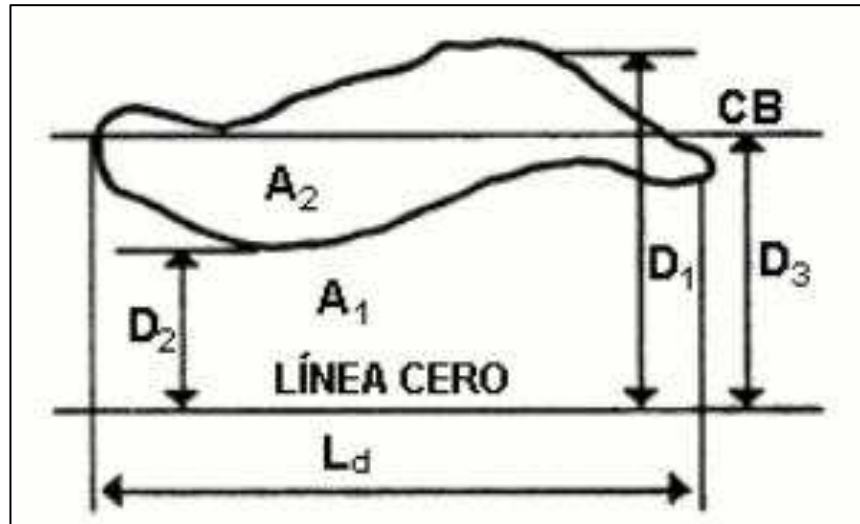
a) Cargas Obtenidas Usando un Dinagrama

Las cargas impuestas a un sistema de bombeo mecánico se determinan mediante un dinagrama.²

¹. CESTARI., Op Cit., p 247

² Ibíd., p 248

Figura 18. Dinagrama usado en análisis de carga.



Fuente: CEID, Curso de bombeo mecánico. Cartas Dinagráficas Típicas (Análisis Cualitativo).

De la figura 18 se tiene:

- La carga máxima $C \cdot D_1$
- La carga mínima $C \cdot D_2$
- Rango de carga = $C \cdot (D_1 - D_2)$
- Carga Promedio en la carrera ascendente = $C \cdot \left(\frac{A_1 + A_2}{L_d} \right)$
- Carga promedio en la carrera descendente = $C \cdot \left(\frac{A_1}{L_d} \right)$
- Trabajo administrado a la sarta de cabilla en contra de la elevación del fluido y de la fricción por cada carrera A_2

- Trabajo realizado por la sarta de cabilla en contra de su elevación o caída por cada carrera= A_1

En este caso es necesario convertir las unidades de A_2 y A_2 a unidades de trabajo. $Lbf \cdot pie$.

Donde:

C: Carga

D_1 , D_2 , y D_3 : leído de la carta dinagráfica

A_a , y A_2 : leído de la carta dinagráfica

L_d = leído de la carta dinagráfica

b) Efecto de Contrapeso Obtenido de un Dinagrama

El efecto de contrapeso se obtiene de un dinagrama mediante el procedimiento siguiente:

La línea de contrapeso ($C1B1$) se dibuja en el dinagrama, parando la unidad de bombeo en una posición, donde el efecto del contrapeso tenga su valor máximo. Lo cual ocurre cuando la manivela se encuentra en la posición horizontal de la carrera. Esto corresponde a un ángulo $\theta = 90^\circ$ en la carrera ascendente y lo cual equivale a un ángulo $\theta = 270^\circ$, si se mide en la dirección de las agujas de un reloj, comenzando las medidas en un ángulo igual a cero, correspondiente a la hora 12 en punto.¹

¹ CESTARI., Op Cit., p 247

La contrapesa ideal se obtiene de una manera aproximada, de la ecuación:

$$CB_{ideal} = \frac{PPRL + MPRL}{2} \quad \text{Ec. 3}$$

Por lo tanto, para calcular el efecto de contrapeso se usa la siguiente ecuación:

$$CB_{real} = C * D_3 \quad \text{Ec. 4}$$

El contrapeso correcto se determinar con la ecuación:

$$PRHP = \frac{C * \left(A_2 / L_d \right) * S * N}{12 * 33000} \quad \text{Ec. 5}$$

Donde:

S: Longitud de la carrera.

N: Velocidad de la bomba.

c) Cálculo del Torque Instantáneo Usando un Dinagrama

Un método exacto para determinar el torque instantáneo mediante un dinagrama se basa en el método del factor torque. En este método se usan factores de torque y posición de la barra pulida. Las normas API requieren de los fabricantes de las unidades de bombeo, la entrega al usuario de los factores de torque y de carrera

por cada 15 ° de posición de la manivela. Los factores de torque se obtienen de la geometría de cada unidad de bombeo en particular.

Por lo tanto, para obtener el torque instantáneo que ocasiona una carga neta específica en una posición dada de la manivela, se hace lo siguiente:¹

Obtener el factor de torque correspondiente a la posición deseada de la manivela, *TF*.

Obtener la carga neta correspondiente de la manivela, *W_n*.

El torque instantáneo, *T_{W_n}*

$$T_{W_n} = TF * W_n$$

Ec. 6

Donde:

W_n : carga neta

W_n = *W*-*B*

W: peso total de las cabillas en el aire

B: carga requerida para balancear la unidad de bombeo (puede ser negativa o positiva)

El torque que ocasiona el contrapeso = *M**sen(*θ*)

¹ CESTARI., Op Cit., p 250

M: momento máximo de la manivela y contrapeso alrededor del eje de la manivela (suplido por el fabricante).

El torque neto en el reductor de la velocidad, T_{NETO} , es igual a la diferencia entre el torque debido a la carga del pozo y el torque debido a la rotación del contrapeso:¹

$$T_{neto} = \overline{TF} * (W_B - B) - M * \sin \theta \quad \text{Ec. 7}$$

Donde:

\overline{TF} : Factor de torque promedio.

¹ CESTARI., Op Cit., p 251

3. SELECCIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

Como parte del proceso de reconocimiento integral del sistema de bombeo mecánico que se ha instalado o que se desea instalar, se hace necesario tener presentes los parámetros de selección y de diseño recomendados por varias fuentes y normas.

3.1. SCREENING PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Para elegir adecuadamente un sistema de levantamiento artificial en un pozo es fundamental conocer los rangos óptimos de operación del mismo; por ende, se considera importante la tarea de ofrecer un Screening del sistema de bombeo mecánico para que, en caso de que se esté presentando un problema en el sistema debido a que está operando en condiciones para las que no fue diseñado, se haga la respectiva corrección, ya sea cambiando el sistema de levantamiento artificial o acondicionándolo.

A continuación se muestra el resumen de una investigación y recopilación exhaustiva de información consultada en textos de referencia, artículos técnicos y trabajos de grado dedicados al área del levantamiento artificial: Primero se presenta una tabla para el Screening de selección del bombeo mecánico como sistema de levantamiento artificial teniendo en cuenta las características del yacimiento, la tasa de producción y el estado mecánico del pozo:¹

¹ MUÑOZ, Fabián y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de herramienta software de selección. Trabajo de Grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad industrial de Santander. Bucaramanga 2007. p 95

Tabla 10. Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Mecánico.

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Número de Pozos					1	1
Tasa de Producción (BPD)	>10000	4001 a 10000	1001 a 4000	1 a 10 y 501 a 1000	11 a 50 y 301 a 500	50 a 300
Profundidad del Pozo (ft)	>14000	10001 a 14000	7001 a 10000	3001 a 7000	2501 a 3000	1 a 2500
Tamaño de Casing (In. ID)	>9 5/8	2 3/8 y 9 5/8	7		5 1/2	4 1/2
Grado de Inclinación Pozo con respecto a la vertical (°)	>45		21 a 45	11 a 20	6 a 10	0 a 5
Severidad Dogleg (ft/100ft)	>20	11 a 20	6 a 10		4 a 5	0 a 3
Temperatura (°F)	>600	551 a 600	401 a 550	251 a 400	151 a 250	1 a 150
Presión de Fondo Fluyendo (psi)	>4000	501 a 4000	301 a 500	201 a 300	14 a 50 y 101 a 200	51 a 100

Fuente: Muñoz, Alvaro; Torres, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. 2007.

Ahora se presenta las condiciones de selección del sistema teniendo en cuenta las características del fluido producido:

Tabla 11. Características de los fluidos producidos para Bombeo Mecánico.

VARIABLES	RANGO					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
BS&W (%)	>95	61 a 95	46 a 60	26 a 45	16 a 25	0,1 a 15
Viscosidad (cp)	>7000	5001 a 7000	3001 a 5000	0,1 a 20 y 1001 a 3000	21 a 100 y 501 a 1000	101 a 500
Contenido de Arena Abrasiva (ppm)	>1000	501 a 1000	201 a 500	51 a 200	11 a 50	0 a 10
GOR (scf/stb)	>700	401 a 700	301 a 400	201 a 300	101 a 200	0 a 100

Fuente: Muñoz, Alvaro; Torres, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. 2007.

Al inspeccionar que el sistema de levantamiento artificial que se está usando (Bombeo Mecánico) cumpla con el anterior Screening, se asegura de que el equipo no esté trabajando bajo condiciones que aceleren el su deterioro y que como consecuencia presente fallas periódicas.

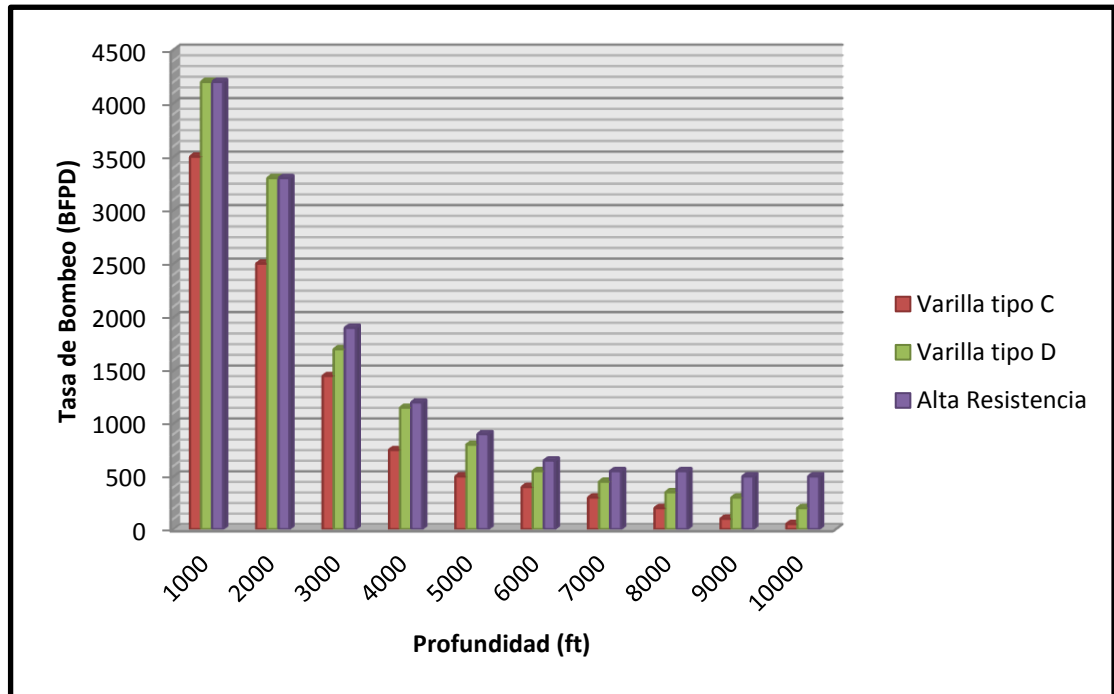
3.2. FACTORES A TENER EN CUENTA EN EL DISEÑO DE UN SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO.

Para realizar un diseño satisfactorio de un sistema de bombeo mecánico se debe tener en cuenta una serie de factores que pueden afectar su desempeño, desde las condiciones externas al sistema hasta sus propios componentes. Uno de esos factores que es el más importante para los equipos de producción es la tasa de crudo que se pueden manejar con el equipo.

Para dar una idea aproximada de esos caudales que el sistema de bombeo mecánico puede manejar, J.D. Clegg desarrolló un trabajo titulado “High-Rate Artificial Lift” (Figura 19. Clegg, J.D., High-Rate Artificial Lift.

) donde relaciona el caudal en función de la profundidad.¹

Figura 19. Clegg, J.D., High-Rate Artificial Lift.



Modificado de: Centro Internacional de Educación y Desarrollo, Diseño de Instalaciones de Levantamiento por Bombeo Mecánico.

a) Índice de Productividad

El índice de productividad es un indicador de la capacidad de producción del pozo y se calcula con el fin de conocer el comportamiento del mismo, ya que depende del diferencial de presión entre el yacimiento y el fondo del pozo.

¹ CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACIÓN Y DESARROLLO, Diseño de Instalaciones de Levantamiento por Bombeo Mecánico. p 5.

Permite identificar si ocurre algún problema con el estado del pozo al disminuir su productividad o capacidad productiva.¹

$$J = \frac{Q}{(P_e - P_{wf})} \quad \text{Ec. 8}$$

Donde,

J: Índice de productividad. STB/día/psi.

Q: Producción de crudo. STB/día

P_e: Presión de yacimiento. Psi

P_{wf}: Presión de fondo. Psi.

b) Vogel

Vogel propone una correlación empírica basada en historias de producción para flujo bifásico en un pozo. En la correlación no se tiene en cuenta el tiempo antes de que la presión del yacimiento cayera por debajo de la presión de burbuja y fue normalizada con el AOF (Absolut Open Flow) potencial, de la siguiente manera:²

$$Q_o = \left(\frac{J^* * P_e}{1,8} \right) \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right)^2 \right] \quad \text{Ec. 9}$$

¹ CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACIÓN Y DESARROLLO., Op Cit., p 10

² MUÑOZ., Op Cit., p 22.

$$J^* = \frac{1,8 * J}{\left(1 + 0,8 \frac{P_{wf}}{P_e}\right)} \quad \text{Ec. 10}$$

Donde,

J: Índice de productividad. STB/día/psi.

Q: Producción de crudo. STB/día

P_e : Presión de yacimiento. Psi

P_{wf} : Presión de fondo. Psi.

c) Fetkovich

El trabajo de Fetkovich se diferenció de Vogel en la normalización de la correlación. En este caso se introdujo una ecuación con dos términos desconocidos, para lo cual se requiere contar con “Test Points”, los cuales son parejas de datos correspondientes de Presión de fondo fluyendo y de su respectivo caudal. Estos test Points deben ser tomados en campo y poder así realizar el cálculo del IPR por el presente método¹:

$$Q_o = C(P_e^2 - P_{wf}^2)^n \quad \text{Ec. 11}$$

$$Q_{o \max} = C * P_e^{2n} \quad \text{Ec. 12}$$

Donde,

¹ MUÑOZ., Op Cit., p 22.

C y n: Constantes que se hallan con Test points

Q_o : Producción de crudo. STB/día

P_e : Presión de yacimiento. Psi

P_{wf} : Presión de fondo. Psi.

3.2.2. Bomba de Subsuelo (Ver 1.2.4). Esta parte del sistema de bombeo mecánico es la primera en diseñarse ya que dependiendo del tamaño, el tipo y la ubicación (profundidad) de la misma se diseñan los demás componentes del sistema. La bomba se ubica normalmente entre 200 y 7000 pies de profundidad, y es una bomba de desplazamiento positivo del tipo reciprocante lo que asegura una gran potencia para levantar la presión del fluido.¹

3.2.3. Profundidad y Sarta de Varillas. Esta parte del equipo es la que se encarga de llevar la energía mecánica generada por la unidad de bombeo en superficie hacia la bomba de subsuelo.

Entendiendo que la relación de esbeltez es la relación que existe entre la longitud de un elemento con su sección transversal (diámetro), se dice que la sarta de varillas es un equipo de gran esbeltez comparando su promedio de entre 200 y 7000 pies de profundidad con un diámetro de alrededor de 1 pulgada (0,083 pies). Lo anterior es la justificación del comportamiento de la sarta como un cuerpo flexible y que obedece a la inercia del movimiento reciprocante del sistema. En este orden de ideas se puede inferir la gran influencia de la profundidad en la eficiencia del sistema.

¹ CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACIÓN Y DESARROLLO., Op Cit., p 5

Los costos de inversión también son un factor fundamental en la evaluación del sistema que se desea instalar. Particularmente para el sistema de Bombeo Mecánico, L.D. Johnson publicó en un artículo para “Oil and Gas Journal” en 1968 una gráfica (Figura 20) donde muestra la incidencia de la profundidad en los costos de inversión. En la Figura 20 se puede observar que a medida que aumenta la profundidad, los costos también se incrementan, lo que se debe a que a mayor profundidad se debe usar una sarta más larga, por consiguiente, se ejerce mayor carga en la unidad y como consecuencia se debe instalar una unidad más grande lo cual afecta en gran medida los costos de inversión.¹

3.2.4. Costos de Inversión. El análisis económico es el soporte que se debe presentar a la hora de proponer la instalación de un sistema de levantamiento artificial ya que es la manera de evaluar los costos de inversión con respecto a la producción y poder así, asegurar un flujo de caja positivo, es decir, una rentabilidad favorable. En el caso del sistema de bombeo mecánico se debe evaluar hasta que profundidad es rentable elegir dicho sistema y no otros. Para tal fin se realiza un análisis económico con el cual se determinan si la mejor opción es la instalación del sistema de bombeo mecánico o por el contrario, es una opción de baja rentabilidad y hasta pérdidas.²

3.3. ANÁLISIS NODAL

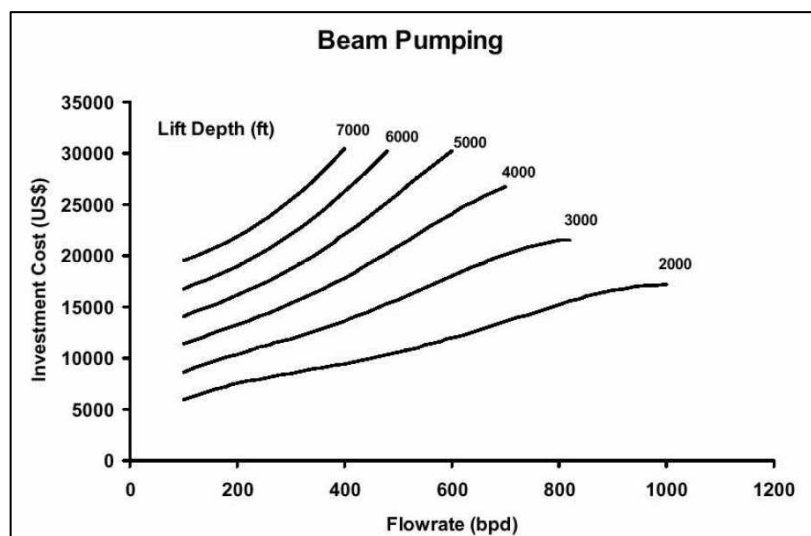
Por muchos años se ha usado el análisis nodal con el fin de analizar el comportamiento de sistemas constituidos por componentes que interactúan entre sí. Circuitos eléctricos, complejas redes de tuberías, e incluso sistemas de bombeo centrífugo son sometidos a rigurosos análisis por medio de este método.

¹ CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACIÓN Y DESARROLLO., Op Cit., p 6-7.

² *Ibíd.*, p 8.

La aplicación del método a sistemas de producción en pozos de petróleo y gas, fue propuesta por primera vez en 1954 por Gilbert y discutida años más tarde por Nind (1964) y Brown (1978). El objetivo principal del análisis nodal es conocer el punto de operación de un sistema de levantamiento artificial, en donde se relaciona el aporte del yacimiento con el sistema de levantamiento que incluye la tubería de producción hasta la superficie¹.

Figura 20. Costo de inversión en función del caudal y la profundidad.



Modificado de: Centro Internacional de Educación y Desarrollo, Diseño de Instalaciones de Levantamiento por Bombeo Mecánico.

El procedimiento consiste en la selección de un *nodo* o *punto divisorio* en el pozo, y dividiendo el sistema en ese punto. Las localizaciones más comunes para ubicar los nodos son (*figura21*):

- 1) Separador

¹ CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACIÓN Y DESARROLLO. Op cit., p 15

- 2) Válvula Estranguladora
- 3) Cabeza de Pozo
- 4) Válvula de Seguridad
- 5) Restricción/Ahusamiento
- 6) Fondo de Pozo
- 7) Yacimiento

Todos los componentes aguas arriba (upstream) del nodo comprenden la sección de entrada (inflow), mientras que la sección de salida (outflow) consiste en el conjunto de componentes aguas abajo (downstream) del nodo. Debe estar disponible para cada componente del sistema una relación entre la tasa de flujo y la caída de presión. El flujo a través del sistema puede determinarse una vez se satisfacen los siguientes requerimientos:

- El flujo de entrada al nodo es igual al flujo de salida del mismo.
- Sólo puede existir un valor de presión para un nodo, a una tasa de flujo dada.¹

En el caso del Bombeo Mecánico, el sistema puede considerarse compuesto por los siguientes elementos principales:

¹ CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACIÓN Y DESARROLLO. Op cit., p 15

- El yacimiento.
- El pozo, incluyendo los componentes y elementos de este tipo de levantamiento ubicados en el fondo del pozo.
- La línea de flujo, la cual incluye separadores y tanques de almacenamiento.

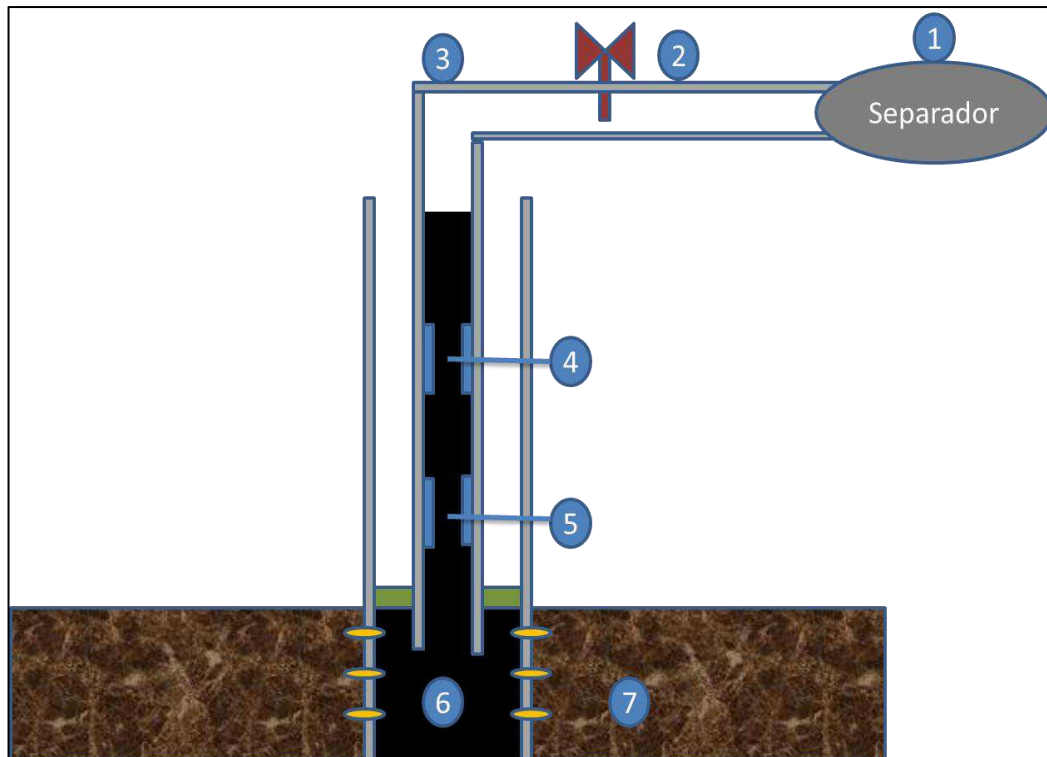
Uno de los componentes principales del análisis total del sistema, es la presión en las perforaciones o presión de fondo fluyente. Para obtener la presión en este punto, se recurre al estudio del comportamiento de afluencia de un pozo, IPR (Inflow Performance Relationship), el cual, cubre la región del yacimiento al fondo del pozo. Para completar el análisis, se cuenta con las ecuaciones de gradiente de presión en las tuberías.

Para visualizar el análisis, se realiza un gráfico de presión del nodo vs la tasa de flujo de las curvas de inflow y outflow (Figura 22), esto con la finalidad de conseguir el punto de operación del sistema, que es exactamente la intersección entre estas dos curvas¹.

Con el objetivo de realizar el análisis detallado a medida que se cambia la configuración de los parámetros operacionales del pozo (Velocidad de bombeo, diámetro del pistón, longitud de carrera, etc.) con respecto a la producción, se debe generar nuevas curvas de outflow. El método anteriormente descrito puede ser usado para diagnosticar sistemas o también para la optimización del diseño.

Figura 21. Ubicaciones comunes de los nodos.

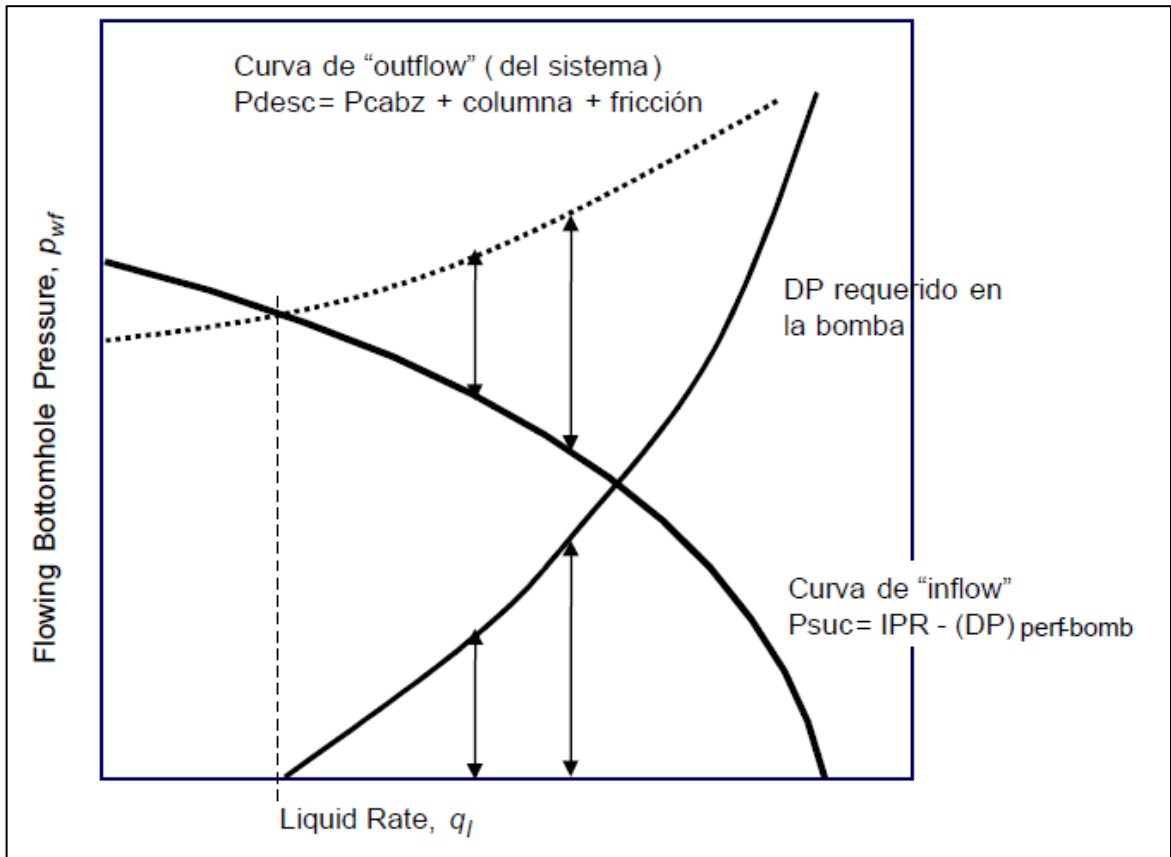
¹ CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACIÓN Y DESARROLLO. Op cit., p 16



Modificado de: Centro Internacional de Educación y Desarrollo, Diseño de Instalaciones de Levantamiento por Bombeo Mecánico.

Otro factor de gran importancia en el análisis nodal que se hace a un sistema de producción que funciona con bombeo mecánico es el desempeño de la bomba, donde es importante recalcar que en la práctica no es posible llevar una bomba a trabajar con una eficiencia del 100%, pero se pueden buscar las condiciones para que se acerque lo más que se pueda a dicho valor.

Figura 22. Gráfico de Análisis Nodal.



Fuente: CESTARI, Francisco y GARCÍA, Raiza. Diseño de una base de datos que sirva de insumo al manual de ingeniería de producción petrolera de la escuela de ingeniería de petróleos de la UCV

La bomba del sistema de bombeo mecánico es de tipo pistón de desplazamiento positivo, desde su profundidad de instalación hasta la superficie que funciona por diferencias de presión, mediante bolas y asientos, para permitir la entrada y sello de fluidos en círculos periódicos sincronizados, la particularidad de la bomba que funciona en este sistema es su robustez debido a las condiciones de operación en subsuelo.

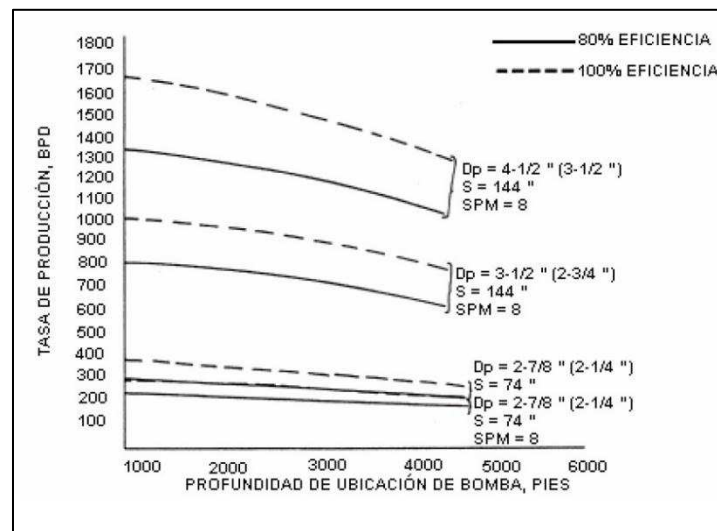
El desplazamiento de la bomba disminuye a medida que se incrementa su profundidad de ubicación. Esto se debe a los incrementos de los esfuerzos y las elongaciones de las cabillas y de las tuberías.

La eficiencia de bombeo varía en función de la profundidad de asentamiento de la bomba describiendo una trayectoria parabólica, es decir, aumenta a medida que se profundiza la bomba hasta alcanzar un punto o región de profundidad de bombeo (sumersión de la bomba), donde la eficiencia decae a medida que se continúa profundizando la bomba.

Esto se debe fundamentalmente al cambio de gradiente del líquido con la consecuente variación de presión fluyente de fondo. Ejemplo de este comportamiento se observa en la Figura 23.¹

En la Tabla 12 se muestra un cuadro que permite hacer una selección preliminar de una bomba de subsuelo, tomando en cuenta la profundidad de levantamiento y la tasa de producción.

Figura 23. Gráfica de desempeño de una bomba tipo pistón.



Fuente: CESTARI, Francisco y GARCÍA, Raiza. Diseño de una base de datos que sirva de insumo al manual de ingeniería de producción petrolera de la escuela de ingeniería de petróleos de la UCV

¹ CESTARI. Op Cit., p 170.

Tabla 12. Selección preliminar de una bomba de subsuelo basado en la tasa de producción y la profundidad.

Profundidad de Levantamiento (pies)	Tasa de Producción (BCP) a 80% de producción												
	100 BPD	200 BPD	300 BPD	400 BPD	500 BPD	600 BPD	700 BPD	800 BPD	900 BPD	1000 BPD	1100 BPD	1200 BPD	1300 BPD
1000	1 1/2"	1 3/4"	2" 1 3/4"	2 1/4"	2 1/2" 2 1/4"	2 3/4" 2 1/2"	2 3/4"	3 1/4" 2 3/4"	3 1/4"	3 1/2" 3 1/4"	3 1/2"	3 1/2"	3 3/4"
2000	1 1/2"	1 3/4"	2" 1 3/4"	2 1/4"	2 1/2" 2 1/4"	2 3/4" 2 1/2"	2 3/4"	3 1/4" 2 3/4"	3 1/4"	3 1/2" 3 1/4"	3 1/2"	3 1/2"	3 3/4"
3000	1 1/2"	1 3/4"	2"	2 1/4"	2 1/2" 2 1/4"	2 3/4" 2 1/2"	2 3/4"	3 1/4" 2 3/4"	3 1/4"	3 1/2" 3 1/4"	3 1/2"	3 1/2"	3 3/4"
4000	1 1/2"	1 3/4"	2"	2 1/4"	2 1/2" 2 1/4"	2 3/4" 2 1/2"	2 3/4"	3 1/4" 2 3/4"	3 1/4"	3 1/2" 3 1/4"	3 1/2"	3 1/2"	
5000	1 1/2"	1 3/4"	2"	2 1/4"	2 1/2" 2 1/4"	2 1/2"							
6000	1 1/2"	1 3/4"	2"										

Fuente: CESTARI, Francisco y GARCÍA, Raiza. Diseño de una base de datos que sirva de insumo al manual de ingeniería de producción petrolera de la escuela de ingeniería de petróleos de la UCV

4. FALLAS Y RUTINAS DE MANTENIMIENTO FRECUENTES EN EL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO.

Como parte de fundamental del presente trabajo, se presenta una recopilación de los problemas que se presentan con mayor frecuencia en los sistemas de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico tanto en fondo como en superficie, con lo cual, posteriormente se realizará el desarrollo de la metodología para el análisis diagnóstico de pozos que operan con Bombeo Mecánico.

Con el fin de complementar el proceso investigativo se incluye rutinas de mantenimiento que se desarrollan con frecuencia en los equipos de superficie que son fundamentales para la operación de las unidades de bombeo.

4.1. FALLAS EN EL EQUIPO DE SUPERFICIE

4.1.1. Motor (eléctrico). En caso de que la unidad de bombeo mecánico de un pozo que está produciendo correctamente presentara una falla en el tablero de control del motor, que obligaría la detención de la operación, representaría una pérdida considerable en la producción al suspender el bombeo de crudo por una falla ajena al pozo. Tal es el caso del problema de pérdida de fase de las líneas de energía que alimentan al motor de la unidad de bombeo mecánico. Cuando se presenta dicha condición, el motor puede seguir operando aún con todas las protecciones del tablero de control e inclusive se puede llegar a quemar.

El cambio de motor en una unidad de bombeo mecánico es un procedimiento que puede durar desde hasta varias horas hasta días, dependiendo de la ubicación del pozo y la disponibilidad del equipo, del personal y del personal de operaciones.¹

¹ BARRÓN. Op cit., p 105

4.1.2. Unidad de Bombeo Desbalanceada. Una unidad de bombeo desbalanceada reduce la eficiencia del sistema y produce un estrés adicional al funcionamiento del sistema mecánico de una unidad de bombeo. El desbalance se puede percibir con el sonido que produce el motor en la carrera ascendente y en la descendente, así como con la velocidad de la manivela en cada carrera.²

4.1.3. Fugas en los Empaques. En la parte superficial de la tubería de producción se encuentra el estopero con los empaques que impiden que el fluido extraído salga de lo que es la tubería y se ponga en contacto con el medio ambiente. Dichos empaques están en contacto con la barra pulida y por lo tanto su desgaste depende de las condiciones de operación de la unidad de bombeo mecánico.

Cuando un pozo tiene problemas para fluir por sí mismo al inicio o durante la operación, la barra pulida queda sin lubricación y en movimiento; esta condición provoca un calentamiento en la barra pulida y al estar en contacto con los empaques que ejercen una presión sobre ella.

Este calor por fricción desgasta los empaques haciendo que pierdan presión sobre la barra al perder material. Si esta condición se mantiene por un tiempo considerable sin que se haga algo para mejorarla o eliminarla se producirá una fuga en la parte superior del estopero cuando el pozo comience a fluir y al continuar la unidad en operación, el mismo movimiento de la barra ocasionará una dispersión de aceite en una radio alrededor del pozo. Otro tipo de fugas se presentan cuando por alguna razón la tubería que conduce el fluido hasta los tanques de almacenamiento se encuentra obstruida y en consecuencia la presión en la misma va incrementándose a medida que el pozo sigue bombeando. Si no

² Ibíd., p 105

se detecta el problema y se libera la presión acumulada puede llegar a fracturarse la tubería y comenzaría a salir el fluido con alta presión.¹

4.1.4. Suministro de Energía. Las unidades de bombeo mecánico son accionadas por motores que pueden ser eléctricos o de combustión interna, cuyas características operacionales dependen de los requerimientos que las condiciones de yacimiento y del fluido demanden.

En los campos donde usan motores de combustión interna no se presentan problemas por el suministro de energía a menos que la producción se detenga por factores externos y representan un bajo costo por consumo energético con respecto a los motores eléctricos.

Por otro lado, los motores eléctricos requieren una serie de condiciones para asegurar su buen funcionamiento y evitar daños que se van haciendo evidentes con el tiempo. El suministro de energía eléctrica se puede ver afectado fácilmente por agentes externos a la operación, lo cual genera un gran nivel de incertidumbre a la hora de asegurar el suministro de energía.

Además de ser una fuente de energía más compleja de asegurar, los motores eléctricos pueden sufrir daños al presentarse variaciones en el voltaje, acortando así, el tiempo de vida útil del mismo.²

Es importante resaltar que los motores eléctricos ofrecen una eficiencia real más alta de la que ofrecen los motores de combustión interna, aunque se ven afectados por la altitud y la temperatura. La potencia al freno de un motor eléctrico se reduce aproximadamente un 3% por cada 300 metros por encima del nivel del

¹ BARRÓN. Op cit., p 105.

² ENTREVISTA con John Jairo Rivero, Ingeniero experto en unidades de bombeo mecánico. Bucaramanga, Febrero de 2016.

mar y aproximadamente un 1% por cada 10°F por encima de una temperatura de 85°F, o bien, adiciona el 1% por cada 10°F por debajo de 85°F.

4.1.5. Fatiga y Exceso de Cargas. En este problema radica la importancia a la hora de elegir y diseñar el sistema de levantamiento artificial. Si el diseño no supe los requerimientos operacionales satisfactoriamente, se va a sobrecargar el sistema y como consecuencia a provocar fallas en los componentes mecánicos de la unidad.

Figura 24. Engranajes de una caja reductora afectados por exceso de cargas (rotura).



La caja reductora es un componente sensible a este tipo de fallas y se evidencia en los dientes de los engranajes, los cuales sufren picaduras, roturas, desgaste y fluencia plástica (deslizamiento).

También se puede evidenciar este tipo de problemas en otros componentes de la unidad como los pernos, cojinetes y poleas que en algunos casos sufren daños tan severos que la única forma de solucionar el problema es reemplazando las piezas.

Se recomienda realizar la inspección de la unidad cada seis (6) meses para detectar si es necesario tomar acciones preventivas o correctivas y poder así disminuir costos operativos.¹

4.1.6. Corrosión. La corrosión es un problema presente en cada etapa de la producción de hidrocarburos debido a su naturaleza.

En los componentes de superficie influye en mayor medida las condiciones ambientales que afectan enormemente desde la estructura como tal hasta componentes más pequeños como pernos y engranajes de la caja reductora.

La corrosión es un desequilibrio electroquímico que causa la pérdida parcial o total de un material. Este fenómeno puede ser prevenido con distintos métodos anticorrosivos (protección catódica, inhibidores de corrosión, recubrimientos, etc.), pero en algunos casos las acciones correctivas se reducen al reemplazo de la pieza afectada.

¹ FERRIGNO. Eugenio. Curso Bombeo mecánico. 2008. Diapositiva 183

Aunque algunas piezas de la unidad de Bombeo Mecánico se encuentran cubiertas con algún tipo de protección que evita su contacto directo con el ambiente, ello no evita que se genere corrosión y más en aquellas que no cuentan con dicha protección.

Figura 25. Rodamientos afectados por corrosión y abrasión (rotura).



Fuente: Ferrigno, Eugenio. Curso de Bombeo Mecánico.

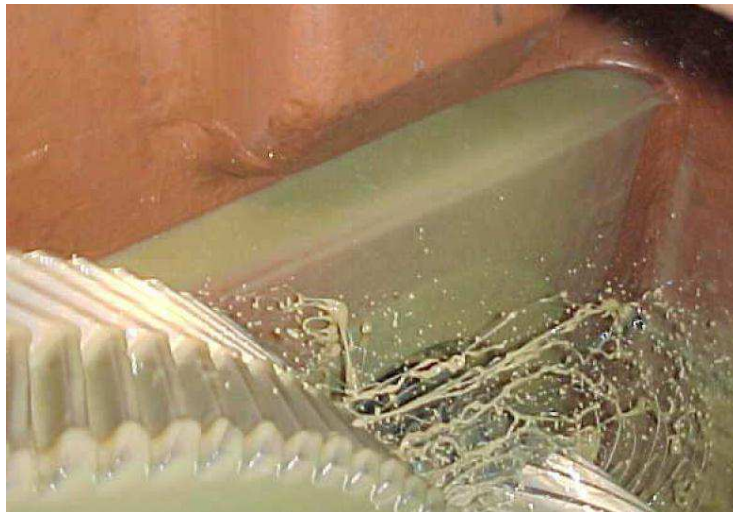
En algunos casos se da que además de presentarse el desequilibrio electroquímico, hay presencia de material sedimentado que entra en los componentes móviles y genera abrasión, llevando así, a que los materiales sufran un desgaste acelerado.¹

¹ ENTREVISTA con John Jairo Rivero, Ingeniero experto en unidades de bombeo mecánico. Bucaramanga, Febrero de 2016.

4.1.7. Tiempo de Vida Útil. Todo material, equipo o instrumento usado tiene previsto un tiempo de vida útil que es especificado por el fabricante, quien además, ofrece unas recomendaciones de uso y mantenimiento para que el tiempo de vida útil del componente del sistema sea lo más extenso posible.

En el caso de la caja reductora, el fabricante recomienda revisar cada seis (6) meses las condiciones internas de la misma y así mismo realizar un análisis de las condiciones del aceite (contenido de agua, sedimentos y propiedades físicas). El cambio de aceite se debe realizar basándose en el análisis realizado. En el caso de la caja reductora, se recomienda usar un aceite con viscosidad AGMA N°5 (lubricante liviano de alta calidad apto para alta presión) con agentes antioxidantes y antiespumantes. Mientras que en el caso de los cojinetes o rodamientos, se recomienda lubricar con grasa de primera calidad a base de jabón de litio tipo NLGI N°1 con aditivo para alta presión y una viscosidad de aceite base equivalente a la Normal AGMA N°7.¹

Figura 26. Correcta lubricación en una caja reductora



¹ ENTREVISTA con John Jairo Rivero, Ingeniero experto en unidades de bombeo mecánico. Bucaramanga, Febrero de 2016.

4.1.8. Procedimientos Preventivos y Correctivos. Es importante seguir las recomendaciones del fabricante en cuanto al mantenimiento que se debe ofrecer a los equipos y componentes del sistema con el objetivo de obtener un alto desempeño y un largo tiempo de vida útil.

Dentro de los procedimientos preventivos se puede mencionar la revisión constante del nivel y de las condiciones físicas del aceite lubricante o la grasa dependiendo del componente que se está inspeccionando. Una buena lubricación previene el desgaste, reduce las temperaturas y el aumento en el consumo de energía. También es importante realizar la inspección visual de la unidad de bombeo para detectar a tiempo piezas en mal estado y poder tomar las acciones correctivas antes de que fallen para evitar detener la producción.

Las correas y poleas son piezas que se deben estar revisando cada mes ya que dependiendo de las condiciones ambientales, tienden a sufrir cristalización y las fuertes condiciones de trabajo las obligan a fallar y romperse, deteniendo así, el funcionamiento de la unidad.¹

4.2. FALLAS EN EL EQUIPO DE FONDO

4.2.1. Fallas en Varillas. Una falla es definida como cualquier evento catastrófico que requiere que el personal de servicio extraiga o remplace uno o más de estos componentes.

Todas las fallas de las varillas son fallas de tensión o de fatiga. Una falla por tensión ocurre cuando la carga que se aplica sobre ellas excede la resistencia de

¹ LUFKIN. Mark II pumping units intallation manual.

tensión de la varilla, lo cual crea una apariencia de estrechamiento alrededor de la circunferencia de la varilla y la fractura ocurre alrededor de donde se reduce la sección transversal. Esta falla ocurre cuando se aplica demasiada carga sobre la sarta de varillas como por ejemplo cuando se intenta sacar una bomba atascada. Las fallas por fatiga son progresivas y comienzan con pequeños defectos que crecen debido a la repetición de esfuerzos.¹

Existen situaciones en las cuales las fallas se presentan de manera más rápido debido a que existen diferentes factores que afectan la vida útil del material como: ambientes corrosivos, grietas microscópicas en el material, daños en las uniones del material. La Tabla 13 ilustra las fallas que pueden presentar una sarta de varillas.

4.3. RUTINAS DE MANTENIMIENTO EN EQUIPOS DE SUPERFICIE

Ante la necesidad de mitigar problemas en las unidades de bombeo mecánico se ha desarrollado rutinas de mantenimiento que ayudan a los operadores a detectar problemas de manera temprana y en otros casos, a darse cuenta de una falla que ya ha ocurrido. Esos dos tipos de mantenimiento son preventivo o programado y correctivo, respectivamente.

4.3.1. Mantenimiento Preventivo. El mantenimiento preventivo es esencial para prolongar la vida de la unidad y para evitar fallas que puedan resultar costosas posteriormente. Gran cantidad de elementos pueden verificarse visualmente o bien tratando de detectar sonidos anormales. Estos elementos deben verificarse cada vez que uno se acerca a la unidad.

¹ NORRIS. Análisis de la fallas de las varillas de bombeo. Un informe especial de Norris. Pág. 3

PRECAUCIÓN: Nunca acercarse a una unidad de bombeo presumiendo que todo está en orden. Con el paso del tiempo algunos componentes pueden aflojarse y presentar una situación potencialmente peligrosa. Siempre aproximarse a las unidades en operación desde la parte posterior. Antes de aproximarse a la unidad se recomienda efectuar las siguientes inspecciones visuales:

- Observar si se han aflojado los pernos de ambas manivelas.
- Verificar si los contrapesos se encuentran bien apretados.
- Verificar si no se ha aflojado el cojinete central.
- Verificar la alineación vertical de la unidad con el pozo. Verificar si la barra pulida se desvía hacia un lado de la caja prensaestopas.

De existir alguna de las condiciones mencionadas más arriba, la unidad debe detenerse y el problema debe corregirse en forma inmediata.¹

a) Mantenimiento de la caja reductora

Verificar mensualmente el nivel de aceite del reductor. Retirar la varilla de medición ubicada en la parte delantera del reductor. El nivel de aceite debe encontrarse entre las marcas “bajo” y “alto” de la varilla de medición. La pérdida de aceite del reductor normalmente es causada por fugas en los retenes ubicados en los ejes o bien por fugas en las líneas divisorias. Si el nivel de aceite es bajo, retirar la tapa de inspección y agregar aceite hasta el nivel adecuado.² Verificar semestralmente si el estado de los dientes del

¹ LUFKIN. Op cit., p 38.

² Ibíd., p 39.

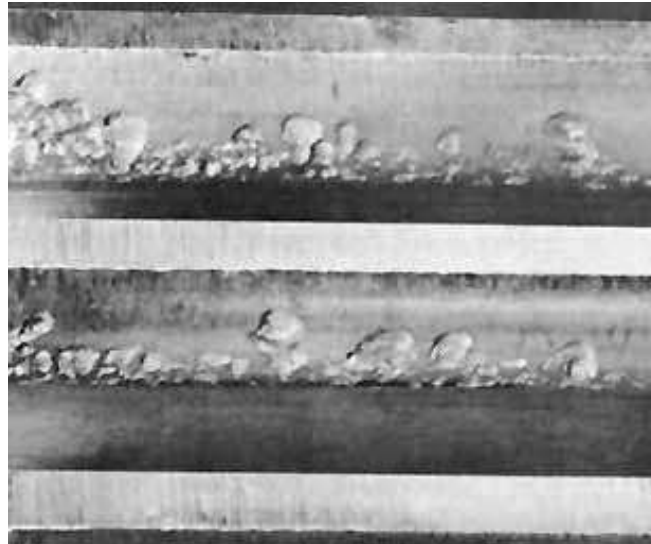
engranaje presenta un desgaste anormal. Existen muchos tipos de fallas en los dientes de los engranajes. En esta sección sólo se incluyen las más comunes. El siguiente texto es una reproducción de la norma ANSI/AGMA 110.04, “Nomenclatura de Modos de Falla de Dientes de Engranajes”.

- La presencia de rayaduras (**Figura 27**) en los dientes indican que el espesor de la película de aceite es insuficiente para las cargas impuestas. Las rayaduras son marcas verticales que van desde la parte superior hasta la raíz del diente.
- Las picaduras (**Figura 28**) son un tipo de fatiga superficial que se produce cuando se excede el límite de resistencia del material. Se manifiestan en forma de pequeñas cavidades ubicadas a lo largo de la superficie del diente. El tipo de picaduras que se aprecia en la Figura 57 normalmente es provocado por sobrecarga torsional. La aplicación de una sobrecarga continua puede provocar la ruptura de los dientes del engranaje.

Figura 27. Rayaduras en los dientes de los engranajes



Figura 28. Picaduras en los dientes de los engranajes



Fuente: American Gear Manufacturers Associations, Suite 1000, 1901 North Fort Myer Drive, Arlington, Virginia 22209.

Fuente: American Gear Manufacturers Associations, Suite 1000, 1901 North Fort Myer Drive, Arlington, Virginia 22209.

b) Mantenimiento de los rodamientos estructurales.

Cada mes inspeccionar visualmente los cojinetes de perno de manivela, el cojinete del igualador y el cojinete central para determinar si existen fugas en los retenes. No confundir la descarga de grasa producida a través de los orificios de ventilación del alojamiento de cojinetes con las fugas generadas en los retenes.¹

c) Mantenimiento de correas y poleas

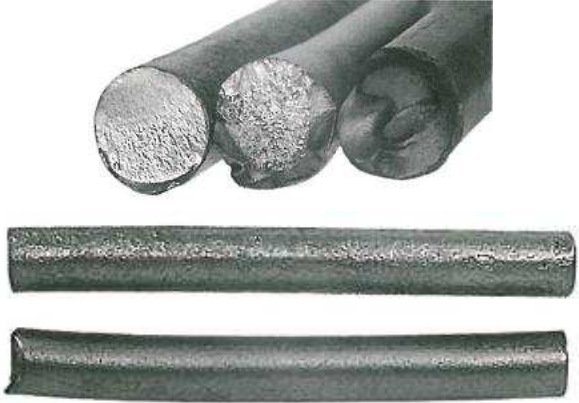

¹ LUFKIN. Op cit., p 40.

La alineación y tensión de las correas debe verificarse y regularse según sea necesario para prolongar su vida útil (se recomienda trimestralmente). Bajo condiciones normales de uso las correas se estiran y desgastan. Estas deben reemplazarse una vez que hayan superado el estiramiento máximo permisible. Los fabricantes de correas sugieren hacer correr las correas nuevas durante 30 minutos y luego repensarlas. ¹



4.3.2. Mantenimiento Correctivo. El mantenimiento correctivo es el que se lleva a cabo cuando la falla ya se presentó y se debe reparar o reemplazar componentes de la unidad de bombeo.



¹ LUFKIN. Op cit., p 40.




Tabla 13. Fallas en las varillas de bombeo.



Tipo de falla	Causas	Categoría	Descripción	Ejemplo
Falla mecánica	Diseño ineficaz del sistema de bombeo mecánico. Procedimientos inadecuados de cuidado y manipulación. Malos procedimientos de montaje y desconexión	Fallas por flexión	<p>Se identifican por el doblamiento de la varilla generando un daño permanente y posteriormente falla.</p> <p>Las fallas de fatiga por tensión se identifican por la superficie angular de la fractura.</p>	
		Fallas por daños superficiales	Son fallas producidas por la fricción metal-metal ya sea por herramientas o con la tubería de producción en pozos desviados, las cuales generan desgaste o puntos de fallas sobre el material	

Tipo de Falla	Causas	Categoría	Descripción	Ejemplo
Falla mecánica	Diseño ineficaz del sistema de bombeo mecánico. Procedimientos inadecuados de cuidado y manipulación. Malos procedimientos de montaje y desconexión	Fallas de Conexión	Son provocadas a diferentes factores como la mala manipulación de las herramientas, pésima lubricación de los pines de las varillas, exceso de torsión durante la manipulación, desgaste por golpes.	
Fallas por Corrosión	Fallas debido a la presencia de fluidos corrosivos, falta de inhibidores de corrosión o por tratamientos ácidos para la limpieza o estimulación del pozo	Fallas por corrosión de CO ₂	La picadura de la corrosión por CO ₂ tiene fondo redondo, profundas con paredes empinadas bordes agudos de picadura. Las picaduras están generalmente interconectadas en líneas largas, pero en ocasiones pueden estar individuales o aisladas. Los fondos de las picaduras se llenan con incrustaciones de carbonato de hierro.	

Tipo de Falla	Causas	Categoría	Descripción	Ejemplo
Fallas por Corrosión	Fallas debido a la presencia de fluidos corrosivos, falta de inhibidores de corrosión o por tratamientos ácidos para la limpieza o estimulación del pozo	Fallas de corrosión por ácido	Se identifica con un adelgazamiento del metal que deja una superficie con la apariencia de nódulos de metal residual agudos, plumeados o como una trama. En las picaduras no se forman incrustaciones de metal	
		Fallas de corrosión por Cloruros	Esta corrosión tiende a picar uniformemente todo el área de la superficie de la varilla, con picaduras superficiales, de fondo plano y de forma irregular. Las características de la picadura incluyen paredes empinadas y bordes agudos de picaduras	

Tipo de Falla	Causas	Categoría	Descripción	Ejemplo
Fallas por corrosión	Fallas debido a la presencia de fluidos corrosivos o por falta de inhibidores de corrosión	Fallas de corrosión por H ₂ S	Esta corrosión es usualmente pequeña, ocasional y dispersada sobre toda la superficie de la varilla de bombeo, es de fondo redondo y de profundos bordes biselados de la picadura	
Fallas por Corrosión	Fallas debido a la presencia de fluidos corrosivos, falta de inhibidores de corrosión o por tratamientos ácidos para la limpieza o estimulación del pozo	Fallas por corrosión microbiana	Son fallas debido a bacterias que corroen rápidamente la sarta de varillas dependiendo del tipo de bacteria que ataque a la sarta de varillas, se va a presentar diferentes características de la forma de las corrosión presente en las varillas	

Tipo de Falla	Causas	Categoría	Descripción	Ejemplo
Fallas por Corrosión	Fallas debido a la presencia de fluidos corrosivos, falta de inhibidores de corrosión o por tratamientos ácidos para la limpieza o estimulación del pozo	Corrosión intensificada por oxígeno	Es predominante en los acoples, las picaduras son generalmente superficiales, de base plana y ancha, posee bordes agudos y lados empinados si se combina con H ₂ S	
Fallas por defectos de fabricación	Son fácilmente reconocidas, ningún fabricante está excluido de este tipo de defectos del material	Defecto de discontinuidad	Son defectos a lo largo de la varilla, son fallas que tienen normalmente bases ahusadas longitudinalmente y bordes agudos con indicaciones de fisuras longitudinales en la base de la discontinuidad	
		Defecto de forjado	Las fracturas ocurren internamente, la fractura es granulada en apariencia, se puede deber desde la mala calidad del material hasta el enfriamiento y calentamiento del material	

Tipo de Falla	Causas	Categoría	Descripción	Ejemplo
Fallas por defectos de fabricación	Son fácilmente reconocidas, ningún fabricante está excluido de este tipo de defectos del material	Defecto de proceso	Se debe a una diferencia de dureza entre el material el cual ocasiona ataques de corrosión	
		Defecto de fresado y maquinado	Son debidos a errores humanos como arrollar dos veces las roscas el cual genera deformación del material y posterior falla	

Fuente: Norris. Análisis de las fallas de las varillas de bombeo.

4.3.3. Detección de Fallas por medio de Dinagramas. La interpretación se fundamenta en las experiencias del personal del campo para confirmar o descartar problemas existentes en el bombeo mecánico. Entre la información que aporta la interpretación cualitativa se encuentra:

- Condiciones o estado de los equipos de subsuelo
- Entrada de fluido a la bomba
- Esfuerzo sobre las varillas
- Condiciones de producción del pozo¹

La Figura 29 describe algunos de los problemas típicos.

Figura 29. Cartas Dinagráficas Típicas (análisis cualitativo).



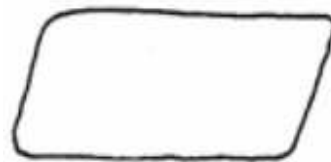
1. Bomba llena, Aceleración de fluido (fricción)



2. Bomba llena tubería anclada



3. Bomba llena fricción del fluido



4. Bomba llena tubería no anclada

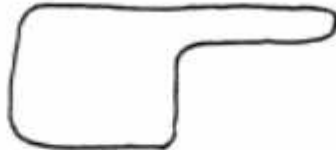
¹ CESTARI. Op cit., p 239-240



5. Golpe de fluido suave.
Tubería no anclada



6. Golpe de fluido severo.
Tubería no anclada



7. Golpe de fluido severo.
Bomba anclada



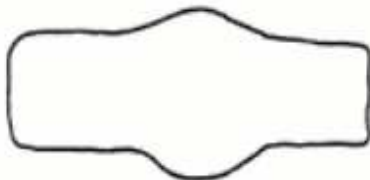
8. Bomba bombeando
completo. Tubería anclada



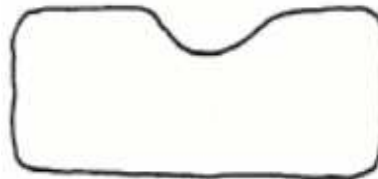
9. Tubería partida



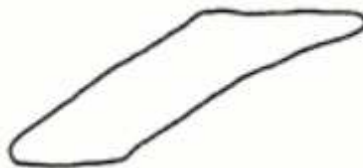
10. Bomba bombeando
completo. Tubería no
anclada



11. Barril doblado o curvado



12. Barril gastado o partido



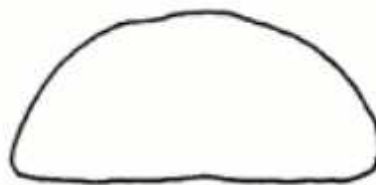
13. Interferencia de gas severa



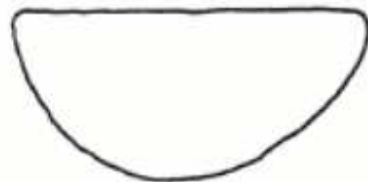
14. Interferencia de gas



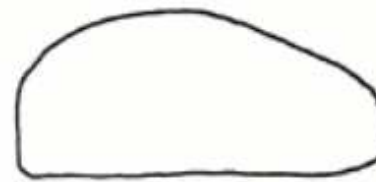
15. Bomba trabajada con gas



16. Fuga severa en la válvula viajera o el pistón



17. Fuga severa en la válvula fija



18. Fuga en la válvula viajera o el pistón



19. Fuga severa en la válvula fija



20. Combinación de fugas en la válvula fija y viajera con interferencia de gas



21. Bomba golpeando abajo (muy poco espacio)



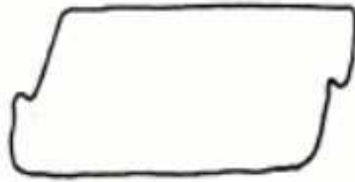
22. Bomba golpeando arriba (mucho espacio)



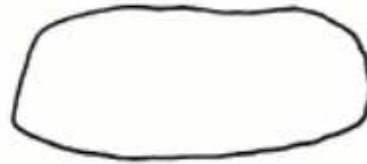
23. Mal funcionamiento del ancla de tubería



24. Bomba arena. Pistón atascado



25. Mal funcionamiento del ancla de tubería



26. Bomba desgastada. Válvulas fugando



27. Bomba desgastada. Viajera y fija fugando o pistón fugando



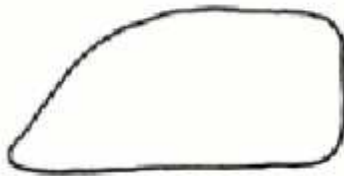
28. Bomba completamente desgastada. Varillas desgastadas



29. Combinación de válvula fija fugando e interferencia de gas



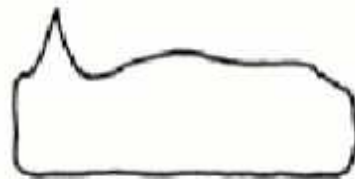
30. Válvula fija fugando



31. Combinación de tubería no anclada y válvula



32. Llenado de bomba incompleto en bombas con anillo inferior



33. Pistón de la bomba saliéndose durante la carrera ascendente



34. Varilla partida

Fuente: CEID. Curso de bombeo mecánico. Cartas Dinagráficas Típicas (Análisis Cualitativo).

- **Buen Llenado de la Bomba**

Durante el bombeo la tubería de producción suele sufrir el efecto de pandeo, que en ocasiones afecta significativamente la eficiencia de la bomba, por lo cual es necesaria la instalación del ancla de tubería. La Figura 26.2 muestra una carta dinamométrica para un pozo con tubería anclada y buen llenado.¹

- **Buen Llenado de Bomba con Tubería no Anclada**

En ocasiones el efecto de pandeo no afecta considerablemente la eficiencia de la bomba, la carta se caracteriza por la inclinación de la gráfica como se observa en la Figura 26.4.²

- **Alto Golpe de Fluido**

Se debe a un bajo nivel del fluido sobre la bomba, la Figura 26.6 representa este problema. Dependiendo de las facilidades del campo se recomienda tres soluciones al caso:

- Disminución de la velocidad del stroke,
- Reducción de la longitud del stroke.
- Aumento de la profundidad de la bomba para darle mayor sumergencia.

- **Bloqueo de Gas Severo**

¹ MATEUS, Cristian y ROJAS, Daniel; Análisis y Diagnóstico de Problemas en el Equipo de Subsuelo de Unidades de Bombeo Mecánico Utilizando Redes Neuronales. 2007., p 56.

² Ibíd., p 57

Las bombas se encuentran para manejar el bombeo líquido y no de gas, por lo cual se presentan problemas cuando el gas penetra en la bomba, este causa un efecto llamado bloqueo por gas que disminuye la eficiencia de bombeo, la Figura 26.14 ilustra este problema.¹

- **Arenamiento**

La producción de arena ocurre cuando parte del material perteneciente a la formación viaja del yacimiento al pozo y al equipo de subsuelo, junto a los fluidos producidos. Este material puede ocasionar problemas de taponamiento, abrasión o atascamiento de los elementos de la bomba de subsuelo².

- **Mal Funcionamiento de la Válvula Viajera**

Otro problema que se presenta es la pérdida de carga debido a fugas en la válvula viajera, la Figura 26.16 es un ejemplo de este problema³.

- **Mal Funcionamiento de la Válvula Fija**

De igual manera que la válvula viajera, la válvula fija puede presentar fugas debido al desgaste o a partículas que no permiten el cierre adecuado. La Figura 26.17 ilustra este problema.⁴

- **Mal Funcionamiento de Ambas Válvulas**

¹ MATEUS. Op cit., p 57

² LOPESIERRA, Iván. Manual de operación y mantenimiento del analizador de Pozos. Trabajo de Grado (Ingeniería de Petróleos). Universidad industrial de Santander. Bucaramanga 2009., p 153.

³ MATEUS. Op cit., p 58

⁴ *Ibíd.*, p 59.

Este problema se identifica en un dinagrama cuando se encuentran curvaturas en la parte superior e inferior del dinagrama, la Figura 26.26.¹

- **Varilla Partida**

Este problema se debe por el rompimiento de la varilla o que la sarta de varillas se ha desenroscado. La Figura 26.34 es la carta típica para éste problema.²

4.3.4. Fallas asociadas a la interacción fluido-fluido

- **Precipitación de Incrustaciones**

Las incrustaciones son compuestos que resultan de la cristalización y precipitación de iones minerales presentes en el agua que se encuentra asociada a los yacimientos de petróleo; dichos iones presentan una tendencia a unirse debido a la continua variación de las condiciones a las que se ven sometidos por la depleción del yacimiento.

Las incrustaciones se originan cuando los iones presentes en el agua asociada al petróleo crudo sobrepasan el límite de solubilidad que tiene el agua para mantenerlos en solución y como consecuencia, se unen para luego precipitarse formando depósitos sólidos. Al tener agua sobresaturada de iones positivos y negativos que se encuentran en constante contacto y movimiento, éstos tenderán a unirse formando clúster o racimos, que se irán acoplando para finalmente formar un cristal a nivel microscópico. Luego los cristales crecen para formar estructuras más grandes y llegar finalmente a la formación de incrustaciones o costras, las cuales se puede apreciar a simple vista y se

¹ *Ibíd.*, p 61.

² MATEUS. *Op cit.*, p 62

adhieren a la estructura que las contiene, que puede ser los espacios porosos de la formación o la tubería misma, afectando en ambos casos la productividad del pozo. Adicionalmente, se sabe que si las incrustaciones se forman en poco tiempo, son frágiles, porosas y de fácil remoción; pero si se forman en un lapso extenso de tiempo, se endurecen de tal manera que parece roca adherida a la tubería con lo cual se hace muy compleja su remoción.

La acumulación de sedimentos minerales es uno de los problemas de producción que más preocupan a los ingenieros de producción y está asociada al agua de producción. La problemática con las incrustaciones genera una gran cantidad de dificultades en los procesos de producción, cambiando variables operacionales como la presión, la tasa de producción y por ende aumentando los costos.

Por todo lo anterior se debe evaluar qué factores son los de mayor incidencia en la deposición de minerales para determinar con mayor precisión el paso a seguir.¹

4.3.5. Factores que Influyen en la Formación de Incrustaciones

a) Concentración Iónica

Es la presencia en el agua de producción de iones capaces de formar compuestos de baja solubilidad; es el factor que más afecta la deposición de incrustaciones, pues si existe suficiente iones que al combinarse formen depósitos, es probable que se presenten incrustaciones a determinadas condiciones físicas. Algunos de los iones potenciales que pueden formar incrustaciones son: iones de sulfatos, calcio, bario, estroncio, etc.

¹ CRABTREE, Mike; et al. La lucha contra las incrustaciones-remoción y prevención. Revista Oilfield Review, Otoño de 1999.

b) Presión

Por causa de la variación en la presión, la solubilidad de los gases presentes disueltos disminuye, liberándose por lo tanto CO_2 , que por las condiciones que se presentan facilitan a éste reaccionar en solución con el agua para formar ácido carbónico H_2CO_3 el cual reduce el pH y la posibilidad de precipitación del carbonato de calcio.

Las incrustaciones de carbonato de calcio en las tuberías de producción obstruyen más del 40% del área de fluencia de la tubería e impide el acceso de las herramientas de reparación del pozo a las secciones inferiores.

c) Temperatura

Esta variable afecta la solubilidad de los iones y gases en solución y la velocidad de la mayoría de las reacciones. Si tomamos por ejemplo: a mayor temperatura aumenta ligeramente la solubilidad del estroncio, pero disminuye la solubilidad del carbonato de calcio. Cuando aumenta la temperatura disminuye la solubilidad de los gases ácidos en solución como el CO_2 y el H_2S incrementándose el pH del agua.

d) pH

La cantidad de CO_2 presente en el agua afecta el pH e influye significativamente en la solubilidad del carbonato de calcio. Al bajar el pH disminuye la probabilidad de precipitación del carbonato de calcio, al incrementarse aumenta la probabilidad de precipitación.

e) Mezcla de Agua

No se debe mezclar dos tipos de agua que sean incompatibles, esto quiere decir que si los dos tipos de agua presentan iones los cuales pueden reaccionar formando carbonatos, sulfatos o más compuestos, lo más posible es que se formen cuando se mezclan sin tratamiento previo con su consecuente precipitación, los cuales obstruyen el flujo normal de los fluidos.

f) Flujo Turbulento

La turbulencia creada por las caídas de presión reduce la presión de los gases ácidos y por lo tanto la solubilidad de los mismo liberándolos del agua y por ende aumentando el pH y la tendencia de precipitación del carbonato de calcio.¹

4.3.6. Clases de incrustaciones.

a) Carbonato de Calcio (CaCO₃)

La incrustación de carbonato de calcio, o calcita es una de las más frecuentes encontradas en la industria petrolera. Los cristales formados por el carbonato de calcio son de gran tamaño, pero cuando la incrustación contiene impurezas, forma cristales divididos, con apariencia uniforme. El carbonato puede ser identificado cualitativamente mediante la adición de unas cuantas gotas de ácido mineral. El carbonato de calcio puede ser formado por la combinación del ión calcio ya sea con el ión carbonato o bicarbonato.²

b) Sulfato de Calcio (CaSO₄)

¹ CASTRO, Henry; GAMEZ, Christian. Evaluación de la depositación de incrustaciones en sistemas de bombeo electrosumergible del campo Cantagallo., p 26-27

² Ibíd., p 28.

El sulfato de calcio usualmente se precipita directamente sobre las superficies metálicas de las líneas de flujo, hervidores, tubos intercambiadores de calor. Los cristales de sulfato de calcio son más pequeños que los de carbonato de calcio; esta incrustación es generalmente más dura y densa que las de carbonato.¹

El sulfato no es efervescente en presencia de ácido y no se puede remover satisfactoriamente por acidificación; a bajas temperaturas la anhidrita puede ser encontrada. Generalmente el yeso es la forma más estable a bajas temperaturas, mientras que la anhidrita es formada a altas temperaturas. La deposición del sulfato de calcio puede ser causada por evaporación.

c) Sulfato de Bario (BaSO₄)

El sulfato de bario es el menos soluble de las incrustaciones. Se presenta cuando se combina el ión bario con los iones sulfato; por lo general se encuentra junto a los depósitos de sulfato de estroncio.

La solubilidad del BaSO₄ es tan baja que una vez se combinan los iones bario y sulfato, el compuesto resultante se precipita casi de inmediato; por esta razón es raro encontrar cantidades significativas de ambos iones (sulfato y bario) en una misma agua.

Cuando ambos iones están presentes, esto normalmente es el resultado de la mezcla de dos tipos de agua debido a fugas o roturas en el casing, malos trabajos de cementación o por la necesidad de mezclar agua en proyectos de inyección.²

d) Sulfato de Estroncio (SrSO₄)

¹ Ibíd., p 30.

² Ibíd., p 31

El sulfato de estroncio se forma por la reacción del ión estroncio con los iones sulfato. El nombre del mineral formado por el sulfato de estroncio es la celestita. El comportamiento de la solubilidad del sulfato de estroncio es muy similar al del sulfato de bario, excepto que el sulfato de estroncio es mucho más soluble. El sulfato de estroncio tiene una solubilidad de 144mg/l en agua pura a una temperatura de 25°C. La solubilidad de estroncio aumenta con la temperatura y contenido de sales disueltas.

Rara vez el sulfato de estroncio ocurre como simple sulfato. Este usualmente coprecipita con el bario para formar incrustación (Ba, Sr) SO₄ y se presenta en proporciones que van desde 1.25% hasta 15.9% de sulfato de estroncio y el resto del depósito puede ser sulfato de bario. En resumen la posibilidad de formación de depósitos de sulfato de estroncio aumenta cuando se incrementa la temperatura y el contenido de NaCl hasta un máximo aproximado de 125000 ppm.¹

e) Compuestos de Hierro

Los depósitos de hierro pueden ser originados por dos fuentes, una son los iones de hierro presentes en el agua de producción y la otra el resultado de la corrosión de las estructuras metálicas. El agua de formación normalmente contiene algunas concentraciones de hierro natural (máximo 100 ppm) en forma de ión ferroso (Fe⁺⁺) o férrico (Fe⁺⁺⁺). Es raro encontrar en el agua de formación valores tan altos de hierro como 100 ppm, por lo tanto valores mayores son indicativos de corrosión.²

4.3.7. Precipitados orgánicos. El tipo de crudo en muchas partes del mundo es propenso a la generación de precipitados y depósitos orgánicos que producen obstrucciones del flujo a lo largo de los sistemas de producción y en las propias

¹ Ibíd., p 32.

² Ibíd., p 33.

formaciones productoras, por lo que se constituyen como uno de los principales factores de pérdida en la productividad de estos campos.

La precipitación de depósitos orgánicos en los equipos de subsuelo y superficie causa taponamientos, disminuyendo la producción de petróleo y aumentando las fallas repetitivas en los equipos; lo que trae como consecuencia un aumento significativo en el precio del barril producido.

Los depósitos orgánicos están formados por parafinas como ceras parafínicas, ceras microcristalinas y naftenos; material asfáltico como asfaltenos y resinas; crudo, agua y sedimentos. Por lo tanto se pueden considerar como conglomerados de material orgánico e inorgánico que se separan del crudo y se adhieren a cierto tipo de superficies, preferentemente metálicas que se encuentran en contacto con dicho crudo en condiciones estáticas o dinámicas.

Los compuestos orgánicos se clasifican por la longitud y el número de sus ramificaciones que marcan una diferencia en características como solubilidad. Las resinas y los asfaltenos son los compuestos más difíciles de clasificar debido a la complejidad de su estructura.

4.3.8. Compuestos asfálticos

a) Asfaltenos

Los asfaltenos constituyen los componentes más pesados del crudo, con un punto de fusión no definido. Se piensa que están disueltos en el crudo como partículas coloidales que le dan la coloración al crudo. Debido a que los asfaltenos contienen una alta complejidad macromolecular, solo se conocen sus estructuras químicas promedio.

El término se originó en 1837 cuando J.B. Boussingault denotó a los asfaltenos como el residuo de la destilación del bitumen: insoluble en alcohol y soluble en trementina. En la actualidad ante la dificultad de caracterizar todos los componentes en el crudo, los asfaltenos se definen como la fracción de crudo insoluble en solventes no polares de bajo peso molecular, pero solubles en tolueno, benceno, tetracloruro de carbono y disulfuro de carbono. Dentro de los solventes no polares cabe resaltar los hidrocarburos líquidos como n-pentano, iso-pentano y n-heptano.

Los asfaltenos obtenidos de esta manera constituyen un material deformable, de color oscuro, con una densidad cercana a $1,2 \text{ g/cm}^3$ y con características infusibles, lo que significa que carecen de un punto de fusión definido, pero se descomponen frente al calor a manera de un residuo carbonoso.¹

b) Naftenos

Los naftenos son grupo de hidrocarburos de anillo saturado, de fórmula C_nH_{2n} dispuestos en forma de anillos cerrados (cíclicos) que se encuentran en todas las fracciones del crudo excepto en las más ligeras.

Predominan los naftenos de un solo anillo (parafinas mono-cíclicas) con 5 y 6 átomos de carbono, encontrándose los naftenos de dos anillos (parafinas di-cíclicas) en los componentes más pesados de la nafta. Los más frecuentes son el metil-ciclo-hexano y el metil-ciclo-pentano.²

c) Resinas

¹ NAVARRETE, Juan; CEDIEL, Fabián. Estudio de factibilidad con el aceite liviano de ciclo para la remoción de depósitos orgánicos. Aplicado a Campo Colombiano., p 25

² Ibíd., p 26

Las resinas tienen una estrecha relación con los asfaltenos debido a que el comportamiento de los asfaltenos depende mucho de su presencia. Las resinas comprenden aquella fracción de crudo no soluble en etil-acetato, pero soluble en n-heptano y solventes aromáticos a temperatura ambiente. Son muy similares a los asfaltenos pero con menor peso molecular. Las resinas son oscuras, semisólidas, muy pegajosas, de alto peso molecular, cuya composición depende del precipitante empleado. Las resinas son moléculas con alta polaridad, lo que permite ser fácilmente absorbidas por los asfaltenos. Actúan como agentes estabilizantes del coloide asfalteno por neutralización de la carga.¹

4.3.9. Compuestos parafínicos. Las parafinas son una familia de hidrocarburos también conocidos como alcanos que se caracterizan por tener cadenas lineales como los n-alcanos o ramificados como los iso-alcanos, compuestas por carbonos saturados representados por la fórmula general C_nH_{2n+2} .

Los depósitos parafínicos están constituidos esencialmente por mezclas de hidrocarburos que contienen cadenas de alcanos, los cuales son de naturaleza cristalina y tienden a precipitar del crudo a temperaturas por debajo del punto de nube mediante una secuencia de etapas de nucleación y crecimiento hasta formar una estructura de fase sólida ordenada. Así mismo, estos materiales pueden precipitar en presencia de otros compuestos como resinas, gomas y asfaltenos.

Las ceras parafínicas, o sencillamente parafinas, son una mezcla de hidrocarburos saturados (enlaces sencillos entre carbonos) de cadena líneas, cuyo peso molecular oscila entre 320 y 560, y presentan consistencia sólida a temperatura ambiente.

¹ Ibíd., p 26.

Las ceras parafínicas constituyen entre el 40% y el 60% de los depósitos parafínicos procedentes del crudo. Se consideran compuestos de cadena lineal comprendidas entre el C₁₈ y C₃₆. Los cristales formados son conocidos como macro-cristales, los cuales presentan forma de agujas que se conglomeran para formar grandes depósitos².

a) Características de las Parafinas

Son los componentes de mayor peso molecular sin incluir los asfaltenos, en las cuales se reconocen un conjunto de propiedades físicas y químicas como el punto de nube, solubilidad, punto de fluidez, viscosidad, floculación, entre otras.

Las ceras pertenecen a la familia de los alcanos y son principalmente no polares y térmicamente estables. El alcano más simple es el metano, el cual tiene un solo átomo de carbono y existe como gas. Las parafinas de 6 a 12 átomos de carbono son líquidas.

Los depósitos de parafina no son solubles en muchos crudos y son inertes al ataque de ácidos, bases y agentes oxidantes. Los puntos de fusión y ebullición se incrementan regularmente a medida que se incrementa el número y la longitud de la cadena parafínica de la molécula. Las parafinas por encima de 60 átomos de carbono poseen puntos de fusión por encima de 212°F. Las parafinas totalmente refinadas son incoloras.

El equilibrio de las fases sólido-líquido de las parafinas es alterado principalmente por los cambios de temperatura y es consecuente con la separación entre fases, siendo uno de los factores más importantes que afectan la solubilidad de las parafinas en el crudo, junto con la presión y la composición del crudo.¹

b) Ceras Micro-cristalinas

² *Ibid.*, p 27.

¹ *Ibid.*, p 29.

En contraste con la cera de parafina, que contiene sobre todo alcanos no ramificados, la cera micro-cristalina contiene un porcentaje más alto de hidrocarburos (ramificados) isoparafínicos y de hidrocarburos nafténicos. Es caracterizada por la fineza de sus cristales en contraste con el cristal más grande de la cera parafínica.

Consiste en los hidrocarburos alifáticos saturados de peso molecular elevado. Es generalmente más oscura, más viscosa, más densa, más pegajosa y más elástica que las ceras de parafina, y tiene un peso molecular y un punto de fusión más altos.

Comprenden un bajo porcentaje de los depósitos orgánicos siendo aquellas con contenido de hidrocarburos entre C_{30} y C_{60} variando su peso molecular entre 450 y 800.¹

¹ Ibíd. p 28.

5. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DIAGNÓSTICO DE PROBLEMAS ASOCIADOS A LA TASA DE PRODUCCIÓN EN POZOS CON BOMBEO MECÁNICO.

Partiendo de la revisión bibliográfica expuesta en los capítulos anteriores, se procede a presentar detalladamente la metodología desarrollada para el análisis diagnóstico de problemas en pozos con sistemas de bombeo mecánico. Se elabora un árbol de decisiones el cual consta de una secuencia ordenada y sistemática para cumplir con el objetivo principal planteado al inicio del estudio. El fin de la metodología es generar una herramienta gráfica y analítica que permita observar y analizar situaciones que se pueden presentar durante la operación de pozos productores con bombeo mecánico.

5.1. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

En primera instancia se realizó una revisión bibliográfica de los componentes de los sistemas de bombeo mecánico API para posteriormente identificar los potenciales problemas que se pueden presentar y así mismo, identificar las fallas más frecuentes que se presentan en estos sistemas de levantamiento artificial.

La siguiente fase se basó en la recopilación de información concerniente a las prácticas operacionales de identificación, diagnóstico y reparación de fallas en los distintos componentes del sistema de bombeo mecánico tomando como fuentes de información las experiencias adquiridas en campo por profesionales que se encuentran ejerciendo y tienen que interactuar con dichas situaciones a diario. Adicionalmente se consultó trabajos investigativos internacionales en los que aportan datos de fallas y posibles soluciones que complementan la elaboración de la metodología.

Para efectos de practicidad, la primera condición que se evalúa es el funcionamiento de la unidad de bombeo (ver Figura 30), lo cual se puede apreciar mediante una inspección visual rápida. La operación de las unidades de bombeo puede ser interrumpida por distintas causas que pueden ser planeadas, o no. Gran parte de las interrupciones no planeadas se deben a los componentes y accesorios de la unidad de bombeo, que varían dependiendo del tipo de unidad.

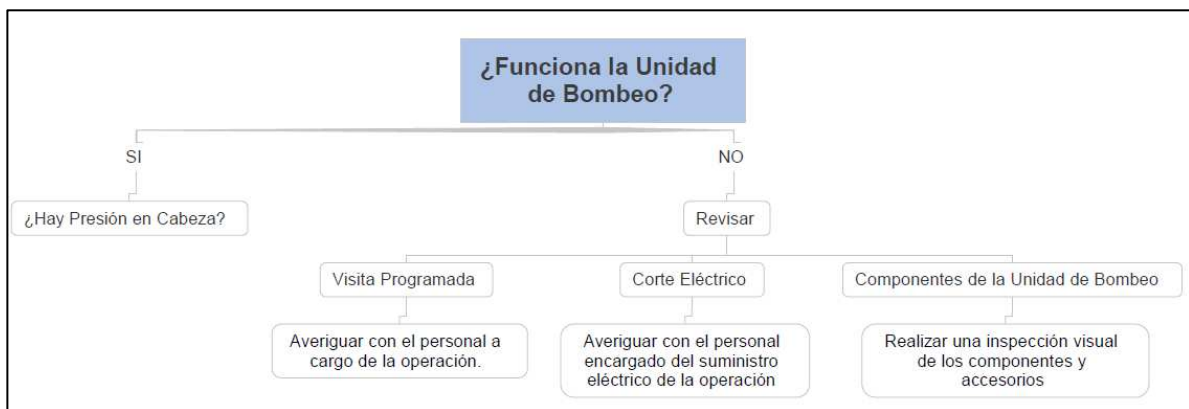


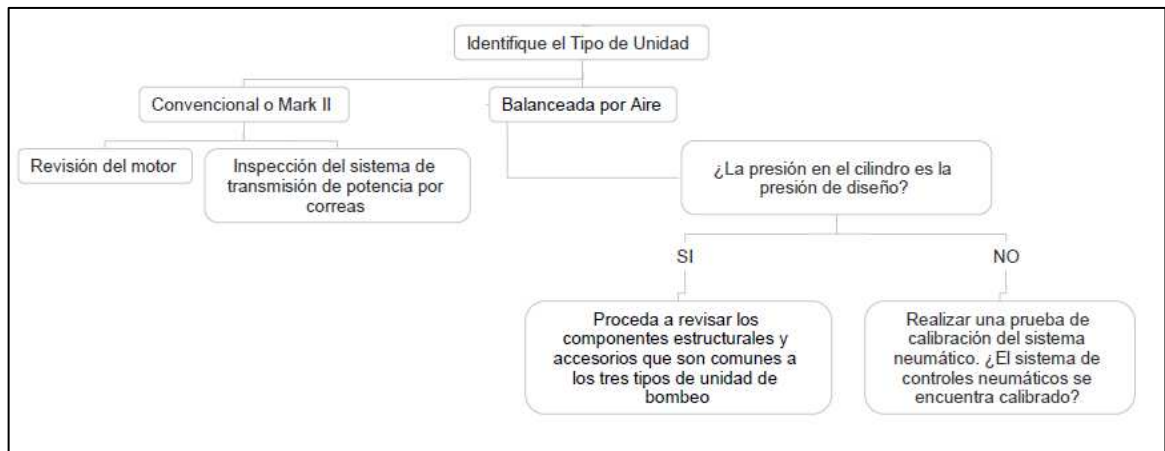
Figura 30. Árbol Principal

Durante el estudio de las unidades de bombeo mecánico API se evidencia las similitudes en componentes y accesorios de las mismas, así como diferencia en el sistema de contrabalanceo.

Partiendo de lo anterior, se propone una segunda parte en el árbol de decisiones (ver Figura 31) con la cual se propone una inspección de los componentes y accesorios de superficie de las unidades de bombeo, haciendo énfasis en las diferencias y similitudes que presentan. Es importante recordar que esta segunda parte corresponde a la inspección de componentes que pueden dejar la unidad fuera de servicio.

En la Figura 31 se puede observar los componentes de la unidad que la pueden dejar fuera de servicio como son el motor y el sistema de transmisión de potencia por correas para las unidades convencionales y Mark II, mientras que en las unidades balanceadas por aire la falla crítica se presenta comúnmente en el cilindro, que hace el trabajo de contrabalanceo. No se debe pasar por alto que el motor y el sistema de transmisión de potencia por correas es común a los tres tipos de unidades.

Figura 31. Inspección de componentes por tipo de unidad.

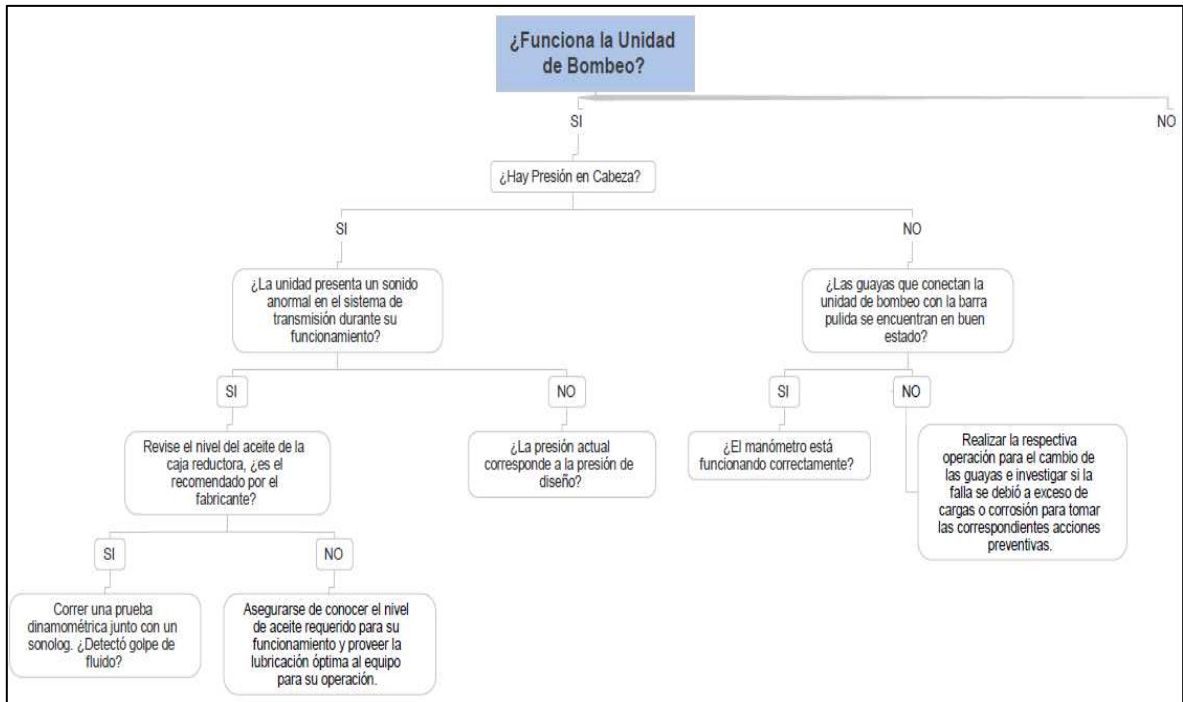


El siguiente análisis se hace a partir de la certeza de que la unidad se encuentra funcionando, donde en la Figura 32 se puede ver que la metodología propone la inspección de componentes de superficie que afectan el desempeño de la unidad pero que no la lleva a interrumpir su operación.

Continuando con el desarrollo de la metodología, se propone una tercera parte (ver Figura 33) donde se logra establecer el origen de un sonido anómalo durante el funcionamiento de la unidad, el cual puede provenir de fondo o de superficie. Durante las operaciones de inspección y mantenimiento rutinario se recomienda al personal prestar especial atención a cualquier sonido que le parezca fuera de lo

normal en la unidad ya que así se puede predecir de forma oportuna una falla en los componentes del sistema de levantamiento, disminuyendo los tiempos no productivos.

Figura 32. Inspección de componentes de superficie con la unidad funcionando.

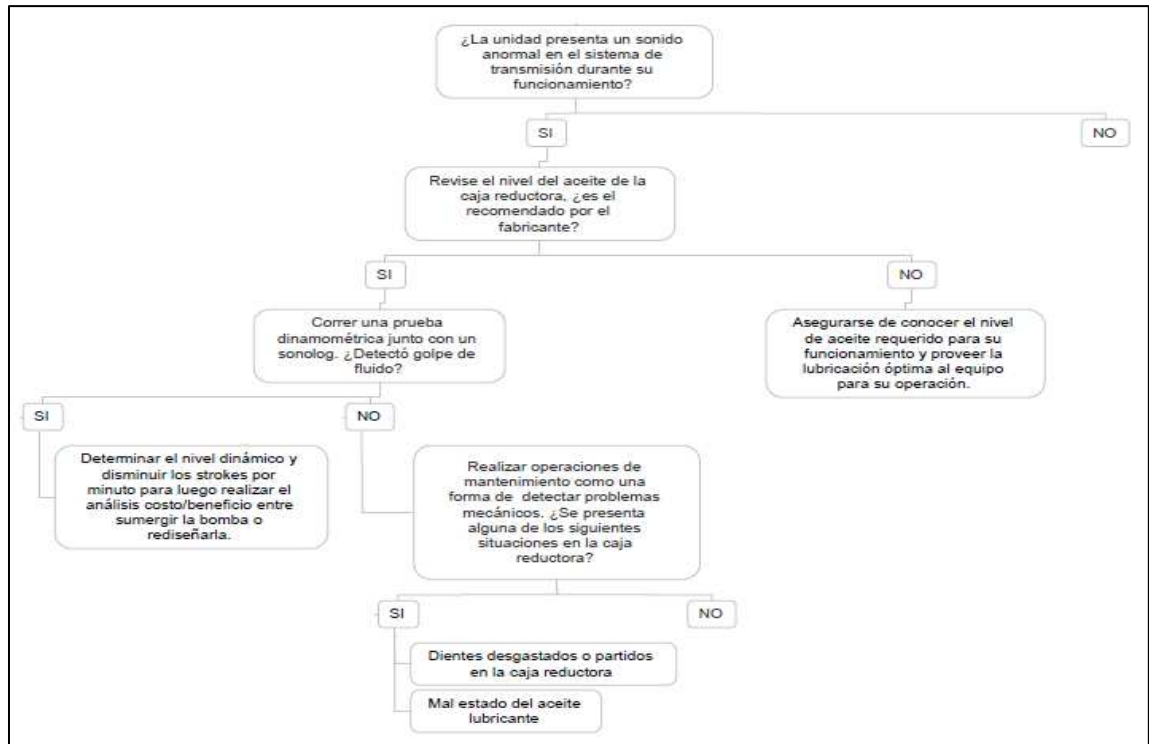


Otro factor que afecta en gran medida la operación de unidades de bombeo mecánico es la alineación tanto de los componentes de la unidad, como de la unidad misma con el pozo. De una mala alineación se desprende una gran cantidad de problemas operacionales que afectan la vida útil de los componentes y accesorios del sistema de levantamiento.

La metodología continúa con la inspección de condiciones operativas de fondo, para identificar los problemas de fondo se cuenta con una serie de pruebas que permiten identificar la naturaleza del problema, además se propone una posible

solución que por lo general requiere la intervención de un equipo de Well service o uno de workover.

Figura 33. Inspección por sonidos anómalos.

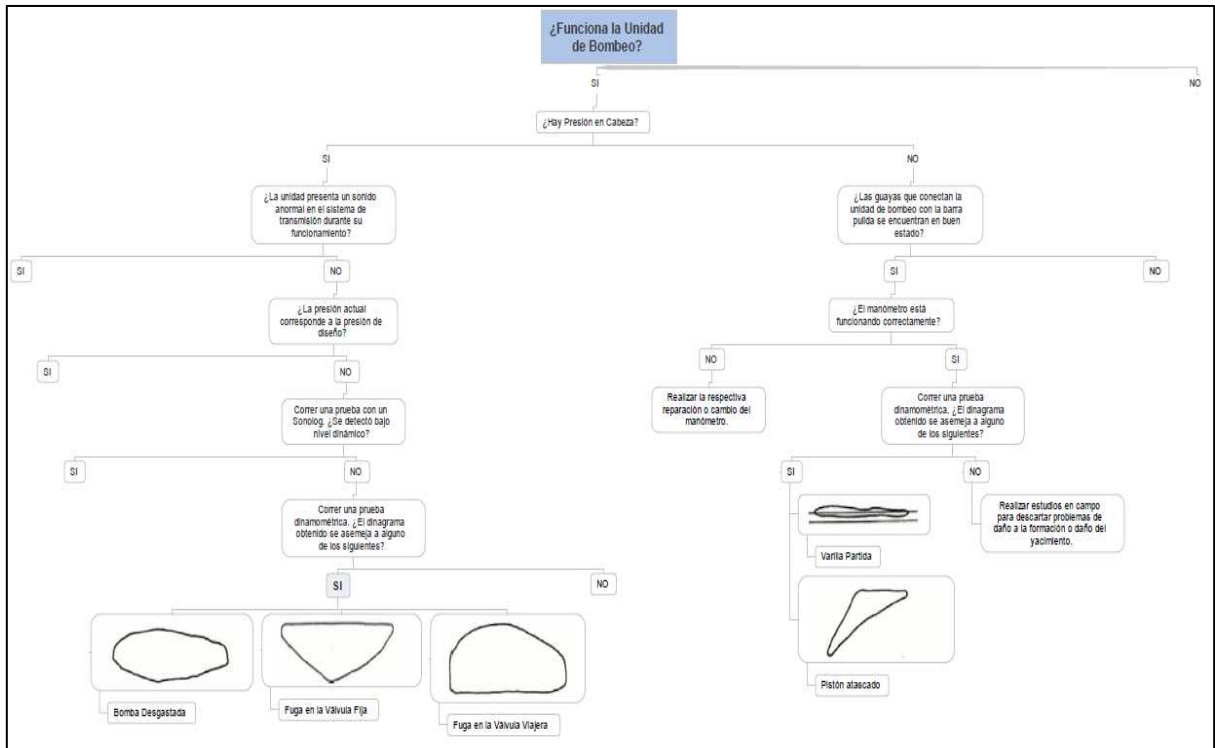


El análisis diagnóstico de los problemas de fondo (ver Figura 34) se lleva a cabo por medio de la toma de dinagramas y niveles de fluido, con los cuales se obtiene información valiosa de las cargas del pozo y del funcionamiento de la bomba. La interpretación de las cartas dinamométricas debe realizarse por personal capacitado para asegurarse de que la lectura sea acertada.

Como última instancia, la metodología fue sometida a consideración de varios profesionales que se especializan en el trabajo con sistemas de bombeo mecánico

para que realizaran su aporte en el presente trabajo, dando como resultado el cumplimiento del objetivo principal de este trabajo.

Figura 34. Inspección de condiciones de fondo.



5.2. INFORMACIÓN NECESARIA

Para la aplicación de la presente metodología se recomienda estar familiarizado con las unidades de bombeo mecánico, por lo tanto, se sugiere estudiar los componentes y accesorios que integran dicho sistema de levantamiento artificial y su respectivo funcionamiento. Estando ya familiarizado con los componentes del sistema, se requiere desplazarse a la ubicación de la unidad que está presentando alguna falla o que se desee revisar mediante el uso del presente trabajo.

La metodología consta de árboles de decisiones que siguen una secuencia lógica de revisión de los componentes del sistema de levantamiento, brindando ayuda

para el diagnóstico de fallas y posteriormente se ofrece una posible solución, por lo tanto su implementación es el seguimiento de dicha secuencia lógica hasta hallar la falla que esté ocasionando problemas en la producción. Para realizar el seguimiento de la metodología se puede remitir a los anexos donde se encuentra el trabajo completo con un paso a paso para detectar fallas y sugerencias que permita afrontar los problemas encontrados.

5.3. PRESENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA POR MEDIO DE TÓPICOS ENUMERADOS

Al culminar el desarrollo de la metodología se observa un trabajo demasiado extenso para su presentación inicial, es por eso que se decide realizar una presentación alterna por medio de tópicos enumerados al cual se adjunta en los anexos una tabla con la descripción de cada número y así facilitar el seguimiento de la metodología durante su aplicación.

6. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DIAGNÓSTICO DE PROBLEMAS ASOCIADOS A LA TASA DE PRODUCCIÓN EN POZOS CON BOMBEO MECÁNICO.

Para la aplicación de este trabajo se tomó como referencia la información de reportes, dinagramas, estados mecánicos y niveles de fluido del Campo Escuela Colorado en el año 2012, debido a que actualmente el campo se encuentra inactivo.

A partir de los reportes proporcionados por Campo Escuela Colorado, se seleccionaron cuatro pozos para establecer la validez de la metodología relacionando los síntomas que se venían presentando en las unidades y en la producción con las fallas detectadas durante las inspecciones llevadas a cabo cuando la falla era evidente.

6.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO

El Campo Escuela Colorado es una unidad académico administrativa de carácter científico, tecnológico y de operación de hidrocarburos, creada como la primera experiencia nacional en materia de interacción academia-industria en el sector hidrocarburos con el fin de agregar un componente práctico a la educación de los profesionales que se forman en la Universidad Industrial de Santander.

6.1.1. Historia del Desarrollo y Explotación. La exploración del Campo Colorado fue realizada entre 1923 y 1932 por la Tropical Oil Company, perforando siete pozos. En 1945 empezaron a perforar ocho pozos con los que se oficializó el inicio de producción con una tasa de 300 BOPD. Entre 1953 y 1964 fue la Empresa Colombiana de Petróleo quien desarrolló completamente el campo perforando 60 pozos adicionales, para completar un total de 75 pozos perforados a lo largo de todo el campo. En 1961 alcanzó su máxima producción, con un

caudal de 1771 BOPD en 1966, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores por diferentes problemas mecánicos entre los que se destacaba el taponamiento de las líneas por parafinas. A partir de 1966 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976 a 47 BOPD en 1989. Desde entonces su producción se ha mantenido en un promedio de 20 BOPD.

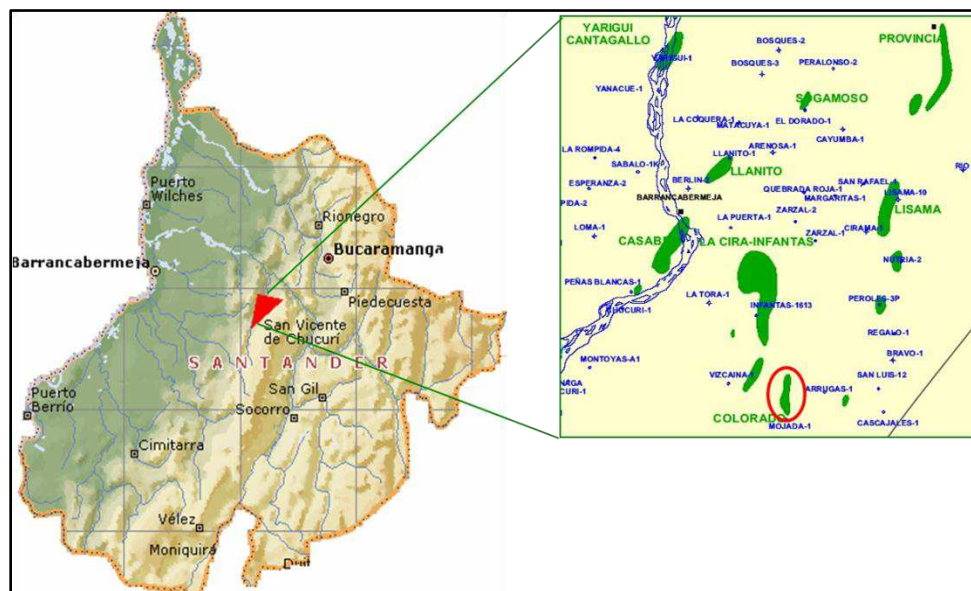
De los 75 pozos perforados, solamente 56 pozos reportan algún tipo de producción, siendo muy pobres las producciones acumuladas de gran parte de ellos, donde solamente un pozo ha producido más de medio millón de barriles y otros 20 pozos han producido más de doscientos mil barriles. La producción inicial de los pozos oscila entre 70 a 100 BOPD declinando rápidamente a un promedio de 10 BOPD en un espacio de tiempo de 3 a 6 años. La mayoría de los pozos han sido clasificados como pozos con bajo potencial de hidrocarburos.

El máximo número de pozos activos simultáneamente se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos. Históricamente se realizaron campañas de workover intentando recuperar la producción del área, pero la continua declinación de los pozos por la precipitación de parafinas repercutía rápidamente sobre la pérdida de los trabajos realizados y llevando a los operadores a considerar la opción de retirar uno de los sistemas de levantamiento por los daños que la precipitación de parafinas ocasionaba y dejando sólo el sistema más robusto. A lo largo de la vida del campo se han utilizado dos sistemas de levantamiento artificial: bombeo mecánico y plunger lift. Este último fue retirado debido a pérdidas de eficiencia y daños ocasionados por la precipitación de parafinas.

6.1.2. Ubicación de Campo Colorado. Cuenta con una superficie de 60 Km² ubicada en el corregimiento de Yarima, municipio de San Vicente de Chucurí en el departamento de Santander, República de Colombia. El Campo Colorado está localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), en inmediaciones

del municipio de San Vicente de Chucurí, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur de Campo La Cira – Infantas, entre coordenadas X=1'036.000 – 1'040.500 Este & Y=1'238.000 – 1'247.500 Norte con origen en Bogotá, en área de la antigua Concesión de Mares. La estructura corresponde a un anticlinal asimétrico de hasta 80° en su flanco oeste y hasta 25° en su flanco este.

Figura 35. Ubicación de Campo Colorado.



Fuente: <https://camposcuela.files.wordpress.com/2012/04/imagen1.png>

Principales Características del Yacimiento de Campo Colorado. El crudo de Campo Colorado se extra principalmente de la Formación Mugrosa (Zonas B y C) y de la Formación Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno – Mioceno inferior, depositada en un sistema fluvial meándrico; así mismo, algunos pozos presentaron en algún momento producción de la Formación La Paz (Zona E).

La trampa está conformada por un anticlinal elongado en dirección norte-sur limitado por una falla inversa al oeste en sentido norte-sur que buza hacia el este y dividido en seis bloques principales por fallas satélite SW-NE.

Las areniscas de la Formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Colorado con una porosidad promedio de 12,9% para la Zona B1, 13,5% para B2, 15,7% para C1 y 19,6% para C2, con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 21,8, 23,2, 24,9 y 42,3 pies, respectivamente.

Uno de los mayores problemas operativos desde el inicio de la vida productiva del campo ha sido la precipitación de parafina en los sistemas de producción.

Este problema históricamente se ha manejado inyectando aceite caliente en las líneas de superficie y baches de químicos por el anular del pozo, recirculados a través del equipo de subsuelo.

Actualmente el campo se encuentra inactivo, por lo cual su producción es nula. En el campo se encuentran unidades de bombeo mecánico Lufkin del tipo TC-3-22, TC-3-22-B, TC-3-22-C, TC-4-11-A, TC-4-11-B y TC-5-7-A, las cuales son consideradas “No API” por su antigüedad pero comparten gran cantidad de características con las unidades API convencionales.

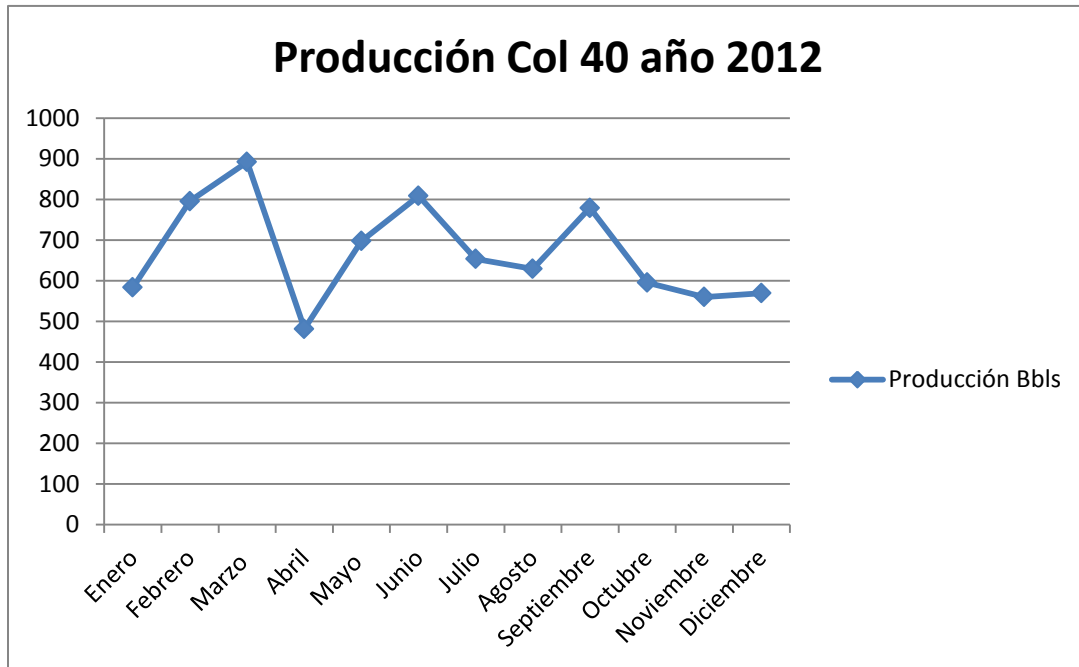
6.2. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

6.2.1. Pozo Colorado – 40. Durante el año 2012, el pozo Col-40 presentó varios daños que afectaron notablemente su producción durante algunos meses (Ver Figura 36).

Siguiendo los reportes de operación del campo durante los meses en que se vio afectada la producción se encontró que en abril el pozo estuvo parado y revisando dinagramas e informes, se encontró que hubo pega por parafinas y el dinagrama muestra que la bomba estaba trabajando desanclada y con

sobrecargas, lo cual indica que había una obstrucción en la tubería de producción.

Figura 36. Producción Col-40, 2012.



Fuente: Campo Escuela Colorado, UIS.

Teniendo en cuenta lo anterior, la metodología sugiere el análisis de un dinagrama del pozo (Ver Figura 38) y la inspección de la caja reductora junto con los rodamientos estructurales de la unidad.

Siguiendo la metodología propuesta (Figura 37), se tiene que la unidad se encontraba en funcionamiento, había presión en cabeza, la unidad presentaba sonidos anormales en su sistema de transmisión de potencia, pero además eso se encontraba produciendo menos crudo del esperado por el comportamiento IPR.

Figura 37. Seguimiento de la metodología pozo Colorado-40.1

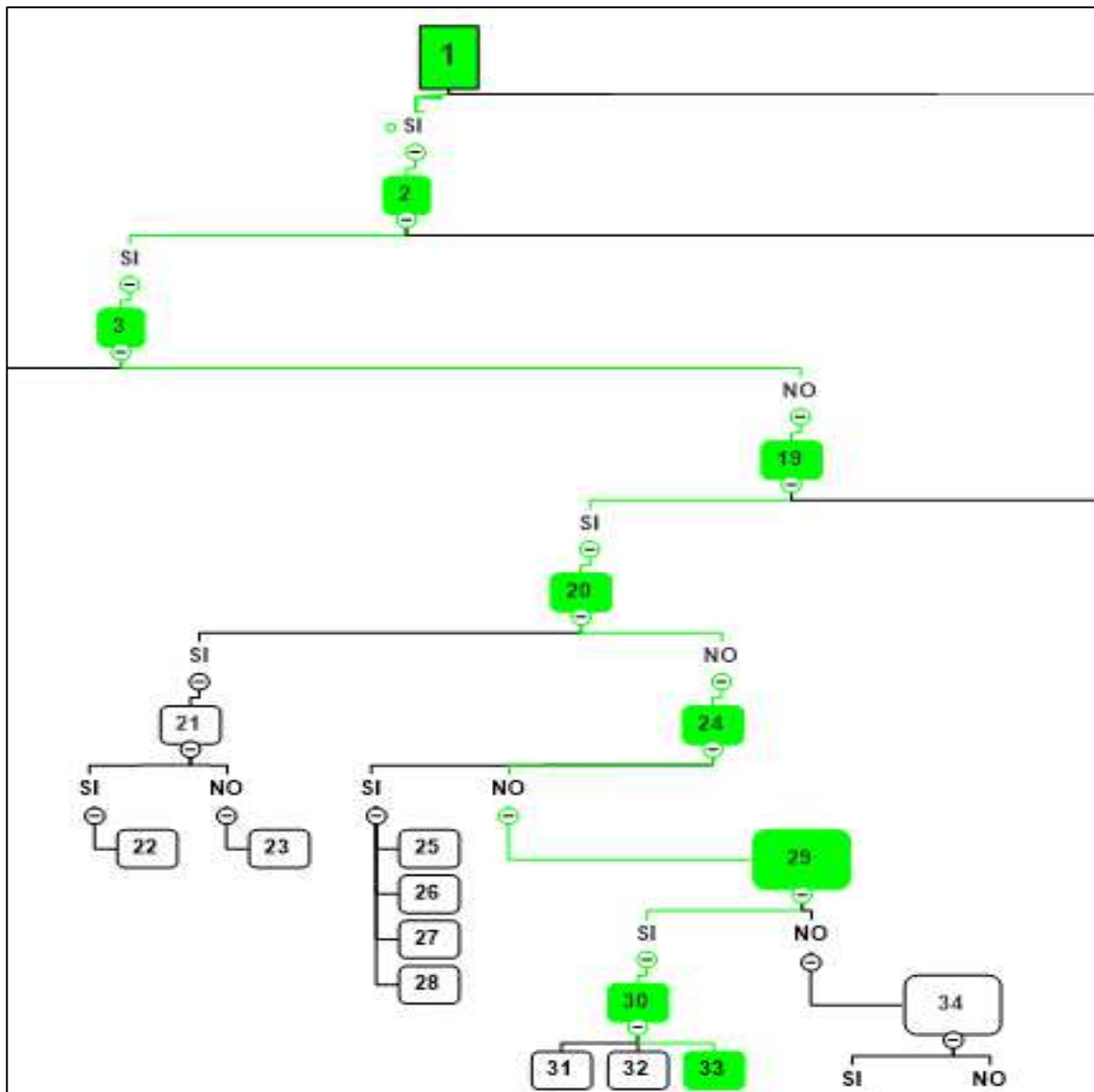
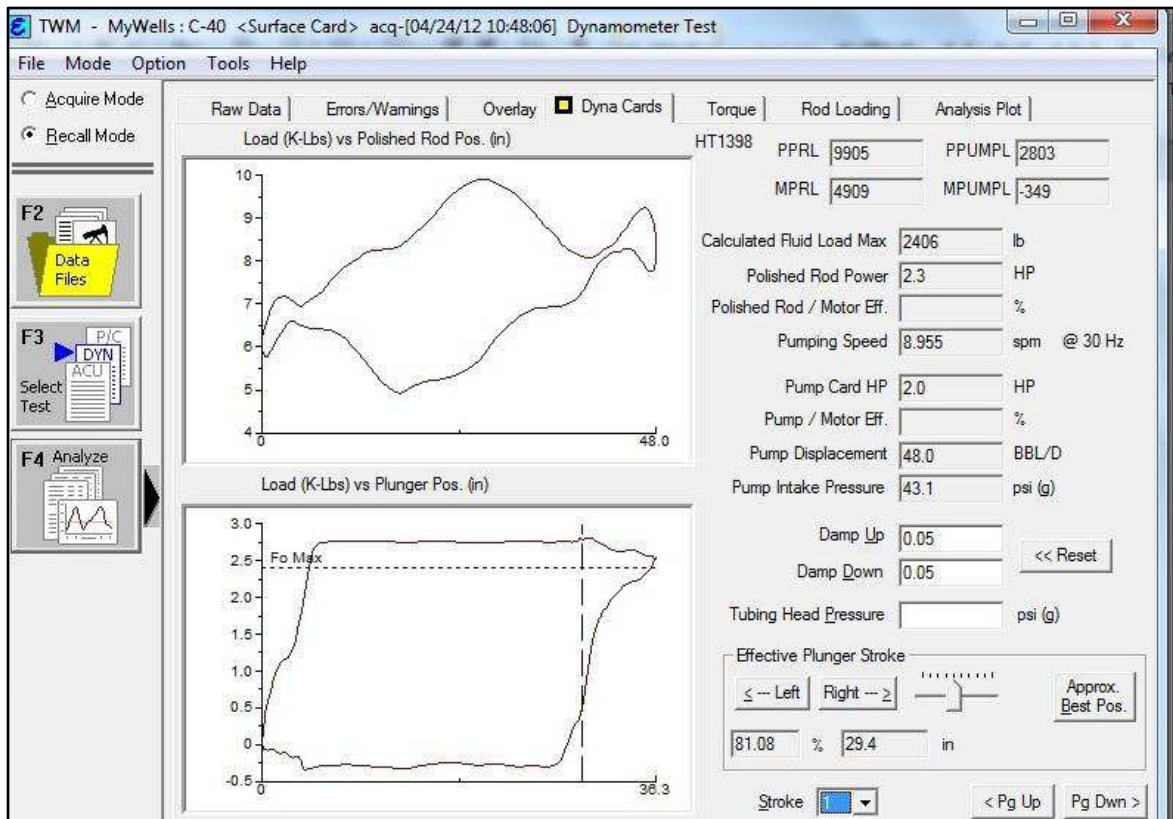


Figura 38. Dinagrama Col-40, Abril de 2012.



Fuente: Campo Escuela Colorado. UIS.

En el numeral 24 de la metodología propuesta (Figura 37) se sugiere la toma de un dinagrama para compararlo con los casos presentados en los numerales 25, 26, 27 y 28, y poder así, realizar el análisis diagnóstico de fondo.

Al analizar el dinagrama, se puede observar dos aspectos. El primero es que el diagrama muestra un sobreesfuerzo en la barra pulida que se puede deber a un atascamiento del sistema de bombeo y teniendo en cuenta que los pozos de Campo Colorado presentan gran cantidad de problemas por parafinas, lo más posible es que se trate de depositación de parafinas en la tubería lo que esté causando este sobreesfuerzo.

Adicionalmente el dinagrama muestra problemas de anclaje de la bomba, por lo cual se recomienda la intervención de equipo para el anclaje de la bomba y la limpieza mecánica de la tubería.

Continuando con el análisis de los reportes de producción y mantenimiento, se reportaron bajas eficiencias y sonidos anómalos durante algunas épocas del año, por lo tanto, siguiendo la metodología propuesta y descartando golpe fluido con el dinagrama, se procede a la revisión de la caja reductora y de los rodamientos estructurales de la unidad.

De la experiencia obtenida a partir de la entrevista con el experto en unidades de bombeo mecánico, se desprende el siguiente análisis para el pozo Colorado-40 (Figura 39). En este caso también se inicia con el parámetro de si la unidad está funcionando o no, los reportes afirman que la unidad se encontraba en servicio, además de presentar presión en cabeza y de sonidos anómalos.

El fabricante siempre tiene unas recomendaciones de lubricación para cada unidad que posee, de allí se recomienda revisar el nivel del aceite lubricante en la caja reductora con el fin de descartar lubricación insuficiente en dicho equipo.

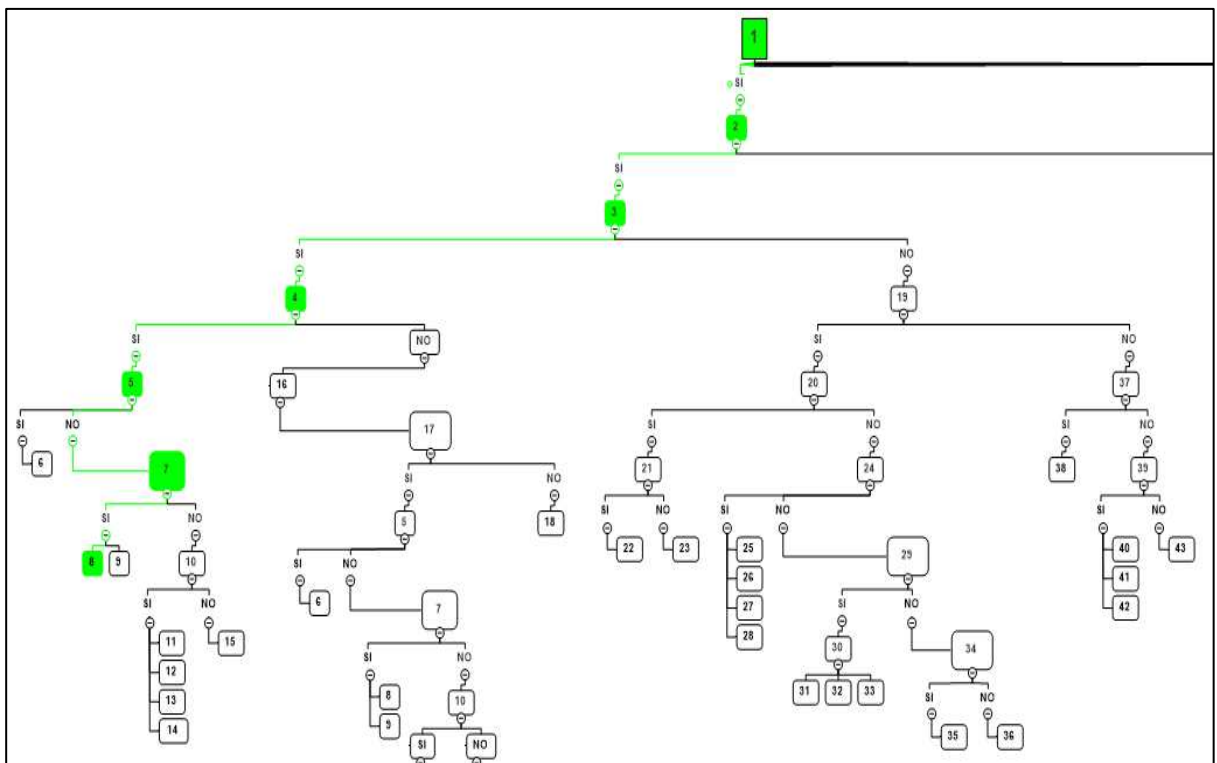
Una de las causas de los sonidos extraños durante la operación de unidades de bombeo mecánico puede ser el golpe de fluido.

El paso a seguir en la metodología es la toma de un dinagrama y en caso de que el dinagrama tenga parecido con el de golpe de fluido, se corrobora con un nivel de fluido.

Para el caso particular de este pozo, el dinagrama mostró bomba desanclada por lo que se descarta que el sonido sea por esa razón.

Por último se recomienda realizar operaciones de mantenimiento en la caja reductora de la unidad como una manera de detectar problemas en el equipo y de allí se contemplan dos posibilidades: que el lubricante de la caja reductora se encuentre en mal estado físico-químico o que los dientes de los engranajes se encuentren partidos o muy desgastados, siendo este último el peor de los casos ya que la solución que se le debe dar es el cambio de los ejes y dependiendo de la gravedad del daño, el cambio hasta de la misma caja.

Figura 39. Seguimiento de la metodología pozo Colorado-40.2



Durante una inspección realizada a las unidades de bombeo mecánico de Campo Colorado en el año 2012, se encontró en la unidad del pozo Colorado-40 que el aceite de la caja reductora estaba en mal estado, además los rodamientos y los ejes de alta y media se encuentran con mucho desgaste o partidos (Ver Figura 40), mientras que los rodamientos se encontraron en buen estado.

Se recomienda el cambio de los rodamientos y de los ejes dañados en la caja reductora, además de realizar el lavado pertinente de la misma para el cambio del aceite lubricante.

En la Figura 39 se sigue numeral a numeral la metodología para realizar el análisis pertinente que concluye con la identificación del problema que se estaba presentando en la caja reductora, el cual, puede deberse a las malas prácticas durante las operaciones de frenado de la unidad.

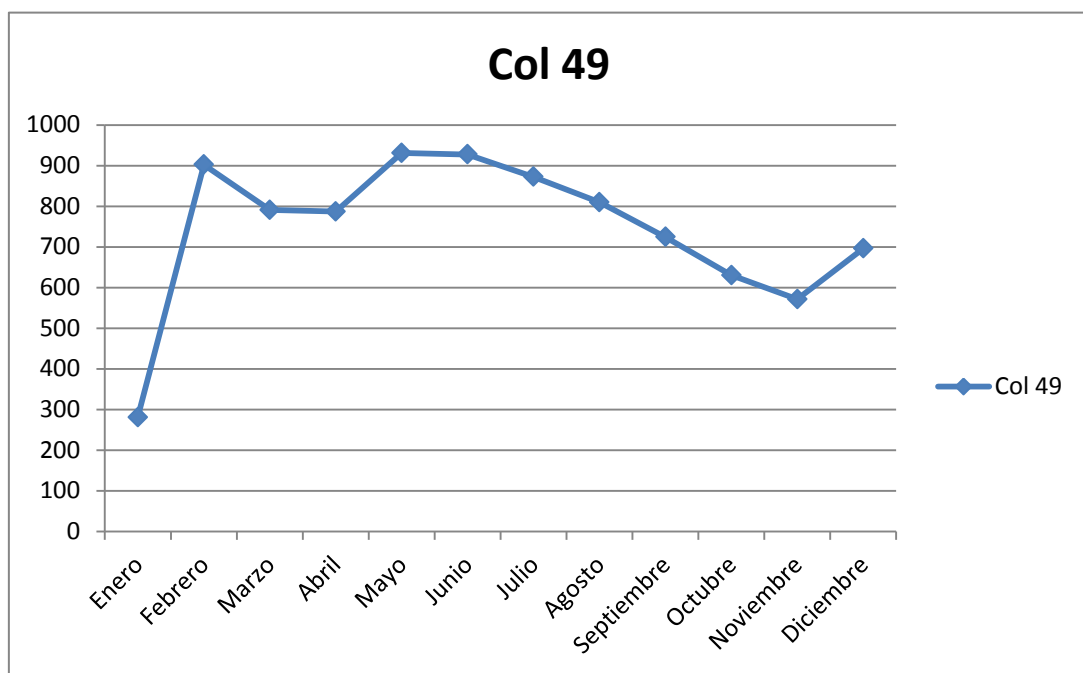
Figura 40. Falla caja reductora Colorado-40.



Fuente: Campo Escuela Colorado, UIS.

6.2.2. Pozo Colorado – 49. Durante el año 2012 el pozo Colorado-49 tuvo reportes de producción relativamente positivos pero operacionalmente se reportó varios cambios de empaques del stuffing box por presencia de fugas, y sonidos anómalos asociados al pozo. En los reportes revisados, se encontró que continuamente debían balancear y alinear la unidad de bombeo con respecto al pozo.

Figura 41. Producción Col-49, 2012.



Fuente: Campo Escuela Colorado, UIS.

Debido a la falta de datos de dinagramas y registros sonolog de este pozo a partir del mes de julio, se decidió tomar el punto más bajo desde que inició su producción continua en el año. Iniciando con la aplicación de la metodología, lo primero que se percibe es que la unidad se encuentra funcionando, muestra presión en cabeza pero la producción está por debajo de la esperada. De lo anterior se recomienda la toma de un dinagrama y de un sonolog para determinar si se trata de interferencia por gas o de golpe de fluido (Ver Figura 43 y Figura 45).

Figura 42. Seguimiento de la metodología pozo Colorado-49.1

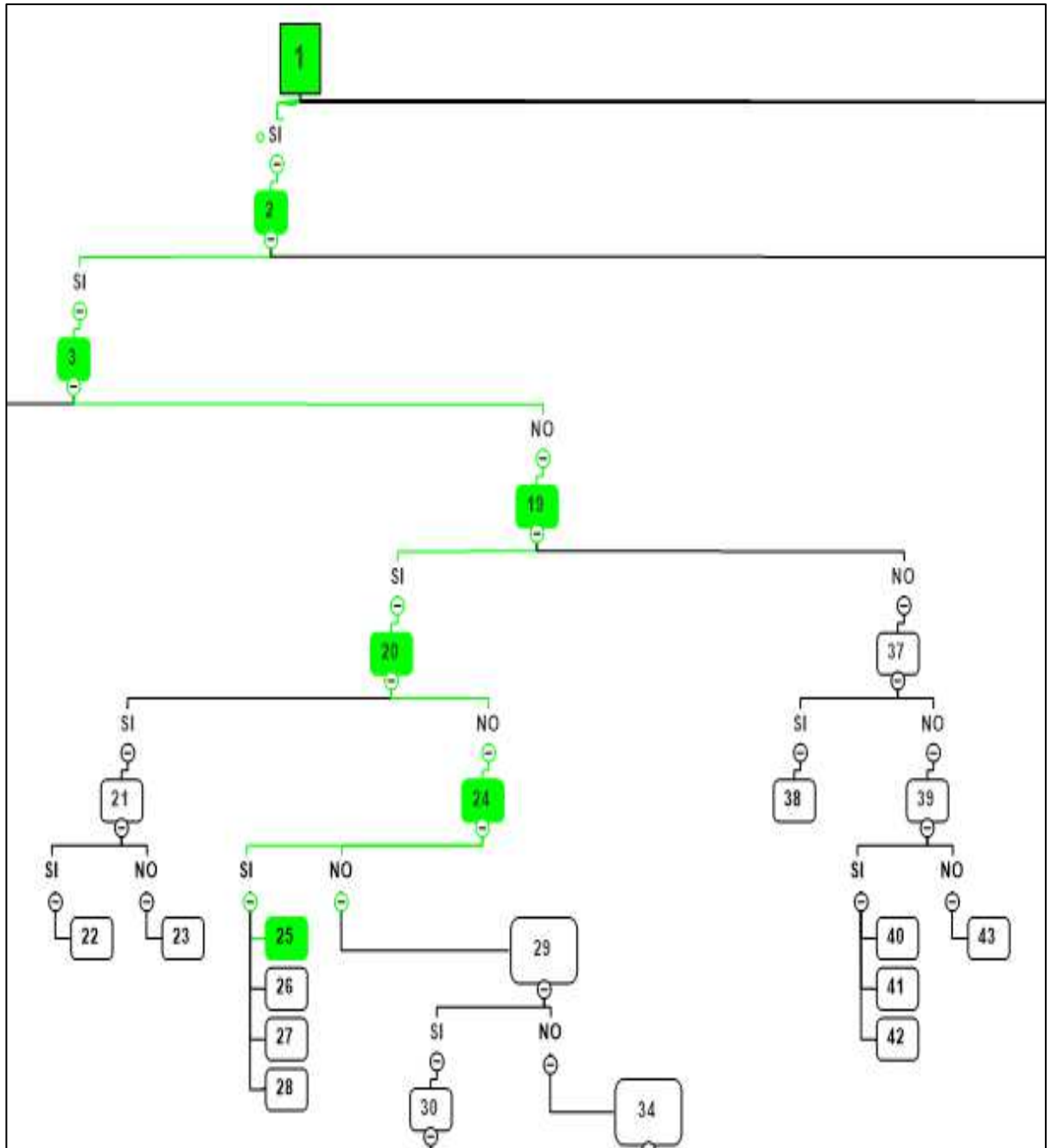
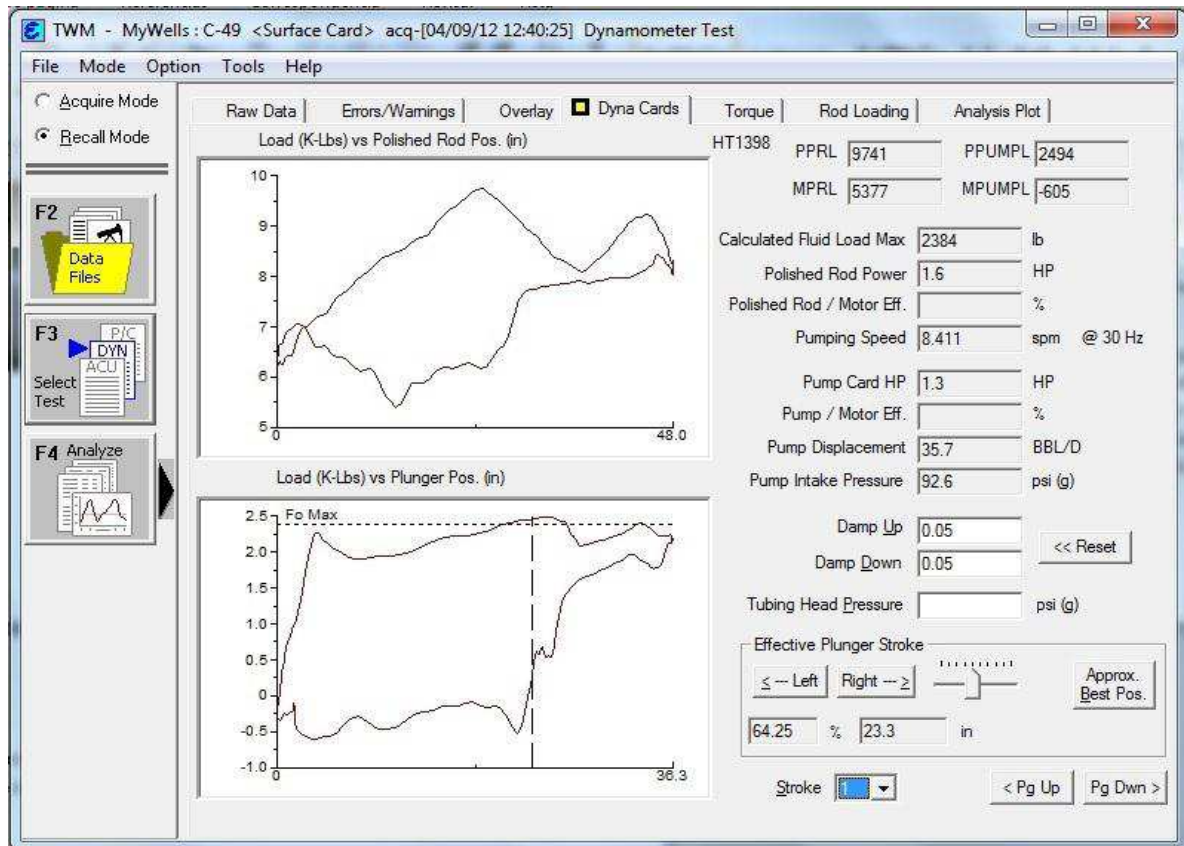


Figura 43. Dinagrama Colorado-49, abril de 2012.

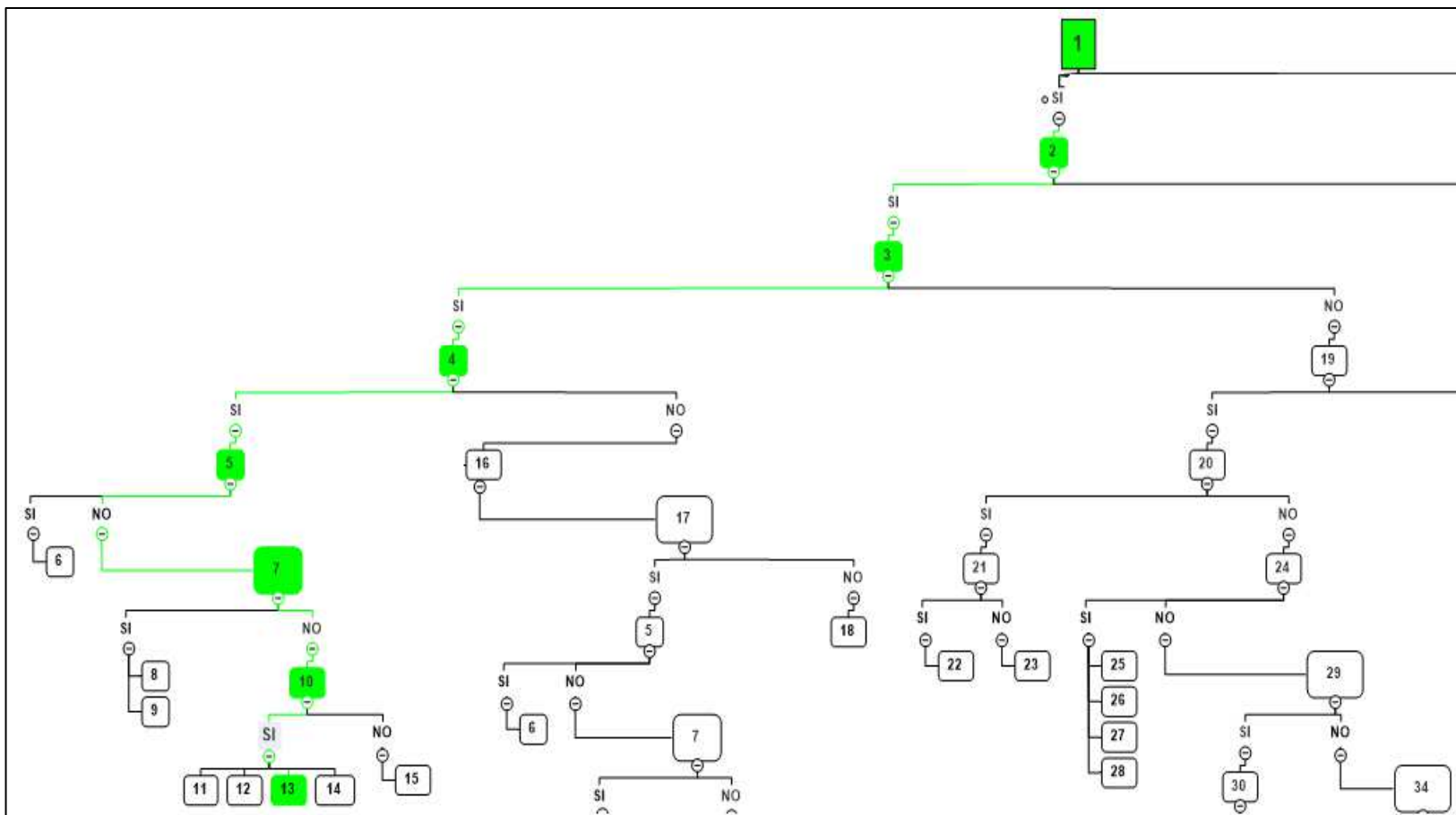


Fuente: Campo Escuela Colorado, UIS.

Al analizar el registro sonolog junto con el dinagrama se puede concluir que se trata de un golpe de fluido. Se puede observar que el nivel de líquido se encuentra a 5451 pies mientras que la profundidad de entrada de la bomba es de 5438 pies (Ver Figura 45), por lo tanto, siguiendo las recomendaciones de la metodología se sugiere inicialmente disminuir los strokes por minuto para posteriormente estudiar la opción de sumergir o no la bomba.

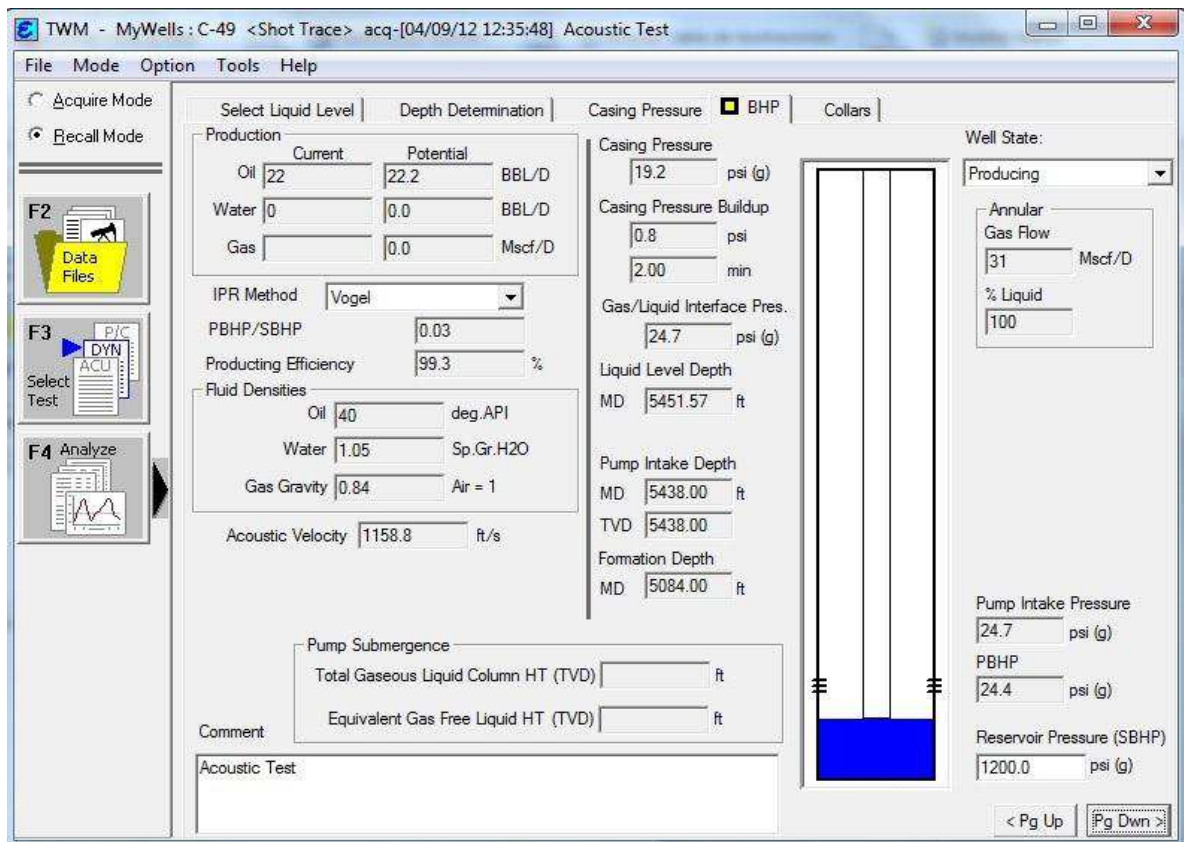
El segundo problema que presentó el sistema de levantamiento del pozo Colorado-49 es descrito siguiendo los numerales de la metodología como se muestra en la Figura 44.

Figura 44. Seguimiento de la metodología pozo Colorado-49.2



Dentro de la inspección visual de los componentes de superficie, se logra detectar por parte del personal operativo que hay fugas de lubricante a través de los sellos de los pines y de los rodamientos estructurales. Siguiendo la metodología, se recomienda el cambio de todos los sellos y rodamientos en mal estado además de proveer la lubricación adecuada tanto de la caja reductora como de los rodamientos estructurales.

Figura 45. Sonolog Colorado-49, abril de 2012.



Fuente: Campo Escuela Colorado, UIS.

Otro factor importante que se recomienda en la metodología es la alineación y centrado de la unidad de bombeo con lo cual se reducen los problemas de desgaste en los sellos del stuffing box y los sobreesfuerzos en los componentes estructurales. Esta recomendación de la alineación y el centrado es fundamental

en unidades que con cuenta con anclaje, como es el caso de la unidad instalada en el pozo Colorado-49 (Ver Figura 46).

Figura 46. Unidad del pozo C-49 desanclada y con fugas en los pines.



Fuente: Campo Escuela Colorado. UIS.

6.2.3. Pozo Colorado – 55. En el pozo Colorado-55 se observa que la producción empieza a caer desde el mes de febrero, llegando a su mínimo en mayo (Ver Figura 47). Este declive en la producción no corresponde al comportamiento IPR, por lo tanto se debe investigar la causa del mismo a través de la toma de dinagramas y registros sínicos.

En los reportes operativos se encontró una serie de situaciones que evidentemente son las causantes de la pérdida de producción en este pozo. Siguiendo la metodología propuesta y analizando la información del pozo se encuentra que hay un gran flujo de gas a través del anular, constantes cortes eléctricos, frecuentes derrames de lubricante en los componentes de la unidad y continuas fugas en el stuffing box.

Figura 47. Producción Col-55, 2012.

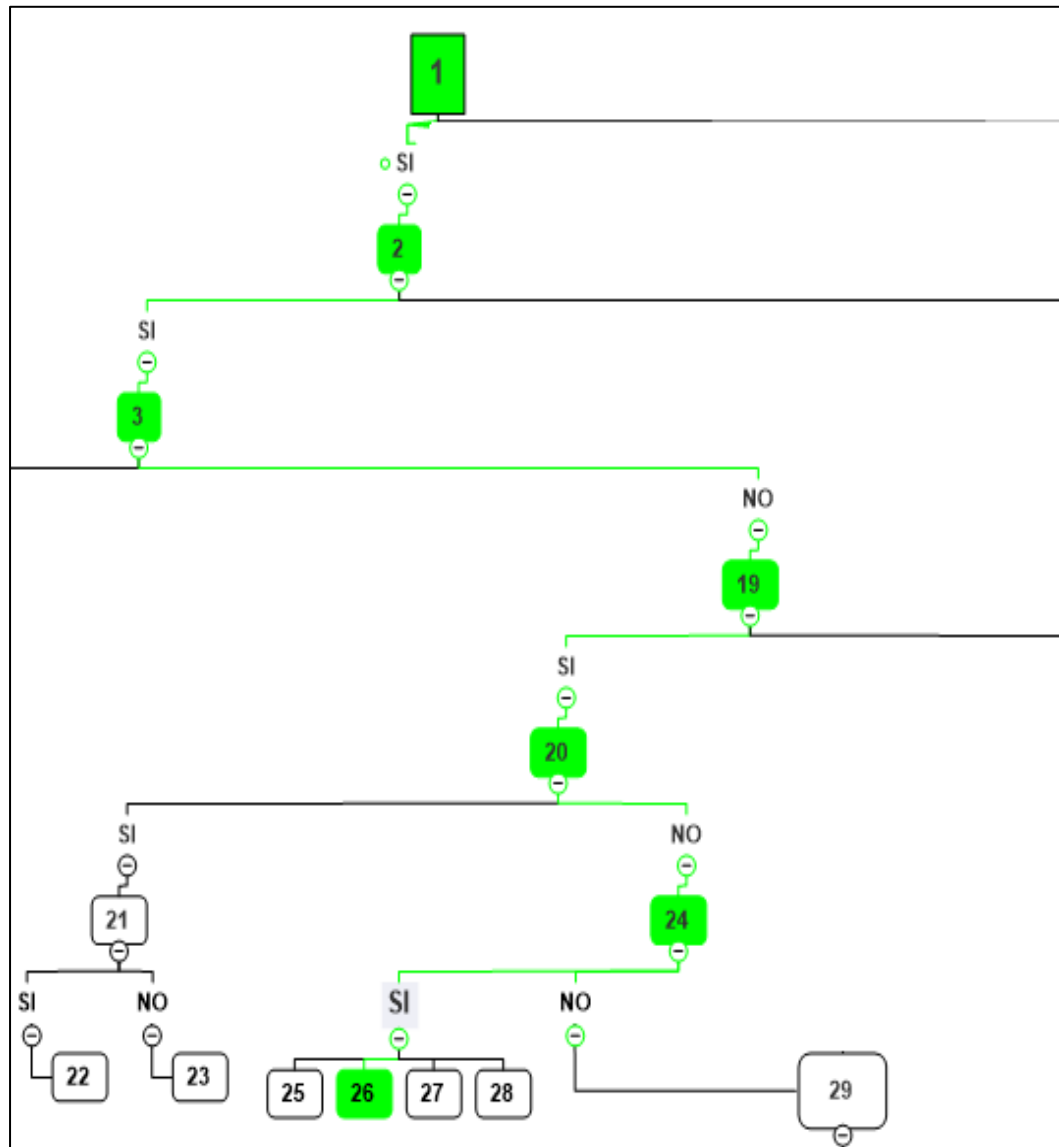


Fuente: Campo Escuela Colorado. UIS.

Con la

Figura 48 se observa el camino que se siguió de la metodología para llegar al problema diagnosticado en el numeral 26 (interferencia por gas).

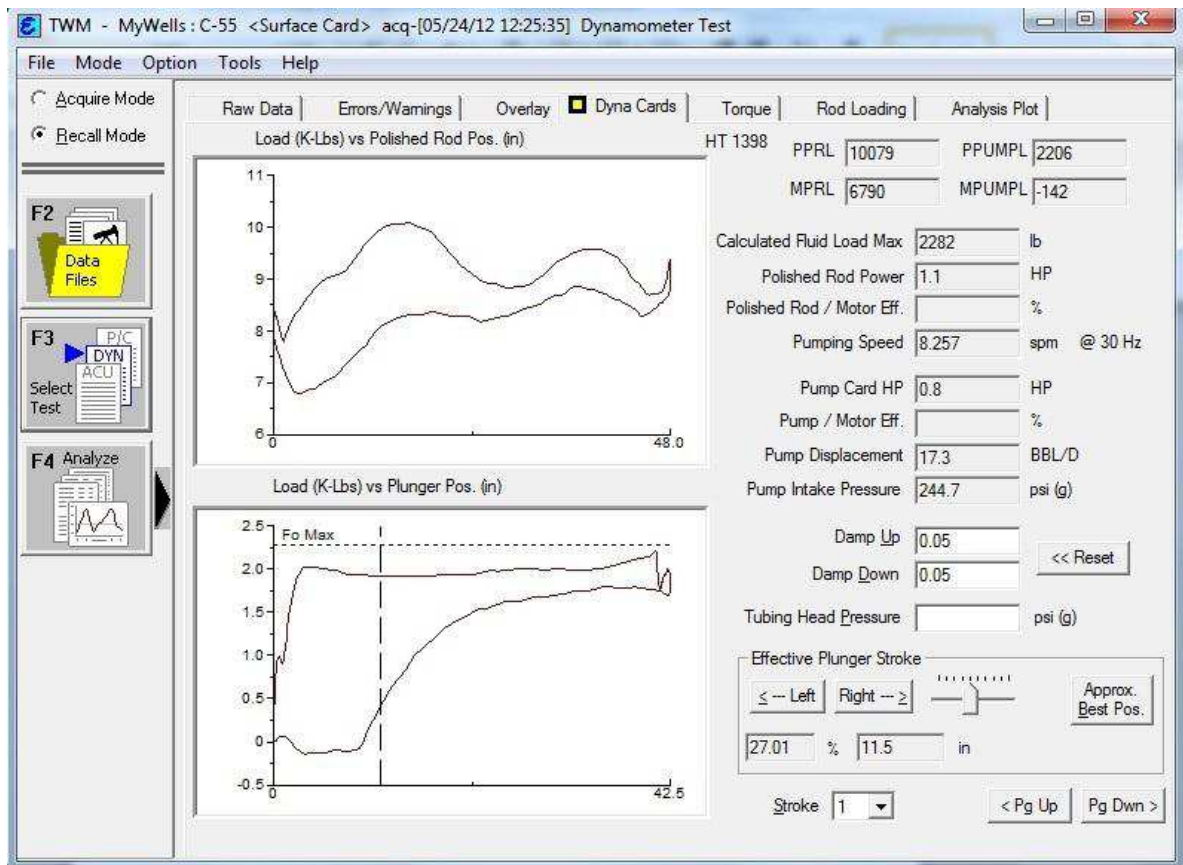
Figura 48. Seguimiento de la metodología pozo Colorado-55.1



De acuerdo a la metodología, la unidad se encontró funcionando y con presión en cabeza, pero la producción es menor a la esperada. Continuando con el paso a

paso, se recomienda la toma de un dinagrama (Ver Figura 49) y de un registro sónico para establecer el problema que se está presentando en fondo de pozo.

Figura 49. Dinagrama Colorado-55, mayo de 2012.

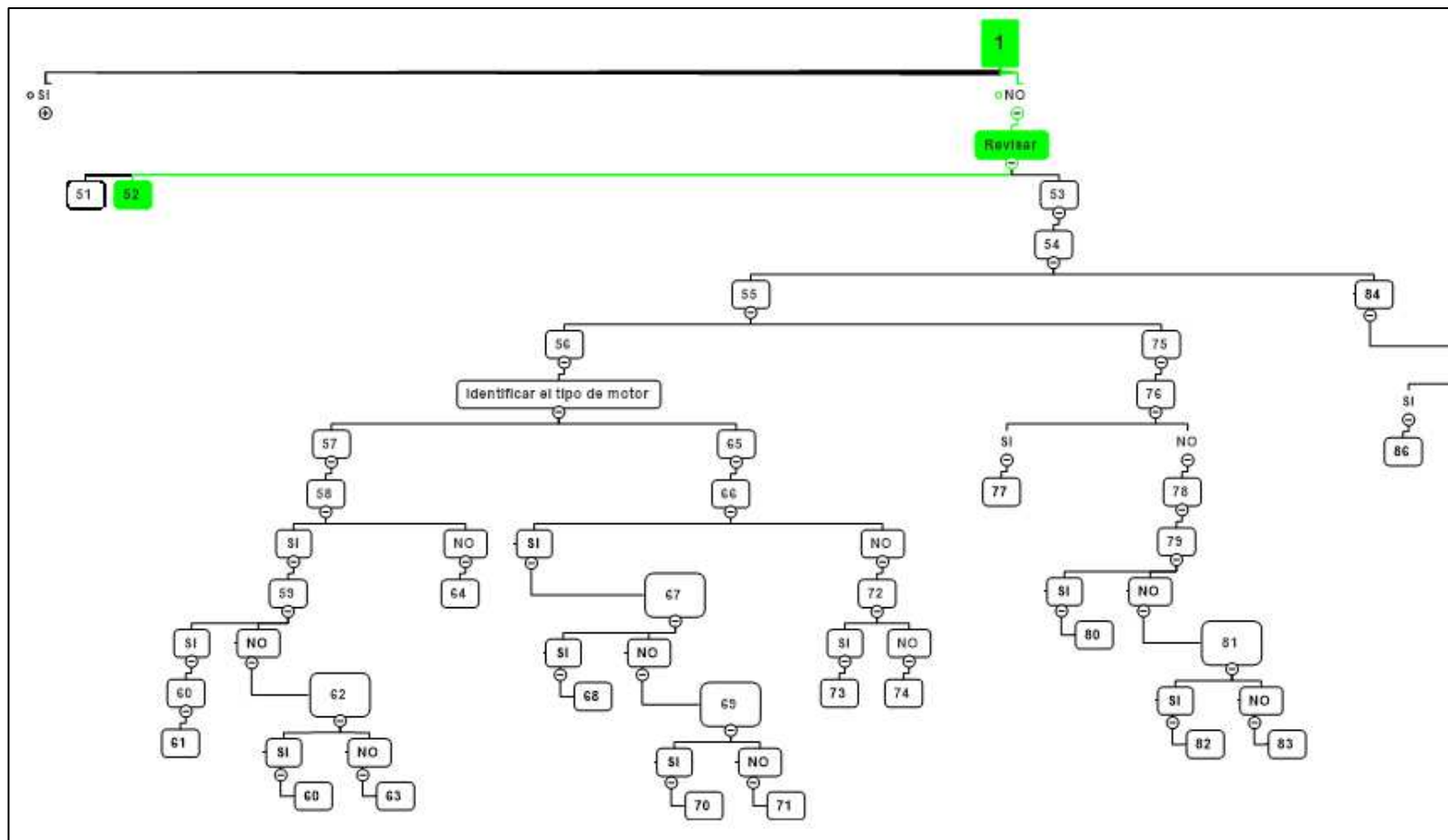


Fuente: Campo Escuela Colorado, UIS.

A partir del análisis del dinagrama se puede ver que la bomba presenta una baja eficiencia de llenado y complementando este análisis con la interpretación del sonolog (Ver Figura 51) se logra determinar que se está presentando un gran flujo de gas el cual está generando interferencia en el funcionamiento de la bomba de

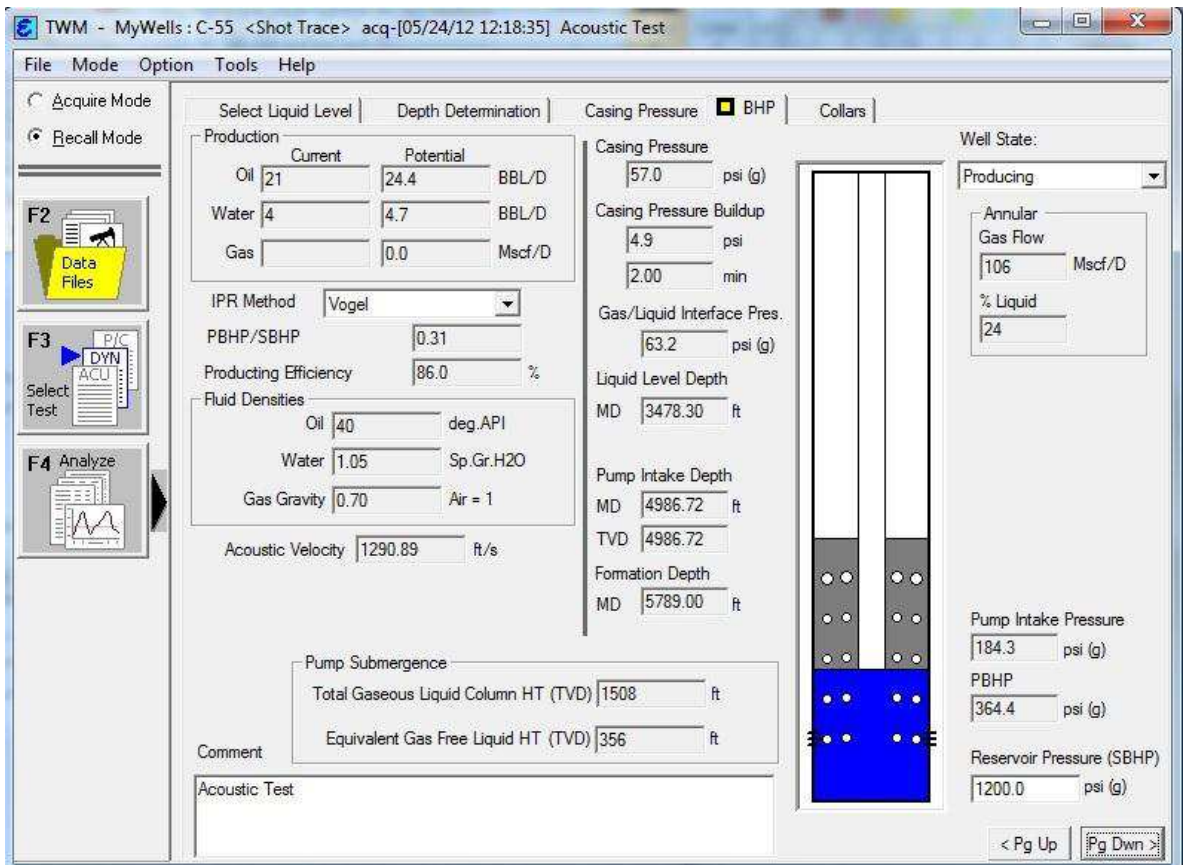
fondo. En esta figura se sigue la metodología para el segundo problema diagnosticado en la unidad de Colorado-55.

Figura 50. Seguimiento de la metodología pozo Colorado-55.2



Fuente: Autores.

Figura 51. Sonolog Colorado-55, mayo de 2012.



Fuente: Campo Escuela Colorado, UIS.

A partir de la gran cantidad de fugas de lubricante que se presentan a través de los empaques, se puede determinar que la unidad se encuentra desbalanceada. Para determinar el desbalanceo se recomienda una prueba de amperaje en el motor. Según metodología en el caso de unidades como esta que se encuentran desancladas, se recomienda que se realice continuamente la medición y alineación tanto de los componentes de la unidad como de la unidad misma con el pozo. La anterior recomendación se hace con base en los continuos daños reportados en los empaques y sellos que conforman la unidad (Ver Figura 52).

Figura 52. Fugas en los pines de la unidad del pozo Colorado-55.

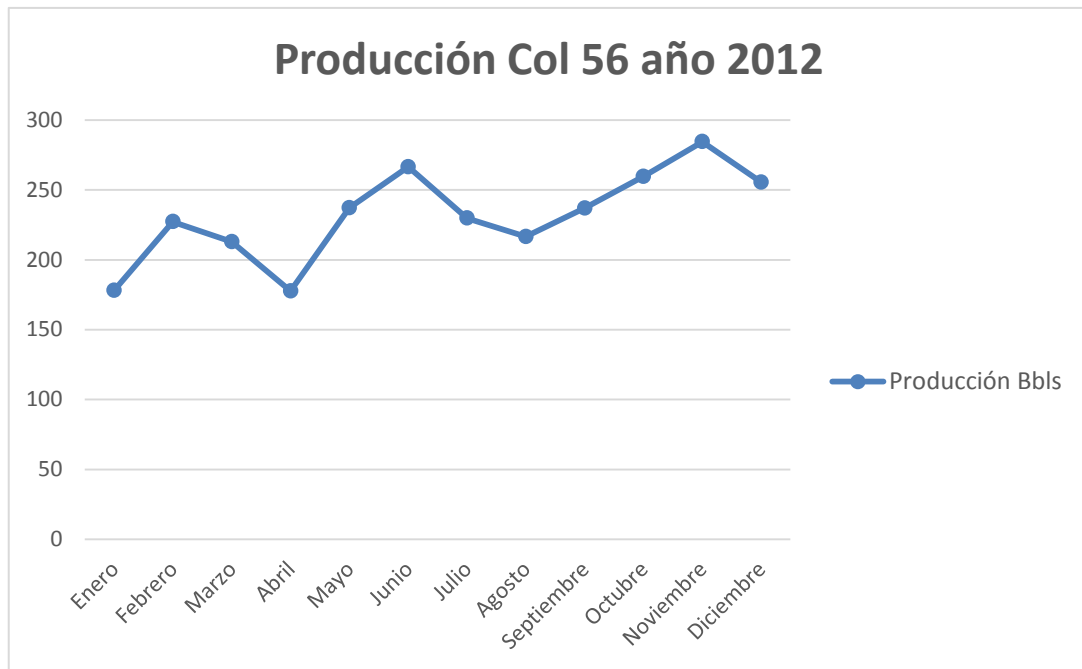


Fuente: Campo Escuela Colorado, UIS.

6.2.4. Pozo Colorado – 56. A partir de los reportes operativos del año 2012, se puede evidenciar daños en gran cantidad de los componentes estructurales de la unidad de bombeo, presentándose desde fugas en los sellos de los rodamientos, en los ejes de la caja reductora, hasta la rotura de uno de los brazos Pitman y la torcedura del balancín.

Partiendo de lo anterior y teniendo en cuenta los informes de campo, la metodología recomienda realizar una inspección visual de los elementos y concluye que se debe hacer la medición y alineación de los componentes adicional a una prueba de amperaje para garantizar que la unidad se encuentre balanceada y que las cargas se distribuyan uniformemente.

Figura 53. Producción Col-56, 2012.



Fuente: Campo Escuela Colorado, UIS.

Según recomendaciones de los manuales provistos por los fabricantes de unidades de bombeo, las rutinas de mantenimiento programado son

Como paso a seguir, mediante la metodología se recomienda una revisión de otros componentes que se hayan podido afectar con el desbalanceo de la unidad como la caja reductora y el motor. De la revisión de la caja reductora se encuentra que el aceite lubricante estaba en mal estado por lo que se sugiere programar lavado de la caja y cambio del aceite. También es importante verificar mediante un dinagrama las cargas actuando sobre la barra pulida para descargar esfuerzos adicionales que no hayan sido contemplados.

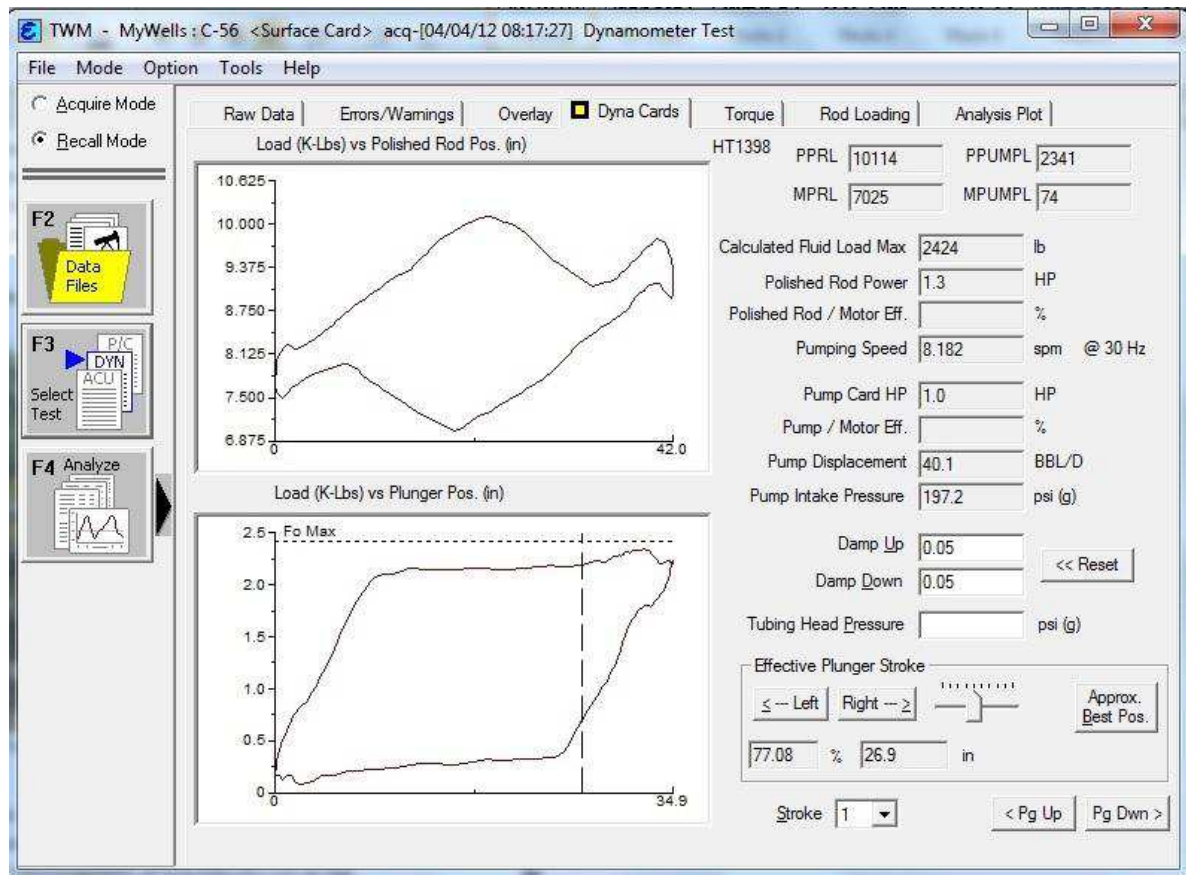
Figura 55. Unidad TC-4-11-B del pozo Colorado-56.



Fuente: Campo Escuela Colorado, UIS.

A manera de prevención, se recomienda la toma de un dinagrama con el fin de descartar problemas adicionales, en el dinagrama tomado en el mes de abril del año 2012 ilustra un buen funcionamiento de la bomba pero con un mal funcionamiento del ancla o ausencia de la misma (Ver Figura 56).

Figura 56. Dinagrama Colorado-56, abril de 2012.



Fuente: Campo Escuela Colorado, UIS.

En el dinagrama tomado, se puede ver que la bomba tiene buen llenado pero que se encuentra desanclada. Una bomba de fondo puede trabajar bien sin estar anclada, sin embargo se recomienda el anclaje para asegurar la sumergencia de la misma y prolongar su vida útil.

7. CONCLUSIONES

Las rutinas de mantenimiento programado son fundamentales para extender el tiempo de vida útil de los componentes y accesorios de una unidad de bombeo mecánico. Los fabricantes cuentan con manuales donde hacen la recomendación en cuanto a la frecuencia de lubricación en componentes estructurales y caja reductora.

Las fallas de los sistemas de bombeo mecánico API, son daños de carácter lento, acumulativo, progresivo y destructivo, que dan margen para detección y reparación temprana de los mismos. Se requiere una continua medición y alineamiento de sus componentes para garantizar su prolongado funcionamiento y por consiguiente la disminución de los gastos por reparaciones.

Los problemas operacionales en un sistema de producción funcionando con bombeo mecánico no deben aislarse como problemas netamente de fondo o de superficie porque en el desarrollo de este trabajo se evidenció que al tomar los problemas de manera independiente, la solución es transitoria. Las condiciones de fondo afectan directamente la funcionalidad de los componentes de superficie y viceversa.

La experiencia de campo es un factor de gran valor para la industria de los hidrocarburos, que logra en casi la totalidad de los casos resolver problemas que se vuelven rutinarios con el tiempo. Una de las tareas ejecutadas mediante este trabajo fue reunir algunas de esas experiencias y organizarlas de manera que a las inspecciones visuales y auditivas llevadas a cabo por el personal se les de la importancia necesaria para la programación de mantenimientos preventivos.

8. RECOMENDACIONES

Se considera de gran importancia la formación de profesionales que integren conocimientos tanto de la operación en fondo como de superficie de manera que el ingeniero de petróleos tenga el criterio para proponer soluciones integrales que provean una producción de crudo con mayor estabilidad.

La utilización de esta metodología está limitada a pozos con bombeo mecánico API, por ende se sugiere el desarrollo de una metodología similar para los sistemas de bombeo mecánico hidráulico y de carrera larga.

Para la utilización de la metodología se sugiere que sea utilizada por personas que conozcan sobre el funcionamiento de la unidad de bombeo mecánico, garantizando las medidas de seguridad que se deben tener en cuenta a la hora de realizar las inspecciones de diagnóstico o mantenimiento.

Se recomienda realizar el estudio para la creación de una metodología que integre no solo el sistema de bombeo mecánico sino también los otros métodos de levantamiento artificial utilizados en Colombia. Adicionalmente mediante un esfuerzo interdisciplinar se podría gestionar el desarrollo de una aplicación móvil o un software que contenga y facilite el manejo de la metodología sugerida.

BIBLIOGRAFIA

ÁLVAREZ, Antonio y VEGA, José. Análisis de falla en los sistemas de bombeo mecánico del campo Cantagallo. Trabajo de Grado (Ingeniería de Petróleos). Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2008.

ARNOLD, Ken and STEWART, Maurice. Surface Production Operations: Volume 2: Design of Gas-Handling Systems and Facilities. Burlington, MA. : Gulf Professional Publishing, 2008.

BARRÓN, Osvaldo y SÁNCHEZ, Gerardo. Solución para problemas que se presenta en el bombeo mecánico. Trabajo de Grado (Ingeniería de Petróleos). Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingenierías, 2009.

BEZZERRA, Marco, et al. Pattern recognition for downhole dynamometer card in oil rod pump system using artificial neural networks. En ICEIS. 2009

BOHÓRQUEZ, Michel. Toma e interpretación de pruebas dinamométricas, pruebas de nivel y pruebas de ascenso de presión, realizadas con el equipo well analyzer en los campos de Tibú, Payoa y Jazmín. Práctica empresarial (Ingeniería de Petróleos). Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2005.

BOLLAND. Bombas mecánicas de profundidad. Manual de partes. 2012.

CAMACHO, Jair y TRIANA, Juan. Impacto de la producción de gas asociado a la producción de petróleo en los campos de Galán, Gala y Llanito en pozos con sistema de levantamiento de bombeo mecánico. Trabajo de Grado (Ingeniería de

Petróleos). Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2011.

CESTARI, Francisco y GARCÍA, Raiza. Diseño de una base de datos que sirva de insumo al manual de ingeniería de producción petrolera de la escuela de ingeniería de petróleo de la UCV. Fase I. Tesis de grado (Ingeniería de petróleo). Caracas: Universidad Central de Venezuela. Escuela de ingeniería de petróleo, 2002.

DIAZ, Antonio y LÓPEZ, Juan. Análisis y mejoramiento de la producción de pozos de bombeo mecánico con alta relación gas aceite. Aplicación Campo Payoa. Trabajo de Grado (Ingeniería de Petróleos Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2007.

DÍAZ, Ricardo; Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los Pozos del Campo Colorado. Trabajo de Grado (Ingeniería de Petróleos Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2009.

DUEÑAS, Elisa y BELTRAN, Daniel. Desarrollo de una Metodología de Diagnóstico de Posibles Problemas de Producción Aplicado a Sistemas de Levantamiento Artificial para un Campo Maduro. Trabajo de Grado (Ingeniería de Petróleos) Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2011.

ESPINOSA, Mario; Mantenimiento Correctivo a un Motor de Combustión Interna. Trabajo de Grado (Ingeniería Mecánica) Veracruz: Universidad Veracruzana. Escuela de ingeniería mecánica, 2010.

GE, Zhanyu. Statical Analysis of sucker rod pumping failures in the permian basin. Trabajo de maestría (Ingeniería de petróleos). Texas: Texas Tech University, 1998

LOPESIERRA, Iván y ÁLVAREZ, Julián. Manual de operación y mantenimiento del analizador de Pozos. Trabajo de Grado (Ingeniería de Petróleos). Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos,

LUFKIN. Conventional and Reverse mark pumping units. Installation manual CU-09. Texas.

MANTECON, J.C. Quantitative interpretation of the surface dynamometer card. SPE 19479. En SPE Asia-Pacific Conference. Society of Petroleum Engineers, 1989.

MATEUS, Cristian y ROJAS, Daniel; Análisis y Diagnóstico de Problemas en el Equipo de Subsuelo de Unidades de Bombeo Mecánico Utilizando Redes Neuronales. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2007.

MEZA, Edixon. Diagnostico en pozos con el sistema de producción de bombeo mecánico a través de la obtención de las cartas dinagráficas de fondo. Trabajo de Grado (Ingeniería de Petróleos). Tesis de grado (Ingeniería de petróleos). Caracas: Universidad Central de Venezuela. Escuela de ingeniería de petróleos, 2011.

MUÑOZ, Fabián y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de herramienta software de selección. Trabajo de Grado (Ingeniería de Petróleos).

Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2007.

NABIL, Mohamed. Sucker rods failure mechanisms, methods of avoiding them. En Middle East Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 1981.

NORRIS. Análisis de las fallas de las varillas de bombeo. Informe especial. Tulsa 2000-2007.

ORDOÑEZ, Bernardo. Proposta de controles de operação de poços com bombeio mecânico através da pressão de fundo. Trabajo de Maestría (Ingeniería de Automatización y sistemas). Programa de Pós-graduação em Engenharia de Automação e Sistemas. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2008.

REY, Blas. Optimización de la operación del sistema de bombeo mecánico de la sección 67 de los campos petrolero “Ing Gustavo Galindo Velasco”. Trabajo de Grado (Ingeniería de Petróleos). Trabajo de Grado (Ingeniería de Petróleos). Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2004.

RÍOS. Eduardo. Análisis diagnóstico de problemas en pozos. Skinware C.A

SEPULVEDA, Oscar; Caracterización y Evaluación Técnico-Económica de las Fallas Mecánicas y Operacionales para Sistemas de Bombeo Mecánico en Pozos del Activo Provincia. Caracterización y Evaluación Técnico-Económica de las Fallas Mecánicas y Operacionales para Sistemas de Bombeo Mecánico en Pozos del Activo Provincia, 2012.

VARGAS, César. Componentes de bombeo mecánico su uso y aplicación en Chicontepec. Trabajo de Grado (Ingeniería de Petróleos). Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingenierías, 2012.

VILLEGAS, David. Aplicación de un nuevo sistema de Bombeo mecánico no convencional con tubería flexión para la explotación de pozos de crudo pesado. Trabajo de Grado (Ingeniería de Petróleos). Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingenierías, 2014.

WILLIAMS, B.J. Particulate problem solutions for rod pumped producing wells. En *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 1995.



ANEXOS

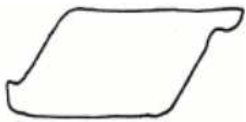
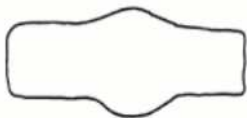
ANEXO: Metodología Completa


N°	Descripción	Vaya a
1	¿Funciona la Unidad de Bombeo?	SI=2 NO= Revisar: 51,52,53
2	¿Hay Presión en Cabeza?	SI = 3 NO = 44
3	¿La unidad presenta un sonido anormal en el sistema de transmisión durante su funcionamiento?	SI = 4 NO =19
4	Revise el nivel del aceite de la caja reductora, ¿es el recomendado por el fabricante?	SI=5 NO=16
5	Correr una prueba dinamométrica junto con un sonolog. ¿Detectó golpe de fluido?	SI=6 NO=7
6	Determinar el nivel dinámico y disminuir los strokes por minuto para luego realizar el análisis costo/beneficio entre sumergir la bomba o rediseñarla.	
7	Realizar operaciones de mantenimiento como una forma de detectar problemas mecánicos. ¿Se presenta alguna de las siguientes situaciones en la caja reductora?	SI=8,9 NO=10


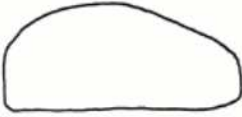

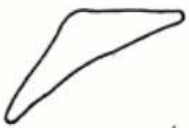
8	<p>Dientes desgastados o partidos en la caja reductora: Se puede presentar por malas prácticas operacionales durante el frenado de la unidad o mala lubricación. Se recomienda el cambio del aceite cada 18 meses o por estado fisico-químico del aceite. Adicional se recomienda ofrecer capacitación en buenas prácticas durante la operación de Unidades de Bombeo Mecánico. Realizar el desmontaje de la caja reductora para el cambio de los engranajes donde se presenta el desgaste o rotura de los dientes y de los rodamientos. Realizar el lavado de la caja reductora y proveer lubricante nuevo.</p>	
9	<p>Mal estado del aceite lubricante: Se puede deber a la vida útil del aceite que por lo general son 18 meses. Con el tiempo el aceite pierde sus propiedades fisico-químicas alterando así la lubricación de la caja reductora y acelerando su desgaste. Se recomienda realizar el lavado de la caja reductora en funcionamiento y proveer de aceite lubricante nuevo.</p>	
10	<p>Durante las operaciones de mantenimiento inspeccionar los componentes estructurales. ¿Se presenta alguna de las siguientes situaciones?</p>	<p>SI=11,1 2,13,14 NO=15</p>
11	<p>Tornillos de anclaje desajustados en la estructura: Los tornillos de anclaje se pueden desajustar debido a sobrecarga, desbalanceo y desalineamiento de la unidad. Se recomienda el retorqueo de los tornillos de anclaje</p>	
12	<p>Presencia de limaduras en el lubricante retirado de los componentes estructurales: Indica desgaste excesivo de los componentes móviles que puede ser provocado por sobrecargas asociado al desbalanceo de la unidad o a la pérdida de las propiedades fisico-químicas del lubricante</p>	

13	Mal estado del lubricante remplazado: Indica la entrada de sustancias contaminantes a través de los sellos. Se recomienda revisar el estado de los sellos periódicamente durante las rutinas de mantenimiento	
14	Rodamientos partidos: Se puede deber a una mala lubricación del componente, o a una sobrecarga en el mismo asociado al desalineamiento de la unidad. Se recomienda remplazar el componente dañado y realizar la lubricación de los rodamientos cada seis meses como indica el fabricante. Adicionalmente realizar las mediciones para comprobar el alineamiento de la unidad.	
15	Realizar una prueba de amperaje en el motor para descartar problemas de sobrecarga asociados al desbalanceo de la unidad	
16	Asegurarse de conocer el nivel de aceite requerido para su funcionamiento y proveer la lubricación óptima al equipo para su operación.	17
17	¿Persistió el sonido anormal?	SI = 5 NO = 18
18	Se recomienda realizar una inspección periódica de la lubricación de los equipos para evitar el desgaste acelerado de sus componentes móviles.	
19	¿La presión actual corresponde a la presión de diseño?	SI = 20 NO = 37
20	Realice una prueba de producción al pozo enviando el fluido a un separador de prueba. ¿La producción corresponde a la esperada (o mayor) a partir del comportamiento IPR?	SI = 21 NO = 24

21	¿El sistema está automatizado?		SI = 22 NO = 23
22	Tomar un sonolog para contemplar la posibilidad de aumentar la frecuencia de bombeo basándose en la sumergencia de la bomba y así aumentar la producción. Adicionalmente se recomienda realizar los mantenimientos a todos los componentes del sistema de bombeo según lo recomienda el fabricante para prevenir fallas que puedan repercutir en la producción.		
23	Se recomienda automatizar el sistema con el fin de facilitar la operación de los equipos y de obtener una lectura en tiempo real de las variables del proceso.		
24	Correr una prueba dinamométrica. ¿El dinagrama obtenido se asemeja a alguno de los siguientes?		SI= 25, 26,27,28 NO=29
25	<p>Golpe de Fluido (se recomienda correr un sonolog para corroborar con la sumergencia de la bomba que es golpe de fluido y no interferencia por gas). Determinar el nivel dinámico y disminuir los strokes por minuto para luego realizar el análisis costo/beneficio entre sumergir la bomba o rediseñarla.</p>		
26	<p>Interferencia por Gas (se recomienda correr un sonolog para corroborar con la sumergencia de la bomba que es interferencia por gas y no golpe de fluido). Para mitigar los efectos de las dos fases en la bomba, se recomienda instalar un ancla de gas y así evitar que</p>		

	la bomba se bloquee.		
27	Mal Funcionamiento del Ancla de Tubería. Realizar una operación con el objetivo de lograr el re-anclaje de la bomba.		
28	Barril Doblado o Curvado. Realizar el cambio del barril. se recomienda el uso de inhibidores de corrosión o implementar un equipo extra para evitar la entrada de sedimentos.		
29	Extraer la sarta de varillas. ¿Hubo atascamiento durante la extracción y/o presencia de precipitaciones orgánicas/inorgánicas en la sarta de varillas?		SI = 30 NO = 34
30	El problema es taponamiento de la tubería de producción Dependiendo de las características químicas de los fluidos producidos, determinar el tipo de taponamiento que se puede estar presentando		31,32,33
31	Incrustaciones: Realizar tratamiento de limpieza con químicos como: ácido clorhídrico, ácido acético, ácido fórmico o ethylenediamenetetraacetic (EDTA). Realizar tratamiento de limpieza mecánica usando: martillo de impacto, motor de desplazamiento positivo y fresa, o un Jet Blaster.		
32	Asfaltenos: Realizar tratamiento de limpieza mecánica con raspadores. Realizar tratamiento químico con solventes (tolueno y el xileno), teniendo en cuenta su elevado costo. También se puede usar surfactantes y modificadores de cristal. Realizar tratamiento térmico con lubricación caliente o con calentadores de fondo.		

33	Parafinas: Realizar tratamiento de limpieza mecánica con raspadores en caso de que sea un gran depósito y/o sea de alta dureza. Realizar tratamiento térmico inyectando fluidos como aceite liviano de ciclo. Realizar tratamiento químico con agentes que pueden ser modificadores de cristales, tensoactivos y dispersantes.	
34	Realizar una prueba hidrostática sentando la válvula fija en el niple de asentamiento y generando presión en el pozo. ¿La presión se mantuvo?	SI = 35 NO = 36
35	Realizar nuevas pruebas de presión para determinar el comportamiento del IPR actual y adecuar el diseño del sistema.	
36	La tubería presenta fugas. Realizar el cambio de la sección dañada y evaluar las causas del daño para tomar acciones correctivas y preventivas.	
37	Correr una prueba con un Sonolog. ¿Se detectó bajo nivel dinámico?	SI = 38 NO = 39
38	Determinar el nivel dinámico y disminuir los strokes por minuto. Realizar el análisis costo/beneficio entre sumergir la bomba o rediseñarla.	
39	Correr una prueba dinamométrica. ¿El dinagrama obtenido se asemeja a alguno de los siguientes?	SI = 40,41,42 NO = 43
40	Bomba Desgastada: En caso de que la bomba esté desgastada, realizar el respectivo cambio y tomar medidas preventivas para mitigar el desgaste abrasivo y/o corrosivo.	

41	Fuga en la Válvula Fija: Extraer la bomba para reemplazar las piezas dañadas.		
42	Fuga en la Válvula Viajera: Extraer la bomba para reemplazar las piezas dañadas.		
43	Realizar estudios en campo para descartar problemas de daño a la formación o daño del yacimiento.		
44	¿Las guayas que conectan la unidad de bombeo con la barra pulida se encuentran en buen estado?		SI = 45 NO = 50
45	¿El manómetro está funcionando correctamente?		SI = 47 NO = 46
46	Realizar la respectiva reparación o cambio del manómetro.		
47	Correr una prueba dinamométrica. ¿El dinagrama obtenido se asemeja a alguno de los siguientes?		SI = 48, 49 NO = 43
48	Varilla Partida: Realizar la operación de pesca y reparación de la sarta de varillas e identificar el mecanismo de falla de la varilla (falla mecánica, corrosión o fatiga) para tomar las acciones correctivas.		
49	Pistón atascado: Retirar la bomba con equipo de workover para cambiarla o repararla según sea el caso. Se		

	recomienda tomar medidas que mitiguen la entrada de sólidos y/o la depositación de compuestos orgánicos e inorgánicos en la bomba.	
50	Realizar la respectiva operación para el cambio de las guayas e investigar si la falla se debió a exceso de cargas o corrosión para tomar las correspondientes acciones preventivas.	
51	Visita Programada: Averiguar con el personal a cargo de la operación.	
52	Corte Eléctrico: Averiguar con el personal encargado del suministro eléctrico de la operación	
53	Componentes de la Unidad de Bombeo: Realizar una inspección visual de los componentes y accesorios	54
54	Identifique el Tipo de Unidad	55 u 84
55	Convencional o Mark II	56 o 75
56	Revisión del motor: Confirmar la potencia del motor de acuerdo de a la carga contrabalanceo del pozo. Ver catálogo del fabricante de la Unidad de Bombeo. Identificar el tipo de motor	Tipo de motor: 57 o 65
57	Motor eléctrico	58

58	¿Hay el suministro de energía necesario para que el motor funcione?	SI = 59 NO = 64
59	¿El eje del motor se encuentra partido?	SI = 60 NO = 62
60	Enviar el motor al taller para su reparación. Si se cuenta con un motor de repuesto instalarlo para no atrasar la producción	61
61	Se recomienda revisar los factores más comunes que generan ruptura del eje del motor que son: *Mal montaje de poleas, La instalación de las poleas deben estar lo más cercano al rodamiento del motor para disminuir las fuerza del torsión en el eje.*Desalineamiento del motor-caja reductora, Se debe alinear correctamente las poleas del motor con el de la caja reductora con el propósito de evitar sobre esfuerzos en el eje del motor y las correas. *Alta tensión de las correas, Se debe a mal posicionamiento de las correas sobre las poleas. También se presenta cuando se instalan correas que no son recomendadas por el fabricante. *Mala lubricación en los rodamientos del motor, Genera desgaste excesivo en el eje del motor, disminuyendo el diámetro y resistencia.	
62	Realizar la medición de continuidad en el motor. ¿Hay continuidad?	SI = 60 NO = 63
63	Se recomienda realizar una prueba de amperaje para detectar el desbalanceo de la unidad de bombeo y evitar así, complicaciones en los componentes del sistema. Continúe con la inspección del sistema de transmisión de potencia por correas.	

64	Avisar al personal encargado para que revisen las redes eléctricas.	
65	Motor de combustión interna	66
66	¿El motor se encuentra encendido?	SI = 67 NO = 72
67	¿El motor presenta fugas de aceite?	SI = 68 NO = 69
68	En caso de que los empaques estén desalineadas o deterioradas, se deben reemplazar. En caso de que el eje del embrague esté flojo, se debe ajustar. Si la pieza metálica esté porosa o rota, se repara o se reemplaza la pieza.	
69	¿El motor está funcionando?	SI = 70 NO = 71
70	Continúe con la inspección del sistema de transmisión de potencia por correas	
71	Es posible que el embrague esté fallando. Enviarlo al taller para su revisión y reparación	
72	¿Hay el suministro de combustible necesario para que el motor funcione?	SI = 73 NO = 74
73	Se recomienda enviar el motor al taller para su reparación. Si se cuenta con un motor de repuesto, instalarlo para no afectar la	

	producción.	
74	Si el motor funciona con gas, revisar que la línea que sale del anular esté abierta al flujo hacia el motor. En caso de que sea Diesel, asegurar el suministro del combustible.	
75	Inspección del sistema de transmisión de potencia por correas	76
76	¿Las correas están rotas?	SI = 77 NO = 78
77	Llamar a la cuadrilla de correas y empaques para que reemplacen la pieza. Si la falla se presenta continuamente, se recomienda realizar la inspección al balanceo de la unidad para evitar que el problema se presente con tanta frecuencia.	
78	Revisar que se encuentren en alineadas y en caso de no estarlo, realizar el reporte para la reparación	79
79	¿Las ranuras de las poleas se encuentran rotas?	SI = 80 NO = 81
80	En ese caso se deben cambiar las poleas para que el sistema pueda funcionar correctamente. Realizar la inspección de alineación entre la polea del motor con la polea de la caja reductora	
81	Con el calibrador de ranura de poleas determine si se presenta desgaste. ¿Las ranuras están desgastadas?	SI = 82 NO = 83

82	Realizar el cambio de la polea según la recomendación del fabricante	
83	Tomar una prueba dinamométrica para descartar problemas de atascamiento de la bomba de subsuelo	
84	Balanceada por Aire	85
85	¿La presión en el cilindro es la presión de diseño?	SI = 86 NO = 87
86	Proceda a revisar los componentes estructurales y accesorios que son comunes a los tres tipos de unidad de bombeo	
87	Realizar una prueba de calibración del sistema neumático. ¿El sistema de controles neumáticos se encuentra calibrado?	SI = 88 NO = 89
88	Revisar el estado y posición de las válvulas de suministro de aire al cilindro, ¿Corresponde a la condición de operación?	SI = 90 NO = 91
89	Realizar la calibración del sistema neumático	
90	¿El compresor de aire se encuentra funcionando correctamente?	SI = 92 NO = 93
91	Llevar las válvulas a las condiciones de operación estipuladas por el fabricante	

92	Revisar el sistema de lubricación del pistón del cilindro. ¿El sistema de lubricación funciona correctamente?	SI = 94 NO = 95
93	Realizar el reporte del daño para su reparación y tomar las medidas preventivas para evitar el mismo daño.	
94	Revisar el estado de las válvulas y en caso de no solucionar el problema, revisar los componentes que son comunes a los dos tipos de unidad.	
95	Revisar la posición de las válvulas para asegurarse de que haya el suministro de aceite hacia el sistema ¿Las válvulas se encuentran en la posición correcta?	SI = 96 NO = 97
96	Realizar una inspección visual de los empaques para detectar fugas de aceite y reportar el daño para que sean cambiados.	
97	Mueva las válvulas a la posición que indica el manual del fabricante para la operación del equipo.	

ANEXO B

Entrevista con John Jairo Rivero Roa.

La unidad de bombeo es un equipo que rompe el esquema de cualquier mecánico como tal, rompe el sistema estructural mecánico de cualquier aparato mecánico de cualquier turbo maquinaria, que está inmerso dentro de una turbomaquinaria. Una turbina, un motor, un generador, un turbocompresor, un ventilador, el motor de una licuadora hablando como motor, ¿eso es mecánico cierto? en él se están involucrando partes móviles y partes fijas, igual que las unidades de bombeo.

Todo lo que está dentro de la turbomaquinaria, todo lo que sea motor máquina, tienen dos variables muy importantes que son velocidad y carga. En todo eso que les acabo de mencionar la velocidad es alta y la carga es mínima, y la unidad de bombeo rompe ese esquema mecánico estructural.

En la unidad de bombeo usted maneja mínimas velocidades pero altísimas cargas, bajo esa premisa la unidad de bombeo es una máquina diseñada para una vida útil de 60 a 70 años. En 70 una unidad no tiene que preocuparse de nada, como un carro nuevo que sale de la concesionaria y cada 5000 km le dicen cámbiele el aceite nomas, idéntica es la unidad de bombeo.

¿Dónde son las enfermedades de las unidades de bombeo bajo esta premisa? altas cargas y mínimas velocidades. En promedio las velocidades, los strokes de una unidad de bombeo en superficie entre 7 y 8 rotaciones por minuto, dependiendo de la viscosidad del crudo en yacimientos muy específicos muy especiales usted va encontrar unidades de bombeo trabajando a 1 stroke por minuto.

¿Cuándo se le daña a usted una unidad de bombeo? que trabaje a 1 stroke por min. Usted la tiene eterna, usted la montó ahí y la tiene eterna. Entonces fíjese, por eso es que un poquito extraño decir: voy a encaminar los daños de la unidad de bombeo,

cuando por fábrica y por diseño las rutinas de mantenimiento son: inspección y lubricación. Y la lubricación se hace cada 6 meses a los componentes estructurales y cada año a la caja reductora, eso es todo y para de contar el resto es hierro.

La unidad de bombeo como tal, los componentes estructurales de las unidades de bombeo son tres: cojinetes de centro porque está en el centro y pivota, cojinete de cola porque está en la cola y los crank pin que conecta la biela con la manivela. Entonces lo que conecta la biela con la manivela es el pin, y eso es lo único que se mueve en la estructura de la unidad de bombeo, es lo único de resto son vigas.

Esos rodamientos que son los que soportan las altísimas cargas es lo que se lubrica, lo que se mantiene y más nada, dentro del diseño de la unidad de bombeo está programado que se lubrique cada 6 meses, entonces usted cada 6 meses y cuanta grasa le suministra usted, que lubricante le pone, grasa sencillamente grasa, grasa a presión, grasa a extrema presión, dos libras de grasa no es más y ¿Cuál es el corazón de la unidad de bombeo? El corazón de la unidad de bombeo es la caja reductora.

La caja reductora vale el 70% de lo que vale toda la unidad de bombeo, este es el corazón de la unidad de bombeo, acá hay un juego de engranajes se llama reducción doble, doble reducción porque son tres ejes de 1 a 2 y de 2 a 3, el eje donde entra la velocidad y el eje por donde sale la velocidad, en este eje que va montada la polea es el eje de entrada y el eje de alta velocidad, y en este eje donde va conectada la biela es el eje 3 que es el eje que multiplica la fuerza, de la unidad de bombeo.

Entonces bajo estos conceptos ya la unidad de bombeo es supremamente simple y sencilla de diagnosticar. Cada 6 meses le inyecto 2 lbs de grasa y por condición, por recomendación de la fábrica el aceite de la caja reductora, que es lo único que tiene aceite, se debe revisar y se debe cambiar por condición física, se coge una muestra de aceite, se lleva al laboratorio y en el laboratorio se la hacen análisis fisicoquímico y se determina se puede trabajar, el aceite es a extrema presión. Si no tengo en campo,

en practica, como tomar una muestra de aceite y llevarla a laboratorio, para que el laboratorio le diga puede trabajar, entonces, sencillamente la recomendación de fábrica es cada 18 meses cambia el aceite de la caja reductora esté como esté, cámbielo en su totalidad.

¿Por qué se dice que una unidad de bombeo tiene vida útil de 50 a 60 años? se supone que la unidad de bombeo trabaja 25 horas al día 9 días a la semana, 32 días al mes, que sea permanente y nunca fuera a parar, pero dadas la condiciones que uno conoce, usted puede, una unidad de bombeo le trabaja una semana, dura parada 15 días por un workover, va a hacer un trabajo en pozo dura parada 2 días. Pero en condiciones normales de operación tanto del pozo como de la unidad, una unidad de bombeo, vida útil para trabajar 50 años. ¿De qué dependen las enfermedades de la unidad de bombeo? Empecemos, ya dijimos que trabaja a muy baja velocidad en promedio 7 a 8 strokes, hay unas que puede de 9 a 10 pero son muy raros los casos, como también hay de por debajo de 5 strokes, unidad muy lentas pero son casos excepcionales, pero una maquina tan robusta, como esta, como se puede observar, si ve el tamaño de los rodamientos comparado con el tamaño de la estructura de la unidad de bombeo.

Entonces ¿Cómo se dañaría el rodamiento de una unidad de bombeo trabajando a una velocidad de 3 strokes por min, cuando se va a dañar? si lo único que le hace es cada 6 meses echarle grasa y ya, y la caja reductora cada año cámbiele el aceite, pero si yo llevo el aceite a laboratorio y el laboratorio me dice, no todavía está bueno, hay unidades de bombeo que lleva dos años, tres años y el aceite está en perfecto estado, está bueno. ¿Por qué está bueno? porque la unidad de bombeo duró parada un poco de tiempo, porque la ponen a trabajar intermitente, porque no trabaja continuamente, porque las cargas del pozo son mínimas, no está exigida para nada. Entonces ¿Qué es lo que hace el lubricante? Ahí nada.

¿De qué dependen los daños de la unidad de bombeo? Los daños de la unidad de bombeo se deben sencillamente a la instalación. Y aquí vale la analogía de construir

un edificio y montar la unidad de bombeo. La unidad de bombeo cuando sale de fábrica viene partida en muchos pedazos, la caja reductora viene por aparte, la polea viene por aparte, las pesas vienen aparte, la biela viene aparte, la manivela aparte, las vigas viene aparte, el crank viene aparte, la balanza viene aparte, la escalera, la estructura, todo viene aparte y usted la tiene que armar, entonces viene la analogía de un edificio sencillamente el vulgar albañil, usted ve al albañil, y esta es la pregunta que siempre doy en todas las capacitaciones. ¿Cuál es la principal herramienta de un albañil? El palustre y el nivel.

Ustedes ven unidad de cualquier tamaño, las ve pequeñitas que no llegan ni al techo, las coge uno y las arma en media hora y hay unas grandes de dos o tres pisos de alto de grande, pero ¿Cuál es la principal herramienta para armar una unidad de bombeo? El metro y el nivel, el vulgar metro o flexómetro, y el nivel eso es todo, ahí no hay errores de milésimas de pulgada, ahí no hay como en las turbomaquinarias, usted va a hacer una copia de un turbo compresor o una turbina o de cualquier cosa, cuando usted va a ensamblar una turbomaquinaria equipos rotativos que trabajen por encima de las 1000 revoluciones ahí si juegan las milésimas, entonces usted tiene que utilizar como instrumento de montaje y de armado un indicador de caratula, y el indicador de caratula anteriormente hace 2 o 3 años eran, análogos, ahora son electrónicos, donde usted no se puede dar el lujo de dejar desalineado ni se puede dar el lujo de desplazarse en más o menos una milésima de pulgada de error. Usted prende la máquina y ella trabaja a 1000 revoluciones por minuto o más y eso está desalineado más de una milésima de pulgada la reventó.

¿Sabe que es una milésima de pulgada? Eso es imperceptible al ojo humano solo lo mide un instrumento, y como les digo antes era análogo ahora es digital. Aquí armar unidades de bombeo usted se puede dar el lujo de descacharse por 1/8 de pulgada. 1/8 de pulgada obviamente dada la estructura y el tamaño no es nada, un octavo de pulgada son 3 mm 4 mm Que son 4 mm comparado con una milésima de pulgada, ahí si hay un abismo de diferencia.

Cuando yo armo una unidad de bombeo yo me puedo dar el lujo de cometer el error de errar en 4mm de alineación. Y de ahí nacen todas las enfermedades de la unidad de bombeo y está relacionado directamente con el concepto de carga, baja velocidad existe una carga y en el otro caso en baja carga alta velocidad, cuando yo tengo alta velocidad, baja carga pero muchísimas revoluciones usted no se puede dar el lujo de error de más o menos 1 pulgada máximo dos le permiten, vaya y compre una turbina, eje del motor eje de la turbina, acá esta la turbina quieta quien la mueve el motor, ¿Cómo lo acopla? si usted no se puede descachar dos milésimas, le doy el chance de errar 1 milésima pero dos no, usted se descacho dos milésimas, prendió se dañó la turbina, el rodamiento o lo que sea.

Estos son conceptos mecánicos, que para ustedes utilizan mucho para las bombas donde debe haber precisión, para que haya el sello de las válvulas ahí si juegan las milésimas, pero eso lo maneja el especialista de las bombas, ustedes necesitan conocerlo pero ustedes no la arman.

Uniendo los conceptos de velocidad y carga, con la nomenclatura de la unidad de bombeo me baso en decir el tamaño de la unidad de bombeo y lo que voy a manejar, entonces una C 320 256 120. La letra es el tipo de unidad que en este caso en C una convencional aquí puede haber M, RM, AB, dependiendo del tipo de unidad, una cosa es tipo y otro es el modelo, porque dentro de los tipo hay 320 para M, C, RM, AB pero las cargas y las designaciones son diferentes para cada una. Volviendo a esto esta cifra (320 es el torque) 256(la carga estructural), 120 (el máximo recorrido). Todas la unidades en son de doble reducción hay unidades de triple reducción pero ya no se manejan en el medio, son obsoletas pero las hay, puede ir a cualquier campo y puede encontrar una unidad de bombeo sea de triple reducción que tiene 4 ejes en lugar de tres, la unidad no es más grande es simplemente son obsoletas, ya no se fabrican. Entonces el torque (256) se multiplica por 1000 la carga estructural por 100 y esto es sencillamente pulgadas.

El torque directamente relacionado con la caja reductora, fuerza. La carga relacionada con la estructura. La carga estructural va a ser siempre menor al torque. Fíjese que dimos un paso, estábamos hablando de las enfermedades de la caja reductora, de los daños y del montaje y nos metimos con la nomenclatura y el diseño de la unidad de bombeo, porque está relacionadas entre. Como manejo altísimos torques y altísimas cargas no se puede dar el lujo de dejar una unidad de bombeo mal montada o desalineada; y lo que me puedo escachar montando una unidad de bombeo es 1/8 de pulgada. No puedo coger pieza por pieza y dejarla desalineada, mientras que en una turbomaquinaria usted no se puede dar el lujo de 1 milésima.

Entonces a qué me refiero con la analogía del vulgar el que hace el edificio, pone un ladrillo, pone el nivel, pone el otro y pone el ladrillo y usted levanta el edificio todo nivelado. Qué sucede si pongo el primer ladrillo y luego pongo el otro desnivelado y así, sencillamente la torre de Pisa. Donde está lo complejo del bombeo mecánico, en el diseño del pozo, diámetro de tubería, diámetro de bomba, que tipo de bomba, si va anclada, si no va anclada si lleva zapatos, si hay separador, que tipo de varilla, cual es la sarta de varilla, buena muchas cosas, el pozo como tal es mucho más complejo que la unidad de bombeo, la unidad de bombeo son 3 4 hierros y punto. Y según lo que vimos 3 rodamientos, aceite y grasa y fuera, ya no es nada. Los mantenedores de la unidad de bombeo lo único que deben saber es medir con el metro y el nivel no más. El resto es práctica. Hay que tener los conceptos claros.

Cuando armo la unidad de bombeo pieza por pieza, y de la primera pieza la armo mal y como es la unidad de acero y la monté desalineada. Cuando mido la balanza con respecto al caracaballo que es la que engancha el cable y coloco el nivel y está desnivelado, y me puedo escachar en 1/8 de pulgada, esa desviación va a mover cargas elevadas desalineada y el rodamiento del cojinete rodillo de bolas cónico o un rodamiento cónico, donde su área es apenas pulgada y media tiene los rodillos, y usted lo dejo desalineado y al final allá eso arriba estará corrido 3/8 de pulgada por lo menos, que quiere decir que 3/8 de pulgada del rodillo interno está corrido. Esto puede generar trabajo de los rodamientos hacia una lado exagerado y hacia el lado de

la pista vacío, entonces eso es un daño grave a la unidad de bombeo a la viga no le sucede nada, a la estructura ni al cojinete, lo que se daña es el cojinete, y el rodamiento en una unidad de bombeo promedio tiene 25 cm de diámetro. Ese rodamiento de 25 cm y en pulgada y media. Eso soporta miles de libras carga y si no lo alinee perfecto, esa unidad de bombeo se va a fracturar.

¿Cómo se fractura un rodamiento? Como maneja baja velocidad pero altísima carga, viene la otra analogía: una caries de una muela, inicialmente solo siente un dolorcito, y solo me cepillo y esa carie se va agrandando hasta que con el tiempo no te aguanta el dolor y va al médico, ya el daño está hecho porque dejó que la carie se creciera, así son los daños de la unidad de bombeo, como trabaja a muy baja velocidad los daños no se ven, primero porque los rodamientos están y usted no lo ve y va a baja velocidad usted no lo siente, pero la carga tan grandísima que hace eso, la fuerza, la tensión, y el desalineamiento hacen que el rodamiento se vaya dañando, entonces las enfermedades de la unidad de bombeo son: lentas, progresivas, acumulativas y destructivas. Lentas por la velocidad de la unidad de bombeo, acumulativa porque se pifió, mañana aparece más grandecita, progresiva porque van creciendo y al final se dañó la unidad de bombeo mecánico.

Dentro de las turbo maquinarias dentro de la mecánica hay algo que se llama mantenimiento correctivo, mantenimiento preventivo, y mantenimiento predictivo. El mantenimiento correctivo se hace para corregir, el de apagar incendios. El mantenimiento preventivo son acciones para prevenir o evitar que suceda algo. El mantenimiento predictivo es a una condición con un instrumento de medición esta son vibraciones, ultrasonidos y las pinturas. En una unidad de bombeo donde determino el daño de un rodamiento que gira a una velocidad de 5 o 6 strokes por minuto.

¿Cómo hago para medir que un rodamiento está dañado? Conclusión para poder determinar el daño de la unidad de bombeo son experiencias, mucha experiencia de campo y palpo, huelo y veo, no hay ningún libro ni documento de un daño de unidad

de bombeo mecánico por medio de un instrumento sea en un componente estructural.

Si tiene una buena rutina de mantenimiento y un mecánico con mucha experiencia, el mecánico de mantenimiento le puede decir ingeniero mande a cambiar el rodamiento porque está que se cae, primero por la rutina de lubricación, la vista el tacto y el olfato, para revisar los rodamiento debo parar la unidad de bombeo, como todas las cosas que tienen rozamiento genera temperatura, toco el pin está caliente, algo sucede no es normal, voy y lubrico y cuando estoy lubricando estoy inyectando grasa nueva y por otro lado sale la grasa vieja, miro la grasa vieja y la huelo y está picha o huele a feo y el ojo, usted saca la grasa y la pone a trasluz y sabe que los rodamientos son de acero y brilla con el sol, si ve limaduras fácilmente puede decir que los rodamientos están dañados, y si además de eso va con el metro y mide que la unidad está desbalanceada porque en el catálogo me dice 55 pulgadas y en el metro me da 54,5 media pulgada de desalineamiento, ya con media pulgada la carga estructural y torque por mucho acero que tenga la unidad ya está gastado.

¿Por qué se dañó?, ¿Por qué esta desalineada la unidad?, porque el rodamiento genera temperatura y olor. Así es como se determina los daños de la unidad de bombeo mecánico, con un ingeniero con años de experiencia pero que tenga claro los conceptos de carga, torque y alineación.

Para saber que una unidad está desalineada, debo ir a medirlo. Una cosa es medir, alinear y centrar y otra cosas es montar y apretar. Los parámetros principales para montar la unidad de bombeo es: La distancia de la boca de pozo, distancia del centro o la famosa R. La unidad de bombeo como está diseñada sobre dimensionada, absorbe los errores tanto de torque y de montaje. Entonces si erra por 1/8 de pulgada fácilmente se puede errar 3 o 4 pulgadas y la unidad no dice nada ella no se cae, sus componente absorben el error pero disminuye la vida útil a la unidad de bombeo y si ese rodamiento está diseñado para que trabaje 10000 hora automáticamente ya no me trabaja 10000 por ahí 2000 a las 2000 horas se revienta y si hay una sobrecarga

porque fue mal diseñada la unidad de bombeo de acuerdo a las condiciones de pozo yo tengo una carga estructural y un juego de contrabalanceo que se escogió a partir del dinagrama, la profundidad del pozo, del API, el corte de agua.

A primera vista no se puede determinar si una unidad de bombeo está mal, para eso se debe montar a la unidad de bombeo mecánico en cualquier campo donde haya bombeo mecánico. Los daños estructurales están internamente usted no los vio por eso son lentos, acumulativos, progresivos y destructivos. Una unidad de bombeo puede trabajar bien en una tarde y al otro día encontrarla en el suelo por el desalineamiento.

La unidad de bombeo tiene dos alineaciones: una alineación interna y una externa, hace referencia a los componentes y la externa a la unidad completa desalineada toda la unidad con respecto al pozo. No es lo mismo la unidad de bombeo trabajando a 35 C en la mañana que a 20 en la noche, las condiciones mecánicas estructurales cambian. La vida útil de una unidad de bombeo se reduce si no está bien lubricada, bien alineada, bien centrada, bien mantenida y en cualquier momento la puede tener funcionando pero los rodamientos, los piñones se han desgastado con fisuras y se rompe, pero su detección es lenta por la velocidad de operación.

Dentro las rutinas de mantenimiento se tiene cada 6 meses lubrica la unidad de bombeo en los cojinete, y toda la inyección de grasa es una tapa por donde entre y otra parte sale que barre. El problema es ahora determinar cuál es el rodamiento dañado, a simple vista no la ve, se debe para la unidad, subirse, caminar sobre la balanza llegar hasta los cojinetes palpar, mirar la grasa, inyectarle grasa y revisar el sello.

La caja reductora dependiendo del modelo y el tamaño también es grande, es el corazón de la unidad de bombeo y para determinar los daños de la caja reductora hay que verla trabajando, y para verla trabajando debe montarse a la unidad de bombeo y la unidad de bombeo trabajando y observar como ruedan los engranajes. Para

determinar los daños en la caja reductora hay que palparla, hay que destaparla y observar los engranajes que se mueven, ve físicamente el desgaste de los engranajes, palpa la temperatura de la caja, ve si la caja reductora está lubricando o no está lubricando, entonces como se lubrica una caja reductora, esta se lubrica por chapoteo por salpiqueo por gravedad.

El caso de las correas una unidad de bombeo puede trabajar con una correa grande o con una pequeña, me puede trabajar con unas distensionadas o tensionadas, eso en qué influye en la relación de transmisión de potencia entre el motor y la caja reductora. Uno de los elementos que más se dañan en los sistemas de bombeo mecánico son las correas, primero porque es un elastómero, que influye en el funcionamiento de la unidad de bombeo, pero si voy pongo unas correas y las dejo muy flojas o muy tensionadas puedo ocasionar un daño o si también las pongo desalineadas.

La caja reductora hace ruido cuando se encuentra un diente partido, generando un golpe que puede ser confundido con un problema de fondo, el golpe debido a la caja puede desencadenar otro problema en las válvulas. La correas floja vibran más y me generan un ruido, el balanceo de las unidades mecánico se hacen de forma más practica por medición de corriente. Tomando los voltajes, subiendo me dio 50 bajando me debe marcar 50 más o menos 1 o 2 Amperios de diferencia. Si subiendo me da 50 y bajando me da 40 está desbalanceada la unidad y además se siente el ruido del motor.

Si el terreno donde va a montar la unidad de bombeo está desnivelado de ahí para allá le quedó la unidad bombeo mal armada. Las unidades de bombeo están montadas sobre un patín y el patín está montado sobre una base de concreto, que no hace parte del a unidad de bombeo y que esta sobre el terreno, se debe garantizar que el terreno esté nivelado. La unidad de bombeo debe estar sobre un suelo que

garantice portante que soporte más de 1500 lb pie cuadrado, si el terreno no tiene más de eso es muy posible que se hunda el terreno.

Las unidades aerobalanceadas son obsoletas y se discontinuó su fabricación, solo se fabrican partes para repuestos. El problema es el mantenimiento debido a que no tienen contrapesas sino es un cilindro neumático, el aire dentro de ella no puede escaparse ni desalinearse, la precisión debe ser 0 error, Las presiones dentro del tanque van de 450 a 700 psi que debe mantener sin que se salga el aire y donde esté desalineado el cilindro respecto a las bielas, se desalinea rápidamente, son más fácil de balancear, pero fácilmente se desalinea. Cuando está alineada una unidad de bombeo? cuando la manivela queda horizontal. Los anillos del cilindro deben estar perfectamente alineados al cilindro y el cilindro debe estar perfectamente alineados a la estructura de la unidad. El problema de la unidad es conserva en buen estado los anillos del cilindro con respecto a la camisa por dentro del cilindro, debido a ese problema fabrica las dejó de producir.

Los mantenimientos son independientes a la unidad de bombeo. Las unidades de bombeo mecánico son diseñadas bajo el principio de las palancas. Dependiendo del punto de apoyo es el tipo de unidad de bombeo.

ESPECIALISTA UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO



DATOS PERSONALES

<i>NOMBRE</i>	JOHN JAIRO
<i>APELLIDOS</i>	RIVERO ROA
<i>LUGAR DE NACIMIENTO</i>	<i>Remedios (Antioquia)</i>
<i>FECHA DE NACIMIENTO</i>	<i>29 de Febrero de 1956</i>
<i>IDENTIFICACIÓN</i>	<i>c.c. # 13'888.121 de Barrancabermeja</i>
<i>DIRECCIÓN</i>	<i>Carrera 38 # 46-30 Apto. 1401 Barrio Cabecera, Bucaramanga</i>
<i>TELÉFONOS</i>	<i>6571552 – Cel: 316 482 8397</i>
<i>E-MAIL</i>	johnja0229@gmail.com

CIUDAD

Bucaramanga (Stder).

Técnico Mecánico y Tecnólogo en Mantenimiento Industrial, Especialista en Unidades de Bombeo Mecánico; Asesor e Instructor certificado por Lufkin Ind. Comodoro Rivadavia – Argentina.

Con experiencia laboral de más de 30 años de trabajo en la Empresa Colombiana de Petróleos – Ecopetrol, Indequipos S.A. y Lufkin Industries de Colombia S.A.S

Con amplia experiencia en el área de Manejo de Información, Catalogación, Montajes, Instalación, Operación, Mantenimiento, Análisis de falla, Consultoría Técnica y Capacitación de Unidades de Bombeo mecánico.

EDUCACIÓN FORMAL

PRIMARIOS

**CONCENTRACION JOSE CAMACHO CARREÑO
Bucaramanga, 1968.**

SECUNDARIOS

**INSTITUTO TÉCNICO SUPERIOR INDUSTRIAL
Barrancabermeja - 1974**

TÍTULO OBTENIDO

**BACHILLER TÉCNICO MECÁNICO
Noviembre de 1974**

OTROS

**SERVICIO NACIONAL DE APRENDIZAJE
SENA – Barrancabermeja 1978**

TÍTULO OBTENIDO

C.A.P. SENA

**MECÁNICO DE MANTENIMIENTO DE
PLANTAS DE REFINACIÓN Y PETROQUÍMICA**
Octubre de 1978, Registro No. 31252

TÍTULO OBTENIDO

LUFKIN ARGENTINA S.A.

Técnico Especialista Unidades de Bombeo

Mecánico

Buenos Aires, Argentina, Noviembre de

2007

EXPERIENCIA LABORAL

LUFKIN INDUSTRIES DE COLOMBIA S.A.S and GE OIL & GAS.:

Técnico Senior de Unidades de Bombeo Mecánico

Bogotá, Agosto de 2012 a Septiembre 30 del 2015

INDEQUIPOS S.A. *Técnico Especialista Unidades de Bombeo Mecánico*

Barrancabermeja, Enero 2007 a Noviembre 30 de 2010

PEMEX - Poza Rica - Estado Veracruz - México,

"INSTALACIÓN Y PUESTA EN OPERACIÓN DE 250 UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO SUPERFICIAL TIPO CONVENCIONAL Y MARK-II ASÍ COMO EL SERVICIO DE OPERACIÓN PARA LOS POZOS DEL ACTIVO

INTEGRAL ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO, REGIÓN NORTE” Contrato No. 424010609 Junio 2009

TAMAULIPAS MEXICO - CEAT – *Comisión Estatal de Agua de Tamaulipas*

CAPACITACIÓN Y MOTAJE Unidad de Bombeo C-456-D Pozo Joyas de Maravillas - Nov. 2014

PETROECUADOR - LAGO AGRIO - *Capacitación y Montaje Unidad de Bombeo Mark-91-2D Pozo Atacapi 12 - Noviembre de 2013*

NEUQUEN ARGENTINA - *Capacitación y Montaje Unidad de Bombeo Mark-640-D Pozo CUTRALCO 1 - Febrero del 2008*

ECOPETROL, GERENCIA CENTRO ORIENTE SUPERINTENDENCIA DE MARES DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN EL CENTRO, *Técnico apoyo de operación en campo Grupo Ingeniería de Producción, toma de Registros, Dinagramas y Sonolog Equipo Echometer, Instructor a funcionarios del Departamento de Producción en Campo Casabe, 1998 – 2001.*

ECOPETROL, GERENCIA CENTRO ORIENTE SUPERINTENDENCIA DE MARES DEPARTAMENTO MANTENIMIENTO DE SUPERFICIE, *soporte técnico en implantación del Proyecto SCAM, generador Base De Datos y Entrenador de Entrenadores para Programa MIMS, 1996 – 1997.*

ECOPETROL, GERENCIA CENTRO ORIENTE SUPERINTENDENCIA DE MARES. DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO DE SUPERFICIE EL CENTRO, SUPERVISOR SECCIÓN UNIDADES DE BOMBEO, 1990 – 1996.

ECOPETROL, GERENCIA CENTRORIENTE SUPERINTENDENCIA DE MARES. DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO DE SUPERFICIE EL CENTRO, Sección Unidades de Bombeo, Mecánico de Mantenimiento IA, 1985 – 1990.

