



INSTITUTO TECNOLÓGICO SUPERIOR DE TANTOYUCA

Tesis de Investigación

“DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA PARA MEJORAR LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS CONVENCIONALES”

Que para obtener el título de:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

NICOLÁS URIEL SALAZAR HERNÁNDEZ

No. de control 143S0218

MARTIN ISAAC MARTINEZ FRANCISCO

No. de control 143S0200

Asesor interno

MC. LEOBARDO MENDO OSTOS

Asesor externo

ING. OSVALDO BARRON PARRA

INGENIERÍA PETROLERA

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

AGRADECIMIENTOS

A DIOS:

Antes que nada por permitirme llegar a esta etapa de mi vida dándome fuerza, salud y la voluntad de seguir adelante. Por siempre escucharme y no permitir ningún tropiezo en mi camino, ya que sin su bendición no lo hubiera logrado.

A MIS PADRES:

A ustedes que desde pequeño me supieron guiar haciéndome un hombre de bien y lleno de valores, Por no dejarme caer, porque gracias a su apoyo y consejo he llegado a realizar la más grande de mis metas.

A MIS MAESTROS:

A todos y cada uno de mis maestros que me encausaron en el saber dándome el conocimiento necesario para forjarme como profesionalista.

A MIS ASESORES:

A ustedes por dedicarme su tiempo para orientarme y brindarme sus conocimientos necesarios para resolver todas mis dudas.

A MI FAMILIA:

A mis abuelos por siempre tener el consejo exacto para cada situación y compartir toda su sabiduría conmigo. A mis hermanos por brindarme todo su apoyo y confiar en mí.

A MIS COMPAÑEROS

Por ser parte de esta experiencia en mi vida.

ÍNDICE

i. RESUMEN	6
ii. ABSTRACT	7
iii. INTRODUCCIÓN	8
CAPITULO 1.- PETRÓLEOS MEXICANOS (PEMEX) ACTIVO INTERAL DE PRODUCCIÓN BLOQUE NORTE 02.....	10
1.1. Antecedentes.....	10
1.2. Misión y visión	14
1.3. Ubicación.....	16
CAPITULO 2.- CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO	17
2.1. Descripción del área en que participó	17
2.1.1 Organigrama de la empresa	17
2.2. Planteamiento del problema.....	18
2.3. Justificación	18
2.4. Objetivos.....	19
2.4.1. Objetivo general.....	19
2.4.2. Objetivos específicos	19
2.5. Problemas a resolver	20
2.6. Alcances y limitaciones	20
2.6.1. Alcances	20
2.6.2. Limitaciones	20
2.7. Cronograma de actividades	21
CAPITULO 3.- MARCO TEÓRICO	22
3.1. Bombeo Mecánico.....	22
3.2. Funcionamiento	22
3.3. Partes y componentes básicos de Bombeo Mecánico	24
3.3.1. Equipo superficial	24
3.3.2. Equipo sub-superficial.....	34
CAPITULO 4.- DISEÑO METODOLÓGICO	42
CAPITULO 5.- ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	44
5.1. Análisis y resultados de los dinagramas y tomas de nivel realizados en los pozos	45
CAPITULO 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	56
6.1. Competencias aplicadas	56

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	60
ANEXOS.....	61

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Tipos de varillas de succión de acuerdo al API.....	39
Tabla 2 Lista de pozos intervenidos.....	44
Tabla 3 Producción de aceite antes de la intervención.....	44
Tabla 4 Producción de aceite después de la intervención.....	55

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1 Dinagrama de fondo de pozo Constituciones 4411 antes de los trabajos	45
Gráfica 2 Registro Acústico de Nivel de pozo Constituciones 4411	46
Gráfica 3 Dinagrama de fondo de pozo Constituciones 4411 después de los trabajos.....	46
Gráfica 4 Dinagrama de fondo de pozo Constituciones 8256 antes de los trabajos	47
Gráfica 5 Registro Acústico de Nivel de pozo Constituciones 8256	48
Gráfica 6 Dinagrama de fondo de pozo Constituciones 8256 después del trabajo	48
Gráfica 7 Dinagrama de fondo de pozo Constituciones 4812 antes de los trabajos	49
Gráfica 8 Registro Acústico de Nivel de pozo Constituciones 4812	50
Gráfica 9 Dinagrama de fondo de pozo Constituciones 4812 después de los trabajos.....	50
Gráfica 10 Dinagrama de fondo de pozo Constituciones 1210 antes de los trabajos	51
Gráfica 11 Registro Acústico de Nivel de pozo Constituciones 1210	52
Gráfica 12 Dinagrama de fondo de pozo Constituciones 1210 después de los trabajos	52
Gráfica 13 Dinagrama de fondo de pozo Constituciones 2711 antes de los trabajos	53
Gráfica 14 Registro Acústico de Nivel de pozo Constituciones 2711	54
Gráfica 15 Dinagrama de fondo de pozo Constituciones 2711 después de los trabajos	54

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Ubicación del departamento de Operación a Pozos e Instalaciones, Cd Altamira.	16
Figura 2 Organigrama de la empresa señalando el departamento	17
Figura 3 Equipo de Bombeo Mecánico	23
Figura 4 Equipo Superficial BM.....	25
Figura 5 Motor de EBM	26
Figura 6 Sistema de Transmisión de EBM.....	26
Figura 7 Reductor de Engranes o Caja de Engranes	27
Figura 8 Manivela	27
Figura 9 Contra-Pesos	28
Figura 10 Brazo Pitman (bielas)	28
Figura 11 Balancín	29
Figura 12 Poste Sampson	29
Figura 13 Cabeza de Caballo.....	29
Figura 14 Barra Pulida.....	30
Figura 15 Estopero.....	30
Figura 16 Equipos de BM superficial	31
Figura 17 Compensador	32
Figura 18 Cojinete Central	32
Figura 19 Cable Colgador	32
Figura 20 Barra Portadora o Elevador	33
Figura 21 Patín	33
Figura 22 Equipo Sub-superficial	34
Figura 23 Partes de la Bomba de Subsuelo.....	35
Figura 24 Barril	35
Figura 25 Barril tipo RH	36
Figura 26 Barril tipo RW	36
Figura 27 Pistón.....	37
Figura 28 Varillas continuas	39
Figura 29 Varilla de vidrio	40

i. RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo diseñar e implementar una metodología para incrementar la producción de aceite de cinco pozos que cuentan con el sistema de levantamiento de bombeo mecánico, debido a los bajos índices de producción que han presentado últimamente a comparación de otros pozos que cuentan con el mismo sistema, ubicados en el campo Tamaulipas-Constituciones. Para lograrlo se pretende tomar en cuenta y explicar de manera breve las bases fundamentales de operación del sistema de bombeo mecánico, las partes básicas del equipo superficial y subsuperficial, los equipos para optimizar el bombeo mecánico para posteriormente poder detectar las fallas que pueden presentarse y mediante la realización de un buen análisis poder intervenir para aprovechar de la mejor manera el hidrocarburo.

El trabajo implico la recopilación de información como lo es, antecedentes de producción, toma de registros de nivel, toma de cartas dinamométricas, columna geológica y trabajos de varilleos correspondiente a cada uno de los pozos a estudiar del campo Tamaulipas-Constituciones operados por la compañía Petróleos Mexicanos, ubicado en el municipio de Altamira, posteriormente se organizó la información para finalmente realizar un análisis de la misma. Ejecutando un buen análisis y llevando un monitoreo constante de los pozos se tendrá un diagnostico concreto sobre los procedimientos y metodologías que se pueden llevar a cabo para realizar una optimización del llenado de la bomba subsuperficial de manera exitosa y a raíz de esto dar como resultado un mejor aprovechamiento de los pozos, elevando así los estándares de producción y con ello favorecer a la compañía.

ii. ABSTRACT

The aim of this work is to increase the production of five wells with the mechanical pumping system, due to the low production rates that have recently been presented in comparison with other wells that have the same system, located in the field Tamaulipas -Constitutions. In order to achieve this, it is intended to take into account and briefly explain the fundamental operating bases of the mechanical pumping system, the basic parts of the surface and subsurface equipment, equipment to optimize the mechanical pumping so that later it can detect the faults that can be presented and by carrying out a good analysis can intervene to take the best advantage of the hydrocarbon.

The work involved the gathering of information as it is, production background, level recording, dynamometer charting, geological column and work of varilleos corresponding to each of the wells to be studied of the Tamaulipas-Constitutions field operated by the company Petróleos Mexicanos, located in the municipality Altamira, The information was then organised and finally analysed. Executing a good analysis and carrying out a constant monitoring of the wells will have a concrete diagnosis on the procedures and methodologies that can be carried out to realize an optimization of the filling of the subsurface pump succeed and as a result in a better use of wells, thus raising production standards and thereby favouring the company.

iii. INTRODUCCIÓN

Los Sistemas Artificiales de Producción son métodos que se implementan debido a que los yacimientos no cuentan con la energía necesaria para elevar la columna de fluidos a superficie, el objetivo principal de estos es mantener y/o aumentar la productividad de hidrocarburos de una manera rentable.

Para un determinado tiempo la presión en el yacimiento disminuye, por lo tanto se tiene que la energía natural que empuja a los fluidos deja de ser suficiente, es en este momento cuando se recurre al uso de un mecanismo artificial para continuar extrayendo hidrocarburos, para este caso dicho mecanismo es el bombeo mecánico. (SOMI, 2017)

El bombeo mecánico es uno de los principales sistemas artificiales de producción más utilizados en el mundo, siendo su principal característica utilizar una unidad de bombeo a fin de transmitir movimiento a la bomba de subsuelo a través de una sarta de varillas, mediante la energía suministrada por un motor.

Debido a su simplicidad y robustez en su unidad, manejo e instalación, es posible su aplicación en casi todos los tipos de pozos que requieren levantamiento artificial. Sin embargo, existen límites físicos para su aplicación en cuanto a la profundidad, desviación y caudal a levantar. (Botto, 2004)

El Campo Tamaulipas-Constituciones se localiza en el municipio de Altamira, a 25 kilómetros al noroeste de la ciudad de Tampico, en el mismo estado de Tamaulipas (PEMEX, 2018)(Anexo C). Este campo se ubica geológicamente en la porción continental de la Isla Jurásica de Tamaulipas-Constituciones y forma parte del Archipiélago del Jurásico Superior (CNH, 2012).

El campo Tamaulipas-Constituciones cuenta con campos maduros por lo tanto los pozos están operando con sistemas artificiales de producción para realizar el levantamiento del hidrocarburo hacia la superficie. Es indiscutible que un mejoramiento en la eficiencia de operaciones de las unidades de BM, representa un incremento notable en la producción de aceite.

En este trabajo se presenta una metodología para poder optimizar la producción de algunos pozos del campo Tamaulipas-Constituciones que cuentan con el sistema de BM debido a que presentan un bajo aporte de producción de aceite por causas como, la exposición de gran cantidad de esfuerzos a la que está sometida la unidad o por falta de mantenimiento a la bomba subsuperficial.

Como se mencionó anteriormente para poder llevar a cabo este objetivo se tomó información de campo como registros de nivel y toma de cartas dinamométricas antes y después de la intervención en los diferentes pozos así como historiales de producción. Al término de las actividades desarrolladas se notó un incremento de aceite a comparación de los últimos historiales de productividad de cada uno de los pozos, lo que da como resultado un crecimiento en los índices de productividad a la compañía.

CAPITULO 1.- PETRÓLEOS MEXICANOS (PEMEX) ACTIVO INTERAL DE PRODUCCIÓN BLOQUE NORTE 02

1.1. Antecedentes

Petróleos Mexicanos (PEMEX) es una empresa estatal que produce, transporta, refina y comercializa el petróleo y gas natural de México.

Fue creada el 7 de junio de 1938 por el licenciado Lázaro Cárdenas del Río, presidente de México en ese tiempo, iniciando sus operaciones desde el día 20 de julio del citado año, para ser la única compañía que pudiera explotar y administrar los yacimientos de petróleo encontrados en el territorio mexicano.

Cuenta con un régimen individual constitucional denominado Empresa Productiva del Estado para la explotación de los recursos energéticos en territorio mexicano, aunque también cuenta con diversas operaciones en el extranjero, principalmente de comercialización, operaciones financieras y servicios petroleros periféricos. Pemex ocupó algunas de las instalaciones de las compañías expropiadas. Las actividades de Petróleos Mexicanos y de los organismos subsidiarios estaban reguladas principalmente por el artículo 27 constitucional, así como por la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y la Ley de Petróleos Mexicanos.

Durante los primeros años, se suscitaron conflictos entre los trabajadores y Pemex, existiendo el riesgo de huelga ante los desacuerdos respecto a los derechos de los trabajadores. Sin embargo, en 1942 se firmó el primer Contrato Colectivo de Trabajo estableciendo las cláusulas que regulan las condiciones laborales, administrativas y los acuerdos a los que llegan los sindicatos y PEMEX. Se consideró que este contrato tenía cláusulas avanzadas porque contemplaba dar a los trabajadores el derecho a los servicios médicos, prestaciones en caso de enfermedades, accidentes o muerte y jubilación.

El 6 de febrero de 1971, se promulgo la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos, en dicho ordenamiento, compuesto por 17 artículos, define a la empresa como un "organismo público descentralizado del gobierno federal, cuyo objeto sería

la exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y las ventas de primera mano del petróleo, del gas artificial; de los derivados del petróleo, así como de las materias primas industriales básicas. La empresa se organizaría a través de un Consejo de Administración compuesta por once miembros, seis de ellos designados por el presidente y los otros cinco, por el Sindicato Petrolero. Del mismo modo, se estableció que, en ningún caso, se concedería regalías, porcentajes o participaciones en el petróleo, gas natural o de sus derivados.

El 16 de julio de 1992, se publicó la Ley Orgánica de Petróleos mexicanos y Organismos Subsidiarios, compuesta por quince artículos, la cual abrogó a la ley de 1971. En dicho ordenamiento legal se crean cuatro organismos descentralizados de carácter técnico, industrial y comercial, con personalidad jurídica y patrimonio propio; dichos organismos serían:

- Pemex-Exploración y Producción.
- Pemex-Refinación.
- Pemex-Gas y Petroquímica Básica.
- Pemex-Petroquímica.

Cada uno de dichos organismos, podía celebrar con personas físicas o morales, toda clase de actos, convenios y contratos, así como suscribir títulos de crédito. Dicha ley, también señala que las actividades no reservadas en forma exclusiva a la nación podían llevarse a cabo por medio de empresas subsidiarias o filiales, cuya constitución o establecimiento debería estar sometido por el Consejo de Administración. Creándose también con dicha ley, el "órgano de vigilancia", el cual estaría integrado por un Comisario Público designado por el entonces Controlaría General de la Federación. Esta ley fue reformada el 22 de diciembre de 1993, facultándose a Pemex a celebrar actos jurídicos de carácter internacional para convenir la aplicación de derecho extranjero, la jurisdicción de tribunales extranjeros en asuntos mercantiles y celebrar acuerdos arbitrales cuando así lo conviniera.

El 28 de noviembre de 2008, se publicó la Ley de Petróleos Mexicanos el cual define a Pemex como un organismo descentralizado con fines productivos, personalidad jurídica y patrimonio propio, el cual tenía como objetivo la exploración, explotación y demás actividades. Pudiendo ésta crear a sus propios organismos subsidiarios, facultadas todas ellas para poder realizar las operaciones realizadas directa o indirectamente con su objeto. Del mismo modo, se reformó el Consejo de Administración, agregando a su composición, a cuatro "consejeros profesionales", designados éstos por la Cámara de Senadores. Igualmente, este Consejo, se conformaría por siete comités:

- Auditoría y Evaluación del Desempeño.
- Estrategia e Inversiones.
- Remuneraciones.
- Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios.
- Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable.
- Transparencia y Rendición de Cuentas.
- Desarrollo e Investigación Tecnológica.

La nueva ley, reguló la deuda de Pemex, bonos ciudadanos, presupuesto, el procedimiento de adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras públicas, modalidades en la contratación.

La Reforma Energética de 2013 modificó la naturaleza de Pemex y la transformó en Empresa Productiva del Estado. Como parte de la privatización de la industria petrolera nacional, se creó una nueva Ley de Petróleos Mexicanos donde se busca neutralizar las ventajas monopólicas que gozaba la empresa para competir en igualdad de condiciones con las empresas privadas en toda la cadena productiva.

La inversión en Pemex ha disminuido drásticamente, acelerado este fenómeno por la caída abrupta de los precios del petróleo en 2014 y 2015. Se crearon nuevas subsidiarias y filiales:

- Pemex Exploración y Producción
- Pemex Transformación Industrial
- Pemex Etileno
- Pemex Fertilizantes
- Pemex Logística
- Pemex Perforación y Servicios
- Pemex Cogeneración y Servicios
- PMI Comercio Internacional SA de CV (Compañía filial) y una serie de otras filiales relacionadas con PMI

Los organismos subsidiarios de Pemex son organismos descentralizados creados por el gobierno federal, mientras que las compañías subsidiarias, son empresas que han sido creadas conforme a las leyes aplicables de cada una de las respectivas jurisdicciones en las que fueron constituidas y son administradas como compañías privadas.

Tipos de combustible que produce:

- ❖ Petróleo crudo
- ❖ Gasolina "Magna" (calidad regular grado 87 octanos)
- ❖ Gasolina "Premium" (calidad superior grado 92 octanos)
- ❖ Diésel
- ❖ Turbosina
- ❖ Combustóleo
- ❖ Turbosina
- ❖ Parafinas
- ❖ Asfalto
- ❖ Gas Licuado
- ❖ Gas natural

Tiene todas sus áreas administrativas concentradas en la llamada Torre Ejecutiva Pemex, ubicada en la Avenida Marina Nacional #329, Colonia Petróleos Mexicanos, Delegación Miguel Hidalgo en la Ciudad de México y en los edificios contiguos alberga sus sistemas de informática y logística.

1.2. Misión y visión

Nuestra razón de ser:

Maximizar el valor del petróleo para México.

Nuestra misión:

Ser la empresa más competitiva de la industria petrolera mexicana y referente internacional.

La misión de PEMEX Exploración y Producción (PEP) es maximizar el valor económico a largo plazo de las reservas de crudo y gas natural del país, garantizando la seguridad de sus instalaciones y su personal, en armonía con la comunidad y el medio ambiente.

Nuestros valores:

1. Decisiones en función del valor que aportan a Petróleos Mexicanos.
2. Excelencia operativa y simplicidad administrativa.
3. Innovación y agilidad.
4. Satisfacción del cliente.
5. Honestidad y rendición de cuentas.
6. Trabajo en equipo para lograr las metas de Petróleos Mexicanos.
7. Orgullo de pertenecer a Petróleos Mexicanos.

Política

Petróleos Mexicanos es una empresa eficiente y competitiva, que se distingue por el esfuerzo y el compromiso de sus trabajadores con la Seguridad, la Salud en el trabajo, la Protección Ambiental y el Desarrollo Sustentable, mediante la Administración de sus Riesgos, el Cumplimiento Normativo con Disciplina Operativa y la Mejora Continua.

Principios

- I. La Seguridad, Salud en el trabajo, Protección Ambiental y Desarrollo Sustentable son valores de la más alta prioridad para la producción, el transporte, las ventas, la calidad y los costos.
- II. Todos los incidentes y lesiones se pueden prevenir.
- III. La Seguridad, Salud en el trabajo, Protección Ambiental y Desarrollo Sustentable son responsabilidad de todos y condición de empleo.
- IV. En Petróleos Mexicanos, nos comprometemos a continuar, a través del Desarrollo Sustentable, con la protección y el mejoramiento del medio ambiente en beneficio de la comunidad.
- V. Los trabajadores petroleros estamos convencidos de que la Seguridad, Salud en el trabajo, la Protección Ambiental y el Desarrollo Sustentable, son en beneficio propio y nos motivan a participar en este esfuerzo.
- VI. En Petróleos Mexicanos se opera con contratistas, proveedores y prestadores de servicios seguros, confiables y comprometidos con la Seguridad, Salud en el Trabajo, Protección Ambiental y Desarrollo Sustentable, quienes están obligados a apegarse al mismo nivel de cumplimiento en los estándares que ha establecido nuestra empresa.

1.3. Ubicación

Altamira, Tamaulipas

Carretera Tampico-Mante km 23 interior Campo Tamaulipas, Altamira Tam.
C.P. 89600, teléfono 01(833) 229 229 1900, extensión 21350.

Unidad de Operación de Pozos e Instalaciones de Explotación, Área Altamira.

Departamento de Operación de Pozos.

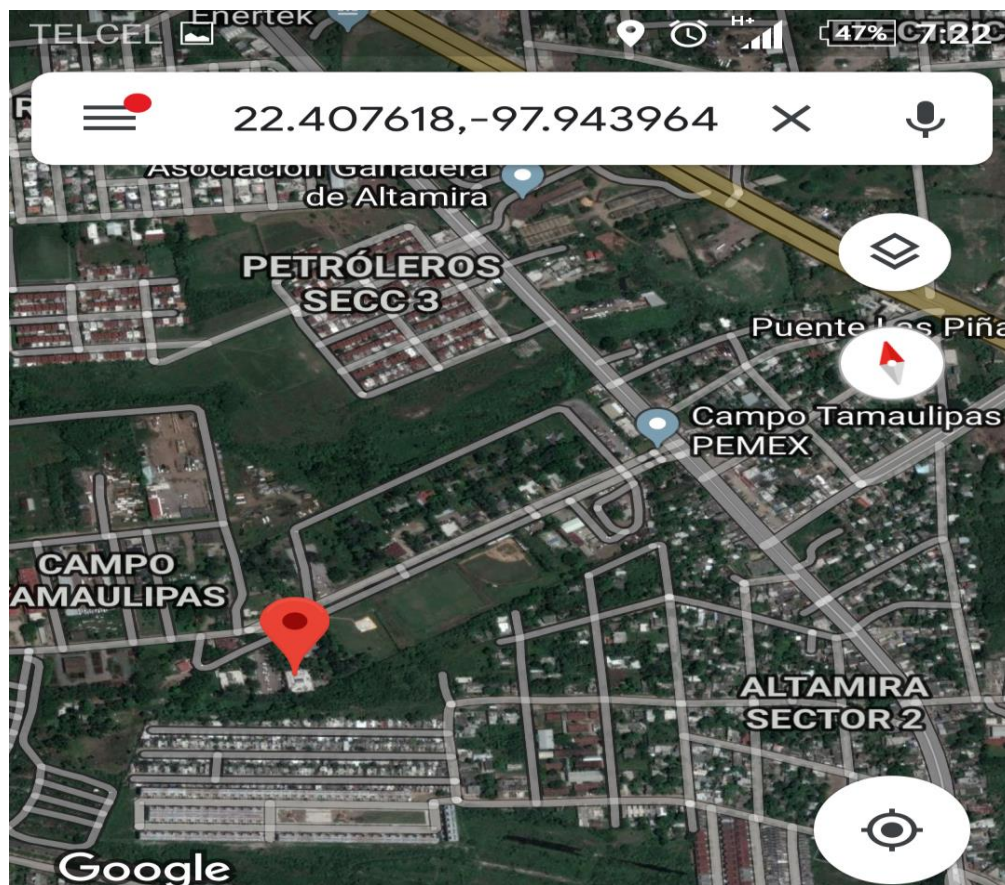


Figura 1 Ubicación del departamento de Operación a Pozos e Instalaciones, Cd Altamira.

CAPITULO 2.- CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO

2.1. Descripción del área en que participó

2.1.1 Organigrama de la empresa

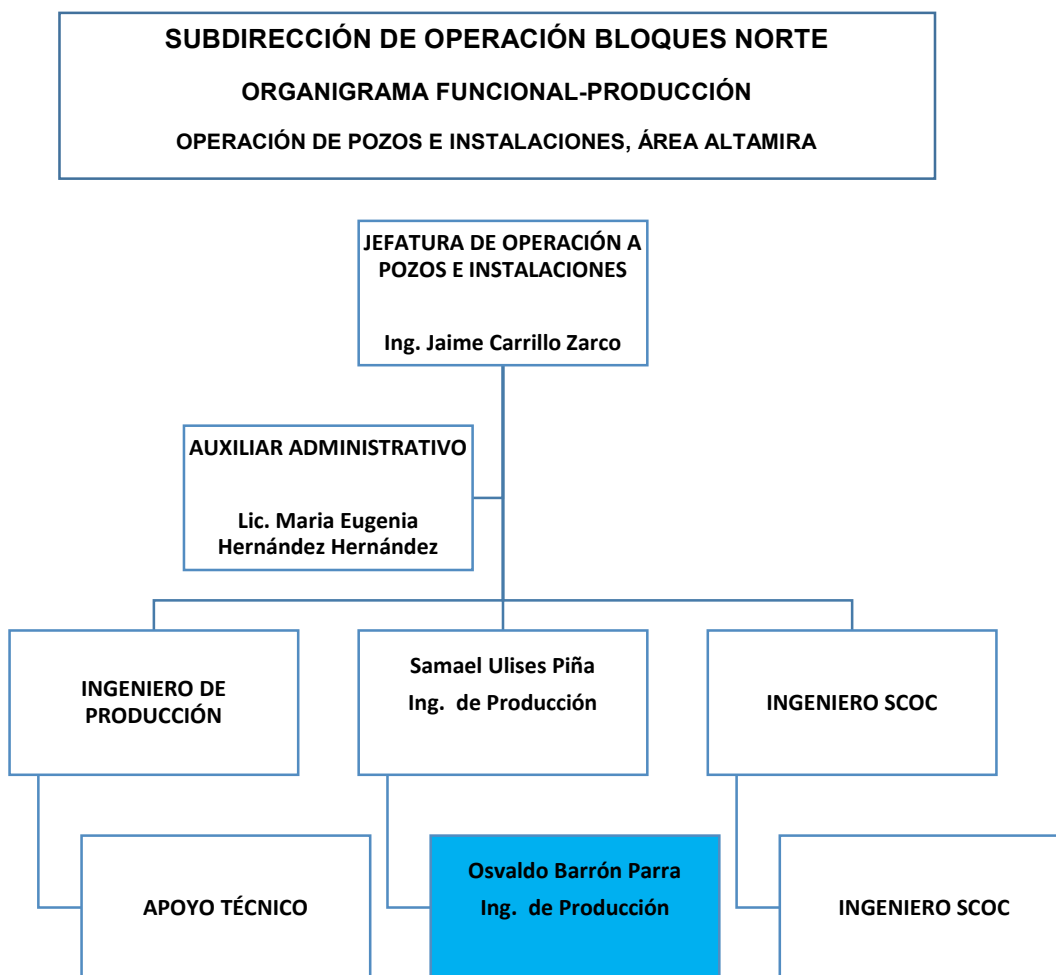


Figura 2 Organigrama de la empresa señalando el departamento

2.2. Planteamiento del problema

La producción de aceite es un tema muy importante para Petróleos Mexicanos debido a que tiene como objetivo aprovechar al máximo el hidrocarburo que se encuentra en el subsuelo del territorio mexicano, extrayéndolo de la mejor manera posible efectuando un trabajo de calidad y seguro, cumpliendo las más rigurosas exigencias técnicas y una conservación al medio ambiente.

Actualmente la producción de cinco pozos que cuentan con un sistema artificial de bombeo mecánico pertenecientes al campo Tamaulipas-Constituciones se han visto afectados a comparación de otros periodos de producción, en los cuales su aportación se veía en aumento, causa se debe a su complejidad mecánica, falta de monitoreo constante así como mantenimiento a las bombas de subsuelo ya que a comparación con los otros sistemas de levantamiento artificial, hace a que este expuesto a mayor cantidad de esfuerzos y por este motivo requiere de mayor atención durante su operación.

Lo anterior es una desventaja por la cual el sistema puede verse ineficiente en cuanto a su tasa de producción, es por ello que con este trabajo se pretende hacer un análisis teórico práctico para identificar y hacer las intervenciones necesarias para llegar a una optimización a los pozos, aumentando la producción de hidrocarburos y teniendo una mejor de índice económico.

2.3. Justificación

Uno de los principales problemas que se presentan en los pozos del campo Tamaulipas-Constituciones es la falta de llenado de la bomba, golpe de fluido, y desbalance de unidades derivando una disminución de producción. En este caso se realizarán pruebas de campo para aumentar la producción haciendo las intervenciones necesarias para lograr que los cinco pozos a intervenir puedan mejorar su potencial a comparación de los últimos informes de productividad.

Es importante mencionar que al ejecutar esta propuesta se verá reflejado mayor crecimiento de aceite para Petróleos Mexicanos como mejores estándares económicos y al tener estos resultados la compañía se verá beneficiada, ya que para ellos un ingreso mayor de hidrocarburos favorecería su perfil industrial, gracias a las investigaciones preliminares y las actividades de campo desarrolladas adecuadamente se sabe que la reserva probada de la formación cretácico-jurásico aún tiene vida, aportando recurso no renovable al país.

2.4. Objetivos

2.4.1. Objetivo general

Diseñar-implementar una metodología para incrementar la producción de aceite de cinco pozos pertenecientes al campo Tamaulipas-Constituciones.

2.4.2. Objetivos específicos

- Identificar las principales fallas mecánicas que pueden presentarse en el sistema de bombeo mecánico
- Identificar las causas por las cuales dichos pozos han disminuido la aportación.
- Analizar los procedimientos de operación de UBM
- Utilizar los instrumentos básicos para la optimización de BM así como sus procedimientos
- Analizar registros tomados con Echometer (de nivel y dinagramas)

2.5. Problemas a resolver

Debido al déficit de producción que presentan algunos pozos pertenecientes al campo Tamaulipas-Constituciones se tiene pensado implementar un trabajo teórico-práctico para optimizar la producción de los mismos y así obtener un recobro mayor de hidrocarburos.

2.6. Alcances y limitaciones

2.6.1. Alcances

Conocer el funcionamiento del bombeo mecánico y optimizar la producción de este.

2.6.2. Limitaciones

Realizar una mala interpretación en los registros de las cartas dinamométricas y ecómetros.

2.7. Cronograma de actividades

No.	Actividades	Actividad	Agosto				Septiembre				Octubre				Noviembre				Diciembre				Enero				Febrero				Descripción
			Semanas				Semanas				Semanas				Semanas				Semanas				Semanas				Semanas				
			1	2	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	
1	Selección del nombre del proyecto	P																												Se propone el nombre Diseño de una Metodología para mejorar la productividad de Pozos convencionales.	
2	Redaccion de anteproyecto	P																												Se redacta el anteproyecto cubriendo puntos que servirán para la elaboración del proyecto.	
3	Finalizacion de anteproyecto	R																												Se concluye el anteproyecto y se entrega a personal academico.	
4	Tesina	P																												Se comienza la estructura del proyecto.	
5	Identificación del problema	P																												Se plantea el problema que presenta la compañía.	
6	Planteamiento de objetivos	P																												Se describen detalladamente los objetivos para lograr la metodología.	
7	Redacción de justificación	P																												Se lleva a cabo la justificación teniendo presente el impacto social, ambiental, económico y tecnológico.	
8	Recolección de información	R																												Se solicita apoyo a personal de la compañía para que nos brindara la información requerida.	
9	Toma de registro de nivel con herramienta Ecómetro	P																												Se requiere de herramientas y/o equipos de optimización como lo es el ecómetro.	
10	Toma de cartas dinamo-métricas con herramienta dinamómetro	R																												Se puntualizó cada uno de los pasos del procedimiento "toma de cartas dinamo-métricas"	
11	Análisis e Interpretación de resultados	P																												Los datos arrojados se analizaron con la ayuda del Software Total Well Management (TWM) Echometer.	
12	Redacción de Introducción	R																												Se da descripción del contenido del trabajo, se menciona el objetivo, problema y solución	
13	Conclusiones y recomendaciones	P																												Gracias a las herramientas ecómetro y dinamómetro se pudieron interpretar los datos obtenidos y así realizar una mejora.	
14	Anexos	R																												Se anexan procedimientos requeridos para la elaboración del proyecto.	
15	Elaboración de resumen y portada	P																												Se concluye realizando la portada y una redacción breve sobre el proyecto.	

CAPITULO 3.- MARCO TEÓRICO

3.1. Bombeo Mecánico

Para la producción de crudos pesados como lo es el campo Tamaulipas-Constituciones pertenecientes a la Cuenca de Tampico, uno de los métodos más empleados es bombeo mecánico, este método de levantamiento tiene por objeto transmitir la energía desde la superficie hasta la profundidad en donde se encuentra ubicado el fluido, a fin de elevarlo hasta superficie.

Es el sistema más reconocido de bombeo, utiliza un movimiento vertical transmitido por contrapesos y un brazo mecánico que sube y baja. Existen tres tipos de unidades de bombeo: rotaflex, hidroneumático y balancín, sin embargo en el campo mencionado se encuentran trabajando solo dos tipos, el convencional e hidroneumático o Tieben. En este trabajo nos adentraremos al bombeo mecánico tipo balancín (convencional).

3.2. Funcionamiento

El bombeo mecánico funciona de la siguiente manera; el fluido es levantado por medio de un pistón y una válvula viajera, las cuales tienen movimiento ascendente y descendente dentro de un cilindro pulido denominado barril que presenta en su parte interior una válvula fija. El pistón va conectado a la sarta de varillas, la cual se extiende hasta la superficie donde se conecta a una barra lisa y una caja de estopas que se diseñan para dar sello neumático; la barra lisa va conectada al cabezal de la unidad de bombeo mecánico que opera con motor de combustión interna.

La válvula fija permite que el petróleo entre al cilindro de la bomba. En la carrera descendente de las varillas, la válvula fija se cierra y se abre la válvula viajera para que el petróleo pase de la bomba a la tubería de producción. En la carrera ascendente, la válvula viajera se cierra para mover hacia la superficie el petróleo que está en la tubería y la válvula fija permite que entre petróleo a la bomba

(barril). La repetición continua del movimiento ascendente y descendente (emboladas) mantiene el flujo hacia la superficie.

De acuerdo a THETHA Enterprise Inc. el funcionamiento “Consiste en elevar una columna de fluido desde el nivel que alcanzo en el pozo y llevarlo hasta la superficie asentando la bomba debajo del nivel en una profundidad acorde a las características de producción y por medio de la tubería de producción y una bomba con características específicas acorde a la producción, profundidad y eficiencia, la cual es accionada por la sarta de varillas que transmiten el movimiento a la unidad de bombeo por medio de un motor que puede ser eléctrico o de gas”. (Enterprise, 2005).

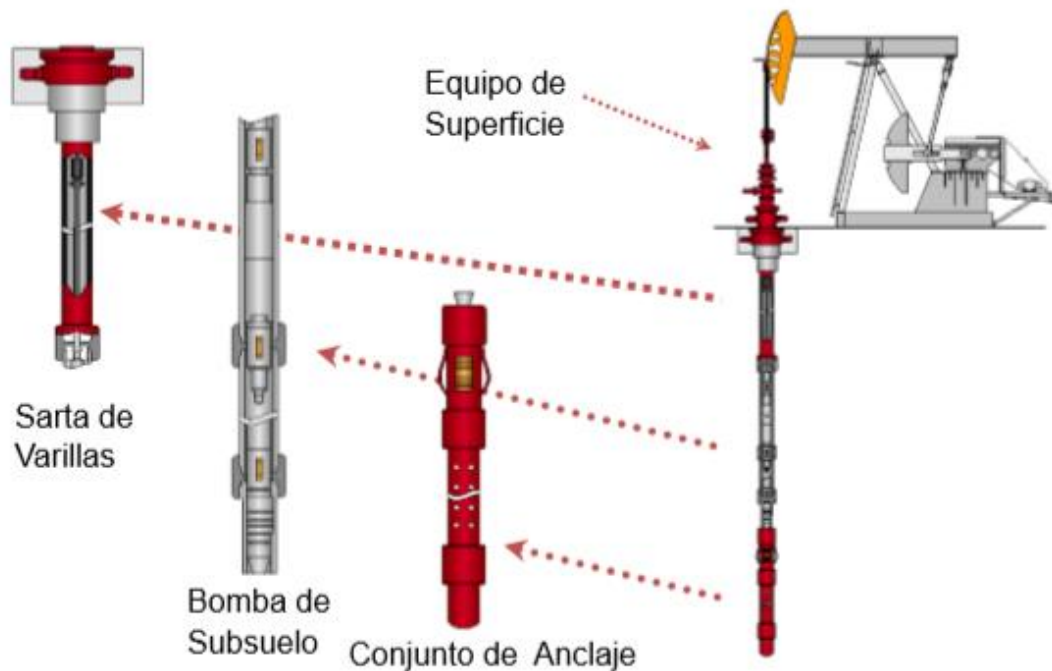


Figura 3 Equipo de Bombeo Mecánico

3.3. Partes y componentes básicos de Bombeo Mecánico

Una instalación de bombeo mecánico está clasificada en dos partes:

- **Equipo superficial**
- **Equipo sub-superficial**

3.3.1. Equipo superficial

Es el sistema utilizado para poder accionar la bomba de subsuelo desde la superficie, haciéndolo posible a través de un motor primario, el cual se encargará de proporcionar la energía para poner en marcha la unidad de bombeo, cuya función principal es accionar la sarta de varillas. Mediante la acción de bandas y una caja de engranajes se reducen las velocidades y el movimiento rotacional, se transforma en movimiento lineal a través de la manivela, la biela y el balancín, éste movimiento es transmitido a la sarta de varillas para poder accionar la bomba subsuperficial.

❖ Unidad de bombeo

La unidad de bombeo es un ensamblaje mecánico que transforma el movimiento rotacional proveniente del reductor de engranajes a un movimiento ascendente y descendente con el fin de accionar la sarta de varillas y la bomba de subsuelo para poder elevar la columna de fluidos a superficie.

“El correcto dimensionamiento de la unidad de bombeo depende de las características propias del diseñador en cuanto a la sarta de varillas, tamaño de la tubería de producción, diámetro del émbolo con el fin de optimizar costos y llegar a la tasa de flujo deseada sin generar problemas de eficiencia en cuanto a la bomba y a las cargas generadas”. (PDVSA, 2002).

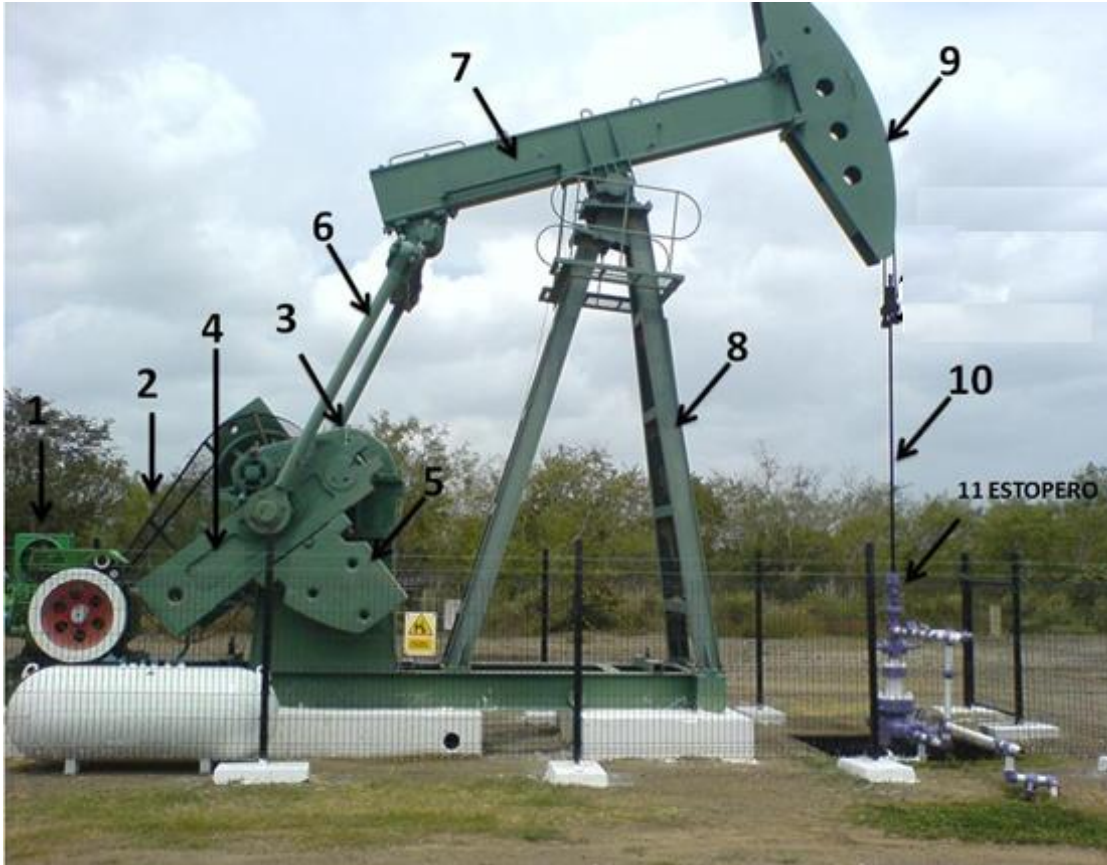


Figura 4 Equipo Superficial BM

Partes que conforman el equipo superficial:

1. Motor

La función principal del motor es suministrar a la unidad de bombeo mecánico energía necesaria para transmitirla a la bomba de subsuelo y poder elevar el fluido. El motor principal puede ser de combustión interna o puede ser un motor eléctrico. Los motores que utilizan los pozos del campo Tamaulipas-Constituciones son de combustión interna, usando como combustible gas natural que se extrae en gran abundancia.



Figura 5 Motor de EBM

“La selección del tipo de motor principal depende de los recursos locales del suministro y del costo de combustibles (diésel, gas natural o energía eléctrica), de la capacidad para mantenimiento y de la existencia del personal experimentado”. (Raga Martinez, 2001).

2. Sistema de Transmisión

“Para transmitir la potencia de la unidad motriz a la caja de engranajes reductora de velocidad, se hace uso de dos poleas y un conjunto de bandas de sección transversal en “V” las cuales son de hule especial y tejido con diferentes clases de fibras con el objeto de darle a cada banda mayor resistencia al desgaste por fricción y a las deformaciones causadas por la temperatura y los esfuerzos de tracción a los que están sometidas”. (SOMI, 2017).



Figura 6 Sistema de Transmisión de EBM

3. Reductor de engranes o Caja de engranajes.

Su función es reducir la velocidad del motor principal a una velocidad de bombeo adecuado para la bomba de subsuelo, de igual forma incrementa el torque sobre su eje de baja velocidad. “Es necesario determinar exactamente la probable torsión máxima a la que estará sujeto la caja de engranaje el método API (Instituto americano del petróleo) usa la torsión máxima permisible en miles de pulgadas para el rango de unidades de bombeo”. (Raga Martinez, 2001).



Figura 7 Reductor de Engranes o Caja de Engranes

4. Manivela

Acoplado en la salida de la caja de engranes (la entrada está en la polea) gira en un rango de 9 a 11 RPM; y transmite este movimiento a través del muñón a los brazos “Pitman” o bielas, convirtiéndolo en movimiento alternativo.



Figura 8 Manivela

5. Contra pesos.

Son piezas de fierro fundido que se emplean para balancear y repartir las cargas que se actúan durante el funcionamiento de la instalación.



Figura 9 Contra-Pesos

6. Brazo Pitman (bielas).

Este se encarga de convertir el movimiento de rotación de la manivela en movimiento rectilíneo, transmitiéndolo a la vigueta central a través del compensador y del cojinete rodamiento o balero del compensador.



Figura 10 Brazo Pitman (bielas)

7. Balancín.

Es una viga metálica generalmente de sección transversal que recibe el movimiento alternativo del compensador, a través del cojinete compensador y balanceándose en el cojinete central, que hace la “cabeza de caballo” en su otro extremo suba y baje.



Figura 11 Balancín

8. Poste Sampson.

Sirve de soporte del balancín por medio del cojinete central, soporta todo el peso de la sarta de varillas, en la parte inferior, se apoya por medio de tornillería en el patín de la unidad.



Figura 12 Poste Sampson

9. Cabeza de caballo.

Es instalada en uno de los extremos del balancín y soporta la varilla pulida, el cual se mueve en línea tangente al arco de la cabeza de caballo.



Figura 13 Cabeza de Caballo

10. Barra Pulida

Barra de acero muy bien pulida de sección circular uniforme encargada de comunicar el equipo de superficie con el equipo de fondo; los diámetros más usuales son de 1 1/8", 1 1/4", 1 1/2", con longitudes de 8, 11, 16 y 22 pies. De estas varillas están suspendidas las varillas de succión que operan en la bomba sub-superficial.



Figura 14 Barra Pulida

11. Estopero

Es un dispositivo que se usa para dar seguridad, cuya función principal es la de contener los fluidos para que no fluyan al exterior, por medio de un conjunto de sellos resistentes al rozamiento. Estos sellos sufren desgaste debido al movimiento ascendente y descendente de las varillas por lo que es necesario sustituirlos periódicamente.



Figura 15 Estopero

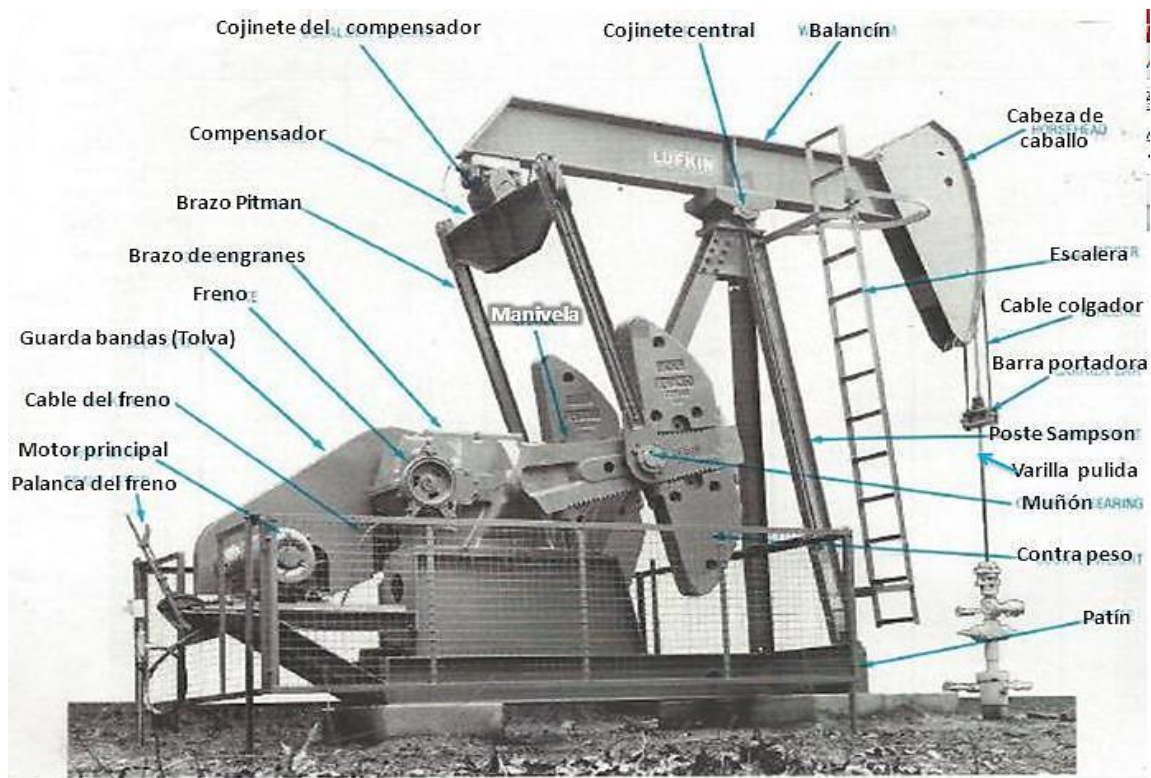


Figura 16 Equipos de BM superficial

❖ Guarda bandas (tolva)

“El guarda bandas está construido de lámina con refuerzos “ángulo”, sirve para proteger la vida humana ya que evita que alguien sea atrapado por las bandas, al mismo tiempo evita que el agua de lluvia moje las poleas y bandas; lo que provocaría deslizamiento entre ellas y como consecuencia calentamiento y rotura de estas últimas”. (SOMI, 2017).

❖ Freno.

Se utiliza para inmovilizar la unidad, después de haber parado el motor, a fin de proporcionar mantenimiento a la misma.

❖ Compensador.

El compensador es el encargado de recibir el movimiento rectilíneo, transmitiéndolo a la viga central a través del compensador y del cojinete, rodamiento o balero del compensador.



Figura 17 Compensador

❖ Cojinete central.

Sirve de punto de pivoteo de la viga central.



Figura 18 Cojinete Central

❖ Cable colgador.

Es un cable de acero trenzado de 1 1/8 “sirve de eslabón entre la cabeza de caballo y la varilla pulida, transmitiendo el movimiento alternativo a la sarta de varilla de succión.



Figura 19 Cable Colgador

❖ Barra portadora o elevador.

Conecta el cable colgador a la varilla pulida a través de la grampa y transmite el movimiento alternativo a esta última. La barra portadora pende en sus extremos del cable colgador, en medio lleva una ranura en donde el personal operativo o de mantenimiento aloja a la varilla pulida. Para evitar que este se salga, se cuenta con un candado. El elevador levanta la sarta en la carrera ascendente de la U.B.M apoyándose en la grampa o grapa para varilla pulida.



Figura 20 Barra Portadora o Elevador

❖ Patín.

Construido con viguetas “I” sirve de apoyo al poste maestro, reductor, motor, tolva o guardabandas; va anclando por medio de tornillos y viguetas a la base de concreto de la unidad.



Figura 21 Patín

3.3.2. Equipo sub-superficial

Constituye la parte que es introducida al pozo, sin este equipo sería imposible la extracción del fluido de un yacimiento, cuya energía no es la suficiente para producir por flujo natural.

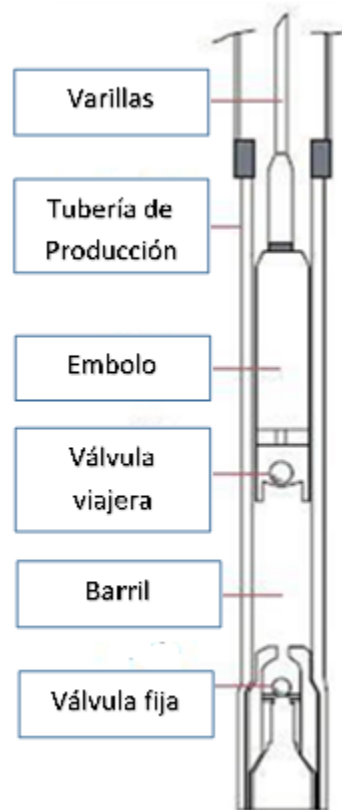


Figura 22 Equipo Sub-superficial

Partes que conforman el equipo subsuperficial

❖ Bomba de subsuelo

Es una bomba de pistón que trabaja con el principio de desplazamiento positivo, cuya función es impulsar los hidrocarburos desde el nivel del pozo hasta la superficie mediante diferenciales de presión en el sistema.

PARTES PRINCIPALES DE LA BOMBA DE SUBSUELO

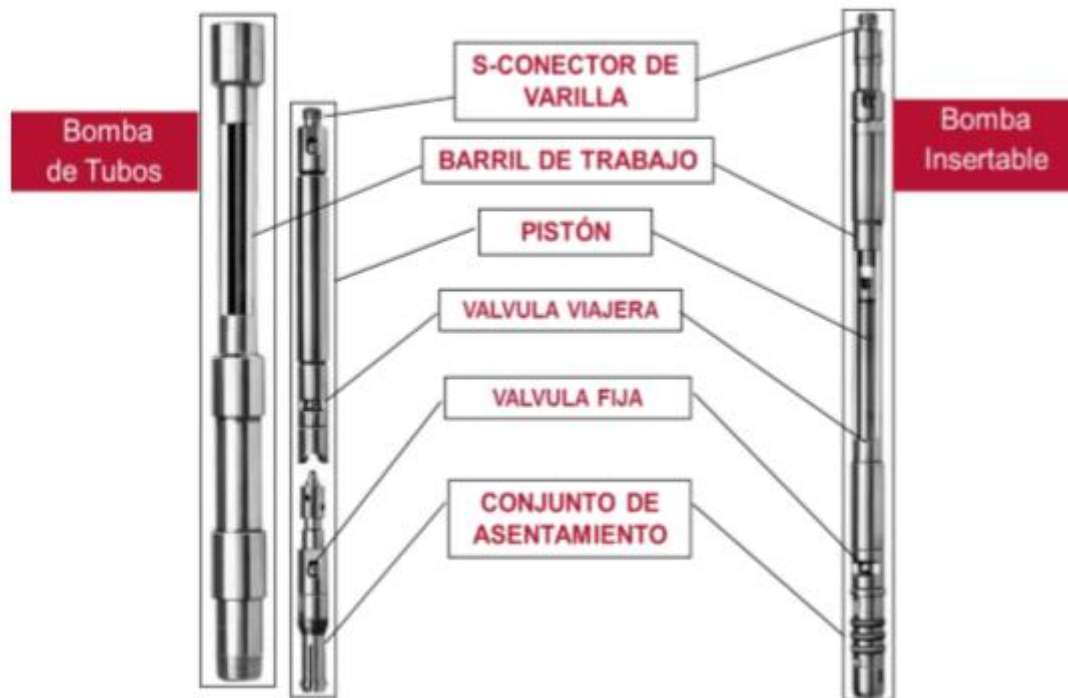


Figura 23 Partes de la Bomba de Subsuelo

Las partes principales de la bomba mecánica de subsuelo son:

- Barril

Es un cilindro en el cual se almacenan los fluidos aportados por la formación, cuenta con una superficie interna pulida para que el pistón pueda tener un desplazamiento



Figura 24 Barril

suave, el tamaño nominal de la bomba es el diámetro interno exacto del barril, depende de las roscas aplicadas en los dos extremos.

“Existen diferentes tipos de barriles ya sean estacionarios o móviles, con paredes delgadas para pozos poco profundas es decir someros y paredes gruesas para pozos profundos”. (Campos & Panchi Zapata, 2011).

- RH (Pared Gruesa)
 - 3/16” y 1/4” de espesor de pared
 - Manejan alta presión
 - Roscas externas
 - Requieren extensiones
 - Resultan en un barril más corto



Figura 25 Barril tipo RH

- RW (Pared Delgada)
 - Roscas internas
 - 1/8” de espesor de pared
 - Restricciones de profundidad
 - Se puede correr la bomba más larga
 - Anclaje superior limitado a +/- 4000’
 - Anclaje inferior limitado a +/- 6000’



Figura 26 Barril tipo RW

- Pistón

Es un embolo hueco y pulido por el cual pasa el fluido extraído, se encuentra dentro del barril y está conectado en la parte superior a la sarta de varillas por medio de roscas y en la parte inferior a la jaula de la válvula viajera.

“Son los encargados de sostener la jaula de la válvula viajera, proveer el movimiento y sellar la alta presión para la bomba, esta presión se mantiene cuando la válvula

viajera está cerrada. Los pistones van conectados en la sarta de varillas y el fluido viaja a través del interior”.

Weatherford South America GmbH Presentación Curso de Bombeo Mecánico – Thiago Das Neves
2014

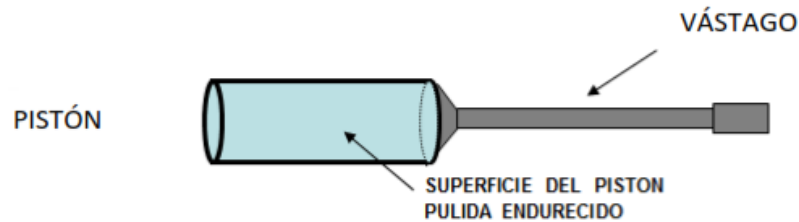


Figura 27 Pistón

- Válvulas (fija, viajera)

Son válvulas que permiten la entrada-salida de fluido mediante una diferencial de presión.

- válvula viajera: es aquella que se encuentra dentro del pistón y por lo tanto está en movimiento.
- válvula fija: es aquella que permite la entrada de fluido.

- ❖ Sarta de varillas de succión

Es el conjunto de varillas que proporciona el ensamblaje entre el equipo superficial y la bomba de subsuelo, siendo la función de las varillas transmitir el movimiento y la potencia de la unidad de bombeo a la bomba subsuperficial y soportar las cargas que se dan en el pozo. Son fabricadas de acero, fibra de vidrio y combinadas todo dependiendo de las características y diseño del pozo.

- Dimensiones y características de las varillas
 - Consisten de juntas de 25-30 ft o juntas de 30 ft
 - Trozos cortos de varillas disponibles en longitudes de 2, 4, ó, 8 y 10 pies
 - Conexiones de rosca macho en ambos extremos.
 - Los tamaños de varillas se incrementan en 1/8-pulg., empezando con 5/8 pulgadas.; la varilla más grande es = 1-1/4 pulgadas.
 - Roscas formadas por medio de un proceso de rolado en frío
 - Pines recubiertos con lubricante

- Nomenclatura API para las varillas

El número API de la varilla es el número de 1/8 in, en el diámetro de la varilla.

Varilla de 3/4-in. = 6/8 in. = Varilla número 6

El API designa la sarta telescópica por los números de la varilla más grande y la más pequeña en la sarta.

Varillas de 1-in., 7/8-in., 3/4-in, la sarta telescópica es designada como 86 (8/8, 7/8, 6/8)

Varillas de 7/8-in y 3/4-in, en la sarta telescópica es designada como 76 (7/8, 6/8) ¹⁴

- Tipos de varillas

A continuación se describen el tipo de varillas de succión que se tiene en bombeo mecánico.

- Varillas API

Grado	C	K	D
AISI	1536 Aleación de acero al carbón-manganeso	4623 Aleación de acero al níquel-molibdeno	4142 Aleación de acero al cromo-molibdeno
Resistencia mínima a tensión (psi)	90,000	90,000	115,000
Dureza Brinell	185-235	175-235	235-285

Tabla 1 Tipos de varillas de succión de acuerdo al API

- Varillas de alta resistencia

Son fabricadas con acero de gran resistencia para:

- Cargas Extra-pesadas
- Pozos Extra-profundos
- Fluidos suave a medio corrosivos, efectivamente inhibidos
- Oportunidad para utilizar varillas más pequeñas, más ligeras

- Varillas continuas

Son varillas que se utilizan en una sarta continua desde la bomba hasta la superficie, no tiene acoples ni pasadores, se necesita un mínimo requerimiento de torque y potencia al ser más ligera que la sarta convencional. Son para pozos direccionales u horizontales.



Figura 28 Varillas continuas

- Varillas de fibra de vidrio

Las varillas de fibra de vidrio son de bajo peso lo que significa que existirá una reducción de la carga sobre el equipo superficial así como presencia de fallas por corrosión.



Figura 29 Varilla de vidrio

- ❖ Tuberías de producción

La tubería de producción es el medio por el cual se transportan los fluidos aportados por el pozo hasta superficie, así mismo ésta sirve de guía a la sarta de varillas y soporta la carga del fluido mientras la bomba baja a recoger otra carga. Cuando la bomba se encuentra a profundidades mayores a los 4000 pies la TP va anclada y cuando no excede esta profundidad puede estar suspendida del cabezal. Está fabricada de diferentes diámetros como lo puede ser de: 1.9", 2 7/8", 2 3/8", 1 1/2", 3 1/2", 4", 4 1/2".

Tenemos dos tipos de bomba, bomba de tubería de producción la cual es instalada dentro del pozo como parte integral de la sarta de tubería de producción y la bomba de varillas, misma que es insertada dentro de la TP o TR estando conectada a la sarta de varillas de succión, por lo tanto puede ser retirada del pozo sin sacar tubería.

CAPITULO 4.- DISEÑO METODOLÓGICO

Para la recolección de datos se requirió de herramientas y/o equipos de optimización como lo es el ecómetro, el cual se utiliza para medir el nivel estático o dinámico del pozo, esto nos ayuda a evaluar el pozo y hacer una intervención correcta de cada uno de estos.

Para algunos autores “consiste en producir una onda acústica en el espacio anular del pozo producida por la detonación de una carga explosiva en la superficie y registrar las reflexiones acústicas en una carta. Se realiza un disparo de aire comprimido de CO₂ en el espacio anular”. (González Fuentes & Vargas Reyes, 2012).

Por otro lado uno de los métodos para analizar el desempeño del sistema de bombeo mecánico se basan en el desarrollo del dinamómetro realizado por Gilbert y Fagg en donde la carga en la varilla pulida se registra gráficamente en función de su posición para generar una gráfica que representa el trabajo hecho en superficie por la unidad de bombeo mecánico para cada embolada de la bomba.

El procedimiento para la toma de niveles se basa en el documento GO-PO-OP-0015-2015 de la compañía Petróleos Mexicanos (Anexo B), mismo que se llevó a cabo detalladamente para la recepción de datos correctos de los diferentes pozos, en conjunto con el Software Total Well Management (TWM). Para la toma de niveles se tiene que usar un computador que recibe los datos y el equipo para toma de niveles Echometer, la parte más importante es encontrar el acceso a una conexión de la pistola del Echometer en las válvulas del anular.

Con respecto a la recepción de datos por parte de los dinagramas, se puntualizó cada uno de los pasos del procedimiento “toma de cartas dinamométricas”, mismo que se encuentra en el manual de operación de equipo echometer proporcionado por la compañía de Petróleos Mexicanos (Anexo A). Para realizar la toma de dinagramas es necesario además del equipo usado en la toma de niveles una celda de carga la cual se ubica en la varilla pulida en la corbata del balancín bajo la grapa de seguridad. Es muy importante verificar una buena calibración de la celda de

carga para obtener datos correctos. En el anexo A se encuentran los pasos para la toma de dinagramas. Con el TWM (Total Well Management) y los dinagramas podemos determinar el correcto funcionamiento de la bomba.

CAPITULO 5.- ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

El análisis de este trabajo es realizado en base de los datos tomados en 5 pozos del campo constituciones con ayuda de la herramienta Echometer, la interpretación de los datos arrojados se pudieron analizar con la ayuda del software Total Well Management (TWM) Echometer, mismos que ayudaron a determinar las posibles fallas en cada uno de los pozos para realizar las intervenciones correspondientes, posteriormente se volvió a utilizar el Echometer para ver las mejoras que surgieron en cada uno de los pozos y notar la eficiencia a la cual están trabajando actualmente las bombas subsuperficial.

Se presentan a continuación los 5 pozos del campo Tamaulipas-Constituciones que se intervinieron para la optimización de la producción:

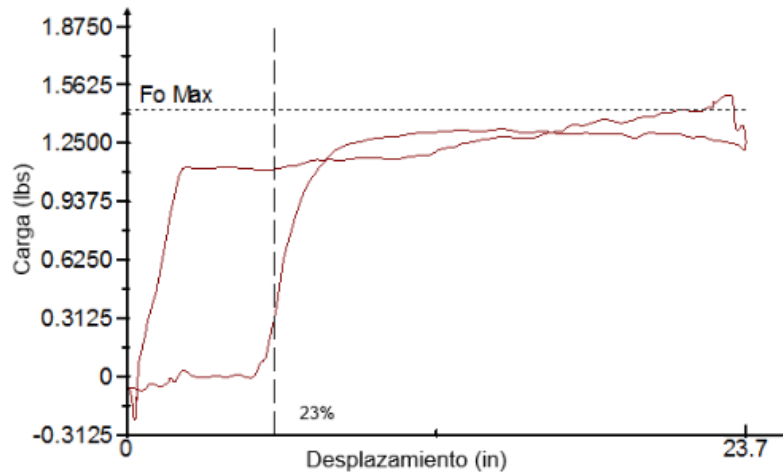
Nº	NOMBRE DE POZO
1	CONSTITUCIONES 4411
2	CONSTITUCIONES 8256
3	CONSTITUCIONES 4812
4	CONSTITUCIONES 1210
5	CONSTITUCIONES 2711

Tabla 2 Lista de pozos intervenidos

Nº	NOMBRE DE POZO	BPD
1	CONSTITUCIONES 4411	1.06
2	CONSTITUCIONES 8256	1.18
3	CONSTITUCIONES 4812	2.61
4	CONSTITUCIONES 1210	2.37
5	CONSTITUCIONES 2711	1.66
TOTAL		8.88

Tabla 3 Producción de aceite antes de la intervención

5.1. Análisis y resultados de los dinagramas y tomas de nivel realizados en los pozos POZO CONSTITUCIONES 4411



Gráfica 1 Dinagrama de fondo de pozo Constituciones 4411 antes de los trabajos

Análisis: En la gráfica 1 se observa el dinagrama de fondo tomado en el pozo Constituciones 4411. La gráfica muestra un llenado del 23% en la bomba por un golpe de fluido y bomba. Se observa que el pozo opera con sumergencia, en la gráfica 2 y una velocidad de 6.7 SPM, existe además un golpe de bomba. La unidad se encuentra desalineada respecto al eje del pozo, la cabeza de caballo desnivelada, caja reductora con líquido de aceite en los retenedores, cojinetes principal y secundario con leve desgaste, grampa en mal estado. El manómetro presenta una presión de 0 psi en cabeza.

Intervención: Se alineo toda la estructura con respecto al eje del pozo. Así mismo se corrigió la posición de la cabeza de caballo y se ajustaron todos los pernos de sujeción. La grampa se reparó y se calibro. Se realizó re-espaciamento para liberar de golpe de bomba y se redujo la velocidad de bombeo de la unidad de 5.8 SPM, la efectividad de la bomba se incrementa a un 96% como se observa en la gráfica 3, traduciéndolo como un aumento de producción.

Acquire Mode
 Basic Mode

F2 Data Files
 F3 Select Test
 F4 Analyze

Select Liquid Level: Depth Determination

Production: Current Potential
 Oil: BBL/D
 Water: BBL/D
 Gas: Mac/D

IPR Method: Vogel
 PBHP/SEHP
 Producing Efficiency: 0.0 %

Ruid Densities
 Oil: 40 deg API
 Water: 1.05 Sp Gr H2O
 Gas Gravity: 0.59 Air = 1
 Acoustic Velocity: 1452.06 ft/s

Pump Submergence
 Total Gaseous Liquid Column HT (TVD): 18 ft
 Equivalent Gas Free Liquid HT (TVD): 17 ft

Comment: Acoustic Test

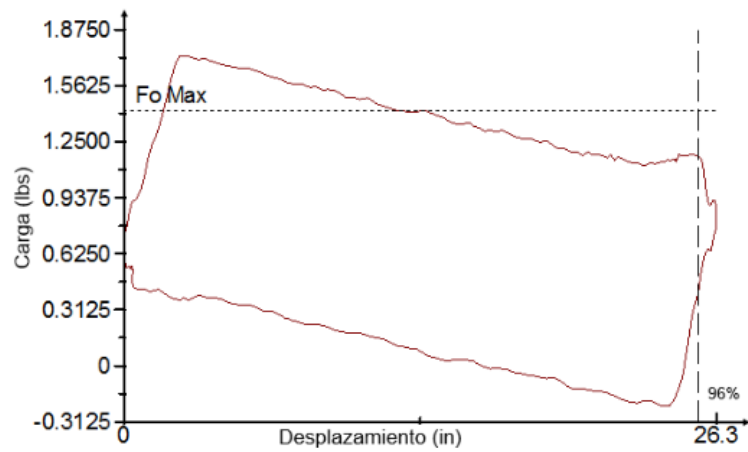
Casing Pressure: BHP
 Casing Pressure: 0.7 psi (g)
 Casing Pressure Buildup: 0.070 psi
 2.00 min
 Gas/Liquid Interface Pres.: 1.5 psi (g)
 Liquid Level Depth: MD 2612.99 ft
 Pump Intake Depth: MD 2631.00 ft
 TVD 2631.00 ft
 Formation Depth: MD 2631.00 ft

Well State: Producing
 Annular Gas Flow: 1 Mac/D
 % Liquid: 97

Pump Intake Pressure: 7.4 psi (g)
 PBHP: 7.4 psi (g)
 Reservoir Pressure (SBHP): psi (g)

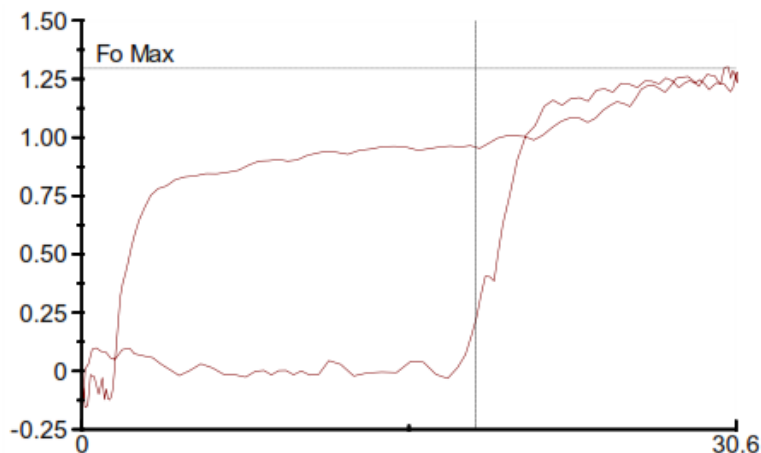
< Pg Up Pg Dwn >

Gráfica 2 Registro Acústico de Nivel de pozo Constituciones 4411



Gráfica 3 Dinagrama de fondo de pozo Constituciones 4411 después de los trabajos

POZO CONSTITUCIONES 8256



Gráfica 4 Dinagrama de fondo de pozo Constituciones 8256 antes de los trabajos

Análisis: En la gráfica 4 se puede observar el dinagrama de fondo tomado en el pozo constituciones 8256. Esta figura muestra un llenado del 56% en la bomba por un golpe de fluido. Se observa que el pozo opera con 473 ft de sumergencia aparente en la gráfica 5 y una velocidad de 9.1 SPM. La caja reductora muestra un nivel de aceite bajo y gastado (retenedores en mal estado), el sistema esta balanceado pero con severo golpe al final de la carrera descendente, balancín desalineado respecto al eje del pozo y con una base de concreto en mal estado, equipo sin freno manual.

Intervención: Se ajustó la reductora (se informa a técnicos la falta de aceite y la reparación de retenedores), se alineo el equipo de superficie respecto al eje del pozo y se ajustaron todos los pernos de sujeción de la unidad (se notifica a técnicos de la reparación del freno). Se redujo la velocidad de bombeo de la unidad a 7.4 SPM y se realizó el re-espaciamento, la eficiencia de la bomba aumento un 93% como se observa en la gráfica 6, esto viene representado un incremento de producción.

Acquire Mode
Recall Mode

Select Liquid Level | Depth Determination | Casing Pressure ☒ BHP | Collars

Production: Oil Current Potential BBL/D, Water BBL/D, Gas Mac/D

IPR Method: Vogel

PBHP/SBHP:

Producing Efficiency: 0.0 %

Fluid Densities: Oil 40 deg API, Water 1.05 Sp Gr H2O, Gas Gravity 0.55 Air = 1

Acoustic Velocity: 1483.83 ft/s

Pump Submergence: Total Gaseous Liquid Column HT (TVD) 556 ft, Equivalent Gas Free Liquid HT (TVD) 473 ft

Comment: Acoustic Test

Casing Pressure: 1.3 psi (g)

Casing Pressure Buildup: 0.5 psi

Gas/Liquid Interface Pres.: 2.25 min, 1.9 psi (g)

Liquid Level Depth: MD 1763.53 ft

Pump Intake Depth: MD 2320.00 ft, TVD 2320.00 ft

Formation Depth: MD 2472.00 ft

Well State: Producing

Annular Gas Flow: 4 Mac/D

% Liquid: 85

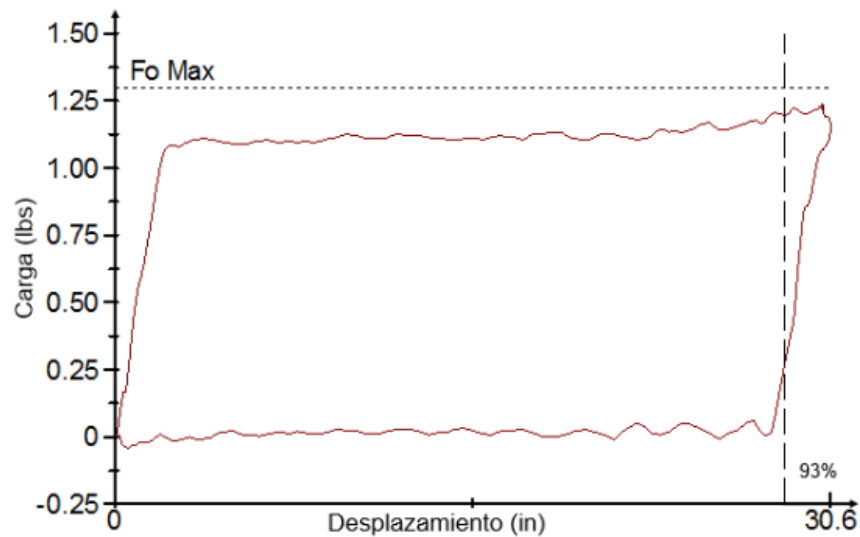
Pump Intake Pressure: 160.7 psi (g)

PBHP: 221.9 psi (g)

Reservoir Pressure (SBHP): psi (g)

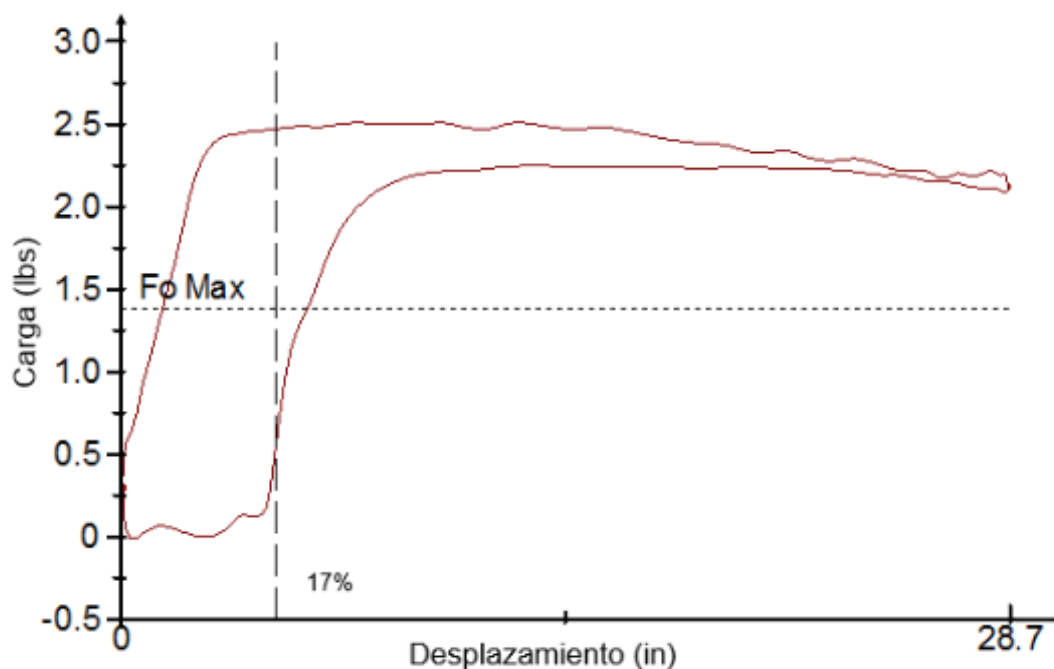
< Pg Up Pg Dwn >

Gráfica 5 Registro Acústico de Nivel de pozo Constituciones 8256



Gráfica 6 Dinagrama de fondo de pozo Constituciones 8256 después del trabajo

POZO CONSTITUCIONES 4812



Gráfica 7 Dinagrama de fondo de pozo Constituciones 4812 antes de los trabajos

Análisis: En la gráfica 7 se logra observar el dinagrama de fondo tomado en el pozo constituciones 4812. Esta figura muestra un llenado del 17% en la bomba por un golpe de fluido a causa de no tener nivel, además de un mal anclaje del tubing. La velocidad de la unidad es de 9.4 SPM. Para verificar el análisis se tomó un registro acústico de nivel como se muestra en la gráfica 8, en la que se observa que el pozo no tiene nivel. Además de esto en el pozo se encontró que la unidad de bombeo requiere mantenimiento en los cojinetes principal y secundario y alineación de la unidad.

Intervención: Se intervino la unidad de superficie para realizar alineación con respecto al eje del pozo y se repararon los anclajes y así evitar vibración, también se ajustaron los pernos que soportan la viga viajera y la caja reductora. Se disminuyó la velocidad de bombeo de la unidad a 6.5 SPM, la bomba incrementa su efectividad a un 65% como se observa en la gráfica 9, mostrando un aumento de producción.

Acquire Mode ☐ Recall Mode ☒

F2 Data Files F3 Select Test F4 Analyze

Select Liquid Level | Depth Determination | Casing Pressure ☒ BHP | Collars

Production: Oil Current Potential BBL/D Water BBL/D Gas Macf/D

IPR Method: Vogel

PBHP/SBHP: Producing Efficiency: 0.0 %

Fluid Densities: Oil 40 deg API Water 1.05 Sp.Gr.H2O Gas Gravity 0.69 Air = 1

Acoustic Velocity 1326.58 ft/s SBHP Worksheet...

Pump Submergence

Comment: Acoustic Test

Casing Pressure: 4.1 psi (g) Casing Pressure Buildup: 0.1 psi 0.50 min Gas/Liquid Interface Pres: 5.2 psi (g) Liquid Level Depth: 2574.33 ft MD Formation Depth: 2580.00 ft MD

Well State: Static

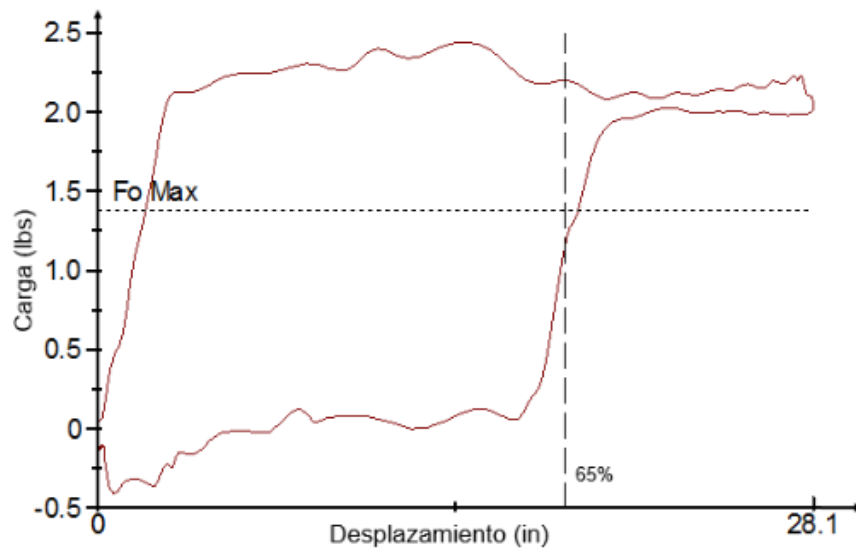
Oil Column Height: MD 0 ft

Water Column Height: MD 6 ft

Reservoir Pressure (SBHP): 7.8 psi (g)

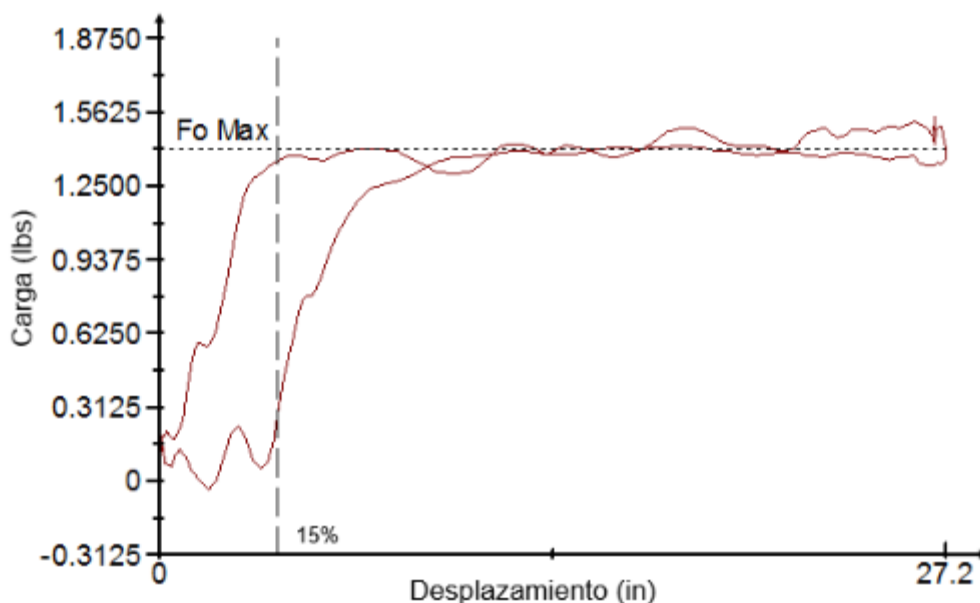
< Pg Up Pg Down >

Gráfica 8 Registro Acústico de Nivel de pozo Constituciones 4812



Gráfica 9 Dinagrama de fondo de pozo Constituciones 4812 después de los trabajos

POZO CONSTITUCIONES 1210



Gráfica 10 Dinagrama de fondo de pozo Constituciones 1210 antes de los trabajos

Análisis: En la gráfica de la parte superior 10 se aprecia el dinagrama de fondo tomada en el pozo constituciones 1210. Esta figura muestra un llenado del 15% en la bomba por un golpe de fluido y se cree que se tiene un mal anclaje en la tubería. La velocidad de la unidad es de 9.4 SPM. Para verificar el análisis se tomó un registro acústico de nivel como se observa en la gráfica 11, en la que se observa que el pozo no tiene nivel. Además de esto en el pozo se encontró que la unidad de superficie esta desalineada con respecto a la grampa. En la caja reductora se detecta un ligero filtrado de aceite en los retenedores.

Intervención: Con apoyo de una grúa-titán se alineo la estructura con respecto al eje del pozo y también se corrigió la posición de la cabeza de caballo y se ajustaron todos los pernos de sujeción. La grampa es reparado y calibrado. Se abrió la reductora y se cambió el aceite, al realizar este trabajo se vio que un diente de reductora está roto. Se disminuyó la velocidad de bombeo de la unidad a 6.7 SPM, la bomba aumenta su efectividad a un 93% como se observa en la siguiente gráfica 12, lo que se traduce en un incremento de producción.

Booster Mode
Recall Mode

F2 Data Files
F3 Select Test
F4 Analyze

Select Liquid Level | Depth Determination | Casing Pressure ☒ SBHP | Collars

Production: Current Potential
Oil 1.5 BSL/D
Water 1.5 BSL/D
Gas Mac/D

IPR Method: Vogel
PBHP/SBHP
Producing Efficiency: 0.0 %

Fluid Densities: Oil 30 deg API
Water 1.05 Sp.Gr H2O
Gas Gravity 0.63 Air = 1

Acoustic Velocity: 1402.28 ft/s
SBHP Worksheet...

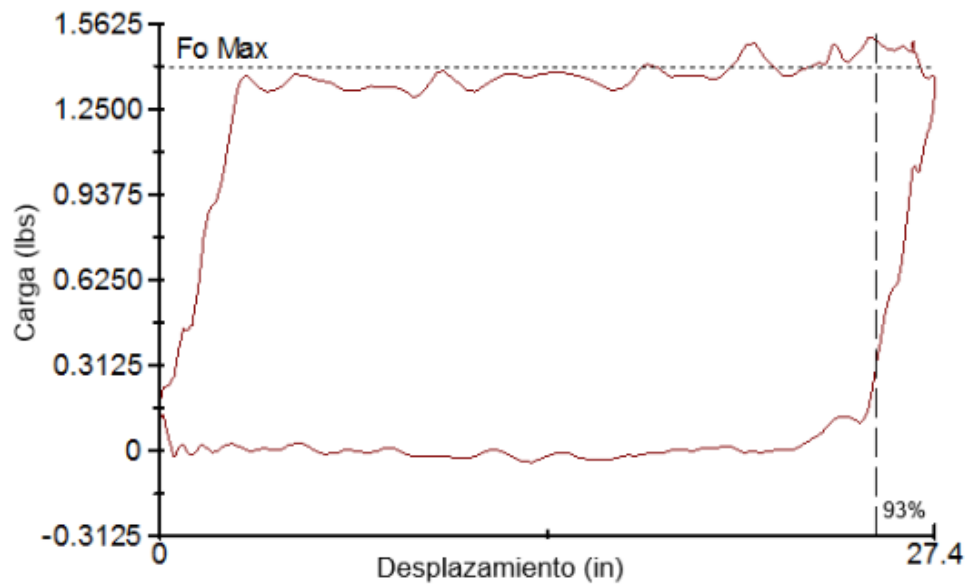
Casing Pressure: 4.2 psi (g)
Casing Pressure Buildup: 0.3 psi
Gas/Liquid Interface Pres.: 5.3 psi (g)
Liquid Level Depth: 2778.62 ft
Formation Depth: 2790.00 ft

Well State: Static
Oil Column Height: 6 ft
Water Column Height: 6 ft
Reservoir Pressure (SBHP): 9.9 psi (g)

Pump Submergence
Comment: Acoustic Test

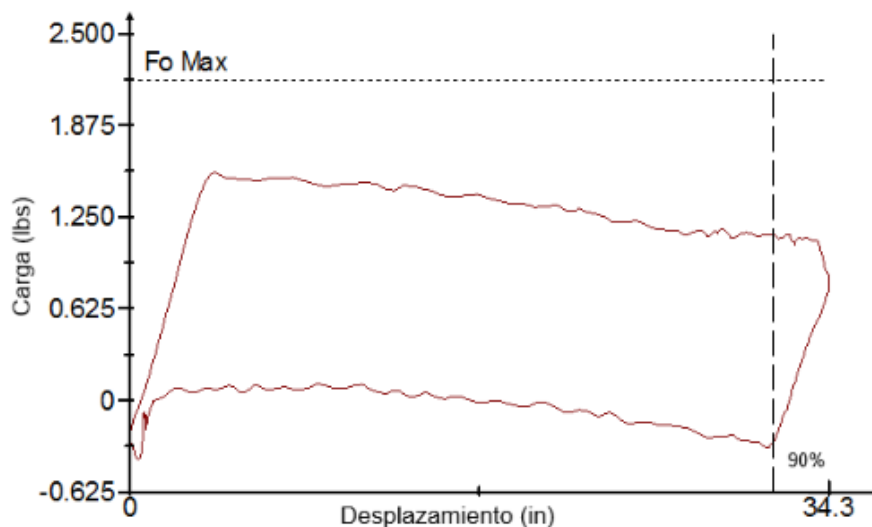
< Pg Up Pg Dwn >

Gráfica 11 Registro Acústico de Nivel de pozo Constituciones 1210



Gráfica 12 Dinagrama de fondo de pozo Constituciones 1210 después de los trabajos

POZO CONSTITUCIONES 2711



Gráfica 13 Dinagrama de fondo de pozo Constituciones 2711 antes de los trabajos

Análisis: En la gráfica 13 se observa el dinagrama de fondo tomado del pozo constituciones 2711. Esta figura muestra un llenado del 90% en la bomba y se observa un golpe de bomba a causa de un mal espaciamiento, lo que puede causar una ruptura en el equipo de fondo. La velocidad de la unidad es de 5.9 SPM. Para verificar el análisis se tomó un registro acústico de nivel como se observa en la gráfica 14. Además de esto en el pozo se encontró que la unidad de superficie esta desalineada con respecto a la grampa.

Intervención: Con el apoyo de una grúa-titán se intervino la unidad de superficie para realizar alineación con respecto al eje del pozo y se ajustaron todos los pernos que soportan la viga viajera y la caja reductora. La cabeza de caballo queda ajustada y alineada respecto a la grampa. Se conserva la velocidad de bombeo de la unidad a 5.9 SPM, y se lleva a cabo un re-espaciamiento para evitar el golpe de bomba y así también incrementar la efectividad de la bomba a un 96% como se observa en la gráfica 15, que se traduce en un aumento de producción.

Acquire Mode
Recall Mode

F2 Data Files
F3 Select Test
F4 Analyze

Select Liquid Level | Depth Determination | Casing Pressure ☒ BHP | Collars

Production: Current Potential
Oil 2.5 BBL/D
Water 0.5 BBL/D
Gas Mac/D

IPR Method: Vogel
PBHP/SBHP
Producing Efficiency: 0.0 %
Fluid Densities: Oil 27.2 deg API, Water 1.05 Sp.Gr.H2O, Gas Gravity 0.59 Air = 1
Acoustic Velocity: 1452.52 ft/s
SBHP Worksheet...

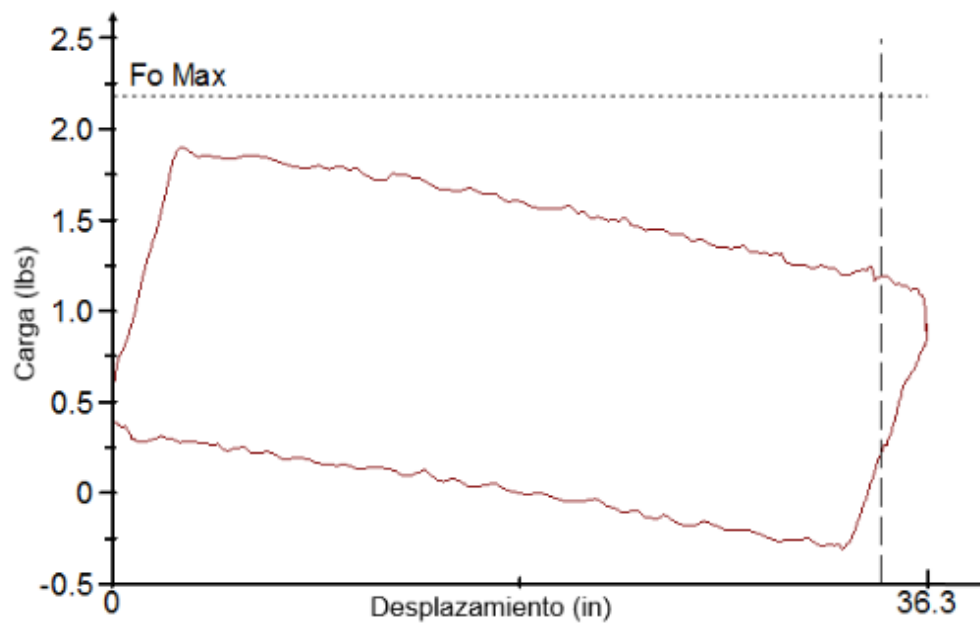
Casing Pressure: 4.0 psi
Casing Pressure Buildup: -0.533 psi
Gas/Liquid Interface Pres.: 5.1 psi
Liquid Level Depth: MD 2992.28 ft
Formation Depth: MD 3740.00 ft

Well State: Static
Oil Column Height: MD 630 ft
Water Column Height: MD 118 ft
Reservoir Pressure (SBHP): 286.7 psi

Pump Submergence
Comment
Acoustic Test

< Pg Up Pg Down >

Gráfica 14 Registro Acústico de Nivel de pozo Constituciones 2711



Gráfica 15 Dinagrama de fondo de pozo Constituciones 2711 después de los trabajos

N°	NOMBRE DE POZO	BPD
1	CONSTITUCIONES 4411	1.83
2	CONSTITUCIONES 8256	2.66
3	CONSTITUCIONES 4812	3.32
4	CONSTITUCIONES 1210	3.01
5	CONSTITUCIONES 2711	2.36
TOTAL		13.18

Tabla 4 Producción de aceite después de la intervención

CAPITULO 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Gracias a la ayuda del Software Total Well Management (TWM) se pudo analizar el comportamiento del equipo de fondo, por lo cual se obtuvo una vista más clara de los errores que ocurren en los diferentes pozos para posteriormente dar solución a los mismos logrando una eficiencia del sistema. Al ejecutar una corrección en el equipo superficial se pudo reducir los esfuerzos a los que está sometida la caja de engranajes por lo que derivó un menor esfuerzo de trabajo del motor originando un trabajo óptimo a la unidad.

Al integrar el trabajo del equipo superficial con el equipo de fondo se pudieron realizar las correcciones en los dos aspectos simultáneamente por lo que se logró optimizar la producción de aceite de los cinco pozos, se alcanzó un aumento de producción de 8.88 BPD a 13.18 BPD de manera que se cumplió con el objetivo y los resultados fueron los esperados.

Se recomienda llevar a cabo la toma de registros de ecómetros y cartas dinamométricas a pozos que cuentan con sistema de BM y que no se intervinieron en este trabajo para poder realizar una optimización y por lo tanto aumentar la producción, así mismo monitorear continuamente los pozos intervenidos para asegurar una eficiencia de bombeo adecuada para seguir manteniendo la producción alcanzada con la optimización.

6.1. Competencias aplicadas

Con ayuda de fundamentos teóricos aplicados en la universidad se pretende llevar a cabo una optimización de la producción de bombeo mecánico, ya que para ponerlo en marcha se debe tener presente las pautas para poder entender el funcionamiento de la misma. Por mencionar algunos de ellos fueron las partes que conforman el sistema de BM así como su funcionamiento, las fallas que pueden suscitarse al operar el equipo de BM, de igual forma se aplicaron nuevos conocimientos como el uso de ecómetros y dinamómetros, uso del software TWM, interpretación de cartas dinamométricas, logrando con esto los objetivos establecidos.

GLOSARIO

ACUSTICA. Rama de la física que estudia la producción, transformación, recepción, control y audición de los sonidos.

API. American Petroleum Institute.

BARRIL. Es el encargado de brindar la protección a la bomba, existen barriles de pared fina y de pared gruesa. Se mantiene estático y los fluidos se movilizan en su interior.

BPD. Barriles por Día

BM. Bombeo Mecánico

CASING PRESSURE BUILDUP. Restauración de la presión del revestimiento.

CASING PRESSURE. Presión del revestimiento.

CARRERA ASCENDENTE. Es cuando la cabeza de caballo en los balancines produce el movimiento de la sarta de varillas de abajo hacia arriba.

CARRERA DESCENDENTE. Es cuando la cabeza de caballo en los balancines produce el movimiento de la sarta de varillas de arriba hacia abajo.

CARTA DINAMOMETRICA. Es un dinagrama de carga contra desplazamiento resultante del registro de todas las fuerzas que actúa sobre la varilla pulida con respecto a su posición en cualquier instante durante su ciclo de bombeo.

CARTA EN FONDO. Es un gráfico de las cargas calculadas en varias posiciones de la carrera de la bomba y representa la carga del fluido de la bomba que se aplica a la parte inferior de la sarta de varillas.

CARTA EN SUPERFICIE. Es un gráfico que mide las cargas de las varillas en diferentes posiciones a lo largo de la carrera completa de la unidad, las cargas por lo general se muestran en lb-fuerza y la posición en pulgadas.

CAUDAL. Cantidad de flujo que pasa a través de una tubería.

COLUMNA GEOLOGICA (O COLUMNA ESTRATIGRÁFICA). Orden cronológico de acuerdo a la evolución geológica del área de estudio.

COMBUSTION INTERNA. La combustión se realiza dentro de la máquina, convirtiendo la energía química a energía mecánica por medio de un combustible que arde en la cámara de combustión.

CONDICIONES DE FONDO. Condiciones de presión y temperatura a las que se encuentra el pozo.

DINAMOMETRO. Es una herramienta que, a partir de los cambios en la elasticidad de un muelle con una determinada calibración. Permite calcular el peso de un cuerpo o realizar la medición de una fuerza.

ECOMETRO. Equipo usado para la toma de registros acústicos de nivel, prueba de válvulas y dinagramas.

HIDROCARBUROS. Son compuestos orgánicos conformados únicamente por átomos de carbono e hidrogeno.

POZO. Comunicación que existe entre el subsuelo (yacimiento) y la superficie.

PRT (Polished Rod Transducer). “Transductor de varilla pulida”, es un sensor que determina la carga en base a la elongación de las varillas por medio de una abrazadera tipo c.

SAP. Sistema Artificial de Producción.

SPM. Stroke por minuto

TORQUE. Es la tendencia de una fuerza para girar. Del mismo modo que una fuerza es un empujón o un tirón. Dar un torque correcto en bombeo mecánico en las conexiones es dar la fuerza de giro descrita en los manuales para evitar desconexiones.

TP. Tubería de producción

TRANSDUCTOR. Dispositivo capaz de transformar o convertir una determinada manifestación de energía de entrada, en otra diferente a la salida, pero de valor muy pequeños en términos relativos con respecto a un generador

TR. Tubería de revestimiento.

TWM. Total Well Management, es un programa enfocado en una metodología para la maximización de la producción de petróleo y reducir al mínimo los gastos de operación.

VALVULA DE PIE. Permite la entrada de fluido desde el pozo hasta el barril de la bomba.

VALVULA VIAJERA. Esta válvula está ubicada en el pistón y permite la entrada del fluido a la bomba, con la finalidad de tener un sello hermético y llevar el fluido a la superficie.

YACIMIENTO. Es una estructura geológica que se encuentra en el subsuelo y actúa como trampa para almacenar los hidrocarburos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(s.f.).

Botto, B. O. (27 de JULIO de 2004). OPTIMIZACION DE LA OPERACION DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO DE LA SECCION 67 DE LOS CAMPOS PETROLEROS ING. GUSTAVO GALINDO VELASCO. BUCARAMANGA.

Campos, M., & Panchi Zapata, O. N. (2011). *Estudio para el Cambio de Sistema de Levantamiento Artificial a Bombeo Mecánico en el Campo Lago Agrio operado por EP – Petroecuator.*

CNH. (2012). *Dictamen del Proyecto de Explotacion Reingenieria del Sistema de Recuperacion Secundaria del Campo Tamaulipas-Constituciones.* Secretaria de Energia.

Enterprise, T. (2005). *Manual de optimización de bombeo mecánico.*

González Fuentes, P., & Vargas Reyes, D. B. (2012). *Optimización de la producción en pozos con bombeo mecánico del sector M-14 del Campo Tibu usando herramientas echometer.*

PDVSA. (2002). *Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico.*

PEMEX. (2018). *contratos pemex.* Obtenido de http://contratos.pemex.com/anteriores/region_norte/areas/altamira/paginas/default.aspx

Raga Martinez, J. A. (2001). *Manual de seleccìon de unidades de bombeo mecànico del activo de produccìon Poza Rica Región Norte.*

SOMI. (2017). CURSO BASICO DE UNIDADES DE BOMBEO MECANICO.

ANEXOS

ANEXO A. PROCEDIMIENTO PARA LA ADQUISICION DE DATOS DINAMOMÉTRICOS CON TRANSDUCTOR DE VARILLA PULIDA (PRT)

- 1.- Seleccione el transductor de carga HT a utilizar y conéctelo junto a los cables tipo “Y” al analizador.
- 2.- Prenda el analizador, previamente interconectado al computador y a una fuente de energía.
- 3.- Prenda el computador.
- 4.- Selección de la verificación del Equipo (Equipment Check)
 1. Seleccione adquirir datos (Acquiere Mode)
 2. Seleccione la etiqueta Chequeo de Equipo (Equipment Check)
 3. El voltaje de la batería interna y la temperatura de la batería indica que el computador se está comunicando con la electrónica interna del Well Analyzer y las mediciones del sensor.
- 5.- Selección del sensor dinamómetro (Dynamometer Sensor)
 1. Seleccione la etiqueta Sensor Dinamómetro
 2. Seleccione el número de serial del transductor de carga. Pulse crear nuevo (create new) si el número no aparece en la lista. Asegúrese que todos los coeficientes sean introducidos como aparecen en la etiqueta del transductor.
 3. Antes de colocar la celda de carga en el elevador debe ajustar el cero en el transductor sin carga.
6. Seleccione la Etiqueta del Sensor Dinamométrico
 1. Seleccione el número serial del PRT, Transductor de Varilla Pulida. Use crear nuevo...si su número serial no aparece en la lista. Asegúrese que todos los coeficientes son introducidos como están escritos en la etiqueta del transductor.

2. Coloque el PRT en una superficie plana antes de colocarlo en la barra pulida y verifique la señal de salida del transductor.
7. Detenga la Unidad cuidadosamente, cerca del final de la carrera descendente. En este paso se deberán aplicar todas las medidas de seguridad de operación.
 1. Centre el PRT en la barra pulida usando el corte de media luna.
 2. No empuje el PRT demasiado hacia delante de la barra pulida o Corte de media Luna desviaciones en las cargas podrán ocurrir.
 3. El lado del PRT con la etiqueta de patente debe apuntar hacia arriba.
 4. Inicialmente, apretar solo ligeramente el PRT.
8. La colocación correcta del PRT reduce desviaciones en las cargas.
 1. El PRT debe ser conectado a la varilla pulida al menos 6 pulgadas de distancia de cualquier grapa de carga.
 2. No conecte el PRT en una varilla pulida oxidada. Antes de colocar el PRT, una lija fina para limpiar y suavizar la superficie de la barra.
 3. Siempre conecte el PRT en una parte lisa de acero de la varilla pulida.
9. Conecte el cable en espiral al PRT
 1. Conecte el cable en espiral al PRT antes de apretarlo a la barra pulida.
 2. NO sobre apriete el PRT cuando lo coloque inicialmente sobre la barra.
 3. Tan poco como 1/8 de giro de sobreapretar podría destruir el transductor del PRT.
10. Seleccionar la Base de Archivos del Pozo (Presione F3)
 1. Abra la base de archivos de pozos (Open Base Well File) para el pozo cuyos datos van a ser adquiridos. Utilice Nuevo (New) para crearlo en la base de datos si este no existe.
 2. Para registro acústico asegúrese de introducir al menos la Longitud Promedio de los tubos, Bombas y Profundidad de la Formación.
11. Seleccione la Etiqueta de accesorios del pozo (Wellbore) para verificar los datos

1. Para el archivo base de pozo seleccione la etiqueta de accesorios del pozo y verifique si la data es representativa para su pozo.
2. Para mediciones de PRT asegúrese de introducir el tipo de cabilla, diámetro de cabilla, diámetro del pistón de la bomba, entrada de la bomba, diámetro de la barra pulida, gravedad del fluido y tasas de producción.

12. Selección del Tipo de Prueba de Adquisición de Datos.

1. Presione F4 para seleccionar el tipo de prueba que se va a realizar.
2. Presione dinamómetro (dynamometer) para indicar que se adquirirán datos dinamométricos.
3. Presione F5 para adquirir los datos.

13. Cuando conecte el PRT revise la pantalla del TWM para ajustar con propiedad.

1. Apretar el PRT es un asunto de seguridad.
2. No se recomienda que se apriete el PRT cuando la unidad de bombeo esta en movimiento.

14. El software de instalación del TWM nos lleva a través del proceso de conectar el PRT.

Instalación apropiada requiere que el operador coloque el PRT entre por sí mismo a la varilla pulida sin forzarlo, agarrando el tornillo de ajuste con la mano derecha y el conector electrónico hacia la derecha.

15. La potencia de salida del transductor, es de entre 10 y 20 mV/V, cuando no está instalado en la barra pulida. La acción de sujetar puede causar que la potencia de salida disminuya. El ajuste apropiado generara fuerzas de salida de potencia cercanas a cero lo que evita la posibilidad de dañar el PRT y asegurar de obtener datos precisos.

16. La señal del Acelerómetro.

1. La potencia de salida normal del acelerómetro es cerca a cero.
2. Valores fuera de los límites normales podría indicar que el transductor ha sido colocado el revés.
3. Si se instaló al revés, TWM calcula la posición de manera que el tope y la base de la embolada estarán cambiados.

17. Visualización del apretado del transductor

1. Inicialmente el indicador triangular estará en el extremo derecho.
2. El usuario es indicado a ajustar el tornillo del PRT hacia la marca de cero.

NUNCA Sobreapriete el PRT.

1. Apretado excesivo puede causar daños permanentes al transductor.
2. Note que la potencia de salida del transductor ahora excede -3mV/V .
3. Alcanzar el límite de -3mV/V resultara en una visualización de advertencia.

Continúe Ajustando el PRT

1. el indicador en este punto está cercano a cero pero no lo suficiente.
2. El indicador se ha pasado más allá de cero, dentro del regío de Aflojar.
3. El usuario deberá aflojar el dispositivo.

Instalación apropiada resultara en un indicador cercano a estar centrado. Cuando la lectura cercana a cero es obtenida, oprima el botón de finalizar.

Con un poco de práctica el operador debería ser capaz de instalar el PRT y obtener la lectura cero rápidamente.

18. Luego de ajustar el PRT asegúrese el cable alrededor del dispositivo

1. Haga un lazo con el cable enrollado alrededor del tornillo ajustable para prevenir que el conector del cable sea jalado del conector del transductor.
2. El cable dinamométrico puede vibrar y aflojarse del conector del transductor a medida que la varilla viaja hacia arriba y hacia abajo.

3. Cargas laterales causadas por jalones al cable en el transductor de la varilla pulida podría afectar la señal de salida.

19. El TWM Muestra Automáticamente la siguiente pantalla de adquisición de datos en donde se muestra la Carga en las Varillas por el movimiento de la varilla pulida. Después de haber finalizado el ajuste del transductor.

1. Presione Alt-D Recode 1.0 minute. Para registrar datos dinamométricos por un minuto.
2. Presione Alt-S Start para iniciar la adquisición de datos durante un periodo de tiempo específico

ADQUISICION DE DATOS

En cualquiera de los dos casos (toma de cartas dina graficas con celda de carga HT o transductor de varilla pulida PRT) continuaremos con los pasos en común para grabar los datos.

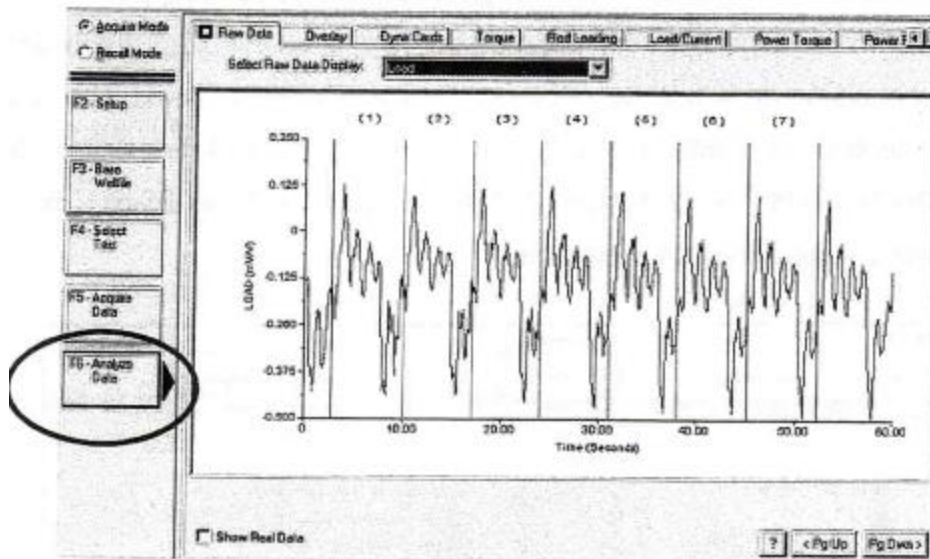
Los datos solamente se muestran y no se graban en este momento. El usuario tiene la opción de rechazar estos datos si el transductor no se ha estabilizado y la desviación es excesiva. Las marcas en el eje vertical de la carga están en intervalos de 100 lb y se pueden usar fácilmente para revisar el nivel de desviación. El usuario tiene la opción de esperar hasta que la carga se estabilice antes de grabar los datos por un minuto (Alt-D-9) o por un tiempo arbitrario (Alt-S y Alt-Q).

Dependiendo de la opción seleccionada:

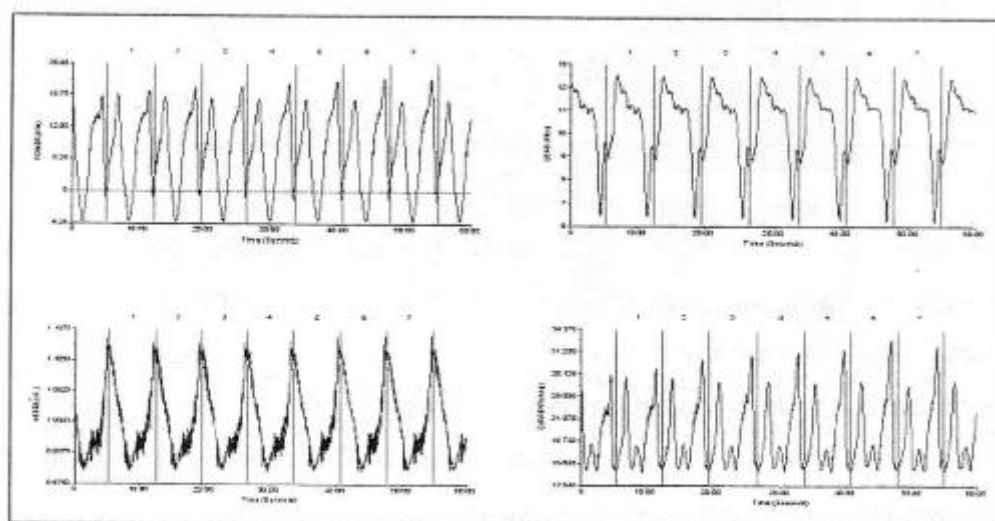
1. Presione Alt-Q para detener la adquisición de datos dinamométricos.
2. Después de un minuto el TWM dejara de adquirir datos dinamométricos.

Cuando la adquisición de datos ha terminado se mostraran los datos para que el usuario decida si estos se pueden usar o si se necesita adquirir otro grupo de datos seleccionando la opción de restablecer (Reset). La siguiente pantalla se muestra. Esta permite introducir una descripción de la prueba (si se desea) y grabar los datos (Alt-Q Stop).

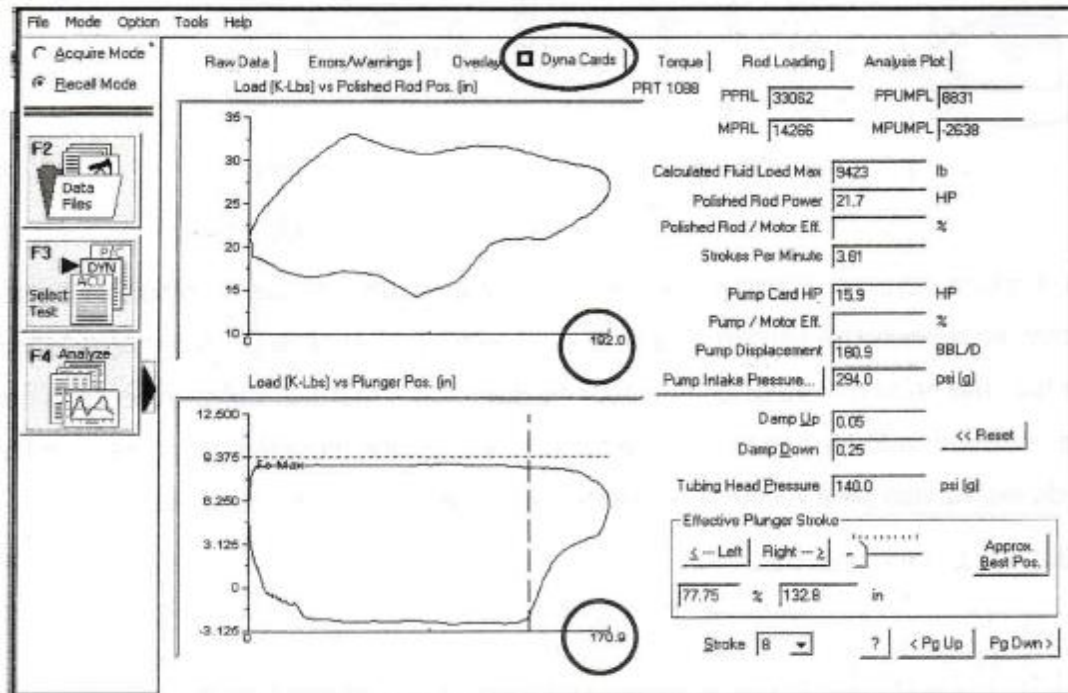
Análisis de datos: después de que los datos se graban el usuario procede a la sección de Analizar Datos (Analyze Data):



Cuando se selecciona Analizar Datos (Analyze Data) el programa primero calcula la posición de la barra pulida en función del tiempo. Si existe una variación del 10% el operador selecciona el valor del archivo del pozo o el valor calculado. Los datos de superficie del cambio en la carga (generalmente incluyen valores positivos y negativos) y posición versus tiempo se combinan con los datos de las varillas para calcular el dinagrama a condiciones de subsuelo.



Datos dinamométricos Adquiridos: Carga, Aceleración, Energía y Corriente

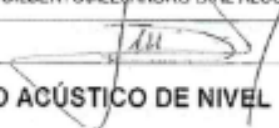


Cartas Dinograficas (Dyna Carts)

Este dinagrama calculado estará desplazado con respecto a la carga correcta por una unidad grande (aproximadamente correspondiente al peso de las varillas en el fluido). Asumiendo que la carga mecánica en el pistón de la bomba es cero en la carrera descendente. Despreciando el efecto de fricción, la misma cantidad de desplazamiento se aplica a los valores de carga del dinagrama a condiciones de superficie.

El usuario debe tener presente las suposiciones hechas en el procedimiento automático de calibración. La experiencia ha demostrado que en la mayoría de los casos observados en el campo donde las cargas del dinamómetro PRT, calibrado automáticamente, se compararon con los valores medidos con la celda de carga de herradura y la desviación ha sido del orden de 7% tal como se describe en el artículo de McCoy. Esta exactitud es más que adecuada para determinar si la bomba está operando apropiadamente o no. La facilidad en el uso y la seguridad que brinda el PRT claramente sobrepasa esta pequeña inexactitud cuando se analiza el desempeño de la bomba.

ANEXO B. GUÍA OPERATIVA PARA LA TOMA DE UN REGISTRO ACÚSTICO DE NIVEL (ECOMETRO)

 PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION	SUBDIRECCIÓN DE PRODUCCIÓN REGIÓN NORTE		GO-PO-OP-0015-2015.	PÁG: 9	DE: 33	
			AGOSTO DE 2015	VERSIÓN:	PRIMERA	
			RESPONSABLE TÉCNICO:			
			NOMBRE:	GILBERTO ALEJANDRO DIAZ ALCODER		
		FIRMA:				

GUÍA OPERATIVA PARA LA TOMA DE UN REGISTRO ACÚSTICO DE NIVEL (ECÓMETRO)

5.2. PASOS BÁSICOS PARA LA INTRODUCCIÓN DE DATOS AL PROGRAMA

- 1.- Para llevar a cabo la prueba del ecometro en campo, es necesario que se conozca información referente de:
 - ✓ Historia operativa del pozo, del equipo en servicio y el conocimiento de las condiciones del yacimiento, (ESTADO MECÁNICO).
 - ✓ Datos del aparejo de bombeo tales como: distribución y tipo de varillas, profundidad de la bomba, diametro de tuberías TP y TR, etc.
 - ✓ Condiciones de las conexiones superficiales del pozo tales como sus accesorios (válvula de contrapresión, brida, extensión de varilla pulida (madrina) etc.).
- 2.- Encienda la computadora (sistema operativo de windows) donde la ejecución del programa previamente instalado y espere a que cargue el sistema.
- 3.- Para ejecutar el programa "Echometer" de doble click al icono que se encuentra en la pantalla principal de su computadora o en el menú de inicio, posteriormente aparecerá el texto de no garantía "disclaimer" y seleccione aceptar. **(Figura 1 Anexo).**
 - Una vez que acepta la no garantía "disclaimer", el programa mostrará la pantalla de inicialización del programa, en la cual verá dos opciones que son: adquisición de datos "Acquire Mode" que es para crear un nuevo archivo de un pozo y llamado de datos "Recall Mode" para borrar o revisar información adquirida con anterioridad.
- 4.- Seleccione el botón F3 "Base Well File" posterior seleccione Nuevo "Alt-N o New" para introducir nuevos datos o seleccione Abrir "Alt-O u Open" cuando los datos del pozo ya se encuentran en el programa. **(Figura 2 Anexo).**

Sin importar que tipo de análisis se van a realizar, se recomienda que los datos en el "Archivo Base del Pozo" sean tan completos y precisos como sea posible.

GUÍA OPERATIVA PARA LA TOMA DE UN REGISTRO ACÚSTICO DE NIVEL (ECÓMETRO)

5.- Información en el Archivo del Pozo.

Los datos del pozo están divididos en cuatro grupos:

- General (General): Identifica el pozo, el usuario y el tipo de pozo.
- Equipo de Superficie (Surface Equip.): Describe el equipo de superficie del pozo.
- Pozo (Wellbore): Describe el equipo instalado dentro del pozo.
- Condiciones (Conditions): Describe los parámetros de desempeño del pozo y del yacimiento, donde solo se introduce el intervalo productor, especificando la cima del primer intervalo y la base del último si así lo requiere, ya que muchos pozos no solo cuentan con un solo intervalo productor. **(Figura 3 Anexo).**

6.- Sección General "General" – Definición de los espacios a llenar.

Los datos del pozo se usan para ilustrar las correspondientes secciones de los datos del pozo.

Nombre del Pozo "Well Name": Entre el nombre del pozo. No use mas de 24 caracteres para el nombre del pozo y tampoco una extensión, el programa adicionará la extensión apropiada. El nombre que se introdujo se mostrará en los archivos de datos y en las pantallas de análisis.

- Compañía "Company".
- Operador "Operator": nombre del trabajador que realizara la prueba.
- Nombre del Campo "Lease".
- Elevación "Elevation": la elevación de la cabeza del revestimiento "casing".
- Tipo de Levantamiento Artificial "Artificial Lift Type": Seleccione el tipo apropiado en el menú desplegable.
 1. Electrical submersible Pump- Bombeo electrocentrifugo.
 2. Flowing well "gas"- Fluyente de gas.
 3. Flowing well "oil"- Fluyente de aceite.
 4. Gas lift- Bombeo neumático.

GUÍA OPERATIVA PARA LA TOMA DE UN REGISTRO ACÚSTICO DE NIVEL (ECÓMETRO)

5. Other – Otros.

6. Plunger lift - Embolo viajero.

7. Progressive cavity Pump- Cavidad progresiva.

8. Rod Pump- Bombeo mecánico.

- Comentarios "Comments": Este espacio se usa para entrar información importante del equipo o datos complementarios a la información. (Figura 4 Anexo).

7.-Sección Pozo "Wellbore". – Definición de los espacios a llenar: (Figura 6 Anexo).

Datos de la Tuberías "Tubulars":

- Diámetro Externo de la Tubería de Producción en Pulgadas "Tubing OD".
- Diámetro Externo del Revestimiento en Pulgadas "Casing OD": Estos datos se usan para calcular el área anular y las tasas de postflujo de líquido y gas.
- Longitud Promedio de los Tubos en Pies "Ave. Joint Length": Esta longitud se necesita para determinar la profundidad del nivel del líquido y se obtiene del archivo del pozo.
- Profundidad del Ancla de la Tubería de Producción en Pies "Anchor Depth": Este valor se usa para ayudar al usuario a seleccionar la señal que define el nivel de líquido y también se usa como una distancia de referencia cuando el procesamiento de los datos acústicos usa una de las técnicas de procesamiento especial discutidas mas adelante. Entre este valor como profundidad medida.
- Datos de la Bomba "Pump":
- Diámetro del Pistón "Plunger Diameter": Entre el diámetro del pistón de la bomba en pulgadas.
- Profundidad de la Entrada de la Bomba en Pies "Pump Intake": Este valor, en profundidad medida, se usa cuando la entrada de la bomba esta ubicada a una distancia considerable por encima o debajo de la formación.

GUÍA OPERATIVA PARA LA TOMA DE UN REGISTRO ACÚSTICO DE NIVEL (ECÓMETRO)

8.- Sección Condiciones "Conditions" – Definición de los espacios a llenar. (Figura 7 Anexo).

Este apartado incluye los datos que describen las características del pozo, el completamiento del pozo, la formación y los fluidos de producción, la parte esencial del llenado en esta parte del programa es:

- La profundidad de la Formación/Profundidad de Referencia en pies "Formation Depth": es la profundidad en pies a la cual se calcula la presión de referencia.
- La base del intervalo productor se debe entrar a menos que el usuario decida lo contrario. La presión dinámica de fondo se calcula a esta profundidad y la profundidad de la bomba se compara con la profundidad de la zona productora mas baja como una manera de detectar problemas de interferencia de gas.

5.3. PASOS BÁSICOS PARA LA TOMA DE UN REGISTRO ACÚSTICO DE NIVEL POR EXPLOSIÓN

El operador adquiere los datos para el período de tiempo calculado a partir de la profundidad de referencia previamente introducida o la profundidad de la bomba o válvulas en caso de ser BN.

- 1.- Conecte la pistola a gas del "Echometer" a la TR o TP, previamente deberá verificar que las roscas del árbol de válvulas no se encuentren corroidas, posteriormente gire al menos 4-1/2 vueltas colocando cinta teflón sobre la rosca de la pistola antes de colocarla para evitar cualquier tipo de fugas. (Figura 8 Anexo).
- 2.- Conecte el transductor de presión a la pistola con precaución. (Figura 9 Anexo).
- 3.- Conecte los cables del maletín analizador a la pistola.(Figura 10 Anexo).
- 4.- Encienda el analizador de pozo y espere la luz verde, posteriormente encienda la computadora, seleccione el programa y espere a que cargue.

GUÍA OPERATIVA PARA LA TOMA DE UN REGISTRO ACÚSTICO DE NIVEL (ECÓMETRO)

5.- Seleccione el número de serial del transductor de presión, si no aparece en la lista seleccione la opción "crear nuevo". **(Figura 11 Anexo).**

Asegúrese que todos los coeficientes son introducidos tal y como aparecen en la etiqueta del transductor, también introduzca el número de serie de la pistola a gas.

6.- La válvula entre la pistola de gas y el pozo (por medio de la válvula TR o TP) debe permanecer cerrada, posteriormente abra la válvula de purga para despresurizar el espacio entre el pozo y la pistola antes de obtener el cero de calibración del transductor de presión. **(Figura 12 Anexo).**

7.- Inicie el proceso de configuración del cero seleccionando "Obtain Zero Offset".

Una vez que la lectura visualizada en "Present Zero Offset" se haya estabilizado, presione "Update Zero Offset" con la lectura actual para que se guarde la fecha y la hora en que se realizó la calibración. **(Figura 13 Anexo).**

8.- Abra un archivo base "Base Well File" para el pozo donde será realizada la prueba. Use "nuevo" para crear un archivo base si no existe ninguno, asegúrese de introducir al menos longitud promedio de la tubería, profundidad de la bomba y los intervalos productores.

9.- Seleccione la etiqueta "Acustic" para indicar que data acústica será adquirida y seleccione F4 para adquirir los datos y lea detenidamente las recomendaciones que vienen en la pantalla. **(Figura 14 Anexo).**

10.- Cierre la purga de la pistola.

11.- Llene la cámara de gas de la pistola ya sea con gas Nitrógeno o con dióxido de carbono. **(Figura 15 Anexo).**

Utilice el manómetro de la pistola para visualizar y determinar cuando la cámara es llenada, introduzca 200 psi por sobre la presión del pozo, (TR o TP). **(Figura 16 Anexo).**

GUÍA OPERATIVA PARA LA TOMA DE UN REGISTRO ACÚSTICO DE NIVEL (ECÓMETRO)

12.- Abra la válvula de TR o TP con precaución y revise que no existan fugas en las conexiones.

13.- Inspeccione el ruido en el pozo visualizado en la pantalla antes de disparar F5 para verificar operación apropiada del instrumento y condiciones del pozo. Si existe ruido excesivo, utilice una carga más alta de gas o espere a que incremente la presión en el pozo (TR o TP) para intentar reducir el nivel de ruido. **(Figura 17 Anexo).**

14.- Realice el disparo presionando "Fire Shot". El gráfico quedará limpio en la medida que el TWM se prepara para abrir el solenoide en la pistola a gas. Automáticamente la pistola de gas y el transductor de presión se activarán. **(Figura 18 Anexo).**

14.1 Una vez que la pistola es disparada, el dato es adquirido para un predeterminado número de segundos basado en la información de la profundidad de la formación que fue introducida, en la pantalla aparecerán deflexiones detectando probablemente el nivel del pozo o algún accesorio subsuperficial del mismo dependiendo del tipo de aparejo que tenga ya sea BN, BM o fluyente.

14.2 Ya que el disparo a sido salvado TWM continua adquiriendo la presión de la TR o TP cada 15 segundos por un máximo de 15 minutos o hasta que se detenga de manera manual. **(Figura 19 Anexo).**

15.- Luego de guardar los datos el TWM va automáticamente hasta la etiqueta de Seleccionar nivel de líquido en la sección de análisis F6. **(Figura 20 Anexo).**

15.1 El TWM ha calculado y seleccionado al candidato usando para esto el mejor reflejo (deflexión) de manera automática.

16.- Use los botones izquierda y derecha para afinar la selección del reflejo. El gráfico abajo a la derecha muestra un acercamiento en la deflexión.

17.- El nivel de líquido es determinado automáticamente por el programa a partir de la deflexión de señales acústicas procesadas digitalmente, filtradas y visualizadas vs. el Tiempo. **(Figura 21 Anexo).**

GUÍA OPERATIVA PARA LA TOMA DE UN REGISTRO ACÚSTICO DE NIVEL (ECÓMETRO)

18.- El tiempo es medido por el pulso acústico para viajar desde la superficie a través del gas en el espacio anular hasta el nivel de líquido y reflejarse de regreso a la superficie (Round Trip Travel Time, RTTT).

Observe la restauración de presión por al menos 2 minutos, la línea de restauración de presión es seleccionada al trazar una línea a partir del origen del gráfico hasta el último punto grabado. (Figura 22 Anexo).

19.- En la sección BHP (Presión de fondo), se calcula la presión de fondo de pozo basándose en los datos acústicos medidos y la presión de revestimiento, además de los datos del pozo y fluido almacenados en el archivo base del pozo. El objetivo de esta sección es proveer un análisis completo de las condiciones del pozo al tiempo de la medida. (Figura 23 Anexo).

20.- A la derecha de la sección de BHP se presenta un diagrama esquemático del pozo que muestra la posición del nivel de líquido y la posición de entrada a la bomba con relación a la formación. Junto con el diagrama se encuentran los siguientes parámetros:

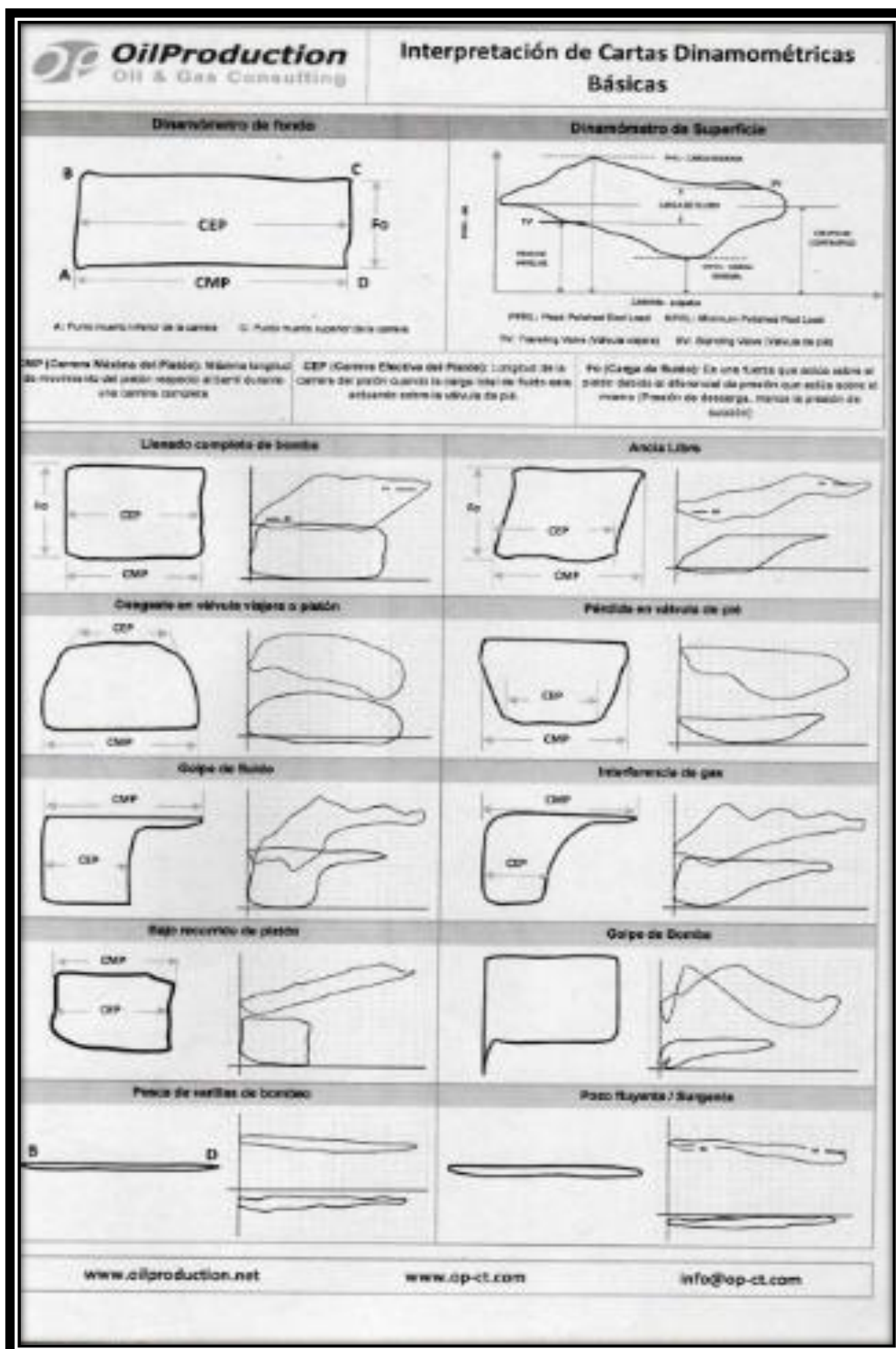
- ✓ Presión del Revestimiento (Casing Pressure): Es la Presión en la cabeza del revestimiento, ya sea medida automáticamente por el analizador de pozo o entrada manualmente en la pantalla de datos del pozo.
- ✓ Restauración de la Presión del Revestimiento (Casing Pressure Buildup): Es la tasa de cambio en la presión de la cabeza del revestimiento en función del tiempo cuando la válvula de cabeza de revestimiento está cerrada. Se expresa en Psi por minuto, se calcula a partir de la línea de presión de revestimiento Vs tiempo o se entra manualmente.
- ✓ Flujo de Gas en el Anular (Annular Gas Flow): Es la tasa de gas que fluye a través del líquido del anular y sale a través de la válvula de cabeza del revestimiento, se da en MMMpc/D, y se calcula a partir de la tasa de restauración de la presión del revestimiento y el volumen del anular.

GUÍA OPERATIVA PARA LA TOMA DE UN REGISTRO ACÚSTICO DE NIVEL (ECÓMETRO)

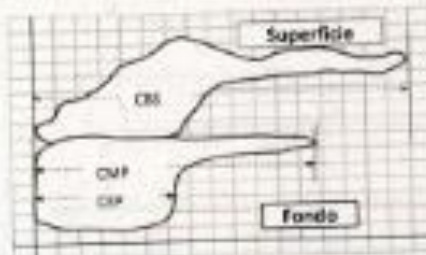
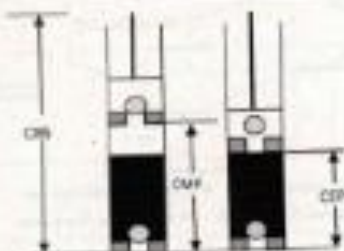
- ✓ Porcentaje de Líquido (% Liquid): Es el porcentaje de líquido que está presente en la columna líquido gaseosa del anular. Se calcula a partir del flujo de gas en el anular usando una correlación basada en datos de campo.
- ✓ Presión de la Interface Gas/Líquido (Gas/Liquid Interface Pressure): Es la presión calculada a la profundidad de la interface gas/líquido. Se calcula a partir de la presión en la cabeza del revestimiento y se le agrega la columna de gas.
- ✓ Nivel de Líquido (Liquid Level): Es la profundidad, en pies, a la interface gas/líquido, corresponde a la profundidad calculada y mostrada en la sección Determinación de la profundidad.
- ✓ Profundidad de la Formación (Depth Formation): Es la profundidad de referencia, en pies, tal como se entró en el archivo base del pozo.
- ✓ Presión de Entrada a la Bomba (Pump Intake Pressure): Es la presión calculada a la profundidad de la entrada de la bomba.
- ✓ Presión Dinámica de Fondo de Pozo (PBHP).
- ✓ Presión de Yacimiento (Reservoir Pressure, SBHP): Es la presión de fondo de pozo que se entró en el archivo de datos del pozo.

21.- En la sección de "collars" (uniones) permite identificar la totalidad de la señal acústica después de que ha sido procesada para ver en detalle los ecos de las uniones. El programa muestra la señal procesada y cuenta las uniones hasta el nivel de líquido. En esta ventana se puede apreciar la velocidad acústica, la profundidad del nivel de líquido y el conteo de uniones. El operador/analista debe tratar de obtener los mejores datos de uniones posibles para asegurar buena precisión en el nivel de fluido. En lo mejor posible la cuenta de uniones debe cubrir más de un 80% del total de las juntas del pozo. (Figura 24 Anexo).

ANEXO C. INTERPRETACION DE CARTAS DINAMOMETRICAS BASICAS



DEFINICIONES DE DIMENSIONES Y DESPLAZAMIENTO DEL PISTÓN



CBS (Cámara de Bomba Pulsa en Superficie): Longitud de la cámara de la bomba pulsa medida en superficie

CMP (Cámara Máxima del Pistón): Máxima longitud de movimiento del pistón respecto al fondo durante una carrera completa

CEP (Cámara Efectiva del Pistón): Longitud de la cámara del pistón cuando la carga total de fluido está actuando sobre la válvula de pé.

CÁLCULO DE DESPLAZAMIENTO VOLUMÉTRICO

$Q_{teórica} = Cte \times CBS \times EPM$

$Q_{teórica}$ = Desplazamiento volumétrico teórico (m³/d o bpd)
(Considerando el volumen de la cámara de la bomba pulsa en superficie)
CBS = Cámara de Bomba Pulsa en Superficie (pulgadas)
EPM = Efectos por Minuto
Cte = Constante Volumétrica

$Q_{bruta} = Cte \times CMP \times EPM$

Q_{bruta} = Desplazamiento volumétrico bruto (m³/d o bpd)
(Considerando el volumen máximo del pistón en el pozo)
CMP = Cámara Máxima del Pistón (pulgadas)

$Q_{efectiva} = Cte \times CEP \times EPM$

$Q_{efectiva}$ = Desplazamiento volumétrico real (m³/d o bpd)
(Considerando el volumen efectivo del pistón, cuando se abre la válvula de pé)

$EV(\%) = \frac{Q_{Medida}}{Q_{Teórica}} \times 100$

EV = Eficiencia Volumétrica Teórica (%)
Q Medida = Caudal de fluido medido en separador o bodega de ensayo

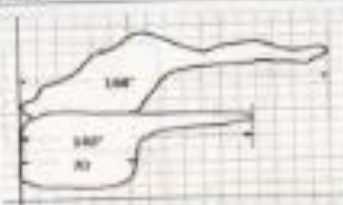
$LLB(\%) = \frac{Q_{efectiva}}{Q_{bruta}} \times 100$

LLB = Porcentaje de pérdida de bomba (%)

EJEMPLO DE APLICACIÓN

diámetro	Cte	
inches	m ³ /d	bpd
4 1/2	0.435	2.360
4 1/4	0.325	2.106
4	0.257	1.865
3 1/2	0.227	1.428
3 1/4	0.236	1.231
2 3/4	0.140	0.882
2 1/2	0.116	0.728
2 1/4	0.094	0.590
2	0.074	0.466
1 3/4	0.057	0.357
1 1/2	0.042	0.262
1 1/4	0.029	0.182

Datos:



CBS = 108"
CMP = 140"
CEP = 70"
EPM = 9
Ø pistón = 2"

$Q_{teórica} = 0.466 \times 108 \times 9 = 794 \text{ bpd}$

$EV(\%) = \frac{188.298}{794.994} \times 100 = 23.7 \%$

$Q_{bruta} = 0.466 \times 140 \times 9 = 887 \text{ bpd}$

$LLB(\%) = \frac{794.994}{887.994} \times 100 = 89.5 \%$

$Q_{efectiva} = 0.466 \times 70 \times 9 = 293.8 \text{ bpd}$

ANEXO D. LOCALIZACIÓN DEL CAMPO TAMAULIPAS-CONSTITUCIONES

