

**CÁLCULO Y ANALISIS DE LA EFICIENCIA DEL SISTEMA DE BOMBEO  
MECANICO EN EL CAMPO LLANITO DE LA GERENCIA REGIONAL  
MAGDALENA MEDIO DE ECOPETROL S.A.**

**DEICY JOHANA AMAZO RAMIREZ**  
**Ingeniera de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
ESPECIALIZACION EN PRODUCCION DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2011**

**CÁLCULO Y ANALISIS DE LA EFICIENCIA DEL SISTEMA DE BOMBEO  
MECANICO EN EL CAMPO LLANITO DE LA GERENCIA REGIONAL  
MAGDALENA MEDIO DE ECOPETROL S.A.**

**DEICY JOHANA AMAZO RAMIREZ**  
**Ingeniera de Petróleos**

**Monografía presentada para optar al título de especialista en Producción de  
Hidrocarburos**

**Director**  
**JAVIER DURAN SERRANO**  
**Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**  
**FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS**  
**ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS**  
**ESPECIALIZACION EN PRODUCCION DE HIDROCARBUROS**  
**BUCARAMANGA**  
**2011**

## **DEDICATORIA**

A Dios, por darme la fortaleza, oportunidad y capacidad para poder cumplir esta etapa triunfalmente. A mi madre y hermanos, ya que gracias a ellos, a su ejemplo y trabajo, me han enseñado que con lucha y dedicación se logran los objetivos. A mi hijo que es el pilar de mi vida y el más maravilloso regalo que Dios me ha podido dar.

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios por orientarme para el logro de esta nueva meta. A mi familia por su apoyo. A mi Director el Ing. Javier Duran Serrano, por compartir sus experiencias, por su ayuda y orientación en este trabajo. A Ecopetrol S.A., por darme la oportunidad de obtener información para mi trabajo para posteriormente implementarlo allí y el tiempo para desarrollarlo. A todos muchas Gracias.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. REVISION BIBLIOGRAFICA	15
1.1. CONCEPTOS BASICOS DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO	15
1.1.1. Componentes de un Sistema de Bombeo Mecánico	16
1.1.2. Equipo de subsuelo	17
1.1.3. Ventajas del Sistema de Bombeo Mecánico	19
1.1.4. Desventajas del Sistema de Bombeo Mecánico	20
1.1.5. Equipo de Superficie	20
1.1.6. Unidades de bombeo mecánico.	22
1.2. CARTAS DINAMOMETRICAS	25
1.2.1. Análisis grafica de un registro dinamométrico	25
2. EFICIENCIA EN LOS SISTEMAS DE BOMBEO MECÁNICO	33
2.1. FLUJO DE ENERGÍA EN EL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO	33
2.2. ENTRADAS Y SALIDAS DE POTENCIA	34
2.3. PÉRDIDAS DE FONDO DE POZO	35
2.3.1. Pérdidas de la bomba	35
2.3.2. Pérdidas en las varillas	35
2.3.3. Pérdidas en la columna de líquido	35
2.4. PÉRDIDAS DE SUPERFICIE	35
2.4.1. Pérdidas en la transmisión	36
2.4.2. Pérdidas en el motor eléctrico	36
2.5. EFICIENCIA DE POTENCIA	36
2.5.1. Eficiencia del levantamiento	37
2.5.2. Eficiencia mecánica en superficie	39
2.5.3. Eficiencia del motor	39
2.5.4. Eficiencia óptima sistema	41
2.6. CÁLCULOS DE POTENCIA HIDRÁULICA	42
2.6.1. Modelos anteriores	43
2.6.2. Modelo Propuesto	44
3. DESARROLLO DEL ESTUDIO	46

3.1. GENERALIDADES DEL CAMPO LLANITO	46
3.1.1. Breve Reseña Histórica	47
3.1.2. Estratigrafía Y Características Del Yacimiento	48
3.1.3. Historia de producción de los campos.	51
3.2. DESCRIPCION DE LOS POZOS MUESTRA	52
3.3. CALCULOS REALIZADOS	56
3.4. ANALISIS DE LOS DATOS	63
3.4.1. Eficiencia de levantamiento	63
3.4.2. Eficiencia del motor	68
3.4.3. Eficiencia Mecánica	69
RECOMENDACIONES	72
CONCLUSIONES	73
BIBLIOGRAFÍA	74
ANEXOS	75

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ciclo de bombeo mecánico	18
Figura 2. Sistema típico de levantamiento bombeo mecánico	21
Figura 3. Unidad Convencional.	23
Figura 4. Unidades de balanceo neumático.	24
Figura 5. Unidad Mark II	25
Figura 6. Curva teórica ideal de un dinagrama	26
Figura 7. Típica instalación de una celda dinamométrica	27
Figura 8. Curva teórica de un dinagrama con estiramiento	28
Figura 9. Grafica típico de un registro dinamométrico	29
Figura 10. Referencia rápida para interpretación de cartas dinamométricas	30
Figura 11. Cartas dinamométricas típicas	31
Figura 12. Flujo de Energía en el sistema de bombeo Mecánico	34
Figura 13. Estimación de la eficiencia mecánica de la unidad de bombeo en general	40
Figura 14. Ubicación Activo Llanito	47
Figura 15. Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena.	49
Figura 16. Características de un yacimiento tipo Black Oil.	50
Figura 17. Curva histórica de producción del campo Galán.	52
Figura 18. Diagrama de flujo de cálculo de la eficiencia de levantamiento	56
Figura 19. Diagrama de flujo de cálculo de la eficiencia mecánica	59
Figura 20. Diagrama de flujo de cálculo de la eficiencia del motor	60
Figura 21. Diagrama de flujo de cálculo de la eficiencia total del sistema	62
Figura 22. Eficiencia de levantamiento	68
Figura 23. Eficiencia del motor	69
Figura 24. Eficiencia mecánica	70
Figura 25. Eficiencias calculadas en los pozos muestra	71

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades principales por arena.	51
Tabla 2. Datos pozos llanito 75, 93, 97,109	53
Tabla 3. Datos pozos Llanito 120, 121, 122, 123	54
Tabla 4. Datos pozos Llanito 125, 127, 128, 129	55
Tabla 5. Datos pozos del estudio	57
Tabla 6. Datos de la eficiencia de levantamiento de los pozos del estudio	58
Tabla 7. Datos de la eficiencia mecánica de los pozos del estudio	60
Tabla 8. Datos de la eficiencia del motor de los pozos del estudio	61
Tabla 9. Datos de la eficiencia total del sistema de bombeo mecánico de los pozos del estudio	62
Tabla 10. Ganancias aproximadas de producción	67

## LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo 1. Información Dinagramas Pozo Llanito 75	75
Anexo 2. Información Dinagramas Pozo Llanito 93	77
Anexo 3. Información Dinagramas Pozo Llanito 97	79
Anexo 4. Información Dinagramas Pozo Llanito 109	81
Anexo 5. Información Dinagramas Pozo Llanito 120	83
Anexo 6. Información Dinagramas Pozo Llanito 121	85
Anexo 7. Información Dinagramas Pozo Llanito 122	87
Anexo 8. Información Dinagramas Pozo Llanito 123	89
Anexo 9. Información Dinagramas Pozo Llanito 125	91
Anexo 10. Información Dinagramas Pozo Llanito 127	93
Anexo 11. Información Dinagramas Pozo Llanito 128	95
Anexo 12. Información Dinagramas Pozo Llanito 129	97
Anexo 13. Calculo de las eficiencias para el pozo Llanito 75	99

## RESUMEN

**TITULO:**

CÁLCULO Y ANALISIS DE LA EFICIENCIA DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO EN EL CAMPO LLANITO DE LA GERENCIA REGIONAL MAGDALENA MEDIO DE ECOPETROL S.A.\*

**AUTOR:**

Deicy Johana Amazo Ramírez\*\*

**PALABRAS CLAVES:**

Eficiencia, Bombeo Mecánico, levantamiento, sistema.

**DESCRIPCION:**

Esta investigación está enfocada en calcular y analizar la eficiencia de los sistemas de bombeo mecánico de una muestra representativa de pozos, pertenecientes al campo llanito, de la Superintendencia de Mares de la Gerencia Regional Magdalena Medio, para con esta información realizar seguimiento a los sistemas de levantamiento artificial de las instalaciones actuales, para tener una visión clara de que variables que afectan el desempeño de los sistemas de bombeo mecánico y así incrementar esfuerzos para conseguir los mayores beneficios de los mismos.

La implementación de esta herramienta tiene como objetivo principal facilitar los trabajos de diagnóstico de pozos en producción para disminuir costos y optimizar los recursos instalados tanto en subsuelo como en superficie. Se realizan los cálculos necesarios para determinar la eficiencia de levantamiento, la eficiencia mecánica y la eficiencia de motor de los pozos seleccionados y con base en el análisis se realizan las recomendaciones pertinentes para aumentar la producción de cada uno de ellos.

Finalmente se recomienda implementar el cálculo de la eficiencia del sistema de levantamiento, para optimizar los tiempos de detección de puntos a mejorar buscando aumento de producción en las áreas. Se realizan los cálculos necesarios para determinar la eficiencia de levantamiento, la eficiencia mecánica y la eficiencia de motor de los pozos seleccionados y con base en el análisis se realizan las recomendaciones pertinentes para aumentar la producción de cada uno de ellos

\* Monografía

\*\* Facultad De Ingenierías Físicoquímicas, Especialización En Producción De Hidrocarburos, Director: Javier Duran Serrano.

## SUMMARY

**TITLE:**

EFFICIENCY CALCULATION AND ANALYSIS OF THE MECHANICAL PUMPING SYSTEM IN CAMPO LLANITO OF THE MAGDALENA MEDIO REGIONAL MANAGEMENT OF ECOPETROL S.A\*

**AUTOR:**

Deicy Johana Amazo Ramirez\*\*

**KEY WORDS:**

Efficiency, Sucker rod Pumping, Lifting, System.

This research is focused in calculate and analyze the sucker rod pumping systems efficiency of a representative samples of oil-wells at Campo Llanito of the Superintendence of mares of the Magdalena Medio Regional Management; in order to follow-up the artificial lifting systems at the current facilities, to have a clear view of the variables that affect the performance of the sucker rod pumping systems, and enhance efforts towards better results.

The implementation of this tool, has as main objective to facilitate the diagnose jobs of an active oil-well in pursuance of cost diminishing and optimize the installed underground and in surface resources.

The needed calculations were done to determine the lifting's efficiency, the mechanical efficiency and the engine's efficiency of the selected oil-wells. Based on the analysis, are done the recommendations to increase the production of each one of them.

Finally it is recommended to implement the calculation of the lifting system efficiency, to optimize the detection times of items to improve, looking forward for a production increase. Based on the analysis, are done the recommendations to increase the production of each one of them. At Campo Llanito of the Superintendence of mares of the Magdalena Medio Regional Management; in order to follow-up the artificial lifting systems at the current facilities, to have a clear view of the variables that affect the performance.

\* Monograph

\*\* Physicochemical Faculty of Engineering, Specialization in Oil Production, Director: Javier Duran Serrano.

## INTRODUCCIÓN

Debido a los altos índices de demanda de hidrocarburos en el mundo y todos los esfuerzos realizados por las compañías para incrementar los niveles de producción, se debe pensar en lograr sacar los mayores beneficios a todas las estructuras instaladas para obtener los mejores resultados.

Una herramienta que ayuda a corroborar que los esfuerzos realizados no son desperdiciados, es la de definir claramente la eficiencia de los sistemas de levantamiento artificial. Con este estudio se quiere tener una visión clara de que variables afectan el desempeño de los sistemas de bombeo mecánico y así incrementar esfuerzos para conseguir los mayores beneficios de los mismos.

Esta investigación está enfocada en calcular y analizar la eficiencia de los sistemas de bombeo mecánico de una muestra representativa de pozos, que se enmarcó en el campo Llanito administrado por Ecopetrol S.A., Específicamente para la Gerencia Regional Magdalena Medio para la Superintendencia de Operaciones de Mares, ya que actualmente se están dando esfuerzos significativos en aumentos de producción donde se debe hacer buen uso de las inversiones aportadas.

En este campo se han venido implementando campañas de perforación, aplicación de nuevas tecnologías y mantenimiento de pozos en los últimos años. Para estos proyectos de mejora y los pozos antiguos, el sistema de levantamiento más utilizado ha sido el bombeo mecánico y es de suma importancia garantizar que estos sistemas funcionen con la mayor eficiencia posible. Debido a esto el número de instalaciones ha ido en crecimiento y pensando en efectuar un ahorro significativo del consumo de energía y mejora de la eficiencia se plantea el desarrollo de este estudio. El cálculo de la eficiencia de los sistemas ayudará a evidenciar las pérdidas de los mismos y tomar acciones para contribuir al buen desempeño de los equipos.

## 1. REVISION BIBLIOGRAFICA

### 1.1. CONCEPTOS BASICOS DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO

El yacimiento que ha de producir por bombeo mecánico tiene cierta presión, suficiente para que el petróleo alcance un cierto nivel en el pozo. Por tanto, el bombeo mecánico no es más que un procedimiento de succión y transferencia casi continua del petróleo hasta la superficie. El balancín de producción, que en apariencia y principio básico de funcionamiento se asemeja al balancín de perforación a percusión, imparte el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que mueve el pistón de la bomba, colocada en la sarta de producción o de producción, a cierta profundidad del fondo del pozo

El bombeo mecánico<sup>1</sup> es un sistema de levantamiento de fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie.

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

La unidad de superficie imparte el movimiento reciprocante a la sarta de varillas de succión, con la cual se mueve el pistón de la bomba, colocada en la sarta de producción, a cierta profundidad del fondo del pozo. Este método consiste fundamentalmente en una bomba de subsuelo de acción reciprocante, abastecida con energía suministrada a través de una sarta de varillas. La energía proviene de un motor eléctrico o de combustión interna, el cual moviliza una unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas.

La unidad de bombeo es conocida como "balancín". El bombeo mecánico es el de mayor aplicación por su potencia, versatilidad y facilidad de mantenimiento.

El Bombeo Mecánico Convencional tiene su principal aplicación en el ámbito mundial en la producción de crudos pesados y extra pesados, aunque también se usa en la producción de crudos medianos y livianos.

---

<sup>1</sup> OSORIO, Rafael. <http://www.petroblogger.com/2010/08/bombeo-mecanico-de-petroleo.html>

No se recomienda en pozos desviados y tampoco es recomendable cuando la producción de sólidos y/o la relación gas – líquido sea muy alta, ya que afecta considerablemente la eficiencia de la bomba.

#### 1.1.1. Componentes de un Sistema de Bombeo Mecánico

- **Motor:** La función del motor es suministrar a la instalación, energía mecánica la cual es transmitida a la bomba y usada para levantar el fluido. El motor seleccionado para una instalación debe tener suficiente potencia de salida para levantar el fluido a la tasa deseada desde el nivel de fluido de trabajo en el pozo.
- **Unidad de bombeo:** Este componente se encarga de soportar los componentes de superficie del sistema de bombeo mecánico, también se encarga de transferir energía desde el motor hacia la parte superior de las varillas, haciendo que este deba cambiar el movimiento rotatorio del motor a un movimiento recíprocante.
- **Caja reductora de velocidad:** Este dispositivo permite cambiar por medio de engranajes la alta velocidad angular entregada por el motor a un mayor torque suficiente para permitir el movimiento del balancín.
- **Barra lisa:** La conexión directa entre la sarta de varillas y el equipo de superficie está dada por la barra lisa o vástago pulido. Las Barras lisas están disponibles en tres tamaños, el tamaño para cualquier instalación depende del tamaño del tubing y del diámetro de las varilla de succión en el tope de la sarta de varillas.
- **Otros componentes de superficie del Bombeo Mecánico:** Cerca del final superior de la barra lisa esta una abrazadera el cual esta soportada por barra cargadora. La barra cargadora a su vez es soportada por cables flexibles conocidos como riendas que pasan por encima del cabezal del balancín (horse head) hasta el final del balancín (walking beam).
- **Balancín Petrolero:** El balancín petrolero (walking beam) es soportado cerca del centro de gravedad por una estructura llamada el poste maestro (Sampson Post); el movimiento es transmitido al walking beam por la biela (Pitman) y este a su vez es movido por el crank. La distancia entre la unión de crank y la biela determina la longitud de la carrera. La principal función es almacenar energía en la carrera descendente, y entregar energía en la carrera ascendente.

### 1.1.2. Equipo de subsuelo

**Sarta de Varillas:** Transmite energía desde el equipo de superficie hacia la bomba de subsuelo. Las varillas soportan el peso del fluido además de su propio peso.

#### **Bomba de Subsuelo:**

Las funciones de la bomba son:

- Recibir el fluido desde la formación hacia dentro de la sarta de producción.
- Levantar el fluido hacia la superficie.

Componentes principales de la bomba de subsuelo:

- Barril de trabajo
- Pistón
- Standing valve (válvula estacionaria)
- Traveling valve (válvula viajera)

Funcionamiento de una bomba de subsuelo:

La válvula estacionaria ubicada en el fondo del cilindro está compuesta por una bola y un asiento, esta 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, localizada en el embolo constituida por una esfera y un asiento, para que el fluido pase de la bomba a la tubería. En la carrera ascendente, la válvula viajera se cierra para mover hacia la superficie el petróleo que está en la tubería y la válvula viajera permite que entre petróleo a la bomba. La repetición continua del movimiento ascendente y descendente mantiene el flujo. Como se ve en la Figura 1.

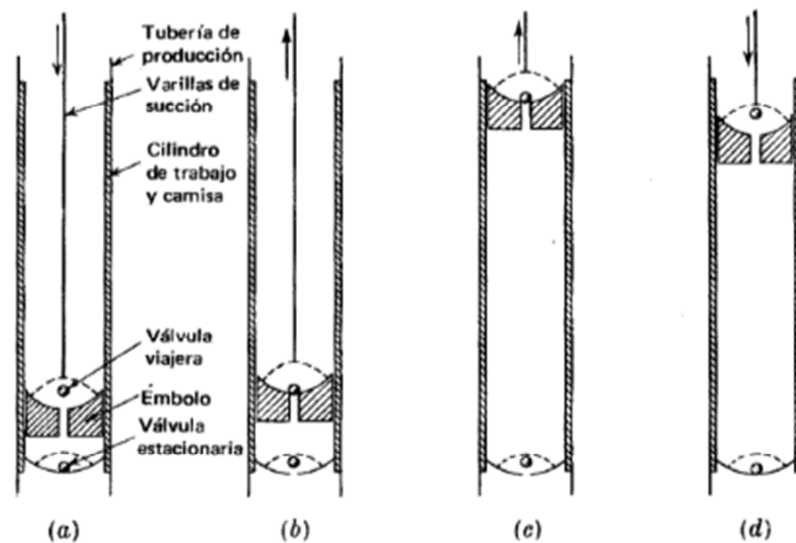
Las válvulas presentes en la configuración de las bombas son chequeos que solo permiten el flujo hacia arriba.

**Carrera efectiva del pistón:** El volumen de petróleo manejado durante cada stroke del pistón de la bomba no depende de la longitud de la carrera del vástago pulido si o del movimiento relativo del pistón en el working barrel.

Las carreras del pistón y del vástago pulido difieren debido a que las varillas y el tubing se estiran, por el sobreviaje del pistón debido a la aceleración. La carga del fluido es transmitida alternadamente puesto que la válvula estacionaria y la viajera se abren y cierran durante el ciclo de bombeo originando deformaciones en las varillas y tubing.

En la carrera descendente la válvula estacionaria está cerrada y la viajera abierta.  
 En la carrera ascendente la válvula viajera se cierra y la estacionaria se abre.

**Figura 1. Ciclo de bombeo mecánico**



Ciclo de bombeo: a) el émbolo se mueve hacia abajo cerca del fondo de la carrera; b) el émbolo sube, cerca del fondo de la carrera; c) el émbolo sube cerca de la parte superior de carrera; d) el émbolo se mueve hacia abajo cerca del tope.

Fuente: Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. T. E. W. Nind. 1987.

Cargas de la barra lisa, estos factores son importantes para diseñar correctamente las instalaciones de subsuelo que contribuyen a calcular la carga neta que soporta la barra lisa:

- Carga del fluido, carga total que soportará el diseño de varillas, o sea, el fluido a desplazar.
- Peso muerto de las varillas de succión. Peso de las varillas sin el fluido.
- Aceleración de la carga de las varillas de succión. Velocidad en Strokes por minuto del sistema.
- Fuerzas de flotación sobre las varillas de succión sumergidas en el fluido.
- Fuerzas de fricción.

Desplazamiento de la Bomba y Tasa de Producción del Sistema de Bombeo Mecánico, refiriéndose a la cantidad de fluido que desplazara la bomba en subsuelo:

- Pozos con condiciones gaseosas o líquidas espumosas frecuentemente tendrían un 25 % a 50% de eficiencia.
- Pozos gaseosos con clara separación de gas de formación en el hueco tendrían de 50% a 70%.
- Para pozos con buena separación en el hueco y amplia sumergencia de la bomba, las eficiencias serían de 70 % a 80 %.
- Para pozos con nivel alto de fluido y con no interferencia de gas, la eficiencia volumétrica puede alcanzar hasta 100%.

### **1.1.3. Ventajas del Sistema de Bombeo Mecánico**

- Fácil de operar y de hacer mantenimiento.
- Útil para trabajar a bajas presiones de fondo<sup>2</sup>.
- Permite controlar las tasas de producción de acuerdo con el tipo de yacimiento.
- Es un método simple y de fácil uso para los operadores.
- Se puede cambiar fácilmente de la tasa de producción por cambio en la velocidad de bombeo y la longitud del recorrido, ya que son tareas que se realizan en la operación y con cuadrillas de mantenimiento se pueden ejecutar.
- Puede bombear el pozo a una muy baja presión de entrada para obtener la máxima producción. Como se pueden manipular las velocidades de extracción es una ventaja que evitaría represión en los sistemas.
- Usualmente es la más eficiente forma de levantamiento artificial.
- Se puede fácilmente intercambiar de unidades de superficie, se puede optimizar realizando cambios de unidades in requirir intervenciones de subsuelo a los pozos.
- Se puede usar motores a gas como movedores primarios si la electricidad no está disponible. Para campos con alto índice de producción de gas es una ventaja ya que se optimizan los costos.
- Se puede usar la bomba con el control apagado para minimizar la carga del fluido, costos de electricidad y las fallas de varilla.
- Puede ser monitoreada remotamente con un sistema de control de supervisión de bomba, se puede llegar a niveles de automatización con estándares mundiales.

---

<sup>2</sup> NIND, T. E. W.. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. Limusa: 1987.

- Se puede usar computadoras modernas de análisis dinamométrico para la optimización del sistema, estos nos ayudan a obtención de datos en tiempo real, para diagnóstico temprano.
- Permite el levantamiento de crudos a altas temperaturas.

#### **1.1.4. Desventajas del Sistema de Bombeo Mecánico**

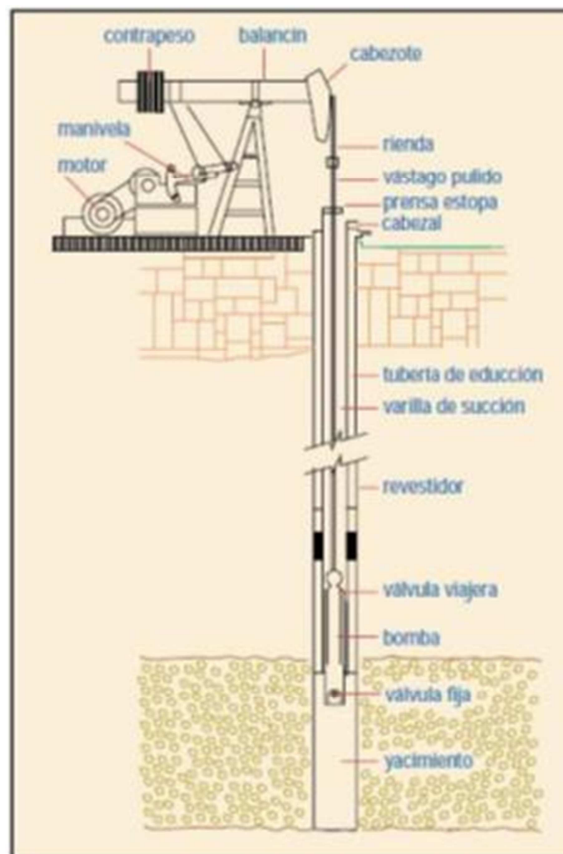
- Es problemático en pozos con alta desviación, ya que se pueden presentar problemas frecuentes por desgaste en la varillas.
- No puede ser usada en pozos offshore por los grandes equipos de superficie y la limitada capacidad de producción es comparada con otros métodos. Su capacidad de producción y de profundidad es limitada.
- No puede funcionar con excesiva producción de arena, se pueden presentar pegas en las bombas.
- La eficiencia volumétrica cae drásticamente cuando se tiene gas libre, el gas crea interferencia en las bombas lo que disminuye el volumen de desplazamiento.
- La tasa de producción cae con la profundidad comparado con otros métodos de levantamiento artificial
- Es obstructivo en áreas urbanas por el tamaño de las piezas en superficie.
- Presenta problemas en pozos con alta producción de sólidos.

#### **1.1.5. Equipo de Superficie**

Un arreglo típico del equipo en la superficie se ilustra en la Figura 2. El movimiento rotatorio de la manivela se convierte a un movimiento oscilatorio por medio del balancín. El arreglo del balancín se usa para asegurar que la tensión aplicada a la sarta de varillas de succión sea siempre vertical, de modo que no se aplique momento de flexión a esa parte de la sarta arriba del prensaestopas. La combinación de la varilla pulida y prensaestopas se usa para mantener un buen sello hidráulico en la superficie.

El contrabalanceo para las unidades convencionales de balancín se lleva a cabo colocando pesos directamente sobre la viga en las unidades más pequeñas, o agregando pesos a la manivela rotatoria o por una combinación de los dos métodos en las unidades más grandes. En los diseños más recientes, el contrabalanceo rotatorio puede ajustarse corriendo la posición del peso en la manivela mediante un gato de tornillo o de piñón y cremallera.

**Figura 2. Sistema típico de levantamiento bombeo mecánico**



Fuente: <http://blogpetrolero.blogspot.com/2009/06/bombeo-mecanico-diseno.html>

La importancia del contrabalanceo en una unidad de bombeo mecánico no puede ser pasada por alto. Un contrabalanceo inadecuado resulta en cargas desiguales sobre el reductor y el motor entre la carrera ascendente y descendente, cargas máximas demasiado altas, e incrementos en los requerimientos de potencia. Una unidad correctamente balanceada tiene el torque máximo igual en la carrera descendente y en la carrera ascendente.

Los dos tipos básicos de máquina motriz son motores eléctricos y motores de combustión interna. La selección principal depende de las siguientes condiciones:

- Potencia requerida para bombear el pozo. Esta es dada en el diseño de subsuelo, es necesario para poder operar los equipos de subsuelo y superficie.
- Cambios anticipados en la vida del pozo, Se debe revisar con el personal que realiza el diseño para planear una instalación adecuada que prolongue la vida del pozo y la de los equipos.
- Requerimientos de velocidad, dada en el diseño para la mejor operación del sistema.
- Costos y disponibilidad del sistema de energía. Revisión de las fuentes de energía y los costos de la misma.
- Costos iniciales. Se debe revisar la inversión para verificar en cuanto tiempo se paga el proyecto y revisar si la producción del pozo para los costos iniciales.
- Costos anticipados de mantenimiento, proyección del cuidado básico de los equipos.
- Flexibilidad, se debe revisar la disponibilidad de los repuestos y del conocimiento de las personas que realizaran los mantenimientos, estos puntos aseguran la vida útil de servicio del equipo.

Generalmente, los motores eléctricos presentan ventajas en el costo inicial, la vida de servicio, los costos de mantenimiento y flexibilidad, pero son utilizados solo cuando hay la potencia eléctrica disponible. Los motores de combustión interna se utilizan en los sistemas de bombeo mecánico solo cuando la potencia eléctrica necesaria no está disponible.

La barra lisa es la conexión entre la sarta de varillas y el equipo de superficie, ella se desplaza a través de la caja prensaestopas, la cual evita el escape de los fluidos de producción. En la parte superior de la barra lisa se instala una grapa que permite al elevador del cabezal, en su carrera ascendente levantar la sarta de varillas.

#### **1.1.6. Unidades de bombeo mecánico.**

Las unidades de bombeo mecánico se clasifican de acuerdo al sistema de contrapeso utilizado y la geometría de sus partes. Desde el punto de vista geométrico puede clasificarse en dos categorías:

- Aquellas que tiene el punto de apoyo del balancín en aproximadamente su punto medio (las unidades convencionales). Se dice que estas unidades pertenecen al sistema de palancas clase I

- Aquellas que tienen el punto de apoyo del balancín en uno de sus extremos (las unidades neumáticas y las unitorque o Mark II). Se dice que estas unidades pertenecen al sistema de palancas Clase II

De acuerdo al sistema de contrabalanceo las unidades de bombeo mecánico se clasifican en:

- Unidades Convencionales (API).

**Figura 3. Unidad Convencional.**



Fuente. Lufkin industries.

La unidad de bombeo convencional, como se ve en la Figura 3, ya sea con contrapesas rotativas o con contrapesas en el extremo del balancín ha sido el tipo de unidad más usada en los campos petroleros. Los contrapesos pueden producir mayor o menor efecto de contrapeso. Algunas de sus ventajas son: tiene bajos costos de mantenimiento, menor costo que otros tipos de unidades y pueden bombear más rápido que las Mark II sin problemas.

- Unidades de balanceo neumático.

Son unidades más livianas y compactas como se ve en la Figura 4. El sistema de contrabalanceo neumático es capaz de administrar altos efectos de contrabalanceo en un pequeño incremento en el peso total de la unidad. Tiene mayores aplicaciones, particularmente para el bombeo profundo y bombeo de altos volúmenes con carreras largas, bombeo de crudos pesados, etc. En muchos casos no hay más alternativa que el uso de estas unidades porque resultaría poco

practica la construcción de unidades con contrabalanceo rotativo en los tamaños más grandes.

**Figura 4. Unidades de balanceo neumático.**



Fuente: Lufkin industries.

- Unidades de bombeo montaje frontal (Mark II).

Cambiando la geometría de las unidades convencionales a un tipo de unidad con montaje frontal como se ve en la Figura 5, es posible, combinar el torque producido por la unidad al torque requerido por el pozo, con una significativa reducción de los torques máximos. Este sistema da como resultado una carga uniforme tanto en el motor como en el reductor. Logra que las curvas de los dos torques estén más proporcionales, de tal manera que el trabajo se realiza a una rata más constante. Pueden costar menos (entre un 5% y 10%) comparada con el siguiente tamaño de la convencional. Una de sus desventajas es que puede causar más daño a las varillas y a la bomba en caso de golpe de fluido.

**Figura 5. Unidad Mark II**



Fuente: Lufkin industries.

## **1.2. CARTAS DINAMOMETRICAS**

Las cartas dinamométricas registradas en superficie, en pozos producidos con Bombeo mecánico brindan información esencial para el diseño y diagnóstico del sistema de extracción. El concepto de dinamometría lleva consigo la interpretación en superficie de lo que está pasando en el fondo de pozo. El uso principal de la carta dinamométrica de la bomba es el de identificar y analizar los problemas de fondo de pozos.

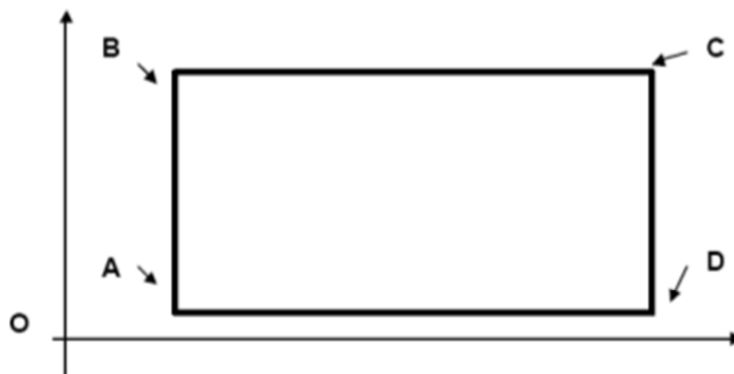
### **1.2.1. Análisis grafica de un registro dinamométrico**

Representa la medición de las cargas en las varillas de bombeo en distintas posiciones a lo largo de un ciclo completo de bombeo. Las cargas generalmente son representadas en Libras y el desplazamiento en pulgadas.

Para comenzar el análisis de un gráfico dinamométrico tipo, se debe tener presente el funcionamiento de una bomba mecánica de profundidad, y considerar por ahora que se desprecian los efectos de todas las cargas dinámicas.

Sobre el eje horizontal (abscisa) se representa el desplazamiento del vástago, en función de la carrera del aparato, y sobre el eje vertical (ordenada) se representan las cargas sobre el vástago, obteniendo así en un gráfico cerrado, una curva teórica ideal, como se observa en la Figura 6.

**Figura 6. Curva teórica ideal de un dinagrama**



Fuente: Manual de Producción Panamerican Energy Argentina

Luego de instalado el sensor, el sensor es instalado entre la cruceta y el soporte como se ve en la Figura 7, al iniciar el movimiento, el punto "A" representa la posición de la cabeza de mula en el punto muerto inferior, que es el inicio de la carrera.

En esa posición el vástago soporta únicamente el peso estático de las varillas sumergidas en el líquido dentro del tubing, por lo que la ordenada OA representa el peso de las varillas sumergidas.

Inmediatamente de iniciado el movimiento ascendente, en la bomba de profundidad se cierra la válvula viajera, (se asume por el momento que el cierre de la válvula y la transferencia de la carga es instantánea, dado que se despreciaron los efectos dinámicos y de rozamiento) por lo que la carga sobre el vástago aumentará inmediatamente, dado que además de las varillas hay que levantar el fluido.

Por lo tanto, el punto "B" indicará el cierre de la válvula viajera y la ordenada OB, el peso de las varillas sumergidas más el peso del fluido, constituyendo en este

caso la carga máxima que el vástago soportará durante todo el recorrido, por lo tanto, si al valor OB se le resta el valor OA, el resultado será AB, que representa el peso del fluido.

A partir de "B" continúa el desplazamiento del vástago de bombeo en su carrera ascendente hasta completarla en el punto "C". Por lo tanto, el desplazamiento "ABC" representará el total de la carrera ascendente del equipo de bombeo, y su valor podrá ser leído con su proyección sobre el eje horizontal, en la escala de longitud adoptada.

**Figura 7. Típica instalación de una celda dinamométrica**



Fuente: Autor

En el momento de iniciar el movimiento descendente, se abrirá la válvula viajera y el peso del fluido será transferido inmediatamente a la válvula fija de la bomba (que se cierra) y será soportado por el tubing, por lo que la carga sobre el vástago disminuirá en un cierto valor igual al peso del fluido. Por lo tanto se representa el punto "D" y la ordenada OD representará también el peso de las varillas sumergidas en el fluido.

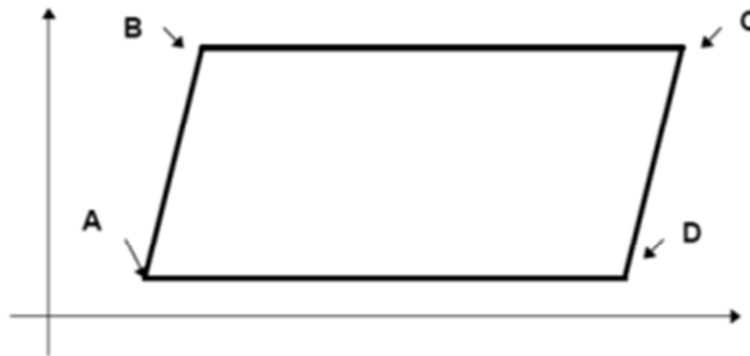
Continuando con el movimiento del vástago, éste completará el ciclo de bombeo cuando nuevamente llegue al punto "A", siendo CDA el desarrollo completo de la carrera descendente, cuyo valor podrá ser leído en su proyección sobre el eje horizontal, en la escala de longitud adoptada.

Habiendo interpretado el movimiento ideal y la relación en cada punto con el funcionamiento de la bomba de profundidad, se analiza a continuación el mismo

gráfico pero con los efectos de considerar a las varillas como un elemento elástico y no rígido.

Usando los mismos puntos de cambio de las carreras, se incorpora el estiramiento de las varillas, cuyo efecto se observa en ambas carreras, ascendente y descendente. Como se observa en la Figura 8.

**Figura 8. Curva teórica de un dinagrama con estiramiento**



Fuente: Manual de Producción Panamerican Energy Argentina

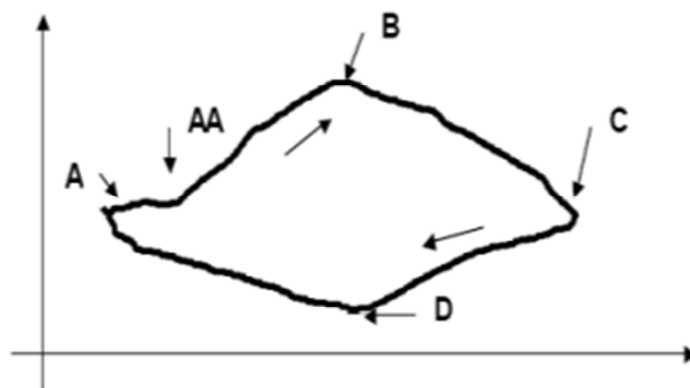
Desde que comienza la carrera ascendente en "A" hasta que se llega a la situación de carga máxima en "B" y por efecto del estiramiento de las varillas, el punto "B" no está sobre la vertical de "A" sino corrido hacia la derecha un cierto espacio, que es el recorrido representativo de la deformación de las varillas por el estiramiento, y que se registra hasta que la carga llega al valor máximo (Recién cuando se alcanza este valor "B", se cierra efectivamente la válvula viajera). Como dijimos, la carrera ascendente completa se cumple en el trayecto ABC.

Un efecto similar, pero en sentido inverso, por acortamiento, se produce al comenzar la carrera descendente, dado que el efecto de transferencia de carga a la válvula fija no es instantáneo, por lo que el punto "D" no está sobre la vertical de "C" sino corrido hacia la izquierda representando el efecto de contracción de las varillas hasta su longitud original. De acuerdo a lo mencionado anteriormente, el desarrollo de la carrera descendente, será CDA.

Un gráfico como el anterior sigue siendo teórico ideal, pues no se da generalmente en situaciones reales, salvo que el pozo esté bombeando a un régimen muy bajo de velocidad, y entonces los efectos dinámicos se minimizan, configurando figuras que se pueden parecer a las teóricas.

Considerando los efectos de rendimientos volumétricos y llenado en la bomba, tiempos de demora para las transferencias de las cargas y la presencia de fuerzas dinámicas, es decir debidas a las aceleraciones de las masas consideradas, masa de las varillas y masa de los fluidos, es que se producen gráficos con ciertas deformaciones, del tipo del que se adjunta a continuación. En la Figura 9 se puede observar un gráfico típico de un registro dinamométrico.

**Figura 9. Grafica típico de un registro dinamométrico**



Fuente: Manual de Producción Panamerican Energy Argentina

Iniciando el análisis en el punto "A", se observa que comienza el incremento de cargas en coincidencia con el comienzo de la carrera ascendente (Punto "A"), pero casi inmediatamente se nota una disminución de la misma hasta el punto "AA". Este efecto se produce porque las varillas, que traen una cierta velocidad en el final de la carrera descendente, al invertir el movimiento devuelven parte de la energía de deformación absorbida en la carrera anterior tendiendo a contraerse, (como un resorte) por lo que la carga sobre el vástago disminuye en cierta medida (Punto "AA").

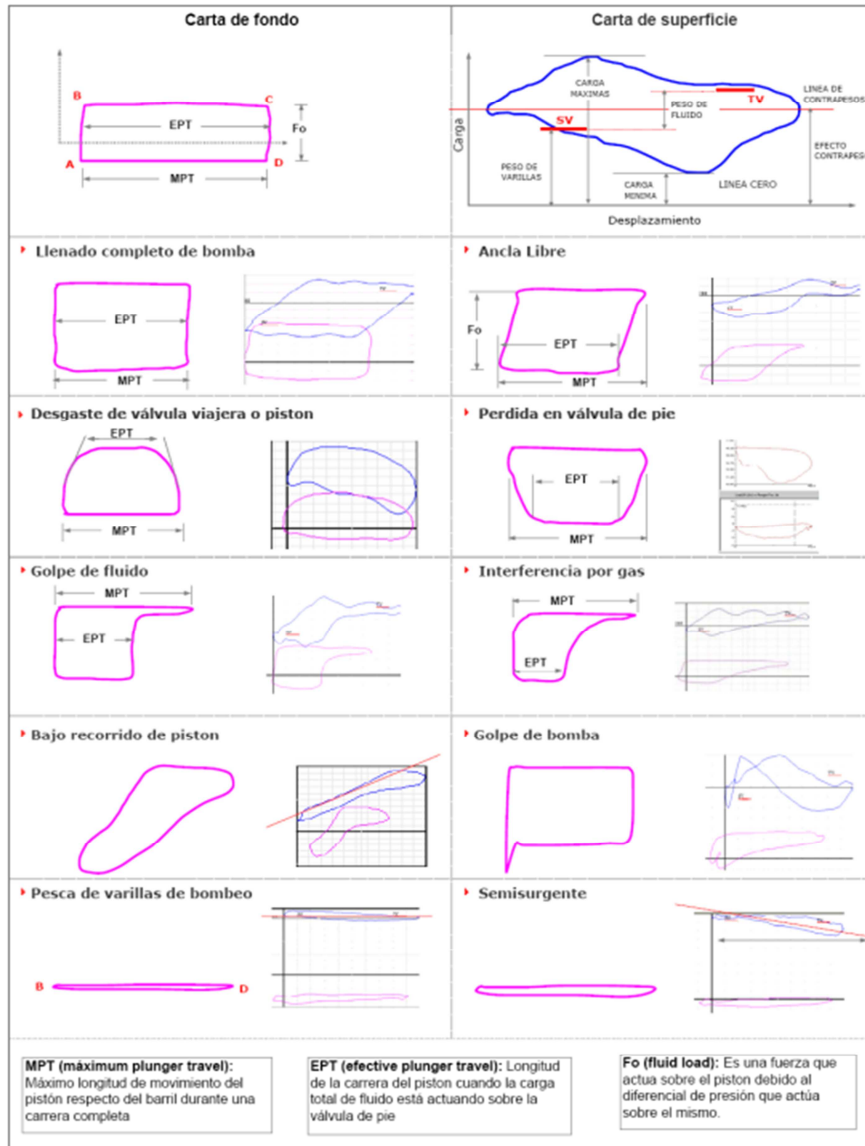
En el punto "AA" se produce efectivamente el cierre de la válvula viajera del pistón de la bomba de profundidad, incrementando las cargas y produciendo una curva ascendente hasta el punto "B", punto de máxima. Durante el tramo "AA" - "B" no es constante la carga porque la velocidad del vástago va aumentando y se produce una combinación de alta aceleración con máxima masa (masa de varillas + masa de fluido) lo que genera la posición de carga máxima en "B".

A partir de este punto comienza a disminuir las cargas debido a la disminución de la velocidad del vástago hasta el punto donde se completa la carrera ascendente (Punto "C").

Al comenzar el descenso del vástago, la carga sobre éste disminuye pues al abrirse la válvula móvil se transfiere a la válvula fija y al tubing el peso del fluido. Así se llega al punto "D" donde el vástago lleva el máximo de velocidad descendiendo, iniciando a partir de ese punto una disminución de la misma. Por lo tanto, "D" representa el punto de carga mínima a partir del cual se incrementan nuevamente las cargas, las que van aumentando hasta llegar al extremo de la carrera descendente con un valor equivalente al punto "A", que representa el punto muerto inferior donde termina la carrera descendente y comienza la ascendente.

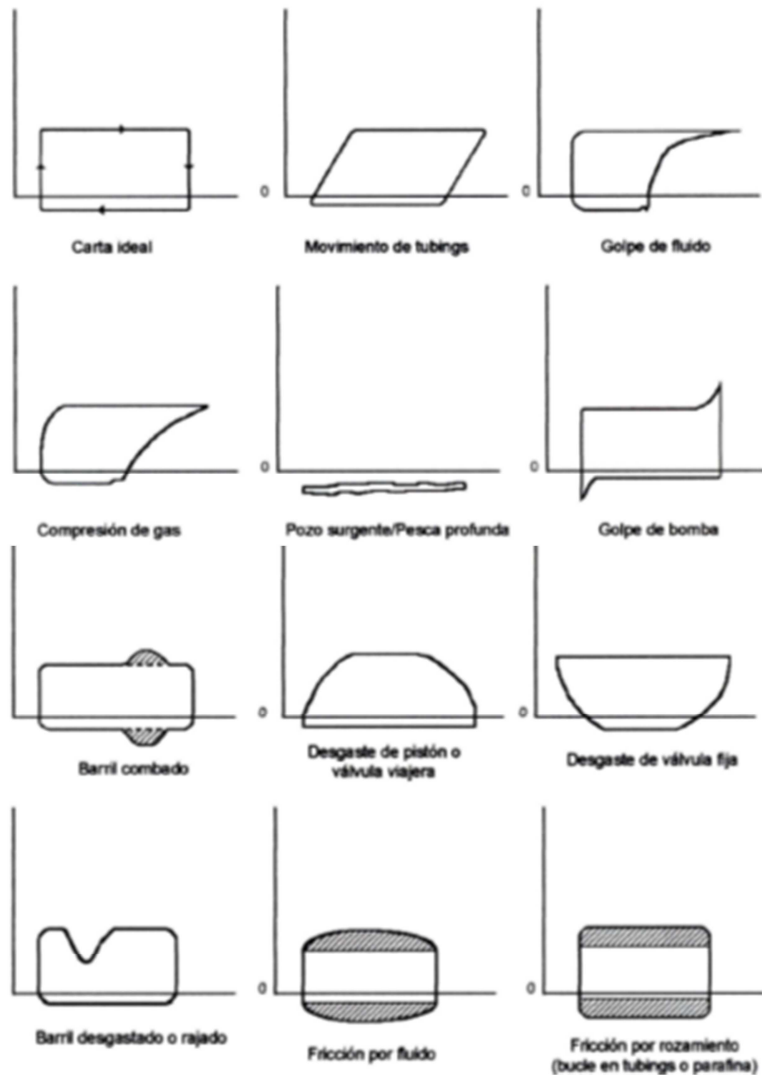
Son varios los factores que conforman la carga del pozo. Se encuentran cargas de tipo estático, (que actúan o inciden aún con el equipo detenido) y cargas dinámicas, que aparecen por efecto del movimiento, es decir actúan solamente cuando el equipo está en movimiento. En la Figura 10 se puede observar una referencia rápida para interpretación de cartas dinamométricas y en la Figura 11 ejemplos de las cartas dinamométricas típicas.

#### **Figura 10. Referencia rápida para interpretación de cartas dinamométricas**



Fuente: [www.Oilproduction.net](http://www.Oilproduction.net)

**Figura 11. Cartas dinámométricas típicas**



Fuente: Manual de Producción Panamerican Energy Argentina

## **2. EFICIENCIA EN LOS SISTEMAS DE BOMBEO MECÁNICO**

Determinar la eficiencia de un sistema de bombeo mecánico es una tarea importante en la Ingeniería de producción, ya que es una herramienta que proporciona escenarios con cálculos reales para encontrar las pérdidas del sistema y así garantizar que estos funcionan al máximo con los recursos instalados.

Unos de los puntos de partida es tener claros los conceptos de eficiencia y sus diferentes tipos, para darle buen uso al cálculo de la misma, por consiguiente se puede definir eficiencia como la capacidad de un sistema de cumplir el objetivo para el que fue instalado por medio de una relación deseable de entradas y salidas o, en términos, de existencia de máxima productividad de las entradas empleadas y/o de mínimo costo de obtención del producto. Otra definición que ilustra es que la eficiencia es el uso racional de los medios con que se cuenta para alcanzar un objetivo predeterminado. Se trata de la capacidad de alcanzar los objetivos y metas programadas con el mínimo de recursos y tiempo disponibles logrando de esta forma su optimización<sup>3</sup>.

### **2.1. FLUJO DE ENERGÍA EN EL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO**

La economía<sup>4</sup> de un sistema de bombeo mecánico o de cualquier otro tipo de instalación de levantamiento artificial puede ser mejor evaluada considerando los costos del levantamiento en unidades monetarias por unidad de volumen de líquido levantado. Dado que la mayoría de las unidades de bombeo mecánico están impulsados por motores eléctricos, parte de los costos del este tipo de levantamiento estarán representados por la factura de energía eléctrica. Debido a la tendencia mundial de aumento de los precios de la energía eléctrica, este ítem se ha convertido en el componente más decisivo de los gastos operativos en los campos petroleros producidos mediante sistemas de bombeo mecánico. En consecuencia, la búsqueda interminable de la reducción de costos de funcionamiento puede ser traducido a la reducción de las pérdidas de energía, tanto en fondo y en superficie.

La energía consumida por el motor de la unidad de bombeo comprende, además de la energía necesaria para levantar los fluidos del pozo a la superficie, todas las pérdidas de energía que se generan en el pozo y en los equipos de superficie. Por lo tanto, cualquier esfuerzo para reducir estas pérdidas deben comenzar con una perfecta comprensión de su naturaleza y magnitud. La Figura 12 presenta las

---

<sup>3</sup> FUENTES, Ramón. Eficiencia de los centros públicos de educación secundaria de la provincia de Alicante. 2000

<sup>4</sup> TAKACS, Gabor. Power Efficiency Of Sucker – Rod Pumping. 50th Southwestern Petroleum Short Course, Lubbock. Texas: 2003.

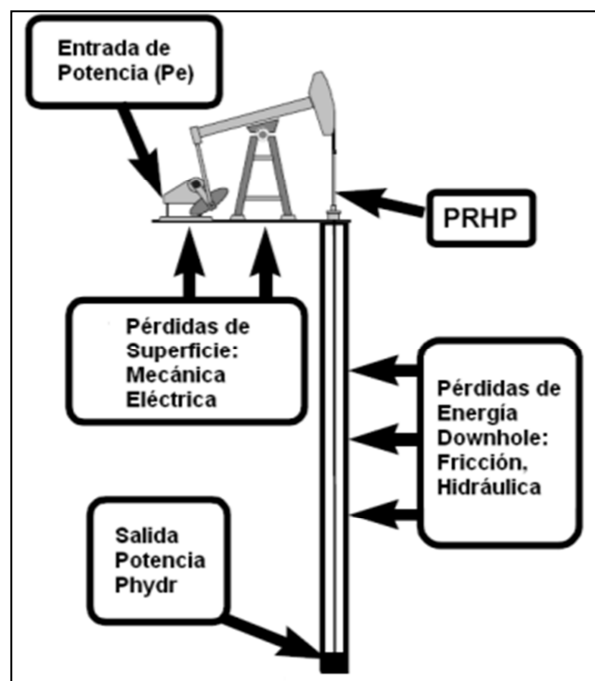
posibles fuentes de pérdidas de energía a lo largo de la trayectoria del fluido desde el yacimiento hasta la superficie, agrupados en las pérdidas generadas en el fondo del pozo y las pérdidas generadas en la superficie.

## 2.2. ENTRADAS Y SALIDAS DE POTENCIA

Los sistemas de bombeo mecánico hacen gran parte de su trabajo por la bomba de fondo cuando se levanta una determinada cantidad de fluido desde la profundidad estimada hasta la superficie. Este trabajo suele ser descrito por la llamada potencia hidráulica (Phydr) y puede ser calculado como el aumento de la energía potencial del líquido bombeado.

En el otro extremo de la varilla de bombeo, el motor eléctrico toma la energía necesaria de la fuente de alimentación de superficie, consumo que es medido con precisión. Como el poder real en el motor varía durante el ciclo de bombeo, un valor promedio de potencia de entrada ( $P_e$ ) válida para un ciclo de bombeo se encontrara en las lecturas del medidor de potencia. Esta potencia cubre todos los requisitos del sistema de bombeo como la potencia útil para el levantamiento de fluidos y todas las pérdidas de energía se producen en el fondo del pozo y los sistemas de superficie y representa la energía total del sistema.

**Figura 12. Flujo de Energía en el sistema de bombeo Mecánico**



Fuente: Power Efficiency Of Sucker – Rod Pumping. Gabor Takacs

## **2.3. PÉRDIDAS DE FONDO DE POZO**

Las fuentes de pérdida de energía en el fondo son la bomba, la varilla y la columna de líquido en la tubería donde irreversibles pérdidas de energía mecánica e hidráulica suceden.

### **2.3.1. Pérdidas de la bomba**

- La fricción mecánica entre la cavidad de la bomba y el embolo de la misma es generalmente desconocido y sólo puede ser estimado.
- Pérdidas hidráulicas en válvulas de tamaño inadecuado, especialmente cuando se bombea crudo de alta viscosidad, puede aumentar las pérdidas de fondo de pozo.

### **2.3.2. Pérdidas en las varillas**

- La fricción mecánica se lleva a cabo siempre que las varillas rozan contra las paredes de la tubería, incrementando significativamente las pérdidas de energía en pozos altamente desviados o en pozos que experimentan pandeo de varilla. La magnitud y gravedad de estas fuerzas de fricción no puede determinarse con precisión, sólo estimaciones basadas en datos de la inclinación del pozo, se puede hacer.

### **2.3.3. Pérdidas en la columna de líquido**

- La fricción de fluidos en el espacio anular tubería–varilla se suma a la pérdida irreversible de energía debido a que la acción de la bomba debe superar la diferencia de presión resultante entre la presión a la profundidad de la bomba y la presión en la cabeza de pozo. Dado que hay flujo en un espacio anular involucrado, donde el tamaño anular es variable debido al cambio de tamaño de las varillas, el cálculo exacto de la caída de presión, así como las pérdidas de energía es prácticamente imposible.
- La presión en cabeza de pozo impone una pérdida de potencia adicional en la bomba que por naturaleza, no puede ser considerada como parte del trabajo realizado para el levantamiento del fluido.
- Fuerzas de amortiguamiento se oponen al movimiento de fluidos, porque los fluidos del pozo generan una fuerza viscosa en la superficie externa de las varillas.

## **2.4. PÉRDIDAS DE SUPERFICIE**

En la superficie, las pérdidas de energía se producen en varios lugares desde la varilla pulida hasta el motor eléctrico. Estas pueden ser clasificadas de acuerdo a

su incidencia, en pérdidas mecánicas en el tren de potencia (unidad de bombeo, caja reductora y transmisión por correas en V), y las pérdidas en el motor eléctrico.

#### 2.4.1. Pérdidas en la transmisión

- La fricción mecánica en soportes estructurales de la unidad de bombeo es generalmente muy baja, siempre que la unidad esté correctamente mantenida.
- La fricción mecánica en la caja reductora se produce debido al rozamiento de superficies bien lubricadas, por lo tanto las pérdidas de energía en la caja reductora son generalmente bajas.
- La fricción mecánica en las correas y las poleas es mínima si el tamaño adecuado de poleas con el número y tensión adecuada de las correas son utilizadas.

#### 2.4.2. Pérdidas en el motor eléctrico

- Pérdidas mecánicas debido a la fricción ocurren en los soportes estructurales del motor eléctrico.
- Pérdida de calor son consumidas por el aire de refrigeración que rodean las piezas en rotación del motor.
- Pérdidas eléctricas ocurren en el sistema, incluidas la pérdida de hierro y las pérdidas de cobre, de las cuales la decisiva es la pérdida de cobre, que resulta en el calentamiento del motor y es proporcional al cuadrado de la corriente consumida.

### 2.5. EFICIENCIA DE POTENCIA

Si se conoce la entrada y salida de energía de todo el sistema, la eficiencia global del sistema de bombeo se puede calcular fácilmente. Puesto que el trabajo útil del sistema es representada por la energía hidráulica utilizada el levantamiento de fluidos y la entrada de energía total es igual a la energía eléctrica medida, la eficiencia energética del sistema se puede definir como:

$$\eta_{system} = \frac{P_{hydr}}{P_e} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

$\eta_{system}$  = Eficiencia del sistema de bombeo

$P_{hydr}$  = Potencia hidráulica usada para el levantamiento del fluido, HP

$P_e$  = Potencia Eléctrica de entrada en el terminal del motor, HP

En sistemas donde pérdidas de energía de diferente naturaleza están involucrados, la eficiencia total del sistema se pueden desglosar en las eficiencias individuales que representen a los diferentes puntos en el flujo de energía. La eficiencia del sistema total o global se calcula como el producto de los elementos que constituyen la eficiencia. En estos casos, habría que asignar las cifras de eficiencia por separado para todos o muchos de los tipos individuales de pérdidas de energía, como se ha hecho por Lea<sup>5</sup>. En este enfoque, es necesario designar la eficiencia de los efectos de la fricción de la varilla con la tubería, la fricción de fluidos en la tubería, etc. Sin embargo, la mayoría de las pérdidas de energía individuales en el sistema de bombeo son difíciles o incluso imposibles de predecir, lo que hace que esta solución parece ser de un valor cuestionable.

Una solución más viable clasifica las pérdidas de energía en función de su ocurrencia y utiliza dos o tres eficiencias individuales para la descripción de la eficiencia energética total del sistema. En una elección natural, un elemento se le asigna para describir la suma de todas las pérdidas del subsuelo, con uno o dos puntos adicionales que representan las pérdidas de energía de la superficie. Este enfoque no sólo proporciona una solución más fiable para la determinación de la eficiencia energética del sistema, sino que permite identificar las posibles formas de aumentar la eficacia total del sistema.

### **2.5.1. Eficiencia del levantamiento**

La energía mecánica necesaria para el funcionamiento de la varilla pulida en la superficie es la suma de la labor realizada por la bomba y todas las pérdidas de energía de fondo de pozo detalladas anteriormente, es decir, las que ocurren en la bomba, las varillas y la columna de líquido. La cantidad de este trabajo es directamente proporcional a la potencia requerida en la barra pulida, también llamado potencia de varilla pulida (PRHP), un parámetro básico del bombeo. Este parámetro representa la fuerza mecánica ejercida sobre la varilla pulida y se puede calcular en varias formas. La solución más eficaz consiste en tomar una carta dinamométrica y hacer varios cálculos basados en el área de la carta. Si una carta de dinamómetro no está disponible, como en el caso de diseñar una instalación nueva, el procedimiento 11L RF API se puede utilizar para las unidades convencionales de bombeo. Sin embargo, la solución de la ecuación de onda amortiguada proporciona buenas estimaciones para los casos de uso de cualquier tipo de geometría de la unidad.

Con base en las consideraciones anteriores, la eficiencia energética de los componentes de fondo se caracteriza por la cantidad relativa de pérdidas de energía en el pozo. Este parámetro se denomina la eficiencia del levantamiento

---

<sup>5</sup> LEA, J. F. – Rowlan, L. – Mc Coy, J., Artificial lift Power Efficiency. Proc. 46<sup>th</sup> Annual Southwestern Petroleum Short Course, Lubbock, Texas, 1999.

( $\eta_{lift}$ ) y es el cociente de la energía hidráulica útil y la potencia necesaria en la barra pulida:

$$\eta_{lift} = \frac{P_{hydr}}{PRHP} \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

$\eta_{lift}$  = Eficiencia del levantamiento

$P_{hydr}$  = Potencia hidráulica usada para el levantamiento del fluido, HP

PRHP = Potencia requerida en la barra pulida en superficie, HP

El uso de la eficiencia de levantamiento elimina la necesidad de asignar las eficiencias individuales de valor dudoso en su mayoría a cada tipo particular de pérdida de fondo de pozo, ya que incluye los efectos de todos ellos. En los casos en los que la potencia en la varilla pulida se obtiene a partir de una carta de dinamómetro medida, la eficiencia de levantamiento representa la eficacia real del levantamiento fluido en el pozo. Si se ha diseñado una nueva instalación, una estimación fiable del poder requerido en la varilla pulida, proporcionada ya sea por el procedimiento de 11L API RP o por un programa de análisis de la ecuación de onda puede servir al mismo objetivo.

Los valores reales de la eficiencia del levantamiento pueden variar en rangos muy amplios. En el extremo inferior de los valores posibles, se encuentra el considerar el caso de una vieja bomba para producir una cantidad muy baja de fluido. La instalación alcanza una potencia hidráulica insignificante ( $P_{hydr}$ ), mientras que se obtiene un poder de consumo definido en la barra pulida. Todo esto se suma a un valor de eficiencia de levantamiento casi nula. Por otra parte, los pozos con bomba de gran tamaño y baja velocidad de bombeo pueden requerir poco más de la potencia hidráulica a la varilla pulida en condiciones ideales. Las estimaciones de la eficiencia de levantamiento según "Lea" están entre 95% y 70%; "Kilgore"<sup>6</sup> presenta valores de eficiencia de levantamiento "para los sistemas bien diseñados" de 85% al 70%; mientras "Gault"<sup>7</sup> y "Takacs" señalan el gran impacto de seleccionar el modo de bombeo adecuado (la combinación de tamaño de la bomba, barra pulida con longitud de vástago apropiada, la velocidad de bombeo y el diseño de las varillas) en el valor de la eficiencia de levantamiento.

<sup>6</sup> KILGORE, J. J. – Tripp, H. A. – Hunt, C. L., Walking Beam Pumping Unit System Efficiency Measurement, Paper SPE 227888, 1991

<sup>7</sup> GAULT, R. H., Designing a Sucker Rod Pumping System For Maximum SPE Production Engineering, November 1987.

### 2.5.2. Eficiencia mecánica en superficie

Las pérdidas de energía mecánica que ocurre en la transmisión cubren las pérdidas por fricción la unidad de bombeo, en la caja reductora y en la transmisión. Debido a los efectos de dichas pérdidas, la potencia mecánica necesaria en el eje impulsor ( $P_{mot}$ ), siempre es mayor que la potencia requerida en la varilla pulida (PRHP). Se acostumbra a describir estas pérdidas por un rendimiento mecánico único así:

$$\eta_{mech} = \frac{PRHP}{P_{mot}} \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

$\eta_{mech}$  = Eficiencia mecánica

$P_{mot}$  = Potencia requerida por el motor, HP

Los valores promedio de la eficiencia mecánica en superficie son altas, por lo general más del 90% en condiciones favorables. Existe un consenso en la literatura técnica que dice que la eficiencia en la superficie aumenta al incrementar la carga en la caja reductora. "Gipson<sup>8</sup> y Swaim" presentan la correlación de la Figura 13 para la estimación de la eficiencia mecánica de la unidad de bombeo en general.

Las curvas presentadas para las unidades nuevas y gastadas están altamente afectadas por la carga de torque promedio de la caja reductora y la eficiencia aumenta cuando la carga de la caja reductora se aproxima a la capacidad nominal de la unidad.

### 2.5.3. Eficiencia del motor

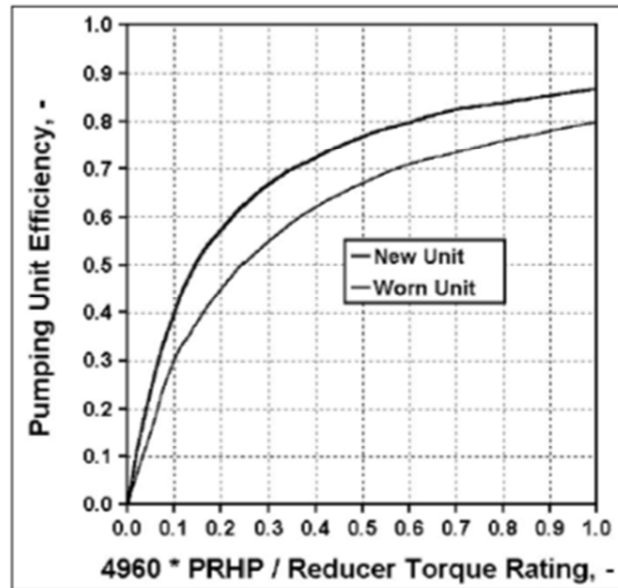
Si la demanda de energía en el eje del motor se mantuviera estable durante todo el ciclo de bombeo, un motor con una potencia ( $P_{mot}$ ), calculada de la ecuación 3 sería suficiente. El requisito de energía de bombeo, sin embargo, siempre es de naturaleza cíclica, porque incluso en un caso ideal, las fluctuaciones de contrapeso en la caja reductora no pueden ser eliminados completamente. Así, la carga mecánica en el eje del motor también es fluctuante y la potencia mecánica ( $P_{mot}$ ) representa la demanda de potencia media en el ciclo completo. En consecuencia, los motores eléctricos para unidades de bombeo mecánico debes

---

<sup>8</sup> GIPSON, F. W. – Swain, H. W., The Beam pumping Design Chain. Proc. 31<sup>st</sup> Annual Southwestern Petroleum Short Course, Lubbock, Texas, 1984

ser sobre estimados utilizando un factor de reducción que equivale a la llamada factor de carga cíclica (CLF). Aunque no existe norma de la industria, los factores de corrección entre 1,2 y 2,5. En la Figura 13, se muestra la estimación de la eficiencia mecánica de una unidad de bombeo mecánico típico.

**Figura 13. Estimación de la eficiencia mecánica de la unidad de bombeo en general**



Fuente: Power Efficiency Of Sucker – Rod Pumping. Gabor Takacs

$$\eta_{\text{mot}} = \frac{P_{\text{mot}}}{P_e} \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

$\eta_{\text{mot}}$  = Eficiencia eléctrica del motor

$P_{\text{mot}}$  = Potencia requerida por el motor, HP

$P_e$  = Potencia Eléctrica de entrada en el terminal del motor, HP

Aunque los motores eléctricos utilizados pueden tener una eficiencia a plena carga cerca del 90% con cargas constantes, debido a la carga cíclica del motor durante el bombeo, los valores reales de eficiencia oscilan entre 30% y 80%. “Lea et al” presentan eficiencias de motor entre 78% - 91% para los motores NEMA D, de 5 HP - 60 HP.

#### 2.5.4. Eficiencia óptima sistema

La eficiencia energética del sistema definido en la ecuación 1, ahora se puede escribir en términos de las eficiencias individuales discutidos anteriormente de la siguiente manera:

$$\eta_{system} = \eta_{lift}\eta_{mech}\eta_{mot} \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde

$\eta_{system}$  = Eficiencia del sistema de bombeo

$\eta_{lift}$  = Eficiencia de levantamiento

$\eta_{mech}$  = Eficiencia mecánica en la superficie del tren de movimiento

$\eta_{mot}$  = Eficiencia eléctrica del motor

Analizando esta ecuación, se pueden sacar conclusiones importantes sobre las posibles formas de lograr la eficiencia máxima de energía en el sistema de bombeo. Para ello, la importancia relativa y los rangos de los parámetros habituales de los términos individuales deben ser analizados. De los tres parámetros que figuran en la ecuación, los valores posibles de la eficiencia mecánica en la superficie ( $\eta_{mech}$ ) y la eficiencia del motor ( $\eta_{mot}$ ), varían y son muy estrechos. Al mismo tiempo, sus valores pueden ser maximizados si se selecciona el tamaño correcto de la caja reductora y el motor eléctrico. Como se indicó antes, un mantenimiento adecuado, una unidad de bombeo con una caja reductora, operados cerca de su capacidad nominal garantiza la eficiencia mecánica ( $\eta_{mech}$ ) superior a 90%. Unos motores eléctricos adecuadamente seleccionados también pueden proporcionar una eficiencia de motor ( $\eta_{mot}$ ) relativamente alta. Así, la eficiencia combinada de la tracción y el motor puede estar en el rango de 70% - 82%, de acuerdo con "Lea".

En contraste con los rangos habituales de las eficiencias arriba descritas, la eficacia de levantamiento ( $\eta_{lift}$ ), puede variar en rangos muy amplios en función del modo de bombeo (tamaño de émbolo, longitud de la carrera, y la velocidad de bombeo) seleccionado. Por ejemplo, "Takacs", reporta eficiencias de levantamiento entre 94% y 38% en producción de 500 barriles por día a 6.000 pies con diferentes modos de bombeo. Con el apoyo de la guía "Gault", mejoras considerables en la eficiencia de levantamiento se pueden realizar seleccionando el modo de bombeo óptimo.

En resumen, el requisito básico para lograr alta eficiencia global del sistema es encontrar el valor máximo posible de la eficiencia de levantamiento. Puesto que esto es realizado con la correcta selección del modo de bombeo, la elección de la

combinación correcta de tamaño de la bomba, longitud de carrera del vástago en la barra pulida apropiada y la velocidad de bombeo óptima, son de vital importancia. Cuando se diseña un nuevo sistema de bombeo o de mejorar el rendimiento de una instalación existente, este debe ser el objetivo principal del especialista de bombeo.

## 2.6. CÁLCULOS DE POTENCIA HIDRÁULICA

En general, la potencia necesaria para mover fluidos a través de una bomba es encontrada en razón de la tasa volumétrica del líquido bombeado y el aumento de la presión desarrollada por la bomba. Usando unidades de campo, la siguiente ecuación se puede desarrollar:

$$P = 1.7 \times 10^{-5} Q \Delta p \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde:

P = requerimiento de potencia, HP

Q = rata volumétrica de bombeo, bop

$\Delta p$  = incremento de presión en la garganta de la bomba, psi

Al aplicar esta ecuación, se acostumbra a utilizar el tipo de fluido (Q) efectivamente producido y medido en la superficie. De esta manera, las pérdidas volumétricas de la bomba son automáticamente contabilizadas ya que el tipo de medida incluye las siguientes pérdidas volumétricas que suceden a lo largo de la trayectoria del flujo:

- Llenado inadecuado de la bomba debido a la interferencia de gas o de insuficiencia de flujo del pozo.
- Pérdidas de fluido por escurrimiento en la cámara del embolo, así como en las válvulas debido al desgaste mecánico de la bomba.
- Fugas en la tubería y línea de flujo disminuyen la cantidad de líquido producido por la bomba.

Todos los efectos anteriores tienden a disminuir la potencia útil de la bomba, por lo tanto las pérdidas de energía asociadas con ellas no debe ser consideradas como parte de un trabajo útil de la bomba y debe considerarse como componentes de la energía desperdiciada.

### 2.6.1. Modelos anteriores

Como se ha señalado por “Lea y Minissale<sup>9</sup>”, la literatura técnica supone constantemente que la presión efectiva de la unidad de bombeo mecánico aumenta ( $\Delta P$ ), igual la presión hidrostática calculada a partir del “levantamiento neto”, el nivel dinámico medido en el espacio anular y la gravedad específica ( $SpGr$ ) del fluido producido en la tubería. Así, la ecuación 6 toma la siguiente forma:

$$P_{hydr} = 7.36 \times 10^{-6} Q SpGr L_{dyn} \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde:

$P_{hydr}$  = Potencia hidráulica usada para el levantamiento, HP

$Q$  = Rata de producción de líquido, bpd

$SpGr$  = Gravedad específica del líquido producido

$L_{dyn}$  = Nivel de líquido dinámico en el anular del pozo, ft

Un análisis de esta ecuación proporciona una explicación del problema discutido por “Lea” que reveló que la potencia hidráulica calculada a partir de la ecuación anterior tiene valores más altos en cuanto aumenta la presión en la boca de pozo, mientras la tasa de fluido se mantiene constante. Para ello, vamos a expresar la presión de admisión de la bomba de la presión válida en el espacio anular del pozo y asumir que las gravedades específicas son idénticas en el tubing y en el espacio anular:

$$PIP = P_{wh} + \Delta P_g + 0.433 SpGr_a (L_{pump} - L_{dyn}) \quad \text{Ecuación 8}$$

Despejando  $L$  y sustituyéndola en la ecuación 7 obtenemos:

$$P_{hydr} = 1.7 \times 10^{-5} Q \left[ 0.433 SpGr_t L_{pump} - PIP \frac{SpGr_t}{SpGr_a} + (P_{wh} + \Delta p_g) \frac{SpGr_t}{SpGr_a} \right] \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde:

$L_{pump}$  = Distancia de anclaje de la bomba, ft

$PIP$  = Presión de succión de la bomba, llamado presión en el intake de la bomba, psi

---

<sup>9</sup> LEA, J. F. – Minissale, J. D., Beam pumps Surpass ESP Efficiency. Oil and Gas Journal, May 1992.

$P_{wh}$  = Presión cabeza del pozo, psi

$\Delta p_g$  = Incremento de Presión de gas estática en el anular, psi

La potencia a partir de la ecuación anterior, como se puede ver, incluye la potencia necesaria para superar la presión de la superficie de la cabeza de pozo y por tanto aumenta con un aumento de la presión en cabeza de pozo.

Los cálculos realizados con la misma tasa de producción de un mismo fluido a presiones de boca de pozo diferentes, obviamente dará diferentes valores de energía hidráulica. Esto se traduce en eficiencias del sistema diferentes en las mismas condiciones, esto impide la comparación de la eficiencia global de bombeo de dos sistemas distintos, haciendo que este método tenga un valor dudoso. Con el fin de comparar adecuadamente las diferentes condiciones de bombeo, una ecuación estándar para la energía hidráulica y cálculos de eficiencia global del sistema es deseable.

### 2.6.2. Modelo Propuesto

Las unidades de bombeo mecánico hacen su trabajo en contra de la fuerza de gravedad levantando una determinada cantidad de fluido desde una determinada profundidad hasta las superficies. El trabajo mecánico en contra de la fuerza de gravedad debe sobrepasar la presión hidrostática de la columna de fluido dentro de la tubería. Dado que la succión de la bomba es positiva e igual a la presión en la entrada de la bomba (PIP), el incremento efectivo de presión ( $\Delta P_u$ ) desarrollado por la bomba es igual a:

$$\Delta p_u = 0.433 SpGr_t L_{pump} - PIP \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde:

$SpGr_t$  = Gravedad Especifica del liquido producido en el tubing

Debe notarse que la presión de descarga de la bomba ( $P_D$ ), por supuesto es mayor que la presión hidrostática del fluido porque debe sobrepasar la presión de cabeza más todas las pérdidas hidráulicas a través de la tubería. Las pérdidas de presión y energía que ocurren en el espacio anular del tubing se discutió anteriormente, concluyendo que no pueden ser calculadas y solo puede hacerse una estimación mediante la evaluación de una carta de dinamómetro. Sin embargo como la energía utilizada en contra de la cabeza del pozo y las pérdidas

hidráulicas es considerada como desperdicio, ellas no deben ser incluidas en los cálculos de energía útil.

Finalmente, la entrega de potencia de la bomba se resuelve reemplazando la ecuación anterior en la ecuación 6 y la siguiente formula, idéntica a la de "Lea et al", es derivada:

$$P_{hydr} = 1.7 \times 10^{-5} Q \left[ 0.433 SpGr_t L_{pump} - PIP \right] \quad \text{Ecuación 11}$$

Se puede observar fácilmente que, en contra de los modelos anteriores, la ecuación 11 excluye el poder perdido para superar la presión del cabezal del pozo y de todas las pérdidas hidráulicas que ocurren en el pozo. Por lo tanto, representa el mínimo posible de energía necesaria para levantar los fluidos del pozo a la superficie. Puesto que su valor es constante mientras la presión de admisión de la bomba es constante, que proporciona una forma estándar para comparar la eficiencia energética del mismo sistema en diferentes condiciones o la eficiencia de los diferentes sistemas de bombeo. Debido a sus características beneficiosas, se recomienda la aplicación general de esta ecuación para el cálculo de la eficiencia energética de sistemas de bombeo mecánico.

Para mayor precisión en los cálculos, el cálculo de la presión en la entrada de la bomba (PIP) es basada en la gravedad específica del fluido en el espacio anular ( $SpGr_a$ ) y la ecuación 8 se modifica a:

$$PIP = p_{wh} + \Delta p_g + 0.433 SpGr_a (L_{pump} - L_{dyn}) \quad \text{Ecuación 12}$$

Donde:

$SpGr_a$  = Gravedad Especifica del liquido del anular

### **3. DESARROLLO DEL ESTUDIO**

Se desarrolló una revisión bibliográfica sobre el trabajo realizado por Gabor Takacs, Phd. sobre la eficiencia en sistemas de levantamiento artificial en este caso para los sistemas de bombeo mecánico, con estas bases se quiere implementar estos cálculos y análisis en los campos de la Superintendencia de Mares para disminuir costos, optimizar los recursos instalados tanto en subsuelo como en superficie y aumentar la producción de los activos.

De los campos que componen la Superintendencia de Operaciones de Mares (Activo Llanito, Activo Lisama y Activo Provincia), se toma el Campo Llanito del activo Llanito (Constituido por los campos gala, galán, llanito), debido a la disposición para la adquisición de la información y las expectativas de recuperación de producción de los pozos en su curva básica.

La población de estudio estuvo conformada por 12 pozos del campo llanito tomados aleatoriamente de un total de 54 pozos equivalente a un 22%, considerando que con esta población se puede dar un ejemplo concreto del como de la utilización de los cálculos para en la práctica determinar las eficiencias de los equipos instalados

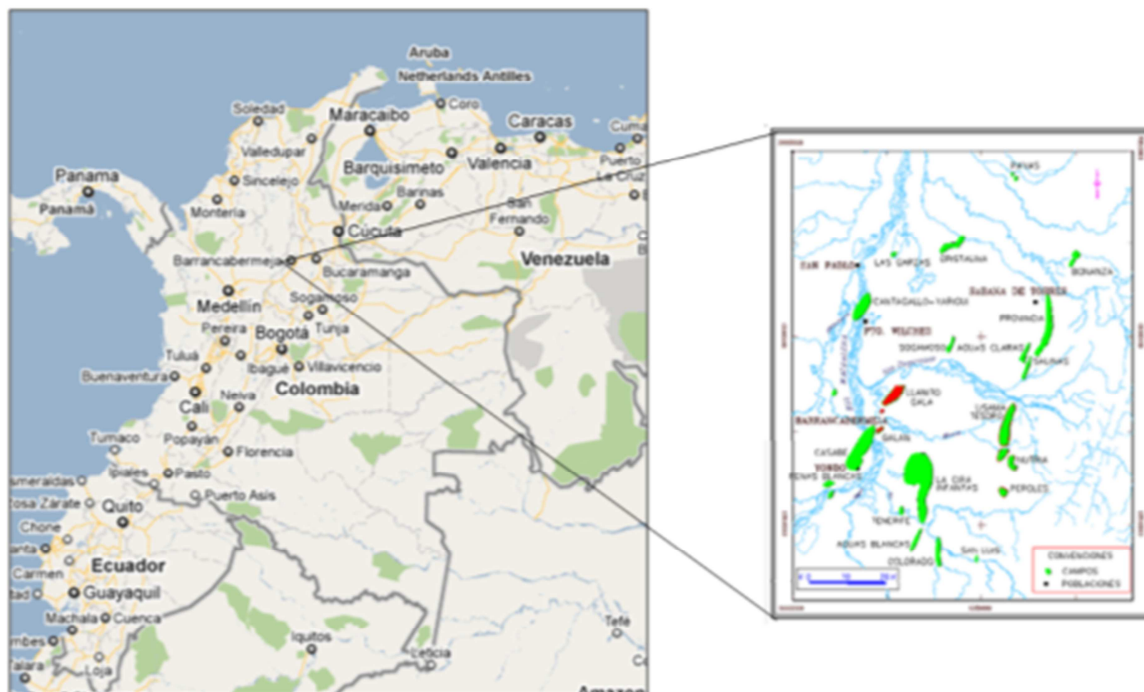
#### **3.1. GENERALIDADES DEL CAMPO LLANITO**

El campo Llanito pertenece al activo llanito con los campos Gala, Galán y Cardales, los cuales se encuentran ubicados al norte de la concesión de Mares del Departamento de Santander, en el Valle Medio del Magdalena, al norte de Barrancabermeja (ver Figura 14).

Estos campos están conformados por bloques parcialmente independientes, con yacimientos complejos dadas sus características geológicas y petrofísicas, con múltiples contactos agua-aceite y problemas de baja resistividad en zonas productoras de hidrocarburos. Estos Campos, se encuentran sobre una estructura formada por un anticlinal asimétrico.

El activo tiene una extensión aproximada de 70 Km<sup>2</sup> donde se han perforado alrededor de 270 pozos. Su explotación ha sido hasta el momento de tipo primario y tiene como mecanismo de producción gas en solución y empuje parcial de agua.

**Figura 14. Ubicación Activo Llanito**



Fuente: Ecopetrol S.A.

Los principales intervalos productivos lo constituyen areniscas de las Zonas B y C de la Formación Mugrosa, como segundo objetivo las Zonas A y D de la Formación Colorado y Esmeralda-La Paz, respectivamente y un intervalo arenoso del Toro Shale en todos los sectores del área. El aceite original reportado en la actualidad es de 552 Mbbls comprendidos en los tres campos Llanito, Gala y Galán, de los cuales a la fecha se cuenta con un acumulado de 78 Mbbls de petróleo extraídos, alcanzando de esta manera un factor de recobro del 14,1%.

### **3.1.1. Breve Reseña Histórica**

El activo Llanito tiene sus inicios con el descubrimiento del campo Galán hecho por la compañía Tropical Oil Company en el año de 1945, cuando se perforo el pozo Galán 1. Entre los años de 1945 y 1946 se perforaron cuatro pozos adicionales, los que por su potencial productivo no justificaron el desarrollo del campo en esa época, por lo tanto se suspendieron las operaciones en este campo.

Ecopetrol reinició la actividad en 1953, perforando 9 pozos mas, continuando con el desarrollo y posterior descubrimiento de la estructura de San Silvestre, hasta

alcanzar en el año 1980 un total de 80 pozos perforados en el campo Galán y 19 en el campo San Silvestre. Se llevo a cabo un piloto de inyección de agua en febrero 1974.

En cuanto a los campos Llanito y Gala, la exploración inició el 19 de febrero de 1955 con la perforación de Llanito 1, el cual perforó las formaciones del grupo calcáreo Basal, encontrando manifestaciones de hidrocarburos.

A partir de la perforación del pozo Llanito 1 y hasta octubre de 1960, se perforaron siete (7) pozos adicionales, teniendo como objetivo el terciario (zonas C y B de la formación Mugrosa), sin obtener producción comercial en ellos. Dos de estos pozos (Llanito 6 y 8) fueron abandonados como acuíferos. En diciembre de 1960, se terminó el pozo Llanito 9, en zonas D y B, con una producción inicial de 580 BOPD en flujo natural. En 1977 se perfora el pozo Llanito Norte 1 con el objeto de delimitar el campo hacia el Norte.

A partir de 1981 se inicia el segundo desarrollo del Campo Llanito con la perforación de 8 pozos reduciendo el espaciamiento de 120 a 60 acres, durante este desarrollo se perforan 30 pozos, 28 de los cuales resultan productores.

A finales de 1985 se descubre el campo Gala, ubicado al sur del campo Llanito y cuyo desarrollo se completo en 1987 con la perforación de 9 pozos. Durante 1988 se perforaron los pozos Cardales 1 y Yuma 1, ubicados en la parte sur del campo. Actualmente se realizan campañas de perforación en área para aumento de producción.

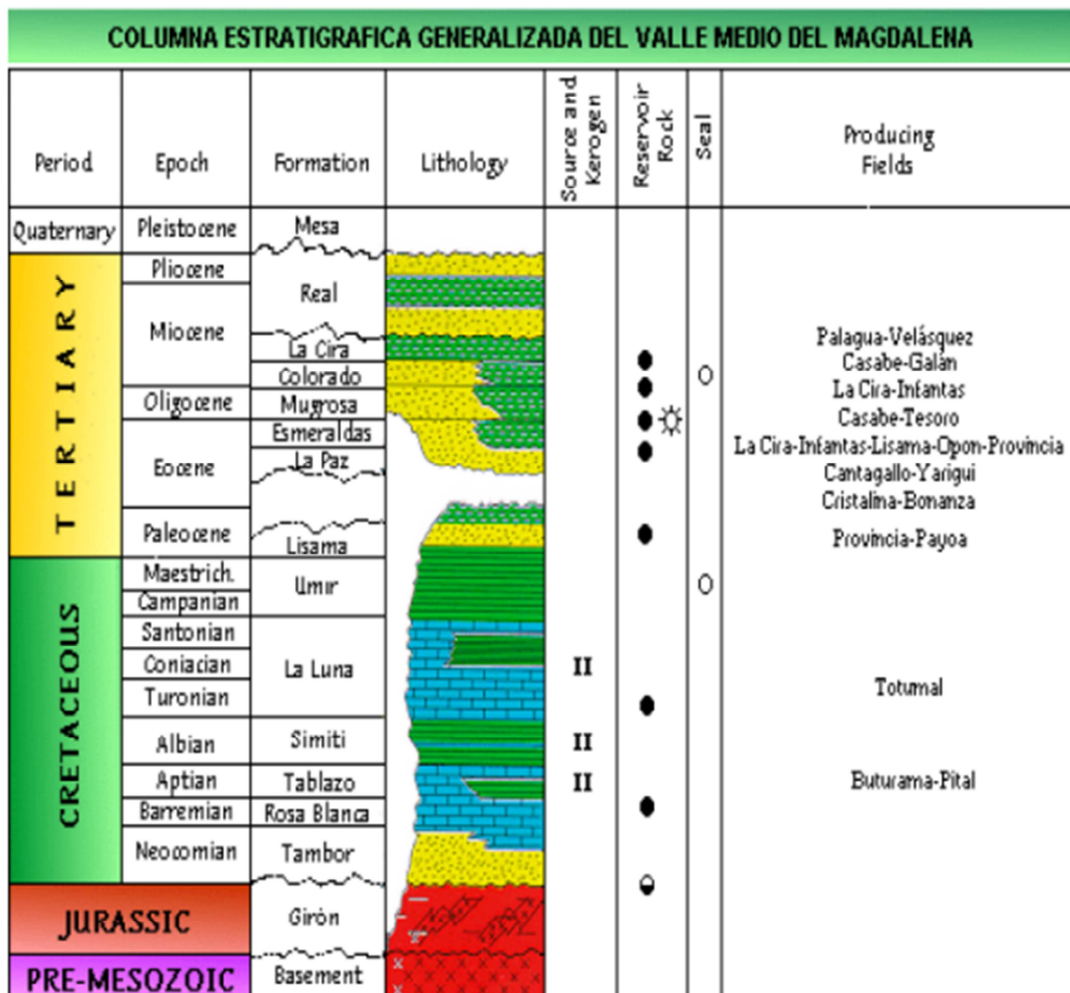
### **3.1.2. Estratigrafía Y Características Del Yacimiento**

La columna estratigráfica perforada por los pozos en esta área se inicia en Superficie con la Formación Real y continuando con las formaciones Colorado (Zona A), Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas-La Paz (Zona D) pasando la Discordancia del Eoceno. Los pozos finalizan en la Formación Umir o la Luna dependiendo de su posición en el área Como se ve en la Figura 15.

**Formación Colorado (Zona A):** Su tope lo constituye el horizonte la Cira Shale, compuesto por lutita gris verdosa, subliminar, micromicácea, con inclusiones carbonáceas y de pirita. El resto de la secuencia es predominantemente arenosa con intercalaciones limo-arcillosas. Su espesor aproximado es de 2500 pies.

**Formación Mugrosa.** El tope de la formación lo marca un paquete de lutita de aproximadamente 200 pies de espesor, con abundantes fósiles conocidos como los Fósiles de Mugrosa. Esta Formación se encuentra dividida en dos zonas:

Figura 15. Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Prognosis – Campaña de Perforación Llanito-Galán vigencia 2008.

- **Zona B:** Se caracteriza por presentar una secuencia limo-arcillosa de coloraciones pardas-amarillentas a grises, con intercalaciones de areniscas gris verdosa, de grano fino. Su espesor promedio es de unos 1400 pies.
- **Zona C:** Compuesta de arenisca gris-verdosa, grano medio a grueso, subangular a sub-redondeada, matriz arcillosa, regular a pobre selección, con delgadas intercalaciones de arcillolita gris verdosa, gris oscura, rojiza y blocosa. Con un espesor promedio de 550 pies.

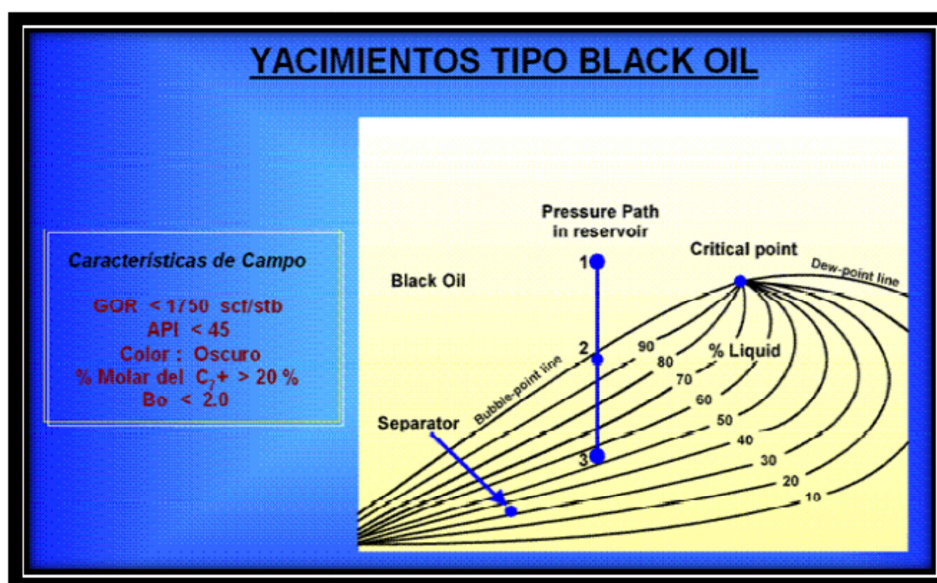
**Formación Esmeraldas-La Paz (Zona D).** Predominan los sedimentos limoarcillosos de coloraciones de grises a gris clara, con delgadas intercalaciones hacia el tope de areniscas blancas, de grano medio a fino, de regular a buena

selección, con inclusiones de materia orgánica. Espesor aproximado en el área de 500 pies.

Hacia la base de esta formación es muy característico en el área un paquete de 280 pies aproximadamente de espesor de lutita llamada el Toro Shale, de color crema, silíceo, dura, con inclusiones microscópicas de cuarzo hialino; hacia la parte inferior presenta un intervalo de arenisca conglomerática, con matriz arcillosa, selección regular e inclusiones de materia orgánica, con importantes manifestaciones de Hidrocarburos.

El petróleo presente en los yacimientos de los campos Llanito, Gala y Galán es de base nafténica y su gravedad API oscila entre 18 y 24°, clasificándose de esta manera como un Black Oil (Figura 16). La información de presiones adquirida recientemente determina que inicialmente los yacimientos, se encontraban subsaturados y que actualmente la presión en las Arenas A, B, C y D que están en explotación, está por debajo de la presión de burbuja.

**Figura 16. Características de un yacimiento tipo Black Oil.**



**Fuente.** Estrategias de desarrollo a corto plazo campo Llanito. ICP 2008

La Tabla 1 muestra los resultados obtenidos mediante análisis realizados por el Instituto Colombiano del Petróleo ICP en cuanto a la descripción de los fluidos que se encuentran en cada una de las formaciones productoras de los campos del activo Llanito

**Tabla 1. Propiedades principales por arena.**

<b>HORIZONTE PRODUCTOR</b>	<b>ZONA A</b>	<b>ZONA B</b>	<b>ZONA C</b>	<b>ZONA D</b>
ESPESOR PETROLÍFERO (ft)	26-GAS	50	40	18
POROSIDAD PROMEDIO (%)	21	17	18	15
PERMEABILIDAD (md)	250	150	180	160
SATURACIÓN DE AGUA (%)	25	40	40	47
SALINIDAD AGUA DE FORM (ppm)	18000	23500	29900	32000
PRESIÓN INICIAL DE YACIMIENTO (psi)	1880	2400	2800	3200
PRESIÓN ACTUAL (psi)	1600	900-1500	1100	900
TEMPERATURA DE YACIMIENTO ( °F)		135	140	140
GRAVEDAD API	18,4	21	23	24
GOR INICIAL (SCF/STB)	150	200	200	370
BO (RB/STB)		1.094	1.105	1.206
BSW INICIAL (%)	0	0-3	0-3	0-3

Fuente. ECOPETROL, Octubre 2003.

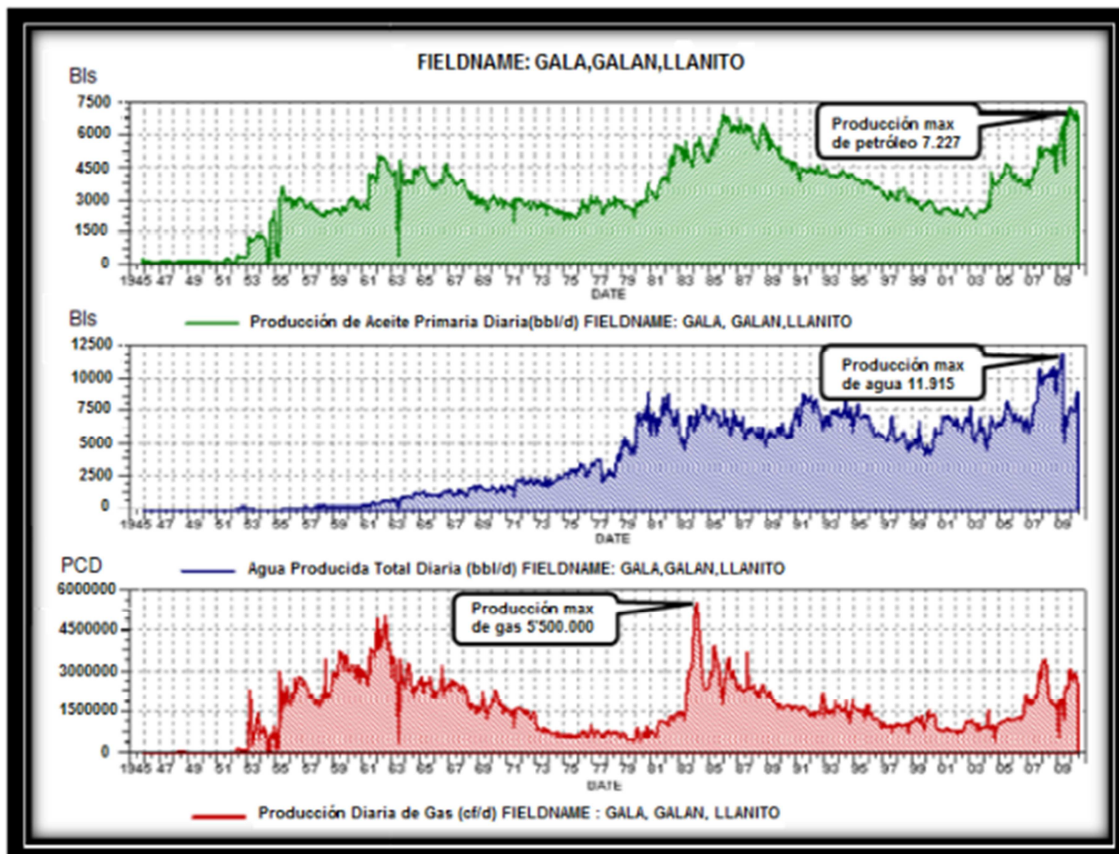
### **3.1.3. Historia de producción de los campos.**

En la Figura 17 se aprecia el comportamiento histórico de producción de petróleo, agua y gas de los campos Llanito, Gala y Galán de manera agrupada. El inicio de producción se da en el mes de diciembre de 1945 con un caudal de petróleo de 228 BOPD, de agua BAPD y de gas de 42.000 PCPD.

Actualmente el activo cuenta con una producción diaria de petróleo de 7.000 BPD, de gas de 2'500.000 PCD y de agua de 9.000 BAPD con una producción acumulada a la fecha de petróleo de 78'132.900 Bbl, de agua de 88'905.000 Bbl y de gas 37'353.000 KPD.

Teniendo en cuenta la energía del yacimiento y los mecanismos de empuje con los que cuenta, algunos de sus pozos perforados inician su producción en flujo natural y de acuerdo al comportamiento de la caída de presión y los respectivos caudales de los fluidos, se hace necesario implementar es los pozos sistemas de levantamiento artificial como lo es el bombeo mecánico (BM) de manera predominante y bombas de cavidades progresivas (BCP) de acuerdo a las diferentes variables de producción y características del yacimiento.

Figura 17. Curva histórica de producción del campo Galán.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. ECOPETROL S.A.

### 3.2. DESCRIPCION DE LOS POZOS MUESTRA

Los pozos tomados para este estudio fueron:

Llanito 75	Llanito 93
Llanito 97	Llanito 109
Llanito 120	Llanito 121
Llanito 122	Llanito 123
Llanito 125	Llanito 127
Llanito 128	Llanito 129

A continuación se describirán las características de los pozos seleccionados.(ver Tabla 2, Tabla 3, Tabla 4).

**Tabla 2. Datos pozos llanito 75, 93, 97,109**

<b>POZO</b>	<b>LLANITO 75</b>	<b>LLANITO 93</b>	<b>LLANITO 97</b>	<b>LLANITO 109</b>
<b>UNIDAD DE BOMBEO</b>	<b>MARK II</b>	<b>AIR BALANCE</b>	<b>AIR BALANCE</b>	<b>AIR BALANCE</b>
	M-912D-365-168	A-912D-305-168	A-640D-305-168	A-912D-305-168
<b>MOTOR</b>	25,30,40 HP WEG	40,50,60 HP WEG	40,50,60 HP WEG	40,50,60 HP WEG
<b>POTENCIA (HP)</b>	40	60	60	60
<b>RECORRIDO</b>	MAXIMO	MAXIMO	MINIMO	MAXIMO
<b>DIAMETRO DEL PISTON (in)</b>	2	2,25	1,25	1,75
<b>PROFUNDIDAD ANCLA (ft)</b>		5976	5298	
<b>LONGITUD SARTA (ft)</b>	3316	5933	7116	6377
<b>PESO DE LA SARTA (LB)</b>	6215	12861	16701	15601
<b>PROFUNDIDAD PERFORACIONES (ft)</b>	6272	6991	7669	7266
<b>SPM</b>	5,5	5,1	4,5	6,1
<b>API</b>	18,7	19,7	20,4	19,5
<b>BSW</b>	86%	71%	3%	28%
<b>CAUDAL TOTAL MEDIDO (Bbl)</b>	380	374	67	130
<b>FECHA DINAGRAMA</b>	13/11/2010	21/11/2010	24/10/2010	04/12/2010
<b>PRESION DE CASING (psi)</b>	84,3	140,8	87,3	16,3
<b>PRESION DE BUILDUP (psi)</b>	0,6	-0,019	0,9	3,8
<b>PRESION DE TUBING (psi)</b>	50	150	80	70
<b>NIVEL DINAMICO (ft)</b>	1462	4108,48	5636	6267
<b>PROFUNDIDAD ENTRADA DE LA BOMBA (ft)</b>	3362	6032	7164	6203
<b>PRHP (HP)</b>	10,1	20	4,2	26,4

**Tabla 3. Datos pozos Llanito 120, 121, 122, 123**

<b>POZO</b>	<b>LLANITO 120</b>	<b>LLANITO 121</b>	<b>LLANITO 122</b>	<b>LLANITO 123</b>
<b>UNIDAD DE BOMBEO</b>	MARK II	MARK II	MARK II	MARK II
	M-640D-305-168	M-640D-305-168	M-640D-305-168	M-640D-365-168
<b>MOTOR</b>	40,50,60 HP WEG	40,50,60 HP WEG	40,50,60 HP WEG	40,50,60 HP WEG
<b>POTENCIA (HP)</b>	60	60	60	60
<b>RECORRIDO</b>	MINIMO	MAXIMO	MEDIO	MEDIO
<b>DIAMETRO DEL PISTON (in)</b>	1,25	1,75	2,25	1,75
<b>PROFUNDIDAD ANCLA (ft)</b>		5490	5340	6119
<b>LONGITUD SARTA (ft)</b>	6691	6377	6065	6466
<b>PESO DE LA SARTA (LB)</b>	14684	14294	13982	11520
<b>PROFUNDIDAD PERFORACIONES (ft)</b>	8155	6525	5731	6901
<b>SPM</b>	4,1	5,3	5,5	5
<b>API</b>	18,9	17,4	19,9	22,8
<b>BSW</b>	66%	61%	57%	52%
<b>CAUDAL TOTAL MEDIDO (Bbl)</b>	32	97	244	205
<b>FECHA DINAGRAMA</b>	10/11/2010	29/10/2010	01/12/2010	23/11/2010
<b>PRESION DE CASING (psi)</b>	52	95,2	91,7	63,5
<b>PRESION DE BUILDUP (psi)</b>	1,1	0,4	1	0,9
<b>PRESION DE TUBING (psi)</b>	50	220	100	50
<b>NIVEL DINAMICO (ft)</b>	5910	3829	4819	3517
<b>PROFUNDIDAD ENTRADA DE LA BOMBA (ft)</b>	6754	6444	6101	6538
<b>PRHP (HP)</b>	9,8	13,8	20,3	10,4

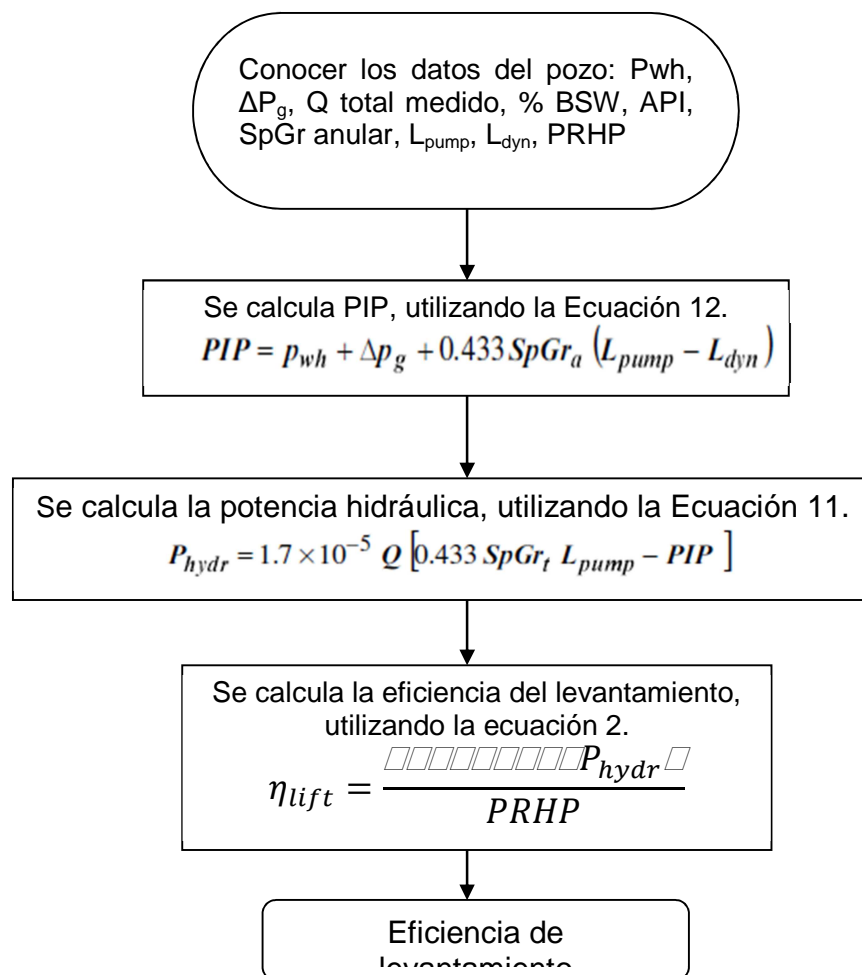
**Tabla 4. Datos pozos Llanito 125, 127, 128, 129**

<b>POZO</b>	<b>LLANITO125</b>	<b>LLANITO 127</b>	<b>LLANITO 128</b>	<b>LLANITO 129</b>
<b>UNIDAD DE BOMBEO</b>	MARK II	MARK II	MARK II	MARK II
	M-640D-365-168	M-640D-365-168	M-640D-365-168	M-912D-365-168
<b>MOTOR</b>	60 HP WEG	40,50,60 HP WEG	40,50,60 HP WEG	100 HP WEG
<b>POTENCIA (HP)</b>	60	60	60	100
<b>RECORRIDO</b>	MAXIMO	MEDIO	MEDIO	MAXIMO
<b>DIAMETRO DEL PISTON (in)</b>	1,75	1,75	2,75	2,25
<b>PROFUNDIDAD ANCLA (ft)</b>	5563	6266	4861	5602
<b>LONGITUD SARTA (ft)</b>	5804	7293	4972	6035
<b>PESO DE LA SARTA (LB)</b>	12968	16165	11682	13067
<b>PROFUNDIDAD PERFORACIONES (ft)</b>	5953	6578	6305	6588
<b>SPM</b>	6	5	5,8	5,5
<b>API</b>	20,2	21,1	21,8	21,2
<b>BSW</b>	15%	54%	48%	25%
<b>CAUDAL TOTAL MEDIDO (Bbl)</b>	249	116	124	256
<b>FECHA DINAGRAMA</b>	03/12/2010	26/11/2010	04/12/2010	01/12/2010
<b>PRESION DE CASING (psi)</b>	88,3	74,6	9,5	59,8
<b>PRESION DE BUILDUP (psi)</b>	-6	0,8	0,7	3,6
<b>PRESION DE TUBING (psi)</b>	75	70	100	190
<b>NIVEL DINAMICO (ft)</b>	1527	6733	1950	2999
<b>PROFUNDIDAD ENTRADA DE LA BOMBA (ft)</b>	5866	7336	4953	6084
<b>PRHP (HP)</b>	8,3	15,1	13,2	10

### 3.3. CALCULOS REALIZADOS

Para realizar los cálculos se toman en cuenta las ecuaciones arriba mencionadas. A continuación se mostraran los resultados obtenidos por el desarrollo de las mismas en cada uno de los pozos seleccionados para este estudio, en la Figura 18 podemos ver el diagrama de flujo para el cálculo de la eficiencia de levantamiento. En la Tabla 5 se pueden observar los datos de los pozos estudio, estos datos son obtenidos del seguimiento de los pozos en campo y de los dinagramas de los mismos (Ver anexos del 1-12).

**Figura 18. Diagrama de flujo de cálculo de la eficiencia de levantamiento**



Fuente: autor

En la Tabla 6, se puede observar los cálculos obtenidos para todos los pozos estudio.

**Tabla 5. Datos pozos del estudio**

<b>POZO</b>	<b>CAUDAL TOTAL (QT)(Bbl)</b>	<b>CAUDAL CRUDO (Qo)(Bbl)</b>	<b>CAUDAL AGUA (Qw) (Bbl)</b>	<b>BSW (%)</b>	<b>API</b>	<b>SpGro</b>	<b>SpGra</b>	<b>Ldyn (ft)</b>	<b>Lpump (ft)</b>	<b>Pwh (psi)</b>	<b>Δpg (psi)</b>	<b>PRHP (HP)</b>
<b>75</b>	380	54,7	325,3	86%	18,7	0,9421	1,0345	1462	3362	50	0,60	10,1
<b>93</b>	374	110,0	264,0	71%	19,7	0,9358	1,0164	4108	6032	150	-0,02	20,0
<b>97</b>	67	65,0	2,0	3%	20,4	0,9315	0,9351	5636	7164	80	0,90	4,2
<b>109</b>	130	93,6	36,4	28%	19,5	0,9371	0,9687	6267	6203	70	3,80	26,4
<b>120</b>	32	10,9	21,1	66%	18,9	0,9408	1,0128	5910	6754	50	1,10	9,8
<b>121</b>	97	37,8	59,2	61%	17,4	0,9503	1,0111	3829	6444	220	0,40	13,8
<b>122</b>	244	104,2	139,8	57%	19,9	0,9346	1,0007	4819	6101	100	1,00	20,3
<b>123</b>	205	98,4	106,6	52%	22,8	0,9170	0,9862	3517	6538	50	0,90	10,4
<b>125</b>	249	211,7	37,4	15%	20,2	0,9328	0,9503	1527	5866	75	-6,00	8,3
<b>127</b>	116	53,4	62,6	54%	21,1	0,9273	0,9935	6733	7336	70	0,80	15,1
<b>128</b>	124	64,5	59,5	48%	21,8	0,9230	0,9840	1950	4953	100	0,70	13,2
<b>129</b>	256	192,0	64,0	25%	21,2	0,9267	0,9575	2999	6984	190	3,60	10,0

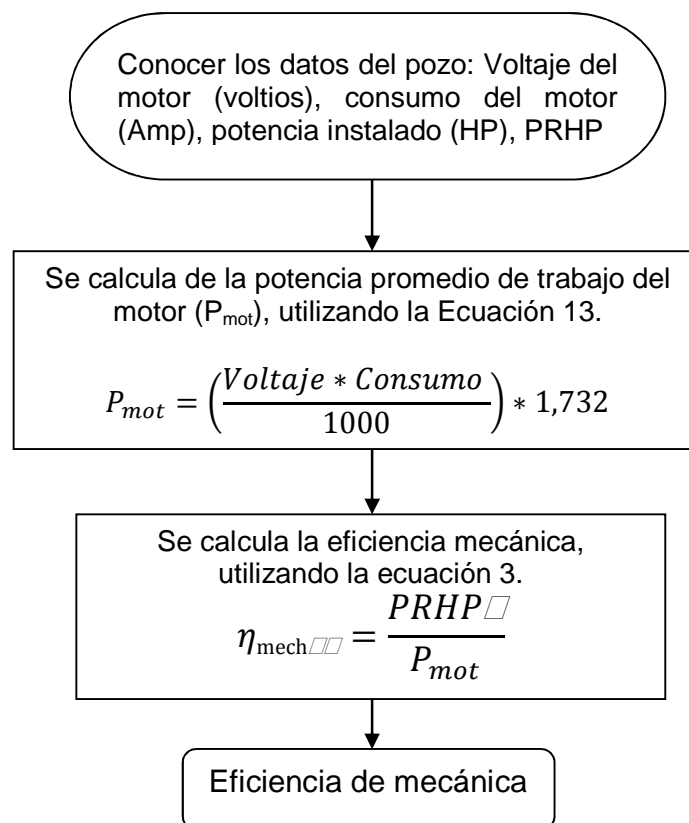
56

**Tabla 6. Datos de la eficiencia de funcionamiento de los pozos del estudio**

<b>POZO</b>	<b>PIP (psi)</b>	<b>Phydr (HP)</b>	<b><math>\eta_{lift}</math></b>
<b>75</b>	901,6	3,90	<b>39%</b>
<b>93</b>	996,6	10,54	<b>53%</b>
<b>97</b>	699,6	2,51	<b>60%</b>
<b>109</b>	47,0	5,65	<b>21%</b>
<b>120</b>	421,2	1,38	<b>14%</b>
<b>121</b>	1365,3	2,40	<b>17%</b>
<b>122</b>	656,5	8,24	<b>41%</b>
<b>123</b>	1340,9	5,06	<b>49%</b>
<b>125</b>	1854,5	2,37	<b>29%</b>
<b>127</b>	330,2	5,57	<b>37%</b>
<b>128</b>	1380,2	1,54	<b>12%</b>
<b>129</b>	1845,8	4,57	<b>46%</b>

En la Figura 19 podemos ver el diagrama de flujo para el cálculo de la eficiencia mecánica. En la Tabla 7, se puede observar los cálculos obtenidos para todos los pozos estudio.

**Figura 19. Diagrama de flujo de cálculo de la eficiencia mecánica**



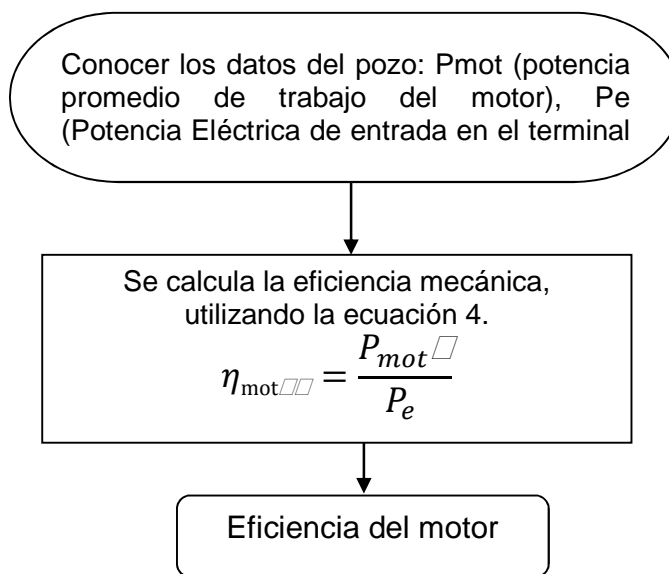
Fuente: autor

**Tabla 7. Datos de la eficiencia mecánica de los pozos del estudio**

POZO	Potencia instalada (HP)	Potencia instalada con eficiencia teórica (HP)	Consumo Promedio (AMP)	Voltaje (voltios)	Potencia Promedio (KWATT)	Pmot (HP)	PRHP (HP)	$\eta_{mech}$
75	40	34	28,0	480	23,28	31,20	10,1	32%
93	60	51	34,0	480	28,27	37,89	20,0	53%
97	60	51	43,0	480	35,75	47,92	4,2	9%
109	60	51	45,3	480	37,66	50,48	26,4	52%
120	60	51	39,6	480	32,92	44,13	9,8	22%
121	60	51	42,1	480	35,00	46,92	13,8	29%
122	60	51	39,6	480	32,92	44,13	20,3	46%
123	60	51	34,6	480	28,77	38,56	10,4	27%
125	60	51	30,3	480	25,19	33,77	8,3	25%
127	60	51	35,0	480	29,10	39,00	15,1	39%
128	60	51	43,0	480	35,75	47,92	13,2	28%
129	100	85	51,3	480	42,65	57,17	10,0	17%

En la Figura 20 podemos ver el diagrama de flujo para el cálculo de la eficiencia del motor.

**Figura 20. Diagrama de flujo de cálculo de la eficiencia del motor**



Fuente: autor

En la Tabla 8, se puede observar los cálculos obtenidos para todos los pozos estudio.

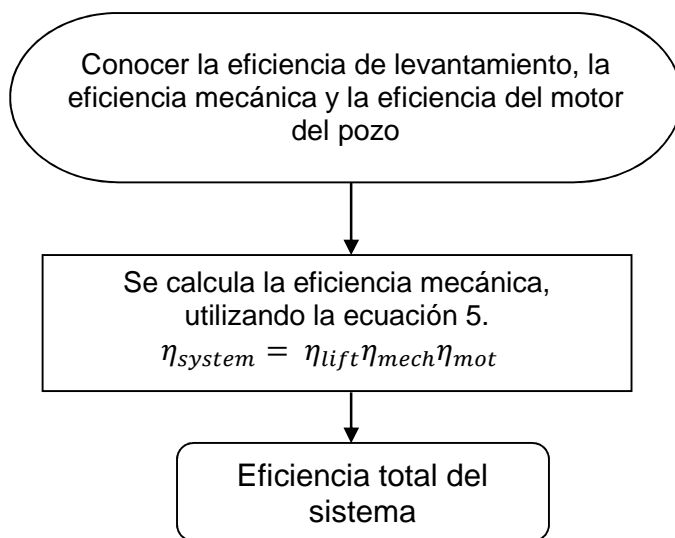
**Tabla 8. Datos de la eficiencia del motor de los pozos del estudio**

<b>POZO</b>	<b>Potencia instalada (HP)</b>	<b>Potencia instalada con eficiencia teórica (HP) (<math>P_e</math>)</b>	<b>Consumo Promedio (AMP)</b>	<b>Pmot (HP)</b>	<b><math>\eta_{motor}</math></b>
<b>75</b>	40	34	28,0	31,20	<b>92%</b>
<b>93</b>	60	51	34,0	37,89	<b>74%</b>
<b>97</b>	60	51	43,0	47,92	<b>94%</b>
<b>109</b>	60	51	45,3	50,48	<b>99%</b>
<b>120</b>	60	51	39,6	44,13	<b>87%</b>
<b>121</b>	60	51	42,1	46,92	<b>92%</b>
<b>122</b>	60	51	39,6	44,13	<b>87%</b>
<b>123</b>	60	51	34,6	38,56	<b>76%</b>
<b>125</b>	60	51	30,3	33,77	<b>66%</b>
<b>127</b>	60	51	35,0	39,00	<b>76%</b>
<b>128</b>	60	51	43,0	47,92	<b>94%</b>
<b>129</b>	100	85	51,3	57,17	<b>67%</b>

En la Figura 21 podemos ver el diagrama de flujo para el cálculo de la eficiencia del motor.

En la Tabla 9, se puede observar los cálculos obtenidos para todos los pozos estudio.

**Figura 21. Diagrama de flujo de cálculo de la eficiencia total del sistema**



Fuente: autor

**Tabla 9. Datos de la eficiencia total del sistema de bombeo mecánico de los pozos del estudio**

<b>POZO</b>	<b><math>\eta_{lift}</math></b>	<b><math>\eta_{mech}</math></b>	<b><math>\eta_{motor}</math></b>	<b><math>\eta_{system}</math></b>
<b>75</b>	39%	32%	92%	<b>11%</b>
<b>93</b>	53%	53%	74%	<b>21%</b>
<b>97</b>	60%	9%	94%	<b>5%</b>
<b>109</b>	21%	52%	99%	<b>11%</b>
<b>120</b>	14%	22%	87%	<b>3%</b>
<b>121</b>	17%	29%	92%	<b>5%</b>
<b>122</b>	41%	46%	87%	<b>16%</b>
<b>123</b>	49%	27%	76%	<b>10%</b>
<b>125</b>	29%	25%	66%	<b>5%</b>
<b>127</b>	37%	39%	76%	<b>11%</b>
<b>128</b>	12%	28%	94%	<b>3%</b>
<b>129</b>	46%	17%	67%	<b>5%</b>

En el Anexo 13 se puede ver el ejemplo del cálculo de las eficiencias de levantamiento, mecánica, del motor y la del sistema para el pozo Llanito 75.

### **3.4. ANALISIS DE LOS DATOS**

#### **3.4.1. Eficiencia de levantamiento**

En el caso de la eficiencia de levantamiento se evidencia que con base a la literatura, los valores obtenidos son muy bajos ya que oscilan entre un 12% hasta un 60%, lo que dará oportunidades de mejora en cada uno de los pozos, las cuales pueden ser desde la combinación de tamaño de la bomba hasta el cambio de la velocidad de bombeo.

Para aumentar la eficiencia de levantamiento de cada uno de los pozos se podrían tomar las siguientes alternativas:

3.4.1.1. Llanito 75: Ya que presenta un nivel dinámico alto una alternativa sería disminuir este, aumentando la extracción, se podría probar cambiando la bomba por una de mayor diámetro ya que el pistón es de 2", esto podría incrementar el caudal total de fluido.

Otra alternativa sería aumentar los SPM, para incrementar el caudal revisando que ninguna de las alternativas expuestas traiga problemas en la extracción.

La recuperación de producción aproximada que se daría sería de 40BFPD teóricos, para esto se debe aplicar la ecuación 13.

$$Capacidad = 0.1166(d_{piston}^2)(SPM)(Recorrido\ de\ la\ bomba) \quad \text{Ecuación 13}$$

Se podría revisar como disminuir la PRHP (Potencia requerida en la barra pulida en superficie), para esto se puede verificar el diseño actual del sistema, si es posible modificarlo, se debe optimizar en las próximas intervenciones a realizar en el pozo. (En el Anexo 1, se puede observar los dinagramas del pozo donde se adquirió la información)

3.4.1.2. Llanito 93: Para este pozo se presenta una situación similar al Llanito 75, muestra un nivel dinámico alto, una solución es disminuirlo aumentando la extracción, una alternativa es aumentar la velocidad de extracción.

La recuperación de producción aproximada sería de 40 BFPD teóricos por cambio de velocidad.

Revisión del como disminuir la PRHP (Potencia requerida en la barra pulida en superficie) verificando el diseño de sarta del pozo. (En el Anexo 2, se puede observar los dinagramas del pozo donde se adquirió la información)

3.4.1.3. Llanito 97: Ya que presenta un nivel dinámico alto una alternativa sería disminuirlo, aumentando la extracción, también se podría probar cambiando la bomba por una más grande ya que el pistón es de 1,25", esto podría aumentar el caudal total de fluido. Adicional se podría cambiar el recorrido de la unidad ya que está en recorrido mínimo. También se podría pensar en aumentar la velocidad de extracción.

La recuperación de producción aproximada sería de 29 BFPD teóricos. (En el Anexo 3, se puede observar los dinagramas del pozo donde se adquirió la información)

3.4.1.4. Llanito 109: En este caso en particular se debe revisar el nivel de fluido ya que para el día que se tomaron los datos la sumergencia de la bomba es nula, por consiguiente para optimizar la eficiencia del sistema hay que disminuir la PRHP, ya que es muy alto para el trabajo del pozo, adicional se debe revisar con las pruebas de campo si el pozo está bombeando y si la ausencia de sumergencia es por otros factores. Si la bomba trabaja bien se puede pensar en profundizar la bomba hasta donde la producción de arena lo permita. (En el Anexo 4, se puede observar los dinagramas del pozo donde se adquirió la información)

3.4.1.5. Llanito 120: Ya que presenta un nivel dinámico alto una alternativa sería disminuirlo, aumentando la velocidad de extracción, esto podría el caudal total de fluido. Adicional se podría cambiar el recorrido de la unidad ya que está en recorrido mínimo.

La recuperación de producción aproximada sería de 26 BFPD teórico. (En el Anexo 5, se puede observar los dinagramas del pozo donde se adquirió la información)

3.4.1.6. Llanito 121: Ya que presenta un nivel dinámico alto una alternativa sería disminuir este, aumentando la extracción, se podría probar cambiando la bomba por una más grande ya que el pistón es de 1,75", esto podría aumentar el caudal total de fluido.

Otra alternativa sería aumentar los SPM, para incrementar el caudal revisando que ninguna de las alternativas expuestas traiga problemas en la extracción.

La recuperación de producción aproximada sería de 12 BFPD teórico.

Revisión del como disminuir la PRHP (Potencia requerida en la barra pulida en superficie). Se debe revisar el diseño actual instalado, se puede verificar si es posible modificarlo en la próxima intervención que tenga el pozo.

Se deben revisar las medidas de campo ya que la medida es muy baja. (En el Anexo 6, se puede observar los dinagramas del pozo donde se adquirió la información)

3.4.1.7. Llanito 122: Presenta un nivel dinámico alto una alternativa sería disminuir este, aumentando la extracción una alternativa sería aumentar los SPM, para incrementar el caudal revisando que ninguna de las alternativas expuestas traiga problemas en la extracción. También se puede revisar el cambio de recorrido de medio a máximo.

La recuperación de producción aproximada sería de 85 BFPD teórico.

Disminución de la potencia requerida por la barra lisa revisando el diseño actual instalado, se debe verificar si es posible modificarlo en la próxima intervención que tenga el pozo. (En el Anexo 7, se puede observar los dinagramas del pozo donde se adquirió la información)

3.4.1.8. Llanito 123: Este pozo presenta un nivel dinámico aceptable, una alternativa sería disminuirlo, aumentando la extracción, una alternativa sería aumentar los SPM, para incrementar el caudal revisando que ninguna de las alternativas expuestas traiga problemas en la extracción. También se puede revisar el cambio de recorrido de medio a máximo.

La recuperación de producción aproximada que sería de 59 BFPD teóricos. (En el Anexo 8, se puede observar los dinagramas del pozo donde se adquirió la información)

3.4.1.9. Llanito 125: Este pozo presenta un nivel dinámico alto, una alternativa sería disminuir este, aumentando la extracción para esto se puede evaluar el cambio de diámetro del pistón ya que tiene instalado un pistón de 1.75", otra alternativa sería aumento de SPM hasta donde lo permita la unidad.

La recuperación de producción aproximada sería de 18 BFPD teóricos. (En el Anexo 9, se puede observar los dinagramas del pozo donde se adquirió la información)

3.4.1.10. Llanito 127: Como en la mayoría de los casos una disminución de nivel dinámico ayudaría a realizar un aumento en la eficiencia del sistema, esto se podría dar realizando un cambio de recorrido de medio a máximo. Se deberá revisar la disminución de la potencia de la barra lisa, para obtener mejores resultados.

La recuperación de producción aproximada sería de 34 BFPD teóricos. (En el Anexo 10, se puede observar los dinagramas del pozo donde se adquirió la información)

3.4.1.11. Llanito 128: Este pozo presenta un nivel dinámico alto una alternativa sería disminuirlo, aumentando la extracción, una alternativa sería aumentar los SPM, para incrementar el caudal revisando que ninguna de las alternativas expuestas traiga problemas en la extracción. También se puede revisar el cambio de recorrido de medio a máximo.

La recuperación de producción aproximada sería de 120 BFPD teóricos. (En el Anexo 11, se puede observar los dinagramas del pozo donde se adquirió la información)

3.4.1.12. Llanito 129: Este pozo presenta un nivel dinámico alto una alternativa sería disminuirlo, aumentando la extracción para esto se podría aumentar los SPM, para incrementar el caudal revisando que ninguna de las alternativas expuestas traiga problemas en la extracción.

La recuperación de producción aproximada sería de 30 BFPD teóricos. (En el Anexo 12, se puede observar los dinagramas del pozo donde se adquirió la información)

Se pudo evidenciar que uno de los factores más decisivos para el cálculo de la eficiencia de levantamiento es el nivel dinámico de fluido, lo que se debe procurar es mantenerlo bajo para incrementar los niveles de producción.

Todas estas alternativas de optimización de los sistemas deben revisarse verificando las condiciones actuales de yacimiento para no forzarlo y provocar inconvenientes futuros.

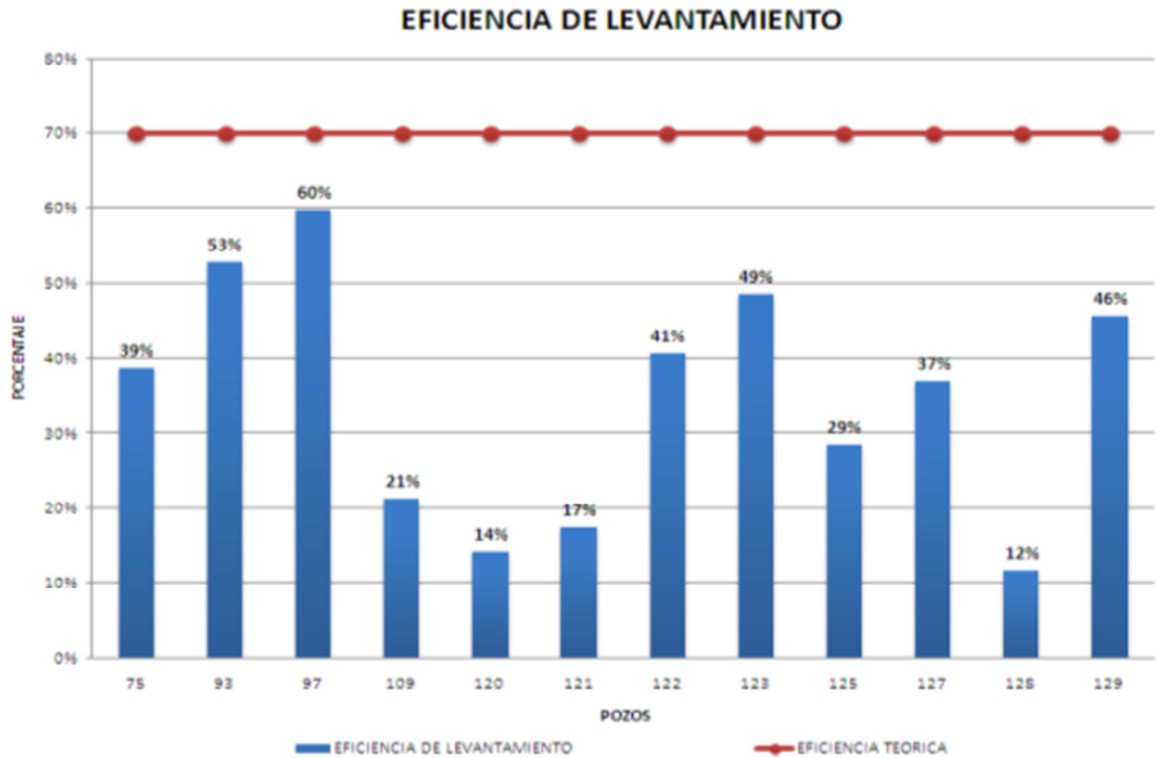
En la Tabla 10 se muestran los incrementos de producción esperados en los pozos al realizar las optimizaciones planteadas.

**Tabla 10. Ganancias aproximadas de producción**

<b>POZO</b>	<b>PRODUCCION APROXIMADA A RECUPERAR (BFPD)</b>
75	40
93	40
97	29
109	-
120	26
121	12
122	85
123	59
125	18
127	34
128	120
129	30

En la Figura 22 se muestran los resultados de la eficiencia de levantamiento de los pozos estudiados, se puede ver que la eficiencia optima teórica debe estar por encima de 70% y los resultados están por debajo de este indicador.

Figura 22. Eficiencia de levantamiento



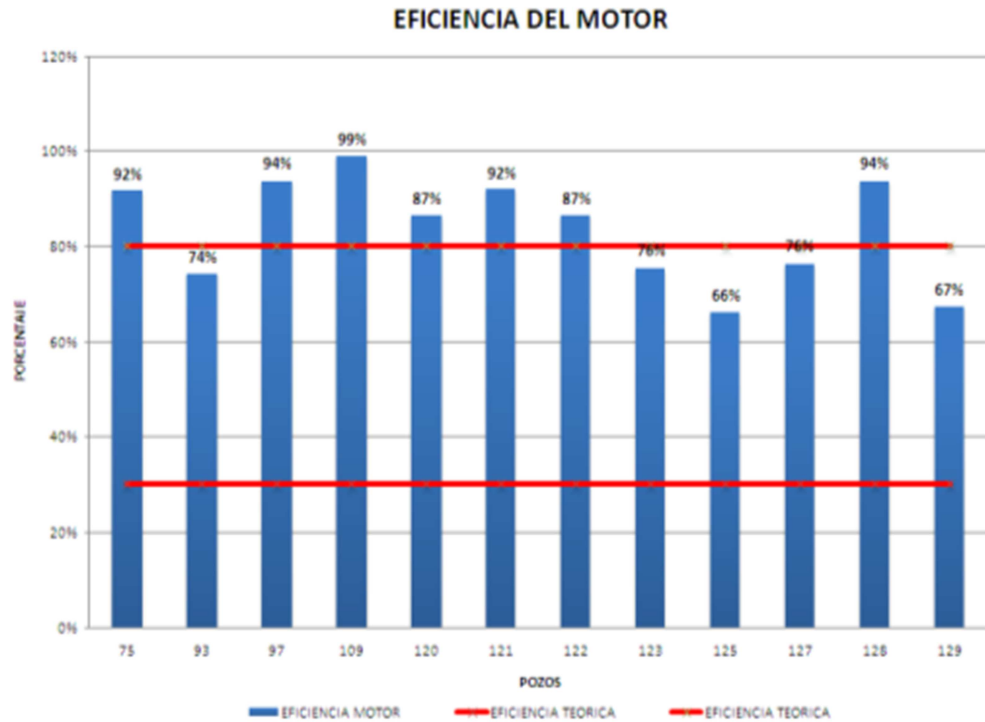
Fuente: El autor

### 3.4.2. Eficiencia del motor

En el caso de la eficiencia del motor como señala la literatura, los porcentajes de eficiencia pueden variar de entre 30% al 80%, para estos casos se muestra que los motores instalados en las unidades de bombeo de los pozos de estudio muestran una alta eficiencia, tomando en cuenta que en el campo llanito se trabaja con una carga plena del 85%.

Para el caso de los pozos estudio las eficiencias oscilan de un 66% hasta un 99%, como se puede ver en la Figura 23, lo que indica que los motores instalados en cada una de las unidades de bombeo están realizando el trabajo en optimas condiciones, ya que la potencia gastada en el trabajo promedio es la instalada. Se debe tener en cuenta que estos sistemas deben tener programas de mantenimiento acertados para conservar la integridad de los mismos

**Figura 23. Eficiencia del motor**



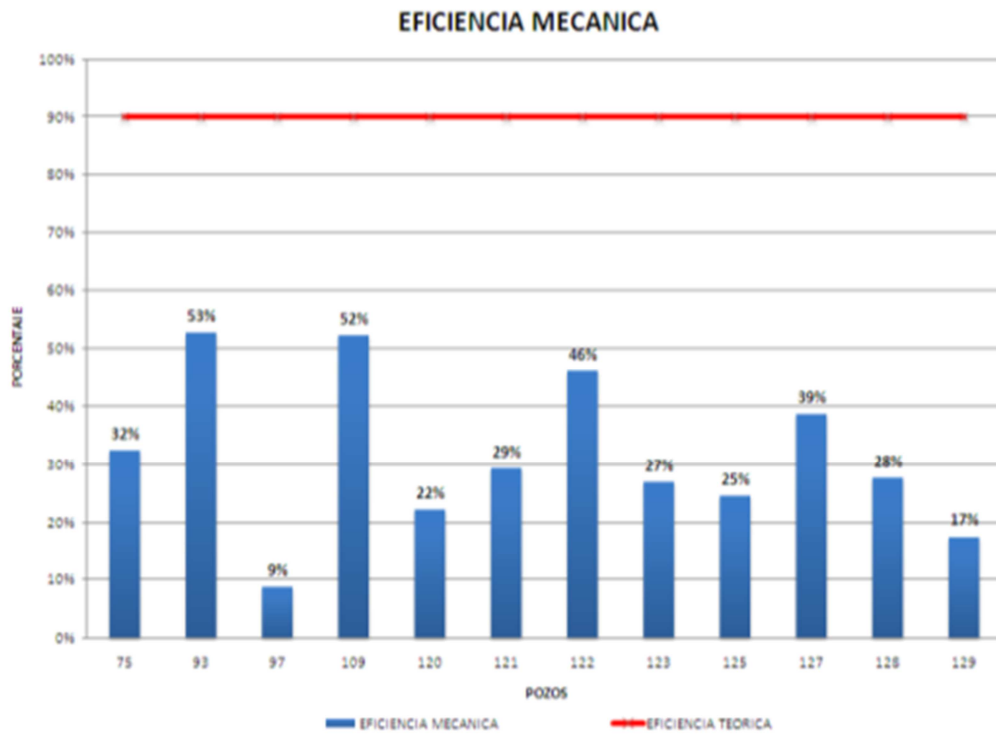
Fuente: El autor

### 3.4.3. Eficiencia Mecánica

Para el caso de la eficiencia mecánica los valores promedio en superficie deberían ser altas, por lo general más del 90% en condiciones favorables.

Para el caso de los pozos evaluados para este estudio, ya que la Eficiencia mecánica depende directamente de la PRHP (Potencia requerida en la barra pulida en superficie), y se dan valores que oscilan desde un 9% hasta un 53%, como se ve en la Figura 24, se podría decir que se deben revisar los diseños de sarta y tubería instalados para obtener los mejores beneficios en eficiencia mecánica.

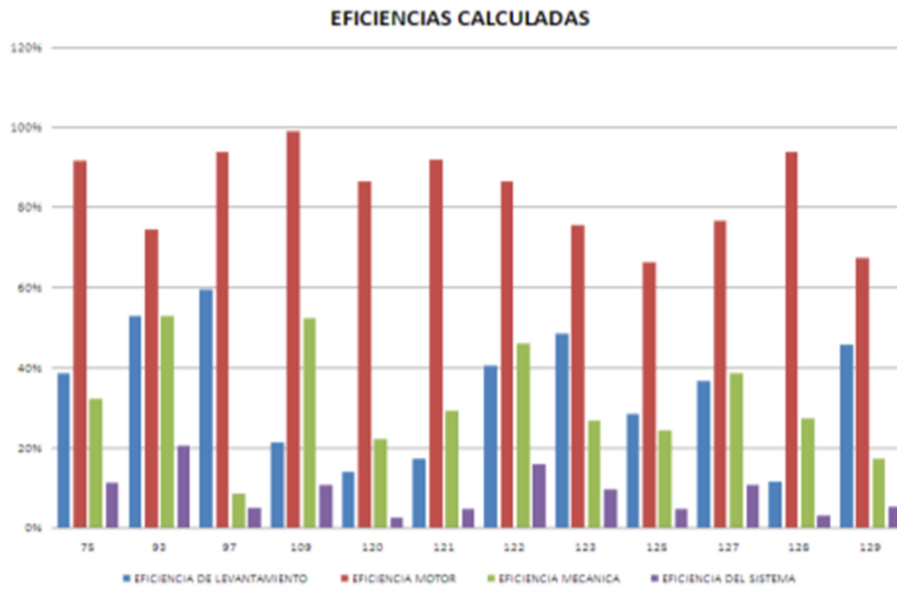
Figura 24. Eficiencia mecánica



Fuente: El autor

En la Figura 25 se muestran las eficiencias calculadas de los pozos de muestra.

Figura 25. Eficiencias calculadas en los pozos muestra



Fuente: El autor

## RECOMENDACIONES

- Implementar el cálculo de la eficiencia del sistema de levantamiento, para optimizar los tiempos de detección de puntos a mejorar buscando aumento de producción en las áreas.
- Extender la realización del cálculo de la eficiencia del sistema de bombeo a todos los campos de la Superintendencia de Mares para determinar el porcentaje de efectividad de los equipos instalados.
- Clasificar la información obtenida para crear planes de mejora en los puntos más críticos para conseguir aumentar la producción de los campos.
- Implementar el cálculo de la eficiencia del sistema de bombeo para optimizar tiempos de respuesta en búsqueda de oportunidades de mejora.
- Realizar un análisis más profundo de los diseños instalados en los pozos para realizar optimizaciones que requieran cambio de sarta y/o tubería, evaluando los costos de cada una de las intervenciones.

## CONCLUSIONES

- Realizar el cálculo de las eficiencias mecánicas, de levantamiento y del motor es una buena práctica para la toma de decisiones enfocado a la optimización de cada uno de los pozos ya que reduce tiempos de respuesta y se puede pensar en implementar planes de mejora donde se prioricen los pozos con menor eficiencia.
- Al realizar el cálculo de las eficiencias enunciadas se puede evidenciar que son un punto de referencia importante para toma de decisiones tempranas ya que con este dato sabemos que pozos tenemos que optimizar de forma clara y rápida.
- El nivel dinámico es uno de los factores más importantes para el cálculo de las eficiencias, se debe mantener bajo para aumentar los niveles de producción de los pozos.
- Con base en los datos obtenidos se evidencia que los motores instalados en las unidades bombeo trabajan con muy buenos resultados.
- Se debe pensar en realizar mejoras en la confiabilidad de los sistemas de medición del campo para corroborar los datos de producción de cada uno de los pozos para obtener mayor exactitud en los cálculos realizados.
- Los beneficios obtenidos por la realización del diagnóstico temprano del cálculo de la eficiencia, se puede evidenciar con los incrementos aproximados de producción que se pueden obtener enfocados en la disminución de los niveles dinámicos de los pozos.

## BIBLIOGRAFÍA

ARZUZA, Leonardo, Modulo de Bombeo Mecánico. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Bucaramanga: 2009.

BROWN, Kermit: The Technology Of Artificial Lift Methods. Tulsa, Oklahoma PennWell 1977.

FUENTES, Ramón. Eficiencia de los centros públicos de educación secundaria de la provincia de Alicante. 2000

GAULT, R. H., Designing a Sucker Rod Pumping System For Maximum SPE Production Engineering, November 1987.

GIPSON, F. W. – Swain, H. W., The Beam pumping Desing Chain. Proc. 31<sup>st</sup> Annual Southwestern Petroleum Short Course, Lubbock, Texas, 1984.

HIRSCHFELDT, Marcelo, Registros dinamométricos en pozos con bombeo mecánico: Guía para interpretación. Oilproduction.net.

KILGORE, J. J. – Tripp, H. A. – Hunt, C. L., Walking Beam Pumping Unit System Efficiency Measurement, Paper SPE 227888, 1991

LEA, J. F. – Rowlan, L. – Mc Coy , J., Artificial lift Power Efficiency. Proc. 46<sup>th</sup> Annual Southwestern Petroleum Short Course, Lubbock, Texas, 199, 52 – 63.

LEA, J. F. – Minissale, J. D., Beam pumps Surpass ESP Efficiency. Oil and Gas Journal, Mayo 1992.

NIND, T.E.W., Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros. Ontario: Editorial Limusa, 1987.

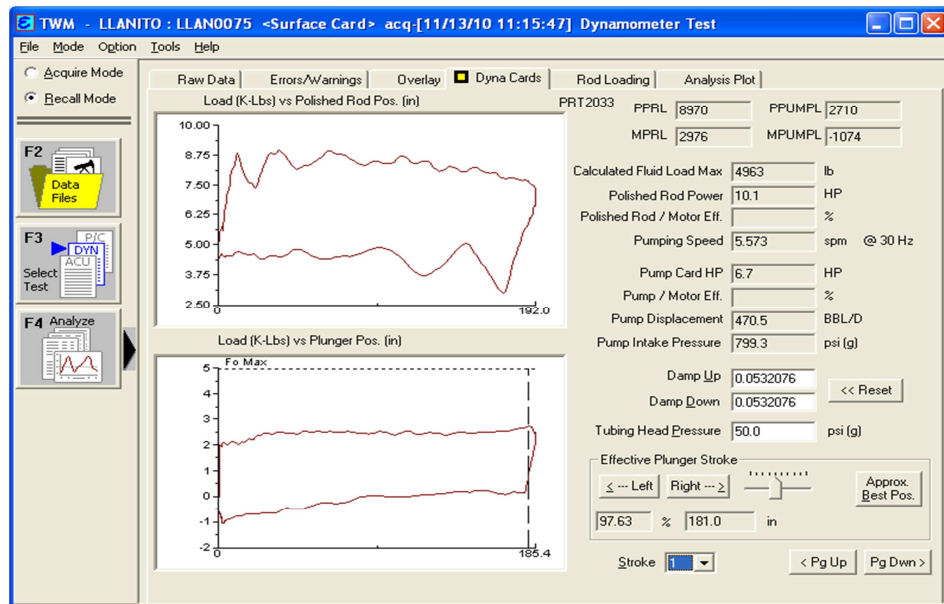
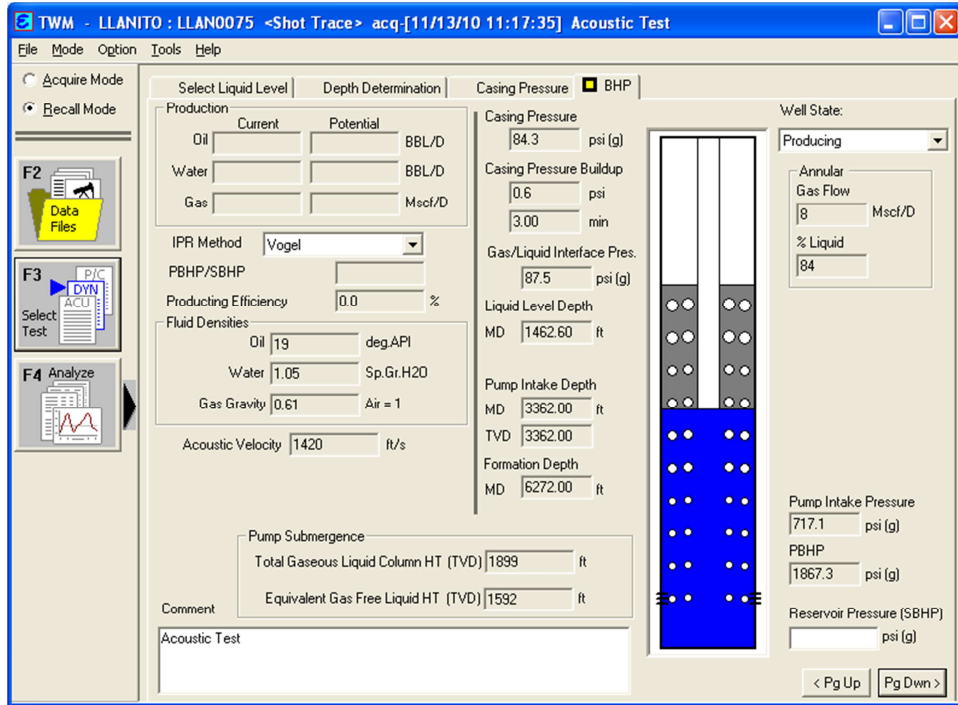
OSORIO, Rafael. <http://www.petroblogger.com/2010/08/bombeo-mecanico-de-petroleo.html>

TAKACS, Gabor. Power Efficiency Of Sucker – Rod Pumping. 50th Southwestern Petroleum Short Course, Lubbock. Texas: 2003.

TAKACS, Gabor. Study Evaluates How To Improve Rod Pumping In Mature Field. Hungría: University Of Miskolc, Oil & Gas Journal. 2007.

# ANEXOS

## Anexo 1. Información Dinagramas Pozo Llanito 75



TWM - LLANITO : LLAN0075 <Surface Card> acq-[11/13/10 11:15:47] Dynamometer Test

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode  
Recall Mode

F2 Data Files  
F3 Select Test  
F4 Analyze

File Mgmt | General | Data Guide | **Surface Equip.** | Wellbore | Conditions

[Alt-1] Surface Unit  
 Manufacturer: LUFKIN  
 Unit Class: Mark II  
 API: M-912D-305-192  
 Stroke Length: 192.000 in  
 Rotation:  CW  CCW  
 For Net Torque Calculations Use:  
 Counter Balance Effect (Weights level) [ ] Klb  
 Counter Balance Moment (Existing) [ ] Kin-lb [Counter Weights...]  
 Weight Of Counter Weights: 2000 lb

[Alt-2] Prime Mover  
 Motor Type:  Electric  Gas  
 Motor Rating: [ ] HP Run Time: 24 hr/day  
 MFG/Comment: [ ]

[Alt-3] Electric Motor Parameters  
 Full Load: [ ] Amps  
 Rated RPM: [ ]  
 Synchronous RPM: 1200  
 Voltage: [ ] Hz: 60 Phase: 3

[Alt-4] Power Cost  
 Consumption: 5 c/KWH  
 Demand: 8 \$/KW

Save < Pg Up Pg Dwn >

TWM - LLANITO : LLAN0075 <Surface Card> acq-[11/13/10 11:15:47] Dynamometer Test

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode  
Recall Mode

F2 Data Files  
F3 Select Test  
F4 Analyze

File Mgmt | General | Data Guide | Surface Equip. | **Wellbore** | Conditions

[Alt-1] Tubulars  
 Tubing OD: 2.875 in [Tubing Table...]  
 Casing OD: 7.000 in [Casing Table...]  
 Ave. Joint Length: 30.523 ft  
 Anchor Depth: [ ] ft  
 KB Correction: 0.00 ft

[Alt-2] Rod String  

	Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4	Taper 5	Taper 6
Rod Type	D	D	NONE	NONE	NONE	NONE
Length	1414.00	1902.00				
Diameter	0.875	0.750				
Weight	3127.8	3087.8	0.0	0.0	0.0	0.0
Damp Up	0.0532076		0.0532076			

 Damp Up: 0.0532076 Damp Down: 0.0532076

[Alt-3] Pump  
 Plunger Dia: 2.000 in  
 Pump Intake: 3362.00 ft

[Alt-4] Polished Rod  
 Diameter: 1.500 in

[Alt-5] Rod Totals  
 True Vertical Depth: 3316.00 ft  
 Total Rod Length: 3316 ft  
 Total Rod Weight: 6215.55 lb

Save Deviated Wellbore ... < Pg Up Pg Dwn >

## Anexo 2. Información Dinagramas Pozo Llanito 93

TWM - LLANITO : LLAN0093 <Shot Trace> acq-[11/21/10 08:28:40] Acoustic Test

File Mode Option Tools Help

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 Mscf/D

IPR Method Vogel  
PBHP/SBHP  
Producing Efficiency 0.0 %

Fluid Densities  
Oil 19 deg API  
Water 1.05 Sp.Gr.H2O  
Gas Gravity 0.55 Air = 1

Acoustic Velocity 1458.2 ft/s

Pump Submergence  
Total Gaseous Liquid Column HT (TVD) 1892 ft  
Equivalent Gas Free Liquid HT (TVD) 1892 ft

Comment  
Acoustic Test

Casing Pressure 140.8 psi (g)  
Casing Pressure Buildup -0.019 psi  
3.00 min  
Gas/Liquid Interface Pres. 152.7 psi (g)  
Liquid Level Depth MD 4108.48 ft  
TVD 3902.30  
Pump Intake Depth MD 6032.07 ft  
TVD 5794.27  
Formation Depth MD 6991.00 ft  
TVD 6753.08

Deviated Wellbore

Well State: Producing  
Annular Gas Flow 0 Mscf/D  
% Liquid 100

Pump Intake Pressure 888.7 psi (g)  
PBHP 1324.6 psi (g)  
Reservoir Pressure (SBHP) psi (g)

< Pg Up Pg Dwn >

TWM - LLANITO : LLAN0093 <Shot Trace> acq-[11/21/10 08:28:40] Acoustic Test

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode  
Recall Mode

F2 Data Files  
F3 Select Test  
F4 Analyze

File Mgmt | General | Data Guide  Surface Equip. | Wellbore | Conditions |

[Alt-1] Surface Unit  
Manufacturer LUFKIN  
Unit Class Air Balance  
API A-912D-305-168  
Stroke Length 168.000 in  
Rotation  CW  CCW  
Weight Of Counter Weights 5000 lb

For Net Torque Calculations Use:  
 Counter Balance Effect (Weights level)  
 Counter Balance Moment (Existing)

[Alt-2] Prime Mover  
Motor Type  Electric  Gas  
Motor Rating HP  
Run Time 24 hr/day  
MFG/Comment

[Alt-3] Electric Motor Parameters  
Full Load Amps  
Rated RPM  
Synchronous RPM 1200  
Voltage Hz 60 Phase 3

[Alt-4] Power Cost  
Consumption 5 c/KWH  
Demand 8 \$/KW

Save < Pg Up Pg Dwn >

TWM - LLANITO : LLAN0093 <Shot Trace> acq-[11/21/10 08:28:40] Acoustic Test

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode  
Recall Mode

F2 Data Files  
F3 Select Test  
F4 Analyze

File Mgmt | General | Data Guide | Surface Equip. | **Wellbore** | Conditions

[Alt-1] Tubulars

Tubing OD 3.500 in Tubing Table...  
Casing OD 7.000 in Casing Table...  
Ave. Joint Length 30.670 ft  
Anchor Depth 5976.37 ft  
KB Correction 0.00 ft

[Alt-3] Pump

Plunger Dia. 2.250 in  
Pump Intake 6032.07 ft

[Alt-4] Polished Rod

Diameter 1.500 in

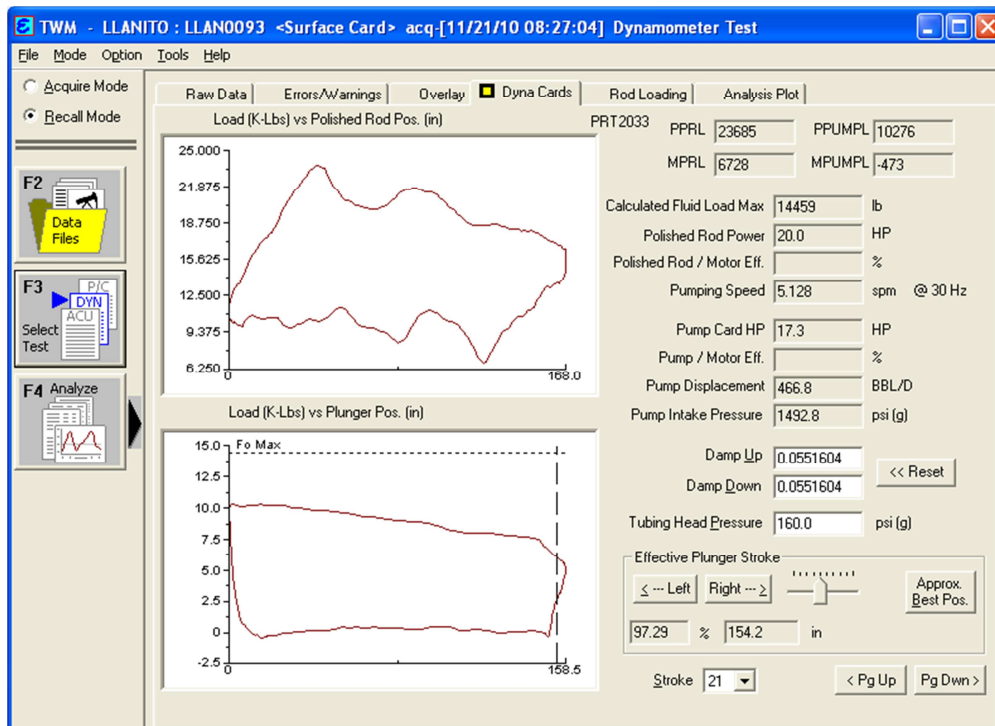
[Alt-5] Rod Totals

True Vertical Depth: 5695.26 ft  
Total Rod Length: 5933 ft  
Total Rod Weight: 12860.9 lb

[Alt-2] Rod String

	Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4	Taper 5	Taper 6
Rod Type	EL	EL	EL	EL	NONE	NONE
Length	2006.00	2100.00	1825.00	2.00		
Diameter	1.000	0.875	0.750	0.750		
Weight	5611.0	4335.2	2911.4	3.2	0.0	0.0
Damp Up	0.0551604		0.0551604			
Damp Down						

Save Deviated Wellbore... < Pg Up Pg Dwn >



### Anexo 3. Información Dinagramas Pozo Llanito 97

TWM - LLANITO : LLAN0097

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode  
Recall Mode

F2 Data Files  
F3 Select Test

File Mgmt General Data Guide **Surface Equip.** Wellbore Conditions

[Alt-1] Surface Unit

Manufacturer LUFKIN  
Unit Class Air Balance  
API A-640D-305-168  
Stroke Length 118.272 in

Rotation  CW  CCW

For Net Torque Calculations Use:  
 Counter Balance Effect (Weights level)  
 Klb  
 Counter Balance Moment (Existing)  
 Kin-lb Counter Weights...  
Weight Of Counter Weights 2000 lb

[Alt-2] Prime Mover  
Motor Type:  Electric  Gas  
Motor Rating  HP Run Time 24 hr/day  
MFG/Comment

[Alt-3] Electric Motor Parameters  
Full Load  Amps  
Rated RPM   
Synchronous RPM 1200  
Voltage  Hz 60 Phase 3

[Alt-4] Power Cost  
Consumption 5 c/KWH  
Demand 8 \$/KW

Save < Pg Up Pg Dwn >

TWM - LLANITO : LLAN0097

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode  
Recall Mode

F2 Data Files  
F3 Select Test

File Mgmt General Data Guide Surface Equip. **Wellbore** Conditions

[Alt-1] Tubulars  
Tubing OD 2.875 in Tubing Table...  
Casing OD 7.000 in Casing Table...  
Ave. Joint Length 30.768 ft  
Anchor Depth 5298.10 ft  
KB Correction 0.00 ft

[Alt-2] Rod String

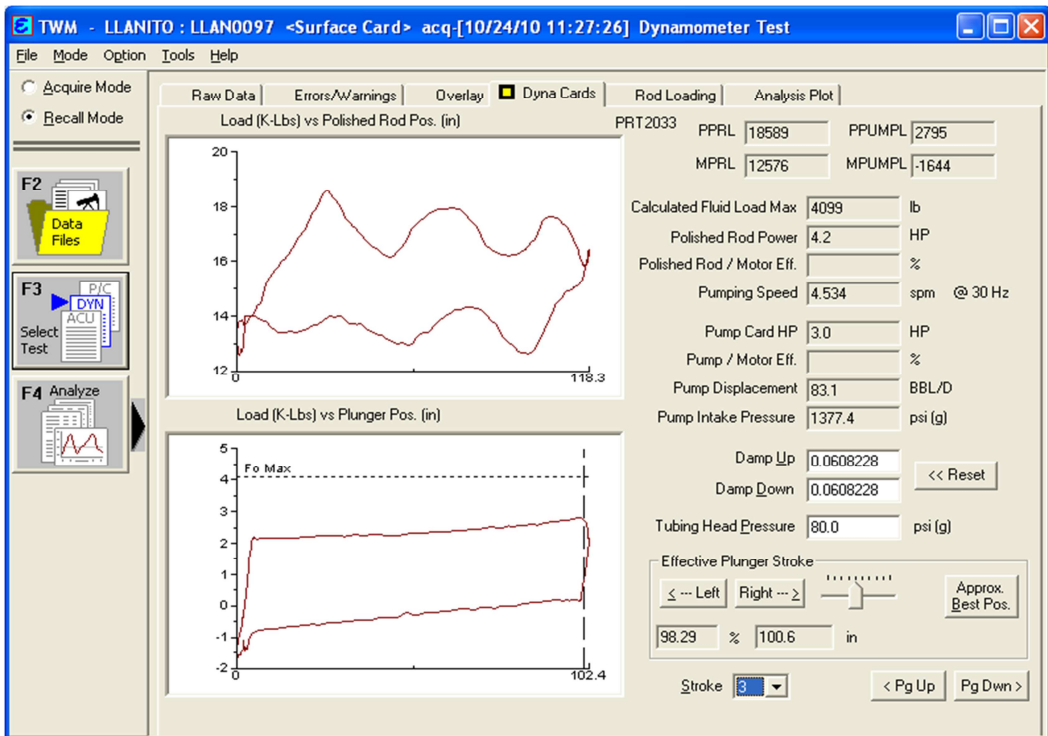
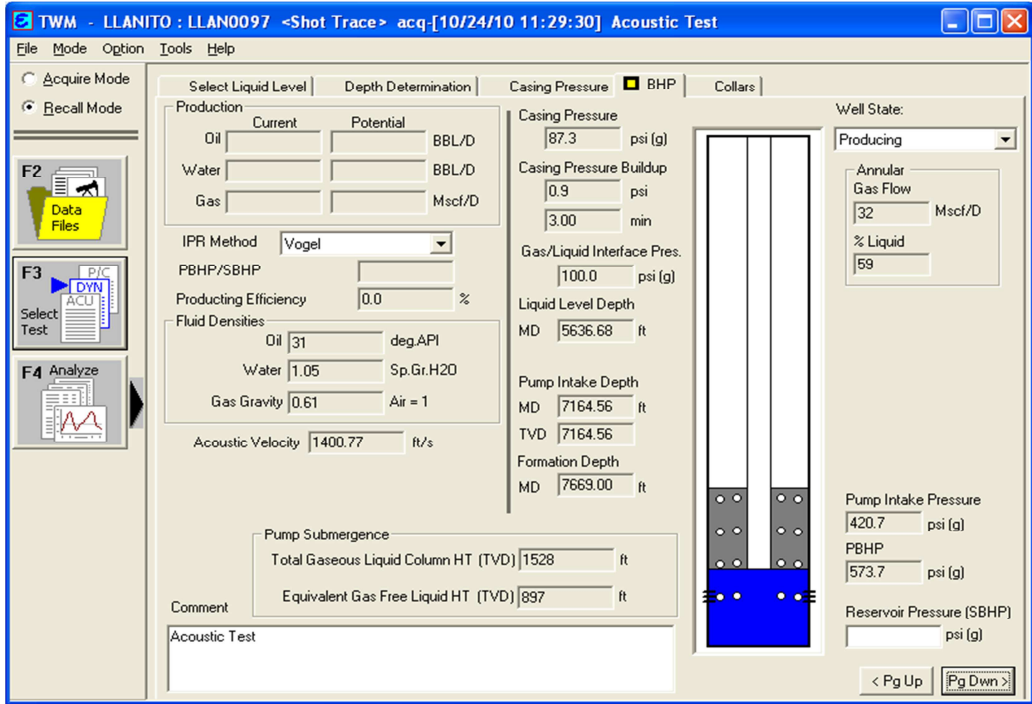
	Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4	Taper 5	Taper 6
Rod Type	D	D	D	D	D	NONE
Length	1614.00	1250.00	750.00	1825.00	1677.00	
Diameter	1.000	1.000	0.875	0.875	0.750	
Weight	4668.0	3615.3	1659.0	4036.9	2722.5	0.0
Damp Up	0.0608228		Damp Down 0.0608228			

[Alt-3] Pump  
Plunger Dia. 1.250 in  
Pump Intake 7164.56 ft

[Alt-4] Polished Rod  
Diameter 1.500 in

[Alt-5] Rod Totals  
True Vertical Depth: 7116.00 ft  
Total Rod Length: 7116 ft  
Total Rod Weight: 16701.7 lb

Save Deviated Wellbore ... < Pg Up Pg Dwn >



## Anexo 4. Información Dinagramas Pozo Llanito 109

TWM - LLANITO : LLAN0109

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode  
Recall Mode

F2 Data Files  
F3 Select Test

File Mgmt | General | Data Guide | **Surface Equip.** | Wellbore | Conditions

[Alt-1] Surface Unit  
 Manufacturer: LUFKIN  
 Unit Class: Air Balance  
 API: A-912-305-168  
 Stroke Length: 168.000 in  
 Rotation:  CW  CCW

For Net Torque Calculations Use:  
 Counter Balance Effect (Weights level)  
 Klb  
 Counter Balance Moment (Existing)  
 0 Kin-lb   
 Weight Of Counter Weights: 5000 lb

[Alt-2] Prime Mover  
 Motor Type:  Electric  Gas  
 Motor Rating:  HP Run Time: 24 hr/day  
 MFG/Comment:

[Alt-3] Electric Motor Parameters  
 Full Load:  Amps  
 Rated RPM:   
 Synchronous RPM: 1200  
 Voltage:  Hz: 60 Phase: 3

[Alt-4] Power Cost  
 Consumption: 5 c/KWH  
 Demand: 8 \$/KW

TWM - LLANITO : LLAN0109

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode  
Recall Mode

F2 Data Files  
F3 Select Test

File Mgmt | General | Data Guide | Surface Equip. | **Wellbore** | Conditions

[Alt-1] Tubulars  
 Tubing OD: 2.875 in   
 Casing OD: 7.000 in   
 Ave. Joint Length: 31.361 ft  
 Anchor Depth:  ft  
 KB Correction: 0.00 ft

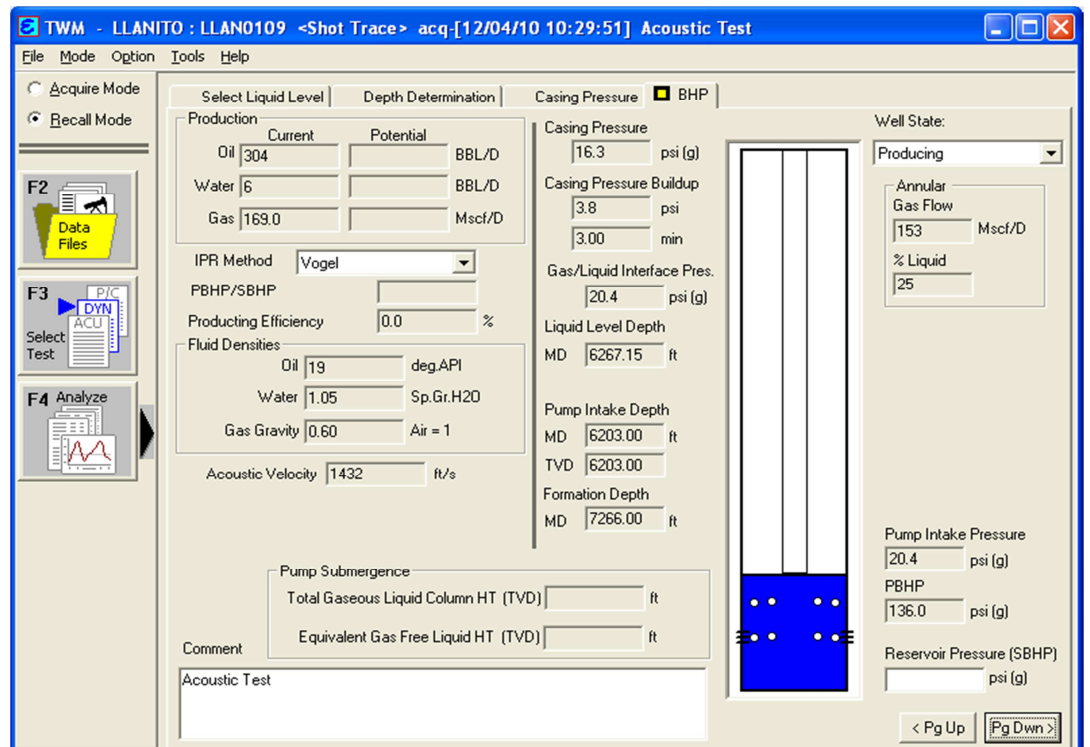
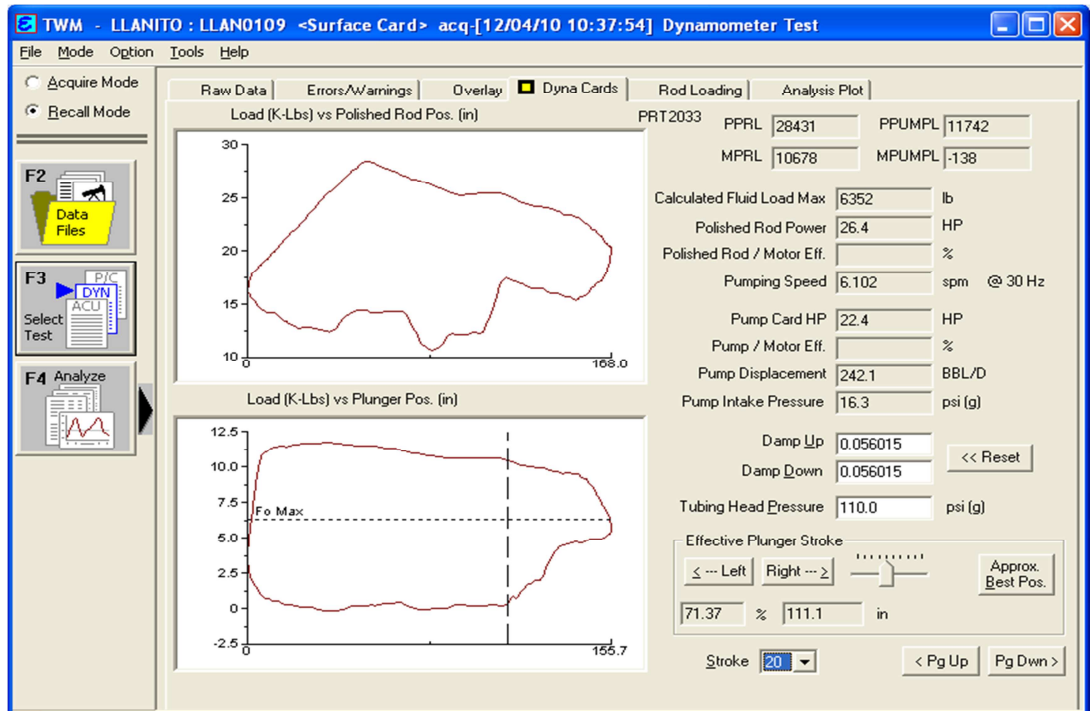
[Alt-2] Rod String

	Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4	Taper 5	Taper 6
Rod Type	EL	D	D	NONE	NONE	NONE
Length	2200.00	4175.00	2.00			
Diameter	1.000	0.875	0.750			
Weight	6362.8	9235.0	3.2	0.0	0.0	0.0
Damp Up	0.056015		Damp Down: 0.056015			

[Alt-3] Pump  
 Plunger Dia: 1.750 in  
 Pump Intake: 6203.00 ft

[Alt-4] Polished Rod  
 Diameter: 1.500 in

[Alt-5] Rod Totals  
 True Vertical Depth: 6377.00 ft  
 Total Rod Length: 6377 ft  
 Total Rod Weight: 15601.1 lb



## Anexo 5. Información Dinagramas Pozo Llanito 120

TWM - LLANITO : LLAN0120

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode  
Recall Mode

F2 Data Files  
F3 Select Test

File Mgmt | General | Data Guide | Surface Equip. | **Wellbore** | Conditions

[Alt-1] Tubulars

Tubing OD 2.875 in [Tubing Table...](#)  
 Casing OD 7.000 in [Casing Table...](#)  
 Ave. Joint Length 30.700 ft  
 Anchor Depth \_\_\_\_\_ ft  
 KB Correction 0.00 ft

[Alt-3] Pump

Plunger Dia. 1.250 in  
 Pump Intake 6754.00 ft

[Alt-4] Polished Rod

Diameter 1.500 in

[Alt-5] Rod Totals

True Vertical Depth: 6334.08 ft  
 Total Rod Length: 6691 ft  
 Total Rod Weight: 14684.7 lb

[Alt-2] Rod String

	Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4	Taper 5	Taper 6
Rod Type	EL	D	D	NONE	NONE	NONE
Length	2814.00	1925.00	1952.00			
Diameter	1.000	0.875	0.750			
Weight	7712.1	3827.9	3144.7	0.0	0.0	0.0
Damp Up	0.05					
Damp Down		0.05				

Save Deviated Wellbore ... < Pg Up Pg Dwn >

TWM - LLANITO : LLAN0120

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode  
Recall Mode

F2 Data Files  
F3 Select Test

File Mgmt | General | Data Guide | **Surface Equip.** | Wellbore | Conditions

[Alt-1] Surface Unit

Manufacturer LUFKIN  
 Unit Class Mark II  
 API M-640-365-168  
 Stroke Length 130.975 in  
 Rotation  CW  CCW

For Net Torque Calculations Use:  
 Counter Balance Effect (Weights level) \_\_\_\_\_ Klb  
 Counter Balance Moment (Existing) \_\_\_\_\_ Kin-lb [Counter Weights...](#)  
 Weight Of Counter Weights 2000 lb

[Alt-2] Prime Mover

Motor Type:  Electric  Gas  
 Motor Rating \_\_\_\_\_ HP Run Time 24 hr/day  
 MFG/Comment \_\_\_\_\_

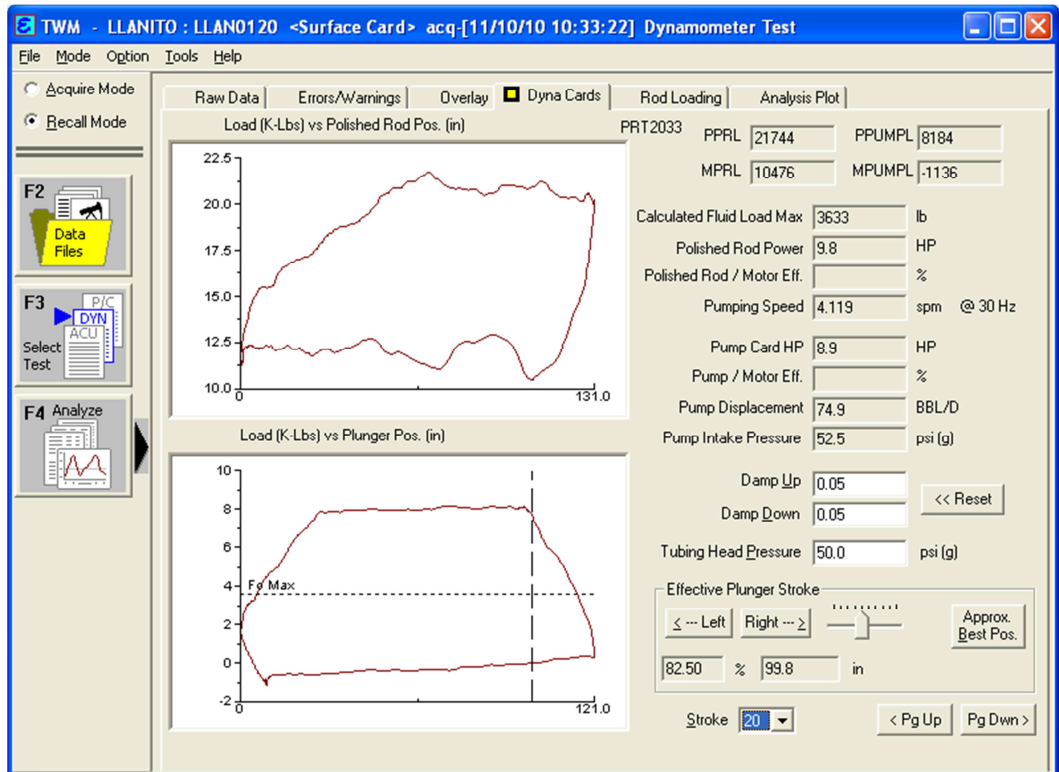
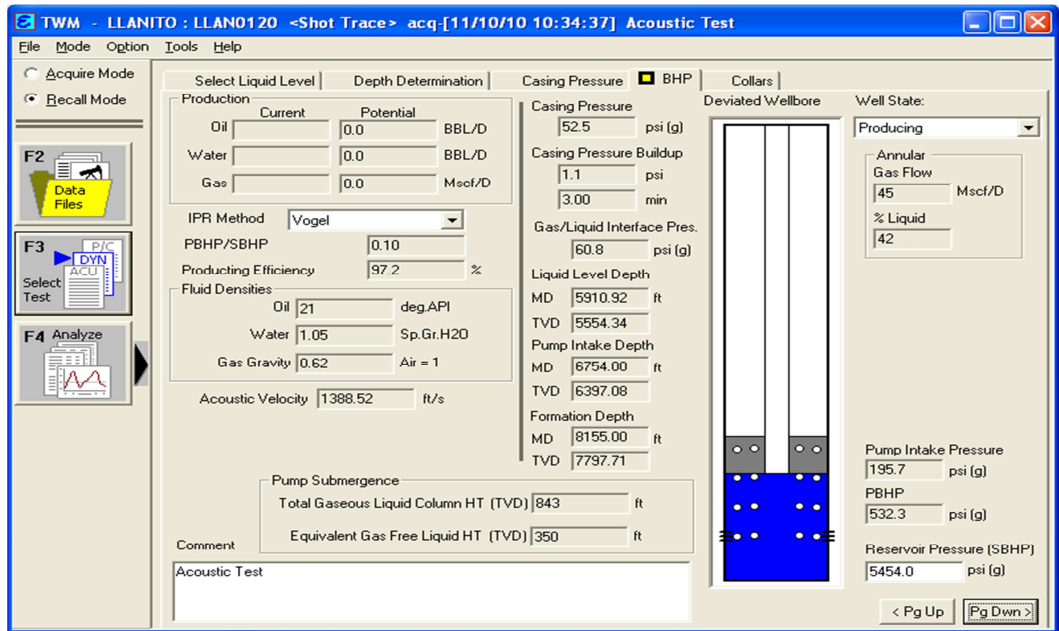
[Alt-3] Electric Motor Parameters

Full Load \_\_\_\_\_ Amps  
 Rated RPM \_\_\_\_\_  
 Synchronous RPM 1200  
 Voltage \_\_\_\_\_ Hz 60 Phase 3

[Alt-4] Power Cost

Consumption 5 c/KWH  
 Demand 8 \$/KW

Save < Pg Up Pg Dwn >



## Anexo 6. Información Dinagramas Pozo Llanito 121

TWM - LLANITO : LLAN0121 <Shot Trace> acq-[10/29/10 09:43:52] Acoustic Test

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode  
 Recall Mode

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

Production: Oil [ ] Current Potential BBL/D, Water [ ] BBL/D, Gas [ ] Mscf/D

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

Fluid Densities: Oil 40 deg-API, Water 1.05 Sp.Gr.H2O, Gas Gravity 0.59 Air = 1  
 Acoustic Velocity: 1426.84 ft/s

Casing Pressure: 95.2 psi (g)  
 Casing Pressure Buildup: 0.4 psi, 3.00 min  
 Gas/Liquid Interface Pres.: 104.0 psi (g)

Liquid Level Depth: MD 3829.65 ft, TVD 3755.85 ft  
 Pump Intake Depth: MD 6444.56 ft, TVD 6342.18 ft  
 Formation Depth: MD 6525.00 ft, TVD 6422.62 ft

Well State: Producing  
 Annular Gas Flow: 9 Mscf/D  
 % Liquid: 82

Pump Intake Pressure: 803.6 psi (g)  
 PBHP: 834.9 psi (g)  
 Reservoir Pressure (SBHP): [ ] psi (g)

Pump Submergence: Total Gaseous Liquid Column HT (TVD) 2586 ft, Equivalent Gas Free Liquid HT (TVD) 2126 ft

Acoustic Test

< Pg Up Pg Dwn >

TWM - LLANITO : LLAN0121 <Shot Trace> acq-[10/29/10 09:43:52] Acoustic Test

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode  
 Recall Mode

File Mgmt |  General |  Data Guide |  Surface Equip.  Wellbore |  Conditions

[Alt-1] Tubulars: Tubing OD 2.875 in, Casing OD 7.000 in, Ave. Joint Length 30.936 ft, Anchor Depth 5490.00 ft, KB Correction 0.00 ft

[Alt-3] Pump: Plunger Dia. 1.750 in, Pump Intake 6444.56 ft

[Alt-4] Polished Rod: Diameter 1.500 in

[Alt-5] Rod Totals: True Vertical Depth: 6274.62 ft, Total Rod Length: 6377 ft, Total Rod Weight: 14294.2 lb

[Alt-2] Rod String:
 

	Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4	Taper 5	Taper 6
Rod Type	EL	D	EL	D	EL	D
Length	1175.00	1025.00	1100.00	1250.00	1075.00	752.00
Diameter	1.000	1.000	0.875	0.875	0.750	0.750
Weight	3397.5	2917.9	2347.3	2678.3	1732.3	1220.8
Damp Up	0.0572228		0.0572228			

Save Deviated Wellbore ... < Pg Up Pg Dwn >



## Anexo 7. Información Dinagramas Pozo Llanito 122

TWM - LLANITO : LLAN0122

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode  
 Recall Mode

File Mgmt |  General |  Data Guide |  Surface Equip. |  Wellbore |  Conditions

[Alt-1] Tubulars

Tubing OD 2.875 in

Casing OD 7.000 in

Ave. Joint Length 30.733 ft

Anchor Depth 5340.37 ft

KB Correction 0.00 ft

[Alt-2] Rod String

	Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4	Taper 5	Taper 6
Rod Type	EL	EL	NONE	NONE	NONE	NONE
Length	1163.00	4902.00				
Diameter	1.000	0.875				
Weight	3362.4	10620.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Damp Up	0.0555982	Damp Down	0.0555982			

[Alt-3] Pump

Plunger Dia. 2.250 in

Pump Intake 6101.63 ft

[Alt-4] Polished Rod

Diameter 1.500 in

[Alt-5] Rod Totals

True Vertical Depth: 5963.68 ft

Total Rod Length: 6065 ft

Total Rod Weight: 13982.4 lb

Save  < Pg Up Pg Dwn >

TWM - LLANITO : LLAN0122

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode  
 Recall Mode

File Mgmt |  General |  Data Guide |  Surface Equip. |  Wellbore |  Conditions

[Alt-1] Surface Unit

Manufacturer LUFKIN

Unit Class Mark II

API M-6400-365-168

Stroke Length 149.498 in

Rotation  CW  CCW

For Net Torque Calculations Use:

Counter Balance Effect (Weights level)

Klb

Counter Balance Moment (Existing)

Kin-lb

Weight Of Counter Weights 2000 lb

[Alt-2] Prime Mover

Motor Type:  Electric  Gas

Motor Rating  HP Run Time 24 hr/day

MFG/Comment

[Alt-3] Electric Motor Parameters

Full Load  Amps

Rated RPM

Synchronous RPM 1200

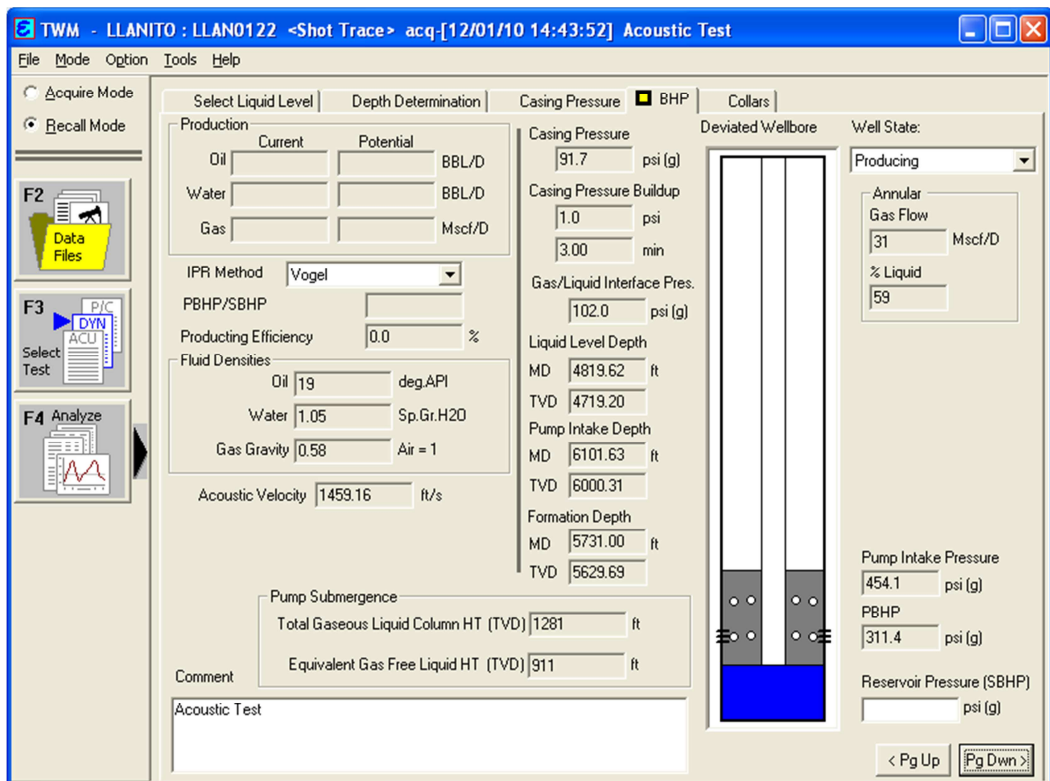
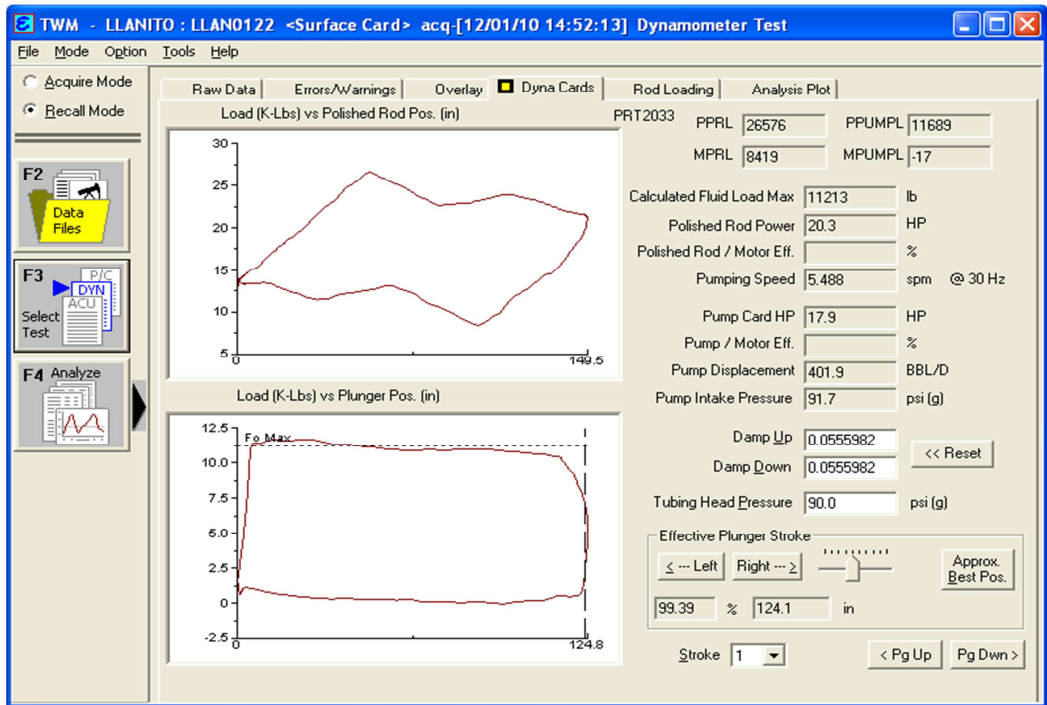
Voltage  Hz 60 Phase 3

[Alt-4] Power Cost

Consumption 5 c/KWH

Demand 8 \$/KWH

Save < Pg Up Pg Dwn >



## Anexo 8. Información Dinagramas Pozo Llanito 123

TWM - LLANITO : LLAN0123

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode  
Recall Mode

F2 Data Files  
F3 Select Test

File Mgmt | General | Data Guide | **Surface Equip.** | Wellbore | Conditions

[Alt-1] Surface Unit

Manufacturer: LUFKIN  
Unit Class: Mark II  
API: M-640D-365-168  
Stroke Length: 149.498 in  
Rotation:  CW  CCW  
Weight Of Counter Weights: 2000 lb

For Net Torque Calculations Use:  
 Counter Balance Effect (Weights level)  
 Klb  
 Counter Balance Moment (Existing)  
 Kin-lb Counter Weights...

[Alt-2] Prime Mover  
Motor Type:  Electric  Gas  
Motor Rating:  HP Run Time: 24 hr/day  
MFG/Comment:

[Alt-3] Electric Motor Parameters  
Full Load:  Amps  
Rated RPM:   
Synchronous RPM: 1200  
Voltage:  Hz: 60 Phase: 3

[Alt-4] Power Cost  
Consumption: 5 c/KWH  
Demand: 8 \$/KW

Save < Pg Up Pg Dwn >

TWM - LLANITO : LLAN0123

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode  
Recall Mode

F2 Data Files  
F3 Select Test

File Mgmt | General | Data Guide | Surface Equip. | **Wellbore** | Conditions

[Alt-1] Tubulars  
Tubing OD: 2.875 in Tubing Table...  
Casing OD: 7.000 in Casing Table...  
Ave. Joint Length: 30.805 ft  
Anchor Depth: 6119.01 ft  
KB Correction: 0.00 ft

[Alt-2] Rod String

	Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4	Taper 5	Taper 6
Rod Type	EL	D	EL	D	D	NONE
Length	1714.00	775.00	1625.00	1125.00	1227.00	<input type="text"/> ft
Diameter	1.000	1.000	0.875	0.875	0.750	<input type="text"/> in
Weight	4401.3	1457.0	2951.9	2278.7	431.5	0.0 lb
Damp Up	0.0571902		Damp Down 0.0571902			

[Alt-3] Pump  
Plunger Dia: 1.750 in  
Pump Intake: 6538.04 ft

[Alt-4] Polished Rod  
Diameter: 1.500 in

[Alt-5] Rod Totals  
True Vertical Depth: 4656.04 ft  
Total Rod Length: 6466 ft  
Total Rod Weight: 11520.5 lb

Save Deviated Wellbore ... < Pg Up Pg Dwn >

**TWM - LLANITO : LLAN0123 <Shot Trace> acq-[11/23/10 10:02:58] Acoustic Test**

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode  
 Recall Mode

Select Liquid Level | Depth Determination | Casing Pressure  BHP | Collars | Deviated Wellbore | Well State:

Production: Oil [ ] Current Potential BBL/D  
 Water [ ] BBL/D  
 Gas [ ] Mscf/D

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

Fluid Densities: Oil 19 deg API  
 Water 1.05 Sp.Gr.H2O  
 Gas Gravity 0.61 Air = 1  
 Acoustic Velocity 1397.61 ft/s

Casing Pressure: 63.5 psi (g)  
 Casing Pressure Buildup: 0.9 psi  
 3.00 min  
 Gas/Liquid Interface Pres.: 68.2 psi (g)  
 Liquid Level Depth: MD 3517.78 ft  
 TVD 2804.76  
 Pump Intake Depth: MD 6538.04 ft  
 TVD 4671.64  
 Formation Depth: MD 6901.00 ft  
 TVD 4750.28

Well State: Producing  
 Annular Gas Flow: 26 Mscf/D  
 % Liquid: 64

Pump Intake Pressure: 535.3 psi (g)  
 PBHP: 560.8 psi (g)  
 Reservoir Pressure (SBHP): [ ] psi (g)

Pump Submergence: Total Gaseous Liquid Column HT (TVD) 1867 ft  
 Equivalent Gas Free Liquid HT (TVD) 1203 ft

Comment: Acoustic Test

< Pg Up Pg Dwn >

**TWM - LLANITO : LLAN0123 <Surface Card> acq-[11/23/10 10:01:11] Dynamometer Test**

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode  
 Recall Mode

Raw Data | Errors/Warnings | Overlay  Dyna Cards | Rod Loading | Analysis Plot

Load (K-Lbs) vs Polished Rod Pos. (in)

Load (K-Lbs) vs Plunger Pos. (in)

PRT2033 PPRL 19059 PPUMPL 5117  
 MPRL 8078 MPUMPL -946

Calculated Fluid Load Max 5329 lb  
 Polished Rod Power 10.4 HP  
 Polished Rod / Motor Eff. [ ] %  
 Pumping Speed 5.070 spm @ 30 Hz  
 Pump Card HP 8.1 HP  
 Pump / Motor Eff. [ ] %  
 Pump Displacement 240.8 BBL/D  
 Pump Intake Pressure 299.4 psi (g)

Damp Up 0.0571902  
 Damp Down 0.0571902 << Reset

Tubing Head Pressure 90.0 psi (g)

Effective Plunger Stroke: 97.87 % 133.0 in  
 Stroke 1 < Pg Up Pg Dwn >

## Anexo 9. Información Dinagramas Pozo Llanito 125

TWM - LLANITO : LLAN0125

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode  
 Recall Mode

File Mgmt |  General |  Data Guide |  Surface Equip. |  Wellbore |  Conditions

[Alt-1] Surface Unit

Manufacturer: LUFKIN  
 Unit Class: Mark II  
 API: M-640D-365-168  
 Stroke Length: 168.000 in  
 Rotation:  CW  CCW

For Net Torque Calculations Use:

Counter Balance Effect (Weights level)  
 Klb  
 Counter Balance Moment (Existing)  
 Kin-lb

Weight Of Counter Weights: 2000 lb

[Alt-2] Prime Mover

Motor Type:  Electric  Gas  
 Motor Rating:  HP Run Time: 24 hr/day  
 MFG/Comment:

[Alt-3] Electric Motor Parameters

Full Load:  Amps  
 Rated RPM:   
 Synchronous RPM: 1200  
 Voltage:  Hz: 60 Phase: 3

[Alt-4] Power Cost

Consumption: 5 c/KWH  
 Demand: 8 \$/KW

TWM - LLANITO : LLAN0125

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode  
 Recall Mode

File Mgmt |  General |  Data Guide |  Surface Equip. |  Wellbore |  Conditions

[Alt-1] Tubulars

Tubing OD: 2.875 in   
 Casing OD: 7.000 in   
 Ave. Joint Length: 30.977 ft  
 Anchor Depth: 5563.89 ft  
 KB Correction: 0.00 ft

[Alt-2] Rod String

	Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4	Taper 5	Taper 6
Rod Type	D	EL	EL	EL	D	NONE
Length	2.00	2000.00	1800.00	2000.00	2.00	<input type="text"/> ft
Diameter	1.000	1.000	0.875	0.750	0.750	<input type="text"/> in
Weight	5.8	5784.2	3957.4	3217.7	3.2	<input type="text"/> lb
Damp Up	0.05	Damp Down		0.05		

[Alt-3] Pump

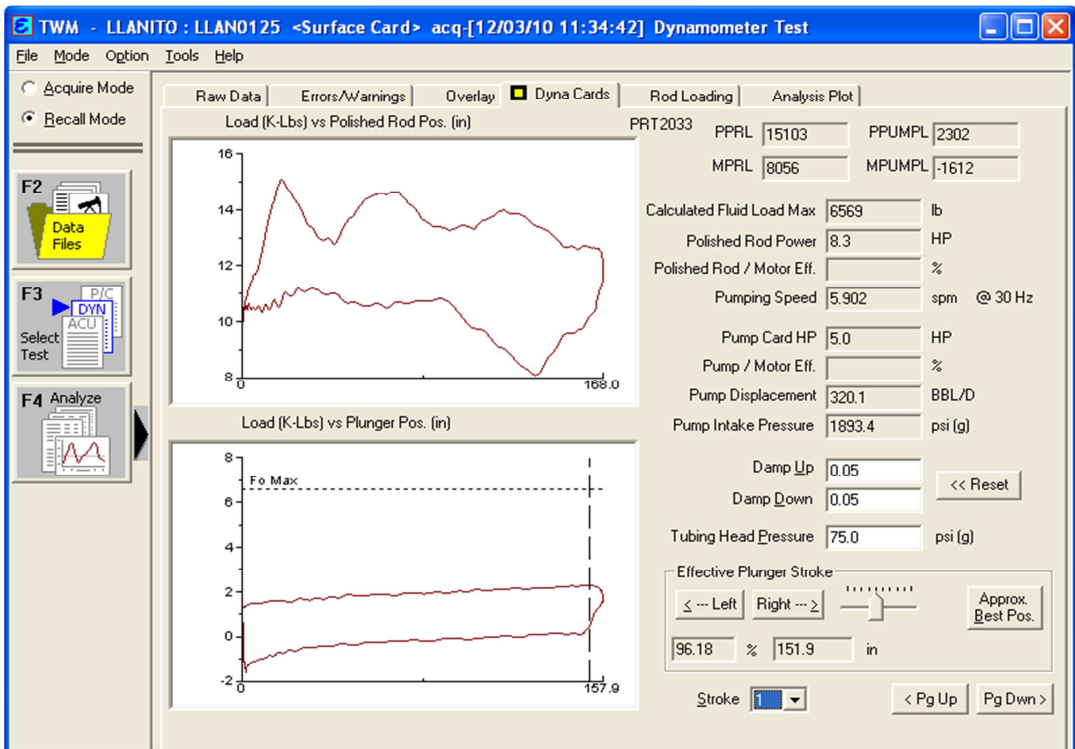
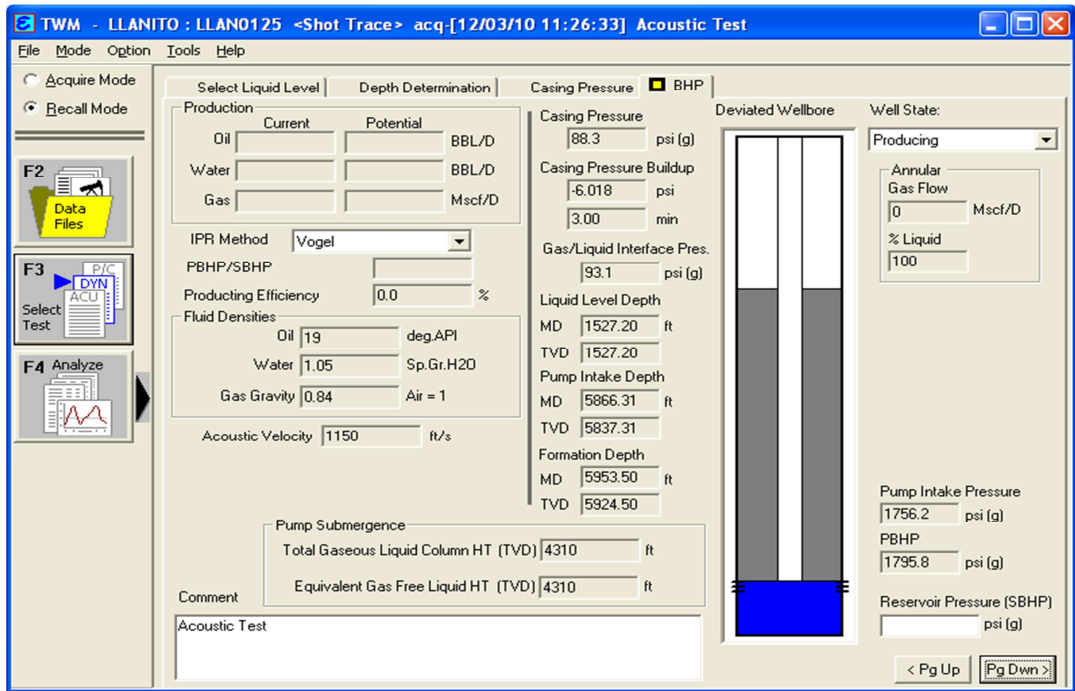
Plunger Dia: 1.750 in  
 Pump Intake: 5866.31 ft

[Alt-4] Polished Rod

Diameter: 1.500 in

[Alt-5] Rod Totals

True Vertical Depth: 5775.00 ft  
 Total Rod Length: 5804 ft  
 Total Rod Weight: 12968.3 lb



## Anexo 10. Información Dinagramas Pozo Llanito 127

TWM - LLANITO : LLANO127

File Mgmt | Mode | Option | Tools | Help

Acquire Mode  
Recall Mode

F2 Data Files  
F3 Select Test

File Mgmt | General | Data Guide | **Surface Equip.** | Wellbore | Conditions

[Alt-1] Surface Unit  
 Manufacturer: LUFKIN  
 Unit Class: Mark II  
 API: M-640D-365-168  
 Stroke Length: 147.281 in  
 Rotation:  CW  CCW  
 Weight Of Counter Weights: 2000 lb

For Net Torque Calculations Use:  
 Counter Balance Effect (Weights level)  
 Klb  
 Counter Balance Moment (Existing)  
 Kin-lb

[Alt-2] Prime Mover  
 Motor Type:  Electric  Gas  
 Motor Rating:  HP Run Time: 24 hr/day  
 MFG/Comment:

[Alt-3] Electric Motor Parameters  
 Full Load:  Amps  
 Rated RPM:   
 Synchronous RPM: 1200  
 Voltage:  Hz: 60 Phase: 3

(Alt-4) Power Cost  
 Consumption: 5 c/KWH  
 Demand: 8 \$/KW

TWM - LLANITO : LLANO127

File Mgmt | Mode | Option | Tools | Help

Acquire Mode  
Recall Mode

F2 Data Files  
F3 Select Test

File Mgmt | General | Data Guide | Surface Equip. | **Wellbore** | Conditions

[Alt-1] Tubulars  
 Tubing OD: 2.875 in   
 Casing OD: 7.000 in   
 Ave. Joint Length: 30.770 ft  
 Anchor Depth: 6266.12 ft  
 KB Correction: 0.00 ft

[Alt-2] Rod String  

	Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4	Taper 5	Taper 6
Rod Type	EL	EL	EL	NONE	NONE	NONE
Length	2516.00	2275.00	2502.00			
Diameter	1.000	0.875	0.750			
Weight	7222.0	4886.9	4056.6	0.0	0.0	0.0
Damp Up	0.0617948		Damp Down 0.0617948			

[Alt-3] Pump  
 Plunger Dia: 1.750 in  
 Pump Intake: 7336.96 ft

[Alt-4] Polished Rod  
 Diameter: 1.500 in

[Alt-5] Rod Totals  
 True Vertical Depth: 7205.09 ft  
 Total Rod Length: 7293 ft  
 Total Rod Weight: 16165.5 lb

**TWM - LLANITO : LLAN0127 <Shot Trace> acq-[11/26/10 15:04:43] Acoustic Test**

File Mode Option Tools Help

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 [ ] Mscf/D

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

Fluid Densities:  
 Oil: 19 deg API  
 Water: 1.05 Sp.Gr.H2O  
 Gas Gravity: 0.68 Air = 1  
 Acoustic Velocity: 1330.94 ft/s

Casing Pressure: 74.6 psi (g)  
 Casing Pressure Buildup: 0.8 psi  
 3.25 min  
 Gas/Liquid Interface Pres.: 89.1 psi (g)

Liquid Level Depth:  
 MD: 6733.21 ft  
 TVD: 6645.42 ft  
 Pump Intake Depth:  
 MD: 7336.96 ft  
 TVD: 7249.04 ft  
 Formation Depth:  
 MD: 6578.50 ft  
 TVD: 6490.75 ft

Deviated Wellbore: [Diagram showing wellbore deviation]

Well State: Producing  
 Annular Gas Flow: 28 Mscf/D  
 % Liquid: 100

Pump Intake Pressure: 323.6 psi (g)  
 PBHP: 88.7 psi (g)  
 Reservoir Pressure (SBHP): [ ] psi (g)

Pump Submergence:  
 Total Gaseous Liquid Column HT (TVD): 604 ft  
 Equivalent Gas Free Liquid HT (TVD): 604 ft

Comment: Acoustic Test

**TWM - LLANITO : LLAN0127 <Surface Card> acq-[11/26/10 15:12:49] Dynamometer Test**

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode  
 Recall Mode

**F2** Data Files  
**F3** Select Test  
**F4** Analyze

Raw Data | Errors/Warnings | Overlay  Dyna Cards | Rod Loading | Analysis Plot

Load (K-Lbs) vs Polished Rod Pos. (in)

Load (K-Lbs) vs Plunger Pos. (in)

PRT2033  
 PPRL: 25922 | PPUMPL: 9118  
 MPRL: 10105 | MPUMPL: 345

Calculated Fluid Load Max: 8102 lb  
 Polished Rod Power: 15.1 HP  
 Polished Rod / Motor Eff.: %  
 Pumping Speed: 5.028 spm @ 30 Hz  
 Pump Card HP: 12.9 HP  
 Pump / Motor Eff.: %  
 Pump Displacement: 207.8 BBL/D  
 Pump Intake Pressure: 74.6 psi (g)

Damp Up: 0.0617948  
 Damp Down: 0.0617948

Tubing Head Pressure: 70.0 psi (g)

Effective Plunger Stroke: 98.65 % | 115.8 in

Stroke: [ ]

## Anexo 11. Información Dinagramas Pozo Llanito 128

TWM - LLANITO : LLAN0128

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode  
Recall Mode

F2 Data Files  
F3 Select Test

File Mgmt | General | Data Guide |  Surface Equip. | Wellbore | Conditions

[Alt-1] Surface Unit

Manufacturer LUFKIN  
Unit Class Mark II  
API M-640D-365-168  
Stroke Length 149.498 in  
Rotation  CW  CCW

For Net Torque Calculations Use:  
 Counter Balance Effect (Weights level)  
 Klb  
 Counter Balance Moment (Existing)  
 Kin-lb Counter Weights...  
Weight Of Counter Weights 2000 lb

[Alt-2] Prime Mover  
Motor Type:  Electric  Gas  
Motor Rating \_\_\_\_\_ HP Run Time 24 hr/day  
MFG/Comment \_\_\_\_\_

[Alt-3] Electric Motor Parameters

Full Load \_\_\_\_\_ Amps  
Rated RPM \_\_\_\_\_  
Synchronous RPM 1200  
Voltage \_\_\_\_\_ Hz 60 Phase 3

[Alt-4] Power Cost  
Consumption 5 c/KWH  
Demand 8 \$/KW

Save < Pg Up Pg Dwn >

TWM - LLANITO : LLAN0128

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode  
Recall Mode

F2 Data Files  
F3 Select Test

File Mgmt | General | Data Guide | Surface Equip. |  Wellbore | Conditions

[Alt-1] Tubulars

Tubing OD 3.500 in Tubing Table...  
Casing OD 7.000 in Casing Table...  
Ave. Joint Length 30.645 ft  
Anchor Depth 4861.16 ft  
KB Correction 0.00 ft

[Alt-2] Rod String

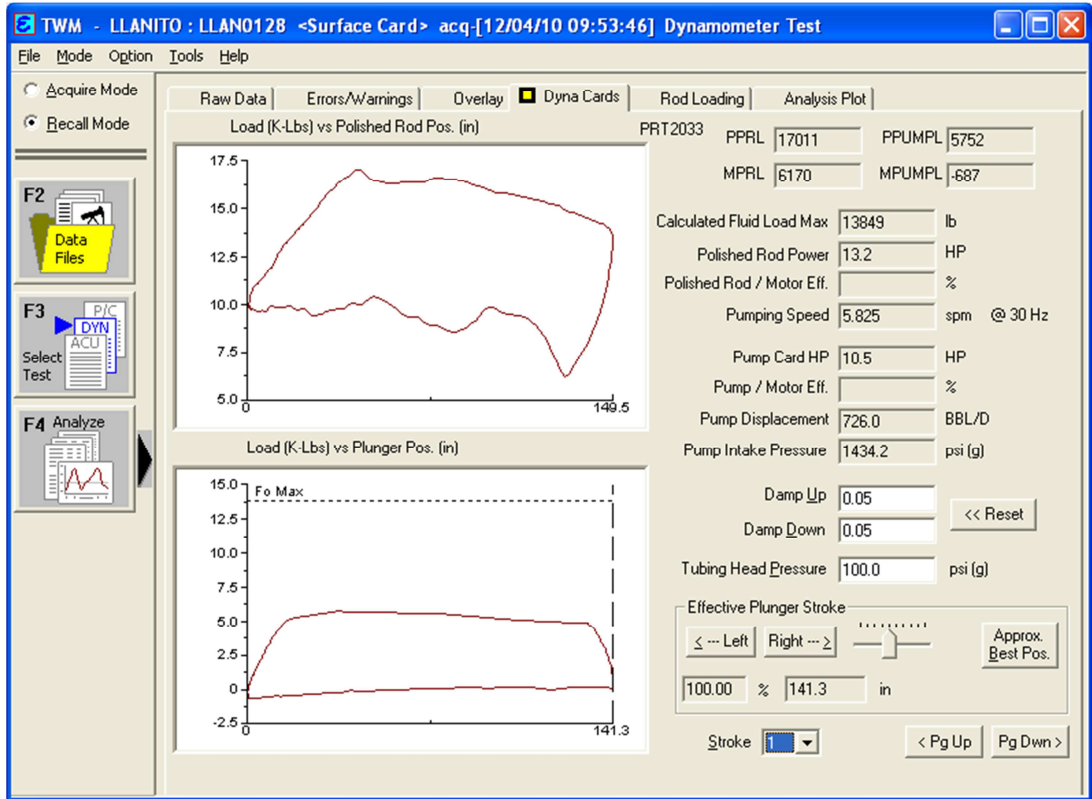
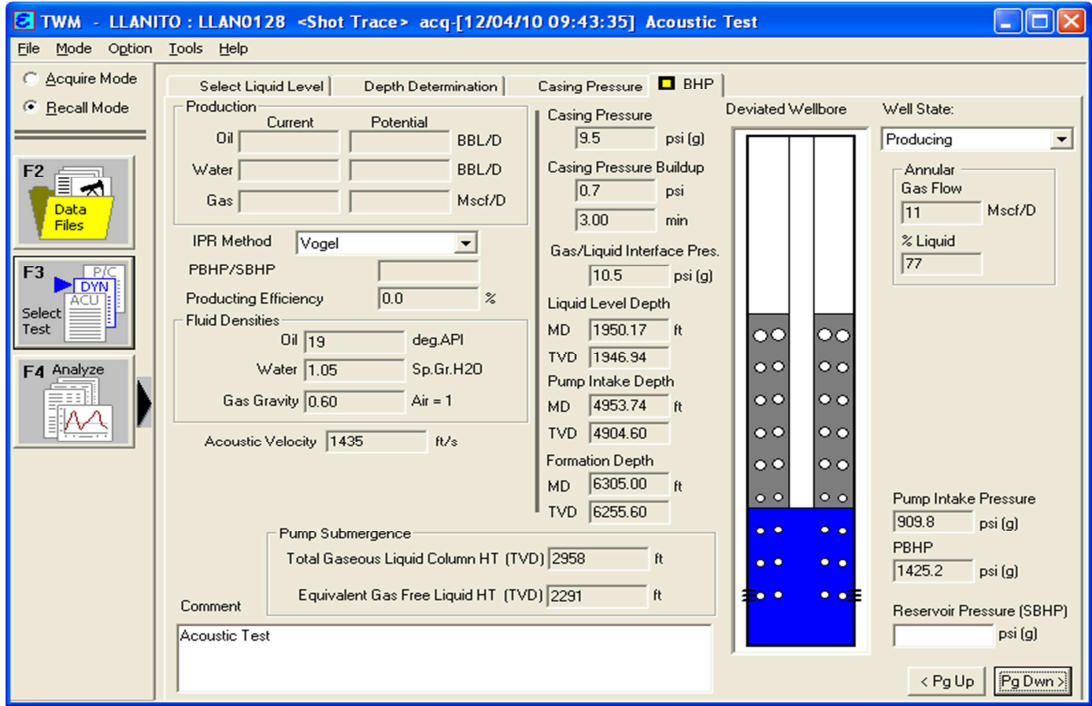
	Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4	Taper 5	Taper 6
Rod Type	EL	EL	EL	NONE	NONE	NONE
Length	2245.00	1475.00	1252.00			
Diameter	1.000	0.875	0.750			
Weight	6472.5	3198.0	2011.7	0.0	0.0	0.0
Damp Up	0.05					
Damp Down		0.05				

[Alt-3] Pump  
Plunger Dia. 2.750 in  
Pump Intake 4953.74 ft

[Alt-4] Polished Rod  
Diameter 1.500 in

[Alt-5] Rod Totals  
True Vertical Depth: 4922.84 ft  
Total Rod Length: 4972 ft  
Total Rod Weight: 11682.2 lb

Save Deviated Wellbore ... < Pg Up Pg Dwn >



## Anexo 12. Información Dinagramas Pozo Llanito 129

TWM - LLANITO : LLAN0129

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode  
Recall Mode

F2 Data Files  
F3 Select Test

File Mgmt | General | Data Guide | **Surface Equip.** | Wellbore | Conditions

[Alt-1] Surface Unit  
 Manufacturer: LUFKIN  
 Unit Class: Mark II  
 API: M-912D-365-168  
 Stroke Length: 168.000 in  
 Rotation:  CW  CCW  
 For Net Torque Calculations Use:  
 Counter Balance Effect (Weights level) [ ] Klb  
 Counter Balance Moment (Existing) [0] Kin-lb [Counter Weights...]  
 Weight Of Counter Weights: 5000 lb

[Alt-2] Prime Mover  
 Motor Type:  Electric  Gas  
 Motor Rating: [ ] HP Run Time: 24 hr/day  
 MFG/Comment: [ ]

[Alt-3] Electric Motor Parameters  
 Full Load: [ ] Amps  
 Rated RPM: [ ]  
 Synchronous RPM: 1200  
 Voltage: [ ] Hz: 60 Phase: 3

[Alt-4] Power Cost  
 Consumption: 5 c/KWH  
 Demand: 8 \$/KW

Save < Pg Up Pg Dwn >

TWM - LLANITO : LLAN0129

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode  
Recall Mode

F2 Data Files  
F3 Select Test

File Mgmt | General | Data Guide | Surface Equip. | **Wellbore** | Conditions

[Alt-1] Tubulars  
 Tubing OD: 3.500 in [Tubing Table...]  
 Casing OD: 7.000 in [Casing Table...]  
 Ave. Joint Length: 30.864 ft  
 Anchor Depth: 5602.51 ft  
 KB Correction: 0.00 ft

[Alt-2] Rod String  

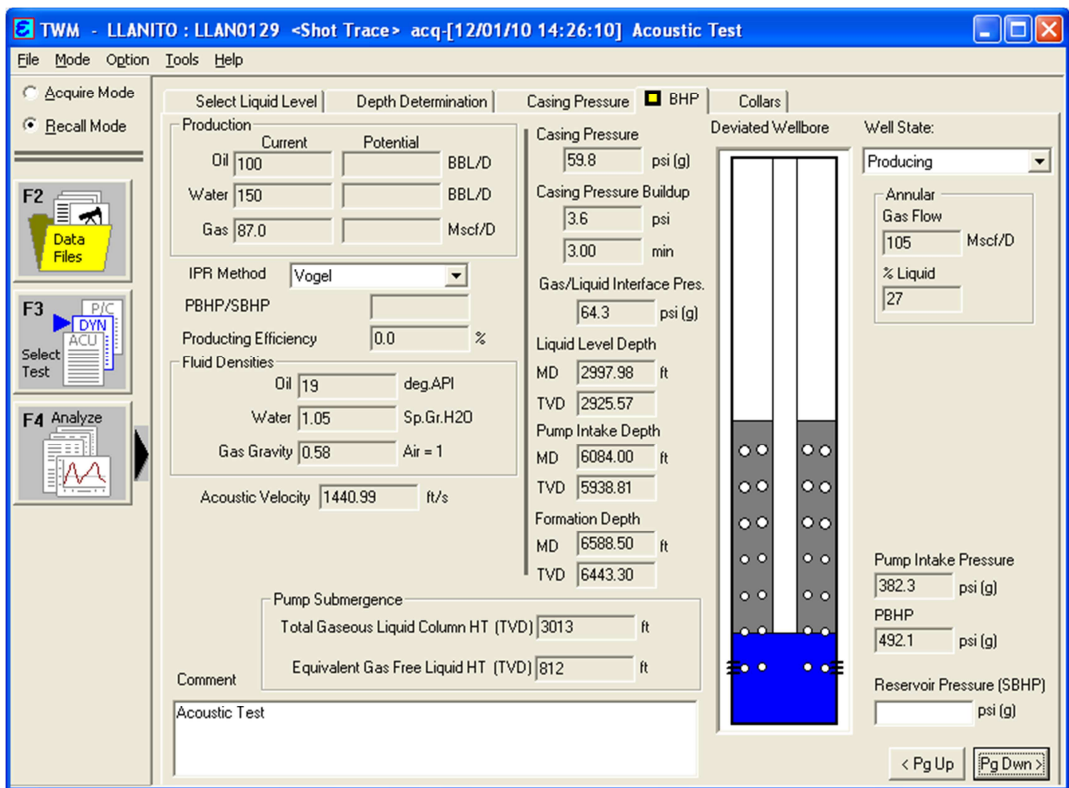
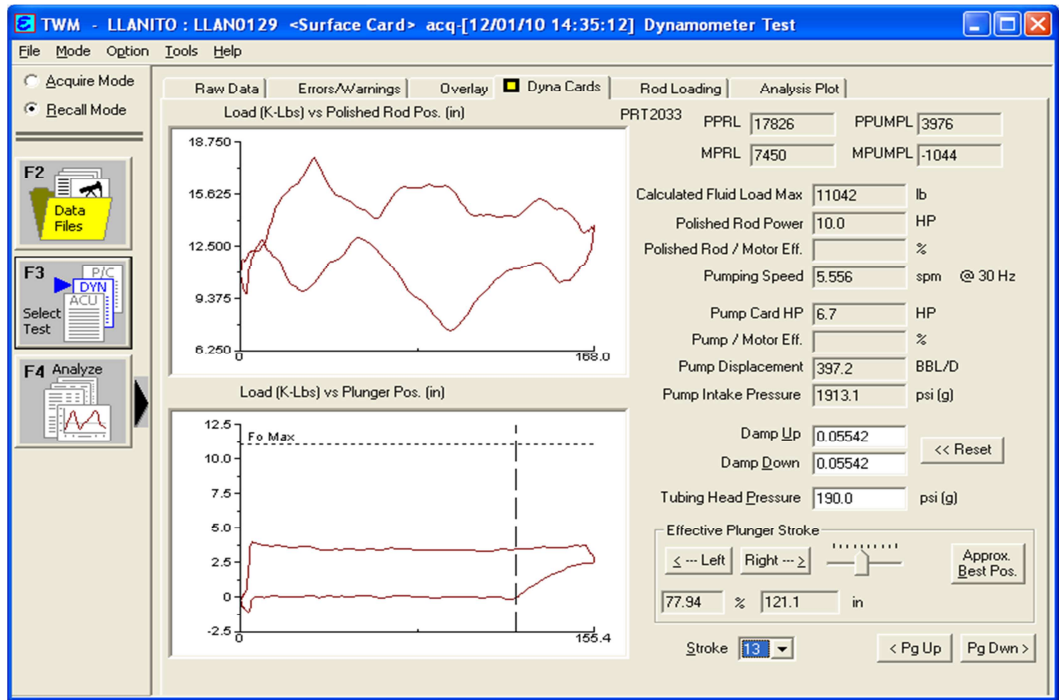
	Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4	Taper 5	Taper 6
Rod Type	EL	EL	EL	NONE	NONE	NONE
Length	1758.00	2300.00	1977.00			
Diameter	1.000	0.875	0.750			
Weight	5061.4	4830.2	3175.7	0.0	0.0	0.0
Damp Up	0.05542					
Damp Down		0.05542				

[Alt-3] Pump  
 Plunger Dia: 2.250 in  
 Pump Intake: 6084.00 ft

[Alt-4] Polished Rod  
 Diameter: 1.500 in

[Alt-5] Rod Totals  
 True Vertical Depth: 5889.82 ft  
 Total Rod Length: 6035 ft  
 Total Rod Weight: 13067.3 lb

Save Deviated Wellbore ... < Pg Up Pg Dwn >



## Anexo 13. Calculo de las eficiencias para el pozo Llanito 75

### Cálculo de la Eficiencia de Levantamiento

A continuación se muestran los cálculos de la eficiencia de levantamiento de los pozos muestra.

$$\eta_{lift} = \frac{P_{hydr}}{PRHP} \quad \text{Ecuación 2}$$

Para el cálculo de la eficiencia se debe calcular la potencia hidráulica del sistema de bombeo del pozo.

$$P_{hydr} = 1.7 \times 10^{-5} Q [0.433 SpGr_t L_{pump} - PIP] \quad \text{Ecuación 11}$$

Para este cálculo se debe determinar presión en la entrada de la bomba

$$PIP = p_{wh} + \Delta p_g + 0.433 SpGr_a (L_{pump} - L_{dyn}) \quad \text{Ecuación 12}$$

Cálculo de PIP

**P<sub>wh</sub> = 50 psi**

**ΔP<sub>g</sub> = 0,6**

Q total medido = 380 Bbl

Q Crudo = 54,7 Bbl

Q Agua = 325,3 Bbl

% BSW = 86

API = 18,7 para una gravedad específica (SpGr<sub>o</sub>) de 0,9421

SpGr<sub>agua</sub> = 1,05

SpGr<sub>a</sub> = ((SpGr<sub>o</sub> \* Q crudo) + (Q agua \* SpGr<sub>Agua</sub>))/ Q total

SpGr<sub>a</sub> = ((0,9421 \* 54,7) + (325,3 \* 1,05))/ 380

**SpGr<sub>a</sub> = 1,0345**

**L<sub>pump</sub> = 3362 ft**

$$L_{\text{dyn}} = 1462 \text{ ft}$$

$$PRHP = 10,1 \text{ HP}$$

Utilizando la Ecuación 12

$$PIP = (50 + 0,6 + 0,433 * 1,0345 (3362 - 1462))$$

$$PIP = 901,65 \text{ psi}$$

Cálculo de la potencia hidráulica

$$SpGr_t = SpGr_a$$

Utilizando la ecuación 11

$$P_{\text{hydr}} = 1,7 \times 10^{-5} * 380 (0,433 * 1,0345 * 3362 - 901,65)$$

$$P_{\text{hydr}} = 3,9 \text{ HP}$$

Para el cálculo de la eficiencia de levantamiento del pozo Llanito 75 se utiliza la ecuación 2, así:

$$\eta_{\text{lift}} = \frac{3,9}{10,1}$$

$$\eta_{\text{lift}} = 39\%$$

### Cálculo de la Eficiencia Mecánica

Para el cálculo de la eficiencia mecánica debemos tener los datos de potencia promedio de trabajo de cada uno de los motores instalados en las unidades de bombeo mecánico, se dará el ejemplo con el pozo Llanito 75 y luego los resultados obtenidos en cada uno de los pozos muestra.

$$\eta_{\text{mech}} = \frac{PRHP}{P_{\text{mot}}}$$

Ecuación 3

Calculo de la potencia promedio de trabajo del motor ( $P_{\text{mot}}$ )

Para este caso el Llanito 75 el motor es de 40 HP, para este trabajo en particular se tomara una eficiencia del motor del 85%, lo que da una potencia instalada de 34 HP.

El consumo en amperios promedio medido en campo es de **28 HP**.

El voltaje manejado en todas las instalaciones del campo Llanito es de **480 voltios**.

Para calcular la potencia promedio de trabajo del motor ( $P_{mot}$ ) se tiene la siguiente formula en Kwatios la que luego pasaremos a HP.

$$P_{mot} = \left( \frac{Voltaje * Consumo}{1000} \right) * 1,732 \quad \text{Ecuación 13}$$

$$P_{mot} = \left( \frac{480 * 28}{1000} \right) * 1,732$$

$$P_{mot} = 23,28 \text{ Kwatios}$$

$$P_{mot} = 23,28 \text{ Kwatios} / 0,746 = \mathbf{31,2 \text{ HP}}$$

Por lo tanto utilizando la ecuación 3

$$\eta_{mech} = \frac{10,1}{31,2}$$

$$\eta_{mech} = 32 \%$$

### Cálculo de la Eficiencia del motor

Para el cálculo de la eficiencia del motor se dará el ejemplo con el pozo Llanito 75 y luego los resultados obtenidos en cada uno de los pozos muestra.

$$\eta_{mot} = \frac{P_{mot}}{P_e} \quad \text{Ecuación 4}$$

$P_{mot} = \mathbf{31,2 \text{ HP}}$ , la cual fue calcula en el punto anterior para el cálculo de la eficiencia mecánica.

$P_e$  es la Potencia Eléctrica de entrada en el terminal del motor en HP, en este caso se considera como la potencia instalada con eficiencia teórica (HP), la cual es de **34 HP**.

Utilizando la ecuación 4

$$\eta_{\text{mot}} = \frac{31,2}{34}$$

$$\eta_{\text{mot}} = 92\%$$

### **Cálculo de la eficiencia total del sistema**

Para este cálculo se toma la ecuación 5, como en los casos anteriores se realizará el cálculo con los datos del pozo Llanito 75 y posteriormente se expondrán los demás datos de los pozos muestra.

$$\eta_{\text{system}} = \eta_{\text{lift}}\eta_{\text{mech}}\eta_{\text{mot}} \quad \text{Ecuacion 5}$$

Utilizando la ecuación 5

$$\eta_{\text{system}} = (39\%)(32\%)(92\%)$$

$$\eta_{\text{system}} = 11\%$$