



**ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL**

**RAMA PRODUCCIÓN - EXPLOTACIÓN**

**TRABAJO FINAL INTEGRADOR:**

# **Uso y Aplicaciones de Equipos “Pump Off Controller” en Bombeo Mecánico**

**Tutor:**

Ing. Julio Shiratori

**Integrantes:**

Dabrowski, Alexander

Guelfo, Tomás

Sierra Lombardero, Tomás

**20 de Febrero, 2017**

## ÍNDICE

	ABSTRACTO	3
1.	BOMBEO MECÁNICO	4
1.1.	Introducción y conceptos generales	4
1.2.	Descripción del sistema	5
1.2.1.	Equipo de Superficie	5
1.2.2.	Columna de Varillas	9
1.2.3.	Cañería de producción o tubing	10
1.2.4.	Bomba Mecánica de Profundidad	12
2.	CARTAS DINAMOMÉTRICAS	14
2.1.	Cartas de fondo	14
2.1.1.	Cartas de fondo teóricas	14
2.1.2.	Cartas de fondo reales	15
2.2.	Cartas de superficie	17
3.	SISTEMAS PUMP OFF CONTROLLERS	18
3.1.	Descripción del sistema y sus componentes	19
3.2.	Principio de Operación	22
3.2.1.	Control basado en la carta dinamométrica de superficie	22
3.2.2.	Control basado en la carta de dinamométrica de fondo	24
3.2.3.	Control por velocidad del motor	25
3.3.	Interfaz de Usuario	26
3.4.	Prestaciones adicionales de control del sistema por señales de estado en componentes del sistema de producción.	28
4.	CAPACIDAD DE DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA	30
4.1.	Caso N° 1. Ajuste de SPM en base a Dinamometría y Ecometría discreta	30
4.2.	Caso N° 2. Definición de situación de pesca o bloqueo	31
4.3.	Caso N° 3. Detección de la necesidad de limpieza del pozo	32
5.	OTRAS APLICACIONES PARA SISTEMAS DE CONTROL COMPLEMENTARIO DE BOMBEO	33
5.2.	Usos para optimización de la producción	33
5.3.	Aplicaciones para Ingeniería de Reservorios	38
6.	OPTIMIZACIÓN DE LA GESTIÓN OPERATIVA DE YACIMIENTOS A PARTIR DE DATOS MASIVOS DE EQUIPOS POC EN BOMBEO MECÁNICO	41
7.	CONCLUSIONES	44
8.	REFERENCIAS Y FUENTES BIBLIOGRÁFICAS	45

**ABSTRACTO.**

El presente trabajo está basado en una recopilación de lecciones aprendidas y resultados operativos sobre la gestión “inteligente” de la explotación por bombeo mecánico a partir de una muestra de yacimientos productores de hidrocarburos *en Argentina*, complementado con conceptos de papers publicados en la SPE.

La intención es presentar el rol protagónico y las ventajas del *Intelligent Well Controller (IWC)* integrado a un sistema de gestión como herramienta central en la mejora operativa de un yacimiento.

La publicación presenta en forma cualitativa y cuantitativa el impacto positivo de la tecnología aplicada al bombeo mecánico, favoreciendo la reducción de intervenciones de pozo y tiempos de detección de fallas, redundando en menores tiempos de parada y menores costos de reparación gracias a un mantenimiento predictivo. Además, su implementación optimiza de manera sensible el control del nivel de fluido en el pozo, el consumo de energía y el uso de recursos en general, así como el tiempo de puesta en régimen de pozos nuevos.

## 1. BOMBEO MECÁNICO.

### 1.1. Introducción y conceptos generales.

El bombeo mecánico es el sistema de elevación artificial de hidrocarburos más antiguo y también el más utilizado debido a su buena eficiencia, relativa simplicidad y robustez. En Argentina el 70% de los pozos operan con este sistema de elevación artificial y aproximadamente un 38% a nivel mundial (75% de los pozos que cuentan con sistemas de elevación artificial, que son la mitad de los pozos activos).

Su principio se basa en transformar un movimiento rotativo en uno alternativo y transmitirlo desde una unidad de superficie, por medio de una sarta de varillas hasta una bomba de acción recíproca fijada cerca del fondo del pozo. Luego dicha bomba succiona y eleva el líquido a través de la cañería de producción hasta la superficie donde finalmente es vertido a la cañería colectora.

Este método se aplica principalmente para petróleos con densidades medias, con algunas restricciones para crudos livianos siempre que no exista gas libre y crudos pesados por exceso de carga en las varillas para elevadas profundidades.

En cuanto a sus ventajas se puede destacar:

- Es simple y fácil de operar.
- Es eficiente y confiable.
- Puede utilizar bajas presiones para su bombeo.
- Costos de Mantenimiento bajos.
- Puede soportar altas temperaturas.

En contrapartida, entre sus desventajas se encuentra:

- Es problemático en pozos con alta desviación.
- Limitado en profundidad, debido principalmente a la capacidad de las varillas.
- No puede funcionar con alta producción de sólidos.
- La eficiencia volumétrica cae drásticamente cuando existe muy alta relación gas – líquido o bien puede bloquearse por excesivo gas libre del pozo a la entrada de la bomba.
- El tubing no puede ser revestido internamente para prevenir la corrosión.
- Las dimensiones y peso del equipamiento lo excluyen de operaciones Offshore.
- Sistema sensible a la acumulación de parafinas.



Existen distintos tipos de Aparatos Individuales de Bombeo los cuales se nombran en la siguiente Tabla 1 conforme la designación otorgada por el American Petroleum Institute (en adelante API) a cada uno de ellos:

Tabla 1 - Denominación API para Aparatos Individuales de Bombeo <sup>1</sup>

<b>Tipo de Aparato Individual de Bombeo</b>	<b>Denominación según API</b>
Unidad Convencional	<b>C</b>
Unidad Mark II	<b>M</b>
Unidad Balanceada por Aire	<b>A</b>
Unidad Reverse Mark	<b>RM</b>
Unidad Churchill Beam-Balanced	<b>B</b>
Unidad Low Profile	<b>F</b>
Unidad Rotaflex	<b>Rotaflex</b>

Cada uno de estos equipos presenta configuraciones propias las cuales responden a distintas condiciones de servicio según lo requiera cada caso. Esto a su vez puede traducirse en ventajas comparativas dependiendo de la aplicación. Dichas características se resumen en la Tabla N°2 a continuación.

Tabla 2 - Beam Pumping Units Series <sup>2</sup>

								
Tipo de A.I.B	Convencional	Mark II	Reverse Mark	Air Balanced	Churchill	Low Profile	Rotaflex	Tieben
Descripción	Geometría convencional. Palanca de primer orden	Palanca de tercer orden	Alternativa a la geometría convencional	Más liviano y menor tamaño que los de tipo biela-manivela	Balancedo a través de la viga.	Unidad compacta de baja altura	Unidad de Carrera Larga y Contrapesado Directo	2 sistemas: Sistema Hidráulico simple (1) y Sistema de Balanceo Hidroneumático (2)
Ventajas	Operación simple, Mínimo mantenimiento	Su geometría exclusiva permite reducir el torque en la caja reductora hasta un 35%.	Menor torque y potencia necesarias	Se distingue por su larga Carrera.	Ideal para pozos someros.	Bajo impacto visual y apto para aplicaciones limitadas en altura	Mejor llenado de bomba y Bajo costo operativo	
Característica principal	El más utilizado.	Produce ascensos más lentos y descensos más rápidos con aceleraciones reducidas	En algunos casos permite utilizar motor y reductor más chico.	Utiliza aire comprimido en lugar de contrapesos de fundición.	Por su tamaño reducido facilita su transporte	Cinemática simplificada y compacta	Carrera larga y lenta Para pozos profundos y de alto caudal.	(1): no tiene balanceo, utiliza la fuerza de la bomba para levantar la sarta mediante un cilindro hidráulico durante la carrera ascendente (2) cilindro neumático que balancea el peso de la sarta y fluido del pozo mediante la presión neumática de las cámaras de balanceo

Así mismo, la designación sugerida por API se ve en el siguiente ejemplo:

C - 320 D-173 - 100

Dónde:

- C: Tipo de AIB (C. convencional)
- 320: Torque máximo de la caja reductora en miles de libras - pulgada
- D: Indica el tipo de reducción de la caja (simple, doble o triple)
- 173 Carga máxima de la estructura en cientos de libras
- 100 Valor máximo de la carrera en pulgadas

Los dos parámetros más importantes de medición son el Torque Máximo y la Carga Máxima, estando el torque directamente relacionado con la caja reductora y la carga con la estructura. Si bien ambos valores tienen relación física, es necesario tener bien claro que el exceso de torque daña la caja reductora y no necesariamente a la estructura, y el exceso de carga lo hace exclusivamente con la estructura.

Los AIB se balancean para disminuir los picos de torque y las demandas de potencia, de manera de minimizar el efecto de la amplia variación de cargas sobre el vástago y que el resultado sea una carga torsional lo más uniforme posible.

Las cargas más importantes que actúan sobre la estructura de un equipo son las ocasionadas por la masa de las varillas, la masa de los fluidos y las aceleraciones a que ambas están sometidas según la velocidad de bombeo elegida. En situación estática las cargas tendrán un valor distinto del que se obtenga en movimiento donde se suman los efectos dinámicos y centrífugos. El rozamiento, el peso alternativo de la columna de fluido y la aceleración, serán variables a considerar y que conformarán el *Rango de Cargas*.

En situación estática, la carga aplicada determinaría el contrapesado correcto, pero en situación dinámica, el *Rango de Cargas* es quien lo determina. Como el torque en la caja reductora está dado por el valor de las cargas y la relación entre ellas (carga/brazo de palanca/seno del ángulo), el exceso del mismo se transforma en un elemento sumamente dañino para su vida útil y se debe controlar y adecuar.

Un correcto contrapesado debería otorgar el valor mínimo de torque posible para las cargas aplicadas al equipo y un uniforme trabajo de motor.

La potencia del motor depende de la profundidad de la bomba, del nivel de fluido, de la velocidad de bombeo y del balanceo de la unidad junto con las características propias del pozo.

El conjunto mecánico está equipado con un juego de palancas y movimientos montados sobre cojinetes que requieren un programa de lubricación periódico y preventivo con la frecuencia que se debe determinar en función de las condiciones de exigencia y el clima donde trabajan.

Una de las condiciones para el buen funcionamiento es el ajuste del bastidor a la base, de tal manera que se asiente en toda su superficie y quede perfectamente sin ningún tipo de movimiento o vibración.

### 1.2.2. Columna de Varillas.

De la cabeza de mula del AIB cuelga un conjunto de barras compuesta por un estrobo, un vástago pulido y varillas de bombeo.

El estrobo consta generalmente de uno o dos cables de acero que flexionan en ciclo del balancín sobre el contorno curvado de la cabeza de mula. Por medio de una cruceta, se fija al estrobo el vástago que atraviesa la cabeza y se proyecta unos metros dentro del tubing. La superficie del vástago se encuentra pulida para brindar estanqueidad en el prensaestopas y tratada superficialmente para evitar su corrosión. Dicha barra pulida, de material resistente, generalmente en diámetros de 1¼ y 1 ½ pulgadas y longitud de 15 y 22 pies, se encarga de soportar el peso de la sarta de varillas, de la bomba y del fluido dentro de la tubería.

Luego ya completamente dentro del tubing y hasta donde esté anclada la bomba se tienen barras ensambladas mediante cuplas. Dado que gran parte de la carga soportada por éstas se debe a su propio peso, puede encontrarse varillas con diferentes tipos y diámetros dentro de la sarta, ordenadas telescópicamente de modo que su área transversal va disminuyendo a medida que se alejan de la boca del pozo y se acercan a la bomba.

Las varillas son por lo general fabricadas por laminación en caliente en acero aleado bajo estrictos procesos donde se minimiza la decarburación y los defectos superficiales. Se fabrican en distintos grados o calidad del Material: C, K, D según el servicio y tipos de fluidos corrosivos al que estén sometidas.

Grado "C": Acero al carbono-manganeso recomendado para servicio mediano en pozos no corrosivos o fluidos pocos corrosivos.

Grado "K": Aleación de acero al níquel-molibdeno, recomendado para servicio mediano en pozos con fluidos corrosivos (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S- Anhídrido carbónico y sulfhídrico).

Grado "D": Aleación de acero al cromo-molibdeno, recomendado para servicios pesados en pozos corrosivos o con fluidos poco corrosivos.

Los diámetros de varillas usados: 5/8" 3/4" 7/8" 1" 1.1/8"

Las varillas también pueden ser huecas posibilitando la inyección de productos químicos, o

continúas, evitando los problemas de las uniones roscadas del equipamiento convencional y permitiendo mayores profundidades de operación. A diferencia del resto el sistema continuo requiere de equipamiento adecuado para su montaje y desmontaje. Otra alternativa son varillas no normalizadas por API que pueden ser de aluminio o de fibra de vidrio pero que presentan mayor elongación, lo cual disminuye el rendimiento del sistema.

Cabe destacar que de todos los componentes de una instalación de bombeo Mecánico, la sarta de varillas es la que rige, en mayor efecto, el rendimiento del sistema, ya que de acuerdo al mayor o menor estiramiento, define la carrera neta del pistón y de ésta depende el caudal de extracción

Muchas variantes son posibles de contemplar en el diseño de la columna: combinación de profundidad de bombeo, dimensiones del caño de bombeo, cantidad total del fluido, medida de la bomba y su diseño, velocidad de bombeo, longitud de la carrera, medida de la unidad y combinación de diámetros de varillas.

Algunas pueden optimizarse para las condiciones existentes del pozo en el momento de utilizarlos en el yacimiento o utilizando experiencias y cálculos teóricos. Existe una gran variedad de diseños como se indica en la Norma API-RP11L.

### 1.2.3. Cañería de producción o tubing.

La columna de tubing consiste en una serie de tubos roscados entre sí en configuración telescópica, pudiendo variar en espesor y grado de acero según las solicitudes a las que estén sometidos los distintos tramos.

La tubería de producción cumple varias funciones, citándose las más importantes:

1. Conducir hasta la superficie el fluido de producción impulsado por la bomba.
2. Proteger al casing del roce con las varillas de bombeo. Si bien el tubing a veces se mueve, la superficie de contacto es mayor, prolongando así la duración del casing. No obstante, instalando un ancla de tubing se controlan los movimientos de la tubería, se eliminan los esfuerzos durante la acción de bombeo, se mantiene la tubería en una posición constante y reduce la fricción entre las cabillas y la tubería.
3. Permite evacuar por el espacio anular (entre casing y tubing), el gas liberado y que no es procesado por la bomba.
4. Permite efectuar mediciones de nivel con ecómetro o sonolog, por el espacio anular.
5. Facilita las operaciones de pesca de las varillas de bombeo y/o bomba. El espacio anular entre tubing y varillas, permite guiar y centralizar el punto de pesca y pescador.

6. Ante la posibilidad de extraerse el tubing con el equipo de pulling, puede renovarse parcial o totalmente por deterioro. Permite profundizar o levantar la bomba según los requerimientos de extracción.

7. Permite incorporar elementos auxiliares como ser: zapato niple, filtros para arena, separadores de gas, ancla de tubing, packer de producción, caños ranurados etc.

Además de estar asociados en el proceso de extracción, en cada ciclo de bombeo se transfiere el peso del fluido, entre una y otra carrera.

Las Normas API 5.A contemplan las características dimensionales, tipo de material y propiedades físicas o resistentes de los tubos y las uniones.

Los diámetros exteriores (expresados en pulgadas) comprenden:

$\frac{3}{4}$ " – 1" – 1.1/2" – 2.3/8" – 2.7/8" – 3.1/2" – 4" – 4.1/2" siendo los subrayados, los más usuales.

Los grados de acero usualmente disponibles en el mercado son: H- 40, J- 55 , C- 75 , N- 80 , P- 105

Donde por ejemplo un tubing "J-55" significa que el límite elástico es 55.000 psi (3.850 Kg/cm<sup>2</sup>).

En la práctica y como consecuencia de las funciones que desempeñan en pozos de petróleo las cañerías de bombeo, es necesario someter a cálculo los diversos esfuerzos a los que se las solicita, siendo estos de variada magnitud.

Entre los más significativos podemos destacar los esfuerzos de compresión radial que provocan aplastamiento (colapso), presiones internas, esfuerzos de tracción, flexión y torsión, los que adquieren grandes magnitudes a medida que aumenta la profundidad del pozo.

En este caso nos referiremos a los esfuerzos de tracción en los tubos y las juntas, que para garantizar el correcto comportamiento del conjunto, se han creado diversos grados de acero, así como recalques y roscas cuyos valores mínimos de resistencia se indican de acuerdo a lo establecido en normas.

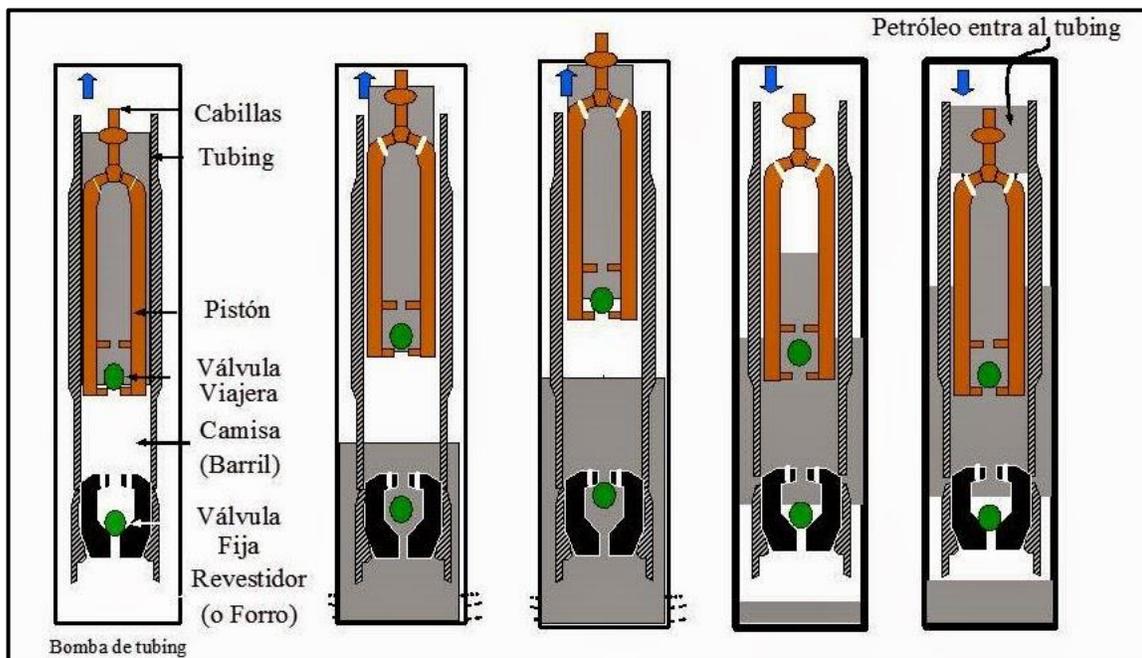
#### 1.2.4. Bomba Mecánica de Profundidad.

Es el primer elemento que debe considerarse al diseñar una instalación de bombeo mecánico para un pozo, ya que del tipo, tamaño y ubicación de la bomba depende el resto de los componentes.

Como su nombre lo indica, es un conjunto mecánico ubicado cerca el fondo del pozo, accionado por las varillas o cabillas desde superficie y funciona por el principio de desplazamiento positivo mediante un movimiento alternativo.

La bomba se fija al tubing mediante un ancla y se compone principalmente de un barril, un pistón, una válvula viajera y una válvula fija, como se aprecia en la siguiente Figura 2:

Figura 2 – Esquema de funcionamiento de una bomba de profundidad <sup>3</sup>



La bomba se posiciona a una profundidad tal que siempre se encuentre con aporte de líquido en su brida de succión ya que no funciona bien o inclusive puede bloquearse en caso de ingreso de gas. El nivel de fluido debe aportar una presión de columna hidrostática suficiente para que el líquido admitido dentro del barril no libere gas y haga golpear la bomba en su carrera descendente. Esto también puede regularse parcialmente bajando la velocidad del bombeo.

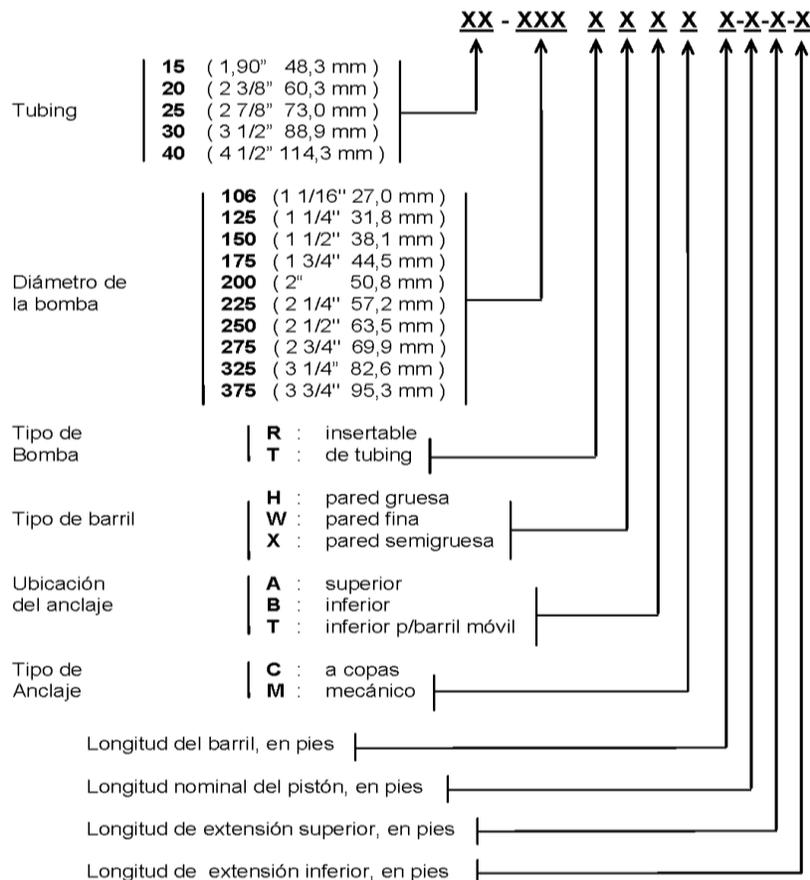
Su accionamiento es sencillo y comienza cuando el balancín está en el punto muerto inferior y sus válvulas fija y viajera se hallan cerradas. Al comenzar la carrera ascendente, la presión de fondo y el efecto de succión del pistón permiten la apertura de la válvula fija; el fluido pasa del pozo hacia el interior de la bomba. Al mismo tiempo, la columna de fluido ejerce una presión sobre la válvula

viajera, lo que la mantendrá cerrada durante la carrera ascendente. El fluido continúa llenando la bomba hasta que el pistón llega hasta el punto muerto superior. La válvula fija cierra y comienza la carrera descendente, el pistón se mueve hacia abajo y produce un efecto de compresión. Cuando la presión interna es superior a la que existe sobre la válvula viajera, esta se abre y el fluido es transferido al pistón hasta llegar al punto muerto inferior, donde se repite el ciclo de bombeo.

Cabe mencionar que en cada ciclo existe una transferencia de peso a través de la bomba entre el tubing y sarta de bombeo.

Por otro lado, la designación completa de una bomba incluye: Diámetro nominal del tubing, diámetro básico de la bomba, tipo de bomba y tipo de barril, ubicación y tipo de anclaje, longitud del barril, longitud del pistón y longitud total de las extensiones, cuando corresponda. La forma de expresarlo y el significado de cada parte del código están indicados en la Tabla 3 a continuación:

Tabla 3 - Denominación API para Bombas mecánicas de Profundidad <sup>4</sup>



Sus componentes se fabrican en una gran variedad de metalurgias, calidades y medidas según las condiciones de servicio a las que estén sometidas.

## 2. CARTAS DINAMOMÉTRICAS.

El conocimiento adecuado de las condiciones de operación en bombeo mecánico de petróleo es fundamental tanto a la hora de diseñar nuevas instalaciones como a la hora de operar, optimizar, diagnosticar y corregir anomalías de funcionamiento en instalaciones ya existentes.

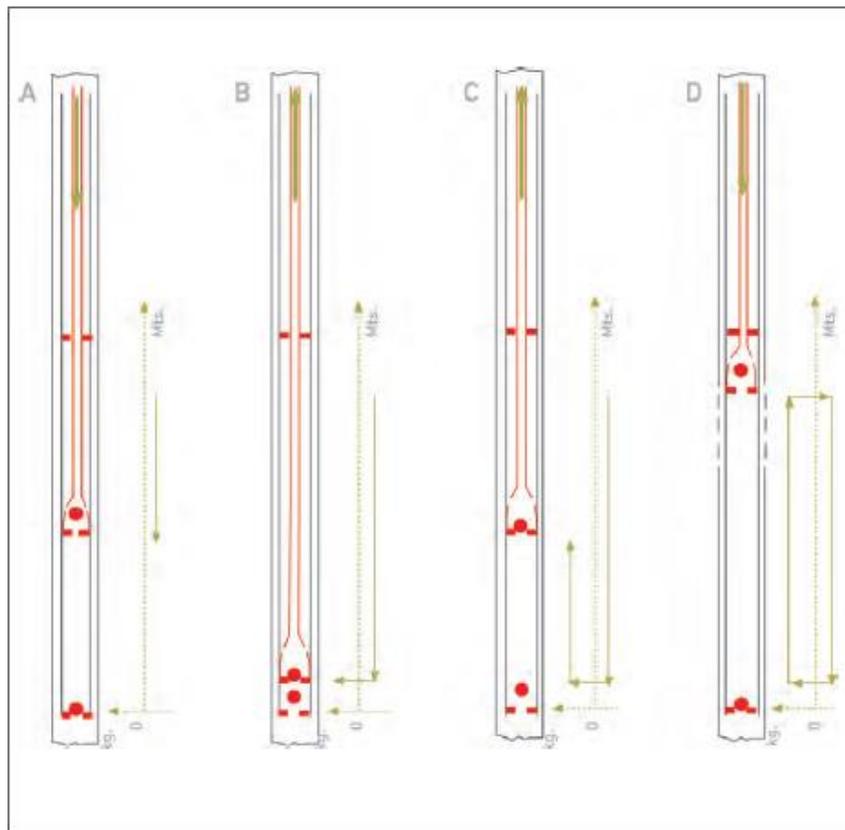
### 2.1. Cartas de fondo.

#### 2.1.1. Cartas de fondo teóricas.

Una buena manera de comprender el comportamiento de la bomba en el fondo del pozo es partir de una dinamometría de fondo correlacionada con la posición vertical de la bomba, si bien es lo ideal contar con esta información, en la práctica no es económicamente viable en todos los casos.

A los fines didácticos, desde el punto de vista de la dinamometría de fondo, donde la carga se mide entre la última varilla y la bomba. La Figura 3 junto con la explicación al pie muestra el comportamiento teórico esperado de una bomba instalada con el tubing anclado. La instalación anclada saca del análisis otros efectos que serán analizados a continuación.

Figura 3 – Relación entre Fuerzas y ciclo de bombeo <sup>5</sup>



- **Etapa A:** La válvula móvil (TV: Travelling Valve) se encuentra abierta en la carrera descendente y la válvula fija (SV: Standing Valve) cerrada, la diferencia de presión existente entre el barril y la columna de fluido hace que este pase hacia el tubing. Bajo esta condición todo el peso de la columna de fluido es soportado por el tubing y el único registro a lo largo de la carrera descendente es la flotabilidad de las varillas.
- **Etapa B:** Al llegar el pistón al punto muerto inferior (PMI) inmediatamente comienza la carrera ascendente, allí se cierra la TV y se abre la SV debido a que la presión de entre columna es superior a la existente en el barril. En ese mismo momento se transfiere la carga del tubing a las varillas en un rango equivalente al peso diferencial del fluido en el tubing y el del entre caño.
- **Etapa C:** El pistón continúa su carrera ascendente con carga constante. La TV permanecerá cerrada para que el fluido ingrese a la bomba a través de la SV.
- **Etapa D:** El pistón llegó al punto muerto superior (PMS) y comienza su carrera descendente, allí se abre la TV y se cierra la SV transfiriéndose nuevamente la carga al tubing reiniciándose el ciclo desde el punto A.

### 2.1.2. Cartas de fondo reales.

El caso presentado previamente muestra una situación simplificada, pero de utilidad para los fines didácticos. En la práctica aspectos mecánicos como la elasticidad del tubing o pérdidas internas de la bomba, y cuestiones propias del reservorio como bajo aporte de la formación o la presencia de gas modifican la forma del diagrama teórico. Con el apoyo de la Figura 4 se desarrollan varias situaciones que pueden hallarse en la práctica.

- **Anclaje del tubing:** puede observarse en los extremos del primer diagrama de Figura 4, donde no coinciden en el eje de posición el fin de la carrera descendente con el inicio del movimiento ascendente o viceversa. La diferencia observada radica en la naturaleza elástica del tubing frente a los esfuerzos presentes y ocasiona que solo una parte de las carreras ascendentes y descendentes se aplique de manera efectiva dentro de la bomba de fondo.
- **Presencia de gas:** también llamado bloqueo por gas, la situación similar al golpe de fluido, ya que la bomba no se llena por completo con líquido sino que total o parcialmente puede hacerlo con gas.

Su origen tiene que ver con la condición de explotación del reservorio, si se bombea menos líquido del que produce la formación el volumen de gas disuelto poco a poco desplazará el de líquido dentro de la bomba, eventualmente parando la producción. Ahora cuando el volumen desplazado coincide o está levemente por encima de la recuperación del pozo, el gas presente en la bomba solo será un volumen nocivo que no podrá ser utilizado para llenarlo con líquido y deberá comprimirse en la carrera descendente para lograr abrir la TV.

Al momento del desarrollo sobre los Sistemas Pump Off Controllers se profundizará sobre este efecto, junto con la diferenciación de posibles casos.

- **Llenado parcial de bomba y golpe de fluido:** son efectos consecutivos uno del otro, el primero es nocivo para el rendimiento volumétrico de la bomba y encadenados ocasionan una transferencia súbita de carga entre el tubing y las varillas. Puede visualizarse en la etapa A del diagrama de la Figura 3 en conjunto con el segundo diagrama de la Figura 4.

Si el barril de la bomba se encuentra lleno al inicio de la carrera descendente se abre la TV en el mismo momento que esta toca el nivel de líquido dentro del barril y se realiza la transferencia de carga.

Cuando solo una parte del barril de la bomba está lleno, el émbolo se desplaza a una mayor velocidad con la TV cerrada en la carrera descendente a lo largo del espacio vacío del barril, al momento del contacto de la TV con el nivel de líquido se produce una súbita transferencia de carga con efectos nocivos sobre la instalación. En la Figura 4 puede observarse el efecto del fenómeno en la forma del diagrama.

- **Pérdidas en TV y SV:** ambas generan fugas internas dentro de la bomba, las pérdidas en la TV (ver 4° diagrama de la Figura 4) ocasiona la recirculación de fluido dentro del tubing, es decir durante la carrera ascendente parte del líquido vuelve al barril de la bomba.

Luego en la carrera descendente las pérdidas de la SV (último diagrama de la Figura 4) ocasionan que parte del volumen dentro del barril regrese al pozo.

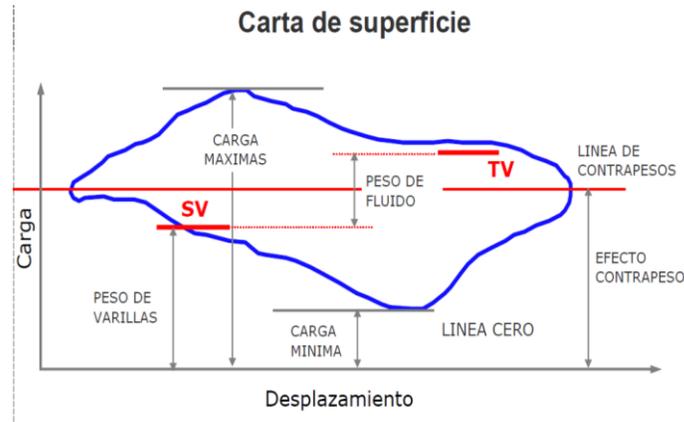
Figura 4 – Esquemas conceptuales de las cartas dinámicas de fondo más comunes <sup>5</sup>



## 2.2. Cartas de superficie.

En la práctica estos efectos solo pueden inferirse a partir de las cartas de superficie (ver Figura 5), obtenidas a partir de la instalación de un dinamómetro en el vástago pulido junto con el registro de la posición de la sarta.

Figura 5 – Esquemas conceptuales de cartas dinamo-métricas de superficie <sup>3</sup>



Si el material de construcción de las varillas fuera totalmente rígido, el diagrama de superficie sería similar al de fondo con la única diferencia del valor de las cargas. En el vástago pulido se registraría la carga adicional del peso de las varillas sumergidas en el fluido.

Sin embargo, existen esfuerzos dinámicos que producen deformaciones en el acero y en la forma del diagrama dinamo-métrico de superficie.

Salvo la medición directa de la carga en fondo en conjunto con el desplazamiento, la única conexión entre ambas cartas, la de superficie y la de fondo es la resolución de la ecuación onda unidireccional que rige el comportamiento de la sarta.

Esto fue logrado por Sam Gibbs<sup>6</sup> en los años '60, lo que permitió el desarrollo de una serie de controladores que en base a la carga y posición medidas en superficie, permitían tomar medidas de control sobre la óptima operación del AIB.

### 3. SISTEMAS PUMP OFF CONTROLLERS.

Los sistemas Pump-Off Control (POC) aplicados al bombeo mecánico consisten en una serie de dispositivos adicionales al equipo de bombeo cuyo fin principal es monitorear que haya suficiente fluido en el pozo para asegurar condiciones óptimas para el bombeo. En caso de nivel insuficiente de fluido o bien de falta total de fluido se alcanza justamente la situación de “Pump-Off” donde el controlador siguiendo un protocolo preestablecido detiene la operación de bombeo hasta que se reúnan nuevamente las condiciones para retomar la operación.

Son variados los problemas que acarrea la operación con insuficiente nivel de fluido junto con los propios de la naturaleza del bombeo mecánico por lo que el uso de estos sistemas permite optimizar diversos aspectos de la operación:

- Extender la vida útil:
  - Evita el golpe de fluido a través de una programación adecuada parando el equipo o ajustando la marcha del bombeo al aporte de la formación.
  - Para el equipo si detecta bajas revoluciones del motor.
- Mitigar fallas en instalaciones:
  - Permite detectar sobrecargas por roce excesivo o aprisionamiento y parar el equipo antes de la rotura.
  - Detectar falta de producción instantáneamente.
  - Detección temprana de pérdidas en las empaquetaduras.
- Disminuir tiempos de parada:
  - Rápida detección de pérdidas de producción.
  - Rápida detección de pozos en falla o pesca.
- Optimizar la producción:
  - Permite inferir y controlar el nivel de fluido en el pozo.
  - Disminuir el uso de recursos asociados a la operación del pozo como horas hombre y energía eléctrica.
  - Jerarquizar el trabajo del personal de campo, reconvirtiendo roles históricamente con tareas rutinarias por otros de perfil proactivo y capacitado.
- Facilitar la gestión de la producción:
  - Permite obtener rápidamente reportes para evaluar la operación ya sea de un pozo en particular o parte del yacimiento. Por ejemplo: calcula producción inferida, % de llenado de bomba, presión de entrada a la bomba, etc.

### 3.1. Descripción del sistema y sus componentes.

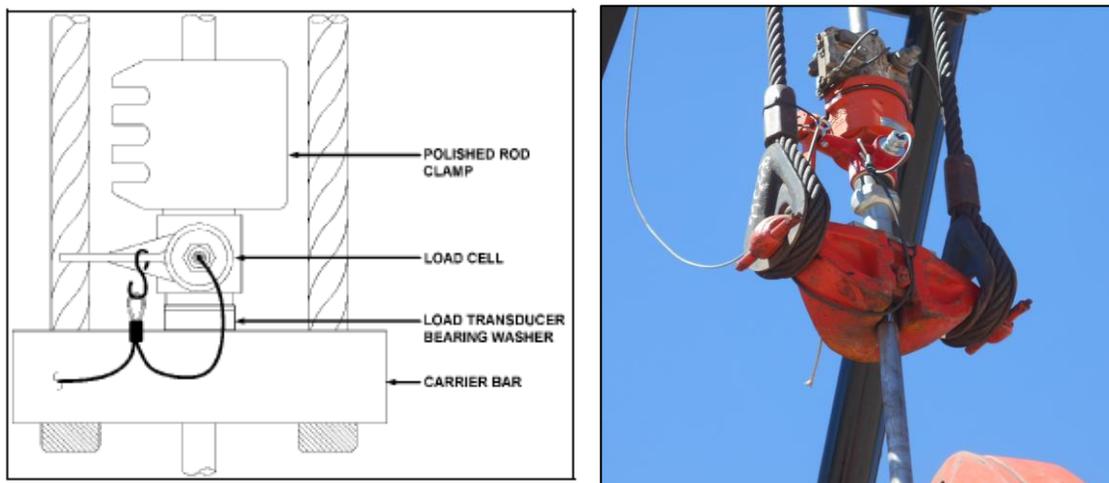
El sistema se compone de un controlador electrónico preprogramado que recolecta, procesa y almacena cualquier información analógica obtenida, proveniente de los transductores adicionados al AIB. En base a los ajustes realizados sobre el dispositivo, determinará si corresponde que el equipo entre en condición de pump off, luego cuando las condiciones operativas se restablezcan será puesto en funcionamiento nuevamente.

El equipamiento de control a su vez, se puede interconectar con la central de operaciones del yacimiento en forma remota para poder monitorear y gestionar en base a alarmas o reportes al equipo de bombeo.

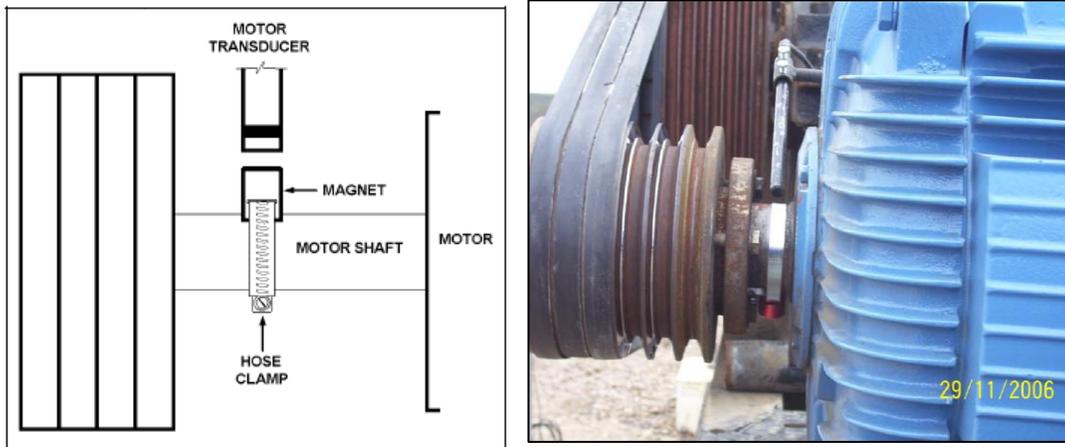
Las variables básicas monitoreadas son:

- Valor de carga en el vástago pulido: se trata un dinamómetro y transductor de tipo analógico ubicados ambos en la cruceta de anclaje del vástago conocida habitualmente como celda de carga. Un ejemplo de montaje habitual se muestra la Figura 6.

Figura 6 – Ubicación de dinamómetro ubicado en la cruceta del vástago pulido <sup>7 8</sup>



- Velocidad del motor: en el eje del motor que acciona el AIB se coloca un imán permanente fijado por una abrazadera especial que trabaja en conjunto con un sensor de efecto Hall para tomar una medida precisa de la velocidad del motor (ver Figura 7). Cabe mencionar que este dispositivo es opcional y no todos los sistemas de Pump-Off Control se encuentran equipados con el mismo.

Figura 7 – Transductor de giro ubicado en el motor del AIB <sup>7 8</sup>

- Paso de Manivela: otro dispositivo idéntico al recién descrito, marca el paso de la manivela el cual se muestra en la Figura 8. A su vez, para el registro de esta variable también existen sensores de posición o inclinómetros que van sobre el punto de pivoteo de la viga superior como se aprecia en la Figura 9.

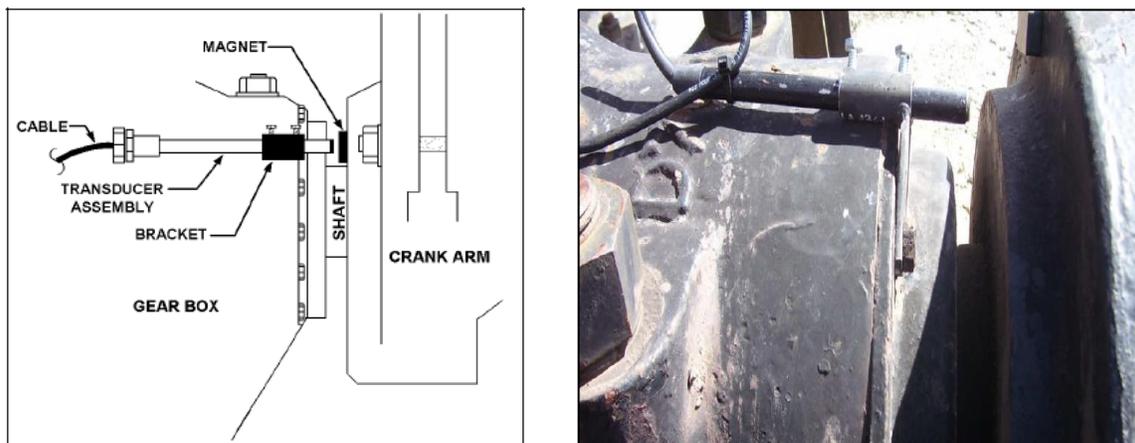
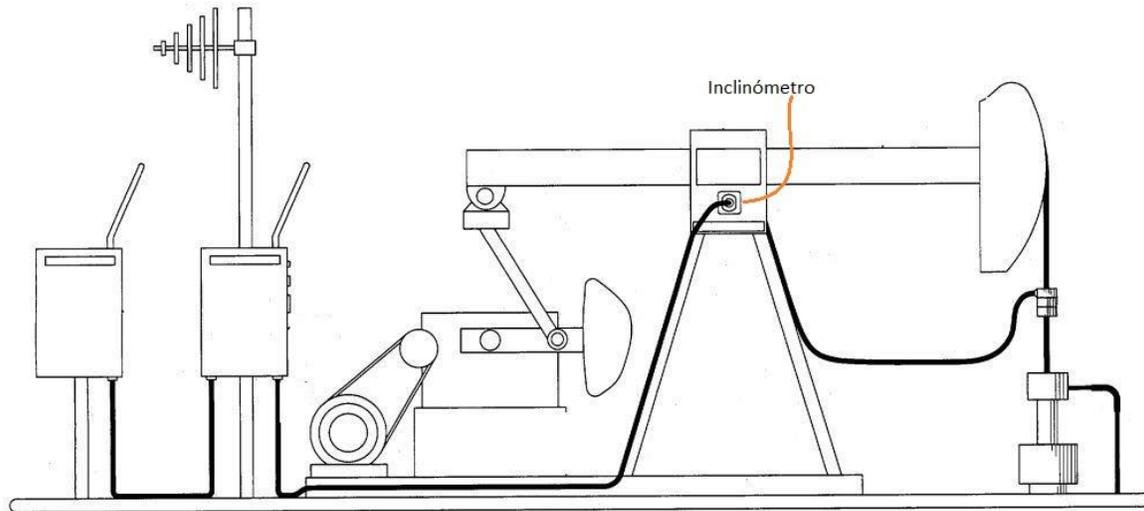
Figura 8 – Transductor de giro ubicado en la Manivela de transmisión <sup>7 8</sup>

Figura 9 – Transductor de posición tipo inclinómetro montado en punto de apoyo de la viga principal <sup>9</sup>



Las variables censadas son procesadas por un CPU con dispositivos de memoria ubicados en un gabinete al pie del pozo (ver Figura 10) y en caso de estar disponible, información sobre las variables de interés es enviada mediante un protocolo de comunicación específico a la central de operaciones.

Figura 10 – Dispositivos de control y de mando eléctrico ubicados en la locación del pozo <sup>10</sup>



### 3.2. Principio de Operación.

En cuanto a su funcionamiento, el Sistema POC puede operar en 3 modos:

- **Pasivo (Modo Host):** sólo censa y registra, pero no controla.
- **Temporizado:** se hace trabajar al equipo de bombeo en ciclos de tiempo, pero no se tiene en cuenta los datos de dinamometría. También en caso de falla de alguno de los componentes que permiten registrarla, permite seguir operando, limitado a respetar valores de configuración establecidos como protecciones.
- **Normal:** donde el automatismo controla al sistema en base a todos los valores sensados.

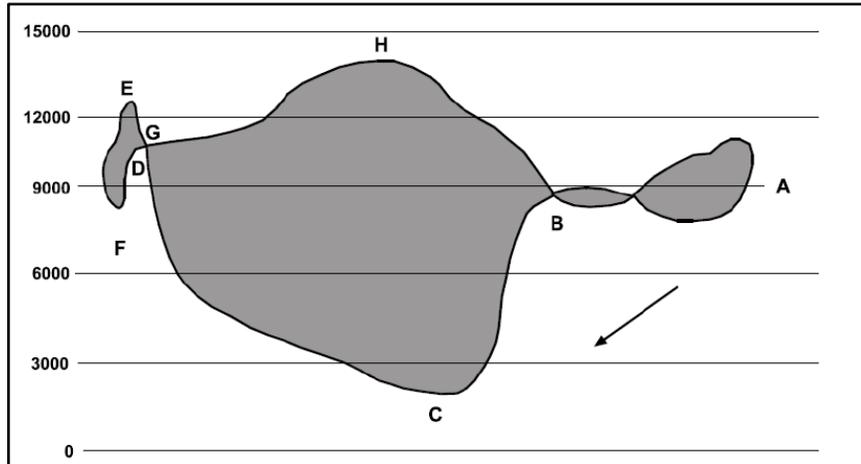
En el modo “Normal” el control presenta las siguientes ventajas frente a los otros dos modos recién mencionados:

- Protección mecánica del equipamiento del pozo frente a golpe de fluido.
- Reducción del consumo eléctrico ya que sólo trabaja cuando el nivel de fluido en el pozo así lo permite.
- Acelera la detección de fallas por merma en la producción, desperfectos o pescas y reduce los tiempos de parada.
- Ayuda a la evaluación de la operación del pozo
- Permite el seguimiento instantáneo de los puntos recién mencionados y al mismo tiempo también genera gran cantidad de datos para definir eventuales optimizaciones.

A su vez, en modo Normal el control se realiza en base a tres métodos detallados a continuación.

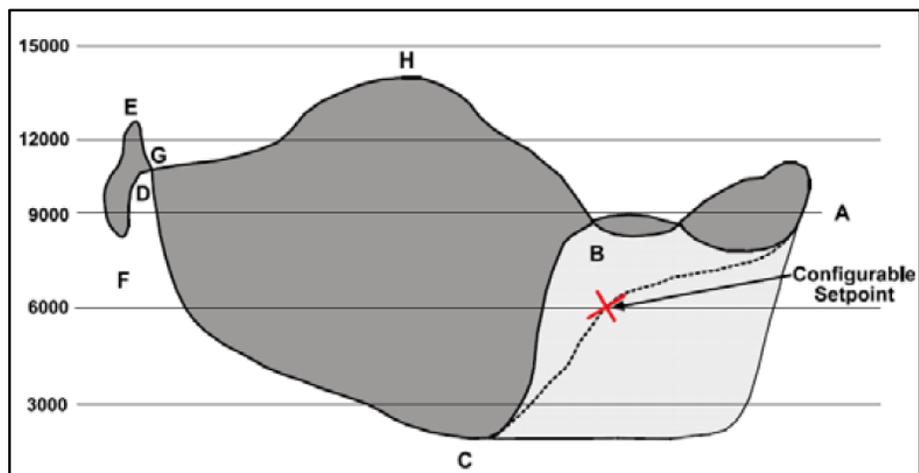
#### 3.2.1. Control basado en la carta dinamométrica de superficie.

La forma de la carta tomada desde el extremo de la barra pulida por el sistema puede proveer una representación gráfica de una condición de “pump off”. En la Figura 11 a continuación, puede verse que en el desplazamiento entre los puntos A-B decrece la carga de forma progresiva, mientras que entre los puntos B-C el gradiente negativo de la cara axial sobre la sarta es máximo en correspondencia con el “golpe de fluido” o un deficiente llenado de bomba.

Figura 11 – Control basado en la carta dinamo-métrica de superficie <sup>11</sup>

El principio de control se basa en establecer un set point que defina el golpe de fluido en la carrera descendente. La siguiente Figura 12 muestra una carta de superficie donde pueden verse ambas condiciones de llenado de bomba, completo y con golpe de fluido.

La traza A-C muestra la condición de operación con bomba llena, mientras que A-B-C representa una condición de golpe de fluido. Mientras que en la posición del set point la carga registrada sea menor que el ajuste, no habrá pump off, luego de sucesivos (predeterminado) valores de carga mayores el sistema detiene el bombeo.

Figura 12 – Carta dinamo-métrica de superficie con llenado completo y con golpe de fluido <sup>11</sup>

Este set point es usualmente posicionado dentro del área de la carta al 25% de la parte superior en la carrera descendente y se corresponde con el valor de carga igual al peso de la varilla con fluido.

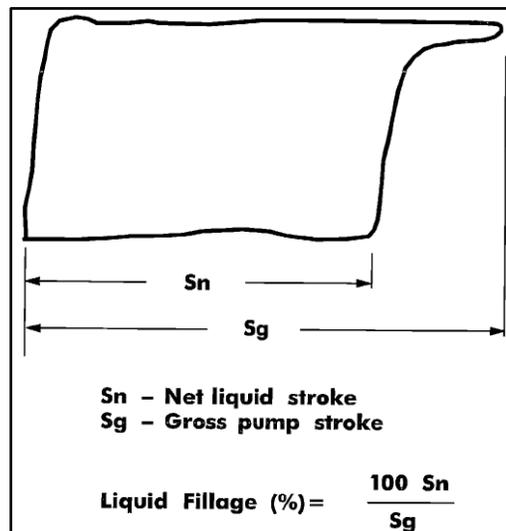
### 3.2.2. Control basado en la carta de dinamométrica de fondo.

A partir del cálculo de la carta dinamométrica de fondo en todas las emboladas, el sistema tiene diversas formas de determinar si se ha llegado a una condición de pump off. La variable es el llenado de bomba, ya que la condición necesaria para que ocurra el golpe de fluido o bloqueo por gas es una disminución en el llenado.

Siguiendo la Figura 13 a continuación vemos que cuando el llenado de la bomba es pleno, la carrera neta ( $S_n$ : Net Liquid Stroke) se corresponde con la carrera bruta ( $S_g$ : Gross Pump Stroke) por lo que el llenado es máximo. Una disminución de  $S_n$  frente a  $S_g$  medidas del diagrama precede a una merma en el llenado de bomba. Esto se muestra en la figura a continuación.

El algoritmo de control no requiere visualización alguna, por simple comparación entre las carreras se obtiene la condición actual de la bomba que frente al ajuste realizado continua o detiene la operación.

Figura 13 – Carta dinamométrica de superficie con llenado completo y con golpe de fluido <sup>12</sup>



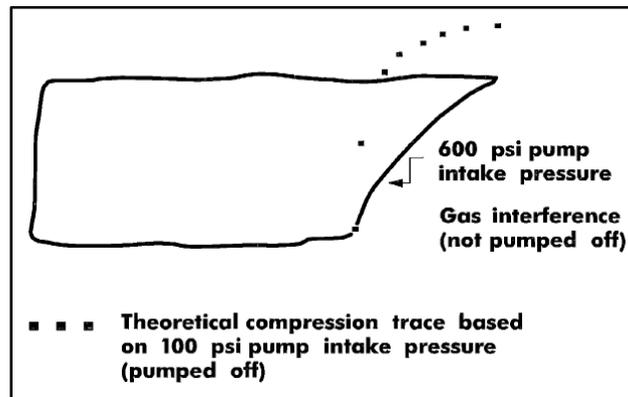
A la evaluación de las cartas se le puede agregar la capacidad de determinar si se trata de golpe de fluido o bloqueo por gas.

Durante el llenado incompleto de la bomba, el líquido solo llena parcialmente la cámara debajo del émbolo en la carrera ascendente, el espacio disponible es ocupado por gas libre. En la carrera descendente debe comprimirse antes que la TV se abra.

La forma de la traza de compresión en la carrera descendente estará determinada por la presión

del gas. En el caso del bloqueo por gas, la presión es mayor y por tanto la carga se transfiere la misma del tubing a las varillas de forma paulatina como se ve en la Figura 14. Lo opuesto sucede cuando en fondo ocurre el golpe de fluido, el gas se encuentra a menor presión y la transferencia de carga es súbita.

Figura 14 – Carta dinamoétrica de superficie con bloqueo por gas <sup>12</sup>



Discernir entre ambos evita pérdidas de producción, el golpe de fluido requiere se detenga el bombeo o se bajen SPM (Strokes Per Minute) para sintonizar el sistema con la recuperación del pozo. Ahora, cuando se trata de un bloqueo por gas no debe detenerse, ya que la alta presión en fondo sugiere que el pozo está aportando más de lo que se bombea.

### 3.2.3. Control por velocidad del motor.

Este método utiliza las entradas de Efecto Hall provenientes del eje del motor y del brazo de la manivela para estimar la potencia del motor a partir de la curva torque/velocidad. Este valor es representativo del trabajo que realiza el motor en la carrera descendente y decrecerá cuando se produzca la condición de golpe de fluido.

Este modo de control es el menos sofisticado de los disponibles. Es conveniente para condiciones típicas de pozo estable, en pozos de recuperación primaria maduros con poco gas o sin gas. No está disponible ninguna información de carta dinamográfica, por lo que la capacidad de análisis es mínima.

### 3.3. Interfaz de Usuario.

La información recopilada en campo por el sistema de control remoto es transferida y almacenada en servidores donde luego es procesada con ayuda del software adecuado. Éste a su vez permite la generación de distintos reportes que pueden emplearse para gerenciar la operación del o los pozos instrumentados con POC. Dos ejemplos de los posibles reportes se muestran a continuación en las Figuras 15 y 16 respectivamente.

Figura 15 – Tabla de síntesis agrupando varios pozos generada por el software del sistema POC <sup>7</sup>

Long Well Name	Nombre de Pozo	Modo de Control	=	Tiempo de Conida	'7 Day Run Time Avg	'28 Day Run Time Avg	Run Time Dev	Run Time Dev	Área de Carta	'7 Day Card Area Avg	'28 Day Card Area Avg	Card Area Dev.	Hora de Carta
				hr	hr	hr	%	hr	Kinchbs	Kinchbs	Kinchbs	%	
PC-2050	PC-2050	POC		2.16	2.1	1.6	3	0.1	2309	2270	2450	1.0	07/03/14 23:33
PC-2056	PC-2056	POC		24.00	24.0	24.0	0	0.0	6571	6519	6520	0.0	07/03/14 20:51
PC-2057	PC-2057	POC		10.08	9.6	9.7	5	0.5	2216	2208	2191	0.0	07/03/14 23:18
PC-2080	PC-2080	POC		22.80	23.6	23.6	-5	-1.0	2736	3653	3824	-26.0	06/16/14 10:15
PC-2093	PC-2093	POC		24.00	24.0	24.0	0	0.0	2843	2885	2732	-2.0	07/03/14 20:38
PC-2126	PC-2126	POC		4.32	4.4	4.4	-2	-0.1	6277	6166	6074	1.0	07/03/14 20:57
PC-2132	PC-2132	POC		9.84	11.3	13.8	-13	-1.4	3004	3048	2984	-2.0	07/03/14 21:23
PC-2144	PC-2144	POC		9.12	9.4	8.7	-4	-0.3	3416	4183	4613	-19.0	07/03/14 23:59
SPC-1004	SPC-1004	POC		2.64	2.5	2.5	5	0.1	855	842	849	1.0	07/03/14 21:34
SPC-1006	SPC-1006	POC	En Servicio 16-11-2009	0.00	0.0	0.0	100	0.0	1366	3177	3314	-57.0	03/08/10 15:16
SPC-1008	SPC-1008	POC		3.60	3.6	3.7	0	0.0	3307	3218	3096	2.0	07/03/14 21:44

Las pantallas iniciales del software del centro de control permiten visualizar variables relevantes de los pozos como tiempo de marcha, sus históricos y el estado actual del pozo, reflejando con colores diferenciados situaciones anómalas para una rápida visualización.

A su vez cada pozo posee su propio cuadro de diálogo como el de la Figura 16 donde se muestra en detalle sus variables operativas:

- Nombre y configuración de la unidad.
- Condición operativa e histórica.
- Producción inferida.
- Ajustes modo de control POC.
- Pre-visualización de cartas dinámométricas.
- Estadísticas de paros.

Figura 16 – Tabla de síntesis a nivel individual de un pozo generada por el software del sistema POC <sup>13</sup>

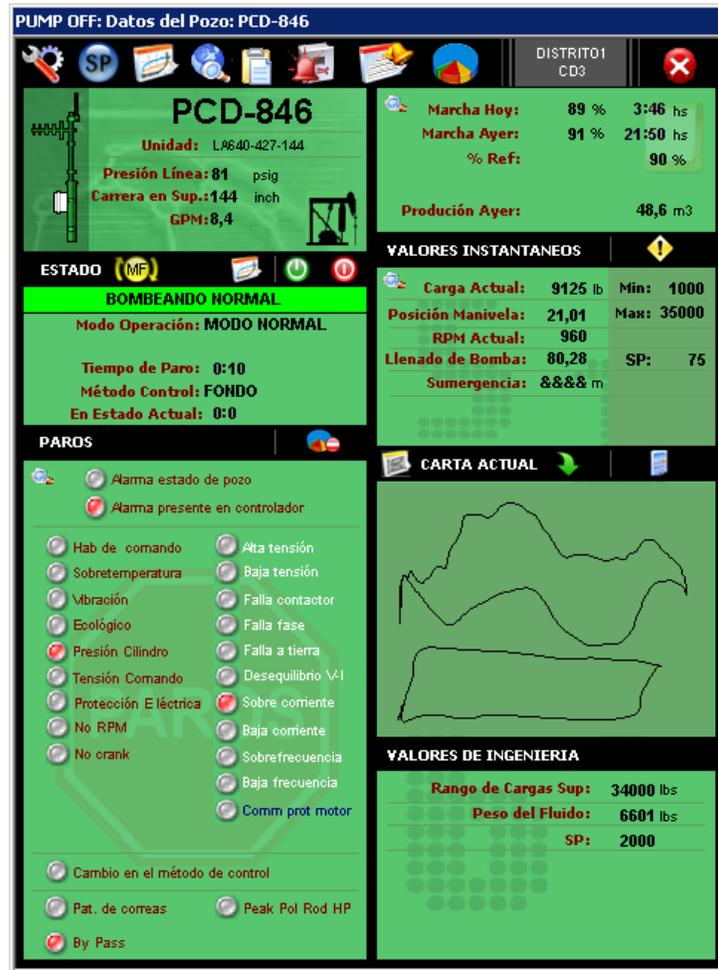


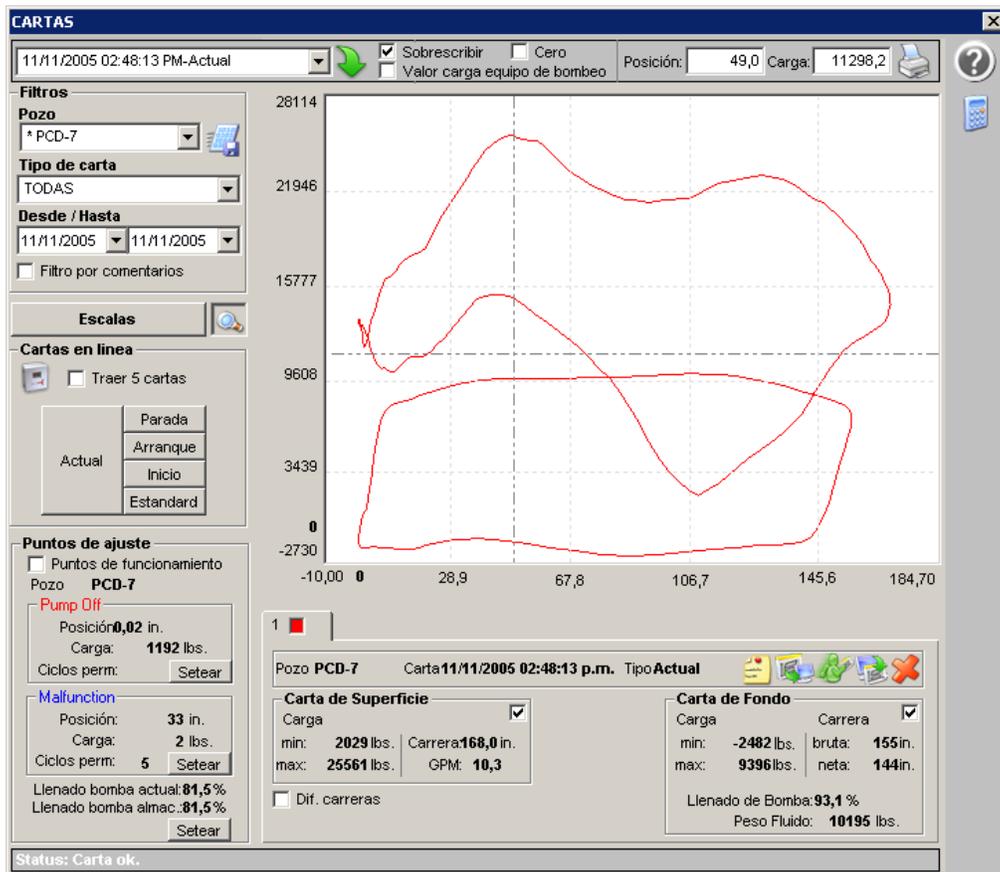
Figura 17 – Tabla de síntesis a nivel pozo mostrando el tiempo de paro según cada tipo de falla <sup>13</sup>



La información recavada de paros tal como la mostrada en la Figura 17, dispara respuestas específicas a la necesidad del momento. Además la misma también puede ser usada para el armado de reportes estadísticos que permitan visualizar problemas en evolución, y así programar intervenciones de manera más ordenada haciendo un uso racional de los recursos disponibles.

Por otro lado las cartas dinamométricas también tienen su espacio de visualización donde pueden evaluarse en detalle, visualizar ambas a la vez con el objeto de comparar condiciones operativas. Un ejemplo se muestra en la próxima figura.

Figura 18 – Tabla de síntesis a nivel de un pozo con cartas dinamométricas <sup>13</sup>



### 3.4. Prestaciones adicionales de control del sistema por señales de estado en componentes del sistema de producción.

La arquitectura abierta de los controladores POC permite incorporar al lazo de control diversas señales de estado de elementos relacionados al sistema de bombeo, pero que su eventual falla puede causar pérdidas de producción además de severos daños al medio ambiente.

Un transmisor o switch de presión montado en la línea de producción como el mostrado en la Figura 19 puede prevenir roturas de ductos, así como anticipar mermas de producción por excesiva contrapresión.

Figura 19 – Control permanente de la presión en línea de pozo <sup>14</sup>



De igual modo, las señales provenientes de una batería donde el nivel de tanque es un limitante para la operación del pozo pueden ser variables alerta y parada. Adicionalmente se han desarrollado sensores para detectar pérdidas por empaquetaduras en el stuffing box (ver Figura 20). También son de características antiexplosivas como los de presión y permiten programar con antelación su intervención, así como la parada del pozo en caso de necesidad.

Figura 20 – Detector de pérdidas en las empaquetaduras de la cabeza de pozo <sup>14</sup>



#### 4. CAPACIDAD DE DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA.

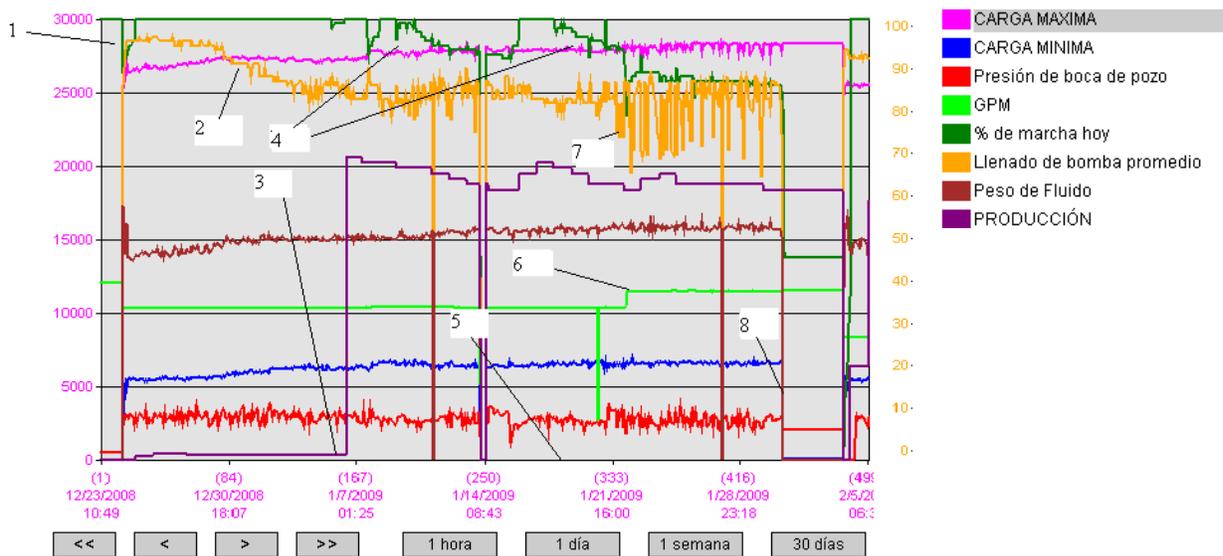
La evaluación integral de la información proveniente de la telemetría del pozo permite optimizar las posibles acciones correctivas a tomar. A continuación se presentan tres casos donde la información del sistema aportó de manera sensible a la solución de un problema.

##### 4.1. Caso N° 1. Ajuste de SPM en base a Dinamometría y Ecometría discreta.

El caso presentado se trata de pozo que venía de una reducción de los SPM y luego se le hizo un estudio de sumergencia y ecometría independiente a las variables registradas por el sistema de control.

La Figura 21 muestra la evolución del caso en base a las curvas asociadas a las referencia adjunta. El punto 1 se corresponde con el inicio del registro de datos, el 2 sobre la curva naranja de llenado promedio de bomba donde se mostraba que este venía en franco descenso luego de la reducción de SPM al inicio del registro de datos.

Figura 21 – Curvas de referencia del caso N°1 <sup>15</sup>



Coincidente con el punto 3, se realiza en el ensayo discreto y le suceden varias paradas por llenado insuficiente indicadas por el punto 4, por los que los SPM aún seguían altos.

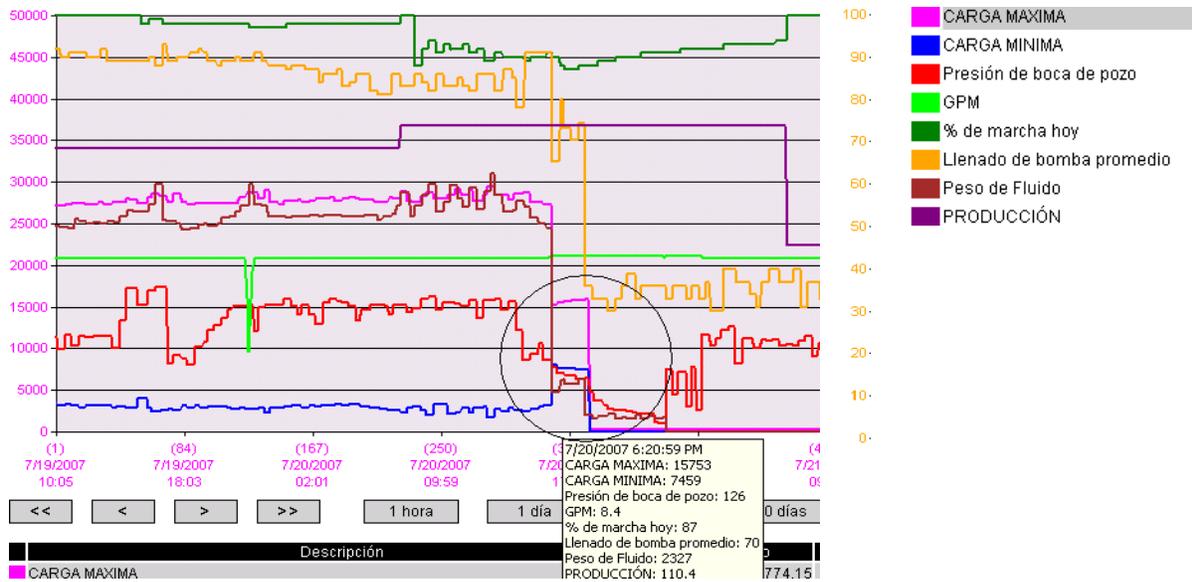
Para el momento del punto 5, se analiza el ensayo y se toma la decisión de subir los SPM en el punto 6. Finalmente al punto 7 luego del ajuste de los SPM se suceden varias paradas y caídas del llenado promedio de bomba que desencadenan un la pesca en el punto 8.

El balance de este caso muestra el riesgo que se asume al tomar decisiones en base a estudios aislados sin realizar controles adicionales. Esta herramienta permite evaluar múltiples variables correlacionadas como control cruzado para confirmar lo inferido en base a mediciones aisladas.

#### 4.2. Caso N° 2. Definición de situación de pesca o bloqueo.

En este caso puede verse en la Figura 22 que dentro del círculo las cargas máximas (traza rosa) decrecen y la mínima (azul) aumenta, condición típica de una pesca en el diagrama de superficie. Además, puede observarse que la presión de boca de pozo venía bajando desde antes y en la situación de supuesto bloqueo la producción se sostuvo.

Figura 22 – Posible situación de pesca o bloqueo <sup>15</sup>



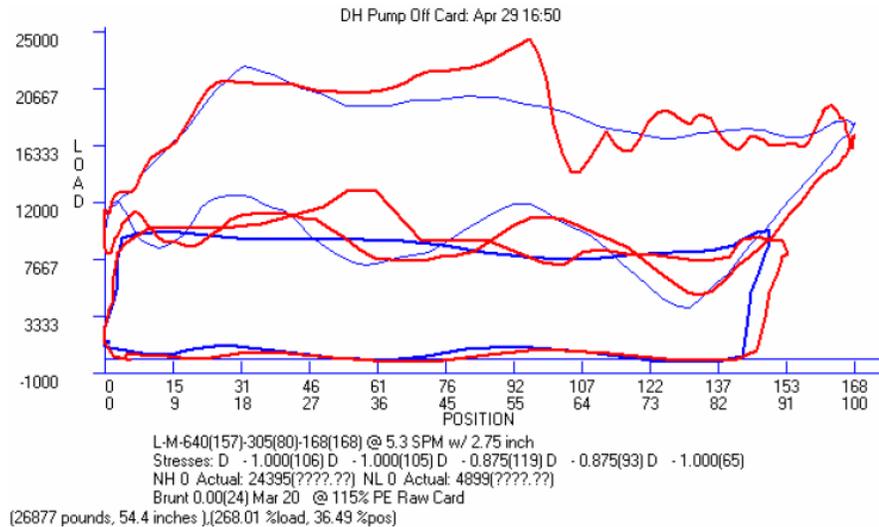
La información inicial sugiere que se trata de una pesca, pero revisando el contexto, en particular la presión de boca de pozo el problema de fondo era una situación de semisurgencia del pozo manifestada por la reducción en la presión de línea, lo que dejaba abiertas ambas válvulas de la bomba generando una posible pesca.

La acción correctiva consiste en ajustar la contrapresión de línea para moderar el efecto surgente del pozo.

#### 4.3. Caso N° 3. Detección de la necesidad de limpieza del pozo.

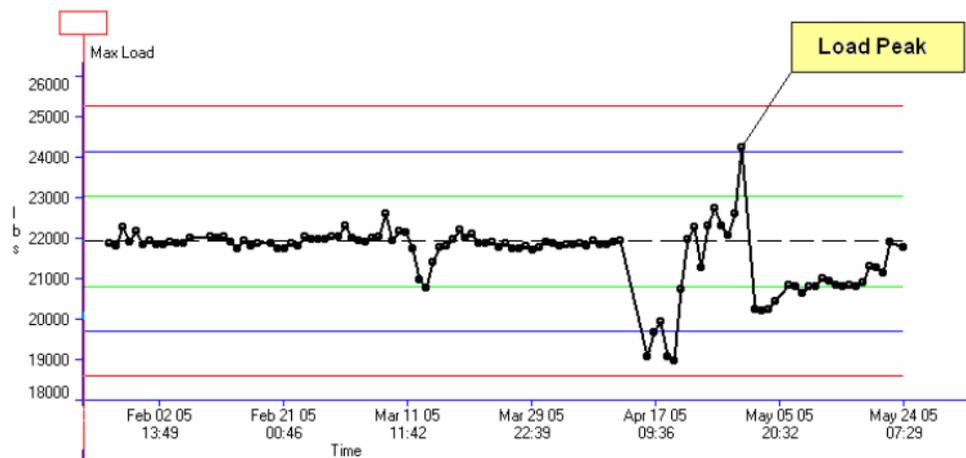
La carta de superficie también es una rica fuente de información, en la Figura 23 puede verse la carta de un pozo con un máximo de carga en la mitad de la carrera según la traza roja contra la condición normal de la traza azul, sugiriendo el inicio de un posible atasco de bomba.

Figura 23 – Carta de fondo con pico de carga en mitad de carrera <sup>11</sup>



Como primer medida se disminuyeron los SPM para disminuir el máximo de carga, dejando el equipo en 4.5 SPM en contramedida de los 6 SPM iniciales. Luego de realizar un proceso de limpieza se puso nuevamente en operación el pozo llevando el ajuste de SPM paulatinamente a los 6 SPM iniciales. La Figura 24 muestra la evolución del máximo de carga antes y después del suceso descrito, mostrando la posibilidad de predecir una tendencia y el efecto de la acción correctiva.

Figura 24 – Evolución de la carga máxima <sup>11</sup>



## 5. OTRAS APLICACIONES PARA SISTEMAS DE CONTROL COMPLEMENTARIO DE BOMBEO

Aparte de lo ya explayado en este trabajo sobre las principales aplicaciones de los sistemas de control en bombeo mecánico (detección temprana de fallas, extensión de vida útil, reducción de tiempos de parada), en las últimas décadas fueron consolidados en la industria desarrollos sobre dispositivos utilizados para el control velocidad de bombeo y de nivel de pozo.

Estos dispositivos operando en forma conjunta con el POC brindan soluciones de gran importancia y que presentan varios usos. Una rama de estas aplicaciones se enfoca a la optimización de la producción y otra a la ingeniería de reservorios.

### 5.1. Usos para optimización de la producción:

El desarrollo se basa en la utilización del nivel de fluido como señal de entrada para una regulación de la velocidad de bombeo a través del uso de variadores de frecuencia (en adelante "VFD") con el objetivo de optimizar la tecnología existente en los siguientes aspectos:

- Maximizar la tasa de producción sin entrar en *condiciones de Pump-Off* manteniendo el nivel de fluido por encima pero cerca del nivel de la bomba.
- Mantenimiento de la presión de fluencia ( $P_{wf}$ ) en el fondo del pozo por encima de la presión de burbuja cuando el reservorio lo permita. Y en casos de reservorios con petróleo saturado, donde la presión inicial ya se encuentra a presión de burbuja, esta tecnología permite mantener automáticamente la  $P_{wf}$  a un nivel tal que sea aceptable la Relación Gas Petróleo (GOR). Operar de esta manera disminuye la tasa de depletación del reservorio, o bien hace que sea lo más lenta posible. El objetivo final es minimizar la generación de gas libre dentro de la formación que justamente trae aparejados cambios irreversibles en la permeabilidad relativa al petróleo y por ende perjudica el factor de recupero final del reservorio.

Según se mencionó previamente, la conjunción de un VFD junto a un transmisor de presión en fondo (DHG) o un ecómetro para la determinación en tiempo real del nivel en fondo, hace posible el control continuo de la velocidad de bombeo para sintonizarla con el aporte de la formación.

Los casos de éxito de aplicación de la tecnología se presentan en múltiples condiciones, las cuales se ejemplifican a continuación:

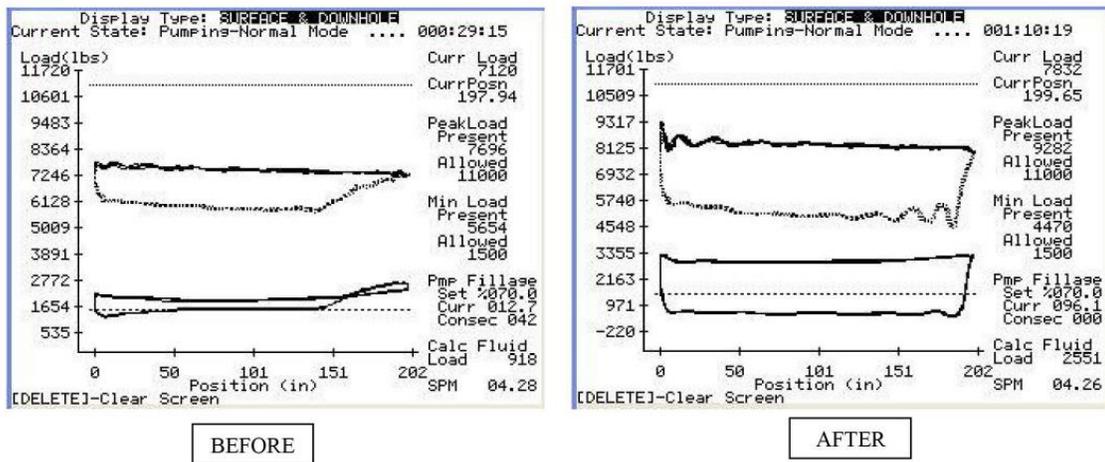
### 5.1.1. Área Omán del Norte:

#### Pozo con Bombeo Mecánico de alto GOR.

Esta condición generaba que el POC no fuera lo suficientemente eficiente como para justificar su inversión.

En consecuencia, la instalación de medidores de presión en fondo permitió incrementar la producción de 100 a 280 BFPD tras pasar de un Run-life de 50 al 100%. Las cartas dinamométricas de la Figura 25 muestran los resultados obtenidos en la mejora del llenado de bomba.

Figura 25 – Control de nivel de fluido en función de la dinamometría de pozo <sup>16</sup>



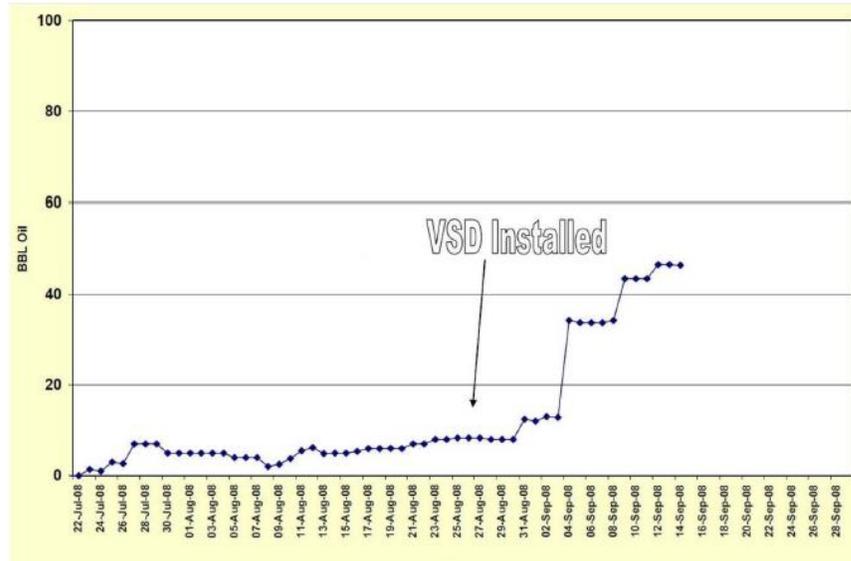
### 5.1.2. Área ubicada al Este de Egipto:

Utilización en pozos con bombeo mecánico en ambientes de petróleo pesado.

El clicado de inyección de vapor en este tipo de yacimientos puede hacer variar en el orden de diez veces la velocidad de bombeo dependiendo del estadio del ciclo.

Disponer de un control continuo de la tasa de bombeo permitió garantizar una producción máxima. En este caso instalaron este sistema en 11 pozos con un resultado de incremento de producción notable (ver Figura 26).

Figura 26 – Incremento de la producción a partir del control de la velocidad de bombeo <sup>16</sup>



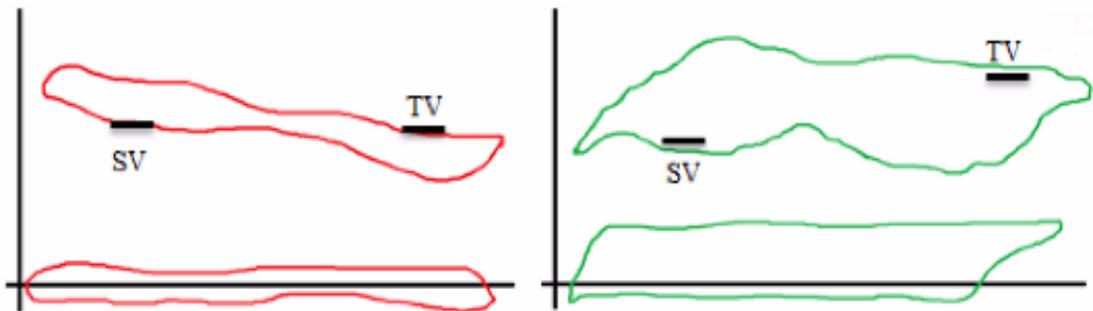
### 5.1.3. Área Loma Campana, Formación Vaca Muerta Argentina:

Producción de líquidos con altos GOR (600 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>) y presiones en boca de pozo (3000 psi) junto con bloqueos de las bombas por producción intermitente.

El uso de POC y VFD son esenciales en este tipo de pozos para maximizar la producción.

Para el caso de pozos con producción intermitente y altos GOR (600 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>) se requiere automatización para lograr el objetivo de disminuir la contra-presión en fondo generada por la columna de líquido al punto que la energía provista por la formación basta para fluir. La Figura 27 muestra ambas condiciones en las cartas de superficie.

Figura 27 – Dinamometría de pozo en surgencia vs. pozo sin surgencia <sup>17</sup>



En rojo las cartas del pozo en surgencia muestran que no hay trabajo efectivo de las bombas y las válvulas se muestran abiertas. En verde las cartas cuando la formación no tiene la energía suficiente para fluir debido a la contra-presión de la columna de líquido. La bomba producirá en este caso hasta que se reduzca dicho nivel y vuelva a su condición natural de fluencia.

La necesidad de control radica en que una vez alcanzada la surgencia del pozo, la bomba no opera correctamente. Puede generar inconvenientes por escasa lubricación en la cabeza de pozo y consecuentes derrames con paradas del pozo. Con el POC operando en modo temporizado y tele-supervisión se puede gestionar la producción según el estado de fluencia del pozo y optimizar los tiempos de parada y arranque.

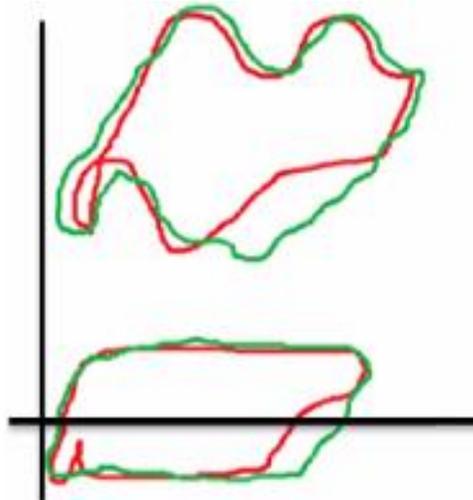
En un caso de este tipo de pozos en Loma Campana con un GOR de 500 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> se logró aumentar un 85% la producción luego de la introducción del sistema.

Otra situación son los pozos con GOR de 80 a 250 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, donde es alta la presión de burbuja y hay problemas con la compresión del gas debajo de cierto nivel dinámico de líquido. La conjunción de POC y VFD permite controlar la situación operando en modo de mantenimiento del llenado de bomba.

De esta forma se ajustan los SPM dependiendo de la condición del pozo y eventualmente se detiene el bombeo en caso alcanzarse el umbral de mínima. La parada es seguida por un tiempo de espera predeterminado mientras se recupera nivel de líquido.

En las curvas de la Figura 28 se muestra el efecto de la operación conjunta POC y VFD. La curva roja representa la carta del pozo produciendo continuamente sin POC a 5 SPM, con llenado incompleto debido a la compresión del gas. La traza verde se trata del mismo pozo operando con POC y VFD según la referencia de llenado de la bomba.

Figura 28 – Dinamometría en Pozos con menores GOR (80 a 250 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)<sup>17</sup>

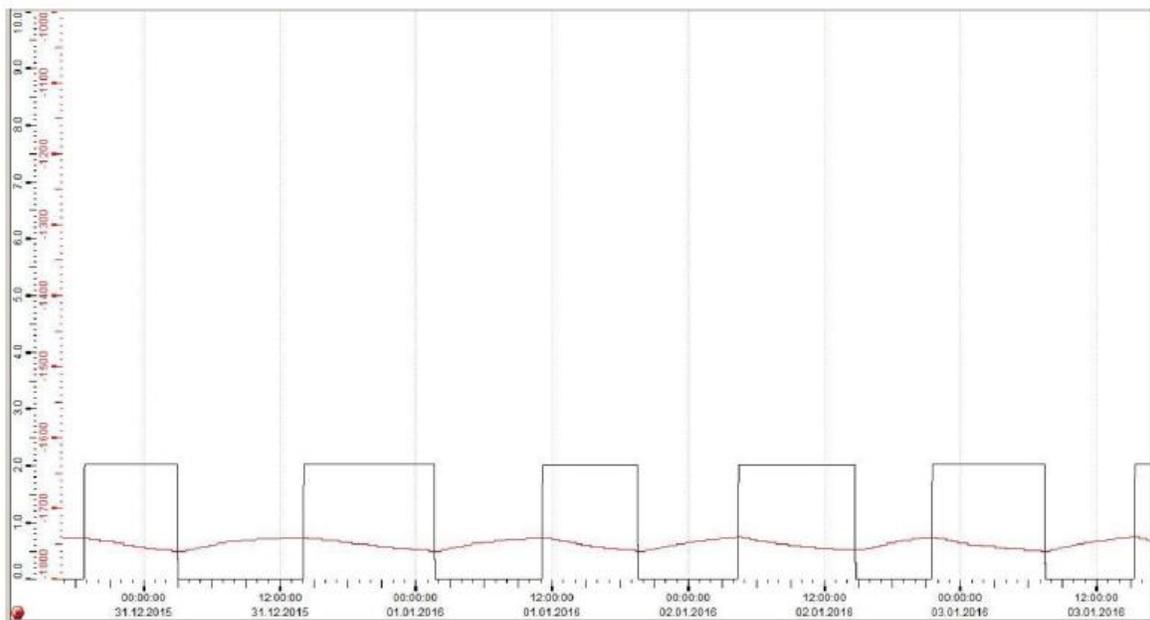


La operación con VFD permite mantener la producción continua el mayor tiempo posible con la menor presión de entrada a la bomba posible, aumentando o disminuyendo los SPM, y así evitando que pare, lo que podría generar deposiciones de parafina en el tubing. En el caso en estudio con la implementación de la tecnología se logró incrementar la producción en un 110 %.

## 5.2. Aplicaciones para Ingeniería de Reservorios.

Actualmente se han desarrollado sistemas de medición de nivel continuo que pueden aportar valiosa información para los estudios del reservorio, además de ser variable de entrada para el control del bombeo en un sistema POC como se muestra en la figura 29. Allí se aprecia por un lado el funcionamiento intermitente del bombeo mecánico y por otro el nivel del fluido en el pozo que es de esta manera mantenido dentro de un cierto rango.

Figura 29 – Medición continua del nivel de fluido permite regular el bombeo y el control del nivel de fluido <sup>18</sup>



Justamente en Austria <sup>18</sup> se desarrolló un sistema que a diferencia de las herramientas tradicionales de medición de nivel de fluido, donde la onda acústica es generada por un simple pulso de presión (método de implosión o explosión), esta nueva tecnología utiliza bandas de frecuencia variables y específicas para esta aplicación. Su principio es similar a utilizado en la disciplina de la adquisición sísmica terrestre para determinar los distintos estratos del subsuelo.

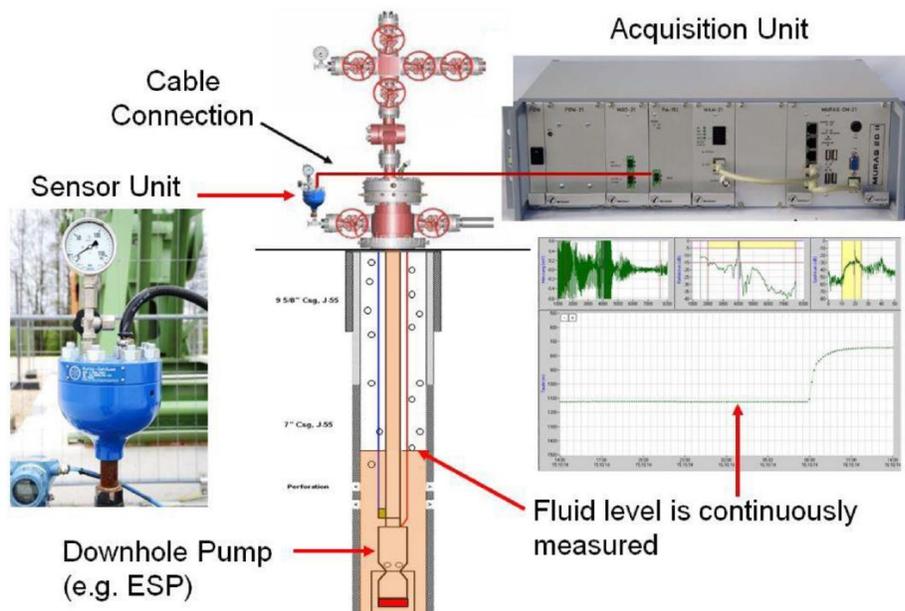
En este caso el equipo consta básicamente de dos componentes principales, una unidad transductora/sensora de presión en superficie y otra unidad de adquisición de datos.

La **unidad de adquisición** genera en forma puramente electrónica una señal que el transductor transforma en un patrón acústico complejo con bandas de frecuencia variables y específicas. Luego la información recolectada es transmitida a un servidor ubicado en la central de operaciones y allí es procesada por el sistema de control de producción.

En la cabeza de pozo se coloca la unidad **transductora / sensora de presión** montada a la salida del casing acompañado de un manómetro para control visual y de una válvula de venteo para evitar la formación de una mezcla explosiva de gases dentro de la columna. Luego el sensor se conecta mediante un cable a la unidad de adquisición de datos ubicada a una distancia libre de riesgo.

El tren de ondas generado viaja a través del espacio anular y es reflejado en el nivel de fluido y otros componentes reflectantes de la terminación del pozo. Luego la señal acústica es transformada en señales eléctricas a través de la unidad de sensado y finalmente es analizada por la unidad de adquisición para determinar el nivel de fluido por medio de un método de análisis patentado plasmado en un programa computacional.

Figura 30 – Esquema del dispositivo para medición del nivel de fluido desde la superficie <sup>18</sup>



En su conjunto, esta tecnología representa las siguientes ventajas:

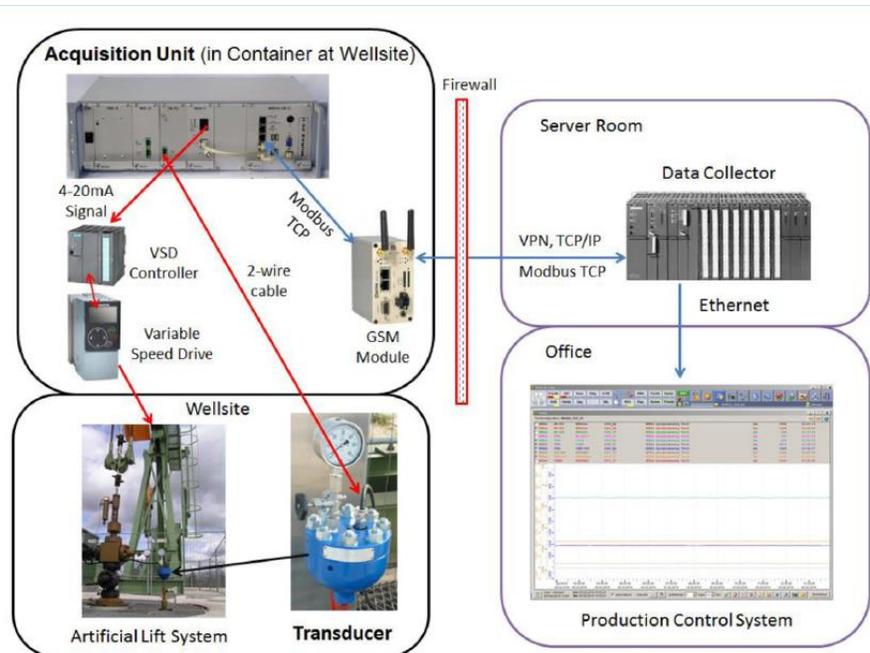
- Obtención de valiosa información para monitoreo del reservorio en forma económica. Esta tecnología permite obtener hasta una medición por minuto, sin la necesidad de cañón de aire ni de personal de pozo alguno. A su vez las mismas lecturas son transmitidas desde cada pozo al centro de operaciones en forma automática e instantánea. Los métodos tradicionales no brindan mediciones en forma continua y la compilación de dichos datos requiere muchas horas de personal dedicado.
- La colecta de datos durante períodos no productivos (pozo cerrado) provee información útil para el testeo de pozos (ensayo de build-up y modelado de pozos) mediante el estudio

del transiente de presión a partir de los datos de nivel de fluido.

- Reducción de costos en operaciones de Ensayo de Pozos ya que por un lado se evita la colocación de un sensor de presión de fondo, tarea que suele ser costosa. Y por otro lado, se reducen los tiempos de parada para ensayo de build-up. Esto se debe a que un sensor de presión tipo “memory” entrega los datos diferidamente y para asegurarse que la presión de fondo se haya estabilizado durante dicho ensayo (condición sine qua non), se suelen tomar plazos excesivos a fin de evitar el retiro prematuro de la “memory”.

También cabe destacar que la transmisión de datos se da en ambos sentidos con lo cual desde la central también pueden modificarse los parámetros del software de análisis como la calibración de los dispositivos.

Figura 31 – Sistema integral de control de nivel de fluido a través del sensado de presión únicamente en superficie <sup>18</sup>



## 6. OPTIMIZACIÓN DE LA GESTIÓN OPERATIVA DE YACIMIENTOS A PARTIR DE DATOS MASIVOS DE EQUIPOS POC EN BOMBEO MECÁNICO.

Dada la probada efectividad de los sistemas de control aplicados al bombeo mecánico, es normal observar como las empresas año a año deciden incrementar el número de equipos de bombeo que incorporan esta tecnología. Así mismo, los avances en automatización permiten incrementar la cantidad de controles aplicables al bombeo mecánico así como a otros sistemas de levantamiento artificial de Hidrocarburos:

En función de ello, varias operadoras han tomado el desafío de consolidar los datos relativos a la gestión de la producción del yacimiento a partir por distintas fuentes e instancias en el proceso de extracción por ej.: dinamometrías, horas de funcionamiento, tasa de fallos, niveles de fluido, etc. A su vez, parte de estos datos son captados por proveedores externos, mientras que otros son generados a través de los POC propiedad de las operadoras.

Ahora bien, la conjunción de las variables: 1) diversidad de fuentes de información, 2) cantidad de controladores y 3) funciones que incorpora c/ controlador, genera una importante cantidad de datos que necesitan ser colectados, procesados, almacenados y ser fáciles de explotar por el usuario para que los mismos no se vuelvan un problema sino una herramienta útil en la gestión operativa diaria y en la toma de decisiones para las áreas gerenciales.

Sabiendo que el objetivo es enriquecer el volumen de datos disponible para aplicaciones existentes de mantenimiento y administrativas es entonces necesario el manejo de una única fuente de información consolidada. Para ello se recurre a la tecnología de la información aplicada a grandes volúmenes de datos (del inglés "Big Data") donde podemos distinguir un enfoque en tres etapas (ver Figura 30) que se presentan en el siguiente esquema.

### 1. Consolidación de datos

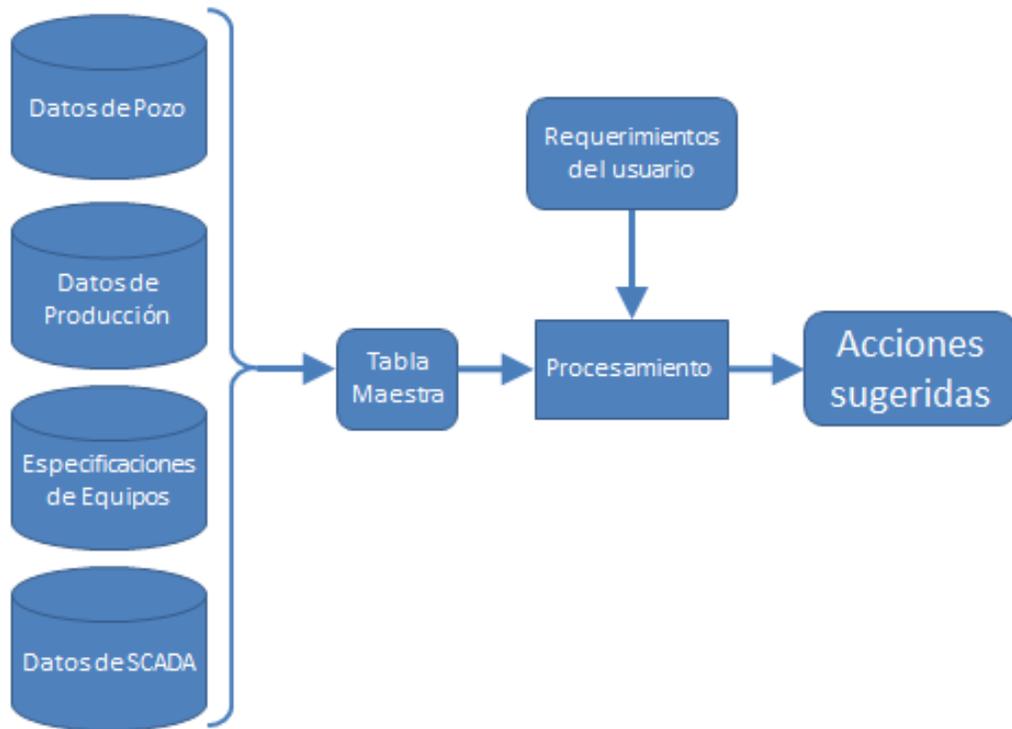
Allí se agrupa la información según 4 fuentes principales

- Información propia de pozos (identificación, ubicación, ramal de descarga, etc.)
- Especificaciones de Instalaciones (equipos de subsuelo, de superficie, costos asociados)
- Datos de producción (ensayos de pozo, producción diaria, acumuladas, presiones, etc.)
- Datos de sistemas SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition)

## 2. Flujos de Trabajo automatizados

- Estructuración de datos según el árbol de decisión operativo fijado por la compañía
- Posterior procesamiento de datos operativos que generan sugerencias de acciones de optimización para cada equipo o componente de la red de producción (p. ej.: cambios en la velocidad de bombeo, cambio de tamaño de bomba, cambio de sistema de extracción (bombeo mecánico a ESP por ejemplo)
- Esto se logra a través del desarrollo de un sistema o herramienta informática generalmente hecha a la medida de la organización.

Figura 32 – Flujo de trabajo en el manejo de datos de control de bombeo mecánico <sup>19</sup>



## 3. Herramientas informáticas de síntesis para la toma de decisión

Interfaces con resultados consolidados (ej.: velocidades de bombeo a cada instante, tiempo de marcha, de paro, tipos de fallas, etc.

Opciones para penetrar en árbol de decisión para análisis específicos

Generación de informes adaptables a las necesidades de cada análisis

Teniendo en cuenta que los aspectos como el seguimiento y optimización de la producción son revisados en reuniones operativas constantemente, este tipo de herramientas de gestión permiten acceder de manera muy sencilla a la información necesaria para la toma de decisiones. Vemos a continuación un ejemplo desarrollado por la empresa Denbury Resources Inc. en EEUU.

Figura 33 – Gestión y control de yacimientos a partir de sistemas basados en Big Data <sup>19</sup>



Finalmente y en complemento de tecnología de control e información empleada, la experiencia de varias operadoras en el desarrollo de este tipo de aplicaciones ha dejado en claro que los siguientes aspectos organizacionales también son requisitos básicos para cumplimentar el objetivo de la optimización del bombeo:

- Pleno compromiso de la organización con el proyecto.
- Creación de un grupo de trabajo interdisciplinario transversal a la empresa que de soporte continuo a la programación e implementación de la aplicación.
- Capacitación del personal involucrado en el uso de la utilidad y del marco técnico que la soporta para universalizar su aplicación junto con nivelar conocimientos.
- Sostenimiento de ámbitos de revisión que motoren la mejora continua de la aplicación.

## 7. CONCLUSIONES.

La presente compilación resume los principales avances de los últimos años de la tecnología POC. Los desarrollos teóricos alcanzados junto con los casos de implementaciones analizadas respaldan los beneficios obtenidos a partir del uso de la tecnología para el bombeo mecánico.

Queda probado el impacto positivo de la tecnología en cuatro ejes principales:

- Maximizar la efectividad de cada ciclo de bombeo, sin sacrificar producción. El objetivo del sistema es la búsqueda del equilibrio entre el aporte de la formación y las condiciones de bombeo saludables que no comprometen las instalaciones.
- Racionalizar recursos finitos, desde la energía eléctrica hasta la vida útil del equipamiento de bombeo. En el marco de esta tecnología, el uso de los recursos tiene como contrapartida producción obtenida con el menor consumo posible de estos.
- La disponibilidad de información debidamente consolidada y procesada permite facilitar la toma de decisiones en aspectos operativos como la optimización de un sistema productivo, así como la anticipación de potenciales problemas para evitar paradas no deseadas.
- Sensible mejora de aspectos intangibles como el humano, por ejemplo cambiando el rol actual de un recorredor donde su trabajo se centra en invertir tiempo en la prevención recorriendo de manera rutinaria el yacimiento, al de alguien que actúa de manera reactiva solucionando problemas al momento de presentarse con el apoyo de la tecnología y adecuada capacitación. Roles de mayor jerarquía encuentran profesionalizado aún más su trabajo.

Durante el desarrollo del trabajo se consultaron diversas publicaciones locales y del extranjero. Fueron evaluados casos locales de la cuenca Neuquina y del Golfo de San Jorge, los resultados que respaldan el desarrollo previo se resumen en la Tabla 4.

Tabla 4 – Indicadores resultantes a partir de la implementación de equipos POC en Argentina <sup>8 11 13 23</sup>

	Yacimiento A C. Neuquina Norte	Yacimiento B C. Del Golfo Este	Yacimiento C C. Neuquina Norte
Mejora FI <sup>20</sup>	27%	28%	ND
Ahorro Energético	23%	5%	10%
Reducción Paradas	ND	35%	25%

Los casos A y C fueron pilotos, su duración y el tamaño de la muestra no fueron representativos para determinar ciertos indicadores. El caso C se trata de una implementación que comenzó con 20 pozos en el año 2000, le siguió una prueba de desempeño de 600 pozos. Los beneficios alcanzados justificaron que hoy sea la tecnología estándar del yacimiento.

## 8. REFERENCIAS Y FUENTES BIBLIOGRÁFICAS.

---

<sup>1</sup> Exploración y producción de petróleo: Bombeo Mecánico; Marcelo Artigas, 2010, ISBN 978-987-98015-7-4.

<sup>2</sup> <https://www.geoilandgas.com/oilfield/artificial-lift-well-performance-services/lufkin-beam-pumping-units>

<sup>3</sup> [www.oilproduction.net](http://www.oilproduction.net) - Marcelo Hirschfeldt, 2006.

<sup>4</sup> <http://www.bolland.com.ar/bombas-mecanicas-de-profundidad/bombas.html>

<sup>5</sup> Manual de Producción YPF. Año 2012.

<sup>6</sup> S. G. (Sam) Gibbs nació en Lufkin, Texas en 1932, se convirtió en ingeniero mecánico en Texas A & M (1954) y obtuvo su Maestría en Matemáticas en A & M usando el GI Bill (1960). En Shell, desarrolló métodos de diagnóstico y diseño de ecuaciones de onda para pozos de bombeo mecánico, ahora utilizados en todo el mundo. Durante ese período también recibió su Ph.D. de la universidad Rice (1968) y sirvió como jefe de investigación en perforación. Se convirtió en Responsable de Ingeniería en la sede Shell Nueva Orleans, pero pronto pasó a trabajar en forma independiente.

Nabla se formó en Midland, Texas, con Ken Nolen. Inicialmente Nabla prestó análisis de diagnóstico de pozo in situ bajo la licencia de Shell usando minicomputadoras transportadas en camiones. La línea de productos de Nabla creció para incluir el diseño y diagnóstico de sistemas de bombeo hidráulicos, sumergibles y entrenamiento técnico. Nabla software se comercializó a través de microcomputadoras y G. E. Durante sus últimos 20 años, la compañía construyó equipos para el campo petrolero tales como dinamómetros digitales, controles de bombeo e instrumentos de nivel de fluido. Nabla perduró 26 años hasta que fue vendida a Lufkin Industries en 1997. Su patente sobre el control de pozos de bombeo en el fondo de pozo fue utilizada por Lufkin para crear el SAM Well Manager, el dispositivo de control más vendido del mundo para pozos de bombeo.

Gibbs se unió a la SPE en 1962, la cual lo nombró distinguido conferencista en 1988. La Sección de Cuenca Permiana lo incluyó en su Salón de la Fama en 1992. En 2001 ganó el Premio de Ingeniería de Producción otorgado por SPE International. En 2014 SPE seleccionó al Dr. Gibbs para participar en su Historia Oral de Ingeniería de Petróleo en el siglo XX. También en 2014, SPE lo designó como una leyenda de Levantamiento Artificial.

El Dr. Gibbs ha sido un trabajador activo en el curso de Southwest Petroleum Short en Texas Tech. Lo honraron con su Premio J. C. Slonneger (1987) y el Premio Duane A. Crawford (1996). También estuvo activo en el trabajo del Comité de API 11. Sam también es miembro del Salón de Honor de la Escuela Secundaria Lufkin. En 2011 fue incorporado al Salón de la Fama del Petróleo en el Museo del Petróleo en Midland, Texas. Es miembro de los Pioneros del Petróleo de la Cuenca del Permiano. En 2013, recibió su Pioneering Technology Award. En 2015 se convirtió en miembro de la Academia de Estudiantes Extranjeros Distinguidos (Colegio de Ciencias) en Texas A & M University. Se le otorgó el premio Hearst Energy por Lifetime Achievement en 2016.

Al jubilarse, Sam escribió un libro de texto titulado ROD PUMPING - Modernos Métodos de Diseño, Diagnóstico y Vigilancia.

<sup>7</sup> SAM Well Manager. Manual de Usuario. Lufkin Argentina año 2002.

<sup>8</sup> Optimización de la Producción. Yacimiento Meseta Espinosa operado por Sinopec. Congreso sobre

---

Yacimientos Maduros Año 2014. Aldo Sarelli / Joaquín Vas.

<sup>9</sup> Patente: Integrated control system for beam pump systems. US 20040144529 A1.

<sup>10</sup> Imágenes propias – Yacimiento Volcán Auca Mahuida YPF, 2017.

<sup>11</sup> Beam Pumping System Optimization Through Automation. Juan Pablo Sanchez, Diego Festini and Oscar Bel. Weatherford Intl. Argentina. SPE 108112.

<sup>12</sup> Monitoring and Controlling Rod Pumped Wells Using Downhole Pump Cards. S.G. GIBBS, K.B. NOLEN, F.E. MORROW, W.C. LYNCH. THE PETROLEUM SOCIETY OF CIM PAPER 95-89.

<sup>13</sup> Automatización en pozos de bombeo mecánico en el Yacimiento de Cerro Dragón. Pan American Energy Año 2006. Herial Angeletti / Alejandro Luna / Sebastián Madsen / Gustavo Cerezo

<sup>14</sup> Curso de Bombeo Mecánico Año 2008. Eugenio Ferrigno. Lufkin Argentina

<sup>15</sup> Lecciones Aprendidas. Pozos con POC. Germán Gornatti Pan American Energy. Año 2009.

<sup>16</sup> Improved Sucker Rod Pumping Systems Performance by Fully Automated Closed Loop and Control Solution. Mohamed Ghareeb, Nael Sadek, Ayham Sbeih, Abu Elfotouh, and Abdel Nasser, Ge Oil & Gas. SPE-184182-MS

<sup>17</sup> Vaca Muerta: Challenging the Paradigm of Producing From a Shale Formation. Juan Francisco Martinez, Juan I. Alvarez Claramunt, José L. Meriño, and Anyelen L. Larsen, YPF SA. SPE-178569-MS/URTeC:2154000.

<sup>18</sup> New Approaches of Using Fluid Level Data for Production Optimization and Reservoir Engineering Applications. C. Burgstaller, RAG Austria. SPE -180159.

<sup>19</sup> Proactive Rod Pump Optimization: Leveraging Big Data to Accelerate and Improve Operations. Tyler Palmer and Mark Turnland, Denbury Resources Inc. SPE-181216-MS

<sup>20</sup> FI : Factor de intervención. Es la cantidad de intervenciones realizadas en el pozo a lo largo del año.

<sup>21</sup> <http://www.aclinar.com/> Aclinar Consultora

<sup>22</sup> Cátedra de Manejo Integral de la Producción. Especialización en Producción de Petróleo y Gas. Instituto Tecnológico de Buenos Aires. Ing. Julio Shiratori / Ing. Diego Palomeque

<sup>23</sup> Automatización y Tele-Supervisión de AIB. Yacimiento Lomitas operado por Repsol YPF. Piloto de prueba año 2005. Donnet.

<sup>24</sup> Pump Stroke Optimization: Case Study of Twenty Well Pilot. William G. Elmer and John B. Elmer, Encline Artificial Lift Technologies. SPE-181228-MS.

<sup>25</sup> A Pump-Off Detector System. Maurice M. Patterson. SPE-AIME, Shell Development Co.

<sup>26</sup> Testing And Practically Applying Pump-Off Controllers In A Waterflood. Andy C. Eckel, Chevron U.S.A., Harold P. Abels, Chevron U.S.A and Ross A. Meritt, Delta-X Coporation. SPE-29636.

<sup>27</sup> Pump-Off Controller Application for Midway-Sunset Cyclic Steam Operations. Jeff F. Acton, Santa Fe Energy Co. SPE-9915.

<sup>28</sup> Application of Intelligent Well Management System to Optimize Field Performance in Golfo San Jorge Basin – Argentina. H. Moyano, R.D. Fiore, R. Mazzola, and C. Ponce, Pan American Energy LLC, and E. Ferrigno, Lufkin Argentina. SPE-95046.

<sup>29</sup> Production Increase at PDVSA Using an Improved SRP Control. R. Peterson and T. Smigura, Unico Inc.;C. Brunings, SPE, and W. Quijada, SPE, PDVSA; and A. Gomez, Unico Inc. SPE-103157.

<sup>30</sup> Aggressive Applications: Changing the Failure Rate History in Casabe South Field – Colombia. C.F. Mateus Marin, A. Gil Chacon, Weatherford; M. Monroy Barrios, Weatherford; E. Martinez, Ecopetrol S.A.; A.E. Patino, Schlumberger. SPE-165052.

<sup>31</sup> Well Data Analysis and Integration System Practices. German Gornatti, Gabriela Albertini, Pan American Energy LLC, and Eugenio Ferrigno, Lufkin Industries Inc. SPE-165070