

MBA Intensivo 2017



UNIVERSIDAD  
TORCUATO DI TELLA

# **Aplicando análisis de Big Data para detectar, diagnosticar y prevenir fallas en bombeos mecánicos**

Autor: Juan Pablo Garcia

Tutor: Mariano Gustavo Perez

Fecha de entrega: 28/04/2020

## **AGRADECIMIENTOS:**

La tesis es el trabajo con el que culmina esta gran experiencia del MBA en la Universidad Torcuato Di Tella. Por ese motivo no quiero agradecer únicamente a los que me ayudaron a confeccionar la tesis, pero también a los que estuvieron ahí durante toda la realización del posgrado.

En primer lugar, quiero agradecer a mis compañeros del grupo 1 Juan Criniti, Leonardo Larroulet, Osvaldo Martin, Pablo Segura, Soledad Manco y Fernanda Robledo quienes anduvieron conmigo durante este viaje y logramos continuar una vez finalizado el mismo. Las diferencias de opinión, los tiempos juntos y amistad es lo mejor que me dejó el MBA. Espero que esto haya sido solo el comienzo y que podamos seguir juntándonos muchos años más.

En segundo lugar, quiero agradecer también a todo mi curso del MBA Intensivo 2017 quienes hicieron que estos dos años sean no solo muy educativos, pero también extremadamente disfrutables. Lo que aprendí y las amistades que forjamos acá las voy a llevar conmigo por siempre.

Quiero agradecer también a PAE quien me dio no solo soporte económico, pero también me dio el tiempo para poder cursar, realizar trabajos y exámenes durante la duración de mis estudios. En especial a Rafael Villarreal y Ricardo Mazzola mis dos jefes durante la duración del MBA quienes nunca pusieron ninguna traba para que yo pueda desarrollar mis capacidades.

Asimismo, quiero agradecer a la Universidad Torcuato Di Tella y su equipo de profesores. La gran variedad de profesores y materias hicieron de esta experiencia una muy enriquecedora. Poder aprender desde los temas más numéricos con Juan Jose Cruces en las clases de finanzas o con Sebastian Auguste en decisiones hasta los temas más blandos como inteligencia emocional con Estanislao Bachrach o conversaciones difíciles con Patricio Nelson fueron experiencias únicas que disfrute muchísimo.

Quiero agradecer también a mi tutor por su paciencia durante todo este proceso para que a pesar de mis pocas ganas de escribir me ayudo a poder completar este trabajo de una forma satisfactoria y darle un cierre a este aprendizaje excepcional que tuve durante este último tiempo.

Por último, quiero agradecer a mi familia por su apoyo para realizar este trabajo y su empuje para poder finalizar este trabajo.

¡A todos muchas gracias!

## **RESUMEN:**

En el mundo del petróleo y del gas hay un foco importante en la reducción de costos. Esto se hace más notorio en tiempos de crisis y, dado que, las empresas no tienen control sobre el precio de venta de su producto, la minimización de costos es la mejor forma de optimizar sus ganancias. Dentro de esos costos, una parte muy importante está asociada a las fallas de pozos; esto se debe al elevado costo de sus reparaciones y a la consiguiente pérdida de producción asociada.

En la Argentina el bombeo mecánico es el tipo de pozo más utilizado, pero como es un sistema antiguo tiene poco o nulo desarrollo con técnicas modernas de “data analytics”. Por ese motivo, vamos a buscar utilizar técnicas, de “data analytics”, en especial modelos del tipo “data driven” los cuales han probado buenos resultados en otros tipos de pozos. Aplicando estos resultados a bombeo mecánicos vamos a poder predecir fallas y lograr una reducción de costos importante.

A través de este estudio logramos encontrar que, el bombeo mecánico tiene tecnología en mediciones tan avanzadas como los bombeos electro sumergibles. Por ese motivo las soluciones de “data analytics” tienen un alto impacto en los bombeos mecánicos, logrando resultados similares al bombeo electro sumergible. Del análisis económico surge que teniendo grupos mayores a 334 pozos con bombeo mecánico y aplicando modelos “data driven” para predecir fallas se logra un beneficio económico para la empresa.

## **PALABRAS CLAVE:**

Petróleo y Gas

Optimizar sus ganancias

Predecir fallas

“Data Analytics”

Modelos “Data Driven”

Fallas en bombeo mecánico

## **GLOSARIO DE ACRÓNIMOS:**

AIB: Aparato Individual de bombeo

BES: Bombeo Electro sumergible

BM: Bombeo Mecánico

GE: General Electric

SPE: “Society Petroleum Engineers” en español la sociedad de ingenieros petroleros

IAPG: Instituto Argentino del Petróleo y Gas

PAE: Pan American Energy

PCA: “Principal Component Analysis” en español análisis de componentes principales

YPF: Yacimientos Petrolíferos Fiscales

# ÍNDICE

INTRODUCCION.....	8
MARCO TEÓRICO DE LA TESIS:.....	10
CAPÍTULO 1.0: INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS.....	10
1.1 La Industria .....	10
1.2 Costos operativos en la industria petrolera.....	11
1.3 ¿Como funciona la extracción de petróleo y gas? .....	13
1.3.1 ¿Cómo se extrae los hidrocarburos? .....	14
1.3.2 Tipos de Pozos .....	15
CAPÍTULO 2.0: IMPORTANCIA DEL BOMBEO MECÁNICO COMO SISTEMA DE EXTRACCIÓN .....	18
2.1 Importancia de los distintos Sistemas de Extracción .....	18
2.2 Los componentes del Bombeo Mecánico y sus Tipos de Fallas .....	20
2.2.1 Fallas de bombes mecánicos identificados por sus cartas dinamométricas .....	23
2.2.2 Como se miden la cantidad de fallas.....	25
2.2.3 Como se repara una falla.....	25
2.2.4 Consecuencias de una falla .....	26
CAPÍTULO 3.0: DIFERENTES TÉCNICAS DE “DATA ANALYTICS” Y SUS APLICACIONES .....	28
3.1 ¿Qué es “Big Data”? .....	28
3.2 ¿Qué es “Data Analytics”? .....	28
3.2.1 Modelos Descriptivos .....	29
3.2.2 Modelos Predictivos.....	30
3.3 Técnicas para el manejo de intervenciones de pozo .....	31
3.3.1 ¿Qué es el Principal Component Analysis (PCA)?.....	31
3.3.2 Distintos tipos de Modelos .....	32
METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN .....	34
CAPÍTULO 4.0: ANÁLISIS “BIG DATA” PARA DETECTAR Y DIAGNOSTICAS FALLAS APLICADO A BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLES .....	35
4.1 Trabajos realizados con el foco en la aplicación de soluciones a Bombes Electro sumergibles.....	35
4.2 ¿Por qué utilizar modelos que sean “data driven”?.....	36
4.3 ¿Porque se aplica “Principal Component Análisis” (PCA) para analizar los modos de falla de los bombes electro sumergibles?.....	37
4.4 Otros casos de implementaciones en la industria del petróleo y gas .....	38

CAPÍTULO 5.0: COMO UTILIZAR LAS SOLUCIONES APLICADAS EN BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLES A BOMBEO MECÁNICO DE MANERA EFICIENTE Y EFECTIVA .....	39
5.1 Paralelos entre Bombos Mecánicos y Bombos Electro sumergibles.....	39
5.2 Corriente en un bombeo mecánico comparado con la corriente en un bombeo electro sumergible .....	39
5.3 Datos disponibles del Lufkin Well Manager .....	40
5.4 Casos de datos Disponibles: la utilización de SIDIAG en Pan American Energy	43
CAPÍTULO 6.0: ESCALABILIDAD DE LAS SOLUCIONES PARA EMPRESAS EN ARGENTINA.....	44
6.1 Cantidad de Bombos Mecánicos en Empresas en Argentina .....	44
6.2 Soluciones aplicadas en la actualidad en la Argentina .....	45
CAPÍTULO 7.0: BENEFICIOS ECONÓMICOS DE LAS SOLUCIONES .....	47
7.1 Posibilidad de beneficios para empresas.....	47
7.2 Límites de aplicación de solución: ¿Cuándo dejaría de ser rentable? .....	48
CAPÍTULO 8.0: ¿CÓMO IMPLEMENTAR ESTAS SOLUCIONES?.....	50
8.1 Implementación de soluciones existentes en contratistas.....	50
8.2 Implementación de soluciones internas.....	51
8.3 Otros posibles beneficios a futuro.....	51
CONCLUSIONES .....	53
Beneficios Primarios.....	53
Beneficios Futuros.....	53
BIBLIOGRAFÍA.....	55

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Muestra la distribución de costos de un Yacimiento A para el año 2018. ....	12
Figura 2 Muestra la apertura de los costos de Servicios a Pozos para el Yacimiento A para el año 2018.....	12
Figura 3 Imagen mostrando el sistema del petróleo (Vaca Muerta Info, 2020).....	14
Figura 4 Resumen de características de los distintos métodos de levantamiento artificial (Aclinar, 2020) .....	17
Figura 5 Distribución de Sistemas de Extracción por Cantidad de Pozos para la República Argentina a diciembre 2018 .....	18
Figura 6 Distribución de Sistemas de Extracción por Producción de Petróleo para la República Argentina a diciembre 2018 .....	19
Figura 7 Partes Fundamentales y Esquema de instalación de un Equipo de Bombeo Mecánico (Donino & Costanza, 2012) .....	21
Figura 8 Ejemplo Esquemático de Bomba Mecánica Estándar (Donino & Costanza, 2012).....	22
Figura 9 Imagen muestra carta teórica perfecta (J. R., 1967).....	23
Figura 10 Imagen muestra distintas cartas dinamométricas anormales (J. R., 1967) ..	24
Figura 11 Equipo Workover para reparación de fallas (Discovery Energy Services, 2020).....	26
Figura 12 Ciclo de “data analytics” trasformando información en conocimiento (Holdaway, 2014) .....	29
Figura 13 Diferentes tipos de modelos (Abdelaziz, Lastra, & Xiao, 2017).....	33
Figura 14 Flujo de la información para solución de analytics en bombes electro sumergibles (Gupta, Saputelli, & Nikolaou, SPE-181510-MS, 2016) .....	36
Figura 15 Grafico de datos de componentes principales para definir zonas de fallas (Abdelaziz, Lastra, & Xiao, 2017). .....	38
Figura 16 Modelo de carta dinamométrica en un Lufkin Well Manager y la caja controladora que se instala en los pozos. ....	41
Figura 17 Carta dinamométrica en un Lufkin Well Manager mostrando datos como pico de carga. ....	42
Figura 18 Distribución de Bombes Mecánicos por Empresa para la República Argentina a diciembre 2018 .....	44
Figura 19 Tabla con cantidades de fallas por empresa según índice de fallas.....	47
Figura 20 Ejemplo grafico de como interactúan los sistemas en las soluciones en la propuesta ForeSite de Weatherford (Weatherford, ForeSite, 2020) .....	51

## INTRODUCCION

La industria del petróleo y gas Genera ganancias elevadas, motivo por el cual se está teniendo grandes avances en desarrollo tecnológico. Otra de las particularidades de esta industria es que no es posible controlar el precio de venta de su producto, el barril de petróleo, dado que este es un “commodity”<sup>1</sup> y por lo tanto su precio se rige por las condiciones del mercado. De esta manera, las empresas consiguen mejorar sus ganancias únicamente optimizando sus costos, por lo que los esfuerzos que realizan para mejorar su rentabilidad están enfocados en ese aspecto de la ecuación.

La evolución de la tecnología ha tenido un impacto significativo en esta industria; pasaron de tener pozos sin ningún tipo de información digital a tener transmisores de presión, temperatura, caudal y derivados comunicando en tiempo real generando una gran cantidad de datos disponible para analizar, la cual no siempre es utilizada con todo su potencial, dejando espacio para muchísimas oportunidades.

La industria ha sido dominada por dos tipos de pozos durante su historia. Por un lado, aquellos con bombeo mecánico, que es el tipo de pozo histórico de la industria por excelencia; por el otro el bombeo electro sumergible que es más contemporáneo. Por esto último, el bombeo electro sumergible se ha optimizado con técnicas modernas del mundo del “data analytics” logrando muy buenos resultados al detectar fallas de manera predictiva haciendo uso de la información de proceso del pozo y sus equipos. Esto permite mitigar perdidas de producción llevando a una reducción de costos importante. El bombeo mecánico al ser más rustico no ha sido optimizado con estas herramientas y ha sido relegado en los desarrollos tecnológicos, aunque sigue siendo muy utilizado especialmente en la Argentina.

El objetivo de esta tesis es lograr identificar los diferentes modos de fallas en bombes mecánicos para ayudar a prevenirlos y así lograr bajar los costos operativos y maximizar las ganancias de la empresa.

Dado que el objetivo general puede parecer muy grande planteado de esta forma, lo mejor es desarmarlo en objetivos específicos más chicos y alcanzables. Por ese motivo disociamos el objetivo general en los siguientes objetivos específicos:

1. Entender el problema y determinar la importancia de resolverlo
2. Evaluar soluciones aplicadas a otros sistemas de extracción y sus resultados

---

<sup>1</sup> Un “commodity” es un producto básico donde el precio al que se comercializa depende de las condiciones de oferta y demanda del mercado.



3. Evaluar cómo extrapolar esas soluciones a los bombeos mecánicos
4. Evaluar los resultados económicos para determinar que solución es conveniente
5. Evaluar otros posibles beneficios que se pueden lograr a partir de esta tesis

Este trabajo busca analizar cuál es la mejor herramienta de “data analytics”<sup>2</sup> para lograr reducir las fallas de bombeos mecánicos como modelos de “machine learning”<sup>3</sup>, modelos alimentados de datos y “principal component análisis” (PCA)<sup>4</sup>. Con estos modelos vamos a buscar predecir fallas. Con esa información se puede buscar optimizar los tiempos para reparar esas fallas o, inclusive trabajar para lograr postergarlas y así reducir los costos operativos y por ende aumentar las ganancias de las empresas de la industria.

En resumen, aplicando las experiencias en pozos con bombeo electro sumergibles a pozos con bombeos mecánicos vamos a intentar reducir los costos operativos para aumentar las ganancias del sector.

---

<sup>2</sup> Análisis de datos en español. Es el uso de herramientas como “big data” para sacar conclusiones.

<sup>3</sup> Aprendizaje de máquinas en español: “es el subcampo de las ciencias de la computación y una rama de la inteligencia artificial, cuyo objetivo es desarrollar técnicas que permitan que las computadoras aprendan. Se dice que un agente aprende cuando su desempeño mejora con la experiencia; es decir, cuando la habilidad no estaba presente en su genotipo o rasgos de nacimiento.”

<sup>4</sup> En español “Análisis de Componentes Principales” - una técnica que se utiliza para describir un conjunto de datos en términos de nuevas variables no correlacionadas.

## MARCO TEÓRICO DE LA TESIS:

### CAPÍTULO 1.0: INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS

#### 1.1 La Industria

La industria del Petróleo y Gas está conformada por dos tipos de empresas: las empresas operadoras y las empresas contratistas. Las empresas operadoras son las que participan de las licitaciones que ofrece el gobierno (dueño de los recursos naturales bajo el suelo) para tener derecho a extraer ese recurso. Las contratistas por otro lado son todas las otras empresas que brindan todo tipo de servicio a la industria, desde perforación de pozos nuevos hasta transporte de personal.

Las empresas operadoras se sostienen sobre tres pilares:

1. El sector de desarrollo de reservas encargado de planificar la explotación de los reservorios de hidrocarburos<sup>5</sup> de la mejor manera;
2. El sector de perforación encargado de la perforación de los pozos que son el mayor costo de inversión de la empresa;
3. El sector de operaciones encargado de mantener los pozos produciendo los hidrocarburos con el menor costo posible para poder maximizar la ganancia de la empresa.

Las ganancias de las empresas se calculan con una cuenta simple:

$$\text{Ganancias} = \text{Ingresos} - \text{Egresos}.$$

#### **Ingresos**

Los ingresos están compuestos por la *cantidad vendida* y el *precio al que se vende*. Dado que la industria esta comotizada el precio de venta se rige por el mercado y como los hidrocarburos no se pueden almacenar con facilidad una vez extraídos del subsuelo deben ser vendidos. Para evitar dañar los reservorios (y perder productividad) los pozos no se pueden arrancar y parar a voluntad de las fluctuaciones del precio del mercado.

---

<sup>5</sup> Los Hidrocarburos son compuestos orgánicos conformados únicamente por átomos de carbono e hidrógeno. La mayoría de los hidrocarburos encontrados en la Tierra ocurren naturalmente en petróleo crudo.

## **Egresos**

Por otro lado, los egresos si están bajo el control de la empresa que puede controlar el gasto operativo que realiza. En la industria uno de los principales indicadores es el costo operativo medido en dólares por barril de petróleo equivalente (US\$/BOE)<sup>6</sup> para saber cuántos dólares se gastan por cada barril de petróleo producido. Cuanto más bajo ese número, mayor la ganancia de la empresa y cuanto más bajo el costo en US\$/BOE mejor podrá aguantar la empresa los cambios del precio de barril de petróleo.

Resumiendo, las ganancias de una empresa petrolera se calculan de la siguiente forma:

$$\text{Ganancias} = (\text{Precio del Baril en el mercado} \times \text{Cantidad de Bariles Vendidos} / \text{Extraídos}) - \text{Costo Operativo por barril}$$

## **1.2 Costos operativos en la industria petrolera**

Cuando nos ponemos a ver los costos operativos en detalle podemos separarlos en dos grupos principales:

1. “Field Lifting Costs”<sup>7</sup>:
2. “Non-Field Lifting Costs”<sup>8</sup>:

### **“Field Lifting Costs”**

Son los costos que afectan directamente a la producción de hidrocarburos incluyendo mantenimiento, servicios a pozos, integridad, energía y operaciones entre otros. De estos costos el de mayor importancia en los campos de producción “onshore”<sup>9</sup> son los costos de servicios a pozos que pueden llegar a representar más del 33% del costo operativo total como se puede observar en el grafico abajo.

---

<sup>6</sup> La industria mide sus costos en US\$/BOE para poder estandarizarlo y comprar entre yacimientos por más que sean distintos.

<sup>7</sup> En español serían costos directos

<sup>8</sup> En español serían los costos indirectos

<sup>9</sup> Yacimientos en tierra en contraposición con yacimientos en el mar “offshore”

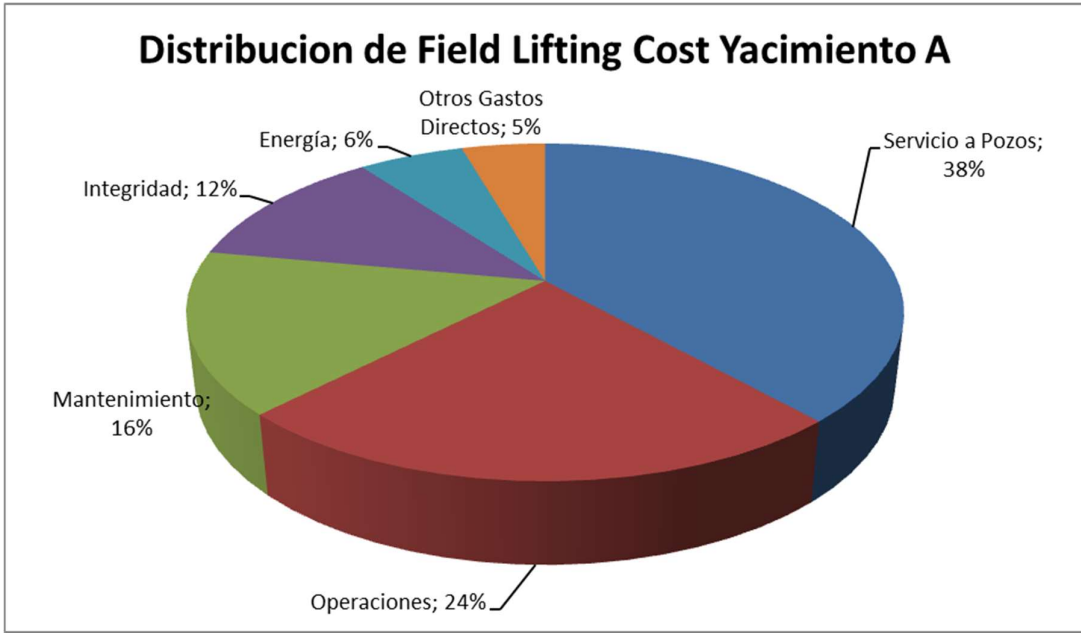


Figura 1 Muestra la distribución de costos de un Yacimiento A para el año 2018<sup>10</sup>.

Dentro de los costos de servicios a pozos las intervenciones con equipos de pulling por falla se llevan la mayor parte de esos costos como se puede ver en el grafico abajo:

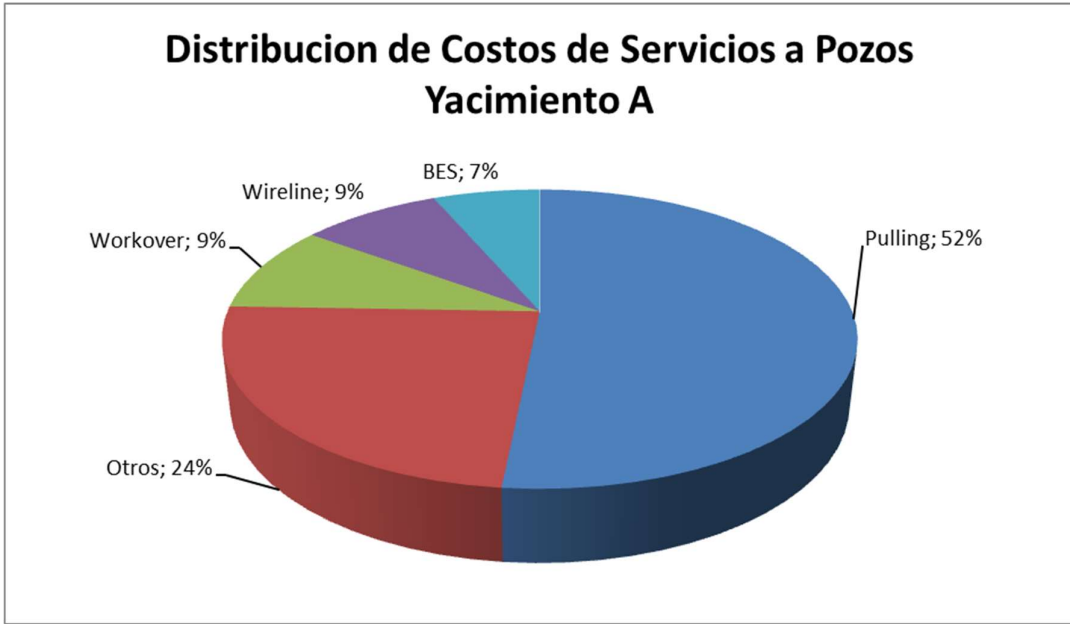


Figura 2 Muestra la apertura de los costos de Servicios a Pozos para el Yacimiento A para el año 2018<sup>11</sup>

<sup>10</sup> Datos extraídos de costos en PAE en el 2018.

<sup>11</sup> Datos extraídos de costos en PAE en el 2018.

Para lograr reducir estos costos se puede atacar de dos maneras:

1. Reducir los costos de las intervenciones para reparar los pozos
2. Alargar la vida útil de los pozos para que las fallas sean menos frecuentes

### **“Non-Field Lifting Costs”**

Estos son los costos que afectan a la producción en una forma indirecta entre estos se incluye legales, recursos humanos, oficinas centrales, relaciones institucionales, relaciones laborales, supply chain, etc. Estos costos siguen en importancia a los “field lifting costs”, pero no son el foco de esta tesis.

### **1.3 ¿Como funciona la extracción de petróleo y gas?**

Antes de lograr entender cómo se extrae el petróleo del suelo se necesita saber dónde se puede llegar a encontrar hidrocarburos. La formación de yacimientos hidrocarburíferos se deben juntar varios factores a los que se los denomina sistema del petróleo. El mismo está conformado por la roca generadora o roca madre con un contenido rico de materia orgánica (>1%)<sup>12</sup>, roca reservorio con una porosidad<sup>13</sup> elevada y un sello con una conformación geométrica necesaria para poder contener los hidrocarburos y se puede ver en la imagen abajo.

---

<sup>12</sup> Información parafraseada de (ENAP, 2020)

<sup>13</sup> La porosidad es la habilidad de una roca de contener fluidos como el petróleo o gas.

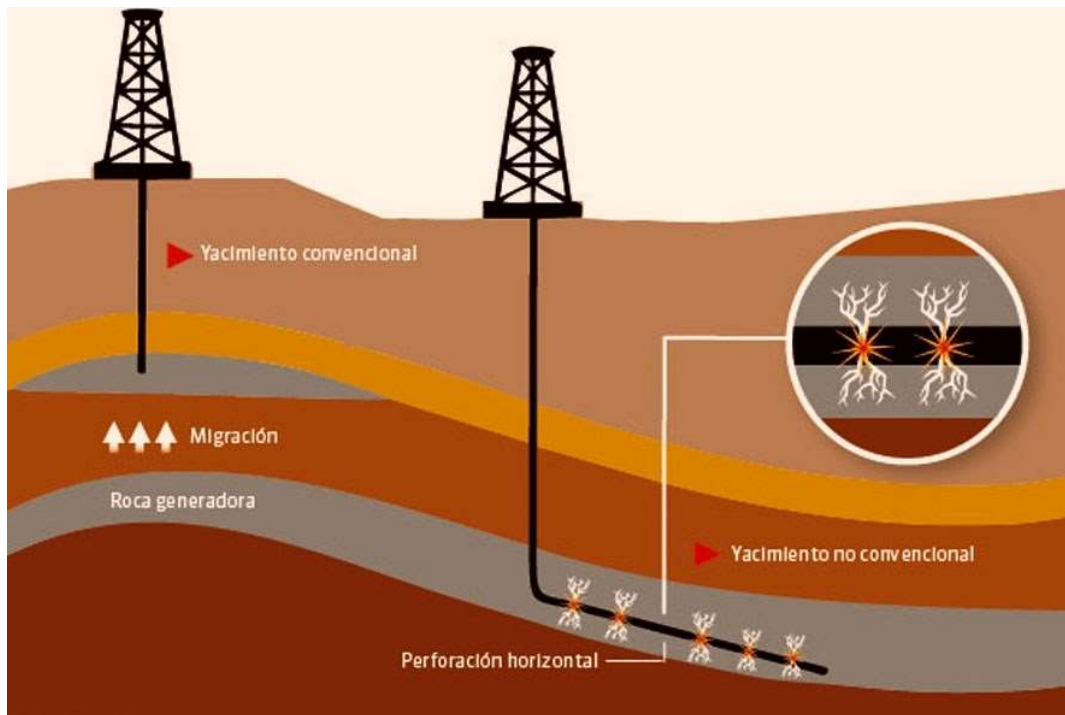


Figura 3 Imagen mostrando el sistema del petróleo (Vaca Muerta Info, 2020)

En primer lugar, se tiene que dar la formación de una roca madre en condiciones de temperatura y presión para que la misma contenga hidrocarburos.

En los yacimientos convencionales el hidrocarburo migra de la roca generadora a la roca reservorio durante los años hasta llegar a una roca reservorio donde se acumula a la espera de la perforación de un pozo para poder extraer los hidrocarburos.

En los yacimientos no convencionales no se espera el proceso de migración que demora millones de años y se busca ir directamente a la roca madre, dado que la misma tiene baja permeabilidad<sup>14</sup> y que los hidrocarburos fluyan al pozo.

### 1.3.1 ¿Cómo se extrae los hidrocarburos?

Una vez que se identifica un yacimiento de hidrocarburos se puede plantear el desarrollo de este mediante la perforación de pozos (convencionales o no convencionales dependiendo del yacimiento).

<sup>14</sup> La permeabilidad es la habilidad de una roca o material en dejar que un fluido fluya por el mismo.

Una vez que el pozo esta perforado si la presión del yacimiento es suficiente los hidrocarburos van a fluir hasta la superficie donde pueden ser tratados para su utilización.

En muchos casos los yacimientos no tienen suficiente energía para que los hidrocarburos suban hasta la superficie. En estos casos se necesita algún tipo de sistema de extracción para ayudar a elevar el hidrocarburo hasta la superficie. En el próximo capítulo revisaremos los distintos tipos de sistema de extracción.

### 1.3.2 Tipos de Pozos

La mayor parte de la gente cree equivocadamente que los pozos producen solo un tipo de hidrocarburo a la vez. La verdad es que los pozos producen gasolina, petróleo, gas húmedo y gas seco todos juntos, uno solo o alguna combinación de estos dependiendo de muchos factores la presión de formación, temperatura de formación, reservorio, y otros factores. Una de las formas de identificar los distintos tipos de pozos es por la forma en la que se elige producir los mismos.

La secretaria de energía publica reporta en su página web (Reporte Capítulo IV Secretaria de Energía, 2019) la producción de todos los pozos del país todos los meses e incluye el tipo de pozo que tiene cada uno de esos pozos.

Algunos pozos surgen por métodos propios o sea la presión del reservorio es suficiente para llegar a superficie. Pero en la mayor parte de los pozos la energía del pozo no es suficiente y es necesario asistirlos con una fuente de energía externa. A esto se lo denomina un método de levantamiento artificial o sistema de extracción que son los tipos de pozos que completan la lista.

Estos sistemas cuentan con ventajas y desventajas para las distintas circunstancias que enfrentan como profundidad, temperatura y caudal entre otras. En el Instituto Argentino del Petróleo y Gas (IAPG) dan cursos donde explican estas ventajas y desventajas y esa información esta resumida en los puntos abajo.

Los distintos tipos de pozo son:

- **Bombeo Mecánico:** es un sistema de extracción utilizado en profundidades de 30 a 3500 metros, con un caudal de producción de entre 5 y 1000 barriles por día<sup>15</sup>. Un buen manejo de fluidos corrosivos, y un manejo regular de gas y sólidos. Este sistema de extracción es de los más versátiles y por ese motivo es

---

<sup>15</sup> Los principales puntos que diferencian los distintos sistemas de extracción es la profundidad a la que pueden trabajar y el caudal de fluido de producción que pueden manejar.

muy utilizado y suele ser el principal sistema de extracción elegido en muchos yacimientos.

- **Bombeo Electro sumergible:** es un sistema de extracción utilizado en profundidades de 300 a 4500 metros, con un caudal de producción de entre 200 y 30000 barriles por día. Un buen manejo de fluidos corrosivos, y un manejo regular a pobre de gas y sólidos. Este sistema de extracción puede manejar muy altos caudales y por eso se suele utilizar en pozos de alto caudal principalmente en yacimiento de recuperación secundaria<sup>16</sup>.
- **Bombeo de Cavidad Progresiva:** es un sistema de extracción utilizado en profundidades de 600 a 1900 metros, con un caudal de producción de entre 5 y 4500 barriles por día. Un manejo regular de fluidos corrosivos, y un buen manejo de gas y sólidos. Este sistema de extracción tiene el mejor manejo de sólidos y por eso se utiliza para pozos que tengan muchos sólidos y/o fluidos viscosos.
- **Surgencia Natural:** estos son los pozos que no necesitan sistema de extracción y por su energía propia surgen hasta superficie. No tienen ni profundidad ni caudales de rango operativo ya que esos valores dependen de la energía del pozo. La mayoría de los pozos suelen nacer como pozos surgentes, pero a medida que van perdiendo la energía del reservorio empiezan a necesitar algún método de levantamiento artificial para producir el petróleo y gas del pozo.
- **Gas Lift:** es un sistema de extracción utilizado en profundidades de 1500 a 4500 metros, con un caudal de producción de entre 200 y 30000 barriles por día. Un manejo excelente de fluidos corrosivos, gas y sólidos. La desventaja de este sistema es la necesidad de contar con compresión de gas y gas para comprimir en la cercanía del pozo. Un pozo con muy buen manejo de altos caudales, sólidos y fluidos corrosivos, en los lugares donde haya gas y capacidad para comprimir el gas se utiliza este método.
- **Plunger Lift:** es un sistema de extracción utilizado en profundidades de 2500 a 5800 metros, con un caudal de producción de entre 1 y 5 barriles por día. Un manejo excelente de fluidos corrosivos y gas y un mal manejo de sólidos. Este sistema de extracción es de baja utilización ya que mueve bajos caudales de producción.

---

<sup>16</sup> Los yacimientos de recuperación secundaria son cuando se utiliza la inyección de agua en pozos vecinos a los productores para ayudar a “empujar” el petróleo y gas hacia el pozo productor.



- **Bombeo Jet Pump:** es un sistema de extracción utilizado en profundidades de 1500 a 4500 metros, con un caudal de entre 300 y 15000 barriles por día. Un manejo bueno de fluidos corrosivos, gas y sólidos. Este sistema de extracción tiene como desventaja el alto costo<sup>17</sup> de la instalación de superficie como puntos en contra más allá de poder mover alto caudales de producción.
- **Bombeo Hidráulico:** es un sistema de extracción utilizado en profundidades de 2200 a 5500 metros, con un caudal de producción de entre 50 y 4000 barriles por día. Un manejo bueno de fluido corrosivos y gas y un mal manejo de sólidos. Al igual que el bombeo jet pump tiene como desventaja agregada el alto costo de la instalación de superficie es la desventaja que hace que este sistema no tenga un alto nivel de utilización.

El resumen de esta información se puede ver resumido en la tabla que vemos abajo provista por la consultora Aclinar en sus cursos sobre métodos de levantamiento artificial dictados en el IAPG<sup>18</sup>:

	B.M.	P.C.P.	G.L.	PLUNGER LIFT	B.H. PISTON	B.H. JET	B.E.S.
<b>Profundidad de Operación</b>	30 - 3500 mts	600 1900 mts	1500 - 5500 mts	2500 - 5800 mts	2200 - 5200 mts	1500 - 4500 mts	300 - 4500 mts
<b>Caudal de Operación</b>	5 - 1000 BPD	5 - 4,500 BPD	200 - 30,000 BPD	1 - 5 BPD	50 - 4,000 BPD	300 -> 15,000 BPD	200 - 30,000 BPD
<b>Temperatura de Operación</b>	100° - 550° F	75°-250° F	100° - 400° F	120° - 500° F	100° - 500° F	100° - 500° F	100° - 400° F
<b>Fluidos Corrosivos</b>	Bueno	Regular	Excelente	Excelente	Buena	Buena	Buena
<b>Manejo de Gas</b>	Bueno	Regular	Excelente	Excelente	Buena	Buena	Regular a Bueno
<b>Manejo de Sólidos</b>	Adecuado a Bueno	Excelente	Bueno	Pobre a Adecuado	Pobre	Bueno	Pobre a Adecuado
<b>Gravedad específica</b>	>12° API	<35° API	>15° API		>8° API	>8° API	>12° API
<b>Servicio</b>	Workover o Pulling	Workover o Pulling	Wireline o Workover	Wireline	Hydráulico o Wireline	Hydráulico o Wireline	Workover o Pulling
<b>Fuente de energía</b>	Gas o Eléctrico	Gas o Eléctrico	Compresor	Energía de Pozo	Gas o Eléctrico	Gas o Eléctrico	Eléctrico
<b>Aplicaciones Offshore</b>	Limitada	Buena	Excelente	N/A	Buena	Excelente	Excelente
<b>Eficiencia</b>	45% - 60%	40% - 75%	50% - 30%	N/A	45% - 55%	20% - 30%	40% - 50%

Figura 4 Resumen de características de los distintos métodos de levantamiento artificial (Aclinar, 2020)

<sup>17</sup> El costo de la instalación de superficie de los bombeos jet pump suele ser 5 veces mayor a los otros pozos pero tiene la ventaja de que suele tener una mayor reutilización de ese equipamiento.

<sup>18</sup> IAPG: Instituto Argentino de Petróleo y Gas

## CAPÍTULO 2.0: IMPORTANCIA DEL BOMBEO MECÁNICO COMO SISTEMA DE EXTRACCIÓN

### 2.1 Importancia de los distintos Sistemas de Extracción

De la información del Capítulo IV<sup>19</sup> arme algunos gráficos para visualizar la información de mejor manera. En primer lugar, podemos ver la distribución de sistemas de extracción por cantidad de pozos:

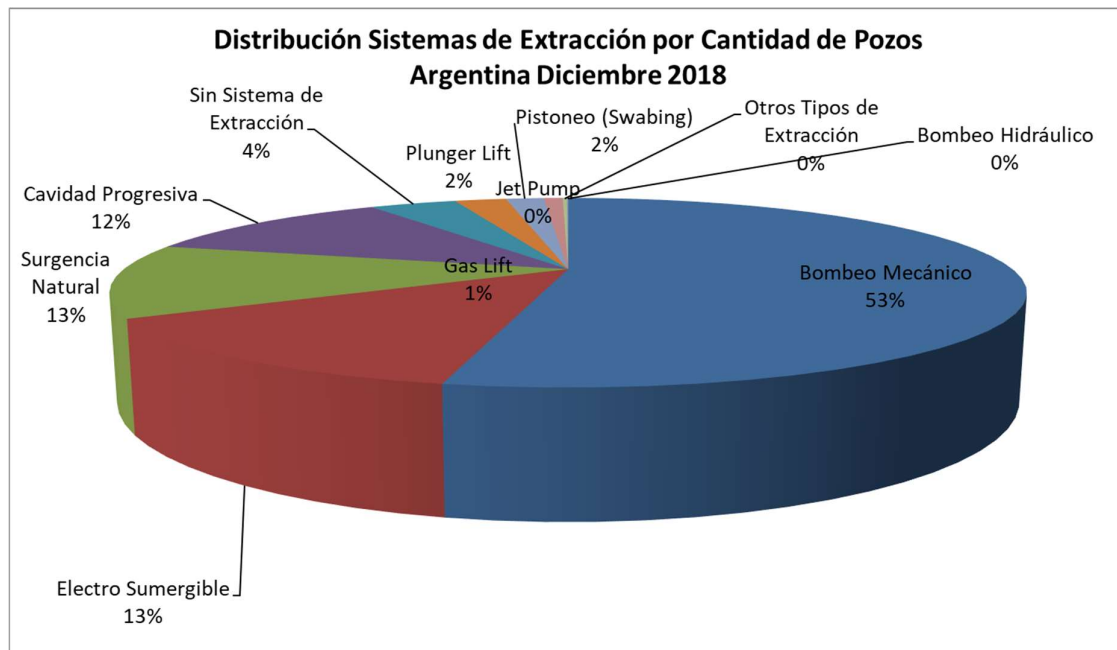


Figura 5 Distribución de Sistemas de Extracción por Cantidad de Pozos para la República Argentina a diciembre 2018<sup>20</sup>

En el gráfico se puede observar que el bombeo mecánico representa el 53% de los pozos en la República Argentina, en segundo lugar, los bombes electro sumergibles con el 13% de los pozos, los pozos surgentes también representados con un 13% y los de cavidad progresiva con el 12% completan los pozos de mayor representación. Por ese motivo es difícil entender que hay muchos trabajos (Abdelaziz, Lastra, & Xiao, 2017), (Gupta, Saputelli, & Nikolaou, SPE-181510-MS, 2016), (Guo, Raghavendra, Yao, Harding, Anvar, & Patel, 2015) y (Gupta, Nikolaou, Saputelli, & Bravo, 2016) entre otros

<sup>19</sup> (Reporte Capítulo IV Secretaria de Energía, 2019)

<sup>20</sup> Gráfico generado utilizando información del (Reporte Capítulo IV Secretaria de Energía, 2019)

apuntado a la utilización de herramientas de “data analytics” en bombes electro sumergibles, pero no se encuentran trabajos asociados a bombes mecánicos.

También se puede agrupar la producción por sistema de extracción de diciembre 2018 como se puede ver en la gráfica abajo:

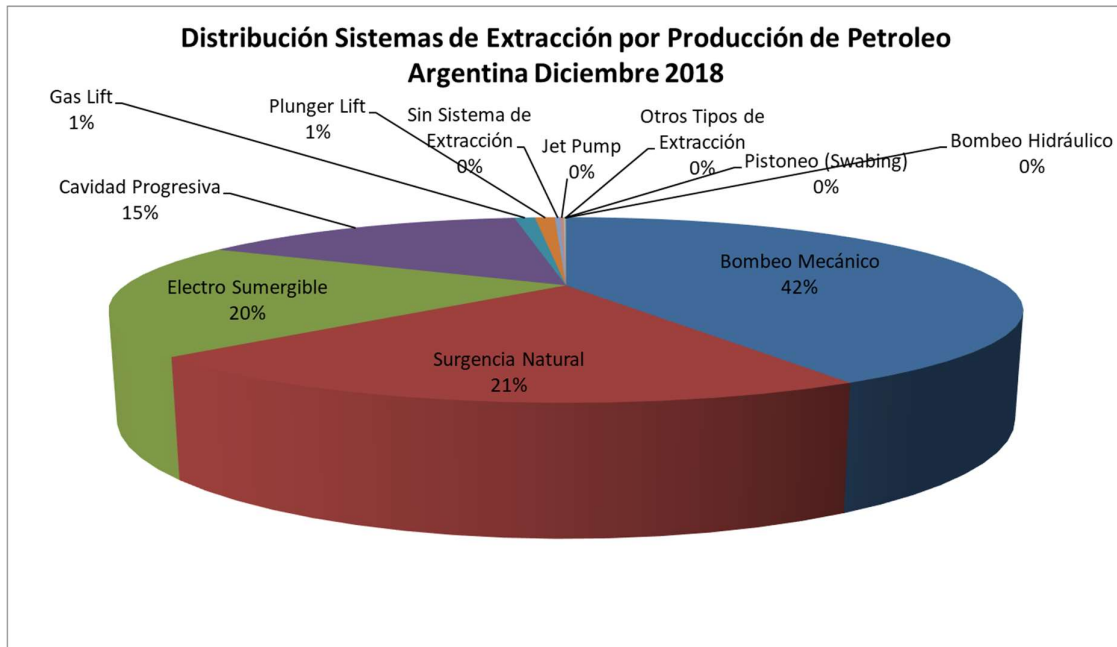


Figura 6 Distribución de Sistemas de Extracción por Producción de Petróleo para la República Argentina a diciembre 2018<sup>21</sup>

Se puede ver claramente como nuevamente el bombeo mecánico representa el mayor porcentaje de producción de petróleo para el país siendo el sistema de extracción más importante ya que representa el 42% de la producción, seguido por los surgentes naturales con el 21% de la producción, el bombeo electro sumergible con 20% y el bombeo de cavidad progresiva con el 15% de la producción de petróleo en el país.

El motivo principal por el cual se desarrollaron tantos trabajos para electro sumergibles, pero no para bombeo mecánico se debe a que ese método produce mayores caudales a nivel mundial, representando el 60% (Dunham, 2013). Entonces, aunque bombeo mecánico sea mucho más relevante en la Argentina lamentablemente no hay tantos estudios al respecto por su menor importancia globalmente.

<sup>21</sup> Gráfico generado utilizando información del (Reporte Capitulo IV Secretaria de Energia, 2019)

## 2.2 Los componentes del Bombeo Mecánico y sus Tipos de Fallas

El bombeo mecánico se puede dividir en dos grupos de partes, las partes de superficie y las partes de sub-superficie.

En la superficie el bombeo mecánico suele tener un aparato único de bombeo (AIB) el cual tienen un movimiento reciproco ascendente. Este movimiento es potenciado por algún tipo de motor en general uno eléctrico el cual hace que se muevan las varillas para lograr mover la bomba mecánica en el fondo del pozo.

El bombeo mecánico está conformado por los siguientes componentes:

- Aparato Individual de Bombeo (AIB)
- Varillas
- Tubing
- Ancla
- Bomba mecánica
  - Válvula y jaula móvil
  - Válvula y jaula fija
  - Barril
  - Pistón

Los cuales pueden ser observados en las siguientes imágenes:

Ejemplo de partes fundamentales y esquema de instalación

Aparato Individual de Bombeo



Vástago de bombeo



Varillas de Bombeo



Bomba Mecánica de Profundidad



Esquema de Instalación

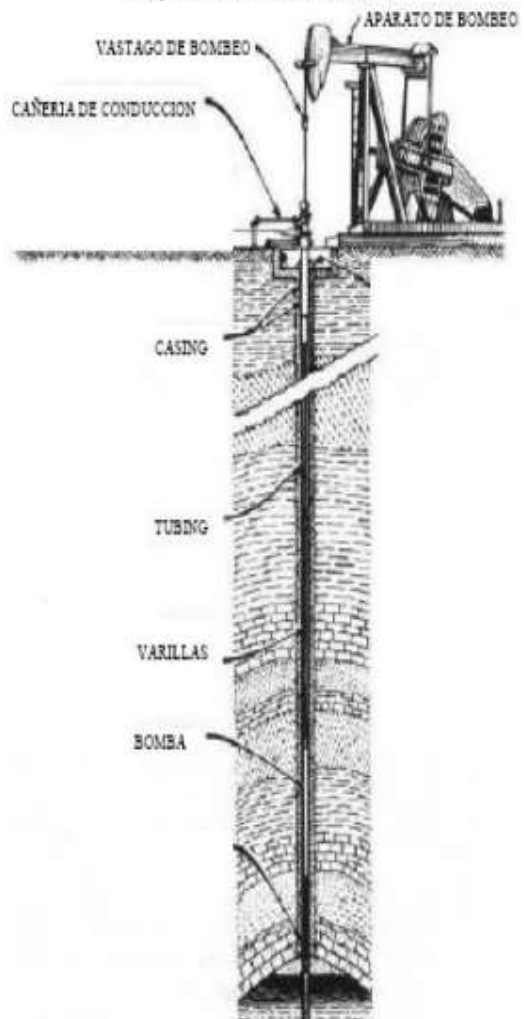


Figura 7 Partes Fundamentales y Esquema de instalación de un Equipo de Bombeo Mecánico (Donino & Costanza, 2012)

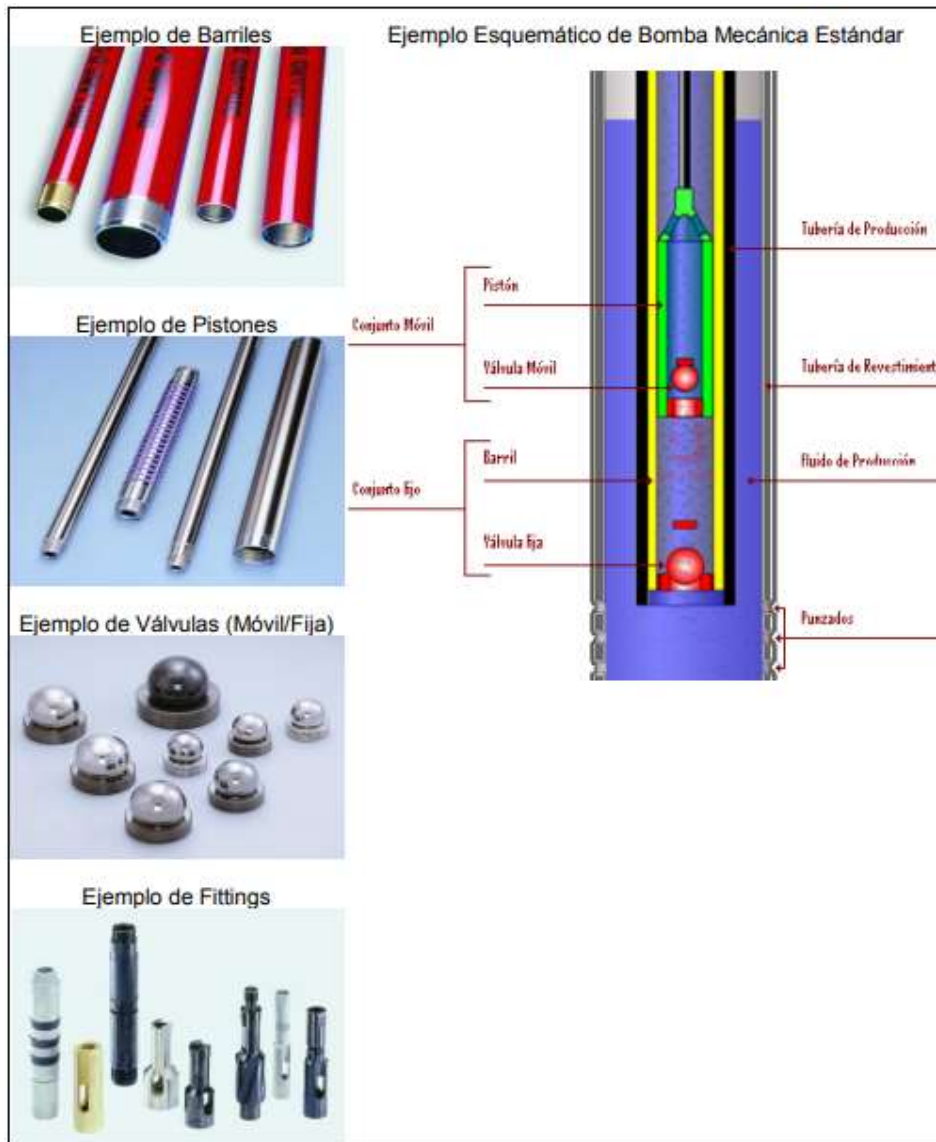


Figura 8 Ejemplo Esquemático de Bomba Mecánica Estándar (Donino & Costanza, 2012)

Cualquiera de estos componentes puede fallar por diversas causas como altas cargas, ambientes corrosivos<sup>22</sup>, golpes recibidos durante el manipuleo o fallas por fatigas<sup>23</sup> entre muchos otros factores.

<sup>22</sup> En los fluidos que producen los pozos muchas veces hay sulfhídrico, dióxido de carbono y oxígeno entre otros que en conjunto con las altas presiones y temperaturas como agravantes causan daño a las instalaciones pudiendo generar derrumbamiento y pérdida total de los pozos.

<sup>23</sup> Como todo componente mecánico que sufre muchos ciclos están propensos a fallas por fatiga. Los bombeos mecánicos suelen estar entre 6 y 10 golpes por minuto que serían entre 8640 y 14400 ciclos por día.

El objetivo de esta tesis es evaluar qué situación de pozo genera mayor cantidad de fallas para lograr prevenir esa situación.

### 2.2.1 Fallas de bombeos mecánicos identificados por sus cartas dinamométricas

Además de contar la corriente de los motores como parámetro en un bombeo mecánico el otro parámetro que puede aportar mucho valor es la carga que sufren las varillas de bombeo en conjunto con la posición del ciclo del bombeo se encuentra la bomba nos trae información sobre que tan bien o mal está trabajando la bomba. J. R. Eickmeier detalla las posibles cartas anormales que se pueden obtener en su trabajo "Diagnostic Analysis of Dynamometer Cards" (J. R., 1967).

En su trabajo Eickmeier comienza describiendo lo que es una carta "normal" como podemos ver en la imagen abajo:

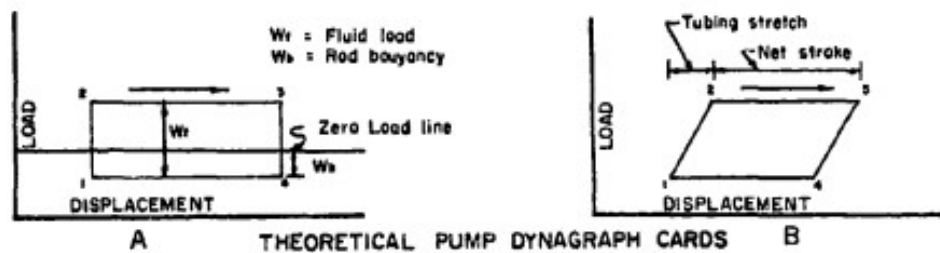


Figura 9 Imagen muestra carta teórica perfecta (J. R., 1967)

Como podemos ver en la imagen una carta optima es una rectangular. Cualquier desvío de esta carta es considerado una anomalía y vamos a ver los casos más comunes a continuación.

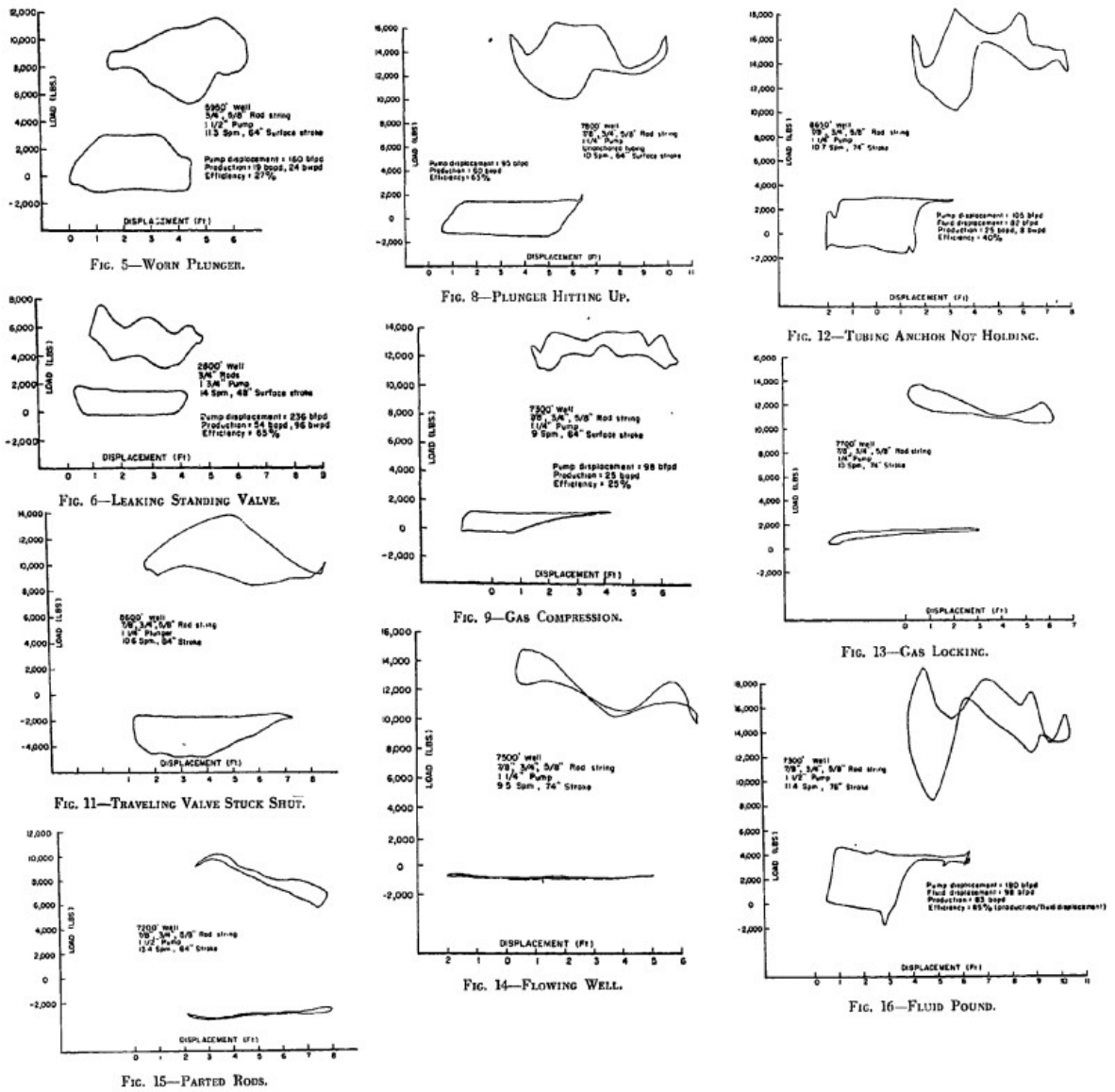


Figura 10 Imagen muestra distintas cartas dinamométricas anormales (J. R., 1967)

En la imagen se pueden ver varios tipos de fallas como:

- “Worn plunger” en español pérdida de eficiencia de pistón.
- “Plunger hitting up” en español golpe de bomba.
- “Tubing anchor not holding” en español movimiento de ancla de tubing.
- “Leaking standing valve” en español pérdida en válvula fija.
- “Traveling valve stuck shut” en español válvula móvil trabada.
- “Gas compression” en español compresión de gas.
- “Gas locking” en español bloqueo de bomba.



- “Parted rods” en español pesca de varillas.
- “Fluid pound” en español golpe de fluido.

Estas graficas pueden ser visualizadas por programas como el Lufkin Well Manager o por programas hechos a medida por empresas para poder ver las fallas una vez que ocurran. En esta tesis vamos a plantear que con herramientas de “data analytics” vamos a poder predecir estas fallas y atenderlas antes de que ocurran.

### 2.2.2 Como se miden la cantidad de fallas

En la industria suele haber valores óptimos o “aceptables” de fallas. Esto se mide con índices de cantidad de fallas sobre cantidad de pozos por año. Viéndolo en una ecuación sería de la siguiente manera:

$$\text{Indice Fallas} = \frac{\text{fallas anuales}}{\text{cantidad de pozos}}$$

Esta fórmula nos permite predecir la cantidad de fallas sabiendo la cantidad de pozos que hay en un área y de esa forma calcular los costos que generan esas fallas y los beneficios por reducir esas fallas.

Cada empresa suele tener su propio objetivo de ese “índice objetivo” el cual lo suelen buscar para ir optimizando su cantidad de fallas. El valor buscado por las empresas está identificado como un índice de 0,3 ejemplo de Pan American Energy en su trabajo (Hirschfeldt, Paulino, & Distel, 2007).

### 2.2.3 Como se repara una falla

Cuando falla un bombeo mecánico la reparación de estas fallas se realizan con un equipo de pulling o workover como el que se puede ver en la imagen debajo de la empresa Discovery:



Figura 11 Equipo Workover para reparación de fallas (**Discovery Energy Services, 2020**)

Esos equipos son los encargados de realizar las “pescas” para sacar las partes dañadas, como las tuberías, varillas o bombas, de adentro del pozo e instalar las partes reparadas. Estas intervenciones suelen demorar entre 5 y 10 días si son intervenciones simples agregado al tiempo que puede demorar el equipo en llegar al pozo una vez que el mismo falla. Estos tiempos pueden variar mucho dependiendo el terreno donde se encuentre el pozo (no es lo mismo una plataforma “offshore”<sup>24</sup> que un pozo en tierra cercano a una ciudad o un pozo en tierra lejos de una ciudad / área urbana).

#### 2.2.4 Consecuencias de una falla

Cuando alguno de estos componentes falla esto genera grandes pérdidas para la empresa. En primer lugar, el pozo deja producir. De los datos de Capítulo IV (Reporte Capítulo IV Secretaria de Energía, 2019) surge que el pozo promedio produce 2,80 m<sup>3</sup>/día de petróleo con lo cual si la intervención demora 10 días serían 28 m<sup>3</sup> o 174 barriles de petróleo perdido los cuales al precio del 4 de febrero de 2019 de 54,57 US\$ (WTI Crude Oil Spot Price) serían 9.473 US\$. A esto se le suma los costos de la

---

<sup>24</sup> Cuando los pozos tienen que ser perforados en el medio del mar se realiza tanto la perforación del mismo como la producción desde una plataforma flotante donde están todas las instalaciones necesarias para realizar las actividades.

intervención para reparar el pozo con el equipo de pulling con lo que los costos podrían ascender a más de 100.000 US\$ dependiendo del tiempo que se demore en intervenir el pozo.

## **CAPÍTULO 3.0: DIFERENTES TÉCNICAS DE “DATA ANALYTICS” Y SUS APLICACIONES**

### **3.1 ¿Qué es “Big Data”?**

Antes de poder adentrarnos en el mundo de “data analytics” tenemos que dar un paso atrás para entender la puerta de entrada a ese mundo que es lo que se conoce como “Big Data”<sup>25</sup>.

En términos de la definición de lo que es “Big Data” todas las definiciones están en la misma línea que es que cuando tenemos volúmenes de información que no pueden ser manejadas de otra manera se denomina “Big Data”. Según Brule el “Big Data” sería cuando hay volúmenes extremadamente grandes de información con gran variedad, velocidad y calidad (Brule, 2013). Holdaway lo denomina datos que son voluminosos, complejos, dispares y/o registrados en frecuencias elevadas que no pueden ser manejadas por métodos convencionales de procesamiento de datos (Holdaway, 2014).

Una vez que identificamos información denominada “big data” es que podemos adentrarnos en las técnicas de “data analytics” para poder analizarlas.

### **3.2 ¿Qué es “Data Analytics”?**

Existen muchas definiciones sobre lo que es “data analytics” y la mayoría coincide en que es el uso de tecnología de todo tipo incluyendo estadística, inteligencia artificial y tecnología de la información para lograr identificar patrones significativos. Esto puede involucrar desde mejorar acceso, análisis, visualización e integración de la información disponible para lograr la identificación de estos patrones los cuales llevan a mejorar el proceso de toma de decisiones (Bravo, Rodriguez, Saputelli, & Rivas, 2014).

Estas distintas técnicas pueden ser utilizadas para analizar el pasado, evaluar el presente y predecir el futuro lo cual clasifica las mismas en dos grupos principales o un camino de maduración ya que una vez que se consiga realizar un paso en una empresa se puede pasar al siguiente paso como se puede observar en la imagen abajo:

---

<sup>25</sup> En español grandes datos “es un término evolutivo que describe cualquier cantidad voluminosa de datos estructurados, semiestructurados y no estructurados que tienen el potencial de ser extraídos para obtener información.” (TechTarget, 2020)

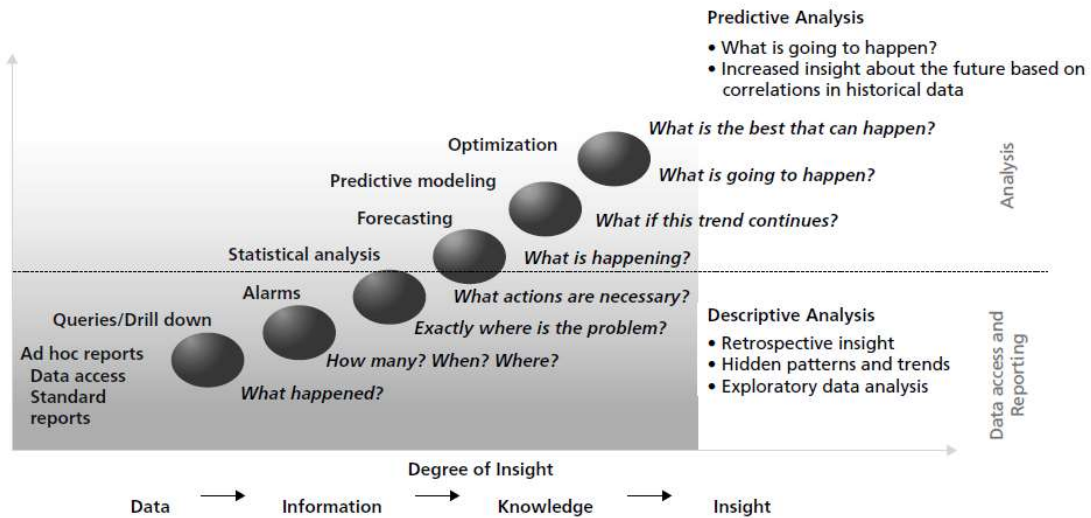


Figure 1.2 Analytics Lifecycle Turning Raw Data into Knowledge

Figura 12 Ciclo de “data analytics” transformando información en conocimiento (Holdaway, 2014)

En su libro “Harness Oil and Gas Big Data with Analytics: Optimize Exploration and Production with Data-Driven Models” (Holdaway, 2014) describe los siguientes grupos:

1. Modelos Predictivos
2. Modelos Descriptivos

### 3.2.1 Modelos Descriptivos

Los Modelos Descriptivos describen patrones en información que ya existe que pueden ser encontrados en nueva información. Esencialmente estos modelos agrupan o segmentan información para en ocasión encontrar alguna relación significativa estadísticamente entre dos variables. Dado que dependen de información ya existente y se limitan a describir datos ya existentes estas técnicas se enfocan en analizar el pasado o en el mejor de los casos el presente. Como se ve en la Figura 8 lo mejor que se puede esperar de estos modelos es a identificar un problema y planear acciones necesarias para solucionarlo.

Los modelos descriptivos se separan principalmente en dos grupos:

1. Clustering: este tipo de modelo apunta a separar la información en grupos donde los datos son similares.

2. Asociaciones y secuencias: se trata de encontrar la relación entre dos datos que muestren una dependencia que sea estadísticamente significativa.

Estos modelos suelen ser utilizados principalmente para agrupar información, pero en el caso que se quiera un valor agregado mayor hay que revisar los modelos predictivos que vamos a describir a continuación.

### 3.2.2 Modelos Predictivos

Una vez que se logra generar Modelos Descriptivos se puede avanzar a los Modelos Predictivos los cuales utilizan la información del pasado para poder predecir el futuro. Según (Holdaway, 2014) existen cuatro metodologías principales de estos modelos con aplicaciones en la industria:

1. Árboles de decisión: los mismos son utilizados ya que son fáciles de interpretar y pueden manejar datos faltantes generando interpretaciones muy buenas inclusive a partir de datos incompletos. La ventaja que tienen los árboles de decisiones es que se ve representado por reglas o lógica.
2. Regresiones
  - a. Regresión Linear: este método es utilizado para predecir un número. Utilizando variables existentes se puede predecir un numero a futuro.
  - b. Regresión Lógica: la diferencia entre la regresión linear y la lógica es que la regresión linear predice un numero cualquiera. La regresión lógica se predice categorías con lo cual hay un numero finito de posibilidades.
3. Redes Neuronales: son hechas en una forma que imita el funcionamiento del cerebro humano. De la misma forma que el cerebro está conformado por neuronas que se juntan para armar el cerebro las redes neuronales están conformadas por muchos elementos tecnológicos que permiten crear fenómenos complejos similares a la inteligencia y por eso se utilizan para modelar funciones complejas. Estos modelos son fáciles de usar y pueden resolver problemas muy complejos haciéndolos muy populares.
4. Cluster de K-medias: es utilizado para organizar grandes cantidades de datos a grupos más chicos y manejables para realizar el análisis necesario con otras herramientas.

Este tipo de modelos han sido utilizados para mapear atributos sísmicos a propiedades de los reservorios, buscar soluciones matemáticas a los mapas sísmicos u optimizar los

tratamientos de fracturas hidráulicas en reservorios no convencionales entre otros usos. Estas herramientas son utilizadas en todos los distintos pilares de las empresas petroleras:

1. El sector de desarrollo de reservas: utilizan para realizar simulaciones y modelación del reservorio para poder utilizar esa información para optimizar la ubicación de pozos en los yacimientos y maximizar la producción del reservorio.
2. El sector de perforación: utiliza estas herramientas para reducir y prevenir tiempos no productivos durante la perforación de los pozos logrando así puede reducir los costos de la perforación.
3. El sector de operaciones: las herramientas se pueden utilizar para optimizar la producción o como vamos a ver en la próxima sección para mejorar el manejo de intervenciones de pozos.

### 3.3 Técnicas para el manejo de intervenciones de pozo

Habiendo tantas técnicas distintas para intervenir en un pozo, uno de los primeros problemas con el que nos encontramos es lograr elegir cual es la mejor técnica a utilizar para solucionar el problema que enfrentamos.

En su libro, Holdaway recomienda que para el caso del manejo de intervenciones a pozos para lograr optimizar las intervenciones a pozos con problemas es importante usar técnicas avanzadas de “data mining” como “principal component análisis” (PCA)<sup>26</sup>, análisis multivariantes, clustering o árboles de decisión para generar modelos tanto descriptivos como predictivos para lograr identificar las causas de las fallas y así lograr extender la vida útil de esos pozos (Holdaway, 2014).

De las técnicas identificadas por Holdaway hay una que se utiliza para realizar este tipo de análisis en pozos con bombes electro sumergibles como veremos en detalle en el próximo capítulo. Por ese motivo dado los resultados para ese sistema de extracción vamos a ver si esas técnicas pueden ser extrapoladas para los bombes mecánicos.

#### 3.3.1 ¿Qué es el Principal Component Analysis (PCA)?

En español “Análisis de Componentes Principales” es una técnica que se utiliza para describir un conjunto de datos en términos de nuevas variables no correlacionadas.

---

<sup>26</sup> En español “Análisis de Componentes Principales” - una técnica que se utiliza para describir un conjunto de datos en términos de nuevas variables no correlacionadas.

Cuando se utiliza la misma se saca la dimensionalidad de estos componentes y se transforman en los componentes principales y sus respectivas varianzas.

Esta herramienta es muy poderosa dado que al sacar la dimensión de los componentes se pueden comparar componentes de todo tipo y realizar análisis exploratorios de datos para construir modelos predictivos.

### **3.3.2 Distintos tipos de Modelos**

Una vez observado las distintas herramientas uno se puede adentrar nuevamente en los tipos de modelos que existen, en su trabajo (Abdelaziz, Lastra, & Xiao, 2017) describen tres tipos de modelos:

1. Modelos Físicos: Basados en ecuaciones matemáticas que describen el comportamiento físico que se está analizando.
2. Modelos Lógicos: Creados por un experto en el tema basado en reglas que no tienen representación matemática.
3. Modelos de Datos: Utilizan datos históricos para armar modelos utilizando técnicas de aprendizaje propio y estadística.

Los mismos se pueden ver resumidos en la imagen abajo.



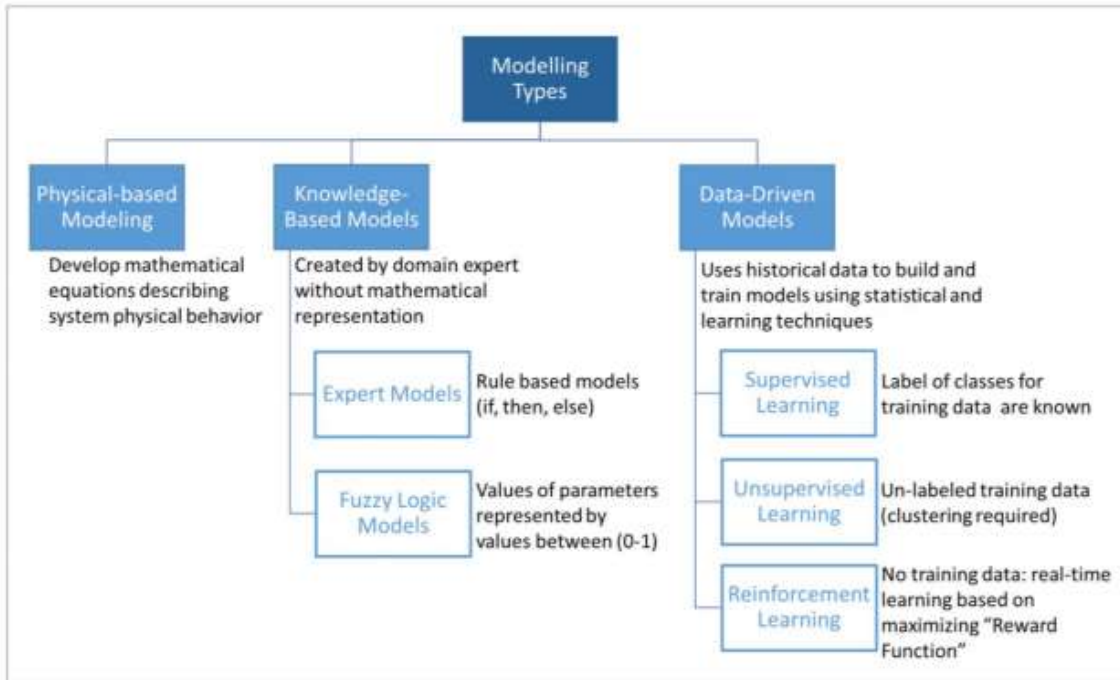


Figura 13 Diferentes tipos de modelos (Abdelaziz, Lastra, & Xiao, 2017)

Dependiendo de la situación que se esté analizando se tiene que elegir el tipo de modelo y herramienta a utilizar para lograr los mejores resultados.

## **METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN**

Para la investigación de campo de esta tesis se buscó realizar un análisis correlacional entre las soluciones que se aplicaron en el bombeo electro sumergible y ver cualitativamente como poder aplicar esas mismas soluciones a los bombeos mecánicos. Para esto se va a analizar las similitudes entre ambos casos. Para definir si es viable esta correlación se van a analizar varias implementaciones en electro sumergibles y que datos necesitan para alimentar los modelos utilizados. Con esa información se van a buscar que datos son similares en bombeos mecánicos para poder utilizar los mismos modelos lo cual debería llevar a soluciones similares.

Con esos resultados se va a poder avanzar a calcular el beneficio económico que pueden traer estas soluciones de los datos de producciones y las perdidas asociadas que pueden tener los mismos provistos en el reporte que emite el Ministerio de Energía mensualmente sobre todos los pozos que hay en la Argentina.

## **CAPÍTULO 4.0: ANÁLISIS “BIG DATA” PARA DETECTAR Y DIAGNOSTICAS FALLAS APLICADO A BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLES**

### **4.1 Trabajos realizados con el foco en la aplicación de soluciones a Bombes Electro sumergibles**

Como mencione en el capítulo anterior se han realizado numerosos trabajos sobre la aplicación de distintas técnicas de “data analytics” para bombes electro sumergibles. Dado que estos temas están de moda se ha escrito mucho sobre el tema, pero con cierta repetitividad entre todos sobre las soluciones que siempre se aplican a los bombes electro sumergibles. Tanto el trabajo de (Gupta, Nikolaou, Saputelli, & Bravo, 2016) como el de (Abdelaziz, Lastra, & Xiao, 2017) se enfocan en la predicción de fallas en bombeo electro sumergible para lograr aumentar su vida útil.

Según el trabajo de (Gupta, Saputelli, & Nikolaou, SPE-181510-MS, 2016) la razón por la cual mayor parte de los trabajos apunta a los bombes electro sumergibles se debe a que en el 2012 representaban el 49% del mercado total de métodos artificiales de bombeo, sumado al hecho que tienen un costo elevado llevando a un mayor potencial de beneficios. Esta idea se ve también en el trabajo de (Abdelaziz, Lastra, & Xiao, 2017) donde muestran que los bombes electro sumergibles son responsables del 60% de la producción de petróleo a nivel mundial.

Entrando en mayor detalle, el alto costo de este sistema de extracción se debe a dos puntos principales, por un lado, su corta duración entre fallas y por otro lado su alto costo de reparación (Gupta, Saputelli, & Nikolaou, SPE-181510-MS, 2016) lo cual llevo al desarrollo de soluciones enfocadas principalmente en este sistema de extracción.

La priorización por este sistema de extracción se debe también a que es un sistema que maneja mucha información online dado que los variadores que se usan para controlar estos equipos reportan la corriente y el voltaje. La gran ventaja que tiene el sistema es que todos los cambios que observé la bomba se ven reflejados en cambios de corriente entonces monitoreando un único parámetro se puede predecir cualquier actividad del pozo lo cual incluye las fallas. Este sistema contaba con toda esta información, pero la misma no estaba siendo utilizada en todo su potencial como plantea (Gupta, Nikolaou, Saputelli, & Bravo, 2016) y esto generaba una gran oportunidad para este sistema. En su trabajo ellos diseñan un flujo de información para llevar esto adelante, el mismo se puede ver en la imagen abajo:

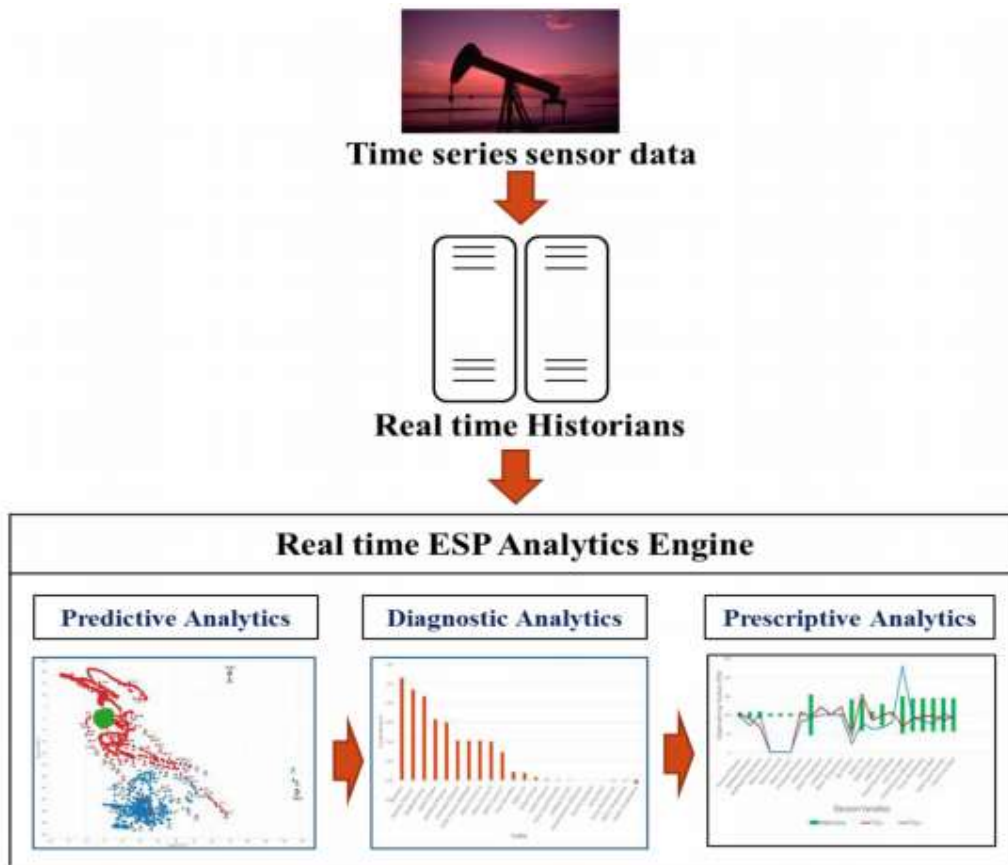


Figura 14 Flujo de la información para solución de analytics en bombes electro sumergibles (Gupta, Saputelli, & Nikolaou, SPE-181510-MS, 2016)

Por otro lado el costo que tenía este sistema asociado a sus fallas es extremadamente alto de entre 5 kUS\$ a 25 kUS\$ para pozos onshore convencionales, 150 kUS\$ a 250 kUS\$ para pozos onshore no convencionales y de hasta 1 MMUS\$ para pozos offshore como muestra la empresa GE Oil & Gas en un estudio que realizo (Carrillo, 2013) lo llevo a darle prioridad a este sistema de extracción.

#### 4.2 ¿Por qué utilizar modelos que sean “data driven”?

A los dos puntos muy importantes mencionados anteriormente se le suma el que sería el más crítico es que con la tecnología disponible hoy en día estos sistemas están generando datos segundo a segundo sobre el estado de los pozos lo cual convierte a esta información en “big data” dado su gran volumen, variedad y velocidad de disponibilidad (Brule, 2013). Lo cual genera una dificultad para los ingenieros responsables de esos pozos de analizarlos y sacar conclusiones significantes para

poder predecir las fallas y luego prevenirlas. Inclusive si pudieran realizar ese análisis para 1 pozo sería muy ineficiente porque llevaría mucho tiempo.

La opinión de expertos sobre este tema está alineada, especialmente en los temas que están asociados a la producción. En su libro “Harness Oil and Gas Big Data with Analytics: Optimize Exploration and Production with Data-Driven Models” Keith Holdaway explica como en el caso de los ingenieros de producción los modelos que sean “data-driven” son los ideales para lograr mejoras significantes en el mundo actual de la industria ya que se encuentra muy cubierta de datos sin utilizar.<sup>27</sup>

Como vimos en el Capítulo 4 para estos casos lo mejor es utilizar modelos que sean “data-driven”

#### **4.3 ¿Porque se aplica “Principal Component Análisis” (PCA) para analizar los modos de falla de los bombeos electro sumergibles?**

Como llevan adelante Abdelaziz, Lastra y Xiao en su trabajo (Abdelaziz, Lastra, & Xiao, 2017) el PCA les permite predecir fallas de forma efectiva porque los bombeos electro sumergibles manejan muchos datos en vivo y pueden generar gráficos como el que se ve en la imagen abajo.

---

<sup>27</sup> Extracto parafraseado de (Holdaway, 2014)

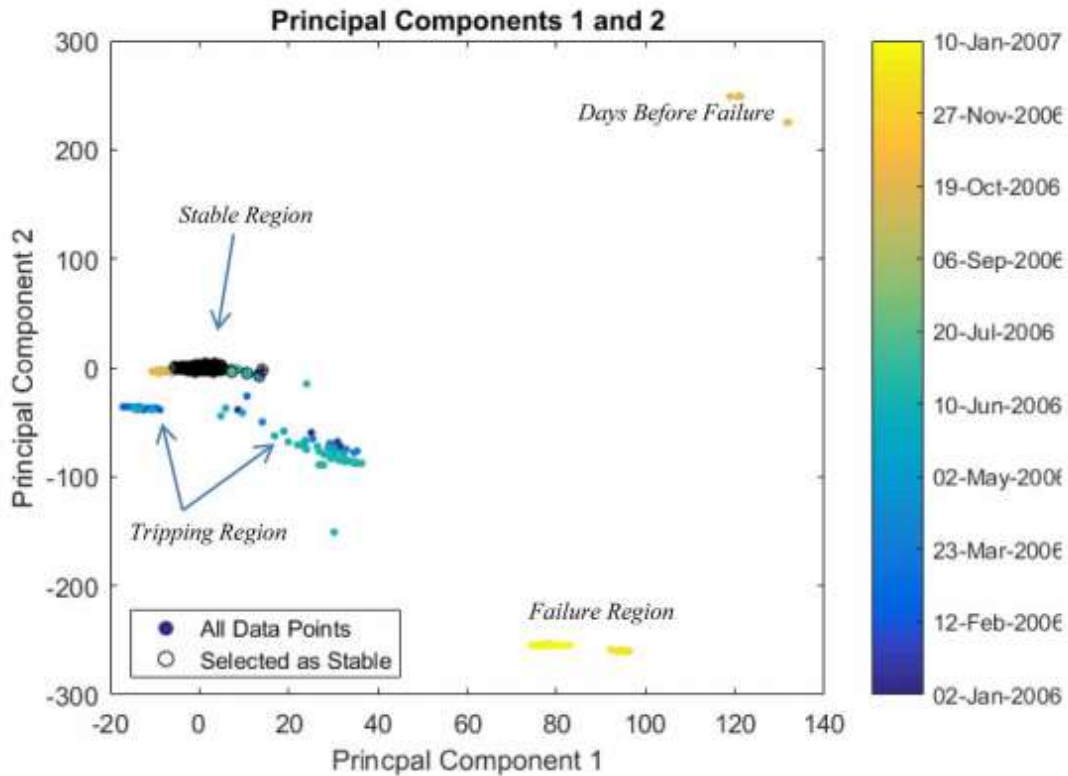


Figura 15 Grafico de datos de componentes principales para definir zonas de fallas (Abdelaziz, Lastra, & Xiao, 2017).

En el grafico se puede apreciar que el resultado de esta herramienta muestra como hay regiones estables donde el funcionamiento del bombeo es estable o seguro, después hay una zona de falla que es donde se ubican los pozos que están por fallar en momentos próximos y por último la zona donde figuran los pozos en días previos a la falla que permitiría predecir con unos días de anterioridad cuando un pozo va a fallar para lograr prevenir o tratar esa falla con una preparación mejor.

#### 4.4 Otros casos de implementaciones en la industria del petróleo y gas

Además de los casos en bombes electro sumergibles también ha habido casos exitosos en otras áreas de la industria. Por ejemplo, en Malasia la empresa estatal Petronas en conjunto con GE Oil&Gas lograron implementar mejoras en sus plataformas bajando los costos de mantenimiento un 10% (GE, GE Reportes, 2020). También hay casos de mejoras de producción de ente el 2 y 5% en la Kuwait Oil Company también en colaboración con GE Oil&Gas (GE, GE Reportes, 2020).

## **CAPÍTULO 5.0: COMO UTILIZAR LAS SOLUCIONES APLICADAS EN BOMBEOS ELECTRO SUMERGIBLES A BOMBEOS MECÁNICOS DE MANERA EFICIENTE Y EFECTIVA**

### **5.1 Paralelos entre Bombes Mecánicos y Bombes Electro sumergibles**

Dado que queremos aplicar las mismas técnicas a los Bombes Mecánicos que han sido utilizados en los Bombes Electro sumergibles lo primero a hacer es identificar si los Bombes Mecánicos cuentan con las características que tienen los Bombes Electro sumergibles para que el análisis de PCA sea aplicable.

Como describimos en el capítulo anterior la característica que hacían de los Bombes Electro sumergibles excelentes candidatos para el análisis de PCA era que el mismo tiene muchísima información de monitoreo de parámetros de ese sistema. Históricamente el Bombeo Mecánico es un sistema que no tiene muchos datos de seguimiento de sus parámetros en vivo dado que fue de los primeros sistemas de extracción creados cuando no existía ni se utilizaba este tipo de tecnología. Pero a medida que la tecnología fue avanzando la misma fue bajando su costo y hoy en día existen sistemas para controlar los Bombes Mecánicos como el Lufkin Well Manager de la empresa GE Oil & Gas el cual mide la carga que está siendo aplicada en las varillas del Bombeo Mecánico.

De la misma forma que la corriente era el principal parámetro de los bombes electro sumergibles tanto la carga como la corriente pueden ser el principal parámetro de los bombes mecánicos para poder realizar el análisis PCA.

### **5.2 Corriente en un bombeo mecánico comparado con la corriente en un bombeo electro sumergible**

De la misma forma que vimos como se utiliza la corriente de consumo de un bombeo electro sumergible para realizar PCA podemos utilizar la corriente del motor que mueve a un AIB en un bombeo mecánico.

Por mas que existan diferencias como el hecho que la corriente del bombeo electro sumergible varia directamente con el consumo de la bomba dando una relación directa de la misma y en el bombeo mecánico el motor eléctrico trabaja sobre el AIB quien mueve la bomba dando una medición indirecta de lo que ocurre en la bomba.

Se han realizado muchos estudios sobre la utilización de la corriente de los motores en bombes mecánicos para analizar el estado de la bomba de fondo. Por ejemplo J. N.

McCoy, A. L. Podio, Russ Ott, Lynn Rowlan, Amerada Hess, Mark Garret y Mike Woods realizaron un trabajo presentado en la SPE<sup>28</sup> titulado “Motor Power/Current Measurement for Improving Rod Pump Efficiencies” donde estudian la información que se puede obtener de analizar la corriente de los motores eléctricos en bombes mecánicos y la principal conclusión a la que llegan es que puede ser utilizada para optimizar producción y reducir costos operativos al identificar partes que pueden fallar (J N, y otros, 1997).

Otro trabajo donde se investiga sobre el uso de la corriente del motor es el que hicieron J. N. McCoy, A. L. Podio, J. W. Jennings, K. S. Capps y Jerry West también para el SPE titulado “Simplified Computer-Aided Analysis of Electrical Current in Motors Used for Beam Pumping Systems”<sup>29</sup> en el mismo se puede ver como usan la lectura de corriente de los motores no solo para optimizar su consumo y bajar costos pero también para detectar comportamientos anormales en el pozo en la misma forma en el que la corriente en un bombeo electro sumergible puede ser utilizada para identificar comportamientos anormales que derivan en fallas.

Viendo estos trabajos vemos que podemos utilizar la corriente de los motores eléctricos en bombes mecánicos para realizar análisis de “data analytics” al igual a los que vimos que se hicieron en el capítulo 5 en los bombes electro sumergibles.

### **5.3 Datos disponibles del Lufkin Well Manager**

El Lufkin Well Manager es el producto líder para la medición de la carga en los bombes mecánicos y mostrar gráficos diagnósticos básicos de la misma. Estos se pueden visualizar en las cartas dinamométricas como la que se puede observar en la imagen abajo.

---

<sup>28</sup> SPE Society of Petroleum Engineers: en español sociedad de ingenieros de petróleo.

<sup>29</sup> (J. N., A. L., J. W., K. S., & Jerry, 1993)





Figura 16 Modelo de carta dinamométrica en un Lufkin Well Manager y la caja controladora que se instala en los pozos.<sup>30</sup>

<sup>30</sup> Imagen extraída de Anexo

Con esta tecnología la empresa arma cartas que ayudan a optimizar la producción del pozo y poder sacar la mayor producción posible del mismo al ser interpretadas por un ingeniero de producción. Esto es el análisis básico que se realiza de esta información.

Combinando el potencial de esta información con modelos de “big data” se podría maximizar los beneficios de esta información. Pensando que la imagen abajo contiene la información más simple de picos de carga con esa información y números de ciclos entre otros datos que provee esta herramienta se pueden utilizar para la predicción de fallas en bombeo mecánicos.



Figura 17 Carta dinamométrica en un Lufkin Well Manager mostrando datos como pico de carga.<sup>31</sup>

<sup>31</sup> Imagen extraída de Anexo

## 5.4 Casos de datos Disponibles: la utilización de SIDIAG en Pan American Energy

Además de la utilización de sistemas provistos por proveedores como el Lufkin Well Manager hay empresas que optan por tener programas propios. Esto es lo que hizo Pan American Energy. La implementación de esta herramienta esta descrita en el trabajo “Well Data Analysis and Integration System Practices” (Gornatti, Albertini, & Ferringo, 2013).

Se busco diseñar un programa con el objetivo de tener una base de datos única que junte la información preexistente generada por terceros y las nuevas dinamometrías generadas por el programa propio.

Los objetivos detrás de este programa según el trabajo son:

- Ahorro al eliminar la necesidad de que terceros realicen las dinamometrías
- Facilidad de uso
- Mejor calidad de información
- Mejor acceso a la información al tener acceso por la web.

La herramienta logra estos objetivos de excelente manera, pero no al igual que el Lufkin Well Manager no utiliza toda esa información para ir más allá de armado de gráficos o indicadores. Como vimos en el capítulo 4 de esta tesis estos programas son únicamente descriptivos.

## CAPÍTULO 6.0: ESCALABILIDAD DE LAS SOLUCIONES PARA EMPRESAS EN ARGENTINA

### 6.1 Cantidad de Bombeos Mecánicos en Empresas en Argentina

Cuando se analizan las posibles soluciones del mundo del “analytics” en general se observa que tienen la mayor eficacia cuando el grupo de candidatos es mayor. Esto se debe a que las soluciones tienen un costo fijo elevado pero el costo variable por candidato es mínimo.

Por ese motivo una vez que vimos en el capítulo anterior los beneficios y costos de estas mejoras ahora vamos a ver como sería la escala en la que se puede aplicar en empresas argentinas.

En Argentina se pueden conseguir los datos de cuantos pozos de cada tipo tiene cada empresa del Capítulo IV<sup>32</sup> de esa información se puede ver en el gráfico abajo la cantidad de bombeos mecánicos por empresa en Argentina.

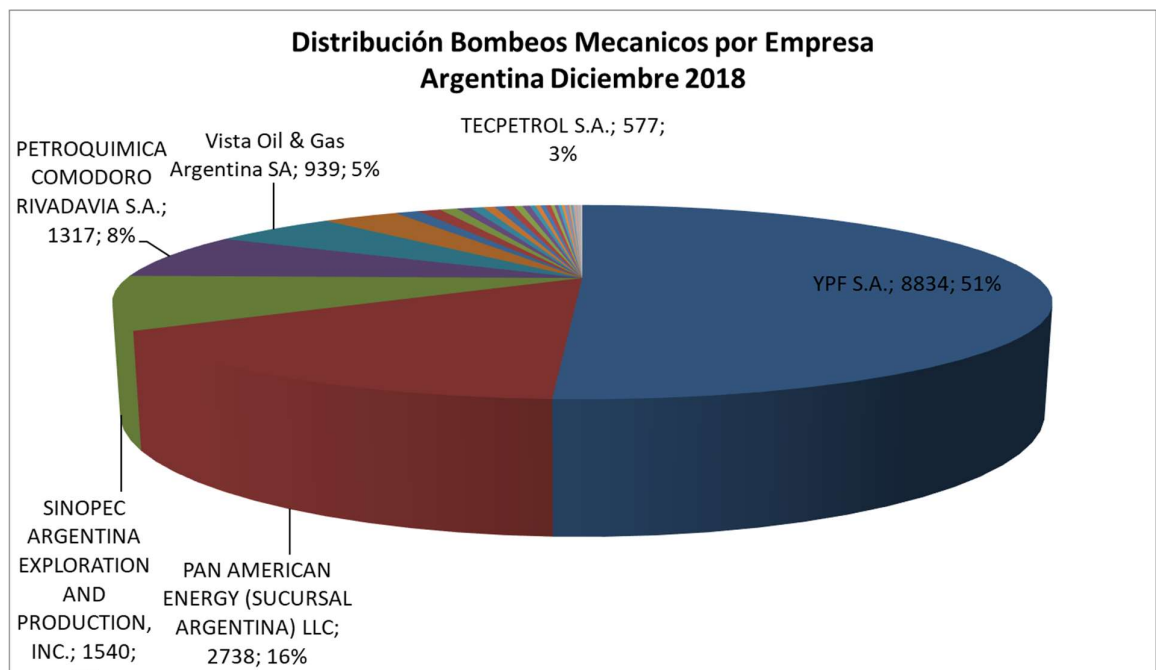


Figura 18 Distribución de Bombeos Mecánicos por Empresa para la República Argentina a diciembre 2018<sup>33</sup>

<sup>32</sup> (Reporte Capítulo IV Secretaria de Energia, 2019)

<sup>33</sup> Gráfico generado utilizando información del (Reporte Capítulo IV Secretaria de Energia, 2019)

En la imagen se puede ver que, entre YPF, Pan American Energy, Sinopec, Petroquímica Comodoro Rivadavia y Vista tienen el 90% de los pozos con Bombas Mecánicas del país. Por ese motivo vamos a enfocarnos en estas empresas ya que seguramente tengan la escala apropiada para que las soluciones de “analytics” tengan un efecto económico muy positivo.

## 6.2 Soluciones aplicadas en la actualidad en la Argentina

En la industria en general como pudimos ver hay muy poco escrito sobre la aplicación de técnicas de “data analytics” con algunos pocos escritos a nivel mundial para bombas electro sumergibles como “ESP Health Monitoring KPI: A Real-Time Predictive Analytics Application” (Gupta, Nikolaou, Saputelli, & Bravo, 2016), “Applying Big Data Analytics to Detect, Diagnose, and Prevent Impending Failures in Electric Submersible Pumps” (Gupta, Saputelli, & Nikolaou, SPE-181510-MS, 2016), “Data Driven Approach to Failure Prediction for Electrical Submersible Pump Systems” (Guo, y otros, 2015) y “ESP Data Analytics: Predicting Failures for Improved Production Performance” (Abdelaziz, Lastra, & Xiao, 2017) pero ninguno de esos fueron realizados en la Argentina.

El único análisis de este tipo realizado en la Argentina fue realizado por YPF en el yacimiento Loma Campana y apunta a pozos plunger lift. Este trabajo está resumido en el escrito “Novel Approach in Digital Diagnostic for Plunger Lift in Unconventional Wells at Vaca Muerta” (Barros, Alvarez Claramunt, & Ferrigno, 2018).

En ese trabajo describen como el 100% de los plunger lift en este yacimiento tenían algún tipo de tele supervisión. Esto sigue el mismo punto de arranque que tenían los bombas electro sumergibles en las soluciones presentadas en los trabajos de (Abdelaziz, Lastra, & Xiao, 2017) y (Gupta, Saputelli, & Nikolaou, SPE-181510-MS, 2016) que discutimos en el capítulo 5 y el mismo tipo de solución que queremos llevar a los bombas mecánicas como planteamos en el capítulo 6. La utilización de algoritmos en este caso llevó a una mejora del 10%<sup>34</sup> en la producción de los pozos, una reducción del 10%<sup>35</sup> en pérdidas de producción y una mejora en la cantidad de pozos optimizados en el yacimiento.

De esto se puede observar que estos temas están claramente subdesarrollados en el mundo en general y en Argentina en especial. Viendo los resultados que vieron en Loma

---

<sup>34</sup> Dato extraído de (Barros, Alvarez Claramunt, & Ferrigno, 2018)

<sup>35</sup> Dato extraído de (Barros, Alvarez Claramunt, & Ferrigno, 2018)

Campana con los plunger lift por más que muestra que por más que son soluciones subdesarrolladas en el país pero que pueden tener grandes soluciones como vimos.

## CAPÍTULO 7.0: BENEFICIOS ECONÓMICOS DE LAS SOLUCIONES

### 7.1 Posibilidad de beneficios para empresas

Cuando vemos los números de cantidad de bombes mecánicos y la cantidad de fallas podemos estimar la cantidad de fallas que se tienen hoy. Estos números salen del índice objetivo de fallas de las empresas de entre 0,3 y 0,35 como valores óptimos que nos dan la siguiente tabla de fallas por empresa por año en Argentina:

Empresa	Cantidad Bombes Mecánicos	Índice Superior	Índice Inferior	Intervenciones Máximas	Intervenciones Mínimas
YPF S.A.	8834	0,35	0,3	3092	2650
PAN AMERICAN ENERGY (SUCURSAL ARGENTINA) LLC	2738	0,35	0,3	958	821
SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION, INC.	1540	0,35	0,3	539	462
PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A.	1317	0,35	0,3	461	395
Vista Oil & Gas Argentina SA	939	0,35	0,3	329	282

Figura 19 Tabla con cantidades de fallas por empresa según índice de fallas<sup>3637</sup>

<sup>36</sup> Tabla generada utilizando datos del (Reporte Capitulo IV Secretaria de Energia, 2019)

<sup>37</sup> Índice de fallas tomado del trabajo (Hirschfeldt, Paulino, & Distel, 2007)

Con estos datos podemos armar estimaciones para empresas como YPF que tendría un mínimo de 2650 intervenciones anuales que tienen un costo por intervención de por lo menos 10.000 US\$<sup>38</sup> únicamente en pérdida de producción, elevando el costo de intervenciones para la empresa a 265.000.000 US\$ anuales en pérdidas de producción y en el caso de Pan American Energy es de 82.100.000 US\$.

Viendo investigaciones similares utilizando técnicas de este tipo como el trabajo (Barros, Alvarez Claramunt, & Ferrigno, 2018) el beneficio fue de 10% de aumento de la producción en plunger lift además de una reducción del 10%<sup>39</sup> en las pérdidas de producción. Trasladando ese beneficio a estas soluciones en bombeo mecánicos podemos estimar una reducción del 10% con lo cual YPF podría tener un ahorro de 26.500.000 US\$ o 8.210.000 US\$ en el caso de Pan American Energy. Esto nos lleva a pensar que dado que el gasto para el desarrollo de las soluciones tiene un costo fijo estas empresas pueden invertir valores de 1.000.000 US\$ el cual recuperarían rápidamente en el primer año.

Este beneficio económico considera únicamente mejoras en el tiempo para atender fallas y sin entrar en el universo de reducción de fallas o mejora del índice de fallas. Dado que para que esas mejoras ocurran hay que tomar medidas físicas con los datos que se obtienen de los modelos y realizar ese análisis económico para evaluar las mismas es más complicado y quedaría para más adelante.

Además de los beneficios económicos que se pueden observar las empresas tendrían el beneficio de comenzar a utilizar sus datos de mejor manera dando espacio a muchos otros beneficios secundarios derivados de estos trabajos.

## 7.2 Límites de aplicación de solución: ¿Cuándo dejaría de ser rentable?

Otra forma de analizar esta información es viendo que cantidad mínima de pozos haría que la inversión en soluciones de “data analytics” sea económicamente rentable para una empresa. Este punto agrega el valor de saber que tamaño debería tener un grupo de pozos para que una empresa, yacimiento o área de una empresa pueda tomar la decisión de invertir en soluciones de “analytics” y esta sea rentable.

Asumiendo el valor de 1.000.000 USD como el valor a invertir se puede realizar el siguiente calculo:

---

<sup>38</sup> Dato calculado en el capítulo 3 de esta tesis

<sup>39</sup> Dato extraído de (Barros, Alvarez Claramunt, & Ferrigno, 2018)



$$Cant\ Pozos = \frac{Inversion}{Indice\ Fallas * Costo\ Falla}$$

De esta fórmula podemos calcular que la cantidad mínima de pozos sería de 334 pozos tomando el costo de una falla de 10.000 USD<sup>40</sup> sacado del capítulo 3.

$$Cant\ Pozos = \frac{1.000.000\ USD}{0.3 \times 10.000}$$

$$Cant\ Pozos = \frac{1.000.000\ USD}{3.000} = 334\ pozos$$

Esto nos permite saber el tamaño de escala mínimo para pensar en entrar en este tipo de soluciones.

---

<sup>40</sup> Dato calculado en el capítulo 3 de esta tesis

## CAPÍTULO 8.0: ¿CÓMO IMPLEMENTAR ESTAS SOLUCIONES?

### 8.1 Implementación de soluciones existentes en contratistas

En el mercado de hoy en día hay muchas empresas que ofrecen soluciones de este tipo. Empresas como GE Oil & Gas con APM<sup>41</sup> (GE, GE Digital, 2020), Apergy con Apergy Digital<sup>42</sup> (Digital, 2020), Schlumberger con OFM<sup>43</sup> (Schlumberger, 2020), Weatherford con ForeSite<sup>44</sup> (Weatherford, ForeSite, 2020) y muchas otras ofrecen justamente el servicio. Siendo una industria donde hay un miedo a compartir información estas soluciones no son implementadas abiertamente. Como quedo demostrado únicamente pensando en utilizar estas herramientas para reducir el tiempo que se demora en atender una falla ya se pagaría la inversión en armar un modelo PCA para detectar estas fallas en forma temprana y de esta manera poder estar con el equipo de pulling o workover ingresando al pozo al instante que el mismo falle.

En el brochure (Weatherford, Brochure ForeSite, 2020) de ForeSite podemos observar cómo utilizan herramientas como las mencionadas para comparar las cartas dinámicas de los pozos con una biblioteca que tienen para identificar si tiene algún problema de performance y poder optimizar ese pozo al saber cuándo y porque está por fallar. Utilizando herramientas de “data mining” pueden identificar el tiempo medio entre fallas para predecir fallas para atenderlas lo más rápido posible o inclusive prevenirlas.

---

<sup>41</sup> GE Oil&Gas tiene su solución como parte de GE Digital Asset Performance Management

<sup>42</sup> Apergy tiene su solución como Apergy Digital con varios programas de optimización de producción de pozos.

<sup>43</sup> Schlumberger con su producto OFM Well and Reservoir Analysis Software

<sup>44</sup> Weatherford tiene varios productos como ForeSite, ForeSite Edge y ForeSite Sense

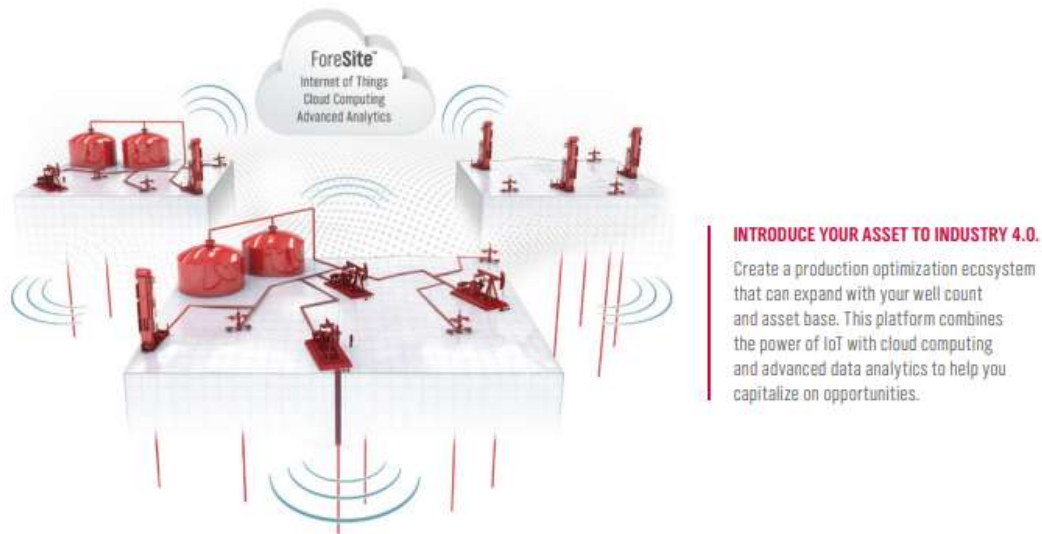


Figura 20 Ejemplo grafico de como interactúan los sistemas en las soluciones en la propuesta ForeSite de Weatherford **(Weatherford, ForeSite, 2020)**

## 8.2 Implementación de soluciones internas

En el mercado de hoy en día hay muchas empresas que ofrecen soluciones de este tipo. Otra forma en la que se puede conseguir esta solución es con desarrollos propios que es lo que piensan hacer tanto YPF como Pan American Energy en el mercado argentino. Esto genera una mayor demora en su implementación, pero los libera de compartir su información con terceros y del costo de pagar una licencia para poder utilizar este servicio.

## 8.3 Otros posibles beneficios a futuro

Además de poder contar con el equipo al momento de la falla, el próximo objetivo sería poder atrasar la falla lo más posible ya que ahí es donde se encuentra la mayor parte del costo (se estima que el beneficio podría ser 10 veces más). Estos modelos PCA no solo nos van a indicar el momento de la falla, pero también nos van a indicar el componente que falla y la causa raíz de esa falla.

Esta información va a poder ser utilizada por las empresas para lograr soluciones con productos químicos, cambios de materiales y otras mejoras para poder estirar la vida de los pozos y lograr que el beneficio sea aún mayor.

El mundo del petróleo tiene muchísima información hoy que se recolecta para dejarla de lado y sin utilización. La generación de modelos como este puede traer mejoras incalculables a la industria y realmente generar un cambio de paradigma sin antecedentes. Solo es necesario dar el primer paso.

## CONCLUSIONES

### Beneficios Primarios

Durante esta tesis exploramos como reducir los costos operativos en una empresa petrolera para lograr maximizar su rentabilidad. En primer lugar, establecimos que la reparación de fallas en pozos es la parte más importante de los costos de las empresas y nos enfocamos en intentar reducir esos costos.

De todos los distintos pozos de tipos vimos que los bombeos mecánicos representan la mayor cantidad de pozos y el mayor volumen de producción de petróleo en Argentina haciéndolo el tipo de pozo en cual nos conviene enfocar para lograr el mayor impacto.

Por más que el bombeo mecánico es el tipo de pozo más representativo de Argentina a nivel mundial el bombeo electro sumergible es el que mueve mayor cantidad de producción, por ese motivo hay muchos trabajos con modelos prescriptivos sobre bombeos electro sumergibles, pero no existen sobre bombeos mecánicos. En estos trabajos observamos que para que las soluciones tengan el mejor resultado se necesitan muchos datos de los pozos. Los trabajos de (Abdelaziz, Lastra, & Xiao, 2017) y (Gupta, Saputelli, & Nikolaou, SPE-181510-MS, 2016) en bombeos electro sumergibles lograron muy buenos resultados al igual que el trabajo realizado sobre los plunger lift en Loma Campana (Barros, Alvarez Claramunt, & Ferrigno, 2018). Los bombeos mecánicos cumplen con los mismos requisitos que tenían los bombeos electro sumergibles al contar con muchos datos que no están siendo utilizados en todo su potencial.

El primer gran beneficio de estos modelos predictivos es que al saber con anticipación el momento en el que un pozo podría fallar en lugar de tener unos 5 días hasta comenzar a reparar la falla y se reduciría ese tiempo generando ganancias en grupos de pozos mayores 334 pozos como vimos en el análisis de retorno en función de la tasa de falla y el costo de reparación por falla realizado en el capítulo 8. Esto nos lleva a la conclusión que solo pensando en este beneficio primario los yacimientos con más de 334 bombeos mecánicos deberían implementar este tipo de solución ya que les generaría un beneficio económico.

### Beneficios Futuros

Además de los beneficios primarios y más fáciles de cuantificar hay otros beneficios que derivan de la realización de estos modelos predictivos. Además de tener mejor información sobre cuando un pozo va a fallar el análisis PCA nos permite identificar los modos de falla principales y las causas de estos. De esta forma nos permite enfocar el

trabajo de los ingenieros de producción en elegir mejor el sistema de extracción apropiado para cada pozo y su situación actual. Además de ayudar en la selección del sistema de extracción esta información ayuda a identificar mejoras para lograr reducir las fallas como mejora en los materiales del equipamiento para mejorar la resistencia a la corrosión y/o fatiga, aplicación de tratamientos químicos u otras posibles soluciones a las causas de las fallas que deberían ser investigadas por fuera de esta tesis.

## BIBLIOGRAFÍA

- Abdelaziz, M., Lastra, R., & Xiao, J. (Noviembre de 2017). SPE-188513-MS. *ESP Data Analytics: Predicting Failures for Improved Production Performance*. UAE: Society of Petroleum Engineers.
- Aclinar. (05 de 04 de 2020). *Aclinar Consultora*. Obtenido de [www.aclinar.com](http://www.aclinar.com)
- Barros, J. L., Alvarez Claramunt, J. I., & Ferrigno, E. (2018). Novel Approach in Digital Diagnostic for Plunger Lift in Unconventional Wells at Vaca Muerta. *SPE-190930*. Society of Petroleum Engineers.
- Bravo, C., Rodriguez, J., Saputelli, L., & Rivas, F. (Abril de 2014). Applying Analytics to Production Workflows: Transforming Integrated Operations into Intelligent Operations. Países Bajos: Society of Petroleum Engineers.
- Brule, M. (Marzo de 2013). Big Data in Exploration and Production: Real-Time Adaptive Analytics and Data-Flow Architecture. *SPE-163721-MS*. Texas, USA: Society of Petroleum Engineers.
- Carrillo, W. (2013). Prognostics for Oil & Gas Artificial Lift applications. *PHM Conference*. New Orleans.
- Digital, A. (04 de 04 de 2020). Obtenido de <https://apergy.com/automation-technologies/>
- Discovery Energy Services*. (26 de 3 de 2020). Obtenido de <http://discovery-energy.com/Perforacion-completamiento-workover.html>
- Donino, R., & Costanza, P. (2012). *Trabajo Final*. Obtenido de Nueva Herramienta para Monitoreo de Corrosión en fondo de pozo en Sistemas de Bombeo Mecánico: <https://ri.itba.edu.ar/bitstream/handle/123456789/673/4TFI%20-%20Costanza%20Donino.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Dunham, C. (Mayo de 2013). *ESP Workshop - Summary of presentations*. Recuperado el 9 de Febrero de 2019, de <https://www.spegcs.org/media/files/files/cebfcc3a/2013-ESP-Workshop-Summary-of-Presentations.pdf>
- ENAP. (16 de 04 de 2020). Obtenido de [https://www.enap.cl/pag/283/1161/donde\\_hay](https://www.enap.cl/pag/283/1161/donde_hay)
- GE. (04 de 04 de 2020). *GE Digital*. Obtenido de <https://www.ge.com/digital/customers/oil-gas>
- GE. (04 de 04 de 2020). *GE Reportes*. Obtenido de <https://www.ge.com/reports/big-data-oils-future-oil-gas/>
- Gornatti, G., Albertini, G., & Ferrigno, E. (21 de 05 de 2013). Well Data Analysis and Integration System Practices. *SPE*. Cartagena, Colombia: SPE.
- Guo, D., Raghavendra, C. S., Yao, K.-T., Harding, M., Anvar, A., & Patel, A. (Abril de 2015). SPE-174062-MS. *Data Driven Approach to Failure Prediction for*

*Electrical Submersible Pump Systems*. Estados Unidos: Society of Petroleum Engineers.

- Gupta, S., Nikolaou, M., Saputelli, L., & Bravo, C. (Septiembre de 2016). SPE-1811009-MS. *ESP Health Monitoring KPI: A Real-Time Predictive Analytics Application*. United Kingdom: Society of Petroleum Engineers.
- Gupta, S., Saputelli, L., & Nikolaou, M. (Septiembre de 2016). SPE-181510-MS. *Applying Big Data Analytics to Detect, Diagnose, and Prevent Impending Failures in Electric Submersible Pumps*. UAE: Society of Production Engineers.
- Hirschfeldt, M., Paulino, M., & Distel, F. (2007). Artificial-Lift Systems Overview and Evolution in a Mature Basin: Case Study of Golfo San Jorge. *SPE 108054*. Comodoro Rivadavia, Argentina.
- Holdaway, K. (2014). *Harness Oil and Gas Big Data with Analytics: Optimize Exploration and Production with Data-Driven Models*. Cary: SAS Institute Inc.
- J N, M., A. L., P., Russ, O., Lynn, R., Amerada, H., Mark, G., & Mike, W. (09 de 03 de 1997). Motor Power/Current Measurement for Improving Rod Pump Efficiencies. Oklahoma City, USA: Society of Petroleum Engineers.
- J. N., M., A. L., P., J. W., J., K. S., C., & Jerry, W. (21 de 03 de 1993). Simplified Computer-Aided Analysis of Electrical Current in Motors Used for Beam Pumping Systems. Oklahoma City, USA: Society of Petroleum Engineers.
- J. R., E. (01 de 1967). Diagnostic Analysis of Dynamometer Cards. USA: Society of Petroleum Engineers.
- Reporte Capitulo IV Secretaria de Energia*. (9 de Febrero de 2019). Recuperado el 9 de Febrero de 2019, de [https://www.se.gob.ar/datosupstream/consulta\\_avanzada/listado.php](https://www.se.gob.ar/datosupstream/consulta_avanzada/listado.php)
- Schlumberger. (04 de 04 de 2020). Obtenido de <https://www.software.slb.com/products/ofm>
- TechTarget*. (16 de 04 de 2020). Obtenido de <https://searchdatacenter.techtarget.com/es/definicion/Big-data>
- Vaca Muerta Info*. (16 de 04 de 2020). Obtenido de <https://vacamuertainfo.com/wp-content/uploads/2017/04/vacamuerta-infografia-fracking-fractura-hidraulica8.jpg>
- Weatherford. (04 de 05 de 2020). *Brochure ForeSite*. Obtenido de <https://www.weatherford.com/en/documents/brochure/products-and-services/software/foresite-production-optimization-platform/>
- Weatherford. (04 de 04 de 2020). *ForeSite*. Obtenido de <https://www.weatherford.com/en/products-and-services/production/production-4-0/>
- Wikipedia*. (2019). Recuperado el 23 de Marzo de 2019, de [https://es.wikipedia.org/wiki/An%C3%A1lisis\\_de\\_componentes\\_principales](https://es.wikipedia.org/wiki/An%C3%A1lisis_de_componentes_principales)



*WTI Crude Oil Spot Price.* (s.f.). Recuperado el 9 de Febrero de 2019, de [https://ycharts.com/indicators/crude\\_oil\\_spot\\_price](https://ycharts.com/indicators/crude_oil_spot_price)