

Diaz Morales, Richard Leonardo

Análisis de la eficiencia en el uso de los equipos de Pulling en Santa Cruz

2019

Instituto de Ingeniería y Agronomía
Ingeniería en Petróleo



Esta obra está bajo una Licencia Creative Commons Argentina.
Atribución - No Comercial - Compartir Igual 2.5
<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa-/2.5/ar/>

Documento descargado de RID - UNAJ Repositorio Institucional Digital de la Universidad Nacional Arturo Jauretche

Cita recomendada:

Jauretche, A. (2019). La importancia de los repositorios institucionales en las universidades nacionales. (Tesis de posgrado). Florencio Varela, Argentina: Universidad Nacional Arturo Jauretche
Disponible en RID - UNAJ Repositorio Institucional Digital UNAJ <https://biblioteca.unaj.edu.ar/rid-unaj-repositorio-institucional-digital-unaj>

Práctica Profesional Supervisada (I7024)

Alumno: Diaz Morales, Richard Leonardo.

Carrera: Ingeniería en Petróleo.

DNI: 94938872.

Legajo: 8673.

Organización donde se realiza la actividad: YPF S.A, Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Lugar de desarrollo de la actividad: Ingeniería de producción, Regional Sur, Chubut y Santa Cruz.

Título del trabajo

“Análisis de la eficiencia en el uso de los equipos de Pulling en Santa Cruz.”

Objetivo

El objetivo de este trabajo realizado con carácter de práctica profesional supervisada (PPS), llevado a cabo en YPF S.A Regional Sur, es analizar la eficiencia en el uso de los equipos de pulling por parte de la operación Santa Cruz por el periodo de los últimos tres años (2017,2018 y 2019), para saber si hace falta dar de alta otro equipo para bajar las pérdidas de producción asociadas a la espera de estos.

Resumen

El trabajo consiste en analizar la eficiencia en el uso de los equipos de pulling, en intervenciones realizadas a pozos para reparar fallas en sistema de levantamiento artificial con bombeo mecánico, y para realizar optimizaciones de producción en la operación Santa Cruz. Además, se presenta un complemento sobre índice de fallas de este sistema y pérdidas de producción asociadas a pozos parados en esta operación. Para ello se evaluaron datos de las intervenciones realizadas durante los últimos tres años, obtenidos de las bases de datos de la compañía mediante diferentes sistemas de información.

Índice

1. Introducción	3
2. Objetivos	3
3. Glosario	3
4. Marco teórico	8
5. Información analizada	10
6. Desarrollo	12
6.1 Equipos de pulling	16
6.1.1 Intervenciones por fallas en BM	16
6.1.1.1 Índice de fallas	25
6.1.1.2 Fallas más comunes en BM	29
6.1.2 Intervenciones por optimizaciones de producción	34
6.1.3 Pérdidas de producción	43
7. Conclusiones	45
7.1 Aplicación de conceptos adquiridos durante la carrera	45
7.2 Comentarios	46
8. Justificación	46
9. Bibliografía	48
10. Anexo	48
10.1 Cronograma del trabajo	48
10.2 Fotos de la experiencia	50

1. Introducción

Durante la vida productiva de los pozos, tanto productores de petróleo como de inyección de agua para recuperación secundaria, las instalaciones de pozo requieren restauración de la condición operativa perdida por la ocurrencia de una falla o el propio desgaste del equipo, como así también una adecuación de la instalación de pozo a una nueva condición operativa causada por cambios en el pozo o reservorio. Para realizar estas tareas se utilizan equipos autotransportables como los equipos de Pulling. A continuación, se presenta el informe de práctica profesional supervisada el cual desarrolla un análisis sobre la eficiencia en el uso de los equipos de pulling en intervenciones realizadas en la Regional Sur.

2. Objetivos

- Analizar la eficiencia en el uso de los equipos de pulling por parte de la operación Santa Cruz.
- Evaluar el impacto de las mismas sobre las pérdidas de producción.
- Definir la necesidad de incorporación de nuevos equipos para reducir dichas pérdidas.

3. Glosario

- **Boca de pozo:** Es el punto en la superficie del terreno de la corriente de salida de la producción de fluidos que produce un pozo antes de ser conducidos a través de líneas de producción hasta las plantas de tratamiento. También la boca de pozo se conoce al equipamiento que se utiliza sobre un pozo sea tanto productor como inyector que está destinada a regular la salida de hidrocarburos en la superficie o a regular el ingreso de agua al pozo.
- **Casing:** Los casing son cañerías de revestimiento de las paredes del pozo utilizadas para aislar las formaciones de rocas y acuíferos cercanos a la superficie de todo fluido que pueda contaminarlos a estos, además de ser el

medio para la producción de hidrocarburos a través de estos desde el fondo del pozo hasta la superficie.

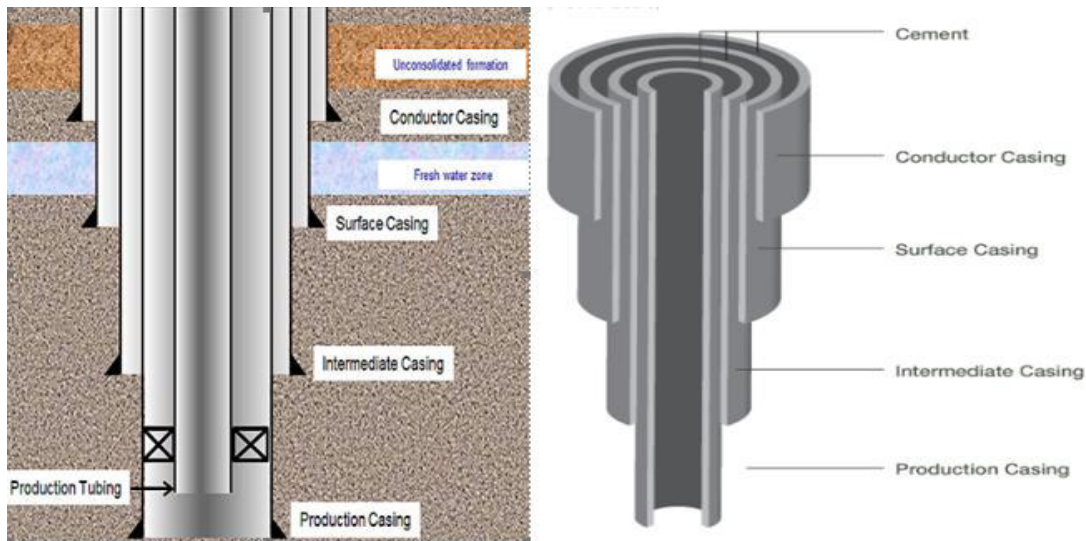


Ilustración 1. Ejemplo de los tipos de casing presentes dentro de un pozo.

- **Compañías de servicios:** Son empresas que les prestan diversidad de servicios a las compañías operadoras para la exploración, explotación, desarrollo, operación y mantenimiento de los campos donde se encuentran los yacimientos de hidrocarburos.
- **Concesión:** Es un permiso provincial, otorgado por las provincias donde se encuentran los yacimientos de hidrocarburos a las empresas operadoras para desarrollar sus recursos hidrocarburíferos recibiendo en contrapartida regalías de la producción.
- **Evento:** Es un conjunto de actividades realizadas con un fin específico. Por ejemplo: "cambio de bomba". Suele confundirse con el termino intervención, pero el evento es la forma de organizar toda la gestión e información generada durante las actividades.
- **Horas Op:** Las horas operativas es el tiempo en donde los equipos de pulling en realidad están realizando los trabajos requeridos.
- **Hrs Int:** Es el tiempo total en horas que duran las intervenciones con los equipos de pulling en los pozos.
- **Hrs NPT:** Es el tiempo no productivo en horas dentro del tiempo total que duran las intervenciones a los pozos con los equipos de pulling contratados por la compañía operadora.
- **Hrs NPT Gestionables:** Son las horas no productivas donde los equipos se encuentran parados sin realizar los trabajos requeridos, por la planificación propia de estos que afecta las actividades de los mismos. Como por ejemplo el

tiempo que se encuentran parados esperando servicios externos, problemas logísticos, problemas con el equipo, entre otras.

- **Hrs NPT No gestionables:** Son las horas improductivas donde los equipos no se encuentran trabajando por factores externos a estos. Como por ejemplo conflictos sociales o gremiales que paran las actividades, condiciones climáticas, entre otras.
- **Instalación de producción:** Conjunto de elementos ubicados subsuperficie (tubing de producción, bomba utilizada y otros accesorios) que en conjunto permiten llevar la producción desde el fondo del pozo hasta la superficie.
- **Intervención:** Actividad del equipo de pulling destinada a reparar o modificar elementos de los sistemas de extracción o de las instalaciones de producción de fondo, la intervención propiamente dicha es parte del evento.
- **Locación:** Es el área física que rodea las inmediaciones cercanas de la boca de pozo incluyéndolo al pozo, donde operan los equipos que realizan las intervenciones al pozo.
- **Merma de producción:** Disminución de producción a la cual todavía no se logra identificar la causa. Cuando se identifica la causa, esta merma pasa a ser una pérdida asociada al motivo que la genera.
- **Negocio u operación:** Las regionales a su vez están divididas en áreas más pequeñas también llamadas Negocios u áreas de operación en las cuales se encuentran los diferentes yacimientos donde se la compañía tiene actividades.
- **Operadora:** Se conoce como compañías operadoras a las empresas que tienen las concesiones y permisos de explotación de los yacimientos de hidrocarburos.
- **Optimización de producción:** Consiste en modificar el diseño de un sistema de levantamiento artificial (bombeo mecánico, PCP, bomba electro sumergible, etc.), sea tanto en la parte de superficie de estos como en algunas partes de los equipamientos de fondo con los que estos cuentan. Esto se realiza para obtener un incremento en la producción o un mayor ahorro de la energía utilizada para el funcionamiento de estos.
- **Pérdida:** Dentro de la operadora se considera perdida a todo lo que no está produciendo por el motivo que sea, o a los recursos destinados a corregir problemas.
- **Pesca:** La pesca dentro del lenguaje petrolero consiste en la utilización de técnicas y herramientas especiales para la remoción de basura o de otras herramientas que quedaron dentro del pozo por motivos de rotura o que cayeron en este por accidente y que tienen que ser llevadas hasta la superficie.
- **PH negativa:** Tubing de producción con rotura. Se realiza una prueba de hermeticidad al tubing con un tapón en el fondo del tubing y una motobomba en superficie, donde se llena la instalación con agua salada y se incrementa la presión en el interior del tubing. En un instante se detecta que esta cae a cero.

Por lo cual el tubing tiene una pérdida en algún lugar en todo su trayecto, y a esto se le llama PH negativa.

- **Pozo:** Agujero perforado en el terreno y de gran profundidad que sirve como medio para la producción de hidrocarburos presentes en el subsuelo hacia la superficie o como medio de inyección de agua de la superficie hacia las formaciones de roca que producen petróleo para la recuperación secundaria.
- **Pozo inyector:** Pozo utilizado para la inyección de agua hacia las formaciones de roca que contienen hidrocarburos, para recuperación secundaria.
- **Pozo productor:** Pozo que produce hidrocarburos tanto líquidos como gaseosos.

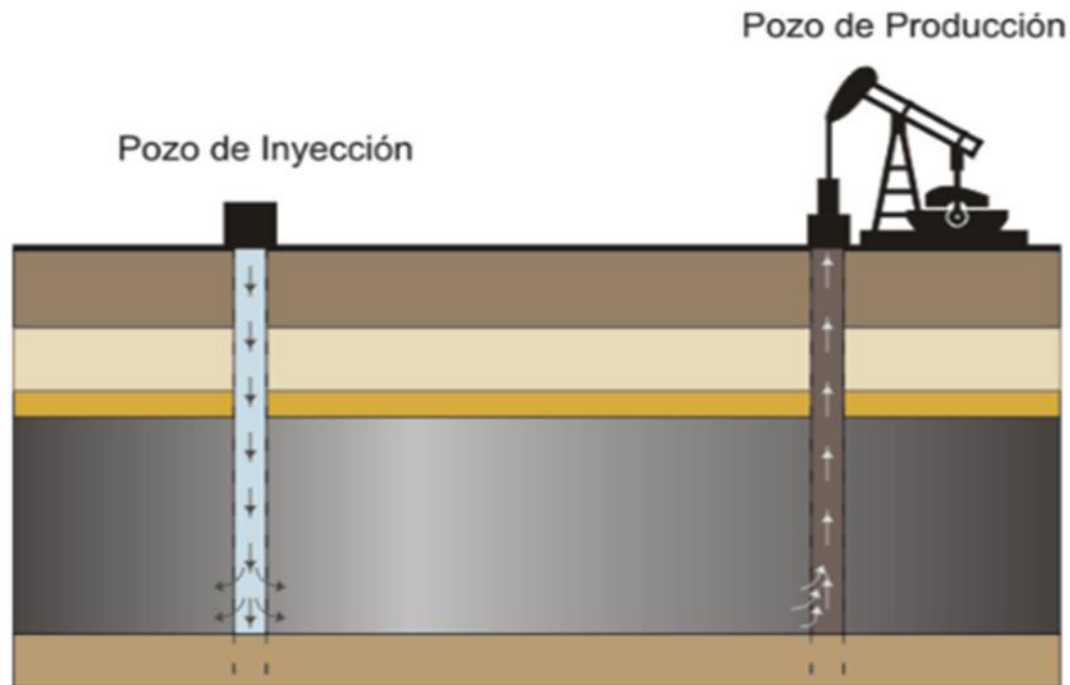


Ilustración 2. Ejemplo de producción de petróleo por método de recuperación secundaria, inyección de agua.

- **Regalía:** Impuesto a la producción que cobran las provincias donde se encuentran los yacimientos de hidrocarburos a las compañías operadoras por desarrollar los recursos de estas provincias.
- **Regional:** Las regionales son las divisiones por regiones u áreas donde la compañía tiene actividades.
- **Servicios al pozo:** Es el área administrativa dentro de la compañía operadora que se encarga de la gestión y planeamiento de las intervenciones de los equipos de pulling, además de otros equipos que prestan otros tipos de servicios.

- **Sistema BES:** Sistema de extracción por bombeo electro sumergible.

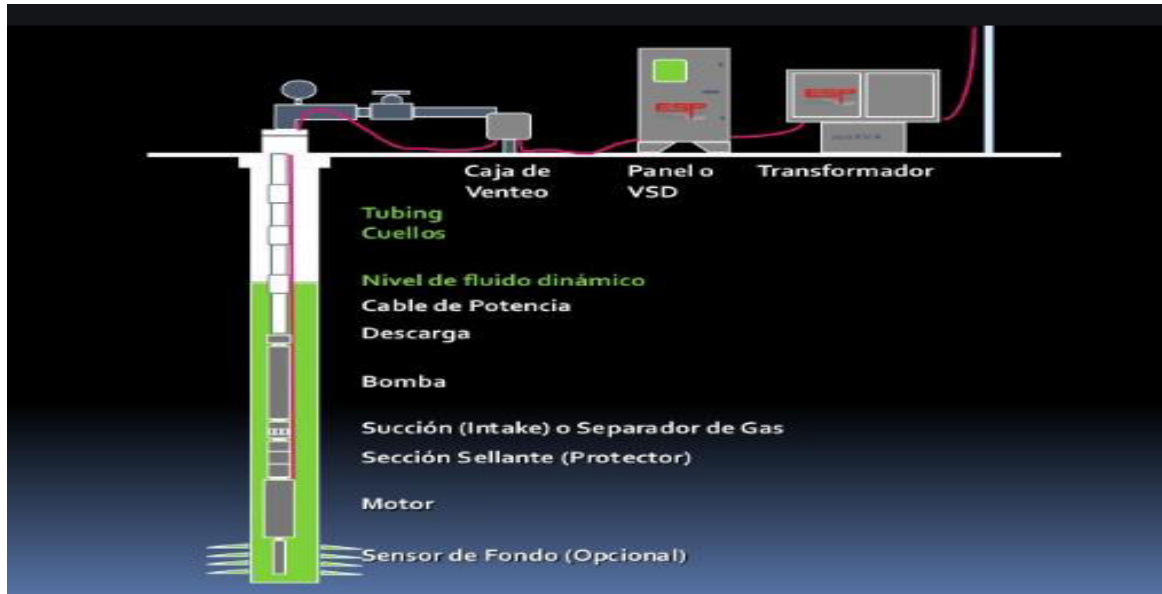


Ilustración 3. Ejemplo de sistema BES.

- **Sistema BM:** sistema de extracción por bombeo mecánico.

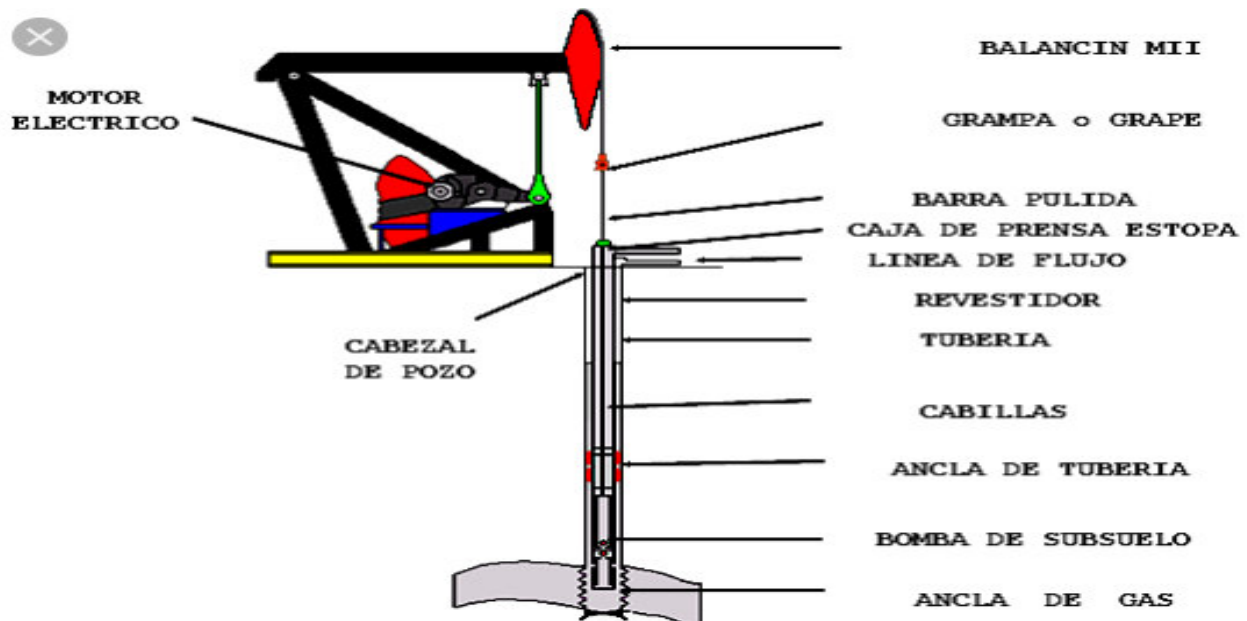


Ilustración 4. Ejemplo de sistema de extracción de bombeo mecánico.

- **Sistema de extracción:** Sistemas de extracción artificial (**SEA**) utilizados para llevar los fluidos de producción desde el fondo del pozo hasta la superficie. Estos sistemas de extracción son bombeo mecánico, BES, PCP entre otros.

- **Sistema PCP:** Sistema de extracción por bomba de cavidades progresivas.

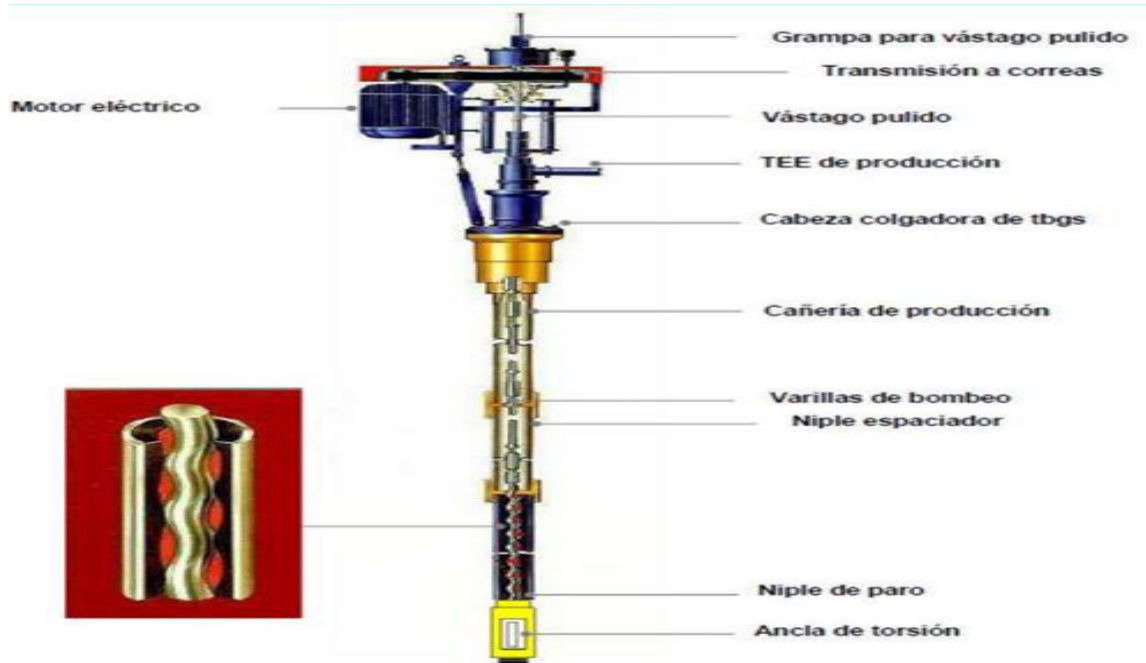


Ilustración 5. Ejemplo de sistema PCP.

- **Tubing:** Cañería de menor diametro ubicada en el interior del casing de producción por la cual se lleva la producción de hidrocarburos desde el fondo del pozo hasta la superficie o por la cual se inyecta agua desde la superficie hacia el reservorio.

4. Marco teórico

Los servicios de intervenciones al pozo son parte del área de Ingeniería de producción y son todas aquellas actividades que requieren realizarse en éstos con ayuda de equipos auto portables como los equipos de pulling, para corregir daños existentes dentro de las instalaciones de los pozos o para mejorar algunas condiciones de estos y optimizar las condiciones de producción de hidrocarburos o de inyección de agua en zonas de recuperación secundaria.

Equipos de Pulling

En la industria petrolera se ha generalizado la expresión de intervención con pulling para identificar el trabajo que se realiza en los pozos con un guinche o equipo de pulling para extraer o bajar materiales y/o herramientas. Las maniobras más comunes que se realizan con este equipo, son: sacada e ingreso de tubing, sacada e ingreso de varillas de bombeo y cambio de bombas de fondo entre otros. Estos equipos tienen mayor capacidad que otros equipos que se denominan flush by y por ende permiten mayores márgenes de maniobra por la capacidad de tiro del equipo y por ende su uso es más común que los flush by.

Existen otro tipo de intervenciones denominadas reparación de pozos que conviene diferenciarlas de la actividad de pulling porque son trabajos de mayor envergadura que afectan o involucran a la formación productiva tales como: estimulación, limpieza de punzados, apertura de nuevas capas, entre otras. En general, una intervención de pulling sólo interviene desde los punzados hacia adentro.

El trabajo se considera concluido cuando habiendo aplicado lo mejor de las técnicas, se deja el pozo en producción sin interrupciones posteriores asociadas a la intervención de pulling. Para lograr alta eficiencia en estas operaciones, es necesario ejercer un riguroso control y asumir la responsabilidad de todo aquello que hace a la ejecución misma. El supervisor de pulling controlará el cumplimiento de las velocidades establecidas en las tablas de rendimiento vigentes para cada maniobra.

Todas estas previsiones se justifican si se tiene en cuenta que las intervenciones con pulling ocupan una buena parte del presupuesto de los yacimientos con extracción artificial y que la disminución de intervenciones, por poco que signifiquen porcentualmente, tendrán una importante incidencia económica.

La decisión de intervenir un pozo con equipo de pulling, es tomada por el supervisor de producción en conjunto con el ingeniero de producción del yacimiento. Para ello, deben previamente realizar todas las maniobras de verificación que sean posibles, de acuerdo a los recursos disponibles; entre ellas se pueden mencionar: Prueba de hermeticidad de tubing con motobomba, reespaciado de la bomba (solo para bombeo mecánico), medición dinamométrica, circulado de pozo con agua a alta temperatura, entre otros.



Imagen 1. Equipos de Pulling.

5. Información analizada

La información que se utilizó para el análisis y la realización de este trabajo se obtuvo de bases de datos internas de la compañía tales como Open Wells para consultar la actividad de los equipos de Pulling, Ficha de pozo para consultar las fallas por las cuales se realizan las intervenciones y TOW para consultar las pérdidas de producción.

Aclaración: por cuestiones de confidencialidad de la operadora se ocultan los números de los pozos en las imágenes mostradas.

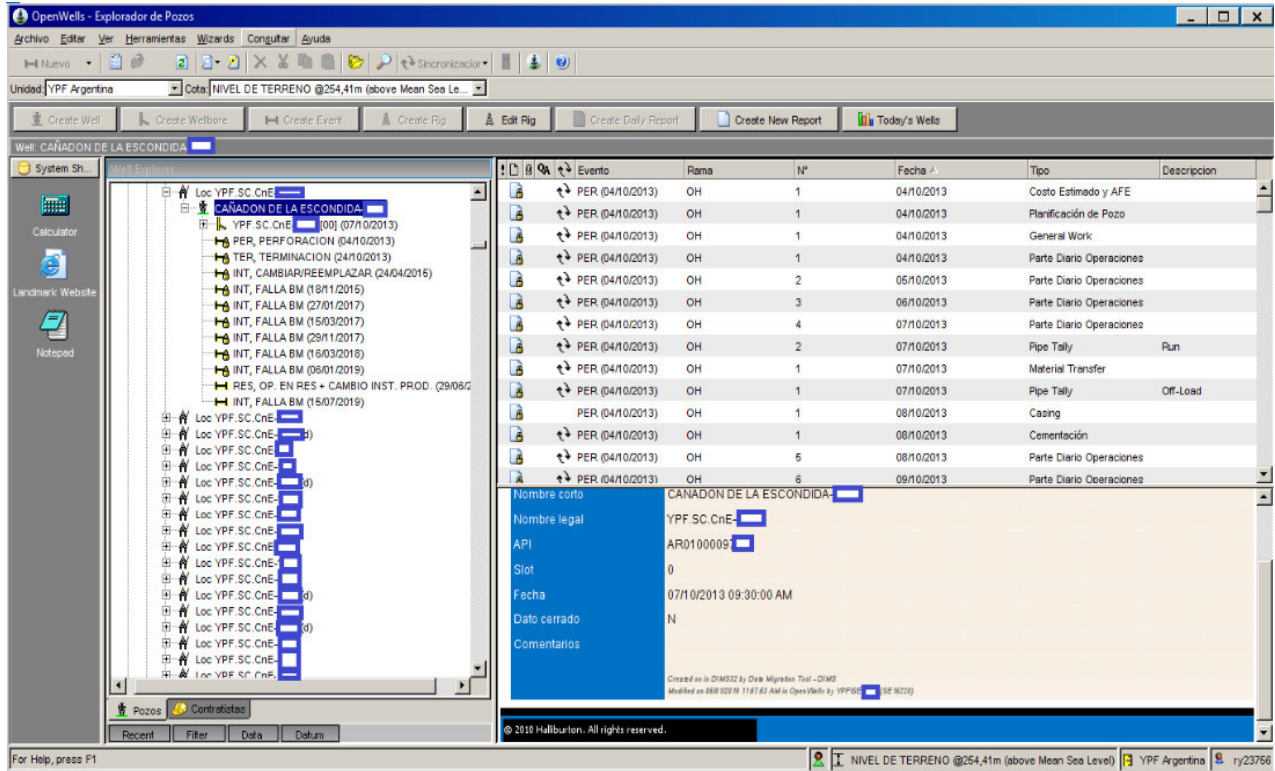


Imagen 2. Base de datos de Open Wells.



Imagen 3. Base de datos de Ficha de Pozo.

6. Desarrollo

Durante los análisis de las intervenciones de los equipos, se separa las intervenciones realizadas para reparar fallas, de las intervenciones realizadas para realizar optimizaciones de producción en los pozos. Para el presente análisis no tiene sentido analizar la eficiencia de los equipos globalmente en todos los trabajos, puesto que son objetivos distintos los que se van a cumplir. Además, desde la perspectiva adoptada es más productivo entender y analizar estos trabajos por separado para beneficio de la operación.

Las intervenciones por fallas se realizan para restaurar la condición operativa del sistema de extracción. Por ejemplo, intervenir un pozo para cambiar elementos de instalaciones de pozos que se dañaron y que provocaron pérdidas de producción. Las intervenciones para realizar optimizaciones se llevan a cabo para adecuar un sistema de extracción a una nueva condición de pozo. Estos cambios en el pozo por lo general se deben a otras actividades que se ejecutan en el yacimiento como por ejemplo inyección de agua para recuperación secundaria modificando la producción bruta cuando se avicina el frente de agua, lo cual requiere adecuar o cambiar los sistemas de extracción para estar preparados para los nuevos requerimientos de capacidad de producción, como pasar gradualmente de bombeo mecánico a bombeo electrosumergible.

Esta diferencia es importante aclararla porque a medida que el campo opera estable la demanda de optimizaciones sería reducible, y en la medida que se diseñan correctamente los sistemas de levantamiento artificial (SEA) o se utilizan correctamente los materiales la cantidad de fallas también serían reducibles.

Antes de avanzar con el análisis del tema propuesto, se caracteriza a la operación Santa Cruz a través del número de pozos productores y sistemas de levantamiento artificial con los que cuenta, para dar un panorama general de la magnitud de la operación.

Pozos productores - Santa Cruz		
# de pozos	Sistema de extracción	%
3462	BM	82%
147	BES	3%
254	PCP	6%
347	Otros	8%
4210	Total	100%

Tabla 1. Número de pozos y sistemas de extracción en Santa Cruz. (Elaboración propia, base de datos Open Wells).

Sistemas de extracción - Santa Cruz

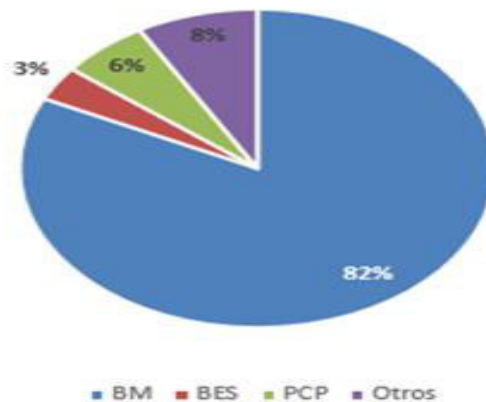


Gráfico 1. Porcentaje de sistemas de extracción en Santa Cruz. (Elaboración propia, base de datos Open Wells).

Se puede dar cuenta en la tabla 1 y el gráfico 1 que de 4210 pozos productores 3462 pozos cuentan con sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico, siendo el 82% de todo el parque de sistemas de Santa Cruz. De acuerdo con esto, se definió como alcance del presente trabajo el análisis sólo a las intervenciones realizadas por los equipos de pulling para reparar fallas en pozos en este sistema y realizar optimizaciones de producción en todos los SEA.

Etiquetas de fila	Suma de # Eventos	%
ACONDICIONAR PARA RECUPERAR MATERIAL	83	3,46
AJUSTE DE MEDIDA	2	0,08
CAMBIO DE VASTAGO	3	0,13
CONVERTIR A PRODUCTOR	1	0,04
FALLA BES	33	1,38
FALLA PCP	73	3,04
FALLA BES	57	2,38
FALLA BES + OPTIMIZACION	2	0,08
FALLA BM	1576	65,72
FALLA BM + OPTIMIZACION	81	3,38
FALLA NO ATRIBUIBLE A SIST. EXT.	6	0,25
FALLA PCP	120	5,00
FALLA PCP + OPTIMIZACION	17	0,71
INSTALAR SIST. EXT. DESPUES REPARACION	3	0,13
INSTALAR SIST. EXT. PARA REACTIVAR	57	2,38
INSTALAR SISTEMA DE EXTRACCIÓN DESPUES DE REPARACION	4	0,17
INSTALAR SISTEMA DE EXTRACCIÓN PARA REACTIVAR	13	0,54
INYECTOR	2	0,08
INYECTOR / CONVERTIR A PRODUCTOR	1	0,04
INYECTOR / FALLA SIST. INY.	1	0,04
MERMA DE PRODUCCIN	5	0,21
OPTIMIZACIÓN + FALLA BM	3	0,13
OPTIMIZACIÓN + FALLA PCP	1	0,04
OPTIMIZACION DE PRODUCCION	251	10,47
PROBLEMAS DE POZO (NO ATRIBUIBLE A SISTEMA DE EXTRACCIÓN / INYECCIÓN)	3	0,13
Total general	2398	100

Tabla 2. Número de eventos totales durante los últimos tres años en Santa Cruz. (Elaboración propia, base de datos Open Wells).



Gráfico 2. Porcentaje de eventos ocurridos en Santa Cruz durante los últimos tres años. (Elaboración propia, base de datos Open Wells).

Como se mencionó anteriormente, el bombeo mecánico (BM) es el sistema de levantamiento artificial más utilizado en Santa Cruz. Se constata en la tabla 2 y gráfico

2 que el mayor número de intervenciones en los últimos tres años se realizaron por fallas en este sistema con 1657 intervenciones (falla BM más falla BM + optimización) de 2398, un 70% del total realizadas. Después otro ítem importante que interesa para el desarrollo del trabajo son las intervenciones por optimización, que son el 10% del total con 251 por este motivo.

Para continuar, se tendrá en cuenta los procedimientos operativos de Pulling. Estos son procedimientos específicos que se encuentran dentro del proceso intervenir pozo, según el “Manual de operaciones con equipos de pulling” de YPF.

No tienen como objetivo describir las instrucciones específicas de las operaciones de un equipo, si no establecer un marco regulatorio a la actividad dentro de parámetros genéricos de organización. Este marco se desarrolló para estandarizar las operaciones con equipos de pulling.

Dentro del Proceso Intervenir Pozo, se encuentra el subproceso “Ejecutar Intervenciones”, el cual se divide en cinco etapas.

Las tareas que componen la actividad operativa con equipos de pulling están organizadas en función de las etapas que componen las intervenciones. Cada una de estas etapas tiene asociados distintos procedimientos que consisten en organizar todas las tareas correspondientes a cada una de estas y el responsable de ejecutarlas. Tan importantes son estas etapas que el manual desarrolla cinco capítulos considerados centrales, basados en estas y profundizando en cada una de ellas, las cuales se nombran a continuación. Los demás capítulos están para ampliar el espectro técnico y contemplar los comportamientos necesarios del personal que se involucran en las tareas.

- SP01: Transporte y montaje de los equipos.
- SP02: Preparación de boca de pozo.
- SP03: Librar y retirar instalaciones de fondo.
- SP04: Armado y bajada de instalación de fondo.
- SP05: Desmontaje de los equipos.

De acuerdo con esta división de etapas, cuando uno analiza el detalle de los tiempos de intervención, un punto importante a enfocarse es en los tiempos de maniobras de las intervenciones asociados a las etapas 3 y 4 que son tiempos que contemplan las tareas de subida y bajada de instalaciones de fondo. Estos tiempos son donde los equipos realmente están agregando valor, ya que la razón de ser del equipo de pulling es sacar una instalación y bajar otra, siendo tareas periféricas transportar, desmontar y acomodar la locación.

Por lo tanto, el desarrollo de este informe está centrado en evaluar el tiempo de los equipos consumido en estas etapas. El resto de información es complementaria para ayudar al desarrollo de la temática y complementar el panorama general del tema.

- Hs intervención = Hs SP01 + Hs SP02 + Hs SP03 + Hs SP04 + Hs SP05
- Hs intervención normalizadas: Horas intervenciones menos horas NPT No gestionables.
- Hs NPT: Tiempo no productivo en horas del total del tiempo que duran las intervenciones.
- Hs NPT No gestionables: Horas improductivas donde los equipos no están trabajando por factores externos a éstos, como condiciones climáticas o conflictos gremiales entre otros.

6.1 Equipos de pulling

6.1.1 Intervenciones por fallas en BM

A continuación, se observa el número de intervenciones que se realizaron con pulling durante los últimos tres años por motivos de fallas. 1576 intervenciones por este motivo.

	Falla BM	Total	Prom Hs Int Normalizadas
2017	590	849	57
2018	656	1016	64
2019	330	533	69
Total	1576	2398	

Tabla 3. Tabla de intervenciones por falla de BM y totales durante los últimos tres años. (Elaboración propia, base de datos Open Wells).

En la tabla 3 los datos de intervenciones del 2019 incluyen las realizadas hasta el mes de agosto. En el gráfico 3 para las intervenciones del 2019 se proyectaron estas hasta el fin de año para poder realizar una comparación visual mejor con los años 2017 y 2018. Esta proyección se calculó teniendo en cuenta el año anterior 2018 para tener una mejor estimación y ser más representativo y así evitar un sesgo que no contemple estacionalidades climáticas, para lo cual se dividió por 12 el número de intervenciones realizadas tanto para fallas en BM como para el total en el 2018 para tener un promedio de las intervenciones que se realizaron por mes en este año. Después sabiendo cuantas intervenciones promedio se realizaron por mes el año pasado, se multiplicó

estos valores por cuatro que son los meses que faltarían hasta diciembre ya que los datos de 2019 están hasta agosto y se le sumaron las 330 intervenciones que se realizaron por falla en BM en el 2019 y a 533 que fueron el total por todos los motivos realizadas este año. Proyectando así aproximadamente para fin de año unas 550 intervenciones por fallas en BM y 873 en total.

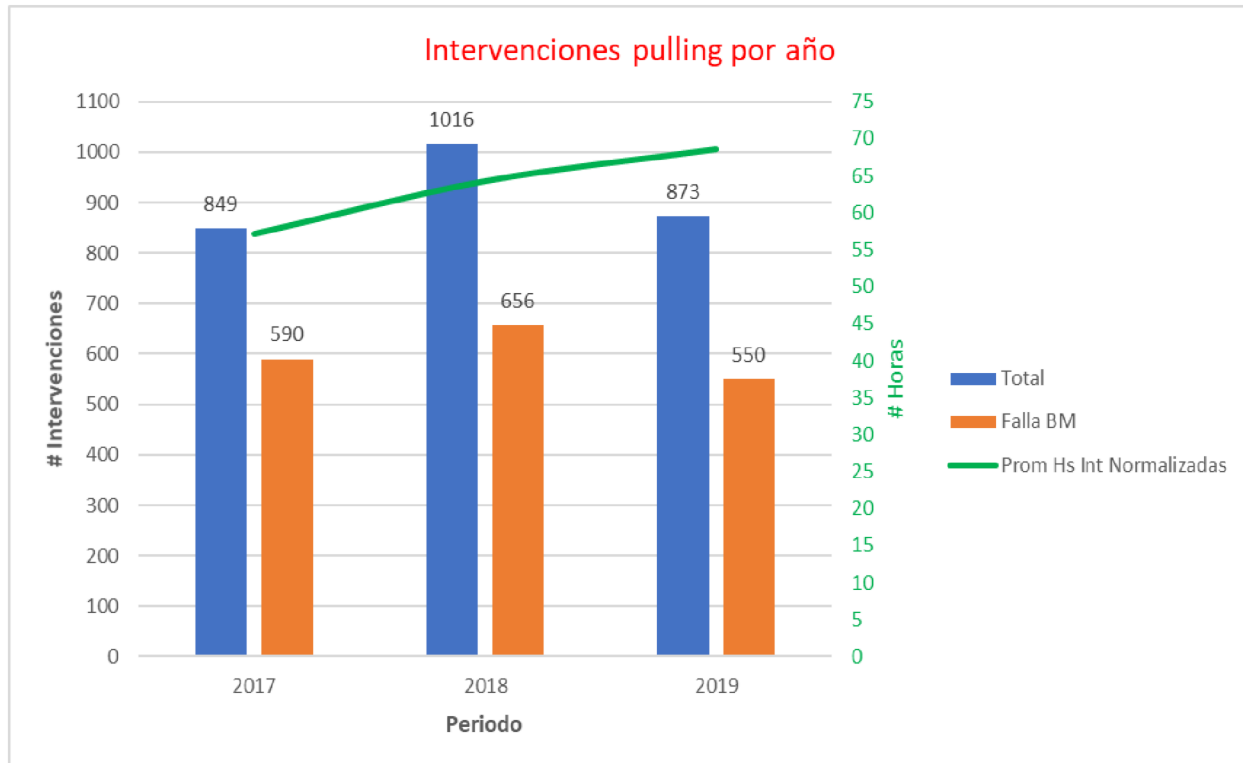


Gráfico 3. Comparación por año de intervenciones por fallas BM y totales, más promedio de Hs intervención normalizadas por intervención. (Elaboración propia, base de datos Open Wells).

En el gráfico 3 se observa que el 2018 fue el año con mayor número de intervenciones por fallas, un 11% más que el 2017 y un 19% más que el proyectado de las del 2019. En el 2017 las intervenciones por fallas fueron el 70% del total de este año, en el 2018 el 65% del total y en el 2019 se proyecta un 63%. Con respecto a las horas promedio de intervención normalizadas, se observa que incrementan por año de 57 horas en el 2017 por intervención hasta 69 horas en el 2019, siendo estas horas el último año aproximadamente 8% mayores al 2018 y 22% superiores al 2017. Llama la atención en el gráfico que las horas promedio de intervención aumentan por año, pero el número de intervenciones proyectadas en el 2019 disminuyen con respecto a los años anteriores.

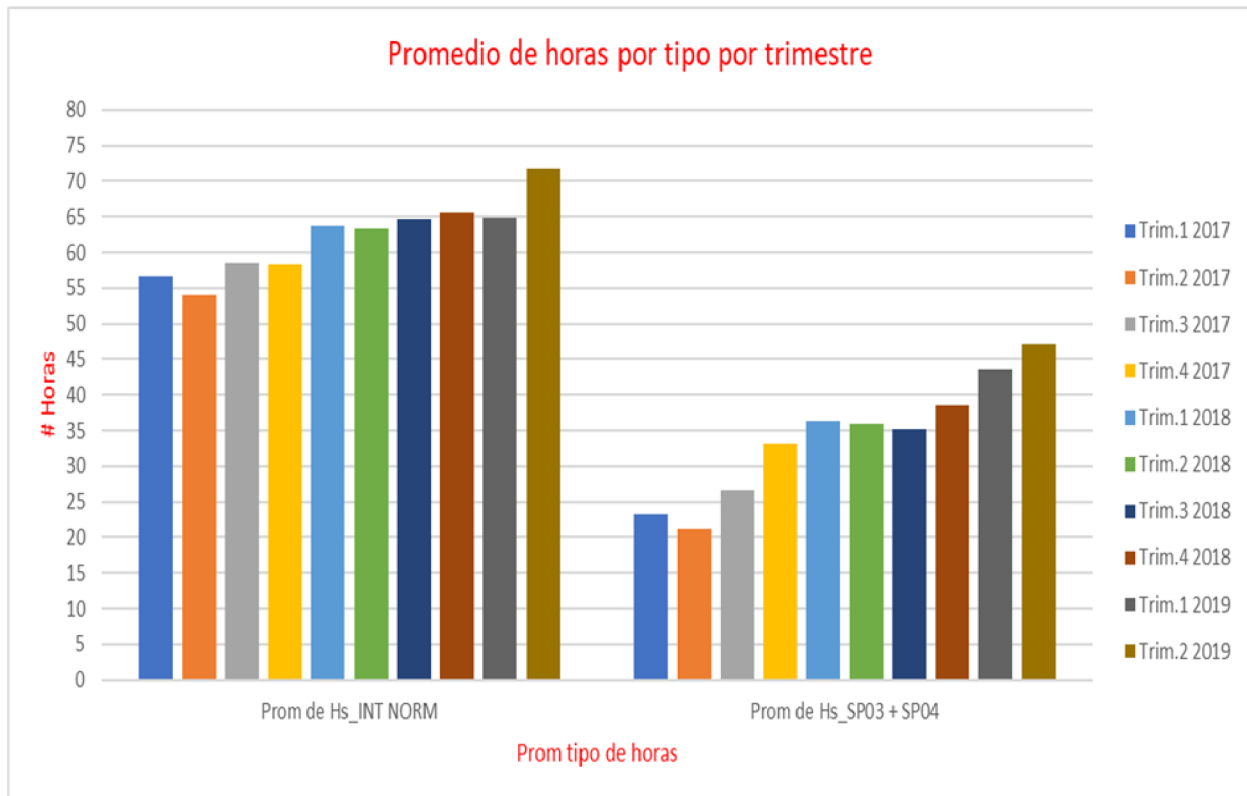


Gráfico 4. Promedio de horas por tipo, en intervenciones por fallas en BM por trimestre. (Elaboración propia, base de datos Open Wells).

El gráfico 4 muestra como el promedio de horas de SP03 + SP04 por intervención por motivo de fallas en BM ha ido aumentando gradualmente por trimestre al igual que las horas promedio de intervención normalizadas. Esto hace pensar que:

- a) Los ingenieros de producción están planeando intervenciones más largas, habría que saber por qué motivo ya que sin un motivo de peso esto no tendría lógica porque estaríamos en casos de negocios que darían pérdida,
- b) Las intervenciones están siendo cada vez más lentas para poder ir más a fondo en las reparaciones de fallas pensando en el futuro, para tratar de ir reduciendo el índice de falla y que en un futuro no haya tantos pozos que requieran reparaciones. Lo ideal sería un negocio que no presentara fallas en los sistemas de extracción, así se eliminarían las pérdidas de producción por pozos parados esperando reparaciones y también los costos asociados al pago de los servicios de los equipos que dentro de la compañía que es uno de los mayores componentes del presupuesto de OPEX (Operations Expenditures, "gastos operativos"), aunque esto en la práctica es ilógico que ocurra ya que siempre van a estar presentes aunque sea en mínimas proporciones.
- c) Se estaría perdiendo eficiencia en el uso de los equipos de pulling y cada vez están tardando más, tanto en las etapas que agregan valor como en las demás sin ningún motivo aparente. Para saber si es esto lo que está ocurriendo hay

que comparar con la eficiencia por intervenciones, observar si las intervenciones promedio por equipo por periodo aumentan o disminuyen, porque si estas disminuyen y las horas promedio de intervención normalizadas y de las etapas que agregan valor están aumentando se estaría perdiendo eficiencia tanto en los equipos como en las intervenciones.

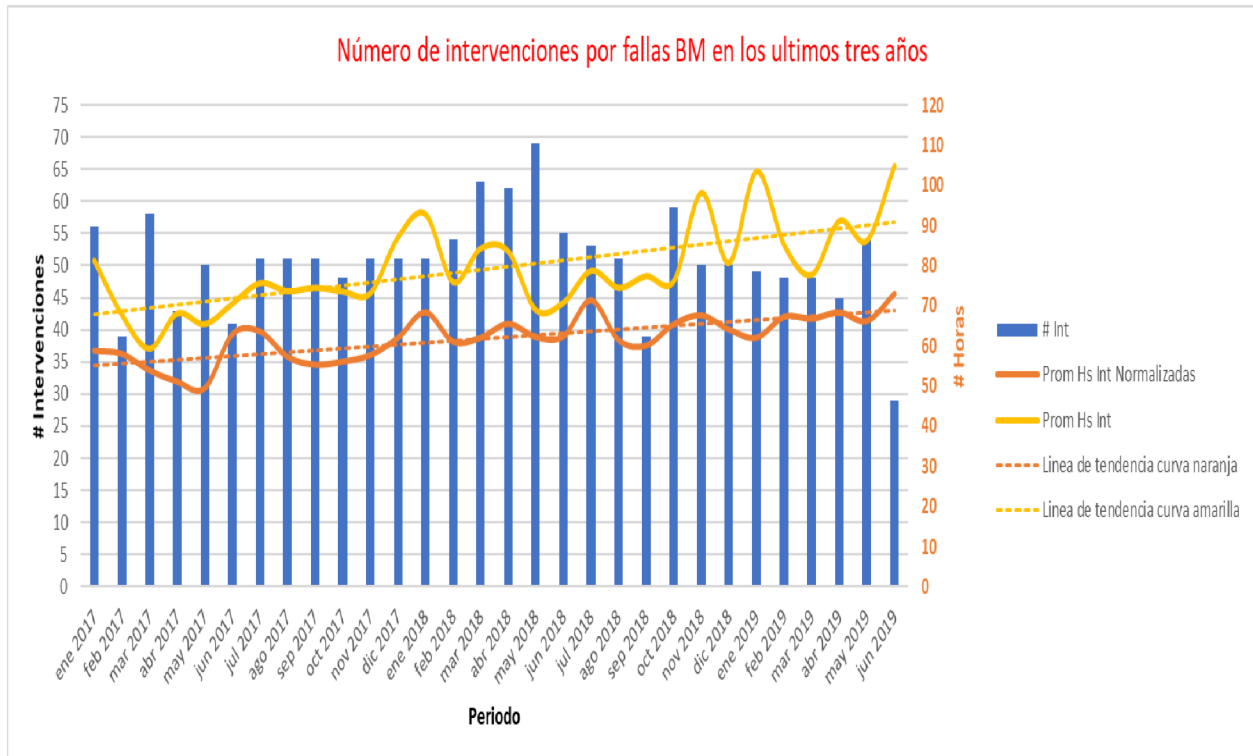


Gráfico 5. Evolución en el tiempo del número de intervenciones con equipos de pulling por fallas en bombeo mecánico. (Elaboración propia, base de datos Open Wells).

En el gráfico 5 se muestra las intervenciones por fallas por meses en los últimos tres años (lectura eje izquierdo), una forma de ver la evolución de estas en el tiempo. Se observa un pico máximo de intervenciones en mayo de 2018 con alrededor de 70 intervenciones este mes por motivo de falla de BM. Las horas promedio de intervención normalizadas se observan con una línea naranja, esta línea muestra un incremento en el tiempo, de entre 60 a 70 Hs por intervención, excepto en mayo de 2017 que tuvo un promedio de 50 Hs. La línea amarilla muestra las horas promedio de intervención por período, estas horas contienen las horas NPT No gestionables. A diferencia de la línea naranja que muestra una tendencia más constante, la línea amarilla no muestra una tendencia clara y muestra varios picos en varios periodos, lo que significa que en estos periodos ocurrieron situaciones que no se previa que sucedieran y que hicieron que se tardaran las intervenciones más del tiempo promedio de los otros periodos. Estos

motivos se pueden deber a conflictos sociales en la zona, paros gremiales o condiciones climáticas que hacen incrementar los tiempos promedio improductivos de los equipos. (línea amarilla y naranja, lectura eje derecho).

Fallas BM					
Año	Hs_INT	Hs_INTNORM	Hs_SP03 + SP04	Hs_SP03	Hs_SP04
2017	42827	33696	15516	7181	8335
2018	52408	42182	23973	11632	12341
2019	25177	18734	12454	6038	6415
2019 proyectado	51381	39825	24440	11854	12586

Tabla 4. Número de tipo de horas por año en intervenciones por fallas en BM. (Elaboración propia, base de datos Open Wells).

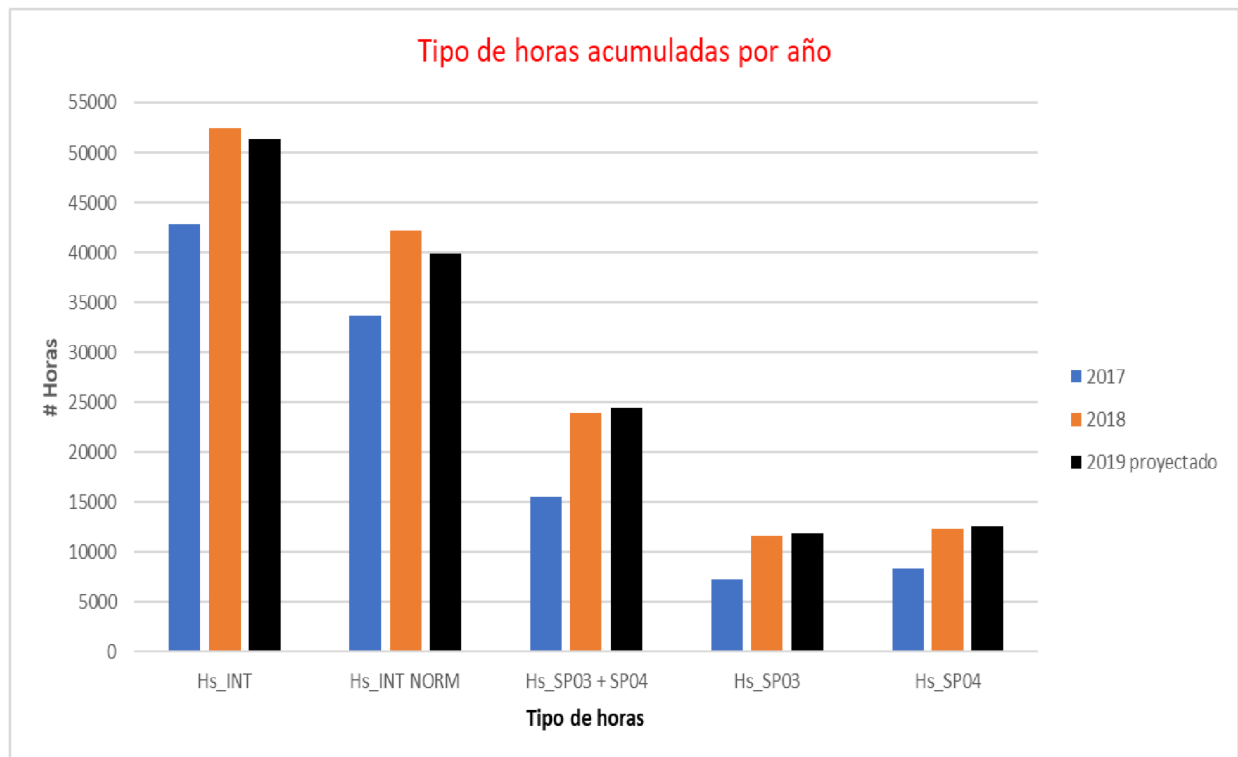


Gráfico 6. Número de tipo de horas por año en intervenciones por fallas en BM. (Elaboración propia, base de datos Open Wells).

Del gráfico 6 y la tabla 4 observamos que las horas acumuladas de intervención y de intervención normalizadas fueron mayor en el 2018 al 2017 y serán mayor a las proyectadas al 2019. Por otro lado, y contrariamente a la situación anterior, observamos que las horas SP03 + SP04 proyectadas en el 2019 para fin de año serán levemente mayores que el 2018 y mucho más grandes que el 2017. Con esta

comparación de las horas intervención normalizadas del 2018 a las proyectadas al 2019, habría que ver si bajan las intervenciones promedio por equipo este último año, además se ven que aumentan las horas de las etapas 3 y 4 en el 2019, si esto pasara se estaría perdiendo eficiencia en el uso de los equipos.

A continuación, se piensa en un concepto de eficiencia tal que se pueda comparar por un lado las horas de las etapas que agregan valor de los equipos y por otro la productividad de éstos en cantidad de intervenciones. De acuerdo a esto se propone el siguiente indicador de eficiencia cuyo resultado son intervenciones equivalentes que representan los tiempos de las etapas que agregan valor en cada periodo de tiempo.

$$Eficiencia\ equipos = \left(\frac{\text{Horas etapas SP03 + SP04}}{\text{Horas intervencion normalizadas}} \right) * (\text{Prom int x equipo})$$

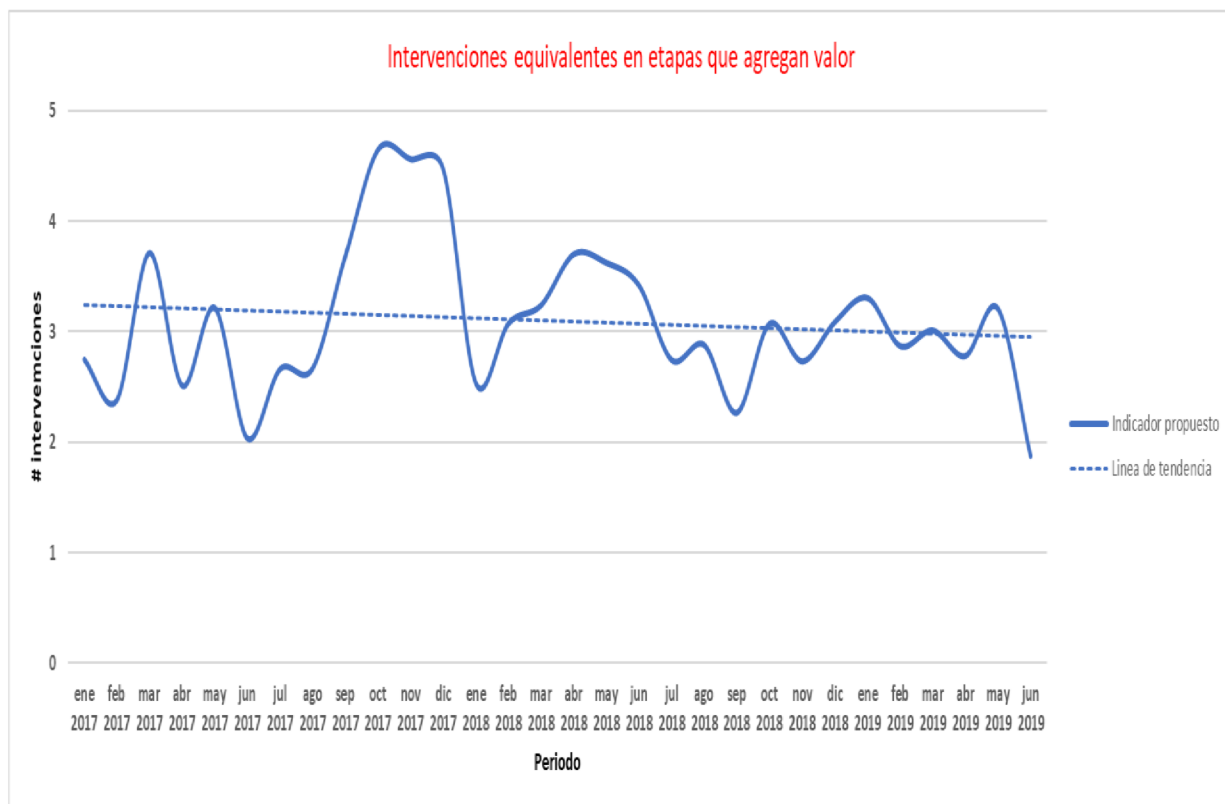


Gráfico 7. Indicador de eficiencia propuesto. Intervenciones equivalentes en etapas que agregan valor. (Elaboración propia, base de datos Open Wells).

De acuerdo al gráfico 7 se observa una tendencia de cómo van disminuyendo en el tiempo las intervenciones equivalentes que representan las horas de las etapas que

agregan valor. Mostrando así este indicador que se está perdiendo eficiencia en el uso de los equipos.

En el siguiente gráfico se contrasta las horas promedio de intervención normalizadas por periodo contra el número de intervenciones promedio realizadas por equipo por motivo de fallas en BM, para observar una tendencia y saber si cuando aumentan estas horas promedio, aumentan las intervenciones promedio por equipos o si disminuyen.

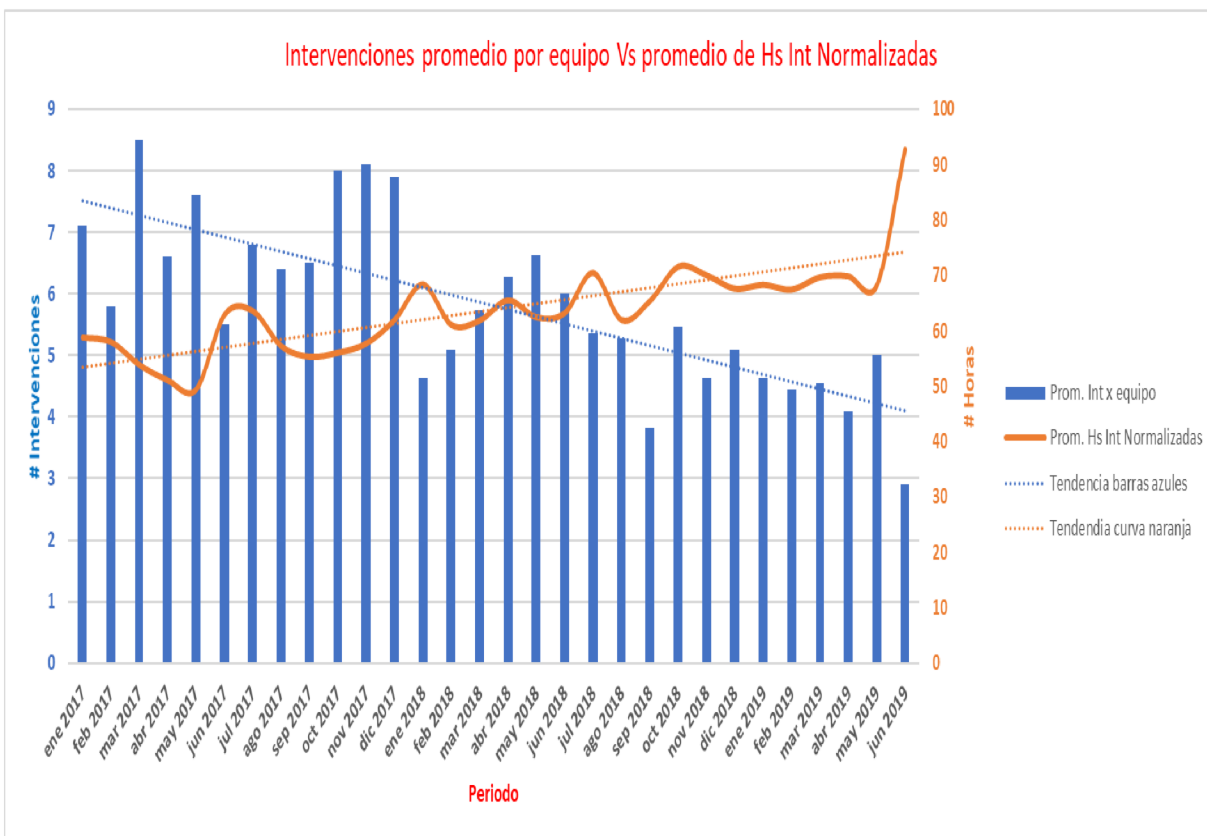


Gráfico 8. Intervenciones promedio por equipo por motivo de fallas en BM, más promedio de horas de intervención normalizadas. (Elaboración propia, base de datos Open Wells).

En el gráfico 8 se observa claramente la tendencia de que están creciendo las horas de intervención normalizadas (línea naranja, lectura eje derecho), pero el promedio de intervenciones por equipo por mes está disminuyendo (barras azules, lectura eje izquierdo), permaneciendo estas el último año entre cinco y cuatro intervenciones por mes por equipo por motivo de fallas en BM.

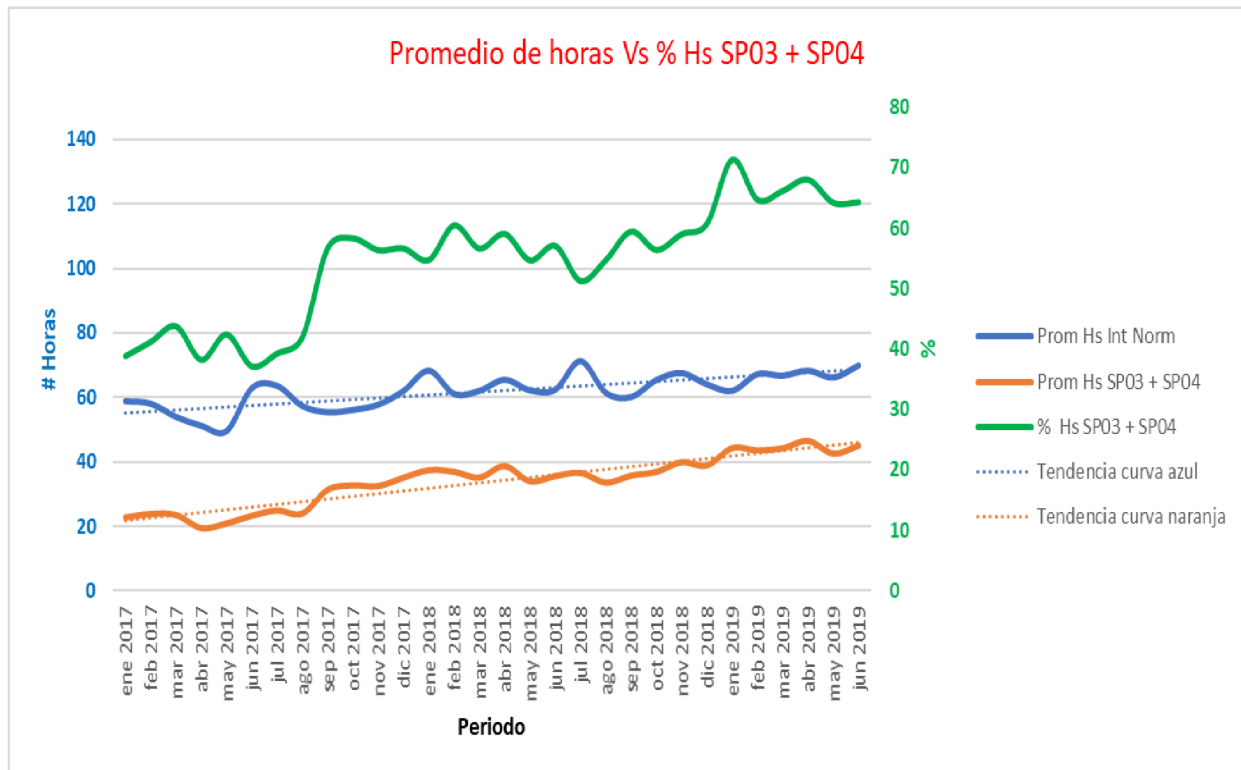


Gráfico 9. Evolución en el tiempo del promedio de horas tipo Vs % horas SP03 + SP04 respecto a horas de intervención normalizadas, en intervenciones por fallas en BM. (Elaboración propia, base de datos Open Wells).

Se puede observar en el gráfico 9 como las horas promedio de intervención normalizadas y de las etapas 3 y 4 incrementan con el transcurso del tiempo (Líneas azul y naranja, lectura eje izquierdo), los tiempos de las etapas 3 y 4 aumentan desde 20 horas en el periodo de enero 2017 hasta casi 45 horas en junio 2019, un incremento aproximado de 125%, las horas promedio de intervención normalizadas pasan de aproximadamente 60 horas en enero 2017 a casi 70 horas en junio 2019, un incremento aproximado de 17%. Llama la atención el gran crecimiento de las horas promedio de las etapas 3 y 4 pero no de las horas de intervención normalizadas, esto hace pensar que al no incrementarse tanto las de intervención normalizadas y si las horas de las etapas 3 y 4, entonces están disminuyendo horas de las otras etapas implicando una mejora de eficiencia local o un cambio de criterio en la carga de datos. También se puede observar el incremento porcentual de las horas de las etapas 3 y 4 respecto de las horas de intervención normalizadas en el tiempo (Línea verde, lectura eje derecho).

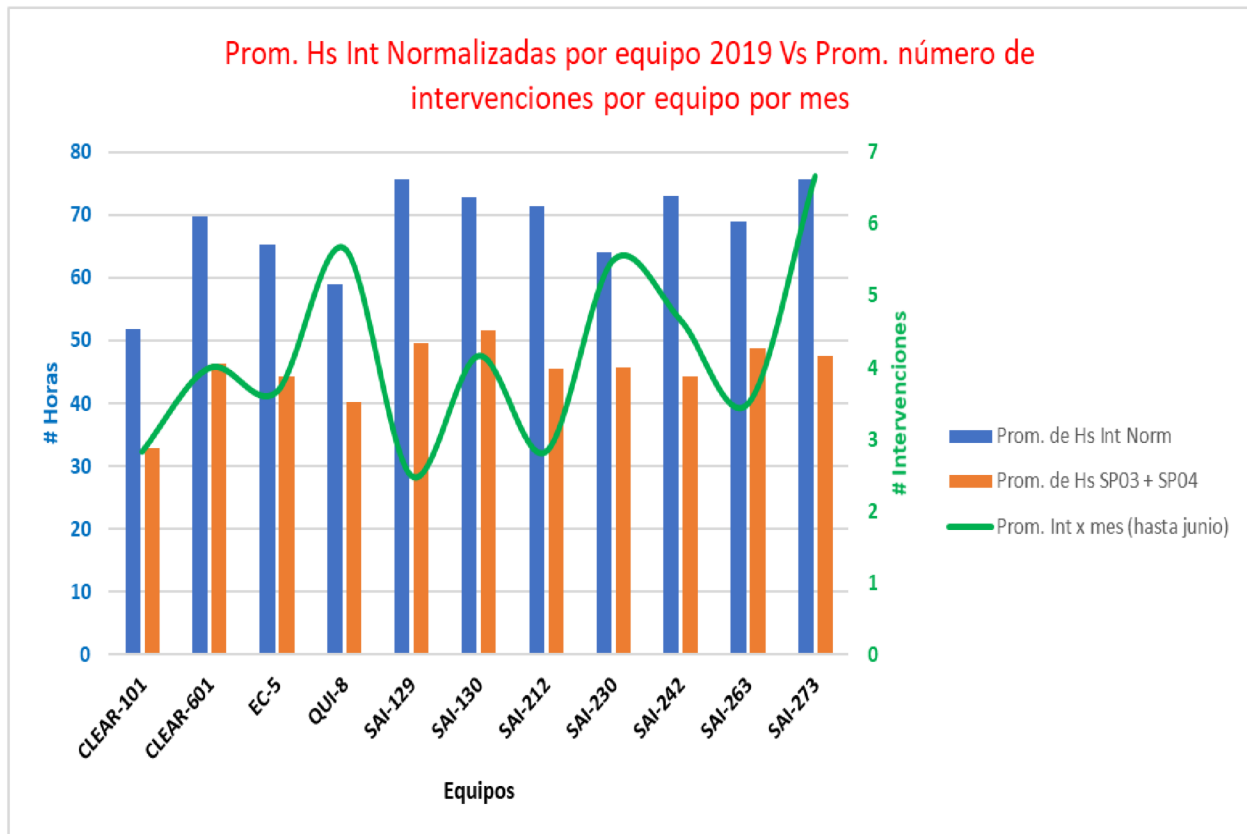


Gráfico 10. Promedio de tipo de horas durante el 2019 más promedio de número de intervenciones realizadas por equipo por mes. (Elaboración propia, base de datos Open Wells).

A modo de complementar y conocer cuáles son los equipos de pulling que tanto se han mencionado, se muestra en el gráfico 10 los 11 equipos que trabajan en la operación Santa Cruz en la actualidad. Se muestran el promedio de horas de intervención normalizadas y el promedio de intervenciones por mes que realiza cada equipo por motivo de fallas en BM en el último año, para analizar la productividad de cada equipo y así comparar la eficiencia relativa de estos. Se observa que el equipo Clear 101 es el que en promedio presenta menos horas de intervención normalizada por intervención, también menos horas de las etapas 3 y 4 así que realiza los trabajos de sacada y bajada de instalaciones de fondo más rápido que los demás. Por otro lado, los equipos que más se ven comprometidos en tiempos son el SAI 129, SAI 130, SAI 212, SAI 242 y SAI 273 superando estos las 70 horas en promedio por intervención, aproximadamente un 40% más de tiempo que el Clear 101.

Por otra parte, se observa que los equipos que en promedio acumulan más intervenciones por mes para reparar fallas de BM son el SAI 273 con 7, EL QUI 8 y el SAI 230 con aproximadamente 6 cada uno. Los que menos acumulan intervenciones por mes por este motivo son el Clear 101, SAI 129 y SAI 212 con aproximadamente 3

cada uno. Algo interesante que llama la atención es como el SAI 273 realiza un 133% más de intervenciones que el Clear 101 pero la eficiencia del Clear 101 es mejor al SAI 273 ya que hace las intervenciones en promedio más rápido que este último. Es interesante ya que se supondría que un equipo al realizar más intervenciones por mes que otro por cierto motivo, tendría mayor retroalimentación de los trabajos realizados y tendería a disminuir sus horas de intervención.

Los equipos “Clear” pertenecen a la empresa Clear Petroleum, “EC” El Cóndor Servicios Petroleros, “QUI” Quintana Well Pro y “SAI” San Antonio Internacional.

En este primer apartado, el análisis de tiempos abre varias aristas que necesitan un trabajo más exhaustivo. Se recomienda profundizar y tener en cuenta el estudio de los tiempos de bajada y subida de las instalaciones de fondo según la carta oferta que se muestra en la tabla 5 para tener una ampliación del panorama y analizar la eficiencia desde otro punto de vista de los equipos, desde la parte de la empresa de servicios. Esto podría realizarse en un trabajo futuro por parte de otro estudiante.

SACAR		BAJAR	
<i>Maniobra</i>	<i>Cant / hr</i>	<i>Maniobra</i>	<i>Cant / hr</i>
Varillas en Doble	90	Varillas en Doble	70
Varillas en Simple	60	Varillas en Simple	50
Caños en Doble	80	Caños en Doble	60
Caños en Simple	40	Caños en Simple	34
Caños en Doble (BES)	45	Caños en Doble (BES)	40
Caños en Simple (BES)	30	Caños en Simple (BES)	20

Tabla 5. Tiempos de maniobra de referencia según carta oferta tipo, para equipos de pulling y flush by. (Tabla tomada de contratos de equipos).

6.1.1.1 Índice de fallas

Para complementar el apartado de tiempos de intervenciones por fallas, se procede con el análisis del índice de falla (IF) de bombeo mecánico (IF BM) dentro de la operación Santa Cruz para tener un indicador de que tanto falla este sistema. Un IF

cercano a cero indica que este sistema no presenta casi fallas en un año, y un índice cercano a uno indicaría que por lo menos cada sistema fallaría una vez al año.

Se hace las comparaciones del índice de falla del bombeo mecánico (IF BM) con el índice de falla general que contempla todos los sistemas de extracción de toda la operación (IF) y el índice de intervenciones por fallas con BM (IFF BM) con el índice de intervenciones por fallas que contempla todos los sistemas de extracción de la operación Santa Cruz (IFF). Esto se realiza para comparar como está el bombeo mecánico frente al resto del parque de sistemas de extracción en cuanto a fallas.

$$\mathbf{IF} = \frac{\Sigma \text{fallas 12 meses moviles}}{\text{Promedio pozos productores 12 meses}}$$

IF índice de fallas de la operación Santa Cruz, tiene en cuenta todo el parque de sistemas de extracción, BM, PCP y BES. Es la sumatoria de todas las fallas de estos sistemas en 12 meses móviles dividido el promedio de todos los pozos productores con los distintos sistemas durante estos 12 meses.

$$\mathbf{IFF} = \frac{\Sigma \text{Intervenciones a pozos con fallas 12 meses moviles}}{\text{Promedio pozos productores 12 meses}}$$

IFF índice de intervenciones por fallas de la operación Santa Cruz, tiene en cuenta las intervenciones realizadas por fallas en todo el parque de sistemas de extracción, BM, PCP y BES. Es la sumatoria de todas las intervenciones por fallas de estos sistemas en 12 meses móviles dividido el promedio de todos los pozos productores con los distintos sistemas durante estos 12 meses.

$$\mathbf{IF BM} = \frac{\Sigma \text{fallas con BM 12 meses moviles}}{\text{Promedio pozos productores con BM 12 meses}}$$

IF BM índice de fallas de bombeo mecánico de la operación Santa Cruz, tiene en cuenta solo el parque de sistemas de extracción de BM. Es la sumatoria de todas las fallas de este sistema en 12 meses móviles dividido el promedio de todos los pozos productores con BM durante estos 12 meses.

$$\mathbf{IFF BM} = \frac{\Sigma \text{Intervenciones a pozos con fallas con BM 12 meses moviles}}{\text{Promedio pozos productores con BM 12 meses}}$$

IFF BM índice de intervenciones por fallas con BM de la operación Santa Cruz, tiene en cuenta las intervenciones realizadas por fallas en solo el parque de sistemas de extracción de BM. Es la sumatoria de todas las intervenciones por fallas de este

sistema en 12 meses móviles dividido el promedio de todos los pozos productores con BM durante estos 12 meses.

Op. SC	31/01/2017	28/02/2017	31/03/2017	30/04/2017	31/05/2017	30/06/2017	31/07/2017	31/08/2017	30/09/2017	31/10/2017	30/11/2017	31/12/2017	31/01/2018	28/02/2018	31/03/2018
IF	0,26	0,22	0,23	0,23	0,24	0,23	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,23	0,24	0,24
IFF	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,24	0,24	0,24	0,25	0,24	0,25	0,24
IF BM	0,26	0,23	0,24	0,23	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,23
IFF BM	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,26	0,26	0,26	0,26	0,25	0,25	0,26	0,25	0,26	0,25

Op. SC	30/04/2018	31/05/2018	30/06/2018	31/07/2018	31/08/2018	30/09/2018	31/10/2018	30/11/2018	31/12/2018	31/01/2019	28/02/2019	31/03/2019	30/04/2019	31/05/2019	30/06/2019	31/07/2019
IF	0,24	0,24	0,24	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,24	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,22	0,22
IFF	0,25	0,25	0,26	0,27	0,27	0,27	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,27	0,26	0,26
IF BM	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,23	0,23	0,23
IFF BM	0,26	0,26	0,27	0,28	0,28	0,29	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,29	0,28	0,27

Tabla 6. Cálculos de índices de fallas y de intervenciones por fallas durante los últimos tres años. (Elaboración propia, base de datos Ficha de pozo).

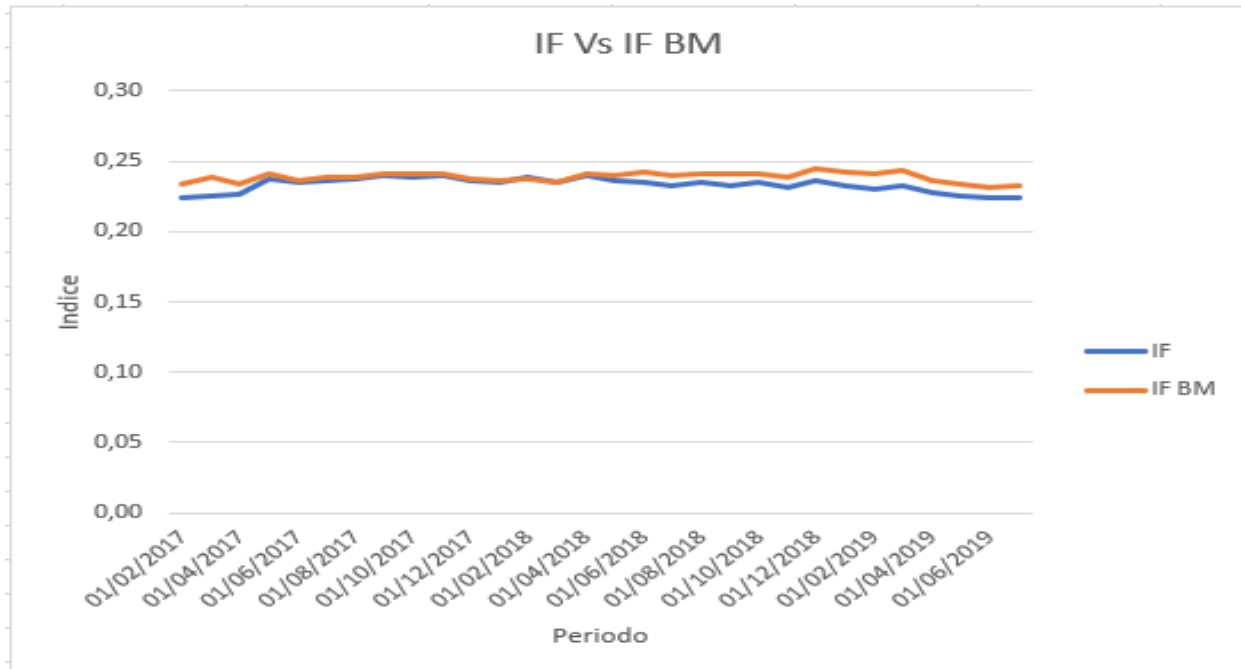


Gráfico 11. Índice de fallas por todos los sistemas Vs índice de fallas de BM. (Elaboración propia, base de datos Ficha de pozo).

En la tabla 6 y gráfico 11 se muestran los índices de IF y IF BM en el tiempo, se ve una tendencia constante de alrededor de 0,25 para ambos índices. Se observa siempre el

IF BM por encima del IF, lo cual es lógico ya que es el parque de sistema de extracción que hay en mayor proporción en la operación por encima de los demás sistemas, por ende, son los que se llevarán el mayor número de fallas.

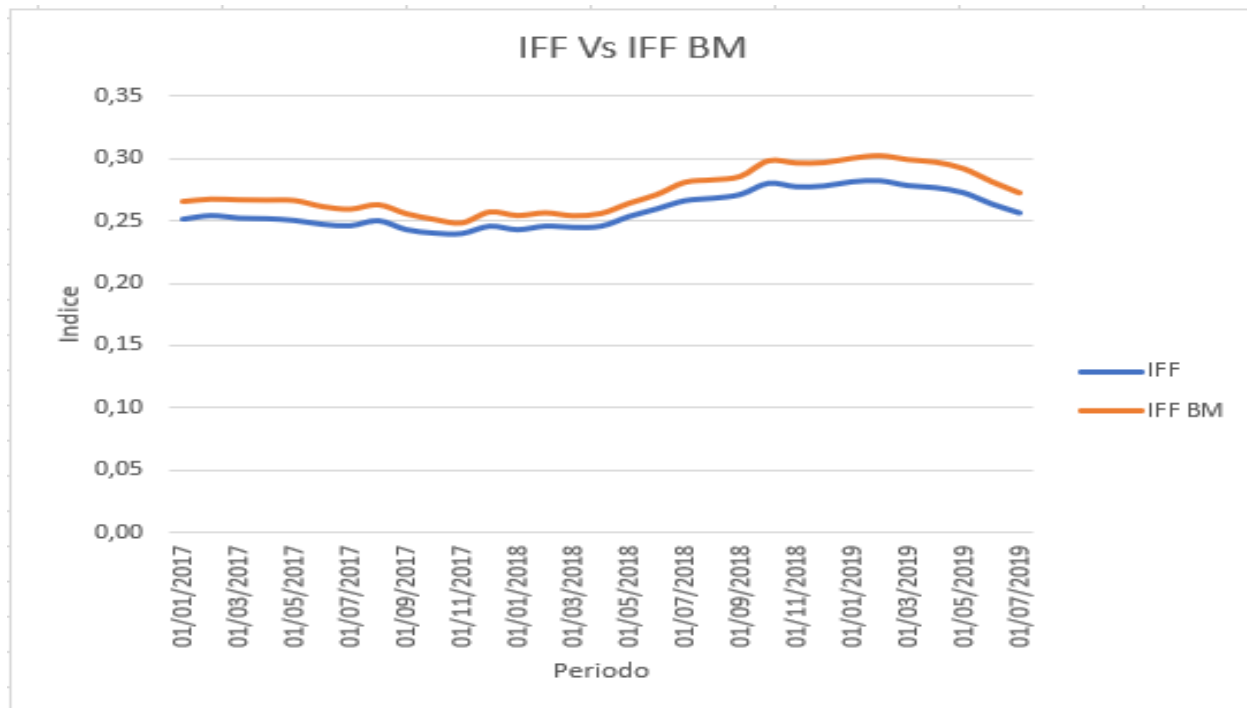


Gráfico 12. Índice de intervenciones por fallas por todos los sistemas Vs índice de intervenciones por fallas en BM. (Elaboración propia, base de datos Ficha de pozo).

En la tabla 6 y gráfico 12 se muestran los índices de IFF y IFF BM en el tiempo, se ve una tendencia constante entre 0,25 a 0,3 para ambos índices. Se observa siempre el IFF BM por encima del IFF, lo cual es lógico ya que es el parque de sistema de extracción que hay en mayor proporción en la operación por encima de los demás sistemas, por ende, son los que presentarán mayor índice de intervenciones por fallas por encima de los otros sistemas.

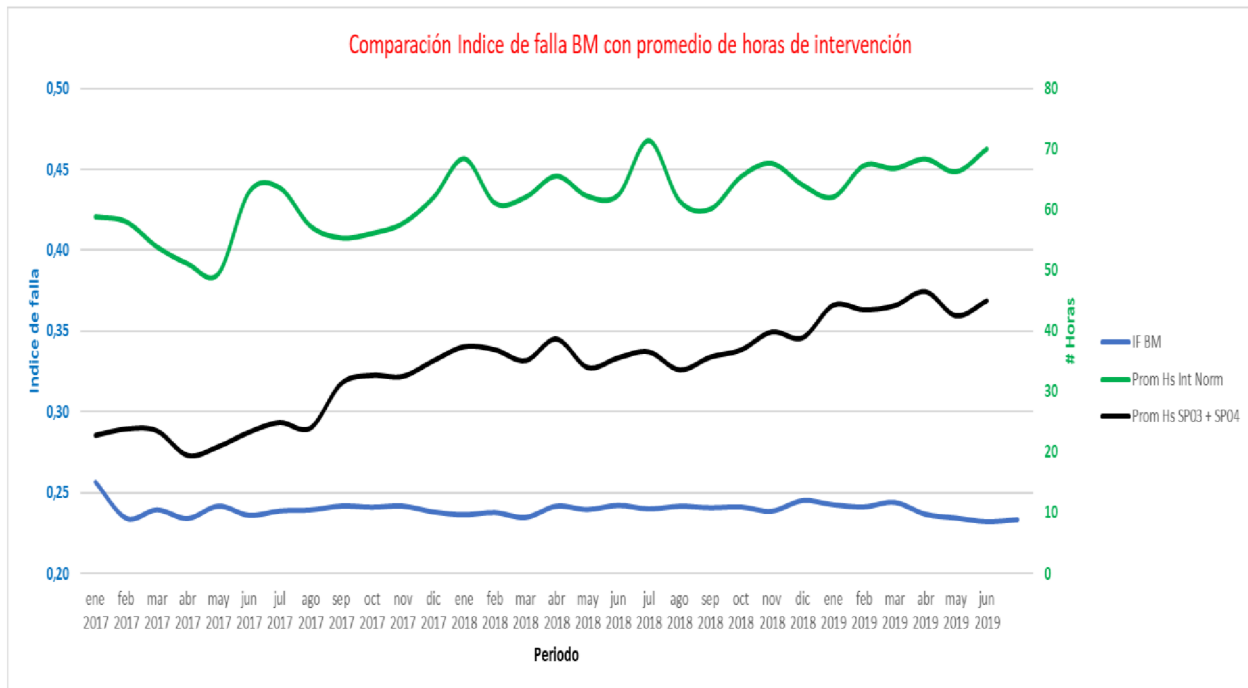


Gráfico 13. Comparación índice de falla BM con promedio de tipo de horas por intervenciones por fallas en BM. (Elaboración propia, base de datos Open Wells y Ficha de pozo).

En el gráfico 13 se observa como la tendencia del índice de falla de BM (línea azul, lectura eje izquierdo) permanece constante en el tiempo mostrando una leve mejoría al final, pero las horas promedio de las etapas 3 y 4 y de intervención normalizadas (líneas verde y negra, lectura eje derecho) incrementan en el tiempo. En otras palabras, se observa como las horas promedio por intervención aumentan en el tiempo y el índice de falla no baja. Con respecto a que el promedio en general del IF BM en el tiempo sea de 0,25 quiere decir que en Santa Cruz se hace una intervención por pozo cada cuatro años en promedio.

6.1.1.2 Fallas más comunes en BM

En el momento que se detecta una situación problema en un pozo, sea por el supervisor de producción o por telemetría, se inicia con la identificación del sistema de extracción que se está utilizando y con el análisis de cual o cuales son los elementos afectados en la instalación de producción de este pozo. Una vez identificada la situación sea con la ayuda de servicios auxiliares o no, se clasifica esta intervención con el motivo por el cual se va a intervenir siendo éste su objetivo inicial y se le asigna un equipo para realizar la labor. Una vez el equipo ha realizado la intervención y ha

corregido la situación del pozo, se analiza más en profundidad el elemento o elementos que fueron afectados y se clasifica esta misma intervención ya con más detalle, siendo éste el objetivo final por el cual realmente falló el pozo.

Cabe mencionar, que a veces puede suceder que un objetivo final no sea el mismo que el inicial, ya que puede suceder que no se haya diagnosticado bien la situación por la cual se tiene que intervenir o que después aparezca una situación que no se había identificado antes y que haga modificar el objetivo.

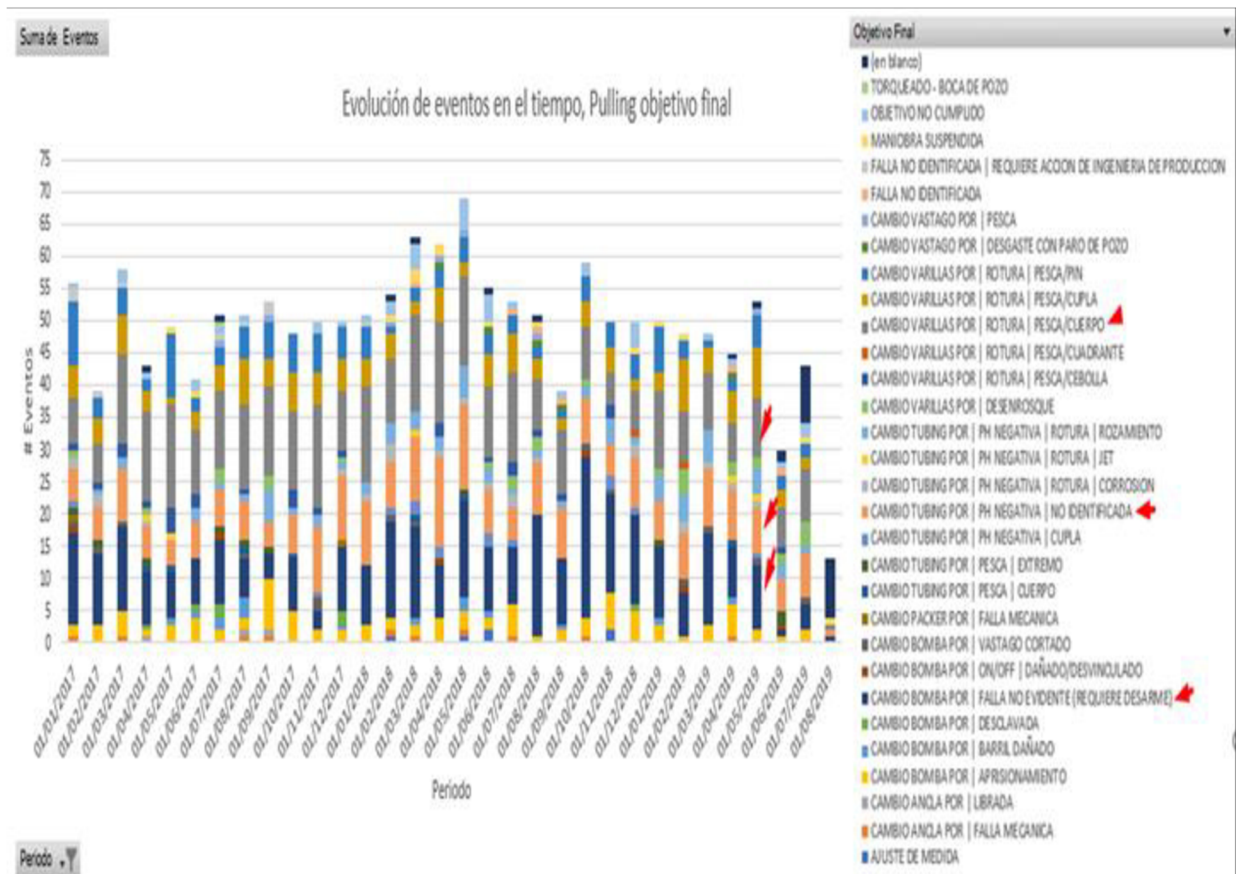


Gráfico 14. Evolución en el tiempo de eventos, objetivos finales de pulling por fallas en BM durante los últimos tres años. (Elaboración propia, base de datos Open Wells).

El Gráfico 14 de objetivos finales de pulling por fallas en BM en el tiempo, muestra un desglose de las intervenciones realizadas a pozos con bombeo mecánico por motivos de fallas durante los últimos tres años.

De este gráfico se puede apreciar un pico máximo en el periodo de mayo de 2018 con casi 70 intervenciones, como también el periodo donde hubo menos intervenciones que fue en enero de 2019 llegando casi a 30. También se puede observar la tendencia en

todos los periodos que los mayores números de intervenciones se debieron a fallas en la bomba de fondo y que requería desarme (color azul), cambio de tubing de producción por rotura y PH negativa no identificada (color rosa pastel) y cambio de varillas de bombeo por rotura en el cuerpo y que requiere pesca (gris oscuro). Se observan en el gráfico unas flechas de color rojo pequeñas que fueron colocadas como ayuda visual para identificar de una forma más fácil los colores y eventos que más se presentaron y que fueron mencionados recientemente.

Etiquetas de fila	Suma de Eventos	%
AJUSTE DE MEDIDA	6	0,38
CAMBIO ANCLA POR FALLA MECANICA	10	0,63
CAMBIO ANCLA POR LIBRADA	3	0,19
CAMBIO BOMBA POR APRISIONAMIENTO	93	5,90
CAMBIO BOMBA POR BARRIL DAÑADO	15	0,95
CAMBIO BOMBA POR DESCLAVADA	7	0,44
CAMBIO BOMBA POR FALLA NO EVIDENTE (REQUIERE DESARME)	321	20,37
CAMBIO BOMBA POR ON/OFF DAÑADO/DESVINCULADO	6	0,38
CAMBIO BOMBA POR VASTAGO CORTADO	14	0,89
CAMBIO PACKER POR FALLA MECANICA	2	0,13
CAMBIO TUBING POR PESCA CUERPO	7	0,44
CAMBIO TUBING POR PESCA EXTREMO	10	0,63
CAMBIO TUBING POR PH NEGATIVA CUPLA	14	0,89
CAMBIO TUBING POR PH NEGATIVA NO IDENTIFICADA	227	14,40
CAMBIO TUBING POR PH NEGATIVA ROTURA CORROSION	23	1,46
CAMBIO TUBING POR PH NEGATIVA ROTURA JET	5	0,32
CAMBIO TUBING POR PH NEGATIVA ROTURA ROZAMIENTO	63	4,00
CAMBIO VARILLAS POR DESENROSQUE	28	1,78
CAMBIO VARILLAS POR ROTURA PESCA/CEBOLLA	27	1,71
CAMBIO VARILLAS POR ROTURA PESCA/CUADRANTE	2	0,13
CAMBIO VARILLAS POR ROTURA PESCA/CUERPO	334	21,19
CAMBIO VARILLAS POR ROTURA PESCA/CUPLA	129	8,19
CAMBIO VARILLAS POR ROTURA PESCA/PIN	120	7,61
CAMBIO VASTAGO POR DESGASTE CON PARO DE POZO	5	0,32
CAMBIO VASTAGO POR PESCA	7	0,44
FALLA NO IDENTIFICADA	6	0,38
FALLA NO IDENTIFICADA REQUIERE ACCION DE INGENIERIA DE	9	0,57
MANIOBRA SUSPENDIDA	14	0,89
OBJETIVO NO CUMPLIDO	40	2,54
TORQUEADO - BOCA DE POZO	1	0,06
(en blanco)	28	1,78
Total general	1576	100

Tabla 7. Objetivos finales. Suma de número de eventos y porcentajes, por fallas de BM durante los últimos tres años. (Elaboración propia, base de datos Open Wells).

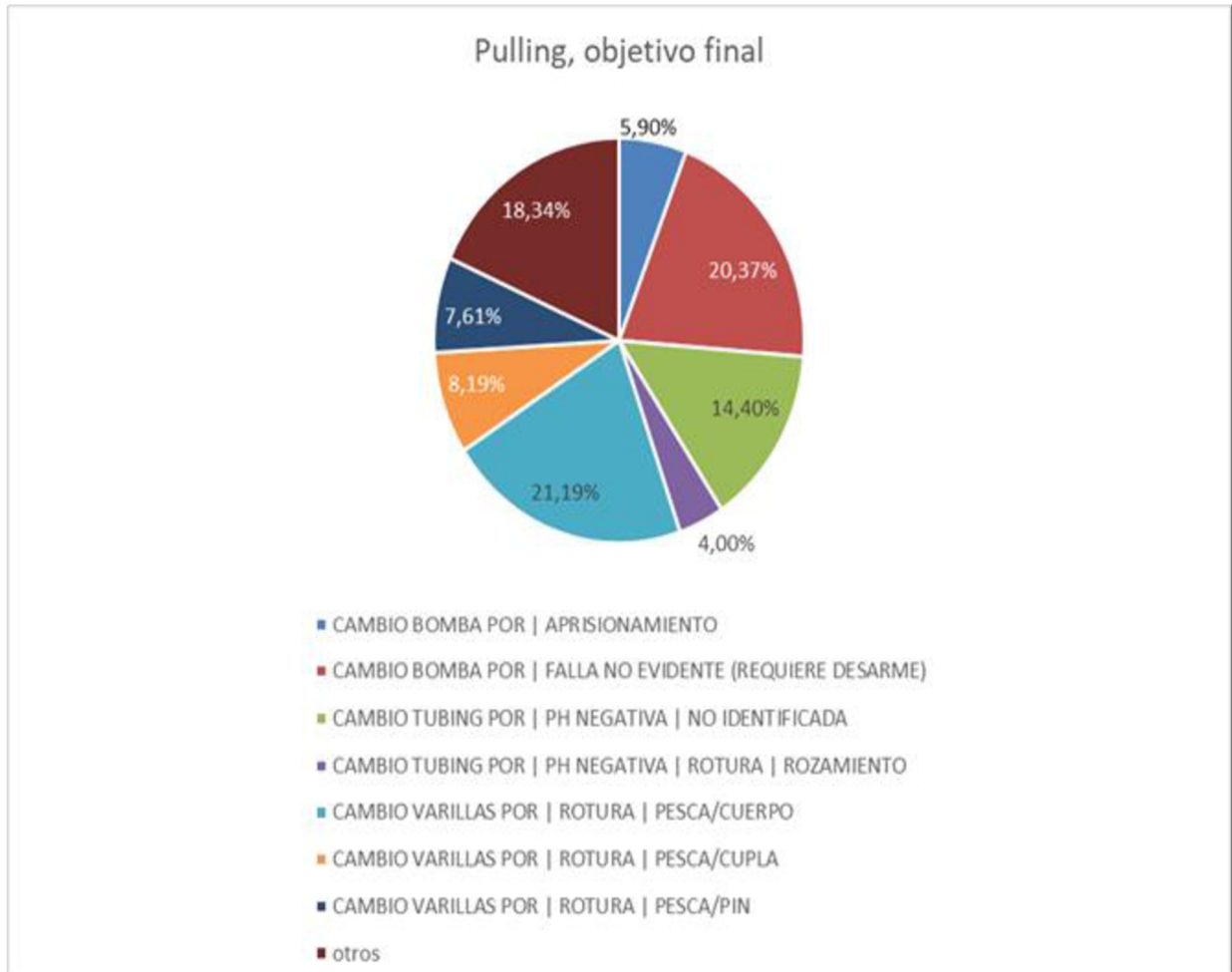


Gráfico 15. Porcentajes de eventos que más se repiten en el tiempo, objetivo final de pulling por falla en BM.
(Elaboración propia, base de datos Open Wells).

De la tabla 7 y el gráfico 15 de objetivos finales, se observa que los elementos de bombeo mecánico que más fallaron y por los que realmente se tuvieron que realizar el mayor número de intervenciones a esos pozos fueron la bomba de fondo que requería cambio y desarme para identificar el problema interno con 321 intervenciones de 1576, siendo un 20% del total. Después cambio de tubing por PH negativa no identificada con 227 intervenciones y un 14% y, por último, cambio de varillas por rotura en el cuerpo con 334 intervenciones y 21%. El resto de las intervenciones no dejan de ser importantes, pero no se repiten tanto en el tiempo ni cuentan con un gran número significativo a comparación del total.

Se recomienda analizar las causas de las roturas en las varillas de bombeo ya que son los eventos que más se repiten en las intervenciones con pulling, ver si trabajan en zonas de mucha fricción para poner en estas zonas centralizadores y prolongar su

durabilidad, así se evitan numerosas intervenciones por este motivo, evaluar si se bajan varillas muy viejas cuando se hacen las reparaciones o si están subdimensionadas para las cargas que realmente requieren. Lo mismo para las bombas de fondo, este evento se repite en gran porcentaje, analizar junto a las compañías de servicios que proveen las bombas, los reportes de cuáles fueron las causas (precipitación de sólidos, presencia de gas que hace trabajar mal las bombas, corrosión, etc.) que encontraron de porqué fallaron para tomar prevenciones con las nuevas bombas que se bajan y así aumentar su durabilidad. También analizar las causas de las PH negativas que no están identificadas en los tubing para saber si se trata de roturas por corrosión, fricción con varillas de bombeo y tomar los recaudos necesarios como usar centralizadores en las zonas de fricción de las varillas con los tubing o usar químicos anticorrosivos dentro del pozo para evitar la aceleración de la corrosión en los tubing.



Ilustración 6. Izquierda, Bomba mecánica estándar. Centro, varillas de bombeo mecánico. Derecha, tubings de producción.

6.1.2 Intervenciones por optimizaciones de producción

Objetivo de optimización	# Int	%
ADECUACIÓN	17	7
CAMBIO DE BOMBA	146	58
CAMBIO DE SISTEMA EXTRACCION	39	16
MANIOBRA SUSPENDIDA	3	1
OBJETIVO NO CUMPLIDO	7	3
Sin clasificación	39	16
Total	251	100

Tabla 8. Objetivos de intervenciones de optimización en los últimos tres años.
(Elaboración propia, base de datos Open Wells).

La tabla 8 y el gráfico 16 muestra los objetivos de las intervenciones por optimizaciones durante los últimos tres años, se encuentra que el mayor motivo de optimizaciones son las bombas de fondo, aunque no detalla de que sistemas, siendo este motivo un 58% del total de las intervenciones por optimizaciones con 146 de 251. Le sigue los cambios de sistemas de extracción con un 16% y 39 intervenciones. Después observamos otro 16% y 39 intervenciones pero que no fueron clasificadas en la base de datos.

Como recomendación cabe mencionar que a veces la clasificación de la información en las bases de datos no ayuda mucho a sacar conclusiones puesto que no es muy precisa, ya que se encuentra etiquetas de datos como “en blanco”, “sin clasificación” o “otros motivos”. Sería bueno mejorar esto para tener información mejor clasificada y más precisa.

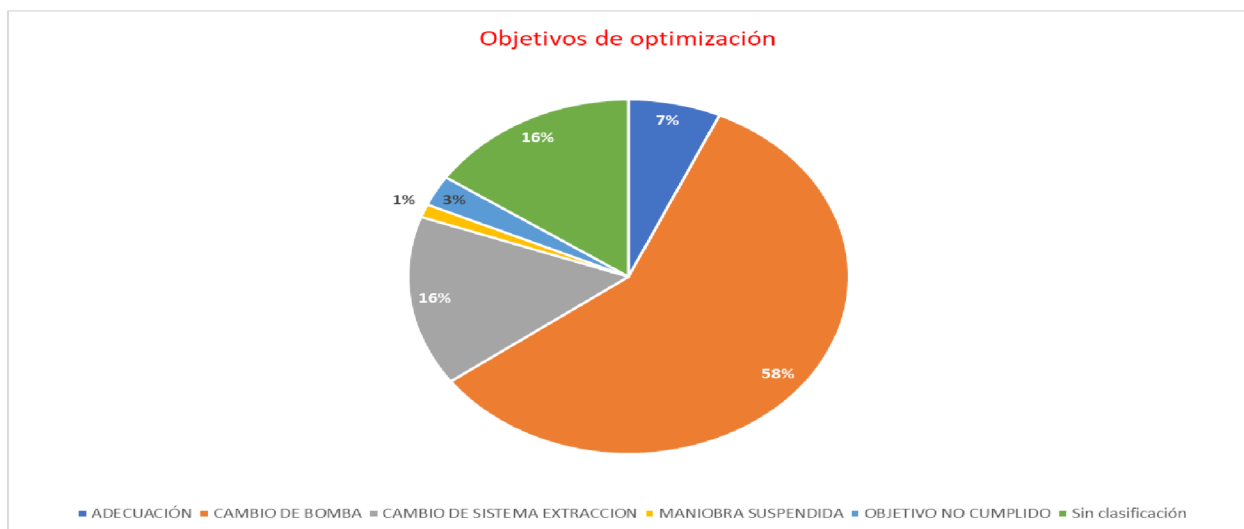


Gráfico 16. Porcentaje de objetivos de intervenciones por optimizaciones de producción. (Elaboración propia, base de datos Open Wells).

	Optimizaciones	Total	Prom Hs Int Normalizadas
2017	93	849	68
2018	100	1016	62
2019	58	533	76
Total	251	2398	

Tabla 9. Tabla de intervenciones por optimizaciones de producción y totales durante los últimos tres años. (Elaboración propia, base de datos Open Wells).

En la tabla 9 los datos de intervenciones del 2019 incluyen las realizadas hasta el mes de agosto. En el gráfico 17 para las intervenciones del 2019 se proyectaron estas hasta el fin de año para poder realizar una comparación visual mejor con los años 2017 y 2018. Esta proyección se calculó teniendo en cuenta el año anterior 2018 para tener una mejor estimación y ser más representativo y así evitar un sesgo que no contemple estacionalidades climáticas, para lo cual se dividió por 12 el número de intervenciones realizadas tanto para optimizaciones de producción como para el total en el 2018 para tener un promedio de las intervenciones que se realizaron por mes en este año. Después sabiendo cuantas intervenciones promedio se realizaron por mes el año pasado, se multiplico estos valores por cuatro que son los meses que faltarían hasta diciembre ya que los datos de 2019 están hasta agosto y se le sumaron las 58 intervenciones que se realizaron por optimizaciones de producción en el 2019 y a 533 que fueron el total por todos los motivos realizadas este año. Proyectando así aproximadamente para fin de año unas 90 intervenciones por optimizaciones de producción y 873 en total.

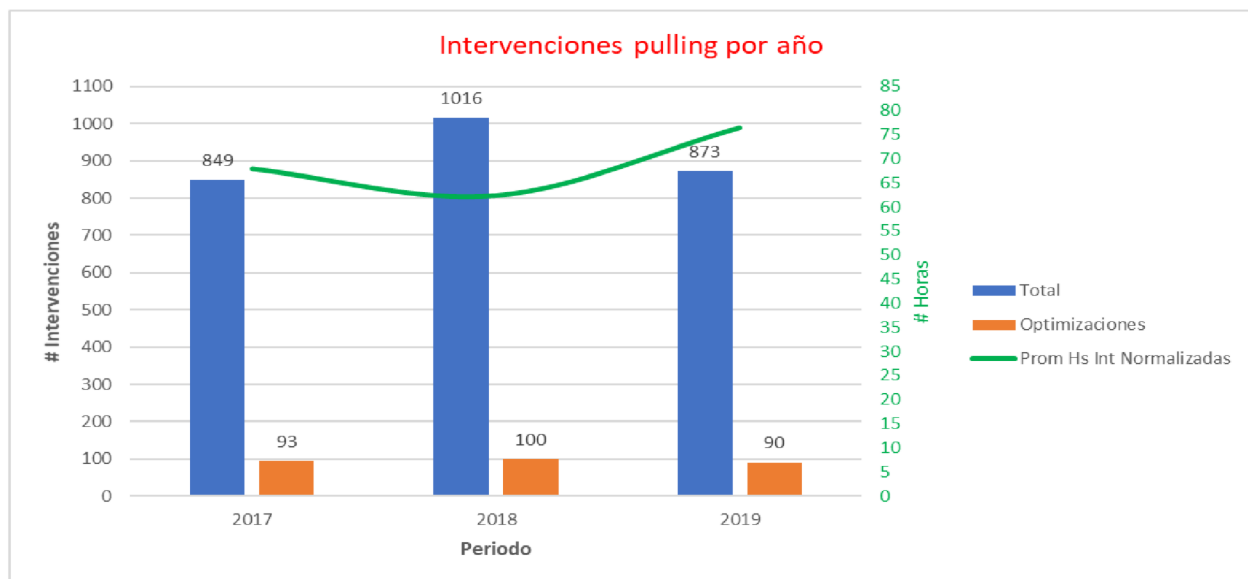


Gráfico 17. Comparación por año de intervenciones por optimizaciones y totales, más promedio de Hs intervención normalizadas por intervención. (Elaboración propia, base de datos Open Wells).

En el gráfico 17 se observa que el 2018 fue el año con mayor número de intervenciones por optimizaciones, un 8% más que el 2017 y un 11% más que el proyectado de las del 2019. En el 2017 las intervenciones por optimizaciones fueron el 11% del total de este año, en el 2018 el 10% del total y en el 2019 se proyecta un 10%.

Con respecto a las horas promedio de intervención normalizadas, se observa que el último año son mayores a los dos años anteriores, siendo aproximadamente 24% mayor al 2018 y 15% mayor al 2017. Llama la atención en el gráfico que las horas promedio de intervención aumentaron el último año, pero el número de intervenciones proyectadas en el 2019 disminuyen con respecto a los años anteriores.

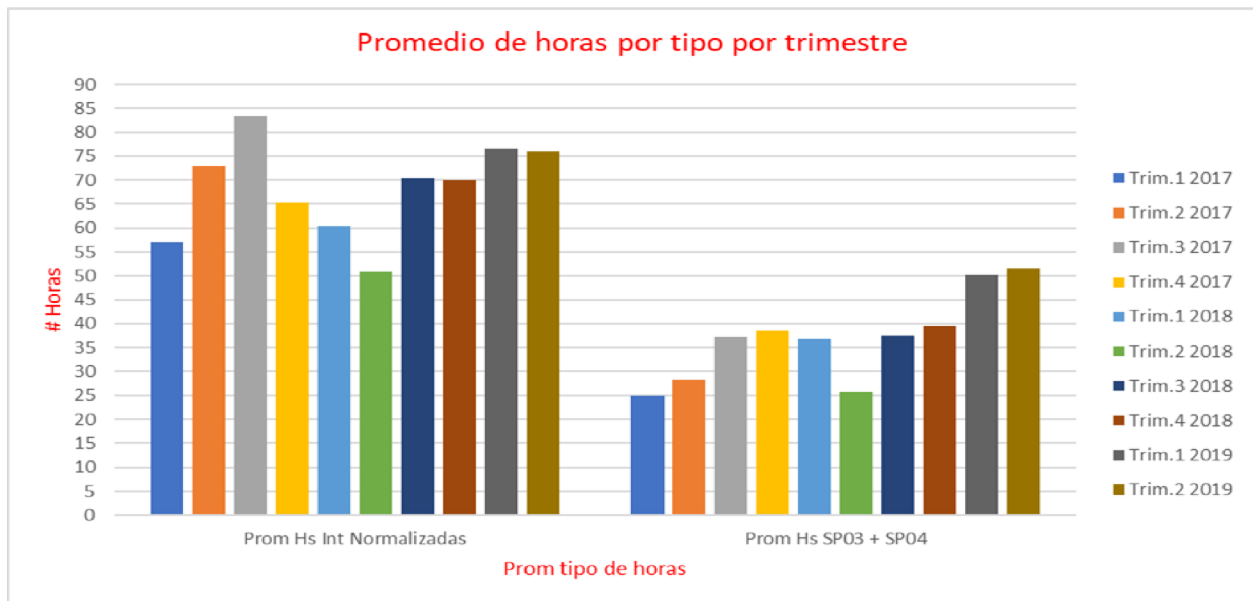


Gráfico 18. Promedio de horas por tipo, en intervenciones por optimizaciones por trimestre. (Elaboración propia, base de datos Open Wells).

El gráfico 18 muestra como el promedio de horas de SP03 + SP04 por intervención por motivo de optimizaciones ha ido aumentando gradualmente por trimestre al igual que las horas promedio de intervención normalizadas. Ocurre la misma situación al igual que el mismo gráfico por motivo de fallas en BM.

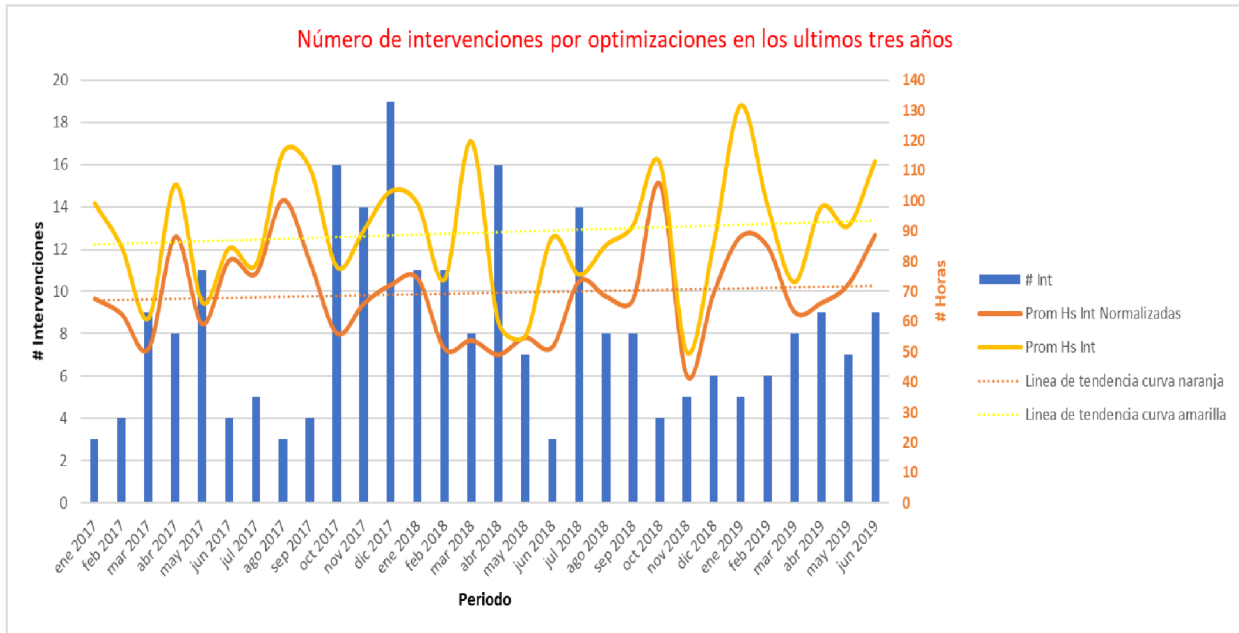


Gráfico 19. Evolución en el tiempo del número de intervenciones con equipos de pulling por motivo de optimizaciones. (Elaboración propia, base de datos Open Wells).

En el gráfico 19 se muestra las intervenciones por motivo de optimizaciones por meses en los últimos tres años, una forma de ver la evolución de estas en el tiempo. Se observa un pico máximo de intervenciones en diciembre de 2017 con alrededor de 19 intervenciones este mes por motivo de optimizaciones y tres picos mínimos con tres intervenciones en los periodos de enero de 2017, agosto de 2017 y junio de 2018. En esta ocasión las líneas naranja y amarilla (lectura eje derecho) no muestran una tendencia clara, oscilan todo el tiempo. Las horas promedio de intervención normalizadas van desde 40 Hs las más bajas en el periodo de noviembre de 2018 y hasta 105 Hs siendo estas la más altas en octubre de 2018, el resto oscilan entre estos valores en los demás periodos. Las horas promedio de intervención totales van desde 50 en octubre del 2018 hasta 130 en enero de 2019. En marzo de 2018 y enero de 2019 se observan gran diferencia entre las horas promedio de intervención normalizadas y horas promedio de intervención totales 70 y 50 horas aproximadas de diferencia respectivamente entre estas, siendo estas horas NPT No gestionables que pudieron haber ocurrido por diferentes motivos.

Algo interesante que podemos ver en este gráfico es que, en los periodos de mayo, junio, julio y agosto de 2017 y mayo, julio, octubre y noviembre de 2018 las dos curvas casi se pegan, lo cual muestra que en estos periodos casi no hubo horas NPT No gestionables algo bueno que se quisiera que ocurriera siempre pero que no ocurre todo el tiempo. Con las líneas de las horas no se observa una tendencia clara, pero si con

las barras azules (lectura eje izquierdo) de intervenciones por mes que se ve una tendencia decreciente.

Optimizaciones					
Año	Hs_INT	Hs_INT NORM	Hs_SP03 + SP04	Hs_SP03	Hs_SP04
2017	8777	6786	3382	1520	1862
2018	8174	6297	3496	1646	1849
2019	4383	3358	2242	1072	1171
2019 proyectado	8470	6507	3990	1895	2095

Tabla 10. Número de tipo de horas por año en intervenciones por optimizaciones. (Elaboración propia, base de datos Open Wells).

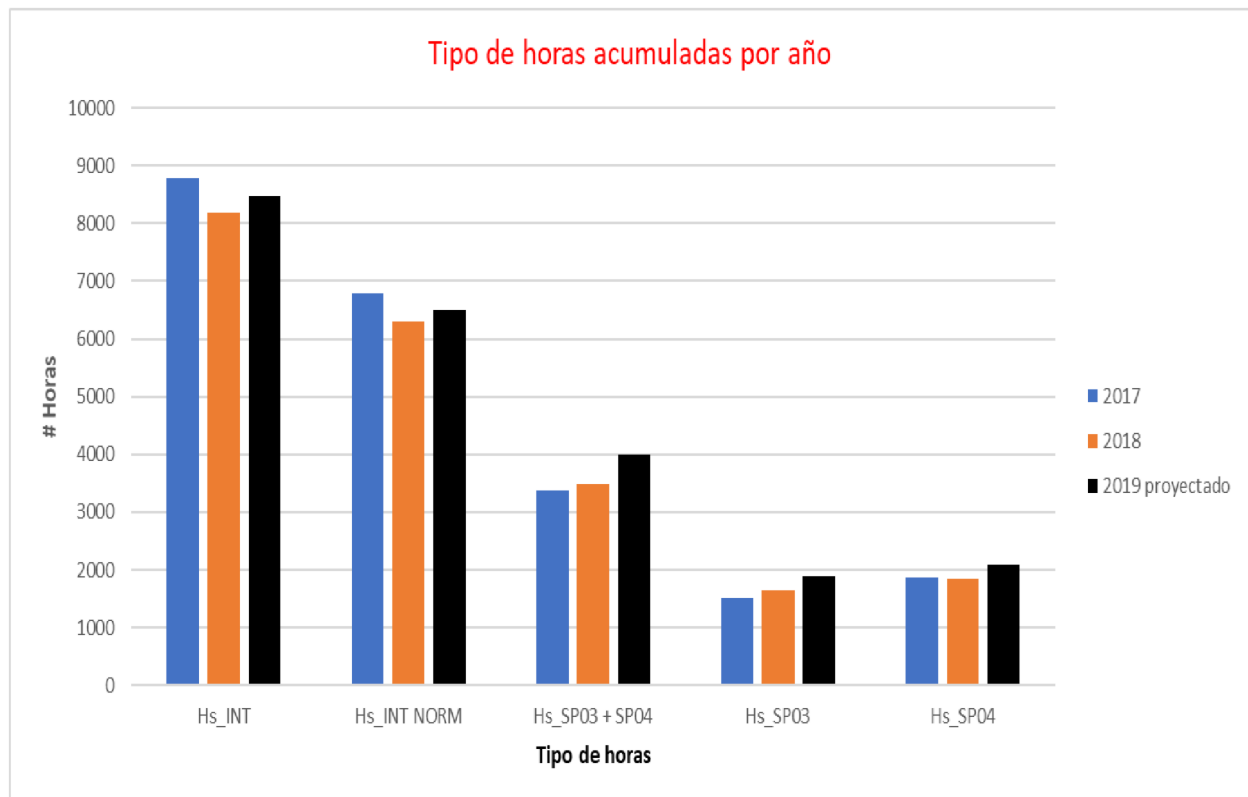


Gráfico 20. Número de tipo de horas por año en intervenciones por optimizaciones. (Elaboración propia, base de datos Open Wells).

Del gráfico 20 y la tabla 10 observamos que las horas acumuladas de intervención y de intervención normalizadas proyectadas en el año 2019 para fin de año van a ser levemente mayor al 2018 e iguales al 2017. Por otro lado, observamos que las horas

SP03 + SP04 proyectadas en el 2019 serán mayores a las del 2018 y 2017. En fin, los tipos de horas de intervención vienen creciendo del 2018 al 2019.

A continuación, al igual que con las intervenciones por falla en BM, se piensa en un concepto de eficiencia en las intervenciones por optimizaciones de producción tal que se pueda comparar por un lado las horas de las etapas que agregan valor de los equipos y por otro la productividad de estos en cantidad de intervenciones. De acuerdo a esto se propone el mismo indicador de eficiencia cuyo resultado son intervenciones equivalentes que representan los tiempos de las etapas que agregan valor en cada periodo de tiempo.

$$\text{Eficiencia equipos} = \left(\frac{\text{Horas etapas SP03 + SP04}}{\text{Horas intervencion normalizadas}} \right) * (\text{Prom int x equipo})$$

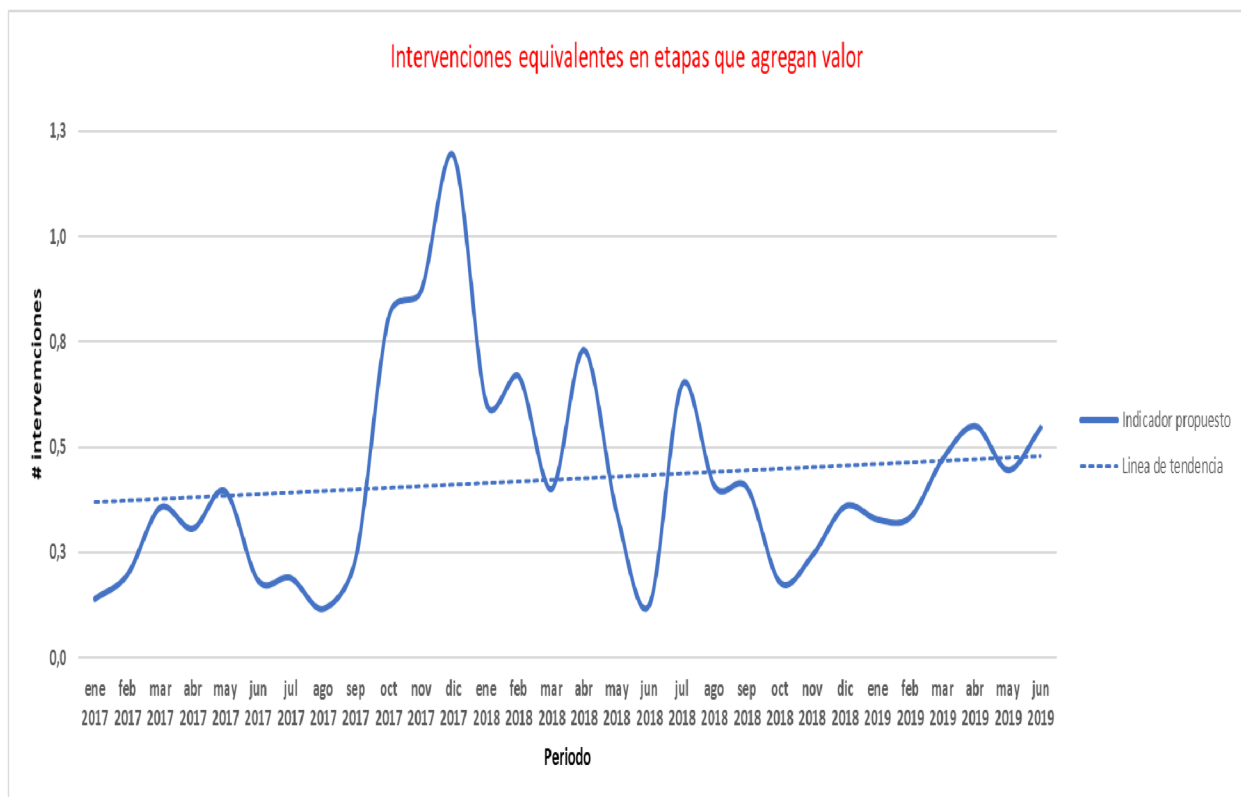


Gráfico 21. Indicador de eficiencia propuesto. Intervenciones equivalentes en etapas que agregan valor. (Elaboración propia, base de datos Open Wells).

De acuerdo al gráfico 21 se observa una leve tendencia de crecimiento en la curva azul, de aproximadamente 0,3 a 0,5 intervenciones equivalentes por motivo de optimizaciones. Mostrando así este indicador que las intervenciones equivalentes que

representan las horas de las etapas que agregan valor aumentan levemente en comparación a las de las fallas por bombeo mecánico, pero al ser las fallas en BM el mayor motivo de las intervenciones en mucha mayor proporción a las de las optimizaciones, este leve incremento del indicador de eficiencia no tiene mucho impacto en el total de las intervenciones, ya que en general se viene observando en todos los gráficos el mismo patrón de incremento de las horas de intervención normalizadas, de las etapas 3 y 4 y de la disminución de intervenciones promedio por equipo.

En el siguiente gráfico se contrasta las horas promedio de intervención normalizadas por periodo contra el número de intervenciones promedio realizadas por equipo por motivo de optimizaciones de producción, para observar una tendencia y saber si cuando aumentan estas horas promedio aumentan las intervenciones promedio por equipos o si disminuyen.

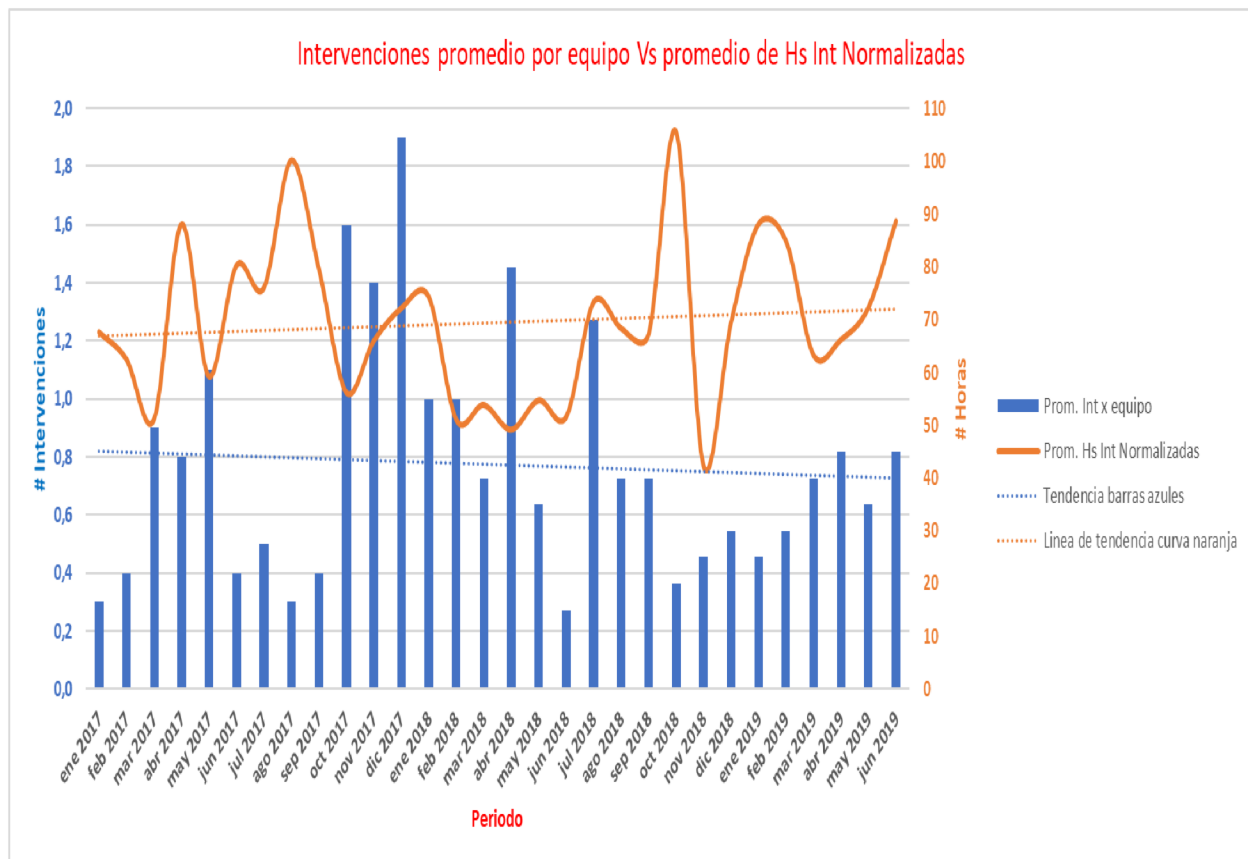


Gráfico 22. Intervenciones promedio por equipo por motivo de optimizaciones, más promedio de horas de intervención normalizadas. (Elaboración propia, base de datos Open Wells).

En el gráfico 22 se observa las horas promedio de intervención normalizadas (línea naranja, lectura eje derecho) la cual muestra gran oscilación en el transcurso del tiempo y una leve tendencia de crecimiento. Después el promedio de intervenciones por equipo por mes por motivo de optimizaciones está disminuyendo (barras azules, lectura eje izquierdo), a partir de diciembre 2017 disminuyen de 1,8 a 0,8 intervenciones en promedio por mes. Estos valores llaman la atención, pero dada la comparación IF y IFF que se hizo más arriba en el apartado de índice de fallas, se atienden pozos fallados y muy pocos por optimizaciones. En promedio son 7 intervenciones por optimizaciones por mes contra 50 intervenciones promedio mes por falla. Si lo dividimos por los 11 equipos encontramos que estos valores son correctos.

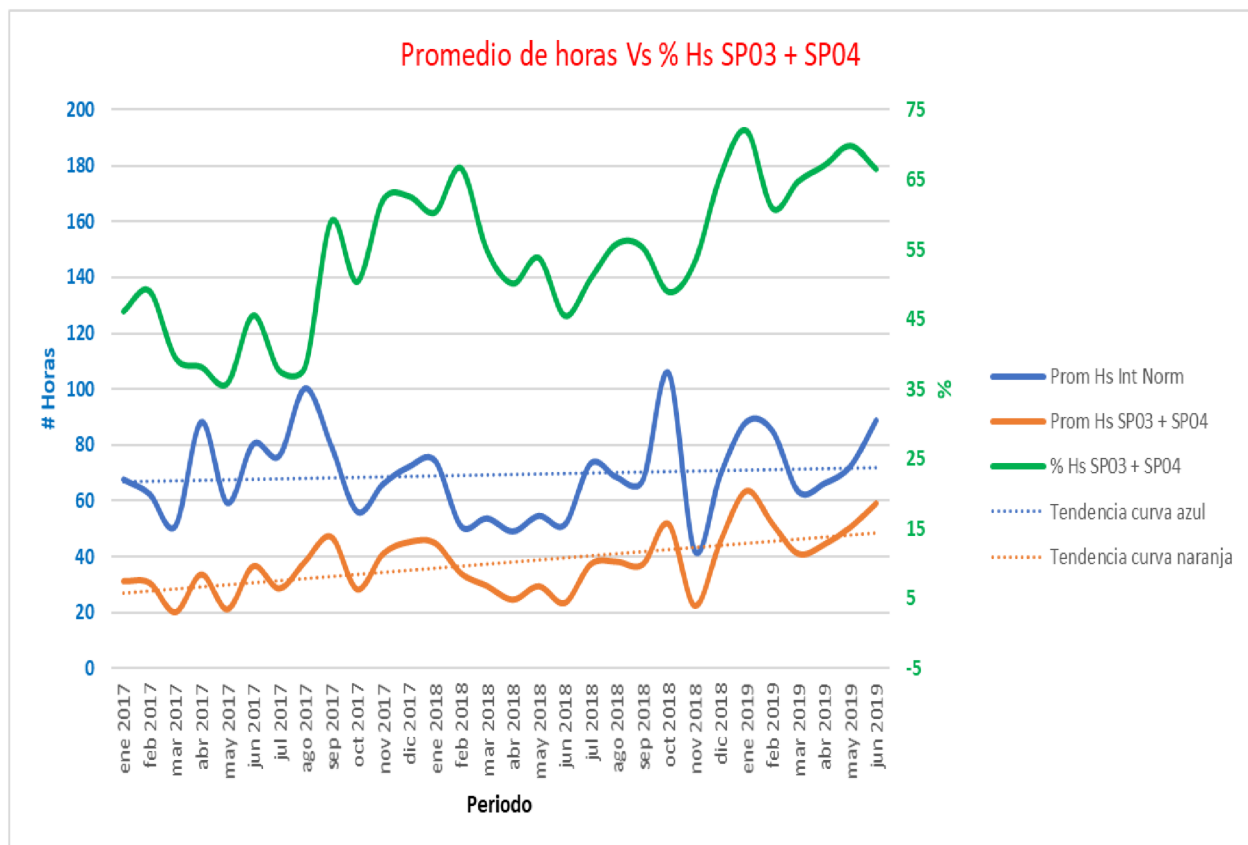


Gráfico 23. Evolución en el tiempo del promedio de horas tipo Vs % horas SP03 + SP04 respecto a horas de intervención normalizadas, en intervenciones por optimizaciones. (Elaboración propia, base de datos Open Wells).

Se puede observar en el gráfico 23 como las horas promedio de intervención normalizadas y de las etapas 3 y 4 vienen incrementando con el transcurso del tiempo (Líneas azul y naranja, lectura eje izquierdo), los tiempos de las etapas 3 y 4 aumentan desde 30 horas en el periodo de enero 2017 hasta casi 60 horas en junio 2019, un incremento aproximado de 100%, las horas promedio de intervención normalizadas

pasan de aproximadamente 70 horas en enero 2017 a casi 100 horas en junio 2019, un incremento aproximado de 42%. Llama la atención el gran crecimiento de las horas promedio de las etapas 3 y 4 pero no de las horas de intervención normalizadas, esto hace pensar que al no incrementarse tanto las de intervención normalizadas y si las horas de las etapas 3 y 4, entonces están disminuyendo horas de las otras etapas. También se puede observar el incremento porcentual de las horas de las etapas 3 y 4 respecto de las horas de intervención normalizadas en el tiempo (Línea verde, lectura eje derecho).

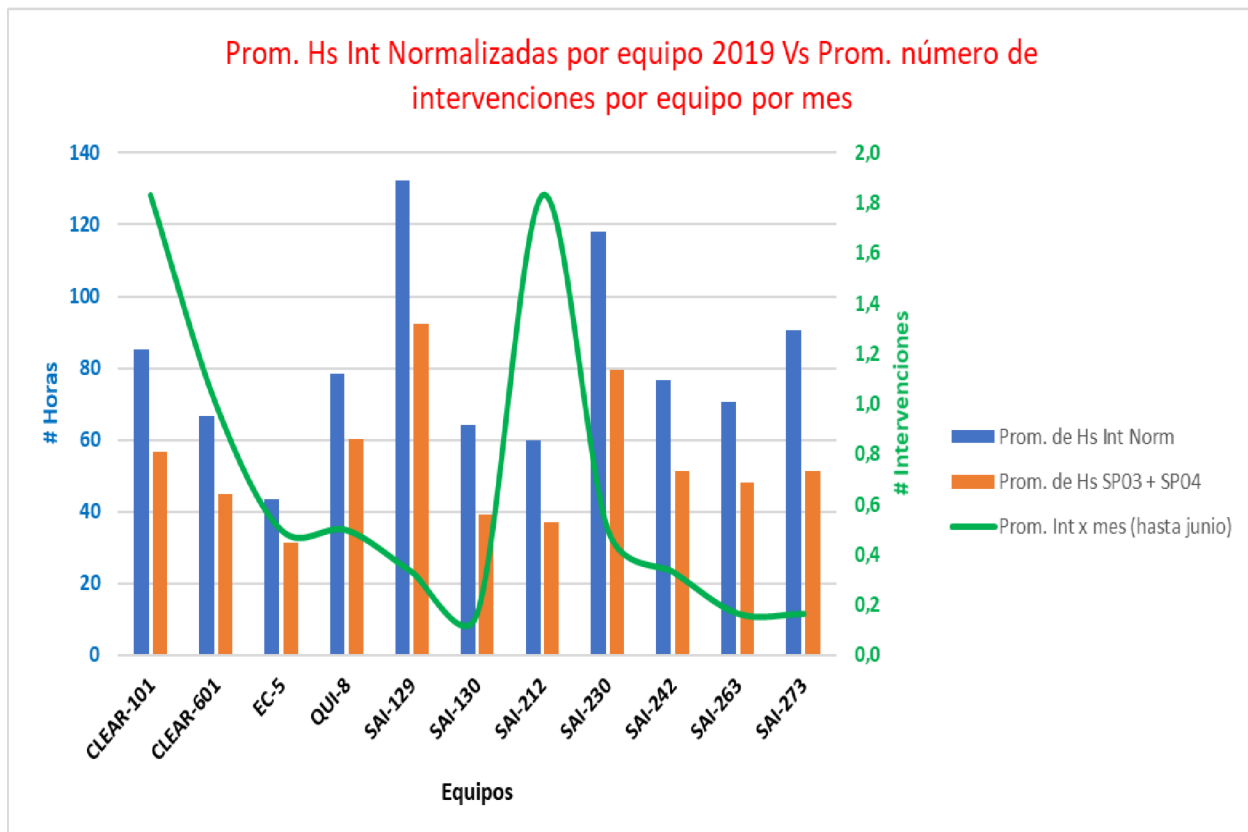


Gráfico 24. Promedio de tipo de horas durante el 2019 más promedio de número de intervenciones realizadas por equipo por mes. (Elaboración propia, base de datos Open Wells).

El gráfico 24 muestra el promedio de horas de intervención normalizadas y el promedio de intervenciones por mes que realizan los 11 equipos por motivo de optimizaciones de producción en el último año, para analizar la productividad de cada equipo y así comparar la eficiencia relativa de estos. Se observa que el equipo Clear 601 es el que en promedio presenta menos horas de intervención normalizada en intervenciones por optimizaciones, también menos horas de las etapas 3 y 4 así que realiza los trabajos de sacada y bajada de instalaciones de fondo más rápido que los demás. Por otro lado, los equipos que más se ven comprometidos en tiempos son el SAI 129, SAI 230 y SAI

273 con 130, 120 y 90 horas respectivamente cada uno. El promedio del resto de los equipos ronda entre 60 y 80 horas por intervención.

Por otra parte, se observa que los equipos que en promedio acumulan más intervenciones por mes por motivo de optimizaciones son el Clear 101 y el SAI 212 con aproximadamente 2 cada uno. Los que menos acumulan intervenciones por mes por este motivo son el SAI 130, SAI 263 y SAI 273 con aproximadamente 0.2 cada uno (esto quiere decir que la tendencia de estos equipos es que realizan una intervención por motivo de optimización cada cinco meses). Algo interesante que llama la atención es como el SAI 212 realiza un 260% más de intervenciones que el EC 5 por motivo de optimizaciones, pero la eficiencia del EC 5 es mejor al SAI 212, ya que el 212 tarda aproximadamente un 200% más en horas de intervención que el EC 5. Es interesante ya que se supondría que un equipo al realizar más intervenciones por mes que otro por cierto motivo, tendría mayor retroalimentación de los trabajos realizados y tendería a disminuir sus horas de intervención.

Los equipos "Clear" pertenecen a la empresa Clear Petroleum, "EC" El Cóndor Servicios Petroleros, "QUI" Quintana Well Pro y "SAI" San Antonio Internacional.

6.1.3 Pérdidas de producción

Durante el tiempo que duran las intervenciones a los pozos, la producción que tenían estos se pierde para realizar los trabajos o incluso ya había parado antes y la identificación de este paro de producción genera el motivo de intervención para volver a poner en operativo el sistema de extracción.

En el gráfico 25 que se muestra a continuación, se detallan las pérdidas promedio de m³ de petróleo por día en la operación Santa Cruz durante los últimos tres años y al rubro perteneciente.

Cuando se menciona rubro se refiere a si el pozo se encuentra con tractor (CT) o en espera de tractor (ET), esto quiere decir si las pérdidas se producen con los equipos de pulling trabajando en los pozos, o los pozos donde aún no han empezado las intervenciones y estos se encuentran parados esperando que entren los equipos por diferentes motivos, sea porque los equipos están ocupados en otros lugares y estos pozos se encuentran parados esperándolos, porque las locaciones no están listas para que entren estos, por falta de materiales, por espera de otros servicios, logística, etc....

En esta ocasión los datos no pertenecen solo a intervenciones por fallas en BM o por optimizaciones como se venía tratando la información, si no por todos los motivos. En

la base de datos consultada, las pérdidas no están clasificadas por motivos de intervenciones a fallas de BM o por optimizaciones si no de otra forma. Igual se presenta, para dar un panorama general de las pérdidas en la operación.

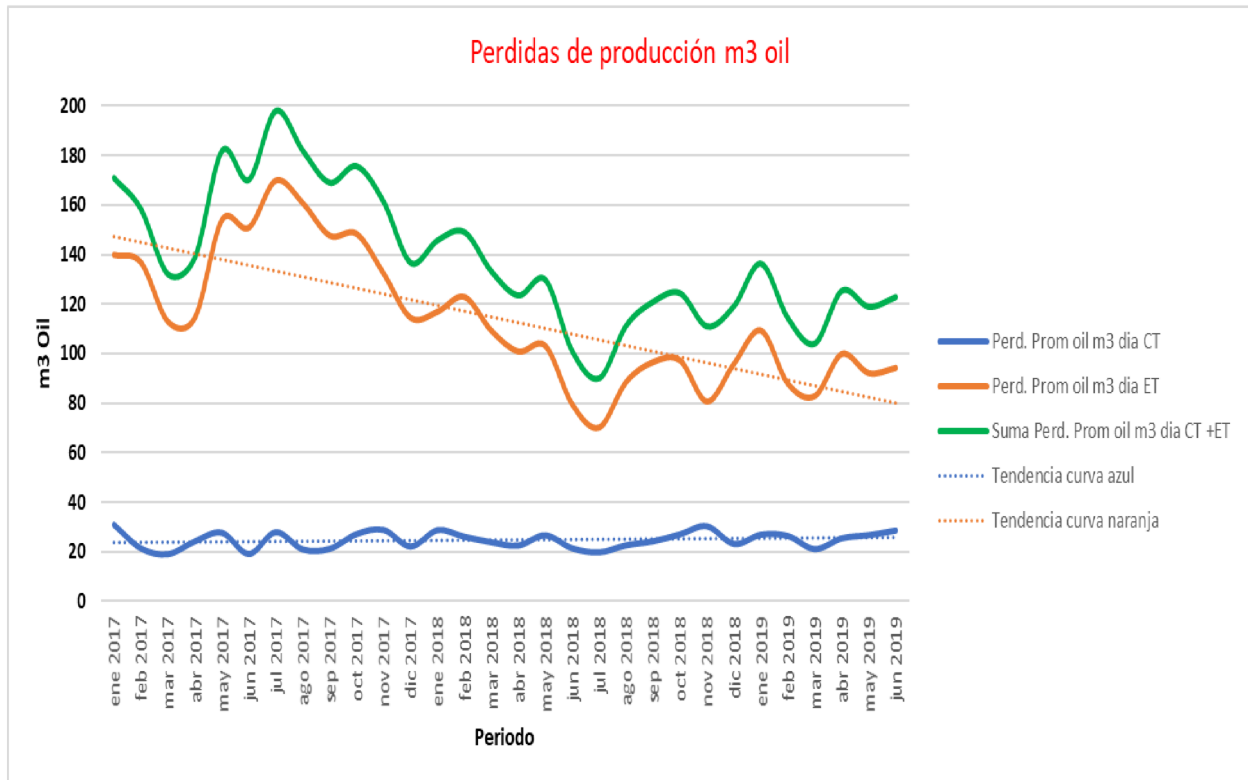


Gráfico 25. Evolución de las pérdidas de producción por rubro en el tiempo. (Elaboración propia, base de datos TOW).

El gráfico 25 muestra como las pérdidas de producción ET (línea naranja) son siempre mayores a las CT (línea azul). La línea verde es la suma de estos dos tipos de pérdidas. Las pérdidas CT se mantienen constantes en el tiempo mientras que las ET muestran una gran disminución desde julio 2017 en adelante, pasando en este mes de 170 m³ en promedio por día a un promedio de 100 m³ día en junio 2019, un 58% menos, pero siguen siendo mucho más altas que las CT. Esta situación se debe a un plan de choque implementado por parte de la compañía de incorporar tres equipos más a partir de julio 2017 llegando a 11 equipos para bajar el indicador de pérdidas ET que era muy alto. Esto no quiere decir que económicamente el balance de haber subido estos tres equipos en los costos que estos suponen con respecto a los m³ de petróleo incorporados a la producción diaria haya sido bueno o malo, es otro tema que se recomendaría profundizar en otro trabajo.

Para terminar, la situación de que las pérdidas de m^3 de petróleo promedio por día ET son mayores a las CT es algo que no tendría que ocurrir y que tendría que ser de la manera contraria, que las pérdidas CT fueran mayores a las ET. Esto quiere decir que se están interviniendo pozos con menores potenciales netos de producción a los que están en espera, hay que revisar esta situación y ver los motivos por que los equipos no están entrando primero a los pozos con mayor potencial para tratar de solucionarla y poder incorporar esta producción rápidamente a la operación.

7. Conclusiones

- No se recomienda el pedido de un nuevo equipo de pulling para la operación Santa Cruz.
- Se está perdiendo eficiencia en el uso de los equipos de pulling existentes y en las intervenciones promedio por equipo por mes.
- El Índice de fallas de BM no baja, permanece constante en el tiempo.
- Si bien SP03 y SP04 aumentan no es porque bajan las otras etapas, sino que suben todos los tiempos de las intervenciones sin mejorar la eficiencia.
- Aún con intervenciones más largas no bajan los índices de fallas por lo que hay una oportunidad para agregar valor.
- Las pérdidas de producción en pozos en espera tractor son considerablemente más grandes que en pozos con tractor.

7.1 Aplicación de conceptos adquiridos durante la carrera

Como parte de la preparación universitaria, las herramientas y conceptos obtenidos en las materias durante el transcurso de mi formación, fueron la base y el soporte para poder llevar a cabo este trabajo. Las materias y conceptos utilizados que fueron de gran ayuda para el desarrollo de este trabajo se mencionan a continuación:

- **Perforación:** Arquitectura y diseños de pozos, fluidos de ahogo de pozo.
- **Producción:** optimización de la producción. Sistemas de levantamiento artificial, bombeo mecánico, bomba de cavidades progresivas (PCP), bomba electrosumergible (BES), instalaciones de producción, servicios al pozo, equipos de Pulling Y Flush By.

- **Reservorios:** fluidos de reservorios. Recuperación secundaria, un cambio en el reservorio implica prever analizar nuevos sistemas de extracción por los nuevos volúmenes de producción que se pueden alcanzar.
- **Geología:** Conocer los tipos de formaciones rocosas que son productoras para poder prever posibles fallas a futuro en los sistemas de levantamiento y tomar precauciones en estos por formaciones no consolidadas o por zonas con presencia de gas.
- **Evaluación y estimulación de formaciones:** Equipos para intervenciones a pozos, para realizar trabajos correctivos y de optimización en la performance de pozos.
- **Perfilaje:** perfil de plt de producción, perfil de corrosión de instalaciones CCL Y VDL.
- **Organización industrial:** conceptos de cuello de botella, estudio de tiempos, mejora continua.

7.2 Comentarios

El desarrollo de este trabajo se llevó a cabo presentando tablas con información extraída de bases de datos utilizadas por la compañía, gráficos con la información procesada para su mejor comprensión y análisis y conclusiones realizadas a los objetivos propuestos después de haber analizado la información. También se presenta un glosario con palabras y términos referente al ámbito profesional, un marco teórico sobre las intervenciones a pozos y los equipos utilizados para comprender mejor el contexto del trabajo.

8. Justificación

Como justificación a las conclusiones dadas, estas se soportan en el siguiente análisis.

No se recomienda el pedido de un nuevo equipo, ya que al incorporar uno nuevo este realizaría 4 o 5 intervenciones por mes por motivo de fallas en BM que es lo que se observa en la tendencia que viene ocurriendo con los 11 equipos demás, estas 5 intervenciones sumarían un 9% más aproximadamente al total de las realizadas por mes con el total de los equipos que en promedio viene siendo 55, lo cual no sería mucho la ganancia y si incrementaría los gastos por equipos de pulling. Lo que hay que

pensar hacer es tratar de reducir los tiempos de las intervenciones y las horas NPT gestionables para así aprovechar estos tiempos y en vez de tener estos tiempos ineficientes utilizarlos en realizar más intervenciones por equipo lo cual sería más productivo ya que aumentaría la eficiencia en el uso de los equipos y del número de intervenciones realizadas por equipo por mes. Otra forma de verlo también, es que se estaría realizando el mismo gasto de dinero por horas de los equipos, pero cambiaríamos las horas improductivas por horas productivas realizando más intervenciones que como consecuencia incorporarían más producción a la operación.

Además, de acuerdo al incremento promedio de las horas de las etapas 3 y 4 por intervención y a la disminución de intervenciones promedio por equipo por mes, se concluye que se está perdiendo eficiencia en el uso de los equipos de pulling y en el número de intervenciones promedio realizadas por mes.

Por otra parte, el hecho de que las pérdidas promedio de producción por día en el activo sean considerablemente más grandes en el rubro espera tractor que con tractor hace pensar que los equipos están entrando a hacer intervenciones a pozos que producían menores cantidades netas de petróleo que los que están esperando. Esto podría deberse a que no puedan entrar a los pozos que están parados y que tenían mayor neta de petróleo por falta de preparación de la locación, servicios externos que se requerían previamente o cualquier problema que impide que entren a estos. Es importante ver que ocurre y revisar esta situación a fondo para determinar por qué los equipos no están entrando a los pozos con más potencial de producción para poder solucionar esta situación e incorporar rápidamente esta producción a la producción diaria de la operación. Así que con esta situación tampoco es recomendable pensar en subir otro equipo, ya que al no solucionarse este inconveniente primero, no tiene sentido traerlo si no va a realizar intervenciones en pozos con mayor potencial de producción para incorporarlos a estos rápidamente.

También, el motivo de que los tiempos de intervención normalizadas y de las etapas que agregan valor vayan incrementando gradualmente en el tiempo al parecer no se debe a querer hacer las intervenciones más complejas enfocándose más en las fallas a profundidad para reducir el índice de fallas en BM y evitar pozos parados a futuro, ya que este índice no se observa que venga bajando y por el contrario permanece constante y no varía en el tiempo. De acuerdo a esto, también es otro punto de vista para no pensar en subir otro equipo, ya que al no dispararse el índice de falla que haga parar más pozos de la tendencia habitual que se viene presentando por mes, no es necesario pensar en incorporar otro para aliviar este problema.

9. Bibliografía

- Manual de operaciones con equipos de pulling YPF, unidad 3 Proceso intervenir pozos.
- Manual de producción Upstream YPF, tomo 3, unidad 13 Intervenir pozo.
- Base de datos Ficha de Pozo de YPF.
- Base de datos Open Wells de YPF.
- Base de datos TOW de YPF.

10. Anexo

10.1 Cronograma del trabajo.

“Cronograma de PPS”, realizado en YPF S.A Regional Sur del 17/09/2018 al 05/10/2018.

A continuación, se mencionan las visitas que aportaron al tema elegido a desarrollar en el trabajo de PPS, (Ingeniería de Producción).

Si bien algunas no son en el negocio elegido, éstas enriquecieron el tema a tratar por su importancia e incumbencia dentro de la temática propuesta.

- 18/09: Visita a baterías y plantas de tratamiento de agua y Petróleo/Gas (Yacimiento Manantiales Behr).
- 20/09: Monitoreo de reservorios y proyectos de secundaria, visita a un equipo de Slickline (Yacimiento El Trébol).
- 27/09: Visita talleres de bombas.
- 28/09: Planta de separación de tratamiento de gas (Yacimiento el Yatel).
- 30/09: Visita a batería EG02 y planta de tratamiento LC05 (Yacimiento El Guadal).
- 01/10: Charla de producción (Las Heras).
- 02 y 03 /10: Producción, visitas de campo (Yacimientos EL Guadal y El Yatel).
- 04 y 05/10: Mantenimiento (El Guadal y Km 3 Comodoro).

Las demás visitas que no están relacionadas con Ingeniería de Producción, pero que académicamente constituyen un enriquecimiento personal y profesional se encuentran

en el siguiente cronograma ampliado el cual detalla las actividades completas realizadas durante la experiencia en la Regional Sur.

Semana 1, del 17/09/2018 al 21/09/2018:

- 17/09 Inducción de seguridad (Km 3, Comodoro).
- 18/09 Visita a baterías y plantas de tratamiento de agua y Petróleo/Gas (Yacimiento Manantiales Behr).
- 19/09 Escuela de campo - geología (Km 3, Comodoro y Km 5 depósitos de muestras).
- 20/09 Monitoreo de reservorios y proyectos de secundaria, visita a un equipo de Slickline (Yacimiento El Trébol).
- 21/09 Estimulación (Km 3, Comodoro).

Semana 2, del 24/09/2018 al 30/09/2018:

- 24/09 PWO – Ingeniería de perforación (Km3, Comodoro).
- 25/09 PWO – Visita a un equipo de workover y de wireline. (Manantiales Behr).
- 26/09 PWO – Visita a un equipo perforador. (Yacimiento El Trébol).
- 27/09 Visita talleres de bombas.
- 28/09 Planta de separación de tratamiento de gas (Yacimiento el Yatel).
- 29/09 Operación de estimulación (Yacimiento El Yatel).
- 30/09 Visita a batería EG02 y planta de tratamiento LC05 (Yacimiento El Guadal).

Semana 3, del 1/10/2018 al 05/10/2018:

- 01/10 Charla de producción (Las Heras).
- 02 y 03 /10 Producción, visitas de campo (Yacimientos EL Guadal y El Yatel).
- 04 y 05/10 Mantenimiento (El Guadal y Km 3 Comodoro).

10.2 Fotos de la experiencia

A continuación, se presentan algunas fotos tomadas en la experiencia.



Foto 1. Piso de trabajo de equipo de Pulling (Foto propia).



Foto 2. Visita a equipo de Pulling. (Foto propia).



Foto 3. Cuadrilla poniendo en marcha equipo de BM.

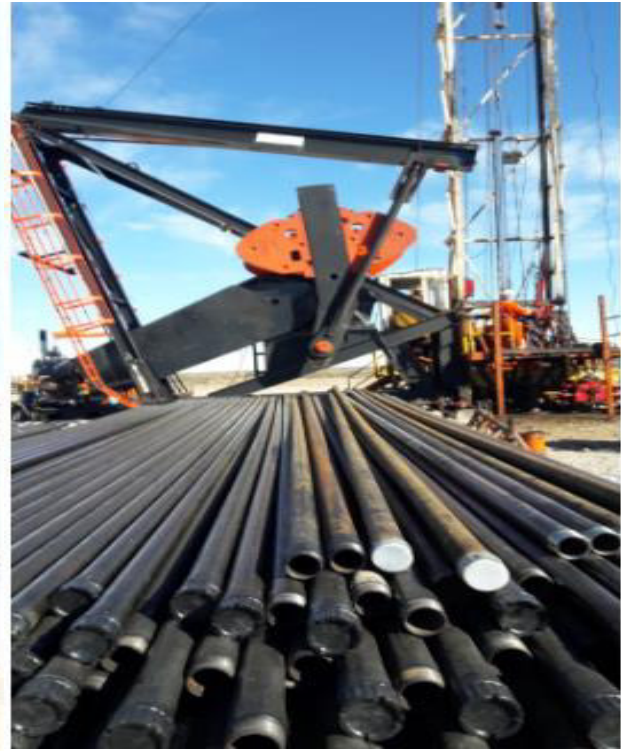


Foto 4. Cañería de producción (Tubing 2 7/8 ") en espera de ser ingresada al pozo. (Fotos propias).