

**MEDICION DE TIEMPOS Y PROCESOS PARA VALORACION DE
OPERACIONES DE SUBSUELO DE UN CAMPO PRODUCTOR TIPO**

CARLOS ALBERTO DURAN TORRES

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD FISICOQUIMICA
ESCUELA DE INGNIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANAGA
2012**

**MEDICION DE TIEMPOS Y PROCESOS PARA VALORACION DE
OPERACIONES DE SUBSUELO DE UN CAMPO PRODUCTOR TIPO**

CARLOS ALBERTO DURAN TORRES

**Trabajo de grado en la modalidad de práctica
Empresarial para optar al título de
Ingeniero de Petróleos.**

**TUTOR – ECOPETROL S.A: Ing. Hugo Quiroga Cruz,
Coordinador de Subsuelo SCI (superintendencia la Cira Infantas).**

**Tutor – UIS: M.Sc Fernando Enrique Calvete Gonzáles,
, Docente de planta Universidad Industrial de Santander**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD FISICOQUIMICA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

DEDICATORIA

A MI DIOS TODO PODEROSO, POR SER EL DUEÑO ABSOLUTO DE MI VIDA Y MIS SUEÑOS, QUIEN CON SU FAVOR Y BENDICIÓN HIZO POSIBLE ESTE LOGRO,

A MI MAMA Y MI ABUELA POR JAMAS PERMITIRME BAJAR LOS BRAZOS Y POR SU AMOR INCONDICIONAL Y GENUINO,

A MI PAPA POR TODAS SUS ORACIONES Y ACOMPAÑAMIENTO EN ESTE PROCESO,

A MI NOVIA POR SU PACIENCIA Y POR LA CERTEZA DE SU PRESENCIA,

A MIS COLEGAS Y AMIGOS, JHONNATHAN, STEFFAN, FABIAN "EL ROLO", JAVIER "EL PECHI", Y A TODOS AQUELLOS NO NOMBRADOS PERO QUE SIEMPRE ME ESTUVIERON APOYANDOME,

A MIS COMPAÑEROS Y AMIGOS DEL MINISTERIO DE ALABANZA, NEYIB, LUIS CARLOS, JAIME "JUNIOR", MAYER, FREDDY, CARLOS AMAJA Y A TODOS POR SUS ORACIONES Y MOMENTOS TAN ESPECIALES EN LA PRESENCIA DE DIOS

Y A LOS PASTORES LUIS ENRRIQUE Y MARIO POR ENSEÑARME A BUSCAR A DIOS ANTES DE CUALQUIER COSA.

CARLOS ALBERTO DURAN TORRES

AGRADECIMIENTOS

A ECOPETROL S.A por brindarme la oportunidad de desarrollar la práctica empresarial y por brindarme los recursos para llevar a feliz termino este proyecto.

Al Ingeniero Hugo Quiroga por su profesionalismo y dirección para el desarrollo del proyecto y por haber confiado en mí para realizar el trabajo.

Al ingeniero Fernando Calvete, por ser realmente una guía en el cumplimiento de los objetivos trazados.

Al ingeniero Efraín Sandoval por todos sus sabios consejos profesionales y personales que fueron de mucha ayuda para mi formación como ingeniero y como persona.

A todo el equipo integrado de operaciones de subsuelo (SCI) involucrados en este trabajo y compañeros de trabajo durante la práctica, Ingenieros, Oscar Barbosa, Luis Javier Romero, Edwin Moreno, Ramiro Camacho, Rafael Gonzales, Carlos Rodríguez, Jhon Gonzales, Camilo Gomez, Ricardo Correa y José Luis Lozano, por siempre estar abiertos a colaborarme con su experiencia, conocimiento y amistad para el desarrollo del proyecto y por hacer de esta practica una completa experiencia de vida.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	15
1. DESCRIPCION DE LAS OPERACIONES DE SUBSUELO DEL CAMPO PRODUCTOR.....	20
1.1 Caracterización del Campo PT.....	20
1.1.1 Estructura geológica.....	20
1.1.2 Esquema de facilidades de producción e inyección del Campo PT.....	23
1.2 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DISPUESTOS EN EL CAMPO PT.....	24
1.2.1 Bombeo Mecánico.....	24
1.2.2 Bombeo por cavidades progresivas (PCP).....	25
1.2.3 Bombeo Electro – Sumergible.....	26
1.3 ESTADOS MECÁNICOS TIPO.....	27
1.3.1 Tuberías y varillas de producción.....	28
1.4 EQUIPOS DE <i>WORKOVER</i> Y <i>WELLSERVICE</i> UTILIZADOS EN EL CAMPO PT.....	30
1.4.1 Sistema de Levantamiento.....	32
1.4.2 Sistema de Circulación.....	35
1.4.4 Sistemas de Potencia.....	39
1.4.5 Sistema de Control de Pozo.....	40
1.4.6 Equipo Ambiental y HSE.....	42
1.5 OPERACIONES DE <i>WORKOVER</i> Y <i>WELLSERVICE</i>	44

1.5.1 Operaciones de Wellservice	45
1.5.2 Operaciones de Workover	57
2 METODOLOGÍA DE TRABAJO.....	68
2.1 SEGUIMIENTO PRESENCIAL DE LA OPERACIÓN.	68
2.2 EXTRACCIÓN DE LA INFORMACIÓN REPORTADA	68
2.2.1 Metodología de extracción de la información.....	70
2.3 CORRECCIÓN DE LA INFORMACIÓN EXTRAIDA.....	72
2.3.1 Esperando Equipo (WOEQ).....	73
2.3.2 Esperando Suministro (WSUP).	73
2.3.3 Esperando por Seguridad (SNIGHT).	73
2.3.4 Esperando luz día (SDN).	73
2.3.5 Operaciones Simultáneas (OPSI).....	73
2.3.6 Reparando equipo (REP).....	73
2.3.7 Mantenimiento Mecánico (MTME).	73
2.3.8 Mantenimiento Eléctrico (MTEL).....	74
2.3.9 Obras civiles (SDFACMT).....	74
2.3.10 Esperando Acceso a locación (WOLOC).....	74
2.3.11 Orden público (ORDP).....	74
2.3.12 Esperando personal (WOPER).....	74
2.3.13 Esperando por clima (WOW).	74
2.3.14 Esperando ordenes (WOORD).....	74
2.3.15 Mantenimiento Carretera (MVIA).	75
2.3.16 Inactivo por festivos (SDHOL).	75
2.4 REAJUSTE DE LA DEFINICION DE LOS TIEMPOS PERDIDOS “DT”	75

2.4.1 Esperando acceso a locación.	76
2.4.2 Esperando equipo.	76
2.4.3 Esperando órdenes	77
2.4.4 Esperando personal.	77
2.4.5 Esperando por clima.	77
2.4.6 Esperando por seguridad.	77
2.4.7 Esperando suministro.	77
2.4.8 Inactivo por festivos.	77
2.4.9 Obras civiles.	77
2.4.10 Operaciones simultáneas.	78
2.4.11 Orden público.	78
2.4.12 Reparando equipo.	78
2.4.13 Esperando luz día.	78
2.5 DISCRETIZACIÓN DE LOS ÍTEM DE PÉRDIDAS DE TIEMPO.	78
2.6 MEDICION DE TIEMPOS PERDIDOS	79
3 MEDICIÓN Y ANÁLISIS DE TIEMPOS EN OPERACIONES DE SUBSUELO DURANTE EL AÑO 2011 PARA EL CAMPO PT.	81
3.1 ANÁLISIS Y RESULTADOS DEL FACTOR DE SERVICIO DURANTE EL AÑO 2011.	81
3.2 ANALISIS Y RESULTADOS DE LAS DESVIACIONES DE LOS TIEMPOS OPERATIVOS CON RESPECTO A LA PLANEACIÓN.	83
3.3 IDENTIFICACIÓN DE LAS PRINCIPALES CAUSAS DE PÉRDIDAS DE TIEMPO.	86
3.4 IMPACTO DETALLADO DE LAS CATEGORÍAS DE LOS ÍTEM DE PÉRDIDAS DE TIEMPO.	89

3.4.1	Análisis de la causa reparando equipo.....	91
3.4.2	Análisis de la causa esperando equipo	93
3.4.3	Análisis de la causa Esperando suministro	95
3.4.4	Análisis de la causa operaciones simultaneas	96
3.4.5	Análisis de la causa Esperando Acceso a locación.....	98
3.4.6	Análisis de la causa esperando personal	99
4	VALORACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO.....	101
4.1	COMPARACIÓN CONTRA ALGUNAS VARIABLES KPI (<i>Key Performance Indicator</i>).....	107
4.1.1	Propuesta de variables KPI.....	107
4.1.2	Implementación de las nuevas variables KPI.....	110
4.1.3	Corrección del factor de servicio.	120
	CONCLUSIONES	122
	RECOMENDACIONES.....	124
	BIBLIOGRAFÍA.....	125
	ANEXOS.....	128

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Descripción de las formaciones productoras el campo PT	21
Figura 2. Pozos en producción con Bombeo Mecánico	25
Figura 3. Pozo en producción por bombeo por cavidades progresivas.....	26
Figura 4. Cabezal de pozo con bombeo Electro – Sumergible	27
Figura 5. Equipo de <i>Workover y/o Wellservice</i> . 1. Sistema de Levantamiento; 2. Sistema de Circulación; 3. Sistema de Rotación; 4. Sistema de Potencia; 5. Sistema de control de pozo.	31
Figura 6. Componentes del Sistema de Levantamiento. Ejemplos: a) Bloque viajero, b) Elevadores de Tubería, c) Llave hidráulica, d) Torre de la unidad básica.	35
Figura 7. Bomba de lodos, parte esencial del sistema de circulación	38
Figura 8. Unidad de Power Swivel.	38
Figura 9. Planta Eléctrica alimentadora de potencia.....	40
Figura 10. Partes del sistema de control de pozo. a) BOP (Preventoras), b) Choke Manifold, c) Acumulador.	42
Figura 11. Limpieza por circulación, a) Al inicio de la circulación, b) Avance de la circulación, perforados destapados	54
Figura 12. Estado mecánico de un pozo con varilla desconectada y/o partida, a) Con arena, b) sin arena	56
Figura 13. Imagen de un cañoneo en el momento del disparo	60
Figura 14. Operación de abandono, a) Pozo sin abandonar, b) Pozo abandonado	62
Figura 15. Interface del Software <i>OpenWells</i> en la cual se muestran algunos tipos de reportes.....	69
Figura 16. Interface de “ <i>DataAnalyser</i> ”	71
Figura 17. <i>Query</i> resultante después de la selección de variables	72

Figura 18. Cambios en la codificación de pérdidas de tiempo76

Figura 19. Metodología de trabajo80

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Estado mecánico de los pozos del campo PT.	28
Tabla 2. Especificaciones de las tuberías y varillas de producción de acuerdo a las normas API	29
Tabla 3. Operaciones de <i>Workover</i> y <i>Wellservice</i> en el Campo PT, Año 2011	45
Tabla 4. Tabla de cementos de acuerdo a la clasificación API.	64
Tabla 5. Relación de equipos y actividades durante el 2011	66
Tabla 6. Relación de pozos ejecutados por equipo y pozos con tiempos estimados	85
Tabla 7. Relación de impacto general	90
Tabla 8. Tarifas para los equipos de <i>Wellservice</i>	102
Tabla 9. Tarifas para los equipos de <i>Workover</i>	102
Tabla 10. Relación de los ítems de pérdidas de tiempos operativos y no operativos	103
Tabla 11. Costos por pérdidas de tiempos en los equipos de <i>Wellservice</i>	103
Tabla 12. Costos por pérdidas de tiempo en los equipos de <i>Workover</i>	104
Tabla 13. Relación de costos operacionales	105
Tabla 14. Duración promedio de las actividades más comunes ejecutadas en el campo PT	108
Tabla 15. Relación de la planeación y la ejecución para los pozos intervenidos por el equipo WO3	114
Tabla 16. Relación de la planeación y la ejecución para los pozos intervenidos por el equipo WO3	116

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Comportamiento del factor de servicio durante el año 2011	82
Gráfico 2. Análisis del comportamiento operativo de los equipos durante el año 2011	84
Gráfico 3. Resultados de tiempos perdidos durante el año 2011.....	87
Gráfico 4. Porcentaje de pérdidas de tiempo por equipo.	88
Gráfico 5. Detalle de pérdidas de tiempo, reparando equipo.....	91
Gráfico 6. Detalle de perdidas de tiempo, Esperando equipo.....	93
Gráfico 7. Detalle de tiempos perdidos, Esperando Suministro.....	95
Gráfico 8. Detalle de tiempos perdidos, Operaciones simultaneas.....	96
Gráfico 9. Detalle de tiempos perdidos, Esperando acceso a locación.	98
Gráfico 10. Detalle de tiempos perdidos, Esperando personal.	99
Gráfico 11. Costos totales por pérdidas de tiempo	104
Gráfico 12. Medición la eficiencia operativa comparándola con la variable KPI (E.O) (%) para el equipo WO3.....	112
Gráfico 13. Medición la eficiencia operativa comparándola con la variable KPI (E.O) (horas) para el equipo WO3	113
Gráfico 14. Medición la eficiencia operativa en costos comparándola con la variable KPI (E.O) (\$Pesos) para el equipo WO3.....	115
Gráfico 15. Medición del rendimiento operativo para la empresa WO y la comparación con respecto a la variable KPI (R.O).	118
Gráfico 16. Medición del rendimiento operativo para la empresa WS y la comparación con respecto a la variable KPI (R.O).	118
Gráfico 17. Medición del rendimiento operativo para la empresa WS y la comparación con respecto a la variable KPI (R.O).	119
Gráfico 18. Corrección del factor de servicio ajustado a la definición propuesta	120
Gráfico 19. Comparación del factor de servicio corregido durante el año 2011..	121

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Discretización de las causas de pérdidas de tiempo, en operativas y no operativas.....	129
--	-----

RESUMEN

TITULO: MEDICIÓN DE TIEMPOS Y PROCESOS PARA VALORACION DE OPERACIONES DE SUBSUELO DE UN CAMPO PRODUCTOR TIPO. *

AUTOR: CARLOS ALBERTO DURAN TORRES. **

PALABRAS CLAVES: Workover, Wellservice, Factor de servicio, pérdidas de tiempo, variables KPI, Wellplaning.

DESCRIPCIÓN

El principal objetivo de este trabajo es el de valorar las operaciones de subsuelo de un campo productor tipo, denominado por razones de confidencialidad "Campo PT", en términos del tiempo invertido en la ejecución de las operaciones, el tiempo que se planea para las mismas y el impacto económico que tienen los tiempos muertos sobre los intereses del campo.

En este trabajo se comparan los tiempos operativos con los tiempos planeados, encontrando una diferencia del 65%. Lo cual permite concluir, que no existe una buena planeación en los Well planing. En vista de lo anterior las mediciones se compararon con respecto al factor de servicio. De esta manera se presentan las principales causas de las pérdidas de tiempo en los equipos que estuvieron operando durante el año 2011, causantes del factor de servicio de 87% mostrado durante el mismo año, determinando cuales impactaban más las operaciones y categorizándolas con el fin de encontrar de manera más puntual de manera se estaba perdiendo tiempo.

Con los resultados obtenidos de la medición y categorización se redefinieron las causas de pérdidas de tiempo, logrando encontrar las responsabilidades operativas de las mismas. Con las nuevas definiciones se calculó el impacto económico asociándolo con las tarifas que son pagadas a los taladros, que están directamente relacionadas a los tiempos activos y muertos de las operaciones.

Finalmente, de acuerdo a los resultados obtenidos, se proponen unas variables de medición de desempeño (KPI), con el fin de llevar un control operativo de las operaciones.

Este proyecto se desarrolló durante el segundo semestre de 2011 como parte de la labor principal desarrollada en la práctica empresarial con Ecopetrol S.A, midiendo las operaciones de todo el año 2011, ejecutadas por un promedio de 13,2 equipos por mes entre Workover y wellservice.

*Trabajo de Grado

**Facultad de Ingeniería Físico – Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Directores: Ing. Hugo Quiroga, M.Sc Fernando Calvete.

ABSTRACT

TITLE: MEASUREMENT OF TIME AND PROCESS FOR SUBSURFACE OPERATIONS VALUATION OF A PRODUTOR FIELD*.

AUTOR: CARLOS ALBERTO DURAN TORRES

KEYWORDS: Workover, Wellservice, service factor, loss of time, KPI variables, wellplaning.

DESCRIPTION

The main objective of this work is to evaluate the subsurface operations of a producing field type, for confidentiality reasons called "Field PT" in terms of time spent in the execution of operations, the planned time for them and the economic impact downtime over the interests of the field.

In this work the operating times were compared with the planned times, finding a difference of 65%. This leads to the conclusion that there is no good planning in the Wellplaning. In view of the above, the measurements were compared with respect to the service factor. Thus, the main causes of wasted time on rigs that were operating during 2011, causing the duty cycle of 87% shown in the same year, were determinates, calculating how they impacted on operations and categorizing them in order to find where time was being lost.

With the results obtained from the measurement and categorization were redefined causes loss of time, achieving operational responsibilities find them. With the new definitions we calculated the economic impact by associating it with the tariffs are paid to the drills, which are directly related to active and dead times operations.

Finally, according to the results, some variables (KPI) were proposed to take operational control of operations.

This project was developed during the second half of 2011 as part of the main work developed in business practice with Ecopetrol SA, measuring operations around the year 2011, executed by an average of 13.2 rigs per month between Workover and wellservice.

*Degree Proyect

**Physicochemical engineering college, Petroleum Engineering School, Advisors Eng. Hugo Quiroga, M, Sc. Fernando Calvete

INTRODUCCIÓN

El mantenimiento y/o aumento de la producción de un campo petrolero esta directamente relacionado con las operaciones de subsuelo que allí se realicen. Las intervenciones a pozo se pueden clasificar de muchas maneras, sin embargo, todas apuntan a devolver algún pozo a su estado productivo o a realizar alguna modificación con el fin de subir la producción. En vista de lo anterior, en cualquier campo, es de vital importancia contar con los equipos necesarios para dar cumplimiento a los objetivos del activo, teniendo en cuenta las condiciones operativas del mismo. Contar con estos equipos, representa un costo alto para la empresa operadora del campo, razón por la cual se convierte en un punto, hacer un control operativo eficiente en términos económicos y logísticos, en lo relacionado con la planeación y ejecución de las intervenciones a pozo.

El campo petrolero a estudiar se denominara “Campo PT” para efectos de este trabajo. Sus inicios como productor se remontan a los años 20’s. Actualmente esta siendo sometido a inyección de agua, como método de recuperación secundaria. Las formaciones productoras tienen como características generales, alta producción de arena, BS&W altos y problemas de corrosión recurrentes, debido a las condiciones del agua de producción que se ve influenciada por compatibilidad con el agua inyectada. Estas características de extracción (producción/inyección), conllevan a determinada frecuencia de intervenciones a pozo del tipo “Workover” y “Wellservice”, (Varilleo) etc.

Este trabajo fue desarrollado durante el segundo semestre del año 2011 en la modalidad de práctica empresarial. Cuyo objetivo es valorar las operaciones de subsuelo ejecutadas en el campo durante el mismo año, midiendo y determinando

las principales causas de las variaciones de tiempos, comparando los resultados, con respecto a la planeación y valorando su impacto económico.

Para efectuar las mediciones, fue necesario diseñar y desarrollar una metodología de trabajo inductiva y empírica, debido a que no existe ningún antecedente de este tipo de medición para esta área. La cual se llevo a cabo de manera cronológica, partiendo de la observación directa de las operaciones, extrayendo la información reportada que permite realizar todas las mediciones. Una vez extraída la información, se procedió a realizar la medición global de los resultados, encontrando las variaciones de tiempo y comparándolas con la planeación, se identificaron las principales causas y se valoro su impacto sobre las operaciones.

Con los resultados arrojados de la medición se determino el impacto económico sobre las operaciones. Para valorar finalmente todo lo obtenido, se plantean unas variables especiales, denominadas KPI, que permiten relacionar los objetivos trazados con lo que realmente esta sucediendo en el campo.

1. DESCRIPCION DE LAS OPERACIONES DE SUBSUELO DEL CAMPO PRODUCTOR

1.1 Caracterización del Campo PT¹.

Por razones de confidencialidad del tipo de información que se maneja en este trabajo, se utilizará el nombre “Yacimiento PT” para identificar el yacimiento y “Campo PT” para identificar el campo. Ubicado en el Magdalena Medio tiene un área aproximada de 160 Km² (39540 Acres) y se considerara como un campo maduro, productor activo y sometido a recuperación secundaria por medio de inyección de agua.

Actualmente el campo PT se encuentra sometido a un método de recuperación secundaria, con el fin de aumentar su factor de recobro. El petróleo producido tiene gravedad API de 28 grados, considerado petróleo negro; con BS&W de hasta 90% en algunos pozos, con alta producción de arena y con altos niveles de corrosión.

Actualmente La producción se lleva a cabo en su mayoría por Bombeo Mecánico, con presencia de sistemas PCP y algunas ESP. El campo cuenta con 805 pozos productores activos y con 358 pozos inyectoros activos, cumpliendo con una producción de 33000 BPD y con una tasa de inyección de aproximadamente 310000 BWPD en patrones de 5 y 7 puntos.

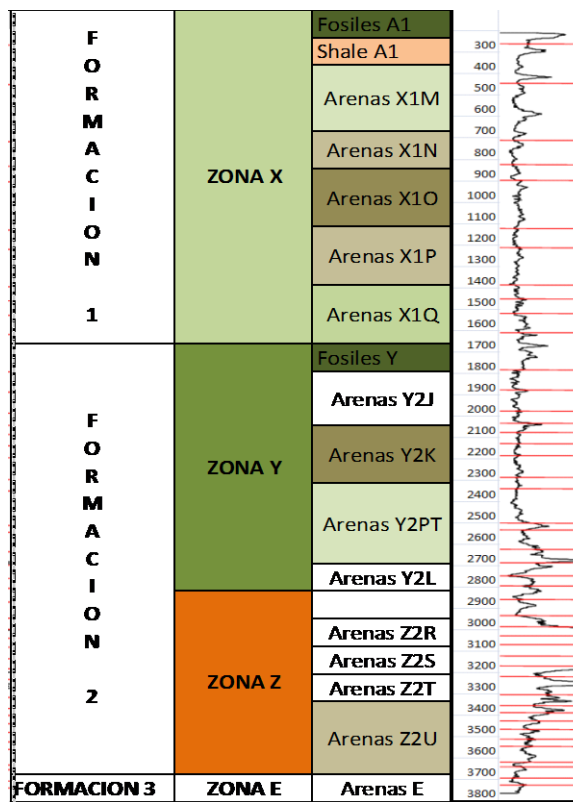
1.1.1 Estructura geológica. El campo se encuentra ubicado en el Valle Medio Magdalena y su litología corresponde a esa cuenca, sin embargo la totalidad del

¹ La caracterización geológica del campo pertenece a los estudios integrados de yacimientos de ECOPETROL S.A para el la cuencas del valle medio magdalena. Los nombres fueron cambiados por razones de confidencialidad.

campo se desarrolla en tres formaciones que se denominaran respectivamente, formación 1, 2 y 3.

Estas formaciones fueron subdivididas en unidades operacionales que reúnen las arenas productoras del yacimiento, estos estudios fueron realizados por la división de Yacimientos de la operadora. Dichas subdivisiones se denominaran por razones de confidencialidad, Zona X, Y, Z y E en la cuales la zona E solo es productora en algunas partes del campo.

Figura 1 Descripción de las formaciones productoras el campo PT



Fuente Autor.

1.1.1.1 Formación 1. El espesor promedio perforado para la Formación 1 es de 1500 pies y se tiene producción en las unidades operacionales conocidas como zona X (Arenas X1M y X1O) y zona Y superior (Arenas X1Q). En el área del yacimiento PT el ambiente de sedimentación para la formación es del tipo fluvial (meandriforme).

1.1.1.2 Formación 2. Esta unidad incluye operacionalmente dos zonas almacenadoras: la más superior es la zona Y, (Arenas Y2K, Arenas PT y Arenas Y2L) y la inferior es la zona Z, separada por intervalos de lodolitas. En el área del yacimiento PT, la Formación 2 presenta un espesor aproximado de 1800 pies. La mayor parte de la producción del campo proviene de esta formación y de, en especial de la Zona Z.

1.1.1.2.1 La Zona X. Comprende la Formación 1, está constituida por areniscas de grano fino a muy fino con intercalaciones de grano medio y composición entre arcosa lítica y subarcosa, de edad Oligoceno Superior y depositada en un ambiente meandriforme.

1.1.1.2.2 La Zona Y. De la Formación 2 Superior, está constituida por intercalaciones de arena fina a muy fina con composición entre subarcosas y arcosas, de edad Oligoceno, depositadas en un ambiente "braided" (ríos trenzados) con tendencia a meandriformes.

1.1.1.2.3 La Zona Z. De la Formación 2 Inferior, considerado el mejor yacimiento del campo, está constituido por areniscas de grano medio a grueso y composición variables entre subarcosas, arcosas y sublitoarenitas, de edad Eoceno Superior-

Oligoceno Inferior, depositadas en un ambiente de tipo braided, presentándose apilamiento de canales.

1.1.1.3 Formación 3. La Zona E presenta poco espesor y una escasa extensión, está constituida por intercalaciones de arenas y arcillas con predominio de las últimas, de edad Eoceno, depositadas en un ambiente fluvial. Son productoras especialmente en el flanco Occidental de la estructura del anticlinal.

La Figura 3 muestra un esquema de la litología de las formaciones y zonas productoras del campo PT.

1.1.2 Esquema de facilidades de producción e inyección del Campo PT. Las facilidades de superficie dispuestas en el campo para cumplir con los volúmenes de fluido producido e inyectado están dispuestas a lo largo y ancho del campo. El diseño de estas facilidades esta relacionado con la disposición geográfica de los pozos, la topografía del campo, y los volúmenes de fluido producidos o inyectados. El campo cuenta con 6 estaciones activas de recolección del fluido producido, y con 2 plantas de inyección de agua que distribuyen el agua a todos los pozos inyectoros con presiones de inyección promedio de 1800 psi.

Las líneas de producción que salen de los pozos productores son de 2" o 3", estas llegan a las "serpentinatas" en donde se acumulan los fluidos para ser llevados en una sola línea a las estaciones de recolección o, dependiendo de las distancias y la topografía de la zona, el fluido puede ser llevado a otras serpentinatas antes de llegar a las estaciones de recolección.

En las estaciones de recolección el fluido es pasado a través de los separadores dispuestos para tal fin.

1.2 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DISPUESTOS EN EL CAMPO PT

Dadas las condiciones geológicas, el tipo de fluido y las características en general del yacimiento, el campo es explotado a través de sistemas de levantamiento artificial ayudado por recuperación secundaria por inyección de agua.

Los sistemas de levantamiento artificial utilizados en el campo son los siguientes:

- a) Bombeo mecánico (BM)
- b) Bombeo por cavidades progresivas (PCP)
- c) Bombeo Electro – Sumergible.

1.2.1 Bombeo Mecánico². Es el método de levantamiento artificial más utilizado a nivel mundial. Consiste en una bomba de subsuelo de acción reciprocante que es abastecida con energía transmitida a través de una sarta de cabillas. La energía al sistema es proporcionada por un motor eléctrico o de combustión interna, el cual moviliza la una unidad de superficie mediante un sistema de engranaje y correas.

La bomba se baja dentro de la tubería de producción y se asienta en el fondo usando empacaduras, esta es accionada por medio de varillas que son las que transmiten el movimiento desde el dispositivo de bombeo que consta de un balancín al cual se le transmite el movimiento de vaivén por medio de la biela y la manivela accionándose a través de una caja reductora movida por un motor; el balancín de producción imparte un movimiento de accenso y descenso de la sarta de varillas de succión que a su vez mueven el pistón de la bomba, instalada en la sarta de producción o de educación, a cierta profundidad del pozo.

² BOHORQUEZ Acosta Iván Y CADENA García Martha. Metodología para la evaluación de riesgos durante las operaciones de Workover y servicio a pozo. Trabajo de Grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físico – Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2011. 51p – 54p.

La válvula fija permite al petróleo entrar al cilindro de la bomba. Al descender las varillas, la válvula fija se cierra y permite que se abra la válvula viajera para que el petróleo pase de la bomba a la tubería de educación. Al ascender las varillas, la válvula viajera se cierra para mover hacia la superficie el petróleo que está en la tubería y la válvula fija permite que entre el petróleo a la bomba. El continuo ciclo de estos movimientos mantiene el flujo hacia la superficie.

Figura 2. Pozos en producción con Bombeo Mecánico



Fuente: Imagen tomada en el campo PT

1.2.2 Bombeo por cavidades progresivas (PCP). El sistema de bombeo por cavidades progresivas (PCP) es considerado un sistema económico en la explotación de pozos productores, puesto que su inversión inicial es relativamente baja, como lo es su mantenimiento, transporte, instalación y operación; posee bajo impacto visual, niveles de ruidos bajos y mínimos requerimientos de espacio físico tanto en el pozo como en el almacén.

Este tipo de bombas pueden ser utilizadas en pozos de crudos medianos y pesados, con bajas tasas de producción en instalaciones relativamente profundas, el crudo manejado puede contener arenas, parafinas y ser altamente viscoso, con alto contenido de agua y en pozos desviados. Presenta limitaciones como lo es la temperatura a la profundidad de la bomba que afecta el elastómero, este tipo de bomba no opera con eficiencia a grandes extensiones de cabillas y el elastómero se hincha o deteriora en exposición a cierto tipo de fluidos.

Figura 3. Pozo en producción por bombeo por cavidades progresivas



Fuente: Imagen tomada en el campo PT

1.2.3 Bombeo Electro – Sumergible. Sistema de levantamiento artificial basado en la utilización de bomba de subsuelo de tipo centrífuga de múltiples etapas ubicadas en el fondo del pozo la cual es accionada por motores eléctricos.

El diseño del Bombeo Electro-Sumergible (BES) consiste en seleccionar una bomba que cumpla los requerimientos de producción deseada, asegure el

incremento de presión para levantar los fluidos desde el pozo hasta superficie, y un motor capaz de mantener la capacidad de levantamiento y la eficiencia de bombeo.

El sistema de levantamiento BES es aplicado para desplazar volúmenes de crudo en pozos profundos y en yacimientos potencialmente rentables o con grandes perspectivas, permitiendo el manejo de altos caudales. La verificación del nivel de fluido, presión de cabeza y fondo de pozo entre otros, son parámetros que deben ser controlados para la eficiencia del proceso, estos parámetros pueden adquirirse a partir de gráficos de presión del *casing* y medición del nivel de fluido.

Figura 4. Cabezal de pozo con bombeo Electro – Sumergible



Fuente: Imagen tomada en el Campo PT

1.3 ESTADOS MECÁNICOS TIPO

Los Estados Mecánicos de los pozos en el Campo PT están relacionados directamente con la litología, la profundidad de las zonas productoras y la fecha en

la fue perforado el pozo. De acuerdo con lo anterior las características generales de los pozos son:

Tabla 1. Estado mecánico de los pozos del campo PT.

Características	Descripción	Parametro
Numero de Revestimientos	Los pozos mas antiguos fueron completados con Liner ranurado y de 2-4 Revestimientos.	De acuerdo al comportamiento de la perforación y al diseño de la misma.
Casing de Superficie	9-5/8", 13-3/8", 15-1/3" y 20"	60' - 300'
Casing de Producción	6-5/8", 7", 11-3/4". Algunos pozos fueron completados con Casing No API. Como por ejemplo de 10".	0' - 4000'
Cañoneo	Densidad de disparos (Tiros por pie (TPP)): 1/2TPP, 2TPP, 4TPP.	Intervalos: (50' - 800')
Desviación	La mayoría de los pozos son verticales. Sin embargo se han perforado algunos de 15°.	-
Cementación	La cementación primaria de los revestimientos de superficie va desde el zapato hasta superficie, pero en los revestimientos de producción la cementación no fue completa en la mayoría de los pozos. En los últimos pozos perforados se asegura la cementación hasta superficie.	-
Sarta de Producción	Tubing 3-1/2" y 2-7/8" EUE REG. En los pozos mas antiguos se presenta tubería de 2-3/8". También se utiliza tubería revestida (Polylined) para control de rozamiento.	Punta de Tubería promedio: 3060'
Sarta de Bombeo	Sartas de varilla de 1" y 7/8" grado D en su mayoría. Se esta implementando varilla no convencional como, varilla hueca (1,92"), varilla (1-1/4" pin 1") y varilla continua.	THC y RHC en su mayoría
Bombas	Bombas insertas y de tubing (1-1/16" hasta 3-1/4"). Las bombas de PCP con rotores hasta de 40'.	Intake promedio: 3000'
Sarta de Inyección convencional	Tubería de 3-1/2", con empaques AD-1, ADL-1 y DL-1. Suministrados por diferentes compañías.	Intervalo a Inyectar Zona 3
Sartas de Inyección Selectiva	Dependiendo del diametro del Casing (2-3/8" para casing de 5-1/2" y 2-7/8" para casing de 5-1/2").	3 - 4 Intervalos en inyección selectiva
Cabezal del pozo	Con rotadores de varilla y de tubería.	-

Fuente: Autor

1.3.1 Tuberías y varillas de producción. Las tuberías de producción varían de acuerdo a los niveles de fluido, sistemas de levantamiento artificial, el tipo de fluido

y el estado mecánico del pozo. ³Estas tuberías son especiales para la producción de petróleo, son menos rígidas que las tuberías de perforación *Drill Pipe* y se denominan *Tubing*. Su fabricación es, por lo general de acuerdo a las especificaciones de las normas API 5CT y 5B. Para el caso específico del campo PT las tuberías mas utilizadas son las de 2-7/8” y 3-1/2”. A continuación se presenta una tabla con las especificaciones de las tuberías de producción. Las sartas de varillas utilizadas en el campo varían por muchos factores y su diseño cambia de acuerdo a las variables que cada pozo presente, con su correspondiente análisis de falla.

Tabla 2. Especificaciones de las tuberías y varillas de producción de acuerdo a las normas API

Tubería de producción	Tamaño in	OD (in)		Muro (in)	Grado	Largo (mm)				
		Estándar	EUE							
	23/8	2.375	2.594	0.190	J55 N80 L80 C90 T95 P110	8530~9750				
	27/8	2.875	3.094	0.217						
	31/2	3.500	3.750	0.254						
Empalme	Tamaño in	OD (in)		Longitud mínima (in)		Grado	Ancho del extremo (in)		Peso (kg)	
		Estándar	EUE	Estándar	EUE		Estándar	EUE	Estándar	EUE
	23/8	2.875	3.063	4 1/4	47/8	J55 N80 L80 C90 T95 P110	3/16	3/16	1.28	1.55
	27/8	3.500	3.668	5 1/8	51/4			7/32	2.34	2.40
	31/2	4.250	4.500	5 5/8	53/4			1/4	3.71	4.10

Varilla de bombeo OD in(mm)	5/8(15.88)	3/4(19.05)	7/8(22.23)	1(25.40)	1 1/8(28.58)
Rosca OD in(mm)	15/16(23.81)	1 1/16(26.99)	1 3/16(30.16)	1 3/8 (34.93)	1 9/16(39.69)
Acoplamiento OD in(mm)	1 1/2(38.10)	1 5(41.28)	1 13/16(46.04)	2 3/16(55.56)	2 3/8(60.33)
Longitud estándar ft(mm)	30(9140); 26(8000); 25(7620)				

Fuente: <http://yaoumachinery.es/7-oil-production.html>

³ RUGAO YAOU CO., LTD. Productos. Herramientas de producción de petróleo [Online]. Disponible en internet: <http://yaoumachinery.es/7-oil-production.html>

1.4 EQUIPOS DE *WORKOVER* Y *WELLSERVICE* UTILIZADOS EN EL CAMPO PT⁴.

Las diferencias entre los dos equipos radican mas en la funcionalidad, rangos y potencia de trabajo que en el mismo equipo, sin embargo para el campo PT la diferencia radica en que los equipos de *Wellservice* no tienen equipo de rotación.

A continuación se describirán las partes de un equipo de intervención a pozo y adicionalmente los requisitos que en cada ítem deben cumplir los equipos del campo PT.

Los componentes de un equipo de *Workover* y *Wellservice* son los siguientes:

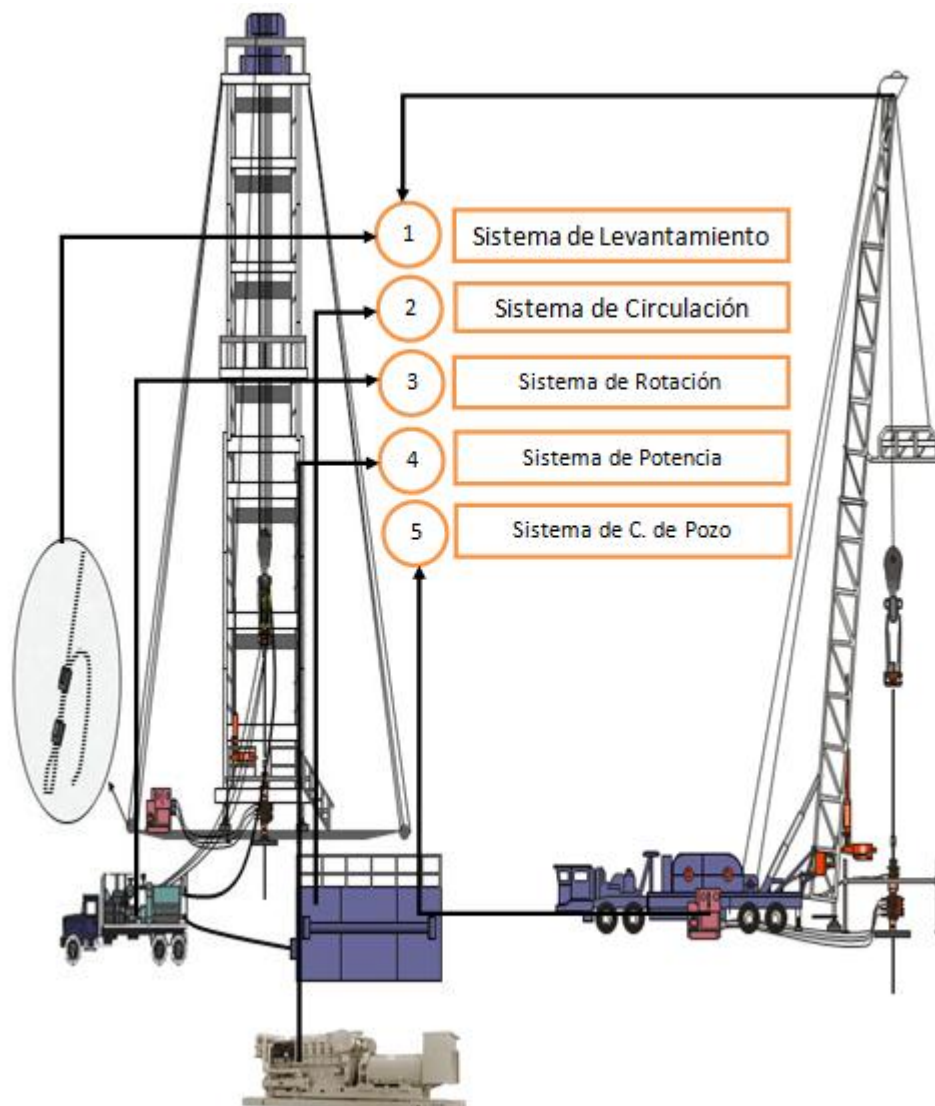
- a) Sistema de levantamiento.
- b) Sistema de circulación.
- c) Sistema de Rotación.
- d) Sistema de Potencia.
- e) Sistema de control de pozo.
- f) Equipo HSEQ

Esta clasificación obedece a las múltiples operaciones conjuntas que ocurren al mismo tiempo y que, sin embargo, no interfieren con las otras. La correcta coordinación de todos los sistemas hace posible el desarrollo de la operación de manera ágil y segura, cuando no existe buena relación entre estos sistemas puede llegar a ser potencialmente peligroso para el personal involucrado en la operación.

⁴ VERGARA José Orlando Y GARCIA Gabriel Fernando. Gestión de mantenimiento para los equipos de workover de la empresa STS de los ANDES S.A. Trabajo de grado para Ingeniero Mecánico. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físico – Mecánica. Escuela de Ingeniería Mecánica. 2010. 33p – 44p.

La figura 5 muestra los sistemas de los equipos de intervención a pozo y es notable como se combinan sin estar aislados.

Figura 5. Equipo de *Workover* y/o *Wellservice*. 1. Sistema de Levantamiento; 2. Sistema de Circulación; 3. Sistema de Rotación; 4. Sistema de Potencia; 5. Sistema de control de pozo.



Fuente: Autor

1.4.1 Sistema de Levantamiento. Está compuesto por todos los mecanismos y herramientas involucrados en la metida y sacada de herramientas al pozo, tubería, varilla, empaque, unidades de registro etc. Los requisitos mínimos del sistema de levantamiento en los equipos del campo PT son los siguientes:

1.4.1.1 Unidad Básica Equipo autopropulsado montado sobre ruedas y con sistema hidráulico para su levantamiento y nivelación. Luces con seguridad para su movilización nocturna. La torre debe ser telescópica transportada sobre la unidad básica, de base cuadrada. Torre con capacidad mínima efectiva de 150,000 Lbs. de carga en el gancho y altura de 84 a 96 pies. Con 4 – 6 líneas con trabajadero de varilla y de tubería.

Inspeccionada y certificada por el fabricante ó una compañía calificada para el trabajo.

1.4.1.2 Bloque viajero o Travelling Block. Compuesto por el bloque viajero (*Traveling Block*), bloque corona (*Crown Block*), gancho (*Hook*) y elevadores (*Elevator Link*) con capacidad de 100 – 150 Ton.

Los brazos elevadores sin desgaste, Todo el equipo debe estar inspeccionado y certificado por el fabricante o un profesional calificado.

1.4.1.3 Indicadores de Peso, presión. Indicador de peso tipo tensión y ancla e indicador de presión.

La instrumentación requerida para la medición y control de todos los parámetros involucrados: Peso, presión, torque, WOB, etc. Con lecturas en la mesa de equipo.

1.4.1.4 *Malacate*. Malacate potenciado con motor Diesel con capacidad de 200 a 250 HP, caja automática, freno, *winche*, compresor de aire, bomba hidráulica.

Capacidad de levante mínima de 150,000 Lbs, debe estar equipado con freno auxiliar (hidromático) con capacidad para soportar las cargas descritas. Tener un dispositivo de seguridad doble, para la corona (*Crown O-Matic*) y mesa de trabajo (arriba y abajo), calibrando y operando adecuadamente.

Sistema de enfriamiento de freno, cadenas libres de fugas y con protectores instalados, poseer colgador (*Cat Head*) para desenroscar o enroscar tubería (opcional).

1.4.1.5 *Cable*. Cable de perforación de 1" con especificaciones mínimas de: Resistencia nominal 90,000 Lbs.-pie.

1.4.1.6 *Winche* Winche hidráulico con cable de 1/2" para 5,000 lbs.

1.4.1.7 *Elevadores para tubería*. Elevadores estándar mínimo de 75 a 120 Ton de 90 grados, uno por cada diámetro de tubería de producción de 2-3/8", 2-7/8", 3-1/2", 4-1/2". Elevador estándar mínimo de 150 Ton de 18 grados para la tubería de trabajo de 2-7/8" IF.

1.4.1.8 *Cuñas*. Cuñas neumáticas para tubería de producción desde 2-3/8" hasta 4-1/2", con insertos intercambiables para los mismos diámetros, equipadas con

control neumático y operadas desde la consola de mandos de operación. Con capacidad para tubería de trabajo de 2-7/8" IF.

1.4.1.9 Llaves de tubo, de cadena y de manejo. Tres (3) juegos de llave de tubo para cada tamaño: 60", 48", 36", 24" y 18", con sus respectivos repuestos.

Juegos de Llaves (Guacamayas ó similares) para manejo de *tubing* de 2 3/8" a 4-1/2". Dos (2) llaves de cadena una de 36" y otra de 60". Con estas dos llaves se deben cubrir diámetros desde 2-3/8" hasta 4-1/2".

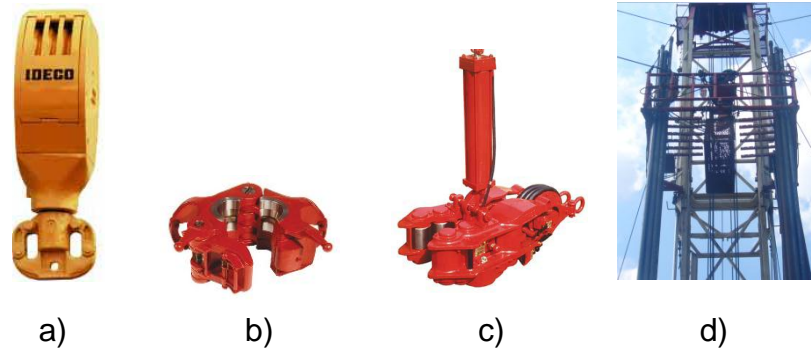
Dos (2) juegos de llaves de fricción por cada diámetro de varilla desde 5/8" hasta 1 1/2", en cada diámetro se manejan *couplings* Full Size y/o *Slim Hole*.

1.4.1.10 Llave hidráulica. Una llave hidráulica con mordazas para tubería de trabajo y tubería de producción de 2-3/8", 2-7/8", 3-1/2" y 4-1/2", para cualquier tipo de rosca con indicador de torque y unidad de potencia y su propia llave aguantadora incorporada, con capacidad hasta 5,000 lb-ft. Tener en stop mordazas de repuesto.

Una llave hidráulica para varilla con cuadrantes de 5/8" hasta 1-1/2" con indicador de torque y unidad de potencia y su propia llave aguantadora incorporada, con capacidad hasta 4,000 lb-ft. Tener en stop mordazas de repuesto.

1.4.1.11 Herramientas de pesca de varillas Pescadores para varilla (Cuerpo y *Coupling*) diámetros desde 5/8" hasta 1-1/2", para bajar en tubería de 2-3/8" hasta 4-1/2".

Figura 6. Componentes del Sistema de Levantamiento. Ejemplos: a) Bloque viajero, b) Elevadores de Tubería, c) Llave hidráulica, d) Torre de la unidad básica.



Fuente: “*Composite Cataloge*” Versión 2000, Gulf

1.4.2 Sistema de Circulación. Tiene que ver con la manipulación de fluidos del pozo y hacia el mismo. Entre los fluidos mas comunes se encuentran: Petróleo, Gas, Agua fresca y salada (*Brine*), lechadas de cemento y en algunas ocasiones lodo de perforación. El Sistema de circulación debe estar compuesto mínimamente de:

1.4.2.1 Stand Pipe. Mangueras, válvulas, conexiones y accesorios. Inspeccionado y certificado.

1.4.2.2 Bombas. Una bomba de lodo *Triplex* con potencia nominal de entrada mínima de 350 HP, Presión de Trabajo Máxima 3000 psi, con capacidad de bombeo de 5 a 6 BPM.

La bomba debe mantener centrifuga de alimentación independiente en manejo potencia y debe estar equipada con filtros en la succión y la descarga.

Amortiguadores de pulso (*Pulsation Dampeners*) y válvulas de seguridad de alta presión en la descarga, mínimo tres empaques de repuesto.

1.4.2.2 Manómetros *de 300 psi de alta resolución*. Certificado de inspección reciente de todas las líneas y accesorios de descarga que conducen el influjo hasta el Stand Pipe (Al inicio de las operaciones).

1.4.2.3 *Tanque de Lodos*. Un tanque de lodos para el sistema activo de 200 bls. El tanque debe estar diseñado para poderse aislar de los demás, equipado con líneas de succión y llenado.

Suministrar el plano de distribución y capacidad del sistema de lodos donde se muestra el sistema de alta y baja presión, puertas válvulas, conexiones internas, sistema de limpieza y transferencia.

El tanque de succión debe tener agitador de paleta y pistolas submarinas en cantidad y capacidad suficiente para mantener homogéneo el sistema de lodo. Compartimientos para la trampa de arena. Indicar el número, tamaño, tipo y capacidad de los agitadores y sus motores (anti - explosión e intemperie).

El sistema debe permitir mezclar independiente o simultáneamente a los tanques de succión

1.4.2.4 *Poor Boy*. Separador de gas o *Poor Boy* vertical con descarga de 3" y 150 pies como mínimo de línea al quemadero.

1.4.2.5 Tanque de agua y Combustible. Un tanque de 100 Bls para almacenamiento de agua, montando sobre patín, provisto de mangueras para conectarse en serie a la bomba triplex o los tanques de agua; con una bomba centrífuga de 2" x 3" y motor eléctrico de mínimo 10 HP. Un tanque metálico cerrado para suficiente almacenamiento de combustible como para permitir la operación continua de los equipos sin contratiempos.

1.4.2.6 *Bomba* de transferencia de fluidos. Bomba neumática con motor ACPM ó *Diesel* para achicar los contrapozos con sus acoples y mangueras.

1.4.2.7 *Equipo* para achicamiento. El malacate auxiliar de "Sand Line" y achicamiento con 10.000' de cable de 9/16" con indicador de tensión, y grapa para tensionar con la polea viajera. El malacate podrá estar incorporado a la unidad básica ó constituir una unidad independiente operacionalmente adecuada y funcional.

Equipo completo para achicamiento con su respectivo lubricador, *manifold* de prueba y control del pozo, preventora de cable y barras de peso.

Diez juegos de gomas de achicamiento (2 gomas por juego) para tubing de 2-3/8", 2-7/8", 3-1/2" y 4-1/2". Después de esta cantidad (para todo el contrato) se pagará por reembolsables.

Diez juegos de gomas de achicamiento (2 gomas por juego) para tubing de 2-3/8", 2-7/8", 3-1/2" y 4-1/2".

Figura 7. Bomba de lodos, parte esencial del sistema de circulación



Fuente: "Composite Catalogue" Versión 2000, Gulf

1.4.3 Sistema de Rotación. (Aplica solamente para los equipos de *Workover*):

Figura 8. Unidad de Power Swivel.



Fuente: "Composite Catalogue" Versión 2000, Gulf

Consiste en los sistemas que permiten y están involucrados en la rotación de tubería para realizar perforaciones menores (Tapones de Cemento, puentes de

arena y moler herramientas existentes en el pozo como pescados) y algunas otras operaciones en las cuales es necesario rotar (asentamiento de empaques y operaciones de pesca. El sistema de rotación debe estar compuesto mínimamente de la unidad *Power Swivel* de conexión estándar 2-3/8" IF, 2-7/8", 3-1/2" IF, 4 IF, 6-5/8 REG. Tubería Drill Pipe de los mismos diámetros relacionados de la Power Swivel.

1.4.4 Sistemas de Potencia. Son los equipos encargados de suministrar energía y potencia a todo el taladro. Las especificaciones de los equipos para efectos de las operaciones desarrolladas en el Campo PT son:

1.4.4.1 *Motores.* Motor diesel de 250-350 HP, para alimentación de potencia al malacate

1.4.4.2 *Planta eléctrica.* El equipo debe poseer Generadores Eléctricos de suficiente KVA para suministrar el 150% de los requerimientos de potencia eléctrica calculada para operar el equipo, la iluminación, el campamento y todo el equipo eléctrico asociado.

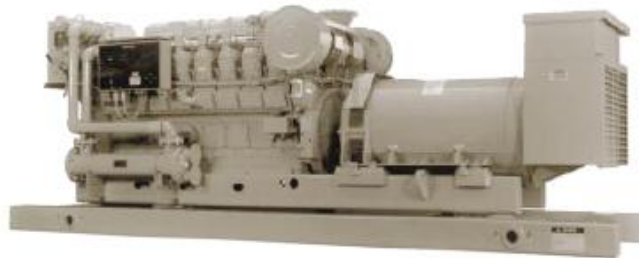
Los generadores deberán tener motores independiente diesel, de capacidad tal que les permita generar la potencia eléctrica especificada. Los generadores deberán estar dedicados a suministrar la potencia al equipo y deberán ser independientes de los requerimientos eléctricos del campamento u otras operaciones.

Debe poseer un generador de relevo (Back Up) de suficiente capacidad para operar el equipo en el evento de falla o mantenimiento de los Generadores Principales.

Especificar completamente los generadores y sus motores. Días de operación desde la última gran revisión o reparación del sistema.

1.4.4.3 Lámparas. Lámparas a prueba de explosión e intemperie para la iluminación apropiada de los sitios de trabajo en el equipo, con cables protegidos y aseguradas correctamente, dependientes del sistema de energía principal. La torre con lámparas fluorescentes a prueba de explosión.

Figura 9. Planta Eléctrica alimentadora de potencia.



Fuente: “*Composite Cataloge*” Versión 2000, Gulf

1.4.5 Sistema de Control de Pozo. Este sistema tiene como función asegurar al personal y las operaciones de brotes provenientes del pozo. De acuerdo a la experiencia del equipo de trabajo que este operando el taladro el sistema de

circulación puede prevenir no solo la salida de materiales del pozo, sino la entrada caída indeseada de algún material extraño dentro del pozo.

1.4.5.1 Preventoras Un conjunto de preventoras de 11" x 3000 psi (opcional 7-1/16" x 3000 psi) fabricado bajo el API 16A y cumplir con la Norma NACE MR0175.

Dos (2) preventoras de ariete, un set de ariete ciego, un set de arietes de tubería para los diámetros entre 2-3/8" y 4-1/2".

Preventora anular adecuado al preventora solicitado, con "full bore" mínimo de 7-1/16" campana, conductor y conexiones necesarias para operar con acumulador. Las dimensiones del conjunto de BOP's y la campana deben ser acordes a la altura de la mesa de trabajo.

El preventora debe tener las respectivas válvulas laterales. Se debe incluir la historia de inspección de las BOP's y equipos asociados y la certificación del fabricante o personal calificado de la última reparación (al inicio de las operaciones). Los conjuntos de BOP's, únicamente deben usar repuestos originales y nuevos.

Preventoras de varillas para diámetros desde 5/8" hasta 1-1/2". Con set de preventoras intercambiables para cada diámetro de varilla. Capacidad para manejo de varilla centralizada para tubing de 4-1/2".

Acumulador

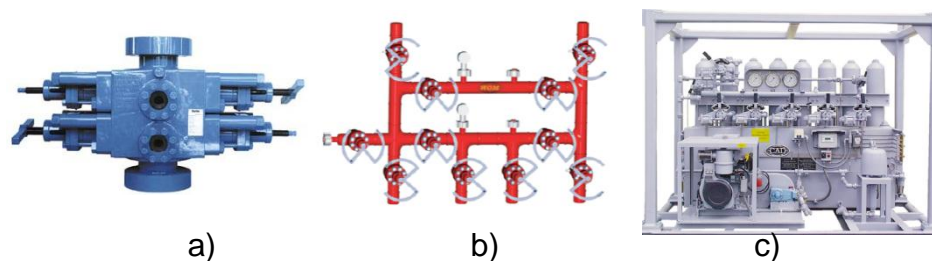
1.4.5.2 *Acumulador.* Acumulador norma API RP 16E con capacidad suficiente para manejar el bstack de BOP de acuerdo a la norma API RP 53.

El acumulador debe tener la capacidad suficiente para operar los Rams y el preventora anular (3000 psi). Conexiones y mangueras metálicas flexibles que permitan su operación hasta una distancia mínima de 10 metros del contrapozo.

1.4.5.3 *Compresor de aire*. Compresor de aire adecuado para la operación del equipo y las labores de mantenimiento, mínimo de 150 psi. Equipado con tanques de almacenamiento de suficiente capacidad.

1.4.5.4 *Choke manifold* para 5000 psi de presión de trabajo, 2-1/16", tanto de válvulas como de líneas. Choke ajustable: uno manual de 2-1/16"-5000 psi. Poor Boy, línea del quemadero con su respectiva tea.

Figura 10. Partes del sistema de control de pozo. a) BOP (Preventoras), b) Choke Manifold, c) Acumulador.



Fuente: “*Composite Cataloge*” Versión 2000, Gulf

1.4.6 Equipo Ambiental y HSE Con el objetivo de asegurar la integridad de las personas que están directamente relacionadas con la operación y el entorno

ambientalmente vulnerable cercano al pozo, se debe contar con un sistema de protección ambiental y de HSE, que consiste en:

1.4.6.1 Equipo de prevención y control ambiental. Herramienta de drenaje de fluidos en superficie cuando se saque tubería llena (Borracho) para tubería desde 2-3/8" hasta 4-1/2". Limpiadores externos (Wippers) para tuberías desde 2-3/8" hasta 4-1/2". Bandejas con sus drenajes al contrapozo para cuando se saque la tubería de producción. Equipo manual para recolectar la contaminación de aceite originada durante los trabajos en el pozo.

1.4.6.2 Equipo de HSEQ. Equipo de seguridad compuesto por: dos extintores de 150 libras tipo BC, seis (6) extintores de 30 libras tipo BC, dos (2) extintores portátiles de 20 libras tipo BC. Mínimo 50 metros de tela oleofílica para control de derrames. Línea de salvamento para casos de emergencia en el encuelladero (Jerónimo). Retráctil para subir a la corona ó al trabajadero del equipo Todos los equipos que trabajen con combustible (bombas, unidad básica, generadores) deben poseer su respectivo sistema de matachispas. Una (1) camilla, cinco (5) chaquetas de seguridad reflectivas, dos (2) trajes completos de contraincendios, Manual de contraincendios y manual de control de pozos. Un probador de gases portátil que permita como mínimo detectar y medir la presencia de gases inflamables, suficiencia de oxígeno y tóxicos (Monóxido de carbono "CO" y Sulfuro de Hidrógeno "H2S"), con alarma sonora y visual con su respectivo kit de calibración certificado y contar con personal disponible por turno de trabajo que esté debidamente entrenado por el fabricante del equipo y certificado por DHS para su uso y calibración.

Un alcoholímetro calibrado de acuerdo con las especificaciones del fabricante, en óptimo estado de funcionamiento y mantenido en condiciones apropiadas de Higiene.

Avisos reflectivos en los vientos, avisos de seguridad en las áreas de trabajo delimitando áreas restringidas, prevención para las vías. Señales de advertencia sobre peligro, con buena visibilidad tanto de día como de noche. Botiquín de primeros auxilios incluyendo un lava-ojos. Manual de primeros auxilios.

Nota: Al momento de calcular los tiempos perdidos, se tendrán en cuenta estos requisitos para definir que tiempo corresponde al no cumplimiento de los mismos.

1.5 OPERACIONES DE WORKOVER Y WELLSERVICE.

Las operaciones de Workover y Wellservice se diferencian, en que las primeras buscan incrementar el índice de productividad o inyectividad cambiando la configuración del pozo como tal, mientras que las operaciones de wellservice como su nombre lo indica son servicios a pozo con el fin de llevarlo a la producción mas alta posible según sean las condiciones dejadas en el ultimo Workover.

En el campo PT las operaciones más comunes de *Wellservices* y *Workover* y desarrolladas en el año 2011 son las siguientes

1.5.1 Operaciones de Wellservice⁵ Las operaciones de Wellservice o de mantenimiento de pozos, operativamente son mas cortas, ágiles y económicas que las operaciones de Workover; sin que esto implique que sean necesariamente mas sencillas. Una intervención de este tipo que no termine de la manera planeada puede convertirse en un Workover que cambie el estado mecánico del pozo y el desempeño del mismo en toda su vida productiva futura si es un productor, o que el comportamiento de su inyectividad se vea afectado.

Tabla 3. Operaciones de Workover y Wellservice en el Campo PT, Año 2011

* Se incluyen los Completamientos iniciales	
Operaciones - Campo PT (2011)	
Workover *	Wellservice
Completamiento como Productor (BM, PCP, ESP)	Tubería rota
Completamiento como Inyector	Varilla partida
Conversión de Productor a Inyector	Cambio de Bomba
Cambio de Sistema de Levantamiento Artificial	Limpieza de Arena mecánica o hidraulica
Abandonos convencionales definitivos	Corrección de Casing
Recañoneos	
Reactivaciones	
Aislamiento de Zonas	

Fuente: Autor

⁵ ACOSTA Casas A., BARRIOS Piñera R. Y NAVARRO Cárdenas R. Manual de reacondicionamiento de pozos: Gerencia Regional Magdalena Medio: ECOPETROL S.A: EXT-M-002, 2008.

La mayoría de los Wellservice, pueden resumirse en intervenciones a las sargas de producción y/o a las sargas de bombeo de cualquier sistema de levantamiento artificial, en donde se ejecutan metiendo y sacando la tubería y/o la varilla, cambiando lo que sea necesario cambiar para devolver el pozo a su estado activo en igual o mejores condiciones si es posible.

Acorde con el objetivo y de la manera en como se lleva a cabo el mismo, los Wellservice se pueden clasificar así:

Sacando solo la sarga de bombeo: es necesario que se cumplan las siguientes condiciones para no tener que sacar la sarga de tubería y solo sacar la sarga de bombeo para cumplir el objetivo del trabajo: Determina que la tubería esta en buen estado (NO tubería rota), que el tiempo de uso de la tubería este en el rango de tiempo de uso operativo "*Run life*" establecido para el campo, que es de 342 días, cuando en las intervenciones por varilla partida o desconectada es posible pescar y sacar la sarga de varillas restante dentro del pozo y cuando en el objetivo del programa del pozo lo único que se va cambiar en las especificaciones de la bomba es la longitud del recorrido o el material mas no el diámetro de la bomba. Para estos mantenimientos el tiempo de operación es muy corto y fácilmente puede ser mas larga la movilización del equipo que la misma operación, por esta razón existe un equipo mas pequeño, con menor capacidad y más ágil llamado "Flush By truck" (comúnmente llamado "*Flush By*"). De acuerdo al alcance de este trabajo no se entrara en detalle con las operaciones ejecutadas por esta unidad denominada "*Rigless*".

Sacando sarga de Tubería y Varilla: En la mayoría de las operaciones es necesario sacar la sarga de tubería junto con la sarga de varillas, esto se debe principalmente a que cuando se interviene un pozo por falla mecánica es recomendable aprovechar la intervención para hacer todos los cambios posibles y evitar entrar al

pozo nuevamente en corto tiempo. Aquí se incluyen los trabajos de limpieza al pozo, achicamiento del pozo, cambios de bomba y todos los trabajos que se pueden realizar en el ítem anterior.

Los equipos de *wellservice* que se medirán desarrollan operaciones del tipo “Sacando sarta de Tubería y Varilla”.

Operativamente las intervenciones de mantenimiento a pozo se ejecutan de manera secuencial, algunas de estas operaciones son necesarias y otras opcionales.

1.5.1.1 Operaciones Necesarias Todas las operaciones de *wellservice* tienen pasos prácticamente iguales que, independiente el objetivo, siempre se cumplen y con un orden respectivo. Estas etapas son:

1.5.1.1.1 *Movilización*: En este paso se incluye la desmontada del pozo anterior, el transporte de todas las cargas, y el montaje del equipo en el siguiente pozo. el tiempo de ejecución de esta operación varia de acuerdo a la distancia entre los dos pozos, la experiencia en logística que tenga el personal de transporte y del equipo, al tamaño de las locaciones de los pozos y a las normatividades de transporte a nivel nacional. El tiempo de esta operación comienza cuando se libera el equipo por parte de los company man y termina cuando el mismo lo recibe en el siguiente pozo.

1.5.1.1.2 *Descargar presión en cabeza de Tubing y Casing*: Para garantizar la seguridad de la operación y el personal en sitio, es necesario descargar la presión a la línea que comunica al “*poor boy*” para posteriormente pasarlos a la “Tea”. Del

éxito de este procedimiento se pueden evitar muchos accidentes y el futuro del trabajo. De tener presente, en la descarga del tubing o casing, agua o petróleo es necesario llevarlo al tanque a una pídora de recolección para evitar contaminación.

1.5.1.1.3 *Desmontaje del cabezal de producción o inyección.* Sin importar cual tipo de levantamiento artificial tenga el pozo, para poder intervenir es necesario retirar el cabezal.

1.5.1.1.4 *Retirar facilidades de producción o Inyección.* Dentro de dichas facilidades se encuentran las conexiones que llevan el fluido a las líneas de producción o que facilitan la inyección del agua. La cercanía de otros pozos en cluster puede hacer que las facilidades de este otro pozo obstaculicen el trabajo, sin embargo solo se retiran las del pozo a intervenir.

1.5.1.1.5 *Acondicionamiento de la mesa de trabajó y herramientas para el manejo de varillas.* Dentro de esta etapa se encuentra la instalación de las preventoras de varilla, las llaves hidráulicas de varilla, llaves manuales de varilla y el alistamiento de los elevadores de varilla. Este paso se repetirá siempre que se valla a manipular varilla, es decir en la metida y sacada de la misma, y en algunas ocasiones, dependiendo de la facilidad para trabajar, no se necesita mesa de trabajo.

1.5.1.1.6 *Sacada de la sarta de varillas.* Una vez terminado todo lo anterior se procede a sacar la sarta de varillas. En el campo PT no se saca la sarta en dobles o tiples, se saca quebrando (una a una), debido a que siempre es necesario

medirla y calibrarla para verificar su estado y llevar un control de “Performance” del material.

1.5.1.1.7 Instalar y probar preventora de tubería (BOP's). La instalación adecuada de la preventora BOP es el primer mecanismo del sistema de control de pozo, por eso esta operación es crítica y no se puede empezar con el siguiente paso sin antes verificar el buen estado y que la prueba de preventoras sea positiva.

La prueba de preventoras de debe realizarse de acuerdo a la recomendaciones de las normas API RP53 y API SPEC 16D

1.5.1.1.8 Acondicionamiento de mesa de trabajo y herramientas para manejo de tubería. La altura de la mesa de trabajo será de acuerdo al juego de preventoras previamente instalados. Dentro de las herramientas para alistar, están; elevadores de tubería, llaves hidráulicas de tubería, llaves de potencia, mesa de cuñas y el juego de llaves de tubo.

1.5.1.1.9 Sacada de Tubería: El procedimiento de sacada de tubería puede ser quebrando o en dobles, esta decisión dependerá de algunos factores:

- a) Cual es la siguiente operación: Si en la siguiente se cambiara el tipo de tubería a usar para dar continuidad al mantenimiento es necesario sacarla quebrando.
- b) Tubería rota: Si se identifico que la tubería esta rota en algún punto, es necesario sacarla quebrando, debido a que si este es el problema seguramente se deberá a rozamiento o a corrosión y por lo general el también hay desgaste en el resto de la sarta lo cual no la hace operativa.

- c) Varilla Partida: Cuando el problema identificado fue varilla partida y la con la unidad de *Flush By truck* no fue posible pescar la sarta restante en el dentro de la tubería, también se debe sacar quebrando hasta encontrar el punto de ruptura, operativamente genera alto riesgo sacar en dobles con la varilla adentro de la tubería.

Este procedimiento se aplicara las veces que sea necesario.

1.5.1.1.10 Medición de fondo Esta operación siempre se hace después de sacar la tubería, con la unidad de Slick Line (Unidad de guaya fina), esta unidad es “*Rigless*”. Sin embargo operativamente existen diversas maneras de hacerlo, puede hacerse con la misma tubería pero los resultados pueden no ser confiables según el estado (suave o duro) del fondo encontrado y la sensibilidad del indicador de peso, puede hacerse también con el cable de “Sand Line” propio del equipo, pero puede que los resultados tampoco sean fieles según sea el estado del cable y la sensibilidad del indicador de peso. En ocasiones se hace con la misma tubería de producción o de trabajo

1.5.1.1.11 Bajar BHA (Bore-Hole Assembly) de producción o inyección completa. Después de dejar el pozo en las mejores condiciones posibles, el siguiente paso es bajar el diseño de producción completo, primero las sarta de producción (Tubería) y seguido la sarta de bombeo (Bomba + Varillas). Antes de iniciar a bajar el diseño de bombeo se desinstala la preventora BOP y se conectan las facilidades de superficie. Debe dejarse el pozo con las mismas facilidades que tenia antes y en la misma configuración.

En un pozo inyector con sarta de inyección convencional el BHA consiste en la tubería de cola seguido del empaque utilizado y la sarta de inyección (Tubería de inyección), si es sarta inyección selectiva se bajara de acuerdo a la configuración de los empaques y mandriles, con sus correspondientes profundidades.

1.5.1.1.12 Prueba de acción de bombeo. Las pruebas de acción de bombeo deben hacerse para verificar el trabajo, observar el primer desempeño de los materiales usados y corregir cualquier problema que pueda presentar cuando el pozo ya este en producción. Puede hacerse accionando el bloque viajero arriba y abajo o instalando el cabezal de producción; en el caso de las unidades PCP, la prueba de hacerse montando el cabezal. En este paso se hacen los cambio de superficie necesarios; instalación de rotadores de tubería, cambio de *stuffing box*, o de algún accesorio del cabezal.

En los pozos de inyección se verifica la hermeticidad de las conexiones del cabezal para no tener fugas.

1.5.1.1.13 Liberar equipo. Una vez finalicen las operaciones en el pozo y se compruebe que este fluye se considera se considera finalizado y se libera el equipo. Cuando se verifique el “disparo” del pozo, se notifica que el pozo quedo en producción y en buenas condiciones. Hasta que el pozo no quede en optimas (Cumpliendo con el objetivo del trabajo) condiciones el equipo debe permanecer en la locación, cuando el resultado es positivo se declara equipo liberado para iniciar la movilización al otro pozo.

1.5.1.2 Operaciones Opcionales. Estas operaciones se pueden o no ejecutar, según sea el objetivo de la intervención y el estado mecánico encontrado en el pozo.

1.5.1.2.1 Limpieza Mecánica de arena (Bomba Desarenadora). Dependiendo de la consolidación de las arenas productoras del pozo, se configurara el tipo de sucio que se ha de encontrar en el pozo.

Con los resultados de la prueba de fondo se decide si se debe limpiar o no, siempre y cuando el fondo encontrado no sea un colapso del casing o el tope de un pescado dejado en alguna intervención anterior. En caso de estar sucio de arena la decisión de si se debe limpiar o no, depende de si el nivel de sucio

Cuando el resultado de la toma de fondo es tope de sucio por encima de la base de perforados indica que el pozo esta arenado y es necesario limpiarlo, o cuando el tope de sucio esta muy cerca de la base de perforados es decir "Rat hole" pequeño también es necesario limpiar para evitar que tener volver a intervenir el pozo en corto tiempo. En cualquier caso la primera opción es la limpieza mecánica de arena, debido a que en este procedimiento no se afecta la integridad del pozo además es efectivo para muchos tipos de sucio (puentes solidos de arena, arena suelta, arena gruesa, lodo creado de la mezcla de agua arena y aceite).

El principio físico bajo el cual funciona es similar al de una bomba de tubing de bombeo mecánico, succión por medio de un pistón.

El BHA de una bomba desarenadora consiste en: Válvula Flapper + Recamara (15-20 tubos del mismo válvula flapper) + Bomba desarenadora (THC como pistón lleva un tubo tipo Kelly) + Tubería de conducción. Los diámetros mas usados en el campo PT son de 2-7/8" y 3-1/2" dependiendo del diámetro del casing.

El procedimiento en el que se ejecuta esta operación es así:

- a) Se conecta a la Válvula Flapper la tubería de recámara (El número de tubos de recámara depende de que tanta presión de succión se desea generar) y se baja al pozo.
- b) Al último tubo de la recámara se conecta la bomba desarenadora previamente probada.
- c) Bajar con tubería de trabajo Drill Pipe (la que este disponible) es recomendable usa 2-7/8". Hasta el tope de sucio. Tan pronto se toque sucio, se debe continuar la operación de limpieza hasta que termine, ya que al tocar, y esperar, el sucio se sienta sobre los cheques, se solidifica y luego es imposible la succión del pistón (bomba pegada)
- d) Colocar entre 1500lbs y 2000lbs de peso máximo (una vez tocado el tope de sucio), teniendo en cuenta que no se debe sobrepasar el peso total de los tubos de la recámara, para que el barril no trabaje en compresión, ya que podría partirse. Avanzar 5' (máximo), levantar 6 – 8' y repetir el procedimiento hasta llenar la capacidad de los tubos de la recámara.

NOTA: La eficiencia de la bomba se conoce en superficie porque después de colocarle peso, al darle arriba a la sarta, inmediatamente el peso de la sarta aumenta.

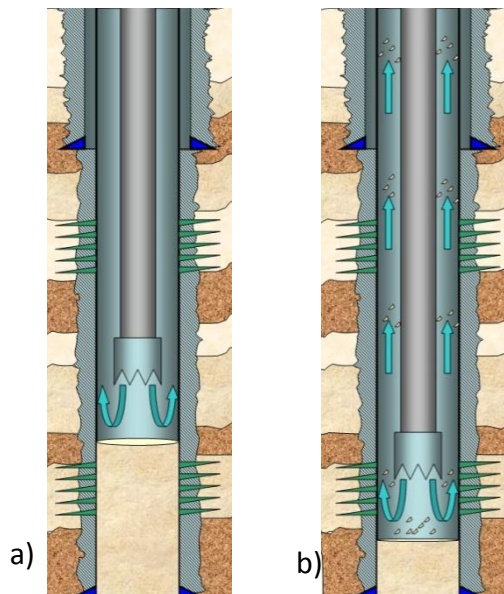
1.5.1.2 Limpieza de arena por circulación. Es muy efectiva, en casi todos los casos la limpieza es efectiva y total, es decir, se llega hasta fondo real. El tiempo de limpieza es mas corto en comparación con la limpieza mecánica, sin embargo,

este procedimiento no es recomendado en pozos con tendencia a “tomar” demasiado (formaciones con alta inyectividad) en los cuales por efecto del agua se puede inclusive infringir en daño a la formación, por acción del agua de circulación.

Existe la posibilidad de que después de intentar limpiar mecánicamente, se preceda a limpiar por circulación. De ser así es recomendable enviar una píldora sellante para evitar que el pozo tome mucho y que no se infrinja daño a la formación.

Para hacer mas efectiva la limpieza se ponen tubos de cola de diámetro muy reducido (1"-1-1/4"). El tanque se conecta a la bomba triplex y esta a su vez a la Power Swivel.

Figura 11. Limpieza por circulación, a) Al inicio de la circulación, b) Avance de la circulación, perforados destapados



Fuente: Autor

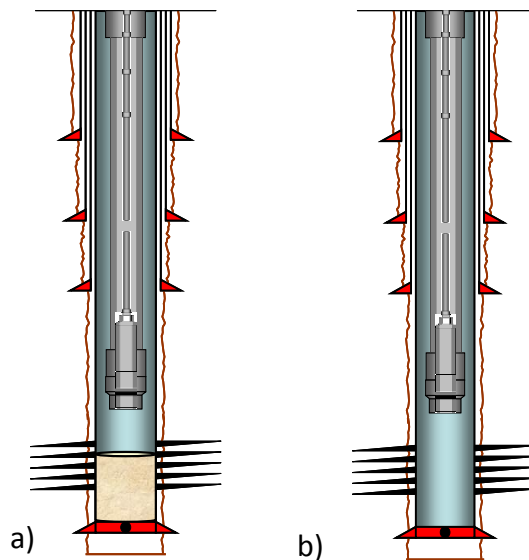
- a) Instalar la manguera de retorno. Se conecta del anular al tanque de suministro de fluido, al compartimiento (canaleta) de recepción de fluido con sólidos provenientes del pozo.
- b) Poner en funcionamiento la bomba Triplex. comenzar a bombear en directa (sin acelerarla a fondo), hasta obtener retorno por el anular al tanque de recepción de residuos (un operario debe estar sobre el tanque, para registrar este momento).
- c) Comenzar a lavar bombeando en directa y bajando suavemente la sarta sin sobrepasar las 2000 lbs de peso si se lleva tubería de cola en la punta, y tratando al máximo de no rotar la sarta con la llave hidráulica ya que podría partir la tubería de cola. Si el sucio del fondo es muy compacto, y teniendo en cuenta que en la punta se ha instalado una reducción, es necesario trabajar con una presión de 500psi a 700 psi aproximadamente.
- d) Circular durante el tiempo requerido (según la profundidad) para que el “sucio” salga a superficie. Detener cuando se llegue a fondo la circulación.

1.5.1.2.3 Pesca de Varillas. Como todas las operaciones de pesca consiste en bajar con una herramienta especial para capturar dentro del pozo a la profundidad donde se encuentra el elemento a pescar, en este caso llamada “Overshot”, para coger el material que quedo en el pozo. La gran mayoría de las pescas de varillas ocurren por dentro de la tubería, sin embargo hay excepciones en las que la sarta de varillas queda dentro del pozo sin tubería.

Procedimiento:

- a) Se conecta el "Overshot" a barras de peso "Sinker-bar" (el numero se barras de peso será de acuerdo a la profundidad a la que este el pescado).
- b) Se baja hasta el tope del pescado y aplicando peso se introduce el "overshot" en la cabeza del pescado y se tensiona hasta que la tensión se libere. Cuando el indicador caiga súbitamente indica que la pesca fue exitosa.
- c) Sacar toda la sarta de varilla junto con el pescado.

Figura 12. Estado mecánico de un pozo con varilla desconectada y/o partida, a) Con arena, b) sin arena



Fuente: Autor

1.5.1.3 Unidades adicionales a los Wellservice. Algunas operaciones de los mantenimientos a pozos, reciben apoyo y servicio adicional de las unidades de Slick Line y Flush By truck. La primera es usada para hace pruebas de tubería y

tomas de fondo. La segunda se envía generalmente cuando es posible delante del equipo de wellservice para sacar la sarta de bombeo.

1.5.2 Operaciones de Workover⁶. Estas operaciones se diferencian de las operaciones de *Wellservice*, en dos cosas: La primera es el resultado final. Los trabajos de *workover* una vez terminados el estado mecánico del pozo es diferente al que estaba antes de la intervención mientras que los *wellservice* cambian el estado mecánico pero de las herramientas en el pozo mas no el pozo. La segunda es el uso de tubería de trabajo Drill Pipe (DP) y rotación. Esta segunda condición es muy flexible, si se analizan las operaciones de mantenimiento a pozo en algunas oportunidades es necesario usar Drill Pipe debido a que si se usara Tubing cabe la posibilidad de que la tubería no resistiera la operación, sin que esto la convierta a un *Workover*.

Muchas de las etapas de la operación son exactamente iguales a la de *Wellservice*, dependiendo de si el pozo esta en producción/Inyección o no; Si el pozo esta recién perforado las etapas en donde se desmontan o retiran cabezales, sargas o facilidades no se realizan, pero el montaje de lo mencionado si se realiza. En el caso en que el pozo si esta operativo o fue operativo en algún momento las etapas de la operación de *wellservice* también se llevan a cabo en *workover* omitiendo o cumpliendo etapas de acuerdo con lo que el pozo tenga al momento de la intervención.

Hay dos tipos de operaciones de *workover*: la primera se denomina “Completamiento Inicial” y es cuando el pozo se interviene por primera vez en después de haber sido perforado, la segunda es cuando esta en producción o inyección, o en algún momento estuvo operativo se le denomina

⁶ ESTEVEZ Julián y GELVEZ Luis Ricardo. Programa de Optimización de Trabajos de Workover. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 1990.

“Recompletamiento”. Esta última definición es muy general, el alcance de la palabra “Recompletamiento”, va desde un Recañoneo para aumentar producción hasta un Abandono en donde se deja el pozo completamente inoperativo. Algunas operaciones se ejecutan con el fin de corregir daños mecánicos en el pozo, estas actividades se denominan también re completamientos.

Las operaciones que a continuación se describirán son aquellas en las que se altera el estado mecánico del pozo y son las más usadas en todas las actividades de *Workover* que se realizan en el campo PT.

1.5.2.1 Cañoneo y Recañoneo⁷ El objetivo principal del cañoneo es comunicar la formación con la parte interna del pozo de manera controlada. Consiste en disparar cargas a las profundidades de la formación productora o la formación a inyectar, de manera que atraviesen el casing, el cemento detrás del revestimiento y la formación. El cañoneo de un pozo se realiza bajo diferentes parámetros como lo son:

1. Densidad de cañoneo
2. Dirección de tiro (fase)
3. Separación de cargas
4. Penetración
5. Diámetro de la penetración

Igualmente se deben determinar los siguientes parámetros

- Tipo de equipo usado en el proceso

⁷ MARQUIZ, Alez. Manual Técnico de operaciones de cañoneo. Presentado como proyecto de grado para optar al título Técnico en Petróleos. Instituto Universitario Nuevas profesiones. Noviembre 2004.

- Cantidad y tipo de carga en el cañón
- Técnicas usadas en el completamiento del pozo
- Características de la tubería y el cemento
- Procedimiento usado para el cañoneo

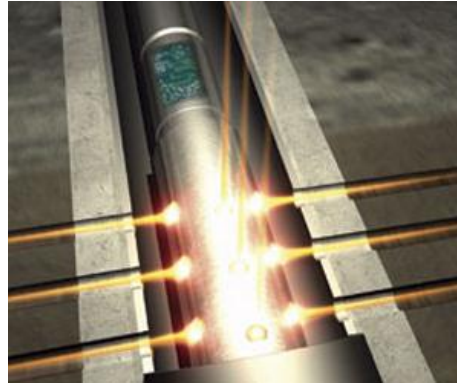
Las operaciones de cañoneo para la producción o evaluación de pozo se puede realizar bajo condiciones de diferencial de presión positiva (cañoneo sobre balance) o condiciones de diferencial de presión negativa (cañoneo bajo balance). Para el caso del campo PT el cañoneo se realiza bajo balance es decir el la columna de fluido existente en el pozo en el momento del cañoneo tiene menor ejerce menor presión que la formación con el fin de estimular o inducir el flujo por diferencia de presiones.

Procedimiento:

El cañoneo en el campo PT se realiza a través de Wireline como un servicio que presta una compañía de servicios. La densidad de tiros alcanza los 3 – 4 TPP y cañones de longitud hasta de 30'. El tipo de disparos por lo general son Ultrajet II para los pozos mas nuevos y para los pozos mas antiguos (1930's - 1960's). El numero de corridas es elevado especialmente para pozos inyectoros, esto implica que sea una operación de mucho cuidado y dispendiosa. Cuando se ejecutan cementaciones remediales también es necesario cañonear para comunicar la parte no cementada del pozo.

En el procedimiento se debe tener en cuenta principalmente que debe hacer de abajo hacia arriba correlacionando los datos arrojados por el registro CCL – CBL para no cañonear zonas no deseadas (acuíferos o zonas secas).

Figura 13. Imagen de un cañoneo en el momento del disparo



Fuente: http://www.epmag.com/Production-Completion/New-perf-gun-stands-to-pressure_33667

1.5.2.2 Cementación⁸. El objetivo de la cementación varía de acuerdo al objeto del trabajo. De acuerdo a lo anterior existen tres tipos de cementación:

1.5.2.2.1 Cementación primaria. Se da cuando se perfora el pozo como soporte al casing instalado, para asegurar la integridad del pozo, para aislar las zonas de petróleo, gas y aceite, y para prevenir la corrosión del revestimiento en su parte exterior. Debido al alcance de este trabajo no se profundizará en este procedimiento pues es ejecutado por el taladro de perforación.

1.5.2.2.2 Cementación secundaria (Remedial). Este procedimiento consiste en inyectar cemento a la detrás del revestimiento y a la formación a través de perforaciones hechas por cañoneo o por las ranuras de un Liner ranurado. Si se diagnostica como problema mecánico que el casing esta roto, es mismo roto puede convertirse en el canal de comunicación detrás del revestimiento.

⁸ BERMÚDEZ, Raúl. Cementación de Pozos Petroleros – Principios y Tecnologías. Schlumberger. Noviembre 16 del 2007.

Cementación remedial (Squeezing) Estas cementaciones se presentan siempre que sea necesario para dar continuidad al objetivo de la intervención. Si el objetivo del trabajo es la reactivación de un pozo y es necesario aislar las zonas que anteriormente fueron productoras, entonces se debe hacer cementación remedial a esas zonas. Otro caso en donde puede ser necesario, es cuando se cañonea y el resultado de los intervalos perforados no es el esperado, lo mejor es aislar esas zonas para tampoco perder fluidos de otras zonas.

Procedimiento:

Una vez seleccionado el intervalo para aislar se procede de la siguiente manera:

- a) Se ubica un retenedor, o un empaque recuperable o cualquier otro método, inclusive arena, para dar soporte al cemento a la una profundidad alrededor de 20' por debajo de la base del intervalo por aislar.
- b) Se bombea el cemento con características parecidas o iguales al cemento usado en abandonos y se desplaza con agua.
- c) Se cierran anulares y se forza el cemento a inyección a una presión suficiente para llenar la zona de interés, mayor a 500 psi en cabeza.
- d) Se espera fragüe.
- e) Se verifica tope de tapón de cemento y se perfora el cemento restante hasta el mecanismo usado como soporte.

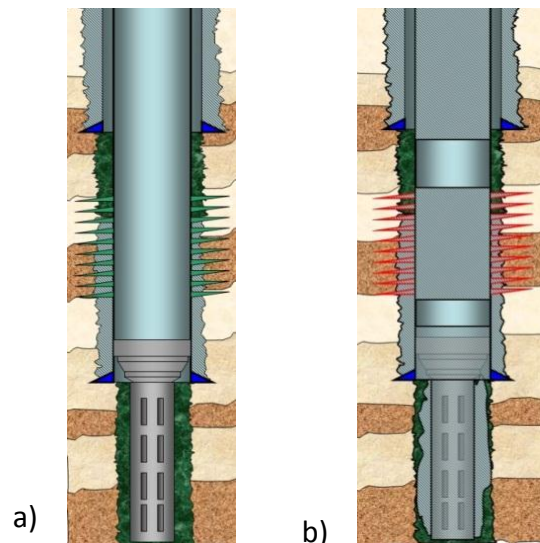
1.5.2.2.3 Tapones de cemento. Son calculados según la capacidad del revestimiento y la distancia del tapón. Tienen como función principal el aislamiento

total zonas dentro del pozo, o dejar un nuevo fondo del pozo por algún daño mecánico a mayor profundidad. Los tapones de cemento en el campo PT se usan en las operaciones de abandono, por regulaciones ministeriales los pozos deben ser abandonados con al menos tres tapones de cemento de mínimo 50' de longitud.

En el mercado hay diversos tipos de cemento para uso petrolero, y las propiedades más importantes del cemento son, densidad (lpg) y el rendimiento (pies cúbico/saco).

Abandono. El objetivo de una abandono como su nombre lo indica es dejar el pozo inoperativo completamente, llenando el pozo con tapones de cemento. El cemento usado en los actividades de abandono es clase G, de 94 Lbs/saco, rendimiento 1.52 pies cúbicos/saco y 14,2 lpg de densidad, debido a la estabilidad de este tipo de cemento.

Figura 14. Operación de abandono, a) Pozo sin abandonar, b) Pozo abandonado



Fuente: Autor

Procedimiento

- a) Es necesario sacar todo lo que el pozo contenga (sarta de tubería y de varilla).
- b) Limpiar el pozo hasta el fondo determinado en el programa por circulación para hacer la limpieza más ágil.
- c) Bombear el primer tapón de cemento a una tasa baja para evitar que la presión se inyecte demasiado a la formación. Este tapón se denomina tapón de fondo y tiene como objetivo aislar la zona productora más profunda o inyectora.
- d) El estado mecánico de los pozos abandonados en el campo PT tienen en su mayoría en la zona productora más profunda completamiento de liner ranurado, debido a esto es necesario sobre estimar el volumen de cemento pues en casi todos los casos el cemento se “escurre”.
- e) Bombear píldora viscosa como soporte del segundo tapón. Esta píldora viscosa tiene como aditivo un anticorrosivo.
- f) Bombear el segundo tapón de cemento, denominado tapón intermedio con las mismas características reológicas del tapón de fondo.
- g) Bombear píldora viscosa como soporte del tapón intermedio.
- h) Bombear tapón de superficie con las mismas características de los otros dos tapones. En el procedimiento del tapón de superficie se ejecuta una operación adicional que por razones de confidencialidad no se autoriza a publicar en ningún documento.

El tiempo de fragüe se determina por medio de “testigos” tomados durante la cementación pero se estima que puede ser 7 horas.

En algunos abandonos es necesario perforar tapones de cemento pre-existent porque según la historia de estos pozos, esos tapones fueron bombeados de manera NO convencional permitiendo influjo de fluidos a superficie, generando contaminaciones.

Tabla 4. Tabla de cementos de acuerdo a la clasificación API.

TIPO DE CEMENTO	ESPECIFICACION / DESCRIPCION
Clase A	Usados generalmente para pozos desde superficie hasta 6000' de profundidad cuando no se requieren propiedades especiales. La relación agua/cemento recomendada es 5.2 gal/sxs.
Clase B	Usado generalmente para pozos desde superficie hasta 6000'. de profundidad, cuando hay condiciones moderadas a altas resistencia al sulfato. La relación agua/cemento recomendada es 5.2 gal/sxs.
Clase C	Tienen como requerimiento de operación profundidades iguales que las clases de cementos anteriores, solo que esta clase de cemento es utilizada cuando se requiere condiciones de alto esfuerzo. La relación agua/cemento recomendada 6.6 gal/sxs.
Clase D	Su rango de utilización es para pozos desde 6000' hasta 10000'. para condiciones moderadas de presión y temperatura. Está disponible para esfuerzos moderados a altos. La relación agua/cemento recomendada es 4.3 gal/sxs.
Clase E	Se utiliza para pozos desde 10000' hasta 14000'. para condiciones altas de presión y temperatura. La relación agua/cemento recomendada es 4.3 gal/sxs
Clase F	Generalmente se utiliza para pozos desde 10000' hasta 16000'. para condiciones extremas de presión y temperatura. Está disponible para esfuerzos moderados a altos. La relación agua/cemento recomendada es 4.3 gal/sxs.
Clase G y H	Comunmente conocidos como cementos petroleros, son básicos para emplearse desde la superficie hasta 8000' tal como se fabrican. Pueden modificarse con aceleradores y retardadores para usarlos en un amplio rango de condiciones de presión y temperatura. Son Productos muy uniformes

Fuente: Modificada de: BERMÚDEZ, Raúl. Cementación de Pozos Petroleros – Principios y Tecnologías. Schlumberger. Noviembre 16 del 2007.

1.5.2.3 Estimulación mecánica (Suabeo)⁹. El suabeo se basa en la estimulación de la formación logrando la inducción del flujo de ésta al pozo para acondicionarlo a una producción por flujo natural. Al igual el suabeo busca determinar el comportamiento del nivel de fluido y las características del mismo, para de esta manera definir el sistema de producción más adecuado para el pozo, el método más óptimo para limpiar la formación en los alrededores del pozo por las sustancias residuales producto de una estimulación (química), y la forma de limpiar los residuos que puedan taponar las perforaciones y bloquear la entrada de fluido.

La Estimulación Mecánica o suabeo se realiza por medio de la acción descendente y ascendente de la barra de suabeo halada por el cable de 9/16" (*Sand-line*), esta barra actúa como pistón de una bomba de subsuelo desalojando el fluido contenido en el tubing en cada viaje, generando que la presión hidrostática descienda, provocando una fuerza de succión que induce la entrada de fluido desde la formación al pozo.

El fluido recogido, es dirigido a los tanques de prueba donde se lleva un registro de sus características. De igual manera en cada viaje se debe llevar el registro del nivel de fluido encontrado y la profundidad alcanzada por la barra de suabeo. Estos registros son llevados a tablas que permiten el monitoreo de la operación.

Generalmente las gomas son revisadas cada cierto número de viajes (según la profundidad a la que se encuentre el nivel de fluido), esto con el fin de verificar su integridad y cambio si fuese necesario. De esta manera se realizan el número de viajes necesario para suabear el pozo, verificando constantemente el nivel de fluido en la tubería; si el nivel de fluido dentro de la tubería se encuentra cada vez

⁹ ECOPETROL S.A. Gerencia Regional Magdalena Medio. Instructivo para la operación de estimulación mecánica. EXT – I – 052. Barrancabermeja. Enero 2006.

más bajo en cada viaje, indica que el pozo no está aportando, pero, si el nivel de fluido dentro de la tubería permanece constante, es indicio del aporte del pozo.

1.5.2.4 Operaciones de Milling y pesca. Estas operaciones no son deseadas en ninguna intervención debido a que fácilmente, si no se tiene el cuidado necesario, se puede generar un daño severo a la integridad del pozo.

1.5.3 Equipos operativos del Campo PT durante el 2011.

Tabla 5. Relación de equipos y actividades durante el 2011

Equipo	Tiempo de Actividad	Actividad
WO 1	2 mese (Enero - Febrero)	Workover
WO 2	12 meses (Enero - Diciembre)	Workover y Wellservice
WO 3	12 meses (Enero - Diciembre)	Workover y Wellservice
WO 4	12 meses (Enero - Diciembre)	Workover
WO 5	3 meses (Enero - Marzo)	Wellservice
WO 6	8 mese (Mayo - Diciembre)	Workover
WS 7	11 meses (Enero - Agosto) y (Octubre - Diciembre)	Wellservice
WS 8	11 meses (Enero - Mayo) y (Julio - Diciembre)	Wellservice
WS 9	12 meses (Enero - Diciembre)	Wellservice
WS 10	9 meses (Enero - Septiembre)	Wellservice
WS 11	9 meses (Enero - Junio) y (Agosto - Octubre)	Wellservice
WS 12	11 meses (Enero - Agosto) y (Octubre - Diciembre)	Wellservice
WOS 13	12 meses (Enero - Diciembre)	Workover y Wellservice
WOS 14	6 meses (Enero - Abril) y (Noviembre - Diciembre)	Workover y Wellservice
WOS 15	11 meses (Enero - Julio) y (Septiembre - Diciembre)	Workover
WOS 16	12 meses (Enero - Diciembre)	Workover (Abandono)
WOS 17	6 meses (Julio - Diciembre)	Workover (Abandono)
WOS 18	3 meses (Octubre - Diciembre)	Workover (Abandono)

Fuente: Autor

Por razones de confidencialidad se cambiaran los nombres de los equipos y se identificarán como aparece en la tabla 4. La nomenclatura está de acuerdo a las empresas que prestan los servicios, por razones de confidencialidad se cambiaron los nombres así: la primera empresa se denominará WO, la segunda WS y la tercera WOS.

2 METODOLOGÍA DE TRABAJO

Con el fin de dar cumplimiento a los objetivos de este trabajo y debido a que no hubo ningún estudio previo de este tipo, fue necesario desarrollar una metodología de trabajo inductiva y empírica.

El cumplimiento de esta metodología se desarrolló cronológicamente y en un orden específico.

2.1 SEGUIMIENTO PRESENCIAL DE LA OPERACIÓN.

Este es el primer paso de la metodología y consistió en estar presente en la mayor cantidad de intervenciones a pozo posibles, observando los pasos necesarios para dar cumplimiento al objetivo del trabajo y analizando todas las variables que afectan los tiempos de cada una de las etapas de la operación.

2.2 EXTRACCIÓN DE LA INFORMACIÓN REPORTADA¹⁰

La información que necesaria para hacer todas las mediciones, fue sacada de los reportes diarios llamados “*Daily Reports*” creados por los “*Company Man*” en el software “*OpenWells*” utilizado para este fin.

En estos reportes se describe con detalles el avance de la operación, discretizándolos en intervalos de tiempo específicos y a criterio de *los Company*. Son creados día a día y se asocian al equipo que este desarrollando la

¹⁰ HALLIBUTON, Landmark. Manual de Usuario “Open Wells” y “Data Analyzer. Version 2003.12. Editado por Norberto Rojas.

intervención y al pozo. Otro reporte importante para hacer las mediciones es el “Well Planning”, del cual se extrajeron los tiempos planeados para las intervenciones.

Figura 15. Interface del Software *OpenWells* en la cual se muestran algunos tipos de reportes

Event	ST	No	Date	Type	Description
REC (1/31/1951)	01	1	1/31/1951	Perforation	
REC (6/14/1965)	01	1	6/14/1965	Casing	3-1/2" PROD LINER
REC (6/14/1965)	01	2	6/15/1965	Casing	2-7/8" PROD LINER
REC (6/14/1965)	01	3	6/16/1965	Wellbore Equipment	5-1/2" GRAVEL PACK
REC (6/14/1965)	01	1	8/8/1965	Perforation	
WMR (8/17/2001)	01	1	8/17/2001	Daily Operations	
WMR (8/17/2001)	01	1	8/17/2001	Cost Est. & AFE	AFE 01-23132R266
WMR (8/17/2001)	01	1	8/17/2001	Well Planning	
WMR (8/17/2001)	01	2	8/18/2001	Daily Operations	
WMR (8/17/2001)	01	3	8/19/2001	Daily Operations	
WMR (8/5/2005)	01	1	8/5/2005	General Work	
WMR (8/5/2005)	01	1	8/5/2005	Cost Est. & AFE	AFE 01-23132R266

Wellbore 01 (ST 1)			
API-12	OXYCOL504601	Start Date	6/14/1965
Reason Drilled	LOST HOLE - HOLE PROBLEMS	Top MD	3,347.0 ft
Kick-Off Method		Btm MD	3,819.0 ft
Parent Wellbore	ORIG HOLE	PBMD	ft
Top Location		Bottom Location	
Top Coord N/S	m	Btm Coord N/S	m
Top Coord E/W	m	Btm Coord E/W	m
Top Latitude		Btm Latitude	
Top Longitude		Btm Longitude	

Fuente: Imagen tomada de OpenWells

Debido a que los reportes se crean día a día, pozo a pozo, y equipo por equipo, es importante definir que intervalo de tiempo es el que se va a muestrear de acuerdo con las fechas de reporte, con el fin de tener una medición diciente. La medición de tiempos y procesos se realizó para el año 2011 a los equipos asociados...Tabla 4... Luego, la información se extrajo de todos los reportes diarios del año en mención.

De los reportes diarios se puede extraer mucha información pero no toda era necesaria para los fines de este trabajo. Los datos necesarios son:

- a) Fecha de Reporte (*Report Date*). Estos datos son necesarios para definir de fecha a que fecha se van a extraer los reportes diarios
- b) Códigos operativos (*Op Code*). Estos códigos definen las etapa de la operación en la cual se esta ejecutando el trabajo.
- c) Sub - códigos operativos (*Op sub*). Esta codificación corresponde a cada uno de los códigos operativos, es decir, para cada “*Op code*” existen múltiples “*Op sub*”. Por ejemplo, la operación esta en la etapa de bombeo de un tapón de cemento en una intervención de abandono, para esta etapa puede estar ejecutando específicamente la prueba de líneas de bombeo, de manera que el “*Op Code*” seria “TAPÓN DE CEMENTO” y “*Op Sub*” seria “PROBANDO LINEAS”.
- d) Horas (*hrs*). Duración en horas de operación que se esté realizando.
- e) Nombre del equipo (*Rig name*). Se refiere al nombre del equipo que este ejecutando la operación.
- f) Nombre del pozo (*Common Well Name*). Como su nombre lo indica refiere al nombre del pozo que se esté interviniendo.
- g) Detalles operativos (*Op Details*). Aquí los *Company* registran los detalles escritos por ellos para identificar la operación.

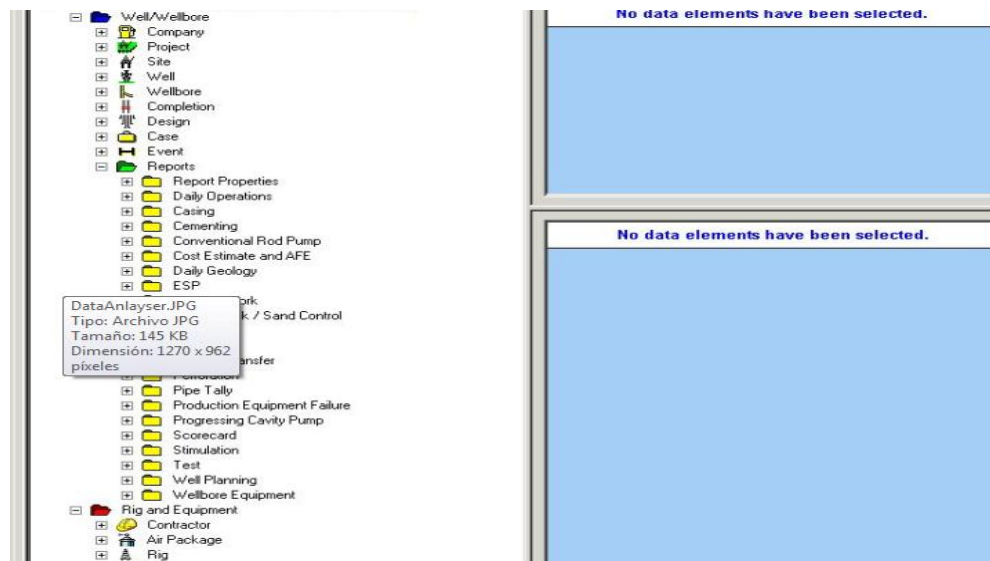
2.2.1 Metodología de extracción de la información. Este software “*OpenWells*” tiene otra herramienta muy útil para extraer la información especifica que sea necesaria llamada “*DataAnalyser*”. Desde aquí se puede sacar cualquier información en forma de tablas de datos, por ejemplo: Si la información requerida es “Pozos perforados en un área especifica del campo, durante un periodo de tiempo”, para sacar esa información sin tener que buscar pozo por pozo, el software permite darle opciones de búsqueda que para este ejemplo las opciones

serían, “Nombre del pozo, fecha de reporte (para definir el intervalo de tiempo), “coordenadas” (para definir las coordenadas del área de interés).

En el momento de seleccionar la información es importante tener en cuenta que algunas variables dependen de otras y se ven alteradas según el orden de selección. Para este caso puntual fue determinado de manera que la variable horas fuera la correcta y correspondiera a las horas operativas del “*Daily Operation*”, entonces, el resto de las variables apuntarían a reportar la variable “horas”.

La tabla resultante se denomina “*Query*”, de manera que la “*Query*” que se diseñó extraía los datos ya mencionados, buscando el número de horas en intervalos de tiempo específicos. Debido a que la práctica comenzó en el segundo semestre del 2011 y la medición se haría al año completo, los primeros seis meses se discretizaron mensualmente con el fin de adelantar el primer semestre, los siguientes seis meses se hizo semanalmente consolidando mensualmente.

Figura 16. Interface de “*DataAnalyser*”



Fuente. Imagen tomada de *DataAnalyser*

Figura 17. Query resultante después de la selección de variables

Report Date	Prim. Reason	Duration (hr)	Event Code
9/11/2011	PUMP SANDED	115.00	VMR
1/25/2011	PLUG & ABANDON	554.28	ABD
1/8/2011	WATER INJECTOR	668.50	COM
1/23/2011	WATER INJECTOR	100.50	REC
7/19/2011	TUBING FAILURE (LEAK)	35.00	VMR
2/6/2011	BEAM PUMP PRODUCER	155.50	COM
1/4/2011	PUMP FAILURE	99.00	VMR
1/2/2011	CHANGE PUMP	121.00	VMR
1/4/2011	ROD FAILURE (PART)		VMR
1/5/2011	ROD FAILURE (PART)	59.00	VMR
1/7/2011	CHANGE PUMP	275.50	VMR
1/3/2011	PUMP SANDED	158.00	VMR
1/9/2011	CHANGE PUMP	36.00	VMR
1/14/2011	WATER INJECTOR	100.00	REC
1/8/2011	TUBING FAILURE (LEAK)	97.00	VMR
1/10/2011	BEAM PUMP PRODUCER	66.50	COM
4/4/2011	PUMP SANDED	820.00	VMR
4/4/2011	ROD FAILURE (PART)	75.00	VMR
4/10/2011	PLUG & ABANDON	89.50	ABD
4/6/2011	PLUG & ABANDON	130.00	ABD
4/8/2011	ROD PUMP PRODUCER		COM
4/2/2011	ROD FAILURE (PART)	183.00	VMR
4/5/2011	TUBING FAILURE (LEAK)	120.00	VMR
4/12/2011	WATER INJECTOR	123.00	REC
2/9/2011	TUBING FAILURE (LEAK)	83.00	VMR
2/9/2011	CHANGE PUMP	54.00	VMR
2/9/2011	TUBING FAILURE (LEAK)	46.50	VMR
2/9/2011	CHANGE PUMP	82.00	VMR
3/23/2011	TUBING FAILURE (LEAK)	103.50	VMR

Fuente. Imagen tomada de *DataAnlyser*.

2.3 CORRECCIÓN DE LA INFORMACIÓN EXTRAIDA

Una vez extraída la información fue necesario revisarla dato por dato para verificar la veracidad de la información reportada de acuerdo a la definición de los códigos y sub – códigos operativos. Para el caso puntual de este trabajo, el código de interés es el que define los tiempos muertos o tiempos perdidos, debido a que con estos se realizaron los cálculos de variación de tiempos operativos.

El código operativo de tiempos perdidos esta definido como “DT” o *Down Time* y se refiere a los tiempos en los cuales el taladro no estuvo operativo. A esto código le corresponden algunos sub – códigos definidos previamente como se muestra a continuación:

2.3.1 Esperando Equipo (WOEQ). Corresponde al tiempo de equipo inactivo, a razón de la espera de unidades que prestan servicio a los pozos.

2.3.2 Esperando Suministro (WSUP). En espera de materiales necesarios para dar continuidad al trabajo.

2.3.3 Esperando por Seguridad (SNIGHT). Por directriz del ministerio de transporte no se pueden movilizar cargas extradimensionales en vías nacionales de noche, por tal motivo este tiempo corresponde a las movilizaciones detenidas por la noche.

2.3.4 Esperando luz día (SDN). Equipo detenido en operaciones de suabeo debido a que de noche no se debe estimular un pozo.

2.3.5 Operaciones Simultáneas (OPSI). Cuando se esperan unidades que tienen uso prioritario en otro equipo

2.3.6 Reparando equipo (REP). Equipo detenido por reparaciones del equipo.

2.3.7 Mantenimiento Mecánico (MTME). Mantenimiento o revisión mecánica preventiva de rutina a los equipos

2.3.8 Mantenimiento Eléctrico (MTEL). Mantenimiento o revisión mecánica preventiva de rutina a los equipos.

2.3.9 Obras civiles (SDFACMT). Obras civiles en ejecución que no permiten el acceso a la locación que son diferentes de obras civiles de mantenimiento de vías.

2.3.10 Esperando Acceso a locación (WOLOC). Presencia de otros equipos que impiden el acceso y trabajos en la locación que no sean de tipo civil.

2.3.11 Orden público (ORDP). Problemas de movilidad por bloqueos de la comunidad, paro de operaciones por parte de la comunidad. y/o manifestaciones públicas que no permitan el libre desarrollo de las operaciones.

2.3.12 Esperando personal (WOPER). Esperando cuadrilla de trabajo, esperando personal para operar equipos que se encuentran en labores en la locación, espera de eléctricos para arranque de pozo y espera del recorridor de área.

2.3.13 Esperando por clima (WOW). Fuertes lluvias, tormentas eléctricas y otras variables del clima que no permitan trabajar de forma segura.

2.3.14 Esperando ordenes (WOORD). Equipo en espera de alguna directriz específica por parte de la empresa operadora

2.3.15 Mantenimiento Carretera (MVIA). Mantenimiento o arreglo de vías.

2.3.16 Inactivo por festivos (SDHOL). Festividades que la empresa operadora autoricen a celebrar, por lo cual se detiene la operación.

En este paso de la metodología se corrigieron los sub – códigos operativos de acuerdo a los detalles reportados comparándolo con las definiciones ya mostradas. Esto se hizo para llegar a una correcta medición de los tiempos.

2.4 REAJUSTE DE LA DEFINICION DE LOS TIEMPOS PERDIDOS “DT”.

Este paso de la metodología se implementó debido a la tendencia de las correcciones mencionadas en el ítem anterior y a la poca frecuencia de algunos sub – códigos, lo que los hacia innecesarios. En estos reajustes se logro definir mejor las categorías de pérdidas de tiempo.

Las nuevas definiciones no son muy distintas a las anteriores, pero buscan agrupar mejor de quien es la responsabilidad de las pérdidas de tiempo, si son del taladro o no, de acuerdo a los compromisos adquiridos con la empresa operadora.

De acuerdo con lo anterior los códigos sub – códigos operativos de pérdidas de tiempo cambiaron como se muestra a continuación.

Figura 18. Cambios en la codificación de pérdidas de tiempo

WOEQ	•ESPERANDO EQUIPO.	WOEQ	•ESPERANDO EQUIPO.
WOLOC	•ESPERANDO ACCESO A LOCACIÓN.	WOLOC	•ESPERANDO ACCESO A LOCACIÓN.
WOORD	•ESPERANDO ORDENES.	WOORD	•ESPERANDO ORDENES.
WOPER	•ESPERANDO PERSONAL.	WOPER	•ESPERANDO PERSONAL.
REP	•REPARANDO EQUIPO.	REP	•REPARANDO EQUIPO.
WSUP	•ESPERANDO SUMINISTRO.	WSUP	•ESPERANDO SUMINISTRO.
SDHOL	•INACTIVO POR FESTIVOS.	SDHOL	•INACTIVO POR FESTIVOS.
ORDP	•ORDEN PUBLICO.	ORDP	•ORDEN PUBLICO.
OPSI	•OPERACIONES SIMULTANEAS.	OPSI	•OPERACIONES SIMULTANEAS.
SDFACMT	•OBRAS CIVILES.	SDFACMT	•OBRAS CIVILES.
SDN	•ESPERANDO LUZ DIA.	SDN	•ESPERANDO LUZ DIA.
WOW	•ESPERANDO POR CLIMA.	WOW	•ESPERANDO POR CLIMA.
M·EL	•MANTENIMIENTO ELECTRICO.		
M·ME	•MANTENIMIENTO MECÁNICO.		
M·A	•MANTENIMIENTO CARRETERA.		
SNIGHT	•ESPERANDO POR SEGURIDAD.	SNIGHT	•ESPERANDO POR SEGURIDAD.

Fuente: Autor

Las definiciones reajustadas son:

2.4.1 Esperando acceso a locación. Imposibilidad de la entrada del equipo al pozo que será intervenido.

2.4.2 Esperando equipo. Tiempos perdidos esperando equipos que no están ocupados en otros pozos. En este ítem se incluye tiempo de espera de camiones de vacíos y/o carro – tanques para retirar fluidos que no son necesarios.

2.4.3 Esperando luz día. Imposibilidad para suabear mecánicamente el pozo.

2.4.3 Esperando órdenes. En espera de directrices por parte de la empresa operadora.

2.4.4 Esperando personal. En espera de personal indispensable para continuar operando (Se incluye cuadrilla del equipo).

2.4.5 Esperando por clima. Condiciones climáticas de cualquier tipo que impidan seguir operando o que representen condiciones inseguras para continuar la operación.

2.4.6 Esperando por seguridad. Normativa que impide movilizar cargas extradimensionadas de noche.

2.4.7 Esperando suministro. Equipo detenido por espera de algún suministro en específico (herramientas especiales, agua para circulación, herramientas del taladro).

2.4.8 Inactivo por festivos. Festividades que la empresa operadora autoricen a celebrar, por lo cual se detiene la operación.

2.4.9 Obras civiles. Trabajos para reacondicionar la locación con el equipo en pozo y/o arreglos de vías que impiden la salida del equipo.

2.4.10 Operaciones simultáneas. Espera de equipos ocupados en otros pozos por prioridad y/o operaciones ejecutadas en el mismo plano que impiden el trabajo del *Rig* mientras el equipo esta en el pozo.

2.4.11 Orden público. Perdidas de tiempo ocasionadas por problemas de orden público

2.4.12 Reparando equipo. Daños mecánicos y/o eléctricos ocurridos en cualquier etapa de la operación. Se incluyen mantenimientos mecánicos menores.

2.4.13 Esperando luz día. Equipo detenido en operaciones de suabeo debido a que de noche no se debe estimular un pozo.

Con estas definiciones se realizaron todas las mediciones y ajustes.

2.5 DISCRETIZACIÓN DE LOS ÍTEM DE PÉRDIDAS DE TIEMPO.

Para dar cumplimiento al objetivo de determinar la variación y el impacto de las causas de las pérdidas de tiempo, fue necesario analizar uno por uno y día a día los detalles operativos para poder discretizar los ítem de pérdidas y así identificar las causas de cada uno de los sub – códigos operativos “DT”.

Esta discretización se realizó de manera empírica y dándoles algunos nombres específicos de acuerdo a lo que se estaba reportando. Estas nuevas variables se utilizarán para realizar las medidas detalladas de cada uno de los ítems de pérdidas de tiempo y se denominaran como categorías. La discretización se muestra en el Anexo 1 con sus correspondientes definiciones.

Las categorías fueron separadas de acuerdo a si son o no responsabilidad del taladro de la siguiente manera:

- Operativas
- No operativas

Las primeras, las operativas, se refieren precisamente a cuando el taladro tiene la responsabilidad de las pérdidas de tiempo, ya sea por daños mecánicos, por falta del personal mínimo para cumplir con las labores, o por la falta de las herramientas mínimas con las cuales el taladro se comprometió a tener en cualquier parte de la operación.

Las segundas, No operativas, se definen como aquellas en las que el taladro no es responsable de las pérdidas de tiempo. El volumen de categorías en esta división es alto comparándolo con la división anterior, esto se debe a que la mayoría de las causas de pérdidas de tiempo provienen de agentes externos sobre los cuales realizar una medición diferente a la que en este trabajo se está haciendo sería muy difícil debido a que no hay un seguimiento visible sobre estos.

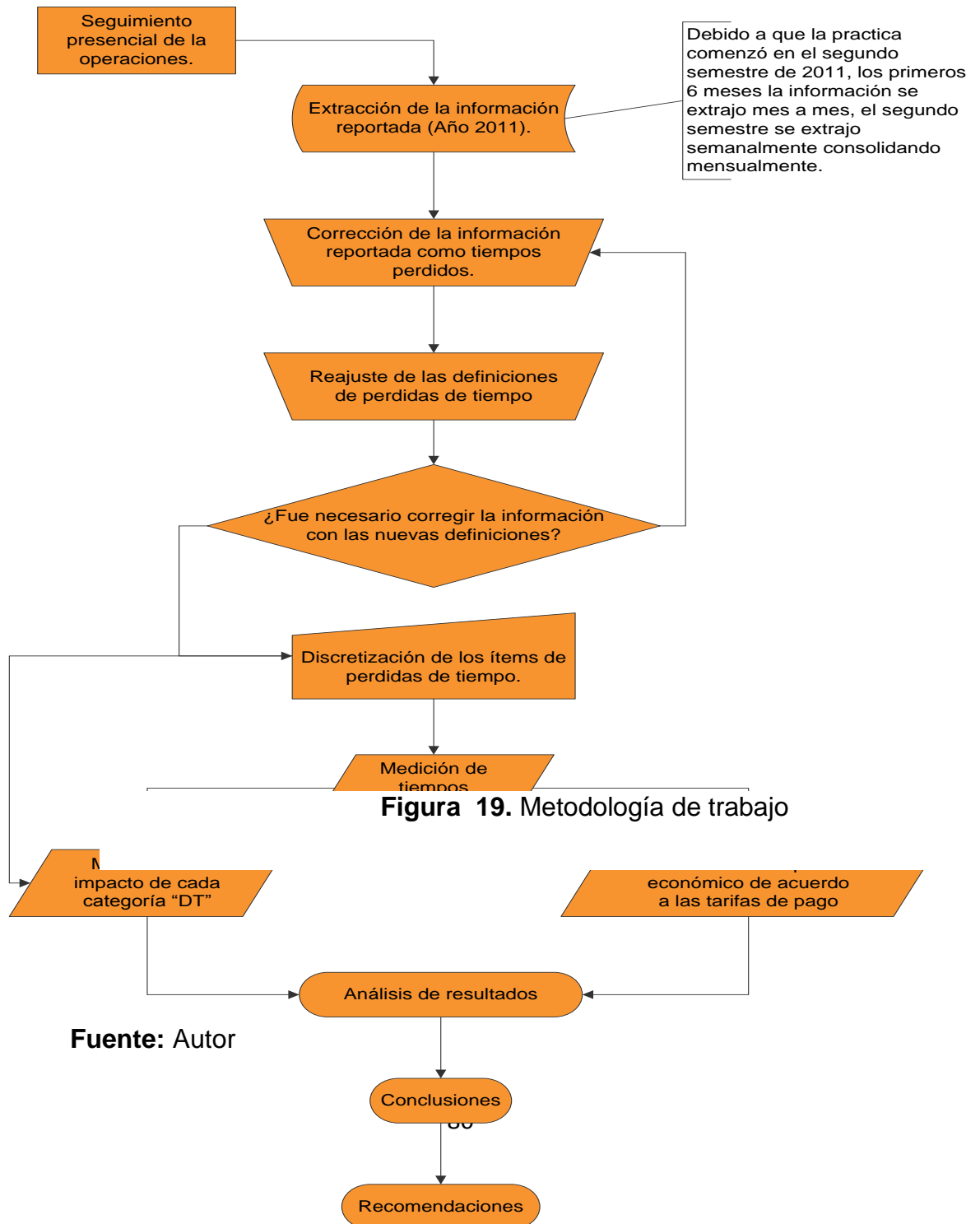
2.6 MEDICION DE TIEMPOS PERDIDOS

Una vez corregidos y discretizados todos los datos, el cálculo y las correlaciones de tiempos se llevaron a cabo de manera global, primero para analizar el comportamiento en el año del factor de servicio y luego para determinar en donde es que mas se esta perdiendo tiempo en el campo PT.

De esta medición global se despenden dos mediciones para dar cumplimiento a los objetivos de este trabajo:

2.6.1 Medición del impacto de cada categoría "DT". De los resultados específicos de esta medición se hablara más ampliamente en el capítulo 4.

2.6.1 Medición del impacto económico de acuerdo a las tarifas de pago a los taladros. De estos resultados se hablara mas ampliamente el capítulo 3.



3 MEDICIÓN Y ANÁLISIS DE TIEMPOS EN OPERACIONES DE SUBSUELO DURANTE EL AÑO 2011 PARA EL CAMPO PT¹¹.

Para valorar las operaciones de subsuelo de un campo a través de los tiempos operativos es importante tener en cuenta que todas las intervenciones a pozo deben ser medidas comparando el tiempo activo y el tiempo inactivo del taladro, a esta medida se le denomina factor de servicio. Otro parámetro importante es la comparación del tiempo ejecutado y el tiempo planeado para también medir el comportamiento del taladro.

Teniendo estos resultados claros, queda determinar las posibles causas de las desviaciones internas entre estas medidas y medir cual es el impacto que tienen, estas posibles causas sobre las diferencias en los resultados de tiempos operativos.

3.1 ANÁLISIS Y RESULTADOS DEL FACTOR DE SERVICIO DURANTE EL AÑO 2011.

Este valor cuantifica de manera porcentual la eficiencia de los taladros de Workover y Wellservice, relacionándolo con todo lo que interviene en la operación. La medición del factor de servicio se realizó discretizando los resultados mensualmente y equipo por equipo durante el año 2011.

La formula de Factor de Servicio es la siguiente:

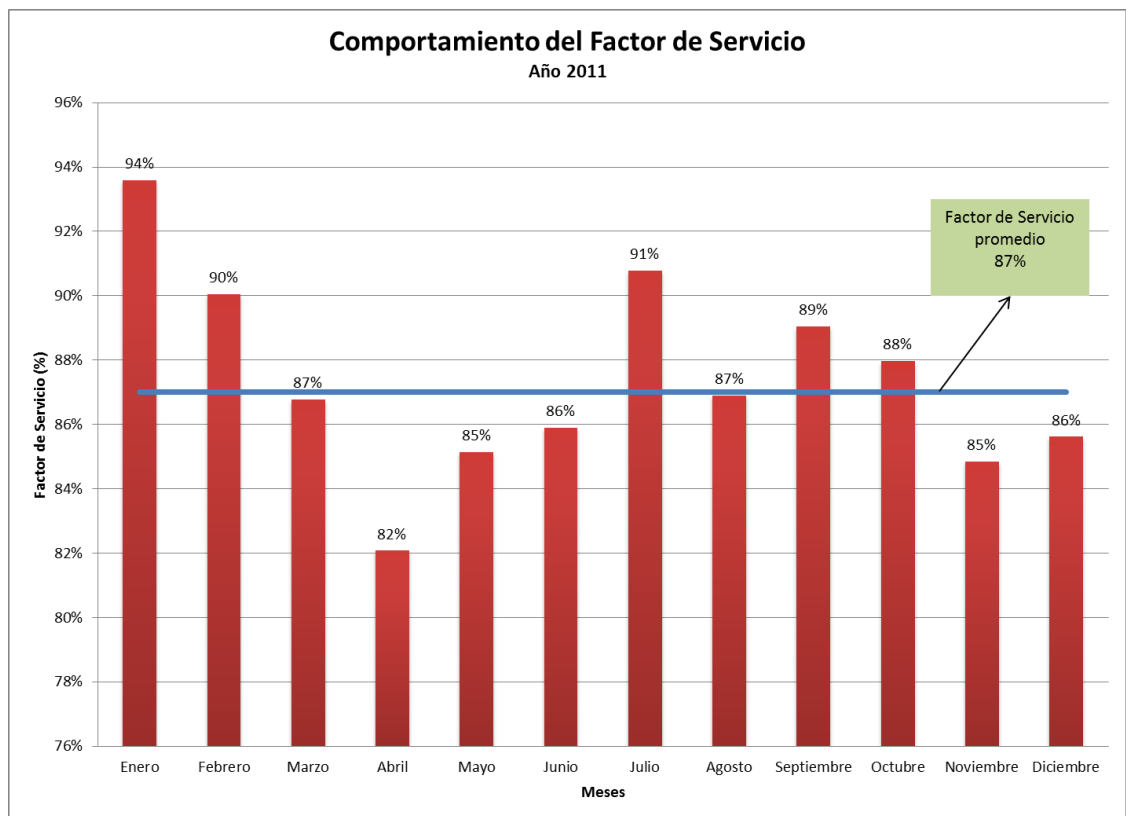
$$FS = \frac{\text{Horas totales} - \text{Tiempos perdidos}}{\text{Horas totales}} * 100 = \frac{98063.09 \text{ hrs}}{111994 \text{ hrs}} = 87\% \quad (1)$$

¹¹ ECOPETROL S.A. Reportes diarios de los equipos. [Software] OpenWells, Landmark, Halliburton. Versión 2003.12

Es importante señalar que en esta medición se relacionan todos los factores que afectan la intervención al pozo, es decir, no solo mide la eficiencia del taladro, también mide las variables externas que afectan el trabajo, dicho de otra manera, el factor de servicio se define mejor como la medida de la intervención a pozo en la cual esta involucrado un taladro ya sea de *wellservice* o de *workover* sin que sea el único responsable de la variación de los tiempos

En el gráfico mostrado a continuación se muestra el comportamiento del factor de servicio durante el año 2011 en el campo PT.

Gráfico 1. Comportamiento del factor de servicio durante el año 2011



Fuente: Autor

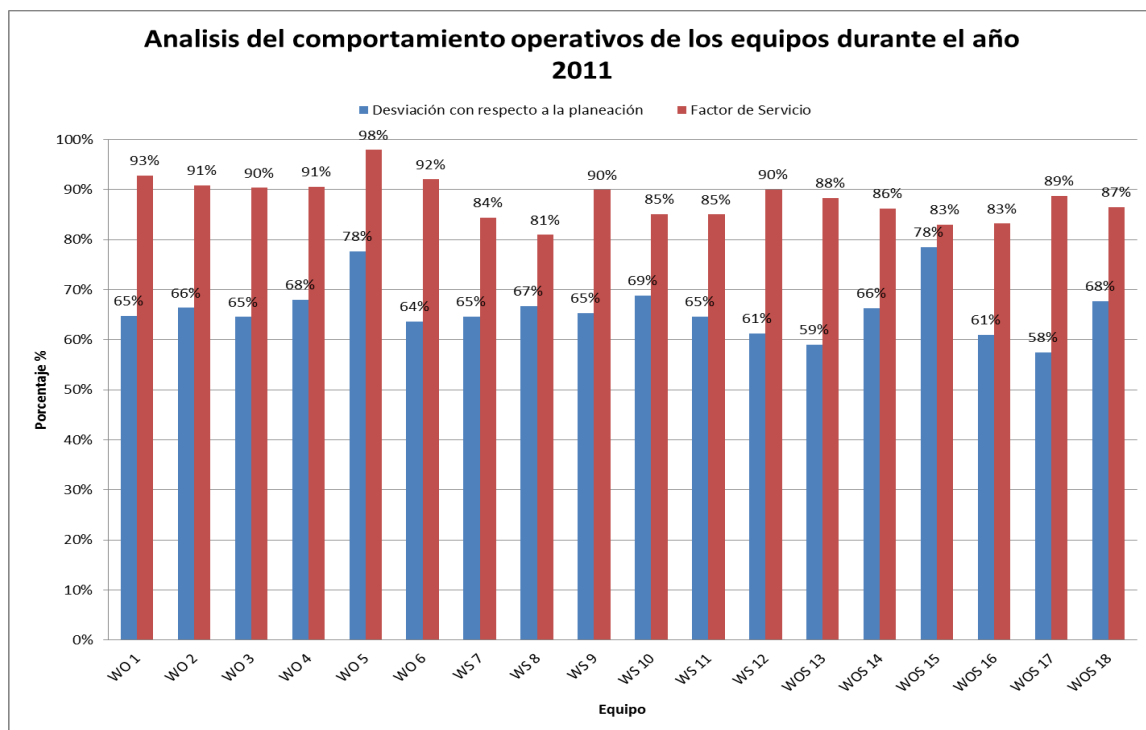
De acuerdo con los resultados mostrados en el gráfico durante el año 2011, el primer semestre del año el factor de servicio tuvo más variación en que en los últimos seis meses. Este comportamiento se debe a dos causas principalmente, la primera es que el primer semestre el número de equipos fue menor lo cual implica más disponibilidad de cumplimiento de los servicios adicionales permitiendo menos pérdidas de tiempo por esta causa, y la segunda es que en el primer semestre también se implementaron algunas medidas de seguridad, más exactamente en el mes de abril, en las cuales no era posible movilizar cargas extra – dimensionadas de noche. Analizando los valores de factor de servicio, es posible decir que el comportamiento de la eficacia de los taladros en las intervenciones a pozo no es malo pero es importante determinar por qué de ese valor de 87% promedio anual. Las causas se analizarán en el siguiente capítulo.

3.2 ANALISIS Y RESULTADOS DE LAS DESVIACIONES DE LOS TIEMPOS OPERATIVOS CON RESPECTO A LA PLANEACIÓN.

Como se mencionó anteriormente, la planeación de los tiempos operativos también ayuda a medir el comportamiento operativo de los taladros. Los tiempos estimados también afectan el presupuesto económico para las intervenciones, de aquí radica la importancia de generar una buena planeación porque finalmente afectará el presupuesto disponible para los trabajos dentro de los gastos activos del campo.

Para el análisis de estos resultados se realizará la comparación con el factor de servicio previamente analizado, de manera que se pueda determinar que tan alejada la estimación de tiempos con respecto a la ejecución real. Esta comparación se realizará equipo por equipo debido a que la planeación es más sencillo medirla por los trabajos ejecutados.

Gráfico 2. Análisis del comportamiento operativo de los equipos durante el año 2011



Equipo	Planeado (hrs)	Tiempo Activo (hrs)	Ejecutado (hrs)	Diferencia (hrs)	Desviación con respecto a la planeación	Factor de Servicio
WO 1	624	903,5	963	339	65%	93%
WO 2	5815,9	7959,92	8760	2944,1	66%	91%
WO 3	5556,5	7766,5	8607	3050,5	65%	90%
WO 4	5955,58	7936	8760	2804,42	68%	91%
WO 5	806,4	1000	1038,5	232,1	78%	98%
WO 6	3566,52	5157	5600	2033,48	64%	92%
WS 7	4935,5	6435,25	7637	2701,5	65%	84%
WS 8	5379,5	6551,5	8067	2687,5	67%	81%
WS 9	5684	7828	8702	3018	65%	90%
WS 10	4167	5130	6050	1883	69%	85%
WS 11	3813	5060,75	5898,5	2085,5	65%	85%
WS 12	4821	7081,75	7870	3049	61%	90%
WOS 13	5148,6	7703	8722,5	3573,9	59%	88%
WOS 14	2939,3	3912	4436	1496,7	66%	86%
WOS 15	4973	5275,42	6336,5	1363,5	78%	83%
WOS 16	5236,25	7126,5	8582	3345,75	61%	83%
WOS 17	2393,18	3684,5	4161,5	1768,32	58%	89%
WOS 18	1221	1551,5	1802,5	581,5	68%	87%
Totales	73036,23	98063,09	111994	38957,77	65%	87%

Fuente: Autor

Partiendo del gráfico y los datos anteriores se puede deducir que la planeación esta muy desviada tanto a la ejecución real como a los valores de factor de servicio. El promedio anual de desviación de las operaciones con respecto a la planeación es de aproximadamente el 65% y el promedio anual de factor de servicio es del 87%, la diferencia es de más del 20%.

Teniendo en cuenta que la única fuente de información disponible para realizar esta mediciones se encuentra en el *software "OpenWells"*, los resultados son afectados por lo errores que puedan tener los datos allí puestos, de manera que esta puede ser una de las causas de estas de estas desviaciones. En la tabla 5 se muestran el numero de pozo que ejecuto cada equipo y el numero de pozos a los cuales les fue adjudicado un tiempo planeado

Tabla 6. Relación de pozos ejecutados por equipo y pozos con tiempos estimados

Equipo	No. Pozos ejecutados	No. Pozos planeados	Diferencia
WO 1	8	7	1
WO 2	69	63	6
WO 3	76	76	0
WO 4	71	66	5
WO 5	11	10	1
WO 6	44	42	2
WS 7	70	70	0
WS 8	72	75	-3
WS 9	79	79	0
WS 10	56	59	-3
WS 11	53	53	0
WS 12	67	67	0
WOS 13	55	56	-1
WOS 14	34	34	0
WOS 15	68	59	9
WOS 16	63	59	4
WOS 17	32	25	7
WOS 18	14	13	1

Fuente. Autor

Estas diferencias entre los pozos que tienen datos de planeación y los que realmente fueron ejecutados muestran que algunos de esos pozos que fueron ejecutados no tuvieron planeación o no fue reportada en el software y otros en los que se planearon los trabajos pero que seguramente no fueron ejecutados por esos equipos sino por otros. Estimando los tiempos planeados que hacen falta no se alcanza a justificar la desviación, esto implica que la principal causa de esas diferencias radica en la forma en la que se están planeando o no los trabajos. Estos niveles de incertidumbre permiten concluir que para este caso tomar la planeación como parámetro de medida no es recomendable hasta que se haga un estudio del porque tanta diferencia en los que se planea.

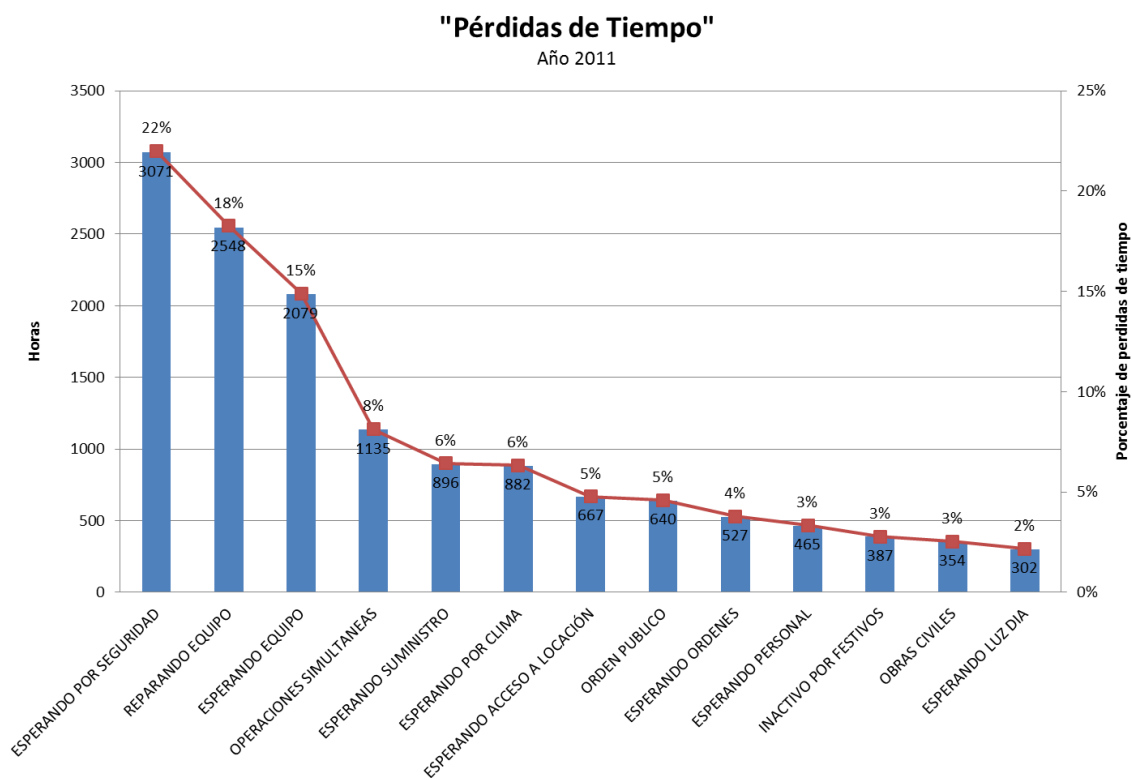
3.3 IDENTIFICACIÓN DE LAS PRINCIPALES CAUSAS DE PÉRDIDAS DE TIEMPO

El factor de servicio será el parámetro de valoración de los tiempos operativos del campo. Teniendo lo anterior claro, en esta parte se identificarán las principales causas de que ese factor de servicio no sea del 100% analizando el impacto que tienen cada una de esas causas sobre las pérdidas de tiempo. Como se mencionó anteriormente en el capítulo 2...véase Capítulo 2... la información de interés es la de tiempos perdidos con las causas globales definidas en el mismo capítulo...véase numerales desde el 2.4.1 hasta 2.4.13...

El gráfico 3 muestra los porcentaje y valores de pérdidas de tiempo de todos los equipos durante el año 2011, de acuerdo a los ítems reajustados como pérdidas de tiempo.

El gráfico 4 muestra que tanto aportaron los equipos a las pérdidas de tiempo, esta es otra medida de desempeño de los equipos, determinar en cual o cuales de ellos, de acuerdo a su actividad, se pierde más tiempo.

Gráfico 3. Resultados de tiempos perdidos durante el año 2011

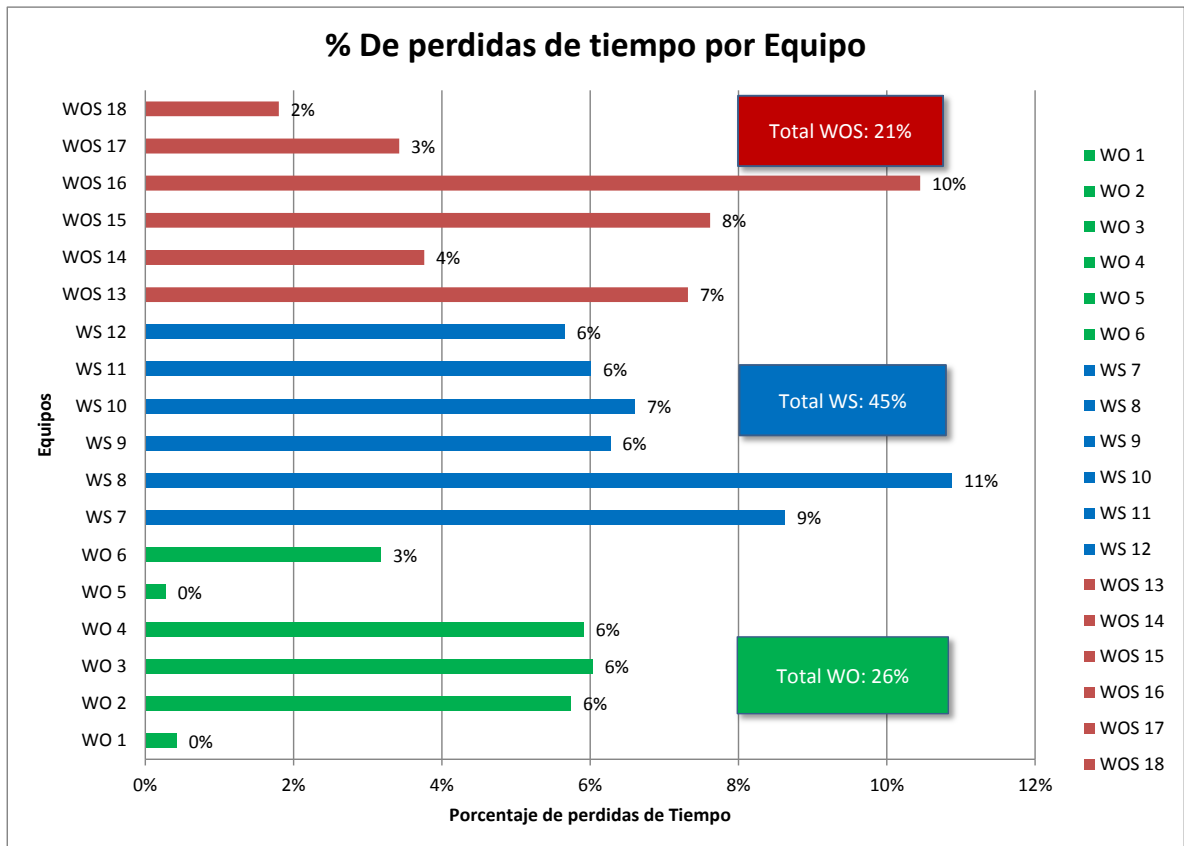


Ítems de pérdidas de tiempo

Ítem de Pérdidas de tiempo	Hrs	Días	%
ESPERANDO POR SEGURIDAD	3071	127,94	22%
REPARANDO EQUIPO	2548	106,16	18%
ESPERANDO EQUIPO	2079	86,64	15%
OPERACIONES SIMULTANEAS	1135	47,29	8%
ESPERANDO SUMINISTRO	896	37,33	6%
ESPERANDO POR CLIMA	882	36,75	6%
ESPERANDO ACCESO A LOCACIÓN	667	27,77	5%
ORDEN PUBLICO	640	26,66	5%
ESPERANDO ORDENES	527	21,95	4%
ESPERANDO PERSONAL	465	19,36	3%
INACTIVO POR FESTIVOS	387	16,13	3%
OBRAS CIVILES	354	14,76	3%
ESPERANDO LUZ DIA	302	12,56	2%
Total	13951	581,29	100%

Fuente: Autor

Gráfico 4. Porcentaje de pérdidas de tiempo por equipo.



Fuente: Autor

Los resultados muestran que las primeras cuatro causas de pérdidas de tiempo con mas porcentaje, suman mas del 60% de las pérdidas de tiempo totales, el restante 40% se distribuye casi de manera igual en las otras nueve causas. De las primeras cuatro, la primera (*Esperando por seguridad*), es una causa que se sale del control de la empresa operadora y del taladro, debido a que es ocasionada por una normatividad gubernamental, las otras tres corresponden al equipo en si mismo y a la espera de unidades adicionales para dar continuidad al trabajo.

3.4 IMPACTO DETALLADO DE LAS CATEGORÍAS DE LOS ÍTEM DE PÉRDIDAS DE TIEMPO.

Analizando los resultados arrojados por la discretización de las pérdidas de tiempo, se seleccionaron los siguientes ítems para revisar a profundidad. El argumento de selección se relaciona directamente con el impacto en el porcentaje de pérdidas de tiempo, el número elevado de categorías y porque son los ítems que pueden ser cambiados tomando acciones al respecto desde la coordinación de operaciones. Ítems como, Esperando por Clima, Esperando Luz día y Esperando por seguridad no serán tomados en cuenta para un análisis profundo pues son pérdidas de tiempo sobre las que no se tiene control, además el solo poseen una categoría en la que se define el mismo ítem. Las seleccionadas por analizar fueron:

- a) Reparando Equipo
- b) Esperando Equipo
- c) Operaciones Simultaneas
- d) Esperando suministro
- e) Esperando personal
- f) Esperando Acceso a locación

Los detalles de los tiempos perdidos por cada ítem mencionadas con sus respectivas categorías se explicaran a continuación por medio de graficas que muestran a través de barras de color rojo la suma de horas de cada categoría y a través de la línea punteada azul el número de veces que se repitió dicha categoría.

Con el fin de medir el impacto detallado de cada categoría sobre la operación y sus pérdidas de tiempo se utilizo la información arrojada por las graficas

relacionando el numero de repeticiones de las categorías con la suma de horas a través de la formula siguiente:

$$\text{Impacto sobre la operación} = \frac{\text{Suma de horas } \times \text{Categoría}}{\text{Numero de veces que se repitió la categoría}} \quad (2)$$

Esta medida del impacto sobre la operación de las categorías de pérdidas muestra que tanto se tiene que detener la operación por determinada causa. Un valor alto de impacto indica que es crítico que la operación se detenga por esa causa, mientras que un valor bajo puede mostrar dos relaciones importantes; la primera indica que cada vez que se paro la operación el tiempo perdido no es muy alto con respecto a otras causas y la segunda se refiere a que cuando aparece una valor es porque esta causa se repito numerosas ocasiones generando múltiples posibles detenciones por la misma causa.

Tabla 7. Relación de impacto general

RELACIÓN DE IMPACTO GENERAL			
Ítem	Conteo	Suma	Impacto (Horas/conteo)
ESPERANDO POR SEGURIDAD	596	3058,5	5,1
REPARANDO EQUIPO	689	2543	3,7
ESPERANDO EQUIPO	524	2079,25	4,0
OPERACIONES SIMULTANEAS	272	1135	4,2
ESPERANDO SUMINISTRO	371	895,5	2,4
ESPERANDO POR CLIMA	585	880	1,5
ESPERANDO ACCESO A LOCACIÓN	108	666,58	6,2
ORDEN PUBLICO	106	639,75	6,0
ESPERANDO ORDENES	90	526,83	5,9
ESPERANDO PERSONAL	152	463,75	3,1
INACTIVO POR FESTIVOS	32	387	12,1
OBRAS CIVILES	55	354,25	6,4
ESPERANDO LUZ DIA	64	301,5	4,7

Fuente: Autor

De la relación de impacto general mostrada en la tabla 6 se puede observar un ponderado de que tanto las intervenciones se pueden ver afectadas cuando las

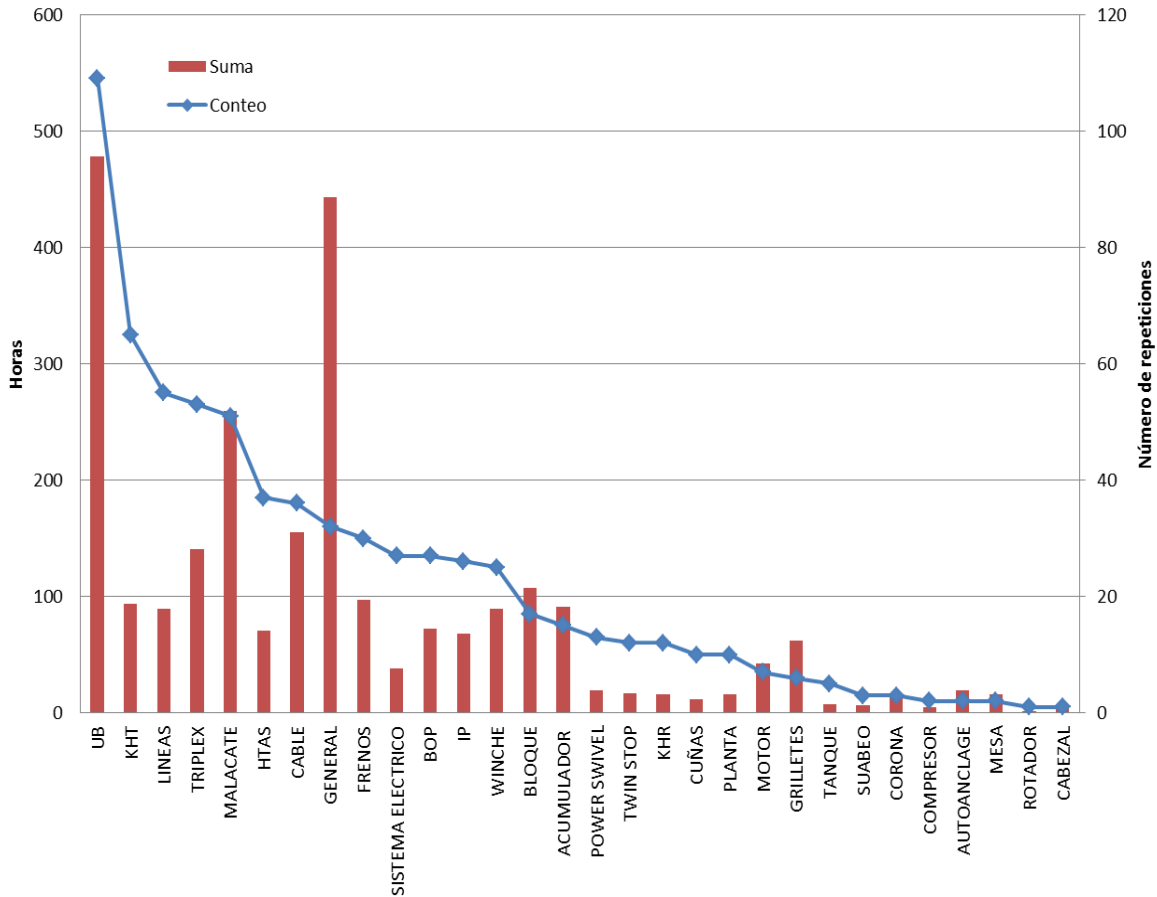
causa generales ocurre. Estas medidas pueden servir de parámetro de control para el seguimiento especialmente de los servicios adicionales en los cuales el taladro no tiene dominio pero la empresa operadora si.

3.4.1 Análisis de la causa reparando equipo

Gráfico 5. Detalle de pérdidas de tiempo, reparando equipo.

Ítem	Categoría	Impacto
REPARANDO EQUIPO	GENERAL	13,9
	GRILLETES	10,3
	AUTOANCLAGE	9,5
	MESA	8,0
	BLOQUE	6,3
	ACUMULADOR	6,1
	MOTOR	6,0
	MALACATE	5,1
	UB	4,4
	CORONA	4,3
	CABLE	4,3
	CABEZAL	4,0
	WINCHE	3,6
	FRENOS	3,2
	BOP	2,7
	TRIPLEX	2,7
	IP	2,6
	COMPRESOR	2,5
	SUABEO	2,2
	HTAS	1,9
	LINEAS	1,6
	PLANTA	1,6
	POWER SWIVEL	1,5
	KHT	1,4
	TWIN STOP	1,4
	TANQUE	1,4
	SISTEMA ELECTRICO	1,4
KHR	1,3	
CUÑAS	1,2	
ROTADOR	1,0	

Detalle de perdidas de tiempo Reparando Equipo



Fuente: Autores

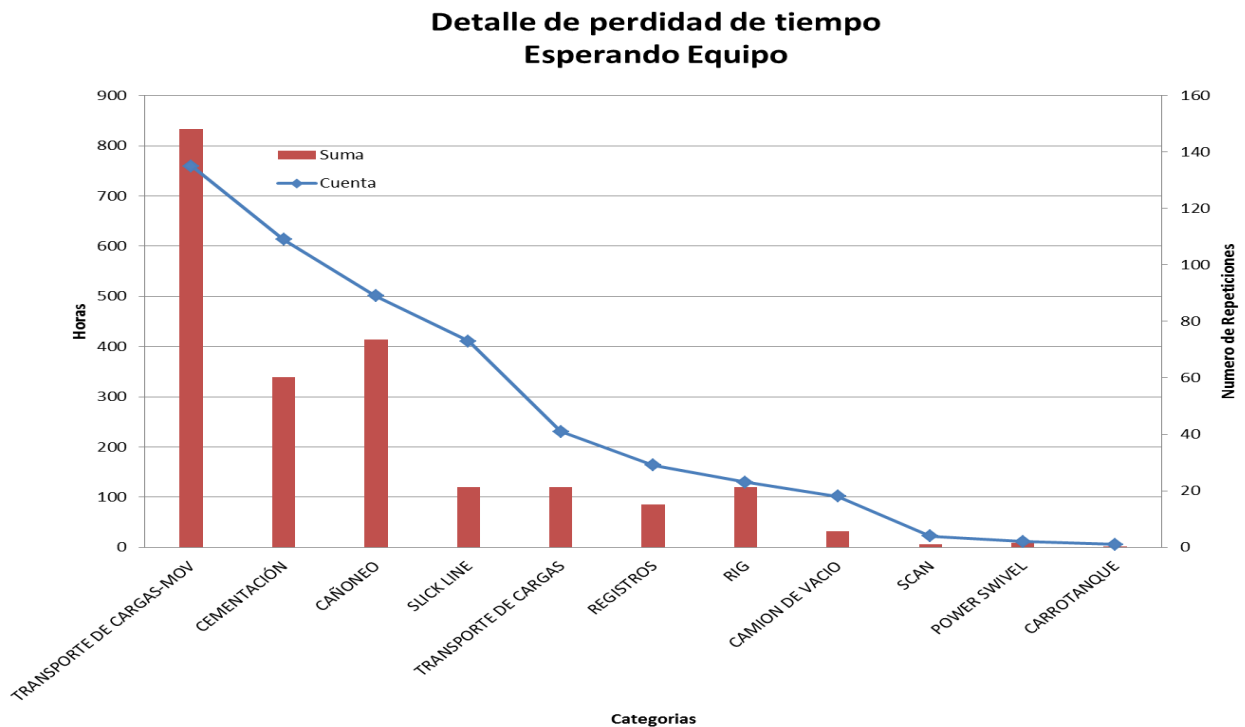
Llama la atención el numero de ocasiones en que fue necesario parar las operaciones de todos los taladros por este ítem (689 veces). El problema pasa mas por la cantidad de veces en que se interrumpe la operación que por la cantidad de tiempo perdido, sin decir que no sea crítico. Cuando es necesario reparar un equipo, se habla de una medida correctiva e imprevista que puede traducirse en accidentes laborales o en errores operacionales.

Implementar un programa de mantenimiento en los equipos, en donde se ataque las categorías de más impacto para este ítem disminuiría el riesgo potencial de un daño o un accidente, y las pérdidas de tiempo.

La distancia entre las barras rojas y los puntos azules muestra como la operación se ve detenida muchas veces con poco impacto en términos de tiempo, este comportamiento se nota en las partes del equipo que mas se usan como son las llaves hidráulicas y la bomba triplex. La mitigación de este fenómeno se puede dar en con un correcto seguimiento a al manejo de esas herramientas especialmente.

3.4.2 Análisis de la causa esperando equipo

Gráfico 6. Detalle de perdidas de tiempo, Esperando equipo.



Ítem	Categoría	Impacto
ESPERANDO EQUIPO	TRANSPORTE DE CARGAS-MOV	6,2
	RIG	5,2
	POWER SWIVEL	4,8
	CAÑONEO	4,7
	CEMENTACIÓN	3,1
	TRANSPORTE DE CARGAS	2,9
	REGISTROS	2,9
	CAMION DE VACIO	1,8
	SLICK LINE	1,6
	SCAN	1,5
	CARROTANQUE	1,5

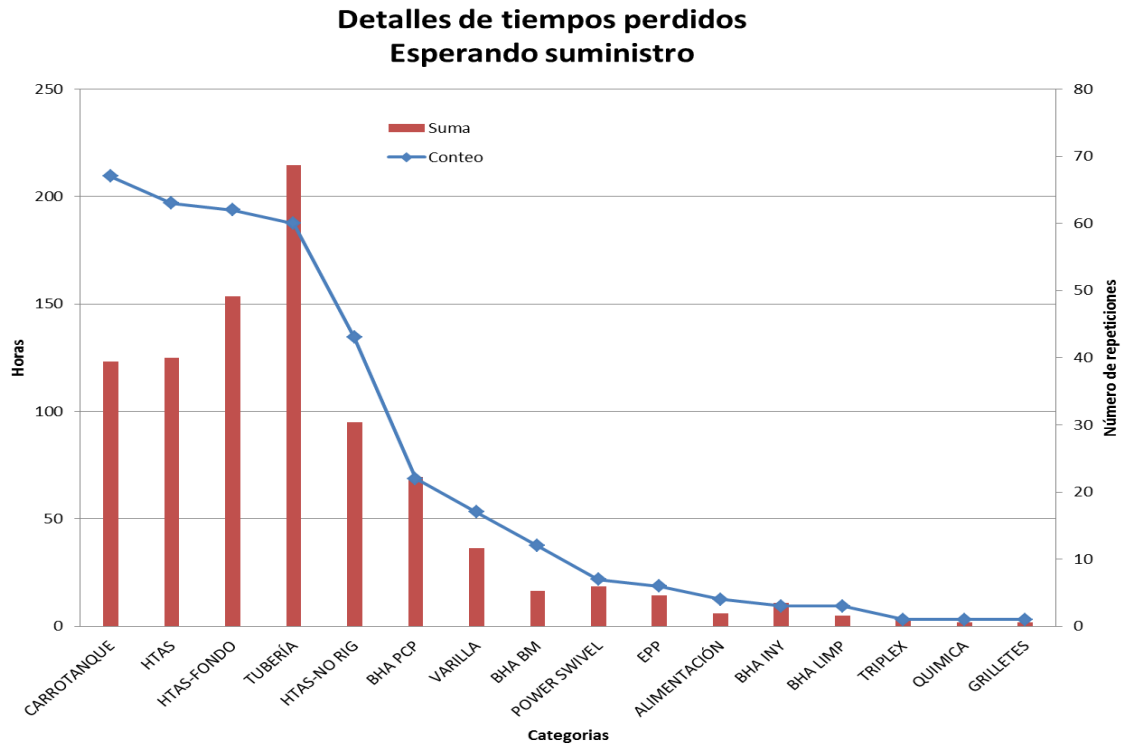
Fuente: Autor

Es importante decir que todos los resultados aquí presentados tienen directa dependencia de lo reportado en el software “OpenWells” en los detalles operativos, particularmente en este ítem fue necesario corregir gran cantidad de datos lo cual habla de que tan fiel es la información reportada. La mayor cantidad de correcciones se dan por confusiones con el ítem Operaciones Simultaneas, que por definición son parecidos pero diferentes en la responsabilidad de cada uno. Teniendo lo anterior en cuenta, la demora en la llegada de los equipos a la locación no es solo por los mismo equipos, también se ve influida por las condiciones de las vías del campo, la cual se demuestra en el ítem Esperando Acceso a locación. También es importante analizar las condiciones en las que estos equipos están laborando, el tipo de personal y el número de ellas.

El impacto de la categoría transporte de cargas para movilización demuestra un fenómeno observado durante la primera etapa de la metodología, esperar este equipo particularmente es una perdida de tiempo pudiera decirse doble, debido a que la espera ocurre ya en la finalización del trabajo del pozo lo cual genera que no solo se pierda tiempo esperando sino que operativamente tampoco se puede ejecutar ningún otro tipo de labor en el pozo pues se supone el pozo ya esta terminado o a punto de terminar.

3.4.3 Análisis de la causa Esperando suministro

Gráfico 7. Detalle de tiempos perdidos, Esperando Suministro.



Ítem	Categoría	Impacto
ESPERANDO SUMINISTRO	TUBERÍA	3,6
	HTAS-FONDO	2,5
	HTAS	2,0
	CARROTANQUE	1,8
	HTAS-NO RIG	2,2
	BHA PCP	3,2
	VARILLA	2,1
	POWER SWIVEL	2,6
	BHA BM	1,4
	EPP	2,4
	BHA INY	3,7
	ALIMENTACIÓN	1,5
	BHA LIMP	1,7
	TRIPLEX	3,0
	QUIMICA	2,0
	GRILLETES	2,0

Fuente: Autor

El impacto calculado arroja, que la categoría que mas influye es esperando tubería y herramientas que no pertenecen al equipo. En el primer caso, la posible razón es la demora en la entrega de los diseños por bajar al pozo; en esta categoría es de vital importancia que el pedido de material se haga con tiempo y que además se verifique que este disponible en la bodega. En el segundo caso, la justificación se da por las nuevas tecnologías implementadas en el campo PT, la mayoría del tipo de herramientas que no pertenecen al equipo son para implementar nuevas tecnologías, luego la recomendación sería, dotar al equipo con las herramientas necesarias para tal fin.

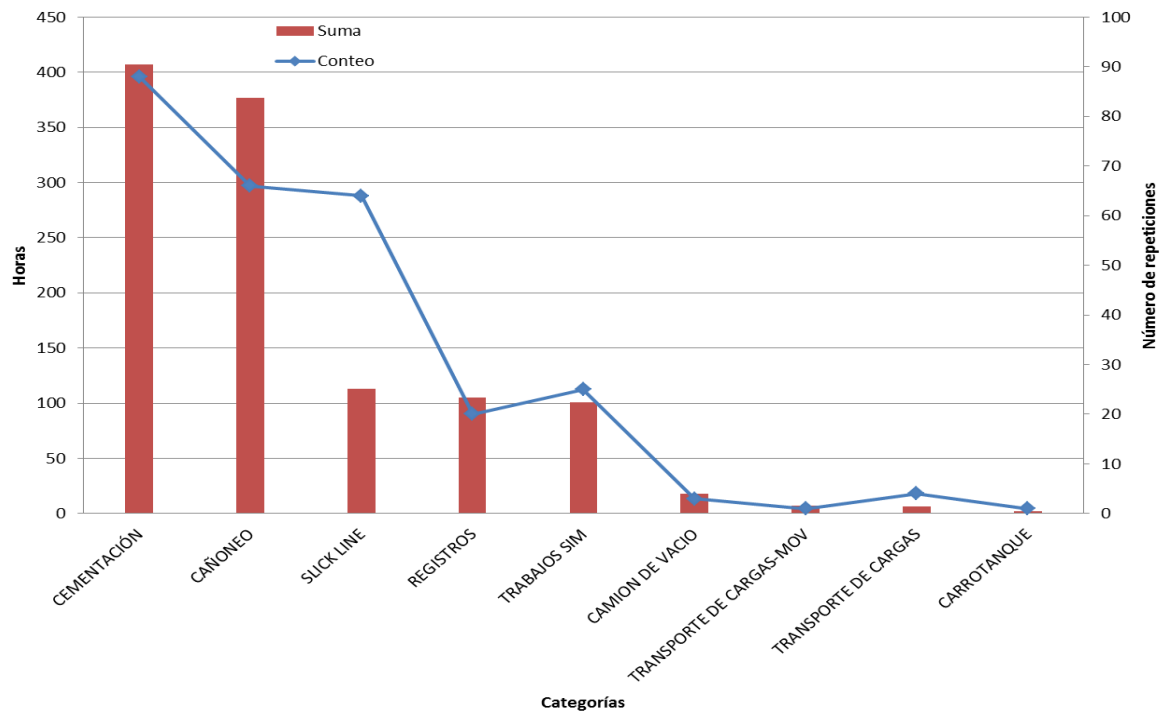
El impacto en la manera en la que fue calculado dice que esperar un carrotanque para suministrar agua no es tan importante, sin embargo en muchas oportunidades la ausencia de agua detuvo las limpiezas por circulación o la mezcla de más lechada interrumpiendo la operación en partes críticas.

3.4.4 Análisis de la causa operaciones simultaneas

Gráfico 8. Detalle de tiempos perdidos, Operaciones simultaneas

Ítem	Categoría	Impacto
OPERACIONES SIMULTANEAS	CAÑONEO	5,7
	REGISTROS	5,2
	CEMENTACIÓN	4,6
	TRABAJOS SIM	4,0
	CAMION DE VACIO	5,8
	TRANSPORTE DE CARGAS-MOV	7,0
	SLICK LINE	1,8
	TRANSPORTE DE CARGAS	1,5
	CARROTANQUE	2,0

Detalle de pérdidas de tiempo Operaciones Simultaneas



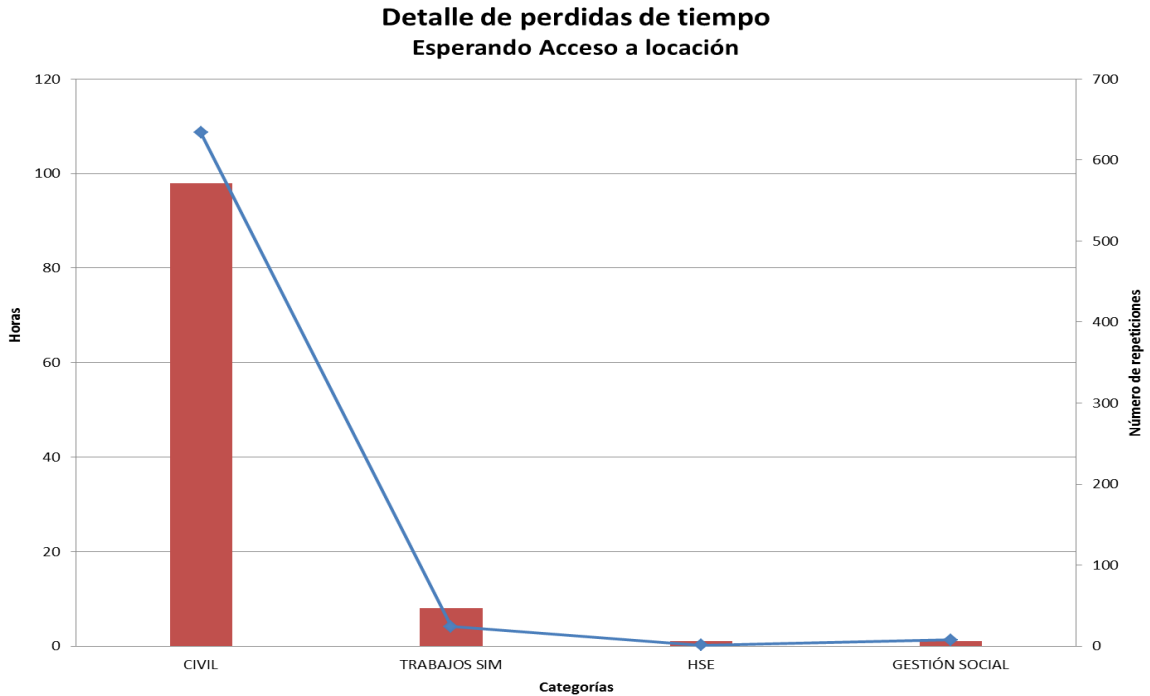
Fuente: Autor

Igual al ítem anterior esperando equipo, la primera conclusión es aclarar la definición de cada ítem por que fue notoria la confusión entre los dos ítem, aumentando la incertidumbre en los resultados.

El número de equipos es el primer factor que influye en este caso; Las unidades de servicio no son suficientes para atender a todas las necesidades del campo, de manera que y la prioridad de inversión para contratar más unidades se da por el impacto de cada categoría en el ítem.

3.4.5 Análisis de la causa Esperando Acceso a locación

Gráfico 9. Detalle de tiempos perdidos, Esperando acceso a locación.



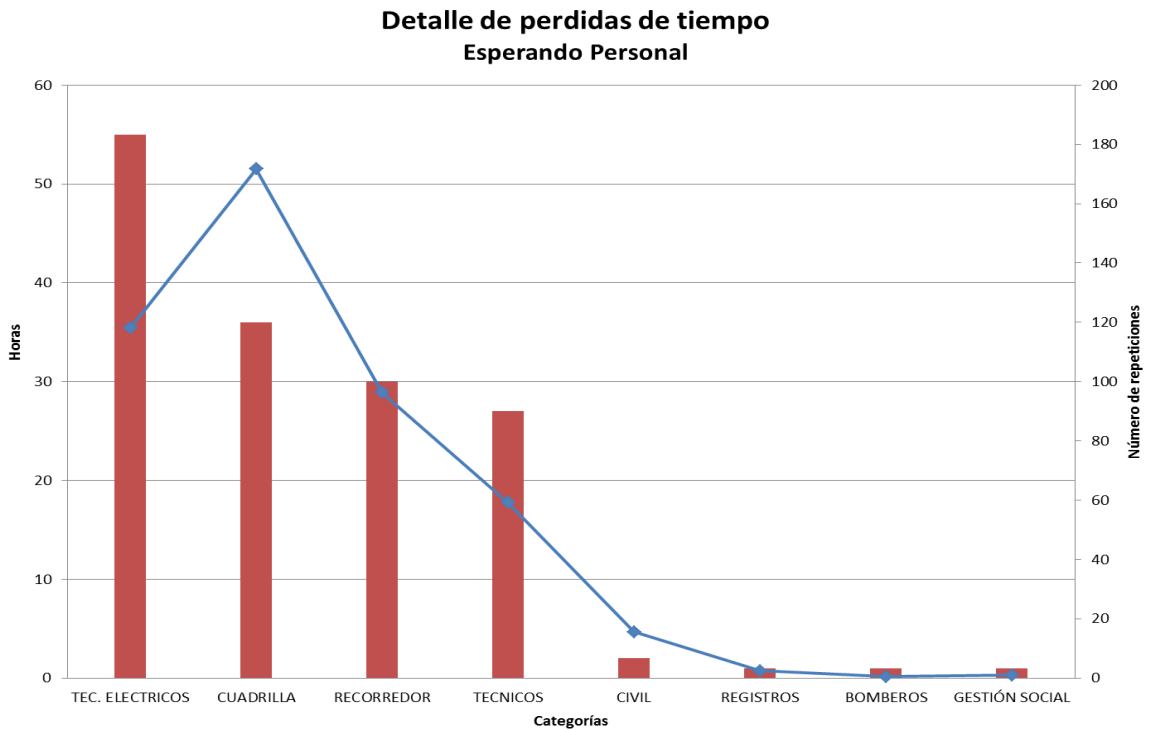
Ítem	Categoría	Impacto
ESPERANDO ACCESO A LOCACIÓN	CIVIL	6,5
	TRABAJOS SIM	3,0
	GESTIÓN SOCIAL	7,5
	HSE	1,0

Fuente: Autor

Este trabajo sirvió para medir de alguna manera el estado sub – estándar de las localizaciones. De acuerdo con los datos el número de veces que la localización no permitió entrar al equipo es alto. Se recomienda realizar un plan agresivo para arreglar las localizaciones, empezando por las de los mejores pozos.

3.4.6 Análisis de la causa esperando personal

Gráfico 10. Detalle de tiempos perdidos, Esperando personal.



Ítem	Categoría	Impacto
ESPERANDO PERSONAL	CUADRILLA	4,8
	TEC. ELECTRICOS	2,1
	RECORREDOR	3,2
	TECNICOS	2,2
	CIVIL	7,8
	REGISTROS	2,5
	GESTIÓN SOCIAL	1,0
	BOMBEROS	0,5

Fuente: Autor

En este ítem la espera por el personal eléctrico, para dar arranque a los pozos influye puede generar una reacción en cadena. Cuando este

personal es llamado para ejercer su labor es porque la operación ya finalizo, sin embargo si el pozo no es arrancado el equipo no puede movilizarse hacia su siguiente pozo. En el caso en que los técnicos eléctricos llegan en horas de la tarde el equipo esta destinado a perder esa noche siguiente por seguridad.

4 VALORACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO

Para calcular el impacto económico por causa de las pérdidas de tiempo, es importante primero saber que se reconoce a los taladros y que no.

Otros de los objetivos de hacer esta categorización detallada fue revisar dentro de cada ítem de pérdidas de tiempo que se reconoce como tiempo inactivo por responsabilidad del taladro y que no, con el fin de encontrar el valor real que debe pagarse a los taladros luego de una intervención.

Las tarifas de los taladros son (por razones de confidencialidad los valores fueron multiplicados por un valor arbitrario). En ambos casos, sea Wellservice o Workover, la definición de los términos de pago de tarifas son las mismas:

- Equipo Activo (EA): Corresponde al equipo en estado operativo dentro de los estándares de tiempo establecidos por la compañía operadora.
- Equipo Inactivo con personal (EICP): Esta tarifa se paga cuando el equipo se encuentra inactivo con todo el personal disponible para la ejecutar las operaciones pero por razones ajenas al equipo no pueden laborar, tales como, esperar por un servicio especial, esperando el suministro de algún tipo de material que no corresponda a los requerimientos mínimos o por cualquier otra razón que no sea netamente operativa y responsabilidad del taladro.

- Equipo Inactivo sin Personal (EISP): El pago de esta tarifa se efectúa cuando las operaciones se interrumpen por la ausencia del personal mínimo para laborar en el taladro.

Las ultimas dos definiciones (EICP) y (EISP) corresponden a los costos de perdidas de tiempo, con los cuales se calculara el impacto económico generado por ellas. De acuerdo con lo anterior las tarifas son:

Tabla 8. Tarifas para los equipos de *Wellservice*

Descripción	Valor(\$Pesos/Día)
Equipo Activo	\$ 7,20
Equipo Inactivo con Personal	\$ 7,00
Equipo Inactivo sin Personal	\$ 5,00

Fuente: Autor

Tabla 9. Tarifas para los equipos de *Workover*

Descripción	Valor (\$Pesos/Día)
Equipo Activo	\$ 9,65
Equipo Inactivo Con Personal	\$ 9,50
Equipo Inactivo Sin Personal	\$ 7,25

Fuente: Autor

La clasificación de los ítem DT dentro de estas dos tarifas se determino de acuerdo a la categorización presentada en el “Segundo Informe” en la que se presentaban los dos tipos de categorías (Operativas y No Operativos), que coinciden intencionalmente con los dos tipos de tarifas, luego los ítems de cada tarifa son:

Tabla 10. Relación de los ítems de pérdidas de tiempos operativos y no operativos

No Operativas (EICP)	Operativas (EISP)
Esperando Acceso a Locación	Esperando Equipo (RIG)
Esperando Equipo (Todos las categorías excepto (RIG))	Esperando Suministro (HTAS)
Esperando suministro (Todos las categorías excepto (HTAS))	Esperando Personal (Cuadrilla)
Esperando Personal (Todos las categorías excepto (CUADRILLA))	-
Obras Civiles	-
Orden Publico	-
Operaciones simultaneas	-
Inactivo por Fesitivos	-
Esperando Ordenes	-
Esperando Luz día	-
Esperando por Seguridad	-

Fuente: Autor

Los costos que corresponden a “Reparando Equipo” no serán reconocidos por parte de la operadora, de manera que no se facturara en ninguna tarifa. Teniendo en cuenta todo lo anterior los costos por pérdidas de tiempo son:

Tabla 11. Costos por pérdidas de tiempos en los equipos de *Wellservice*

Item	Wellservice						
	Horas	Total (Días)	EICP (Días)	EISP (Días)	EICP - Costos (\$Pesos)	EISP - Costos (\$Pesos)	Costos Totales (\$Pesos)
ESPERANDO POR SEGURIDAD	1860,5	77,5	77,5	0	\$ 542,65	\$ -	\$ 542,65
REPARANDO EQUIPO	1192,75	49,7	-	-	-	-	-
ESPERANDO EQUIPO	808,5	33,7	31,0	3	\$ 217,00	\$ 15,00	\$ 232,00
ESPERANDO POR CLIMA	409,75	17,1	17,1	0	\$ 119,51	\$ -	\$ 119,51
ESPERANDO SUMINISTRO	396,58	16,5	15,0	2	\$ 105,00	\$ 10,00	\$ 115,00
ESPERANDO ORDENES	308,25	12,8	12,8	0	\$ 89,91	\$ -	\$ 89,91
ESPERANDO ACCESO A LOCACIÓN	284,25	11,8	9,9	0	\$ 69,49	\$ -	\$ 69,49
ORDEN PUBLICO	247,5	10,3	9,2	0	\$ 64,60	\$ -	\$ 64,60
OBRAS CIVILES	212,25	8,8	8,8	0	\$ 61,91	\$ -	\$ 61,91
ESPERANDO PERSONAL	206	8,6	8,6	3	\$ 60,08	\$ 15,00	\$ 75,08
INACTIVO POR FESTIVOS	166	6,9	6,9	0	\$ 48,42	\$ -	\$ 48,42
OPERACIONES SIMULTANEAS	47,5	2,0	2,0	0	\$ 13,85	\$ -	\$ 13,85
Total general	3156,75	255,8	198,9	8	\$ 1.392,42	\$ 40,00	\$ 1.432,42

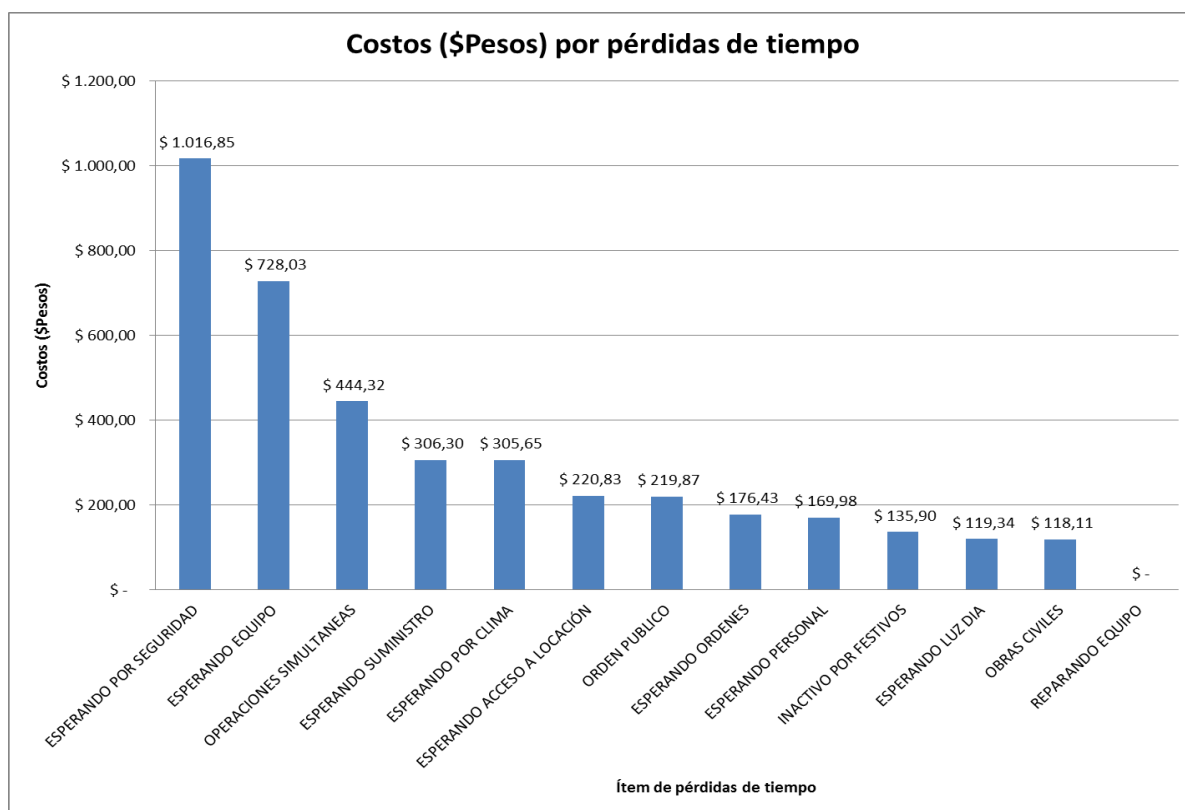
Fuente: Autor

Tabla 12. Costos por pérdidas de tiempo en los equipos de *Workover*

Workover							
Item	Horas	Total (Días)	EICP (Días)	EISP (Días)	EICP - Costos (\$Pesos)	EISP - Costos (\$Pesos)	Costos Totales (\$Pesos)
REPARANDO EQUIPO	1353	56,4	-	-	-	-	0
ESPERANDO EQUIPO	1271	52,9	50,0	-	\$ 475,00	-	\$ 475,00
ESPERANDO POR SEGURIDAD	1198	49,9	49,9	-	\$ 474,21	-	\$ 474,21
OPERACIONES SIMULTANEAS	1088	45,3	45,3	-	\$ 430,47	-	\$ 430,47
ESPERANDO SUMINISTRO	499	20,8	18,0	-	\$ 171,00	-	\$ 171,00
ESPERANDO POR CLIMA	470	19,6	19,6	-	\$ 186,14	-	\$ 186,14
ORDEN PUBLICO	392	16,3	16,3	-	\$ 155,27	-	\$ 155,27
ESPERANDO ACCESO A LOCACIÓN	382	15,9	15,9	-	\$ 151,34	-	\$ 151,34
ESPERANDO LUZ DIA	302	12,6	12,6	-	\$ 119,34	-	\$ 119,34
ESPERANDO PERSONAL	258	10,7	7,7	3	\$ 73,15	\$ 21,75	\$ 94,90
INACTIVO POR FESTIVOS	221	9,2	9,2	-	\$ 87,48	-	\$ 87,48
ESPERANDO ORDENES	219	9,1	9,1	-	\$ 86,52	-	\$ 86,52
OBRAS CIVILES	142	5,9	5,9	-	\$ 56,21	-	\$ 56,21
Total general	3686	324,7358	259,5921	3	\$ 2.466,12	\$ 21,75	\$ 2.487,87

Fuente: Autor

Gráfico 11. Costos totales por pérdidas de tiempo



Item	Costos (\$Pesos)
ESPERANDO POR SEGURIDAD	\$ 1.016,85
ESPERANDO EQUIPO	\$ 728,03
OPERACIONES SIMULTANEAS	\$ 444,32
ESPERANDO SUMINISTRO	\$ 306,30
ESPERANDO POR CLIMA	\$ 305,65
ESPERANDO ACCESO A LOCACIÓN	\$ 220,83
ORDEN PUBLICO	\$ 219,87
ESPERANDO ORDENES	\$ 176,43
ESPERANDO PERSONAL	\$ 169,98
INACTIVO POR FESTIVOS	\$ 135,90
ESPERANDO LUZ DIA	\$ 119,34
OBRAS CIVILES	\$ 118,11
REPARANDO EQUIPO	\$ -
Costos Totales x DT Ítem (\$Pesos)	\$ 3.961,62

Fuente: Autor

El comportamiento de la grafica 11 en la que se relacionan los costos totales por causas de pérdidas de tiempo, es muy similar al comportamiento en tiempos exceptuando el ítem reparando equipo que no es reconocido a las empresas de los taladros debido a que es responsabilidad de ellos.

Tabla 13. Relación de costos operacionales

Relación de costos operacionales durante el año 2011	Costos de tiempo activo para taladros de <i>Workover</i> (\$Pesos)	Costos de tiempo activo para taladros de <i>Wellservice</i> (\$Pesos)	Total (\$Pesos)
	\$ 24.115,29	\$ 11.426,18	\$ 35.541,46
Costos de tiempo inactivo (\$Pesos)	\$ 2.487,87	\$ 1.432,42	\$ 3.961,62
Totales (\$Pesos)	\$ 26.603,16	\$ 12.858,60	\$ 39.503,08

Fuente: Autor

La relación de costos mostrada en la tabla 10. Asocia los costos por el tiempo activo de todos los equipos de *Workover* y *Wellservice* contra los costos por los tiempos muertos. El porcentaje de costos pagados sin efectuarse ninguna operación llega a ser de un 10% lo cual se relaciona con el la diferencia del factor de servicio que es de 13%. Otra forma de valorar el impacto económico debió ser contra los costos planeados, sin embargo como se demostró en el numeral 3.2, la planeación no es buen valor para medir las operaciones para este campo.

En cuanto al impacto económico generado por la perdida de tiempos, se puede decir que no es alto comparándolo a la cantidad de tiempo al que se refiere, sin embargo estos costos se aplican únicamente al pago a los equipos, el real impacto económico se debe comparar mas con la diferida de producción o inyección. Calculando el costo de “no tener producción o inyección”, a causa del tiempo en que no estuvo activo el pozo por la intervención, se mostraría de mejor manera el impacto económico.

Otra manera de ver como económicamente impacta perder tiempo en una operación es la cantidad de operaciones que se pueden ejecutar con el dinero gastado en tiempos no operativos teniendo en cuenta todas las variables que se encuentran aquí.

En el caso de los ítems Esperando Equipo y/o Operaciones simultaneas en los que, más del 90% de los tiempos se relacionan con servicios adicionales a la intervención que deben ser pagados aparte. El costo real de dichos servicios prestados por diferentes compañías tiene que ver directamente con el tiempo que se debe invertir esperando a que el servicio se brinde. Ajustar el servicio de estas compañías en términos de los tiempos de Espera mitigarían este ítem (Esperando Equipo). Contar con más unidades de servicio para suplir con todo lo requerido en el campo también podría ser justificado a través de los costos de Operaciones Simultaneas.

4.1 COMPARACIÓN CONTRA ALGUNAS VARIABLES KPI (Key Performance Indicator)

Como su nombre lo indica, estas variables buscan medir el comportamiento de cualquier proyecto en relación con los objetivos que quiere la organización encargada del proyecto. La palabra “Key” sugiere que estas variables deben ser patrones específicos de medida y dicentes. Los valores pueden ser tanto cualitativos como calificativos. A través de la evolución de los KPI, el gerenciamiento puede saber qué tan bien se está ejecutando su estrategia y corregir aquellas áreas y/o procesos que no cumplan con las expectativas.

Para la medición de las operaciones de subsuelo de este campo productor tipo las variables KPI no están bien definidas aún, por lo tanto no es posible comparar los resultados obtenidos.

De acuerdo a los resultados obtenidos en este trabajo y al estudio de las operaciones, el autor se permite proponer algunas variables KPI para la medición de la gestión de las operaciones de subsuelo.

4.1.1 Propuesta de variables KPI. Las operaciones de subsuelo de un campo productor tipo pueden ser medidas desde diferentes puntos de vista, sin embargo los datos más dicentes del comportamiento de las operaciones se relacionan con lo siguiente:

- Cumplimiento de los objetivos de los trabajos.
- Tiempo en el que se ejecutan los trabajos.
- Costos operativos.
- Numero de accidentes y de incidentes ocurridos.
- Cumplimiento de las condiciones contractuales.

Para efectos de la propuesta que se quiere hacer y de acuerdo al objetivo de este trabajo las variables se basaran en el estudio de los tiempos y los costos operativos.

4.1.1.1 Eficiencia Operativa. La primer variable se denominaría *Eficiencia operativa* y relaciona las diferencias entre la planeación y la ejecución de los trabajos. Para que este parámetro pueda ser implementado es de vital importancia que exista una buena planeación de los trabajos y un seguimiento constante a que esta planeación se cumpla. La aplicación se haría pozo por pozo, es decir por cada pozo se debe generar un tiempo planeado y luego de terminar la intervención comparar como se comporto la ejecución real.

Tabla 14. Duración promedio de las actividades más comunes ejecutadas en el campo PT

Actividad	Promedio de duración durante el 2011 (días)
Abandonos	5,2
Completamiento como productor	4,0
Completamiento como Inyector	5,6
Reparaciones mecánicas al pozo	11,6
Tubería rota (Cambio de tubería)	4
Bomba arenada	4,6
Varilla partida o desconectada	3,8

Fuente: Autor

La tabla 12 muestra la duración promedio de los trabajos más comunes ejecutados durante el 2011. Estos valores pueden servir de parámetros para las nuevas planeaciones de los pozos. La medida puede hacerse de forma porcentual o numérica.

$$\text{Eficiencia operativa} = |\text{Tiempo ejecutado} - \text{Tiempo planeado}| \quad (3)$$

La ecuación tres mostraría la desviación de manera numérica.

$$\text{Eficiencia operativa \%} = \frac{\text{Tiempo planeado}}{\text{Tiempo ejecutado}} \times 100\% \quad (4)$$

La ecuación cuatro mostraría la desviación de manera porcentual teniendo en cuenta que el tiempo planeado es mayor, para tener un factor de seguridad. En la eventualidad de que se este sobre – estimando la planeación, el numerador pasaría al denominador y viceversa para obtener un valor menor a uno anotando.

4.1.1.2 Eficiencia Operativa en costos. La segunda variable sería *Eficiencia operativa en costos*. Para esta variable se relacionan los tiempos y la planeación de la variable anterior, calculando el presupuesto de la operación teniendo en cuenta todos los servicios adicionales y las tarifas de los equipo con sus correspondientes ítems.

$$\text{E.O en Costos} = |\text{Costo de la operación} - \text{presupuesto planeado}| \quad (5)$$

El cálculo de desviación de estas dos variables es crítico en el sentido de que es necesario tener el conocimiento necesario de las operaciones para poder generar una planeación eficiente tanto en tiempo como es costos.

4.1.1.3 *Rendimiento Operativo*. La tercera variable se denominaría *Rendimiento Operativo*. Esta variable relaciona los tiempos activos con los tiempos inactivos, es decir, mide el rendimiento de la operación de acuerdo a que tanto tiempo de la ejecución del trabajo es tiempo efectivo, dicho de otra manera, la propuesta es definir lo que hasta ahora se conoce como *Factor de Servicio*, como *Rendimiento Operativo*.

El factor de servicio por definición debe apuntar a medir la gestión del taladro mas no de la operación, sin embargo el método de calculo que se esta usando en el campo PT esta midiendo la gestión de la operación.

De manera que,

$$\text{Rendimiento Operativo} = \frac{\text{Tiempo Activo}}{\text{Tiempo Ejecutado}} \times 100\% \quad (6)$$

Luego el valor del factor de servicio se propone sea cambiado por,

$$\text{Factor de Servicio} = \frac{\text{Tiempo Ejecutado} - \text{Perdidas de tiempo del Taladro}}{\text{Tiempo Ejecutado}} \quad (7)$$

4.1.2 Implementación de las nuevas variables KPI

Para la implementación de las variables KPI propuestas se utilizaran los datos medidos durante el año 2011, con el fin de verificar la utilidad de estas mediciones a futuro.

Es importante señalar que la eficiencia operativa es expresada como una resta o como una fracción, entonces el valor que se le de a esta variable debe ser expresado de la misma manera, es decir, si se expresa como una diferencia, el

valor debe ser el rango en el que se puede mover esta diferencia, si es una fracción o porcentaje, la medida debe aproximarse a estos valores de fracción. Por ejemplo:

Para el pozo PT1 intervenido por el equipo WO1, se planeo que se ejecutara en 96 horas o en 4 días, pero se ejecuto en 127,2 días o en 5,3 días.

Eficiencia operativa = 127,2 horas – 96 horas = 31 horas

Para este tipo de intervenciones se definió que la variable KPI (Eficiencia operativa) debe ser 18 horas. Se comparan los dos valores y es evidente que la Eficiencia operativa supera a la variable KPI casi en el doble.

Teniendo lo anterior claro, de la misma manera se aplica para los valores de fracción.

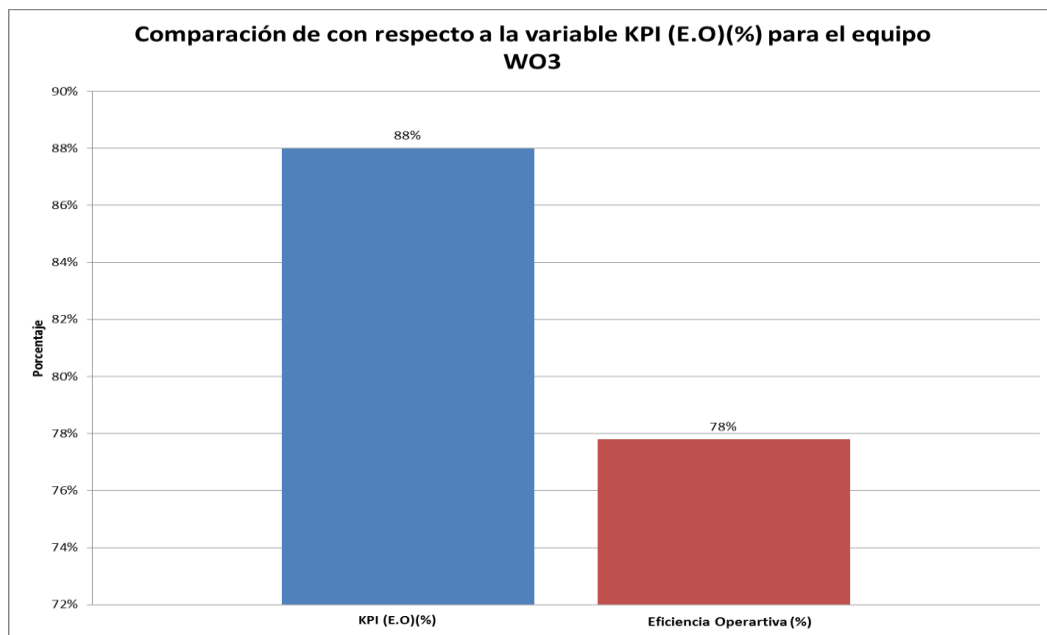
La determinación del valor de la variable se relaciona con los promedios mostrados en la Tabla 14 y los valores del factor de servicio para cada equipo. De esta manera si una operación de desarenadora dura en promedio 4 días y el factor de servicio es de 85%, se puede decir que la variable KPI debe ser de 14, 4 horas o 0,6 días pues la diferencia entre el tiempo activo y el tiempo total es del orden del 15%.

Para la aplicación de la primera variable, “*Eficiencia Operativa*”, se utilizara el equipo WO3 para realizar la medición correspondiente a esta variable. La selección de este equipo se debe a que en la base de datos “*Open Wells*” todos los pozos¹² intervenidos este taladro, tienen su correspondiente planeación. Se debe también a que tienen un numero elevado de pozos intervenido lo cual hace que la información pueda ser mejor medida.

¹² Los nombres de los pozos fueron cambiados por motivos de confidencialidad.

Para el equipo WO3 la variable KPI (E.O) es de 12 horas y 88%. Este equipo ejecutó 76 pozo durante el año 2011, en su mayoría completamientos iniciales de productores e inyectores y alguno Wellservice también.

Gráfico 12. Medición la eficiencia operativa comparándola con la variable KPI (E.O) (%) para el equipo WO3

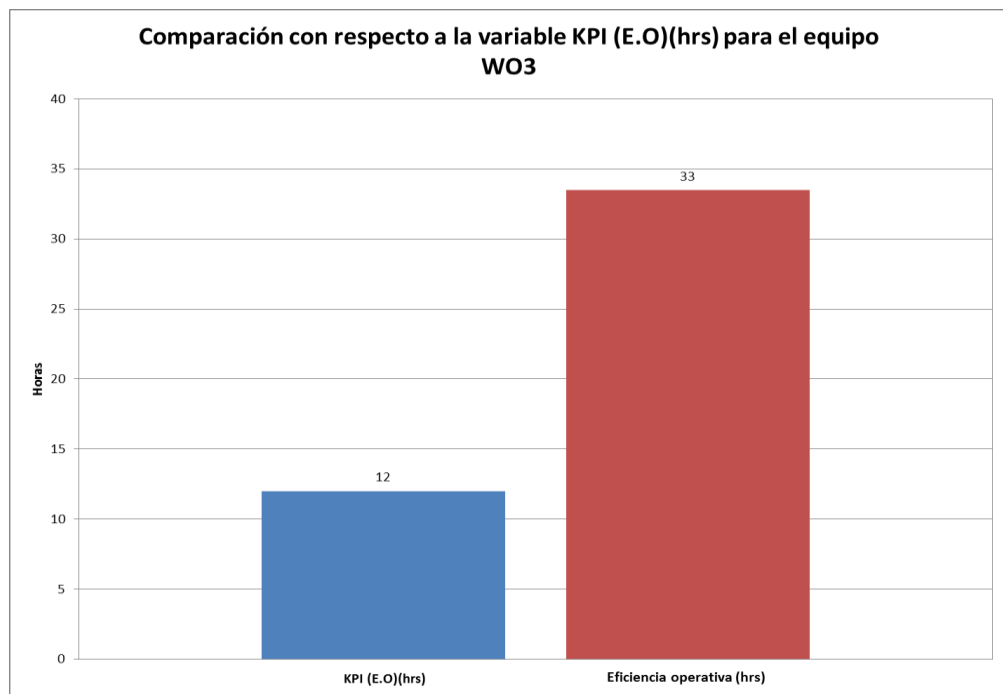


Fuente: Autor

Las graficas 12 y 13 muestran como varían los resultados si las variables se miden en términos de fracciones o en términos de tiempo. Para este caso específico la medida porcentual, muestra que la meta (la variable KPI) supera en un 10% la relación entre lo planeado y lo ejecutado, demostrando otra vez que no existe una buena planeación.

En la grafica 13 la eficiencia operativa supera a la variable KPI determinada en horas, esto quiere decir que la diferencia entre lo planeado y lo ejecutado supera es mayor a la meta propuesta.

Gráfico 13. Medición la eficiencia operativa comparándola con la variable KPI (E.O) (horas) para el equipo WO3



Fuente: Autor

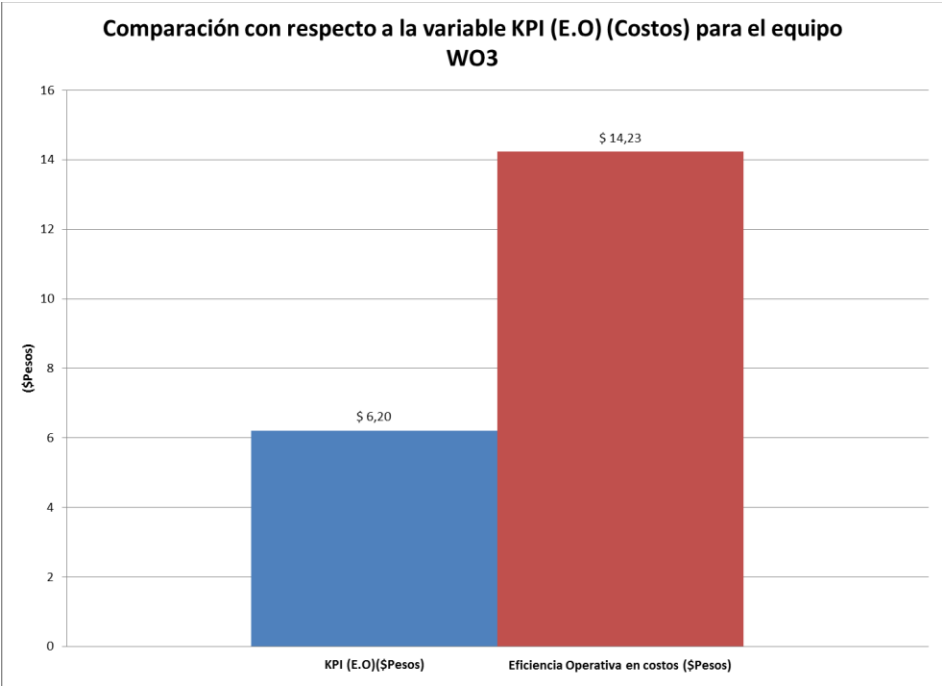
Es importante señalar que en los casos en que estos valores son promedios de lo ejecutado por este equipo durante el año 2011, sin embargo, debido a la falta de planeación de las operaciones, algunos valores de planeación superan los de ejecución introduciendo incertidumbre en los resultados. De manera que lo mejor es realizar el seguimiento pozo a pozo para ajustar las planeaciones siguientes y así acercarse más a las variables KPI.

Tabla 15. Relación de la planeación y la ejecución para los pozos intervenidos por el equipo WO3

Pozo	Tiempo Ejecutado (hrs)	Tiempo planeado (hrs)	Eficiencia operativa (hrs)	Eficiencia operativa (%)	Variable KPI (E.O)(hrs)	Variable KPI (E.O)(%)
PT0184	130,25	72	58,25	55%	12	88%
PT0212	80	72	8	90%	12	88%
PT0466	50,5	66,5	16	76%	12	88%
PT0641	76,5	72	4,5	94%	12	88%
PT0718	73,5	72	1,5	98%	12	88%
PT0729	103,5	72	31,5	70%	12	88%
PT0754	62,5	72	9,5	87%	12	88%
PT0758	71	72	1	99%	12	88%
PT0764	44,5	72	27,5	62%	12	88%
PT0874	57	72	15	79%	12	88%
PT0884	49,33	72	22,67	69%	12	88%
PT0890	86	72	14	84%	12	88%
PT0928	106	72	34	68%	12	88%
PT0984	74,5	72	2,5	97%	12	88%
PT1008	129	72	57	56%	12	88%
PT1009	128,5	66,5	62	52%	12	88%
PT1011	101	72	29	71%	12	88%
PT1052	79	72	7	91%	12	88%
PT1056	64	72	8	89%	12	88%
PT1057	63	72	9	88%	12	88%
PT1066	74,75	96	21,25	78%	12	88%
PT1116	75	72	3	96%	12	88%
PT1127	349,5	168	181,5	48%	12	88%
PT1135	179	72	107	40%	12	88%
PT1168	70	72	2	97%	12	88%
PT1170	88	72	16	82%	12	88%
PT1213	51,5	72	20,5	72%	12	88%
PT1227	55,5	72	16,5	77%	12	88%
PT1234	93	72	21	77%	12	88%
PT1258	77	72	5	94%	12	88%
PT1329	64	72	8	89%	12	88%
PT1344	86,5	72	14,5	83%	12	88%
PT1654	60,17	72	11,83	84%	12	88%
PT1665	99,5	72	27,5	72%	12	88%
PT1742	79	72	7	91%	12	88%
PT1771	81,5	72	9,5	88%	12	88%
PT1808	88	72	16	82%	12	88%
PT1889	97	72	25	74%	12	88%
PT2042	46,5	72	25,5	65%	12	88%
PT2046	119,25	72	47,25	60%	12	88%
PT2047	68	96	28	71%	12	88%
PT2059	71	72	1	99%	12	88%
PT2065	59,5	72	12,5	83%	12	88%
PT2069	123	144	21	85%	12	88%
PT2071	61	72	11	85%	12	88%
PT2083	77	72	5	94%	12	88%
PT2086	66	72	6	92%	12	88%
PT2103	91,75	72	19,75	78%	12	88%
PT2157	51	72	21	71%	12	88%
PT2192	128,5	72	56,5	56%	12	88%
PT2200	187,25	144	43,25	77%	12	88%
PT2206	63,5	72	8,5	88%	12	88%
PT2233	79,5	72	7,5	91%	12	88%
PT2238	84,5	72	12,5	85%	12	88%
PT2243	156	72	84	46%	12	88%
PT2282	816,5	72	744,5	9%	12	88%
PT2511	106,5	66,5	40	62%	12	88%
PT2556	71,5	72	0,5	99%	12	88%
PT2582	66,75	72	5,25	93%	12	88%
PT2586	88	72	16	82%	12	88%
PT2600	113	72	41	64%	12	88%
PT2618	114	96	18	84%	12	88%
PT2637	110,5	72	38,5	65%	12	88%
PT2732	72	72	0	100%	12	88%
PT2789	189,25	102	87,25	54%	12	88%
PT2795	151,5	72	79,5	48%	12	88%
PT2904	86,5	72	14,5	83%	12	88%
PT2916	81	72	9	89%	12	88%
PT2934	63	72	9	88%	12	88%
PT0147	82	72	10	88%	12	88%
PT0155	60,5	72	11,5	84%	12	88%
PT0306	42,5	72	29,5	59%	12	88%
PT0532	69,75	71	1,25	98%	12	88%
PT1299	52,5	72	19,5	73%	12	88%
PT1636	83	72	11	87%	12	88%
PT3376	79,5	96	16,5	83%	12	88%

La siguiente variable a implementar es la “Eficiencia operativa en costos”. Relacionada directamente con la variable anterior, de manera que los costos planeados se comparan con los ejecutados. Para esta implementación específicamente, se tomaran los costos planeados para la operación únicamente del taladro sin tener en cuenta los servicios adicionales y correspondientemente los costos operativos, que obedecen exclusivamente a los servicios del taladro. Esta decisión compete a la necesidad de hacer la medición específica del taladro y permite demostrar la forma en que la escasa planeación existente, no permite medir bien las operaciones. De tal forma que con los costos totales de planeación y ejecución los resultados son completamente desviados en términos económicos, debido a que los pagos de los servicios adicionales que no son tenidos en cuenta en la planeación. La definición de esta variable se relaciona con la valoración del impacto económico.

Gráfico 14. Medición la eficiencia operativa en costos comparándola con la variable KPI (E.O) (\$Pesos) para el equipo WO3



Fuente: Autor

Tabla 16. Relación de la planeación y la ejecución para los pozos intervenidos por el equipo WO3

Pozo	Costo Operativo (\$Pesos)	Costo planeado (\$Pesos)	Eficiencia operativa (\$Pesos)	Variable KPI (E.O)(\$Pesos)
PT0184	\$ 54,27	\$ 28,95	\$ 25,32	\$ 6,20
PT0212	\$ 33,33	\$ 28,95	\$ 4,38	\$ 6,20
PT0466	\$ 21,04	\$ 26,74	\$ 5,70	\$ 6,20
PT0641	\$ 31,88	\$ 28,95	\$ 2,93	\$ 6,20
PT0718	\$ 30,63	\$ 28,95	\$ 1,68	\$ 6,20
PT0729	\$ 43,13	\$ 28,95	\$ 14,18	\$ 6,20
PT0754	\$ 26,04	\$ 28,95	\$ 2,91	\$ 6,20
PT0758	\$ 29,58	\$ 28,95	\$ 0,63	\$ 6,20
PT0764	\$ 18,54	\$ 28,95	\$ 10,41	\$ 6,20
PT0874	\$ 23,75	\$ 28,95	\$ 5,20	\$ 6,20
PT0884	\$ 20,55	\$ 28,95	\$ 8,40	\$ 6,20
PT0890	\$ 35,83	\$ 28,95	\$ 6,88	\$ 6,20
PT0928	\$ 44,17	\$ 28,95	\$ 15,22	\$ 6,20
PT0984	\$ 31,04	\$ 28,95	\$ 2,09	\$ 6,20
PT1008	\$ 53,75	\$ 28,95	\$ 24,80	\$ 6,20
PT1009	\$ 53,54	\$ 26,74	\$ 26,80	\$ 6,20
PT1011	\$ 42,08	\$ 28,95	\$ 13,13	\$ 6,20
PT1052	\$ 32,92	\$ 28,95	\$ 3,97	\$ 6,20
PT1056	\$ 26,67	\$ 28,95	\$ 2,28	\$ 6,20
PT1057	\$ 26,25	\$ 28,95	\$ 2,70	\$ 6,20
PT1066	\$ 31,15	\$ 38,60	\$ 7,45	\$ 6,20
PT1116	\$ 31,25	\$ 28,95	\$ 2,30	\$ 6,20
PT1127	\$ 145,63	\$ 67,55	\$ 78,08	\$ 6,20
PT1135	\$ 74,58	\$ 28,95	\$ 45,63	\$ 6,20
PT1168	\$ 29,17	\$ 28,95	\$ 0,22	\$ 6,20
PT1170	\$ 36,67	\$ 28,95	\$ 7,72	\$ 6,20
PT1213	\$ 21,46	\$ 28,95	\$ 7,49	\$ 6,20
PT1227	\$ 23,13	\$ 28,95	\$ 5,83	\$ 6,20
PT1234	\$ 38,75	\$ 28,95	\$ 9,80	\$ 6,20
PT1258	\$ 32,08	\$ 28,95	\$ 3,13	\$ 6,20
PT1329	\$ 26,67	\$ 28,95	\$ 2,28	\$ 6,20
PT1344	\$ 36,04	\$ 28,95	\$ 7,09	\$ 6,20
PT1654	\$ 25,07	\$ 28,95	\$ 3,88	\$ 6,20
PT1665	\$ 41,46	\$ 28,95	\$ 12,51	\$ 6,20
PT1742	\$ 32,92	\$ 28,95	\$ 3,97	\$ 6,20
PT1771	\$ 33,96	\$ 28,95	\$ 5,01	\$ 6,20
PT1808	\$ 36,67	\$ 28,95	\$ 7,72	\$ 6,20
PT1889	\$ 40,42	\$ 28,95	\$ 11,47	\$ 6,20
PT2042	\$ 19,38	\$ 28,95	\$ 9,58	\$ 6,20
PT2046	\$ 49,69	\$ 28,95	\$ 20,74	\$ 6,20
PT2047	\$ 28,33	\$ 38,60	\$ 10,27	\$ 6,20
PT2059	\$ 29,58	\$ 28,95	\$ 0,63	\$ 6,20
PT2065	\$ 24,79	\$ 28,95	\$ 4,16	\$ 6,20
PT2069	\$ 51,25	\$ 57,90	\$ 6,65	\$ 6,20
PT2071	\$ 25,42	\$ 28,95	\$ 3,53	\$ 6,20
PT2083	\$ 32,08	\$ 28,95	\$ 3,13	\$ 6,20
PT2086	\$ 27,50	\$ 28,95	\$ 1,45	\$ 6,20
PT2103	\$ 38,23	\$ 28,95	\$ 9,28	\$ 6,20
PT2157	\$ 21,25	\$ 28,95	\$ 7,70	\$ 6,20
PT2192	\$ 53,54	\$ 28,95	\$ 24,59	\$ 6,20
PT2200	\$ 78,02	\$ 57,90	\$ 20,12	\$ 6,20
PT2206	\$ 26,46	\$ 28,95	\$ 2,49	\$ 6,20
PT2233	\$ 33,13	\$ 28,95	\$ 4,18	\$ 6,20
PT2238	\$ 35,21	\$ 28,95	\$ 6,26	\$ 6,20
PT2243	\$ 65,00	\$ 28,95	\$ 36,05	\$ 6,20
PT2282	\$ 340,21	\$ 28,95	\$ 311,26	\$ 6,20
PT2511	\$ 44,38	\$ 26,74	\$ 17,64	\$ 6,20
PT2556	\$ 29,79	\$ 28,95	\$ 0,84	\$ 6,20
PT2582	\$ 27,81	\$ 28,95	\$ 1,14	\$ 6,20
PT2586	\$ 36,67	\$ 28,95	\$ 7,72	\$ 6,20
PT2600	\$ 47,08	\$ 28,95	\$ 18,13	\$ 6,20
PT2618	\$ 47,50	\$ 38,60	\$ 8,90	\$ 6,20
PT2637	\$ 46,04	\$ 28,95	\$ 17,09	\$ 6,20
PT2732	\$ 30,00	\$ 28,95	\$ 1,05	\$ 6,20
PT2789	\$ 78,85	\$ 41,01	\$ 37,84	\$ 6,20
PT2795	\$ 63,13	\$ 28,95	\$ 34,18	\$ 6,20
PT2904	\$ 36,04	\$ 28,95	\$ 7,09	\$ 6,20
PT2916	\$ 33,75	\$ 28,95	\$ 4,80	\$ 6,20
PT2934	\$ 26,25	\$ 28,95	\$ 2,70	\$ 6,20
PT0147	\$ 34,17	\$ 28,95	\$ 5,22	\$ 6,20
PT0155	\$ 25,21	\$ 28,95	\$ 3,74	\$ 6,20
PT0306	\$ 17,71	\$ 28,95	\$ 11,24	\$ 6,20
PT0532	\$ 29,06	\$ 28,55	\$ 0,51	\$ 6,20
PT1299	\$ 21,88	\$ 28,95	\$ 7,08	\$ 6,20
PT1636	\$ 34,58	\$ 28,95	\$ 5,63	\$ 6,20
PT3376	\$ 33,13	\$ 38,60	\$ 5,48	\$ 6,20

Fuente: Autor

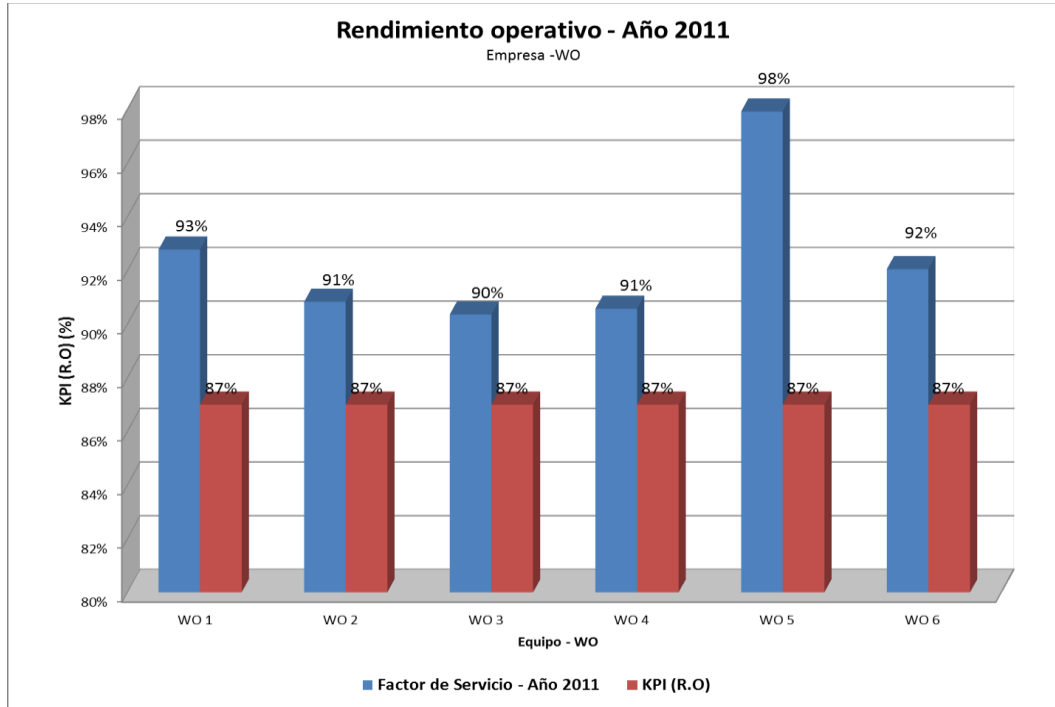
La medición con respecto a la variable KPI eficiencia operativa en costos, es solo comparable de manera directa, es decir, no en términos porcentuales o fraccionales, puesto que para los intereses de la empresa operadora es mejor mostrar cuanta distancia existe entre lo que se ejecuta y lo que se planea. Esto con el fin de tener un control efectivo sobre el presupuesto dispuesto para todas las operaciones de los equipos durante algún periodo de tiempo.

Los resultados mostrados en el Gráfico 14 dejan ver una distancia promedio de casi el doble, entre la eficiencia operativa y la variable KPI. Lo que significa que, incluso, ajustando la planeación y los gastos operativos directamente correspondientes al taladro, los presupuestos económicos no corresponden a la ejecución de los trabajos.

La tercera variable por implementar es "*Rendimiento operativo*". Como se definió en el numeral 4.1.1.3, la medida de estos valores es correspondiente al factor de servicio. Para mostrar como se debería llevar a cabo la implementación de esta variable, se determinara el rendimiento operativo de todos los taladros discretizados por la empresa a la que pertenecen durante el año 2011, comparándolos con el valor de la variable KPI, que para este caso se utilizara el factor de servicio promedio durante el mismo año (87%). A diferencia de las dos variables anteriores la comparación debe apuntar a que los resultados del rendimiento operativo deben ser mayores a la variable KPI.

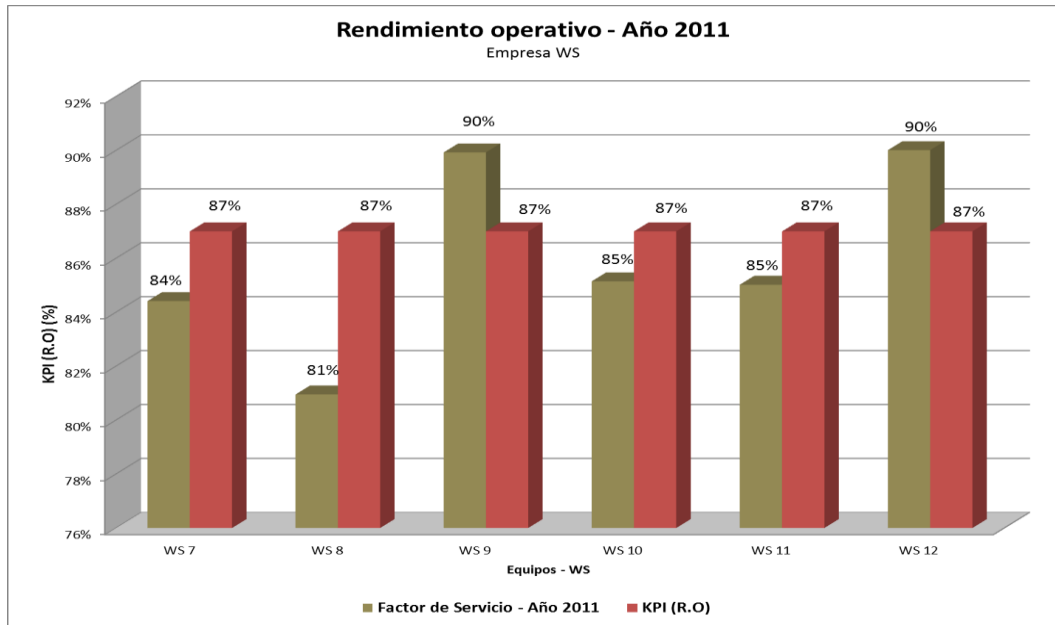
Los gráficos 15, 16 y 17 muestran los resultados del rendimiento operativo para las diferentes empresas prestadoras del servicio de taladros, y la comparación de los resultados con respecto a la variable KPI (R.O).

Gráfico 15. Medición del rendimiento operativo para la empresa WO y la comparación con respecto a la variable KPI (R.O).



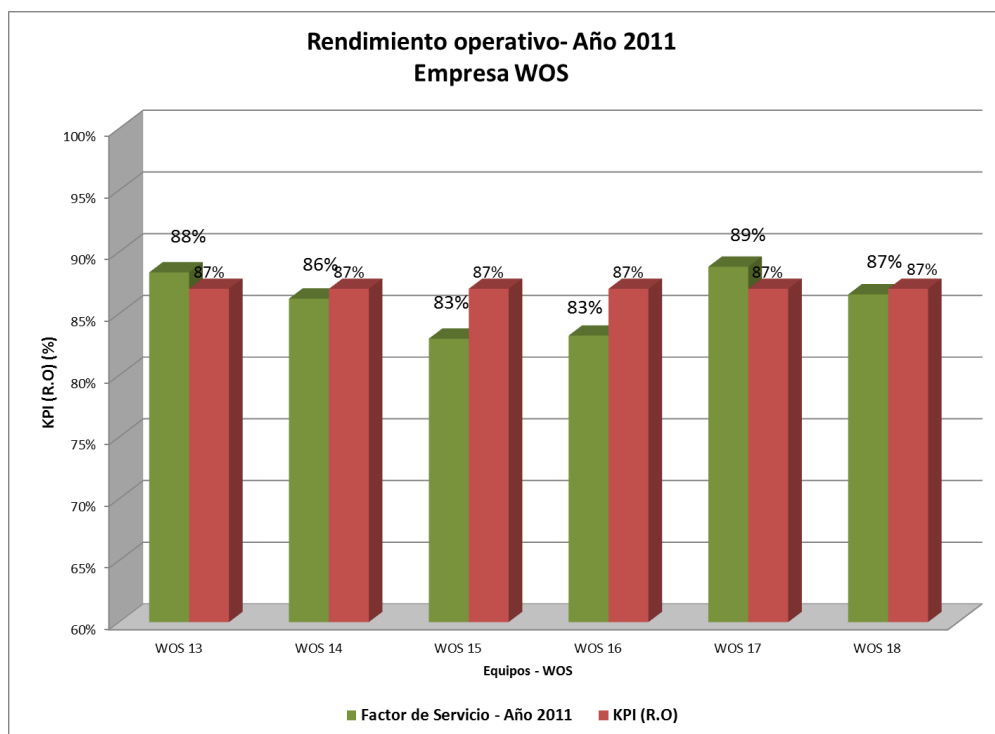
Fuente: Autor

Gráfico 16. Medición del rendimiento operativo para la empresa WS y la comparación con respecto a la variable KPI (R.O).



Fuente: Autor

Gráfico 17. Medición del rendimiento operativo para la empresa WS y la comparación con respecto a la variable KPI (R.O).

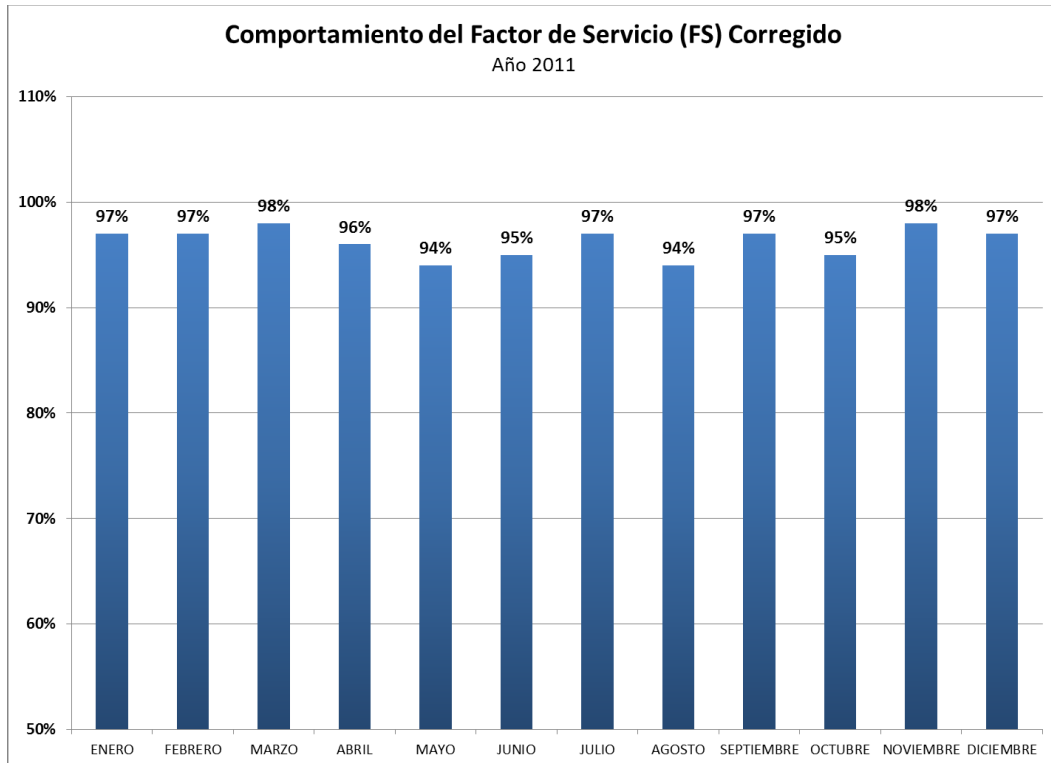


Fuente: Autor

De acuerdo a los resultados de la comparación con respecto a la variable KPI, la empresa de equipos con los peores resultados es WS, sin embargo es importante decir que esta medida se refiere a la operación mas no al servicio del taladro. De manera que es mejor decir que las intervenciones, en las que los equipos de la empresa WS participan, se vieron afectadas por múltiples interrupciones.

4.1.3 Corrección del factor de servicio.

Gráfico 18. Corrección del factor de servicio ajustado a la definición propuesta

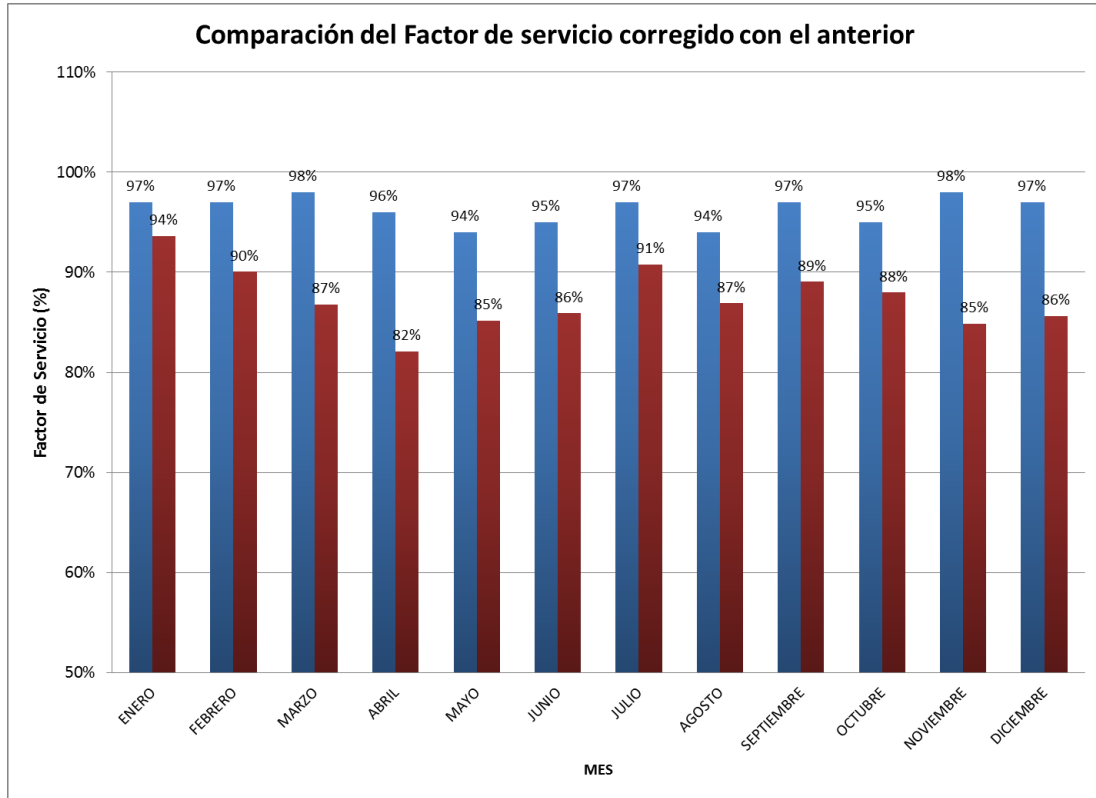


Fuente: Autor

El gráfico 18 muestra la aplicación de la nueva fórmula de factor de servicio, ajustada a las responsabilidades del taladro únicamente. Se relaciona de manera directa el tiempo ejecutado por el taladro o tiempo activo y el tiempo perdido por responsabilidad del mismo

Finalmente en el gráfico 19 se compara el antiguo factor de servicio con el nuevo. En esta comparación se demuestra que las pérdidas de tiempo corresponden a agentes externos a la operación del taladro o de las labores del personal a cargo

Gráfico 19. Comparación del factor de servicio corregido durante el año 2011



Fuente: Autor

CONCLUSIONES

1. Se determino la variación de tiempos de procesos en operaciones de subsuelo de acuerdo a los tiempos perdidos de los trabajos ejecutados, es decir, tomando en cuenta las horas activas y las horas inactivas.
2. Comparar la ejecución de los trabajos contra lo planeado se puede hacer siempre que exista una buena planeación en los *Well Planning*. Para este caso de estudio, no se pudo comparar debido a que la distancia entre lo planeado y lo ejecutado supera el 65% de efectividad.
3. Las definiciones de las causas de pérdidas de tiempo establecidas se ajustaron debido a las confusiones mostradas en los detalles operativos de los reportes diarios. Los ajustes obedecen también a tratar de determinar las responsabilidades de las causas de pérdidas de tiempo.
4. El reajuste de las definiciones de las causas de pérdidas de tiempo permitió discretizar de manera efectiva y con definiciones claras el porqué de las mismas causas, clasificándolas en operativas y no operativas.
5. Las principales causas de las perdidas de tiempo no son responsabilidad directa del taladro que esta ejecutando la operación. Son responsabilidad de los servicios anexos al taladro, como lo son las unidades de cementación o cañoneo.

6. Las condiciones físicas del campo, como lo son: la topografía, el estado de las vías, las distancias entre pozos, y las condiciones sub - estándar de las locaciones afectan de manera importante los tiempos operativos del taladro.
7. El impacto económico guarda mucha relación y coherencia con los resultados de pérdidas de tiempo debido a que las tarifas están ajustadas de acuerdo a las responsabilidades de los tiempos operativos.
8. El impacto económico real se refiere mas a los barriles no producidos, especialmente durante los tiempos perdidos.
9. Las variables KPI para la medición de las operaciones no están definidas claramente por parte de la operadora, esto implica que hacer una valoración efectiva sea complicado, por lo tanto se proponen la creación y divulgación de las variables para definir los objetivos a trazar.
10. La implementación de las variables KPI propuestas en este trabajo permite trazar objetivos y medir la eficacia de los taladros y las operaciones en general.
11. La corrección del factor de servicio, deja ver el real desempeño de los equipos.

RECOMENDACIONES

1. Hacer un estudio detallado a la planeación de las operaciones de subsuelo, con el fin de generar un *Wellplaning* que se ajuste a las condiciones del campo y sobre el cual se puedan hacer mediciones y gestiones.
2. Reajustar las definiciones de perdidas de tiempo con los ajustes que en este trabajo se presentaron y trasmitirlas al personal en los equipos y a las compañías prestadoras de servicios.
3. De acuerdo a los resultados presentados en este trabajo, se recomienda implementar un programa controlado de mantenimiento en el cual se ataque las variables de más impacto en el ítem reparando equipo y la contratación de más unidades adicionales de cementación y *wireline*.
4. Implementar un plan agresivo de mantenimiento a las locaciones para mitigar las perdidas de tiempo en las cuales el estado de la locación afecto el desarrollo de la operación y los accidentes potenciales que esta causa genera.
5. Diseñas algunas variables KPI que permitan medir las operaciones o implementar las que en este trabajo se proponen.

BIBLIOGRAFÍA

ACOSTA Casas A., BARRIOS Piñera R. Y NAVARRO Cárdenas R. Manual de reacondicionamiento de pozos: Gerencia Regional Magdalena Medio: ECOPETROL S.A: EXT-M-002, 2008.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUT (API), Recommended Practice for the Care and Handling of Sucker Rods, API recommended practice 11br Ninth edition, AUGUST 2008

AMERICAN PETROLEUM INSTITUT (API), Specification for Control Systems for Drilling Well Control Equipment and Control Systems for Diverter Equipment API Specification 16d (Spec 16d) Second Edition, July 2004 Effective Date, January 2005

BOHORQUEZ Acosta Iván Y CADENA García Martha. Metodología para la evaluación de riesgos durante las operaciones de Workover y servicio a pozo. Trabajo de Grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físico – Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

ECOPETROL S.A. Gerencia Regional Magdalena Medio. Instructivo para la operación de estimulación mecánica. EXT – I – 052. Barrancabermeja. Enero 2006.

ECOPETROL S.A. Reportes diarios de los equipos. [Software] OpenWells, Landmark, Halliburton. Version 2003.12

GUY Hart D. How to do everything with Microsoft excel 2003, McGraw – Hill/Osborne. 2003.

HALLIBUTON, Landmark. Manual de Usuario “Open Wells” y “Data Analyzer. Versión 2003.12. Editado por Norberto Rojas.

Hirschfeldt, Marcelo. “Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas”.Edición 2005.

MARQUIZ, Alex. Manual Técnico de operaciones de cañoneo. Presentado como proyecto de grado para optar al título Técnico en Petróleos. Instituto Universitario Nuevas profesiones. Noviembre 2004.

NORTON LAPEIROUS J. 2nd Edition, Formulas and Calculation for Drilling, Production and Workover: Gulf Professional Publishing, 2002.

RUGAO YAOU CO., LTD. Productos. Herramientas de producción de petróleo [Online]. Disponible en internet: <http://yaoumachinery.es/7-oil-production.html>

VERGARA José Orlando Y GARCIA Gabriel Fernando. Gestión de mantenimiento para los equipos de workover de la empresa STS de los ANDES S.A. Trabajo de grado para Ingeniero Mecánico. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físico – Mecánica. Escuela de Ingeniería Mecánica.

ANEXOS

Anexo A. Discretización de las causas de pérdidas de tiempo, en operativas y no operativas

Ítem	No Operativas	Operativas	Definición
ESPERANDO ACCESO A LOCACIÓN: Imposibilidad de la entrada del equipo al pozo que sera intervenido.	CIVIL	-	Obras civiles antes de entrar el equipo
	GESTIÓN SOCIAL	-	Gestión social con la comunidad cercana a plano
	HSE	-	Normativas de seguridad
	TRABAJO SIM	-	Trabajos simultaneos en el pozo previos a la entrada al equipo
ESPERANDO EQUIPO: Tiempo perdidos esperando equipos que no estan ocupados en otros pozos. En este ítem se incluye tiempo de espera de camiones de vacios y/o carrotanques para retirar fluidos que no son necesarios.	CAMION DE VACIO	-	Succionador de fluidos
	CAÑONEO	-	Equipo de cañoneo
	CARROTANQUE	-	Transporte de agua
	CEMENTACIÓN	-	Unidad de Cementación
	GRILLETES	-	Aparejos para manipular cargas
	POWER SWIVEL	-	Sistema de rotación
	REGISTROS	-	Unidad de registros
	-	RIG	Equipo WO/WS
	SCAN	-	Inspección de Tubería
	SLICK LINE	-	Unidad de guaya fina
	TRANSPORTE DE CARGAS	-	Manipular cargas con el equipo en pozo
	TRANSPORTE DE CARGAS-MOV	-	Encargado de la movilización
ESPERANDO LUZ DIA: Imposibilidad para suabear mecánicamente el pozo.	SUABEO	-	Estimulación mecánica
ESPERANDO ORDENES: En espera de directrices por parte de la empresa operadora.	COORDINACIÓN	-	Coordinación
	HSE	-	Normativas de seguridad

Ítem	No Operativas	Operativas	Definición
ESPERANDO SUMINISTRO: Equipo detenido por espera de algun suministro en especifico (herramientas especiales, agua para circulación, herramientas del taladro).	ALIMENTACIÓN	-	Alimentación del personal de los equipos
	BHA INY	-	BHA de inyección para instalar en pozo
	BHA BM	-	BHA de Bombeo Mecánico
	BHA LIMP	-	BHA de Limpieza de pozo
	BHA PCP	-	BHA Bombeo PCP
	CARROTANQUE	-	Suministro de agua
	EPP	-	Elementos de protección personal
	-	HTAS	Herramientas propias del Equipo
	HTAS-FONDO	-	Herramientas especiales para bajar al pozo
	HTAS-NO RIG	-	Herramientas de manipulación en superficie no pertenecientes al equipo
	POWER SWIVEL	-	Sistema de rotación
	QUIMICA	-	Suministro químico para preparar píldoras y/o lechadas
	-	TRIPLEX	Bomba Triplex
	TUBERÍA	-	Tubería
VARILLA	-	Varilla	
INACTIVO POR FESTIVOS	FESTIVOS	-	Festivos
OBRAS CIVILES: Trabajos para reacondicionar la locación con el equipo en pozo y/o arreglos de vías que impiden la salida del equipo.	LOCALIZACIÓN	-	Trabajos para reacondicionar la localización con el equipo en pozo
	VIAS	-	Arreglo de vías que impiden la salida del equipo

Ítem	No Operativas	Operativas	Definición
OPERACIONES SIMULTANEAS: Espera de equipos ocupados en otros pozos por prioridad y/o operaciones ejecutadas en el mismo plano que impiden el trabajo del Rig mientras el equipo esta en el pozo.	CAMION DE VACIO	-	Succionador de Fluidos
	CAÑONEO	-	Equipo de cañoneo
	CARROTANQUE	-	Transporter de agua
	CEMENTACIÓN	-	Unidad de cementación
	REGISTROS	-	Unidad de registros
	SLICK LINE	-	Unidad de guaya fina
	TRABAJO SIM	-	Operaciones ejecutadas en el mismo plano, ajenas al equipo que impiden el trabajo del mismo
	TRANSPORTE DE CARGAS	-	Manipular cargas ocupado en otro equipo
TRANSPORTE DE CARGAS-MOV	-	Encargado de la movilización ocupado en otro pozo	
ORDEN PUBLICO: Perdidas de tiempo ocasionadas por problemas de orden público	COMUNIDAD	-	Paros civicos por la comunidad
	SINDICATO	-	Sindicato laboral en huelgas

Ítem	No Operativas	Operativas	Definición
REPARANDO EQUIPO: Daños mecánicos y/o eléctricos ocurridos en cualquier etapa de la operación. Se incluyen mantenimientos mecánicos menores.	-	ACUMULADOR	Acumulador
	-	AUTOANCLAGE	Autoanclage
	-	BLOQUE	Bloque Viajero
	-	BOP	Preventoras
	-	CABEZAL	Cabezal del pozo
	-	CABLE	Cables disponibles en el equipo
	-	COMPRESOR	Compresor alimentador de aire
	-	CORONA	Bloque corona
	-	CUÑAS	Mesa de cuñas
	-	FRENOS	Frenos del malacate
	-	GENERAL	Funcionamiento del equipo
	-	GRILLETES	Aparjeos para manipular cargas propios del quipo
	-	HTAS	Herramientas del equipo
	-	IP	Indicador de peso
	-	KHR	Llave hidráulica de varilla
	-	KHT	Llave hidráulica de tubería
	-	LINEAS	Lineas de aire y manguera
	-	MALACATE	Malacate principal
	-	MESA	Mesa de trabajo
	-	MOTOR	Motor de la Unidad Basica
	-	PLANTA	Planta Eléctrica
	-	POWER SWIVEL	Sistema de rotación
	-	ROTADOR	Rotadores electricos de tubería
	-	SISTEMA ELECTRICO	Sistema Eléctrica
	-	SUABEO	Copas de suabeo
	-	TRIPLEX	Bomba Triplex
	-	TWIN STOP	Twin Stop
-	UB	Unidad Básica	
-	WINCHE	Winche	
-	TANQUE	Tanque	