



**ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DEL USO DE UNIDADES DE SERVICIO
RÁPIDO “RAPID SERVICES UNIT” VERSUS RIG’S CONVENCIONALES PARA
SU APLICACIÓN EN CAMPOS MADUROS**

**CHRISTIAN MIGUEL ESTUPIÑAN
MANUEL ANDRES ZAPATA BARROSO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2017



**ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DEL USO DE UNIDADES DE SERVICIO
RÁPIDO “RAPID SERVICES UNIT” VERSUS RIG’S CONVENCIONALES PARA
SU APLICACIÓN EN CAMPOS MADUROS**

**CHRISTIAN MIGUEL ESTUPIÑAN
MANUEL ANDRES ZAPATA BARROSO**

**Trabajo de grado para optar al título de Especialista en Producción de
Hidrocarburos**

Director:

**EDISON ODILIO GARCÍA NAVAS
M.Sc en Ingeniería de Hidrocarburos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2017

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LAS CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS DE LOS RIG CONVENCIONALES Y LAS UNIDADES DE SERVICIO RÁPIDO “RSU”.	18
1.1. GENERALIDADES DE LOS “RIG” CONVENCIONALES.....	19
1.1.1. Sistemas de potencia	20
1.1.1.1. Transmisión de potencia mecánica	20
1.1.2. Sistemas de levantamiento de carga	21
1.1.2.1. Estructura de soporte de la torre	22
1.1.2.2. Subestructura	23
1.1.2.3. Semi-Tráiler.....	24
1.1.2.4. Encuelladero	24
1.1.3. Equipos de levantamiento	25
1.1.3.1. Malacate.....	25
1.1.3.2. Bloque de corona	27
1.1.3.3. Bloque viajero.....	28
1.1.3.4. Soportes desplegados.....	29
1.1.3.5. Elevadores	29
1.1.3.6. Guaya.....	30
1.1.4. Sistema Rotatorio.....	31
1.1.4.1. Mesa rotatoria	31
1.1.4.2. Buje de transmisión del cuadrante	32
1.1.4.3. Buje maestro	33
1.1.4.4. Cuñas de rotación	33
1.1.4.5. Llaves de potencia de enrosque o desenrosque	34
1.1.5. Sistemas de seguridad.....	34

1.1.5.1. Válvulas impide reventones (blow out preventers)	35
1.1.5.2. Válvulas tipo anular o esférico.....	36
1.1.5.3. Válvula tipo ariete	36
1.1.5.4. Carretos.....	37
1.1.5.5. Acumulador	37
1.1.5.6. Línea de matar pozo.....	38
1.2. GENERALIDADES DE LAS UNIDADES DE SERVICIO RAPIDO “RSU”	38
1.3. EQUIPOS QUE CONFORMAN LAS RSU SUS PARTES Y CARACTERÍSTICAS	39
1.3.1. Camión.....	40
1.3.2. Mástil o torre.....	40
1.3.3. Corona.....	41
1.3.4. Bloque viajero.....	42
1.3.5. Máquina de izaje	43
1.4. COMPARACIÓN TÉCNICA ENTRE RIG CONVENCIONALES Y LAS RSU	44
1.4.1. Trabajos realizados con un rig convencional.....	45
1.4.2. Trabajos realizados con un RSU	46
1.5. BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS TRABAJOS REALIZADOS EN LABORES DE WORKOVER Y WELL SERVICE POR UN RSU O POR UN RIG CONVENCIONAL	48
1.5.1. Swabbing (suabeo)	48
1.5.2. Varilleo	48
1.5.3. Reacondicionamiento de pozos	49
1.5.4. Completamiento de pozos.....	49
1.5.5. Operaciones de pulling y running	49
1.5.6. Limpieza de arena.....	50
2. ALCANCES TÉCNICOS Y LIMITACIONES OPERATIVAS AL UTILIZAR UNIDADES DE SERVICIO RÁPIDO VERSUS UN RIG CONVENCIONAL.....	53
2.1. VENTAJAS Y DESVENTAJAS EN OPERACIONES DE DESMONTE,	

MONTAJE Y TRANSPORTE DE RIG CONVENCIONAL VERSUS RSU	53
2.2. VENTAJAS Y DESVENTAJAS EN TIEMPOS DE OPERACIÓN ENTRE UN RIG CONVENCIONAL Vs UNA RSU	54
2.3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS EN COSTOS DE OPERACIÓN ENTRE UN RIG CONVENCIONAL Vs UN RSU	55
2.4. CARACTERISTICAS GENERALES	56
3. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS UNIDADES DE SERVICIO RÁPIDO (RSU) EN LAS CAMPAÑAS DE INTERVENCIÓN A POZOS DE UN CAMPO MADURO CON POZOS DE PROFUNDIDAD MEDIA DE 5.000 PIES.	59
4. MATRIZ DE SELECCIÓN EQUIPOS DE WORKOVER Y WELL SERVICE	69
4.1. DILIGENCIAMIENTO DE LA MATRIZ.....	72
4.2. EJEMPLO DE APLICACIÓN MATRIZ DE SELECCIÓN DE EQUIPOS DE WORKOVER Y WELL SERVICE.....	74
.....	76
5. CONCLUSIONES	77
6. RECOMENDACIONES.....	78
BIBLIOGRAFIA.....	79

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Comparación entre un taladro de perforación y un Rig Convencional	19
Figura 2. Motores diésel	21
Figura 3. Subestructura	23
Figura 4. Encuelladero con tubería izada	25
Figura 5. Malacate del sistema de levantamiento	26
Figura 6. Bloque corona de un taladro.....	27
Figura 7. Bloque viajero típico de un RIG convencional	28
Figura 8. Soporte desplegable	29
Figura 9. Diferentes tipos de elevadores	30
Figura 10. Guaya	31
Figura 11. Mesa rotatoria común en los “RIG”	32
Figura 12. Buje de transmisión del cuadrante.....	32
Figura 13. Buje maestro.....	33
Figura 14. Cuñas de rotación.....	33
Figura 15. Tenazas de enrosque y desenrosque manual e hidráulica.....	34
Figura 16. Conjunto válvulas impide reventones VIR	35
Figura 17. Válvula anular del conjunto IVR.....	36
Figura 18. Tubería de perforación estrangulada por una válvula tipo ariete ciego	37
Figura 19. Carreto usado en las VIR.....	37
Figura 20. Unidad Acumuladora del sistema de seguridad.....	38
Figura 21. Mástil apoyado sobre la plataforma del camión.....	41
Figura 22. Corona de un RSU.....	42
Figura 23. Bloque viajero	43
Figura 24. Partes de una máquina de izaje	44
Figura 25. Equipo de Workover	51
Figura 26. Equipo de Workover en labores de limpieza de arena.....	51

Figura 27. Número de pozos intervenidos en un año	61
Figura 28. Tiempo de operación gastada en un año.....	63
Figura 29. Costo total por operación durante un año.....	65
Figura 30. Tiempo promedio gastado en cada operación realizada	66
Figura 31. Costo promedio de cada una de las actividades realizadas	67
Figura 32. Matriz de selección de equipos de workover y well service para el campo La Cira Infantas. ECOPETROL S.A	71
Figura 33. Ejemplo uso de la matriz de selección equipos de workover y well service para el campo La Cira Infantas. ECOPETROL S.A.....	76

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Tiempo promedio gastado en cada operación durante un año.	54
Tabla 2. Promedio de costos por cada operación.....	55
Tabla 3. Componentes y características de un RIG convencional.....	56
Tabla 4. Componentes y características de un RSU	57
Tabla 5. Actividades realizadas por un RIG convencional y un RSU	59
Tabla 6. Características evaluadas de cada uno de los equipos	69

GLOSARIO

BOMBA ELECTROSUMERGIBLE: BES, Abreviatura de Bombeo Electrosumergible, es un tipo de sistema de levantamiento artificial, basado en la operación continua de una bomba centrífuga multietapa cuyos requerimientos de potencia son suministrados por un motor eléctrico de inducción, alimentado desde la superficie a través de un cable de potencia por una fuente de tensión primaria. Una vez se transforma la tensión primaria la energía requerida es transmitida a través del cable de potencia hasta el motor de subsuelo desde el transformador. El motor genera la fuerza para que se transmita a la bomba, compuesta por etapas cada una de las cuales consta de un impulsor que rota y difusor estacionario los cuales imparten un movimiento rotacional al líquido para llevarlo hasta superficie.

ESFUERZO: La fuerza aplicada a un cuerpo, que puede producir deformación y que usualmente se describe en términos de magnitud por unidad de área, o intensidad.

SARTA DE PERFORACIÓN: Ttuberías de acero de aproximadamente 10 metros de largo que se unen para formar un tubo desde la barrena de perforación hasta la plataforma de perforación. El conjunto se gira para llevar a cabo la operación de perforación y también sirve de conducto para el lodo de perforación.

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL: SLA, Abreviatura de Sistema de Levantamiento Artificial. Es un mecanismo externo a la formación productora encargado de levantar crudo desde la formación hasta las facilidades de producción a una determinada tasa, cuando la energía del pozo es insuficiente para producirlo por sí mismo o cuando la tasa es inferior a la deseada. Los

sistemas de levantamiento artificial son el primer elemento al cual se recurre cuando se desea incrementar la producción en un campo, ya sea para reactivar pozos que no fluyen o para aumentar la tasa de flujo en pozos activos. Estos operan de diferentes formas sobre los fluidos del pozo, ya sea modificando alguna de sus propiedades o aportando un empuje adicional a los mismos.

WORKOVER: WO, intervención realizada a un pozo donde se ejecuta algún tipo de reacondicionamiento o proceso que altera el estado mecánico de dicho pozo (Por ejemplo: cementación remedial, cañoneo, instalación de tapones).

WELL SERVICE: WS, intervención realizada a un pozo donde no se altera el estado mecánico de dicho pozo (Por ejemplo: Limpieza de arena, mantenimiento de sistema de levantamiento artificial).

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DEL USO DE UNIDADES DE SERVICIO RÁPIDO “RAPID SERVICES UNIT” VERSUS RIG’S CONVENCIONALES PARA SU APLICACIÓN EN CAMPOS MADUROS*

AUTORES: CHRISTIAN MIGUEL ESTUPIÑAN GALÁN
MANUEL ANDRÉS ZAPATA BARROSO**

PALABRAS CLAVE: ESTUDIO ECONÓMICO, UNIDADES DE SERVICIO RÁPIDO, RIG’S, SERVICIO A POZO.

DESCRIPCIÓN:

Las labores de workover y well services tienen un alto grado tanto de complejidad como de importancia en las labores de perforación y producción de hidrocarburos. Los costos y los tiempos demasiado extensos en las paradas para servicios a pozo afectan directamente la economía del campo, disminuyendo su rentabilidad y eficiencia; en la búsqueda de soluciones a esta problemática se han implementado equipos compactos que realizan las funciones de los RIG’S convencionales, en el campo “LA CIRA INFANTAS” se cuenta con varias de estas unidades conocidas como “RSU”. Estas unidades disminuyen ostensiblemente los tiempos de parada y los costos por operaciones de workover y well services.

Los servicios a pozos en el campo objeto del presente estudio se realizan con “RIG” convencionales, muchos de ellos son sobre dimensionados aumentando los costos de operación; algunas de las veces esta problemática se debe a la baja disposición de “RSU”, otras tantas por falta de una metodología que permita identificar y seleccionar el equipo que se adapte a las necesidades del servicio requerido. En este trabajo de monografía se hace un estudio técnico de las características operativas de los dos equipos disponibles para labores de workover y well services, estableciendo los beneficios, alcances técnicos y operativos de utilizar uno u otro sistema. A la vez se realiza un estudio económico que permite valorar la viabilidad de la implementación de las unidades de servicio rápido “RSU” en las labores de servicio a pozo.

Finalmente se realiza una matriz de selección de los equipos de intervención, teniendo en cuenta características claves tanto operativas como de costos en dicha selección. Como conclusión general, se puede asegurar que los “RSU” son una opción viable en la implementación de los servicios de workover y well services en el campo “LA CIRA INFANTAS”.

* Monografía

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Edison Odilio García Navas. Magister en ingeniería de hidrocarburos.

ABSTRACT

TITLE: ECONOMIC TECHNICAL STUDY OF THE USE OF QUICK SERVICE UNITS "RAPID SERVICES UNIT" VERSUS CONVENTIONAL RIG'S FOR APPLICATION IN MATURE FIELDS*

AUTHORS: CHRISTIAN MIGUEL ESTUPIÑAN GALÁN
MANUEL ANDRÉS ZAPATA BARROSO**

KEYWORDS: ECONOMIC STUDY, RAPID SERVICE UNIT, CONVENTIONAL RIG'S, WS

DESCRIPTION:

Workover and well service work has a high degree of both complexity and importance in the drilling and production of hydrocarbons. The costs and times very increased in the well-service stops directly affect the economy, diminishing its profitability and efficiency, In the search for solutions to this problem, compact equipment has been implemented that fulfills the functions of the conventional RIG, in "CIRA INFANTAS" field there are several of these units known as "RSU". These units ostensibly reduce downtime and costs for workover and well services operations.

The services to wells in the field object of the present study are realized with Conventional Rig, many of them are on dimensions increasing the costs of operation; Some of the times that this problem is due to the low availability of "RSU" so many because of a lack of methodology to identify and select the equipment that adapts to the needs of the service required.

In this paper, a technical study is made of the operational characteristics of the two equipment available for workover and well service work, establishing the benefits, technical and operational scope of using one or the other system. At the same time, an economic study was carried out to evaluate the feasibility of the implementation of the "RSU" fast service units in well service operations.

As a summary of the work done, a matrix of selection of the intervention teams was generated, taking into account key operational and cost characteristics in this selection.

As a general conclusion it can be ensured that "RSUs" are a viable option in the implementation of workover and well service services in the "CIRA INFANTAS" field.

* Monograph

** Faculty of physical- Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Edison Odilio García Navas.

INTRODUCCIÓN

Una de las actividades más comunes en la industria petrolera para el sostenimiento de la producción, es la intervención a pozos con trabajos de Well Service y Workover usando equipos convencionales, los cuales en algunas ocasiones pueden ser extra dimensionados o económicamente inviables teniendo en cuenta el potencial de producción de los pozos a intervenir. A raíz de la alta demanda y necesidad de competitividad del sector de hidrocarburos, se hace necesario ejecutar un análisis en el cual se vean reflejadas las ventajas operativas y económicas de implementar unidades de servicio rápido “RSU” en vez de los ya tradicionales Rigs Convencionales; por tanto el presente trabajo de monografía muestra un estudio técnico económico con el fin de disminuir tiempos de respuesta y costos de intervención a pozos productores.

Este análisis inicia con un estudio técnico sobre los Rigs Convencionales y las RSU, que permite identificar las características operativas, tiempos de montaje y desmantelamiento, tiempos de operación en actividades específicas y capacidad para realizar diversas operaciones. Seguidamente se presenta un estudio económico que permite valorar la viabilidad de la implementación de las unidades de servicio rápido en las labores de servicio a pozo, basados en datos históricos de la operación del campo maduro, el cual se encuentra ubicado en el valle medio del Magdalena, operado por una empresa estatal desde hace 65 años y con un contrato de asociación vigente de más de 10 años.

Finalmente, se incorpora una matriz de selección de los equipos de intervención, teniendo en cuenta las características operativas y los costos de intervención. Como conclusión general, se puede asegurar que los “RSU” son una opción viable en la implementación de los servicios de workover y well services en el campo “LA CIRA INFANTAS”; sin embargo, se recomienda realizar contactos con otras

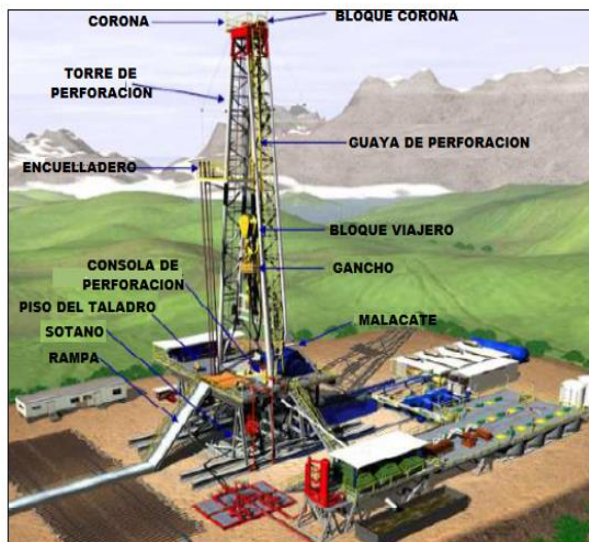
empresas que presten servicios de Workover y Well Services utilizando RSU, ya que debido a la falta de disponibilidad ha obligado a utilizar equipos sobredimensionados.

1. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LAS CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS DE LOS RIG CONVENCIONALES Y LAS UNIDADES DE SERVICIO RÁPIDO “RSU”.

La producción de pozos petroleros no es una actividad que se toma a la ligera, tiempo antes de iniciar las primeras perforaciones existieron una serie de estudios geológicos, ambientales, hidráulicos, mecánicos entre otros; estos estudios buscaron establecer con un gran porcentaje de certeza, la existencia de reservas petroleras y que solo se pueden corroborar realizando la perforación de un primer pozo llamado pozo exploratorio y que en el lenguaje petrolero se denomina “A-3”. De acuerdo con la profundidad que se proyecta alcanzar, la formación geológica que se debe atravesar y las condiciones propias del subsuelo, se realiza la selección del equipo que se ajuste a las necesidades y condiciones del pozo, donde se hace necesario el apoyo de unidades de servicio a pozo.

En el mercado y la industria existen diferentes equipos de perforación, de servicios a pozo y otras especialidades. Dependiendo de las necesidades y características del campo se selecciona el que se adapte a las necesidades de la operación. Los RIG convencionales conservan algunas de las configuraciones y equipos de los sistemas de perforación. Existen unas diferencias entre unos y otros como que los “RIG Convencionales” utilizan equipos un poco más compactos, de menor tamaño, muy eficientes pero con algún tipo de limitación en lo que respecta a potencia, capacidad de carga, eficiencias, revoluciones, etc; ver Figura 1. Comparación entre un taladro de perforación y un Rig Convencional.

Figura 1. Comparación entre un taladro de perforación y un Rig Convencional



Taladro de perforación



Rig Convencional

Fuente. Tomada y modificada de: <http://159.90.80.55/tesis/000156205.pdf>

1.1. GENERALIDADES DE LOS “RIG” CONVENCIONALES

Los equipos y componentes de estos se montan en “patines” de transporte para facilitar su desplazamiento que en muchos de los casos es lento pero con un grado máximo de seguridad tanto para los equipos como para el personal operativo. La torre se ensambla por partes utilizando pasadores en el terreno de localización para luego ser levantada con la unidad integral usando el sistema de levantamiento del equipo (malacate). Cada uno de estos equipos cuenta con los siguientes sistemas:

- Un sistema de potencia.
- Sistema de levantamiento de carga.
- Sistema de rotación.

- Sistema de circulación de los fluidos.
- Sistema de control superficial.
- Sistemas de preventoras.

1.1.1. Sistemas de potencia. Los sistemas de potencia están constituidos por motores de combustión interna o eléctrica, los cuales se encargan de generar la fuerza o energía requerida para la operación de todos los componentes del RIG. Dentro del equipo se utilizan varios motores tipo diesel para proveer la energía necesaria la cual es distribuída hacia el RIG de forma mecánica y eléctrica.

1.1.1.1. Transmisión de potencia mecánica. Hasta hace unos años, la mayoría de los motores utilizados en los campos de producción eran mecánicos. La forma de transmisión de la fuerza se hacía por medio de elementos mecánicos, las fuerzas producidas por cada uno de los motores se unían por medio de uniones hidráulicas o convertidores de torsión, cadenas y poleas, las cuales igualaban las fuerzas desarrolladas por cada motor y transmitían mediante un fluido hidráulico para hacer girar un eje que sale de la unión o convertidor.

Los ejes de transmisión se unen mecánicamente con poleas y cadenas, las cuales hacen las veces de una correa de goma entre dos poleas; este arreglo se conoce como central de distribución ya que permite que la fuerza generada por cada motor se utilice de manera conjunta. La central de distribución también se encarga de transmitir la fuerza de los motores hasta la mesa rotatoria y el malacate.

Figura 2. Motores diésel



Fuente. <http://159.90.80.55/tesis/000156205.pdf>

Los motores diésel se utilizan para generar energía eléctrica, a su vez estos sistemas de generación de energía se sub clasifican según el sistema de transmisión de energía hacia los diferentes sistemas de la torre. En algunos de los casos se pueden utilizar motores de corriente directa, ya que estos permiten operar en una gran variedad de relaciones de torque-velocidad que se adecuen a los sistemas de levantamiento y de circulación. Las instalaciones diésel-eléctricas proveen flexibilidad a la hora de posicionar los equipos en la torre, al ser compactos facilitan un mayor aprovechamiento del espacio y mejor distribución del peso.

1.1.2. Sistemas de levantamiento de carga. Los sistemas de levantamiento tienen como función proveer los medios para levantar, bajar y suspender la sarta, tuberías, revestimientos y otros equipos necesarios en la operación. Los componentes principales de un sistema de levantamiento son:

- Torre o mástil
- Subestructura

- Malacate
- Bloque viajero
- Corona
- Guaya

1.1.2.1. Estructura de soporte de la torre. La torre o mástil tiene como objetivo proveer la altura vertical necesaria para subir o bajar los tramos de tubería, equipos o herramientas desde o hacia el hoyo perforado. Entre mayor sea la altura de la torre mayor será la longitud de tubería que se podrá insertar o remover del hueco. La unión de dos, tres o cuatro tubos se conoce como parejas, las alturas de las torres están entre 69 y 189 pies, la altura más común es de 142 pies.

Otro modo de clasificación de las torres es según la capacidad de carga, según el peso que pueden soportar se clasifican en pesadas, medianas o ligeras. Las más comunes pueden soportar entre 250 y 750 toneladas. La capacidad de soportar la fuerza del viento mientras se encuentra en posición vertical es otra forma de clasificación, los rangos que soportan las torres están entre los 100 y 130 mph. Las más comunes soportan 75 mph con tubería izada y 115 mph sin tubería izada¹. En estos casos el mástil o torre se conforma por varias secciones, esto se hace con el fin de hacer más fácil su transporte e instalación. Esta estructura sirve de punto de soporte de las poleas que sostienen los cables del equipo de elevación. En algunos casos el mástil se hace telescópico, las capacidades de izaje de los equipos disponibles en el campo objeto del estudio son: 212000-250000- 275000-325000 LB. Este dispositivo está compuesto por dos partes una fija y una móvil que se mueve hacia arriba y abajo.

¹NOV, 2015, "IADC Drilling Manual" [en línea]. En: www.nov.com, 2016 [fecha de consulta 10 de septiembre de 2016]. Disponible en <<http://www.nov.com>>.

1.1.2.2. Subestructura. La subestructura es un armazón de acero, que se monta sobre la locación, esta proporciona un área de trabajo para los equipos y cuadrillas en el piso del taladro. La altura de la subestructura se calcula y diseña teniendo en cuenta la altura del equipo de prevención de reventones BOP. En los “RIG’S” de reacondicionamiento esta altura es más pequeña y su centro se coloca perfectamente con plomada sobre la boca del pozo, esto se hace buscando evitar el roce entre la tubería de revestimiento y las herramientas que se bajan dentro del pozo², ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Figura 3. Subestructura



Fuente. <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/431/1/CD-0411.pdf>

² XOY, Rodolfo G. Mantenimiento preventivo y correctivo para torres de perforación de pozos petroleros. En: Trabajo de grado Ingeniero Mecánico. 1 ed. Guatemala: 2006. 1-p.

1.1.2.3. Semi-Tráiler. Este componente incluye el sistema hidráulico y neumático con regulación y distribución de sus componentes. La estructura principal es un diseño especial de un tráiler de cuatro o más ejes equipado con una serie completa de pasarelas y escaleras de servicio compuesto por:

- Estructura de acero de alta resistencia soldado eléctricamente de acuerdo con especificaciones técnicas.
- Dispositivo de elevación operado hidráulicamente.
- Sistema de frenado por circuitos que pueden ser neumáticos, mecánicos o hidráulicos.
- Suspensiones en los ejes para distribuir el peso.

1.1.2.4. Encuelladero. El encuelladero o trabajadero es una superficie ubicada de la torre o mástil, durante el transporte esta estructura va paralelo y junto a la torre, pero su posición de trabajo es perpendicular a ella. En esta estructura se ubica un “encuellador” que es la persona que guía la sarta de tubería o de varillas. Esta plataforma está equipada con cortavientos para proporcionar un mayor grado de estabilidad y así poder colgar los tubos o las varillas.

Figura 4. Encuelladero con tubería izada



Fuente. Tomada y modificada de gestión de mantenimiento para equipos de workover de la empresa STS de los Andes

1.1.3. Equipos de levantamiento. El sistema de levantamiento proporciona la potencia y fuerza requerida por el rig para levantar sartas y equipos fuera y dentro del pozo. El sistema de levantamiento está posicionado en la corona sobre la torre de forma aplomada con el fin de evitar desviaciones que dificulten las labores del personal.

1.1.3.1. Malacate. En el sistema de levantamiento el malacate es el componente con mayor importancia, es un potente montaje de levantamiento típicamente cerca de la mesa giratoria del piso del taladro. La función principal es la de suministrar la potencia necesaria subir, bajar y sostener los bloques viajeros y tramos de tubería.

En algunos casos excepcionales, el malacate puede adecuarse para que sea el encargado de transmitir la potencia para hacer girar la mesa giratoria. El malacate

cuenta con sistemas de freno, transmisión, unos juegos de carretes pequeños conocidos como carretos, además de un tambor de enrollado.

El movimiento hacia arriba, abajo o suspender se logra enrollando o desenrollando la guaya de perforación. Los frenos de este sistema deben ser lo suficientemente fuertes para poder suspender la carga de los tramos de tubería que se bajan hacia el hueco. El sistema de frenos consta de un freno principal de tipo mecánico y uno auxiliar que puede ser hidrodinámico o electromagnético. La acción de controlar la velocidad de subida y descenso de la carga se hace por medio de un freno de seguridad llamado “Crown o matic”. La transmisión del malacate permite cambiar la dirección y velocidad del bloque viajero. Además de suministrar potencia a los carretos que se encuentran ubicados a ambos lados del malacate, estos carretos se utilizan para accionar las tenazas que ajustan las tuberías o mover equipos en el suelo del “RIG”.

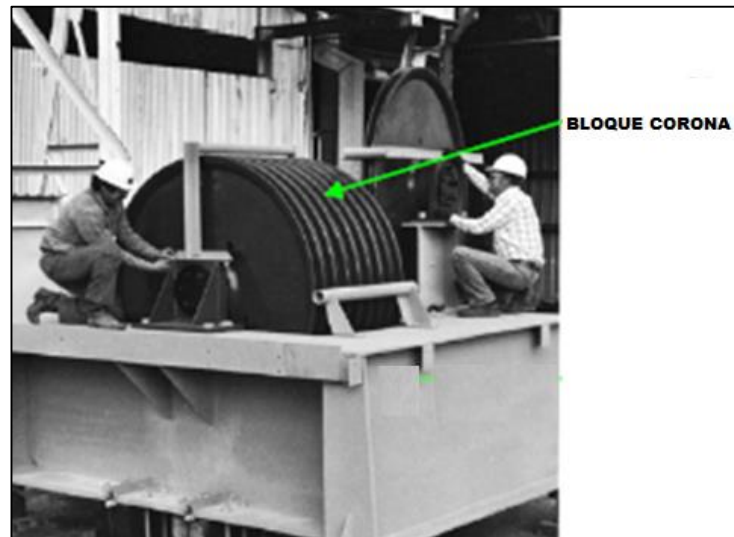
Figura 5. Malacate del sistema de levantamiento



Fuente. <http://manejodepetroleoygas.blogspot.com.co/2013/12/generalidades-de-perforacion.html>

1.1.3.2. Bloque de corona. El bloque corona es la parte superior del rig, es en este punto donde la sarta de perforación transmite el peso a la torre por medio de un grupo de poleas donde se enrolla la guaya en la parte superior y en la parte inferior lo hace en el bloque viajero, esto garantiza la transmisión del movimiento al bloque viajero³. El cálculo y selección de este componente es de suma importancia ya que soporta y da movimiento a la sarta de perforación y el bloque viajero.

Figura 6. Bloque corona de un taladro



Fuente. <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/431/1/CD-0411.pdf>

³ David F. y MARTÍNEZ L. Desarrollo del software de capacitación, evaluación y selección de personal "Workover/Drilling". En: Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. 1 ed. Bogotá, D.C. 2016. 6-p.

1.1.3.3. Bloque viajero. El bloque viajero está constituido por una serie de poleas internas por donde pasa la guaya y sube hasta la corona, el bloque viajero tiene un recorrido que va desde unos pocos metros del piso hasta pocos metros de la corona. Existen diferentes tipos de bloques viajeros, la selección depende de los esfuerzos a los que se vaya a someter.

Figura 7. Bloque viajero típico de un RIG convencional



Fuente. <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/431/1/CD-0411.pdf>

1.1.3.4. Soportes desplegables. La mayoría de los soportes cuentan con poleas situadas en configuraciones paralelas y en línea. Este mecanismo requiere de un alto grado de estabilidad, su centro de gravedad debe ser muy bajo ya que si el grado de inclinación es muy alto, el trabajo del operador de la torre se dificulta, el soporte se debe buscar que sea angosto y delgado para evitar daños en el hueco interno y que ocupe menos espacio. Estas especificaciones han traído en la actualidad el diseño de un soporte o gancho, que se fabrican como un solo cuerpo, con esto se logra tener una estructura más rígida y aporta un espacio de operación mayor.

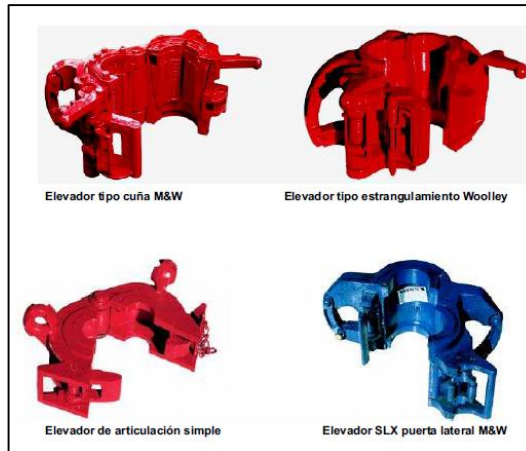
Figura 8. Soporte desplegable



Fuente. <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/431/1/CD-0411.pdf>

1.1.3.5. Elevadores. Son un juego de abrazaderas robustas y fuertes con un alto grado de resistencia que se cuelgan de los eslabones del elevador que a su vez se conectan con el bloque viajero, en operación estas juntas agarran la tubería y porta brocas para subirlas o bajarlas al hueco.

Figura 9. Diferentes tipos de elevadores



Fuente. <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/431/1/CD-0411.pdf>

1.1.3.6. Guaya. Este cable se conforma de seis torones metálicos que se trenzan para formar un cable de gran resistencia, la función del cable es la de soportar el peso de la sarta, demás equipos y herramientas que sean necesario subir, bajar o suspender dentro de las operaciones a realizar en el pozo. Este cable no presenta un desgaste uniforme, los puntos críticos de desgaste son los que se encuentran justamente por encima de las poleas de la corona o por debajo del bloque viajero y en los empates con el malacate, por lo tanto requiere de labores de inspección frecuentes ya que una falla podría causar daños a los equipos, además de poner en riesgo la vida del personal de operación, una forma de alargar la vida operativa del cable es manteniendo la tensión del cable por debajo de su valor nominal de resistencia.

El cable de acero se construye en diámetros que van desde $1 \frac{1}{8}$ a $1 \frac{1}{2}$ pulgadas y 500 pies de longitud. La elasticidad es una propiedad importante debido a que produce un elemento de seguridad cuando se presentan sacudones en la carga ver Figura 10.

Figura 10. Guaya



Fuente. <http://perfob.blogspot.com.co/2015/02/componentes-de-un-taladro-y-sistema-de.html>

1.1.4. Sistema Rotatorio. El sistema rotatorio se encuentra ubicado en el centro del rig. Esto le da una posición protagónica ya que todo el resto de equipos giran en pos suyo. Su función es la de hacer girar la sarta. Los elementos que conforman el sistema se encuentran en el lugar central del piso del “RIG”.

1.1.4.1. Mesa rotatoria. Se le conoce comúnmente como “mesa rotaria” es un equipo de conformación robusta y fuerte ubicado dentro del piso del rig, la combinación de la mesa con el buje maestro y otros accesorios proporcionan un movimiento rotacional a la sarta de perforación o producción, a su vez también es capaz de sostener la sarta suspendida.

Figura 11. Mesa rotatoria común en los “RIG”



Fuente. <http://mudkingproducts.com/type/mesa-rotatoria/?lang=es>

1.1.4.2. Buje de transmisión del cuadrante. El buje de transmisión se acopla al buje maestro para transmitir movimiento rotacional a la sarta durante la operación.

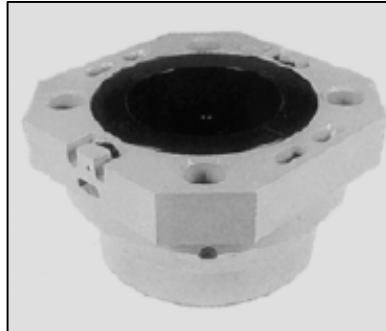


Figura 12. Buje de transmisión del cuadrante

Fuente. <http://sfpetromachine.es/1-1-kelly-bushing/178174>

1.1.4.3. Buje maestro. Este buje encaja en la abertura de la mesa rotaria y es removible. A través de los bujes es transmitida la fuerza rotatoria a la sarta. Con las cuñas de rotación el buje maestro soporta la sarta en el hueco enroscándose o desenroscándose juntas de tubería.

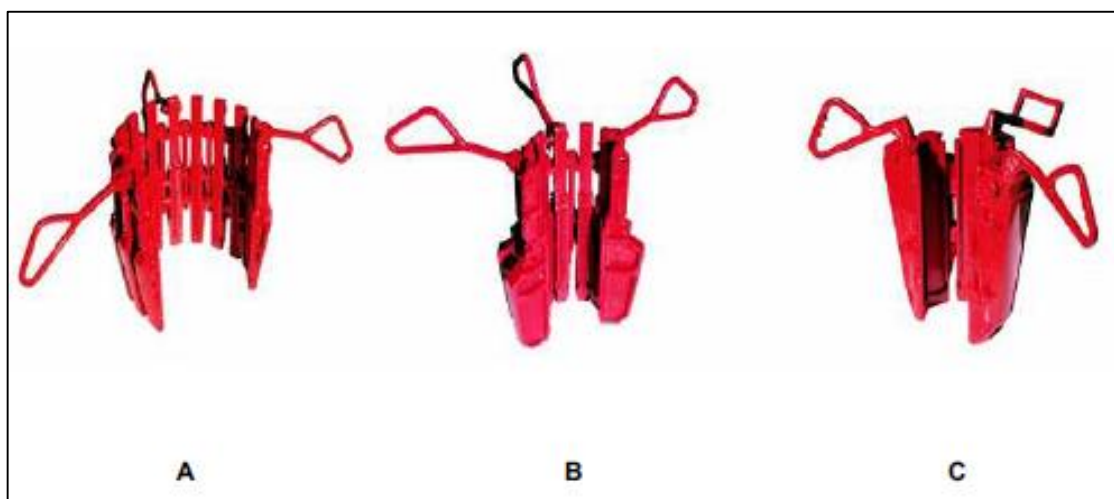
Figura 13. Buje maestro



Fuente. <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/431/1/CD-0411.pdf>

1.1.4.4. Cuñas de rotación. Las cuñas de rotación son aparejos de acero, se conocen como dados. Las cuñas se colocan dentro del buje maestro, alrededor de una junta de la sarta para poder suspender la sarta dentro del hueco perforado.

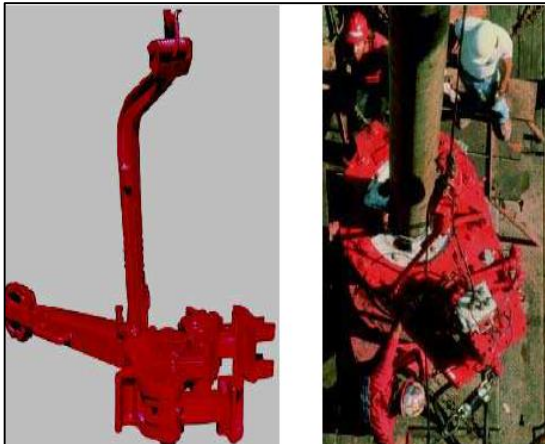
Figura 14. Cuñas de rotación



Fuente. <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/431/1/CD-0411.pdf>

1.1.4.5. Llaves de potencia de enrosque o desenrosque. Las llaves se encuentran colgadas de la cabria y suspendidas encima y a los lados del piso del taladro. Estas son dos llaves grandes cuyas funciones son enroscar y desenroscar una conexión en la tubería. Estas llaves se encuentran de tipo manual e hidráulico para facilitar los ajustes de la sarta; existen de dos tipos: de varilla y de tubería, los procesos de soltar o apretar también pueden realizarse de manera manual; el uso de esta herramienta le imprime velocidad a la operación y aplica el torque de manera uniforme.

Figura 15. Tenazas de enrosque y desenrosque manual e hidráulica



Fuente. Tomada y editada de: <http://yaoumachinery.es/3-manual-tongs-1.html>

1.1.5. Sistemas de seguridad. Los RIG'S por la complejidad de la operación cuentan con sistemas de seguridad que permiten controlar incidentes que se pueden llegar a presentar durante la operación. Principalmente controlar la arremetida del pozo para evitar que se convierta en un reventón.

Cuando se hace un viaje, un gran volumen de tubería es retirado lo que podría ocasionar un reventón, por lo tanto se debe bombear un fluido específico para reemplazar el volumen de tubería y mantener la presión en el interior del pozo.

1.1.5.1. Válvulas impide reventones (blow out preventers). Conocidos como VIR, son un conjunto de válvulas que se localizan sobre el cabezal del hoyo (debajo de la meza rotativa) que se utiliza para contrarrestar presiones, permitiendo retirar la sarta sin disminuir la presión y taponar el hoyo en el espacio anular cuando se tiene un reventón inminente.

Figura 16. Conjunto válvulas impide reventones VIR



Fuente. <http://159.90.80.55/tesis/000156205.pdf>

1.1.5.2. Válvulas tipo anular o esférico. Se colocan en la parte superior del VIR, es activada hidráulicamente y es la primera válvula que actúa para cerrar el pozo. Está equipada con un elemento de empaque de acero reforzado con una goma especial que sella la tubería, el empaque se pliega radialmente para formar un sello alrededor de la sarta sin importar el diámetro o forma de la misma, estas válvulas están disponibles para presiones de 2000, 5000 y 10000 psig. En la Figura 17 se puede observar una válvula anular típica y un corte donde se observa la válvula accionada.

Figura 17. Válvula anular del conjunto IVR



Fuente. <http://159.90.80.55/tesis/000156205.pdf>

1.1.5.3. Válvula tipo ariete. La válvula de ariete son activadas hidráulicamente, su gran diferencia con las válvulas tipo anular es que las tipo ariete son diseñadas para un diámetro específico de tubería. Esta válvula realiza un sello entre la tubería y el revestimiento, además de ser necesario las válvulas tipo ariete son capaces de soportar todo el peso de la sarta; cuentan con unas entradas laterales que se conectan a la línea de estrangulación y la línea de matar el pozo. Este tipo de válvula se encuentra en tres diferentes configuraciones: las ciegas, la de tubería y las de corte. El tipo ariete ciego cierra el hueco abierto cuando no hay tubería pasando por el conjunto VIR. Cuando existe tubería pasando por el VIR la válvula tipo ariete ciego estrangulan la tubería.

Figura 18. Tubería de perforación estrangulada por una válvula tipo ariete ciego



Fuente. <http://159.90.80.55/tesis/000156205.pdf>

1.1.5.4. Carretos. Estos dispositivos no son válvulas pero si hacen parte de los VIR. Los carretos son espaciadores entre las válvulas impide reventones que tienen entradas laterales que están conectadas a las líneas de estrangulación y la línea de matar el pozo, es por esta línea donde se bombea el lodo pesado para controlar el reventón y evitar que el fluido salga a la superficie.

Figura 19. Carreto usado en las VIR



Fuente. <http://159.90.80.55/tesis/000156205.pdf>

1.1.5.5. Acumulador. Esta unidad es la encargada de proporcionar suficiente presión al fluido para cerrar todas las válvulas que se encuentran en el conjunto impide reventones, estos dispositivos se encuentran en configuraciones de 40, 80 y 120 galones con presiones máximas de 1500 y 3000 psig que son las más comunes.

La presión en el acumulador se mantiene por medio de una bomba independiente al sistema de potencia y al de circulación del RIG.

Figura 20. Unidad Acumuladora del sistema de seguridad



Fuente. Tomada y modificada de gestión de mantenimiento para equipos de Workover de la empresa STS de los Andes

1.1.5.6. Línea de matar pozo. Esta es una línea que va directamente desde el pozo de lodos al conjunto de valvular VIR y se conecta al lado opuesto del múltiple de estrangulación. A través de esta línea se bombea lodo dentro del pozo para mantener la presión a su interior este procedimiento se realiza solo cuando por emergencia se produce un reventón.

1.2. GENERALIDADES DE LAS UNIDADES DE SERVICIO RAPIDO “RSU”

Los equipos RSU son unidades de atención rápida a labores tanto de Workover y well services. Las RSU realizan diferentes operaciones relacionadas con la industria petrolera entre otras están:

- Limpieza de obstrucciones en la tubería
- Pesca de equipos y herramientas
- Lavado de materiales de fractura
- Circulación

- Acidificación y lavado
- Consolidación de arenas
- Labores de cierre y taponamiento
- Abandono de pozo
- Cambio de bomba
- Cañoneo
- Limpieza de arenas
- Mantenimiento a BCP
- Cambio de barra liza
- Mantenimiento a sarta

Esta clase de equipos ofrece una serie de ventajas frente a los Rigs convencionales. Son de menor tamaño, más liviano que los equipos de terminación convencionales, más rápidos de armar, además que por su versatilidad realizan las tareas de formas más rápida, eficaz y segura.

1.3. EQUIPOS QUE CONFORMAN LAS RSU SUS PARTES Y CARACTERÍSTICAS

Los RSU en la mayoría de los casos se encuentran situados sobre un medio de transporte que puede ser un vehículo de carga pesada proveyendo un sistema auto-transportable. Cuentan con equipos similares a los Rig convencionales pero con una ventaja utilizan sistemas mucho más compactos.

A continuación se especifican los equipos que conforman un RSU las cuales son usadas en las operaciones comunes del campo objeto del estudio.

1.3.1. Camión. El camión se encarga del transporte de los equipos y a su vez hace las veces de plataforma de trabajo. En este caso un camión Kenworth T800 con las siguientes dimensiones:

- Largo de 14.4 m.
- Ancho de 2.6 m.
- Peso trasero 11610 Kg.
- Peso en el frente 18850 Kg.
- Motor export ISX-500.
- Transmisión Alison 4500RDS de seis velocidades.

1.3.2. Mástil o torre. Las torres de perforación y los mástiles realizan la misma función dentro de la perforación, actividades de Workover o well services. El mástil es un equipo que se puede transportar con gran facilidad de un lugar a otro. Al igual que la torre, el mástil tiene como labor apoyar las sartas o levantar, bajar o suspender equipos o herramientas⁴.

El mástil de carga cuenta con una capacidad de carga vertical de 70000 Lb, con una altura desde el suelo hasta el faro de 24.4 m y de 23.2 m desde la parte inferior de la corona.

⁴ BUSTOS. Op cit., p. 2 – 7

Figura 21. Mástil apoyado sobre la plataforma del camión



Fuente. <http://www.valpecaws.com>

1.3.3. Corona. La corona está situada en la parte superior del mástil y tiene como función soportar el sistema de poleas acalanadas que por medio de la guaya y el bloque viajero sostienen las sarta de perforación y le dan el movimiento de subida, bajada y suspensión necesaria en la operación. Los RSU poseen dos poleas acalanadas de 2x0.6 m.

Figura 22. Corona de un RSU



Fuente. Tomada y modificada de: <http://www.valpecaws.com>

1.3.4. Bloque viajero. El bloque viajero es un mecanismo compuesto de un juego de poleas múltiple, por dentro de las cuales pasa el cable y sube nuevamente hasta el bloque corona. Su función es la de proporcionar el movimiento ascendente, descenso y suspensión de equipos, herramientas y cualquier equipo que sea necesario introducir o sacar del pozo. El bloque viajero comúnmente utilizado en campo es un modelo C-Tech RSRB35T, con capacidad de carga de 31751 Kg unas 70000 Lbs con un ranurado de 25.4 mm⁵.

⁵ C-TECH, Manual de equipos. Consulta física.

Figura 23. Bloque viajero



Fuente. Tomada y modificada de www.valpeca.com

1.3.5. Máquina de izaje. La máquina de izaje en un RSU realiza las mismas funciones que un sistema de levantamiento con RIG convencional. Cuenta con 2 bombas hidrostáticas con capacidad de presión máxima de trabajo de 5300 psi y un flujo máximo de 65 GPM. Una tenaza accionada por una bomba de engranajes capaz de proveer una presión máxima de trabajo de 3000 psi y un flujo máximo de 35GPM. Para esto cuenta con un tanque con capacidad utilizable de 850 litros.

Esta potencia se transfiere a la corona y al bloque viajero por medio de un malacate marca BRADEN BG8 con capacidad máx 3629 Kg, con un cable de diámetro 11.1 mm. El fluido se deposita en un tanque de 8105 litros de capacidad de acero de dimensiones: 2.6 m de longitud, un ancho de 2.4 m y una altura de 1.5 m. el fluido se bombea por medio de una bomba modelo TEEF 3 X 5 con potencia

continua de 125 hp y una potencia intermitente de 165 hp. Accionada con un embolo de 76.2 mm de Hardco, con una presión máxima de 6220 psi a 50 rpm y un caudal máximo de 522 LPM a 300 rpm.

Figura 24. Partes de una máquina de izaje



Fuente. Tomada y modificada de www.valpeca.com

1.4. COMPARACIÓN TÉCNICA ENTRE RIG CONVENCIONALES Y LAS RSU

Si bien las operaciones realizadas por un RIG convencional y un RSU son muy parecidas, su gran diferencia está en los tiempos tanto de armado como desarmado, igualmente sucede con el tiempo que emplean cada uno de los equipos en realizar una labor determinada; en la actualidad otro factor que incide dentro de las operaciones es el factor ambiental ya que se deben realizar labores

con un mínimo de impacto ambiental, como también la disminución del riesgo al personal.

1.4.1. Trabajos realizados con un rig convencional. En la actualidad existen una labor de Workover y Well Service efectuada por los RIG convencionales en el campo objeto de estudio estas son:

- Abandono de pozo.
- Cambio de barra lisa.
- Cambio de bomba.
- Cañoneo.
- Conversión a BCP.
- Limpieza de arenas.
- Mantenimiento a equipo BCP.
- Mantenimiento a equipo de bombeo mecánico.
- Mantenimiento a sarta de tubería.
- Mantenimiento a sarta de Varillas.
- Mantenimiento a equipo BES.

Otras labores realizadas por los RIG convencionales son:

- Cementación forzada
- Suabeo
- Cabezales de pozo
- Operaciones con wireline y slickline
- Operaciones de pesca

Existen una serie de trabajos que se pueden realizar con un RIG convencional sin necesidad de utilizar la torre o mástil estos son:

- Completación de pozos nuevos.

- Instalación y reparación de problemas mecánicos en flujo natural.
- Instalación y reparación de problemas mecánicos en bombeo mecánico.
- Instalación y reparación de problemas mecánicos bombeo hidráulico.
- Instalación y reparación de problemas mecánicos en bombeo electrosumergible.
- Trabajos en pozos inyectoros.
- Tapones.
- Abandono de pozo.
- Cementación forzada.

1.4.2. Trabajos realizados con un RSU. Las unidades de RSU efectúan una serie de labores dentro de la industria petrolera que por sus buenos resultados les ha permitido hacerse un espacio dentro de la industria, existen unas labores que en la actualidad se realizan con estos equipos en el campo objeto del estudio, algunas de estas labores son:

- Abandono de pozo
- Cambio de barra lisa
- Cambio de bomba
- Cañoneo
- Conversión a BCP
- Limpieza de arenas
- Mantenimiento a BCP
- Mantenimiento a equipo de bombeo mecánico.
- Mantenimiento a sarta de tubería.
- Mantenimiento a varillas.
- Mantenimiento a equipo BES.

Además de estas labores existen en el mercado una serie de equipos para la realización de otras labores típicas de la industria:

- Limpieza de pozos
- Lavado con jets fijos
- Lavado con ácido
- Coiled tubing
- Cementaciones con coiled tubing
- Pesca
- Fresado para eliminar obstrucciones
- Cortadores de tubería

En este sentido se podría decir que los RIG convencionales llevan la ventaja ya que realizan un valor mayor de operaciones mientras que las RSU efectúan labores más puntuales lo que condiciona de forma general la realización de trabajos que un RIG efectúa con un grado de complejidad menor.

1.5. BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS TRABAJOS REALIZADOS EN LABORES DE WORKOVER Y WELL SERVICE POR UN RSU O POR UN RIG CONVENCIONAL

1.5.1. Swabbing (suabeo). La estimulación mecánica se produce al realizar el ascenso y descenso de la barra de Suabeo que es halada por un cable metálico (sand line), esta barra actúa como un pistón de una bomba de subsuelo desalojando el fluido retenido en la tubería, esto genera que la presión hidrostática descienda y ascienda el fluido desde la formación hacia el agujero del pozo. El fluido que se recoge del pozo es llevado a los tanques de prueba donde se toman muestras para ser analizadas posteriormente. Otros datos que se registran son la cantidad de fluido recuperado en cada viaje y la profundidad a la que se extrae. Para realizar esta operación se utiliza un equipo de Suabeo que hace parte del equipo de Workover o se utiliza una unidad independiente⁶.

1.5.2. Varilleo. Una varilla es el medio que se utiliza para llevar hasta el fondo de la sarta de tubería el pistón o la bomba de subsuelo, además de transmitir el movimiento reciproco generado en la superficie por la unidad y el motor, para que la bomba succione el fluido y así llevarlo a la superficie.

El varilleo no es otra cosa que la introducción o extracción de la sarta de varillas desde o hacia el pozo con el fin de llevar al fondo una nueva bomba o pistón, pescar otras varillas, desparafinar o bajar cortadores de tubería.

⁶ VERGARA, Jose O. y GARCÍA, Gabriel F. Gestión de mantenimiento para equipos de Workover de la empresa STS de los Andes. En: Trabajo de grado de Ingeniero Mecánico. 1 ed. Bucaramanga. 2010. p. 20-25.

1.5.3. Reacondicionamiento de pozos. Estas son todas las labores que se realizan para cambiar o transformar el estado de un pozo productor, esto se realiza cuando se tenía un pozo por flujo natural, pero al perder presión es necesario aplicarle un mecanismo de bombeo para continuar con la producción o en el mejor de los casos aumentarla.

1.5.4. Completamiento de pozos. Hace referencia a las labores que se realizan al pozo después de la perforación, garantizar las condiciones de producción eficiente. Los trabajos pueden incluir revestimientos del intervalo productor con tubería lisa o ranurada, la realización de empaques con grava o el cañoneo del revestido y por último la instalación de la tubería de producción.

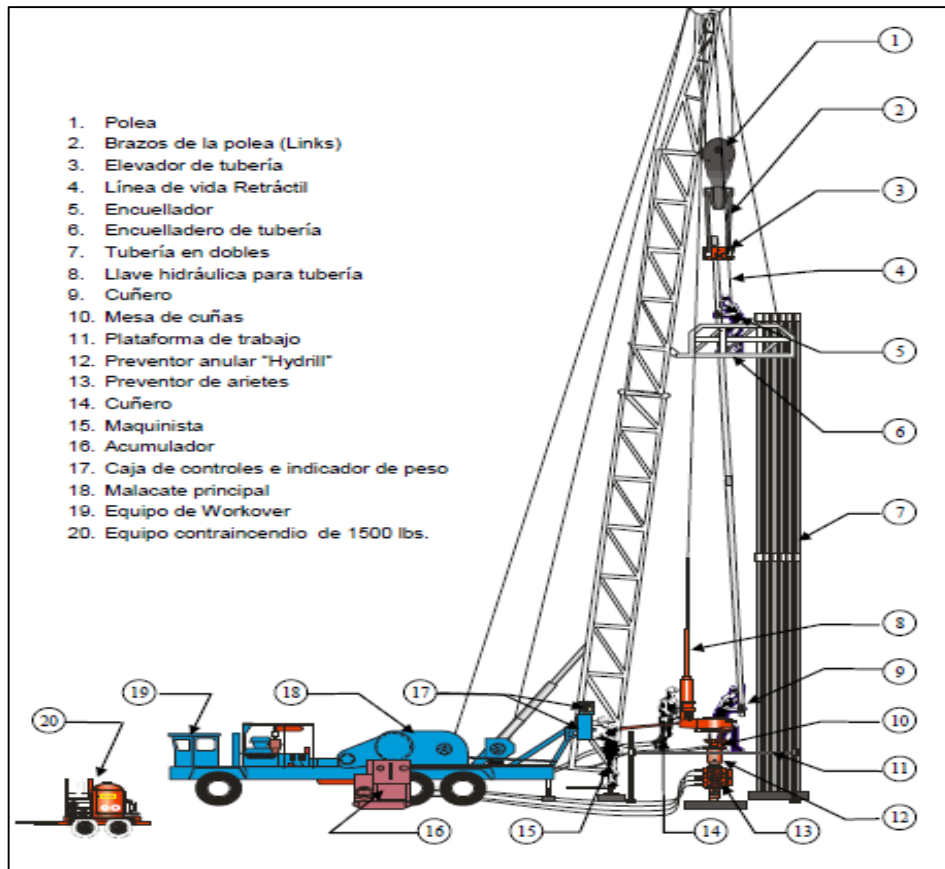
1.5.5. Operaciones de pulling y running. El running hace referencia a la introducción de un elemento dado dentro del pozo, que puede ser tubería de producción, casing, una herramienta, etc. El Pulling es lo contrario es decir sacar los mismos elementos del pozo.

Esta es una de las actividades más riesgosas ya que exige un alto grado de coordinación cualquier tipo de descuido puede generar un accidente que comprometa al personal operario o los equipos. En la Figura 25 se muestra un equipo de Workover realizando labores de bajada de tubería.

1.5.6. Limpieza de arena. Un pozo productor por lo general produce arena, la cual es arrastrada por los fluidos de perforación y que se filtra por las perforaciones de revestimiento, desde la formación al interior del pozo. Este es un inconveniente grave dependiendo de la cantidad de arena producida ya que dificulta las labores de operación de la bomba de subsuelo, atascamiento del inferior de la tubería por consiguiente disminución de la producción. En este procedimiento se utilizan altas presiones, por esta razón el pozo debe estar debidamente empaquetado, para esto se instala un preventor anular encima del preventor de arietes.

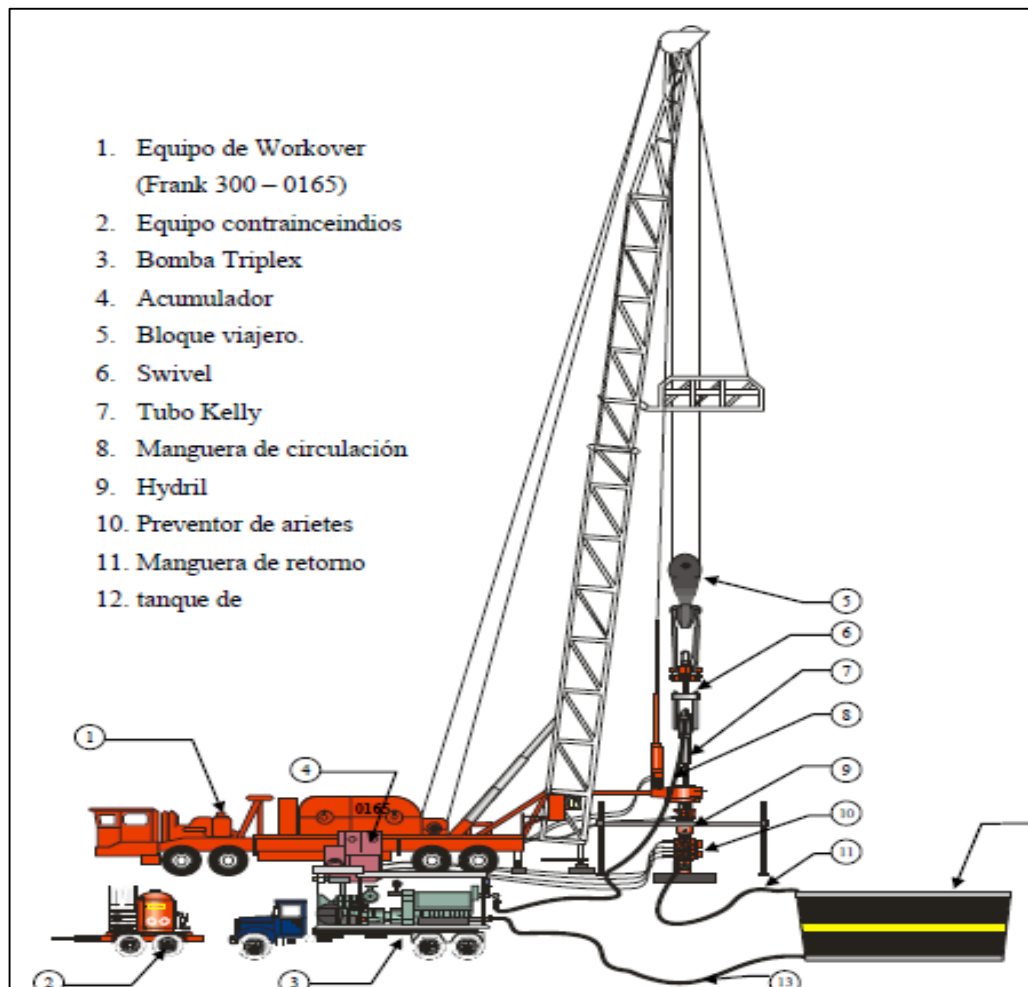
Un inconveniente en esta operación es la baja presión de formación en algún intervalo de algunos de los pozos. El problema se presenta debido a que en el intervalo de baja presión, la formación toma el fluido junto con la arena removida, por cual el retorno a la superficie será mínimo o nulo. Ver Figura 26.

Figura 25. Equipo de Workover



Fuente. Archivo Ecopetrol

Figura 26. Equipo de Workover en labores de limpieza de arena



Fuente. Archivo Ecopetrol

2. ALCANCES TÉCNICOS Y LIMITACIONES OPERATIVAS AL UTILIZAR UNIDADES DE SERVICIO RÁPIDO VERSUS UN RIG CONVENCIONAL.

Existen unas series de ventajas y desventajas a la hora de realizar un determinado trabajo ya sea en Workover o well services, sea cual sea el equipo que se utilice para realizar el trabajo. Estos trabajos cuentan con factores externos que afectan la labor y que dependen en gran parte de las características del pozo y de la complejidad de la labor a realizar; es de resaltar otro factor que influye, la destreza y capacitación del personal encargado de ejecutarlas.

2.1. VENTAJAS Y DESVENTAJAS EN OPERACIONES DE DESMONTE, MONTAJE Y TRANSPORTE DE RIG CONVENCIONAL VERSUS RSU

En promedio un Rig convencional en el proceso de desmantelar, transportar e instalar puede gastarse desde 15 horas hasta 30 horas en promedio esto depende de los equipos extras que utilice. Los tiempos en RSU son menores ya que la mayoría de componentes están sobre medios de transporte acondicionados para su movilización, un RSU en promedio gasta de 10 a 15 horas realizando toda la operación de desmonte, transporte y reinstalación en un nuevo pozo. En ambos casos estos tiempos podrían aumentar si la movilización se debe hacer en carreteras nacionales debido a las restricciones de movilización⁷. A la hora de desarmar un RIG convencional se utilizan equipos extras de carga como grúas telescópicas, montacargas, cama bajas y cama altas entre otras. Al utilizar mayor cantidad de equipos es necesario contar con un mayor número de personal, en comparación con un RSU.

⁷ ESTRADA, Mariano. Equipos de perforación en la cuenca Burgos. En: Trabajo de grado de maestro en ciencias de la administración con especialidad en finanzas. 1 ed. Ciudad Universitaria.: Universidad Autónoma de Nuevo León, 2004. P. 158.

2.2. VENTAJAS Y DESVENTAJAS EN TIEMPOS DE OPERACIÓN ENTRE UN RIG CONVENCIONAL Vs UNA RSU

Al igual que las diferencias numeradas en el anterior inciso existen diferencias en los tiempos gastados por cada uno de los equipos en las diferentes operaciones de Workover y Well Service. Cabe mencionar que en estos promedios no se tienen en cuenta los percances que pudieron surgir durante la operación, solo los tiempos gastados por cada uno de los equipos en cada una de las labores. En la Tabla 1 se muestran los resúmenes de los tiempos en operaciones.

Tabla 1. Tiempo promedio gastado en cada operación durante un año.

OPERACIÓN	TIEMPO CON RSU (Hr)	TIEMPO CON RIG CONVENCIONAL (Hr)
ABANDONO DE POSO	258.78	175.7
CAMBIO DE BARRA LISA	6.5	127.5
CAMBIO DE BOMBA	6.5	127.5
CAÑONEO	181.69	298.79
CONVERSION A BCP	71.5	207.4
LIMPIEZA DE ARENAS	177.56	205.7
MANTENIMIENTO EQUIPO BCP	354.50	129.16
MANTENIMIENTO DE EQUIPO DE BOMBEO MECANICO	112.68	144.05
MANTENIMIENTO DE SARTA DE TUBERIA	138.10	114.44
MANTENIMIENTO DE SARTA DE VARILLA	134.97	158.49
MANTENIMIENTO DE EQUIPO BES	137.17	142.21

En resumen, labores como: cambio de barra lisa, cambio de bomba, cañoneo, conversión a BCP, limpieza de arenas, mantenimiento de equipo de bombeo mecánico, mantenimiento de sarta de varillas, mantenimiento de equipo BES. Es

decir en 8 de 11 operaciones la RSU mostró mayor rendimiento en cuanto a tiempo gastado por operación. Mientras que en labores como: abandono de pozo, mantenimiento de equipo BCP, mantenimiento de sarta de tubería los RIG convencionales mostraron un mejor comportamiento en tiempo.

2.3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS EN COSTOS DE OPERACIÓN ENTRE UN RIG CONVENCIONAL Vs UN RSU

A continuación se muestran los costos de realizar las diferentes operaciones utilizando cada uno de los sistemas.

Tabla 2. Promedio de costos por cada operación

LABOR	RSU	RIG CONVENCIONAL
ABANDONO DE POZO	76715.05	100969.28
CAMBIO DE BARRA LISA	7361.07	83802.0
CAMBIO DE BOMBA	7361.07	83802.00
CAÑONEO	122582.7.	234359.44
CONVERSION A BCP	131866.77	186300.18
LIMPIEZA DE ARENAS	68385.35	108093.84
MANTENIMIENTO EQUIPO BCP	108748.94	72083.96
MANTENIMIENTO DE EQUIPO DE BOMBEO MECANICO	72343.21	18891.24
MANTENIMIENTO DE SARTA DE TUBERIA	79853.81	66914.13
MANTENIMIENTO DE SARTA DE VARILLA	79686.05	88732.68
MANTENIMIENTO DE EQUIPO BES	140985.23	179082.25

Lo anterior da a entender que en labores como: abandono de pozo, cambio de barra lisa, cambio de bomba, cañoneo, conversión a BCP, limpieza de arenas,

mantenimiento de sarta de varillas, mantenimiento de equipo BES, las RSU resultan ser más económicos, mientras que en mantenimiento de equipo BCP y mantenimiento de equipo de bombeo mecánico los RIG'S convencionales tienen la ventaja en cuanto a costos.

2.4. CARACTERISTICAS GENERALES

En la Tabla 3 y

Tabla 4 se muestran algunas de las características generales que deben estudiarse para cada equipo a la hora de seleccionar entre un RIG convencional y un equipo RSU, dichas características deben ser tenidas en cuenta a la hora de seleccionar el equipo a utilizar en una operación de Workover y Well Service. Del acierto que se tenga a la hora de hacer la selección depende la eficiencia con que se haga la operación para no tener un equipo sobre dimensionado que genere gastos extras.

Tabla 3. Componentes y características de un RIG convencional

MODELO DEL RIG	
SISTEMA	CARACTERISTICAS
POTENCIA DEL EQUIPO	SE DEBE ESPECIFICAR QUE TIPO DE GENERADOR DE POTENCIA POSEE(ELECTRICO, MECANICO)
SISTEMA DE FRENOS	TIPO DE FRENO (NEUMATICO,HIDRAULICO O MECANICO), MEDIDAS DEL SISTEMA DE FRENOS Y METODO DE ENFRIADO
TORRE O MASTIL	MODELO DEL EQUIPO, ALTURA LIBRE DE TRABAJO Y CAPACIDAD DE CARGA
CORONA	CANTIDAD DE POLEAS, TIPO Y DISPOSITIVO DE SEGURIDAD
SUBESTRUCTURA	CAPACIDAD Y ALTURA DE TRABAJO DISPONIBLE
MESA ROTATORIA	MEDIDA DE APERTURA, CLASE DEL MECANISMO DE SUJECION Y TRANSFERENCIA DE POTENCIA

MODELO DEL RIG	
SISTEMA	CARACTERISTICAS
BLOQUE VIAJERO	CAPACIDAD Y CARACTERISTICAS GENERALES DEL CABLE.
TANQUES DE COMBUSTIBLE	CAPACIDADES DE LOS TANQUES RESERVORIOS
TANQUE DE LODO	TIPO Y CAPACIDAD DE LAS BOMBAS
HERRAMIENTAS DE HAGARRE	MODELO DEL ELEVADOR DE TUBERIA Y CAPACIDAD DE HAGARRE
SISTEMAS DE PREVENCIÓN	CLASES DE SISTEMAS DE SEGURIDAD, CAPACIDADES Y CARACTERISTICAS GENERALES
SISTEMA HIDRAULICO	PRESION DE OPERACIÓN, TIPO DE BOMBA UTILIZADA Y TIPO RESERVORIO Y SUS SISTEMAS DE MEDICION
MALACATE	CLASE DE MALACATE (MODELO), CAPACIDAD DE CARGA Y TIPO DE CONTROL
BOMBA DE LODOS	CANTIDAD DE BOMBAS Y CLASE DE GENERADOR (MOTOR ELECTRICO O MECANICO)

Tabla 4. Componentes y características de un RSU

MODELO DEL RSU	
SISTEMA	CARACTERISTICAS
MEDIO DE TRANSPORTE	ESPECIFICAR LAS CARACTERISTICAS DEL MEDIO DE TRANSPORTE COMO: MEDIDAS EXTERNAS DEL VEHICULO, TIPO DE MOTOR Y TRANSMISION
TANQUES	CLASE DE TANQUE QUE UTILIZA, TIPO DE MATERIAL DE CLASIFICACION, CAPACIDAD DEL TANQUE Y NUMERO DE COMPARTIMIENTOS.
WINCHES AUXILIARES	MARCA, CAPACIDAD DE TENSION, MEDIDAS Y TIPO DE CABLE UTILIZADO, CAPACIDAD DE IZAJE DE PERSONAS.
TORRES O MASTIL	MARCA DE LA TORRE, ESPECIFICACIONES DE CONSTRUCCION, ALTURA, CAPACIDAD DE TENSION
MALACATES	TIPO DE MOTOR, CAPACIDAD DE IZAJE, DIMENSIONES Y CAPACIDADES DE LA GUAYA O CABLE, VELOCIDAD (RPM)

MODELO DEL RSU	
SISTEMA	CARACTERISTICAS
TIPOS DE BOMBAS	MARCAS, PRESION MAXIMA Y NÚMERO DE REVOLUCIONES, MAXIMO CAUDAL, TIPO DE VALVULA DE SEGURIDAD.
CORONA	NUMERO DE POLEAS Y TIPO DE POLEA, CAPACIDAD DE CARGA Y DIMENSIONES DEL CABLE O GUAYA.
BLOQUE VIAJERO	CAPACIDAD DE CARGA, DIMENSIONES DE RANURAS PARA LA GUAYA O CABLE.
SISTEMA DE FRENOS	TIPO DE FRENO (NEUMATICO,HIDRAULICO O MECANICO), MEDIDAS DEL SISTEMA DE FRENOS Y METODO DE ENFRIADO

3. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS UNIDADES DE SERVICIO RÁPIDO (RSU) EN LAS CAMPAÑAS DE INTERVENCIÓN A POZOS DE UN CAMPO MADURO CON POZOS DE PROFUNDIDAD MEDIA DE 5.000 PIES.

Es importante tener en cuenta que la sobreproducción petrolera que se ha venido presentando en los últimos años ha llevado a la baja cotización del precio del crudo en valores BRENT y WTI, lo que arbitrariamente conllevó a la valorización del dólar; las actividades petroleras a nivel Colombia son cotizadas en esta importante moneda lo cual permite comprender entonces los sobrecostos en los procesos de producción. Por tanto, las campañas de workover y well services se han visto afectadas, lo que ha llevado a una necesidad de búsqueda en la optimización de operaciones para disminuir tiempos de respuesta y costos de intervención a pozos productores y así aumentar los márgenes de rentabilidad del campo mediante una solución definitiva a corto plazo.

Es así como al tener presente las actividades que realizan tanto una torre de workover, también conocida como Rig Convencional y las Unidades de Servicio Rápido o RSU, se presenta a continuación en la Tabla 5 los costos operacionales y tiempos de ejecución de cada uno de estos equipos en las actividades ejecutadas durante un año en el campo estudio.

Tabla 5. Actividades realizadas por un RIG convencional y un RSU

OPERACIÓN EJECUTADA	N° POZOS INTERVENIDOS EN 1 AÑO	TIEMPO GASTADO (Hrs) EN LA OPERACIÓN DURANTE 1 AÑO	COSTO TOTAL (U\$D) POR CADA OPERACIÓN DURANTE 1 AÑO
Abandono con RSU	29	7504.48	2,224,736.34
Abandono con RIG Convencional	27	4743.98	2,726,170.60
Cambio de barra lisa con RSU	1	6.50	7,361.07
Cambio de barra lisa con RIG Convencional	1	127.50	83,802.00
Cambio de bomba con RSU	1	6.50	7,361.07
Cambio de bomba con RIG Convencional	1	127.50	83,802.00
Cañoneo con RSU	17	3088.77	2,083,905.89

OPERACIÓN EJECUTADA	N° POZOS INTERVENIDOS EN 1 AÑO	TIEMPO GASTADO (Hrs) EN LA OPERACIÓN DURANTE 1 AÑO	COSTO TOTAL (USD) POR CADA OPERACIÓN DURANTE 1 AÑO
Cañoneo con RIG Convencional	76	22707.67	19,331,317.66
Conversión a BCP con RSU	1	71.50	131,866.77
Conversión a BCP con RIG Convencional	2	415.48	372,600.35
Limpieza de arenas con RSU	8	1420.47	547,082.83
Limpieza de arenas con RIG Convencional	5	1028.50	540,469.19
Mantenimiento equipo de BCP con RSU	11	3899.50	1,196,238.36
Mantenimiento equipo de BCP con RIG Convencional	27	3487.25	1,946,266.97
Mantenimiento equipo de Bombeo Mecánico con RSU	28	3154.98	2,025,609.82
Mantenimiento equipo de Bombeo Mecánico con RIG Convencional	105	15125.73	1,983,580.15
Mantenimiento sarta de tubería con RSU	33	4557.28	2,635,175.86
Mantenimiento sarta de tubería con RIG Convencional	55	6294.38	3,680,280.05
Mantenimiento sarta de varillas con RSU	35	4723.78	2,789,011.72
Mantenimiento sarta de varillas con RIG Convencional	53	8400.12	4,702,831.98
Mantenimiento equipo BES con RSU	3	411.50	422,955.69
Mantenimiento equipo BES con RIG Convencional	7	995.50	1,253,575.74

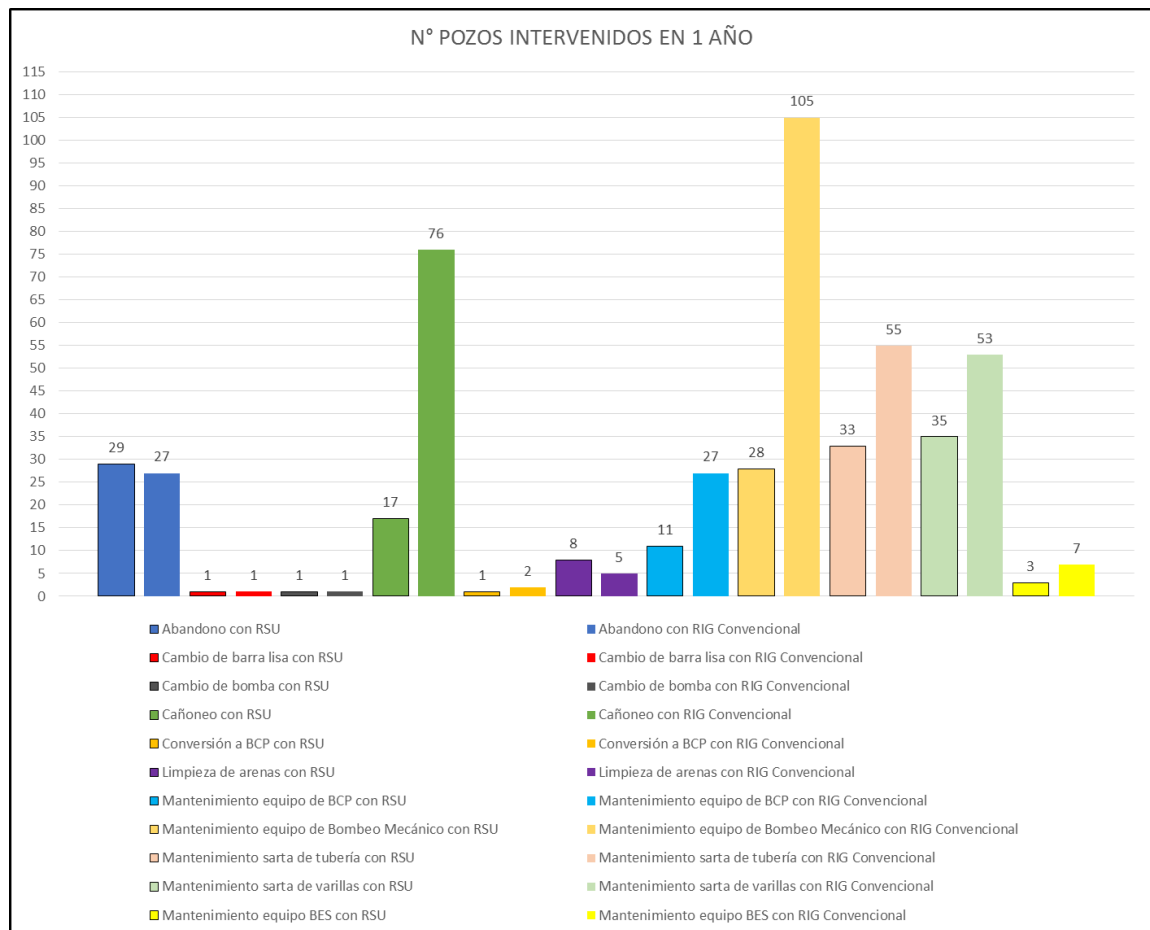
Para una mejor comprensión de lo anterior, se muestran dos gráficas ilustradas en la

Figura 27 y Figura 28, el desempeño obtenido de los diferentes equipos utilizados durante el año 2015 para el campo La Cira Infantas. Las barras representadas en las gráficas se agruparon de acuerdo a las actividades que se desarrollaron durante el año 2015 en el campo estudio, las barras de color bordeadas de la izquierda pertenecen a las actividades ejecutadas por las RSU disponibles, las de la derecha son las actividades desempeñadas por RIG Convencional.

Entre los proveedores de Rig Convencionales están Petroworks, Serinco, Valpeca, Watherford y Estrella; el único proveedor para las unidades de servicio rápido

“RSU” es Valpeca lo que hace que se tenga una cierta restricción en la disponibilidad de equipos para la intervención de un número mayor de pozos. Por tanto, de un total de 11 actividades, se tiene q las RSU se destacan por mayor número de intervención a pozos en tan sólo 2 operaciones las cuales son abandono y limpieza de arenas; en la actualidad no se tiene conocimiento si existen razones diferentes a la limitación en la disponibilidad de equipos de “RSU” a la hora de asignar trabajos. O las razones por las cuales se prefiere darle mayor protagonismo a los RIG convencionales en labores como cañoneo, mantenimiento de equipo de bombeo mecánico, mantenimiento a sarta de tubería y de varillas.

Figura 27. Número de pozos intervenidos en un año



Entre los proveedores de Rig Convencionales están Petroworks, Serinco, Valpeca, Watherford y Estrella; el único proveedor para las unidades de servicio rápido “RSU” es Valpeca lo que hace que se tenga una cierta restricción en la disponibilidad de equipos para la intervención de un número mayor de pozos. Por tanto, de un total de 11 actividades, se tiene q las RSU se destacan por mayor número de intervención a pozos en tan sólo 2 operaciones las cuales son abandono y limpieza de arenas; en la actualidad no se tiene conocimiento si existen razones diferentes a la limitación en la disponibilidad de equipos de “RSU” a la hora de asignar trabajos. O las razones por las cuales se prefiere darle mayor protagonismo a los RIG convencionales en labores como cañoneo, mantenimiento de equipo de bombeo mecánico, mantenimiento a sarta de tubería y mantenimiento a sarta de varilla donde se resalta la gran diferencia en el número de trabajos realizados por los RIG convencionales.

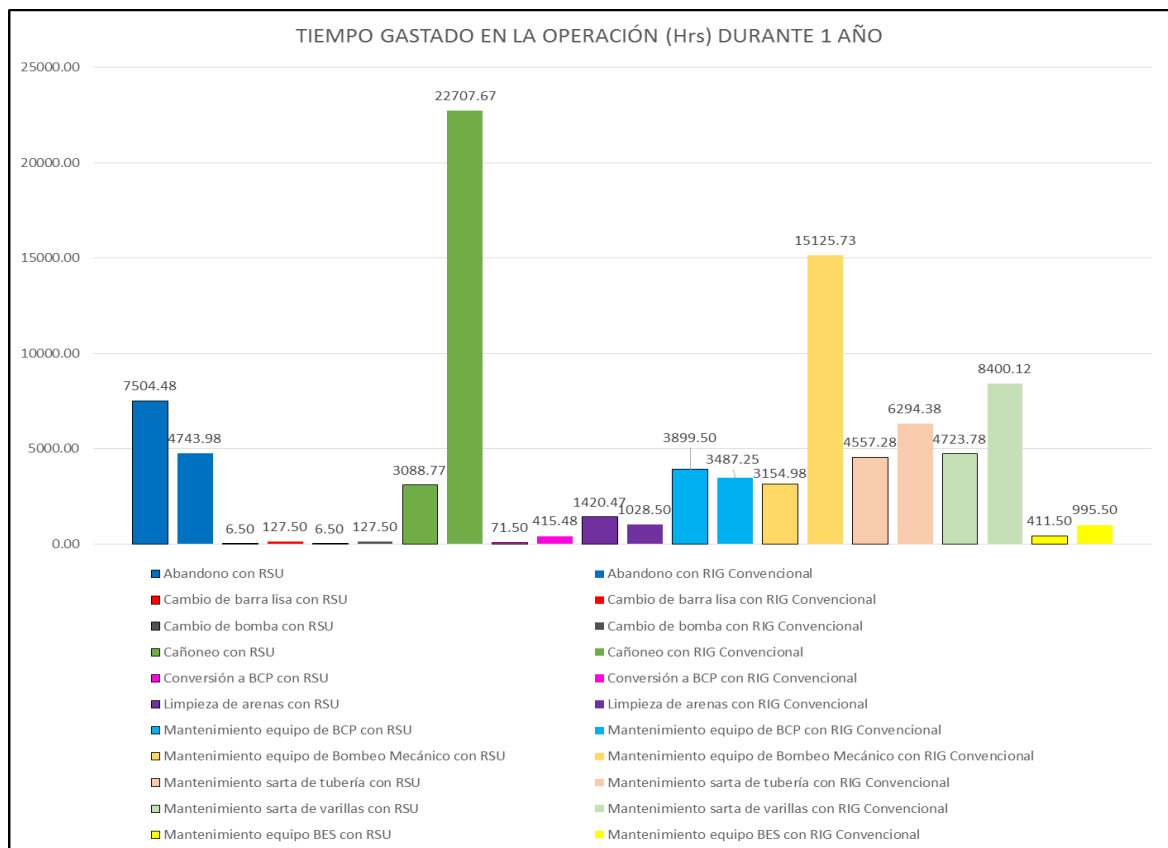
Teniendo en cuenta lo anterior, se ahonda más en el estudio al analizar otras variables como el tiempo de ejecución y el costo operativo para obtener un análisis económico más detallado y exacto; esto nos permitirá establecer si la causal de la asignación de trabajos son motivos económicos o el tiempo de ejecución de las labores asignadas.

Al analizar la gráfica del tiempo gastado en cada operación y teniendo presente que las RSU se destacan en las actividades de abandono y limpieza de arenas, para la primera actividad la diferencia con respecto a las intervenciones realizadas por los Rig Convencionales es de tan sólo 2 pozos, de lo cual se esperaría que la diferencia en tiempo no superara la cuarta parte del mismo, sin embargo, la diferencia asciende a las 2760.5 Hrs lo que conlleva a revisar en detalle el procedimiento de las operaciones de abandono, encontrándose que para dos pozos existió un desfase de 239.5 Hrs. En el pozo Cira x+1 se encontraron inconvenientes en el pulling de la sarta de inyección y bloqueos por parte de la comunidad, en total el pulling de la sarta demoró 5.73 días. Para el pozo Cira x+2 se presentaron inconvenientes en la rotura de tapones, para lo cual se requirió

bajar 2 BHA diferentes, los cuales también presentaron problemas. Desfase original 134 horas. Igualmente se denota que para la limpieza de arenas la unidad de servicio rápido es mucho más eficaz ya que en promedio realizaría un pozo en tan sólo 177.56 Hrs mientras que el Rig Convencional lo realizaría en 205.7 Hrs.

Es de destacar también que los equipos convencionales poseen una gran ventaja sobre los RSU en las actividades de cañoneo como se demuestra en la Figura 28, la diferencia es de 59 pozos ya sea por su agilidad o seguridad que brinda para este importante y delicado procedimiento. Con respecto a la disponibilidad de equipos para esta operación, durante 1 año participaron 13 Rigs convencionales y tan sólo 5 RSU.

Figura 28. Tiempo de operación gastada en un año



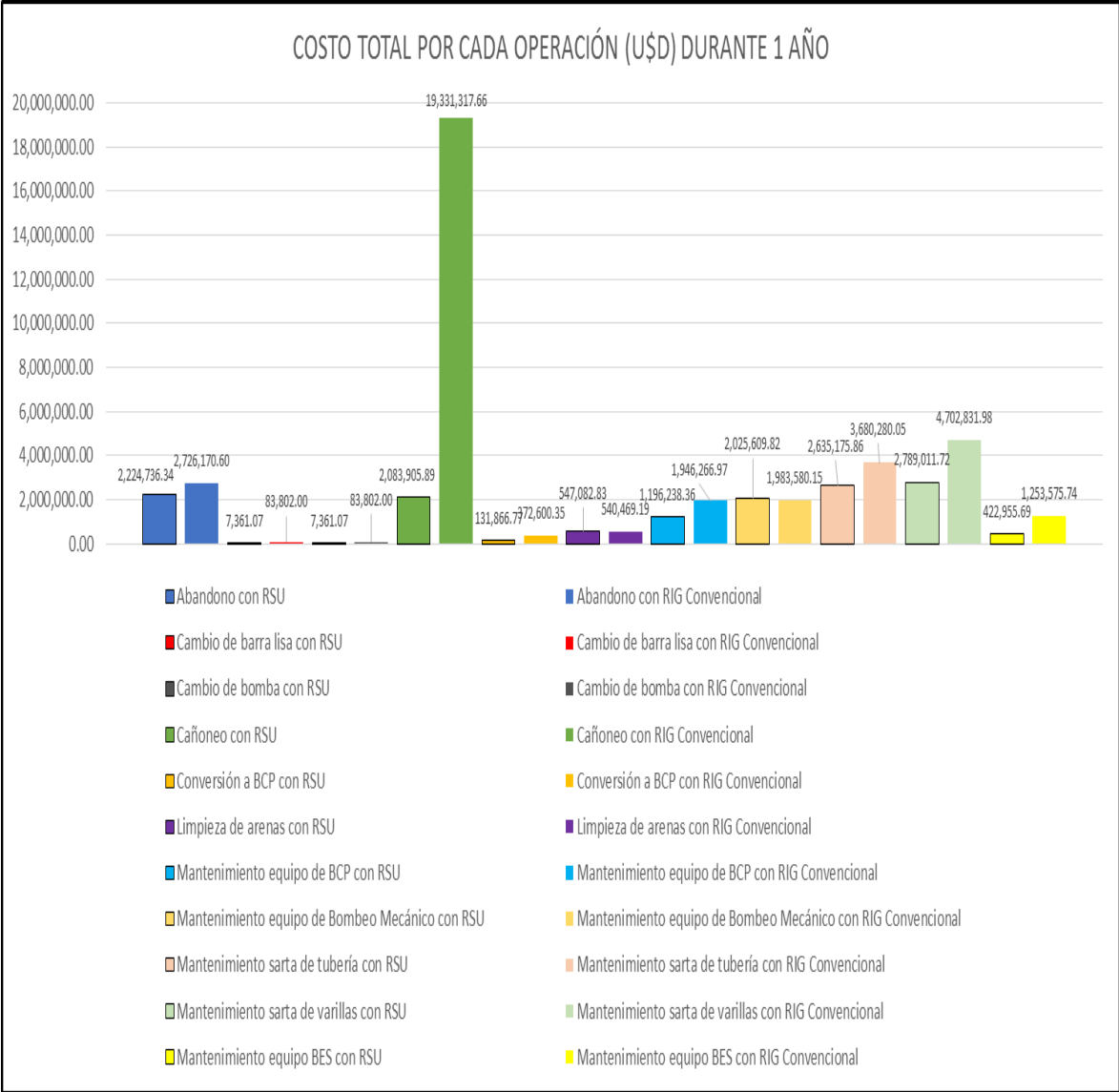
Al analizar la gráfica del tiempo gastado en cada operación y teniendo presente que las RSU se destacan en las actividades de abandono y limpieza de arenas, para la primera actividad la diferencia con respecto a las intervenciones realizadas por los Rig Convencionales es de tan sólo 2 pozos, de lo cual se esperaría que la diferencia en tiempo no superara la cuarta parte del mismo, sin embargo, la diferencia asciende a las 2760.5 Hrs lo que conlleva a revisar en detalle el procedimiento de las operaciones de abandono, encontrándose que para dos pozos existió un desfase de 239.5 Hrs. En el pozo Cira x+1 se encontraron inconvenientes en el pulling de la sarta de inyección y bloqueos por parte de la comunidad, en total el pulling de la sarta demoró 5.73 días. Para el pozo Cira x+2 se presentaron inconvenientes en la rotura de tapones, para lo cual se requirió bajar 2 BHA diferentes, los cuales también presentaron problemas. Desfase original 134 horas. Igualmente se denota que para la limpieza de arenas la unidad de servicio rápido es mucho más eficaz ya que en promedio realizaría un pozo en tan sólo 177.56 Hrs mientras que el Rig Convencional lo realizaría en 205.7 Hrs.

Es de destacar también que los equipos convencionales poseen una gran ventaja sobre los RSU en las actividades de cañoneo como se demuestra en la Figura 28, la diferencia es de 59 pozos ya sea por su agilidad o seguridad que brinda para este importante y delicado procedimiento. Con respecto a la disponibilidad de equipos para esta operación, durante 1 año participaron 13 Rigs convencionales y tan sólo 5 RSU.

Con el comportamiento de la Figura 29, se observa el gasto obtenido durante 1 año de operaciones de workover y well services:

- Se corrobora que el equipo de RSU para actividades de Abandono es un equipo ideal y versátil debido a que con un tiempo promedio por pozo de 258.78 Hrs genera un costo de U\$D 77,090.94, a diferencia de los Rig Convencionales que gasta un mayor tiempo promedio por pozo igualmente está U\$D 25,744.25 por encima del valor generado con las RSU.

Figura 29. Costo total por operación durante un año



- Con respecto a las operaciones de cambio de barra lisa y cambio de bomba, durante 1 año sólo se presentaron intervenciones a 2 pozos, realizadas 1 por RSU y otro por RIG Convencional, de lo cual permite concluir que mientras el RIG gastó 127.5 horas a 83,802 dólares, la unidad de servicio rápido tuvo un resultado óptimo en tan sólo 6.5 horas a 7,361.07 dólares.

- Para las actividades de conversión a bomba de cavidades progresivas mientras el RIG convencional realizó 2 pozos en 415.48 horas a un costo total de 372,600.35 dólares, la RSU realizó 1 pozo en tan sólo 71.5 horas a 131,866.77 dólares.

Teniendo claro el comportamiento tanto de los RIG convencionales como de las RSU; es importante ahora analizar tanto el tiempo promedio que gasta cada unidad por actividad como el costo obtenido promedio en dicha actividad. Ver Figura 30 y Figura 31.

Figura 30. Tiempo promedio gastado en cada operación realizada

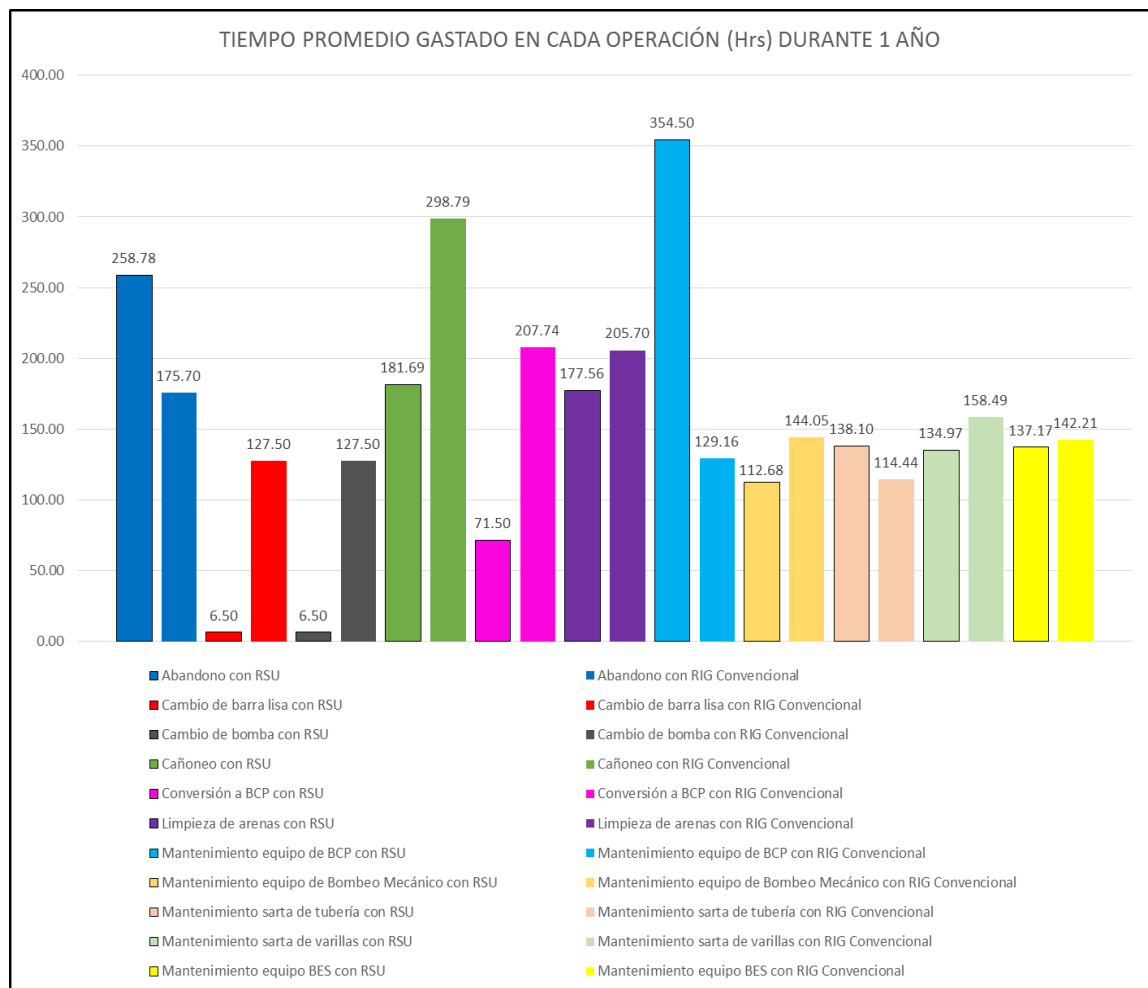
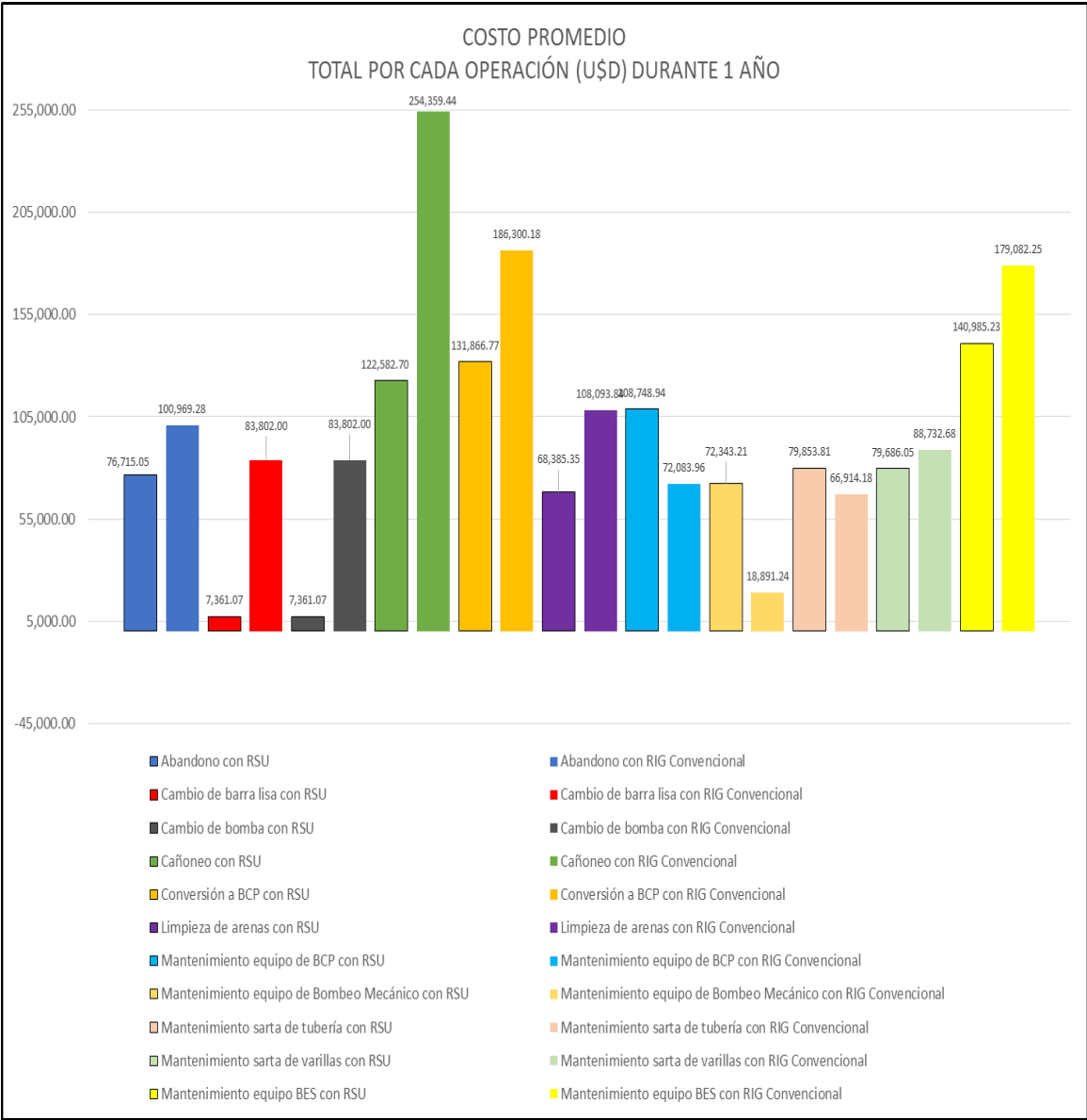


Figura 31. Costo promedio de cada una de las actividades realizadas



De acuerdo con este importante análisis resumido en la comparación de actividad por actividad y representado en gráficas, permite concluir lo siguiente:

- Para la operación de mantenimiento de equipo de bombeo mecánico, se obtuvo un número significativo de intervenciones con RIG convencional, sin embargo es de tener en cuenta que el tiempo promedio registrado por esta unidad es de 144.05 horas valor superior que el registrado por la RSU, lo cual hace más ágil pero más costosa en esta operación a ésta última unidad, ya que obtiene un costo promedio por pozo de 53,451.91 dólares por encima que el valor registrado por el RIG convencional.
- Lo mismo sucede para las operaciones de sarta de varilla, aunque el RIG convencional posee un mayor número de intervenciones, el RSU se caracteriza por tener un costo promedio y tiempo promedio por pozo menor que el RIG convencional, la cual haría ideal el uso de una unidad de servicio rápido para este tipo de operaciones.
- De acuerdo a las operaciones de mantenimiento de sarta de tubería nuevamente el RIG convencional registra un mayor número de intervenciones que la RSU, pero a diferencia de la anterior operación tanto el tiempo promedio como el costo promedio por pozo es inferior a la unidad de servicio rápido, por tanto en esta operación se resalta el desempeño del RIG convencional.

4. MATRIZ DE SELECCIÓN EQUIPOS DE WORKOVER Y WELL SERVICE.

En este numeral se elaboró una matriz de selección que evaluará cuál es el mejor equipo a utilizar en labores típicas ejecutadas por RIG Convencionales y RSU. Es importante tener en cuenta que para el diligenciamiento de la matriz se debe hacer uso de la experticia y experiencia del personal encargado del manejo de la operación, la cual debe poseer amplio conocimiento tanto de los procesos como de los equipos y tener información disponible en bitácoras y documentos de operaciones realizadas con anterioridad.

A continuación se menciona en la Tabla 6, la descripción de los componentes de la matriz.

Tabla 6. Características evaluadas de cada uno de los equipos

CARACTERÍSTICA	DESCRIPCIÓN
DISPONIBILIDAD DEL EQUIPO	La disponibilidad del equipo como se vio en capítulos anteriores se refiere a que en el caso de los RSU existen limitaciones en cuanto al número de unidades disponibles lo que condiciona la selección.
MOVILIZACIÓN	Esta casilla se refiere a los tiempos y facilidad con la que se realiza el desmontaje y montaje para su posterior movilización.
EQUIPO EXTRA REQUERIDO	Este ítem se refiere a los equipos extra que se deben movilizar para realizar el trabajo o si es necesario realizar conexiones a los equipos del pozo.
NÚMERO DE PERSONAL REQUERIDO	Hace referencia a la cantidad de técnicos y operarios extras que se requieran para realizar el trabajo.
RIESGO HSE	Hace referencia a los peligros existentes en los procesos realizados para llevar a cabo el trabajo.
TIEMPO DE REALIZACIÓN DEL TRABAJO	Basados en los históricos de los trabajos realizados, donde se muestra el tiempo gastado por cada uno de los equipos en cada una de las labores típicas de workover y well services se debe escoger el que lo haga en el menor tiempo posible.

CARACTERÍSTICA	DESCRIPCIÓN
COSTOS POR HORA DEL TRABAJO	Se refiere a los costos por cada operación a realizar.
DESEMPEÑO	Hace referencia a la eficiencia que posee el equipo, el procedimiento y el personal encargado de realizar el trabajo.

Para el diligenciamiento óptimo de la matriz se debe tener en cuenta lo siguiente:

- La matriz consta de una columna donde se especifican las actividades de workover y well service que se realizan en el campo objeto de estudio, como otras que aunque no se ejecutan en la actualidad se pueden realizar utilizando RSU o RIG'S convencionales.
- En las filas de color rojo se puede observar una serie de características que hacen que el equipo y su operación sean viable para ejecutar la labor, las cuales han sido descritas previamente.
- La forma adecuada de ejecutar la matriz es apoyándose en la experticia, conocimiento de los procesos y equipos que debe tener personal que ejecuta la operación para que al evaluar cada uno de los trabajos, se dé un puntaje de 0 a 5 a cada una de las características o desempeños por cada uno de los equipos; siendo "0" el peor desempeño y "5" el mejor; y así poder realizar la sumatoria en la columna de "Total" por cada equipo. De esta forma se selecciona el equipo que obtenga el mayor puntaje.

En la Figura 32 se observa Matriz de selección de equipos de workover y well service para el campo La Cira Infantas. ECOPETROL S.A

Figura 32. Matriz de selección de equipos de workover y well service para el campo La Cira Infantas. ECOPETROL S.A

MATRIZ DE SELECCIÓN PARA EQUIPOS DE WORKOVER Y WELL SERVICE																		
TRABAJO A REALIZAR	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R
	S	I	S	I	S	I	S	I	S	I	S	I	S	I	S	I	S	I
	U	G	U	G	U	G	U	G	U	G	U	G	U	G	U	G	U	G
	DISPONIBILIDAD DEL EQUIPO		MOVILIZACIÓN		EQUIPO EXTRA REQUERIDO PARA LA LABOR		NÚMERO DE PERSONAL REQUERIDO		RIESGO HSE		TIEMPO DE REALIZACIÓN DEL TRABAJO		COSTO POR HORA DEL TRABAJO		DESEMPEÑO		TOTAL	
ABANDONO DE POZO																		
CABEZAL DE POZO																		
CAMBIO DE BARRA LISA																		
CAMBIO DE BOMBA																		
CAÑONEO																		
CEMENTACION FORZADA																		
CONVERSIÓN A BCP																		
LIMPIEZA DE ARENAS																		
MTTO A EQUIPO BCP																		
MTTO A EQUIPO BES																		
MTTO A EQUIPO DE BOMBEO MECANICO																		
MTTO A SARTA DE VARILLAS																		
MTTO A TUBERIA																		
OPERACIONES DE PEZCA																		
OPERACIONES WIRELINE Y SLICKLINE																		
SUABEO																		
COMPLETACION DE POZOS																		
REPARACION PROBLEMAS MECANICOS DE FLUJO NATURAL																		
INSTALACION Y REPARACION MECANICA EN BOMBEO HIDRAULICO																		
INSTALACION Y REPARACION MECANICA EN BES																		
COILED TUBING																		
CORTADORES DE TUBERIA																		
FRESADO PARA ELIMINAR OBSTRUCCIONES																		

4.1. DILIGENCIAMIENTO DE LA MATRIZ

Paso 1: Definir el tipo o los tipos de trabajo que se requieren realizar.

Paso 2: Diligenciar de izquierda a derecha cada una de las características que aparecen en la matriz de color rojo, teniendo en cuenta que cero “0” es el puntaje más bajo y cinco “5” el más alto, realizarlo tanto para RSU como para Rig Convencional.

- Disponibilidad del equipo: En esta casilla se debe tener en cuenta si el equipo se encuentra disponible, para el caso de los RSU solo existe un proveedor, mientras que para los RIGS se cuenta con cinco proveedores. En este punto el encargado de la operación debe cerciorarse de la disponibilidad de los equipos y de acuerdo a ello dar puntuación en esta casilla siendo 5 la mayor disponibilidad y 0 la peor. Se debe tener en cuenta los puntajes correspondientes de uno a cuatro para el tiempo que tarde en estar disponible; es decir si se requiere el equipo pero se encuentra en mantenimiento o en operación pero en las próximas horas estará a disposición se podría dar cualquiera de estos puntajes.
- Movilización: Hace referencia a la totalidad de tiempo que tarda el equipo en estar en la locación desde el instante donde se hace la solicitud. Si el transporte se debe hacer por vías nacionales hay que tener en cuenta el horario de circulación que rige el transporte de carga. Se dará cinco puntos al equipo que en el menor tiempo posible se encuentre en la locación requerida y se irá disminuyendo el puntaje dependiendo del tiempo de movilización.

- Equipos extras requeridos para la realización del trabajo: Algunos de los trabajos típicos en workover y well service son de un grado de complejidad alta, este grado de complejidad trae consigo la utilización de diferentes equipos muchas veces estos equipos no están disponibles en el staff del RIG o el RSU. Si bien la experiencia en los procesos hace que los equipos estén dotados de todas las herramientas necesarias, muchas veces es necesario traerlos de otras locaciones o realizar conexiones a los equipos ya existentes en el campo. En este ítem se dará puntaje de cinco al que menor cantidad de inconvenientes tenga a la hora de realizar el trabajo a cuenta de la necesidad de movilizar equipos de otras locaciones o realizar conexiones con equipos existentes.
- La cuarta columna se refiere al número de personal que se requiere para realizar el trabajo: Es sabido que los trabajos realizados en la industria petrolera además de sus costos acarrear peligros. En esta casilla se le dará la mayor puntuación al equipo que menor cantidad de personas requiera.
- En la quinta columna se evalúan los Riesgos HSE en los que se incurren al utilizar cualquiera de las dos opciones (RSU o RIG), el conocimiento de los procesos entra en juego en la evaluación de este punto, donde se dará la puntuación más alta al equipo que menos exponga al personal encargado de la operación.
- La sexta columna evalúa el tiempo en el que el RIG o el RSU efectúa cada una de las tareas que se desean realizar, este punto de evaluación es importante ya que si se realizan las labores en tiempos cortos la operación se reanuda rápidamente y la producción se reinicia, el cual es el fin último de la industria petrolera no detener la producción. En este punto se da el

mayor puntaje al equipo que realice la labor más rápidamente y se quite el puntaje al otro según sea su tiempo requerido para realizar la labor.

- La séptima columna evalúa el Costo por hora de trabajo de la operación, el funcionario debe tener un histórico de costos probables por cada operación a realizar, teniendo en cuenta los percances al que se pueden incurrir. Se dará la puntuación más alta al equipo que tenga el costo menor en la operación.
- En la novena y última columna se hace referencia al desempeño del equipo, al igual que en los últimos numerales la experticia del personal encargado de la selección del equipo es de suma importancia, además de haber realizado el trabajo con cada uno de los equipos ya sea RIG o RSU. Se podría decir que este ítem es la suma de los ítems anteriores, pero la verdad es que es la adaptabilidad que posee el equipo al trabajo a realizar. Se dará el mayor puntaje al equipo que se adapte mejor a las condiciones del campo y del trabajo.

Paso 3: Realizar la sumatoria obtenida por cada casilla de RSU.

Paso 4: Realizar la sumatoria obtenida por cada casilla de Rig Convencional.

Paso 5: Seleccionar el equipo con el puntaje más alto.

4.2. EJEMPLO DE APLICACIÓN MATRIZ DE SELECCIÓN DE EQUIPOS DE WORKOVER Y WELL SERVICE

Con el fin de ilustrar el uso de la matriz de selección de equipos de workover y well service, a continuación se plantea un caso donde se debe seleccionar el mejor equipo entre Rig convencional y RSU que de manera eficiente, rápida y adaptable

a las necesidades de la operación, lo ejecute teniendo en cuenta el puntaje más alto obtenido en la columna de “Total”.

Las labores seleccionadas con fines didácticos son: Limpieza de arena y Abandono de pozo.

Las condiciones para realizar estas operaciones son: Campo ubicado a 20 km del punto donde se encuentran en operación tanto el Rig Convencional como la Unidad de Servicio Rápido.

Teniendo en cuenta los anteriores criterios de evaluación para cada uno de los ítems relacionados en las columnas de la matriz de selección de equipos para workover y well services, se otorgaron puntajes teniendo presente los datos históricos manejados en el capítulo 3, ver Figura 33. Ejemplo uso de la matriz de selección equipos de workover y well service para el campo La Cira Infantas. ECOPETROL S.A

Como conclusión, se obtuvo que para el caso de la operación Abandono de pozo, la Unidad de Servicio Rápido obtuvo una leve ventaja sobre los Rig Convencionales; mientras que en la limpieza de arenas la diferencia fue mayor mostrando que los RSU pueden realizar el trabajo de forma eficiente.

Figura 33. Ejemplo uso de la matriz de selección equipos de workover y well service para el campo La Cira Infantas. ECOPETROL S.A

MATRIZ DE SELECCIÓN PARA EQUIPOS DE WORKOVER Y WELL SERVICE																		
TRABAJO A REALIZAR	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R
	S	I	S	I	S	I	S	I	S	I	S	I	S	I	S	I	S	I
	U	G	U	G	U	G	U	G	U	G	U	G	U	G	U	G	U	G
	DISPONIBILIDAD DEL EQUIPO		MOVILIZACIÓN		EQUIPO EXTRA REQUERIDO PARA LA LABOR		NÚMERO DE PERSONAL REQUERIDO		RIESGO HSE		TIEMPO DE REALIZACIÓN DEL TRABAJO		COSTO POR HORA DEL TRABAJO		DESEMPEÑO		TOTAL	
ABANDONO DE POZO	1	5	5	2	5	4	5	3	3	3	3	5	5	3	4	3	31	28
CABEZAL DE POZO																		
CAMBIO DE BARRA LISA																		
CAMBIO DE BOMBA																		
CAÑONEO																		
CEMENTACION FORZADA																		
CONVERSIÓN A BCP																		
LIMPIEZA DE ARENAS	1	5	5	2	5	4	5	3	3	3	5	3	5	2	5	4	34	26
MITO A EQUIPO BCP																		
MITO A EQUIPO BES																		
MITO A EQUIPO DE BOMBEO MECANICO																		
MITO A SARTA DE VARILLAS																		
MITO A TUBERIA																		
OPERACIONES DE PEZCA																		
OPERACIONES WIRELINE Y SLICKLINE																		
SUABEO																		
COMPLETACION DE POZOS																		
REPARACION PROBLEMAS MECANICOS DE FLUJO NATURAL																		
INSTALACION Y REPARACION MECANICA EN BOMBEO HIDRAULICO																		
INSTALACION Y REPARACION MECANICA EN BES																		
COILED TUBING																		
CORTADORES DE TUBERIA																		
FRESADO PARA ELIMINAR OBSTRUCCIONES																		

5. CONCLUSIONES

- Los RSU en labores de Workover y Well Services muestran ser más rápidos y económicos que sus competidores los RIG convencionales. Convirtiéndose en una alternativa en estos tiempos de austeridad económica por los que atraviesa la industria petrolera.
- La implementación de la matriz de selección del equipo de intervención en Workover y Well Services permitirá la optimización de los recursos económicos y la disminución en los tiempos de parada.
- En la actualidad se pierde tiempo en operaciones de intervención a pozo debido a los largos tiempos gastados durante las labores de desarme y armado de los equipos convencionales; igualmente el transporte de un RIG convencional al ser conformado por grandes equipos dificulta las labores de transporte.
- Se hace evidente la falta de disponibilidad en equipos RSU, de un total de 35 equipos, solo 8 son RSU, lo que obliga a utilizar RIG convencionales aun siendo en la mayoría de los casos sobredimensionados para el trabajo a realizar.
- Los sistemas compactos de las RSU les permite realizar labores de manera rápida y eficiente pero los limita en la ejecución de ciertas labores donde se requiere de equipos con potencias mayores o equipos con los que no cuentan dentro de sus unidades.

6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar contactos con otras empresas que presten servicios de Workover y Well Services utilizando RSU, ya que debido a la falta de disponibilidad ha obligado a utilizar equipos sobredimensionados.
- Se recomienda revisar los protocolos de desmantelamiento, armado y transporte de los RIG convencionales con el fin de acortar los tiempos utilizados en estas labores.
- Realizar estudios previos con el fin de implementar nuevos trabajos utilizando las RSU y que en la actualidad son realizados exclusivamente por los RIG convencionales.

BIBLIOGRAFIA

BUSTOS, David Francisco y MARTÍNEZ, Ludwig. Desarrollo del software de capacitación, evaluación y selección de personal “Workover/Drilling”. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá, D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Programa Ingeniería de Petróleos, 2016. 6-p.

ESTRADA, Mariano. Equipos de perforación en la cuenca Burgos. Trabajo de grado de maestro en ciencias de la administración con especialidad en finanzas. Ciudad Universitaria.: Universidad Autónoma de Nuevo León. Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. 2004. 158p.

NOV, IADC Drilling Manual. United States of America. 2015.

VERGARA, Jose Orlando y GARCÍA, Gabriel Fernando. Gestión de mantenimiento para equipos de Workover de la empresa STS de los Andes. Trabajo de grado de Ingeniero Mecánico. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Ingeniería Mecánica, 20-25p.

XOY, Rodolfo Guillermo. Mantenimiento preventivo y correctivo para torres de perforación de pozos petroleros. Trabajo de grado Ingeniero Mecánico. Guatemala.: Universidad de San Carlos de Guatemala. Facultad de Ingeniería. 2006. 1-p.