

**DISEÑO DE PROGRAMA DE WORKOVER Y WELLSERVICES
PARA EL CAMPO PAYOA OPERADO POR LA EMPRESA
PETROSANTANDER COLOMBIA**

VICTOR ALEJANDRO CLAVIJO SALAZAR

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2017

**DISEÑO DE PROGRAMA DE WORKOVER Y WELLSERVICES
PARA EL CAMPO PAYOA OPERADO POR LA EMPRESA
PETROSANTANDER COLOMBIA**

VICTOR ALEJANDRO CLAVIJO SALAZAR

**Trabajo de Grado para optar por el título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

HERNEY DELGADO MARTINEZ

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2017

DEDICATORIA

A Dios por bendecir mi vida y darme la fuerza para cumplir mis metas.

A mis padres, José Luis Clavijo Vega y Fidelina Salazar por ser mi fuente de inspiración, brindarme su apoyo incondicional y a su persistencia para enfrentar todos los retos y así superar los obstáculos que día a día se fueron presentando.

A Javier Patiño por acompañarme en los momentos más difíciles y brindarme su apoyo para cumplir mis metas en la vida.

A mi Hermano y Hermana por ser una alegría más en vida.

A mis amigos con los que compartí todo esos momentos de alegrías y tristeza.

A mi familia por apoyarme en todo momento de mi vida.

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa su agradecimiento a:

A la compañía Petrosantander Colombia la cual me dio la oportunidad de formar parte de su equipo de trabajo.

A los Ingenieros FERNANDO TOVAR, jefe del departamento de workover y wellservices, ENRIQUE PANIZA Ingeniero en pozo ya que sus conocimientos y experiencia hicieron esta práctica empresarial muy enriquecedora.

A todos mis compañeros de trabajo: Jairo Martinez, Fredy Cadena, Santos Cala y a todo el personal de las cuadrillas del Rig que sus enseñanzas y guía contribuyeron a mi formación como persona y como profesional.

A todas las demás personas empleados de la compañía Petrosantander Colombia que contribuyeron a mi formación profesional.

Al profesor e Ingeniero de Petróleos HERNEY DELGADO MARTINEZ por su apoyo y tiempo en la asesoría de este proyecto.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	16
1. GENERALIDADES DE LA EMPRESA.....	17
1.1 RESEÑA HISTÓRICA.....	17
1.2 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL.....	18
1.2.1 Misión.	18
1.2.2 Visión.....	19
1.2.3 Políticas de alcohol y drogas	19
1.2.4 Políticas de seguridad Industrial	19
1.2.5 Descripción de la empresa.....	21
2. OPERACIONES DE WORKOVER Y WELLSERVICES.....	24
2.1 INSTALACIONES Y EQUIPOS DE WORKOVER Y WELLSERVICES	24
2.1.1 Rig de workover y Wellservices	24
2.1.2 Planta eléctrica.	26
2.1.3 Trailers o Casetas.....	26
2.1.4 Power Swivel.	26
2.1.5 Frac tank.....	26
2.1.6 Acumulador.....	27
2.1.7 Poor boy y choke manifold.....	27
2.1.8 Preventor o BOP (Blow out Preventor).....	27
2.1.9 Llaves Hidráulicas.....	28
2.1.10 Bombas.	28
2.2 LAVADO DE ARENA	28
2.2.1 Causas del Arenamiento.....	31
2.3 CEMENTACIÓN	32
2.4 OPERACIONES DE SWABEO	33
2.4.1 Copas de Swabeo	34
2.4.2 Mandriles.	34
2.4.3 Lubricador (OIL Saver)	37

2.4.4 Sistema de Accionamiento	38
2.5 OPERACIONES DE PESCA.....	39
2.5.1 Herramientas de recuperación de escombros.....	39
2.5.2 Herramientas de fresado.....	41
2.5.3 Herramientas de Agarre externo.....	42
2.5.4 Herramientas de agarre interno.....	44
2.5.5 Herramientas de corte.....	45
2.5.6 Martillos.....	46
2.6 CAÑONEO	47
2.6.1 Tipo Bala.....	48
2.6.2 Tipo chorro.....	48
2.6.3 Cañón tipo hidráulico.....	49
3. IDENTIFICACION DE RIESGOS.....	50
3.1 GENERALIDADES	50
3.1.1 Accidente.....	50
3.1.2 Incidente.....	51
3.1.3 Riesgo	52
4. PROGRAMAS OPERACIONALES	54
4.1 ARME Y DESARME DE LA UNIDAD BÁSICA (RIG UP, RIG DOWN).....	59
4.1.1 Objetivo.....	59
4.1.2 Alcance.....	59
4.1.3 Definiciones	59
4.1.4 Equipos y Herramientas.....	61
4.1.5 Medidas de seguridad y protección ambiental	61
4.1.6 Instrucciones RIG UP	63
4.1.7 Instrucciones RIG DOWN.....	74
4.1.8 Registros	80
4.2 BAJADA DE VARILLA PARA BOMBEO MECÁNICO	81
4.2.1 Objetivo.....	81
4.2.2 Alcance.....	81
4.2.3 Definiciones	81

4.2.4 Medidas de seguridad y protección ambiental	82
4.2.5 Herramientas	83
4.2.6 Factores a tener en cuenta para bajar la herramienta.....	84
4.2.7 Instrucciones.....	85
4.3 BAJADA DE VARILLA PARA PCP	93
4.3.1 Objetivo.	93
4.3.2 Alcance.....	93
4.3.3 Definiciones	93
4.3.4 Equipo y herramientas	94
4.3.5 Medidas de seguridad y protección ambiental	95
4.3.6 Instrucciones.....	96
4.4 INSTALACIÓN CABEZAL PCP	104
4.4.1 Objetivo	104
4.4.2 Alcance.....	104
4.4.3 Definiciones	104
4.4.4 Equipo y Herramienta	105
4.4.5 Instrucciones.....	105
4.5 PARADA DE SARTA DE TUBERÍA	110
4.5.1 Objetivo.	110
4.5.2 Alcance.....	110
4.5.3 Definiciones	110
4.5.4 Medidas de seguridad y protección ambiental	111
4.5.5 Equipo y herramienta:	112
4.5.6 Instrucciones.....	112
4.6 CORRIDA DE SARTA DE TUBERÍA	116
4.6.1 Objetivo.	116
4.6.2 Alcance.....	116
4.6.3 Definiciones	116
4.6.4 Equipo y herramientas	117
4.6.5 Factores a tener en cuenta Antes de iniciar la actividad	117
4.6.6 Medidas de seguridad y protección ambiental	117
4.6.7 Instrucciones.....	119
4.6.8 Instrucciones Bajada de sarta de tubería	124

4.7 INSTALACIÓN O CAMBIO DE PIPE RAM	126
4.7.1 Objetivo	126
4.7.2 Alcance	126
4.7.3 Definiciones	126
4.7.4 Instrucciones.....	127
4.8 PRUEBA DE BOP	130
4.8.1 Objetivo	130
4.8.2 Alcance.....	130
4.8.3 Definiciones	130
4.8.4 Equipo y Herramientas	131
4.8.5 Medidas de seguridad y protección ambiental	132
4.8.6 Instrucciones.....	133
4.9 INSTALACIÓN Y DESINSTALACIÓN DE LA BOP	137
4.9.1 Objetivo.	137
4.9.2 Alcance.....	137
4.9.3 Definiciones	137
4.9.4 Equipo y herramienta.....	138
4.9.5 Medidas de seguridad y protección ambiental	138
4.9.6 Instrucciones.....	139
4.9.7 Instrucciones desinstalación	145
4.10 LIMPIEZA DE ARENA	147
4.10.1 Objetivo.	147
4.10.2 Alcance.....	147
4.10.3 Definiciones	147
4.10.4 Equipo y herramientas	148
4.10.5 Factores a tener en cuenta al bajar la herramienta.	148
4.10.6 Instrucciones para la operación de la Herramienta	149
4.10.7 Recomendaciones de mantenimiento	152
4.11 OPERACIONES DE SWABEO	153
4.11.1 Alcance.....	153
4.11.2 Definiciones	153
4.11.3 Medidas de seguridad y protección ambiental	153
4.11.4 Equipo y Herramienta	155

4.11.5 Instrucción Instalación del árbol de swabeo	156
4.11.6 Instrucciones arme de barra de swabeo	157
4.11.7 Operación de la Herramienta	159
5. CONCLUSIONES	163
6. RECOMENDACIONES.....	165
BIBLIOGRAFIA.....	166

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Sistema de levantamiento.....	25
Figura 2. Componentes de la Bomba	30
Figura 3. Gomas de suabeo	35
Figura 4. Mandriles	36
Figura 5. Lubricador.....	37
Figura 6. Conjunto de accionamiento	38
Figura 7. Junk Basket	40
Figura 8. Fishing Magnet	40
Figura 9. Herramientas de fresado	41
Figura 10. Over shot	42
Figura 11. Short Catch Tubería.....	43
Figura 12. Short catch para varilla	43
Figura 13. Die Collar	44
Figura 14. Herramientas pesca interna	45
Figura 15. Cañoneo	47
Figura 16. Bala cañón tipo chorro	48
Figura 17. Comparación de la instalada de la BOP. Antes y después.	55
Figura 18. Comparación amarres de la BOP al bloque viajero.....	56
Figura 19. Base para cabezal de PCP.....	57
Figura 20. Lugar de la cinta métrica al momento de centrar la unidad básica	65
Figura 21. Geo membrana.....	66
Figura 22. Palanca del PTO.....	66
Figura 23. Controles gatos hidráulicos.....	67
Figura 24. Gato Unidad Básica	67
Figura 25. Izaje primera sección	68
Figura 26. Tornillos mecánicos de la torre	69
Figura 27. Medias lunas.....	70
Figura 28. Válvula sistema hidráulico.....	72
Figura 29. Posición de los clips en los vientos de la torre	73
Figura 30. Señalización vientos de la torre	73
Figura 31. Rig Up.....	74
Figura 32. Ubicación del Bloque viajero para el Rig down	75
Figura 33. Marca del límite de levantamiento de la torre.....	77
Figura 34. Amarres del Bloque viajero	77
Figura 35. Controles hidráulicos de la torre	79
Figura 36. Palanca del sistema neumático de la cabina	80
Figura 37. Herramientas para varilleo	83
Figura 38. Unidad de bombeo Mecánico	85
Figura 39. Desinstalación del Stuffing box	86
Figura 40. Bases para varilla	87
Figura 41. Instalación de BOP de varilla	87

Figura 42. Limpieza de varilla	89
Figura 43. Herramientas para varilla	95
Figura 44. Amarre de la barra lisa para PCP	97
Figura 45. Amarre del motor de la PCP	97
Figura 46. Ubicación de la grapa para retirar el cabezal de la PCP cuando la sarta está pegada.....	98
Figura 47. Desmonte del Motor de la PCP.....	99
Figura 48. Soportes para varilla	100
Figura 49. Instalación BOP de varilla	101
Figura 50. Correcto manejo de la varilla al ser enroscada	106
Figura 51. Rejillas de torque	107
Figura 52. Diagrama de espesamiento del rotor para la PCP	109
Figura 53. Controles de la torre	119
Figura 54. Debido manejo de elevador de tubería	120
Figura 55. Set Up llave Hidráulica.....	121
Figura 56. Posición llave hidráulica.....	122
Figura 57. Modulo abierto de la BOP.....	128
Figura 58. Tapa del módulo de la BOP	128
Figura 59. Acumulador para la BOP	133
Figura 60. Panel de presiones del acumulador	133
Figura 61. Prueba de BOP.....	135
Figura 62. Levantamiento de preventora	139
Figura 63. Desinstalación del Pumping flange	140
Figura 64. Amarres para elevar la BOP	141
Figura 65. Elevación de BOP.....	142
Figura 66. Amarre de preventora a gancho de varilla.	143
Figura 67. Instalación BOP	144
Figura 68. Desmonte BOP.....	146
Figura 69. Herramientas de swabeo	155
Figura 70. Árbol de swabeo	157
Figura 71. Mandril de swabeo con copas.....	159
Figura 72. Marcas del cable de swabo.....	160

RESUMEN

TITULO: DISEÑO DE PROGRAMA DE WORKOVER Y WELLSERVICES
PARA EL CAMPO PAYOA OPERADO POR LA EMPRESA
PETROSANTANDER COLOMBIA*

AUTOR: VICTOR ALEJANDRO CLAVIJO SALAZAR**

PALABRAS CLAVES: WELLSERVICES, WORKOVER, PROGRAMAS
OPERACIONALES.

DESCRIPCIÓN:

En la industria petrolera las actividades de workover y wellservices son una de las prácticas que presenta el mayor riesgo tanto operacional como de accidentalidad para el personal, los equipos y herramientas. Estos riesgos en la mayoría de los casos han causado accidentes e incidentes que han generado pérdidas tanto económicas como humanas.

La estandarización de las operaciones rutinarias es una herramienta de vital importancia para mitigar los riesgos asociados a las actividades de workover y wellservices además de ayudar a desarrollar un trabajo de la manera más eficiente posible.

Para la estandarización de los trabajos se debió conocer la operación detalladamente participando activamente en las diferentes actividades rutinarias. Fue indispensable la recopilación de información basada en las experiencias vividas del personal de la compañía y de igual manera se tuvo en cuenta las recomendaciones de los principales proveedores de Petrosantander Colombia para el mejoramiento en la calidad de los servicios.

Toda la información recopilada fue estudiada y ordenada para diseñar los programas operacionales y así cumplir con las expectativas de la empresa Operadora.

Este proyecto cuenta con 11 programas operacionales donde podemos encontrar en cada uno de ellos la información concerniente al desarrollo paso a paso de la actividad, el cuidado de los materiales, las herramientas necesarias y recomendaciones de seguridad.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingeniería Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Herney Delgado Martínez, Ingeniero de petróleos

ABSTRACT

TITLE: WORKOVER AND WELLSERVICES PROGRAM DESIGN FOR THE PAYOA FIELD OPERATED BY THE PETROSANTANDER COLOMBIA COMPANY*

AUTHOR: VICTOR ALEJANDRO CLAVIJO SALAZAR**

KEYWORDS: WELLSERVICES, WORKOVER, OPERATIONAL PROGRAMS

DESCRIPTION:

In the oil industry workover and wellservices activities are one of the practices that presents the greatest operational and accident risk for personnel, equipment and tools. These risks in most cases have caused accidents and incidents that have generated both economic and human losses.

The standardization of routine operations is a vital tool to mitigate the risks associated with the workover and wellservices activities in addition to helping to develop a job in the most efficient way possible.

For the standardization of the work, it was necessary to know the operation in detail by participating actively in the different routine activities. The collection of information based on the experiences of the company's personnel was indispensable and the recommendations of the main suppliers of Petrosantander Colombia were also taken into account in order to improve the quality of services.

All the information collected was studied and ordered to design the operational programs and thus meet the expectations of the Operator.

This project has 11 operational programs where we can find in each of them the information concerning the step-by-step development of the activity, the care of the materials, the necessary tools and safety recommend

* Graduation project

** Facultad de Ingeniería Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Herney Delgado Martínez, Ingeniero de petróleoos

INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera las actividades de workover y wellservices son una de las prácticas que presenta el mayor riesgo tanto operacional como de accidentalidad para el personal, los equipos y herramientas. Estos riesgos en la mayoría de los casos han causado accidentes e incidentes que han generado pérdidas tanto económicas como humanas. La estandarización de las operaciones rutinarias es una herramienta de vital importancia para mitigar los riesgos asociados a las actividades de workover y wellservices además de ayudar a desarrollar un trabajo de la manera más eficiente posible.

En los últimos años en Petrosantander, Colombia, se han generado diferentes situaciones relacionadas a las malas prácticas operacionales y a la no estandarización de la operación o desconocimiento de los riesgos inherentes a las operaciones rutinarias, produciendo tiempos no productivos, los cuales son causantes de pérdidas económicas a la compañía operadora.

Este proyecto de grado considera que la normalización de las operaciones de Wellservices y Workover garantiza un trabajo con mayor eficiencia y asegura que el personal realice todas las operaciones de manera estandarizada previniendo los tiempos no productivos ocasionados por accidentes e incidentes, daños en materiales y herramientas o la falta de recursos. De igual manera se hace énfasis en la mitigación de los riesgos asociados a las malas prácticas operacionales y la divulgación de las recomendaciones de los fabricantes que actualmente figuran como proveedores de Petrosantander.

Para el desarrollo de los diferentes procedimientos fue indispensable el trabajo en campo, la recopilación de información basada en la experiencia del personal y su posterior confirmación a través de la participación activa en las diferentes operaciones lo cual permitió, a su vez, la identificación de los riesgos asociados y su mitigación.

1. GENERALIDADES DE LA EMPRESA

1.1 RESEÑA HISTÓRICA¹

La primera empresa petrolera canadiense que hace presencia en Colombia es City Services Petroleum Corporations quien firmó un contrato especial en diciembre de 1955, llamado Carare Las Monas, este contrato consideraba la exploración y desarrollo del bloque del mismo nombre “Las Monas” situados a 20 minutos del Municipio de Sabana de Torres.

En 1995 un grupo de inversionistas decidió a través de Petrosantander Colombia Inc, recibir la operación en los campos Payoa, Salinas y Corazones. En estos campos la compañía ha venido adelantando proyectos de exploración y explotación de crudo, gas natural y sus derivados (Propano, Butano y Gasolina natural).

El contrato Las Monas tiene particular importancia, pues prácticamente fue el precursor del contrato de asociación moderno. En la actualidad, cuenta con los campos Payoa, La Salina, Corazón-Monas, que hoy todavía producen cerca de 2500 barriles de crudo por día y 18 millones de pies cúbicos de gas, y Aguas Claras, que se encuentra agotado. A diciembre de 1998, se estimaban unas reservas remanentes de 4,27 millones de barriles de crudo y 53,7 gigapies cúbicos de gas, de un aforo inicial de 107 millones de barriles de crudo y 518,3 gigapies cúbicos de gas, es decir, solo existen un 4% y un 10% de las reservas originales, respectivamente.

¹ Valderrama Gonzalo, Luisa, La presencia de las empresa petroleras en Colombia

Al momento de la terminación del contrato Las Monas, el 14 de diciembre de 2005, el país recibiría un yacimiento completamente agotado, sin embargo, un potencial de hidrocarburos no explotado pudo continuar bajo la operación de Petrosantander, con otro tipo de contrato en esta área, como el Contrato de Riesgo Compartido y no revertir a la Nación, es así como Petrosantander (Colombia) Inc. Continúa operando el campo de una manera económicamente sostenible.

La compañía Petrosantander es un consorcio conformado originalmente por las siguientes empresas: Magdalena y Saba (que posee cada una el 30%); Petrosán (que posee el 15%) y Ecopetrol (el 25%).

Actualmente Petrosantander sigue operando los campos Payoa, Salinas, Corazones con una participación del 70% y 30% de Ecopetrol. El campo “El Piñal” de los pozos Liebre 1 y liebre 2 Petrosantander se hace cargo en un 100% de la operación.

1.2 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

1.2.1 Misión Petrosantander (Colombia) Inc., es una compañía con amplia experiencia en la explotación de campos petroleros maduros, orgullosos de la excelente reputación técnica y de su capacidad para optimizar los costos operativos.

Está enfocada en maximizar la producción de hidrocarburos, buscando la mayor rentabilidad para sus asociados mediante una operación eficiente, responsable y sostenible; protegiendo el medio ambiente, la salud y bienestar de sus colaboradores.

1.2.2 Visión Consolidarse como la empresa independiente de mayor reconocimiento en Colombia, por la eficiente explotación de campos petroleros maduros de forma responsable con el medio ambiente, con la salud y el bienestar de sus colaboradores.

1.2.3 Políticas de alcohol y drogas De acuerdo con lo previsto en el Código Sustantivo del Trabajo, el Reglamento Interno de Trabajo de la empresa y las demás normas aplicables en materia de Seguridad y Salud en el Trabajo, está absolutamente prohibido consumir alcohol, narcóticos, drogas enervantes o sustancias similares, por parte de los trabajadores de la empresa, durante las actividades laborales, dentro o fuera de la empresa, cualquiera que sea la naturaleza o circunstancia en que éstas se realizaren, sin importar horario o jornada.

Consecuentemente está **absolutamente prohibido** presentarse al trabajo, es decir, ingresar a prestar el servicio con cualquier grado de consumo de alcohol, narcóticos, drogas enervantes o sustancias similares, **por mínimo que éste sea**.

1.2.4 Políticas de seguridad Industrial Petrosantander (Colombia) Inc. Realiza sus acciones de forma que no cause deterioro a los individuos y al ambiente. Este compromiso se lleva a cabo por medio del Sistema de Gestión de Salud, Seguridad y Medio Ambiente (HS&E) que abarca:

- Metas alcanzables generando la mejora continua para buscar cero incidentes y la prevención de la contaminación.
- Participación gerencial tangible, comunicación y entrenamiento que garantice la protección del medio ambiente y la salud de nuestros colaboradores y de las partes interesadas.

- Responsabilidad de la gerencia en asuntos de HS&E y la participación individual de todos los colaboradores.
- Acreditar por parte de todos los colaboradores y partes interesadas, que la seguridad y la protección del ambiente son condiciones de empleo y que son responsables de su propia responsabilidad y la de aquellos a su alrededor.
- Impulsar la cultura en la que parar el Trabajo por motivos de seguridad se aplique eficaz y libremente y se considere como una acción para eliminar y/o controlar los peligros y aspectos de HS&E.
- Incorporación de los criterios de HS&E, inclusive el reconocimiento y el control de riesgos e impactos dentro de las decisiones, planes y negocios de la organización.
- Auditorías frecuentes y revisiones de los sistemas y el rendimiento en HS&E y de sus indicadores clave de rendimiento.
- Gestión efectiva para la implementación de la legislación aplicable, reglamentos y normas relevantes de la industria.
- Suministrar los medios y recursos suficientes para la aplicación de esta política.
- Colocar a disposición de los colaboradores y las partes interesadas la presente política.

Petrosantander (Colombia) Inc. Es una organización responsable comprometida con la salud y la seguridad de los individuos y con la protección del medio ambiente mientras conduce sus actividades sustentables.

1.2.5 Descripción de la empresa En 1995 un grupo de inversionistas decidió a través de Petrosantander Colombia Inc, recibió la operación en los campos Payoa, Salinas y Corazones. En estos campos la compañía ha venido adelantando proyectos de exploración y explotación de crudo, gas natural y sus derivados (Propano, Butano y Gasolina natural).

Petrosantander Colombia Inc es una de las principales fuentes generadoras de empleo y desarrollo en la región, una empresa con responsabilidad social que ejecuta procesos organizados y de máxima seguridad consolidándose como una compañía confiable. Petrosantander realiza sus operaciones bajo políticas de desarrollo integral del recurso humano, protección del ambiente, beneficio social y razonables parámetros de utilidades, buscando garantizar la permanencia del negocio durante la vida productiva de los campos petroleros. Dentro de la estructura organizacional existen diferentes áreas que operan así:

En la casa matriz ubicada en Houston Texas se encuentra el personal directivo, acompañado por un grupo de ingenieros y geólogos que son soporte importante en las decisiones de Colombia.

En el país la compañía tiene sedes en Bogotá donde se ubican las vicepresidencias Financiera y Operativa, los Departamentos de Finanzas, Operaciones y Compras.

En Bucaramanga funciona la gerencia de Talento Humano.

En Barrancabermeja se localiza la estación Terminal Galán, en la cual se reciben por oleoducto, poliducto y gasoducto, productos como: gas, productos licuados del petróleo, se hace control de transporte de los fluidos para entrega final conservando parámetros de operación como presiones y caudales para posterior entrega a refinería.

En campo Payoa se supervisan todas las operaciones directas, se toman las decisiones para solucionar situaciones técnicas y administrativas y se implementan nuevas estrategias para el desarrollo del campo. Bajo su intervención se controla que los procedimientos se ejecuten dentro de las normas de Seguridad Industrial, salud ocupacional y medio ambiente establecidas para mantener una operación segura y sostenible.

Petrosantander a diferencia de la mayoría de las empresas operadoras en Colombia, se encarga de todas las áreas requeridas para la extracción del hidrocarburo como son:

- **Producción:** Área encargada de optimizar y maximizar la producción de crudo y gas de los pozos. Además de estar a cargo del proceso para la entrega final del producto bajo especificaciones de venta, también busca alternativas de mejoramiento de los procesos optimizando los recursos.
- **Ingeniería de producción:** Encargada de estudiar los pozos con el fin de seleccionar el método de levantamiento artificial más eficiente y que se adapte a las condiciones particulares de cada uno de ellos analizando los históricos de producción y problemas de levantamiento para combinar la experiencia con la aplicación de nuevas tecnologías.
- **Perforación y Workover:** Área encargada de la planificación y ejecución de los trabajos de workover, wellservices y perforación incluidos las áreas de geología, fluidos de control de pozo, transporte y generación de electricidad.
- **Civil y Ambiental:** Este departamento se encarga de ejecutar todas las obras civiles para instalación de equipos necesarios para el desarrollo de las operaciones tales como bases de concreto, logística en campamento y lo relacionado con la construcción de las localizaciones de los futuros pozos a perforar establecidos en cada campaña. También está a cargo de la adecuación

de vías, contingencias ambientales como atención de derrames, trabajos de mantenimiento y arreglos en las diferentes localizaciones del campo. Además vela por hacer cumplir las políticas y normas ambientales bajo las normas estipuladas por el estado colombiano.

- **Planta de Gas:** Petrosantander es una de las pocas empresas en Colombia que cuenta con una planta de procesamiento de gas dentro del campo, la cual tiene como fin refinar y extraer la mayor cantidad de productos blancos (Propano, Butano y Gasolina Natural), dejar el gas residual en especificaciones para la entrega a refinería y posterior comercialización.




2. OPERACIONES DE WORKOVER Y WELLSERVICES

2.1 INSTALACIONES Y EQUIPOS DE WORKOVER Y WELLSERVICES

En la realización del mantenimiento y reacondicionamiento de pozos es necesario contar con un conjunto básico de equipos que tiene una función en específico dentro de las operaciones de workover y wellservices. Estos equipos lo veremos a continuación:

2.1.1 Rig de workover y Wellservices: Petrosantander cuenta con dos Rigs de workover y wellservices, los cuales están compuestos por un vehículo o cargador autopropulsado, el sistema de levantamiento, el sistema hidráulico y el sistema neumático. El sistema de levantamiento está conformado por el malacate principal, el malacate del suabo, el bloque corona, el bloque viajero y gancho, además los cables de operación, (figura 1). Este sistema también incluye el winche principal y el auxiliar que son usados para elevar herramienta hacia la mesa de trabajo.

Figura 1. Sistema de levantamiento

 <p>Bloque viajero</p>  <p>Malacate</p>  <p>Corona</p>	<ul style="list-style-type: none">* Bloque Viajero y Gancho: Se encarga de soportar la carga que está dentro de la torre mientras se mete o se saca del agujero.* Los Malacates: Son tambores en los que se enrollan los cables de perforación, sirven de centro de distribución de potencia para el sistema de izaje y el sistema rotatorio.* El cable de perforación: Es un cable de acero grueso, enlaza otros elementos del sistema de levantamiento como corona y bloque viajero.* Corona: Es un arreglo de poleas montado en vigas en el tope de las torres de perforación.
--	--

Fuente: VERGARA, Jorge Orlando y GARCIA, Gabriel Fernando. Gestión de mantenimiento para equipos de workover de la empresa STS de los Andes S.A. Trabajo de grado de Ingeniero Mecánico. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica, 2010.

La unidad consta de una cabina plana de un solo puesto, todos los controles del vehículo se encuentra en ella. El panel de control de la torre se encuentra en la base de esta.

El sistema de potencia consta de un motor Diésel, con una transmisión semiautomática, que por medio de una caja de transferencia puede proporcionarle potencia tanto a los malacates como al cargador.

El Rig de la empresa posee una torre telescópica de dos secciones con la plataforma del encuellador (encuelladero) que se despliega automáticamente a medida que la torre es izada.

2.1.2 Planta eléctrica: Son generadores acoplados a un motor Diésel, la cual brinda energía eléctrica a los containers, a la torre, y a la localización. Petrosantander cuenta con dos plantas eléctrica una independiente y otra que esta acoplada al acumulador del preventor.

2.1.3 Trailers o Casetas: Su número varía dependiendo del tipo de operación que se está desarrollando, en Workover y Wellservices el número varía entre uno y tres. Los trailers son utilizados para brindar protección y refugio tanto al personal como a las herramientas y equipos.

2.1.4 Power Swivel: Los equipos de workover y wellservices no cuenta con una mesa rotaria y por esta razón es necesario instalar un sistema de rotación independiente a la unidad básica la cual puede ser instalada en la torre, de ser necesaria, para brindar movimiento circular a la sarta de tubería permitiendo la circulación de los fluidos. Las operaciones donde se hace necesario el uso de esta herramienta son las moliendas y la limpieza de arena por circulación debido a que es indispensable rotar la sarta de tubería.

2.1.5 Frac tank: En toda operación de workover y wellservices es necesario contar mínimo con dos tanques abiertos aforados. En uno es almacenado el fluido de trabajo que es utilizado para controlar el pozo y el otro para recibir los fluidos provenientes del pozo.

2.1.6 Acumulador: Es el encargado de proporcionarle la energía hidráulica al preventor, es decir tiene como función abrir o cerrar el preventor. Este está conformado por un número de botellas cargadas con nitrógeno que normalmente se encuentra a 1000 psi, un motor eléctrico que acciona una bomba para presurizar el sistema de aceite y un sistema oloneumatico adicional en caso que falla el motor eléctrico.

2.1.7 Poor boy y choke manifold: El choke Manifold es un sistema de válvulas tipo aguja, las cuales son usadas para controlar la presión del pozo cuando las preventoras se encuentren cerradas durante un reventón o patada de pozo. El poor boy básicamente es un separador bifásico el cual permite aislar el gas que sale del pozo del hidrocarburo líquido y dirigir el gas hacia la tea donde se quemará y el líquido hacia los tanques de almacenamiento.

2.1.8 Preventor o BOP (Blow out Preventor): Son en esencia un sistema de válvulas que permite el cierre del pozo ya sea parcial o total. Son usadas cuando las presiones de formación son lo suficientemente altas para generar una patada de pozo y poder recobrar el control del reservorio. Son de vital importancia ya que brinda seguridad al equipo y al personal por lo que deben ser inspeccionadas y probadas rigurosamente antes de ser instaladas.

La BOP de workover está compuesta por dos cámaras una superior y otra inferior. En la cámara inferior normalmente se instalan los arietes ciegos o de corte los cuales dan un sello total al pozo. En la cámara superior se instalan los arietes de tubería los cuales permiten cerrar el espacio anular del pozo.

2.1.9 Llaves Hidráulicas En las operaciones de workover y wellservices se utilizan dos tipos diferentes de llaves hidráulicas que son para varilla o para tubería. Estas llaves son utilizadas para facilitar el desarme y arme de la sarta de tubería y de varilla. Además permite culminar el trabajo en menor tiempo y con mayor eficiencia. Otra ventaja del uso de las llaves hidráulicas es que proporcionan un torque adecuado a las uniones de la tubería y de varilla permitiendo un servicio más eficiente.

2.1.10 Bombas En toda operación de workover y wellservices es indispensable contar con una bomba de lodos con la suficiente capacidad y las características necesarias para satisfacer las necesidades de la operación. Petrosantander cuenta con dos tanques bombas, es decir son bombas triplex tipo pistón acopladas a un tanque donde se almacena el fluido a bombear.

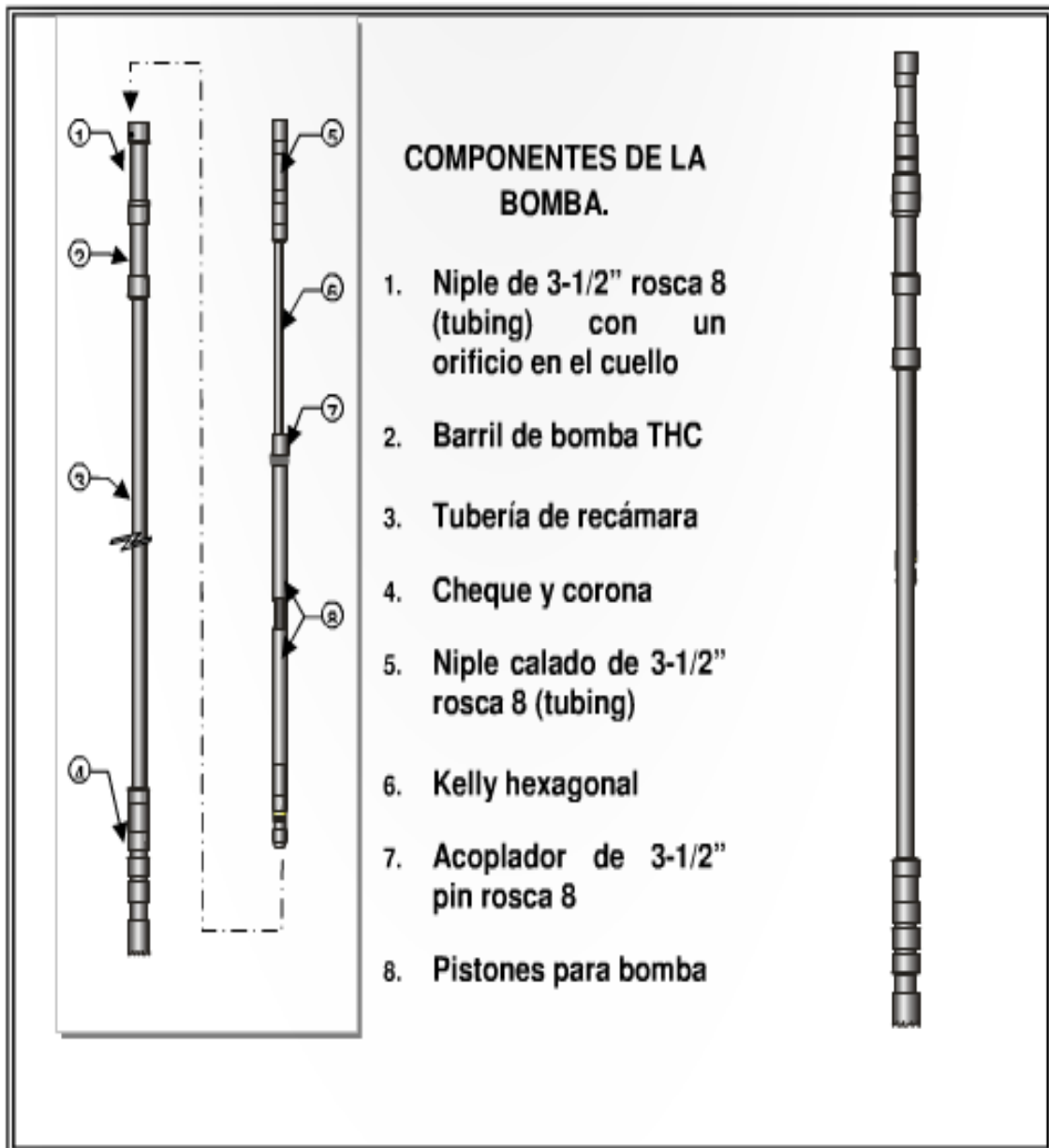
2.2 LAVADO DE ARENA

Las formaciones poco consolidadas son productoras de arena debido a que el fluido arrastra los sólidos desde el yacimiento hacia el pozo. La presencia de arena siempre ha causado diferentes problemas y su severidad ha dependido de la cantidad de arena producida, ya que a mayor producción de arena los problemas generados por esta ocurren con mayor frecuencia y son más serios. Los problemas más comunes ocasionados por la arena son: Taponamiento de la tubería de producción generada por puentes de arena, daños en las bombas de subsuelos debido a la acumulación de sólidos en la bomba, pegas de tubería debido a la acumulación de esta en el fondo del pozo y disminución en la producción debido a la obstrucción de los perforados ocasionada por la acumulación de sólidos.

Debido a los diferentes problemas generados por la arena se han desarrollado diferentes métodos y herramientas para el lavado. La elección del método depende de las condiciones del pozo. Los métodos de limpieza más comunes son la circulación ya sea en directa o en reversa o el uso de bombas desarenadoras de accionamiento mecánico y estas son bajadas con la sarta de tubería.

El método más usado para la limpieza de arena del fondo del pozo ha sido el uso de bombas desarenadoras, debido a que proporcionan una limpieza más duradera, ya que los sólidos no retornan de nuevo a la formación y no requieren equipos adicionales como bombas en superficie o la instalación de una power swivel. Este método es recomendado para formaciones que toman demasiado fluido y el nivel de fluido permanece bajo, es decir para pozos donde la limpieza por circulación no es eficiente.

Figura 2. Componentes de la Bomba



FUENTE MAYORCA HENRY, Andres, Instructivo limpieza de arena en pozo petroleros, corporación institucional del petróleo, Villavicencio Meta 2009

2.2.1 Causas del Arenamiento En yacimientos poco consolidados, los granos de arena suelta son movilizados a ciertos niveles de caída de presión, velocidades y viscosidad del fluido². Una parte de estos sólidos arrastrados son acumulados en el fondo del pozo y otra es producida junto con el fluido erosionando los tubulares del fondo del pozo y las bombas de subsuelo, pudiendo causar daños serios en el pozo además de daños ambientales y personales.

Hay diversos factores que influyen en la producción de arena como son: la cohesión de la roca, presión de poro, y la velocidad crítica. La cohesión es influenciada por la cementación y la matriz de la roca. Las rocas con buena cementación y consolidadas son mucho más resistentes que aquellas que son pobremente cementadas y no consolidadas, las cuales liberan granos más fácilmente. La presión de poro es la presión a la cual está confinado el fluido dentro de los poros de la roca. Una vez que este fluido es desplazado ocurre una caída de presión por lo tanto se genera un aumento en los esfuerzos efectivos en torno al pozo y si tales esfuerzos exceden la resistencia de la roca esta fallará pudiendo producir arena³.

Cuando el fluido viaja a través del yacimiento hacia el pozo se puede producir en la roca una falla por tracción debido a que el flujo viaja a una velocidad alta lo cual arrastra los granos de arena no cementados. A esto se le llama velocidad crítica. El fluido alcanza su mayor velocidad en la cara del pozo debido a que la caída de presión es mayor.

² Métodos prácticos de manejo de la producción de arena, Oilfield review summer (2004)

³ Métodos prácticos de manejo de la producción de arena, Oilfield review summer (2004)

2.3 CEMENTACIÓN

La cementación consiste en dos operaciones principales. Cementación primaria es el proceso en el cual se coloca una lechada de cemento al espacio anular que existe entre el casing o tubería de revestimiento y la formación. La cementación secundaria es usada para aislar zonas y remediación⁴.

La cementación primaria es la más importante ya que proporciona el aislamiento zonal lo que impide la comunicación de los fluidos entre las zonas productoras del pozo, bloqueando el escape de los fluidos de las formaciones hacia superficie, además de proteger el revestimiento contra la corrosión generada por los fluidos de formación. Una mala cementación reduce la vida útil del revestimiento debido a que se pueden generar falla por colapso en formaciones plásticas.

La cementación secundaria es utilizada para fines de remediación, aislamiento de zonas y abandono de pozos. En la cementación secundaria se usan dos técnicas diferentes como tapón balanceado y squeeze o cementación forzada.

El tapón balanceado es usado para diversos fines como aislamiento de zonas agotadas, perforación direccional y abandono de pozos secos o agotados. Consiste en bombear una lechada de cemento hasta una profundidad deseada logrando un balanceo hidrostático entre la tubería y el anular.

Cementación forzada o squeeze Consiste en bombear una lechada de cemento y forzarla con presión hidráulica a través de orificios de revestimiento y es usada para remediar zonas donde la cementación primaria no ha sido exitosa y para aislar formaciones.

⁴ Erik B. Nelson Fundamentos de la cementación de pozos, Oil Fiel Review

2.4 OPERACIONES DE SWABEO

La estimulación mecánica es realizada mediante un movimiento ascendente y descendente de la barra de swabo, la cual inicia su recorrido desde la superficie hasta una profundidad de terminada por debajo del nivel de fluido, la cual depende de la tolerancia del cable de swabo y el peso del fluido, luego se recoge el cable hasta que la barra del swabo llegue a superficie. Esto actúa como un pistón arrastrando el líquido desde el fondo hasta superficie en cada recorrido. En cada viaje se disminuye la columna del fluido en el fondo del pozo generando una caída de presión la cual permite el ingreso del fluido de la formación hacia el pozo.

El fluido extraído es almacenado en tanques aforados y se lleva registro de la cantidad de fluido extraído, la profundidad alcanzada por la barra de swabeo y el nivel de fluido encontrado en cada recorrido.

Cada cierto tiempo se revisan las copas de swabeo con el fin de verificar el desgaste y ser cambiadas si es necesario. De esta manera se realizan numerosos recorridos para swabear el pozo, el número de viajes depende del motivo de la estimulación mecánica ya sea para sacar una muestra del fluido del yacimiento o para disminuir el nivel de fluido dentro del pozo. Si en cada viaje de la barra del swabo el nivel de fluido ha descendido, es un indicativo que la formación no está aportando, debido a que la presión hidrostática no permite el paso del fluido de la formación hacia el interior del pozo.

Para realizar la estimulación mecánica generalmente se usa un equipo de swabeo que puede venir junto al equipo de workover y wellservices o como una unidad independiente.

2.4.1 Copas de Swabeo Están hechas de una goma especial resistente a la abrasión y alta flexibilidad, las gomas de swabeo evitan el escurrimiento del fluido y son las encargadas de hacer sello con la tubería. Existen diferentes tipos de copas y son escogidas dependiendo de las características del trabajo, ya sea para carga liviana o pesada, fluidos con sólidos en suspensión o fluidos poco viscosos (Figura 3).

2.4.2 Mandriles Los mandriles aseguran las copas de swabeo a la barra de swabo existen diferentes tipos de mandriles para asegurar cada tipo de goma (Figura 4). Una combinación adecuada de mandriles y gomas garantiza una mayor eficiencia en el trabajo a realizar pero una mala elección del mandril con lleva a que las copas de swabeo se desgasten más rápido de lo esperado lo cual causa un mayor tiempo de swabeo y mayor número de copas utilizadas.

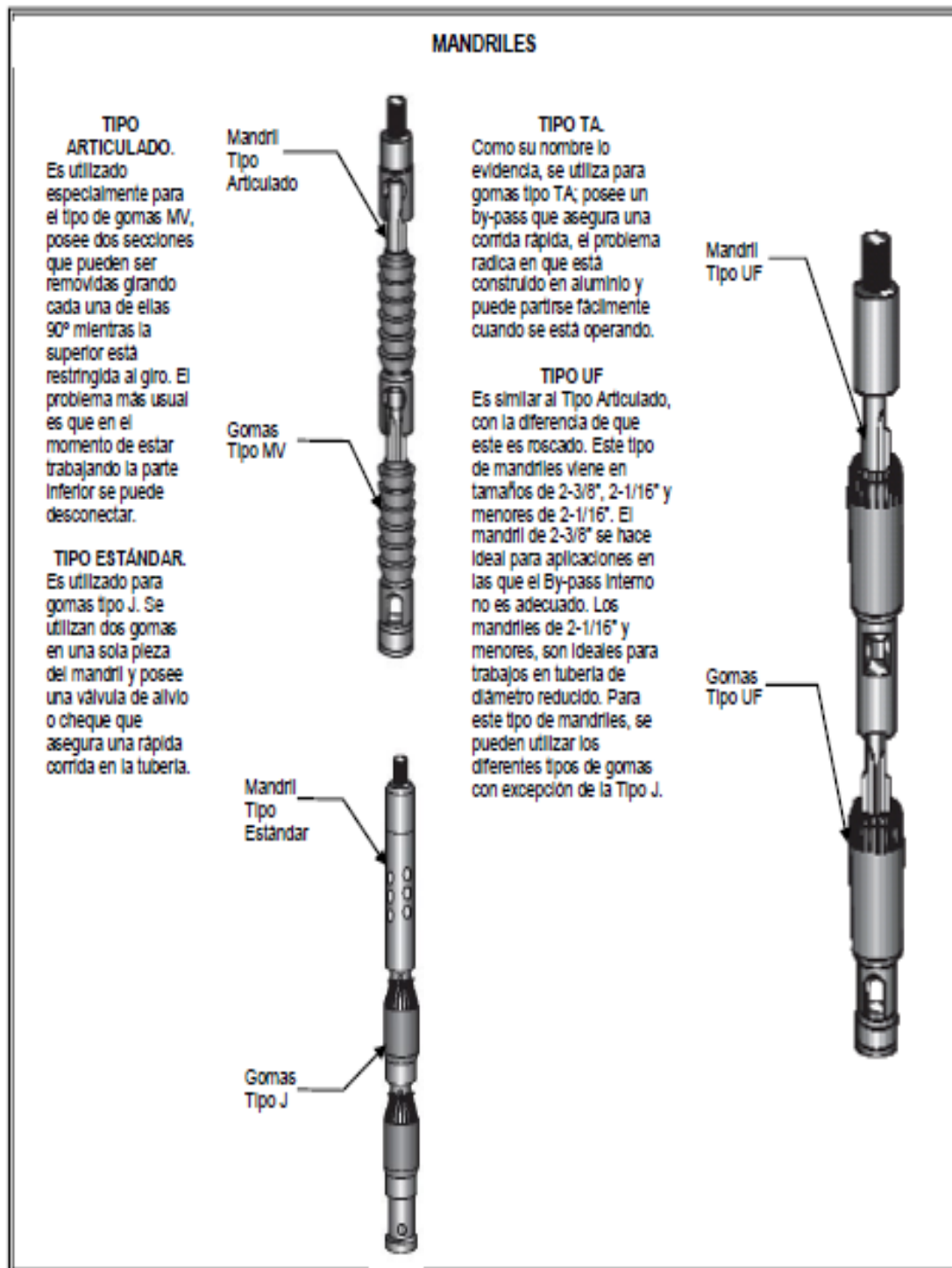
Figura 3. Gomas de suabeo

GOMAS DE SUABEO

<p>TIPO J: es el tipo más utilizado, soporta altas cargas y es recomendado para trabajar a profundidades mayores de 8000 pies, posee un refuerzo de alambre que soporta la carga del fluido. Además da un sello más efectivo.</p>		<p>TIPO MV: se recomienda utilizar este tipo en un fluido que contiene gran cantidad de arena en suspensión, posee 7 juegos de copas que dan un mayor sello; es de notar que la copa superior es más grande y ejerce un sello más efectivo.</p>	
<p>TIPO GW: es una goma de un solo labio, es flexible, resistente a la abrasión y esta reforzada por alambres de acero. Su mayor diámetro le provee mayor garantía de sello en tuberías con superficie interna rugosa o cuyo diámetro no sea parejo a lo largo de la sarta, sin embargo este tipo de gomas se recomienda para trabajos con cargas livianas de fluido.</p>		<p>TIPO UF: posee un refuerzo consistente en alambres flexibles reforzados en acero, lo que le permite mayor versatilidad para trabajos a gran velocidad y con grandes cargas de fluido, aunque también se puede utilizar para cargas ligeras. El reforzamiento de alambres de acero, disminuye el desgaste, prolongando la vida útil de las gomas.</p>	
<p>TIPO TA: la goma está totalmente fabricada de caucho, montada sobre un "bushing" de aluminio, es utilizado para cargas medianas, tiene un diseño especial de labio que posee mayor flexibilidad dando un sello rápido y efectivo.</p>		<p>TIPO TUF: al igual que el UF, este tipo de gomas posee un refuerzo alambres flexibles reforzados en acero, esto la hace muy resistente para trabajar con grandes cargas, pero lo suficientemente flexible para trabajar con cargas livianas. Puede ser utilizada tanto en tubería regular como para tubería de diámetro reducido.</p>	
<p>TIPO V: Esta goma está diseñada para trabajar con fluidos que contienen una elevada concentración de partículas de arena en suspensión.</p>			

Fuete: Ecopetrol S.A

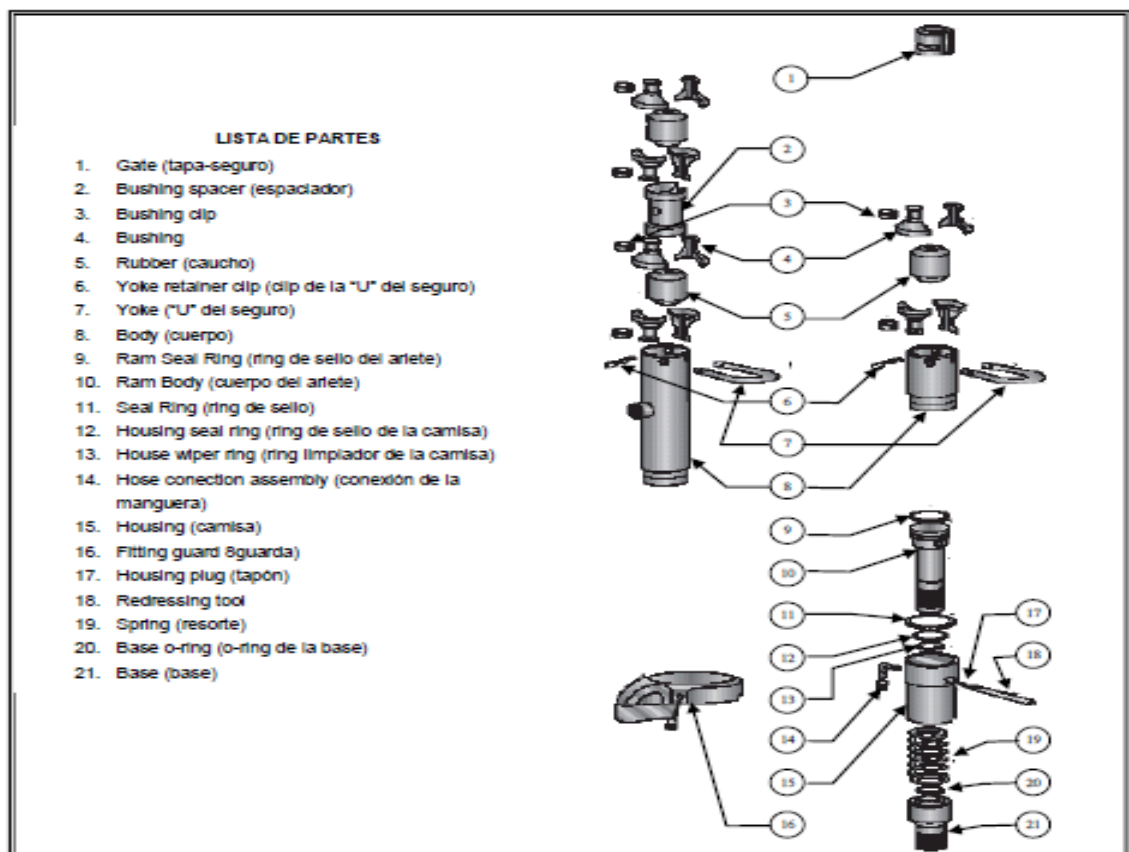
Figura 4. Mandriles



Fuente: Ecopetrol S.A

2.4.3 Lubricador (OIL Saver) Es el encargado de limpiar el cable de swabo a medida que este sale del pozo y evita la pérdida del fluido minimizando la contaminación y los riesgos de explosión e incendio. El corazón del oil saver es el sistema de empaque que tiene en su interior el cual está conformado por un bushing y un elemento de empaque (cauchos), fabricados en una goma especial la cual permite el paso del cable entre las gomas pero no la del fluido extraído. El lubricador actúa con el mismo principio de un pistón, por medio de un juego de bushing, que son accionados con presión suministrada por un gato hidráulico. El bushing comprime los cauchos los cuales hacen un sello constante durante el accionamiento de la herramienta.

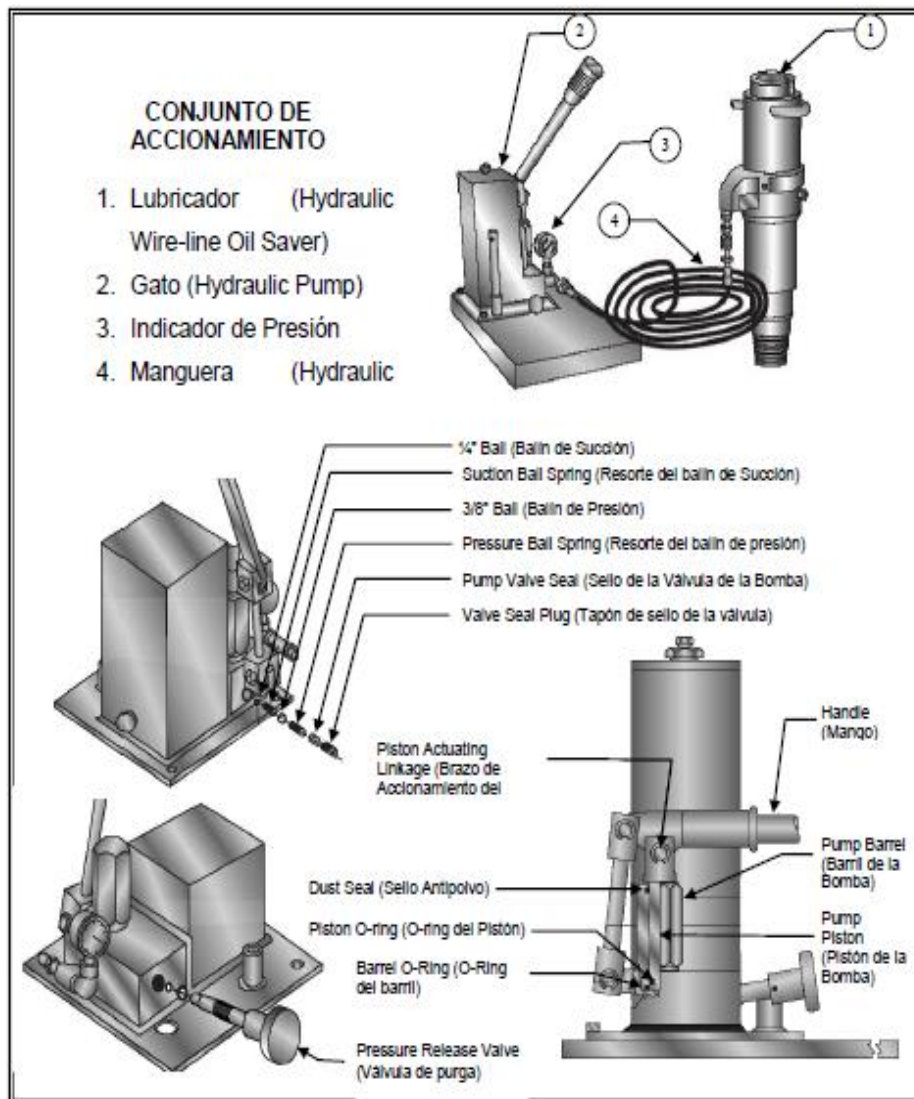
Figura 5. Lubricador



Fuente: Ecopetrol S.A

2.4.4 Sistema de Accionamiento El lubricador es accionado por medio de un “gato” hidráulico que bombea aceite a través de una manguera de 40 a 50 pies de longitud hasta el oil saver. La longitud de la manguera permite que el accionado se encuentre retirado de la boca del pozo permitiendo una operación segura.

Figura 6. Conjunto de accionamiento



Fuente: Ecopetrol S.A

2.5 OPERACIONES DE PESCA

Las Operaciones de pesca son todas aquellas actividades que tiene como fin recuperar elementos dejados en el pozo que impiden la ejecución de operaciones posteriores. Estos objetos (pescados) pueden ser cualquier pieza de metal, herramientas manuales, tubería o registros, que pueden haberse perdido, dañado, dejado o atascado de algún modo en el pozo.

Las operaciones de pesca pueden ser necesarias en cualquier momento de la vida productiva de un pozo desde la perforación hasta el abandono. Una operación de pesca se puede generar debido a tres causas básicas como son el error humano, equipos defectuosos y pozos inestables. Para recuperar estos objetos se han diseñado diferentes tipos de herramientas y técnicas las cuales son seleccionadas dependiendo del tipo de pieza a recuperar y las condiciones del pozo.

Las herramientas más comunes utilizadas son las siguientes:

2.5.1 Herramientas de recuperación de escombros

- **Canastas:** Es una herramienta utilizada para recuperar objetos pequeños o trozos de escombros que son demasiado pesados para ser circulados a superficie. La canasta utiliza el fluido de circulación para transportar los detritos desde el fondo. Debido a que el espacio anular es mayor por encima de la canasta la velocidad anular disminuye, por este motivo los detritos se sedimentan y asientan dentro de la canasta.

Figura 7. Junk Basket



Fuente: Como optimizar el arte de la pazca, Oil field review Invierno 2012



Fuente:Upside energy service,
http://www.upsideenergy.com/junk_subs.htm

- **Herramientas Magnéticas:** Estas herramientas son utilizadas para recuperar escombros que tenga atracción magnética. La herramienta permite circulación completa y están disponibles en diferentes tipos de diámetros y formas además de tener la capacidad de levantar de 5 a 3000 lbs.

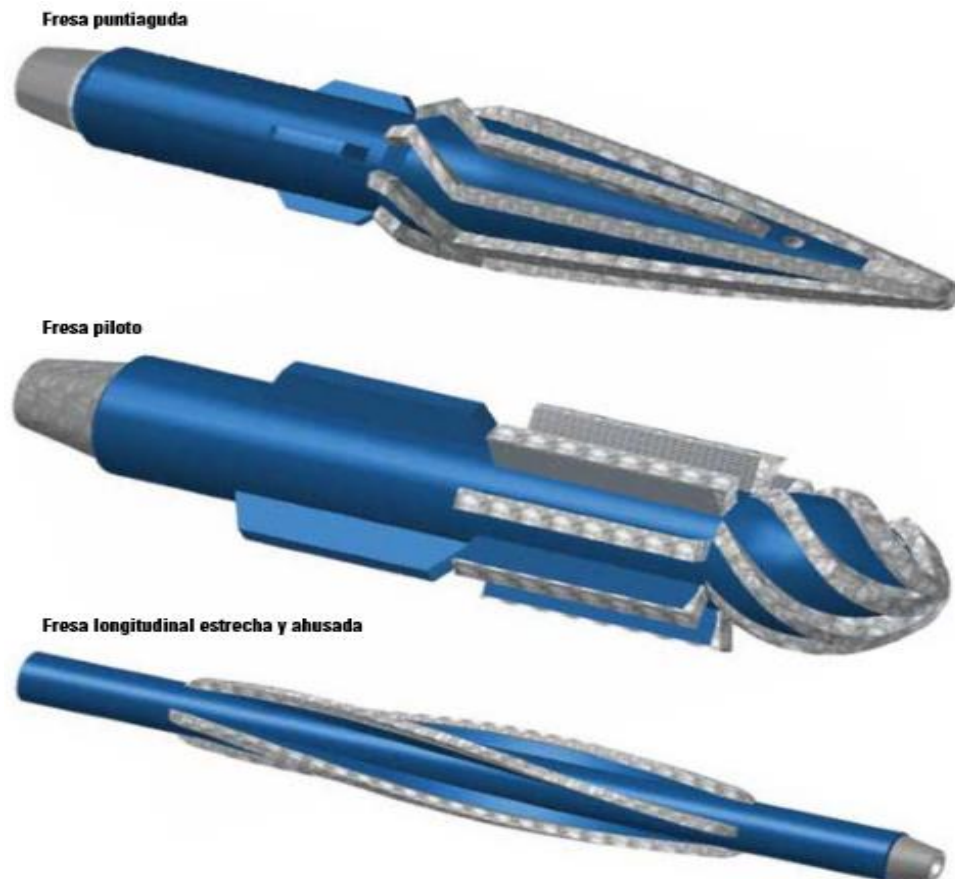
Figura 8. Fishing Magnet



Fuente:DownHole,<http://www.dhoiltools.com/fishingmagnets.html>

2.5.2 Herramientas de fresado Son herramientas con superficies extremadamente resistentes cortantes y duras las cuales se encuentran disponibles en una amplia gama de variedades y son utilizadas para limar o triturar la superficie superior del objeto atrapado preparando la pieza para que se adapte a una herramienta de pesca. También son usados para moler collares flotadores, tapones puentes y retenedores. Los detritos generados por la molienda son posteriormente recuperados por una canasta o por imanes.

Figura 9. Herramientas de fresado



Fuente: Como Optimizar el arte de la pesca, Oil Field review 2012

2.5.3 Herramientas de Agarre externo Son herramientas que recuperan el pescado mediante el agarre de la superficie de la pieza y están diseñadas para enganchar, empaquetar y recuperar columnas de perforación o collares partidos. Existen diferentes tipos de herramienta de agarre externo las cuales podemos encontrar: Pescante de agarre externo (overshot), pescante de agarre corto (short catch), pescante tipo tarraja hembra (Die collar) y son utilizadas cuando el espacio anular es suficientemente amplio para operarlas.

El overshot es la herramienta más utilizada y se instala al final de la parte inferior de la tubería. Un tazón helicoidal ahusado aloja una mordaza utilizada para asegurar la parte externa de la pieza y poder recuperarla. También existen overshot usados para la pesca de varilla y es bajada normalmente con la sarta de varilla.

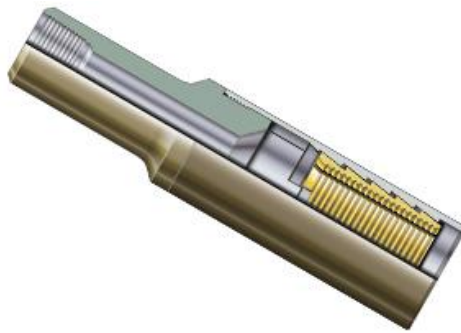
Figura 10. Over shot



Fuente: Como Optimizar el arte de la pesca, Oil Field review 2012

El pescante de agarre corto es un overshot modificado y es usado cuando los puntos de pesca tiene una longitud critica (la longitud del pescado no es la suficiente para que un overshot la pueda asegurar). Esta herramienta se encuentra compuesta únicamente por un bowl y un top sub. El Bowl internamente es cónico con espirales y al momento de la tensión este se contrae asegurando la pieza a recuperar.

Figura 11. Short Catch Tubería



Fuente: Logan oil

toolsOilhttp://www.loganinternationalinc.com/logan_oil_tools_fishing_tools_external_catch.html

Figura 12.Short catch para varilla



Fuente: Logan oil

toolsOilhttp://www.loganinternationalinc.com/logan_oil_tools_fishing_tools_external_catch.html

Pescante tipo tarraja hembra es una herramienta de agarre externo de forma cónica en donde su parte más ancha se encuentra al final y va disminuyendo su diámetro hasta la parte superior. Su configuración interna en forma de tarraja le permite atrapar pescados con diámetros no definidos. Existen dos tipos de die collar tipo A el cual no se le puede adaptar campanas y el tipo B el cual posee una rosca al final para instalar una campana.

Figura 13. Die Collar

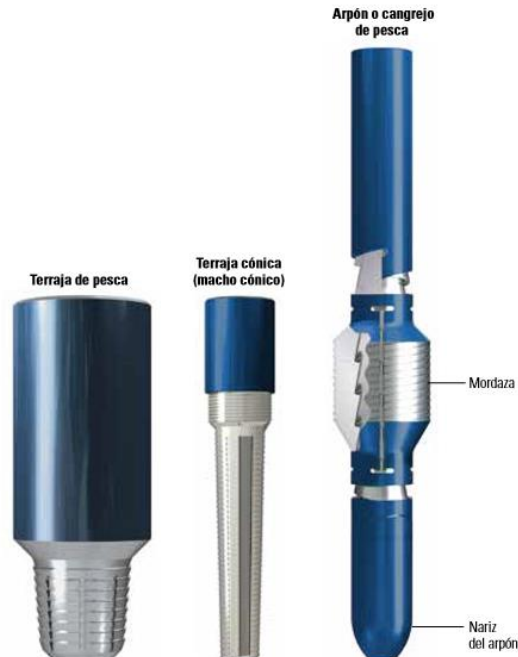


Fuente: Fuente: Como Optimizar el arte de la pesca, Oil Field review 2012. 12 p.

2.5.4 Herramientas de agarre interno Son herramientas de pesca que aseguran la pieza a través del diámetro interno y son usadas cuando las herramientas de agarre externos no son las adecuadas para la recuperación. Entre estas herramientas se encuentra el pescante tipo arpón (spear) y el rabo de rata (taper tap) además de otras herramientas de agarre interno que puedan ser diseñadas para una situación especial de pesca.

El pescante interno (rabo de rata) es un macho de tarraja o simplemente un macho cónico diseñado para deslizarse en el interior del pescado y hacerle muesca con el torque de la sarta de pesca con la ayuda de la mesa rotaria o de una power swivel. Una vez la herramienta pescante asegura el pescado no se podrá liberar hasta que esté en superficie.

Figura 14. Herramientas pesca interna



Fuente: Como Optimizar el arte de la pesca, Oil Field review 2012

2.5.5 Herramientas de corte Son aquellas herramientas utilizadas para cortar tubería que se encuentra atrapada. Estas se clasifican en herramientas de corte internos y herramientas de corte externo.

Herramienta de corte interno existen diferentes variedades según el fabricante. Estas se introducen en la tubería y una vez alcanzada la profundidad a la cual se quiera realizar el corte se opera girando hacia la derecha para que el cono de cuña impulse las cuchillas hacia arriba y afuera adhiriéndose a la tubería. Al momento que las cuchillas se encuentran abiertas se le aplica peso y rotación hacia la derecha para iniciar el corte de la tubería y al finalizar el corte se le aplica tensión a la tubería haciendo que las cuchillas se contraigan y así poder liberar la herramienta.

2.5.6 Martillos La operación de martilleo es la transferencia dinámica de la energía de deformación almacenada en la sarta de perforación a un dispositivo (martillos). Los martillos son usados para proporcionar golpes a la tubería pegada y así liberarla. Estos se encuentran instalados directamente por encima de la herramienta de pesca ya sea una de agarre interno o externo.

Los martillos están clasificados según su función y el método de accionamiento. Podemos encontrar martillos hidráulicos y mecánicos los cuales funcionan de forma similar pero se diferencian en sus mecanismos de disparo. El martillo mecánico es accionado por una serie de resortes trabas y rodillos con mecanismos de liberación. Se disparan hacia arriba con una fuerza de tensión predeterminada o hacia abajo con una fuerza de compresión predeterminada. La activación de los martillos depende es de la carga y no del periodo de tiempo, es decir son activados debido a la carga a la cual estén sujetas.

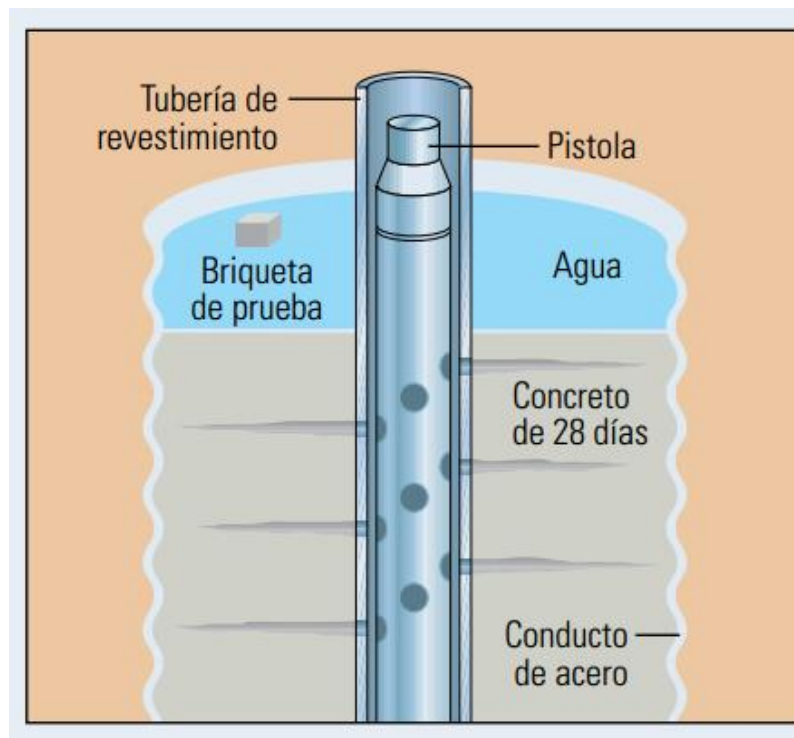
Los martillos hidráulicos incrementan las cargas de impacto ya que estos no están limitados por los mecanismos de enganche de los martillos mecánicos. Estos martillos funcionan utilizando un pistón que avanza a través de una restricción en un depósito de fluido hidráulico del mecanismo de disparo. Cuando se le aplica tensión o compresión en la presión determinada los fluidos de alta tensión se comprimen y pasan hacia el lado de baja presión a través de un orificio entre los depósitos. Debido a que el orificio genera una obstrucción entre los depósitos permite el almacenamiento de energía en la barra de perforación. La secuencia de tiempo y la fuerza con que se dispara el martillo determina la magnitud de tensión o la compresión aplicada.

2.6 CAÑONEO

El cañoneo es el procedimiento en el cual se rompe el revestimiento del pozo para crear canales preferenciales los cuales conectan la formación productora con el pozo y el fluido pueda fluir hacia el interior de este para crear estos canales se utiliza una herramienta llamada “cañón” la cual contiene explosivos en diferentes configuraciones y proporciona la energía necesaria para perforar el revestimiento hacia la cara del yacimiento.

Actualmente existen tres tipos diferentes de cañoneo: Tipo bala, tipo chorro e hidráulico los cuales veremos con mayor profundidad a continuación.

Figura 15. Cañoneo



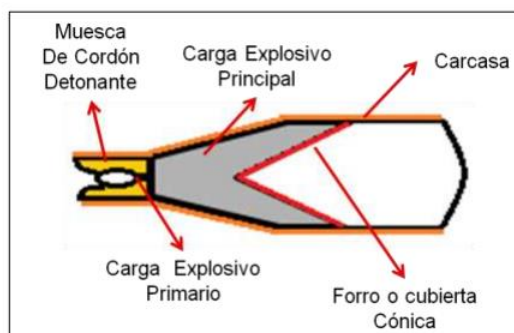
Fuente: Operaciones de Disparo, cuando la falla es el objetivo, Oil field review otoño del 2009

2.6.1 Tipo Bala En 1932 se comenzó a utilizar los cañones tipo bala los cuales son bajados mediante un cable y tienen el mismo principio de funcionamiento de un arma de fuego. El caño es cargado con un explosivo y una bala que al enviar una señal desde superficie se acciona el explosivo lanzando la bala a través del revestimiento hacia la cara de la formación. Este tipo de procedimiento ha sido sustituida por el cañoneo tipo chorro debido a los problemas asociados a daño en la formación. Un daño común generado por el uso de esta técnica es debido a que la bala al perforar la formación queda atrapada en esta, disminuyendo el tamaño de los canales por los cuales el hidrocarburo fluye.

Este tipo de cañón disminuye la penetración debido a la dureza de la formación o del revestimiento, por este motivo actualmente es usado para formaciones blandas y quebradizas.

2.6.2 Tipo chorro Es la técnica más utilizada en la actualidad debido a su versatilidad y es más amigable para la formación. Este cañón utiliza explosivo de alta potencia con cargas moldeables con una cubierta metálica las cuales pueden ser seleccionadas dependiendo de las características de la formación a cañonear. La herramienta puede ser bajada con guaya mecánica, eléctrica o con la tubería de trabajo.

Figura 16. Bala cañón tipo chorro



Fuente: scribd-baleo y Punce. <http://scribd.com>

2.6.3 Cañón tipo hidráulico Se utiliza un fluido a alta presión que es bombeado a través de un arreglo de orificios direccionando el fluido hacia el revestimiento y el cemento. Los canales generados por esta técnica son limpios y con poco daño, Aunque es la técnica que genera menos daño a la formación no es la más utilizada debido a que el procedimiento de cañoneo es lento y tiene un costo de operación bastante alto comparado con las otras técnicas.

3. IDENTIFICACION DE RIESGOS

3.1 GENERALIDADES

En toda operación en cualquier industria es de vital importancia llevar acabo una evaluación de riesgos antes de cada trabajo con el fin de mitigar los potenciales peligros que pueden afectar el medio ambiente y la salud de los operarios. Para la evaluación de riesgos se deben tener en cuenta unos conceptos básicos que veremos a continuación

3.1.1 Accidente⁵

Según la ley 1562 del 2012 Art 3 define accidente como: *todo suceso repentino que sobrevenga por causa o con ocasión del trabajo y que produzca en el trabajador una lesión orgánica, una perturbación funcional o psiquiátrica, una invalidez o **la muerte**.*

Es también accidente de trabajo aquel que se produce durante la ejecución de órdenes del empleador o contratante durante la ejecución de una labor bajo su autoridad, aún fuera del lugar y horas de trabajo. Igualmente se considera accidente de trabajo el que se produzca durante el traslado de los trabajadores o contratistas desde su residencia a los lugares de trabajo o viceversa, cuando el transporte lo suministre el empleador.

También se considerará como accidente de trabajo el ocurrido durante el ejercicio de la función sindical aunque el trabajador se encuentre en

⁵ COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPUBLICA. Ley 1562 (11, Julio, 2012). Por la cual se modifica el sistema de riesgos laborales y se dicta otras disposiciones en materia de salud ocupacional. Artículo 3.

permiso sindical siempre que el accidente se produzca en cumplimiento de dicha función.

De igual forma se considera accidente de trabajo el que se produzca por la ejecución de actividades recreativas, deportivas o culturales, cuando se actúe por cuenta o en representación del empleador o de la empresa usuaria cuando se trate de trabajadores de empresas de servicios temporales que se encuentren en misión.

3.1.2 Incidente Según la norma OHSAS 18001 establece los requisitos mínimos de las mejores prácticas de gestión y seguridad en el trabajo y define Incidente como:

El suceso o sucesos relacionados con el trabajo en el cual ocurre o podría haber ocurrido un daño, o deterioro de la salud (sin tener en cuenta la gravedad), o una fatalidad”⁶

Es decir el incidente es el “casi” donde no se presentó daños a la salud, una ocurrencia peligrosa. Un golpe en el casco por una herramienta que no genere daños personales al trabajador es considerado como un incidente, debido a que es una ocurrencia peligrosa pero el trabajador no se ve afectado por esta.

Los Incidentes y accidentes son multicausales, en otras palabras, ocurren por la coincidencia de diversos factores por lo tanto las medidas de prevención deben ser dirigidas a las distintas causas.

⁶ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN. Sistema de gestión en seguridad y salud ocupacional. OHSAS 18001. Bogotá DC. 2007. 2-3 p.

3.1.3 Riesgo El riesgo es la incertidumbre que afecta negativamente al bienestar de la gente. En forma generalizada es una medida de la variabilidad de los posibles resultados que se pueden esperar de un evento, toda situación riesgosa es incierta pero puede haber incertidumbre sin riesgo.

En términos técnicos es una condición existente que puede generar efectos negativos al bienestar de la gente o el medio ambiente. El riesgo no siempre produce accidentes pero puede llegar a causarlos.

- **Factores de Riesgos:** son toda aquella condición y acción que puede generar un accidente y esto lo podemos clasificar en condiciones inseguras y actos inseguros.
- **Condiciones Inseguras:** Son las Instalaciones, equipos de trabajo, maquinaria y herramientas que no están en condiciones de ser usados y de realizar el trabajo para el cual no fueron diseñadas o creadas⁷ y que generan un riesgo a la o las personas que la ocupan.

Algunos ejemplos de condiciones inseguras

- Derrame de hidrocarburos.
- Sistema eléctrico en malas condiciones.
- Falta de sistemas redundantes (sistema de respaldo).

⁷Natalia Rodriguez, Actos y condiciones inseguras, <http://es.slideshare.net/NataliaRodriguez/actos-y-condiciones-inseguras-12531418>

- **Actos Inseguros** Son las fallas, olvidos, errores o u omisiones que hacen las personas al realizar un trabajo, tarea o actividad y que pudieran ponerlas en riesgos de sufrir un accidente. También se genera al desobedecer prácticas y procedimientos correctos⁸.

Algunos ejemplos de actos inseguros

- El no uso de los diferentes elementos de protección personal (EPP), como guantes gafas, botas y casco.
- Bloquear y quitar equipos de seguridad.
- Sobrecargar carros, plataformas o montacargas.
- Hacer bromas durante el trabajo o jugar dentro de las instalaciones operacionales.
- Omisión de los permisos de trabajo.

⁸ Natalia Rodriguez, Actos y condiciones inseguras, <http://es.slideshare.net/NataliiaRodriguez/actos-y-condiciones-inseguras-12531418>

4. PROGRAMAS OPERACIONALES

El diseño de los programas operacionales se basaron en la identificación y mitigación de riesgos tanto operacionales como para el personal. Cada riesgo identificado fue analizado con el fin de valorar su eliminación o su atenuación de tal forma que implicó la modificación de la operación en su totalidad o tomar las medidas necesarias para que estas sean más seguras. Todas las operaciones fueron estudiadas y analizadas para así generar acciones preventivas y correctivas para cada actividad.

Los diferentes programas cuentan con un listado de herramientas y equipos lo cual permite la preparación previa a la operación y garantiza la totalidad de los recursos para la actividad evitando los tiempos muertos. Además se incluyeron en estos programas medidas de seguridad que, a pesar de su conocimiento, el personal las estaba omitiendo como por ejemplo el sistema de aislamiento seguro (S.A.S) y el uso de los pines de seguridad.

En los programas operacionales de Rig up y Rig down se tuvieron en consideración las recomendaciones de los fabricantes, como la presión de operación de los pistones del levantamiento de la torre, el ángulo óptimo que debe tener la torre al finalizar el izaje y el límite seguro de su levantamiento. Además se mitigaron riesgos de accidentes por caídas de objetos debido al seno producido por los cables del winche auxiliar y principal, estos riesgos se redujeron conservando los cables tensionados durante la operación agregándole suficiente peso para que estos se mantengan bajo tensión. También fueron identificados riesgos de aprisionamientos al momento de instalar y desinstalar los pisos de la torre, estos riesgos fueron mitigados mediante la instalación de empuñaduras en los pisos las cuales permiten una operación segura durante el trabajo. Asimismo se agregó el orden de instalación y posición correcta de los clips en los vientos de la torre.

La actividad de instalación de la BOP se modificó la operación debido a que el trabajo se ejecutaba con el bloque viajero poniendo en riesgo al personal y al equipo al momento de elevar la preventora desde el banco de prueba a cabeza de pozo, por este motivo se modificó el método del levantamiento de la BOP usando un brazo grúa para la operación (Figura 17). De igual forma se modificó los amarres para asegurar la BOP al bloque viajero implementando el uso del gancho de varilla (Figura 18). Además se cambiaron las eslingas usadas para este trabajo y se estableció el uso de la eslinga de 4 puntos que brinda mayor seguridad que una sencilla.

Figura 17. Comparación de la instalada de la BOP. Antes y después.



ANTES



DESPUES

Figura 18. Comparación amarres de la BOP al bloque viajero.



ANTES



DESPUES

En los programas de prueba de preventora se identificaron riesgos asociados a las altas presiones manejadas durante la prueba, para la mitigación de estos riesgos se añadió el uso de un registrador de presión Barton, el cual además de brindar un registro confiable de la prueba de presión de la preventora, permite que este sea instalado a una distancia segura evitando así que el personal se tenga que acercarse a la zona de alta presión para registrarla. Asimismo se resaltó el uso de las guayas anti látigo que es un elemento de seguridad indispensable para cada operación que involucre altas presiones. En estos programas también se incluyeron los tiempos máximos de recarga del acumulador y presiones de trabajo para la prueba al acumulador recomendados por el fabricante para así tener los tiempos y presiones al cual el equipo debe trabajar.

Debido a las diferentes fallas de pozos a causa de rupturas de varilla por pin y coupling asociadas al mal manejo de estas en superficie se implementaron las recomendaciones de los diferentes proveedores de varillas de Petrosantander. En estos programas se incluyen el cuidado del pin y caja de las varillas y el manejo que se le debe dar a cada varilla. Además el paso a paso del torqueado de estas para así tener un ajuste óptimo y generar servicios más duraderos. También se implementaron las recomendaciones para el manejo del cabezal de las bombas PCP como el uso de la base de descanso del cabezal una vez retirada del pozo y los pasos a seguir para el espaciamiento del rotor para finalizar el servicio.

Figura 19. Base para cabezal de PCP.



En las operaciones de parada y bajada de sarta de tubería se tuvieron en cuenta las recomendaciones de los fabricantes en el cuidado del pin y caja de las juntas de tubería, estas recomendaciones fueron adicionadas al programa operacional para dar un mejor servicio y se enfatizó en el correcto uso de la llave hidráulica. También se mitigaron riesgos debido a golpes y caídas ocasionados por el uso de los elevadores cuando el bloque viajero se encuentra en movimiento. De igual manera se agregaron las medidas de seguridad más críticas para resaltar su importancia en la operación y estas no fueran omitidas durante la actividad. También se agregó el aseguramiento de la cuña hidráulica a la BOP para evitar que esta se mueva durante el procedimiento y se resalta el cambio de los insertos de la cuña antes y durante la operación.

En los trabajos de limpieza de arena se identificaron riesgos de pega de tubería debido al enterramiento de esta en el fondo además de pegas generadas por puentes ocasionada por el funcionamiento intermitente de la herramienta, en este programa se resaltó la operación continua de la herramienta para evitar las pegas generadas por puentes de arena, asimismo se tuvo en consideración las diferentes actividades para evitar pegas durante el accionamiento de la herramienta.

En las operaciones de swabeo se identificaron riesgos asociados a enredos del cable de swabeo y ruptura de este debido a la alta tensión, para la mitigación de estos riesgos se incluyó en el programa la profundidad máxima permisible del swabo dentro del fluido. Asimismo se añadió en el programa la toma de un nivel antes de iniciar la operación y tenerlo en cuenta al momento de bajar la herramienta y evitar que esta se enrede al sumergirse en el fluido. Otro riesgo identificado fue el de choque de la barra de swabeo en superficie por este motivo se enfatizó en el programa la importancia de las marcas hechas en el cable del swabo, las funciones del personal durante la operación y el cuidado que se debe tener en pozos de gas.

4.1 ARME Y DESARME DE LA UNIDAD BÁSICA (RIG UP, RIG DOWN)

4.1.1 Objetivo Definir y estandarizar las actividades necesarias para el arme y desarme de los equipos de Workover y Wellservices con el fin de optimizar la operación reduciendo los riesgos del personal, equipo y pozo.

4.1.2 Alcance Este procedimiento debe seguirse cuando se realicen actividades directamente relacionadas con el arme y desarme de los equipos de Workover o wellservices en Petrosantander (Colombia) Inc.

4.1.3 Definiciones

AST (Análisis de Seguridad en el trabajo): Herramienta para la identificación y formulación de controles a los peligros y aspectos ambientales encontrados en cada paso de las actividades de cada área.

Anclaje: Punto seguro al que se le puede conectar un equipo o elemento para evitar su caída.

Dinamómetro: Equipo de medición que sirve para registrar la tensión de un elemento, sus unidades son libra fuerza.

Geomembrana: Elemento utilizado como barrera de superficies en contacto con agentes contaminantes.

Izaje: Levantamiento de cargas.

Malacate: Equipo mecánico que permite envolver y desenvolver el cable de perforación.

Localización: Lugar geográfico donde se encuentran los pozos petroleros

Peligro: Potencial de causar daño.

Pozo: Se refiere a cualquier perforación en el suelo que está diseñada con el objetivo de hallar y extraer fluido combustible.

Rig UP: Armado de Equipo (Ubicación de la Unidad Básica, Parada de torre e izada de 2ª sección).

Topo: Medida de ajuste máximo cuando se está ajustando o apretando una pieza.

Vientos: Guayas con las que se asegura la torre del equipo a los anclajes del piso.

Winche: Equipo hidráulico que transmite potencia a través de un cable para movilizar una carga.

Carro Macho: Vehículo diseñado para el levantamiento de cargas pesadas.

Tecle Mecánico: Herramienta utilizada para tensionar los cables.

Papá: Base metálica usada para apoyar las patas de la torre.

4.1.4 Equipos y Herramientas

- Pines y chavetas de seguridad
- Equipos para trabajo en alturas.
- Dinamómetro
- Llaves y pernos
- Teclé mecánico (señorita mecánica)
- Manilas
- Cadenas
- Herramientas (Llaves Mixtas, Llave de Tubo)
- Carro macho

4.1.5 Medidas de seguridad y protección ambiental

- Todo el personal debe participar de la charla de seguridad y la lectura del AST correspondiente donde se analiza los riesgos de la operación y se reparten funciones durante el desarrollo de la tarea.
- Se debe realizar el check list antes de comenzar la operación verificando que el equipo herramientas y localización se encuentren en orden para realizar la operación.
- La unidad de levantamiento artificial, sistemas eléctricos e hidráulicos que afecten la operación deben apagarse por el personal capacitado e implementar el bloqueo y tarjeteo (S.A.S- Sistema de aislamiento seguro).

- Cerciorarse que todo el personal cuente con el equipo de protección personal (EPP) como guantes, cascos, botas, tapa oídos y gafas.
- Todos los equipos para la ejecución de la operación deben estar en la localización y se debe contar con los elementos de seguridad como equipos de contra incendio cerca de la operación.
- Señalizar las áreas para informar acerca de los peligros existentes.
- Mantener el área de trabajo, limpia y ordenada.
- Usar los equipos y herramientas adecuadas.
- No utilizar joyas o accesorios.
- En las áreas de operación no se debe fumar.
- No se permite el consumo de bebidas alcohólicas o alucinógenos en los sitios de trabajo.
- Realizar pruebas de Alcoholimetría al inicio de la jornada de trabajo, para asegurar que no se encuentre personal bajo efectos de alcohol.
- No se debe permitir la presencia de personas ajenas a la operación en los sitios de trabajo.
- Mantener buenas relaciones y buen trato con los compañeros de trabajo.

- Mantener una actitud positiva frente al trabajo y al cumplimiento de las normas de seguridad.
- Realizar lay-out para verificar las condiciones requeridas antes de comenzar la operación: espacio, nivelación, contrapozo, cunetas, trampas, anclajes, etc.
- Verificar la existencia de líneas eléctricas en la localización.
- Antes del izamiento de la primera sección se debe verificar el estado de cables, objetos sueltos, fugas en mangueras, etc., con el fin de evitar parar e iniciar nuevamente el ascenso, ya que este es un punto crítico y de sobreesfuerzo para los gatos hidráulicos y el sistema mismo.
- Verificar que no existan objetos sueltos antes de izar la torre.
- Debe existir una total coordinación entre el maquinista y los demás trabajadores, con el fin de lograr una total cobertura de los puntos críticos tales como: desestabilización de la torre, enredamiento de cables, movimientos bruscos, caída de objetos, etc.

4.1.6 Instrucciones RIG UP

1. Probar anclajes.

El Supervisor de HSEQ junto con el Jefe de Equipo y el Operador de Carro Macho debe, con anterioridad, revisar y probar los anclajes. Dicha prueba debe realizarse entre 12.000 Lbf-Ft y 14000 Lbf-Ft (Ver Norma API-RP0 4G Structure Servicing1998) apoyados con el dinamómetro y el carro macho.

2. Ubicar Base (papá).

El Supervisor de operaciones con ayuda del maquinista y los cuñeros ubican la Base (papá) de la Unidad Básica, la cual debe quedar alineada respecto del centro del pozo. El papá siempre se debe usar a menos que las facilidades del pozo y el contra pozo no lo permitan. Además se puede omitir en algunos casos el uso del papá si las condiciones del terreno lo permiten.

Nota: El supervisor es el encargado de tomar la decisión de omitir el uso del papá dependiendo de las condiciones del terreno.

3. Ubicar la unidad Básica.

La unidad se ubica a una distancia ya establecida empíricamente (para el equipo PS4 la distancia es de 11,5” para pozos de la salinas y 11,45” para pozos de Payoa), para lo cual se mide de la mitad del Bumper trasero del equipo al centro del pozo, esta debe ubicarse en relación al centro de este de tal manera que la cabeza del pozo quede alineada con el pistón principal del equipo. Se tiene que tomar las medidas diagonales desde los laterales del Bumper al centro del pozo donde la medida es de 12,2 pulgadas, estas medidas deben ser iguales, de lo contrario el equipo quedara descentrado. Al terminar se debe accionar el mando que deshabilita el sistema neumático de la cabina y adicional hay que sacar el cambio y activar el freno de seguridad.

Figura 20. Lugar de la cinta métrica al momento de centrar la unidad básica



4. Instalar pisos, polo a tierra y extender vientos.

La cuadrilla instala el polo a tierra de la unidad, sueltan los vientos de los ganchos laterales del equipo y los extienden por separado a su posición respectiva. Además toda la cuadrilla instala los pisos, escaleras y barandales de la unidad básica.

5. Instalar la Geomembrana por debajo del malacate del swabo para evitar contaminación.

Figura 21. Geo membrana

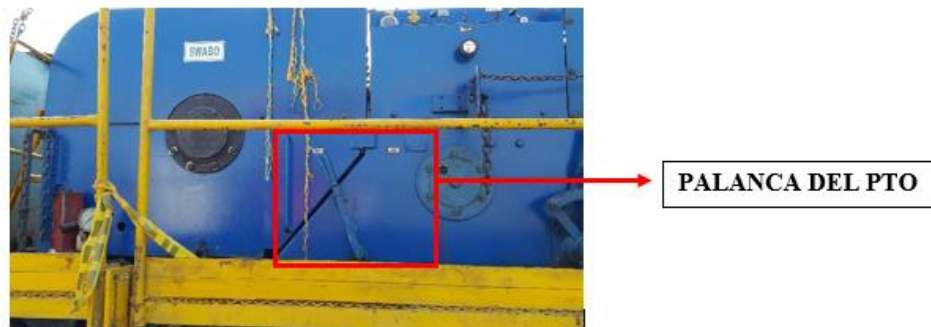


Nota: Todo el personal debe velar por la seguridad y el estado del equipo. Antes de cada operación se debe revisar el nivel del aceite hidráulico en los tanques, pines y chavetas que aseguran los gatos hidráulicos de la torre y finalmente el estado del freno del malacate.

6. Habilitar Malacate y controles hidráulicos.

El operador acciona la palanca de engranajes (PTO) que habilita el malacate y los controles hidráulicos de la torre.

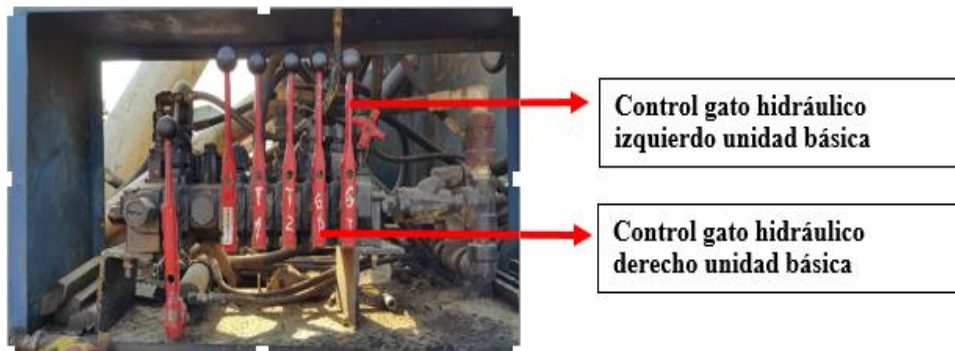
Figura 22. Palanca del PTO



7. Nivelar Chasis trasero de la Unidad.

El Maquinista acciona los gatos hidráulicos traseros de la unidad principal hasta nivelar el chasis trasero del equipo y verificar el nivel usando la aguja de nivel de gota fija posicionada en la parte trasera izquierda de la unidad. Además se debe recoger suavemente las tuercas de nivelación de los gatos hasta ajustarlos.

Figura 23. Controles gatos hidráulicos



Nota: Los gatos hidráulicos de la unidad básica se deben apoyar en los soportes previamente instalados por los cuñeros.

Figura 24. Gato Unidad Básica



Gato unidad Básica



Nivel de gota fija

8. Desasegurar Primera sección.

La cuadrilla retira los pines que aseguran la primera sección de la torre con el trasportador.

9. Izar primera sección torre telescópica.

9.1. El maquinista acciona el mando para izar la primera sección de la torre y esta se debe levantar a un pie de la horizontal y revisar que no hayan fugas de hidráulico. Los gatos hidráulicos de la torre tienen una presión de control que está en un rango de 1600 a 1800 psi al empezar el izaje y va disminuyendo a medida que se acerca a la posición vertical.

Figura 25. Izaje primera sección



9.2. Durante la izada de la torre un cuñero se ubica en el costado derecho de la unidad y el otro en el costado izquierdo pendiente que no se enreden los cables del equipo durante la elevación de la torre. El encuellador se ubica en el costado derecho para soltar la pesa viajera y tener a la vista los cables de la corona.

Nota: El encuellador deberá estar dotado del equipo de protección para trabajos en alturas por si requiere en caso de cualquier eventualidad.

- 9.3. El maquinista disminuye la velocidad de izaje a medida que la torre llegué a su posición vertical. Al estar la torre en posición final los cuñeros instalan los soportes y despliegan los tornillos mecánicos de la base de la torre y los ajustan a tope.

Figura 26. Tornillos mecánicos de la torre



10. Verificar Nivelación y asegurar torre.

El Maquinista verifica la nivelación de la torre con la aguja de nivel de gota fija, asegurar la torre con el equipo usando las platinas tipo herradura. Si la unidad no se encuentra nivelada, esta se puede nivelar con los gatos hidráulicos de la unidad básica.

11. Instalar los pisos del maquinista y sus barandas de seguridad.

12. Soltar los cables del swabo, winche auxiliar y del winche principal de forma ordenada para prepararse para izar la segunda sección.

13. Liberar bloque viajero.

Soltar el bloque viajero de la parte inferior y luego elevar el bloque para que el encuellador pueda soltarlo de la parte superior, luego de esto se bajará el bloque teniendo cuidado de no tropezar la mesa de trabajo que se encuentra recogida.

14. Soltar los cables de las medias lunas.

Figura 27. Medias lunas



Nota: en caso de enredo de cables o si la presión del sistema hidráulico se eleva, se deberá parar la operación y corregir el problema.

14. Izar segunda sección torre telescópica.

15.1. Elevar el bloque viajero y dejarlo en una posición adecuada (El equipo PS4 se puede mantener el bloque viajero en la parte inferior, ya que este no es muy pesado y no afecta la operación del izaje).

15.2. Trasferir el sistema hidráulico a los controles de la torre y elevar la segunda sección teniendo especial cuidado con los cables de la torre y el bloque viajero.

Nota: Antes de izar la segunda sección se debe verificar que la válvula que alimenta el sistema hidráulico de la torre telescópica se encuentre abierta.

15.3. Durante la izada de la torre los cables de la corona deberán viajar libremente, los estabilizadores de la torre y el pistón principal también deberán viajar libremente hasta que se accione los cascotes y se asegure la torre. Tener en cuenta que el trabajadero de varilla y de tubería se desplegará automáticamente y no es necesario que el encuellador suba a la torre.

Nota: A medida que se eleve la segunda sección la presión de los pistones estará en 1200 al inicio del izaje y 1500 al final, en caso que la presión se eleve muy rápido y no se aprecie ningún movimiento ascendente de la torre, es indicador que esta se encuentra obstruida por algún objeto y no se debe forzar su izaje.

15.4. Verificar que la torre quede bien asegurada y revisar que el bloque dé en el centro del pozo, si no es así se deberá nivelar la torre, por ningún motivo se debe centrar la torre usando los vientos.

15.5. Cerrar la válvula del sistema hidráulico de la torre telescópica.

Figura 28. Válvula sistema hidráulico

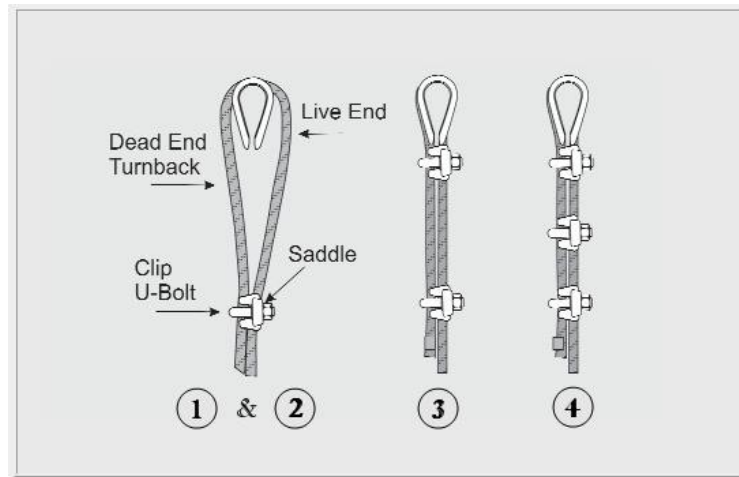


Nota: El encuellador dotado de su equipo de trabajo deberá subir al mástil e inspeccionar el estado de los anclajes de la torre. También se debe verificar que la torre haya quedado con un ángulo de 3° respecto a la vertical.

16. Tensionar vientos.

Toda la cuadrilla instala los vientos ligeramente en su posición respectiva. Los vientos del trabajadero deben ir cruzados para así darle mayor estabilidad al trabajadero de tubería. (Los vientos del PS4 se aseguran con 3 clips (perros) de base doble, la distancia entre cada clips deberá ser 5 veces el diámetro del cable, en el caso del PS4 la distancia es de 5”).

Figura 29. Posición de los clips en los vientos de la torre



Fuente: Industrial supply Inc. Wire rope turnback procedure. <http://www.indsup.com/25-pk-Malleable-Wire-Rope-Clips-1-8-p/pac-g45002imp.htm>

1. Instalar el primer clip, 2. Instalar el segundo clip, 3. Instalar el 3 clip,
4. Cable necesario para el acople

Nota: El cable sobrante deberá ser recogido y ordenado en el ancla. Además de esto los vientos deben ser demarcados con cintas de seguridad.

Figura 30. Señalización vientos de la torre



17. Instalar Rollgliss.

El encuellador instala el Rollgliss, se debe evitar amarrarlo a los anclajes de los vientos y demarcarlos con cintas de seguridad. El área de caída debe estar despejado y estar ubicado mínimo a 110 ft del contra pozo.

18. Instalar mesa de trabajo.

En caso de ser necesario se instalara la mesa de trabajo usando el winche de la torre y con ayuda de los cuñeros asegurar los vientos de la mesa.

Figura 31. Rig Up



4.1.7 Instrucciones RIG DOWN

1. Recoger mesa de trabajo y herramientas.

El maquinista con el Winche principal recoge la mesa de trabajo y el encuellador dotado con su equipo de trabajo en alturas la asegura correctamente a la torre.

2. Soltar vientos y Rollgliss.

El encuellador suelta el cable Rollgliss, enrollándolo y amarrándolo correctamente y los cuñeros junto con el encuellador aflojan los clips (perros) con la herramienta adecuada para así poder soltar los vientos de la torre.

Nota: Los perros o clips, las poleas y demás accesorios deben ir almacenadas adecuadamente en el equipo.

3. Preparar bloque viajero para bajar la torre.

El maquinista eleva el bloque viajero, el cable del swabo, el winche auxiliar y principal hasta dejarlo entre el trabajadero de varilla y el de tubería. El cable de Winche principal se le pondrá mínimo dos elevadores de varilla y al auxiliar mínimo un elevador, para mantener los cables tensionados a medida que desciende la torre telescópica.

Figura 32. Ubicación del Bloque viajero para el Rig down



4. Recoger segunda sección torre telescópica.

4.1. Abrir la válvula del hidráulico que alimenta el pistón de la segunda sección, luego habilitar los mandos hidráulicos de la torre.

4.2. Antes de bajar la segunda sección, un cuñero se ubica en el costado izquierdo, pendiente de los cables que no se enreden al momento de bajar la torre, el otro cuñero se ubica en el costado derecho y está pendiente de los vientos de ese lado.

Nota: El encuellador deberá estar dotado de su equipo de trabajo en alturas y ubicarse en la parte izquierda del equipo. Él deberá estar atento de la pesa viajera y de los cables de la corona, que tendrán que viajar libremente a medida que se baja la torre.

4.3. El Maquinista eleva la segunda sección hasta una presión de 1600 psi, para que los cascos mulos se guarden. Luego se baja la torre con una presión de 0 psi. Las guías de la torre y los cables deben viajar libremente hasta que lleguen a su posición de descanso.

Nota: Al momento de elevar la torre para desanclarla se debe tener especial cuidado que no se eleve más allá del límite seguro que esta demarcado con una línea roja. Tener cuidado con los cables de los Winches ya que al finalizar el descenso de la torre pueden que no queden tensionados y se pueden precipitar al suelo una vez terminado el descenso de la segunda sección.

Figura 33. Marca del límite de levantamiento de la torre



5. Ubicar el bloque en la posición de descanso.

EL encuellador asegura el bloque a la torre en la parte superior e inferior con un estrobo con el fin de evitar que este se mueva durante el transporte del equipo y al recoger la primera sección.

Figura 34. Amarres del Bloque viajero



6. Asegurar los cables del Swabo, Winches y Malacate.

La cuadrilla asegura los cables a las medias lunas de la torre y cierran la válvula del sistema hidráulico de la segunda sección.

7. Desasegurar la Torre de la Unidad Básica.

La cuadrilla retira las platinas tipo herradura que aseguran la torre a la unidad básica.

8. Recoger pisos de la torre.

El maquinista junto a la cuadrilla recoge los pisos de la torre asegurándolos debidamente con sus respectivas cadenas.

Nota: Todo el personal debe estar presente en la operación y velar por su seguridad y la de sus compañeros.

9. Desmonte de la primera sección de la torre.

9.1. El Maquinista habilita los controles que accionan los gatos de la torre.

Los cuñeros recogen los tornillos mecánicos que se encuentran ubicado en la base de la torre.

9.2. Accione la palanca que recoge el gato de la primera sección. La presión al inicio de la operación está en un rango de 1500 a 1800 psi en el cilindro más delgado, luego de esto la presión será de 0 psi durante el descenso de la torre.

Figura 35. Controles hidráulicos de la torre



10. Recoger los gatos hidráulicos Bumper trasero.

El maquinista eleva un poco los gatos hidráulicos del bumper trasero de la unidad básica y los cuñeros sueltas las tuercas de los gatos y luego se recogen.

11. Asegurar la torre a la Unidad básica.

La cuadrilla asegura con pines la torre a la unidad básica y acciona el PTO para transmitir la potencia del malacate al cargador.

12. Se recoger los pisos, barandales de la unidad y se aseguran.

13. Recoger los vientos de la torre.

La cuadrilla recoge los vientos de la torre en los ganchos laterales de la unidad básica en el siguiente orden:

1. Vientos del camión
2. Vientos del frente de maquina
3. Vientos del trabajadero
4. Vientos de la mesa de trabajo

14. Habilitar el sistema neumático de la cabina.

El coordinador acciona el mando que habilita el sistema neumático de la cabina, se debe mover la palanca del sistema neumático que se encuentra en la cabina hacia delante.

Figura 36. Palanca del sistema neumático de la cabina



4.1.8 Registros

- ✓ F-002/PSCI-WOI-001 Daily Workover / Well Service Report
- ✓ F-003/PSCI-WOI-001 Reporte diario supervisor
- ✓ F-001/PSCI-WOI-011 Lista de chequeo de RIG
- ✓ Bitácora

4.2 BAJADA DE VARILLA PARA BOMBEO MECÁNICO

4.2.1 Objetivo Definir y estandarizar las actividades realizadas con el fin de minimizar los riesgos presentes al efectuar un servicio de varilleo a pozos que se encuentran en producción por medio de sistema de bombeo mecánico para Wellservices.

4.2.2 Alcance Estas instrucciones aplican a todas las operaciones que debe seguirse en toda operación de sacada y corrida de sarta de varillas realizadas en los pozos del campo de Petrosantander (Colombia) Inc.

4.2.3 Definiciones

AST (Análisis de Seguridad en el trabajo), herramienta para la identificación y formulación de controles a los peligros y aspectos ambientales encontrados en cada paso de la actividades de cada área.

Unidad de bombeo: La Unidad de Bombeo es un mecanismo desarrollado para transmitir un movimiento alternativo a la bomba, y por lo tanto convertir el movimiento continuo circular de un motor en un movimiento oscilante alternativo aplicado al vástago del sistema.

Sucker rods ram: Elementos de sello para varilla.

Workover: Es toda actividad realizada a un pozo que modifique el estado mecánico de este.

Well services: actividad de intervención que realiza mantenimiento a los pozos petroleros para mantener su producción.

Pony Rods: Varillas que vienen en longitudes de 2, 4, 6, 8, 10 pies

4.2.4 Medidas de seguridad y protección ambiental

- Realizar el análisis AST adecuado antes de iniciar la operación.
- Leer el programa del pozo antes de iniciar las operaciones.
- Utilizar todos los elementos de protección personal como cascos, gafas de seguridad, guantes, tapa oídos.
- Verificar que las líneas no tengan presiones al momento de desinstalarlas.
- Antes de la operación se debe achicar el contra pozo, para prevenir un derrame.
- Limpiar las varillas a medida que salgan del pozo.
- La localización debe estar marcada con las señales que se prohíbe fumar.
- Se debe evitar el uso del celular cerca de la operación.
- Realizar el test de control de gases antes de iniciar la operación.
- Utilizar el sistema de bloqueo y tarjeteo o sistema de aislamiento seguro.

4.2.5 Herramientas

- Equipo Varillero
- Elevador de tubería
- Elevadores de varillas.
- Soportes para varilla (Burros).
- Calibradores de varillas.
- BOP de varillas.
- Llaves de varillas.
- Couplings de varillas y barra lisa.
- Kit de repuesto para stuffing box.
- Llave hidráulica para varilla

Figura 37. Herramientas para varilleo



Llaves de Golpe para varilla



Ganchos y elevadores de varillas



Llave Hidráulica



Rod Transfer

4.2.6 Factores a tener en cuenta para bajar la herramienta Al momento de llegar a la localización, si la unidad de bombeo mecánico aún está trabajando, se debe comunicar al supervisor de producción que procedan a parar la unidad apagando el motor ya sea de gas o diésel y verificar que las tarjetas de no operar se encuentren instaladas. Luego se procede a ubicar la unidad básica según las instrucciones.

Para sacar la sarta de bombeo mecánico se realizan los siguientes pasos:

- Realizar la charla pre operacional y de seguridad.
- Tenga en cuenta normas de seguridad y ambientales para estos fluidos.
- Revisar las herramientas y verificar su correcto estado de funcionamiento (elevadores, gancho para el bloque viajero, llaves de golpe, llave hidráulica, tarjetas de desplazamiento circunferencial si se requiere, “burros” para varillas, gatos de transferencia, etc.).
- El pozo debe estar controlado, si no es así realizar plan de control antes de iniciar.
- Probar las BOP’s y verificar que tenga los rams de varilla adecuados.
- Revisar previamente el programa de trabajo y diseño de la sarta, con el coordinador de Workover y Well services.

4.2.7 Instrucciones

Nota: Verificar que la unidad tenga el freno puesto y las pesas de la unidad se encuentre en la parte inferior de tal manera que no ofrezca ningún peligro para los operadores y el cabezal de la unidad se encuentra desinstalado.

Figura 38. Unidad de bombeo Mecánico

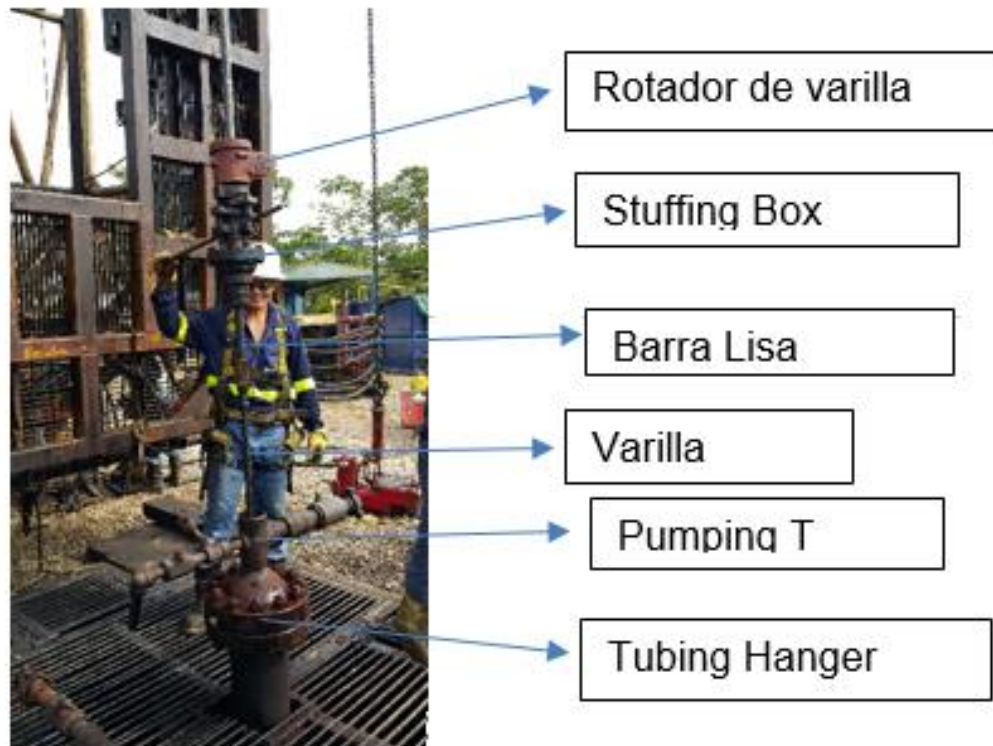


1. Descargar presiones de las líneas de superficie.
La cuadrilla abre las líneas hacia batería y verifica en el manómetro que las presiones en cabeza sea 0 psi.
2. Retirar las conexiones de superficie del pozo, anular y tubing.
3. Instalar el gancho y el elevador de varillas.
La cuadrilla instala el gancho y el elevador al bloque viajero teniendo en cuenta el diámetro del pony rod que posee la barra lisa.

4. Desenroscar el stuffing box.

Enganchar la sarta con el elevador, levantar la sarta, aflojar y desenroscar el stuffing box, observe y registre el peso de la sarta.

Figura 39. Desinstalación del Stuffing box



5. Desasentar la bomba.

Se debe tener en cuenta la tensión requerida para retirarla de la Seating nipple según el fabricante.

6. Instalar un elevador de varilla por debajo del cuadrante de la primera varilla y sentar la sarta sobre un elevador de varillas.

7. Retirar la barra lisa y el stuffing box.

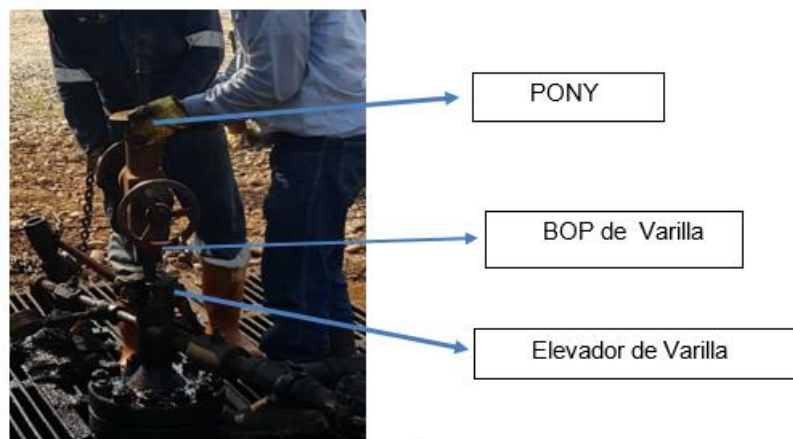
Figura 40. Bases para varilla



8. Instale la BOP de varilla con sus respectivos arietes.

- Elevar la BOP de varilla e introduzca el Pony Rod en la BOP y dejarlo sobre el elevador de varilla.
- Enganchar el Pony Rod con un elevador de varilla, levantar la sarta de varilla y retirar el elevador que se encuentra por debajo de la BOP de varilla.
- Bajar la BOP de varilla y enroscarlo en la Pumping T (casing Head).

Figura 41. Instalación de BOP de varilla



Nota: Cuando la sarta de varilla se encuentra pegada es necesario hacer Backoff y luego se procede a recuperar la sarta de varilla.

9. Definir si sacará las varillas en sencillos, dobles o triples. Según esto, aliste los soportes para dobles y sencillos o el trabajadero para varillas triples.

10. Iniciar la sacada de varilla teniendo en cuenta que se debe usar el elevador adecuado para el diámetro adecuado de varilla, igualmente las llaves, las cuales debe colocar el cuñero, una para aguantar el torque y la otra para aflojar.

11. Instalar el elevador y asegurar un cierre efectivo.

Un cuñero engancha el elevador al bloque viajero y orientarlo según el destino de la sarta así:

- Si va a la torre, el elevador de varillas debe ir con su lengüeta de maniobra hacia el trabajadero de varilla.
- Si va al piso, el elevador debe ir con sus lengüetas de maniobra hacia la torre.

12. Elevar la sarta de varilla.

El maquinista levanta la sarta de varilla hasta la siguiente conexión, ya sea de un doble, de un sencillo o triple, se introduce un elevador en el cuerpo de la varilla que va quedar sobre la BOP.

13. Limpiar la varilla.

Utilice un caucho o una cuerda (si lo requiere) para limpiar la varilla que vaya saliendo y evitar contaminación.

Figura 42. Limpieza de varilla



14. Inspeccione la sarta de varilla.

La cuadrilla revisa las varillas teniendo en cuenta el desgaste de su diámetro, cuellos, cuerpo y rosca, reportar su estado para hacer los cambios necesarios.

15. Suelte las conexiones.

Los cuñeros aflojan el torque de la varilla con la llave hidráulica y terminan de desenroscar con la llave de golpe para varilla. (Esto es por recomendación de los fabricantes para proteger la integridad de la rosca de los pines de las varillas, en caso de no haber llave hidráulica se debe realizar manual).

16. Retire la varilla.

Si la varilla va a la torre, el encuellador usa el Rod tranferp para poder liberar la varilla del elevador y pasarla a los soportes del trabajador de varilla. Luego el cuñero retira la llave de golpe y firmemente agarra la varilla por el cuerpo y ayuda al encuellador a llevarla hacia los trinchos.

Si la varilla va a los burros, retire la llave de golpe y el encuellador camina con uno de los extremos de las varillas paralelo a los burros, uno de los cuñeros a un lado de la varilla espera a que esté a su alcance y la sostiene por la mitad de la extensión total de la varilla y el cuñero que soltó la conexión, desengancha el elevador y del extremo superior de la varilla la sostiene para que entren los tres trabajadores la lleven y la coloquen sobre los tubos sin golpearla.

17. Retirar la bomba de subsuelo.

Al retirar la bomba del pozo tener especial cuidado de no dejarla caer al pozo y producir un pescado.

Nota: Los pasos a seguir para bajar la sarta son los mismos de atrás hacia adelante, se deben realizar los cambios a cualquier componente de la sarta en mal estado.

18. Retire los protectores de los pines y cuellos de las varillas en caso de ser una sarta nueva.

Nota: Al retirar los protectores e varilla no se deben utilizar objetos filosos que puedan comprometer el estado de las roscas de la varilla.

19. Transporte la varilla a la mesa de trabajo.

- Si la operación es en sencillos, los cuñeros llevan cada varilla hacia la boca del pozo, la enganchan al elevador de varillas instalado en el bloque viajero, el maquinista levantará el bloque a velocidad moderada y el trabajador que sostenga la varilla por la parte inferior la guiará evitando que se golpee y la ubicará encima de la conexión sobre la BOP's de varillas a unas 10 pulgadas.
- Si la operación es en triples, el encuallador usa el transportador de varilla para llevar la varilla de los soportes y poderla enganchar al elevador ubicado en el bloque viajero, mientras que uno de los cuñeros le ayudara a guiar la varilla a conectar hasta ubicarla a unas 10" encima de la conexión sobre la BOP's de varillas.

Nota: Cuando se usa varilla Tenaris se debe limpiar los pines con detergente, no se debe usar Diésel. La varilla del fabricante Norris es recomendable utilizar un lubricante (Topco SRL) para reducir la interferencia de la rosca.

20. Conecte las varillas.

El maquinista lentamente baja el bloque y los cuñeros guían la varilla hasta que el pin de la misma entre en el cuello de la varilla que está sobre la BOP's.

21. Apriete conexiones.

Los cuñeros aprietan el coupling con la llave de golpe hasta ajustar suavemente la conexión. Use la rejilla de torque y marque con una línea la varilla superior e inferior.

22. Calibre la llave hidráulica.

Sin acelerar el equipo, aplicar torque con la llave hidráulica hasta que la marca fija de referencia de la varilla superior coincida con la marca de desplazamiento de la varilla fija; lo cual indicará que se habrá aplicado el torque recomendado.

23. Registre presiones.

El maquinista observa en el manómetro la magnitud del torque aplicado utilizando la referencia dada por la reglilla, y tomar nota de dicho valor.

24. Repetir la operación y luego sujetar las varillas, superior, con las mordazas de la llave hidráulica previamente calibrada y la inferior con la llave aguantadora, después aplique torque a la unión según la presión de calibración indicada en el manómetro, hasta completar la longitud requerida según el diseño de completamiento.

25. Al momento de llegar a profundidad, se debe anclar la bomba, esto dependerá del tipo de bomba, si es de anclaje superior o inferior.

4.3 BAJADA DE VARILLA PARA PCP

4.3.1 Objetivo Definir y estandarizar las actividades realizadas con el fin de minimizar los riesgos presentes al efectuar un servicio de varilleo a pozos que se encuentran en producción por medio de sistema de bombeo por cavidades progresivas para Wellservices.

4.3.2 Alcance Estas instrucciones aplican a todas las operaciones de debe seguirse en toda operación de sacada y corrida de sarta de varillas realizadas en los pozos del campo de Petrosantander (Colombia) Inc.

4.3.3 Definiciones

AST (Análisis de Seguridad en el trabajo): Herramienta para la identificación y formulación de controles a los peligros y aspectos ambientales encontrados en cada paso de las actividades de cada área.

BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP): Es un mecanismo que usa el movimiento rotatorio de un motor, y mediante un sistema conformado por un rotor y estator le transmiten energía al fluido para desplazarlo a superficie.

Sucker rods ram: Elementos de sello para varilla.

Pony Rod: Varilla de que su longitud varía de 2 a 10 pies.

Workover: Es toda actividad realizada a un pozo que modifica el estado mecánico de este.

Wellservices: Actividad de intervención que realiza mantenimiento a los pozos petroleros para mantener su producción.

4.3.4 Equipo y herramientas

- Equipo Varillero
- Elevador de tubería
- Elevadores de varillas.
- Burros para varillas.
- Calibradores de varillas.
- BOP de varillas.
- Llaves de varillas.
- Couplings de varilla
- Grilletes
- Gancho (Rod Hook)
- Mordazas para la llave hidráulica de varillas (según el diámetro requerido)
- Gancho extractor de Mordaz
- Cepillo de alambre
- Llaves expansivas.
- Soportes para ubicar y almacenar las varillas

Figura 43. Herramientas para varilla



Llaves de Golpe para varilla



Ganchos y elevadores de varillas



Llave Hidráulica



Rod Transfer

4.3.5 Medidas de seguridad y protección ambiental Para sacar la sarta de un sistema de bombeo por cavidades progresivas se realizan los siguientes pasos:

- El pozo debe estar controlado, si no es así realizar plan de control antes de iniciar.
- Probar las BOP's y verificar que tenga los rams de varilla adecuados.
- Realizar la charla preoperacional y de seguridad.

- Tener en cuenta normas de seguridad y ambientales para estos fluidos.
- Revisar las herramientas y verificar su correcto estado de funcionamiento (elevadores, gancho para el bloque viajero, llaves de golpe, llave hidráulica, tarjetas de desplazamiento circunferencial si se requiere, “burros” para varillas, gatos de transferencia, etc.).
- Revisar previamente el programa de trabajo y diseño de la sarta, con el coordinador de Workover y Wellservices.
- Todo el personal debe contar con su equipo de protección personal (EPP)
- Las tarjetas de no operar deben estar instaladas en los interruptores que controlan el encendido del cabezal de la bomba.

4.3.6 Instrucciones

1. Acople un Pony Rod a la rosca superior de la barra lisa.
2. Descargue presiones.

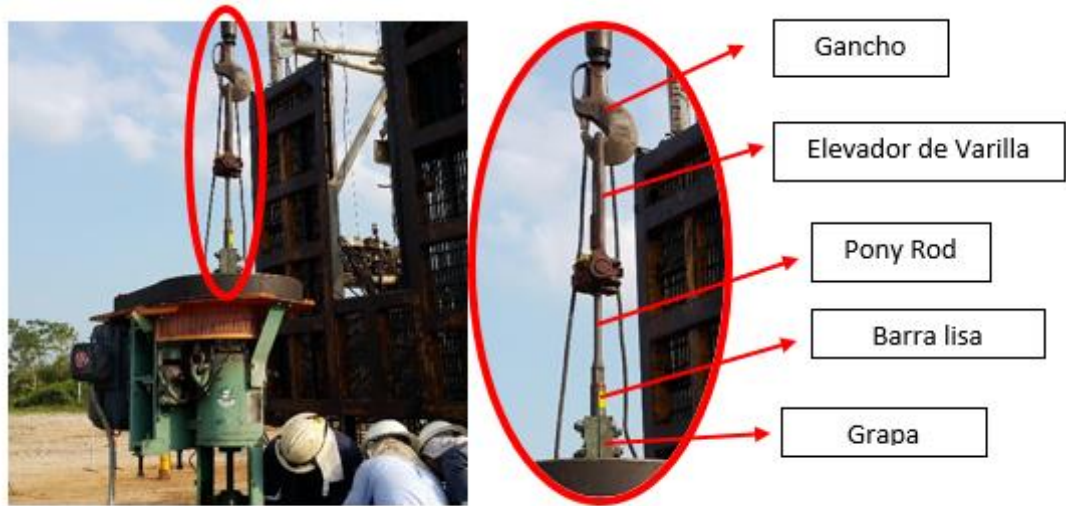
La cuadrilla abre todas las líneas de flujo y verifica que la presión en cabeza sea “0”. Si el pozo tiene instalado un compresor Quincy no es necesario apagarlo.

3. Instale el gancho y el levador de varilla.

La cuadrilla instala el gancho al bloque viajero e instala el elevador de varilla adecuado para diámetro de varilla que se va a trabajar.

- Enganche el levador de varilla al Pony rod previamente instalado.

Figura 44. Amarre de la barra lisa para PCP



- Asegure el motor de superficie de la PCP con el winche principal.

La cuadrilla amarra el motor de superficie de la PCP con el Winche principal pasándolo por los grilletes ubicados en los soportes de levantamiento del motor.

Figura 45. Amarre del motor de la PCP



6. Suelte los espárragos del cabezal de la unidad de PCP.

La cuadrilla utiliza la lleve de golpe y un martillo para aflojar los espárragos que aseguran la base del motor.

Nota: Si la sarta de varilla está pegada siga los pasos número 7.2 - 8.2 - 9 y 10 de lo contrario proceda con los pasos 7.1 - 8.1 y 11

7.1 Eleve la sarta de varilla hasta que la barra lisa salga del pumping flange e instale el elevador de varilla por debajo de la barra lisa.

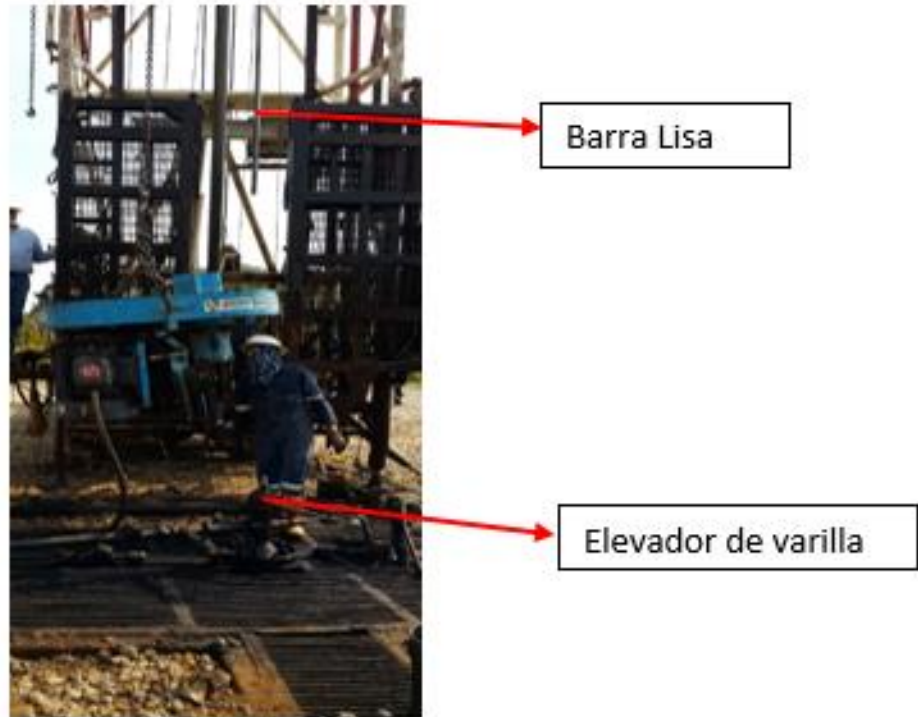
7.2. Retire la grapa de la parte superior, luego eleve el motor e instale la grapa por debajo de la misma. Luego baje la sarta de varilla para que quede asegurada con la grapa y proceda a soltar el Pony Rod previamente instalado.

Figura 46. Ubicación de la grapa para retirar el cabezal de la PCP cuando la sarta está pegada.



8.1. Deposite el peso de la sarta de varilla en el elevador, luego desenrosque la barra lisa y elévela hasta que salga del Top Driver. Luego retire el cabezal de la unidad de PCP.

Figura 47. Desmonte del Motor de la PCP



- 8.2. Eleve el motor para sacarlo de la barra lisa y luego ubicarlo en el soporte estructural para cabezales de unidades de PCP que se encuentra al costado del pozo.
9. Instale el Pony Rod a la barra lisa. Eleve la sarta de varilla (la sarta de varilla tendrá rotación debido a que el rotor sale del estator).
10. Instale un elevador en el cuerpo de varilla que está por debajo del cupling de la barra lisa, soportar el peso de la sarta de varilla sobre este, para que quede asegurada y se pueda retirar la barra lisa junto al Pony Rod.
11. Baje la barra lisa y ubíquela en sus respectivos soportes.

Figura 48. Soportes para varilla



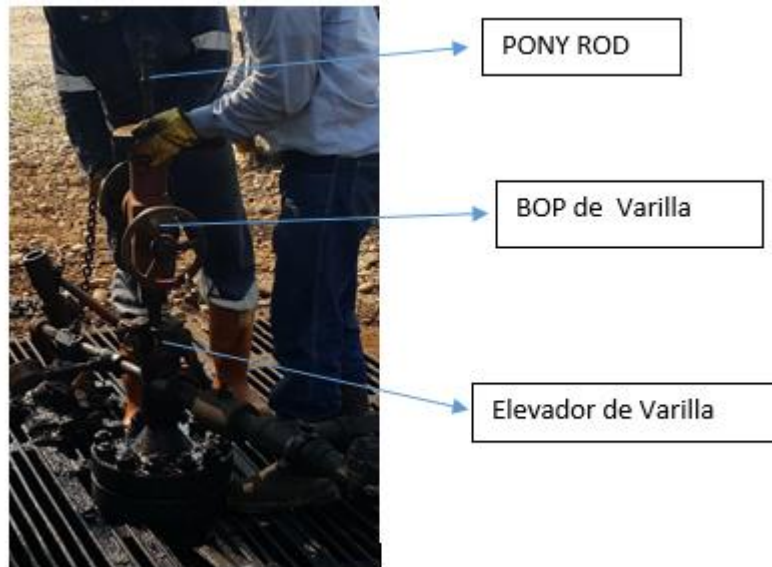
12. Retire el Pumping flange.

Instale un Pony Rod si es requerido, engánchelo al elevador de varilla y eleve la sarta. Desajuste el Pumping flange e instale un elevador por debajo del Pumping Flange. Baje la sarta de varilla y deposítela sobre el elevador. Luego retire el flange.

13. Instale las BOP de varilla con sus respectivos arietes.

- Eleve la BOP de varilla e introduzca el Pony Rod en la BOP y déjelo sobre el elevador de varilla.

Figura 49. Instalación BOP de varilla



- Enganche el Pony Rod con un elevador de varilla, levantar la sarta de varilla y retirar el elevador que se encuentra por debajo de la BOP de varilla.
- Baje la BOP de varilla y enrósquelo en la Pumping T (casing head).

Nota: Cuando la sarta de varilla se encuentra pegada es necesario hacer Backoff y luego se procede a recuperar la sarta de varilla.

14. Inicie la sacada de varilla teniendo en cuenta que se debe usar el elevador adecuado para el diámetro apropiado de varilla igualmente las llaves, las cuales debe colocar el cuñero, una para aguantar el torque y la otra para aflojar.
15. Defina si sacará las varillas en sencillos, dobles o triples. Según esto, aliste los soportes para (dobles y sencillos) o el trabajadero para varillas triples.

16. Instale el elevador a la primera varilla.

Los cuñeros instalan el elevador y asegure un cierre efectivo. Enganchan el elevador al bloque viajero y oriéntelo según el destino de la sarta así:

- Sí va a la torre, el elevador de varillas debe ir con su lengüeta de maniobra hacia el trabajadero de varilla.
- Sí va al piso, el elevador debe ir con sus lengüetas de maniobra hacia la torre.

17. Eleve la sarta de varilla.

El maquinista levanta la sarta de varilla hasta la siguiente conexión, ya sea de un doble, de un sencillo o triple, se introduce un elevador en el cuerpo de la varilla que va quedar sobre la BOP.

18. Limpie la varilla.

Los cuñeros utilizan un caucho (sí lo requiere) para limpiar la varilla que vaya saliendo y evitar contaminación.

19. Inspeccione la varilla

Revise las varillas teniendo en cuenta el desgaste de su diámetro, cuellos, cuerpo y rosca, reportar su estado para hacer los cambios necesarios.

20. Suelte conexiones.

Los cuñeros aflojan el torque de la varilla con la llave hidráulica y termine de desenroscar con la llave de golpe. (Esto es por recomendación de los fabricantes para proteger la integridad de la rosca de los pines de las varillas, en caso de no haber llave hidráulica se debe realizar manual.

21. Retire la varilla.

Sí la varilla va a la torre, el encuellador usa el tranferp para poder liberar la varilla del elevador y pasarla a los soportes del trabajador de varilla. Luego el cuñero retira la llave de golpe y firmemente agarra la varilla por el cuerpo y ayuda al encuellador a llevarla hacia los trinchos.

Sí la varilla va a los burros, retire la llave de golpe y el encuellador camina con uno de los extremos de las varillas paralelo a los burros, uno de los cuñeros a un lado de la varilla espera a que esté a su alcance y la sostiene por la mitad de la extensión total de la varilla y el cuñero que soltó la conexión, desengancha el elevador y del extremo superior de la varilla la sostiene para que entren los tres trabajadores, la lleven y la coloquen sobre los tubos sin golpearla.

22. Repita los pasos hasta que toda la varilla se encuentre en superficie.

23. Al momento de llegar al rotor de la bomba, esta se debe sacar con especial cuidado para no dejarla caer dentro del pozo.

24. Registrar en la bitácora como salió el completamiento y si esta concuerda con el completamiento del historiar del pozo. Además se debe reportar el tiempo que duro la operación.

4.4 INSTALACIÓN CABEZAL PCP

4.4.1 Objetivo Establecer una metodología estándar para la ejecución lógica de los pasos a seguir la Instalación de Equipos del Sistema de Levantamiento Artificial con Bombas de Cavidad Progresiva (PCP) en los pozos de Petrosantander (Colombia) Inc.

4.4.2 Alcance Aplica a la instalación de equipos y accesorios correspondientes al completamiento de fondo y superficie del sistema PCP tipo Tubería, con varilla convencional y con sistemas impulsores de eje macizo y eje hueco.

4.4.3 Definiciones

AST (Análisis de Seguridad en el trabajo), herramienta para la identificación y formulación de controles a los peligros y aspectos ambientales encontrados en cada paso de la actividades de cada área.

PCP: bomba de cavidades progresivas utilizadas para extraer fluidos del pozo.

Workover: Es toda actividad realizada a un pozo que modifica el estado mecánico de este.

Well services: actividad de intervención que realiza mantenimiento a los pozos petroleros para mantener su producción.

4.4.4 Equipo y Herramienta

- BOP de varillas
- Calibrador de tubería externo e interno.
- Cinta métrica
- Collarín
- Elevador de varillas
- Elevador de tubería
- Grasa
- Grilletes
- Llave de varilla
- Llave Hidráulica para varillas con mordazas
- Llave Hidráulica para tubería con mordazas

4.4.5 Instrucciones

1. Realizar la charla pre operacional y leer el AST correspondiente antes de la operación
2. Colocar el rotor en el área de ensamble y posicionarlo de modo tal que se facilite el ensamble. El rotor debe ser manejado con cuidado para evitar daños en la rosca del pin o en el acabado superficial. El rotor debe ser colocado previniendo una flexión excesiva que le pueda ocasionar daños permanentes.
3. Ensamblar rotor con la sarta de varillas (1era varilla).
 - Revisar la varilla y el coupling para verificar si existe desgaste excesivo u otros defectos. En caso de hallar algún defecto, sustituir la pieza por otra que se encuentre en buenas condiciones.

- Enroscar en el extremo superior del rotor a la conexión (coupling) adecuada que posea la combinación necesaria de dimensiones del rotor y las varillas a instalar.
- Retirar protectores de la varilla. NO se debe encajar un destornillador contra las roscas de los acoples cuando se retire el protector de la caja.

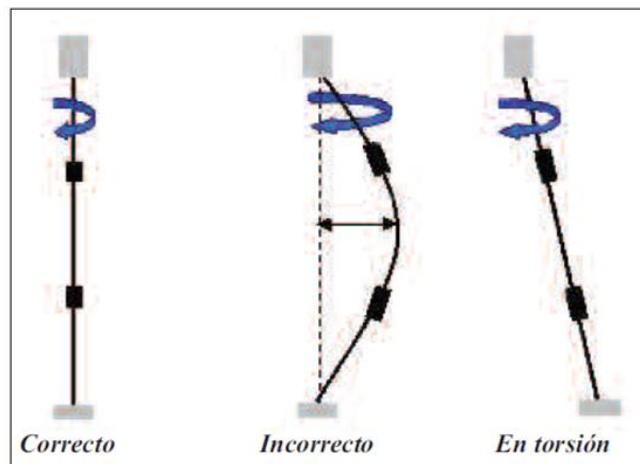
Nota: Cuando se usa varilla Tenaris se debe limpiar los pines con detergente, no se debe usar Diésel. La varilla del fabricante Norris es recomendable utilizar un lubricante (Topco SRL) para reducir la interferencia de la rosca.

- Enroscar la varilla al subensamblaje anterior usando una llave de varilla hasta hacer tope aplicando el torque necesario a mano.

Nota: Siempre las conexiones deben enroscarse inicialmente con la mano mínimo dos pases de roscas engranadas.

Al conectar la espiga en el acople, la varilla debe colgar verticalmente recta, sin huelgo para evitar la rosca cruzada.

Figura 50. Correcto manejo de la varilla al ser enroscada



Norris. El cuidado y manejo de las varillas de succión

- Usar la reglilla de torque del fabricante y marcar la varilla inferior y superior.

Figura 51. Rejillas de torque



- Sujetar la varilla superior por el cuadrante con la mordaza móvil de la llave hidráulica.
 - Sin acelerar el equipo aplicar torque con la llave hidráulica hasta que la marca fija de referencia de la varilla superior coincida con la marca de desplazamiento de la varilla fija; lo cual indicará que se habrá aplicado el torque recomendado.
 - Observar en el manómetro la magnitud del torque aplicado utilizando la referencia dada por la reglilla, y tomar nota de dicho valor.
4. Repetir la operación y luego sujetar las varillas, superior e inferior, con las mordazas de la llave hidráulica previamente calibrada y aplicar torque a la unión según la presión de calibración indicada en el manómetro, hasta completar la longitud requerida según el diseño de completamiento o hasta tocar el niple de paro.

5. Espaciamiento.

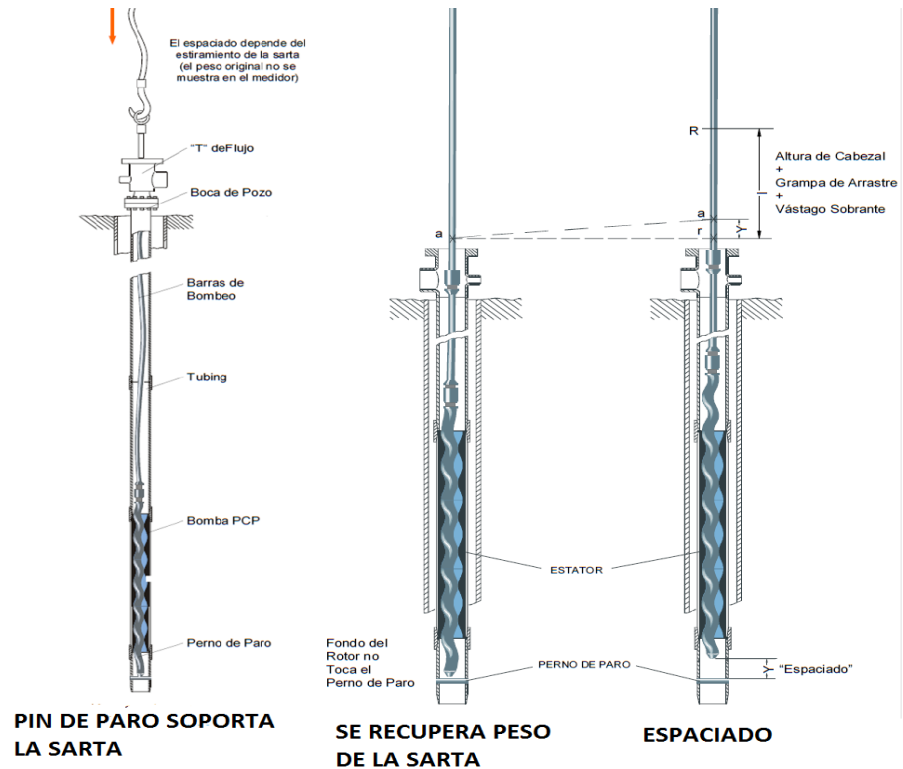
Nota: Al momento de espaciar, la preventora de varilla se encuentra desinstalada, y la pumping tee de producción el flange están instalados.

- Tomar nota del peso de la sarta de varilla y bajar hasta tocar el Pin de paro, se debe hacer una marca en la varilla para identificar la profundidad a la que se toca el pin de paro.

Nota: Se debe tocar mínimo tres veces el pin de para cerciorarse que sea el pin el que se está tocando y no un fondo falso.

- Elevar la sarta de varilla lentamente hasta recuperar el peso de esta y marcar este punto en la varilla.
- Desde el punto donde se recupera peso hacia arriba se empieza a espaciar, en Petrosantander se espacia 10'' por cada 1000'. Luego se marca este punto en la varilla.
- Desde la marca hecha debido al espaciamento se mide hacia arriba la altura del cabezal de la unida para así poder ubicar la grapa.

Figura 52. Diagrama de espesamiento del rotor para la PCP



Fuente: Netzsch Manual de sistema PCP. Edición especial 2004

- Se saca una doble de varilla y se compara con la barra lisa. Luego se pasa estas marcas a la barra lisa. Finalmente se completa lo que falta de la varilla con Pony Rod.
- Inserte la barra lisa en el cabezal de la unidad y eleve el cabezal con el winche y la barra lisa con el bloque al mismo tiempo. Luego asegure la barra lisa con la sarta de varilla y el cabezal al flange.
- Ubique la grapa de la unidad en la última marca hecha en la barra lisa.
- Encienda la PCP y retorne el pozo a producción.

4.5 PARADA DE SARTA DE TUBERÍA

4.5.1 Objetivo Levantar y armar el ensamblaje de fondo del pozo sobre la estructura del equipo para iniciar los trabajos de mantenimiento de equipos de fondo o del yacimiento cumpliendo con los estándares operacionales y las normas de la Compañía en los aspectos de seguridad (HSE).

4.5.2 Alcance Esta actividad se realiza permanentemente desde el momento en que se inician los trabajos de Workover en el pozo hasta cuando la sarta es sacada o parada sobre la estructura del equipo.

Esta actividad se realiza en todos los equipos de workover y wellservices cada vez que se inician las labores de servicio de pozo en Petrosantander (Colombia) Inc.

4.5.3 Definiciones

AST (Análisis de Seguridad en el trabajo), herramienta para la identificación y formulación de controles a los peligros y aspectos ambientales encontrados en cada paso de las actividades de cada área.

Blind rams: Elementos de cierre del preventor de BOP, que contiene hojas de acero empleado para aislar el fluido del pozo o la tubería de trabajo cuando se cierra la BOP.

Conejo: Herramienta para verificar diámetros internos de tubería.

Pipe rams: Elementos de cierre del preventor de BOP, que contiene arietes de tubería para aislar el fluido del pozo o la tubería de trabajo cuando se cierra la BOP.

Workover: Es toda actividad realizada a un pozo que modifique el estado mecánico de este.

Well services: Actividad de intervención que realiza mantenimiento a los pozos petroleros para mantener su producción.

4.5.4 Medidas de seguridad y protección ambiental

- Todo el personal debe contar con los elementos de protección personal.
- Antes de comenzar la operación se debe realizar la charla pre operacional y los permisos de trabajo y el análisis de trabajo seguro deben ser diligenciados correctamente.
- Se debe revisar eslingas, grilletes, cadenas y cables antes de comenzar la operación y cerciorarse que estos estén en buen estado. Además cada grillete debe tener instalado su pin de seguridad.
- Se debe realizar el test de gasas antes de comenzar la operación.
- La cuadrilla debe mantener una buena comunicación durante la operación y tener especial cuidado al mover la tubería de la canasta a la boca del pozo.

4.5.5 Equipo y herramienta:

- **Equipo de Workover:**

 - Winche del equipo.

 - Torre o estructura del equipo.

 - Trabajadero del encuellador (monkey board).

- **Tubería :**

 - Tubería de producción (Tubing 2-3/8", 2.7/8" ó 3.1/2")

 - Varillas

- **Herramientas y accesorios tales como:**

 - Eslingas.

 - Cadenas.

 - Cable o guaya del winche.

 - Manilas.

 - Cuñas de perforación para tubería y collares de perforación.

 - Grapas de seguridad (Safety clamps)

 - Elevadores de tubería (lifting plug).

4.5.6 Instrucciones

1. Ubicar la canasta de tubería lo más cercana a la mesa de trabajo.

El conductor del carro macho descarga la canasta de tubería lo más cerca posible a la mesa de trabajo, para así facilitar el traslado de las juntas de tubería de la canasta a la mesa de trabajo.

2. Revisar e inspeccionar visualmente cada una de las juntas de la tubería que se va a bajar dentro del pozo.

La inspección visual incluye:

- Revisión de las conexiones caja y pin de cada junta.
- Revisión del cuerpo de cada junta.
- Identificación de las siguientes especificaciones en cada junta o tubería:
 - Diámetro externo.
 - Diámetro interno.
 - Clase de rosca.
 - Grado de la tubería.
- Limpieza de roscas.
- Longitud de cada junta.
- Elaboración de un registro final o tally donde queda escrito todas las medidas y especificaciones de las juntas que se van a bajar en el pozo.

3. Asegurar las Juntas a ser transportadas a la mesa de trabajo.

Los cuñeros asegurar las juntas con la eslinga sintética y al momento de acomodar las juntas sobre la eslinga se debe usar el gancho para maniobrar las juntas y así evitar machucones (no usar las manos). Luego se asegura la eslinga sintética al winche principal del equipo.

4. Mover las Juntas desde la canasta a la mesa de trabajo.

El maquinista opera el winche principal y transporta las juntas hacia la mesa de trabajo. Un cuñero ayuda a guiar las juntas de tubería por medio de una cuerda de aguante previamente instalada. El maquinista deposita las juntas sobre una viga de madera instalada sobre la mesa de trabajo para proteger los tubos.

5. Armar el ensamble de fondo en la mesa de trabajo.

Los cuñeros arman el ensamble de fondo ya sea bomba ESP, Gas Lift, Bombeo Mecánico, PCP, Empaque, etc.

Nota: El supervisor debe estar presente al momento de armar el ensamble de fondo y asegurar que tengan el torque adecuado.

6. Abrir preventora.

El maquinista abre la preventora (blind rams), los cuñeros retiran la tapa protectora de la boca del pozo. Luego se baja el ensamble de fondo al pozo y es asegurado con las cuñas hidráulicas.

7. Calibrar y medir la Tubería a bajar.

Un cuñero usa el conejo para calibra la tubería, sí el conejo no pasa a través del tubo, la junta debe ser cambiada. Además el supervisor con ayuda de la cuadrilla mide las juntas con el fin de bajarlas en orden.

8. Enganchar y elevar la tubería desde a la mesa de trabajo.

Un cuñero engancha la tubería con el elevador, luego el maquinista la eleva lentamente, a medida que esta es elevada los cuñeros y el encuellador ayudan a aguantar el viaje del tubo.

9. Lubrique la conexión.

Uno de los cuñeros lava las roscas de la sarta de tubería con varsol luego se limpia el pin y caja con un trapo. Finalmente se le aplica grasa al pin de la sarta.

10. Conectar el tubo al ensamble de fondo.

Un cuñero enfrenta el pin del primer doble con la caja del ensamble de fondo y simultáneamente el maquinista baja la sarta hasta que esta quede alineada con la caja del ensamble de fondo dependiendo de la operación a realizar (bomba ESP, Gas Lift, Bombeo Mecánico, PCP, Empaque, etc).

11. Accione el Mando para meter la llave hidráulica.

El maquinista acciona el mando para introducir la llave hidráulica y un cuñero la guía para dejarla en posición de up set.

12. Instale la llave aguantadora.

Un cuñero asegura la llave aguantadora al cuello inferior.

13. Apriete conexiones.

Un cuñero acciona la llave hidráulica primero en un cambio de velocidad para enroscar la conexión y luego en un cambio de fuerza para darle torque a la conexión. Verificar que el torque aplicado sea para el diámetro de tubería utilizado.

14. Baje el sencillo.

El maquinista suelta la palanca de freno y baja el tubo con cuidado para que este no tropiece ya sea con la cuña o con la boca de pozo.

15. Cierre cuñas y repita procedimiento.

16. Diligenciar la bitácora informando el estado de las juntas que fueron bajadas, el número de las juntas bajadas y si son nuevas o usadas. Además se debe reportar el tiempo que duro la operación.

4.6 CORRIDA DE SARTA DE TUBERÍA

4.6.1 Objetivo Establecer parámetros para la corrida de una sarta en un pozo para garantizar una operación eficiente, minimizando los riesgos de lesión al personal y de daños al medio ambiente, a los equipos y al pozo.

4.6.2 Alcance Estas instrucciones aplican a todas las operaciones en todos los equipos de wellservices y Workover de Petrosantander (Colombia) Inc.

4.6.3 Definiciones

AST (Análisis de Seguridad en el trabajo), herramienta para la identificación y formulación de controles a los peligros y aspectos ambientales encontrados en cada paso de la actividades de cada área.

Estado Mecánico: diagrama con la configuración del pozo donde se describen todos los aspectos físicos del pozo (diámetros, longitudes, componentes, etc)

Pumping flange: Flanche o brida con dos salidas que se instala en la tubería de producción.

Workover: Es toda actividad realizada que modifica el estado mecánico de este.

Mud bucket (borracho): Instrumento utilizado para drenar la tubería cuando esta se está sacando llena de fluido.

Conejo: Herramienta para verificar el diámetro interno de la tubería.

4.6.4 Equipo y herramientas

- Eslingas.
- Cadenas.
- Cable o guaya del winche.
- Manilas.
- Cuñas de perforación para tubería y collares de perforación.
- Grapas de seguridad (Safety clamps)
- Elevadores de tubería (lifting plug).
- Mud Bucket (borracho)
- Conejo

4.6.5 Factores a tener en cuenta Antes de iniciar la actividad tener en cuenta la siguiente información:

- Componentes de la sarta.
- Estado mecánico del pozo
- Historia del pozo.
- Programa de trabajo para el pozo.
- Permiso de trabajo, medición de gases.

4.6.6 Medidas de seguridad y protección ambiental

- Verificar que la polea este bien centrada para evitar daños en las roscas de la tubería.
- Revisar el estado mecánico del pozo y el programa para saber que sarta de tubería se va a correr al pozo.
- Realizar reunión pre-operacional y de seguridad con todo el personal que va a estar en las operaciones.

- Revisar el estado de las cuñas y verificar que tenga los insertos adecuados para el diámetro de la tubería que se va a sacar.
- Colocar el pipe wiper debajo de las cuñas para proteger el pozo de la caída de objetos en su interior lo cual puede causar serios problemas.
- Medir y calibrar todas las herramientas que se bajen al pozo.
- Asegurarse que la llave hidráulica tenga las mordazas adecuadas para el diámetro de tubería que se va a trabajar con el fin de evitar daños a la misma.
- Consultar los catálogos con todas las especificaciones técnicas de todas las herramientas especiales que se van a correr en el pozo.
- El pozo debe estar controlado.
- Iniciar la corrida de la sarta a velocidades promedios de 55 a 60 dobles por hora.
- Durante la corrida de la sarta no se debe dejar girar a ningún lado.
- Al finalizar la sarta de tubería debe ser probada durante 5 min y registra la presión a la que fue probada.

4.6.7 Instrucciones

Figura 53. Controles de la torre



Nota: Al iniciar la corrida de la sarta de tubería la preventora ya debe estar instalada y el pozo debe estar controlado.

Si se va sacar la sarta de tubería para bombeo mecánico, se debe liberar primero el ancla de tubería, y esta se desasienta girándola entre 8 y 10 veces a la izquierda o derecha dependiendo del ancla de tubería.

- 1 Instale el caucho para limpiar (pipe wiper) la tubería a medida que esta salga del pozo.
- 2 Asegure el elevador de tubería al cuello del primer tubo.
El cuñero asegura el elevador de tubería al cuello del primer tubo, si se va a trabajar hacia la torre los brazos del elevador deben estar en dirección al trabajador de tubería.

Nota: El elevador de tubería solo se debe operar cuando el bloque viajero no tenga ningún movimiento. Además se debe sujetar únicamente de los brazos de este.

Figura 54. Debido manejo de elevador de tubería



3 Eleve la sarta de tubería.

El maquinista acelera el equipo y acciona el embrague para elevar la sarta de tubería hasta que quede en su peso libre, acciona el mando que abre las cuñas hidráulicas y sigue elevando la sarta de tubería. El equipo debe estar en un cable de fuerza ya sea 1ra o 2da dependiendo del peso de la sarta de tubería. Eleve la sarta de tubería hasta que salga el acople del tercer tubo.

Nota: Durante la sacada de la sarta de tubería los cuñeros deben hacer una inspección visual a medida que esta vaya saliendo del pozo.

4 Cierre la cuña hidráulica.

El maquinista acciona el mando para cerrar la cuña hidráulica de tal manera que tercer tubo quede aproximadamente un 1 ½ pies sobre la cuña y así poder meter el elevador de tubería.

5 Descargue el peso de la sarta sobre la cuña.

El maquinista deposita el peso de la sarta de tubería sobre la cuña hidráulica, luego use la bomba y mete la llave hidráulica para dejarle en posición de Up Set por encima del acople.

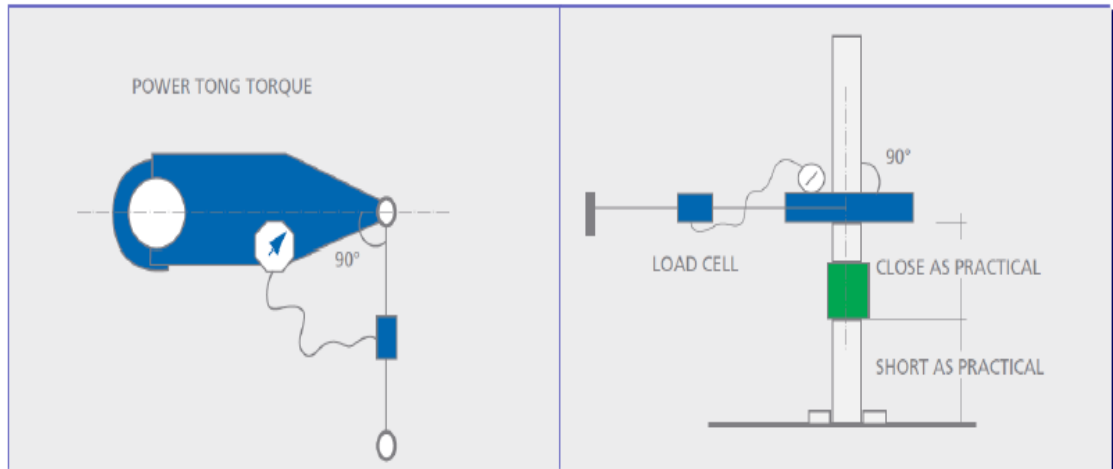
Nota: Al momento de accionar la palanca para meter la llave de tubería los cuñeros deben estar alejados de la cuña, uno de los cuñeros debe tomar la llave hidráulica para guiarla a su posición.

Figura 55. Set Up llave Hidráulica



Nota: La llave hidráulica debe tener un ángulo de 90° respecto a la vertical del tubo.

Figura 56. Posición llave hidráulica



Fuente: Tenaris. Manual de tubulares, <http://www.tenaris.com/shared/documents/files/CB789.pdf>

6 Instale la llave anti torque.

Los cuñeros instalan la llave anti torque, esto se hace para evitar daños con la cuña al tubo al girar la tubería.

7 Soltar conexión.

Acelere el equipo y mantenga la llave hidráulica en el cambio de fuerza para desenroscar la tubería, una vez suelta puede meter un cambio de velocidad de la llave para terminar de desenroscar la tubería.

Nota: Si se está sacando tubería llena de fluido se debe usar el Mud Bucket o borracho para evitar contaminación.

8 Accione el mando para sacar la llave hidráulica de tubería.

Nota: Prestar atención a la posición de los cuñeros al momento de sacar la llave hidráulica ya que puede golpear a uno de ellos.

9 Retire la tubería.

El maquinista eleva la tubería lo suficiente para que el cuñero pueda sujetarla. Luego libera la palanca del freno y baja la sarta para que el cuñero la pueda empujar a la plataforma de tubería mientras baja el bloque.

El encuellador hala el elevador hacia su cuerpo por medio de una manila y asegura el tubo, procede a liberar tubo del el elevador y lleva el doble al trinche correspondiente para asegurarlo con una manila.

Nota: El encuellador solo puede liberar el tubo cuando el bloque viajero se encuentra estático sin ningún movimiento y operar el elevador sujetándolo únicamente de los brazos de este.

10 Bajar el bloque con el elevador hasta el cuello del tubo que descansa en la cuña y repetir el procedimiento.

11 Al terminar la sacada de tubería se debe cerrar los blind ram e instalar el caucho protector en la boca del pozo para evitar la caída de herramientas u objetos dentro del pozo.

12. Diligenciar reporte en la Bitácora, de forma clara, como fue el orden del completamiento y verificar si está según el programa del pozo. Reporte el número completo y el estado de la sarta que corrió al pozo y el tipo de bomba que fue extraído. Además se debe reportar el tiempo que duro la operación.

4.6.8 Instrucciones Bajada de sarta de tubería

1. Mida y Calibre la sarta de tubería.

El supervisor con ayuda del encuellador y un cuñero miden los dobles ubicados en la torre en orden a ser bajados. Luego el encuellador usa un conejo para calibrar la tubería, Si el conejo no pasa a través de esta, la junta o doble debe ser cambiado.

2. Ubique el primer doble sobre la mesa de trabajo.

El encuellador retira el primer doble de los trinchos del trabajadero de tubería y lo alista para asegurarlo con el elevador de tubería.

El maquinista eleva el bloque viajero a una velocidad moderada hasta el trabajadero de tubería y el encuellador asegura el primer doble con el elevador de tubería. El maquinista continuo con la carrera ascendente hasta que el doble quede por encima de la llave de tubería, uno de los cuñeros aguanta el doble para evitar que este se estrelle con la mesa de trabajo o la llave de tubería a medida que el maquinista eleva las dos juntas de tubería.

3. Lubrique la conexión.

Uno de los cuñeros lava las roscas de la sarta de tubería con varsol luego se limpia el pin y caja con un trapo. Finalmente se le aplica grasa al pin de la sarta.

4. Conectar la sarta de tubería.

Un cuñero enfrenta el pin del primer doble con la caja del ensamble de fondo y simultáneamente el maquinista baja la sarta hasta que esta, este alineada con la caja del ensamble de fondo.

5. Accione el Mando para meter la llave hidráulica.

El maquinista acciona el mando para introducir la llave hidráulica y un cuñero la guía para dejarla en posición de up set.

6. Instale la llave aguantadora.

Un cuñero asegura la llave aguantadora al cuello inferior.

7. Apriete conexiones.

Un cuñero acciona la llave hidráulica primero en un cambio de velocidad para enroscar la conexión y luego en un cambio de fuerza para darle torque a la conexión. Verificar que el torque aplicado sea para el diámetro de tubería utilizado.

8. Bajar el doble.

El maquinista eleva la sarta para dejarla en su peso libre y poder abrir la cuña hidráulica, luego baja la sarta con cuidado hasta dejarla a la altura suficiente para poder meter la llave hidráulica y cierra la cuña hidráulica. Un cuñero libera el elevador de tubería.

9. Elevar el bloque y repetir el procedimiento hasta alcanzar la profundidad descrita por el programa de trabajo.

10. Diligenciar reporte en la Bitácora, de forma clara, como fue el orden del completamiento y verificar si está según el programa. Reporte el número completo y el estado de la sarta que corrió al pozo y el tipo de bomba que fue instalada. Además se debe reportar el tiempo que duro la operación.

4.7 INSTALACIÓN O CAMBIO DE PIPE RAM

4.7.1 Objetivo Definir y estandarizar las actividades realizadas para cambio de Pipe Rams al Stack de Preventoras en las operaciones de workover y well services.

4.7.2 Alcance Esta actividad se realiza durante la instalación de las preventoras y cada vez que haya un cambio de diámetro de tubería en el pozo, aplica para los equipos que realizan actividades de mantenimiento y reacondicionamiento de pozos petroleros de Petrosantander (Colombia) Inc.

4.7.3 Definiciones

AST (Análisis de Seguridad en el trabajo), herramienta para la identificación y formulación de controles a los peligros y aspectos ambientales encontrados en cada paso de la actividades de cada área.

Manila: Cuerda delgada y algo burda que se elabora con fibra de pita y se usa para atar o para fabricar tejidos artesanales o industriales.

Pipe rams: Un tipo de elemento de sellado que trabaja con alta presión fabricado con un agujero de medio círculo en el borde para adherirse a un tubo.

Well services: actividad de intervención que realiza mantenimiento a los pozos petroleros.

Winch (*winche*): Cilindros o tambores giratorios que facilitan la maniobra de izado.

Workover: Es toda actividad realizada a un pozo que modifica el estado mecánico de este.

4.7.4 Instrucciones

1. Realizar charla pre operacional y revisar el AST.
2. Instalar tarjeta de NO OPERAR en el acumulador y en el remoto del acumulador.
3. Realizar desconexión y liberación de presiones.

Nota: Normalmente en las operaciones de workover y wellservices el cambio de los pipe rams y blind rams se hace antes de instalar la preventora, y esta se encuentra ubicada en el banco de prueba. Si la preventora se encuentra instalada en el pozo seguir los pasos hasta el final de lo contrario el programa termina en el paso N° 15.

4. Alistar herramientas adecuadas (llaves, winche, machos, pipe rams, tornillos de izaje de los pipe rams, aceite lubricante).
5. Alistar los materiales necesarios según los sellos a instalar.
6. Achicar y limpiar contrapozo y colocar parrilla.
7. Soltar tornillos de los bonnets o módulos de los pipe rams. Sostener la llave de golpe con una manila, nunca con la mano.
8. Abrir los bonnets o módulos.

Figura 57. Modulo abierto de la BOP



9. Verificar estado de los sellos de las tapas. Si estos se encuentra dañados o han perdido su forma deberán ser cambiados.

10. Limpiar y lubricar la tapa de la preventora y las ranuras donde se encuentran ubicados los empacos.

Figura 58. Tapa del módulo de la BOP



11. Colocar tornillos de izaje a los pipe rams y retirarlos.

12. Limpiar y lubricar bonnets o módulo.

13. Instalar pipe rams nuevos, verificar dimensión según tubería a utilizar.

Nota: Al instalar los rams se deben introducir suavemente y no forzarlos ya que pueden sufrir daños.

14. Cerrar bonnets o módulos.

15. Apretar los tornillos.

16. Energizar nuevamente el acumulador, dejando instalada la tarjeta de NO OPERAR.

17. Realizar conexiones, revisando que cada manguera este ubica en el módulo correcto a accionar.

18. Retirar tarjeta de NO OPERAR del acumulador y del remoto del acumulador.

19. Probar sentido de apertura y cierre de pipe rams.

20. Registrar en la bitácora el cambio de los pip rams que diámetro fueron retirados y cuales fueron instalado.

4.8 PRUEBA DE BOP

4.8.1 Objetivo Definir y estandarizar las actividades realizadas para probar el funcionamiento de las preventoras (BOP's) para operaciones de Workover y Well services.

4.8.2 Alcance Aplica a todos los equipos de Petrosantander (Colombia) Inc., que realizan actividades de perforación, mantenimiento y reacondicionamiento de pozos petroleros.

4.8.3 Definiciones

Ariete: Componente de cierre y sellado de un preventor, existen tres tipos: ciegos, de tubo y cortantes. Los arietes ciegos forman un sello sobre el agujero sin tubería, los arietes de tubo, al cerrarse se cierran alrededor del tubo, los arietes de corte cizallan la tubería antes de formar el sello.

AST (Análisis de Seguridad en el trabajo), herramienta para la identificación y formulación de controles a los peligros y aspectos ambientales encontrados en cada paso de la actividades de cada área.

BOP: Es un sistema de control de presión del pozo que desempeña las siguientes funciones: un medio de cerrar la boca del pozo completamente, o alrededor del tubo o la tubería, un medio de controlar el desfogue de gases, fluidos cortados con gas, agua salina u otra posible combinación de fluidos posibles en un influjo; y un medio de sacar o bajar tubería en un pozo.

Preventor anular “Hydril”: Permite el movimiento de tubería en el pozo, garantizando el sello del espacio anular. El preventor (tipo RS) está compuesto por el cuerpo, la unidad de empaque de caucho reforzado con acero (lo cual evita su deformación al trabajar bajo altas presiones) y la cabeza, que se enrosca en el cuerpo y se asegura por medio de tornillos al empaque.

Preventor de arietes: Los preventores tipo ariete derivan su nombre del cilindro hidráulico y flecha de ariete que accionan los bloques del ariete sellador. Los arietes para tubo son elementos de sello, diseñados a cerrar el barreno de acero con bloques que tienen integrados unos sellos de goma.

Workover: Es toda actividad realizada a un pozo que modifique el estado mecánico de este.

Well services: actividad de intervención que realiza mantenimiento a los pozos petroleros para mantener su producción.

4.8.4 Equipo y Herramientas

- Martillo de bronce (Macho).
- Manómetros.
- Registrador de presión Barton.
- Uniones de golpe.
- Bomba triplex o bomba manual.
- Llaves para tubo.

4.8.5 Medidas de seguridad y protección ambiental

- Instalar guayas anti látigo en las conexiones de las mangueras.
- Evitar ubicarse de frente a las conexiones que posean altas presiones.
- El operador de la bomba debe tener cuidado de no exceder las presiones de prueba y evitar poner en riesgo al personal.
- Mantener buena comunicación durante la prueba de presión.
- Verificar que los manómetros sean los adecuados para el trabajo y que estos estén funcionando correctamente.
- Verificar que las presiones sean de 0 psi al momento de retirar las mangueras de la preventora.
- Todo el personal debe usar su equipo de protección personal.
- La BOP solo se debe usar para cerrar el pozo o el anular en su totalidad y para ninguna otra operación.

4.8.6 Instrucciones

Figura 59. Acumulador para la BOP



1. Realizar charla pre operacional y revisar el AST.
2. Revisar la presión del fluido en el acumulador.

Figura 60. Panel de presiones del acumulador



3. Revisar el nivel del fluido en el tanque.
4. Apagar las bombas del acumulador.

5. Cerrar y abrir la preventora y chequear la presión y el volumen de fluido usado en el acumulador después de cada función por cada unidad. Debe quedar la suficiente presión y el volumen necesario para cerrar el preventor de tubería (pipe ram) y el ariete ciego (blind ram). La presión de precarga debe ser la misma en todas las botellas del acumulador. (1000 PSI)

6. Arrancar todas las bombas del acumulador.

7. Revisar el tiempo de recarga del acumulador.

El tiempo de carga desde su valor de presión de precarga a su valor máximo de presión debe ser máximo 15 min. Se recomienda revisar la capacidad de recarga de las bombas de aire con la potencia eléctrica apagada antes de empezar un nuevo pozo. Además la recarga se debe activar automáticamente.

8. Comparar y chequear el tiempo de cierre de las preventoras y el tiempo de recarga del acumulador con los datos suministrados por el fabricante para el sistema en uso. (2 min max)

9. Operar varias veces los preventores y verificar que las bombas automáticamente arranquen cuando la presión de cierre de la unidad ha disminuido menos del 90% de la presión de operación del acumulador. Esto debe ser chequeado solamente con las bombas eléctricas operando.

10. Instalar el registrador de presión Barton, y el Pony de prueba a la preventora ubicada en el banco de prueba.

11. Conectar las mangueras del acumulador correctamente y llenar con fluido previamente el sistema de BOP.

12. Realizar una prueba en baja presurizando hasta 500 psi con la bomba del equipo o una bomba manual utilizando los rams de tubería (de acuerdo al diámetro de la tubería de trabajo, 2-3/8", 2-7/8" y 3-1/2") y los rams ciegos garantizando que la presión se mantenga estable durante 10 min. Registrar presiones y descargar presiones a cero.

Figura 61. Prueba de BOP



13. Repetir el paso anterior en alta con el fin de probar la BOP hasta 1500 psi durante un período de 10 minutos de una forma estable. Registrar presiones y descargar presiones a cero.

14. Retirar toda la tornillería de la brida ubicada en el banco de pruebas.
15. Izar e instalar siguiendo el procedimiento de monte de preventora.
16. Los resultados deben ser registrados en el formato "F-003/PSCI-WOI-001 Prueba de Preventoras BOP". Además se debe reportar en la bitácora el tiempo que duro la operación.

Nota: Es de suma importancia que la unidad pueda ser cargada con solamente uno de los dos sistemas operativos de potencia.

4.9 INSTALACIÓN Y DESINSTALACIÓN DE LA BOP

4.9.1 Objetivo Definir y estandarizar las actividades necesarias para la operación de instalación y desinstalación de B.O.P. (Blow Out Preventor) en Workover y wellservices de Petrosantander (Colombia) Inc.

4.9.2 Alcance Este procedimiento aplica a todos los equipos de Petrosantander (Colombia) Inc., que realizan actividades de workover y wellservices.

4.9.3 Definiciones

Acumulador: Dispositivo de almacenamiento de fluidos hidráulicos, empleados para cerrar los preventores.

AST (Análisis de Seguridad en el trabajo), herramienta para la identificación y formulación de controles a los peligros y aspectos ambientales encontrados en cada paso de la actividades de cada área.

Ariete: componente de cierre y sellado de un preventor, existen tres tipos: ciegos, de tubo y cortantes. Los arietes ciegos forman un sello sobre el agujero sin tubería, los arietes de tubo, al cerrarse se cierran alrededor del tubo, los arietes de corte cizallan la tubería antes de formar el sello.

BOP: sistema de control de presión del pozo que desempeña las siguientes funciones: un medio de cerrar la boca del pozo completamente, o alrededor del tubo o la tubería, un medio de controlar el desfogue de gases, fluidos cortados con gas, agua salina u otra posible combinación de fluidos posibles en un influjo.

HSE: (Health, Safety, Enviroment,) Salud Ocupacional, Seguridad Industrial.

Preventor de arietes: Los preventores tipo ariete derivan su nombre del cilindro hidráulico y flecha de ariete que accionan los bloques del ariete sellador. Los arietes para tubo son elementos de sello, diseñados a cerrar el anular con bloques que tienen integrados unos sellos de goma.

Winche: Equipo hidráulico que transmite potencia a través de un cable para movilizar una carga.

4.9.4 Equipo y herramienta

- Llaves de Golpe
- Winche
- Martillos de Bronce (Macho)
- Espárragos
- Eslingas sintéticas y metálicas.
- Grilletes.
- Pin de seguridad

4.9.5 Medidas de seguridad y protección ambiental

- Revisar todas las eslingas a utilizar, estas deben estar en buen estado y ser adecuadas para el trabajo a realizar.
- Los grilletes instalados debe tener su pin o chaveta de seguridad.
- El personal debe mantener la buena comunicación durante el izaje.

- Tener cuidado con las cargas suspendidas y nunca ubicarse debajo de estas.
- El personal debe contar con todo su equipo de protección personal (E.P.P).
- Diligenciar todos los formatos de izaje de cargas antes de comenzar con la operación.

4.9.6 Instrucciones

1. Realizar charla pre operacional y revisar el AST.
2. Ubique la preventora cerca de la boca del pozo.
Usar el brazo grúa para trasladar la preventora desde el banco de pruebas hasta la boca del pozo.

Figura 62. Levantamiento de preventora



Nota: Se debe constatar que la preventora tenga el doble juego de arietes y que los arietes de tubería sean los adecuados para el diámetro de tubería. Los documentos

de izaje de carga con el brazo grúa deben ser diligenciado antes del izaje y el operador debe estar certificado para el manejo de este.

3. Desasentar el ancla de tubería.

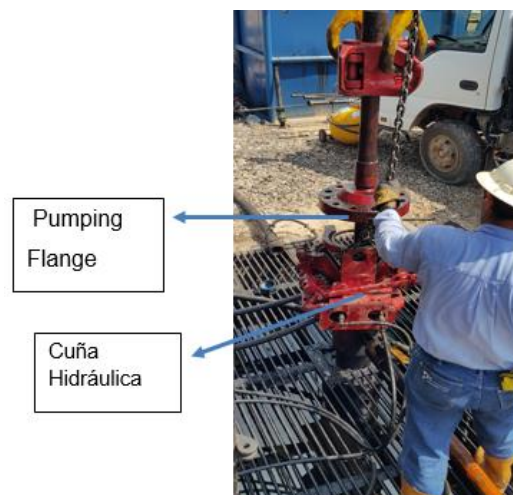
Si se va sacar la sarta de tubería para un bombeo mecánico, se debe liberar primero el ancla de tubería, y esta se desasienta girándola entre 8 y 10 veces a la izquierda o derecha dependiendo del ancla de tubería.

4. Instalar un Pup Joind al pumping Flange y soltar los doce espárragos del Pumping Flange.

5. Retire el Pumping flange.

El maquinista eleva la sarta de tubería y los cuñeros instalan la cuña hidráulica por debajo del Pumping flange. Luego de asegurar la sarta de tubería, los cuñeros retiran el Pumping flange junto con el Pup Joint.

Figura 63. Desinstalación del Pumping flange



6. Limpiar el canal del ring gasket (Ring groover) y la parte inferior del flange del preventor.

7. Instalar el ring Gasket.

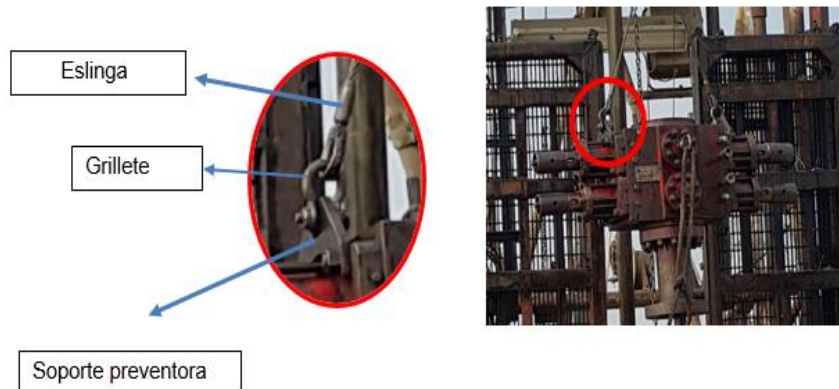
Los cuñeros instalan el ring Gasket verificando que este tenga las especificaciones técnicas adecuadas para el Casing Spool que está instalado.

8. Elevar la tubería 7 pies e instalar la cuña hidráulica sobre el casing spool para asegurar la sarta de tubería.

9. Asegurar la preventora con las eslingas.

La cuadrilla instala los grilletes en los soportes laterales de la preventora y asegura la eslinga metálica de cuatro puntos donde cada extremo va amarrado en los grilletes previamente instalados.

Figura 64. Amarres para elevar la BOP



Nota: Verificar el estado de la eslinga y grilletes que se usan para elevar la preventora. Además se debe verificar que la eslinga y los grilletes sean los adecuados para el trabajo

10. Amarre una soga a la preventora para guiarla al momento de ser levantada.

Figura 65. Elevación de BOP



11. Instalar la eslinga sintética al gancho del bloque viajero y luego a la preventora usando los grilletes en cada extremo de la eslinga sintética.

Nota: Se debe revisar la eslinga sintética la cual debe estar en buen estado para soportar el peso a la cual va estar expuesta.

12. Elevar la preventora lentamente aguantando el viaje con la soga previamente amarrada, después bajarla lentamente hasta que los 7 pies de tubería pasen por la preventora y quede sobre la cuña hidráulica.

Nota: Al momento de elevar la preventora la cuadrilla debe tener mucho cuidado y ubicarse en áreas seguras de tal manera que si se llega a soltar la preventora esta no lesione a nadie.

13. Soltar la eslinga sintética y asegurar la eslinga metálica de cuatro punto al gancho de varilla y asegurar la tubería con el elevador de tubería.

Figura 66. Amarre de preventora a gancho de varilla.



14. Elevar el conjunto (tubería y preventora) y retirar la cuña hidráulica. Luego bajar el bloque viajero con la preventora y tubería guiándola hasta que los espárragos entren en sus respectivos orificios del Flange.

Figura 67. Instalación BOP



15. Ubicar la cuña hidráulica sobre la preventora y asegurar la sarta de tubería, se aseguran los 12 espárragos de 1 1/8 pulgada, utilizando la llave de golpe de 2-3/16 pulgada.

Nota: Asegurar la cuña hidráulica con cadenas a la preventora.

16. Retirar el estrobo e instalar las mangueras de la preventora y las volantas manuales para el accionamiento de la preventora.

17. Revisar que las mangueras estén instaladas en el módulo correcto.

4.9.7 Instrucciones desinstalación

1. Con el pozo debidamente controlado, asegurar la sarta de tubería con la cuña y desinstalar las mangueras y volantas manuales de la preventora.
2. Instalar los grilletes a los soportes de elevación de la preventora y asegurar la eslinga de acero a los grilletes previamente instalados.
3. Asegurar la tubería con el elevador de tubería.
4. Asegurar la eslinga de acero al gancho de varilla.
5. Soltar los doce espárragos que aseguran la preventora al Casing spool.
6. Soltar la cuña hidráulica y retirarla usando el winche. Luego elevar la preventora junto con la tubería y ubicar la cuña sobre el casing spool y asegurar la sarta de tubería.
7. Depositar la preventora sobre la cuña hidráulica y soltar la eslinga metálicas del gancho del bloque viajero.
8. Amarrar una soga a la preventora para guiarla a un costado de la cabeza del pozo.
9. Asegurar la eslinga sintética al gancho del bloque viajero, elevar la preventora hasta que salga de la tubería y guiarla a un costado del pozo.

Figura 68. Desmonte BOP



10. Asegurar la preventora con el brazo grúa y depositarla en el banco de pruebas.

11. Reportar en la bitácora el tiempo necesario para completar la operación.

4.10 LIMPIEZA DE ARENA

4.10.1 Objetivo Definir y estandarizar las actividades realizadas con el fin de minimizar los riesgos presentes y maximizar la efectividad al efectuar un servicio de limpieza de arena a los pozos del campo con equipo de Workover y Well services.

4.10.2 Alcance Estas instrucciones aplican a todas las operaciones de limpieza de arena que se realice en los pozos del campo de Petrosantander (Colombia) Inc.

4.10.3 Definiciones

AST (Análisis de Seguridad en el trabajo), herramienta para la identificación y formulación de controles a los peligros y aspectos ambientales encontrados en cada paso de la actividades de cada área.

Bull dog Bailer: Bomba desarenadora.

Power swivel: equipo que permite transmitir rotación.

Well services: actividad de intervención que realiza mantenimiento a los pozos petroleros.

Workover: Es toda actividad realizada a un pozo que modifica el estado mecánico de este.

4.10.4 Equipo y herramientas

- Corona o cuello dentado
- Acople Tubing-Tubing
- Cuerpo de retención
- Asiento de la válvula de retención Flaper valve
- Válvula tipo cheque Flapper valve
- Cámara de almacenaje-Tubings
- Embolo de extensión (bull Dog)
- Acople Extensión-Kelly (camisa)
- Tuerca tope inferior de acople a Kelly
- Tubo perforado
- Pate mulo (mule shoe)

Con el objeto de disponer de una Herramienta desarenadora adecuada al diámetro del casing del pozo a limpiar, se han diseñado dos modelos de herramientas, denominadas genéricamente de 2 3/8" y de 2-7/8".

4.10.5 Factores a tener en cuenta al bajar la herramienta.

Es importante que antes de utilizar la Herramienta desarenadora en la limpieza de un pozo, se tengan en cuenta los siguientes factores:

1. Acondicionar o despojar un área cercana a la boca del pozo donde se recogerá la arena sacada del pozo.
2. Vaciar el contra pozo para evitar derrames y contaminación en la zona.
3. Revisar la tubería de trabajo y la cámara, antes de iniciar la limpieza.

4. Con la herramienta en fondo y antes de iniciar el trabajo se debe verificar el peso de la sarta.
5. Registrar la profundidad a la cual se tocó fondo.
6. Acondicionar una power swivel en caso de que se requiera rotar la herramienta en fondo.
7. Revisar el cable y la polea del equipo.
8. Llevar soportes para tubería (“burros”) para la armada de la herramienta.

4.10.6 Instrucciones para la operación de la Herramienta

1. Armar herramienta de acuerdo al tope de arena y al tipo de arena la cual se va a limpiar.

La cuadrilla arme el ensamble de fondo para la limpieza de arena, el supervisor escogerá el tipo de herramienta bajar con la bomba, ya sea con pata de mulo para arenas consolidadas o una campana dentada. Además se debe escoger el número de juntas de recámara que ira por encima de la bomba desarenadora o bulldog.

2. Tocar fondo.

Se baja la herramienta hasta que se encuentre el tope de arena, este se debe tocar mínimo 3 veces para verificar que es el tope verdadero y no un fondo falso.

Como previamente se ha chequeado fondo y se tiene una medida promedio del tope de arena, es necesario cuando se esté llegando a fondo con la herramienta verificar el peso de la sarta.

3. Aplicar peso.

El maquinista baja la sarta y aplica aproximadamente 7.500 lbs de peso.

4. Marcar la sarta para accionar la herramienta.

Se marca la tubería en el punto donde se perdieron las 7.500lbs, luego se eleva la tubería unos 10 pies y se hace otra marca en la sarta.

5. Accionar la herramienta.

El maquinista Levanta la sarta hasta los 10' (pies) que se habían marcado, efectuando esta operación a la máxima velocidad que lo permita el equipo. Espera en este punto aproximadamente 20 segundos y volver a bajar hasta tocar fondo y perder nuevamente las 7.500 lbs.

6. Repetir consecutivamente hasta cuando se logre avanzar unos 30' (pies) aproximadamente.

7. Evite pegas.

Cuando se haya avanzado 30' (pies), el maquinista eleva la herramienta lo máximo que se pueda, luego la bajada sin tocar el fondo; estos movimientos de la sarta hacia arriba y abajo se hacen por cinco minutos, para evitar posibles pegas de la herramienta.

8. Aplique rotación.

Cuando la herramienta llegue a un punto donde no se pueda avanzar, será necesario aplicar rotación o trabajar la sarta. Si después de un tiempo de aplicación de rotación y accionamiento alternativo de la herramienta no se logra avanzar, se debe sacar la herramienta, según el procedimiento de sacada de tubería.

Nota: En los pozos en los cuales se presenten puentes de arena, se debe tener la precaución de mover continuamente la herramienta para evitar pegas. Además en los pozos con fondos lodosos se debe tener especial cuidado con la profundidad a la que está el tope de sucio y la herramienta, ya que esta puede enterrarse generando una pega.

9. En el momento en que la herramienta empieza a funcionar es necesario darle operación continua, ya que en paradas prolongadas la arena se sedimenta dentro de ésta y se perderá totalmente la eficiencia.

10. Extraer la herramienta.

Se extra la herramienta según el procedimiento de saca de tubería, al momento de llegar a las juntas de cámara, se sacan ya sea en dobles o en sencillos, dependiendo si la arena está muy compacta o no.

11. Lavar las juntas de la recámara y disponer la arena de manera adecuada

Los cuñeros usan un chorro de agua a presión para lavar la arena acumulada en la juntas de recámara. Esta arena puede ser depositada en el contrapozo para su posterior disposición.

12. Lavar la bomba desarenadora.

Los cuñeros lavan la bomba desarenadora con agua a presión revisar el estado de las válvula de una sola vía (válvula check), si esta se encuentra en mal estado debe ser cambiada.

13. Bajar la herramienta nuevamente si es necesario y continuar con la limpieza.

14. Reportar en la bitácora, los viajes hechos con la herramienta, la cantidad de juntas llenas en cada viaje y la profundidad a la que se avanzó.

Nota: El número de veces que se debe accionar la Bulldog depende del tipo de arena en que se esté trabajando, Si se trata de Arena consolidada (Dura) la herramienta se acciona más veces que si fuera poco consolidada.

4.10.7 Recomendaciones de mantenimiento Por su construcción, la Herramienta desarenadora es robusta y fuerte, presentando pocas partes móviles susceptibles al desgaste. Sin embargo, es necesario revisar y limpiar luego de cada operación de desarenado, las siguientes partes:

- Dentado de la Corona
- Estado de las roscas en los diferentes acoples
- Estado mecánico de la Bomba tipo Barril (esfera, asientos, empaques, etc.).
- Acoples inferior y superior de la Kelly

Adicionalmente, el uso frecuente de la herramienta, traerá consigo desgaste de la Corona, Boquillas de Fluidización, asientos de las válvulas tipo cheque y de la camisa-pistón de la Bomba tipo Barril. Sin embargo, el tiempo de reemplazo de estos componentes estará definido por la severidad de las labores de desarenado y la frecuencia de las mismas.

4.11 OPERACIONES DE SWABEO

4.11.1 Alcance Esta operación se realiza en operaciones de completamiento, después del cañoneo del pozo y cuando este no fluye naturalmente, además cuando se requiere información del fluido del yacimiento y del comportamiento de su nivel. En otro caso se utilizar para desocupar el fluido de la tubería y poder sacar la tubería sin generar contaminaciones.

4.11.2 Definiciones

AST (Análisis de Seguridad en el trabajo), herramienta para la identificación y formulación de controles a los peligros y aspectos ambientales encontrados en cada paso de la actividades de cada área.

Swabeo: Extracción mecánica de un pozo con copas de extracción de fluidos líquidos accionada mecánicamente a través de una guaya o el malacate del Rig.

Workover: Es cualquier actividad realizada a un pozo que modifique el estado mecánico de este.

Well services: Actividad de intervención que realiza mantenimiento a los pozos petroleros para mantener su producción.

4.11.3 Medidas de seguridad y protección ambiental

- Ubicar el equipo de acuerdo con el procedimiento de Rig up y así brindar una mayor seguridad en todas sus operaciones.

- Cuando se esté realizando el swabeo, evitar que el personal se encuentre en la torre y en la mesa realizando trabajos ajenos a la operación, debido a la posibilidad de una ruptura del cable y a lesiones del personal.
- Las marcas instaladas en el cable deben realizarse adecuadamente estas deben ser limpiadas y cambiadas cada vez que se requiera.
- Dichas marcas deben ser tres y la distancia entre cada una de ellas es igual al recorrido del cable entre el tambor del cable y el oil saver.
- La línea de descargue del árbol de swabeo debe ubicarse lo más alejado posible de los exostos de los motores, de igual manera el descargue de la línea del quemadero de gas, el cual debe encontrarse bien retirado de la localización y provisto del mechón listo para ser encendido.
- Entrenar el personal en el uso correcto y adecuado de extintores, mantener éstos en buen estado y lo más cerca posible al equipo.
- Observar el aporte de arena al tomar las muestras de fluido ya que si este aumenta puede producir pega a la barra de swabeo.
- Asegurar que los fluidos que sean descargados al tanque al momento de realizar el swabeo deben pasar previamente por un separador de gas. Con el fin de evitar descargas de gas en la localización y riesgo de generar Incendio.
- Se recomienda tomar un nivel antes de la operación para identificar la profundidad del nivel de fluido y tenerla en cuenta al momento de bajar la herramienta.

4.11.4 Equipo y Herramienta

Figura 69. Herramientas de swabeo



Gato hidráulico



Gomas de swabeo



Oil saver

- Copas o gomas de swabeo (diferentes tipos de acuerdo a la calidad de fluido a recuperar).
- Mandril.
- Porta mandril.
- Barras de peso (+/- 21 pies de longitud).
- Swivel rod-sucker (unión giratoria o loco).
- Porta magnolia o conector del cable a la barra de peso.
- Cable 9/16" acerado con alma (cable del swabo).
- Conexión de tubería de trabajo al árbol de swabeo.
- Árbol de swabeo.
- Lubricador.
- Cabezote (Oil Saver) puede ser hidráulico o mecánico.
- Medidor de profundidad (Depthmeter).
- Bomba hidráulica manual.
- Guayas anti-látigo

4.11.5 Instrucción Instalación del árbol de swabeo

1. Instalar un crossover.

Un cuñero instala en la conexión del último tubo un crossover que tenga el tipo de rosca y diámetro adecuado para la instalación del árbol de swabeo.

2. Instalar el árbol de swabeo.

El maquinista eleva el árbol de swabeo con el winche principal y los cuñeros lo guían hasta la conexión, estos lo enroscan y aseguran manualmente con el uso de una llave de tubo.

3. Probar el árbol de swabeo.

Los cuñeros cierran la válvula superior e inferior, luego se le bombeo fluido y se prueba si tiene alguna fuga.

4. Instalar la manguera de fluido.

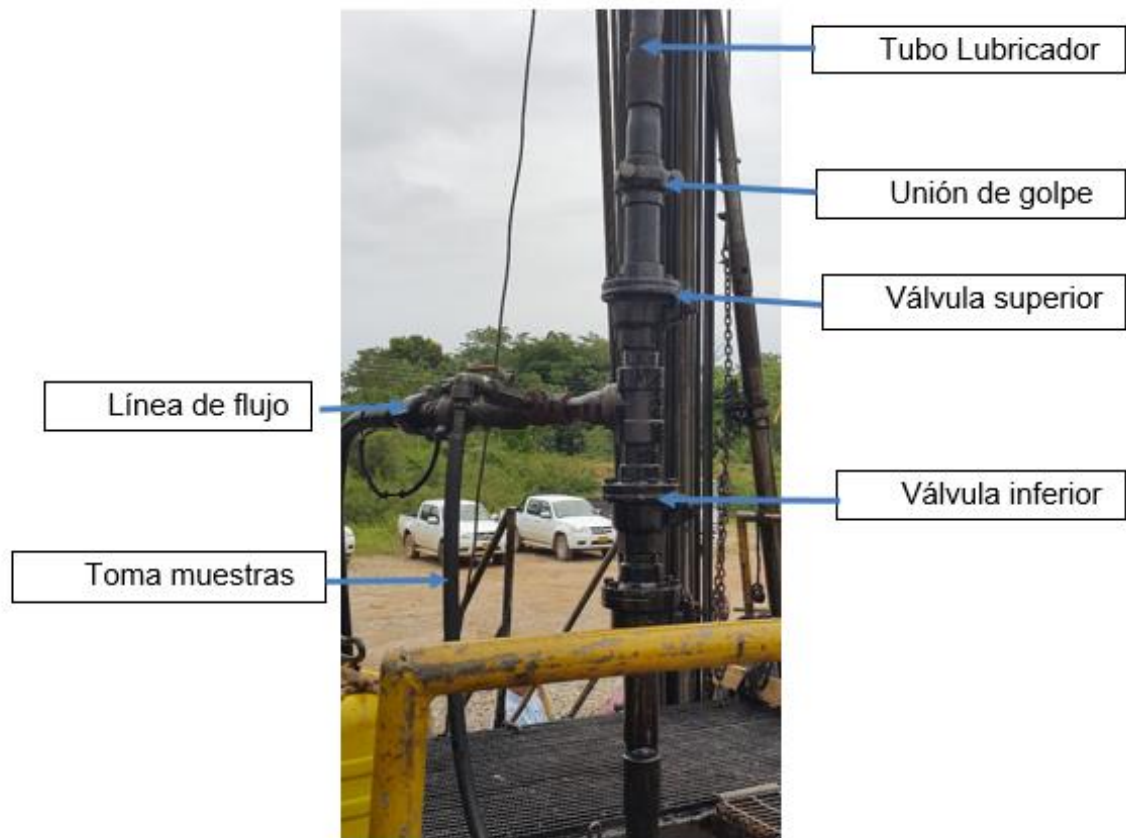
Los cuñeros instala la manguera de fluido con la unión de golpe esta va al separador y de ahí al tanque debidamente aforado.

Nota: Todas las conexiones de manguera debe tener instalada su guaya anti látigo por seguridad.

5. Instalar el tubo del lubricador y el oil saver.

Los cuñeros instala el oil saver al tubo del lubricador manualmente, luego instalan el tubo al árbol de swabeo con una unión de golpe, de esta manera se facilita el cambio de las copas de swabeo si es necesario.

Figura 70. Árbol de swabeo



4.11.6 Instrucciones arme de barra de swabeo

- 1 Introducir el cable 9/16" en el cabezote (oil saver).
- 2 Introducir el cable por el conector del cable a la barra; fundir y aplicar magnolia al cable para evitar que se suelte.

El personal calificado corta el cable, abre los torones e hilos y los pasa a través del portacable, luego se entierra una barra y se amarra el portacable a la barra de tal modo que la rosta quede hacia arriba, después se le aplica la magnolia caliente con mucho cuidado, hasta que esta salga por los agujeros del porta cable.

- 3 Esperar el enfriamiento de la magnolia, no enfriar con agua.
- 4 Conectar y apretar el swivel rod socker (unión giratoria o loco).
Los cuñeros conecta la barra de peso y la unión giratoria al porta cable.
- 5 Conectar y apretar el porta mandril a la barra de peso.
- 6 Revisar las gomas del oil saver, si estas están desgastadas se deben cambiar.
Los cuñeros retiran, el pin de la parte superior del oil saver y revisan las gomas, si están en mal estado debe ser cambiadas, al cambiarlas se debe verificar que las gomas estén ubicadas correctamente y los buching de igual manera, luego se asegura la tapa del oil saver y se le instala el pin de seguridad.
- 7 Instala el oil saver al tubo lubricador.
Los cuñeros pasa la barra de peso a través del tubo lubricador, luego aprietan el oil saver al tubo manualmente.
- 8 Instalar la manguera de la bomba de aceite (gato hidráulico) al oil saver.
- 9 Izar el conjunto tubo lubricador y oil saver.
Los cuñeros aseguran el tubo lubricador con el winche auxiliar y el maquinista lo eleva sobre el árbol de swabeo.
- 10 Conectar y apretar el porta mandril a la barra de peso.
- 11 Ubicar las copas de swabeo en el mandril e instalarlo en el porta mandril.
- 12 Verificar la correcta posición de las copas de swabeo, estas deben ubicarse de tal forma que se expandan con la carga de fluido en el momento de realizar el viaje ascendente.

Figura 71. Mandril de swabeo con copas



13 Instalar y apretar el tubo lubricador sobre el árbol de swabeo.

El lubricador debe quedar lo más verticalmente posible, de no quedar así, se debe buscar ayuda con amarres en forma de vientos para buscar la verticalidad de éste. El lubricador siempre debe permanecer asegurado con el winche en caso de que se requiera desinstalarlo.

4.11.7 Operación de la Herramienta

1. Realizar la reunión pre operacional y revisar el AST.

2. Instalar o limpiar las marcas en el cable de swabeo.

La cuadrilla instala las 6 marcas al cable del swabo, esto se hace abriendo los torones y pasando una cinta a través de ellos o cuerda, para evitar que estas se corran en la operación y de una distancia falsa.

Figura 72. Marcas del cable de swabo



3. Instalar el deepthmeter en el cable, setearlo a cero.

La cuadrilla instala el medidor de profundidad al cable del swabo, este es instalado cerca al tambor del malacate del swabo.

4. Instalar la barrera protectora.

La cuadrilla instala la barrera protectora sobre el tambor del swabo, entre el cable, el deepthmeter y la persona encargada de registrar el dato de profundidad.

5. Aforar los tanques.

Para iniciar la operación de swabeo se necesita aforar los tanques donde se van almacenar el fluido recuperado.

6. Bajar la herramienta.

El maquinista acciona los controles del malacate del swabo para bajar la herramienta, esta se debe bajar a una velocidad moderada, debido a que el cable se puede enredar al estar cerca del nivel de fluido estimado previamente. Al sumergirse la barra de swabo en el fluido se debe disminuir la velocidad debido a que el cable se puede enredar. Además a medida que se desciende, un cuñero acciona el gato hidráulico para proveerle presión al oil saver y las gomas puedan hacer sello.

7. Sumergir las copas de swabeo dentro del fluido.

El maquinista sumerge las copas de swabeo en el fluido máximo 500ft por debajo del nivel del fluido, para evitar sobre carga y que el cable se pueda romper.

8. Elevar el la herramienta hasta superficie.

El maquinista eleva la herramienta, en pozos de gas se debe tener cuidado ya que el gas puede empujar la barra más rápido de lo que el tambor enrolla el cable. La cuadrilla debe estar pendiente de las marcas echas en el cable y avisarle al maquinista cada vez que estas pasen. El maquinista debe disminuir la velocidad a medida que se acerque a superficie para evitar estrellarse con el oil saver.

9. Reportar el viaje, la profundidad del nivel de fluido, la profundidad a la cual se llegó con el swabo y la cantidad de fluido extraído.

El supervisor reportar en cada viaje la profundidad del nivel de fluido y la profundidad a la cual se llegó con el swabo, con estos datos determinamos la carga de fluido al iniciar la extracción. Además la diferencia entre la carga inicial y la real medida en los tanques, calculamos la pérdida de fluido en el viaje. Con estos datos se puede estimar a que profundidad donde se encuentra el nivel de fluido y si el pozo está o no aportando.

10. Tomar muestras.

Periódicamente los cuñeros pueden tomar muestras de fluido en cabeza de pozo.

11. Al final de la operación se debe reportar el volumen total recuperado, el BSW, el grado API del crudo, la salinidad, el nivel inicial de fluido y el nivel final del mismo, el tiempo de recuperación del nivel (si es el caso), y todo dato observado que nos pueda dar ayuda en la evaluación del yacimiento.

5. CONCLUSIONES

- Se reducen los tiempos no productivos debido a incidentes, accidentes y daños en materiales y herramientas ya que dentro de las actividades previas a la ejecución de los trabajos se incluye el conocimiento e interiorización de los programas operacionales que obligan a realizar los análisis seguros del trabajo. Adicionalmente cada programa fue diseñado para brindar los elementos necesarios para la mitigación o eliminación total del riesgo.
- Cada programa operacional contiene los listados de las herramientas y equipos necesarios para cada una de las actividades a realizar los cuáles deben ser consultados para garantizar la totalidad de los recursos de la operación evitando los tiempos muertos.
- Se orienta al personal a tener en cuenta la información proporcionada por los diferentes fabricantes de materiales para el mejor aprovechamiento de los recursos y el mejoramiento en la calidad de los servicios prestados por medio de la consulta de los diferentes manuales técnicos además de que obliga al conocimiento previo e interiorización de cada programa operacional.
- Se identificaron actividades operacionales menores susceptibles de estandarizar y que apuntan a complementar las operaciones de Wellservices y Workover.
- Con el cumplimiento estricto de los programas operacionales se garantiza la disminución, en un alto porcentaje, de accidentes al personal.

- Los programas operacionales permiten al personal el conocimiento de los diferentes recursos a través de su nombre vulgar o técnico.
- Los programas operacionales son susceptibles de cambios de acuerdo a las evaluaciones exhaustivas que se realicen para mejorar las actividades de Wellservices y Workover.

6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar un estudio para la adquisición de tubería de trabajo para las operaciones de Workover y así brindar un trabajo de mayor calidad.
- Se sugiere la instalación de un dinamómetro al cable del swabo durante las operaciones de swabeo para tener una medida exacta de la tensión del cable durante la actividad y no sobrepasar su punto de ruptura.
- Es importante el conocimiento técnico de las diferentes herramientas utilizadas en la operación para darles un correcto uso evitando daños en estas.
- Se sugiere la implementación de un Tubing Hanger para facilitar la instalada de la BOP evitando así el constante movimiento de la cuña hidráulica logrando una operación más segura.
- Es indispensable que antes de cada operación se realice el análisis de trabajo seguro debido que las condiciones de seguridad varían de una localización a otra.
- Se sugiere realizar un estudio para seleccionar el mejor fluido de trabajo aplicado en las diferentes actividades de workover y wellservices.
- Los programas operacionales deben ser modificados sí se altera la forma como se realizan las actividades de Wellservices y Workover en Petrosantander.

BIBLIOGRAFIA

- BEJARANO, Karen Nathalia y SANCHEAZ, Delicia Alejandra. Diseño e implementación de un método cuantitativo para la evaluación y valoración de riesgos en el área de Workover y completamiento. Trabajo de grado de Ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Fisico-quimicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2015. 129 p.
- CASTAÑO, Gonzalo y NAVAS, Luisa Maria. La presencia de las petroleras canadienses en Colombia. Censat Agua viva- FOE. Colombia 2001. 61 P
- FAJARDO, Laura Lorena y ROMERO, Patricia Yulieth. Herramienta multimedia para el aprendizaje de las operaciones de workover. Trabajo de grado de Ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Fisico-quimicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2016. 98 p.
- FORERO, Jorge Eliecer, CAICEDO, Jorge Humberto. Análisis de alternativas de generación de energías para el campo payoa. Monografía de grado para especialista en evaluación y gerencia de proyectos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Fisico-mecanicas. Escuela de estudios Industriales y empresariales, 2016. 86 p.
- NETZSCH. Manual de sistema PCP. Revisión Octubre 2005. En: <https://es.scribd.com/document/98838836/PC-Pump-System-Manual-R6-Spanish>.
- NORRIS. Analisis de falla de las varillas de bombeo, Un informe especial de Norris. En: http://www.oilproduction.net/files/norris_analisis_de_fallas.pdf.

- OROZCO, Nathalia Lorena. Análisis y mejoramiento del proceso de asignación de equipos de workover pertenecientes al gasto en pozos productores con fallas en el campo casabe alianza Ecopetrol- Schlumberger. Trabajo de grado Ingeniería Industrial. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de estudios Industriales y empresariales, 2013. 141 p.
- TENARIS. Instalación y toqueado de varillas de bombeo en boca de pozo. En:http://www.oilproduction.net/files/Procedimiento_Limpieza_Torqueado_Tenaris.pdf.
- VERGARA, Jorge Orlando y GARCIA, Gabriel Fernando. Gestión de mantenimiento para equipos de workover de la empresa STS de los Andes S.A. Trabajo de grado de Ingeniero Mecánico. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica, 2010. 157 p.