

**MANUAL PARA LOS PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES DE SERVICIOS A
POZO DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA – TOLIMA DE
ECOPETROL S.A.**

**GISET KARINE MORA CEDEÑO
KARINA ROJAS STERLING**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA
2007**

**MANUAL PARA LOS PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES DE SERVICIOS A
POZO DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA – TOLIMA DE
ECOPETROL S.A.**

**GISET KARINE MORA CEDEÑO
COD. 2001101091
KARINA ROJAS STERLING
COD. 2001102462**

Proyecto presentado para optar al grado de Ingeniero de Petróleos

**DIRECTOR:
ING. RUBEN DARIO CEBALLOS
Superintendencia de Operaciones Huila - Tolima**

**ASESOR:
ING. ERVIN ARANDA ARANDA
Profesor Facultad de Ingeniería**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA
2007**

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, Mayo de 2007

DEDICATORIA

*A DIOS por darme la oportunidad de realizarme como persona y profesional,
A mi padres Rodrigo y Deya por su apoyo, paciencia, amor, comprensión, a pesar
de todas las dificultades siempre creyeron en mi y no desfallecieron ante un sueño
haciéndolo suyo también
A mis hermanos Edwin y Jhonatan
A mi tía Eneida por su apoyo, y a toda la familia
A Diego por siempre brindarme una voz de aliento y acompañarme en este
recorrido
A Karina que a pesar de todos los tropiezos logramos cumplir con una meta en
común
Y a todas las personas que de una u otra forma estuvieron involucradas en el
alcance de este logro.*

GISET

*Para mi mamá Yolanda Sterling y mis hermanos Jesid, Alexander, Jeison y Ferney
por recorrer a mi lado todos los agitados, apretados y difíciles caminos que he
tenido que enfrentarme durante el desarrollo de las etapas de mi vida que he
superado y por ese grato orgullo que siempre han demostrado por mí.
Y una muy importante mención para aquellos amigos que han estado presentes
en mis logros y en mis fracasos con un abrazo, una sonrisa y las palabras justas.*

MIL GRACIAS

KARINA

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

ECOPETROL – GERENCIA REGIONAL SUR, Superintendencia de Operaciones Huila - Tolima. Área Huila, por su apoyo logístico.

La UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA y Profesores del Programa de Ingeniería de Petróleos por abrirnos sus puertas al conocimiento.

RUBÉN DARÍO CEBALLOS GUERRA. Ingeniero de Petróleos. Superintendencia de Operaciones Huila - Tolima. Director del Proyecto.

JULIO MARIO RUEDA. Ingeniero de Petróleos. Superintendencia de Operaciones Huila - Tolima.

LUÍS GUARÍN Y JOSÉ VICENTE CRUZ. Supervisores de la Sección de Reacondicionamiento y Varilleo. Superintendencia de Operaciones Huila - Tolima.

ERVIN ARANDA ARANDA. Ingeniero de Petróleos. Profesor Titular Programa de Ingeniería de Petróleos. Asesor del Proyecto.

LUIS BERNARDO CARRERA. Coordinador de Producción Área Neiva. Superintendencia de Operaciones Huila - Tolima.

CARLOS ERNESTO PINZÓN. Ingeniero de Petróleos. Gerente VARISUR S.A.

VARISUR S.A. Neiva.

OSCAR BERMUDEZ, JORGE ANDRÉS BAUTISTA, VICTOR LÓPEZ.
Supervisores Equipo de Varilleo RIG 5. VARISUR S.A.

PERSONAL EQUIPO DE VARILLO RIG 5. VARISUR S.A. Neiva.

WHEATERFORD. Personal de campo. Equipo Flush By.

BAKER CENTRILIFT. Personal de Servicio en Campo. Neiva.

ELCY OBREGÓN. Secretaria Programa Ingeniería de Petróleos. Neiva.
Todas las personas que de una u otra manera colaboraron en el desarrollo del presente proyecto.

CONTENIDO

| | Pág. |
|--|-----------|
| 1. GENERALIDADES | 3 |
| 1.1 SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA - TOLIMA | 3 |
| 1.2 GENERALIDADES DE LOS CAMPOS DEL AREA HUILA | 6 |
| 2. GENERALIDADES DE LAS OPERACIONES DE LOS SERVICIOS A POZO | 7 |
| 2.1 BOMBA DE SUBSUELO | 7 |
| 2.1.1 Bomba de Varilla o Insertas | 7 |
| 2.1.2 Bomba de Tubería | 7 |
| 2.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE –ESP– | 8 |
| 2.3 BOMBA DE CAVIDADES PROGRESIVAS | 9 |
| 2.3.1 Las partes de la bomba | 10 |
| 2.3.1.1 Estator | 10 |
| 2.3.1.2 Rotor | 10 |
| 2.3.2 Dos principios básicos | 10 |
| 2.3.3 Operación de la bomba | 10 |
| 2.4 PESCA DE VARILLA | 11 |
| 2.5 SARTA DE VARILLA | 13 |
| 2.5.1 Bajada de Varilla | 13 |
| 2.5.2 Sacada de Varilla | 13 |
| 2.6 BACK OFF DE SARTA DE VARILLA | 14 |
| 2.7 ON AND OFF TOOL | 15 |
| 2.8 TUBERÍA DE PRODUCCIÓN | 15 |
| 2.8.1 Especificaciones de la tubería de producción | 16 |
| 2.8.2 Bajada de Tubería | 18 |
| 2.8.3 Sacada de Tubería | 19 |
| 2.8.4 Accesorios | 19 |
| 2.9 ACHICAMIENTO DE TUBERIA LLENA | 21 |
| 2.10 ANCLAS DE TUBERIA | 22 |
| 2.11 PREVENTOR | 23 |
| 2.11.1 Preventor Anular | 23 |
| 2.11.2 Preventor de Arietes | 24 |

| | |
|--|-----------|
| 2.11.3 Unidades Acumuladoras De Presión | 25 |
| 2.12 RASPADOR | 26 |
| 2.13 BLOQUE DE IMPRESIÓN | 26 |
| 2.14 PRUEBA MANOMETRICA | 27 |
| 2.15 DESCARGA O VENDEO DE UN POZO | 28 |
| 3. GENERALIDADES DE LOS SERVICIOS A POZOS | 29 |
| 3.1. DEFINICIÓN DE SERVICIO | 29 |
| 3.1.1. Función de los Rig's de servicio | 29 |
| 3.2 PARTES DE LOS EQUIPOS | 30 |
| 3.3 CARACTERISTICAS DE LOS EQUIPOS DE SERVICIO A POZO | 32 |
| 3.4 INDICADORES DE PROBLEMAS | 39 |
| 3.5 SERVICIOS DE VARILLA | 39 |
| 3.5.1 Puntos de ruptura | 40 |
| 3.5.2 Puntos de desenroscamiento | 40 |
| 3.5.3 Tensión y fatiga | 40 |
| 3.6 SERVICIOS DE BOMBA | 43 |
| 3.6.1 Servicio de barril y bomba inserta | 45 |
| 3.6.2 Servicio de pistón | 45 |
| 3.6.3 Cambio de bomba | 45 |
| 3.6.4 Profundización / levantamiento de bomba | 45 |
| 3.6.5 Bomba Pegada | 45 |
| 3.6.6 Limpieza de arena | 45 |
| 3.6.7 Tubería rota / drain sub | 45 |
| 3.7 TRABAJOS DE PESCA | 46 |
| 3.8 CAMBIO DE SISTEMA | 46 |
| 3.9 SERVICIOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE | 46 |
| 3.10 SERVICIOS DE BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS | 47 |
| 3.10.1 Estator dañado por abrasión | 47 |
| 3.10.2 Presencia de arena | 47 |
| 3.10.3 Estator dañado por endurecimiento | 47 |
| 3.10.4 Presencia de CO ₂ y H ₂ S | 48 |
| 3.10.5 Estator dañado por surcos y hendiduras | 48 |
| 3.10.6 Estator dañado por ensanchamiento | 48 |
| 3.10.7 Estator dañado por trabajo en vacío | 48 |
| 3.10.8 Rotor dañado por marcas o ralladuras | 48 |
| 3.10.9 Viscosidad y densidad del crudo | 48 |

| | |
|---|-----------|
| 3.10.10 Gas libre | 49 |
| 3.10.11 Presencia de aromáticos | 49 |
| 4. MANUAL DE PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES DE SERVICIOS A POZO DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA – TOLIMA DE ECOPETROL S.A. | 50 |
| 4.1 OBJETIVO GENERAL DEL MANUAL | 50 |
| 4.1.2 Objetivos específicos | 50 |
| 4.2 ALCANCE | 51 |
| 4.3 CONDICIONES GENERALES | 51 |
| 4.4 FORMATO DE LOS PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES | 52 |
| CONCLUSIONES | 54 |
| RECOMENDACIONES | 53 |
| BIBLIOGRAFIA | 54 |
| ANEXOS | 56 |

LISTA DE FIGURAS

Pág.

| | |
|--|----|
| Figura 1. Ubicación de las áreas de la SOH _____ | 3 |
| Figura 2. Localización de los campos de las áreas Neiva y Tello de la SOH _____ | 6 |
| Figura 3. Equipo de Fondo Bombeo Electrosumergible. _____ | 9 |
| Figura 4. Completamiento típico Bombeo Cavidades Progresivas. _____ | 11 |
| Figura 5. Piezas de la herramienta de pesca. _____ | 12 |
| Figura 6. Tipos de Partes Pescante. a. Tipo canasta, bitio cuña, c. Tipo grapa _____ | 12 |
| Figura 7. a. Bajada de varilla, b. Sacada de varilla _____ | 14 |
| Figura 8. Herramienta de Back off _____ | 15 |
| Figura 9. On and off tool _____ | 15 |
| Figura 10. a. Bajada de tubería, b. Sacada de tubería _____ | 16 |
| Figura 11. Especificaciones de Coupling _____ | 18 |
| Figura 12. Conexión sellada _____ | 18 |
| Figura 13. Te _____ | 19 |
| Figura 14. Reducción _____ | 19 |
| Figura 15. Tapones _____ | 20 |
| Figura 16. Bridas _____ | 20 |
| Figura 17. Niples _____ | 20 |
| Figura 18. Collar _____ | 20 |
| Figura 19. Esquema de instalación del equipo de suabeo _____ | 21 |
| Figura 20. Ancla (tubing anchor catcher) _____ | 22 |
| Figura 21. Conjunto Preventor de arietes y Preventor Anular. _____ | 25 |
| Figura 22. Raspador _____ | 26 |
| Figura 23. Bloque de impresión _____ | 27 |
| Figura 24. Montaje para prueba manométrica _____ | 27 |
| Figura 25. Venteo de un pozo _____ | 28 |
| Figura 26. Equipos de Servicio a Pozo _____ | 31 |
| Figura 27. Dimensiones de un equipo IDECO _____ | 33 |
| Figura 28. Diferencia entre una falla por fatiga (a) y una falla por tensión (b) _____ | 41 |

LISTA DE CUADROS

Pág.

| | |
|--|----|
| Cuadro 1. Reservas de petróleo de la superintendencia Huila-Tolima_____ | 5 |
| Cuadro 2. Generalidades de los campos de las áreas Neiva y Tello de la SOH ___ | 5 |
| Cuadro 3. Diferentes tipos de pescadores. _____ | 12 |
| Cuadro 4. Grados de tubería_____ | 17 |
| Cuadro 5. Características de Servicio de los equipos de la superintendencia Huila-Tolima _____ | 32 |

LISTA DE ANEXOS

| | Pág. |
|--|------|
| Anexo A. Priorización del servicio a pozo _____ | 57 |
| Anexo B. Perdidas por pozo _____ | 58 |
| Anexo C. Procedimiento para registros con bloque de impresión _____ | 59 |
| Anexo D. Procedimiento para la operación de sacada de tubería en dobles ____ | 60 |

GLOSARIO

ACCIDENTE: Es un acontecimiento no deseado, que da por resultado un daño físico, lesión a personas, daño a la propiedad o al medio ambiente o pérdidas en el proceso.

Generalmente es la consecuencia de un contacto con la fuente de energía por encima de la capacidad límite del cuerpo o estructura.

ATS: análisis de trabajo seguro. Es una metodología para el análisis de trabajo seguro, que permite identificar los peligros de cada paso de la actividad y establecer los controles necesarios y los responsables de ejecutarlos.

BARRA DE SUABEO: herramienta con la que se realiza el achicamiento o suabeo, consiste en una barra con conductos internos y válvula cheque llamado chupador, que va acoplado a una barra de peso cuya función es soportar la carga de fluido y dar peso a las gomas para que bajen más fácilmente.

BARRA LISA: es la conexión entre la sarta de varillas y el equipo de superficie. La barra lisa pasa a través del prensa-estopas o lubricador (Stuffing box).

BHA: bottom hole assembly, en el caso de sistema de levantamiento artificial, equipos y accesorios que están en el fondo del pozo.

BIELAS: Son las barras de acero que van conectadas a los brazos del cigüeñal.

BITÁCORA: libro utilizado para llevar un seguimiento escrito de las actividades que se le realizan al pozo.

BOMBA: Es una máquina para desplazar un líquido a base de tomar energía de otra fuente y transmitírsela al líquido. Los tipos más comunes Son: Centrífuga, Multi-Etapa, Reciprocante, Dúplex, Simples, Rotatoria, Triple, entre otras.

BOMBAS CENTRIFUGAS. Son aquellas en que el fluido ingresa a ésta por el eje y sale siguiendo una trayectoria periférica por la tangente

BOMBA DE TUBERÍA (TUBING PUMP): Son aquellas bombas de subsuelo en las cuales el barril hace parte integral en la tubería de producción.

BOMBAS RECIPROCANTE: Son unidades de desplazamiento positivo descargan una cantidad definida de líquido durante el movimiento del pistón o émbolo a través de la distancia de carrera.

BOTELLA (DRILL COLLAR): tubería de mayor diámetro (3 1/2", 4", 4 1/2") y mayor peso que la convencional, utilizada para dar mayor peso a la sarta.

CAJA DE EMPAQUES (STUFFING BOX): caja de empaques ubicados en los cabezales de pozo. Prensaestopas.

CALIBRADOR DE TUBERÍA: Elemento utilizado para verificar el diámetro interno de la tubería.

CASING HANGER: colgador de tubería de revestimiento (casing).

CASING HEAD: cabeza de la tubería de revestimiento (casing).

CHANCHA: pieza de metal que se coloca encima de la cuña cuando esta vacía para evitar caídas de objetos extraños dentro del pozo.

CHP: presión del casing.

COLAPSO O RESTRICCIÓN: aplastamiento del revestimiento que deforma y reduce su diámetro. El colapso del revestimiento puede ser provocado por la acción de presiones de fluido externo anormalmente altas, por la acción de altas presiones y temperaturas internas de la tierra, y deformaciones mecánicas.

COPLE: cuello. Acople de tubería.

DIQUES: dispositivos utilizados en conjunto con las geomembranas dispuestas debajo de los equipos, para contener cualquier fluido y evitar contaminación.

DIP TUBE: Es el elemento mas interior del separador de gas el cual es adherido a la entrada de la bomba (frecuentemente llamado "gas anchor").

DISPOSITIVOS DE ALIVIO: Son usados para proteger las líneas (tuberías), vasijas o recipientes de sobrepresiones; este exceso de presión puede desfoguearse a la atmósfera o descargarse en algún otro punto de presión más baja existente en el sistema. Entre estos sistemas se encuentran las válvulas de seguridad, de alivio o descarga.

EPP: elementos de protección personal que deben utilizar las personas que se encuentren realizando trabajos en el pozo.

ESPÁRRAGOS: tornillos sin cabeza con dos tuercas utilizados para unir elementos.

ESTROBOS: fragmento de cable utilizado para amarrar, enlazar, asegurar, etc., objetos pesados, posee en sus extremos ojos tejidos, hechos de los torones del mismo cable.

EQUIPO: conjunto de componentes interconectados, con los que se realiza materialmente una actividad en un proceso.

FLANGE ADAPTER: union de brida.

GALGAS: herramientas para medir las extensiones de los ejes de las bombas, motores, sellos y demás equipo de subsuelo del sistema de levantamiento por bombeo electrosumergible.

GEOMEMBRANA: alfombra de material especial usada debajo de todos los equipos para evitar contacto de cualquier material contaminante con el suelo.

GRAMPAS: dispositivos de levantamiento utilizados para realizar los izajes de las equipos de bombeo electrosumergible.

HERRAMIENTAS DE PESCA: herramientas especiales utilizadas para recuperar objetos dejados o caídos en el pozo. Algunas herramientas se bajan con tubería, mientras que otras se corren con cable.

HSEQ: Health, Security, Environment and Quality. Salud ocupacional, seguridad industrial, ambiente y calidad.

IMPACTO AMBIENTAL: Cualquier cambio en el medio ambiente, sea adverso o benéfico, total o parcial como resultado de las actividades, productos o servicios de una organización. (NTC ISO 14001).

LUBRICADOR: accesorio que posee internamente un caucho que cumple las funciones de sello y limpieza del cable, a medida que se saca del pozo. Es operado con una bomba manual.

LLAVE HIDRÁULICA: el equipo utilizado para apretar y soltar tubería o varilla, con su set de dados para manejo de tuberías de diferentes diámetros, con medidor de torque, llave aguantadora, pistón hidráulico para subir o bajar la llave y brazo sujetador a la torre.

MANIFOLD: arreglo de tuberías conectadas con sus respectivos accesorios, para que mediante un juego de válvulas las corrientes de las líneas entrantes se puedan dirigir hacia las líneas salientes según se requiera.

MANÓMETRO: instrumento utilizado como indicador de presión de líquidos y gases.

MANTENIMIENTO DE POZOS (VARILLO): conjunto de actividades desarrolladas para realizar labores de mantenimiento de la sarta de producción en el pozo (tubería, varillas, bombas de subsuelo, etc.) en pozos con levantamiento artificial.

MEDIO AMBIENTE: Entorno en el que opera una organización, que incluye aire, agua, suelo, recursos naturales, flora, fauna, seres humanos y su interrelación. (NTC ISO 14001).

MORDAZAS: son los cuadrantes que llevan la llave hidráulica de tubería o varilla que suelta o aprieta la tubería o varilla.

NIPLESILLA (SEATING NIPPLE): Es un componente que va instalado en la parte inferior de la sarta de producción para anclar la bomba inserta.

O - RING: anillo de diferentes materiales utilizados entre dos elementos que serán unidos para producir sello entre ellos.

OUTER BARREL (BARRIL EXTERIOR): es el elemento más exterior del separador de gas y el cual es conectado a la tubería de producción (frecuentemente llamado "mud anchor").

PACKER: obturador de empaque. Tapón.

PESCADO: objetos dejados o caídos en el fondo del pozo.

PIN: espiga, pasador.

PONY ROD O NIPLE DE VARILLA: varilla corta.

PRESIÓN DE DESCARGA: Es la presión con que se sale el fluido de las bombas.

PRESIÓN DE SUCCIÓN: Presión de entrada a la bomba para succionar un fluido.

PREVENTOR: BOP, es un equipo de control de presión del pozo que cierra la boca del pozo completamente, o alrededor del tubo o la tubería, controla el desfogue de gases, fluidos con gas, salmuera u otra combinación de fluidos posibles en un influjo; y un medio de sacar o bajar tubería en un pozo.

PROCEDIMIENTO: método práctico de ejecutar una actividad o un proceso.

PROCESO: es un conjunto de recursos y actividades interrelacionados que transforma entradas en salidas, es decir, un proceso es una secuencia de tareas que combina la utilización de personas, máquinas, métodos, herramientas, entorno, instrumentación y materiales para convertir las entradas dadas en salidas con valor añadido.

PUP JOINT O NIPLÉ DE TUBERÍA: tubería corta.

SEPARADOR DE GAS (GAS SEPARATOR): es el ensamblaje completo de los elementos instalados por debajo del niple de asentamiento y la entrada de la bomba, con el propósito de maximizar la cantidad de líquido que entra a la bomba.

SPOOLER: carrete. Cilindro taladrado que gira para recoger o alimentar algo flexible, tal como cable o alambre.

TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE FLUIDO: piscinas metálicas de diferentes capacidades (en barriles) donde se almacena el fluido que puede ser utilizado durante las operaciones de mantenimiento de pozos.

TAREA: Un conjunto de acciones requeridas para completar una asignación específica de trabajo dentro de una ocupación; muchas personas lo llaman "Trabajo". Ejemplo: una tarea para un electricista podría ser "instalar el alambrado de una caja de empalme".

TAREA CRÍTICA: Podría ocasionar la muerte, una incapacidad permanente o pérdida de alguna parte del cuerpo, o daños de considerable valor que afecten el sistema productivo.

TELA OLEOFÍLICA: tela de material especial capas de absorber cualquier fluido. Utilizada para limpiar fluidos contaminantes.

THP: presión del tubing (tubería de producción).

TORQUE DE FRICCIÓN: Es la energía requerida para vencer el ajuste de interferencia entre rotor y estator.

TORQUE HIDRÁULICO: es la energía requerida para vencer la presión diferencial a través de la bomba.

TRABAJADERO DE TUBERÍA: encuelladero de tubería, permite el trabajo del encuellador. Es de construcción soldada, con plataforma ajustable y plegamiento mecánico para su fácil y seguro movimiento durante la instalación y desinstalación de la torre. Está provisto de cinturón de seguridad, barandas de protección y piso antideslizante.

TUBING HANGER: colgador o sujetador de tubería de producción.

TUBING HEAD: cabeza de tubería. Cabeza del entubamiento.

VÁLVULA DE DRENAJE (DRAIN VALVE): La Válvula de Drenaje cumple la función de purga de la tubería de producción.

VÁLVULA DE RETENCIÓN (CHECK VALVE): La Válvula de Retención tiene por función mantener una columna llena de fluido por encima de la descarga de la bomba, no permitiendo así un retorno cuando el equipo de fondo está parado.

VÁLVULAS DE SEGURIDAD: Se usa para fluidos compresibles, como vapor y otros gases los cuales requieren de un desfogue rápido de la presión, cuando la presión del equipo aumenta, excede la presión del resorte permitiendo a este aliviar el sistema.

WINCHE: cable auxiliar del equipo de Workover utilizado para levantar objetos pesados como herramientas, tubos etc.

ZUNCHOS (FLEJES, BAND): Son bandas metálicas que se emplean para poder fijar al Cable de Extensión y Cable de Potencia a la tubería de producción.

RESUMEN

La rentabilidad de una empresa operadora en el ámbito petrolero se mide por la producción de sus pozos, es evidente en la época en que nos encontramos que existe una fuerte competitividad en el mercado. Muchas compañías estudian día a día todas las probabilidades que pueden tener para mantenerse dentro de los más altos niveles; en esta tarea cada una busca mejorar sus procesos y administración. No obstante ECOPETROL S.A. está en el camino de mejorar las actividades que realiza.

La Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima (SOH) identificó la necesidad de desarrollar un documento en el que se generalicen los parámetros involucrados en los procedimientos operacionales de trabajos de servicio a pozo llevados a cabo en los pozos que están bajo su responsabilidad; procedimientos generales que fueron elaborados con la ayuda de las personas que trabajan en el desarrollo de las actividades de servicios a pozo en el área de producción.

El cumplimiento de los procedimientos debe ser compromiso de todos los operadores de producción y del personal contratista, con el fin de que las actividades se realicen dentro de un ambiente seguro y confiable en beneficio de la protección de la salud del trabajador, de la integridad de los equipos y buscando el aumento de la producción.

El manual de los procedimientos operacionales es un medio de trabajo útil para facilitar la realización de la operación en el menor tiempo posible, puesto que los operadores de cualquier equipo que labore para la empresa debe estar en capacidad de comprender, analizar y evaluar los diferentes riesgos e impactos que puede representar el desarrollo equivoco de los procesos operativos.

ABSTRACT

The Superintendence of Operations Huila-Tolima (SOH) it evidenced the necessity to develop a document in the one that the parameters are generalized involved in the operational procedures of well services carried out in the wells that are low their responsibility; general procedures that were elaborated with the help of the teams that work in the exercise of the stages from the process of well services in the production area.

The execution of the procedures is a commitment of all the production operators and of the personal contractor with the purpose of that the activities are carried out inside a sure and reliable atmosphere in benefit of the protection of the worker's health, of the integrity of the teams and looking for the increase of the production.

The Well Services Procedures Guide is a useful tool work designed for making these operations easily in less time, due to workers of anyone rig should be able to learn, analyze and evaluate difference risks and shocks that could to dull a good development operatives process.

INTRODUCCIÓN

Este proyecto ha sido desarrollado en conformidad con los lineamientos de ECOPETROL S.A. representada a través de la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima (SOH), la cual podrá contar con la fortaleza de tener un documento que resuma los procedimientos de los servicios a pozos que se realizan en sus campos por parte de las empresas contratistas; lo que conllevará a aclarar la perspectiva del equipo de trabajo encargado de dichas actividades y además proporcionará un soporte en aspectos de Gestión de Calidad, Seguridad Industrial y Gestión Ambiental, en el cual se puede identificar los riesgos implícitos en el desarrollo de sus actividades, así como los aspectos e impactos ambientales, buscando el aseguramiento del proceso durante las actividades que diariamente desarrollan.

El Contenido de este documento fue diseñado para estandarizar los parámetros involucrados en los procedimientos operacionales de trabajos de servicio a pozo; dado que es de suma importancia presentar en forma clara y concisa los diferentes aspectos relacionados con los trabajos de mantenimiento de pozos realizados dentro de las actividades normales de los campos de producción y que además sirva como guía en el desarrollo de las actividades de servicios de mantenimiento de pozos, normalmente llamadas varilleo, con el fin de contar con criterios unificados para el desarrollo de las actividades que a diario son realizadas por los equipos de servicios a pozos.

En el documento se integran conceptos fundamentales, aspectos técnicos, de operación, aspectos de seguridad industrial y gestión ambiental relacionado con las actividades de servicio a pozo; además de explicar brevemente actividades, equipos y herramientas necesarias para la ejecución de las operaciones de varilleo, esta guía se encontrará a disposición de las personas involucradas en las actividades y responsables por el desarrollo de ellas.

A continuación se podrá apreciar el trabajo expuesto en cuatro capítulos: el Capítulo Uno contiene información general sobre la empresa y una breve reseña. El Capítulo Dos contiene una breve descripción de las operaciones realizadas durante los servicios de mantenimiento de pozo en la SOH como son: trabajos de pesca, bombeo electrosumergible, back off de varilla, bombeo de cavidades progresivas, entre otros.

El Capítulo Tres presenta la descripción de los servicios a pozo realizados en las operaciones frecuentes del equipo de producción.

El Capítulo Cuatro contiene el manual de los procedimientos operacionales análogo al que se desarrolló en este proyecto.

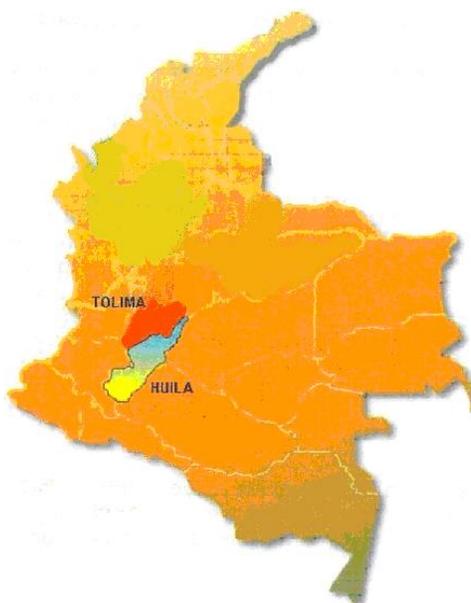
El manual cuenta con registros fotográficos, imágenes de algunos equipos, los procedimientos que se realizan, la descripción de las herramientas utilizadas, condiciones de seguridad y definiciones sobre los conceptos técnicos que se involucran en el desarrollo de las operaciones.

1. GENERALIDADES

1.1 SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA - TOLIMA

La concesión Neiva 540 fue firmada el 31 de agosto de 1956 entre ECOPETROL y la compañía INTERCOL para la exploración y explotación de hidrocarburos en un área de 49.000 Hectáreas, en jurisdicción de los municipios Neiva, Tello, Villavieja, Palermo, Aipe y Yaguará. Mediante resolución 033 del 28 de marzo de 1971 del Ministerio de Minas y Energía, y ratificada por resolución 071 del 17 de junio de 1974 la reversión fue ordenada y el 18 de noviembre de 1994 revirtió a la nación a través de ECOPETROL al finalizar el periodo de vigencia de la misma que era de 30 años.

| AREA | CAMPOS | |
|----------|----------------|--------|
| Neiva | Brisas | |
| | Dina Cretáceo | |
| | Dina Terciario | |
| | Cebú | |
| | Palogrande | |
| | Pijao | |
| | Santa Clara | |
| | Tenay | |
| | Loma Larga | |
| | Tolima | Ortega |
| Pacande | | |
| Quimbaya | | |
| Toldado | | |
| Toy | | |
| Tello | Tello | |
| | La Jagua | |
| | Andalucía | |



Fuente: Ecopetrol-Superintendencia de Operaciones Huila y Tolima (SOH), 2007

Figura 1. Ubicación de las áreas de la SOH

A partir de la fecha de la reversión se creó el Distrito del Alto Magdalena – DAM- con el objeto de operar los campos de la concesión (Dina Cretáceos, Dina Terciarios, Palogrande-Cebú, Tenay, Hato Nuevo, Brisas, Pijao, Santa Clara y Loma Larga). Tomó el nombre de Gerencia del Alto Magdalena en 1996 y además de administrar los campos del área Neiva comenzó a administrar los campos del área Tolima, Palagua y Cocorná¹.

En el año 2003 por disposiciones del gobierno cambió su estatus, a Gerencia Regional Sur conformada por **Superintendencia Activos en Asociación, Superintendencia Operaciones Orito y Superintendencia de Operaciones Huila - Tolima (SOH)** para operar los campos de los departamentos de Tolima y Huila.

La Superintendencia fue creada bajo el decreto 2394, por el cual se modifica la estructura de ECOPETROL S.A y se estructuran las funciones de sus dependencias. La Superintendencia mantiene operaciones directas y de contratos de producción incremental (CPI) de explotación en las áreas de Huila y Tolima con una producción promedio de 20.743 BOPD. Se tiene un volumen de inyección de agua de aproximadamente 120.025 BWPD, y un pronóstico de producción diaria de crudo para el año 2007 de 21.378 BOPD.

La Superintendencia de Operaciones Huila - Tolima, área Huila se encuentra a 17 Km. de la ciudad de Neiva en la vía a Bogotá. La Superintendencia forma parte de la Vicepresidencia de Producción, una de las áreas estratégicas de ECOPETROL S.A, que integra el proceso de explotación de hidrocarburos, garantizando la disponibilidad de las materias primas para las Refinerías y el Gasoducto Nacional y el crudo para exportación.

Su estructura organizacional está conformada por la Superintendencia y los Departamentos de Producción y Mantenimiento Huila - Tolima, quienes responden por la totalidad de los procesos operativos que se desarrollan en la Superintendencia; además cuenta con unidades de soporte las cuales dependen funcionalmente de la Superintendencia, pero administrativamente de las unidades corporativas².

¹ Monografías Regionales. Huila. Empresa Colombiana de Petróleos Ecopetrol.

² Manual del Sistema de Gestión Integral. Superintendencia de Operaciones Huila - Tolima. ACT: 1.

Cuadro 1. Reservas de petróleo de la superintendencia Huila-Tolima

| CAMPO | RESERVAS | PRODUCCION | | |
|---------------------|---------------|---------------|--------------|---------------|
| | PROBADAS | Acumulado | AÑO 2006 | Acumulado a |
| | ULTIMAS | a Dic-2005 | | Dic-2006 |
| | MBLS | MBLS | MBLS | MBLS |
| DINA TERCIARIO | 63.75 | 48.88 | 1.023 | 49.90 |
| DINA CRETACEO | 50.83 | 48.54 | 0.387 | 48.92 |
| PALOGRADE - CEBU | 61.74 | 54.15 | 0.905 | 55.05 |
| PIJAO | 7.68 | 6.35 | 0.136 | 6.49 |
| SANTA CLARA | 21.04 | 8.81 | 0.932 | 9.74 |
| TENAY | 15.47 | 8.77 | 0.429 | 9.20 |
| LOMA LARGA | 0.88 | 0.04 | 0.000 | 0.04 |
| BRISAS | 9.61 | 7.99 | 0.115 | 8.11 |
| TOTAL CAMPOS | 231.00 | 236.99 | 3.927 | 187.45 |

Fuente: Coordinación de Producción. Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima.

Área Huila, cuenta con 146 pozos productores de crudo. (10 en levantamiento PCP, 21 por bombeo Electrosumergible, 113 por Bombeo Mecánico (Mayo 2007). La producción de crudo del área es de 18.815 barriles por día en promedio, 7.5 millones de pies cúbicos de gas y se inyectan 120.025 barriles por día de agua a mayo de 2007³.

Área Neiva, ubicada en el departamento del Huila y comprende los campos Dina terciarios, Dina Cretáceos, Palogrande, Cebú, Pijao, Brisas, Tenay y Santa Clara.

Cuadro 2. Generalidades de los campos de las áreas Neiva y Tello de la SOH

| CAMPO | POZOS PRODUCTORES | | | | BOPD |
|-----------------|-------------------|------------|-----------|-----------|--------------|
| | FLUJO NATURAL | BM | ESP | PCP | |
| Brisas | 0 | 7 | 0 | 0 | 446 |
| Cebú | 0 | 4 | 1 | 0 | 518 |
| Dina Cretáceos | 0 | 5 | 9 | 0 | 1035 |
| Dina Terciarios | 0 | 51 | 1 | 8 | 1814 |
| Dina | 0 | 3 | 0 | 0 | 106 |
| Palogrande | 0 | 13 | 7 | 0 | 2338 |
| Pijao | 1 | 5 | 1 | 0 | 524 |
| Santa Clara | 0 | 23 | 2 | 2 | 2235 |
| Tenay | 1 | 2 | 0 | 0 | 1375 |
| TOTAL | 2 | 113 | 21 | 10 | 11392 |

Fuente: Informe Diario de Producción SOH. Mayo 2007

³Gerencia Regional Sur. Departamento de Operaciones Huila - Tolima. Informe Diario de Producción. Mayo 2007.

1.2 GENERALIDADES DE LOS CAMPOS DEL AREA HUILA

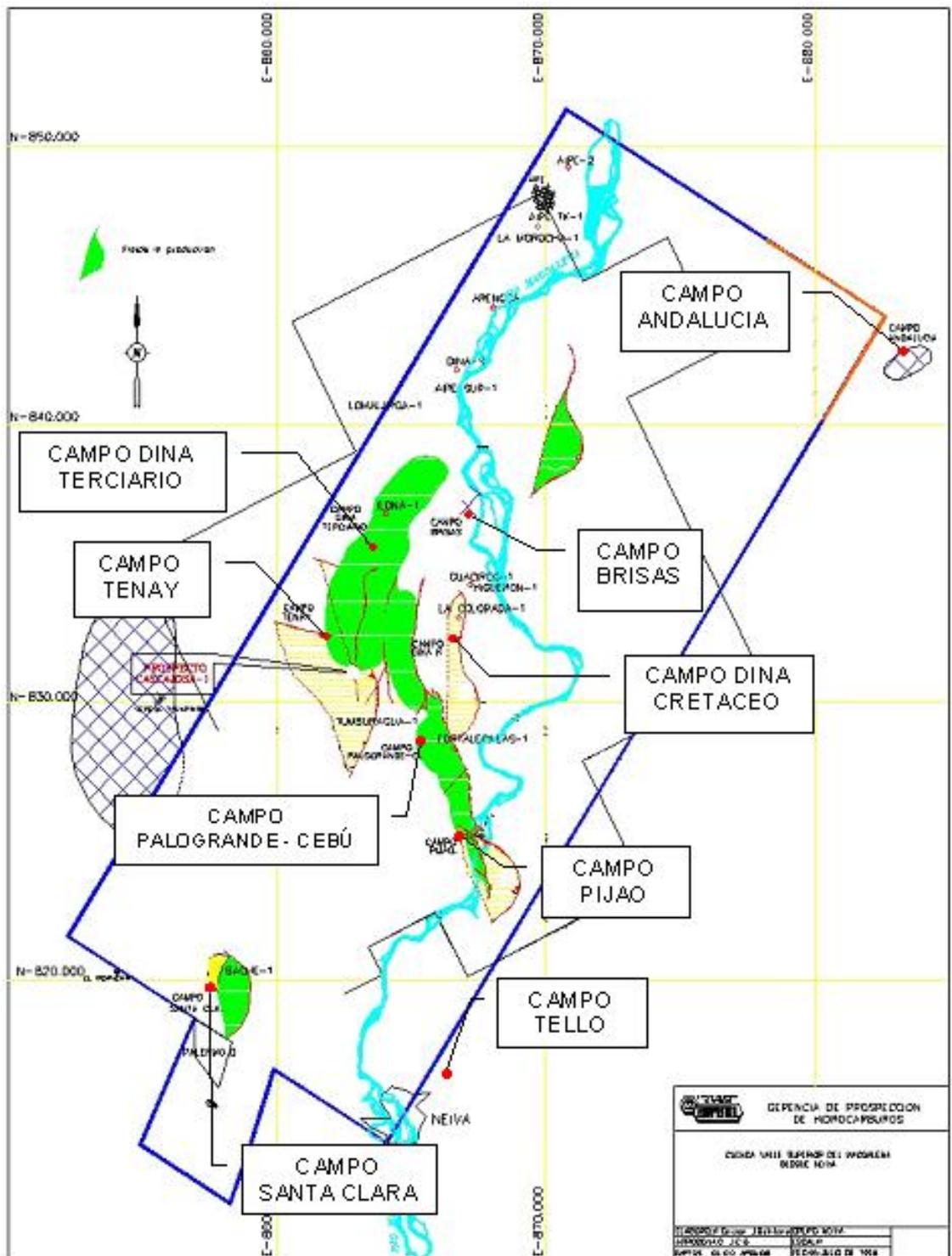


Figura 2. Localización de los campos de las áreas Neiva y Tello de la SOH

2. MARCO TEORICO IMPLICADA EN LAS OPERACIONES DE LOS SERVICIOS A POZO

2.1 BOMBA DE SUBSUELO

Se llaman bombas de subsuelo a aquellos equipos que se encargan de tomar el crudo del pozo a diferentes profundidades y elevarlo a superficie o nivel escogido para ser recolectado. Generalmente son bombas de desplazamiento positivo de tipo reciprocante.

2.1.1 Bomba de Varilla o Insertas. Son bombas que se bajan con la sarta de varilla. Se asientan normalmente en un niple de asentamiento u otro dispositivo de asentamiento previamente incorporado a la tubería de producción, el asentamiento debe ser en tal forma que mantenga a la bomba agarrada a la tubería y no haya escurrimiento de fluido en el contacto entre la bomba y la tubería de producción; pueden asentarse con anclaje inferior o superior, las bombas con anclaje inferior pueden ser de pistón viajero o barril viajero, mientras las de anclaje superior deben ser de pistón viajero.

Tienen la ventaja de facilitar los servicios de bomba, pero ofrecen menos área para el pistón, o sea, menor capacidad de bombeo.

Las bombas RWTC, RHBC y RHAC pertenecen al grupo de bombas Insertas.

2.1.2 Bomba de Tubería. Son aquellas bombas en las cuales el barril hace parte integral de la tubería de producción; la camisa se baja con la tubería y el pistón se baja con la varilla. Pueden equiparse en el extremo inferior con extensiones para permitir mayor carrera para un barril en una longitud dada.

Estas bombas tienen mayor desplazamiento que las bombas insertas porque pueden usarse pistones de mayor diámetro dentro de barriles más grandes.

Previamente en el taller de reparación de bombas de subsuelo, se puede instalar en la parte inferior del barril la válvula fija (la cual va sentada en el niple de asentamiento o niple de silla) o se puede lanzar desde superficie después de haber bajado la totalidad de la tubería, antes de comenzar a bajar el pistón con la sarta de varillas.

Una de las ventajas de este tipo de bombas es que con ellas se pueden manejar grandes volúmenes de producción a profundidades mayores de 4500ft. La desventaja principal aparece a la hora de realizar servicios de bomba, ya que para inspecciones de la bomba es necesario sacar del pozo la tubería de producción (barril) y la sarta de varilla (pistón).

Las bombas THC hacen parte del grupo de bombas de tubería.
THC = Válvula fija con anclaje de copas⁴.

2.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE –ESP–

Es un sistema integrado de levantamiento artificial, considerado como un medio económico y efectivo para producir altos volúmenes de fluido desde grandes profundidades en una variedad de condiciones de pozo.

Es más aplicable en yacimientos con altos volúmenes de fluido porcentajes de agua y baja relación gas - petróleo; sin embargo, en la actualidad estos equipos han obtenido excelentes resultados en la producción de fluidos de alta viscosidad, en pozos gasíferos, en pozos con fluidos abrasivos, en pozos de altas temperaturas y de diámetro reducido, etc....

Los componentes del sistema de bombeo electrosumergible pueden ser clasificados en dos partes, el equipo de fondo y el equipo de superficie.

El equipo de fondo cuelga de la tubería de producción y cumple la función de levantar la columna de fluido necesaria para que el pozo produzca, consiste principalmente de un motor eléctrico, un sello, sección de entrada, una bomba electrocentrífuga y cable de potencia conductor.

Un cable de potencia transmite la energía eléctrica desde la boca de pozo hasta el motor. El tablero o variador de frecuencia de superficie provee de energía eléctrica al motor electrosumergible y controla su funcionamiento.

⁴DIPLOMADO EN PRODUCCIÓN, BOMBEO MECÁNICO. Ruth Páez Capacho. Universidad Industrial de Santander. Apiay. 2001.



Figura 3. Equipo de Fondo Bombeo Electrosumergible.

Los principales componentes de superficie son el cabezal, cable superficial, los transformadores, el tablero o variador de frecuencia y la caja de venteo.

Se incluyen todos los accesorios necesarios para asegurar una buena operación, como son: separador de gas, zunchos para cable, extensión de la mufa, válvula de drenaje, válvula de retención, centralizadores, sensor de presión y temperatura de fondo, dispositivos electrónicos para control del motor, caja de unión, y controlador de velocidad variable.

La integración de los componentes es indispensable, ya que cada uno ejecuta una función esencial en el sistema para obtener las condiciones de operación deseadas que permitan impulsar a la superficie el gasto requerido⁵.

2.3 BOMBA DE CAVIDADES PROGRESIVAS

Son bombas de desplazamiento positivo que consisten en un rotor de acero helicoidal y un elastómero sintético pegado internamente a un tubo de acero. El estator se instala en el fondo conectado a la tubería de producción, a la vez que el

⁵MANUAL BES. Centro Académico Ingeniería de Petróleos. Universidad Surcolombiana. Neiva.

rotor esta conectado a la sarta de varillas. La rotación de esta sarta desde superficie por accionamiento de una fuente de energía externa, permite que el fluido se desplace verticalmente hacia la superficie por un sistema de cavidades que se abren y cierran progresivamente.

2.3.1 Las partes de la bomba

2.3.1.1 Estator. Consiste en un tubo de acero, con cuerpo elastomérico pegado internamente. Los elastómeros son internamente torneados como hélices de dos o más lóbulos.

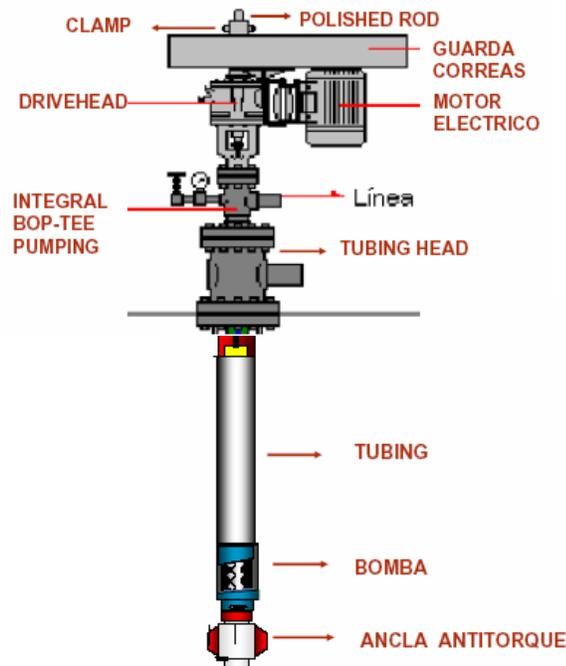
2.3.1.2 Rotor. Cuerpo de acero de alta resistencia torneado en forma helicoidal y recubierto por una capa fina de material resistente a la abrasión (cromo endurecido). Tiene como función principal bombear el fluido, girando de modo excéntrico dentro del estator creando cavidades que progresan en forma ascendente. Para aplicaciones corrosivas se fabrican en acero inoxidable.

2.3.2 Dos principios básicos. El rotor debe tener un lóbulo menos que el estator y cada lóbulo del rotor debe estar siempre en contacto con la superficie interna del estator.

El estator y el rotor constituyen longitudinalmente dos engranajes helicoidales

2.3.2 **Operación de la bomba.** El movimiento del rotor dentro del estator es una combinación de dos movimientos: rotación concéntrica del rotor en su propio eje y rotación excéntrica del rotor alrededor del eje del estator⁶.

⁶CURSO TÉCNICO, BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS. Wheatherford. Bogotá. 2003.



FUENTE: CURSO TÉCNICO, BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS. Weatherford. Bogotá. 2003.

Figura 4. Completamiento típico Bombeo Cavidades Progresivas.

2.4 PESCA DE VARILLA

El procedimiento de pesca de varilla consiste en recuperar una sarta de varilla que se encuentra como "pescado" en el pozo. Para esta operación se utilizan pescadores de varilla (Sucker Rod Sockets). Existen diferentes tipos de pescadores de varilla (TIPO B, OVERSHOT, etc.), según las necesidades. La elección del pescador adecuado para una operación específica depende de las condiciones de la "parte pescante" (fishing neck) de la varilla que se va a recuperar (cuerpo, pin, caja, etc.):

- si es por el cuerpo utilizar grapas, cuña.
- si es por cuello utilizar grapas, canasta y para diámetros muy grandes mayores de 1 1/8" utilizar espiral.
- si es por hombro utilizar canasta.

Un pescador es una herramienta de elevación vertical que generalmente tiene cuñas con dientes que son cambiables que se acomodan sobre la extremidad superior de una varilla perdida, prendiéndose a ella para su recuperación.

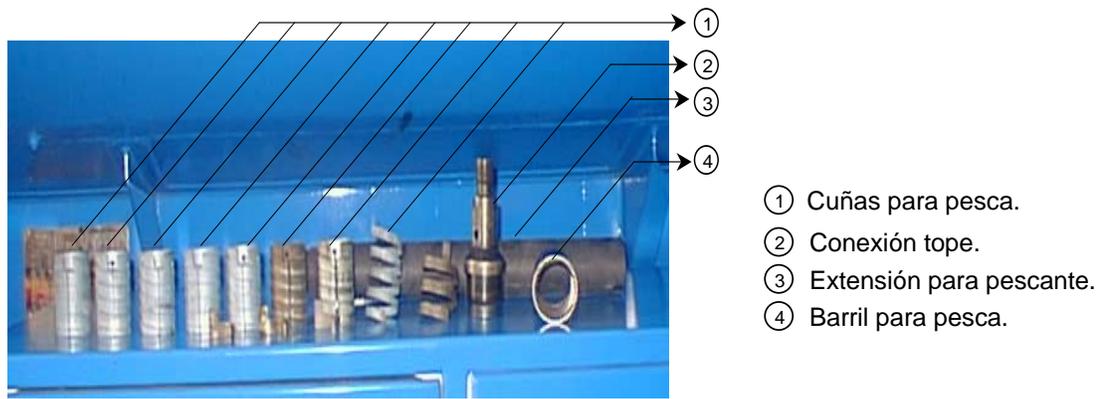


Figura 5. Piezas de la herramienta de pesca.

Cuadro 3. Diferentes tipos de pescadores.

| Pescadores | Aplicación |
|-----------------|---|
| <i>TIPOB</i> | Pescador de varilla de cuerpo roto, asegurando el borde, compartimiento de uniones endurecidas, asegurar ensartar y pulir varillas. |
| <i>OVERSHOT</i> | Para varillas de cuerpo roto y uniones endurecidas. |
| <i>HORN</i> | Para tubos de pequeñas dimensiones uniones endurecidas. |
| <i>BABY RED</i> | Para pescar varilla de cuerpo roto, varillas y aulas fijas. |
| <i>BIG BOY</i> | Para uniones endurecidas, cajas, asegurar bordes, ensartar y pulir varillas. |



a



b



c

Figura 6. Tipos de Partes Pescante. a. Tipo canasta, bitio cuña, c. Tipo grapa

2.5 SARTA DE VARILLA

Sirve para conectar la unidad de superficie con la bomba de subsuelo y comunicarle a esta el movimiento ascendente y descendente que se origina en superficie para que así la bomba de subsuelo realice su trabajo y permita sacar el fluido a superficie, además es el medio utilizado para llevar al fondo de la sarta de tubería el pistón o la bomba de subsuelo. Se bajan al pozo hasta la profundidad donde quedara la bomba unidas entre si por medio de roscas. Tienen diámetros que van desde 1/2" hasta 1 1/4" dentro de los cuales los diámetros más comunes de varillas son: 5/8", 3/4", 7/8", 1" y 1-1/8" y longitudes entre 25 y 30 ft.

El comportamiento de la sarta de varillas puede tener un impacto fundamental sobre la eficiencia del levantamiento del fluido y su eventual falla origina una pérdida total de la producción. Por consiguiente, una sarta de varillas diseñada apropiadamente no solo asegura buenas condiciones de operación, sino que también puede reducir considerablemente los costos totales de producción⁷.

2.5.1 Bajada de Varilla. Debido a muchos factores existe la necesidad de bajar la sarta de varillas al pozo, entre otros están:

- Para llevar a fondo una nueva bomba o pistón.
- Para bajar a pescar otras varillas que han sido ancladas para probar la tubería.
- Para desparafinar.
- Para bajar cortadores mecánicos de tubería.
- Para bajar simplemente varilla.

2.5.2 Sacada de Varilla. Debido a muchos factores existe la necesidad de sacar la sarta de varilla del pozo, entre otros están:

- Cambio de bomba de subsuelo.
- Cambio de varilla (varilla partida, desconectada, fatiga, etc.).
- Cambio de diseño.
- Permitir la extracción de tubería rota.
- Preparación para realizar trabajos de Reacondicionamiento.
- Para abandono de pozos, etc.

⁷ ANÁLISIS DETALLADO DEL ROMPIMIENTO DE VARILLAS EN SISTEMAS DE BOMBEO MECANICO. Luís Fernando Ibarra Cerón, Luís Carlos Perdomo Hermida. Universidad Surcolombiana. Neiva. 1991.



a



b

Figura 7. a. Bajada de varilla, b. Sacada de varilla

2.6 BACK OFF DE SARTA DE VARILLA

Es un procedimiento que se realiza frecuentemente cuando en el pozo se ha quedado pegada la varilla, la tubería o la bomba o cuando se ha partido la varilla; consiste en la aplicación de tensión o peso sobre la sarta de tubería o varilla para desconectarla en cualquier punto con el fin de poderla recuperar en superficie.

Herramienta de Back Off consiste en un pup joint con insertos de llave de potencia soldado internamente y en frente de estos un tornillo incrustado que sirve para sujetar la varilla y así lograr manejar la llave hidráulica y conseguir desconectar la varilla.



Figura 8. Herramienta de Back off

2.7 ON AND OFF TOOL

Esta herramienta permite realizar servicio de bomba sin producir ningún daño a la sarta de varilla. Si la bomba esta pegada en la tubería o en la niplesilla debido a formación de scale, arena, etc., el uso de esta herramienta suelta la bomba permitiendo que la sarta de tubería pueda ser sacada, previniendo las excesivas cargas de tensión y torsión de la misma. Esta herramienta es bajada al pozo junto con la bomba de subsuelo.



Figura 9. On and off tool

2.8 TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Es el medio para transportar el fluido a la superficie y para soportarlo mientras la bomba baja a recoger otra carga.

La tubería de producción es el grupo de tubería que se bajan al pozo una vez se termina el pozo y se comuniquen la formación con el hueco por efecto de cañoneo, controla el fluido dentro del revestimiento y es el elemento transportador del petróleo, el gas y/o los fluidos que fluyen desde la zona productora hasta la

superficie. La tubería de producción se utiliza para aislar zonas productivas y contener presiones de formación.

La tubería debe clasificarse según el tamaño para que las operaciones de producción puedan llevarse a cabo eficazmente; debe diseñarse contra las fallas por tensión, presiones internas y externas, y las acciones corrosivas; y debe instalarse en una condición de presión estable y sin daño.

Las especificaciones para tubería de producción, revestimiento y perforación se dan en la norma API 5A y en la API 5AC especifica las resistencias a los esfuerzos, en la 5C2 muestra las propiedades físicas y en la 5C1 contiene los cuidados y usos de la tubería de revestimiento y producción.



a



b

Figura 10. a. Bajada de tubería, b. Sacada de tubería

2.8.1 Especificaciones de la tubería de producción. Como especificaciones en este tipo de tubería, se entiende el conjunto de características que la identifican y marcan las pautas para un uso adecuado en los trabajos de explotación. Entre las características que la identifican podemos citar las siguientes:

- **DIÁMETRO.** Se refiere al diámetro externo en pulgadas del cuerpo del tubo que va desde 1.050" (macarrón) hasta 4.500".

- **LONGITUD.** Se denomina también como rango y se refiere a la longitud total del tubo en pies. Así tenemos que el Rango 1 comprende longitudes entre 20' y 24' y el rango 2 entre 28' y 32'.

- **ESPESOR DE PARED.** Se refiere a la mitad de la diferencia en pulgadas entre el diámetro externo y el interno del cuerpo del tubo.

- **GRADO.** El grado determina la calidad del acero y por tanto incide en las propiedades físicas del tubo tales como: capacidad en el límite de fatiga, resistencia a la tensión, elasticidad, etc. Los números en las designaciones de calidad (grado) indican la fuerza del rendimiento mínima en 1000 psi. El grado de

la tubería puede identificarse por medio del color de la cinta que se imprime en ellas.

Cuadro 4. Grados de tubería

| GRADO | COLOR |
|-------|--------------------------|
| J-55 | Una banda verde |
| K-55 | Dos bandas verde |
| C-75 | Banda azul |
| L-80 | Un banda roja y una café |
| N-80 | Banda roja |
| C-95 | Banda café |
| P-105 | Banda blanca |

- PESO. Indica el peso en libras por cada pie de longitud. Como es lógico el peso/pie varía directamente proporcional al diámetro y espesor de pared.

- FORMAS DE LOS EXTREMOS. El tubing se fabrica (con respecto a sus extremos) por lo general roscado y con coupling (unión) en una de sus puntas. Los extremos del cuerpo del tubo pueden ser "upset" o "non upset". Existen disponibles dos conexiones de acople API estándar para tubería de producción:

API Non-Upset (NU): Conexión de tubería de producción (NU) formada por 10 vueltas de hilo, en donde la junta tiene menos extensión que el cuerpo del tubo.

API Upset (EUE): Conexión Externa de tubería de producción, tiene ocho (8) vueltas de hilo en donde la junta es más fuerte que el cuerpo del tubo.

Para servicios de altas presiones la conexión API EUE está disponible en $2^{3/8}$, $2^{7/8}$ y $3^{1/2}$ pulgadas. Estos tamaños tendrán una longitud de hilo en donde la efectividad del hilo es 50% más larga que la estándar.

- TIPO DE UNION. Normalmente la tubería de producción se fabrica con rosca en sus extremos, en uno de los cuales se instala un acople (unión). Sin embargo de la siguiente manera:

Con extremos roscados pero sin acople.

Con unión integrada.

El tipo de rosca más comúnmente usada en la tubería de producción es la rosca 8 redonda. Esto indica que la rosca tiene ocho (8) hilos por pulgada lineal y su vértice es redondeado.

- Conexión con espacio extra. Se utiliza donde el espacio extra es necesario, las uniones API pueden ser desenroscadas un poco sin perder la fuerza de la junta.

La unión de desenroscar y la estándar poseen diferentes diámetros, estas se muestran en la siguiente tabla:

| Thread Form | Coupling outside diameter—In. | |
|---|-------------------------------|-------------------|
| | Standard | Special clearance |
| <i>(2³/₈ in.)</i> | | |
| API NU—10-round | 2.875 | 2.642 |
| API EUE—8-round | 3.063 | 2.910 |
| National Tube buttress | 2.875 | 2.700 |
| Armco Seal Lock | 2.875 | 2.700 |
| <i>(2⁷/₈ in.)</i> | | |
| API NU—10-round | 3.500 | 3.167 |
| API EUE—8-round | 3.688 | 3.460 |
| National Tube buttress | 3.500 | 3.220 |
| Armco Seal Lock | 3.500 | 3.220 |

Figura 11. Especificaciones de Coupling

- Conexión de junta integral. Varios hilos de la junta integral son desarrollados de diversas fábricas, las cuales proveen espacio extra. Algunas pueden ser desenroscadas para proveer también un mayor espacio.

- Conexión Sellada. Muchas conexiones usan metal – metal sellado, los cuales requieren que el pin y la caja en superficie sean forzados bajo suficiente esfuerzo para estabilizar el comportamiento de la presión excediendo la presión diferencial a través de la conexión.

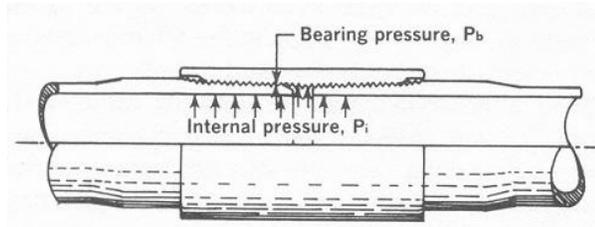


Figura 12. Conexión sellada

2.8.2 Bajada de Tubería. La operación consiste en bajar por el pozo la sarta de tubería (trabajo, inyección o producción), con o sin herramienta en la "punta", bajando un tubo a la vez o tubería en dobles, hasta alcanzar la profundidad requerida.

Procedimiento de bajada de tubería se efectúa para varios propósitos, entre otras se tienen:

- Cuando se quiere bajar la sarta de tubería para ir el pozo en producción.
- Para correr herramientas tales como empaques, pescadores, brocas, bloque impresión, Casing Roller, etc.
- Bajar por primera vez la sarta de trabajo.
- Bajar por primera vez la sarta de trabajo con raspador para determinar fondo.
- Calibrar el pozo y probar la calidad de la sarta de trabajo y así garantizar el sello hermético y el buen estado de la tubería.
- Cuando se inicia a bajar la sarta de producción después de haber sacado (tumbando) la sarta de trabajo.
- Cuando se cambia una sarta de tubería por otra.

2.8.3 Sacada de Tubería. La operación consiste en sacar del pozo la sarta de tubería un tubo a la vez o en dobles.

Procedimiento de sacada de tubería se efectúa para varios propósitos, entre otras se tienen:

- Para realizar cambios de tubería que esta dentro del pozo.
- Para realizar servicios de bomba.
- Para sacar herramientas corridas en el pozo tales como empaques, pescadores, brocas, bloque impresión, Casing Roller, etc.
- Después de haber terminado los trabajos en el pozo y este se va a dejar en producción.
- Cuando se va a abandonar el pozo.

2.8.4 Accesorios. Son partes utilizadas para conectar y encauzar tuberías.

- Te. Utilizada para conectar tres piezas de tubería, repartiendo el flujo de un tubo en dos tubos.

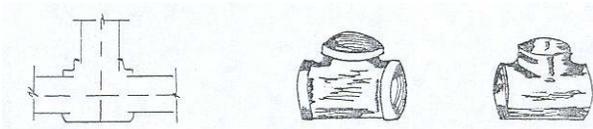


Figura 13. Te

- Reducción. Utilizada para conectar una tubería de diámetro, a otra de diámetro diferente. También se conoce como botella.

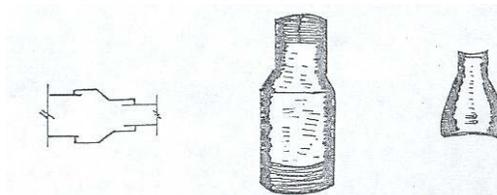


Figura 14. Reducción

- Tapones. Utilizados para impedir el paso de fluido. Pueden ser roscados o soldados; los tapones roscados con rosca externa se llama macho y con rosca interna hembra.

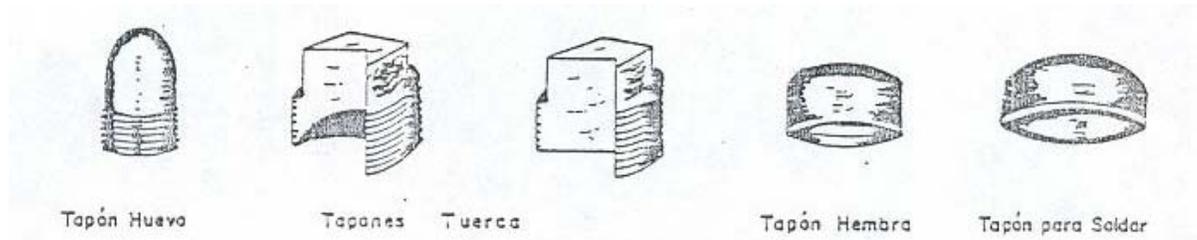


Figura 15. Tapones

- Brida (Flange). Es un tipo de empalme de tubería hecho en dos mitades. Cada mitad va roscada o soldada a un tubo, y luego las dos mitades se atornillan entre sí uniendo los dos tubos. La brida puede ser de anillo para sellar, de cara plana con empaque o tener un alzamiento con empaque para sellar.

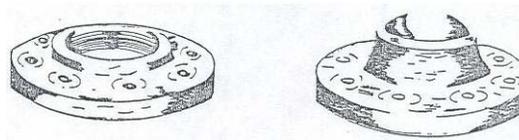


Figura 16. Bridas

- Niple. Un pedazo corto de tubería usado para hacer conexiones pequeñas.

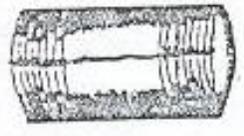


Figura 17. Niples

- Collar (Acople). Se utiliza para conectar dos tubos en línea recta. También se conoce como cuello.⁸

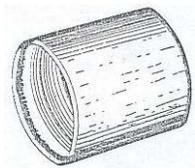


Figura 18. Collar

⁸ PROGRAMA DE ENTRENAMIENTO MODULAR. HOCOL S.A. fase II.

2.9 ACHICAMIENTO DE TUBERIA LLENA

Achicamiento es el procedimiento que se realiza para desocupar tubería de producción cuando esta sale a superficie con algún nivel de fluido de pozo (crudo, agua, químicos, etc.).

Para desarrollar el achicamiento se debe considerar:

- Nivel de fluido en el pozo esté por debajo del nivel de achicamiento en la tubería.
- La tubería se encuentra por encima del nivel de fluido del pozo o cuando no hay comunicación entre la tubería de producción y el anular.
- Cuando la tubería se encuentra dentro del nivel del fluido.
- Achicar volúmenes menores a lo normal (Máximo 300 pies de fluido por viaje).
- Que no exista presencia de gas en el ambiente durante la operación de achicamiento de la tubería.
- Si el nivel del pozo lo permite, achicar máximo hasta una profundidad de 1000 pies; para tener mayor control en la longitud de cable desenrollado

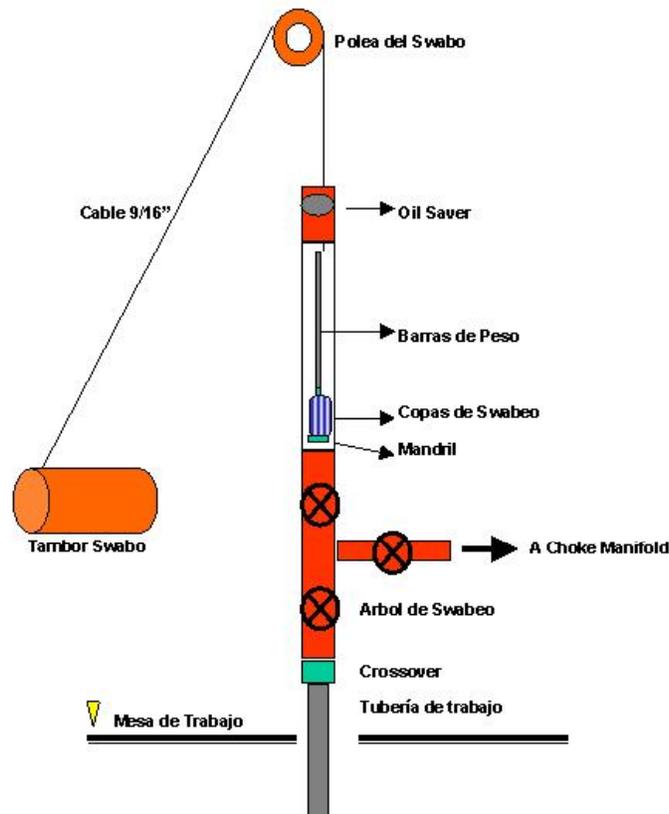


Figura 19. Esquema de instalación del equipo de swabeo

2.10 ANCLAS DE TUBERIA

Durante el bombeo en un pozo, la tubería está sometida a movimientos de alargamiento y contracción, los cuales causan efectos tales como desgaste y rupturas de la tubería, fugas en los cuellos y pérdida de producción debido a la disminución de la carrera del pistón. El objetivo de las anclas es mantener la tubería en constante tensión, eliminando de esta forma los continuos movimientos de alargamiento y contracción. Las anclas que existen son de tipo mecánico e hidráulico⁹.

Es una herramienta que se incorpora a la sarta de tubería de producción a una profundidad apropiada y tiene como función principal la de permitir dejar la tubería de producción tensionada en aquellos pozos donde no se requiere de un empaque. El ancla actúa como un colgador en caso de que la tubería de producción se parta siendo capaz de soportar el peso de la sarta. Se ancla mecánicamente con rotación de tubería solamente, son necesarias un numero de vueltas (según el tipo de ancla) hacia la izquierda para anclarla a la tubería de revestimiento, para desanclarla se quita la tensión y luego se rota a la derecha. Tiene unos pines de seguridad que se rompen por tensión si no se puede recuperar normalmente.

Además es la encargada de disminuir los efectos de Breathing y Buckling (pandeo) de la misma para hacer más eficiente el bombeo. Sostiene firmemente la tubería de producción en su lugar por medio de unas cuñas que muerden el revestimiento.



Figura 20. Ancla (tubing anchor catcher)

- Tubing Breathing. Cuando la sarta de tubería no está anclada, la punta del tubing se mueve hacia arriba debido al golpe ascendente de la de la bomba y hacia abajo debido al golpe descendente la columna de fluido al ser transferida

⁹ CHARLA SOBRE EMPACADORES DICTADO A PERSONA DE SERVICIOS HALLIBURTON DE VENEZUELA S.A. Emirto Rodríguez. Venezuela. 1994.

alternativamente entre la válvula fija y la válvula viajera. En este último, la carga del fluido es soportada por la válvula fija, por lo que temporalmente se ejerce una carga adicional sobre la tubería ocasionando que esta se estire.

En el golpe ascendente de la bomba la carga es transferida de la tubería de producción a la sarta de varilla, liberando la tubería de la carga temporal, produciendo su contracción. El efecto "acordeón" (BREATHING) sobre la tubería a menudo tiene como resultado el desgaste de la pared interna de la tubería de revestimiento, la fatiga y ruptura de la tubería y varilla, así como una reducción de la eficiencia de la bomba de subsuelo y la consiguiente pérdida de producción.

-Tubing Buckling (Pandeo). Este fenómeno consiste en la tendencia de la tubería a combarse debido a la presión interna. Esto ocurre en el golpe ascendente de la bomba en una sarta de tubería que no se encuentra anclada. Allí la carga de fluido es soportada por la sarta de varillas, por consiguiente existe insuficiente tensión en la sarta de tubería para prevenir que esta sea combada por la presión interna. Cuando la tubería se comba su pared interna es rozada por las varillas en su interior, ya a que estas se encuentran totalmente rectas debido a la carga ejercida por el fluido, esto provoca el desgaste excesivo de la tubería y la varilla.

La tubería de producción combada también hace contacto con la pared interna de la tubería de revestimiento produciendo el desgaste de ambos, esto genera pérdida de producción debido a la disminución de la eficiencia de la bomba y al tiempo inactivo del pozo cuando es necesario intervenirlos para trabajos de Varilleo. También puede presentarse el desgaste excesivo de la bomba, si las varillas no están alineadas apropiadamente con la bomba.

2.11 PREVENTOR

Es un elemento de control primario en el pozo, que permite el movimiento de tubería (arriba y abajo) y garantiza el rápido sello del espacio anular, en trabajos workover, mantenimiento de pozos y de emergencia. También es un medio para evitar la caída de objetos al pozo tales como tornillos, herramientas pequeñas, etc.

2.11.1 Preventor Anular. En general la función específica de cada uno de los preventores anulares se reconoce por su denominación, a saber: BOP's rotativas, escurridores (stripper) de tubería, escurridores de cable de perfilaje, escurridores de varilla, prensaestopas y cabezas de circulación.

Estos equipamientos permiten la extracción o rotación de la tubería, del cable de perfilaje o de las varillas de bombeo y cumplen la función a que su nombre hace referencia, mientras el pozo se encuentra bajo presión. El empaque es lo suficientemente flexible como para expandirse y contraerse de manera de

adecuarse al tamaño y forma del elemento que se encuentra en el pozo. Mientras se mantenga la flexibilidad, es importante asegurarse de que las uniones de tubería, los portamechas y otras conexiones se extraigan lentamente para evitar una falla prematura del empaquetador. Emplea una pieza de hule flexible para sellar la presión en la cabeza del pozo.

Se accionan en forma manual, hidráulica o presentan un empaquetador asegurado en forma permanente que se encuentre siempre cerrado, dependiendo del tipo y modelo. Además, muchos modelos están equipados con alojamientos para cuñas.

Generalmente es colocado en la parte superior del conjunto de preventores. Puede contener la presión en el espacio anular, con agujero abierto o alrededor de elementos tubulares.

Las funciones más importantes del preventor anular son: evitar la caída de herramientas, accesorios u otro tipo de elementos al pozo, brindar sello efectivo del espacio anular para trabajos en los que se necesite lavar en directa o reversa, para bajar "Incidencia BOP", otra característica importante es que permite la utilización de cuñas manuales y neumáticas.

2.11.2 Preventor de Arietes. Dispositivos para el control de presión diseñados para servicio en la cabeza del pozo. Diversos diseños de arietes pueden ser usados para sellar el agujero abierto, el espacio anular alrededor de la tubería de perforación, producción o revestimiento; o cortar la sarta de perforación.

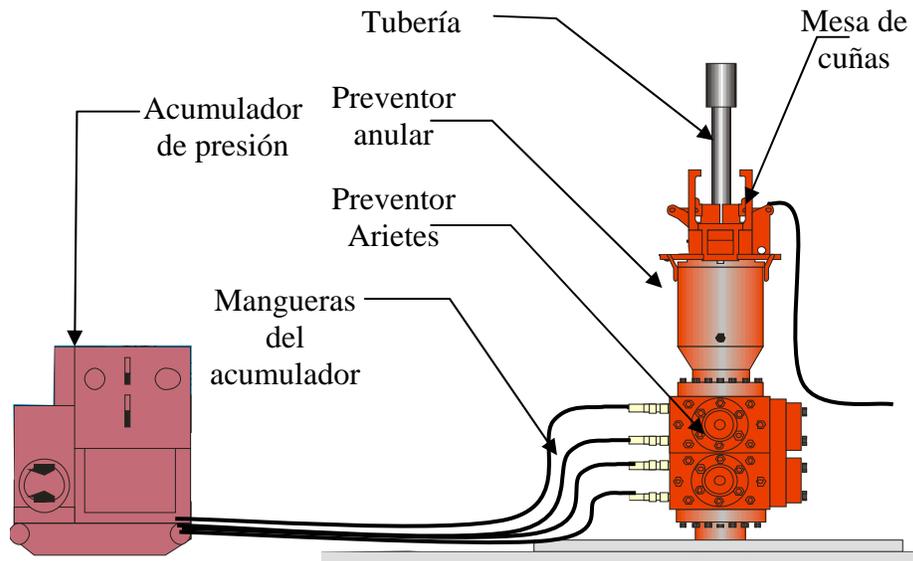
Es un medio de cerrar la boca del pozo completamente, o alrededor la tubería, un medio de controlar el desfogue de gases, fluidos con gas, salmuera u otra posible combinación de fluidos, un medio de bombear dentro del pozo a través de la tubería, y un medio de sacar o bajar tubería en un pozo. Quizá la función mas importante del preventor es la de permitir el control rápido y seguro del pozo en caso de presentarse un disparo o reventón de pozo, este permite contener las presiones del pozo ya que por su diseño puede cerrar el pozo con o sin tubería dentro.

Los arietes hidráulicos son controlados por un pistón de doble accionamiento, operado por la presión del fluido hidráulico dentro de los acumuladores. El preventora tipo ariete se surte con conjuntos de sellos que se denominan bloques de arietes. Existen cuatro tipos de bloques de arietes, los arietes de tubería, los arietes ciegos, los arietes de corte y los arietes de abertura variable, siendo los dos primeros los utilizados en operaciones de Workover y Mantenimiento de pozos.

Los arietes de tubería son relativamente rígidos, diseñados para cerrarse alrededor de un tubo de diámetro específico. Cada ariete posee guías para la

tubería, las cuales colocan el cuerpo del tubo en el centro del ariete, asegurando que este no sea aplastado antes de efectuarse el sello. Los arietes ciegos cierran el pozo cuando ya no haya tubería en el mismo. El elemento es de cara plana y contiene una sección de goma. Si por inadvertencia se encuentra un tubo cuando se cierre, dependiendo de la presión de cierre, este puede colapsarse o aplastarse.

En operaciones de Mantenimiento de pozo o Workover, el preventor anular es utilizado en combinación con un preventor de arietes convencional.



FUENTE: MANUAL DE OPERACIONES DE WORKOVER. Gerencia Regional Magdalena Medio. ECOPETROL S.A. Barrancabermeja – 2006.

Figura 21. Conjunto Preventor de arietes y Preventor Anular.

2.11.3 Unidades Acumuladoras De Presión. Al producirse una surgencia es esencial cerrar el pozo lo más rápido posible para evitar una surgencia mayor. En general, los sistemas manuales son más lentos que las unidades hidráulicas y pueden permitir mayores volúmenes de entrada de fluidos.

La finalidad del acumulador es proveer una forma rápida, confiable y practica de cerrar los BOP en caso de surgencia. Dada la importancia del factor confiabilidad, los sistemas de cierre poseen bombas extra y volumen en exceso de fluido, al igual que sistemas alternativos o de reserva. El equipo estándar utiliza un fluido de control que puede consistir en un aceite hidráulico o en una mezcla especial de productos químicos y agua que se almacenan en cilindros de acumulador a 3000 Psi. Una cantidad superficial de fluido se almacena bajo presión para que todos los

componentes del conjunto BOP puedan funcionar con presión y además mantener siempre una reserva de seguridad¹⁰.

2.12 RASPADOR

Es una herramienta utilizada durante los trabajos de mantenimiento de pozos o workover cuando estas operaciones se ven afectadas de una u otra manera por la mala condición de la pared interna de la tubería de revestimiento. El raspador se usa para remover lodo, costras de cemento, balas incrustadas, parafina y demás sustancias que se encuentran en las paredes interiores del revestimiento, dejando la superficie interior de este limpia y totalmente lisa. Es importante bajar el raspador con una broca Taper Mil o Tricónica (según el I.D del revestimiento), para poder librar y limpiar el revestimiento al mismo tiempo.

El raspador está constituido por un cuerpo con un pin en la parte superior para acoplarse a la tubería de trabajo con su respectivo crossover y en la parte inferior una caja para instalar una reducción de 1" o broca si fuere necesario. En el cuerpo van distribuidos dos conjuntos de dos bloques de cuchillas cada uno; uno en la parte superior y otro en la parte inferior.



Figura 22. Raspador

2.13 BLOQUE DE IMPRESIÓN

Estas son herramientas diseñadas especialmente para determinar mediante la impresión por impacto y por peso la forma de los colapsos de revestimiento, tomando una especie de fotografía. Esta herramienta se baja con tubería.

¹⁰MANUAL DE OPERACIONES DE WORKOVER. Gerencia Regional Magdalena Medio. ECOPETROL S.A. Barrancabermeja – 2006.

La herramienta consiste esencialmente en un cabezote en forma de botella, con un anillo en la parte inferior y un pin o caja en la parte superior. El cuerpo es macizo, fabricado de un material que es una aleación de plomo con aluminio, usualmente metal de antifricción (Babbitt) que después es maquinado y pulido de tal forma que su diámetro exterior sea algo mayor al diámetro exterior del cuerpo.



Figura 23. Bloque de impresión

2.14 PRUEBA MANOMETRICA

La operación de pruebas manométricas a las bombas de subsuelo es una ejercicio de rutina dentro de las operaciones de producción.

Normalmente, las pruebas manométricas son recomendadas con el fin de verificar el estado de las válvulas fija y viajera de las bombas de subsuelo y eventualmente fugas en la tubería.



Figura 24. Montaje para prueba manométrica

2.15 DESCARGA O VENDEO DE UN POZO

Es el primer paso que se debe efectuar antes de realizar un trabajo en un pozo ya sea de mantenimiento o de workover. Durante este procedimiento se aliviaran las presiones entrampadas tanto en la tubería de producción como en la tubería de revestimiento para poder realizar las actividades programadas de una manera segura para el personal que se encuentra en la localización; por ende este procedimiento es de gran importancia e indispensable de desarrollar antes de toda actividad.



Figura 25. Venteo de un pozo

3. GENERALIDADES DE LOS SERVICIOS A POZOS

3.1. DEFINICIÓN DE SERVICIO

En términos generales existen tres clases de equipo para ejecutar los trabajos de un pozo, desde su perforación hasta el mantenimiento como productores. Estas tres clasificaciones se fundamentan en su capacidad de carga y en la variedad de equipos complementarios que lo acompañan tales como: bombas, tanques, generadores, plataformas, etc. podemos hablar de:

Equipos para Perforación
Equipos para Workover
Equipos de Servicio a Pozos

Aunque en la práctica, los equipos de Workover sirven para perforar pozos de poca profundidad, dotándolos de ciertos auxiliares que no los requieren en trabajos de Workover. No sucede lo mismo con los equipos de Servicio a Pozos, ya que siempre deben ser de menor capacidad de carga y el equipo complementario es mínimo. La razón de lo anterior es que sus trabajos son de duración corta y su movilización de pozo a pozo debe ser rápida y sin complicaciones, lo mismo que su armada y desarmada.

Más aún, cuando un equipo de servicio se traslada a un pozo para atender un trabajo, pero por alguna razón el trabajo se sale de lo normal (tubería de producción pegada, varillas desconectadas o partidas dentro del revestimiento, etc.), lo recomendado es que salga el equipo de servicio y entre a cubrir este trabajo uno de Workover. Si se opera bajo este criterio, un equipo de servicio podrá reparar diariamente varios pozos dependiendo del número de horas que trabaje al día y en consecuencia será más fácil mantener el nivel de producción¹¹.

3.1.1. Función de los Rig's de servicio. El mantenimiento del equipo de subsuelo de los pozos se conoce con el nombre de servicio a pozos y los equipos usados para el propósito de sacar y volver a bajar las varillas de bombeo son llamados Rig o equipos de Workover.

¹¹ Programa de Entrenamiento Modular. Hocol S.A. Fase VI

Los equipos de servicio también son usados para sacar la tubería de producción para las rutinas de mantenimiento del equipo de producción que hace parte de la sarta de producción. En tales casos, la tubería debe poderse sacar mediante la manipulación simple de la sarta con llaves y tenazas y con una tensión que no exceda significativamente el peso de la sarta. El equipo que puede ser corrido y recuperado de esta manera incluye bombas de tubería, válvulas de gas lift y empaques de producción sentados con peso.

Tales equipos realizan estas tareas sin necesidad de bombear fluidos para controlar el pozo, circularlo o controlarlo. Estos equipos pueden ser propios de la compañía o contratados. La cuadrilla puede proceder con el trabajo con la autorización del supervisor de campo.

Los servicios a pozos para un efecto práctico son clasificados en servicios de varilla (o varilleo) y servicios de bomba¹².

3.2 PARTES DE LOS EQUIPOS

Todo equipo destinado a los trabajos de servicio, deberá mantener consigo una serie de herramientas necesarias para el manejo de la tubería y de las varillas. Además de estas herramientas especiales, también debe mantener llaves de expansión, de tubo, de cadena, martillo de bola, palas, etc.

POLEA VIAJERA: Como su nombre lo indica hace el recorrido ascendente y descendente mientras se saca la sarta de tubería o varillas. Su movimiento se lo da el cable enrollado en el malacate principal que pasando por la corona también pasa por la polea viajera, con tantas vueltas o líneas como se requiera dependiendo de la carga que vaya a soportar.

La polea para varilleo debe ser compacta, liviana, con dos colgadores para los brazos y uno para el gancho de varillas, según sea la sarta de tubería o de varillas lo que se va a remover.

BRAZOS: Los brazos se usan cuando se saca o se taja tubería. Ellos van enganchados por un extremo en los colgadores de la polea viajera y por el otro extremo unidos al elevador de tubería.

ELEVADORES PARA TUBERIA: El elevador que va conectado a los brazos, es la herramienta que abraza el cuerpo de la tubería por debajo del acople en tal forma que este le sirve de tope para levantar o bajar la sarta.

¹² MANUAL DE WORKOVER. Hocol S.A. Neiva. 1991
LESSONS IN WELL SERVICING AND WORKOVER, PRODUCTION RIG EQUIPMENT. W. E. Boid. Petroleum Extension Services the University of Texas at Austin. Lesson 6. 1971.

CUÑAS PARA TUBERIA: Se utiliza para soportar el peso de la sarta de tubería que va quedando dentro del pozo en la operación de bajar o sacar la tubería. Esta herramienta descansa sobre la boca del pozo o preventor (según el caso) y es accionada hidráulica o neumáticamente por el operador del equipo. Su operación también puede ser manual en cuyo caso la operan los dos cuñeros ubicados en la boca del pozo, las estrías que tienen las cuñas, aseguran que la sarta no se deslice al momento de abrazar el cuerpo del tubo.

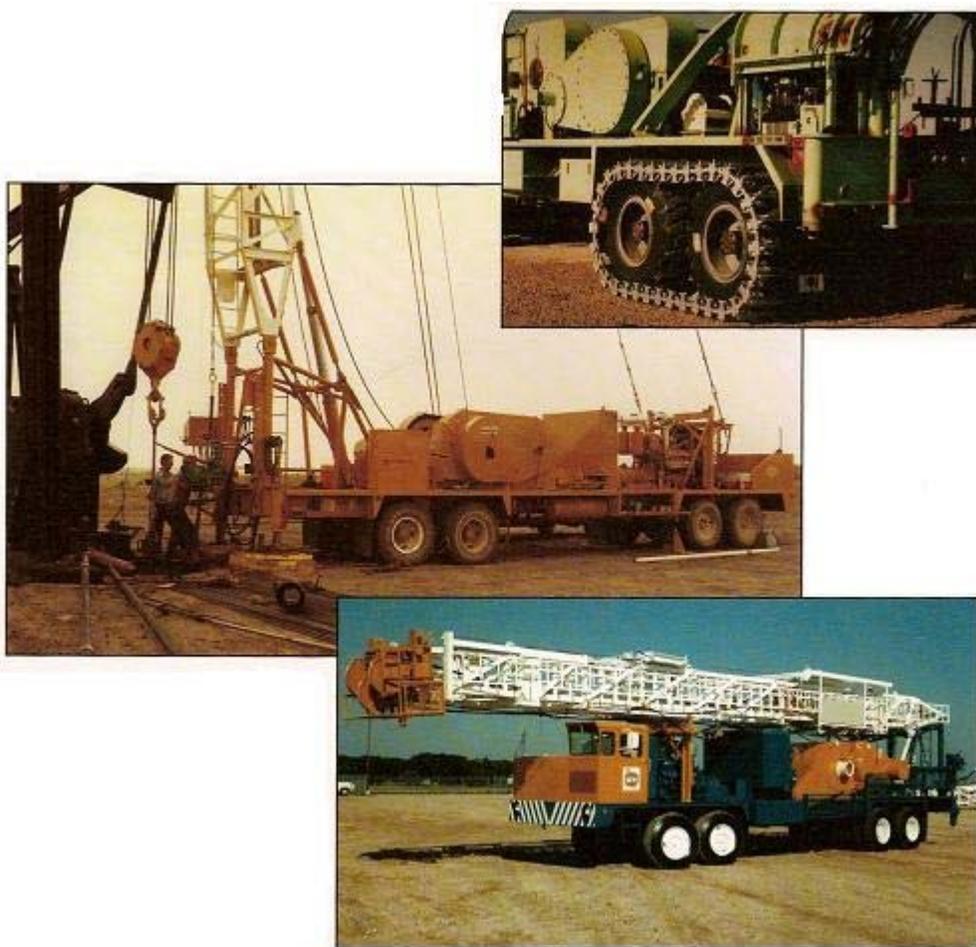


Figura 26. Equipos de Servicio a Pozo

LLAVE PARA ENROSCAR Y DEENROSCAR TUBERIA: Aunque la operación de conectar y desconectar la tubería se puede hacer con llaves operadas manualmente, su uso es limitado no solo por el mayor tiempo empleado, sino también porque no se tiene exactitud en el torque aplicado. Por el contrario el uso de la llave hidráulica no solo economiza tiempo, esfuerzo del personal, sino que se puede ajustar el torque recomendado para cada tipo y tamaño de tubería

causando menos daños en las uniones. Se puede accionar hidráulica o neumáticamente y su velocidad es variable para ajustarla según se requiera.

GANCHOS PARA VARILLAS: En la operación de sacar o bajar la sarta de varillas no se utilizan los brazos como para la tubería, sino que el gancho e su parte superior, se conecta directamente al colgador de la polea viajera y en su parte inferior se cuelga el elevador de varillas. En otras palabras, el gancho al igual que los brazos, sirven de unión entre el elevador y la polea viajera.

ELEVADORES DE VARILLAS: El objeto de esta herramienta es el de enganchar la varilla por la base del cuello y así poder levantar o bajar la sarta. Para esta operación se requieren dos elevadores ya que a diferencia de la tubería, no se usan cuñas para soportar la sarta.

LLAVES PARA ENROSCAR Y DESENROSCAR VARILLAS: Al igual que la tubería, esta operación se puede hacer manualmente con llaves especiales que se conectan en el cuadrante de la varilla entre el hombro y la garganta, pero las mismas razones expuestas en el caso de la tubería limitan su uso¹³.

3.3 CARACTERISTICAS DE LOS EQUIPOS DE SERVICIO A POZO

Existen múltiples modelos y series de equipos usados en los servicios a pozo, de los cuales la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima ha contado bajo contrato durante el transcurso de su operatividad los siguientes:

Cuadro 5. Características de Servicio de los equipos de la superintendencia Huila-Tolima

| MODELO DEL RIG | PROFUNDIDAD DE PERFORACIÓN | PROFUNDIDAD DEL SERVICIO |
|----------------|----------------------------|--------------------------|
| FRANK | | |
| 500 | 3500 – 5000 ft | 15000 – 18000 ft |
| 300 | 9000 – 12000 ft | 12000 – 15000 ft |
| 200 | N/A | 6000 – 9500 ft |
| IDECO | | |
| BIR 500 | 3500 – 5000 ft | 15000 – 18000 ft |
| BIR 400 | 10000 – 12000 ft | 13000 – 16000 ft |
| BIR 300 | 9000 – 11000 ft | 11000 – 13000 ft |

Fuente: Catalogo Internacional Corporation. IRI

¹³ Programa de Entrenamiento Modular. Hocol S.A. Fase VI

| Model | | A | B | C | D | E | F | G | H | J | K | N | |
|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|--------|--------|---------|--------|--------|-------|
| BIR | 4000 | ft/in | 13'-6" | 60'-0" | 26'-9" | 46'-8" | 6'-0" | 6'-8" | 17'-9" | 105'-0" | 57'-0" | 8'-0" | -- |
| | | meters | 4.1m | 18.3m | 8.2m | 14.2m | 1.8m | 2.0m | 5.4m | 32.0m | 17.4m | 2.4m | -- |
| 3000 | ft/in | 13'-6" | 55'-0" | 26'-8" | 46'-8" | 6'-0" | 6'-8" | 13'-8" | 96'-0" | 56'-9" | -- | 78'-0" | |
| | | meters | 4.1m | 16.8m | 8.1m | 14.2m | 1.8m | 2.0m | 4.2m | 29.3m | 17.3m | -- | 23.8m |

Fuente: Catalogo Internacional Corporation. IRI

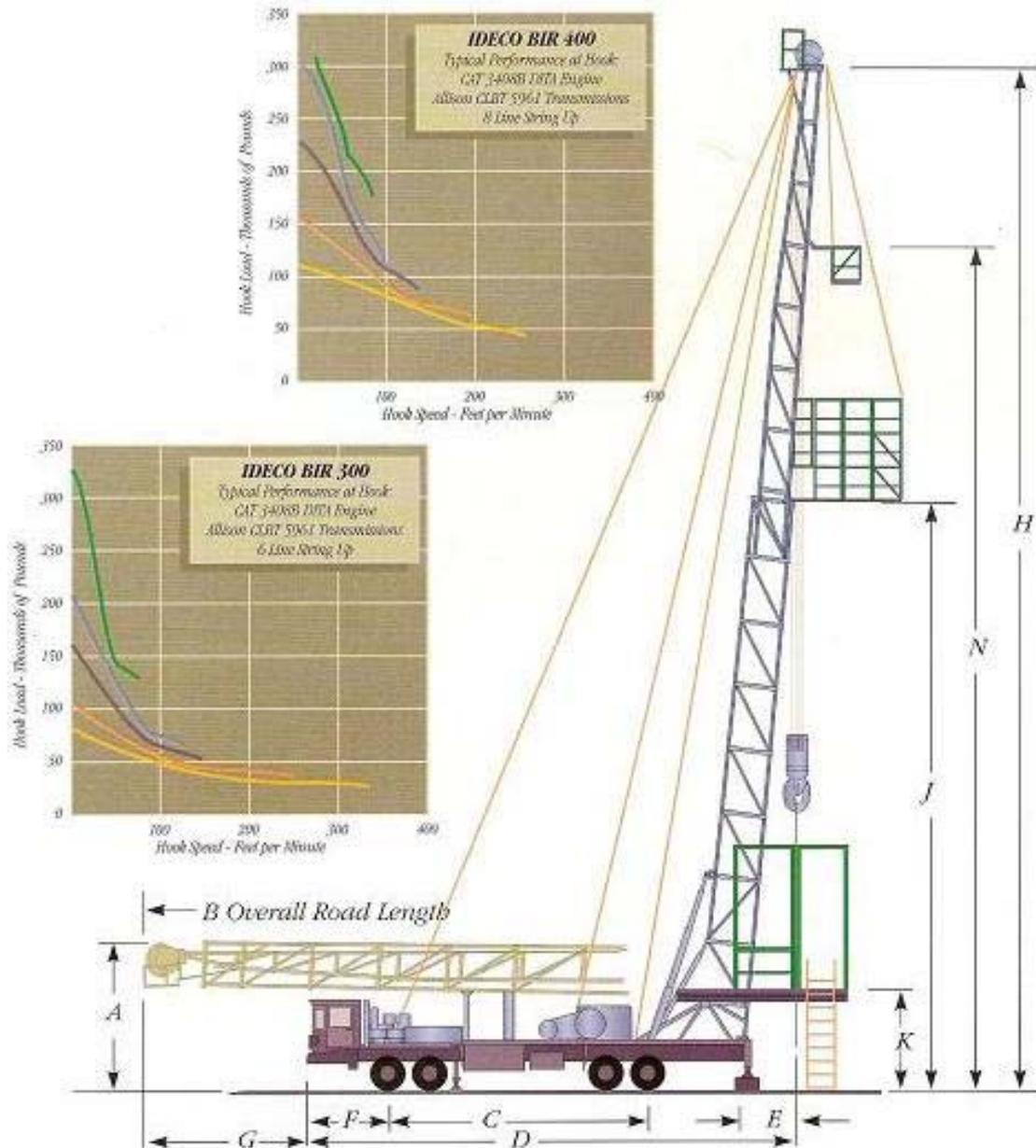


Figura 27. Dimensiones de un equipo IDECO

Cada equipo cuenta con especificaciones puntuales de capacidad, elevación, profundidad de servicio, entre otros; por lo cual la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima en la modalidad de contratación de los equipos de servicio a pozo ha formulado los siguientes parámetros en calidad de concurso.

RELACIÓN DE EQUIPOS Y HERRAMIENTAS MINIMO PARA CADA UNO DE LOS EQUIPOS PARA LA SOH (SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA-TOLIMA)

1 Equipo autopulsado sobre ruedas con:

- 1.1 Subestructura, vigas de soporte, gatos hidráulicos traseros y delanteros para nivelar la unidad básica y torre.
- 1.2 Lámparas fluorescentes de iluminación de la torre, a prueba de explosión.
- 1.3 Levantamiento de la torre telescópica con controles hidráulicos, para la primera o las dos secciones de la torre.
- 1.4 Líneas en la torre para operaciones de achicamiento.
- 1.5 Línea de salvamento para emergencias en el encuelladero.
- 1.6 Altura de la Torre de 96 pies, con capacidad para sacar y maniobrar tubería de 2-7/8", 3-1/2" y 4-1/2" en dobles y varilla en triples a la torre.
- 1.7 Capacidad de la Torre (6 líneas / 8 líneas) de 60 -100 Ton.
- 1.8 Capacidad de manejo de líneas en la corona de 6 - 8
- 1.9 Capacidad en pies para manejar de 8000 – 13000 pies de tubería producción Rango-II de 2-7/8", 3-1/2" y 4-1/2" en dobles a la torre.
- 1.10 Trabajadero de varilla, acondicionado y operativo (con todos los accesorios que este requiera).
- 1.11 Inspección certificada de la Torre (herramienta de levante), con máximo dos años de antigüedad.
- 1.12 El vehículo deberá estar equipado con luces de seguridad para movilización nocturna, luces laterales, stops, cocuyos.

2 Bloque viajero, brazos, swivel y elevadores:

- 2.1 Capacidad de Elevadores: 50 – 100 Toneladas
- 2.2 No. De Poleas en el bloque viajero: 3 - 4
- 2.3 No. De Poleas en la corona para manejar el bloque viajero: 3 - 4
- 2.4 Tiempo de inspección certificado. Bloque viajero, brazos, swivel y elevadores. Máximo un año

3 Malacate potenciado con motor con:

- 3.1 Capacidad de levante de 50 – 100 Ton.
- 3.2 Equipado con freno (tipo hidromático) con capacidad para aguantar las cargas descritas.
- 3.3 Poseer un dispositivo de seguridad (tipo cronomatic) para la corona, calibrado y operando.
- 3.4 Sistema de enfriamiento de freno.

3.5 Cadenas y ejes lubricados, libres de fugas y con protectores instalados.

4 Cable del malacate principal con especificaciones mínimas de resistencia de 12,5 Ton. por línea:

4.1 Diámetro de línea de: 7/8" – 1"

4.2 Indicador de peso visual con línea hidráulica y sus respectivos sensores

4.3 Anclaje para la línea del tambor principal

4.4 Malacate auxiliar de sand line y achicamiento en buena condición, con longitud de cable de 9/16" entre: 6000 – 12.000 pies

5 Sistema hidráulico para la operación del Equipo:

5.1 Llave hidráulica con mordazas para tubería de trabajo y tubería de producción de 2-3/8", 2-7/8" y 3-1/2" con acoples rápidos y compatibles, e indicador de torque, unidad de potencia y llave aguantadora incorporada. Con capacidad de: 5.000 lb-pie para tubería de producción y llaves de potencia para tubería de trabajo y Drill Collar con su respectivo indicador de torque con capacidad de 10000.

5.2 Tener en stock juego de mordazas de repuesto para los diferentes diámetros

5.3 Llave hidráulica para soltar y apretar varilla de 1-1/8", 1", 7/8" y 3/4", con su respectivo registrador de presión tipo Barton para registrar, valga la redundancia, el torque de apriete circunferencial con elemento de presión de 0 - 2000 psi , con reloj 24 horas.

5.4 Indicador de peso tipo tensión y ancla e indicador de presión.

5.5 Winche hidráulico operado desde la consola del perforador, con capacidad para 3000 PSI

6 Sistema neumático:

6.1 Debe contar con un compresor de aire adecuado para la operación del equipo y con tanques suficientes para almacenamiento (mínimo 150 psi).

6.2 Cuñas neumáticas para tubería 2-3/8", 2-7/8", 3-1/2" y 4-1/2" con control neumático, operadas desde consola de mandos de operación.

7 Bomba Triplex de desplazamiento positivo con Potencia efectiva de 300 – 440 HP:

7.1 Stand pipe manifold para 5000 psi con diámetro de 2-1/2" – 4"l.

7.2 Con manómetros de alta resolución, de 3.000 – 5.000 PSI.

7.3 La bomba debe estar adaptada para ser operada en forma individual, por lo tanto la bomba debe tener motor independiente del sistema de potencia del malacate.

7.4 Juego de camisas para variaciones de caudal y presión, manejando fluidos a 5 bpm con máximo de presión de 2000 psi 7.5 Debe tener centrífuga de alimentación, independiente en manejo y potencia.

7.6 Equipada con filtros en la succión.

7.7 Conexiones necesarias para succión y descarga.

7.8 Amortiguador de pulsaciones y válvula de seguridad de alta presión en la descarga.

7.9 Bomba neumática de vacío portátil para succionar contrapozo. Presión máxima de suministro de aire de 100 psi y presión de descarga de 20 psi.

8 Un conjunto de preventores de 7-1/16" y 11":

8.1 Con arietes para tubería de 2-3/8", 2-7/8", 3-1/2", 4-1/2" EUE y ciegos accionada hidráulicamente.

8.2 Presión de operación (3000 psi).

8.3 Spool de 2000 - 3000 PSI, de 7 1/16" con sus respectivos Ring Gasket y espárragos.

8.4 Spool de 3000 - 5000 PSI, de 7 1/16" con sus respectivos Ring Gasket y espárragos.

8.5 Spool de 11" - 5000 PSI x 7-1/16" - 3000 PSI con sus respectivos Ring Gasket y espárragos.

8.6 Acumulador norma API RP 16E con capacidad suficiente para manejar el stack de BOP de acuerdo a la norma API RP 53, con capacidad para operar los rams el preventor anular.

8.7 El acumulador debe tener la capacidad suficiente para operar los rams y el preventor anular. Conexiones y mangueras metálicas flexibles que permitan su operación hasta una distancia mínima de 10 metros del contrapozo.

8.8 Preventora hidráulica de 3" x 5000 psi para varillas de 1-1/8", 1", 7/8" y 3/4". Tipo marca Torus Reagan.

8.9 Preventora hidráulica para tubería, (BOP 7-1/16" x 3000 Tipo Anular).

8.10 Preventora hidráulica para tubería, (BOP, 11" x 5000, Doble Ram para ciegos y Tubería).

9 Pescadores para varillas y tubulares:

9.1 Juego completo de pescadores para varilla, para hombro, cuello y cuerpo, que suelten con giro a la derecha, para varilla de 1-1/8", 1", 7/8" y 3/4". En modelos tipo canasta, espiral y cuñas para bajar en tuberías de 2-7/8", 3-1/2" y 4-1/2".

10 Elevadores:

10.1 Elevadores de tubería de producción (90 grados) de 2-3/8" 2-7/8", 3-1/2" y 4-1/2" con capacidad de 50 – 100 Toneladas.

10.2 Elevadores Tipo Cuña YT para tubería de 2-3/8" con capacidad de 50–75 Toneladas.

10.3 Herramienta de manejo para Drill Pipe: 2-3/8", 2-7/8", 3-1/2" D.C: DE 4-1/4" con capacidad de 50 – 75 Toneladas.

10.4 Dos (2) set de elevadores para varilla de 1-1/8", 1", 7/8" y 3/4". Los dados de los elevadores deberán estar en buen estado. Con capacidad de 25–35 Toneladas.

11 Equipo Eléctrico:

11.1 Generador eléctrico con suficiente KVA para suministrar el 150% de los requerimientos de potencia eléctrica calculada para operar el equipo, la iluminación, el campamento y todo el equipo eléctrico asociado.

11.2 Lámparas para la iluminación apropiada de los sitios de trabajo en el equipo, con cables protegidos y asegurados. Todos los accesorios y cables deberán ser antiexplosión.

12 Mangueras:

12.1 Mangueras metálicas de 2" ID (chiksan) para presión de 5000 psi con uniones giratorias, válvulas, tes, codos, secciones rectas, con todos sus accesorios y acoples necesarios para las operaciones requeridas. Las mangueras deben tener una longitud entre: 50 – 70 pies.

12.2 Mangueras de caucho de 2" ID para 3000 psi, con sus correspondientes acoples. Las mangueras deben tener una longitud entre: 40 -60 pies.

13 Herramientas Varias:

13.1 Llaves de tubo de 48" (2 ea), 36" (2 ea), 24" (2 ea) y 18" (2 ea).

13.2 Llaves de mano para soltar y apretar varillas de 1-1/8", 1", 7/8", 3/4" y 5/8".

13.3 Cintas y calibradores API para medir longitudes y diámetros internos y externos de tuberías y accesorios.

13.4 Llaves de cadena para manejar diámetros externos hasta de 6".

13.5 Llaves de golpe de 1-1/8", 1-3/8", 1-5/8", 1-13/16", 1-7/8", 1-3/4", 2-1/8".

13.6 Llave de fricción para barra lisa de 1-1/2" y 1-1/4" y para couplings de varilla de 1-1/8", 1", 7/8" y 3/4".

13.7 Limpiadores externos de caucho con su respectivo protector para evitar caídas de herramienta dentro del pozo (chancha), para la tubería de trabajo y producción de 2-3/8", 2-7/8", 3-1/2" y 4-1/2".

13.8 Limpiadores externos de caucho para varilla de 1-1/8", 1", 7/8" y 3/4".

13.9 Raspador para casing de 5-1/2" y de 7" debidamente revisados (presentar certificados de revisión) con sus respectivos crossover, 3-1/2" REG x 3-1/2" WUE y 2-7/8" REG x 2-7/8" EUE.

13.10 Grasa para tubería, elaborada a base de grafito, especial para el cuidado de conexiones.

14 Caseta:

14.1 Caseta para oficina y dormitorio para uso exclusivo de ECOPETROL S.A. con escritorio, silla, archivador, camarote, computador (según especificaciones técnicas), dotada con servicio de baño portátil y nevera con comestibles (dotada completamente).

14.2 Comedor para personal de cuadrilla.

15 Equipo contra incendio:

15.1 Dos extintores de 150 lbs.

15.2 Cuatro extintores de 30 lbs. tipo BC.

15.3 Un botiquín de primeros auxilios debidamente dotado.

15.4 Señales de advertencia sobre peligro, en castellano con buena visibilidad diurna y nocturna. Mínimo 6.

15.5 10 Chaquetas reflectivas.

15.6 Avisos reflectivos en los vientos, de seguridad en áreas restringidas, de prevención para las vías.

15.7 Camilla para primeros auxilios.

16 Equipo de Prevención y Control Ambiental:

16.1 Geomembrana Tipo HR-750 Modulada en cantidad suficiente que cubra el área de cada uno de los equipo con un margen de seguridad de 1.5 metros a cada lado.

16.2 Soportes metálicos para que los bordes de la Geomembrana queden levantados aproximadamente 10 cm de la superficie del suelo.

16.3 50 Mts de Tela oleofílica para control de derrames.

16.4 Heno y material absorbente de crudo.

16.5 Bandejas con sus drenajes al contrapozo para cuando se saque la tubería de producción.

16.6 Equipo manual para recolectar la contaminación de aceite originada durante los trabajos en el pozo: Palas; Picas y carretilla.

17 Equipo de Suabeo:

17.1 Lubricador de 3" x 30'.

17.2 Barras de peso de 1-1/2" x 10'.

17.3 Conexiones Articuladas.

17.4 Cabeza Sellante Hidráulica.

17.5 Copas de suabeo para tubería (producción) 2-3/8", 2-7/8" y 3-1/2".

17.6 Medidor de cable.

17.7 Manifold de válvulas para alta presión de 3000 psi.

18 Tanques:

18.1 Dos (2) tanques de 250 bbl cada uno con sus respectivas compuertas, drenajes, válvulas conexiones y pistola submarina.

18.2 Poor Boy con su respectivo choke manifold.

19 Mesa Rotaria:

19.1 Mesa rotaria de 17 1/2" con capacidad mínima de 250.000 Lb con square master bushing, velocidad máxima rpm de 150-238 e indicador de torsión para el maquinista, propulsada por el equipo. Debe tener la suficiente altura y espacio para trabajar cómodamente y permitir el uso de preventores de reventones y el preventor anular. La transmisión para la rotaria debe estar en la unidad básica, de manera que la instalación de la mesa no requiera retirar el arbolito de la cabeza del pozo. La mesa del maquinista debe tener como mínimo un desnivel respecto a la mesa de trabajo de 2 pies en los trabajos de Reacondicionamiento de Pozos. Equipada con tazones (bowl inserts and slips) para todos los tamaños de tubing y tuberías de trabajo a usar. Drive bushing para kelly suministrada.

19.2 Una kelly de 3 1/2" API x 40' cuadrada ó hexagonal, con swivel, kelly bushing y kelly saver sub con protectores de caucho. Certificado de pruebas no destructivas (Al inicio de las operaciones).

20 CAMIÓN GRUA: El equipo debe estar dotado con un Carromacho de 30 Toneladas de capacidad de levante con plataforma de 30 pies, debe estar equipado con poleas, pluma, cadenas, equipo de seguridad y demás elementos para una operación apropiada.

21 SISTEMA DE COMUNICACIONES: Suministrar y mantener en buenas condiciones de operación un sistema de comunicaciones entre los Equipos, Ecopetrol, El Tool Pusher, de ser posible con sistema satelital, teléfonos celulares para el Tool Pusher y el Supervisor de Ecopetrol y el Coordinador de Operaciones de Ecopetrol, la configuración de este sistema de comunicación se acordará antes de iniciar operaciones¹⁴.

3.4 INDICADORES DE PROBLEMAS

En los pozos con levantamiento artificial, las fallas en el sistema de levantamiento es la causa más común de las pérdidas de producción. Tales fallas pueden indicar la necesidad o no de un trabajo de workover. Por ejemplo, las varillas de bombeo que se parten debido a la corrosión pueden ser solucionadas cambiando el material. Sin embargo, el desgaste de la bomba por el flujo de arena gruesa indica problemas más serios.

Asumiendo que la capacidad del levantamiento artificial no es el problema, el ingeniero de producción puede ver la necesidad de un trabajo de workover si encuentra uno de estos indicadores:

- Declinación rápida de la producción (o la inyectividad) en un pozo establecido.
- Completamiento inadecuado (desempeño inicial inaceptable).
- Depleción.
- Fallas mecánicas.

3.5 SERVICIOS DE VARILLA

Entre las fallas que ocurren en una varilla, algunas son más frecuentes que otras, dependiendo de la calidad del fluido que se bombea, del diseño de la sarta, de la selección, de la forma como se transportan y se baja de la sarta en el pozo y del apretamiento de las varillas.

Las fallas se pueden clasificar en dos grandes grupos a saber: Rupturas y desenroscamientos.

¹⁴ Anexo 7. Relación de Equipos y Actas No.2. Contrato Ecopetrol DPS 509748

3.5.1 Puntos de ruptura. Los puntos de ruptura se pueden presentar en las siguientes secciones:

- Pin
- Cuerpo
- Acople (coupling)
- Hombro
- Cuello
- Garganta
- Cuadrante

3.5.2 Puntos de desenroscamiento. Los puntos de desenroscamiento en una sarta de varillas pueden ser:

- Niple bomba - varilla
- Conexión varilla - varilla
- Conexión barra lisa – varilla

3.5.3 Tensión y fatiga. Las fallas por ruptura fundamentalmente se originan por Tensión o por fatiga.

Las fallas por tensión son muy raras y se originan por un excesivo esfuerzo de las varillas. Cuando se aplica una gran fuerza de arrastre a la sarta (por ejemplo, cuando se está tratando de desasentar una bomba pegada), los esfuerzos de la varilla pueden exceder la resistencia a la tensión del material, originando la ruptura por tensión. Las varillas se "reducen", es decir, su diámetro se reduce considerablemente y eventualmente ocurre la ruptura en la parte media del área del cuello de reducción.

Las fallas por fatiga están inherentemente asociadas con la carga cíclica de la sarta de varillas y ocurre con esfuerzos más bajos que la ruptura del material. Esta ruptura comienza sobre la superficie de la varilla en alguna parte que hace aumentar el esfuerzo como una pequeña grieta. Esta grieta inicial reduce la sección transversal metálica y origina una concentración del esfuerzo local.

El elevado esfuerzo induce una sobrecarga del material y la grieta aumenta en ángulos rectos hasta que el esfuerzo, con una aceleración constante, traspase el material. La carga cíclica de las varillas hace que las superficies de las grietas se comiencen a separar y friccionar periódicamente una contra las otras. Después de una gran cantidad de cargas el área metálica restante no puede soportar durante más tiempo la carga y la varilla falla por una ruptura por fatiga.

Las rupturas o rompimientos por tensión se pueden evitar al limitar la fuerza de arrastre aplicada a la sarta, en un 90% de la fuerza de ruptura del material. A su vez, las fallas por fatiga se pueden evitar manteniendo los esfuerzos dentro de los

límites seguros y reduciendo la cantidad y la severidad de los elementos que hacen aumentar este esfuerzo.

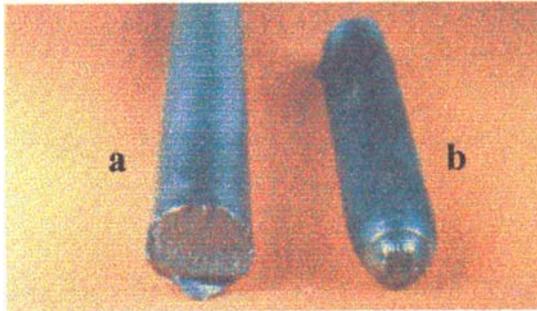


Figura 28. Diferencia entre una falla por fatiga (a) y una falla por tensión (b)

A continuación se detallan algunas fallas más comunes y sus principales causas:

- Fallas en la estructura de la varilla

Las rupturas en la estructura de la varilla son casi exclusivamente fallas por fatiga ocasionadas por daños mecánicos, corrosivos o una combinación de los dos. El daño mecánico se clasifica como daño en la superficie, desgaste, flexión y daño que ocurre en las varillas torcidas. Los problemas de corrosión se clasifican de acuerdo al tipo de corrosión como por ejemplo: corrosión dulce, azufrosa, galvaniza o bacteriana.

El tipo más común de daño mecánico que ocurre sobre la superficie de las varillas es producido por herramientas u otras partes de acero que no se aseguran apropiadamente y chocan contra las varillas ocasionando desperfecto o deformaciones. En pozos torcidos o tubería no anclada, el desgaste del cuerpo de la varilla puede ser excesivo y también puede acentuar las fallas de las varillas.

No se debe permitir el empleo de varillas torcidas o en espiral, especialmente en pozos profundos donde prevalecen los altos esfuerzos ya que estas imperfecciones originan una sobrecarga local, causante ideal de esfuerzo que da inicio a una ruptura por fatiga. Por lo tanto, antes de introducir una varilla al pozo debe ser revisada para determinar su rectitud y se debe descartar si se presentan torceduras o abolladura.

La flexión de la varilla durante el ciclo de bombeo también puede ser una fuente de fallas mecánicas en la estructura ya que este inesperado movimiento lateral puede incrementar el peligro de daño por fatiga. La Flexión es el inconveniente más severo en la parte superior de la varilla ya que este es el punto donde el movimiento lateral es transmitido por la unión rígida hasta la estructura más elástica de la varilla.

Los elevados esfuerzos locales originan pequeñas rupturas por fatiga en toda la estructura de la varilla y que pueden producir la ruptura final. El golpe de fluido y de gas son las causas más comunes de flexionamiento de la varilla, porque ambos generan ondas de choque durante el recorrido descendente, cuando el pistón golpea la superficie del fluido. Eliminando las condiciones de golpe, las cargas de choque también se eliminan y se reduce el flexionamiento de la sarta.

- Fallas en las uniones

La unión de la varilla es una conexión sometida a una elevada fricción entre el pin y el acople. Muchas de las fallas en la unión surgen por la pérdida de apretamiento y por la correspondiente separación de la superficie de resalto del pin del acople. En esta situación, uno de los elementos de unión, el pin de la varilla o el acople, eventualmente fallan por fatiga. Dichas fallas por lo general ocurren con la misma frecuencia ya sea en el pin o en el acople.

Para evitar las fallas en las uniones es importante asegurar que las uniones estén apropiadamente enroscadas cuando las varillas sean introducidas en el pozo. La utilización general de las roscas laminadas o prensadas sobre los pines de la varilla o los acoples, ha hecho disminuir substancialmente la severidad de las fallas por fatiga, eliminando los cortes agudos en las raíces de la rosca.

Además, si el tamaño de la tubería de producción lo permite, se deberían utilizar los acoples completos ya que incrementan considerablemente la vida de servicio de la unión de la varilla de succión.

- Fallas en el pin

Prácticamente todas las fallas que se presentan en el pin son fallas por fatiga, que constituyen la causa más común de rupturas en el pin de fatiga por corrosión. Todas estas rupturas se pueden atribuir a la pérdida de apretamiento en la unión, ocasionada por un inapropiado enroscamiento que permite el movimiento lateral del pin dentro del acople. Mientras la sección roscada del pin se mantiene rígida por las roscas del acople, la sección delgada se tuerce periódicamente con las vibraciones de la sarta de varillas.

Este momento de encorvación incrementa la carga del pin y hace que una pequeña grieta aparezca en el fondo de las roscas. La pequeña grieta avanza lentamente en el área metálica y el pin se rompe cuando el área metálica restante es insuficiente para soportar la carga del pozo.

Las fallas por tensión también son posibles en el pin y ocurren siempre en el área delgada. Dichas fallas son muy raras y usualmente son producidas por un excesivo apretamiento de la unión (Demasiada aplicación de torque durante el enroscamiento de la varilla).

La última clase de falta en el pin es el rozamiento de la rosca, el cual ocurre cuando las roscas transversales de la unión, durante el procedimiento de enroscado, originan roscas planas y dañadas. Este es un problema poco frecuente y por lo general se produce por roscas sucias o dañadas. La lubricación y limpieza cuidadosa de las roscas y los posteriores procedimientos estándar de enroscamiento pueden eliminar este problema.

- Fallas en los acoples

Las principales causas de fallas en los acoples son las mismas que para el pin: la fatiga, el excesivo esfuerzo tensor y la fricción. La fatiga del material es la causa exclusiva de rupturas en el acople y frecuentemente la falla comienza desde la parte interna del acople. Las rupturas en el acople se atribuyen principalmente al poco apretamiento de la unión de la varilla de succión y a las fuerzas de doblamiento asociadas con este.

Las fallas por fatiga que comienzan desde la parte externa usualmente ocurren en la sección del acople entre los pines e inician por cuenta de los generadores de esfuerzo, como los hoyos de corrosión, el desgaste u otro daño mecánico.

Los acoples de la varilla de bombeo también pueden resultar averiados por un excesivo apretamiento de la unión. Si aplicamos demasiado torque se puede alcanzar la fuerza de ruptura del material y originara una deformación permanente. El diámetro externo del acople se incrementa, estalla y el acople y los extremos se pueden dividir. Este es un daño tipo tensor y siempre ocurre en los dos extremos del acople.

- Fallas en las varillas de fibra de vidrio

La experiencia obtenida por los principales usuarios demuestra que la mayor parte de las fallas ocurren ya sea en los extremos de acero o en la estructura de la varilla, en el acople conector-varilla. El conector final falla por la fatiga del material del pin o en cualquier otra parte de la varilla.

Todas las demás rupturas comienzan en el área de contacto de la estructura de la varilla y el conector final. Los defectos de fabricación o la sobrecarga de las varillas producen fallas por fatiga en la parte interna de la estructura de la varilla o inmediatamente por encima del conector. Además, las estructuras de las varillas hechas en fibra de vidrio son más propensas a la abrasión que sus similares de acero y se recomienda el empleo de las guías de las varillas.

3.6 SERVICIOS DE BOMBA

3.6.1 Fallas frecuentes en las bombas de subsuelo. Las bombas de subsuelo son sometidas a trabajar en condiciones hidráulica severas porque debe manejar

fluidos de diferentes viscosidades, considerable contenido de arena, emulsión y gas.

- **Fallas en válvulas por abrasión de arena o corte por gas.** Las válvulas por la acción de la arena que trae el crudo se desgastan perdiendo su pulimiento por lo tanto el sello. Cuando el GOR del pozo es alto usualmente se presenta corte por gas, agravando los daños si hay aporte de arena de la formación ya que estos dos producen una fuerte abrasión.

- **Fallas en el pistón y barril por abrasión de arena.** Cuando hay producción de arena los granos de esta se localizan en el espacio anular entre el pistón y el barril ocasionando ralladuras longitudinales por la cual se pierde ajuste entre ambos disminuyendo la eficiencia de la bomba y en ocasiones que el pistón se pegue al barril con la pérdida total de su desplazamiento.

- **Fallas por corrosión.** Se debe a la acción agresiva de la salmuera presente en la formación o por presencia de agentes corrosivos como el H₂S entre otros.

- **Fallas de válvulas por exceso de gas.** se debe alto contenido de gas presente en el crudo ya que al producirse la presión cae liberando el gas, siendo tal que, mantiene las válvulas semiabiertas en el momento de estar cerradas resultando una disminución de la eficiencia de la bomba.

- **Fallas por asentamiento incorrecto.** Se debe a que el sello del conjunto de asentamiento de la bomba no queda en óptimas condiciones provocando escapes que bajan la eficiencia de la bomba hasta el caso de anular la acción de bombeo.

- **Fallas por mal espaciamiento de la bomba.** Ocurre cuando se toma mal las medidas durante el asentamiento de la bomba, ocasionando golpes en la bomba al final del recorrido descendente o desasentamiento de ella en el recorrido ascendente.

- **Fallas por cuerpos extraños.** Cuando la bomba va a ser asentada o durante el ciclo de bombeo la válvula no sella correctamente se debe a que material extraño interfiere entre la bola y el asiento. Esto ocurren debido a restos de copas de válvulas o cauchos de empaques de trabajos realizados anteriormente han quedado dentro de la columna de líquido en el pozo.

- **Fallas por golpe brusco contra el nivel de fluido.** Cuando se esta bajando la bomba esta se estrella contra el nivel de liquido causando un fuerte impacto por debajo de la válvula fija ocasionando pérdida de sello de esta.

Para efectos prácticos, los servicios de bomba han sido clasificados en: servicio de barril y bomba inserta, servicio de pistón, cambio de bomba, profundización /

levantamiento de bomba, bomba pegada, limpieza de arena y tubería rota / *drain sub*. A continuación se dará la explicación sobre lo que comprende cada servicio. Es importante aclarar que, aunque en un servicio a pozo se pueden realizar varias labores de las nombradas arriba, se considera como la causa del servicio la que provoca la bajada al pozo.

3.6.1 Servicio de barril y bomba inserta. Es el servicio realizado para revisar el barril (si se trata de una bomba de tubería) o el ensamblaje completo de la bomba (si es una bomba de varillas o inserta), revisarlos y repararlos o cambiarlos dependiendo de su estado. A diferencia del servicio de bomba inserta, en el servicio de barril es necesario sacar la sarta de tubería producción. Después del servicio se conservan las mismas dimensiones anteriores.

3.6.2 Servicio de pistón. Consiste en sacar solamente la sarta de varillas para revisar y reparar o cambiar el pistón, y volver a bajarla. A diferencia del servicio de barril no es necesario sacar la sarta de tubería de producción.

3.6.3 Cambio de bomba. Servicio realizado para cambiar la bomba de subsuelo por otra nueva de diferentes dimensiones. Por ejemplo se cambia una bomba RWBC de 2.114" x 2" x 25' por una RWBC de 1.3/4" x 1.112" x 25'.

3.6.4 Profundización / levantamiento de bomba. Se considera como profundización o levantamiento de bomba cuando ésta es movida de su posición antes del servicio una distancia determinada.

3.6.5 Bomba Pegada. El servicio se realiza con el propósito de despegar la bomba. Para lograrlo, es necesario realizar movimientos recíprocos de la sarta de arriba hacia abajo hasta lograr despegarla.

3.6.6 Limpieza de arena. El fluido producido puede arrastrar arena desde la formación o de las paredes del pozo hasta el pozo mismo. Esta es transportada por los fluidos producidos hasta la bomba y provocar desgaste del pistón y escurrimiento de la bomba. El servicio realizado para hacer un lavado de la arena y sacarla hasta superficie se conoce con el nombre de limpieza de arena.

3.6.7 Tubería rota / drain sub. La tubería de producción, debido al desgaste a que es sometida en operaciones de recuperación de bombas u otros elementos pegados o en operaciones de reparación de colapsos, entre otras causas, puede sufrir daños en su integridad hasta llegar al punto de originar una ruptura en el revestimiento. El servicio que se debe realizar para sacar la tubería de producción, cambiar la(s) junta(s) rota y bajar de nuevo la tubería se conoce como servicio por

tubería rota. En este ítem también se tiene en cuenta el servicio realizado para cambiar o reparar un drain sub¹⁵.

3.7 TRABAJOS DE PESCA

Durante la realización de los servicios y las operaciones de Workover puede suceder que, debido a pegadas de la bomba o la tubería o por fallas en el apretamiento, desacople de la junta o partidura del cuerpo de la varilla, del pin o del mismo acople (entre otras causas), se queden elementos de la sarta o parte de ella como pescados dentro del pozo. Lo mismo sucede con las líneas de cable (*wireline*) pueden sobrepasar la resistencia a la tensión que pueden soportar y pueden reventarse ocasionando operaciones de pesca con el correspondiente peligro de accidentes al personal.

Para determinar que tipo de falla ha ocurrido, se procede a intentar enroscar las varillas, si no se tiene éxito la falla es causada por una partidura por tanto se pasa a evaluar en que parte de la sarta ocurrió y así obtener el tope del pescado, para poder seleccionar el tipo y tamaño del pescador.

3.8 CAMBIO DE SISTEMA

Consiste en cambiar el sistema de producción del pozo, ya se trate de instalar un sistema de levantamiento artificial (bombeo mecánico, bombeo electrosumergible, gas lift, etc.) o de hacer un cambio de un sistema de levantamiento artificial a otro.

3.9 SERVICIOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Los pozos que producen por bombeo electrosumergible requieren por lo general de una menor cantidad de servicios que los que producen por bombeo mecánico. El hecho que no se requiere de un movimiento recíprocante de una sarta de bombeo en el pozo se constituye en una ventaja en cuanto a servicios al pozo se refiere.

Sin embargo, es importante resaltar que los servicios de bombeo electrosumergible son más costosos que los servicios de bomba y varilla en los pozos de bombeo mecánico.

¹⁵ DETERMINACION Y EVALUACION DE LAS PRINCIPALES CAUSAS DE SERVICIOS A POZOS EN EL AREA NEIVA-GAM-ECOPETROL ATRAVES DE UN SISTEMA DE ADMINISTRACION DE DATOS-WESEMS. Ferney Castro, Carlos Mauricio Salas Toro. Universidad Surcolombiana. Neiva. 2000.

Los servicios de bombeo electrosumergible son realizados para reparar o cambiar algún componente de la sarta, ya sea una o más bombas, protectores, motores, el separador, el sensor de presión o el cable mismo.

En un mismo servicio se pueden cambiar varios componentes de la sarta.

3.10 SERVICIOS DE BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS

3.10.1 Estator dañado por abrasión. Disminución significativa de la eficiencia volumétrica sin que sea atribuible a condiciones de operación o producción. Causado por uso normal por tiempo de operación, fluidos abrasivos, alta velocidad de operación, mal diseño de ajuste rotor-estator. Se debe usar bomba de mayor capacidad para trabajar a menos revoluciones, asegurarse que el elastómero sea el apropiado para la aplicación

3.10.2 Presencia de arena. Los sistemas PCP pueden manejar de moderadas a altas cantidades de arena, sin embargo los baches por periodos cortos ocasionan obstrucciones.

Los aumentos bruscos de velocidad, disminuyen bruscamente la presión diferencial en la cara de la arena causando el desprendimiento de los granos. Los aumentos de velocidad deben ser de poco incremento y en periodos largos permitiendo la estabilidad del yacimiento.

Otro problema común es la deposición de arena sobre la bomba. Esto sucede cuando las condiciones por encima de la bomba no son capaces de arrastrar los granos de arena hasta la superficie, por tanto es necesario conocer la velocidad de asentamiento del grano así como la velocidad de arrastre.

Para evitar que la arena se deposite sobre la bomba la velocidad de arrastre debe ser 1.6 veces mayor que la de asentamiento.

Se recomienda dejar bolsillos debajo de la bomba que permita tiempos largos de operación antes de que la arena llegue a nivel de la bomba y realizar diseños de entrada de la bomba de diámetro constante que no representen restricción.

Es muy importante la selección de tipos de elastómeros y rotores apropiados para las aplicaciones abrasivas.

3.10.3 Estator dañado por endurecimiento. La superficie del elastómero presenta una dureza superficial superior a la inicial en una medida que supera los 5 puntos de dureza. Lo causa la presencia de H₂S y alto calor interno en el elastómero. Asegurarse que el elastómero sea el correcto para la aplicación y de que exista suficiente fluido a través de la bomba para disipar el calor.

3.10.4 Presencia de CO₂ y H₂S. El H₂S causa extensión de la vulcanización del elastómero lo que resulta en endurecimiento y eventual ruptura del mismo. Los nitrilos hidrogenados tienen mejor resistencia a estos componentes.

La combinación de CO₂ con altos cortes de agua pueda acelerar la corrosión, particularmente en la sarta de varillas. Además genera un mecanismo de falla llamado descompresión explosiva, donde moléculas de gas a alta presión se difunden en la masa elastomérica, una subsecuente reducción de presión dentro de la bomba causa agrietamiento interno.

Existen varillas fabricadas con materiales especiales capaces de mitigar el efecto corrosivo. Para aplicación de inhibidores de corrosión, estos deben ser compatibles con el material elastomérico utilizado. Además genera un mecanismo de falla llamado descompresión explosiva.

3.10.5 Estator dañado por surcos y hendiduras. Grietas y hendiduras profundas en la superficie externa del elastómero en la misma dirección del flujo. Esto es ocasionado por partículas sólidas grandes que quedan atrapadas entre el rotor y el estator. Realice limpieza del fondo antes de la instalación y busque la configuración del pup joint que impida el paso de partículas.

3.10.6 Estator dañado por ensanchamiento. La evaluación de la bomba en el banco de pruebas o en la propia aplicación demuestra un incremento excesivo del torque y de potencia. La parte interna del estator se muestra alterada con una especie de burbujas y pliegues.

En este caso la bomba ha sido afectada por gases producidos por el pozo. Asegurarse que el elastómero es correcto para la aplicación y debe realizarse prueba de compatibilidad del elastómero y los gases producidos.

3.10.7 Estator dañado por trabajo en vacío. La superficie de la goma se encuentra dura, brillante y extremadamente agrietada. Se produce por calor excesivo interno de la bomba. Asegúrese que exista suficiente nivel de fluido, utilice un pup joint perforado y asegúrese que el fondo del pozo este limpio y de que las perforaciones estén limpias.

3.10.8 Rotor dañado por marcas o ralladuras. Se observan marcas o rayas sobre las paredes gruesas de la superficie del rotor con orientación perpendicular al eje de rotación de la bomba debido a desgaste normal y elementos abrasivos. Busque una bomba con mayor capacidad volumétrica para operar a menores velocidades. Ajuste rotor-estator adecuado para la aplicación y ubique el elastómero adecuado

3.10.9 Viscosidad y densidad del crudo. El problema asociado a la alta viscosidad y densidad radica en la influencia en las pérdidas de producción. La fricción generada a nivel de tubería y bomba tiende a ser muy elevada incrementando los requerimientos de torque y potencia.

Las pérdidas de flujo se traducen en una presión diferencial adicional a la presión hidrostática, alcanzando rangos excesivos de levantamiento neto. Por otra parte esta presión tiene su efecto sobre el torque requerido por el sistema. Por tanto se convierte en un parámetro crítico de diseño.

Para reducir las perdidas de flujo se tiene las siguientes opciones:

1. Utilizar tuberías de mayor diámetro.
2. Inyectar agua, químicos o diluyente para reducir la viscosidad del crudo, en este caso se debe verificar la compatibilidad de estos productos con el elastómero.
3. Utilizar varilla continua para minimizar las restricciones de flujo por centralizadores o acoples.

3.10.10 Gas libre. Muchos de los pozos operan a presiones de fondo menores a la presión de burbuja, lo cual trae como consecuencia alto contenido de gas libre. El gas entra a la bomba causando una aparente disminución de la eficiencia volumétrica debido a que ocupa volumen en las cavidades y el problema está en que este efecto no se considere al estimar el volumen de fluido a desplazar por la bomba. Se recomienda colocar la bomba debajo de las perforaciones o el uso de separadores de gas o tubería de cola.

Alta producción de gas libre tiene un efecto negativo en la vida esperada de la bomba, ya que la temperatura interna de operación es regulada por el fluido y en este caso es posible que se exceda la temperatura límite del elastómero.

En la condición anterior y por efecto de temperatura ocurrirá una extensión del proceso de vulcanización del elastómero volviéndolo duro e inflexible, lo que ocasiona agrietamiento empeorando la eficiencia volumétrica y aumentando los torques.

3.10.11 Presencia de aromáticos. Los componentes como el xileno, benceno y tolueno, inducen hinchamiento en el elastómero. Este proceso generalmente es inmediato o puede tomar hasta seis meses para lograr un ensanchamiento máximo del 15%.

El aumento del acrilonitrilo en el elastómero disminuye el hinchamiento por dichas sustancias, pero solo se permite un contenido máximo de acrilonitrilo del 50% debido a que este disminuye las propiedades mecánicas.

El efecto de hinchamiento se contrarresta anticipadamente con la selección del elastómero y el dimensionamiento del rotor correspondiente (UND, STD, OVER). No se recomienda que el crudo tenga un contenido de aromáticos livianos mayor al 12%¹⁶.

¹⁶ CURSO TECNICO, BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS. Weatherford. Bogotá. 2003.

4. MANUAL DE PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES DE SERVICIOS A POZO DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA – TOLIMA DE ECOPETROL S.A.

4.1 OBJETIVO GENERAL DEL MANUAL

Proveer al personal involucrado en las actividades de Mantenimiento de Pozos de la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima, área Huila de la Gerencia Regional Sur (GRS) de ECOPETROL S.A., un manual de procedimientos operacionales estandarizado y actualizado en el que se involucren aspectos operativos, de seguridad industrial, salud ocupacional y medio ambiente e información técnica de los diferentes sistemas de levantamiento artificial, equipos de trabajo, actividades de varilleo, que permita a las personas involucradas en dichas procesos contar con un documento guía y de consulta permanente para reducir los riesgos al personal y los posibles daños al medio ambiente, los equipos y al pozo.

4.1.2 Objetivos específicos

- Generar un documento instructivo, cordial, rápido, de fácil acceso y entendimiento para el personal involucrado en las actividades de Mantenimiento de Pozos.
- Implementar una guía de la descripción de los procesos que se llevan a cabo durante el desarrollo de actividades de Mantenimiento de Pozos.
- Estructurar y normalizar las actividades necesarias para realizar los diferentes procedimientos de Mantenimiento de pozos para optimizar las condiciones en que se realizan los procesos.

4.2 ALCANCE

Este manual es aplicable a las actividades desarrolladas durante las operaciones de Mantenimiento de Pozos, realizadas en la SOH. Su aplicabilidad es importante para todo el personal involucrado en dichas actividades, de tal manera que se realicen en forma efectiva y segura, resultando la protección del trabajador y de la integridad los equipos utilizados.

4.3 CONDICIONES GENERALES

Para obtener un buen desempeño en los servicios de mantenimiento de pozos se debe tener en cuenta que al momento de hacer uso del equipo de mantenimiento es necesario tomar decisiones rápidas y certeras que contribuyan al ahorro de tiempo y dinero para la compañía operadora. Para cumplir con este objetivo se hace necesaria una evaluación donde se incluyan las prioridades para la rentabilidad de la empresa; en este caso ha sido diseñada una fórmula¹⁷ matemática para evaluar la prioridad de utilización de una unidad de mantenimiento de pozos que contiene variables de gran importancia para el desarrollo de programas de servicio a pozos. (Ver ejemplo en anexo A y B).

A= HORAS SERVICIO

B= COSTO RIG

C= COSTO MATERIALES

D= POTENCIAL

E= PÉRDIDA

F= PRECIO CRUDO

$$PRIORIDAD = \frac{((A \times B + C) + D \times (1 - E) / 24 \times A \times F)}{(D \times E \times F)}$$

$$PERDIDAS = \frac{Bb1CRUDOPERDIDO}{HORASDEPARADA} \times 24$$

Una actividad de mantenimiento de pozo inicia con el aviso del recorridor o supervisor al encargado del campo, esa información es transmitida al grupo de operaciones de subsuelo que informan al departamento de producción donde hacen la evaluación de las posibles causas generadoras de la interrupción de la productividad del pozo y la priorización del servicio; luego de obtener los resultados y definir la importancia de la intervención, se realiza la programación de reacondicionamiento del pozo por parte de la compañía encargada de estas labores.

¹⁷ Tomado por la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima. Departamento de Producción.

De acuerdo a la clasificación dada en el capítulo 3 de este documento de los servicios a pozos ejecutados frecuentemente en los campos pertenecientes a la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima, se generó el siguiente listado de procedimientos:

1. Procedimiento para bajada y espaciado de una bomba de subsuelo tipo tubería de sistema BEAM PUMPING.
2. Procedimiento para el asentamiento y desanclaje de bombas de subsuelo tipo insertas de sistema BEAM PUMPING.
3. Procedimiento para desinstalación (pulling) de sistema ESP.
4. Procedimiento para instalación de sistema ESP.
5. Procedimiento para instalación y desinstalación del sistema PCP.
6. Procedimiento para la operación de pesca de varilla.
7. Procedimiento para la operación de sacada de varillas.
8. Procedimiento para realizar back off de sarta de varillas.
9. Procedimiento para conectar y desconectar el on and off tool de la bomba de subsuelo.
10. Procedimiento para la operación de bajada de varillas.
11. Procedimiento para la operación de sacada de varilla colgada.
12. Procedimiento para la operación de bajada de varilla colgada.
13. Procedimiento para la operación de sacada de tubería en dobles.
14. Procedimiento para realizar achicamiento de tubería llena.
15. Procedimiento para la operación de sacada de tubería en sencillos.
16. Procedimiento para la operación de bajada de tubería en dobles.
17. Procedimiento para la operación de bajada de tubería en sencillos.
18. Procedimiento para la operación del ancla (tubing anchor catcher).
19. Procedimiento para instalar, probar y retirar la BOP del pozo.
20. Procedimiento para la operación de bajada de raspador.
21. Procedimiento para realizar registros con bloque de impresión.
22. Procedimiento para realizar prueba de presión manométrica.
23. Procedimiento para tomar prueba de presión estática.
24. Procedimiento para ventear o descargar pozo para realizar operaciones de servicio a pozos.

4.4 FORMATO DE LOS PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES

Nombre del procedimiento: nombre del procedimiento que se va a ejecutar.

Objetivo: razón para la cual fue hecho el procedimiento.

Alcance: dimensión de la aplicabilidad del procedimiento.

Descripción del equipo: hace referencia al conjunto de componentes utilizados durante el desarrollo del procedimiento.

Equipos y herramientas: instrumentos usados para realizar las operaciones mecánicas durante la actividad.

Materiales y accesorios: elementos secundarios utilizados para un determinado trabajo.

Desarrollo: explica los diferentes aspectos involucrados durante la actividad a ejecutar.

Generalidades: breve definición sobre la tarea a realizar.

Desarrollo de la actividad: descripción paso a paso de la operación.

Disposiciones HSE: indica las particularidades a tener en cuenta durante el desarrollo de la actividad.

Disposiciones de seguridad y control operacional: manifiesta como evitar la posibilidad de generar daños al personal y al equipo de trabajo.

Disposiciones ambientales: muestra como evitar la posibilidad de generar daños al medio ambiente.

Contingencias: parámetros generalizados para mitigar, controlar los daños generados durante la actividad.

Contingencias operativas y de seguridad: parámetros generalizados para mitigar, controlar los daños generados al personal o equipo, durante el desarrollo la actividad.

Contingencias ambientales: parámetros generalizados para mitigar, controlar los daños generados al medio ambiente, durante el desarrollo la actividad.

En los anexos se incluyen dos procedimientos operacionales de Well Services llevados a cabo en los pozos de la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima, en los cuales están estipulados los puntos anteriormente descritos.

CONCLUSIONES

La Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima con la elaboración de este manual cuenta con una herramienta para reestructurar sus estándares de evaluación de los procesos involucrados en las actividades de Servicio a pozo prestado por las empresas contratistas, mediante la valoración de las acciones que se llevan a cabo con el fin de optimizar los resultados en la producción.

En búsqueda de la protección integral del personal y seguridad en los procesos operativos que se llevan a cabo de forma rutinaria, es de vital importancia que los operadores y supervisores de los equipos tengan un documento guía en donde se especifiquen los requerimientos de las actividades y generen una cultura de control y cumplimiento hacia los parámetros establecidos en los procedimientos; ya que son quienes se encuentran en contacto directo y permanente con los equipos.

El desarrollo de este proyecto de grado permite a los estudiantes de Ingeniería de Petróleos tener una visión mas específica de todos los componentes que se encuentran involucrados en la ejecución de los procesos de campo, a los operadores, contratistas y personas interesadas en el tema, conocer y tener un acercamiento práctico con la operación y los procedimientos que se llevan a cabo en las actividades de Mantenimiento de Pozo en SOH.

La elaboración y consecución de este trabajo de grado proporciono la oportunidad de materializar conceptos obtenidos durante la evolución de la formación profesional, además de abrir paso como profesionales integrales en búsqueda de demostrar las capacidades laborales.

RECOMENDACIONES

Es necesario que los supervisores y operadores del área de mantenimiento de pozo de la SOH, corroboren el cumplimiento por parte del personal que realiza la actividad establecida en este manual para el desarrollo de la operación.

El personal encargado de la operación debe cumplir las disposiciones de seguridad expuestas en el manual para prevenir la generación de posibles daños a la vida, al medio ambiente, a los equipos y al pozo.

La revisión de los pasos involucrados en la operación se convierta en un hábito diario con el fin de evitar que el personal encargado de desarrollar la actividad, se confíe de efectuar operaciones para ellos repetitivas, pero que cambian de acuerdo a las condiciones que se tengan en el momento y lugar.

BIBLIOGRAFIA

ANÁLISIS DETALLADO DEL ROMPIMIENTO DE VARILLAS EN SISTEMAS DE BOMBEO MECANICO. Luís Fernando Ibarra Cerón, Luís Carlos Perdomo Hermida. Universidad Surcolombiana. Neiva. 1991.

MEMORIAS DE CHARLA SOBRE EMPACADORES DICTADO A PERSONA DE SERVICIOS HALLIBURTON DE VENEZUELA S.A. Emirto Rodríguez. Venezuela. 1994.

DETERMINACIÓN Y EVALUACIÓN DE LAS PRINCIPALES CAUSAS DE SERVICIOS A POZOS EN EL ÁREA NEIVA-GAM-ECOPETROL ATRAVÉS DE UN SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE DATOS-WESEMS. Ferney Castro, Carlos Mauricio Salas Toro. Universidad Surcolombiana. Neiva. 2000.

IRI. Catálogo Internacional Corporation. Pampa, Houston.

LESSONS IN WELL SERVICING AND WORKOVER, PRODUCTION RIG EQUIPMENT. W. E. Boid. Petroleum Extension Services the University of Texas at Austin. Lesson 6. 1971.

MANUAL BÁSICO DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO PREVENTIVO, INSPECCIÓN Y SOLUCIONES DE PROBLEMAS MÁS FRECUENTES EN LAS INSTALACIONES DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DE LA GERENCIA SUR DE ECOPETROL. Nelson Martínez Leal, Jimmy Edwin Sevillano Suaza. Universidad Surcolombiana. Neiva. 2003.

MANUAL BES. Centro Académico Ingeniería de Petróleos. Universidad Surcolombiana. Neiva.

MANUAL DE NORMAS DE SEGURIDAD Y PROCEDIMIENTOS PARA LAS OPERACIONES DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN BAKER HUGHES CENTRILIFT. Adriana Leal Guerrero, Erwin Gutiérrez Jiménez. Universidad Surcolombiana. Neiva. 2000.

MANUAL DE OPERACIONES DE WORKOVER. Gerencia Regional Magdalena Medio. ECOPETROL S.A. Barrancabermeja – 2006.

PRODUCTION OPERATIONS: WELL COMPLETIONS, WORKOVER AND SIMULATION. Thomas O. Allen & Alan P. Roberts. Oil & Gas Consultants International Inc. Fourth edition, volume 1 y 2. Tulsa, Oklahoma, USA. Julio 1993.

PROGRAMA DE ENTRENAMIENTO MODULAR. HOCOL S.A. fase I, II, III, IV.

ROD PUMPING OPTIMIZATION. Jhon G. Svinos. Theta Enterprises Artificial Lift Training. 1990.

WELL DESIGN: DRILLING AND PRODUCTION. B. C. Craft & W. R. Holden & E. D. Graves, Jr. Prentice Hall Inc. Englewood, New Jersey. 1962.

DIPLOMADO EN PRODUCCIÓN, BOMBEO MECÁNICO. Ruth Páez Capacho. Universidad Industrial de Santander. Apiay. 2001.

CURSO TÉCNICO, BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS. Wheatherford. Bogotá. 2003.

MANUAL DE WORKOVER. Hocol S.A. Neiva. 1991.

PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES BÁSICOS. Pride. Neiva. 2001.

PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES DE PERFORACIÓN Y WORKOVER. Hocol S.A. Neiva. 1996.

ANEXOS

Anexo A. Priorización del servicio a pozo

| | |
|----------------------|----------|
| COSTO HORA RIG | US\$ 296 |
| PRECIO TRANSFERENCIA | US\$ 40 |
| TRM | \$ 2.246 |

| No. | FECHA DE CORRIDA * | POZO | PROPIEDAD | POTENCIAL BOPD** | PERDIDA DE CRUDO BOPD | X PERDIDA | CLASE DE TRABAJO | HORAS SERVICIO*** | COSTO MATERIALES**** |
|-----------|--------------------|--------|-----------|------------------|-----------------------|-----------|------------------------------------|-------------------|----------------------|
| 1 | 22/02/2007 | PG-03 | 1,0 | 140 | 140 | 100% | Varilla partida | 18 | |
| 2 | 22/02/2007 | SC-11 | 2,9 | 36 | 36 | 100% | Esp. Mto. Equi. Sub. | 14 | |
| 3 | 22/02/2007 | SC-01 | 3,0 | 40 | 40 | 100% | Falla de la bomba | 16 | |
| 4 | 22/02/2007 | SC-18D | 3,8 | 31 | 31,5 | 100% | Esp. Mto. Equi. Sub. | 16 | |
| 5 | 22/02/2007 | DK-36 | 5,4 | 33 | 33 | 100% | Esp. Mto. Equi. Sub. | 24 | |
| 6 | 22/02/2007 | DT-40 | 7,4 | 77 | 21 | 27% | Baja eficiencia equipo de subsuelo | 16 | |
| 7 | 22/02/2007 | DT-52 | 7,7 | 79 | 72 | 91% | Esp. Mto. Equi. Sub. | 72 | |
| 8 | 22/02/2007 | DT-68 | 11,1 | 69 | 14 | 20% | Baja eficiencia equipo de subsuelo | 16 | |
| 9 | 22/02/2007 | DT-06 | 16,4 | 28 | 8 | 29% | Baja eficiencia equipo de subsuelo | 16 | |
| 10 | 22/02/2007 | DT-54 | 16,8 | 58 | 9 | 15% | Baja eficiencia equipo de subsuelo | 16 | |
| 11 | 22/02/2007 | SC-06 | 16,9 | 7 | 7 | 100% | Esp. Mto. Equi. Sub. | 16 | |
| 12 | 22/02/2007 | PG-29A | 19,7 | 9 | 9 | 100% | Esp. Mto. Equi. Sub. | 24 | |
| 13 | 22/02/2007 | DT-56 | 22,5 | 135 | 9 | 7% | Baja eficiencia equipo de subsuelo | 16 | |
| 14 | 22/02/2007 | DT-26 | 35,5 | 40 | 40 | 100% | Esp. Mto. Equi. Sub. | 192 | |
| 14 | 14 | | | | | | | 472 | US\$ - |
| | | | | | | | | | US\$ 139.712 |

* Se refiere a la fecha en la cual se realizo la corrida de la matriz para priorizar los trabajos.

** Los potenciales son tomados a 3-02-07.

*** Los tiempos se toman con asesoria del supervisor de workover.

**** Se conocia los costos de una hora de equipo: US\$296/hora de equipo de varilleo, US\$345/ hora de equipo de workover. (datos suministrados por supervisores de workover)

Nota: La priorizacion de los trabajos se realizo sin tener en cuenta los costos de los materiales.

Anexo B. Perdidas por pozo

CAMPO DINA

| Date Printed: 02/22/2007 11:00:36 AM | | Start Date: 02/21/2007 | | | | | | | | |
|--------------------------------------|-------------|------------------------|----------------------|--------------|---------------|-------------------|---------------------------------|------------------|----------------------------|------------|
| Facility: | | End Date: 02/21/2007 | | | | | | | | |
| Company: ECOPETROL | | | | | | | | | | |
| PRODUCCION Y EXISTENCIAS - BATERIA | | | | | | | | | | |
| INFORMACION GENERAL | | PRODUCCION | | | | | | | | INYECCION |
| Bateria | Fecha | Prod. Crudo | Exp. Crudo x Pruebas | Exist. Ayer | Exist. Hoy | Exp. HC Gas Prod. | Prod. Gas | Exp. Water Prod. | Prod. Agua | Iny. Agua |
| --- | MM-DD-AA | bopd @60°F | bopd @60°F | bis @60°F | bis @60°F | mscf | kpcod @60°F | bbl | bapd @60°F | bapd @60°F |
| Estacion_Cretaceos | 2/21/2007 | 6,204 | 6,193 | 13,848 | 13,894 | 1298 | 1,298 | 54325 | 47,359 | 0 |
| Estacion_Tenay | 2/21/2007 | 1,363 | 1,363 | 811 | 811 | 2128 | 2,128 | 61 | 54 | 0 |
| Estacion_Terciarios | 2/21/2007 | 2,692 | 2,793 | 4,311 | 7,003 | 193 | 193 | 9020 | 7,927 | 0 |
| Grand Total | | 10,259 | 10,349 | 18,97 | 21,708 | 3619 | 3,619 | 63406 | 55,34 | 0 |
| PERDIDAS POR POZO | | | | | | | | | | |
| INFORMACION GENERAL | | | PERDIDAS | | | | CAUSAS DE LA PERDIDA | | | |
| Pozo | Sistema | Fecha | Parada | Crudo | Agua | Gas | Causa Parada | | Perdidas por dia de aceite | |
| --- | Tipo Bombeo | MM-DD-AA@O | hrs | bbl | bbl | mscf | --- | | bbl/dia | |
| Estacion_Cretaceos | | | | | | | | | | |
| Campo_Brisas | | | | | | | | | | |
| BRISAS-11:MONSERRATE | BP | 2/21/2007 | | 0 | 0 | 0 | Falla Cilindro Unidad de Bombeo | | | |
| Campo_Brisas Subtotal | | | | 0 | 0 | 0 | | | | |
| Campo_Cebu | | | | | | | | | | |
| CEBU-3:MONSERRATE | BP | 2/21/2007 | 2 | 3 | 112 | 0 | Falla Cilindro Unidad de Bombeo | | 36,00 | |
| CEBU-7:MONSERRATE | BP | 2/21/2007 | 2 | 10 | 46 | 1 | Falla Cilindro Unidad de Bombeo | | 120,00 | |
| Campo_Cebu Subtotal | | | | 13 | 158 | 1 | | | | |
| Campo_Cretaceos | | | | | | | | | | |
| DINA K-12:MONSERRATE | BP | 2/21/2007 | 1 | 2 | 4 | 0 | Falla Cilindro Unidad de Bombeo | | 48,00 | |
| DINA K-18:MONSERRATE | ESP | 2/21/2007 | 24 | 54 | 3,059 | 31 | Espera Reacond. | | 54,00 | |
| DINA K-36:MONSERRATE | BP | 2/21/2007 | 24 | 33 | 1,079 | 1 | Esp.Mto.Equi.Sub. | | 33,00 | |
| DINA K-2:MONSERRATE | BP | 2/21/2007 | 1 | 7 | 34 | 0 | Falla Cilindro Unidad de Bombeo | | 168,00 | |
| Campo_Cretaceos Subtotal | | | | 96 | 4,176 | 32 | | | | |

Anexo C. Procedimiento para registros con bloque de impresión

**Anexo D. Procedimiento para la operación de sacada de tubería en
dobles**

| | | | |
|--|--|---------------|---|
|  ECOPETROL Líder en Colombia | GERENCIA REGIONAL SUR SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA- TOLIMA | 5 – 05 - 2007 |  UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA |
| | ANEXO C. PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR REGISTROS CON BLOQUE DE IMPRESIÓN. | | |

ANEXO C. PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR REGISTROS CON BLOQUE DE IMPRESIÓN

1. OBJETO

Estructurar y normalizar las actividades necesarias para realizar la operación de registro con bloque de impresión en los procedimientos de Mantenimiento de Pozos, empleando los estándares de HSEQ para disminuir los peligros al que se puede exponer el personal, el equipo y el pozo y los daños que se puedan generar al medio ambiente.

2. ALCANCE

Este procedimiento aplica para todas las operaciones de registros con bloque de impresión en los trabajos de Mantenimiento de Pozos, realizadas en la SOH perteneciente a la Gerencia Regional Sur –GRS- de ECOPETROL S.A.

3. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

3.1 EQUIPOS Y HERRAMIENTAS

- Equipo de Workover con todos sus accesorios.
- Equipo para el control del pozo debidamente instalado y probado (Preventoras, Acumulador, Manifold, Separador, línea y Quemador).
- Equipo contra incendios (Extintores).
- Bloque para impresiones.
- Llave hidráulica para tubería.
- Mesa de cuñas de acción neumática con sus respectivas mangueras.
- Cuñas según el diámetro de la tubería.
- Llaves manuales para tubería.
- Llaves expansivas.
- Tubería según las características requeridas.
- Mordazas para la llave hidráulica para tubería (según el diámetro requerido).
- Llave aguantadora para la llave hidráulica de tubería (según el diámetro requerido).

| | | | |
|---|----------------|---|---------------|
|  PROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEOS. | ELABORADO POR: | GISET KARINE MORA CEDEÑO | REALIZADO EN: |
| | | KARINA ROJAS STERLING | |
| | APROBADO POR: | | MAYO DE 2007 |
| | | RUBEN DARIO CEBALLOS GUERRA DPTO. PRODUCCION SOH | |

| | | | |
|--|---|---------------|---|
|  Líder en Colombia | GERENCIA REGIONAL SUR SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA- TOLIMA | 5 – 05 - 2007 |  UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA |
| | ANEXO C. PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR REGISTROS CON BLOQUE DE IMPRESIÓN. | | |

- Grillete (Rod hook link).
- Gancho (Rod hook).
- Llave de golpe.
- Llave de corona
- Elevadores para tubería (según el diámetro requerido).

3.3 MATERIALES y ACCESORIOS

- Pup Joint o Niples de tubería.
- Cadenas.
- Estrobos.
- Manilas.
- Cinta métrica.
- Cepillo de alambre.

4. DESARROLLO

4.2 GENERALIDADES.

Estas son herramientas diseñadas especialmente para determinar mediante la impresión por impacto y/o por peso la forma de los colapsos de revestimiento, tomando una especie de fotografía. Esta herramienta se baja con tubería. La herramienta consiste esencialmente en un cabezote en forma de botella, con un anillo en la parte inferior y un pin o caja en la parte superior. El cuerpo es macizo, fabricado de un material que es una aleación de plomo con aluminio, usualmente metal de antifricción (Babbitt) que después es maquinado y pulido de tal forma que su diámetro exterior sea algo mayor al diámetro exterior del cuerpo.

4.3 DESARROLLO DE LA ACTIVIDAD

- 4.3.1 Determinar previamente el posible tope del colapso.
- 4.3.2 Elegir el bloque impresión según el diámetro del revestimiento.
- 4.3.3 Tomar registro inicial del bloque de impresión
 - Tomar papel carbón y frotarlo en la superficie inferior del bloque de impresión

| | | | |
|---|----------------|---|---------------|
|  PROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEOS. | ELABORADO POR: | GISET KARINE MORA CEDEÑO KARINA ROJAS STERLING | REALIZADO EN: |
| | APROBADO POR: | RUBEN DARIO CEBALLOS GUERRA DPTO. PRODUCCION SOH | MAYO DE 2007 |



- En un papel en blanco debidamente identificado realizar el registro de la superficie inferior del bloque de impresión



4.3.3 Unir el bloque de impresión al primer tubo de la sarta de tubería (figura 1) y apretarlo con llave hidráulica (figura 2).



| | | | |
|---|----------------|---|---------------|
|  PROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEOS. | ELABORADO POR: | GISET KARINE MORA CEDEÑO | REALIZADO EN: |
| | | KARINA ROJAS STERLING | |
| | APROBADO POR: | | MAYO DE 2007 |
| | | RUBEN DARIO CEBALLOS GUERRA DPTO. PRODUCCION SOH | |

| | | | |
|--|---|---------------|---|
|  Líder en Colombia | GERENCIA REGIONAL SUR SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA- TOLIMA | 5 – 05 - 2007 |  UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA |
| | ANEXO C. PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR REGISTROS CON BLOQUE DE IMPRESIÓN. | | |

4.3.4 Bajar el bloque de impresión con sumo cuidado y guiado por los cuñeros a la boca del pozo para evitar golpes en el bloque que alteren el resultado final del registro de impresión.



4.3.5 Bajar lentamente la tubería (Ver Procedimientos Bajada de Tubería) hasta tocar el tope del colapso.

4.3.6 Aplicar peso. En este paso y con el fin de que el bloque de impresión no se suelte de los ganchos del cuerpo y quede atrapado con el colapso, no debe aplicarse impacto, simplemente aplicar un poco de peso sin golpear. No colocar más de 40000lbs de peso.

4.3.7 Subir lentamente la tubería (Ver Procedimientos Sacada de Tubería) hasta superficie.

4.3.8 Soltar bloque con mucho cuidado de ser golpeado para evitar alterar resultado del registro de impresión.

4.3.9 Realizar toma del registro final del bloque de impresión. De la misma forma que se hizo el registro inicial, además se puede realizar un registro fotográfico.



| | | | |
|---|----------------|---|---------------|
|  PROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEOS. | ELABORADO POR: | GISET KARINE MORA CEDEÑO KARINA ROJAS STERLING | REALIZADO EN: |
| | APROBADO POR: | RUBEN DARIO CEBALLOS GUERRA DPTO. PRODUCCION SOH | MAYO DE 2007 |



4.3.11 Enviar los registros a estudio.

5. DISPOSICIONES HSE

5.1 DISPOSICIONES DE SEGURIDAD Y CONTROL OPERACIONAL

5.1.1 Durante la realización de cualquier actividad en el pozo, el personal debe utilizar y tener en regla sus elementos de protección personal, acorde con los trabajos que se estén realizando, a saber:

- CABEZA: Casco de seguridad
- CUERPO: Ropa de trabajo.
- MANOS: Guantes de operador
- PIES: Botas de seguridad
- OJOS: Gafas de seguridad
- OIDOS: Protectores auditivos.
- ELEMENTOS DE PROTECCIÓN DEL ENCUELLADOR: Arnés de seguridad, cordón de seguridad (Rabo de mico), Dispositivo de descenso en emergencias (Jerónimo), línea de vida retráctil y contrapesa (avión).

5.1.2 Antes de comenzar la operación, revise y aplique el ATS correspondiente a esta tarea.

5.1.3 Antes de bajar la herramienta se debe haber calibrado el revestimiento y el bloque de impresión.

5.1.4 La herramienta se debe bajar lentamente.

5.1.5 Al transportar la herramienta, esta debe ir cubierta y ubicada en un transportador de impresión, si no es posible esto, la impresión se debe envolver con suficiente trapo, para evitar que se golpee, lo cual posteriormente puede dificultar la interpretación de la impresión tomada.

5.1.6 La tubería que se va a bajar en el pozo debe ser medida tubo por tubo y estos datos registrados en la bitácora.

| | | | |
|---|----------------|---|---------------|
|  PROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEOS. | ELABORADO POR: | GISET KARINE MORA CEDEÑO | REALIZADO EN: |
| | | KARINA ROJAS STERLING | |
| | APROBADO POR: | | MAYO DE 2007 |
| | | RUBEN DARIO CEBALLOS GUERRA DPTO. PRODUCCION SOH | |

| | | | |
|--|---|---------------|---|
|  Líder en Colombia | GERENCIA REGIONAL SUR SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA- TOLIMA | 5 - 05 - 2007 |  UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA |
| | ANEXO C. PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR REGISTROS CON BLOQUE DE IMPRESIÓN. | | |

5.1.7 Cuando se realiza el cambio de las mordazas de la llave hidráulica, esta debe ser manipulada únicamente y exclusivamente por el operador (de la llave), de igual manera debe existir comunicación constante entre este y el operador del equipo para engranar y desengranar la bomba hidráulica.

5.1.8 Cuando la polea viajera este subiendo o bajando, la llave hidráulica de tubería debe estar alejada del recorrido de la polea.

5.2 DISPOSICIONES AMBIENTALES

5.2.1 Utilizar preventora de tubería con sus cauchos en buen estado, con el fin de asegurar el control del pozo y evitar escapes de aceite a superficie.

5.2.2 Asegúrese de que el equipo para el control del pozo, se encuentre debidamente instalado y probado.

5.2.3 Utilizar cauchos "Pipe Wiper" para limpiar la tubería de acuerdo al diámetro de la misma.

5.2.4 Utilizar geomembranas en cantidad suficiente que cubra el área de cada uno de los equipos con un margen de seguridad de 1.5 mt por cada lado.

5.2.5 Tener al alcance de la mano tela oleofílica, heno, material absorbente de crudo, equipo manual de derrames (palas, picas, carretilla, etc.)

6. CONTINGENCIAS

6.1 CONTINGENCIAS OPERATIVAS Y DE SEGURIDAD

6.1.1 Pueden presentarse accidentes por no aplicar la técnica adecuada durante la manipulación de la llave hidráulica para tubería, provocando entre otros, la desmembración de los dedos o manos del operador y/o ayudantes debido a la aprehensión de los dedos en las mordazas de la llave. Para evitar esto debe utilizar la llave aguantadora de la llave hidráulica para tubería, se debe evitar la manipulación de las mordazas de la llave, mientras la bomba se encuentra engranada.

6.1.2 Debido a errores de procedimiento y otras causas, puede presentarse la pérdida de la tubería en el pozo. Para evitar esto, asegúrese de utilizar las cuñas y elevadores adecuados según los diámetros de la tubería con la que se va a trabajar, prestar especial atención al realizar el cambio de elevador y cuñas cuando se pasa de trabajar con tubería de un diámetro a otro.

6.1.3 En caso de que se quede la impresión como pescado en el pozo, se debe bajar a moler utilizando cualquier herramienta demoledora (Junk mill, brocas, etc.) y el procedimiento apropiado para cada caso

| | | | |
|---|----------------|---|---------------|
|  PROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEOS. | ELABORADO POR: | GISET KARINE MORA CEDEÑO KARINA ROJAS STERLING | REALIZADO EN: |
| | APROBADO POR: | RUBEN DARIO CEBALLOS GUERRA DPTO. PRODUCCION SOH | MAYO DE 2007 |

| | | | |
|--|---|---------------|---|
|  Líder en Colombia | GERENCIA REGIONAL SUR SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA- TOLIMA | 5 – 05 - 2007 |  UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA |
| | ANEXO C. PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR REGISTROS CON BLOQUE DE IMPRESIÓN. | | |

6.1.4 Puede presentarse que se vayan al pozo objetos como los tornillos y/o muelas de la llave hidráulica, para evitar esto se debe realizar una buena inspección de la llave hidráulica, verificando que los tornillos estén bien apretados, que los insertos de las muelas estén en buen estado, que la tapa superior esté asegurada (atornillada).

6.2 CONTINGENCIAS AMBIENTALES

6.2.2 Se puede presentar que los hábitos inadecuados de procedimiento al ejecutar la tarea, generen derrames de aceite en el plano del pozo, contribuyendo a la contaminación del suelo, cuerpos de agua y vegetación de los alrededores del pozo. Para contrarrestar esto se debe tener en cuenta:

-Al comenzar a sacar la tubería, se deben colocar cauchos "Pipe Wiper", para limpiarla.

-En caso extremo, en el cual se presente derrames, se debe rodear con una barrera de tierra, arena o de tela absorbente, para que el fluido pueda ser recogido con la bomba, con el venturi, con el chupamanchas, o con cualquier otro método. Si es necesario se deben realizar cunetas para canalizar el fluido y evitar que salga de la localización.

6.2.3 Durante la operación puede presentarse la ruptura de las mangueras de la llave hidráulica, ocasionando derrames de aceite hidráulico en la localización. Si se presenta esta situación, primero se debe apagar el equipo y luego cerrar la válvula de suministro de aceite.

| | | | |
|---|----------------|---|---------------|
|  PROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEOS. | ELABORADO POR: | GISET KARINE MORA CEDEÑO KARINA ROJAS STERLING | REALIZADO EN: |
| | APROBADO POR: | RUBEN DARIO CEBALLOS GUERRA DPTO. PRODUCCION SOH | MAYO DE 2007 |

| | | | |
|--|---|---------------|---|
|  Líder en Colombia | GERENCIA REGIONAL SUR SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA- TOLIMA | 5 – 05 - 2007 |  UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA |
| | ANEXO D. PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE SACADA DE TUBERÍA EN DOBLES. | | |

ANEXO D. PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE SACADA DE TUBERÍA EN DOBLES

1. OBJETO

Estructurar y normalizar las actividades necesarias para realizar la operación de sacada de tubería en dobles en los procedimientos de Mantenimiento de Pozos, empleando los estándares de HSEQ para disminuir los peligros al que se puede exponer el personal, el equipo y el pozo y los daños que se puedan generar al medio ambiente

2. ALCANCE

Este procedimiento aplica para todas las operaciones de sacada de tubería en dobles en los trabajos de Mantenimiento de Pozos, realizadas en la SOH perteneciente a la Gerencia Regional Sur –GRS- de ECOPETROL S.A.

3. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

3.1 EQUIPOS Y HERRAMIENTAS

- Equipo de Workover con todos sus accesorios.
- Equipo para el control del pozo (Preventor, Acumulador, Manifold, Separador y Quemador).
- Equipo contra incendios (Extintores).
- Elevadores y cuñas según el diámetro requerido.
- Llave hidráulica para tubería.
- Llaves manuales para tubería.
- Llaves expansivas.
- Mesa de cuñas de acción neumática.
- Cuñas según el diámetro de la tubería a trabajar.

3.2 MATERIALES Y ACCESORIOS

| | | | |
|---|----------------|---|---------------|
|  PROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEOS. | ELABORADO POR: | GISET KARINE MORA CEDEÑO | REALIZADO EN: |
| | | KARINA ROJAS STERLING | |
| | APROBADO POR: | RUBEN DARIO CEBALLOS GUERRA DPTO. PRODUCCION SOH | MAYO DE 2007 |

| | | | |
|--|---|---------------|--|
|  Líder en Colombia | GERENCIA REGIONAL SUR SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA- TOLIMA | 5 – 05 - 2007 |  UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA |
| | ANEXO D. PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE SACADA DE TUBERÍA EN DOBLES. | | |

- Equipo para achicar tubería.
- Bandejas con drenaje al contrapozo.
- Cauchos "Pipe Wiper".
- Protectores de rosca.
- Manila.
- Gancho para correr tubería.

4. DESARROLLO

4.2 GENERALIDADES

La tubería de producción sirve para transportar el crudo producido en el pozo desde profundidad hasta superficie.

Como su nombre lo evidencia, esta operación consiste en sacar del pozo la sarta de tubería en dobles.

Procedimiento de sacada de tubería en dobles se efectúa para varios propósitos, entre otras se tienen:

- Para realizar cambios de tubería que esta dentro del pozo
- Para realizar servicios de bomba.
- Para sacar herramientas corridas en el pozo tales como empaques, pescadores, brocas, bloque impresión, Casing Roller, etc.
- Después de haber terminado los trabajos en el pozo y este se va a dejar en producción.
- Cuando se va a abandonar el pozo.

4.3 DESARROLLO DE LA ACTIVIDAD

4.3.1 Desconectar líneas de flujo en cabeza de pozo.

4.3.2 Instalar pup joint en el casing head.



| | | | |
|--|----------------|---|---------------|
|  PROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEOS. | ELABORADO POR: | GISET KARINE MORA CEDEÑO KARINA ROJAS STERLING | REALIZADO EN: |
| | APROBADO POR: | RUBEN DARIO CEBALLOS GUERRA DPTO. PRODUCCION SOH | MAYO DE 2007 |

| | | | |
|--|---|---------------|--|
|  Líder en Colombia | GERENCIA REGIONAL SUR SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA- TOLIMA | 5 – 05 - 2007 |  UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA |
| | ANEXO D. PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE SACADA DE TUBERÍA EN DOBLES. | | |

4.3.3 Instalar el elevador adecuado según el diámetro del pup joint. Ajustar el elevador en el pup joint.



4.3.4 Levantar la sarta de tubería (figura 1), colocar la mesa de cuñas y la chancha para evitar que caigan objetos extraños al pozo, soltar el casing hanger (figura 2).



4.3.5 Con la mesa de cuñas cerrada y sosteniendo la sartas de tubería, soltar el casing head con el pup joint.



4.3.6 Levantar y retirar la mesa de cuñas con la ayuda del cable winche.

| | | | |
|--|----------------|---|---------------|
|  PROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEOS. | ELABORADO POR: | GISET KARINE MORA CEDEÑO KARINA ROJAS STERLING | REALIZADO EN: |
| | APROBADO POR: | RUBEN DARIO CEBALLOS GUERRA DPTO. PRODUCCION SOH | MAYO DE 2007 |

| | | | |
|--|---|---------------|--|
|  Líder en Colombia | GERENCIA REGIONAL SUR SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA- TOLIMA | 5 - 05 - 2007 |  UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA |
| | ANEXO D. PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE SACADA DE TUBERÍA EN DOBLES. | | |

4.3.7 Instalar la preventora (figura 1. Preventora Arietes, figura 2. Preventora Anular) debidamente probada, con los cauchos (según el diámetro de la tubería) abiertos.



4.3.8 Instalar el elevador y las cuñas correspondientes según el diámetro de la tubería con la que se va a trabajar.

4.3.9 Acondicionamiento de la llave hidráulica para varillas.

- Acoplar las mangueras de la bomba hidráulica a los conectores de la llave hidráulica para tubería
- Realizar el mantenimiento de las mordazas.
- Instalar las mordazas (según el diámetro requerido) en la llave, en la posición de "desenroscar"



NOTA: en la posición de soltar la palabra BREAK debe estar hacia arriba. La llave hidráulica debe tener sus compuertas de seguridad.

- Instalar la llave aguantadora según el diámetro requerido

| | | | |
|--|----------------|---|---------------|
|  PROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEOS. | ELABORADO POR: | GISET KARINE MORA CEDEÑO KARINA ROJAS STERLING | REALIZADO EN: |
| | APROBADO POR: | RUBEN DARIO CEBALLOS GUERRA DPTO. PRODUCCION SOH | MAYO DE 2007 |



4.3.10 Estando la tubería debidamente soportada por la mesa de cuñas, se instala la llave hidráulica de tal manera que la tubería quede dentro de la misma, y el cuello del tubo quede sobre la llave a una distancia que permita la instalación del elevador.



4.3.12 Ajustar el elevador en el cuello del primer tubo.



4.3.13 Levantar la sarta lentamente (mientras se abre la mesa de cuñas) hasta que quede la tubería en su peso libre. Se empieza a sacar la parada operando el equipo de tal manera que el equipo no se sienta forzado al tratar de ganar velocidad, hasta que salga el cuello del segundo tubo. Se debe tener especial cuidado al subir el primer tubo, pues en ocasiones uno de los arietes de la

| | | | |
|---|----------------|---|---------------|
|  PROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEOS. | ELABORADO POR: | GISET KARINE MORA CEDEÑO | REALIZADO EN: |
| | | KARINA ROJAS STERLING | |
| | APROBADO POR: | RUBEN DARIO CEBALLOS GUERRA DPTO. PRODUCCION SOH | MAYO DE 2007 |
| | | | |

| | | | |
|--|---|---------------|---|
|  Líder en Colombia | GERENCIA REGIONAL SUR SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA- TOLIMA | 5 – 05 - 2007 |  UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA |
| | ANEXO D. PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE SACADA DE TUBERÍA EN DOBLES. | | |

preventora no abre totalmente, y es golpeado con el cuello de la tubería al pasar en su carrera ascendente. Para evitar esto el primer tubo se debe subir muy lentamente, vigilando constantemente el indicador de peso del equipo.



4.3.14 Continuar subiendo lentamente la sarta hasta que salga el cuello del tercer tubo y quede por encima de la llave hidráulica a una distancia tal que permita la entrada del elevador.



4.3.15 Cerrar las cuñas y descargar lentamente la sarta sobre ellas, y dejar libre de peso el bloque viajero con el elevador.

4.3.16 Poner en funcionamiento la bomba hidráulica y levantar la llave hidráulica hasta la posición de "Up-set" (por encima del cuello).

4.3.17 Accionar la llave hidráulica en el cambio de fuerza para desenroscar la tubería. Una vez suelto el tubo se detiene la llave hidráulica y se giran las mordazas en sentido contrario para liberar el tubo.



| | | | |
|---|----------------|-----------------------------|---------------|
|  PROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEOS. | ELABORADO POR: | GISET KARINE MORA CEDEÑO | REALIZADO EN: |
| | | KARINA ROJAS STERLING | |
| | APROBADO POR: | RUBEN DARIO CEBALLOS GUERRA | MAYO DE 2007 |
| | | DPTO. PRODUCCION SOH | |

| | | | |
|--|---|---------------|---|
|  Líder en Colombia | GERENCIA REGIONAL SUR SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA- TOLIMA | 5 – 05 - 2007 |  UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA |
| | ANEXO D. PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE SACADA DE TUBERÍA EN DOBLES. | | |

4.3.18 El maquinista eleva lentamente el doble para desprenderlo de la sarta que esta dentro del pozo, evitando que la polea golpee con la corona del equipo. Mientras el encuellador en el trabajadero de tubería atrapa el doble con una manila, y en la mesa de trabajo un cuñero sujeta el extremo del doble lo guía y lo ubica en las bandejas donde se colocan las paradas.

4.3.19 Bajar lentamente el elevador, mientras el encuellador hala la parada hacia su cuerpo por medio de la manila asegurada al tubo, y procede a liberar el elevador y llevar la parada hasta el trinche correspondiente para asegurarlo con una manila.



4.3.20 Bajar el bloque viajero con el elevador hasta el cuello del tubo que descansa en las cuñas.

4.3.21 Se repite el procedimiento hasta sacar el número de paradas requeridas.

5. DISPOSICIONES HSE

5.1 DISPOSICIONES DE SEGURIDAD Y CONTROL OPERACIONAL

5.1.1 Durante la realización de cualquier actividad en el pozo, el personal debe tener en regla sus elementos de protección personal, acorde con los trabajos que se estén realizando, a saber:

- CABEZA: Casco de seguridad.
- CUERPO: Ropa de trabajo.
- MANOS: Guantes de operador.
- PIES: Botas de seguridad.
- OJOS: Gafas de seguridad.
- OIDOS: Protectores auditivos.

| | | | |
|---|----------------|---|---------------|
|  PROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEOS. | ELABORADO POR: | GISET KARINE MORA CEDEÑO KARINA ROJAS STERLING | REALIZADO EN: |
| | APROBADO POR: | RUBEN DARIO CEBALLOS GUERRA DPTO. PRODUCCION SOH | MAYO DE 2007 |

| | | | |
|--|---|---------------|---|
|  Líder en Colombia | GERENCIA REGIONAL SUR SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA- TOLIMA | 5 - 05 - 2007 |  UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA |
| | ANEXO D. PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE SACADA DE TUBERÍA EN DOBLES. | | |

-ELEMENTOS DE PROTECCIÓN DEL ENCUPELLADOR: Arnés de seguridad, cordón de seguridad (Rabo de mico), Dispositivo de descenso en emergencias (Gerónimo), línea de vida retráctil y contrapesa (avión).

5.1.2 Revise y aplique el ATS correspondiente a esta tarea antes de comenzar la operación.

5.1.3 Realice la prueba de gas al pozo antes de comenzar los trabajos.

5.1.4 Puesto que esta es una operación en equipo, debe existir total coordinación entre los trabajadores, ya que el descuido de uno de ellos puede comprometer la integridad física de los demás.

5.1.6 La tubería sacada del pozo, se debe acomodar de tal manera que quede paralela a la torre, para evitar cargar demasiado peso al trabajador.

5.1.7 El operador de torre debe tener en regla sus accesorios de seguridad (arnés de seguridad, retráctil, etc.) según la norma vigente.

5.1.8 Durante el levantamiento de la primera parada, es posible que se presenten situaciones que puedan comprometer la estabilidad de la torre del equipo, por lo cual es recomendable que el operador de torre, suba al trabajador solo después de que se haya sacado el primer doble y se haya comprobado que la sarta avanza sin restricciones ni contratiempos.

5.1.9 Antes de comenzar la operación se debe haber probado el preventor y las conexiones de superficie, verificar que el acumulador esté cargado con la presión adecuada, que funcione correctamente y que esté debidamente conectado con sus cuatro mangueras al preventor.

5.2 DISPOSICIONES AMBIENTALES

5.2.1 Asegúrese de que el equipo para el control del pozo, se encuentre debidamente instalado y probado.

5.2.2 En caso de que la tubería salga con fluido, esta se debe "achicar" (ver anexo achicamiento de tubería llena).

5.2.3 Ubique bandejas con drenaje al contrapozo para parar la tubería y recoger los fluidos que emanan de ellas.

5.2.4 Utilizar las preventoras con sus cauchos en buen estado, con el fin de asegurar el control del pozo y evitar escapes de aceite a superficie.

5.2.5 Utilizar geomembranas en cantidad suficiente que cubra el área de cada uno de los equipos con un margen de seguridad de 1.5 mt por cada lado. Instalar los diques.

5.2.6 Tener al alcance tela oleofílica para control de derrames así como material absorbente de crudo (heno)

5.2.7 Contar con equipo manual para coleccionar la contaminación de aceite o agua de formación originada durante trabajos de pozo (palas, picas, carretillas).

| | | | |
|---|----------------|---|---------------|
|  PROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEOS. | ELABORADO POR: | GISET KARINE MORA CEDEÑO | REALIZADO EN: |
| | | KARINA ROJAS STERLING | |
| | APROBADO POR: | | MAYO DE 2007 |
| | | RUBEN DARIO CEBALLOS GUERRA DPTO. PRODUCCION SOH | |

| | | | |
|--|--|---------------|--|
|  Líder en Colombia | GERENCIA REGIONAL SUR SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA- TOLIMA | 5 - 05 - 2007 |  UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA |
| | ANEXO D. PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE SACADA DE TUBERÍA EN DOBLES. | | |

6. CONTINGENCIAS

6.1 CONTINGENCIAS OPERATIVAS y DE SEGURIDAD

6.1.1 Pueden presentarse accidentes por no aplicar la técnica adecuada durante la manipulación de la llave hidráulica para tubería, provocando entre otras, la desmembración de los dedos o manos del operador y/o ayudantes debido a la aprehensión de los dedos en las mordazas de la llave. Para evitar esto se debe tener en cuenta evitar la manipulación de las mordazas de la llave, mientras la bomba se encuentra engranada.

6.1.2 Debido a errores de procedimiento y otras causas, puede presentarse que se vaya la tubería dentro del pozo. Para evitar esto, asegúrese de utilizar las cuñas y elevadores adecuados según los diámetros de la tubería con la que se va a trabajar, prestar especial atención al realizar el cambio de elevador y cuñas cuando se pasa de trabajar con tubería de un diámetro a otro.

6.2 CONTINGENCIAS AMBIENTALES

6.2.1 Durante las operaciones puede presentarse el disparo incontrolado del pozo, provocando la emanación en superficie, sin control, de los fluidos del pozo (gas, agua y/o aceite), contaminación de la locación, zonas aledañas y espejos de agua circundantes. En este caso se debe tener en cuenta:

-Si se sospecha o se tienen antecedentes de disparo en el pozo, se debe tener cuidado con el nivel de liquido. Si es necesario se debe ir llenando el pozo con fluido, cada 20 o 30 tubos para mantener el nivel.

-Se debe tener cuidado con la presencia de gases, por esto, antes de comenzar las operaciones en el pozo, se debe verificar que este haya sido descargado, tanto por el tubing, como por el anular

6.2.2 Se puede presentar que los hábitos inadecuados de procedimiento al ejecutar la tarea, generen derrames de aceite en el plano del pozo, contribuyendo a la contaminación del suelo, cuerpos de agua y vegetación de los alrededores del pozo. Para contrarrestar esto se debe tener en cuenta:

-Al comenzar a sacar la tubería, se deben colocar cauchos "Pipe Wiper", para limpiarla.

-Se debe ubicar bandejas para parar la tubería, y recoger cualquier fluido que emane de ella. Si es posible se debe colocar en la bandeja una línea de descarga al contrapozo, si no es posible, se debe vigilar constantemente el fluido de las bandejas, para desocuparlas oportunamente, y recoger el fluido en el contrapozo.

-En caso de que la tubería salga con fluido, esta se debe "achicar" (ver anexo achicamiento de tubería llena) teniendo la precaución de subir la barra

| | | | |
|--|----------------|---|---------------|
|  PROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEOS. | ELABORADO POR: | GISET KARINE MORA CEDEÑO | REALIZADO EN: |
| | | KARINA ROJAS STERLING | |
| | APROBADO POR: | RUBEN DARIO CEBALLOS GUERRA DPTO. PRODUCCION SOH | MAYO DE 2007 |

| | | | |
|--|--|---------------|---|
|  Líder en Colombia | GERENCIA REGIONAL SUR SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA- TOLIMA | 5 – 05 - 2007 |  UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA |
| | ANEXO D. PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE SACADA DE TUBERÍA EN DOBLES. | | |

lentamente para evitar estimular el pozo, induciendo el flujo desde la formación, con lo cual se mantendría el nivel de fluido.

-En caso extremo, en el cual se presente derrames, se debe rodear con una barrera de tierra, arena o de tela absorbente, para que el fluido pueda ser recogido con la bomba, con el Venturi, con el Chupamanchas, o con cualquier otro método. Si es necesario se deben realizar cunetas para canalizar el fluido y evitar que salga de la localización.

6.2.3 Durante la operación puede presentarse la ruptura de las mangueras de la llave hidráulica, ocasionando derrames de aceite hidráulico en la localización. Si se presenta esta situación, inmediatamente se debe apagar el equipo y luego cerrar la válvula de suministro de aceite hidráulico que queda entre el tanque de suministro y la bomba hidráulica.

| | | | |
|---|----------------|---|---------------|
|  PROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEOS. | ELABORADO POR: | GISET KARINE MORA CEDEÑO KARINA ROJAS STERLING | REALIZADO EN: |
| | APROBADO POR: | RUBEN DARIO CEBALLOS GUERRA DPTO. PRODUCCION SOH | MAYO DE 2007 |