

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

"ESTUDIO DEL RENDIMIENTO TEÓRICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LAS OPERACIONES DE PESCA, MEDIANTE LA HERRAMIENTA HIDRÁULICA CPT®, EN LOS CAMPOS PETROLÍFEROS DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR"

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN
PETRÓLEOS**

EDGAR SANTIAGO ARMAS VILLEGAS
esav_azul_89@hotmail.com
GINGER ANDREA CASTRO ORTIZ
gilla_love@hotmail.com

DIRECTOR: ING. JAMES MAURICIO BONILLA MORENO
james.bonilla@tiwtools.com.ec

Quito, Diciembre 2015

DECLARACIÓN

Nosotros, Edgar Santiago Armas Villegas, Ginger Andrea Castro Ortiz, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Edgar Santiago Armas Villegas

Ginger Andrea Castro Ortiz

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Edgar Santiago Armas Villegas y Ginger Andrea Castro Ortiz, bajo mi supervisión.

Ing. James Bonilla Moreno

DIRECTOR DE PROYECTO

DEDICATORIA

El presente proyecto quiero dedicar a Dios por brindarme cada minuto de vida, y brindarme una extraordinaria familia.

A mis Padres Mariana Villegas e Iván Armas, por todo el apoyo y esfuerzo que han realizado para poder ser profesional y una mejor persona; por los consejos y enseñanzas que han sabido impartir durante toda mi vida. Quiero hacer una mención especial a mi Mami que ha sido mi ejemplo a seguir, por el ejemplo que me ha dado y sobre todo porque me ha enseñado a seguir adelante y nunca rendirme por más difícil que sea el camino.

A mi hermano Xavier Armas por ser un apoyo en mi educación, por sus consejos los cuales me han permitido a crecer.

A mi enamorada Ginger Castro, por compartir todo este tiempo a mi lado, por brindarme su apoyo, su cariño, su amor en todos los momentos; en especial en los malos momentos que permitieron que llenaras de alegría mi vida.

DEDICATORIA

Dedico este proyecto a mi padre que está en el cielo por haber sido mi guía durante el tiempo que estuvo conmigo y un ángel que me cuida día a día desde su partida.

También quiero dedicarla a mi madre por haberme apoyado para seguir estudiando y por ser haberme enseñado que a pesar de las cosas malas que nos pasan en la vida Dios siempre tiene algo mejor para nosotros.

A mi hermanos por haberme regalado muchas alegrías, por haberme dado a mis queridos sobrinos que son los que me hacen feliz en los momentos tristes de mi vida.

A tí Santiago por haberme ayudado a seguir adelante, por haberme apoyado en los momentos difíciles y sobre todo por darme tu amor y tu cariño en todo tiempo.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer en primer lugar a Dios por sus bendiciones, por sus cuidados, por la salud y por permitir cumplir con este proyecto.

A mis Padres y a mi hermano por el amor, cariño, por sus consejos los cuales me han permitido ser mejor persona y apoyarme para nunca rendirme.

A mis tíos Leonardo, Miguel, Luis, y a mi tía Teresa por apoyarme en mi vida y darme consejos para superarme en mi vida estudiantil y en vida.

A mi tío Jorge, a mis tías Victoria, Lucia, Sonia por brindarme su apoyo en momentos difíciles de mi vida.

A mi abuelito Manuel que ha sido con mi padre, gracias por apoyarme y aguantarme tantas travesuras en mi niñez.

A mi abuelita María que Dios la tenga en su gloria, por todo el apoyo, cariño y las enseñanzas que me brindó mientras permaneció con nosotros.

A Ginger por el tiempo que hemos pasado juntos, por el amor, la alegría que me supiste brindar y el apoyo en todo momento para poder terminar este proyecto.

A la familia Castro Ortiz, por apoyarme y permitirme ser parte de su familia.

A todos mis amigos de la universidad no quiero generalizar ya que podría olvidarme de alguno, gracias JOSE'S por tantas alegrías, tristezas que pasamos juntos desde primer semestre.

Al Ing. James Bonilla, por darme la oportunidad de realizar mis prácticas pre-profesionales, como el siguiente proyecto, por sus consejos, su tiempo y paciencia.

Al Ing. Guillermo Ortega por permitir ser mi Co-director, por el tiempo, la paciencia y los consejos para poder terminar este proyecto.

A los Ing. Darwin Molina, Ing. Daniel Llovera, Ing. Cesar Michieli, Ing. Pedro Orbe y a todos mis amigos de la empresa TIW de Ecuador, por apoyarme durante el tiempo que estuve realizando mis prácticas y mi proyecto de titulación.

A los Ing. Marcelo Rosero, Ing. Einstein Barrera, Ing. Arnaldo Alfonso, Ing María Loroña y a todo el personal del Área de Workover y Perforación de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero por el apoyo prestado en este proyecto.

Santiago

AGRADECIMIENTOS

A Dios por haber estado conmigo en todas las etapas de mi vida y haber sido siempre mi amigo fiel y mi todo, por darme la sabiduría necesaria para realizar y terminar este proyecto.

A mi familia por estar siempre a mi lado y haberme ayudado a seguir en los caminos de Dios.

A tí Santiago por haber estado conmigo durante toda nuestra carrera, por darme tu apoyo incondicional y sobre todo por darle significado a mi vida MIAC.

Al Ing. James Bonilla, por darme la oportunidad de realizar mis prácticas pre-profesionales y el proyecto de titulación, por su apoyo para realizar este proyecto.

Al Ing. Guillermo Ortega por ser el Co-director de este proyecto, por el tiempo dedicado, la paciencia y los consejos.

A los Ing. Darwin Molina, Ing. Daniel Llovera, Ing. Cesar Michieli, Ing. Pedro Orbe y a todos mis amigos de la empresa TIW de Ecuador, por apoyarme durante el tiempo que estuve realizando mis prácticas y mi proyecto de titulación.

A los Ing. Marcelo Rosero, Ing. Einstein Barrera, Ing. Arnaldo Alfonso, Ing. María Loroña y a todo el personal del Área de Workover y Perforación de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúfero por el apoyo prestado en este proyecto.

GINGER

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
DEDICATORIA	IV
AGRADECIMIENTOS	VI
CONTENIDO	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS	XVII
ÍNDICE DE TABLAS	XIX
ÍNDICE DE FOTOGRAFÍAS	XXI
ÍNDICE DE ANEXOS	XXII
RESUMEN	XXIII
PRESENTACIÓN	XXV
CAPÍTULO 1	1
GENERALIDADES Y PRINCIPIOS FÍSICOS QUE INTERVIENEN EN LA HERRAMIENTA CASING PILLUNG TOOL CPT®	1
1.1 ANTECEDENTES	1
1.2 GENERALIDADES DE LA PESCA	1
1.3 PRINCIPIOS FÍSICOS PARA EL USO DE LA HERRAMIENTA CPT®	2
1.3.1 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	3
1.3.1.1 Densidad	4
1.3.1.1.1 <i>Densidad Relativa</i>	4
1.3.1.2 Peso Específica	5
1.3.1.3 Viscosidad	6
1.3.1.3.1 <i>Viscosidad Dinámica</i>	6
1.3.1.3.2 <i>Viscosidad Cinemática</i>	7
1.3.1.3.3 <i>Índice de Viscosidad</i>	7
1.3.1.4 Tensión Superficial	8
1.3.1.5 Capilaridad	9
1.3.2 PRESIÓN	9
1.3.2.1 Presión Atmosférica	10
1.3.2.2 Presión Manométrica o Relativa	10

1.3.2.3 Presión Absoluta	11
1.3.2.4 Presión Hidrostática	11
1.3.3 HIDRAÚLICA	12
1.3.3.1 Hidrostática	12
1.3.3.1.1 Principio de Pascal	13
1.3.3.1.2 Principio de Arquímedes	14
1.3.3.2 Hidrodinámica	14
1.3.3.2.1 Caudal	16
1.3.3.2.2 Ecuación de la Continuidad	16
1.3.3.2.3 Principio de Bernoulli	17
1.3.3.2.3.1 Energía Cinética.....	18
1.3.3.2.3.2 Energía Potencial.....	18
1.3.3.2.3.3 Ecuación del Principio de Bernoulli.....	19
1.3.4 FLUJO DE FLUIDOS	20
1.3.4.1 Flujo Permanente.....	20
1.3.4.2 Flujo no Permanente	20
1.3.4.3 Flujo Uniforme.....	20
1.3.4.4 Flujo no Uniforme	21
1.3.4.5 Flujo Laminar	21
1.3.4.6 Flujo Turbulento.....	21
1.3.4.7 Velocidad del Flujo	22
1.3.4.8 Números de Reynolds	22
1.3.5 ACTUADORES HIDRÁULICOS	23
1.3.5.1 Generalidades	23
1.3.5.2 Simple Efecto	23
1.3.5.3 Doble Efecto.....	24
1.3.5.4 Velocidad del Pistón.....	24
1.3.5.5 Partes del Pistón.....	25
1.3.5.6 Dimensionado del Cilindro	25
1.3.6 ESTADO MECÁNICO DEL POZO.....	26
1.3.6.1 Tuberías de Revestimiento	26
1.3.6.2 Fuerzas a las que están Sometidas las Tuberías de Revestimiento.....	27

1.3.6.2.1	<i>Cedencia</i>	28
1.3.6.2.2	<i>Colapso</i>	28
1.3.6.2.3	<i>Estallido</i>	29
1.3.6.2.4	<i>Tensión y Compresión</i>	29
1.3.6.3	Diseño de Pozos	30
1.3.6.3.1	Perfiles de Pozos Direccionales	30
1.3.6.3.1.1	<i>Pozo Vertical</i>	31
1.3.6.3.1.2	<i>Pozo Tipo "S"</i>	31
1.3.6.3.1.3	<i>Pozo Tipo "J"</i>	32
1.3.6.3.1.4	<i>Pozos Horizontales</i>	33
CAPÍTULO 2	35
DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS CONVENCIONALES PARA LA PESCA EN PROCESOS PETROLEROS	35
2.1 INTRODUCCIÓN	35
2.2 TIPOS DE HERRAMIENTAS	35
2.2.1 HERRAMIENTAS DE VIZUALIZACIÓN	36
2.2.1.1 Bloque de Impresión	36
2.2.1.1.1	<i>Descripción del Bloque de Impresión</i>	36
2.2.1.1.2	<i>Operación del Bloque de Impresión</i>	37
2.2.2 HERRAMIENTAS DE PESCA DE AGARRE EXTERNO	38
2.2.2.1 Overshot	38
2.2.2.1.1	<i>Descripción del Overshot</i>	39
2.2.2.1.2	<i>Estructura de los Overshot</i>	39
2.2.2.1.2.1	<i>Tope Superior</i>	39
2.2.2.1.2.2	<i>Cuerpo</i>	39
2.2.2.1.2.3	<i>Guía</i>	40
2.2.2.1.2.4	<i>Espiral</i>	40
2.2.2.1.2.5	<i>Canasta</i>	40
2.2.2.1.3	<i>Overshot Serie 150</i>	41
2.2.2.1.4	<i>Overshot Serie 70</i>	42
2.2.2.1.5	<i>Overshot Serie 10</i>	44
2.2.2.1.6	<i>Overshot Serie 20</i>	44
2.2.2.2	Rotary Die Collars (Collares de Matriz Rotativa)	45

2.2.2.2.1	<i>Descripción del Rotary Die Collar</i>	45
2.2.2.2.2	<i>Operación del Die Collar</i>	45
2.2.2.2.3	<i>Tipos de Die Collar</i>	46
2.2.3	HERRAMIENTAS DE PESCA DE AGARRE INTERNO	47
2.2.3.1	Rotary Tapertap	47
2.2.3.1.1	<i>Descripción del Rotary Tapertap</i>	47
2.2.3.1.2	<i>Operaciones de Tapertap</i>	48
2.2.3.1.3	<i>Tipos de Tapertap</i>	48
2.2.3.2	Releasing Spear (Arpón Liberador)	49
2.2.3.2.1	<i>Descripción del Releasing Spear</i>	49
2.2.3.2.2	<i>Estructura del Releasing Spear</i>	49
2.2.3.2.3	<i>Opciones de Tuerca</i>	50
2.2.3.2.4	<i>Armado del Releasing Spear</i>	51
2.2.3.2.5	<i>Operación del Releasing Spear</i>	51
2.2.3.3	Full Circle Releasing Spear (Círculo Completo del Arpón Liberador)	52
2.2.3.4	Packer Retrievers (Recuperador de Empacaduras)	54
2.2.3.4.1	<i>Descripción del Packer Retrievers</i>	54
2.2.3.4.2	<i>Componentes del Packer Retrievers</i>	54
2.2.3.4.3	<i>Operación del Packer Retrievers</i>	55
2.2.3.5	Safety Joints (Juntas de Seguridad)	56
2.2.3.5.1	<i>Descripción de la Safety Joint</i>	56
2.2.3.5.2	<i>Operación de la Safety Joint</i>	57
2.2.3.6	Martillos	58
2.2.3.6.1	<i>Descripción del Martillo</i>	58
2.2.3.6.2	<i>Martillo Hidráulico</i>	59
2.2.3.6.3	<i>Martillo Mecánico</i>	59
2.2.3.6.4	<i>Acelerador</i>	59
2.2.3.6.5	<i>Bumper Sub</i>	60
2.2.4	HERRAMIENTAS DE MOLIDO (FRESADO)	61
2.2.5	HERRAMIENTAS DE CORTE	62
2.2.5.1	Cortadores Internos	62
2.2.5.2	Cortadores Internos a Presión	64

2.2.5.2.1	<i>Descripción de los Cortadores Internos a Presión</i>	64
2.2.5.2.2	<i>Operación de los Cortadores Internos a Presión</i>	65
2.2.5.3	Cortadores Externos	66
2.2.5.3.1	<i>Descripción de los Cortadores Externos</i>	66
2.2.5.3.2	<i>Operación de los Cortadores Externos</i>	68
2.2.5.4	Cortadores Externos Hidráulicos	68
2.2.5.4.1	<i>Descripción de los Cortadores Externos Hidráulicos</i>	68
2.2.5.4.2	<i>Operación de los Cortadores Externos Hidráulicos</i>	69
2.2.6	HERRAMIENTAS DE EXTRACCIÓN DE RECORTES	71
2.2.6.1	Canasta de Pesca	71
2.2.6.1.1	<i>Descripción de la Canasta</i>	71
2.2.6.1.2	<i>Operación de la Canasta</i>	72
2.2.6.1.3	Accesorios	73
2.2.6.1.3.1	<i>Zapata Fresadora</i>	74
2.2.6.1.3.2	<i>Zapata de dedos</i>	74
2.2.6.1.3.3	<i>Insertos de Imán</i>	74
2.2.6.2	Imanes de Pesca	74
CAPÍTULO 3		77
DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS Y APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA CPT®		77
3.1	INTRODUCCIÓN	77
3.2	HERRAMIENTA CPT®	77
3.2.1	PROPÓSITO	77
3.2.2	CARACTERÍSTICAS	78
3.2.3	COMPONENTES DE LA CPT®	78
3.2.3.1	Sección de Fuerza	78
3.2.3.1.1	<i>Funcionamiento</i>	79
3.2.3.1.2	<i>Cálculo del Área para la Herramienta CPT® de 8 1/8 in</i>	80
3.2.3.2	Sección de Anclaje	81
3.2.3.2.1	<i>Funcionamiento</i>	82
3.2.3.3	Sección de Liberación Segura	82
3.2.3.3.1	<i>Funcionamiento</i>	83
3.2.3.4	Conjunto Asiento - Bola	83

3.2.3.4.1 <i>Funcionamiento</i>	84
3.2.4 DATOS TÉCNICOS DE LA HERRAMIENTA CPT®	84
3.3 PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO REALIZADA A LA HERRAMIENTA CPT®	85
3.3.1 REPORTE	85
3.3.1.1 Objetivo	85
3.3.1.2 Introducción	85
3.3.2 EQUIPOS NECESARIOS PARA REALIZAR LA PRUEBA	85
3.3.3 PROCEDIMIENTOS DE LA PRUEBA	86
3.3.3.1 Resumen de la Prueba	88
3.3.4 CONCLUSIÓN DE LA PRUEBA	90
3.4 PROCEDIMIENTO PARA LA CORRIDA DE LA HERRAMIENTA HIDRÁULICA CPT®	91
3.4.1 PROCESO DE ENSAMBLE DE LA HERRAMIENTA HIDRÁULICA CPT®	91
3.4.1.1 Datos del Pozo	92
3.4.1.2 Equipo de la Herramienta Hidráulica CPT®.....	92
3.4.1.2.1 <i>Componentes de la Herramienta Hidráulica CPT®</i>	93
3.4.1.2.1.1 <i>Sección de Fuerza Hidráulica Multi - Etapas</i>	93
3.4.1.2.1.2 <i>Sección de Anclaje</i>	94
3.4.1.2.1.3 <i>Sección de Liberación Segura y Conexión de Campo</i>	94
3.4.1.2.1.4 <i>Conjunto Doble Asiento - Bola</i>	95
3.4.1.3 Calibraciones	95
3.4.1.3.1 <i>Calibraciones de los Equipos</i>	95
3.4.1.4 Checklist para el Ensamble de la Herramienta CPT®.....	100
3.4.1.4.1 <i>Conjunto Doble Asiento - Bola</i>	100
3.4.1.4.1.1 <i>Instrucciones de Ensamble</i>	100
3.4.1.4.2 <i>Sección de Fuerza, Sección de Ancla y Sección de Liberación Segura</i>	101
3.4.1.4.2.1 <i>Instrucciones de Ensamble</i>	102
3.4.1.5 Procedimiento para Operaciones en Locación	106
3.4.1.5.1 <i>Instrucciones de Corrida</i>	106

CAPÍTULO 4.....	109
MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD OPERATIVA DE LA HERRAMIENTA CPT®	
.....	109
4.1 INTRODUCCIÓN	109
4.2 MANTENIMIENTO DE LA HERRAMIENTA CPT®	109
4.2.1 PROCEDIMIENTO DE DESENSAMBLE DE LA HERRAMIENTA CPT®	110
4.2.1.1 Asiento - Bola.....	110
4.2.1.2 Junta de Seguridad.....	110
4.2.1.3 Sección de Anclas	111
4.2.1.4 Sección de Fuerza	111
4.2.2 EQUIPOS USADOS PARA EL ENSAMBLE Y DESENSAMBLE DE LA	
HERRAMIENTA CPT®	112
4.2.2.1 Torque Monitoring System (Twister 6000).....	112
4.2.2.1.1 <i>Características</i>	112
4.2.2.2 Montacargas.....	113
4.2.2.3 Teclé Eléctrico y Manual	114
4.2.2.4 Burro o Soporte	114
4.2.2.5 Prensa de Cadena.....	115
4.2.2.6 Llave de Cadena.....	116
4.2.2.7 Grasa de Color Rojo	116
4.2.2.8 Grasa de Color Negro.....	117
4.2.2.9 Banda.....	118
4.2.2.10 Faja.....	119
4.2.2.11 Llave Allen.....	120
4.2.3 PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN DE LAS PARTES DE LA	
HERRAMIENTA CPT®	120
4.2.3.1 Limpieza de la Superficie	120
4.2.3.2 Inspección de Partículas Magnetizables para Conexiones y	
Cuerpo de las partes de la Herramienta	121
4.2.3.3 Finalidad de la Inspección	121
4.2.4 ANÁLISIS DE RIESGO EN LOS PROCESOS DE LA HERRAMIENTA	
CPT®	121
CAPÍTULO 5.....	126

ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA CPT®	126
5.1 ANÁLISIS DEL USO DE LAS HERRAMIENTAS CONVENCIONALES DE PESCA EN LOS CAMPOS DEL ORIENTE ECUATORIANO	126
5.1.1 CASOS EN LOS QUE SE UTILIZARON HERRAMIENTAS CONVENCIONALES DE PESCA	126
5.1.1.1 Caso 1	126
5.1.1.1.1Resumen de Operaciones de Pesca.....	126
5.1.1.1.2Análisis del Caso 1.....	128
5.1.1.2 Caso 2	131
5.1.1.2.1Resumen de Operaciones de Pesca.....	131
5.1.1.2.2Análisis del Caso 2.....	132
5.1.1.3 Caso 3	135
5.1.1.3.1Resumen de Operaciones	135
5.1.1.3.2Análisis del Caso 3.....	137
5.2 COMPARACIÓN ENTRE LAS HERRAMIENTAS CONVENCIONALES (MARTILLOS) Y LA HERRAMIENTA CPT®.....	140
5.2.1 ACTIVACIÓN DE LA HERRAMIENTA.....	141
5.2.1.1 Martillos	141
5.2.1.2 CPT®.....	142
5.2.2 CAPACIDAD DE CARGA.....	143
5.2.2.1 Martillos Convencionales.....	143
5.2.2.2 CPT®.....	145
5.2.3 FUNCIONAMIENTO.....	145
5.2.3.1 Martillos Convencionales.....	145
5.2.3.2 CPT®.....	146
5.3 ANÁLISIS DE COSTOS DE LA HERRAMIENTA CPT®.....	146
5.3.1 ANÁLISIS ECONÓMICO ENTRE UN TRABAJO REALIZADO CON UNA HERRAMIENTA CONVENCIONAL Y LA POSIBILIDAD DE USAR LA HERRAMIENTA CPT®.....	146
CAPÍTULO 6	149
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	149
6.1 CONCLUSIONES	149

6.2 RECOMENDACIONES	151
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	152
ANEXOS	154

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Clasificación de los fluidos	3
Figura 1.2. Distribución de presión en un fluido estático	13
Figura 1.3 Principio de Pascal.....	13
Figura 1.4 Principio de Arquímedes	14
Figura 1.5. Accionamiento de una turbina por medio de un fluido.....	15
Figura 1.6. Principio de la Ecuación de Continuidad	17
Figura 1.7 Principio de Bernoulli.....	19
Figura 1.8 Flujo laminar.....	21
Figura 1.9 Flujo Turbulento	22
Figura 1.10 Actuador hidráulico de simple efecto.....	23
Figura 1.11 Actuador hidráulico de doble efecto	24
Figura 1.12 Partes de un pistón	25
Figura 1.13 Forma y componentes de un pozo tipo “S”	32
Figura 1.14 Forma y componentes de un pozo tipo “J”	33
Figura 1.15 Forma y componentes de un pozo horizontal	34
Figura 2.1 Bloque de impresión.....	37
Figura 2.2 Overshot.....	41
Figura 2.3 Tipos de Die Collar.....	46
Figura 2.4 Tipos de Tapertap	48
Figura 2.5 Releasing Spear.....	50
Figura 2.6 Tipos de tuercas para el Releasing Spear	51
Figura 2.7 Full Circle Releasing Spear.....	54
Figura 2.8 Packer Retrievers	55
Figura 2.9 Safety Joint	57
Figura 2.10 Bumper Sub	60
Figura 2.11 Herramientas Moledoras	62
Figura 2.12 Cortadores Internos.....	64
Figura 2.13 Cortador Interno a Presión	65
Figura 2.14 Cortadores Externos	67
Figura 2.15 Cortadores Externos Hidráulicos.....	69

Figura 2.16 Canasta de Pesca	71
Figura 2.17 Accesorios de la Canasta.....	73
Figura 2.18 Imán	75
Figura 2.19 Accesorios del Imán	76
Figura 3.1 Área Efectiva de Trabajo.....	80
Figura 3.2 Sección de Fuerza de la Herramienta CPT®	81
Figura 3.3 Sección de Anclaje de la Herramienta CPT®.....	81
Figura 3.4 Sección Transversal de la Sección de Anclaje antes y durante el Proceso de Anclaje	82
Figura 3.5. Sección de Liberación Segura (Safety Joint)	83
Figura 3.6 Conjunto Asiento - Bola.....	83
Figura 3.7 Ensamble Prueba de la Herramienta CPT®.....	87
Figura 3.8 Antes y Después del Anclaje y la Diferencia del Diámetro Interno del Casing de 11 ¾”	90
Figura 3.9 Antes y Después del Anclaje y la Diferencia del Diámetro Interno del Casing de 9 ⅝”	91
Figura 3.10 Sección de Fuerza de la Herramienta CPT®	96
Figura 3.11 Sección de Anclaje de la Herramienta CPT®.....	97
Figura 3.12 Sección de Liberación Segura de la Herramienta CPT®	98
Figura 3.13 Conjunto Asiento - Bola de la Herramienta CPT®	99
Figura 3.14 Forma de la Orientación para la Instalación del Anillo de Corte.....	100
Figura 3.15 Ensamble Finalizado del Conjunto doble Asiento – Bola	101
Figura 5.1 Completación Final del Pozo DRAGO NORTE 21D.....	129

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Especificaciones del bloque de impresión	38
Tabla 2. 2 Especificaciones de la serie 150.	42
Tabla 2.3. Especificaciones de la serie 70.	43
Tabla 2.4 Especificaciones de la serie 10.	44
Tabla 2.5 Especificaciones de la serie 20.	45
Tabla 2.6 Especificaciones del Die Collar	47
Tabla 2.7 Especificaciones del Tapertap	49
Tabla 2.8 Especificaciones del Releasing Spear	52
Tabla 2.9 Especificaciones del Full Circle Releasing Spear	53
Tabla 2.10 Especificaciones del Recuperador de empaaduras	56
Tabla 2.11 Especificaciones del Safety Joint.	58
Tabla 2.12 Especificaciones del Bumper Sub	61
Tabla 2.13 Especificaciones de los Cortadores Internos	63
Tabla 2.14 Especificaciones de los Cortadores Internos a Presión	66
Tabla 2.15 Especificaciones de los Cortadores Externos	67
Tabla 2.16 Especificaciones de los Cortadores Hidráulicos	70
Tabla 2.17 Especificaciones de la Canasta	73
Tabla 2.18 Especificaciones de los Imanes	76
Tabla 3.1 Especificaciones de la herramienta CPT	84
Tabla 3.2 Proceso de Tracción de la Herramienta CPT®	88
Tabla 3.3 Datos del Casing y la Herramienta CPT®	92
Tabla 3.4 Sección de Fuerza Hidráulica Multi - Etapas	93
Tabla 3.5 Sección de Anclaje	94
Tabla 3.6 Sección de Liberación Segura y Conexión de Campo	94
Tabla 3.7 Conjunto Doble Asiento - Bola	95
Tabla 3.8 Equipos de la Herramienta CPT® con Números de Serie	102
Tabla 4.1 Características de la Grasa Roja	116
Tabla 4.2 Características de la Grasa Negra	117
Tabla 4.3 Características de las Fajas	119
Tabla 4.4 Análisis de Riesgo en el Mantenimiento del CPT®	123

Tabla 4.5 Análisis de Riesgo en el Ensamble del CPT®	124
Tabla 4.6 Análisis de Riesgo en la Corrida del CPT®	125
Tabla 5.1 Costos de Operación de Reacondicionamiento del Pozo DRAGO NORTE 021D	130
Tabla 5.2 Costos de Operación de Reacondicionamiento del Pozo SHUSHUFINDI 154	134
Tabla 5.3 Lecciones Aprendidas Palo Azul C-048 ST1	140
Tabla 5.4 Costos de Operación Perforación del Pozo PALO AZUL C-048 ST1 ..	141
Tabla 5.5 Capacidad de Trabajo del Martillo de Accionamiento Doble Hidráulico.....	144
Tabla 5.6 Capacidad de Trabajo del Martillo Hidráulico Bowen Type Z	145
Tabla 5.7 Capacidad de Trabajo del Martillo Bowen Bumper Sub	145
Tabla 5.8 Capacidad de Trabajo de la Herramienta CPT®	146
Tabla 5.9 Costos de la Herramienta CPT®	147
Tabla 5.10 Resultados Económicos del Pozo Shushufindi154 con la Herramienta CPT®	148

ÍNDICE DE FOTOGRAFÍAS

Fotografía 3.1 Cámara entre el Pistón y el Conector	79
Fotografía 3.2 Área Efectiva del Ancla en el Casing de 11 ¾"	89
Fotografía 3.3 Área del Anclaje en el Casing 9 ⅝" después de 520 toneladas de Tensión	90
Fotografía 3.4 Pistones y Conectores de la Herramienta CPT®	102
Fotografía 4.1 Torque Monitoring System (Twister 6000)	113
Fotografía 4.2 Montacargas	113
Fotografía 4.3 Teclé Eléctrico y Teclé Manual	114
Fotografía 4.4 Burro o Soporte	115
Fotografía 4.5 Prensa de Cadena	115
Fotografía 4.6 Llave de Cadena	116
Fotografía 4.7 Grasa Roja	117
Fotografía 4.8 Grasa Negra	118
Fotografía 4.9 Banda	118
Fotografía 4.10 Faja	119
Fotografía 4.11 Llave Allen	120

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1 Propiedades Físicas del Agua y el Aceite.....	156
ANEXO 2 CPT®.....	160

RESUMEN

Desde inicios de la industria petrolera han existido problemas, durante las diferentes etapas desde la perforación hasta la producción de los pozos, utilizando varios procedimientos de pesca que han ido evolucionando con el paso de los años.

Debido a la importancia del procesos de pesca que con lleva a tener una mayor eficiencia en un menor tiempo posible, se decide realizar este proyecto en el que se analiza teóricamente el funcionamiento de una nueva tecnología para ser implementada en nuestro país.

En el primer capítulo damos a conocer los principios físicos que permiten el funcionamiento de la herramienta CPT® y varios conceptos importantes del estado mecánico del pozo; los mismo que pueden ser relevantes a la hora de tomar decisiones importantes en el transcurso de la operación de pesca.

En el segundo capítulo presentamos una gama variada de equipos convencionales de herramientas de pesca, dando a conocer su funcionamiento y características de cada una; mismas que son utilizadas para realizar un trabajo de pesca de acuerdo al caso específico de cada pozo; cabe mencionar que una operación de pesca se pueden utilizar una combinación de varias herramientas para obtener un resultado exitoso.

En el tercer capítulo analizamos los componentes de la herramienta CPT® y el funcionamiento de las diferentes secciones, así como también el funcionamiento de todo el sistema. Se da a conocer el propósito por el cual se quiere implementar esta tecnología en nuestro país así como los procedimientos y procesos de calidad que la empresa TIW en Ecuador garantiza a sus clientes la utilización de la herramienta en un trabajo.

En el cuarto capítulo describimos la importancia de tener un proceso de calidad analizando los diferentes riesgos que se presentan en los diferentes procesos a los que se somete la herramienta CPT® como: ensamble, mantenimiento y operación; lo que permite al técnico operador tomar decisiones determinantes durante el trabajo de pesca.

En el quinto capítulo se realiza un análisis de tres casos de pesca en la cuenca oriente del Ecuador y una comparación entre la herramienta convencional “martillos” y la herramienta CPT®.

En el sexto capítulo se exponen las principales conclusiones a las que se llegó al finalizar el proyecto y sus respectivas recomendaciones.

PRESENTACIÓN

La empresa TIW Sucursal Ecuador quiere implementar una nueva tecnología en el país para operaciones de pesca; debido a un porcentaje alto de las operaciones de pesca en nuestro país no son efectivas y conllevan a un costo adicional y para evitar se produzca una pérdida parcial o total del pozo.

La herramienta CPT® optimiza las operaciones de pesca en situaciones donde la torre de trabajo o el martillo no posee la capacidad de tensión necesaria para liberar el pescado; la sección multi - pistón es la que genera toda la fuerza necesaria para la extracción del pescado y la sección de anclaje es la que soporta dicho esfuerzo, garantizando la integridad del pozo.

De esta manera analizamos varios casos de pesca en la cuenca oriente del Ecuador, donde observaremos el desempeño que tienen las herramientas convencionales y determinaremos teóricamente una mejor eficiencia con la herramienta CPT® obteniendo un resultado satisfactorio.

Además de realizar una comparación de las características y limitaciones que pueden presentar los martillos en conjunto con las torres de trabajo.

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES Y PRINCIPIOS FÍSICOS QUE INTERVIENE EN LA HERRAMIENTA CASING PULLING TOOL CPT®

1.1 ANTECEDENTES

En la industria petrolera se ha manejado desde hace mucho tiempo la expresión “pescar”, sin duda esta palabra expresa la actividad de remover o extraer un elemento o herramienta que se ha quedado estancado, pegado o simplemente se cayó dentro del pozo, acción que interrumpe con las actividades, provocando una paralización o prolongación del trabajo y un déficit económico al no producir el pozo en perforación o en intervención.

Todos los equipos pueden fallar, atascarse o necesitar reemplazo, por lo cual se requiere ser extraído del pozo.

La mayor parte de las maniobras de pesca pueden atribuirse a tres causas básicas: equipos defectuosos, pozos inestables y error humano.

1.2 GENERALIDADES DE LA PESCA

Las operaciones de pesca pueden ser requeridas en cualquier momento de la vida de un pozo, desde la fase de perforación, producción e inclusive en la fase de abandono.

Durante la fase de perforación las operaciones de pesca son inesperadas y se originan principalmente por fallas mecánicas o atascamiento de la sarta de perforación o en la etapa de adquirir datos o registros.

En la fase de terminación del pozo, los problemas pueden suscitarse con un atascamiento de los ensambles de cañoneo o en la fijación de los empacadores.

En la fase de producción la pesca se la realiza de una forma programada interviniendo cuando se necesita realizar un proceso de mantenimiento de los equipos en fondo, o a su vez retirar los equipos en caso de abandono del pozo.

Cada situación de pesca planificada o no planificada, en hueco abierto o entubado, con tubería flexible o cable es única y plantea sus propias condiciones y problemas a los cuales se les debe dar una solución de recuperación.

En las operaciones de pesca es muy importante conocer que es lo que vamos a pescar, es decir conocer la geometría del pescado y su ubicación; así mismo es necesario conocer las condiciones mecánicas del pozo y del lodo de perforación.

1.3 PRINCIPIOS FÍSICOS PARA EL USO DE LA HERRAMIENTA CPT®

Antes de estudiar la herramienta CPT®, debemos conocer algunos aspectos físicos fundamentales que permiten el funcionamiento de la herramienta, que son:

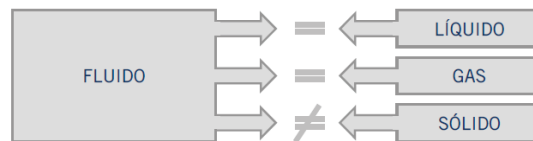
- Propiedades de los fluidos
- La presión
- La hidráulica
- Flujo de fluidos
- Actuadores Hidráulicos
- Estado Mecánico del Pozo.

1.3.1 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Los fluidos son sustancias que tienen la capacidad de fluir y se pueden adaptar a la forma del recipiente que los contiene; los fluidos pueden ser líquidos o gases.¹ Como podemos ver en la figura 1.1.

Todos los fluidos tienen un cierto grado de compresibilidad y poseen poca resistencia a los cambios de forma.

Figura 1.1 Clasificación de los fluidos



Fuente: Manual de Hidráulica Básica de Ternium

Las principales diferencias entre los líquidos y los gases son:

- Los líquidos son prácticamente incompresibles, mientras que los gases son compresibles.
- Los líquidos ocupan un volumen definido, mientras que los gases se expanden hasta ocupar el volumen de todo el recipiente que lo contiene.¹

Pero en este estudio solo se tratará el estudio de los fluidos líquidos.

Los líquidos a tratar son el agua y el aceite.

¹ Ternium. 2010. Manual de Contenido del Participante Hidráulica Básica; 11 - 12

1.3.1.1 Densidad

La densidad es una propiedad característica de cada sustancia; siendo la relación entre la masa y el volumen de dicha sustancia, ya que no depende de la forma ni el tamaño del objeto; se expresa con la siguiente ecuación:²

$$\rho = \frac{m}{V} (1)$$

Las unidades de la densidad son:

En el S.I.

$$\rho = \frac{kg}{m^3}$$

En el CGS:

$$\rho = \frac{gr}{cm^3}$$

Para medir la densidad de líquidos se utiliza el densímetro, que proporciona una lectura directa de la densidad.

1.3.1.1.1 Densidad Relativa

La densidad relativa es la relación entre la densidad de la sustancia y la densidad de la sustancia de referencia, el agua se toma como referencia. Es una cantidad sin dimensiones.²

² Crane. 1977. Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios y Tuberías; 3 - 4

$$\rho_r = \frac{\rho}{\rho_w} (2)$$

1.3.1.2 Peso Específico

El peso específico es una propiedad la cual relaciona el peso y el volumen de una sustancia, teniendo como ecuación:²

$$\gamma = \frac{P}{V} (3)$$

$$\gamma = \frac{mg}{V} (4)$$

Remplazando (1) en (4)

Tenemos:

$$\gamma = \rho g (5)$$

Las unidades del peso específico son:

En el S.I.:

$$\gamma = \frac{N}{m^3}$$

En el CGS:

$$\gamma = \frac{\text{dinas}}{m^3}$$

1.3.1.3 Viscosidad

La viscosidad es una propiedad física, que determina la cantidad de resistencia de los fluidos a fluir. Esta propiedad se genera por la interacción de las moléculas del fluido.

La propiedad inversa a la viscosidad se llama fluidez.⁴

En los líquidos la viscosidad es inversamente proporcional a la temperatura, es decir a mayor temperatura menor viscosidad.³

1.3.1.3.1 Viscosidad Dinámica

El coeficiente de viscosidad absoluta es una medida de su resistencia al deslizamiento o a sufrir deformaciones internas.³

Es medida por el tiempo que tarda en fluir a través de un tubo capilar a una determinada temperatura.

La ecuación de la viscosidad dinámica es:

$$\mu = \frac{\frac{F}{A}}{\frac{\partial v}{\partial y}} \quad (6)$$

Las unidades de la viscosidad dinámica son:

³ Crane. 1977. Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios y Tubería; 2

⁴ Ternium. 2010. Manual de Contenido del Participante Hidráulica Básica; 27 – 28

En el S.I.:

$$\mu = \frac{kg}{m \cdot s}$$

En el CGS:

$$\mu = 1 \text{ poise} = 100 \text{ centipoise}$$

1.3.1.3.2 Viscosidad Cinemática

Representa la característica propia del líquido desechando las fuerzas que generan su movimiento, se obtiene mediante la siguiente ecuación:³

$$\vartheta = \frac{\mu}{\rho} \quad (7)$$

Las unidades de la viscosidad cinemática son:

En el SI:

$$\vartheta = \frac{m^2}{s}$$

En el CGS:

$$\vartheta = 1 \text{ stoke} = 100 \text{ centistoke}$$

1.3.1.3.3 Índice de Viscosidad

El índice de viscosidad es una medida arbitraria de la resistencia del fluido al cambio de viscosidad por medio de cambios de temperatura.

Se dice que un fluido que posee una viscosidad relativamente estable, en presencia de cambios extremos de temperatura, tiene un índice de viscosidad alto. Mientras que un fluido que tiene variaciones fuertes de viscosidad a variaciones de temperatura posee un índice de viscosidad bajo.⁴

1.3.1.4 Tensión Superficial

La tensión superficial de un líquido es el trabajo que debe realizarse para llevar moléculas en número suficiente desde el interior del líquido hasta la superficie para crear una nueva unidad de superficie, es decir, la tensión superficial es la cantidad de energía necesaria para aumentar su superficie por unidad de área.

Esto se debe a que una molécula en el interior de un líquido está sometida a la acción de fuerzas atractivas en todas las direcciones, teniendo una fuerza resultante nula. Pero si la molécula se encuentra en la superficie del líquido, sufre la acción de un conjunto de fuerzas de cohesión, cuya resultante es perpendicular a la superficie.

La fuerza de cohesión permite mantener unidas las moléculas por medio de fuerzas de atracción.⁵

La tensión superficial se la puede calcular con la siguiente ecuación:

$$\sigma = \frac{F}{l} \quad (8)$$

Las unidades de la tensión superficial son:

⁵ Fernández, P. 2003. Mecánica de Fluidos; 10 - 11

En el SI:

$$\sigma = \frac{N}{m}$$

En el CGS:

$$\sigma = \frac{\text{dina}}{\text{cm}}$$

1.3.1.5 Capilaridad

Esta propiedad está relacionada con la tensión superficial, con la intervención de las fuerzas de adhesión y las fuerzas de cohesión, provocando una elevación o depresión de la superficie de un líquido en la zona de contacto con un sólido.

Dependiendo de las magnitudes de las fuerzas de cohesión y adhesión de los líquidos a las paredes del tubo; los líquidos ascienden en tubos que es mojado cuando la adhesión es mayor a la cohesión, y descienden en tubos a los que no mojan cuando la adhesión es menor que la cohesión.⁵

1.3.2 PRESIÓN

La presión es el resultado de aplicar una fuerza de forma perpendicular a una superficie.⁶

La presión se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$P = \frac{F}{A} \quad (9)$$

Las unidades de la presión son:

En el SI:

$$P = \frac{N}{m^2} = \text{Pascal}$$

En el CSG:

$$P = \frac{\text{dina}}{\text{cm}^2} = \text{baria}$$

1.3.2.1 Presión Atmosférica

La atmósfera es una capa de aire que rodea la Tierra, produciendo una presión en todas las direcciones sobre cualquier punto en su interior; esta presión es conocida como presión atmosférica siendo igual al peso de la columna de aire que exista en ese punto.⁶

La presión atmosférica a nivel de mar tiene un valor de:

$$P_{atm} = 76\text{cm de Hg} = 1 \text{ atm} = 1.1013 \times 10^5 \text{ Pa} = 14.7 \text{ psi}$$

Esta presión varía con los cambios de clima y de altura, por lo tanto es menor a mayor altura y no es lineal ya que depende también de la densidad del aire que varía con la temperatura.

1.3.2.2 Presión Manométrica o Relativa

Es la presión que toma a la presión atmosférica como el cero de su escala; es decir la presión manométrica siempre es mayor a la presión atmosférica.⁶

⁶ Ternium. 2010. Manual de Contenido del Participante Hidráulica Básica; 19 – 24

Los manómetros son los instrumentos para medir la presión manométrica.

1.3.2.3 Presión Absoluta

La presión absoluta es la suma de la presión atmosférica y la presión manométrica.⁶

Tiene como referencia al vacío absoluto, siendo este el cero de la escala.

$$P_{abs} = P_{atm} + P_{man} \quad (10)$$

1.3.2.4 Presión Hidrostática

Los fluidos ejercen fuerzas sobre todos los objetos que en él se sumergen y sobre las paredes de los recipientes que los contienen.

La presión hidrostática es la misma en todos los puntos que están a un mismo nivel en el interior de un fluido.⁷

$$P = \rho gh \quad (11)$$

Ejemplo de cálculo

Determinar la presión en fondo de un crudo de 36° API de gravedad, a una profundidad de 9000 ft.

$$GE = \frac{141.5}{131.5 + API} \quad (12)$$

⁷ Vallejo, Zambrano. 2003. Física Vectorial 2; 186-188

$$GE = \frac{141.5}{131.5 + 36} = 0.8448$$

$$\rho = GE * \rho_{agua} (13)$$

$$\rho = 0.8448 * 0.433 \frac{psi}{ft} = 0.3658 \frac{psi}{ft}$$

$$P = 9000ft * 0.3658 \frac{psi}{ft} = 3292.2 psi$$

1.3.3 HIDRÁULICA

La hidráulica es parte de la Mecánica de Fluidos y se encarga del estudio, comportamiento y uso de los fluidos en reposo o en movimiento; y nos ayuda a comprender la transmisión de potencia por medio de un fluido al aplicar una presión en dicho fluido; de donde se derivan la hidrostática y la hidrodinámica.⁸

1.3.3.1 Hidrostática

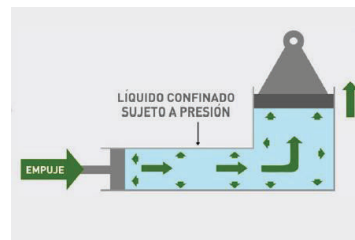
La hidrostática estudia a los fluidos en reposo; basados en los principios de Arquímedes y de Pascal.⁸

En un fluido en reposo, la presión es transmitida de igual manera en todas las direcciones, es decir, la presión existente en un líquido confinado actúa igualmente en todas las direcciones⁷, como se muestra en la Figura 1.2.

Si las fuerzas fueran desiguales, la partícula se desplazaría en la dirección de la fuerza resultante.

⁸ Ternium. 2010. Manual de Contenido del Participante Hidráulica Básica; 8-9, 36

Figura 1.2. Distribución de presión en un fluido estático

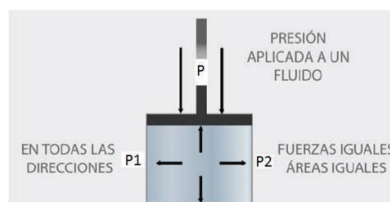


Fuente: Manual de Hidráulica Básica de Ternium

1.3.3.1.1 Principio de Pascal

El principio de Pascal menciona que si a un fluido incompresible que se encuentra en equilibrio se aplica una presión P , esta se transmite con igual intensidad a todos los puntos del fluido, y a las paredes del recipiente que lo contiene⁹, como se indica en la Figura 1.3.

Figura 1.3 Principio de Pascal



Fuente: Manual de Hidráulica Básica de Ternium

$$P = P_1 = P_2$$

Siendo una de las aplicaciones más importantes del principio de pascal la prensa hidráulica.

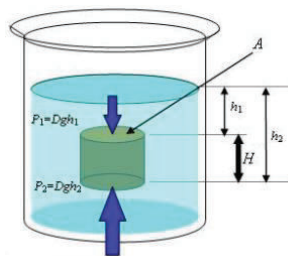
⁹Vallejo, Zambrano. 2003. Física Vectorial 2; 192

1.3.3.1.2 Principio de Arquímedes

El principio de Arquímedes es un principio físico que afirma que un cuerpo total o parcialmente sumergido en un fluido estático, será empujado con una fuerza igual al peso del volumen de fluido desplazado por dicho objeto¹⁰, como se muestra en la Figura 1.4.

De este modo, cuando un cuerpo está sumergido en el fluido se genera un empuje hidrostático resultante de las presiones sobre la superficie del cuerpo, que actúa siempre hacia arriba a través del centro de gravedad del cuerpo del fluido desplazado y de valor igual al peso del fluido desplazado.¹¹

Figura 1.4 Principio de Arquímedes



Fuente: Manual de Hidráulica Básica de Ternium

Esta nueva fuerza es conocida como empuje y se representa con la letra E.

$$E = mg \quad (14)$$

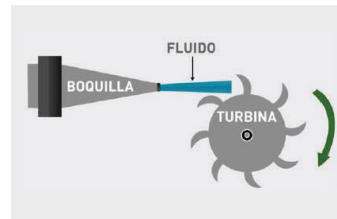
1.3.3.2 Hidrodinámica

Es una ciencia, que estudia los líquidos en movimiento, como por ejemplo: las corrientes de agua, el transporte de agua por tuberías o túneles⁸; cómo podemos ver en la Figura 1.5.

¹⁰ Ternium. 2010. Manual de Contenido del Participante Hidráulica Básica; 38

¹¹ Vallejo, Zambrano. 2003. Física Vectorial 2; 198-199

Figura 1.5 Accionamiento de una turbina por medio de un fluido



Fuente: Manual de Hidráulica Básica de Ternium

Como primera aproximación al estudio de los fluidos se considerará que estos son ideales y tienen características como ser: estables, irrotacionales, incompresibles y no viscosos.¹²

Un fluido estable es aquel que cada partícula que pasa por una determinada posición siempre tiene la misma velocidad en dicha posición; pero puede tener diferentes velocidades en diferentes posiciones.

La irrotacionalidad se refiere a que la partícula tiene solo movimiento de traslación, es decir no gira ni rota.¹²

Un fluido que mantiene constante el valor de su densidad se considera como incompresible.

Y un fluido no viscoso es aquel que cuando se está moviendo no genera rozamiento entre las diferentes capas del fluido ni existe rozamiento con las paredes de las tuberías que las conduce.¹²

¹² Vallejo, Zambrano. 2003. Física Vectorial 2; 217

1.3.3.2.1 Caudal

En dinámica de fluidos, caudal es la cantidad de fluido que pasa por determinado elemento en la unidad de tiempo. Normalmente se identifica con el flujo volumétrico o volumen que pasa por un área dada en la unidad de tiempo.¹³

La ecuación para determinar el caudal es:

$$Q = vA \quad (15)$$

Donde $v =$ *velocidad* y A *el área*

Las unidades del caudal son:

En el SI:

$$Q = \frac{m^3}{s}$$

En el CGS:

$$Q = \frac{\text{litro}}{s}$$

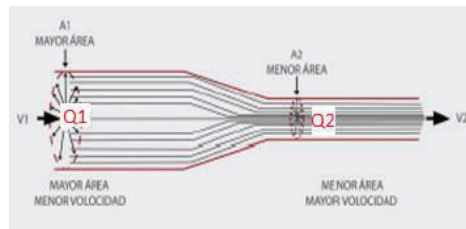
1.3.3.2.2 Ecuación de la Continuidad

En la mecánica de los fluidos se considera que la cantidad de fluido que pasa por cualquier sección en un cierto tiempo dado es constante.¹³ Sobre esta consideración se basa en la ecuación de la continuidad, propuesta de tal forma por Benedetto Castelli, estableciéndose entonces que la materia fluida no puede ser creada ni destruida por ningún proceso hidrodinámico.

¹³ Ternium. 2010. Manual de Contenido del Participante Hidráulica Básica; 44-43

Una demostración objetiva de este principio se puede lograr considerando un conducto como el que se muestra en la Figura 1.6.

Figura 1.6 Principio de la Ecuación de Continuidad



Fuente: Manual de Hidráulica Básica de Ternium

La ecuación de la continuidad se expresa de la siguiente manera:

$$Q_1 = Q_2$$

Remplazando 1 en 2 tenemos:

$$A_1 v_1 = A_2 v_2 \quad (16)$$

1.3.3.2.3 Principio de Bernoulli

El principio de Bernoulli demuestra que en un sistema donde un porcentaje de fluido es constante, la energía se transforma de una forma a otra forma cada vez que varía el área de la sección transversal de la tubería o la profundidad de las partículas en dicha tubería.¹⁴

Un fluido hidráulico de un sistema en operación contiene dos formas de energía: la energía cinética y la energía potencial.

¹⁴ Vallejo, Zambrano. 2003. Física Vectorial 2; 221-223

1.3.3.2.3.1 *Energía Cinética*

Es la energía que posee un cuerpo que se encuentra en movimiento.¹⁵

$$E_c = \frac{1}{2}mV^2 \quad (17)$$

Las unidades de energía cinética son:

En el SI:

$$E_c = N \cdot m = \text{Joule}$$

En el CGS:

$$E_c = \text{dinas} \cdot \text{cm} = \text{ergio}$$

1.3.3.2.3.2 *Energía Potencial*

Es la energía con respecto a la elevación dado un nivel de referencia.¹⁶

$$E_p = \rho gh \quad (18)$$

Las unidades de energía potencial son:

¹⁵ Vallejo, Zambrano. 2003. Física Vectorial 2; 64-66

¹⁶ Vallejo, Zambrano. 2003. Física Vectorial 2; 70-71

En el SI:

$$E_p = N.m = \text{Joule}$$

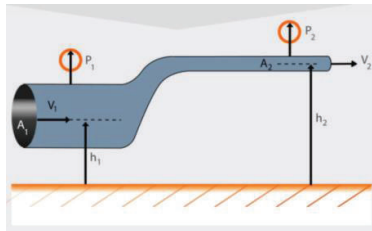
En el CGS:

$$E_p = \text{dinas.cm} = \text{ergio}$$

1.3.3.2.3.3 Ecuación del Principio de Bernoulli

En un sistema con un porcentaje de fluido constante, la energía se transforma de una forma a otra, cada vez que varía el área de la sección transversal de la tubería. El cambio en energía cinética se debe compensar mediante la disminución o incremento de la presión¹⁷, como se muestra en la Figura 1.7.

Figura 1.7 Principio de Bernoulli.



Fuente: Manual de Hidráulica Básica de Ternium

La ecuación considera que no existen pérdidas de energía en el sistema y desde el punto de vista cuantitativo es¹⁴:

$$P_1 + \frac{1}{2} mV_1^2 + \rho gh_1 = P_2 + \frac{1}{2} mV_2^2 + \rho gh_2 \quad (19)$$

¹⁷ Ternium. 2010. Manual de Contenido del Participante Hidráulica Básica; 52-53

1.3.4 FLUJO DE FLUIDOS

El flujo de los fluidos puede ser permanente o no permanente; uniforme o no uniforme; laminar o turbulento.¹⁸

1.3.4.1 Flujo Permanente

El flujo permanente se genera cuando, en un punto cualquiera, la velocidad de las sucesivas partículas que ocupa ese punto en un determinado tiempo. Es decir la velocidad es constante en ese determinado tiempo; pero puede ser variable de un punto a otro.¹⁸

1.3.4.2 Flujo no Permanente

Un flujo es no permanente cuando las velocidades de las partículas del fluido no son constantes en un determinado tiempo.¹⁸

1.3.4.3 Flujo Uniforme

El flujo uniforme se produce cuando el módulo, la dirección y el sentido de la velocidad no varían de un punto a otro del fluido.

El flujo de líquidos, bajo presión por tuberías de diámetro constante y de gran longitud, es uniforme tanto si el régimen es permanente como si es no permanente.¹⁹

¹⁸ Crane. 1977. Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios y Tuberías; 4-5

¹⁹ Shames, H. 1995. Mecánica de Fluidos; 524

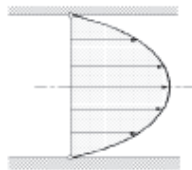
1.3.4.4 Flujo no Uniforme

Un flujo no uniforme es aquel donde la velocidad, la presión, la profundidad varían de un punto a otro en la región del flujo.¹⁹

1.3.4.5 Flujo Laminar

Se define como flujo laminar aquel donde las partículas del fluido viajan en capas bien ordenadas, una sobre otra. La velocidad del fluido es máxima en el eje de la tubería y disminuye rápidamente hasta anularse en la pared de la tubería. Se produce en fluidos muy viscosos.²⁰

Figura 1.8 Flujo laminar



Fuente: Mecánica de Fluidos de Pedro F. Diez.

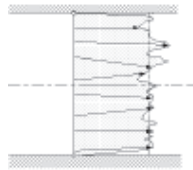
1.3.4.6 Flujo Turbulento

Se define como flujo turbulento aquel donde existe un movimiento irregular e indeterminado de las partículas del fluido en direcciones transversales a la dirección del flujo. La distribución de velocidades en el régimen turbulento es más uniforme a través del diámetro de la tubería que el régimen laminar.

A pesar de que existe un movimiento turbulento a través de la mayor parte del diámetro de la tubería, existe una capa de fluido en la pared de la tubería que posee un flujo laminar.²⁰

²⁰ Fernández, P. 2003. Mecánica de Fluidos; 94

Figura 1.9 Flujo Turbulento



Fuente: Mecánica de Fluidos de Pedro F. Diez.

1.3.4.7 Velocidad de Flujo

La velocidad de un fluido es la velocidad promedio de las partículas en una sección transversal.¹⁸

1.3.4.8 Número de Reynolds

El régimen de flujo en tuberías es decir el flujo laminar y flujo turbulento, depende del diámetro de la tubería, de la densidad y la viscosidad del fluido y la velocidad del flujo. El valor numérico y adimensional de la relación de estas variables es conocido como número de Reynolds.¹⁸

El número de Reynolds está dado por la siguiente ecuación:

$$R_e = \frac{dv\rho}{\mu} \quad (20)$$

Entonces para flujos que tienen un número de Reynolds menor a 2000 es un flujo laminar y flujos mayores a un número de Reynolds mayor a 4000 es un flujo turbulento.

Es de gran importancia el determinar si un fluido posee un flujo laminar o turbulento ya que nos ayudan a determinar las pérdidas de energía por rozamiento en la tubería.¹⁸

1.3.5 ACTUADORES HIDRÁULICOS

1.3.5.1 Generalidades

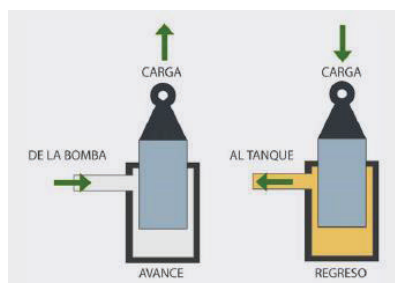
Los actuadores hidráulicos, son los más usuales y de mayor antigüedad en las instalaciones hidráulicas, pueden ser clasificados de acuerdo con la forma de operación, y aprovechan la energía de un circuito o instalación hidráulica de forma mecánica, generando movimientos lineales.

Los actuadores hidráulicos pueden ser de simple efecto y de doble efecto.²¹

1.3.5.2 Simple Efecto

El fluido hidráulico empuja en un sentido el pistón del cilindro y una fuerza externa (resorte o gravedad) lo retraen en sentido contrario²², como podemos observar en la Figura 1.10.

Figura 1.10 Actuador hidráulico de simple efecto



Fuente: Manual de Hidráulica Básica de Ternium

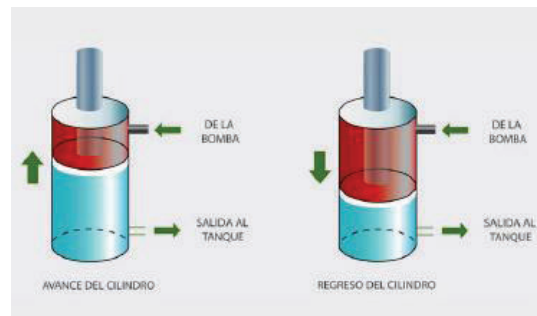
²¹ Ternium. 2010. Manual de Contenido del Participante Hidráulica Básica; 71-72

²² Ternium. 2010. Manual de Contenido del Participante Hidráulica Básica; 73

1.3.5.3 Doble Efecto

El cilindro de acción doble utiliza la fuerza generada por el fluido hidráulico para mover el pistón en los dos sentidos, mediante una válvula de solenoide²², como se observa en la Figura 1.11.

Figura 1.11 Actuador hidráulico de doble efecto



Fuente: Manual de Hidráulica Básica de Ternium

1.3.5.4 Velocidad del Pistón

La rapidez de desplazamiento del pistón depende de su tamaño y del porcentaje de aceite que fluya dentro del cilindro. Para establecer la relación porcentual entre el flujo y la velocidad, se considera el volumen que debe llenarse en el cilindro para efectuar un deslizamiento especificado, bajo las siguientes consideraciones²³:

- La fuerza o torsión de un actuador es directamente proporcional a la presión e independiente del flujo.
- La velocidad o porcentaje de movimiento dependerá de la cantidad de flujo de fluido sin tomar en cuenta la presión.

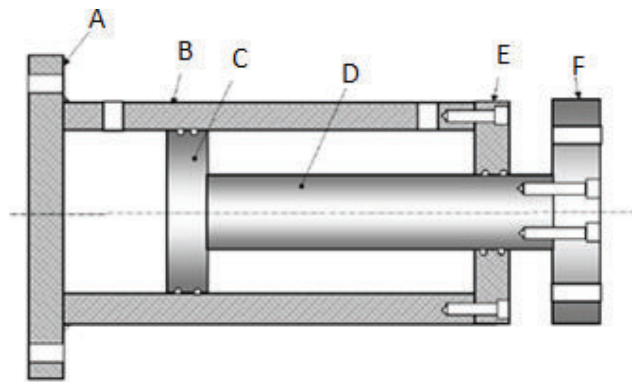
²³ Irwin, J. 2001. Mechanical Engineer's Handbook; 604-605

1.3.5.5 Partes del Pistón

- A, Brida de fijación
- B, cilindro
- C, Disco de desplazamiento
- D, Pistón
- E, Anillo de tope
- F, Aro de contención

Como podemos observar en la Figura 1.12.

Figura 1.12 Partes de un pistón



Fuente: Mechanical Engineers Handbook de J. David Irwin

1.3.5.6 Dimensionado del Cilindro

El dimensionado del cilindro y el vástago se considera dependiente de los parámetros siguientes:

- Presión interna P_i
- Presión externa P_0
- Carga axial
- Cambio térmico ΔT

El valor mínimo del diámetro interior requerido por un cilindro hidráulico, para trabajar en condiciones de fuerza requerida y según las propiedades del material, se obtiene para un valor de la presión interna.

La sección transversal (espesor del cilindro) depende de la presión de trabajo.

La optimización del diseño de los cilindros hidráulicos en lo referente a peso y dimensiones depende de las propiedades del material con que se construirá. Así mismo, la rigidez del vástago depende de la propiedad del material y su sección.²⁴

1.3.6 ESTADO MECÁNICO DEL POZO

El esquema mecánico de un pozo es diseñado para optimizar las operaciones de perforación, completación y reacondicionamiento; facilitando la introducción de diferentes equipos y herramientas, para realizar un trabajo.

1.3.6.1 Tuberías de Revestimiento

Son aquellas con las que se reviste el agujero que se va perforando, para asegurar el éxito de las operaciones durante la perforación y terminación del pozo.²⁵

Tienen como objetivo proteger las zonas problemáticas que se presentan durante la perforación como: estabilidad del pozo, prevenir contaminaciones, aislar los fluidos de la zona productora, controlar las presiones.

Además nos ayudan para la instalación de conexiones en superficie como los cabezales, BOPs y en fondo como empacaduras y tubería de producción.

²⁴ Irwin, J. 2001. Mechanical Engineer's Handbook; 582 - 591

²⁵ SPE. 1991. Applied Drilling Engineering; 301-304

Normalmente el diseño de la tubería de revestimiento para un pozo es de la siguiente manera²⁵:

- Casing conductor
- Casing superficial
- Casing intermedio
- Casing de producción

1.3.6.2 Fuerzas a las que están Sometidas las Tuberías de Revestimiento

Las tuberías de revestimiento están sometidas a diferentes fuerzas durante las operaciones en el pozo, y es importante conocer dichas fuerzas para evitar dañarlas.

Las fuerzas a las que se somete las tuberías de revestimiento durante la perforación, completación, producción, reacondicionamiento (pesca) son²⁶:

- Cedencia
- Colapso
- Estallido
- Tensión y Compresión

Durante una pesca las tuberías de revestimiento están expuestas a condiciones de falla por efecto de las fuerzas antes mencionadas; entendiendo por falla cualquier nivel de deformación de la tubería, incumpliendo la función para la cual fue destinada, afectando futuras operaciones en el pozo y vida útil del mismo.

²⁶ SPE. 1991. Applied Drilling Engineering; 305

1.3.6.2.1 Cedencia

Cedencia o fluencia es la propiedad del material que soporta la deformación elástica, es decir la resistencia que opone el material a la deformación ante la exposición de una carga.

La cedencia se mide en unidades de fuerza por unidad de área (psi), lo que resulta de la fuerza aplicada en una determinada área de la tubería.²⁷

La nomenclatura recomendada por la API para identificar los diferentes tipos de acero se define por una letra seguida por un número; la letra simboliza el tipo de acero mientras el número la magnitud de cedencia del material. Por ejemplo una tubería N-80 tiene una cedencia de 80000 psi.²⁷

1.3.6.2.2 Colapso

La falla por colapso de una tubería es una condición mecánica y se origina por el aplastamiento de una tubería que experimenta una presión que actúa sobre las paredes externas de la misma y es superior a su capacidad de resistencia.

La tubería puede fallar por tres posibles tipos de colapso: colapso por cedencia, colapso elástico y colapso plástico; la transición de estos tres tipos de colapsos se genera por la geometría de la tubería y las propiedades del material.

Colapso por cedencia, se produce cuando experimenta una carga que le provoca una deformación permanente.²⁷

Colapso elástico, se genera mediante la teoría clásica de la elasticidad, una fuerza mayor a la que la tubería soporta generando que la elongación de la tubería ya no regrese a su posición inicial.

²⁷ SPE. 1991. Applied Drilling Engineering; 308-310

Colapso plástico, se presenta posterior a la etapa del colapso elástico, produciéndose una deformación en el tubo en la etapa plástica o posterior a la cedencia.²⁷

1.3.6.2.3 Estallido

La falla por estallido en una tubería es una condición mecánica producida por la acción de presión en el interior de la misma.

La resistencia que opone el cuerpo de la tubería se denomina resistencia al estallamiento y es el valor máximo de presión interna para causar daño al acero de la tubería. La resistencia al estallido se ve reducida por efectos de la temperatura y compresión axial. El estallido ocurre por ruptura del cuerpo o por fuga en el acoplamiento de la misma.²⁸

1.3.6.2.4 Tensión y Compresión

Se originan por la acción de cargas axiales que actúan perpendicularmente sobre el área de la sección transversal del cuerpo del tubo. Las cargas dominantes en esta condición son: los efectos gravitatorios, flotación, flexión y esfuerzos por deformación del material.

Es importante considerar todas las fuerzas a las que se encuentra sometida una sección corta de tubería de revestimiento con el propósito de realizar un trabajo efectivo a la hora de anclar las cuñas, controlando: presiones, tensión y peso que se va aplicar a la herramienta y a la tubería de trabajo.²⁹

²⁸ SPE. 1991. Applied Drilling Engineering; 307

²⁹ SPE. 1991. Applied Drilling Engineering; 306

1.3.6.3 Diseño de Pozos

La perforación de un pozo de petróleo es el conjunto de operaciones continuas y previamente programadas con la finalidad de alcanzar las zonas de yacimiento productivo, generando un pozo productor de petróleo el cual permita extraer la mayor cantidad de hidrocarburo al menor costo.

El diseño de la geometría de los pozos depende de algunos factores se los menciona a continuación³⁰:

- Locaciones inaccesibles
- Formaciones con falla
- Múltiples pozos desde una misma locación
- Múltiples pozos desde una misma plataforma
- Múltiples objetivos (yacimientos productores) en un mismo pozo
- Perforaciones para evitar domos salinos
- Espaciamiento entre pozos
- Profundidad vertical
- Tamaño de las secciones
- Rentabilidad del pozo

1.3.6.3.1 Perfiles de Pozos Direccionales

Es importante conocer los diferentes perfiles de pozos existentes, para conocer las restricciones que se pueden presentar en un pozo durante una operación de pesca.

³⁰ SPE. 1991. Applied Drilling Engineering; 351

En general la perforación de un pozo pueden ser las siguientes:

- Pozo Vertical.
- Pozo Tipo “S”.
- Pozo Tipo “J”.
- Pozo Horizontal.

1.3.6.3.1.1 Pozo Vertical

Normalmente estos pozos son los convencionales, donde toda sección tiene una tendencia vertical, es recomendable realizar un control de inclinación cada 500 pies.³¹

1.3.6.3.1.2 Pozo Tipo “S”

Estos tipos de pozos se perforan para mejorar la eficiencia, mejorando la precisión de espaciado entre pozos.³²

Su forma tipo es producto de incrementar, mantener y disminuir el ángulo de inclinación durante el proceso de perforación y está constituido de las siguientes secciones:

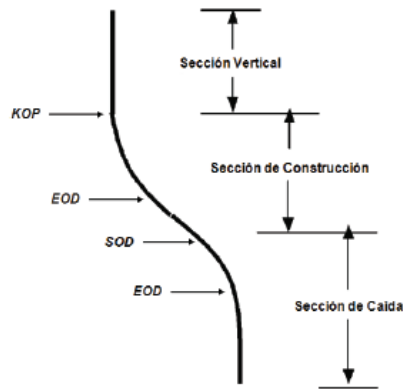
- Sección vertical
- KOP, punto de desviación generalmente a poca profundidad
- Sección de construcción de ángulo
- EOD, punto final de la construcción del ángulo
- Sección tangente (mantener el ángulo)
- SOD, punto de inicio de la reducción del ángulo
- Sección de reducción de ángulo
- EOD, punto final de la reducción del ángulo
- Sección de caída

³¹ SPE. 1991. Applied Drilling Engineering; 353

³² SPE. 1991. Applied Drilling Engineering; 354-357

Como podemos ver en la Figura 1. 13 la forma y componentes de pozo tipo “S”.

Figura 1.13 Forma y componentes de un pozo tipo “S”.



Fuente: Curso de perforación direccional, Schlumberger

1.3.6.3.1.3 Pozo Tipo “J”

Este perfil es usado principalmente para perforación a profundidad moderada donde no se necesita revestimiento intermedio. También se usa para perforar pozos más profundos que requieran un gran desplazamiento lateral. La mayoría de pozos direccionales se planean con este perfil.³³

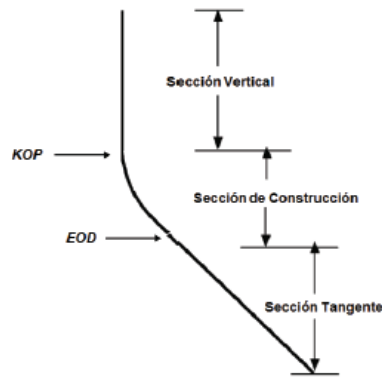
Los pozos tipo “J” están construidos con las siguientes secciones:

- Sección Vertical
- KOP, punto de desviación generalmente a poca profundidad
- Sección de construcción de ángulo
- EOD, punto final de la construcción del ángulo
- Sección tangente hasta alcanzar el objetivo

³³ SPE. 1991. Applied Drilling Engineering; 3558-366

Como podemos ver en la Figura 1. 14 la forma y componentes de pozo tipo “J”.

Figura 1.14 Forma y componentes de un pozo tipo “J”.



Fuente: Curso de perforación direccional, Schlumberger

1.3.6.3.1.4 Pozos Horizontales

Se define como pozo horizontal a un pozo direccional con una sección perforada continua con un ángulo mayor a 86° respecto a la vertical. El reservorio es atravesado por un hoyo prácticamente horizontal.³³

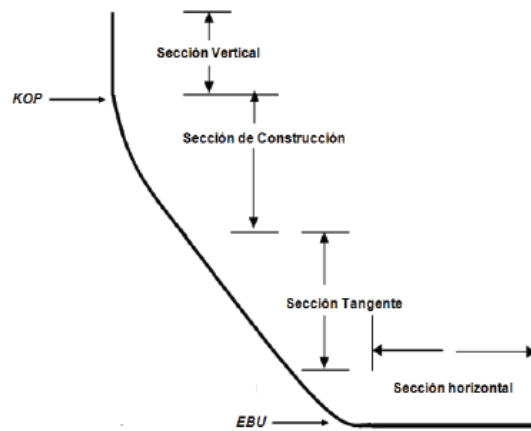
El objetivo de realizar perforaciones horizontales es incrementar la producción primaria y secundaria; reducir el número de pozos verticales para desarrollar un campo; la productividad de pozos horizontales es mayor que la de los pozos verticales ya que tienen una mayor área de formación productora; atraviesan fracturas naturales; reduce las caídas de presión y disminuyen los avances de los contactos agua- petróleo. Los pozos Horizontales, están contruidos con las siguientes secciones:

- Sección vertical
- KOP, punto de desviación generalmente a poca profundidad
- Sección de construcción de ángulo
- Sección tangente (se mantiene la inclinación)

- EBU, punto que representa el fin de la construcción del ángulo
- Sección lateral.

Como podemos ver en la Figura 1. 15 la forma y componentes de pozo horizontal.

Figura 1.15 Forma y componentes de un pozo horizontal.



Fuente: Curso de perforación direccional, Schlumberger

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS CONVENCIONALES PARA PESCA EN PROCESOS PETROLEROS.

2.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se describirán las herramientas utilizadas para realizar las operaciones de pesca o extracción de herramientas y materiales, que interrumpen con las actividades normales dentro de un pozo.

Por necesidad de mantener un pozo en condiciones operativas, con lleva muchas veces a limpiar de desperdicios y objetos indeseables dentro de éste. El proceso de recuperación de tubos, empacaduras, piezas sueltas en un pozo comúnmente se llama “pesca” y el objeto a recuperar “pescado”.

Por lo que es importante tener una descripción clara del pescado, como es su posición dentro del pozo y de ser posible tener en superficie un objeto similar al pescado, para poder corroborar la calibración y consecuentemente definir la herramienta de pesca que se va a utilizar.

Para lograr realizar estas operaciones se utilizan una gama variada de equipos y herramientas que han sido diseñadas y mejoradas en el tiempo con este propósito.

2.2 TIPOS DE HERRAMIENTAS

Existen muchos tipos de herramientas pero las clasificaremos de acuerdo al proceso que desempeñan³⁴, así tenemos:

³⁴ National Oilwell Varco. 2010. Fishing Tool Dowhole; 4

- Herramienta de visualización.
- Herramientas de pesca de agarre externo.
- Herramientas de pesca de agarre interno.
- Herramientas de fresado (molido).
- Herramientas de corte.
- Herramientas de extracción de recortes.

2.2.1 HERRAMIENTA DE VISUALIZACIÓN

2.2.1.1 Bloque de impresión

2.2.1.1.1 Descripción del Bloque de Impresión

El propósito especial de estos bloques es determinar la forma del pescado, o las condiciones del pozo; son simples y seguros. Estos bloques se encuentran en medidas estándar que colectivamente cubren todos los tamaños de las tuberías de perforación, como podemos observar en la tabla 2.1.

Pueden operar en el pozo con tubería o con cable según se requiera; se usa con tubería cuando es necesario aplicar peso, rotación y circulación.³⁵

Los bloques se usan para determinar la condición del pescado, artículos perdidos en el fondo, barrenas o cualquier protuberancia en el pozo la cual dejará una impresión en plomo que producirá una marca legible en el bloque de impresión.

El bloque es esencialmente de una pieza, compuesta de un cuerpo de acero en el cual se modela un bloque de plomo; ³⁵ como se muestra en la figura 2.1. El cuerpo tiene una conexión en un extremo para conectarlo a la tubería. El extremo interior tiene una serie de ranuras las cuales aseguran el plomo en su lugar. Se ha hecho una modificación en el diseño para trabajar el plomo con capas de hasta 1/2". El extremo inferior es suave y tiene un amplio espesor para trabajar bien en todo momento.

³⁵ Schlumberger. 2012. Fishing Tools and Service; 30

2.2.1.1.2 Operación del Bloque de Impresión

El bloque se usa usualmente con tubería de perforación, en operaciones de hueco abierto y en pozos entubados o donde hay cable u otras líneas disponibles.

Cuando se usa con tubería el bloque de impresión se instala en el extremo de la misma y se introduce en el pozo hasta justamente arriba de la profundidad del pescado.³⁶

Circular con suficiente fluido para remover todos los sedimentos arena y lodo de arriba del pescado para así asegurarse un buen grabado. Luego se baja lentamente hasta que tope con el pescado.

Al hacer contacto con el pescado, aplique de 5000 a 10000 libras de peso, dependiendo del tamaño del bloque y luego saque la tubería.

Cuando se use con cable, conecte el bloque a 2 o 4 uniones de tubería de producción o tubería de perforación dependiendo del tamaño, para lograr el peso apropiado. Introduzca la herramienta en el pozo y proceda como si se realizara con tubería.³⁶

Figura 2.1 Bloque de impresión



Fuente: Fishing tools and services; Schlumberger.

³⁶ National Oilwell Varco. 2010. Fishing Tool Dowhole; 12

Tabla 2.1 Especificaciones del bloque de impresión

Diámetro externo (in)	Diámetro interno (in)	Conexión superior	Diámetro del pescado (in)	Torque máximo (ft.lbf)	Tensión máxima (ft.lbf)
4	1 ½	2 ¼ Reg.	3 ¼	5 800	244 500
5	1 ½	2 ¼ Reg.	3 ¼	11 100	413 550
6	1 ¾	3 ½ Reg.	4 ¾	15 750	603 450
8 ½	2 ½	4 ½ Reg.	6 ¼	41 500	1 186 600
12 ¼	3	6 ¼ Reg.	8	96 000	2 077 200
17 ¼	3 ¼	7 ¼ Reg.	9 ½	159 400	3 008 200
22	3 ¼	7 ¼ Reg.	9 ½	159 400	3 008 200
26	3 ¼	7 ¼ Reg.	9 ½	159 400	3 008 200

Fuente: Fishing tools and services; Schlumberger.

Realizado por: Ginger Castro y Santiago Armas

2.2.2 HERRAMIENTAS DE PESCA DE AGARRE EXTERNO

Son herramientas que recuperan parcial o totalmente los objetos que obstruccionan la comunicación con el objetivo del pozo desde la superficie.

Son herramienta que tienen roscas en ambos extremos (pin – caja) para fijarse en la sarta de pesca.³⁴

A continuación se mencionan varios tipos de herramientas de agarre externo con su correspondiente función.

2.2.2.1 Overshot

Son una clase de herramientas usadas en la sarta de pesca con el objeto de enganchar o de agarrar el pescado por la parte externa del mismo para tratar de sacarlo fuera del pozo. La forma externa del pescado debería ser cilíndrica y no roscable.³⁷

³⁷ National Oilwell Varco. 2010. Fishing Tool Dowhole; 5-6

2.2.2.1.1 Descripción del Overshot

Es la herramienta de pesca más versátil y comúnmente usada en la industria. Está diseñado para la recuperación y liberación de varios tipos de pescados como: tubos, camisas, tubería de perforación, collares de perforación, uniones y juntas de herramientas que se han perdido o cortado fuera.

Con la instalación de piezas de tamaño inferior adecuado, puede ser adaptado para pescar herramientas de tamaños más pequeños.³⁷

2.2.2.1.2 Estructura del Overshot

Los overshots están compuestos en tres partes principales: un tope, un cuerpo y una guía.

Cada conjunto está diseñado para un diámetro máximo de captura utilizando canastas o espirales según corresponda.³⁷

2.2.2.1.2.1 Tope Superior

Está equipado con una conexión tipo caja especificada por el cliente para asegurar la correcta composición con el hilo de la rosca de las herramientas a utilizar.³⁷

2.2.2.1.2.2 Cuerpo

El componente principal para realizar el trabajo del pescador, se encuentra entre el tope superior y la guía. El diámetro interior cuenta con una sección roscada que se ajusta a las roscas exteriores de la espiral.

Este diseño permite que cualquier esfuerzo de expansión o compresión se distribuya uniformemente sobre toda la superficie de trabajo del cuerpo, la espiral, y la pesca.³⁷

2.2.2.1.2.3 Guía

El componente inferior del conjunto del pescador es la guía. Como su nombre lo indica, guía al cuerpo del overshoot en el mecanismo de sujeción interior. La guía también minimiza los posibles daños en el bloque de la entrada de un pez que supera el tamaño máximo de captura de la pesca.³⁷

2.2.2.1.2.4 Espiral

Tiene una forma de hélice de agarre en espiral, para que se ajuste al cuerpo del pescador. Los dientes del espiral están especialmente endurecidos lo que permite un agarre positivo con el pescado.³⁷

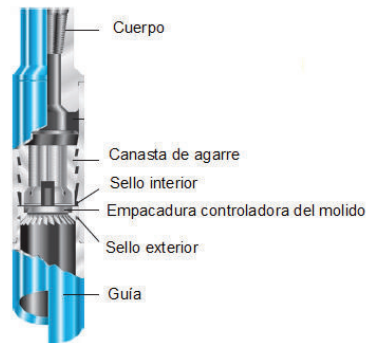
2.2.2.1.2.5 Canasta

La canasta es un cilindro con un ranurado expandible con el interior dentada para realizar la pesca. Su interior cónico se ajusta al interior del cuerpo, para satisfacer las necesidades de las diferentes operaciones de pesca, están disponibles dos tipos de canastas: estándar y con tope.

Cada canasta o espiral está diseñado para tomar al paquete por compresión y tensión de un tamaño específico de la tubería de revestimiento, tubería de perforación, collares de perforación, uniones y juntas de herramientas, u otras herramientas con buen diámetro exterior.³⁷

Como se muestra en la Figura 2.2 la forma de los overshoot.

Figura 2.2 Overshot



Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

Los overshot pueden ser:

2.2.2.1.3 Overshot Serie 150

Está diseñado para soportar fuertes tensiones tanto de tracción, torsión y sacudidas sin dañar o distorsionar la herramienta o el pescado.

Posee una robusta y sencilla construcción la misma que permite que exista circulación en la liberación de pescado³⁷, como se indica en la Tabla 2.2 las especificaciones.

Tabla 2. 2 Especificaciones de la serie 150.

Diámetro externo overshot (in)	Robustez	Máximo agarre del espiral (in)	Máximo agarre con la Canasta (in)
2 ¼	SH	2 ¼	1 ¾
3 ¼	XSH	2 ¼	2
3 ¾	SH	2 ½	2
3 ¾	FS	2 ½	2
3 ¾	XSH	2 ¾	2 ½
3 ⁵ / ₁₆	SH	3 ¹ / ₁₆	2 ⁹ / ₁₆
4 ¼	FS	3 ¼	2¾
4 ¾	SH	3 ½	2 ¾
4 ⁹ / ₁₆	SH	3 ²¹ / ₃₂	3¼
4 ¹¹ / ₁₆	SFS	3 ²¹ / ₃₂	3.220
4 ¾	SH	3 ¾	3 ⁷ / ₃₂
4 ¾	SH	4	3 ½
5 ¾	FS	4 ½	3¾
5 ¾	SH	5	4 ½
6 ¾	SH	5 ½	4 ¾
7 ¾	SH	6	5 ¾
7 ¾	SH	6 ½	5 ¾
8 ¾	SH	7	6 ¾
8 ¾	SH	7 ½	6 ¾
9 ¾	SFS	7 ½	6 ¾
9 ¾	FS	8	7 ¾
9 ¾	XSH	8 ¾	8
10 ¾	FS	9	8 ½
11 ¾	FS	9 ½	8 ¾
11 ¾	FS	10	9 ¾

Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

2.2.2.1.4 Overshot serie 70

Es una herramienta de pesca de captura externa diseñado para recuperar miembros tubulares del pozo cuando la parte superior del pescado es demasiado corta para ser tomado por un pescador estándar.³⁸

³⁸ National Oilwell Varco. 2010. Fishing Tool Dowhole; 15

Como podemos observar en la tabla 2.3 se encuentran las especificaciones.

Tabla 2.3. Especificaciones de la serie 70.

Diámetro externo overshot (in)	Robustez	Máximo agarre con la Canasta (in)
2 ⁵ / ₁₆	SH	1 ³ / ₈
3 ³ / ₈	SH	2 ¹ / ₂
3 ³ / ₄	SH	2 ³ / ₈
4 ¹ / ₂	SH	3 ¹ / ₁₆
4 ³ / ₈	FS	3 ¹ / ₁₆
4 ¹¹ / ₁₆	SH	3 ²¹ / ₃₂
4 ¹ / ₄	SH	3 ³ / ₄
5 ¹ / ₂	FS	3 ³ / ₄
5 ³ / ₈	FS	3 ²¹ / ₃₂
5 ³ / ₄	FS	4 ¹ / ₄
5 ⁵ / ₈	SH	4 ³ / ₄
6 ³ / ₈	FS	4 ³ / ₄
7 ³ / ₈	FS	6
8 ¹ / ₄	FS	6 ¹ / ₂

Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools
Elaborado por:Ginger Castro y Santiago Armas

FS (Resistencia Total) = Diseñado para soportar todo tracción, torsión y tensión de sacudida.

XFS (Resistencia Total Extra) = Diseñado para abuso extremo.

SFS (Resistencia Total Parcial) = Diseñado para las condiciones de pozos especiales y máxima resistencia.

SH (Pozo Delgado) = Diseñado para soportar solo fuertes tensiones de tracción.

XSH (Pozo Delgado Extra) = Diseñado solo para trabajos de recolección.

2.2.2.1.5 Overshot serie 10

Son las mejores herramientas disponibles para el acoplamiento y la recuperación de las varillas de bombeo, uniones, y los artículos similares de dentro sartas de tubería; en la Tabla 2.4 se encuentran algunas especificaciones.³⁹

Tabla 2.4 Especificaciones de la serie 10.

Diámetro externo overshot (in)	Robustez	Máximo agarre del espiral (in)	Máximo agarre con la Canasta (in)	Conexión superior estándar
1 ⁹ / ₁₆	FS	1 ³ / ₄	³ / ₄	³ / ₄ Rod.
1.43	SH	1 ¹ / ₄	1 ¹ / ₁₆	³ / ₄ Rod.
1 ²⁵ / ₃₂	SH	1 ¹ / ₂	1 ⁵ / ₁₆	³ / ₄ Rod.
1 ²⁹ / ₃₂	SH	1 ¹ / ₂	1 ⁵ / ₁₆	³ / ₄ Rod.
1 ²⁹ / ₃₂	SH	1 ³ / ₄	1 ⁷ / ₁₆	³ / ₄ Rod.
2 ⁵ / ₁₆	FS	1 ³ / ₄	1 ⁷ / ₁₆	³ / ₄ Rod.
2 ⁵ / ₁₆	SFS	1 ¹³ / ₁₆	1 ³ / ₄	³ / ₄ Rod.
2 ¹ / ₄	SH	1 ¹⁵ / ₁₆	1 ³ / ₄	³ / ₄ Rod.
2 ⁵ / ₁₆	SH	2	1 ¹³ / ₁₆	³ / ₄ Rod.
2 ³ / ₄	FS	2	1 ¹³ / ₁₆	³ / ₄ Rod.
2 ²⁷ / ₃₂	SH	2 ³ / ₄	2 ³ / ₁₆	³ / ₄ Rod.

Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

2.2.2.1.6 Overshot serie 20

Están diseñados para capturar las varillas de bombeo, acoplamientos y las partes expuestas de otros artículos que son demasiado cortos para ser extraídos por la serie 10 u otros overshots convencionales, como se indica en la Tabla 2.5 las especificaciones.⁴⁰

³⁹ National Oilwell Varco. 2010. Fishing Tool Dowhole; 13

⁴⁰ National Oilwell Varco. 2010. Fishing Tool Dowhole; 14

Tabla 2.5 Especificaciones de la serie 20.

Diámetro externo overshot (in)	Robustez	Máximo agarre con la Canasta (in)	Conexión superior estándar
1 ¼	SH	¾	¾ Ros.
1 ½	SH	1	¾ Ros.
1 ¾	SH	1 ¼	¾ Ros.
1 ¾	SH	1 ¾	¾ Ros.
1 29/32	SH	1 ½	¾ Ros.
2 5/16	SH	1 13/16	¾ Ros.
2 25/32	SH	2 ¼	¾ Ros.
2 ¾	FS	2 ¼	2 ¾ Tub.
3 ¾	SH	2 ¾	2 ¾ Tub.
3 ¼	FS	2 ½	2 ¾ Tub.

Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

2.2.2.2 Rotary Die Collars (Collares de Matriz Rotativa)

2.2.2.2.1 Descripción del Rotary Die Collar

Es una herramienta de agarre externo, cuyo interior tiene forma cónica de abajo hacia arriba y textura roscada en su interior que se utiliza en los casos de no conocerse con certeza el diámetro externo del pescado.⁴¹

2.2.2.2.2 Operación del Rotary Die Collar

Se debe aplicar peso y rotación para que las roscas cónicas del Die Collar encajen en la parte superior del pescado; detener la rotación y levantar el pescado del pozo.⁴¹

⁴¹ National Oilwell Varco. 2010. Fishing Tool Dowhole; 16

2.2.2.2.3 Tipos de Rotary Die Collar

Existen dos tipos de Die Collar: Tipo “A” y Tipo “B”.

Die Collar Tipo “A”, tiene un extremo liso en el final del diámetro grande y posee una guía integrada. También está disponible con el diseño con el corte en el extremo del mayor diámetro.

Die Collar Tipo “B”, tiene un extremo roscado en el final del extremo del diámetro grande, de modo que una guía opcional se puede utilizar dependiendo de las condiciones cambiantes del pozo. Las guías opcionales están equipadas con diseños lisos o con el corte en el extremo⁴¹, como se muestra en la Figura 2.3

Todos los Die collar están equipados con bordes endurecidos, diseñadas para enganchar incluso en el pescado más difícil. Los bordes estándar que existen son: llanos, diseño a prueba de agua, no estriado, si se requiere la circulación por debajo del punto atascado. Un borde opcional de tipo estriado está diseñado para eliminar los recortes mientras se encaja el pescado, algunas especificaciones podemos observar en la Tabla 2.6.

Figura 2.3 Tipos de Die Collar



Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

Tabla 2.6 Especificaciones del Die Collar

Diámetro roscado (in)	Conexión superior	Diámetro del pescado (in)	Diámetro superior (in)	Torque máximo (ft.lbf)	Tensión máxima (lbf)
1 ¼ - 2 ¾	2 ¾ Reg.	3 ¾	1 ½	5 800	244 500
1 ½ - 3 ¼	2 ¾ Reg.	3 ¾	1 ½	11 100	413 550
2 ½ - 4 ¾	3 ½ IF	4 ¾	2 ¼	19 000	777 000
3 ¾ - 5 ½	4 ½ IF	6 ½	2 ¹³ / ₁₆	56 650	1 499 900
4 ½ - 7	6 ¾ Reg.	8	3	96 000	2 077 200
5 ¾ - 8 ¼	7 ¾ Reg.	9 ½	3 ¼	159 400	3 008 200
7 - 9 ¾	7 ¾ Reg.	11	3 ¼	159 400	3 008 200

Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

2.2.3 HERRAMIENTAS DE PESCA DE AGARRE INTERNO

Son herramientas para recuperar objetos desde el fondo del pozo, y se utiliza cuando las dimensiones o restricciones del pescado no le permiten ser enganchados, ni en la rosca ni externamente.³⁴

Todas estas herramientas tienen en su parte superior una conexión que les permite enroscarse a la sarta de pesca.

Los tipos de herramientas con agarre interno son:

2.2.3.1 Rotary Tapertap

2.2.3.1.1 Descripción del Rotary Tapertap

Es una herramienta que permite extraer un pescado que está impedido de girar por medio de la rosca que posee en su parte inferior que impide que el pescado se suelte una vez enganchado. Se utiliza cuando el diámetro interno del pez no está definido.⁴²

⁴² Schlumberger. 2012. Fishing Tools and Service; 8

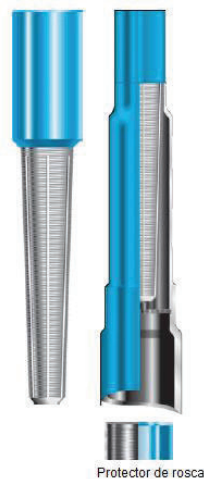
2.2.3.1.2 Operación del Tapertap

Introducir el tapertap en el pozo hasta la parte superior del pescado. Aplicar peso y rotar el tapertap hasta que las roscas cónicas encajen en el diámetro interno del pescado. Parar la rotación y jalar el pescado del pozo.⁴³

2.2.3.1.3 Tipos de Tapertap

Existen dos tipos de tapertap: un tipo simple o liso y una tipo falda. El tapertap tipo liso no posee una falda que recubre su hombro. El tapertap tipo falda posee un roscado en toda la falda y se usa cuando el tamaño del pozo es drásticamente diferente al tamaño del pescado; esto permite que el tapertap sea guiado al pescado más fácilmente en la operación de pesca⁴³, como se indica en la Figura 2.4

Figura 2.4 Tipos de Tapertap



Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

⁴³ National Oilwell Varco. 2010. Fishing Tool Dowhole; 17

Todos los tapertap tipo falda poseen un protector de rosca; esto permite que los hilos de las roscas no se dañen en la operación de pesca si se trabajara al tapertap como si fuera de un tipo simple.⁴³

Como podemos ver en la Tabla 2.7 las especificaciones del tapertap.

Tabla 2.7 Especificaciones del Tapertap

Diámetro roscado (in)	Conexión superior	Diámetro del pescado (in)	Diámetro superior (in)	Torque máximo (ft.lbf)	Tensión máxima (lbf)
$\frac{3}{4}$ - $3\frac{1}{16}$	2 $\frac{3}{8}$ Reg.	3 $\frac{1}{8}$	1 $\frac{1}{2}$	5 800	244 500
1 - 3 $\frac{1}{2}$	2 $\frac{3}{8}$ Reg.	3 $\frac{3}{4}$	1 $\frac{1}{2}$	11 100	413 550
1 $\frac{1}{2}$ - 4 $\frac{1}{2}$	3 $\frac{1}{2}$ IF	4 $\frac{3}{4}$	2 $\frac{1}{4}$	19 000	777 000
2 - 6 $\frac{1}{4}$	4 $\frac{1}{2}$ IF	6 $\frac{1}{2}$	2 $\frac{13}{16}$	56 650	1 499 900
2 $\frac{1}{4}$ - 7 $\frac{3}{4}$	6 $\frac{3}{8}$ Reg.	8	3	96 000	2 077 200
2 $\frac{1}{2}$ - 9 $\frac{1}{4}$	7 $\frac{3}{8}$ Reg.	9 $\frac{1}{2}$	3 $\frac{1}{4}$	159 400	3 008 200

Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

Realizado por: Ginger Castro y Santiago Armas

2.2.3.2 Releasing Spear (Arpón liberador)

2.2.3.2.1 Descripción del Releasing Spear

El arpón liberador se utiliza cuando existe un severo problema de las condiciones externas del pescado, proporcionando un medio confiable, de bajo costo y simple para acoplarse a un pescado internamente. El arpón liberador tiene una ventaja, que puede ser utilizado mediante wireline.⁴⁴

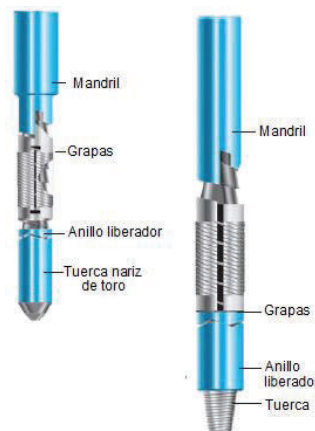
2.2.3.2.2 Estructura del Releasing Spear

El arpón liberador consiste de un mandril, conjunto de grapas, un anillo de liberación y una tuerca (nuez)⁴⁵; como se muestra en la figura 2.5.

⁴⁴ Schlumberger. 2012. Fishing Tools and Service; 6

⁴⁵ National Oilwell Varco. 2010. Fishing Tool Dowhole; 18

Figura 2.5 Releasing Spear



Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

El mandril puede ser de tipo ras, o de tipo hombro. La tuerca puede ser una guía redondeada lisa o puede tener un pin para la fijación de otras herramientas a continuación del arpón⁴⁵.

2.2.3.2.3 Opciones de tuerca

Tuerca tipo molino (fresado), tuerca tipo oblicuo y tuerca tipo sustituto, una empaadura del arpón, un tope sustituto y un anillo de tope.

La tuerca molino es usada para remover rebabas, para permitir la entrada del arpón en el pescado en el agujero.⁴⁵

La tuerca sustituta es usada para conectar y correr herramientas bajo el arpón tales como cortadores; como se muestra en la Figura 2.6

Figura 2.6 Tipos de tuercas para el Releasing Spear



Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

2.2.3.2.4 Armado del Releasing Spear

Atornille el conjunto de grapas en la parte inferior del mandril girando a la izquierda. Deslice el anillo de liberación por debajo de la sección helicoidal del mandril y colocar la tuerca en el mandril.

Atornille el conjunto de grapas con el anillo de liberación. En esta posición, las grapas se comprimirán hacia el interior del mandril, sin interferir cuando la herramienta empiece a trabajar.⁴⁵

2.2.3.2.5 Operación del Releasing Spear.

Cuando el arpón haya llegado hasta el punto para el enganche con el pescado, rotar el mandril una vuelta completa a la izquierda, este giro coloca al conjunto de grapas en posición de agarre y con un jalón directo podrá enganchar positivamente el pescado.

Golpe hacia abajo hasta romper la estática o congelamiento, rotar dos o tres giros hacia la derecha, esto permite que el mandril obligue a la grapa a chocar con el anillo de liberación generando que el arpón se quede en posición de liberación, la liberación se produce con un jalón directo hacia arriba; sin embargo es recomendable que se gire lentamente a la derecha al arpón mientras se levanta la sarta de pesca⁴⁵. En la Tabla 2.8 se encuentra las especificaciones del releasing spear.

Tabla 2.8 Especificaciones del Releasing Spear

Diámetro externo nominal de agarre (in)	Diámetro externo del spear (in)	Diámetro interno del spear (in)
1.313	$\frac{7}{8}$	
1.660	$1 \frac{1}{8}$	
1.900	$1 \frac{1}{8}$	
$2 \frac{1}{8}$	$1 \frac{1}{8}$	$\frac{3}{8}$
$2 \frac{1}{8}$	$2 \frac{5}{16}$	$\frac{3}{8}$
$3 \frac{1}{8}$	$2 \frac{13}{16}$	$\frac{1}{2}$
4	$3 \frac{1}{4}$	$\frac{3}{4}$
$4 \frac{1}{2}$	$3 \frac{3}{8}$	$\frac{3}{4}$
5	$4 \frac{1}{32}$	$\frac{3}{8}$
6	5	1
7	$5 \frac{3}{4}$	2
$8 \frac{3}{8}$	$7 \frac{1}{4}$	$2 \frac{3}{4}$
$9 \frac{3}{8}$	$8 \frac{1}{4}$	$2 \frac{3}{4}$

Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

2.2.3.3 Full Circle Releasing Spear (Círculo Completo del Arpón Liberador)

Este arpón liberador ofrece muchas ventajas excepcionales para todos los trabajos de pesca, cuando se va a encajar internamente al pescado. Este arpón posee una rosca a la izquierda, permitiendo su liberación con el pescado al generar rotación a la derecha de la herramienta.⁴⁶

Estas herramientas son versátiles ya que existe un tamaño para cada una de las tuberías: de revestimiento y de producción; como se puede observar en la Tabla 2. 9.

⁴⁶ National Oilwell Varco. 2010. Fishing Tool Dowhole; 20

Tabla 2.9 Especificaciones del Full Circle Releasing Spear

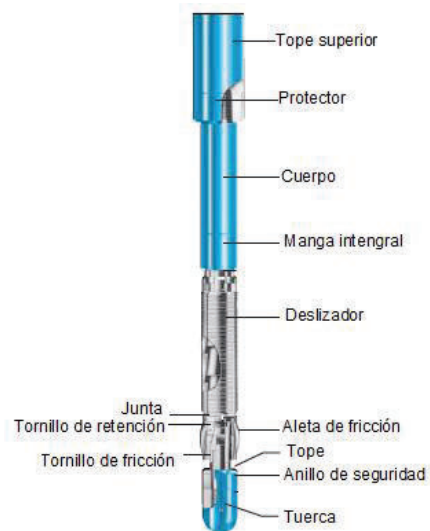
Diámetro nominal (in)	Rango recomendado de agarre	Diámetro externo de las grapas retraídas (in)	Área de las grapas enganchadas (in ²)
2 ½	2 ½	1 ¹¹ / ₁₆	55
2 ¾	2 ¾	1 ²⁹ / ₃₂	59
3	3	2	74
3 ¼	3 ¼	2 ⁵ / ₁₆	87
3 ½	3 ½	2 ⁷ / ₁₆	95
3 ¾	3 ¾	2 ¹³ / ₁₆	115
4	4	3 ³ / ₃₂	126
4 ¼	4 ¼	3 ⁵ / ₁₆	135
4 ½	4 ½	3 ¹⁵ / ₃₂	178
5	5	4	217
5 ½	5 ½ - 5 ⁹ / ₁₆	4 ½	265
6	6	5 ½	315
6 ¾	6 ¾	5 ½	350
7	7	5 ¾	365
7 ¼	7 ¼	6 ⁷ / ₁₆	430
8 ¾	8 ¾ - 9	7 ¼	485
9 ¾	9 ¾ - 10	8 ³ / ₁₆	580
10 ¾	10 ¾	9 ½	690
11 ¾	11 ¾ - 12	10 ⁹ / ₁₆	785
13 ¾	13 ¾	12	890

Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

Poseen accesorios complementarios como tuercas tipo fresados (molido), tuercas tipo oblicuas, tuercas sustitutas; anillo de liberación y guías⁴⁶; como se encuentra en la Figura 2. 7.

Figura 2.7 Full Circle Releasing Spear



Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

En los taladros estas herramientas ayudan a tener un amplio flujo de fluidos para remover los recortes y permitir una fuerza de elevación hacia el pescador.

2.2.3.4 Packer Retrievers (Recuperador de Empacaduras)

2.2.3.4.1 Descripción del Packer Retrievers

Este recuperador de empaques es una herramienta de pesca de agarre interior, diseñada especialmente para la recuperación de empaaduras de producción de tipo no perforable.⁴⁷

2.2.3.4.2 Componentes del Packer Retrievers

La herramienta consiste de un recuperador, una extensión, un zapata molino, un tubo lavador y un buje cruzado.

⁴⁷ National Oilwell Varco. 2010. Fishing Tool Dowhole; 21

Las partes esenciales del recuperador de empaques son un mandril, un tope superior, una camisa, un cuerpo liberador; los accesorios son: la extensión, zapata molino, buje y tubo lavador.⁴⁷

Hay disponible dos tipos de zapata molino, una larga de una sola pieza con tubo lavador integral o una zapata corta y un tubo lavador separado. Las extensiones permiten que el recuperador pueda ser bajado completamente a través del empaque durante las operaciones de molido⁴⁷; como se observa en la Figura 2.8.

Figura 2.8 Packer Retrievers



Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

2.2.3.4.3 Operación del Packer Retrievers

Ensamblar la herramienta y bajar hasta que el recuperador de empaques se encuentre en el empaque y la zapata molino haga contacto con las cuñas; se debe rotar a la derecha para que las cuñas sean molidas y de esta manera la empacadura pueda ser enganchada por el recuperador de empaques.⁴⁷

Durante la operación de molido se puede mantener la circulación completa a través de la herramienta. Una vez terminada la operación de molido, el empaque será removido levantando la sarta de trabajo, en la Tabla 2.10 están algunas especificaciones del recuperador de empacaduras.

Tabla 2.10 Especificaciones del Recuperador de empacaduras.

Diámetro interno packer (in)	Diámetro externo (in)	Diámetro interno (in)	Diámetro de enganche (in)
1.968	1 ¹³ / ₁₆	¼	2
2.380	2 ¼	⅜	2.55
2.688	2 ⁹ / ₁₆	½	3.2
3.250	3 ⅜	⅝	4
4.125	3 ¾	¾	5

Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

2.2.3.5 Safety Joints (Juntas de Seguridad)

2.2.3.5.1 Descripción de la Safety Joint

Esta herramienta permite que la sarta de tubería pueda liberarse rápidamente en procesos de perforación, pruebas o en la pesca cuando existe un problema de pega de tubería, quedándose una mínima cantidad de tubería en el pozo.

La herramienta tiene un diseño de rosca gruesa y resistente para que no se afloje durante la operación. Una vez acoplada la herramienta, es resistente a vibraciones, cargas pesadas y a las fuerzas de torsión a la izquierda o a la derecha.⁴⁸

⁴⁸ National Oilwell Varco. 2010. Fishing Tool Dowhole; 23

Estas juntas se instalan espaciadas a intervalos en una sarta de perforación, de pesca o de producción. Si la sarta se pega o se estanca, puede desconectarse cuando el operador lo desee en un punto libre.

2.2.3.5.2 Operación de la Safety Joint

Para liberar la junta de seguridad en el pozo, aplique una torsión izquierda y golpe hacia abajo repentinamente. Manteniendo la torsión, levante la sarta de la tubería lentamente. La sección de la rosca superior saltará afuera de la sección caja y el anillo quedará con la sección superior⁴⁸, como se muestra en la Figura 2.9.

Figura 2.9 Safety Joint



Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

Para re-ensamblar la junta, simplemente sobreponga la sección superior en la caja y aplique torsión a la derecha.

En la Tabla 2.11 se encuentran las especificaciones del safety joint.

Tabla 2.11 Especificaciones del Safety Joint

Tamaño (in)	Tipo de conexión	Diámetro externo de la junta (in)	Diámetro interno de la junta (in)
2 ½	API IF	3 ¼	1 ¾
2 ¾	API Reg.	3 ¾	1 ¾
2 ¾	Hyd. IF	3 ¾	2 ½
2 ¾	Int. Flush	4 ¾	2 ½
3 ½	API Reg.	4 ¼	1 ½
3 ½	Hyd. IF	4 ½	2 ⁹ / ₁₆
3 ½	API FH	4 ¾	2 ⁷ / ₁₆
3 ½	API IF	4 ¾	2 ¹¹ / ₁₆
4	API FH	5 ¼	2 ¹³ / ₁₆
4	Int. Flush	5 ¾	3 ¼
4 ½	API Reg.	5 ½	2 ¾
4 ½	API FH	5 ¾	3
4 ½	X-hole	6	3 ¼
5 ⁹ / ₁₆	API Reg.	6 ¾	2 ¾
5 ⁹ / ₁₆	API FH	7	4
5 ⁹ / ₁₆	API IF	7 ¾	4 ¹³ / ₁₆
6 ¾	API Reg.	7 ¾	3 ½
6 ¾	API FH	8	5
6 ¾	API IF	8 ½	5 ²⁹ / ₃₂
7 ¾	API Reg.	9	4
8 ¾	API Reg.	10	4 ¾

Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas.

2.2.3.6 Martillos

2.2.3.6.1 Descripción del Martillo

Es un equipo tubular con un dispositivo interno que permite el movimiento vertical de la sección superior sin movimiento de la parte inferior. Utiliza una secuencia de recorrido vertical restringido y libre para obtener una fuerza de impacto en el fondo del pozo. Una parte inicial de la carrera está restringida por la tolerancia interna de esa sección. El recorrido se mantiene hasta que la sarta de trabajo

pueda ser colocada bajo condiciones de alta tensión vertical o “engatillado”. La parte libre o no restringida se provee para permitir la liberación instantánea de la porción de tensión en la sarta de trabajo. La liberación de la tensión se usa para acelerar la sarta de trabajo y efectuar el golpe de impacto a la profundidad de “martillo”.⁴⁹

Consta de un mandril con un anillo de acero que se desliza lentamente por dentro de un cilindro y se engatilla en la ranura ubicada en la parte interna del cilindro. El anillo consta de pequeños orificios para facilitar la circulación del fluido lubricante a través de él

Estos pueden ser:

2.2.3.6.2 Martillo Hidráulico

Cuando el estiramiento o engatillado es producido por un fluido incompresible se dice que el martillo es hidráulico.⁵⁰

2.2.3.6.3 Martillo Mecánico

Cuando el estiramiento o engatillado es producido por un resorte se dice que el martillo es mecánico.⁴⁹

2.2.3.6.4 Acelerador

Es un tubo que se enrosca al martillo con el objetivo de intensificar su fuerza de impacto. Es una herramienta capaz de acumular energía de tensión y dirigir esa energía para incrementar el golpe de impacto a niveles más altos, cuando el martillo se dispara.⁵⁰

⁴⁹ National Oilwell Varco. 2010. Fishing Tool Dowhole; 30

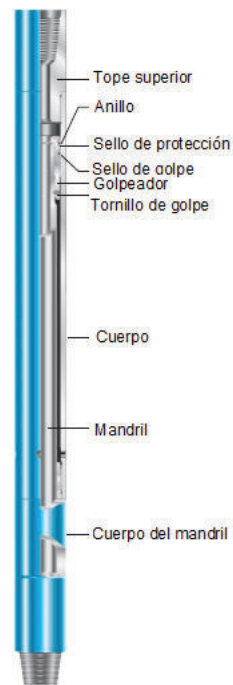
⁵⁰ Schlumberger. 2012. Fishing Tools and Service; 17

2.2.3.6.5 Bumper Sub

Esta herramienta es simple pero resistente. Está compuesta por cinco partes principales y un conjunto de doble sello. La forma hexagonal del mandril proporciona una capacidad de torque continua.

La carrera estándar es de 20 pulgadas para esta herramienta sea óptima en la mayoría de los caso⁵¹, como se muestra en la Figura 2.10.

Figura 2.10 Bumper Sub



Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

La circulación completa se puede mantener a través de los orificios de las herramientas en todo momento.

⁵¹ National Oilwell Varco. 2010. Fishing Tool Dowhole; 24

La herramienta se adapta para todas las operaciones de pesca. Va a chocar, sacudir, o ayudar a desacoplar un pescado después de la recuperación.

Son fáciles de operar y disponen en todos los tamaños, como se muestra en la Tabla 2.12., para que pueda ser usada con cualquier tamaño de pescado, o tubería en la que se vaya a bajar.

Tabla 2.12 Especificaciones del Bumper Sub

Tipo de conexión / diámetro nominal (in)	Diámetro externo (in)	Diámetro interno (in)	Stroke (in)	Tensión máxima (lbs)
2 ½ API Reg.	3 ⁵ / ₃₂	1	20	409 200
2 ¾ API IF	3 ¾	1 ½	20	282 000
3 ½ API Reg.	4 ¼	1 ½	20	470 400
2 ¾ API IF	4 ¼	1 ½	20	399 450
3 ½ API IF	4 ¾	2	20	647 000
4 ½ API Reg.	5 ½	2	20	691 650
4 ½ API IF	6 ¼	2 ¼	20	1 030 000
4 ½ API IF	6 ¼	2 ¼	20	1 030 000
5 ⁹ / ₁₆ API Reg.	6 ¾	2 ¾	20	882 000
5 ½ API FH	7	2 ¾	20	882 000
6 ¾ API Reg.	7 ¾	3 ½	30	1 060 000
6 ¾ API FH	8	5	48	1 045 000

Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

2.2.4 HERRAMIENTAS DE MOLIDO (FRESADO)

Estas herramientas poseen partículas de carbono de tungsteno y están diseñados para moler a los pescados atrapados, que no pueden ser recuperados por los métodos convencionales de pesca.³⁴ Las altas tasas de penetración, generan un menor número de viajes.

Estas herramientas son altamente resistentes a las cargas de impacto y sus aletas caracterizan el máximo de vida útil.

Las herramientas deben proporcionar: un máximo de aletas para moler dependiendo el material a moler; un máximo de sustituciones de las aletas dependiendo el desgaste y la circulación máxima para eliminar los recortes.⁵²

Son adecuados para moler tubería de perforación, uniones de seguridad y zapatos, como se muestra en la Figura 2.11.

Figura 2.11 Herramientas Moledoras



Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

2.2.5 HERRAMIENTAS DE CORTE

2.2.5.1 Cortadores Internos

Son herramientas sencillas y eficaces para el corte de la tubería de revestimiento o de la tubería de perforación.⁵³ Están disponibles en tamaños para el corte de tubería de revestimiento, como se muestra en la Tabla 2.13.

⁵² National Oilwell Varco. 2010. Fishing Tool Dowhole; 39

⁵³ National Oilwell Varco. 2010. Fishing Tool Dowhole; 44

Tabla 2.13 Especificaciones de los Cortadores Internos

Diámetro interno de la tubería a cortar (in)	Diámetro externo del cortador (in)
1.9 Tub.	1 ½
2 ¾	1 ¹³ / ₁₈
2 ¾	2 ¼
3 ½	2 ¾
4 ½	3 ¾
5	4
6	5
7	5 ¹¹ / ₁₆
8 ¾ – 9	7 ¼
9 ¾	8 ¼
11 ¾	9 ¾
13 – 13 ¾	11 ¾
16	14 ½
20	18 ¾

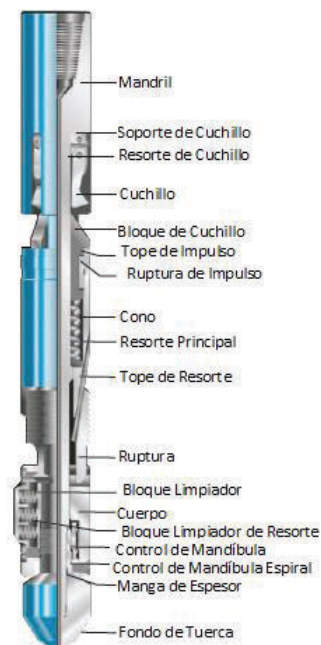
Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

Pueden correrse sobre varillas de bombeo, tuberías de perforación, dependiendo del diámetro de la tubería a cortar.⁵³

Una característica importante es el "fondo automático." Este dispositivo permite al operador fijar la cuchilla en cualquier profundidad deseada, para liberar la herramienta y para reiniciar a otra profundidad, todo sin salir del pozo; como se muestra en la Figura 2.12

Figura 2.12 Cortadores Internos



Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

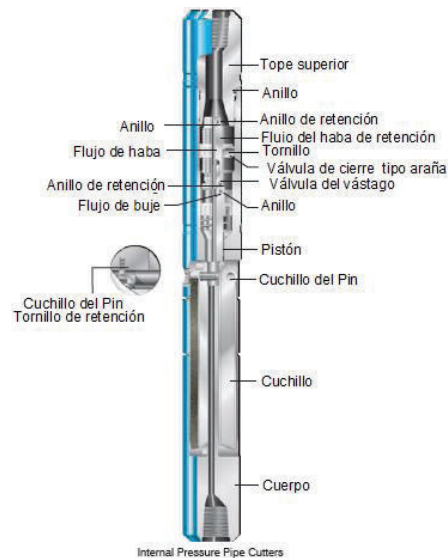
2.2.5.2 Cortadores Internos a Presión

2.2.5.2.1 Descripción de los Cortadores Internos a Presión

Esta herramienta tiene un simple actuador hidráulico para cortar tubería, formado por un cuerpo con múltiples navajas y pines de cuchillas; accionadas por un pistón y un sistema de válvulas de alivio de presión⁵⁴; como se muestra en la Figura 2.13.

⁵⁴ National Oilwell Varco. 2010. Fishing Tool Dowhole; 45

Figura 2.13 Cortador Interno a Presión



Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

2.2.5.2.2 Operación de los Cortadores Internos a Presión

El cortador está acoplado a la tubería de perforación. Las cuchillas están cableadas para retenerlos en la ranura y ser bajados a la profundidad deseada.

La rotación empieza usualmente con 30 a 50 rpm; la bomba es activada usualmente con 900 psi⁵⁴.

Esta herramienta se mantiene en la misma posición durante el corte, y el pistón fuerza a las cuchillas a través de la tubería. Cuando las cuchillas alcanzan un diámetro establecido; el pistón se separa de la válvula del vástago y proporcionará un mayor flujo de lodo a través de la herramienta, causando una disminución marcada en la presión de la bomba; indicando que las cuchillas han cortado la tubería.⁵⁴

La presión de la bomba es un indicador para que las cuchillas alcancen el diámetro deseado. En la Tabla 2.14 podemos observar las dimensiones que podemos encontrar para los cortadores internos a presión.

Tabla 2.14 Especificaciones de los Cortadores Internos a Presión

Diámetro interno de la tubería a cortar (in)	Diámetro externo del cortador (in)
4 ½ - 6 ½	3 ¾
4 ¾ - 7 ¾	4 ¼
6 ¾ - 7 ¾	5 ⁹ / ₁₆
8 ¾ - 11 ¾	7 ¾
9 ¾ - 36	8 ¼
10 ¾ - 36	9 ½
13 ¾ - 36	11 ¾

Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

2.2.5.3 Cortadores Externos

2.2.5.3.1 Descripción de los Cortadores Externos

Es una herramienta mecánica, estos cortadores son seguros para operar y puede mantenerse la circulación y rotación en cualquier tiempo después de que la herramienta ha entrado sobre el pescado.⁵⁵

Está disponible en medidas para cortar cualquier tamaño de tubería de perforación o producción, como se muestra en la Tabla 2.15

⁵⁵ National Oilwell Varco. 2010. Fishing Tool Dowhole; 46

Tabla 2.15 Especificaciones de los Cortadores Externos

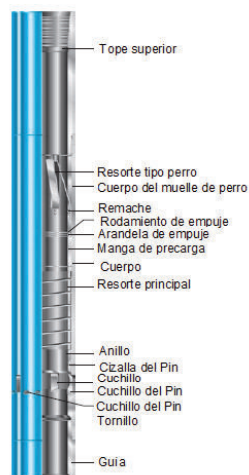
Diámetro interno de la tubería (in)	Diámetro externo del cortador (in)	Diámetro interno del cortador (in)
2 ⁷ / ₁₆	2 ⁵ / ₁₆	1 ³ / ₈
4 ¹ / ₈	3 ³ / ₈	3 ³ / ₈
4 ³ / ₄	4 ½	3 ¼
4 ¹⁵ / ₁₆	4 ¹¹ / ₁₆	3 ³ / ₈
5 ³ / ₈	5 ³ / ₈	4 ³ / ₈
6 ¹ / ₈	5 ³ / ₈	4 ³ / ₈
6 ¼	6 ¹ / ₁₆	4 ³ / ₈
8 ¼	7 ³ / ₈	6 ³ / ₈
8 ³ / ₈	8 ¹ / ₈	6 ³ / ₈

Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

Consiste de un cuerpo, sustituto superior, ensamble de brazo de palanca con cuchillas, resortes neutralizadores, pernos cortables, anillos retenedores, pista de balas y anillos de pista; un ensamble de retén de resorte o retén de cuello de botella⁵⁵, como se observa en la Figura 2.14.

Figura 2.14 Cortadores Externos



Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

2.2.5.3.2 Operación de los Cortadores Externos

El retén de resorte se usa cuando el pescado tiene acoples de hombro; el retén de cuello de botella, cuando el pescado tiene conexiones externas.

Ensamble el cortador con la medida y tipo apropiado de retén. Coloque el cortador arriba de la tubería lavadora y córralo en el pozo sobre el pescado, hasta alcanzar la profundidad de corte⁵⁵.

Mantenga una tensión en la sarta de corte aproximadamente 2000 a 4000 libras.

Efectúe el corte girando lentamente hacia la derecha; la pérdida de rotación indicará cuando el corte esté terminado. Saque la sarta de corte del pozo junto con la sección cortada, teniendo cuidado de no sacudir la sarta en el proceso.

2.2.5.4 Cortadores Externos Hidráulicos

2.2.5.4.1 Descripción de los Cortadores Externos Hidráulicos

Son herramientas que poseen un accionamiento hidráulico y mecánico para cortar la tubería de perforación. Los cortadores brindan rapidez, eficiencia y corte liso y son capaces de cortar y recuperar sargas de tubería de perforación. Las cuchillas de corte son alimentados exclusivamente por la presión de la bomba, dando control sensible al operador.⁵⁶

Tiene una estructura simple, pero resistente, se componen de un tope superior, cuerpo, guía, un juego de cuchillos, y un conjunto de pistón segmentado; como se observa en la Figura 2.15.

⁵⁶ National Oilwell Varco. 2010. Fishing Tool Dowhole; 43

Figura 2.15 Cortadores Externos Hidráulicos



Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

Dos pasadores de seguridad permiten mantener el pistón en posición en una "corrida" hasta que se abra camino para comenzar el corte. El conjunto de pistón se compone de un anillo de goma, un conjunto de engranajes y segmentos de pistón cónicos. Los segmentos se mantienen en una posición contraída por un anillo de goma resistente que se extiende alrededor del extremo de los segmentos en una ranura adecuada. Cada segmento de pistón tiene un paso de fluido que está diseñado para pasar simultáneamente fluido para el lavado, refrigeración, y la restricción del flujo de fluido para una amplia fuerza de bombeo en las cuchillas para efectuar el corte.⁵⁶

2.2.5.4.2 Operación de los Cortadores Externos Hidráulicos

Para operar, ensamblar el cortador utilizando el tamaño y el tipo adecuado del conjunto de émbolos. Corra el cortador en el pozo a la profundidad de corte. Cuando se alcanza la profundidad de corte, abra las válvulas de llenado del tanque y de tubería vertical solo lo suficiente como para abrir camino a los pasadores de seguridad. Comience con rotación lenta de 15 a 25 rpm.⁵⁶ Cierre

lentamente la válvula de derivación de nuevo para bombear fluido hacia debajo de la sarta de trabajo. Esto comenzará la alimentación de los cuchillos para iniciar el corte. La cantidad de presión y galones por minuto requerido depende del tamaño de corte y el conjunto del pistón que se utiliza. Tenga mucho cuidado para evitar surgimiento de presión de la bomba cuando se inicia un corte. EL surgimiento de presión causa la contracción y expansión de la longitud de sarta para mover el cortador de arriba y abajo. Este movimiento evita que los cuchillos permanezcan en una misma posición cuando se inicia un corte. Una acción brusca seguida por la disminución de la rotación señalará el final del corte. Traiga la sección de corte y despójelo de la tubería de perforación. En la Tabla 2.16 podemos observar los diámetros en los que podemos encontrar los cortadores externos hidráulicos.

Tabla 2.16 Especificaciones de los Cortadores Hidráulicos

Tamaño del tubo a cortar – diámetro externo (in)	Diámetro interno del cortador (in)	Diámetro externo del cortador (in)	Presión de operación (psi)	Rata de operación (gpm)
1.050 – 1.315	1 ²⁵ / ₃₂	2 ⁵ / ₆	--	--
1.900 – 2 ¹ / ₁₆	2 ³ / ₄	3 ³ / ₄	20 – 40	120 – 200
1.900 – 2 ³ / ₄	3 ³ / ₄	4 ⁷ / ₁₆	10 – 25	125 – 145
1.900 – 2 ³ / ₄	3 ¹³ / ₁₆	4 ⁹ / ₁₆	10 – 30	125 – 200
1.315 – 2 ³ / ₁₆	3 ³ / ₁₆	4 ¹ / ₁₆	20 – 45	119 – 208
1.900 – 3 ¹ / ₂	3 ³ / ₄	4 ¹ / ₁₆	10 – 25	125 – 128
2 ¹ / ₁₆ - 4	4 ⁵ / ₆	5 ³ / ₄	15 – 55	210 – 232
2 ³ / ₄ - 5	4 ³ / ₄	6 ¹ / ₁₆	15 – 40	135 – 200
3 ¹ / ₂ - 4 ¹ / ₂	6 ¹ / ₂	8	10 – 20	142 – 182

Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

2.2.6 HERRAMIENTAS DE EXTRACCIÓN DE RECORTES.

2.2.6.1 Canastas de Pesca

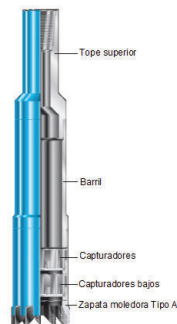
2.2.6.1.1 Descripción de la Canasta

La cesta es una herramienta sin complicaciones pero digna de entera confianza para rescatar toda clase de fierros sueltos, tal es su sencillez de diseño, construcción, funcionamiento y mantenimiento, que cualquier cuadrilla perforadora puede usarla con éxito. Están formados por pesca fierros de liberación giratoria, insertos de imán y accesorios de zapatas; la cesta es un equipo indispensable en la perforación rotatoria.⁵⁷

Se usa para rescatar toda clase de fierros que se hayan acumulado en el fondo de un pozo e impiden el avance de la perforación. Puede tratarse de casos de barrenas, cojinetes, cuñas rotas, trozos de cables de alambre, astillas y escombros de tubería de perforación pérdidas, ripios del fresado, etc. También sirve para tomar núcleos.

Se compone básicamente de un cilindro, un tope superior, un pesca fierros superior, un pesca fierros inferior y una zapata; como se muestra en la Figura 2.16.

Figura 2.16 Canasta de Pesca



Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

⁵⁷ Schlumberger. 2012. Fishing Tools and Service; 33

Los accesorios son insertos de imán, zapatas fresadoras y zapatas de dedos. Los dos pesca fierros están hechos sin remaches, por lo que son fáciles de reacondicionar en el sitio de uso. Los dedos de los pesca fierros son fundidos de bronce al manganeso luego son fuertes y durables, los dedos del pesca fierros superior se extienden solo la mitad del trayecto al centro y sirven para quebrar el núcleo cuando se atiranta la sarta de tubería. El pesca fierro inferior tiene, alternos, dedos largos y cortos que se extiende casi hasta el centro para formar una canasta tupida que retiene el núcleo o pequeños tubos caídos.⁵⁸ Como ambos pesca fierros giran libremente dentro de la zapata, los dedos no se rompen.

Revise que las piezas se encuentren en buen estado, realizar el armado y escoja el tipo de zapata apropiada.

2.2.6.1.2 Operación de la Canasta

Conecte la cesta a la tubería y bájela por el pozo. Casi al llegar al fondo, empieza la circulación a presión reducida; comience la rotación y lentamente baje hasta que entre la cesta en contacto con el pescado. Siga la rotación mientras aumenta el peso, para que la zapata penetre en la formación y haga entrar al pescado enteramente en el cilindro, y se corta un núcleo corto.⁵⁸

Cortado ya el núcleo, suspenda la rotación, la circulación, afloje la torsión de la sarta y luego dele un tirón para romper el núcleo.

Una vez roto el núcleo, se puede sacar del pozo la sarta con la cesta; en la Tabla 2.17 se encuentran las especificaciones de las canastas.

⁵⁸ National Oilwell Varco. 2010. Fishing Tool Dowhole; 34

Tabla 2.17 Especificaciones de la Canasta

Tamaño del hueco (in)	Diámetro externo de la canasta (in)	Diámetro externo del zapato (in)	Diámetro máximo del pescado (in)
3 ¾ - 4 ¼	3 ¾	3 ¾	2 ²³ / ₃₂
4 ¼ - 4 ½	3 ¾	4 ¹ / ₁₆	2 ³¹ / ₃₂
4 ¾ - 5	3 ¾	4 ½	3 ¾
5 ¼ - 5 ½	4 ¼	4 ¾	3 ²³ / ₃₂
5 ¾ - 6	4 ¾	5 ¾	4 ¹ / ₁₆
6 ¼ - 6 ½	5 ¼	5 ¾	4 ½
6 ¾ - 7	5 ¾	6 ¼	4 ¹³ / ₁₆
7 ¼ - 8	6 ½	7 ¾	5 ⁷ / ₁₆
8 ¼ - 9	7 ½	8 ¾	6 ³ / ₁₆
9 ¼ - 10 ¼	8 ¾	9 ¾	7 ³ / ₁₆
10 ¼ - 11 ¼	9 ¾	10 ¾	8 ¹ / ₁₆
11 ¾ - 12 ½	10 ¾	11 ¼	9 ¹ / ₁₆
12 ¾ - 15	11 ¾	12 ¼	10 ¹ / ₁₆

Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

2.2.6.1.3 Accesorios

Existen algunos accesorios para la canasta como podemos ver en la Figura 2.17.

Figura 2.17 Accesorios de la Canasta



Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

2.2.6.1.3.1 Zapata Fresadora

La zapata fresadora tipo “B” tiene un extremo de carburo de tungsteno que ayuda a fresar todo tipo de fierro de una manera más rápida.⁵⁹

La zapata fresadora tipo “C” es una zapata de fondo plana, con material duro en la cara exterior e interior del fondo, que sirve especialmente para cortar núcleos.⁵⁹

2.2.6.1.3.2 Zapata de Dedos

Cuando el pescado yace suelto en el fondo del pozo, o cuando es muy grande para pasar por los pesca fierros, se puede instalar una zapata de dedos en el extremo inferior del cilindro, en lugar de la zapata fresadora. Cuando la cesta pesca fierros engancha el pescado, la combinación de rotación y bajada de tubería, hace que los largos dedos se cierren por debajo del pescado y lo retengan en el cilindro. Fácilmente y a bajo costo se remplazan los dedos en el cuerpo de la zapata.⁵⁹

2.2.6.1.3.3 Inserto de Imán

El inserto de imán ha sido trabajado a máquina para que ajuste en el rebajo que ordinariamente que ocupan los dos pesca fierros. El inserto de imán se usa especialmente en formaciones duras de perforar, y para limpiar bien el pozo antes de perforar con barrenas de diamantes.⁵⁹

2.2.6.2 Imanes de Pesca

Los imanes de pesca son usados para extraer todo tipo de objetos pequeños que tienen atracción magnética desde el fondo del pozo; como objetos no perforables, partes de conos, pernos y cortes molidos que puedan ser recuperados por medio de atracción magnética⁶⁰, como se muestra en la Figura 2.18.

⁵⁹ National Oilwell Varco. 2010. Fishing Tool Dowhole; 35

⁶⁰ Schlumberger. 2012. Fishing Tools and Service; 29

Figura 2.18 Imán



Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

En un solo viaje, el imán de pesca limpiará completamente el pozo de estos elementos no deseados perjudiciales, asegurando el buen desempeño y la salvaguardia del pozo.⁶¹

Pueden ser corridos con cable o con tubería. Las operaciones con cable tienen ventajas en tiempo y dinero. Las operaciones con tubería la gran ventaja de utilizar los hoyos del imán para circular y eliminar los cortes sobre el pescado para que este se afloje⁶¹. En la Tabla 2.18 podemos ver algunas especificaciones de los imanes.

Existe un adaptador de cable que se encuentra entre la cabeza del imán y el cable, y también se pueden usar guías las mismas que se debe especificar para el ensamble, como se muestra en la Figura 2.19

⁶¹ National Oilwell Varco. 2010. Fishing Tool Dowhole; 38

Figura 2.19 Accesorios del Imán



Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing

Tabla 2.18 Especificaciones de los Imanes

Diámetro del hueco (in)	Diámetro externo del imán (in)	Tipo de conexión	Tensión (lbf)
1 ¼ - 2	1	¾ 11-NC	5 - 7
1 ¾ - 2 ½	1 ¼	¾ SR	8 - 10
2 - 2 ¾	1 ½	¾ SR	11 - 14
2 ¾ - 3 ¼	1 ¾	¾ SR	15 - 20
2 ¾ - 3 ¾	2 ¼	¾ SR	25 - 50
3 - 3 ¾	2 ½	¾ SR	50 - 85
3 ¾ - 4 ¼	3	2 ¾ Tbg	85 - 90
4 - 4 ¼	3 ¼	2 ¾ Tbg	85 - 190
4 ¼ - 4 ½	3 ½	2 ¾ Reg.	150 - 250
4 ½ - 5	4	2 ¾ API Reg.	175 - 250
5 ¼ - 5 ½	4 ½	2 ¾ API Reg.	250 - 320
5 ¾ - 6	5	2 ¾ API Reg.	320 - 385
6 ¼ - 6 ½	5 ½	3 ¾ API Reg.	385 - 425
6 ¼ - 6 ¾	5 ¾	3 ¾ API Reg.	385 - 425
6 ¾ - 7 ½	6	3 ¾ API Reg.	425 - 500
7 ¾ - 8 ½	7	4 ½ API Reg.	550 - 700
8 ¾ - 9 ¾	8	4 ½ API Reg.	700 - 850
9 ¾ - 11 ¼	9	6 ¾ API Reg.	850 - 1000
10 ½ - 11 ¾	10	6 ¾ API Reg.	1000 - 1125
11 ¾ - 13	10 ½	6 ¾ API Reg.	1125 - 1260
12 ¾ - 14	11 ½	6 ¾ API Reg.	1260 - 1550
15	14	6 ¾ API Reg.	1700 - 2100
17	16	6 ¾ API Reg.	---
17	16	6 ¾ API Reg.	3200 - 4000
20	19	13 ¾ ReedV-4 Thd	4200 - 5000

Fuente: National Oil well Varco (NOV); Fishing Tools

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

CAPÍTULO 3

DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS Y APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA CPT®

3.1 INTRODUCCIÓN

La herramienta hidráulica Casing Pulling Tool CPT®, permite mejorar las operaciones de pesca en el sector petrolífero, al generar una fuerza en la unidad de anclaje; soportando todo el esfuerzo de tracción, aliviando este esfuerzo en la superficie de la torre de trabajo.

3.2 HERRAMIENTA CPT®

3.2.1 PROPÓSITO

El sistema CPT® de TIW, se creó para utilizar en situaciones de recuperación de casing o tubing, en aplicaciones donde la torre de perforación o la sarta de trabajo, no poseen la capacidad suficiente para extraer la tubería; es decir la herramienta CPT® es un remplazo de los martillos convencionales en los trabajos de pesca en el sector petrolífero.⁶²

El Sistema de la CPT® se usa conjuntamente con herramientas convencionales de pesca y cortadores de tubería estándar; para ejercer la fuerza de tracción necesaria para recuperar la tubería.

⁶² TIW Corporation 2011. CPT Portfolio, Section I; Technical Data

3.2.2 CARACTERÍSTICAS

El sistema de CPT® consiste de un actuador hidráulico multi-etapas, que funciona como un gato hidráulico, y un mecanismo hidráulico-mecánico para la liberación de las cuñas, anclando dichas cuñas en la pared interna del casing.

La herramienta tiene la capacidad de ser utilizada varias veces, para tener un mejor desempeño a la hora de la extracción del pescado; ejerciendo un ciclo de retracción completo de dos a tres pies dependiendo del diámetro de la herramienta.⁶² Revisar la Tabla 3.1 de datos técnicos.

La sección de anclaje tiene la longitud suficiente, para tener una adherencia en el casing soportando toda la fuerza.

La CPT® está normalmente equipado con una conexión pin, en la parte inferior para el uso de accesorios convencionales de pesca o cortadores de tubería como: arpones, fresadoras, etc.

3.2.3 COMPONENTES DE LA CPT®

- Sección de Fuerza
- Sección de Anclaje
- Sección de Liberación segura (Safety Joint).
- Conjunto Asiento-Bola

3.2.3.1 Sección de Fuerza

La sección de la fuerza, está conformado por un conjunto de pistones, conectores, mandriles y camisas conectados en serie, en donde se genera una serie de áreas transversales, que combinadas al aplicar una presión genera la fuerza necesaria para iniciar el movimiento de extracción del pescado.⁶²

Nota: El número de pistones depende del diámetro interno de la herramienta; revisar la Tabla 3.1 de datos técnicos.

3.2.3.1.1 Funcionamiento

Al ensamblar el conector, el pistón, el mandril y la camisa, se genera dos cámaras; la primera cámara sirve para realizar el movimiento de extracción del pescado, Fotografía 3.1

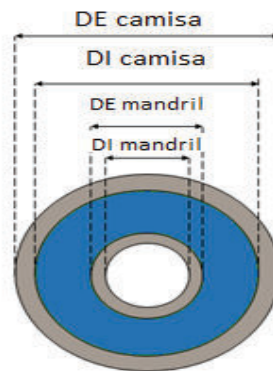
Fotografía 3.1 Cámara entre el Pistón y el Conector



Fuente: TIW Corporation

El fluido ingresa por medio de los orificios del mandril empujando al pistón de dos a tres pies, dependiendo de la herramienta.⁶² Cabe recalcar que al tener los pistones en serie si uno de ellos no posee un sello en buen estado va a existir una fuga de fluido, generando que la herramienta no cumpla con el recorrido, ya que al fallar una cámara no pueden trabajar las demás. En esta misma cámara se genera un área transversal la misma que nos ayuda a determinar la fuerza que genera cada una; Figura 3.1

Figura 3.1 Área Efectiva de Trabajo



Fuente: TIW Corporation

3.2.3.1.2 Cálculo del Área para la Herramienta CPT® de 8½ in

$$\text{Área}_{\text{efectiva}} = \frac{DI_{\text{camisa}}^2 - DE_{\text{mandril}}^2}{4} * \pi * \# \text{ de pistones} \quad (21)$$

Datos:

ID de camisa = 7 3/32 in = 7.094 in

ID del mandril = 4 20/32 in = 4.625 in

de pistones = 7

 $\pi = 3.1416$

$$\text{Área}_{\text{efectiva}} = \left(\frac{7.094^2 - 4.625^2}{4} * 3.1416 * 7 \right) \text{ in}^2$$

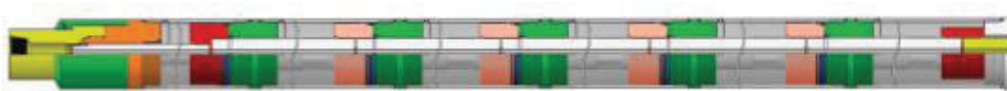
$$\text{Área}_{\text{efectiva}} = 159.07 \text{ in}^2$$

Como podemos observar en la Tabla 3.1 los valores de las áreas efectivas para los diferentes tamaños de la herramienta CPT®.

La segunda cámara sirve para regresar la herramienta a su posición inicial, para poder realizar otro ciclo o los ciclos que sean necesarios en el proceso de extracción del pescado.⁶²

Una vez ensamblado toda la sección de fuerza vamos a tener la herramienta como se muestra en la Figura 3.2.

Figura 3.2 Sección de Fuerza de la Herramienta CPT®



Fuente: TIW Corporation

3.2.3.2 Sección de Anclaje

La sección de anclaje está formada por un cono, unas cuñas (slips) y un mecanismo de seguro de las mismas para obtener un buen funcionamiento en la hora de anclaje y desanclaje⁶²; como se puede observar en la Figura 3.3

Figura 3.3 Sección de Anclaje de la Herramienta CPT®

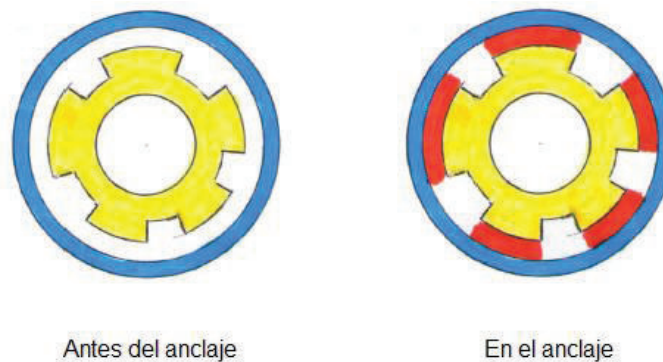


Fuente: TIW Corporation

3.2.3.2.1 Funcionamiento

La sección de anclaje es activada, por la fuerza, que genera la sección multi-etapas; el cono se desliza de la sección de anclaje y tensionando un poco las grapas de los conos se adhieren a la pared interna del casing⁶², como podemos ver en la Figura 3.4.

Figura 3.4 Sección Transversal de la Sección de Anclaje antes y durante el Proceso de Anclaje



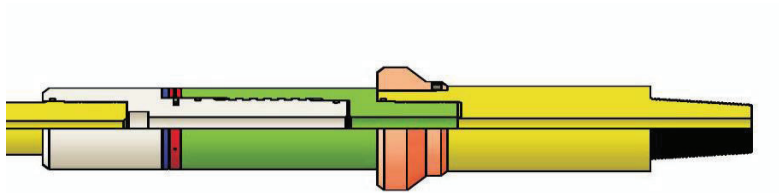
Fuente: TIW Corporation

Una vez terminada la carrera de tracción de la sección de fuerza, se liberan los vástagos (cuñas). La sección de fuerza regresa a su posición inicial provocando que los conos regresen también a su posición inicial.

3.2.3.3 Sección de Liberación Segura

La sección de liberación segura (Safety joint) contiene una junta de seguridad que proporciona un método alternativo de emergencia para liberar, la sección de fuerza del ensamble de pesca en caso de necesitarlo; posee también un anillo de tope para localizar la parte superior del pescado y al final posee una conexión de campo permite que se conecte el CPT® con el ensamble de fondo de pesca. (BHA de pesca)⁶², como podemos observar en la Figura 3.5.

Figura 3.5. Sección de Liberación Segura (Safety Joint)



Fuente: TIW Corporation

3.2.3.3.1 *Funcionamiento*

Para desconectar la junta de seguridad del ensamble de fondo (BHA), se aplica rotación en sentido horario y aplicando cierto valor de tensión. Este proceso se realiza solo en caso de tener alguna complicación; y nos permite extraer la mayor cantidad de tubería.⁶²

3.2.3.4 **Conjunto Asiento - Bola**

El conjunto asiento múltiple, está formado por dos asientos y dos anillos de corte; un asiento es para recibir la bola de diámetro $1\frac{7}{16}$ " , mientras que el otro asiento es para una bola de $1\frac{1}{8}$ " ; como se puede observar en la Figura 3.6; además posee puertos para establecer la circulación varias veces durante la operación de tracción en caso de ser necesario y luego continuar con las operaciones de tracción, sin tener que retirar la herramienta a superficie.⁶²

Figura 3.6 Conjunto Asiento - Bola



Fuente: TIW Corporation

3.2.3.4.1 Funcionamiento

Cuando la bola se acopla en el asiento, se produce una presión diferencial. Cuando esta presión diferencial es igual a 5000 psi, se produce la ruptura de anillo de corte, permitiendo que la sección de fuerza y la sección de anclaje empiecen a trabajar.⁶²

3.2.4 DATOS TÉCNICOS DE LA HERRAMIENTA CPT®.

La herramienta CPT®, existe en cuatro diámetros internos con diferentes características; las mismas que están resumidas en la Tabla 3.1

Tabla 3.1 Especificaciones de la herramienta CPT®

Tamaño de la herramienta (in)	Máximo Diámetro Externo (in)	Diámetro interno del Casing (in)	Peso del Casing (lbs/ft)	Máxima Presión Operativa (psi)	Área efectiva (in ²)	Máxima fuerza generada (lbs)	Número de pistones en la sección de fuerza	Stroke (ft)	Torque (lbs.ft)
5 ¼	5.750	7	26	8782	86.835	762 619	7	2	16 407
	6.250	7 ¼	29.7 - 39						
	6.250	7 ¼	46.1						
	6.500	8	0.50" Wall						
8 ¼	8.125	9 ¼	47 - 53.5	9266	159.068	1473928	7	2	48475
	8.500	9 ¼	36						
	9.250	10 ¼	55.5 - 71.1						
10	10.000	11 ¼	65	8868	259.721	2296989	7	2	55625
	18.125	20	106.7 - 133						
11 ¼	11.750	13 ¼	72-92	8239	303.405	2500000	5	3	55625
	11.500	13 ¼	88.2						
	11.750	14	112.8 - 119.4						
	12.000	14	86 - 100						
	16.000	18 ¼	87.5 - 100.5						
	17.000	18 ¼	87.5 - 100.5						
	19.000	22	—						

Fuente: TIW Corporation

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

3.3 PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO REALIZADA A LA HERRAMIENTA CPT®

3.3.1 REPORTE

3.3.1.1 Objetivo

El objetivo principal de realizar la prueba, es verificar el funcionamiento de extracción de un pescado, mediante la herramienta CPT® con un Spear como ensamble de fondo de pesca.

3.3.1.2 Introducción

La prueba se llevó a cabo en las instalaciones de Ullrig en Stavanger. La prueba consiste en realizar extracciones en dos tipos de casing. En la parte inferior del casing de 9 5/8" de 53.5 # de peso y en el tope de un casing de 11 3/4" de 65 # de peso.

En los dos caso la herramienta CPT® esta ensamblado con una bomba de fondo y un Spearlco.

3.3.2 EQUIPOS NECESARIOS PARA REALIZAR LA PRUEBA

- Pozo.
- Generador de energía hidráulica, 400 v, 63 A.
- Una bomba de alta presión.
- La herramienta CPT®.
- Equipos de medición y grabación de datos.
- Spearlco y la bomba de fondo.

3.3.3 PROCEDIMIENTO DE LA PRUEBA

Antes de realizar la prueba se debe tomar consideraciones de seguridad, como la utilización de los equipos de protección personal, el área debe estar cerrada solo debe estar personal capacitado y los equipos de medición de los valores deben estar calibrados y certificados.⁶³

Una vez que se cuenta con todos los equipos, se empieza a torquear las conexiones de la herramienta CPT®, calibramos la herramienta CPT®; colocamos la manguera de alta presión en la parte superior de la herramienta CPT®, para realizar una prueba de presión, registrando estos valores sobre una carta de presión.

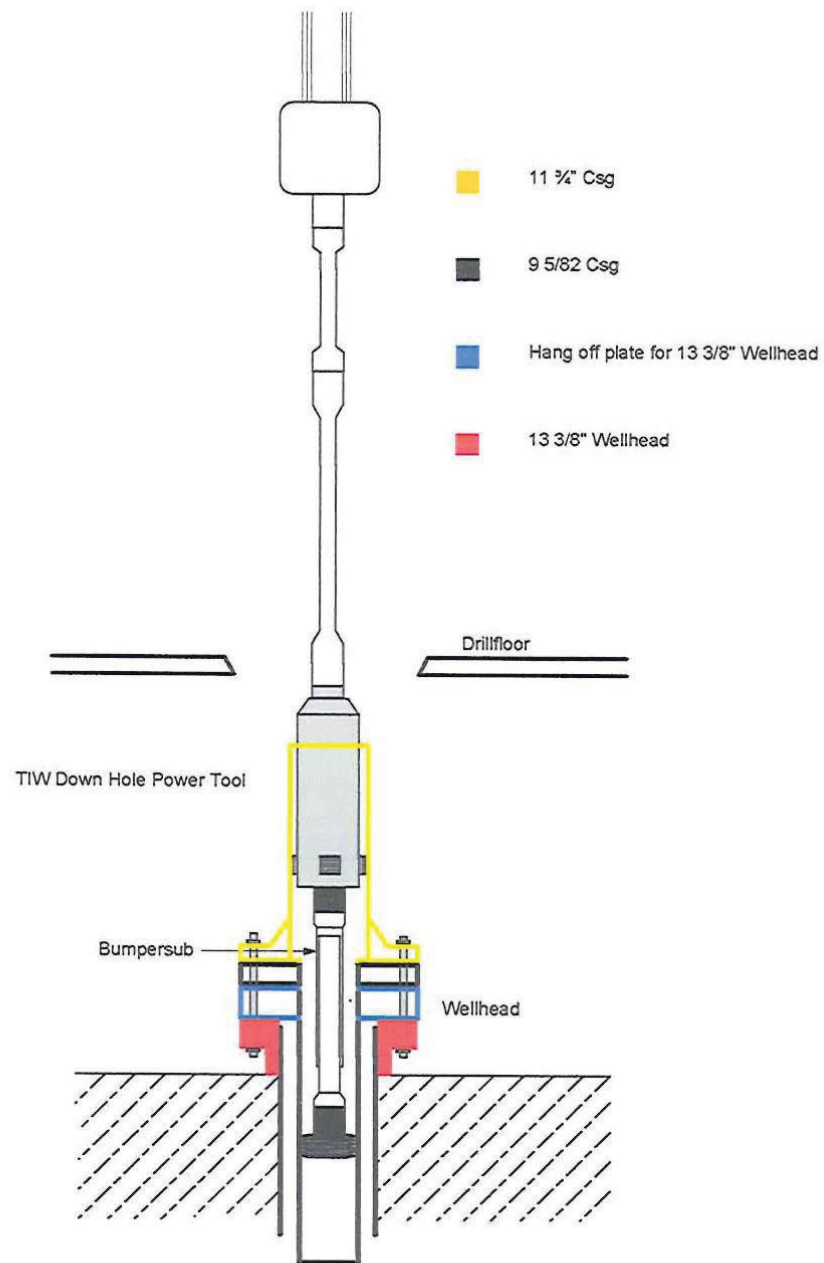
Finalmente instalar el anillo de corte y un cross-over para incorporar el spear.

Lentamente bajamos la herramienta CPT® ensamblado el spear, preparamos los equipos de medición y grabación de datos y empezamos la prueba. Teniendo el ensamble⁶³ como indica la Figura 3.7

1. Bajamos la herramienta hasta que el spear agarre a la tubería a ser extraída.
2. Tensionamos con 10 toneladas para verificar si está enganchado el spear con la tubería.
3. Quitamos la tensión hasta que la sarta de trabajo este en estado neutro.
4. Aumentamos la presión para que exista la ruptura del anillo de corte
5. Se activa la sección de anclaje con una presión de 1664 psi, equivalente a 200 toneladas de tensión por 2 minutos.
6. Disminuir la presión y verificar, si está libre la tubería.
7. Repetir el proceso para fuerzas de tensión de 300, 400 y 520 toneladas; como se puede ver los valores de la prueba en la tabla3.2

⁶³ TIW Corporation 2011. CPT Portofolio, Section III; Internal Procedures

Figura 3.7 Ensamble Prueba de la Herramienta CPT®



Fuente: TIW Corporation

Tabla 3.2 Proceso de Tracción de la Herramienta CPT®

Fuerza de tensión (tons)	Fuerza de tensión (lbs)	Presión de bomba (psi)
200	440529	1664
300	660793	2497
400	881057	3329
520	1145374	4327

Fuente: TIW Corporation

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

8. En caso de no poder extraer la sarta de trabajo del pozo, se puede liberar la sarta utilizando la junta de seguridad.

3.3.3.1 Resumen de la Prueba

La prueba fue realizada, aplicando cuatro presiones internas diferentes; para simular las fuerzas de tracción de 200 toneladas, 300 toneladas, 400 toneladas y 520 toneladas.

Las cuatro pruebas se llevaron a cabo como estaba planificado, teniendo un buen anclaje y el spear agarrando el pescado sin ningún problema. Sin embargo se experimentó problemas al intentar recuperar la sarta de trabajo a superficie; por lo cual se tuvo que utilizar la junta de seguridad aplicando un torque hacia la derecha de 25 000 lbs-ft en la sarta de trabajo.

Al retirar el casing de prueba se determinó que existió una obstrucción en el interior de la parte superior del casing de 9 5/8" lo que no permitió el paso del spear.

Una vez superados los inconvenientes en el casing de 9 5/8", se ensambló una vez más la herramienta CPT® para realizar una prueba final, para 520 toneladas de

tensión teniendo buenos resultados; al disminuir la presión interna se desancló la herramienta CPT® y aplicando 10 toneladas de tensión en la sarta de trabajo, la herramienta fue recuperada en superficie.

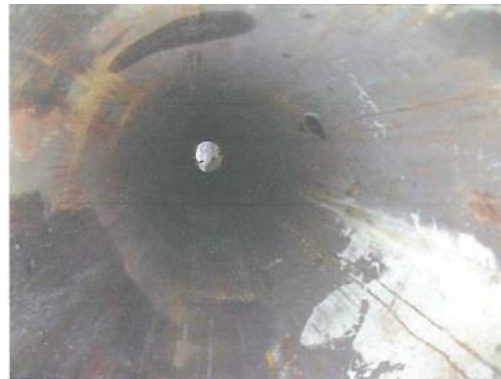
Para determinar la presión necesaria para ejercer la fuerza de expansión de la herramienta CPT® en el área de los pistones.

$$\text{fuerza}(lbs) = \text{área del pistón}(in^2) \times \text{presión}(psi) \quad (22)$$

Teniendo un área efectiva de los pistones de 264.676 in²

En las siguientes imágenes podemos observar la sección donde se produce el anclaje de la herramienta CPT® en el interior de los casing.

Fotografía 3.2 Área Efectiva del Ancla en el Casing de 11 ¾"



Fuente: TIW Corporation

Fotografía 3.3 Área del Anclaje en el Casing 9 5/8" después de 520 toneladas de Tensión




Fuente: TIW Corporation

3.3.4 CONCLUSIÓN DE LA PRUEBA

En la prueba realizada se cumplieron todos los objetivos nos permitieron determinar que en el casing de 11 3/4" en la zona donde se efectúa el anclaje de la herramienta CPT® no se produce ninguna deformación.

Figura 3.8 Antes y Después del Anclaje y la Diferencia del Diámetro Interno del Casing de 11 3/4"



PRE	1-5	2-6	3-7	4-8
Belt A	300,58	300,51	300,56	300,19
Belt B	300,23	300,5	300,33	300,55
Belt C	300,54	300,69	300,48	300,49
Belt D	300,56	300,34	300,25	300,54


POST	1-5	2-6	3-7	4-8
Belt A	300,76	300,8	300,8	300,8
Belt B	300,33	300,13	300,19	300,85
Belt C	300,47	300,75	300,86	300,5
Belt D	300,73	300,52	300,36	300,39

DIFF.	1-5	2-6	3-7	4-8
Belt A	0,18	0,29	0,24	0,61
Belt B	0,1	-0,37	-0,14	0,3
Belt C	-0,07	0,06	0,38	0,01
Belt D	0,17	0,18	0,11	-0,15

Fuente: TIW Corporation

Mientras que en el casing de 9 5/8" en la zona de anclaje si sufre deformación.

Figura 3.9 Antes y Después del Anclaje y la Diferencia del Diámetro Interno del Casing de 9 5/8"



PRE	1-5	2-6	3-7	4-8
Belt A	246,43	246,37	246,61	246,44
Belt B	246,38	246,49	246,85	246,91
Belt C	246,8	246,14	246,18	246,14
Belt D	246,65	246,24	246,72	246,25

POST	1-5	2-6	3-7	4-8
Belt A	250,61	250,68	250,71	250,33
Belt B	246,33	246,63	246,34	246,57
Belt C	246,73	246,75	246,32	246,71
Belt D	246,56	246,23	246,51	246,82

DIFF.	1-5	2-6	3-7	4-8
Belt A	4,18	4,31	4,1	3,89
Belt B	-0,05	0,14	-0,51	-0,34
Belt C	-0,07	0,61	0,14	0,57
Belt D	-0,09	-0,01	-0,21	0,57

Fuente: TIW Corporation

3.4 PROCEDIMIENTO PARA LA CORRIDA DE LA HERRAMIENTA HIDRÁULICA CPT®

Para correr la herramienta hidráulica CPT®, se debe seguir normas y procedimientos que son implementados en la casa matriz de TIW en Houston; si existiera alguna modificación en dicha corrida se debe reportar inmediatamente al Jefe de operaciones.⁶⁴

3.4.1 PROCESO DE ENSAMBLE DE LA HERRAMIENTA HIDRÁULICA CPT®

Para realizar el ensamble de la herramienta hidráulica CPT®, se debe seguir todos los pasos y procedimientos establecidos en la planta de TIW Houston, sin omitir o cambiar ningún ítem, si fuera extremadamente necesario; se debe reportar en las oficinas de Quito, para posteriormente informar a Houston.

⁶⁴ TIW Corporation 2011. CPT Portfolio, Section II; Assembly/Disassembly Instruction

3.4.1.1 Datos del Pozo

Una vez que se solicita la herramienta se debe llenar la Orden de trabajo con todos los datos del pozo los mismos que son importantes para la selección de los equipos.

La orden de trabajo tiene como finalidad dar a conocer los datos más relevantes tanto de la herramienta CPT® como del Casing donde se va a trabajar.

Tabla 3.3 Datos del Casing y la Herramienta CPT®

Casing		Herramienta CPT®	
OD	_____ in	OD	_____ in
PESO	_____ #	PESO	_____ #
GRADO	_____	CONEXION	_____
ID	_____ in	ID	_____ in
DRIFT	_____ in		

Fuente: TIW Corporation

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

3.4.1.2 Equipo de la Herramienta Hidráulica CPT®

El equipo de la herramienta hidráulica CPT®, se lo trae directamente desde Houston Texas, el mismo que debe ser previamente calibrado; además se debe realizar pruebas de presión y torquar todas las conexiones, siguiendo las tablas respectivas dependiendo del tipo de rosca que existen en cada conexión.⁶⁴

3.4.1.2.1 Componentes de la Herramienta Hidráulica CPT®

3.4.1.2.1.1 Sección de Fuerza Hidráulica Multi-Etapas

Tabla 3.4 Sección de Fuerza Hidráulica Multi - Etapas

ITEM	DESCRIPCIÓN
1	Conexión Superior
1	Conector Superior
1	Spline Retainer
1	Anillo de Corte
8	Camisas
7	Conectores
1	Collar
7	Mandriles
6	Pistones
1	Pistón Superior
1	Mandril Superior
1	Anillo del Mandril Superior
1	Nut Mandril
14	O - Ring
14	Sellos OL
14	Prisioneros

Fuente: TIW Corporation

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

3.4.1.2.1.2 *Sección de Anclaje*

Tabla 3.5 Sección de Anclaje

ITEM	DESCRIPCION
1	Collet Mandril
1	Latch Housing
1	Collet Latch
12	Prisioneros
10	Leaf Spring
5	Slips
1	Cage
1	Cone
1	Key (llave)

Fuente: TIW Corporation

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

3.4.1.2.1.3 *Sección de Liberación Segura y Conexión de Campo*

Tabla 3.6 Sección de Liberación Segura y Conexión de Campo

ITEM	DESCRIPCION
1	Safety Joint Upper Half
1	Upper Friction Ring
1	Lower Friction Ring
1	Safety Joint Lower Half
1	Bottom Sub
1	Cage Ring
3	Drill Rod
3	Spring
3	O - Ring

Fuente: TIW Corporation

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

3.4.1.2.1.4 Conjunto Doble Asiento- Bola

Tabla 3.7 Conjunto Doble Asiento - Bola

ITEM	DESCRIPCIÓN
1	Top Sub
1	Housing
1	Bottom Sub
2	Anillos de Corte
4	O -Ring
6	Prisioneros

Fuente: TIW Corporation

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

3.4.1.3 Calibraciones

Las calibraciones (Verificación dimensional) se deben realizar siempre antes de ensamblar los quipos, ya que esto garantiza que el diámetro de las rocas y las longitudes de todos los equipos sean los específicos para realizar el trabajo.

3.4.1.3.1 Calibraciones de los Equipos

Se han calibrado los siguientes equipos, siguiendo las normas y procedimientos establecidos en TIW.

Figura 3.10 Sección de Fuerza de la Herramienta CPT®

OPERATOR			DISTRICT			COUNTY or PARISH		STATE
SERVICEMAN			WELL No.		LEASE		DATE	
CPT O.D.	WEIGHT	GRADE	CONN.	CPT I.D.	DRIFT	CASING O.D.	CASING I.D.	DRIFT

I, _____ CERTIFY THAT THE EQUIPMENT SHOWN WAS INSPECTED AND THAT ALL MEASUREMENTS & THREADS HAVE BEEN VERIFIED AND ARE CORRECT.

SECCION DE FUERZA DE LA HERRAMIENTA CPT® _____ in

S/N _____
E/I _____

Registration
Drawing

Fuente: TIW Corporation

Figura 3.11 Sección de Anclaje de la Herramienta CPT®

OPERATOR			DISTRICT			COUNTY or PARISH		STATE	
SERVICEMAN			WELL No.		LEASE			DATE	
CPT O.D.	WEIGHT	GRADE	CONN.	CPT I.D.	DRIFT	CASING O.D.	CASING I.D.	DRIFT	

I, _____ CERTIFY THAT THE EQUIPMENT SHOWN WAS INSPECTED AND THAT ALL MEASUREMENTS & THREADS HAVE BEEN VERIFIED AND ARE CORRECT.

SECCIÓN DE ANCLAJE DE LA HERRAMIENTA CPT® _____ in

S/N _____
E/I _____

Inspection
Drawings

Fuente: TIW Corporation

Figura 3.12 Sección de Liberación Segura de la Herramienta CPT®

OPERATOR			DISTRICT			COUNTY or PARISH		STATE	
SERVICEMAN			WELL No.		LEASE			DATE	
CPT O.D.	WEIGHT	GRADE	CONNL	CPT L.D.	DRIFT	CASING O.D.	CASING L.D.	DRIFT	

I, _____ CERTIFY THAT THE EQUIPMENT SHOWN WAS INSPECTED AND THAT ALL MEASUREMENTS & THREADS HAVE BEEN VERIFIED AND ARE CORRECT.

SECCION DE LIBERACION SEGURA DE LA HERRAMIENTA CPT® _____ in

S/N _____
E/I _____

Registration
Drawing

Fuente: TIW Corporation

Figura 3.13 Conjunto Asiento - Bola de la Herramienta CPT®

OPERATOR			DISTRICT			COUNTY or PARISH		STATE
SERVICEMAN			WELL No.		LEASE			DATE
CPT O.D.	WEIGHT	GRADE	CONNL.	CPT I.D.	DRIFT	CASING O.D.	CASING I.D.	DRIFT

I, _____ CERTIFY THAT THE EQUIPMENT SHOWN WAS INSPECTED AND THAT ALL MEASUREMENTS & THREADS HAVE BEEN VERIFIED AND ARE CORRECT.

CONJUNTO ASIENTO - BOLA DE LA HERRAMIENTA CPT® _____ in

S/N _____
E/I _____

Registration
Drawing

Fuente: TIW Corporation

3.4.1.4 Checklist para el Ensamble de la Herramienta CPT®

El checklist para el ensamble, se realiza antes de ensamblar la herramienta CPT®, para comprobar que se encuentre en perfecto estado, garantizando un buen funcionamiento al momento de la corrida.

3.4.1.4.1 Conjunto Doble Asiento - Bola

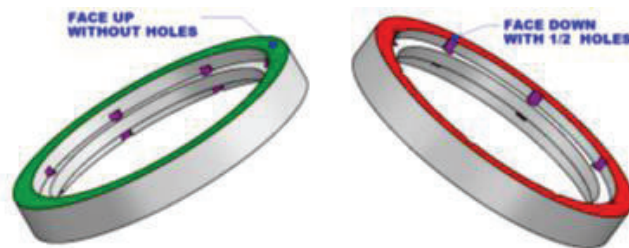
Antes de ensamblar el conjunto doble asiento-bola, se debe: inspeccionar, limpiar y pulir todos los componentes del ensamble.⁶⁴

Nota: Se debe lubricar todas las conexiones y los O-ring con una grasa adecuada o sugerida por TIW.

3.4.1.4.1.1 Instrucciones del Ensamble

1. Colocar el Bottom Sub en una prensa y asegurarlo.
2. Instalar el primer anillo de corte orientado con la cara que no tiene agujeros hacia arriba en la parte inferior, en el interior del asiento. Como se muestra en la Figura 3.11.

Figura 3.14 Forma de la Orientación para la Instalación del Anillo de Corte

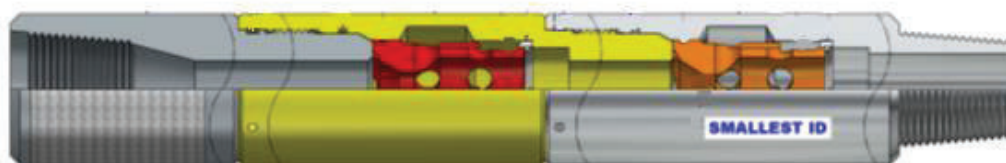


Fuente: TIW Corporation

3. Lubricar las paredes internas del Bottom Sub.
4. Colocar el O-ring en el asiento de corte de menor diámetro.

5. Ensamblar el asiento de corte de menor diámetro en el interior del Bottom Sub, hasta que la parte inferior quede sobre el anillo de corte.
6. Colocar el O-ring en el interior del Bottom Sub.
7. Lubricar con grasa la conexión pin del Housing y ensamblar en la parte superior del Bottom Sub, por medio de rotación a la derecha hasta que no exista movimiento.
8. Asegurar el ensamble anterior por medio de 2 prisioneros.
9. Repetir los pasos 2, 3, 4, 5, 6, teniendo en cuenta que se va a utilizar el asiento de corte de diámetro mayor para el Housing.
10. Instalar el Top Sub en el Housing por medio de rotación a la derecha hasta que no exista movimiento.
11. Asegurar el Top Sub con el Housing, por medio de 2 prisioneros; para obtener el ensamble como se muestra en la Figura 3.12.

Figura 3.15 Ensamble Finalizado del Conjunto doble Asiento – Bola.



Fuente: TIW corporation

3.4.1.4.2 Sección de Fuerza, Sección de Ancla y Sección de Liberación Segura

Antes de ensamblar la sección de fuerza, la sección de ancla y la sección de liberación segura, se debe: limpiar, inspeccionar y pulir todos los componentes del ensamble⁶⁴.

Nota: Se debe lubricar todas las conexiones y los O-ring con una grasa sugerida por TIW.

3.4.1.4.2.1 Instrucciones de Ensamble

1. Distinguir y elegir los equipos para el ensamble, de acuerdo a la orden de trabajo de acuerdo al programa, verificar el número de serie indicados en la siguiente Tabla 3.9.

Tabla 3.8 Equipos de la Herramienta CPT® con Números de Serie

DESCRIPCIÓN	N-SERIE
Cross - Over Reg. B x XT-57P	658XT5701
Herramienta Hidráulica Multi - pistón	13B00984
Conjunto doble Asiento – Bola	14C00604

Fuente: TIW Corporation

Realizado por: Ginger Castro y Santiago Armas

2. Llenar los formatos TIW de verificación de equipos y herramientas (incluye información de OD, ID y longitudes).
3. Colocar los O -ring y sellos en los Pistones y Conectores asegurándose que estos estén en buen estado. Enroscar los Anillos hasta que estos queden bien ajustados y asegurarlos con el Prisionero de hierro. Como se observa en la figura 3.13.

Fotografía 3.4 Pistones y Conectores de la Herramienta CPT®



Fuente: TIW Corporation

4. Poner el Collar en una prensa; asegurando que este firme para poder ayudarnos al ensamble.
5. Introducir los O-ring en los dos extremos del Collar, después engrasar las conexiones internas del Collar.
6. Ensamblar el Mandril # 7 en un extremo del Collar, mediante giros en sentido horario.
Nota: Dejar el extremo del Mandril con los agujeros, fuera del Collar; tener precaución de no dañar el O-ring del Collar al colocar el Mandril.
7. Colocar el Collet Mandril en el otro extremo del Collar intentando no dañar el O-ring, mediante giros en sentido horario, hasta que no presente movimiento.
8. Insertar el Cono en el Collet Mandril, hasta que llegue al tope del Collar.
9. Colocar el Key en el orificio del Cono y las ranuras del Collet Mandril; y sobre el Key ajustamos el Key Retainer.
10. Insertar en la parte inferior del Cage el Cage Bushing, ajustamos este ensamble por medio de giros en sentido horario y finalmente lo aseguramos por medio de un Prisionero.
11. Acoplar el ensamble Cage – Cage Bushing sobre el Cono, y dentro del Cage colocar los Slips (cuñas).
12. Una vez insertados los Slips, asegurar los dos extremos en el Cage por medio de los Left Spring y un Prisionero por cada Left Spring.
13. Deslizar el Collet Latch sobre el Collet Mandril, hasta el tope del Cage Bushing.
14. Instalar el Latch Houshing sobre el Collet Latch y mediante rotación en sentido horario asegurar hasta que llegue al tope del Cage.
Nota: El Collet mandril queda fuera del LatchHoushing aproximadamente 2 ó 3 pies, recorrido total de la herramienta.
15. Colocar el O-ring en el interior del UpperHalf Safety Joint, posteriormente engrasar el O-ring.
16. Posicionar el UpperHalf Safety Joint en el extremo del Collet Mandril, asegurar el UpperHalf Safety Joint por medio de rotación en sentido horario y finalmente aplicar el torque correspondiente.
17. Deslizar el UpperFriction Ring en el perfil del UpperHalf Safety Joint.

18. Colocar los seguros en los orificios del UpperHalf Safety Joint, en el siguiente orden: primero ubicamos los DrillRod, sobre estos los Spring.
19. Deslizar el LowerFriction Ring sobre los Springs, hasta llegar al perfil del UpperFriction Ring.
20. Colocar el O-ring en la conexión pin del UpperHalf Safety Joint y engrasar el O-ring.
21. Incorporar el LowerHalf Safety Joint en el UpperHalf Safety Joint, mediante rotación en sentido horario, hasta llegar al perfil del LowerFriction Ring, y aplicar el torque necesario a esta conexión.
22. Iniciar el pre-ensamble del Bottom Sub, colocar el O-ring en el interior del Bottom Sub; deslizar el Cage Ring en el Bottom Sub y asegurar con un prisionero.
23. Ensamblar el pre-ensamble del Bottom Sub en la conexión del LowerHalf Safety Joint; aplicar el torque necesario a esta conexión.
24. Colocar un soporte en el Bottom Sub y desajustar de la prensa el Collar.
25. Levantar y mover el ensamble hasta que Bottom Sub llegue a la prensa y asegurar para continuar con el ensamble.
26. Insertar la Camisa # 8 en el Mandril # 7 y ajustar la Camisa en el Cage hasta llegar al perfil del Key Retainer.
27. Colocar el Conector #7 sobre el Mandril # 7 y ajustar hasta que se acople en la Camisa # 8.
28. Colocar el Pistón # 6 en la conexión del Mandril # 7 y torquear esta conexión.
29. Insertar el Mandril # 6 al Pistón # 6 y torquear esta conexión.
Nota: Antes de insertar el Mandril, revisar si está puesto el O-ring en el Pistón.
30. Insertar la Camisa # 7 en el Mandril # 6, deslizar y ajustar en el Conector # 7.
31. Colocar, deslizar el Conector # 6 en el Mandril # 6 y ajustar en la Camisa # 7.
32. Colocar el Pistón # 5 en la conexión del Mandril # 6 y torquear esta conexión.

33. Repetir los pasos 29, 30, 31 y 32 para: las Camisas # 6, 5, 4, 3; los Conectores # 5, 4, 3, 2; los Mandril # 5, 4, 3, 2 y para los Pistones # 4, 3, 2, 1.
34. Colocar el Mandril # 1 en el Pistón # 1 y torquear esta conexión.
35. Insertar la Camisa # 2 en el Mandril # 1, deslizar y ajustar en el Conector # 2.
36. Colocar el Conector #1 sobre el Mandril # 1 y ajustar hasta que se acople en la Camisa # 2.
37. Conectar el Pistón Superior en el Mandril # 1 y torquear esta conexión.
38. Insertar el Mandril Superior en el Pistón Superior y torquear esta conexión.
39. Deslizar la Camisa # 1 por el Mandril Superior y ajustar en el Conector # 1.
40. Insertar el Conector Superior por el Mandril Superior y ajustar en la Camisa # 1.
41. Colocar un tapón en la conexión del Bottom Sub, y llenar la herramienta con agua y colocar un tapón en el Mandril Superior cuando este llene la herramienta.
42. Conectar el equipo para realizar la prueba de presión.
43. Realizar la prueba de presión, llegando a una presión máxima de 5000 psi por un período de 10 minutos.
44. Después de los 10 minutos, desfogar la presión hasta llegar a 0 psi.
45. Reubicar el equipo de presión, y retirar los tapones del: Bottom Sub y del Mandril Superior, para poder retroceder la herramienta a su posición inicial.
46. Desinstalar el equipo de presión y continuar con el proceso de ensamble.
Nota: La prueba de presión se realiza, para verificar la integridad de los sellos y O-ring y verificar si están bien realizadas las conexiones de la herramienta.
47. Deslizar el Anillo del Mandril por el Mandril Superior hasta el perfil del Conector Superior.
48. Deslizar el Anillo de Corte por el Mandril Superior hasta que llegue al Anillo del Mandril.
Nota: Verificar la orientación del Anillo de Corte.
49. Colocar, torquear el Nut Mandril en el Mandril Superior y asegurar esta conexión con un Prisionero.

50. Deslizar la Conexión Superior por el Mandril Superior hasta que se enganche en el perfil del Conector Superior.

51. Deslizar el Spline Retainer por la conexión superior, ajustar hasta que llegue al Conector Superior, torquear esta conexión y asegurar con un Prisionero.

Nota: Los pasos 47, 48, 49, 50 y 51 se puede realizar en locación, cuando sea necesario hacer un cambio del Anillo de Corte.

52. Colocar la herramienta en una cesta para su transportación a locación.

Nota: El ensamble del Conjunto Doble Asiento – Bola, se transporta en otra cesta, donde incluye un Anillo de Corte de Back Up, un Cross-over para la conexión con el BHA de pesca.

3.4.1.5 Procedimiento para Operaciones en Locación

Una vez que se realice los procedimientos para ingresar a locación; se debe revisar los equipos para ver si no sufrió alguna alteración en el traslado.

Solicitar datos de longitud y disponibilidad de la tubería, también el tally para conocer la profundidad del pescado y las características del mismo.

Realizar el tally de trabajo y tomar las precauciones permitentes para la zona de anclaje, solicitando todos los datos posibles del casing.⁶³

Realizar la reunión de operación para describir el trabajo que se va a realizar y sus respectivas normas de seguridad hasta la aprobación por el Company man.

3.4.1.5.1 Instrucciones de Corrida

1. Añadir el ensamble de fondo de pesca como spear, grapas, u overshot en la conexión de campo superior de la CPT®. Si se requiere se debe incorporar drill collars, heavy weight drill pipe.

Nota: La conexión de junta de seguridad de la CPT® debe estar ensamblado en la parte inferior de la unidad de ancla.

2. Ingresar el ensamble de fondo de pesca en el pozo; quedando suspendida la unidad de ancla.
3. Incorporar el Cross-over de TIW en el BHA de pesca, para poder conectar la herramienta CPT®.
4. Acoplar el conjunto doble asiento – bola en el Cross-over; y bajar lentamente en el pozo.
5. Añadir el Handling Nipple en la parte superior de la CPT® y levante por medio del elevador.

Nota: Instalar o revisar que el Anillo de Corte este ensamblado en su posición correcta, previo a instalar el Handling Nipple.

6. Bajar lentamente la CPT® para poder asegurar la conexión de la junta de seguridad con el conjunto doble asiento - bola.
7. Colocar la abrazadera de seguridad en la conexión superior de la CPT® y remover el Handling Nipple.
8. Ensamblar un Cross - over para incorporar la tubería de drill pipe; previo al ensamble se debe realizar la calibración del diámetro interno de cada junta de drill pipe con el conejo apropiado.

Nota: Si se utiliza heavy weight drill pipe se debe realizar la misma calibración.

9. Seguir bajando tubería hasta que el ensamble de fondo de pesca llegue al tope del pescado, revisar el tally para llegar a la profundidad deseada. Circular lentamente en este punto no se debe exceder _____ psi para detener la circulación. Determinar el peso arriba _____ lbs. y el peso abajo _____ lbs.
10. Lentamente bajar para poder agarrar el pescado, aproximadamente 1 metro. Establecer circulación lentamente, no exceder _____ psi para detener la circulación.
11. Probar con una tracción mínima de 20000 lbs para asegurar el agarre de nuestro ensamble de fondo de pesca con el pescado.

12. Antes de iniciar el proceso de tracción, se debe dejar caer la bola y permitir que la bola llegue al asiento por medio de la gravedad. Esto puede tardar aproximadamente ____ minutos.
13. Circular periódicamente para determinar si la bola está en el asiento, disminuir peso para posicionar la sección de anclas.
14. Una vez que llega la bola al asiento, aumentar la presión hasta la ruptura del anillo de corte a 1000 psi.
15. Aumentar lentamente la presión para empezar la primera carrera de tracción del actuador hidráulico multi- etapas. La tasa de bombeo debe estar en un rango de $\frac{1}{4}$ a $\frac{1}{2}$ barril por minuto. Un pico pronunciado en la presión indica la finalización del ciclo de tracción. La presión máxima permitida es _____ psi.
Nota: Observe el lapso de tiempo y el volumen de fluido para estar seguro que se completó el ciclo de tracción, en lugar de que el pico pronunciado en la presión se ha producto de una pega de la tubería.
16. Disminuir la presión y levantar la sarta de trabajo aproximadamente 8 pies, para volver a rearmar la herramienta por cada ciclo logrado. Controlar la cantidad de fluido de retorno con la herramienta rearmada y comparar con el fluido bombeado al inicio del ciclo. Los dos volúmenes deben ser similares.
17. Después de que la herramienta CPT® ha completado varios ciclos de tracción; probar una tracción con la sarta de trabajo para determinar si está libre la tubería (el pescado). Si la tubería no está libre repetir los pasos 9, 13,14 hasta que la tubería este libre.
18. Una vez que la tubería este libre, aplicar tensión con la sarta de trabajo para continuar con el proceso de recuperación, si en una zona se produce una pega de la tubería, la herramienta CPT® puede ser reactivada aumentando la presión hasta que comience el proceso de extracción. Revise los pasos 9, 13,14.
19. Cuando la sección recuperada este en la mesa del taladro, se debe liberar el pescado del ensamble de fondo de pesca.

CAPÍTULO 4

MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD OPERATIVA DE LA HERRAMIENTA CPT®

4.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo vamos a ver la forma como se debe realizar el mantenimiento de la herramienta CPT® y la importancia de la misma.

También se va a conocer los parámetros de riesgo que se pueden generar tanto en el ensamble, el mantenimiento, corrida de la herramienta CPT® y las posibles soluciones para realizar un trabajo eficiente y con toda la seguridad tanto para las personas como para los equipos que se utilizan.⁶⁴

4.2 MANTENIMIENTO DE LA HERRAMIENTA CPT®

Una vez que ha realizado un trabajo la herramienta CPT® sale a superficie, en donde el operador debe realizar una inspección visual para revisar si hay algún daño o hubo un desprendimiento de algún elemento en el pozo, posteriormente colocarla en la canasta para ser transportada a la base, donde se realizara el proceso de mantenimiento.

Una vez que llega la herramienta a la base, un técnico se encargará de desembarcar la herramienta y ubicarla en el taller para iniciar el proceso de mantenimiento.

⁶⁴ TIW Corporation 2011. CPT Portofolio, Section II; Assembly/Disassembly Instruction

4.2.1 PROCEDIMIENTO DE DESENSAMBLE DE LA HERRAMIENTA CPT®

La herramienta se debe desensamblar por partes es decir primero la sección del asiento, luego la sección de la Junta de seguridad, siguiente la sección de anclaje y finalmente la sección multi fuerza.⁶⁴

4.2.1.1 Asiento - Bola

Retirar los prisioneros de los dos conjuntos de los asientos y del Housing.

Con ayuda de la máquina de torque desconectar y retirar los conjuntos de los asientos y el Housing, en su respectivo orden.

Una vez retirados los asientos se debe retirar los O- ring; los asientos y los Anillos de Corte.

Nota: Colocar todas las partes de la herramienta CPT® en un solo lugar y de manera ordenada; para luego poder ser transporta al área de inspección.

4.2.1.2 Junta de Seguridad

Retirar el Prisionero del Cage Ring; destorquear el Bottom Sub y posterior el Cage Ring retirando las partes en su respectivo orden.

Desensamblar el Lower Halft Safety Joint y el Lower Friction Ring.

Desajustar y retirar los Spring, los Drill Rod del Upper Half Safety Joint.

Destorquear y retirar el Upper Friction Ring y el Upper Half Safety Joint.

4.2.1.3 Sección de Anclas

Destorquear la herramienta, asegurándose de un extremo de la Camisa #8 y del otro extremo el Collet Mandril.

Destorquear y retirar el LatchHousing y el ColletLatch del Collet Mandril.

Retirar los Prisioneros del CageBushing y los Prisioneros de los Slips.

Retirar los Slips y los Left Spring antes de destorquear y retirar el Cage – CageBushing.

Retirar el Key Retainer y el Key del Cono.

Destorquear y retirar el Cono del Collet Mandril.

Destorquear y retirar el Collet Mandril y posteriormente el Collar.

4.2.1.4 Sección de Fuerza

Retirar la Camisa #8, luego el Conector #7, la Camisa #7, el Mandril # 7 y finalmente el Pistón #6.

Retirar el Conector # 6, la Camisa # 6, el Mandril # 6 y el Pistón # 5.

Repetir el paso 3 para retirar los Conectores # 5, 4, 3, 2; las Camisas # 5, 4, 3, 2; los mandriles # 5, 4, 3, 2 y los Pistones # 4, 3, 2, 1.

Retirar el Conector # 1, la Camisa # 1, el Mandril # 1 y el pistón superior.

Retirar el Prisionero de la conexión superior, luego destorquear y retirar el SplineRetainer y la conexión superior.

Retirar el Prisionero del Nut, retirar el Nut, el Anillo de Corte y el Anillo del Mandril.

Retirar el Mandril superior y finalmente el Conector superior.

Retirar los Prisioneros, seguros, sellos y O- ring de los Conectores y Pistones.

Una vez finalizado el proceso de desensamble de la herramienta trasladar las partes a la empresa donde van a ser inspeccionadas, para determinar la integridad y si son aptos para trabajar nuevamente.

4.2.2 EQUIPOS USADOS PARA EL ENSAMBLE Y DESENSAMBLE DE LA HERRAMIENTA CPT®

4.2.2.1 Torque MonitoringSystem (Twister 6000)

Se utiliza para dar torque a todas las conexiones relacionadas con el ensamblaje y para destorquear las conexiones en el desensamble de la herramienta CPT®.

4.2.2.1.1 Características

Son las siguientes: 480 voltios, 50 amperios y 60 Hertz, tiene un peso de 7.350 lbs. y el torque máximo que produce es 50.000 libras/pie.

Fotografía 4.1 Torque Monitoring System (Twister 6000)



Fuente: TIW Corporation

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

4.2.2.2 Montacargas

Se utiliza para transportar la herramienta CPT®, tubería pesada y trabajos terminados de un lugar a otro o a la plataforma; para el envío o para la descarga.

Fotografía 4.2 Montacargas



Fuente: TIW Corporation

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

4.2.2.3 Tecele Eléctrico y Manual

Sirve para elevar todo tipo de liner, casing, tubería; y todo lo que sea imposible levantar solo con la fuerza del hombre, se dispone de uno eléctrico y otro manual, con una capacidad de carga de 5 toneladas cada uno.

Fotografía 4.3 Tecele Eléctrico y Tecele Manual



Fuente: TIW Corporation

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

4.2.2.4 Burro o Soporte

Está diseñado para soportar todo tipo de tubería, son sólidos y la capacidad de carga depende del número de burros colocados y de la ubicación de cada uno.

Fotografía 4.4 Burro o Soporte



Fuente: TIW Corporation

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

4.2.2.5 Prensa de Cadena

Sirve para sujetar todo tipo de tubería, y es fundamental para iniciar el ensamble de la herramienta CPT®.

Fotografía 4.5 Prensa de Cadena



Fuente: TIW Corporation

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

4.2.2.6 Llave de Cadena

Estas herramientas sirven para ajustar y aflojar todo tipo de tubería, rosca. Existen de diferentes tamaños y los usos son variados.

Fotografía 4.6 Llave de Cadena



Fuente: TIW Corporation

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

4.2.2.7 Grasa de Color Rojo

Se utiliza para lubricar todos los equipos y herramientas antes de ensamblar, normalmente se usa en los sellos internos de los conectores y en los sellos externos de los pistones.

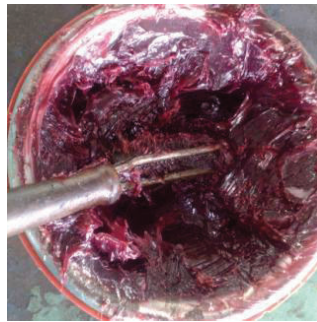
Tabla 4.1 Características de la Grasa Roja

Flash point	450° F (232° C)
Rango de Temperatura	0° F a 475° F (-18° C a 246° C)
Contenido de sulfuro	< 0.1%
Punto de Goteo ASTM	490° F (254° C)
Color	Rojo
Gravedad Específica	0.9

Fuente: TIW Corporation

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

Fotografía 4.7 Grasa Roja



Fuente: TIW Corporation

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

4.2.2.8 Grasa de Color Negro

Tiene componentes metálicos como: plomo, zinc, cobre; los cuales ayudan a resistir la corrosión y es usado para las conexiones de casing, tubing, y líneas de tubería que soportan presiones altas.

Tabla 4.2 Características de la Grasa Negra

Flash point	450° F (232° C)
Rango de Temperatura	0° F a 475° F (-18° C a 246° C)
Contenido de sulfuro	< 0.3%
Penetración en trabajo ASTM @ 77° F (25° C)	310- 340
Punto de Goteo ASTM	490° F (254° C)
Color	Negro
Gravedad Especifica	1.3

Fuente: TIW Corporation

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

Fotografía 4.8 Grasa Negra



Fuente: TIW Corporation

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

4.2.2.9 Banda

Se utiliza para elevar las camisas, mandriles con ayuda del tecele, pero la capacidad de carga es limitada, además sirve para ajustar y aflojar todo tipo de roscas. Capacidad de carga de 2 toneladas.

Fotografía 4.9 Banda



Fuente: TIW Corporation

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

4.2.2.10 Faja

Se utiliza para elevar las camisas, mandriles y cargas pesadas con ayuda del tecele

Tabla 4.3 Características de las Fajas

Longitud	2 metros	2 metros
Ancho	2 pulgadas	3 pulgadas
Capacidad de carga vertical	2 toneladas	3 toneladas
Capacidad de carga estrangulado	1.6 toneladas	2.3 toneladas
Capacidad de carga Basket	4 toneladas	6 toneladas

Fuente: TIW Corporation

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

Fotografía 4.10 Faja



Fuente: TIW Corporation

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

4.2.2.11 Llave Allen

Sirve para ajustar todo tipo de pernos y roscas que tengan las terminales hexagonales y apropiadas para esta llave.

Fotografía 4.11 Llave Allen



Fuente: TIW Corporation

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

4.2.3 PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN DE LAS PARTES DE LA HERRAMIENTA CPT®

4.2.3.1 Limpieza de la Superficie

Toda superficie a ser inspeccionada debe estar libre de elementos que dificulten la inspección como grasa, aceite, oxido; las mismas que se deben remover con cepillos metálicos o dependiendo de las conexiones es posible usar piedra suave en el valle de las conexiones sin dañar los hilos de las mismas.⁶⁴

4.2.3.2 Inspección de Partículas Magnetizables para Conexiones y Cuerpo de las partes de la Herramienta

Las partículas se deben aplicar sobre el área de inspección de forma manual, con la ayuda de un aspersor o con una bomba mecánica hasta conseguir una capa delgada y uniforme de las partículas.

Posteriormente con una lámpara de luz negra o ultravioleta se ilumina la sección a inspeccionarse, donde se resaltaran las partículas fluorescentes indicando una fisura en caso de haber, debe ser marcada para determinar que dicha sección no se puede usar.⁶³

Una vez realizada la inspección se debe desmagnetizar la sección inspeccionada y si dicha parte está en buen estado se debe realizar una limpieza y aplicar un químico para proteger de la corrosión.

4.2.3.3 Finalidad de la Inspección

Terminado este proceso se debe presenta un certificado de inspección para garantizar que el equipo puede ser usado sin ningún inconveniente o en caso de haber fisuras o problemas severos de corrosión, reportar las partes que no son funcionales para que en el taller se realicen los cambios de dichas partes; ya que deben ser inspeccionadas y tener el certificado de inspección de la herramienta completa; garantizando la integridad de todos los componentes de la herramienta CPT®.

4.2.4 ANÁLISIS DE RIESGO EN LOS PROCESO DE LA HERRAMIENTA CPT®

Es importante conocer que riesgos están presentes, en todos los procedimientos para la utilización de la herramienta CPT®, y las acciones que se deben realizar para eliminar dichos riesgos garantizando la efectividad del trabajo.

A continuación presentamos un análisis de riesgos en las actividades más importantes en el uso de la herramienta como son:

- Análisis de riesgo en el mantenimiento del CPT®.
- Análisis de riesgo en el ensamble del CPT®.
- Análisis de riesgo en la corrida del CPT®.

Tabla 4.5 Análisis de Riesgo en el Ensamble de la CPT®

63
 Corporation
 Portofolio, Section III;

TIW

Nº	SECUENCIA DE TAREAS BÁSICAS PARA REALIZAR EL TRABAJO	HERRAMIENTAS ELEMENTOS O ÁREAS QUE GENERAN RIESGO	DESCRIPCIÓN DE LOS RIESGOS	MEDIDAS PREVENCIÓN Y MITIGACIÓN
1	Clasificación del equipo, colocar Packins y O-ring	O-Ring, Packing, Martillo	Machucones en las manos, vibraciones, ruidos	Visualizar el área de trabajo, uso de EPP
2	Traslado de parte de la herramienta para el pre ensamble	Partes de la herramienta, (pistones, conectores, housing, etc), área muy estrecha	Golpes, lesiones en la espalda	No colocar mucho peso en el carrito e inspeccionar el buen estado del mismo, despejar el área de trabajo, uso de EPP
3	Iniciar el pre-ensamble	Teclé, llaves de cadena, bandas, grasa	Roturas de bandas, atrapamiento, golpes, fracturas, dermatitis por contacto	Inspección de llaves de cadena, teclé, banda en buen estado, posiciones de trabajo adecuadas, uso de EPP
4	Traslado de setting tool al área de rack	Montacargas, fajas, área estrecha	Fracturas, golpes, atrapamiento	Fajas en buen estado y certificadas, mantenerse a distancia prudente, uso de EPP

2011. CPT
 Internal Procedures

Fuente: TIW Corporation

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

ÓMICO

ANÁLISIS

5

CAPÍTULO

CA

Tabla 4.6 Análisis de Riesgo en la Corrida de la CPT®

Nº	SECUENCIA DE TAREAS BÁSICAS PARA REALIZAR EL TRABAJO	HERRAMIENTAS ELEMENTOS O ÁREA QUE GENERAN RIESGO	DESCRIPCIÓN DE LOS RIESGOS	MEDIDAS PREVENCIÓN Y MITIGACIÓN
1	Levantar la herramienta CPT® en la torre de trabajo	Grúa, cable, elevadores	Lesión del personal, daño de la herramienta CPT®, daño del equipo de hízaje	Uso del equipo de protección del personal, asegurarse de que las conexiones estén bien realizadas a la hora de levantar la herramienta y evitar golpes al subir. Uso del equipo de protección personal.
2	Manipulación y conexión en la mesa rotaria	Llaves de poder, cuñas de seguridad, elevadores, mesa rotaria	Lesión personal, deslizamiento de las cuñas, daño de la herramienta CPT®, daño del equipo del taladro.	Revisar las conexiones y aplicar el torque adecuado a cada una de ellas. Remover las cuñas y deslizar lentamente la herramienta CPT® en el pozo.
3	Correr la herramienta CPT® en el pozo	Herramienta CPT®, cuñas del taladro, Drill Pipe, Heavy WeighDrill Pipe	Bajar muy rápido la herramienta, daño de la herramienta CPT®, daño del BHA de pesca.	Controlar la velocidad no exceder de 30 segundos por junta. Deslizar lentamente las cuñas del taladro después de cada conexión.
4	En el enganche del pescado	BHA de pesca, Top Drive	Incapaz de agarrar el pescado, daño del BHA de pesca	Conocer con certeza la forma y dimensiones del pescado, seleccionar un adecuado BHA de pesca. Revisar las líneas de cementación.
5	Conexión con la unidad de cementación	Unidad de cementación	Lesión del personal, daño del equipo del taladro	Realizar las conexiones de manera segura siempre el personal que manipule dichas conexiones debe usar el equipo de protección personal. Realizar una prueba en las líneas de 6000 psi.
6	Operación de la herramienta CPT®	Herramienta CPT®, bola, unidad de cementación	No controlar presiones, que la bola no se acople en el asiento	Cálculo de las presiones de trabajo con anterioridad, manejar el incremento de presión adecuado para realizar el trabajo

DE LA

Fuente: TIW Corporation

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA CPT®

5.1 ANÁLISIS DEL USO DE LAS HERRAMIENTAS CONVENCIONALES DE PESCA EN LOS CAMPOS DEL ORIENTE ECUATORIANO

5.1.1 CASOS EN LOS QUE SE UTILIZARON HERRAMIENTAS CONVENCIONALES DE PESCA

5.1.1.1 Caso 1

PETROAMAZONAS EP

Pozo: Drago Norte - 021D

Sumario de Reacondicionamiento N° 2

Objetivo: Reparar Equipo BES

Fecha: Noviembre - 2014

5.1.1.1.1 Resumen de Operaciones de Pesca

Se iniciaron las operaciones para intentar sacar Equipo BES PF10X pero se encuentra atascado. Se trabajó con tensión de hasta 175000 lbs. Después de varios intentos por liberar la sarta no tuvieron éxito.⁶⁵

⁶⁵ Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. 2014. Pozo Drago Norte 012D.

Se realizó tratamiento con 12 bls. de ácido al 13% en parte externa de Equipo BES para diluir posible escala que no permite recuperar sarta, se esperó que actúe el ácido, se tensionó hasta 175000 lbs. pero sin éxito.

Se continuó trabajando con tensión luego de bombeo de ácido sin resultado. Se realizó la calibración de la tubería internamente y localizó la válvula en No-Go. Se recuperó válvula de 3½" No-Go @ 9714 ft y realizó corrida para realizar corte químico en la tubería sobre Equipo BES @ 9732 ft. Se realizó tensión luego del corte y no se despegó. Luego realizó corrida para determinar punto libre, se encontró a 9542 ft.⁶⁵

Se hizo corte químico a 9448 ft con éxito y se logró sacar tubería de 3½" EUE con cable eléctrico midiendo, retirando protectores y quebrando a los caballetes. Se inició las operaciones de pesca y se realizó corrida con Bloque impresor de 5½" hasta 9448 ft.

Se armó y bajó BHA de pesca con over-shot en tubería 2⅞" Drill Pipe hasta 9448 ft enganchó el pescado, se trabajó con tensión de 180000 lbs y martillos.

Se recuperó parte de pescado tubería 3½" con 12.30 ft de longitud, 8 tubos 3½", camisa de 3½", válvula No - Go de 3½" con corte químico de 19.75 ft de longitud, 5 protectores, 8 juntas, 215 ft de cable más 70 ft de flat cable. Donde la camisa y la válvula No-Go presentaron señal de canal en toda su longitud.

Se bajó con bloque impresor hasta 9487 ft y salió con señales de restos de armadura de cable de potencia. Se armó zapata de 6" y bajó en Drill Pipe de 2⅞" hasta 9554 ft. Se suspendió operación del taladro por daño en el bloque viajero y se reinició luego de 22 horas totales.⁶⁵

Se continuó bajando BHA con zapata de 6" hasta 9513 ft se molió 2 ft y el pescado se liberó recorriendo 424 ft. Profundidad final 9940 ft. Se realizó limpieza cabeza de pescado con zapata de 6" hasta 9942 ft y se circuló para limpieza.

Se armó y bajo BHA de pesca over-shot 5¾" + grampa 3½" en Drill Pipe 2⅞" hasta 9942 ft, se maniobro la sarta para enganchar pescado con éxito y se incrementó 2000 lbs. Sobre el peso de la sarta. Se sacó BHA de pesca con pescado, en

interior de zapata se encontró alojado parte del protector de cable. Se bajó bloque impresor 4½" hasta 9942 ft y el bloque presenta marca de tubo.

Se armó y bajó BHA de pesca over-shot 5¾" + grampa 3½" en Drill Pipe 2⅞" hasta 9942 ft, se maniobro la sarta para enganchar pescado con éxito, se sacó y se recuperó un pedazo de tubería de 3½" y 10.95 ft de longitud. También se recuperó parte del equipo BES: Cross -Over 3½" * 2⅜", descarga well lift de 2⅜", tubería capilar de ¼", 17.80 ft de longitud.⁶⁶

Se procedió a armar y bajar BHA de limpieza combinado para casing de 7" y 9⅝" en Drill Pipe de 2⅞" hasta 9610 ft hasta tope del pescado y no pasa. Se aplicó 50000 lbs de peso en la sarta para empujar pescado al fondo sin éxito. Se sacó tubería.

Se armó y bajó BHA acondicionador con casing swage de 6" y martillo en Drill Pipe 2⅞" hasta 9610 ft, tope del pescado, se procedió a empujar pescado con éxito hasta 9968 ft ubicando el pescado bajo la zona productora y se sacó BHA.

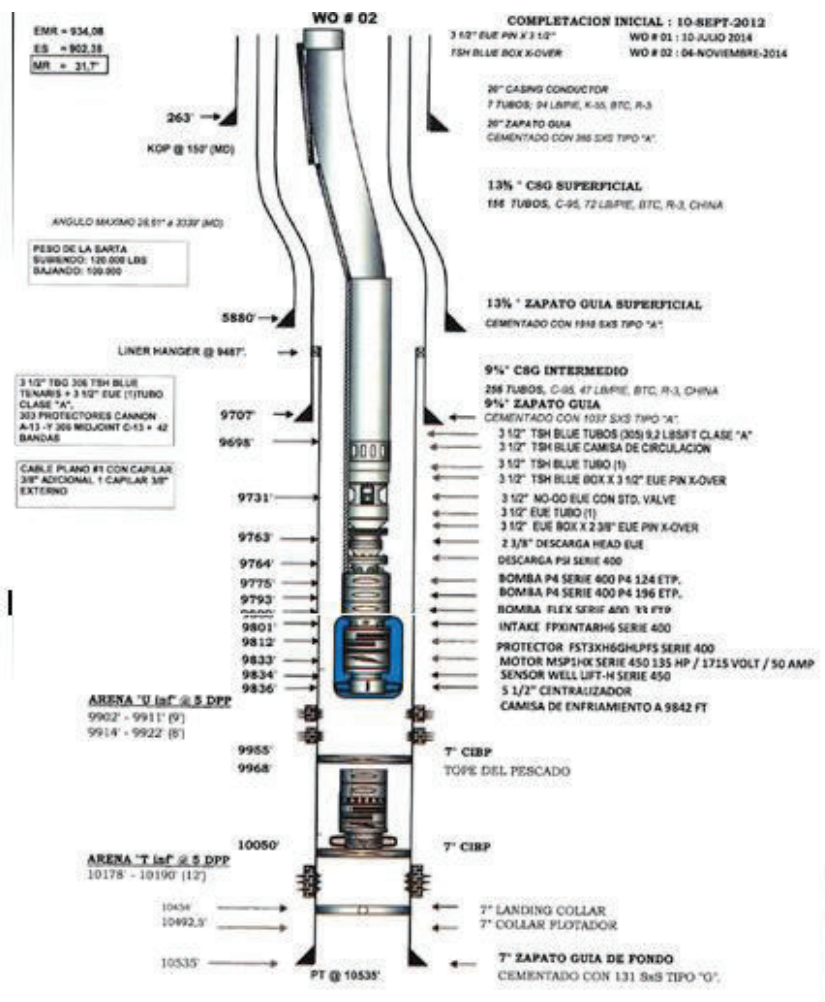
Se armó y baja BHA de limpieza combinado de 7" y 9⅝" de scraper hasta 9668 ft en Drill Pipe de 2⅞", circuló en directa con químicos, se sacó BHA de limpieza. Se desarmó y baja Kelly swivel y cambió niple de flujo por niple de disparos se bajó y asentó tapón CIBP de 7" @ 9955 ft.⁶⁵

5.1.1.1.2 Análisis del Caso 1

En este caso la operación de pesca no fue exitosa porque el taladro de perforación no tenía la capacidad ni para levantar el pescado ni para empujarlo, por este motivo podemos observar que al sacar el BHA de pesca solo se logra recuperar parte del pescado, luego al bajar con un BHA de limpieza el pescado no permite el paso de este y cuando se intenta empujar el pescado solo con el peso de la sarta la operación no fue exitosa.

Por esta razón fue necesario implementar un martillo en BHA de acondicionamiento para aumentar la capacidad a la sarta, para empujar el pescado bajo la zona productora y posteriormente proceder a realizar un tapón.

Figura 5.1 Completación Final del Pozo DRAGO NORTE 21D



FUENTE: ARCH. Pozo Drago Norte 021D

Como podemos observar en la completación parte del equipo BES que iba a ser reparado se quedó dentro del pozo, por lo que se decidió bajar un nuevo equipo BES P4/ 320 etapas/ 135 HP, para continuar produciendo en la arena U Inferior.

Esto implicó que se generaran nuevos costos no programados en la operación que se detallan a continuación.

Tabla 5.1 Costos de Operación de Reacondicionamiento del Pozo DRAGO NORTE 021D

Costos Reales	
Servicio	Gasto
Movimiento de la Torre	7649.17
Trabajo de la Torre (19 Días + 2 Hrs)	159560.13
Transporte	1566.66
Vacuum Noroccidental	0
Combustible	2459.16
Desinstalación/Instalación BES	52463.34
Instalación de Protectores/Quick Conector	2516.74
Unidad de Torque Computarizado	17012.8
Spooler	9044.22
Fluidos de Control + Ácido	42617.22
Supervisión	15120.29
Herramientas de Pesca	59241.12
Corte Químico de Tubería	130976.42
Desinstalación de Conector	6150.23
Operaciones con Unidad S/L	1337.16
Inversión Total	507714.66

FUENTE: ARCH. Pozo Drago Norte 021D
Realizado por: Ginger Castro y Santiago Armas

5.1.1.2 Caso 2

PETROAMAZONAS EP

Pozo: Shushufindi - 154D

Sumario de Reacondicionamiento N° 1

Objetivo: Cambio de Completación por Daño Mecánico en Completación de Fondo

Fecha: Marzo - 2015

5.1.1.2.1 Resumen de Operaciones de Pesca

Se inició las operaciones y se armó y bajó con BHA de pesca #1 con retrieving tool 4 " en Drill Pipe de 3½" hasta 9364 ft. Se logró enganchar Quantum Packer y se tensionó hasta 215000 libras, sin éxito. Ya que la capacidad del taladro no permite incrementar tensión. Se desconectó el pescado y se sacó el BHA.⁶⁶

Se bajó BHA molidor por tres ocasiones con Rotary Shoe 6½", canasta y martillo en Drill Pipe de 3½" hasta 9364 ft, se logró moler los hombros de Quantum Packer desde 9364 ft hasta 9355.5 ft. Pero no hubo avance. Sistema Power Swivel del taladro es muy débil. Se saca BHA molidor #3 en Drill Pipe de 2⅞", quebrando a los caballetes.

Se suspendieron operaciones el 24 de enero de 2015 a las 06h00 por falta de capacidad del taladro de reacondicionamiento.

⁶⁶ Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. 2014. Pozo Shushufindi 154.

Rig 30 reinició operaciones suspendidas en el pozo Shushufindi 154 a las 19h00 del día 2 de febrero del 2015⁶⁶

Se preparó 1000 bls de fluido de control con químicos a 8.3 LPG. Se logró controlar el pozo en reversa a 8851ft. Se desarmó y retiró cabezal del pozo y se armó 2 extensiones de BOP de 11" * 5000 psi. Se armó BOP y se realizó prueba de funcionamiento. Se cambió en BOP Pipe Rams de 3½" a 2⅞".

Se armó BHA de molienda con zapata de 6⅛", 5¾" Wash Pipe de 9⅝", 2 canastas de 4¾", martillo hidráulico 4¾" y 4 Drill collar de 4¾". Se bajó en Drill Pipe de 2⅞" midiendo hasta 9364 ft. Se conectó Kelly Swivel a la tubería Drill Pipe, se inició molienda de Quantum Packer desde 9266.5 a 9367.5 ft (un pie), se suspendió molienda porque no hay avance, se levantó 30 ft de tubería y cayo peso de la tubería, el Packer se liberó.⁶⁶

Se preparó 40 bls de Píldora Viscosa con 50 lbs de FLO VIS PLUG y se bombeó en directa desplazando con 60 bls de fluido de control, y se circuló en reversa @ 9366 ft. Sacaron BHA moledor en Drill Pipe de 2⅞", y el pescado salió incrustado en la zapata de molienda desde Packer hasta sección de sellos y pata de mula.

Se armó y bajó BHA de limpieza broca de 6⅛", canasta 5" y screaper 7" en Drill Pipe de 2⅞" hasta 9590 ft, se circuló en reversa con fluido de control para limpieza del pozo. Se sacó y desarmó BHA de limpieza quebrando Drill Pipe de 2⅞".⁶⁶

5.1.1.2.2 Análisis del Caso 2

En este caso se presentaron varios problemas debido a la falta de capacidad del taladro, al bajar el BHA de pesca y enganchar el pescado no se pudo incrementar la tensión porque el taladro no lo permitía y cuando se baja el BHA moledor, a pesar de poner un martillo para incrementar la capacidad del taladro no se pudo moler debido a la debilidad del sistema Power Swivel del taladro.

Por esta razón la operación de reacondicionamiento del pozo fue suspendida por 9 días y 13 horas (229 horas), debido a que no existía avance en las actividades

que se realizaban en el pozo por limitaciones del equipo de Reacondicionamiento con el Rig 57.

Sé esperó que el taladro de Reacondicionamiento 30 de 650 HP concluyera con otros trabajos de reacondicionamiento, para que se movilizará al pozo SHUSHUFINDI 154 y continuar con las operaciones de reacondicionamiento.

A pesar de que el taladro 30 tenía una mayor capacidad de operación se tuvo que colocar un martillo hidráulico en el BHA para intentar moler el Quantum Packer, pero igual no hubo éxito en estas actividades y fue suspendida.

El Packer se logra liberar al dejar que caiga el peso de la tubería, ya con el pescado en superficie se logra continuar con las actividades programadas para el reacondicionamiento de este pozo.

Podemos revisar a continuación el incremento de costos que hubo en esta operación.

Tabla 5.2 Costos de Operación de Reacondicionamiento del Pozo SHUSHUFINDI

154.

Costos Reales	
Servicio	Gasto
Movimiento de la Torre	11,000.00
Tarifa de Reacondicionamiento	94,126.25
Supervisión de Workover	12,133.00
Diesel, Químicos y Material Varios	2,162.00
Pulling/Run/Accesorios BES/Y Tool	8,870.94
Servicio Spooler Cable/Capilar	2,383.98
Desinstalación Protectores	780.52
Reparación Cabezal de Producción	7,123.86
Servicio de Logging - Pesca	37,059.00
MTU y Prueba con Bomba Jet	525.00
Tarifa Diaria del Rig	168,716.67
Montacarga	9,716.67
CompanyMan	16,545.00
Diesel	2,088.40
Vacuum	606.76
Trasteo	14,610.65
Servicio Zapata Mol.	19,948.00
Registros CBL + CIBP	53,535.31
OP. Suspendida SQZ	20,323.05
Slick Line - Elementos	3,321.00
Químicos Fluidos de Control	3,012.64
Herramientas de Completación	88,084.26
Inversión Total	576,472.95

FUENTE: ARCH. Shushufindi 154

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

5.1.1.3 Caso 3

PETROAMAZONAS EP

Pozo: Palo Azul C - 048 ST1

Objetivo: Perforación y Producción del Pozo

Fecha: Julio - 2013

5.1.1.3.1 Resumen de Operaciones

Se realizó operaciones de perforación con un BHA direccional # 5 se bajó hasta 7907 ft rimando la última parada por seguridad (NPT: 26 hrs). Se bombeó 50 bls de píldora dispersa seguida de 50 BLS de píldora viscosa, se circuló y perforó hasta 9435 ft con 815-860 gpm; 3700-4000 psi y 70-140 rpm controlando parámetros desde 7907 –8752 ft bombeando píldoras cada parada.⁶⁷

Se observó una pérdida de presión, se realizó una prueba de presión en equipos de superficie sin problemas. Se decidió sacar BHA por posible Washout hasta 8170 ft con puntos apretados desde 8949 ft, 8835 - 8830 ft, 8386 – 8384 ft, 8625 – 8250 ft y 8225–8165 ft. La tubería se encontró empaquetada a 8170 ft, se circuló con 320 gpm y 600 psi y trabaja la sarta martillando hacia abajo con 70 klbs para tratar de liberar sin éxito. Bombeó y determinó Washout a aproximadamente 500 ft desde superficie, se observó 100 psi de pérdida y deciden parar la operación. se realizó Back Off, con éxito.

Se sacó 5 paradas con 230 klb de peso, reemplazan tubo con Washout y continuó sacando 12 paradas adicionales, se circuló un fondo arriba con 300 gpm y 400 psi y determinó punto libre a 5400 ft. Se reemplazó por tubería inspeccionada y bajan hasta 6900 ft quedando 50 ft arriba del pescado.

⁶⁷ Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. 2014. Pozo Palo Azul C-048 ST1.

Se bajó tubería hasta enganchar el pescado e inició circulación hasta obtener 800 gpm y 3800 psi.⁶⁷

Se bombeó y circuló para limpiar el hoyo. La sarta trabajó martillando hacia abajo, bombeó 40 bls de píldora dispersa lubricante con 400 gmp y 1051 psi y continuó trabajando la sarta. Se bombeó 60 bls de píldora y desplazó un fondo, se accionó píldora para trabajar sarta martillando hacia abajo y torsionando.

Se determinó el punto libre para realizar Back Off. Se armó y bajó la herramienta para determinar punto libre a 7108 ft, se sacó la herramienta a superficie. Se armó barra de disparos a 7108 ft, aplicando 230 klbs de tensión y 22 kft.lb de torque a la izquierda y se disparó observando 5 vueltas de giro en la sarta. Se tensionó con 350 klbs y para hacia abajo 200 klbs para asegurar Back Off.⁶⁷

Sacó 12 paradas de DP y 2 tubos, la última junta salió ligeramente astillada, cambió junta, bajó y conectó nuevamente en el pescado. Circuló y trabajó sarta con 300 klbs de tensión y 100 klbs de peso.

Se bajó herramientas y determinó punto libre a 6860ft. Sacó herramientas y circuló hoyo. Sacó DrillPipe hasta la superficie desde 6917 ft (NPT: 332.5 hrs).

Continuo la operación con un BHA de pesca # 1 con Screw in Sub, (1) HWDP5", Cross -Over, Bumper Sub, (4)Drill Collar 8", Martillo8", (4)DrillCollar8", Slinger8", (1)DrillCollar8", Cross -Over, (9)Drill Collar 6½", Cross -Over. Bajó BHA de pesca hasta 6917 ft punto de pescado, se enganchó con éxito, cargó martillo con 60 klbs y se observó accionamiento de los dos martillos, trabajó martillando hacia abajo con 830 gpm y 3800 psi por tres ocasiones.⁶⁷

Se realizó maniobras y se determinó el Back off a 7932 ft con 300 klbs. Se extrajo una parada de Drill Pipe con arrastre inicial de 350 klbs y luego de 260 klbs. Bombeó 60 bls de píldora dispersa seguida de 60 bls de píldora viscosa y circuló

hasta retornos limpios. Sacó BHA de pesca a superficie y observó que se quedó en el pozo Screw in Sub y (1)HWDP 5". Nuevo pescado a 6881ft.

Se armó BHA de pesca # 2 con (1) HWDP 5", Cross -Over, (4) DrillCollar8", Martillo 7 $\frac{5}{8}$ ", (4)Drill Collar 8", Slinger 8", (1) DrillCollar8", Cross -Over, (9) DrillCollar6 $\frac{1}{2}$ ", Cross -Over. Bajó BHA de pesca hasta 6881ft punto de pescado, se enganchó con éxito con 800 gpm y 3350 psi, maniobro hacia arriba con 300 klbs y hacia abajo con 100 klbs. Ajustó conexiones, realizó Back Off y sacó herramientas a superficie. Maniobró tubería, liberó, sacó una parada y circuló para limpieza del hoyo. Sacó BHA de pesca hasta superficie. Recuperó pescado parcialmente, nuevo tope de pescado a 7633 ft.⁶⁷

Se armó BHA de pesca # 3 con Screw in SUB, (1) HWDP 5", Cross -Over, (4) Drill Collar 8", 8" Martillo, (4) Drill Collar 8", (7) Drill Collar 8", Cross -Over, (1) Drill Collar 6 $\frac{1}{2}$ ", Cross -Over, ACC 6 $\frac{1}{2}$ ", Cross -Over, (9) HWDP 6 $\frac{1}{2}$ ", (15) Drill Collar 6 $\frac{1}{4}$ ", Cross -Over, (39)HWDP5". Bajó BHA de pesca hasta 7483 ft donde apoyó con 40 klbs y bajó con bomba hasta 7633 ft punto de pescado, engancho con 30 klbs/ft de torque con éxito se inició circulación con 790 gpm y 3900 psi, maniobrando hacia arriba y hacia abajo para transmitir torque. Bombeó 60 bls de píldora dispersa seguida de 60 bls de píldora viscosa y circuló. Martilló hacia abajo intentando liberar (desenroscar) pescado sin éxito. Bombeó y desplazó hasta fondo 100 bls de píldora Black Magic, dejó sarta con 100 klbs de peso y 18 kft.lb de toque hacia la derecha. Se mantuvo píldora de Black Magic en reposo y maniobró tubería martillando únicamente hacia abajo para intentar liberar pescado en varias ocasiones, sin éxito. Circuló para limpieza del hoyo, intentó determinar punto libre sin éxito. Sacó herramientas a superficie, retiró extensiones e intentó determinar punto nuevamente sin éxito. Sacó herramientas a superficie y decidió realizar Back Off en tope de pescado a 7633 ft con 17 klbs/ft de torque.

Armó herramientas y correlacionó profundidad de detonación. Ajustó conexiones hasta 29 kft.lb, realizó Back Off, no se observó ninguna reacción de los detonantes (NPT: 7.5 hrs), el peso de la sarta bajó de 370 klbs a 170 klbs. Sacó

herramientas a superficie. Bombeó marcador de carburo determinando profundidad de desconexión a 4750 ft, realizó conexión maniobrando hacia arriba y hacia abajo para transmitir torque sin problemas.

Armó herramientas y correlacionó profundidad de detonación. Realizó detonación en la conexión a 7936 ft con la tubería tensionada a 500 kbls sin observar reacción en superficie. Sacó herramientas hasta superficie. Maniobró tubería martillando hacia abajo para intentar liberar sarta sin éxito.⁶⁷

Armó herramientas y correlacionó profundidad de detonación. Realizó detonación en la conexión a 7663 ft con la tubería tensionada a 520 kbls y sacó herramientas a superficie. Bombeó marcador de carburo seguida de 60 bls de píldora viscosa y circuló para limpieza del hoyo hasta observar retornos limpios. Sacó BHA de pesca hasta superficie y quebró. Profundidad de pescado a 7763 ft.

Se instaló difusor de 3½" y bajó hasta 7663 ft tope de pescado, circuló hasta retornos limpios y desplazó 50 bls de píldora viscosa pesada. Sacó Drill Pipe hasta 7417 ft e instaló PupJoint, válvula de seguridad y válvula Side Entry Sub. Realizó tapón de abandono con el 60% de exceso de cemento al volumen de hoyo de 12 ¼".⁶⁷

5.1.1.3.2 Análisis del Caso 3

En este pozo se observaron diferentes problemas el primero de estos fue que la tubería utilizada no fue inspeccionada por lo tanto existieron tres casos de washout, los dos primero fueron controlados y realizo cambio de tubería y se continuo con las operaciones de perforación, pero en el tercer washout que se presenta produce una pega mecánica de la tubería (con aparente circulación pero sin rotación) que deja atrapada la sarta de perforación, se trabaja la sarta hacia arriba y abajo activando el martillo hacia abajo, sin lograr liberar.

Esto genera un segundo problema que fueron las actividades de pesca, se trabaja la sarta martillando, tensionando y con rotación, no se logra liberar el pescado, además en el primer BHA de pesca que se quedó parte de este en el pozo generando un nuevo tope de pescado, luego de varias operaciones posteriores con Wire line; intentos fallidos de punto libre, desenrosque mecánico, detonaciones sin éxito, etc, se decide suspender las operaciones de pesca.

El tercer problema fue que no se determinó de manera correcta el punto libre y se realizó dos corridas de back off, una fallida y la otra correcta. Como podemos observar en la siguiente tabla.

Después
corridas
libre, 3
pesca,

Tabla 5.3 Lecciones Aprendidas Palo Azul C-048 ST1

Resp.	Fase	T (h)	Problema	Causa	Acción	Lección Aprendida	Recomendación
H&P		32.5	Wash out en tubería	Se produce un wash out debido a mala condición del recubrimiento interno de la tubería de perforación	Sacar tubería hasta encontrar el tubo dañado, se reemplaza 750 ft por arriba y 750 ft por debajo del wash out.	De los resultados de la inspección de la tubería cambiada, se determina que la condición interna de la tubería está en mal estado. Se inicia con la planificación del cambio de la tubería de perforación.	Establecer un sistema de tracking de la tubería y todos los componentes del BHA para anticipar reparaciones y cambios de la sarta de perforación.
	12¼"			Se produce un wash out debido a mala condición del recubrimiento interno de la tubería de perforación. Al sacar la sarta de perforación se produce un atascamiento mecánico en la base del conglomerado inferior, el cual deriva en trabajos de pesca que no resultan exitosos. Se produce la pérdida de herramientas direccionales, drill collar y HWDPP en el pozo.	Se realiza varios intentos de pesca realizando back off mecánicos y con explosivos, con los que se logra recuperar parte de la sarta de perforación. Se trabaja con un posicionamiento de martillos para pesca, sin embargo no es posible recuperar el pescado. Se trabaja con piloras lubricadas y de blackmagic, sin lograr liberar el pescado. Finalmente se decide dar por perdidas las herramientas y abandonar el tramo perforado de 12¼"	Debido a la mala condición de la tubería no es posible realizar una limpieza adecuada del pozo, adicionalmente las prácticas operativas efectuadas en las maniobras de sacar el BHA no fueron adecuadas, lo cual ocasiona el atropamiento mecánico de la sarta de perforación, con las consecuentes maniobras de pesca, que al no ser efectivas derivan en pérdida de herramientas en el pozo. El wash out de la tubería es la causa raíz y el maniobrar la sarta martillando hacia arriba es la causa secundaria del problema presentado.	Se determina límites más conservadores para los viajes, poniendo el límite de 30 kibs de overpull para los viajes de sacada y 20 kibs para los viajes de retorno, antes de colocar bomba y posteriormente rotaria, manteniendo los mismos límites de tensión y peso respectivamente. Circular el pozo de manera adecuada y un ajuste en las propiedades reológicas del fluido serán implementadas para los siguientes pozos.
H&P		332.5	Wash out en tubería + atascamiento del BHA en conglomerado				
WTF		7.5	Back off fallido	No se aplica los correctos procedimientos para la determinación del punto neutro de la sarta	Se realiza un segundo back off en el cual los procedimientos son bien ejecutados	Si el punto neutro no es determinado de forma apropiada, el back off no se realiza en el punto deseado o no genera el desenrosque en ningún sitio, ocasionando pérdidas de tiempo y recursos.	Es necesaria la revisión de los procedimientos a seguir para determinar el punto neutro y el procedimiento para transmitir el torque izquierdo hasta el mismo, a fin de que al accionar las cargas estas tengan como efecto final el desenrosque en el punto deseado.

Fuente: ARCH Palo Azul C-048 ST1

de varias
de punto
BHAs de
2000

activaciones del martillo y algunas píldoras bombeadas durante más de 10 días de pega (372.5 horas), BHA# 5 fue declarado LIH y se procede con las operaciones de sidetrack.

Tabla 5.4 Costos de Operación Perforación del Pozo PALO AZUL C-048 ST1

Costos Reales	
Servicio	Gasto
Fishing	56051.11
Reembolsables	11864.76
Servicio Taladro de Perforación	398780.00
Servicio Gerenciamiento Perforación	25560.00
Servicio Direccional	3426471.80
Servicio Control de Sólidos	149362.42
Servicio MudLogging	64182.00
Servicio de Gyro	30800.00
Servicio de Catering Perforación	37827.00
Registros Eléctrico (Wireline)	47653.16
Lump Sum Brocas de Perforación	219850.00
Equipos Pesados de Perforación	23500.00
Renta de Equipos de Perforación	2480.00
Mate. Cabezal de Pozo Perforación	106571.94
Combustible Perforación	33120.00
Tubería de Revestimiento	376821.10
Aceites y Grasas Perforación	304.04
Servicio Catering Completación	9441.00
Tubería de Completación Bodega	82705.10
Fluidos de Completación Bodega	16714.54
Materiales Completación de Fondo	44484.52
Servicio de Gyro	11632.50
Servicio Catering Perforación	27747.00
Servicio de Reductores de Torque	81963.75
Renta de Equipos de Perforación	9980.00
Combustible de Perforación	28520.00
Tubería de Revestimiento	353181.41
Blank	19108.41
Inversión Total	5696677.56

FUENTE: ARCH. Pozo Palo Azul C-048 ST1

Realizado por: Ginger Castro y Santiago Armas

5.2 COMPARACIÓN ENTRE LAS HERRAMIENTAS CONVENCIONALES (MARTILLOS) Y LA HERRAMIENTA CPT®

Se va a realizar un comparación en los aspectos más importantes en procedimiento de pesca entra las herramientas convencionales y la herramienta CPT®, los mismos que se detallan a continuación.

- Activación de la herramienta.
- Capacidad de Carga.
- Funcionamiento.

5.2.1 ACTIVACIÓN DE LA HERRAMIENTA

5.2.1.1 Martillos

Los martillos se activan mediante un mecanismo de disparo el cual se activa por efecto de la tensión o compresión que se aplica en la sarta de trabajo.

Al aplicar tensión o compresión se produce una energía la cual es almacenada por unos instantes en el mecanismo de disparo, luego esta energía es liberada, dando una aceleración al mandril en el interior del martillo, produciendo una fuerza de impacto.⁴⁹

Una vez producido el impacto el martillo tiene que volver a su posición inicial produciendo una tensión o compresión, para ser usado nuevamente. En este proceso el martillo genera dos fuerzas para vencer la fuerza de atascamiento y poder mover la tubería pegada (pescado), las mismas que son el impacto y el impulso⁵⁰.

⁴⁹ National Oilwell Varco. 2010. Fishing Tool Dowhole; 30

⁵⁰ Schlumberger. 2012. Fishing Tools and Service; 17

Donde el impacto es la máxima fuerza que produce el martillo y el impulso es el movimiento que se genera en el impacto. Pero estas fuerzas están limitadas por el número de Drill Collar que se encuentran sobre el martillo, si el número de Drill Collar es menor la fuerza es mayor, pero un número mayor genera un mayor impulso.

5.2.1.2 CPT®

La herramienta CPT® podemos activar la sección de anclas y la sección de fuerza al soltar la bola desde la superficie la misma que se alojara en el asiento y posteriormente se debe aplicar presión en superficie por medio de las líneas de la unidad de cementación, generando un diferencial de presión siendo este el mecanismo de activación.⁶²

Al tener un área efectiva como podemos observar la Tabla 3.1 Especificaciones de la herramienta CPT® en el Capítulo 3 mediante la ecuación 9

$$P = \frac{F}{A} \quad (9)$$

Despejamos la Fuerza (F) de dicha ecuación:

$$F = P * A \quad (23)$$

Podemos determinar la fuerza con la que está trabajando la herramienta.

Posteriormente para desactivar la herramienta solo debemos desfogar la presión con lo que la sección de anclas se desactivan y aplicando peso para regresar la herramienta.

⁶² TIW Corporation 2011. CPT Portofolio, Section I; Technical Data

Como podemos observar el funcionamiento de la herramienta CPT® es mucho más sencilla que la de los martillos convencionales, ya que la herramienta CPT® funciona sin ninguna restricción del número de Drill Collar sobre la herramienta.

5.2.2 CAPACIDAD DE CARGA

5.2.2.1 Martillos Convencionales

A continuación presentamos las capacidades de carga de algunos martillos convencionales.

Tabla 5.5 Capacidad de Trabajo del Martillo de Accionamiento Doble Hidráulico.

Tamaño de la Herramienta (in)	Max. Sobretensión (lbs)	Resistencia a la Tensión (lbs)
3 3/8	44 000	236 062
4 ¼	70 000	377 871
4 ¾	80 000	492 284
6 ¼	150 000	730 324
6 ½	175 000	964 207
7	230 000	1 179 933
7 ¼	240 000	1 261 162
7 ¾	260 000	1 315 225
8	300 000	1 621 565
8 ¼	350 000	1 819 284
8 ½	350 000	1 846 269
9 ½	500 000	1 654 172

Fuente: Catalogo Martillo de doble acción Hydra-JarAp; Schlumberger

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

Tabla 5.6 Capacidad de Trabajo del Martillo Hidráulico BowenType Z

Tamaño de la Herramienta (in)	Max. Sobretensión (lbs)
3 1/8	32 400
3 3/4	56 500
4 1/4	46 700
4 1/2	49 000
4 3/4	85 000
6	136 000
6 1/4	159 000
6 3/4	172 800
7 3/4	149 000
9	195 000

Fuente: Dimensional Data Handbook de Smith Services

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

Tabla 5.7 Capacidad de Trabajo del Martillo BowenBumper Sub

Tamaño de la Herramienta (in)	Max. Tensión (lbs)
3 3/4	409 200
3 5/32	282 000
4 1/4	470 400
4 1/8	399 450
4 3/4	647 000
5 1/2	691 650
6 1/8	1 030 000
6 1/4	1 030 000
6 3/4	882 000
7	882 000
7 3/4	1 060 000
8	1 045 000

Fuente: Dimensional Data Handbook de Smith Services

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

5.2.2.2 CPT®

En la Tabla 5.7 capacidad de trabajo de la herramienta CPT®, podemos observar los valores máximos de trabajo que soporta la CPT®.

Tabla 5.8 Capacidad de Trabajo de la Herramienta CPT®

Tamaño de la CPT® (in)	Max. Presión de Operación (psi)	Área Efectiva de Trabajo (in ²)	Max. Fuerza de Operación (lbs)
5 ¾	8 782	86.835	762 619
8 1/8	9 266	159.068	1 473 928
10	8 868	259.721	2 296 989
11 1/4	8 239	303.405	2 500 000

Fuente: TIW Corporation

Realizado por: Ginger Castro y Santiago Armas

5.2.3 FUNCIONAMIENTO

5.2.3.1 Martillos Convencionales

Los martillos cuando generan el impacto o golpe se produce una serie de vibraciones tanto ascendentes como descendentes las mismas que se ven reflejadas en la superficie y sobre todo en las sartas de trabajo de poca capacidad en superficie.⁴⁹

A demás es recomendable usar aceleradores los mismos que tienen el mismo funcionamiento que los martillos, es decir almacenan energía la misma que se libera para producir mayor velocidad al martillo a la hora del impacto.

5.2.3.2 CPT®

Al ser una herramienta hidráulica, todo el trabajo va resistir la sección de anclas, lo que alivia la sarta de trabajo y sobre todo puede realizar el trabajo en una torre de trabajo con baja capacidad de tensión en superficie, ya que la fuerza es generada por la sección de fuerza de la herramienta CPT®.⁶²

5.3 ANÁLISIS DE COSTOS DE LA HERRAMIENTA CPT®

En la Tabla 5.9 se presentan los precios de la herramienta CPT para sus respectivas dimensiones los mismos que son solo para nuestro país.

Tabla 5.9 Costos de la Herramienta CPT ®

Descripción	Precio Unitario Ecuador 2014 (dólares)	Precio adicional (dólares)
CPT recuperación de tubería por corrida	Renta (3días)	Adicional (a partir del 4to día)
13 3/8" a 10 3/4" CPT Power Tool	21 750.00	1 087.50
Accesorios 13 3/8" a 10 3/4" CPT Power Tool	14 250.00	712.50
9 5/8" a 7" CPT Power Tool	20 250.00	1 012.50
Accesorios 9 5/8" a 7" CPT Power Tool	11 250.00	562.50
5 1/2" a 2 3/8" CPT Power Tool	18 750.00	937.50
Accesorios 5 1/2" a 2 3/8" CPT Power Tool	8 250.00	412.50

Fuente: TIW Corporation

Realizado por: Ginger Castro y Santiago Armas

5.3.1 ANÁLISIS ECONÓMICO ENTRE UN TRABAJO REALIZADO CON UNA HERRAMIENTA CONVENCIONAL Y LA POSIBILIDAD DE USAR LA HERRAMIENTA CPT®

Se realiza un análisis comparativo del trabajo del pozo Shushufinfi 154, en el cual no se pudo realizar la pesca por falta de capacidad de tensión tanto de la torre de trabajo como de la herramienta convencional.

Los resultados económicos del pozo Shushufindi 154 con una herramienta convencional se presentan en la tabla 5.2

Tabla 5.10 Resultados Económicos del pozo Shushufindi 154 con la Herramienta CPT®

Costos Reales			
Servicio	Material	Gasto	Inversión
Movimiento de la Torre		11,000.00	
Tarifa de Reacondicionamiento		94,126.25	
Supervisión de Workover		12,133.00	
Diesel, Químicos y Material Varios		2,162.00	
Pulling/Run/Accesorios BES/Y Tool		8,870.94	
Servicio Spooler Cable/Capilar		2,383.98	
Desinstalación Protectores		780.52	
Reparación Cabezal de Producción		7,123.86	
Servicio de Logging – Pesca		44,100.00	
MTU y Prueba con Bomba Jet		525	
		Subtotal	183,205.55
		Total	183,205.55

FUENTE: ARCH. Shushufindi 154 y TIW Corporation

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

El análisis se lo realiza reemplazando el valor del costo de las herramientas de pesca convencionales por el costo de la herramienta CPT® de 9 5/8” a 7”, por 11

días de trabajo los mismos días que trabaja la herramienta convencional antes de realizar un cambio de la torre de trabajo por falta de capacidad de tensión y peso. Como se indica en el resumen de operación de pesca en el pozo Shushufindi 154 se realiza una tensión de 215000 lbs sin tener éxito en la extracción, ahora si hubiésemos realizado el trabajo con la herramienta CPT® se hubiese podido obtener una fuerza máxima de tensión de 700000 lbs lo que se pudo predecir una extracción del pescado.

Obteniendo un resultado positivo en la operación de pesca y teniendo un ahorro mínimo aproximado de 390000 dólares que es la diferencia entre el valor total del costo del trabajo con la herramienta convencional menos el valor total del costo del trabajo con la herramienta CPT ®.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

Conocer todos los tipos de herramientas que existen en la industria y su funcionamiento para operaciones de pesca, es importante ya que dependiendo del caso, se pueden utilizar más de un BHA de pesca para retirar la tubería estancada del pozo y la elección adecuada, es la que puede garantizar un trabajo efectivo y con un costo mínimo.

El procedimiento de ensamble de la herramienta CPT®, garantiza un 80 % de efectividad del funcionamiento del trabajo a realizar, por eso es muy importante garantizar dicho proceso con la certificación de las herramientas; similar importancia es la prueba de presión en el taller, para que el técnico operador pueda contar con la garantía e integridad de la herramienta.

En los procedimientos de pesca la experiencia del técnico operador es muy importante en la toma de decisiones, sobre todo cuando el pescado presenta alto grado de dificultad para ser extraído, como sucedió en el caso de extracción del Equipo BES del pozo Drago Norte – 021D, el operador y los responsables del pozo toman la decisión de empujar el pescado y realizar un tapón.

En caso del pozo Shushufindi 154 se observa que la falta de capacidad de tensión de la torre de trabajo, al igual que la falta de capacidad en las herramientas convencionales (martillo), no permite la extracción del pescado, provocando una paralización en las actividades y el incremento en el costo de operaciones por el tiempo no productivo.

En el pozo Palo Azul C – 048 ST1, se evidencia que la certificación de las herramientas a usar es fundamental, ya que trabajar con herramientas en mal estado son perjudiciales al realizar un trabajo efectivo; por otra parte las herramientas de pesca como los procedimientos a seguir no garantizan la extracción del pescado, ya que depende mucho de las condiciones mecánicas, geométricas del pozo y de la información disponible. En la etapa de perforación esto es clave en la toma de decisiones.

A la hora de realizar un análisis teórico entre la herramienta CPT® y los martillos convencionales podemos determinar que la herramienta CPT® posee un mecanismo de activación mucho más sencillo y fácil de controlar; así como también tiene una capacidad mayor y soporta todo el esfuerzo de trabajo aliviando el esfuerzo a la torre y sarta de trabajo.

6.2 RECOMENDACIONES

El tener como opción un sistema CPT® será muy beneficioso al momento de requerir altos valores de tensión en una operación de pesca. Liberando el condicionamiento de utilizar tuberías o torres de perforación reacondicionamiento de gran capacidad.

Como una norma general de buen desempeño y cuidado con el técnico operador, cualquier trabajo que vaya a realizar con la herramienta CPT® debe obligatoriamente usar el equipo de protección personal y conocer los procedimientos para realizar con seguridad el trabajo asignado, protegiendo su salud y la integridad de la herramienta.

Cuando se realiza un trabajo en el cual el pescado posee un grado de dificultad severo, generando muchos problemas para ser extraído se debe recolectar la mayor información disponible y realizar un análisis minucioso para determinar si es factible y rentable la operación de pesca o buscar otras alternativas para mantener con vida productiva al pozo.

Es absolutamente imprescindible que el técnico operador de pesca realice los cálculos de peso, tensión, volumen, elongación de la tubería previo al trabajo para poder tomar las mejores decisiones en la operación de pesca.

En un pozo antes de realizar un trabajo con la herramienta CPT®, es muy recomendable realizar un registro de integridad de Casing, y así determinar el factor de seguridad a la hora de generar las fuerzas en la extracción del pescado sin afectar la integridad del casing y pozo por supuesto.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.** (2014). Pozo Drago Norte 021D. Shushufindi. Sumario de Reacondicionamiento.
2. **Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.** (2014). Pozo Palo Azul C-048 ST1. Shushufindi. Sumario de Perforación.
3. **ARCH Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.** (2014). Pozo Shushufindi 154. Shushufindi. Sumario de Reacondicionamiento.
4. **Crane Co.**(1977). Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios y Tuberías. Edición 15. México. McGraw-Hill.
5. **Fernández, P.**(2003). Mecánica de Fluidos. Universidad de Cantabria. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética.
6. **Irwin, J.** (2001). Mechanical Engineer's Handbook. San Diego. Academic Press.
7. **Lapeyrouse, J.**(1992). Formulas and Calculations for Drilling and Workover. Houston. Gulf Publishing Company.
8. **National Oilwell Varco.** (2010). Fishing Tool Downhole. Houston.
9. **Richardson, TX.** (1991). Applied Drilling Engineering. Society of petroleum Engineers.
10. **Schlumberger.**(2013). Cómo optimizar el Arte de la Pesca. Houston.
11. **Schlumberger.** (2012). Fishing Tools and Services. Houston.

12. **Schlumberger.**(2012).Hydra-Jar AP Martillo Hidráulico de Doble Acción.
Houston.
13. **Schlumberger.** (2000). Seminario de Perforación Direccional. Quito -
Ecuador.
14. **Shames, H.**(1995).Mecánica de Fluido. 3ra Edición. Bogotá. McGraw-Hill.
15. **Smith Services.** (2002). Dimensional Data Handbook.2da Edición.
Houston.
16. **Vallejo- Zambrano.** (2003). Física Vectorial 2. 3ra Edición. Quito. Grafiti
Ofssett.
17. **Ternium.**(2010). Manual de Contenido del Participante Hidráulica Básica.
España.
18. **TIW Corporation.** (2011). CPT Portofolio. Houston.

ANEXOS

ANEXO N° 1

PROPIEDADES FÍSICAS DEL AGUA Y EL ACEITE

PROPIEDADES FÍSICAS DEL AGUA EN UNIDADES S.I.

Temperatura °C	Densidad ρ kg/m ³	Viscosidad μ (N.s/m ²) x 10 ⁻³	Viscosidad cinética ν m ² /s x 10 ⁻⁶	Tensión superficial σ N/m x 10 ⁻²	Presión de vapor Pa
0	999.9	1.792	1.792	7.62	588
5	1000.0	1.519	1.519	7.54	882
10	999.7	1.308	1.308	7.48	1176
15	999.1	1.140	1.141	7.41	1666
20	998.2	1.005	1.007	7.36	2447
30	995.7	0.801	0.804	7.18	4297
40	992.2	0.656	0.661	7.01	7400
50	988.1	0.549	0.556	6.82	12220
60	983.2	0.499	0.477	6.68	19600
70	977.8	0.406	0.415	6.50	30700
80	971.8	0.357	0.367	6.30	46400
90	965.3	0.317	0.328	6.12	68200
100	958.4	0.284	0.296	5.94	97500

Fuente: Mecánica de Fluidos de Irving H. Shames

Realizado por: Ginger Castro y Santiago Armas

PROPIEDADES FÍSICAS DEL AGUA EN UNIDADES INGLESAS

Temperatura °F	Densidad ρ lbs/pie ³	Viscosidad μ (lbs.s/pie ²) x 10 ⁻⁵	Viscosidad cinética ν pie ² /s x 10 ⁻⁵	Tensión superficial σ lb/pie x 10 ⁻²	Presión de vapor lb/pie ²
32	1.940	3.746	1.931	0.518	12.5
40	1.940	3.229	1.664	0.514	17.5
50	1.940	2.735	1.410	0.509	25.6
60	1.938	2.350	1.217	0.504	36.9
70	1.936	2.060	1.069	0.500	52.3
80	1.934	1.799	0.930	0.492	72.8
90	1.931	1.595	0.826	0.486	100
100	1.927	1.424	0.739	0.480	135
120	1.918	1.168	0.600	0.465	241
140	1.908	0.981	0.514	0.454	409
160	1.896	0.838	0.442	0.441	668
180	1.883	0.726	0.385	0.426	1050
200	1.868	0.637	0.341	0.412	1599
212	1.860	0.503	0.319	0.404	2028

Fuente: Mecánica de Fluidos de Irving H. Shames

Realizado por: Ginger Castro y Santiago Armas

RELACIÓN ENTRE EL GRADO API Y LA DENSIDAD DEL ACEITE EN
UNIDADES S.I. Y UNIDADES INGLESAS PARA UNA TEMPERATURA DE 15.6
°C Ò 60 °F

GRADO API	PESO ESPECÍFICO (S)	DENSIDAD (ρ) kg/m ³	DENSIDAD (ρ) lb/pe ³
10	1.0000	998.9	62.36
12	0.9861	985.1	61.50
14	0.9725	971.5	60.65
16	0.9593	958.4	59.83
18	0.9465	945.6	59.03
20	0.9340	933.1	58.25
22	0.9218	927.0	57.87
24	0.9100	909.0	56.75
26	0.8984	897.5	56.03
28	0.8871	886.1	55.32
30	0.8762	875.3	54.64
32	0.8654	864.5	53.97
34	0.8550	854.1	53.32
36	0.8448	844.0	52.69
38	0.8348	833.9	52.06
40	0.8251	824.3	51.46
42	0.8155	814.7	50.86
44	0.8063	805.4	50.28
46	0.7972	796.4	49.72
48	0.7883	787.5	49.16
50	0.7796	778.8	48.62
52	0.7711	770.3	48.09
54	0.7628	762.0	47.57
56	0.7547	754.0	47.07
58	0.7467	746.0	46.57
60	0.7389	738.1	46.08
62	0.7313	730.6	45.61
64	0.7238	723.1	45.14
66	0.7165	715.7	44.68
68	0.7093	708.5	44.23
70	0.7022	701.5	43.79
72	0.6953	694.6	43.36
74	0.6886	687.8	42.94
76	0.6819	681.3	42.53
78	0.6754	674.7	42.12
80	0.6690	668.3	41.72
82	0.6628	662.0	41.33
84	0.6566	656.0	40.95
86	0.6506	649.9	40.57
88	0.6446	643.9	40.20
90	0.6388	638.2	39.84
92	0.6331	632.4	39.48
94	0.6275	626.8	39.13
96	0.6220	621.4	38.79
98	0.6166	615.9	38.45
100	0.6112	610.6	38.12

Fuente: Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios y Tuberías de Crane Mc Graw - Hill

Realizado por: Ginger Castro y Santiago Armas

ANEXO N°2

CPT®

Fotografía CPT® Ensamblada



Fuente: TIW Corporation

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas

Fotografía Sección de Anclaje



Fuente: TIW Corporation

Elaborado por: Ginger Castro y Santiago Armas