ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Mecánica y Ciencias de la Producción

"Diseño de Dos Herramientas de Recuperación para Remover Obstrucciones en los Pozos de PACIFPETROL S.A."

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO MECÁNICO

Presentada por:

Leopoldo Paúl Minchala García

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2006

A G R A D E C I M I E N T O

A mis padres Leopoldo y Daysi, al Ing. Ernesto Martínez, Director de mi Tesis, al Ing. Alfredo Torres G. y al Ing. Héctor Román F., Vocales de mi Tribunal de Graduación, al Ing. Manuel Helguero, al Ing. Gabriel Colmont, al Ing. Jorge Rosas, de la empresa Weatherford, al Ing. Luis Albán, Director del Proyecto Ancón, al Ing. William Swanson, de la empresa PACIFPETROL S.A. y a todas las personas que de uno u otro modo colaboraron en la realización de este trabajo.

D E D I C A T O R I A

A DIOS

A MIS PADRES

A MIS HERMANOS

A MI ABUELITA

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Eduardo Rivadeneira P. DECANO DE LA FIMCP PRESIDENTE	Ing. Ernesto Martínez L. DIRECTOR DE TESIS
Ing. Alfredo Torres G. VOCAL	Ing. Héctor Román F. VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL"

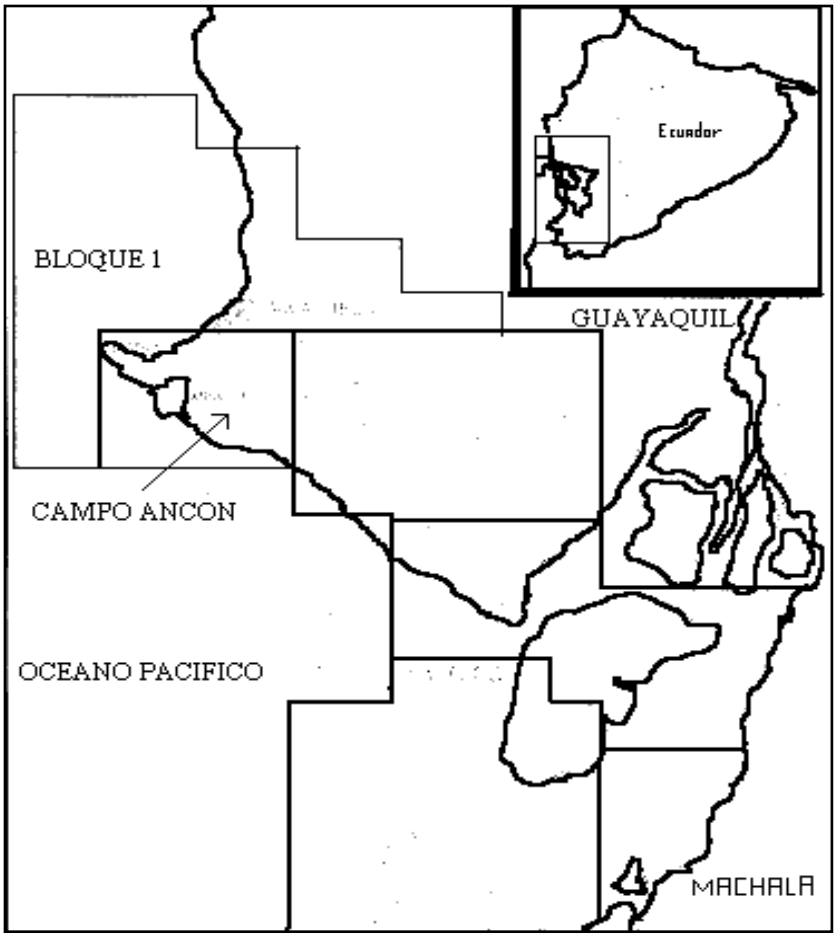
(Reglamento de Graduación de la ESPOL).

_____

Leopoldo Paúl Minchala García

RESUMEN

La presente Tesis tiene como lugar el Bloque 2 del Campus Petrolero Gustavo Galindo Velasco, actualmente administrado por Pacifpetrol S.A. y cuya ubicación es la Península de Santa Elena, Parroquia Ancón, la misma que tiene como función la optimización de la producción de petróleo para su posterior venta a la refinería de La Libertad.



Los mecanismos que utiliza PACIFPETROL para la extracción del petróleo son: Herramienta Local (HL) ó Cuchara, que consiste en una botella de

material ligero y en su extremo superior sujetada a un cable (wireline), la cual, una vez corrida dentro del pozo y llegando a la profundidad del nivel de petróleo se sumerge en él para llenarse mediante un orificio inferior, una vez llena es halada a superficie para vaciar el crudo en un tanquero.

El segundo método de extracción es por Swab (SW) que utiliza un mandril adaptado a un cable y al igual que en el método anterior se corre dentro del pozo hasta el fondo y encaja en una válvula llamada standing. Una vez en el fondo se eleva la columna halando del cable hasta una distancia determinada y luego se baja nuevamente permitiendo llenarse más de crudo con ayuda del standing que impide el regreso de petróleo actuando como una válvula de retención (check). Se repite el procedimiento hasta conseguir una columna de crudo considerable y entonces llega superficie donde es recibida por un tanquero para trasportarla hasta la estación de almacenamiento.

Ambos métodos mencionados hasta ahora requieren de dos operadores y una unidad para producir, tomando en cuenta que la labor de producción no es continua, debido a que el nivel de crudo disminuye en el pozo y se debe dejar de trabajar en él por el tiempo que sea necesario.

El último método es Bombeo Mecánico (BM) y consiste en un motor de combustión interna en superficie y una bomba de subsuelo que levanta el crudo a consecuencia de un movimiento circular del motor que posteriormente es transformado el lineal por medio de un balancín. La bomba

consta de dos válvulas, una viajera ubicada en el pistón y otra fija en el inferior de la bomba, cuando el pistón asciende se abre la válvula inferior y llena la cámara de adelante del pistón, cuando el pistón desciende se cierra la válvula fija y se abre la viajera para llenar la cámara de atrás del pistón. El procedimiento es repetitivo hasta que la columna de crudo almacenada en la tubería de producción se tal que alcance la superficie y se almacene en un tanque cercano al pozo.

Durante las operaciones de extracción de petróleo ocurren fallas mecánicas o errores humanos los cuales producirán que se suelte o parta el equipo o algún elemento en particular y caiga al fondo del pozo generándose así una obstrucción en el agujero. Al elemento obstruyente se lo denomina “pescado” y es un objeto indeseable en el interior del pozo y debe ser recuperado por una herramienta de pesca o pescante.

La Tesis se basa en el diseño de dos herramientas de pesca para propósitos diferentes. La primera de ellas consiste en un pescante llamado rabo de rata, ideal para recobrar tubería agarrándola interiormente. La ventaja de implementar este tipo de pescantes es que Pacifpetrol en la actualidad no cuenta con una herramienta que realice este trabajo y existen pozos abandonados por ésta carencia. Este pescante deberá ser diseñado para soportar una considerable carga de tensión y además requerirá de un tratamiento térmico para endurecer los hilos de agarre de la herramienta y

prolongar su tiempo de vida. El segundo pescante tiene como objetivo recobrar una herramienta de extracción de crudo llamada herramienta local, descrita anteriormente. Este pescante es denominado Collarín de Dados, además tendrá la propiedad de agarrar al pescado realizando la menor cantidad de intentos por atraparlos a consecuencia de una zapata guía situada en el inferior del pescante, el cual ubicara al pescado hacia la posición de atrape. La decisión de diseñar las herramientas con las características mencionadas fue tomada mediante un análisis estadístico basado en los reportes diarios de los operadores durante los dos últimos años, de ésta manera se supo cuales eran las necesidades prioritarias de la Compañía.

El procedimiento a seguir para diseñar dichos pescantes es hacer un estudio de una serie de herramientas de pesca que generalmente se utilizan en el Oriente ecuatoriano, conocer su funcionamiento y métodos de recuperación para implementarlas por los métodos convencionales de diseño a los campos de Pacifpetrol. Así, una vez diseñada e implementada la herramienta se espera que ésta tenga un costo de fabricación muy por debajo del precio de la compra a Compañías de Servicio, así como también deberá ser capaz de reducir el tiempo de pesca ya que esto se verá reflejado en un menor consumo de combustible en las unidades de servicio y operar en mas pozos en una sola jornada de trabajo.

ÍNDICE GENERAL

Pág.

RESUMEN……..I
ÍNDICE GENERAL……...V
ABREVIATURAS……VIII
SIMBOLOGÍA……...IX
ÍNDICE DE FIGURAS……..X
ÍNDICE DE TABLAS……..……XII
ÍNDICE DE PLANOS…….……XIII
INTRODUCCION……1

CAPITULO 1

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS OPERACIONES REALIZADAS EN LOS POZOS DE PACIFPETROL…….…....3

1.1 Operaciones de Producción y Almacenamiento de Crudo……...4
1.1.1 Producción de Crudo mediante la Técnica de la herramienta Local……4
1.1.2 Producción de Crudo mediante el Sistema de Pistoneo…….7
1.1.3 Producción de Crudo mediante Bombeo Mecánico……..…....10
1.1.4 Almacenamiento de Crudo…….21
1.2 Operaciones de Acondicionamiento……..……22
1.2.1 Operaciones de Profundizado..……...23
1.2.2 Operaciones de Veleo…….25
1.2.3 Operaciones de Recuperación……..……...26

CAPÍTULO 2

2. INTRODUCCIÓN A LAS OPERACIONES DE RECUPERACION…...28
Definición de Pescado……..…….....28
2.2 Concepto de Pesca……...29
2.3 Consideraciones Básicas……..30
2.4 Descripción General de las operaciones donde es mas frecuente encontrarse con una situación de Pesca……...32
2.4.1 Causas por las que ocurre una situación de Pesca en Hueco sin revestimiento……..…….33
2.4.2 Causas por las que ocurre una situación de Pesca en hueco revestido……..49

CAPÍTULO 3

3. TIPOS DE PESCANTES, MÉTODOS DE RECUPERACIÓN Y HERRAMIENTAS AUXILIARES……..55
3.1 Tipos de Pescantes y métodos de Recuperación…….……55
3.1.1 Recuperación de tubería suelta o partida…….56
3.1.2 Recuperación de tubería atascada……...66
3.1.3 Recuperación de Desperdicios……..84
3.1.4 Recuperación de Cable……...89
3.2 Herramientas Auxiliares……..……..92
3.2.1 Martillos Hidráulicos……..……...93
3.2.2 Zapata Guía……..95
3.2.3 Juntas de Seguridad……96

CAPÍTULO 4

4. DISEÑO DE LAS HERRAMIENTAS DE RECUPERACION……...98
4.1 Análisis Estadístico y Justificaciones de Diseño…….....98
4.2 Identificación del problema a resolver……..……102
4.3 Diseño de Forma……..…….……...109
4.4 Cálculos de Esfuerzos…….....123
4.5Selección del Material a ser empleado…….……140
4.6Tratamientos Térmicos requeridos.……..……...…..144

CAPÍTULO 5

5. ANALISIS DE COSTOS……..……154
5.1 Costo de Materiales…..……..……154
5.2 Costo de Mano de Obra…….……158

CAPÍTULO 6

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES……...162

APENDICES

BIBLIOGRAFIA

ABREVIATURAS

HL	Técnica de Producción mediante Herramienta Local.
SW	Técnica de Producción mediante el Sistema de Pistoneo.
BM	Producción mediante Bombeo Mecánico.
API	American Petroleum Institute.
BSW	Sedimentos Básicos y Agua
DP	Tubería de Perforación.
MT	Máxima fuerza de la Torre de Perforación.
FB	Fuerza de Fricción entre la tubería y la formación.
FBHA	Fuerza del mecanismo de pega sobre el equipo de fondo.
BHA	Equipo de fondo.
lpg	Libras por galón.
ROP	Rata de Perforación.
RIH	Meter cierto mecanismo dentro del pozo.
ROH	Sacar cierto mecanismo fuera del pozo.
UNN	Unidad de Negocio Norte.
UNS	Unidad de Negocio Sur.
UNCE	Unidad de Negocio Centro Este.
UNCO	Unidad de Negocio Centro Oeste.
NPT	Standard para hilos de Tubería.
AISI	Instituto Americano del Hierro y Acero.
ASME	Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos.
RPM	Revoluciones por minuto.

SIMBOLOGÍA

H	Altura del diente de la herramienta.
p	Paso.
n	Hilos por pulgada.
β	Ángulo de Inclinación de la Rosca Cónica
fc	Profundidad de la Truncación en la Cresta
fr	Profundidad de Truncación en la Raíz.
Fc	Ancho horizontal de la Cresta
Fr	Ancho horizontal de la Raíz.
A	Ángulo de incidencia.
C	Ángulo de Ataque.
R	Resistencia a la Tracción.
e	Excentricidad
W_t	Peso en Tensión.
W_c	Peso en Compresión.
A_N	Area Neta.
di	Diámetro crítico.
S_c	Esfuerzo de Compresión.
T	Torque.
J	Momento Polar de Inercia.
ζ	Esfuerzo de Torsión.
σ	Fluencia del material a cortar.
d	Diámetro interno máximo
s	Avance
ζ_{max}	Cortante Máximo en Circulo de Mohr.
σ1, σ2	Esfuerzos Normales Máximos Circulo de Mohr.
Sf	Esfuerzo de flexión en la Rosca.
z	Numero de Roscas sometidas a la Carga.
ζ_s	Esfuerzo Cortante Transversal Medio.
Ψ	Corrección dada para roscas NPT.
Sy	Esfuerzo de Fluencia de la Herramienta.
η	Factor de Seguridad.
σ^I	Esfuerzo Efectivo de Von-Mises.

ÍNDICE DE FIGURAS

Pág.

Figura 1.1 Unidad de Producción mediante Herramienta Local……..5
Figura 1.2 Componentes de la Herramienta Local……....6
Figura 1.3 Unidad de Producción del Sistema de Pistoneo…….8
Figura 1.4 Portacopas y Standing del Sistema de Pistoneo……....9
Figura 1.5 Equipo de Superficie de Bombeo Mecánico…….....11
Figura 1.6 Posiciones del Balancín en Bombeo Mecánico……14
Figura 1.7 Punto Muerto Superior en el Sistema de Bombeo Mecánico……...16
Figura 1.8 Punto Medio Ascendente en el Sistema de Bombeo Mecánico……17
Figura 1.9 Punto Muerto Inferior en el Sistema de Bombeo Mecánico……18
Figura 1.10 Punto Medio Descendente en el Sistema de Bombeo Mecánico……..20
Figura 1.11 Estación Casa Bomba……22
Figura 1.12 Unidad 231 de Acondicionamiento……..23
Figura 1.13 Retiro de Varillas y Tubería para profundizar un pozo……25
Figura 2.1 Diversas posiciones de pescados en los pozos……29
Figura 2.2 Pega Diferencial……37
Figura 2.3 Fuerza Hidrostática y Fuerza de Formación actuando sobre la tubería……...38
Figura 2.4 Area de la tubería enterrada en la costra de lodo……....39
Figura 2.5 Puente formado al dejar la tubería estacionaria……...40
Figura 2.6 Limpieza Inadecuada del pozo…….,,...41
Figura 2.7 Sobre-presión de la Formación……..,42
Figura 2.8 Formaciones Químicamente Activas……..,..,44
Figura 2.9 Formación No Consolidada……..,,..45
Figura 2.10 Agujero de menor Diámetro…….,,..47
Figura 2.11 Agujero No Vertical……..,48
Figura 2.12 Ruptura en la unión Cable-Herramienta Local…….,...51
Figura 2.13 Tubería con Cuello y sin Cuello……..52
Figura 2.14 Colapso del Revestimiento……..……53
Figura 3.1 Bloque Impresor……57
Figura 3.2 Tipos de Fresas……....59
Figura 3.3 Pescante Externo Collarín de Dados (Die Collar)……...62
Figura 3.4 Pescante Collarín de Dados de la Compañía Weatherford.....63
Figura 3.5a Pescante Rabo de Rata (Taper Tap)……....64
Figura 3.5b Pescante Rabo de Rata de la Compañía Weatherford……...65
Figura 3.6 Cuerda de Tiro de Desenrosque…….....70
Figura 3.7 Cortador Interno para Tubería……72

Figura 3.8 Cortador Jet o de Boquilla y corte típico ejecutado en una tubería……..74
Figura 3.9a Cortador Químico de tubería……...76
Figura 3.9b Corte Típico del cortador Químico……...77
Figura 3.10 Pescante de Enchufe u Overshot……78
Figura 3.11a Pescante Tipo Arpón Recuperable……..82
Figura 3.11b Pescante Arpón Recuperable, Compañía Weatherford…....84
Figura 3.12 Pescante Magnético, Compañía Weatherford……...86
Figura 3.13 Cesta para desperdicios en el fondo del pozo……...88
Figura 3.14a Arpones para Cables……..91
Figura 3.14b Arpones para Cables, Compañía Weatherford……..91
Figura 3.15 Martillo Hidráulico……...94
Figura 3.16 Zapata Guía……....95
Figura 3.17 Junta de Seguridad……....97
Figura 4.1 Diagrama de la Frecuencia de Operaciones de Pesca en Pacifpetrol S.A…….....101
Figura 4.2 Tubería de 2 3/8 de pulgada…….....103
Figura 4.3 Tubería de 2 7/8 de pulgada…….....103
Figura 4.4 Forma de la Herramienta Local……106
Figura 4.5a Extremo superior de la Herramienta Local…….....107
Figura 4.5b Longitudes y diámetros de la parte superior de la HL……107
Figura 4.6 Diseño de Forma del Collarín de Dados……...111
Figura 4.7 Diseño de Forma del Pescante Rabo de Rata…….112
Figura 4.8 Forma Básica de la Rosca NPT…….....114
Figura 4.9 Ángulos de Corte……..117
Figura 4.10 Posición de la HL en el pozo cuando se rompe el Cable.....120
Figura 4.11 Diseño de Forma de la Zapata Guía para el pescante rabo de Rata…….....121
Figura 4.12a Diseño de Forma de la Zapata Guía para el Collarín de Dados (Vista Superior)…….....122
Figura 4.12b Diseño de Forma de la Zapata Guía para el Collarín de Dados (Vista Frontal)……..…..122
Figura 4.13 Esfuerzos de Compresión y Torsión en el Núcleo del pescante Rabo de Rata……..124
Figura 4.14 Estado de Esfuerzos Combinados en el Núcleo……128
Figura 4.15 Diagrama de Fuerzas en la Rosca……...129
Figura 4.16 Estado de Esfuerzos Combinados en la Rosca……130
Figura 4.17 Esfuerzos de Compresión y Torsión en el Collarín de Dados……136
Figura 4.18 Estado de Esfuerzos a Tensión Pura……...138
Figura 4.19 Curva de Carburización para el Acero 8620……...150
Figura 4.20 Curva de Revenido para el Acero 8620……152

ÍNDICE DE TABLAS

Pág.

Tabla 4.1 Tabla de Frecuencia de Operaciones de Pesca en PACIFPETROL S.A.……100
Tabla 4.2 Parte de la Norma API SPEC 5CT, Especificación para tuberías de revestimiento y producción……104
Tabla 4.3 Matriz de Decisiones para el Diseño de Pescantes……109
Tabla 4.4 Hilos por Pulgada recomendados para Roscas NPT……...115
Tabla 4.5 Ángulos Característicos en una Herramienta de Corte……119
Tabla 4.6 Características Químicas del Acero 8620…….....143
Tabla 4.7 Características Físicas del Acero 8620……..144
Tabla 4.8 Tabla de Tratamientos Térmicos para el pescante Rabo de Rata……..152
Tabla 4.9 Tabla de Tratamientos Térmicos para el pescante Collarín de Dados…….....153
Tabla 5.1 Costo de Maquinado del pescante Rabo de Rata……....158
Tabla 5.2 Costo de maquinado del pescante Collarín de Dados……158
Tabla 5.3 Costos Totales de la Construcción del pescante Rabo de Rata……..160
Tabla 5.4 Costos Totales de la Construcción del pescante Collarín de Dados……...160

ÍNDICE DE PLANOS

Plano 1 Pescante Rabo de Rata.
Plano 2 Pescante Collarín de Dados.

INTRODUCCION

En la Industria del petróleo como en todas las Industrias se producen fallas y problemas los cuales es preciso resolver a tiempo y evitar de esta manera pérdidas aun mayores. La habilidad para resolver inconvenientes en la recuperación de objetos perdidos en el fondo del pozo se nutre rápidamente gracias a la gran cantidad de técnicas y herramientas diseñadas específicamente para cumplir esta tarea, lamentablemente este es un privilegio el cual lo adquieren compañías que producen petróleo diariamente en grandes cantidades y pueden cubrir no solo el costo de las herramientas sino también la prestación de servicios a compañías para que realicen este trabajo.

En el Ecuador como en otros países de Sudamérica existen campos petroleros los cuales tienen varias décadas de producción continua y por ende producen en cantidades inferiores a las normales. En tales compañías la reducción en los gastos es una prioridad que aumenta con los años y sin que esto signifique realizar ahorros que pongan en riesgo la estabilidad de la Empresa.

Una de estas Compañías es PACIFPETROL S.A. a cargo de más de 2800 pozos petroleros y cuenta con un personal altamente capacitado para llevar a cabo la administración de dichos pozos. La tesis busca diseñar dos herramientas para la recuperación de tuberías y una herramienta de producción llamada Herramienta Local. Se espera que luego de diseñadas las herramientas tengan la característica de pescar alcanzando la menor cantidad de tiempo y así mismo que el costo de su construcción tenga un beneficio aceptable para los propósitos de la Compañía.

CAPÍTULO 1

1. DESCRIPCION GENERAL DE LAS OPERACIONES REALIZADAS EN LOS POZOS DE PACIFPETROL.

El presente capítulo tiene como objetivo dar a conocer las operaciones realizadas en los campos de PACIFPETROL. Como es de conocimiento general, PACIFPETROL S.A. es una compañía dedicada a la explotación petrolera, tanto en el sector peninsular como en la zona Oriental. Para el caso específico de la península, tiene a cargo más de 2800 pozos y cuenta con la ayuda de compañías contratistas tales como: Unipetrol, Ventotrans y Sertecpet quienes son encargadas de producir en zonas previamente establecidas. En el área de operaciones se realizan dos trabajos los cuales son: Operaciones de Producción y Operaciones de Acondicionamiento. En las operaciones de producción se maneja todo lo concerniente a los métodos de extracción y almacenamiento de crudo mientras que las operaciones de acondicionamiento están encargadas de brindar un servicio de acondicionamiento o rehabilitación de pozos. A continuación describiremos cada una de las operaciones antes

mencionadas con la finalidad de entender mejor el funcionamiento de cada unidad y métodos, con sus respectivos componentes.

1.1 Operaciones de Producción y Almacenamiento de Crudo.

Los métodos utilizados actualmente para la producción de petróleo son: Técnica de la Herramienta Local, Método de pistoneo de Swab y bombeo mecánico, luego de los cuales, la producción obtenida se la transporta hacia una estación de almacenamiento donde se lo dejará a punto para su venta. Veamos el detalle de cada una de ellas.

1.1.1 Producción de Crudo mediante la Técnica de la Herramienta Local.

La Técnica de Herramienta Local (HL) utiliza una unidad como la representada en la figura 1.1 y es el método más sencillo de producción de crudo en Pacifpetrol. Consta de componentes como: una caja reductora, pluma o torre, el sistema hidráulico y la Herramienta Local. Su herramienta de extracción es un cilindro de material acerado con dimensiones de 3, 4 y hasta 6 pulgadas de diámetro, el cual tiene en su inferior una válvula de retención y en su superior una junta la cual une la herramienta con el cable de acero. Ver Figura 1.2.

Una vez alcanzado el nivel de fluido en el fondo, la herramienta se sumerge y mediante la válvula inferior deja entrar el petróleo hasta conseguir llenarse, luego de lo cual es levantada hasta superficie por medio de la caja reductora alimentada por el motor de la Unidad. La descarga de crudo se la realiza en tanqueros o en barriles. En los últimos tiempos se están fabricando Herramientas de material fibra de vidrio para diámetros de 6 pulgadas, pero son de uso limitado debido a que son fáciles de romperse por los roces existentes en la etapa de ascenso.

FIGURA 1.1
UNIDAD DE PRODUCCIÓN MEDIANTE HERRAMIENTA LOCAL

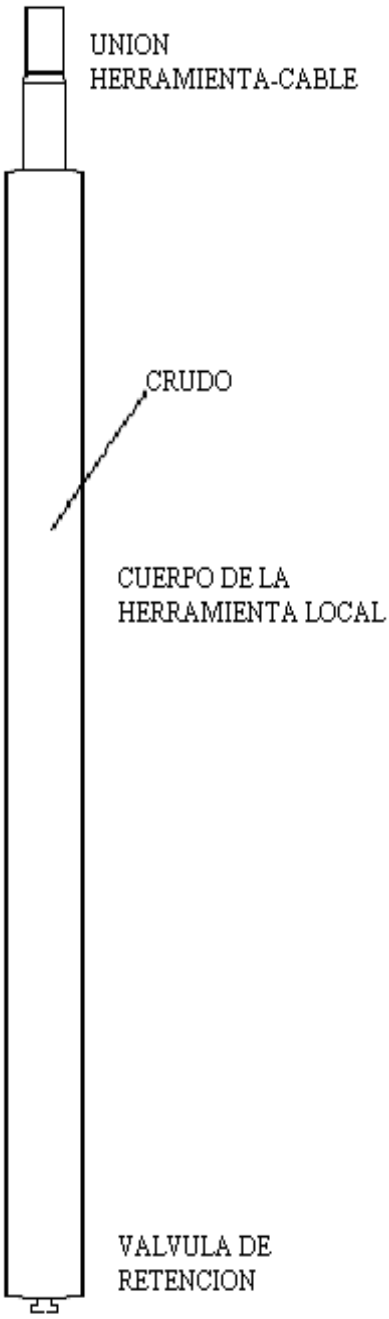


FIGURA 1.2
COMPONENTES DE LA HERRAMIENTA LOCAL

1.1.2 Producción de Crudo mediante el Sistema de Pistoneo.

El Sistema de Pistoneo o también llamado método de Swab (SW) utiliza una unidad como la representada en la Figura 1.3. Los componentes más importantes en dicha unidad son: un motor a diesel, un malacate, una pluma o torre, el sistema hidráulico y el sistema Swab. El método de Swab consiste en elevar una columna de crudo mediante el pistoneo continuo dentro de una tubería de producción o tubing de 2-3/8 ó 2-7/8 de pulgada. Tal procedimiento se lleva a cabo cuadrando la unidad en el respectivo pozo, luego se ancla la unidad al terreno mediante los mandos hidráulicos ubicados en la parte posterior para así levantar la pluma o torre que permitirá poner la herramienta en forma colineal a la boca del pozo.

Hasta este paso, se ha procedido igual que en el método HL, y es que en realidad poseen unidades muy similares y una de las diferencias radica en que cuenta con un motor independiente del motor de la unidad, garantizando su trabajo en pozos más profundos. Otra diferencia consiste en la herramienta que levanta el fluido, así el método de SW consta de un varillón adaptado al cable con el cual alcanzará la profundidad deseada ingresando por el tubing, a continuación lleva un portacopas y por ultimo una válvula de retención. Ver figura 1.4.

FIGURA 1.3
UNIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA DE PISTONEO

Las características de este diseño hacen que el fluido entre por la válvula de retención (standing) una vez alcanzado el nivel de crudo y se almacene arriba del portacopas, elevando en ese momento la columna varios pies para dejarla caer nuevamente y repetir el proceso hasta que el nivel en el pozo sea agotado. Cuando esto ocurre se procede a elevar la columna hasta superficie donde será depositada en un tanquero.

FIGURA 1.4
PORTA COPAS Y STANDING DEL SISTEMA DE PISTONEO.

La función del portacopas es evitar que el fluido caiga cuando es levantado, y aunque no es capaz de retenerlo en un cien por ciento tendrá el respaldo de la válvula de retención que cuenta con cauchos los cuales se expanden cuando sienten la presión de la columna. En la actualidad existen dos tipos de standing, uno viajero

y el otro fijo. El procedimiento de SW con standing viajero fue explicado anteriormente y el standing fijo como su nombre lo indica yace en el fondo del pozo sin que sea necesario sacarlo cada vez que se produzca. El método SW con standing fijo ahorra significativamente tiempo en las labores de producción a consecuencia del menor peso que se tiene que levantar.

Al igual que en el método HL, Swab utiliza un cable de 9/16 pulgadas (14.3 mm) y las operaciones de producción se las realiza en ciclos, es decir, pasando dos, tres y hasta siete días, dependiendo de la porosidad y permeabilidad de la formación, datos totalmente conocidos por el área de Mediciones Físicas.

1.1.3 Producción de Crudo mediante Bombeo Mecánico.

Bombeo Mecánico (BM) es el método más antiguo de levantamiento artificial y actualmente se lo utiliza en Pacifpetrol para pozos profundos y de porosidad considerable. Un ejemplo del sistema de bombeo mecánico se representa en la figura 1.5. A menudo es llamado también método de Balancines debido a su principio de operación. La fuente de potencia para la operación de la unidad de bombeo mecánico es un motor de combustión interna o un motor eléctrico.

FIGURA 1.5
EQUIPO DE SUPERFICIE DE BOMBEO MECÁNICO

En el presente caso se trata de una maquina de combustión interna, ya que la disponibilidad de energía eléctrica en los pozos petroleros de Pacifpetrol es imposible porque significaría sin duda una excesiva inversión.

Tratándose de un motor de combustión Interna, como se sabe, el movimiento recíproco del pistón se convierte en movimiento rotatorio por la acción del árbol de levas y el cigüeñal. La fuerza que se desarrolla por las explosiones dentro del cilindro del motor se transfiere a las correas o bandas de allí a los engranajes en la caja reductora de velocidades y finalmente al eje de la caja reductora

donde va acoplada la manivela. La unidad convierte el movimiento rotatorio en movimiento reciproco otra vez y lo transmite a las varillas y de esa manera al embolo de la bomba que se encuentra asentada en el niple de asiento.

Cuando el movimiento llega al eje y a la manivela de la unidad se presentan algunas alternativas en el comportamiento de todo el sistema; y para analizar dicho comportamiento veremos diagramas esquemáticos que representen las posiciones mas importantes en el ciclo que cumplen tanto la unidad de bombeo como el equipo de subsuelo.

La figura 1.6 representa el esquema de la unidad con las cuatro posiciones de movimiento que han sido consideradas como las más importantes. Como se puede ver, se han marcado tales posiciones sobre las trayectorias que describen los elementos móviles de la unidad, encontrándose dos posiciones extremas marcadas con los puntos 0 (extremo inferior) y 2 (extremo superior). Además se presentan los puntos 1 y 3 que corresponden a las posiciones intermedias de subida y de bajada respectivamente.

En la figura 1.7 corresponde a la posición marcada como 0, se puede apreciar que están colineadas la biela y la manivela por tanto es aquí cuando ocurre el cambio en el movimiento del bloque viajero, a este punto generalmente se lo conoce como Punto Muerto Superior. En este momento se encuentran cerradas tanto la válvula viajera como la fija e instantáneamente no hay circulación de fluido.

Cuando empieza a bajar la manivela también se desplaza el bloque viajero elevando la cabeza del balancín; esto ocasiona que las varillas se elonguen ya que existe una considerable carga

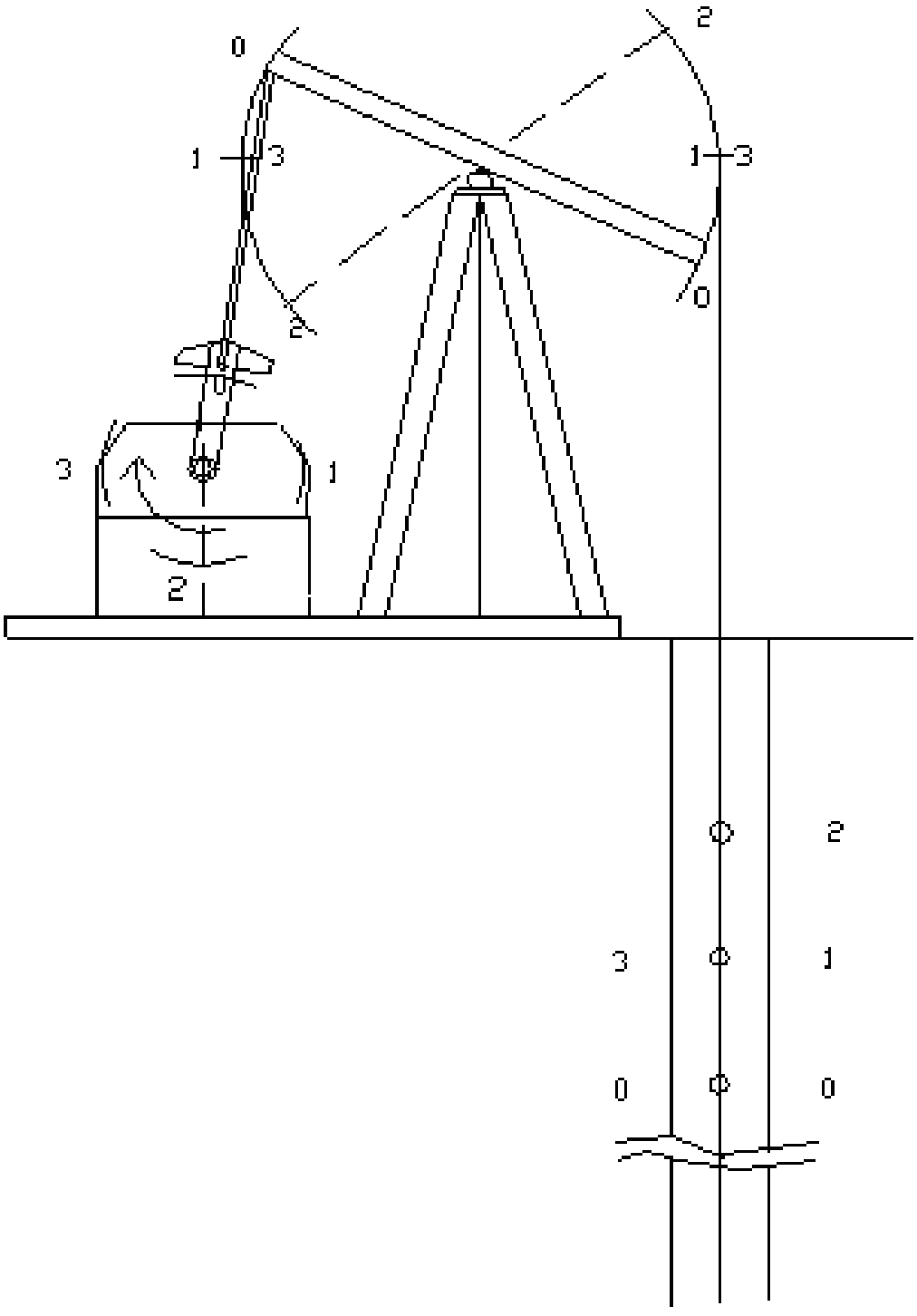


FIGURA 1.6
POSICIONES DEL BALANCÍN EN BOMBEO MECÁNICO.

hidrostática sobre el pistón de la bomba produciendo seguidamente succión en la cámara de la bomba con lo cual abre la válvula fija permitiendo el ingreso de fluido a dicha cámara; además, también empieza el desplazamiento del fluido desde el barril de la bomba hacia la tubería de producción.

El movimiento continúa a la vez que sigue ingresando fluido a la cámara y del barril de la misma a la tubería de producción pasando por la posición 1 que es la mitad de la carrera ascendente del pistón de la bomba sin modificar ninguna característica en el desplazamiento de dicho pistón. Figura 1.8.

Continua el movimiento y el pistón llega a la posición extrema superior correspondiente al punto 2 (Punto Muerto Inferior) en donde termina la succión en la cámara de la bomba ya que la válvula fija se cierra por el peso del fluido que ingresó y por lo tanto finaliza la entrada de fluido a la misma, y el desplazamiento del fluido del barril de la bomba a la tubería de producción se ha completado. Figura 1.9.

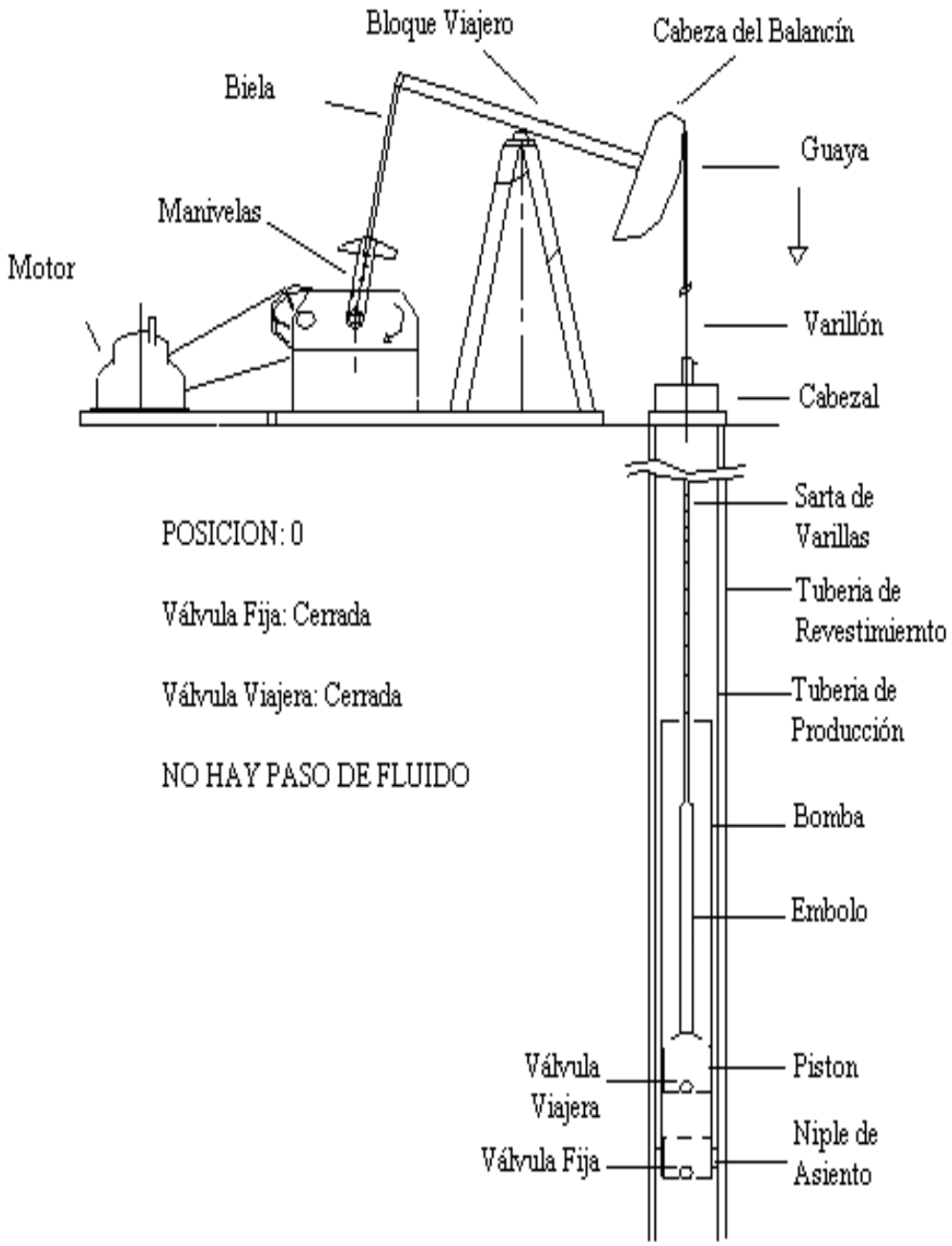


FIGURA 1.7
PUNTO MUERTO SUPERIOR EN EL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO.

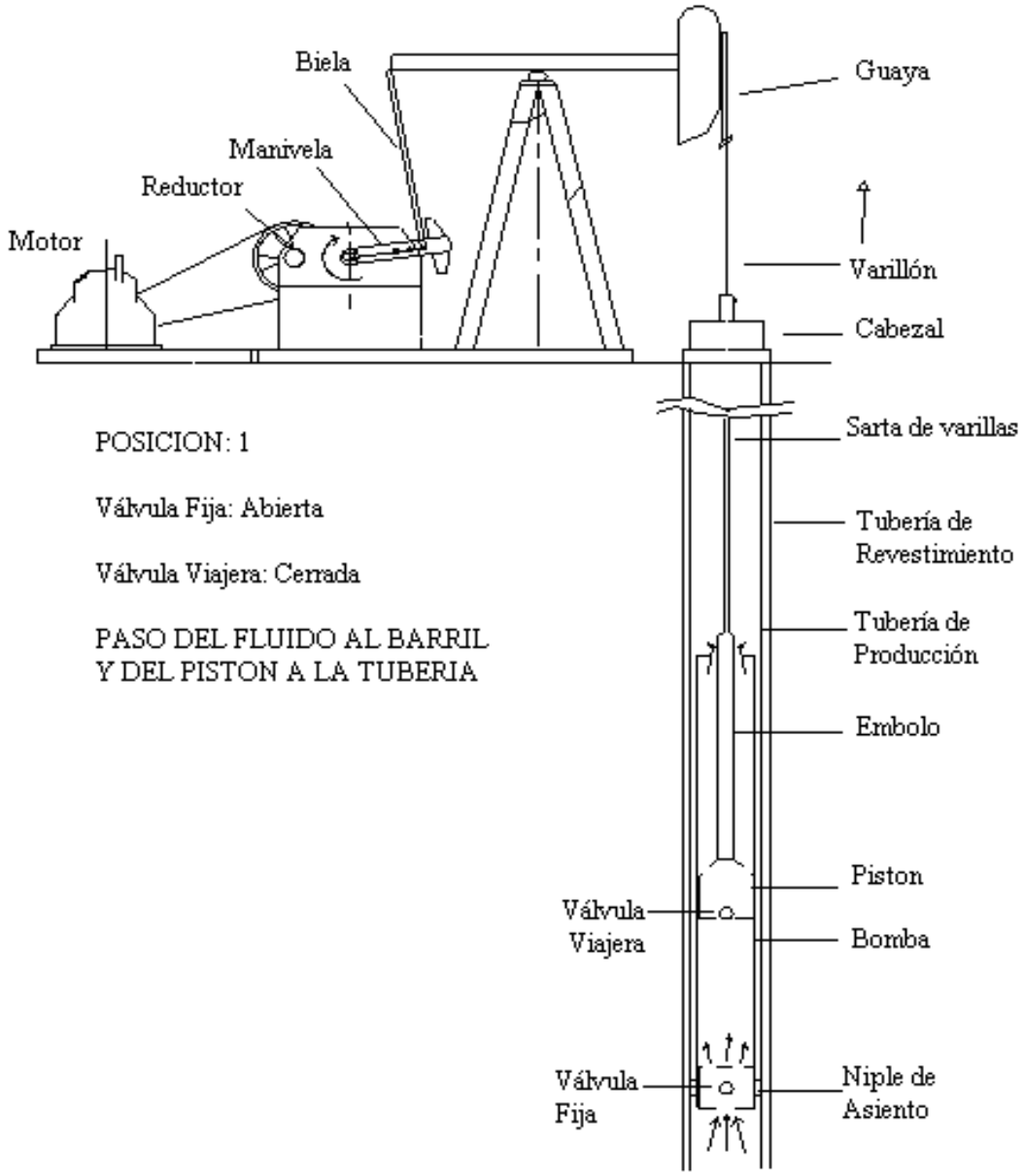


FIGURA 1.8
PUNTO MEDIO ASCENDENTE EN EL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO.

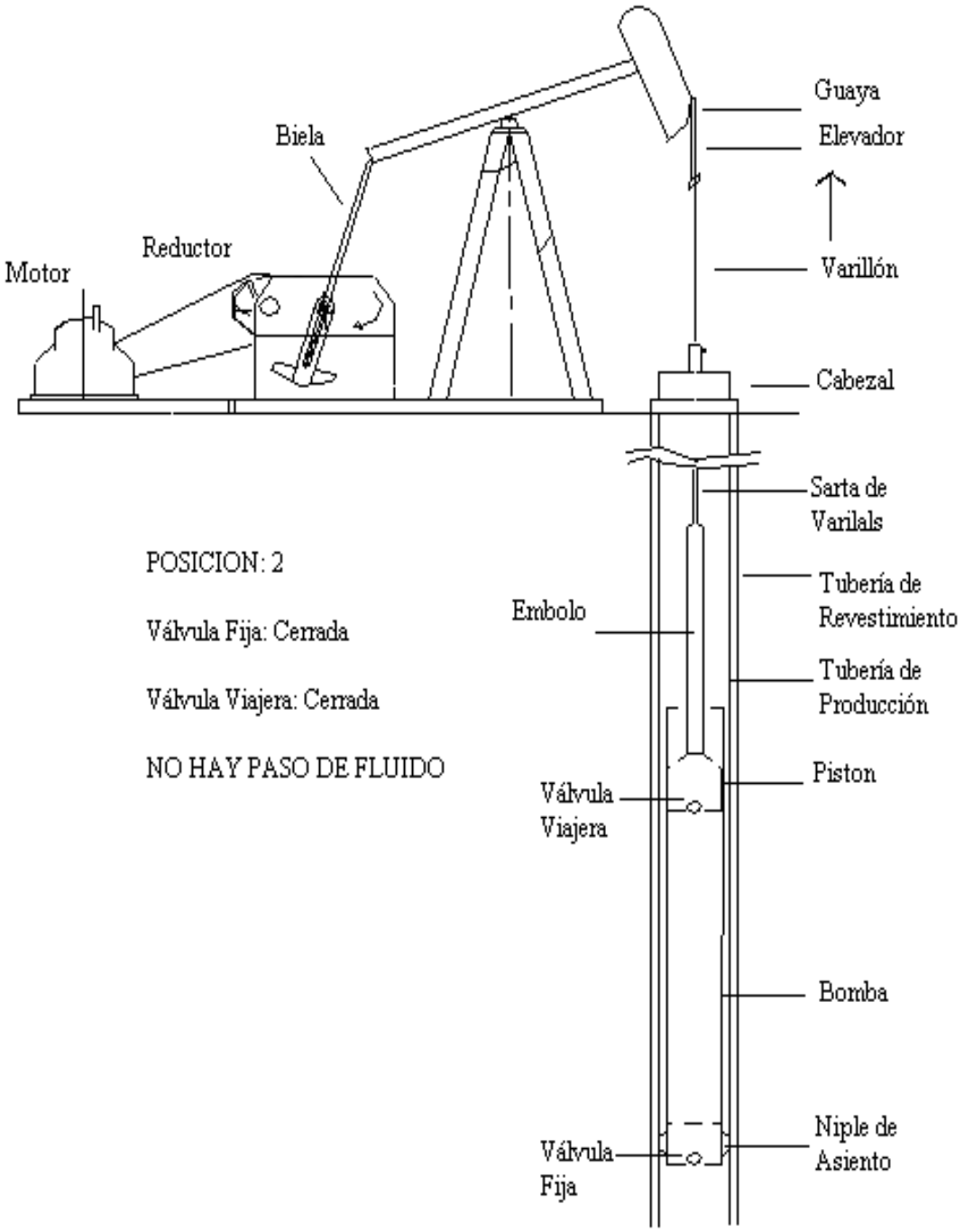


FIGURA 1.9
PUNTO MUERTO INFERIOR EN EL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO.

En este instante ocurre una contracción (recuperación) en las varillas las mismas que empiezan a bajar con el cambio en el movimiento del balancín ocasionando la apertura de la válvula viajera y por incremento de presión el cierre de la válvula fija, por lo tanto hay flujo de fluido desde la cámara de la bomba hasta el barril de la misma.

Sin cambiar las características de movimiento continúa ingresando fluido al barril de la bomba; en este momento la carga de la columna de fluido se encuentra soportada por la válvula fija, por lo que la misma siempre se mantendrá cerrada en esta posición, como se observa en la figura 1.10, completando el ciclo cada vez que se repita la posición 0. Mientras todo esto ocurre los demás accesorios de la completación para bombeo mecánico están cumpliendo su función en el transcurso de todo el ciclo y cualquier falla de los mismos será motivo de ineficiencia del sistema.

El ciclo de bombeo se cumple repetidas veces mientras esté el balancín en correcto funcionamiento, de esta manera el desalojo del fluido a superficie se efectuará siempre y cuando el pistón de la bomba este en ascenso a la vez que se llena la cámara de la bomba.

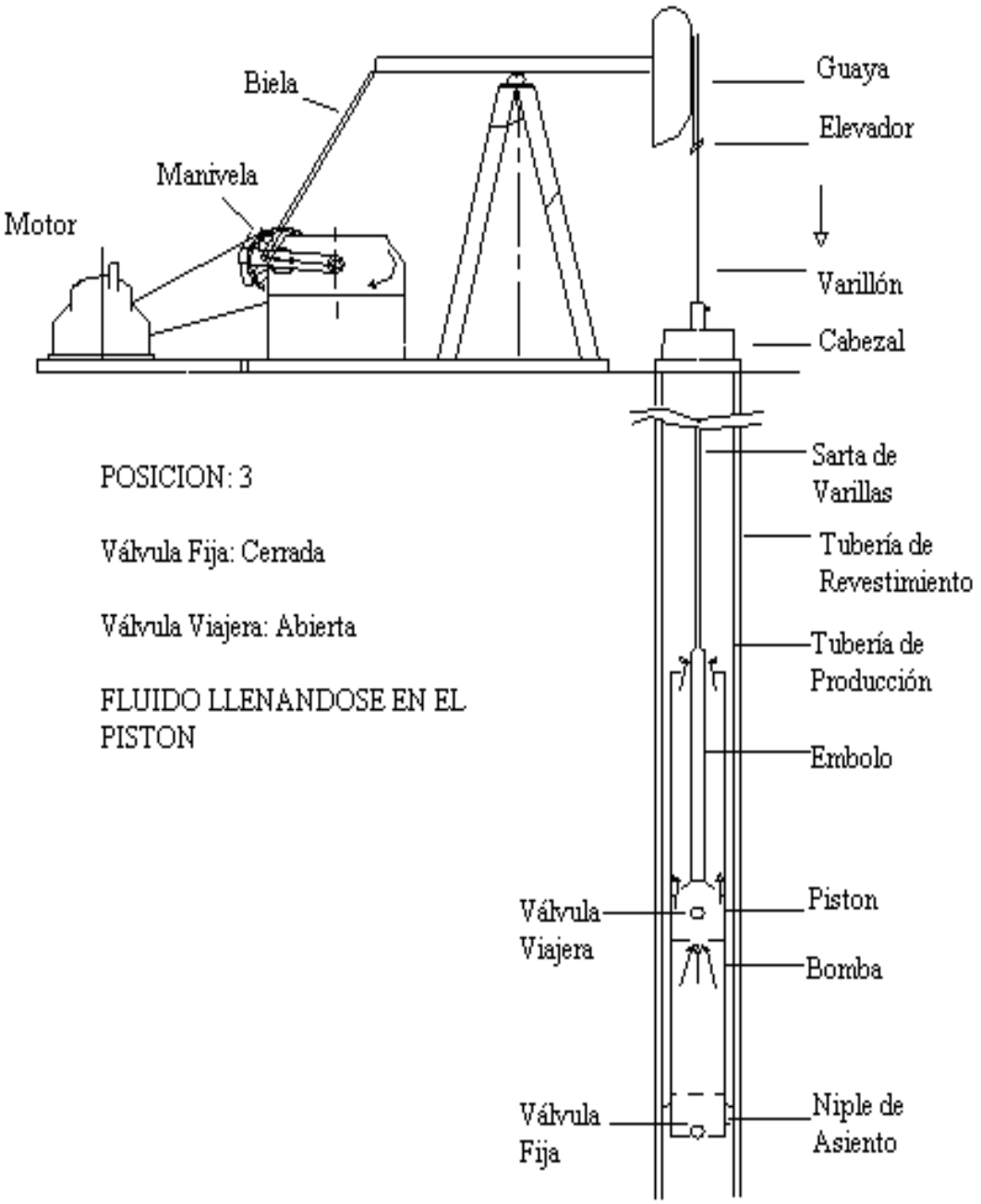


FIGURA 1.10
PUNTO MEDIO DESCENDENTE EN EL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO.

1.1.4 Almacenamiento de Crudo.

Una vez concluida las operaciones de producción en los respectivos pozos y habiendo almacenado el crudo en los diferentes recipientes como son: barriles, tanques o tanqueros, ésta es dirigida mediante unidades hacia la Estación Casa Bomba donde se procederá a almacenar toda la producción, ver figura 1.11. Para empezar la descarga de petróleo se deja reposar la unidad o tanquero de 8 a 10 minutos con el objeto de cumplir con la primera fase de separación entre el agua y el petróleo. El agua es desalojada hacia un tanque llamado piscina API y el petróleo se depositará en un tanque horizontal a presión. Aquí se cubre la segunda etapa de separación mientras que se le realiza pruebas tales como el contenido de sedimentos básicos y agua (BSW) encontrados en la muestra y la calidad del crudo (°API). A consecuencia de una buena calidad del crudo en la península (°API > 30) se puede realizar la separación con solo dejar reposar y esperar que la gravedad actúe sobre ellos, lo que no ocurre con el petróleo de la zona oriente, los cuales necesitan separadores especiales y costosos para conseguir este objetivo. A continuación luego de conseguir un crudo con un porcentaje de agua menor a uno y cumpliendo así con las especificaciones mínimas para la venta, se lo transporta mediante bombas hasta un tanque de mayor capacidad donde será almacenado constantemente por un periodo

aproximado de quince días, quedando listo para ser bombeado a la refinería de la Libertad.

FIGURA 1.11
ESTACIÓN CASA BOMBA

El agua de formación es colectada de los diferentes tanques de separación para enviarla a un pozo inyector porque contiene gran cantidad de sales y azufre los cuales contaminarían el ambiente.

1.2 Operaciones de Acondicionamiento.

Además de las operaciones de producción, se realizan también Operaciones de Acondicionamiento u Operaciones de Pulling, que consta de trabajos adicionales realizados a los pozos, sean estos de

acondicionamiento o rehabilitación. La unidad se representa en la figura 1.12. Este tipo de operaciones es muy frecuente, a consecuencia de los problemas o situaciones que se dan al momento de producir.

FIGURA 1.12
UNIDAD 231 DE ACONDICIONAMIENTO

A continuación describiremos las más frecuentes y de mayor importancia.

1.2.1 Operaciones de Profundizado

Dentro de las operaciones que realizan las unidades de pulling se encuentra el profundizar un pozo. Esta operación se la realiza exclusivamente a los pozos que posean el sistema de Bombeo

Mecánico por cuanto utilizan una bomba de subsuelo la cual es necesario descenderla.

La frecuencia de llevar a cabo esta operación depende de cada pozo, así se considera que un pozo el cual tenga gran cantidad de crudo estará destinado a utilizar balancines como medio de producción, pero el problema ocurre cuando el nivel de fluido en el pozo decae a consecuencia de la producción continua, la bomba colocada estratégicamente a cierta profundidad ya no será capaz de levantar el fluido como antes y será entonces necesario asentarla unos pies mas abajo.

El trabajo empieza desacoplando el equipo de superficie del pozo, luego se retira las varillas con la ayuda de la unidad de pulling tal como se ve en la figura 1.13. Por ultimo se coloca el asiento de bomba tantos pies como lo indique el departamento de Mediciones Físicas, el cual se encarga entre otras cosas de medir los niveles de fluido en los pozos.

FIGURA 1.13
RETIRO DE VARILLAS Y TUBERÍA PARA PROFUNDIZAR UN POZO

1.2.2 Operaciones de Veleo.

Este tipo de operaciones se las realiza en pozos que produzcan por cualquier tipo de sistema. La antigüedad de muchos de los pozos en la península hace que éstos se llenen de lodo en el fondo, complicando la producción y generando taponamiento en los mecanismos de Bombeo Mecánico y Swab, además de un exceso de peso en el sistema de Herramienta Local.

Para producir en condiciones normales se requiere sacar gran cantidad de lodo y para su efecto debe realizar una operación de pulling. Cuando la unidad se encuentra en el pozo, debe desmontar el equipo, sacar varillas y tubería de producción en el caso de Bombeo Mecánico y sacar tubería de producción solamente en el caso de

Swab. En el caso de Herramienta Local como se trabaja sin tubería de producción se procederá a realizar el trabajo de entrada. El mecanismo de extracción de lodo se lo hace bajando tubería 2 ⅜ de pulgada hasta el fondo y realizando movimientos continuos de arriba hacia abajo, con el objetivo de llenar varios pies de la tubería de lodo, por la válvula de retención en su inferior. Cuando se ha llenado una cantidad considerable de lodo se sube la tubería y se lo deposita en un recipiente para desecharlo en lugares donde no produzca contaminación.

El veleado es uno de los trabajos que mas requiere de tiempo porque son empleadas varias corridas de tubería para lograr despejar el pozo y continuar con la producción.

1.2.3 Operaciones de Recuperación.

Las operaciones de recuperación o también llamadas operaciones de pesca es otra de las funciones que realizan las unidades 231 y 233 de Pulling. A consecuencia de la serie de trabajos que se realizan el los pozos, se corre el riesgo de soltarse o romperse herramientas o secciones las cuales caerán al fondo del pozo, creando así un obstáculo en la libre circulación que se tenía antes del incidente.

Actualmente existen una serie de herramientas y técnicas para recuperar estos objetos y en el capitulo 3 se presentarán las mas utilizadas con sus métodos de recuperación.

CAPÍTULO 2

2. INTRODUCCIÓN A LAS OPERACIONES DE RECUPERACION.

Hasta el momento hemos hablado de pesca sin dar una definición apropiada ni tratar el entorno en el cual se desarrolla. Es necesario conocer también las posibles fallas que ocurren en los diferentes mecanismos y circunstancias que se presentan tanto en la perforación de un pozo como en la producción de mismo.

En este capítulo revisaremos algunos conceptos relacionados con las operaciones de pesca, las causas por las cuales se da este tipo de situaciones tanto en PACIFPETROL como en otras compañías.

2.1 Definición de pescado.

En los pozos petroleros, debido a los diversos trabajos que se realizan en él, suelen perderse objetos o componentes que los obstruyen, tales como tuberías, herramientas, cables o escombros. Una vez que el componente es perdido se le denomina pescado y es necesario utilizar la herramienta de pesca apropiada para atraparlo y

traerlo de vuelta a superficie. En términos petroleros es muy común hablar de pescado y no de objeto obstruyente, por este motivo nos limitaremos a llamarlo así. El grafico de tubería suelta ó partida, cable, escombros y herramientas perdidas se muestra a continuación.

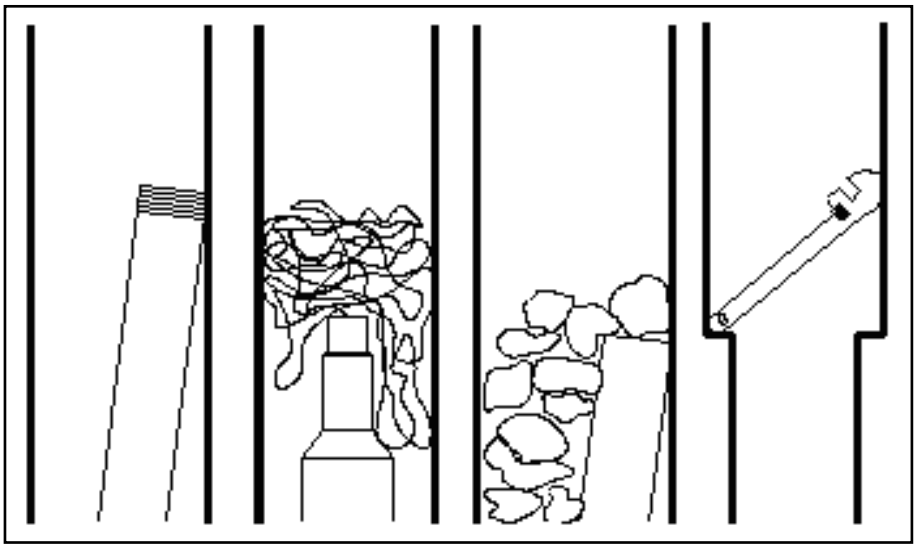


FIGURA 2.1
DIVERSAS POSICIONES DE PESCADOS EN LOS POZOS

2.2 Concepto de Pesca.

Pesca se refiere a la aplicación de herramientas, equipos y técnicas para remover pescados de un pozo. Es una de las operaciones más comunes porque tarde o temprano algo en el pozo se romperá, se trabará o caerá y necesitará ser recuperada o removida.

Para las operaciones de pesca se necesita tener un entendimiento de las dimensiones y forma del pescado a ser removido, las condiciones

y naturaleza del pozo y el proceso por el cual será conducido a superficie.

2.3 Consideraciones Básicas.

En una perforación de pozos existen tres formas generales de encontrarse frente a una situación de pesca, las cuales exponemos a continuación:

a) Herramientas pequeñas caídas dentro del pozo: Cualquier herramienta lo suficientemente pequeña para caber dentro del pozo y regularmente usada alrededor del mismo tarde o temprano conseguirá caer a consecuencia de un descuido. Para prevenir esto, todas las herramientas deberán estar atadas a algún objeto estacionario con un cordón resistente o cadena. Este tipo de accidentes no es muy común en las operaciones en los pozos por las extremas normas de seguridad que se cumplen en superficie.

b) Herramientas pegadas en el fondo del pozo: Mientras algunos casos de tubería pegadas son probablemente inevitables, un apropiado diseño y mantenimiento puede minimizar el numero de casos. Cuando las herramientas quedan atrapadas en el pozo usualmente es necesario hacer uso de algún dispositivo de fuerza multiplicadora que puede ser hidráulica o mecánica para empujarlas e intentar

liberarlas debido a que las fuerzas requeridas pueden ser considerables por lo tanto el equipo debería ser construido para resistir varias toneladas de carga. Esta sin duda es la mayor causa de operaciones de pesca debido a que depende en un gran porcentaje de las características de la formación. Una gama de químicos se tiene actualmente en la industria para intentar liberar la herramienta sin necesidad de pescar, sin que esto resulte siempre eficiente.

c) Herramientas sueltas dentro del pozo.- Igual que en los otros problemas, esto puede ser minimizada chequeando la condición de las herramientas y demás implementos corridos al pozo. Muchos de ellos fallan debido a la fatiga y sobrecargas aplicadas, también a consecuencia de un ineficiente acople (apriete) en sus uniones y otra parte a los roces o golpes que se generan en contra de la formación o del revestimiento. De cualquier forma que llegase a encontrarse alguna herramienta suelta se tendrá que realizar una recuperación o pesca para quitar la obstrucción y seguir con los trabajos en el pozo.

2.4 Descripción General de las operaciones donde es más frecuente encontrarse con una situación de pesca.

En esta sección detallaremos las causas por las cuales se presenta una pesca. Existen dos situaciones que pueden darse y que hay que tomar en cuanta, ellas son: si se presenta la pesca en hueco desnudo o sin revestimiento, esto es, la formación se encuentra en contacto con la sarta ya sea de perforación o de registro y la segunda situación es si se presenta a hueco entubado, que es todo lo contrario a lo anterior, porque en este caso existirá un recubrimiento tubular o casing quien evitará el contacto entre la formación y las herramientas enviadas al fondo del pozo.

Los trabajos de pesca en hueco sin revestimiento y en hueco revestido, involucran de alguna manera técnicas y herramientas similares, pero los problemas y peligros difieren como veremos mas adelante. En ambos casos, debe tenerse cuidado de las medidas cuando se esta pescando, así, todas las herramientas y tubería metidas en el hoyo se miden, y se anota la localización del tope del pescado; de otra manera puede errarse el pescado y perder tiempo valioso.

2.4.1 Causas por las que ocurre una situación de pesca en hueco sin revestimiento.

Los trabajos en hueco desnudo están usualmente relacionados a las operaciones de perforación, tamaños más grandes y cargas más pesadas que los comúnmente encontrados en la producción y

operaciones de reacondicionamiento. La pesca a hueco desnudo casi siempre tiene lugar con lodo en el orificio, así que el peligro de aprisionamiento de la tubería por la existencia de presión diferencial (adherencia a las paredes) debe ser considerado. Si una sarta se parte en un hueco desnudo, la posición del pescado pasa a ser tema de adivinación, podría estar tapado de arena en el centro del hoyo., podría estar encajado en la pared lateral de un hueco, o podría estar perdida en una cavidad o en un derrumbe. Bajo tales circunstancias el operador de herramientas de pesca tiene que confiar ocasionalmente en su propia intuición. Los problemas de aprisionamiento de la columna perforadora durante la ejecución de un pozo y la posible pesca de herramientas, generalmente se originan por la presencia de formaciones desmoronables en las cuales se dificulta el control de la estabilidad de las paredes del pozo con el lodo de perforación debido al hinchamiento de ciertas arcillas. A continuación se detallan algunas situaciones más comunes a hueco desnudo.

Tubería Pegada.

Una perforación de un pozo requiere una tubería de perforación (drill string, drill pipe (DP), drill collar) para transmitir el torque generado en la superficie para rotar la broca y transmitir el peso necesario para

perforar la formación. La perforación vertical o direccional se dirige ajustando el torque, halando y rotando la tubería de perforación.

Cuando la tubería no se encuentra libre ya sea para moverla hacia arriba, hacia abajo o rotar como se quisiera se dice que se encuentra pegada. La tubería pegada puede ocurrir mientras se perfora, mientras se hace una conexión, mientras se toma registros, mientras se hace pruebas o durante cualquier tipo de operaciones la cual involucre dejar el equipo en el pozo.

Definiremos como MT la máxima fuerza que la torre de perforación o la tubería de perforación puedan soportar, seleccionando el menor de ellos, FB la cantidad de fuerza de fricción creada entre la tubería y la formación y FBHA la fuerza ejercida por el mecanismo de pega sobre el BHA (bottom Hole Assembly) o equipo de fondo.

Así, la tubería se encuentra pegada si:

$$FB + FBHA > MT \qquad \text{Ec. (1)}$$

En otras palabras, la tubería de perforación se encuentra pegada cuando la fuerza estática necesaria para moverla excede la capacidad ó esfuerzo de tensión de la tubería. Una tubería pegada puede resultar en el rompimiento de una sección de la tubería en el pozo produciéndose así una operación de pesca.

Unas pocas variables deben ser tomadas en cuenta cuando se trata con tubería pegada: presión de poro de la formación, sistema de lodo y la profundidad versus el tiempo (mientras mas largo es el tiempo de permanencia en el pozo sin acción, es más apropiado conseguir una tubería pegada).

Las consecuencias son muy costosas, ellas incluyen:

- Perdida del tiempo de perforación mientras se libera la tubería.
- Tiempo y costo de pesca: intentando enganchar y halar fuera del pozo la parte perdida.
- Abandono del BHA debido a la dificultad o exceso costo de su recuperación.

Existen diferentes maneras de producirse una tubería pegada, entre ellas las más importantes citamos:

- Pega Diferencial
- Inadecuada Limpieza del pozo
- Formaciones Químicamente Activas
- Sobre-presión de la Formación
- Formaciones No-Consolidadas
- Agujero de Menor Diámetro (Undergauge Hole)
- Agujero No vertical (Key Seating)

Pega Diferencial:

Pega diferencial es uno de los más comunes casos de tubería pegada. Se produce debido a que existe una presión más alta en el lodo (Hidrostática) que en el fluido de formación (Presión de Formación) y además cuando la tubería descansa en contra de las paredes del pozo, hundiéndose así en la costra de lodo. El área de la tubería que se encuentra enterrada o empotrada en la costra tiene una presión igual a la de formación. De igual manera el área de la tubería que no esta enterrada tiene una presión actuante igual a la presión hidrostática del lodo de perforación. Esto es mostrado en la figura 2.2.

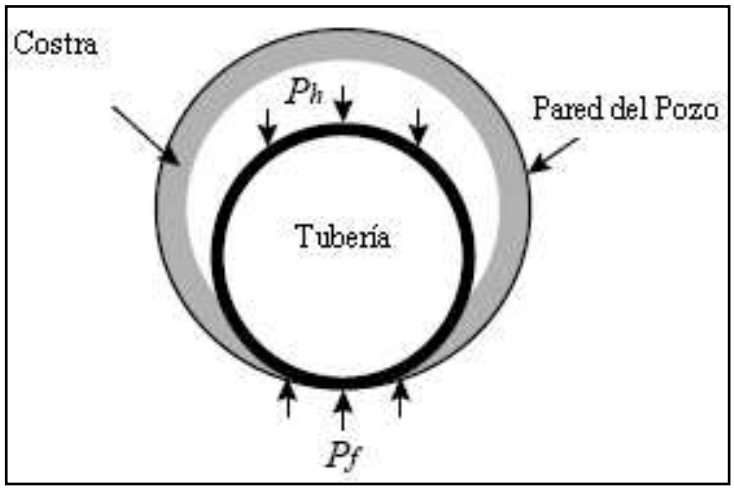


FIGURA 2.2
PEGA DIFERENCIAL.
(P_h es la presión hidrostática y P_f es la presión de formación)

Cuando la presión hidrostática (P_h) en el pozo es mayor que la presión de formación (P_f) habrá una fuerza neta empujando la tubería hacia las paredes.

La fuerza de presión diferencial es la diferencia entre la fuerza hidrostática y la fuerza de la formación actuando sobre la tubería. La fuerza hidrostática es la presión hidrostática por el área de sección transversal que no esta enterrada y la fuerza de la formación es la presión de formación por el área de sección transversal con la que la costra esta en contacto, esto se muestra en la figura 2.3.

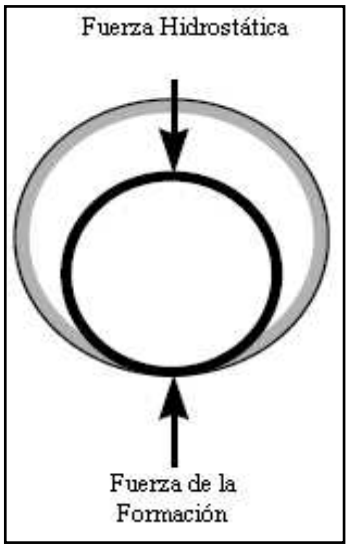


Figura 2.3.
Fuerza Hidrostática y Fuerza de la Formación actuando sobre la tubería.

La presión hidrostática es definida como:

$$P_h = 0.052 \times \rho \times h_d \quad \text{Ec. (2)}$$

Donde ρ es la densidad del lodo en libras por galón (lpg) y h_d es la profundidad en pies a la cual se quiere medir la presión hidrostática.

Para tener una referencia, el agua tiene una densidad de 8.33 lpg y un gradiente de presión de 0.433 psi/ft (9,79 KPa/m).

La presión de formación es usualmente desconocida. No hay una forma directa de calcularla como en el caso de la presión hidrostática. Generalmente existe una estimación del gradiente de presión para la formación que esta siendo perforada. Este valor puede entonces ser usado para estimar la presión de formación.

El espesor de la costra de lodo es crítica en la pega diferencial. Así, cuando mas gruesa sea ésta, mayor será la pega diferencial.

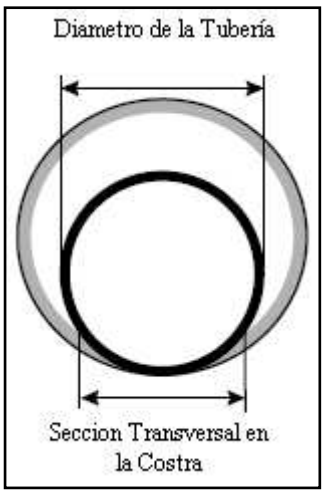


FIGURA 2.4

ÁREA DE LA TUBERÍA ENTERRADA EN LA COSTRA DE LODO

Cuando la presión hidrostática es mayor que la presión de formación, algo de la fase liquida del fluido de perforación invadirá la formación si es permeable y porosa. Así, una costra de lodo se construirá sobre la superficie de las paredes del pozo. El espesor de la costra depende de las propiedades del lodo y de la porosidad de la formación. En algún punto la costra de lodo incrementará lo suficiente para actuar como una barrera y parar la filtración hacia dentro de la formación y entonces parará de crecer.

El riesgo de pega diferencial ocurre usualmente en arenas. Formaciones de arena tienen alta porosidad y permeabilidad y por lo tanto una espesa costra tiende a construirse. Además, si la tubería de perforación no es movida por un periodo de tiempo, la costra tiende a construir un puente alrededor de la tubería y entonces se agrega una fuerza adicional debida a este incremento. Esto se muestra en la figura 2.5.

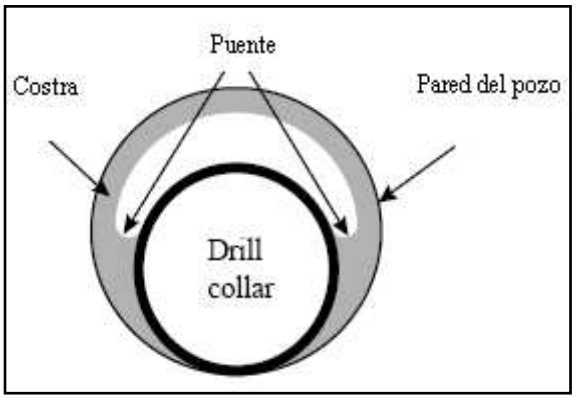


FIGURA 2.5
PUENTE FORMADO AL DEJAR LA TUBERÍA ESTACIONARIA

Inadecuada Limpieza del Pozo:

Durante la perforación, es indispensable remover adecuadamente los recortes o ripios del pozo, caso contrario éstos se asentarán alrededor de la tubería de perforación causando un atascamiento. El lodo de perforación debe tener buenas propiedades de gel para no permitir que los recortes regresen una vez que estén siendo removidos y a su vez debe ser capaz de fluir con facilidad llevando consigo los ripios que genera una perforación.

El problema es peor en secciones donde la velocidad anular es más baja debido a una reducción en el diámetro del pozo, llegando a obstruirlo totalmente con más facilidad.

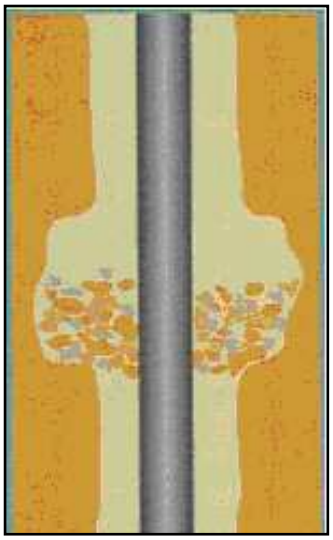


FIGURA 2.6
LIMPIEZA INADECUADA DEL POZO

Además, la limpieza del pozo se dificulta con la inclinación porque la velocidad anular requerida debe ser incrementada. Algunas señales tales

como insuficiencia de ripios sobre la saranda en superficie, excesivo esfuerzo de tensión para intentar subir la sarta de perforación, incremento en la presión de la bomba, nos pueden alertar y ayudar a detectar el problema a tiempo.

Sobre-presión de la Formación.

Diferentes tipos de inestabilidad ocurren cuando la presión de formación excede la presión hidrostática del lodo. En éste caso la roca es capaz de soportar un esfuerzo extra que se produce cuando la broca ha pasado. Un esfuerzo adicional es aplicado a la roca si la presión hidrostática es menor que la presión de formación, así la formación en este caso tendera a estallar o empujar hacia fuera de ella.

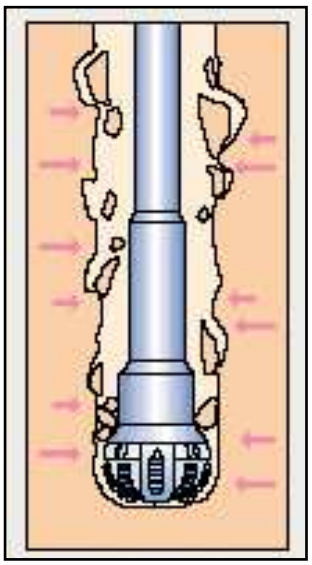


FIGURA 2.7
SOBRE-PRESIÓN DE LA FORMACIÓN

Los pedazos de arcilla pueden acumularse lo suficientemente como para obstruir el libre viaje de la tubería de perforación. Es necesario conocer la presión de formación ya que esto nos permitirá conocer las características del lodo, esto es, densidad, viscosidad y químicos en general para evitar una sobre-presión y conseguir las condiciones ideales en el pozo.

Las acciones a seguir para prevenirlo podrían ser hacer un estudio de las características del lodo, realizar un monitoreo continuo de recortes, monitoreo continuo de la rata de perforación y un procedimiento de limpieza del pozo adecuado.

Formaciones Químicamente Activas:

Diferentes formaciones tienen diferentes grados de absorción de agua, por lo tanto, es importante conocer y tener un entendimiento de las características de las formaciones que se tiene o que se va a perforar.

Algunas rocas con alto contenido de arcillas absorben agua y se hinchan. La cantidad de hinchamiento varía de acuerdo a cuan activa es la formación o lo que es lo mismo a su rata de absorción.

Como resultado de éste hinchamiento trozos de formación se separan y caen en el pozo adhiriéndose a la tubería, acumulándose en suficientes cantidades para llenar el espacio anular y causar el atascamiento de la tubería.

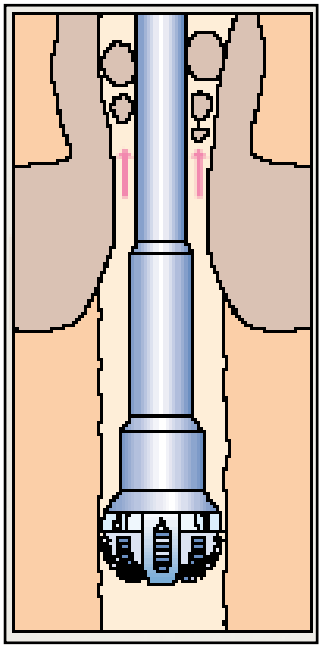


FIGURA 2.8
FORMACIONES QUÍMICAMENTE ACTIVAS

Existen señales que pueden poner en alerta cuando se está operando, ellas son la presencia de arcillas hidratadas en el lodo devuelto a superficie, incremento en la presión de la bomba debido a una reducción del espacio anular, incremento en el torque a consecuencia de la disminución del tamaño del agujero.

Formación No Consolidada:

El colapso de la formación es causado al remover el soporte que ofrece la roca cuando el pozo es perforado. Para tratar de evitar este suceso, el lodo de perforación debe formar una costra suficientemente consistente en las paredes para impedir el derrumbe de la formación.

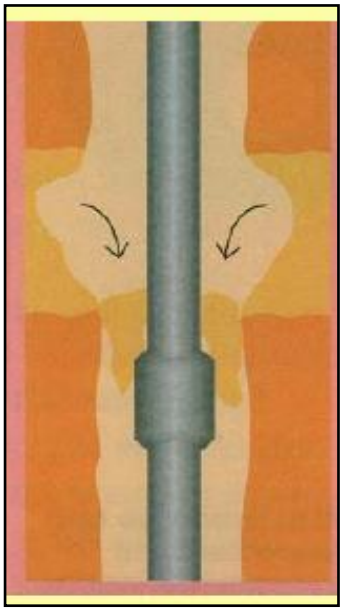


FIGURA 2.9
FORMACIÓN NO CONSOLIDADA

Este acontecimiento normalmente ocurre cuando se perfora en formaciones poco profundas. Una formación no-consolidada puede ser prevenida parcialmente tomando en consideración un incremento de presión en la bomba, esto quiere decir que una vez que se desprendió una parte de las paredes de la formación obstruirá parte del anular y en consecuencia se hará más difícil la circulación del lodo y ripios.

De igual manera que en el caso de limpieza inadecuada, es necesario identificar el tipo de arena que estamos atravesando, haciendo un estudio de recortes para evitar el derrumbe.

Agujero de Menor Diámetro:

Perforando a través de rocas abrasivas desgasta la broca y su protector (gauge protector) resultando un diámetro de agujero más pequeño que el deseado. Dependiendo de la velocidad de rotación se puede llegar a perforar una cantidad considerable con la broca desgastada. Así, cuando se proceda al cambio de broca, ésta tendrá un diámetro in-gauge, o sea, de igual medida con el que se empezó a perforar el pozo.

Cuando esta broca, que no necesariamente tiene que ser nueva, sea corrida dentro del pozo, encontrará resistencia debido a la sección de menor

diámetro dejada por la anterior broca y si a eso le sumamos una excesiva velocidad de bajada de la sarta de perforación, sin duda ocurrirá un atascamiento en la broca.

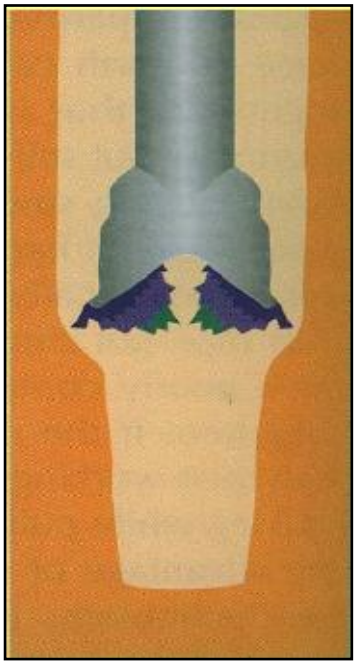


FIGURA 2.10
AGUJERO DE MENOR DIÁMETRO

Una señal de que esta ocurriendo un agujero de menor diámetro es la reducción del ROP (Rata de Perforación), obviamente debido a que el desgaste hace que la broca pierda propiedades de penetración. Para prevenir un atascamiento es necesario bajar (RIH) la broca a una velocidad considerable luego de cambiarla, identificar cuan abrasiva puede ser la formación y seleccionar el torque apropiado.

Agujero No Vertical:

Ocurre cuando la tubería de perforación roza en contra de la formación en DOGLEG (pierna de perro), en otras palabras, cuando el agujero no es completamente vertical. La tubería y juntas forman una grieta en la roca de un diámetro aproximado al de las juntas, así, durante el viaje o corrida hacia fuera (ROH) la tubería y juntas pueden ser aladas dentro de esta grieta, la cual podría ser demasiado pequeña para pasar a través de ella.

FIGURA 2.11
AGUJERO NO VERTICAL

Es común ver este tipo de atascamiento en formaciones blandas mientras desciende el ángulo.

2.4.2 Causas por las que ocurre una situación de pesca en hueco revestido.

La pesca en hueco revestido usualmente involucra herramienta de diámetro pequeño y cargas más ligeras, el instrumento de pesca es frecuentemente tubería que no tendrá tratamiento rudo, ni alto momento de torsión, ni cargas pesadas que si pueden ser impuestas sobre la tubería de perforación. Partes y pedazos de herramientas y equipos dejados en un pozo revestido son generalmente mas peligrosos que en hueco abierto. Pequeñas cantidades de hierro o residuos de acero arriba de un pescado dentro de un pozo con revestimiento pueden hacer casi imposible trabajar con una herramienta. La misma cantidad de material dejada en un pozo desnudo poco o ningún problema pueden causar a las herramientas de pesca. A continuación citaremos las principales causas de pesca en hueco revestido.

Operaciones de Producción:

Citaremos ahora las situaciones que se pueden presentar para encontrarse en una situación de pesca cuando se está produciendo. La pesca durante la producción es una situación muy particular en la

península, puesto que en oriente ecuatoriano se produce en cantidades elevadas y en consecuencia los métodos de extracción difieren. Analizaremos entonces cuando se genera una pesca en los casos particulares de levantamiento artificial en PACIFPETROL.

Cuando se produce por el método de Herramienta Local.

Como ya lo describimos anteriormente, el método de la Herramienta Local o comúnmente llamado Cuchara utiliza un cable de acero como medio para llegar a la profundidad del nivel de fluido. La causa de operaciones de pesca cuando se produce con HL se debe principalmente a la ruptura del cable, lo cual hace que la cuchara caiga al fondo del pozo y se genere una obstrucción. Existen dos lugares donde puede ocurrir la ruptura, ya sea en cualquier punto de la línea del cable ó en la unión cable-herramienta.

Existen algunas razones por las cuales se rompe el cable, entre ellas tenemos: el exceso de carga o tensión en la línea, exceso de velocidad de ascenso, desgaste por rozamiento o abrasión y fatiga.

Cuando ocurre en la línea, las operaciones de pesca se simplifican debido a la facilidad de pescar cable y a la eficiente herramienta de recuperación de la que se dispone, pero por el contrario, cuando se rompe desde la unión o así llamada “pepa”, ver figura 2.12, la

operación se complica a consecuencia de la falta una herramienta que permita agarrarla desde su extremo superior con exactitud y sin pérdida de tiempo.

FIGURA 2.12
RUPTURA EN LA UNIÓN CABLE-HERRAMIENTA LOCAL

Cualquiera que fuere la razón por la cual se rompió el cable o el lugar de la ruptura, ésta genera una paralización en las operaciones de producción y es preciso buscar la herramienta adecuada para recobrarla.

Cuando se produce por el método de Swab.

Cuando se produce por el método de Swab, lo más común es encontrarse con tubería suelta. El pistoneo continuo en la tubería de producción hace que en ella se genere vibraciones las cuales pueden

llegar a soltarla en determinado tiempo. Aunque el método de enrosque de tubería se la realiza mediante una llave hidráulica, es muy particular ver este tipo de situaciones y es que el pistoneo de Swab es el equipo donde mas ocurre desgaste de sus componentes, otro ejemplo de ello es el desgaste que sufre el porta-copas por la fricción continua en contra de la tubería de producción, haciendo que éste resbale al fondo del pozo.

El problema se vuelve sencillo cuando la tubería suelta en el fondo se encuentra con el cuello o coupling, debido a que en ese caso existe un lugar de donde agarrarla y se cuenta con herramientas para ello, pero en caso contrario la pesca se dificulta debido a la carencia de herramientas que cumplan esa tarea.

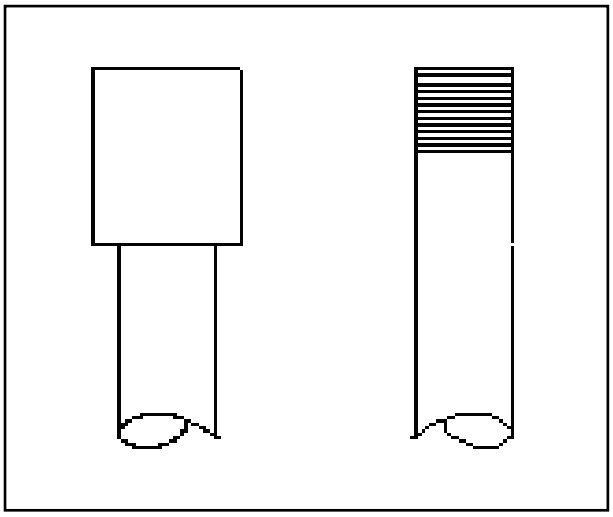


FIGURA 2.13
TUBERÍA CON CUELLO Y SIN CUELLO

Por otro lado, es común ver que se suelte tubería cercana al fondo del pozo, debido a que es allí donde se genera las vibraciones más intensas. La experiencia de algunos operadores dice que son de 5 a 10 tubos los que se quedan en el fondo obstruyendo y complicando la producción.

Colapso del Revestimiento. El colapso del casing es otra de las formas de generar una situación de pesca. El diseño de revestimientos toma en cuenta tres factores importantes tales como: estallido, colapso y tensión, de los cuales el motivo de falla más común es el colapso.

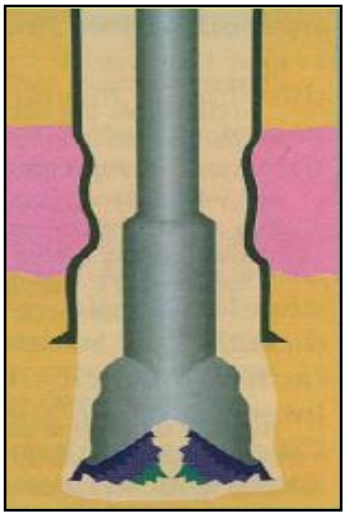


FIGURA 2.14
COLAPSO DEL REVESTIMIENTO

Este problema se produce si la presión de formación es mayor que la presión de colapso del revestimiento aunque algunas situaciones tales como mala

cementación o excesivas temperaturas podrían ayudar a causar esta reducción del diámetro en menor tiempo.

En los pozos de PACIFPETROL el colapso del revestimiento afecta las operaciones de producción con el método de Herramienta Local, de esta manera la botella (así llamada también a la HL) entra en el agujero quedando un espacio anular de entre media y una pulgada. Hay situaciones donde el impedimento es al bajar la herramienta y otras veces al subir. De todas formas, para las condiciones actuales de PACIFPETROL es casi imposible rectificar el casing, se requiere de herramientas sofisticadas para volver al diámetro original.

CAPÍTULO 3

3. TIPOS DE PESCANTES, METODOS DE RECUPERACION Y HERRAMIENTAS AUXILIARES.

Una vez que se conoce cuales son las causas por las cuales se produce una situación de pesca, procederemos a revisar en este capítulo las herramientas utilizadas actualmente en la Industria, describiendo el uso de cada una de ellas dependiendo del medio en el cual ocurre el problema. Para lograr éste objetivo, fue necesario realizar un estudio de

las herramientas empleadas en el oriente ecuatoriano, las consideraciones tomadas en cuenta antes de proceder a la maniobra y las herramientas adicionales que facilitan una recuperación y habilitación del pozo.

3.1 Tipos de Pescantes y Métodos de Recuperación.

En esta sección nos familiarizaremos con las herramientas de pescas más comunes existentes en el oriente ecuatoriano, para esto, en la primera sección seleccionaremos a los pescados en cuatro grupos que por simplicidad serian: tuberías sueltas o partidas, tuberías atascadas, desperdicios metálicos y cables. Para cada situación existe un procedimiento de inicio diferente hasta lograr atrapar el pescado, luego de ello el paso a seguir es común para todas, devolverlo a superficie lo más pronto posible. En la segunda sección revisaremos las herramientas auxiliares acopladas a los pescantes y describiremos el funcionamiento para cada una de ellas.

3.1.1 Recuperación de Tubería Suelta o Partida.

Aunque no es un caso muy común cuando se perfora (tubería suelta), se la debe describir debido a la aparición en las labores posteriores a ésta. Es de simple recuperación,

por supuesto, en el caso de contar con los pescantes apropiados. Cuando una tubería es suelta o partida durante un proceso, se debe saber primero la profundidad a la que se encuentra seguido de la posición que ocupa dentro del pozo. Estas dos características nos la puede ofrecer un bloque impresor, el cual definiremos de la siguiente manera:

Bloque Impresor

Los servicios que presta como herramienta auxiliar indicadora es de considerable importancia; de esa manera trata de revelarnos las condiciones del fondo del pozo, antes y durante las operaciones de pesca. Se lo representa en la figura 3.1.

FIGURA 3.1
BLOQUE IMPRESOR

Es el más sencillo indicador, construido de material blando, generalmente de plomo; se baja en el pozo con la sarta de pesca, aunque también puede ser acondicionado para bajar que con servicio de cable de acero (wireline), para obtener una impresión del tope del pescado. Tales impresiones revelan la posición del extremo superior del pescado, respecto al hoyo, y bien pueden revelar el estado en que dicho pescado se encuentra, en este punto y en determinado momento. De acuerdo a la interpretación de estas marcas decidiremos el tipo de enganche y la herramienta de recobro que debemos utilizar.

En el caso ideal de tener una tubería suelta, sabremos que la misma ha sufrido un desenrosque y se encuentra con su tope superior intacto, por lo contrario, cuando la tubería se parte es preciso limar la parte superior hasta lograr uniformidad en su tope para correr la herramienta de pesca y efectuar un agarre efectivo. La herramienta indicada para realizar este propósito se llama Fresadora, aquí las características.

Fresadora:

Se llama fresa a aquella herramienta que se usa para taladrar o dar forma a una pieza de metal. Parece muy sencilla, pero su uso exitoso

exige pericia y análisis, porque se usan en gran variedad de materiales, tamaños y formas (nariz redondeada, pico de manguera, de fondo plano, etc.) de acuerdo con el trabajo que se va a ejecutar. En la figura 3.2 se representan algunas de ellas.

A menudo son utilizadas para perforar desperdicios metálicos en el fondo del hueco. Tales fresas tienen lados lisos para no dañar las paredes del revestimiento, y a veces tienen un fondo plano para mantener los desperdicios en su sitio, o también una guía para centrar la fresa si la tubería esta siendo perforada.

FIGURA 3.2
TIPOS DE FRESA

Las fresas se usan con frecuencia para limpiar encima del tope de un pescado dañado para permitir que el pescante agarre la superficie lisa, que es para lo que esta diseñado. También se utilizan las fresas para abrir ventanas en el revestimiento (casing); zapatas fresadoras se utilizan para bajar sobre la tubería aprisionada, perforando cualquier material que esté entre la tubería y las paredes, liberando así la tubería.

Las fresas deben siempre estar hechas de un material más duro que las piezas que se va a cortar. La circulación de barro o agua a través de la fresa ayuda a enfriarla además de remover las partículas cortadas. A medida que la fresa esta rotando y se va aplicando peso, el metal se calienta debido a la fricción. Si la fresa gira muy rápido o si se aplica demasiado peso, el calor de fricción puede rebajar la resistencia del metal de la fresa y así disminuir su capacidad de corte.

Anteriormente todas las fresas estaban hechas de acero templado. No obstante, como el acero era apenas más duro que los desperdicios dentro del hueco, las fresas se gastaban rápidamente y el fresado era en general un proceso bastante dilatado. Sin embargo, hace algunos años se ha venido utilizando el carburo de tungsteno en las fresas. El carburo de tungsteno ha sido usado por algún tiempo en talleres mecánicos donde todo es mantenido firme, estable y todo gira con

suavidad. En un pozo de petróleo, sin embargo, el pescado y la fresa pueden moverse y dañar cualquier aleación frágil. Aunque el carburo de tungsteno, como el diamante, es uno de los materiales más duros conocidos, no puede ser usado en piezas grandes porque se fractura. Ha sido inventado un nuevo principio que utiliza piezas pequeñas de carburo de tungsteno incrustadas en un metal mas blando.

A medida que las orillas cortantes se desgastan o se parten, nuevas orillas quedan expuestas y toman su lugar. Esto asegura el tener siempre orillas cortantes frescas en contacto con la superficie que va a cortarse. Material fresador de esta clase puede ser aplicado a la superficie de prácticamente todo tipo de herramienta, y esto ha acelerado tremendamente la velocidad de las operaciones de fresado.

Así, una vez que la fresadora ha cumplido su trabajo dentro del pozo, estamos seguros de contar con una superficie superior del pescado uniforme, y en consecuencia la confianza de agarrar al pescado y no producir un desagarre en la etapa de ascenso.

Ahora inicia la etapa de selección del pescante apropiado, esto se simplifica decidiendo si pesco con un pescante interior o exterior. La decisión se la tomará de acuerdo a las características del pozo, dependiendo si existe o no espacio entre el pescado y el agujero. Otra

de las consideraciones a tomar en cuenta es saber que no necesitaremos de un dispositivo de liberación que sirve para desacoplarnos en caso de no poder halar al pescado.

Como advertimos al inicio, se trata de tubería suelta o partida, por lo tanto es cuestión de realizar un enganche efectivo y halar. A continuación daremos el ejemplo más común para cada una de ellas.

Pescante externo sin Dispositivo de Liberación.

El mas utilizado se llama Collarín de Dados o Tarraja (Rotary Die Collar), representado en la figura 3.3 y 3.4. Realmente constituye una sección hembra de tarraja que engancha la parte externa del pescado. Esta herramienta está hecha en forma de un acoplador (cuello) de tubería, de construcción muy fuerte y un metal muy duro. Está equipado interiormente con dados roscados los cuales van haciendo roscas a medida que bajan sobre el tope del pescado (tubería),

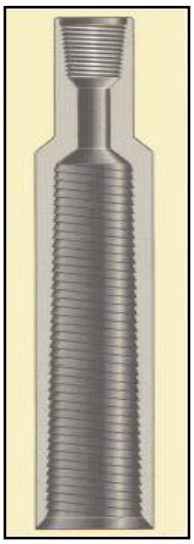


FIGURA 3.3
PESCANTE EXTERNO COLLARÍN DE DADOS (DIE COLLAR)

FIGURA 3.4
PESCANTE COLLARÍN DE DADOS DE LA COMPAÑÍA WEATHERFORD

<u>Pescante interno sin Dispositivo de Liberación</u>.

Un ejemplo de pescante interno sin dispositivo de liberación es el así llamado Pescante Rabo de Rata (Taper Tap) representado en la figura 3.5. Constituye un ahusado macho de tarraja o simplemente un macho cónico, utilizado en casos en los que no hay suficiente espacio en el hueco como para usar un pescante de enganche exterior y la habilidad para pescar puede ser provista por esta herramienta que entraría en el diámetro interno del pescado agarrándose firmemente. El pescante rabo de rata esta construido para pasar por dentro del pescado y hacerle roscas ejerciendo un torque a la sarta de pesca con la ayuda de la mesa rotatoria. Este agarre es tan efectivo que solo se soltara una vez que esté en superficie y se desacople con una llave hidráulica.

Estos pescantes, internos y externos, cuando atrapan al pescado no producen sellamiento o hermetismo necesario para forzar la circulación a través del pescado; en consecuencia, solo circulan por arriba del pescado a través de orificios apropiados por la misma sección de atrapamiento.

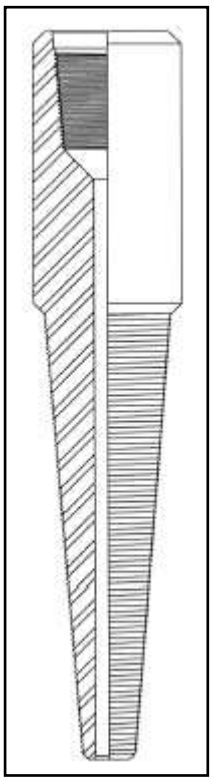


FIGURA 3.5 A.
PESCANTE RABO DE RATA (TAPER TAP)

En caso de no poder halar el pescado luego de atraparlo, tampoco tienen modo o mecanismo de liberación como para salir del hoyo, por lo que quedan en el fondo, a menos de que se utilice una junta de seguridad, la cual explicaremos más adelante. Cabe destacar que no es muy común encontrarse con tubería la cual no se pueda halar, puesto que una tubería suelta o partida no opone resistencia a subir.

FIGURA 3.5 B.
PESCANTE RABO DE RATA DE LA COMPAÑÍA WEATHERFORD

3.1.2 Recuperación de Tubería Atascada.

Es el caso más común en las operaciones de perforación y las causas fueron detalladas en el capítulo anterior. La recuperación de este tipo de tubería debe hacerse tomando en cuenta dos factores iniciales: la profundidad del atascamiento y el método a realizar para cortar o soltar la tubería, luego de ello se procederá a seleccionar el pescante adecuado para devolverla a superficie. El localizar el punto en el cual la tubería se ha atascado es de vital importancia y por ende debe

calcularse con precisión. A continuación describiremos algunos métodos para localizar el punto de atascamiento.

Método de Localización del Punto Libre: El detector o indicador del punto de aprisionamiento es una instalación especial que se activa dentro del tubing, de la tubería de perforación o del casing para determinar la profundidad a la cual la sarta de tubería esta aprisionada, que es lo primero que se trata de establecer antes de intentar liberarla.

La profundidad del punto de aprisionamiento de la tubería puede ser determinada mediante el indicador, con cálculos, gráficamente o usando tabulaciones. Veamos ahora el primero de ellos por ser el más preciso.

Mediante el indicador: El indicador, llamado comercialmente Magnatector, hace uso de los principios eléctricos con los cuales se miden los cambios en la estructura molecular del acero causado durante la aplicación del torque, la tensión, la compresión, o una combinación de estas, que pueden ser ejecutadas durante la operación. Este método es muy exacto, confiable y da consistentemente buenos resultados.

El aparato es activado mediante una línea de alambre conductor que es medido mientras se lo baja dentro del pozo para determinar la profundidad del instrumento. Las lecturas de los impulsos eléctricos de los conectores en el instrumento pueden ser observadas en la superficie. Estos impulsos variaran cuando los contactores están arriba del punto de sobrecarga mediante la aplicación de esfuerzo vertical (tensión) o momento torsor (torque). El instrumento es muy sensitivo y permitirá la observación de movimiento microscópico o sobrecarga molecular en la sarta mientras el indicador esté sobre el punto aprisionamiento, midiendo la elongación de la tubería de acero, la misma que se estirará en igual forma que lo hace una banda de goma. Cuando la herramienta baja mas allá de la profundidad a la cual la sarta está aprisionada, las indicaciones eléctricas del movimiento de la tubería casaran, señalando el punto donde no habrá más alargamiento, puesto que la tensión hacia arriba no puede hacerse sentir en ese punto ni por debajo de ese punto.

Las herramientas indicadoras del punto libre están disponibles en diámetros tan pequeños como de 3/4 de pulgada; lo cual permite que sean ensartadas a un pescado. El método puede ser costoso, pero también ofrece la ventaja de que una cuerda explosiva de

desenrosque de juntas (back-off) puede ser utilizada conjuntamente con la misma unidad de servicio y operador que determina el punto de aprisionamiento, tan pronto como éste haya sido localizado. El funcionamiento del tiro de desenrosque (back off) será explicado a continuación.

Tiro de Desenrosque (Back-off).

Para desenroscar la tubería en el primer cuello inmediato superior al punto de aprisionamiento, se usa un dispositivo conocido como back-off dentro del ambiente petrolero; el cual sirve para aflojar la conexión. Esta herramienta, ilustrada en la figura 3.6, se baja por el hueco por dentro de la tubería hasta la profundidad donde se conoce que esta aprisionada. Luego se sube unos pocos pies por encima de éste punto hasta donde el localizador de cuellos (CCL) indica estar a la profundidad del primer cuello inmediatamente arriba del punto de atascamiento. El tiro de desenrosque, que es una cierta longitud de cable explosivo “Primacord” se coloca a profundidad o en posición en este cuello y se dispara por medio de un fulminante impulso eléctrico desde la superficie mientras se mantiene una torsión hacia la izquierda sobre la tubería con la mesa rotatoria.

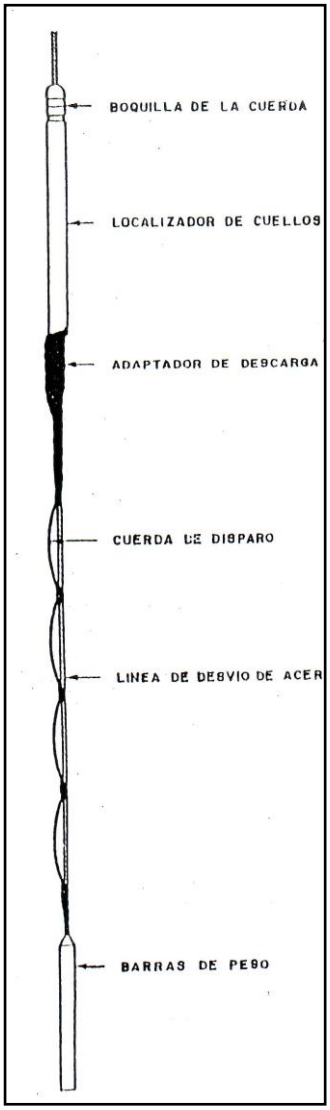


FIGURA 3.6
CUERDA DE TIRO DE DESENROSQUE

La combinación de fuerzas de torsión y explosión causa que la conexión se afloje. Entonces se puede desenroscar y luego sacar la tubería en la manera acostumbrada. Si el torque hacia la izquierda es correctamente aplicado en el punto de peso neutral (no en tensión o compresión en el lugar del disparo) el choque de la explosión causará que la conexión

enroscada se desenrosque. Un apropiado manejo del tiro de desenrosque no dañará la tubería ni las roscas de la unión involucrada.

La aplicación del torque hacia la izquierda, en la superficie, es una operación peligrosa que debe ser hecha bajo la dirección de un operador experimentado.

Cortador Interno de Tubería: Un diseño de este tipo de herramienta se representa en la figura 3.7. Esta herramienta se corre en el interior de la tubería presa hasta llegar al punto libre y entonces mediante unas cuñas se adhiere a la tubería para luego por un empuje desde superficie obligar a las cuchillas a salir hasta las paredes interiores de la tubería. Un movimiento rotatorio de la herramienta y una fuerza gradual hacia abajo generan un corte parecido al de un torno, de ésta manera no produce ni vibración ni asperezas durante el corte, lo cual las hace ideales para este tipo de trabajos.

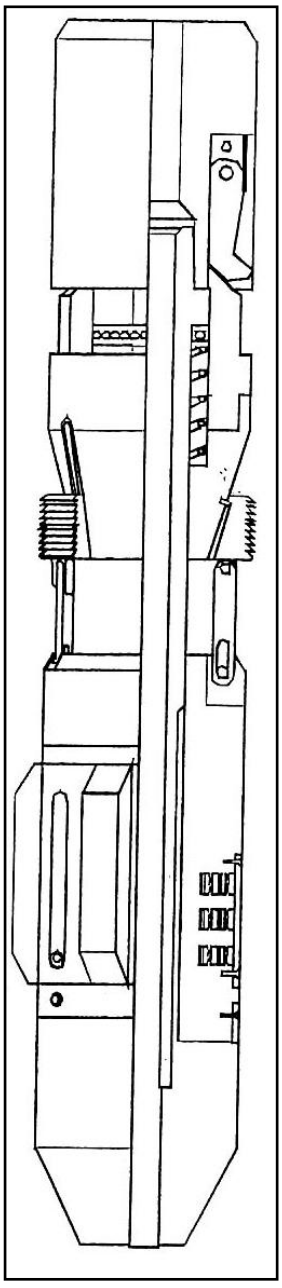


FIGURA 3.7
CORTADOR INTERNO PARA TUBERÍA

Cortador Jet o de Boquilla: Ilustrado en la Figura 3.8. Es un cortador utilizado para cortar tubing, tubería de perforación, o casing. Se corre una carga explosiva a través del interior de la tubería llevando consigo dos centralizadores que orientaran la carga en la mitad con la finalidad de que toda la periferia interna sea explotada en iguales proporciones. Además esta herramienta cuenta con un localizador de cuellos que permite que la detonación se la realice en cualquier longitud de la tubería y no en las uniones o couplings. Una vez alcanzada la profundidad de punto libre, se hace detonar la carga produciendo un corte transversal. Esto causa un ligero ensanche donde el corte es hecho, pero la parte externa de la tubería no será dañada. En la figura además se ilustra un corte típico hecho con un cortador de boquilla. La sección ensanchada puede ser esmerilada o pulida con una fresadora interna, que usualmente se acopla con el enchufe de pesca (overshot) a describirse mas adelante.

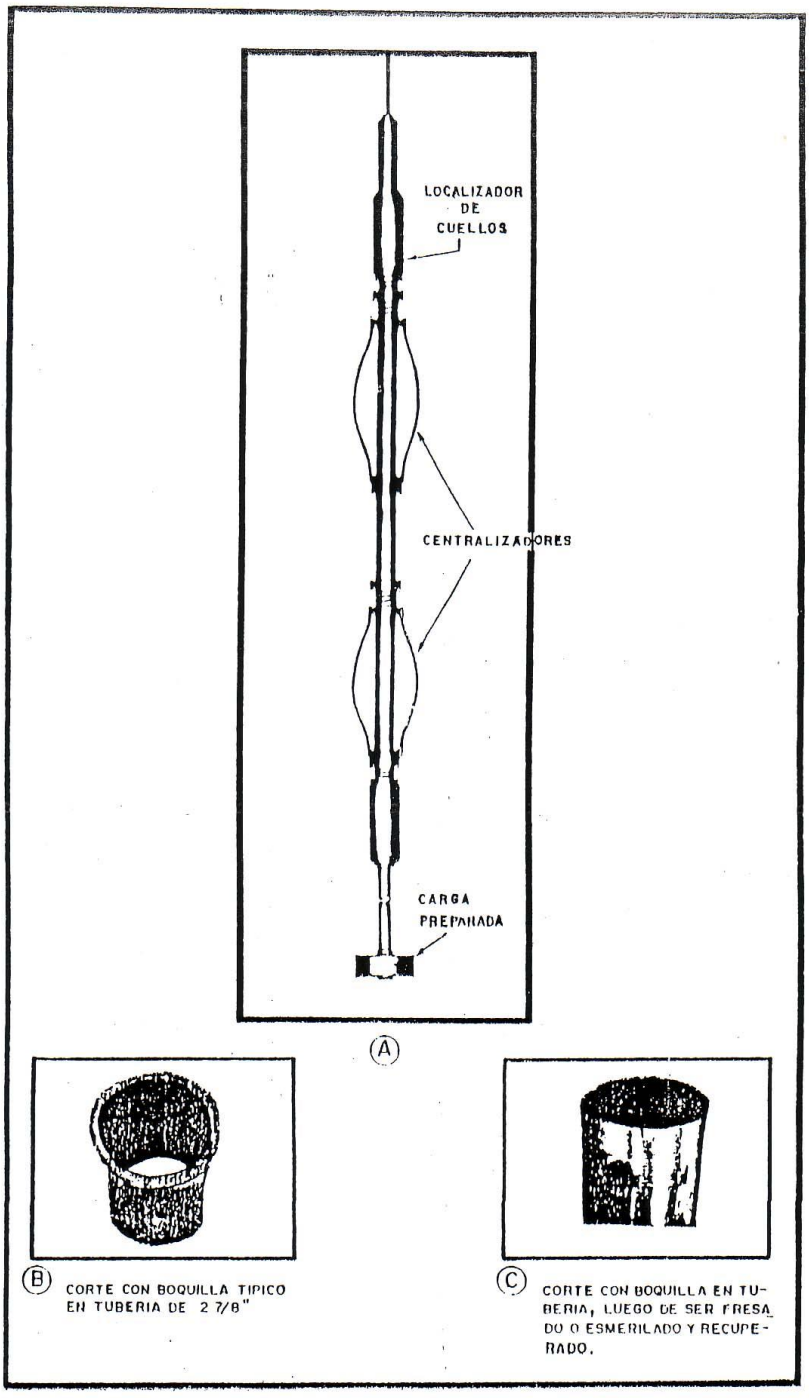


FIGURA 3.8
CORTADOR JET O DE BOQUILLA Y CORTE TÍPICO EJECUTADO EN UNA TUBERÍA.

Cortador Químico de Tubería.

La figura 3.9a muestra un cortador químico de tubería, el cual utiliza un chorro de ácido poderoso para hacer un corte casi liso, sin ensanchamiento o distorsión del metal, ver figura 3.9b. La acción cortante es casi controlada; así una tubería exterior o casing (revestimiento) no será dañada cuando la sarta interior (tubing) es puesta a prueba. Ninguna parte del aparato cortante es dejada en el hueco, haciendo a la operación completamente libre de desperdicios. Los cortes con químicos, Jet y cortador interno no requieren torque en la tubería, como se requiere cuando utiliza tiro de desenrosque (back-off). Los cortes usualmente proporcionan una operación más segura y efectiva en un punto preciso y deseado. Muchos tiros de desenrosque no siempre logran el resultado deseado; a veces es necesario realizar varios disparos para que la sarta se afloje y en ocasiones no se consigue hacerlo y en otras se desenrosca en algún lugar inesperado.

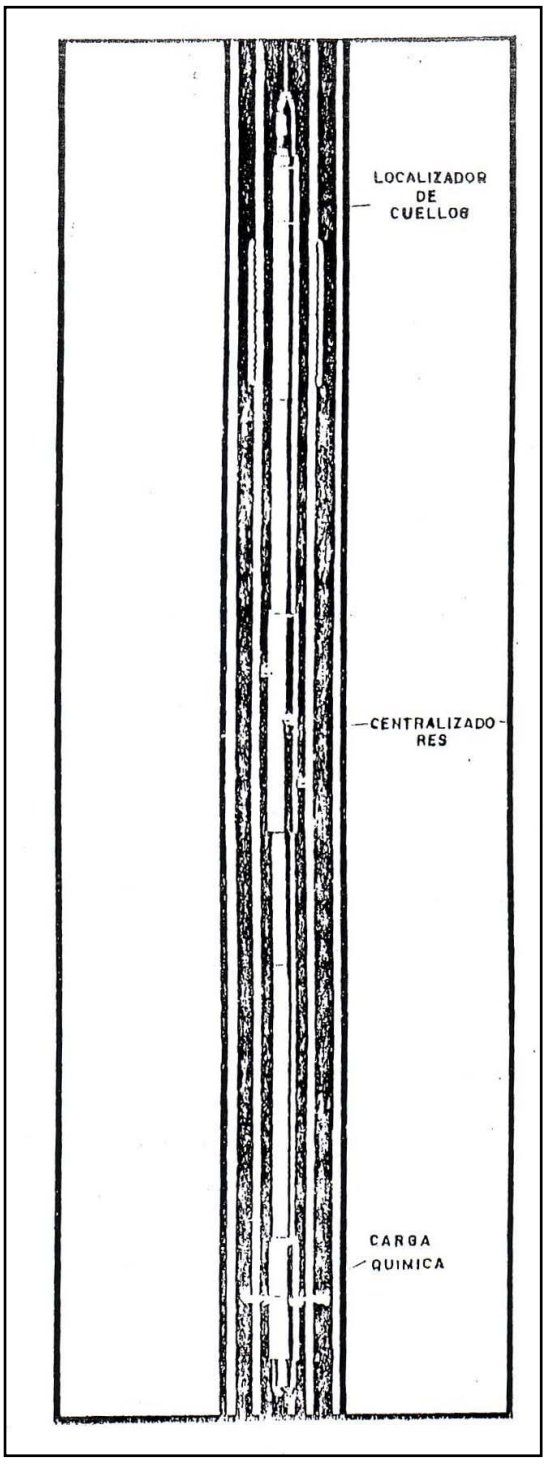


FIGURA 3.9A.
CORTADOR QUÍMICO DE TUBERÍA

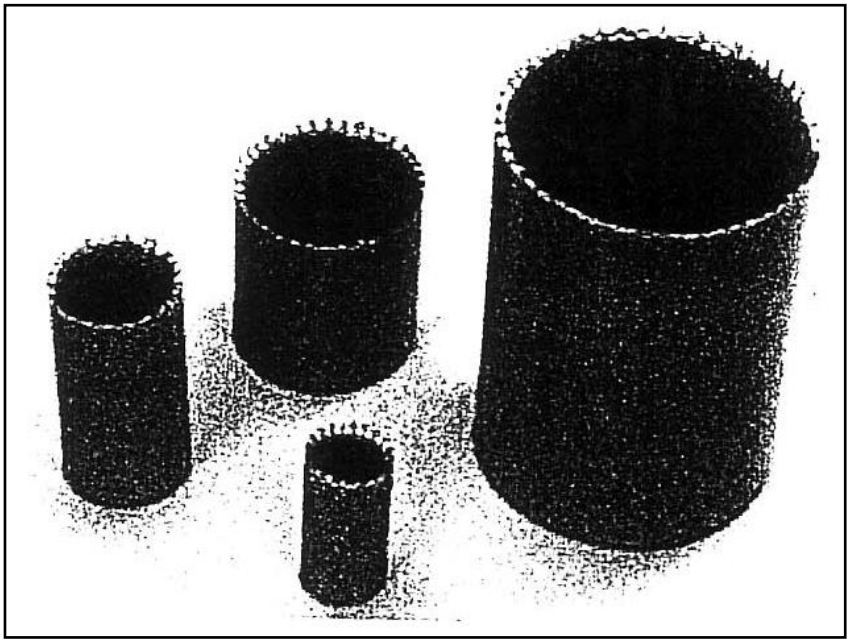


FIGURA 3.9B.
CORTE TÍPICO DEL CORTADOR QUÍMICO

Pescante Externo con Dispositivo de Liberación.

Un ejemplo de este tipo de pescante es el Pescante de Enchufe Recuperable (Releasing Overshot) representado en la figura 3.10. Es la herramienta más fuerte disponible para enganchar externamente, sujetar y halar un pescado. Los enchufes son sobresalientes por su compactación, simplicidad y variedad de usos. Cada herramienta esta diseñada para enganchar y sellar un especificado diámetro externo máximo, y puede fácil y sencillamente ser acondicionada para enganchar y sellar cualquier diámetro menor. Se engancha y se suelta hacia la derecha, instantánea y positivamente.

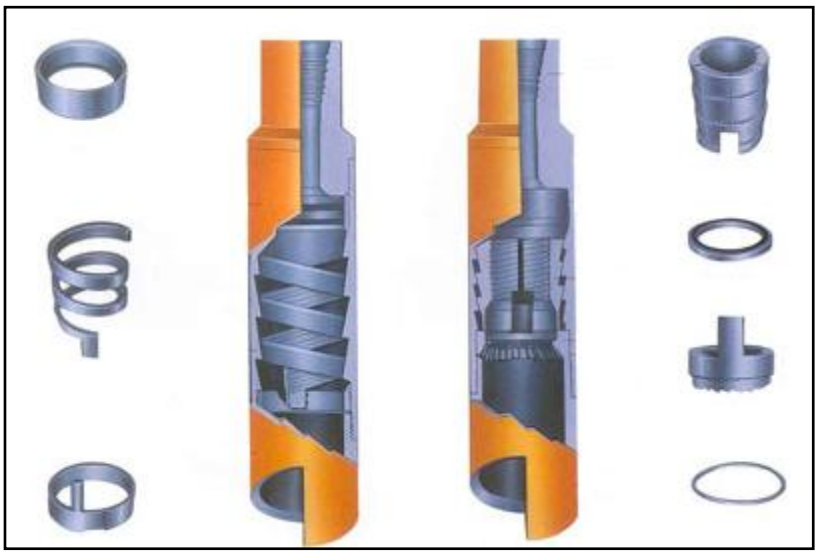


FIGURA 3.10
PESCANTE DE ENCHUFE U OVERSHOT

El enchufe de pesca es una de las más útiles para la mayoría de las operaciones de pesca, hay dos razones para ello:

a) Generalmente es más fácil enganchar el pescado llegándole por su exterior que entrándole por su interior.

b) El pescante de enchufe es también el más fuerte de las herramientas liberables, y quizás de todos los pescantes. El enchufe es también una herramienta muy adaptable. Se podría usar con una variedad de accesorios, por ejemplo las zapatas fresadoras, zapatas de lavado y zapatas guías. El uso de estos agregados hace posible fresar, enderezar y enganchar donde otras herramientas fallarían. También, el mecanismo de liberación del pescante de enchufe es de mas

confianza que el de las otras herramientas, asegurando que el pescado puede ser soltado cuando sea imposible halarlo y recuperarlo.

El enchufe moderno puede estar equipado con un dispositivo de empacadura que permita la circulación a través de él. La circulación es de gran ayuda en la liberación del pescado aprisionado en formaciones blandas cuando se perfora.

La construcción fuerte del pescante de enchufe permite aplicar torsión apreciable sobre el pescado. También capacita la herramienta para soportar el impacto del martillo rotatorio (herramienta auxiliar) otra herramienta que será explicada mas adelante.

Un solo tazón o armazón cilíndrico del enchufe se puede arreglar poniéndole distintos tipos de agarre, sean éstos de espiral o de cesta, de manera que al mismo tiempo sea capaz de agarrar pescados de diversos diámetros.

Para enganchar el pescado se debe alcanzar el extremo superior del pescado, lentamente se da vuelta a la sarta de tubería de pesca a la

derecha y se debe bajar gradualmente el enchufe sobre el pescado; la rotación y la bajada son importantes. Hay que esperar que la torsión a la derecha recorra la sarta y salga de ella, para luego dar el alón al pescado, elevando la sarta.

Para desenganchar el pescado golpee hacia abajo y, al mismo tiempo, dé rotación a la derecha mientras lentamente se alza la sarta de pesca hasta que el enchufe se separe del pescado; no olvidar la importancia de la rotación combinada con elevación. El hecho de que los enchufes requieran solamente de rotación a la derecha, tanto para engancharse como para desengancharse es muy importante. Esta característica elimina los peligros que están presentes cuando es necesario girar en sentido del desenrosque (hacia la izquierda).

Pescante Interno con Dispositivo de Liberación: Un Modelo de pescante interno con mecanismo de liberación es el Arpón Recuperable Tipo Circulo Lleno (Full Circle Releasing Spear) el cual se encuentra representado en la figura 3.11a. Ofrece ciertas ventajas en todos los trabajos de pesca donde es necesario agarrar el pescado internamente y donde hay muy poca luz entre pescado y hoyo como para usar un pescante externo. Es sencillo y seguro, con un agarre positivo y un mecanismo de liberación real. Sin embargo, a pesar que tienen un área de enganche de las cuñas de 35 a 45% mayor que

cualquier otro pescante interior en la industria, no se usan tanto como los externos porque es difícil penetrar en el interior del pescado que desliarse por fuera del mismo. Además, el arpón tiene que ser de diámetro angosto para que funcione dentro del pescado; no es, pues, tan fuerte ni confiable en su resistencia como las herramientas de agarre por fuera. Un arpón puede fácil y sencillamente, con poco gasto, equiparse con un accesorio de empacadura cuando se requiere de circulación en las operaciones de pesca.

El arpón recuperable entra en el pescado y tranca en su sitio como se describió anteriormente. Si el pescado no responde, se puede romper el agarre y aflojar las cuñas bajando la sarta de trabajo y trancando las cuñas lejos de los conos.

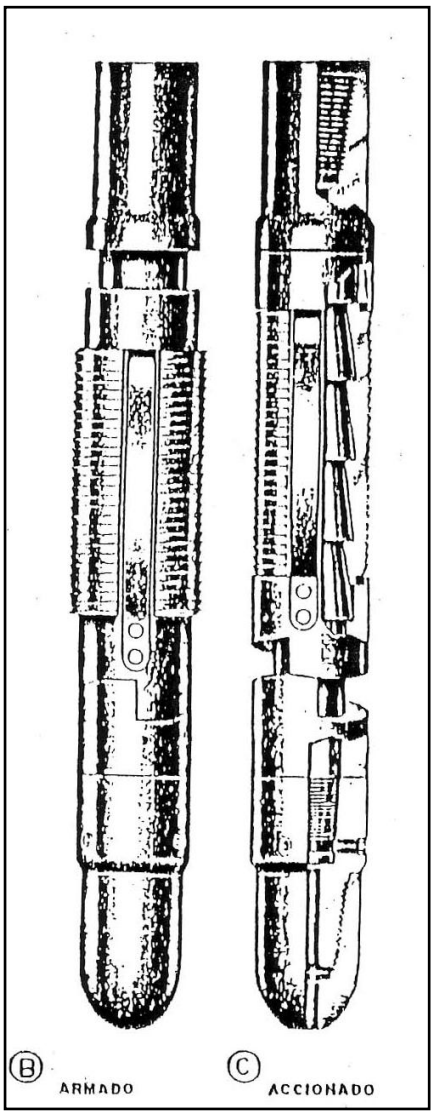


FIGURA 3.11A
PESCANTE TIPO ARPÓN RECUPERABLE

El arpón puede ser apoyado mas arriba en la sarta de trabajo por medio de herramientas auxiliares cuyo funcionamiento se describe mas adelante. Donde sea posible se usará preferiblemente una herramienta de agarre exterior, en lugar de un arpón, en razón de su mayor diámetro y mayor potencia.

La manera de activar el mecanismo de enganche es alcanzar el punto deseado y rotar lo suficiente para mover el mandril un giro total a la izquierda. Esto gira el agarre a través del mandril, localizando el agarre dentro de la posición de encaje. Una tensión recta encajará entonces el agarre dentro del acoplamiento positivo con el pescado. De igual manera para desengancharlo se debe golpear hacia abajo para romper el agarre, luego gire dos o tres vueltas a la derecha. Esto mueve el agarre hacia arriba a través del mandril, forzando el agarre contra el anillo liberador y poniendo el arpón en la posición de desenganche. Una tensión recta hacia arriba generalmente liberará el arpón; sin embargo, se recomienda que el arpón sea girado lentamente a la derecha cuando está saliendo.

Un modelo similar se muestra en la figura 3.11 b, de la Compañía (Weatherford) la cual difiere en la forma de enganchar y soltar el pescado. Para engancharlo se debe llegar hasta la parte superior del pescado y girar hacia la derecha una vez que se baja la sarta gradualmente, esto hará que el arpón se deslice en el interior del pescado y para asegurar su captura se hala repentinamente hacia arriba. La forma de desengancharlo es empujar fuerte hacia abajo y girar hacia la derecha mientras se sale del pescado subiendo la sarta.

C

FIGURA 3.11B
PESCANTE ARPÓN RECUPERABLE, COMPAÑÍA WEATHERFORD

3.1.3 Recuperación de Desperdicios.

La pesca de desperdicios dentro de un pozo es una tarea muy común y dificultosa si no se cuenta con las herramientas apropiadas para recuperar este tipo de pescados. Los desperdicios son cualquier objeto de dimensiones pequeñas tales como: conos de brocas, cuñas, pedazos de hierro que se generan después de fresar y herramientas pequeñas caídas desde superficie. Aunque no es un problema serio, las pérdidas de piezas de metal en el hueco, incluso pequeñas, pueden ser costosas en razón del tiempo que se pierde por su culpa,

sobre todo en pozos con revestimiento. No hay una forma que pueda considerarse la mejor para solucionar este problema. Un método preventivo es mantener todo el tiempo una cubierta sobre el hueco o una empacadura tipo disco para así evitar la caída de herramientas accidentalmente y además evitar perforar con brocas desgastadas.

A continuación describiremos dos tipos de herramientas de recuperación ideales para estos tipos de pescados.

Imanes de Pesca.

Llamados comúnmente Magnetos ó simplemente Imanes el cual se representa en la Figura 3.12. Cada herramienta está diseñada para permitir el uso del más grande y poderoso elemento magnético que pueda ser contenido dentro de su diámetro externo. Es ideal para recuperar todos los tipos de objetos pequeños de formas irregulares y no perforables, que tengan atracción magnética.

FIGURA 3.12
PESCANTE MAGNÉTICO, COMPAÑÍA WEATHERFORD

Imanes permanentes y de gran poder se usan para sacar objetos pequeños de acero o de hierro que yacen libremente en el fondo del pozo evitando así el desgaste innecesario de la broca en su intento por molerlos. Poseen la libertad de poder ser bajados tanto con tubería como con cable. Las operaciones con cable tienen la ventaja de ser más rápidas y económicas. Las operaciones con tubería en cambio, tienen la gran ventaja de poder utilizar la circulación en el pozo, esto es, se pueda enviar desde superficie un fluido que permita remover sedimentos sobre el pescado y también para aflojarlo.

Recuperación de Desperdicios por Circulación Inversa:

Para entender mejor el funcionamiento de éste método conoceremos primero el concepto de circulación normal o directa. Circulación directa es aquella en la cual se inyecta fluido desde superficie dentro de la sarta de perforación o de pesca hasta llegar al fondo del pozo donde regresa por medio del anular (espacio entre el exterior de la tubería y la pared del pozo o el revestimiento).

En la recuperación de desperdicios por circulación inversa se utiliza una herramienta llamada Cesta o Canasta de Desperdicios representada en la Figura 3.13.

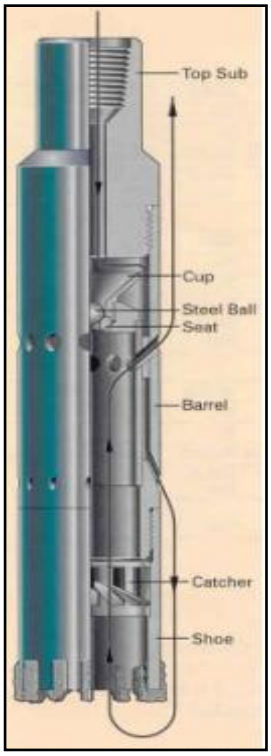


FIGURA 3.13
CESTA PARA DESPERDICIOS EN EL FONDO DEL POZO

Utiliza como medio de empuje el fluido de circulación, el cual una vez enviado desde superficie se desvía la circulación justo antes de llegar a la profundidad máxima obligando al fluido a subir por el interior de la cesta arrastrando consigo todos los desperdicios encontrados en el fondo del pozo. Una vez que se detiene la circulación, el fluido debido a la gravedad caerá cerrando la cesta e impidiendo que los desperdicios salgan de ella, quedando atrapados en su interior. Posee también una zapata tipo fresadora que ayuda a remover el fondo del pozo en caso de que el pescado se encuentre cubierto de arena o escombros. Este tipo de diseño garantiza el almacenamiento de objetos dentro de la herramienta siempre y cuando los desperdicios se encuentren en el fondo del pozo.

3.2.4 Recuperación de Cable.

Como ya hemos visto anteriormente, hay operaciones las cuales se pueden realizar con cable y mencionamos también cuáles son los posibles trabajos que se pueden realizar. Existen algunas

consideraciones que se deben tomar en cuenta antes de correr un cable al pozo, entre ellas las más importantes son: el diámetro del cable, el peso por unidad de longitud, la resistencia a la ruptura, el alargamiento por unidad de longitud y el grado de temperatura máxima que puede soportar. Tomando en cuenta estas consideraciones se cree que el rendimiento del cable sería el óptimo, pero un gran porcentaje de rupturas de cable se debe a la fatiga; es por eso que el fabricante recomienda un periodo en el cual se debe hacer pruebas para comprobar su resistencia. Cualquiera que sea la causa de ruptura obstruirá el pozo e impedirá trabajos futuros en el mismo.

La herramienta utilizada para recuperar cables se llama Arpón para cables, es de construcción sencilla y se representa en la figura 3.14a y 3.14b. Este arpón es adaptado para este tipo de pesca porque opera bajo el mismo principio de enganche del resto de herramientas y lo más importante es que puede ser adaptado a tubería o wireline para alcanzar el tope superior del pescado. Como toda herramienta tiene sus dificultades y esta es que se debe tener cuidado durante la operación de este pescante a fin de no sobrepasar mucho cable, la cual puede apelotonarse encima de la herramienta y hacer que ésta quede aprisionada, complicando las operaciones.

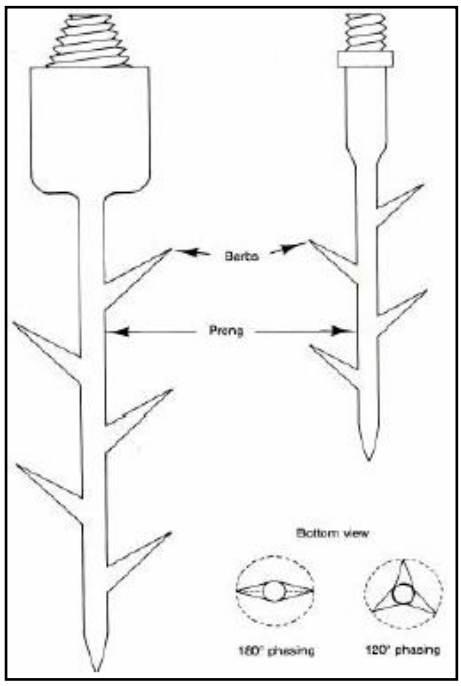


FIGURA 3.14A.
ARPONES PARA CABLES

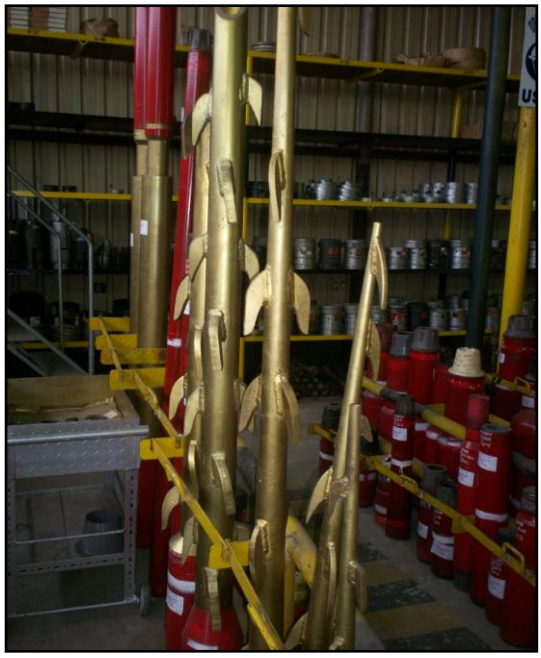


FIGURA 3.14B.
ARPONES PARA CABLES, COMPAÑÍA WEATHERFORD

3.2 Herramientas Auxiliares.

En las operaciones de pesca generalmente se requiere de otro tipo de herramientas adicionales para tener éxito. Estas herramientas son llamadas Auxiliares y están fabricadas para ayudar a la liberación de pescados cuando éstos se encuentren con dificultades para ser recuperados. Antes o junto con los pescantes exteriores o interiores se bajan una o más herramientas auxiliares que proveen un servicio suplementario de seguridad o de soporte. No todas las herramientas de pesca son liberables como vimos anteriormente por lo que aun las que sean liberables deberán acoplársele un auxiliar.

Las herramientas auxiliares pueden ayudar a despegar el pescado del hoyo golpeándolo hacia arriba, tales características las posee los Martillos Hidráulicos. Además pueden facilitar la pesca ubicando el pescado hacia la posición de agarre del pescante tal como lo hace el zapato guía y por ultimo pueden desacoplarse de la sarta en caso de así requerirlo como lo hacen las Juntas de Seguridad. A continuación describiremos brevemente cada una de ellas.

3.2.1 Martillos Hidráulicos.

Los Martillos Hidráulicos son los más utilizados en la Industria debido a su gran fuerza de impacto. Son dispositivos usados para ejercer fuerza hacia arriba en caso de que la sarta se encuentre atascada.

El Martillo Hidráulico consiste de un mandril deslizante dentro de una cámara hidráulica, el cual, en posición cerrada se encuentra gran parte del mandril escondido en la cámara y listo para ser cargado. Una vez que es requerido se necesita primero conocer cuantas libras de impacto se desea ejercer sobre el pescado y adicional a esto se le suma el peso de la sarta comprendida entre la superficie y el punto de atascamiento.

La fuerza de impacto requerida es aplicada tensionando la tubería gradualmente hasta llegar a la cantidad deseada, esto produce que el fluido hidráulico abandone la cámara mediante unas pequeñas aberturas y se almacene en otro espacio. Luego que se haya desalojado todo el fluido, la resistencia hidráulica cesará y el mandril se disparará hacia arriba con gran velocidad hasta alcanzar el tope del mandril y generar el golpe. La figura 3.15 muestra un martillo hidráulico.

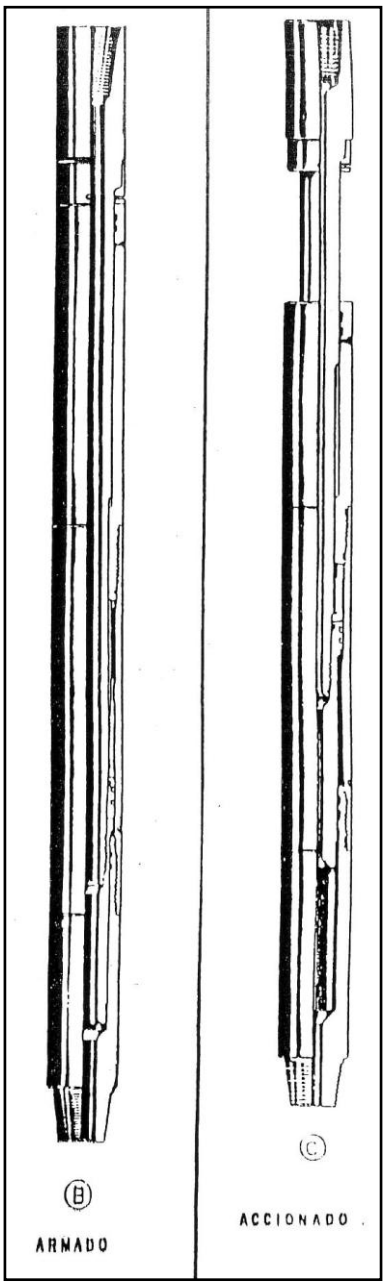


FIGURA 3.15
MARTILLO HIDRÁULICO

Si este golpe no es suficiente entonces se carga nuevamente la cámara hidráulica y el proceso es repetido las veces que sea necesario.

3.2.2 Zapata Guía.

Siendo solo una herramienta de suplemento, es más que una herramienta individual, provee una función muy importante. Se usa con el pescante cuando el pescado esta recostado contra las paredes del pozo; con este auxiliar, mediante rotación, es posible enderezar y colocar en posición el pescado a fin de que el pescante pueda engancharlo.

FIGURA 3.16.
ZAPATA GUÍA

Existen dos tipos de zapatas que son las más utilizadas y son: zapatas guías llanas y zapatas guías fresadoras. Un ejemplo de este tipo de zapatas se presenta en la figura 3.16.

3.2.3 Juntas de Seguridad.

Representada en la figura 3.17. Es una eficiente herramienta auxiliar para todas las operaciones de perforación y pesca. Ejerce una capacidad de torsión de la sarta en ambas direcciones, suelta solamente cuando su torsión a la izquierda supera los limites de la misma, la cual es menor que el resto de acoplamientos.

Como sugiere su nombre, es un dispositivo para efectuar la liberación de la sarta de pesca del pescado; cuando este último no puede ser halado y recuperado. Aunque el pescante de enchufe u overshot y el arpón están diseñados para liberarse en tales casos, la junta de seguridad le agrega éxito para lograrlo.

FIGURA 3.17.
JUNTA DE SEGURIDAD

Las juntas de seguridad generalmente se las utiliza junto con pescantes rabo de rata y collarín de dados para así poder soltar el pescado cuando no puede ser recobrado. La junta de seguridad es simplemente una conexión de enrosque controlado, asegurando que la junta será la primera en soltarse en lugar de las herramientas y tubería encima de ella. Por esta razón, las juntas de seguridad deben armarse con precaución.

CAPÍTULO 4

4. DISEÑO DE LAS HERRAMIENTAS DE RECUPERACIÓN.

En este capítulo se realizará un análisis estadístico para conocer cuales son las obstrucciones que se presentan con más frecuencia en los pozos de PACIFPETROL S.A., analizar sus dimensiones y definir las estrategias a tomar en base a los capítulos anteriores. Luego de aquello, se elaborará un diseño de forma de las herramientas, se analizarán los esfuerzos existentes mediante las técnicas convencionales de diseño para después proceder a seleccionar el material adecuado. Como paso final, describiremos el tratamiento térmico requerido para conseguir una mayor durabilidad de las herramientas.

4.1 Análisis Estadístico y Justificaciones de Diseño.

En esta parte haremos un esquema de los reportes diarios de los operadores para conocer cuales son las necesidades principales. Comenzaremos por definir cuales son las secciones en las que está

dividida PACIFPETROL S.A.. Primero, la Unidad de Negocio Norte (UNN), compuesta por aproximadamente el 23% del total de los pozos, segundo la Unidad de Negocio Sur (UNS) igualmente compuesta por el 21% de los pozos, la Unidad de Negocio Centro Oeste (UNCO), 18% de los pozos y finalmente la Unidad de Negocio Centro Este (UNCE) con el 19% de los pozos. Existen otras secciones que no son de interés, puesto que en las descritas se encuentran la mayor cantidad de pozos y por ende donde se realizan la mayor cantidad de trabajos.

Como se mencionó anteriormente, las obstrucciones más frecuentes son: La herramienta local, tuberías, cables, partes del sistema de Swab y otros. En las siguientes tablas veremos cuales son las situaciones más frecuentes para empezar con la primera etapa del Diseño.

TABLA 4.1
TABLA DE FRECUENCIA DE LAS OPERACIONES DE PESCA EN PACIFPETROL S.A.

		ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE OBSTRUCCIONES			
2005 - 2006	FRECUENCIA DE OPERACIONES				
	HL	**TUBERÍA**	**CABLE**	**STANDING + PORTACOPAS**	**OTROS**
ENERO	10	6	2	2	0
FEBRERO	6	4	0	1	1
MARZO	7	3	0	1	2
ABRIL	14	10	3	4	2
MAYO	9	8	2	2	2
JUNIO	7	6	1	1	4
JULIO	8	9	1	1	1
AGOSTO	7	7	1	1	2
SEPTIEMBRE	4	7	0	1	2
OCTUBRE	10	6	2	2	1
NOVIEMBRE	6	5	1	1	1
DICIEMBRE	11	11	3	3	2
TOTALES	**99**	**82**	16	20	20

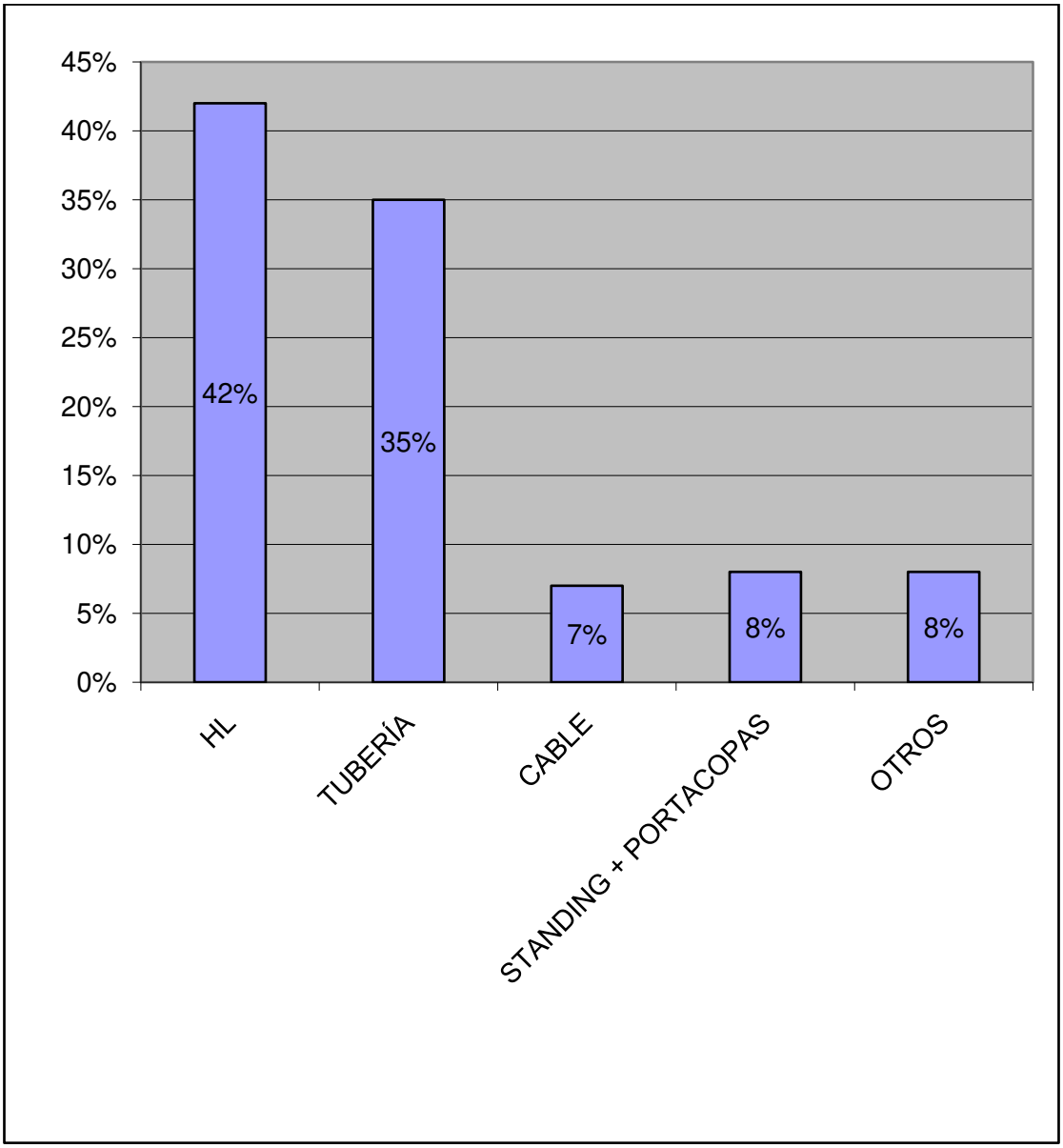


FIGURA 4.1
DIAGRAMA DE LA FRECUENCIA DE OPERACIONES DE PESCA EN PACIFPETROL S.A.

Como se observa, las situaciones mas frecuentes son la pesca del sistema Herramienta Local (cuchara) y tubería. En realidad, en lo que respecta a la herramienta local, los reportes no especifican donde ocurre

la ruptura, pero si ésta ocurre en el cable, actualmente se tiene una herramienta eficiente para éste trabajo. Por tal motivo asumiremos que la ruptura es en la unión cable-herramienta, que es donde no se cuenta con una herramienta de recuperación hasta el momento.

4.2 Identificación del Problema a Resolver.

Primero analizaremos el caso de la pesca de tubería suelta. Nos podemos encontrar con tubería de 2 3/8 y 2 7/8 pulgadas de diámetro suelta en los pozos debido a fallas en las uniones o por la vibración en los sistemas de Swab y bombeo mecánico, como vimos en el capitulo 2. Ver figura 4.2 y 4.3.

FIGURA 4.2
TUBERÍA DE 2 3/8 “

FIGURA 4.3
TUBERÍA DE 2 7/8 “

Las especificaciones de las tuberías que se detallarán a continuación (ver tabla 4.2) fueron tomadas de la Norma API SPEC 5CT (Specification for Casing and Tubing), dentro de las cuales se encuentran las dimensiones de las tuberías existentes en PACIFPETROL.

TABLA 4.2
PARTE DE LA NORMA API SPEC 5CT.
ESPECIFICACIÓN PARA TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO Y PRODUCCIÓN

Diámetro Nominal de la Tubería (pulg)	Peso (Lbs/pie)	Diámetro Externo (pulg)	Espesor de Pared (pulg)	Diámetro Interno (pulg)
2 3/8	4,00	2,375	0,167	2,041
2 3/8	4,70	2,375	0,190	1,995
2 3/8	5,95	2,375	0,254	1,867
2 3/8	6,60	2,375	0,295	1,785
2 3/8	7,45	2,375	0,336	1,703
2 7/8	6,50	2,875	0,217	2,441
2 7/8	7,90	2,875	0,276	2,323
2 7/8	8,70	2,875	0,308	2,259
2 7/8	9,45	2,875	0,340	2,195
2 7/8	10,5	2,875	0,392	2,091
2 7/8	11,5	2,875	0,440	1,995

Tenemos entonces, de los datos de campo, para la tubería de 2 3/8 de pulgada los pesos por unidad de longitud son de 4 y 4,7 Lbs/pie y para la tubería de 2 7/8 de pulgada el peso es de 6,5 Lbs/pie, siendo éste el mayor peso por unidad de longitud a recuperar.

Ahora establezcamos algunas diferencias entre tubería para pescar y tubería a ser pescada. Tubería para pescar es aquella que sirve para acoplar a la herramienta de recuperación con el objeto de llegar hasta el fondo del pozo ó hasta el extremo superior del pescado y proceder a engancharlo. En el caso particular de los pozos de la península, esta operación se la realiza con tubería de 2 3/8 de pulgada, cuyo peso por pie de 4,7. Para el caso de tubería a ser pescada, es aquella que se encuentra obstruyendo el pozo y se necesita recuperar. Este tipo de tubería puede ser 2 3/8 ó 2 7/8 de pulgada, cuyo peso máximo estará dado en este caso por la tubería de mayor diámetro, esto es 6,5 Lbs/pie.

Veamos ahora a la Herramienta Local (HL), figura 4.4, como elemento obstruyente. La forma de su extremo superior es la mostrada en la figura 4.5a y 4.5b (unión cable-HL), la misma tiene un diámetro de 1 3/8 de pulgada. Como se mencionó anteriormente, la HL tiene diferentes diámetros para almacenar diferentes cantidades de crudo, dependiendo de cada pozo, pero su extremo superior será el mismo.

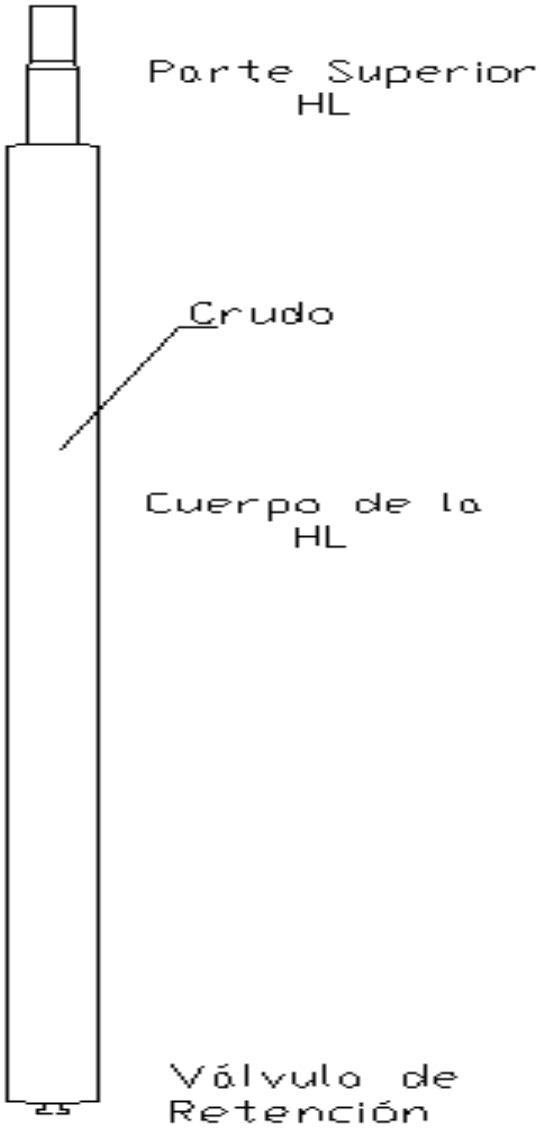


FIGURA 4.4
FORMA DE LA HERRAMIENTA LOCAL

FIGURA 4.5A
EXTREMO SUPERIOR DE LA HERRAMIENTA LOCAL

Las longitudes y diámetros del extremo superior de la HL se muestran a continuación:

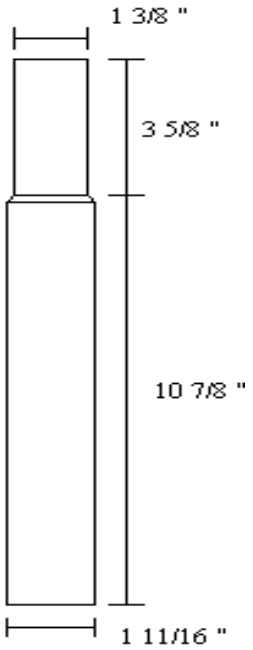


FIGURA 4.5B
LONGITUDES Y DIÁMETROS DE LA PARTE SUPERIOR DE LA HL

El peso aproximado de la herramienta de producción varia según su diámetro, así para las dimensiones de 3, 4 y 6 pulgadas de diámetro su peso es de 56, 68 y 90 libras respectivamente (249, 302 y 400 Newtons).

En cuanto al material de esta unión se conoce (Análisis metalográfico mostrado en el Apéndice D) que es un acero de bajo carbono AISI 1010 cuyas propiedades típicas se presentan a continuación:

Propiedades Químicas

C, %	Mn, %	P (max), %	S (max), %
0.08-0.13	0.30-0.60	0.04	0.05

Propiedades Físicas

Resistencia a la Tracción Kgf/mm^2 (Mpa)	Limite de Fluencia Kgf/mm^2 (Mpa)	Alargamiento en 50 mm %	Dureza Brinell
40 (392.3)	30 (292.2)	39	109

4.3 Diseño de Forma

Para proceder a realizar el diseño de forma seleccionaremos los pescantes a ser diseñados. Primero, para recuperar la HL necesitaremos un pescante que lo pueda agarrar externamente, debido a que su extremo superior es macizo. Los pescantes indicados para recuperar este tipo de pescados como vimos en el Capítulo 3 son el Enchufe y el Collarín de Dados. Segundo, para recuperar tubería internamente tenemos el Arpón y el pescante Rabo de Rata. A continuación realizaremos una Matriz de decisiones para determinar la factibilidad de cada uno de ellos.

TABLA 4.3
MATRIZ DE DECISIONES PARA EL DISEÑO DE PESCANTES

Herramientas	**Maquinabilidad**	**Variedad Diámetros**	**Eficiencia**	**Rapidez enganche**	
Enchufe (Overshot)	6	5	10	9	30
Collarín de Dados (Die Collar)	10	10	8	8	**36**
Arpón (Spear)	6	5	10	8	29
Rabo de Rata (Taper Tap)	10	10	8	7	**35**

De la Matriz de Decisiones tenemos que manufacturar los componentes de los pescantes de Enchufe y Collarín de Dados es complicado en nuestro

medio, de esta manera no serviría de mucho diseñar este pescante sabiendo de que no será factible construirlo. Por otro lado, tanto el Collarín de Dados como el pescante Rabo de Rata poseen la característica de ser utilizados para recuperar objetos de diferentes diámetros, siempre y cuando estos diámetros estén dentro de su rango. En cuanto a la eficiencia podemos decir que el pescante de Enchufe y el Arpón son los más seguros porque están diseñados para formar un sello al momento de enganchar, impidiendo que se suelte incluso en casos donde se requiera halar y golpear bruscamente y por último en lo que respecta a la rapidez de enganche siguen siendo superiores porque solo dependen de ubicar el pescado en la posición de enganche y bajar con peso, en cambio el Collarín de Dados y el pescante Rabo de Rata además de ubicar en la posición de agarre se le tiene que aplicar torsión para formar la rosca que permitirá levantar el objeto.

De lo expuesto anteriormente en la Matriz de Decisiones no quiere decir que siempre el Collarín de Dados y el pescante Rabo de Rata van a ser mejores que el Arpón y el Enchufe, incluso estos últimos son los más utilizados en la Industria debido a sus dispositivos de liberación, aspecto no considerado en la matriz de decisiones debido a que en los pozos de PACIFPETROL S.A. no se producen pegas.

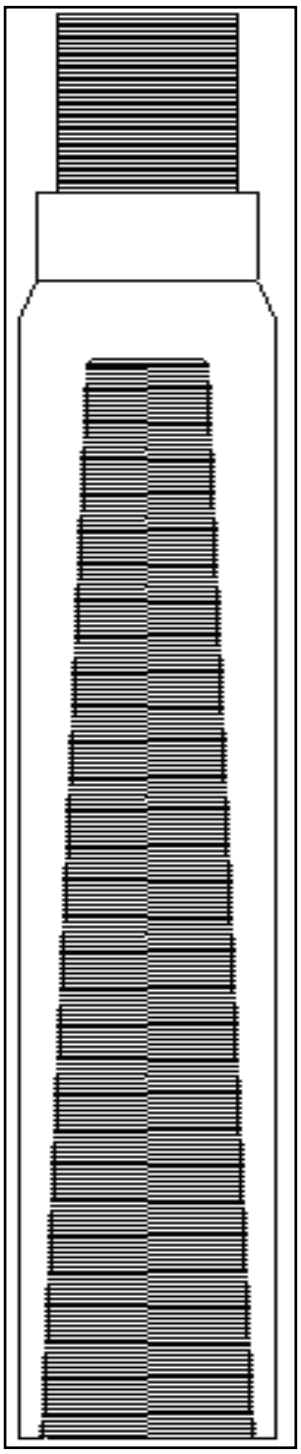


FIGURA 4.6
DISEÑO DE FORMA DEL COLLARÍN DE DADOS

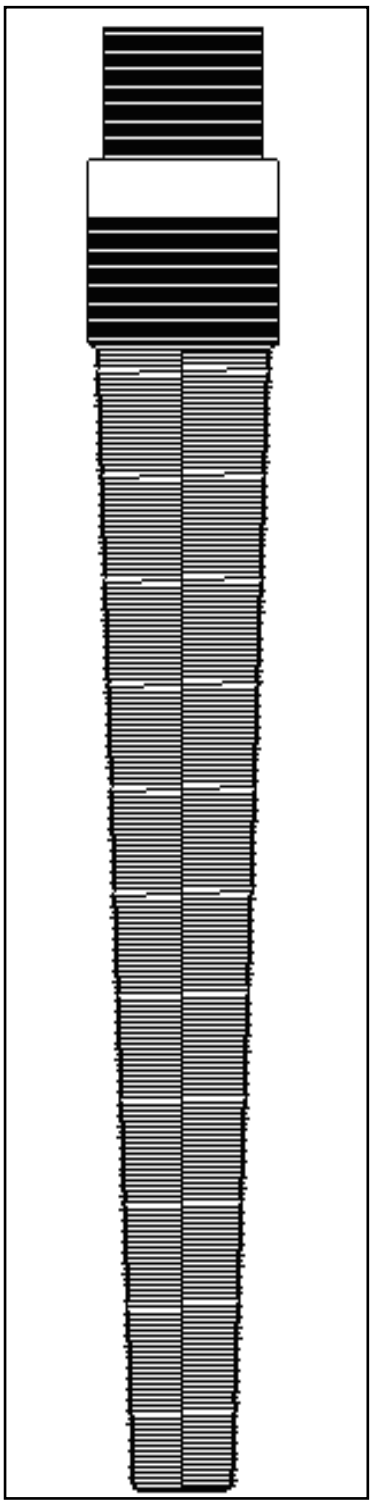


FIGURA 4.7
DISEÑO DE FORMA DEL PESCANTE RABO DE RATA

El Collarín y el pescante Rabo de Rata son herramientas de principios de operación similares a las de una Tarraja y un machuelo, respectivamente. La particularidad de estas herramientas es que su rosca no es recta sino que tiene forma cónica y obedecen a la Norma ASME B1.20.1 la cual se encuentra en el Apéndice E.

Los diámetros roscados de estas herramientas disminuyen o aumentan 1/16 pulgadas por cada pulgada de longitud, así, tomando el como ejemplo la parte superior de la HL tenemos que mide 1 3/8 pulgadas de diámetro externo, entonces el rango de diámetros en pulgadas de la herramienta que debe contener esta dimensión, medida desde su extremo inferior será de 1-7/8 a 1-1/16, lo cual nos daría una longitud roscada de 13 pulgadas y podrá enganchar cualquier objeto que se encuentre entre este rango de diámetros. De igual manera para el caso de la recuperación de tuberías de 2-3/8 y 2-7/8 pulgadas de diámetro externo (1,703 y 2,441 pulgadas de diámetro interno respectivamente), estos en cambio aumentan de abajo hacia arriba 1/16 pulgadas por cada pulgada de longitud, su rango de diámetros desde el extremo inferior será de 1-9/16 a 2-11/16, con 18 pulgadas de longitud roscada.

La forma de la rosca y su notación se detallan a continuación:

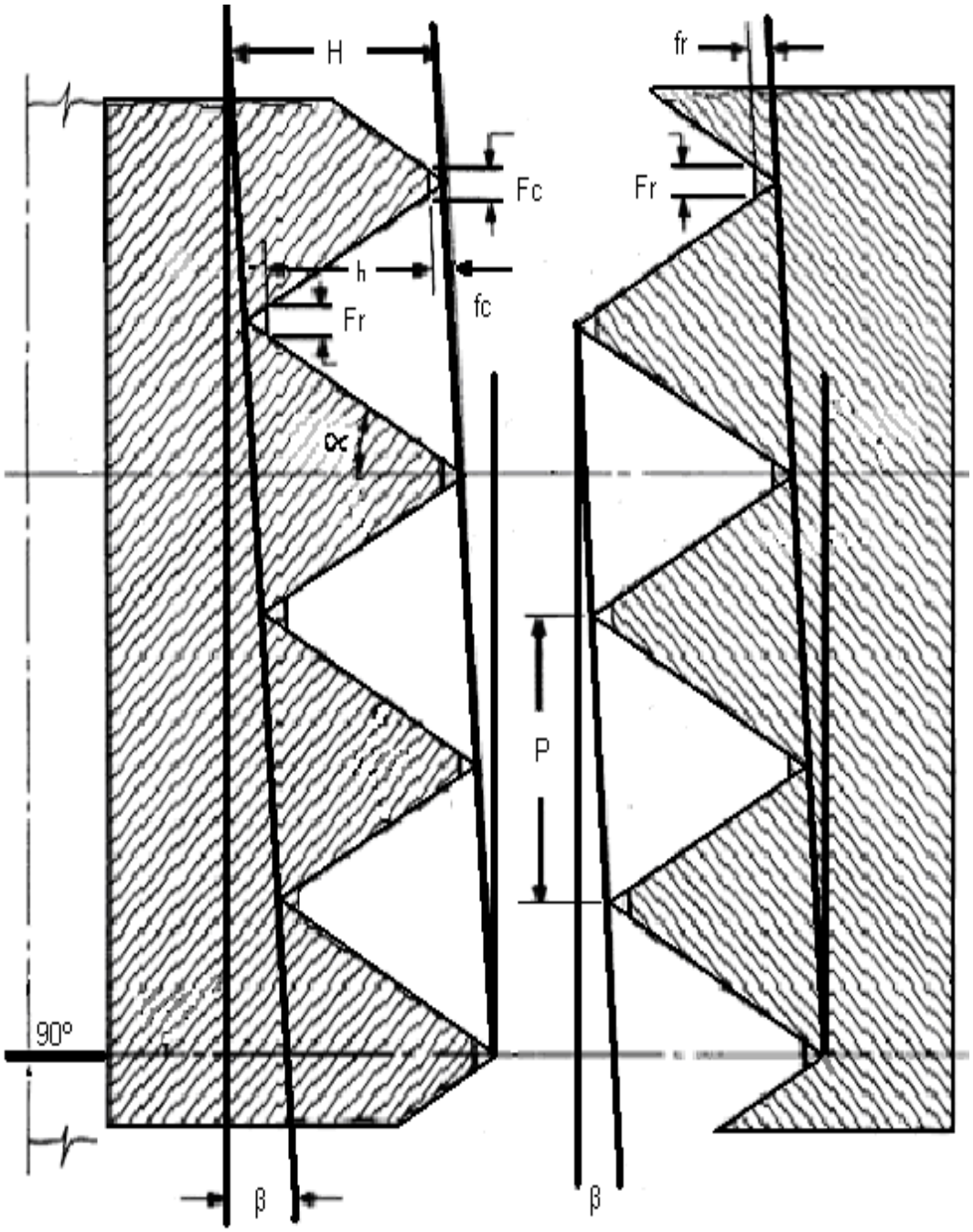


FIGURA 4.8
FORMA BÁSICA DE LA ROSCA NPT (NATIONAL PIPE THREAD)

Notación

$H = 0,866025p$: Altura del Diente (H), para un ángulo $2\alpha = 60^{\circ}$.

$p = 1/n$: Paso, medido paralelo al eje.

n : número de hilos por pulgada.

$\beta = 1,79^{\circ}$: Para un roscado de 1/16 por cada pulgada.

fc : Profundidad de la Truncación en la Cresta.

f_r : Profundidad de la Truncación en la Raíz.

Fc : Ancho horizontal en la Cresta

F_r : Ancho horizontal en la Raíz.

El numero de hilos por pulgada varia según la Norma para esta forma de rosca, así tenemos una sección de la misma que será de nuestro interés.

TABLA 4.4
HILOS POR PULGADAS RECOMENDADOS PARA ROSCAS NPT

Hilos por pulg. (n)	Altura del diente (in) (H)	Altura del diente (in) (h)	Truncación (in) (f) min. y máx.	Ancho horiz.(in) (F) min. y máx.
27	0,03208	0,02496	0,0012-0,0036	0,0014-0,0041
18	0,04811	0,03833	0,0018-0,0049	0,0021-0,0057
14	0,06186	0,05071	0,0024-0,0056	0,0027-0,0064
11.5	0,07531	0,06261	0,0029-0,0063	0,0033-0,0073
8	0,10825	0,09275	0,0041-0,0078	0,0048-0,0090

Selección de los Ángulos de Corte.

De la correcta elección de los ángulos de corte en una herramienta depende la eficiencia del trabajo a realizar, de esta manera, para nuestro caso debemos tomar en cuanta dos ángulos que ayudarán a cortar mejor y a su vez reducir la fricción entre la herramienta y el material a ser cortado. Estos ángulos son:

Ángulo de Incidencia A (alfa).- Es el que se forma con la tangente de la pieza y la superficie de incidencia del útil. Sirve para disminuir la fricción entre la pieza y la herramienta.

Ángulo de ataque C (gama).- Es el ángulo que se forma entre la línea radial de la pieza y la superficie de ataque del útil. Sirve para el desalojo de la viruta, por lo que también disminuye la fricción de esta con la herramienta.

La figura 4.9 muestra estos ángulos.

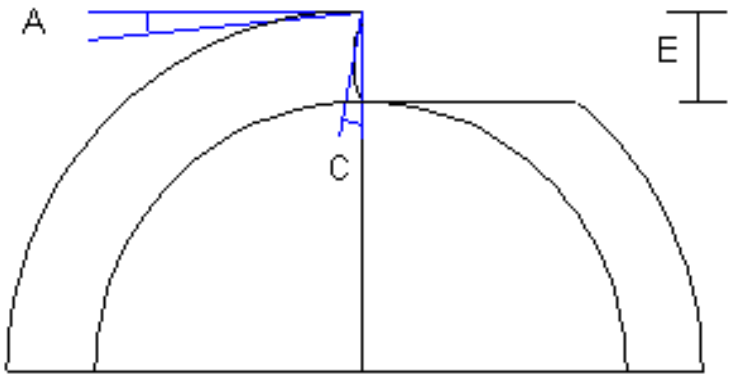


FIGURA 4.9.

ÁNGULOS DE CORTE

Para la selección de estos ángulos se debe conocer el material de la pieza y el material del elemento a cortar; por lo tanto, sabiendo que la herramienta será diseñada con un acero rápido y la tubería es un acero con aproximadamente 105 Kg_f / mm^2 resistencia a la tracción., la tabla 4.5 nos facilitara los valores correspondientes.

TABLA 4.5
ÁNGULOS CARACTERÍSTICOS EN UNA HERRAMIENTA DE CORTE.

	MATERIAL DE LA HERRAMIENTA			
MATERIAL A MECANIZAR	Acero Rápido		Metal Duro	
	Incidencia	S de viruta	Incidencia	S de viruta
Acero al carbono R = 50 Kg/mm^2	6°	25°	***	***
Acero al carbono R = 60 Kg/mm^2	6°	20°	5°	12°
Acero al carbono R = 70 Kg/mm^2	6°	15°	5°	10°
Acero al carbono R = 80 Kg/mm^2	6°	10°	5°	10°
Fundición gris 140 HB	8°	15°	7°	10°
Fundición gris 180 HB	6°	10°	6°	8°
Bronce duro, Latón agrio	8°	5°	7°	10°
Aluminio, Cobre	10°	30°	8°	15°
Latón en barra	8°	20°	7°	10°

De acuerdo con la tabla seleccionaremos un ángulo de incidencia de 6º y un ángulo de ataque de 10º.

A la profundidad E en la figura 4.9 le daremos un valor de 0,2 pulgadas (poco más de 5 mm), quedando un diámetro efectivo de 1,6 pulg (1,995 – 0,4), para calcular los esfuerzos, puesto que así se evitará utilizar concentradores de esfuerzos.

Diseño de forma de las zapatas guías:

Para el diseño de los accesorios tendremos en cuanta la disponibilidad de espacio que existe en el pozo, de esta manera para el diseño de la zapata guía en el pescante Rabo de Rata sabemos que la tubería de Revestimiento de menor diámetro en la península es de 4-1/2 pulgadas. La experiencia de los operadores dispone que cualquier objeto corrido al pozo debe tener diámetros menores y nunca cercanamente iguales al diámetro del casing (revestimiento) porque cualquier imperfección en él puede producir aprisionamiento de todo el conjunto, complicando la operación. Un buen diseño supondría dejar 7 mm de holgura entre el casing y el mayor diámetro de la herramienta enviada al pozo. El diseño de forma para la guía del pescante Rabo de Rata es un tubo cedula 40 (Apéndice F) roscado a la herramienta con diámetro interno de 3,07 (77,9 mm) pulgadas y un espesor de pared de 0.21 pulgadas (5,49 mm). Se lo muestra en la figura 4.11.

Respecto al Die Collar, además de ya conocer las dimensiones mínimas del pozo se necesitará saber la distancia desde el centro que la HL se desplazará. En la figura 4.10 vemos que la parte superior no descansa sobre las paredes del casing, sino que queda a 1,78 pulgadas del centro, distancia “e” en la figura. En consecuencia el diámetro de la zapata guía debería ser 3,56 pulgadas. La figura 4.12 muestra el diseño.

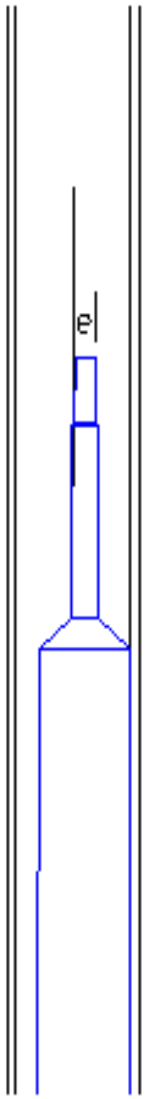


FIGURA 4.10
POSICIÓN DE LA HL EN EL POZO CUANDO SE ROMPE EL CABLE

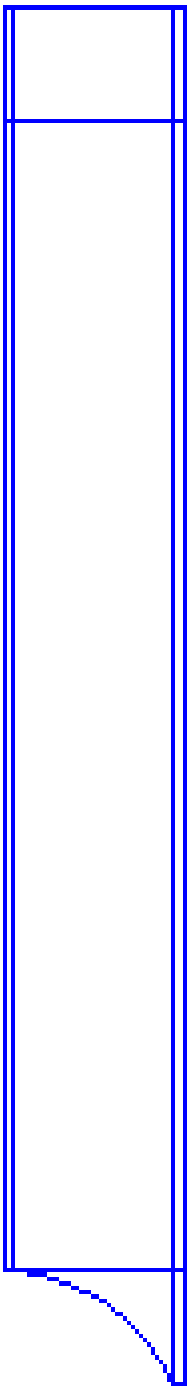


FIGURA 4.11
DISEÑO DE FORMA DE LA ZAPATA GUÍA PARA EL PESCANTE RABO DE RATA

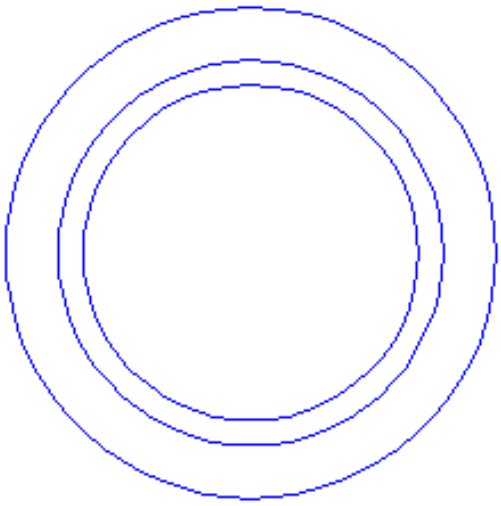


FIGURA 4.12A
DISEÑO DE FORMA DE LA ZAPATA GUÍA PARA EL COLLARÍN DE DADOS (VISTA SUPERIOR).

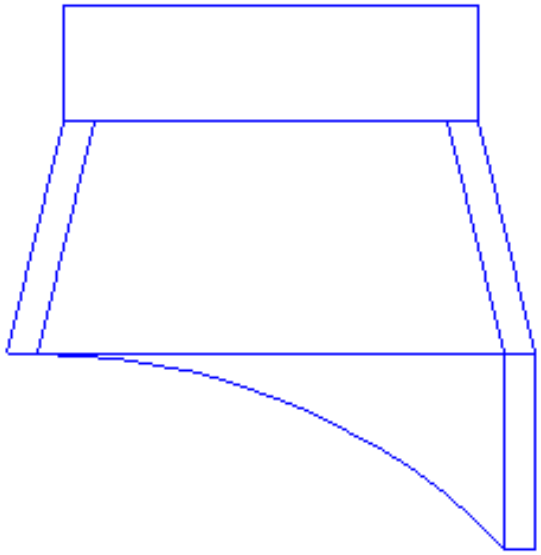


FIGURA 4.12B
DISEÑO DE FORMA DE LA ZAPATA GUÍA PARA EL COLLARÍN DE DADOS (VISTA FRONTAL).

4.4 Cálculos de Esfuerzos.

Esfuerzos en el pescante rabo de rata. Como primera consideración, la herramienta deberá ser capaz de halar al menos 4.000 pies de tubería (134 tubos, asumiendo que se recuperará tubería cercana a la superficie), que es una de las mayores profundidades de un pozo en la península.

La Norma API SPEC 5CT tabula las características para todas las tuberías de revestimiento y producción existentes, ver tabla 4.1. Elegiremos para los cálculos de diseño un peso por unidad de longitud de $P_{tuberia}$ = 4.7 Lbs/pie, que es la característica de la tubería con la cual se acopla a la herramienta (tubería de pesca) para intentar pescar la tubería suelta en el pozo (tubería a pescar). Conociendo el peso máximo de la tubería de pesca debemos conocer ahora el peso máximo por unidad de longitud de la tubería a pescar, así, tenemos que el peso máximo es $P_{tuberia}$ = 6,5 Lbs/pie y sabiendo que un tubo tiene 30 pies de altura entonces el peso máximo en tensión que deberá soportar la herramienta será:

W_t = 6,5 Lbs/pie x 4.000 pies

W_t = 26.000 Lbs Peso en Tensión que soportará la herramienta.

Esfuerzos en el Núcleo:

Cuando la herramienta llega hacia la tubería en el pozo se asienta y se hace torsión para provocar que los hilos hagan rosca, esto genera que en el núcleo de la herramienta se creen esfuerzos de Compresión y Torsión. Ver figura 4.13.

Los esfuerzos en el núcleo pueden calcularse considerando que las cargas son soportadas por el cilindro desnudo (despreciando el aumento de resistencia por efecto de la rosca).

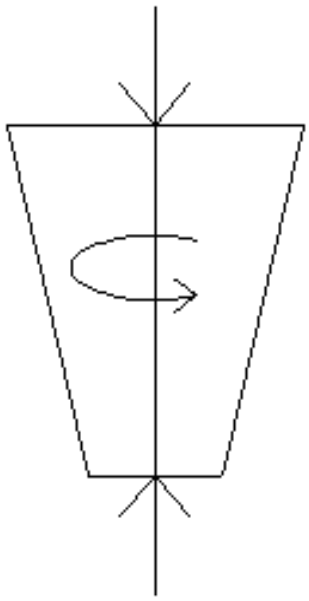


FIGURA 4.13
ESFUERZOS DE COMPRESIÓN Y TORSIÓN
EN EL NÚCLEO DEL PESCANTE RABO DE RATA

<u>Compresión</u>:

Un esfuerzo axial de compresión debido al peso de la columna de tuberías arriba de la herramienta (peso de tubería de pesca) se ejerce sobre ella en el menor diámetro de enganche, esto es, en el menor diámetro interno entre la tubería de 2 3/8 " y 2 7/8 " y considerando además la reducción de diámetro debido a los canales para el desahogo de viruta, o sea 1,6" de diámetro. (la herramienta no enganchará en un diámetro menor a éste, por tanto es el crítico.)

El peso de la columna de tuberías arriba de la herramienta será:

W_c = 4,7 Lbs/pie x 4.000 pies.

W_c = 18.800 Lb. ; Peso en compresión que soportará la herramienta.

$S_C = W_c / A_N$; $L_{tuberia}$ = 4000 pies porque se asume que la recuperación es en el fondo del pozo (crítico).

$A_N = (\pi/4) \times d_i^2$; d_i = 1,6 "

S_C = 9.350 psi.

<u>Torsión</u>:

El esfuerzo cortante torsional se lo calcula empezando por la fórmula principal

$\zeta = (Tr)/J$; para un eje macizo.

$J = (\pi/32) \times d^4$; $r = r_i$ $d = d_i$ y $d_i = 2r_i$.

Entonces

$\zeta = (2T) / (\pi r_i^3)$

Donde T es el torque que se necesita para hacer hilos en la tubería y lo calcularemos de la siguiente manera:

Sabiendo el material de la tubería de acuerdo a un análisis metalográfico realizado (ver Apéndice D1 y C1) y comparado con la Norma API SPEC 5CT nos da una tubería Q125 tipo 4 con un esfuerzo de fluencia máximo de 150.000 psi (105 Kg_f / mm^2), entonces el torque máximo requerido para cortar la tubería mediante fórmulas de mecanizado sería:

$T = (\sigma d^2 s)/8000$ (Kg_f.-m).

Donde:

σ esfuerzo de fluencia del material, 105 Kg_f. / mm^2.

d diámetro interno máximo entre las 2 tuberías para que se produzca el mayor torque, 2,441 pulg. (62 mm).

s avance (mm./ rev.)

El avance esta dado por la distancia paralela al eje que avanza la herramienta en una revolución de la misma. Seleccionaremos primero un número de hilos por pulgada n = 11,5 según la tabla 4.3.

Con este dato obtenemos de la misma tabla

H = 0,07531 pulg. y

p = 1/n = 0,08696 pulg. ó p = 2,2087 mm.

De tal manera que s = 2.2087 mm / rev.

Por lo tanto

T = 111 $Kg_{f.}$-m. ó T = 9.635 lbf. – pulg. (T = 1.089 N-m)

Entonces tenemos

ζ = 11.980 psi.

El gráfico de esfuerzos combinados se muestra a continuación:

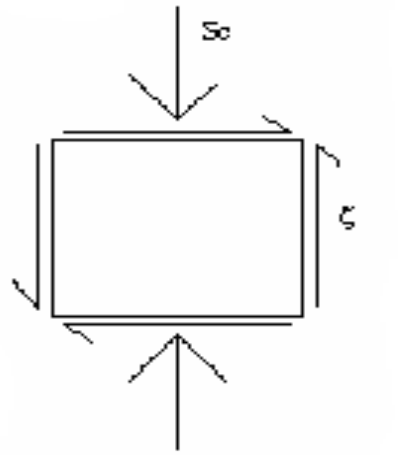


FIGURA 4.14
ESTADO DE ESFUERZOS COMBINADOS EN EL NÚCLEO

Analizando los esfuerzos combinados mediante el círculo de Mohr tenemos:

ζ_{max} = 12.860 psi.

σ_1 = 8.185 psi.

σ_2 = -17.535 psi.

Esfuerzos en la Rosca:

Los esfuerzos en la rosca se calculan considerando que la rosca es una viga corta en voladizo proyectada desde el núcleo, ver figura 4.15. La carga sobre la viga se toma como la carga axial de la herramienta W_t, concentrada en el radio de paso, esto es en la mitad de la altura h del diente de la rosca. El

ancho de la viga es la longitud de la rosca (medida en el radio de paso) sometida a la carga.

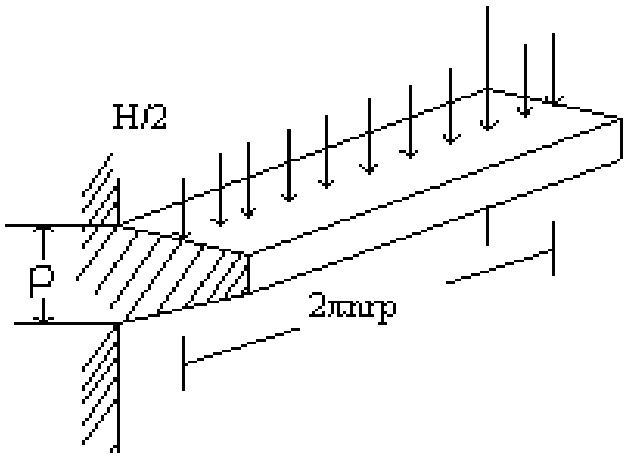


FIGURA 4.15
DIAGRAMA DE FUERZAS EN LA ROSCA

<u>Esfuerzo de Flexión en la Rosca</u>:

Con esta hipótesis el esfuerzo de flexión en la base de la rosca es aproximadamente:

Con n = 11,5 hilos/ pulg. ; Característica de la rosca.

$S_f = (3\ W_t\ H) / (2\ \pi\ z\ r_m\ p^2\ (0,80))$;

siendo:

p = 0,08696 in. Paso de la rosca.

z = 5 Numero de roscas sometidas a la carga.

H = 0,0753065 in. Altura del diente.

(0,80) factor de corrección debido a las ranuras o canales.

Para mayor precisión en los cálculos se debe reemplazar r_m por r_i de manera que el esfuerzo por flexión será:

S_f = 38.633 psi.

Esfuerzo Cortante transversal medio:

Debido a la carga en tensión W_t actuando en la rosca, un cortante transversal aparecerá en la unión núcleo-rosca. Por definición la relación sería:

$\zeta_s = W_t / A_u$; donde W_t y A es el area de la unión núcleo-rosca.

$$A_u = 2 \pi n (r_i) \times p \times \Psi$$

$\Psi = 0.8$ valor dado para roscas NPT

ζ_s = 14.870 psi.

El diagrama de esfuerzos combinados se lo representa en la figura 4.16.

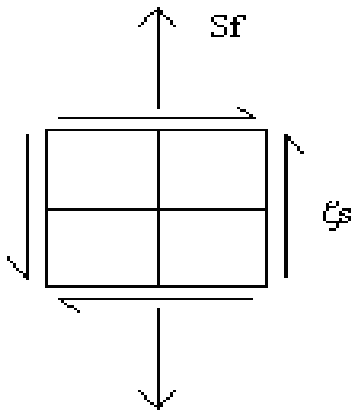


FIGURA 4.16
ESTADO DE ESFUERZOS COMBINADOS EN LA ROSCA

Resolviendo mediante el círculo de Mohr obtenemos los siguientes resultados:

ζ_{max} = 24.377 psi.

σ_1 = 43.694 psi.

σ_2 = -5.061 psi.

Criterios de Falla:

Ahora analizaremos los requerimientos que deberá tener el material con que será diseñada la herramienta para soportar los esfuerzos aplicados. Nos limitaremos en comprobar el diseño estático mediante las teorías de falla del Esfuerzo Cortante Máximo y Esfuerzo Efectivo de Von-Mises.

Teoría del Esfuerzo Cortante Máximo:

Esta teoría establece que la falla ocurre cuando el esfuerzo cortante máximo en una pieza excede el esfuerzo cortante en una probeta a tensión en el punto de fluencia (la mitad del límite de fluencia elástico a tensión). Esto indica que el límite de fluencia elástico a cortante de un material dúctil es:

$$S_{ys} = 0.5\ S_y \qquad \textit{Ec. 4.1}$$

$$\eta = S_{ys} / \zeta_{max} \qquad \textit{Ec. 4.2}$$

Tomando un factor de seguridad $\eta = 1.5$, entonces tenemos:

Para los esfuerzos en el núcleo necesitaremos un material con un límite de fluencia mayor o igual a:

$S_y = 38.580$ psi. ; con $\zeta_{max} = 12.860$ psi. (Ec. 4.1 y Ec. 4.2)

Para los esfuerzos en la rosca necesitaremos un material con un límite de fluencia mayor o igual a:

$S_y = 73.131$ psi. ; con $\zeta_{max} = 24.377$ psi.

Teoría del Esfuerzo Efectivo de Von-Mises.

El esfuerzo efectivo de Von-Mises se define como aquel esfuerzo a tensión uniaxial que generaría la misma energía de distorsión que la que se produciría por la combinación real de los esfuerzos aplicados.

$$\sigma' = (\sigma 1^2 - \sigma 2x\sigma 1 + \sigma 2^2)^{1/2} \qquad \text{Ec. 4.3}$$

$$\eta = S_y / \sigma' \qquad \text{Ec. 4.4}$$

De igual manera tomamos $\eta = 1.5$ para obtener:

Para los esfuerzos en el núcleo necesitaremos un material con un límite de fluencia mayor o igual a:

S_y = 34.139 psi. ; con σ_1 = 8.185 psi. (Ec. 4.3 y Ec. 4.4)

σ_2 = -17.535 psi.

Para los esfuerzos en la rosca necesitaremos un material con un límite de fluencia mayor o igual a:

S_y = 69.648 psi. ; con σ_1 = 43.694 psi.

σ_2 = -5.061 psi.

Al comparar estas dos teorías nos damos cuenta que la teoría del esfuerzo cortante máximo es mas conservadora. Utilizaremos los datos del criterio de falla de Von-Mises para seleccionar el material.

En conclusión, necesitaremos un material que tenga en el núcleo un esfuerzo mínimo de fluencia de

Sy = 34.139 psi.

Además, en la sección rosca deberá tener un esfuerzo de fluencia mínimo de Sy = 69.648 psi.

Esfuerzos en el Collarín de Dados:

En la figura 4.5 mostramos la parte superior de la herramienta local la cual se desea recuperar. Las mediadas son 1 3/8 de pulgada en el pin superior y 1 11/16 pulgadas en la sección siguiente.

La recuperación de esta herramienta se la diseñara tomando en cuenta el peso que levantará, así, la masa de líquido (que en este caso se asume agua salada por ser el peor de los casos) será:

Densidad del Agua salada

$\rho = 1030$ Kg. / m^3 (Aprox. 10 º API).

Volumen de Fluido almacenado en la Herramienta

$V = (\pi/4)\, d_b\, h_L$; Donde d_b = Diámetro de herramienta local (asumimos 6 pulg. que es el mayor diámetro de la HL)
h_L = Altura HL (25 pies, altura estándar)

$V = 0.14\ m^3$.

Tomando la Relación:

$\rho = m / V$;

$m = 143$ Kg. Masa de fluido.

Añadimos la masa de la HL (m_{HL})
$m_{HL} = 40$ Kg. Masa aproximada de la HL.

Entonces la masa total M es:

$M = m + m_{HL}$

M = 183 Kg.

Luego el peso máximo en tensión W_T que soportará el Collarín de Dados es:

$W_T = M \times g.$

$W_T = 1793$ N ó $W_T = 403$ Lb.

Seleccionaremos 18 hilos por pulgada en la tabla 4.3 para los dientes de esta herramienta debido a que el peso que se levantará es mucho menor que en el caso del pescante rabo de Rata. Entonces tenemos:

n = 18 hilos / pulg.

p = 1/18 pulg.

H = 0.04811 pulg. (Tabla 4.3)

Al igual que en el caso del Taper Tap, la herramienta llega hacia el tope del pescado, asienta y se aplica torsión para intentar hacer rosca, el estado de esfuerzos se muestra a continuación.

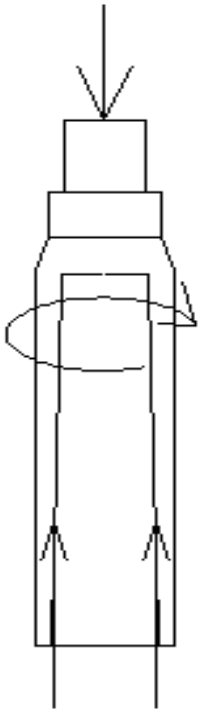


FIGURA 4.17
ESFUERZOS DE COMPRESIÓN Y TORSIÓN EN EL COLLARÍN DE DADOS

<u>Esfuerzo de Torsión</u>.

$\zeta = T\ r / J$; $J = (\pi/32)\ (d_e^4 - d_i^4)$

d_e = diámetro exterior de la herramienta, 2 5/16 pulg.

d_i = diámetro interior mayor de la herramienta, 1 13/16 pulg.

$r = d_e/2$, 1,15625 pulg.

De igual manera que la herramienta anterior, el torque requerido para cortar la parte superior de la HL es:

$T = (\sigma\ d^2\ s)/8000$ $(Kg_f.-m)$.

Donde:

σ es el esfuerzo del Acero SAE 1010, 30 Kg_f. / mm^2.

d diámetro exterior de la parte superior HL, 34,925 mm.

s avance, 1,4111 mm./ rev.

T = 6,454 Kg_f –m. ó

T = 561 lbs - pulg. (T = 64 N-m)

Entonces

ζ **=** 371 psi.

<u>Esfuerzo de Compresión</u>.

$Sc = W_c / A$; A = Area mínima de la herramienta
$= (\pi/4) (d_e^2 - d_i^2)$, 1,62 $pulg^2$.

W_c = Peso en compresión de 3000 pies de tubería que es la mayor profundidad de un pozo que se produce con este método, 14.100 Lbs (3000 pies x 4.7 Lb/pie).

Sc = 8.704 psi.

El estado de esfuerzos es similar al de la figura 4.14.

Luego, al momento de levantar una vez enganchado el pescado, el esfuerzo sobre la rosca se puede asumir que es el esfuerzo en tensión sobre las paredes de la herramienta, debido a que el diente es muy pequeño. Tenemos entonces:

$S_T = W_t / A$; W_t y A fueron calculados anteriormente.

S_T = 249 psi.

Y su estado de esfuerzos será:

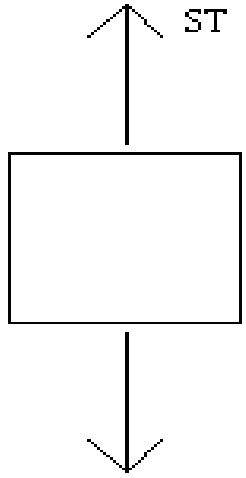


FIGURA 4.18
ESTADO DE ESFUERZOS A TENSIÓN PURA

Combinando ζ y Sc en el círculo de Mohr tenemos los esfuerzos principales

ζmax = 4.368 psi.

σ_1 = 16 psi.

σ_2 = -8.720 psi

Tomando S_T y analizando en el círculo de Mohr

ζmax = 124,5 psi.

σ_1 = 249 psi.

$\sigma_2 = 0$ psi.

Criterio de Falla:

Como vimos en la herramienta anterior, el criterio de Von-Mises es menos conservador y a su vez el más utilizado para el diseño de elementos, en consecuencia analizaremos solo por este método.

Análisis cuando se asienta la herramienta (ζ + Sc):

$\eta = Sy / \sigma^I$; $\eta = 1.5$

$\sigma^I = (\sigma_1^2 - \sigma_{2x}\sigma_1 + \sigma_2^2)^{1/2}$

Entonces:

Sy = 13.092 psi.

Análisis cuando se levanta, una vez enganchado el pescado (S_T solamente):

$\eta = Sy / \sigma^I$; $\eta = 1.5$

Sy = 374 psi.

En consecuencia, se necesitará un material con un esfuerzo de fluencia no menor a Sy = 13.092 psi.

4.5 Selección del Material a ser empleado.

Conociendo los tipos de esfuerzos a los que están sometidas las herramientas, se puede ahora seleccionar el material. Ambas deben ser consideradas como herramientas de corte y deberán poseer características específicas como las presentadas a continuación:

Dureza:

Necesaria con objeto de que el filo pueda penetrar en el material.

Tenacidad:

Cuando falta tenacidad se quiebra el filo por acción de la presión del corte.

Resistencia en Caliente:

Con el objeto de que la dureza se mantenga incluso cuando el filo se calienta en virtud del rozamiento que se produce en el arranque de la viruta.

Resistencia al Impacto:

Para evitar que el filo cortante de la herramienta se fracture.

Resistencia al Desgaste:

Tiene por objeto impedir un rápido desgaste del filo resistencia a la temperatura.

La selección del material de la herramienta de corte va a depender de la operación de corte a realizar, el material de la pieza y la terminación superficial que se desee entre las más importantes. Para cumplir con cada uno de estos requerimientos han surgido herramientas formadas por diferentes aleaciones, así, los materiales que se emplean pueden ser:

ACEROS:

Aceros duros al carbono.

Son el tipo de acero más antiguo en las herramientas de corte y más baratos, se utilizan en brocas que trabajan a velocidades bajas.

Aceros de baja aleación para pequeñas velocidades de corte.

Tienen buena resistencia al impacto y pueden ser templados para lograr un rango de dureza, se utilizan para machuelos y escariadores.

Aceros rápidos para mayores velocidades de corte.

Son el grupo con mayor contenido de aleaciones de acero, conservan la dureza, resistencia mecánica y filos, se los utiliza en taladrar, escariar, fresar, machuelear.

Metal Duro

Son aleaciones de wolframio, titanio, cromo, etc., fundidos o conglomerados con cobalto o níquel y carburo de tungsteno. No se construyen herramientas totalmente hechas de metal duro sino que se presentan en forma de plaquitas que se adaptan a la punta de la herramienta. Resisten altas temperaturas sin perder su dureza y capacidad de corte. Se emplean para trabajar materiales duros a grandes velocidades de corte.

De lo descrito anteriormente sabemos que la herramienta se diseñará con un acero aleado, para mejorar sus propiedades mecánicas. Las compañías comerciales nos presentan algunos aceros con estas características, muchos de ellos con un contenido de carbono que sobrepasa el 0,9%. Así tenemos entre los aceros más comunes AISI/SAE 01, acero CALMAX, acero XW-5, acero XW-41 y por último el acero AISI 8620 para cementación, cuyas características físicas y químicas se presentan en el Apéndice G.

Las condiciones de carga para la herramienta Rabo de Rata exigen que sea bastante duro en la superficie para poder cortar la tubería y a su vez sea capaz de soportar todo el peso de las tuberías a tensión, en otras palabras, el material deberá poder ser tratado térmicamente para alcanzar una dureza externa elevada y conservar en el núcleo una tenacidad considerable.

El acero que cumple con estas características es el AISI 8620 (ó 7210, designación comercial), un acero aleado para cementación, con un núcleo de alta resistencia. Se utiliza en casos donde se requiere alta dureza y resistencia al desgaste superficial. Las siguientes tablas muestran sus características.

TABLA 4.6
CARACTERÍSTICAS QUÍMICAS DEL ACERO 8620

	C	Si	Mn	Cr	Ni	Mo
7210	0,15	0,25	0,90	0,80	1,20	0,10
SAE 8620	0,18-0,23	0,15-0,35	0,70-0,90	0,40-0,60	0,40-0,70	0,15-0,25

TABLA 4.7
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DEL ACERO 8620

Tipo de Proceso	Resistencia mínima de Tracción (Ksi.)	Límite mínimo de Fluencia. (Ksi.)	Alargamiento en 2", %.	Reducción de Area. %
Caliente y Maquinado	97	57	25	63
Estirado en Frío	102	85	22	58

Cementado y Revenido	131	99	21	52

.

De la tabla 4.7 observamos que el limite de fluencia en las roscas de la herramienta luego del tratamiento térmico de cementado sería no menos de 99.000 psi, cuyo valor es superior al obtenido mediante el análisis de esfuerzos del pescante Rabo de Rata (S_y = 69.648 psi), lo que quiere decir que soportaría las cargas en la rosca. En lo que respecta al núcleo, éste tendrá en condiciones de suministro un límite de fluencia de 57.000 psi, mucho mayor al limite de fluencia requerido (Sy = 34.139 psi). La comparación también satisface los requerimientos para el pescante Collarín de Dados.

4.6 Tratamientos Térmicos Requeridos

Como describimos en la sección anterior, el tratamiento térmico ó termoquímico requerido para las herramientas es la cementación.

La cementación tiene como finalidad endurecer la parte superficial de una pieza manteniendo un núcleo tenaz y de gran resistencia. Es un procedimiento en el cual aceros de bajo carbono (hasta 0,25% C) y también aceros aleados con Níquel, Cromo y Molibdeno, se austenitizan en una atmósfera o en un ambiente rico en carbono, el cual difunde hacia el interior de la pieza, permitiendo a la austenita disolver altos

porcentajes de éste, quedando la pieza con gran dureza superficial y buena tenacidad en el núcleo. La proporción de carbono de la capa cementada aumenta con la temperatura de cementación, pudiendo llegar hasta 1.76 % de carbono a 1130°C. En general las proporciones de carbono que se consideran mas adecuadas oscilan entre 0.50 y 0.90 por ciento, con las que se consiguen después del temple durezas de 60 a 65 Rockwell-C.

El espesor de la capa cementada depende de la temperatura y el tiempo que dure la operación. El espesor más corriente varia de 0.5 a 1.5 mm. A veces sin embargo se utilizan espesores inferiores a 0.5 mm para piezas pequeñas que no han de sufrir rectificado posterior y otras veces una cementación puede llegar incluso a capas de 3 y 4 mm.

Respecto a las materias cementantes, pueden ser sólidas, líquidas y gaseosas.

Cementantes Sólidos.

Utilizan carbón vegetal, coke, huesos calcinados, etc., como agentes carburizantes. Sin embargo, con carbón solo no se obtienen porcentajes de carbono superiores al 0,60%. Por eso se acostumbra mezclarlo con carbonatos alcalinos y alcalino-térreos. Una mezcla muy usada es el 60% de carbón vegetal y 40% de carbonato bárico pudiéndose sustituir el

carbonato bárico por carbonato calcio ó carbonato sódico. La temperatura de carburización varía entre 880 y 920°C.

Cementantes Líquidos.

Los baños de sales fundidas se utilizan mucho para cementación de piezas pequeñas, pues este procedimiento resulta más rápido y sencillo que la cementación con materias sólidas. Por lo general su temperatura de cementación esta entre 850 y 900°C.

Las sales para cementar están formadas generalmente por cianuro sódico y otras sales, en proporción variable según la profundidad de penetración que se desea obtener, una composición usada es la siguiente: Cianuro Sódico 20 % Cloruro Barico30 % Cloruro Sódico 25% Carbonato Sódico 25%.

Es preciso vigilar el porcentaje de Cianato Sódico que se forma en el baño, que no sobrepase de 0.3 % en los baños de gran penetración y de 1 % en los baños de poca penetración. Si los porcentajes indicados sobrepasan, es indicio seguro que la pieza esta absorbiendo nitrógeno, con perjuicio de la penetración de carbono.

El espesor de la capa cementada depende, además de la composición del baño, de la temperatura y sobretodo de la duración del tratamiento.

Cementantes Gaseosos.

La cementación con gases se efectúa colocando las piezas en una atmósfera carburante a las temperaturas de cementación, es decir entre 900 y 940°C.

La atmósfera carburante esta formada por una mezcla de gas activo y gas portador. El gas activo es generalmente Metano, aunque puede utilizarse también Propano y Butano. El gas portador es una mezcla de óxido de Carbono, Hidrogeno y Nitrógeno, con pequeños porcentajes de vapor de agua, anhídrido carbónico, etc.

El gas portador se prepara quemando incompletamente un gas combustible, con lo que se forma CO, CO2, H2O y cantidades variables de hidrocarburos. Esta mezcla gaseosa se hace pasar por carbón vegetal a alta temperatura, oxido de Bario u otro catalizador, con lo que se transforma el anhídrido carbónico en óxido de carbono y se disocia el vapor de agua.

Después de incorporar el metano desde la botella en que esta almacenado a presión el gas portador, se conducen los gases al horno de cementación.
Las misiones del gas portador son las siguientes:

- Desplazar el aire o gases que existan dentro del horno, sobre todo el vapor de agua y el anhídrido carbónico, que son muy perjudiciales para la buena marcha de la cementación.

- Reducir él depósito de hollín que inevitablemente se forma en la cementación gaseosa.

- Economizar Metano, ya que se consigue el mismo efecto empleando pequeñas cantidades de este gas que si la totalidad de la atmósfera del horno estuviese formada por él.

El espesor de la capa cementada depende como siempre, en su mayor parte de la duración de la operación, pudiendo obtenerse hasta 1.5 mm de espesor. El porcentaje de carbono de la capa cementada depende de la temperatura de cementación.

Los tratamientos térmicos a seguir en la herramienta son:

- Alivio de Tensiones.
- Cementación y Temple.
- Revenido.

Alivio de Tensiones

Una vez que la herramienta se ha maquinado, ha sufrido una deformación plástica en su contorno, lo que quiere decir que tiene esfuerzos residuales

que es preciso aliviar. Un Distensionado ó Recocido es el primer tratamiento a seguir a fin de asegurar el buen desempeño térmico de la herramienta durante el resto de tratamientos. Se coloca la herramienta en el horno a una temperatura entre 600 y 650°C, manteniéndolo así por dos horas. Luego se enfría en el horno a una velocidad máxima de 15°C por hora hasta alcanzar 600°C, después libremente al aire.

Cementación y Temple.

Debido a la mayor profundidad cementada que se puede alcanzar con la cementación gaseosa sin perder las propiedades que se esperan del núcleo, se considera ésta una mejor opción para las herramientas.

Para la cementación del pescante Rabo de Rata se mantendrá una temperatura de cementación de 900 a 950°C por 5 horas luego de lo cual se dejará enfriar en la caja a temperatura ambiente. Luego se recalienta a temperaturas entre 800 y 830°C y se templará en aceite. Con este procedimiento se alcanzarán profundidades de cementación de hasta 1.10 mm y porcentajes de carbono de en la superficie superiores al 1%, ver figura 4.19.

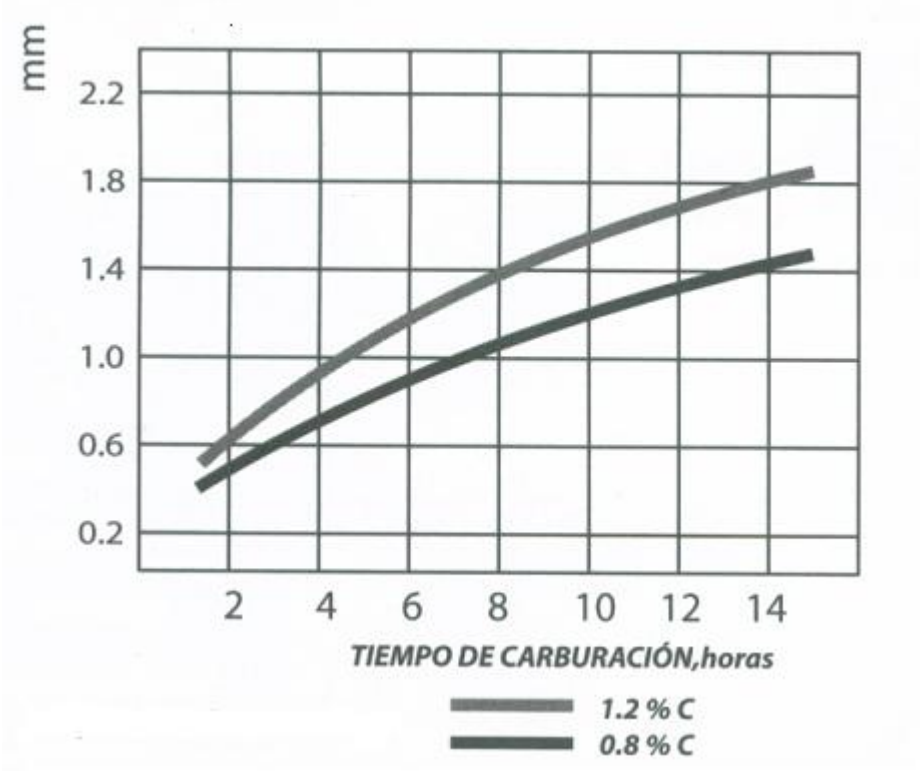


FIGURA 4.19
CURVA DE CARBURIZACIÓN PARA EL ACERO 8620

Para la cementación del Die Collar de igual manera se mantendrá a la temperatura de 900 a 950°C pero esta vez solo por 2 horas y luego se templará directamente desde esta temperatura en aceite. Con este procedimiento se alcanzarán profundidades de cementación poco mayores a 0.5 mm y porcentajes de carbono inferiores al 0.9%, ver figura 4.19.

Revenido

El revenido es un tratamiento cuya misión es casi únicamente reducir tensiones. Se someten las piezas a temperaturas entre 160 y 200°C, manteniéndolas durante 1 ó 2 horas, luego de lo cual se obtendrá superficialmente durezas de 60 a 62 HRC.

La diferencia en el temple para las dos herramientas se debe específicamente a las profundidades de cementado a obtener. Así, para la herramienta Rabo de Rata que tiene una altura del diente de 1,912 mm lo más conveniente es obtener por lo menos 1 mm de profundidad, de igual manera para el Collarín de Dados, con una altura de diente de 1,22 mm se alcanzará una profundidad de cementado de al menos 0,5 mm. La figura 4.20 muestra la curva de revenido.

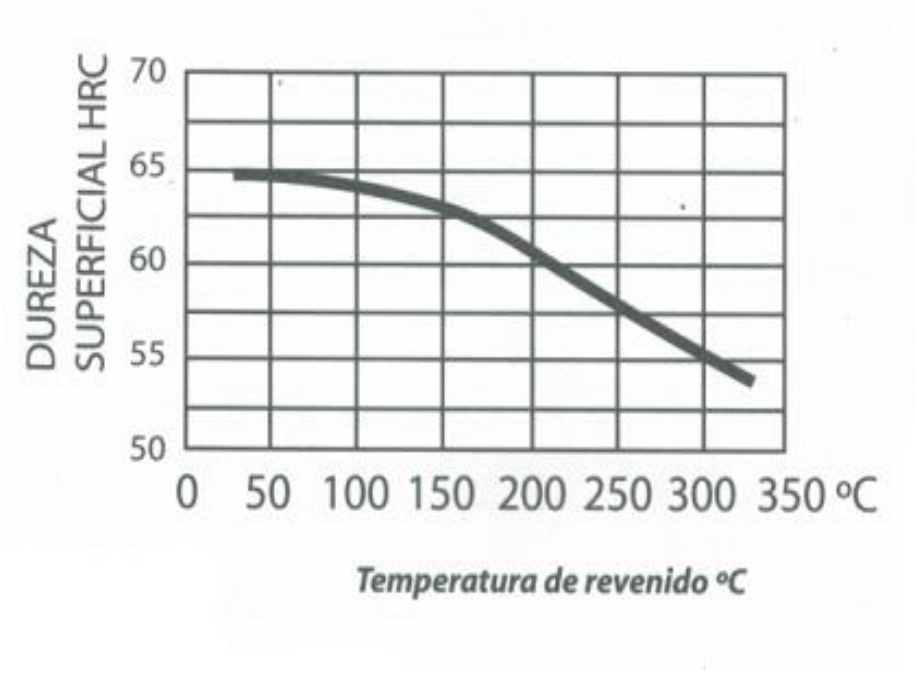


FIGURA 4.20
CURVA DE REVENIDO

La siguiente tabla resume los tratamientos a seguir.

TABLA 4.8
TABLA DE TRATAMIENTOS TÉRMICOS PARA EL PESCANTE RABO DE RATA

Alivio de Tensiones	Cementación	Temple	Revenido
De 600-650°C Por 2 horas y enfriar al horno.	De 900-950°C Por 4 horas y se enfría en la caja.	Se recalienta de 800-830°C y se enfría en aceite.	De 160-200°C Por 1 ó 2 horas.

TABLA 4.9
TABLA DE TRATAMIENTOS TÉRMICOS PARA EL PESCANTE
COLLARÍN DE DADOS

Alivio de Tensiones	Cementación	Temple	Revenido
De 600-650°C Por 2 horas y enfriar al horno.	De 900-950°C Por 2 horas	De templa en aceite desde la misma temperatura de cementación.	De 160-200°C Por 1 ó 2 horas.

CAPÍTULO 5

5. ANALISIS DE COSTOS

En este capítulo detallaremos los costos de fabricación de las herramientas, lo cual incluye el material y la mecanización tanto de las herramientas como de sus guías y el tratamiento térmico aplicado a las mismas. Luego de obtener el valor total de construcción lo compararemos con el de la compra a una compañía de servicios y así estimaremos el beneficio de esta tesis. Cabe indicar que dichas cotizaciones incluyen el IVA y se las realizó entre Septiembre y Octubre del Año 2006.

5.1 Costo de Materiales

Material para las Herramientas

El material a utilizar como se expresó en el capitulo anterior es un acero AISI 8620 (7210), cuyo precio en el mercado es de 3 dólares por cada Kilogramo (3 dol./ Kg.).

Conociendo que el diámetro mayor del pescante Rabo de Rata (Taper Tap) es de 80,77 mm (3,18 pulg.), seleccionaremos el diámetro a comprar. La compañía proveedora tiene el material en stock en diferentes diámetros, pero el de interés esta entre un cilindro macizo de 80 y 90 mm.

Seleccionando el cilindro diámetro de 90 mm (asegurando con éste diámetro una sobremedida recomendada para elementos que se van a maquinar), tiene un peso por unidad de longitud de 49,9 Kg. / m. La longitud total de la herramienta es de 0,5875 m (23,13 pulg.), o sea que el peso del cilindro (P_{c1}) será de:

P_{c1} = 49,9 Kg/m * 0,5875 m.

P_{c1} = 29,32 Kg.

Por tanto el precio del material es:

Costo del Material del pescante Rabo de Rata = 3 dol./ Kg * 29,32 Kg.

Costo del Material del pescante Rabo de Rata = $ 88.

Ahora analizaremos el costo del material para la herramienta Collarín de Dados (Die Collar). El mayor diámetro de esta herramienta es 68,83 mm

(2,71 pulg.), en este caso como en el anterior se recomienda un exceso de material de 3,5 mm por ser una herramienta que va a maquinar, nos da un diámetro de 72,33 mm. Se deberá comprar entonces el cilindro macizo de 75 mm que tiene un peso por unidad de longitud de 34,7 Kg./m. La longitud máxima de la herramienta es 0,439 m (17,28 pulg.), por lo tanto el precio del material para el Die Collar es:

P_{c2} = 34,7 Kg/m * 0,439 m

P_{c2} = 15,23 Kg.

Costo del Material del Die Collar = 3 dol./Kg * 15,23 Kg.

Costo del Material del Die Collar = $ 45,70.

Costo del Material para las Zapatas Guías

La guía para el pescante Rabo de Rata esta compuesta de un tubo cédula 40 y diámetro interno 3 pulgadas. El costo de éste tubo en el mercado es de 20,47 dólares por cada metro, lo cual es suficiente ya que la longitud de esta guía en el diseño es poco más de 0,6 metros.

Costo del material para la guía del Taper Tap = 20,47 dólares.

En cuanto a la guía para el Collarín de Dados, se requiere comprar una barra perforada y luego darle forma de la figura 4.12 en un torno. Las dimensiones de diámetro externo e interno varían en las barras perforadas, pero para nuestro interés tenemos una de 100x56 con un peso por unidad de longitud de 42,9 Kg/m. La longitud de ésta guía es de 0,1143 m. (4,5 pulg.) y el precio del material es de 3,40 dól./Kg, entonces el costo del material sería:

P_{c3} = 42,9 Kg/m * 0,1143 m.

P_{c3} = 4,904 Kg.

Costo del material para la guía del Die Collar = 3,40 dol./Kg * 4,904 Kg.

Costo del material para la guía del Die Collar = 16,68 dólares.

5.2 Costo de la Mano de Obra

Costo del mecanizado de la Herramienta Rabo de Rata y su Guía

TABLA 5.1
COSTO DE MAQUINADO DEL PESCANTE RABO DE RATA

COSTO MAQUINADO DE HERRAMIENTA		$280
Refrentar el cilindro	$20	
Mecanizado del eje hasta dar forma Cónica	$80	
Rosca Interna (parte superior de la herramienta)	$20	
Rosca Exterior Cónica, largo 18 pulgadas	$60	
Rosca Exterior para acople de Guía	$20	
2 Canales Exteriores para desahogo de Viruta	$80	
COSTO MAQUINADO DE GUÍA		$100
Cortar, refrentar y hacer rosca Interna en el tubo	$40	
Fresado extremo Inferior del tubo en forma Helicoidal	$60	
TOTAL		**$380**

Costo del mecanizado de la Herramienta Collarín de Dados y su Guía.

TABLA 5.2
COSTO DE MAQUINADO DEL PESCANTE COLLARÍN DE DADOS

COSTO MAQUINADO DE HERRAMIENTA		$320
Refrentar el cilindro	$40	
2 Canales o perforaciones Interiores para viruta	$80	
Cilindrado Cónico Interno	$80	
Rosca Interna Cónica, largo 13 pulgadas	$80	
Rosca Externa superior e inferior para acople de tubería y zapata guía respectivamente	$40	
COSTO MAQUINADO DE GUÍA		$95
Desbastar y Cilindrar hasta dar forma a la guía	$35	
Rosca Interna para acople a la herramienta	$20	
Fresado extremo Inferior en forma Helicoidal	$40	
TOTAL		**$415**

Costo de los Tratamientos Térmicos Requeridos.

El costo de los tratamientos térmicos para la herramienta es de 4 dólares por cada Kilogramo, lo cual incluye el tratamiento de alivio de tensiones, cementado, temple y revenido. El peso aproximado del pescante Rabo de Rata es de 24,93 Kg, luego del maquinado (el 15% menos). De igual manera el peso aproximado del Collarín de Dados es 10,67 Kg, (el 30% menos).

Luego el costo del Tratamiento Térmico para el pescante Rabo de Rata y Collarín de Dados respectivamente es:

$C.T.T._1$ = 4 dol./ Kg * 24,93 Kg.

$C.T.T._1$ = 99,72 dólares.

$C.T.T._2$ = 4 dol./ Kg * 10,67 Kg.

$C.T.T._2$ = 42,68 dólares.

A continuación resumiremos los Costos Totales de Construcción de las herramientas.

TABLA NO. 5.3
COSTOS TOTALES DE LA CONSTRUCCIÓN DEL PESCANTE RABO DE RATA

MATERIAL PARA LA HERRAMIENTA	$88,00	
MATERIAL PARA LA ZAPATA GUÍA DE LA HERRAMIENTA	$20,47	
MECANIZADO DE HERRAMIENTA Y GUIA	$380,00	
TRATAMIENTO TÉRMICO	$99,72	
TOTAL		$588,19

TABLA 5.4
COSTOS TOTALES DE LA CONSTRUCCIÓN DEL PESCANTE COLLARÍN DE DADOS

MATERIAL PARA LA HERRAMIENTA	$45,70	
MATERIAL PARA LA ZAPATA GUÍA DE LA HERRAMIENTA	$16,88	
MECANIZADO DE HERRAMIENTA Y GUIA	$415,00	
TRATAMIENTO TÉRMICO	$42,68	
TOTAL		$520,26

Comparación de Costos con Compañías de Servicio.

Actualmente en el Ecuador existen muchas Compañías que prestan servicios de pesca y a su vez venden herramientas de Recuperación, siendo pocas las herramientas fabricadas aquí, ya que la mayoría son Compañías extranjeras y tienen sus talleres en países como Estados Unidos y Canadá.

Así, el costo en el Ecuador de una herramienta Rabo de Rata para la recuperación de tuberías de producción de diámetros 2 3/8 y 2 7/8 de pulgada cuesta 1.900 dólares y a este valor se le agregará el 10% si se desea con accesorios tales como la Zapata Guía, dando un costo total de 2.090 dólares.

No se pudo comparar precios con la Herramienta Collarín de Dados debido a que no es común recuperar objetos de dimensiones similares a la diseñada, y como se dijo anteriormente, esta es una situación específica de la Península.

CAPÍTULO 6

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES:

1. Mediante el Análisis Estadístico realizado al inicio del Capitulo 4, se pudo establecer las necesidades prioritarias de Pacifpetrol S.A. y las características que debían poseer las herramientas a diseñar, esto acompañado con un estudio de herramientas utilizadas en otros lugares da como resultado la elección de los pescantes Rabo de Rata y Collarín de Dados.

2. Aun cuando estas herramientas son similares a una tarraja y a un machuelo común, se debe diferenciar en el sentido de que estos últimos son diseñados únicamente para cortar y crear rosca, mientras que las herramientas diseñadas además de lo expuesto deben ser capaz de levantar un cierto peso, es por eso que la selección del material juega un papel importante en este diseño.
3. Para las condiciones de carga a las que estará expuesta la herramienta, el material mas indicado es un acero para cementación,

cuya cualidad es alcanzar elevadas durezas superficiales necesarias para cortar y producir rosca manteniendo un núcleo tenaz.

4. En el diseño se prefirió cementar la herramienta en una atmósfera gaseosa debido a la mayor profundidad de la capa cementada que se logra y sobretodo a la uniformidad del porcentaje de carbono que se crea alrededor de la pieza.

5. El presente trabajo ha sido de gran importancia y utilidad ya que no solo permitió reducir el costo de la compra de la herramienta sino también permitió adquirir experiencias y compartir conocimientos técnicos con los profesionales tanto de Pacifpetrol S.A. como del Distrito Amazónico.

RECOMENDACIONES

1. Utilizar las Zapatas Guías en las herramientas en el caso específico donde la tubería de revestimiento sea lo suficientemente espaciosa, con esto reduciremos la posibilidad de quedar atrapado todo el conjunto dentro del pozo, sobretodo en las secciones donde hay cambio de diámetro en el revestimiento.

2. Existe ocasiones donde el nivel de petróleo en el pozo es suficiente para estar presente en el corte y actúa como lubricante, en caso contrario es recomendable la aplicación de grasas o aceites sobre la herramienta a fin de reducir la fricción y aumentar la vida útil de la pieza.

3. Al momento de cortar y hacer rosca con la herramienta no exceder un número máximo de vueltas que en el caso del pescante Rabo de Rata es y Collarín de Dados es 20 vueltas ni el número mínimo de 8 vueltas, asegurando así que por lo menos 5 dientes soporten la carga a elevar.

4. La fabricación de al menos 2 herramientas con estas características por la cantidad de pozos existentes en la Península, de esta forma evitaremos la perdida de tiempo si se da el caso de que alguna de ellas esté en operación.

5. Es importante que se siga manteniendo el convenio existente entre la ESPOL y PACIFPETROL S.A., ya que de esta manera permite a los estudiantes realizar sus practicas vacacionales y a los egresados desarrollar temas de investigación que son de interés para el país.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Agua de Formación.- Se conoce como agua de formación al agua que se encuentra en el subsuelo y que contiene gran cantidad de sales contaminantes para el medio ambiente.

Nivel de Fluido.- La profundidad a la cual se encuentra en crudo.

Pega.- Adherencia a las paredes de la tubería de perforación.

Presión Hidrostática.- Presión ejercida por la columna de lodo.

Presión de Formación.- Presión ejercida por las paredes de la formación.

Lodo de Perforación.- Mezcla de Agua y la mayoría de veces con Bentonita para formar un líquido viscoso que cumpla varias funciones en el pozo.

Costra de Lodo.- Espesor de la capa de lodo que se adhiere a las paredes para evitar que el agua contenida en el lodo se filtre hacia la formación.

Porosidad.- Espacio vacío en una roca de formación, que usualmente se expresa como el porcentaje de espacio vacío por el volumen total.

Permeabilidad.- Propiedad de los materiales a ser atravesados por fluidos.

Recortes.- Pedazos de roca cortada por la broca de perforación.

Espacio Anular.- Es el espacio que existe entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción.

Wireline.- Denominado también línea de cable, es un equipo con el que se realizan diferentes tipos de trabajo de índole mecánico como operaciones de pesca, cerrar y abrir camisas, correr registros eléctricos, etc.

Casing.- Tubería de revestimiento, aísla a la formación del agujero del pozo.

Tubing.- Tubería de producción, conducto por el cual circula el petróleo.

Sarta.- Es el conjunto de una serie de accesorios o elementos conectados o enroscados uno detrás de otros hasta completar la cantidad necesaria de elementos.

BIBLIOGRAFÍA

1. **QUIROGA KLEVER,** "Pruebas, completaciones y reacondicionamiento de pozos". Segunda Edición.

2. **THE GUIDE TO OILWELL FISHING OPERATIONS,** "Joe DeGeare, David Haughton, Mark McGurk". Primera Edicion, 2003.

3. **THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS,** "Pipe Threads , General Purpose" ASME B1.20.1, 1983.

4. **AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE,** "Specifications for Casing and Tubing" API SPEC 5CT, 1999.

5. **DISEÑO DE MAQUINAS,** "Robert L. Norton" 1995.

6. **TOOL DESIGN,** "Cyril Danaldson and George H. Le Cain". Segunda Edición, 1957.

7. **TEORIA Y PROBLEMAS DE DISEÑO DE MAQUINAS,** "Allen S. Hall, Alfred R. Holowenko, Herman G. Laughlin". Primera Edición, 1971.

8. **MAQUINAS HERRAMIENTAS, ORGANIZACIÓN Y SISTEMAS,** "Fidel Astudillo Jiménez". Primera Edición, 1991.

9. **TRATAMIENTOS TÉRMICOS DE HERRAMIENTAS DE ACERO,** "Aceros de Llodio S.A.". Primera Edición, 1978.