

**DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA DE CÁLCULO PARA SELECCIONAR EL
TALADRO PARA UN PROGRAMA INTEGRAL DE PERFORACIÓN**

ANDRÉS JAVIER CHAUSTRE RUIZ

FABIÁN ALEXIS ROJAS DÍAZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

**DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA DE CÁLCULO PARA SELECCIONAR EL
TALADRO PARA UN PROGRAMA INTEGRAL DE PERFORACIÓN**

ANDRÉS JAVIER CHAUSTRE RUIZ

FABIÁN ALEXIS ROJAS DÍAZ

**Trabajo de grado presentado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

EMILIANO ARIZA LEÓN

Ingeniero de Petróleos - M.Sc en Hidrocarburos

Co - Director

EDGAR MARQUEZ RODRIGUEZ

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

AGRADECIMIENTOS

Al director del proyecto, ingeniero Emiliano Ariza León, por su guía y apoyo incondicional durante la elaboración del proyecto; por sus valiosos aportes y por sus acertadas recomendaciones.

A los ingenieros Edgar Márquez, Luis José Abaunza y Julio César Pérez por su colaboración oportuna.

Al ingeniero Omar Gallo por sus contribuciones y recomendaciones a nuestro trabajo.

DEDICATORIA

A Dios por su infinita sabiduría.

A mis padres por su gran apoyo y especial afecto.

A mis hermanos Diego y Julián por su incondicionalidad.

A Paulita por su entrañable compañía, comprensión y amor.

A mi tío Pedro, a mi tía Fanny por su apoyo constante.

A todos mis primos por los momentos vividos.

A mi nono Pedro, mi nona Ana Francisca y mi tío Abilio, por
vigilarme desde el cielo.

A la familia Casanova González por su gran acompañamiento.

A mi compañero de tesis por su entrega.

Al profesor Emiliano Ariza por sus valiosos aportes.

A mis demás familiares y amigos por los excelentes momentos
compartidos.

Andrés Javier Chaustre Ruiz

DEDICATORIA

A mis padres por su apoyo, comprensión,
dedicación, orientación y afecto.

A mi tío Eduardo, mi tía Gloria, Lucy y Johanna
por su apoyo y preocupación.

A mi hermana por su afecto y compañía.

A Chaustre por su ayuda y dedicación.

A Pepe y a Diana por aguantarme.

A la familia Camargo.

Al profesor Emiliano.

A mis compañeros.

A mis profesores.

Y a la vida.

Fabian Alexis Rojas Diaz

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	26
1. EQUIPO DE PERFORACIÓN	29
2. SISTEMA DE ROTACIÓN	31
2.1 KELLY (Ó CUADRANTE)	36
2.1.1 Funciones	36
2.1.2 Características	36
2.1.3 Accesorios de la Kelly	37
2.1.3.1 Substituto Protector de la Kelly	37
2.1.3.2 Kelly Cock	37
2.2 DRILLPIPE (Ó TUBERÍA DE PERFORACIÓN)	37
2.2.1 Funciones	37
2.2.2 Características	38
2.2.3 Tool Joint (Juntas de Unión)	40
2.3 DRILL COLLAR (COLLARES DE PERFORACIÓN)	40
2.3.1 Funciones	40
2.3.2 Características	41
2.3.2.1 Cuello pescante	42
2.3.2.2 Parte interior escalonado del drill collar	43
2.3.2.3 Suspensión de elevadores y cuñas	44
2.3.2.4 Espiral ranurado	44
2.3.2.5 Collares no magnéticos	45
2.4 ACCESORIOS DE LA SARTA DE PERFORACIÓN	45

2.4.1	Heavy Weight Drill Pipe (HWDP)	45
2.4.2	Martillo de perforación	47
2.4.3	Estabilizadores	48
2.4.3.1	Estabilizadores rotacionales	49
2.4.3.1.1	Estabilizador integral de cuchillas	49
2.4.3.1.2	Estabilizador con camisa	50
2.4.3.1.3	Estabilizador con cuchillas soldadas	50
2.4.3.2	Estabilizadores no rotacionales	51
2.4.4	Raspadores ó ensanchadores	52
2.4.5	Amortiguadores (Neutralizador de golpes)	53
2.4.6	Ampliadores de hoyo (Underreamer)	55
2.4.7	Broca, barrena ó trépano de perforación (Bit)	56
2.4.7.1	Brocas perforadoras	57
2.4.7.1.1	Partes principales	58
2.4.7.1.2	Diámetro de la broca	58
2.4.7.1.3	Peso y velocidad de rotación	59
2.4.7.1.4	Desgaste	60
2.4.7.2	Brocas corazonadoras	60
2.4.8	Motores de fondo	63
2.4.9	Substitutos rotatorios (Rotary Subs)	65
2.4.10	Junta corta (Pup Joint)	66
2.4.11	Protectores de tubería	66
2.4.12	Sistema Top Drive	68
2.5	HERRAMIENTAS PARA EL MANEJO DE TUBERÍA	71

2.5.1	Elevador de tubería	71
2.5.2	Cuñas	72
2.5.2.1	Cuñero manual	72
2.5.2.2	Cuñero automático	72
2.5.3	Grapa de seguridad o collarín (Safety Clamp)	73
2.6	DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN	74
2.6.1	Tensión	76
2.6.1.1	Tensión (Criterio MOP)	79
2.6.1.2	Tensión (Criterio cuñas – Slip crushing)	82
2.6.2	Colapso	84
2.6.3	Cargas por choque.	87
2.6.4	Torsión	87
2.7	OTROS PARÁMETROS DE DISEÑO	88
2.7.1	Elongación de la tubería	88
2.7.1.1	Elongación debido al peso soportado	88
2.7.1.2	Elongación debido a su peso	89
2.7.1.3	Elongación total de la tubería	90
2.7.2	Velocidades críticas de rotación	90
2.7.2.1	Cálculo de las velocidades de rotación críticas, basadas en la longitud total de la sarta y dimensiones del drill pipe (Método API)	91
2.7.2.2	Cálculo basado en la longitud de los drill collars	92
3.	SISTEMA DE ELEVACIÓN	94
3.1	HERRAMIENTAS DEL SISTEMA DE ELEVACIÓN	94
3.1.1	Bloques de poleas	94

3.1.1.1	Bloque corona	95
3.1.1.2	Bloque viajero	97
3.1.2	Cable o línea de perforación	97
3.1.3	El malacate (DRAW WORKS)	99
3.1.4	Unión giratoria (Swivel)	100
3.1.5	Enroscador del vástago o cuadrante (Kelly Spinner)	101
3.2	DISEÑO DEL SISTEMA DE ELEVACIÓN	103
3.2.1	Determinación del trabajo realizado por el cable en toneladas – milla	103
3.2.1.1	Corrimiento y corte	104
3.2.1.2	Ecuaciones para determinar el trabajo realizado por el cable	105
3.2.2	Determinación de las cargas sobre la torre	107
3.2.2.1	Determinación de las cargas dinámicas	108
3.2.2.2	Determinación de las cargas estáticas	109
3.2.3	Determinación de la potencia del malacate	111
4.	SISTEMA DE SEGURIDAD O PREVENCIÓN	114
4.1	CONTROL DE POZOS	114
4.2	CAUSAS DE UN AMAGO DE REVENTÓN	115
4.2.1	Insuficiente peso del lodo	115
4.2.2	Suabeo	116
4.2.3	Pérdidas de circulación	118
4.3	INDICADORES DE UN AMAGO DE REVENTÓN	118
4.3.1	Aumento repentino de la rata de penetración	118
4.3.2	Aumento del volumen del lodo en las piscinas	119

4.3.3	Lodo cortado	119
4.4	MÉTODOS PARA CONTROLAR AMAGOS DE REVENTÓN	121
4.4.1	Método de presión constante en la tubería de revestimiento	121
4.4.2	Método de presión constante en la tubería de perforación	122
4.5	ECUACIONES COMÚNMENTE USADAS EN CONTROL DE PRESIONES	123
4.5.1	Determinación de la clase de BOP's	124
4.6	EQUIPOS DEL SISTEMA DE SEGURIDAD	125
4.6.1	Preventores	125
4.6.1.1	Preventor tipo anular	126
4.6.1.1.1	Funcionamiento	126
4.6.1.1.2	Tipos de preventores anulares y características especiales de funcionamiento	128
4.6.1.2	Preventor tipo ariete o de compuerta	130
4.6.1.2.1	Funcionamiento	131
4.6.1.2.2	Tipos de preventores de ariete y características especiales de funcionamiento	132
4.6.1.2.3	Preventor tipo ariete ciego	134
4.6.1.2.4	Características generales de los preventores de ariete	135
4.6.2	Unidad de cierre	136
4.6.2.1	Partes y especificaciones de la unidad de cierre	137
4.6.2.2	Recomendaciones y observaciones generales	139
4.6.3	Equipo auxiliar	139
4.6.3.1	Preventor de empaquetadura rotatoria	139

4.6.3.2	Preventor interno	140
4.6.3.3	Válvula para la junta Kelly (Kelly Cook)	140
4.6.3.4	Preventores para cable	141
4.6.4	Unidad acumuladora	142
4.6.4.1	Acumulador y depósito	142
4.6.4.2	Conjunto de la bomba eléctrica	143
4.6.4.3	Conjunto de la bomba de aire	144
4.6.4.4	Manifold de control	144
4.6.5	Múltiple de estrangulación	145
4.6.5.1	Diseño general	145
4.6.5.2	Conexiones para la línea de estrangulación	146
4.6.5.3	Conexiones de la línea para “matar”	146
4.6.5.4	Conexiones para la línea de llenado o relleno	146
4.6.5.5	Conducto para el derrame del lodo	147
4.6.5.6	Estranguladores	147
4.6.5.7	Arreglos típicos para el múltiple de estrangulación	147
4.7	ACCESORIOS	148
4.7.1	Bridas y uniones	149
4.7.2	Tubería y cabezales para revestimiento	149
4.7.3	Tambores de perforación de brida doble	149
4.7.4	Separador de gas	150
4.8	NOMENCLATURA DEL CONJUNTO DE PREVENTORES (BOP)	150
4.9	SISTEMAS DE DESVIO (DIVERter SYSTEMS)	154
5.	SISTEMA DEL LODO Y CIRCULACIÓN	156

5.1	Tanques para almacenamiento y tratamiento del lodo	156
5.2	Bombas de lodo	159
5.3	Equipo para el control de sólidos	160
5.4	Bombas centrífugas	160
5.5	Manguera giratoria (Rotary Drilling Hose)	161
6.	SISTEMA DE POTENCIA O ENERGÍA	163
6.1	Funciones del equipo de energía	164
6.2	Motores	165
6.2.1	Conceptos básicos	166
6.2.2	Tipos de motores que pueden conformar una planta de fuerza	167
6.2.2.1	Motores de combustión interna	167
6.2.2.1.1	Motores de encendido por chispa	168
6.2.2.1.2	Motores de ignición por compresión	168
6.2.2.2	Motores eléctricos	168
6.2.3	Transmisión de la potencia	169
6.2.3.1	Mecanismo o sistema de engranaje	169
6.2.3.2	Transferencia de la potencia	170
6.2.3.3	Utilización de la energía o potencia transferida	170
6.2.3.4	Embragues	171
6.2.3.5	Principales mecanismos de acople en la transmisión	
	de la potencia	171
6.2.3.5.1	Convertidor de torque	171
6.2.3.5.2	Transmisiones automáticas	172
6.2.3.5.3	Cadenas y correas	172

7. DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA DE CÁLCULO	
“RigSelection”	173
7.1 Alcance de la herramienta	174
7.2 Descripción de la herramienta	174
7.3 Descripción de los módulos y sub – módulos que maneja la herramienta de cálculo “RigSelection”	175
7.3.1 Módulo de eventos	176
7.3.1.1 Sub – módulo de perforación	177
7.3.1.2 Sub – módulo de corazonamiento	178
7.3.1.3 Sub – módulo de revestimiento	180
7.3.2 Módulo de elevación	180
7.3.3 Módulo de circulación	182
7.3.4 Módulo del sistema de seguridad	183
7.3.5 Módulo del taladro	184
7.4 Diagrama de flujo herramienta RigSelection	185
8. APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA DE CÁLCULO – RigSelection	195
8.1 Caso de diseño propuesto – Pozo Mercaderes	195
8.1.1 Resultados – Pozo Mercaderes	197
8.2 1 Caso de diseño propuesto – Pozo Buenaventura	206
8.2.1 Resultados – Pozo Buenaventura	208
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	217
BIBLIOGRAFÍA	219
ANEXOS	221

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Taladro de perforación	30
Figura 2. Ensamblaje típico de una sarta de perforación	31
Figura 3. Kelly	38
Figura 4. Conexión del drill collar	42
Figura 5. Drill collar – Cuello pescante	43
Figura 6. Drill collar – Interior escalonado	44
Figura 7. Drill collar – Suspensión de elevadores y cuñas	45
Figura 8. Drill collar – Espiral ranurado	46
Figura 9. Drillpipe de pared pesada (HWDP)	47
Figura 10. Martillo de perforación	48
Figura 11. Estabilizador de hoja integral	49
Figura 12. Estabilizador de camisa	50
Figura 13. Estabilizador de hoja soldada	51
Figura 14. Estabilizador de camisa de caucho	52
Figura 15. Rimador	53
Figura 16. Partes principales de un amortiguador de vibraciones	54
Figura 17. Ampliador de hoyo	56
Figura 18. Brocas	59
Figura 19. Ensamblaje broca-barril para sacar muestras de	

formaciones duras y moderadamente duras.	62
Figura 20. Extractor de núcleos de diamante.	63
Figura 21. Motor de fondo.	64
Figura 22. Tipos de substitutos rotatorios	67
Figura 23. Protectores de tubería	68
Figura 24. Top drive	70
Figura 25. Elevador	71
Figura 26. Cuña manual	73
Figura 27. Cuña neumática	74
Figura 28. Diseño de Drill pipe	76
Figura 29. Sarta con tubería de perforación de pared gruesa.	78
Figura 30. Consideraciones del colapso en un sistema de sarta de Perforación	85
Figura 31. Elongación de la tubería debido al peso soportado.	89
Figura 32. Sistema de elevación o izamiento	95
Figura 33. Bloque corona	96
Figura 34. Bloque viajero	97
Figura 35. Tipos de tramas y diseños del cable de acero	98
Figura 36. Malacate 1500 HP	99
Figura 37. Swivel	101
Figura 38. Kelly Spinner	102

Figura 39. Eficiencias en el sistema de potencia	111
Figura 40. Expansión de la burbuja cuando se presenta una patada de gas	117
Figura 41. Pérdidas de circulación en diferentes tipos de formación	119
Figura 42. Preventor tipo anular	127
Figura 43. Ariete	130
Figura 44. Preventores	136
Figura 45. Acumulador	144
Figura 46. Múltiple simple de estrangulación.	148
Figura 47. Arreglos del conducto vertical según el A.P.I.	152
Figura 48. Arreglos del conducto vertical según el A.P.I.	153
Figura 49. Arreglos del conducto vertical según el A.P.I.	154
Figura 50. Diverter	155
Figura 51. Válvula de desviación	155
Figura 52. Circuito del lodo	157
Figura 53. Tanque de lodo	158
Figura 54. Bomba de lodo	159
Figura 55. Conexión en manguera dentro del circuito del lodo	162
Figura 56. Arreglo típico de la planta de potencia.	163
Figura 57. Interfaz de la herramienta de cálculo RigSelection	175

Figura 58. Módulo de eventos	177
Figura 59. Sub – módulo de perforación	178
Figura 60. Sub – módulo de corazonamiento	179
Figura 61. Sub – módulo de revestimiento.	180
Figura 62. Módulo de elevación (cable, eficiencias, bloque viajero-gancho)	181
Figura 63. Módulo de elevación (trabajo realizado por el cable en toneladas-milla)	181
Figura 64. Módulo de circulación (bomba de lodo)	182
Figura 65. Módulo de circulación (tanques de lodo)	183
Figura 66. Módulo de seguridad (Clase de B.O.P)	184
Figura 67. Módulo del taladro	185
Figura 68. Estado mecánico del pozo	196
Figura 69. Estado mecánico del pozo	207

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Relación RS	83
Tabla 2. Clases de B.O.P'S	124
Tabla 3. Presión del sistema y precarga	137
Tabla 4. Información básica del pozo Mercaderes	195
Tabla 5. Información básica del pozo Buenaventura	206

LISTA DE ANEXOS

ANEXO I. ECUACIONES - HERRAMIENTA DE CÁLCULO RigSelection	222
ANEXO II. SUPOSICIONES - HERRAMIENTA DE CÁLCULO RigSelection	229
ANEXO III. MANUAL DE USUARIO	230
ANEXO IV. TABLAS DRILL PIPE	250
ANEXO V. TABLA DRILL COLLAR	273
ANEXO VI. TABLAS HWDP	274
ANEXO VII. TABLAS CASING	275
ANEXO VIII. TABLA DIAMETROS DE BROCA	285

RESUMEN

TITULO: DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA DE CÁLCULO PARA SELECCIONAR EL TALADRO PARA UN PROGRAMA INTEGRAL DE PERFORACIÓN^{*}

AUTORES: ANDRES JAVIER CHAUSTRE RUIZ^{**}
FABIAN ALEXIS ROJAS DIAZ^{**}

PALABRAS CLAVES: taladro de perforación, herramienta computacional, herramienta de cálculo, optimización.

DESCRIPCION:

Los taladros de perforación pueden ser subdivididos en los sistemas de varios componentes para su diseño y dimensionamiento. Aunque las siguientes agrupaciones del sistema son arbitrarias, ellas pueden servir como base para el proceso de selección: potencia, elevación, rotación, circulación y control de presión. Estos grupos, aunque de naturaleza amplia, cubren los aspectos más importantes de los requerimientos para el diseño del taladro.

Debido a que en la industria de los hidrocarburos, específicamente en el área de perforación, es apremiante el ahorro de tiempo y la optimización de los procesos, y teniendo en cuenta que los costos de los equipos utilizados para dichas tareas son bastante altos, se hace necesario la elaboración de una herramienta de cálculo que permita agilizar todos los cálculos y procedimientos para seleccionar el equipo de perforación adecuado. El principal aporte de este trabajo es la herramienta de cálculo con la cual se pretende agilizar y optimizar el proceso de selección de los sistemas que conforman el taladro de perforación, debido a las ventajas sistemáticas que brinda una herramienta computacional. La herramienta de cálculo lleva el nombre de "RigSelection", y está creada mediante el lenguaje de programación Visual Basic. Ésta herramienta permite seleccionar los equipos adecuados de un taladro de perforación, diseñar la sarta de perforación y corazonamiento, seleccionar el tipo de revestimiento, determinar el trabajo del cable, entre otros.

Una vez mostrado el estudio técnico, se presenta la descripción de la herramienta, el caso de aplicación bajo condiciones típicas de un pozo estratigráfico profundo y finalmente el manual de uso de la herramienta diseñada para que pueda ser implementada con fines comerciales o académicos.

^{*}Trabajo de Grado

^{**}Facultad de Ingeniería Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Emiliano Ariza León. Co-Director: Edgar Marquez Rodriguez.

ABSTRACT

TITLE: DESIGN OF A CALCULUS TOOL FOR RIG SELECTION FOR A WELL DRILLING INTEGRAL PROGRAM^{*}

AUTHORS: ANDRES JAVIER CHAUSTRE RUIZ^{**}
FABIAN ALEXIS ROJAS DIAZ^{**}

KEY WORDS: drilling rig, computational tool, calculus tool, optimization.

DESCRIPTION:

Drilling rigs may be subdivided into several component systems for design and sizing. Although the following systems groupings are arbitrary, these serve as a basis for the selection process: power, hoisting, rotary, circulating and pressure control. These groups, although broad in nature, cover most important aspects of rig design requirements.

Because the oil industry, specifically in the drilling area, it is urgent to save time and to optimize processes, and taking into account that costs of equipment used for these tasks are quite high, it is necessary to develop a calculus tool that speeds up all calculations and procedures for selecting the proper rig. The main contribution of this thesis is the calculus tool which aims to speed up and optimize the selection process of systems that make up the drilling rig, due to the systematic advantages offered by a computational tool. The calculation tool is named "RigSelection" and is created using the Visual Basic programming language. This tool allows to select the proper equipment of a drilling rig, design the drill string and the coring string, select the casing type, determine the work of the cable (work done in round trip operations), among others.

Once the technical study is shown, the tool description and the application case under typical deep stratigraphic well conditions are presented. Finally the user's manual of the designed tool is also presented so it can be implemented for commercial or academic purposes.

^{*} Grade project

^{**} Faculty of Physical-chemistry Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Emiliano Ariza León. Co-director: Edgar Marquez Rodriguez.

INTRODUCCION

Una operación de perforación sirve para construir pozos, recubrirlos, y proporcionar un medio para realizar diversas funciones auxiliares, tales como el registro y pruebas de pozo. Para esto se utilizan los taladros, los cuales han evolucionado tecnológicamente, y por tanto requieren de gran experiencia, personal capacitado, condiciones de seguridad y un adecuado manejo para lograr operaciones eficientes, seguras y con costos óptimos. Si se selecciona incorrectamente, el taladro puede ser la causa de bajas tasas de penetración, el daño a la formación, el control de sólidos pobres, y los altos costos finales del pozo.

El procedimiento adecuado para la selección del taladro es medir o diseñar varias cargas que serán ubicadas en el equipo y seleccionar el taladro más rentable que cumpla estos requerimientos. Los contratistas de perforación proporcionan especificaciones detalladas del taladro para este propósito. Cuando estas especificaciones son comparadas con el pronóstico del pozo, se puede seleccionar el taladro adecuado.

Los taladros de perforación pueden ser subdivididos en varios componentes del sistema para el diseño y la funcionalidad. Aunque las siguientes agrupaciones del sistema son arbitrarias, ellas pueden servir como base para el proceso de selección: potencia, elevación, rotación, circulación y control de presión.

Estos grupos, aunque de naturaleza amplia, cubren los aspectos más importantes de los requerimientos para el diseño del taladro.

Aunque el objetivo es seleccionar el taladro más rentable que pueda perforar el pozo, otros factores también deben ser considerados, entre estos están los requerimientos técnicos de diseño, la trayectoria, la calificación de la mano de

obra del equipo de perforación (como la experiencia y el entrenamiento), manejo de la logística, y requisitos del lugar de perforación.

La selección del taladro es incluso más complicada si la disponibilidad de equipos es pobre ó si los compromisos contractuales a largo plazo en varias torres requieren el uso de torres poco adecuadas para un pozo particular.

Actualmente, la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander se encuentra incursionando en proyectos para la perforación de pozos, pero no cuenta con suficientes herramientas computacionales para la elaboración de la planeación de pozo y el programa de perforación.

Es por esto que se hace necesario la elaboración de una herramienta de cálculo dentro del programa integral de perforación que la Escuela está impulsando, ya que actualmente en la industria de hidrocarburos, y específicamente en el área de perforación, es apremiante el ahorro en tiempo y la optimización de procesos, teniendo en cuenta que los costos de los equipos utilizados para dichas tareas son bastante altos.

El principal aporte de este trabajo es la herramienta de cálculo con la cual se pretende contribuir a agilizar y optimizar el proceso de selección de los sistemas de elevación, rotación, energía, circulación y de seguridad del taladro de perforación, debido a las ventajas sistemáticas que nos brinda una herramienta computacional, desarrollada en la escuela

La herramienta de cálculo lleva el nombre de “RigSelection”, y está creada mediante el lenguaje de programación Visual Basic. Ésta herramienta permite seleccionar los equipos adecuados de un taladro de perforación, diseñar la sarta de perforación y corazonamiento, seleccionar el tipo de revestimiento, determinar el trabajo del cable, entre otros.

RigSelection es creado bajo las normas A.P.I para la perforación de pozos, y teniendo en cuenta también las tablas y lineamientos que se encuentran en la IADC (International Association OF Drilling Contractors).

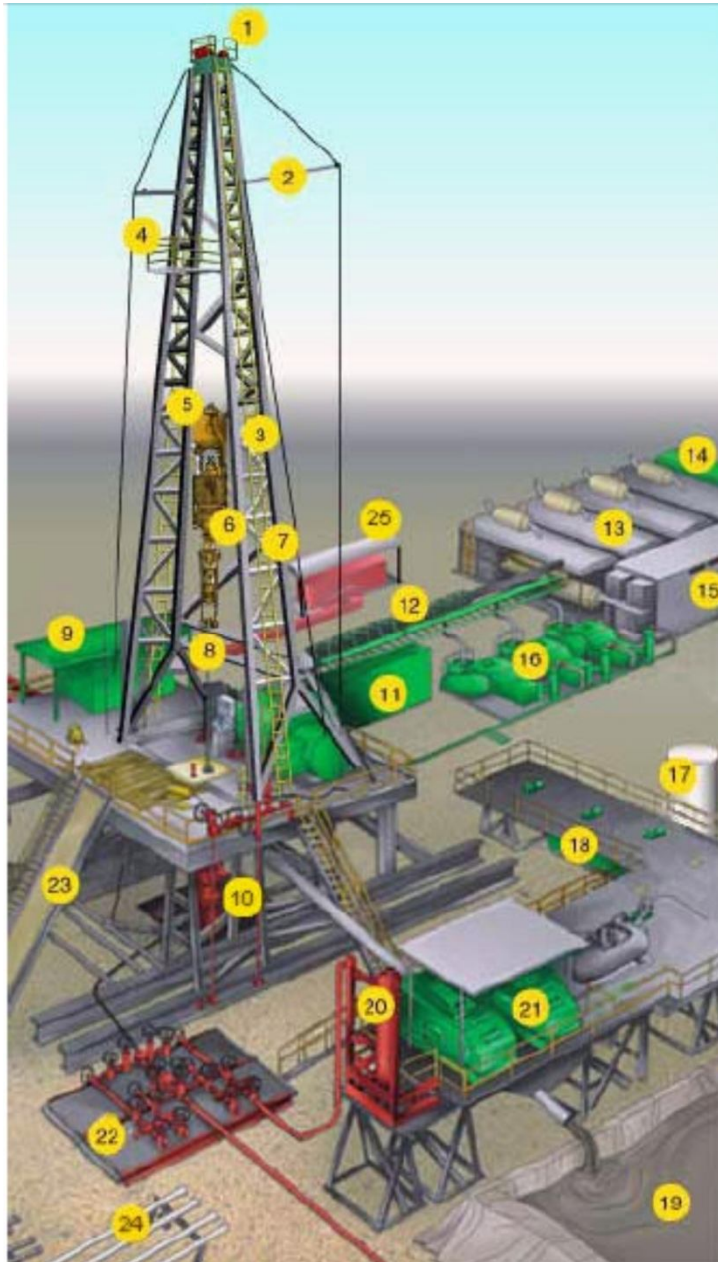
1. EQUIPO DE PERFORACIÓN

Las operaciones modernas de perforación rotatoria tienen un objetivo principal, el de perforar un hueco de la manera más segura hasta penetrar la formación donde se espera encontrar hidrocarburos líquidos o gaseosos. Este hueco, denominado pozo es una especie de oleoducto que se encarga de comunicar el yacimiento con la superficie, permitiendo la extracción de los fluidos contenidos en dicho depósito.

Las operaciones de perforación se llevan a cabo mediante el uso de equipos complejos y altamente sofisticados, cuyo conjunto se denomina “Taladro rotatorio de perforación” (Ver figura 1). Esta unidad de compone de cinco sistemas principales: El de soporte estructural y elevación, el sistema rotatorio, el sistema de circulación, el sistema de generación y transmisión de potencia y el sistema de prevención de reventones o surgencias.

Aunque el funcionamiento de los equipos que componen el taladro de perforación es independiente, cuando se interconectan adecuadamente, suministran la potencia, fuerza y soporte necesarios para llevar a cabo la operación. Tales equipos suelen ser: la torre, la subestructura, los motores y el malacate.

Figura 1. Taladro de perforación



1. Bloque Corona
2. Poste Grúa
3. Línea de perforación
4. Plataforma de trabajo
5. Bloque Viajero
6. Top Drive
7. Mastil
8. Drill Pipe
9. Casa de Perro
10. Preventora
11. Tanque de Agua
12. Cable Eléctrico
13. Motor del Generador
14. Tanque de Combustible
15. Controles Eléctricos
16. Bombas de Lodo
17. Taque Componentes Lodo
18. Tanques de Lodo
19. Piscina de Lodo
20. Separador Gas-Lodo
21. Shale Shakers
22. Choke Manifold
23. Rampa de tubería
24. Bastidores de Tubería (Burros)
25. Acumulador

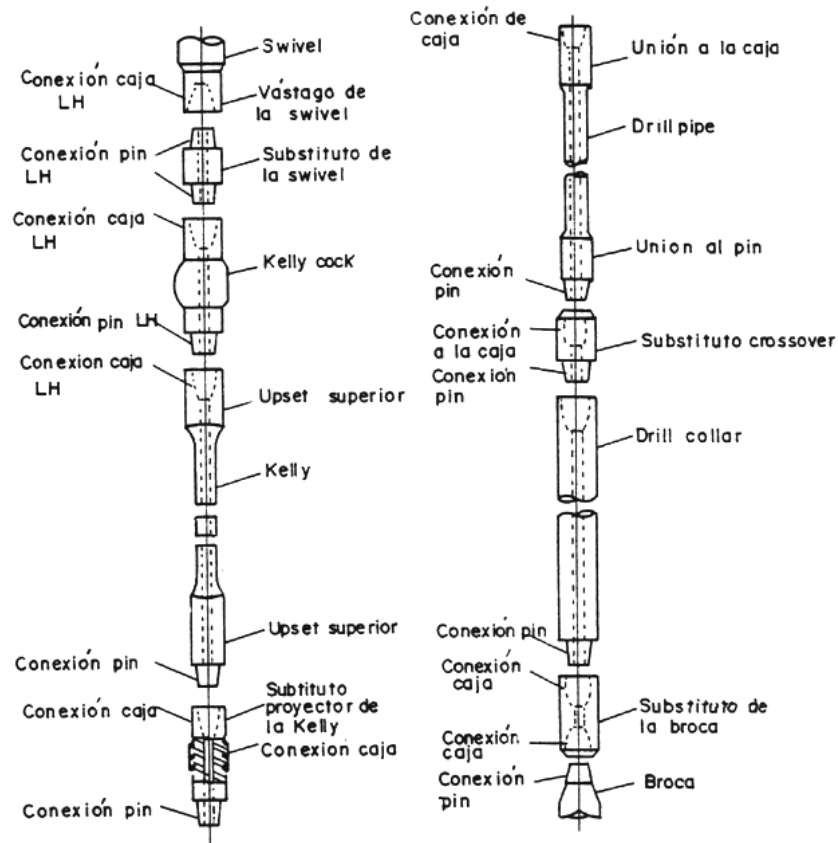
Fuente. http://www.osha.gov/SLTC/etools/oilandgas/illustrated_glossary.html

2. SISTEMA DE ROTACIÓN

El objetivo del sistema de rotación es proporcionar la acción de rotación a la barrena para que realice la acción de perforar. En la actualidad existen 3 formas de aplicar la rotación a la barrena y son:

1. Sistema rotatorio convencional
2. Top Drive
3. Motor de fondo

Figura 2. Ensamblaje típico de una sarta de perforación



Fuente. Becerra, C. Torres, E. "Diseño de sartas de perforación, completamiento y producción". Trabajo de grado. UIS. 1990

Además del diseño de la sarta de perforación, se tratarán aspectos generales sobre los principales componentes de la sarta de perforación, los cuales son:

- Kelly (cuadrante)
- Drill Pipe (tubería de perforación)
- Drill Collars (botellas ó collares de perforación)
- Accesorios, incluyendo Heavy Weight Drill Pipe (tubería de perforación de pared gruesa), martillos, estabilizadores, raspadores, amortiguadores, broca, ampliadores de hoyo, motores de fondo, y substitutos, entre otros.

El montaje de una típica sarta de perforación se muestra en la Figura 2.

Cuando se habla del sistema de rotación es de suma importancia describir lo que se conoce como ensamblaje de fondo de pozo ó BHA (Bottom Hole Assembly)

Este ensamblaje por debajo de la tubería de perforación se usa hoy en día para varios fines útiles. Además de servir como carga efectiva sobre la broca, se utiliza para lo siguiente:

- Evitar dog legs
- Mejorar el rendimiento de la broca
- Minimizar las vibraciones que son perjudiciales
- Lograr agujeros de pleno calibre (diámetro)

Los anteriores logros se pueden obtener con un buen conjunto de fondo de pozo siempre y cuando éste controle y restrinja el ángulo de desviación del hueco, así como también su rata de cambio a medida que se avanza. Este ángulo se debe restringir para:

- Mantenerse dentro de los límites del área de operación asignada y no llegar a invadir propiedades ajenas.

- Cerciorarse de que el pozo penetre un pozo productor específico, en una trampa estratigráfica, arenisca lenticular, bloque fallado, etc.
- Perforar un pozo casi vertical (ideal) para satisfacer los requisitos legales y reglamentos de campo.

Para poder determinar el peso del ensamblaje de fondo, se utilizan dos expresiones que se listan a continuación:

- Cuando en el BHA sólo hay drill collars: (ec. 2.1)

$$BHA = (W_{dc} \times L_{dc}) \quad (\text{ec. 2.1})$$

Donde:

W_c = Peso nominal del drill collar (lbs/ft)

L_{dc} = Longitud del drillpipe (ft)

- Cuando en el BHA hay drill collars y tubería de perforación de pared gruesa: (ec. 2.2)

$$BHA = (W_{dc} \times L_{dc}) + (W_{hwdp} \times L_{hwdp}) \quad (\text{ec. 2.2})$$

Donde:

W_{hwdp} = Peso nominal del heavy weight (lbs/ft)

L_{hwdp} = Longitud del heavy weight (ft)

Las herramientas que suelen emplearse para conformar en un instante dado este conjunto, lógicamente además de la broca, son: estabilizadores de sarta y broca,

collares, amortiguador de vibraciones, pony collars entre otros; además en esta sección de la sarta algunas veces se suele intercalar una junta de seguridad y un percusor o “martillo” que puede ser hidráulico ó mecánico. El heavy weight drill pipe es muy usado en el conjunto de fondo de pozo.

La selección del número y tipo de las herramientas a utilizar en la conformación del conjunto de fondo de pozo depende de la tendencia a la desviación y perforabilidad que presente la formación a atravesar.

Si se seleccionan correctamente los collares y las demás herramientas de fondo de pozo, los cambios de ángulo en el hoyo serán graduales. El resultado será un pozo aprovechable, de pleno calibre, de pared pareja, sin “pateperros”, sin cavernas y resaltos, apto para completarse y ponerse en producción. Para lograr estos resultados se debe tener muy en cuenta (además de los tipos de formaciones) los siguientes factores:

- Longitud del conjunto de herramientas
- Rigidez de la sarta
- Espacio libre sarta-pared
- Longitud de herramientas en contacto con la pared del hoyo

✓ Longitud del conjunto de herramientas

Para asegurar la alineación con el hoyo previamente perforado, es importante que los conjuntos de contacto con la pared del hoyo (como lo son los estabilizadores de sarta), tengan suficiente área para ponerse en contacto con éste. Así es que, para lograr un eficaz conjunto de fondo empacado, se necesitan tres o más puntos de contacto de la sarta con la pared del hueco. Se recomiendan más de tres puntos porque dos hacen contacto y pueden seguir una línea curva, mientras que tres no tienen la posibilidad de seguir este tipo de trayectoria.

✓ Rigidez (Stiffness)

Este factor probablemente es el menos comprendido de todos los factores; y se debe tener muy en cuenta dentro de la selección de los collares de perforación. La rigidez de estos depende de su diámetro: por ejemplo, si el diámetro de una barra se duplica, la rigidez de ésta aumenta 16 veces. Esto demuestra que si una barra de 8" se arquea 1" (bajo cierta carga), una de 4" se arqueará 16" bajo la misma carga. De aquí que es importante seleccionar diámetros lo más grande posible de modo que se puedan introducir sin riesgo en el hoyo. En conclusión, los collares aumentan en rigidez a la cuarta potencia de su diámetro.

✓ Espacio libre (Clearance)

Es necesario que entre la pared del pozo y los estabilizadores haya un espacio mínimo. La experiencia ha demostrado que mientras más cercano esté el estabilizador de la broca, más rígidos son los requisitos de espacio. En algunas regiones el desgaste de estas herramientas de contacto y el espacio requerido pueden ser factores críticos para conjuntos de fondo de pozo.

✓ Apoyo de pared y longitud de las herramientas en contacto

El contacto con la pared del pozo debe ser apenas el necesario con el fin de estabilizar y centrar la sarta de tubería de collares. La longitud de contacto la determina el tipo de formación. El área debe ser apenas la necesaria para evitar que la herramienta se entierre en la pared del hoyo, perdiéndose la estabilización y por ende teniéndose el desvío del mismo.

El agrandamiento (ensanchamiento) del hoyo en formaciones que se erosionan rápidamente tiende a reducir la alineación efectiva del conjunto de fondo de pozo.

Este problema se puede disminuir controlando la velocidad en el anular y las propiedades del lodo.

2.1 KELLY (Ó CUADRANTE)

2.1.1 Funciones.

La Kelly se utiliza básicamente para conducir el lodo, suspender a la sarta de perforación y al mismo tiempo transmitirle el movimiento de rotación. (Figura 3)

2.1.2 Características.

Existen dos formas disponibles de Kelly:

- Las de sección hexagonal
- Las de sección cuadrada

Generalmente la Kelly se fabrica en dos longitudes; de 40 y 50 pies.

La rotación de la Kelly (y el giro de la sarta de perforación), es derivada de la mesa rotaria mediante el buje de la Kelly y un buje maestro, el cual es suspendido en la mesa para dos propósitos:

- Suministrar un engranaje al buje de la Kelly con la mesa rotaria.
- Proveer un asiento para las cuñas, con lo cual es suspendida la sarta de perforación sobre la mesa rotaria en el momento que se requiera.

El buje de la Kelly engrana con el buje maestro, por una de las siguientes formas:

- Cuatro pines en la parte inferior del buje de la Kelly, los cuales se ajustan a los orificios que están sobre el buje maestro.
- Una sección cuadrada en el fondo del buje de la Kelly, la cual se suspende del buje maestro.

Cuando la mesa rotaria gira, el buje de la Kelly rota al mismo tiempo con ésta. De esta forma se va moviendo la Kelly, los rodillos del buje van rotando, permitiendo que la Kelly gire libremente centrada sobre el eje del hueco de la mesa.

2.1.3 Accesorios de la Kelly

2.1.3.1 Substituto Protector de la Kelly.

Es una pequeña conexión situada en la parte inferior de la Kelly y es usada para proteger la rosca del excesivo uso, al conectar y desconectar la junta de tubería durante un viaje, ó por las diferentes operaciones que se presenten durante la perforación.

2.1.3.2 Kelly Cock.

Es una pequeña herramienta instalada en el tope de la Kelly ó en la parte inferior de ésta. Cuando se usa en el tope, actúa como una válvula de contrapresión, protegiendo de esta forma el equipo instalado arriba de la Kelly (swivel, manguera de lodos, etc.) de las altas presiones de surgencia. Por el contrario, cuando se instala debajo de la Kelly puede ser usada para cerrar la presión en el drillpipe, como en el caso de una situación de patada.

2.2 DRILLPIPE (Ó TUBERÍA DE PERFORACIÓN)

2.2.1 Funciones.

La principal función del drillpipe es la de transmitir el movimiento rotacional y llevar el lodo de perforación a alta presión hasta la broca.

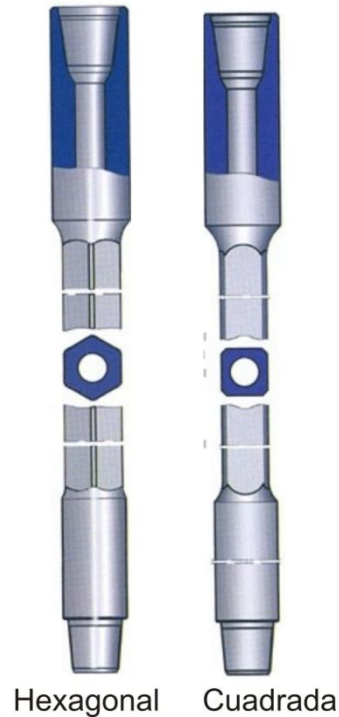
Durante la perforación, la tubería está sometida a esfuerzos de tensión en la superficie, compresión en el fondo y torsión a lo largo de la sarta; por lo tanto, debe ser capaz de resistir todos los tipos de carga involucrada, y tener un tiempo de vida de servicio razonable.

2.2.2 Características.

Son básicamente fabricadas como tubería sin costura, con un upset externo, interno, externo-interno.

El término upset se refiere al proceso de fabricación, en donde se involucra un incremento en el espesor del metal en los extremos de la tubería, donde una unión es colocada para incrementar la resistencia.

Figura 3. Kelly



Fuente. . <http://ntyaou.en.alibaba.com>

De acuerdo al tipo de upset, el drillpipe puede ser catalogado como upset interno (UI), upset externo (UE) ó upset externo-interno (UEI).

El drillpipe se fabrica en tres rangos:

- Rango uno: 18 a 22 pies de longitud
- Rango dos: 27 a 30 pies de longitud
- Rango tres: 38 a 45 pies de longitud

Existen también cinco grados de tubería de perforación disponible para las diferentes profundidades y diferentes cargas que ésta debe soportar. El API especifica estos grados como: D, E, X95, G105 y S135; y son fabricados en una variedad de diámetros que van desde 2,375 (in) a 6,625 (in) de diámetro externo (OD).

Los grados y el tamaño del drillpipe, están especificados por:

- Peso nominal por pie
- Diámetro interno
- Resistencia al colapso
- Presión interna de cedencia
- Resistencia a la cedencia del cuerpo de la tubería

Las propiedades de la tubería disminuyen desde el momento en que ésta se utiliza para la perforación; es por esta razón que el API clasificó la tubería de acuerdo al grado de desgaste, de la siguiente manera:

- Clase 1 ó tubería nueva: drillpipe sin desgaste.
- Premium: drillpipe con desgaste uniforme y un espesor mínimo de pared del 80% del original. En la práctica una vez la tubería nueva se ha utilizado enseguida se degrada a premium.
- Clase 2: la tubería tiene un espesor mínimo de pared del 65%, con todo el desgaste sobre un lado siempre y cuando el área transversal sea la misma que la de clase premium.
- Clase 3: la tubería tiene un espesor mínimo del 55%, con todo el desgaste sobre un lado.

Las propiedades mínimas de los cinco grados y las cuatro clases de drillpipe están dadas en las tablas del anexo IV

2.2.3 Tool Joint (Juntas de Unión).

Son consideradas como uniones cortas y cilíndricas que se encuentran montadas ó unidas al final de una junta de tubería. Las uniones tienen hilos externos ó internos; si son hilos externos se denomina pin, y si son internos se denomina caja.

Individualmente la tubería de perforación es unida por el pin de una junta dentro de la cada de otra, siendo luego ajustada por una llaves de potencia.

El API especifica que los acoples de toda la sarta de perforación deben ser de un tipo de soldadura, y tener las siguientes propiedades si son nuevas:

- Resistencia mínima a la cedencia: 120.000 psi
- Resistencia mínima a la tensión: 140.000 psi
- Porcentaje mínimo de elongación.

Las tablas que se encuentran en el anexo IV, dan las dimensiones de una unión ó acoples adaptables para usarlos con grado de tubería.

Las dimensiones de las uniones son necesarias para el cálculo del peso aproximado del drillpipe y de las uniones montadas.

2.3 DRILL COLLAR (COLLARES DE PERFORACIÓN)

2.3.1 Funciones.

Los drill collars son utilizados principalmente para dar peso a la broca y rigidez a la sarta. Haciendo una comparación, el drillpipe es menos “duro” que el drill collar, lo

cual hace que se flexione cuando está bajo compresión. El flexionarse repetidamente lleva eventualmente a la tubería a sacarla de uso.

Debido a que los miembros elásticos pueden solamente doblarse en compresión, el daño por fatiga del drill pipe puede eliminarse conociendo una constante de tensión.

En la práctica, el 85% del peso sumergido de los drill collars (dando un factor de seguridad de 1,15) es utilizado como peso sobre la broca, para asegurar que el drillpipe se mantenga en tensión.

Se concibe también, que el sitio del punto neutral (donde tensión y compresión = 0) está en los drill collars ó en los drillpipe de pared gruesa.

En la tabla del anexo V se dan los tamaños y pesos por pie de drill collars disponibles, donde se puede observar que el diámetro interior es bastante pequeño, por ejemplo, para un diámetro externo (OD) de 5 pulgadas, el diámetro interno (ID) varía desde 1 ½ hasta 2 ½ pulgadas.

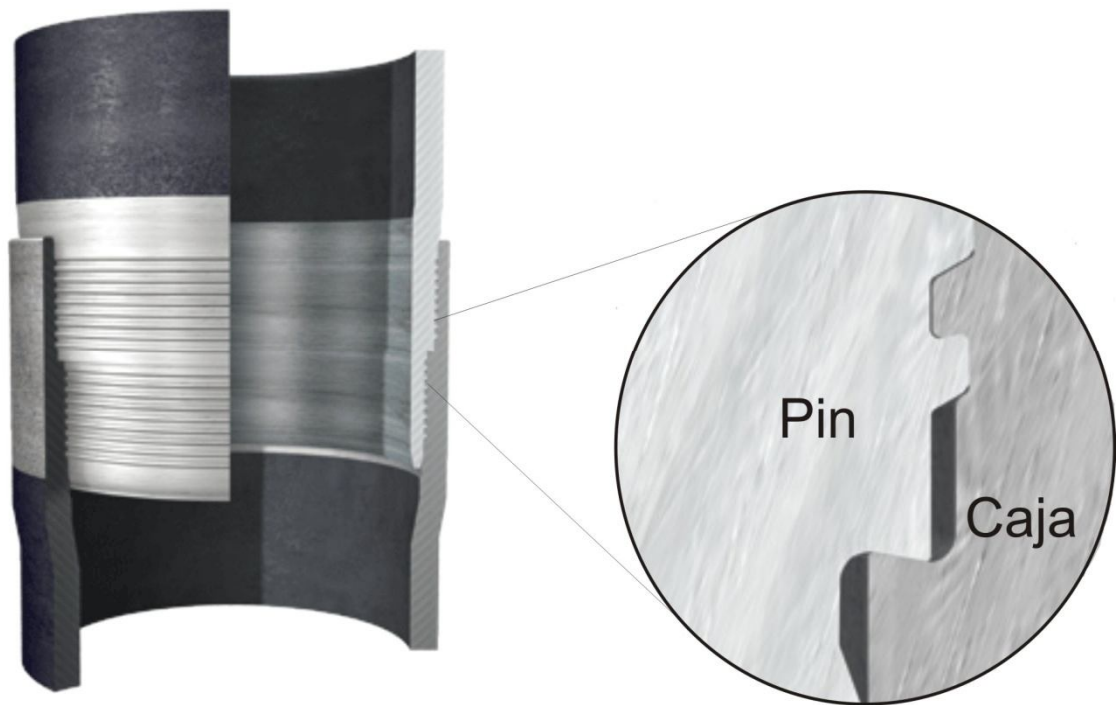
Se debe tener en cuenta que la reducción del diámetro de los collares da como resultado unas altas pérdidas de presión durante la circulación de lodo de perforación, y por esta razón se debe hacer una buena selección de la tubería para limitar la pérdida de presión.

2.3.2 Características.

Los drill collars son fabricados normalmente con una longitud promedio de 31 pies. Debido al gran espesor de los collares, éstos no poseen uniones y en lugar de ellos los pines y las cajas están moldeadas sobre el cuerpo de la tubería.

En la figura 4 se observa la conexión pin-caja de los drill collars, y el sello metal-metal que dan los hombros de las juntas.

Figura 4. Conexión del drill collar



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

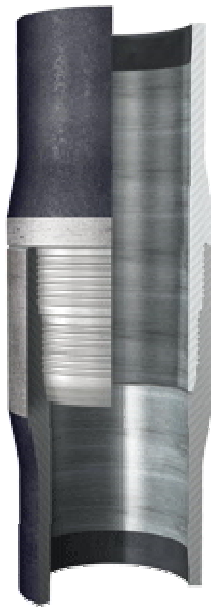
Algunas características de los drill collars son las siguientes:

2.3.2.1 Cuello pescante.

Los tamaños de los collares de perforación con OD mayores a 8 pulgadas son fabricados con reducciones de diámetro cerca al final de la caja ó espiga (figura 5). Esta característica es dada para permitir conectar los collares, porque las herramientas disponibles son pequeñas.

El cuello pescante sirve para sostener un overshot y sacar la junta en caso de que ésta caiga al hueco, lo cual demandaría una operación de pesca.

Figura 5. Drill collar – Cuello pescante

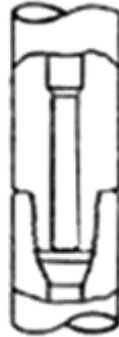


Fuente. <http://www.tenaris.com>

2.3.2.2 Parte interior escalonado del drill collar.

En tamaños pequeños y medianos de drill collar, donde un interior grande es requerido para reducir las pérdidas de presión, la resistencia del pin puede ser aumentada escalonando el interior, como se muestra en la figura 6. Por ejemplo, un drill collar con OD de 6 ¼ de pulgada y 2 13/16 pulgadas de interior, el interior del pin se reduce a 2 ¼ pulgadas para aumentar su resistencia.

Figura 6. Drill collar – Interior escalonado



Fuente. Becerra, C. Torres, E. “Diseño de sartas de perforación, completamiento y producción”. Trabajo de grado. UIS. 1990

2.3.2.3 Suspensión de elevadores y cuñas.

La suspensión para elevadores y cuñas, fue introducida para permitir que los collares de perforación fueran igual que el drillpipe, que sean cambiables simplemente. La figura 7 muestra un drill collar con las suspensiones.

2.3.2.4 Espiral ranurado.

La pega diferencial es más frecuente en los drill collars que en el drill pipe. Un collar de perforación con espiral tiene una menos área de contacto, esto reduce de forma significativa la magnitud de la fuerza de la pega diferencial. El espiral ranurado solamente reduce el peso de una junta en un 4%. (Figura 8)

2.3.2.5 Collares no magnéticos.

Son fabricados con aleaciones de acero no magnético y usado para evitarle a los instrumentos direccionales los efectos magnéticos de un collar de acero normal. Se utiliza en perforación direccional.

Figura 7. Drill collar – Suspensión de elevadores y cuñas



Fuente. http://www.ts-energy.com/en/product_view.asp?id=178

2.4 ACCESORIOS DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

2.4.1 Heavy Weight Drill Pipe (HWDP).

El drill pipe de pared gruesa es una tubería cuyo diámetro externo es igual que al de un drill pipe normal, y cuyo diámetro interno es menor; además posee una unión extra larga.

Los HWDP se utilizan para mantener el drill pipe normal en una tensión constante (evitando el doblamiento), teniendo el punto neutral de tensión y compresión, ya que es altamente resistente comparado con el drill pipe; también es utilizado para suministrarle peso a la broca, en adición al peso suministrado por los collares en pozos direccionales.

Figura 8. Drill collar – Espiral ranurado



Fuente. http://www.ts-energy.com/en/product_view.asp?id=178

Los HWDP se caracterizan por llevar un revestimiento fuerte en la parte central y final de una junta, el cual funciona como un estabilizador; es así como se incrementa la resistencia de la sarta. La figura 9 muestra un esquema de HWDP.

2.4.2 Martillo de perforación.

Un martillo de perforación puede ser definido como un mandril, el cual se desliza dentro de una camisa, como lo muestra la figura 10. La parte final del mandril tiene la forma del martillo para suministrar una acción contra la cara del yunque.

El martillo es requerido durante las operaciones de perforación para liberar pegas, y se necesita halar hacia arriba o hacia abajo la tubería.

Los martillos son recomendables correrlos en tensión y colocarlos en un sitio sobre el punto muerto; también se corren en compresión en un viaje mientras se perfora, si accidentalmente se aplica mucho peso sobre la broca.

Figura 9. Drillpipe de pared pesada (HWDP)



Fuente. http://www.nov.com/Tubular_and_Corrosion_Control/Drilling_Tubulars/Heavy_Weight_Drill_Pipe/Standard_HWDP.aspx

En general existen tres tipos de martillos: mecánico, hidráulico y mixto o hidromecánico.

2.4.3 Estabilizadores.

Son herramientas colocadas arriba de la broca y a lo largo del ensamblaje de la sarta, se utilizan principalmente para controlar la desviación del hueco, minimizar las patas de perro severas y prevenir las pegas diferenciales. Los estabilizadores llevan a cabo las funciones de centralizar y dar una rigidez extra al ensamblaje del fondo del hueco. La estabilización también permite que la broca rote perpendicular al hueco y consecuentemente mejore la perforación.

Existen dos tipos de estabilizadores: rotacionales y no rotacionales.

Figura 10. Martillo de perforación



Fuente. http://www.hofco.com.au/oilfield_equipment_rentals.php

2.4.3.1 Estabilizadores rotacionales

Los estabilizadores rotacionales incluyen:

- El estabilizador integral de cuchillas
- El estabilizador con camisa
- El estabilizador de cuchillas soldadas

2.4.3.1.1 Estabilizador integral de cuchillas.

Está maquinado de una pieza sólida de aleación de acero de alta resistencia. La cara de la cuchilla está revestida con insertos de carburo de tungsteno sinterizados. Este estabilizador está disponible con cuchillas rectas ó en espiral, según la figura 11.

Figura 11. Estabilizador de hoja integral



Fuente. <http://www.drillstar-industries.com>

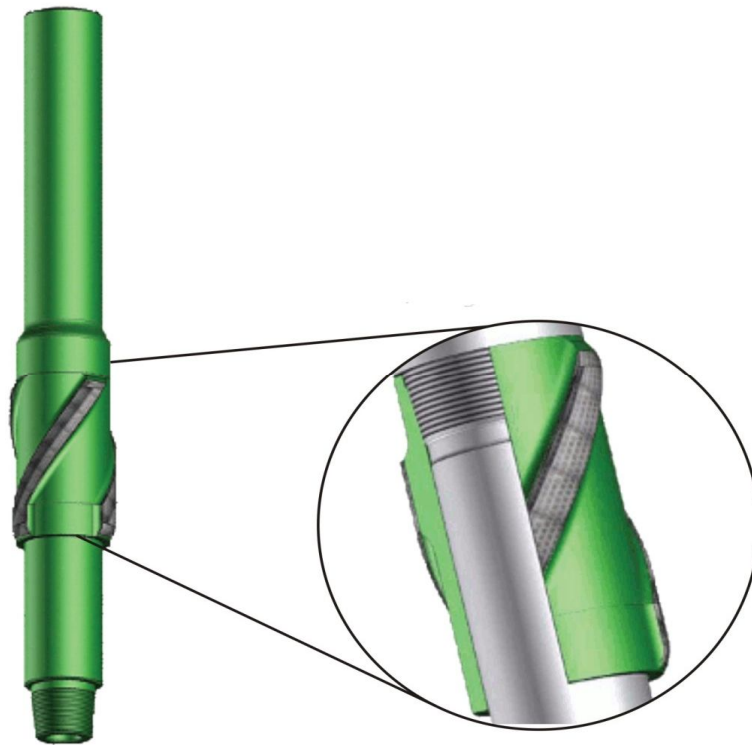
2.4.3.1.2 Estabilizador con camisa.

El estabilizador con camisa comprende un cuerpo y una camisa reemplazable. Dos diferentes diseños están disponibles. Ver figura 12.

2.4.3.1.3 Estabilizador con cuchillas soldadas.

El estabilizador con cuchillas soldadas, se utiliza particularmente en formaciones duras donde los rípios de lodo y cortes en la sarta del drill collar, pueden ser un problema. Las cuchillas están soldadas al cuerpo del estabilizador y la cara tiene carburo de tungsteno, para resistir la fragmentación y prolongar la vida de la cuchilla (figura 13). Las cuchillas tienen bordes biselados para permitir que el estabilizador se mueva fácilmente a través del casing.

Figura 12. Estabilizador de camisa



Fuente. <http://www.drillstar-industries.com>

2.4.3.2 Estabilizadores no rotacionales.

Un estabilizador no rotacional comprende una camisa de caucho y un mandril (figura 14). La camisa está diseñada para permanecer estática, mientras el mandril y la sarta están rotando. Este tipo es utilizado para prevenir el ensanchamiento de la pared del hueco durante las operaciones de perforación, y para proteger los collares del contacto con la pared.

Figura 13. Estabilizador de hoja soldada



Fuente. <http://es.scribd.com/doc/25599059/Diseno-de-Sartas-de-Perforacion>

Figura 14. Estabilizador de camisa de caucho



Fuente. Rabia, H. "Well Engineering and Construction"

2.4.4 Raspadores ó ensanchadores.

Los ensanchadores rotacionales están provistos de cilindros de carburo de tungsteno, colocados verticalmente en el cuerpo del rimador. Los rimadores ó raspadores tienen de 3 a 6 cortadores, como lo muestra la figura 15. Usualmente son bajados después de la broca para suministrar un diámetro al hueco, cuando la roca perforada es dura y abrasiva.

Figura 15. Rimador



Fuente. <http://www.drillstar-industries.com>

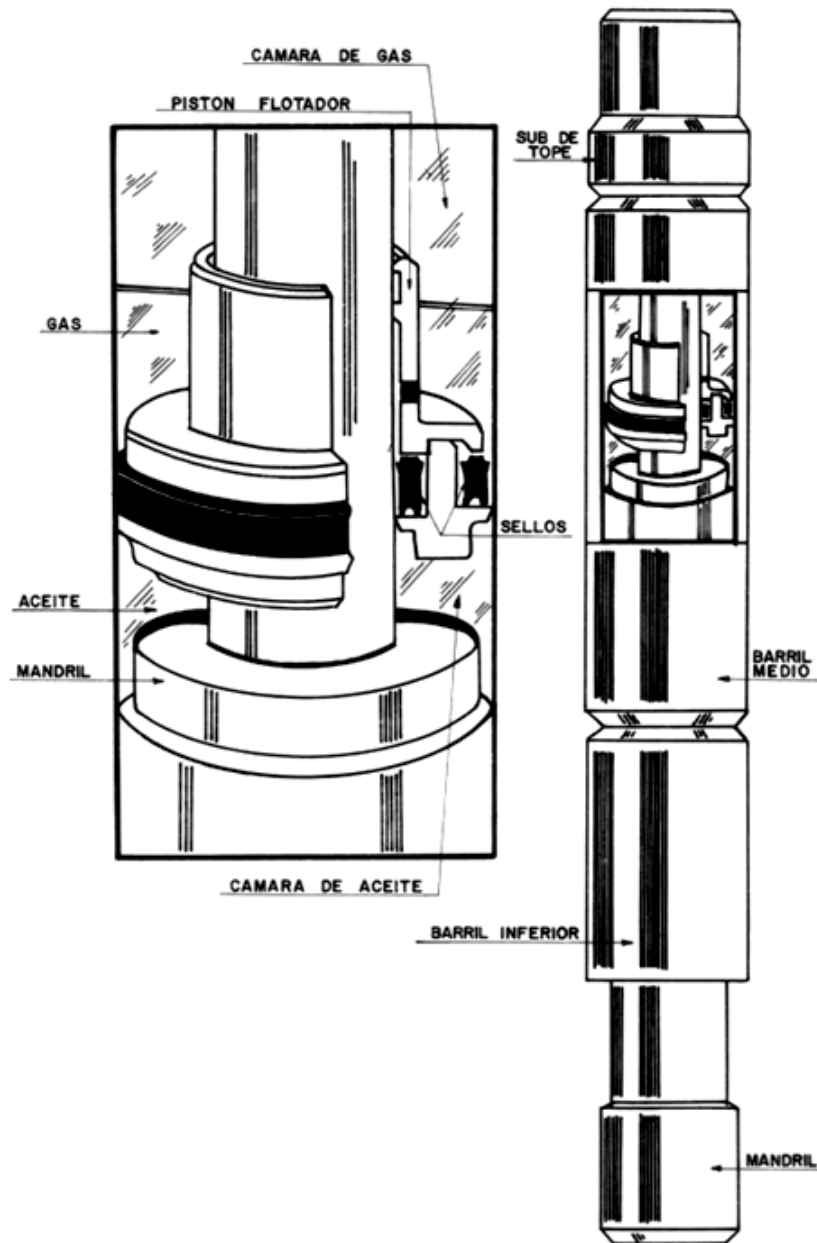
2.4.5 Amortiguadores (Neutralizador de golpes).

El amortiguador es una herramienta colocada entre la broca y los collares de perforación; absorbe las vibraciones y los impactos causados por las cargas y movimientos de la sarta de perforación.

Los amortiguadores emplean acero ó caucho amortiguador, diseñados para absorber la vibración torsional o vertical. La vibración ocurre, debido a que la broca salta la perforación de formaciones ó cuando la broca está rotando a una velocidad crítica. La vibración hueco abajo puede resultar cuando el collar falle, reduciendo la vida de la broca y limitando la cantidad de peso ó la velocidad de rotación que puede ser usada. El amortiguador es usado para eliminar estas vibraciones e incrementar la vida de la sarta. Un amortiguador está situado encima

de la broca, para actuar como un gran absorbedor de choques. Sin embargo, ciertos requerimientos de estabilización aconsejan, colocar otro amortiguador 30 a 60 pies arriba de la broca. Ver figura 16.

Figura 16. Partes principales de un amortiguador de vibraciones



Fuente. Aranda, O. Pérez, J. "Manual de herramientas y equipos utilizados en la perforación de pozos de petróleo". Trabajo de grado. UIS. 1991

2.4.6 Ampliadores de hoyo (Underreamer)

Se usan para perforar profundamente formaciones duras o blandas hoyo abajo. Su área de contacto con la pared del pozo es pequeña, (figura 17) por ello el ampliador de hoyo es la única herramienta que efectivamente puede perforar roca dura. De otra manera los ampliadores también son usados para:

- Suministrar un suficiente y buen espacio entre el hueco y la tubería de revestimiento (clearance) que favorezcan los trabajos de cementación.
- Ensanchar la zona de drenaje del pozo y posteriormente empaquetar con grava.
- Para agrandar o mejorar la zona de lutitas que se halle hinchada y estén contrayendo el hueco.

Todas las clases de ampliadores funcionan por acción hidráulica-mecánica. Por su interior circula el lodo presurizado por las bombas, éste, al pasar por el orificio actuador del ampliador, acciona el mecanismo de expansión y abertura de los brazos, los cuales por medio de la rotación aplicada se acentúan en la posición óptima de trabajo, permitiendo la operación natural de la herramienta.

Figura 17. Ampliador de hoyo



Fuente. . <http://www.drillstar-industries.com>

2.4.7 Broca, barrena ó trépano de perforación (Bit)

Esta herramienta cortadora que es, en cierto sentido, el punto central de todo el equipo de perforación rotatorio, está montada en el extremo inferior de la columna de perforación y sujeta a las botellas con unión de tubería o substituto.

El principal objetivo de la broca es el de desintegrar el material rocoso (en su trayectoria) por la rotación y por la presión hacia abajo que le imprime el peso de la columna de perforación; por el diseño apropiado de los elementos cortadores

(dientes) de la broca, se produce una acción de raspado, corte y resquebrajamiento de la formación expuesta en el fondo del pozo, llegándose a desintegrar el material en fragmentos granulares finos.

El giro de la broca sobre la formación en el fondo del pozo, se afecta y varía con la cantidad de peso aplicado, es decir, si el peso sobre la broca es insuficiente, ésta resbala y se arrastra sobre la superficie de la roca, desafilándose rápidamente y puede llegar a perder su calibre. Por otro lado, si se aplica demasiado peso, la broca se encajará en la roca a una profundidad que no permite cortar libremente y saltará al girar. Con el peso correcto sobre ella, la herramienta se forzará a encajarse en la formación sólo lo suficiente para permitir que rompa la roca en fragmentos pequeños, así habrá un mínimo de trituración y se obtendrá alta tasa de penetración. Un factor importante, que afecta su penetración, es la forma, tamaño, distribución y número de los dientes, así como la dureza y densidad del material en el fondo del pozo. Lo anterior se debe tener en cuenta al escoger la broca para que dé los mejores resultados al perforar cada tipo de roca. Así se pueden usar varios tipos de brocas, dependiendo su selección, principalmente de las características de la formación a perforar.

Es posible clasificar las brocas en dos grandes grupos:

- a. **Perforadoras:** aquellas que rompen un cilindro completo, de un diámetro ligeramente mayor al de la broca.
- b. **Corazonadoras:** aquellas que rompen solo un anillo de la roca siguiendo el perímetro del hueco, dejando un núcleo de formación para su posterior extracción y análisis.

2.4.7.1 Brocas perforadoras

Actualmente en la perforación rotaria se usan diseños de brocas complejos que cumplen una acción de fracturamiento y trituración más que de raspada. Las

brocas fabricadas en base a este principio son las más usadas, no sólo para perforar roca dura sino cualquier tipo de formación.

Los primeros modelos de estas brocas tenían solo dos conos, hoy en día cuentan con tres conos montados radialmente en el cuerpo del soporte a 120 grados de separación en un plano horizontal.

2.4.7.1.1 Partes principales

Las brocas perforadoras con rodillos cortantes constan principalmente de tres componentes: la estructura cortadora, los cojinetes y el cuerpo de la broca. En la figura 18 se muestran las diferentes partes que componen una broca.

2.4.7.1.2 Diámetro de la broca

Las brocas tricónicas con cortadores a rodillos se fabrican en diámetros que van desde 3-3/4" hasta 26", incrementándose en no menos de 1/8" de una medida a otra.

A pesar de que no se necesita una gran cantidad de tipos de brocas para la perforación de un pozo, en la mayoría de los casos, los mejores resultados se obtienen empleando más de una de ellas.

Figura 18. Brocas



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

2.4.7.1.3 Peso y velocidad de rotación

Las brocas con insertos de carburo de tungsteno pueden perforar satisfactoriamente desde formaciones blandas hasta las más duras con pesos que van desde 1000 a 8000 lbs/(pulgada-diámetro del pozo) con velocidades de rotación desde 30 a 100 rpm.

Si la formación es homogénea, se debe mantener constante el peso y la velocidad de perforación durante toda la carrera de la broca. Cuando varía la resistencia a la compresión, la penetrabilidad y la abrasividad de las formaciones (y son perforadas con una misma broca) se obtendrá un mejor rendimiento variando el peso y la velocidad durante la carrera.

El problema no es tan simple como parece, variaciones en las prácticas de operación debidas al equipo, o a las condiciones del pozo, y a la falta de uniformidad de las formaciones, exigen que el problema sea consultado y

considerado en forma aproximada y experimental. Una guía de pesos y velocidades dependiendo de la formación es la siguiente:

- a. Formaciones blandas: peso de 1000 a 3000 lbs/(pulg.-diámetro) con velocidades entre 65 y 80 rpm.
- b. Formaciones blandas a medianamente blandas: peso de 4000 a 6000 lbs/(pulg.-diámetro) y velocidades entre 40 y 60 rpm.
- c. Formaciones duras y más abrasivas: peso de 4000 a 7000 lbs/(pulg.-diámetro) y velocidades de 35 a 50 rpm.

Los pesos mayores deben ser empleados con velocidades más bajas de rotación para retardar o prevenir la ruptura de los dientes e insertos y el desgaste del calibre en formaciones abrasivas.

2.4.7.1.4 Desgaste

El desgaste de una broca y su evaluación es una operación simple que permitirá mejorar la eficiencia de la operación y disminuir los costos. El examen de una broca gastada frecuentemente proporciona una información valiosa para seleccionar la siguiente broca y además revisar las condiciones de operación hasta el momento.

2.4.7.2 Brocas corazonadoras

Una de las principales objeciones que se presentó para el uso del sistema de perforación rotatorio hidráulico, durante los primeros años de su desarrollo fue el hecho de que no proporcionaba muestras adecuadas de las formaciones penetradas, ni los registros eran precisos, además la inspección del material pulverizado acarreado en la superficie por el lodo era insegura. Así, debido a la

presión hidrostática de la columna de lodo, las arenas que tenían aceite y/o gas se taladraban sin que se llegara a saber de su existencia.

Después de usar ciertas herramientas primitivas se desarrolló la broca saca-núcleos de barril doble. Las evoluciones posteriores han dado por resultado el perfeccionamiento de este tipo de broca, hasta que hoy con su uso se pueden tomar largos y continuos núcleos de roca de casi cualquier carácter.

Para formaciones suaves y moderadamente duras se usa una broca especial, la cual consiste en dos tubos concéntricos con una cámara anular entre ellos para el fluido de perforación, siendo éste descargado por los agujeros colocados arriba de la cabeza cortadora

La broca para núcleos del tipo rodillos, usadas para sacar muestras de formaciones duras o moderadamente duras, tiene su barril muy similar al de la anterior, como se puede ver en la figura 19

Figura 19. Ensamblaje broca-barril para sacar muestras de formaciones duras y moderadamente duras.



Fuente. <http://www.ozdst.com/coring.html>

Un avance notable en el corte de núcleos ha sido el uso del diamante natural como agente abrasivo cortador. Siendo al material más duro que se conoce, los cristales de diamante son capaces de resistir todo el peso aplicado, y en condiciones favorables hace un corte suave y rápido en las rocas duras encontradas mediante el transcurso de la operación. Los pedazos de diamante negro en su forma nativa son colocados en una matriz metálica fundida en forma de broca desmontable, de tal manera que sus aristas se proyectan para constituir los elementos cortadores al ponerse en contacto con la formación del fondo de pozo. Esta corona se puede ver en la figura 20.

En formaciones duras, las brocas con diamante son capaces de recuperar núcleos cerca del 100% del intervalo muestreado y ellos están sujetos a menos lavado, fractura y compresión que los tomados usualmente con otro tipo de saca-núcleos ordinario.

Figura 20. Extractor de núcleos de diamante.



Fuente. <http://zkbits.en.made-in-china.com>

2.4.8 Motores de fondo

El motor de fondo (Downhole Motor – DHM), es una herramienta que es accionada hidráulicamente y, convierte la energía hidráulica en energía mecánica de rotación (figura 21)

Figura 21. Motor de fondo.



Fuente.

http://www.nov.com/Downhole/Downhole_Motors/Oil_Lube_Bearing_Assemblies.aspx

La característica fundamental de esta herramienta consiste en usar un motor hidráulico de desplazamiento positivo como máquina de perforación, obteniéndose de esta forma la rotación de la broca sin la de la tubería o sarta de perforación.

El mayor logro del método de operación del motor de fondo es la acción de la broca sin rotación de la sarta de tubería, esto conlleva a las siguientes ventajas:

- Se concentra mejor la fuerza rotacional sobre la broca
- Se incrementa la velocidad de la broca apreciablemente
- Se reduce el desgaste de la tubería de perforación
- Se facilita el alcanzar grandes profundidades

- Se incrementa la rata de penetración
- La perforación es precisa para huecos desviados

La vida útil de la herramienta depende de las condiciones del medio. Generalmente ésta se reduce con:

- Lodos abrasivos
- Altas temperaturas
- Perforar con excesiva presión
- Excesiva contrapresión sobre la broca
- Excesiva caída de presión a lo largo de la herramienta
- Formaciones duras y abrasivas
- Excesivo bombeo de lodo
- Carga excesiva

2.4.9 Substitutos rotatorios (Rotary Subs)

Son juntas cortas, usadas para la conexión de las diferentes partes de una sarta de perforación. Como las botellas y tubería de perforación tienen diferentes tipos de uniones, se necesitan de éstos substitutos que poseen en el pin y/o en la caja las diferentes combinaciones o tipos de conexiones existentes de tubería, permitiendo así el acople de éstas. Por esta razón se deben tener substitutos para la broca, drill collar, drill pipe, Kelly, y demás herramientas que requieran su uso en un momento dado.

Los tipos normalmente encontrados son: (figura 22)

- Substitutos de Kelly
- Substitutos de broca
- De diámetro recto

- De sección reducida

2.4.10 Junta corta (Pup Joint)

Esta unión de tubería corta se usa para completar longitudes de sarta requeridas. Suelen ser construidas en el mismo material de la tubería corriente de perforación y con propiedades y características similares a la misma.

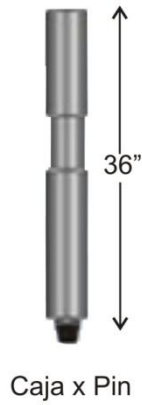
2.4.11 Protectores de tubería

Estas camisas recubridoras, elaboradas en caucho o goma fuerte, protegen el diámetro externo de la tubería de perforación contra el desgaste, especialmente en puntos intermedios de la junta, tal como se muestra en la figura 23.

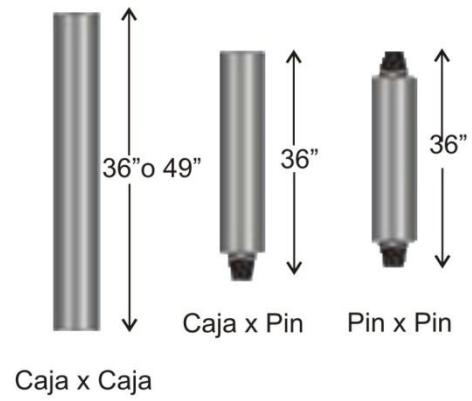
Las camisas son eficaces en pozos direccionales o huecos torcidos en formaciones abrasivas, especialmente con tubería de acero rango II o III. Ellas se adhieren a la tubería de perforación eficazmente mediante el uso de un adhesivo epóxico.

Figura 22. Tipos de substitutos rotatorios

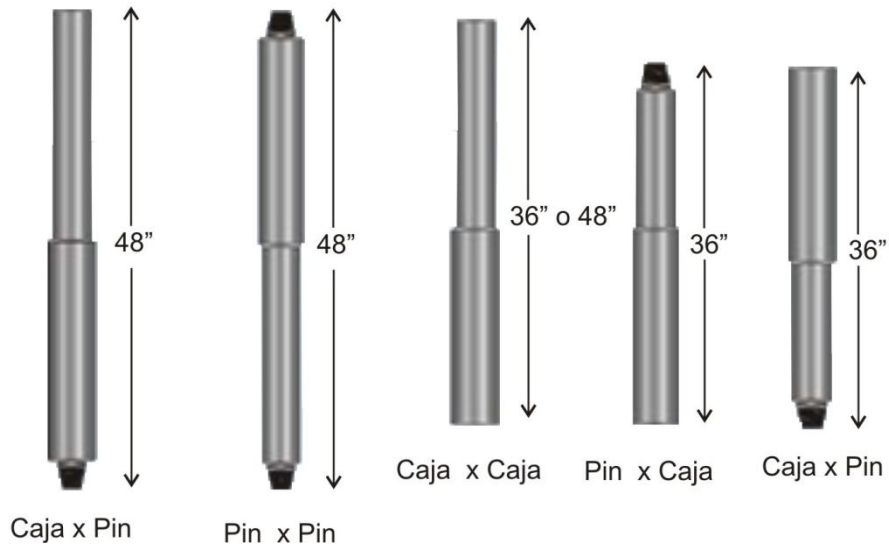
Substituto de junta Kelly con protector



Substituto de diametro externo recto

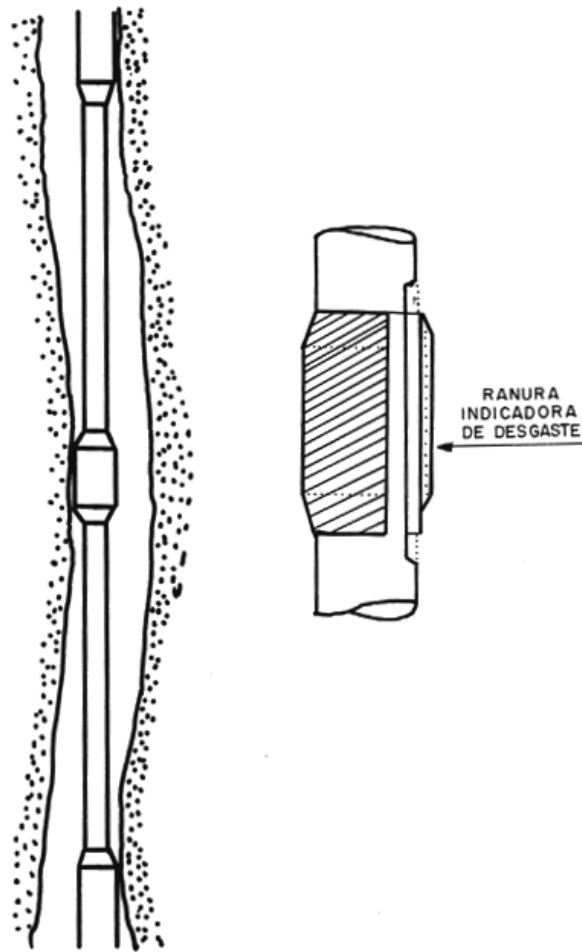


Substituto de seccion reducida



Fuente. <http://es.scribd.com/doc/25599059/Diseno-de-Sartas-de-Perforacion>

Figura 23. Protectores de tubería



Fuente. Aranda, O. Pérez, J. "Manual de herramientas y equipos utilizados en la perforación de pozos de petróleo". Trabajo de grado. UIS. 1991

2.4.12 Sistema Top Drive

El Sistema Top Drive puede definirse como una herramienta de manera general, pero siendo más precisos podemos definirlo como un motor eléctrico o hidráulico que se suspende en cualquier tipo de mástil de un equipo de perforación. Esta herramienta se encarga de hacer rotar la sarta de perforación y el trépano.

El sistema de top drive reemplaza las funciones de una mesa rotaria, permitiendo rotar la sarta de perforación desde el tope, usando una cabeza de inyección propia, en lugar de la cabeza de inyección, vástago y mesa rotaria convencionales. Además el sistema se maneja a control remoto desde la consola del perforador. (Ver figura 24)

2.4.12.1 BENEFICIOS DEL SISTEMA TOP DRIVE

- Se instala fácilmente en cualquier tipo de mástil o torre de perforación, con las mínimas modificaciones y frecuentemente en un solo día.
- Sustituye a la Mesa Rotaria y al Vástago (Kelly). El Top Drive hace rotar la sarta de perforación de manera directa.
- “Mejora la seguridad en el manejo de la tubería”. Todas las operaciones se las realiza por control remoto desde la cabina del perforador; reduciendo las labores manuales y riesgos asociados que tradicionalmente acompañan a la tarea.
- Capacidad de enroscar las conexiones dándoles un torque adecuado.
- Perfora secciones de 90 pies (1 tiro), reduciendo el tiempo de conexiones, al eliminar dos tercios de las mismas.
- Realiza toma de núcleos en intervalos de 90 pies sin necesidad de tener que hacer conexiones.
- En la perforación direccional, mantiene la orientación en intervalos de 90 pies, reduciendo el tiempo de supervisión (survey time) mejorando el control direccional.
- Apto para toda operación de perforación: direccional, horizontal, bajo balance, perforación de gas o aire, control de pozo, pesca, etc.
- Reduce el riesgo de aprisionamiento de la sarta, por su habilidad de rotar y circular al mismo tiempo.
- Mejora la respuesta en operaciones de control de pozo. Durante perforaciones bajo balance con presión hidrostática por debajo de la presión

de la formación, el Top Drive aumenta la seguridad del pozo al reducir el desgaste del preventor de reventones y al permitir que este y que el preventor de cabeza rotario empaquen alrededor de un tubo redondo en lugar de alrededor de un kelly, cuadrante o hexagonal.

- Se tiene para perforación en tierra (Onshore) o costa fuera (Offshore)

Figura 24. Top drive



Fuente. Sunnda Corporation Brochure

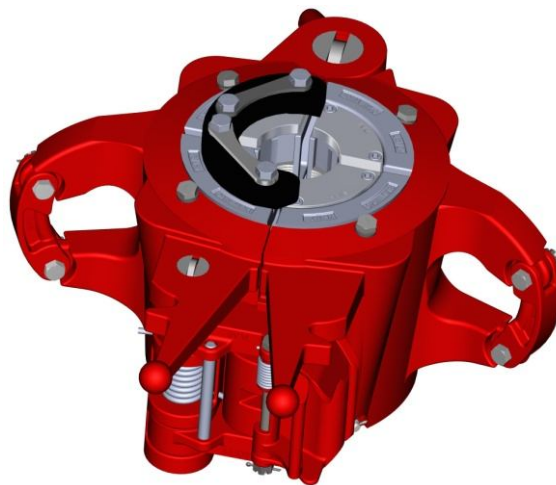
2.5 HERRAMIENTAS PARA EL MANEJO DE TUBERÍA

Es la mano del hombre quien engancha, acerca, prepara, dispone, guía y maneja las herramientas para una operación exitosa. Estas herramientas que son accionadas directamente por el contacto físico de la mano del hombre son las que se describen a continuación: elevadores de tubería, cuñas, grapas de seguridad, entre otros.

2.5.1 Elevador de tubería

El elevador es la herramienta más utilizada para agarrar y sujetar la tubería durante la sacada o bajada al hueco, son fabricados en aleación de acero al carbono lo que los hace suficientemente resistentes para soportar el peso total de la sarta de tubería que estén manejando; por esto, de acuerdo a la carga y tipo de tubería a manejar hay diferentes clases de elevadores en capacidad, forma y modelo.

Figura 25. Elevador



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

Básicamente hay dos tipos de elevadores: con abertura central, y con abertura lateral. Ellos deben garantizar: (figura 25)

- Buen cierre
- No tener juego excesivo en el perno de la bisagra
- Permitir abrirse fácilmente, sin emplear mucha fuerza

2.5.2 Cuñas

El cuñero sirve para sujetar y no dejar deslizar o resbalar la sarta de tubería verticalmente hacia el fondo del pozo, mientras se enroscan o desenroscan las juntas de tubería en el transcurso de la operación. Existen dos tipos de cuñeros:

- a. Manuales
- b. Automáticos. Estos cuñeros pueden tener cuñas para tubería de perforación, para botellas o collares y para tubería de revestimiento, según sea el caso de trabajo.

2.5.2.1 Cuñero manual

Son usados y operados manualmente por el personal de cuadrilla sobre el piso de la torre (cuñeros) cuando el equipo no dispone de los suministros de aire para usar los neumáticos (figura 26)

2.5.2.2 Cuñero automático

Generalmente en la operación de perforación se usan cuñeros neumáticos de gran tamaño y peso, demandados por las altas capacidades de carga, impuestas por las sargas de tubería, ya sea de revestimiento o de trabajo (figura 27)

Las ventajas que se logran al usar estos cuñeros automáticos suelen ser entre otras:

- La operación de “asentar” la tubería se efectúa con mayor rapidez
- No se necesita ningún esfuerzo físico por parte de la cuadrilla para introducir o sacar el cuñero
- No hay riesgo de accidente personal, ya que las cuñas operan automáticamente
- Menos posibilidad de que se caiga la tubería al fondo del hueco por fallas humanas

Figura 26. Cuña manual



Fuente. <http://www.jereh-oilfield.com/spain/products/Rotary-Slip.shtm>

2.5.3 Grapa de seguridad o collarín (Safety Clamp)

En algunas operaciones de hace difícil o inseguro usar los cuñeros manuales o automáticos. En tales casos se recurre al uso de la grapa de seguridad o collarín.

La grapa sirve para sujetar la tubería haciendo las veces de un cuñero o elevador.

En la mayoría de los casos se usa cuando existe muy poca longitud de tubería, para colocar los cuñeros.

Figura 27. Cuña neumática



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

2.6 DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

Un diseño de sarta de perforación involucra la determinación de longitudes, pesos y grados de drillpipe, los cuales pueden ser usados durante la perforación, corazonamiento ó cualquier otra operación. El diseño de la sarta depende de factores críticos, incluyendo:

- Profundidad y tamaño del hueco
- Peso del lodo
- Factor de seguridad deseado en la tensión y margen de overpull
- Longitud y peso de los collares
- Tamaño de tubería deseado
- El tipo de inspección que se haga de la tubería.

Además, los siguientes criterios de diseño se utilizan para seleccionar la sarta más conveniente:

- Tensión
- Colapso
- Cargas por choque
- Torsión

Antes de describir los criterios de diseño que se usan para la selección de sarta adecuada, es importante mencionar que existe una relación que permite determinar el uso ó no de la tubería de perforación de pared gruesa (más conocida como Heavy Weight Drill Pipe ó simplemente HWDP) en la sarta de perforación.¹

Ésta relación es conocida como “Relación de rigidez para transiciones” (SR). Basados en experiencia de campo, en una transición de un tamaño de drill collar o tubería a otro, la razón de rigidez no deberá exceder:

- 5,5 para perforación de rutina
- 3,5 para perforación en condiciones severas o difíciles

Si le relación es excedida en cualquiera de las dos anteriores condiciones, es oportuno el uso del HWDP en la sarta de perforación.

Las razones de rigidez se calculan utilizando los diámetros externos y los diámetros internos de los tubos, no las conexiones.

A continuación, se presenta la ecuación: (ec. 2.3)

$$SR = \frac{OD_{sup}(OD_{inf}^4 - ID_{inf}^4)}{OD_{inf}(OD_{sup}^4 - ID_{sup}^4)} \quad (\text{ec. 2.3})$$

¹ Schlumberger. “Diseño de sarts de perforación y de herramientas de fondo”. Programa de entrenamiento acelerado para supervisores.

Donde:

SR = Relación de rigidez (adimensional)

OD sup = Diámetro externo de la tubería superior (drillpipe) (pulg.)

ID sup = Diámetro interno de la tubería superior (drillpipe) (pulg.)

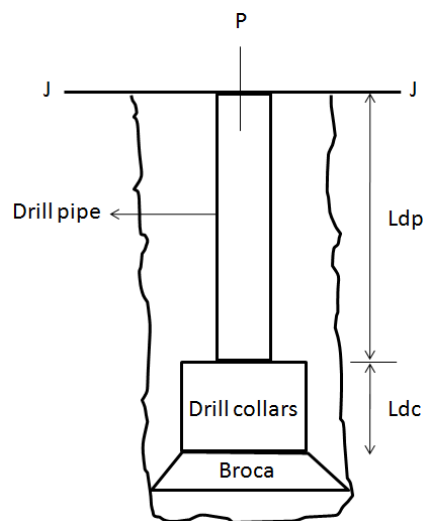
OD inf = Diámetro externo de la tubería inferior (drill collar) (pulg.)

ID inf = Diámetro interno de la tubería inferior (drill collar) (pulg.)

2.6.1 Tensión.

Es necesario tener en cuenta que todos los cuerpos al sumergirse, sufren una fuerza de empuje hacia arriba ó fuerzas de Bouyanza. Las fuerzas de Bouyanza reducen el peso total del cuerpo, y esta magnitud depende de la densidad del fluido.

Figura 28. Diseño de Drill pipe



Fuente. Autores.

Refiriéndonos a la figura 28 el peso total P soportado por el tope de la junta drillpipe JJ está dado por:

$$P = (\text{Peso del drillpipe en el lodo} + \text{peso del drill collar en el lodo})$$

Donde el peso de la broca y otros accesorios, es normalmente incluido dentro del peso de los collares. (ec. 2.4)

$$P = (Ldp * Wdp + Ldc * Wdc) * BF \quad (\text{ec. 2.4})$$

En la cual:

Ldp = Longitud del drill pipe, (ft)

Wdp = Peso del drill pipe por unidad de longitud, (lb/ft)

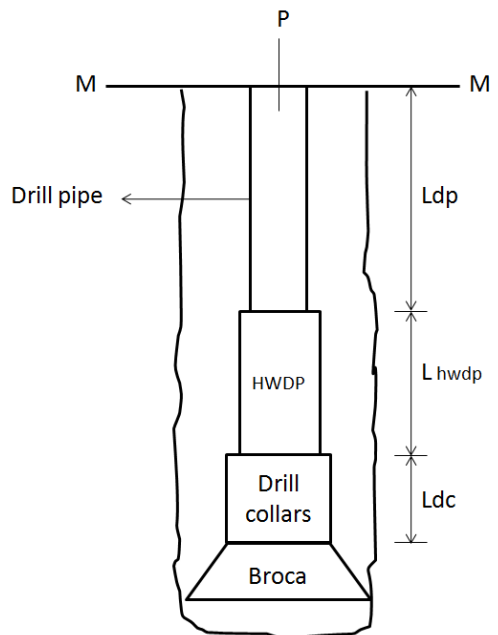
Ldc = Longitud del drill collar, (ft)

Wdc = Peso del drill collar por unidad de longitud, (lb/ft)

BF = Factor de Boyanza

Si junto con los drill collars y el drill pipe, se usa tubería de perforación de pared gruesa, se tendría una sarta de perforación como la mostrada a continuación (figura 29)

Figura 29. Sarta con tubería de perforación de pared gruesa.



Fuente. Autores

Refiriéndonos a la anterior figura el peso total P soportado por el tope de la junta drillpipe MM está dado por:

$$P = [(L_{dp} \times W_{dp}) + (L_{dc} \times W_{dc}) + (L_{hwdp} \times W_{hwdp})] \times BF \quad (\text{ec. 2.5})$$

Donde:

L_{hwdp} = Longitud del heavy weight drill pipe (ft)

W_{hwdp} = peso nominal del heavy weight drill pipe (lbs/ft)

Además, el factor de Boyanza está dado por: (ec. 2.6)

$$BF = \left(1 - \frac{MW}{65,5}\right) \quad (\text{ec. 2.6})$$

Donde:

MW = densidad del lodo, (lbs/gal)

65,5 = densidad del acero (lbs/gal)

2.6.1.1 Tensión (Criterio MOP)

Como se puede observar en las tablas del anexo IV, la resistencia del drillpipe, es expresada como la resistencia a la cedencia. Esta, es definida como la carga a la cual sucede la deformación. Bajo todas las condiciones de carga, la elongación inicial del acero es lineal en relación a la carga aplicada, hasta que el límite elástico es alcanzado. Menos de este límite, al eliminar la carga aplicada, trae como resultado que el acero recupera sus dimensiones originales. La carga sobre la tubería más allá del límite elástico induce a la deformación, la cual no puede recuperarse después de que la carga es eliminada. Esta deformación es llamada cedencia y conlleva a una reducción de la resistencia de la tubería.

En la práctica, la vida de servicio de la tubería se debe tener en cuenta, cuando una sarta de perforación es diseñada. El API (American Petroleum Institute), ha tabulado las propiedades de resistencia de acuerdo a la condición de la tubería; nueva, premium, clase 2 ó clase 3. Las tablas del anexo IV dan las propiedades de resistencia de varias clases de tubería de perforación. Además, para diseñar la sarta nunca se debe basar en el valor de la resistencia a la cedencia tabulada; en lugar de ello, tomamos el 90% de la resistencia a la cedencia para suministrar una adecuada seguridad en el resultado del diseño. Por la tanto la máxima carga de tensión por diseño, P_a = resistencia teórica a la cedencia *90%. (ec. 2.7)

$$P_a = P_t * 0,9 \quad (\text{ec. 2.7})$$

Donde P_t es la resistencia a la cedencia de la tubería. La diferencia entre P_a y P , da el margen del overpull, MOP: (ec. 2.8)

$$MOP = Pa - P \quad (\text{ec. 2.8})$$

El valor de diseño del MOP, normalmente está en un rango de 50000 a 200000 Lbs.

La relación entre las ecuaciones 2.7 y 2.8 da el actual factor de seguridad (SF): (ec. 2.9)

$$SF = \frac{Pa}{P} = \frac{Pt * 0,9}{(Ldp * Wdp + Ldc * Wdc) * BF} \quad (\text{ec. 2.9})$$

Cuando existe HWDP en la sarta de perforación, el factor de seguridad que se tiene es calculado mediante la siguiente ecuación: (ec. 2.10)

$$SF = \frac{P_t \times 0,9}{[(L_{dp} \times W_{dp}) + (L_{dc} \times W_{dc}) + (L_{hwdp} \times W_{hwdp})] * BF} \quad (\text{ec. 2.10})$$

La selección de valor apropiado del factor de seguridad depende de todas las condiciones de perforación, incluyendo obstáculos en el hueco y probabilidades de pega de la tubería. También deben ser consideradas cargas dinámicas que ocurren cuando la tubería es sostenida por las cuñas.

Simplificando las ecuaciones anteriores, da como resultado:

$$Ldp = \frac{Pt * 0,9}{SF * Wdp * BF} - \frac{Wdc}{Wdp} * Ldc \quad (\text{ec. 2.11})$$

La ecuación anterior puede expresarse en términos de MOP, en lugar de SF, obteniendo 4 ecuaciones para cuatro casos diferentes:

- Longitud de drill pipe que resiste por tensión: (ec. 2.12)

$$Ldp = \frac{Pt * 0,9 - MOP}{Wdp * BF} - \frac{Wdc}{Wdp} * Ldc \quad (\text{ec. 2.12})$$

- Longitud de drill pipe que resiste por tensión (cuando se usa HWDP): (ec. 2.13)

$$L_{dp} = \frac{P_t \times 0.9 - MOP}{W_{dp} \times BF} - \frac{[(W_{dc} \times L_{dc}) + (W_{hw dp} \times L_{hw dp})]}{W_{dp}} \quad (\text{ec. 2.13})$$

- Longitud de drill pipe que resiste por tensión (cuando la tubería es combinada por varias secciones de drillpipe): (ec. 2.14)

$$L_{dp2} = \frac{P_t \times 0.9 - MOP}{W_{dp} \times BF} - \frac{[(W_{dc} \times L_{dc}) + (W_{dp1} \times L_{dp1})]}{W_{dp2}} \quad (\text{ec. 2.14})$$

Donde:

Ldp1 = Longitud drillpipe sección de fondo (ft)

Ldp2 = Longitud drillpipe sección de tope (ft)

Wdp1 = Peso nominal drillpipe sección de fondo (lbs/ft)

Wdp2 = Peso nominal drillpipe sección de tope (lbs/ft)

- Longitud de drill pipe que resiste por tensión (cuando la tubería es combinada por varias secciones de drillpipe y se usa HWDP): (ec. 2.15)

$$L_{dp2} = \frac{P_t \times 0.9 - MOP}{W_{dp} \times BF} - \frac{[(W_{dc} \times L_{dc}) + (W_{hw dp} \times L_{hw dp}) + (W_{dp1} \times L_{dp1})]}{W_{dp2}} \quad (\text{ec. 2.15})$$

El término Ldp es también expresado como Lmáx para referirnos a la máxima longitud que da un grado de drillpipe, la cual es seleccionada para una determinada situación de carga.

Las ecuaciones 2.14 y 2.15 se utilizan para diseñar una sarta combinada, que consiste de diferentes grados y tamaños de tubería. En este caso los grados livianos disponibles son considerados primero y seleccionando la máxima longitud utilizable como sección de fondo; sucesivamente los grados pesados son considerados para determinar las longitudes utilizables de cada uno a lo largo de la profundidad del pozo.

2.6.1.2 Tensión (Criterio cuñas – Slip crushing)

La carga máxima admisible de tensión debe ser diseñada para prevenir el aplastamiento por cuñas (slip crushing) de la tubería.

Las cuñas debido a la forma cónica tratan de aplastar a la tubería de perforación, este esfuerzo en anillo es resistido por el tubo y a la vez incrementa el esfuerzo global en el acero.

En un análisis de éste fenómeno, Reinhold y Spini² plantearon una ecuación para calcular la relación (RS) entre el esfuerzo de aro causado por la acción de las cuñas y el esfuerzo de tensión en la tubería debido a la carga de la tubería en las cuñas². Esta ecuación es expresada de la siguiente manera:

$$RS = \frac{P_{axial}}{P_{carga}}$$

Donde:

P axial = esfuerzo de aro causado por la acción de las cuñas (psi)

P carga = el esfuerzo de tensión en la tubería debido a la carga de la tubería en las cuñas (psi)

² Reinhold and Spini. "Why Does Drillpipe Fail In The Slip Area". World Oil, October Issue. 1959

Existe una forma de determinar la relación de forma directa, y es por medio de la longitud de la cuña. Generalmente se trabaja con cuñas de 12 y 16 pulgadas de longitud. Por medio de la tabla 1, es posible determinar el valor de la relación (RS), conociendo el diámetro externo del drill pipe que sostiene la cuña.

Tabla 1. Relación RS

OD drillpipe	RS	
	Longitud de la cuña	
	12 pulgadas	16 pulgadas
2 3/8	1.25	1.18
2 7/8	1.31	1.22
3 1/2	1.39	1.28
4	1.45	1.32
4 1/2	1.52	1.37
5	1.59	1.42
5 1/2	1.66	1.47
6 5/8	1.82	1.59

Fuente. Autores

Por medio de este criterio, se obtienen 4 ecuaciones para cuatro casos diferentes:

- Longitud de drill pipe que resiste por tensión: (ec. 2.16)

$$L_{dp} = \frac{P_t \times 0.9/RS}{W_{dp} \times BF} - \frac{W_{dc} \times L_{dc}}{W_{dp}} \quad (\text{ec. 2.16})$$

- Longitud de drill pipe que resiste por tensión (cuando se usa HWDP): (ec. 2.17)

$$L_{dp} = \frac{P_t \times 0.9/RS}{W_{dp} \times BF} - \frac{[(W_{dc} \times L_{dc}) + (W_{hwdp} \times L_{hwdp})]}{W_{dp}} \quad (\text{ec. 2.17})$$

- Longitud de drill pipe que resiste por tensión (cuando la tubería es combinada por varias secciones de drillpipe): (ec. 2.18)

$$L_{dp2} = \frac{P_t \times 0.9/RS}{W_{dp2} \times BF} - \frac{[(W_{dc} \times L_{dc}) + (W_{dp1} \times L_{dp1})]}{W_{dp2}} \quad (\text{ec. 2.18})$$

- Longitud de drill pipe que resiste por tensión (cuando la tubería es combinada por varias secciones de drillpipe y se usa HWDP): (ec. 2.19)

$$L_{dp2} = \frac{P_t \times 0.9/RS}{W_{dp2} \times BF} - \frac{[(W_{dc} \times L_{dc}) + (W_{hwdp} \times L_{hwdp}) + (W_{dp1} \times L_{dp1})]}{W_{dp2}} \quad (\text{ec. 2.19})$$

2.6.2 Colapso.

La presión de colapso puede definirse, como la presión externa requerida para causar cedencia a la tubería ó casing.

En operaciones normales de perforación, la columna de lodo exterior e inferior a la tubería son iguales en peso, y su densidad es alta. Esto da como resultado que la presión diferencial entre la sección del cuerpo de la tubería sea cero y por lo tanto, la presión de colapso es cero. En algunos casos, como en drill stem test (DST), el drill pipe es corrido parcialmente lleno de fluido, para reducir la presión hidrostática ejercida sobre la formación. Los fluidos de ésta, fluyen al pozo, lo cual es el fin de esta prueba. Una vez el pozo fluye, los efectos de colapso son mínimos, debido a que el drill pipe está ahora lleno de fluidos.

Así, la presión diferencial máxima, ΔP (psia), existente a través del drill pipe, es cuando se abre la herramienta DST, y puede ser calculada como sigue: (ec. 2.20)

$$\Delta P = \frac{L * r1}{144} - \frac{(L - Y) * r2}{144} \quad (\text{ec. 2.20})$$

Donde:

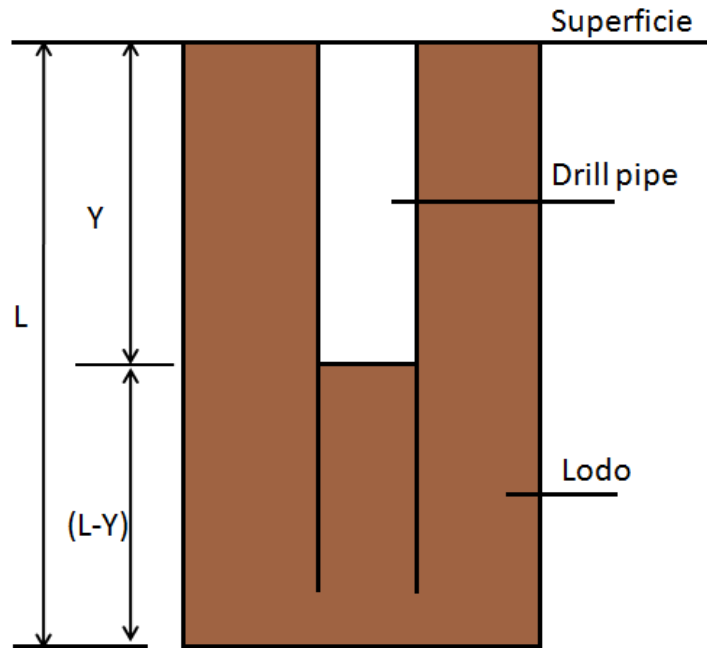
Y = Profundidad de los fluidos de la tubería (ft)

L = Profundidad total del pozo (ft)

r1 = densidad de los fluidos fuera de la tubería (Lb/ft³)

r2 = densidad de los fluidos dentro de la tubería (Lb/ft³). Ver figura 30.

Figura 30. Consideraciones del colapso en un sistema de sarta de perforación.



Fuente. Autores

Si expresamos las densidades en Lb/gal, la ecuación 2.20 queda: (ec. 2.21)

$$\Delta P = \frac{L * r1}{19,251} - \frac{(L - Y) * r2}{19,251} \quad (\text{ec. 2.21})$$

Otras variaciones de la ecuación son:

- Cuando el drill pipe está completamente vacío; $Y = 0$ y $r_2 = 0$: (ec. 2.22)

$$\Delta P = \frac{L * r_1}{144} \quad (\text{ec. 2.22})$$

- Cuando la densidad del fluido dentro de la tubería es igual a la exterior, donde: $r_2 = r_1 = r$, se tiene lo siguiente: (ec. 2.23)

$$\Delta P = \frac{Y * r}{144} \quad (\text{ec. 2.23})$$

Estando r en Lb/ft^3 .

Una vez la presión de colapso es calculada, se compara con la resistencia al colapso de la tubería dada por los constructores (tablas del anexo IV); y un factor de seguridad de colapso puede calcularse como sigue: (ec. 2.24)

$$SF = \frac{\text{resistencia al colapso (tablas)}}{\text{presión de colapso } (\Delta P)} \quad (\text{ec. 2.24})$$

Un SF de 1 1/8 es normalmente utilizado.

Es de recalcar, que la resistencia al colapso dada por los constructores o el API, está calculada bajo una carga cero. Normalmente, la tubería está bajo una tensión resultante de su propio peso y el peso de los drill collars. La combinación de cargas de tensión y colapso se describe como una carga biaxial. Durante la carga biaxial el drillpipe se alarga y la resistencia al colapso disminuye.

2.6.3 Cargas por choque.

Las cargas por choque suceden cuando las cuñas están colocadas ó el drill pipe está en movimiento, y pueden contribuir a la ruptura de la tubería en diseños limitados.

La adición de la fuerza de tensión, F_s , generada de las cargas por choque, es calculada como: (ec. 2.25)

$$F_s = 3200 * W_{dp} \quad (\text{ec. 2.25})$$

Donde:

W_{dp} = Peso del drill pipe por unidad de longitud (Lb/ft)

2.6.4 Torsión.

La resistencia a la cedencia de la tubería de perforación cuando está sujeta a la torsión pura, está dada por: (ec. 2.26)

$$Q = \frac{0,096167 * J * Y_m}{D} \quad (\text{ec. 2.26})$$

Donde:

Q = Resistencia a la cedencia torsional mínima (Lb/ft)

Y_m = Resistencia a la cedencia unitaria mínima (psi)

J = momento de inercia polar (ec. 2.27)

$$J = \left(\frac{\pi}{32}\right) * (D^4 - d^4) \quad (\text{ec. 2.27})$$

Donde:

D = diámetro exterior del drill pipe (in)

d = diámetro interno del drill pipe (in)

Cuando la tubería es sometida a torsión y tensión, como en el caso de las operaciones de perforación, la ecuación 2.26 queda: (ec. 2.28)

$$Q_t = \frac{0,096167 * J}{D} * \sqrt{(Ym^2 - P^2/A^2)} \quad (\text{ec. 2.28})$$

Donde:

Qt = Resistencia a la cedencia torsional mínima bajo tensión (Lb/ft)

P = carga total en tensión (Lb)

A = Área de la sección transversal (in²)

Las ecuaciones anteriores se utilizan para calcular el máximo torque admisible involucrado.

2.7 OTROS PARÁMETROS DE DISEÑO

2.7.1 Elongación de la tubería

La tubería se elonga, bajo la acción del peso de los drill collars y su mismo peso.

2.7.1.1 Elongación debido al peso soportado.

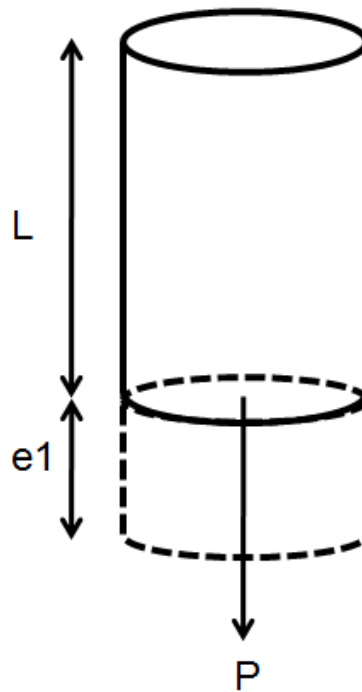
Asumiendo que los cambios en el diámetro del drill pipe son pequeños, tal que la extensión es significativa solamente en la dirección axial. Si el peso de los drill collars es P (figura 31), Wdp es el peso del drill pipe por unidad de longitud, L es la

longitud del drill pipe en pies, entonces, la extensión del drill pipe en pulgadas (e1) es: (ec. 2.29)

$$e1 = \frac{P * L}{735444 * Wdp} \quad (\text{ec. 2.29})$$

Donde L está en pies; P está en Lb, Wdp en Lb/ft, y e1 en pulgadas.

Figura 31. Elongación de la tubería debido al peso soportado.



Fuente. Autores

2.7.1.2 Elongación debido a su peso.

El drill pipe también se elonga por su mismo peso, cuando está completamente suspendido en el lodo. Se puede calcular la extensión en pulgadas, mediante la siguiente fórmula: (ec. 2.30)

$$e2 = \frac{L^2}{72 * 10^7} * (489,5 - 1,44 * rm) \quad (\text{ec. 2.30})$$

Donde:

rm = densidad del lodo, (lb/ft³)

L = longitud del drill pipe (ft)

e2 = extensión del drill pipe (in)

2.7.1.3 Elongación total de la tubería.

Para determinar cuál será la extensión del drill pipe total debido al peso soportado y a su propio peso, se utiliza la siguiente expresión: (ec. 2.31)

$$eT = e1 + e2 \quad (\text{ec. 2.31})$$

Donde eT está en pulgadas.

2.7.2 Velocidades críticas de rotación

Los componentes de la sarta de perforación pueden vibrar de tres modos diferentes:

- Axial ó longitudinal
- Transversal ó lateral
- Torsional

De acuerdo con “Dareing”, la vibración axial puede ser reconocida en superficie por el salto de la Kelly y el golpeteo de la sarta de perforación. A las vibraciones torsionales en superficie, se les hace un control del movimiento angular en la mesa rotaria. La vibración transversal sucede en el drill pipe, ya que los drill collars

son libres para moverse axialmente y torsionalmente. La vibración de la sarta ocurre cuando la frecuencia de las fuerzas aplicadas igualan a la frecuencia de la vibración natural libre de la sarta de perforación.

Esta condición es normalmente descrita como “Resonancia”. Por lo tanto la broca de perforación debe rotar a una velocidad (rpm), la cual debe ser diferente de la frecuencia natural de la sarta.

La rotación de la sarta de perforación excesivamente superior a la frecuencia natural resonante, da como resultado, falla por fatiga y un rápido deterioro del drill pipe.

La vibración de la sarta de perforación, puede ser reducida por los siguientes métodos:

- Cambiando la frecuencia natural
- Usando un amortiguador
- Incrementando la longitud de los collares
- Usando un drill pipe de pared gruesa (HWDP), ó incrementando la longitud de los que ya existen
- Incrementando ó aplicando mecánicamente la amortiguación

Existen dos métodos para calcular las velocidades críticas de rotación:

- Basada en la longitud total de la sarta y las dimensiones del drill pipe.
- Utilizando la longitud de los drill collars únicamente.

2.7.2.1 Cálculo de las velocidades de rotación críticas, basadas en la longitud total de la sarta y dimensiones del drill pipe (Método API).

El API recomienda que la velocidad crítica longitudinal, sea calculada utilizando la siguiente ecuación: (ec. 2.32)

$$rpm = \frac{258000}{L} \quad (\text{vibración longitudinal}) \quad (\text{ec. 2.32})$$

Donde:

L = Longitud total de la sarta (ft)

Las vibraciones secundarias y armónicas altas ocurren en 4, 9, 16, 25, 36, etc., veces la RPM de la ecuación 2.32

La velocidad crítica transversal es calculada utilizando la siguiente ecuación: (ec. 2.33)

$$rpm = \frac{4760000}{l^2} * \sqrt{(D^2 + d^2)} \quad (\text{vibración transversal}) \quad (\text{ec. 2.33})$$

Donde:

l = Longitud de una junta de drill pipe (in)

D = diámetro externo del drill pipe (in)

d = diámetro interno del drill pipe (in)

2.7.2.2 Cálculo basado en la longitud de los drill collars.

De acuerdo con “Dareing” la velocidad de rotación crítica debe estar basada únicamente en la longitud de los collares de perforación. Se asume que los drill collars, están fijos a la broca y libres en la interfase drill collars – drill pipe. La frecuencia de desplazamiento de la broca, consiste de tres ciclos para una broca tricónica. Así, la frecuencia f de la vibración de la broca está dada por: (ec. 2.34)

$$f = 3N * \frac{1}{60} \quad \frac{\text{ciclos}}{\text{seg}} \quad (\text{ec. 2.34})$$

Donde:

N = velocidad de perforación de la broca de perforación.

La ecuación 2.34 es aplicable únicamente para brocas tricónicas, donde N es calculado de la siguiente manera: (ec. 2.35)

$$N = 20 * f \quad (rpm) \quad (ec. 2.35)$$

Se supone que los drill collars vibran de dos maneras: longitudinal y torsionalmente. La frecuencia natural longitudinal de las vibraciones de los drill collars es dada por: (ec. 2.36)

$$f1 = \frac{4212}{L} \quad \frac{ciclos}{seg} \quad (ec. 2.36)$$

Donde:

L = Longitud de los drill collars (ft)

La frecuencia natural torsional de los collares, está dada por: (ec. 2.37)

$$f1 = \frac{2662}{L} \quad \frac{ciclos}{seg} \quad (ec. 2.37)$$

El método de "Dareing" requiere que la broca debe rotar a una velocidad N menor ó mayor que la frecuencia natural f1 y f2 de los drill collars.

"Dareing" recomienda usar el método drill collars cuando se está utilizando brocas tricónicas, y el método API para los otros tipos de broca.

3. SISTEMA DE ELEVACIÓN

Este sistema permite introducir o sacar dentro del hueco las distintas herramientas utilizadas para la perforación, tales como: sarta de tubería de trabajo y revestimiento, equipo misceláneo para la toma de registros eléctricos, instrumentos para el control y ejecución de la desviación del pozo, etc.

El diseño o elección de este equipo de elevación está influenciado principalmente por las características de la sarta de tubería de perforación o trabajo (drill pipe); aunque los mayores pesos o cargas a soportar por la torre los generan las sarta de tubería de revestimiento (casing).

Un esquema de este sistema se puede ver en la figura 32.

Conforman el sistema de elevación o alzamiento: el arreglo de bloques de poleas (corona y viajero), y el cable ó línea de perforación que junto al malacate son los que realmente realizan la operación de izaje.

3.1 HERRAMIENTAS DEL SISTEMA DE ELEVACIÓN

3.1.1 Bloques de poleas.

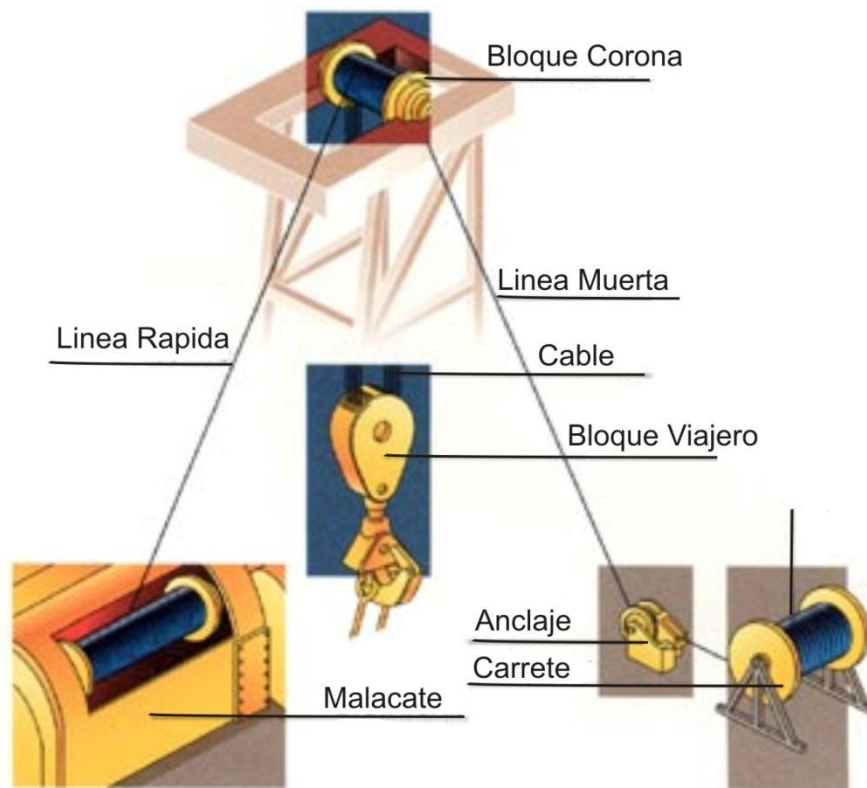
El arreglo de poleas está conformado principalmente por:

- Un bloque de poleas en la corona ó cúspide de la torre, llamado por tal razón bloque corona o fijo (Crown Block)
- Un bloque de poleas que sube y baja a través de la torre, llamado por ello bloque viajero (Traveling Block)

Estos dos bloques son unidos entre sí por medio del cable de perforación que se entrelaza entre ellos de tal forma que permite el libre movimiento de subida y

bajada del bloque viajero, apoyado en las poleas del bloque fijo o corona. Este tipo de arreglo es la mejor ventaja mecánica que posee el equipo de perforación (Rig) para la elevación de grandes pesos o cargas que demandan gran cantidad de potencia.

Figura 32. Sistema de elevación o izamiento



Fuente. <http://www.drillingfunds.com/hoisting.html>

3.1.1.1 Bloque corona.

El bloque corona se conforma por una serie de poleas de igual diámetro (en número de 2 a 10), ensambladas sobre un eje, el cual permite el libre movimiento

de rotación de ellas sobre rodamientos o balineras (ubicadas en su parte central sobre el eje) como su fijación y acoplamiento perfecto.

El número de poleas en el bloque corona depende de la capacidad de la torre y del tipo de arreglo necesario con la profundidad a alcanzar. Por tal razón, normalmente las especificaciones del bloque se dan junto con las de las torre. Su capacidad para tensionar y soportar los pesos debe ser por lo menos igual o mayor a la de ésta.

Los datos requeridos para una buena selección de poleas de corona son: capacidad de carga, número y diámetro de las poleas, tipo, marca y modelo; así como también la clase de rodamientos, cojinetes, y balineras que usan.

En la industria se suelen encontrar dos tipos de bloque corona: el sencillo (Simplex), y el tipo viga (Beam). Ver figura 33.

Figura 33. Bloque corona



Fuente. http://best-b2b.com/Keywords/C/C_573.html

3.1.1.2 Bloque viajero.

Es quien soporta directamente toda la carga de la sarta de perforación y el encargado de aplicar el movimiento axial vertical de bajada y subida de ésta en el hueco, mediante el enrollamiento o desenrollamiento del cable o línea de perforación en el tambor principal del malacate. Ver figura 34.

El bloque se compone en esencia de: un conjunto de poleas, un gancho y dos brazos elevadores.

3.1.2 Cable o línea de perforación.

El cable usado en operaciones de perforación rotatoria está siempre arriba del nivel del suelo, nunca se baja al agujero. Su principal función es subir y bajar las diferentes sargas de tubería o cualquier otra herramienta, por intermedio del arreglo entre los bloques corona y viajero. Ver figura 35.

Figura 34. Bloque viajero



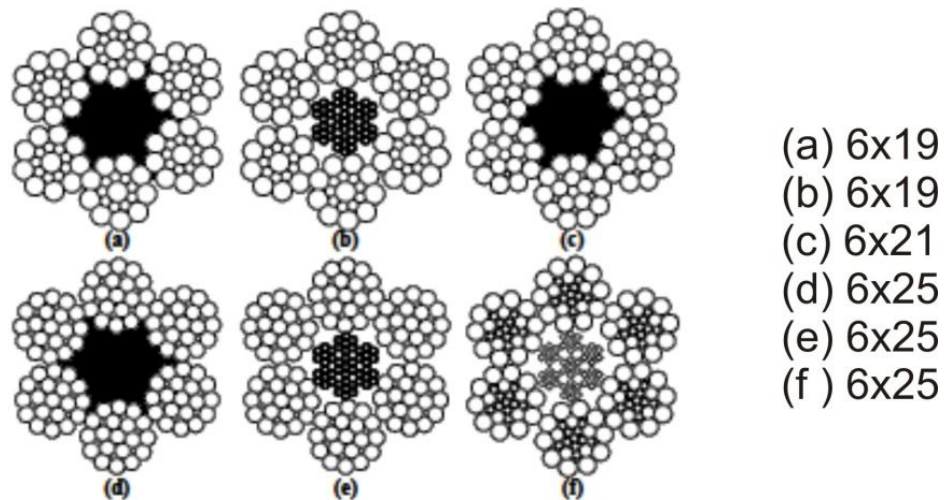
Fuente. <http://www.elrinconpetrolero.blogspot.com/2010/10/imagenes-del-equipo-de-perforacion.html>

Los esfuerzos de tensión a los que se somete este cable son muy grandes, especialmente cuando las poleas alrededor de las cuales pasa son de diámetro pequeño, originando el doblado severo de la línea. Es también esencial mantener el cable en perfectas condiciones hasta que ya no se considere seguro.

Las principales cualidades que debe tener un cable de perforación, y que debemos buscar en él son:

- Flexibilidad contra la fatiga por doblamiento
- Resistencia contra el desgaste por rozamiento
- Resistencia contra la tensión
- Capacidad de trabajo
- Lubricación anticorrosiva

Figura 35. Tipos de tramas y diseños del cable de acero.



Fuente. Aranda, O. Pérez, J. "Manual de herramientas y equipos utilizados en la perforación de pozos de petróleo". Trabajo de grado. UIS. 1991

3.1.3 El malacate (DRAW WORKS).

Se considera el malacate como el centro de control de la potencia en un aparejo de perforación, debido a que allí se localiza la mayoría de los controles para poner en movimiento las principales partes del equipo. Ver figura 36.

Figura 36. Malacate 1500 HP



Fuente. Sunnda Corporation Brochure

En términos generales, el malacate se compone de un conjunto de ejes con ruedas dentadas, engranadas entre sí por medio de cadenas eslabonadas. Estos ejes están dispuestos de tal forma que permiten un sistema de transmisión de potencia a los equipos de elevación y rotación.

La función primordial del malacate, es accionar y controlar el ascenso y descenso de la sarta de tubería de perforación dentro del hueco a medida que avanza el trabajo. Entre otras funciones también se destacan:

- Regular el peso y velocidad, que sea necesario aplicar a la broca en un momento dado durante el transcurso de la perforación del hueco.
- Ejercer y controlar la subida de la tubería al piso de la torre para el enrosque y desenrosque de la misma.

- Soportar la torre para el izaje inicial y para el descenso final.

Las partes principales que constituyen un malacate son: sistema de ejes y cadenas internos, carretel del cable o línea de perforación, carreteles auxiliares de enrosque y desenrosque (cabezas de gato), sistema de freno, sistema de embrague y panel de control.

3.1.4 Unión giratoria (Swivel).

La unión giratoria desempeña tres funciones esenciales que son (Figura 37):

1. Suministrar una conexión para la manguera de perforación (estática) con la sarta de tubería (en rotación), a la vez que debe recibir e inyectar el lodo proveniente de la manguera, hasta el fondo del pozo.
2. Permitir la rotación libre de la Kelly y por ende el de la sarta de trabajo.
3. Sujetar y suspender la Kelly y la sarta de trabajo que se esté usando en cualquier instante hueco abajo. Por esta razón la unión giratoria debe ser robusta para que sea capaz de soportar todo el peso de la tubería, a la vez que está girando a velocidades que pueden llegar hasta las 500 rpm ó más.

Las uniones giratorias son abastecidas por varios fabricantes con diferentes capacidades de carga. Puesto que los requerimientos de capacidad de carga los fija en gran parte el peso de la tubería de perforación, las torres capaces de operar a grandes profundidades requieren uniones giratorias de mayor capacidad que los equipos usados en perforaciones poco profundas.

Figura 37. Swivel



Fuente. Sunnda Corporation Brochure

3.1.5 Enroscador del vástago o cuadrante (Kelly Spinner).

La es una especie de llave localizada y asegurada por debajo de la swivel, la cual permite rápidamente conectar y desconectar la tubería por medio del vástago, cuando estamos realizando la perforación del hoyo. Al accionar la herramienta, ésta hace girar la Kelly que a su vez enrosca y desenrosca la tubería (junta) que está inmediatamente por debajo de ella con mayor facilidad y rapidez, permitiendo que el trabajo se realice en poco tiempo. Ver figura 38.

Figura 38. Kelly Spinner



Fuente. <http://www.kellyspinners.org/quality-kelly-spinners-from-gill-services-inc.html>

Generalmente antes de accionar la herramienta se afloja la unión Kelly – tubería con una llave manual, una vez afloja esta unión, se procede a desconectar con el accionar de la Kelly Spinner.

La herramienta nos permite la libre operación de perforación cuando ella no está accionada, ya que no impide el giro que la rotaria le imprime a la Kelly para abrir el hueco y, como es un tipo de abrazadera para coger el vástago en su parte superior, no interfiere con el paso del fluido de perforación por el interior de éste.

La herramienta puede ser accionada hidráulica o neumáticamente.

3.2 DISEÑO DEL SISTEMA DE ELEVACIÓN

3.2.1 Determinación del trabajo realizado por el cable en toneladas – milla

Como el cable de perforación no puede ser reconstruido y no se puede usar hasta que se destruya, se requiere de un método para determinar cuándo hay que cambiarlo, ya que una falla de éste como su ruptura nos puede causar costosas operaciones de pesca, desviación y hasta el abandono del pozo, sin tener en cuenta los posibles accidentes que pudiese tener el personal operador. Por supuesto, la vigilancia ocular constante es indispensable para localizar inmediatamente los puntos débiles.

Probablemente el mejor método inventado hasta hoy día para estimar el servicio útil de un cable es el uso del concepto de la tonelada milla del mismo. Este concepto se refiere al levantamiento de una tonelada (2000 lbs) a la distancia de una milla (5280 ft). Aún cuando se comprende que el número de toneladas milla de trabajo que un cable ha ejecutado no es una indicación absoluta de su vida útil, es, en cualquier forma un método que permite (y que se emplea con gran aproximación) calcular la vida útil del cable.

El trabajo del cable dentro de la operación de perforación se concreta a realizar cuatro operaciones específicas que son:

1. Elaboración de la perforación del hueco
2. Viajes redondos para reemplazar las brocas gastadas durante el transcurso de la perforación del hueco.
3. Operaciones diversas como toma de muestras, registros y pesca.
4. Corrida de la tubería de revestimiento.

El trabajo total acumulado realizado por el cable expresado en toneladas – milla será la suma de todos los trabajos ejecutados durante la perforación del hueco, muestreo, corrida de registros, viajes redondos y “sentada” del revestimiento.

El principal objetivo de llevar el registro del total de toneladas – milla trabajadas por el cable es permitir la utilización máxima del mismo, ya que llegado su tope estimado se debe reemplazar totalmente.

3.2.1.1 Corrimiento y corte

Como algunas partes del cable dentro del sistema de elevación están sujetas a un mayor desgaste, se debe hacer un corrimiento de cable periódicamente para renovarlo de estos puntos de desgaste severo. Tales puntos suelen ser:

- Donde la línea pasa por alguna polea con el bloque viajero en la posición más baja.
- Donde se superponen vueltas del cable en el tambor, también con el bloque viajero en la posición más baja.
- Donde la línea “muerta” pasa por la primera polea del caballete. Probablemente este punto sea el de desgaste más severo, ya que esta polea no da vuelta (no rota) y por lo tanto todos los esfuerzos aplicados a la línea durante todas las operaciones se están ejerciendo sobre ella.

El momento óptimo para cambiar estos puntos de desgaste sobre el cable es difícil de calcular con exactitud.

Una vez se hayan inspeccionado los puntos de desgaste severo, se haya corrido el cable y valorado el trabajo acumulado en toneladas – milla de éste, se procede a cortar si se ha llegado a su límite de seguridad, el cual se ha establecido previamente por medio de un programa de cortes en función de la altura de la torre del equipo, longitud del tambor de enrollamiento y toneladas – milla para corte del respectivo cable en uso.

En la práctica el cambio de posición de los puntos críticos se logra siempre que no se corran (y corten) longitudes de cable que sean múltiplos de la circunferencia del tambor o de la longitud entre los puntos de enganche del bloque viajero.

Por lo general para aumentar la vida efectiva del cable y reducir los costos se efectúan de tres a cinco corridas de cable, enrollando el exceso en el tambor auxiliar, al cabo de las cuales se corta dicho exceso. En promedio estas longitudes por cortar están entre 30 y 150 pies, las cuales se dan en términos de vueltas en el tambor. Para asegurar el cambio de entrecruce en el tambor, donde el desgaste y resquebrajamiento es severo, las vueltas por cortar se dan en múltiplos de media vuelta.

3.2.1.2 Ecuaciones para determinar el trabajo realizado por el cable

- Para determinar el trabajo realizado por el cable en un viaje redondo en toneladas milla, se tiene la siguiente ecuación: (ec. 3.1)

$$RT_{tm} = \frac{W_p \times D_h \times (L_p + D_h) + 2D_h \times (2W_b + W_c)}{5280 \times 2000} \quad (\text{ec. 3.1})$$

Donde:

W_p = Peso nominal del drillpipe en el lodo (lbs/ft)

D_h = Profundidad del viaje (ft)

L_p = longitud promedio de una parada de tubería (ft)

W_b = Peso del bloque viajero (lbs)

W_c = peso sumergido del BHA menos el peso sumergido de una longitud igual de tubería de perforación (lbs)

El W_c (cuando no se usa HWDP), se puede calcular de la siguiente manera:
(ec. 3.2)

$$W_c = (L_{dc} \times W_{dc} \times BF) - (L_{dc} \times W_{dp} \times BF) \quad (\text{ec. 3.2})$$

Cuando se usa HWDP, el W_c puede ser calculado mediante la siguiente ecuación: (ec. 3.3)

$$W_c = (L_{dc} \times W_{dc} + L_{hwdp} \times W_{hwdp}) * BF - (L_{BHA} \times W_{dp}) * BF \quad (\text{ec. 3.3})$$

Donde:

L_{BHA} = Longitud del BHA (ft)

- Para hallar las toneladas – milla de una perforación se usa la siguiente ecuación: (ec. 3.4)

$$TM_d = 3(T_2 - T_1) \quad (\text{ec. 3.4})$$

Donde:

TM_d = Toneladas – milla de una perforación

T_2 = Toneladas – milla de un viaje completo a la profundidad final de perforación.

T_1 = Toneladas – milla de un viaje completo a la profundidad inicial de perforación

- Para hallar las toneladas – milla de un corazonamiento se usa la siguiente ecuación: (ec. 3.5)

$$TM_{co} = 2(T_4 - T_3) \quad (\text{ec. 3.5})$$

Donde:

TM co = Toneladas – milla de un corazonamiento

T4 = Toneladas – milla de un viaje completo a la profundidad final de corazonamiento

T3 = Toneladas – milla de un viaje completo a la profundidad inicial de corazonamiento

- Para calcular las toneladas – milla para asentar revestimiento (casing), se utiliza la siguiente ecuación: (ec. 3.6)

$$TM_{cs} = \frac{W_{cs} \times D_h \times (L_{cs} + D_h) + 4 * (D_h \times W_b)}{5280 \times 2000} \times 0.5 \quad (\text{ec. 3.6})$$

Donde:

TM cs = Toneladas – milla para asentamiento de casing

W cs = Peso nominal del casing en el lodo (lbs/ft)

Lcs = Longitud de una junta de casing (ft)

3.2.2 Determinación de las cargas sobre la torre

Existen básicamente dos tipos de carga que se presentan sobre la torre de perforación: cargas dinámicas y cargas estáticas.

Para conocer este tipo de cargas es necesario conocer primero la eficiencia de las líneas y la carga total que va a soportar el gancho.

- Para calcular la eficiencia de las líneas se presenta la siguiente fórmula: (ec. 3.7)

$$EF = \frac{K(1 - K^N)}{N(1 - K)} \quad (\text{ec. 3.7})$$

Donde:

EF = Factor de eficiencia de las líneas de elevación

K = Eficiencia de la línea por polea

N = Número de líneas

3.2.2.1 Determinación de las cargas dinámicas

Las cargas dinámicas se pueden hallar para la línea rápida, para la línea muerta y para la torre.

- La carga dinámica de la línea rápida se puede hallar de la siguiente manera: (ec. 3.8)

$$FL_d = \frac{W_t}{N \times EF} \quad (\text{ec. 3.8})$$

Donde:

FLd = Carga dinámica de la línea rápida (lbs)

- La carga dinámica de la línea muerta se puede hallar de la siguiente manera: (ec. 3.9)

$$DL_d = \frac{W_t \times K^N}{N \times EF} \quad (\text{ec. 3.9})$$

Donde:

DLd = Carga dinámica de la línea muerta (lbs)

- Y la carga dinámica sobre la torre es calculada de la siguiente manera: (ec. 3.10)

$$CL_d = W_t + FL + DL \quad (\text{ec. 3.10})$$

Donde:

CLd = Carga dinámica sobre la corona de la torre (lbs)

3.2.2.2 Determinación de las cargas estáticas

Las cargas estáticas se pueden hallar para la línea rápida, para la línea muerta y para la torre.

- La carga estática de la línea rápida se puede hallar de la siguiente manera: (ec. 3.11)

$$FL_e = \frac{W_t}{N} \quad (\text{ec. 3.11})$$

Donde:

FLe = Carga estática de la línea rápida (lbs)

- La carga estática de la línea muerta se puede hallar de la siguiente manera: (ec. 3.12)

$$DL_e = \frac{W_t}{N} \quad (\text{ec. 3.12})$$

Donde:

DLe = Carga estática de la línea muerta (lbs)

- Y la carga estática sobre la torre es calculada de la siguiente manera: (ec. 3.13)

$$CL_e = \frac{W_t(N + 2)}{N} \quad (\text{ec. 3.13})$$

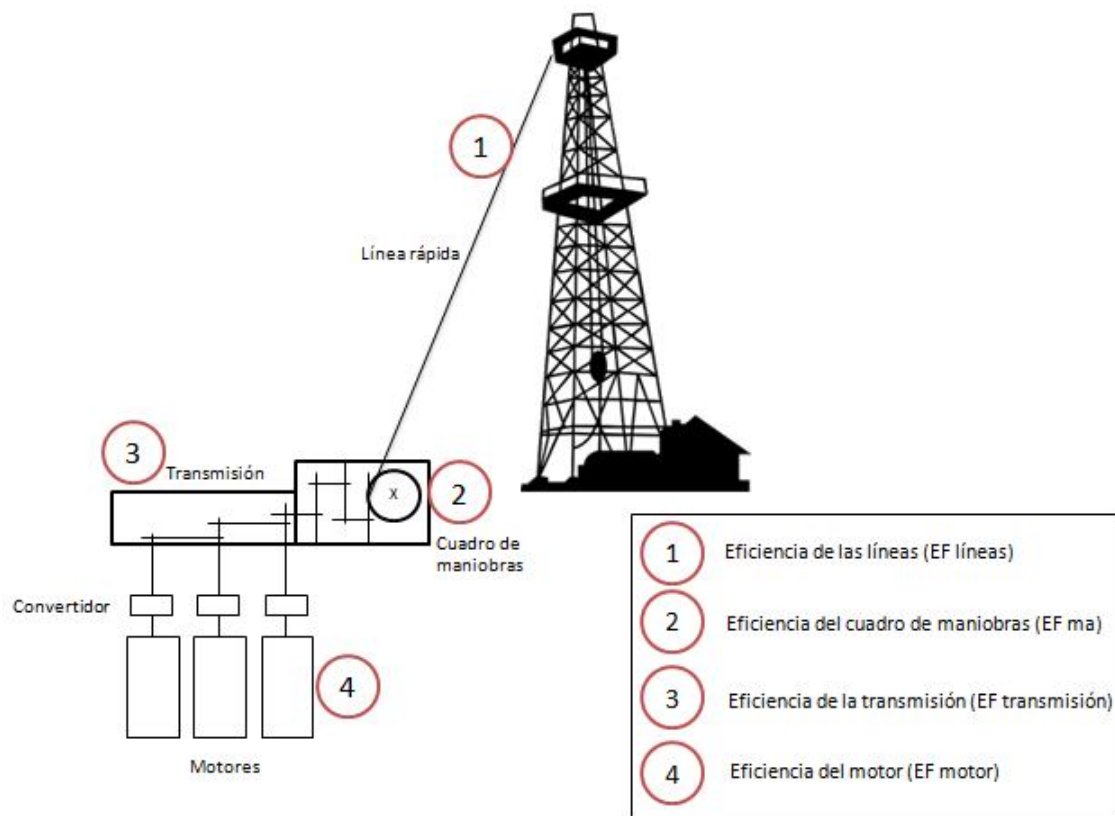
Donde:

CL_e = Carga estática sobre la corona de la torre (lbs)

3.2.3 Determinación de la potencia del malacate

La determinación del malacate se debe tratar con valores críticos, es por eso que se utilizan cuatro eficiencias (representadas en la figura 39) para hacer el respectivo diseño de la potencia del malacate³. Esto se traduce en que a mayor número de eficiencias más estricto va a hacer la selección del malacate.

Figura 39. Eficiencias en el sistema de potencia



Fuente. De la Camara, A. "Optimización de la perforación". Programa anual de capacitación. Lima – Marzo 2004.

³ De la Camara, A. "Optimización de la perforación". Programa anual de capacitación. Lima – Marzo 2004

- La potencia necesaria en el bloque viajero es calculada mediante la siguiente ecuación: (ec. 3.14):

$$HP_{bloque} = \frac{W_t \times V_L}{33000} \quad (\text{ec. 3.14})$$

Donde:

V_L = Velocidad de la línea (ft/min)

- La potencia necesaria a la salida del malacate, puede ser calculada mediante la siguiente ecuación: (ec. 3.15)

$$HP_{salida\ malacate} = \frac{HP_{bloque}}{EF} \quad (\text{ec. 3.15})$$

Donde:

EF = Eficiencia de las líneas de elevación

- La potencia necesaria en el tambor del malacate, puede ser hallada mediante la siguiente expresión: (ec. 3.16)

$$HP_{tambor} = \frac{HP_{malacate}}{EF_{ma}} \quad (\text{ec. 3.16})$$

Donde:

EF ma = Eficiencia del cuadro de maniobras (rozamiento cable)

- La potencia necesaria en la transmisión del malacate se determina mediante la siguiente expresión: (ec. 3.17)

$$HP_{transmission} = \frac{HP_{tambor}}{EF_{transmisión}} \quad (\text{ec. 3.17})$$

Donde:

EF transmisión = Eficiencia de la transmisión

- Y por último, para determinar la potencia del malacate, se utiliza la siguiente ecuación: (ec. 3.18)

$$HP = \frac{HP_{transmission}}{EF_{motor}} \quad (\text{ec. 3.18})$$

Donde:

EF motor = Eficiencia del motor del malacate

HP = Potencia de entrada en el malacate (HP)

4. SISTEMA DE SEGURIDAD O PREVENCIÓN

Aunque su nombre indica la prevención de reventones, su verdadera función es la de controlar una patada ó amago que es resultado de la entrada repentina, en el pozo perforado, de fluidos del yacimiento provenientes de las formaciones sujetas a altas presiones. Si no se controla debidamente la patada, ésta puede convertirse en un “reventón”. De esta manera, la entrada incontrolada de estos fluidos de alta presión, puede ocasionar un desastre trágico que puede resultar en la pérdida de vidas humanas, daños severos a los equipos, grandes pérdidas económicas y deterioro del medio ambiente.

El sistema de prevención tiene dos subcomponentes principales: El aparejo de prevención de reventones (BOP's) y el acumulador con su sistema de soporte: El manifold de estrangulamiento y la línea de matar. El sistema de preventoras y el acumulador son diseñados para sellar el hueco perforado cuando ocurre un “amago”. El manifold de estrangulamiento mantiene el hueco perforado bajo suficiente contrapresión para impedir intrusión adicional de los fluidos de formación en éste. Las líneas para matar bombean fluidos pesados de perforación al hueco, para ayudar a controlarlo nuevamente.

4.1 CONTROL DE POZOS.

El control de pozos durante la operación de perforación es importante. Por lo tanto, se deben conocer las causas que ocasionan un amago de reventón, la manera de detectarlo, reconocerlo y el método más efectivo para controlarlo.

Mediante las normas y cálculos básicos de control de pozos, podemos calcular el potencial de un amago de reventón y por consiguiente controlarlo de una más efectiva y rápida.

4.2 CAUSAS DE UN AMAGO DE REVENTÓN.

Los amagos de reventón se definen como un flujo de fluidos de la formación al pozo, que se puede controlar. Cuando no se pueden controlar, recibe el nombre de reventón.

La entrada de fluidos de la formación al pozo puede ser por cualquiera de las causas que se describen a continuación.

4.2.1 Insuficiente peso del lodo.

Un peso insuficiente del lodo es causa importante para ocasionar un amago de reventón.

La presión de la columna de lodo necesaria para controlar la presión de la formación, depende esencialmente de la profundidad del hueco y del peso del lodo.

De acuerdo a la presión ejercida por el peso del lodo, se pueden presentar los siguientes casos:

- $P_c < P_f$, puede presentarse influjo de la formación al hueco.
- $P_h = P_f$, condiciones de pozo en equilibrio, pozo muerto.
- $P_c > P_f$, no hay influjo de la formación al hueco. Ésta P_c , no debe exceder a la presión de fractura de la formación.
- $P_h - P_s = P_f$, se tienen condiciones óptimas para sacar tubería.

Donde:

P_c = Presión de circulación

P_f = Presión de la formación

P_h = Presión ejercida por la columna de lodo

P_s = Presión de succión (efecto pistón)

Cuando la presión de la columna de lodo es menor que la presión de la formación, se presenta una patada en el pozo. En el caso en el que la patada sea de gas, se debe permitir la expansión de la burbuja, para evitar altas presiones contra la pared del hueco y el revestimiento (figura 40)

4.2.2 Suabeo

La mayoría de las patadas ocurren durante la operación de sacar tubería, por las siguientes causas:

1. Se reduce la presión contra la formación, puesto que, las bombas deben ser apagadas.
2. Se reduce la presión contra la formación, debido a la disminución del nivel de la columna de lodo, como consecuencia del volumen ocupado por la tubería.
3. Se reduce la presión contra la formación, como consecuencia del efecto pistón. Este efecto de pistón se debe a que el líquido que está en contacto con la superficie de la tubería, se mueve con la misma velocidad de la tubería.

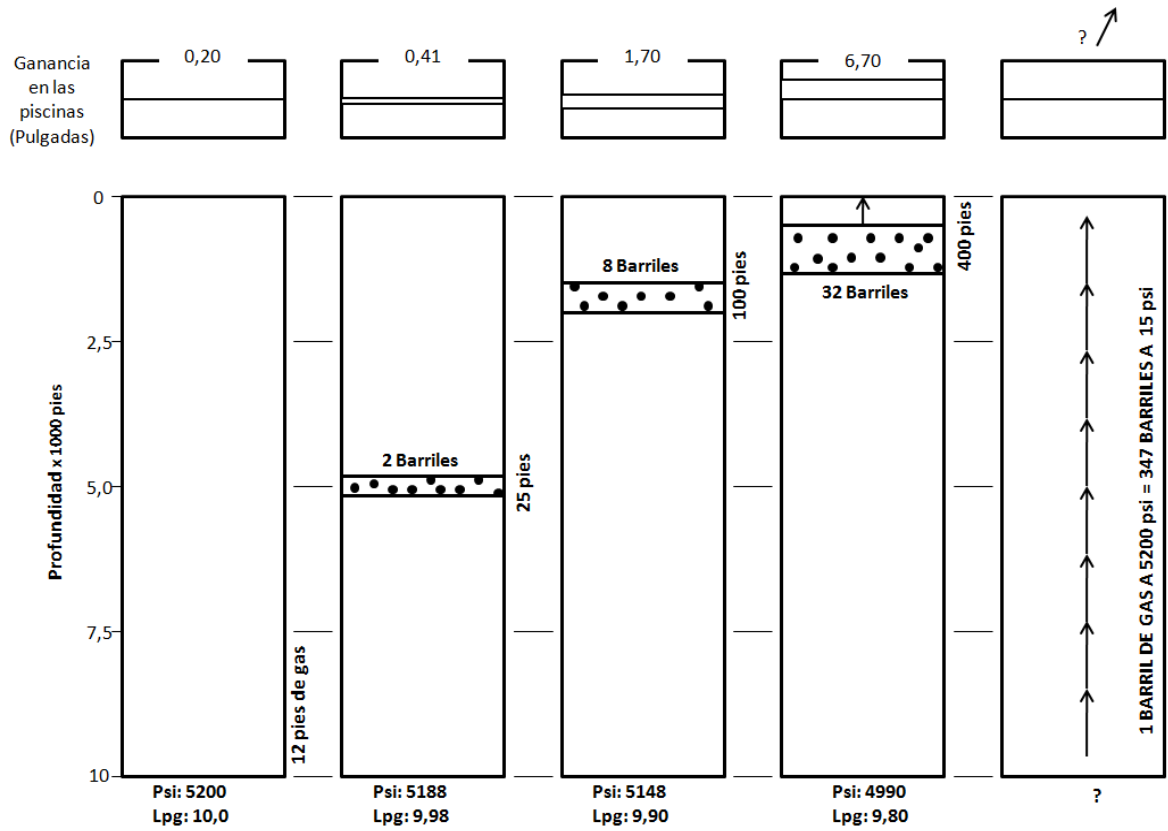
El efecto de pistón se acentúa cuando se usan lodos pesados y viscosos; botellas de diámetro demasiado grandes y en pozos profundos, ya que, se aumenta el grado de adherencia del fluido a la tubería.

Para disminuir los riesgos del efecto de pistón, se debe incluir el empleo de:

- Densidad mínima del lodo para controlar la presión de la formación.

- Viscosidad y resistencia de gel, mínimos para el fluido de perforación.
- Bajo filtrado del lodo, para obtener una torta delgada.
- Sacar lentamente la tubería.

Figura 40. Expansión de la burbuja cuando se presenta una patada de gas.



Fuente. Tomada de: Kondo, F. Parada, J. "Control práctico de presiones". Trabajo de grado. UIS. 1979

4.2.3 Pérdidas de circulación

Las pérdidas de circulación, causan una disminución de presión contra la formación y puede haber como consecuencia un amago de reventón. Estas pérdidas de circulación, generalmente ocurren cuando se presentan zonas débiles ó “ladronas” y cuando hay rotura de la formación (figura 41).

Las pérdidas de circulación se presentan cuando se excede la presión de fractura, por peso excesivo del lodo ó cuando se baja tubería demasiado rápido (efecto de corrimiento). El efecto de corrimiento es contrario al efecto de pistón, puesto que, aumenta la presión contra la pared del hueco. Este efecto se evita bajando lentamente la tubería.

4.3 INDICADORES DE UN AMAGO DE REVENTÓN

De la rapidez con que se identifica un amago de reventón, depende el éxito de las operaciones de control de pozos. Las diferentes señales que indican la presencia de un amago de reventón son:

4.3.1 Aumento repentino de la rata de penetración

La rata de penetración depende de la presión diferencial entre la formación y la columna de lodo. Cuando la presión diferencial aumenta, la rata de perforación disminuye, debido a la retención de partículas de lodo y cortes de formación en el fondo del hueco, que deben ser reperforados. La presencia de presión anormal disminuye la presión diferencial e incrementa la rata de perforación ó penetración.

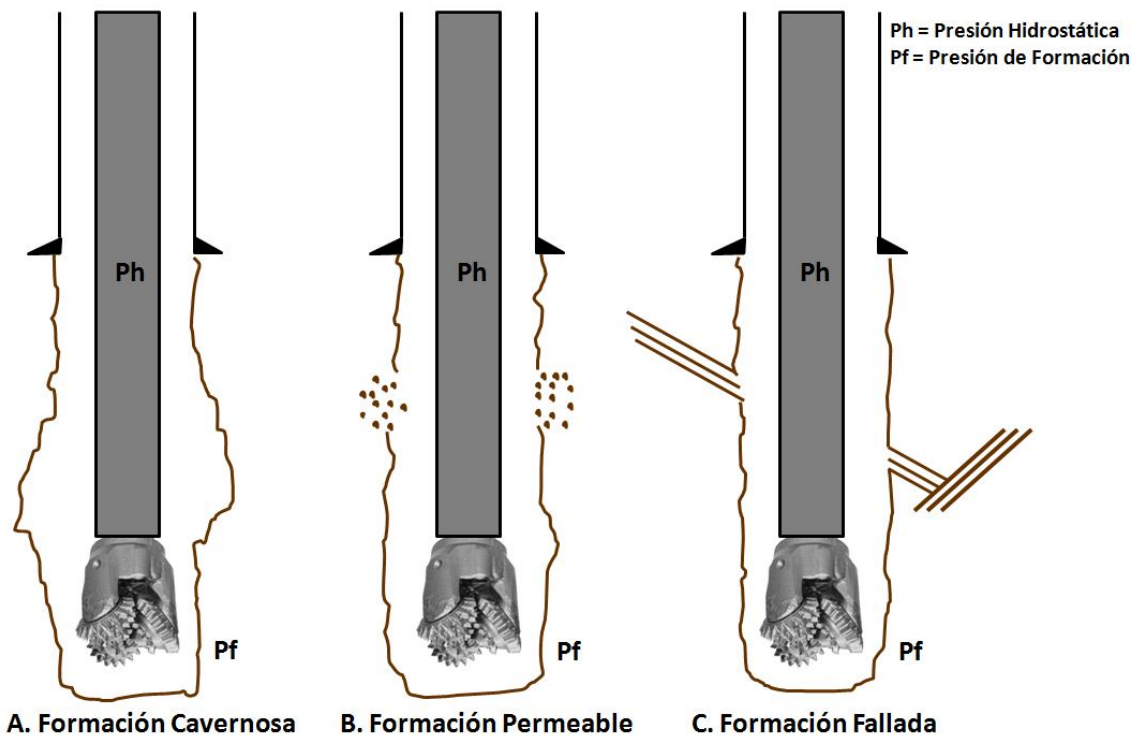
4.3.2 Aumento del volumen del lodo en las piscinas

Un aumento del volumen de lodo en las piscinas, indica una entrada de fluidos en el hueco. El volumen adicional proviene de una formación ya perforada y sin revestir ó que se está perforando.

4.3.3 Lodo cortado

El lodo cortado, es aquel que presenta variación en el peso y/o contenido de cloruros y cambios en sus propiedades físicas.

Figura 41. Pérdidas de circulación en diferentes tipos de formación



Fuente. Tomada de: Kondo, F. Parada, J. "Control práctico de presiones". Trabajo de grado. UIS. 1979

Un lodo lo puede cortar el gas y/o aceite y/o agua salada. La presencia de gas y/o aceite en el lodo, tiende a disminuir el peso del lodo, el agua salada tiene el mismo efecto sobre el lodo, pero en menor grado.

- Lodo cortado por gas

Generalmente, durante las operaciones de perforación, se puede apreciar el corte del lodo por gas. Cuando se ha perforado una formación, el gas puede entrar al hueco, si la presión de la columna de lodo no es suficiente para contrarrestar la presión de formación.

El tiempo es un factor muy importante para el reconocimiento y control de un lodo cortado por gas, porque evita situaciones difíciles y peligrosas. Por medio del cromatógrafo, se puede apreciar el contenido de gas de una manera cualitativa, y con el detector de gas se puede identificar la clase de gas que llega a la superficie.

Hay tres momentos en que se puede tener influjo de gas:

1. Gas perforando, indica la entrada de gas cuando se está perforando, es decir, que la presión ejercida por la columna de lodo más la presión de la bomba, no es suficiente para controlar la presión de la formación.
2. Gas de conexión, indica la entrada de gas cuando se están haciendo conexiones, es decir, que la presión de la columna de lodo no es suficiente para contrarrestar la presión de la formación. Esta operación se lleva a cabo con la bomba apagada
3. Gas de succión, indica la entrada de gas cuando se está sacando tubería, o sea, que la presión de la columna de lodo menos la presión de succión es menor que la presión de la formación.

- Lodo cortado por agua

El lodo cortado por agua, indica que la presión de la formación excedió a la presión de la columna de lodo; el agua corta al lodo según el contenido de cloruros, es decir, que la señal de reconocimiento sería el aumento del volumen de lodo en las piscinas.

Si el agua está acompañada por gas, éste aligera el peso del lodo, el cual, puede ser restituido debido a la cantidad de cloruros que contenga el agua.

4.4 MÉTODOS PARA CONTROLAR AMAGOS DE REVENTÓN

Básicamente existen dos métodos para controlar los amagos de reventón:

1. Presión constante en la tubería de revestimiento
2. Presión constante en la tubería de perforación. Es el método más usado en los campos petrolíferos, razón por la cual trataremos más detalladamente en este trabajo.

4.4.1 Método de presión constante en la tubería de revestimiento

Este método se usa para calcular la presión inicial de circulación, conociendo las presiones de cierre de la tubería de perforación y de la tubería de revestimiento; sin tener el registro de las pérdidas de presión en el sistema.

Para calcular la presión inicial de circulación, se mantiene constante la presión de cierre de la tubería de revestimiento, por medio de un estrangulador ajustable, hasta que, la bomba alcance la rata de bombeo planeada. En este instante, la presión de la tubería de perforación tendrá la presión inicial de circulación, necesaria para matar el pozo. Una vez establecida la presión inicial de circulación,

se continúa el control del pozo con el “método de presión constante en la tubería de perforación”.

Ventajas:

- Requiere de pocos cálculos
- La rata de bombeo puede ser cambiada a la deseada
- Mejor control de la presión del fondo del hueco
- Se puede aumentar el peso al lodo, a la vez que se controla el pozo

Desventajas:

- Se cometen errores de cálculos cuando el anular tiene caídas de presión demasiada altas (pozos profundos y de hueco reducido) y también se cometen errores debidos a la geometría del hueco.
- Se ejercen presiones altas sobre la pared del hueco, razón por la cual, este método no se debe utilizar cuando la burbuja está cerca de la superficie.

4.4.2 Método de presión constante en la tubería de perforación

Este método es el más usado, el más seguro y el mejor para el control de pozos. El manómetro de la tubería de perforación, cuando se usa una rata de bombeo constante, da una medida precisa de la presión del fondo del hueco y el manómetro de la tubería de revestimiento indica las condiciones del anular.

La base del control de la presión constante en la tubería de perforación, es la circulación del pozo, bajo el control de un estrangulador que es esencialmente un sello del sistema. Puesto que, las presiones de fondo se reflejan en manómetros, entonces, podemos controlar los cambios de presión en el fondo desde la superficie.

Este método acepta tres variaciones que son: “método del Perforador”, “método de espere y pese” y el “método concurrente”.

4.5 ECUACIONES COMÚNMENTE USADAS EN CONTROL DE PRESIONES

A continuación se listan las ecuaciones usadas para determinar las presiones de superficie, en diferentes tipos de pozo.

- La presión de superficie en pozo exploratorio, se puede hallar por medio de la siguiente ecuación: (ec. 4.1)

$$P_{superficie} = (0.052 \times h_{pozo} \times \rho_{lodo}) - Ph_{gas} \quad (\text{ec. 4.1})$$

Donde:

Ph gas = presión del gas (psi), y puede ser calculada mediante la siguiente ecuación: (ec. 4.2)

$$Ph_{gas} = Grad_{gas} \times H_{influj} \quad (\text{ec. 4.2})$$

Donde:

H influj = altura del influj (ft). Se supone que todo el pozo queda lleno de gas

Grad gas = Gradiente de gas [TVD ≤ 10000, Grad = 0,1 (psi/ft)]

[TVD > 10000, Grad = 0,15 (psi/ft)]

- La presión de superficie en pozo de desarrollo, se puede calcular por medio de la siguiente ecuación: (ec. 4.3)

$$P_{superficie} = (0.052 \times h_{pozo} \times \rho_{lodo}) - Ph_{gas} - Ph_{fluido} \quad (\text{ec. 4.3})$$

Donde:

P_h fluido = Presión hidrostática del fluido, y puede ser hallada mediante la siguiente ecuación: (ec. 4.4)

$$P_{h_{fluido}} = (0.052 \times h_{influj o} \times \rho_{fluido}) \quad (\text{ec. 4.4})$$

Donde:

H injlujo = altura del injlujo de fluido (ft). Se supone que la mitad del pozo queda lleno de gas.

4.5.1 Determinación de la clase de BOP's

Una vez conocida la presión de superficie, se selecciona la clase de BOP's que se requiere, utilizando para tal fin la tabla 2 que se muestra a continuación:

Tabla 2. Clases de BOP'S

Presión de trabajo	Clase
2000 psi	2 M
3000 psi	3 M
5000 psi	5 M
10000 psi	10 M
15000 psi	15 M
20000 psi	20 M

Fuente. Autores

4.6 EQUIPOS DEL SISTEMA DE SEGURIDAD

4.6.1 Preventores

Para evitar el cabeceo (golpeteo) del pozo el factor principal a tener en cuenta es la presión hidrostática aplicada a la formación por la columna del fluido de perforación; ésta debe ser suficiente para sobrebalancear las presiones de las formaciones que se están perforando.

Cabe señalar, que aunque el preventor es un medio de control en el momento que se produce un reventón, su finalidad se limita a controlar y no a impedir que se presenten reventones. Y ésta es la razón por la que son concebidos como aparatos de emergencia.

La definición de un preventor dada por el Instituto Americano del Petróleo (API) es: “El preventor de reventones es un dispositivo que se conecta a la tubería de revestimiento, o algún equipo de cabezal de pozo instalado en el revestidor. Tiene por objeto controlar la presión en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y alguna sarta de tubería interna durante operaciones de perforación, terminación y/o rehabilitación del pozo”

El conjunto de preventores es un sistema que refuerza el método básico de control de pozos (la presión hidrostática de la columna de fluido). Cuando este ensamblaje falla, se producirá una tasa de flujo del pozo prácticamente incontrolable y peligrosa. Por esta razón, es importante que el personal esté instruido respecto a las características de funcionamiento y requisitos del conjunto de preventores.

En términos generales el equipo de preventores debe estar calculado para:

- Cerrar el cabezal del pozo en superficie
- Controlar la salida de fluidos del pozo
- Permitir bombear fluidos al interior del pozo; y

- Permitir el movimiento de la sarta de tubería tanto en sentido vertical como de rotación.

La clasificación de los preventores está dada por dos tipos: anular y de ariete.

4.6.1.1 Preventor tipo anular

El preventor anular consiste en un mecanismo que cierra el espacio anular alrededor de la sarta de perforación, tuberías o herramientas. Así los líquidos o gases que se presurizan se retienen en el espacio anular del pozo (figura 42)

Este tipo de preventores posee una empaquetadura con forma de anillo, el cual está reforzado con una unidad sellante que rodea el orificio permitiendo un cierre hermético del pozo. Normalmente es el primer preventor que se hace funcionar.

El preventor tipo anular sella alrededor de cualquier objeto en el pozo (no importando su forma) y permite su movimiento si es necesario, ésta característica representa una gran ventaja, ya que si por ejemplo fuera necesario cerrar el preventor cuando la junta Kelly esté en el pozo, el preventor anular se sellará alrededor y adaptaría su forma.

Entre otras cosas alrededor de las cuales también puede sellar el preventor tipo anular se encuentran: tiras y collares de perforación, cables de alambre e incluso algunos modelos pueden cerrar en pozo sin tubería.

4.6.1.1.1 Funcionamiento

Los preventores tipo anular se operan hidráulicamente y no es posible su cierre manual. La presión del fluido que ingresa por el punto de entrada proporciona la fuerza para hacer que el cilindro de mando se mueva; la campana cónica

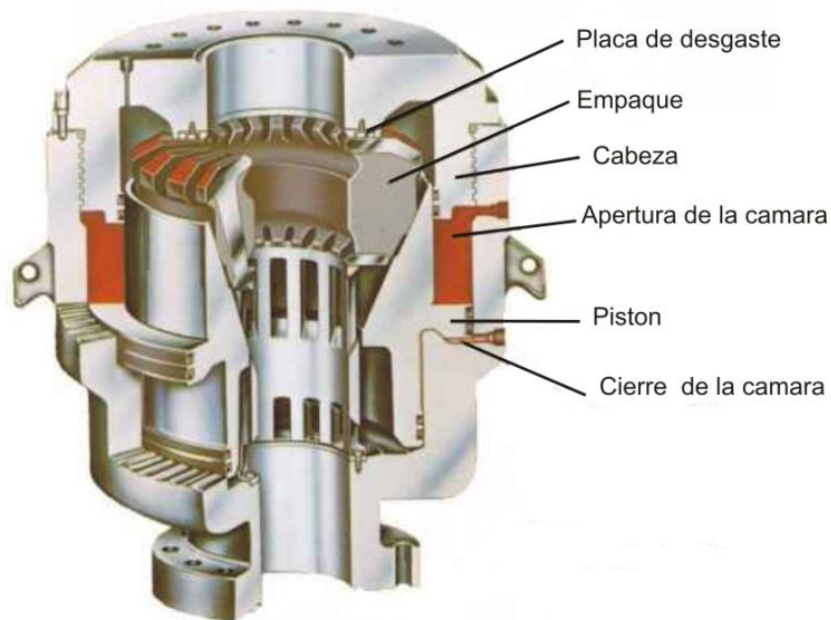
junto con el cilindro comprime la guarnición elástica sellante que realiza el cierre del espacio anular.

En la apertura de salida se bombea el fluido hidráulico y empuja el cilindro hacia abajo permitiendo que la unidad sellante se abra por expansión.

Aunque el cierre inicial del elemento sellante se obtiene de una fuerza externa que produce presión hidráulica, la presión del pozo aumenta el efecto sellante, garantizando un cierre eficaz contra las altas presiones provenientes desde el pozo.

Es recomendable incorporar una válvula reguladora que controle la presión hidráulica mínima de cierre y permita un pequeño escape de fluido, alrededor de la sarta de perforación, cuando ésta esté rotando o se mueva verticalmente en el pozo. Este escape controlado de fluido permite lubricar y enfriar la unidad sellante.

Figura 42. Preventor tipo anular



Fuente. <http://www.drillingnet.info/well-control/annulars-hydril-gk.html>

4.6.1.1.2 Tipos de preventores anulares y características especiales de funcionamiento

- **Hydrill MSP:**
 - Puede cerrar en hoyo abierto (Sin revestimiento)
 - Los sistemas desviadores de flujo son su principal uso
 - Se obtiene una gran ayuda de la misma presión del pozo para sellar el elemento contra la tubería
 - Al liberar la presión de cierre, el tipo desviador vuelve a su posición de forma automática.

- **Hydrill GK:**
 - Puede cerrar en hoyo abierto
 - Para instalaciones submarinas se requieren altas presiones de cierre
 - Se obtiene una gran ayuda de la misma presión del pozo para sellar el elemento contra la tubería
 - Algunos modelos pueden realizar mediciones por sí mismos del desplazamiento del pistón, para de esta manera apreciar el desgaste del elemento sellador

- **Hydrill GL:**
 - Puede cerrar en hoyo abierto
 - Para el caso de operaciones submarinas está provisto con una recámara de balance a fin de compensar el efecto de la presión
 - De la misma presión del pozo se obtiene una pequeña ayuda para el sellado del elemento contra la tubería
 - Principalmente diseñado para operaciones submarinas
 - Puede medir el desplazamiento del pistón, siendo posible estimar el desgaste del elemento sellante

- **Preventor esférico:**

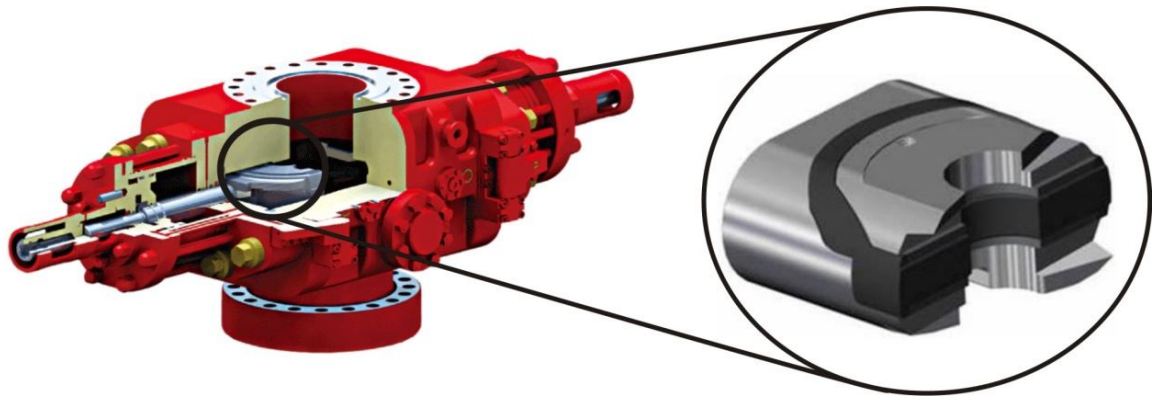
- Puede cerrar en hoyo abierto
- Para operaciones submarinas requiere una presión de cierre mayor
- De la misma presión del pozo se obtiene una pequeña ayuda de presión de sellado.
- No es posible la medición del desplazamiento del pistón
- Los elementos sellantes constan de un compuesto elástico vaciado alrededor de una serie de elementos metálicos reforzados

- **Preventor KFL Y KFD:**

Estos poseen instalado un conjunto de elementos cilíndricos sellantes de goma. Los elementos sellantes se expanden y abomban, cerrando en cualquier diámetro y forma de tubería.

- No puede cerrar en hoyo abierto
- Diámetro interno reducido a través del elemento de inserción

Figura 43. Ariete



Fuente <http://www.mcadforums.com/forums/viewtopic.php?t=11080&p=77164>

4.6.1.2 Preventor tipo ariete o de compuerta

Este tipo de preventores cierran el espacio anular entres sus paredes internas y la tubería del pozo. Las compuertas se cierran desde la posición de reposo (fuera del orificio) a una posición en la que se cierran contra la tubería (ver figura 43)

El ariete o compuerta es un componente que puede cambiarse o intercambiarse dentro del diámetro interior del cabezal de pozo o del preventor. Cuando éste se encuentra en su posición extendida engancha la tubería y se logra un sello en el espacio anular y la misma. En otras palabras, el ariete es una unidad del preventor que puede ser accionada tanto para adentro como para afuera del diámetro inferior del preventor; además, funcionan en pares y al cerrar sellan el espacio situado debajo de ellos.

Comparando los preventores tipo anular con los preventores tipo ariete, se encuentra que los segundos sellan únicamente alrededor de una tubería de un diámetro específico que debe concordar con el ariete instalado, esto es debido a

que poseen aberturas semicirculares correspondientes al diámetro de las diferentes tuberías. Es de vital importancia que el diámetro de la tubería de perforación, producción o revestimiento que se esté empleando coincida perfectamente con los arietes del preventor. Ellos pueden usarse solamente para perfiles cilíndricos. Para perforaciones que requieren usar sartas de tamaños diferentes se deberán tener disponibles arietes que coincidan con cada uno de los distintos diámetros de las tuberías.

Algunos arietes pueden cerrar completamente el pozo, éstos se conocen como preventores de ariete ciego o de cizallamiento y pueden cerrarse en hoyo abierto ya que no tienen aberturas para la tubería.

4.6.1.2.1 Funcionamiento

El fluido hidráulico proveniente de las bombas del acumulador de presión entra por la compuerta de cierre, se distribuye hacia la cabeza de los cilindros.

El orden de accionamiento de los dispositivos para cerrar los arietes es el siguiente:

1. Cuando se detecta con anticipación un amago de reventón y la fuerza de éste es tal que con la presión de fluido no es posible controlarlo, ni tampoco el preventor anular, se decide cerrar el preventor de ariete de tubería con el control de paso del fluido de presurizado en la consola del perforador.
2. Cuando no es posible cerrar el ariete con el sistema hidráulico y el amago no es tan pronunciado, se puede intentar cerrar el preventor de forma manual girando el volante de tornillo de cierre (es una operación peligrosa y e incluso se pone en peligro la vida).
3. Si el amago no da tiempo de poder cerrar los preventores o no es posible realizarlo por ninguno de los medios mencionados con anterioridad, se procede a tratar de cerrarlos con la presión que se encuentra almacenada

en los acumuladores, ubicados lejos del pozo. Es la forma de actuar más aconsejable para cerrar los preventores si no fue posible cerrarlo con la válvula localizada en la consola del perforador. Una vez que se hayan cerrado los preventores (por la presión hidráulica o la presión de los acumuladores) se ajusta más el ariete con el tornillo de cierre.

4. Para abrir los arietes del preventor se le aplica la presión con el fluido al pistón para hacer que se desplace hacia atrás y lograr la abertura de los arietes, liberando de éste modo la tubería que mantenían “abrazada”.

4.6.1.2.2 Tipos de preventores de ariete y características especiales de funcionamiento

Dentro de la clasificación de los preventores tipo ariete se encuentran: los tipo QRC, los tipos U y los tipo LWS.

- **Preventor tipo QRC:**

Algunas de sus principales características de funcionamiento son:

- Sus reparaciones pueden ser realizadas en el campo
- La posición del ariete puede determinarse desde el exterior
- Los arietes se mantienen cerrados gracias a la ayuda de la presión del pozo.
- El vástago posee un sello secundario
- Las gomas del ariete son de acción autoreguladora
- Los arietes pueden trancarse manualmente en la posición de cierre o se puede instalar un mecanismo hidráulico que cumpla con esta función

- **Preventor tipo U:**

- Puede usarse en operaciones corrientes o submarinas
- Por inspección externa no puede determinarse la posición de los arietes
- Los arietes pueden trancarse manualmente en la posición de cierre o asegurarse hidráulicamente
- Los arietes se mantienen cerrados gracias a la ayuda de la presión del pozo.
- Sus reparaciones pueden ser realizadas en el campo
- Posee sello secundario en el vástago impulsor
- Los arietes poseen un mecanismo de autoalimentación para la goma

- **Preventor tipo LWS:**

- Sus reparaciones pueden ser realizadas en el campo
- Relativamente liviano
- La posición de los arietes no puede determinarse por simple inspección externa
- Posee un mecanismo externo para asegurar los arietes
- Los arietes poseen un mecanismo de autoalimentación para la goma
- Debe disponerse de espacio para permitir abrir las puertas del preventor
- Los arietes se mantienen cerrados gracias a la ayuda de la presión del pozo

4.6.1.2.3 Preventor tipo ariete ciego

Los preventores tipo ariete ciego son utilizados para sellar pozos sin revestimiento (cuando están equipados con arietes ciegos no puede usarse para nada más). Como los arietes pueden ser reemplazados, un preventor con ariete de tubería puede ajustarse a ariete ciego y viceversa.

Los arietes tipo ciego pueden ser colocados en varios estilos o arreglos, los más comunes son:

- Ciego entre el preventor de fondo y el preventor anular
- Ciego en parte superior
- Ciego en el fondo del ensamblaje

- Preventor de ariete ciego en el centro:

Un posible arreglo de este tipo se muestra en la figura 4.5 (lado izquierdo) y algunas de las razones para colocar un ariete ciego en el centro son:

Si en el preventor se usan los arietes de tubería, el preventor puede cerrarse sobre la tubería de perforación. Se cambian los arietes ciegos del preventor del centro a arietes de tubería. Esto se hace cuando el caucho del preventor anular se ha desgastado durante un amago de reventón.

La instalación de los arietes de tubería en el preventor de arietes ciegos permite que el perforador continúe moviendo la tubería a medida que se va “matando” el pozo.

- Preventor de ariete ciego en la parte superior:

Cuando se coloca el preventor de arietes de tubería en la posición del fondo, el perforador podrá colgar la columna de perforación en el pozo al colocar una junta en los arietes.

- **Preventor de ariete ciego en el fondo:**

Un esquema de este arreglo se encuentra en la figura 44. Algunas razones por las cuales el preventor de ariete ciego se coloca en el fondo del conjunto de preventores son:

- Permite que el perforador cierre el pozo mientras se están cambiando los arietes de tubería a arietes de revestimiento, ya que colocando los arietes de tubería en la parte inferior, se deja el pozo abierto durante estas operaciones; procedimiento que no representa peligro en la mayoría de los pozos
- Si todos los arietes de tubería fallaran la tubería de perforación podría desenroscarse y dejarse caer, luego se cerraría el pozo y se reemplazarían los arietes
- Los arietes ciegos en el fondo podrían sellar el pozo en caso de que éste reventara cuando la tubería de perforación está fuera de él.

4.6.1.2.4 Características generales de los preventores de ariete

El material elástico, de caucho sintético, que realiza el cierre final entre los arietes opuestos o entre el ariete y la tubería de perforación está diseñado de autoabastecimiento. El movimiento necesario está controlado por las placas metálicas arriba y debajo de material hermético.

Si se usan en forma conveniente (es decir, cuando la presión de cierre no es excesiva) los arietes pueden trabajar con alta presión durante un periodo de tiempo largo antes de presentarse una falla. El material hermético garantiza una eficacia de cierre contra las pérdidas por alta presión de lodos que contengan arenas y ripidos tanto para arietes ciegos como para tubería.

Figura 44. Preventores



Fuente. http://www.diytrade.com/china/4/products/4504362/blowout_preventer.html

4.6.2 Unidad de cierre

El equipo o unidad de cierre es el centro de control hidráulico y fuente de energía para operar el ensamblaje o conjunto de preventores. Para lograr esta función, la unidad debe tener la capacidad de mandar fluido hidráulico hacia los preventores a la presión correcta, para garantizar el funcionamiento de éstos al tiempo y las condiciones del pozo requeridos.

Los elementos básicos que componen las unidades para cerrar los preventores son: el depósito para el fluido, bombas, series o banco de acumuladores, y un

múltiple con válvulas que permiten direccionar el fluido hacia el preventor adecuado.

Puede observarse que aquellos componentes principales como las bombas y los acumuladores están aislados por válvulas, de esta forma cada unidad puede ser retirada individualmente para repararse sin que esto afecte el funcionamiento de las operaciones.

4.6.2.1 Partes y especificaciones de la unidad de cierre

- **Depósito para el fluido:**

Debe tener dos veces más que el volumen de líquido de trabajo del banco de acumuladores. El depósito debe tener en reserva la mitad de su capacidad con los acumuladores totalmente cargados

- **Banco de acumuladores:**

- **Volumen requerido:** 1.5 veces el volumen corriente requerido para cerrar todos los preventores, abrir la válvula hidráulica de compuerta y retener 1200 Psi en el sistema sin accionar las bombas
- **Presión del sistema y precarga: (ver tabla 3)**

Tabla 3. Presión del sistema y precarga

Presión de trabajo, Psi	Presión de precarga, Psi
1500	750
2000	1000
3000	1000

Fuente. Autores

- **Bombas para la unidad de cierre:**

Las funciones de estas bombas para la unidad de cierre de los preventores son: cargar el banco de acumuladores y operar los preventores en caso de

producirse una falla en los acumuladores. Por eso se recomienda un sistema de bombeo con fuentes independientes. Son aceptables ambos tipos aire/aire, aire/ electricidad. Sin embargo, el sistema aire/aire, requiere de la instalación un tanque separado con el objetivo de almacenar aire.

Las especificaciones de los componentes más importantes de la unidad de cierre, se resumen a continuación:

- **Capacidad:** suficiente para abrir la válvula hidráulica de compuerta, además cerrar el preventor anular alrededor de la tubería de perforación en uso y poner 1200 Psi de presión en el múltiple en dos minutos, o menos sin asistencia del acumulador
- **Presión:** La bomba debe tener 5000 Psi de presión de descarga
- **Fuerza o energía para la bomba:** Dos fuentes independientes de suministro de energía. Aire/aire y aire/electricidad
- **Múltiple, accesorios y válvulas:** Todas las válvulas, líneas y accesorios corriente debajo de la bomba deberán tener una capacidad de trabajo de 5000 Psi.
- **Tipos de fluidos para la unidad de cierre:** Son recomendables y aceptables los aceites hidráulicos livianos (algo grado API), o agua dulce limpia que contenga un pequeño porcentaje de lubricante soluble en agua, más glicol para las operaciones en tiempo frío. En equipos flotantes se recomiendan mezclas de agua y surfactantes por la tolerancia de sólidos en solución y las características que no son contaminantes.
- **Reguladores de presión:** La cantidad de reguladores requeridos es dos. Uno se usa para el múltiple de control del preventor de ariete y otro para el múltiple de control del preventor anular.
- **Filtros:** La cantidad de filtros requeridos es dos.

4.6.2.2 Recomendaciones y observaciones generales

- Para la unidad de cierre no se recomienda usar como fluido gasóleo, aceite para cadenas o kerosene; ya que estos pueden causar un deterioro acelerado de la goma sellante de los preventores y, además son productos inflamables.
- Se debe revisar periódicamente las condiciones en las que se encuentran las conexiones, bombas y sellos, asegurándose de realizar el mantenimiento general de la unidad.

4.6.3 Equipo auxiliar

Ya anteriormente se han mencionado dos tipos de preventores, además de ellos, existen otros que ayudan a controlar el “golpeteo”, operando en diferentes condiciones o situaciones que se puedan presentar durante la perforación de un pozo. Algunos de estos controladores de presión se presentan a continuación:

- Preventores de empaquetadura rotatoria
- Preventores internos
- Válvula para la junta Kelly o válvula tapón
- Preventores para cable

4.6.3.1 Preventor de empaquetadura rotatoria

En varias ocasiones las cabezas y empaquetaduras rotatorias desempeñan la función de equipo primario de prevención de reventones, aunque no son consideradas como tales. Cuando se realiza una perforación bajo presión (cuando la presión en el cabezal del pozo substituye, en parte, la presión hidrostática para desequilibrar la presión de la formación) se debe disponer de algún elemento para sellar alrededor del cuadrante mientras éste está girando. El uso común de las cabezas rotatorias va dirigido principalmente cuando se perfora con lodos aireados

o cuando se usa como medio de circulación un gas, ya que ellas impiden que el fluido presurizado, neblina o polvo, salga del hoyo y atraviese la mesa rotaria.

Para la circulación inversa el preventor rotatorio es necesario. En ésta aplicación, en la que la presión de la bomba se aplica al espacio anular para lograr que la circulación retorne por la tubería de perforación.

El funcionamiento de los preventores de empaquetadura rotatoria es: Sus empaquetaduras giran con la tubería mientras que el cuerpo del aparato queda estacionario. Ellos mantienen de forma indefinida la presión alrededor de la tubería en rotación y como las empaquetaduras de uso convencional permiten el movimiento hacia arriba y hacia abajo.

4.6.3.2 Preventor interno

Un preventor interno es similar a una válvula de flotación de tubería de perforación. El fluido puede bombearse a través de ella, pero cuando ocurre una contrapresión en la parte inferior la válvula se cierra automáticamente.

Cuando la tubería de perforación se está sacando el pozo, la primera advertencia de reventón es (casi siempre) la elevación del fluido de perforación junto con la tubería. Cuando el preventor interno se cierra, entre la sarta de perforación y el revestimiento, se ejerce una presión adicional sobre la columna de fluido ascendente. Para ese momento se debe hacer algo para controlar el flujo dentro de la tubería de perforación. La ubicación de este tipo de preventores suele ser en la columna de perforación entre dos uniones.

4.6.3.3 Válvula para la junta Kelly (Kelly Cook)

Cuando la presión del sistema es mayor a 2000 Psi, una válvula para la junta es un accesorio necesario en la prevención de reventones. La ubicación de la válvula

de la junta de Kelly es entre la unión giratoria (Swivel) y la junta Kelly. Esto permite que el perforador pueda excluir las presiones almacenadas en la unión giratoria y en la manguera del lodo. Las válvulas tapón (como también son conocidas) con sellos elásticos son las más usadas para esto.

Las pruebas de la válvula de la junta Kelly siempre deben ejecutarse por el fondo o por el lado de esta, ya que es esencial que se mantenga el sello de la junta o cuadrante.

El diámetro de la válvula y el diámetro de la junta de Kelly o la unión de la conexión giratoria deben aproximadamente iguales.

Estas válvulas inician su acción cuando ocurre una falla de la manguera de perforación o de la empaquetadura de Swivel, estas actúan obturando el pozo.

Una válvula de inferior conocida como válvula de guarnición, se suele emplear en conjunto con la de tapón arriba del cuadrante, pues la posición más baja puede no resultar accesible en caso de emergencia. Su utilidad radica en prevenir al lodo de filtrar fuera del cuadrante mientras se efectúan conexiones, y ella puede cerrarse para trancar el flujo desde la sarta de perforación cuando es instalada una válvula de contrapresión o un preventor interno.

4.6.3.4 Preventores para cable

Los preventores para cable se clasifican en dos:

- Los que sirven para cerrar la parte superior de un tren de sarta sin un lubricador, como el que se usa para bajar con cable los sacamuestras, instrumentos para medida de desviaciones, o extensómetros indicadores de punto libre de tubería atascada.

Estos instrumentos se bajan a veces a través de un cabezal que permite circulación y rotación, empleando un empaque. De forma general, un aparato amortiguador desprende el casquillo de la empaquetadura cuando la herramienta alcanza la cima de la sarta.

- Los provistos para perforación u otras carreras dentro de la tubería de revestimiento, o en agujero abierto, usualmente con un lubricador suficiente largo para contener el ensamble de las herramientas bajadas dentro del pozo

4.6.4 Unidad acumuladora

La unidad acumuladora de presión consiste en un sistema de potencia hidráulica dotada de todos los controles necesarios para operar todos los preventores durante la operación de perforación.

Las partes principales de la unidad de acumulación son: un depósito para almacenar fluido a condiciones atmosféricas, bombas de alta presión, un manifold o múltiple (diseñado para altas presiones) para operar los preventores, y accesorios.

4.6.4.1 Acumulador y depósito

El acumulador incluye: las “botellas o empaques acumuladores”, que pueden ser de diafragma elástico o de separador de metal, un depósito auxiliar para el fluido de trabajo, y la tubería para acumuladores, la que incluye válvulas de cierre y de alivio. (Ver figura 45)

- **Tanque acumulador:**

El tanque almacenador consiste en un recipiente que permite almacenar el fluido impulsor bajo presión. Inicialmente el recipiente es precargado con nitrógeno bajo una presión determinada, el nitrógeno es sellado dentro de su propia cámara y es separado del fluido impulsor (que hace funcionar los arietes) a través de una sección móvil que puede ser un diafragma elástico o un separador de metal.

- **El depósito:**

El sistema de control de los preventores es un sistema de circuito cerrado donde todo el fluido “escapado” es retornado al depósito, por esta razón, es de vital importancia la inspección periódica del depósito para detectar contaminantes o materiales extraños provenientes del preventor, ya que estos pueden tapar los filtros de sección de la bomba e inhabilitar el sistema de control. Así los depósitos son usados para almacenar el fluido de operación de la unidad acumuladora.

4.6.4.2 Conjunto de la bomba eléctrica

El conjunto de la bomba eléctrica es una de las fuentes de alta presión utilizadas en la unidad de acumulación. Este requiere de un sistema abastecedor o fuente de potencia.

Figura 45. Acumulador



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

4.6.4.3 Conjunto de la bomba de aire

El conjunto de la bomba de aire es una fuente de potencia de alta presión, usada para presurizar la unidad acumuladora. Estas bombas requieren de un sistema proveedor para abastecer la suficiente presión y volumen al operar.

4.6.4.4 Manifold de control

El manifold o múltiple de control se utiliza para direccionar el flujo del fluido a alta presión (impulsado por las bombas y almacenado en los acumuladores) para operar la válvula de compuerta y el bloque de preventores (BOP). Cabe resaltar que alrededor del regulador debe instalarse una línea de desvío para disponer de la máxima presión de trabajo en el momento que ocurra una emergencia.

Dado que el preventor anular demanda una presión de operación distinta de las otras unidades BOP, todo manifold de control debe disponer de un múltiple doble.

Esto implica que el manifold de control requiere de dos reguladores, cada uno con su alimentador de presión propio.

4.6.5 Múltiple de estrangulación

El múltiple de estrangulación tiene como función principal cerrar la boca del pozo, los arreglos de preventores (B.O.P) deben incluir conexiones que permitan controlar la descarga de la presión del pozo. También deben tener dispositivos que posibiliten bombear fluidos dentro del pozo con o sin tubería de perforación cuando ellos están cerrados; e incluir facilidades para llenar el pozo de lodo.

El múltiple de estrangulación consta de agrupaciones de accesorios (conexiones) que se presentan a continuación:

- Una conexión o línea de estrangulación para el flujo
- Una conexión o línea para “matar” el pozo
- Una conexión o línea para el llenado del pozo

4.6.5.1 Diseño general

Las funciones mencionadas anteriormente pueden lograrse con conexiones simples de tubería en ensamblajes o montajes de baja presión, pero generalmente se necesitan múltiples bridados y de gran complicidad para trabajos de alta presión.

El estrangulador principal y los accesorios de “matar” están conectados al carretel espaciador para el montaje de los preventores. Los sistemas auxiliares se conectan a las aberturas laterales de la cabeza del revestimiento, y la línea de llenado se conecta a los lados del nipple de campana o conducto del lodo extendiéndose un poco más arriba del conjunto de preventores.

4.6.5.2 Conexiones para la línea de estrangulación

En la descarga de cualquier bloque preventor de reventones se deben tener cuidados que hagan posible la descarga controlada de la presión del pozo. Esta función puede ser realizada mediante una válvula ubicada sobre el carretel espaciador y con una línea que llegue a las piscinas o tanques para el lodo. Las conexiones que trabajan a alta presión deben tener en cuenta una válvula accionada por presión y válvulas auxiliares en serie.

El arreglo del estrangulador de flujo debe ser tal que permita el flujo casi directo desde la abertura del carrete (fosa o canal para el lodo) en el contrapaso.

4.6.5.3 Conexiones de la línea para “matar”

Las especificaciones de los conjuntos de conexiones para preventores deben estar dirigidas a permitir el bombeo a alta presión dentro del espacio anular entre la tubería de perforación y el revestimiento cuando los preventores están cerrados.

4.6.5.4 Conexiones para la línea de llenado o relleno

Para el llenado de rutina del pozo se suministra usualmente una conexión aparte del estrangulador y/o la conexión de la línea de alta presión; esta línea no es una conexión para el control de reventones.

Si la conexión de línea para “matar” es utilizada para el llenado rutinario, es posible que no pueda servir para mantener una alta presión en un momento de emergencia. Es esta la razón por la que en la perforación se requiere una conexión separada para llenar el pozo; la conexión debe hacerse sobre el conducto de lodo más bajo en la abertura de derrame.

4.6.5.5 Conducto para el derrame del lodo

Las conexiones principales que conforman el conjunto preventor son: el estrangulador, la línea para “matar” y la conexión de la tubería de relleno. Una pieza asociada con estos aditamentos es el conducto para el derrame del lodo, el cual usualmente se encuentra conectado a la línea de llenado. El tamaño de este conducto y el diámetro interno de los preventores debe ser el mismo y tener una salida lo más baja posible para proporcionar carga de presión al flujo de lodo que se desplaza por la canaleta.

4.6.5.6 Estranguladores

Para el control de las presiones una característica importante es el hecho que puedan ubicarse dispositivos de estrangulación en la tubería, indiferente de cual sea su ubicación.

Un estrangulador es una unidad que permite mantener una contrapresión en la tubería dentro de valores deseables precisos durante la eliminación de un cabeceo. La presión del fluido disminuye primero por medio de una válvula ajustable y después se dirige a través del separador, antes de ventilar el gas a la atmósfera.

Se pueden encontrar principalmente dos tipos de estranguladores:

- Estranguladores ajustables a mano
- Estranguladores controlados y ajustados

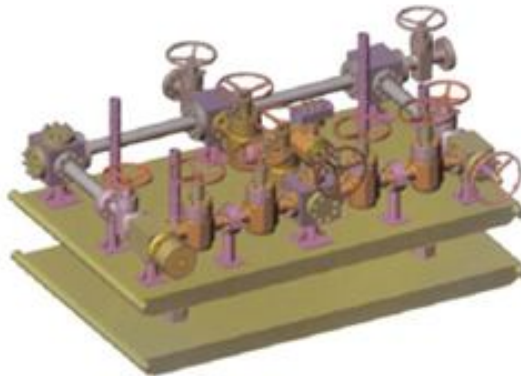
4.6.5.7 Arreglos típicos para el múltiple de estrangulación

La presión máxima de trabajo es el factor determinante en el momento del ensamblaje de los diferentes arreglos o montajes para el múltiple de control. Esta

presión depende principalmente de las presiones del pozo esperadas, por esta razón, no existe un único tipo de arreglo o ensamblaje de estrangulación. Aquí se mostrarán algunos de los principales tipos de ensamblajes que se recomiendan para diferentes presiones de trabajo.

La figura 46 muestra un arreglo sencillo de los múltiples de estrangulación más comunes.

Figura 46. Múltiple simple de estrangulación.



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

4.7 ACCESORIOS

Los accesorios son un grupo de herramientas dentro de las cuales se encuentran: bridas, uniones, tramos de tubería, cabezales de revestimiento, tambores y separadores de gas. Estos tienen como finalidad crear las diferentes conexiones de superficie en los variados arreglos de conjuntos de preventores.

4.7.1 Bridas y uniones

Se necesita disponer de cierta flexibilidad en las conexiones del cabezal del pozo ya que las fuerzas mecánicas que se ejercen sobre los equipos de prevención y conexión de tubería de inyección, en el momento de verificar el cabeceo o durante la perforación, pueden resultar muy severas. Esta flexibilidad se obtiene gracias al uso de las bridas y uniones roscadas.

4.7.2 Tubería y cabezales para revestimiento

El equipo de preventores generalmente no tiene una resistencia mayor que: la tubería revestidora a la cual esté unido, que la resistencia a la ruptura de las formaciones que se encuentren en la base de la misma tubería, a la cementación del revestimiento, y a las uniones entre la tubería y el mismo preventor. Es así, como el revestimiento es una parte de gran relevancia y es considerado la base del equipo de prevención.

4.7.3 Tambores de perforación de brida doble

Un tambor de perforación (o carretel espaciador) es una unión de gran diámetro, ubicada en el conjunto de preventores con la finalidad de suministrar espacio entre ellos mismos, así como también de permitir la conexión de las líneas de “matar” y el control del pozo.

A pesar de que los preventores pueden disponer de conexiones laterales, se prefieren usar los tambores de brida doble para conectar las líneas de “matar” y de estrangulación.

4.7.4 Separador de gas

Se usa un desgasificador al vacío para eliminar el gas contenido dentro del lodo. Este se monta de tal manera que saque el lodo desde un tanque y lo bombee (una vez libre de gas) por la línea de tratamiento.

4.8 NOMENCLATURA DEL CONJUNTO DE PREVENTORES (BOP)

La clasificación suministrada por la API para los bloques de preventores está basada en los rangos de presión de servicio (ver figuras 47, 48 y 49). Cada conjunto o “castillo de preventores” debe identificarse con un código, y deben proporcionar la suficiente resistencia para cada uno de los diferentes rangos de presión como lo son: 2M, 3M, 5M, 10M y 15M.

Un conjunto convencional de cierre consiste generalmente de las siguientes secciones (enumeradas de arriba hacia abajo):

1. Tubo de circulación de lodo
2. Preventor anular
3. Preventor de ariete ciego
4. Unión de brida doble
5. Preventor de ariete de tubería
6. Unión de brida doble (opcional)
7. Cabezal de tubería

Un conjunto simple puede constar de:

1. Un tubo para circulación de lodo
2. Preventor doble de mandíbula
3. Cabezal de tubería

El código adaptado para la designación de un conjunto de preventores, nombrándolos a partir de la pieza localizada en la parte inferior hasta la última parte superior del conjunto, es el siguiente:

R= Preventor tipo ariete simple, con un paquete de arietes ciegos o de tubería, según lo prefiera el operador.

Rd= Preventor de ariete tipo doble, con dos paquetes de arietes arreglados de acuerdo a la preferencia del operador.

A= Preventor tipo anular

S= Espaciador con conexiones laterales para las líneas de estrangulación y/o de "matar"

G= Cabeza estabilizadora rotatoria para gas o perforación aireada

De ésta manera un conjunto de prevención puede ser nombrado e identificado de la siguiente manera:

5M - 13-5/8 - R.S.R.A

Donde:

5M=Capacidad de presión de trabajo (5000 Psi)

13-5/8 = Diámetro permisible para el paso de herramienta a través de los preventores

R= Preventor de ariete para tubería

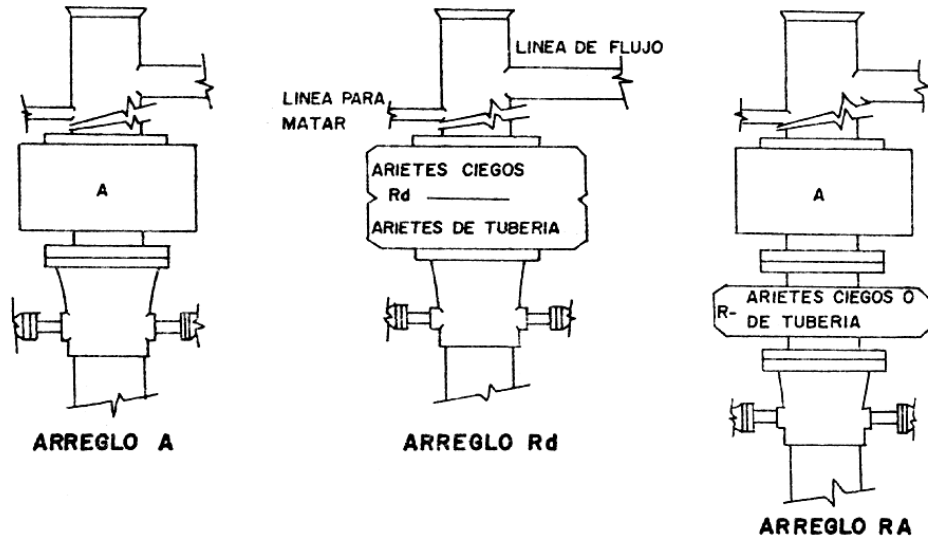
S= Espaciador de perforación (Drilling Spool)

R= Preventor de ariete ciego

A= Preventor anular

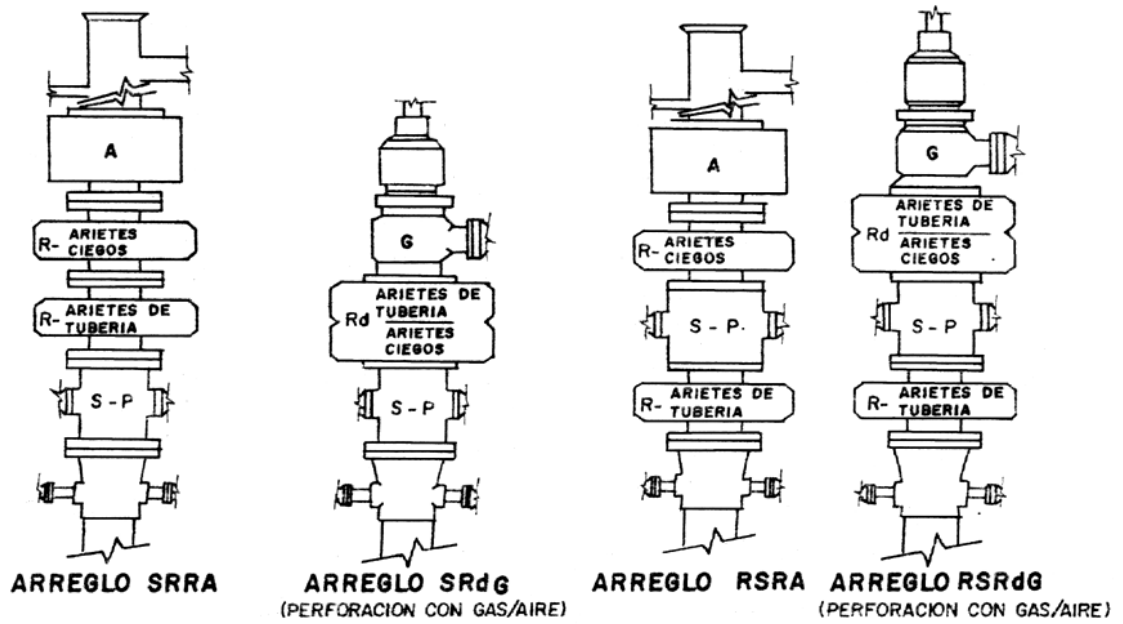
Es de recalcar que siempre esta nomenclatura designará al bloque o ‘castillo de prevención’ desde su parte inferior a su superior.

Figura 47. Arreglos del conducto vertical según el A.P.I.



Fuente. Kondo, F. Parada, J. "Control práctico de presiones". Trabajo de grado. UIS. 1979

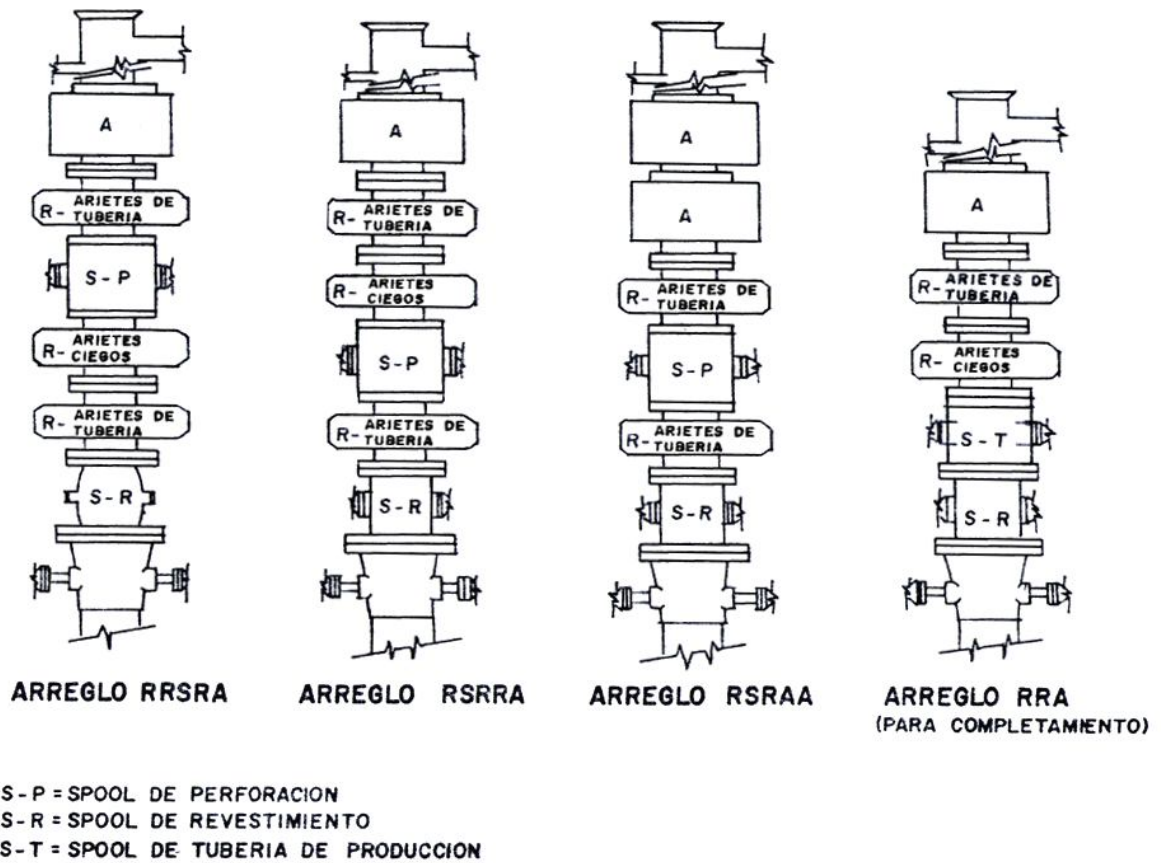
Figura 48. Arreglos del conducto vertical según el A.P.I.



S - P = SPOOL DE PERFORACION

Fuente. Kondo, F. Parada, J. "Control práctico de presiones". Trabajo de grado. UIS. 1979

Figura 49. Arreglos del conducto vertical según el A.P.I.



Fuente. Kondo, F. Parada, J. "Control práctico de presiones". Trabajo de grado. UIS. 1979

4.9 SISTEMAS DE DESVÍO (DIVERter SYSTEMS)

Los sistemas de desvío se utilizan como una forma de dirigir un flujo incontrolado de una zona, mas no como medio para matar el pozo. Para minimizar la posibilidad de error humano o mal funcionamiento del equipo, el sistema debe ser lo más simple posible. Se utiliza cuando se está perforando el hueco de superficie.

El sistema debe consistir en un preventor anular, un carrete de perforación (diverter) (Ver figura 50), y dos válvulas de desviación (ver figura 51).

Figura 50. Diverter



Fuente.<http://www.jvsengg.com/download/20091002162452Drilling%20Diverter%20Spool.pdf>

Figura 51. Válvula de desviación



Fuente.<http://www.jvsengg.com/download/20091002162452Drilling%20Diverter%20Spool.pdf>

5. SISTEMA DEL LODO Y CIRCULACIÓN

Cuando se presenta una circulación normal, el lodo es bombeado hacia adentro del pozo por la tubería de trabajo, es descargado por la broca en el fondo del pozo y regresa por la superficie en el espacio anular para repetir el ciclo. Para responder este recorrido y además, por ser el lodo el medio fundamental de la perforación rotaria, éste merece especial cuidado y tratamiento por medio de un equipo especial para ello. En esta sección se hace referencia a tal equipo que consta principalmente de:

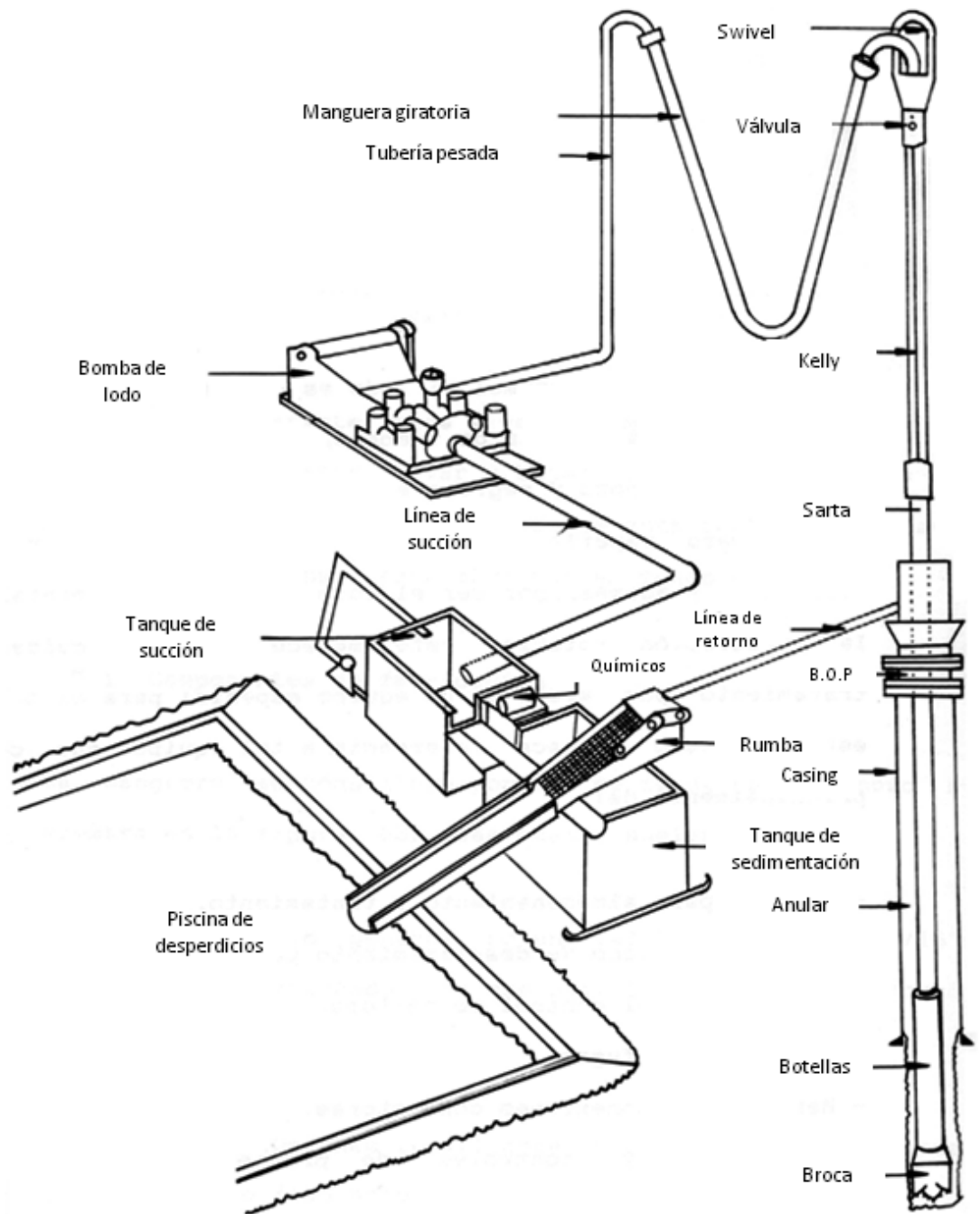
- Tanques para almacenamiento y tratamiento
- Bombas para lodo de desplazamiento positivo
- Equipo para el control de sólidos
- Bombas centrífugas
- Mangueras y conexiones conductoras
- Indicadores y controles de propiedades, niveles y presiones

La figura 52 muestra un esquema del circuito del lodo a través de estos equipos. Es de notar que el sistema para el lodo consume más de dos terceras partes (2/3) de la energía total producida (HP/hr) por la planta motriz del equipo.

5.1 Tanques para almacenamiento y tratamiento del lodo

En la superficie se requieren piscinas y tanques para almacenar suficiente lodo, que se pueda llegar a necesitar durante el transcurso de la perforación del hueco. El volumen de lodo a manejar depende de la profundidad y condiciones del pozo; generalmente el volumen conservado en circulación oscila entre 300 y 1000 barriles. Los tanques para tratamiento y almacenamiento son metálicos (en acero), y rectangulares. (Ver figura 53).

Figura 52. Circuito del lodo



Fuente. Aranda, O. Pérez, J. "Manual de herramientas y equipos utilizados en la perforación de pozos de petróleo". Trabajo de grado. UIS. 1991

Figura 53. Tanque de lodo



Fuente. <http://www.dragonproductsltd.com/tanks/mt-mixing-tank.html>

Los equipos o aparejos para perforaciones profundas, mantienen 3 y 4 tanques de estas características en sus instalaciones. Estos tanques se suelen interconectar uno con otro a través de ductos o boquillas conectoras de diferentes diámetros (15" a 20"), y se enumeran en el siguiente sentido de acuerdo a su función y posición dentro del circuito del lodo:

- Tanque No.1. Es el tanque para la decantación de sólidos. Encima de éste se localiza la zaranda vibratoria o rumba (Shale Shaker).
- Tanque No.2. Se ubica por debajo del desgasificador, desarenador y deslimador.
- Tanque No.3. Es el tanque de succión. Sobre este tanque se localiza el embudo mezclador de químicos.
- Tanque No.4. Es ubicado por detrás o paralelamente al tanque No.3; es el de reserva y auxiliar en caso de aumentar y/o disminuir el volumen de fluido en circulación.

5.2 Bombas de lodo

Las bombas que son usadas normalmente para circular y presurizar el lodo son de pistón recíprocante, de desplazamiento positivo, de doble acción y de doble o triple pistón (triplex and duplex). El término “doble acción” indica que las dos caras del pistón (anterior y posterior), hacen el trabajo de desplazar y bombear el lodo, mientras que el de triple ó doble se refiere al número de pistones.

Los grandes volúmenes y las altas presiones requeridas para la perforación a alta velocidad, imponen a estas bombas condiciones de operación muy severas, lo cual implica su gran tamaño, peso y solidez (Ver figura 54).

Generalmente las bombas de lodo las denotamos por el diámetro de la camisa y longitud de embolada (Stroke). Así, por ejemplo, una bomba 8”x18” nos indica que tiene una camisa de 8” de diámetro máximo, con una longitud de embolada de 18”. Este dato junto con los strokes/minuto, permiten determinar inmediatamente el volumen de lodo que ella puede bombear.

Figura 54. Bomba de lodo



Fuente. Sunnda Corporation Brochure

5.3 Equipo para el control de sólidos

Si se hace una lista de los principales equipos o herramientas utilizadas para la remoción de sólidos del lodo, la mejor serie en su orden de operación sería:

1. Zaranda vibratoria o “rumba”
2. Hidrociclones
 - a. Desarenador
 - b. Deslimador
 - c. Desarcillador o limpiador de lodo
3. Desgasificador
4. Agitador
5. Pistola renovadora de lodo
6. Embudo mezclador

Todos ellos con la única función de separarle las impurezas al lodo para mantenerlo en condiciones óptimas de operación.

5.4 Bombas centrífugas

Estas bombas tan conocidas son usadas cada vez que se necesita presurizar o elevar la energía cinética de una corriente fluida. Son usadas además para la alimentación de los diferentes equipos de control y tratamiento del lodo, así como también en los procesos de recirculación que se puedan presentar dentro del circuito de éste.

En el interior de éstas bombas, el flujo puede ser de dos tipos: radial o axial. El flujo radial se da cuando el flujo es impulsado radialmente por la fuerza centrífuga incrementándose su velocidad, el cual se convierte en fluido presurizado. El flujo axial se presenta cuando el flujo en ellas es paralelo al eje axial de la bomba, siendo la velocidad impartida por los álabes del impulsor. Las bombas de flujo radial desarrollan altas cabezas de presión y operan a velocidades bajas, todo lo

contrario ocurre con las de flujo axial, pues éstas trabajan a velocidades altas y bajas cabezas.

La mayoría de las bombas centrífugas no son netamente de flujo radial o axial, si no que suelen trabajar entre estos dos extremos. La bomba es impulsada o accionada por un motor eléctrico, el cual suministra la potencia requerida por ella.

5.5 Manguera giratoria (Rotary Drilling Hose)

Generalmente dentro del circuito del lodo se usan conexiones en mangueras (Ver figura 55) para:

1. La succión de la bomba de lodo
2. La conexión de la descarga de la bomba con la tubería parada verticalmente (stand pipe) sobre la torre. Esta conexión se conoce generalmente como “rotary vibrator hose”, es flexible y suele tener una longitud de 8 a 25 pies.
3. La conexión de la tubería vertical (extremo superior) con el gancho de la unión giratoria (swivel), o sarta de perforación. Esta es la manguera rotatoria o giratoria (rotary drilling hose) y usualmente suele ser de 55 a 75 pies de longitud y de 4 a 6 pulgadas de diámetro.

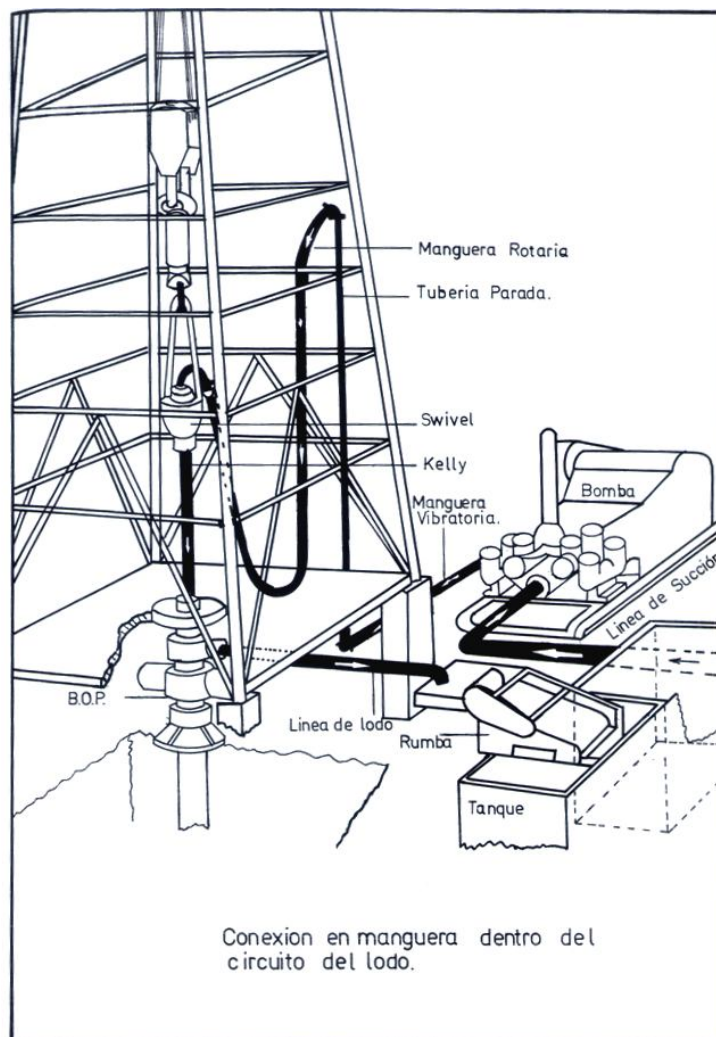
Las anteriores conexiones se realizan con mangueras del mismo material, su diferencia está es en la longitud. Ellas suelen soportar presiones de 3000 a 10000 psi.

La manguera giratoria es la más importante, porque ella conduce el lodo desde el extremo superior del tubo regulador vertical (que se extiende más o menos hasta la mitad de la torre) hasta la unión giratoria que soporta la parte superior de la

columna de tubería de perforación. Por lo general, se usa una manguera de 4" ó 3-1/2" o mayor para que no se tenga en ella una caída de presión apreciable.

La principal ventaja de la manguera giratoria es la flexibilidad que posee para permitir elevar y bajar la sarta de tubería de perforación, mientras que el lodo se bombea hacia abajo y a través de ella para alcanzar el fondo del hueco.

Figura 55. Conexión en manguera dentro del circuito del lodo

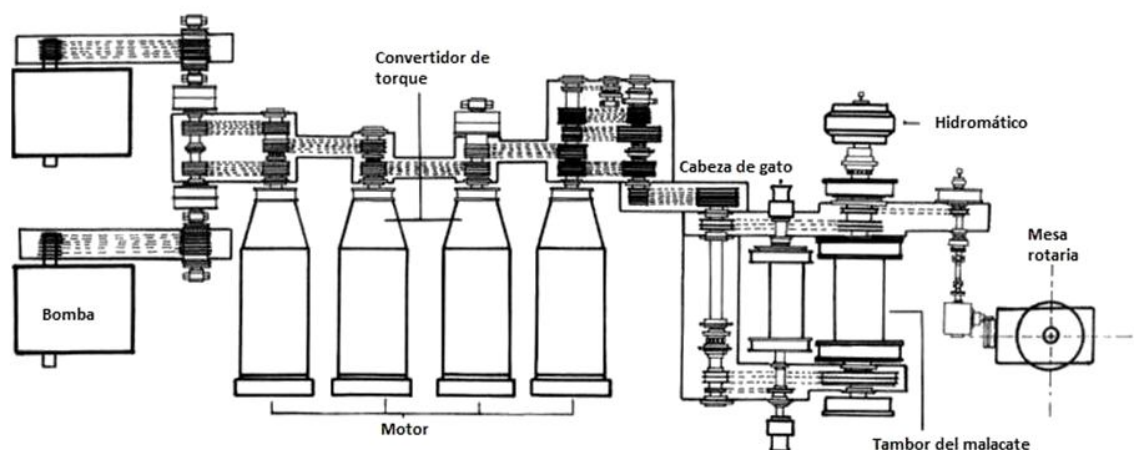


Fuente. Aranda, O. Pérez, J. "Manual de herramientas y equipos utilizados en la perforación de pozos de petróleo". Trabajo de grado. UIS. 1991

6. SISTEMA DE POTENCIA O ENERGÍA

La importancia del sistema de energía reside en que casi todos los demás sistemas del equipo de perforación requieren de energía para su funcionamiento. Es por esto que el conocimiento de sus componentes, los tipos de sistemas, la forma de transmisión de la energía, entre otros; tiene mucha importancia para el ingeniero de petróleos. (Ver figura 56)

Figura 56. Arreglo típico de la planta de potencia.



Fuente. Aranda, O. Pérez, J. "Manual de herramientas y equipos utilizados en la perforación de pozos de petróleo". Trabajo de grado. UIS. 1991

Los avances en el sistema de energía han acompañado al desarrollo de los otros sistemas, yendo desde precarios sistemas de balanceo, para la perforación por percusión, a los grandes sistemas generadores de corriente eléctrica.

El sistema de izaje, el sistema rotatorio y el sistema circulatorio necesitan satisfacerse de una cierta cantidad de energía para realizar sus funciones.

La potencia máxima teórica requerida está en función de la mayor profundidad que pueda hacerse con el taladro y de la carga más pesada que represente la sarta de tubos requerida para revestir el hoyo a la mayor profundidad.

Por encima de la potencia teórica estimada debe disponerse de potencia adicional. Esta potencia adicional representa un factor de seguridad en casos de atascos de la tubería de perforación o de revestimiento, durante su inserción en el hoyo y sea necesario templar para librarlas. Naturalmente, la torre o cabria de perforación debe tener capacidad o resistencia suficientes para aguantar la tensión que se aplique al sistema de izaje.

La planta consiste generalmente de dos o más motores para mayor flexibilidad de intercambio y aplicación de potencia por engranaje, acoplamientos y embragues adecuados a un sistema particular.

Así que, si el sistema de izaje requiere de toda la energía disponible, esta puede utilizarse plenamente. De igual manera durante la perforación, la potencia puede distribuirse entre el sistema rotatorio y el de circulación del fluido de perforación.

6.1 Funciones del equipo de energía

El sistema de Energía es el corazón de la torre de perforación, la energía producida por este sistema en el equipo de perforación, se usa principalmente para tres operaciones fundamentales:

1. La rotación
2. Elevación con malacate
3. Circulación del fluido de perforación.

Además de estas funciones principales, el motor de la torre puede ser usado en muchas otras operaciones auxiliares, algunas de estas operaciones auxiliares son energía para las zarandas vibratorias del lodo, funcionamiento de las bombas de alimentación de agua a las calderas, sistemas de alumbrado, potencia para operar hidráulicamente los preventores de reventones.

El sistema de Energía debe diseñarse de manera que pueda hacer uso de todas sus partes con una máxima eficiencia, las partes integrantes del equipo deben estar también balanceadas de modo que cada una desempeñe su contenido eficientemente de acuerdo con su función.

Otro punto importante en el diseño moderno de equipos de perforación es la portabilidad, la tendencia actual es montar el equipo en varias secciones de modo que faciliten trasladar, instalar y desmantelar la torre, la cantidad de estas torres se mantienen al mínimo dependiendo de los requerimientos de peso y espacio.

Para diseñar adecuadamente las partes del equipo de energía, el diseñador debe tener un conocimiento completo de la energía necesaria para la elevación, rotación y circulación, debe también calcular todo el equipo principal y el auxiliar como son las torres, bombas de lodo, mesa rotatoria, transmisión, caballete, porta poleas, poleas viajeras, plantas de luz etc.

6.2 Motores

El conjunto de motores conforma lo que se llama la planta motriz o de fuerza. Este es el “corazón” del equipo de perforación, ya que la energía producida por ellos es usada para las tres operaciones básicas del equipo: rotación, elevación y circulación del fluido de perforación. Además de estas funciones fundamentales, la planta motriz puede proporcionar energía para otras muchas operaciones auxiliares, entre ellas el suministro de potencia para operar hidráulicamente las preventoras de reventones.

El principal requisito de una planta motriz es tener la máxima flexibilidad posible; ésta debe diseñarse de modo que pueda entregar en un momento dado toda su capacidad a una sola operación o repartirla en todo el equipo para otra situación de trabajo. Para desempeñar un trabajo eficiente, los motores deben diseñarse de manera que se pueda hacer uso de todas sus partes con máxima eficiencia. Estas partes integrantes del equipo deben estar también balanceadas de modo que desempeñen su cometido eficientemente de acuerdo con su función; esto quiere decir que el tamaño y capacidad de estas plantas motrices estará de acuerdo al tamaño y capacidad del equipo en conjunto de perforación.

6.2.1 Conceptos básicos

Un término importante en la operación de las plantas motrices, es el momento de torsión, conocido generalmente como torque. Este es una medida de la capacidad de un motor para hacer un trabajo específico, de aquí su diferencia con la potencia, que determina la velocidad a la cual se puede hacer el trabajo. Cuando se saca una sarta de tubería del hueco, el momento de torsión de los motores determina si se puede sacar ésta y la potencia en caballos HP de éstos determinará la velocidad a la cual puede elevarse la tubería.

Otro término a tener en cuenta es la eficiencia de una operación, que se define como la relación de potencia de salida a la potencia absorbida.

Es de notar que la capacidad normal de un motor, no se ajusta a un patrón en especial, aunque la mayoría de las máquinas industriales la expresan como aproximadamente el 60% de su máximo de caballos de fuerza. Así, por ejemplo, un fabricante de un motor que desarrolle 1000 HP a 1800 rpm, lo clasificará como de 600 HP, esto quiere decir que el fabricante garantiza que su motor desarrollará 600 HP durante períodos prolongados de uso. No todos los fabricantes clasifican

sus motores de acuerdo a este factor del 60%. Los motores en general se describen por el número de cilindros de fuerza y por el tamaño de éstos.

6.2.2 Tipos de motores que pueden conformar una planta de fuerza

Se han usado plantas de fuerza conformadas por muchos tipos de motores, para la perforación de pozos de petróleo. Estos y combinaciones de algunos de los siguientes tipos, se pueden usar:

- Motores a vapor
- Motores de combustión interna
- Motores eléctricos
- Turbinas y máquinas de pistón libre

Las máquinas de vapor fueron las pioneras en la industria de la perforación. La planta de vapor fue la única que se usó en los viejos tiempos porque tenía la potencia y la flexibilidad necesaria para ejecutar las operaciones requeridas. Poco a poco a medida que se desarrollaron las máquinas de combustión interna, con mayor potencia y menor costo, éstas fueron desplazando las de vapor hasta llegar hoy en día a ser las primeras en los equipos modernos.

6.2.2.1 Motores de combustión interna

La construcción de motores compactos de combustión interna ha aumentado en gran cantidad la movilidad de las torres de perforación. El motor de combustión interna obtiene la energía de una mezcla aire-combustible, y suministra directamente la fuerza motriz haciendo trabajo sobre pistones desplazables. La energía producida es utilizada por medio de eslabones de conexión con los pistones móviles. Hay dos tipos básicos de motores de combustión interna: los de encendido por chispa y los de ignición por compresión.

6.2.2.1.1 Motores de encendido por chispa

Este motor produce la fuerza encendiendo en un cilindro cerrado una mezcla de combustible y aire por una chispa o flama. Al encenderse esta mezcla, se expande causando el desplazamiento del pistón, así bielas y cigüeñal convierten el movimiento lineal del pistón en movimiento giratorio sobre el eje generador de fuerza. Estos motores suelen dividirse en dos tipos o clases: los de cuatro tiempos y los de dos tiempos.

6.2.2.1.2 Motores de ignición por compresión

Estos motores están basados en un principio completamente diferente al de los anteriores. Este consiste en comprimir aire lo suficientemente necesario para que cuando se le inyecte combustible ocurra una combustión espontánea. Este tipo de motor, que no requiere chispa para el encendido, fue inventado por Rudolf Diesel. De aquí que se conozcan como motores Diesel.

Los motores Diesel se usan en todo el campo de la industria petrolera, porque son más resistentes, tienen un consumo de combustible pequeño y trabajan con gran economía a baja carga.

6.2.2.2 Motores eléctricos

La energía eléctrica puede proyectarse para ofrecer la flexibilidad requerida en las operaciones de perforación. Para adaptarse a éstas, la energía eléctrica debe garantizar:

- Una fuente de energía segura
- Una variedad muy amplia en características de velocidad-torque
- Una fuente de energía que esté en condiciones de competir considerando todos los factores, con otras energía disponibles.

La fuerza eléctrica es producida por un generador que mueve los motores eléctricos y éstos a su vez suministran la fuerza para operar los diferentes sistemas y partes del equipo, como las bombas de lodo y malacate. De todas formas debe contarse con una fuerza para mover el generador y normalmente ésta es suministrada por una máquina de combustión interna. Así, una torre Diesel-eléctrica es aquella que es movida por motores eléctricos accionados por un generador, que a su vez es movido por un motor diesel. Estas últimas torres sólo pueden usarse donde hay suministro seguro de energía eléctrica. La principal desventaja de estas plantas de potencia es su alto costo y la de sólo poder ser usadas en lugares con abastecimiento de energía eléctrica.

6.2.3 Transmisión de la potencia

Como la mayoría de los motores entregan su potencia de salida en un eje rotacional, se hace necesario la utilización de un mecanismo de transmisión de potencia para convertir esta energía rotacional en trabajo útil. En general un mecanismo de este tipo suele constar de:

- Un sistema de engranajes para poder cambiar la velocidad de rotación y potencia de entrega del eje
- Una transferencia efectiva de la potencia desarrollada de un punto a otro
- Consumidores de esta energía que ha sido transferida lugar deseado
- Embragues (clutches) que permiten las entradas y salidas de los sistemas entre sí, como también los cambios de velocidad y potencia

6.2.3.1 Mecanismo o sistema de engranaje

Su función principal es manejar la velocidad e incrementar el torque de salida o entrega. El cambio en la velocidad de rotación del eje conectado a las ruedas dentadas se obtiene mediante el engranaje de éstas con otras de diferentes

diámetros, este cambio de velocidad será directamente proporcional al diámetro de las respectivas ruedas.

6.2.3.2 Transferencia de la potencia

El mayor consumo de energía o de potencia en un equipo (Rig) de perforación lo realizan:

- El sistema de circulación y tratamiento del lodo
- El malacate y sistema de izamiento
- La mesa rotaria

Por tal motivo, la potencia o energía de los motores o plantas debe estar dispuesta en forma accesible y flexible en el lugar donde se localicen estos diferentes sistemas y obtener su perfecto funcionamiento en conjunto cuando sea necesario.

Para transmitir la potencia de un lugar a otro se suelen utilizar las cadenas y las correas, ya que son medios flexibles a los cambios de posición, dan rigidez al sistema y minimizan las pérdidas.

6.2.3.3 Utilización de la energía o potencia transferida

Después de haber sido transferida la potencia al punto de utilización, ésta deber ser consumida en forma total y efectiva.

Durante la operación de perforación el mayor requerimiento de potencia es para la circulación del lodo, y gran porcentaje de la energía total suministrada es consumida por su equipo de tratamiento. Sin embargo durante la operación de sacada e introducida de tubería (comúnmente llamada viaje redondo o round trip), el mayor requerimiento de potencia lo hace el malacate con su sistema de izamiento.

6.2.3.4 Embragues

Son los medios para poder enganchar o desenganchar el equipo a accionar, de un sistema de mando. Se usan dos tipos: de aire ó mecánico.

6.2.3.5 Principales mecanismos de acople en la transmisión de la potencia

Los acoples son los encargados de hacer la conversión del momento de torsión, mas no cambian la potencia generada. Los principales acoples son: el convertidor de torque, las transmisiones, las cadenas y correas.

6.2.3.5.1 Convertidor de torque

El convertidor de torsión consiste de tres elementos principales: bomba de aceite, estator y turbina. La bomba es propulsada por el motor. La turbina es el elemento de salida y es el único elemento conectado directamente al conjunto de embragues y eje de salida del motor.

El convertidor realiza tres funciones principales:

1. Actúa como embrague de desconexión porque muy poca torsión es transmitida a marcha mínima del motor
2. Multiplica la torsión a velocidad baja de la turbina y alta de la bomba
3. Actúa como un acoplador de fluido para transmitir de forma eficiente la torsión del motor a los engranajes de la transmisión durante la conducción que no sea a marcha mínima.

6.2.3.5.2 Transmisiones automáticas

Generalmente estas transmisiones automáticas tienen cinco velocidades hacia adelante y una hacia atrás. La primera produce el más alto par de torsión y fueron diseñadas especialmente para ser usadas con un motor Diesel.

6.2.3.5.3 Cadenas y correas

Una cadena es una serie de eslabones de rodillo, alternados con eslabones de pasadores, en los cuales los pasadores que se articulan en el interior de los bujes y los rodillos tienen libertad para girar sobre éstos.

Las cadenas son utilizadas para interconectar las salidas de los motores (a través de los convertidores de torque) que conforman la planta de fuerza. A este conjunto de interconexión se le conoce como “compound” y es el encargado de suministrar el medio flexible de transmisión de potencia de los motores hacia el malacate y de éste a la mesa rotaria. Algunos equipos también utilizan las cadenas eslabonadas para interconectar las bombas de lodo con la planta de fuerza, pero por lo general y más frecuentemente, aquí se utilizan correas en V, ya que éstas son flexibles y garantizan un buen acople rígido entre las poleas de interconexión.

7. DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA DE CALCULO “RigSelection”

Actualmente, la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander se encuentra desarrollando proyectos para la perforación de pozos, pero no cuenta con herramientas computacionales suficientes que faciliten la planeación de la perforación.

El proyecto de perforación que se encuentra desarrollando la Escuela de Ingeniería de Petróleos en convenio con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), es un proyecto de carácter prioritario, porque involucra la mayoría de aspectos dentro del portafolio de servicios que ofrece la Escuela, tales como el académico (generando investigación, conocimiento y experiencia), el de extensión (recursos económicos para la Escuela) y soporte para la industria.

Dicho lo anterior, se hace necesario la elaboración de ésta herramienta de cálculo dentro del programa integral de perforación que la Escuela está impulsando, ya que actualmente en la industria de hidrocarburos, y específicamente en el área de perforación, es apremiante el ahorro en tiempo y la optimización de procesos, teniendo en cuenta que los costos de los equipos utilizados para dichas tareas son bastante altos.

Por medio de las herramientas computacionales, se pueden realizar operaciones complejas en muy poco tiempo y tener más eficiencia al momento de hacer un trabajo.

Con la herramienta de cálculo se pretende agilizar y optimizar el proceso de selección de los sistemas de elevación, rotación, energía, circulación y de seguridad del taladro de perforación, debido a las ventajas sistemáticas que nos brinda una herramienta computacional.

7.1 Alcance de la herramienta

Ésta herramienta de cálculo busca desarrollar y/o evaluar el diseño y selección de los sistemas de elevación, rotación, energía, circulación y de seguridad (preventoras), del taladro para la perforación de pozos.

El sistema de circulación será tratado de manera más específica en otro proyecto de grado vinculado también dentro del programa general de perforación.

7.2 Descripción de la herramienta

La herramienta de cálculo lleva el nombre de “RigSelection”, y está creada mediante el lenguaje de programación Visual Basic. Ésta herramienta permite seleccionar los equipos adecuados de un taladro de perforación, bajo determinadas condiciones ya preestablecidas.

RigSelection es creado bajo las normas A.P.I para la perforación de pozos, y teniendo en cuenta también las tablas y lineamientos que se encuentran en la IADC (International Association OF Drilling Contractors).

La herramienta de cálculo está diseñada para que el usuario trabaje en ella de forma sencilla. Si el usuario llega a tener una duda ó inquietud que lo restrinja de seguir avanzando en el ingreso y selección de datos, existe un manual de usuario (ver anexo III), que lo puede ayudar a solucionar este tipo de inconvenientes.

Es importante mencionar que la herramienta está programada sólo para el diseño de pozos verticales, y para la perforación de pozos en tierra. Esta aclaración se hace con el fin de indicar que todas las ecuaciones y fundamentos aplicados en la herramienta se encuentran enmarcadas bajo estas características mencionadas anteriormente.

A continuación se muestra la interfaz de la herramienta (Figura 57)

Figura 57. Interfaz de la herramienta de cálculo RigSelection



Fuente. Herramienta de cálculo “RigSelection”

7.3 Descripción de los módulos que maneja la herramienta de cálculo “RigSelection”

La herramienta presenta cuatro módulos principales, y tres sub – módulos que hacen parte del primer módulo. Éstos son:

1. Módulo de eventos
 - a. Sub – módulo de perforación
 - b. Sub – módulo de corazonamiento
 - c. Sub – módulo de revestimiento
2. Módulo de elevación
3. Módulo de circulación
4. Módulo de seguridad

Para una descripción más detallada y específica de los módulos y de los sub – módulos, ir al manual de usuario (anexo III)

7.3.1 Módulo de eventos

Es en este módulo donde se hace esencialmente el diseño de la sarta y del revestimiento para el pozo que se va a perforar. Se hace necesario la mayor entrada y selección de datos por parte del usuario. Es por esto que se recomienda tener cuidado con los valores que se seleccionan y se ingresan, debido a que un error puede generar cambios significativos con respecto a la selección del equipo de perforación.

Este módulo se divide en tres sub – módulos, que se listan a continuación:

- Sub – módulo de perforación
- Sub – módulo de corazonamiento
- Sub – módulo de revestimiento

En la figura 58 se muestra el módulo de eventos.

Figura 58. Módulo de eventos

Plan de Pozo

Operación Siguiente

Tipo de Pozo

Remover Operación

Plan Listo

Fuente. Herramienta de cálculo “RigSelection”

7.3.1.1 Sub – módulo de perforación

En este sub – módulo es dónde se hace el diseño de la sarta de perforación. Es aquí donde se tiene en cuenta el diseño de los drill collars, heavy weight drill pipe, drill pipe y de las herramientas que componen el ensamblaje de fondo (BHA)


En la figura 59 se muestra la página de entrada del sub – módulo de perforación.

Figura 59. Sub – módulo de perforación

Desde pies Hasta pies

Lodo
Densidad Lbs/gal Factor Boyanza Diametro Pozo pulg.

Perforar



BHAAccesorios BHADrill Pipe

UTILIZAR SOLO DRILL COLLARS

Drill Collar OD pulg.

Drill Collar ID pulg.

Drill Pipe OD pulg.

Drill Pipe Nominal lbs/pie

SR

Para Perforacion de Rutina
Si SR > 5.5 se recomienda utiliza HWDP

Para Perforacion en Condiciones Dificiles
Si SR > 3.5 se recomienda utilizar HWDP

PERFORACION DE RUTINA
Alta tasa de penetracion - Formaciones Suaves y Medianas : Arena y arcilla no consolidada, Esquisto, yeso, limo arcilloso.

PERFORACION EN CONDICIONES DIFICILES
Baja tasa de penetracion - Formaciones Duras : Caliza, anhidrita, arenas dura y dolomita.

Fuente. Herramienta de cálculo “RigSelection”

7.3.1.2 Sub – módulo de corazonamiento

Es en este sub – módulo donde se hace el diseño de la sarta de corazonamiento, además es aquí donde se determina la cantidad de corazones de acuerdo al barril corazonador.

En la figura 60 se muestra la página inicial del sub – módulo de corazonamiento.

Figura 60. Sub – módulo de corazonamiento

Corazonar

Desde: 800 pies Hasta: pies

Lodo
Densidad: Lbs/gal Factor de Boynaza: 0

OD Broca: Longitud de Corazon: pies

Agregar Operacion

Bottom Hole Assembly Drill Pipe

WOB: Lbs Peso BHA: 0 Lbs

Drill Collars
 Heavy Weight Drill Pipe

Parameters
 Peso Drill Collars: Lbs Peso HWDP: Lbs
 Longitud Drill Collars: pies Longitud HWDP: pies

Drill Collars
OD: pulg. ID: pulg. Peso: 0 Lbs/pie #-DC: 0

HWDP
OD: pulg. Tipo: Peso: 0 Lbs/pie #- HWDP: 0

OK

Fuente. Herramienta de cálculo "RigSelection"

7.3.1.3 Sub – módulo de revestimiento

En este sub – módulo se hace la selección del tipo de revestimiento y la cantidad del pozo a revestir en cada tramo. Además, la herramienta de cálculo en este sub – módulo permite la selección de liner.

En la figura 61 se muestra la página del sub – módulo de revestimiento.

Figura 61. Sub – módulo de revestimiento.

OD 20 pulg. Grado Peso Lbs/pie ID 0 pulg.

Liner

Desde pies Hasta pies

Longitud Junta

Rango 1 (21 pies)

Rango 2 (30 pies)

Rango 3 (41 pies)

Agregar Operación

El peso total de la operación se calcula asumiendo revestimiento en el aire.

Fuente. Herramienta de cálculo “RigSelection”

7.3.2 Módulo de elevación

En este módulo se hace el diseño del sistema de elevación para el taladro de perforación. Se determinan las cargas estáticas y dinámicas que tiene que soportar la torre, se calcula la potencia del malacate y se determina el trabajo realizado por el cable para cada uno de los eventos, en toneladas – milla. (Ver figura 62 y 63)

Figura 62. Módulo de elevación (cable, eficiencias, bloque viajero-gancho)

Elevación

Cable

Diametro pulg.

Numero de lineas

Plow Steel

Velocidad de la linea pies/min

Eficiencia Transmisión Malacate 0.85

Eficiencia Motor Malacate 0.75





Potencia de Elevacion

Bloque Viajero - Gancho

La carga que debe soportar el Bloque viajero es 255031 lbs
Se recomienda un bloque viajero con una carga maxima de 330690 lbs
Puede selecciona otro

Cambiar Bloque-Gancho

Max. Carga Bloque-Gancho Lbs



Fuente. Herramienta de cálculo “RigSelection”

Figura 63. Módulo de elevación (trabajo realizado por el cable en toneladas-milla)

Ton-Milla		
Operacion	Toneladas-Milas	Ton-Milla (acumulada)
	0	0
Perforar de 0 ft a 800 ft.	19.27	19.27
Sacar la sarta de perforacion de 800 ft.	3.21	22.48
Bajar revestimiento a 800 ft.	3.71	26.19
Bajar la sarta de perforacion a 800 ft.	5.11	31.3
Perforar de 800 ft a 3200 ft.	138.26	169.56
Sacar la sarta de perforacion de 3200 ft.	28.15	197.71
Bajar revestimiento a 3200 ft.	27.44	225.15
Bajar la sarta de perforacion a 3200 ft.	23.81	248.96
Perforar de 3200 ft a 7900 ft.	425.03	673.99
Sacar la sarta de perforacion de 7900 ft.	94.65	768.64
Bajar revestimiento a 7900 ft.	101.49	870.13
Bajar la sarta de perforacion a 7900 ft.	89.6	959.73
Perforar de 7900 ft a 12100 ft.	576.5	1536.23
Sacar la sarta de perforacion de 12100 ft.	185.68	1721.91

Fuente. Herramienta de cálculo “RigSelection”

7.3.3 Módulo de circulación

Es el módulo de la herramienta que permite la determinación de la potencia de la bomba de lodo (ver figura 64), y la determinación del número de tanques necesarios para almacenar el lodo a partir del ingreso del dato del volumen de fluido crítico del pozo (volumen máximo de entre todas las secciones del hueco), calculado a partir de un programa de hidráulica. El factor de seguridad se refiere a las veces del volumen crítico que deben contener los tanques (ver figura 65).

Figura 64. Módulo de circulación (bomba de lodo)


The image shows a software interface titled "HP Bomba". It contains four input fields: "Presión de Superficie (psi)", "Caudal (gal/min)", "No. Bombas", and "Eficiencia Volumétrica" (with a value of 0.95). To the right of these fields is a button labeled "Calcular HP Requerida por Bomba" and an empty output field.

Fuente. Herramienta de cálculo "RigSelection"

Figura 65. Módulo de circulación (tanques de lodo)

Volumen Total Recomendado para Tanques de Lodo

Volumen de Fluido Crítico del Pozo (bbl) Factor de Seguridad Volumen Recomendado (bbl)



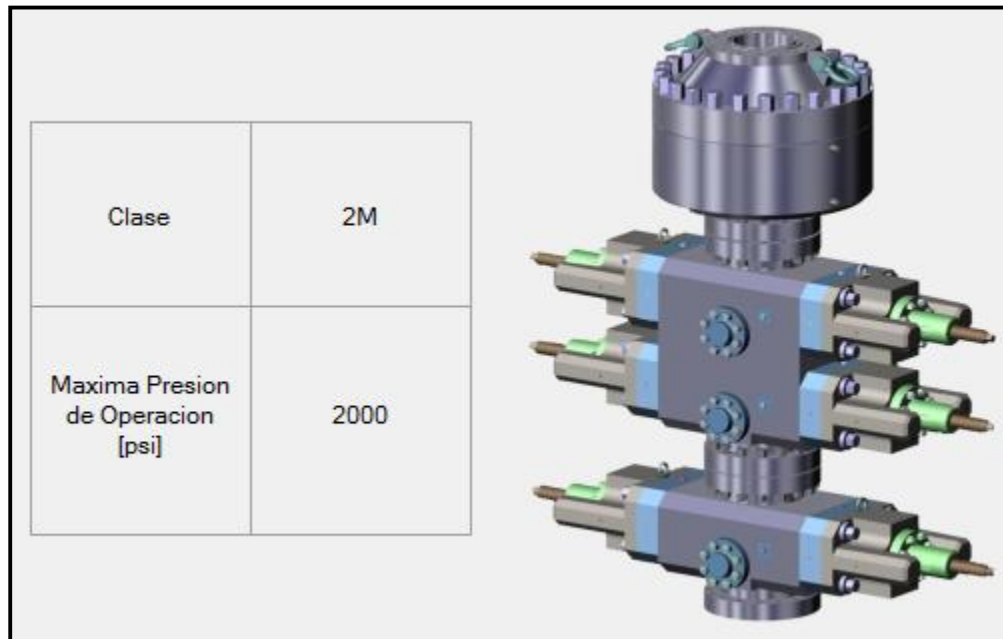
TIPO DE TANQUE	DIMENSIONES	RESULTADOS
<p>Tanque Rectangular con fondo Plano</p> <p>Vista desde arriba: w x L</p> <p>Vista del extremo: w x d</p>	<p>Longitud (L) <input type="text"/> (ft)</p> <p>Ancho (w) <input type="text"/> (ft)</p> <p>Altura (d) <input type="text"/> (ft)</p>	<p><input type="button" value="Calcular Volumen Unitario Tanque"/></p> <p>Volumen Unitario Tanque <input type="text"/></p> <p>Numero de Tanques de Lodo <input type="text"/></p>
<p>Tanque Rectangular con paredes inclinadas</p> <p>Vista desde arriba: w_1</p> <p>Vista del extremo: w_1, d, w_2</p>	<p>Longitud (L) <input type="text"/> (ft)</p> <p>Ancho Mayor (w1) <input type="text"/> (ft)</p> <p>Altura (d) <input type="text"/> (ft)</p> <p>Ancho menor (w2) <input type="text"/> (ft)</p>	<p><input type="button" value="Calcular Volumen Unitario Tanque"/></p> <p>Volumen Unitario Tanque <input type="text"/></p> <p>Numero de Tanques de Lodo <input type="text"/></p>
<p>Tanque Cilíndrico Circular</p> <p>Vista Lateral: L</p> <p>Vista del extremo: R</p>	<p>Longitud (L) <input type="text"/> (ft)</p> <p>Radio (R) <input type="text"/> (ft)</p>	<p><input type="button" value="Calcular Volumen Unitario Tanque"/></p> <p>Volumen Unitario Tanque <input type="text"/></p> <p>Numero de Tanques de Lodo <input type="text"/></p>
<p>Tanque Cilíndrico Elíptico</p> <p>Lateral: d</p> <p>Desde arriba: D_2, D_3</p>	<p>Longitud (d) <input type="text"/> (ft)</p> <p>Diametro Menor (D2) <input type="text"/> (ft)</p> <p>Diametro Mayor (D3) <input type="text"/> (ft)</p>	<p><input type="button" value="Calcular Volumen Unitario Tanque"/></p> <p>Volumen Unitario Tanque <input type="text"/></p> <p>Numero de Tanques de Lodo <input type="text"/></p>

Fuente. Herramienta de cálculo “RigSelection”

7.3.4 Módulo del sistema de seguridad

En este módulo se determina la clase de los B.O.P's a utilizar (2M, 3M, 5M, 10M, 20M). Para esto se hace necesario seleccionar el tipo de pozo, ya sea estratigráfico, exploratorio ó en desarrollo. (Figura 66)

Figura 66. Módulo de seguridad (Clase de B.O.P'ís)



Fuente. Herramienta de cálculo “RigSelection”

7.3.5 Módulo del taladro

Es en este módulo donde se muestran las especificaciones más importantes del taladro de perforación. (Figura 67)

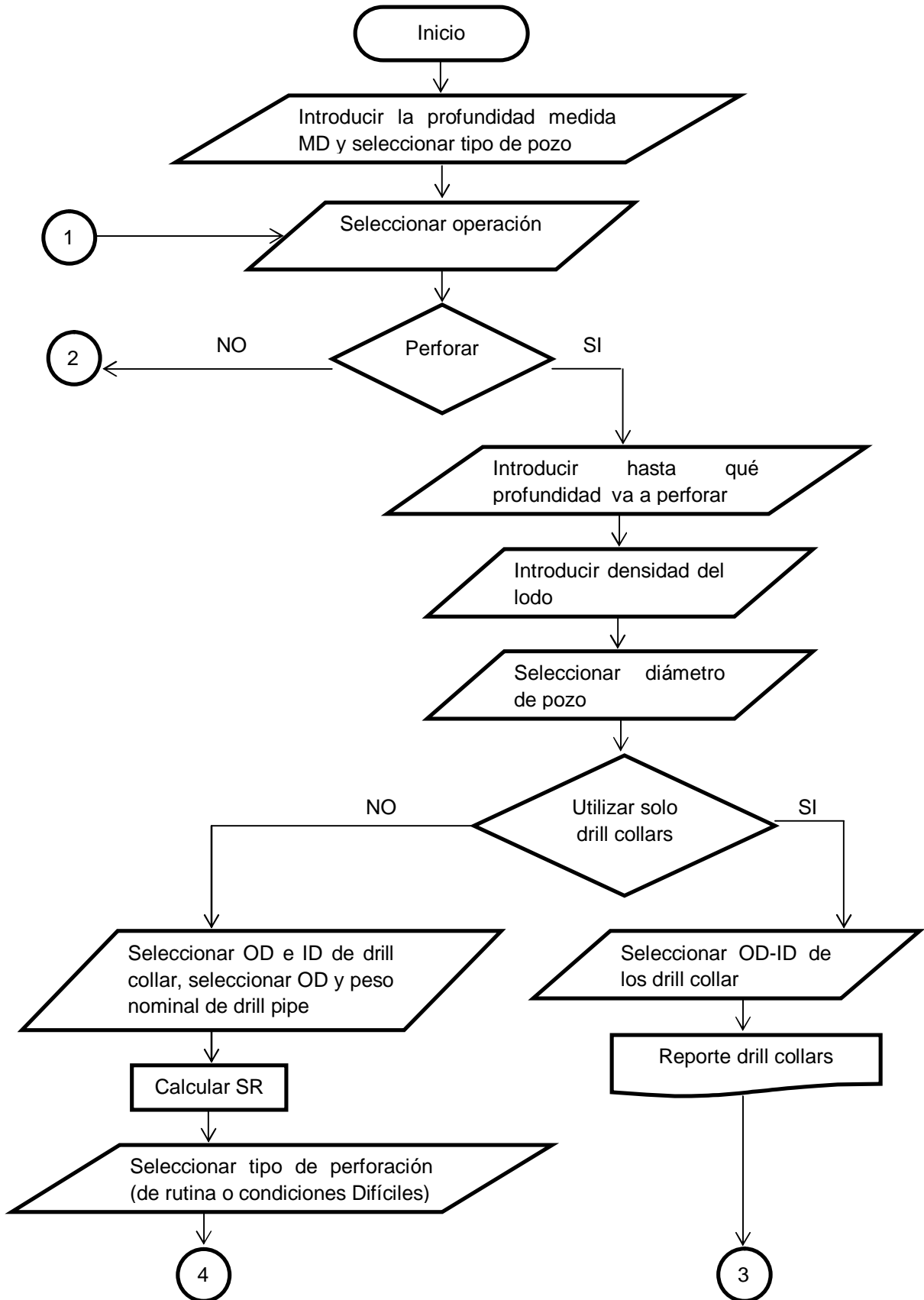
Figura 67. Módulo del taladro

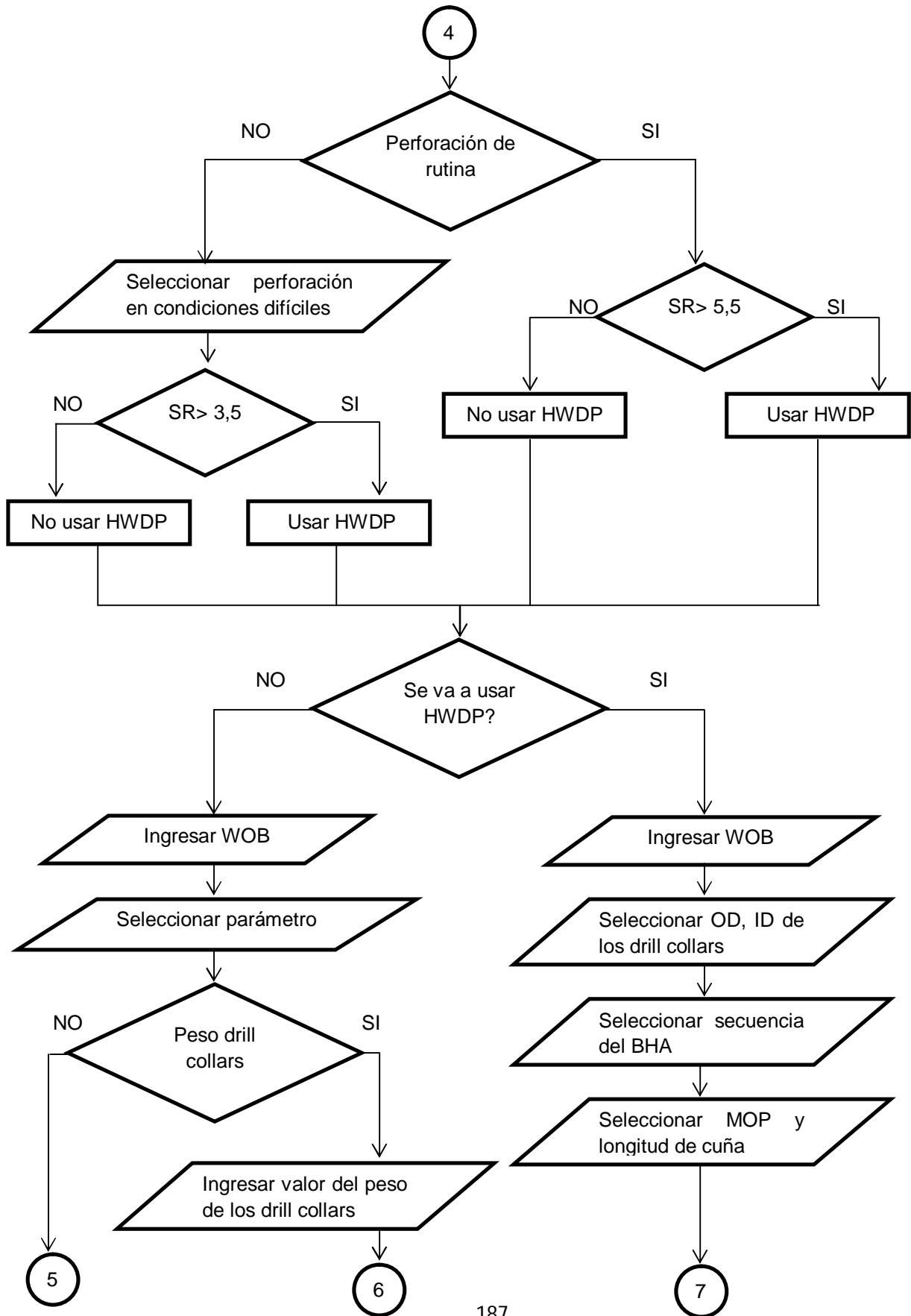
Potencia Nominal Malacate (HP)	750	
Max. Profundidad de Perforacion (pies)	10000 - 12000	
Max. Carga del Bloque Viajero-Gancho (lbs)	382500	
Max. Carga Calculada del Bloque Viajero-Gancho (lbs)	220460	
Peso Bloque Viajero-Gancho (lbs)	6300	
Peso Bloque Corona (pies)	4830	
Altura del Mastil (pies)	112 - 136	
Altura Subestructura (pies)	16 - 22	
Tabla Rotaria (pulgadas)	20-1/2	
Numero de Lineas en Bloque Viajero	8	

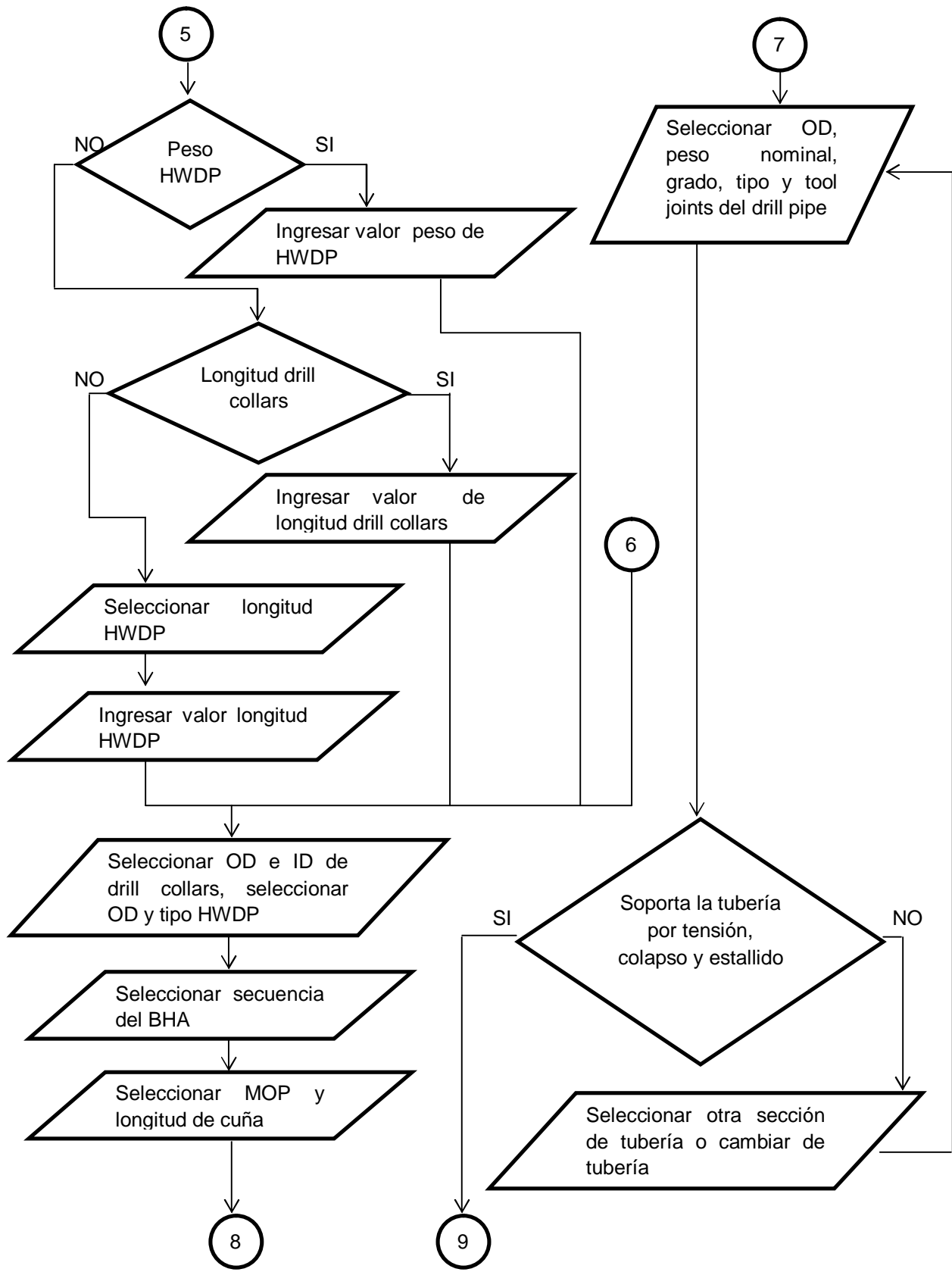
Fuente. Herramienta de cálculo “RigSelection”

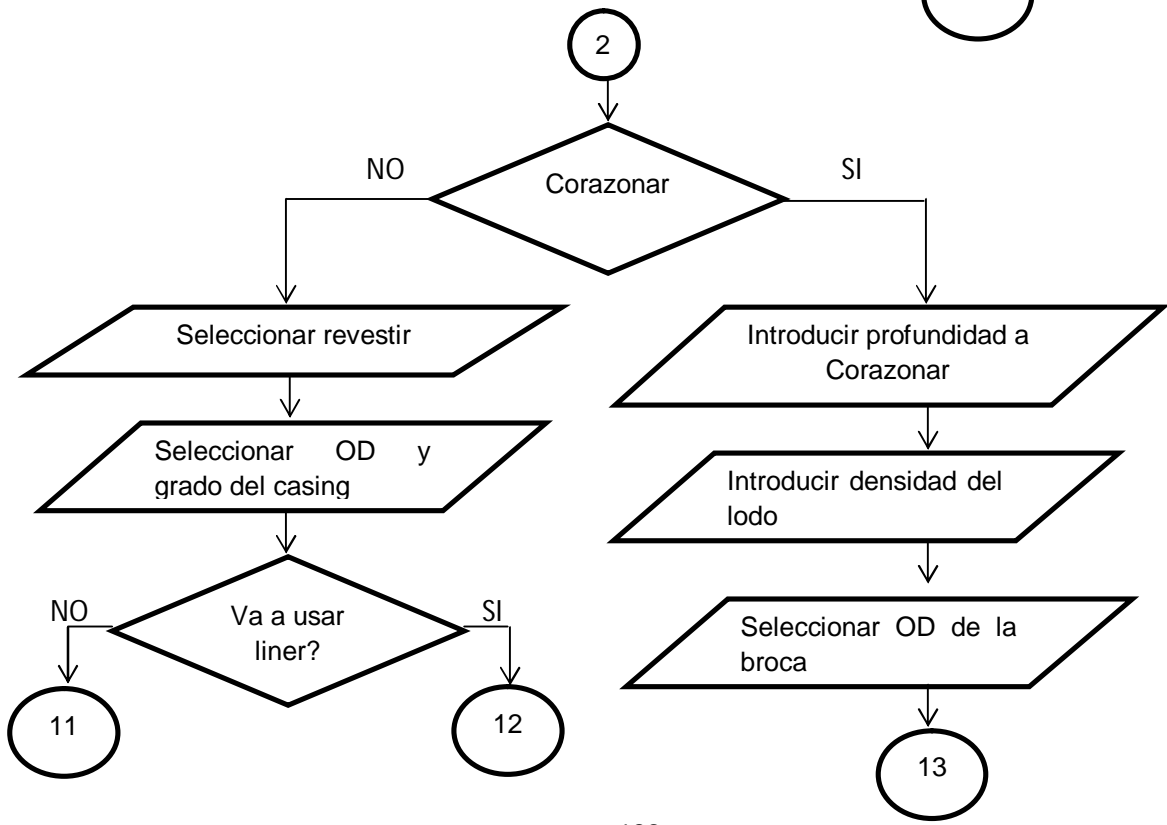
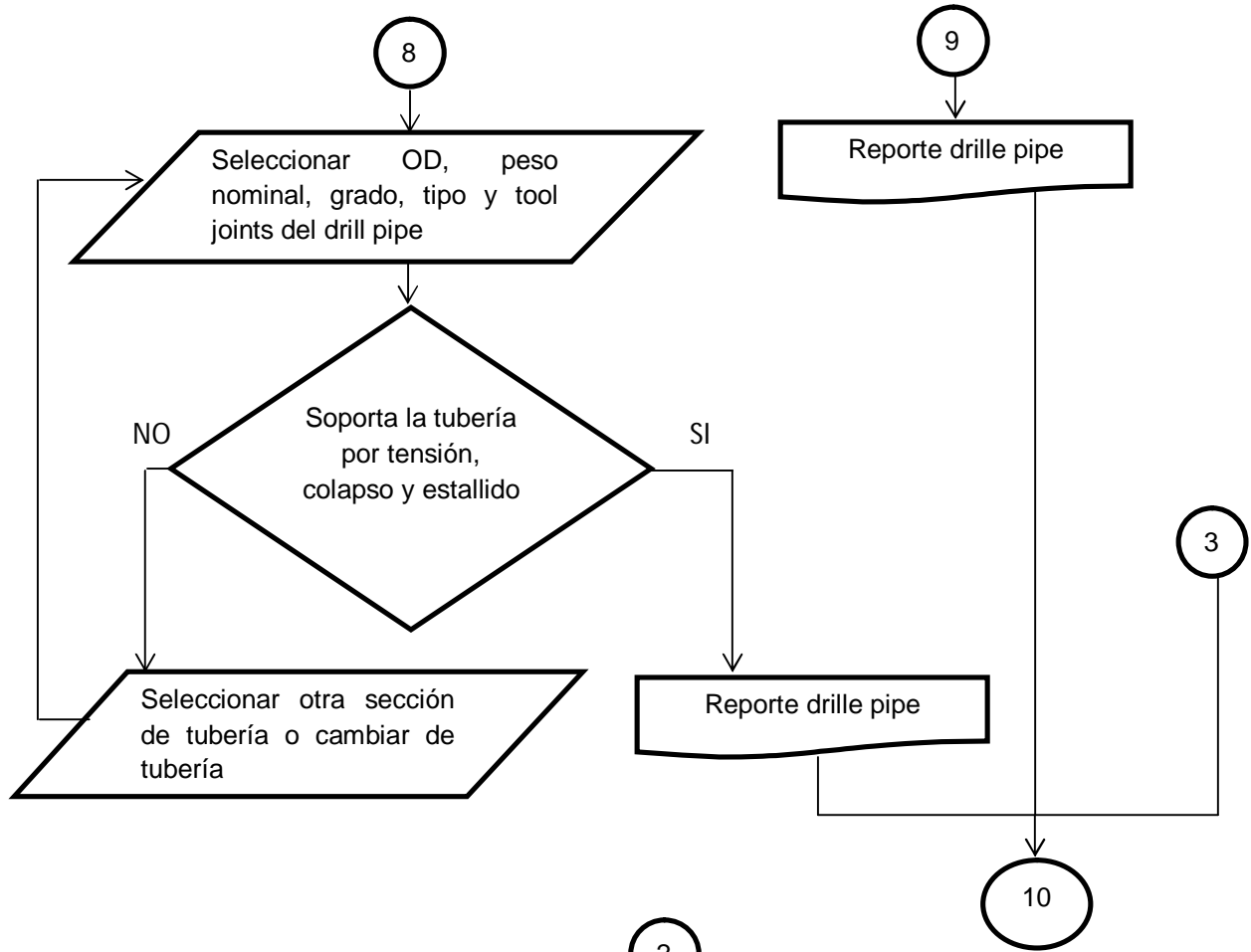
7.4 Diagrama de flujo herramienta RigSelection

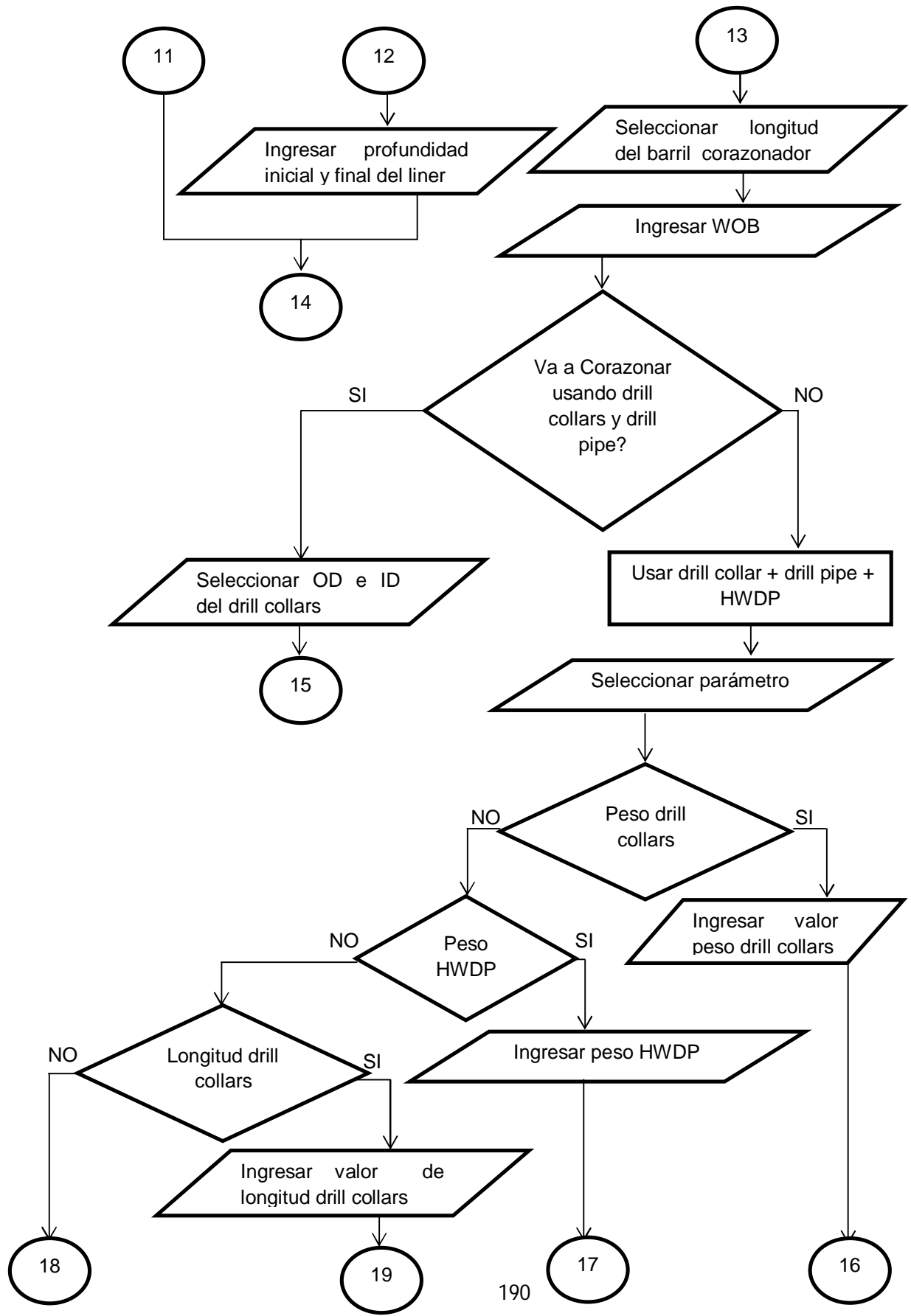
A continuación, se presenta el diagrama de flujo que permite hacer la selección del taladro de perforación por medio de la herramienta de cálculo RigSelection.

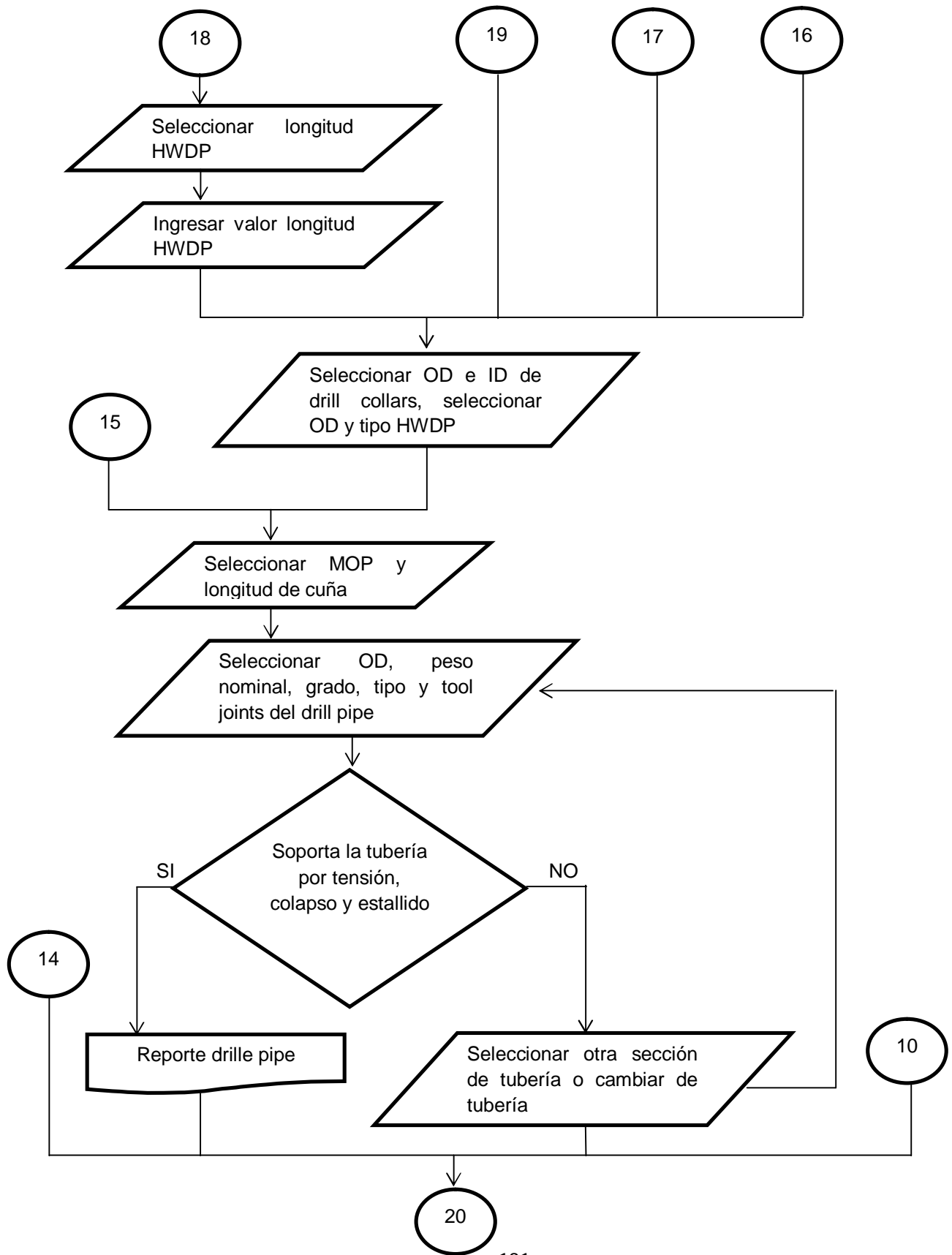


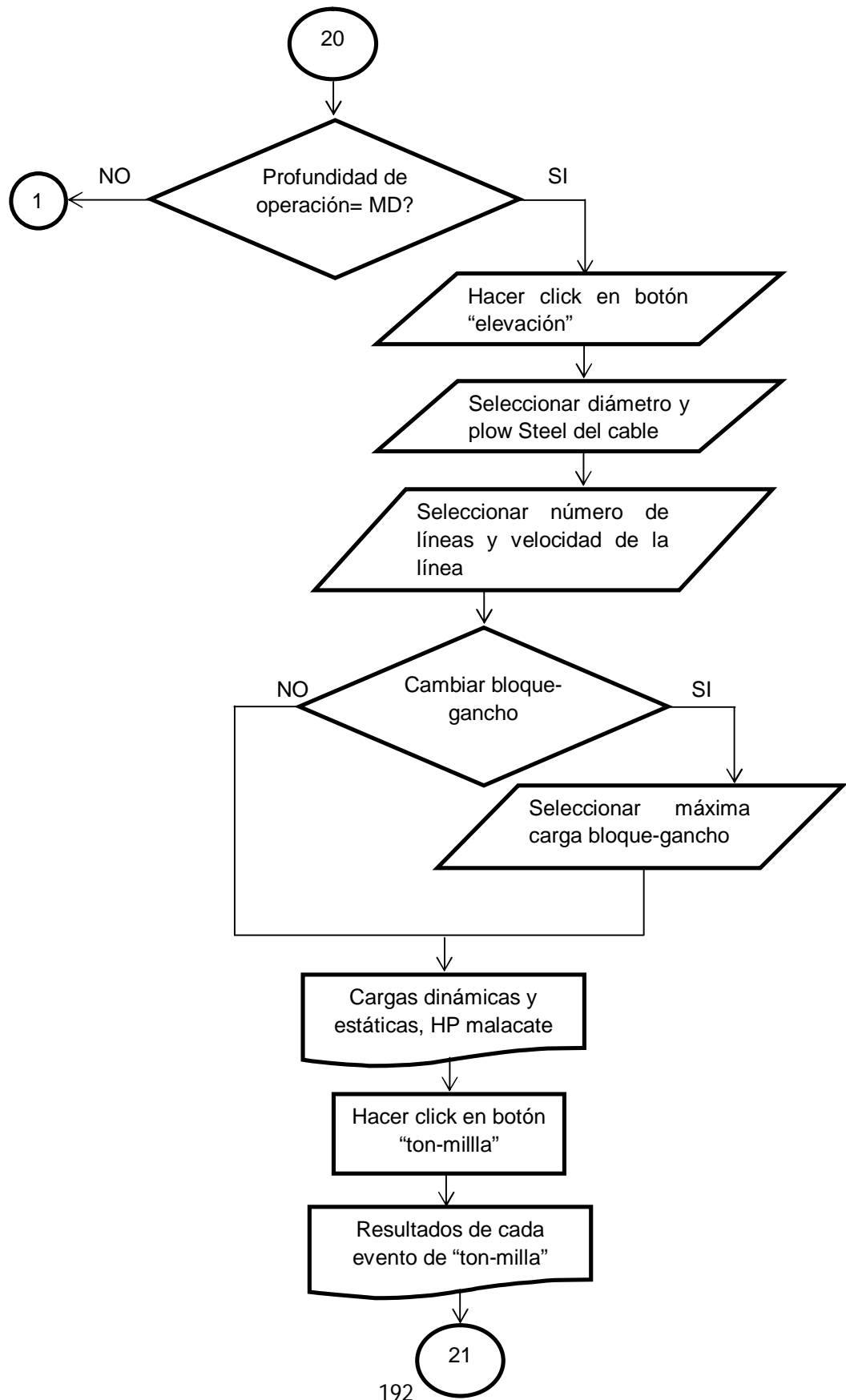


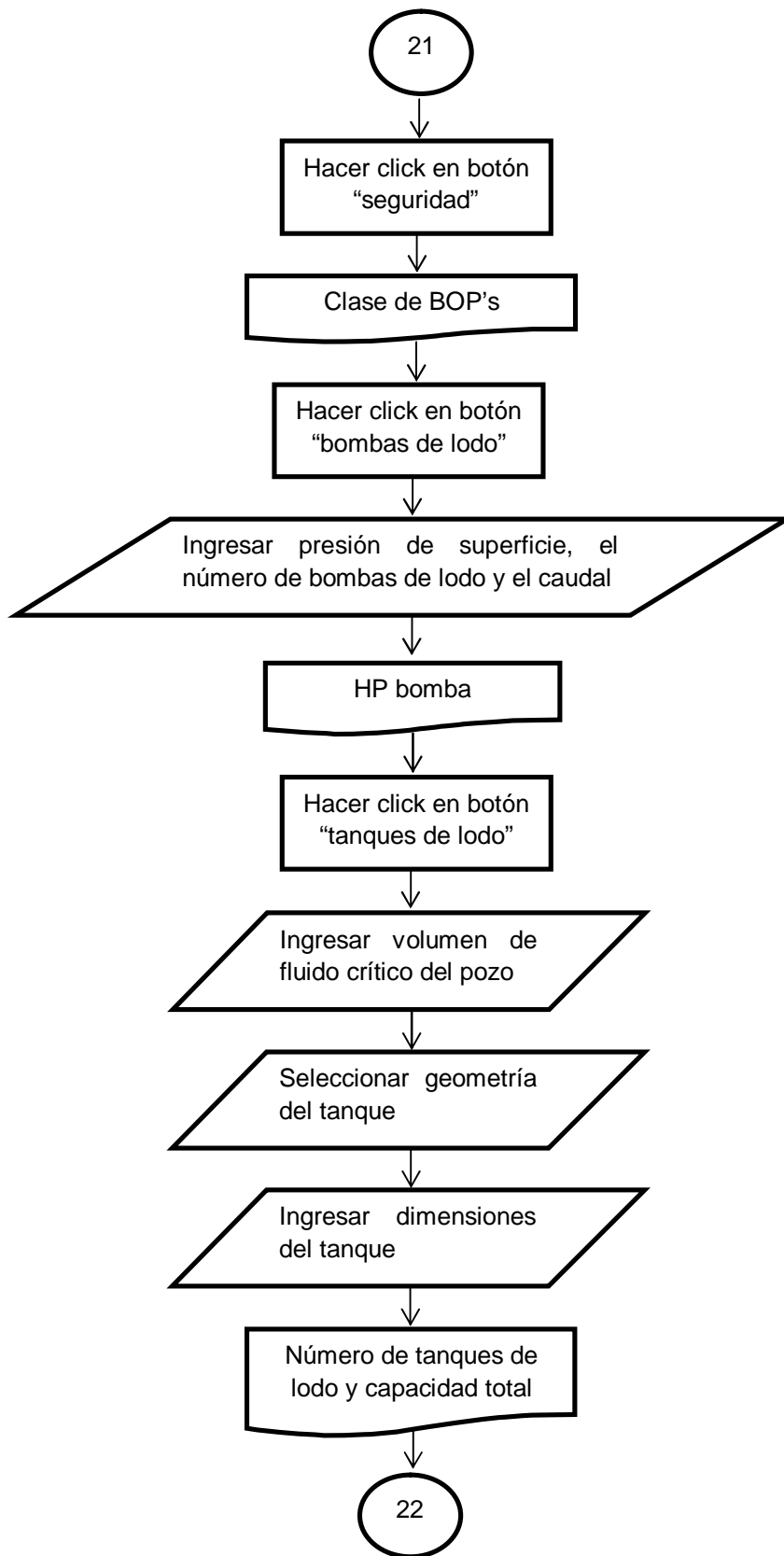


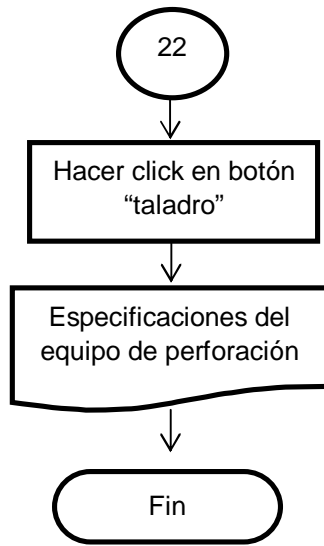












8. APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA DE CÁLCULO – RigSelection

8.1 Caso de diseño propuesto – Pozo Mercaderes

A continuación se presenta la tabla que contiene la información básica del pozo

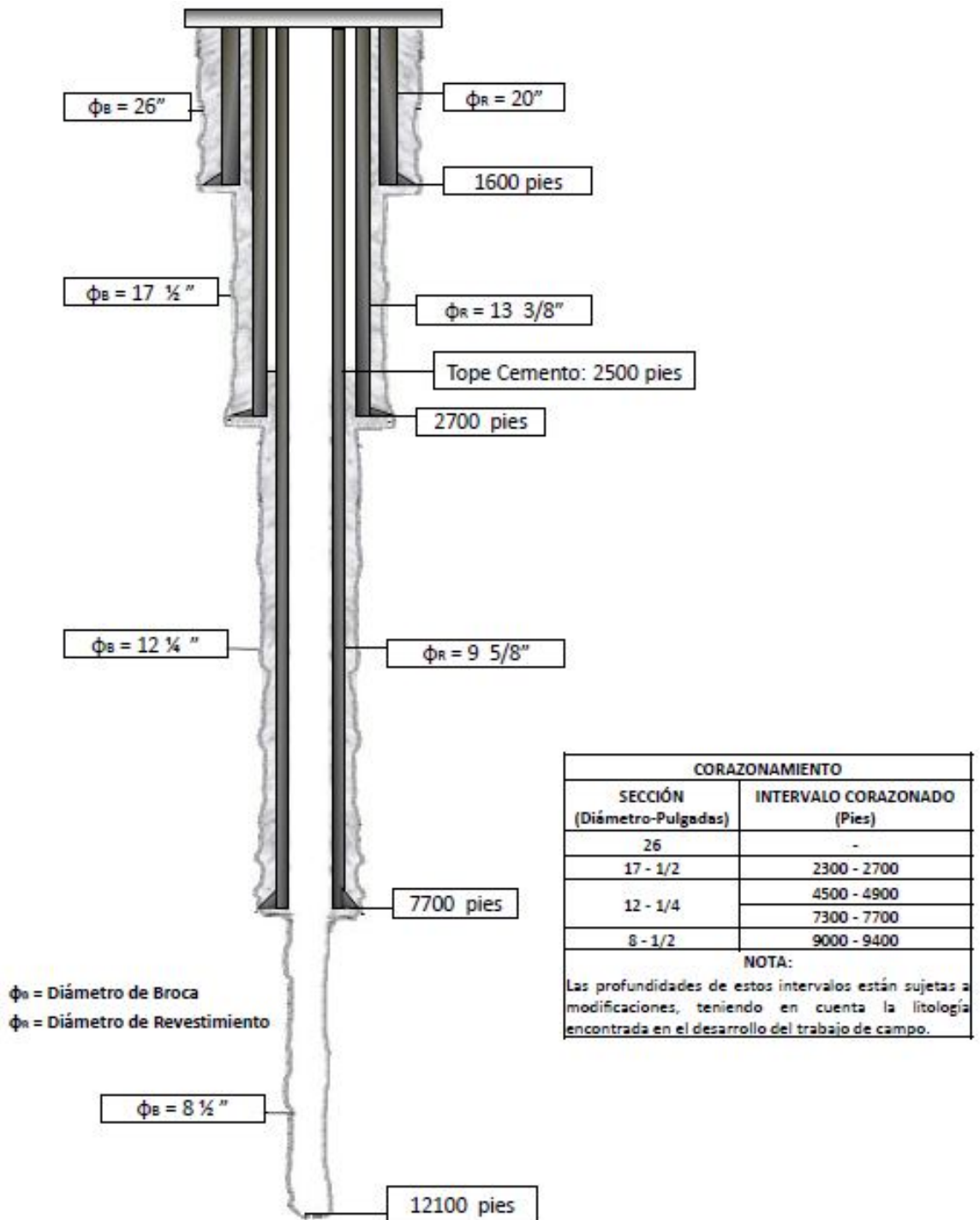
Tabla 4. Información básica del pozo Mercaderes

FORMATO A.P.I # D-10 A (Drilling Plan Analysis D.P.A)					
Información básica del pozo					
Nombre y No. del pozo	ANH-PATÍA-1-ST-P	Municipio	Mercaderes	Estado	Cauca
Pozo A.P.I No.		Campo ó Área	Cauca - Patía	Profundidad total Proyectada (pies)	12100
		Formaciones Geológicas en la superficie	Prof. Aprox. Tope (pies)		
		Mercaderes	0		
		Esmita. Mbro. Conglomerático	820		
		Esmita. Mbro. Arenáceo	2020		
		Esmita. Mbro. Limolítico	3773		
		Mosquera	6398		
		Peña Morada	7749		
		Chapungo-Guabas	9832		

Fuente. Autores

La siguiente figura presenta el estado mecánico del pozo (figura 68)

Figura 68. Estado mecánico del pozo







Fuente. Equipo de ingeniería de pozos profundos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS.











8.1.1 Resultados – Pozo Mercaderes

Después de haber ingresado y seleccionado los datos requeridos para que la herramienta pueda determinar el equipo de perforación, se presentan los siguientes resultados, listados a continuación:











- Las siguientes gráficas presentan el reporte gráfico del diseño de sarta para cada sección del pozo
 - Sarta de perforación (0 ft – 800 ft)

			Longitud (pies)	Peso (lbs)	
	(15)DRILL PIPE 5"	New 19.50 S-135 NC50	450	10750.5	0 ft - 800 ft Lodo = 8.84 lbs/gal WOB = 20000 lbs MOP = 50000 lbs <input type="button" value="Archivo"/> <input type="button" value="OK"/>
	(8)HWDP 5"	5" Espiralado	248	13739.2	
	(3)Drill Collar 8"	OD 8" ID 2-1/2"	90	13860	
	Amortiguador		9.8		
	Broca 26		1.5		










- Sarta de perforación (800 ft – 3200 ft)

			Longitud (pies)	Peso(lbs)
<p>800 ft - 3200 ft</p> <p>WOB = 52500 lbs</p> <p>MOP = 80000 lbs</p> <p>Lodo = 9.26 lbs/gal</p> <p>Archivo OK</p>		(77)DRILL PIPE 5"	New 19.50 S-135 NC50 2310	54684.21
		(20)HWDP 5"	5° Espiralado 620	34348
		(5) DRILL COLLAR 8"	OD 8" ID 2-1/2" 147	22638
		Estabilizador	6	
		(1) DRILL COLLAR 8"	OD 8" ID 2-1/2" 30	4774
		Estabilizador	6	
		(2) DRILL COLLAR 8"	OD 8" ID 2-1/2" 60	9548
		Amortiguador	9.8	
		Motor	27	
		Broca 17-1/2"	1.5	

- Sarta de perforación (3200 ft – 7900 ft)

				Longitud (pies)	Peso(lbs)	
3200 ft - 7900 ft			(243)DRILL PIPE 5"	New 19.50 S-135 NC50	7290	173584.74
WOB = 36750 lbs			(13)HWDP 5"	5" Espiralado	403	22326.2
MOP = 120000 lbs			(3) DRILL COLLAR 8"	OD 8" ID 2-1/2"	87	13398
Lodo = 10.1 lbs/gal			Estabilizador		6	
<input type="button" value="Archivo"/>			(1) DRILL COLLAR 8"	OD 8" ID 2-1/2"	30	4774
<input type="button" value="OK"/>			Estabilizador		6	
			(2) DRILL COLLAR 8"	OD 8" ID 2-1/2"	60	9548
			Amortiguador		9.8	
			Motor		27	
			Broca 12-1/4"		1.5	

- Sarta de perforación (7900 ft – 12100 ft)

				Longitud (pies)	Peso (lbs)	
7900 ft - 12100 ft WOB = 28000 lbs MOP = 200000 lbs Lodo = 10.8 lbs/gal <input type="button" value="Archivo"/> <input type="button" value="OK"/>			(388) DRILL PIPE 5"	New 19.50 S-135 NC50	11640	277816.81
		(11) DRILL COLLAR 6-1/2"	OD 6-1/2" ID 2-1/2"	327	34368	
		Estabilizador		6		
		(1) DRILL COLLAR 6-1/2"	OD 6-1/2" ID 2-1/2"	30	2976	
		Estabilizador		6		
		(2) DRILL COLLAR 6-1/2"	OD 6-1/2" ID 2-1/2"	60	2976	
		Amortiguador		9.8		
		Motor		27		
		Broca 8-1/2"		1.5		

- Ahora se presenta el reporte escrito de los eventos de la operación

1) PERFORAR (0 pies – 800 pies), hoyo (26 pulg)

Drill Pipe (15 DP=450 pies, 450 pies en pozo). New, E-75, OD (5 pulg), 19.50 lb/pie, NC50

HWDP (8 juntas=248 pies)(OD 5 pulg, Espiralado)

Drill Collars (3 DC=90 pies)(OD 8 pulg, ID 2-1/2 pulg)

Peso total = 38270 lb

2) CASING (800 pies)

K-55, OD (20 pulg), ID(19.124 pulg), 94lb/pie

Peso = 75200 lb

3) PERFORAR (800 pies – 3200 pies), hoyo (17.5 pulg)

Drill Pipe (77 DP=2310 pies, 2289 pies en pozo). New, S-135, OD (5 pulg), 19.50 lb/pie, NC50

HWDP (20 juntas=620 pies)(OD 5 pulg, Espiralado)

Drill Collars (8 DC=240 pies)(OD 8 pulg, ID 2-1/2 pulg)

Peso total = 126240 lb

4) CASING (3200 pies)

K-55, OD (13-3/8 pulg), ID(12.615 pulg), 54.5 lb/pie

Peso = 174400 lb

5) PERFORAR (7500 pies – 7900 pies), hoyo (12.25 pulg)

Drill Pipe (243 DP=7290 pies, 7266 pies en pozo). New, S-135, OD (5 pulg), 19.50 lb/pie, NC50

HWDP (13 juntas=403 pies)(OD 5 pulg, Espiralado)

Drill Collars (6 DC=180 pies)(OD 8 pulg, ID 2-1/2 pulg)

Peso total = 223566 lb

6) CASING (7900 pies)

K-55, OD (9-5/8 pulg), ID(8.921 pulg), 36 lb/pie

Peso = 284400 lb

7) PERFORAR (7900 pies – 12100 pies), hoyo (8.5 pulg)

Drill Pipe (388 DP=711640 pies, 11629 pies en pozo). New, S-135, OD (5 pulg), 19.50 lb/pie, NC50

Drill Collars (14DC=420 pies)(OD 6-1/2 pulg, ID 2-1/2 pulg)

Peso total = 318136 lb

- En las siguientes tablas se presentan las cargas dinámicas y estáticas que debe soportar la torre, aparte de la potencia de entrada requerida en el malacate, la carga efectiva de la torre, y la carga máxima efectiva de la torre

Cargas Dinamicas	
Linea Rapida	= 38574 lbs
Linea Muerta	= 26049 lbs
Corona	= 377,463.79 lbs

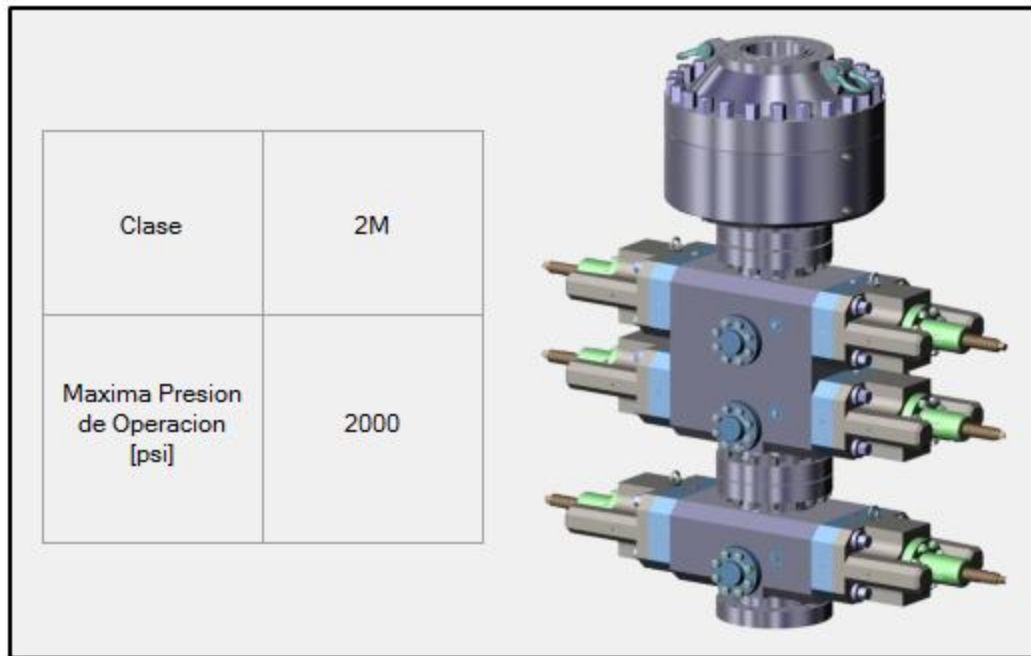
Cargas Estaticas	
Linea Rapida	= 31284 lbs
Linea Muerta	= 31284 lbs
Corona	= 375,408.00 lbs

LA POTENCIA DE ENTRADA REQUERIDA EN EL MALACATE ES 1426 HP
CARGA EFECTIVA DE LA TORRE = 437976 lbs
CARGA MAXIMA EFECTIVA DE LA TORRE = 1012525 lbs

- A continuación aparece el trabajo realizado por el cable expresado en toneladas-milla:

Ton-Milla		
Operacion	Toneladas-Millas	Ton-Milla (acumulada)
	0	0
Perforar de 0 ft a 800 ft.	19.27	19.27
Sacar la sarta de perforacion de 800 ft.	3.21	22.48
Bajar revestimiento a 800 ft.	3.71	26.19
Bajar la sarta de perforacion a 800 ft.	5.11	31.3
Perforar de 800 ft a 3200 ft.	138.26	169.56
Sacar la sarta de perforacion de 3200 ft.	28.15	197.71
Bajar revestimiento a 3200 ft.	27.44	225.15
Bajar la sarta de perforacion a 3200 ft.	23.81	248.96
Perforar de 3200 ft a 7900 ft.	425.03	673.99
Sacar la sarta de perforacion de 7900 ft.	94.65	768.64
Bajar revestimiento a 7900 ft.	101.49	870.13
Bajar la sarta de perforacion a 7900 ft.	89.6	959.73
Perforar de 7900 ft a 12100 ft.	576.5	1536.23
Sacar la sarta de perforacion de 12100 ft.	185.68	1721.91

- En seguida se muestra la clase de BOP seleccionada por la herramienta:



- La potencia requerida por bomba es de 800 HP

HP Bomba

Presión de Superficie	Caudal	No. Bombas	Eficiencia Volumétrica	Calcular HP Requerida por Bomba
3600 (psi)	506 (gal/min)	2	0.95	559.36

Tipo de Bomba

Especificaciones	
Nombre:	SDF-800 Triplex Mud Pumps (API-7K)
Horsepower	800 HP
Velocidad de la bomba	150 SPM
Máximo diámetro de la camisa por longitud de la carrera	6-3/4" x 9"
Conexión de succión	10"
Conexión de descarga	5-1/8"
Peso aproximado	31967 lbs



- El volumen recomendado y el número de tanques de lodo es:

Volumen Total Recomendado para Tanques de Lodo

Volumen de Fluido Crítico del Pozo: 1088 (bbbl) Factor de Seguridad: 2.5 **Volumen Recomendado: 2720 (bbbl)**




TIPO DE TANQUE: Tanque Rectangular con fondo Plano

Vista desde arriba:  Vista del extremo: 

DIMENSIONES: Longitud (L): 20 (ft) Ancho (w): 8 (ft) Altura (d): 7 (ft)

RESULTADOS: Volumen Unitario Tanque: 199.47 **Numero de Tanques de Lodo: 14**

- La potencia del malacate y especificaciones importantes del taladro se muestran a continuación

Potencia Nominal Malacate (HP)	1500	
Max. Profundidad de Perforacion (pies)	16000 - 18000	
Max. Carga del Bloque Viajero-Gancho (lbs)	708120	
Max. Carga Calculada del Bloque Viajero-Gancho (lbs)	330690	
Peso Bloque Viajero-Gancho (lbs)	7400	
Peso Bloque Corona (pies)	5268	
Altura del Mastil (pies)	135 - 142	
Altura Subestructura (pies)	22 - 29.5	
Tabla Rotaria (pulgadas)	37-1/2	
Numero de Lineas en Bloque Viajero	8	

8.2 1 Caso de diseño propuesto – Pozo Buenaventura

A continuación se presenta la tabla que contiene la información básica del pozo

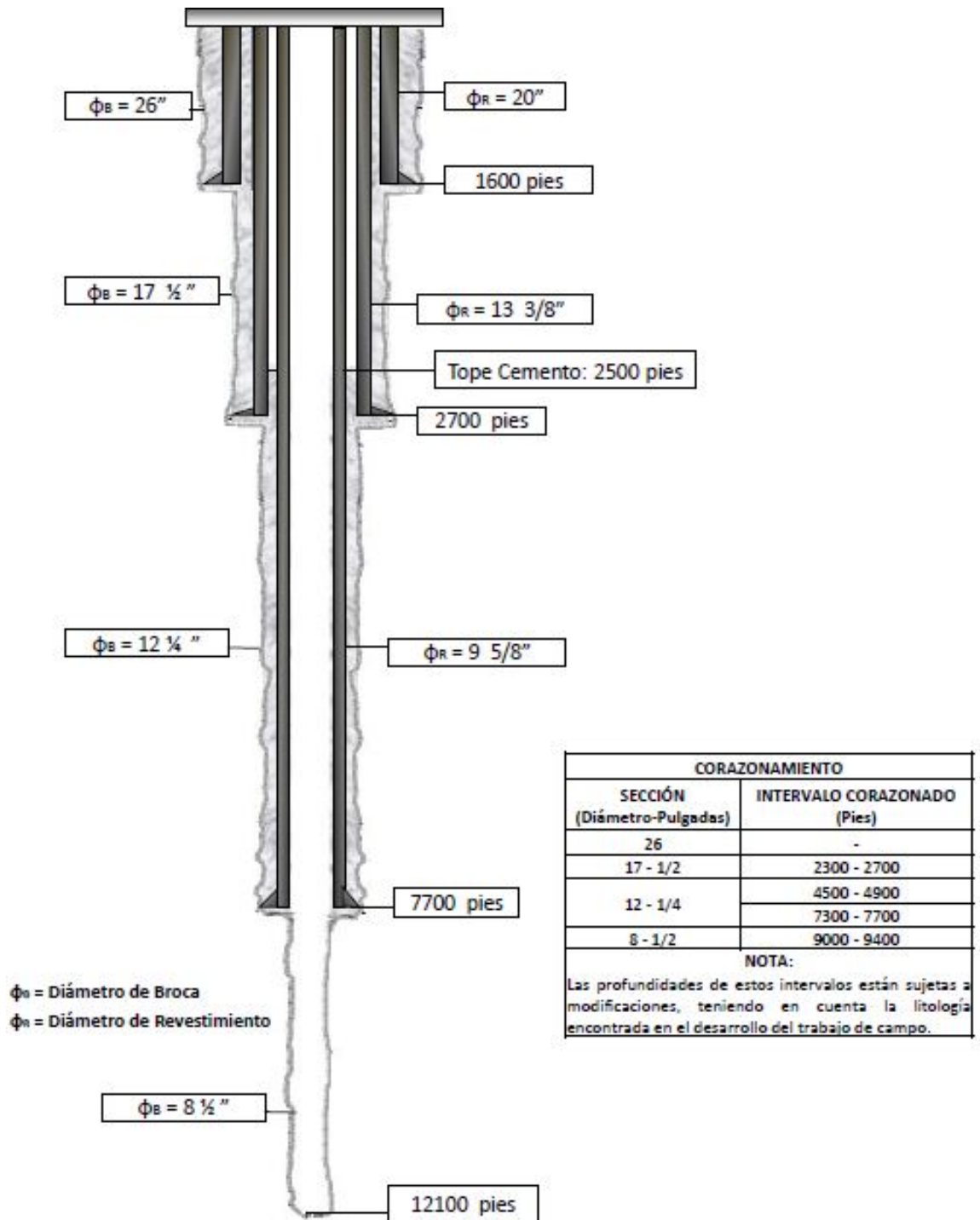
Tabla 5. Información básica del pozo Buenaventura

FORMATO A.P.I # D-10 A (Drilling Plan Analysis D.P.A)					
Información básica del pozo					
Nombre y No. del pozo	ANH-BVTURA-1-ST-P	Municipio	Buenaventura	Estado	Valle del Cauca
Pozo A.P.I No.		Campo ó Área	Tumaco	Profundidad total Proyectada (pies)	12100
		Formaciones Geológicas en la superficie		Prof. Aprox. Tope (pies)	
		Depósitos Cuaternario		0	
		Mayorquin/Raposo		1500	
		Condoto		2700	
		Conglomerados de Mojarra		5870	
		Istmina		7790	
		Iro		10290	

Fuente. Autores

La siguiente figura presenta el estado mecánico del pozo (figura 69)

Figura 69. Estado mecánico del pozo



Fuente. Equipo de ingeniería de pozos profundos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS.











8.2.1 Resultados – Pozo Buenaventura

Después de haber ingresado y seleccionado los datos requeridos para que la herramienta pueda determinar el equipo de perforación, se presentan los siguientes resultados, listados a continuación:











- Las siguientes gráficas presentan el reporte gráfico del diseño de sarta para cada sección del pozo
 - Sarta de perforación (0 ft – 800 ft)

			Longitud (pies)	Peso (lbs)	
	(32)DRILL PIPE 5"	New 19.50 S-135 NC50	960	22528.27	0 ft - 1600 ft Lodo = 9 lbs/gal WOB = 40000 lbs MOP = 60000 lbs <input type="button" value="Archivo"/> <input type="button" value="OK"/>
	(15)HWDP 5"	5" Espiralado	465	25761	
	(6)Drill Collar 8"	OD 8" ID 2-1/2"	180	27720	
	Amortiguador		9.8		
	Broca 26		1.5		










- Sarta de perforación (1600 ft – 2700)

			Longitud (pies)	Peso(lbs)	
<p>1600 ft - 2700 ft</p> <p>WOB = 52500 lbs</p> <p>MOP = 80000 lbs</p> <p>Lodo = 9.2 lbs/gal</p> <p>Archivo OK</p>		(60)DRILL PIPE 5"	New 19.50 S-135 NC50	1800	42739.21
		(20)HWDP 5"	5" Espiralado	620	34348
		(5) DRILL COLLAR 8"	OD 8" ID 2-1/2"	147	22638
		Estabilizador		6	
		(1) DRILL COLLAR 8"	OD 8" ID 2-1/2"	30	4774
		Estabilizador		6	
		(2) DRILL COLLAR 8"	OD 8" ID 2-1/2"	60	9548
		Amortiguador		9.8	
		Motor		27	
	Broca 17-1/2"		1.5		

- Sarta de perforación (2700 ft – 7700 ft)

				Longitud (pies)	Peso (lbs)	
2700 ft - 7700 ft			(236)DRILL PIPE 5"	New 19.50 S-135 NC50	7080	168806.74
WOB = 36750 lbs			(13)HWDP 5"	5" Espiralado	403	22326.2
MOP = 120000 lbs			(3) DRILL COLLAR 8"	OD 8" ID 2-1/2"	87	13398
Lodo = 10 lbs/gal			Estabilizador		6	
Archivo			(1) DRILL COLLAR 8"	OD 8" ID 2-1/2"	30	4774
OK			Estabilizador		6	
			(2) DRILL COLLAR 8"	OD 8" ID 2-1/2"	60	9548
			Amortiguador		9.8	
			Motor		27	
			Broca 12-1/4"		1.5	

- Sarta de perforación (7700 ft – 12100 ft)

7700 ft - 12100 ft			Longitud (pies)	Peso (lbs)
WOB = 25500 lbs MOP = 200000 lbs Lodo = 10.8 lbs/gal				
<input type="button" value="Archivo"/> <input type="button" value="OK"/>		(389) DRILL PIPE 5"	New 19.50 S-135 NC50 11670	278533.51
				
		(10) DRILL COLLAR 6-1/2"	OD 6-1/2" ID 2-1/2" 297	31488
			Estabilizador	6
			(1) DRILL COLLAR 6-1/2"	OD 6-1/2" ID 2-1/2" 30 2976
			Estabilizador	6
			(2) DRILL COLLAR 6-1/2"	OD 6-1/2" ID 2-1/2" 60 2976
			Amortiguador	9.8
			Motor	27
			Broca 8-1/2"	1.5

- Ahora se presenta el reporte escrito de los eventos de la operación

1) PERFORAR (0 pies – 1600 pies), hoyo (26 pulg)

Drill Pipe (32 DP=960 pies, 943 pies en pozo). New, S-135, OD (5 pulg), 19.50 lb/pie, NC50

HWDP (15 juntas=465 pies)(OD 5 pulg, Espiralado)

Drill Collars (6 DC=180 pies)(OD 8 pulg, ID 2-1/2 pulg)

Peso total = 75868 lb

2) CASING (1600 pies)

K-55, OD (20 pulg), ID (19.124 pulg), 94.00 lb/pie

Peso = 150400 lb

3) PERFORAR (1600 pies – 2700 pies), hoyo (17.5 pulg)

Drill Pipe (60 DP=1800 pies, 1789 pies en pozo). New, S-135, OD (5 pulg), 19.50 lb/pie, NC50

HWDP (20 juntas=620 pies)(OD 5 pulg, Espiralado)

Drill Collars (8 DC=240 pies)(OD 8 pulg, ID 2-1/2 pulg)

Peso total = 114219 lb

4) CASING (2700 pies)

K-55, OD (13-3/8 pulg), ID(12.615 pulg), 54.5 lb/pie

Peso = 147150 lb

5) PERFORAR (2700 pies – 7700 pies), hoyo (12.25 pulg)

Drill Pipe (236 DP=7080 pies, 7066 pies en pozo). New, S-135, OD (5 pulg), 19.50 lb/pie, NC50

HWDP (13 juntas=403 pies)(OD 5 pulg, Espiralado)

Drill Collars (6 DC=180 pies)(OD 8 pulg, ID 2-1/2 pulg)

Peso total = 218697 lb

6) CASING (7700 pies)

K-55, OD (9-5/8 pulg), ID(8.921 pulg), 36 lb/pie

Peso = 277200 lb

7) PERFORAR (7700 pies – 12100 pies), hoyo (8.5 pulg)

Drill Pipe (389 DP=11670 pies, 11659 pies en pozo). New, S-135, OD (5 pulg), 19.50 lb/pie, NC50

Drill Collars (13 DC=390 pies)(OD 6-1/2 pulg, ID 2-1/2 pulg)

Peso total = 315973 lb

- En las siguientes tablas se presentan las cargas dinámicas y estáticas que debe soportar la torre, aparte de la potencia de entrada requerida en el malacate, la carga efectiva de la torre, y la carga máxima efectiva de la torre

Cargas Dinamicas	
Linea Rapida	= 38318 lbs
Linea Muerta	= 25876 lbs
Corona	= 374,957.75 lbs

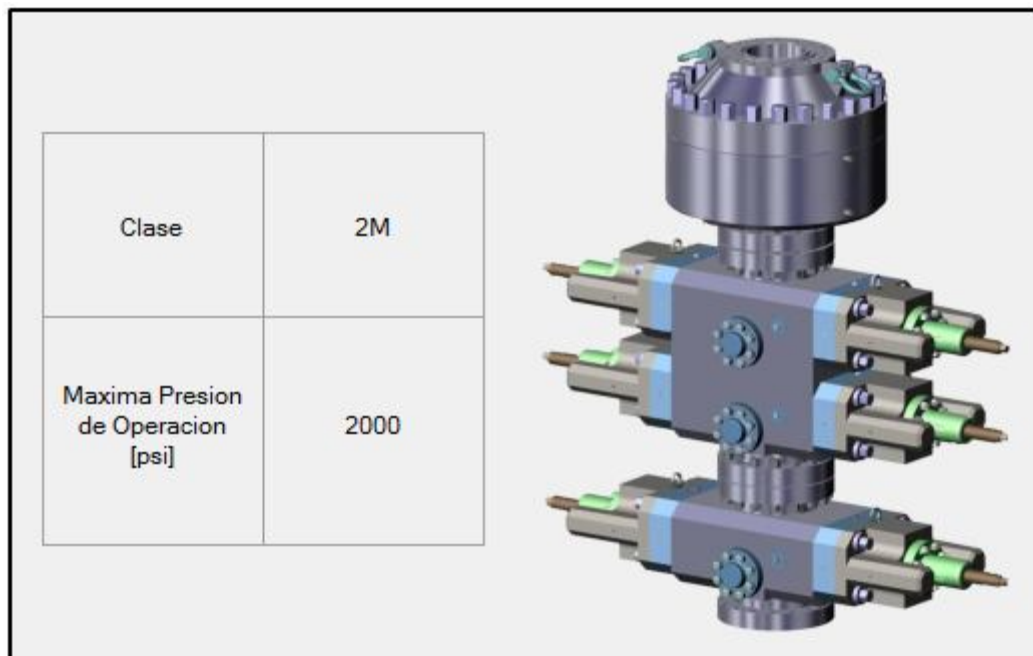
Cargas Estaticas	
Linea Rapida	= 31076 lbs
Linea Muerta	= 31076 lbs
Corona	= 372,915.60 lbs

LA POTENCIA DE ENTRADA REQUERIDA EN EL MALACATE ES 1416 HP
CARGA EFECTIVA DE LA TORRE = 435068 lbs
CARGA MAXIMA EFECTIVA DE LA TORRE = 1012525 lbs

- A continuación aparece el trabajo realizado por el cable expresado en toneladas-milla:

Ton-Milla		
Operacion	Toneladas-Millas	Ton-Milla (acumulada)
	0	0
Perforar de 0 ft a 1600 ft.	60.22	60.22
Sacar la sarta de perforacion de 1600 ft.	10.04	70.25
Bajar revestimiento a 1600 ft.	12.32	82.57
Bajar la sarta de perforacion a 1600 ft.	11.48	94.05
Perforar de 1600 ft a 2700 ft.	66.15	160.20
Sacar la sarta de perforacion de 2700 ft.	22.5	182.70
Bajar revestimiento a 2700 ft.	20.2	202.90
Bajar la sarta de perforacion a 2700 ft.	18.82	221.72
Perforar de 2700 ft a 7700 ft.	432.61	654.33
Sacar la sarta de perforacion de 7700 ft.	90.93	745.27
Bajar revestimiento a 7700 ft.	96.86	842.13
Bajar la sarta de perforacion a 7700 ft.	84.56	926.69
Perforar de 7700 ft a 12100 ft.	594.29	1520.98
Sacar la sarta de perforacion de 12100 ft.	183.6	1704.58

- En seguida se muestra la clase de BOP seleccionada por la herramienta:



- La potencia requerida por bomba es de 800 HP

HP Bomba

Presión de Superficie: 3600 (psi) Caudal: 506 (gal/min) No. Bombas: 2 Eficiencia Volumétrica: 0.95 **Calcular HP Requerida por Bomba: 559.36**

Tipo de Bomba

Especificaciones	
Nombre:	SDF-800 Triplex Mud Pumps (API-7K)
Horsepower	800 HP
Velocidad de la bomba	150 SPM
Máximo diámetro de la camisa por longitud de la carrera	6-3/4" x 9"
Conexión de succión	10"
Conexión de descarga	5-1/8"
Peso aproximado	31967 lbs



- El volumen recomendado y el número de tanques de lodo es:

Volumen Total Recomendado para Tanques de Lodo

Volumen de Fluido Crítico del Pozo: 1064.8 (bbi) Factor de Seguridad: 2.5 **Volumen Recomendado: 2662 (bbi)**



TIPO DE TANQUE: Tanque Rectangular con fondo Plano

Vista desde arriba:  Vista del extremo: 

DIMENSIONES: Longitud (L): 20 (ft) Ancho (w): 8 (ft) Altura (d): 7 (ft)

RESULTADOS: Volumen Unitario Tanque: 199.47 **Numero de Tanques de Lodo: 13**

- La potencia del malacate y especificaciones importantes del taladro se muestran a continuación

Potencia Nominal Malacate (HP)	1500
Max. Profundidad de Perforacion (pies)	16000 - 18000
Max. Carga del Bloque Viajero-Gancho (lbs)	708120
Max. Carga Calculada del Bloque Viajero-Gancho (lbs)	330690
Peso Bloque Viajero-Gancho (lbs)	7400
Peso Bloque Corona (pies)	5268
Altura del Mastil (pies)	135 - 142
Altura Subestructura (pies)	22 - 29.5
Tabla Rotaria (pulgadas)	37-1/2
Numero de Lineas en Bloque Viajero	8



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La herramienta de cálculo “RigSelection”, permite seleccionar el equipo de perforación (taladro de perforación), con todos sus componentes, además de diseñar la sarta de perforación y corazonamiento, seleccionar el tipo de revestimiento y determinar el trabajo del cable.
- Con los resultados obtenidos en la herramienta de cálculo, es posible seleccionar el taladro de perforación para los pozos que tiene como objetivo perforar la Escuela de Ingeniería de Petróleos en convenio con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).
- Basados en la practicidad como se encuentra realizada la herramienta de cálculo y la información que ésta posee, la herramienta además de ser usada como parte de un proyecto de perforación para la Escuela de Ingeniería de Petróleos y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), puede ser usada en un ámbito académico para el desarrollo de conocimientos del estudiante en el área de perforación.
- Para obtener buenos resultados, es necesario que el usuario ingrese datos confiables, porque esta es la única forma de asegurar una buena selección del taladro de perforación por parte de la herramienta de cálculo “RigSelection”. Es por esto que se hace necesario que el usuario verifique cada uno de los datos que ingresa antes de continuar con el siguiente paso.

- Se recomienda consolidar esta aplicación junto con la aplicación correspondiente a la hidráulica de perforación, para practicidad de la planeación de pozo.
- Para obtener una herramienta en la selección del equipo de perforación más robusta, se recomienda complementar la actual herramienta de cálculo para la perforación de pozos desviados y direccionales, debido a que ésta se encuentra construida sólo para la perforación de pozos verticales
- La gran mayoría de los equipos de perforación disponibles en el mercado cumplen con las especificaciones de las normas API, lo que difieren unos fabricantes de otros son los tipos de materiales y los procesos de fabricación. Es por esto que la base de datos de los equipos de perforación que posee la herramienta de cálculo, es confiable.

BIBLIOGRAFÍA

- ADAM T. BOURGOYNE, MARTIN E. CHENEVERT, KEITH K. MILLHEIM, F.S. YOUNG Jr. "Applied Drilling Engineering". SPE textbook series, vol 2. Año 1991.
- Aranda, O. Pérez, J. "Manual de herramientas y equipos utilizados en la perforación de pozos de petróleo". Trabajo de grado. UIS. 1991
- ARIZA E. "Fundamentos en Perforación de Pozos". Escuela de Ingeniería de Petróleos. UIS. Año 2009.
- Becerra, C. Torres, E. "Diseño de sartas de perforación, completamiento y producción". Trabajo de grado. UIS. 1990
- De la Camara, A. "Optimización de la perforación". Programa anual de capacitación. Lima – Marzo 2004
- ELDIN, Nasr. HUSSEIN, A. KUMAR, S. ASHRY, A. "Evaluation and selection of petroleum engineering software: a case study". SPE 37715. Año 1997.
- GRINROD, M. "Continuous motion rig: a step change in drilling equipment". IADC/SPE 128253. Año 2010
- H. RABIA. "Oilwell Drilling Engineering: Principles and Practice". Graham & Trotman. Año 1985

- INTERNATIONAL ASSOCIATION OF DRILLING CONTRACTORS (IADC). “Drilling Manual”. Undécima Edición. Año 2007.
- JONES, A. “Drilling the limit- A practical approach to breakthrough performance”. IADC/SPE 59207. Año 2000.
- Kondo, F. Parada, J. “Control práctico de presiones”. Trabajo de grado. UIS. 1979
- MUÑOZ S. “Generalidades de la Explotación de Petróleo”. Escuela de Ingeniería de Petróleos. UIS. Año 1986.
- NICHOLSON, R. “Minimize drill pipe damage and hole problems. Follow acceptable dogleg severity limits”. IADC Transactions. Año 1974
- PDVSA CIED. Diseño de sartas de perforación 2002. [En línea citado en diciembre 13 de 2010]. <http://www.scribd.com/doc/25599059/Diseno-de-Sartas-de-Perforacion>
- PRESTON L. MOORE. “Drilling Practices Manual”. PennWell Books. Año 1986.
- Schlumberger. “Diseño de sartas de perforación y de herramientas de fondo”. Programa de entrenamiento acelerado para supervisores.
- SHARON,W. “What software do we expect? An engineering view vs. IT view” SPE 110642. Año 2007.
- Sunnda Corporation Brochure
- XIONG, Hongjie. RAHIM, Zillur. HOLDITCH, Stephen. LANCASTER, David. “A new approach to develop petroleum engineering software”. SPE 36000. Año 1996.

ANEXOS

ANEXO I. ECUACIONES - HERRAMIENTA DE CÁLCULO RigSelection

Factor de Boyanza	$BF = \left(1 - \frac{\rho_{lodo}}{\rho_s}\right) = \left(1 - \frac{\gamma_{lodo}}{\gamma_s}\right)$	<i>BF</i> = Factor de Boyanza <i>γ_{lodo}</i> = Gravedad específica del lodo <i>γ_s</i> = Gravedad específica del acero = 7.85 <i>ρ_{lodo}</i> = Densidad del lodo [lbs/gal] <i>ρ_s</i> = Densidad del acero = 65.6 lbs/gal

Peso de la sarta	$P = [(L_{dp} \times W_{dp}) + (L_{dc} \times W_{dc})] \times BF$ <p style="text-align: center;">O</p> $P = [(L_{dp} \times W_{dp}) + (L_{dc} \times W_{dc}) + (L_{hwdp} \times W_{hwdp})] \times BF$	<i>P</i> = Peso soportado por la última junta de drillpipe [lbs] <i>L_{dp}</i> = Longitud del drillpipe [pies] <i>W_{dp}</i> = Peso del drillpipe por pie [lbs/pie] <i>L_{dc}</i> = Longitud del drill collar [pies] <i>W_{dc}</i> = Peso del drill collar por pie [lbs/pie] <i>L_{hwdp}</i> = Longitud del heavy weight drillpipe [pies] <i>W_{hwdp}</i> = Peso del "heavy weight drillpipe" por pie [lbs/pie]
Resistencia a la cadencia	$P_a = P_t \times 0.9$	<i>P_a</i> = Resistencia a la cadencia × 90% [lbs] <i>P_t</i> = Resistencia a la cadencia [lbs]
MOP	$MOP = P_a - P$	<i>MOP</i> = Margen de Overpull [lbs]
Factor de Seguridad	$SF = \frac{P_a}{P} = \frac{P_t \times 0.9}{[(L_{dp} \times W_{dp}) + (L_{dc} \times W_{dc})]BF}$ <p style="text-align: center;">O</p> $SF = \frac{P_t \times 0.9}{[(L_{dp} \times W_{dp}) + (L_{dc} \times W_{dc}) + (L_{hwdp} \times W_{hwdp})]BF}$	<i>SF</i> = Factor de seguridad
Longitud de drillpipe que resiste por tensión	$L_{dp} = \frac{P_t \times 0.9 - MOP}{W_{dp} \times BF} - \frac{W_{dc} \times L_{dc}}{W_{dp}}$ <p style="text-align: center;">O</p> $L_{dp} = \frac{P_t \times 0.9 - MOP}{W_{dp} \times BF} - \frac{[(W_{dc} \times L_{dc}) + (W_{hwdp} \times L_{hwdp})]}{W_{dp}}$	
Longitud de drillpipe que resiste por	$L_{dp} = \frac{P_t \times 0.9/RS}{W_{dp} \times BF} - \frac{W_{dc} \times L_{dc}}{W_{dp}}$ <p style="text-align: center;">O</p>	<i>RS</i> = Relación de tensiones [<i>P_{axial}</i> / <i>P_{carga}</i>]

tensión (criterio de cuñas)	$L_{dp} = \frac{P_t \times 0.9/RS}{W_{dp} \times BF} - \frac{[(W_{dc} \times L_{dc}) + (W_{hwdp} \times L_{hwdp})]}{W_{dp}}$	
Longitud de drillpipe que resiste por tensión. Tubería combinada	$L_{dp2} = \frac{P_t \times 0.9 - MOP}{W_{dp} \times BF} - \frac{[(W_{dc} \times L_{dc}) + (W_{dp1} \times L_{dp1})]}{W_{dp2}}$ <p style="text-align: center;">0</p> $L_{dp2} = \frac{P_t \times 0.9 - MOP}{W_{dp} \times BF} - \frac{[(W_{dc} \times L_{dc}) + (W_{hwdp} \times L_{hwdp}) + (W_{dp1} \times L_{dp1})]}{W_{dp2}}$	<p>L_{dp1} = Longitud drillpipe seccion de fondo [pies] L_{dp2} = Longitud drillpipe seccion de tope [pies] W_{dp1} = Peso drillpipe seccion de fondo [lbs/pie] W_{dp2} = Peso drillpipe seccion de tope [lbs/pie]</p>
Longitud de drillpipe que resiste por tensión (criterio de cuñas) Tubería combinada	$L_{dp2} = \frac{P_t \times 0.9/RS}{W_{dp2} \times BF} - \frac{[(W_{dc} \times L_{dc}) + (W_{dp1} \times L_{dp1})]}{W_{dp2}}$ <p style="text-align: center;">0</p> $L_{dp2} = \frac{P_t \times 0.9/RS}{W_{dp2} \times BF} - \frac{[(W_{dc} \times L_{dc}) + (W_{hwdp} \times L_{hwdp}) + (W_{dp1} \times L_{dp1})]}{W_{dp2}}$	
COLAPSO		
Presión de colapso por fuerzas biaxiales	$P_{colapso\ biaxial} = \frac{\sqrt{4 - 3Z^2} - Z}{2} \times P_{colapso\ nominal}$ $Z = \frac{carga}{0.7854(OD^2 - ID^2)Yp_{promedio}}$ $P_{colapso} = 0.052 \times h_{pozo} \times \rho_{lodo}$ $P_{colapso-diseño} = P_{colapso} \times FD$ $\frac{P_{colapso\ biaxial}}{P_{colapso-diseño}} \geq FD$	<p>$P_{colapso\ nominal}$ = Presion maxima , tablas API RP - 7G [psi] $Yp_{promedio}$ = Punto de cedencia promedio [lbs] OD = Diametro externo de la tubería [pulg.] ID = Diametro interno de la tubería [pulg.] h_{pozo} = Profundidad del pozo [pies] FD = Factor de diseño (1.1 - 1.15) carga = Carga soportada por la sarta [lbs]</p>
ESTALLIDO		
Presión de	$P_{superficie} = (0.052 \times h_{pozo} \times \rho_{lodo}) - Ph_{gas}$	<p>$Grad_{gas}$ = Gradiente de gas (TVD ≤ 10000 Grad = 0.1, TVD > 10000 Grad = 0.15) [psi/pie]</p>

estallido	$Ph_{gas} = Grad_{gas} \times H_{influj o}$ $FD_{estallido} = \frac{P_{estallido\ nominal}}{P_{superficie}}$	$H_{influj o}$ = Altura del influj o [pies] Ph_{gas} = Presion hidrostatica del gas [psi] $P_{estallido\ nominal}$ = Presion maxima de estallido, tablas API RP - 7G [psi] $FD_{estallido}$ = Factor de diseo estallido [pies]
------------------	--	---

CRITERIO DE SELECCIÓN DE HWDP

Relación de rigidez	$SR = \frac{OD_{sup}(OD_{inf}^4 - ID_{inf}^4)}{OD_{inf}(OD_{sup}^4 - ID_{sup}^4)}$	SR = Relacion de rigidez OD_{sup} = Diametro externo tuberia superior (drillpipe) [pulg.] ID_{sup} = Diametro interno tuberia superior (drillpipe) [pulg.] OD_{inf} = Diametro externo tuberia inferior (drill collar) [pulg.] ID_{inf} = Diametro interno tuberia inferior (drill collar) [pulg.]
----------------------------	--	--

PESO EN LA BROCA, PESO DEL ASENTAMIENTO DE FONDO Y PUNTO NEUTRO.

Asentamiento de fondo	$BHA = (W_{dc} \times L_{dc})$ <p style="text-align: center;">0</p> $BHA = (W_{dc} \times L_{dc}) + (W_{hwdp} \times L_{hwdp})$	BHA = Asentamiento de fondo (Bottom hole assembly) [lbs]
Punto neutro	$BHA \times BF = WOB \times FPN$	WOB = Peso sobre la broca [lbs] FPN = Factor de punto neutro o punto muerto (normalmente 1.15 o mayor)

VELOCIDAD CRITICA DE ROTACIÓN

Velocidad crítica de rotación (longitudinal)	$rpml = \frac{258000}{L}$	$rpml$ = Velocidad critica de rotacion, vibracion longitudinal [rpm] L = Longitud total de la sarta [pies]
Velocidad crítica de rotación (transversal)	$rpmt = \frac{4760000}{l^2} \sqrt{(D^2 + d^2)}$	$rpmt$ = Velocidad critica de rotacion, vibracion trnsversal [rpm] l = longitud de una junta de drillpipe [pulg.] D = Diametro externo drillpipe [pulg.] d = Diametro interno drillpipe [pulg.]

ELEVACION

Eficiencia de las líneas	$EF = \frac{K(1 - K^N)}{N(1 - K)}$	<i>EF = Factor de eficiencia de las líneas de elevación K = Eficiencia de la línea por polea = 0.9615 N = Numero de líneas</i>
Carga total	$W_t = W_{sarta} + W_{bloque}$	<i>W_{bloque} = Peso del bloque viajero y gancho [lbs]</i>
Peso de la sarta en el lodo	$W_{sarta} = (W_{sarta-aire} \times BF) \times FSS$	<i>FSS = Factor de seguridad del peso de la sarta = 1.15</i>
Peso de la sarta en el aire	$W_{sarta-aire} = ((W_{dp} \times L_{dp}) + BHA)$	
CARGAS DINÁMICAS		
Carga de la línea rápida	$FL_d = \frac{W_t}{N \times EF}$	<i>FL_d = Carga dinamica de la línea rápida [lbs]</i>
Carga de la línea muerta	$DL_d = \frac{W_t \times K^N}{N \times EF}$	<i>DL_d = Carga dinamica de la línea muerta [lbs]</i>
Carga sobre la torre	$CL_d = W_t + FL + DL$	<i>CL_d = Carga dinamica sobre la corona de la torre [lbs]</i>
CARGAS ESTATICAS		
Carga de la línea rápida	$FL_e = \frac{W_t}{N}$	<i>FL_e = Carga estatica de la línea rápida [lbs]</i>
Carga de la línea muerta	$DL_e = \frac{W_t}{N}$	<i>DL_e = Carga estatica de la línea muerta [lbs]</i>
Carga sobre la torre	$CL_e = \frac{W_t(N + 2)}{N}$	<i>CL_e = Carga estatica sobre la corona de la torre [lbs]</i>

CABLE DE ELEVACIÓN

	$DFR = \frac{rope}{FL_d}$	<i>DFR</i> = Factor de diseño del cable <i>rope</i> = Resistencia nominal del cable [lbs]
	$TMCO = \left(\frac{DFR}{5}\right) \times cutoff$	<i>TMCO</i> = Toneladas milla entre cortes de cable para un <i>DFR</i> < 5 <i>cutoff</i> = Toneladas milla entre cortes de cable para un <i>DFR</i> = 5

TONELADAS MILLA

Toneladas Milla de un viaje redondo	$RT_{tm} = \frac{W_p \times D_h \times (L_p + D_h) + 2D_h \times (2W_b + W_c)}{5280 \times 2000}$	<i>RT_{tm}</i> = Toneladas milla de un viaje ida y vuelta <i>W_p</i> = Peso del drillpipe en el lodo [lbs/pie] <i>D_h</i> = Profundidad del viaje [pies] <i>L_p</i> = Longitud promedio de una junta de drillpipe [pies] <i>W_b</i> = Peso del bloque viajero [lbs]
	$W_c = (L_{dc} \times W_{dc} \times BF) - (L_{dc} \times W_{dp} \times BF)$	
Toneladas Milla de una perforación	$TM_d = 3(T_2 - T_1)$	<i>TM_d</i> = Toneladas milla de una perforación <i>T₂</i> = Toneladas milla de un viaje completo a la profundidad final de perforación <i>T₁</i> = Toneladas milla de un viaje completo a la profundidad inicial de perforación
Toneladas Milla de un corazonamiento	$TM_{co} = 2(T_4 - T_3)$	<i>TM_{co}</i> = Toneladas milla de corazonamiento <i>T₄</i> = Toneladas milla de un viaje completo a la profundidad final de corazonamiento <i>T₃</i> = Toneladas milla de un viaje completo a la profundidad inicial de corazonamiento
Toneladas Milla de un casing	$TM_{cs} = \frac{W_{cs} \times D_h \times (L_{cs} + D_h) + (4 \times D_h \times W_b)}{5280 \times 2000} \times 0.5$	<i>TM_{cs}</i> = Toneladas milla sentamiento de casing <i>W_{cs}</i> = Peso del casing en el lodo [lbs/pie] <i>L_{cs}</i> = Longitud de una junta de casing [pies]

POTENCIA DEL MALACATE Y EFICIENCIAS

Potencia necesaria en el bloque	$HP_{bloque} = \frac{W_t \times V_L}{33000}$	$V_L =$ Velocidad de la línea [pies/min]
Potencia necesaria a la salida del malacate	$HP_{malacate} = \frac{HP_{bloque}}{EF}$	$EF =$ Factor de eficiencia de las líneas de elevación
Potencia necesaria en el tambor del malacate	$HP_{tambor} = \frac{HP_{malacate}}{EF_{ma}}$	$EF_{ma} =$ Eficiencia del cuadro de maniobras (rozamiento cable)
Potencia necesaria en la transmisión del malacate	$HP_{transmision} = \frac{HP_{tambor}}{E}$	$E =$ Eficiencia de la transmisión
Potencia de entrada en el malacate	$HP = \frac{HP_{transmision}}{EF_{motor}}$	$EF_{motor} =$ Eficiencia del motor del malacate $HP =$ Potencia de entrada en el malacate [HP]
	$F_{de} = W_t \left(\frac{N + 4}{N} \right)$	$F_{de} =$ Carga efectiva de la torre

SEGURIDAD

BOP

Presión de superficie, pozo exploratorio	$P_{superficie} = (0.052 \times h_{pozo} \times \rho_{lodo}) - Ph_{gas}$	$Ph_{gas} =$ Presión del gas [psi]
Presión del gas	$Ph_{gas} = Grad_{gas} \times H_{influjo}$	$Grad_{gas} =$ Gradiente de gas ($TVD \leq 10000$ Grad = 0.1, $TVD > 10000$ Grad = 0.15) [psi/pie] $H_{influjo} =$ Altura del influjo, se supone que todo el pozo queda lleno de gas [pies]
Presión de superficie, pozo de desarrollo	$P_{superficie} = (0.052 \times h_{pozo} \times \rho_{lodo}) - Ph_{gas} - Ph_{fluido}$	
Presión hidrostática del fluido	$Ph_{fluido} = (0.052 \times h_{influjo} \times \rho_{fluido})$	$h_{influjo} =$ Altura del influjo de fluido, se supone la que la mitad del pozo queda lleno de gas [pies]

BOMBAS Y TANQUES DE LODO

$HP = \text{Potencia de la bomba de lodo [hp]}$

Potencia de la bomba de lodo	$HP = \frac{(P_{sup} \times Q)}{1714 \times E_v \times 0.85 \times 0.85}$	$HP = \text{Potencia de la bomba de lodo [hp]}$ $P_{sup} = \text{Presion de superficie [psi]}$ $Q = \text{Caudal de lodo a bombear [gal/min]}$ $E_v = \text{Eficiencia Volumetrica}$
Volumen total tanques de lodo	$V_{tanques} = V_{cl} \times F_l$	$V_{tanques} = \text{Volumen total necesario de tanques de lodo [bbl]}$ $V_{cl} = \text{Volumen de fluido critico del pozo [bbl]}$ $F_l = \text{Factor de seguridad, por defecto es 2.5}$
Capacidad tanque rectangular	$C_{tr} = \frac{(L \times d \times w)}{5.615}$	$C_{tr} = \text{Capacidad del tanque rectangular [bbl]}$ $L = \text{Largo del tanque [pies]}$ $d = \text{Altura del tanque [pies]}$ $w = \text{Ancho del tanque [pies]}$
Capacidad tanque rectangular con paredes inclinadas	$C_{tri} = \frac{L \times d \times \frac{(w_1 + w_2)}{2}}{5.615}$	$C_{tri} = \text{Capacidad del tanque [bbl]}$ $L = \text{Largo del tanque [pies]}$ $d = \text{Altura del tanque [pies]}$ $w_1 = \text{Ancho mayor del tanque [pies]}$ $w_2 = \text{Ancho menor del tanque [pies]}$
Capacidad cilíndrico circular	$C_{tc} = \frac{\pi \times L \times R^2}{5.615}$	$C_{tc} = \text{Capacidad del tanque [bbl]}$ $L = \text{Largo del tanque [pies]}$ $R = \text{Radio del tanque [pies]}$
Capacidad cilíndrico elíptico	$C_{tce} = \frac{\pi \times L \times \left(\frac{D_2 \times D_3}{4}\right)}{5.615}$	$C_{tce} = \text{Capacidad del tanque [bbl]}$ $L = \text{Largo del tanque [pies]}$ $D_2 = \text{Diametro mayor del tanque eliptico [pies]}$ $D_3 = \text{Diametro menor del tanque eliptico [pies]}$

ANEXO II. SUPOSICIONES – HERRAMIENTA DE CÁLCULO RigSelection

$FD =$ Factor de diseño para presión de colapso = 1.15

$FPN =$ Factor de punto neutro o punto muerto ≥ 1.15 (Asegurando que este se encuentre dentro del BHA)

En la herramienta de cálculo RigSelection, el punto neutro se toma dentro del drill collar

$K =$ Eficiencia de la línea por polea = 0.9615

$EF_{ma} =$ Eficiencia del cuadro de maniobras (rozamiento cable) = 0.9

$E =$ Eficiencia de la transmisión = 0.85 (por defecto, pero el usuario puede cambiarlo)

$EF_{motor} =$ Eficiencia del motor del malacate = 0.75 (por defecto, pero el usuario puede cambiarlo)

$FSS =$ Factor de seguridad del peso de la sarta = 1.15 (por defecto, pero el usuario puede cambiarlo)

$\rho_s =$ Densidad del acero = 65.5 lbs/ft³

Longitud de una junta de drillpipe = 30 pies

Longitud de una junta de drill collar = 30 pies

Longitud de una junta de HWDP = 31 pies

Longitud de una junta de revestimiento = 41 pies (por defecto, pero el usuario puede cambiarlo)

$Grad_{gas} =$ Gradiente de gas (TVD ≤ 10000 Grad = 0.1, TVD > 10000 Grad = 0.15) [psi/pie]

Para perforación se hacen los cálculos críticos adicionando un bolsillo de 30 pies

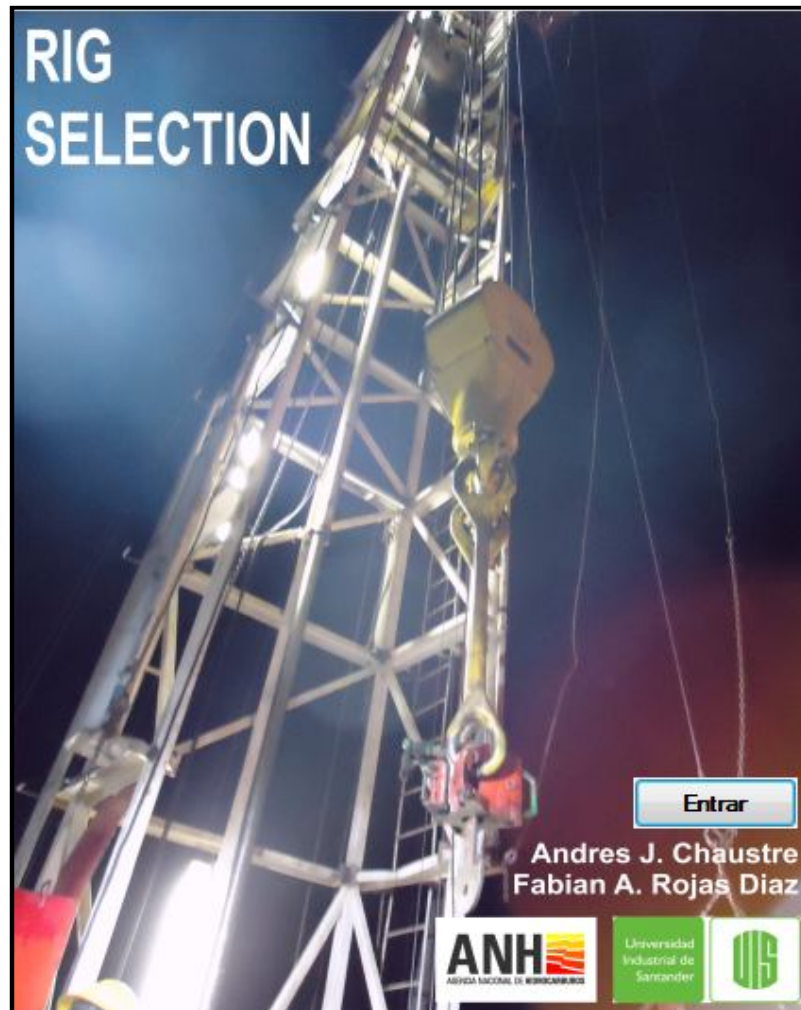
ANEXO III

MANUAL DE USUARIO

1. Inicialización

1.1 Entrada a la herramienta

Para poder ingresar al entorno de la herramienta de cálculo, y poder trabajar en ella, se presenta la imagen mostrada en a continuación, en donde es necesario hacer clic en el botón “enter”.



1.2 Ingreso y selección de datos iniciales

Para poder iniciar con el ingreso y selección de datos de los módulos que posee la herramienta, es necesario ingresar la distancia medida “MD” en pies, seleccionar el tipo de “Operación siguiente” (perforar, corazonar, revestir), y el “tipo de pozo” (que puede ser exploratorio, estratigráfico ó en desarrollo).



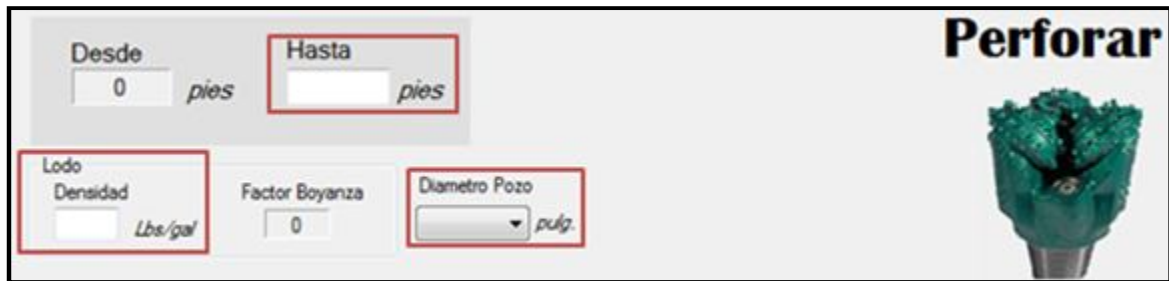
2. Módulo de eventos

Este módulo se divide en tres sub – módulos, que se listan a continuación:

- Sub – módulo de perforación
- Sub – módulo de corazonamiento
- Sub – módulo de revestimiento

2.1 Sub – módulo de perforación

Para poder ingresar y seleccionar los valores que corresponden al sub – módulo de perforación, es necesario indicar hasta qué profundidad se va a perforar, la densidad del lodo, y el diámetro del hueco. La figura que se muestra a continuación es un referente para que el usuario se dé cuenta de cuáles son estos botones y casillas.



Éste sub – módulo posee cuatro pestañas diferentes. Éstas son:

- Pestaña SR
- Pestaña BHA
- Pestaña Accesorios BHA
- Pestaña Drill pipe

2.1.1 Pestaña SR

En esta pestaña, se determina si la sarta de perforación lleva ó no Heavy Weight Drill Pipe (HWDP). Para esto hay que seleccionar el diámetro externo y el interno del drill collar, seleccionar el diámetro externo y el peso nominal del drill pipe, y seleccionar el tipo de perforación (rutina ó condiciones difíciles).

Si la elección es perforación de rutina y si el SR es mayor a 5.5, entonces se recomienda usar HWDP. De manera similar, si la elección es perforación en condiciones difíciles y si el SR es mayor a 3.5 se recomienda usar HWDP.

UTILIZAR SOLO DRILL COLLARS

Drill Collar OD
 pulg.

Drill Pipe OD
 pulg.

PERFORACION DE RUTINA
 Alta tasa de penetracion - Formaciones Suaves y Medianas : Arena y arcilla no consolidada, Esquisto, yeso, limo arcilloso.

Drill Collar ID
 pulg.

Drill Pipe Nominal
 lbs/pie

PERFORACION EN CONDICIONES DIFICILES
 Baja tasa de penetracion - Formaciones Duras : Caliza, anhidrita, arenas dura y dolomita.

SR

0

Para Perforacion de Rutina
Si SR > 5.5 se recomienda utiliza HWDP

Para Perforacion en Condiciones Dificiles
Si SR > 3.5 se recomienda utilizar HWDP

2.1.2 Pestaña BHA

En esta pestaña, se determina el tipo y la longitud de los drill collars, se determina el tipo y la longitud del HWDP (si es necesario), y por ende se determina el peso del BHA y el factor de punto neutro.

Para que se pueda determinar lo anteriormente dicho, hay que ingresar el peso sobre la broca (WOB), hay que seleccionar el parámetro de diseño e ingresar su valor para la determinación del tipo y longitud de los drill collars y HWDP (peso drill collars, peso HWDP, longitud drill collars y longitud HWDP) .Además, se debe seleccionar el diámetro externo e interno del drill collar, y seleccionar el diámetro externo y el tipo de HWDP (si es necesario)

WOB 20000 Lbs	Peso BHA 27597 Lbs	Factor Punto Neutro 1.19
------------------	-----------------------	--------------------------------

Profundidades menores a 1000 pies utilizar maximo 20.000 lbs sobre la broca(WOB).

Parametros

<input checked="" type="checkbox"/> Peso Drill Collars 13860 Lbs	<input type="checkbox"/> Peso HWDP 13739 Lbs
<input type="checkbox"/> Longitud Drill Collars 90 pies	<input type="checkbox"/> Longitud HWDP 248 pies

Drill Collars

OD 8 pulg.	ID 2-1/2 pulg.	Peso 154 Lbs/pie	#-DC 3
---------------	-------------------	---------------------	-----------

HWDP

OD 5 pulg.	Tipo Espiralado	Peso 55.4 Lbs/pie	#- HWDP 8
---------------	--------------------	----------------------	--------------



OK

Si no es necesario el uso del HWDP, sólo se debe ingresar el peso sobre la broca (WOB), y seleccionar el diámetro externo e interno del drill collar.

WOB 20000 Lbs	Peso BHA 27719 Lbs	Factor Punto Neutro 1.1952660
------------------	-----------------------	-------------------------------------


Profundidades menores a 1000 pies utilizar maximo 20.000 lbs sobre la broca(WOB).

Parametros

<input type="checkbox"/> Peso Drill Collars 27720 Lbs	<input type="checkbox"/> Peso HWDP Lbs
<input type="checkbox"/> Longitud Drill Collars 180 pies	<input type="checkbox"/> Longitud HWDP pies

Drill Collars

OD 8 pulg.	ID 2-1/2 pulg.	Peso 154 Lbs/pie	#-DC 6
---------------	-------------------	---------------------	-----------



OK

2.1.3 Pestaña Accesorios BHA

En la pestaña Accesorios BHA, se selecciona el orden en el que van los distintos accesorios del ensamblaje de fondo.



La herramienta de cálculo permite la selección de 9 tipos de ensamblaje de fondo diferente, en donde se da la opción de que se use motor de fondo para cada uno de ellos.

2.1.4 Pestaña Drill pipe

En esta pestaña es donde se selecciona las características del drill pipe y se determina la longitud de la tubería de perforación.

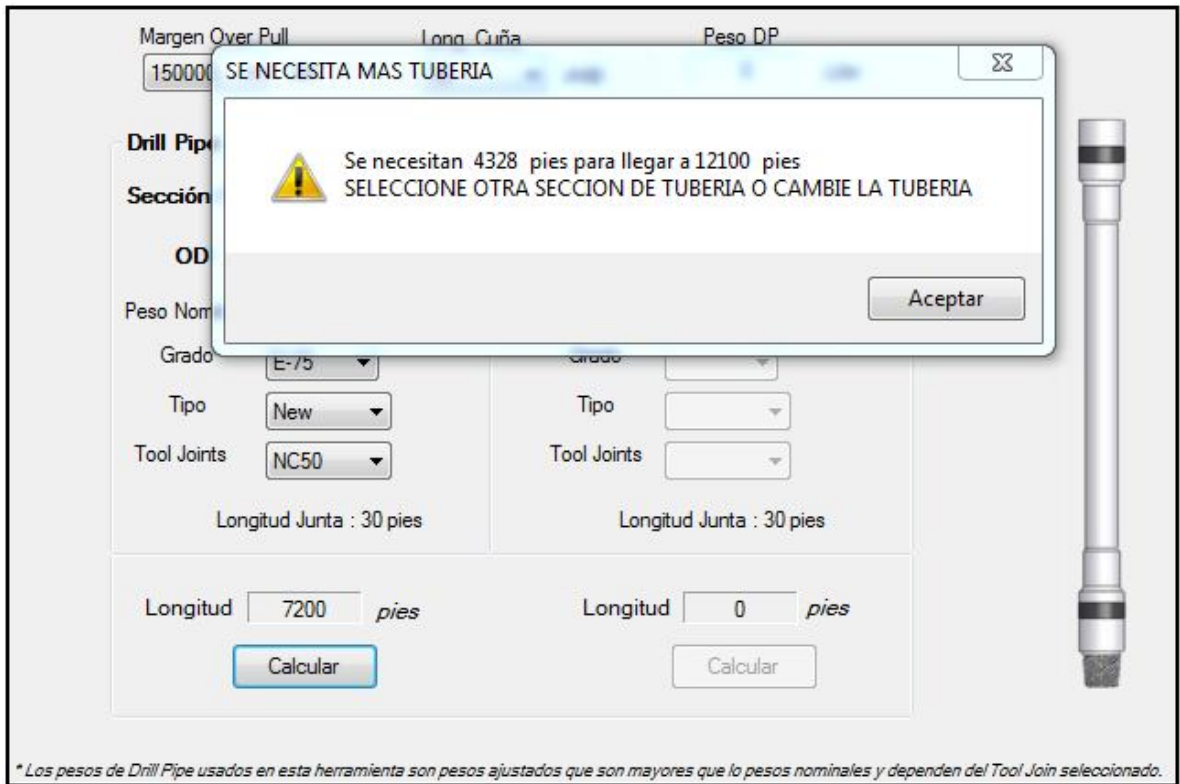
La herramienta de cálculo da la opción de usar tubería combinada en caso de que la tubería seleccionada inicialmente no aguante por tensión, colapso ó estallido.

Para poder determinar la longitud de la tubería de perforación es necesario seleccionar el Margin Over Pull (MOP), seleccionar la longitud de la cuña, y seleccionar las características del drill pipe (diámetro externo, peso nominal, grado, tipo y tool joints).











Parameter	Value	Unit
Margen Over Pull	70000	Lbs
Long. Cuña	12	pulg.
Peso DP	13316	Lbs
Sección 1 OD	5	pulg.
Sección 1 Peso Nominal *	19.50	Lbs/pie
Sección 1 Grado	E-75	
Sección 1 Tipo	New	
Sección 1 Tool Joints	NC50	
Sección 1 Longitud Junta	30	pies
Sección 1 Longitud	602	pies
Sección 2 OD		pulg.
Sección 2 Peso Nominal *		Lbs/pie
Sección 2 Grado		
Sección 2 Tipo		
Sección 2 Tool Joints		
Sección 2 Longitud Junta	30	pies
Sección 2 Longitud	0	pies

* Los pesos de Drill Pipe usados en esta herramienta son pesos ajustados que son mayores que lo pesos nominales y dependen del Tool Join seleccionado.

En caso de que se necesite más tubería, saldrá un mensaje como el mostrado en la siguiente imagen. Si se llega a presentar este caso, es necesario cambiar la tubería ó seleccionar otra sección de tubería.



Para finalizar el ingreso y selección de datos del sub- módulo de perforación es necesario hacer clic en el botón “Agregar Operación”. Al darle clic va a aparecer un reporte de la sarta seleccionada hasta la profundidad ingresada, como se aprecia en la imagen siguiente:

			Longitud (pies)	Peso(lbs)
0 ft - 12100 ft WOB = 28000 lbs MOP = 150000 lbs Lodo = 10.8 lbs/gal <input type="button" value="OK"/>				
	(384)DRILL PIPE 4-1/2"	New 16.60 X-95 NC50	11520	220646.62
	(11)HWDP 5"	5" Espiralado	341	18891.4
	(4) DRILL COLLAR 6-1/2"	OD 6-1/2" ID 2-1/2"	117	11232
	Estabilizador		6	
	(1) DRILL COLLAR 6-1/2"	OD 6-1/2" ID 2-1/2"	30	2976
	Estabilizador		6	
	(2) DRILL COLLAR 6-1/2"	OD 6-1/2" ID 2-1/2"	60	5952
	Amortiguador		9.8	
	Motor		27	
	Broca 8-1/2"		1.5	

2.2 Sub – módulo de corazonamiento

Para poder ingresar y seleccionar los valores que corresponden al sub – módulo de corazonamiento, es necesario indicar hasta qué profundidad se va a corazonar, la densidad del lodo, el diámetro externo de la broca corazonadora y la longitud del corazón. En éste sub – módulo se van a determinar la cantidad y la longitud de los núcleos a corazonar.

La figura que se muestra enseguida es un referente para que el usuario se dé cuenta de cuáles son estos botones y casillas.

The screenshot shows the Corazonar software interface with the following elements:

- Desde:** Input field containing '800' with the unit 'pies'.
- Hasta:** Input field with a red border, currently empty, with the unit 'pies'.
- Lodo:** A section containing:
 - Densidad:** Input field with the unit 'Lbs/gal'.
 - Factor de Boynaza:** Input field containing '0'.
- OD Broca:** A dropdown menu with a red border.
- Longitud de Corazon:** Input field with a dropdown arrow and the unit 'pies'.
- Corazonar logo:** Located in the top right corner.
- Image of a drill collar:** A 3D rendering of a drill collar with a wooden top and a black body.
- Agregar Operacion:** A button located below the drill collar image.

Éste sub – módulo posee dos pestañas diferentes. Éstas son:

- Pestaña BHA
- Pestaña Drill pipe


2.2.1 Pestaña BHA

En esta pestaña, se determina el tipo y la longitud de los drill collars, y se determina el tipo y la longitud del HWDP (si se selecciona), de la sarta de corazonamiento.

Para que se pueda determinar lo dicho anteriormente, hay que ingresar el peso sobre la broca (WOB), y se debe seleccionar si se usa drill collars con HWDP ó sólo drill collars.


Hay que seleccionar el parámetro de diseño e ingresar su valor para la determinación del tipo y longitud de los drill collars y HWDP (peso drill collars, peso HWDP, longitud drill collars y longitud HWDP). Además, se debe seleccionar el diámetro externo e interno del drill collar, y seleccionar el diámetro externo y el tipo de HWDP (si es necesario)

WOB 18000 Lbs	Peso BHA 25461 Lbs	Parameters	
<input checked="" type="checkbox"/> Drill Collars	<input checked="" type="checkbox"/> Heavy Weight Drill Pipe	<input checked="" type="checkbox"/> Peso Drill Collars 13440 Lbs	<input type="checkbox"/> Peso HWDP 12021 Lbs
		<input type="checkbox"/> Longitud Drill Collars 210 pies	<input type="checkbox"/> Longitud HWDP 217 pies
Drill Collars			
OD 5-1/2 pulg.	ID 2-1/2 pulg.	Peso 64 Lbs/pie	#-DC 7
HWDP			
OD 5 pulg.	Tipo Spiraled	Peso 55.4 Lbs/pie	#-HWDP 7
			OK



Si no es necesario el uso del HWDP, sólo se debe ingresar el peso sobre la broca (WOB), y seleccionar el diámetro externo e interno del drill collar.

WOB 18000 Lbs	Peso BHA 24960 Lbs	Parameters	
<input checked="" type="checkbox"/> Drill Collars	<input type="checkbox"/> Heavy Weight Drill Pipe	<input type="checkbox"/> Peso Drill Collars 24960 Lbs	<input type="checkbox"/> Peso HWDP Lbs
		<input type="checkbox"/> Longitud Drill Collars 390 pies	<input type="checkbox"/> Longitud HWDP pies
Drill Collars			
OD 5-1/2 pulg.	ID 2-1/2 pulg.	Peso 64 Lbs/pie	#-DC 13



2.2.2 Pestaña drill pipe

En esta pestaña es donde se selecciona las características del drill pipe y se determina la longitud de la tubería de perforación para la sarta de corazonamiento.

La herramienta de cálculo da la opción de usar tubería combinada en caso de que la tubería seleccionada inicialmente no aguante por tensión, colapso ó estallido.

Para poder determinar la longitud de la tubería de perforación es necesario seleccionar el Margin Over Pull (MOP), seleccionar la longitud de la cuña, y seleccionar las características del drill pipe (diámetro externo, peso nominal, grado, tipo y tool joints).

Margen Over Pull: 70000 Lbs

Long. Cuña: 12 pulg.

Peso DP: 13316 Lbs

Drill Pipe

Sección 1

OD: 5 pulg.

Peso Nominal *: 19.50 Lbs/pie

Grado: E-75

Tipo: New

Tool Joints: NC50

Longitud Junta : 30 pies

Longitud: 602 pies

Calcular

Sección 2

OD: pulg.

Peso Nominal *: Lbs/pie

Grado:

Tipo:

Tool Joints:

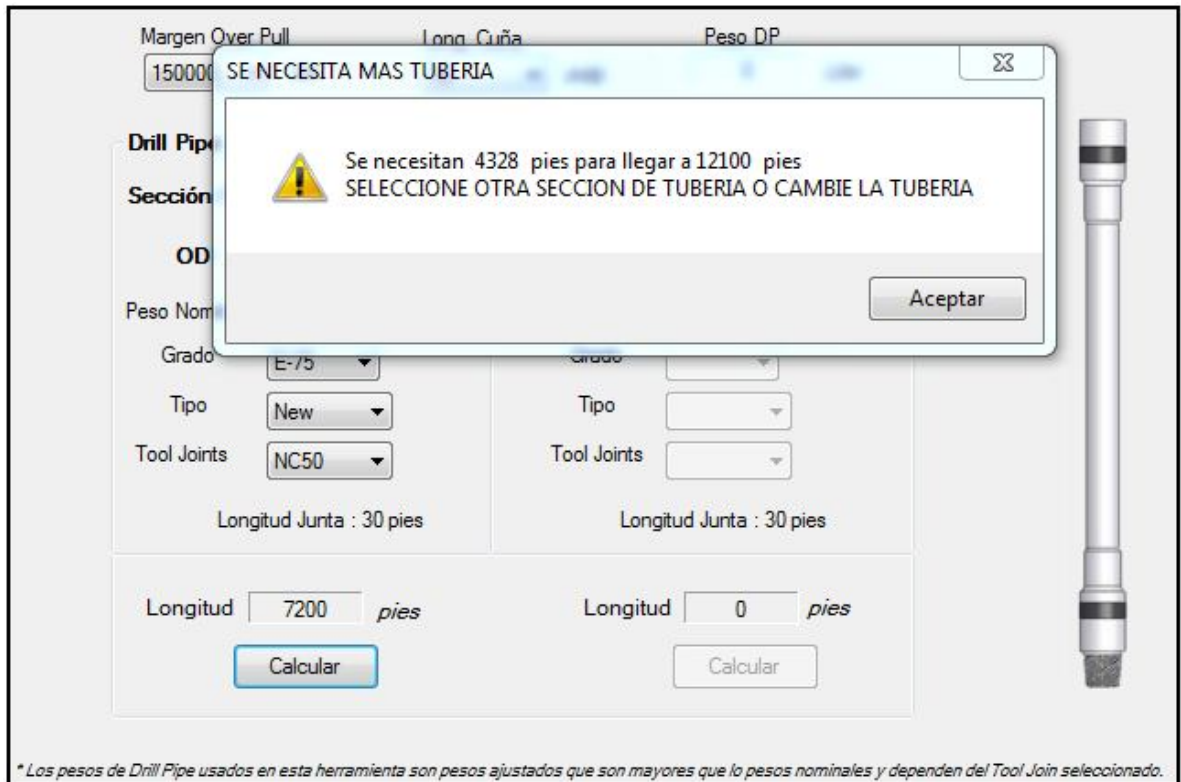
Longitud Junta : 30 pies

Longitud: 0 pies

Calcular

* Los pesos de Drill Pipe usados en esta herramienta son pesos ajustados que son mayores que los pesos nominales y dependen del Tool Join seleccionado.

En caso de que se necesite más tubería, saldrá un mensaje como el mostrado en la siguiente figura. Si se llega a presentar este caso, es necesario cambiar la tubería ó seleccionar otra sección de tubería.



Para finalizar el ingreso y selección de datos del sub- módulo de corazonamiento es necesario hacer clic en el botón “Agregar Operación”.

2.3 Sub – módulo de revestimiento

En este sub – módulo se hace la selección del tipo de revestimiento y la cantidad del pozo a revestir en cada tramo.

Se debe seleccionar el diámetro externo, el grado y el peso nominal del revestimiento.

OD
 pulg.

Grado

Peso
 Lbs/pie

ID
 pulg.

Liner

Desde

Hasta

Longitud Junta

 Rango 1 (21 pies)
 Rango 2 (30 pies)
 Rango 3 (41 pies)

Revestir



El peso total de la operación se calcula asumiendo revestimiento en el aire.

Además, la herramienta de cálculo en este sub – módulo permite la selección de liner. Cuando se selecciona liner, se debe ingresar desde donde hasta donde se va a asentar el liner.

OD
 pulg.

Grado

Peso
 Lbs/pie

ID
 pulg.

Liner

Desde

Hasta

Longitud Junta

 Rango 1 (21 pies)
 Rango 2 (30 pies)
 Rango 3 (41 pies)

Revestir



El peso total de la operación se calcula asumiendo revestimiento en el aire.

3. Módulo de elevación

Es en esta sección donde se hace el diseño del sistema de elevación para el taladro de perforación. En este módulo, por un lado, se determinan las cargas estáticas y dinámicas que tiene que soportar la torre y se calcula la potencia del malacate. Para esto es necesario seleccionar el diámetro y el plow steel (tipo de acero forjado) del cable, se debe seleccionar el número de líneas e ingresar la velocidad de la línea, además se deben ingresar los valores de las eficiencias de la transmisión y del motor.



Elevación

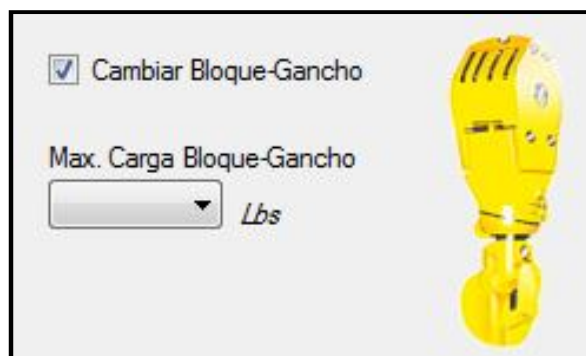
Cable

Diametro 1-1/4 <i>pulg.</i>	Numero de líneas 10
Plow Steel Mejorado	Velocidad de la línea 70 <i>pies/min</i>
Eficiencia Transmisión Malacate 0.85	Eficiencia Motor Malacate 0.75



Potencia de Elevacion

Si se quiere cambiar el bloque viajero-gancho por uno de mayor carga, se debe hacer clic en “cambiar el bloque viajero” y posteriormente seleccionar la máxima carga del bloque viajero-gancho.



Por otro lado, en este módulo se determina el trabajo realizado por el cable para cada uno de los eventos, en toneladas – milla. Para esto es necesario hacer clic sobre el botón “Ton-Milla”.

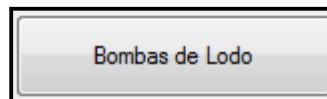
Ton-Milla

Ton-Milla		
Operacion	Toneladas-Millas	Ton-Milla (acumulada)
	0	0
Perforar de 0 ft a 800 ft.	19.27	19.27
Sacar la sarta de perforacion de 800 ft.	3.21	22.48
Bajar revestimiento a 800 ft.	3.71	26.19
Bajar la sarta de perforacion a 800 ft.	5.11	31.3
Perforar de 800 ft a 3200 ft.	138.26	169.56
Sacar la sarta de perforacion de 3200 ft.	28.15	197.71
Bajar revestimiento a 3200 ft.	27.44	225.15
Bajar la sarta de perforacion a 3200 ft.	23.81	248.96
Perforar de 3200 ft a 7900 ft.	425.03	673.99
Sacar la sarta de perforacion de 7900 ft.	94.65	768.64
Bajar revestimiento a 7900 ft.	101.49	870.13
Bajar la sarta de perforacion a 7900 ft.	89.6	959.73
Perforar de 7900 ft a 12100 ft.	576.5	1536.23
Sacar la sarta de perforacion de 12100 ft.	185.68	1721.91

4. Módulo de circulación

El módulo de circulación, es la sección de la herramienta de cálculo que permite la determinación de la potencia de la bomba de lodo, y la determinación del número de tanques de lodo.

Para la determinación de la potencia de la bomba de lodo, es necesario ingresar la presión de superficie (presión de superficie más alta con respecto a las secciones del pozo), ingresar el caudal, el número de bombas, y la eficiencia volumétrica (por defecto la eficiencia volumétrica es del 95%). Al ingresar estos valores y al oprimir el botón “HP bomba”, la herramienta calcula la potencia de la bomba.



HP Bomba

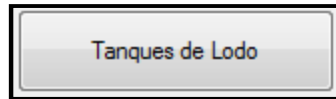
Presión de Superficie 3600 (psi)	Caudal 506 (gal/min)	No. Bombas 2	Eficiencia Volumétrica 0.95	Calcular HP Requerida por Bomba	559.36
--	--------------------------------	------------------------	---------------------------------------	---------------------------------	--------

Tipo de Bomba

Especificaciones	
Nombre:	SDF-800 Triplex Mud Pumps (API-7K)
Horsepower	800 HP
Velocidad de la bomba	150 SPM
Máximo diámetro de la camisa por longitud de la carrera	6-3/4" x 9"
Conexión de succión	10"
Conexión de descarga	5-1/8"
Peso aproximado	31967 lbs


Para la determinación del número de tanques de lodo, es necesario que el usuario ingrese el volumen de fluido crítico del pozo, e ingrese el factor de seguridad (por defecto es de 2,5), para así obtener el volumen total recomendado para tanques de lodo. Luego se selecciona el tipo de tanque a utilizar y se escriben las dimensiones del tanque seleccionado en las casillas correspondientes. Cuando se

llegue a este punto, se da un clic en el botón “calcular volumen unitario tanque”, y de esta manera la herramienta arroja el resultado del número de tanques de lodo que se necesitan para la operación.



Volumen Total Recomendado para Tanques de Lodo

Volumen de Fluido Crítico del Pozo 1088 (bbf)	Factor de Seguridad 2.5	Calcular Volumen	Volumen Recomendado 2720 (bbf)
---	-----------------------------------	------------------	--



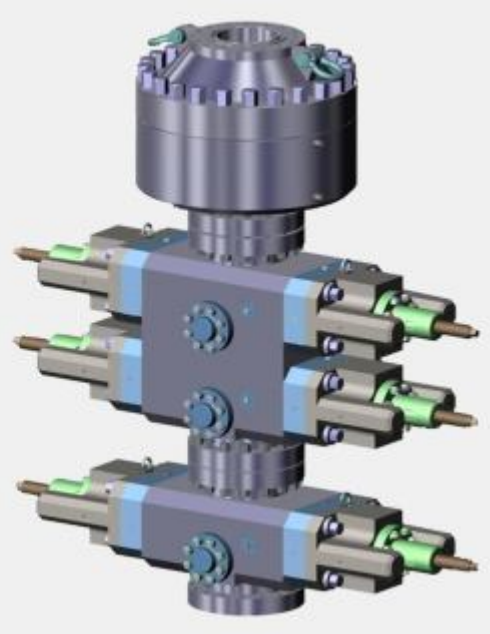
TIPO DE TANQUE	DIMENSIONES	RESULTADOS
Tanque Rectangular con fondo Plano Vista desde arriba: w , L Vista del extremo: w , d	Longitud (L) 20 (ft) Ancho (w) 8 (ft) Altura (d) 7 (ft)	Calcular Volumen Unitario Tanque Volumen Unitario Tanque 199.47 Numero de Tanques de Lodo 14
Tanque Rectangular con paredes inclinadas Vista desde arriba: w_1 Vista del extremo: w_1 , d , w_2	Longitud (L) (ft) Ancho Mayor (w1) (ft) Altura (d) (ft) Ancho menor (w2) (ft)	Calcular Volumen Unitario Tanque Volumen Unitario Tanque Numero de Tanques de Lodo
Tanque Cilindrico Circular Vista Lateral: L Vista del extremo: R	Longitud (L) (ft) Radio (R) (ft)	Calcular Volumen Unitario Tanque Volumen Unitario Tanque Numero de Tanques de Lodo
Tanque Cilindrico Eliptico Lateral: d Desde arriba: D_2 , D_3	Longitud (d) (ft) Diametro Menor (D2) (ft) Diametro Mayor (D3) (ft)	Calcular Volumen Unitario Tanque Volumen Unitario Tanque Numero de Tanques de Lodo

5. Módulo de seguridad

En este módulo se determina la clase de los B.O.P's a utilizar. Para esto se hace necesario seleccionar el tipo de pozo, ya sea estratigráfico, exploratorio ó en desarrollo.

Seguridad

Clase	2M
Maxima Presion de Operacion [psi]	2000



6. Módulo del taladro

Es en este módulo donde se muestran las especificaciones más importantes del taladro de perforación.

Taladro

Potencia Nominal Malacate (HP)	750	
Max. Profundidad de Perforacion (pies)	10000 - 12000	
Max. Carga del Bloque Viajero-Gancho (lbs)	382500	
Max. Carga Calculada del Bloque Viajero-Gancho (lbs)	220460	
Peso Bloque Viajero-Gancho (lbs)	6300	
Peso Bloque Corona (pies)	4830	
Altura del Mastil (pies)	112 - 136	
Altura Subestructura (pies)	16 - 22	
Tabla Rotaria (pulgadas)	20-1/2	
Numero de Lineas en Bloque Viajero	8	

ANEXO IV. TABLAS DRILL PIPE

Fuente: Grant Prideco

Pipe Data											
Size OD In.	Nominal Weight lb/ft	Grade and Upset Type	Torsional Yield Strength ft-lb	Tensile Yield Strength lb	Wall Thickness In.	Nominal ID In.	Pipe Body Section Area sq In.	Pipe Body Section Modulus cu In.	Pipe Body Polar Section Modulus cu In.	Internal Pressure psi	Collapse Pressure psi
2 3/8	6.65	E-75 EU	6,300	138,200	0.280	1.815	1.843	0.867	1.733	15,474	15,599
	6.65	E-75 EU	6,300	138,200	0.280	1.815	1.843	0.867	1.733	15,474	15,599
	6.65	E-75 EU	6,300	138,200	0.280	1.815	1.843	0.867	1.733	15,474	15,599
2 3/8	6.65	X-95 EU	7,900	175,100	0.280	1.815	1.843	0.867	1.733	19,600	19,759
	6.65	X-95 EU	7,900	175,100	0.280	1.815	1.843	0.867	1.733	19,600	19,759
	6.65	X-95 EU	7,900	175,100	0.280	1.815	1.843	0.867	1.733	19,600	19,759
2 3/8	6.65	G-105 EU	8,800	193,500	0.280	1.815	1.843	0.867	1.733	21,663	21,839
	6.65	G-105 EU	8,800	193,500	0.280	1.815	1.843	0.867	1.733	21,663	21,839
	6.65	G-105 EU	8,800	193,500	0.280	1.815	1.843	0.867	1.733	21,663	21,839
2 3/8	6.65	S-135 EU	11,300	248,800	0.280	1.815	1.843	0.867	1.733	27,853	28,079
	6.65	S-135 EU	11,300	248,800	0.280	1.815	1.843	0.867	1.733	27,853	28,079
	6.65	S-135 EU	11,300	248,800	0.280	1.815	1.843	0.867	1.733	27,853	28,079
2 3/8	6.65	Z-140 EU	11,700	258,000	0.280	1.815	1.843	0.867	1.733	28,884	29,119
	6.65	Z-140 EU	11,700	258,000	0.280	1.815	1.843	0.867	1.733	28,884	29,119
	6.65	Z-140 EU	11,700	258,000	0.280	1.815	1.843	0.867	1.733	28,884	29,119
2 3/8	6.65	V-150 EU	12,500	276,400	0.280	1.815	1.843	0.867	1.733	30,947	31,199
	6.65	V-150 EU	12,500	276,400	0.280	1.815	1.843	0.867	1.733	30,947	31,199
	6.65	V-150 EU	12,500	276,400	0.280	1.815	1.843	0.867	1.733	30,947	31,199
2 7/8	6.85	E-75 IU	8,100	135,900	0.217	2.441	1.812	1.121	2.241	9,907	10,467
	6.85	E-75 IU	8,100	135,900	0.217	2.441	1.812	1.121	2.241	9,907	10,467
	6.85	E-75 EU	8,100	135,900	0.217	2.441	1.812	1.121	2.241	9,907	10,467
	6.85	E-75 IU	8,100	135,900	0.217	2.441	1.812	1.121	2.241	9,907	10,467
	6.85	E-75 EU	8,100	135,900	0.217	2.441	1.812	1.121	2.241	9,907	10,467
	6.85	E-75 EU	8,100	135,900	0.217	2.441	1.812	1.121	2.241	9,907	10,467
2 7/8	6.85	X-95 IU	10,200	172,100	0.217	2.441	1.812	1.121	2.241	12,548	12,940
	6.85	X-95 EU	10,200	172,100	0.217	2.441	1.812	1.121	2.241	12,548	12,940
	6.85	X-95 IU	10,200	172,100	0.217	2.441	1.812	1.121	2.241	12,548	12,940
	6.85	X-95 EU	10,200	172,100	0.217	2.441	1.812	1.121	2.241	12,548	12,940
	6.85	X-95 EU	10,200	172,100	0.217	2.441	1.812	1.121	2.241	12,548	12,940
2 7/8	6.85	G-105 IU	11,300	190,300	0.217	2.441	1.812	1.121	2.241	13,869	14,020
	6.85	G-105 IU	11,300	190,300	0.217	2.441	1.812	1.121	2.241	13,869	14,020
	6.85	G-105 EU	11,300	190,300	0.217	2.441	1.812	1.121	2.241	13,869	14,020
	6.85	G-105 IU	11,300	190,300	0.217	2.441	1.812	1.121	2.241	13,869	14,020
	6.85	G-105 EU	11,300	190,300	0.217	2.441	1.812	1.121	2.241	13,869	14,020
2 7/8	6.85	S-135 IU	14,500	244,600	0.217	2.441	1.812	1.121	2.241	17,832	17,034
	6.85	S-135 IU	14,500	244,600	0.217	2.441	1.812	1.121	2.241	17,832	17,034
	6.85	S-135 EU	14,500	244,600	0.217	2.441	1.812	1.121	2.241	17,832	17,034
	6.85	S-135 IU	14,500	244,600	0.217	2.441	1.812	1.121	2.241	17,832	17,034
	6.85	S-135 EU	14,500	244,600	0.217	2.441	1.812	1.121	2.241	17,832	17,034

Tool Joint Data										Assembly Data					
Connection Type	Outside Diameter In.	Inside Diameter In.	Torsional Yield Strength ft-lb	Tensile Yield Strength lb	Make-up Torque ft-lb	Torsional Ratio Tool Joint to Pipe	* Pin Tong Space In.	* Box Tong Space In.	Adjusted Weight lb/ft	Minimum Tool Joint	Drift Diameter In.	Capacity US gal/ft	Displacement US gal/ft	Size OD In.	
										OD for Prem. Class In.					
NC26	3 3/8	1 3/4	6,900	313,700	3,900	1.10	9	10	7.17	3 3/16	1 5/8	0.134	0.110	2 3/8	
HT26	3 3/8	1 3/4	8,700	313,700	5,200	1.38	9	12	7.25	N/A	1 5/8	0.134	0.111		
SLH90	3 1/4	1 13/16	6,900	270,200	3,700	1.10	9	10	7.00	3 1/32	1 11/16	0.134	0.107		
NC26	3 3/8	1 3/4	6,900	313,700	3,900	0.87	9	10	7.17	3 1/4	1 5/8	0.134	0.110	2 3/8	
HT26	3 3/8	1 3/4	8,700	313,700	5,200	1.10	9	12	7.25	N/A	1 5/8	0.134	0.111		
SLH90	3 1/4	1 13/16	6,900	270,200	3,700	0.87	9	10	7.00	3 3/32	1 11/16	0.134	0.107		
NC26	3 3/8	1 3/4	6,900	313,700	3,900	0.78	9	10	7.17	3 9/32	1 5/8	0.134	0.110	2 3/8	
HT26	3 3/8	1 3/4	8,700	313,700	5,200	0.99	9	12	7.25	N/A	1 5/8	0.134	0.111		
SLH90	3 1/4	1 13/16	6,900	270,200	3,700	0.78	9	10	7.00	3 1/8	1 11/16	0.134	0.107		
NC26	3 5/8	1 1/2	9,000	390,300	4,900	0.80	9	10	7.62	3 13/32	1 3/8	0.132	0.117	2 3/8	
HT26	3 3/8	1 5/8	9,500	353,400	5,700	0.84	9	12	7.35	N/A	1 1/2	0.133	0.112		
SLH90	3 1/4	1 11/16	7,700	311,500	4,200	0.68	9	10	7.10	3 7/32	1 9/16	0.133	0.109		
GPDS26	3 1/2	1 11/16	9,700	333,900	5,800	0.86	9	10	7.35	3 5/16	1 9/16	0.133	0.112		
XT24	3 1/8	1 1/2	9,500	261,500	5,700	0.81	10	15	7.32	2 15/16	1 3/8	0.131	0.112	2 3/8	
XT26	3 3/8	1 5/8	12,800	330,600	7,600	1.08	10	15	7.52	3 1/32	1 1/2	0.132	0.115		
HT26	3 3/8	1 5/8	9,500	353,400	5,700	0.81	9	12	7.35	N/A	1 1/2	0.133	0.112		
GPDS26	3 1/2	1 5/8	10,500	353,400	6,300	0.90	9	10	7.39	3 5/16	1 1/2	0.133	0.113		
XT24	3 1/8	1 3/8	10,400	295,400	6,200	0.83	10	15	7.41	2 15/16	1 1/4	0.130	0.113	2 3/8	
XT26	3 3/8	1 1/2	13,200	367,400	7,900	1.06	10	15	7.62	3	1 3/8	0.131	0.117		
HT26	3 3/8	1 1/2	10,100	390,300	6,100	0.81	9	12	7.45	N/A	1 3/8	0.131	0.114		
GPDS26	3 1/2	1 1/2	11,200	390,300	6,700	0.90	9	10	7.48	3 9/32	1 3/8	0.132	0.114		
NC26	3 3/8	1 3/4	6,900	313,700	3,900	0.85	9	10	7.19	3 9/32	1 5/8	0.236	0.110	2 7/8	
HT26	3 3/8	1 3/4	8,700	313,700	5,200	1.07	9	12	7.27	N/A	1 5/8	0.235	0.111		
NC31	4 1/8	2 5/32	11,500	434,500	6,200	1.42	9	11	7.88	3 11/16	2 1/32	0.239	0.120		
XT26	3 3/8	1 3/4	11,500	290,900	6,900	1.42	10	15	7.43	2 29/32	1 5/8	0.234	0.114		
HT31	4	2 5/32	14,900	434,500	8,900	1.84	9	13	7.83	3 1/2	2 1/32	0.239	0.120		
XT31	4	2 3/8	13,200	309,100	7,900	1.63	10	15	7.75	3 13/32	2 1/4	0.242	0.118		
NC26	3 1/2	1 1/2	8,800	390,300	4,900	0.86	9	10	7.50	3 3/8	1 3/8	0.234	0.115	2 7/8	
HT26	3 3/8	1 3/4	8,700	313,700	5,200	0.85	9	12	7.27	N/A	1 5/8	0.235	0.111		
NC31	4 1/8	2 5/32	11,500	434,500	6,200	1.13	9	11	7.88	3 3/4	2 1/32	0.239	0.120		
XT26	3 3/8	1 3/4	11,500	290,900	6,900	1.13	10	15	7.43	3 1/32	1 5/8	0.234	0.114		
HT31	4	2 5/32	14,900	434,500	8,900	1.46	9	13	7.83	3 19/32	2 1/32	0.239	0.120		
XT31	4	2 3/8	13,200	309,100	7,900	1.29	10	15	7.75	3 1/2	2 1/4	0.242	0.118		
NC26	3 5/8	1 3/4	7,200	313,700	3,900	0.64	9	10	7.46	3 13/32	1 5/8	0.236	0.114	2 7/8	
HT26	3 3/8	1 3/4	8,700	313,700	5,200	0.77	9	12	7.27	N/A	1 5/8	0.235	0.111		
NC31	4 1/8	2 5/32	11,500	434,500	6,200	1.02	9	11	7.88	3 13/16	2 1/32	0.239	0.120		
XT26	3 3/8	1 3/4	11,500	290,900	6,900	1.02	10	15	7.43	3 1/16	1 5/8	0.234	0.114		
HT31	4	2 5/32	14,900	434,500	8,900	1.32	9	13	7.83	3 5/8	2 1/32	0.239	0.120		
XT31	4	2 3/8	13,200	309,100	7,900	1.17	10	15	7.75	3 17/32	2 1/4	0.242	0.118		
NC26	3 5/8	1 1/2	9,000	390,300	4,900	0.62	9	10	7.64	3 17/32	1 3/8	0.234	0.117	2 7/8	
HT26	3 1/2	1 1/2	12,100	390,300	7,300	0.83	9	12	7.60	3 5/16	1 3/8	0.233	0.116		
NC31	4 1/8	2 1/8	11,900	447,100	6,400	0.82	9	11	7.91	3 29/32	2	0.239	0.121		
XT26	3 3/8	1 3/4	11,500	290,900	6,900	0.79	10	15	7.43	3 7/32	1 5/8	0.234	0.114		
HT31	4	2 5/32	14,900	434,500	8,900	1.03	9	13	7.83	3 23/32	2 1/32	0.239	0.120		
XT31	4	2 3/8	13,200	309,100	7,900	0.91	10	15	7.75	3 5/8	2 1/4	0.242	0.118		

*2" Longer than standard.

Pipe Data

Size OD In.	Nominal Weight lb/ft	Grade and Upset Type	Torsional Yield Strength ft-lb	Tensile Yield Strength lb	Wall Thickness In.	Nominal ID In.	Pipe Body Section Area sq In.	Pipe Body Section Modulus cu In.	Pipe Body Polar Section Modulus cu In.	Internal Pressure psi	Collapse Pressure psi
2 7/8	6.85	Z-140 IU	15,100	253,700	0.217	2.441	1.812	1.121	2.241	18,492	17,500
	6.65	Z-140 IU	15,100	253,700	0.217	2.441	1.812	1.121	2.241	18,492	17,500
	6.85	Z-140 EU	15,100	253,700	0.217	2.441	1.812	1.121	2.241	18,492	17,500
	6.85	Z-140 EU	15,100	253,700	0.217	2.441	1.812	1.121	2.241	18,492	17,500
2 7/8	6.85	V-150 IU	16,200	271,800	0.217	2.441	1.812	1.121	2.241	19,813	18,398
	6.65	V-150 IU	16,200	271,800	0.217	2.441	1.812	1.121	2.241	19,813	18,398
	6.85	V-150 EU	16,200	271,800	0.217	2.441	1.812	1.121	2.241	19,813	18,398
	6.85	V-150 EU	16,200	271,800	0.217	2.441	1.812	1.121	2.241	19,813	18,398
2 7/8	10.40	E-75 EU	11,600	214,300	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	16,526	16,509
	10.40	E-75 EU	11,600	214,300	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	16,526	16,509
	10.40	E-75 IU	11,600	214,300	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	16,526	16,509
	10.40	E-75 EU	11,600	214,300	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	16,526	16,509
	10.40	E-75 IU	11,600	214,300	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	16,526	16,509
	10.40	E-75 EU	11,600	214,300	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	16,526	16,509
2 7/8	10.40	X-95 EU	14,600	271,500	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	20,933	20,911
	10.40	X-95 IU	14,600	271,500	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	20,933	20,911
	10.40	X-95 EU	14,600	271,500	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	20,933	20,911
	10.40	X-95 IU	14,600	271,500	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	20,933	20,911
	10.40	X-95 EU	14,600	271,500	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	20,933	20,911
	10.40	X-95 IU	14,600	271,500	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	20,933	20,911
2 7/8	10.40	G-105 EU	16,200	300,100	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	23,137	23,112
	10.40	G-105 IU	16,200	300,100	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	23,137	23,112
	10.40	G-105 EU	16,200	300,100	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	23,137	23,112
	10.40	G-105 IU	16,200	300,100	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	23,137	23,112
	10.40	G-105 EU	16,200	300,100	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	23,137	23,112
	10.40	G-105 IU	16,200	300,100	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	23,137	23,112
2 7/8	10.40	S-135 EU	20,800	385,800	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	29,747	29,716
	10.40	S-135 IU	20,800	385,800	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	29,747	29,716
	10.40	S-135 EU	20,800	385,800	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	29,747	29,716
	10.40	S-135 IU	20,800	385,800	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	29,747	29,716
	10.40	S-135 EU	20,800	385,800	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	29,747	29,716
	10.40	S-135 IU	20,800	385,800	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	29,747	29,716
2 7/8	10.40	Z-140 IU	21,600	400,100	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	30,849	30,817
	10.40	Z-140 EU	21,600	400,100	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	30,849	30,817
	10.40	Z-140 IU	21,600	400,100	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	30,849	30,817
	10.40	Z-140 EU	21,600	400,100	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	30,849	30,817
2 7/8	10.40	V-150 IU	23,100	428,700	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	33,052	33,018
	10.40	V-150 EU	23,100	428,700	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	33,052	33,018
	10.40	V-150 IU	23,100	428,700	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	33,052	33,018
	10.40	V-150 EU	23,100	428,700	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	33,052	33,018
	10.40	V-150 EU	23,100	428,700	0.362	2.151	2.858	1.602	3.204	33,052	33,018

Tool Joint Data										Assembly Data				
Connection Type	Outside Diameter In.	Inside Diameter In.	Torsional Yield Strength ft-lb	Tensile Yield Strength lb	Make-up Torque ft-lb	Torsional Ratio Tool Joint to Pipe	* Pin Tong Space In.	* Box Tong Space In.	Adjusted Weight lb/ft	Minimum Tool Joint OD for Prem. Class In.	Drift Diameter In.	Capacity US gal/ft	Displacement US gal/ft	Size OD In.
HT26	3 1/2	1 1/2	12,100	390,300	7,300	0.80	9	12	7.60	3 11/32	1 3/8	0.233	0.116	2 7/8
XT26	3 3/8	1 3/4	11,500	290,900	6,900	0.76	10	15	7.43	3 1/4	1 5/8	0.234	0.114	
HT31	4	2 5/32	14,900	434,500	8,900	0.99	9	13	7.83	3 3/4	2 1/32	0.239	0.120	
XT31	4	2 3/8	13,200	309,100	7,900	0.87	10	15	7.75	3 21/32	2 1/4	0.242	0.118	
HT26	3 1/2	1 1/2	12,100	390,300	7,300	0.75	9	12	7.60	3 3/8	1 3/8	0.233	0.116	2 7/8
XT26	3 3/8	1 3/4	11,500	290,900	6,900	0.71	10	15	7.43	3 9/32	1 5/8	0.234	0.114	
HT31	4	2 5/32	14,900	434,500	8,900	0.92	9	13	7.83	3 25/32	2 1/32	0.239	0.120	
XT31	4	2 3/8	13,200	309,100	7,900	0.81	10	15	7.75	3 11/16	2 1/4	0.242	0.118	
NC31	4 1/8	2 1/8	11,500	447,100	6,400	1.03	9	11	11.14	3 13/16	2	0.188	0.170	2 7/8
NC26	3 1/2	1 1/2	8,800	390,300	4,900	0.76	9	10	10.79	3 13/32	1 3/8	0.183	0.165	
SLH90	3 7/8	2	13,100	444,000	6,900	1.13	9	11	10.95	3 19/32	1 7/8	0.187	0.168	
HT26	3 1/2	1 1/2	12,100	390,300	7,300	1.04	9	12	10.85	3 3/16	1 3/8	0.182	0.166	
HT31	4 1/8	2 1/8	16,600	447,100	10,000	1.43	9	13	11.26	3 19/32	2	0.188	0.172	
XT26	3 1/2	1 1/2	14,800	367,400	8,900	1.28	10	15	11.02	2 31/32	1 3/8	0.181	0.168	
XT31	3 7/8	2 1/8	16,600	415,100	10,000	1.43	10	15	11.06	3 3/8	2	0.188	0.169	
NC31	4 1/8	2	13,200	495,700	7,100	0.90	9	11	11.27	3 29/32	1 7/8	0.187	0.172	2 7/8
NC26	3 1/2	1 1/2	8,800	390,300	4,900	0.80	9	10	10.76	N/A	1 3/8	0.183	0.165	
SLH90	3 7/8	2	13,100	444,000	6,900	0.90	9	11	10.95	3 11/16	1 7/8	0.187	0.168	
HT26	3 1/2	1 1/2	12,100	390,300	7,300	0.83	9	12	10.85	3 5/16	1 3/8	0.182	0.166	
HT31	4 1/8	2 1/8	16,600	447,100	10,000	1.14	9	13	11.26	3 23/32	2	0.188	0.172	
XT26	3 1/2	1 1/2	14,800	367,400	8,900	1.01	10	15	11.02	3 3/32	1 3/8	0.181	0.168	
XT31	3 7/8	2 1/8	16,600	415,100	10,000	1.14	10	15	11.06	3 1/2	2	0.188	0.169	
NC31	4 1/8	2	13,200	495,700	7,100	0.81	9	11	11.27	3 15/16	1 7/8	0.187	0.173	2 7/8
NC26	3 1/2	1 1/2	8,800	390,300	4,900	0.54	9	10	10.76	N/A	1 3/8	0.183	0.165	
SLH90	3 7/8	2	13,100	444,000	6,900	0.81	9	11	10.95	3 23/32	1 7/8	0.187	0.168	
HT26	3 5/8	1 1/2	13,100	390,300	7,900	0.81	9	12	10.99	3 3/8	1 3/8	0.182	0.168	
HT31	4 1/8	2 1/8	16,600	447,100	10,000	1.02	9	13	11.26	3 3/4	2	0.188	0.172	
XT26	3 1/2	1 1/2	14,800	367,400	8,900	0.91	10	15	11.02	3 5/32	1 3/8	0.181	0.168	
XT31	3 7/8	2 1/8	16,600	415,100	10,000	1.02	10	15	11.06	3 17/32	2	0.188	0.169	
NC31	4 1/8	2	13,200	495,700	7,100	0.83	9	11	11.29	4 1/16	1 7/8	0.187	0.173	2 7/8
NC26	3 5/8	1 1/2	9,000	390,300	4,900	0.43	9	10	10.90	N/A	1 3/8	0.183	0.167	
SLH90	3 7/8	2	13,300	444,000	6,900	0.83	9	11	10.95	3 27/32	1 7/8	0.187	0.168	
HT26	3 5/8	1 1/2	13,100	390,300	7,900	0.83	9	12	10.99	3 9/16	1 3/8	0.182	0.168	
HT31	4 1/8	2	18,900	495,700	11,300	0.91	9	13	11.39	3 27/32	1 7/8	0.187	0.174	
XT26	3 1/2	1 3/8	15,900	401,300	9,500	0.76	10	15	11.11	3 5/16	1 1/4	0.180	0.170	
XT31	3 7/8	2 1/8	16,600	415,000	10,000	0.80	10	15	11.06	3 11/16	2	0.188	0.169	
GPDS31	4 1/8	2	17,200	495,700	10,300	0.83	9	11	11.27	3 15/16	1 7/8	0.187	0.172	
HT26	3 5/8	1 1/4	15,300	455,100	9,200	0.71	9	12	11.15	3 17/32	1 1/8	0.180	0.171	2 7/8
HT31	4 1/8	2	18,900	495,700	11,300	0.88	9	13	11.39	3 7/8	1 7/8	0.187	0.174	
XT26	3 1/2	1 1/4	16,400	432,200	9,800	0.76	10	15	11.19	3 5/16	1 1/8	0.179	0.171	
XT31	4	2	20,400	463,700	12,200	0.94	10	15	11.38	3 21/32	1 7/8	0.187	0.174	
GPDS31	4 1/8	2	17,200	495,700	10,300	0.80	9	11	11.27	3 15/16	1 7/8	0.187	0.172	
HT26	3 5/8	1 1/4	15,300	455,100	9,200	0.66	9	12	11.15	3 9/16	1 1/8	0.180	0.171	2 7/8
HT31	4 1/8	2	18,900	495,700	11,300	0.82	9	13	11.39	3 29/32	1 7/8	0.187	0.174	
XT26	3 1/2	1 1/4	16,400	432,200	9,800	0.71	10	15	11.19	3 3/8	1 1/8	0.179	0.171	
XT31	4	2	20,400	463,700	12,200	0.88	10	15	11.38	3 23/32	1 7/8	0.187	0.174	
GPDS31	4 1/8	2	17,200	495,700	10,300	0.74	9	11	11.27	4	1 7/8	0.187	0.172	

Pipe Data

Size OD in.	Nominal Weight lb/ft	Grade and Upset Type	Torsional Yield Strength ft-lb	Tensile Yield Strength lb	Wall Thickness in.	Nominal ID in.	Pipe Body Section Area sq in.	Pipe Body Section Modulus cu in.	Pipe Body Polar Modulus cu in.	Internal Pressure psi	Collapse Pressure psi
3 1/2	9.50	E-75 EU	14,100	194,300	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	9,525	10,001
	9.50	E-75 IU	14,100	194,300	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	9,525	10,001
	9.50	E-75 IU	14,100	194,300	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	9,525	10,001
	9.50	E-75 EU	14,100	194,300	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	9,525	10,001
	9.50	E-75 EU	14,100	194,300	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	9,525	10,001
	9.50	E-75 IU	14,100	194,300	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	9,525	10,001
	9.50	E-75 EU	14,100	194,300	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	9,525	10,001
3 1/2	9.50	X-95 EU	17,900	246,100	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	12,065	12,077
	9.50	X-95 IU	17,900	246,100	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	12,065	12,077
	9.50	X-95 IU	17,900	246,100	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	12,065	12,077
	9.50	X-95 EU	17,900	246,100	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	12,065	12,077
	9.50	X-95 EU	17,900	246,100	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	12,065	12,077
	9.50	X-95 IU	17,900	246,100	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	12,065	12,077
	9.50	X-95 EU	17,900	246,100	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	12,065	12,077
3 1/2	9.50	G-105 EU	19,800	272,000	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	13,335	13,055
	9.50	G-105 IU	19,800	272,000	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	13,335	13,055
	9.50	G-105 IU	19,800	272,000	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	13,335	13,055
	9.50	G-105 EU	19,800	272,000	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	13,335	13,055
	9.50	G-105 EU	19,800	272,000	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	13,335	13,055
	9.50	G-105 IU	19,800	272,000	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	13,335	13,055
	9.50	G-105 EU	19,800	272,000	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	13,335	13,055
3 1/2	9.50	S-135 EU	25,500	349,700	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	17,145	15,748
	9.50	S-135 IU	25,500	349,700	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	17,145	15,748
	9.50	S-135 IU	25,500	349,700	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	17,145	15,748
	9.50	S-135 EU	25,500	349,700	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	17,145	15,748
	9.50	S-135 EU	25,500	349,700	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	17,145	15,748
	9.50	S-135 IU	25,500	349,700	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	17,145	15,748
	9.50	S-135 EU	25,500	349,700	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	17,145	15,748
3 1/2	9.50	Z-140 IU	26,400	362,600	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	17,780	16,158
	9.50	Z-140 EU	26,400	362,600	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	17,780	16,158
	9.50	Z-140 IU	26,400	362,600	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	17,780	16,158
	9.50	Z-140 EU	26,400	362,600	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	17,780	16,158
3 1/2	9.50	V-150 IU	28,300	388,500	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	19,050	16,943
	9.50	V-150 EU	28,300	388,500	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	19,050	16,943
	9.50	V-150 IU	28,300	388,500	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	19,050	16,943
	9.50	V-150 EU	28,300	388,500	0.254	2.992	2.590	1.961	3.923	19,050	16,943
3 1/2	13.30	E-75 EU	18,600	271,600	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	13,800	14,113
	13.30	E-75 IU	18,600	271,600	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	13,800	14,113
	13.30	E-75 IU	18,600	271,600	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	13,800	14,113
	13.30	E-75 EU	18,600	271,600	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	13,800	14,113
	13.30	E-75 EU	18,600	271,600	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	13,800	14,113
	13.30	E-75 IU	18,600	271,600	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	13,800	14,113
	13.30	E-75 IU	18,600	271,600	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	13,800	14,113
	13.30	E-75 EU	18,600	271,600	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	13,800	14,113
3 1/2	13.30	X-95 EU	23,500	344,000	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	17,480	17,877
	13.30	X-95 IU	23,500	344,000	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	17,480	17,877
	13.30	X-95 IU	23,500	344,000	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	17,480	17,877
	13.30	X-95 EU	23,500	344,000	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	17,480	17,877
	13.30	X-95 EU	23,500	344,000	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	17,480	17,877
	13.30	X-95 IU	23,500	344,000	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	17,480	17,877
	13.30	X-95 IU	23,500	344,000	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	17,480	17,877
	13.30	X-95 EU	23,500	344,000	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	17,480	17,877

Tool Joint Data										Assembly Data				
Connection Type	Outside Diameter in.	Inside Diameter in.	Torsional Yield Strength ft-lb	Tensile Yield Strength lb	Make-up Torque ft-lb	Torsional Ratio Tool Joint to Pipe	* Pin Tong Space in.	* Box Tong Space in.	Adjusted Weight lb/ft	Minimum Tool Joint OD for Prem. Class	Drift Diameter in.	Capacity US gal/ft	Displacement US gal/ft	Size OD in.
										in.				
NC38	4 3/4	2 11/16	18,100	587,300	9,700	1.28	10	12.5	11.07	4 13/32	2 9/16	0.360	0.169	3 1/2
NC31	4 1/8	2 1/8	11,900	447,100	6,400	0.84	9	11	10.49	3 7/8	2	0.354	0.161	
HT31	4 1/8	2 1/8	16,600	447,100	10,000	1.18	9	13	10.62	3 11/16	2	0.353	0.162	
HT38	4 3/4	2 11/16	25,300	587,300	15,200	1.79	10	15.5	11.31	4 5/32	2 9/16	0.360	0.173	
SLH90	4 3/4	2 11/16	18,688	534,200	11,100	1.33	10	12.5	11.07	4 3/16	2 9/16	0.360	0.169	
XT31	4	2 1/8	18,600	415,100	11,200	1.32	10	15	10.61	3 1/2	2	0.352	0.162	
XT38	4 3/4	2 13/16	23,900	473,000	14,300	1.70	10	15	11.08	4	2 11/16	0.362	0.170	
NC38	4 3/4	2 11/16	18,100	587,300	9,700	1.01	10	12.5	11.07	4 15/32	2 9/16	0.360	0.169	3 1/2
NC31	4 1/8	2	13,200	495,700	7,100	0.74	9	11	10.61	4	1 7/8	0.352	0.162	
HT31	4 1/8	2 1/8	16,600	447,100	10,000	0.93	9	13	10.62	3 13/16	2	0.353	0.162	
HT38	4 3/4	2 11/16	25,300	587,300	15,200	1.41	10	15.5	11.31	4 1/4	2 9/16	0.360	0.173	
SLH90	4 3/4	2 11/16	18,700	534,200	11,100	1.04	10	12.5	11.07	4 9/32	2 9/16	0.360	0.169	
XT31	4	2 1/8	18,600	415,100	11,200	1.04	10	15	10.61	3 5/8	2	0.352	0.162	
XT38	4 3/4	2 13/16	23,900	473,000	14,300	1.34	10	15	11.08	4 3/32	2 11/16	0.362	0.170	
NC38	4 3/4	2 11/16	18,100	587,300	9,700	0.91	10	12.5	11.07	4 17/32	2 9/16	0.360	0.169	3 1/2
NC31	4 1/8	2	13,200	495,700	7,100	0.67	9	11	10.61	4 1/16	1 7/8	0.352	0.162	
HT31	4 1/8	2	18,900	495,700	11,300	0.95	9	13	10.74	3 27/32	1 7/8	0.351	0.164	
HT38	4 3/4	2 11/16	25,300	587,300	15,200	1.28	10	15.5	11.31	4 9/32	2 9/16	0.360	0.173	
SLH90	4 3/4	2 11/16	18,700	534,200	11,100	0.94	10	12.5	11.07	4 5/16	2 9/16	0.360	0.169	
XT31	4	2 1/8	18,600	415,100	11,200	0.94	10	15	10.61	3 11/16	2	0.352	0.162	
XT38	4 3/4	2 13/16	23,900	473,000	14,300	1.21	10	15	11.08	4 5/32	2 11/16	0.362	0.170	
NC38	4 7/8	2 9/16	20,200	649,200	10,700	0.79	10	12.5	11.45	4 21/32	2 7/16	0.358	0.175	3 1/2
NC31	4 1/8	2	13,200	495,700	7,100	0.52	9	11	10.61	N/A	1 7/8	0.352	0.162	
HT31	4 1/8	2	18,900	495,700	11,300	0.74	9	13	10.74	4	1 7/8	0.351	0.164	
HT38	4 3/4	2 11/16	25,300	587,300	15,200	0.99	10	15.5	11.31	4 7/16	2 9/16	0.360	0.173	
SLH90	4 3/4	2 9/16	20,900	596,100	12,400	0.82	10	12.5	11.24	4 7/16	2 7/16	0.358	0.172	
XT31	4	2	20,400	463,700	12,200	0.80	10	15	10.74	3 13/16	1 7/8	0.350	0.164	
XT38	4 3/4	2 13/16	23,900	473,000	14,300	0.94	10	15	11.08	4 9/32	2 11/16	0.362	0.170	
HT31	4 1/8	2	18,900	495,700	11,300	0.72	9	13	10.74	4 1/32	1 7/8	0.351	0.164	3 1/2
HT38	4 3/4	2 11/16	25,300	587,300	15,200	0.96	10	15.5	11.31	4 15/32	2 9/16	0.360	0.173	
XT31	4	2	20,400	463,700	12,200	0.76	10	15	10.74	3 27/32	1 7/8	0.350	0.164	
XT38	4 3/4	2 13/16	23,900	473,000	14,300	0.91	10	15	11.08	4 5/16	2 11/16	0.362	0.170	
HT31	4 1/4	1 3/4	23,400	584,100	14,000	0.83	9	13	11.14	4	1 5/8	0.348	0.170	3 1/2
HT38	4 3/4	2 11/16	25,300	587,300	15,200	0.89	10	15.5	11.31	4 1/2	2 9/16	0.360	0.173	
XT31	4	2	20,400	463,700	12,200	0.72	10	15	10.74	3 29/32	1 7/8	0.350	0.164	
XT38	4 3/4	2 13/16	23,900	473,000	14,300	0.84	10	15	11.08	4 11/32	2 11/16	0.362	0.170	
NC38	4 3/4	2 11/16	18,100	587,300	9,700	0.97	10	12.5	14.24	4 1/2	2 9/16	0.310	0.218	3 1/2
NC31	4 1/8	2	13,200	495,700	7,100	0.71	9	11	13.93	4 1/32	1 7/8	0.302	0.213	
HT31	4 1/8	2 1/8	16,600	447,100	10,000	0.89	9	13	13.91	3 27/32	2	0.303	0.213	
HT38	4 3/4	2 11/16	25,300	587,300	15,200	1.36	10	15.5	14.45	4 1/4	2 9/16	0.310	0.221	
SLH90	4 3/4	2 11/16	18,700	534,200	11,100	1.01	10	12.5	14.24	4 9/32	2 9/16	0.310	0.218	
XT31	4	2 1/8	18,600	415,100	11,200	1.00	10	15	13.87	3 5/8	2	0.302	0.212	
XT38	4 3/4	2 11/16	27,700	537,800	16,600	1.49	10	15	14.42	4 1/32	2 9/16	0.310	0.221	
NC38	5	2 9/16	20,300	649,200	10,700	0.86	10	12.5	14.84	4 19/32	2 7/16	0.308	0.227	3 1/2
NC31	4 1/8	2	13,200	495,700	7,100	0.56	9	11	13.93	N/A	1 7/8	0.302	0.213	
HT31	4 1/8	2	18,900	495,700	11,300	0.80	9	13	14.04	3 15/16	1 7/8	0.301	0.215	
HT38	4 3/4	2 11/16	25,300	587,300	15,200	1.08	10	15.5	14.45	4 3/8	2 9/16	0.310	0.221	
SLH90	4 3/4	2 11/16	18,700	534,200	11,100	0.80	10	12.5	14.24	4 3/8	2 9/16	0.310	0.218	
XT31	4	2 1/8	18,600	415,100	11,200	0.79	10	15	13.87	3 25/32	2	0.302	0.212	
XT38	4 3/4	2 11/16	27,700	537,800	16,600	1.18	10	15	14.42	4 5/32	2 9/16	0.310	0.221	

*2" Longer than standard.

Pipe Data

Size OD in.	Nominal Weight lb/ft	Grade and Upset Type	Torsional Yield Strength ft-lb	Tensile Yield Strength lb	Wall Thickness in.	Nominal ID in.	Pipe Body Section Area sq in.	Pipe Body Section Modulus cu in.	Pipe Body Polar Section Modulus cu in.	Internal Pressure psi	Collapse Pressure psi
3 1/2	13.30	G-105 EU	26,000	380,200	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	19,320	19,758
	13.30	G-105 IU	26,000	380,200	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	19,320	19,758
	13.30	G-105 IU	26,000	380,200	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	19,320	19,758
	13.30	G-105 EU	26,000	380,200	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	19,320	19,758
	13.30	G-105 EU	26,000	380,200	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	19,320	19,758
	13.30	G-105 IU	26,000	380,200	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	19,320	19,758
	13.30	G-105 EU	26,000	380,200	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	19,320	19,758
3 1/2	13.30	S-135 EU	33,400	488,800	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	24,840	25,404
	13.30	S-135 IU	33,400	488,800	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	24,840	25,404
	13.30	S-135 IU	33,400	488,800	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	24,840	25,404
	13.30	S-135 EU	33,400	488,800	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	24,840	25,404
	13.30	S-135 EU	33,400	488,800	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	24,840	25,404
	13.30	S-135 IU	33,400	488,800	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	24,840	25,404
	13.30	S-135 EU	33,400	488,800	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	24,840	25,404
	13.30	S-135 EU	33,400	488,800	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	24,840	25,404
3 1/2	13.30	Z-140 IU	34,600	506,900	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	25,760	26,345
	13.30	Z-140 EU	34,600	506,900	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	25,760	26,345
	13.30	Z-140 IU	34,600	506,900	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	25,760	26,345
	13.30	Z-140 EU	34,600	506,900	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	25,760	26,345
	13.30	Z-140 EU	34,600	506,900	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	25,760	26,345
3 1/2	13.30	V-150 IU	37,100	543,100	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	27,600	28,226
	13.30	V-150 EU	37,100	543,100	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	27,600	28,226
	13.30	V-150 IU	37,100	543,100	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	27,600	28,226
	13.30	V-150 EU	37,100	543,100	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	27,600	28,226
	13.30	V-150 EU	37,100	543,100	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	27,600	28,226
	13.30	V-150 IU	37,100	543,100	0.368	2.764	3.621	2.572	5.144	27,600	28,226
3 1/2	15.50	E-75 EU	21,100	322,800	0.449	2.602	4.304	2.923	5.847	16,838	16,774
	15.50	E-75 EU	21,100	322,800	0.449	2.602	4.304	2.923	5.847	16,838	16,774
	15.50	E-75 EU	21,100	322,800	0.449	2.602	4.304	2.923	5.847	16,838	16,774
3 1/2	15.50	X-95 EU	26,700	408,800	0.449	2.602	4.304	2.923	5.847	21,328	21,247
	15.50	X-95 EU	26,700	408,800	0.449	2.602	4.304	2.923	5.847	21,328	21,247
	15.50	X-95 EU	26,700	408,800	0.449	2.602	4.304	2.923	5.847	21,328	21,247
3 1/2	15.50	G-105 EU	29,500	451,900	0.449	2.602	4.304	2.923	5.847	23,573	23,484
	15.50	G-105 EU	29,500	451,900	0.449	2.602	4.304	2.923	5.847	23,573	23,484
	15.50	G-105 EU	29,500	451,900	0.449	2.602	4.304	2.923	5.847	23,573	23,484
	15.50	G-105 EU	29,500	451,900	0.449	2.602	4.304	2.923	5.847	23,573	23,484
3 1/2	15.50	S-135 EU	38,000	581,000	0.449	2.602	4.304	2.923	5.847	30,308	30,194
	15.50	S-135 EU	38,000	581,000	0.449	2.602	4.304	2.923	5.847	30,308	30,194
	15.50	S-135 EU	38,000	581,000	0.449	2.602	4.304	2.923	5.847	30,308	30,194
	15.50	S-135 EU	38,000	581,000	0.449	2.602	4.304	2.923	5.847	30,308	30,194
	15.50	S-135 EU	38,000	581,000	0.449	2.602	4.304	2.923	5.847	30,308	30,194
	15.50	S-135 EU	38,000	581,000	0.449	2.602	4.304	2.923	5.847	30,308	30,194
3 1/2	15.50	Z-140 EU	39,400	602,500	0.449	2.602	4.304	2.923	5.847	31,430	31,312
	15.50	Z-140 EU	39,400	602,500	0.449	2.602	4.304	2.923	5.847	31,430	31,312
	15.50	Z-140 EU	39,400	602,500	0.449	2.602	4.304	2.923	5.847	31,430	31,312
	15.50	Z-140 EU	39,400	602,500	0.449	2.602	4.304	2.923	5.847	31,430	31,312
3 1/2	15.50	V-150 EU	42,200	645,500	0.449	2.602	4.304	2.923	5.847	33,675	33,549
	15.50	V-150 EU	42,200	645,500	0.449	2.602	4.304	2.923	5.847	33,675	33,549
	15.50	V-150 EU	42,200	645,500	0.449	2.602	4.304	2.923	5.847	33,675	33,549
	15.50	V-150 EU	42,200	645,500	0.449	2.602	4.304	2.923	5.847	33,675	33,549
	16.60	S-135 EU	55,500	595,000	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	17,693	16,773

Tool Joint Data							Assembly Data							
Connection Type	Outside Diameter in.	Inside Diameter in.	Torsional Yield Strength ft-lb	Tensile Yield Strength lb	Make-up Torque ft-lb	Torsional Ratio Tool Joint to Pipe	* Pin Tong Space in.	* Box Tong Space in.	Adjusted Weight lb/ft	Minimum Tool Joint OD for Prem. Class in.	Drift Diameter in.	Capacity US gal/ft	Displacement US gal/ft	Size OD in.
NC38	5	2 7/16	22,200	708,100	11,700	0.85	10	12.5	15.00	4 21/32	2 5/16	0.306	0.229	3 1/2
NC31	4 1/8	2	13,200	495,700	7,100	0.51	9	11	13.93	N/A	1 7/8	0.302	0.213	
HT31	4 1/8	2	18,900	495,700	11,300	0.73	9	13	14.04	4	1 7/8	0.301	0.215	
HT38	4 3/4	2 11/16	25,300	587,300	15,200	0.97	10	15.5	14.45	4 7/16	2 9/16	0.310	0.221	
SLH90	4 3/4	2 9/16	20,900	596,100	12,400	0.80	10	12.5	14.41	4 7/16	2 7/16	0.308	0.220	
XT31	4 1/8	2	21,100	463,700	12,700	0.81	10	15	14.21	3 13/16	1 7/8	0.300	0.217	
XT38	4 3/4	2 11/16	27,700	537,800	16,600	1.07	10	15	14.42	4 7/32	2 9/16	0.310	0.221	
NC38	5	2 1/8	26,500	842,400	14,000	0.79	10	12.5	15.37	4 13/16	2	0.302	0.235	3 1/2
NC31	4 1/8	2	13,200	495,700	7,100	0.40	9	11	13.93	N/A	1 7/8	0.302	0.213	
HT31	4 1/8	2	18,900	495,700	11,300	0.57	9	13	14.04	N/A	1 7/8	0.301	0.215	
HT38	4 3/4	2 9/16	26,900	649,200	16,100	0.81	10	15.5	14.63	4 9/16	2 7/16	0.308	0.224	
SLH90	4 3/4	2 9/16	20,900	596,100	12,400	0.63	10	12.5	14.41	4 19/32	2 7/16	0.308	0.220	
XT31	4 1/8	1 7/8	23,400	509,400	14,000	0.70	10	15	14.34	4 31/32	1 3/4	0.298	0.219	
XT38	4 3/4	2 11/16	27,700	537,800	16,600	0.83	10	15	14.42	4 13/32	2 9/16	0.310	0.221	
GPDS38	4 7/8	2 9/16	25,700	649,200	15,400	0.77	10	12.5	14.62	4 11/16	2 7/16	0.308	0.224	
HT31	4 1/8	1 7/8	19,900	541,400	11,900	0.58	9	13	14.17	N/A	1 3/4	0.300	0.217	3 1/2
HT38	4 3/4	2 9/16	26,900	649,200	16,100	0.78	10	15.5	14.63	4 9/16	2 7/16	0.308	0.224	
XT31	4 1/8	1 3/4	25,000	552,100	15,000	0.72	10	15	14.47	3 31/32	1 5/8	0.297	0.221	
XT38	4 3/4	2 9/16	31,300	599,600	18,800	0.90	10	15	14.59	4 3/8	2 7/16	0.308	0.223	
GPDS38	5	2 9/16	25,800	649,200	15,500	0.75	10	12.5	14.84	4 11/16	2 7/16	0.308	0.227	
HT31	4 1/4	1 3/4	23,400	584,100	14,000	0.63	9	13	14.47	4 1/4	1 5/8	0.298	0.221	3 1/2
HT38	4 3/4	2 9/16	26,900	649,200	16,100	0.73	10	15.5	14.63	4 5/8	2 7/16	0.308	0.224	
XT31	4 1/8	1 3/4	25,000	552,100	15,000	0.67	10	15	14.47	4 1/16	1 5/8	0.297	0.221	
XT38	4 3/4	2 9/16	31,300	599,600	18,800	0.84	10	15	14.59	4 7/16	2 7/16	0.308	0.223	
GPDS38	5	2 9/16	25,800	649,200	15,500	0.70	10	12.5	14.84	4 3/4	2 7/16	0.308	0.227	
NC38	5	2 9/16	20,300	649,200	10,700	0.96	10	12.5	16.94	4 17/32	2 7/16	0.276	0.259	3 1/2
HT38	4 3/4	2 9/16	26,900	649,200	16,100	1.27	10	15.5	16.71	4 1/4	2 7/16	0.276	0.256	
XT38	4 3/4	2 9/16	31,300	599,600	18,800	1.48	10	15	16.68	4 1/32	2 7/16	0.276	0.255	
NC38	5	2 7/16	22,200	708,100	11,700	0.83	10	12.5	17.11	4 21/32	2 5/16	0.274	0.262	3 1/2
HT38	4 3/4	2 9/16	26,900	649,200	16,100	1.01	10	15.5	16.71	4 3/8	2 7/16	0.276	0.256	
XT38	4 3/4	2 9/16	31,300	599,600	18,800	1.17	10	15	16.68	4 5/32	2 7/16	0.276	0.255	
NC38	5	2 1/8	26,500	842,400	14,000	0.90	10	12.5	17.50	4 23/32	2	0.269	0.268	3 1/2
HT38	4 3/4	2 9/16	26,900	649,200	16,100	0.91	10	15.5	16.71	4 7/16	2 7/16	0.276	0.256	
NC40	5 1/4	2 9/16	27,800	838,300	14,600	0.94	9	12	17.24	4 15/16	2 7/16	0.276	0.264	
XT38	4 3/4	2 9/16	31,300	599,600	18,800	1.06	10	15	16.68	4 1/4	2 7/16	0.276	0.255	
NC38	5	2 1/8	26,500	842,400	14,000	0.70	10	12.5	17.50	4 29/32	2	0.269	0.268	3 1/2
HT38	4 3/4	2 7/16	28,400	708,100	17,000	0.75	10	15.5	16.90	4 19/32	2 5/16	0.273	0.258	
NC40	5 1/2	2 1/4	32,900	980,000	17,100	0.87	10	12.5	18.31	5 3/32	2 1/8	0.271	0.280	
XT38	4 3/4	2 7/16	34,200	658,500	20,500	0.90	10	15	16.86	4 3/8	2 5/16	0.273	0.258	
XT39	4 7/8	2 7/16	38,500	788,600	22,100	1.01	10	15	17.09	4 3/8	2 5/16	0.273	0.261	
GPDS38	5	2 7/16	29,200	708,100	17,500	0.77	10	12.5	17.11	4 23/32	2 5/16	0.274	0.262	
HT38	4 3/4	2 7/16	28,400	708,100	17,000	0.72	10	15.5	16.90	4 5/8	2 5/16	0.273	0.258	3 1/2
XT38	4 3/4	2 7/16	34,200	658,500	20,500	0.87	10	15	16.86	4 13/32	2 5/16	0.273	0.258	
XT39	4 7/8	2 7/16	38,500	788,600	23,100	0.98	10	15	17.09	4 13/32	2 5/16	0.273	0.261	
GPDS38	5	2 7/16	29,200	708,100	17,500	0.74	10	12.5	17.11	4 3/4	2 5/16	0.274	0.262	
HT38	5	2 1/4	37,700	790,900	22,600	0.89	10	15.5	17.63	4 19/32	2 1/8	0.270	0.270	3 1/2
XT38	4 3/4	2 1/4	36,300	741,400	21,800	0.86	10	15	17.11	4 13/32	2 1/8	0.271	0.262	
XT39	4 7/8	2 1/4	40,700	871,400	24,400	0.96	10	15	17.35	4 3/8	2 1/8	0.270	0.265	
GPDS38	5	2 1/4	33,900	790,900	20,300	0.80	10	12.5	17.35	4 23/32	2 1/8	0.271	0.265	

*2" Longer than standard.

Pipe Data

Size OD in.	Nominal Weight lb/ft	Grade and Upset Type	Torsional Yield Strength ft-lb	Tensile Yield Strength lb	Wall Thickness in.	Nominal ID in.	Pipe Body Section Area sq in.	Pipe Body Section Modulus cu in.	Pipe Body Polar Section Modulus cu in.	Internal Pressure psi	Collapse Pressure psi
4	11.85	E-75 IU	19,500	230,800	0.262	3.476	3.077	2.700	5.400	8,597	8,381
	11.85	E-75 IU	19,500	230,800	0.262	3.476	3.077	2.700	5.400	8,597	8,381
	11.85	E-75 IU	19,500	230,800	0.262	3.476	3.077	2.700	5.400	8,597	8,381
	11.85	E-75 IU	19,500	230,800	0.262	3.476	3.077	2.700	5.400	8,597	8,381
4	11.85	X-95 IU	24,700	292,300	0.262	3.476	3.077	2.700	5.400	10,889	9,978
	11.85	X-95 IU	24,700	292,300	0.262	3.476	3.077	2.700	5.400	10,889	9,978
	11.85	X-95 IU	24,700	292,300	0.262	3.476	3.077	2.700	5.400	10,889	9,978
	11.85	X-95 IU	24,700	292,300	0.262	3.476	3.077	2.700	5.400	10,889	9,978
4	11.85	G-105 IU	27,300	323,100	0.262	3.476	3.077	2.700	5.400	12,036	10,708
	11.85	G-105 IU	27,300	323,100	0.262	3.476	3.077	2.700	5.400	12,036	10,708
	11.85	G-105 IU	27,300	323,100	0.262	3.476	3.077	2.700	5.400	12,036	10,708
	11.85	G-105 IU	27,300	323,100	0.262	3.476	3.077	2.700	5.400	12,036	10,708
4	11.85	S-135 IU	35,100	415,400	0.262	3.476	3.077	2.700	5.400	15,474	12,618
	11.85	S-135 IU	35,100	415,400	0.262	3.476	3.077	2.700	5.400	15,474	12,618
	11.85	S-135 IU	35,100	415,400	0.262	3.476	3.077	2.700	5.400	15,474	12,618
	11.85	S-135 IU	35,100	415,400	0.262	3.476	3.077	2.700	5.400	15,474	12,618
4	11.85	Z-140 IU	36,400	430,700	0.262	3.476	3.077	2.700	5.400	16,048	12,894
	11.85	Z-140 IU	36,400	430,700	0.262	3.476	3.077	2.700	5.400	16,048	12,894
	11.85	Z-140 IU	36,400	430,700	0.262	3.476	3.077	2.700	5.400	16,048	12,894
4	11.85	V-150 IU	38,900	461,500	0.262	3.476	3.077	2.700	5.400	17,194	13,404
	11.85	V-150 IU	38,900	461,500	0.262	3.476	3.077	2.700	5.400	17,194	13,404
	11.85	V-150 IU	38,900	461,500	0.262	3.476	3.077	2.700	5.400	17,194	13,404
4	14.00	E-75 IU	23,300	285,400	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	10,828	11,354
	14.00	E-75 IU	23,300	285,400	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	10,828	11,354
	14.00	E-75 IU	23,300	285,400	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	10,828	11,354
	14.00	E-75 IU	23,300	285,400	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	10,828	11,354
	14.00	E-75 EU	23,300	285,400	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	10,828	11,354
	14.00	E-75 IU	23,300	285,400	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	10,828	11,354
	14.00	E-75 IU	23,300	285,400	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	10,828	11,354
4	14.00	X-95 IU	29,500	361,500	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	13,716	14,382
	14.00	X-95 IU	29,500	361,500	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	13,716	14,382
	14.00	X-95 IU	29,500	361,500	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	13,716	14,382
	14.00	X-95 IU	29,500	361,500	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	13,716	14,382
	14.00	X-95 EU	29,500	361,500	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	13,716	14,382
	14.00	X-95 IU	29,500	361,500	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	13,716	14,382
	14.00	X-95 IU	29,500	361,500	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	13,716	14,382
4	14.00	G-105 IU	32,600	399,500	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	15,159	15,896
	14.00	G-105 IU	32,600	399,500	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	15,159	15,896
	14.00	G-105 IU	32,600	399,500	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	15,159	15,896
	14.00	G-105 IU	32,600	399,500	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	15,159	15,896
	14.00	G-105 EU	32,600	399,500	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	15,159	15,896
	14.00	G-105 IU	32,600	399,500	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	15,159	15,896
	14.00	G-105 IU	32,600	399,500	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	15,159	15,896

Tool Joint Data										Assembly Data					
Connection Type	Outside Diameter in.	Inside Diameter in.	Torsional Yield Strength ft-lb	Tensile Yield Strength lb	Make-up Torque ft-lb	Torsional Ratio Tool Joint to Pipe	* Pin Tong Space in.	* Box Tong Space in.	Adjusted Weight lb/ft	Minimum Tool Joint OD for		Drift Diameter in.	Capacity US gal/ft	Displacement US gal/ft	Size OD in.
										Prem.	Class in.				
NC40	5 1/4	2 13/16	23,500	711,600	12,400	1.21	9	12	13.41	4 3/4	2 11/16	0.481	0.205	4	
SH	4 3/4	2 9/16	15,300	512,000	8,100	0.78	9	12	12.91	4 3/8	2 7/16	0.477	0.198		
HT38	4 3/4	2 11/16	25,300	587,300	15,200	1.30	10	15.5	13.08	4 9/32	2 9/16	0.477	0.200		
XT38	4 3/4	2 11/16	27,900	537,800	16,600	1.42	10	15	13.04	4 1/16	2 9/16	0.477	0.199		
XT39	4 7/8	2 13/16	32,900	603,000	19,700	1.69	10	15	13.08	4 5/32	2 11/16	0.479	0.200		
NC40	5 1/4	2 13/16	23,500	711,600	12,400	0.95	9	12	13.41	4 27/32	2 11/16	0.481	0.205	4	
SH	4 3/4	2 9/16	15,300	512,000	8,100	0.62	9	12	12.91	4 1/2	2 7/16	0.477	0.198		
HT38	4 3/4	2 11/16	25,300	587,300	15,200	1.02	10	15.5	13.08	4 13/32	2 9/16	0.477	0.200		
XT38	4 3/4	2 11/16	27,700	537,800	16,600	1.12	10	15	13.04	4 3/16	2 9/16	0.477	0.199		
XT39	4 7/8	2 13/16	32,900	603,000	19,700	1.69	10	15	13.08	4 5/32	2 11/16	0.479	0.200		
NC40	5 1/4	2 13/16	23,500	711,600	12,400	0.86	9	12	13.41	4 29/32	2 11/16	0.481	0.205	4	
SH	4 3/4	2 9/16	15,300	512,000	8,100	0.56	9	12	12.91	4 9/16	2 7/16	0.477	0.198		
HT38	4 3/4	2 9/16	26,900	649,200	16,100	0.99	10	15.5	13.27	4 13/32	2 7/16	0.475	0.203		
XT38	4 3/4	2 11/16	27,900	537,800	16,600	1.01	10	15	13.04	4 9/32	2 9/16	0.477	0.199		
XT39	4 7/8	2 13/16	32,900	603,000	19,700	1.21	10	15	13.08	4 11/32	2 11/16	0.479	0.200		
NC40	5 1/2	2 9/16	28,100	838,300	14,600	0.80	9	12	14.23	5 1/16	2 7/16	0.476	0.218	4	
SH	4 3/4	2 9/16	15,300	512,000	8,100	0.44	9	12	12.91	4 23/32	2 7/16	0.477	0.198		
HT38	4 3/4	2 7/16	28,400	708,100	17,000	0.81	10	15.5	13.45	4 17/32	2 5/16	0.473	0.206		
XT38	4 3/4	2 11/16	27,700	537,800	16,600	0.79	10	15	13.04	4 7/16	2 9/16	0.477	0.199		
XT39	4 7/8	2 13/16	32,900	603,000	19,700	0.94	10	15	13.08	4 1/2	2 11/16	0.479	0.200		
HT38	4 3/4	2 7/16	28,400	708,100	17,000	0.78	10	15.5	13.45	4 9/16	2 5/16	0.473	0.206	4	
XT38	4 3/4	2 11/16	27,700	537,800	16,600	0.76	10	15	13.04	4 15/32	2 9/16	0.477	0.199		
XT39	4 7/8	2 13/16	32,900	603,000	19,700	0.90	10	15	13.08	4 17/32	2 11/16	0.479	0.200		
HT38	5	2 7/16	33,000	708,100	19,800	0.85	10	15.5	13.93	4 5/8	2 5/16	0.472	0.213	4	
XT38	4 3/4	2 9/16	31,300	599,600	18,800	0.81	10	15	13.23	4 15/32	2 7/16	0.475	0.202		
XT39	4 7/8	2 13/16	32,900	603,000	19,700	0.85	10	15	13.08	4 19/32	2 11/16	0.479	0.200		
NC40	5 1/4	2 13/16	23,500	711,600	12,400	1.01	9	12	15.64	4 13/16	2 11/16	0.445	0.239	4	
HT38	4 3/4	2 11/16	25,300	587,300	15,200	1.09	10	15.5	15.28	4 3/8	2 9/16	0.442	0.234		
SH	4 3/4	2 7/16	17,100	570,900	9,100	0.73	9	12	15.31	4 7/16	2 5/16	0.440	0.234		
HT40	5 1/4	2 13/16	31,900	711,600	19,100	1.37	9	15	15.93	4 19/32	2 11/16	0.444	0.244		
NC46	6	3 1/4	33,600	901,200	17,600	1.44	9	12	16.51	5 9/32	3 1/8	0.453	0.253		
XT38	4 3/4	2 11/16	27,700	537,800	16,600	1.19	10	15	15.25	4 5/32	2 9/16	0.442	0.233		
XT39	4 7/8	2 13/16	32,900	603,000	19,700	1.41	10	15	13.08	4 5/32	2 11/16	0.479	0.234		
NC40	5 1/4	2 11/16	25,700	776,400	13,500	0.87	9	12	15.82	4 15/16	2 9/16	0.443	0.242	4	
HT38	4 3/4	2 11/16	25,300	587,300	15,200	0.86	10	15.5	15.28	4 17/32	2 9/16	0.442	0.234		
SH	4 3/4	2 7/16	17,100	570,900	9,100	0.58	9	12	15.31	4 19/32	2 5/16	0.440	0.234		
HT40	5 1/4	2 13/16	31,900	711,600	19,100	1.08	9	15	15.93	4 23/32	2 11/16	0.444	0.244		
NC46	6	3 1/4	33,600	901,200	17,600	1.14	9	12	16.51	5 3/8	3 1/8	0.453	0.253		
XT38	4 3/4	2 11/16	27,700	537,800	16,600	0.95	10	15	15.25	4 5/16	2 9/16	0.442	0.233		
XT39	4 7/8	2 13/16	32,900	603,000	19,700	1.12	10	15	15.29	4 3/8	2 11/16	0.444	0.234		
NC40	5 1/2	2 7/16	30,100	897,200	15,600	0.92	9	12	16.62	5	2 5/16	0.439	0.254	4	
HT38	5	2 9/16	29,600	649,200	17,800	0.91	10	15.5	15.95	4 17/32	2 7/16	0.440	0.244		
SH	4 3/4	2 7/16	17,100	570,900	9,100	0.52	9	12	15.31	4 21/32	2 5/16	0.440	0.234		
HT40	5 1/4	2 13/16	31,900	711,600	19,100	0.98	9	15	15.93	4 25/32	2 11/16	0.444	0.244		
NC46	6	3 1/4	33,600	901,200	17,600	1.03	9	12	16.51	5 7/16	3 1/8	0.453	0.253		
XT38	4 3/4	2 11/16	27,700	537,800	16,600	0.85	10	15	15.25	4 3/8	2 9/16	0.442	0.233		
XT39	4 7/8	2 13/16	32,900	603,000	19,700	1.01	10	15	15.29	4 7/16	2 11/16	0.444	0.234		

*2" Longer than standard.

Pipe Data

Size OD in.	Nominal Weight lb/ft	Grade and Upset Type	Torsional Yield Strength ft-lb	Tensile Yield Strength lb	Wall Thickness in.	Nominal ID in.	Pipe Body Section Area sq in.	Pipe Body Section Modulus cu in.	Pipe Body Polar Section Modulus cu in.	Internal Pressure psi	Collapse Pressure psi
4	14.00	S-135 IU	41,900	513,600	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	19,491	20,141
	14.00	S-135 IU	41,900	513,600	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	19,491	20,141
	14.00	S-135 IU	41,900	513,600	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	19,491	20,141
	14.00	S-135 IU	41,900	513,600	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	19,491	20,141
	14.00	S-135 EU	41,900	513,600	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	19,491	20,141
	14.00	S-135 IU	41,900	513,600	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	19,491	20,141
	14.00	S-135 IU	41,900	513,600	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	19,491	20,141
	14.00	S-135 IU	41,900	513,600	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	19,491	20,141
4	14.00	Z-140 IU	43,500	532,700	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	20,213	20,742
	14.00	Z-140 IU	43,500	532,700	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	20,213	20,742
	14.00	Z-140 IU	43,500	532,700	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	20,213	20,742
	14.00	Z-140 IU	43,500	532,700	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	20,213	20,742
	14.00	Z-140 IU	43,500	532,700	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	20,213	20,742
4	14.00	V-150 IU	46,600	570,700	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	21,656	21,912
	14.00	V-150 IU	46,600	570,700	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	21,656	21,912
	14.00	V-150 IU	46,600	570,700	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	21,656	21,912
	14.00	V-150 IU	46,600	570,700	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	21,656	21,912
	14.00	V-150 IU	46,600	570,700	0.330	3.340	3.805	3.229	6.458	21,656	21,912
4	15.70	E-75 IU	25,800	324,100	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	12,469	12,896
	15.70	E-75 IU	25,800	324,100	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	12,469	12,896
	15.70	E-75 IU	25,800	324,100	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	12,469	12,896
	15.70	E-75 EU	25,800	324,100	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	12,469	12,896
	15.70	E-75 IU	25,800	324,100	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	12,469	12,896
	15.70	E-75 IU	25,800	324,100	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	12,469	12,896
4	15.70	X-95 IU	32,700	410,500	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	15,794	16,335
	15.70	X-95 IU	32,700	410,500	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	15,794	16,335
	15.70	X-95 IU	32,700	410,500	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	15,794	16,335
	15.70	X-95 EU	32,700	410,500	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	15,794	16,335
	15.70	X-95 IU	32,700	410,500	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	15,794	16,335
	15.70	X-95 IU	32,700	410,500	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	15,794	16,335
4	15.70	G-105 IU	36,100	453,800	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	17,456	18,055
	15.70	G-105 IU	36,100	453,800	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	17,456	18,055
	15.70	G-105 IU	36,100	453,800	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	17,456	18,055
	15.70	G-105 EU	36,100	453,800	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	17,456	18,055
	15.70	G-105 IU	36,100	453,800	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	17,456	18,055
	15.70	G-105 IU	36,100	453,800	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	17,456	18,055
4	15.70	S-135 IU	46,500	583,400	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	22,444	23,213
	15.70	S-135 IU	46,500	583,400	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	22,444	23,213
	15.70	S-135 IU	46,500	583,400	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	22,444	23,213
	15.70	S-135 EU	46,500	583,400	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	22,444	23,213
	15.70	S-135 IU	46,500	583,400	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	22,444	23,213
	15.70	S-135 IU	46,500	583,400	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	22,444	23,213
	15.70	S-135 IU	46,500	583,400	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	22,444	23,213
4	15.70	Z-140 IU	48,200	605,000	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	23,275	24,073
	15.70	Z-140 IU	48,200	605,000	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	23,275	24,073
	15.70	Z-140 IU	48,200	605,000	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	23,275	24,073
	15.70	Z-140 IU	48,200	605,000	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	23,275	24,073
	15.70	Z-140 IU	48,200	605,000	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	23,275	24,073
4	15.70	V-150 IU	51,600	648,200	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	24,938	25,793
	15.70	V-150 IU	51,600	648,200	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	24,938	25,793
	15.70	V-150 IU	51,600	648,200	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	24,938	25,793
	15.70	V-150 IU	51,600	648,200	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	24,938	25,793
	15.70	V-150 IU	51,600	648,200	0.380	3.240	4.322	3.578	7.157	24,938	25,793

Tool Joint Data										Assembly Data					
Connection Type	Outside Diameter in.	Inside Diameter in.	Torsional Yield Strength ft-lb	Tensile Yield Strength lb	Make-up Torque ft-lb	Torsional Ratio Tool Joint to Pipe	* Pin Tong Space in.	* Box Tong Space in.	Adjusted Weight lb/ft	Minimum Tool Joint OD for		Drift Diameter in.	Capacity US gal/ft	Displacement US gal/ft	Size OD in.
										Prem.	Class in.				
NC40	5 1/2	2	36,400	1,080,100	18,900	0.87	9	12	17.15	5 3/16	1 7/16	0.433	0.262	4	
HT38	5	2 7/16	33,000	708,100	19,800	0.79	10	15.5	16.13	4 11/16	2 5/16	0.438	0.247		
SH	4 3/4	2 7/16	17,100	570,900	9,100	0.41	9	12	15.31	N/A	2 5/16	0.440	0.234		
HT40	5 1/4	2 11/16	35,900	776,400	21,500	0.86	9	15	16.12	4 29/32	2 9/16	0.442	0.247		
NC46	6	3	39,200	1,048,400	20,500	0.94	9	12	16.90	5 9/16	2 7/8	0.449	0.259		
XT38	4 3/4	2 9/16	31,300	599,600	18,800	0.75	10	15	15.44	4 17/32	2 7/16	0.440	0.236		
XT39	4 7/8	2 9/16	37,000	729,700	22,200	0.88	10	15	15.67	4 17/32	2 7/16	0.440	0.240		
GPDS40	5 1/4	2 11/16	32,700	776,400	19,600	0.78	9	12	15.82	5	2 9/16	0.443	0.242		
HT38	5	2 7/16	33,000	708,100	19,800	0.76	10	15.5	16.13	4 23/32	2 5/16	0.438	0.247	4	
HT40	5 1/4	2 11/16	35,900	776,400	21,500	0.83	9	15	16.12	4 15/16	2 9/16	0.442	0.247		
XT38	4 3/4	2 9/16	31,300	599,600	18,800	0.72	10	15	15.44	4 9/16	2 7/16	0.440	0.236		
XT39	4 7/8	2 9/16	37,000	729,700	22,200	0.85	10	15	15.67	4 9/16	2 7/16	0.440	0.240		
GPDS40	5 1/4	2 9/16	34,600	838,300	21,800	0.84	9	12	15.99	5	2 7/16	0.441	0.245		
HT38	5	2 7/16	33,000	708,100	19,800	0.71	10	15.5	16.13	4 25/32	2 5/16	0.438	0.247	4	
HT40	5 1/4	2 11/16	35,900	776,400	21,500	0.77	9	15	16.12	5	2 9/16	0.442	0.247		
XT38	4 3/4	2 7/16	34,200	658,500	20,500	0.73	10	15	15.61	4 19/32	2 5/16	0.438	0.239		
XT39	4 7/8	2 9/16	37,000	729,700	22,200	0.79	10	15	15.67	4 5/8	2 7/16	0.440	0.240		
GPDS40	5 1/4	2 9/16	36,400	838,300	21,800	0.78	9	12	15.99	5 1/32	2 7/16	0.441	0.245		
NC40	5 1/4	2 13/16	23,500	711,600	12,400	0.91	9	12	17.22	4 7/8	2 11/16	0.421	0.263	4	
HT40	5 1/4	2 13/16	31,900	711,600	19,100	1.24	9	15	17.49	4 5/8	2 11/16	0.420	0.268		
H90	5 1/2	2 13/16	35,400	913,700	20,400	1.37	9	12	17.67	4 31/32	2 11/16	0.420	0.270		
NC46	6	3	39,200	1,048,400	20,500	1.52	9	12	18.34	5 5/16	2 7/8	0.424	0.281		
XT39	4 7/8	2 9/16	37,000	729,700	22,200	1.43	10	15	17.24	4 5/32	2 7/16	0.415	0.264		
XT40	5 1/4	2 13/16	44,000	751,600	26,400	1.71	10	15	17.59	4 5/16	2 11/16	0.420	0.269		
NC40	5 1/4	2 9/16	27,800	838,300	14,600	0.85	9	12	17.57	5	2 7/16	0.417	0.269	4	
HT40	5 1/4	2 13/16	31,900	711,600	19,100	0.98	9	15	17.49	4 25/32	2 11/16	0.420	0.268		
H90	5 1/2	2 13/16	35,400	913,700	20,400	1.08	9	12	17.67	5 3/32	2 11/16	0.420	0.270		
NC46	6	3	39,200	1,048,400	20,500	1.20	9	12	18.49	5 7/16	2 7/8	0.424	0.283		
XT39	4 7/8	2 9/16	37,000	729,700	22,200	1.13	10	15	17.24	4 5/16	2 7/16	0.415	0.264		
XT40	5 1/4	2 13/16	44,000	751,600	26,400	1.35	10	15	17.59	4 15/32	2 11/16	0.420	0.269		
NC40	5 1/2	2 7/16	30,100	897,200	15,600	0.83	9	12	18.20	5 1/16	2 5/16	0.414	0.278	4	
HT40	5 1/4	2 13/16	31,900	711,600	19,100	0.88	9	15	17.49	4 27/32	2 11/16	0.420	0.268		
H90	5 1/2	2 13/16	35,400	913,700	20,400	0.98	9	15	18.00	5 5/32	2 11/16	0.420	0.275		
NC46	6	3	39,200	1,048,400	20,500	1.09	9	12	18.49	5 15/32	2 7/8	0.424	0.283		
XT39	4 7/8	2 9/16	37,000	729,700	22,200	1.02	10	15	17.24	4 13/32	2 7/16	0.415	0.264		
XT40	5 1/4	2 13/16	44,000	751,600	26,400	1.22	10	15	17.59	4 17/32	2 11/16	0.420	0.269		
NC40	5 1/2	2	36,400	1,080,100	18,900	0.78	9	12	18.73	5 1/4	1 7/8	0.409	0.286	4	
HT40	5 1/2	2 9/16	39,500	838,300	23,700	0.85	9	15	17.88	4 15/16	2 7/16	0.415	0.273		
H90	5 3/4	2 11/16	38,400	978,500	21,800	0.83	9	15	18.74	5 5/16	2 9/16	0.417	0.287		
NC46	6	3	39,200	1,048,400	20,500	0.84	9	12	18.49	5 21/32	2 7/8	0.424	0.283		
XT39	4 7/8	2 9/16	37,000	729,700	22,200	0.80	10	15	17.24	4 5/8	2 7/16	0.415	0.264		
XT40	5 1/4	2 13/16	44,000	751,600	26,400	0.95	10	15	17.59	4 3/4	2 11/16	0.420	0.269		
GPDS40	5 1/4	2 9/16	36,400	838,300	21,800	0.78	9	12	17.57	5 1/32	2 7/16	0.417	0.269		
HT40	5 1/4	2 9/16	39,500	838,300	23,700	0.82	9	15	17.88	4 31/32	2 7/16	0.415	0.273	4	
XT39	4 7/8	2 9/16	37,000	729,700	22,200	0.77	10	15	17.24	4 21/32	2 7/16	0.415	0.264		
XT40	5 1/4	2 13/16	44,000	751,600	26,400	0.91	10	15	17.59	4 25/32	2 11/16	0.420	0.269		
GPDS40	5 1/4	2 9/16	36,400	868,300	21,800	0.76	9	12	17.57	5 1/16	2 7/16	0.417	0.269		
HT40	5 1/4	2 7/16	41,000	897,200	24,600	0.79	9	15	18.05	5	2 5/16	0.413	0.276	4	
XT39	4 7/8	2 9/16	37,000	729,700	22,200	0.72	10	15	17.24	4 25/32	2 7/16	0.415	0.264		
XT40	5 1/4	2 11/16	48,100	816,400	28,900	0.93	10	15	17.79	4 25/32	2 9/16	0.417	0.272		
GPDS40	5 1/4	2 7/16	38,100	897,200	22,900	0.74	9	12	17.74	5 3/32	2 5/16	0.415	0.271		

*2" Longer than standard.

Pipe Data

Size OD in.	Nominal Weight lb/ft	Grade and Upset Type	Torsional Yield Strength ft-lb	Tensile Yield Strength lb	Wall Thickness in.	Nominal ID in.	Pipe Body Section Area sq in.	Pipe Body Section Modulus cu in.	Pipe Body Polar Section Modulus cu in.	Internal Pressure psi	Collapse Pressure psi
4 1/2	16.60	E-75 IEU	30,800	330,600	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	9,829	10,392
	16.60	E-75 EU	30,800	330,600	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	9,829	10,392
	16.60	E-75 IEU	30,800	330,600	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	9,829	10,392
	16.60	E-75 IEU	30,800	330,600	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	9,829	10,392
	16.60	E-75 EU	30,800	330,600	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	9,829	10,392
	16.60	E-75 EU	30,800	330,600	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	9,829	10,392
	16.60	E-75 IEU	30,800	330,600	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	9,829	10,392
	16.60	E-75 EU	30,800	330,600	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	9,829	10,392
	16.60	E-75 EU	30,800	330,600	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	9,829	10,392
4 1/2	16.60	X-95 IEU	39,000	418,700	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	12,450	12,765
	16.60	X-95 EU	39,000	418,700	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	12,450	12,765
	16.60	X-95 IEU	39,000	418,700	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	12,450	12,765
	16.60	X-95 IEU	39,000	418,700	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	12,450	12,765
	16.60	X-95 EU	39,000	418,700	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	12,450	12,765
	16.60	X-95 EU	39,000	418,700	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	12,450	12,765
	16.60	X-95 IEU	39,000	418,700	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	12,450	12,765
	16.60	X-95 IEU	39,000	418,700	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	12,450	12,765
	16.60	X-95 EU	39,000	418,700	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	12,450	12,765
4 1/2	16.60	G-105 IEU	43,100	462,800	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	13,761	13,825
	16.60	G-105 EU	43,100	462,800	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	13,761	13,825
	16.60	G-105 IEU	43,100	462,800	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	13,761	13,825
	16.60	G-105 IEU	43,100	462,800	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	13,761	13,825
	16.60	G-105 EU	43,100	462,800	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	13,761	13,825
	16.60	G-105 EU	43,100	462,800	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	13,761	13,825
	16.60	G-105 IEU	43,100	462,800	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	13,761	13,825
	16.60	G-105 IEU	43,100	462,800	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	13,761	13,825
	16.60	G-105 EU	43,100	462,800	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	13,761	13,825
4 1/2	16.60	S-135 IEU	55,500	595,000	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	17,693	16,773
	16.60	S-135 EU	55,500	595,000	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	17,693	16,773
	16.60	S-135 IEU	55,500	595,000	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	17,693	16,773
	16.60	S-135 IEU	55,500	595,000	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	17,693	16,773
	16.60	S-135 EU	55,500	595,000	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	17,693	16,773
	16.60	S-135 EU	55,500	595,000	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	17,693	16,773
	16.60	S-135 IEU	55,500	595,000	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	17,693	16,773
	16.60	S-135 IEU	55,500	595,000	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	17,693	16,773
	16.60	S-135 EU	55,500	595,000	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	17,693	16,773
4 1/2	16.60	Z-140 IEU	57,500	617,000	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	18,348	17,228
	16.60	Z-140 EU	57,500	617,000	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	18,348	17,228
	16.60	Z-140 IEU	57,500	617,000	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	18,348	17,228
	16.60	Z-140 EU	57,500	617,000	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	18,348	17,228
	16.60	Z-140 IEU	57,500	617,000	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	18,348	17,228
4 1/2	16.60	V-150 IEU	61,600	661,100	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	19,658	18,103
	16.60	V-150 EU	61,600	661,100	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	19,658	18,103
	16.60	V-150 IEU	61,600	661,100	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	19,658	18,103
	16.60	V-150 IEU	61,600	661,100	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	19,658	18,103
	16.60	V-150 EU	61,600	661,100	0.337	3.826	4.407	4.271	8.543	19,658	18,103

Tool Joint Data							Assembly Data							
Connection Type	Outside Diameter in.	Inside Diameter in.	Torsional Yield Strength ft-lb	Tensile Yield Strength lb	Make-up Torque ft-lb	Torsional Ratio Tool Joint to Pipe	* Pin Tong Space in.	* Box Tong Space in.	Adjusted Weight lb/ft	Minimum Tool Joint OD for Prem. Class in.	Drift Diameter in.	Capacity US gal/ft	Displacement US gal/ft	Size OD in.
NC46	6 1/4	3 1/4	34,000	901,200	17,600	1.10	9	12	19.14	5 13/32	3 1/8	0.585	0.293	4 1/2
OH	5 7/8	3 3/4	27,300	714,000	14,600	0.89	9	12	17.58	5 15/32	3 5/8	0.596	0.269	
FH	6	3	34,800	976,200	17,600	1.13	9	12	19.03	5 3/8	2 7/8	0.580	0.291	
H90	6	3 1/4	39,000	938,400	18,800	1.27	9	12	18.61	5 11/32	3 1/8	0.585	0.285	
HT46	6 1/4	3 1/4	47,600	901,200	28,600	1.55	9	15	19.59	5 13/32	3 1/8	0.583	0.300	
NC50	6 5/8	3 3/4	38,100	939,100	19,800	1.24	9	12	19.19	5 23/32	3 5/8	0.595	0.294	
HT50	6 1/4	3 3/4	52,700	939,100	31,600	1.71	9	15	18.73	5 13/16	3 5/8	0.595	0.287	
XT40	5 1/4	3	37,400	648,900	22,400	1.21	10	15	17.92	4 7/8	2 7/8	0.579	0.274	
XT46	6	3 1/2	58,100	910,300	34,900	1.89	10	15	18.63	5 5/8	3 3/8	0.589	0.285	
XT50	6 3/8	3 3/4	75,200	1,085,500	45,100	2.44	10	15	19.17	5 31/32	3 5/8	0.595	0.293	
NC46	6 1/4	3 1/4	34,000	901,200	17,600	0.87	9	12	19.14	5 17/32	3 1/8	0.585	0.293	4 1/2
OH	5 7/8	3 1/2	33,900	884,800	18,200	0.87	9	12	18.02	5 19/32	3 3/8	0.590	0.276	
FH	6	3	34,800	976,200	17,600	0.89	9	12	19.03	5 1/2	2 7/8	0.580	0.291	
H90	6	3 1/4	39,000	938,400	18,800	1.00	9	12	18.61	5 15/32	3 1/8	0.585	0.285	
HT46	6 1/4	3 1/4	47,600	901,200	28,600	1.22	9	15	19.59	5 13/32	3 1/8	0.583	0.300	
NC50	6 5/8	3 3/4	38,100	939,100	19,800	0.98	9	12	19.19	5 27/32	3 5/8	0.595	0.294	
HT50	6 1/4	3 3/4	52,700	939,100	31,600	1.35	9	15	18.73	5 13/16	3 5/8	0.595	0.287	
XT40	5 1/4	3	37,400	648,900	22,400	0.96	10	15	17.92	4 7/8	2 7/8	0.579	0.274	
XT46	6	3 1/2	58,100	910,300	34,900	1.49	10	15	18.63	5 5/8	3 3/8	0.589	0.285	
XT50	6 3/8	3 3/4	75,200	1,085,500	45,100	1.93	10	15	19.17	5 31/32	3 5/8	0.595	0.293	
NC46	6 1/4	3	39,700	1,048,400	20,500	0.92	9	12	19.57	5 19/32	2 7/8	0.580	0.299	4 1/2
OH	6	3 1/4	40,300	1,043,800	21,500	0.94	9	12	18.69	5 21/32	3 1/8	0.585	0.286	
FH	6 1/4	2 3/4	40,200	1,111,600	20,100	0.93	9	12	19.96	5 9/16	2 5/8	0.575	0.305	
H90	6	3 1/4	39,000	938,400	18,800	0.90	9	12	18.61	5 17/32	3 1/8	0.585	0.285	
HT46	6 1/4	3 1/4	47,600	901,200	28,600	1.10	9	15	19.59	5 13/32	3 1/8	0.583	0.300	
NC50	6 5/8	3 3/4	38,100	939,100	19,800	0.88	9	12	19.19	5 29/32	3 5/8	0.595	0.294	
HT50	6 1/4	3 3/4	52,700	939,100	31,600	1.22	9	15	18.73	5 13/16	3 5/8	0.595	0.287	
XT40	5 1/4	3	37,400	648,900	22,400	0.87	10	15	17.92	4 7/8	2 7/8	0.579	0.274	
XT46	6	3 1/2	58,100	910,300	34,900	1.35	10	15	18.63	5 5/8	3 3/8	0.589	0.285	
XT50	6 3/8	3 3/4	75,200	1,085,500	45,100	1.74	10	15	19.17	5 31/32	3 5/8	0.595	0.293	
NC46	6 1/4	2 3/4	44,900	1,183,900	23,200	0.81	9	12	19.96	5 25/32	2 5/8	0.575	0.305	4 1/2
OH	6	3	43,400	1,191,100	24,600	0.78	9	12	19.07	5 13/16	2 7/8	0.581	0.292	
FH	6 1/4	2 3/4	40,200	1,111,600	20,100	0.72	9	12	19.96	5 3/4	2 5/8	0.575	0.305	
H90	6 1/4	2 3/4	51,500	1,221,100	24,600	0.93	9	12	19.96	5 11/16	2 5/8	0.575	0.305	
HT46	6 1/4	3 1/4	47,600	901,200	28,600	0.86	9	15	19.59	5 1/2	3 1/8	0.583	0.300	
NC50	6 5/8	3 1/2	45,100	1,109,900	23,400	0.81	9	12	19.65	6 1/16	3 3/8	0.590	0.295	
HT50	6 3/8	3 1/2	65,700	1,109,900	39,400	1.18	9	15	19.52	5 13/16	3 3/8	0.589	0.301	
XT40	5 1/4	2 13/16	44,000	751,600	26,400	0.79	10	15	18.23	4 15/16	2 11/16	0.575	0.299	
XT46	6	3 1/2	58,100	910,300	34,900	1.05	10	15	18.63	5 5/8	3 3/8	0.589	0.279	
XT50	6 3/8	3 3/4	75,200	1,085,500	45,100	1.35	10	15	19.17	5 31/32	3 5/8	0.595	0.293	
GPDS46	6 1/4	3 1/4	43,300	901,200	26,000	0.78	9	12	19.14	5 19/32	3 1/8	0.585	0.293	
HT46	6 1/4	3 1/4	47,600	901,200	28,600	0.83	9	15	19.59	5 17/32	3 1/8	0.583	0.300	4 1/2
HT50	6 3/8	3 1/2	65,700	1,109,900	39,400	1.14	9	15	19.52	5 13/16	3 3/8	0.589	0.299	
XT40	5 1/4	2 13/16	44,000	751,600	26,400	0.77	10	15	18.23	4 31/32	2 11/16	0.575	0.279	
XT46	6	3 1/2	58,100	910,300	34,900	1.01	10	15	18.63	5 5/8	3 3/8	0.589	0.285	
XT50	6 3/8	3 3/4	75,200	1,085,500	45,100	1.31	10	15	19.17	5 31/32	3 5/8	0.595	0.293	
GPDS46	6 1/4	3 1/4	43,300	901,200	26,000	0.75	9	12	19.14	5 5/8	3 1/8	0.585	0.293	
HT46	6 1/4	3 1/4	47,600	901,200	28,600	0.77	9	15	19.59	5 19/32	3 1/8	0.583	0.300	4 1/2
HT50	6 3/8	3 1/2	65,700	1,109,900	39,400	1.07	9	15	19.52	5 13/16	3 3/8	0.589	0.299	
XT40	5 1/4	2 13/16	44,000	751,600	26,400	0.71	10	15	18.23	5 1/16	2 11/16	0.575	0.279	
XT46	6 1/4	3 1/4	70,200	1,069,300	42,100	1.14	10	15	19.74	5 5/8	3 1/8	0.583	0.302	
XT50	6 3/8	3 1/2	81,200	1,256,300	48,700	1.32	10	15	19.67	5 31/32	3 3/8	0.589	0.301	
GPDS46	6 1/4	3 1/4	43,300	901,200	26,000	0.70	9	12	19.14	5 11/16	3 1/8	0.585	0.293	

*2" Longer than standard.

Pipe Data

Size OD in.	Nominal Weight lb/ft	Grade and Upset Type	Torsional Yield Strength ft-lb	Tensile Yield Strength lb	Wall Thickness in.	Nominal ID in.	Pipe Body Section Area sq in.	Pipe Body Section Modulus cu in.	Pipe Body Polar Section Modulus cu in.	Internal Pressure psi	Collapse Pressure psi
4 1/2	20.00	E-75 IEU	36,900	412,400	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	12,542	12,964
	20.00	E-75 EU	36,900	412,400	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	12,542	12,964
	20.00	E-75 IEU	36,900	412,400	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	12,542	12,964
	20.00	E-75 IEU	36,900	412,400	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	12,542	12,964
	20.00	E-75 EU	36,900	412,400	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	12,542	12,964
	20.00	E-75 EU	36,900	412,400	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	12,542	12,964
	20.00	E-75 IEU	36,900	412,400	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	12,542	12,964
4 1/2	20.00	X-95 IEU	46,700	522,300	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	15,886	16,421
	20.00	X-95 EU	46,700	522,300	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	15,886	16,421
	20.00	X-95 IEU	46,700	522,300	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	15,886	16,421
	20.00	X-95 IEU	46,700	522,300	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	15,886	16,421
	20.00	X-95 EU	46,700	522,300	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	15,886	16,421
	20.00	X-95 EU	46,700	522,300	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	15,886	16,421
	20.00	X-95 IEU	46,700	522,300	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	15,886	16,421
4 1/2	20.00	G-105 IEU	51,700	577,300	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	17,558	18,149
	20.00	G-105 EU	51,700	577,300	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	17,558	18,149
	20.00	G-105 IEU	51,700	577,300	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	17,558	18,149
	20.00	G-105 IEU	51,700	577,300	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	17,558	18,149
	20.00	G-105 EU	51,700	577,300	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	17,558	18,149
	20.00	G-105 EU	51,700	577,300	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	17,558	18,149
	20.00	G-105 IEU	51,700	577,300	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	17,558	18,149
4 1/2	20.00	S-135 IEU	66,400	742,200	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	22,575	23,335
	20.00	S-135 EU	66,400	742,200	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	22,575	23,335
	20.00	S-135 IEU	66,400	742,200	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	22,575	23,335
	20.00	S-135 IEU	66,400	742,200	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	22,575	23,335
	20.00	S-135 EU	66,400	742,200	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	22,575	23,335
	20.00	S-135 EU	66,400	742,200	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	22,575	23,335
	20.00	S-135 IEU	66,400	742,200	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	22,575	23,335
4 1/2	20.00	Z-140 IEU	68,900	769,700	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	23,411	24,199
	20.00	Z-140 EU	68,900	769,700	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	23,411	24,199
	20.00	Z-140 IEU	68,900	769,700	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	23,411	24,199
	20.00	Z-140 EU	68,900	769,700	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	23,411	24,199
	20.00	Z-140 IEU	68,900	769,700	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	23,411	24,199
4 1/2	20.00	V-150 IEU	73,800	824,700	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	25,083	25,927
	20.00	V-150 EU	73,800	824,700	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	25,083	25,927
	20.00	V-150 IEU	73,800	824,700	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	25,083	25,927
	20.00	V-150 EU	73,800	824,700	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	25,083	25,927
	20.00	V-150 IEU	73,800	824,700	0.430	3.640	5.498	5.116	10.232	25,083	25,927
5	19.50	E-75 IEU	41,200	395,600	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	9,503	9,962
	19.50	E-75 EU	41,200	395,600	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	9,503	9,962
	19.50	E-75 IEU	41,200	395,600	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	9,503	9,962
	19.50	E-75 EU	41,200	395,600	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	9,503	9,962
	19.50	E-75 IEU	41,200	395,600	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	9,503	9,962

Tool Joint Data										Assembly Data					
Connection Type	Outside Diameter in.	Inside Diameter in.	Torsional Yield Strength ft-lb	Tensile Yield Strength lb	Make-up Torque ft-lb	Torsional Ratio Tool Joint to Pipe	* Pin Tong Space in.	* Box Tong Space in.	Adjusted Weight lb/ft	Minimum Tool Joint OD for		Drift Diameter in.	Capacity US gal/ft	Displacement US gal/ft	Size OD in.
										Prem.	Class in.				
NC46	6 1/4	3	39,700	1,048,400	20,500	1.08	9	12	22.89	5 1/2	2 7/8	0.527	0.350	4 1/2	
OH6	3 1/2	34,100	884,800	18,200	0.92	9	12	21.64	5 17/32	3 3/8	0.538	0.331			
H90	6	3 1/4	39,000	938,400	18,800	1.06	9	12	21.94	5 7/16	3 1/8	0.532	0.336		
HT46	6 1/4	3 1/4	47,600	901,200	28,600	1.29	9	15	22.89	5 13/32	3 1/8	0.531	0.350		
NC50	6 5/8	3 5/8	41,700	1,026,000	21,600	1.13	9	12	22.77	5 13/16	3 1/2	0.540	0.348		
HT50	6 1/4	3 5/8	59,200	1,026,000	35,500	1.60	9	15	22.31	5 13/16	3 1/2	0.540	0.341		
XT46	6	3 1/2	58,100	910,300	34,900	1.57	10	15	21.93	5 5/8	3 3/8	0.537	0.335		
XT50	6 3/8	3 1/2	81,200	1,256,300	48,700	2.20	10	15	22.99	5 31/32	3 3/8	0.537	0.352		
NC46	6 1/4	3	39,700	1,048,400	20,500	0.85	9	12	22.89	5 21/32	2 7/8	0.527	0.350	4 1/2	
OH	6 1/4	3 1/4	40,700	1,043,800	21,500	0.87	9	12	22.58	5 11/16	3 1/8	0.533	0.345		
H90	6	3 1/4	39,000	938,400	18,800	0.84	9	12	21.94	5 9/16	3 1/8	0.532	0.336		
HT46	6 1/4	3 1/4	47,600	901,200	28,600	1.02	9	15	22.89	5 13/32	3 1/8	0.531	0.350		
NC50	6 5/8	3 1/2	41,500	1,109,900	23,400	0.97	9	12	23.00	5 15/16	3 3/8	0.538	0.352		
HT50	6 1/4	3 1/2	62,700	1,109,900	37,600	1.34	9	15	22.55	5 13/16	3 3/8	0.537	0.345		
XT46	6	3 1/2	58,100	910,300	34,900	1.24	10	15	21.93	5 5/8	3 3/8	0.537	0.335		
XT50	6 3/8	3 1/2	81,200	1,256,300	48,700	1.74	10	15	22.99	5 31/32	3 3/8	0.537	0.352		
NC46	6 1/4	2 3/4	44,900	1,183,900	23,200	0.87	9	12	23.28	5 23/32	2 5/8	0.523	0.356	4 1/2	
OH	6 1/4	3	46,600	1,191,100	24,600	0.90	9	12	22.97	5 3/4	2 7/8	0.528	0.351		
H90	6 1/4	3	45,700	1,085,700	21,800	0.88	9	12	22.89	5 5/8	2 7/8	0.527	0.350		
HT46	6 1/4	3 1/4	47,600	901,200	28,600	0.92	9	15	22.89	5 7/16	3 1/8	0.531	0.350		
NC50	6 5/8	3 1/2	45,100	1,109,900	23,400	0.87	9	12	23.00	6 1/32	3 3/8	0.538	0.352		
HT50	6 1/4	3 1/2	62,700	1,109,900	37,600	1.21	9	15	22.55	5 13/16	3 3/8	0.537	0.345		
XT46	6	3 1/2	58,100	910,300	34,900	1.12	10	15	21.93	5 5/8	3 3/8	0.537	0.335		
XT50	6 3/8	3 1/2	81,200	1,256,300	48,700	1.57	10	15	22.99	5 31/32	3 3/8	0.537	0.352		
NC46	6 1/4	2 3/4	44,900	1,183,900	23,200	0.68	9	12	23.28	5 15/16	2 5/8	0.523	0.356	4 1/2	
OH	6 3/8	2 3/4	52,200	1,326,600	27,400	0.79	9	12	23.61	5 31/32	2 5/8	0.524	0.361		
H90	6 3/8	2 3/4	51,700	1,221,100	24,600	0.78	9	12	23.57	5 27/32	2 5/8	0.523	0.360		
HT46	6 1/4	3	57,700	1,048,400	34,600	0.87	9	15	23.34	5 9/16	2 7/8	0.526	0.357		
NC50	6 5/8	3 1/4	51,700	1,269,000	26,800	0.78	9	12	23.43	6 7/32	3 1/8	0.532	0.358		
HT50	6 3/8	3 1/2	65,700	1,109,900	39,400	0.99	9	15	23.85	5 13/16	3 3/8	0.537	0.350		
XT46	6	3 1/4	64,800	1,069,300	38,900	0.98	10	15	22.42	5 5/8	3 1/8	0.531	0.343		
XT50	6 3/8	3 1/2	81,200	1,256,300	48,700	1.22	10	15	23.99	5 31/32	3 3/8	0.537	0.352		
GPDS46	6 1/4	3	53,400	1,048,400	32,000	0.80	9	12	22.89	5 21/32	2 7/8	0.527	0.350		
HT46	6 1/4	3	57,700	1,048,400	34,600	0.84	9	15	23.34	5 19/32	2 7/8	0.526	0.357	4 1/2	
HT50	6 3/8	3 1/2	65,700	1,109,900	39,400	0.95	9	15	22.85	5 27/32	3 3/8	0.537	0.350		
XT46	6	3 1/4	64,800	1,069,300	38,900	0.94	10	15	22.42	5 5/8	3 1/8	0.531	0.343		
XT50	6 3/8	3 1/2	81,200	1,256,300	48,700	1.18	10	15	22.99	5 31/32	3 3/8	0.537	0.352		
GPDS46	6 1/4	3	53,400	1,048,400	32,000	0.78	9	12	22.89	5 11/16	2 7/8	0.527	0.350		
HT46	6 1/4	3	57,700	1,048,400	34,600	0.78	9	15	23.34	5 21/32	2 7/8	0.526	0.357	4 1/2	
HT50	6 3/8	3 1/2	65,700	1,109,900	39,400	0.89	9	15	22.85	5 29/32	3 3/8	0.537	0.350		
XT46	6 1/4	3 1/8	75,700	1,144,400	45,400	1.03	10	15	23.26	5 5/8	3	0.528	0.356		
XT50	6 3/8	3 1/2	81,200	1,256,300	48,700	1.10	10	15	22.99	5 31/32	3 3/8	0.537	0.352		
GPDS46	6 1/4	3	53,400	1,048,400	32,000	0.72	9	12	22.89	5 3/4	2 7/8	0.527	0.350		
NC50	6 5/8	3 3/4	38,100	939,100	19,800	0.92	9	12	22.12	5 7/8	3 5/8	0.733	0.338	5	
HT50	6 5/8	3 3/4	53,300	939,100	32,000	1.29	9	15	22.57	5 13/16	3 5/8	0.732	0.345		
FH	7	3 3/4	62,900	1,448,400	33,400	1.53	10	12	23.20	6 3/8	3 5/8	0.732	0.355		
XT46	6	3 1/2	36,500	910,300	21,900	0.89	10	15	21.69	5 5/8	3 3/8	0.726	0.332		
XT50	6 1/2	4	38,700	902,900	23,200	0.94	10	15	21.83	5 31/32	3 7/8	0.738	0.334		

*2" Longer than standard.

Pipe Data

Size OD in.	Nominal Weight lb/ft	Grade and Upset Type	Torsional Yield Strength ft-lb	Tensile Yield Strength lb	Wall Thickness in.	Nominal ID in.	Pipe Body Section Area sq in.	Pipe Body Section Modulus cu in.	Pipe Body Polar Section Modulus cu in.	Internal Pressure psi	Collapse Pressure psi
5	19.50	X-95 IEU	52,100	501,100	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	12,037	12,026
	19.50	X-95 IEU	52,100	501,100	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	12,037	12,026
	19.50	X-95 IEU	52,100	501,100	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	12,037	12,026
	19.50	X-95 IEU	52,100	501,100	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	12,037	12,026
5	19.50	G-105 IEU	57,600	553,800	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	13,304	12,999
	19.50	G-105 IEU	57,600	553,800	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	13,304	12,999
	19.50	G-105 IEU	57,600	553,800	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	13,304	12,999
	19.50	G-105 IEU	57,600	553,800	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	13,304	12,999
	19.50	G-105 IEU	57,600	553,800	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	13,304	12,999
5	19.50	S-135 IEU	74,100	712,100	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	17,105	15,672
	19.50	S-135 IEU	74,100	712,100	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	17,105	15,672
	19.50	S-135 IEU	74,100	712,100	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	17,105	15,672
	19.50	S-135 IEU	74,100	712,100	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	17,105	15,672
	19.50	S-135 IEU	74,100	712,100	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	17,105	15,672
5	19.50	Z-140 IEU	76,800	738,400	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	17,738	16,079
	19.50	Z-140 IEU	76,800	738,400	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	17,738	16,079
	19.50	Z-140 IEU	76,800	738,400	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	17,738	16,079
	19.50	Z-140 IEU	76,800	738,400	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	17,738	16,079
5	19.50	V-150 IEU	82,300	791,200	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	19,005	16,858
	19.50	V-150 IEU	82,300	791,200	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	19,005	16,858
	19.50	V-150 IEU	82,300	791,200	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	19,005	16,858
	19.50	V-150 IEU	82,300	791,200	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	19,005	16,858
5	25.60	E-75 IEU	52,300	530,100	0.500	4.000	7.069	7.245	14.491	13,125	13,500
	25.60	E-75 IEU	52,300	530,100	0.500	4.000	7.069	7.245	14.491	13,125	13,500
	25.60	E-75 IEU	52,300	530,100	0.500	4.000	7.069	7.245	14.491	13,125	13,500
5	25.60	X-95 IEU	66,200	671,500	0.500	4.000	7.069	7.245	14.491	16,625	17,100
	25.60	X-95 IEU	66,200	671,500	0.500	4.000	7.069	7.245	14.491	16,625	17,100
	25.60	X-95 IEU	66,200	671,500	0.500	4.000	7.069	7.245	14.491	16,625	17,100
	25.60	X-95 IEU	66,200	671,500	0.500	4.000	7.069	7.245	14.491	16,625	17,100
5	25.60	G-105 IEU	73,200	742,200	0.500	4.000	7.069	7.245	14.491	18,375	18,900
	25.60	G-105 IEU	73,200	742,200	0.500	4.000	7.069	7.245	14.491	18,375	18,900
	25.60	G-105 IEU	73,200	742,200	0.500	4.000	7.069	7.245	14.491	18,375	18,900
	25.60	G-105 IEU	73,200	742,200	0.500	4.000	7.069	7.245	14.491	18,375	18,900
5	25.60	S-135 IEU	94,100	954,300	0.500	4.000	7.069	7.245	14.491	23,625	24,300
	25.60	S-135 IEU	94,100	954,300	0.500	4.000	7.069	7.245	14.491	23,625	24,300
	25.60	S-135 IEU	94,100	954,300	0.500	4.000	7.069	7.245	14.491	23,625	24,300
	25.60	S-135 IEU	94,100	954,300	0.500	4.000	7.069	7.245	14.491	23,625	24,300
5	25.60	Z-140 IEU	97,500	989,600	0.500	4.000	7.069	7.245	14.491	24,500	25,200
	25.60	Z-140 IEU	97,500	989,600	0.500	4.000	7.069	7.245	14.491	24,500	25,200
	25.60	Z-140 IEU	97,500	989,600	0.500	4.000	7.069	7.245	14.491	24,500	25,200
5	25.60	V-150 IEU	104,500	1,060,300	0.500	4.000	7.069	7.245	14.491	26,250	27,000
	25.60	V-150 IEU	104,500	1,060,300	0.500	4.000	7.069	7.245	14.491	26,250	27,000
	25.60	V-150 IEU	104,500	1,060,300	0.500	4.000	7.069	7.245	14.491	26,250	27,000

Tool Joint Data									Assembly Data						
Connection Type	Outside Diameter in.	Inside Diameter in.	Torsional Yield Strength ft-lb	Tensile Yield Strength lb	Make-up Torque ft-lb	Torsional Ratio Tool Joint to Pipe	* Pin Tong Space in.	* Box Tong Space in.	Adjusted Weight lb/ft	Minimum Tool Joint OD for		Drift Diameter in.	Capacity US gal/ft	Displacement US gal/ft	Size OD in.
										Prem. Class	in.				
NC50	6 5/8	3 1/2	45,100	1,109,900	23,400	0.87	9	12	22.61	6 1/32	3 3/8	0.727	0.346	5	
HT50	6 5/8	3 3/4	53,300	939,100	32,000	1.02	9	15	22.57	5 13/16	3 5/8	0.732	0.345		
FH7	3 3/4	62,900	1,448,400	33,400	1.21	10	12	23.20	6 1/2	3 5/8	0.732	0.355			
XT46	6	3 1/2	58,100	910,300	34,900	1.12	10	15	21.69	5 5/8	3 3/8	0.726	0.332		
XT50	6 1/2	4	62,500	902,900	37,500	1.20	10	15	21.83	5 31/32	3 7/8	0.738	0.334		
NC50	6 5/8	3 1/4	51,700	1,269,000	26,800	0.90	9	12	23.07	6 3/32	3 1/8	0.722	0.353	5	
HT50	6 5/8	3 1/2	66,200	1,109,900	39,700	1.15	9	15	23.10	5 13/16	3 3/8	0.726	0.353		
FH	7	3 3/4	62,900	1,448,400	33,400	1.09	10	12	23.20	6 9/16	3 5/8	0.732	0.355		
XT46	6	3 1/2	58,100	910,300	34,900	1.01	10	15	21.69	5 5/8	3 3/8	0.726	0.332		
XT50	6 1/2	4	62,500	902,900	37,500	1.09	10	15	21.83	5 31/32	3 7/8	0.738	0.334		
GPDS50	6 5/8	3 1/2	60,400	1,110,200	36,200	1.05	9	12	21.61	5 13/16	3 3/8	0.727	0.346		
NC50	6 5/8	2 3/4	63,400	1,551,700	32,900	0.86	9	12	23.89	6 5/16	2 5/8	0.713	0.365	5	
HT50	6 5/8	3 1/2	66,200	1,109,900	39,700	0.89	9	15	23.10	5 15/16	3 3/8	0.726	0.353		
FH	7 1/4	3 1/2	72,500	1,619,200	37,400	0.98	10	12	24.38	6 3/4	3 3/8	0.726	0.373		
XT46	6	3 1/2	58,100	910,300	34,900	0.78	10	15	21.69	5 23/32	3 3/8	0.726	0.332		
XT50	6 1/2	3 3/4	77,000	1,085,500	46,200	1.04	10	15	22.39	5 31/32	3 5/8	0.731	0.343		
GPDS50	6 5/8	3 1/2	60,400	1,110,200	36,200	0.82	9	12	21.61	6 1/32	3 3/8	0.727	0.346		
HT50	6 5/8	3 1/2	66,200	1,109,900	39,700	0.86	9	15	23.10	5 31/32	3 3/8	0.726	0.353	5	
XT46	6	3 1/2	58,100	910,300	34,900	0.76	10	15	21.69	5 25/32	3 3/8	0.726	0.332		
XT50	6 1/2	3 3/4	77,000	1,085,500	46,200	1.00	10	15	22.39	5 31/32	3 5/8	0.731	0.343		
GPDS50	6 5/8	3 1/2	60,400	1,110,200	36,200	0.79	9	12	21.61	6 3/32	3 3/8	0.727	0.346		
HT50	6 5/8	3 1/2	66,200	1,109,900	39,700	0.80	9	15	23.10	6 1/32	3 3/8	0.726	0.353	5	
XT46	6 1/4	3 1/4	70,200	1,069,300	42,100	0.85	10	15	22.78	5 23/32	3 1/8	0.720	0.348		
XT50	6 1/2	3 3/4	77,000	1,085,500	46,200	0.94	10	15	22.39	5 31/32	3 5/8	0.731	0.343		
GPDS50	6 5/8	3 1/2	60,400	1,110,200	36,200	0.73	9	12	21.61	6 5/32	3 3/8	0.727	0.346		
NC50	6 5/8	3 1/2	45,100	1,109,900	23,400	0.86	9	12	28.08	6 1/32	3 3/8	0.641	0.430	5	
HT50	6 5/8	3 3/4	53,300	939,100	32,000	1.02	9	15	28.01	5 13/16	3 5/8	0.646	0.428		
FH	7	3 1/2	62,900	1,619,200	37,400	1.20	10	12	29.16	6 1/2	3 3/8	0.641	0.446		
XT50	6 5/8	3 3/4	77,300	1,085,500	46,400	1.48	10	15	28.14	5 31/32	3 5/8	0.646	0.430		
NC50	6 5/8	3	57,800	1,416,200	30,000	0.87	9	12	28.97	6 7/32	2 7/8	0.631	0.443	5	
HT50	6 5/8	3 1/2	66,200	1,109,900	39,700	1.00	9	15	28.53	5 13/16	3 3/8	0.640	0.436		
FH	7	3 1/2	62,900	1,619,200	37,400	0.95	10	12	29.16	6 21/32	3 3/8	0.641	0.446		
XT50	6 5/8	3 3/4	77,300	1,085,500	46,400	1.17	10	15	28.14	5 31/32	3 5/8	0.646	0.430		
NC50	6 5/8	2 3/4	63,400	1,551,700	32,900	0.87	9	12	29.36	6 9/32	2 5/8	0.627	0.449	5	
HT50	6 5/8	3 1/2	66,200	1,109,900	39,700	0.90	9	15	29.53	5 29/32	3 3/8	0.640	0.436		
FH	7 1/4	3 1/2	72,500	1,619,200	37,400	0.99	10	12	29.82	6 23/32	3 3/8	0.640	0.456		
XT50	6 5/8	3 3/4	77,300	1,085,500	46,400	1.06	10	15	28.14	5 31/32	3 5/8	0.646	0.430		
GPDS50	6 5/8	3 1/2	60,400	1,110,200	36,200	0.83	9	12	28.08	6 1/32	3 3/8	0.641	0.430		
NC50	6 5/8	2 3/4	63,400	1,551,700	32,900	0.67	9	12	29.36	6 17/32	2 5/8	0.627	0.449	5	
HT50	6 5/8	3 1/2	66,200	1,109,900	39,700	0.70	9	15	29.53	6 3/16	3 3/8	0.640	0.436		
FH	7 1/4	3 1/4	78,700	1,778,300	41,200	0.84	10	12	30.30	6 15/16	3 1/8	0.635	0.464		
XT50	6 5/8	3 1/2	90,700	1,256,300	54,400	0.96	10	15	28.67	5 31/32	3 3/8	0.640	0.439		
GPDS50	6 5/8	3 1/2	60,400	1,110,200	36,200	0.64	9	12	28.08	6 9/32	3 3/8	0.641	0.430		
HT50	6 5/8	3 1/4	78,000	1,269,000	46,800	0.80	9	15	29.02	6 1/8	3 1/8	0.634	0.444	5	
XT50	6 5/8	3 3/4	90,700	1,256,300	54,400	0.93	10	15	28.67	6	3 3/8	0.640	0.439		
GPDS50	6 5/8	3 1/4	72,200	1,269,200	43,300	0.74	9	12	28.54	6 7/32	3 1/8	0.636	0.437		
HT50	6 5/8	3 1/4	78,000	1,269,000	46,800	0.75	9	15	29.02	6 7/32	3 1/8	0.634	0.444	5	
XT50	6 5/8	3 3/8	97,000	1,337,300	58,200	0.93	10	15	28.93	6 1/32	3 1/4	0.637	0.443		
GPDS50	6 5/8	3 1/4	72,200	1,269,200	43,300	0.69	9	12	28.54	6 5/16	3 1/8	0.636	0.437		

*2" Longer than standard.

Pipe Data

Size OD in.	Nominal Weight lb/ft	Grade and Upset Type	Torsional Yield Strength ft-lb	Tensile Yield Strength lb	Wall Thickness in.	Nominal ID in.	Pipe Body Section Area sq in.	Pipe Body Section Modulus cu in.	Pipe Body Polar Section Modulus cu in.	Internal Pressure psi	Collapse Pressure psi
5 1/2	21.90	E-75 IEU	50,700	437,100	0.361	4.778	5.828	7.031	14.062	8,413	8,615
	21.90	E-75 IEU	50,700	437,100	0.361	4.778	5.828	7.031	14.062	8,413	8,615
	21.90	E-75 IEU	50,700	437,100	0.361	4.778	5.828	7.031	14.062	8,413	8,615
	21.90	E-75 IEU	50,700	437,100	0.361	4.778	5.828	7.031	14.062	8,413	8,615
5 1/2	21.90	X-95 IEU	64,200	553,700	0.361	4.778	5.828	7.031	14.062	10,019	10,912
	21.90	X-95 IEU	64,200	553,700	0.361	4.778	5.828	7.031	14.062	10,019	10,912
	21.90	X-95 IEU	64,200	553,700	0.361	4.778	5.828	7.031	14.062	10,019	10,912
	21.90	X-95 IEU	64,200	553,700	0.361	4.778	5.828	7.031	14.062	10,019	10,912
5 1/2	21.90	G-105 IEU	71,000	612,000	0.361	4.778	5.828	7.031	14.062	10,753	12,061
	21.90	G-105 IEU	71,000	612,000	0.361	4.778	5.828	7.031	14.062	10,753	12,061
	21.90	G-105 IEU	71,000	612,000	0.361	4.778	5.828	7.031	14.062	10,753	12,061
	21.90	G-105 IEU	71,000	612,000	0.361	4.778	5.828	7.031	14.062	10,753	12,061
5 1/2	21.90	S-135 IEU	91,300	786,800	0.361	4.778	5.828	7.031	14.062	12,679	15,507
	21.90	S-135 IEU	91,300	786,800	0.361	4.778	5.828	7.031	14.062	12,679	15,507
	21.90	S-135 IEU	91,300	786,800	0.361	4.778	5.828	7.031	14.062	12,679	15,507
	21.90	S-135 IEU	91,300	786,800	0.361	4.778	5.828	7.031	14.062	12,679	15,507
5 1/2	21.90	Z-140 IEU	94,700	816,000	0.361	4.778	5.828	7.031	14.062	12,957	16,081
	21.90	Z-140 IEU	94,700	816,000	0.361	4.778	5.828	7.031	14.062	12,957	16,081
	21.90	Z-140 IEU	94,700	816,000	0.361	4.778	5.828	7.031	14.062	12,957	16,081
	21.90	Z-140 IEU	94,700	816,000	0.361	4.778	5.828	7.031	14.062	12,957	16,081
	21.90	Z-140 IEU	94,700	816,000	0.361	4.778	5.828	7.031	14.062	12,957	16,081
5 1/2	21.90	V-150 IEU	101,400	874,200	0.361	4.778	5.828	7.031	14.062	13,473	17,230
	21.90	V-150 IEU	101,400	874,200	0.361	4.778	5.828	7.031	14.062	13,473	17,230
	21.90	V-150 IEU	101,400	874,200	0.361	4.778	5.828	7.031	14.062	13,473	17,230
	21.90	V-150 IEU	101,400	874,200	0.361	4.778	5.828	7.031	14.062	13,473	17,230
	21.90	V-150 IEU	101,400	874,200	0.361	4.778	5.828	7.031	14.062	13,473	17,230
5 1/2	24.70	E-75 IEU	56,600	497,200	0.415	4.670	6.630	7.844	15.688	10,464	9,903
	24.70	E-75 IEU	56,600	497,200	0.415	4.670	6.630	7.844	15.688	10,464	9,903
	24.70	E-75 IEU	56,600	497,200	0.415	4.670	6.630	7.844	15.688	10,464	9,903
	24.70	E-75 IEU	56,600	497,200	0.415	4.670	6.630	7.844	15.688	10,464	9,903
	24.70	E-75 IEU	56,600	497,200	0.415	4.670	6.630	7.844	15.688	10,464	9,903
5 1/2	24.70	X-95 IEU	71,700	629,800	0.415	4.670	6.630	7.844	15.688	12,933	12,544
	24.70	X-95 IEU	71,700	629,800	0.415	4.670	6.630	7.844	15.688	12,933	12,544
	24.70	X-95 IEU	71,700	629,800	0.415	4.670	6.630	7.844	15.688	12,933	12,544
	24.70	X-95 IEU	71,700	629,800	0.415	4.670	6.630	7.844	15.688	12,933	12,544
	24.70	X-95 IEU	71,700	629,800	0.415	4.670	6.630	7.844	15.688	12,933	12,544
5 1/2	24.70	G-105 IEU	79,200	696,100	0.415	4.670	6.630	7.844	15.688	14,013	13,865
	24.70	G-105 IEU	79,200	696,100	0.415	4.670	6.630	7.844	15.688	14,013	13,865
	24.70	G-105 IEU	79,200	696,100	0.415	4.670	6.630	7.844	15.688	14,013	13,865
	24.70	G-105 IEU	79,200	696,100	0.415	4.670	6.630	7.844	15.688	14,013	13,865
	24.70	G-105 IEU	79,200	696,100	0.415	4.670	6.630	7.844	15.688	14,013	13,865
5 1/2	24.70	S-135 IEU	101,800	895,000	0.415	4.670	6.630	7.844	15.688	17,023	17,826
	24.70	S-135 IEU	101,800	895,000	0.415	4.670	6.630	7.844	15.688	17,023	17,826
	24.70	S-135 IEU	101,800	895,000	0.415	4.670	6.630	7.844	15.688	17,023	17,826
	24.70	S-135 IEU	101,800	895,000	0.415	4.670	6.630	7.844	15.688	17,023	17,826
	24.70	S-135 IEU	101,800	895,000	0.415	4.670	6.630	7.844	15.688	17,023	17,826

Tool Joint Data							Assembly Data							
Connection Type	Outside Diameter in.	Inside Diameter in.	Torsional Yield Strength ft-lb	Tensile Yield Strength lb	Make-up Torque ft-lb	Torsional Ratio Tool Joint to Pipe	* Pin Tong Space in.	* Box Tong Space in.	Adjusted Weight lb/ft	Minimum	Drift Diameter in.	Capacity US gal/ft	Displacement US gal/ft	Size OD in.
										Tool Joint OD for Prem. Class in.				
FH	7	4	57,900	1,265,800	31,200	1.14	10	12	24.83	6 15/32	3 7/8	0.910	0.380	5 1/2
HT55	7	4	77,200	1,265,800	46,300	1.52	10	15	25.32	6 13/32	3 7/8	0.908	0.387	
XT54	6 3/4	4 1/4	70,400	960,700	42,200	1.39	10	15	24.04	6 7/32	4 1/8	0.915	0.368	
XT57	7	4 1/4	94,300	1,208,700	56,600	1.86	10	15	24.72	6 15/32	4 1/8	0.915	0.378	
FH	7	3 3/4	65,100	1,448,400	35,700	1.01	10	12	25.45	6 5/8	3 5/8	0.904	0.389	5 1/2
HT55	7	4	77,200	1,265,800	46,300	1.20	10	15	25.42	6 13/32	3 7/8	0.908	0.389	
XT54	6 3/4	4 1/4	70,400	960,700	42,200	1.10	10	15	24.04	6 7/32	4 1/8	0.915	0.368	
XT57	7	4 1/4	94,300	1,208,700	56,600	1.47	10	15	24.72	6 15/32	4 1/8	0.915	0.378	
FH	7 1/4	3 1/2	75,000	1,619,200	40,000	1.06	10	12	26.62	6 11/16	3 3/8	0.898	0.407	5 1/2
HT55	7	4	77,200	1,265,800	46,300	1.09	10	15	25.42	6 13/32	3 7/8	0.908	0.389	
XT54	6 3/4	4 1/4	70,400	960,700	42,200	0.99	10	15	24.04	6 7/32	4 1/8	0.915	0.368	
XT57	7	4 1/4	94,300	1,208,700	56,600	1.86	10	15	24.72	6 15/32	4 1/8	0.915	0.378	
GPDS55	7	4 1/8	74,200	1,292,500	44,500	1.05	10	12	24.83	6 7/16	3 7/8	0.910	0.380	
FH	7 1/2	3	90,200	1,925,500	47,700	0.99	10	12	28.24	6 29/32	2 7/8	0.886	0.432	5 1/2
HT55	7	4	77,200	1,265,800	46,300	0.85	10	15	25.42	6 5/8	3 7/8	0.908	0.389	
XT54	6 3/4	4 1/4	70,400	960,700	42,200	0.77	10	15	24.04	6 5/16	4 1/8	0.915	0.368	
XT57	7	4 1/4	94,300	1,208,700	56,600	1.03	10	15	24.72	6 15/32	4 1/8	0.915	0.378	
GPDS55	7	4	74,200	1,292,500	44,500	0.81	9	12	24.83	6 11/16	3 7/8	0.910	0.380	
FH	7 1/2	3	90,200	1,925,500	47,700	0.95	10	12	28.24	6 15/16	2 7/8	0.886	0.432	5 1/2
HT55	7	4	77,200	1,265,800	46,300	0.82	10	15	25.42	6 21/32	3 7/8	0.908	0.389	
XT54	6 3/4	4 1/4	70,400	960,700	42,200	0.74	10	15	24.04	6 11/32	4 1/8	0.915	0.368	
XT57	7	4 1/4	94,300	1,208,700	56,600	1.00	10	15	24.72	6 15/32	4 1/8	0.915	0.378	
GPDS55	7	4	74,200	1,292,500	44,500	0.78	10	12	24.83	6 23/32	3 7/8	0.910	0.380	
FH	7 1/2	3	90,200	1,925,500	47,700	0.89	10	12	28.24	7	2 7/8	0.886	0.432	5 1/2
HT55	7	4	77,200	1,265,800	46,300	0.76	10	15	25.42	6 23/32	3 7/8	0.908	0.389	
XT54	6 3/4	4	86,600	1,155,100	52,000	0.85	10	15	24.63	6 9/32	3 7/8	0.908	0.377	
XT57	7	4 1/4	94,300	1,208,700	56,600	0.93	10	15	24.72	6 15/32	4 1/8	0.915	0.378	
GPDS55	7	4	74,200	1,292,500	44,500	0.73	10	12	24.83	6 25/32	3 7/8	0.910	0.380	
FH	7	4	57,900	1,265,800	31,200	1.02	10	12	27.37	6 17/32	3 7/8	0.872	0.419	5 1/2
HT55	7	4	77,200	1,265,800	46,300	1.36	10	15	27.85	6 13/32	3 7/8	0.870	0.426	
XT54	6 3/4	4 1/4	70,400	960,700	42,200	1.24	10	15	26.46	6 7/32	4 1/8	0.877	0.405	
XT57	7	4 1/4	94,300	1,208,700	56,600	1.67	10	15	24.14	6 15/32	4 1/8	0.877	0.415	
FH	7 1/4	3 1/2	75,000	1,619,200	40,000	1.05	10	12	29.07	6 11/16	3 3/8	0.859	0.445	5 1/2
HT55	7	4	77,200	1,265,800	46,300	1.08	10	15	27.85	6 13/32	3 7/8	0.870	0.426	
XT54	6 3/4	4 1/4	70,400	960,700	42,200	0.98	10	15	26.57	6 7/32	4 1/8	0.877	0.406	
XT57	7	4 1/4	94,300	1,208,700	56,600	1.32	10	15	27.25	6 15/32	4 1/8	0.877	0.417	
FH	7 1/4	3 1/2	75,000	1,619,200	40,000	0.95	10	12	29.07	6 25/32	3 3/8	0.859	0.445	5 1/2
HT55	7	4	77,200	1,265,800	46,300	0.97	10	15	27.85	6 15/32	3 7/8	0.870	0.426	
XT54	6 3/4	4 1/4	70,400	960,700	42,200	0.89	10	15	26.57	6 7/32	4 1/8	0.877	0.406	
XT57	7	4 1/4	94,300	1,208,700	56,600	1.19	10	15	27.25	6 15/32	4 1/8	0.877	0.417	
GPDS55	7	4	74,200	1,292,500	44,500	0.94	10	12	27.27	6 17/32	3 7/8	0.872	0.417	
FH	7 1/2	3	90,200	1,925,500	47,700	0.89	10	12	30.69	7	2 7/8	0.848	0.469	5 1/2
HT55	7	4	77,200	1,265,800	46,300	0.76	10	15	27.85	6 23/32	3 7/8	0.870	0.426	
XT54	6 3/4	4	86,600	1,155,100	52,000	0.85	10	15	27.17	6 9/32	3 7/8	0.870	0.416	
XT57	7	4 1/4	94,300	1,208,700	56,600	0.93	10	15	27.25	6 15/32	4 1/8	0.877	0.417	
GPDS55	7	4	74,200	1,292,500	44,500	0.73	10	12	27.27	6 25/32	3 7/8	0.872	0.417	

*2" Longer than standard.

Pipe Data

Size OD in.	Nominal Weight lb/ft	Grade and Upset Type	Torsional Yield Strength ft-lb	Tensile Yield Strength lb	Wall Thickness in.	Nominal ID in.	Pipe Body Section Area sq in.	Pipe Body Section Modulus cu in.	Pipe Body Polar Section Modulus cu in.	Internal Pressure psi	Collapse Pressure psi
5 1/2	24.70	Z-140 IEU	105,600	928,100	0.415	4.670	6.630	7.844	15.688	17,489	18,486
	24.70	Z-140 IEU	105,600	928,100	0.415	4.670	6.630	7.844	15.688	17,489	18,486
	24.70	Z-140 IEU	105,600	928,100	0.415	4.670	6.630	7.844	15.688	17,489	18,486
	24.70	Z-140 IEU	105,600	928,100	0.415	4.670	6.630	7.844	15.688	17,489	18,486
	24.70	Z-140 IEU	105,600	928,100	0.415	4.670	6.630	7.844	15.688	17,489	18,486
5 1/2	24.70	V-150 IEU	113,100	994,400	0.415	4.670	6.630	7.844	15.688	18,386	19,807
	24.70	V-150 IEU	113,100	994,400	0.415	4.670	6.630	7.844	15.688	18,386	19,807
	24.70	V-150 IEU	113,100	994,400	0.415	4.670	6.630	7.844	15.688	18,386	19,807
	24.70	V-150 IEU	113,100	994,400	0.415	4.670	6.630	7.844	15.688	18,386	19,807
	24.70	V-150 IEU	113,100	994,400	0.415	4.670	6.630	7.844	15.688	18,386	19,807
5 7/8	23.40	E-75 IEU	58,600	469,000	0.361	5.153	6.254	8.125	16.251	7,453	8,065
5 7/8	23.40	X-95 IEU	74,200	594,100	0.361	5.153	6.254	8.125	16.251	8,775	10,216
5 7/8	23.40	G-105 IEU	82,000	656,600	0.361	5.153	6.254	8.125	16.251	9,362	11,291
5 7/8	23.40	S-135 IEU	105,500	844,200	0.361	5.153	6.254	8.125	16.251	10,825	14,517
5 7/8	23.40	Z-140 IEU	109,400	875,500	0.361	5.153	6.254	8.125	16.251	11,023	15,054
5 7/8	23.40	V-150 IEU	117,200	938,000	0.361	5.153	6.254	8.125	16.251	11,376	16,130
5 7/8	26.30	E-75 IEU	65,500	533,900	0.415	5.045	7.119	9.083	18.165	9,558	9,271
5 7/8	26.30	X-95 IEU	83,000	676,300	0.415	5.045	7.119	9.083	18.165	11,503	11,744
5 7/8	26.30	G-105 IEU	91,700	747,400	0.415	5.045	7.119	9.083	18.165	12,414	12,980
5 7/8	26.30	S-135 IEU	117,900	961,000	0.415	5.045	7.119	9.083	18.165	14,892	16,688
5 7/8	26.30	Z-140 IEU	122,300	996,600	0.415	5.045	7.119	9.083	18.165	15,266	17,306
5 7/8	26.30	V-150 IEU	131,000	1,067,800	0.415	5.045	7.119	9.083	18.165	15,976	18,543
6 5/8	25.20	E-75 IEU	70,600	489,500	0.330	5.965	6.526	9.786	19.572	4,788	6,538
	25.20	E-75 IEU	70,600	489,500	0.330	5.965	6.526	9.786	19.572	4,788	6,538
	25.20	E-75 IEU	70,600	489,500	0.330	5.965	6.526	9.786	19.572	4,788	6,538
6 5/8	25.20	X-95 IEU	89,400	620,000	0.330	5.965	6.526	9.786	19.572	5,321	8,281
	25.20	X-95 IEU	89,400	620,000	0.330	5.965	6.526	9.786	19.572	5,321	8,281
	25.20	X-95 IEU	89,400	620,000	0.330	5.965	6.526	9.786	19.572	5,321	8,281
6 5/8	25.20	G-105 IEU	98,800	685,200	0.330	5.965	6.526	9.786	19.572	5,500	9,153
	25.20	G-105 IEU	98,800	685,200	0.330	5.965	6.526	9.786	19.572	5,500	9,153
	25.20	G-105 IEU	98,800	685,200	0.330	5.965	6.526	9.786	19.572	5,500	9,153
6 5/8	25.20	S-135 IEU	127,000	881,000	0.330	5.965	6.526	9.786	19.572	6,036	11,768
	25.20	S-135 IEU	127,000	881,000	0.330	5.965	6.526	9.786	19.572	6,036	11,768
	25.20	S-135 IEU	127,000	881,000	0.330	5.965	6.526	9.786	19.572	6,036	11,768
	25.20	S-135 IEU	127,000	881,000	0.330	5.965	6.526	9.786	19.572	6,036	11,768
6 5/8	25.20	Z-140 IEU	131,700	913,700	0.330	5.965	6.526	9.786	19.572	6,121	12,204
	25.20	Z-140 IEU	131,700	913,700	0.330	5.965	6.526	9.786	19.572	6,121	12,204
	25.20	Z-140 IEU	131,700	913,700	0.330	5.965	6.526	9.786	19.572	6,121	12,204
	25.20	Z-140 IEU	131,700	913,700	0.330	5.965	6.526	9.786	19.572	6,121	12,204

Tool Joint Data										Assembly Data				
Connection Type	Outside Diameter in.	Inside Diameter in.	Torsional Yield Strength ft-lb	Tensile Yield Strength lb	Make-up Torque ft-lb	Torsional Ratio Tool Joint to Pipe	* Pin Tong Space in.	* Box Tong Space in.	Adjusted Weight lb/ft	Minimum Tool Joint OD for Prem. Class in.	Drift Diameter in.	Capacity US gal/ft	Displacement US gal/ft	Size OD in.
FH7 1/2	3	90,200	1,925,500	47,700	0.85	10	12	30.69	7 1/32	2 7/8	0.848	0.469	5 1/2	
HT55	7	3 3/4	87,700	1,448,400	52,600	0.83	10	15	28.42	6 21/32	3 5/8	0.863	0.435	
XT54	6 3/4	4	86,600	1,155,100	52,000	0.82	10	15	27.17	6 11/32	3 7/8	0.870	0.416	
XT57	7	4 1/4	94,300	1,208,700	56,600	0.89	10	15	27.25	6 15/32	4 1/8	0.877	0.417	
GPDS55	7 1/8	3 3/4	89,300	1,475,100	53,600	0.85	10	12	28.12	6 23/32	3 5/8	0.865	0.430	
FH	7 1/2	3	90,200	1,925,500	47,700	0.80	10	12	30.69	7 3/32	2 7/8	0.848	0.469	5 1/2
HT55	7	3 3/4	87,700	1,448,400	52,600	0.78	10	15	28.42	6 23/32	3 5/8	0.863	0.435	
XT54	6 3/4	4	86,600	1,155,100	52,000	0.77	10	15	27.17	6 7/16	3 7/8	0.870	0.416	
XT57	7	4	106,200	1,403,100	63,700	0.94	10	15	27.85	6 15/32	3 7/8	0.870	0.426	
GPDS55	7 1/8	4 1/8	66,600	1,196,700	40,000	0.59	10	12	27.31	6 31/32	4	0.875	0.418	
XT57	7	4 1/4	94,300	1,208,700	56,600	1.61	10	15	26.48	6 15/32	4 1/8	1.055	0.405	5 7/8
XT57	7	4 1/4	94,300	1,208,700	56,600	1.27	10	15	26.48	6 15/32	4 1/8	1.055	0.405	5 7/8
XT57	7	4 1/4	94,300	1,208,700	56,600	1.15	10	15	26.48	6 15/32	4 1/8	1.055	0.405	5 7/8
XT57	7	4 1/4	94,300	1,208,700	56,600	0.89	10	15	26.48	6 15/32	4 1/8	1.055	0.405	5 7/8
XT57	7	4 1/4	94,300	1,208,700	56,600	0.86	10	15	26.48	6 17/32	4 1/8	1.055	0.405	5 7/8
XT57	7	4 1/4	94,300	1,208,700	56,600	0.80	10	15	26.48	6 5/8	4 1/8	1.055	0.405	5 7/8
XT57	7	4 1/4	94,300	1,208,700	56,600	1.44	10	15	29.12	6 15/32	4 1/8	1.014	0.445	5 7/8
XT57	7	4 1/4	94,300	1,208,700	56,600	1.14	10	15	29.12	6 15/32	4 1/8	1.014	0.445	5 7/8
XT57	7	4 1/4	94,300	1,208,700	56,600	1.03	10	15	29.12	6 15/32	4 1/8	1.014	0.445	5 7/8
XT57	7	4 1/4	94,300	1,208,700	56,600	0.80	10	15	29.12	6 5/8	4 1/8	1.014	0.445	5 7/8
XT57	7	4 1/4	94,300	1,208,700	56,600	0.77	10	15	29.12	6 21/32	4 1/8	1.014	0.445	5 7/8
XT57	7	4 1/4	94,300	1,208,700	56,600	0.72	10	15	29.12	6 3/4	4 1/8	1.014	0.445	5 7/8
FH	8	5	73,700	1,448,400	38,400	1.04	10	13	28.79	7 7/16	4 7/8	1.418	0.440	6 5/8
HT65	8	5	99,700	1,448,400	59,800	1.41	10	16	29.38	7 11/32	4 7/8	1.415	0.449	
XT65	8	5	135,300	1,543,700	81,200	1.92	10	15	29.18	7 11/32	4 7/8	1.416	0.446	
FH	8	5	73,700	1,448,400	38,400	0.82	10	13	28.79	7 5/8	4 7/8	1.418	0.440	6 5/8
HT65	8	5	99,700	1,448,400	59,800	1.12	10	16	29.38	7 11/32	4 7/8	1.415	0.449	
XT65	8	5	135,300	1,543,700	81,200	1.51	10	15	29.18	7 11/32	4 7/8	1.416	0.446	
FH	8 1/4	4 3/4	86,200	1,678,100	44,600	0.87	10	13	30.25	7 11/16	4 5/8	1.409	0.463	6 5/8
HT65	8	5	99,700	1,448,400	59,800	1.01	10	16	29.38	7 13/32	4 7/8	1.415	0.449	
XT65	8	5	135,300	1,543,700	81,200	1.37	10	15	29.18	7 11/32	4 7/8	1.416	0.446	
FH	8 1/2	4 1/4	109,200	2,102,300	56,100	0.86	10	13	32.36	7 29/32	4 1/8	1.394	0.495	6 5/8
HT65	8	5	99,700	1,448,400	59,800	0.79	10	16	29.38	7 5/8	4 7/8	1.415	0.449	
XT65	8	5	135,300	1,543,700	81,200	1.07	10	15	29.18	7 11/32	4 7/8	1.416	0.446	
GPDS65	8	4 7/8	107,500	1,596,400	64,500	0.85	10	13	29.13	7 5/8	4 3/4	1.414	0.446	
FH	8 1/2	4 1/4	109,200	2,102,300	56,100	0.83	10	13	32.36	7 31/32	4 1/8	1.394	0.495	6 5/8
HT65	8	5	99,700	1,448,400	59,800	0.76	10	16	29.38	7 11/16	4 7/8	1.415	0.449	
XT65	8	5	135,300	1,543,700	81,200	1.03	10	15	29.18	7 11/32	4 7/8	1.416	0.446	
GPDS65	8 1/4	4 7/8	108,200	1,596,400	64,900	0.82	10	13	29.91	7 21/32	4 3/4	1.413	0.458	

*2" Longer than standard.

Pipe Data

Size OD in.	Nominal Weight lb/ft	Grade and Upset Type	Torsional Yield Strength ft-lb	Tensile Yield Strength lb	Wall Thickness in.	Nominal ID in.	Pipe Body Section Area sq in.	Pipe Body Section Modulus cu in.	Pipe Body Polar Section Modulus cu in.	Internal Pressure psi	Collapse Pressure psi
6 5/8	25.20	V-150 IEU	141,200	978,900	0.330	5.965	6.526	9.786	19.572	6,260	13,075
	25.20	V-150 IEU	141,200	978,900	0.330	5.965	6.526	9.786	19.572	6,260	13,075
	25.20	V-150 IEU	141,200	978,900	0.330	5.965	6.526	9.786	19.572	6,260	13,075
	25.20	V-150 IEU	141,200	978,900	0.330	5.965	6.526	9.786	19.572	6,260	13,075
6 5/8	27.70	E-75 IEU	76,300	534,200	0.362	5.901	7.123	10.578	21.156	5,894	7,172
	27.70	E-75 IEU	76,300	534,200	0.362	5.901	7.123	10.578	21.156	5,894	7,172
	27.70	E-75 IEU	76,300	534,200	0.362	5.901	7.123	10.578	21.156	5,894	7,172
6 5/8	27.70	X-95 IEU	96,600	676,700	0.362	5.901	7.123	10.578	21.156	6,755	9,084
	27.70	X-95 IEU	96,600	676,700	0.362	5.901	7.123	10.578	21.156	6,755	9,084
	27.70	X-95 IEU	96,600	676,700	0.362	5.901	7.123	10.578	21.156	6,755	9,084
6 5/8	27.70	G-105 IEU	106,800	747,900	0.362	5.901	7.123	10.578	21.156	7,103	10,040
	27.70	G-105 IEU	106,800	747,900	0.362	5.901	7.123	10.578	21.156	7,103	10,040
	27.70	G-105 IEU	106,800	747,900	0.362	5.901	7.123	10.578	21.156	7,103	10,040
6 5/8	27.70	S-135 IEU	137,300	961,600	0.362	5.901	7.123	10.578	21.156	7,813	12,909
	27.70	S-135 IEU	137,300	961,600	0.362	5.901	7.123	10.578	21.156	7,813	12,909
	27.70	S-135 IEU	137,300	961,600	0.362	5.901	7.123	10.578	21.156	7,813	12,909
6 5/8	27.70	Z-140 IEU	142,400	997,200	0.362	5.901	7.123	10.578	21.156	7,881	13,387
	27.70	Z-140 IEU	142,400	997,200	0.362	5.901	7.123	10.578	21.156	7,881	13,387
	27.70	Z-140 IEU	142,400	997,200	0.362	5.901	7.123	10.578	21.156	7,881	13,387
	27.70	Z-140 IEU	142,400	997,200	0.362	5.901	7.123	10.578	21.156	7,881	13,387
6 5/8	27.70	V-150 IEU	152,600	1,068,400	0.362	5.901	7.123	10.578	21.156	7,970	14,343
	27.70	V-150 IEU	152,600	1,068,400	0.362	5.901	7.123	10.578	21.156	7,970	14,343
	27.70	V-150 IEU	152,600	1,068,400	0.362	5.901	7.123	10.578	21.156	7,970	14,343
	27.70	V-150 IEU	152,600	1,068,400	0.362	5.901	7.123	10.578	21.156	7,970	14,343

Tool Joint Data

Assembly Data

Connection Type	Outside Diameter in.	Inside Diameter in.	Torsional Yield Strength ft-lb	Tensile Yield Strength lb	Make-up Torque ft-lb	Torsional Ratio Tool Joint to Pipe	* Pin Tong Space in.	* Box Tong Space in.	Assembly Data					
									Adjusted Weight lb/ft	Minimum Tool Joint OD for Prem. Class in.	Drift Diameter in.	Capacity US gal/ft	Displacement US gal/ft	Size OD in.
FH	8 1/2	4 1/4	109,200	2,102,300	56,100	0.77	10	13	32.36	8 1/32	4 1/8	1.394	0.495	6 5/8
HT65	8	5	99,700	1,448,400	59,800	0.71	10	16	29.38	7 3/4	4 7/8	1.415	0.449	
XT65	8	5	135,300	1,543,700	81,200	0.96	10	15	29.18	7 11/32	4 7/8	1.416	0.446	
GPDS65	8 1/4	4 7/8	108,200	1,596,400	64,900	0.77	10	13	29.91	7 3/4	4 3/4	1.413	0.458	
FH	8	5	73,700	1,448,400	38,400	0.97	10	13	30.61	7 1/2	4 7/8	1.389	0.468	6 5/8
HT65	8	5	99,700	1,448,400	59,800	1.31	10	16	31.19	7 11/32	4 7/8	1.386	0.477	
XT65	8	5	135,300	1,543,700	81,200	1.77	10	15	31.00	7 11/32	4 7/8	1.387	0.474	
FH	8 1/4	4 3/4	86,200	1,678,100	44,600	0.89	10	13	32.07	7 11/16	4 5/8	1.381	0.491	6 5/8
HT65	8	5	99,700	1,448,100	59,800	1.03	10	16	31.19	7 3/8	4 7/8	1.386	0.477	
XT65	8	5	135,300	1,543,700	81,200	1.40	10	15	31.00	7 11/32	4 7/8	1.387	0.474	
FH	8 1/4	4 3/4	86,200	1,678,100	44,600	0.81	10	13	32.07	7 3/4	4 5/8	1.381	0.491	6 5/8
HT65	8	5	99,700	1,448,400	59,800	0.93	10	16	31.19	7 15/32	4 7/8	1.386	0.477	
XT65	8	5	135,300	1,543,700	81,200	1.27	10	15	31.00	7 11/32	4 7/8	1.387	0.474	
FH	8 1/2	4 1/4	109,200	2,102,300	56,100	0.80	10	13	34.18	8	4 1/8	1.365	0.523	6 5/8
HT65	8	5	99,700	1,448,400	59,800	0.73	10	16	31.19	7 23/32	4 7/8	1.386	0.477	
XT65	8	5	135,300	1,543,700	81,200	0.99	10	15	31.00	7 11/32	4 7/8	1.387	0.474	
GPDS65	8	4 7/8	107,500	1,596,400	64,500	0.78	10	13	30.96	7 23/32	4 3/4	1.385	0.474	
FH	8 1/2	4 1/4	109,200	2,102,300	56,100	0.77	10	13	34.18	8 1/32	4 1/8	1.365	0.523	6 5/8
HT65	8	5	99,700	1,448,400	59,800	0.70	10	16	31.19	7 3/4	4 7/8	1.386	0.477	
XT65	8	5	135,300	1,543,700	81,200	0.95	10	15	31.00	7 11/32	4 7/8	1.387	0.474	
GPDS65	8 1/4	4 7/8	108,200	1,596,400	64,900	0.76	10	13	31.74	7 3/4	4 3/4	1.385	0.485	
FH	8 1/2	4 1/4	109,200	2,102,300	56,100	0.72	10	13	34.18	8 1/8	4 1/8	1.365	0.523	6 5/8
HT65	8	5	99,700	1,448,400	59,800	0.65	10	16	31.19	7 27/32	4 7/8	1.386	0.477	
XT65	8	5	135,300	1,543,700	81,200	0.89	10	15	31.00	7 7/16	4 7/8	1.387	0.474	
GPDS65	8 1/4	4 7/8	108,200	1,596,400	64,900	0.71	10	13	31.74	7 27/32	4 3/4	1.385	0.485	

*2" Longer than standard.

ANEXO V. TABLA DRILL COLLAR

Fuente: IADC

TABLE D1-5
DRILL COLLAR WEIGHT (STEEL)
(Pounds per Foot)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Drill Collar O.D. Inches	Drill Collar, I.D., Inches												
1	1-1/4	1-1/2	1-3/4	2	2-1/4	2-1/2	2-13/16	3	3-1/4	3-1/2	3-3/4	4	
2-7/8	19	18	16										
3	21	20	18										
3-1/8	22	22	20										
3-1/4	26	24	22										
3-1/2	30	29	27										
3-3/4	35	33	32										
4	40	39	37	35	32	29							
4-1/8	43	41	39	37	35	32							
4-1/4	46	44	42	40	38	35							
4-1/2	51	50	48	46	43	41							
4-3/4			54	52	50	47	44						
5			61	59	58	53	50						
5-1/4			68	65	63	60	57						
5-1/2			75	73	70	67	64	60					
5-3/4			82	80	78	75	72	67	64	60			
6			90	88	85	83	79	75	72	68			
6-1/4			98	96	94	91	88	83	80	76	72		
6-1/2			107	105	102	99	96	91	89	85	80		
6-3/4			116	114	111	108	105	100	98	93	89		
7			125	123	120	117	114	110	107	103	98	93	84
7-1/4			134	132	130	127	124	119	116	112	108	103	93
7-1/2			144	142	139	137	133	129	126	122	117	113	102
7-3/4			154	152	150	147	144	139	136	132	128	123	112
8			165	163	160	157	154	150	147	143	138	133	122
8-1/4			176	174	171	168	165	160	158	154	149	144	133
8-1/2			187	185	182	179	176	172	169	165	160	155	150
9			210	208	206	203	200	195	192	188	184	179	174
9-1/2			234	232	230	227	224	220	216	212	209	206	198
9-3/4			248	245	243	240	237	232	229	225	221	216	211
10			261	259	257	254	251	246	243	239	235	230	225
11			317	315	313	310	307	302	299	295	291	286	281
12			379	377	374	371	368	364	361	357	352	347	342

ANEXO VI. TABLAS HWDP

Fuente: <http://www.johnlawrieoilfield.com/index.html>



New Heavy Weight Drill Pipe Dimensions, Weights, Yields and Yield Strength

Standard Heavy Weight

1	2	3	4	5			6	7	8	9			10	11	12	13	14		15
Nominal OD (in)	Approx Weight (lb/ft)	ID (in)	Wall Thickness (in)	Centre Upset(s)			Conn Type	Tool Joint			Section area Pipe Body (in ²)	Section Modulus (in ³)	Minimum Yield Strength		Tube (psi)	Tool Joint (psi)			
				Number	OD (in)	Length (in)		ID (in)	OD (in)	Length (P/B) (in)			Tube (psi)	Tool Joint (psi)					
3-1/2	23.40	2-1/4	0.625	1	4	24	NC38	2-3/8	4-3/4	30/27	5.645	3.490	55,000	110,000					
4	29.90	2-9/16	0.719	1	4-1/2	24	NC40	2-11/16	5-1/4	30/27	7.409	5.225	55,000	110,000					
4-1/2	41.10	2-3/4	0.875	1	5	24	NC46	2-7/8	6-1/4	30/27	9.965	7.698	55,000	110,000					
5	50.10	3	1.000	1	5-1/2	24	NC50	3-1/16	6-5/8	30/27	12.566	10.681	55,000	110,000					
5-1/2	57.60	3-3/8	1.063	1	6	24	5-1/2 FH	3-1/2	7	30/27	14.812	14.018	55,000	100,000					
6-5/8	71.30	4-1/2	1.063	1	7-1/8	24	6-5/8 FH	4-5/8	8	30/27	18.567	22.470	55,000	100,000					

Spiraled Heavy Weight Drill Pipe

1	2	3	4	5			6	7	8	9			10	11	12	13	14		15
Nominal OD (in)	Approx Weight (lb/ft)	ID (in)	Wall Thickness (in)	Centre Upset(s)			Conn Type	Tool Joint			Section area Pipe Body (in ²)	Section Modulus (in ³)	Minimum Yield Strength		Tube (psi)	Tool Joint (psi)			
				Number	OD (in)	Length (in)		ID (in)	OD (in)	Length (P/B) (in)			Tube (psi)	Tool Joint (psi)					
3-1/2	27.50	2-1/4	0.625	1	4	222	NC38	2-3/8	4-3/4	30/27	5.645	3.490	55,000	110,000					
4	34.30	2-9/16	0.719	1	4-1/2	222	NC40	2-11/16	5-1/4	30/27	7.409	5.225	55,000	110,000					
4-1/2	46.50	2-3/4	0.875	1	5	222	NC46	2-7/8	6-1/4	30/27	9.965	7.698	55,000	110,000					
5	55.40	3	1.000	1	5-1/2	222	NC50	3-1/16	6-5/8	30/27	12.566	10.681	55,000	110,000					
5-1/2	63.80	3-3/8	1.063	1	6	222	5-1/2 FH	3-1/2	7	30/27	14.812	14.018	55,000	100,000					
6-5/8	77.70	4-1/2	1.063	1	7-1/8	222	6-5/8 FH	4-5/8	8	30/27	18.567	22.470	55,000	100,000					

ANEXO VII. TABLAS CASING

Fuente: www.tarponpipe.com (api 8rd)

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi)	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)	
					PE	STC	LTC				BTC	API
4.5	9.5	J-55	3310	4380	101			152	0.205	4.09	3.965	
4.5	9.5	K-55	3310	4380	112			152	0.205	4.09	3.965	
4.5	9.5	WC-50*	3150	4000*	107			138	0.205	4.09	3.965	
4.5	10.5	J-55	4010	4790	132		203	166	0.224	4.052	3.927	
4.5	10.5	K-55	4010	4790	146		249	166	0.224	4.052	3.927	
4.5	10.5	WC-50*	3780	4400*	122			150	0.224	4.052	3.927	
4.5	11.6	J-55	4960	5350	154	162	225	184	0.25	4	3.875	
4.5	11.6	K-55	4960	5350	170	180	277	184	0.25	4	3.875	
4.5	11.6	WC-50*	4640	4900*	141	149		167	0.25	4	3.875	
4.5	11.6	L-80	6350	7780		212	291	267	0.25	4	3.875	
4.5	11.6	HCL-80	8650	7780		223	312	267	0.25	4	3.875	
4.5	11.6	N-80	6350	7780		223	304	267	0.25	4	3.875	
4.5	11.6	HCN-80	8650	7780		223	312	267	0.25	4	3.875	
4.5	11.6	S-95	8650	9240		245	338	317	0.25	4	3.875	
4.5	11.6	HCP-110	8650	10690		279	385	367	0.25	4	3.875	
4.5	11.6	P-110	7580	10690		279	385	367	0.25	4	3.875	

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi)	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)	
					PE	STC	LTC				BTC	API
4.5	13.5	L-80	8540	9020		257	334	307	0.29	3.92	3.795	
4.5	13.5	HCL-80	10380	9020		270	359	307	0.29	3.92	3.795	
4.5	13.5	N-80	8540	9020		270	349	307	0.29	3.92	3.795	
4.5	13.5	HCN-80	10380	9020		270	359	307	0.29	3.92	3.795	
4.5	13.5	S-95	10380	10710		297	388	364	0.29	3.92	3.795	
4.5	13.5	P-110	10680	12410		338	443	422	0.29	3.92	3.795	
4.5	13.5	HCP-110	11250	12410		338	443	422	0.29	3.92	3.795	
4.5	15.1	L-80	11090	10480		308	384	353	0.337	3.826	3.701	
4.5	15.1	HCL-80	12330	10480		325	408	353	0.337	3.826	3.701	
4.5	15.1	S-95	12330	12450		357	446	419	0.337	3.826	3.701	
4.5	15.1	P-110	14350	14420		406	509	485	0.337	3.826	3.701	
4.5	15.1	Q-125	15840	16380		438	554	551	0.337	3.826	3.701	
4.5	15.1	LS-140	17240	18350		487	616	617	0.337	3.826	3.701	
4.5	15.1	V-150	18110	19660		519	658	661	0.337	3.826	3.701	
4.5	15.1	HCP-110	14341	14420		406	509	485	0.337	3.826	3.701	
5	13	J-55	4140	4870	169	182	252	208	0.253	4.494	4.369	

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi)	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)	
					PE	STC	LTC				BTC	API
5	13	K-55	4140	4870	186	201	309	208	0.253	4.494	4.369	
5	15	J-55	5560	5700	207	223	293	241	0.296	4.408	4.283	
5	15	K-55	5560	5700	228	246	359	241	0.296	4.408	4.283	
5	15	L-80	7250	8290		295	379	350	0.296	4.408	4.283	
5	15	HCL-80	9380	8290		311	408	350	0.296	4.408	4.283	
5	15	N-80	7250	8290		311	396	350	0.296	4.408	4.283	
5	15	HCN-80	9380	8290		311	408	350	0.296	4.408	4.283	
5	15	S-95	9380	9840		342	441	416	0.296	4.408	4.283	
5	15	P-110	8850	11400		388	503	481	0.296	4.408	4.283	
5	15	V-150	10250	15540		497	651	656	0.296	4.408	4.283	
5	18	L-80	10500	10140		377	457	422	0.362	4.276	4.151	
5	18	HCL-80	11880	10140		396	492	422	0.362	4.276	4.151	
5	18	N-80	10500	10140		396	477	422	0.362	4.276	4.151	
5	18	HCN-80	11880	10140		396	492	422	0.362	4.276	4.151	
5	18	S-95	12030	12040		436	532	501	0.362	4.276	4.151	
5	18	P-110	13470	13940		495	606	580	0.362	4.276	4.151	

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi) PE	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)	
					STC	LTC	BTC				API	SP. DR.
5	18	Q-125	14830	15840		535	661	659	0.362	4.276	4.151	
5	18	LS-140	16080	17740		594	735	738	0.362	4.276	4.151	
5	18	V-150	16860	19010		634	785	791	0.362	4.276	4.151	
5	21.4	L-80	12760	12240		466	510	501	0.437	4.126	4.001	
5	21.4	N-80	12760	12240		490	537	501	0.437	4.126	4.001	
5	21.4	P-110	17550	16820		613	671	689	0.437	4.126	4.001	
5	21.4	Q-125	19940	19120		662	724	783	0.437	4.126	4.001	
5	23.2	L-80	13830	13380		513	510	543	0.478	4.044	3.919	
5	23.2	HCL-80	15820	13380		540	516	543	0.478	4.044	3.919	
5	23.2	N-80	13830	13380		540	537	543	0.478	4.044	3.919	
5	23.2	HCN-80	15820	13380		540	537	543	0.478	4.044	3.919	
5	23.2	S-95	16430	15890		594	590	645	0.478	4.044	3.919	
5	23.2	P-110	19020	18400		675	671	747	0.478	4.044	3.919	
5	23.2	Q-125	21620	20910		729	724	849	0.478	4.044	3.919	
5	24.1	L-80	14400	14000		538	510	566	0.5	4	3.875	
5	24.1	N-80	14400	14000		558	537	566	0.5	4	3.875	

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi) PE	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)	
					STC	LTC	BTC				API	SP. DR.
5	24.1	P-110	19800	19250		708	671	778	0.5	4	3.875	
5	24.1	Q-125	22500	21880		765	724	884	0.5	4	3.875	
5	24.1	V-150	27000	26250		907	858	1060	0.5	4	3.875	
5.5	14	J-55	3120	4270	172			222	0.244	5.012	4.887	
5.5	14	WC-50*	2970	3900*	158			201	0.244	5.012	4.887	
5.5	15.5	J-55	4040	4810	202	217	300	248	0.275	4.95	4.825	
5.5	15.5	K-55	4040	4810	222	239	366	248	0.275	4.95	4.825	
5.5	15.5	WC-50*	3810	4400*	185	199		226	0.275	4.95	4.825	
5.5	17	J-55	4910	5320	229	247	329	273	0.304	4.892	4.767	
5.5	17	K-55	4910	5320	252	272	402	273	0.304	4.892	4.767	
5.5	17	WC-50*	4590	4900*	210	227		248	0.304	4.892	4.767	
5.5	17	L-80	6390	7740		338	428	397	0.304	4.892	4.767	
5.5	17	HCL-80	8580	7740		356	462	397	0.304	4.892	4.767	
5.5	17	N-80	6390	7740		348	446	397	0.304	4.892	4.767	
5.5	17	HCN-80	8580	7740		356	462	397	0.304	4.892	4.767	
5.5	17	S-95	8580	9190		392	498	471	0.304	4.892	4.767	

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi) PE	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)	
					STC	LTC	BTC				API	SP. DR.
5.5	17	HCP-110	8580	10640		445	568	546	0.304	4.892	4.767	
5.5	17	P-110	7480	10640		445	568	546	0.304	4.892	4.767	
5.5	17	HCQ-125	8580	12090		481	620	620	0.304	4.892	4.767	
5.5	17	Q-125	7890	12090		481	620	620	0.304	4.892	4.767	
5.5	20	L-80	8830	9190		416	503	466	0.361	4.778		
5.5	20	HCL-80	10630	9190		438	542	466	0.361	4.778	4.653	
5.5	20	N-80	8830	9190		428	524	466	0.361	4.778	4.653	
5.5	20	HCN-80	10630	9190		438	542	466	0.361	4.778	4.653	
5.5	20	S-95	10630	10910		482	585	554	0.361	4.778	4.653	
5.5	20	P-110	11100	12630		548	667	641	0.361	4.778	4.653	
5.5	20	Q-125	12080	14360		592	728	729	0.361	4.778	4.653	
5.5	20	V-150	13460	17230		701	865	874	0.361	4.778	4.653	
5.5	20	P-110(EC)	12090	14360		445	568	729	0.361	4.778	4.653	
5.5	20	HCP-110	12440	14770		445	568	729	0.361	4.778	4.653	
5.5	23	L-80	11160	10560		489	550	530	0.415	4.67	4.545	
5.5	23	HCL-80	12450	10560		514	551	530	0.415	4.67	4.545	

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi)	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)	
					PE	STC	LTC				BTC	API
5.5	23	N-80	11160	10560		502	579	530	0.415	4.67	4.545	
5.5	23	HCN-80	12450	10560		514	579	530	0.415	4.67	4.545	
5.5	23	S-95	12940	12540		566	637	630	0.415	4.67	4.545	
5.5	23	P-110	14540	14530		643	724	729	0.415	4.67	4.545	
5.5	23	Q-125	16070	16510		694	782	829	0.415	4.67	4.545	
5.5	23	V-150	18390	19810		823	927	995	0.415	4.67	4.545	
5.5	23	P-110(EC)	16220	16510		643	725	829	0.415	4.67	4.545	
5.5	23	HCP-110	16520	16980		643	725	829	0.415	4.67	4.545	
5.5	26	P-110	17400	16660		748	724	826	0.476	4.548	4.423	
5.5	26	Q-125	19770	18930		808	782	939	0.476	4.548	4.423	
5.5	26	V-150	23720	22720		957	927	1127	0.476	4.548	4.423	
5.5	26	P-110(EC)	19770	18930				939	0.476	4.548	4.423	
5.5	26	HCP-110	20330	19470				939	0.476	4.548	4.423	
5.625	26.7	L-80	12420	11870		488	550	617	0.477	4.671		4.544
5.625	26.7	HCL-80	14750	11870		501	550	617	0.477	4.671		4.544
5.625	26.7	P-110	17080	16320		642	724	849	0.477	4.671		4.544

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi)	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)	
					PE	STC	LTC				BTC	API
5.75	16.5	J-55	3720	4620			314	234	0.276	5.198		5.073
5.75	18.1	J-55	4520	5090			344	286	0.304	5.142		5.017
5.75	18.1	L-80	5700	7400			447	416	0.304	5.142		5.017
5.75	18.1	N-80	5700	7400			466	416	0.304	5.142		5.017
5.75	18.1	P-110	6640	10180			594	572	0.304	5.142		5.017
5.75	19.7	J-55	5410	5610			377	313	0.335	5.08		4.955
5.75	19.7	L-80	7030	8160			490	456	0.335	5.08		4.955
5.75	19.7	N-80	7030	8160			511	456	0.335	5.08		4.955
5.75	19.7	P-110	8530	11220			651	627	0.335	5.08		4.955
5.75	21.8	L-80	8740	9130			545	507	0.375	5		4.875
5.75	21.8	N-80	8740	9130			568	507	0.375	5		4.875
5.75	21.8	P-110	10960	12550			723	697	0.375	5		4.875
5.75	24.2	L-80	10650	10230			605	563	0.42	4.91		4.785
5.75	24.2	N-80	10650	10230			630	563	0.42	4.91		4.785
5.75	24.2	P-110	13700	14060			803	774	0.42	4.91		4.785
6.625	20	H-40	2520	3040	184			229	0.288	6.049	5.924	

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi)	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)	
					PE	STC	LTC				BTC	API
6.625	20	J-55	2970	4180	245	266	374	315	0.288	6.049	5.924	
6.625	20	K-55	2970	4180	267	290	453	315	0.288	6.049	5.924	
6.625	24	J-55	4560	5110	314	340	453	382	0.352	5.921	5.796	
6.625	24	K-55	4560	5110	342	372	548	382	0.352	5.921	5.796	
6.625	24	L-80	5760	7440		473	592	555	0.352	5.921	5.796	
6.625	24	N-80	5760	7440		481	615	555	0.352	5.921	5.796	
6.625	24	P-110	6730	10230		641	786	763	0.352	5.921	5.796	
6.625	28	L-80	8170	8810		576	693	651	0.417	5.791	5.666	
6.625	28	N-80	8170	8810		586	721	651	0.417	5.791	5.666	
6.625	28	P-110	10160	12120		781	922	895	0.417	5.791	5.666	
6.625	32	L-80	10320	10040		666	783	734	0.475	5.675	5.55	
6.625	32	N-80	10320	10040		677	814	734	0.475	5.675	5.55	
6.625	32	P-110	13220	13800		904	1040	1009	0.475	5.675	5.55	
6.625	32	Q-125	14530	15680		989	1138	1147	0.475	5.675	5.55	
7	20	H-40	1970	2720	176			230	0.272	6.456	6.331	
7	20	J-55	2270	3740	234	257	373	316	0.272	6.456	6.331	

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi)	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)	
					PE	STC	LTC				BTC	API
7	20	K-55	2270	3740	254	281	451	316	0.272	6.456	6.331	
7	20	WC-50*	2160	3400*	214			287	0.272	6.456	6.331	
7	23	J-55	3270	4360	284	313	432	366	0.317	6.366	6.241	6.25
7	23	K-55	3270	4360	309	341	522	366	0.317	6.366	6.241	6.25
7	23	WC-50*	3110	4000*	261	287		333	0.317	6.366	6.241	
7	23	L-80	3830	6340		435	565	532	0.317	6.366	6.241	6.25
7	23	HCL-80	5650	6340		485	614	532	0.317	6.366	6.241	6.25
7	23	N-80	3830	6340		442	588	532	0.317	6.366	6.241	6.25
7	23	HCN-80	5650	6340		485	614	532	0.317	6.366	6.241	6.25
7	23	S-95	5650	7530		512	659	632	0.317	6.366	6.241	6.25
7	23	P-110	4440	8720				732	0.317	6.241	6.241	6.25
7	23	HCP-110	5710*	8720				732	0.317	6.241	6.241	6.25
7	26	J-55	4320	4980	334	367	490	415	0.362	6.276	6.151	
7	26	K-55	4320	4980	364	401	592	415	0.362	6.276	6.151	
7	26	WC-50*	4060	4600*	306	337		377	0.362	6.276	6.151	
7	26	L-80	5410	7240		511	641	604	0.362	6.276	6.151	

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi)	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)	
					PE	STC	LTC				BTC	API
7	26	HCL-80	7800	7240		570	696	604	0.362	6.276	6.151	
7	26	N-80	5410	7240		519	667	604	0.362	6.276	6.151	
7	26	HCN-80	7800	7240		570	696	604	0.362	6.276	6.151	
7	26	S-95	7800	8600		602	747	717	0.362	6.276	6.151	
7	26	HCP-110	7800	9950		693	853	830	0.362	6.276	6.151	
7	26	P-110	6230	9950		639	853	830	0.362	6.276	6.151	
7	29	L-80	7020	8160		587	718	676	0.408	6.184	6.059	6.125
7	29	HCL-80	9200	8160		655	780	676	0.408	6.184	6.059	6.125
7	29	N-80	7020	8160		597	746	676	0.408	6.184	6.059	6.125
7	29	HCN-80	9200	8160		655	780	676	0.408	6.184	6.059	6.125
7	29	S-95	9200	9690		692	836	803	0.408	6.184	6.059	6.125
7	29	HCP-110	9200	11220		797	955	929	0.408	6.184	6.059	6.125
7	32	L-80	8610	9060		661	791	745	0.453	6.094	5.969	6
7	32	HCL-80	10400	9060		738	832	745	0.453	6.094	5.969	6
7	32	N-80	8610	9060		672	823	745	0.453	6.094	5.969	6
7	32	HCN-80	10400	9060		738	860	745	0.453	6.094	5.969	6

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi)	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)	
					PE	STC	LTC				BTC	API
7	32	S-95	10400	10760		779	922	885	0.453	6.094	5.969	6
7	32	P-110	10780	12460		897	1053	1025	0.453	6.094	5.969	6
7	32	Q-125	11720	14160		996	1152	1165	0.453	6.094	5.969	6
7	32	V-150	13020	16990		1180	1370	1398	0.453	6.094	5.969	6
7	35	L-80	10180	9960		734	833	814	0.498	6.004	5.879	
7	35	HCL-80	11600	9960		819	832	814	0.498	6.004	5.879	
7	35	N-80	10180	9960		746	876	814	0.498	6.004	5.879	
7	35	HCN-80	11600	9960		819	876	814	0.498	6.004	5.879	
7	35	S-95	11650	11830		865	964	966	0.498	6.004	5.879	
7	35	P-110	13020	13700		996	1096	1119	0.498	6.004	5.879	
7	35	Q-125	14310	15560		1106	1183	1272	0.498	6.004	5.879	
7	35	V-150	16220	18680		1311	1402	1526	0.498	6.004	5.879	
7	38	L-80	11390	10800		801	832	877	0.54	5.92	5.795	
7	38	HCL-80	12700	10800		831	832	877	0.54	5.92	5.795	
7	38	N-80	11390	10800		814	876	877	0.54	5.92	5.795	
7	38	HCN-80	12700	10800		831	876	877	0.54	5.92	5.795	

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi)	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)	
					PE	STC	LTC				BTC	API
7	38	S-95	13440	12830		944	964	1041	0.54	5.92	5.795	
7	38	P-110	15140	14850		1087	1096	1205	0.54	5.92	5.795	
7	38	Q-125	16750	16880		1207	1183	1370	0.54	5.92	5.795	
7	38	V-150	19240	20250		1430	1402	1644	0.54	5.92	5.795	
7	41	P-110	16990	16230		1111	1096	1307	0.59	5.82	5.695	
7	41	Q-125	19300	18440		1244	1183	1485	0.59	5.82	5.695	
7	41	V-150	22820	22130		1488	1402	1782	0.59	5.82	5.695	
7.625	24	H-40	2030	2750	212			276	0.3	7.025	6.9	
7.625	26.4	J-55	2890	4140	315	346	483	414	0.328	6.969	6.844	
7.625	26.4	K-55	2890	4140	342	377	581	414	0.328	6.969	6.844	
7.625	26.4	WC-50*	2770	3800*	289	317		376	0.328	6.969	6.844	
7.625	26.4	L-80	3400	6020		482	635	602	0.328	6.969	6.844	
7.625	26.4	HCL-80	4850	6020		533	691	602	0.328	6.969	6.844	
7.625	26.4	N-80	3400	6020		490	659	602	0.328	6.969	6.844	
7.625	26.4	HCN-80	4850	6020		553	691	602	0.328	6.969	6.844	
7.625	26.4	S-95	4850	7150		568	740	714	0.328	6.969	6.844	

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi)	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)	
					PE	STC	LTC				BTC	API
7.625	26.4	HCP-110	4850	8280		654	845	827	0.328	6.969	6.844	
7.625	26.4	P-110	3920	8280		654	845	827	0.328	6.969	6.844	
7.625	29.7	L-80	4790	6890		566	721	683	0.375	6.875	6.75	
7.625	29.7	HCL-80	7150	6890		650	785	683	0.375	6.875	6.75	
7.625	29.7	N-80	4790	6890		575	749	683	0.375	6.875	6.75	
7.625	29.7	HCN-80	7150	6890		650	785	683	0.375	6.875	6.75	
7.625	33.7	L-80	6560	7900		664	820	778	0.43	6.765	6.64	
7.625	33.7	HCL-80	8800	7900		762	894	778	0.43	6.765	6.64	
7.625	33.7	N-80	6560	7900		674	852	778	0.43	6.765	6.64	
7.625	33.7	HCN-80	8800	7900		762	894	778	0.43	6.765	6.64	
7.625	33.7	S-95	8800	9380		783	957	923	0.43	6.765	6.64	
7.625	33.7	HCP-110	8800	10860		901	1093	1069	0.43	6.765	6.64	
7.625	33.7	P-110	7870	10860		901	1093	1069	0.43	6.765	6.64	
7.625	33.7	HCC-125	8800	12340		1009	1197	1215	0.43	6.765	6.64	
7.625	33.7	Q-125	8350	12340		1009	1197	1215	0.43	6.765	6.64	
7.625	33.7	V-150	8850	14800		1207	1424	1458	0.43	6.765	6.64	

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi)	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)	
					PE	STC	LTC				BTC	API
7.625	39	L-80	8820	9180		786	945	895	0.5	6.625	6.5	
7.625	39	HCL-80	10600	9180		901	1029	895	0.5	6.625	6.5	
7.625	39	N-80	8820	9180		798	981	895	0.5	6.625	6.5	
7.625	39	HCN-80	10600	9180		901	1029	895	0.5	6.625	6.5	
7.625	39	S-95	10600	10900		926	1101	1063	0.5	6.625	6.5	
7.625	39	P-110	11080	12620		1066	1258	1231	0.5	6.625	6.5	
7.625	39	Q-125	12060	14340		1194	1379	1399	0.5	6.625	6.5	
7.625	39	V-150	13440	17210		1428	1640	1679	0.5	6.625	6.5	
7.625	42.8	L-80	10810	10320		891	1053	998	0.562	6.501	6.376	
7.625	42.8	N-80	10810	10320		905	1093	998	0.562	6.501	6.376	
7.625	42.8	P-110	13920	14190		1210	1402	1372	0.562	6.501	6.376	
7.625	42.8	Q-125	15350	16120		1355	1536	1559	0.562	6.501	6.376	
7.625	45.3	HCL-80	12900	10920		1086	1177	1051	0.595	6.435	6.31	
7.625	45.3	N-80	11510	10920		962	1152	1051	0.595	6.435	6.31	
7.625	45.3	HCN-80	12900	10920		1086	1208	1051	0.595	6.435	6.31	
7.625	45.3	S-95	13660	12970		1116	1293	1248	0.595	6.435	6.31	

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi)	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)	
					PE	STC	LTC				BTC	API
7.625	45.3	P-110	15430	15020		1285	1477	1446	0.595	6.435	6.31	
7.625	45.3	Q-125	17090	17070		1439	1619	1643	0.595	6.435	6.31	
7.625	45.3	V-150	19660	20480		1721	1926	1971	0.595	6.435	6.31	
7.625	47.1	L-80	12040	11480		997	1160	1100	0.625	6.375	6.25	
7.625	47.1	N-80	12040	11480		1013	1205	1100	0.625	6.375	6.25	
7.625	47.1	T-95	14300	13630		1159	1300	1306	0.625	6.375	6.25	
7.625	47.1	P-110	16550	15780		1353	1545	1512	0.625	6.375	6.25	
7.625	47.1	Q-125	18700	17930		1515	1672	1718	0.625	6.375	6.25	
7.625	51.2	T-95	15580	14980				1423	0.687	6.251	6.126	
7.625	55.3	T-95	16850	16350				1539	0.75	6.125	6	
7.75	46.1	L-80	11340	10750		841	1001	1070	0.595	6.56	6.435	6.5
7.75	46.1	HCL-80	13320	10750		965	1091	1070	0.595	6.56	6.435	6.5
7.75	46.1	S-95	13320	12760		992	1168	1271	0.595	6.56	6.435	6.5
7.75	46.1	T-95	13320	12760		978	1129	1271	0.595	6.56	6.435	6.5
7.75	46.1	P-110	14990	14780		1142	1334	1471	0.595	6.56	6.435	6.5
7.75	46.1	Q-125	16580	16790		1279	1462	1672	0.595	6.56	6.435	6.5

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi)	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)	
					PE	STC	LTC				BTC	API
8.625	24	HCK-55	1780	2950	326			381	0.264	8.097	7.972	
8.625	24	J-55	1370	2950	244			381	0.264	8.097	7.972	
8.625	24	WC-50*	1330	2700*	237			347	0.264	8.097	7.972	
8.625	28	WC-50*	1800	3100*	285	319		397	0.304	8.017	7.892	
8.625	32	J-55	2530	3930	372	417	579	503	0.352	7.921	7.796	7.875
8.625	32	K-55	2530	3930	402	452	690	503	0.352	7.921	7.796	7.875
8.625	32	HCK-55	4130	3930	497	556	749	503	0.352	7.921	7.796	7.875
8.625	32	WC-50*	2440	3600*	341	383		457	0.352	7.921	7.796	
8.625	36	J-55	3450	4460	434	486	654	568	0.4	7.825	7.7	
8.625	36	K-55	3450	4460	468	526	780	568	0.4	7.825	7.7	
8.625	36	HCK-55	5300	4460	579	648	847	568	0.4	7.825	7.7	
8.625	36	L-80	4100	6490		678	864	827	0.4	7.825	7.7	
8.625	36	HCL-80	6060	6490		779	945	827	0.4	7.825	7.7	
8.625	36	N-80	4100	6490		688	895	827	0.4	7.825	7.7	
8.625	36	HCN-80	6060	6490		779	945	827	0.4	7.825	7.7	
8.625	40	L-80	5520	7300		776	966	925	0.45	7.725	7.6	7.625

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi)	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)	
					PE	STC	LTC				BTC	API
8.625	40	HCL-80	7900	7300		892	1057	925	0.45	7.725	7.6	7.625
8.625	40	N-80	5520	7300		788	1001	925	0.45	7.725	7.6	7.625
8.625	40	HCN-80	7900	7300		892	1057	925	0.45	7.725	7.6	7.625
8.625	40	S-95	7900	8670		915	1127	1098	0.45	7.725	7.6	7.625
8.625	40	HCP-110	7900	10040		1055	1228	1271	0.45	7.725	7.6	7.625
9.625	32.3	H-40	1370	2270	254			365	0.312	9.001	8.845	
9.625	32.3	WC-40	1370	2300*	241			365	0.312	9.001	8.845	
9.625	36	H-40	1720	2560	294			410	0.352	8.921	8.765	
9.625	36	J-55	2020	3520	394	453	639	564	0.352	8.921	8.765	
9.625	36	K-55	2020	3520	423	489	755	564	0.352	8.921	8.765	
9.625	36	HCK-55	2980	3520	526	605	829	564	0.352	8.921	8.765	
9.625	36	WC-50*	1930	3200*	361	415		513	0.352	8.921	8.765	
9.625	40	J-55	2570	3950	452	520	714	630	0.395	8.835	8.679	8.75
9.625	40	K-55	2570	3950	486	561	843	630	0.395	8.835	8.679	8.75
9.625	40	WC-50*	2480	3600*	414	476		573	0.395	8.835	8.679	
9.625	40	HCK-55	4230	3950	604	64	926	630	0.395	8.835	8.679	8.75

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi) PE	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)	
					STC	LTC	BTC				API	SP. DR.
9.625	40	L-80	3090	5750		727	947	916	0.395	8.835	8.679	8.75
9.625	40	HCL-80	4230	5750		837	1042	916	0.395	8.835	8.679	8.75
9.625	40	N-80	3090	5750		737	979	916	0.395	8.835	8.679	8.75
9.625	40	HCN-80	4230	5750		837	1042	916	0.395	8.835	8.679	8.75
9.625	40	S-95	4230	6820		858	1106	1088	0.395	8.835	8.679	8.75
9.625	43.5	L-80	3810	6330		813	1038	1005	0.435	8.755	8.599	8.625
9.625	43.5	HCL-80	5600	6330		936	1142	1005	0.435	8.755	8.599	8.625
9.625	43.5	N-80	3810	6330		825	1074	1005	0.435	8.755	8.599	8.625
9.625	43.5	HCN-80	5600	6330		936	1142	1005	0.435	8.755	8.599	8.625
9.625	43.5	S-95	5600	7510		959	1213	1193	0.435	8.755	8.599	8.625
9.625	43.5	HCP-110	5600	8700		1106	1388	1381	0.435	8.755	8.599	8.625
9.625	47	HCL-80	7100	6870		1027	1234	1086	0.472	8.681	8.525	8.625
9.625	47	N-80	4760	6870		905	1161	1086	0.472	8.681	8.525	8.625
9.625	47	HCN-80	7100	6870		1027	1234	1086	0.472	8.681	8.525	8.625
9.625	47	S-95	7100	8150		1053	1311	1289	0.472	8.681	8.525	8.625
9.625	47	HCP-110	7100	9440		1213	1500	1493	0.472	8.681	8.525	8.625

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi) PE	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)	
					STC	LTC	BTC				API	SP. DR.
9.625	47	P-110	5300	9440		1213	1500	1493	0.472	8.681	8.525	8.625
9.625	47	HCQ-125	7100	10730		1361	1650	1697	0.472	8.681	8.525	8.625
9.625	47	Q-125	5640	10730		1361	1650	1697	0.472	8.681	8.525	8.625
9.625	53.5	L-80	6620	7930		1047	1286	1244	0.545	8.535	8.379	8.5
9.625	53.5	HCL-80	8850	7930		1205	1414	1244	0.545	8.535	8.379	8.5
9.625	53.5	N-80	6620	7930		1062	1329	1244	0.545	8.535	8.379	8.5
9.625	53.5	HCN-80	8850	7930		1205	1414	1244	0.545	8.535	8.379	8.5
9.625	53.5	S-95	8850	9410		1235	1502	1477	0.545	8.535	8.379	8.5
9.625	53.5	HCP-110	8850	10900		1422	1718	1710	0.545	8.535	8.379	8.5
9.625	53.5	P-110	7950	10900		1422	1718	1710	0.545	8.535	8.379	8.5
9.625	53.5	HCQ-125	8850	12390		1595	1890	1943	0.545	8.535	8.379	8.5
9.625	53.5	Q-125	8440	12390		1595	1890	1943	0.545	8.535	8.379	8.5
9.625	53.5	V-150	8960	14860		1909	2251	2332	0.545	8.535	8.379	8.5
9.75	59.2	S-95	9750	10150		1204	1469	1626	0.595	8.56		8.5
9.75	59.2	HCP-110	9750	11750		1387	1681	1882	0.595	8.56		8.5
9.75	59.2	P-110	9490	11750		1387	1681	1882	0.595	8.56		8.5

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi) PE	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)	
					STC	LTC	BTC				API	SP. DR.
9.75	59.2	Q-125	10210	13350		1555	1850	2139	0.595	8.56		8.5
9.875	62.8	S-95	10180	10520		1123	1385	1725	0.625	8.625		8.5
9.875	62.8	P-110	10280	12180		1294	1584	1998	0.625	8.625		8.5
9.875	62.8	Q-125	11140	13840		1451	1743	2270	0.625	8.625		8.5
10.75	32.75	H-40	840	1820	205			367	0.279	10.192	10.036	
10.75	32.75	WC-40	840	1800*	224			367	0.279	10.192	10.036	
10.75	40.5	H-40	1390	2280	314			457	0.35	10.05	9.894	
10.75	40.5	J-55	1580	3130	420		700	629	0.35	10.05	9.894	
10.75	40.5	K-55	1580	3130	450		819	629	0.35	10.05	9.894	
10.75	40.5	WC-50*	1530	2900*	385			572	0.35	10.05	9.894	
10.75	40.5	HCK-55	2100	3130	562		911	629	0.35	10.05	9.894	
10.75	40.5	N-80	1730	4560	597		964	915	0.35	10.05	9.894	
10.75	40.5	HCN-80	2100	4560	681		1034	915	0.35	10.05	9.894	
10.75	45.5	J-55	2090	3580	493		796	715	0.4	9.95	9.794	9.875
10.75	45.5	K-55	2090	3580	528		931	715	0.4	9.95	9.794	9.875
10.75	45.5	WC-50*	1990	3300*	451			650	0.4	9.95	9.794	

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi)	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)	
					PE	STC	LTC				BTC	API
10.75	45.5	HCK-55	3130	3580	659		1037	715	0.4	9.95	9.794	9.875
10.75	45.5	N-80	2470	5210	701		1097	1040	0.4	9.95	9.794	9.875
10.75	45.5	HCN-80	3130	5210	799		1175	1040	0.4	9.95	9.794	9.875
10.75	51	J-55	2700	4030	565		891	801	0.45	9.85	9.694	
10.75	51	K-55	2700	4030	606		1043	801	0.45	9.85	9.694	
10.75	51	HCN-80	4460	5860	916		1316	1165	0.45	9.85	9.694	
10.75	51	S-95	4460	6960	937		1392	1383	0.45	9.85	9.694	
10.75	51	HCP-110	4460	8060	1080		1594	1602	0.45	9.85	9.694	
10.75	51	P-110	3660	8060	1080		1594	1602	0.45	9.85	9.694	
10.75	51	HCQ-125	4660	9160	1213		1758	1820	0.45	9.85	9.694	
10.75	51	Q-125	3740	9160	1213		1758	1820	0.45	9.85	9.694	
10.75	55.5	HCK-55	5220	4430	843		1271	877	0.495	9.76	9.604	9.625
10.75	55.5	L-80	4020	6450	884		1303	1276	0.495	9.76	9.604	9.625
10.75	55.5	HCL-80	5950	6450	1010		1441	1276	0.495	9.76	9.604	9.625
10.75	55.5	N-80	4020	6450	895		1345	1276	0.495	9.76	9.604	9.625
10.75	55.5	HCN-80	5950	6450	1021		1441	1276	0.495	9.76	9.604	9.625

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi)	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)	
					PE	STC	LTC				BTC	API
10.75	55.5	S-95	5950	7660	1043		1524	1515	0.495	9.76	9.604	9.625
10.75	55.5	HCP-110	5950	8860	1203		1745	1754	0.495	9.76	9.604	9.625
10.75	55.5	P-110	4610	8860	1203		1745	1754	0.495	9.76	9.604	9.625
10.75	55.5	HCQ-125	5950	10070	1351		1925	1993	0.495	9.76	9.604	9.625
10.75	55.5	Q-125	4850	10070	1351		1925	1993	0.495	9.76	9.604	9.625
11.75	42	H-40	1040	1980	307		554	478	0.333	11.084	10.928	11
11.75	42	WC-40	1040	2000*	293			478	0.333	11.084	10.928	
11.75	47	J-55	1510	3070	477		807	737	0.375	11	10.844	
11.75	47	K-55	1510	3070	509		935	737	0.375	11	10.844	
11.75	47	HCK-55	2000	3070	638		1054	737	0.375	11	10.844	
11.75	54	J-55	2070	3560	568		931	850	0.435	10.88	10.724	
11.75	54	K-55	2070	3560	606		1079	850	0.435	10.88	10.724	
11.75	54	HCK-55	3100	3560	760		1216	850	0.435	10.88	10.724	
11.75	60	J-55	2660	4010	649		1042	952	0.489	10.772	10.616	10.625
11.75	60	K-55	2660	4010	693		1208	952	0.489	10.772	10.616	10.625
11.75	60	HCK-55	4360	4010	869		1361	952	0.489	10.772	10.616	10.625

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi)	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)	
					PE	STC	LTC				BTC	API
11.75	60	L-80	3180	5830	913		1399	1384	0.489	10.772	10.616	10.625
11.75	60	HCL-80	4410	5830	1055		1555	1384	0.489	10.772	10.616	10.625
11.75	60	N-80	3180	5830	924		1440	1384	0.489	10.772	10.616	10.625
11.75	60	HCN-80	4410	5830	1055		1555	1384	0.489	10.772	10.616	10.625
11.75	60	S-95	4410	6920	1077		1638	1644	0.489	10.772	10.616	10.625
11.75	60	HCP-110	4410	8010	1242		1877	1903	0.489	10.772	10.616	10.625
11.75	60	P-110	3610	8010	1242		1877	1903	0.489	10.772	10.616	10.625
11.75	60	HCQ-125	4410	9100	1396		2074	2163	0.489	10.772	10.616	10.625
11.75	60	Q-125	3680	9100	1396		2074	2163	0.489	10.772	10.616	10.625
11.75	65	L-80	3870	6360	1007		1521	1505	0.534	10.682	10.526	10.625
11.75	65	HCL-80	5740	6360	1152		1691	1505	0.534	10.682	10.526	10.625
11.75	65	N-80	3870	6360	1019		1566	1505	0.534	10.682	10.526	10.625
11.75	65	HCN-80	5740	6360	1164		1691	1505	0.534	10.682	10.526	10.625
11.75	65	S-95	5740	7560	1189		1781	1788	0.534	10.682	10.526	10.625
11.75	65	HCP-110	5740	8750	1371		2041	2070	0.534	10.682	10.526	10.625
13.375	48	H-40	740	1730	322		607	541	0.33	12.715	12.559	

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi)	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)	
					PE	STC	LTC				BTC	API
13.375	48	WC-40	740	1700*	308			541	0.33	12.715	12.559	
13.375	54.5	J-55	1130	2730	514		909	853	0.38	12.615	12.459	
13.375	54.5	K-55	1130	2730	547		1038	853	0.38	12.615	12.459	
13.375	54.5	HCK-55	1400	2730	689		1194	853	0.38	12.615	12.459	
13.375	54.5	WC-50*	1110	2500*	470			776	0.38	12.615	12.459	
13.375	61	J-55	1540	3090	595		1025	962	0.43	12.515	12.359	
13.375	61	K-55	1540	3090	633		1169	962	0.43	12.515	12.359	
13.375	61	HCK-55	2040	3090	798		1345	962	0.43	12.515	12.359	
13.375	61	WC-50*	1490	2800*	544			874	0.43	12.515	12.359	
13.375	68	J-55	1950	3450	675		1140	1069	0.48	12.415	12.259	
13.375	68	K-55	1950	3450	718		1300	1069	0.48	12.415	12.259	
13.375	68	HCK-55	2850	3450	905		1496	1069	0.48	12.415	12.259	
13.375	68	L-80	2260	5020	952		1545	1556	0.48	12.415	12.259	
13.375	68	HCL-80	2910	5020	1093		1732	1556	0.48	12.415	12.259	
13.375	68	N-80	2260	5020	963		1585	1556	0.48	12.415	12.259	
13.375	68	HCN-80	2910	5020	1103		1732	1556	0.48	12.415	12.259	

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi)	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)	
					PE	STC	LTC				BTC	API
13.375	68	S-95	2910	5970	1125		1812	1847	0.48	12.415	12.259	
13.375	68	HCP-110	2910	6910	1297		2079	2139	0.48	12.415	12.259	
13.375	68	P-110	2340	6910	1297		2079	2139	0.48	12.415	12.259	
13.375	72	L-80	2670	5380	1029		1650	1661	0.514	12.347	12.191	12.25
13.375	72	HCL-80	3470	5380	1181		1850	1661	0.514	12.347	12.191	12.25
13.375	72	N-80	2670	5380	1040		1693	1661	0.514	12.347	12.191	12.25
13.375	72	HCN-80	3470	5380	1192		1850	1661	0.514	12.347	12.191	12.25
13.375	72	S-95	3470	6390	1215		1935	1973	0.514	12.347	12.191	12.25
13.375	72	HCP-110	3470	7400	1402		2221	2284	0.514	12.347	12.191	12.25
13.375	72	P-110	2890	7400	1402		2221	2284	0.514	12.347	12.191	12.25
13.375	72	HCQ-125	3470	8410	1577		2463	2596	0.514	12.347	12.191	12.25
13.375	72	Q-125	2880	8410	1577		2463	2596	0.514	12.347	12.191	12.25
13.625	88.2	S-95	5930	7630			1885	2425	0.625	12.375		12.25
13.625	88.2	HCP-110	5930	8830			2163	2808	0.625	12.375		12.25
13.625	88.2	P-110	4570	8830			2163	2808	0.625	12.375		12.25
13.625	88.2	HCQ-125	5930	10030			2399	3191	0.625	12.375		12.25

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi)	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)	
					PE	STC	LTC				BTC	API
13.625	88.2	Q-125	4800	10030			2399	3191	0.625	12.375		12.25
16	65	H-40	630	1640	439		781	736	0.375	15.25	15.062	
16	65	WC-40	630	1600*	422			736	0.375	15.25	15.062	
16	75	J-55	1020	2630	710		1200	1178	0.438	15.124	14.936	
16	75	K-55	1020	2630	752		1331	1178	0.438	15.124	14.936	
16	84	J-55	1410	2980	817		1351	1326	0.495	15.01	14.822	
16	84	K-55	1410	2980	865		1499	1326	0.495	15.01	14.822	
16	84	N-80	1480	4330	1167		1898	1929	0.495	15.01	14.822	
16	84	HCN-80	1910	4330	1342		1898	1929	0.495	15.01	14.822	
16	84	HCP-110	1910	5960	1575		2518	2652	0.495	15.01	14.822	
18.625	87.5	J-55	630	2250	754		1329	1368	0.435	17.755	17.567	
18.625	87.5	K-55	630	2250	794		1427	1368	0.435	17.755	17.567	
18.625	87.5	N-80	630	3270	1079		1887	1990	0.435	17.755	17.567	
18.625	94.5	H-40	780	1760	609		1067	1068	0.468	17.689	17.501	
18.625	94.5	J-55	780	2420	821		1427	1469	0.468	17.689	17.501	
18.625	94.5	K-55	780	2420	865		1533	1469	0.468	17.689	17.501	

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi)	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)	
					PE	STC	LTC				BTC	API
18.625	94.5	N-80	780	3520	1174		2027	2137	0.468	17.689	17.501	
18.625	106	H-40	1140	2000	703		1206	1208	0.531	17.563	17.375	
18.625	106	J-55	1140	2740	948		1613	1661	0.531	17.563	17.375	
18.625	106	K-55	1140	2740	998		1733	1661	0.531	17.563	17.375	
18.625	106	N-80	1150	3990	1356		2292	2416	0.531	17.563	17.375	
18.625	117.5	H-40	1500	2230	795		1342	1344	0.593	17.439	17.251	
18.625	117.5	J-55	1510	3060	1072		1795	1849	0.593	17.439	17.251	
18.625	117.5	K-55	1510	3060	1129		1929	1849	0.593	17.439	17.251	
18.625	117.5	N-80	1620	4460	1534		2551	2689	0.593	17.439	17.251	
20	94	H-40	520	1530	581		1041	1077	0.438	19.124	18.936	
20	94	J-55	520	2110	783	907	1402	1480	0.438	19.124	18.936	
20	94	K-55	520	2110	824	955	1479	1480	0.438	19.124	18.936	
20	106.5	J-55	770	2410	913	1056	1595	1685	0.5	19	18.812	
20	106.5	K-55	770	2410	960	1113	1683	1685	0.5	19	18.812	
20	106.5	N-80	770	3500	1307	1514	2281	2450	0.5	19	18.812	
20	133	K-55	1500	3060	1253	1453	2123	2125	0.635	18.73	18.542	

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi)	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)	
					PE	STC	LTC				BTC	API
20	133	L-80	1600	4450	1692	1958	2849	3091	0.635	18.73	18.542	
20	133	N-80	1600	4450	1707	1976	2877	3091	0.635	18.73	18.542	
20	169	K-55	2500	3910	1402	1732	2689	2692	0.812	18.376	18.188	
20	169	L-80	3020	5680	2202	2549	3610	3916	0.812	18.376	18.188	
20	169	N-80	3020	5680	2221	2573	3645	3916	0.812	18.376	18.188	

ANEXO VIII. TABLA DIAMETROS DE BROCA

Fuente: Premium Rock Bit Corp

Bit Size		API Pin	MATRIX PDC BODY		STEEL TOOTH TRI-CONE		TCI TRI-CONE	
Inches	mm		Net Weight Pounds	Shipping Weight Pounds	Net Weight Pounds	Shipping Weight Pounds	Net Weight Pounds	Shipping Weight Pounds
3 5/8	92.1	2 3/8	-	-	9	12	-	-
3 3/4	95.2	2 3/8	-	-	10	12	11	14
3 7/8	98.4	2 3/8	20	76	9	12	11	14
4 1/8	104.8	2 3/8	21	81	10	13	12	15
4 1/2	114.3	2 3/8	22	82	11	14	14	17
4 5/8	117.5	2 7/8	-	-	15	18	14	17
4 3/4	120.3	2 7/8	23	83	15	20	17	20
4 7/8	123.8	2 7/8	-	-	16	22	18	21
5	127.0	2 7/8	-	-	21	25	19	22
5 1/4	133.4	2 7/8	-	-	-	-	20	24
5 1/2	139.7	3 1/2	-	-	-	-	23	27
5 3/4	146.1	3 1/2	-	-	33	37	28	32
5 7/8	149.2	3 1/2	45	105	31	34	31	35
6	152.4	3 1/2	45	105	32	35	35	38
6 1/8	155.6	3 1/2	46	106	32	35	35	38
6 1/4	158.8	3 1/2	47	108	32	35	40	43
6 1/2	165.1	3 1/2	49	110	37	40	43	46
6 3/4	171.4	3 1/2	50	111	38	41	46	49
7 1/2	190.5	4 1/2	-	-	-	-	71	75
7 7/8	200.0	4 1/2	110	189	69	73	75	79
8 3/8	212.7	4 1/2	125	204	81	85	86	90
8 1/2	215.9	4 1/2	130	209	83	87	88	92
8 3/4	222.2	4 1/2	135	214	85	89	90	94
9 1/2	241.3	6 5/8	-	-	129	135	136	140
9 7/8	250.8	6 5/8	175	208	133	140	138	145
10 1/2	266.7	6 5/8	-	-	-	-	168	175
10 5/8	269.9	6 5/8	220	293	158	165	175	182
11	279.4	6 5/8	240	313	165	172	190	197
11 5/8	295.3	6 5/8	-	-	-	-	198	205
11 7/8	301.6	6 5/8	-	-	-	-	221	228
12	304.8	6 5/8	260	333	-	-	225	232
12 1/4	311.1	6 5/8	265	338	213	220	237	245
13 3/4	349.3	6 5/8	350	423	-	-	325	335
14	355.6	6 5/8	-	-	-	-	330	340
14 3/4	374.6	7 5/8	500	-	335	350	400	415
16	406.4	7 5/8	750	-	390	450	450	510
17	431.6	7 5/8	-	-	405	465	480	540
17 1/2	444.5	7 5/8	900	-	450	510	510	570
18 1/2	469.9	7 5/8	-	-	-	-	540	600
20	508.0	7 5/8	-	-	625	725	690	790
22	558.8	7 5/8	-	-	1100	1200	1125	1225
23	584.2	7 5/8	-	-	1150	1250	1175	1275
24	609.6	7 5/8	-	-	1150	1250	1175	1275
26	660.4	7 5/8	-	-	1275	1375	1325	1425
28	711.2	8 5/8	-	-	1325	1425	1325	1475
30	762.0	8 5/8	-	-	1350	1450	1400	1500