

**DISEÑO Y ELABORACION DE UN SOFTWARE PARA CALCULAR Y
COMPARAR LOS LIMITES TECNICOS OPERACIONALES DE UN EQUIPO DE
PERFORACION Y WORKOVER
(POWER RIG)**

**CRISTIAN CAMILO BERNAL MUNAR
EDILBERTO TRIANA CHAUX**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE PETROLEOS
NEIVA
2011**

**DISEÑO Y ELABORACION DE UN SOFTWARE PARA CALCULAR Y
COMPARAR LOS LIMITES TECNICOS OPERACIONALES DE UN EQUIPO DE
PERFORACION Y WORKOVER
(POWER RIG)**

**CRISTIAN CAMILO BERNAL MUNAR
EDILBERTO TRIANA CHAUX**

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para
Optar al título de Ingenieros de Petróleos**

**Director:
JEYSON MANUEL CAMPO DAZA
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE PETROLEOS
NEIVA
2011**

Nota de aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

DEDICATORIA

Cristian Camilo

Dedico este logro a Dios, que hace posible todo esto, mi mamá Luz Mary, mi papá Guillermo Bernal Buitrago, mi hermana Rotsy Yobelly, a mi mujer Rosa Maria, mis hijos Maria Camila y Juan Camilo, ellos que son mi fuerza y motivación para alcanzar esta meta tan importante para mi vida profesional, y a todo el resto de mi familia y por último a mi compañero de tesis y amigo Edilberto Triana Chaux y al Ingeniero Jeyson Campos Daza quien creyó en nosotros y nos brindó todo el apoyo para realizar este trabajo de tesis.

Edilberto

La vida es una constante de obstáculos que una vez superados son fuente de fortaleza y sabiduría, este trabajo se lo dedico a Dios que me trajo hasta aquí y me dio la fuerza para soportar mis tropiezos, a mi hermosa madre Camila que es el pilar de mi vida, a mi hijo Juan Sebastián que es mi motor y lo hace funcionar todo, a mis hermanos Jhon Haiver y William; y a todos aquellos amigos que me sirvieron de una u otra forma en este lapso tan maravilloso de la vida que es la universidad.

AGRADECIMIENTOS

Los autores ofrecen sus agradecimientos a:

Al ingeniero **Jeyson Manuel Campos Daza**, director del proyecto y gestor de esta idea, por su colaboración y soporte técnico, además de su constante enseñanza.

A los Ingenieros **Ervin Aranda** y **Luis Humberto Orduz**, profesores de la Universidad Surcolombiana y evaluadores de este proyecto, por su gran disposición, interés y acertadas observaciones.

A **Jesus Hernán Marín** quien nos ayudo con la programación y el diseño del software “Power Rig” y a todos los que de una u otra forma influyeron en el desarrollo de este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. FUNDAMENTOS DE PERFORACION	16
1.1 EQUIPOS DE PERFORACION	17
1.1.1 <i>Equipos para perforar en tierra</i>	17
1.1.2 <i>Equipos para perforar costa fuera</i>	19
1.1.2.1 Equipos Flotantes	19
1.1.2.2 Equipos con apoyo en el fondo	20
1.2 SISTEMAS DE UN EQUIPO DE PERFORACION	23
1.2.1 <i>Sistema de Levantamiento</i>	26
1.2.1.1 La torre o mástil	26
1.2.1.2 El Malacate	29
1.2.1.3 Los Bloques y las líneas de perforación	30
1.2.2 <i>Sistema Rotatorio</i>	32
1.2.2.1 La Mesa Rotaria	32
1.2.2.2 La Unión Giratoria o Swivel	34
1.2.2.3 La Kelly	36
1.2.2.4 La Sarta de perforación	37
1.2.2.5 La broca	41
1.2.2.6 Accesorios Especiales	44
1.2.3 <i>Sistema de Circulación de Lodo</i>	46
1.2.4 <i>Sistema de Energía</i>	50
1.2.4.1 Transmisión Mecánica de Energía	51
1.2.4.2 Transmisión Eléctrica de Energía	52
1.2.5 <i>Sistema para el control del pozo</i>	53
1.2.5.1 Descripción de Reventón en un pozo	53
1.2.5.2 Equipo para el control del pozo	54
2. CALCULO DE LÍMITES TECNICOS OPERACIONALES PARA TRABAJOS DE PERFORACION Y WORKOVER	58
1.1 SISTEMAS DE PERFORACIÓN	58
2.1.1 <i>Carga rápida por línea (FLL)</i>	59

2.1.2	<i>Factor de seguridad (FS)</i>	60
2.1.3	<i>Carga estática (SCL)</i>	61
2.1.4	<i>Carga en la línea muerta</i>	61
2.1.5	<i>Cargas dinámicas (DCL)</i>	61
2.1.6	<i>Máxima carga equivalente (MCE)</i>	61
2.1.7	<i>Margen de Overpull (MOP)</i>	62
2.1.8	<i>Potencia para levantar (HP)</i>	62
2.2	SISTEMA HIDRÁULICO DE CIRCULACIÓN DE LODO	62
2.2.1	<i>Caballaje hidráulico en la broca (CHb)</i>	63
2.2.2	<i>Caudal de la bomba (Q)</i>	63
2.2.3	<i>Velocidad de los jets de la broca</i>	64
2.2.4	<i>Correlación de Blasius</i>	64
2.2.5	<i>Correlación de Colebrook</i>	65
2.2.6	<i>Caballaje o Potencia hidráulica en superficie (CHS)</i>	66
2.2.7	<i>Potencia de la bomba (HPb)</i>	66
2.2.8	<i>Potencia de los motores de la bomba (HPmb)</i>	66
2.3	SISTEMA DE ROTACIÓN	67
2.3.1	<i>Caballaje rotatorio</i>	68
2.4	SISTEMA HIDRÁULICO DE PREVENCIÓN	68
2.4.1	<i>Fluido de control hidráulico</i>	70
2.4.1.1	<i>Composición del fluido</i>	71
2.4.2	<i>Tanque de depósitos</i>	71
2.4.3	<i>Banco de acumuladores</i>	72
2.4.3.1	<i>Determinación del tamaño del bando de acumuladores</i>	74
3.	APLICACIÓN DE SOFTWARE “POWER RIG” EN OPERACIONES DE PERFORACIÓN Y WORKOVER	75
3.1	APLICACIÓN EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	75
3.2	APLICACIÓN EN EL SISTEMA HIDRÁULICO DE CIRCULACIÓN	77
3.3	APLICACIÓN EN EL SISTEMA DE ROTACION	78
3.4	APLICACIÓN EN EL SISTEMA HIDRAULICO DE PREVENCION	78
4.	TUTORIAL DE MANEJO SOFTWARE “POWER RIG”	82
3.1	BOTÓN (INICIO)	83
3.2	BOTÓN (FUNDAMENTOS DE PERFORACIÓN)	84
3.3	BOTÓN (SISTEMAS DE PERFORACIÓN)	85

3.4 BOTÓN (CÁLCULOS POWER RIG)	87
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	97
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	98
ANEXO	99

LISTA DE FIGURAS

	pág.
CAPITULO 1	
1.1 Clases de Equipos de Perforación	17
1.2 Equipo de perforación en tierra	18
1.3 Equipos de perforación auto-transportables	19
1.4 Equipo de perforación semisumergible	19
1.5 Barco de perforación	20
1.6 Equipo auto elevable	21
1.7 Equipo sumergible y barcaza	21
1.8 Equipo para perforación de pozos profundos	23
1.9 Subestructura slingshot doblada	26
1.10 Subestructura slingshot desdoblada	26
1.11 Torre estándar	27
1.12 Malacate	28
1.13 Bloque viajero y gancho	29
1.14 Bloque viajero	30
1.15 Cable de perforación	30
1.16 Mesa rotatoria	32
1.17 Buje de conexión	33
1.18 Cuñas	34
1.19 Swivel (unión giratoria)	35
1.20 Cuello de ganso	35
1.21 Kelly cuadrado	36
1.22 Kelly hexagonal	37
1.23 Tubería de perforación	38
1.24 Caja y pin	38
1.25 Botellas de perforación	39
1.26 Broca tricónica	42
1.27 Broca de cabeza fija	43
1.28 Broca PDC	44
1.29 Motor elevable (Top Drive)	45
1.30 Motor de fondo	46

1.31	Sistema circulatorio	47
1.32	Zaranda Vibratoria	47
1.33	Desarenador	48
1.34	Deslimizador	48
1.35	Desgasificador	48
1.36	Piscina de lodo	49
1.37	Bombas de lodo	50
1.38	Motores a diesel	51
1.39	Cabina de control	52
1.40	Motor eléctrico del malacate	52
1.41	Reventón o descontrol	53
1.42	Conjunto de preventoras (BOP's)	54
1.43	Banco de acumuladores	55
1.44	Válvulas de control de influjo (Chock Manifold)	56
1.45	Tablero de control para estranguladores	57
1.46	Separador de lodo y gas	57

CAPITULO 2

2.1	Línea del malacate.	60
2.2	Ancla	61
2.3	Mesa rotaria	67
2.4	Unidad de cierre de acumuladores	69
2.5	Componentes del sistema de cierre/acumuladores	70
2.6	Fluido de control hidráulico	71
2.7	Tanque de depósito	72
2.8	Banco de acumuladores	73

CAPITULO 3

3.1	Ingreso de valores para sistema de levantamiento	76
3.1	Ingreso de valores para peso de revestimiento	76
3.3	Ingreso de valores para sistema de hidráulico de circulación	77
2.3	Ingreso de valores para sistema de rotación	78

CAPITULO 4

4.1	Power Rig	82
4.2	Botón inicio	83

4.3	Presentación Power Rig	83
4.4	Botón fundamentos de perforación	84
4.5	Equipos de perforación	84
4.6	Equipos de perforación (imagen ampliada)	85
4.7	Botón sistemas de perforación	85
4.8	Sistema de levantamiento	86
4.9	Subestructura (imagen ampliada)	87
4.10	Botón cálculos Power Rig	87
4.11	Cálculos Power Rig – Sistema hidráulico	88
4.12	Sistema hidráulico (procedimiento para introducir valores y calcular)	89
4.13	Equipo- Mud pump (comparación de valores calculados)	89
4.14	Sistema de rotación	90
4.15	Equipos - Drawworks (comparación de valores calculados en sistema de rotación)	90
4.16	Sistema de levantamiento – Perforando (procedimiento para introducir valores y calcular)	91
4.17	Equipos – Mast (comparación de valores calculados en sistema de levantamiento)	91
4.18	Sistema levantamiento – revistiendo (procedimiento para introducir valores y calcular)	92
4.19	Equipos – Drawwork (comparación de valores calculados en sistema levantamiento revistiendo)	92
4.20	Sistema hidráulico prevención (resumen método)	93
4.21	Sistema hidráulico prevención (determinación de # dispositivos)	94
4.22	Sistema hidráulico prevención (calculo volumen acumuladores)	94
4.23	Equipos (MAST)	95
4.24	Equipos (DRAWWORK)	95
4.25	Equipos (MUD PUMPS)	96

LISTA DE TABLAS

	pág.
CAPITULO 1	
1.1 Usos y profundidades que perforan los equipos de perforación en tierra	18
1.2 Partes fundamentales en un equipo de perforación	24
1.3 Grado y Esfuerzo de Cedencia de la tubería de perforación.	41
1.4 Tipos de tubería de perforación.	41
CAPITULO 2	
2.1 Factores de eficiencia en cables de perforación.	59
2.2 Resistencia a la rotura del cable de perforación.	59
2.3 Métodos para determinar el tamaño de banco de acumuladores	74
CAPITULO 3	
3.1 Cálculo de volumen requerido de fluido bando de acumuladores	79
3.2 Factor de seguridad para métodos de acumuladores	80
3.3 Cálculo del volumen de los acumuladores	81

RESUMEN

La perforación de pozos de petróleo y gas son un tema de gran relevancia en los diferentes procedimientos operacionales en la industria petrolera.

A continuación se presenta un proyecto que pretende ilustrar a todo aquel interesado en adquirir un conocimiento relacionado con Perforación, donde se muestra una descripción general de los equipos y procesos relacionados en esta actividad, haciendo uso de el Software didáctico e ilustrativo “Power Rig” para el cálculo de los límites técnicos operacionales de los equipos de perforación y workover.

El modelo físico o unidad didáctica muestra cuatro procesos que se involucran a la hora de una operación de perforación, como también a unidades portátiles de mantenimiento de pozos de petróleo. El Software “Power Rig”, diseñado mediante el uso del lenguaje de programación java scrip, es un soporte interactivo, visual y calcula la potencia mecánica y eléctrica requerida por los diferentes sistemas de un equipo de perforación y workover, como el Sistema de Elevación, Rotación, Circulación y Prevención.

Los cálculos desarrollados por el Power Rig determina la potencia necesaria por cada máquina o herramienta utilizada en los diferentes procesos; estos a su vez se comparan con los límites operacionales de los mismos para no exceder la potencia máxima de operación en cada uno de ellos, y de esta forma prevenir daños a los sistemas, equipo en general, medio ambiente y principalmente a sus trabajadores.

ABSTRACT

The drilling of petroleum and gas wells are a big issue in the various operational procedures in the petroleum industry.

Below is a project that aims to illustrate to anyone interested in acquiring knowledge related to drilling, which shows an overview of the equipment and processes in this activity, using the educational software and illustrative "Power Rig" for calculating the operational technical limits of drilling and workover equipment.

The physical model or teaching unit shows four processes that are involved when a drilling operation, as well as portable units for oil well maintenance. The Software "Power Rig, designed by using the programming language Java script is an interactive media, visual and calculates the mechanical and electrical power required by different systems of drilling and workover equipment, including Lifting System, Rotation, Circulation and Prevention.

The calculations developed by the Power Rig determine the power required for each machine or tool used in the different processes; these in turn are compared with the same operational limits not to exceed the maximum operating power in each of them, and thus prevent damage to systems, general equipment, environment and especially its workers.

INTRODUCCIÓN

La única manera de saber realmente si hay petróleo en el sitio donde la investigación geológica propone que se podría localizar un depósito de hidrocarburos, es mediante la perforación de un pozo.

La planeación del proyecto de perforación, debe prever el diseño del hueco (diámetros, intervalos, tipos y profundidades de asentamiento de revestimientos, etc.), por ende se deben implementar herramientas de acuerdo a las características de perforación que se desea, de tal forma que permitan su ejecución segura y eficiente.

El presente trabajo pretende mostrar cálculos esenciales en los límites técnicos operacionales de cada máquina y parte que interviene en un proceso de perforación o workover para no exceder su capacidad de operación y así evitar accidentes o daños materiales, y en otra medida seleccionar el equipo de perforación más indicado en trabajos de well planning.

Al mismo tiempo muestra y reconoce los diferentes sistemas de equipos de perforación y acondicionamiento de pozos que se utilizan actualmente en la industria del petróleo.

El software es una herramienta clave para el cálculo y el análisis de actividades en la industria petrolera ya que actividades como la de Perforación y el Workover requieren de este tipo de ayudas para facilitar el manejo seguro de los equipos; consiguiendo de esta forma elevar los estándares de calidad. Es de vital importancia estar creando nuevas herramientas que optimicen las operaciones, permitiendo un mejor desarrollo en las rutinas diarias.

Este proyecto de grado elabora un software de fácil acceso y manejo, de lenguaje sencillo para que pueda ser operado por personas involucradas en operaciones de perforación y workover como; maquinistas, supervisores, ingenieros y de mas sin ningún problema. Por otra parte el software nos permite contribuir en la industria para mejorar, mantener y proteger la integridad de los operarios y de los equipos.

Capítulo 1

FUNDAMENTOS DE PERFORACIÓN

La única manera de saber realmente si hay petróleo, es mediante la perforación de un hueco o pozo. En Colombia la profundidad de un pozo puede estar normalmente entre 2,000 y 25,000 pies, dependiendo de la región y de la profundidad a la cual se encuentre la estructura geológica o formación seleccionada por los geólogos, con posibilidades de contener petróleo.

El primer sistema de perforación fue mediante cable, los Chinos lo utilizaron para buscar agua salada y explotar la industria salina. Con este sistema de percusión se perforó el primer pozo de petróleo en los EEUU en 1859. En este sistema la broca es alternadamente bajada y levantada por medio de un cable de acero, golpeando sucesivamente en el fondo del pozo; la técnica consiste en perforar 5-8 pies, sacar la herramienta y remover los ripios del fondo del pozo con la ayuda de un bailer o canasta; cuando ya no se recuperan cortes se repite la operación, pozos de este tipo han alcanzado los 8.000 pies de profundidad.

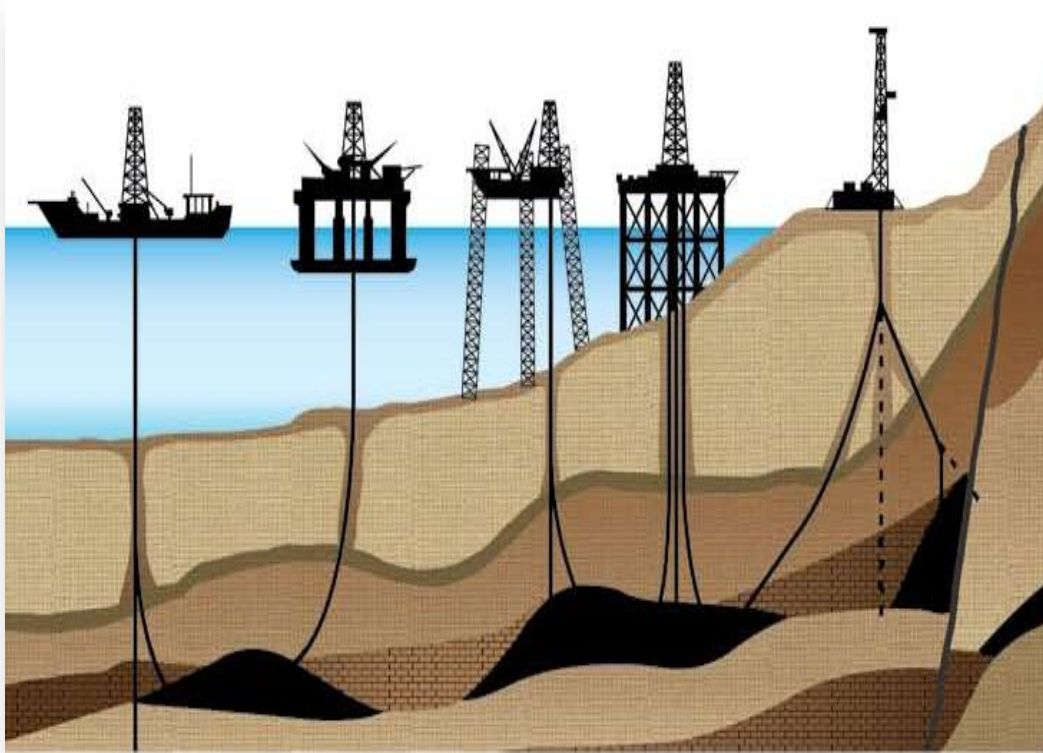
La aparición de la perforación rotatoria (rotaria o rotativa) y la necesidad de perforar pozos más profundos, acentuaron las desventajas más importantes de ese sistema de perforación: falta de control de las presiones de formación por la ausencia de fluido de perforación y bajas tasas de penetración.

Se tiene conocimiento de las primeras prácticas de perforación rotatoria desde el año 1863, en Francia. Pero no fue sino hasta 1900 cuando se popularizó en Estados Unidos, en la perforación de pozos de agua.

Posteriormente, en 1901, fue este sistema el descubridor del campo petrolero Spindletop en Texas, pionero de la industria en Estados Unidos. El método de la perforación rotatoria ha evolucionado hasta ser más seguro, eficiente y potente siendo el más difundido y estandarizado alrededor del mundo.

1.1 EQUIPOS DE PERFORACIÓN

Figura 1.1 Clases de equipos de perforación (Imagen modificada, libro “Perforación de pozos petroleros”, Capítulo III).



Todos los equipos de perforación se basan en el mismo principio, que es el de abrir espacio entre las formaciones rocosas que están en el subsuelo mediante la rotación de una broca o trépano transmitida por una sarta de tubos de perforación que a su vez se conectan en superficie con el sistema rotativo del taladro (Top Drive – Mesa Rotaria). La elección de ellos depende de la capacidad de cada equipo en cuanto a profundidad y tipo de pozo que se quiera perforar.

Los equipos más utilizados a nivel mundial son los que perforan en tierra debido a que la mayoría de campos petroleros descubiertos y explotados hasta ahora están en tierra, y, por su economía; en comparación con los pozos perforados en costa afuera donde la exploración y el acceso a la información de estos campos es complicado, y el costo de estos pozos supera diez veces más de uno perforado en tierra. Factores como la movilización del equipo, tamaño, instalación, presión hidrostática del agua, profundidad, tipo de yacimientos, riesgos por presiones altas y por medio ambiente entre otros, hacen que las perforaciones en el mar sean de un alto valor económico.

1.1.1 Equipos para perforar en tierra

Figura 1.2. Equipo de perforación en tierra (Foto Pioneer 51, Campo Castilla Norte, 2011)



Ellos perforan en tierra firme y son el tipo más común de equipos de perforación.

Tabla 1.1 Usos y profundidades que perforan los equipos de perforación en tierra.

USO "DUTY"	PROFUNDIDAD "DEPTH"	
	Pies "Feet"	Metros "Meters"
<i>Liviano "Light"</i>	3000 – 5000	1000 – 1500
<i>Medio "Medium"</i>	4000 – 10000	1200 – 3000
<i>Pesado "Haavy"</i>	12000 – 16000	3500 – 5000
<i>Ultrapesado "Ultraheavy"</i>	18000 - 25000	5500 – 7500

Los miembros de la cuadrilla pueden mover los equipos de perforación terrestre en camiones, tractores, remolques, helicópteros y en algunos casos bastante raros, usando equipos especializados de aire presurizado.

Los equipos pequeños y livianos son fáciles de mover. Los equipos ultra pesados "ultra heavy" pueden ser muy difíciles de mover ya que por su tamaño se hace difícil el acceso a zonas de vías angostas y puentes pequeños.

Figura 1.3 Equipo de perforación auto-transportable (Imagen modificada, libro “Perforación de pozos petroleros”, Capítulo III).



Un tipo de taladro pequeño auto-transportable se conocen como chivos de perforación y sirven para perforar pozos de poca profundidad o para trabajos de workover. Su tiempo de instalación puede ser menor a un día.

Por su tamaño se transporta más rápido y el número de personal para su manejo es uno, se utilizan en la terminación de pozos y para trabajos de acondicionamiento de pozos.

1.1.2 Equipos para perforar costa afuera

1.1.2.1 Equipos flotantes.

✓ Equipo costa afuera semi-sumergible

Figura 1.4. Equipo de perforación semi-sumergible (Imagen modificada, libro “Perforación de pozos petroleros”, Capítulo III).



Un equipo semisumergible es un equipo flotante que perfora en el mar. Este tipo de equipo de perforación tiene pontones y columnas, las cuales se llenan con agua, los pontones hacen que la unidad se sumerja parcialmente hasta una profundidad determinada, el equipo de trabajo se ensambla en la cubierta. Cuando el equipo se encuentra sobre el sitio donde se va a perforar el pozo, los trabajadores pueden anclar el equipo al lecho marino o usar un sistema de posicionadores y propulsores para mantener el equipo sobre el hueco o pozo.

✓ **Barcos de perforación**

Figura 1.5 Barco de perforación (Imagen modificada "Energíadebate.com/describiendo-el-golfo-de-Mexico)



Es una unidad de perforación flotante mar adentro autopropulsada. Usualmente usa un equipo de control de reventones BOP similar al usado por los semisumergibles.

1.1.2.2 Equipos con apoyo en el fondo

✓ **Equipo costa fuera auto-elevable**

Este tipo de equipo perfora pozos en mar adentro. Tiene bases que soportan la cubierta. El equipo es transportado remolcándolo con un barco, con sus bases retraídas. Cuando se ubica sobre el sitio donde se va a perforar, las bases se liberan hasta llegar al fondo, donde descansarán en el lecho marino.

Figura 1.6 Equipo auto-elevable (Imagen modificada, libro “Perforación de pozos petroleros”, Capítulo III).



Los equipos de bases retráctiles “Jack Up Rigs” pueden perforar en aguas con profundidades que oscilan entre algunos pocos pies o metros hasta más de 400 pies (120 m) de agua.

✓ **Equipo Sumergible y Barcaza**

Figura 1.7 Equipo sumergible y Barcaza (Imagen modificada, libro “Perforación de pozos petroleros”, Capítulo III).



Los sumergibles pueden anclarse o sumergirse para posarse en el fondo a profundidades de hasta 175 ft. Las barcazas “de pantano” típicamente se usan para perforar pozos en profundidades de aguas someras de hasta 20 ft en canales interiores y pantanos.

1.2 SISTEMAS DE UN EQUIPO DE PERFORACIÓN

Figura 1.8 Equipo moderno para la perforación de pozos profundo (imagen modificada, libro "perforación de pozos petroleros", capítulo III).



Tabla 1.2 Partes fundamentales de un equipo de perforación.

REFERENCIAS		
1. Corona	18. Línea al quemador de gas	35. Tanque de control (trip tank)
2. Mástil	19. Desgasificador	36. Peine para el tubing
3. Pluma del cable de maniobras	20. Zandas vibratorias	37. Tanque de agua para la perforación
4. Puente de engancha	21. Separador de gas del lodo	38. Casilla de distribución de potencia (SCR System)
5. Cable de aparejo	22. Descarga del cutting	39. Bandeja para el cableado de potencia
6. Motón de aparejo	23. Separador de sólidos del lodo	40. Grupos electrógenos de C. Alterna
7. Motor superior de impulso (top drive)	24. Escopetas removedoras del lodo	41. Casilla depósito de repuestos
8. Manga rotary	25. Agitadores del lodo	42. Acumulador para accionamiento de BOP
9. Tubería vertical del lodo (standpipe)	26. Piletas del lodo	43. Casilla taller
10. Cuadro de maniobras	27. Materiales para el lodo	44. Casillas de repuesto para las bombas de lodo
11. Consola de comandos	28. Tolvas para preparación del lodo	45. Tanques de combustibles
12. Esquinero apoyo sondeo	29. Bombas mezcladoras de lodo	46. Batea con accesorios de perforación
13. Piso de trabajo	30. Bombas principales de lodo	47. Bobina con el cable para el aparejo
14. Mesa rotary	31. Amortiguadores de pulsaciones	48. Rampa con escalera
15. Subestructura	32. Mangas vibrator	49. Planchada
16. Casilla del perforador	33. Línea de impulsión del lodo	50. Barras de sondeo
17. Múltiple de ahogo del pozo (choke manifold)	34. Unidad de potencia (top drive)	51. Caballetes para tubulares

La función principal de una torre de perforación rotatoria es atravesar las diferentes capas de roca terrestre para obtener un agujero que nos permita explotar los hidrocarburos. Para esto, se requiere del equipo necesario y suficiente que nos permita la realización del trabajo. Estos diferentes equipos tienen cinco sistemas principales, de acuerdo con la actividad específica que realicen. Los cinco sistemas son:

- Sistema de Levantamiento.
- Sistema Rotatorio.
- Sistema de Circulación de lodo.
- Sistema de Energía.
- Sistema para el Control del pozo.

Los equipos básicos en un taladro (Rig) para perforar un pozo de petróleo pueden ser divididos en sistemas cada cual encargado de una función diferente y que en

conjunto logran la puesta en marcha del taladro. En la figura anterior se aprecia la disposición e interrelación de los componentes del taladro.

1.2.1 Sistema de Levantamiento

Un sistema de levantamiento típico está conformado por:

- La torre o mástil.
- El malacate.
- Los bloques y la línea de perforación.

1.2.1.1 La torre o mástil

El soporte lo provee una torre con una estructura arriba de la perforación situada para soportar el ensamble de las herramientas y el equipo usado en el proceso de perforación rotatoria. La estructura soportadora consiste de:

- La subestructura.
- Una torre de perforación.

✓ Subestructura

Es una estructura alta y de acero, la cual es ensamblada directamente sobre el sitio de perforación. No solo soporta el peso de la mesa rotaria, sino el peso completo de la torre, el equipo de izaje, la mesa rotatoria y la sarta de perforación (incluyendo la tubería de perforación, las botellas de perforación, etc.) cuando la sarta está suspendida en el hueco por las cuñas. También soporta una sarta de tubería de revestimiento cuando la tubería se está instalando en el hueco, utilizando las cuñas que van asentadas dentro de la mesa rotaria o cuando está almacenando la tubería temporalmente en la subestructura. El piso de la instalación también sostiene al malacate, los controles del perforador, etc.

La base de la subestructura descansa directamente sobre el piso a perforar. El equipo de perforación cuenta con una plataforma de trabajo en la parte más alta de la subestructura, la cual es denominada piso de perforación. La subestructura se eleva de 3 a 12 metros sobre el suelo. El elevar el piso de perforación deja un espacio bajo la torre para las válvulas especiales de alta presión (preventoras) y otros equipos, que la cuadrilla conecta a la cima del pozo.

Un tipo de subestructura es la “caja sobre caja”, usando camiones y grúas móviles, la cuadrilla estiba un marco de acero sobre otro hasta alcanzar la altura deseada. Otro tipo de subestructura que es mucho más moderna es la autoelevable o tipo “slingshot”, donde los miembros de la cuadrilla la posicionan en

el lugar donde será levantada, en este momento se encuentra doblada, después activan unas palancas que accionan un mecanismo de elevación para que ésta se desdoble y levante a su altura máxima.

Figura 1.9 Subestructura Slingshot Doblada (Imagen modificada, libro “Perforación de pozos petroleros”, Capítulo III).



Figura 1.10 Subestructura Slingshot Desdoblada (Imagen modificada, libro “Perforación de pozos petroleros”, Capítulo III).



El equipo y las herramientas que tiene que soportar la subestructura son:

- La mesa rotatoria. Provee la rotación y puede mantener suspendidas las tuberías (tubería de perforación, botellas de perforación, etc.), las cuales hacen girar a la broca en el fondo del pozo. El malacate es el mecanismo de izaje del ensamble de perforación.
- Sistema de transmisión de la rotaria. Transmite el poder del malacate a la mesa rotaria.

- Consola del perforador. Centro de instrumentación de la perforación rotaria. Las llaves de apriete y el agujero de ratón. Usadas para el apriete de las tuberías de perforación, botellas de perforación, TR, etc, para su conexión o desconexión.
- La casa del perro. Es un cobertizo chico usado como oficina del perforador y donde se guardan las herramientas pequeñas.

✓ **Torre o mástil de perforación**

Figura 1.11 Torre Estándar (Imagen modificada, [www.cepsa.com/cepsa/quienes somos/](http://www.cepsa.com/cepsa/quienes-somos/)).



Es una estructura de acero que soporta muchos metros de tubería de perforación que a menudo pesa varias toneladas.

Existen 2 tipos básicos de torres de perforación:

- La Torre o mástil.
- La Movable (Derrick).

Una torre estándar es una estructura con cuatro patas de apoyo que descansan sobre una base cuadrada. Estas son usadas en pozos de tierra, pero ahora es más común usarse en localizaciones mar adentro.

El mástil es ensamblado una sola vez cuando es fabricado, luego de ser ensamblado, el mástil se mantiene como una sola unidad y se eleva y se baja como una sola pieza cada vez que se perfora un pozo, también podemos encontrar mástiles telescópicos. Las torres o mástiles se clasifican de acuerdo a su capacidad para soportar cargas verticales, así como la velocidad del viento que puede soportar de lado.

El equipo que debe de ser soportado por la torre o el mástil es:

- La corona. Es una plataforma localizada en la parte superior de la torre o el mástil, donde está también el lugar para el bloque de la corona.
- El encuelladero. Es una plataforma de trabajo localizada en la parte superior del mástil, el cual soporta y retiene la tubería de perforación parada durante las operaciones de perforación.
- Rampa de tuberías. Es una plancha lisa e inclinada en la parte frontal de la torre que sirve para subir y bajar tubería ó herramientas de perforación.
- Contrapozo. Es una estructura cubica de cemento en el suelo y está localizado debajo del piso de perforación el cual provee una altura adicional entre el piso de perforación y del cabezal del revestimiento para poder acomodar las preventoras.

1.2.1.2 El Malacate

Figura 1.12 Malacate (imagen modificada, "es.made-in-china.com")



El malacate es otra pieza clave del equipo, es grande y pesado, consiste de un tambor que gira sobre un eje, alrededor del tambor se enrolla un cable de acero, llamado cable de perforación. A sus extremos se encuentran dos frenos que son accionados manualmente por el perforador con la pate cabra.

Varios ejes, embragues y transmisiones de cadena, facilitan los cambios de dirección y velocidad. Los propósitos principales del malacate son los de izar e introducir la tubería en el pozo. El cable de acero es enrollado en el carrete del malacate y cuando se activa su funcionamiento, el carrete gira. Dependiendo en qué dirección gire el carrete, el bloque del aparejo o polea viajera que lleva conectada la sarta de perforación sube o baja a medida que el carrete enrolla o desenrolla el cable.

Una de las características sobresalientes del malacate, es el sistema de frenos que hace posible que el perforador controle fácilmente las cargas de tubería de perforación o de revestimiento. La mayoría de las instalaciones tienen por lo menos dos sistemas de frenos. Un freno mecánico que puede parar la carga inmediatamente. El otro freno, generalmente hidráulico (hidromático) o eléctrico, controla la velocidad de descenso de una carga que a su vez ayuda a no gastar las pastas del freno mecánico en el bloque del aparejo, pero este segundo freno no detiene el descenso completamente.

Una parte integral del malacate es una transmisión que provee un sistema de cambios de velocidad. Este sistema de transmisión le da al perforador una gran variedad de velocidades que pueden utilizar para izar o bajar tubería, por lo tanto, el carrete del malacate puede tener un mínimo de cuatro y un máximo de ocho velocidades.

1.2.1.3 Los Bloques y Líneas de Perforación

Figura 1.13 Bloque viajero y gancho (imagen modificada “www.jereh-oilfield.com”).



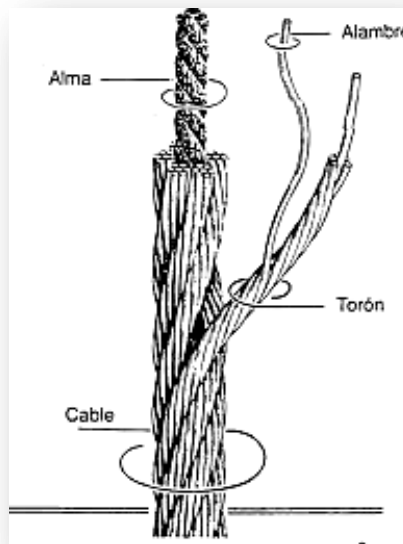
El bloque viajero y el gancho, las poleas de la corona, los elevadores, y el cable de perforación, constituyen un conjunto cuya función es soportar la carga que está en la torre o mástil, mientras se introduce o extrae del pozo. Durante las operaciones de perforación el bloque viajero carga al gancho junto a la unión giratoria (Swivel), Kelly, la tubería de perforación, botellas de perforación y broca; o en su conjunto el Top Drive que reúne todas las características mencionadas anteriormente.

Figura 1.14 Bloque viajero (Imagen modificada “www.elrinconpetrolero.blogspot.com”)



El cable de perforación está generalmente construido con cable de acero de $1\frac{1}{8}$ a $1\frac{1}{2}$ pulgadas (2.86 a 3.81 cm) de diámetro. El cable de acero, se fabrica a su vez de alambres de acero, este también requiere lubricación debido al movimiento constante de los alambres dentro del cable de acero, ya que unos van rozando contra otros mientras el cable viaja a través de las poleas en el bloque de la corona y de la polea viajera. Ya que es un artículo que se desgasta y se tiene que reponer, puede ser un gasto apreciable en cualquier instalación.

Figura 1.15 Cable de perforación (Imagen modificada “html.rincondelvago.com”)



El cable debe ser seleccionado de acuerdo con el peso que tendrá que soportar y con el diseño de las poleas del bloque y corona, por donde el cable tendrá que pasar. El cable debe ser inspeccionado con frecuencia para asegurar que esté en buenas condiciones.

El cable debe ser movido periódicamente para que se desgaste igualmente por todos lados, el procedimiento para cortar el cable desgastado debe tomar en cuenta el uso o trabajo rendido por el cable, éste desgaste es determinado por el peso, distancia y movimiento de un cable viajando sobre un punto dado.

Para poder utilizar el cable de acero como cable de perforación, debe ser enhebrado, ya que llega a la instalación enrollado sobre un tambor alimentador de madera. El primer paso que se lleva a cabo para enhebrar el cable es tomar el extremo del cable y subirlo hasta la cima del mástil o la torre en la corona. El cable de perforación se enhebra por una de las poleas y se baja hasta el piso de la instalación. Temporalmente descansando sobre el piso de la instalación se encuentra otro juego enorme de poleas llamado el bloque viajero o polea viajera. El extremo del cable se enhebra por una de las poleas de éste y se sube nuevamente hacia el bloque de la corona. Ahí el cable se enhebra nuevamente por otra polea de la corona, se vuelve a bajar y se le desliza nuevamente hasta la polea viajera donde se vuelve a enhebrar. Esta operación se lleva a cabo varias veces hasta que se logra el número correcto de enhebradas o líneas de cable. La operación de enhebrar siempre se lleva a cabo antes de elevar el mástil.

El número de cables es solamente uno, pero como el cable de perforación sube y baja tantas veces, da el efecto de muchos cables. El número de líneas de cable depende del peso que se va a soportar con los bloques. Mientras más peso se va a soportar con los bloques., más enhebradas son necesarias. Una vez que la última enhebrada se ha llevado a cabo, el extremo del cable se baja hasta el piso de la instalación y se conecta al tambor del malacate. La parte del cable que sale del malacate hacia el bloque de la corona se llama línea viva, porque se mueve mientras se sube o se baja el bloque del aparejo en la instalación. El extremo del cable que corre del bloque de la corona al tambor alimentador se asegura, llamándose a esta parte del cable línea muerta, porque no se mueve una vez que se ha asegurado.

Montado sobre la subestructura de la instalación se encuentra un aparato que se llama el ancla de cable muerto, la cual sostiene al cable fijo, por lo que el bloque del aparejo puede ser elevado del piso de la instalación hacia arriba enrollando el cable con el tambor del malacate y para bajar el bloque el cable solamente se suelta.

Los bloques de corona y bloques del aparejo usualmente se ven más pequeños de lo que realmente son, porque son vistos a distancia. Las poleas alrededor de las cuales se enhebra el cable miden 1.5 m (5 ft) de diámetro o más y los pasadores sobre los cuales las poleas giran pueden medir 31 cm. (1 ft) o mas, también de diámetro. El número de poleas necesarias en el bloque de la corona siempre es una más que las que se necesitan en el bloque del aparejo.

Por ejemplo, un cable de diez líneas requiere seis poleas en el bloque de corona y cinco en el bloque del aparejo, la polea adicional en el bloque de la corona es necesaria para enhebrar la línea muerta.

1.2.2 Sistema Rotatorio

El equipo rotatorio consiste en:

- La mesa rotatoria.
- La unión giratoria.
- El cuadrante o Kelly.
- La tubería de perforación.
- La broca.
- Accesorios Especiales.

La sarta de perforación es el ensamble de equipo entre la unión giratoria y la broca, incluyendo el bit sub, estabilizadores, crossovers, la tubería de perforación, el cuadrante kelly, botellas de perforación, herramientas direccionales y de registros para pozos desviados. El término sarta de perforación se refiere sencillamente a la tubería de perforación y a la kelly; sin embargo en el campo petrolero, la sarta de perforación a menudo se utiliza refiriéndose a todo el ensamble.

1.2.2.1 La Mesa Rotaria.

Figura 16. Mesa Rotaria (Imagen modificada "siprosp.jzcom.cn")



La rotaria es lo que le da el nombre a la perforación rotatoria. Es de acero y muy pesada, tiene generalmente forma rectangular. Recibe la energía del malacate mediante la cadena de transmisión de la rotaria. Produce un movimiento que da vuelta para que la maquinaria transfiera a la tubería y a la broca. Un motor eléctrico y los trabajos del aparejo accionan el poder de esta. El equipo adicional transfiere el movimiento que da vuelta de la mesa rotaria a la tubería de perforación y a la broca.

Ésta es un ensamble que nos provee de rotación, está localizada directamente en la mesa de perforación abajo del bloque de la corona y arriba del hueco donde se va a perforar, consiste de la mesa rotatoria, el buje maestro y 2 importantes accesorios que son el buje de la kelly, el cual es usado durante la perforación y las cuñas que son usadas para suspender la perforación momentáneamente mientras vuelven a levantar la sarta.

Figura 1.17 Buje de conexión (Imagen modificada “www.sunda.com/handling-tools)



Un buje es una guarnición que va dentro de una apertura en una máquina. El buje maestro tiene una apertura con la cual los miembros del equipo puedan maniobrar y es donde se establece el contacto de la tubería con el pozo.

El buje de mecanismo impulsor de la kelly transfiere la rotación del buje maestro a una longitud especial de tubería llamada la kelly. El buje de la kelly va dentro del buje principal o maestro. El buje maestro tiene cuatro agujeros donde se meten los cuatro pernos del buje de la kelly. Cuando el buje maestro rota, los pernos ya conectados en los agujeros hacen que rote el mecanismo impulsor de la kelly.

Figura 1.18 Cuñas (Imagen modificada, libro “Perforación de pozos petroleros”, Capítulo III).



Las cuñas van dentro del buje maestro, son equipos que disminuyen gradualmente en diámetro y que están forradas de elementos de agarre parecidos a dientes. Estas tienen una función vital cuando el tubería y la broca no están rotando, cuando el perforador detiene la mesa rotatoria y el equipo de izaje sostiene el sistema para alzar la tubería y la broca fuera del fondo del agujero, es a menudo necesario que los miembros del equipo suspendan la tubería fuera del fondo, como las cuñas agarran la tubería firmemente para suspenderla fuera del fondo, se puede desconectar o conectar la kelly y los tramos de tubería.

1.2.2.2 La Unión Giratoria o Swivel

Es un aparato mecánico pesado que tiene la principal característica de girar 360° y que va conectado al bloque del aparejo por unas enormes asas, por lo tanto interconecta el sistema rotatorio con el sistema de izaje. El gancho suspende a la unión giratoria y a la tubería de perforación y suministra sello hidráulico a pesar de su giro universal.

El fluido entra por el cuello de cisne, o cuello de ganso, el cual es un tubo curvado resistente a la erosión, que conecta a la unión giratoria con una manguera que transporta el fluido de perforación. El fluido pasa a través del stand pipe luego por el centro del cuerpo de la unión giratoria y hasta el kelly y la sarta de perforación.

Figura 1.19 Swivel - Unión Giratoria, (Imagen modificada, libro “Perforación de pozos petroleros”, Capítulo III)..



La unión giratoria tiene tres funciones básicas:

- ✓ Soportar el peso de la sarta de perforación.
- ✓ Permitir que la sarta de perforación gire libremente.
- ✓ Proveer de un sello hidráulico y un pasadizo para que el lodo de perforación pueda ser bombeado por la parte interior de la sarta.

Figura 1.20 Cuello de Ganso (Imagen modificada, libro “Perforación de pozos petroleros”, Capítulo III).



Los miembros de la cuadrilla conectan la kelly a la unión giratoria. La kelly se atornilla en un montaje con cuerda macho (acoplador giratorio) que sale de la unión giratoria. Este acoplador rota con la kelly, la sarta de perforación y la broca.

1.2.2.3 La Kelly.

La kelly es una pieza de tubo cuadrada o hexagonal de un metal pesado que mide aproximadamente 40 pies (12 m), siempre más larga que la tubería de perforación y que forma el extremo superior de la sarta. La kelly también sirve como un pasadizo para que el fluido de perforación baje hacia el pozo y además transmite la rotación a la sarta de perforación y a la broca.

La válvula de seguridad de la kelly o válvula de tapón de la kelly, es una válvula especial que aparece como un bulto en la parte superior de la kelly. La válvula de tapón se puede cerrar para aislar la presión que sale por la sarta de perforación, la mayoría de las válvulas de tapón requieren de una llave especial para cerrarse, por lo tanto, el perforador debe asegurarse que la llave para la válvula siempre se guarde en el mismo sitio y que todos los miembros de la cuadrilla sepan donde la pueden encontrar.

Otra válvula de seguridad generalmente se conecta entre el extremo inferior de la kelly y el extremo superior de la tubería de perforación, esto se hace ya que cuando la kelly está elevada en la instalación, como cuando se está haciendo una conexión, la válvula de tapón es difícil de cerrar, y en caso de que ocurra una emergencia, la válvula de seguridad adicional proporciona un medio accesible para poder cerrar la sarta.

Figura 1.21 Kelly Cuadrada (Imagen modificada, libro "Perforación de pozos petroleros", Capítulo III).

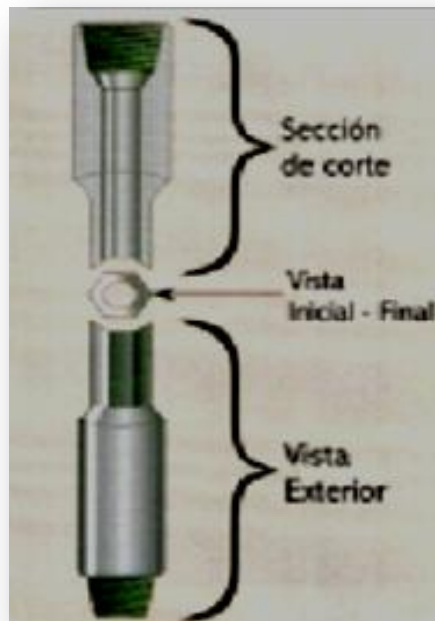


El extremo superior de la kelly va conectada a la unión giratoria y su extremo inferior a la tubería de perforación. La tubería de perforación va enroscada a la unión sustituta de la kelly o simplemente unión sustituta. La cual es un acople corto que va enroscado a la parte inferior de la kelly. Las roscas inferiores de la

unión sustituta son enroscadas temporalmente con cada junta de tubería de perforación que va añadiéndose a la sarta. La unión sustituta evita desgaste en las roscas de la kelly y cuando se desgastan las roscas de la unión, ésta es reemplazada.

La Kelly va sentada dentro de una apertura cuadrada o hexagonal dependiendo de ésta, El buje de transmisión o buje de la kelly va sentado dentro de una parte de la mesa rotatoria llamada el buje maestro o buje de rotación. A medida que el buje maestro gira, la kelly gira y a medida que la kelly gira, la sarta de perforación y la broca giran. La kelly resbala fácilmente dentro de la apertura del buje. Está por lo tanto libre de subir ó bajar.

Figura 1.22 Kelly Hexagonal (Imagen modificada, libro "Perforación de pozos petroleros", Capítulo III).



En general, una kelly hexagonal es más fuerte que una kelly cuadrada. Por consiguiente, se tiende a utilizar kelly hexagonales en equipos grandes para perforar los pozos profundos debido a su fuerza adicional. Los equipos pequeños utilizan a menudo kelly cuadradas porque son menos costosas.

1.2.2.4 La Sarta de Perforación.

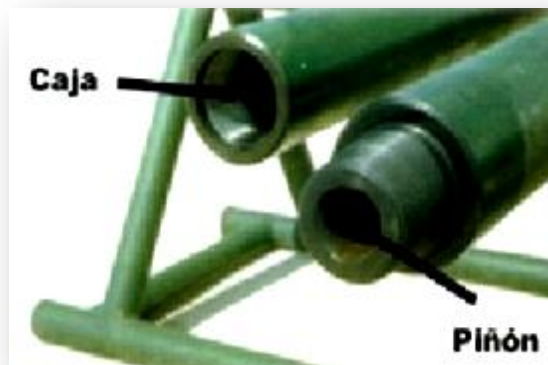
Está compuesta de la tubería de perforación y la tubería de paredes gruesas llamada drill collar. Cada junta de tubería de perforación mide 30 ft (9 m). Cada extremo de la junta contiene roscas.

Figura 1.23 Tubería de perforación (Imagen modificada, libro “Perforación de pozos petroleros”, Capítulo III).



El extremo con las roscas interiores se conoce como la caja y el extremo con las roscas exteriores se conoce como pin. Cuando se conecta la tubería, el pin se centra dentro de la caja y la conexión se ajusta, los extremos enroscados de la tubería se conocen como las uniones de tubería o uniones de maniobra y realmente son piezas separadas que el fabricante solda a la parte exterior de la junta del tubo.

Figura 1.24 Caja y Pin (Imagen modificada, libro “Perforación de pozos petroleros”, Capítulo III).



Dos llaves pesadas son empleadas para hacer las conexiones cuando la tubería está entrando al pozo y para desenroscar la tubería cuando ésta está saliendo del pozo. Estas dos llaves son suspendidas de la torre o del mástil de modo que pueden ser manejadas en el piso de ésta, más o menos a la altura de la cintura de un hombre. Las llaves llevan un contrapeso en el extremo de un cable de suspensión, que permite que un empleado en el piso las suba o baje según sea

necesario sin mayor esfuerzo físico. Estas tienen varios juegos de mandíbulas para acomodar a los diversos tamaños de tuberías, ya que diferentes tamaños de tubería también requieren cuñas según su diámetro. Tanto las tenazas como las cuñas, requieren de elementos de agarre que sujeten la superficie exterior de la tubería. Los dientes de las cuñas y de las tenazas se embotan con el uso pero ambos pueden ser afilados o reemplazados. Las mandíbulas de las tenazas se utilizan para agarrar a la unión de tubería y luego apretarla cuando se jala el extremo del mango de las tenazas.

Las botellas de perforación, como la tubería de perforación, son tubos de acero a través de los cuales se puede bombear lodo. Las botellas son más pesadas que la tubería de perforación y se utilizan en el extremo inferior de la sarta para poner peso sobre la broca. Este peso es lo que le permite a la broca perforar. Las botellas miden aproximadamente 30ft (9m) de largo, al igual que las tuberías de perforación pero una diferencia entre ambas es que el cuerpo de las botellas es continuo desde su caja hasta el pin. Existen diferentes tipos de botellas de perforación como son el estándar, espiral y Zipped.

Figura 1.25 Botella de perforación (Imagen modificada, libro "Perforación de pozos petroleros", Capítulo III).



De una manera general la sarta de perforación está compuesta por los siguientes elementos:

- Kelly.
- Tubería de perforación.
- Aparejo de fondo o BHA.
- Broca.
- Accesorios especiales.

Las funciones que como conjunto realizan son:

- Sirve como conducto del fluido de superficie a la broca.
- Transmite el movimiento rotatorio.
- Da el peso necesario a la broca.

El aparejo de fondo o BHA (Bottom Hole Assembly), es el conjunto de tuberías y aditamentos que se encuentra trabajando en el fondo del pozo y los que realizan propiamente la demolición de la roca, entre sus elementos se encuentran:

- Botellas de perforación.
- Tubería extrapesada.
- Estabilizadores.
- Martillo.
- Amortiguador
- Herramientas direccionales.
- Brocas.
- Motor de fondo.
- MWD.

No siempre se llevan todos los elementos mencionados anteriormente, el tipo de BHA se diseñará de acuerdo a las necesidades que presente la perforación del pozo a realizar. Como funciones de este aparejo de fondo se encuentra que aporta el peso sobre la broca, da el control de la dirección del pozo, aporta estabilidad a la broca, trabaja bajo compresión, etc.

Las tuberías de perforación se encuentran en varios tamaños y pesos, los más comunes son:

- 3 ½ pg. de diámetro con 13.30 lb/ft de peso nominal.
- 4 pg. de diámetro con 15.70 lb/ft de peso nominal.
- 4 ½ pg. de diámetro con 16.60 lb/ft de peso nominal.
- 5 pg. de diámetro con 19.50 lb/ft de peso nominal.

El grado describe el máximo esfuerzo de Cedencia a que puede ser sometida la tubería, y es de gran ayuda para diversos cálculos en el diseño de una sarta. Los grados más comunes son:

Tabla 1.3 Grado y Esfuerzo de Cedencia de la tubería de perforación.

GRADO		Esfuerzo a la Cedencia (psi)
Letra Designada	Designación Alternativa	
D	<i>D-55</i>	<i>55,000</i>
E	<i>E-75</i>	<i>75,000</i>
X	<i>X-95</i>	<i>95,000</i>
G	<i>G-105</i>	<i>105,000</i>
S	<i>S-135</i>	<i>135,000</i>

Con respecto al uso y el desgaste que tiene cada tubería, el API (American Petroleum Institute) estableció un código de colores y números, además de una descripción de las características con las que cuentan las tuberías. Esta clasificación es la siguiente:

Tabla 1.4 Tipos de tubería de perforación.

TIPO	DESCRIPCION	CODIGO
CLASE 1	<i>Nueva, sin desgaste, jamás usada</i>	<i>1 blanco</i>
PREMIUM	<i>Desgaste uniforme, 80% espesor</i>	<i>2 blanco</i>
CLASE 2	<i>Desgaste menor al 65% espesor</i>	<i>1 amarillo</i>
CLASE 3	<i>Espesor de pared mínimo del 55%</i>	<i>1 azul</i>
CLASE 4	<i>Menor a la clase 3</i>	<i>1 verde</i>
DESECHO	<i>Menor a la clase 4</i>	<i>1 roja</i>

1.2.2.5 La Broca

El trabajo primario de las brocas es rotar en el fondo del agujero. La broca es el final del aparejo de perforación, porque la broca es la que perfora el pozo. En la industria que se dedica a la fabricación de brocas, se ofrecen varios tipos, en muchos tamaños y diseños. Las diseñan para perforar un diámetro determinado

de hueco y para ciertas características de formación. Las brocas se encuentran en dos categorías principales:

- Cónicas.
- Cabeza fija.

Ambas tienen cortadores, que cortan o muelen la roca mientras que la broca perfora. Las brocas tienen varias clases de cortadores dependiendo del tipo de broca y de formación. Los cortadores para las brocas cónicas son dientes de acero o de carburo de tungsteno. Los cortadores para las brocas de cabeza fija son de diamantes naturales, diamantes sintéticos, o una combinación (híbrido) de ellos. Las brocas de híbridos combinan diamantes naturales y sintetizados, y pueden tener además, insertos de carburo de tungsteno.

✓ **Brocas Cónicas.**

Este tipo de brocas tienen conos de acero que ruedan, cuando la broca gira. Los cortadores de la broca están en los conos. Mientras que los conos ruedan el fondo del agujero, los cortadores raspan, escoplean, o trituran la roca en cortes muy pequeños.

El lodo de perforación, que sale de aperturas especiales de la broca (toberas), quita los recortes. Las brocas cónicas tienen de dos a cuatro conos, pero la gran mayoría son solo de tres conos, de allí su nombre "tricónicas".

Figura 1.26 Broca tricónica (Imagen modificada, libro "Perforación de pozos petroleros", Capítulo III).



Las brocas cónicas de dientes de acero y de insertos de carburo de tungsteno tienen los inyectores (toberas) que expulsan el lodo a grandes velocidades en forma de chorros. Los chorros de lodo sacan los recortes que se generan por el

efecto de la broca sobre la roca, si esto no se llevara a cabo el avance en la penetración de las diferentes capas se retrasaría, puesto que solo se estarían triturando los recortes que ya se generaron y el índice de la penetración (ROP) disminuiría notablemente. Debido a la acción de proporcionar un chorro en el fondo del agujero al perforar, la gente llama a veces este tipo de brocas como cónica tipo jet.

✓ **Brocas de Cabeza Fija.**

Aunque las brocas de cabeza fija tienen toberas, no tienen conos que rueden independientemente en la broca, mientras se está en movimiento rotatorio. Estas consisten en un pedazo sólido (cabeza) que rota solamente mientras que la sarta de perforación gire. Un fabricante de brocas de cabeza fija pone los cortadores en la cabeza de la broca. Algunos tipos de brocas de cabeza fija tiene diamantes naturales o industriales, y otras emplean diamantes sintéticos. Los diamantes sintéticos son policristalinos.

Figura 1.27 Broca de cabeza fija (Imagen modificada, libro “Perforación de pozos petroleros”, Capítulo III).



En una broca de diamante natural, el fabricante de la broca incrusta diamantes industriales en el fondo y las caras de la broca. Mientras que la broca rota, los diamantes entran en contacto con la cara de la formación y la muelen para hacer el agujero. Los fabricantes hacen muchas clases de las brocas de diamante para muchas clases de formaciones y de condiciones de perforación. Una broca extensamente usada es la broca policristalina de insertos de diamante. El carburo de tungsteno es la característica de las brocas de PDC las cuáles son diamantes sintéticos pegados. (En este caso, es un disco pequeño hecho de carburo de tungsteno.).

Una clase especial de broca de PDC es una broca de diamante policristalino térmico estable. Las brocas de TSP pueden soportar temperaturas mucho más altas que las brocas de PDC. Así, al perforar un agujero que requiera mucho peso y de altas velocidades rotatorias que generen bastante calor para destruir la capa sintetizada del diamante de un cortador de PCD, el operador puede seleccionar una broca de TSP. Las brocas llamadas híbridas combinan los diamantes naturales, PCD's, TSP's, e incluso insertos de carburo de tungsteno.

Figura 1.28 Broca PDC (Imagen modificada, libro "Perforación de pozos petroleros", Capítulo III).



1.2.2.6 Accesorios Especiales.

El desarrollo tecnológico en las herramientas que se utilizan durante la perforación, se ha desarrollado ampliamente, logrando sustituir partes mecánicas por algunas automatizadas o cambiado de lugar el movimiento mecánico que se ejerce para lograr la perforación de un pozo petrolero, dos ejemplos de este avance tecnológico son los denominados "Top Drive" y los motores de fondo que se emplean de acuerdo a las necesidades del pozo y las herramientas disponibles.

✓ Motor elevable (Top Drive).

Este sistema elimina varios elementos de la perforación rotatoria convencional, en su lugar se tiene un mecanismo impulsor superior, también llamado "unión giratoria de poder" que hace girar la tubería de perforación y la broca. Como una unión giratoria regular, el motor elevable cuelga del gancho del sistema de izaje y tiene un pasadizo para que el lodo de perforación pase hacia la tubería de perforación. Sin embargo, el motor elevable viene equipado de un motor eléctrico

(algunos motores elevables grandes tienen dos motores). Los perforadores accionan el motor elevable desde su consola de control, el motor da vuelta a un eje impulsor que tiene una cuerda para que se pueda conectar la parte superior de la sarta de perforación. Cuando se enciende el motor, la tubería de perforación y la broca rotan. Un motor elevable elimina la necesidad de una unión giratoria convencional, de una kelly y de un buje de la kelly.

Figura 1.29 Motor Elevable (Top Drive) (Imagen modificada, libro “Perforación de pozos petroleros”, Capítulo III).



Sin embargo, los equipos que cuentan con un motor elevable, todavía necesitan una mesa rotatoria con un buje maestro para proporcionar un lugar donde suspender la tubería cuando la broca no está perforando. Algunos equipos tienen motores hidráulicos incorporados que pueden rotar a la mesa rotatoria por si existe mal funcionamiento del motor elevable. Estos motores hidráulicos son considerablemente más ligeros en peso que los motores eléctricos y toman menos espacio.

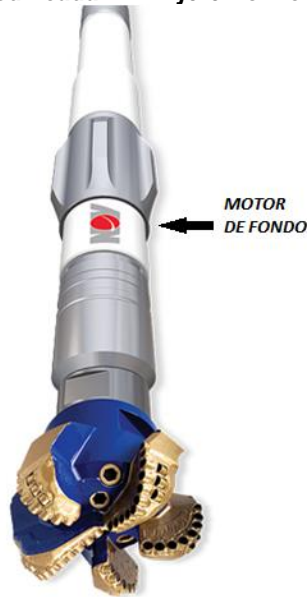
La ventaja principal de un motor elevable a comparación de un sistema de mesa rotatoria convencional es el manejo más sencillo de la tubería por parte de la cuadrilla.

✓ Motores de Fondo (Downhole Motors).

En situaciones especiales, el equipo puede utilizar un motor de fondo para rotar la broca, que a diferencia de un sistema de mesa rotatoria convencional o un sistema del motor elevable, el motor de fondo no gira la tubería de perforación, sino solamente la broca. El lodo de perforación acciona la mayoría de los motores de fondo, que normalmente se instalan sobre la broca.

Los equipos de motor de fondo se usan a menudo para perforar los pozos direccionales o verticales.

Figura 30. Motor de Fondo (Imagen modificada "www.jereh-oilfield.com").

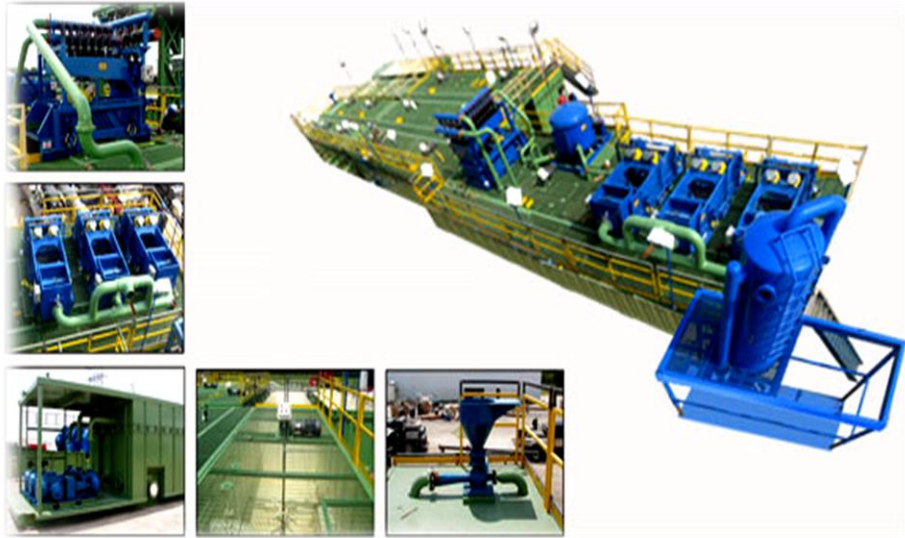


1.2.3. Sistema de Circulación de Lodo.

Una característica única de la perforación rotatoria es el bombeo de fluido de perforación al fondo del pozo para recoger los cortes hechos por la broca y levantarlos hasta la superficie. La capacidad de un equipo rotatorio de circular el lodo de perforación puede ser definitiva a la hora de escoger un equipo de perforación.

El lodo circula por muchas piezas del equipo, como son la bomba de lodos, la línea de descarga, la columna de alimentación (o tubería vertical), la manguera de lodos, la unión giratoria, la kelly, la tubería de perforación, las botellas, la broca, el espacio anular, la línea de retorno, la zaranda vibratoria, los tanques del lodo, y la línea de succión, volviendo a la bomba de lodo.

Figura 31. Sistema Circulatorio (imagen modificada “www.jereh-oilfield.com).



El lodo es bombeado desde la presa de succión, a través del tubo vertical que es una sección de tubo de acero montado verticalmente en una pata del mástil o de la torre.

El lodo es bombeado por el tubo vertical hasta una manguera de lodo, ésta va conectada a la unión giratoria, el lodo entra a la unión giratoria, luego baja por la kelly, por la tubería de perforación, por el portabrocas y sale por la broca. Aquí vira hacia arriba por el espacio anular, (espacio entre la tubería de perforación y la pared del pozo).

Finalmente el lodo sale del pozo a través de un tubo de acero llamado línea de descarga y cae sobre un aparato de tela metálica vibratoria llamada la zaranda vibratoria. La zaranda separa los recortes del lodo, enviando los sólidos al cast tank y el lodo pasa al tanque de asentamiento, luego a la de mezcla y por fin al tanque de succión para volver a circular el lodo impulsado por la bomba.

Figura 32. Zaranda Vibratoria.



También podemos encontrar los desarenadores y los deslimizadores (removedores de limo) que se conectan al tanque para remover las partículas pequeñas cuando el lodo las trae de la formación ya que si el limo o la arena vuelve a circular por el pozo, el lodo se hace más denso que lo deseado y puede desgastar la bomba, la sarta de perforación y otros componentes.

En el caso que se perfore una sección de formación con presencia de gas, se utiliza un desgasificador para remover el gas del lodo antes de volverlo a circular, ya que si este gas no es eliminado antes de volver a circular el lodo este tiende a disminuir la densidad del lodo, lo cual podría resultar en un reventón.

Figura 1.33 Desarenador (Imagen modificada “www.sunda.com/handling-tools)



Figura 1.34 Deslimizador (Imagen modificada “www.sunda.com/handling-tools)



Figura 1.35. Desgasificador (Imagen modificada “www.sunda.com/handling-tools)



Uno de los temas más complejos con el cual las cuadrillas tienen que tratar son los descontrolados de pozos, un número de variables en cualquier trabajo de perforación no solamente dictan cuales agentes químicos compondrán el lodo y el carácter físico del mismo, sino también sugieren la mejor velocidad de circulación para el lodo dentro del pozo. El fluido de perforación y los motores de la instalación ayudan a determinar el tipo de broca que se utilizará y otras de las características que debe tener una instalación de perforación para un trabajo dado.

El lodo se mezcla en los tanques de lodo con la ayuda de una tolva dentro de la cual se echan los ingredientes secos del lodo, estos tanques contienen agitadores que mezclan al lodo ya sea con aceite o con agua, dependiendo de las propiedades del lodo que sean necesarias.

Figura 1.36 Piscina de Lodos (Imagen modificada “www.sunda.com/handling-tools)



La bomba de lodo es el componente primario de cualquier sistema de circulación de fluidos, las cuales funcionan con motores eléctricos conectados directamente a las bombas o con energía transmitida por la central de distribución, las bombas deben ser capaces de mover grandes volúmenes de fluido a presiones altas. Cuando se está circulando aire o gas, la bomba es reemplazada por compresores y los tanques de lodos no son necesarios.

Figura 1.37 Bombas de Lodos (Imagen modificada “www.sunda.com/handling-tools)



1.2.4 Sistema de Energía.

Toda torre necesita una fuente de energía para mantener el sistema circulatorio y el de izaje funcionando, y en muchos casos también el sistema rotatorio requiere de esta energía para hacer un agujero. En el inicio de la perforación, los motores de vapor proporcionaban energía a las torres, pero como los motores de diesel y gas proporcionaban más energía y se tenía más fácil acceso a estos, las torres con funcionamiento mecánico empezaron a suplantar a las torres con funcionamiento a base de vapor. La gente que trabajaba en estas torres las comenzó a llamar “torres mecánicas”, porque los motores manejaban maquinaria especial, la cual, proveía de energía a los componentes.

Después, entre los años de 1970 y 1990, los generadores eléctricos, trabajando a base de motores de diesel, comenzaron a remplazar al equipo mecánico usado para manejar los componentes de la torre de perforación. Hoy, esas “torres eléctricas” dominan el trabajo de perforación.

Mecánica o eléctricamente, cada torre de perforación moderna utiliza motores de combustión interna como fuente principal de energía o fuente principal de movimiento. Un motor de una torre de perforación es similar a los motores de los automóviles, excepto que los de la torre son más grandes y más poderosos y no se usa gasolina como combustible.

La mayoría de las torres necesitan de más de un motor para que les suministre la energía necesaria. Los motores en su mayoría utilizan diesel, por que el diesel como combustible es más seguro de transportar y de almacenar a diferencia de otros combustibles tales como el gas natural, el gas LP o la gasolina.

Figura 1.38 Motores a Diesel (Imagen modificada “www.sunda.com/handling-tools)



Los motores de diesel no tienen bujías como los de gasolina. La combustión se provoca por el calor generado por la compresión, que hace que se encienda la mezcla de gas y aire dentro del motor. Todo el tiempo el gas es comprimido, por lo que su temperatura se mantiene en un alto nivel, facilitando esta acción. Así, los motores de diesel son llamados “motores de combustión–ignición”, a diferencia de los motores de gasolina que son llamados “chispa–ignición”.

Como el tamaño de una torre de perforación depende de que tan hondo sea el agujero que se vaya a perforar, se pueden tener desde uno y hasta cuatro motores, ya que mientras una torre sea más grande, podrá perforar más hondo y por lo tanto necesitará de más energía, por ejemplo, las torres grandes tienen de tres a cuatro motores, proporcionando un total de 3000 HP (2100 KW).

Como ya se mencionó, para transmitir la potencia desde la fuente primaria hasta los componentes de la instalación existen dos métodos el mecánico y el eléctrico. Hasta hace poco, casi todas las instalaciones eran mecánicas, o sea, la potencia de los motores era transmitida a los componentes por medios mecánicos, actualmente, las instalaciones diesel-eléctricas reemplazaron a las mecánicas.

1.2.4.1 Transmisión Mecánica de Energía.

En una instalación de transmisión mecánica, la energía es transmitida desde los motores hasta el malacate, las bombas y otra maquinaria a través de un ensamble conocido como la central de distribución, la cual está compuesta por embragues,

uniones, correas, poleas y ejes, todos los cuales funcionan para lograr la transmisión de energía.

1.2.4.2 Transmisión Eléctrica de Energía.

Las instalaciones diesel-eléctricas utilizan motores diesel, los cuales le proporcionan energía a grandes generadores de electricidad. Estos generadores a su vez producen electricidad que se transmite por cable hasta un dispositivo de distribución en una cabina de control, de ahí la electricidad viaja a través de cables adicionales hasta los motores eléctricos que van conectados directamente al equipo, el malacate, las bombas de lodo y la mesa rotaria.

Figura 1.39 Cabina de Control (Imagen modificada “www.sunda.com/handling-tools)



Figura 1.40 Motor eléctrico en el Malacate (Imagen modificada “www.sunda.com/handling-tools)



1.2.5 Sistema para el Control del Pozo.

1.2.5.1 Descripción de reventón en un pozo.

Un reventón, es una ocurrencia indeseable para cualquier empresa porque pone en peligro las vidas de la cuadrilla, puede destruir una instalación de millones de dólares, puede el medio ambiente por derrame de crudo entre otros. Un fluido ya sea líquido o gas brota el pozo, casi siempre a gran presión y muchas veces se incendia, especialmente si el fluido es gas. El problema surge cuando la presión de la formación es más alta que la que se tiene en el pozo, la cual es controlada por el fluido de perforación que circula dentro del mismo. Casi siempre el lodo de perforación evita que el fluido de la formación entre al pozo y reviente, pero bajo ciertas condiciones este fluido de la formación puede entrar al pozo y causar dificultades, ocasionando un cabeceo, es decir, el fluido de la formación entra al pozo y parte del lodo de circulación es empujado fuera del pozo, si la cuadrilla no se da cuenta, estos primeros indicios de un cabeceo, todo el lodo saldrá del pozo y el fluido de la formación fluirá sin control hasta la superficie terminando en un chorro incontrolable, llamado reventón.

Figura 1.41 Reventón o Descontrol (Imagen modificada “www.sunda.com/handling-tools)



1.2.5.2 Equipo para el control del pozo.

✓ Preventoras.

La función de los preventoras es el de controlar el paso de fluidos de una formación productora hacia la superficie, tanto por el espacio anular como por el interior de la tubería de trabajo, ya sean gas, aceite, o agua.

Los preventoras de ariete y anular se utilizan como control superficial en un pozo, sellando el espacio anular cuando se tiene tubería en su interior o cerrarlo totalmente, funciona casi siempre hidráulicamente con un fluido almacenado a presión en acumuladores. Estos preventoras también sirven para realizar pruebas de sello, que a su vez se utilizan en pruebas de fracturas y de revestimientos. Son accionados por la potencia hidráulica de los acumuladores, el control de este es manejado por los supervisores y jefes de equipo. El modo de operarlos puede ser de manera manual o automática.

Figura 1.42 Conjunto de Preventoras (BOP's) (Imagen modificada "www.sunda.com/handling-tools)



Los criterios para seleccionar el arreglo de preventoras deben de considerar la magnitud del riesgo expuesto y el grado de protección requerida. Cuando el riesgo es pequeño (presiones de formación normales y áreas desérticas o montañosas alejadas de los centros de población), se requiere de un arreglo de preventoras sencillo y de bajo costo. Si el riesgo es mayor (presiones de formación anormales, yacimientos de alta productividad o alta presión, áreas densamente pobladas, grandes concentraciones de personal y equipo como en el caso de barcos o plataformas marinas), el arreglo debe ser más complejo y en consecuencia de mayor costo.

✓ El Acumulador.

Los preventoras se abren y se cierran con fluido hidráulico que va almacenado bajo presión en un aparato llamado acumulador, los cuales son recipientes en forma de botellas o esféricos que están localizados en la unidad de operaciones siendo aquí donde se guarda el fluido hidráulico, para poder llevar el fluido hidráulico del acumulador a los preventoras, se tienden fuertes líneas para soportar altas presiones y cuando las válvulas de control se activan, el fluido hace que los preventoras trabajen, ya que los preventoras deben de sellar rápidamente es necesario que el fluido esté desde 1,500 y hasta 3,000 psi de presión utilizando gas nitrógeno contenido en los recipientes.

El acumulador casi siempre va situado a 100 ft del contrapozo para estar alejado de un incendio o reventón, las válvulas ubicadas en las líneas de flujo entre los acumuladores y las preventoras se utilizan para cerrar las mismas. Existe un tablero de control situado en la mesa de trabajo para poder operar los preventoras, en zonas muy frías, los acumuladores deben de estar protegidos contra el frío teniéndolos bajo calefacción para mantener el aceite hidráulico fluyendo y para asegurar que los controles eléctricos se mantengan secos, pudiéndose agregar al fluido hidráulico un anticongelante como el glicol de etileno.

Figura 1.43 Banco de acumuladores. (foto de acumuladores de taladro Pioneer 51, campo Castilla Norte)



✓ El Estrangulador.

Cuando ocurre un cabeceo, al cerrar el pozo con uno o más de las preventoras, se tiene que seguir perforando por lo que hay que circular fuera el fluido invasor con fluido de peso apropiado llamado fluido de control, para tal operación se instala un juego de válvulas llamadas estranguladores, estos van conectados a las preventoras, o sea, cuando un pozo se ha cerrado, el lodo y el fluido invasor son circulados hacia fuera por medio de la línea del estrangulador y a través de su juego de conexiones. Los estranguladores pueden ser válvulas ajustables y fijas. Los estranguladores ajustables de operación neumática o hidráulica y tienen una apertura capaz de ser cerrada o restringida, la cual varía en tamaño, desde la posición de cerrado y hasta la completamente abierta. Un estrangulador fijo tiene un flujo restringido de tamaño permanente. Cualquiera de los casos, la idea es que el flujo de los fluidos del pozo pueda ser circulado a través de los estranguladores y que se pueda mantener la suficiente presión dentro del pozo para evitar que entre más fluido de la formación mientras se está llevando a cabo la operación de cerrar el pozo.

Figura 1.44 Válvulas de control de influjos (foto de Chock manifold de taladro Pioneer 51, campo Castilla Norte).



Como los estranguladores son susceptibles a obstrucciones y desgaste bajo altas presiones por fluidos abrasivos, generalmente es necesario instalar varios estranguladores para permitir el cambio del uno al otro, de aquí el nombre juego de conexiones del estrangulador. Los estranguladores ajustables generalmente son controlados desde un tablero de control remoto en el piso de la instalación.

Figura 1.45 Tablero de control para Estranguladores (Imagen modificada “www.sunda.com/handling-tools)



✓ **El Separador de lodo y gas (Poor boy).**

Este es una pieza que salva el lodo utilizable que sale del pozo mientras se está circulando hacia fuera y separa el gas inflamable para que pueda ser quemado a una distancia segura de la instalación.

El equipo de control requiere de especial atención por parte de la cuadrilla, se tiene que inspeccionar y operar de vez en cuando para asegurar que todo esté funcionando bien, también se deben realizar simulacros de evacuación por patada de pozo cuando se vayan a perforar formaciones que se esperan altamente presurizadas, y así estar preparados para un eventual suceso de emergencia.

Figura 1.46 Separador de lodo y gas. (foto de poor boy de taladro Pioneer 51, campo Castilla Norte)



Capítulo 2

CALCULO DE LÍMITES TÉCNICOS OPERACIONALES PARA TRABAJOS DE PERFORACION Y WORKOVER

En el software “Power Rig” se presenta un análisis de los cálculos de límites técnicos operacionales para trabajos de perforación y workover que se utilizan en campo, el cual fue desarrollado de una manera secuencial para plasmar las fases o aspectos de mayor incidencia en la buena operación de los equipos y herramientas involucrados en un proceso de perforación, como también la selección óptima de un Taladro de Perforación para operaciones de tierra o agua.

En el software, se reúnen todos los Sistemas involucrados en un Taladro de Perforación, a saber:

- ✓ Sistema de Levantamiento.
- ✓ Sistema de Rotación.
- ✓ Sistema de Circulación.
- ✓ Sistema de Potencia.
- ✓ Sistema de Seguridad.

El “Power Rig” está dividido por bloques o secciones. En dichas secciones, es necesario implementar un procedimiento de llenado en la cual se requiere realizar cálculos inherentes a aspectos operacionales y de ingeniería, estos servirán finalmente para interpretación de los cálculos que servirán para determinar la buena operación de los equipos de un taladro de perforación y para su buena selección.

A continuación se mencionan las secciones del software:

- ✓ Requisitos de la Torre de Perforación (sistema de levantamiento).
- ✓ Necesidades Hidráulicas (sistema hidráulico de circulación de lodo).
- ✓ Necesidades Rotatorias (sistema de rotación).
- ✓ Equipos Auxiliares (sistema de prevención).

1.1 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO

Los trabajos de perforación se hacen a grandes profundidades, lo que implica conectar una serie de tubos de acero para transmitirle rotación desde la superficie hasta la broca, esto hace que el equipo de perforación levante o baje toda una sarta de tubería ya sea llena de lodo o seca. Para esto utiliza una serie de equipos mecánicos e hidráulicos desde la mesa hasta la corona del mástil, un cable acerado de cierto diámetro es el que permite subir y bajar el bloque viajero y el top

drive, este se enrolla desde la corona con el bloque con un cierto número de vueltas.

Tabla 2.1 Factores de eficiencia en cables de perforación.

Factores de eficiencia	
6 líneas	0,874
8 líneas	0,842
10 líneas	0,811
12 líneas	0,782

Este número de vueltas multiplica la capacidad de carga del cable dandonos un factor de eficiencia del mismo, el jefe de equipo le hace un seguimiento a su utilización en Toneladas/Milla y una vez se haya cumplido este valor se procede a cortar y reemplazar la longitud de cable desde el ancla hasta el malacate, esta longitud depende de la altura del mástil y del número de vueltas. En su extremo se enrolla en el tambor del malacate que es un motor con un eje de transmisión el cual tiene la potencia suficiente para levantar hasta más de 1000 klb.

El diámetro de la línea de perforación es proporcional a la resistencia de rotura del mismo, a mayor diámetro mayor resistencia para un grado determinado, a continuación se describe en una tabla la relación de los diámetros en pulgadas por resistencia en peso libras y kilogramos.

Tabla 2.2 Resistencia a la rotura del cable de perforación.

Diámetro línea de perforación (in)	Resistencia a la Rotura	
	Lb	Kg
1	89.800	40.726
1-1/8	113.000	51.274
1-1/4	138.800	62.948
1-3/8	167.000	75.737
1-1/2	197.800	89.705
1-3/4	226.000	102.494

A continuación se describen paso a paso los cálculos y ecuaciones con las que se realizó la programación del Sistema de Levantamiento donde los valores calculados se comparan con los límites técnicos de los mástiles y malacates para equipos establecidos en el software durante la perforación:

2.1.1 Carga rápida por línea (FLL)

$$FLL(\text{Lbs}) = \frac{\text{Carga en el gancho}}{(\# \text{ de líneas} * \text{factor de eficiencia})}$$

Donde, el factor de eficiencia se determina de la tabla 2.1 por el número de líneas o vueltas entre la corona y el bloque viajero y la carga en el gancho es el peso del bloque + gancho + top drive ó swivel y Kelly.

Figura 2.1 Línea del malacate (modificada de nuevosperforadores.blogspot.com).



2.1.2 Factor de seguridad (FS)

$$FS = \frac{\text{Resistencia a la Rotura}}{FLL}$$

Si el factor de seguridad $FS > 3$, el diseño del diámetro y número de líneas “si cumple”.

2.1.3 Carga estática (SCL)

Cuando la sarta de perforación está sujeta al Top Drive o al elevador sin movimiento, el cable no va sufrir ninguna sobre tensión o apoyo, lo que nos permite calcular la carga en (lbs) que soporta cada línea.

$$SCL \text{ (Lbs)} = \frac{(\# \text{ de líneas} + 2)}{(\# \text{ de líneas})} * \text{Carga en el gancho (Lbs)}$$

Se tiene en cuenta el número de líneas entre el bloque y la corona más 2, que son los extremos que van hacia el malacate y el ancla.

2.1.4 Carga en la línea muerta

$$\text{Cargas en la línea muerta(Lbs)} = \frac{\text{Carga en el gancho (lbs)}}{\# \text{ de líneas}}$$

Donde la carga en la línea muerta es el peso que soporta el extremo del cable sujeto al ancla de la torre.

Figura 2.2 Ancla (tomada de instructivo Halliburton)



2.1.5 Cargas dinámicas (DCL)

$$\text{DCL(Lbs)} = (\text{FLL}) + (\text{Carga en el gancho}) + (\text{Carga en la línea muerta})$$

Cálculos durante la corrida del revestimiento:

Las ecuaciones desde la 2.1.1 hasta la 2.1.5 son iguales para la corrida de revestimiento, si $FS > 2$, el factor de diseño "Si cumple".

2.1.6 Máxima carga equivalente (MCE)

La MCE es la resistencia máxima que puede soportar el cable por tensión y es indispensable a la hora de correr revestimiento o despegar tubería.

$$\text{MCE (lbs)} = \frac{(\text{Resis. a la Rotura})(\text{lbs}) * (\# \text{ de líneas}) * (\text{factor de eficiencia})}{(\text{Limite de seguridad de diseño})}$$

Para determinar la resistencia máxima por línea se determina el MCE con un límite de seguridad para revestimiento igual a 2.

2.1.7 Margen de Overpull (MOP)

El margen de overpull es el aumento de tensión de la sarta cuando corre hacia arriba provocada por el arrastre, cambios fuertes de geometría, peso del lodo y otras variantes importantes que son comunes cuando se perfora o se corre revestimiento.

$$\text{MOP (lbs)} = (\text{Max Carga Eq}) - (\text{Carga en el gancho})$$

2.1.8 Potencia para levantar (reciprocarse) (HP)

El HP es la potencia que requiere el motor del malacate para poder levantar la tubería de revestimiento cuando se saca o repasa. La potencia se da en unidades de Caballos de Fuerza (Horse Power).

$$\text{HP (hp)} = \frac{(\text{Carga en el gancho} * 30)}{(\text{Tiempo(seg)}) * 550}$$

Donde,

Tiempo = 30 segundos para una junta de 30 pies.

550 = Cte para convertir lb/seg a HP

2.2 SISTEMA HIDRAULICO DE CIRCULACION DE LODO

El llenado de esta fase contempla una información básica en lo relativo a optimizar la rata de penetración (R.O.P), ya que la misma es necesaria para el diseño de las bombas del fluido de perforación y su respectiva potencia. Esto garantizará el caudal suficiente para cumplir con el método hidráulico seleccionado y con la presión de superficie. Estos métodos, deben ser seleccionados de acuerdo al tipo de formación a atravesar y al tipo de broca que se vaya a utilizar.

La obtención de un caballaje hidráulico en la broca es clave para poder realizar un diseño óptimo de la Hidráulica. Este valor dependerá de la potencia por pulgadas cuadrada (HSI (hydraulic square inch)) que se haya seleccionado. El rango de los HSI está entre 2.0 y 8.0. Este valor sugerido no siempre estará disponible, todo dependerá de la capacidad de la bomba del taladro y por supuesto de nuestra habilidad en el diseño de los jets de la broca.

Este rango para la broca es fundamental, ya que garantiza una amplia limpieza en la cara de la broca y por ende evita erosionamiento y posible formación de anillos alrededor de ella.

Para el pozo se debe asumir un valor dentro del rango. Este valor puede ser obtenido de los pozos vecinos, comprobando en cada sección del hueco cual fue el mejor rendimiento de una broca y tomando como referencia dicho valor para realizar su hidráulica final. La fórmula para el caballaje hidráulico en la broca es la siguiente:

2.2.1 Caballaje Hidráulico en la broca (CHb).

$$CHb = HSI * Area\ del\ Hoyo\ (in^2)$$

Donde:

$$Area\ del\ hoyo = \left(\frac{\pi}{4}\right) * (Diametro\ del\ hoyo^2)$$

Uno de los factores limitantes que se requiere cumplir al momento de diseñar la hidráulica para un pozo, está relacionado con la garantía de la limpieza del fondo del pozo. Este requisito está asociado con la velocidad anular mínima (VAm en ft/min).

Existen varias formas de conocer un valor de velocidad anular mínima, a saber gráficos, tablas o formulas. Para el llenado de esta línea utilizaremos una tabla de uso común para la selección de la velocidad referida (con un valor mayor), la cual está relacionada con el diámetro del hueco y la tubería de perforación.

Diámetro del Hueco.	VAm (ft/min)
26" y 17 1/2"	50 - 70
12 1/4"	90
8 1/2"	110
5 7/8"	140

Con el valor de la velocidad anular seleccionada, nos disponemos a calcular el valor del caudal que nos garantice tener dicha velocidad. Este valor de caudal será obtenido utilizando la siguiente fórmula:

2.2.2 Caudal de la Bomba en gal/min (Q).

$$Q = (VAm \left(\frac{ft}{min}\right) * (Dhoyo^2 - Dt^2)(in^2))/24.5$$

Donde:

Dhuevo: Diámetro del hueco en pulg.

Dt: Diámetro de la tubería de perforación en pulg.

24.5: Factor de conversión.

Nota: Para trabajar en bls/min divide el resultado de “Q” entre 42.

La velocidad de salida del fluido a través de las boquillas o jets de la broca, podemos calcularla utilizando gráficos existentes o por la siguiente fórmula.

2.2.3 Velocidad de los Jets de la Broca (V jets)(ft/seg).

$$V_{jets} = \frac{Q \left(\frac{gal}{min} \right)}{(3.12 * A_{tf})}$$

Donde:

A_{tf}: Área total de flujo (in²).

3.12: Factor de conversión.

Para conocer los requerimientos de la bomba en cuanto a potencia y en cuanto a la presión con la cual se desea trabajar basado en el caudal (Q) seleccionado, es necesario calcular unos parámetros que se verán más adelante.

Uno de estos parámetros son las pérdidas por fricción a través del sistema de circulación por donde el fluido hace su recorrido durante un ciclo completo. Estas pérdidas deben ser calculadas con el caudal seleccionado por cada sección del hueco.

Existen varias formas para el cálculo de las pérdidas por fricción, a saber: reglas hidráulicas, Gráficos, tablas, fórmulas y programas computarizados disponibles. Una de las correlaciones más utilizadas en dicho cálculo, es la correlación de Blasius, así como la correlación de Colebrook, su fórmula es la siguiente:

2.2.4 Correlación de Blasius

- **Flujo Turbulento por Tubería:**

$$\Delta P = \left[\frac{Q^{1,26}}{1775 * DI^{4,86}} \right] * L * Fc1$$

Donde:

D1: Diámetro interno de la tubería en pulgadas.

L: Long. De la sección de tubería medida (MD) en pies.

Fc1: Factor de corrección por densidad del fluido.

$$Fc1 = \left(\frac{Densidad}{10} \right) * (\mu p / Densidad)^{0,14}$$

μp : Viscosidad plástica en cps.

- **Flujo Turbulento por Anular:**

$$\Delta P = [Q^{1,26} / (661 (Dm - dm)^{4,86})] * L * Fc1$$

Donde:

Dm: Diámetro mayor, pulgadas.

dm: Diámetro menor, pulgadas.

2.2.5 Correlación de Colebrook.

- **Flujo Turbulento por tubería:**

$$\Delta P = [Q^{1,75} / (862 * DI^{4,73})] * L * Fc2$$

Donde:

Fc2: Factor de corrección por densidad del fluido de perforación.

$$Fc2 = \left(\frac{Densidad}{10} \right) * \left(\frac{\mu p}{Densidad} \right)^{0,25}$$

- **Flujo Turbulento por anular:**

$$\Delta P = [Q^{1,75} / (328 * (Dm - dm)^{4,73})] * L * Fc2$$

- **Flujo Laminar por Tubería:**

$$\Delta P = [\mu p * Q / (3663 * DI^4)] * L$$

- **Flujo Laminar por anular:**

$$\Delta P = [\mu p * Q / (1624 * (Dm - dm)^4)] * L$$

Se anexa el grafico del recorrido del fluido el cual causa Perdidas por Fricción en el Sistema de Circulación.

Para la utilización de las formulas anteriores referidas a perdidas por fricción y a fin de facilitar el cálculo se usarán las tablas que se encuentran en la parte anexa.

Pasamos ahora a evaluar la sumatoria de todas las perdidas por fricción calculadas anteriormente.

Dado que se utilizaron las tablas para el cálculo de las pérdidas por fricción, dichas tablas están diseñadas para un fluido de densidad igual a 10 lbs/gal, de allí que se hace necesario corregirla por densidad del fluido real utilizado en cada sección del hueco. Este factor de corrección es similar al Fc1 definido anteriormente.

El cálculo que hace referencia a la potencia necesaria en superficie para trabajar con una presión de bomba y un caudal previamente diseñados en líneas anteriores, su valor será obtenido para todas las secciones del pozo a través de la siguiente fórmula:

2.2.6 Caballaje o Potencia Hidráulica en Superficie (CHs)

$$CHs = \frac{(Presion\ de\ Superficie(psi) * Q(gal/min))}{1714}$$

Una vez obtenido el caballaje en superficie requerido, es necesario calcular la potencia de la bomba utilizando su eficiencia volumétrica, las cuales asumiremos para una bomba Triplex de 95% y bomba Duplex de 85% esto es:

2.2.7 Potencia de la Bomba (HPb)

$$HPb = \frac{CHs}{0.95\ \text{ó}\ 0.85}$$

Posteriormente, se calculará la potencia de los motores requerida para garantizar que se cumpla con el caballaje hidráulico en superficie, para ello se utiliza la eficiencia mecánica de los motores considerada en 85%.

2.2.8 Potencia de los Motores de la Bomba (HPmb)

$$HPmb = \frac{HPb}{0.85}$$

A fin de garantizar la potencia requerida, se puede agregar a la HP mb, las perdidas por componentes (5% por cada motor) y por promedio de servicio continuo (85%). Es decir que:

$$HPmb \text{ final} = \frac{HPmb}{(0.85 * (1 - 0.05x3))}$$

Nota: Asumir 3 motores.

2.3 SISTEMA DE ROTACION.

Para el cálculo de esta fase es necesario considerar la asesoría de los fabricantes o de catálogos donde estos equipos estén disponibles. Esto a fin de poder obtener las características que cumplan con los requisitos asociados a las secciones de los huecos a perforar.

Figura 2.3 Mesa rotaria (tomada de instructivo Halliburton)



Ahora nos encargaremos de definir el tipo de transmisión que la mesa rotaria y sus componentes principales utilizarán para generar el trabajo requerido.

Es necesario considerar para la selección del diámetro de la mesa el tamaño de la broca más grande que perforará el pozo en estudio.

Para los cálculos se requiere del fabricante, obtener la capacidad de carga que la mesa seleccionada soporta y que debe ser superior a la mayor carga a manejar en el pozo en estudio. Podemos obtener la carga mayor del revestimiento que pesa más y esto debe ser la referencia para la selección.

Igualmente, en la tabla del fabricante debe aparecer las revoluciones por minuto (rpm) máxima y mínima que la mesa seleccionada es capaz de suministrar. Esta información debe colocarse.

Al igual que los rpm, el fabricante debe suministrarnos la capacidad de torsión que la mesa posee. Esta información al igual que la anterior es la base para calcular el caballaje de la mesa.

El caballaje de la mesa rotaria, debe ser suministrado por el fabricante, pero podemos calcularlo por la siguiente fórmula:

2.3.1 Caballaje Rotatorio.

$$CR = \frac{(T * rpm)}{5250}$$

Donde:

T: Torsión de la mesa rotatoria (lbs-pie).

5250: Factor de conversión de (lbs-pie)*(rpm) a potencia.

2.4 SISTEMA HIDRAULICO DE PREVENCION.

El sistema de control de preventoras, también denominado la “unidad de cierre de acumuladores” o simplemente la “unidad de cierre”, es un sistema de tanques, tuberías, válvulas, manómetros y bombas que se utilizan para presurizar y suministrar fluido hidráulico para controlar los componentes actuados hidráulicamente del conjunto de preventoras.

Durante el inicio de una surgencia, es esencial cerrar el pozo rápidamente para mantener el amago de reventón (surgencia) pequeño. Generalmente los sistemas que funcionan manualmente son más lentos que las unidades hidráulicas y pueden llevar a volúmenes de influjo mayores.

Se han probado las bombas del equipo con aire y unidades con bombas hidráulicas y ninguno fue satisfactorio. Los acumuladores hidráulicos son los primeros sistemas que han resultado ser satisfactorios.

Figura 2.4 Unidad de cierre de acumuladores (modificada de Manual para Well Control, Wish Master).

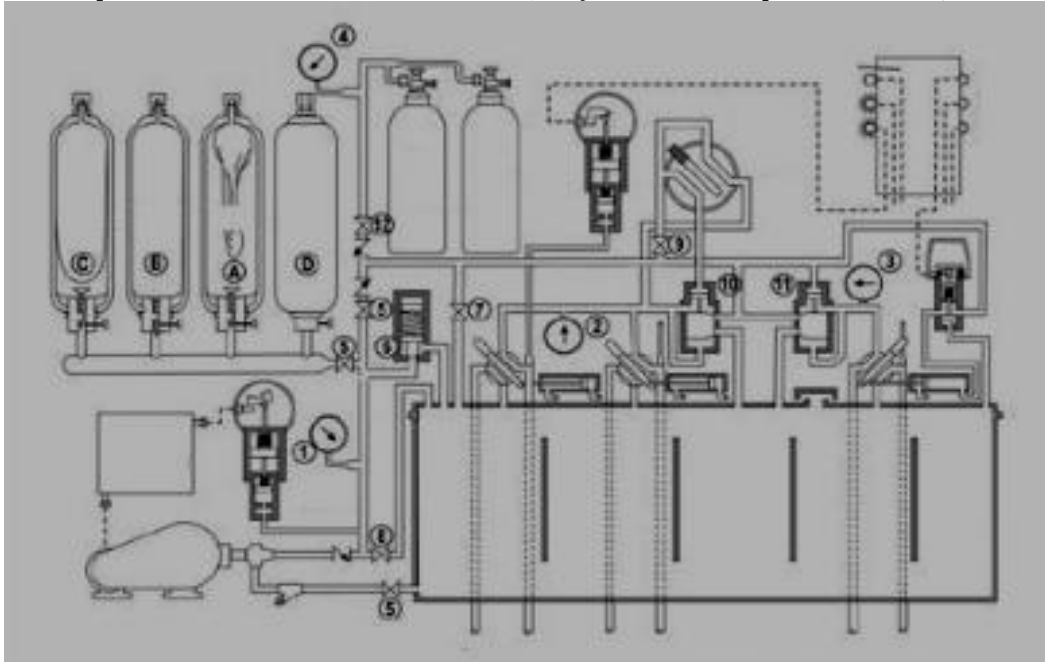


El acumulador provee una manera rápida, confiable y práctica para cerrar los preventoras cuando ocurre un amago de reventón (surgencia). Debido a la importancia de la confiabilidad, los sistemas de cierre tienen bombas adicionales y un volumen excesivo de fluido además de los sistemas alternativos o de apoyo. Las bombas de aire/eléctricas se conectan para recargar la unidad automáticamente a medida que disminuye la presión en el botellón de acumulador. El sistema de control del acumulador proporciona un medio para cerrar y abrir individualmente cada preventora y cada válvula de manera conveniente, rápida, repetidamente y a la presión de operación correcta. Los equipos se deben diseñar para operar de forma independiente en casos de emergencia cuando falte la fuente de energía principal del taladro.

Los elementos del sistema de control de preventoras generalmente incluyen:

1. Fluido de control hidráulico.
2. Tanque de depósito.
3. Uno o más sistemas de bombeo.
4. Un banco de botellas acumuladoras.
5. Un múltiple de control hidráulico.
6. Uno o más tableros de control remoto (opcional).

Figura 2.5. Componentes del sistema de cierre/acumulador (modificada de Manual para Well Control, Wish Master).

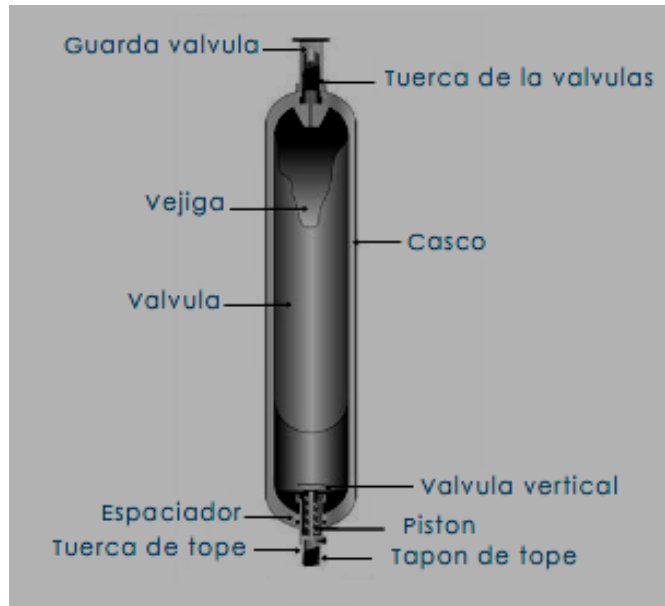


En resumen, el sistema funciona a través de bombear fluido desde el tanque hasta las botellas acumuladoras, donde permanece hasta que sea requerido. El banco de botellas acumuladoras está conectado directamente al múltiple de control hidráulico. Se mantiene la presión en las botellas a una presión de trabajo especificado, para, al activar una manivela en el múltiple de control hidráulico o tablero de control remoto, se pueda enviar fluido presurizado inmediatamente a través del múltiple de control hidráulico al dispositivo de control de presión correspondiente.

2.4.1. Fluido de control hidráulico.

Se utiliza el fluido de control hidráulico para transmitir la presión de operación a las herramientas que requieren presión hidráulica para su operación. Es almacenado en los tanques, bombeado en las botellas acumuladoras, liberado a través del múltiple de control hidráulico en las cámaras de operación de los equipos actuados hidráulicamente y descargado de regreso al múltiple de control hidráulico hacia el tanque.

Figura 2.6 Fluido de control hidráulico. (modificada de Manual para Well Control, Wish Master).



2.4.1.1 Composición del fluido.

Los fluidos de control hidráulico recomendados incluyen:

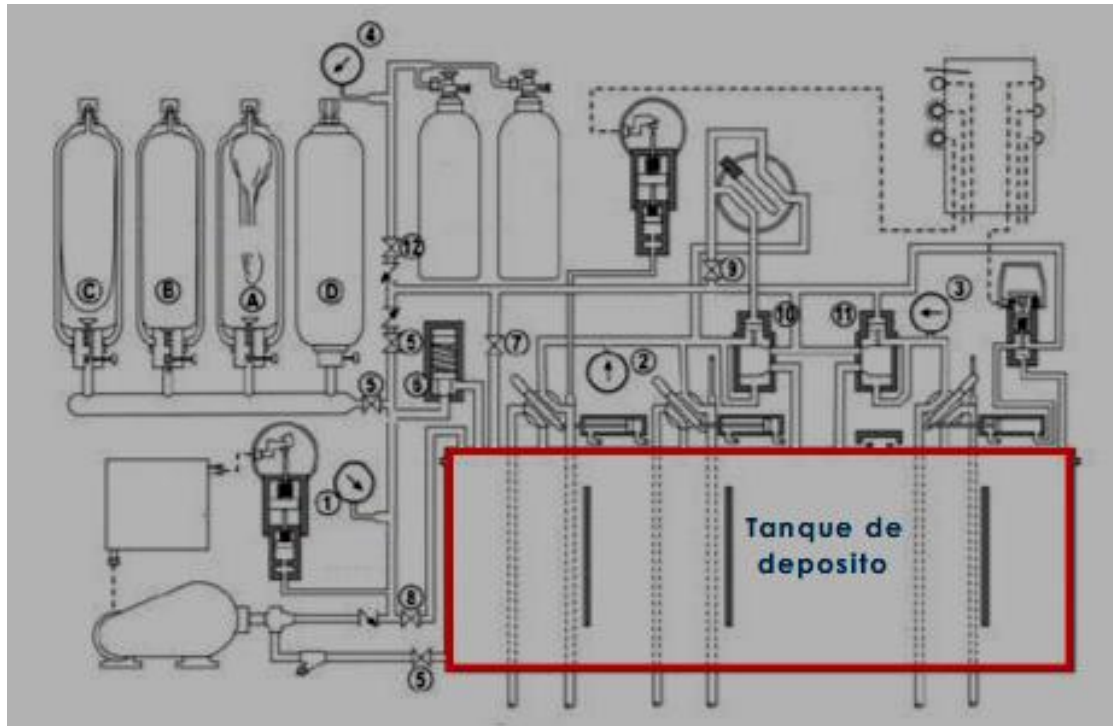
1. Aceite hidráulico liviano (10W).
2. Fluido a base de agua aprobado por el fabricante original del equipo (OEM), tal como Hydrablu™.
3. Agua dulce que contenga un lubricante e inhibidores de corrosión.
4. No se recomienda el uso de lodo como fluido de control hidráulico.

2.4.2. Tanque de depósitos.

El propósito del tanque es retener el fluido hidráulico excedente mientras que no está en uso. Los deflectores evitan el movimiento del fluido hidráulico dentro del tanque mientras que es transportado. Los respiraderos cubiertos permiten la entrada y salida de aire del tanque, que evita que el tanque se presurice. Los orificios de inspección permiten que se revise el nivel de fluido hidráulico en el tanque y se observe una serie de líneas de retorno desde el múltiple de control hidráulico. En muchas ocasiones se puede identificar problemas en el sistema a través de monitorear el retorno del fluido hacia el tanque.

Para determinar la capacidad volumétrica del tanque se utiliza la ecuación del volumen de un paralelepípedo dada la forma típica del tanque.

Figura 2.7 Tanque de depósito (modificada de Manual para Well Control, Wish Master).



Los requerimientos de fluido hidráulico del conjunto de preventoras determinarán que tamaño de tanque se requiere.

Según la especificación 16E del API, el volumen del tanque debe ser por lo menos dos veces el volumen del fluido hidráulico utilizable requerido por el sistema IADC (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación) el cual recomienda que el volumen del tanque sea 1.5 veces el volumen total del acumulado.

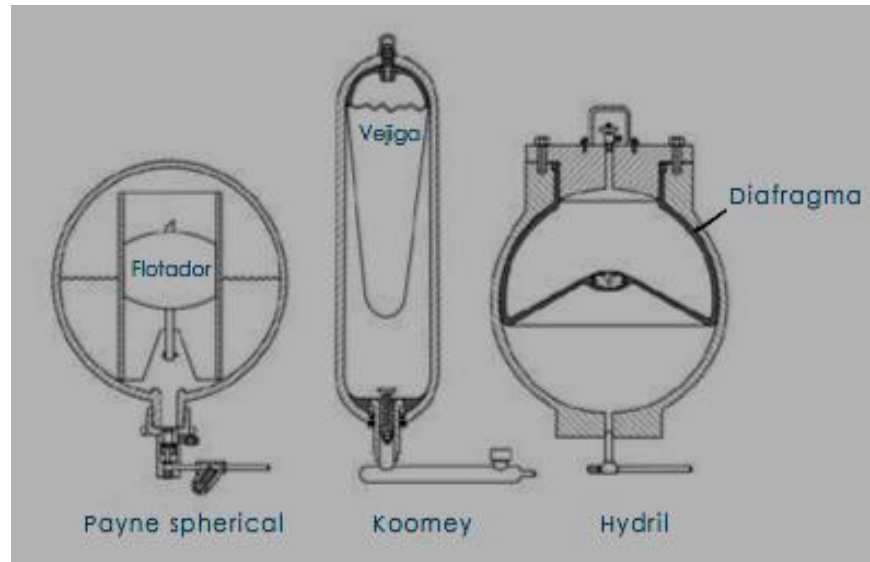
2.4.3. Banco de Acumuladores.

El banco de acumuladores consiste en una serie de botellas acumuladoras y un múltiple de tubería de acero que conecta las botellas a los sistemas de bombeo y el múltiple de control hidráulico.

Una botella acumuladora es un recipiente a presión cilíndrico o esférico, que está diseñado para contener gas nitrógeno además de fluido de control hidráulico. Dentro del casco de la botella, el gas de nitrógeno y el fluido se mantienen separados a través de un elemento movable que permite que el volumen ocupado por el gas sea comprimido al bombear el fluido en la botella.

Dependiendo del tipo de botella, el nitrógeno y fluido hidráulico podrá estar separado por: Una vejiga, Un diafragma, Un pistón.

Figura 2.8 Banco de Acumuladores. (modificada de Manual para Well Control, Wish Master).



Una botella acumuladora almacena fluido de control hidráulico bajo presión a través del uso de un gas comprimible, generalmente gas nitrógeno inerte. Para entender como esto funciona es importante entender que al comprimir un gas, ejerce presión hacia afuera. Igual como un resorte mecánico, un cuerpo de gas comprimido puede almacenar una gran cantidad de energía potencial.

Es muy importante que la capacidad de la unidad de acumuladores tenga el tamaño apropiado para el conjunto de preventoras que operara. Frecuentemente, las especificaciones de los equipos de perforación de un proyecto establecen solamente que “se requiere un sistema de control de acumuladores para operar hidráulicamente las válvulas en el conjunto de preventoras.

El volumen del acumulador representa el tamaño total de una botella o banco de acumuladores. Incluye el espacio ocupado por el fluido, gas y componentes internos, tales como la vejiga o diafragma. Por otra parte, el volumen de fluido usable representa la cantidad de fluido que el acumulador puede liberar entre su presión de operación máxima y su presión de operación mínima. La relación entre el volumen del acumulador y el volumen de fluido usable depende de la presión de precarga, la presión de operación máxima y la presión de operación mínima de los acumuladores.

2.4.3.1. Determinación del tamaño del banco de acumuladores.

Hay múltiples métodos que se utilizan para determinar el tamaño apropiado de una unidad de acumuladores. Estos métodos incluyen los establecidos en las Prácticas Recomendadas 16D, 16E y 53 del API, además de los desarrollados por la Dirección Petrolera Noruega (NPD), Koomey, S/S y la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC).

Aunque los detalles varían de un método a otro, los tres pasos básicos son los mismos. En todo caso se debe:

1. Calcular el volumen de fluido usable requerido para operar el conjunto de preventoras.
2. Incluir un factor de seguridad, si se requiere.
3. Calcular el volumen de acumuladores requeridos para almacenar la cantidad necesaria de fluido hidráulico usable.

Tabla 2.3 Métodos para determinar el tamaño de banco de acumuladores

Resumen de Métodos				
Método	Requerimiento de Operación	Factor de Seguridad	Presión de Precarga	Presión de Operación Mínima
API RP 16E	Cerrar todos los preventoras /abrir todos los estranguladores	50%	NA	1500
API RP 53	Cerrar los preventoras/abrir valvulas HCR	NA	3000/1000 5000/1500	200 por encima de la precarga
NPD	Cerrar, abrir y cerrar todos lo preventoras	25% del volumen de cierre	1000	200 por encima de la precarga
S/S	Cerrar, abrir y cerrar todos lo preventoras	50%	1000	200 por encima de la precarga
KOOMEY	Cerrar todos lo preventoras / abrir todos los estranguladores	50%	1000	200 por encima de la precarga

Capítulo 3

APLICACIÓN DE SOFTWARE “POWER RIG” EN OPERACIONES DE PERFORACIÓN Y WORKOVER

En las operaciones de perforación y workover ocurren ciertos problemas como aumento o disminución de presión, pegas de la sarta de tubería, pérdida de circulación, influjos, etc., que son comunes por diferentes factores propios de procedimientos en la perforación. Un objetivo de las emtanques, es minimizar estos problemas mediante el uso de procesos y equipos más seguros, soportados por software y sistemas avanzados que cubren esa necesidad de realizar operaciones seguras y en menor tiempo.

El software “POWER RIG” va encaminado en proteger los equipos utilizados y la operación, empleando parámetros y datos paralelos al avance de la perforación para calcular en línea los límites técnicos de cada sistema. En este capítulo se describe la aplicación de cada sistema en operaciones reales que se demostrará en el transcurso del mismo.

3.1 APLICACIÓN EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO.

En este sistema se mencionan tres condiciones para el cálculo de la potencia cuando levanta ó baja tubería: perforando, cuando se corre revestimiento y cuando la tubería está pegada. Para las tres condiciones se tiene en cuenta el peso del bloque viajero con el gancho y top drive en todos los cálculos.

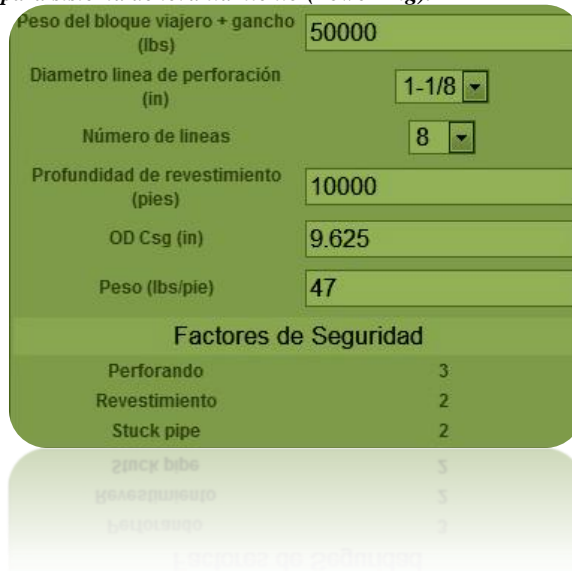
El tipo de diseño de pozo, profundidad y litología es muy importante durante cualquier operación de perforación, hay que tener en cuenta que cuando se perforan pozos direccionales y horizontales se tienen más problemas que con pozos verticales por el aumento de torque y arrastre de la sarta; igual para pozos muy profundos donde el torque es mayor por el contacto de la tubería con las paredes del hueco y mayor peso por la longitud de la sarta.

Se hace uso de la mayor potencia en este sistema de levantamiento generalmente cuando tenemos tubería de perforación o revestimiento pegada ya sea por pega geométrica o pega diferencial, estos problemas son comunes y de alto riesgo para el equipo y el personal. En estos trabajos los operadores de los equipos se guían por el peso mostrado en el indicador de peso (Martin Decker) ya que muestra directamente el esfuerzo y la cantidad de libras que hace el equipo de levante.

Durante la perforación después de cada parada se anota el peso de la sarta bajando (tripping in), rotando y sacando (tripping out); lo mismo cuando se viaja o se baja revestimiento, esto con el fin de determinar la cantidad de arrastre y torque a diferentes profundidades y observar los puntos apretados (dog leg).

En el Power Rig se puede ingresar valores del peso en el gancho, diámetro y número de líneas del cable de perforación, profundidad, diámetro y peso específico de la tubería y/o revestimiento.

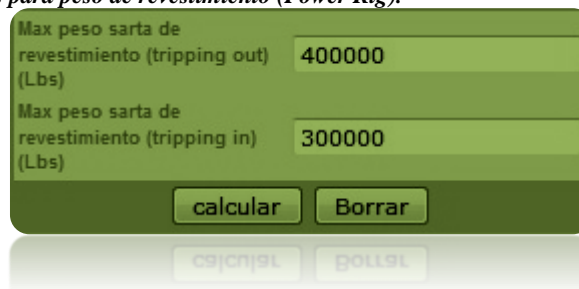
Figura 3.1 Ingreso de valores para sistema de levantamiento (Power Rig).



Peso del bloque viajero + gancho (lbs)	50000
Diametro linea de perforación (in)	1-1/8
Número de líneas	8
Profundidad de revestimiento (pies)	10000
OD Csg (in)	9.625
Peso (lbs/pie)	47
Factores de Seguridad	
Perforando	3
Revestimiento	2
Stuck pipe	2

En este ejemplo se utilizó un peso en el gancho (Top Drive + gancho + bloque viajero) de 50.000 lbs, un diámetro de cable de 1 1/8" con número de líneas entre el bloque y la corona de 8, para bajar un revestimiento de (9 5/8", P-110, # 47 lb/ft) a una profundidad de 10000 ft.

Figura 3.2 Ingreso de valores para peso de revestimiento (Power Rig).



Max peso sarta de revestimiento (tripping out) (Lbs)	400000
Max peso sarta de revestimiento (tripping in) (Lbs)	300000
<input type="button" value="calcular"/> <input type="button" value="Borrar"/>	

Para el máximo peso sacando se utilizó 400.000 lbs y bajando 300.000 lbs. Dándonos una máxima carga equivalente igual a 562.456 lbs, un MOP (Margen de Overpull) igual a 162.456 lbs y una potencia para levantar de 727 Hp. Estos valores se comparan con la capacidad de trabajo del mástil y la potencia del malacate de los diferentes equipos establecidos en el software, si las capacidades

del equipo son mayores que las calculadas, trabajara sin ningún problema ya que no excede los límites técnicos establecidos por el fabricante y si los excede los encargados de la operación, tendrán que tomar medidas para no excederlos o utilizar un equipo con potencia superior al evaluado. (Lo anterior para well planning).

3.2 APLICACIÓN EN EL SISTEMA HIDRÁULICO DE CIRCULACIÓN DE LODO.

Dentro del sistema hidráulico se utilizan bombas de gran capacidad para la circulación del lodo de los tanques hacia el pozo, lo que genera pérdidas de presión por restricciones en el recorrido de la superficie a la broca y viceversa. Los cálculos hidráulicos ó caídas de estas pérdidas de presión se pueden obtener a partir de hojas de cálculo, dándonos un valor teórico que se compara con la presión mostrada en los manómetros de la consola del perforador. Si la presión real es muy superior a la teórica, los operadores deben determinar las causas de este aumento que puede ser generado por taponamiento en las boquillas de la broca, daño en las herramientas direccionales, carga de recortes en el anular, taponamiento en el flow line y otros.

El “Power Rig” calcula la potencia mecánica y eléctrica requerida por las bombas en una operación de perforación evaluada por parámetros de ROP (Rata de Penetración), diámetro del hueco (OD Broca), caída de presión en la broca (%), y el flujo requerido en galones por minuto dividido el diámetro del hueco.

Figura 3.3 Ingreso de valores para sistema de hidráulico de circulación de lodo (Power Rig).

ROP (pies/hr)=	100
Diámetro Hueco (in) =	12.25
Caída de presión en la broca (49-65%) =	50
Flujo requerido (30-60 gpm/in) =	60

En este ejemplo se escogió los datos que se observan en la figura anterior para calcular las potencias requeridas por las bombas dándonos un resultado de 2772 Hp y 2298 Kw, estos valores se comparan con la suma de potencias ofrecidas por las bombas de cada taladro.

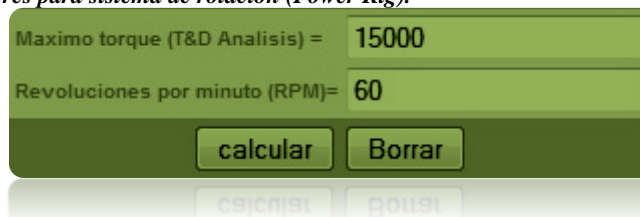
Estos cálculos son muy importantes a la hora de hacerle un cambio de camisa a las bombas o sirven para determinar si la energía eléctrica es insuficiente para perforar o bombear con unos parámetros establecidos.

3.3 APLICACIÓN EN EL SISTEMA ROTACIÓN.

La rotación de la broca es proporcionada por un equipo en superficie como la mesa rotaria o Top drive, estos equipos requieren de cierta cantidad de energía la cual es calculada por el software. A continuación se demostrará mediante un ejemplo.

El cálculo de la potencia para torque depende básicamente del torque en (lb-ft) que marque el sensor en la consola perforando ó en un intento de pega y las revoluciones por minuto de la sarta; con estos dos valores y por medio de una constante determinamos la potencia requerida en Hp.

Figura 3.4 Ingreso de valores para sistema de rotación (Power Rig).



Maximo torque (T&D Analisis) =	15000
Revoluciones por minuto (RPM)=	60
<input type="button" value="calcular"/> <input type="button" value="Borrar"/>	

Para rotación con Top drive se determina el torque dependiendo del cambio con el que esté trabajando el motor que puede ser alto o bajo y con los rpm del mismo.

En el ejemplo utilizamos un torque de 15000 lb-ft y 60 rpm, obteniendo un resultado de 171 Hp que se compara con la capacidad del motor del malacate cuando trabajamos con mesa rotaria.

3.4 APLICACIÓN EN EL SISTEMA HIDRÁULICO DE PREVENCIÓN.

Las preventoras de ariete y anular se utilizan primordialmente para controlar influjos que provocan patadas de pozo y evitar reventones como también se utilizan para probar su sello hidráulico cuando se instalan, obtener presiones de fractura entre otras, estas necesitan un fluido hidráulico para su cierre que se depositan en un conjunto de cilindros denominados acumuladores los cuales se conectan mediante unas líneas y se controlan por medio de una válvula manual y una automática.

Para el cierre de las preventoras cuando ocurren patadas de pozo utilizan diferentes métodos que son nombrados en el capítulo 2, estos calculan el volumen necesario de fluido hidráulico para cerrar y abrir las preventoras.

A continuación se ilustrará mediante tablas un ejercicio utilizando el método NPD.

Tabla 3.1 Cálculo de volumen requerido de fluido en banco de acumuladores.

Calcular el volumen requerido de Fluido Usable		
Paso	Acción	Ejemplo
1	Decidir cual método se utilizara para determinar el tamaño apropiado.	Se utilizara el método para servicio de H2S recomendado por NPD.
2	Utilizar el formato de Solicitud de Pedido de Trabajo del cliente para crear una lista de los equipos de control de presión actuados hidráulicamente que serán despachados a un trabajo.	Los dispositivos hidráulicos incluyen: 11"5M Doble Cameron 11"5M Sencillo Cameron 11"5M Esférico A de Cameron
3	Para cada equipo Hidráulico referirse a la tabla de Especificaciones Generales para determinar el Volumen de fluido hidráulico requerido para abrir y cerrarlo contra una presión de pozo cero.	Los tres juegos de arietes requieren 3.7 galones para cerrarse y 4.6 galones para abrirse. El preventor anular requiere 5.56 galones para cerrarse y 4.69 galones para abrirse.
4	Calcular el fluido hidráulico usable total requerido para operar el conjunto de preventoras basándose en los requerimientos de operaciones del método de determinar el tamaño apropiado se utiliza y los volúmenes obtenidos en el paso 3. Los requerimientos operacionales de cada método para determinar el tamaño apropiado se indican la tabla 2.5.	El método NPD requiere que los acumuladores suministren suficiente fluido usable para cerrar, abrir y aislar todos los preventoras. Fluido_Cierre=3.7+3.7+3.7+5.65 Fluido_Cierre=16.75 Para 2 Cierres=16.75*2=33.5 Fluido_Abertura=4.6+4.6+4.6+4.69 Fluido_Abertura=18.49 18.49+33.5=51.99 Se requieren 51.99 galones de fluido usable para operar los preventoras.

Muchos métodos para determinar el tamaño utilizan un factor de seguridad para asegurar que una reserva de fluido usable estará disponible para el uso en caso de emergencia después de haber realizado las operaciones básicas de preventoras. El factor de seguridad también ayuda a compensar por:

1. Fugas en las cámaras de operaciones de los equipos de preventoras.
2. Flujo interno (interflow) en las válvulas de control de cuatro pasos.
3. Drenaje de fluido de las líneas hacia el tanque.

Tabla 3.2 Factor de seguridad para métodos de acumuladores.

Factor de Seguridad		
Paso	Acción	Ejemplo
1	Determinar cual factor de seguridad será requerido por el cliente o método para determinar el tamaño apropiado que se utiliza. El factor de seguridad requerido por cada método se indica en la tabla 2.5.	El NPD requiere un factor de seguridad del 25% de una función de cierre completa.
2	Multiplicar los galones de fluido usables por el factor de seguridad para determinar la cantidad del factor de seguridad.	$16.75 * 25\% = 4.19$ galones.
3	Sumar la cantidad del factor de seguridad al volumen de fluido usable para determinar el volumen de fluido usable requerido.	$51.99 + 4.19 = 56.1$ Los acumuladores deben poder almacenar 56.18 galones de fluidos usable.

La relación entre el volumen de los acumuladores y el volumen de fluido usable que puede almacenar depende de los siguientes aspectos del sistema:

1. Presión de precarga.
2. Presión de operación mínima (presión residual).
3. Presión de operación máxima.

Aunque los distintos métodos para determinar el tamaño apropiado utilizan normas ligeramente distintas en relación con como determinar la presión de precarga y la presión de operación mínima, todos utilizan la siguiente fórmula para calcular el volumen de los acumuladores:

Tabla 3.3 Cálculo del volumen de los acumuladores

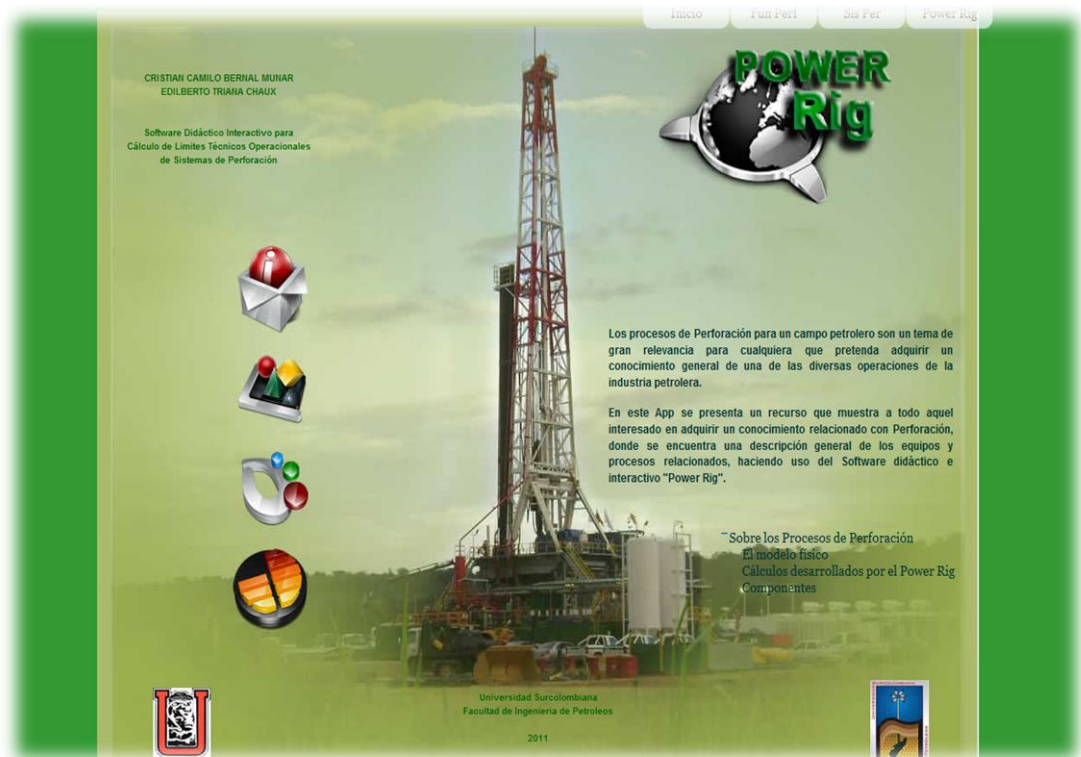
Cálculo del Volumen de los Acumuladores		
Paso	Acción	Ejemplo
1	Referirse a la solicitud de trabajo para determinar la presión de operación máxima y presión de precarga del sistema de acumuladores.	El sistema de acumuladores tiene: Precarga de 1000psi. Presión máxima de 3000psi.
2	Utilizar el formato de solicitud de pedido de trabajo del cliente para crear una lista de los equipos de control de presión actuados hidráulicamente que serán despachados a un trabajo.	El método NPD requiere una presión de operación mínima que es de 200psi mayor a la presión de precarga. $1000+200=1200\text{psi}$ La presión de operación mínima es de 1200psi.
3	Dividir la presión de precarga por la presión de operación mínima.	$1000/1200=0.8333$
4	Dividir la presión de precarga por la presión de operación máxima.	$1000/3000=0.3333$
5	Sustraer el resultado obtenido en el paso 3 del resultado obtenido en el paso 4.	$0.8333-0.3333=0.5$
6	Dividir el volumen requerido de fluido usable por el resultado obtenido en el paso 5 para determinar el volumen de acumuladores mínimo requerido por el trabajo.	El volumen de fluido usable es de 56.18 $56.18/0.5=112.36\text{galones}$ Redondeando hacia arriba, se requiere un sistema de acumuladores de 120 galones (doce botellas de 11 galones) para el trabajo.

Capítulo 4

TUTORIAL DE MANEJO SOFTWARE “POWER RIG”

El software (Power Rig) muestra los procesos que se involucran a la hora de una operación de perforación, como también en unidades portátiles de mantenimiento de pozos de petróleo. El “Power Rig” está diseñado mediante el uso del lenguaje de programación JavaScript y la utilización de diferentes Frameworks (jQuery, ProtoType, Spry), además da un soporte interactivo y visual que ilustra por medio de cálculos, la potencia mecánica y eléctrica requerida por los diferentes sistemas de un equipo de perforación, como lo son el Sistema de Elevación, Rotación, Circulación y Prevención.

Figura 4.1 Power Rig.



Con estos cálculos podemos determinar la potencia necesaria de las máquinas o herramientas fundamentales utilizada en los diferentes procesos (mast, drawwork, mud pump) y determinar la óptima implementación de éstas, sin causar ningún tipo de daño por exceso en las especificaciones técnicas.

El software está diseñado con cuatro botones didacticos, que permiten el acceso rápido y sencillo a cada una de las aplicaciones (Inicio, Fundamentos de perforación, Sistemas de Perforación y el aplicativo Power Rig).

4.1 BOTÓN (INICIO).

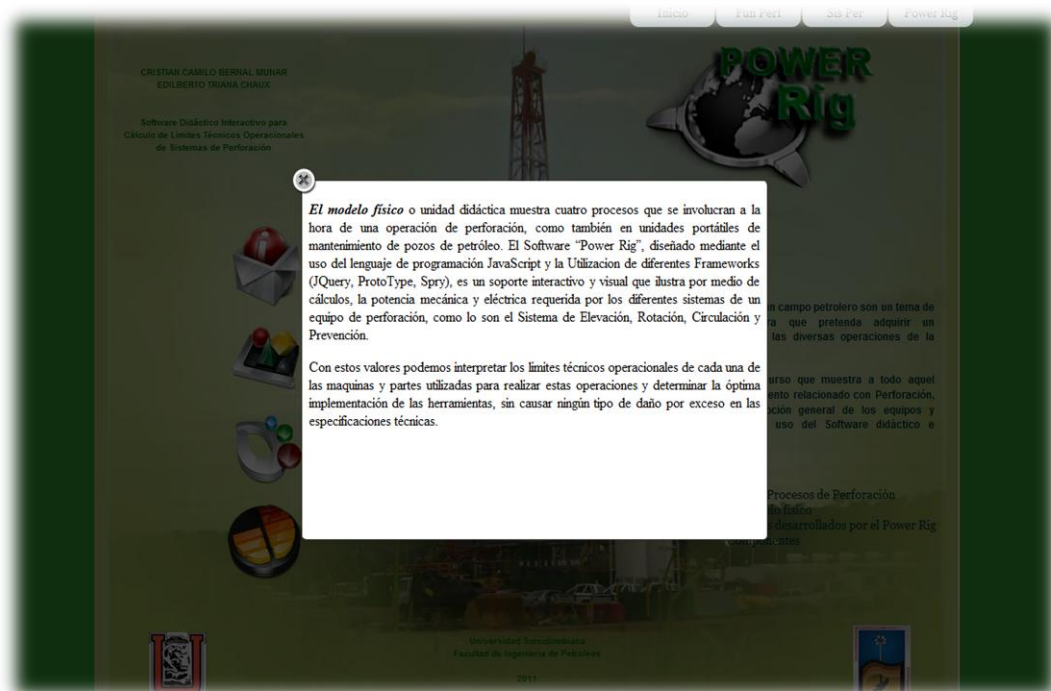
Figura 4.2 Botón Inicio.



El botón inicio permite ver una presentación del software (Power Rig) donde se plasman las características y funcionalidades del mismo. Esta presentación se divide en:

- Modelo Físico.
- Cálculos desarrollados.
- Componentes.

Figura 4.3 Presentación Power Rig (Modelo físico).



4.2 BOTÓN (FUNDAMENTOS DE PERFORACIÓN)

Figura 4.4 Botón Fundamentos de Perforación.



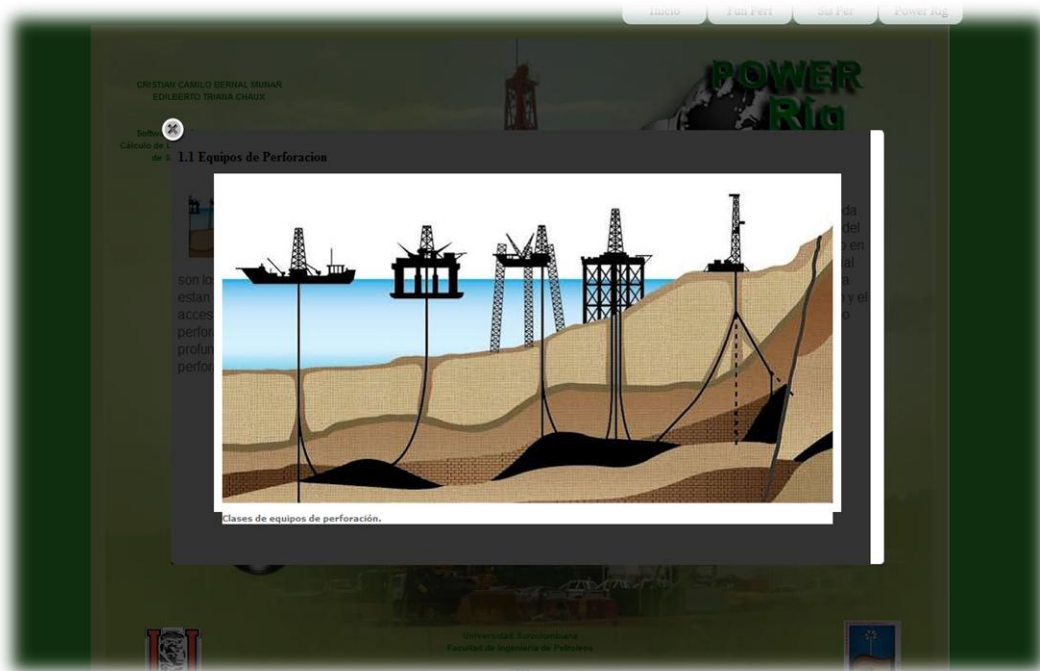
El botón fundamentos de perforación permite ver los diferentes tipos de equipos de perforación, de forma explicativa y con imágenes ilustrativas ampliables. El menú lo podemos observar de la siguiente forma:

- Equipos de Perforación
 - Equipos para perforar en tierra
 - Equipos para perforar costa afuera
 - Equipos flotantes
 - Equipos con Apoyo en el Fondo

Figura 4.5 Equipos de Perforación.



Figura 4.6 Equipos de Perforación (imagen ampliada).



4.3 BOTÓN (SISTEMAS DE PERFORACIÓN)

Figura 4.7 Botón Sistemas de Perforación.



El botón sistemas de perforación permite ver los diferentes sistemas que se involucran en una perforación de pozos de petróleo y gas, de forma explicativa y con imágenes ilustrativas ampliables. El menú lo podemos observar de la siguiente forma:

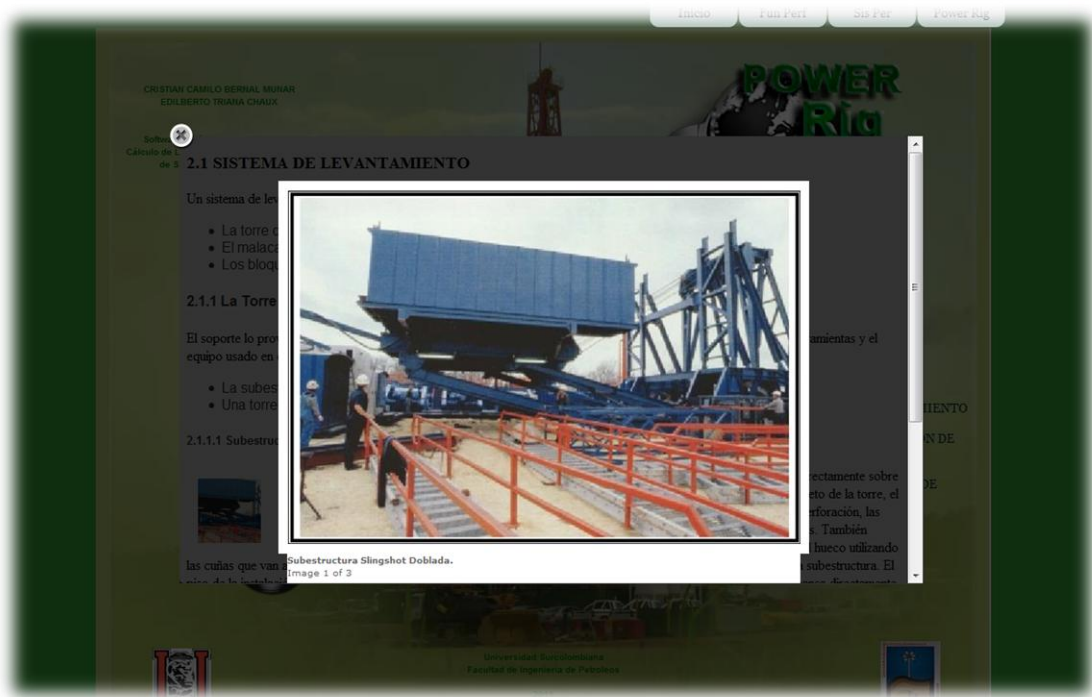
- SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
 - ❖ La torre o mástil
 - ◆ Subestructura
 - ◆ Torre o mástil de perforación
 - ❖ El Malacate
 - ❖ Los Bloques y Líneas de Perforación

- SISTEMA ROTATORIO
 - ❖ La Mesa Rotaria
 - ❖ La Unión Giratoria o Swivel
 - ❖ La Kelly
 - ❖ La Sarta de Perforación
 - ❖ La Broca
 - ◆ Brocas Cónicas.
 - ◆ Brocas de Cabeza Fija.
 - ❖ Accesorios Especiales.
 - ◆ Motor elevable (Top Drive).
 - ◆ Motores de Fondo (Downhole Motors).
- SISTEMA DE CIRCULACION DE LODO.
- SISTEMA DE ENERGIA.
 - ❖ Transmisión Mecánica de Energía.
 - ❖ Transmisión Eléctrica de Energía.
- SISTEMA HIDRAULICO DE PREVENCIÓN
 - ❖ Descripción de las manifestaciones de fluidos en un pozo.
 - ❖ Equipo para el control del pozo
 - ◆ Preventoras.
 - ◆ El Acumulador
 - ◆ El Estrangulador.
 - ◆ El Separador de lodo y gas.

Figura 4.8 Sistema de Levantamiento.



Figura 4.9 Subestructura (imagen ampliada).



4.4 BOTÓN (CÁLCULOS POWER RIG)

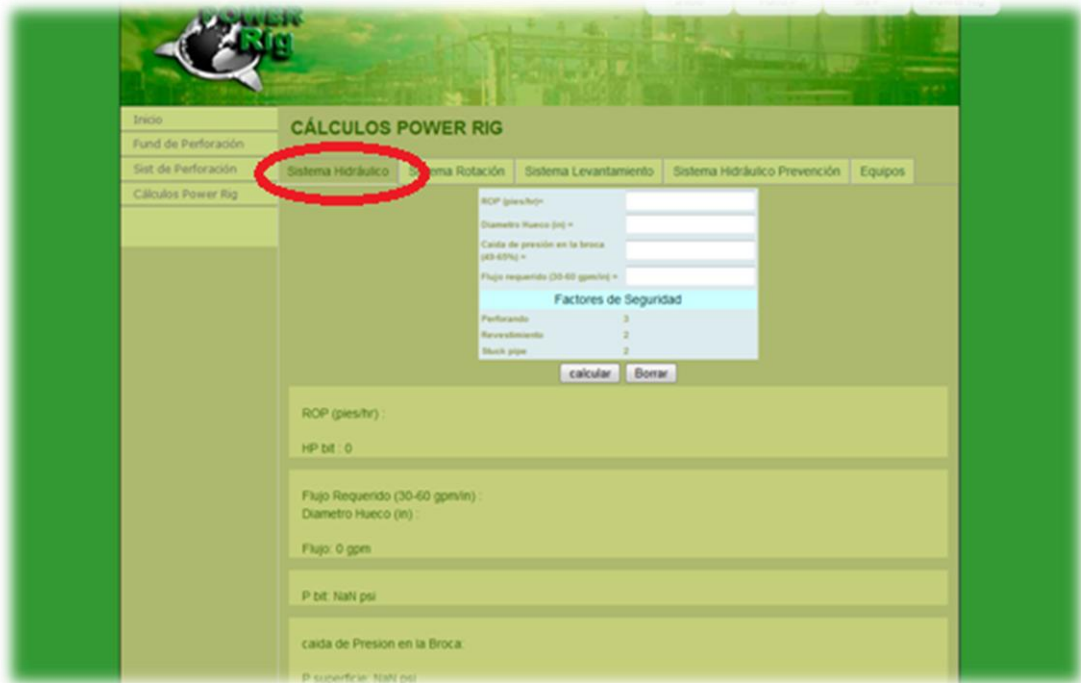
Figura 4.10 Botón Cálculos Power Rig.



El botón de cálculos Power Rig permite ver los sistemas que se involucran en una perforación de pozos de petróleo y gas y nos da la opción de realizar cálculos para determinar la potencia necesaria de las maquinas o herramientas fundamentales utilizadas en los diferentes procesos y estos a su vez se comparan con los límites operacionales de dichos equipos (mast, drawwork, mud pump), seleccionados de un Rig Fleet real de una empresa petrolera, para así no exceder la potencia máxima de operación en cada uno de ellos, y de esta forma prevenir daños a los sistemas, equipo en general, medio ambiente y principalmente a los trabajadores.

El pantallazo nos permite ver los sistemas de perforación involucrados en los cálculos como también los equipos seleccionados del Rig Fleet, en forma de pestañas desplegables.

Figura 4.11 Cálculos Power Rig - Sistema Hidráulico (pestaña abierta).



El software nos permite introducir valores al sistema y dando click en el botón calcular generamos los resultados que posteriormente se compararán con los equipos seleccionados del software. Cuando generamos resultados en el Sistema Hidráulico, el valor que se compara con el especificado en la ficha técnica del equipo es el Mec. HP calculado con el valor de HP especificado en la ficha técnica de las MUD PUMPS de la pestaña Equipos.

Si el valor Mec. HP < valor de HP (ficha técnica Bombas), SI APLICA!
Si el valor Mec. HP > valor de HP (ficha técnica Bombas), NO APLICA!.

Figura 4.12 Sistema Hidráulico (Procedimiento para introducir valores y calcular).

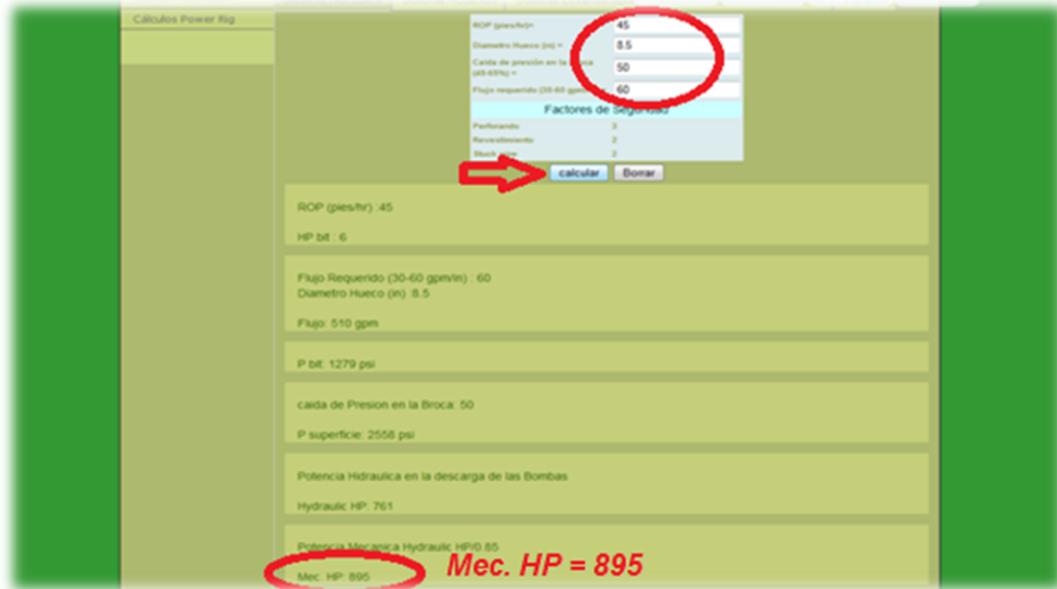
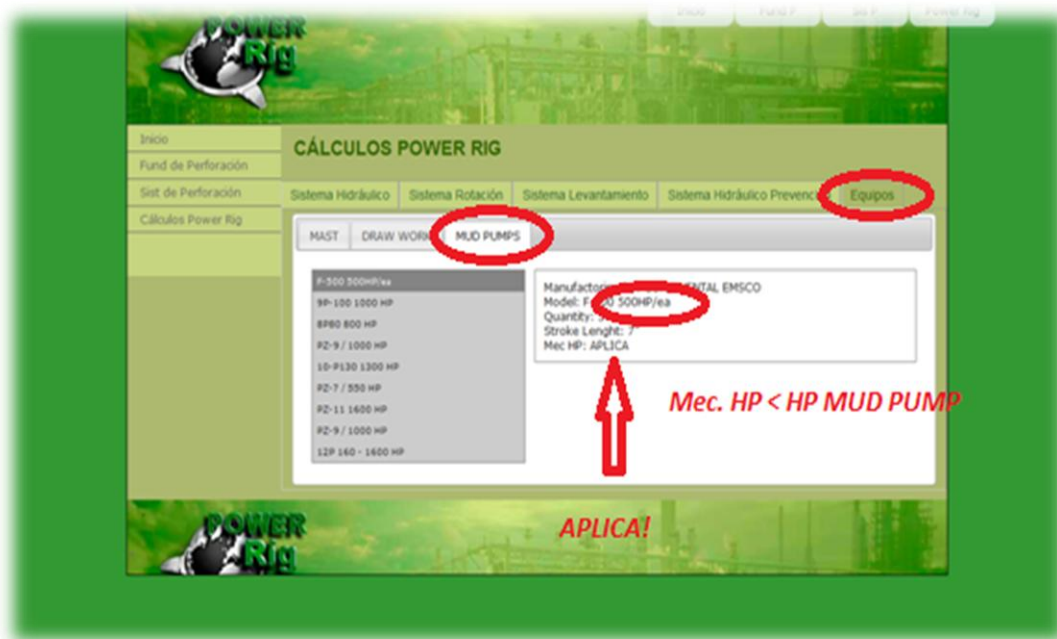


Figura 4.13 Equipos – Mud Pump (Comparación de valores calculados en Sistema Hidráulico con, Equipos – Mud Pumps).



En la pestaña de Sistema de Rotación, el valor calculado de Potencia en la rotaria en HP es comparado con los valores de Horse Power Rating en HP de las fichas técnicas de los DRAWWORKS en la pestaña Equipos.

Si el valor HP en Rotaria < valor de HP (ficha técnica Malacate), SI APLICA!
 Si el valor HP en Rotaria > valor de HP (ficha técnica Malacate), NO APLICA!

Figura 4.14 Sistema Rotación (Procedimiento para introducir valores y calcular).



Figura 4.15 Equipos - Drawworks (Comparación de valores calculados en Sistema Rotación con, Equipos - Drawwork).



En la pestaña de Sistema de Levantamiento se especifican dos procesos (Perforando – Revestiendo). Cuando se está Perforando, el valor de Dynamic DCL

en MLbs calculado, es comparado con el valor de Working Capacity en MLbs de las fichas técnicas de MAST en la pestaña Equipos.

Si el valor Dynamic DCL < valor de Working Capacity, SI APLICA!
 Si el valor Dynamic DCL > valor de Working Capacity, NO APLICA!

Figura 4.16 Sistema Levantamiento - Perforando (Procedimiento para introducir valores y calcular).

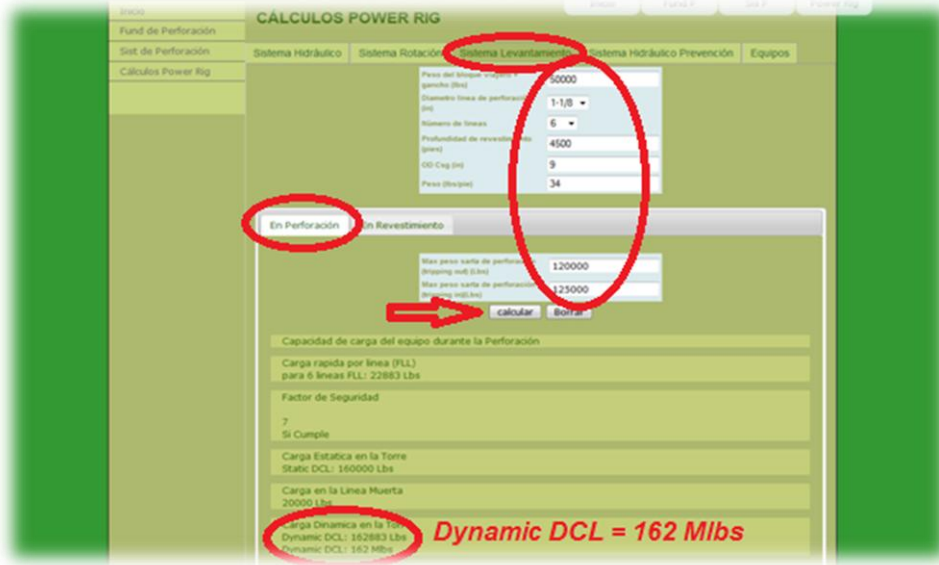
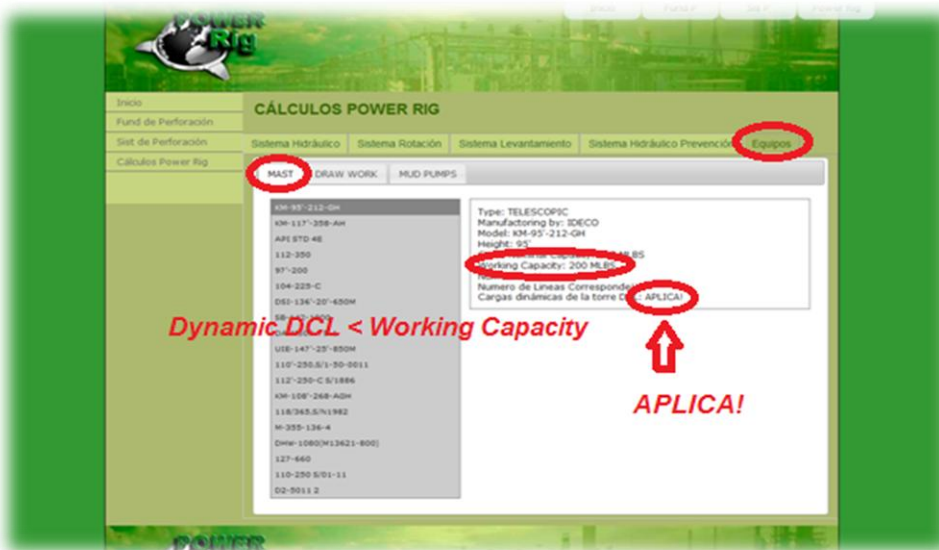


Figura 4.17 Equipos - Mast (Comparación de valores calculados en Sistema Levantamiento - Perforando, con Equipos - Mast).



Cuando se está Revistiendo, el valor de Potencia para Levantar Revestimiento en HP, es comparado con el valor Horse Power Rating en HP de las fichas técnicas de los DRAWWORKS en la pestaña Equipos.

que se usan en los diferentes tipos de torres de perforación, como también en un factor de seguridad, presión de precarga y presión de operación mínima. Los métodos usados son:

- API RP16E
- API RP 53
- NPD
- S/S
- KOOMEY

Para la utilización del método, basta con leer el resumen de cada uno de estos para así introducir los valores de acuerdo a lo que exija el método. Luego procedemos a determinar la cantidad de dispositivos con los cuales se va a trabajar, la opción nos permite un máximo de cinco dispositivos, ya sea para abrir o cerrar BOP'S. Le damos click al botón calcular, después de que se nos habiliten las casillas, introducimos los valores correspondientes de galones necesarios para cerrar o abrir dichos dispositivos. Por último introducimos los valores correspondientes de acuerdo al método de la Presión de Precarga y de la Presión de Operación máxima y damos click en el botón calcular para determinar el valor del volumen adecuado del acumulador.

Figura 4.20 Sistema Hidráulico Prevención – M API RP 16E (Resumen del Método).

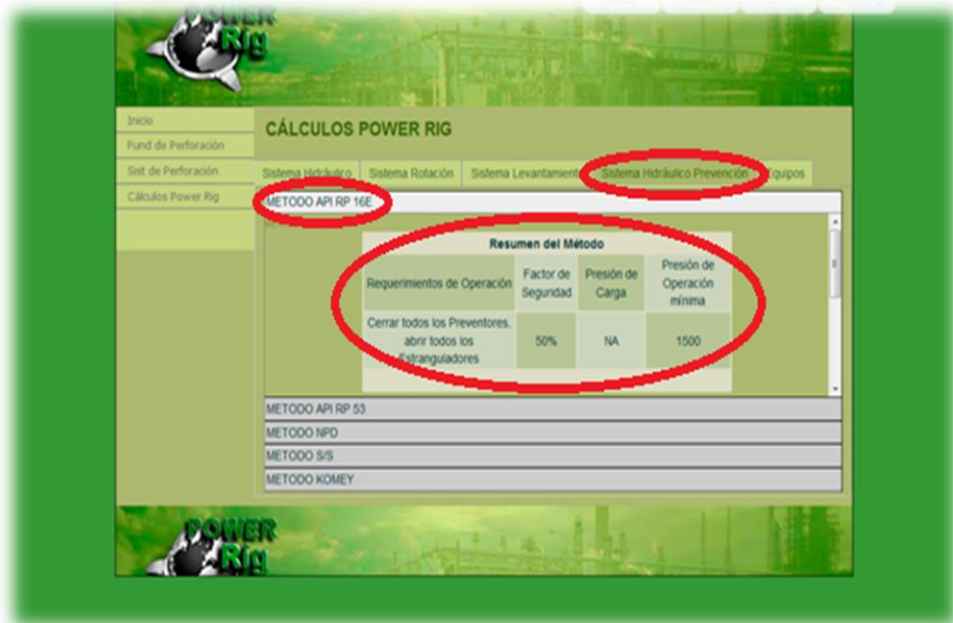


Figura 4.21 Sistema Hidráulico Prevención – M API RP 16E (Determinación de # de dispositivos).

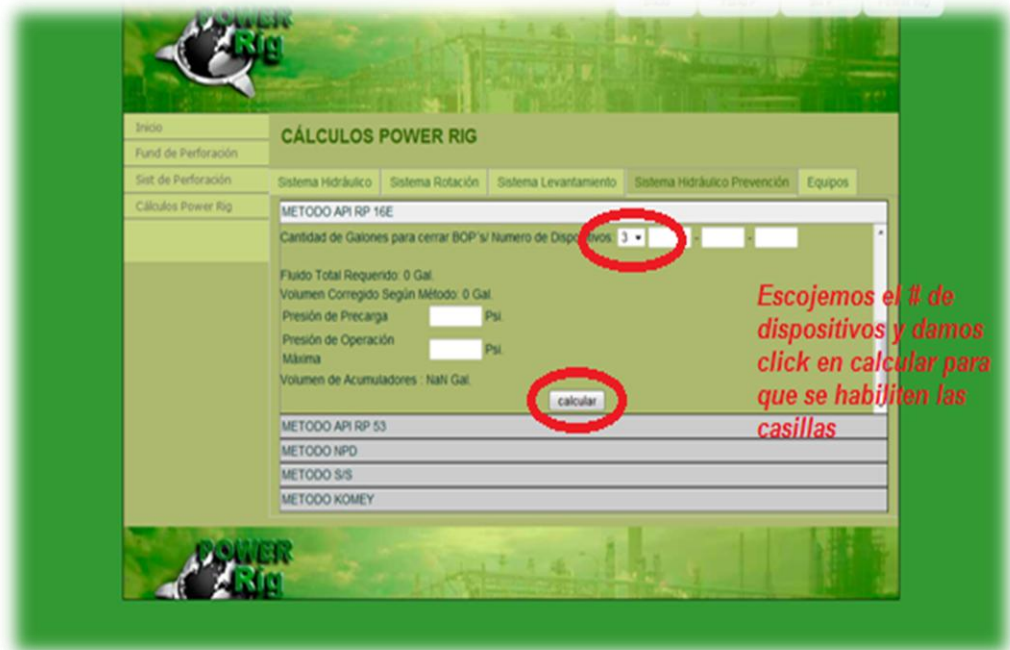


Figura 4.22 Sistema Hidráulico Prevención – M API RP 16E (Cálculo del volumen de Acumuladores).



En la pestaña de Equipos, encontramos tres clases de dispositivos (Mast, Drawworks, Mud Pumps) que son los que están siempre comparándose con los cálculos que estamos generando en el software. Estos equipos se seleccionaron

de un Rig Fleet real de una empresa petrolera con sus fichas técnicas correspondientes.

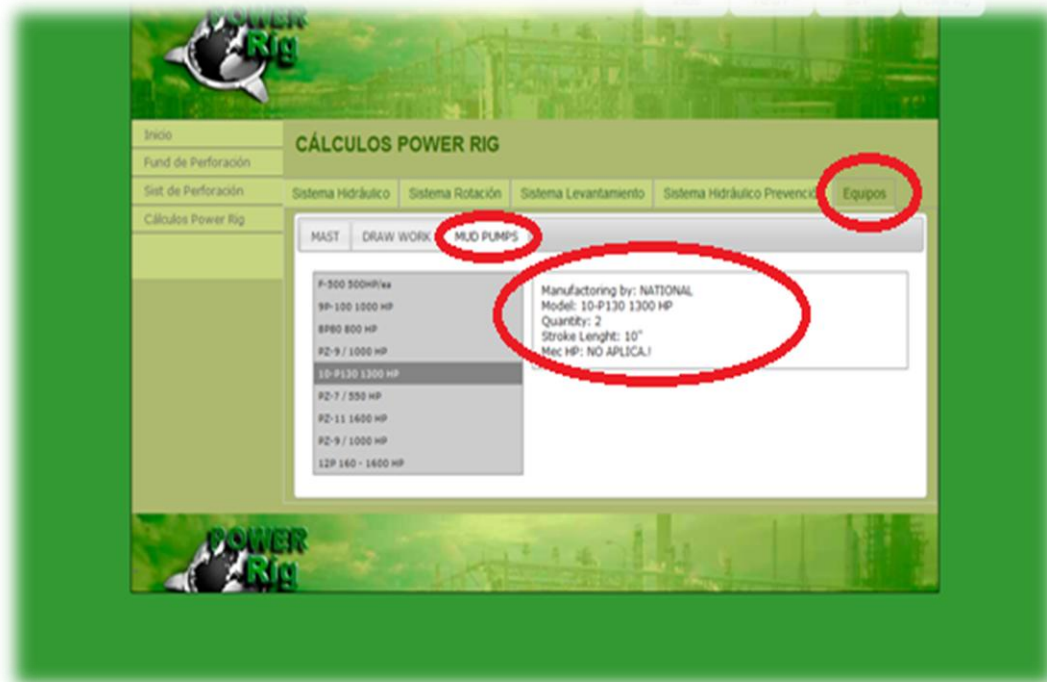
Figura 4.23 Equipos (MAST).



Figura 4.24 Equipos (DRAWWORK).



Figura 4.25 Equipos (MUD PUMPS).



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El software “Power Rig” calcula la potencia mecánica y eléctrica de los equipos más utilizados durante una perforación y los compara con la capacidad técnica dada por su fabricante.
- El software “Power Rig” está diseñado para ser utilizado de forma fácil e interactiva con el usuario.
- Durante la programación del software se compró un dominio de internet para que los usuarios puedan hacer uso del Power Rig desde cualquier sitio del mundo entrando a la siguiente dirección: www.powerrig.com.co
- Para la utilización del software se recomienda abrirlo con el explorador Mozilla Firefox, ya que es más ágil y de mayores recursos para la programación Java scrip y los diferentes Frameworks.
- Este trabajo de grado y su software sirve como base para programar nuevos cálculos y ampliar su base de datos vinculando todo los equipos de perforación y workover utilizados en Colombia.
- Para el funcionamiento optimo en los cálculos del software, se debe ingresar los valores decimales con punto (.) y no con coma (,).

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- API RECOMMENDED PRACTICE 9B (RP9B), NINTH EDITION, MAY 30, 1986. "**Recommended Practice on Application, Care, and Use of Wire Rope for Petroleumfield Services**", American Petroleum Institute, Washington D.C.
- API SPECIFICATION 4E (SPEC 4E), Third Edition, June 1, 1988. "**Specification for Drilling and Well Servicing Structures**", American Petroleum Institute, Washington D.C.
- API BUL DIO, Second Edition, August 1973. "**Procedure for Selecting Rotary Drilling Equipment**", American Petroleum Institute, Washington D.C.
- CUMMINS API, **Selección de Equipos Para un Taladro**, Noviembre 2/83.
- BOURGONE, A.; MILLHAIM, K.; CHANEVERT, M.; YOUNG, F.S, "**Applied Drilling Engineering**", First printing, Society Petroleum Enginners, Richardson TX, 1986.
- Manual para Well Control Wish Master, 2010, Universidad Surcolombiana, Neiva.

ANEXOS

GLOSARIO TÉCNICO

API	American Petroleum Institute (instituto americano del petróleo).
Atf	Área total de flujo (in ²).
BHA	Bottom Hole Assembly (Ensamblaje en el fondo del pozo).
BOP	Conjunto de preventoras.
Breaking Strength	Resistencia a la rotura (Lb).
CHb	Caballaje hidráulico en la broca (Hp).
CHs	Caballaje o Potencia Hidráulica en Superficie (Hp).
CR	Caballaje Rotatorio
DCL	Dinamic Load (Cargas dinámicas de la torre) (Lbs).
Derrick	Torre movable.
Dh	Diámetro del hueco (in).
DI	Diámetro interno de tubería (in).
Downhole Motors	Motores de fondo.
Drawworks	Malacate.
Drill collar	Botellas de Perforación.
Dt	Diámetro de tubería de perforación (in).
Frameworks	Marcos.
Fc1	Factor de corrección por densidad del fluido.
Fc2	Factor de corrección por densidad del fluido de perforación.
FLL	Fast line Load (Cargas de la línea rápida de la torre) (Lbs).
HSI	Potencia por pulgadas cuadradas (HP/in ²).
HPmb	Potencia de los Motores de la Bomba (HP).
IADC	Asociación internacional de contratistas de perforación.
Jack up Rigs	Equipos de bases retráctiles.
Kelly	Tubo cuadrado o hexagonal.
L	Longitud de sección de tubería medida (MD) (pie).
MOP	Margen de Overpull (margen de sobretensión) (Lbs)
Mud Pumps	Bombas de Lodos.
MWD	Mud While Drilling (Registro con lodo durante la perforación)
NPD	Dirección petrolera noruega.
OEM	Fabricante original del equipo.
PDC	Broca policristalina de insertos de diamante.
Poor boy	Separador de lodo y gas.
Q	Caudal de bomba (Gal/min).

Rig	Taladro.
Rig Fleet	Ficha técnica de taladros.
ROP	Rate of penetration (Tasa de penetración) (pie/hr).
SCL	Cargas estáticas de la torre (Lbs).
Sling shot	Subestructura autoelevable.
Swivel	Unión giratoria.
T	Torsión de la mesa rotatoria (lbs-pie).
Top Drive	Motor elevable.
TSP	Broca de diamante policristalino térmico estable.
μp	Viscosidad plástica en (cps).
VAm	Velocidad anular mínima (pie/seg).
Vjets	Velocidad de jets (pie/seg).
Workover	Mantenimiento de pozos de petróleo.