

**DESARROLLO DE UN SOFTWARE PARA EL DISEÑO DE LA SARTA DE
PERFORACIÓN DE POZOS PETROLÍFEROS.**

SOLIS ERNESTO HINESTROZA FLOREZ

JUAN CARLOS GALINDO BARON



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA-SANTANDER**

2015

**DESARROLLO DE UN SOFTWARE PARA EL DISEÑO DE LA SARTA DE
PERFORACIÓN DE POZOS PETROLÍFEROS.**

SOLIS ERNESTO HINESTROZA FLOREZ

JUAN CARLOS GALINDO BARON

Trabajo de grado para optar al título de ingeniero de petróleos

Director

WERNEY DE JESUS MACHUCA BOADA

Ingeniero de petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA-SANTANDER**

2015

DEDICATORIA

Quiero agradecer, primeramente a Dios, por haberme permitido llegar hasta aquí, por día a día tener un plato de comida en mi mesa, por tenerme con salud, gracias señor.

A mi madre MARÍA ELENA FLOREZ GUERRA, que ha sido mi apoyo incondicional durante toda mi vida, por sus consejos, por sus limpias cuando era pequeño y ahora grande también, por el canto de la iguanita que ya te tenía aburrída de cantármela todos los días, por esto y muchas cosas más gracias mamá! A ti debo el ser el hombre que soy hoy día.

A mi hermana ELEANORA EVELÍN HINESTROZA FLOREZ, por aguantar cada berrinche que le hacía de pequeño, cuando no me quería bañar, o no quería recoger la ropa regada por toda la casa, por estar siempre conmigo y apoyarme para seguir adelante en cada proyecto de mi vida, gracias!

A mi tía SHEILA PAOLA FLOREZ GUERRA por apoyarme siempre sin importar las circunstancias, por aconsejarme, por ser la alcahueta de algunas cuantas de mis aventuras, tía gracias por todo.

A mi mejor amiga NILA ROSA CUADRO ANGULO, por siempre estar conmigo en las buenas y en las malas, por aconsejarme todo el tiempo, por hacerme partícipe de momentos de su vida que nunca se me olvidarán, por ser mi amiga de parrandas, por esto y muchas cosas más, ¡gracias!

A mis amigas Gina Herrera, Marolyn Rodríguez Y Mariale Ramirez, por estar conmigo en momentos en que las he necesitado, por ser alcahuetas muchas veces, aunque a veces me halan las orejas, por permitirme hacer parte de sus vidas, por el simple hecho de haber aparecido en mi vida, gracias.

A mis amigos "cayo" Carlos Calderon, Hector Pana, Jamel Rumbo, Effer Paez, Luis Baldivino, que aparte de ser amigos de parrandas y aventuras han sido un gran apoyo en mi vida, a Jhoiver Vega, Romario Daza "El Monaco", Ruben Hoyos "El Flaco", Euclides Choles "el euclí", por ser mis compinches de la casa y compañeros del siglo, por aguantar todas mis locuras y ocurrencias, gracias. En especial a mi compañero de tesis Juan Carlos Galindo por todo su dedicación.

SOLIS ERNESTO HINESTROZA FLOREZ

DEDICATORIA

*Agradezco a dios por iluminar
Mi camino y llenarme de fortaleza
Para superar todos los momentos
Difíciles que afronté en este camino de aprendizaje.
A mis amados padres MARIELA Y ALCIDES
A mis amados hermanos ANDREA, NEGRO Y DANI
A mis hermosos sobrinos RINCHIE Y MATACHIN
Motores de mi existencia y sustento en el cual
Encontré, encuentro y encontraré siempre
Apoyo, Amor e incondicionalidad.
A mi compañero de tesis Solis,
A mis amigos del alma, pocos pero Muy valiosos,
Gracias desde el alma por su
Compañía, respaldo, apoyo,
Y por todos aquellos momentos
Tanto buenos como malos en los
Cuales compartimos.
Al ingeniero WERNEY MACHUCA
Por sus enseñanzas, tiempo, y colaboración
Plena en el desarrollo de esta tesis.*

JUAN CARLOS GALINDO BARÓN

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander por brindarnos la formación en Ingeniería de petróleos, los espacios culturales y la oportunidad de conocer personas que aportaron a nuestro crecimiento personal y profesional.

Al director de nuestra tesis el ingeniero WERNEY DE JESUS MACHUCA BOADA, por ayudarnos, guiarnos y trabajar de la mano todo el tiempo con nosotros, en el desarrollo de nuestro proyecto de grado y por poner a nuestra disposición toda su experiencia profesional.

A los programadores de nuestra tesis, por colaborarnos hasta el último momento del desarrollo del software.

A cada uno de los profesores, por aportar los conocimientos adquiridos a lo largo de la carrera en cada una de las materias vistas.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	19
1. PERFORACIÓN DE POZOS PETROLÍFEROS.....	21
1.1. SISTEMAS DE UN EQUIPO DE PERFORACIÓN.....	22
1.1.1. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO.....	23
1.1.2. SISTEMA DE ROTACIÓN	30
1.1.3. SISTEMA DE CIRCULACIÓN.....	38
1.1.4. SISTEMA DE POTENCIA.....	44
1.1.5. SISTEMA DE SEGURIDAD	49
2. SARTA DE PERFORACIÓN	54
2.1. DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN	55
2.2. HERRAMIENTAS DE LA SARTA DE PERFORACIÓN.....	56
2.2.1. TUBERÍA DE PERFORACIÓN (DRILL PIPE).....	56
2.2.2. BHA (Bottom Hole Assembly)	63
2.2.3. HERRAMIENTAS ESPECIALES	75
3. DESARROLLO DEL SOFTWARE.....	79
4. MODELO MATEMATICO.....	81
4.1. FACTOR DE BOYANZA	81
4.2. PESO SOBRE LA BROCA (WOB)	81
4.3. CÁLCULO DE LA LONGITUD DEL DC POR DEBAJO DEL MARTILLO...81	
4.4. PESO GENERADO POR LOS DC POR DEBAJO DEL MARTILLO.....82	
4.5. CÁLCULO DE LA LONGITUD DE DRILL PIPE	84
4.6. TENSIÓN SOPORTADA POR LA DRILL PIPE.....	84
5. COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON EL SOFTWARE CON LA BASE TEÓRICA UTILIZADA PARA EL DISEÑO.....	85

6.	CONCLUSIONES.....	90
7.	RECOMENDACIONES.....	91
	BIBLIOGRAFÍA.....	92
	ANEXOS.....	93

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Perforación onshore y offshore.....	21
Figura 2. Sistema de perforación antiguo.....	22
Figura 3. Sistema de perforación actual.....	23
Figura 4. Estructura soportante.....	24
Figura 5. Torre o mástil.....	25
Figura 6. Subestructura.....	26
Figura 7. Bloque corona.....	27
Figura 8. Sistema de Izaje.....	27
Figura 9. Malacate.....	28
Figura 10. Bloque viajero.....	29
Figura 11. Gancho.....	30
Figura 12. Sistema de rotación con Kelly y mesa rotaria	32
Figura 13. Kelly hexagonal.....	32
Figura 14. Top drive.....	34
Figura 15. Broca tricónica tipo jet.....	35
Figura 16. Broca de cabeza fija.....	35
Figura 17. Broca PDC.....	36
Figura 18. Broca TSP.....	37
Figura 19. Sistema de circulación.....	38
Figura 20. Lodo de perforación.....	39
Figura 21. Bombas de lodo triplex.....	40
Figura 22. Tanques de almacenamiento de lodo.....	41

Figura 23. Manguera de lodo.....	42
Figura 24. Unión giratoria o swivel.....	43
Figura 25. Equipo de control de sólidos.....	44
Figura 26. Sistema de potencia.....	45
Figura 27. Motor de corriente continua.....	46
Figura 28. Motor de corriente alterna.....	47
Figura 29. Motor diésel.....	48
Figura 30. Panel Convertidor de Potencia basado en SCR.....	49
Figura 31. Unidad acumuladora de presión.....	50
Figura 32. Carrete de perforación.....	51
Figura 33. Múltiples de estrangulación.....	52
Figura 34. Separadores de lodo y gas.....	53
Figura 35. Sarta de perforación.....	54
Figura 36. Drill pipe.....	57
Figura 37. BHA (Bottom hole assembly)	63
Figura 38. Bit sub.....	64
Figura 39. Drill collars lisos y ranurados.....	65
Figura 40. Estabilizador de hoja integral.....	70
Figura 41. Estabilizador de camisa rotaria.....	70
Figura 42. Estabilizador con cuchillas soldadas.....	71
Figura 43. Estabilizador no rotario.....	72
Figura 44. Martillo mecánico (Izquierda) y martillo hidráulico (Derecha).....	73
Figura 45. Heavy weight drill pipe.....	76

Figura 46. Rectificadores.....	77
Figura 47. Tool joints.....	78
Figura 48. Crossover.....	78
Figura 49. Motor de fondo.....	79
Figura 50. Resultados obtenidos por el software.....	87
Figura 51. Resultados de la base teórica del ingeniero Werney Machuca Boada.	88
Figura 52. Datos del pozo.....	95
Figura 53. Tipo de pozo a diseñar.....	96
Figura 54. Campos correspondientes a la broca.....	96
Figura 55. Opciones del diámetro externo del bit sub, para brocas de 26" (derecha) y broca de 8 ½ (izquierda) en pulgadas.....	97
Figura 56. Otros parámetros generales.....	97
Figura 57. Campos correspondientes al WOB, nombre del BHA y peso del bloque viajero.....	98
Figura 58. Selección de Drill Collar.....	98
Figura 59. Datos devueltos por el software al ingresar el OD del Drill Collar.....	99
Figura 60. Mensaje de advertencia producido por el incorrecto ingreso del diámetro de los Drill Collar en un BHA combinado.....	100
Figura 61. Selección adecuada de Drill Collar para un BHA combinado.....	101
Figura 62. Campos correspondientes al crossover.....	102
Figura 63. Campos correspondientes a la HWDP utilizada por encima (HWDPup) y por debajo (HWDPdown) del martillo.....	103

Figura 64. Opciones de diámetro externo de los estabilizadores rotario y no rotario.....	104
Figura 65. Campos correspondientes al martillo.....	104
Figura 66. Campos correspondientes a la tubería de perforación.....	105
Figura 67. Características del Drill Pipe.....	106
Figura 68. Salida de datos del software.....	107

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Grados de la tubería de perforación	59
Tabla 2. Drill pipe.....	60
Tabla 3. Tensile yield strenght (Drill Pipe nueva)	61
Tabla 4. Tensile yield strenght (Drill pipe premium).....	62
Tabla 5. Especificaciones de los Drill Collars (DC).....	66
Tabla 6. Drill Collar.....	67
Tabla 7. Martillo.....	73
Tabla 8. HWDP.....	75
Tabla 9. Brocas de perforación.....	109

RESUMEN

TÍTULO: DESARROLLO DE UN SOFTWARE PARA EL DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLÍFEROS.*

AUTORES:

SOLIS ERNESTO HINESTROZA FLOREZ

JUAN CARLOS GALINDO BARÓN**

PALABRAS CLAVES

Perforación, Sarta, herramienta software, Drill Pipe, ensamblaje de fondo, broca.

CONTENIDO

En el presente trabajo se generó un software para el diseño de sarta de perforación de pozos petrolíferos, mediante una metodología ágil de desarrollo basado en una arquitectura llamada Modelo-Vista-Controlador (MVC) que facilita la organización del código y demás recursos que componen la herramienta tecnológica, todo esto en función del lenguaje de programación conocido como JAVA. Una de las virtudes trascendentales de este software es la automatización y organización de los cálculos y demás procesos vinculados a los diseños de sarta de perforación en la industria de los hidrocarburos. Igualmente es una herramienta práctica en su manipulación, y que presenta de forma estructurada en su impresión de datos, la información relacionada a cada una de las herramientas que componen la sarta como: broca, bit sub, estabilizadores, crossovers, martillo, diversos tipos de tubería y demás.

En la creación de la herramienta tecnológica se implementa un modelo matemático para realizar los cálculos de; cantidad de tubería, peso y longitud de los elementos que conforman el BHA, factor de boyanza, y peso sobre la broca. Es pertinente mencionar y concluir que este modelo matemático al converger dentro del software y ser efectuados los diversos cálculos, emana en su formato de impresión de datos la información referente a; cantidad, descripción, conexión, diámetro interno, diámetro externo, fishing neck, peso acumulado en el aire, peso acumulado boyado, longitud y longitud acumulada, para cada una de las herramientas, así como el diseño gráfico de toda la sarta de perforación, donde se identifica la ubicación de cada uno de sus elementos.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Werney de Jesús Machuca Boada.

ABSTRACT

TITLE: DEVELOPING A SOFTWARE FOR THE DESIGN OF THE DRILLING STRING OF OIL WELL.*

AUTOR:

SOLIS ERNESTO HINESTROZA FLOREZ

JUAN CARLOS GALINDO BARÓN**

KEY WORDS: Drilling, Drilling String, software tool, Drill Pipe, bottom hole assembly, bit.

DESCRIPTION.

In the present work a software was generated for designing of drilling strings of oil well by an agile development methodology based on an architecture called Model-View-Controller (MVC) that facilitates the organization of code and other resources that make up the technological tool, all depending on the programming language known as Java. One of the advantages of this software is automation, the organization of calculations and other processes related to the design of drill strings in the hydrocarbon industry. Also, it is a practical tool for handling, since it presents a structured way in printing data and information related to each of the tools that make the string as drill bit sub, stabilizers, crossovers, hammer, various types pipe and others.

In the creation of the technological tool implements a mathematical model for calculation of amount of tubing, weight and length of the elements of the BHA, buoyancy factor and weight on the drill. It is pertinent to mention and conclude that this mathematical model to converge within the software and the various calculations, gives the information regarding to the quantity, description, connection, inner diameter, outer diameter, fishing neck, weight accumulated in the air, the cumulative buoyed weight, length and total length for each tools, as well as the graphic design of all the drill string, where there is identified the location of each elements.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Werney de Jesús Machuca Boada.

INTRODUCCIÓN

La planificación y construcción de esta herramienta software llamada DSP UIS, surgió de la necesidad de dotar a los estudiantes de la escuela de Ingeniería de Petróleos, de un elemento práctico para el diseño de sarta de perforación de pozos petrolíferos, como un medio efectivo de lograr un acercamiento pleno con las actividades cotidianas desarrolladas por la industria, como forma de comprobar y aplicar los conocimientos adquiridos a nivel catedrático. De igual forma se generó, puesto que en la actualidad este tipo de herramientas, cobran un gran valor significativo, debido a que generan aproximaciones con un buen grado de certidumbre.

En el primer capítulo de este trabajo se presenta una descripción generalizada acerca del significado de la perforación en la industria de los hidrocarburos. Además se muestra de forma detallada los sistemas (potencia, seguridad, circulación, levantamiento y rotación), y herramientas junto con sus consideraciones y funcionamiento, que hacen posible, llevar a cabo la construcción de un pozo petrolífero, para la extracción de los diversos recursos.

En el segundo apartado, se presenta la información referente a la esencia de este trabajo. Esta se refiere a todos los aspectos relacionados con la sarta de perforación, como lo son el diseño del BHA (Bottom Hole Assembly), las diversas opciones de herramientas existentes en el mercado para la construcción de la sarta, así como las consideraciones y especificaciones técnicas consignadas en tablas que describen aquellos parámetros que hacen que la selección de un elemento para el diseño de la sarta sea exitoso.

En el tercer capítulo aparece descrito el desarrollo del software; el cual hace relación a todas aquellas herramientas tecnológicas y metodologías implementadas, que hicieron posible la programación y consecución de este programa.

En el cuarto apartado de este trabajo, se presenta la descripción del modelo matemático utilizado para la programación del software. Este hace relación a aquellas ecuaciones que contienen los parámetros variables y constantes que hacen posible la ejecución de todos aquellos cálculos necesarios, para diseñar la sarta de perforación.

En el quinto capítulo se puede apreciar la comparación de los resultados obtenidos de la herramienta software diseñada, con los resultados de la base teórica utilizada para la realización del proyecto, la cual fue suministrada por el ingeniero WERNEY DE JESUS MACHUCA BOADA, haciendo uso de su extensa experiencia en el campo de la perforación de pozos petrolíferos.

Las diferencias marcadas en las características generales de la perforación de cada pozo, hacen necesario la implementación de un software para lograr diseños adecuados, que contribuyan a la reducción de los riesgos y comportamientos erráticos durante las diversas operaciones, y a la consecución de los objetivos trazados de forma eficiente. Debido a que la tecnología utilizada para la perforación está en constante avance, es obligación estar al tanto de estos cambios. Es por eso que con el desarrollo de esta herramienta, se dotará a los estudiantes de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de un programa amigable, y de fácil manipulación que propenda por hacer posible la consolidación clara y objetiva de aquellos conocimientos de carácter teórico adquiridos, acerca de cómo se debe planear, definir y ejecutar el programa de diseño de sartas de perforación.

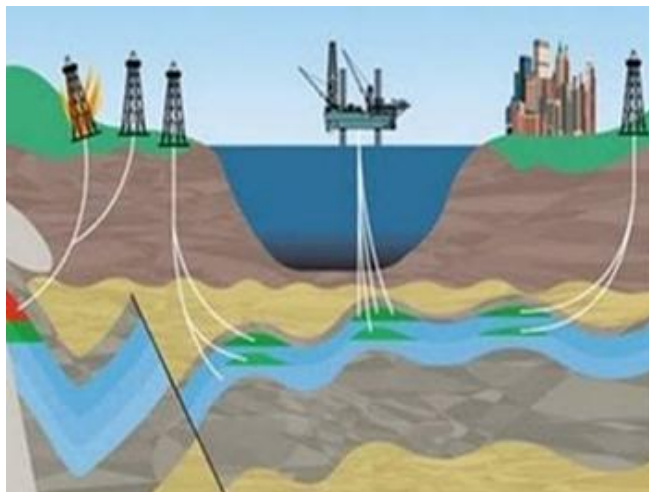
1. PERFORACIÓN DE POZOS PETROLÍFEROS

La perforación de un pozo petrolífero en tierra (Onshore) o en mar (Offshore) consiste en la penetración de las diversas capas de roca en el subsuelo hasta llegar al yacimiento.

Para perforar un pozo, se utiliza de manera general, un sistema rotatorio que consiste en hacer girar una broca conectada a una serie de tubulares que juntos conforman la denominada sarta de perforación para taladrar la roca característica de una formación.

Los fragmentos resultantes son llevados a la superficie a través del espacio anular formado por las paredes de la formación rocosa y la tubería, suspendidos en un fluido diseñado especialmente para esta operación denominado lodo de perforación.

Figura 1. Perforación onshore y offshore.



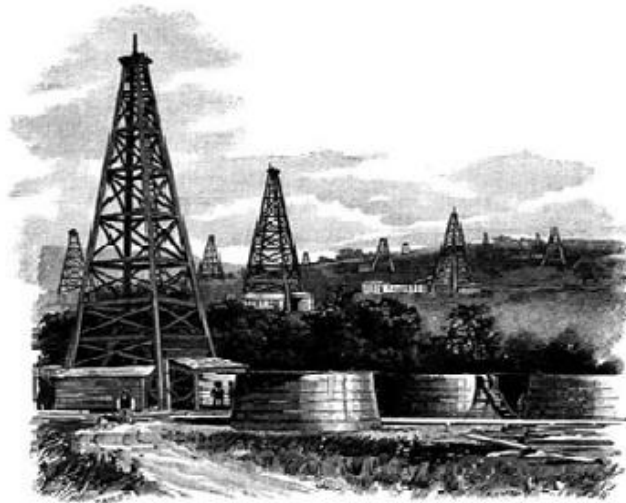
Fuente: ESTHER. Derrame De Petróleo: Análisis De Petrobiogás Colombia. Junio 2010. Disponible en internet: <http://elblogverde.com/derrame-de-petroleo-analisis-de-petrobiogas-colombia/>

1.1 SISTEMAS EN UN EQUIPO DE PERFORACIÓN

La perforación rotatoria se utilizó por primera vez en 1901, en el campo de Spindletop cerca de Beaumont, Texas, descubierto por el capitán Anthony F. Lucas, pionero de la industria como explorador y sobresaliente ingeniero de minas y de petróleos.

Este nuevo método de perforar trajo innovaciones que difieren radicalmente del sistema de perforación a percusión, que por tantos años había servido a la industria.

Figura 2. Sistema de perforación antiguo



Fuente: DIAZ, Víctor. La producción de petróleo en el mundo moderno, una Breve Historia. Febrero de 2012. Disponible en internet: <http://golpedefecto.blogspot.com/2012/02/la-produccion-de-petroleo-en-el-mundo.html>

El nuevo equipo de perforación fue recibido con cierto recelo por las viejas cuadrillas de perforación a percusión. Pero a la larga se impuso hasta hoy. No obstante los adelantos en sus componentes y nuevas técnicas de perforación, el principio básico de su funcionamiento es el mismo.

Los sistemas más importantes en un equipo de perforación son:

1. Sistema De Levantamiento
2. Sistema De Rotación
3. Sistema De Circulación
4. Sistema De Potencia
5. Sistema De Seguridad

Figura 3. Sistema de perforación actual



Fuente: LA VERDAD DEL FRACKING BLOG. Por qué el fracking salvó a la economía estadounidense y puede salvar la nuestra. Abril 2015. Disponible en internet: <http://laverdaddelfrackingblog.com/>

Sistema de Levantamiento. Su finalidad es proveer un medio para bajar o levantar sartas de perforación o de revestimiento y otros equipos de subsuelo. Los componentes del sistema de levantamiento se dividen en componentes estructurales y equipos o accesorios (Sistema de Izaje). Dentro de los componentes estructurales se encuentran: torre, subestructura, bloque corona y encuelladero.

Figura 4. Estructura soportante



Fuente: JCLM Enterprise, Corp. Equipos para perforación petrolera. 2015. *Disponible en internet:* <http://jclm.us/productos/equipos-para-perforacion-petrolera/>

Componentes Estructurales

Torre: Existen varios tipos de torre, portátiles y autopropulsadas, montadas en un vehículo especial, cuya finalidad es la de servir como estructura principal para la perforación, el reacondicionamiento o la limpieza de pozos.

Las torres convencionales son unas pirámides de 4 lados construidas en acero estructural, las cuales poseen una mayor resistencia, esenciales en este tipo de operaciones en donde las cargas soportadas son muy altas.

Figura 5. Torre o mástil

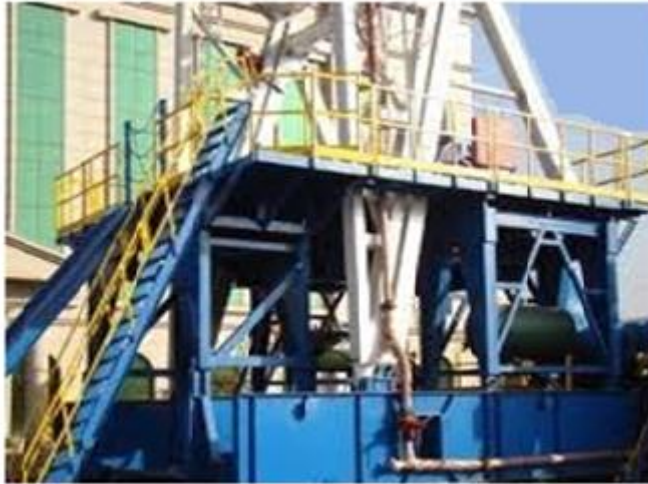


Fuente: HERNANDEZ, Raul, Sistema de Izaje. Agosto 2015. Disponible en internet:
<https://es.scribd.com/doc/61703321/R-Sistema-de-Izaje>

La parte principal del sistema es la torre, definida por la cantidad de carga vertical que pueden aguantar, además de la fuerza del viento horizontal que aguanta, su altura indica su poder, una torre de perforación moderna puede ser capaz de soportar 1.5 millones de libras y resistir vientos de hasta 130 millas por hora con su tarima llena de tubería.

Subestructura: La subestructura se construye de acero estructural y las cargas que debe soportar son superiores a las que soporta el mástil, ya que además de soportar al mástil con su carga, soporta al malacate, a la mesa rotaria, el piso de trabajo y debe tener una altura suficiente para permitir la instalación del conjunto de preventoras y la línea de flote.

Figura 6. Subestructura



Fuente: ZULLIAN, Cinzia. Manejo de petróleo y gas en superficie. Diciembre 2013. **Disponible en internet:**
<http://manejodepetroleoygas.blogspot.com/2013/12/generalidades-de-perforacion.html>

Encuelladero: Es la plataforma de trabajo del encuellador, desde donde organiza la tubería de perforación, su altura depende del número de tubos conectados que se manejen en el taladro, por lo general tres (90 pies).

Bloque corona: Es un componente que se utiliza para la elevación de equipos de perforación o de workover. Posee una serie de poleas las cuales son totalmente intercambiables.

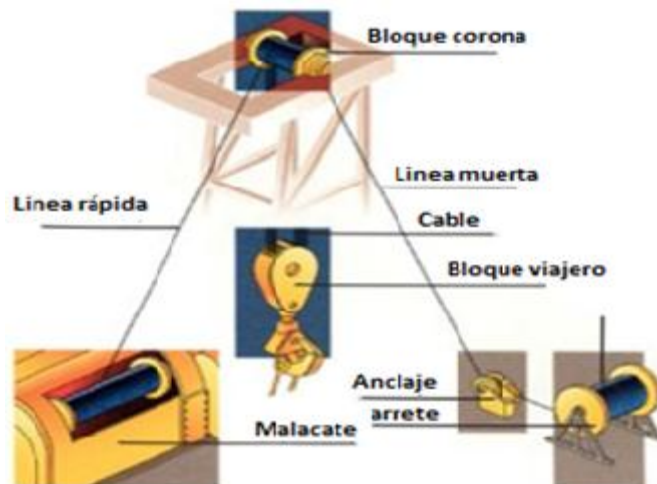
Figura 7. Bloque corona



Fuente: HERNANDEZ, Raul, Sistema de Izaje. Agosto 2015. *Disponible en internet:*
<https://es.scribd.com/doc/61703321/R-Sistema-de-Izaje>

Accesorios (Sistema De Izaje): Dentro de los equipos o accesorios se encuentran: malacate, bloque viajero, gancho, elevadores y cables de perforación (guaya).

Figura 8. Sistema de Izaje



Fuente: SCHLUMBERGER. Los cinco sistemas básicos del equipo de perforación.
<http://www.equipment911.com/downloads/LosCincoSistemasdelEquipo.pdf>

Malacate: El malacate es un conjunto de componentes de propulsión mecánica, que desarrolla las siguientes funciones:

- Proporciona fuerza de transmisión, para permitir que se levanten cargas de tubería de perforación y de revestimientos con las unidades motrices del equipo.
- Transmite movimientos a la rotaria, en la mayoría de los equipos.
- Transmite fuerza a los cabrestantes, para las maniobras de armar y desarmar la tubería de perforación y de revestimiento.

Figura 9. Malacate



Fuente: ZULLIAN, Cinzia. Manejo de petróleo y gas en superficie. Diciembre 2013. **Disponible en internet:**
<http://manejodepetroleoygas.blogspot.com/2013/12/generalidades-de-perforacion.html>

Existen dos métodos para describir un malacate por lo que respecta a su potencia, uno es mencionando el caballaje de entrada y el otro es dando la profundidad aproximada a la que puede perforar.

Es la parte principal en el sistema de izaje en un equipo de perforación, por lo tanto se tiene que tener bastante cuidado en su mantenimiento, ya que esta unidad se

somete a trabajo constante y pesado durante la perforación de un pozo, pues con este conjunto se da movimiento a la sarta de perforación, se introduce tubería de revestimiento y se ocupa para todas las maniobras que se requieren en la perforación de un pozo petrolero.

Cable de perforación: El cable de perforación, que se devana y desenrolla del carrete del malacate, enlaza los otros componentes del sistema de Izaje como son el cuadernal de poleas fijas ubicado en el bloque corona y el cuadernal del bloque viajero. Éste une al malacate con el ancla del cable y está guarnido a través de la corona y la polea viajera con objeto de darle movimientos verticales a esta. Su principal función conjuntamente con otros componentes del sistema de Izaje es la de dar una ventaja mecánica para levantar o bajar la sarta de perforación.

Bloque viajero: Es un arreglo de poleas a través del cual el cable de perforación, es manejado y sube o baja en la torre. Como su nombre lo indica, es de libre movilidad. También se le conoce como: Block y Gancho.

Figura 10. Bloque viajero



Fuente: HERNANDEZ, Raul, Sistema de Izaje. Agosto 2015. *Disponible en internet:*
<https://es.scribd.com/doc/61703321/R-Sistema-de-Izaje>

Gancho: Es un equipo de gran capacidad en forma de "J" utilizado para colgar varios otros equipos, en especial la unión giratoria (swivel) y la Kelly de perforación, los brazos del elevador o las unidades de mando superior. El gancho se fija a la parte inferior del bloque viajero y permite levantar cargas pesadas con el bloque viajero.

El gancho se encuentra trabado (el estado normal) o bien rota libremente, de modo que puede acoplarse o desacoplarse con los elementos posicionados en el piso de perforación, sin limitarse a una sola dirección.

Figura 11. Gancho



Fuente: GOMEZ, Salvador. . Sistema de Izaje. Agosto, 2011. Disponible en Internet:
<https://es.scribd.com/doc/61703321/R-Sistema-de-Izaje>

Sistema de Rotación: Es el sistema de proporcionar la rotación necesaria a la sarta para que la broca pueda penetrar la corteza terrestre hasta las profundidades donde se encuentran los yacimientos. Este sistema se encuentra conformado por: El

ensamblaje rotatorio que puede ser convencional (con Kelly y mesa rotaria) o top drive, la sarta de perforación y las brocas de perforación.

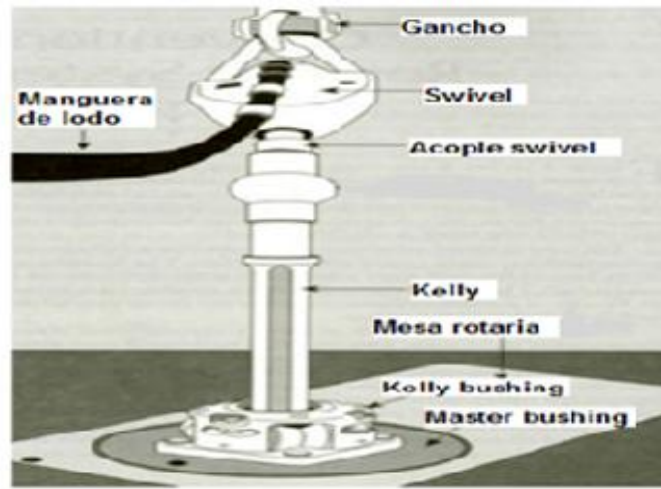
Barra de transmisión rotaria Kelly: También llamada barra conductora, de ella depende toda la columna de perforación. Su función es transmitir el giro que le proporciona la mesa de rotación a la tubería de perforación, permitir su descenso y ascenso, así como conducir por su interior el fluido de perforación que ha de circular por ella.

Dentro de sus diversas funciones también se encuentran:

- Transmitir rotación y peso sobre la broca.
- Soportar el peso de la sarta de perforación.
- Conectar la unión giratoria (swivel) con el tramo superior de la sarta de perforación.
- Conducir el fluido de perforación desde la cabeza giratoria hacia la sarta de perforación.

La Kelly de 4 o 6 lados, se mueve a través de una abertura cuadrada en el Kelly Drive Bushing. El Kelly Drive Bushing, encaja en el Master Bushing, éste último gira por el movimiento que le transmite la mesa rotaria. Esto hace que rote toda la sarta de perforación y la broca que se encuentra en la parte inferior de la misma. La Kelly se mueve hacia abajo a medida que la profundidad del hueco aumenta.

Figura 12. Sistema de rotación con Kelly y mesa rotaria



Fuente: SCHLUMBERGER. Los cinco sistemas básicos del equipo de perforación.

<http://www.equipment911.com/downloads/LosCincoSistemasdelEquipo.pdf>

La Kelly se fabrica en longitudes de 40 a 54 pies y con sección transversal hexagonal (la más común) o cuadrada. Las Kellys cuadradas son más baratas que las hexagonales, pero la hexagonal es más fuerte, por eso los equipos que perforan pozos profundos usualmente las usan.

Figura 13. Kelly hexagonal



Fuente: CENTRAL MINE EQUIPMENT COMPANY. CME-95 Truck Mounted Auger Drill. **Disponible en internet:**

<http://cmeco.com/drills/truck-mounted-drills/cme-95-truck-mounted-auger-drill/>

Top drive: Está impulsado por un motor independiente y le imprime rotación a la sarta de perforación a la cual está conectada en forma directa sin necesidad de una Kelly o de mesa rotaria. Funciona como una Kelly con impulso rotacional propio.

Este sistema tiene grandes ventajas sobre el sistema de Kelly con mesa rotaria:

- Mejora la seguridad en el manejo de la tubería. Todas las operaciones se las realiza por control remoto desde la cabina del perforador; reduciendo las labores manuales y riesgos asociados que tradicionalmente acompañan a la tarea.
- En la perforación direccional, mantiene la orientación en intervalos de 90 pies, reduciendo el tiempo de supervisión mejorando el control direccional.
- Apto para toda operación de perforación: direccional, horizontal, bajo balance, perforación de gas o aire, control de pozo, pesca, etc.
- En las operaciones de control del pozo, aumenta la seguridad del pozo al reducir el desgaste del preventor de reventones (BOP) al permitir que este selle alrededor de un tubo redondo en lugar de alrededor de un Kelly cuadrante o hexagonal.
- Reduce los costos al hacer más eficiente la perforación: Se elimina el tiempo inactivo causado por la dificultad de meter el bushing del cuadrante en la mesa rotatoria.

Figura 14. Top drive



Fuente: BLOG PETROLERO, Ventajas del top drive | perforacion. 2009. Disponible en internet: <http://blog-petrolero.blogspot.com/2010/04/ventajas-del-top-drive-perforacion.html>

Brocas de perforación

Brocas tricónicas: 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 o trituran la roca en cortes muy pequeños. El lodo de perforación, que sale de aperturas especiales de las brocas (toberas) a grandes velocidades en forma de chorros quita los recortes. 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 broca como broca cónica tipo jet.

Figura 15. Broca tricónica tipo jet



Fuente: SHAREATE TOOLS LTD. Brocas tricónicas. *Disponible en internet:* <http://drilltool-es.com/2-1-tricone-bits/180471>

Brocas de cabeza fija: 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 broca de cabeza fija tiene diamantes naturales o industriales, y otras emplean diamantes sintéticos.

Figura 16. Broca de cabeza fija



Fuente: SINOCOREDRIILL LTD. Pequeñas brocas de base del corte del diamante del diámetro interior de la base para la roca, pedazo impregnado. *Disponible en internet:* <http://spanish.sinocoredrill.com/china-small-core-bore-diamond-cutting-core-drill-bits-for-rock-impregnated-bit-1093203.html>

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.

Broca de diamante policristalina (PDC): 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 del carburo de tungsteno.).

Figura 17. Broca PDC



Fuente: VAREL OIL AND GAS DRILL BITS. *Voyager Bits for Directional Applications.* **Disponible en internet:**
<http://www.varelintl.com/Petróleo-y-Gas/Brocas-de-Perforación/PDC/Brocas>

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 18. Broca TSP



Fuente: ACHJI Jean Jorge. *Mechas e Hidráulica aplicada para las Mismas.* Junio 2011. **Disponible en internet:** <http://achjji.blogspot.com/2011/06/mechas-e-hidraulica-aplicada-para-las.html>

Los perforadores utilizan el diamante natural, PDC, TSP, y brocas híbridas para perforar formaciones suaves, medias, y formaciones duras. Son especialmente eficaces en formaciones abrasivas. Estas brocas de diamante natural y sintético son el tipo más costoso de broca. Cuando están utilizadas correctamente, pueden perforar más tiempo que las de dientes de acero o de carburo de tungsteno.

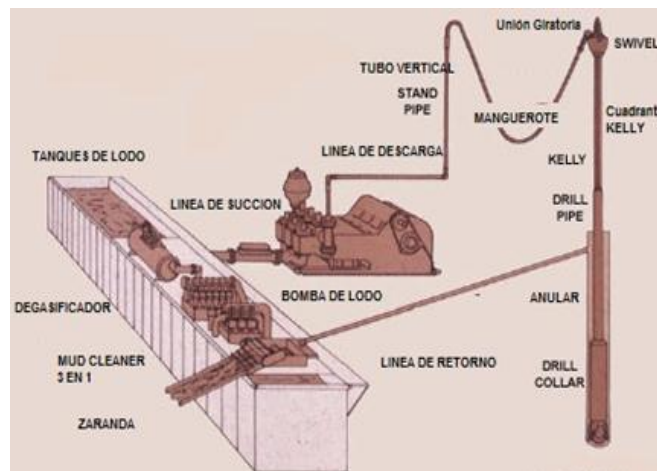
Tamaños y atributos de las brocas: Las brocas están disponibles en muchas medidas, a partir de 3 ¾ pulgadas hasta 28 pulgadas de diámetro, dependiendo del diámetro del agujero que el perforador necesite. Los tamaños más pequeños o más grandes son de orden especial. Por otra parte, porque existen las formaciones de varias durezas, los fabricantes también ofrecen brocas con los cortadores diseñados para perforar formaciones de diversas durezas. En general, se ofrecen

brocas con los cortadores indicados para perforar capas de rocas suaves, medios suaves, medias, medio duras, duras, muy duras y formaciones abrasivas.

Sistema de Circulación: Este sistema es el encargado de mover el fluido de perforación en un circuito cerrado de circulación, succionándolo de los tanques de lodo y enviándolo por medio de las líneas de descarga hacia la torre, y pasando luego a través de las conexiones superficiales, de la sarta de perforación, de las boquillas de la broca y de los espacios anulares hasta retornar nuevamente a los tanques de lodo, pasado por los equipos separadores de sólidos.

El sistema de circulación está conformado por: El fluido de perforación, tanques de lodo, bombas de lodo, línea de retorno, mangueras de lodo y equipos separadores de sólidos.

Figura 19. Sistema de circulación



Fuente: Fuente: ACHJI Jean Jorge. Fluidos e hidráulica. 2011. Disponible en internet:

<http://manejodepetroleoygas.blogspot.com/2013/12/generalidades-de-perforacion.html>

Fluido de perforación: Es un fluido de características físico-químicas apropiadas. Puede ser aire, gas, agua, petróleo y combinaciones de agua y aceite, con diferente

contenido de sólidos. No debe ser tóxico, corrosivo, ni inflamable, pero sí inerte a contaminaciones de sales solubles o minerales y estable a cambios de temperaturas. Debe mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones y ser inmune al desarrollo de bacterias.

Dentro de las funciones principales de este, se encuentran:

- Remover los sólidos del fondo del hueco y transportarlos hasta superficie.
- Enfriar y lubricar la broca y la sarta de perforación.
- Cubrir las paredes del hueco con un revoque liso, delgado, flexible e impermeable.
- Controlar las presiones que se presentan en la formación.
- Suspender sólidos y material densificante cuando es detenida temporalmente la circulación.

Figura 20. Lodo de perforación



Fuente: HERNANDEZ, Raul. Sistema de circulación. Marzo 2011. **Disponible en internet:**

<http://es.scribd.com/doc/56456975/Sistema-de-Circulacion#scribd>

Bombas de lodo: Son las encargadas de hacer cumplir el ciclo de circulación del lodo, desde que lo succionan del tanque respectivo, hasta que el fluido retorna al

extremo opuesto del tanque de succión, después de pasar por el interior de las tuberías y los espacios anulares respectivos. Estas bombas toman el lodo de los tanques y lo impulsan hasta la sarta de perforación. Cada equipo de perforación debe tener como mínimo tres bombas para el fluido de perforación; dos deben estar conectadas de tal manera que puedan operar solas, en paralelo y una tercera como auxiliar

Bombas dúplex: Son bombas de doble acción, es decir, desplazan fluidos en las dos carreras del ciclo de cada pistón mediante válvulas y descargas en ambos lados de la Camisa. Cuando el pistón se desplaza en su carrera de enfrente, al mismo tiempo succiona por la parte posterior y viceversa.

Bombas triplex: Son bombas de acción sencilla, es decir, el pistón desplaza fluido solamente en su carrera de enfrente y no succiona. Debido a esto, las bombas triples necesitan mantener las camisas llenas de fluido y esto se logra a través de bombas centrífugas.

Figura 21. Bombas de lodo triplex



Fuente: EMAGISTER, Bombas de lodo de perforación. *Disponible en internet:*
<https://seminarioluzpetroleo.files.wordpress.com/2012/11/sistema-de-circulacic3b3n.pdf>

Tanques de lodos: Están conjugados con el equipo de control de sólidos ya que en ellos se prepara o acondiciona el lodo proveniente del pozo para ser nuevamente succionado por las bombas y expulsado por la misma al sistema de circulación.

La mayoría de los equipos de perforación tienen diversos tanques de lodo. Están interconectados entre sí mediante líneas para permitir flexibilidad en el uso de los mismos

Figura 22. Tanques de almacenamiento de lodo



Fuente: HERNANDEZ, Raul. Sistema de circulación. Marzo 2011. Disponible en internet:
<http://es.scribd.com/doc/56456975/Sistema-de-Circulacion#scribd>

Manguera de lodo: Está fabricada con goma especial extrafuerte, reforzada y flexible. Se utiliza para conectar el extremo superior del tubo vertical a la unión giratoria. Estas son fuertes y flexibles y se mueven hacia arriba y hacia abajo con los equipos elevadores.

Figura 23. Manguera de lodo



Fuente: GRAN BELT, Latam. *Mangueras para perforación y exploración petrolera.* *Disponible en internet:*
<http://www.gblatam.co/manueras.html>

Unión giratoria o swivel: Es un dispositivo mecánico que cuelga el peso de la sarta de perforación. Está diseñado para permitir la rotación de la sarta de perforación que se encuentra debajo, acarreando grandes volúmenes de lodo de perforación de alta presión entre el sistema de circulación del equipo de perforación y la sarta de perforación.

Provee sello hidráulico mientras permite que roten los tubulares. Bombea el lodo por el interior de la sarta de perforación. En la siguiente imagen se muestra la representación de una unión giratoria o swivel.

Figura 24. Unión giratoria o swivel



Fuente: OSC. Rotary swivel. *Disponible en internet:* <http://oilservicescompany.com/productos/drilling-equipment-equipos-de-perforacion/rotary-swivel/>

Equipo de control de sólidos: Son los equipos encargados de limpiar y acondicionar el fluido de perforación, antes de ser inyectado nuevamente al pozo. La ubicación ideal para los equipos separadores de sólidos, en función del orden de su secuencia de operación es: la zaranda, trampa de arena, los desarenadores, los deslimadores y las centrifugas.

El volumen y tipo de sólidos que se encuentren en el lodo de perforación afecta directamente las propiedades del mismo, la hidráulica, la rata de penetración, la estabilidad del hoyo y el costo total del pozo. De allí la importancia del control de sólidos en los lodos.

El control de sólidos es la función más importante del tratamiento del lodo. Es una tarea difícil pero necesaria para prolongar la vida útil de la broca, prolongar la vida útil de las bombas de lodo.

Figura 25. Equipo de control de sólidos



Fuente: SINOMACH Heavy Industry Corporation. Equipo de perforación y terminación de pozos petroleros. Disponible en internet: <http://www.sinomach-hi.es/2-1-1-drilling-and-workover-equipment.html>

Sistema De Potencia: La forma más común es el uso de Motores de Combustión Interna. Estos motores son normalmente alimentados por combustible Diésel Su número depende del tamaño del equipo al que van a suministrar la potencia Muchos equipos modernos tienen 8 Motores de Combustión Interna ó más.

La potencia generada por los motores primarios debe transmitirse a los equipos para proporcionarle movimiento. Si el taladro es mecánico, esta potencia se transmite directamente del motor primario al equipo. Si el taladro es eléctrico, la potencia mecánica del motor se transforma en potencia eléctrica con los generadores. Luego, esta potencia eléctrica se transmite a motores eléctricos acoplados a los equipos, logrando su movimiento.

Figura 26. Sistema de potencia



Fuente: FISHER, Luis. *El equipo de perforación.* **Disponible en internet:** <http://www.monografias.com/trabajos93/equipos-perforacion-descripcion-por/equipos-perforacion-descripcion-por.shtml>

Sistema de potencia mecánico: Los taladros mecánicos usualmente son más pequeños que los taladros eléctricos. Los motores le transmiten energía al compound, y de allí la energía pasa a las bombas de lodo, malacate y sistema de la rotaria. Los motores accionan una transmisión mecánica compuesta la cual transmite potencia a: El malacate, el sistema de la mesa rotaria, bombas de lodo etc. El equipo auxiliar como motores pequeños recibe corriente alterna de un alternador conectado al prime mover o motor principal.

Motores dc: Usualmente grandes motores DC le suministran potencia a las bombas de lodo, malacate y mesa rotaria o top drive. Algunas veces el malacate acciona mecánicamente la mesa rotaria, pero en algunos equipos la rotaria tiene su propio motor. El perforador puede controlar la velocidad del motor DC con mucha precisión, por ello se prefieren los motores DC sobre los AC. Con un control preciso de la

velocidad, el perforador puede manipular mejor el malacate, la bomba de lodo y la mesa rotaria.

Figura 27. Motor de corriente continua.



Fuente: PERDOMO, Luis, *Motrores DC en perforación.* *Disponible en internet:*
<http://www.monografias.com/trabajos95/motrores-dc-perforacion/motrores-dc-perforacion.shtml>

Motores AC: Algunos elementos pequeños del taladro también necesitan potencia. Por ejemplo las bombas centrífugas mueven lodo desde un tanque para súper cargar la entrada de las bombas de lodo. En este caso es más eficiente usar pequeños motores para alimentarlas en lugar de usar los motores principales, fluido hidráulico o aire.

Otro motor AC suministra potencia a las aspas de un agitador de lodo en los tanques de mezcla. Los motores AC generalmente le suministran energía al equipo que no requiere mucha potencia, por ello usan una potencia de 1 hP (0.75 KW) a 150 hP (100KW).

Figura 28. Motor de corriente alterna



Fuente: YONGJI XINSHISU ELECTRIC EQUIPMENT CO. LTD. Motor de la perforación petrolífera de la CA. Disponible en internet: http://es.made-in-china.com/co_yongji/product_AC-Oil-Drilling-Motor-YJ-SERIES-euresnog.html

Motor diesel y generador AC: Los propietarios de taladros prefieren usar generadores AC porque pueden construirse para ser muy poderosos con respecto a su tamaño, lo cual es una ventaja sobre los generadores DC. El equipo del taladro también puede distribuir la corriente AC más fácil que la DC. Pero la corriente DC tiene ciertas ventajas cuando se accionan grandes equipos.

Los motores DC producen mucho torque a bajas RPM y a baja velocidad, lo cual puede controlar fácilmente el perforador. Los generadores AC son muy poderosos para su tamaño. AC es más fácil de distribuir que DC. Usando los controles en su consola para controlar el panel del SCR el perforador puede seleccionar y obtener la potencia desde varios generadores cuando lo requiera.

Figura 29. Motor diésel



Fuente: CHINA DRILLING RIG ONLINE MARKET. Serie 2000 motores diésel. **Disponible en internet:**

<http://spanish.china-petroleum-equipment.com/sale-3151-series-2000-diesel-engines.html>

Sistemas de potencia eléctrica

Sistemas de potencia AC a DC o SCR (silicium controller rectifier): En un sistema eléctrico AC a DC el motor diésel alimenta un generador AC también llamado alternador. Desde el generador AC la corriente eléctrica es enviada al SCR (Silicon Controller Rectifier). Un SCR es un instrumento electrónico de estado sólido de alta tecnología. El SCR convierte AC en DC, accionando equipo como:

- Bomba de Lodo
- Malacate
- Mesa Rotaria.

El equipo auxiliar como las bombas pequeñas y el alumbrado necesitan corriente alterna de menor voltaje, se usa un transformador para reducir el voltaje para el equipo eléctrico auxiliar del taladro.

Figura 30. Panel Convertidor de Potencia basado en SCR



Fuente: PERDOMO, Luis, *Motrores DC en perforación.* *Disponible en internet:*
<http://www.monografias.com/trabajos95/motrores-dc-perforacion/motrores-dc-perforacion.shtml>

Sistemas de potencia DC a AC: En esta clase de sistema, los motores diésel le transmiten potencia a generadores de corriente directa. Desde el generador, la corriente DC va a un panel de control y a los motores de corriente directa que accionan las bombas de lodo, el malacate y la mesa rotaria. Un pequeño generador de corriente alterna también es parte del sistema. Se usa para suministrar corriente alterna al equipo que funciona mejor con este tipo de corriente como la bomba para mezclar químicos.

Sistema De Seguridad: Es el sistema diseñado para cerrar el pozo en caso de contingencia y para permitir el desalojo de arremetidas ocurridas durante el proceso de perforación o reacondicionamiento. Este sistema está integrado por: Válvulas de seguridad, Carrete de perforación, múltiple de estrangulación, unidad acumuladora de presión, tanques de viajes, separadores de lodo y gas y línea de venteo.

El sistema para control del pozo tiene 3 funciones:

- Cerrar el pozo en caso de un influjo imprevisto.
- Colocar suficiente contra-presión sobre la formación.
- Recuperar el control primario del pozo.

Unidad acumuladora de presión: Son varios recipientes en forma de botella o esféricos, están localizados en la unidad de operaciones y es allí donde se guarda el fluido hidráulico. Posee líneas de alta presión que lleva el fluido hidráulico a los preventores y cuando las válvulas se activan, el fluido causa que los preventores actúen.

Debido a que los preventores se deben sellar rápidamente cuando es necesario, el fluido hidráulico se tiene que poner bajo 1500 a 3000 psi de presión, utilizando el gas nitrógeno contenido en los recipientes.

Figura 31. Unidad acumuladora de presión



Fuente: MARCE18091. Control y monitoreo (seguridad). Noviembre 2013. *Disponible en internet:*
<http://es.slideshare.net/marce18091/control-y-monitoreo-seguridad>

Carrete de perforación: Una conexión instalada en el conjunto preventor para formar un espacio entre los preventores, facilitando las operaciones de meter o sacar tubería a presión, y permitir la conexión de las líneas de estrangulación y de control para aislar en el carrete la posible erosión en vez de extenderla por los equipos más costosos.

Figura 32. Carrete de perforación



Fuente: Ningbo Hengsheng Machinery Co. Ltd. Perforación-Carrete-Blow hacia fuera Preventer Parte. Disponible en internet: http://es.made-in-china.com/co_hshengmic1015/product_Drilling-Spool-Blow-out-Preventer-Parts_eseosyng.html

Múltiple de estrangulación: Son válvulas que pueden abrirse y cerrarse completamente, existen muchísimas posiciones entre los dos extremos para circular la arremetida hacia afuera y bombear lodo nuevo hacia el hoyo. A medida que el influjo va saliendo del hoyo se va reduciendo la temperatura del estrangulador a posiciones que mantienen la suficiente presión para permitir que salga el influjo y lodo pero no permite que salga más fluido de perforación.

Figura 33. Múltiples de estrangulación



Fuente: SINOMACH Heavy Industry Corporation. Equipo de control de boca de pozo. *Disponible en internet:* <http://www.sinomach-hi.es/2-1-5-wellhead-equipment.html>

Separador de lodo y gas: Es una pieza esencial en una instalación para poder controlar una arremetida de gas. Este equipo permite restaurar el lodo que sale del pozo mientras ocurre un cabeceo y así que se puede separar el gas y quemarlo a una distancia segura de la instalación.

Interiormente está constituido por deflectores que hacen que cantidades de lodo y gas se muevan más despacio y un arreglo en forma de “S” en el fondo, permiten que el lodo fluya hacia el tanque del vibrador mientras mantiene el gas por encima del lodo. El tubo de descarga en la parte superior permite que el gas se queme sin hacer mucha presión en el lodo.

Figura 34. Separadores de lodo y gas



Fuente: GN Solids America LLC. Separador de gas lodo. *Disponible en internet:*
<http://gnsolidsamerica.es/separador-de-gas-lodo.html>

Línea de venteo: El Venteo del gas consiste en el no aprovechamiento del gas surgente de un pozo de producción de petróleo, que se quema (tipo antorcha) por motivos de seguridad.

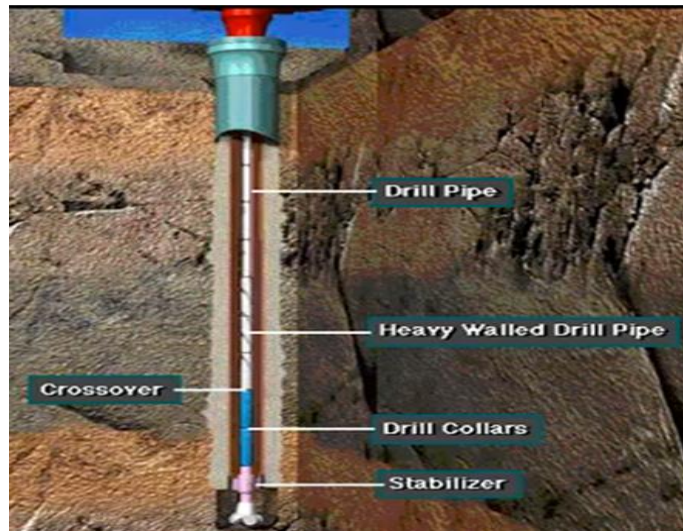
Van desde la bomba del lodo al conjunto de válvulas de seguridad, conectándose a estas en el lado opuesto a las líneas de estrangulación. A través de esa línea se bombea lodo pesado al pozo hasta que la presión se haya restaurado, lo cual ocurre cuando se ejerce suficiente presión hidrostática contra las paredes del hoyo para prevenir cualquier irrupción de fluido al pozo.

2. SARTA DE PERFORACIÓN

La sarta de perforación es el enlace mecánico que conecta a la broca con el sistema de transmisión de potencia o de impulsión rotario que se encuentra ubicado en la superficie.

La sarta de perforación está conformada por un conjunto de componentes metálicos armados secuencialmente, los cuales conforman el ensamblaje de fondo (**Bottom Hole Assembly**) y la tubería de perforación.

Figura 35. Sarta de perforación



Fuente: Archivo personal. Ingeniero Werney de Jesús Machuca Boada

La sarta de perforación cumple las siguientes funciones:

- Transmitir rotación a la broca.
- Proporcionar peso sobre la broca.
- Transmitir y soportar cargas axiales.

- Transmitir y soportar cargas de torsión.
- Permitir la circulación de fluidos para limpiar el pozo y enfriar la barrena.
- Darle verticalidad o direccionalidad al hoyo.
- Guiar y controlar la trayectoria del pozo.
- Proteger la tubería de pandeo y de la torsión.
- Servir como herramienta complementaria de pesca.
- Construir un hoyo en calibre.
- Darle profundidad al pozo.

2.1. DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

El diseño de la sarta de perforación consiste en unificar criterios sobre el orden de los componentes que la conforman, de acuerdo al tipo de pozo y a los diversos esfuerzos a los cuales va a ser sometida la misma a lo largo de la trayectoria de la construcción de un determinado pozo.

En el diseño de toda sarta de perforación se deben considerar las siguientes herramientas:

- **Tubería de perforación Drill Pipe(DP)**
- **BHA (Bottom Hole Assembly)**
 - Bit sub
 - Drill Collar (DC)
 - Estabilizadores
 - Drilling Jar (Martillo de perforación)
 - Heavy Weight Drill Pipe(HWDP)
- **Herramientas especiales**
 - Sustitutos (*Crossover*)
 - Rectificadores (Reamer)
 - Tool Joints
 - Motores de fondo

La sarta de perforación no siempre lleva todos los elementos mencionados anteriormente, el tipo de aparejo de fondo se diseñará de acuerdo a las necesidades que presente la perforación del pozo a realizar.

2.2. HERRAMIENTAS DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

Tubería De Perforación (Drill Pipe): Estos son tubos de acero con características especiales usados para transmitir rotación y fluido a la broca en las operaciones de perforación, terminación y reparación de pozos.

Está expuesta a múltiples esfuerzos durante las operaciones de perforación del pozo. Cada sección de Drill Pipe se denomina junta "joint". Los miembros de la cuadrilla conectan o enroscan varias juntas de Drill Pipe colocándolas dentro del hueco a medida que la broca rota.

Un Drill Pipe (DP) es un ensamblaje de tres componentes: Un cuerpo tubular de acero con extremos lisos y Dos conexiones de acople fuerte. Uno en cada extremo.

Los acoples en los extremos (Tool Joint) se unen al cuerpo del tubo de dos maneras:

- Enroscados
- Soldados o embonados al tubo con arco eléctrico en el horno

El acople inferior se conoce como Macho o Pin. El acople superior se denomina Caja o Hembra. La conexión entre dos tramos se logra al enroscar el pin dentro de la caja.

Sus principales características son:

- Juntas reforzadas.
- Facilidad y rapidez de enroscamiento.
- Alto grado de resistencia.

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

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

Figura 36. Drill Pipe



Fuente: Cangzhou Kunyuan Petroleum Equipment Co. Ltd. 2 3/8" - 5 1/2" Drill Pipe for oil well. *Disponible en internet:*
<http://czkunyuan.en.made-in-china.com/product/YMsECaIhJRq/China-2-3-8-5-1-2-Drill-Pipe-for-Oil-Well.html>

Clasificación de la tubería de perforación: A diferencia de la tubería de revestimiento y la tubería de producción, que normalmente se usan nuevas, la tubería de perforación normalmente se utiliza ya usada. Por lo tanto tiene varias clases:

- **New:** Sin desgaste. No ha sido usada antes
- **Premium:** Desgaste uniforme y el espesor de pared remanente es por lo menos un 80% del tubular nuevo.

- **Clase 2:** Tubería con un espesor de pared remanente de al menos 65% con todo el desgaste sobre un lado con lo que el área seccional es todavía Premium.

Especificación de la tubería de perforación: La tubería de perforación “Drill Pipe” al igual que otros tubulares, puede ser especificada de acuerdo con las siguientes características:

- Diámetro
- Grado o resistencia
- Peso
- Longitud

El diámetro, el peso y la resistencia, usados dependen del tamaño del hueco, la profundidad del hueco y las propiedades del pozo.

Diámetro: El diámetro del Drill Pipe puede ser tan pequeño como 2 3/8”. Este tamaño de Drill Pipe pesa 4.85 lb/ft. El Drill Pipe puede tener un diámetro tan grande como 6 5/8”. Este tipo de Drill Pipe pesa 27.60 lb/ft. Sin embargo, el Drill Pipe de 5” es uno de los más comunes, pesa 19 ½ lb/ft.

Grado o resistencia: El grado de la tubería de perforación describe la resistencia mínima a la cedencia del material. En la mayoría de los diseños de sarta de perforación, se opta por incrementar el grado del material (acero) en lugar de aumentar el peso del tubular.

Tabla 1: Grados de la tubería de perforación

Grado		Esfuerzo a la cedencia (psi)
Letra designada	Designación alterna	
E	E-75	75000 - 105000
X	X-95	95000 - 125000
G	G-105	105000 - 135000
S	S-135	135000 - 165000

Peso: Al referirse a los pesos de la tubería de perforación, hay tres que son importantes:

Peso del tubular con Extremo Planos: Se refiere al peso por pie del cuerpo del tubo, sin acoples.

Peso Nominal: Se refiere a una norma obsoleta. (Peso de un tubo de Rango con conexiones) actualmente se usa para referirse a una clase de tubo de perforación.

Peso Aproximado: El peso promedio por pie del tubo y de las conexiones de un tubo Rango II.

Longitud: La tubería de perforación “Drill Pipe” usualmente se puede conseguir en tres rangos de longitud:

Rango uno: 18 - 22 ft.

Rango dos: 27 - 30 ft.

Rango tres: 38 - 45 ft.

El rango más común es el dos: 27 –30 ft.

Tabla 2. Drill Pipe

Drill pipe			
OD in	Peso nominal lb/ft	ID in	Tipo de rosca
2 3/8	4.85	1 3/4	NC26
	6.65	1 3/4	NC26
2 7/8	6.85	2 1/8	NC31
	10.40	2 1/8	NC31
3 1/2	9.50	2 11/16	NC38
	13.30	2 11/16	NC38
	15.50	2 9/16	NC38
4	11.85	3 1/4	NC40
	14.00	3 1/4	NC40
	15.70	3 1/4	NC40
4 1/2	13.75	3 3/4	NC50
	16.60	3 3/4	NC50
	20.00	3 5/8	NC50
5	19.50	3 3/4	NC50
	25.60	3 1/2	NC50
5 1/2	21.90	4	5-1/2 FH
	24.70	4	5-1/2 FH
6 5/8	25.20	5	6-5/8 FH

OD = Diámetro externo de la tubería.

ID = Diámetro interno de la tubería.

Peso Nominal = Peso de la tubería expresado en libras por pie.

Tipo de rosca = Es una especificación API para la conexión de la tubería que incluye la forma de la rosca y el radio de la misma.

Tabla 3. Tensile Yield Strength (Drill Pipe NUEVA)

OD	Nominal weight	Tensile Yield Strength (Drill Pipe NEW)			
		E-75	X-95	G-105	S135
In	lb/ft	ft-lb	ft-lb	ft-lb	ft-lb
2 3/8	4.85	97,817	123,902	136,944	176,071
	6.65	138,214	175,072	193,5	248,786
2 7/8	6.85	135,902	172,143	190,263	244,624
	10.40	214,344	271,143	300,082	385,82
3 ½	9.50	194,264	246,068	271,97	349,675
	13.30	271,569	343,988	380,197	488,825
	15.50	322,775	408,848	451,685	580,995
4	11.85	230,755	292,29	323,057	415,36
	14.00	285,359	361,454	399,502	513,646
	15.70	324,118	410,55	453,765	583,413
4 ½	13.75	270,03	342040	378040	486050
	16,6	330,558	418,707	462,781	595,004
	20	412,358	522,32	577,301	742,244
5	19.50	395,595	501,087	553,833	712,07
	25,6	530,144	671,515	742,201	954,259
5 ½	21.90	437,116	553,681	611,963	786,809
	24.70	497,222	629,814	696,111	894,999
6 5/8	25.20	489,464	619,988	685,25	881,035

OD = Diámetro externo en pulgadas de la drill pipe.

Nominal Weight = Peso nominal en libras por pie.

Tensile yield strength (Drill Pipe New) = Resistencia a la tensión para tubería Drill Pipe nueva, con relación a los grados E 75, X95, G105, S135.

Tabla 4. Tensile Yield Strength (PREMIUM)

Size OD In	Nominal weight lb/ft	Tensile Yield Strength (Drill Pipe PREMIUM)			
		E-75 ft-lb	X-95 ft-lb	G-105 ft-lb	S135 ft-lb
2 3/8	4.85	76,893	97,398	107,650	138,407
	6.65	107,616	136,313	150,662	193,709
2 7/8	6.85	106,946	135,465	149,725	192,503
	10.40	166,535	210,945	233,149	299,764
3 1/2	9.50	152,979	193,774	214,171	275,363
	13.30	212,150	268,723	297,010	381,870
	15.50	250,620	317,452	350,868	451,115
4	11.85	182,016	230,554	254,823	327,630
	14.00	224,182	283,963	313,854	403,527
	15.70	253,851	321,544	355,391	456,931
4 1/2	13.75	213,220	270,080	298,510	383,800
	16,6	260,100	418,707	462,781	595,004
	20	322,916	409,026	452,082	581,248
5	19.50	311,535	394,612	436,150	560,764
	25,6	414,690	525,274	580,566	746,443
5 1/2	21.90	344,780	436,721	482,692	620,604
	24.70	391,285	495,627	547,799	704,313
6 5/8	25.20	387,465	490,790	542,452	697,438

OD= Diámetro externo en pulgadas.

Nominal Weight = Peso nominal en libras por pie.

Tensile yield strenght (Drill Pipe PREMIUM) = Resistencia a la tensión para tubería Drill Pipe premium, con relación a los grados E 75, X95, G105, S135.

BHA (Bottom Hole Assembly): El 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. La función del BHA es poder colocar peso sobre la broca (WOB).

Figura 37. BHA (Bottom Hole Assembly)



Fuente: ACHJI, Jean Jorge. *Revoluciones Totales en Mecha cuando se Corre Motor de Fondo y se Rota en Superficie.* Febrero 2012. *Disponible en internet:* <http://achiji.blogspot.com/2012/02/revoluciones-totales-en-mecha-cuando-se.html>

Componentes del BHA

Bit sub: Es un tubo corto con una longitud aproximada de 2 a 3 ft, con un diámetro interno (ID) y un diámetro externo (OD), los cuales varían de acuerdo al diámetro de las brocas y de los Drill Collars (DC) utilizados.

La función de esta herramienta es ser un adaptador que sirva para conectar la broca a los Drill Collars (DC).

Figura 38. Bit sub



Fuente: TASSAROLI SA. *Drilling rods and accessories.* **Disponible en internet:**
<http://www.rdtcolombia.com/es/productos/herramientas-de-perforacion>

Drill Collar (DC): Constituyen uno de los componentes principales del ensamblaje de fondo y son un conjunto de tuberías de acero o metal no magnético de gran espesor, colocados en el fondo de la sarta de perforación, encima de la mecha, lo cual proporciona la rigidez y peso necesario para producir la carga axial requerida por la broca para una penetración más efectiva de la formación. ¹ Tienen una longitud aproximada de 30 ft.

Tipos de Drill Collar

• ¹ Guía Práctica para el Diseño de Sargas de Perforación, UPMP- Pemex 2003

Dc Lisos: Tienen mayor tendencia al atascamiento por tener una mayor área de contacto con la pared del hoyo aumentado así el riesgo de pegas por presión diferencial.

Dc Ranurados: Son los que actualmente tienen mayor uso en la industria a nivel mundial porque las ranuras brindan protección contra el atascamiento diferencial al reducir la zona de contacto con la pared del hoyo y permiten además, que la presión hidrostática se iguale alrededor de las barras de perforación.

Figura 39. Drill Collars lisos y ranurados.



Fuente: PARADIGN drilling services. New technology products. **Disponible en internet:**
<http://paradigm.eu/companies/drilling-services/drilling-services-products/new-technology-products>

Funciones de los Drill Collars

- Protegen la Sarta de perforación de Doblamiento y de la Torsión.
- Controlan la dirección e inclinación de los pozos.
- Sirven para perforar pozos rectos y pozos verticales.

- Reducen las “patas de perro” (cualquier cambio severo de ángulo y trayectoria del pozo).
- Mejoran el desempeño de la broca.
- Reducen la perforación irregular, tubería pegada y brincos.
- Como herramientas de pesca, y en operaciones de terminación del pozo.

Consideraciones para la utilización de los Drill Collars

- Proveen el máximo peso con la mínima longitud.
- Tienen resistencia a la compresión.
- Conexiones Balanceadas.
- Gran masa para resistir los efectos de inercia.
- Rigidez para trayectorias direccionales.
- La sarta no estará demasiado pandeada o recostada.
- Espacio suficiente en los diámetros OD/ID para acomodar los pescadores internos y externos.

Especificaciones de los Drill Collars para las diferentes fases de la perforación

Tabla 5. Especificaciones de los Drill Collars (DC)

BIT DIAMETER (in)	CSG (in)	CSG POINT (ft)	11 y 9 (in)	8 ¼ y 9 (in)	6 ½ (in)	4 ¾ (in)
26"	20"	1000'	X	X		
17 ½"	13 3/8"	4000'	X	X		
12 ¼"	9 5/8"	10000'		X	X	
8 ½"	7"	15000'			X	
6"	5"	18000'				X

Bit Diameter = Diámetro de la Broca en pulgadas.

CSG = Diámetro del casing en pulgadas.

CSG point = Alcance vertical de cada diámetro de casing en pies.

11" - 9" - 8 ¼" - 6 ½" - 4 ¾" = Diámetros de los Drill Collars en pulgadas.

En la tabla anterior se puede observar los diferentes diámetros de Drill Collars (DC) que se utilizan en las diferentes fases de la perforación de un pozo.

Tabla 6. Drill collar

OD (in)	ID (in)	Peso (lb/ft)	Tipo de rosca
3 1/8	1 ½	21	NC31
3 1/4	1 ½	24	NC31
3 1/2	1 ½	29	NC31
3 3/4	1 ½	34	NC31
4	2 ¼	36	NC35
4 1/8	2 ¼	38	NC35
4 1/4	2 ¼	43	NC35
4 1/2	2 ¼	45	NC35
4 3/4	2 ½	47	NC35
5	2 ½	55	NC46
5 1/4	2 ½	62	NC46
5 1/2	2 13/16	67	NC46
5 3/4	3 ¼	71	NC46
6	3 ¼	79	NC46
6 1/4	3 ½	85	NC46
6 1/2	3 ½	91	NC46
6 3/4	3 ½	103	NC50
7	4	105	NC50
7 1/4	4	114	NC50
7 1/2	4	122	NC50
7 3/4	4	133	6 5/8 REG
8	4	145	6 5/8 REG
8 1/4	4	158	6 5/8 REG

9	4	192	7 5/8 REG
9 1/2	4	216	7 5/8 REG
9 3/4	4	230	7 5/8 REG
10	4	243	8 5/8 REG
11	4	299	8 5/8 REG

OD = Diámetro externo de la tubería, en pulgadas.

ID = Diámetro interno de la tubería en pulgadas.

Peso = Peso nominal de la tubería expresado en libras por pie.

Tipo de rosca = El número de conexión (NC), es una especificación API para la conexión de la tubería que incluye la forma de la rosca y el radio de la misma.

Estabilizadores: Son herramientas que tienen aletas, permiten estabilizar la sarta de perforación evitando el contacto con las paredes del hoyo y controlando la desviación, tanto en hoyos verticales como direccionales.

Se utilizan para balancear los esfuerzos mecánicos de la sarta de perforación (evitar vibraciones), son tubos cortos de 3 a 5 ft que disponen de aletas cubiertas con carburo de tungsteno con un diámetro externo (OD) igual o ligeramente menor que el diámetro externo (OD) de la broca con la cual se está perforando, se pueden usar de muchas formas dependiendo de los buzamientos y de la dirección de los buzamientos. La mejor selección se realiza cuando las condiciones de perforación están bien establecidas y cuando se conocen las aplicaciones del estabilizador.

Funciones de los estabilizadores

- Los ubicados cerca de la broca, controlan la desviación, aumentan la tasa de penetración y mantienen la rotación de la broca alrededor del eje de la sarta de modo que se provea una distribución de cargas uniformes en la cara de la herramienta.

- Los dispuestos en la parte superior de la tubería, controlan la centralización de la sarta y minimizan los problemas de perforación asociados con la dinámica de la misma, además la cuidan del contacto con la pared del hoyo.
- En la perforación direccional se utilizan para limitar la longitud de contacto de las diversas tuberías con la pared del hoyo, reduciendo así, el torque, el arrastre y las pegas por presión diferencial.
- En zonas con alta tendencia a la desviación, los estabilizadores aumentan notablemente la rigidez de la sección superior de la sarta para evitar cambios bruscos del ángulo de inclinación del pozo.

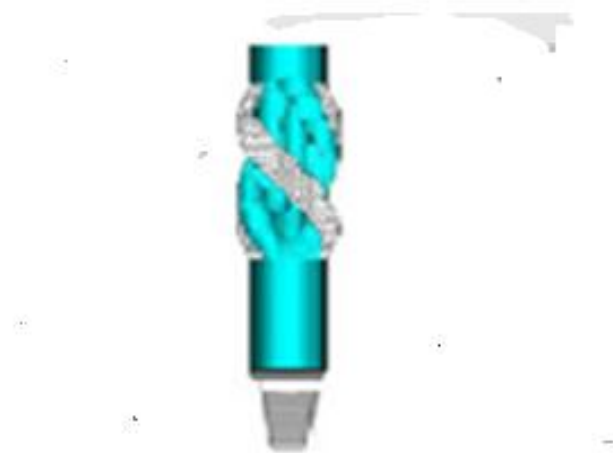
Consideraciones en el uso de estabilizadores

- Cuando los pozos de correlación indican que no hay problemas con los parámetros direccionales, se deben utilizar como mínimo dos estabilizadores ubicados a 30 y a 60 ft de la broca.
- En el evento que se perfore sin estabilizadores, adicional a los problemas potenciales direccionales y/o vibraciones laterales, también se podrían presentar grandes dificultades para bajar el revestimiento.

Tipos de estabilizadores

Estabilizador integral de cuchillas: Está maquinado de una pieza sólida de aleación de acero de alta resistencia. La cara de la cuchilla está revestida con insertos de carburo de tungsteno sinterizados. Este estabilizador está disponible con cuchillas rectas o en espiral.

Figura 40. Estabilizador de hoja integral



Fuente: FAR SUR, servicios petroleros Ltda. Presentación de estabilizadores. **Disponible en internet:** <http://www.farsur.com/estabilizador.php>

Estabilizador con camisa rotaria: El estabilizador con camisa rotaria, comprende un cuerpo y una camisa reemplazable.

Figura 41. Estabilizador de camisa rotaria



Fuente: DRILL STAR industries. Integral blade stabilizer. **Disponible en internet:** http://www.drillstar-industries.com/en/oil_and_gas/index/fiche/menu/drilling/id_fiche/Integral%20blade%20stabilizer

Estabilizador con cuchillas soldadas: Este tipo de estabilizador se utiliza particularmente en formaciones duras donde los rípios de lodo y cortes en la sarta del Drill Collar, puedan ser un problema.

Las cuchillas están soldadas al cuerpo del estabilizador y la cara tiene carburo de tungsteno, para resistir la fragmentación y prolongar la vida de la cuchilla

Figura 42. Estabilizador con cuchillas soldadas



Fuente: PDS Drilling LLC. Rental tools. Disponible en internet: <http://www.pdsdrilling.com/rental-tools/>

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

Figura 43. Estabilizador no rotario



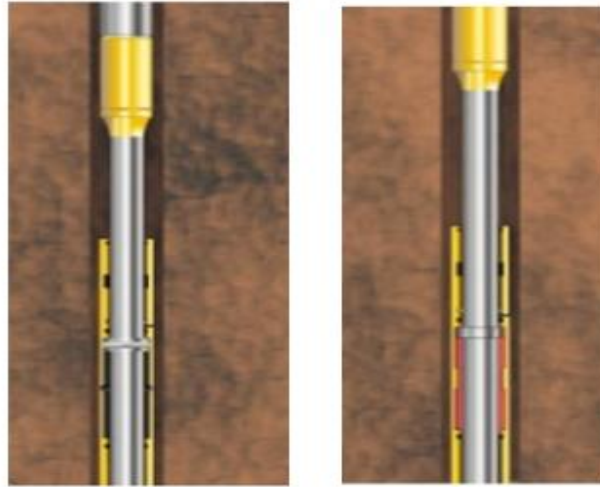
Fuente: SCHLUMBERGER. Diseño de sarta de perforación y herramientas de fondo. **Disponible en internet:**
<http://es.slideshare.net/MagnusMG/14-diseo-de-sartas-de-perforacin-y-bha>

Drilling Jar (martillo de perforación): Es una herramienta diseñada para dar un impacto en la sarta de perforación, cuyo objetivo principal es lograr que la misma sea liberada en el caso de atascamiento o pega de tubería. Está diseñado para desarrollar un impacto tanto en las subidas como en las bajadas del BHA.

Se ubica arriba de la sección de Drill Collar (DC) y encima del martillo se colocan los Drill Collar (DC) requeridos para optimizar el impacto hacia arriba y/o hacia abajo. Los drilling jar actúan como un cauchera y los Drill Collar (DC) que se colocan arriba actúan como el elemento que se quiere disparar con la cauchera. El objetivo del martillo, consiste en generar la energía mecánica necesaria por impacto hacia arriba o hacia abajo para despegar la sarta de perforación.

Los martillos pueden ser mecánicos, hidráulicos o hidromecánicos; teniendo los hidráulicos la particularidad de permitir martillar con gran variedad de impactos y ser insensibles al torque, por lo cual no afecta la orientación de la herramienta cuando se está desviando el hoyo.

Figura 44. Martillo mecánico (Izquierda), martillo hidráulico (Derecha)



Fuente: SCHLUMBERGER. La sarta de perforación. **Disponible en internet:**
<http://es.slideshare.net/grupocetepicetepi/diseo-de-sarta-de-perforacin-cetepi>

Tabla 7. Martillo de perforación

Modelo de Drilling jar	M-475	M-625	M-650	M-700	M-800	M-825
Tipo de drilling jar	Mecánico	Mecánico	Mecánico	Mecánico	Mecánico	Mecánico
OD (in)	4 3/4	6 ¼	6 ½	7	8	8 1/4
ID(in)	2 1/4	2 ¼	2 ¼	2 1/4	2 3/4	2 7/8
Longitud (ft)	34,2	34,2	34,2	33,4	34	34
Peso (lbs)	1980	2535	2734	2976	3924	4126
Tipo de conexión	NC50	NC50	NC50	NC50	6-5/8 REG	6-5/8 REG

Tubería de perforación pesada o de pared gruesa (HWDP): Es un componente especial de peso intermedio para la sarta de perforación. Es un tubo de pared gruesa que tiene una longitud de 30 ft y tiene más acero que el DP y menos que los DC. Tiene el mismo diámetro externo que la tubería de perforación normal pero el diámetro interno es mucho más reducido (normalmente 3”) y un refuerzo en la mitad del cuerpo del tubular del tamaño de los acoples para resistir el desgaste por abrasión contra la pared del hoyo, para así facilitar su manejo, pero ligeramente más largas.

Gracias a su forma y peso, resultan lo suficientemente rígidas para mantenerse en compresión. El HWDP se utiliza en la sarta de perforación con el propósito de que el PUNTO NEUTRO (cambio de tensión a compresión y es el punto más débil de la sarta de perforación) quede en la sección de HWDP, en el evento que no se utilice el HWDP se debe asumir el riesgo de partir la sarta de perforación por el DP (drill pipe).

Las tuberías de perforación pesadas, normalmente se fabrican en dos rangos de longitud, rango II y rango III.

- La de rango II mide, aproximadamente 30,5 pies y la de rango III, unos 45 pies.
- Las de rango II se fabrican de seis diámetros diferentes, a saber 3 ½ pulgadas, 4 pulgadas, 4 ½ pulgadas, 5 pulgadas, 5 ½ pulgadas y 6 ⅝ pulgadas.
- Las de rango III se fabrican de 4 ½ pulgadas y 5 pulgadas, las cuales principalmente se utilizan en la perforación costa afuera.

Tabla 8. HWDP

HWDP			
OD (in)	TIPO DE CONEXIÓN	WEIGHT (lbs/ft)	DESCRIPCIÓN
3 1/16	XT-30	20.02	TRI-SPIRAL
3 ½	NC-38	23.90	CONVENTIONAL
3 ½	NC-38	25.30	TRI-SPIRAL
4	NC-40	29.90	CONVENTIONAL
4	NC-40	31.49	TRI-SPIRAL
4 ½	NC-46	41.25	CONVENTIONAL
4 ½	NC-46	43.02	TRI-SPIRAL
5	NC-50	50.38	CONVENTIONAL
5	NC-50	52.34	TRI-SPIRAL
5 ½	5-1/2" FH	61.63	CONVENTIONAL
5 ½	5-1/2" FH	63.77	TRI-SPIRAL
5 7/8	XT-57	55.14	CONVENTIONAL
5 7/8	XT-57	57.42	TRI-SPIRAL
6 5/8	6-5/8" FH	73.64	TRI-SPIRAL
6 5/8	6-5/8" FH	72.84	CONVENTIONAL

OD = Diámetro externo de la tubería.

Tipo de conexión: es una especificación API para la conexión de la tubería que incluye la forma de la rosca y el radio de la misma.

Weight = Peso nominal de la tubería, expresado en libras por pie.

Descripción del tipo de tubería: Hace relación a si la tubería es en forma convencional o con aplicaciones en forma espiral.

Figura 45. Heavy Weight Drill Pipe



Fuente: RK Pipe & Supply. Tubería de tren de perforación pesada. **Disponible en internet:**
<http://www.steeldrillpipe.com/es/productos-tubulares/tuberia-de-tren-de-perforacion-pesado/>

Herramientas Especiales

Rectificadores o reamer: Son herramientas que son corridas mientras se perfora en formaciones muy duras y abrasivas, cuando la estructura cortante externa de la broca se desgasta gradualmente si no está protegida, de esta forma cada pie adicional de hoyo perforado es ligeramente de diámetro más pequeño que el anterior y de esta forma rectificar la pared y el diámetro del hoyo.

Figura 46. Rectificadores



Fuente: FARSUR servicios petroleros SA. Fabricación de herramientas de perforación. *Disponible en internet:*
http://www.farsur.com/nuestros_servicios.php

Conexiones de herramienta (tool joints): Son fracciones de tuberías que tienen por objetivo convertir un tipo de rosca en otro a fin de empalmar tubos incompatibles en unión.

Los tubos de perforación se juntan entre sí por medio de las conexiones o uniones de herramientas o Tool joints. Estos tool joints se sueldan por recalentamiento instantáneo a la tubería de perforación usando tratamientos de calor antes. Después se hace soldadura.

Debido a que los tool joints están expuestos a desgaste por rozamiento en su superficie exterior, ya que esta roza contra las paredes o el revestimiento del pozo, se aplican bandas de metal duro tales como partículas de carburo de tungsteno sinterizado puestas en una matriz metálica de soldadura.

Figura 47. Tool joints



Fuente: HACKER INTERNATIONAL, LLC. Tool joints. **Disponible en internet:** http://hackerinternational.com/tool_joints.aspx

Crossover: Son tubulares que poseen roscas especiales macho y hembra, se utilizan para conectar componentes de la sarta de perforación que tienen roscas diferentes

Figura 48. Crossover



Fuente: FARSUR servicios petroleros SA. Reparacion y manufactura de cross over, subs. **Disponible en internet:** <http://www.farsur.com/mecanizado.php>

Motores de fondo: En la perforación de pozos se utilizan motores especialmente diseñados para perforar una curva predecible desde vertical a horizontal y mantener una geometría constante. El motor de fondo no realiza la desviación por sí solo, requiere del empleo de un codo ajustable (*bent housing*), el ángulo del codo es el que determina la severidad en el cambio de ángulo.

Este motor tiene la particularidad de eliminar la rotación de la tubería mediante una fuerza de torsión. El motor de fondo es una herramienta direccional que convierte la energía hidráulica del lodo de perforación en energía mecánica, así permite la rotación de la broca sin necesidad de transmitir esta rotación desde superficie, pueden ser de turbina o helicoidales.

Figura 49. Motor de fondo.



Fuente: FARSUR servicios petroleros SA. *Protectores no rotarios.* **Disponible en internet:**

http://www.farsur.com/nuestros_servicios.php

3. DESARROLLO DEL SOFTWARE

Para abordar el desarrollo del software se optó por una arquitectura Modelo-vista-controlador a causa de las facilidades que esta presenta con respecto al problema a manejarse.

El desarrollo se puede dividir sin problemas en la vista que contiene las interfaces con las que el usuario va a interactuar, el modelo que contiene la información suministrada por el usuario y la información que es extraída de la base de datos y finalmente el control que contiene la lógica de la aplicación y los modelos matemáticos con los cuales se obtendrán los resultados que se presentaran al usuario en la vista.

Para llevar a cabo de forma organizada y óptima el desarrollo, se escogió la metodología ágil SCRUM. Esta metodología se fundamenta en dividir el desarrollo de la aplicación en ciclos (sprints), que en nuestro caso duran una semana. Al comienzo de cada ciclo se determina un conjunto de tareas a realizar y que son evaluadas al final de este. Para dar soporte a esta metodología se escogieron un conjunto de herramientas de desarrollo:

- GIT: Es una herramienta de versionado que permite almacenar los avances de cada uno de los miembros del equipo de desarrollo, a la vez que es posible deshacer esos cambios.
- Java: Es el lenguaje de programación seleccionado para desarrollar la aplicación.
- Eclipse IDE: Es uno de los IDE más potentes para el desarrollo de aplicaciones utilizando el lenguaje de programación Java.

- Windows Builder: Plug-in de eclipse que permite el diseño de la interfaz gráfica de usuario de una forma visual y práctica.
- Apache Derby: Es un sistema gestor de bases de datos programado en Java que puede ser empotrado dentro de la aplicación. Esto es una gran ventaja para el presente problema, pues incrementa la portabilidad de la aplicación y disminuye el trabajo que requiere instalar la aplicación en un nuevo equipo.

4. MODELO MATEMÁTICO

4.1 FACTOR DE BOYANZA

El peso de la sarta de perforación en el lodo, está afectado por el factor de flotación (factor de Boyanza; FB) que es una fuerza que ejerce el fluido de perforación hacia arriba lo cual hace que el peso de la sarta de perforación en el aire sea mayor que el peso de la sarta dentro del lodo.

$$FB = \frac{65.4 - MW}{65.4}$$

Donde

MW = densidad del fluido de perforación.

65.4 = densidad del acero (ppg).

4.2. PESO SOBRE LA BROCA (WOB)

Del estudio de los pozos de correlación se determina el WOB para cada una de las diferentes fases del estado mecánico del pozo (MS). En el evento que no haya pozos de correlación se utilizará la experiencia y las estadísticas mundiales para tratar de determinar cuál es el WOB adecuado.

4.3. CÁLCULO DE LA LONGITUD DEL DC POR DEBAJO DEL MARTILLO

1. Si se utiliza HWDP, entonces primero se debe calcular el peso generado por los HWDP por debajo del martillo sobre la broca:

$$WOB_{HWDP} = \frac{(L_{HWDP} * W_{HWDP}) * BF}{FS} * \cos(\alpha)$$

WOB_{HWDP} = Peso sobre la broca generado por la tubería de perforación pesada por debajo del martillo (lb).

W_{HWDP} = Peso unitario en el aire de la tubería de perforación pesada por debajo del martillo (lb/ft).

L_{HWDP} = Longitud de la tubería de perforación pesada por debajo del martillo (ft).

FS = Factor de seguridad.

BF = Factor de boyanza.

Cos (a) = Ángulo de desviación del pozo en grados.

4.4. PESO GENERADO POR LOS DRILL COLLAR POR DEBAJO DEL MARTILLO

1. Si se utiliza un solo drill collar entonces:

$$\mathbf{WOB_{DC} = WOB - WOB_{HWDP}}$$

WOB_{DC} = Peso sobre la broca generado por el Drill Collar por debajo del martillo (lb).

WOB_{HWDP} = Peso sobre la broca generado por la HWDP por debajo del martillo (lb).

Nota: Si no se utilizan HWDP el peso sobre la broca sólo estará proporcionado por los Drill Collar, entonces **WOB_{DC} = WOB**.

$$\mathbf{WOB_{DC1} = \frac{(30 * CDC1 * WDC1) * BF}{FS} * \cos(a)}$$

$$\mathbf{WOB_{DC2} = \frac{(30 * CDC2 * WDC2) * BF}{FS} * \cos(a)}$$

WOBDC1 = peso generado por el Drill Collar 2 del BHA combinado (lb).

WOBDC2 = peso generado por el Drill Collar 3 del BHA combinado (lb).

CDC1 = Cantidad de Drill Collar2 utilizado en el BHA combinado.

CDC2 = Cantidad de Drill Collar3 utilizado en el BHA combinado.

WDC1 = Peso unitario en el aire del Drill Collar 2 utilizado en el BHA (lb/ft).

WDC2 = Peso unitario en el aire del Drill Collar 2 utilizado en el BHA (lb/ft).

$$\mathbf{WOBdc} = \mathbf{WOB} - \mathbf{WOBDC1} - \mathbf{WOBDC2} - \mathbf{WOBHWDP}$$

WOBDC = peso sobre la broca generado por uno de los Drill Collar del BHA (lb).

WOBDC2 = peso sobre la broca generado por el Drill Collar 1 del BHA (lb).

WOBDC3 = peso sobre la broca generado por el Drill Collar 2 del BHA (lb).

WOBHWDP = Peso sobre la broca generado por la HWDP por debajo del martillo (lb).

WOB = Peso sobre la broca (lb).

2. Se calcula la longitud de los Drill Collar:

$$\mathbf{LDC} = \frac{\mathbf{WOBDC} * \mathbf{BF}}{\mathbf{WDC} * \mathbf{FS}} * \cos(\mathbf{a})$$

LDC = Longitud del Drill Collar utilizado por debajo del martillo (ft).

WDC = Peso unitario del Drill Collar utilizado por debajo del martillo (lb/ft).

Cos (a) = Ángulo de desviación del pozo en grados.

3. Por último, se calcula la cantidad de Drill Collar que se debe utilizar:

$$\mathbf{CDC} = \frac{\mathbf{LDC}}{\mathbf{30}}$$

CDP = Cantidad de Drill Collars utilizados por debajo del martillo.

Nota: Si el resultado da decimal, redondeamos a la próxima cifra entera.

4.5. CÁLCULO DE LA LONGITUD DE DRILL PIPE

$$LDP = P_{fase} - LBHA$$

LDP = Longitud máxima de Drill Pipe a utilizar en una determinada fase (ft).

Pfase = Profundidad de la fase (ft).

LBHA = Longitud total del BHA (ft).

$$CDP = \frac{LDP}{31}$$

CDP = Cantidad de Drill Pipe a utilizar.

Si no da exacta esa división se halla la longitud de la Drill Pipe corregida.

$$LDP = CDP * 31$$

4.6. TENSIÓN SOPORTADA POR LA DRILL PIPE

$$T = (LDP * WDP + WBHA + MOP) * FS$$

T = Tensión generada por la sarta de perforación (lbs).

LDP = Longitud de la Drill Pipe (ft).

WDP = Peso unitario de la Drill Pipe (lb/ft).

WBHA = Peso de todo el BHA en el aire (lbs).

MOP = Margen de sobretensión.

FS = Factor de seguridad.

5. COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON EL SOFTWARE CON LA BASE TEÓRICA UTILIZADA PARA EL DISEÑO

Para poder realizar las comparaciones pertinentes, a continuación se mostrarán los datos de entrada más importantes, necesarios para realizar el diseño de la sarta de perforación.

Diámetro externo de la broca 17 ½ “, tipo PDC

Profundidad de la fase de 1800 ft

WOB: 33000 lb

Densidad del lodo: 9 ppg

3 estabilizadores de 17 ¼ “

6 HWDP de 5” de diámetro externo por encima del martillo

Drill collars de 6 ½ “






























Para el software particularmente:

Diámetro externo de la drill pipe 5”

Peso de la drill pipe 25.6 lb/ft



MOP de 300000 lb

Figura 50. Resultados obtenidos por el software

BHA #3 Convencional												
POZO: Huevo piloto 17.5							BROCA: PDC17.5					
FECHA ELABORACIÓN: 5/12/2015			COMPañIA: UIS		MUD WEIGHT (PPG):		9.0	FACTOR DE BOYANZA:		0.86259	PESO BLOQUE VIAJERO: 25000.0	
BHA	CANTIDAD	DESCRIPCION	CONEXIÓN	CIA CONTRATISTA	OD (in)	ID (in)	FISHING NECK (ft)	PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUMULADO AIRE (lb)	PESO ACUMULADO BOYADO (lb)	LONGITUD (ft)	LONGITUD ACUMULADO (ft)
	1	HWDP 5"	NC-50	EVC	5	3	3	52.34	207968	179391	30.0	640
	1	HWDP 5"	NC-50	EVC	5	3	3	52.34	206398	178037	30.0	610
	1	HWDP 5"	NC-50	EVC	5	3	3	52.34	204828	176682	30.0	580
	1	HWDP 5"	NC-50	EVC	5	3	3	52.34	203258	175328	30.0	550
	1	HWDP 5"	NC-50	EVC	5	3	3	52.34	201687	173974	30.0	520
	1	HWDP 5"	NC-50	EVC	5	3	3	52.34	200117	172619	30.0	490
	1	CROSSOVER 5.5 7.9"	NC-50 NC46	WTF	5.5 7.9	3	-	91.0	198547	171265	5.0	460
	1	DC 6 1/2"	NC46	EVC	6 1/2	2 13/16	3	91.0	198092	170872	30.0	455
	1	DC 6 1/2"	NC46	EVC	6 1/2	2 13/16	3	91.0	195362	168517	30.0	425
	1	DC 6 1/2"	NC46	EVC	6 1/2	2 13/16	3	91.0	192632	166162	30.0	395
	1	CROSSOVER 6.675 8.125"	6-5/8 REG NC46	WTF	6.675 8.125	3	-	91.0	189902	163808	5.0	365
	1	JAR 2 7/8"	6-5/8 REG	WTF	8 1/4	2 7/8	3	4126.0	189447	163415	34.0	360
	1	CROSSOVER 6.675 8.125"	6-5/8 REG NC46	WTF	6.675 8.125	3	-	91.0	49163	42408	5.0	326
	1	DC 6 1/2"	NC46	EVC	6 1/2	2 13/16	3	91.0	48708	42015	30.0	321
	1	CROSSOVER 6.75 7.93"	NC46 6 5/8 REG	WTF	6.75 7.93	3	-	158.0	45978	39660	5.0	291
	1	DC 8 1/4"	6 5/8 REG	EVC	8 1/4	3	3	158.0	45188	38979	30.0	286
	1	DC 8 1/4"	6 5/8 REG	EVC	8 1/4	3	3	158.0	40448	34890	30.0	256
	1	DC 8 1/4"	6 5/8 REG	EVC	8 1/4	3	3	158.0	35708	30801	30.0	226
	1	DC 8 1/4"	6 5/8 REG	EVC	8 1/4	3	3	158.0	30968	26713	30.0	196
	1	DC 8 1/4"	6 5/8 REG	EVC	8 1/4	3	3	158.0	26228	22624	30.0	166
	1	DC 8 1/4"	6 5/8 REG	EVC	8 1/4	3	3	158.0	21488	18535	30.0	136
	1	STB 17 1/4"	6 5/8 REG	EVC	17 1/4	3	3	158.0	16748	14447	7.0	106
	1	DC 8 1/4"	6 5/8 REG	EVC	8 1/4	3	3	158.0	15642	13493	30.0	99
	1	STB 17 1/4"	6 5/8 REG	EVC	17 1/4	3	3	158.0	10902	9404	7.0	69
	1	DC 8 1/4"	6 5/8 REG	EVC	8 1/4	3	3	158.0	9796	8450	30.0	62
	1	STB 17 1/4"	6 5/8 REG	EVC	17 1/4	3	3	158.0	5056	4361	7.0	32
	1	DC 8 1/4"	6 5/8 REG	EVC	8 1/4	3	3	158.0	3950	3407	30.0	25
	1	BIT SUB 8 1/2"	6 5/8 REG - 7 5/8 REG	EVC	8 1/2	3	-	158.0	-790	-681	5.0	-5
	1	BROCA 17 1/2"	7 5/8 REG	NOV	17 1/2							

La drill pipe seleccionada de acuerdo a los criterios del usuario fue la drill pipe de OD: 5" peso de: 25.6 lb/ft, tipo: Nuevo , grado: X95 , con resistencia a la tensión de: 671515.0 lb. De acuerdo al modelo integrado en el software, la cantidad de drill pipe necesaria para completar el diseño de la sarta es: 38

Figura 51. Resultados de la base teórica del Ingeniero Werney De Jesus Machuca Boada.

		COMPAÑÍA OPERADORA: escuela ip										Código:	
		DESCRIPCION BHA										Versión:	
BHA #2 Convencional												Actualización:	
POZO:		17 1/2" (HUECO PILOTO 12 1/4")						BROCA (TIPO; OD):					
FECHA ELABORACIÓN: SEPTIEMBRE 30 DEL 2012		COMPAÑÍA: UIS		MUD WEIGHT (PPG)		12,00		FACTOR DE BOYANZA		0,817		PESO BLOQUE VIAJERO 25000 LB	
BHA	DESCRIPCION	CONEXIÓN	IA CONTRATISTA	OD (in)	ID (in)	FISHING NECK (ft)	PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUMULADO AIRE (lb)	PESO ACUMULADO BOYADO (lb)	LONGITUD PARCIAL (ft)	LONGITUD (ft)	LONGITUD ACUMULADA (ft)	
	(6)HWDP 5"	NC50	EVC	5	3"	1,73	50	65381	53893	184,48	30,75	600,30	
		NC50	EVC	5	3"	1,76	50	64444	52637		30,76	569,55	
		NC50	EVC	5	3"	1,76	50	62906	51381		30,76	536,79	
		NC50	EVC	5	3"	1,78	50	61368	50125		30,77	508,03	
		NC50	EVC	5	3"	1,59	50	59829	48668		30,68	477,26	
		NC50	EVC	5	3"	1,77	50	58295	47615		30,76	446,58	
	(3)DC 6 1/2"	NC50	EVC		6 1/2"	2 7/8"	3,06	90	56757	46359	93,60	31,24	415,82
		NC50	EVC		6 1/2"	2 7/8"	1,39	90	53945	44062		31,13	384,58
		NC50	EVC		6 1/2"	2 7/8"	1,43	90	51144	41774		31,23	353,45
	(1)CROSSOVER	NC50 5/8 REG	EVC		6 5/8"	7 1/16"	2 7/8"	150	48333	39478	3,58	3,58	322,22
	(1) DC 8"	6 5/8 REG	EVC		8"	2 7/8"	1,40	150	47796	39039	30,75	30,75	318,64
	(1)JAR 8"	6 5/8 REG	WTF		8"	2 7/8"	1,63	150	43184	35272	32,82	32,82	287,89
	(6)DC 8"	6 5/8 REG	EVC		8"	2 7/8"	1,27	150	38261	31251	179,00	28,84	255,07
		6 5/8 REG	EVC		8"	2 7/8"	1,47	150	33935	27717		30,09	226,23
		6 5/8 REG	EVC		8"	2 7/8"	1,35	150	29421	24031		30,50	196,14
		6 5/8 REG	EVC		8"	2 7/8"	3,20	150	24846	20294		30,07	165,64
		6 5/8 REG	EVC		8"	2 7/8"	3,16	150	20336	16610		30,75	135,57
	(1)STB 12 1/8"	6 5/8 REG	WTF		8"	2 7/8"	1,45	150	11411	9320	5,44	5,44	76,07
	(1)DC 8"	6 5/8 REG	EVC		8"	2 7/8"	3,12	150	10595	8654	31,10	31,10	70,63
	STB 12 1/8"	6 5/8 REG	WTF		8"	2 7/8"	2,50	150	5930	4843	6,09	6,09	39,53
(1) DC 8"	6 5/8 REG	EVC		8"	2 7/8"	1,26	150	5016	4097	29,49	29,49	33,44	
BIT SUB	6 5/8 REG	EVC		8"	2 7/8"		150	593	484	3,95	3,95	3,95	
BROCA	6 5/8 REG	NOV		12 1/4"									
LONGITUD TOTAL										600,30	600,30		

A continuación, se realiza una comparación detallada entre la herramienta software, y la base teórica del ingeniero Werney Machuca:

- De acuerdo a los valores ingresados, la cantidad de Drill Collars calculado por la herramienta software y la base teórica del ingeniero fue de 9 unidades, lo que muestra la similitud en este dato de salida que es de los más importantes
- La base teórica del Ingeniero cuenta con columnas correspondientes al torque que puede soportar cada elemento, el serial y la longitud acumulada de los elementos del BHA, campos que en los resultados de nuestro software están descartados, debido a indicaciones del ingeniero, el resto de las columnas están indicadas en las dos salidas de datos.
- Las dos salidas de datos difieren en el campo denominado DESCRIPCIÓN, en la base teórica del ingeniero se utiliza una descripción general de los elementos, mientras que en nuestro software se realiza una descripción detallada de cada uno de ellos por separado, así un mismo elemento.
- El cuello de pesca, o fishing neck y la longitud de los elementos en la base teórica del ingeniero varía en todos y cada uno de los elementos, en nuestro software, por recomendaciones del ingeniero, basado en su experiencia profesional se asumió un valor de fishing neck de 3 ft y una longitud de 30 ft para todos y cada uno de los elementos.
- Algunos valores del diámetro externo de Drill Collar utilizado por el ingeniero no se encuentra en la base de datos del software, debido a que estos valores se restringieron para cada fase de perforación en la que nos encontremos, por ejemplo el ingeniero utiliza un Drill Collar de 8", en nuestro software el valor más cercano, es el de 8 ¼, por lo que implementamos este valor para la corrida de datos.

- El valor final de la longitud acumulada difiere en algunos pies, esto se debe a que en los cálculos de la cantidad de Drill Collars realizado por el software mediante el modelo matemático integrado en él, no se tiene en cuenta las longitudes de los estabilizadores, ni de los crossover por lo que la cantidad de Drill collars puede aumentar en 1, y esto significa agregar 30 ft más al diseño que se obtendría originalmente.
- En la base de datos del ingeniero se utilizan dos tipos de Drill Collar por encima del martillo, nuestro software está restringido a que el usuario sólo pueda utilizar un solo tipo de Drill Collars por encima.
- En los datos arrojados por el software por encima del martillo fue necesario implementar un crossover para poder unir la HWDP de 5" con el Drill Collar de 6 ½ " debido a que el tipo de rosca de estos dos elementos era diferente, mientras que en los datos arrojados en la base teórica del ingeniero Werney, no fue necesario. ¿Por qué?, esto se debe a que los drill collar generalmente cuentan con varios tipos de rosca característicos para un mismo diámetro, en la base de datos del software se almacenó la rosca NC46 para un diámetro externo de Drill Collar de 6 ½ ", mientras que el ingeniero utilizó una rosca NC50 para este mismo diámetro, la cual es igual al tipo de rosca de la HWDP, por lo que no fue necesario la implementación del crossover.
- Un plus adicional de nuestra herramienta es que genera los resultados de los cálculos y la información relacionada con la tubería de perforación o drill pipe utilizada, para poder completar todo el diseño de la fase de perforación en la que nos encontremos.

Cabe destacar, que en ambas se logra uno de los objetivos finales más importantes que es el de realizar el diseño gráfico de todo el BHA.

6. CONCLUSIONES

- La planificación adecuada y la coordinación al momento de ejecutar cualquier proyecto de desarrollo de una herramienta tecnológica en el campo de la perforación de pozos petrolíferos, determina el éxito en su diseño y en su funcionalidad.
- Generar una herramienta software para el diseño de sartas de perforación de pozos petrolíferos, ayuda a consolidar de forma clara y objetiva aquellos conocimientos de carácter teórico adquiridos, acerca de cómo se debe planear, definir y ejecutar el programa de diseño de sartas de perforación, así como aquellas técnicas mínimas que se deben tener en cuenta a la hora de planear un pozo.
- El uso e implementación de tecnologías y metodologías para el diseño de software, contribuyen de forma significativa en el proceso de automatización de las diversas técnicas concernientes a la ingeniería de petróleos y más puntualmente en la automatización de los procesos empleados en el diseño de sartas de perforación de pozos petrolíferos.
- Es posible desarrollar una herramienta software para el diseño de sartas de perforación, que tenga como valor agregado estar enfocada meramente en la instrucción educativa de los estudiantes de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.
- La planificación y diseño óptimo de las diferentes actividades del área de la perforación de pozos petroleros, requiere de una base conceptual clara y completa.

7. RECOMENDACIONES

- Actualizar la base de dato con las diversas configuraciones de herramientas y equipos que con el paso del tiempo van surgiendo para el diseño de sartas de perforación.
- Se debe tener cuidado al momento de digitar o rellenar los campos e ítems necesarios para realizar el diseño de la sarta, y así no dar espacio a que se produzcan errores técnicos o conceptuales en el proceso de ejecución del software.
- Se recomienda realizar una comparación con otra herramienta tecnológica de diseños de sarta de perforación para verificar la precisión del software respecto a otros programas.
- Se recomienda que para la manipulación del software, se cuente con un nivel suficiente de conocimientos acerca de las operaciones de perforación y diseño de pozos petrolíferos.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Drill stem design and operating limits. API RP 7G. Washington, DC. August 1998.

BOURGOYNE JR., A.T., *et al.* Applied Drilling Engineering. SPE Textbook Series. [online] Society of Petroleum Engineers. [Richardson, Texas, E.U] Society of Petroleum Engineers, 1986. [Cited: 6 marzo 2015] Available from Internet: <http://www.mdl2179trialdocs.com/releases/release201304110900026/TREX-41559.pdf>

TORRES, Antonio; *Diseño de sartas de perforación y herramientas de fondo*, [[Houston](#), Texas, E.U.], oilfield review, 2009.

VANEGAS, Daniel, Guía Práctica para el Diseño de Sartas de Perforación, Mexico DC, UPMP- Pemex 2003.

WILLIAMS, Danny. Horizontal and Multilateral Wells, Manual de Curso, Mexico DC. Octubre 2003.

ANEXOS

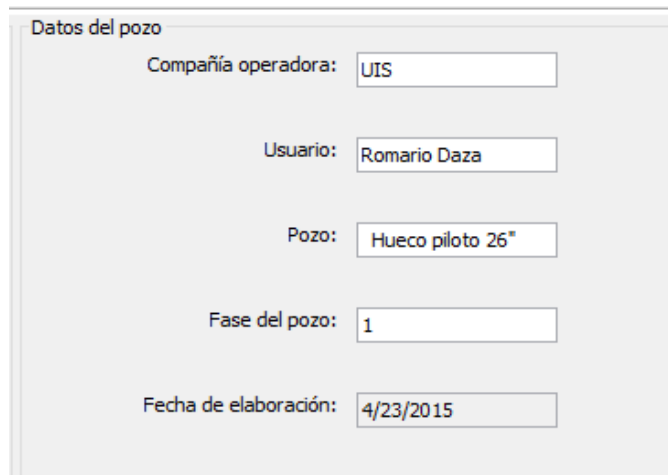
GUIA DE USO DEL SOFTWARE

En la siguiente imagen se muestra la interfaz gráfica del software. En ella se observan los campos o datos generales del pozo a diseñar, que el usuario debe ingresar, para dar comienzo al diseño de la sarta de perforación.

DATOS GENERALES DEL POZO

1. El usuario ingresa los datos del pozo que incluye, el nombre de la compañía operadora, el nombre del usuario que realiza el diseño, el nombre del pozo al cuál se le realiza el diseño y el número de la fase a perforar (1, 2, 3, 4...). La fecha de elaboración del diseño, gracias a una función del software se va actualizando día a día, por lo que no es necesario que el usuario la ingrese.

Figura 52. Datos del pozo.



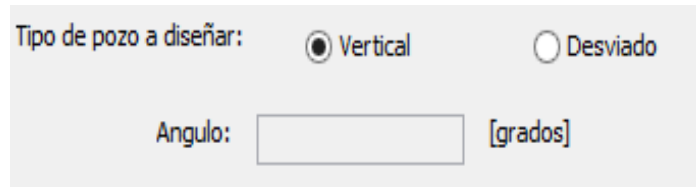
Formulario de datos del pozo con los siguientes campos:

Compañía operadora:	UIS
Usuario:	Romario Daza
Pozo:	Hueco piloto 26"
Fase del pozo:	1
Fecha de elaboración:	4/23/2015

2. El usuario selecciona el tipo de pozo a diseñar, ya sea vertical o desviado. Si el usuario decide realizar el diseño de un pozo desviado se activa el campo

“Angulo” que hace referencia a la inclinación que tendrá este pozo; entonces debe ingresar el respectivo ángulo de inclinación que está dado en grados.

Figura 53. Tipo de pozo a diseñar.

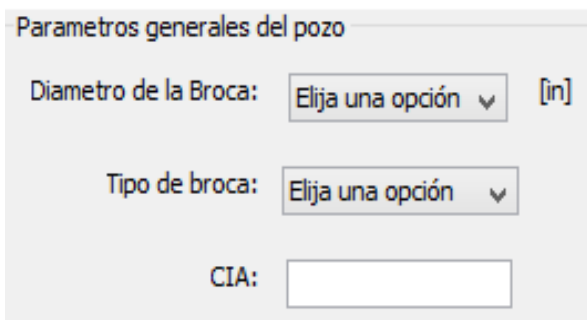


Tipo de pozo a diseñar: Vertical Desviado

Angulo: [grados]

3. El usuario selecciona el diámetro externo de la broca, cuyos valores varían desde 26” hasta 6”, el tipo de broca a utilizar, ya sea tricónica, PDC o de diamante natural e ingresa el nombre de la compañía (CIA) que suministra este elemento.

Figura 54. Campos correspondientes a la broca.



Parametros generales del pozo

Diametro de la Broca: [in]

Tipo de broca:

CIA:

4. El usuario selecciona el diámetro externo del bit sub, cuyos valores están restringidos de acuerdo al diámetro externo de la broca a utilizar.

Figura 55. Opciones de diámetro externo de bit sub, para brocas de 26" (derecha) y broca de 8 1/2 (izquierda) en pulgadas.

The image shows two side-by-side screenshots of a software interface. Each screenshot displays a form with three fields: 'Bit Sup:', 'Longitud Bit Sup:', and 'Densidad del lodo:'. The 'Bit Sup:' field is a dropdown menu with the text 'Elija una opción' and a downward arrow. The 'Longitud Bit Sup:' field is a text input with a unit label '[ft]'. The 'Densidad del lodo:' field is a text input with a unit label '[PPG]'. In the left screenshot, the dropdown menu is open, showing three options: 'Elija una opción', '5 1/2', and '5 3/4'. In the right screenshot, the dropdown menu is open, showing four options: 'Elija una opción', '8 1/2', '8 3/4', and '9 1/4'.

5. El usuario ingresa la longitud del bit sub, la profundidad de la fase, la densidad del lodo y calcula el factor de boyanza, que como se ve en el proceso matemático está en función del lodo de perforación.

Figura 56. Otros parámetros generales.

The image shows a screenshot of a software interface with four input fields and a button. The fields are: 'Longitud Bit Sup:' with a text input and unit label '[ft]'; 'Densidad del lodo:' with a text input and unit label '[PPG]'; 'Profundidad de la fase:' with a text input and unit label '[ft]'; and 'Factor de boyanza:' with a text input. To the right of the 'Factor de boyanza:' field is a button labeled 'Calcular'.

6. El usuario ingresa el peso sobre la broca (WOB), el nombre que se le asigna al BHA, y el peso del bloque viajero, que por defecto tiene un valor de 25.000 libras.

Figura 57. Campos correspondientes al WOB, nombre del BHA y peso del bloque viajero.

WOB: [lb]

BHA:

W Bloque viajero: [lb]

DRILL COLLAR

Figura 58. Selección de Drill Collar.

DSP UIS

Nuevo Resultados

Datos generales del pozo Drill Collar HWDP y otros elementos

Drill Collar Down Diametro 1

OD: [in]

Peso: [lb/ft]

ID: [in]

Tipo Rosca:

CIA:

Cantidad:

Cross Over:

Drill Collar Down Diametro 3

Utilizar otro diametro de Drill Collar

OD: [in]

Peso: [lb/ft]

ID: [in]

Tipo Rosca:

CIA:

Cross Over:

Drill Collar Down Diametro 2

Utilizar otro diametro de Drill Collar

OD: [in]

Peso: [lb/ft]

ID: [in]

Tipo Rosca:

CIA:

Cantidad:

Cross Over:

Drill Collar Up

OD: [in]

Peso: [lb/ft]

ID: [in]

Tipo Rosca:

Cantidad:

CIA:

Cross Over:

7. El usuario elige el o los diámetros externos de los Drill Collar que desea utilizar, al presionar “OD” se despliega una ventana con los múltiples diámetros de Drill Collar que se pueden utilizar. El usuario de acuerdo a sus conocimientos debe garantizar que los diámetros seleccionados sean acordes al diámetro de la broca utilizada para el diseño.

Cuando el usuario seleccione el diámetro externo del Drill Collar, el software automáticamente le devolverá el diámetro interno, el peso y el tipo de rosca de este Drill Collar, después el usuario debe ingresar el nombre de la compañía que suministra estos Drill Collar.

Figura 59. Datos devueltos por el software al ingresar el OD del Drill Collar.

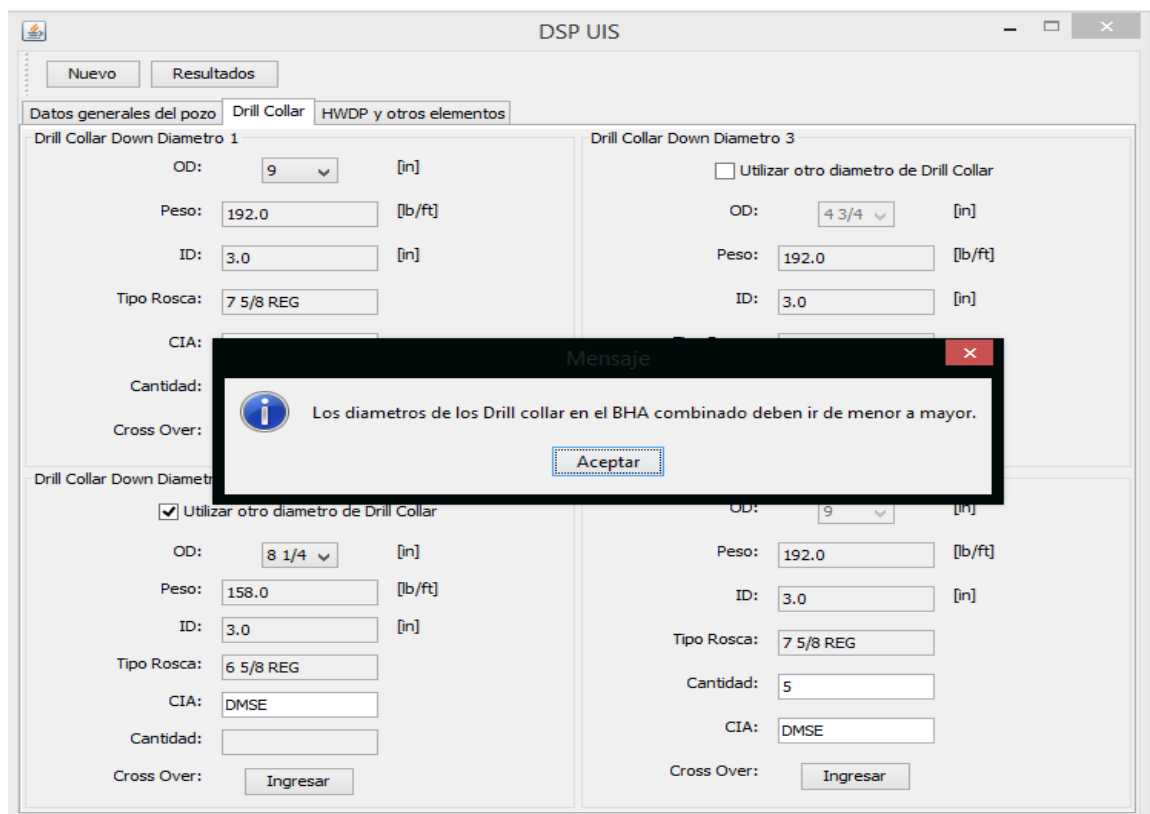
The screenshot shows a software window titled "Drill Collar Down Diametro 1". It contains several input fields and a button:

- OD: A dropdown menu showing "8 1/4" and a unit label "[in]".
- Peso: A text input field containing "158.0" and a unit label "[lb/ft]".
- ID: A text input field containing "3.0" and a unit label "[in]".
- Tipo Rosca: A text input field containing "6 5/8 REG".
- CIA: An empty text input field.
- Cantidad: An empty text input field.
- Cross Over: A button labeled "Ingresar".

Si sólo se utiliza un Drill Collar, la cantidad de Drill Collar a utilizar se calcula mediante un modelo matemático integrado en el software. Si se quiere diseñar un BHA combinado, el usuario debe ingresar la cantidad de n-1 Drill Collars, siendo n, el número total de Drill Collars a utilizar, y el software calcula la cantidad del Drill Collar faltante.

Nota: Tenga en cuenta que al ingresar el diámetro externo de los Drill Collar a utilizar en el caso de que sea un BHA combinado, los diámetros deben ser ingresados de menor a mayor diámetro, de no hacerlo así, saldrá un mensaje de advertencia indicándole este error.

Figura 60. Mensaje de advertencia producido por el incorrecto ingreso del diámetro de los Drill Collar en un BHA combinado.



En la figura que se muestra a continuación se muestra como debe ser el orden correcto para la selección de varios Drill Collar.

Figura 61. Selección adecuada de Drill Collar BHA combinado.

The screenshot displays the DSP UIS software interface for configuring Drill Collar components. The window is titled "DSP UIS" and has a menu bar with "Nuevo" and "Resultados". Below the menu bar, there are three tabs: "Datos generales del pozo", "Drill Collar", and "HWDP y otros elementos". The "Drill Collar" tab is active, showing four configuration panels:

- Drill Collar Down Diametro 1:** OD: 8 1/4 [in], Peso: 158.0 [lb/ft], ID: 3.0 [in], Tipo Rosca: 6 5/8 REG, CIA: DMSE, Cantidad: 5, Cross Over: Ingresar.
- Drill Collar Down Diametro 2:** Utilizar otro diametro de Drill Collar, OD: 9 [in], Peso: 192.0 [lb/ft], ID: 3.0 [in], Tipo Rosca: 7 5/8 REG, CIA: DMSE, Cantidad: [empty], Cross Over: Ingresar.
- Drill Collar Down Diametro 3:** Utilizar otro diametro de Drill Collar, OD: 4 3/4 [in], Peso: 192.0 [lb/ft], ID: 3.0 [in], Tipo Rosca: 7 5/8 REG, CIA: [empty], Cross Over: Ingresar.
- Drill Collar Up:** OD: 8 1/4 [in], Peso: 158.0 [lb/ft], ID: 3.0 [in], Tipo Rosca: 6 5/8 REG, Cantidad: 5, CIA: DMSE, Cross Over: Ingresar.

8. Para cada Drill Collar a utilizar, hay un campo denominado crossover que es de libre uso para el usuario. Pero tenga en cuenta, el campo se debe llenar, siempre y cuando exista una diferencia entre los tipos de conexiones de los Drill Collar a utilizar. Si no existe una diferencia entre las roscas de los Drill Collar, omite este paso.

Como observamos en la figura anterior, existe una diferencia en el tipo de rosca entre los dos Drill Collar1 y 2, por lo tanto el usuario debe presionar el botón "crossover" del primer Drill Collar. Al hacerlo se despliega una ventana en la cual el usuario ingresa los valores característicos del crossover a utilizar.

Figura 62. Campos correspondientes al crossover.



The image shows a software dialog box titled "CrossOver". It features five input fields arranged vertically, each with a label and a unit indicator in brackets: "OD Up:" [in], "OD Down:" [in], "ID:" [in], "Longitud:" [ft], and "CIA:". At the bottom right of the dialog, there are two buttons: "Aceptar" (Accept) and "Cancel". The dialog has a standard Windows-style title bar with a close button (X) in the top right corner.

HWDP Y OTROS ELEMENTOS

9. El usuario decide si quiere o no utilizar esta tubería por debajo del martillo (HWDPdown). Si decide utilizar, entonces debe decidir si quiere utilizar HWDP lisa (conventional) o espiralada (tri-spiral), luego, debe ingresar el diámetro externo de la HWDP a utilizar, y como en el caso de los Drill Collar el software le devolverá los valores del diámetro interno, el peso y el tipo de rosca de esta. Además de esto, el usuario ingresa la cantidad, y el nombre de la compañía que suministra este elemento de la sarta.

Por default, la HWDP que se utilice por debajo del martillo es la misma que se utiliza por encima, lo que cambia, es que el usuario decide la cantidad que quiere utilizar tanto por encima como por debajo.

Figura 63. Campos correspondientes a la HWDP utilizada por encima (HWDPup) y por debajo (HWDPdown) del martillo.

Datos generales del pozo	Drill Collar	HWDP y otros elementos
HWDP Down		HWDP Up
<input checked="" type="checkbox"/> Utilizar HWDP		Tipo: TRI-SPIRAL
Tipo: TRI-SPIRAL		OD: 5 [in]
OD: 5 [in]		ID: 3.0 [in]
ID: 3.0 [in]		Peso: 52.34 [lb/ft]
Peso: 52.34 [lb/ft]		Tipo de Rosca: NC-50
Tipo de Rosca: NC-50		Cantidad: []
Cantidad: []		CIA: []
CIA: []		

10. El usuario selecciona el tipo de estabilizador que quiere utilizar, ya sea rotatorio, que cuenta con una cantidad de diámetros externos limitados por el software, dependiendo del diámetro externo de la broca que son: 6", 8 1/4", 12 1/8" y 17 1/4", o no rotatorio, el cual también cuenta con diámetros externos del estabilizador limitado por el software, dependiendo del diámetro de la broca, que son: 12 1/4", 17 1/2" y 26", e ingresa la cantidad de estabilizadores a utilizar, y el nombre de la compañía que los suministra.

Figura 64. Opciones de diámetro externo de los estabilizadores rotatorio y no rotatorio.

Estabilizadores

OD:

CIA:
17 1/4
12 1/8
8 1/4
6

Cantidad:

Rotatorio No rotatorio

Estabilizadores

OD:

CIA:
26
17 1/2
12 1/4

Cantidad:

Rotatorio No rotatorio

11. El usuario selecciona el diámetro externo del martillo de perforación a utilizar, el cual depende del diámetro externo del Drill Collar utilizado por debajo, e ingresa el nombre de la compañía que suministra este elemento.

Figura 65. Campos correspondientes al martillo.

Martillo

Diametro del martillo: [in]

CIA:

Cross Overs:

12. Nos devolvemos a la parte de la interfaz que dice, "Datos generales del pozo" y nos dirigimos al campo denominado "Drill pipe".

Figura 66. Campos correspondientes a la tubería de perforación.

The image shows a software window titled "Drill Pipe" with the following fields:

- Diametro externo: [Elija una opción] [in]
- Peso: [Elija una opción] [lb/ft]
- MOP: [] [lb]
- Grado: [Elija una opción]
- CIA: []
- Tipo: [Elija una opción]

13. El usuario selecciona el diámetro externo, el peso característico, y el tipo de drill pipe a utilizar que puede ser nueva o tipo Premium que tiene un espesor reducido un 20 % en comparación con una tubería nueva, ingresa el MOP que generalmente fluctúa entre 250000 y 300000 lb y el software, de acuerdo al modelo matemático, que va integrado dentro de la herramienta calculará la cantidad de Drill Pipe que debe utilizar con esas especificaciones.
14. Luego, el software calculará el valor de la tensión a soportar por la tubería y lo comparará con el valor de la tensión nominal para cada grado de la tubería utilizada y el usuario escogerá el grado de la tubería que desea utilizar, la cual debe cumplir que el valor de su tensión nominal sea mayor al valor de la tensión calculada.

Figura 67. Características del drill pipe






























The image shows a software window titled "Drill Pipe" with the following fields:

Field	Value	Unit
Diametro externo:	4 1/2	[in]
Peso:	16.6	[lb/ft]
MOP:	270000	[lb]
Grado:	X95	
CIA:	DSME	

SALIDA DE DATOS

15. Cuando se han llenado todos los campos con la información correspondiente, el usuario presiona el botón "Resultados", y el software le mostrará el diseño completo del BHA, y la información relacionada con la tubería de perforación.

Figura 68. Salida de datos del software

BHA #3 Convencional													
POZO: Hueco piloto 17.5							BROCA: PDC17.5						
FECHA ELABORACIÓN: 5/12/2015				COMPAÑIA: UIS		MUD WEIGHT (PPG):		9.0	FACTOR DE BOYANZA:		0.86259	PESO BLOQUE VIAJERO: 25000.0	
BHA	CANTIDAD	DESCRIPCION	CONEXIÓN	CIA CONTRATIST A	OD (in)	ID (in)	FISHING NECK (ft)	PESO AIRE (lb/ft)	PESO ACUMULADO AIRE (lb)	PESO ACUMULADO BOYADO (lb)	LONGITUD (ft)	LONGITUD ACUMULADO (ft)	
	1	HWDP 5"	NC-50	EVC	5	3	3	52.34	207968	179391	30.0	640	
	1	HWDP 5"	NC-50	EVC	5	3	3	52.34	206398	178037	30.0	610	
	1	HWDP 5"	NC-50	EVC	5	3	3	52.34	204828	176682	30.0	580	
	1	HWDP 5"	NC-50	EVC	5	3	3	52.34	203258	175326	30.0	550	
	1	HWDP 5"	NC-50	EVC	5	3	3	52.34	201687	173974	30.0	520	
	1	HWDP 5"	NC-50	EVC	5	3	3	52.34	200117	172619	30.0	490	
	1	CROSSOVER 5.5 - 7.9"	NC-50 NC46	WTF	5.5 - 7.9	3	-	91.0	198547	171265	5.0	460	
	1	DC 6 1/2"	NC46	EVC	6 1/2	2 13/16	3	91.0	198092	170872	30.0	455	
	1	DC 6 1/2"	NC46	EVC	6 1/2	2 13/16	3	91.0	195362	168517	30.0	425	
	1	DC 6 1/2"	NC46	EVC	6 1/2	2 13/16	3	91.0	192632	166162	30.0	395	
	1	CROSSOVER 6.675 - 8.125"	6-5/8 REG NC46	WTF	6.675 - 8.125	3	-	91.0	189902	163808	5.0	365	
	1	JAR 2 7/8"	6-5/8 REG	WTF	8 1/4	2 7/8	3	4126.0	189447	163415	34.0	360	
	1	CROSSOVER 6.675 - 8.125"	6-5/8 REG NC46	WTF	6.675 - 8.125	3	-	91.0	49163	42408	5.0	326	
	1	DC 6 1/2"	NC46	EVC	6 1/2	2 13/16	3	91.0	48708	42015	30.0	321	
	1	CROSSOVER 6.75 - 7.93"	NC46 6 5/8 REG	WTF	6.75 - 7.93	3	-	158.0	45978	39660	5.0	291	
	1	DC 8 1/4"	6 5/8 REG	EVC	8 1/4	3	3	158.0	45188	38979	30.0	286	
	1	DC 8 1/4"	6 5/8 REG	EVC	8 1/4	3	3	158.0	40448	34890	30.0	256	
	1	DC 8 1/4"	6 5/8 REG	EVC	8 1/4	3	3	158.0	35708	30801	30.0	226	
	1	DC 8 1/4"	6 5/8 REG	EVC	8 1/4	3	3	158.0	30968	26713	30.0	196	
	1	DC 8 1/4"	6 5/8 REG	EVC	8 1/4	3	3	158.0	26228	22624	30.0	166	
	1	DC 8 1/4"	6 5/8 REG	EVC	8 1/4	3	3	158.0	21488	18535	30.0	136	
	1	STB 17 1/4"	6 5/8 REG	EVC	17 1/4	3	3	158.0	16748	14447	7.0	106	
	1	DC 8 1/4"	6 5/8 REG	EVC	8 1/4	3	3	158.0	15642	13493	30.0	99	
	1	STB 17 1/4"	6 5/8 REG	EVC	17 1/4	3	3	158.0	10902	9404	7.0	69	
	1	DC 8 1/4"	6 5/8 REG	EVC	8 1/4	3	3	158.0	9796	8450	30.0	62	
	1	STB 17 1/4"	6 5/8 REG	EVC	17 1/4	3	3	158.0	5056	4361	7.0	32	
	1	DC 8 1/4"	6 5/8 REG	EVC	8 1/4	3	3	158.0	3950	3407	30.0	25	
	1	BIT SUB 8 1/2"	6 5/8 REG - 7 5/8 REG	EVC	8 1/2	3	-	158.0	-790	-681	5.0	-5	
	1	BROCA 17 1/2"	7 5/8 REG	NOV	17 1/2								

La drill pipe seleccionada de acuerdo a los criterios del usuario fue la drill pipe de OD: 5" peso de: 25.6 lb/ft, tipo: Nuevo , grado: X95 , con resistencia a la tensión de: 671515.0 lb.

De acuerdo al modelo integrado en el software, la cantidad de drill pipe necesaria para completar el diseño de la sarta es: 38

Luego de la codificación de la herramienta, se realizó una depuración de errores de orden computacional. Esta consistió en realizar corridas con datos válidos, verificar que arroje resultados lógicos y que no se generen problemas internos en la herramienta, tales como los siguientes: la fase coincida con el diámetro de broca a utilizar, que el diámetro interno, la rosca y el peso devuelto por el software al ingresar el valor del diámetro externo de un Drill Collar, una HWDP, un drilling jar, etc. correspondan a los valores de dicho elemento.

Es válido destacar que la generación de estos errores, causaría un error grave en la ejecución de esta herramienta, el cual podría llegar a interrumpir el funcionamiento lógico, ocasionando que arroje como resultado una configuración incorrecta o resultado vacío.

Tabla 9. Brocas de perforación

	Tipo de broca	Broca	Conexión original	Bit sub (in)
Wellbore 26"	Tricónica	GTX-CG1	8 5/8 REG	8 1/2, 8 3/4, 9, 9 1/4
	PDC	E1019S	8 5/8 REG	8 1/2, 8 3/4, 9, 9 1/4
	PDC	S83PX	8 5/8 REG	8 1/2, 8 3/4, 9, 9 1/4
	Tricónica	GS18BVCJ3	8 5/8 REG	8 1/2, 8 3/4, 9, 9 1/4
	Tricónica	EMS11GKCC	8 5/8 REG	8 1/2, 8 3/4, 9, 9 1/4
Wellbore 17 1/2"	PDC	HCD605X	7 5/8 REG	8 1/2, 8 3/4, 9, 9 1/4
	Tricónica	GTX-CS1	7 5/8 REG	8 1/2, 8 3/4, 9, 9 1/4
	PDC	HC606	7 5/8 REG	8 1/2, 8 3/4, 9, 9 1/4
	PDC	MRS816VGEBPX	7 5/8 REG	8 1/2, 8 3/4, 9, 9 1/4
	Tricónica	EBXS02SLC	7 5/8 REG	8 1/2, 8 3/4, 9, 9 1/4
Wellbore 12 1/4"	PDC	HCD605X	6 5/8 REG	7 1/2, 7 3/4
	PDC	QDS7213PX	6 5/8 REG	7 1/2, 7 3/4
	PDC	DS113HGNVW	6 5/8 REG	7 1/2, 7 3/4
	Tricónica	TD51HP	6 5/8 REG	7 1/2, 7 3/4
	Tricónica	CH04JMRS	6 5/8 REG	7 1/2, 7 3/4
Wellbore 8 1/2"	PDC	HCM506Z	4 1/2 REG	5 1/2, 5 3/4, 6
	Tricónica	ATJ-S33	4 1/2 REG	5 1/2, 5 3/4, 6
	Tricónica	H-L30DX	4 1/2 REG	5 1/2, 5 3/4, 6
	PDC	MD616TPX	4 1/2 REG	5 1/2, 5 3/4, 6
	PDC	KH619KBBPXX	4 1/2 REG	5 1/2, 5 3/4, 6
Wellbore 6"	PDC	M16X	3 1/2 REG	4 1/8, 4 1/4, 4 1/2
	PDC	K703EBPX	3 1/2 REG	4 1/8, 4 1/4, 4 1/2
	Tricónica	STX40D	3 1/2 REG	4 1/8, 4 1/4, 4 1/2
	Diamante natural	3D641	3 1/2 REG	4 1/8, 4 1/4, 4 1/2
	PDC	MSI613QSBPX	3 1/2 REG	4 1/8, 4 1/4, 4 1/2