


**IMPLEMENTACIÓN EN COLOMBIA DE LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS EN PERFORACIÓN  
EXTENDIDA MULTI-POZOS TIPO “CLUSTER” CON EQUIPOS DE ÚLTIMA GENERACIÓN**

**JOAN SEBASTIÁN CALDERÓN PUNTES  
ÁLVARO ANDRÉS DELGADO VEGA**

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



**IMPLEMENTACIÓN EN COLOMBIA DE LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS EN PERFORACIÓN  
EXTENDIDA MULTI-POZOS TIPO “CLUSTER” CON EQUIPOS DE ÚLTIMA GENERACIÓN**

**JOAN SEBASTIÁN CALDERÓN PUENTES  
ÁLVARO ANDRÉS DELGADO VEGA**

**Monografía de grado presentada como requisito  
parcial para optar al título de Ingeniero de Petróleos**

**Director  
ADRIANO MENDIVELSO**

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

**NOTA DE ACEPTACION**

---

---

---

---

---

Firma presidente de jurado

---

Firma del Jurado

---

Firma del Jurado

CIUDAD Y FECHA \_\_\_\_\_

## **DEDICATORIA**

La dedicatoria sobre el presente proyecto, inicialmente la quiero consagrar con mucho amor y cariño a DIOS, quien me dio la oportunidad de vivir y de regalarme una familia tan maravillosa como la que tengo. A mi madre, MARTHA ROCIO PUENTES, quien me regalo la vida y ha estado conmigo en todo momento, A mi padre, ENRIQUE CALDERON PERDOMO, quien en compañía de mi madre, me apoyaron en el proceso de mi formación profesional, pues creyeron en mi, y en mis capacidades para salir adelante. A mi hijo THOMAS DAVID, quien fue un impulso más en la vida para salir adelante, aparte de las dificultades que se me presentaban en la vida. Gracias a ustedes, quienes con todo su amor y apoyo incondicional, hicieron de mí una persona tranquila, serena e integra en la vida, por todo eso y mucho mas, les agradezco de corazón todo lo que hicieron por mí.

A mi hermano, DAVID, al esposo de mi mama, FERNEY, a mi familia y a la mujer que me dio el bebe más hermoso del mundo, MARIANA, agradezco con inmenso cariño, todo el soporte que me brindaron durante mi carrera profesional.

A todos ustedes, quienes nunca dejaron de estar conmigo, los quiero demasiado, y este trabajo que me llevó seis meses hacerlo, es para ustedes. Los quiero mucho y nunca los olvidaré.

### ***Joan Sebastián Calderón Puentes***

Primero que todo, quiero dedicar este proyecto a Dios, que con el pasar de los años me ha hecho entender de que con fe y voluntad todo se puede lograr. A mi mamá, CARIDAD VEGA, por su apoyo incondicional durante todo el proceso de mi formación personal y profesional, el cual estoy dando hoy en día mis primeros frutos gracias a su amor, apoyo y consejos que me hacen sentir orgulloso de ser su hijo. A mi padre, ALVARO DELGADO, por demostrarme su orgullo que siente hacia mí por mis metas alcanzadas. A mis hermanos, ANGELICA MARIA Y JUAN FELIPE, por darme un motivo de superación y esfuerzo para consolidar nuestra unión y hermandad y así superar los obstáculos que la vida nos ha cruzado, los cuales me han llevado hacer una persona llena de fe y de amor. A mi madrina, AMANDA RODRIGUEZ, por el simple hecho de cumplir a cabalidad el papel que le dieron mis padres el día de mi bautizo, y a mis amigos y vecinos, que siempre han estado pendientes de mi formación profesional y me han hecho parte de sus vidas.

### ***Álvaro Andrés Delgado Vega***

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan sus agradecimientos a:

ADRIANO MENDIVELSO, Ingeniero de Producción Manufacturera, Gerente de Negocios de la Compañía Unit Drilling Corporation y Director de Tesis, quien gracias a su trabajo, dedicación y tiempo nos dio la mano para la iniciación y terminación del trabajo de grado, pues sin el apoyo de él no hubiese sido posible cumplir con este propósito, en donde brindándonos todo su apoyo y, confiando en nuestras capacidades, hizo de nosotros personas capaces para sacar adelante el proyecto de grado.

La Compañía UNIT DRILLING CORPORATION, quien nos dio todo su soporte, en cuanto a información se requiere.

Cesar A. Posada Gamboa, Gerente de Operaciones de A.V.S Ltda, quien exployó toda su confianza en mí, dándome la oportunidad de trabajar para su empresa.

HALLIBURTON LATINAMERICA S.A, que permitió realizar mi práctica (Álvaro Delgado), la cual me ayudo a engrandecer mis conocimientos en la industria petrolera, más específicamente en el área de estimulación.

Luis Humberto Orduz, Ingeniero de Petróleos, Codirector de la Tesis y Profesor de Perforación de la USCO, quien acepto hacer parte de este proyecto.

Ricardo Parra, Ingeniero Químico e Ingeniero de Petróleos, Profesor de Propiedades del Petróleo y Crudos y Derivados, por sus aportes valiosos metodológicos.

*Joan Sebastián Calderón Puentes*

*Álvaro Andrés Delgado Vega*

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	23
<b>1. PERFORACIÓN EXTENDIDA MULTIT-POZOS TIPO CLUSTER</b>	<b>24</b>
1.1 DEFINICIÓN DE PERFORACIÓN	24
1.2 DEFINICION DE PERFORACION TIPO CLUSTER	24
1.3 BENEFICIOS	24
1.4 EQUIPOS DE PERFORACION FAST MOVING (MODERNOS)	25
1.4.1 Ventajas de los equipos Fast Moving	26
1.4.2 Características de diseño de los equipos Fast Moving	31
1.4.3 Cuadro comparativo de las principales diferencias entre un equipo convencional y un Fast Moving	32
1.4.4 Cuadro comparativo del número de personas necesarias entre un equipo convencional y un Fast Moving	33
<b>2. SISTEMAS PARA LA PERFORACIÓN TIPO "CLUSTER"</b>	<b>35</b>
2.1 SISTEMA SKIDDING	35
2.1.1 Sistema tipo straight	35
2.1.2 Plano y listado de partes del dispositivo skidding en plano	38
2.2 SISTEMA TIPO WALKING	38
2.2.1 Capacidades del sistema	38

2.2.2	Hidráulica del sistema	39
2.2.3	Subestructura	39
2.2.4	Otros	39
<b>3.</b>	<b>EQUIPOS DE ÚLTIMA GENERACIÓN</b>	<b>40</b>
3.1	RIG WALKER	40
3.1.1	Partes de un equipo Rig Walker	41
3.2	FASTRAC RIG AC	52
3.2.1	Cuadro comparativo de costos de un taladro Fastrac	54
<b>4.</b>	<b>ACCESORIOS AVANZADOS EN PERFORACIÓN</b>	<b>56</b>
4.1	POWER CAT 3000 – CANRIG	56
4.2	LLAVES DE POTENCIA – NABORS	57
4.3	CUÑAS AUMATICAS DE TUBERÍA “SLIPS”	59
4.4	SISTEMA DE MANIPULACIÓN DE LAS BOP ´s	60
4.5	ENCUELLADERO DE HIERRO O “IRON DERRICKMAN”	61
4.6	PATÍN Y PRUEBA STUMP DE LA BOP (BOMBA DE PRUEBA DE PRESION PARA LA PREVENTORA)	62
4.7	CABINA DE CONTROL DEL PERFORADOR K-BOX SUITE CANRIG	62
4.8	FRENO DE CONTROL WISHITA – JOYSTICK	64
4.9	MANEJADOR DE TUBERÍA “PRAGMA”	64
4.10	RATONERA ROTATIVA	64

4.11 OPTIDRILL	65
4.12 RIGWATCH	65
4.13 SISTEMA DE TUBERÍA HIDRÁULICA	68
4.14 MYWELLS.COM	68
4.15 SISTEMA DE CONTROL DIRECCIONAL	69
4.16 MALACATES MODULARES	69
4.17 TOP DRIVE'S - CAN RIG'S	72
4.18 SUREGRIP™ CRT. HERRAMIENTA PARA CORRER CASING AUTOMATIZADA	76
<b>5. CONDICIONES ACTUALES DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN COLOMBIA, PARA LA APLICACIÓN DE LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS EN PERFORACIÓN</b>	<b>80</b>
5.1 LA COLUMNA VERTEBRAL	80
5.2 POZOS PROGRAMADOS VS TALADROS DISPONIBLES	81
5.3 CAMPOS IMPORTANTES EN REVERSIÓN	82
5.4 ESTRATEGIA ACTUALES DE ECOPETROL	83
5.5 CASTILLA – CHICHIMENE: CAMPOS DE PROSPECCIÓN PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE EQUIPOS FAST MOVING	93
CONCLUSIONES	97
RECOMENDACIONES	99
BIBLIOGRAFIA	100
ANEXO A: GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN	102



ANEXO B: PLANO Y LISTADO DE PARTES DEL DISPOSITIVO SKIDDING	153
ANEXO C: EQUIPOS DE ULTIMA GENERACIÓN	166

## LISTA DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 1. Reporte de datos estadísticos recibido de Unit Oklahoma, mostrando el record de disminución de incidentes aplicando equipos de nueva tecnología.	27
Cuadro 2. Principales diferencias entre un equipo convencional y un Fast Moving.	33
Cuadro 3. Analogía del número de personas necesarias entre un equipo convencional y un Fast Moving.	34
Cuadro 4. Numeración de las cargas de los principales elementos del equipo.	57
Cuadro 5. Especificaciones del POWER CAT en diferentes equipos.	60
Cuadro 6. Especificaciones de las Llaves de Potencia TORQ – MATIC.	63
Cuadro 7. Dimensiones del Top Drive.	78
Cuadro 8. Rendimiento de los equipos en el área de Castilla, Chichimene y Apiay con sistema skidding.	99
Cuadro 9. Reservas de petróleo en América Latina 2003-2007 (MMBBL).	108
Cuadro 10. Producción de petróleo en América Latina 2003-2007 (MBPD).	108
Cuadro 11. Clasificación de los equipos según la profundidad de trabajo.	127
Cuadro 12. Listado de partes de la caja de control.	154
Cuadro 13. Listado de partes de la válvula de levantamiento.	157
Cuadro 14. Listado de partes de la válvula skidding.	159
Cuadro 15. Listado de partes del dispositivo skidding.	162
Cuadro 16. Listado de partes del tanque de lodo.	165
Cuadro 17. Cuadro comparativo del equipo Rocket vs Box Rocket.	168
Cuadro 18. Características de capacidades y dimensiones del Rocket	169

## LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1. Perforación Tipo Cluster en el pozo LOC YC 009-1 en Venezuela	25
Figura 2. Sistema de Rieles del Sistema Skidding	35
Figura 3. Sistema de Movimiento del Patín	36
Figura 4. Cilindro de Movimiento Hidráulico	36
Figura 5. Rieles de Arrastre	37
Figura 6. Cadena de Arrastre del Patín	37
Figura 7. Línea de retorno	38
Figura 8. Gato de desplazamiento hidráulico	39
Figura 9. Foto lateral del Gato hidráulico de desplazamiento direccional y equipo listo para deslizamiento	40
Figura 10. Gato hidráulico de levantamiento del Rig Walker	41
Figura 11. Montaje del Sistema de las BOP's	41
Figura 12. Patín para transporte de las BOP's	42
Figura 13. Operación de izaje de las BOP's	42
Figura 14. Sistema de Manipulación de las BOP'S	42
Figura 15. Encuelladero y sistema de levantamiento por cables	44
Figura 16. Sistema de control para manejo de tubería	44
Figura 17. Sistema de Acomodo de Tubería en el encuelladero	45
Figura 18. Sistema de Pines Separadores de Tubería	45
Figura 19. Vista superior del encuelladero	45

Figura 20. Joystick para manejo de tubería	46
Figura 21. Estantería doble para tubería pesada	46
Figura 22. Fingers (Separadores de tubería)	46
Figura 23. Conjunto de la corona	47
Figura 24. Barandas de la corona	48
Figura 25. Bloque viajero	48
Figura 26. Cuerpo y soporte del bloque viajero	49
Figura 27. Unidad tipo Spooler	49
Figura 28. Marco y Cableado unidad spooler	50
Figura 29. Plataforma de servicio	51
Figura 30. Jaulas de seguridad	51
Figura 31. Barandas y rejillas inferiores	51
Figura 32. Subestructura del Fastrac	52
Figura 33. Equipo Fastrac en pozo	52
Figura 34. Equipo de perforación Power Cat 3000	56
Figura 35. Pipehandlen. Power Cat 300	58
Figura 36. Llave de potencia automatizada Torq-Matic	59
Figura 37. Cuña automática	59
Figura 38. Levantamiento de la BOP	61
Figura 39. Iron Derrickman	62
Figura 40. Patines de prueba de la Preventora	62
Figura 41. Cabina de control del perforador	63
Figura 42. Displays medidores de presión	63

Figura 43. Joystick de la cabina del perforador	64
Figura 44. Plataforma para manejo de tubería	64
Figura 45. Ratonera rotativa	65
Figura 46. Perforador automático “Optidrill”	65
Figura 47. Rigwatch	66
Figura 48. Archivador de datos	68
Figura 49. Registros MWD y LWD	68
Figura 50. Portal de internet	69
Figura 51. Sistema de control direccional	69
Figura 52. Malacates modulares	70
Figura 53. Malacate armado y desarmado	71
Figura 54. Carga del Top Drive	73
Figura 55. Top Drive	73
Figura 56. Esquema para la Nomenclatura del top drive	75
Figura 57. SureGrip CRT	77
Figura 58. Acople de agarre al casing CRT	78
Figura 59. Herramienta SureGrip CRT en uso	79
Figura 60. Inversiones en Exploración y Producción en Millones de dolares	84
Figura 61. Aumento de la Producción de Ecopetrol, con más campos Produciendo	87
Figura 62. El equipo de producción de la regional central de Ecopetrol está trabajando para que el Campo Castilla produzca 150 MBPD en 2011.	<b>89</b>
Figura 63. Plataforma petrolera para perforación offshore	102
Figura 64. Equipo de Perforación en tierra	103

Figura 65. Edwin Drake (a la derecha) delante de su pozo junto a Peter Wilson, farmacéutico de Titusville que le prestó dinero para acabarlo.Foto Pennsylvania Historical and Museum commission, Drake Well Museum, Titusville	104
Figura 66. Oil Creek (1865), donde estaba el pozo de Drake	105
Figura 67. Diferentes diseños de trépano	109
Figura 68. Herramienta auger por cable para la perforación de un pozo de agua en Kimball, West Virginia	110
Figura 69. Equipo SpeedStar por cable usado en Ballston Spa, NY	111
Figura 70. Técnicas de perforación	112
Figura 71. Herramienta casing drilling	115
Figura 72. Unidad de coiled tubing	117
Figura 73: Control de pozos verticales	120
Figura 74: Pozos multilaterales desde una plataforma OFFSHORE	120
Figura 75: Pozos de Alivio (Control de Pozos)	121
Figura 76: Desvío (SIDETRACK)	121
Figura 77: Locaciones Inaccesibles	121
Figura 78: Perforación a Través de Fallas Geológicas	121
Figura 79: Perforación de Domos Salinos	122
Figura 80. Perforación ONSHORE Hacia Objetivo OFFSHORE	122
Figura 81: Perforación Multilateral	122
Figura 82: Perforación Horizontal (Radio Largo, Radio Medio, Radio Corto)	122
Figura 83. Jackup Rig	124
Figura 84. Torre anclada	124
Figura 85. Plataforma con bases tensionadas	124

Figura 86. Plataforma semisumergible	126
Figura 87. Barco de perforacion Drill Ship	126
Figura 88. Bloque de la corona	128
Figura 89. Cable del Winche	128
Figura 90. Línea de perforación	129
Figura 91. Encuelladero	129
Figura 92. Bloque viajero	130
Figura 93. Top Drive	130
Figura 94. Mastil	131
Figura 95. Casa del perro	131
Figura 96. Tubería de perforación	132
Figura 97. Preventoras anulares	132
Figura 98. Tanque de agua	132
Figura 99. Plataforma para el cable 15 eléctrico	133
Figura 100. Tanque de combustible	133
Figura 101. Generadores de potencia	134
Figura 102. Mando de electricidad	134
Figura 103. Bombas de lodo	134
Figura 104. Almacenadores de lodo	135
Figura 105. Tanque de reserva	135
Figura 106. Separador de gas	136
Figura 107. Shale Shaker	136
Figura 108. Shoke manifold	137

Figura 109. Plataforma de tubería	137
Figura 110. Soportes para almacenamiento de tubería	137
Figura 111. Anular	138
Figura 112. Freno del equipo	138
Figura 113. Casing Head	139
Figura 114. Cathead	139
Figura 115. Planchada	139
Figura 116. Contrapozo	140
Figura 117. Degasificador	140
Figura 118. Tubo conductor	141
Figura 119. Desarenador	141
Figura 120. Desarcillador	141
Figura 121. Malacates	142
Figura 122. Brocas de perforación	142
Figura 123. Collares de perforación	143
Figura 124. Consola del perforador	143
Figura 125. Elevadores	143
Figura 126. Gancho	144
Figura 127. Línea de levantamiento	144
Figura 128. Kelly de un equipo de perforación	145
Figura 129. Buje de la Kelly	145
Figura 130. Kelly Spinner	145
Figura 131. Mousehole	146



Figura 132. Línea de retorno de lodo	146
Figura 133. Preventores de ariete	147
Figura 134. Manguera viajera	147
Figura 135. Cadena de rotación	148
Figura 136. Mesa rotaria	148
Figura 137. Cuñas para tubería	149
Figura 138. Casing de superficie	149
Figura 139. Escaleras de un equipo de perforación	149
Figura 140. Stand pipe	150
Figura 141. Subestructura	150
Figura 142. Swivel	151
Figura 143. Llaves de potencia para tubulares	151
Figura 144. Pasarelas	151
Figura 145. Indicador de peso	152
Figura 146. Acumuladores para emergencia de las BOP'S	152
Figura 147. Partes de la Caja de control	153
Figura 148. Bloque de la válvula de levantamiento	156
Figura 149. Bloque de la válvula skidding	158
Figura 150. Dispositivo skidding	160
Figura 151. Montaje del carretón	163
Figura 152. Tanque de lodo	163
Figura 153. Izaje del Rocket Rig	166

Figura 154. Transporte del bloque viajero, junto con el bloque de corona o con el top drive	167
Figura 155. Línea Sólida	167
Figura 156. Cargas Necesarias para el Rocket Rig	167
Figura 157. Equipo Rocket Rig 1500 Hp	167
Figura 158. Rig Powermax	172
Figura 159. Equipo de perforación InnovaRig	175
Figura 160. Llave de potencia Hidráulica-Neumática	176
Figura 161. Líneas de retorno de lodo	178
Figura 162. Componentes de un equipo de perforación InnovaRig	179

## RESUMEN

Desde el inicio de la industria petrolera con el primer pozo descubierto en Titusville – pennsylvania (EEUU) en 1859 por William Drake, y el registro de sus orígenes en Colombia por las tropas de Gonzalo Jiménez de Quesada en la Tora (Barrancabermeja). La tecnología usada para la extracción de petróleo ha evolucionado trascendentalmente, desde la exploración hasta la refinación y transporte del mismo.

Cuando se ha realizado un estudio previo en el área que se cree que hay hidrocarburos, la única forma de saber si realmente hay petróleo es por medio de la perforación rotatoria (más usada) de un pozo. La perforación se realiza por medio de una broca, tubería y un lodo que circula constantemente para remover los cortes de la formación hechos por la broca. Debido a las exigencias actuales que tienen las compañías en extraer la mayor cantidad de crudo en un periodo de tiempo corto, controlando los aspectos ambientales con el fin de mantener un desarrollo sostenible minimizando los impactos al medio ambiente, se ha desarrollado un nuevo sistema o modalidad de perforación, denominado: perforación extendida multi-pozos tipo cluster, el cual consiste en perforar un pozo “madre” utilizado como referencia para adquirir la mayor parte de datos e información de un yacimiento para luego desarrollar una serie de pozos próximos sobre la misma plataforma, determinando la cantidad, y profundidad de cada uno, aprovechando el mayor numero de huecos posibles para disminuir los costos de un proyecto, tales como: operativos, impactos ambientales, incrementando la seguridad en las operaciones involucrando al personal, medio ambiente y equipos – maquinarias.

Para realizar este tipo de perforación, se han desarrollado dos tipos o modalidades de acuerdo al movimiento del taladro (skidding) para la configuración múltiple de los pozos:

1. **Tipo Straight:** Consiste en un sistema hidráulico de patines montados juntos a un cilindro hidráulico de acción doble sobre rieles estándar, con una cadena de arrastre incorporado, para disminuir el tiempo no productivo, uso de cables eléctricos, manipulación de tubería y mangueras hidráulicas.
2. **Tipo Walking:** Como su nombre lo indica, este equipo camina hacia adelante y hacia atrás en ángulos de 90° o 45° del eje oeste/este, moviendo los gatos traseros sobre almohadillas para realizar múltiples filas.

Actualmente. Los taladros que cuentan con estos sistemas skidding se han denominado equipos de última generación “fast Moving” y han sido desarrollados por empresas internacionales como: VERISTIC, RBI INDUSTRIES, CANRIG, etc. Estos taladros vienen equipados con dispositivos de última tecnología, con el fin de aumentar la eficiencia en las operaciones, disminuir los costos e impactos ambientales, y primordialmente proteger la integridad del personal involucrado. Algunos ejemplos actuales de equipos fast moving son: Rig Walker (tipo walking) y el Fastrac Rig AC.

La idea de implementar esta nueva tecnología en Colombia se viene desarrollando en un proyecto que inició Ecopetrol en enero del año pasado (2010) en Chichimene (Meta) con NAIBORS, PIONEER Y WEATHERFORD, con el fin de cumplir con la estrategia de incrementar a un millón de barriles la producción nacional para el año 2015. Este proyecto se está realizando debido a la necesidad o a la falta de capacidad de los taladros existentes actualmente en las empresas de perforación petrolera en Colombia, para la realización de la perforación extendida multi-pozos tipo “CLUSTER”, impidiendo el aprovechamiento de yacimientos productivos e interesantes ya existentes y nuevos.

Para esto, a partir de 2009, se empezaron a implementar nuevos equipos de perforación, los cuales no solo generan una mayor producción de un campo productivo, sino también crean un ambiente de trabajo mucho más seguro, así como un riesgo ambiental mucho menor, lo cual genera una mayor ganancia para la empresa, en un menor tiempo de operación y desarrollo, pues los campos que empezaron a utilizar los equipos “CLUSTER”, han aumentado su producción en el menor tiempo posible. Aunque esto se ve incrementado, aun no ha sido posible la instauración de los equipos de última tecnología “FAST MOVING”, que hacen que los campos Colombianos generen una mayor eficiencia, desde el momento en que se empieza a perforar, hasta el momento en que se empieza a producir. Con esto, cabe notar que los campos en donde Ecopetrol fijo su visión para estos proyectos, fueron los campos Castilla y Chichimene, dos de los campos que mayor están dando producción en Colombia.

## SUMMARY

Since the beginning of the oil industry discovered the first well in Titusville – Pennsylvania (USA) in 1859 by William Drake, and registration of its origins in Colombia by the troops of Gonzalo Jimenez de Quesada in the tora (Barrancabermeja), the technology used for oil extraction has evolved transcendently, from exploration to refining and transporting of it.

When you have made a previous study in the area are believed to be oil, the only way to know if there really is oil is by rotary drilling (most used) of a well. The drilling is made by a bit, pipes and mud is constantly circulated to remove the formation cuttings made by the bit. Due to current demands of companies to extract as much crude in a short period of time, controlling the environmental aspects in order to support sustainable development while minimizing environmental impacts, has developed a new system or method called: Extended Drilling Multiwell Cluster type, which is to drill a well “mother” used as reference to acquire the majority of data and information from a site in order to develop a series of near wells on the same platform, determining the number, amount and depth of each one, using as many holes as possible to reduce the costs of a project as: operational, environmental impacts, and increases in operations involving security personnel, environment and equipment – machinery.

To perform this type of drilling, we have developed two types of patterns according to movement of the rig (skidding), for configuring multiple wells::

- 1. Straight type:** it consists of a hydraulic roller mounted together on a double-acting hydraulic cylinder with a standard rail, with a chain drive built in, to reduce non-productive time, use of electric cables, pipe handling and hydraulic hoses.
- 2. Walking type:** As its name implies, this rig steps forward and backward at 90 ° or 45 ° axis west-east, moving the rear jacks with pads for multiple rows.

Currently, rigs that have these skidding system are called "Fast Moving" and have been developed by international companies such as: VERISTIC, RBI INDUSTRIES, CANRIG, ETC. These rigs come equipped with the latest technology to increase operational efficiency, reduced costs and environmental impacts, and primarily to protect the integrity of the personnel involved. Some current examples of fast moving rigs are: Rig Walker (walking type) and Fastrac Rig AC.

The idea of implementing this new technology in Colombia has been developing a project that Ecopetrol began in January this year (2010) in Chichimene (Meta) with NAIBORS, PIONEER AND WEATHERFORD, in order to comply with the strategy of increasing to one million barrels of oil production by 2015. This project is being undertaken because of the need or lack of capacity currently existing rigs in the oil drilling companies in Colombia, for the realization of multi – well drilling extended type “cluster”, hindering the production and use of sites interesting existing and new.

For this, from 2009 began to implement new rigs, which not only lead to higher production of a productive field, but also but also create a work environment much safer and a much lower environmental risk, which generates more profit for the company, in a shorter operation and development, because the fields that began to use computers CLUSTER, have increased their production in the shortest time possible. Although this is increases, has not yet been possible deployment of the fast moving rigs, which makes Colombian fields through greater efficiency, from the moment you start drilling, until the time begins to occur. with this, note that the fields in which Ecopetrol fixed his vision for this project were Castilla and Chichimene fields, two fields that are giving higher production in Colombia.

## INTRODUCCIÓN

Desde el primer pozo de petróleo descubierto con fines comerciales en 1859 por William Drake, el mundo comenzó a depender de este preciado líquido llamado algunas veces el oro negro por su gran valor comercial. Debido a este fenómeno, la necesidad de explotación y producción del petróleo creció ya que la demanda de consumidores cada vez era mayor en proporción a las necesidades de cada país o nación. A raíz de esto nacieron compañías en todo el mundo encargadas de explotar este recurso natural no renovable. Cada actividad que realizaban estas determinadas empresas, tenían unos procedimientos de operación a seguir; sin embargo hubo muchos accidentes, trabajadores que perdieron la vida y daños ambientales que cambiaron e hicieron más estricta la seguridad industrial y el mejoramiento de los equipos.

Para contrarrestar los efectos negativos que ha dejado la explotación de hidrocarburos, más específicamente en el área de perforación, la tecnología desarrollada por empresas norteamericanas, tales como CanRig, Nabors, VERISTIC, entre otras, han desarrollado nuevos sistemas y equipos de perforación, que permiten al usuario aumentar el rendimiento de las operaciones, disminuir el riesgo que corren los integrantes de la cuadrilla al manipular herramientas manualmente y por ende disminuir los índices de accidentalidad, optimizar la relación costo/beneficio, y por último, su diseño y versatilidad hace de esta nueva tecnología en equipos de perforación amigables al medio ambiente, reduciendo los impactos ambientales.

Para la descripción y aplicación de las nuevas tecnologías de perforación extendida multi-pozos tipo “cluster” y equipos de perforación de última generación con sistema Skidding en Colombia, se toma como referencia los implementados por la compañía UNIT DRILLING CORPORATION, la cual está logrando por medio de renovación y actualización de sus equipos en EEUU, un aporte a la seguridad del personal, disminución en el impacto ambiental, incremento en la eficiencia operacional, disminución en los costos de perforación en el actual modelo de “cluster”, aumentando la rentabilidad y producción en un proyecto petrolero determinado en Colombia.

El propósito de este trabajo es el de presentar un documento con descripciones y especificaciones técnicas de la nueva tecnología en herramientas y sistemas en equipos de perforación tipo cluster implementadas en Colombia por la compañía UNIT DRILLING, Petrex, Pioneer, Nabors Drilling, Saxon y otras, con el objetivo primario de dar a conocer dichos avances tecnológicos y respectivas ventajas con respecto a los convencionales, que ayuden a disminuir la accidentalidad de personas, daños a equipos e impactos ambientales que conllevan a pérdidas futuras indeseables.

# **1. PERFORACIÓN EXTENDIDA MULTI-POZOS TIPO “CLUSTER”**

## **1.1 DEFINICION DE PERFORACION**

La única manera de saber realmente si hay petróleo en el sitio donde la investigación geológica propone que se podría localizar un depósito de hidrocarburos, es mediante la perforación de un pozo. La profundidad de un pozo es variable, dependiendo de la región y de la profundidad a la cual se encuentra la estructura geológica o formación seleccionada con posibilidades de contener petróleo. La etapa de perforación se inicia acondicionando el terreno mediante la construcción de "planchadas" y los caminos de acceso, puesto que el equipo de perforación moviliza herramientas y vehículos voluminosos y pesados. Los primeros pozos son de carácter exploratorio, éstos se realizan con el fin de localizar las zonas donde se encuentra hidrocarburo, posteriormente vendrán los pozos de desarrollo. Ahora para reducir los costos de transporte los primeros pozos exploratorios de zonas alejadas pueden ser perforados por equipos mucho más pequeños que hacen pozos de poco diámetro. Los pozos exploratorios requieren contar con variada información: perforación, perfilaje del pozo abierto, obtención de muestra y cementación.

De acuerdo con la profundidad proyectada del pozo, las formaciones que se van a atravesar y las condiciones propias del subsuelo, se selecciona el equipo de perforación más indicado. Para mayor información, consultar el anexo 1.

## **1.2 DEFINICIÓN DE PERFORACION TIPO CLUSTER**

Consiste en perforar un pozo “madre” el cual se utiliza como referencia para adquirir la mayor parte de datos e información de un yacimiento para luego desarrollar una serie de pozos próximos sobre la misma plataforma, determinando la cantidad y profundidad de cada uno, aprovechando el mayor numero de huecos posibles para disminuir los costos de un proyecto... Véase la figura...1...

## **1.3 BENEFICIOS**

El principal beneficio es el de incrementar el rendimiento en la zona. Con los pozos laterales, el rendimiento de la zona puede ser aproximadamente de 3 a 4 veces más grande que el equipo convencional. Otros beneficios sobresalientes, es la longitud lateral de



cualquier profundidad. El equipo está diseñado para perforar pozos laterales desde profundidades someras de 250 pies hasta 20000 pies. Otras ventajas importantes incluyen:

- Reducción en costo y tiempo.
- Incremento en seguridad.
- Mantener la ROP totalmente en los procesos de perforación (80% a los 5000 pies). No disminuir la ROP drásticamente al final de los pozos laterales.
- Empuje y fuerza de evaluación de 500.000 lbs.
- Torque rotacional hasta 64000 pies/lb, evaluado a una profundidad de 15000 pies (4573 m), permite uso de tubería de perforación de 5 pulg y 6 5/8 pulg.
- Al perforar, el equipo usa sarta de perforación de 5 pulg (no necesita usar sarta múltiple de tubería).
- Los tanques de lodo son montadas en trailers y de contenido autónomo.
- Las bombas de lodo y equipos de servicio están todos montados en remolques.
- Muy móviles. Un día izando el equipo, y un día bajando el equipo.
- Bajo costo de movilización. Mueve 10 cargas normales.
- No es necesaria una cuadrilla para la instalación del casing.
- No se requiere el uso de maquinas para la instalación del equipo.
- Mientras se corre el casing la perforación puede seguir.
- Reduce el uso manual de las llaves de potencia, pues el 90% de ellas es automatizado.
- Sistema de limpieza de lodo cerrado.
- Un equipo de perforación de principio a fin.
- El uso del área es mínimo. 300 pies por 300 pies (91m por 91m) de espacio ocupado por la locación.
- Eficiencia garantizada.

*Figura 1. Perforación Tipo Cluster en el pozo LOC YC 009-1 en Venezuela*



*Fuente: UNIT DRILLING*

#### **1.4 EQUIPOS DE PERFORACION FAST MOVING (MODERNOS)**

Son equipos de nueva ciencia, eléctricos, hidráulicos y electrónicos con componentes de tecnología de punta, los cuales son seguros, confiables, y de fácil transporte, pues las cargas

que se necesitan son mínimas, así como el cómodo montaje que este requiere en una misma área, pues la tecnología que maneja es única e incomparable, en cuanto a los equipos de perforación convencionales.

**1.4.1 Ventajas de los equipos fast moving.** De acuerdo al grupo en que se encuentre, se tienen las siguientes ventajas:

**Health Safety Environment Quality (HSEQ):** reducción de riesgos de impacto ambiental al usar estos equipos, tales como:

- Accidentalidad operacional.
- Daño a la fauna y flora.
- Riesgos de accidentes en la movilización.
- Contaminación auditiva (Ruido).
- Polución.
- Al utilizar menos vehículos en las movilizaciones del equipo hay menos riesgos de accidentes del personal y menos daños en los componentes.
- Al disminuir el número de cargas izadas en eslingas, cables, cadenas, y otros tipos de amarre disminuye el riesgo de accidentes del personal y menos daños en los componentes.
- El PIPE HANDLER es operado a control remoto desde el piso o la zona acordada de trabajo, donde no existe la posibilidad de un accidente, genera más confianza y seguridad para el manejo de los tubulares en los burros, en la planchada, en la rampa y la mesa de trabajo porque se elimina la forma manual de trabajo.
- El uso de la cabina del perforador proporciona más seguridad para el operador y así mismo facilita la visibilidad a todos los costados sin interrupción por lluvia o sol.
- La aplicación del nuevo modelo de llave para ajuste de tubulares TM-80 ofrece SEGURIDAD-EFICIENCIA-VERSATILIDAD, posee sobre otras ventajas un PCL donde programa la posición de la llave, diagnóstico de problemas, su operación es a control remoto.
- El freno del malacate ofrece más seguridad porque son reemplazadas las bandas por discos y caliper con un freno auxiliar regenerativo que actúa automáticamente a cualquier falla.
- Los motores diesel de la nueva serie proporcionan menos contaminación ambiental por escape de gases, menor intensidad en Decibeles de ruido, y menos fallas operativas.
- El uso de dos (2) bombas de lodo minimiza el número de líneas de alta presión sobre el piso.
- El equipo de control de sólidos es compacto vienen montado sobre una base, no requiere ser removidos uno a uno para las movilizaciones ofreciendo mayor seguridad en el trabajo.
- El 70% de las cargas son movilizadas en tráileres por lo tanto hay menos riesgos de levante, de amarres, de personal involucrado en la organización en un trasteo.

- Todas las actividades de la operación son supervisadas mediante tres (3) cámaras automáticas controladas en la cabina del perforador en distinto ángulos.
- Las líneas de alta presión están diseñadas para trabajar a 7500 psi.
- Hay tres (3) estaciones de bomberos portátiles de gran distancia con motor y bomba independientes.
- El sistema de levante de las preventoras es a control remoto y posee movimientos laterales y longitudinales con capacidad máxima de 80 Ton.
- El sistema del acumulador excede la reserva de la operación en un 25% según la norma API 16E.
- El nivel de ruido total del equipo se disminuye en un 35% debido al menor uso de motores de combustión diesel, la temperatura de los motores eléctricos se disminuyen en 20 °C.

*Cuadro 1. Reporte de datos estadísticos recibido de Unit Oklahoma, mostrando el record de disminución de incidentes aplicando equipos de nueva tecnología.*

<b>Año</b>	<b>Exposure Hours</b>	<b>Total Recordable Cases</b>	<b>Lost Time Incident Rate</b>	<b>Total Incident Rate</b>
2004	4,720,306	173	2.84	7.33
2005	5,300,422	246	2.15	9.28
2006	6,254,412	207	3.52	6.62
2007	5,836,861	195	3.29	6.68
2008	6,344,818	174	2.87	5.48
2009	2,043,905	24	1.17	2.35

*Fuente: UNIT DRILLING*

**Economía** - Reducción de los costos al usar estos equipos, tales como:

- Movilización entre pozos.
- Operación del equipo y obras civiles.
- Tiempo no productivo.
- Compra de tierra productiva y Licencias ambientales.
- Equipos de perforación y cargas de movilización.
- Personal operacional y administrativos.
- Costo de tubería.

## **Tiempo**

- Los equipos FAST MOVING son el 40% más rápido que los equipos convencionales, para moverse de pozo a pozo. La disminución en el tiempo, es alrededor de 4 a 8 horas, para mover un equipo entre pozos de 20 a 50 ft.

## **Espacio** - Aprovechamiento de las áreas productivas, tales como:

- Aumento en el número de pozos en una misma zona.
- Reducción en la compra de tierras productivas.
- Optimización de varias locaciones a una sola.
- Distancia mínima entre pozo y pozo de 50 ft a 20 ft.

## **Transporte**

- Reduce el transporte en el número de cargas hasta en un 45% de los equipos convencionales.
- Se requiere solo una grúa de 50 Ton para el levante y organización de algunas cargas.
- El bloque viajero y el Top Drive viajan cada uno en una sección de la torre sin necesidad de removerlos.
- El 70% de la cargas están montadas sobre tráileres independientes, lo cual se requiere solo el cabezote para su transporte.
- El menor uso de levante de cargas hace que sea más seguro y tenga menos riesgo de accidentes del personal y de los mismos equipos.

## **Desarme (Rig Down)**

- Reduce el tiempo de desarme hasta en un 200% debido al menor número de cargas y a la flexibilidad del mismo equipo.
- Disminuye el número de accidentes en el personal y daño en los equipos por la flexibilidad del diseño del nuevo taladro.

## **Arme (Rig Up)**

- Reduce el tiempo del arme hasta en un 200% debido al menor número de cargas y la flexibilidad del mismo equipo.
- Disminuye el número de accidentes en el personal y daño en los equipos por la flexibilidad del diseño del nuevo taladro.

## **Torre**

- Es Transportada en tres (3) secciones en sus respectivos Boogies independientes propios del equipo.
- El sistema de pinnado de la torre hace que las conexiones sean más fáciles, seguras y rápidas.
- El izaje de la torre se realiza a través de dos (2) cilindros hidráulicos de alta resistencia, reemplazando el anterior método de cables de acero.

## **Subestructura**

- El sistema de subir y bajar es hidráulico y se hace mediante un mecanismo de control remoto a una distancia segura del operador.
- El sistema hidráulico se realiza mediante un motor diesel independiente del circuito con sus componentes.
- El transporte de las secciones de la sub-estructura se realiza en dos (2) cargas en cama-baja, reduciendo el número de cargas.
- Cuando se realiza la subida y la bajada de la sub-estructura está incluida la casa del perro, la cabina del perforador, el malacate, la torre y todos sus componentes, sin necesidad de uso de grúa para alzar cargas pendientes.

## **Cabina del perforador**

- En este nuevo diseño de la consola del perforador es reemplazado por una cabina automatizada y climatizada que proporciona todos los parámetros más avanzados de la nueva tecnología.
- Posee dos (2) sistemas de control “JOYSTICK” el cual cada uno reemplaza 17 funciones manuales del anterior sistema.
- Asegura los máximos sistemas de seguridad de control de energía cinética para mantener las velocidades de operación y la vez brinda protección contra las colisiones en la corona y la mesa de trabajo.
- Esta cabina está equipada con medidores analógicos y digitales de pantalla táctil (Display) a color SDAQ para controlar los principales parámetros de perforación.

## **Malacate**

- Cadenas y piezas móviles se han reducido al mínimo y el modo de frenado auxiliar se realiza con frenos de disco. Tanto a corto como a largo plazo el consumo de combustible y mantenimiento, se han reducido drásticamente.
- Este sistema es complemente eléctrico propulsado por corriente Alterna.

- Mayor seguridad, rendimiento y disponibilidad, menos peso, ruido y vibraciones. Diseño compacto, y Perforador Automático independiente integrado como una opción.
- El sistema de enfriamiento y refrigeración del freno del malacate es basado en una estación hidráulica compuesta por Freón R-34.
- El sistema de freno de disco del malacate proporciona el máximo control de la operación y hace que sea más segura y exacta en un momento determinado.
- Gran eficiencia en el freno, rendimiento estable, menos movimiento de inercia del freno pares, consistente fuerza de frenado bajo cargas pesadas, el control preciso y sensible, más fácil mantenimiento y una mayor fiabilidad.
- En comparación con la mayoría de los competidores frenos de disco, la sustitución y ajuste de las pastillas es más rápido y más fácil, la reducción de tiempo de inactividad y reduce los costos.

### **Bombas de lodo**

- Utiliza dos (2) bombas HHF-1600 cada una operada por un solo motor eléctrico de 1600 HP. Cada una es de 130 SPM max, 5000 psi max, 1773 HP efectivos de potencia, utiliza camisas desde 5" hasta 7" para manejo de la hidráulica.

### **Sistema de potencia**

- Utiliza la última generación de motores CATERPILLAR los cuales suministran una mejor potencia, rendimiento, eficiencia y fiabilidad para operar en cualquier entorno.

### **Sistema VFD**

- Los sistemas avanzados de corriente AC (VFD) ofrecen más ventajas en las aéreas de control, potencia y eficiencia.
- Poseen tiempos reales de retroalimentación de posición.
- Pueden operar eficientemente a bajas velocidades.
- Facilitan los arranques de los motores eléctricos.
- Las conexiones eléctricas requeridas son menores, poseen menos peso, conducen más rápido la señal y hay menos riesgos eléctricos.
- Los sistemas AC son intrínsecamente más seguros que sus homólogos DC.

**Beneficios:** optimiza las operaciones de perforación y:

- Minimiza los costos de operación.

- Aumenta la Seguridad y protección.
- Mantiene un nivel alto de disponibilidad.
- Ahorro de energía, de combustible y mano de obra.
- Bajo costo de Mantenimiento.

#### **1.4.2 Características de diseño de los equipos Fast Moving**

- Montaje horizontal a nivel del piso para la torre, la subestructura y la plataforma del taladro.
- Levantamiento del mástil y la base del equipo en un solo tramo con el sistema de levantamiento “dog –tail”.
- El sistema de izaje o levante, está integrado en la subestructura con los winches hidráulicos, poleas y cables. El sistema de izado permanece dentro de la tubería durante el movimiento del equipo.
- La línea de levantamiento del mástil (bull line), está sostenida y recta de pin a pin sin pasar por las poleas de cableado.
- Todos los pedestales de la torre están bajo el piso de perforación, dentro de la subestructura y cerca del nivel del suelo con el fin de mejorar la estabilidad y disminuir las vibraciones en el piso de perforación.
- La estructura del piso de perforación podría permitir al cliente integrar equipo de perforación, por ejemplo: la mesa rotaria, consola del perforador y otros equipos para facilitar el levantamiento, bajada y movimiento del equipo.
- El mástil, el piso de perforación y los componentes de la subestructura son diseñados para realizar una movilización rápida, sin desarmar piezas más pequeñas.
- La corona es diseñada para posicionar la línea rápida y la línea muerta fuera de la torre para dar un espaciamiento óptimo de trabajo dentro del mástil.
- La sección superior del mástil está diseñada para incluir el bloque corona, el bloque viajero y el top drive para realizar su transporte en solo un componente durante el movimiento del equipo.
- Un tambor para cable de potencia hidráulica denominado “spooler” con un motor de alto torque puede ayudar a colgar la línea de perforación rápido y seguro.
- La torre incluye un riel guía para acomodar el top drive y el bloque viajero (31arco TDS – 11SA) según especificaciones del cliente.
- El apoyo de los malacates esta sobre camiones de cama alta, aislados del suelo en la parte trasera de la subestructura para facilitar el izado del equipo.
- La tubería se ayuda de una Llave automática modelo Varco ST-80. El ST-80 puede permanecer sobre el piso de perforación durante el movimiento del equipo, esta realiza tres funciones: enrosque rápido, aguante y ajuste de tubulares.
- Provisionado de soportes de nivelación hidráulico a cada extremo de la torre va por encima del piso del taladro.

*Cuadro 2. Principales diferencias entre un equipo convencional y un Fast Moving*

<b>DESCRIPCION</b>	<b>CONVENCIONAL</b>	<b>NUEVA TECNOLOGIA</b>	<b>VENTAJA</b>
<b>TORRE</b>	El izaje se realiza a través de Cables de acero.	El izaje se realiza con cilindros hidráulicos.	Seguridad para evitar el daño o tensión en cables.
<b>SUB-ESTRUCTURA</b>	Tipo caja caja. Se arma en 8 secciones con grúa.	Posee cilindros hidráulicos para su levante. Trae 4 secciones.	Seguridad evitando tanto uso de grúa y otros componentes.
<b>MOTORES DIESEL</b>	Combustión e inyección directa.	Inyección electrónica.	Disminuye el consumo de ACPM, ruido, temperatura.
<b>MALACATE</b>	Impulsado por transmisión mecánica. (Cadenas)	Impulsado en acople directo con motores eléctricos.	Seguridad mecánica evitando el uso de cadenas.
<b>ENERGIA</b>	Plantas Eléctricas con transformador.	VFD ó SCR	Seguridad en los riesgos de accidentes de generadores.
<b>BOMBAS DE LODO</b>	Propulsadas por motores Diesel.	Propulsadas por motores eléctricos.	Mayor eficiencia, menos contaminación.
<b>MANEJO DE TUBULARES</b>	Por medio de winches.	Uso del Pipehandler (Catwalk)	Seguridad en los cuñeros, obreros de patio, mayor eficiencia.
<b>AJUSTE DE TUBULARES</b>	Uso de llaves de potencia con cables de acero.	Uso de IRONROUGHNECK, programable, hidráulica.	Seguridad en los cuñeros, mayor eficiencia.
<b>CUÑAS PARA TUBULARES</b>	Uso manual.	Uso hidráulico ó neumático.	Seguridad en los cuñeros.
<b>PREVENTORAS</b>	Manejo en carromacho, arme manual.	Transporte en skid hidráulico y winche	Seguridad para todo el personal.
<b>SISTEMA MONITOREO</b>	Análogo.	Electrónico.	Seguridad y exactitud en los datos.
<b>CONSOLA PERFORADOR</b>	Controles manuales.	Cabina climatizada, uso de Joystick y centro de cómputo.	Seguridad en la operación.
<b>VISIBILIDAD</b>	Ocular.	Cámaras con visión a 360°	Seguridad en las operaciones.
<b>TUBULARES</b>	Range II 30 pies aprox.	Range III 43 pies aprox.	Ahorro tiempo y menor riesgo.



<b>SISTEMA MULTIPOZOS</b>	Desarme total del equipo en 3 días.	Sistema hidráulico para desplazamiento sin desarmar entre 2-4 horas.	Seguridad en el personal. Menor grado de exposición a riesgos, ahorro de tiempo.
---------------------------	-------------------------------------	--	---

Fuente: Unit Drilling

*Cuadro 3: Analogía del número de personas necesarias entre un equipo convencional y un Fast Moving*

<b>TIPO DE PERSONAL</b>	<b>EQUIPO CONVENCIONAL</b>	<b>FAST MOVING</b>
<b>PATIO</b>	Se utilizan 3 personas para manipular los tubulares en los burros de almacenamiento.	No se utiliza personal de patio porque el montacarga coloca los tubulares en los burros de almacenamiento y estos son operados por control remoto hidráulicamente.
<b>CUÑEROS</b>	En el equipo convencional se utilizan 3 personas y el manejo de las herramientas son de control y operación manual.	Se utilizan 3 personas para el manejo de automatizado (Joystick) <b>Perfil:</b> capacitados para manejo del Joystick y para control automático de las llaves de potencia ST-80 y/o cuñas automáticas.
<b>ENCUELLADOR</b>	Se utiliza un operario para las funciones manuales de metida y sacada de tubulares.	En algunos equipos de última tecnología no se utiliza encuellador porque es reemplazado por un brazo robot que pone y quita el tubo desde el trabajadero. En otros equipos fast moving se utiliza el encuellador pero este operario tiene el elevador automatizado, tiene cámaras para ayuda desde abajo y puedo ajustarse automáticamente a la operación que se esté realizando. <b>Perfil:</b> Encargada del manejo de tubulares en el encuelladero de

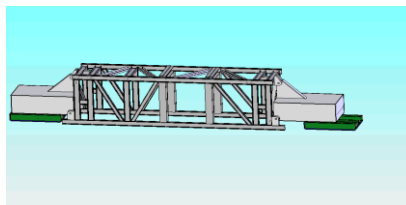
		forma manual y/o automatizada, las bombas y el sistema de lodo.
PERFORADOR	El manejo de la consola es de control manual, se encuentra ubicada muy cerca al malacate para observar las actividades rutinarias.	Se utiliza una cabina climatizada y cerrada con todos los controles robotizados, sistemas de monitoreo, cámaras hasta 360°, computadores y simuladores. <b>Perfil:</b> Capacitado para manejo de cabina automatizada, conocimiento de los parámetros electrónicos-digitales, y encargado del control de las operaciones de perforación, bajada y sacada de tubería, y Top Drive.
SUPERVISOR	1	<b>Perfil:</b> Estas personas tienen mayor responsabilidad con estas nuevas tecnologías, son responsables de hacer seguimiento al personal en estos nuevos procesos, deben tener más cuidado con los nuevos equipos daños, golpes, pérdidas de tiempo, mantenimientos, inventarios de repuestos.
TOOL PUSHER	1	
SUPERINTENDENTE	1	
COMPANY MAN	1	
MECANICO, ELECTRICO	2	<b>Perfil:</b> Son entrenados en estas aplicaciones de nuevas tecnologías, las lecturas de los problemas en los computadores son más sencillas y la interpretación de fallas fáciles de solucionar. Como ejemplo los motores CATERPILLAR 3512 son electrónicos y el mecánico instala el computador y puede similar, leer, corregir fallas.

## 2. SISTEMAS PARA LA PERFORACIÓN TIPO “CLUSTER”

### 2.1 SISTEMA SKIDDING

Consiste en un sistema hidráulico de patines sobre rieles estándar, con una cadena de arrastre incorporado, para disminuir el tiempo no productivo, uso de cables eléctricos, manipulación de tubería y mangueras hidráulicas (ver figura 2).

Figura 2. Sistema de Rieles del Sistema Skidding



Fuente: UNIT DRILLING

El término “gripper jack” fue introducido por ingenieros de **BARDEX**, quienes desarrollaron por primera vez el *gripper jack* cerca de los años 40. Hoy en día, BARTEX es un líder mundial en el mercado.

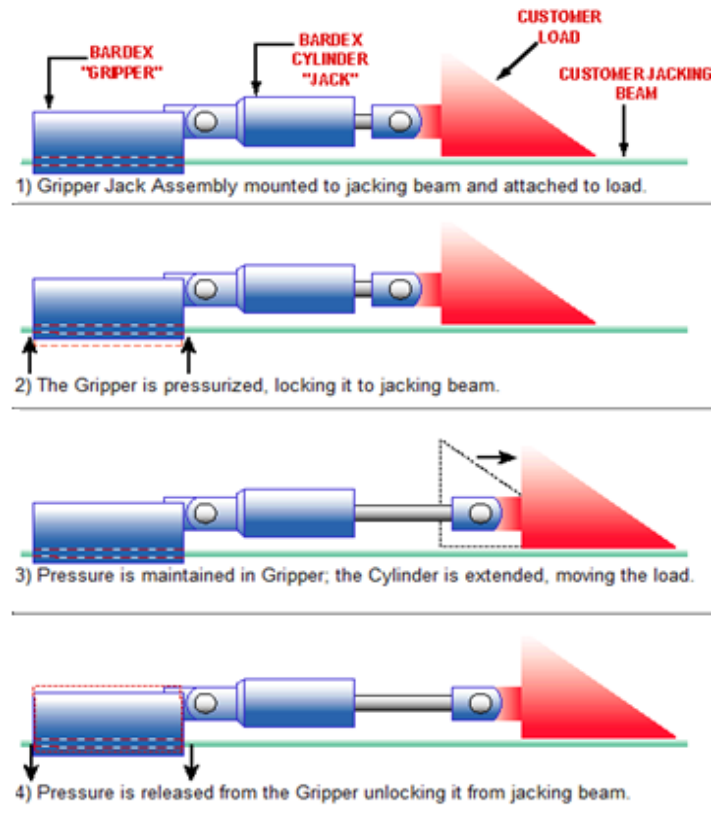
El elemento clave de cualquier sistema skidding es un dispositivo denominado gripper o patín, la cual va montada junto a un cilindro hidráulico de acción doble. Las abrazaderas del patín de la brida en la viga sobre la que la carga están en reposo y actúa como un punto de reacción móvil para el cilindro. El diagrama de la figura...3... explica la secuencia básica de movimiento en el cual el patín junto al cilindro mueven la carga.

#### 2.1.1 Sistema tipo straight (desplazamiento recto)

##### 2.1.1.1 Capacidades del sistema

- El patín se mueve hacia adelante o hacia atrás en un solo eje (ver figura 4).
- El movimiento del mástil y la subestructura se realiza en un retroceso completo.
- El tiempo en horas de movilización del equipo entre pozos distanciados entre 15 y 50 pies, es aproximadamente de 1 a 3 horas respectivamente.

Figura 3. Sistema de Movimiento del Patín



Fuente: [http://www.offshore-europe.co.uk/ExhibitorLibrary/92/Skidding\\_3.pdf](http://www.offshore-europe.co.uk/ExhibitorLibrary/92/Skidding_3.pdf)

Figura 4. Cilindro de Movimiento Hidráulico



Fuente: UNIT DRILLING

## 2.1.1.2 Partes del dispositivo skidding

### 2.1.1.2.1 Rieles de arrastre (patín)

- Hecho de una viga doble T pesada y gruesa de forma recta, donde se realizará el arrastre del equipo de perforación (ver figura 5).
- Contiene ranuras de 8" x 4" cada 36"
- La altura y anchura de la brida es configurable.

*Figura 5. Rieles de Arrastre*



*Fuente: UNIT DRILLING.*

#### **2.1.1.2.2 Cadena de arrastre**

- Contiene todos los cables eléctricos y mangueras de fluidos, excepto líneas de lodo de presión alta y baja (ver figura 6).
- Tiene la capacidad de extenderse 105 pies desde el primer pozo perforado.
- Elimina la necesidad de electricistas o trabajadores en el equipo para el manejo de líneas eléctricas/fluidos.

*Figura 6. Cadena de Arrastre del Patín*



*Fuente: UNIT DRILLING*

#### **2.1.1.2.3 Otros**

- Línea de retorno o flow line es central para los pozos múltiples hacia el manifold.
- Todas las escaleras están elevadas a 6" del suelo (ver figura 7).

- Los módulos eléctricos para el top drive y el enfriador de freno, están montados a un lado de la subestructura.

*Figura 7. Línea de retorno*



*Fuente: UNIT DRILLING*

### **2.1.2 Plano y listado de partes del dispositivo skidding**

La descripción del listado de las partes del Sistema Skidding, es fabricado por **CHUANYOU GUANGHAN HONGHUA CO., LTD**, y suministrado a la compañía **NABORS DRILLING COMPANY**. Dicho listado con cada una de sus partes, se encuentra descrito en el anexo 2.

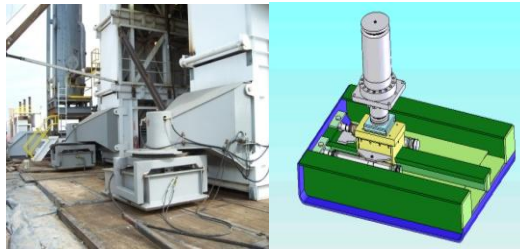
## **2.2 SISTEMA TIPO WALKING**

Como su nombre lo indica, este equipo camina hacia adelante y hacia atrás en ángulos de 90° o 45° del eje oeste/este, moviendo los gatos traseros sobre almohadillas para realizar múltiples filas.

### **2.2.1 Capacidades del sistema**

- Capaz de perforar múltiples filas de pozos sobre una misma plataforma.
- Camina hacia adelante y hacia atrás en ángulos de 90° o 45° del eje sin movimiento del gato trasero (ver figura 8).
- Mueve la subestructura entera con un retroceso completo.
- Actualmente los pasos son 2 filas de 8 pozos a 25 pies del centro con un espaciado entre filas de 10 pies.
- El tiempo de movilización entre pozos es aproximadamente 5 horas.

Figura 8. Gato de Desplazamiento Hidráulico



Fuente: UNIT DRILLING

### 2.2.2 Hidráulica del sistema

- El cilindro de elevación principal levanta todo el equipo y transmite todo el peso al panel caminante.
- Los cilindros de arrastre deslizan el equipo y luego reposicionan el panel.
- El motor hidráulico gira el panel usando piñones y una cadena de rodillos.

### 2.2.3 Subestructura

Las modificaciones hechas a la subestructura fueron las siguientes:

- Se reemplazaron columnas, placas de refuerzo y placas de soporte.
- Cambio de abrazaderas diagonales.
- Vigas intercambiables para subir y bajar del mástil.

### 2.2.4 Otros

- El choque manifold (conjunto de válvulas de alta presión) y el separador están fuera de la subestructura, para permitir un manejo seguro en operaciones de control de pozo.
- Los módulos eléctricos para el top drive y el enfriador de freno, arco montados sobre el malacate junto a la subestructura.

## 3 EQUIPOS DE ÚLTIMA GENERACIÓN

### 3.1 RIG WALKER

El Rig Walker permite mover un equipo de perforación lateralmente en 4 direcciones. Muchas veces, las plataformas son desmontadas, transportadas y luego rearmadas en un pozo adyacente. El Rig Walker elimina los procesos de puntualidad y de izar al bajar el equipo. Éste utiliza un sistema hidráulico para levantar y mover transversalmente el equipo entero con control, estabilidad y precisión para establecer su nueva ubicación de perforación en forma segura.

#### **Deslizamiento del equipo sin desarmado**

El sistema skidding incluye una capacidad de levantamiento de 2.4 millones de libras, el cual da al usuario la habilidad de no solo mover o deslizar el equipo, sino que además, el transporte completo de los complementos y dispositivos de este. El Rig Walker permite al equipo deslizarse o moverse 10 pies en 15 minutos, eliminando la necesidad para otros contratistas de asistir con el movimiento del equipo. Sin un procedimiento de desarme “Rig Down”, el sistema skidding disminuye el desgaste a la estructura, menos tiempo para la localización del taladro, y aumento en el tiempo de perforación.

*Figura 9. Foto lateral del Gato hidráulico de Desplazamiento Direccional y equipo listo para deslizamiento*



*Fuente: [www.veristic.com](http://www.veristic.com)*

#### **Características principales del Rig Walker**

- Mueve o desliza el equipo en 4 direcciones, con una capacidad de levantamiento de 2.4 millones de libras.
- Camina o recorre 40 pies en 1 hora.
- Nivelado el equipo durante la perforación.
- Reinstalado en la mayoría de los equipos.
- Seguro, rápido y versátil.



- No es necesario operaciones de Rig Down o de desarme.

La figura...10..., muestra una de las principales características para el movimiento del Rig Walker en las 4 direcciones:

*Figura 10. Gato hidráulico de levantamiento del Rig Walker*



*Fuente: www.veristic.com*

### **3.1.1 Partes de un equipo Rig Walker**

#### **3.1.1.1 Transporte y manejo del sistema BOP's**

El controlador de las BOP's está sobre un patín hidráulico, diseñado para transportar, elevar y posicionar las BOP's. la manipulación del sistema BOP's permite mover dicho sistema en un solo conjunto de un lugar a otro. El sistema de manejo de las BOP'S está modelado para el transporte del conjunto BOP horizontalmente, levantarlo verticalmente y posicionarlo en el centro del pozo. El sistema realizado por la compañía VERISTIC, reduce el tiempo de movilización del equipo, eliminando la necesidad de romper las conexiones de brida, manejar el anular y los arietes, alineación de sellos y esfuerzos de torsión entre 48 – 60 tornillos. Este sistema provee además acceso a la presión de prueba antes del niple superior. Por último, este sistema de manipulación de las BOP'S puede soportar partes o secciones de tamaños que hasta las de 13 5/8" de 10.000 psi (ver figura 11).

*Figura 11. Montaje del Sistema de las BOP'S"*



*Fuente: www.veristic.com*

## Especificaciones

El sistema de manejo y transporte de las BOP's está diseñado con las siguientes características:

- El transporte por patín de las BOP's permite que todo el conjunto que compone la BOP (máx. 60.000 lbs) permanezcan acoplados mientras el equipo se mueve con el fin de minimizar tiempos de arme y desarme.

*Figura 12. Patín Para Transporte de las BOP'S*



*Fuente: www.veristic.com*

- Para subir o bajar la pila completa de la BOP de forma segura desde la posición horizontal a la posición vertical se usa potencia hidráulica. La máxima carga vertical al levantar debe ser menor que 10 toneladas. (ver figura 13).
- La BOP en posición vertical puede ser empujada o halada fuera del centro del pozo por un cilindro hidráulico incorporado...véase figura 14...
- Incluye orejas de levante para dar cabida a la elevación vertical de toda la base de la BOP al centro del pozo.
- Provee fácil acceso para el servicio y mantenimiento del conjunto BOP.

*Figura 13. Operación de izaje de las BOP'S*



*Fuente: www.veristic.com*

*Figura 14. Sistema de Manipulación de las BOP'S*



*Fuente: www.veristic.com*

### Componentes del sistema de levantamiento de las bop's

- *Patin lineal pesado*, diseñado para mantener las especificaciones del cliente para las BOP's con un máximo peso de 60.000 Lbs. Un tubo removible al final del patín permitiría q este se mueva dentro o fuera de la cabeza del pozo.
- *Estructura de soporte y carruaje*, están equipadas con poleas para dar cabida a un sistema de cableado que está diseñado para levantar o bajar el conjunto completo de la BOP entra la posición horizontal y vertical. El carruaje además está diseñado para llevar la BOP en la posición derecha y moverla dentro o fuera del centro del pozo.
- *Cilindro hidráulico*, esta acoplado en la estructura y tiene como función tirar o halar el carruaje de la BOP horizontalmente.
- *Tres abrazaderas de base*, diseñadas para asegurar el conjunto de la BOP. La abrazadera superior incluye 4 orejas de levante diseñados para permitir la elevación vertical de todo el conjunto de la BOP.
- 2 capas de pintura especial petrolera de uso extremo.

#### **3.1.1.2 Encuelladero**

##### Especificaciones

- *Sistema de levantamiento*: el cabrestante o winche de elevación es accionado por un motor convertidor eléctrico AC con control remoto. Está diseñado para ser montado cerca del área del bloque de la corona para una máxima capacidad de elevación de 5.000 Lbs. La línea de elevación tendrá un diámetro de 3/4 "con alambres resistentes a las fuerzas rotacionales y con la suficiente longitud para llegar al piso del taladro. El gancho elevador tipo OSM está diseñado para manejar tubería de perforación específica. Incluye rodamiento por medio de un swivel y un compensador de elevación de carga. El control remoto del sistema de elevación está diseñado con un amortiguador de vibraciones para proteger la rosca del tubo (ver figura 15).
- *Sistema de dirección*: a cuatro direcciones X-Y, el sistema de dirección proporciona un movimiento transicional para la línea de elevación y el elevador OSM. El montaje de la parrilla consta de 4 rodillos guía para la línea del cable que viaja a lo largo de la viga de la parrilla (armazón) que corre transversalmente en la parte superior de dos vigas paralelas. El sistema es accionado por un motor convertidor eléctrico AC con rejilla y piñón de transmisión de engranaje en ambas direcciones. Los interruptores y paradas estructurales son para prevenir posibles "sobre viajes" en todas las direcciones.

- **Sistema de control:** El sistema de control incluye tres unidades de frecuencia variable. Todas las consolas están hechas de cajas de acero inoxidable NEMA-4X. Una unidad móvil de control remoto se encuentra a nivel del suelo para el manejo de una parada de tubería, y un cable de control remoto se encuentra en las estanterías o racks para manejar paradas de tres tubos. Los dos mandos a distancia incluyen dos palancas de mando o joysticks para operar el sistema de dirección y elevación...véase figura 16...

Figura 15. Encuelladero y sistema de levantamiento por cables



Fuente: [www.veristic.com](http://www.veristic.com)

Figura 16. Sistema de Control Para Manejo de Tubería



Fuente: [www.veristic.com](http://www.veristic.com)

### 3.1.1.3 Sistema de acoplamiento de tuberías en el encuelladero

#### Especificaciones

- Estantería pesada de acomodación en hileras. Ver figura 17.
- Una junta telescópica.
- Apoyo estructural a las vigas requerido según la cantidad de tubos o espaciamientos en el montaje y el tamaño del encuelladero de la torre.
- Todos los separadores o pines tendrán pestillos individuales de acero inoxidable para cada tubo. Todos los cierres son a ras debajo de los separadores y no causará interferencia a los pies del encuellador...véase figura 18...
- El armazón de acoplamiento de la tubería está diseñado para permitir que las tuberías se acomoden de cualquier modo o dirección (ver figura 19).

Figura 17. Sistema de Acomodo de Tubería en el encuelladero



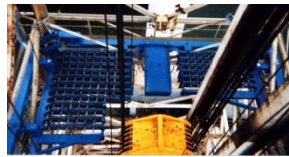
Fuente: [www.veristic.com](http://www.veristic.com)

Figura 18. Sistema de Pines Separadores de Tubería



Fuente: [www.veristic.com](http://www.veristic.com)

Figura 19. Vista Superior del Encuelladero



Fuente: [www.veristic.com](http://www.veristic.com)

- El “punto del diseño del bloqueo” de los pines separadores podría permitir al encuellador cerrarlos o abrirlos fácilmente solo con sus pies. El encuellador no tendrá que agacharse y asegurar la tubería con las manos.
- Se pueden instalar cerrojos en cada extremo de los separadores con el fin de generar un bloqueo entrelazado entre ellos. Esto genera un apoyo extra durante el movimiento dinámico o condición de tormenta. Todos los cerrojos deben estar empotrados y libres de interferencia con la tubería de perforación durante operaciones de acomodamiento.
- El uso de antideslizantes en la superficie de trabajo sobre cada separador de tubería proporciona una mayor seguridad para el encuellador.
- El armazón del encuelladero retráctil permite al trabajador posicionarse así mismo en la mejor ubicación para acomodar tubería fácilmente.

#### 3.1.1.4 Sistema de acoplamiento asistido por potencia

##### Especificaciones

- Incremento en la eficiencia del equipo.

- Máxima seguridad en diseño estandarizado.
- Estructura menos pesada pero fuerte.
- Simple y sistema mecánico probado.
- Reforzado para una torre nueva o existente.
- Trabaja continuamente.
- Ideal para operaciones de sacadas de tubería, pues es más seguro.
- Nuevo enfoque para manejar tubería de perforación y collares (ver figura 20).
- Dos estanterías o acomodadores de tubería pesadas, diseñadas según el cliente (ver figura 21).
- Una Junta telescópica con un sistema de elevación manual (winche) para el posicionamiento del encuellador a una distancia más segura del centro del pozo.
- Apoyo estructural a las vigas requerido según la cantidad de tubos o espacios en el montaje y del tamaño del encuelladero de la torre.
- El armazón de acoplamiento de la tubería está diseñado para permitir que las tuberías se acomoden de cualquier modo o dirección.
- Todos los separadores o pines tendrán unas guías individuales de acero inoxidable para cada tubo. Todos los cierres son a tope por debajo de los separadores y no causaran interferencia a los pies del encuellador.

*Figura 20. Joystick Para Manejo de Tubería*



*Fuente: www.veristic.com*

*Figura 21. Estantería Doble Para Tubería Pesada*



*Fuente: www.veristic.com*

*Figura 22. Fingers (Separadores de Tubería)*



*Fuente: www.veristic.com*

- El “punto del diseño del bloqueo” de los pines separadores podría permitir al encuellador cerrarlos o abrirlos fácilmente solo con sus pies. El encuellador no tendrá que agacharse y asegurar la tubería con las manos.
- Se pueden instalar cerrojos en cada extremo de los separadores con el fin de generar un bloqueo entrelazado entre ellos. Esto genera un apoyo extra durante el movimiento dinámico o condición de tormenta. Todos los cerrojos deben estar empotrados y libres de interferencia con la tubería de perforación durante operaciones de de acomodamiento.
- El uso de antideslizantes en la superficie de trabajo sobre cada separador de tubería podría proporcionar una mayor seguridad para el encuellador.

### 3.1.1.5 Bloque de corona

#### Especificaciones

El bloque de la corona está diseñado para una capacidad de carga estática en el gancho de 650 toneladas, con un juego de 14 líneas entrelazadas en el bloque viajero. La línea rápida se corre fuera de la torre y la línea muerta va dentro de la torre sobre los malacates ubicados en una esquina del perforador. La corona está orientada de manera que el lado plano del bloque viajero quede en frente del encuellador o derrick-man. La corona tiene las siguientes características:

- Tiene un grupo de trabajo de siete (7) poleas 60 "API-8C acanaladas para una línea de cable de 1-1/2", montado en una polea de 12", sobre un juego de rodamientos de rodillos cónicos.

Figura 23. Conjunto de la Corona



Fuente: [www.veristic.com](http://www.veristic.com)

- Una (1) línea rápida de 60 "API-8C sobre una polea acanalada para un cable 1-1/2" montado sobre un pin de 12" y rodamiento de rodillos cónicos.
- Sistema de engrase centralizado que proporciona una lubricación de los rodamientos independientes.
- Almohadilla múltiple tipo O para colgar las poleas giratorias, y la polea de levante con las líneas que cuelgan en todo el equipo de levantamiento.
- Plataforma con piso de metal expandido y barandas.

Figura 24. Barandas de la Corona



Fuente: [www.veristic.com](http://www.veristic.com)

- Parachoques con una combinación de goma y acero para la absorción de energía.
- La Corona está diseñada con una apertura para cilindros DSC y montarla en la parte superior el mástil existente con una abertura de 18 'x 8'-3".

#### **3.1.1.6 Corona con parachoques o bumper.** Esta especialmente diseñada para:

- Consta de tres niveles de absorción de energía.
- Compuesta por una combinación de caucho y acero.
- Capaz de absorber 60.000 Lbs de fuerza de impacto.
- Todo es en acero es galvanizado.
- Cadenas de seguridad y de metal expandido para evitar cualquier posibilidad de que caigan pedazos rotos al piso de perforación en caso de un accidente.

#### **3.1.1.7 Bloque viajero**

Figura 25. Bloque Viajero



Fuente: [www.veristic.com](http://www.veristic.com)

#### **Características de diseño**

- Rodamientos axiales de rodillos.
- Eje de alta resistencia.
- Línea aseguradora de alta resistencia.
- Placas laterales niveladas.



### 3.1.1.8 Soporte guía del bloque viajero

- Está diseñado para soportar y asegurar el bloque viajero durante operaciones de transporte e izado de la torre.
- Pernos de Bloqueo instalados en el riel de guía para mantener el bloque viajero en la parte inferior del mástil cuando se realiza el izado o desarmado de esta, y en la parte superior del mástil para el transporte.

*Figura 26. Cuerpo y soporte del bloque viajero*



*Fuente: www.veristic.com*

### 3.1.1.9 Unidad de cableado tipo Spooler de potencia hidráulica para equipos de petróleo y gas

*Figura 27. Unidad tipo Spooler*



*Fuente: www.veristic.com*

### **Especificaciones**

La unidad PWS (Powered Wire Spooler) está diseñada con las siguientes características:

- Marco o estructura resistente diseñada para mantener la línea del cable fija y recta para buen enrollado...ver figura 28...
- Facilidad de carga del tambor de almacenamiento del cable de perforación dentro de la unidad.
- Enrollado o desenrollado en la línea de perforación por medio de potencia hidráulica.

- Máxima velocidad de desenrollado debe ser de 100 FPM en la capa superior del spooler.
- El sistema guía de alivio debe tener un tornillo especial de diamante patrón para la transmisión. El sistema está diseñado para mantener el tambor junto a la línea del cable. El sistema puede ser manualmente desactivado para que el cable viaje libremente. Una opción podría ser instalar un tornillo de transmisión, que puede estar diseñado para diferentes diámetros de cable.
- Las almohadillas o cojinetes de tamaño variable o las aberturas de los brazos dependen de las especificaciones de la cantidad de cable y diseño del tambor.

*Figura 28. Marco y cableado para la unidad Spooler*



*Fuente: [www.veristic.com](http://www.veristic.com)*

### **3.1.1.10 Plataformas de servicio**

#### **Especificaciones**

Servicio de acceso a los racks o estantes:

- Una plataforma situada en la esquina en la esquina de la mesa de trabajo.
- Plataforma ubicada entre el puerto y la parte delantera de la mesa.
- Dos plataformas de trabajo retráctil. 2 pies de ancho cada una, ubicadas en cada lado de la plataforma del taladro.
- Un total de 4 plataformas retractiles para ambas plataformas de servicio.
- Las barandas y parrillas inferiores serán localizadas alrededor de todas las plataformas de trabajo y de servicio.
- Un sistema con gato manual se usará para extender o contraer la plataforma de trabajo con una previsión total de tiempo de menos de 90 segundos por trayecto.
- El gato manual está diseñado para no requerir ayuda adicional y facilitar su manipulación.

La figura...29... muestra una plataforma de servicio.

*Figura 29. Plataforma de Servicio*



*Fuente: www.veristic.com*

Las plataformas de servicio para las poleas bajo la corona deben tener:

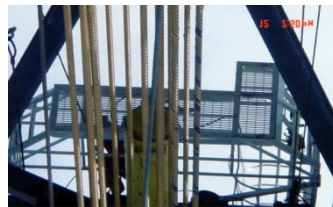
- Una plataforma de servicio ubicada al frente.
- Una plataforma ubicada en el lado del frente de trabajo.
- Cada plataforma de servicio tendrá en la parte superior una rejilla de 12' por debajo de la plataforma de la corona.
- Una escalera de acceso y una plataforma para cada lado de la plataforma de servicios.
- La escalera de acceso tendrá jaulas de seguridad.
- Barandas y rejillas inferiores alrededor de la plataforma de servicio (ver figura 31).

*Figura 30. Jaulas de Seguridad*



*Fuente: www.veristic.com*

*Figura 31. Barandas y Rejillas Inferiores*



*Fuente: www.veristic.com*

### 3.2 FASTRAC RIG AC

El Rig Fastrac AC, perfora hasta 14.000 pies de una forma rápida y eficiente, cuyo transporte del equipo de una locación a otra se realiza en tan solo un día. **RBI industries, LLC** se enorgullece de presentar uno de los mejores sistemas de plataforma móvil de perforación disponible en el mercado hoy en día. El sistema FASTRAC puede mover en tan solo un día un equipo sin la necesidad del uso de grúas para el levantamiento de la torre. La figura...32...y...33, muestran la subestructura y el equipo listo para perforar un pozo.

Figura 32. Subestructura del Fastrac



Fuente: [www.rigbuilders.com](http://www.rigbuilders.com)

Figura 33. Equipo Fastrac en Pozo



Fuente: [www.rigbuilders.com](http://www.rigbuilders.com)

#### Especificaciones

- **Profundidad de perforación:** Nominal @ 14,000' rango económico de: 8,000 - 14,000'.
- **Malacates:** Potencia de 1200 HP impulsado por un motor eléctrico AC.
- **Freno auxiliar:** De disco.
- **Línea de perforación:** Diámetro de 1 1/8".

- **Potencia:** (3) Cat 3512B @ 1450 HP cada configuración del generador AC.
- **Vfd:** 3 x 3 (Variable Frequency Drive).
- **Bombas de lodo:** No. 1 de 1300 H.P. Triplex, ó # 2 de 1300 H.P. Triplex.
- **Torre:** Longitud de 141 ft, telescópica con capacidad de carga en el gancho de 500.000 Lbs.
- **Subestructura:** Altura de 20', largo de 28' y ancho de 16'. Capacidad de 500.000 y de 300.000 Lbs en fuerza ascendente.
- **Bloque de la corona:** Capacidad de 350 toneladas con 6 poleas.
- **Gancho:** Capacidad de 350 toneladas con 5 poleas.
- **Swivel:** Capacidad de 500 toneladas.
- **Kelly:** Diámetro de 5 ¼" por 42' de longitud. Conexión: pin de 4 ½" y caja de 6 ⅝" LH.
- **Presión de trabajo superior e inferior de la kelly:** 5000 PSI.
- **Válvula de seguridad:** De 4 ½". Presión de trabajo: 5000 psi.
- **Mesa rotaria:** Tamaño: 20 ½".
- **Piletas de lodo:** Tanques de capacidad de 800 Bbls con "ez-clean", junto con unidades de separación de sólidos, bombas centrifugas, equipo de agitación, y tanques de mezclado.
- **Tipo de agitación:** Tres agitadores de 7 ½ HP.
- **Bombas de lodo centrifugas:** No. 1; tamaño: 4 x 6 Galigher HP: 50 o equivalente #2: tamaño: 4 x 6 Galigher HP: 50 o equivalente.
- **Zarandas:** Un tapizado, potencia de 5 HP y 900 gpm con un lodo de 10 ppg.
- **Desarcillador:** Capacidad: 800 gpm.
- **Bop's:** Tamaño de 11" con una presión de trabajo de 5000 psi. Está completamente montada en la rampa del trailer junto a los malacates.

- **Unidad de cierre:** Modelo Koomey: 80 GSX, 3000 psi, 120 galones.
- **Choque y líneas para matar el pozo:** Número; 2 WP: 5000 psi.
- **Choke manifold:** Presión de trabajo: 5000 psi con (2) choques ajustables.
- **Mats:** (Tapetes para desplazamiento), 2 juegos para la instalación antes de mover el equipo.
- **Cargas totales del equipo: 22** “incluye herramientas de mano, drill pipe y collares”.

Cuadro 4. Numeración de las cargas de los principales elementos del equipo

CARGA	DESCRIPCIÓN
1	SUBESTRUCTURA
2	RAMPA, BOP's
3	TRAILER DEL MALACATE
4	TORRE
5	TRAILER DEL TANQUE DE LODO
6	BOMBA DE LODO #1
7	BOMBA DE LODO #2
8	GENERADOR /VFD
9	GENERADOR/ACUMULADOR
10	GENERADOR/COMPRESOR
11	TANQUE DE AGUA
12-16	TUBERÍA DEL TRAILER Y DE PERFORACIÓN
17	DRILL COLLARS/HERRAMIENTAS MANUALES
18	PLATAFORMA DE TUBERÍA
19	TRAILER DE LA CASA DE LODERO
20	OFICINA DEL TOOL PUSHER
21	MATS – 26
22	VARIOS
<b>TOTAL CARGAS 22</b>	

Fuente: [www.rigbuilders.com](http://www.rigbuilders.com)

Para mayor información sobre otros tipos de equipos de perforación FAST MOVING (De accionamiento rápido), consultar el anexo 3.

### 3.2.1 Comparación de costos entre un equipo fastrac con equipos fast moving y convencionales

#### FASTRAC™ RIG MOBILITY ECONOMICS

8,000' to 14,000' Wells

	<b>BOX ON BOX</b>	<b>AVG. RIG</b>	<b>FLEX</b>	<b>FASTRAC™</b>
<b>Rig Move Cost / Well</b>	52%	43%	34%	16%
<b>Rig Move Days</b>	7	5	3	1
<b>Drilling Days</b>	12	12	12	12
<b>Total Days/Well</b>	19	17	15	13
<b>Wells/Year</b>	19	21	24	28
<b>Day Rate Moving</b>	\$15,000	\$15,000	\$16,000	\$16,000
<b>Times Days</b>	\$105,000	\$75,000	\$48,000	\$16,000
<b>Trucking Cost</b>	\$105,000	\$75,000	\$52,000	\$20,000
<b>Total Move Cost</b>	\$210,000	\$150,000	\$100,000	\$40,000
<b>Times Rig Moves</b>	\$3,990,000	\$3,150,000	\$2,400,000	\$1,120,000
<b>Rate Drilling</b>	\$16,000	\$16,000	\$16,000	\$16,000
<b>Fuel Day</b>	\$2,000	\$2,000	\$2,000	\$2,000
<b>Times Days Drilling</b>	\$4,104,000	\$4,536,000	\$5,184,000	\$6,049,000
<b>Total Contracting Cost</b>	\$8,094,000	\$7,686,000	\$7,584,000	\$7,068,000
<b>Contract Cost/Well</b>	\$426,000	\$366,000	\$316,000	\$256,000
<b>Save Over Average Rig</b>			13%	30%
<b>Save Over Current Best</b>				19%

Fuente: [www.unitdrillingcorporation.com.co](http://www.unitdrillingcorporation.com.co)

## 4 ACCESORIOS AVANZADOS EN PERFORACIÓN

### 4.1 PLATAFORMA POWER CAT 3000

La Plataforma de PowerCAT automatizada de la compañía **CANRIG** está diseñada para un posicionamiento horizontal individual para collares, tubería de perforación y tubería de revestimiento, el cual consiste en un portador en forma de canal, el cual está centrado en la cubierta, donde las tuberías antes mencionadas podrán ser levantadas a la mesa de trabajo o de perforación en el taladro. También puede manejar juntas, herramientas de registro o cualquier otra herramienta tubular de una forma segura y eficiente. La opción de manejo por medio de control remoto, hace posible que la unidad pueda ser manipulada desde el piso de perforación o desde el suelo usando una consola remota de mano.

Figura 34. Equipo de perforación Power Cat 3000



Fuente: [www.canrig.com](http://www.canrig.com)

#### *Seguridad*

- Elimina la necesidad para el manejo de tuberías durante un levantamiento y cese de operaciones en el equipo.
- Tecnología infrarroja con sensor de apagado automático.
- Activación/bloqueo automático de los dispositivos de control de movimiento
- Diseño de cable del malacate de doble cabrestante (carretel).

#### *Eficiencia*

- Diseñados para funcionar a una velocidad que no altere la eficacia de equipo de perforación.
- Elimina la necesidad de recoger y parar operaciones.



### ***Versatilidad***

- Los modelos disponibles para acomodar diversas variedades de tubos va desde herramientas de subsuelo y superficie a casing de 24".
- Existen modelos para cualquier tamaño y configuración de equipo.

*Cuadro 5. Especificaciones del POWER CAT en diferentes equipos*

	<b>POWERCAT 1000</b>	<b>POWERCAT 2000</b>	<b>POWERCAT 3000</b>	<b>POWERCAT 4000</b>
Tipo de Equipo	Workover	Drilling	Drilling	Drilling
Máxima Long. Tubular	32'- Rango 2 simple	45'- Rango 3 simple	45'- Rango 3 simple	66'- Rango 2 doble
Máximo OD del Tubular	6,25"	13,375"	20"	24"
Máximo Peso de Tubulares	2000 lbs	6000 lbs	10000 lbs	10000 lbs
Tiempo de Ciclo	15 seg	18 seg	20 seg	25 seg
Rango de Altura de la Mesa del Taladro	7'a 14'	12'a 18'	21'a 36'	21'a 46'
Altura del Catwalk	42'	42'	26'a 42'	42'
Dimensiones de Trabajo	42'Hx9,5'Wx45'L	42'Hx9,5'Wx60'L	Hx9,5'Wx60'L	42'Hx9,5'Wx66'-74'L
Dimensiones de Transporte	5,5'Hx5,5'Wx45'L	8,5'Hx9'Wx60'L	10,5'Hx9,5'Wx60'L	10,5'Hx9,5'Wx66'-74'L
Peso Total	12000 lbs	30000 lbs	57000 lbs	70000 lbs
Sistema de Alimentación	Diesel	Eléctrico	Eléctrico	Eléctrico
Potencia Requerida	12 HP	50 HP	75 HP	100 HP

*Fuente: www.canrig.com*

El Powercat es simple de usar y es extremadamente robusto. Combina ingenierías innovadoras y técnicas de fabricación probadas en un producto, que fue diseñado para una óptima seguridad del personal, virtualmente eliminando la necesidad de manipular tubería manualmente...ver figura...35.

### **4.2 LLAVES DE POTENCIA**

Las llaves totalmente automatizadas Canrig Torq-Matic, establecen el estándar de rendimiento y fiabilidad. La combinación del brazo articulado, control PLC y una función de control remoto dan una óptima eficiencia operativa y seguridad en el personal.

Figura 35. Pipehandlen. Power Cat 300



Fuente: [www.canrig.com](http://www.canrig.com)

La llave ofrece una variedad de características de seguridad. El hecho de ser controlado por medio de un control remoto, permite a la unidad ser operada desde la consola del perforador o desde varios lugares de la plataforma de piso. Múltiples sistemas de bloqueos aseguran instantáneamente la capacidad de apagado, si se produce un acontecimiento imprevisto. La operación manual permite al operador realizar tareas específicas y se puede utilizar en situaciones donde la operación automática no es posible. Además de esto, brinda una característica que permite múltiples valores de torque para ser preestablecidos y seleccionados con un toque de la interfaz del operador. Una vez que el torque ha sido escogido, la llave podrá establecer una acción precisa en cada junta, mejorando significativamente la vida de las conexiones. Cada modelo de llave Torq-Matic puede manejar una amplia gama de diámetros de tubos sin cambio de partes. Además, el brazo articulado único permite un máximo movimiento tridimensional, ocupando un espacio mínimo en el piso del equipo (ver figura 36).

### **Aplicación al programar el torque con tecnología Touchscreen**

La llave automatizada Torq-Matic es controlada por PLC. Cuando se utiliza en combinación con un software de perfiles de tubos, ofrece la capacidad de programar múltiples características en cada conexión, permitiendo al operador para hacer las conexiones oprimiendo solo un botón. Esto se asegura que el torque aplicado sea preciso con cada conexión y elimina la posibilidad de los errores humanos.

### **Características, beneficios y especificaciones**

- **Característica:** control remoto.

**Beneficio:** Maneja todas las funciones de la llave en forma remota, por lo tanto aleja al personal de los peligros asociados.

- **Característica:** PLC.

**Beneficio:** torques de enroscado precisos y consistentes – software de perfil de tubería de configuraciones múltiples para cada conexión en un solo botón –

software corrido a control remoto – posicionamiento programable de la llave para múltiples locaciones - Diagnóstico avanzado para solucionar problemas.

- **Característica:** brazo articulado.

**Beneficio:** permite una máxima flexibilidad con respecto al posicionamiento de la llave, minimizando el espacio ocupado en el piso del equipo.

Figura 36. Llave de Potencia automatizada Torq Matic



Fuente: [www.canrig.com](http://www.canrig.com)

Para mayor conocimiento sobre esta llave, el cuadro 6, muestra las especificaciones de varios tipos de llaves Torq-Matic.

### 4.3 CUÑAS DE TUBERÍA AUTOMATICAS “SLIPS”

Aumentar la seguridad en el piso de la torre (Reduce el potencial de lesión). Puede reducir la cantidad de personal necesario para tirar y establecer las cuñas. La vida de las cuñas se ha prorrogado a una configuración apropiada cada vez q se usen. Este sistema es a prueba de fallos (en caso de la pérdida de presión de aire un cerrojo de seguridad impide el enganche de las cuñas)...véase figura...37.

Figura 37. Cuña Automática



Fuente: [www.nabors.com](http://www.nabors.com)

Cuadro 6. Especificaciones de las Llaves de Potencia TORQ – MATIC

Torq-Matic 80 Automated Floor Wrench		Torq-Matic 120 Automated Floor Wrench	
Pipe Range	2 3/8" to 8 1/2"	Pipe Range	2 7/8" to 11 1/2"
Torque Make Up	60,000 ft-lb	Torque Make Up	90,000 ft-lb
Torque Break Out	80,000 ft-lb	Torque Break Out	120,000 ft-lb
Horizontal Travel	60"	Horizontal Travel	75"
Vertical Travel	30"	Vertical Travel	30"
Rotation (Auto Hydraulic)	359°	Rotation (Auto Hydraulic)	359°
Connection Cycle Time (Spin In and Make-Up)	15 seconds (joint dependent)	Connection Cycle Time (Spin In and Make-Up)	15 seconds (joint dependent)
Spinner OD Capacity	2 3/8" to 8 1/2"	Spinner OD Capacity	2 7/8" to 11 1/2"
Spinner Torque	2,500 ft-lb	Spinner Torque	2,500 ft-lb
Roller Speed	100 rpm	Roller Speed	100 rpm
Max. Hydraulic Pressure	2500 Nominal 5000 Peak	Max. Hydraulic Pressure	2500 Nominal 5000 Peak
Drillers Console Control	Yes	Drillers Console Control	Yes
Wireless Remote Control	Yes	Wireless Remote Control	Optional
Horizontal Dimension	56"	Horizontal Dimension	52"
Horizontal Dimension Base to Gripper (center to center)	110" extended	Horizontal Dimension Base to Gripper (center to center)	125" extended
Envelope dimensions (retracted)	75" L x 44" W x 96" H	Envelope dimensions (retracted)	73" L x 68" W x 120" H
Envelope dimensions (extended)	135" L x 44" W x 118" H	Envelope dimensions (extended)	148" L x 68" W x 112" H
Shipping Dimensions	75" L x 72 1/2" W x 110" H	Shipping Dimensions	73" L x 72 1/2" W x 114" H
Weight	6,800 lbs	Weight	7,800 lbs
Electric Power Requirements	480 / 600 Volt, 3 Ph, 100 Amp	Electric Power Requirements	480 / 600 Volt, 3 Ph, 100 Amp
Electric Control System	110 VAC 15 Amps	Electric Control System I	110 VAC 15 Amps
Electric Motor	50 HP	Electric Motor	50 HP
Area Classification	Class I Division 2 (Div 1 optional)	Area Classification	Class I Division 2 (Div 1 optional)
Stand Alone Power Unit	Optional	Stand Alone Power Unit	Optional

Fuente: [www.canrig.com](http://www.canrig.com)

#### 4.4 SISTEMA DE MANIPULACIÓN DE LAS BOP'S

Métodos y aparatos para el manejo de las BOP'S. El sistema de manejo incluye un carro, o patín, proporcionando una plataforma de base, un marco de inclinación, y un marco de

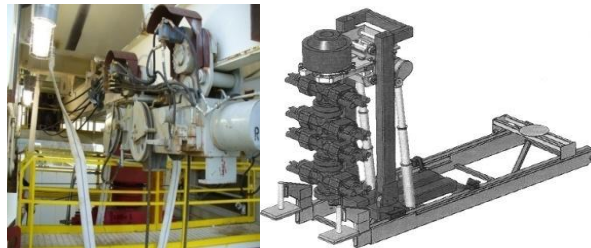
elevación. Las BOP'S son montadas en el marco de elevación, la cual que se desliza con el apoyo de la estructura de inclinación en el eje del carro a lo largo de su eje.

El carro ofrece una posición de las BOP'S en una primera dirección horizontal, mientras que se reacomoda en una segunda dirección, una posición perpendicular es proporcionada por un mecanismo de ajuste de acoplamiento del marco de inclinación y la carreta. El marco de elevación se puede mover verticalmente, y también puede rotar sobre su eje central.

### Especificaciones

- Tiene una capacidad de 50 toneladas de carga.
- Contiene unos cilindros hidráulicos y un sistema de pzoelas levantadoras para las BOP's.
- Provisto de un motor hidráulico que mueve la unidad hacia atrás o hacia adelante.
- Posee bovinas de mangueras auto retráctiles para mantenerlas enrolladas y prevenir la obstaculización en el sistema.

*Figura 38. Levantamiento de la BOP*



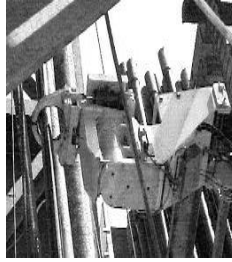
*Fuente: [www.nabors.com](http://www.nabors.com) – [www.veristic.com](http://www.veristic.com)*

## **4.5 ENCUELLADOR DE HIERRO O “IRON DERRICKMAN”**

Es una herramienta montada sobre un tablero en el sistema de manejo de tubería diseñado para eliminar la necesidad de un hombre en la torre de perforación, más específicamente en el encuelladero.

Diseñada para ser instalada con poca o ninguna modificación a las torres dobles o triples. El "Iron Derrickman" puede almacenar paradas de dos o tres tubos de drill pipe, heavy weight y collares de hasta 7" ...ver figura...39.

Figura 39. Iron Derrickman



Fuente: [www.nabors.com](http://www.nabors.com)

#### 4.6 PATÍN Y PRUEBA DE LA BOP VERISTIC

Este patín de deslizamiento de la BOP podrá acomodar un preventor anular, tres preventores de ariete y un spool con una prueba integral stump. El deslizamiento tiene placas ajustables para BOP's pequeñas y reposicionamiento de los elementos de esta. Las placas son intercambiables por lo que el patín puede ser utilizado para transportar todo el conjunto de la BOP.

Figura 40. Patines de prueba de la Preventora



Fuente: [www.nabors.com](http://www.nabors.com)

#### 4.7 CABINA DE CONTROL DEL PERFORADOR K-BOX SUITE CANRIG

Es una cabina de control de tecnología avanzada y de diseño ergonómico para controlar las operaciones en perforación. Este producto ofrece una plataforma que permite adicionar una nueva tecnología en equipos más viejos, haciéndolos más competitivos con los nuevos equipos AC.

El K-Box Suite está diseñado para sustituir la existente casa del perro y cuya función es centralizar el control de las operaciones con una tecnología sofisticada. Esta herramienta integra una de las mejores instrumentaciones en perforación, formulario u hoja de información IADC (**International Association of Drilling Contractors**), controles de anticolidión, control de múltiples y optimización en las aplicaciones en perforación. Este

sistema da una actualización integrada para la generación de equipos más antiguos, combinando la fiabilidad del PLC, con una recolección y monitoreo de datos centralizados. Por medio del sistema integrado DrillSmart de canrig, da un control preciso de la rata de penetración, peso sobre la broca y el delta de presión durante la perforación.

El K-Box es flexible durante el movimiento o traslado del equipo, y su capacidad de expansión asegura que sistemas futuros pueden ser añadidos fácilmente. Este diseño, fue fabricado y probado para soportar las condiciones más exigentes en los equipos. El K-box puede ayudar a transformar una generación de equipos antiguos en solo una máquina que utiliza un estado de arte en tecnología. Cuando son adheridas otras herramientas y tecnología, se puede dar un completo cambio de diseño o imagen de una forma rentable y rápida.

*Figura 41. Cabina de Control del Perforador*



*Fuente: www.nabors.com*

### **Paquete de herramientas para la mejora en la eficiencia y seguridad**

- **Perforador automático DRILLSMART:** Mejora la ROP, alejando al perforador del freno de mano.
- **Rigwatch:** Instrumento para mantener al perforador informado de que está pasando en el equipo.
- **Equipos de sistema anticolidión de viaje TAC:** Mejora la seguridad del personal, previniendo la colisión del equipo viajero con la corona, el piso y el encuelladero.
- **Control de choque:** Idealmente localizada para mejorar la seguridad y la eficiencia.
- **Mejor ambiente de trabajo:** Con una silla profesional, escritorio limpio de acero inoxidable ergonómico y cómodo acceso a los monitores y controles (ver figura 42).

*Figura 42. Displays medidores de presión*

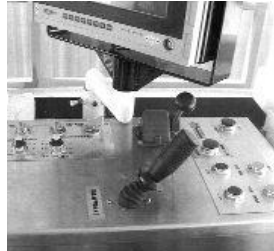


*Fuente: www.nabors.com*

## 4.8 FRENO DE CONTROL WISHITA - JOYSTICK

Sistema de freno de control avanzado. El freno puede ser precisado y fácilmente controlado.

*Figura 43. Joystick de la cabina del perforador*

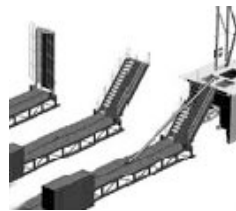


*Fuente: [www.nabors.com](http://www.nabors.com)*

## 4.9 MANEJADOR DE TUBERÍA PRAGMATICO

Esta herramienta controlada por radio, fácil de operar, disminuye el manejo manual de las tuberías, con la correspondiente reducción en las lesiones que normalmente acompañan a esta acción. También reduce el daño de tubulares y elimina el costo en una tercera parte en la instalación.

*Figura 44. Plataforma para Manejo de Tubería*



*Fuente: [www.nabors.com](http://www.nabors.com)*

## 4.10 RATONERA ROTATIVA

Esta herramienta permite en las perforaciones con top drive y rotaria lograr la máxima eficiencia. La cuadrilla de perforación puede rápidamente y efectivamente colocar y asegurar paradas de tubería de perforación, mientras que al mismo tiempo la perforación sigue su curso con el top drive. También se puede utilizar como un dispositivo multi-propósito para sustituir la Kelly spinner, por lo tanto reduce sustancialmente la longitud del montaje de perforación.



### Especificaciones

- Puede sostener tres paradas para perforación con top drive.
- Realiza una máxima eficiencia operacional.
- Accionadas neumáticamente.

Figura 45. Ratonera Rotativa

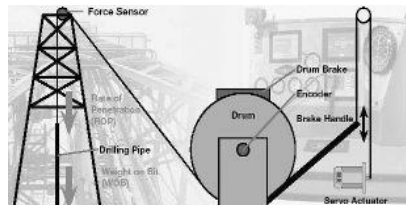


Fuente: Unit Drilling

### 4.11 OPTIDRILL (PERFORADOR AUTOMÁTICO)

Este perforador automático proporciona una velocidad de avance más coherente de la broca dentro de la formación, mejorando así la velocidad de perforación y reducir el riesgo de daños a equipos de fondo. Tasas de penetración más rápidas que resultan frecuentemente en una mejora del 20% en el rendimiento de la perforación.

Figura 46. Perforador automático "Optidrill"



Fuente: [www.nabors.com](http://www.nabors.com)

### 4.12 RIGWATCH

Este producto ofrece información instantánea sobre parámetros fundamentales del pozo para el perforador y otro personal de importancia. Combina la instrumentación de los datos en una pantalla, presentando una serie de informes y análisis en un sistema comprensivo y fácil de usar basado en Windows.

Puede integrar y mostrar cualquier información relevante en una tercera parte, incluyendo MWD, LWD, mudlogging y wireline. Permite al personal del pozo tener un acceso inmediato a los datos, mejorando la velocidad y precisión en la toma de decisiones. La información que normalmente se encuentra en el veedor, como datos direccionales y mudlogging, está ahora disponible en la estación de trabajo del company man. Esto facilita la visualización de los datos para los encargados en la toma de decisiones en sus lugares de trabajo, en lugar de tener que visitar el piso de la torre o al veedor.

### **Eficiencia en la perforación**

- El Rigwatch puede calcular y ser personalizado, en cálculos avanzados de ingeniería para optimizar la rata de penetración, incluyendo:
  - MSE (Mechanical Specific Energy)
  - SSA (Stick Slip Alert)
  - DE (Drilling Efficiency)
- El Rigwatch tiene herramientas de visualización que comunican mas efectivamente la información durante la perforación que la tradicional EDR (convencional)
- El personal en el sitio y el personal en las oficinas pueden ver esta información en tiempo real vía myWells.com, que es el portal en internet de canrig, tomando mejores decisiones en forma más oportuna.

### **Condiciones de monitoreo**

El rigwatch monitorea el Top Drive, acoples SCR O VFD, motores y bombas. El sistema puede notificar al personal importante de una falla potencial del equipo, reduciendo así el tiempo de inactividad de tiempo no planificado. Esta misma característica puede además facilitar el mantenimiento predictivo.

Figura 47. Monitoreo del Rigwatch



Fuente: [www.canrig.com](http://www.canrig.com)

### **Integración con paquetes de informes**

- El Rigwatch da un acceso inmediato a las hojas de reportes, apoyado por la firma de autenticación.
- El Rigwatch da reportes finales del pozo para facilitar la perforación de pozos futuros en la misma área.
- El Rigwatch ofrece una integración sin fisuras con una tercera parte del paquete de los reportes.

### **Portabilidad a tiempo real**

Con myWells.com, el rigwatch puede dar un acceso a más de 1000 parámetros en el lugar del equipo tal como se presentan, facilitando la toma de decisiones de una forma oportuna y precisa.

### **Alertas**

- El Rigwatch puede automáticamente alertar al personal cuando algún parámetro predeterminado o condición es alcanzado o los límites son superados.
- Las alertas pueden ser personalizadas por usuarios individuales.
- Este sofisticado sistema de alarma puede ser usado para anticipar problemas, para programas de mantenimiento u otros eventos planeados.

### **Servicio y soporte**

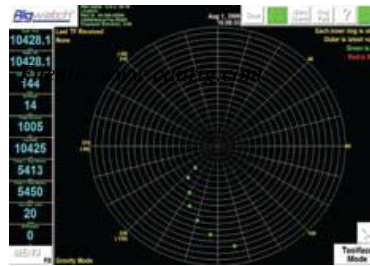
El rigwatch tiene 24/7 centros de ayuda alrededor del mundo donde los clientes tienen acceso inmediato al personal técnico. Todos los sistemas de rigwatch pueden ser remotamente monitoreados desde esta central en línea de solución de problemas. Más del 30% de todos los problemas pueden ser resueltos con el diagnóstico a distancia, sin el envío de un técnico para el pozo.

### **Archivo de datos**

Los datos del rigwatch pueden ser almacenados y recuperados en cualquier momento vía myWells.com...ver figura...48

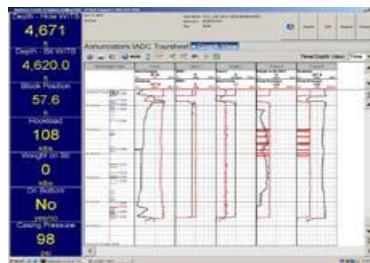
El RigWatch puede mostrar en tiempo real datos de las herramientas direccionales de fondo de pozo, como lo son los registros MWD y LWD (ver figura 49).

Figura 48. Archivador de datos



Fuente: [www.canrig.com](http://www.canrig.com)

Figura 49. Registros MWD, LWD



Fuente: [www.canrig.com](http://www.canrig.com)

### 4.13 SISTEMA DE TUBERÍA HIDRÁULICA

El sistema de tuberías reduce el riesgo del personal de estar en contacto con tubulares en movimiento. Los tubos hidráulicos pueden transportar en conjunto el dril pipe y el casing. Se adapta a gran variedad de tuberías de perforación, incluyendo los rangos II y III. El sistema hidráulico tiene controles independientes para cada esquina con el fin de compensar los lugares desnivelados.

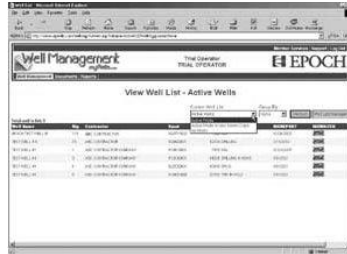
### 4.14 MYWELLS.COM

Este sofisticado portal de Internet permite difundir la información de la perforación en tiempo real a distintos puntos del mundo, lo que permite la toma de decisión más rápida y precisa. También los archivos que contienen la información de los pozos pueden ser usados para la planificación de pozos en el futuro...véase figura...50.

#### 4.15 SISTEMA DE CONTROL DIRECCIONAL – CANRIG

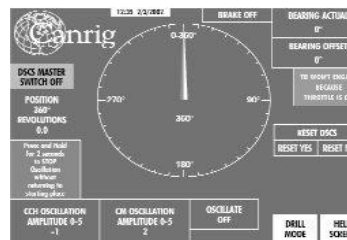
Esta herramienta aumenta el tiempo total de perforación en el fondo en un 15% y mejora el rendimiento de deslizamiento. Estos logros son el resultado de la orientación de la herramienta y de control de oscilación, el cual reduce la fricción en el agujero.

Figura 50. Portal de internet



Fuente: [www.canrig.com](http://www.canrig.com)

Figura 51. Sistema de control direccional



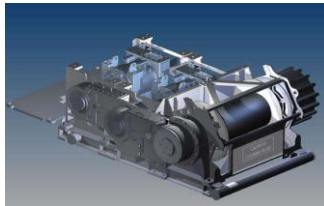
Fuente: [www.canrig.com](http://www.canrig.com)

#### 4.16 MALACATES MODULARES

Canrig está adoptando un nuevo enfoque de la forma de construir malacates, y está trabajando para establecer una industria estandarizada en los procesos. La patente de malacates trae un nuevo enfoque de diseño modular, verdaderamente dándole al operador un control al mando de cómo funciona esta configuración.

Los 54 diseños disponibles, le permite elegir el número de motores, tipo de alimentación, potencia (horse power) y diseño, junto con el número de las velocidades y el sistema de frenado. Además, "le da la capacidad de cambiar la configuración de manera rápida y con un mínimo de esfuerzo en el caso de que la perforación lo requiera.

Figura 52. Malacates Modulares



Fuente: [www.canrig.com](http://www.canrig.com)

Estas características se combinan con uno de los menos ruidosos, pequeños y más ligeros malacates en la industria, y se puede ver el por qué el Canrig Commander está configurado para revolucionar la manera en que pensamos acerca de ellos.

### **Características de rendimiento**

- **Velocidad y potencia:** Opción desde una velocidad a dos velocidades con potencia AC, o tres velocidades DC.
- **Línea de levantamiento:** Se ajusta a la capacidad de carga instalando hasta 4 motores.
- **Posicionamiento:** Aprovecha al máximo el espacio disponible mediante la configuración del sistema en cualquier posición horizontal o vertical.
- **Opciones del sistema de frenado:** caliper, con freno refrigerado por agua o de disco

### **Reconfiguración**

Canrig conoce que cada contratista en perforación tiene diferentes prioridades y siempre cambian las necesidades en sus flotas de perforación. La habilidad para reconfigurar fácilmente la capacidad de elevación de los malacates en su impacto ambiental, eleva la versatilidad de la flota de los equipos. Esto hace que sea más fácil de operar y menos costoso para cumplir los requisitos de una aplicación específica.

### **Ventajas**

- Caballos de potencia desde 750 a 4600 de 1 a 4 motores respectivamente.
- Todos los principales componentes puede ser usados en cualquiera de las configuraciones.
- Habilita la compatibilidad de piezas de recambio a través de una plataforma de varios tamaños en la flota, reduciendo así los costos de inventario.

### Espacio y peso

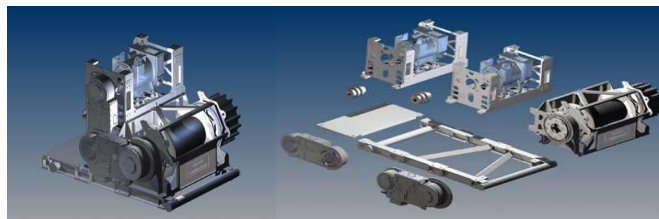
Dos de los principales retos sobre el piso de la torre son el espacio y peso. Con esto en mente, el Commander está diseñado para ser más ligero y pequeño. El marco o spaceframe está diseñado para maximizar la fuerza y rigidez, disminuyendo el peso de este. Por ejemplo, el commander de dos velocidades, potencia de 1500 HP es más ligero en un 50% y más liviano en un 40% que otros modelos líderes en el mercado.

### Piezas importantes

Cada componente de los malacates ha sido específicamente seleccionado para darles seguridad, hacerlos ligeros y más eficiente, y por la facilidad con la que se puede configurar con los otros componentes de los malacates. En la figura...53..., se muestra las partes de un malacate.

- **Caja de cambios principal:** montada sobre la base del tambor, de manera que solo soporte su propio peso y las fuerzas internas del eje paralelo de cambios, diseñado para una vida infinita. La caja de cambios puede configurarse en una, dos o tres módulos de velocidades.
- **Tren de engranaje:** una reducción final elimina los ejes y grandes rodamientos pesados, permitiendo un compacto y ligero tren de engranaje. La conexión final entre el tren y el eje del tambor, está hecho de un acoplamiento ranurado liviano dentro del lubricador y no requiere de mantenimiento.
- **Caja de transferencia:** mecanismo de precisión que puede ser montado vertical u horizontalmente
- **Marcos del motor:** proporciona soporte, ya sea para motores eléctricos AC de 1150 o 1500 HP ó motores DC de 1150 HP. Pueden ser dispuestos vertical u horizontalmente.
- **Frenos:** pueden ser montados directamente sobre la base del tambor, no son costosos y tiene transiciones de peso intensivas. Todas las fuerzas de transfieren a la base del montaje de forma eficiente y directa.

Figura 53. Malacate armado y desarmado”



Fuente: [www.canrig.com](http://www.canrig.com)

#### **4.17 TOP DRIVE - CANRIG**

##### **Eficiencia al levantar la torre**

La exclusiva guía de canrig en torque permite izar y desarmar el equipo de una forma más rápida y segura. El sistema completo, el cual se pliega en una sola (torre), que es transportable de una forma eficiente, incluyendo la guía de torque, el top drive y todos los demás servicios. Además de esto posee características como:

- La guía del torque es instalada después de la izada del mástil.
- Una desconexión de un solo punto permite que todos los componentes eléctricos e hidráulicos permanezcan con la unidad durante los movimientos de perforación.
- Todos los pernos y bridas son eliminados.

Los sistemas portátiles de top drive dan flexibilidad para aplicaciones multi-equipos. Estos incluyen:

- Ajustable a la sección superior de la torre telescópica.
- Tamaño variable en las secciones inferiores.
- Interface multi – bloque.
- Diseño compacto que se acomoda a torres más pequeñas.

##### **Sistemas portátiles**

- Guía de torque plegable exclusiva para un izado más rápido y seguro.
- Sistema VFD independiente que puede ser fácilmente conectado a la fuente de energía del equipo.
- Sistema de motores – generadores mecánicos o alimentados bajo algún mecanismo de alimentación.
- Configuración del patín con alojamiento de cables TDSU y almacenamiento de piezas de repuesto.
- El sistema completo se realiza en dos cargas...ver figura...54.

##### **Sistemas integrados**

- VFD integrado o independiente.
- Todos los controles hidráulicos y eléctricos pueden ser totalmente integrados dentro de un sistema de control principal en el equipo.
- El torque puede ser accionado a través de la base del mástil, eliminado así la necesidad de una guía de torque.



- El top drive puede ser fijado permanentemente en el mástil, eliminando la necesidad de removerlo durante el transporte (ver figura 55).
- Múltiples opciones de consola.

Figura 54. Carga del top drive



Fuente: [www.canrig.com](http://www.canrig.com)

Figura 55. Top Drive



Fuente: [www.canrig.com](http://www.canrig.com)

Cuadro 7. Dimensiones del Top Drive

TD Model	A	B	C	D
4017AC (with 8 ft links)	18' 4"	55"	21.5"	39"
6027AC (with 8 ft links)	16' 8"	49"	23.5"	40"
1035AC (with 11 ft links)	20'	50"	26"	48"
8050AC (with 11 ft links)	21' 2"	57"	29"	48"
1250AC (with 11 ft links)	21' 2"	57"	29"	48"
1275AC (with 11 ft links)	23' 8"	69"	29"	47"

		AC TOP DRIVES					
		4017AC	6027AC	8050AC	1035AC	1250AC	1275AC
Load Rating	tons	175	275	500	350	500	750
	tonnes	159	249	454	318	454	680
Output Power (continuous)	HP	400	600	800	1,000	1,150	1,150
	kW	300	450	590	750	860	860
Gear Ratio		12.262:1	9.387:1	7.120:1	5.000:1	6.808:1	6.808:1
Maximum Continuous Torque	ft-lb	21,400	30,000	42,100	30,000	51,400	51,400
	N-m	29,000	40,700	57,100	40,700	69,700	69,700
Maximum Speed		RPM	215	225	265	265	265
Connection Break-Out Torque	ft-lb	32,000	60,000	90,000	70,800	95,000	95,000
	N-m	43,400	81,300	122,000	96,000	128,800	128,800
Weight of Top Drive	lb	15,000	18,000	29,000	27,000	29,000	30,000
	kg	6,800	8,200	13,200	12,200	13,200	13,600

Fuente: [www.canrig.com](http://www.canrig.com)

#### 4.17.1 Modelos de Top Drive

##### 4017 AC

400 nominal HP, 175 ton capacity

##### 6027 AC

600 nominal HP, 275 ton capacity

##### 8050 AC

800 nominal HP, 500 ton capacity

##### 1035 AC

1000 nominal HP, 350 ton capacity

##### 1250 AC

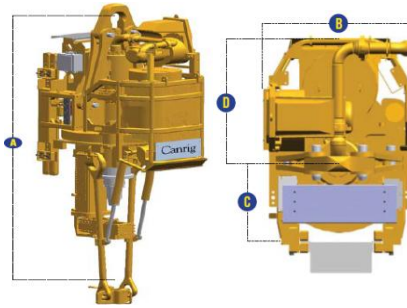
1200 nominal HP, 500 ton capacity

##### 1275 AC

1200 nominal HP, 750 ton capacity

Fuente: [www.canrig.com](http://www.canrig.com)

Figura 56. Esquema para las dimensiones del Top Drive (Cuadro 6)



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

### Características y beneficios

- **Swivel integrado:** elimina las fallas por fatiga asociadas con las roscas en las conexiones.
- **Impulsado por torque hidráulico:** rotación continua por encima de las 5 RPM.
- **Cojinetes de amortiguación para el empalme y compensación avanzada en la rosca:** previene los daños de las roscas durante el enrosque y desenrosque de la tubería.
- **Guías de deslizamiento de polímero:** menos componentes, reduciendo el riesgo de la caída de objetos – mejor distribución de la carga.
- **Contador de balance:** duplica el efecto amortiguador de la sarta sobre un gancho convencional.
- **Sistema de guía wireline:** permite la entrada del wireline eficientemente.
- **Conexión directa al bloque viajero del equipo:** reduce la altura y el peso del sistema debido a la eliminación del gancho.
- **Freno de disco:** Permite infinitas posiciones para la orientación, y además de direccionar, proporciona un frenado de inercia.
- **Sello superior presurizado:** elimina el ingreso de fluidos de perforación dentro de la caja de cambios.
- **Control remoto del elevador incorporado para la orientación de la tubería y aseguramiento:** permite al perforador maximizar la eficiencia del manejo de tubería en la mesa.
- **Función de enlace de inclinación bidireccional:** permite realizar conexiones con la broca fuera del fondo.

#### 4.18 SUREGRIP CRT – HERRAMIENTA PARA CORRER CASING AUTOMATIZADA

Cuando se va a correr casing, los operadores necesitan reducir los costos de perforación aumentando la eficiencia y seguridad al instalar el casing. Como las operaciones en perforación son cada vez más automatizadas y los pozos se vuelven más complejos, la confiabilidad del equipo junto con las operaciones de seguridad y la integración del equipo han también de convertirse en importantes preocupaciones.

La llegada del SureGrip CRT, es una herramienta automatizada para correr casing que disminuye los costos de perforación, ayudando a superar las condiciones que se presentan en los pozos complejos. Esta tecnología de Canrig ha sido estratégicamente diseñada para direccionar muchas preocupaciones de los operadores, incluyendo:

- ***Eficiencia de la perforación:*** listo para correr casing en todo momento, ofreciendo mejores resultados al instalar casing en el fondo.
- ***Seguridad operacional:*** la tecnología automatizada reduce la manipulación manual, equipo y personal.
- ***Condición de tubería:*** mejora las condiciones de deslizamiento del casing debido a q se obtiene un control total de las operaciones.
- ***Integración del equipo:*** la unidad Suregrip de integra perfectamente con el top drive de Canrig. Todo esto es combinado con el reconocimiento en la industria de Canrig, líder en tecnología y servicio especializado para extender las capacidades de los top drive´s en fondo de pozo.

#### **Funcionamiento**

El CRT automatizado hace el trabajo de toda una tripulación, solo con el toque de un dedo del perforador u otro técnico de canrig especializado. Automatiza el proceso de recoger juntas de casing y embebiéndolas dentro de la sarta, reduciendo las necesidades de la manipulación manual, causa número uno en incidentes en los equipos. El CTR automatizado realiza la secuencia de las juntas para aplicarles luego el torque final de una forma precisa. Utiliza el top drive para aplicar torque y simultáneamente rotar, reciprocar y circular, fundamental para superar las condiciones problemáticas del agujero y obtener trabajos de cementación óptimos, previniendo la necesidad de acciones remediales costosas.

El CTR permite al personal del equipo centrarse en el proceso de instalación del casing dentro del hueco, mas no en el proceso de manipulación del casing para dejarlo listo para su viaje. La siguiente figura, muestra un SureGrip CRT.

Figura 57. SureGrip CRT



Fuente: [www.canrig.com](http://www.canrig.com)

### **Innovación para la seguridad**

Las innovaciones de canrig están diseñadas para mejorar la seguridad, y el SureGrip continua esta tendencia. La mejora más importante en el sistema de seguridad al usar el TCR es la reducción de la manipulación manual, equipo y personal requerido durante las operaciones de instalación de casing. Correr casing manualmente además resulta en riesgos relacionados a la cantidad de equipamiento requerido sobre el piso del equipo. Llaves del casing, spiders y otros equipos en la zona de trabajo, plantea riesgos tanto para la seguridad de la cuadrilla al manipular el casing y al trabajo elevado encima del piso del equipo.

Esto además requiere de una persona en la torre sobre la plataforma de acoplamiento para sentar el casing. El SureGrip combina todo lo necesario para correr casing en solo una pieza de maquinaria automatizada, eliminando equipos, trabajo en alturas y personal en posiciones inseguras.

### **Perfecta integración de equipos**

La nueva tecnología no debería presentar nuevos problemas. Como las operaciones de perforación cada vez son más automatizadas, añadiendo nuevos equipos para el proceso de perforación puede complicar las cosas innecesariamente. El CRT SureGrip no sólo hace corridas de casing más seguras, sino que lo hace también más fácil. Características principales:

- Diseñado para una instalación rápida, no requiere ninguna modificación a los equipos existentes.
- Integración perfecta con la tecnología probada del top drive fabricado por canrig.
- Integrado en una capacidad para el monitoreo del torque.
- Compatibilidad de accesorios con los catwalks de canrig, con controles integrados y software de rendimiento de la perforación.
- Basado en wireless (sin cable) basado en la tecnología por señal de satélite y PLC.

- Funciona con todas las plataformas canrig, sobre una pantalla HMI para un óptimo control de la perforación.

### **Ahorro de tiempo y dinero**

Aún antes de cualquier problema en el pozo, tal como zonas no consolidadas, la cuadrilla conoce que es necesaria la corrida de un casing en algún punto. Pero predecir cuando el pozo está listo para instalarle un casing es una ciencia inexacta. El SureGrip está listo cuando el pozo lo está, sin importar que tiempo y más aún los días de retraso en perforación. El CRT además ofrece opciones de tomas eléctricos y tarjetas para rangos de tamaños de casing, eliminando el uso de múltiples herramientas. Cuando se está listo para correr el casing, el SureGrip también los estará.

### **Preservación del casing**

El CRT usa un mecanismo único de agarre por medio de bolas y bolsillos para acoplar el casing. Si se realiza un tirón, este sistema se aprieta, asegurando el casing. Esta herramienta está hecha de tecnología innovadora, para distribuir de manera más uniforme la carga a través de cientos de bolas de acero inoxidable. El CRT minimiza el daño al casing y supera los límites técnicos y de carga de las tradicionales cuñas. La línea dentada de dientes son eliminados también, reduciendo la falla potencial en una reducción en la vida del casing en el pozo.

*Figura 58. Acople de agarre al Casing CRT*



*Fuente: [www.canrig.com](http://www.canrig.com)*

Con el SureGrip, podrá contar con un proceso de revestimiento más eficiente, seguro, menos dañino al casing y una mejor integración con el equipo existente. Correr casing nunca había sido tan seguro y eficiente.

### **Diferencia del CRT al método convencional**

- Reduce el costo de perforación, mejorando la eficiencia y seguridad al correr casing.

- Aseguramiento del casing en mejores condiciones que con las cuñas convencionales.
- Brinda al perforador un control total de todas las operaciones de revestimiento.
- Integración perfecta con el equipo existente.

*Figura 59. Herramienta SureGrip CRT en uso*



*Fuente: [www.canrig.com](http://www.canrig.com)*

## **5. CONDICIONES ACTUALES DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN COLOMBIA, PARA LA APLICACIÓN DE LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS EN PERFORACIÓN**

### **5.1 LA COLUMNA VERTEBRAL**

El taladro no es solo el factor clave para llevar a cabo una perforación exitosa sino que es el equipo más visible, costoso y ruidoso en un campamento petrolero.

Eduardo Arboleda, director de Desarrollo de Negocios de Pride, explica que son los equipos que más personal requieren en una operación petrolera. Una perforación promedio en Colombia requiere de un grupo de al menos 50 personas. Divididos en turnos, hacen parte de este equipo las cuadrillas de mantenimiento, el coordinador de taladro, los supervisores, los mecánicos y los ingenieros del área de perforación, de calidad o HSE.

El jefe de taladro o Tool Pusher es el segundo cargo en jerarquía en un proyecto de perforación, precedido únicamente por el Company Man o jefe de pozo, quien es el representante de la compañía operadora en el campo petrolero.

Las dimensiones de estos monstruos de acero son tales que solamente para trasladar de un lugar a otro en Colombia todos los componentes de un equipo de perforación son necesarios de 60 a 80 viajes de tractomulas.

Para desarmar un taladro de grandes dimensiones se pueden emplear entre 5 y 6 días. Los taladros son nómadas, van de un lado a otro según las necesidades de perforación. Así, el equipo que llevó a cabo la perforación de un pozo descubridor en la cuenca del piedemonte llanero colombiano hace un par de décadas, por ejemplo, puede estar hoy en México, en Arabia Saudita o en Rusia.

Alrededor de esta industria no existen las cábalas ni los antecedentes. “A la hora de contratar un equipo, una compañía operadora no pregunta por el número de pozos descubridores que haya logrado un determinado taladro, sino por su eficiencia operacional; lo que cuenta es el desempeño. Por eso, nuestra mayor atención está en el adecuado mantenimiento de los equipos y en el servicio que presta”, dice Carolina López, coordinadora de contratos y líder del Departamento de Negocios de Nabors Drilling. Por ser la columna vertebral de la perforación, los taladros representan, además, el mayor costo. Se estima que de la inversión total destinada a la perforación de un pozo, el equipo o



taladro demanda entre el 25 y el 45% del presupuesto. El costo de alquiler de un taladro varía según las dimensiones, pero oscila entre 20.000 y 40.000 dólares el día.

Por las tarifas poco competitivas que se pagaban, las condiciones de contratación y la baja actividad exploratoria, muchos taladros salieron de Colombia entre 1995 y 2003. Pese a los costos de movilización de un país a otro, las compañías perforadoras preferían ponerlos a trabajar en lugares lejanos antes que esperar a que fueran contratados a precios que estaban por debajo de los estándares internacionales o bajo contratos que no garantizaban una utilización a largo plazo.

Con la disparada en los precios internacionales del crudo, que llevan más de siete meses, por encima de los 55 dólares el barril, y el aumento en la actividad de perforación, las tarifas de alquiler de taladros se han ido recuperando internamente.

El costo de alquiler es directamente proporcional al tipo de equipo, el tiempo de permanencia en un proyecto y el tipo de pozo a perforar. Así, los pozos del piedemonte llanero que tienen una mayor complejidad geológica y que alcanzan profundidades superiores a los 15.000 pies, necesitan taladros superiores a los 2.000 caballos de fuerza (2.000 HP) que son los más difíciles de encontrar en el actual mercado nacional y mucho más en el internacional.

Para citar un ejemplo, en los trabajos de perforación del proyecto Gibraltar, que alcanzaron profundidades cercanas a 13.000 pies, se utilizaron taladros de Nabors con 2.000 y 3.000 HP y una capacidad de levante de más de 500 toneladas. En las programaciones de las compañías operadoras y de los gremios de la industria el principal déficit de equipos de perforación en Colombia está en la categoría de los taladros con capacidades superiores a 1.500 HP.

## **5.2 POZOS PROGRAMADOS VS TALADROS DISPONIBLES**

Los expertos de la industria coinciden en que por primera vez desde 1996 se presenta en Colombia el fenómeno de que hay más pozos programados para perforar que taladros disponibles.

“Nadie en el mundo quiere soltar un taladro. Continuamente estamos en comunicación con las empresas de perforación para que indaguen sobre equipos que puedan quedar libres en otros países y estudien si pueden traerlos bajo las condiciones del mercado colombiano”, dice Fredy Castaño, presidente de la Cámara de Servicios Petroleros (Campetrol).

Precisamente, en asociaciones como Campetrol y la Asociación Colombiana del Petróleo las autoridades del sector han encontrado un puente para ayudar a las compañías operadoras a superar la situación de déficit de estos equipos.

La situación es tal que varios proyectos de perforación están en una especie de lista de espera. Y en otros casos, se sabe de pozos programados para 2007 que han pedido su turno para utilizar un taladro con casi un año de anticipación.

Armando Zamora, director de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, dice que hay posibilidades de algunos taladros en Rusia y Bolivia, pero las compañías están evaluando el costo para mirar si resulta económicamente viable traerlos a Colombia. La necesidad de nuevos equipos es un hecho si se tiene en cuenta que la ANH ha anunciado la apertura de un esquema de rondas licitatorias para adjudicar varios bloques exploratorios en la última parte del año.

### **5.3 CAMPOS IMPORTANTES EN REVERSIÓN**

#### **5.3.1 Cupiagua y Cupiagua sur**

Ecopetrol asumió a partir de la medianoche del 30 de junio del presente año, la operación directa de los campos Cupiagua y Cupiagua Sur, ubicados en la promisorio llanura oriental de Colombia, en el municipio de Aguazul en el departamento de Casanare, una de las regiones de mayor prospectividad en Colombia. La parte norte del Campo Cusiana seguirá siendo operada por BP hasta el 2016. Ambos campos producen 26.000 barriles diarios de petróleo y unos 140 millones de pies cúbicos de gas al día y BP ha trabajado en ellos casi tres décadas. Cusiana y Cupiagua fueron descubiertos en la década de 1980 y han sido el mayor hallazgo petrolero de esta nación andina, con reservas inicialmente estimadas en unos 1.300 millones de barriles. La reversión de los campos construirá al logro del objetivo de la firma de aumentar anualmente en un 12 por ciento su nivel de producción diaria hasta el 2015.

En el 2010, Ecopetrol prevé inversiones por 28 millones de dólares en la perforación de un nuevo pozo en Cupiagua y ejecuta inversiones cercanas a los 284 millones de dólares en la ampliación de la capacidad de tratamiento de gas en 70 millones de pies cúbicos por día. Ecopetrol proyecta la construcción de una nueva planta de gas en el campo Cupiagua con una capacidad inicial de 140 millones de pies cúbicos y con una proyección final de 210 millones de pies cúbicos.

### **5.3.2 Castilla y Chichimene**

Hace 10 años (03 agosto de 1997 aprox.), Ecopetrol recibió el manejo directo de los campos petroleros de Castilla y Chichimene, una vez finalizó el contrato de asociación que regía con la Chevrom Petroleum Company desde 1975.

Según Ecopetrol, en estos 10 años, los campos de Castilla y Chichimene han logrado multiplicar 5 veces su producción, la cual pasó de 25 mil barriles diarios en el 2000, a 125 mil barriles diarios a la fecha. Estos 2 campos petroleros son de vital importancia para el país, dado que representan aproximadamente el 25% de la producción directa de crudo de Ecopetrol, donde se espera que el campo de Castilla, produzca 200 mil barriles de petróleo en el 2013.

Para la Unión Sindical Obrera, la situación de Ecopetrol con la reversión de estos campos mejoró muchísimo, pero las ganancias obtenidas no se han visto reflejadas en su mayoría a los trabajadores y a la comunidad del departamento del Meta. En vez de contratar trabajadores a término indefinido, Ecopetrol viene aplicando políticas de precarización, contratando a través de intermediarios, con el fin de evitar el pago de la convención colectiva a más empleados.

Una de las grandes reivindicaciones de la USO, es ver que Ecopetrol tenga la reversión de todos los campos petroleros que en estos momentos estén con contrato de asociación, pero sobre todo, que la Empresa Colombia de Petróleos vuelva a ser totalmente de los colombianos.

## **5.4 ESTRATEGIA ACTUALES DE ECOPETROL**

### **5.4.1 Reactivación de campos maduros**

Ajustes en la política petrolera en los últimos seis años, que van desde modificaciones al esquema de regalías por un sistema variable, la vinculación de socios estratégicos para el desarrollo de campos maduros como en los campos La Cira – Infantas, Casabe y Tibú, y la creación de incentivos a la inversión extranjera a la luz de la reforma tributaria, hacen parte del paquete de medidas que el gobierno colombiano ha impulsado por incrementar las actividades de exploración y producción en el país. “La reforma tributaria contempla un estímulo como una posibilidad de descuento en el año fiscal siguiente o la posibilidad de llevarla en el tiempo. Son medidas que claramente van en beneficio de los campos maduros”, manifestó Julio César Vera, director de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y

Energía, quien aseguró que en el Plan de Desarrollo se están contemplando medidas adicionales que beneficien los proyectos de recuperación secundaria y terciaria en este tipo de campos, ya que se requieren importantes recursos de capital para financiar estos proyectos

A diciembre de 2005, las reservas alcanzaban los 1.453 millones de barriles, la mayoría de ellas concentradas en campos hoy catalogados como maduros, algunos de ellos con más de 70 años de historia de producción.

Frente a este panorama, Ecopetrol ha hecho esfuerzos importantes sobre sus campos maduros, que hoy día han logrado sostener la producción total del país en un promedio de 527 mil barriles por día, frente a una meta de 510 mil barriles.

En la actualidad la producción de yacimientos importantes como Cusiana - Cupiagua ha disminuido progresivamente, en tanto que en los campos de Ecopetrol se ha incrementado: en junio de 2005 los campos de Ecopetrol producían 129 mil barriles por día y un año después generaban un promedio de 154.700 barriles. Este incremento es el producto de varias acciones que van desde la simulación de yacimientos y aplicación de nuevas tecnologías, que le permiten estar por encima de la meta esperada. Parte de la estrategia incluyó proyectos como La Cira – Infantas, emprendido en asocio con Oxy, que a diciembre mantiene una producción de 7.340 barriles, con un incremento de más de 40% respecto a 2005. El campo Cantagallo, también en el Valle Medio del Magdalena, triplicó su producción en tres años, al pasar de 4.000 barriles a más de 12 mil.

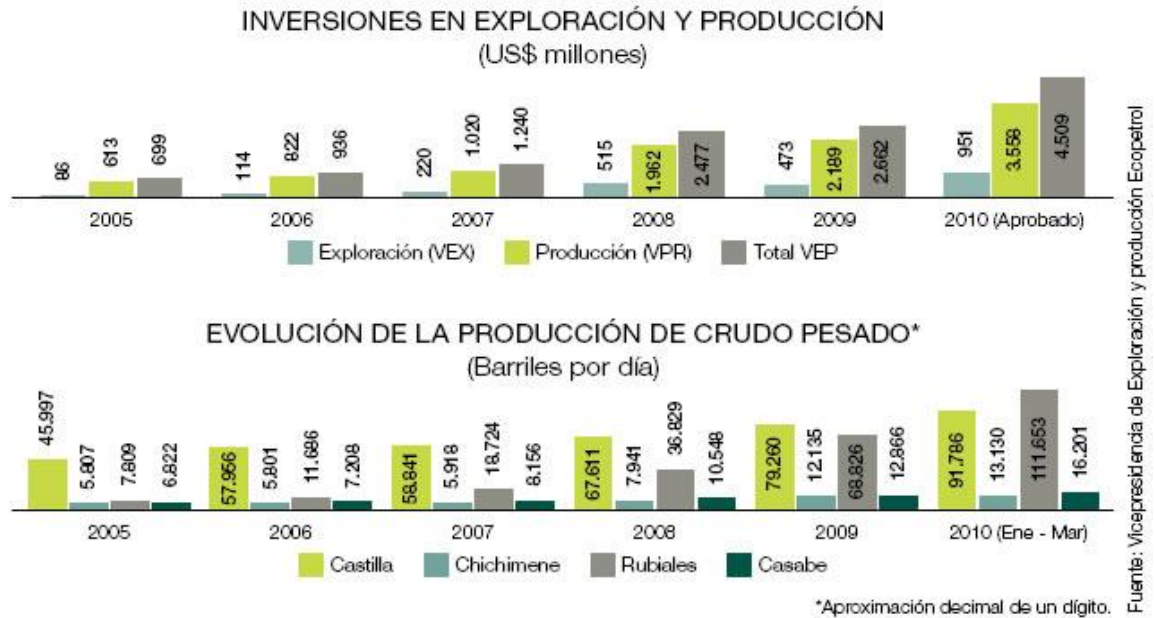
Castilla, es otro ejemplo, esta vez con crudo pesado, el cual pasó de 21 mil barriles a casi 60 mil bpd. Por su parte, el campo de Casabe ha mostrado importantes aumentos de la producción en los últimos años al pasar de 5.000 barriles en promedio diarios en 2003 a 7.800 barriles diarios a finales de este año. En solo 2006 se han perforado allí 19 pozos.

#### **5.4.1.1 Los maduros del Magdalena Medio**

Aunque los llaman viejos, e incluso entre ellos se encuentra el primero y más antiguo en Colombia, La Cira-Infantas, los campos maduros no han perdido su atractivo y por el contrario juegan un papel fundamental a la hora de aportar barriles para alcanzar la meta. La mayoría tiene sede en el Magdalena Medio. Son 43 campos, de los cuales 28 son operados directamente por la empresa y 15 más en operación asociada. En 2009 contribuyeron con cerca del 16% de la producción total de Ecopetrol, lo que equivale a más de 77 mil barriles por día. Los tres más grandes son: Yariguí, con una producción de 12 mil

barriles de petróleo por día (kbpd); Casabe, con 17 kbpd aproximadamente y La Cira-Infantas con 25 kbpd.

Figura 60. Inversiones en Exploración y Producción en Millones de Dólares



Fuente: [www.ecopetrol.gov.co](http://www.ecopetrol.gov.co)

Todos estos campos recibirán inversiones por US\$660 millones en 2010. “Los resultados obtenidos en los campos maduros obedecen a los planes de desarrollo de largo plazo, a las evaluaciones para el recobro secundario y al uso de tecnologías de estimulación”, señala Héctor Augusto Castaño, gerente de la regional Magdalena Medio.

Castaño explica que este año se profundizarán las tareas de recuperación de crudo en Tisquirama, La Cira-Infantas y en Casabe y Casabe Sur para sumar más y más barriles. La meta de todos los campos maduros de esa región de Colombia es alcanzar una producción de 88 kbpd en 2010.

### 5.4.2 Estrategia integral

Acompañado de las campañas de perforación (más adelante mencionadas), Ecopetrol concentrará sus esfuerzos en dos estrategias de crecimiento:

- La primera consiste en optimizar el factor de recobro en campos maduros con una inversión cercana a los 415 millones de dólares, destinados a fortalecer capacidades técnicas y de incorporación de tecnología, focalizar acciones en los campos de mayor materialidad e identificar y seleccionar socios con conocimiento y tecnología cuando se requiera. Estos esfuerzos enfocados en los campos maduros permitirán incrementar las reservas probadas en campos como Cantagallo, Casabe, Catatumbo, Cravo Norte, La Cira-Infantas y Tenay, entre otros.
- La segunda es desarrollar el potencial de crudos pesados, aumentando reservas comerciales y maximizando posibilidades en campos actuales como Nare, Castilla, Chichimene, Apiay, Rubiales y Cocorná, para lo que se tiene previsto una inversión de 309 millones de dólares.

Se ejecutarán, de esta manera, 118 proyectos en operación directa, 23 en campañas de perforación y 95 en proyectos de disminución de costos de operación, optimización de facilidades, ambientales, etc.

#### **5.4.3 Aumento de la producción de petróleo en el país a 1 millón de barriles/d para el 2015**

La producción de Ecopetrol arrancó 2010 como una locomotora. Todo indica que a diciembre rozará los 650 mil barriles equivalentes por día. Esto, sumado a las excelentes noticias que, en cuanto a reservas, fueron reveladas a comienzos de año, ha llevado a fijar nuevas metas volantes en la carrera por el millón de barriles.

En el primer trimestre del año Ecopetrol (sin incluir filiales) produjo 553 mil barriles de petróleo equivalente día (Kbped), lo que significó un incremento del 21% en comparación con el primer trimestre del 2009. La producción del Grupo Empresarial también continuó creciendo y alcanzó un volumen de 586,4 Kbped; un alza de 27% en comparación con el mismo trimestre de 2009, de acuerdo con la revelación de resultados de la empresa del pasado lunes 26 de abril. El refrán popular que reza “la más larga caminata comienza con un paso” se queda corto a la hora de aplicarlo a los logros alcanzados por Ecopetrol en materia de producción de petróleo y gas al finalizar el primer trimestre de 2010.

En enero, la empresa había superado ya la meta fijada en principio para 2011, al alcanzar una tasa de extracción de crudo y gas de 550.527 barriles equivalentes por día (bped). Así, el crecimiento del 12% previsto para este año se da hace rato por descontado. De ese total de barriles producidos en enero, 450.062 correspondieron a crudo y 100.465 barriles a gas equivalente.

*Figura 61. Aumento de la Producción de Ecopetrol, con más campos produciendo*



*Fuente: [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)*

La buena nueva, que cae como anillo al dedo para acercarse aún más al objetivo de producir un millón de barriles equivalentes en 2015, es fruto del arduo trabajo adelantado en dos frentes que podrían considerarse las nuevas estrellas del escenario petrolero nacional: campos maduros y crudos pesados.

Como precisa Héctor Manosalva, vicepresidente de Producción: “Estos incrementos en la producción han estado asociados a la optimización, al redesarrollo de los campos maduros, e igualmente a la incorporación de procesos de recuperación secundaria, a través de proyectos de inyección de agua, fundamentalmente en los campos maduros”. Pero este incremento en la producción también ha estado acompañado de un aumento en las reservas probadas de hidrocarburos, que son la materia prima para que el negocio siga creciendo hacia el futuro.

Y como un reto superado implica el establecimiento de uno aún mayor, la nueva meta volante que se ha impuesto la empresa es que en diciembre de 2010 Ecopetrol tendrá que estar produciendo alrededor de 650 mil bped: unos 530 mil barriles de petróleo y 121 mil barriles de gas.

Para lograr esos 100 mil barriles adicionales la empresa debe perforar más de 600 pozos de desarrollo y utilizar US\$3.558 millones de sus recursos aforados. Es decir, el 46% del presupuesto de inversiones de la empresa previsto para 2010, que asciende a US\$6.925 millones.

Los campos Castilla o Chichimene, de la operación directa, y Rubiales, de la operación asociada, que hoy por hoy representan las piedras angulares sobre las cuales Ecopetrol está edificando su estrategia para incrementar la producción hasta conseguir el millón de barriles en 2015. Esos dos campos han sido clave en el logro anticipado de las metas volantes hasta ahora fijadas.

“Hemos venido desarrollando una campaña de perforación bastante agresiva en los campos de crudos pesados, particularmente en Castilla y Chichimene. De manera conjunta con la compañía Pacific Rubiales hemos hecho lo propio en el campo Rubiales. Todo esto ha permitido un crecimiento del 34% en la producción de crudos pesados, al pasar de 109 mil barriles por día en 2008 a una producción promedio de 146 mil barriles para el 2009”, explica Héctor Manosalva.

En este aspecto ha jugado un papel protagónico la aplicación de nuevas tecnologías, que han permitido obtener información sobre mayores volúmenes de aceite en el subsuelo y han proporcionado una visión de desarrollo más ambiciosa de los campos actuales. De esta manera, Ecopetrol está llegando a nuevos horizontes petrolíferos que anteriormente habrían sido una utopía.

Gracias a ese esfuerzo, en Chichimene se han perforado más pozos de delimitación, ampliando los límites del yacimiento, incrementando el área de contacto y disminuyendo los tiempos de incorporación de la producción. De esta forma, Chichimene pasó de producir 3.000 bpd a 17 mil bpd en los primeros meses del año. La meta es que en diciembre de 2010 esté produciendo cerca de 40 mil bpd y para finales de 2012 esté en un nivel de 100 mil bpd.

En el campo Castilla, en Meta, Ecopetrol ha venido desarrollando análisis geológicos y geofísicos de los yacimientos que le han permitido tener una visión más amplia e incrementar la producción de 65 mil a 100 mil bpd. Pero el plan de desarrollo es obtener una tasa cercana a los 120 mil bpd en el ocaso de 2010 y de 150 mil bpd en 2011.

El valor agregado de este proceso es que Castilla se convertirá en modelo nacional para la disposición de aguas provenientes de la producción de crudo. La razón es que este año se tiene previsto utilizar 80 mil barriles por día de agua tratada después de haber sido utilizada en la extracción de crudo, en un proyecto de riego y de ganadería intensiva en un área de 46 hectáreas que Ecopetrol está acondicionando. Para establecer el beneficio de una iniciativa de este tipo basta recordar que Castilla está en los Llanos Orientales de Colombia, una región con vocación agrícola y ganadera

### **Caso Casabe**

Uno de los campos maduros que está dando mucho de qué hablar es Casabe. Descubierta en 1941 y localizado en el departamento de Antioquia, en límites con Santander, este campo que producía 5.250 barriles de petróleo por día (bpd) en 2003, alcanzó en 2010 los



17.048 bpd; pero eso no es todo: el propósito es que llegue a 25 mil bpd al finalizar este año y a los 30 mil bpd en 2011.

Casabe es un caso bien particular. En ese campo, Ecopetrol desarrolló en la década de los 80 un proyecto de recuperación secundaria que no dio los resultados esperados, lo que llevó a la empresa a estudiar la posibilidad de diseñar un plan de abandono, algo así como un ‘apague y vámonos’.

*Figura 62. El equipo de producción de la regional central de Ecopetrol está trabajando para que el Campo Castilla produzca 150 mil bpd en 2011.*



*Fuente: [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)*

Sin embargo, la aplicación desde el 7 de mayo de 2004 de nuevas tecnologías y procesos de aproximación a este tipo de campos, gracias a la alianza Ecopetrol-Schlumberger, significó una segunda oportunidad para Casabe. Otros campos maduros también han contribuido con su granito de arena a los mejores resultados. Yariguí- Cantagallo, con más de 40 años de vida, por ejemplo, está produciendo 12 mil bpd, mientras que hace seis años apenas alcanzaba los 4.800 bpd. En su época dorada, a mediados de los 60, este campo llegó a producir 20 mil bpd.

#### **5.4.4 Incorporación de reservas**

Para una compañía como Ecopetrol, que tiene operaciones en exploración y producción, las reservas son la materia prima o la fuente sobre la cual se desarrolla su actividad de negocio. La razón es que en la medida que haya un holgado inventario del insumo, hay la posibilidad de obtener unos volúmenes importantes de producción. Dicho de otra forma, si no se incorporan reservas, sencillamente la producción entra en una curva de descenso hasta la extinción de la empresa. En el caso de Ecopetrol y sus filiales (es decir, del Grupo Empresarial), al cierre de 2009 las reservas contabilizadas con el estándar técnico, y teniendo en cuenta los precios de la Securities and Exchange Commission (SEC), fueron de 1.878 millones de barriles de petróleo equivalente (Mbpe), lo que representó un incremento

de 35,5% frente a los 1.385 Mbpe de 2008. Lo más interesante de todo este proceso fue que el 98% de las reservas de Ecopetrol fueron auditadas, un puntaje excepcional en la industria.

El otro aspecto para destacar es que un incremento de más del 30% de las reservas no se registraba en Colombia desde la década de los 90, cuando se incorporaron los hallazgos del Piedemonte Llanero. Las compañías especializadas que se encargaron de hacer esta auditoría fueron Gaffney, Cline & Associates, Ryder Scott Company y Degolver and McNaughton.

Para que los volúmenes de hidrocarburos puedan ser considerados como reservas deben tener una viabilidad económica en el tiempo y la cuantificación de estos volúmenes involucra cuánto es el costo de la inversión para poderlas extraer, cuánto es el costo para poderlas operar y cuántos son los costos asociados para hacerlas económicas.

Una variación en el precio del petróleo hace que las reservas, las cuales se auditan cada año, puedan cambiar sin que hayan variado los volúmenes de hidrocarburos de los yacimientos. Es decir que si el precio está muy alto, las reservas van a crecer porque los límites económicos se extienden en el tiempo; si por el contrario, el precio es muy bajo, no habrá oportunidad de sacar esos volúmenes, no son comercialmente viables, e inmediatamente disminuyen.

#### **5.4.4.1 Proyecto exploración sin fronteras**

Con un ojo en la mira de nuevos proyectos en el Piedemonte llanero, el Magdalena Medio, y otras oportunidades de negocios fuera del país, Ecopetrol refuerza su estrategia de adicionar nuevas reservas.

Así, como parte del nuevo marco estratégico de la empresa, los ojos de estos expertos en la compleja geología colombiana comenzaron a traspasar los límites geográficos y no es extraño que se orienten al estudio de algunas de las 85 cuencas sedimentarias más prospectivas que existen en Suramérica. Sobre varias de ellas se enfocarán los esfuerzos exploratorios que ya se iniciaron en noviembre de 2006 con el bloque Tulcano, al noroccidente de Brasil, y continuaron a mediados de julio con la obtención de un bloque exploratorio en una de las cuencas más promisorias de Perú.

Para el año 2008, el objetivo era conseguir al menos otros dos nuevos negocios internacionales, ya sean de exploración, de producción o la compra de reservas. Estas

actividades le aportaron en 2009 nuevas reservas del orden de los 40 millones de barriles de petróleo, ya sean en Colombia o en el exterior. Esa búsqueda de la internacionalización va acompañada de una Intensa actividad en Colombia. La meta es alcanzar una producción propia de 550 mil barriles diarios equivalentes de petróleo hacia 2011.

El plan de acción a seguir en 2007 definió una campaña en territorio colombiano que abarca la perforación de al menos trece pozos exploratorios de manera directa y otros 13 en asociación, y la adquisición de 3.850 kilómetros de sísmica equivalente, de los cuales 3.000 kilómetros equivalentes son de manera directa.

Desde hace casi dos décadas Ecopetrol no registraba la perforación de tres pozos exploratorios de manera simultánea. Zulia Profundo-1, Zeus 1 y Lisama Norte 1P buscan juntos en estos momentos reservas por más de 250 millones de barriles en el norte y centro del país. Estos tres pozos, sumados a Gibraltar 3, que comenzó perforación en junio, hacen parte de la apuesta más importante que tiene Ecopetrol de manera directa en cuanto a número de reservas potenciales.

En total, son 15 pozos exploratorios (entre A3, A2 y A1) que tiene previsto perforar Ecopetrol con inversión directa en 2007, lo que representa más del triple de lo hecho en 2006. Junto con los contratos de asociación, la meta es perforar 26 pozos de esta categoría.

Zulia Profundo es un pozo localizado en la cuenca Catatumbo que busca probar hidrocarburos en el bloque Río Zulia perforando a unos 15.500 pies de profundidad para alcanzar su objetivo principal: el grupo Uribante. El pozo Zeus-1 está localizado en el Valle Medio del Magdalena y alcanzará un profundidad total de unos 18 mil pies hasta llegar a la formación Esmeralda – La Paz, en la cual los geólogos estiman la presencia de hidrocarburos. Este pozo es perforado en asociación con Ramshorn. Lisama Norte 1P también se localiza en el Valle Medio del Magdalena y persigue la formación Lisama, a una profundidad de 11 mil pies aproximadamente. Gibraltar 3, en el Piedemonte Llanero, perforará una escama intermedia de la formación Mirador, más abajo del hallazgo de gas y condensado registrado por Ecopetrol en 2003.

También se buscan nuevas reservas de crudos pesados en el Valle Medio del Magdalena y Putumayo, reactivando la exploración en áreas donde Ecopetrol cuenta con operaciones. Entre ellos está Cantagallo, un campo que ha triplicado su producción en los últimos años la puerta de entrada para delimitar el potencial de crudos pesados que se vislumbra en esta región. Allí, recientemente Ecopetrol y Shell se unieron para iniciar la exploración de este bloque. De acuerdo con los planes establecidos en el contrato, en 2008 se estaría perforando el primer pozo, previa la realización de actividad sísmica.

#### **5.4.5 Crudos pesados**

En miras de la nueva era de los crudos pesados, Ecopetrol intenta explorar nuevas reservas de crudos pesados en el Valle Medio del Magdalena y Putumayo, reactivando la exploración en áreas donde Ecopetrol cuenta con operaciones. Entre ellos está Cantagallo, un campo que ha triplicado su producción en los últimos años y que podría contener reservas nuevas por adicionar. A su turno, el Valle Medio del Magdalena ofrece nuevas oportunidades en el Cretáceo, una nueva frontera exploratoria que está en el portafolio de Ecopetrol desde hace un par de años y que el pozo Cagüí-1 logró probar en 2004.

Este tren exploratorio que se visualiza en el mapa de los geólogos podría contener recursos adicionales, en un lugar en donde hasta ahora sólo se produce desde formaciones del Terciario. Y siguiendo el recorrido por la geografía colombiana, al norte está el Valle Inferior del Magdalena, una cuenca relativamente inexplorada y en donde se encuentra localizado uno de los depocentros más grandes del área, formado hace millones de años por las entradas del mar al territorio continental y por el levantamiento de la Sierra Nevada de Santa Marta, una de las elevaciones más altas del mundo ubicadas cerca al mar. El río Magdalena estuvo aportando cargas importantes de sedimentos en los últimos millones de años, que según los geólogos son materia prima para la formación de hidrocarburos. Allí el campo El Difícil, en el departamento del Magdalena, comprueba la presencia de hidrocarburos y que con la adquisición de la sísmica Perdices y estudios regionales, han ampliado el conocimiento geológico de este sector que busca explorar Ecopetrol.

#### **5.4.6 Proyecto de perforación Offshore en el Mar Caribe**

En los próximos días se comenzará a escribir un nuevo capítulo de la centenaria historia petrolera de Colombia con la firma del contrato, entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y el consorcio integrado por Ecopetrol, Petrobras y ExxonMobil, para explorar costa afuera en busca de potenciales yacimientos de hidrocarburos en el mar Caribe. La firma de este contrato, que otorga derechos sobre un bloque de 4,46 millones de hectáreas, no solo abre la puerta a la más ambiciosa exploración puesta en marcha en los últimos 25 años en las aguas del mar Caribe colombiano, sino que constituye una de las movidas empresariales más significativas del nuevo milenio, como quiera que podría implicar inversiones conjuntas cercanas a los US\$60 millones en los próximos tres años.

Con esta agresiva movida, Ecopetrol atrajo a dos de los más importantes pesos pesados del negocio –ambas hacen parte del ranking de las 15 petroleras más grandes– y a los más experimentados conocedores de la exploración en aguas profundas y ultraprofundas en las diferentes cuencas marinas del mundo.

En principio, las multinacionales brasileña y norteamericana cuentan con el 80% de los intereses en el bloque (40% cada una) y el restante corresponde a la participación de Ecopetrol. Sin embargo, no se descarta que durante la fase de exploración contractual que se inicia este agosto se pueda unir alguna otra interesada en el área. La protocolización del contrato prevista para los próximos días es el banderazo oficial de una exploración que, de todos modos, no arranca de ceros.

En efecto, desde el año pasado Ecopetrol vislumbró una interesante oportunidad de negocio en el offshore, y emprendió acciones para documentar ese gran bloque, inicialmente bautizado como Tayrona, localizado entre Islas del Rosario, Cartagena y el Cabo de la Vela, en La Guajira. Desde finales del año pasado la empresa se lanzó a hacer sus primeros avances en el sector de Bahía, un segmento del gran bloque adjudicado ahora para explorar con Petrobras y ExxonMobil.

En Bahía, contrató el Western Patriot, un barco de bandera panameña, especializado en adquisición sísmica, que se encargó de desarrollar un programa que contemplaba correr 1.100 kilómetros cuadrados de sísmica tridimensional y adquirir 3.233 kilómetros lineales de gavimetría y magnetometría.

## **5.5 CASTILLA – CHICHIMENE: CAMPOS DE PROSPECCIÓN PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE EQUIPOS FAST MOVING**

La falta de capacidad de los taladros existentes actualmente en las empresas de perforación petrolera en Colombia, para la realización de la perforación extendida multi-pozos tipo “CLUSTER”, impide el aprovechamiento de yacimientos productivos e interesantes ya existentes y nuevos, dependiendo del caso en que se requiera, pues esto afecta directamente el desarrollo de nuevos proyectos al máximo en este sistema, limitando la perforación vertical en el mayor número de pozos en distancias mínimas requeridas. Para esto, a partir de 2009, se empezaron a implementar nuevos equipos de perforación, los cuales no solo generan una mayor producción de un campo productivo, sino también crean un ambiente de trabajo mucho más seguro, así como un riesgo ambiental mucho menor, lo cual genera una mayor ganancia para la empresa, en un menor tiempo de operación y desarrollo, pues los campos que empezaron a utilizar los equipos “CLUSTER”, han aumentado su producción en el menor tiempo posible. Aunque esto se ve incrementado, aun no ha sido posible la instauración de los equipos de última tecnología “FAST MOVING”, que hacen que los campos Colombianos generen una mayor eficiencia, desde el momento en que se empieza a perforar, hasta el momento en que se empieza a producir.

Con esto, cabe notar que los campos en donde Ecopetrol fijo su visión para estos proyectos, fueron los campos Castilla y Chichimene, dos de los campos que mayor están dando

producción en Colombia. Dentro de esta los campos Castilla y Chichimene, ubicados en jurisdicción de los municipios de Castilla La Nueva y Acacías, respectivamente, se constituyen en la principal apuesta de Ecopetrol para dinamizar la producción nacional de crudo en el presente año. Allí se invertirán U\$1.236 millones de dólares, se perforarán 110 pozos nuevos y se cimientan expectativas de producción de crudo superior a 120.000 barriles promedio diarios. A esta inversión se suman los otros U\$358 millones de dólares que se destinarán para fortalecer la infraestructura de la Superintendencia de Operaciones Apiay, ubicada en jurisdicción de Villavicencio. Entre ambas representan el 23 por ciento del plan completo de inversiones de la petrolera colombiana en el presente año, que asciende a U\$6.925 millones de dólares.

La dimensión de lo que significan los yacimientos metenses dentro de la política petrolera nacional de Ecopetrol, se nota mucho más al examinar la cifra destinada en el 2010 para labores de producción. Del total nacional presupuestado para producción, que es de U\$3.558 millones de dólares, en territorio metense se invertirá el 44,8 por ciento, es decir, U\$1.594 millones.

Otras cifras dejan también ver el impacto de la inversión en los campos Castilla y Chichimene. Solo en el 2010 Ecopetrol perforará en ambos 110 pozos, casi los mismos que existían hace diez años, cuando en el 2000 la compañía asumió la operación de los campos tras vencerse el contrato de la Chevron Petroleum Company y habían 113 pozos.

Por otro lado, la producción de la Superintendencia Castilla-Chichimene (113.000 barriles) representa el 24 por ciento de la producción total directa de Ecopetrol en el país, que está en cerca de 460.000 barriles promedio diario.

Mientras tanto, sumada la producción de la otra Superintendencia en el Meta (Apiay) (22.000 barriles) la participación sube al 30 por ciento; y con las expectativas de crecimiento en la extracción de crudo existente en los campos Castilla y Chichimene para el 2010 esa cifra seguirá en aumento.

Desde 1975, cuando se declaró la comercialidad del crudo de los campos Castilla y Chichimene, la operación estuvo a cargo de la Compañía Chevron Petroleum Company, hasta cuando en el 2000 lo asumió Ecopetrol. A partir de ese año la petrolera colombiana inició un estudio integrado del yacimiento con el fin de establecer su potencialidad y desde el 2001 se empezaron nuevas perforaciones de pozos y se invirtió en la modernización y desarrollo de la infraestructura de tratamiento y almacenamiento de crudo. Además, Ecopetrol trazó desde el 2004 un agresivo programa de perforación basado en los resultados favorables que arrojó el estudio de los yacimientos y que se reflejó en el incremento de la producción de crudo en los dos campos.

En el año 2000 la producción alcanzaba 26.000 barriles de petróleo promedio diarios (bppd), en el 2002 la cifra subió a 27.000 bppd, en el 2004 a 50.000 bppd, en el 2006 a 66.000 bppd, en el 2008 el aumento llegó a 66.000 bppd y a mayo 15 del 2010 la producción alcanzó 113.000 bppd.

### **5.5.1 Activos en la superintendencia Meta-Colombia**

Teniendo en cuenta lo presente, los activos que administra la Superintendencia de Operaciones Castilla-Chichimene son: Los campos Castilla y Chichimene, ubicados en un área de 23.422 hectáreas y en la cual se encuentran las estaciones Acacias, Castilla 1 y 2, y Chichimene; además de las termoeléctricas Ocoa y Suria, ambas ubicadas en jurisdicción de Villavicencio.

### **5.5.2 Estado de los equipos de perforación en el área de Castilla y Chichimene**

Los sistemas de skidding utilizados en el área de Chichimene son un poco antiguos y obsoletos para estos equipos de 1500 HP. El equipo de Nabors Rig 137, requiere una modificación y una adaptación, ya que este no puede hacer un pozo a menos de 50 ft porque la sub-estructura no cabe. Además el Rig 137 para hacer los cluster, se debe desarmar completamente para colocarlo atravesado haciendo esta movilización en tiempo record de 5 días. El Rig de Pexin 09 se moviliza con su sistema skidding en 1.5 días, siendo este un tiempo record con ese sistema que se le instaló. El cuadro 7, muestra el rendimiento que han tenido los equipos de perforación en estos campos.

Por lo tanto, UNIT DRILLING con el sistema de Skidding para un taladro de 1500 HP estará movilizando entre 4 a 8 horas máximo, porque esta es su especialidad. Los tanques de lodo, los motores las bombas y otros componentes se dejan montados en una plataforma sin movilizarlos con el fin de que el taladro se pueda mover para hacer 6 pozos cluster en línea recta con una distancia de 30 ft entre pozos; además con este sistema se mueve el equipo en cualquier dirección...véase el cuadro...8.

### **5.5.3 Impacto social de las nuevas tecnologías en Colombia**

Según una entrevista que sostuvo nuestro director de tesis con el ex presidente de ECP Hernando Hernández sobre este tema de la aplicación de las nuevas tecnologías para el área de Chichimene y Castilla, es preocupante que cada vez sea menor el número de personas en un taladro de perforación, a lo que el señor Hernando respondió: “han estado reunidos con las gerencias de ECP en todas las áreas y han venido sintiendo esto desde la refinería donde también existe una reducción en el personal. El sindicato ha sido consciente que estos

equipos vienen automatizados y no se requiere más personal y han aceptado estas aplicaciones sin afectar el desarrollo de los programas”.

*Cuadro 8. Rendimiento de los equipos en el área de Castilla, Chichimene y Apiay con sistema skidding.*

<b>RIG</b>	<b>RIG 137</b>	<b>PEXIN 09</b>	<b>PRIDE 23</b>	<b>PRIDE 24</b>	<b>PIONEER 303</b>	<b>NABORS 302</b>
H.P.	1500	1500	1500	1500	1500	2000 HP
LOCATION	CHICHIMENE	CHICHIMENE	CASTILLA	CASTILLA	CHICHIMENE	GUATIQUIA (APIAY)
MOBILIZATION BETWEEN WELLS	5 DAYS	1.5 DAYS	3 DAYS	5 DAYS	5 DAYS	8 DAYS
AREA OF LOCATION	300 FT X 300 FT	300 FT X 300 FT	300 FT X 300 FT	300 FT X 300 FT	300 FT X 300 FT	300 FT X 300 FT
TYPE OF RIG	SKIDDING	SKIDDING	SKIDDING	NO SKIDDING	NO SKIDDING	NO SKIDDING
DISTANCE MIN. BETWEEN WELLS	50 FT	30 FT	30 FT	30 FT	50 FT	65FT

*Fuente: Unit Drilling*

Ecopetrol, ACP, ACIPET, SENA y otros organismos trabajan en conjunto para conformar un centro de entrenamiento y profesionalizar los cargos con la aplicación de nuevas tecnologías.

Por ahora empresas como NABORS DRILLING, PETREX, PIONEER, y otras traen personal extranjero para la operación de estos equipos en los cargos de mayor responsabilidad y de esta manera entrenar al personal colombiano. En algunos casos el salario de algunos empleados de la industria es incrementado por la mayor responsabilidad. Algunos parámetros que se deben tener en cuenta son:

- Bachilleres.
- Formación en centros técnicos de perforación.
- Conocimientos de inglés.
- Entrenamiento específico en cada cargo.
- Centros de entrenamientos por regiones.
- Mano de obra calificada más competente.



## 6. CONCLUSIONES

- Las empresas operadoras de campos petroleros requieren modernizar sus equipos de perforación para incrementar la eficiencia en la producción, minimizar los costos del proyecto y disminuir los riesgos de HSEQ.
- La implementación de nuevas tecnologías en la perforación de pozos petroleros es un requisito cada día de mayor exigencia en Colombia y el mundo; con menores costos que el de los equipos convencionales, aportando un mayor beneficio al desarrollo de un proyecto determinado.
- Ecopetrol ha sido el mayor beneficiado en Colombia con el ingreso de equipos de nueva tecnología, ya que durante el año 2010 inició el proyecto de Chichimene-Castilla para el sistema multi-pozos, viendo reflejado en tan corto tiempo el incremento de la producción y la reducción de sus costos operativos.
- El país poco a poco entenderá el concepto de cambio de nuevas tecnologías y su importancia, ya que se ha visto la disminución de accidentes, contaminación de los motores de combustión, consumo de combustible, costos de movilización, días de operación, daños operativos, tiempo perdido y otras ventajas, que hacen de la innovación uno de los principales beneficios en la industria del petróleo.
- La reducción en la mayoría de los cargos operacionales y la respectivas funciones de cada uno de ellos, en un equipo de perforación de última tecnología Fast Moving, sería la siguiente:
  - Personal de patio: Se reduciría de 15 a 8 personas, ya que no están involucradas en el manejo de tubulares.
  - Cuñeros: Se pasaría de 3 a 2 personas, los cuales deben estar capacitados para manejo del Joystick y para control automático de las llaves de potencia ST-80 y/o cuñas automáticas.

- Encuellador: Una persona encargada del manejo de tubulares en el encuelladero de forma manual y/o automatizada, las bombas y el sistema de lodo.
  - Perforador: Capacitado para manejo de cabina automatizada, conocimiento de los parámetros electrónicos-digitales, y encargado del control de las operaciones de perforación, bajada y sacada de tubería, y Top Drive.
  - Supervisor: No cambia.
  - Tool Pusher: Igual que en el equipo convencional.
  - Superintendente: No cambia.
  - Company Man: Representante de la operadora.
  - Compañía de Servicios: Casino, cementación, fluidos, revestimiento, geología, etc.
- Con la nueva técnica de Pipehandling y BOPhandling, se garantiza a las compañías de servicio la reducción en la exposición del individuo al manejo de tuberías y dispositivos manualmente, logrando una disminución en los índices de accidentalidad del personal en el equipo, así como una disminución en la contratación de éste para la realización de procedimiento más seguros.
  - De acuerdo a las áreas productivas de los campos petroleros, el espacio usado para la perforación de 2 ó más pozos, se reduce de manera inminente, siendo los territorios comprados menores en costos y en trabajo operacional, mínimos en equipos de perforación usados y su desplazamiento, lo que genera un menor número de personal requerido.

## 7. RECOMENDACIONES

- Este documento se realizó con información suministrada por el director y la empresa Unit Drilling Corporation, lo cual cabe resaltar que la pesquisa planteada es relativamente parcial, debido a que compañías petroleras, manejan un tipo de inquisición confidencial, lo cual genera ciertos vacíos en el proyecto presentado. Por consiguiente, este documento queda abierto para posibles investigaciones futuras, para que en el momento en que se instalen los nuevos equipos de última tecnología Fast Moving, se pueda profundizar y adquirir mayor información acerca de estos equipos en Colombia.
- Con lo planteado anteriormente en el trabajo de grado, es recomendable que, debido a que el planteamiento que se hizo sobre las distintas compañías que diseñan equipos de nueva tecnología, no se puede crear una limitación en la investigación de estos solo en las compañías mencionadas, ya que actualmente son muchas las empresas que están surgiendo en cuanto a la fabricación de nuevos equipos y accesorios en la perforación.
- Incentivar a la Universidad Surcolombiana para que nuevamente se emplee el inglés técnico, enfocado en el área de petróleos, para que sea dictado como curso obligatorio o como un seminario, ya que la información registrada de las distintas empresas fabricantes, así como las compañías operadoras y prestadoras de servicio, es suministrada al público en el idioma inglés, siendo este el idioma universal en este mercado.

## BIBLIOGRAFÍA

- [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)
- [www.cabovolo.com](http://www.cabovolo.com)
- [www.unesco.org.uy/phi/libros/subterraguas/temas/captaciones/captaciones2.html](http://www.unesco.org.uy/phi/libros/subterraguas/temas/captaciones/captaciones2.html)
- [www.venturahydraulics.com/index.html](http://www.venturahydraulics.com/index.html)
- [www.offshoreurope.co.uk/ExhibitorLibrary/92/Skidding\\_3.pdf](http://www.offshoreurope.co.uk/ExhibitorLibrary/92/Skidding_3.pdf)
- [www.bardex.com](http://www.bardex.com)
- [www.canrig.com](http://www.canrig.com)
- [www.cepis.org.pe/bvsacd/scan/020867/020867-22.pdf](http://www.cepis.org.pe/bvsacd/scan/020867/020867-22.pdf)
- [www.googleearth.com](http://www.googleearth.com)
- [www.nov.com](http://www.nov.com)
- [www.univalle.edu/publicaciones/journal/journal19/pagina10.htm](http://www.univalle.edu/publicaciones/journal/journal19/pagina10.htm)
- [www.oilproduction.net/files/casing\\_drilling/casing\\_drilling\\_tesco.pdf](http://www.oilproduction.net/files/casing_drilling/casing_drilling_tesco.pdf)
- [www.industria-petrolera.blogspot.com/2009/06/nueva-tecnologia-coiled-tubing.html](http://www.industria-petrolera.blogspot.com/2009/06/nueva-tecnologia-coiled-tubing.html)
- [www.petrolnews.net/noticias-listado.php?ID=d89aaa9d85827cfe37744fca812a57f4&sec=1&desde=20](http://www.petrolnews.net/noticias-listado.php?ID=d89aaa9d85827cfe37744fca812a57f4&sec=1&desde=20)
- [www.scribd.com/doc/25003704/Perforacion-direccional-en-pozos-de-petroleo](http://www.scribd.com/doc/25003704/Perforacion-direccional-en-pozos-de-petroleo)
- [www.ecopetrol.com.co/especiales/carta\\_petrolera109/rev\\_actualidad.htm](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera109/rev_actualidad.htm)
- [www.scribd.com/doc/25003704/Perforacion-direccional-en-pozos-de-petroleo](http://www.scribd.com/doc/25003704/Perforacion-direccional-en-pozos-de-petroleo)
- [www.rigbuilders.com](http://www.rigbuilders.com)
- [www.nabors.com](http://www.nabors.com)

- [www.google.com](http://www.google.com)
- [www.veristic.com](http://www.veristic.com)
- [www.articulos-interesantes-vrf.blogspot.com/2010/01/hbyh-s2t2-el-pozo-con-el-que-comenzo-la.html](http://www.articulos-interesantes-vrf.blogspot.com/2010/01/hbyh-s2t2-el-pozo-con-el-que-comenzo-la.html)
- [www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show](http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show)
- [www.patdrilling.com](http://www.patdrilling.com)
- [www.gfzpotdam.de/portal/gfz/Public+Relations/M30Infomaterial/Druckschriften/GFZ-PR-Faltblatt-InnovaRig-en\\_pdf?binary=true&status=300&language=en](http://www.gfzpotdam.de/portal/gfz/Public+Relations/M30Infomaterial/Druckschriften/GFZ-PR-Faltblatt-InnovaRig-en_pdf?binary=true&status=300&language=en)
- Capital Equipment Sales Product Brochures – Top Drive Brochure PDF. [www.canrig.com](http://www.canrig.com)
- Capital Equipment Sales Product Brochures - **SureGrip™ CRT Brochure PDF**. [www.canrig.com](http://www.canrig.com)
- Capital Equipment Sales Product Brochures – **Commander™ Drawworks Brochure PDF**. [www.canrig.com](http://www.canrig.com)
- Capital Equipment Sales Product Brochures – **Power Catwalk Brochure PDF**. [www.canrig.com](http://www.canrig.com)
- Capital Equipment Sales Product Brochures – **Torq-Matic™ Brochure PDF**. [www.canrig.com](http://www.canrig.com)
- Capital Equipment Sales Product Brochures – **K-Box Suite™ Brochure PDF**. [www.canrig.com](http://www.canrig.com)
- Capital Equipment Sales Product Brochures **RIGWATCH™ Brochure PDF**. [www.canrig.com](http://www.canrig.com)
- Capital Equipment Sales Product Brochures **myWells Brochure PDF**. [www.canrig.com](http://www.canrig.com)
- 2007 Rig Fleet Catalog – **Advanced Drilling Accessories PDF**, Pag: 2 y 3.



## ANEXO A: GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN

### 1. CLASES DE PERFORACIÓN

#### 1.1 PERFORACIÓN COSTA AFUERA (OFFSHORE)

La perforación petrolera costa afuera es una técnica de extracción de petróleo, que permite a las compañías petroleras acceso a los depósitos de petróleo enterrados bajo el suelo del océano. Típicamente, los sitios de perforación mar adentro de petróleo se encuentran en la plataforma continental, a pesar de los avances en la tecnología de las plataformas de perforación han hecho aún más a la mar económica y físicamente posible. La figura No 1., muestra una plataforma petrolera para perforación offshore.

*Figura 63. Plataforma petrolera para perforación offshore*



*Fuente: [www.oilproduction.net/cms/index.php?option=com\\_content&view=category&layout=blog&id=77&Itemid=172](http://www.oilproduction.net/cms/index.php?option=com_content&view=category&layout=blog&id=77&Itemid=172)*

#### 1.2 PERFORACIÓN EN TIERRA (ONLAND)

Así como la perforación offshore, el sistema usado para perforar pozos en tierra es muy similar, con la diferencia de que la ubicación de este se realiza en tierra firme o costa adentro. Dicha ubicación sólo se instala y comienza a perforar cuando geólogos y geofísicos han acordado la locación más apta para la búsqueda de hidrocarburos en el subsuelo.

Por lo general, cuando se trata de actividades en tierra (ver figura 2), la locación a perforar está ubicada en algún sitio de difícil acceso, y hay que realizar importantes trabajos preparatorios antes de instalar el equipo. Casi siempre se deben construir los caminos de acceso, que muchas veces suponen la construcción de puentes y obras viales especiales, desmonte de selvas, o drenaje de pantanos. En algunos casos, todo el equipo de perforación se traslada en helicópteros de gran Porte hasta la locación previamente preparada.

Figura 64. Equipo de Perforación en tierra



Fuente: <http://www.hotsitespetrobras.com.br/petrobrasmagazine/Edicoes/Edicao56/es/internas/sondagem-terrestre/>

## 2. HISTORIA DE LA PERFORACIÓN

### 2.1 ORIGEN

La perforación en busca de recursos naturales no es un concepto nuevo. En el año 1100 dc ya se perforaban pozos de salmuera en china con profundidades de hasta 3500 pies, usando métodos similares a la perforación por percusión.

Cuando aparece la figura 3 de Edwin Drake, un personaje que llegó al mundo del petróleo por casualidad. Drake había trabajado durante casi toda su vida en los ferrocarriles de New Haven, donde había trabajado de oficinista, de agente de correos y de conductor de tren. En 1854 se había quedado viudo aunque tres años más tarde, en 1857, se había vuelto a casar, esta vez con una mujer que era 16 años más joven que él.

Ese mismo verano, con sólo 38 años de edad, Drake tuvo que dejar su trabajo en la compañía de ferrocarriles a causa de una enfermedad, aunque retuvo los privilegios que tenía como conductor, uno de los cuales era el de viajar gratis en tren. Según parece, este fue uno de los motivos por los que Townsend lo acabaría contratando a él. Townsend y Drake se habrían conocido por casualidad, en uno de sus muchos viajes en tren. Un día, cuando Drake ya estaba retirado, Townsend le ofreció la posibilidad de entrar en el negocio.

Drake no sabía nada de la extracción de petróleo, aunque tampoco es que mucha gente supiera mucho más en aquel tiempo. Tampoco sabía demasiado del mundo de los negocios, pero se había pasado la vida trabajando con sus manos y entendía cómo funcionaban las herramientas y sabía cómo usarlas. Así que en 1858 la Seneca Oil Company lo envió a hacer unas prospecciones petrolíferas a Titusville, Pensilvania.



Figura 65. Edwin Drake (a la derecha) delante de su pozo junto a Peter Wilson, farmacéutico de Titusville que le prestó dinero para acabarlo. Foto Pennsylvania Historical and Museum Commission, Drake Well Museum, Titusville



Fuente: <http://www.drillshop.com/hallfame/wellsite.html>.

Drake comenzó a perforar a la manera habitual, haciendo zanjas, pero fracasó. Así que decidió probar otro método, el que se utilizaba en las minas de sal. A Drake le costaría varios meses encontrar un hombre con experiencia en la perforación de pozos de sal, dispuesto a trabajar en su pozo. Para los pocos que sabían algo del petróleo, se trataba de una substancia que aparecía en los pozos de agua salada, pero perforar un pozo sólo para obtener petróleo les parecía ridículo.

Mientras tanto, Drake se había ido haciendo con todo lo necesario. Había comprado un motor de vapor para mover el taladro y había comenzado a construir el pozo en sí: la caseta de bombeo, una torre, un balancín y un volante pesado para subir y bajar el taladro. Drake comenzó a martillar la tierra para construir su agujero, el taladro rotatorio se inventaría mucho más tarde. Llevó un cierto tiempo atravesar las primeras capas de grava del terreno y cuando llegaron a los 5 metros de profundidad el pozo comenzó a derrumbarse. Sus ayudantes no tardaron en desesperarse. Fue en ese momento, cuando Drake encontró, por fin, a la persona que había estado buscando, un herrero con cierta experiencia en perforar pozos, “Uncle Billy” Smith, que accedió a trabajar a cambio de una generosa paga.

Smith descubrió que el agujero, situado muy cerca de un arroyo, se llenaba continuamente de agua. Primero, intentó bombear el agua, pero vio que era inútil. Finalmente, Drake y Smith se hicieron con una tubería de hierro fundido y la clavaron en el suelo, hasta más allá del nivel del arroyo. Según parece, Drake habría visto a mineros de sal de la cercana Tarentum colocar de manera similar una tubería conductora en sus pozos para evitar que se les vinieran abajo y extraer fácilmente el agua con sal. A través del tubo, se bajaba el taladro y así se evitaban los desprendimientos.

Utilizando este método, los hombres de Drake perforaron de manera incansable durante todo el verano, seis días por semana, el domingo era sagrado para Drake. La solución fue

eficaz para detener los derrumbamientos, pero el progreso de la perforación seguía siendo muy lento, apenas un metro por día.

Los curiosos comenzaron a acudir en masa a mofarse de la “*locura de Drake*” (ver figura 66), como llamaban al pozo, querían ver como progresaba aquel despilfarro en el que se desperdiciaban buenos y caros materiales. Al mismo tiempo, el Coronel Drake (título que el mismo se había otorgado para ganarse el respecto de la gente) comenzó a quedarse sin dinero y la propia Seneca Oil, cansada de esperar, lo abandonó a su suerte. Sin embargo, Drake no cejó en su empeño y continuó perforando con su propio dinero y con 500 dólares que había conseguido prestados de sus amigos y conocidos de la zona. No era mucho y era más que probable que Drake creyera que el fin estaba cerca.

El 27 de agosto de 1858 alcanzaron los 21 metros de profundidad. En ese punto, el taladro se topó con una grieta y los hombres de Drake prefirieron dejarlo todo por ese día. Todo el mundo esperaba que todavía fuera necesario perforar, como mínimo, 30 metros más. Sin embargo, a la mañana siguiente, antes de comenzar, “*Uncle Billy*” se sorprendió gratamente al comprobar que el petróleo brotaba de la tubería. En seguida, llamó a Drake y comenzaron a subir el petróleo con una bomba de mano. La noticia corrió como la pólvora, pero muchos aún se resistían a creerlo.

Algunos escépticos sostenían que había sido el propio Drake el que había echado el petróleo en el pozo, el equivalente a “ *echar sal a la mina*”. Otros, sin embargo, sí que creyeron y se apresuraron a comprar y a arrendar tierras en la zona para hacerse con el petróleo que había debajo.

Figura 66. Oil Creek (1865), donde estaba el pozo de Drake



Fuente: <http://articulos-interesantes-vrf.blogspot.com/2010/01/hbyh-s2t2-el-pozo-con-el-que-comenzo-la.html>

Había comenzado la Fiebre del Petróleo de Pensilvania. Los precios de las tierras se dispararon y los buscadores de fortuna llegaron. Había pozos por todos los lados. Entre todos, produjeron unos 4.500 barriles el primer año. En 1860, ya eran varios cientos de miles y en 1862 la producción alcanzó los 3 millones.

### **2.1.1 Origen en Colombia**

Los primeros registros históricos de la existencia de petróleo en Colombia se remontan a la conquista española, cuando las tropas de Gonzalo Jiménez de Quesada llegaron por el río Magdalena a La Tora, un caserío de los yariguíes situado en lo que hoy es Barrancabermeja. En los alrededores encontraron lugares donde manaba un líquido negro y aceitoso que los yariguíes utilizaban como recomfortante corporal, entre otros usos (ver figura ). Los españoles lo usaron a su vez para impermeabilizar las embarcaciones. Siglos después ese aceite vendría a ser la base de lo que hoy es la industria colombiana del petróleo.

Desde los albores del siglo XX, cuando se inició la explotación del petróleo en Colombia, la política que ha regido a esta industria ha tenido diversos y profundos cambios por parte de los distintos gobiernos, en sus esfuerzos por mantener una producción de petróleo que abastezca el consumo nacional y de paso exporte los excedentes que le generen recursos adicionales a la nación.

En la búsqueda y extracción de hidrocarburos Colombia ha pasado de un sistema de concesión a un contrato de asociación con variables como el Factor R. Hoy, cien años después de los primeros hallazgos comerciales de crudo, cuenta con un modelo de contrato de exploración y producción muy competitivo internacionalmente.

Así mismo, la administración de esos recursos no renovables pasó de una empresa industrial y comercial del Estado -la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol-, que durante 52 años se encargó de gestionar el mapa de tierras y las reservas de hidrocarburos en el país, a la Agencia Nacional de Hidrocarburos –ANH-, unidad especial del Ministerio de Minas y Energía.

La Empresa Colombiana de Petróleos pasó a llamarse Ecopetrol S.A. y se convirtió en una sociedad pública por acciones con tres órganos de dirección: la Asamblea General de Accionistas, la Junta Directiva y el Presidente.

#### **2.1.1.1 Las primeras concesiones**

Comercialmente, la historia del petróleo en Colombia comenzó en 1905, cuando el Gobierno Nacional firmó dos contratos de concesión:

*La Concesión De Mares*, llamada así porque fue firmada con un particular, Roberto De Mares, quien inició la extracción de petróleo en una gran extensión de terreno al sur de lo que hoy es el centro urbano de Barrancabermeja en el departamento de Santander.

*La Concesión Barco*, firmada con el general Virgilio Barco y localizada en la región del Catatumbo, en el departamento de Norte de Santander. Esa modalidad de concesión consistía básicamente en que el Estado cedía a particulares determinadas áreas de territorio para que los concesionarios adelantaran trabajos de exploración. A cambio se acordaba que recibieran unas regalías sobre la producción que obtuvieran, que oscilaban entre 7 y 14%.

La Concesión De Mares pasó después a ser propiedad de la Tropical Oil Company (conocida en esa época en Colombia como la Troco). En 1918 se descubrieron los primeros yacimientos bautizados como la Cira-Infantas, con reservas recuperables cercanas a 800 millones de barriles de petróleo y que aún produce algo de crudo.

### **2.1.2 Potencial petrolífero**

El potencial petrolífero (crudo y gas natural) de Colombia se estima en más de 47 mil millones de barriles de petróleo equivalente, distribuidos en 18 cuencas sedimentarias que abarcan un área de 1.036.400 km<sup>2</sup>. Alrededor de 82% de esa área sedimentaria se encuentra disponible para adelantar trabajos de exploración y explotación de petróleo y gas natural.

Las cuencas de mayor actividad exploratoria son las de los valles Superior y Medio del Magdalena, Catatumbo, La Guajira, cordillera Oriental, Putumayo y Llanos Orientales.

Los más importantes descubrimientos hechos en Colombia son los de La Cira-Infantas, en Barrancabermeja; Chuchupa, en La Guajira; Caño Limón, en Arauca; y Cusiana-Cupiagua, en Casanare.

Los centros de producción petrolera se encuentran en los departamentos del Meta, Casanare, Arauca, Santander, Antioquia, Bolívar, Boyacá, Huila, Tolima, La Guajira, Putumayo y Norte de Santander.

Cuadro 9. Reservas de petróleo en América Latina 2003-2007 (Miles de millones de barriles)

Regiones	2003	2004	2005	2006	2007
Venezuela	77,2	79,7	80,0	80,0	87,0
México	16,0	14,8	13,7	12,9	12,2
Brasil	10,6	11,2	11,8	12,2	12,6
Colombia	1,4	1,6	1,6	1,6	1,5
Ecuador	5,1	5,1	4,9	4,7	4,3
Argentina	2,7	2,3	2,0	2,0	2,6
Trinidad y Tobago	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8
Perú	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1
Otros S. y Centro América	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
<b>TOTAL</b>	<b>116,2</b>	<b>117,9</b>	<b>117,2</b>	<b>116,6</b>	<b>123,4</b>

Fuente: [www.bp.com](http://www.bp.com) y Ecopetrol

Cuadro 10. Producción de petróleo en América Latina 2003-2007 (Miles de barriles diarios)

Regiones	2003	2004	2005	2006	2007
Venezuela	2.554,0	2.907,0	2.937,0	2.824,0	2.613,0
México	3.789,0	3.824,4	3.759,7	3.663,0	3.477,0
Brasil	1.555,0	1.542,0	1.715,4	1.808,8	1.893,0
Colombia	541,0	526,0	526,0	529,0	531,0
Ecuador	427,0	535,0	541,0	545,0	520,0
Argentina	805,5	754,4	725,3	715,6	698,0
Trinidad y Tobago	164,0	152,0	171,0	173,6	154,0
Perú	92,0	93,9	111,5	115,6	114,0
Otros S. y Centro América	152,6	144,4	142,2	139,7	141,0
<b>TOTAL</b>	<b>10.080,1</b>	<b>10.481,1</b>	<b>10.629,1</b>	<b>10.534,3</b>	<b>10.081,0</b>

Fuente: [www.bp.com](http://www.bp.com) y Ecopetrol

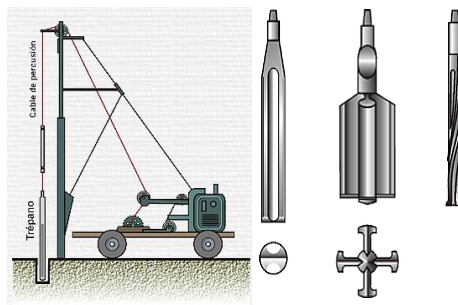
## 2.2 TÉCNICAS DE PERFORACIÓN

Existe una variedad de mecanismos de perforación los cuales pueden ser usados para crear un pozo o hueco dentro de la tierra. Cada uno tiene sus ventajas y desventajas, en términos de la profundidad a la cual estos pueden perforar, el tipo de muestras tomadas, los costos y las ratas de penetración logradas.

### 2.2.1 Perforación por Percusión

Este es el método que usaron los primeros exploradores de petróleo (“wildcatters”) en el siglo XIX y a principios del siglo XX, y aún se usa hoy para algunos pozos someros. El método emplea una tubería de perforación pesada de acero con una barrena en la parte inferior, suspendida de un cable. El trépano es la herramienta que realiza el trabajo de rotura, disgregación y trituración de la roca y puede ser de diferentes formas dependiendo del terreno a perforar (ver figura 8). Es un método antiguo pero muy efectivo.

Figura 67. Diferentes diseños de trépano



Fuente: [www.unesco.org.uy/phi/libros/subterraguas/temas/captaciones/captaciones2.htm](http://www.unesco.org.uy/phi/libros/subterraguas/temas/captaciones/captaciones2.htm)

El método consiste en levantar y soltar la herramienta repetidamente. La masa metálica que cae sobre la barrena proporciona la energía requerida para romper la broca, abriendo un agujero a través de esta. El agujero permanece vacío, excepto una pequeña cantidad de agua en el fondo. Después de perforar unos cuantos pies, se sube la tubería de perforación (con su barrena) y se retira los recortes con un achicador (un tubo abierto con una válvula en el fondo). El método de perforación por percusión es simple, pero solo es eficaz en los pozos someros. El avance de la obra es muy lento debido a la ineficiencia de la barrena y a la necesidad de retirar las herramientas con frecuencia para extraer los recortes.

### 2.2.2 Perforación con Taladro (auger)

La perforación auger se hace por medio de un tornillo helicoidal el cual es manejado y conducido hacia el fondo por medio de la rotación. La tierra removida es levantada a la superficie por las cuchillas u hojas del tornillo. El hueco formado por esta perforación es usado para perforaciones medio ambientales, geotécnicas, ingeniería de suelos y trabajos de reconocimientos geoquímicos en exploración de depósitos de minerales. Los sólidos extraídos son usados en construcción. En algunos casos, pozos de minas son excavados con mecanismo auger. Pequeños augers pueden ser montados en la parte trasera de un tractor, con taladros de grandes dimensiones usados como pilotes de hundimiento para los

cimientos en los puentes. La perforación auger está limitada a materiales suaves no consolidados, o roca débil erosionada. Este mecanismo es muy económico y rápido.

*Figura 68. Herramienta auger por cable para la perforación de un pozo de agua en Kimball, West Virginia*



*Fuente: Unit Drilling*

### **2.2.3 Perforación por Cable**

Los equipos con cable son una forma tradicional de perforación pozos de agua a nivel internacional y en los Estados Unidos. La mayoría de los pozos de mayor diámetro abastecen agua, especialmente los pozos profundos completados en los acuíferos del lecho rocoso, fueron terminados usando este método de perforación.

Aunque este método de perforación ha sido ampliamente suplantado en los últimos años por otras técnicas, en las perforaciones rápidas, sigue siendo el método de perforación más práctico para la perforación de pozos de gran diámetro, cimientos de pozos profundos, y en el uso generalizado de pequeños pozos rurales de abastecimiento de agua. El impacto de la broca fractura la roca y en muchas situaciones de rocas arcillosas, incrementa el flujo de agua en un pozo sobre rotaria.

También conocido como la perforación de pozos balísticos y, a veces llamado “spudders”, estos equipos levantan y dejar caer una sarta de perforación con una punta de carburo pesada que funciona como broca, que por medio de cinces la roca se puede finalmente pulverizar. La sarta de perforación se compone de las varillas, un conjunto de un conjunto de “vibradores” (“sliders” que ayudan a transmitir energía adicional a la broca y ayudar en la extracción de la broca si esta se pega). Durante el proceso de perforación, la sarta se retira periódicamente del pozo y un contenedor o “bailer” es bajado para recoger los recortes de perforación (fragmentos de roca, suelo, etc.) El “bailer” es una herramienta en forma de cubo que tiene como una trampilla en la base. Si el pozo está seco, se añade agua a fin de que los cortes de perforación fluyan hacia el “bailer”. Al levantarse, el bailer se cierra y los cortes se levantan y así realizar su respectiva remoción. Seguidamente, la sarta de perforación debe ser levantada y bajada para avanzar en la perforación, instalando un

revestimiento (de mayor diámetro exterior que las tuberías), usado generalmente para contener los materiales superiores del suelo y estabilizar el pozo.

Los equipos por cable son más simples y más baratos que los equipos de perforación rotatoria de tamaño similar, aunque son muy lentos para operar. El récord mundial del uso de herramientas de cable en un pozo fue perforado en Nueva York a una profundidad de casi 12.000 pies. El Bucyrus Erie 22 puede perforar cerca de los 1.100 pies. Dado que la perforación por cable no utiliza aire para expulsar los cortes de la perforación como un sistema rotativo, en vez de eso usa un bailer colgado por un cable, no existiendo técnicamente una limitación en la profundidad.

*Figura 69. Equipo SpeedStar por cable usado en Ballston Spa, NY*



*Fuente: Unit Drilling*

#### **2.2.4 Perforación Hidráulica**

La Perforación de pozos petroleros utiliza rodillos tricónicos, carburo incrustado o diamantes de corte fijo, o brocas impregnadas de diamante para desgastar la roca y perforarla. Esto es preferible porque no hay necesidad de devolver las muestras intactas a la superficie para el análisis, ya que el objetivo principal es llegar a una formación que probablemente contenga petróleo o gas natural.

Maquinaria grande es usada, permitiendo perforar varios kilómetros de profundidad. La Rotación de la tubería de perforación junto con bentonita y barita infundidas en el lodo de perforación, cuya función es lubricar, enfriar, y limpiar la broca; además, controla las presiones de fondo de pozo, estabiliza las paredes y remueve los cortes de la perforación.

El lodo viaja de nuevo a la superficie alrededor de la tubería de perforación, llamado el espacio anular. El análisis de los cortes de la roca extraídos del lodo, se conoce como Mud Logging. Otra forma de registro es el electrónico y se emplea con frecuencia para evaluar la posible existencia de petróleo y de gas en el pozo. Esto puede tener lugar mientras el pozo

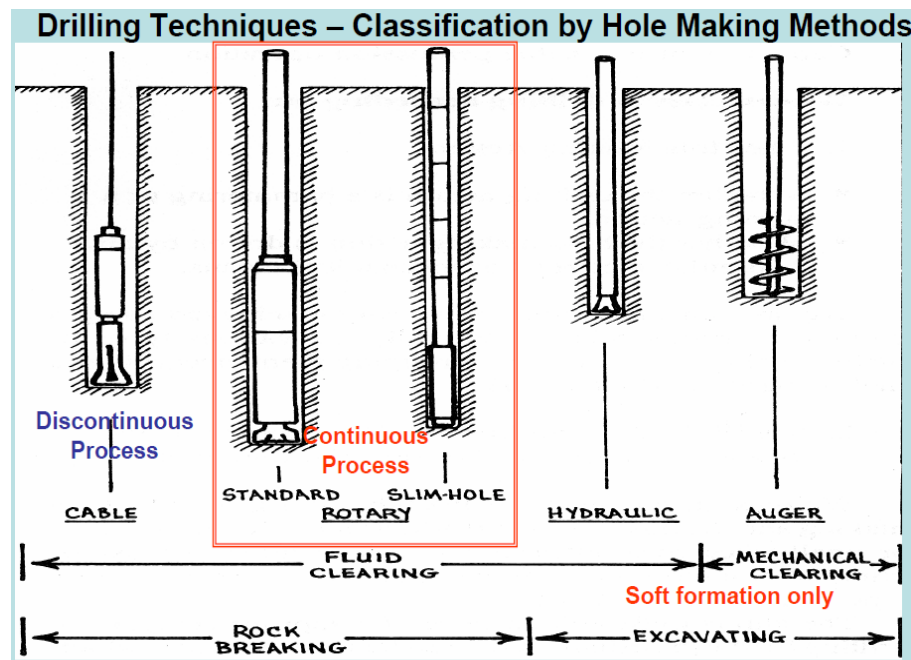


está siendo perforado, utilizando herramientas de medición durante la perforación, o después de la perforación.

El sistema rotatorio de perforación era de uso general en Texas a principios de 1900. Se trata de una modificación de uno inventado por Fauvelle en 1845, y utilizado en los primeros años de la industria del petróleo en algunos de los países productores de petróleo en Europa. Originalmente se utilizaba agua a presión en vez de lodo, y fue casi inútil en la roca dura antes del uso de brocas de diamantes insertos. El avance principal de la perforación rotatoria se produjo en 1901, cuando Anthony Francis Lucas combinó el uso de un equipo accionado por vapor y lodo en lugar de agua en el descubrimiento del pozo Spindletop. La perforación y producción de petróleo y gas pueden suponer un riesgo para la seguridad y un peligro para el medio ambiente por la ignición del gas que puede provocar de incendios peligrosos y también del riesgo de fuga de aceite que puede causar la contaminación del agua, tierra y las aguas subterráneas. Por estas razones, sistemas de seguridad redundantes y personal altamente capacitado, están obligados por ley en todos los países con una producción importante.

A continuación se muestra un diagrama de los mecanismos y métodos de perforación, de acuerdo a su proceso, modo de limpieza del hueco y acción sobre la roca:

Figura 70. Técnicas de perforación



Fuente: Unit Drilling

### **3. MECANISMOS DE PERFORACION MÁS USADOS**

#### **3.1 PERFORACIÓN ROTATORIA**

Actualmente el tipo de perforación empleado es el rotatorio, para el cual es necesario utilizar: una torre de perforación que soporta todo el peso de las herramientas, una mesa rotaria que transmite energía, trépanos que sirven para triturar la roca, tuberías, y un fluido de perforación que permite sacar los recortes del pozo, dar estabilidad a las formaciones y enfriar el equipo. De acuerdo con la profundidad proyectada del pozo, las formaciones que se van a atravesar y las condiciones propias del subsuelo, se selecciona el equipo de perforación más indicado.

Los equipos de perforación rotatoria se usan para distintos propósitos – perforación de pozos de petróleo, gas, agua, geotérmicos y de almacenamiento de petróleo; extracción de núcleos para análisis de minerales; y proyectos de minería y construcción. Sin embargo, la aplicación más importante es la perforación de pozos de petróleo y gas. Según el método rotatorio (introducido en la industria de perforación de petróleo y gas alrededor de 1900), la barrena o broca queda suspendida de la extremidad de una columna de perforación tubular (tubería de perforación) sostenida por un sistema de cable/bloques que, a su vez, está sostenido por una torre de perforación. La perforación ocurre cuando se hace girar la columna de perforación y la barrena, mientras que los collares junto a la broca imponen peso sobre la roca.

Para enfriar y lubricar continuamente la broca y retirar los recortes del agujero, se bombea un fluido de perforación (lodo) dentro de la columna de perforación. Al alcanzar la broca, este lodo pasa a través de las boquillas de la broca, choca contra el fondo del agujero y luego sube en el espacio anular (el espacio entre la columna de perforación y la pared del pozo), acarreando los recortes que están suspendidos en él. En la superficie, se filtra el lodo con zarandas y otros dispositivos que eliminan los recortes, y luego se bombea dentro del pozo. La circulación del lodo de perforación le proporciona a la perforación rotatoria la eficacia que no se podía conseguir con la perforación por percusión – la capacidad de retirar los recortes del pozo sin sacar la tubería a superficie.

De acuerdo a esto, la perforación de un pozo requiere importantes inversiones, sea este altamente productor o no, por lo que resulta bastante lógico pensar en una reducción de costos, principalmente en los pozos de baja producción. Estos, en su tiempo de vida, generan una producción acumulada que, en ciertas ocasiones, no justifica determinadas inversiones. El mayor porcentaje de los costos en los que se inquieren en esta actividad corresponden al material tubular y al alquiler del equipo de perforación.

Desde los inicios de la perforación con cable hasta el presente, con la utilización de una herramienta rotativa accionada desde la superficie o mediante el empleo de un motor de fondo, ha habido una permanente preocupación por intentar mejorar la calidad de los pozos perforados, reducir los costos operativos y optimizar las condiciones de seguridad de los operarios, así como los impactos que se generen en el medio ambiente. Por este motivo, las técnicas de perforación de pozos de petróleo y gas han sido objeto de estudio, desde su nacimiento, con el afán de mejorar el proceso de obtención de un pozo útil al menor costo y riesgo posible.

Los métodos que actualmente tienen bastante importancia y están siendo utilizados ampliamente en el mundo, por las ventajas operativas y de costos reducidos que ofrecen, son los siguientes:

### **3.2 PERFORACION CON CASING**

Este tipo de perforación, es una tecnología que está cobrando auge debido a la posibilidad que ofrece de perforar y entubar simultáneamente un pozo. En este proceso, el casing se usa en reemplazo de la barra de sondeo para transmitir energía mecánica e hidráulica al trépano, convirtiéndola en una tecnología que ofrece un pozo de alta calidad, proporcionando seguridad, efectividad y una reducción en los costos operativos.

El concepto de Casing Drilling se basa en perforar el pozo ensanchándolo para mejorar la cementación y la limpieza del mismo y con la posibilidad de poder llevar a cabo las maniobras de cambio de trépano o toma de testigos corona sin la necesidad de sacar la tubería del pozo, manteniendo la circulación del fluido de perforación en todo momento...ver figura

La manera de perforar se hace básicamente de dos formas diferentes:

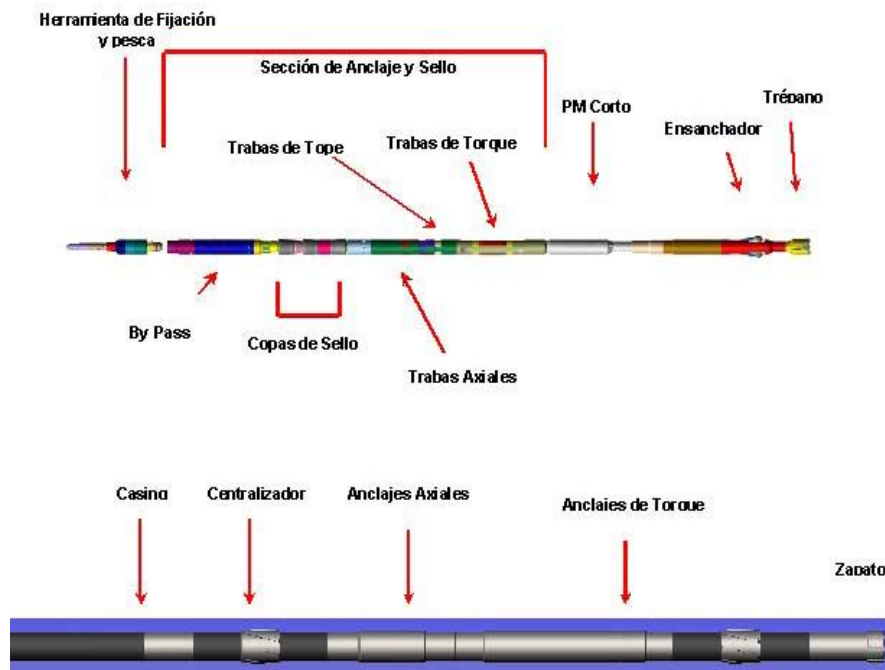
- Utilizando un conjunto de fondo que es recuperable mediante maniobras con cable que permiten acceder rápidamente al trépano, motor de fondo y demás componentes.
- Sin conjunto de fondo, con el trépano y accesorios de flotación directamente solidarios al Casing, los cuales quedarán cementados en el fondo con la tubería (Trépano de sacrificio). Dado que la maniobra implica dos acciones simultáneas (perforación y entubación), las ventajas de esta metodología radican en la reducción de costos relacionados con el transporte, el manipuleo, el alojamiento, la inspección, etc. de las barras de sondeo. Pero la importancia fundamental o más significativa es

la posibilidad de reducir los problemas de la perforación relacionados con pérdidas de circulación, inestabilidad de paredes, tiempos muertos sin circular el pozo, etc.

Los conceptos vertidos anteriormente se aplican para las tres modalidades de perforación con tuberías, las cuales son:

- Perforación con Casing (Drilling Casing)
- Perforación con Casing Liner (Drilling Liner)
- Perforación con Tubing (Drilling Tubing)

Figura 71. Herramienta casing drilling



Fuente: [http://www.oilproduction.net/files/casing\\_drilling/casing\\_drilling\\_tesco.pdf](http://www.oilproduction.net/files/casing_drilling/casing_drilling_tesco.pdf)

### 3.3 PERFORACION CON COILED TUBING

El Coiled-Tubing, consiste en un tubo metálico continuo construido en una aleación especial que permite que se lo trate como a un tubo de PVC, pero posee las mismas características físicas de una tubería convencional de similar diámetro, con la siguiente ventaja: No es necesario manipularlo, ni estibarlo tramo por tramo para bajarlo o retirarlo del pozo, ya que se lo desenrolla o enrolla en un carretel accionado mecánicamente como si fuera una manguera.

Esta última característica permite un mejor y más rápido manejo y almacenaje; por lo cual, este tubo tiene múltiples aplicaciones tanto en la perforación de pozos dirigidos como en la terminación y reparación de los mismos; además, permite la continua inyección de fluidos mientras la tubería flexible continúa moviéndose.

### **3.3.1 Aplicaciones comerciales específicas**

#### ***Perforación Direccional***

- Tamaño ilimitado de pozo convencionales
- Diseño de casing
- Profundidad

#### ***Perforación Híbrida Con Coiled Tubing***

- Tamaño limitado de pozos
- Diseño de casing
- Profundidad
- Entubación asistida

#### ***Coiled Tubing Drilling***

- Tamaño limitado de pozo
- Diseño de pozo específico
- Profundidad limitada
- Entubación no asistida

### **3.3.2 Ventajas del Coiled Tubing**

#### ***Operativas***

- Este sistema logra alcanzar grandes profundidades y tiempos mayores de operación, ya que permite perforar en continuo.
- Elimina tiempos de armado y desarmado de sondeo.
- Trabajos sin necesidad de ahogo del pozo, con permanente control de surgencia.
- Reduce los tiempos de subida y bajada de herramienta.
- Reduce el ROP al no poder rotar.
- Versatilidad para una amplia gama de trabajos.

- Permanente desarrollo de nuevas tecnologías (Servicio en plena expansión).
- Posibilidad de realización de soluciones globales (Servicios integrados).
- Principalmente utilizado para pozos con gas superficial.

### ***Económicas***

- Rapidez operativa y de movilización
- Bajo costo de locación

### ***Medio Ambiente y Seguridad***

- Disminución del impacto audio-visual
- Bajo impacto sobre el terreno
- Posibilidad de comando a distancia (Seguridad personal)

### ***Requerimientos***

- Personal capacitado
- Equipo especial
- Presenta limitaciones en diámetro máximo de agujero y profundidad

*Figura 72. Unidad de coiled tubing*



Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos11/pope/pope.shtml>. “

## **3.4 PERFORACIÓN CON TERMINACIÓN TUBINGLESS (SIN TUBERÍA DE PRODUCCIÓN)**

Un pozo con terminación Tubingless es similar a un pozo tradicional en la forma de perforación de cada uno de los tramos, aunque se ve reducido en un diámetro desde el inicio del pozo; llega así a la zona de interés con tubería de producción, la cual hace a su vez de cañería de producción, evitando así el uso de accesorios en la terminación (packer, camisa, válvula subsuperficial, etc.) como también el fluido de empaque.

Los pozos con terminación Tubingless se pueden aplicar en campos en los cuales se cuenta con bastante información sobre los topes de formaciones y el contacto agua-hidrocarburo, donde no existan riesgos geológicos, campos de bajo riesgo. Algunas compañías también usan este tipo de terminación en pozos exploratorios o delimitadores, cuando los problemas de corrosión no son críticos y cuando se tiene un alto índice de éxito en las cimentaciones primarias.

Normalmente, se aplica este tipo de terminación en campos con producción baja o media, debido a la dificultad existente en la recompletación y aplicación de métodos de extracción secundaria.

Las principales diferencias en los aspectos técnicos más importantes entre un pozo tradicional y un pozo con terminación Tubingless son:

- *Trépanos:* Se puede utilizar el mismo tipo de trépanos en ambos casos para los distintos tramos planteados, con la diferencia que en un pozo con terminación Tubingless se deben utilizar diámetros más pequeños.
- *Tubería de perforación:* La planificación sobre el diámetro de tubería de perforación a ser utilizado debe considerar el diámetro menor en el tramo productor en el caso del pozo Tubingless; se puede utilizar diámetros diferentes de tubería o un solo diámetro promedio que pueda pasar libremente.
- *Cañería:* Al igual que con los trépanos, se deben utilizar cañerías de menor diámetro en el pozo con Terminación Tubingless, teniendo siempre el cuidado de realizar los análisis de reventón o colapso y tensión para las mismas y asegurando su integridad, una vez cementado cada tramo.
- *Cañones:* Al momento de balear la zona de interés, en ambos casos, se utilizan herramientas similares, aunque como en todos los casos anteriores para el pozo con Terminación Tubingless, se utilizan cañones con menor diámetro, y por consiguiente, con menos densidad de cargas, por la que pueda pasar la tubería de producción.
- *Herramientas de registro:* Al igual que en el caso de los cañones, las herramientas para registro de cementación para la zona de producción deberán ser especiales en el caso del pozo con terminación Tubingless, ya que las mismas deberán ser capaces de pasar a través de la tubería de producción.
- *Accesorios de Terminación:* Para realizar la Terminación Tubingless, no son necesarios accesorios de terminación como en el caso de una terminación tradicional, aunque pueden utilizarse nicles en la tubería para anclar tapones (si es necesario a medida que el pozo comience a producir agua), asegurándose siempre que el tapón de cementación y las herramientas de registro lleguen hasta el fondo del pozo sin problemas.

En el resto, los aspectos técnicos del pozo con Terminación Tubingless son iguales a los de un pozo tradicional, pudiendo utilizar los mismos equipos que en el segundo caso.

### **3.3.1 Ventajas de la perforación con terminación tubingless**

#### *Operativas*

- Reduce volumen de acero utilizado.
- Reduce volumen de lodo necesario.
- La limpieza del pozo es más rápida y eficiente; se elimina el uso de empacadores, equipo de terminación de líneas de acero y fallas mecánicas asociadas.
- Elimina la necesidad de utilizar accesorios de terminación.
- Requiere amplio conocimiento geológico del campo.
- No exige equipo especial.

#### *Económicas*

- Reducción de costos por menores volúmenes de lodo, cemento, acero, barrenas de menor diámetro y del volumen de arena a utilizar en tapones para aislar intervalos.
- Reducción del tiempo necesario para empezar la producción.

#### *Medio Ambientales*

- Reduce volumen de recortes generados.
- Reduce el volumen de lodos a tratar.

Requiere de un estricto control de calidad en la cementación primaria y las reparaciones mayores resultan más complicadas.

## **3.5 PERFORACION DIRECCIONAL**

La perforación direccional constituyó el primer paso para el desarrollo de la técnica de la perforación horizontal. La perforación direccional controlada es la técnica que permite la desviación intencional de un pozo desde la dirección vertical, siguiendo un determinado programa establecido en términos de la profundidad y ubicación relativa del objetivo, espaciamiento entre pozos, facilidades de ubicación de la localización en el punto de superficie, buzamiento y espesor del objetivo a interceptar.



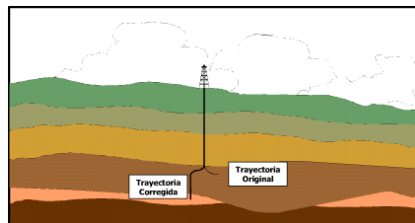
La tecnología de perforación direccional tuvo sus inicios en la década de los veinte. Ya en 1934, se utiliza para matar un pozo descontrolado en Conroe, Texas, USA. A partir de esta fecha, las compañías operadoras empezaron a profundizar en la investigación sobre este tema.

Las operaciones de perforación direccional también se efectúan para franquear un obstáculo como puede ser alguna herramienta atascada en el hoyo, la realización de un desvío en el hoyo principal cuando las características del objetivo resultan de interés en la perforación de pozos de alivio para controlar el pozo.

La perforación direccional permite que depósitos superficiales de crudo pesado puedan ser desarrollados desde una o varias locaciones en plataforma, las cuales varían en el número de pozos. La perforación en plataforma también surgió como un camino para disminuir el impacto medio ambiental debido a que permite el acceso de múltiples pozos en áreas más grandes y áreas susceptibles por debajo del objetivo, tales como lagos y ciudades.

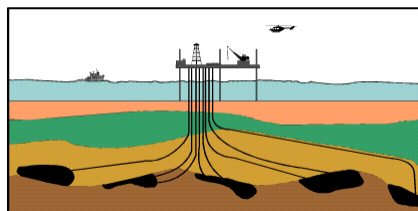
Este método fue mejorando de acuerdo a la tecnología y a la cooperación del cliente, reduciendo así el tiempo y el costo de los pozos hasta un 50% en proyectos de plataforma de crudos pesados. Las principales aplicaciones sobre esta tecnología, se muestran a continuación desde la figura 73 a la 82:

*Figura 73: Control de pozos verticales*



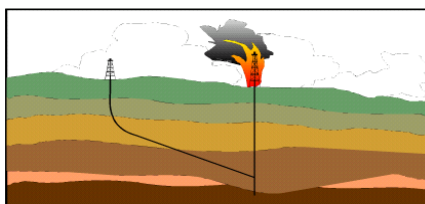
*Fuente: [www.scribd.com/doc/25003704/Perforacion-direccional-en-pozos-de-petroleo](http://www.scribd.com/doc/25003704/Perforacion-direccional-en-pozos-de-petroleo)*

*Figura 74: Pozos multilaterales desde una plataforma OFFSHORE*



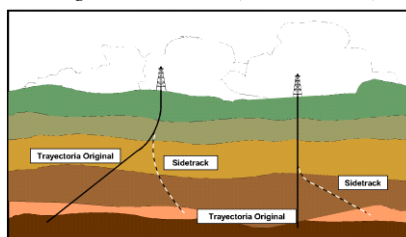
*Fuente: [www.scribd.com/doc/25003704/Perforacion-direccional-en-pozos-de-petroleo](http://www.scribd.com/doc/25003704/Perforacion-direccional-en-pozos-de-petroleo)*

Figura 75: Pozos de Alivio (Control de Pozos)



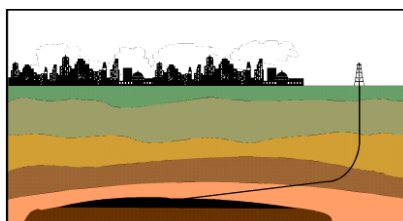
Fuente: [www.scribd.com/doc/25003704/Perforacion-direccional-en-pozos-de-petroleo](http://www.scribd.com/doc/25003704/Perforacion-direccional-en-pozos-de-petroleo)

Figura 76: Desvío (SIDETRACK)



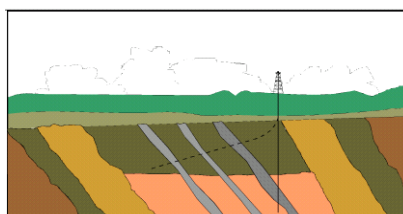
Fuente: [www.scribd.com/doc/25003704/Perforacion-direccional-en-pozos-de-petroleo](http://www.scribd.com/doc/25003704/Perforacion-direccional-en-pozos-de-petroleo)

Figura 77: Locaciones Inaccesibles



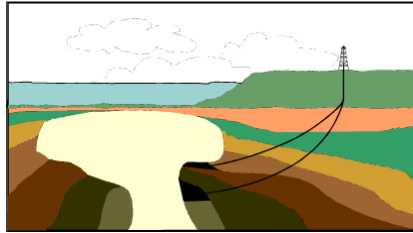
Fuente: [www.scribd.com/doc/25003704/Perforacion-direccional-en-pozos-de-petroleo](http://www.scribd.com/doc/25003704/Perforacion-direccional-en-pozos-de-petroleo)

Figura 78: Perforación a Través de Fallas Geológicas



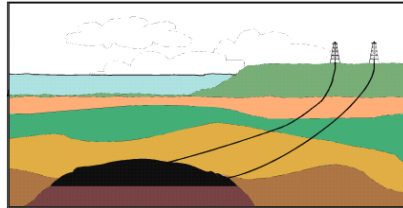
Fuente: [www.scribd.com/doc/25003704/Perforacion-direccional-en-pozos-de-petroleo](http://www.scribd.com/doc/25003704/Perforacion-direccional-en-pozos-de-petroleo)

Figura 79: Perforación de Domos Salinos



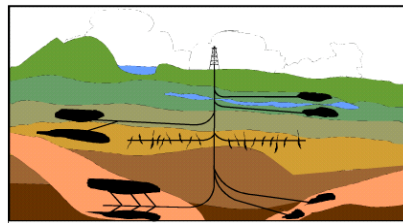
Fuente: [www.scribd.com/doc/25003704/Perforacion-direccional-en-pozos-de-petroleo](http://www.scribd.com/doc/25003704/Perforacion-direccional-en-pozos-de-petroleo)

Figura 80. Perforación ONSHORE Hacia Objetivo OFFSHORE



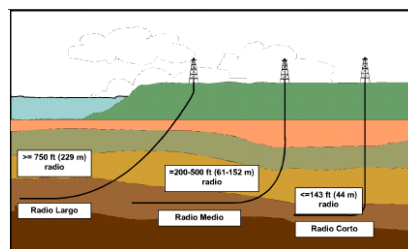
Fuente: [www.scribd.com/doc/25003704/Perforacion-direccional-en-pozos-de-petroleo](http://www.scribd.com/doc/25003704/Perforacion-direccional-en-pozos-de-petroleo)

Figura 81: Perforación Multilateral



Fuente: [www.scribd.com/doc/25003704/Perforacion-direccional-en-pozos-de-petroleo](http://www.scribd.com/doc/25003704/Perforacion-direccional-en-pozos-de-petroleo)

Figura 82: Perforación Horizontal (Radio Largo, Radio Medio, Radio Corto)



Fuente: [www.scribd.com/doc/25003704/Perforacion-direccional-en-pozos-de-petroleo](http://www.scribd.com/doc/25003704/Perforacion-direccional-en-pozos-de-petroleo)

## 4. TIPOS DE EQUIPOS USADOS EN PERFORACIÓN

### 4.1 EQUIPOS OFFSHORE

Los equipos usados en la perforación costa afuera se clarifican a continuación:

#### 4.1.1 Equipo de perforación en el mar con bases retráctiles “Jackup Rig”

Este tipo de equipo perfora pozos en mar adentro. Tiene bases que soportan la cubierta. El equipo es transportado remolcándolo con un barco, con sus bases retraídas. Cuando se ubica sobre el sitio donde se va a perforar, las bases se liberan hasta llegar al fondo, donde descansarán en el lecho marino. Los equipos de bases retráctiles “Jackup Rigs” pueden perforar en aguas con profundidades que oscilan entre algunos pocos pies o metros hasta más de 400 pies (120 m) de agua.

Para su movilización, unos botes mueven el equipo Jack up hasta la locación con sus bases arriba o retraídas. Una vez la cuadrilla de perforación a sentado las bases firmemente en el fondo del océano, ellos pueden ajustar el nivel de la plataforma.

*Figura 83. Jackup Rig*



*Fuente: <http://www.sembcorpmarine.com.sg/index.php?mact=News,cntnt01,detail,0&cntnt01articleid=205&cntnt01origid=67&cntnt01returnid=67>*

#### 4.1.2 Plataformas “Platform Rigs”

Se trata de una estructura inmóvil que opera mar adentro. Esto significa que una vez construida, nunca se moverá del sitio donde se encuentra perforando.

Las compañías perforan varios pozos desde la misma plataforma. Las plataformas “Platform rigs” pueden ser plataformas asistidas por un barco “tender assisted rigs”.

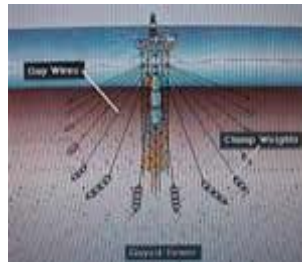
El barco de suministros flota cerca de la estructura rígida de la plataforma, la cual está fija firmemente al fondo del océano. Muchas plataformas no tienen un barco que las asista, pues son tan grandes que son autosuficientes. Las grandes plataformas incluyen:

- Plataformas con cubierta de acero “Steel Jacket Platform”
- Plataforma tipo impermeable “Caisson Type Platform
- Plataforma con pilares de concreto “Concrete Gravity Type Platform”

En aguas profundas los constructores de equipos de perforación deben fabricar las plataformas de forma que soporten los movimientos de las olas y del viento. Dos tipos de plataformas son:

1. La torre anclada “The guyed tower”.

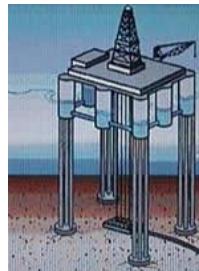
*Figura 84. Torre anclada*



*Fuente: [http://www.infopetroleo.com/index.php?option=com\\_content&task=view&id=1&Itemid=1](http://www.infopetroleo.com/index.php?option=com_content&task=view&id=1&Itemid=1). Torre anclada*

2. Plataforma con bases tensionadas “The tension leg”.

*Figura 85. Plataforma con bases tensionadas*



*Fuente: [http://www.infopetroleo.com/index.php?option=com\\_content&task=view&id=1&Itemid=1](http://www.infopetroleo.com/index.php?option=com_content&task=view&id=1&Itemid=1) Plataforma con bases tensionadas*

### **4.1.3 Sumergibles**

Un sumergible descansa en el fondo del océano cuando está perforando. Los miembros de la cuadrilla llenan los compartimentos con agua, esto hace que el equipo se sumerja, y sus bases descansen en el lecho marino.

Cuando el equipo está listo para moverse, los trabajadores remueven el agua de los compartimentos, lo cual hace que el equipo flote. Después los botes remolcan el equipo al próximo sitio donde se va a perforar.

Los constructores de equipos de perforación diseñan los sumergibles para perforar en aguas poco profundas y en aguas de más de 175 pies (50 metros). Los equipos sumergibles de perforación incluyen:

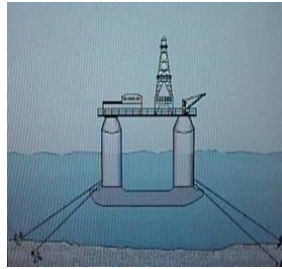
1. Barcaza sumergible “sumergible barge”.
2. Sumergible tipo botella “Bottle Type Submersible”.
3. Sumergible ártico “Artic Submersible”.

### **4.1.4 Semisumergibles**

Un equipo semisumergible es un equipo flotante que perfora en el mar (ver figura 27). Este tipo de equipo de perforación tiene pontones y columnas, las cuales se llenan con agua, los pontones hacen que la unidad se sumerja parcialmente hasta una profundidad predeterminada, el equipo de trabajo se ensambla en la cubierta. Cuando el equipo se encuentra sobre el sitio donde se va a perforar el pozo, los trabajadores pueden anclar el equipo al lecho marino o usar un sistema de posicionadores y propulsores para mantener el equipo sobre el hueco o pozo.

Los miembros de la cuadrilla montan la cabeza del pozo y el BOP sobre el fondo del océano, un tubo especial llamado raiser pipe conecta la parte superior del BOP con el equipo de perforación. En algunos casos la cuadrilla usa propulsores para mantener el equipo sobre el pozo, esto se conoce como Posicionamiento Dinámico “Dynamic Positioning”, los propulsores, que están conectados a un computador a bordo del equipo, mantienen el taladro en posición adecuada (Ver figura 86).

Figura 86. Plataforma semisumergible



Fuente: [www.infopetroleo.com](http://www.infopetroleo.com)

Algunos equipos posicionados dinámicamente pueden perforar en aguas con profundidades mayores a 7500' (2200 m). Cuando el taladro se mantiene sobre el pozo, las cuadrillas de perforación usan el término On –Station.

Ciertos equipos semisumergibles son autopropulsados, y otros tienen que transportarse sobre carriers especiales. Estos carriers mueven los equipos grandes distancias a través del océano.

#### 4.1.5 Barco de perforación “Drill Ship”

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

Figura 87. Barco de perforacion Drill Ship



Fuente: [www.infopetroleo.com](http://www.infopetroleo.com). Drill Ship

*NOTA: para mayor información acerca de los equipos offshore visite: [www.infopetroleo.com](http://www.infopetroleo.com)*

## 4.2 EQUIPOS ONSHORE

Ellos perforan en tierra firme y son el tipo más común de equipos de perforación. Existen diferentes tipos de equipos de acuerdo a su función:

- Los equipos para workover son usados para operaciones de mantenimiento en pozos ya productores en un campo específico. Por lo general, son más pequeños y mucho más fáciles de transportar.
- Los equipos para la perforación convencional, por lo general son más grandes y se clasifican de acuerdo a la siguiente tabla:

*Cuadro 11. Clasificación de los equipos según la profundidad de trabajo*

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

### 4.2.1 Equipos de perforacion convencional

Los equipos de perforación convencional, poseen una serie de partes y/o COMPONENTES, las cuales las más importantes, y las que conforman todo el equipo, son las siguientes:

#### *Bloque de la corona*

Un conjunto de rodillos o poleas son montados sobre vigas en la parte superior de la torre de perforación. La línea de perforación se ejecuta sobre las poleas hasta la elevación del tambor.



*Figura 88. Bloque de la corona*



Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Línea o cable del winche***

Un marco estructural erguido cerca de la parte superior de la torre de perforación para la elevación de materiales.

*Figura 89. Cable del Winche*



Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Línea de perforación***

Un cable de línea de grúas auxiliar que se pasará en las poleas del bloque de corona y el bloque viajero (en efecto, un aparejo de poleas). Su objetivo principal es izar o bajar tubería de perforación o de revestimiento desde o hacia del pozo. Además, un cable es usado para apoyar las herramientas de perforación.

*Figura 90. Línea de perforación*



Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Encuelladero***

Es el lugar de trabajo del encuellador. Está situada a una altura en la torre o mástil igual a dos, tres o cuatro longitudes de tubería respectivamente.

*Figura 91. Encuelladero*

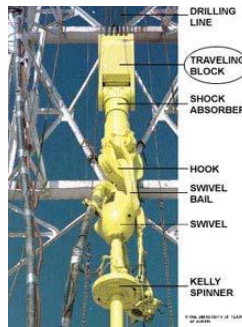


Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Bloque viajero***

Es un arreglo de poleas y rodillos, en los cuales el cable de perforación es enrollado, el cual se mueve hacia arriba o abajo en el mástil o torre de perforación.

*Figura 92. Bloque viajero*



Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>. Bloque viajero

### ***Top drive***

El top drive rota la sarta de perforación y la broca sin la necesidad de usar una Kelly y mesa rotaria. Es operado desde una consola de mando ubicada en la mesa de trabajo de perforación.

*Figura 93. Top Drive*



Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Mastil***

Es una torre portátil capaz de ser erigida como una unidad, a diferencia de una grúa estándar, que no puede ser elevada a un puesto de trabajo como una unidad.

*Figura 94. Mastil*



Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Casa del perro***

Es un pequeño recinto sobre la mesa de trabajo usado como una oficina para el perforador o como un lugar de almacenamiento de objetos pequeños y dispositivos de medición.

*Figura 95. Casa del perro*



Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>. Casa del perro

### ***Tubería de perforación***

El tubo sin soldadura pesada usada para girar la broca y distribuir el fluido de perforación. Las juntas de tubería de 30 pies de largo (Rango II), ó de 43 pies de largo (Rango III) se acoplan entre sí con juntas de herramientas.

Figura 96. Tubería de perforación

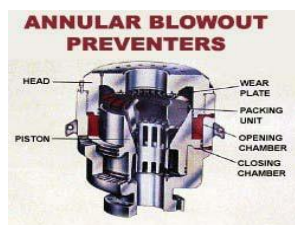


Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Preventores de reventones anular***

Es una especie de bolsa de polietileno inflable, usualmente ubicada debajo de los preventores de ariete, que forma un sello en el espacio anular entre la tubería y el revestimiento, o si no hay tubería, en el pozo mismo.

Figura 97. Preventoras anulares



Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Tanque de agua***

Usado para almacenar agua, la cual es usada para mezclar el lodo, cemento y operaciones de limpieza del equipo (ver figura 98).

Figura 98. Tanque de agua



Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Plataforma para el cable eléctrico***

Soporta los pesados cables eléctricos que alimentan de potencia el panel de control, hasta los motores del equipo (ver figura 99).

*Figura 99. Plataforma para el cable 133 eléctrico*



*Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>.*

### ***Tanques de combustible***

Son tanques de almacenamiento de combustible para el sistema de generación de potencia.

*Figura 100. Tanque de combustible*



*Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>*

### ***Generadores***

Funcionan con gas y gasolina, junto con una transmisión mecánica y el generador, dan a la plataforma de perforación energía. Equipos más nuevos usan generadores de energía eléctrica para alimentar los motores eléctricos en las otras partes de la plataforma.

*Figura 101. Generadores de potencia*



*Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>*

### ***Mando de electricidad***

En los equipos diesel eléctricos, motores diesel de gran alcance manejan grandes generadores eléctricos. Los generadores producen electricidad que fluye por los cables a los interruptores eléctricos y equipos de control, encerrados en una cabina de control o panel. La electricidad se alimenta a los motores eléctricos a través del panel (**SCR ó VFD**).

*Figura 102. Mando de electricidad*



*Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>. Mando de electricidad*

### ***Bombas de lodo***

Es una bomba reciprocante de desplazamiento positivo (**triplex**) usada para circular el lodo en el equipo de perforación.

*Figura 103. Bombas de lodo*



*Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>*

### ***Almacenadores de componentes del lodo de perforación***

Son tanques tipo tolva para almacenar los componentes del fluido de perforación.

*Figura 104. Almacenadores de lodo*



Fuente:<http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Tanques de lodo***

Son una serie de tanques al aire libre, usualmente hechos de placas de acero, en los cuales el lodo para permitir la separación de arena y sedimentos. Los aditivos son mezclados con el lodo en el tanque, y el fluido es temporalmente almacenado allí antes de ser bombeado de nuevo al pozo. Los compartimientos de tanques de lodo son además llamados tanques de agitación, tanques de píldora y tanques de succión, dependiendo del propósito que se les dé a cada uno.

### ***Tanque de reserva***

Lugar en el cual se ha almacenado un lodo de perforación para suplir alguna necesidad en caso de emergencia como una posible pérdida de circulación. Además, se dispone de una fosa de residuos, por lo general una excavación y es forrada con plástico para evitar la contaminación del suelo.

*Figura 105. Tanque de reserva*



Fuente:<http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>



### ***Separador de gas***

Es un dispositivo que remueve el gas del lodo de perforación proveniente del pozo en caso de un influjo o patada de pozo.

*Figura 106. Separador de gas*



Fuente:<http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>.

### ***Zarandas o Shale Shakers***

Una serie de bandejas con tamices o pantallas que vibran para remover cortes del fluido de circulación en operaciones de perforación. El tamaño de los tamices es seleccionado para que coincida con el tamaño de los sólidos en el fluido de perforación y más pequeños q los cortes proveniente en dicho fluido.

*Figura 107. Shale Shaker*



Fuente:<http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Shoke Manifold***

Es un arreglo de tuberías y válvulas especiales, llamadas Choques, a través del cual el lodo de perforación es circulado, cuando las preventoras de reventones están cerradas para controlar las presiones encontradas durante una patada.

*Figura 108. Shoke manifold*



Fuente:<http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>. Choke Manifold

### ***Plataforma para tubería***

Una rampa inclinada para arrastrar tubería de perforación hasta la plataforma de perforación o bajar tubería hacia los racks.

*Figura 109. Plataforma de tubería*



Fuente:<http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Racks***

Son Soportes para almacenamiento de tubulares, los los cuales dan apoyo horizontal.

*Figura 110. Soportes para almacenamiento de tubería*



Fuente:<http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

## ***Anular***

Es el espacio que existe alrededor de una tubería en un pozo, el cual puede ser la pared del pozo o el casing en caso de que este revestido. A veces es llamado el espacio anular.

*Figura 111. Anular*

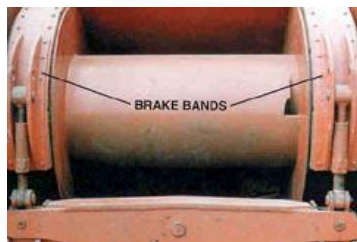


Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

## ***Freno***

Es el dispositivo de frenado ubicado en el malacate, el cual cumple la función de detener o frenar una carga que ha sido levantada.

*Figura 112. Freno del equipo*



Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

## ***Casing Head (cabeza del revestimiento)***

Es un montaje pesado, de acero con brida conectada a la primera sección del casing. Ofrece un alojamiento para empaques, permite la suspensión de casing intermedios y sartas de producción, y proporciona los medios necesarios para que el anular sea sellado correctamente. También es llamado un spool.

Figura 113. Casing Head



Fuente:<http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### **Cabeza de gato (cathead)**

Es una bobina con forma de cabeza de gato la cual tiene un cable enrollado usado para levantar o bajar herramientas y tubería.

Figura 114. Cathead



Fuente:<http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>. Cathead

### **CATWALK (Planchada)**

Es una rampa junto al equipo de perforación, donde la tubería es colocada y preparada para ser levantada al piso de la torre por medio de la cabeza de gato o por un elevador neumático.

Figura 115. Planchada



Fuente:<http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Cellar o contra pozo***

Un hoyo en la tierra cementado para dar mayor altura entre el piso de la torre y la cabeza del pozo para permitir la instalación de preventores de reventones, ratholes, mouseholes, y así sucesivamente. También recoge las aguas de drenaje y otros líquidos para su posterior eliminación.

*Figura 116. Contrapozo*

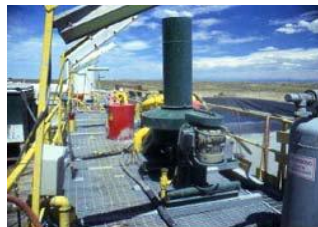


Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Degasificador***

Dispositivo cilíndrico usado para remover, a diferencia del degasificador de lodo, grandes cantidades de gas presentes en el líquido, especialmente del fluido de perforación.

*Figura 117. Degasificador*



Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Tubo conductor***

Ubicado en la parte más alta del casing y cuyo diámetro es mayor al resto de tubería de revestimiento. Este tubo es relativamente corto y contiene a las demás secciones de tubería de revestimiento (ver figura 118).

Figura 118. Tubo conductor

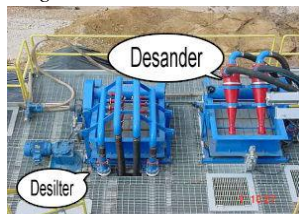


Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Desarenador***

Dispositivo cuya función es proporcionar una fuerza centrífuga para remover arena del fluido de perforación con el fin de prevenir la abrasión y desgaste de la bomba y otras partes del equipo. Puede ser operado mecánicamente o por un movimiento rápido de fluido de alta velocidad que entra a unos conos especiales, que en algunos casos son llamados hidrociclones.

Figura 119. Desarenador



Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Desarcillador***

Es un dispositivo de funcionamiento centrífugo, similar al desarenador, con el fin de remover partículas más finas, o limo, del fluido de perforación. Este dispositivo mantiene al mínimo los niveles de contenido de sólidos en el fluido.

Figura 120. Desarcillador



Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

## ***Malacates***

Es el principal mecanismo de levantamiento en un equipo de perforación. Se trata esencialmente de un cabrestante de gran tamaño cuya función es bajar o subir la tubería de perforación y por ende, controlar el peso ejercido sobre la broca.

*Figura 121. Malacates*



*Fuente:* <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

## ***Brocas***

Son elementos cuya función es cortar la roca. Se usan en pozos de petróleo y gas. La mayoría de las brocas usadas en perforación son de rodillos y tricónicas. Dichos elementos consisten en dientes cortantes y boquillas de circulación de lodo. Las boquillas permiten el paso del fluido, dándole una fuerza hidráulica que aumenta las velocidades de penetración debido a su alta velocidad de impacto.

*Figura 122. Brocas de perforación*



*Fuente:* <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>.

## ***Collares de perforación***

Tubo pesado, de paredes gruesas, generalmente de acero, utilizado entre la tubería de perforación y la broca. Se utiliza para proveer peso sobre la broca de manera que esta pueda perforar (ver figura 123).

*Figura 123. Collares de perforación*



Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Consola del perforador***

Es un panel de control, localizada sobre la mesa de trabajo en el equipo, donde el perforador controla las operaciones durante la perforación.

*Figura 124. Consola del perforador*



Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Elevadores***

Un conjunto de abrazaderas que se prende a un soporte o columna, de revestimiento, tubos, tuberías de perforación, o varillas de bombeo, por lo que el soporte se puede subir o bajar en el pozo.

*Figura 125. Elevadores*



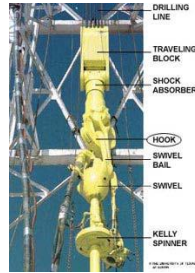
Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>



## ***Gancho***

Un gran dispositivo, en forma de gancho soportando el elevador y donde el swivel está suspendido. Está diseñado para soportar cargas máximas de 100 a 650 toneladas y gira sobre rodamientos en su caja de soporte (ver figura 126).

*Figura 126. Gancho*



Fuente:<http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

## ***Línea de levantamiento***

Un cable de acero utilizados en las operaciones de izado. Debe ajustarse a las normas API para sus usos previstos.

*Figura 127. Línea de levantamiento*

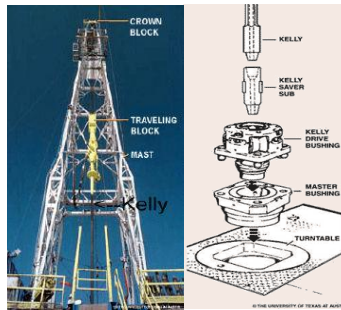


Fuente:<http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

## ***Kelly***

Tubo pesado de acero en forma cuadrada o hexagonal suspendido del swivel. Se conecta en la junta más alta de la tubería de perforación, y en la parte de abajo pasa a través del kelly drive bushing, el cual encaja en el buje maestro, y por medio de la mesa giratoria, trasmite el movimiento a toda la sarta de perforación.

Figura 128. Kelly de un equipo de perforación



Fuente:<http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### **Buje de la kelly**

Dispositivo instalado en la mesa giratoria a través del cual pasa el cuadrante. Es el medio por el cual el torque de la mesa giratoria se transmite a la kelly y la broca.

Figura 129. Buje de la kelly

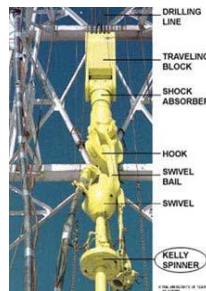


Fuente:<http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### **KELLY SPINNER**

Dispositivo para hacer girar la tubería de perforación. Sustituye a la cadena de spinning. Para mayor claridad,...ver figura...130.

Figura 130. Kelly Spinner

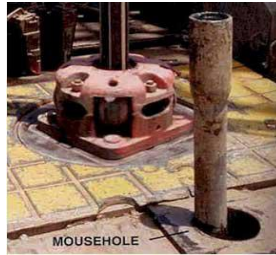


Fuente:<http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Ratonera***

Perforaciones Poco profundas bajo el piso de la torre, por lo general llena de tubos, en el que las juntas de tubería de perforación son temporalmente suspendidas para luego conectarlas a las sarta de perforación.

*Figura 131. Mousehole*



Fuente:<http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Línea de retorno de lodo***

Un canal o tubería, situado entre las conexiones de superficie en el pozo y la zaranda vibratoria. El lodo de perforación fluye a través de él a su regreso a la superficie del pozo.

*Figura 132. Línea de retorno de lodo*

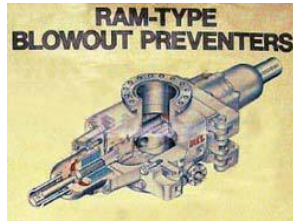


Fuente:<http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Preventoras de reventones de arietes***

Un preventor de reventones utiliza arietes para sellar la presión en un pozo que esta con o sin tubo. También es llamado un preventor de ariete. Las preventoras tipo ariete tienen bloques intercambiables para adaptarse a diferentes OD de tubería de perforación, tubería de revestimiento, o tubería de producción.

Figura 133. Preventores de ariete



Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>.

### ***Manguera viajera***

La manguera en una plataforma de perforación rotatoria, conduce el fluido de perforación de la bomba de lodo y el tubo vertical o stand pipe a la pieza giratoria (swivel) y Kelly, también llamada la manguera de lodo o manguera de kelly.

Figura 134. Manguera viajera



Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Cadena de rotación***

Una cadena de longitud relativamente corta adjunta a las llaves de potencia manuales, usada para make up tubería de perforación. La cadena se adjunta a la cadena de tracción de modo que un miembro de la cuadrilla puede envolver la cadena y hacerla girar varias veces alrededor de un tool joint en la tubería de perforación suspendida en la mesa rotaria. Después de que los miembros de la cuadrilla enganchan la parte donde va la conexión pin-caja, uno de ellos coge el final de la cadena y con un rápido movimiento hacia arriba de la muñeca “tira de la cadena de rotación”, es decir, hace que se desenvuelva de la caja de el conjunto del tool joint. El perforador acciona el cathead o winche para tirar la cadena fuera del cuerpo del tubo, lo que causa que la tubería gire y por lo tanto los hilos del pin giren dentro de la caja.

*Figura 135. Cadena de rotación*



Fuente:<http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Mesa rotaria***

El componente principal de una rotativa o maquina rotativa, que sirve para girar el taladro de perforación y de apoyo al conjunto de perforación. Se tiene un arreglo de engranajes biselados para crear el movimiento de rotación y una apertura en la cual los bujes están equipados para manejar y apoyar el montaje de perforación.

*Figura 136. Mesa rotaria*



Fuente:<http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Cuñas para tubería***

Piezas en forma de cuña de metal con dientes u otros elementos de sujeción que se utilizan para prevenir que la tubería se deslice hacia abajo en el pozo o para sostenerla en su lugar. Las cuñas encajan alrededor de la tubería de perforación y se apoyan en el buje maestro para soportar la tubería. La potencia es accionada por dispositivos neumáticos o hidráulicos que permiten a la cuadrilla a prevenir la manipulación manual de las cuñas al hacer una conexión. Empaques y otros equipos en el pozo están asegurados en su posición por cuñas que se adhieren a la tubería directamente en superficie.

*Figura 137. Cuñas para tubería*

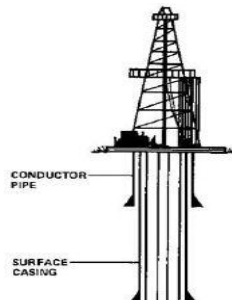


Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Casing de superficie***

Usualmente es el primer tubo de revestimiento que es corrido en el pozo. Esto se hace después del arranque del equipo. Además de esto, una preventora puede ser instalada antes de que la perforación comience.

*Figura 138. Casing de superficie*



Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Escaleras***

Son las encargadas de llevar de un nivel a otro. Están protegidas con pasamanos.

*Figura 139. Escaleras de un equipo de perforación*



Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Stand pipe***

Es un tubo vertical ubicado a un lado de la torre de perforación. Este une la línea de descarga llevando el lodo desde las bombas a la manguera viajera y por medio de la cual el lodo es bombeado de nuevo al pozo (ver figura 140).

*Figura 140. Stand pipe*



Fuente:<http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Sub-estructura***

Es la base sobre la que la torre o mástil y usualmente el malacate se sientan; contiene un espacio para el almacenamiento y equipo de control del pozo.

*Figura 141. Subestructura*



Fuente:<http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Swivel (cabezal rotatorio)***

Una herramienta rotatoria que se cuelga del gancho rotatorio y bloque viajero usada para suspender y permitir la rotación libre de la sarta. También incorpora una conexión para la manguera giratoria y un pasadizo para el flujo de fluido de perforación dentro de la sarta.

*Figura 142. Swivel*



*Fuente:*<http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Llaves de potencia (tong)***

Son llaves de gran dimensión, utilizadas para enroscar o desenroscar tubería de perforación, revestimiento, producción, u otro tipo de tuberías; muchas veces son llamadas tenazas de casing, pinzas rotativas, y así sucesivamente en función del uso específico. La potencia de las llaves es suministrada por dispositivos que operan de forma neumática o hidráulica.

*Figura 143. Llaves de potencia para tubulares*



*Fuente:*<http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### **PASARELAS**

Son áreas limpias para el movimiento, en la que el personal puede desplazarse. Están provistas de pasamanos.

*Figura 144. Pasarelas*



*Fuente:*<http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>



### ***Indicador de peso***

Es un dispositivo para medir el peso de la sarta de perforación sobre la broca y la tensión. Se requiere una calibración mensual para calcular el peso de acuerdo a la norma API 23.

*Figura 145. Indicador de peso*

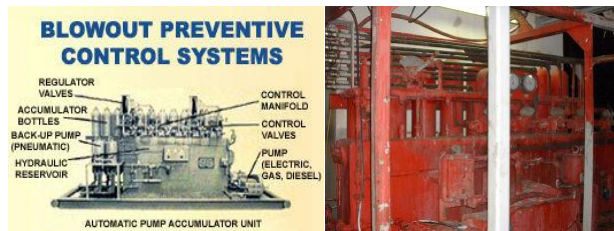


Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### ***Acumulador***

Son cilindros que almacenan nitrógeno presurizado, el cual es usado para accionar en caso de emergencia las BOP'S.

*Figura 146. Acumuladores para emergencia de las BOP'S*




Fuente: <http://www.docstoc.com/docs/27859095/Drilling-Rig-Components-Show>

### **4.2.2 Equipos de perforacion Fast Moving (modernos)**

Son equipos de nueva ciencia, eléctricos, hidráulicos y electrónicos con componentes de tecnología de punta, los cuales son seguros, confiables, y de fácil transporte, pues las cargas que se necesitan son mínimas, así como el cómodo montaje que este requiere en una misma área, pues la tecnología que maneja es única e incomparable, en cuanto a los equipos de perforación convencionales.

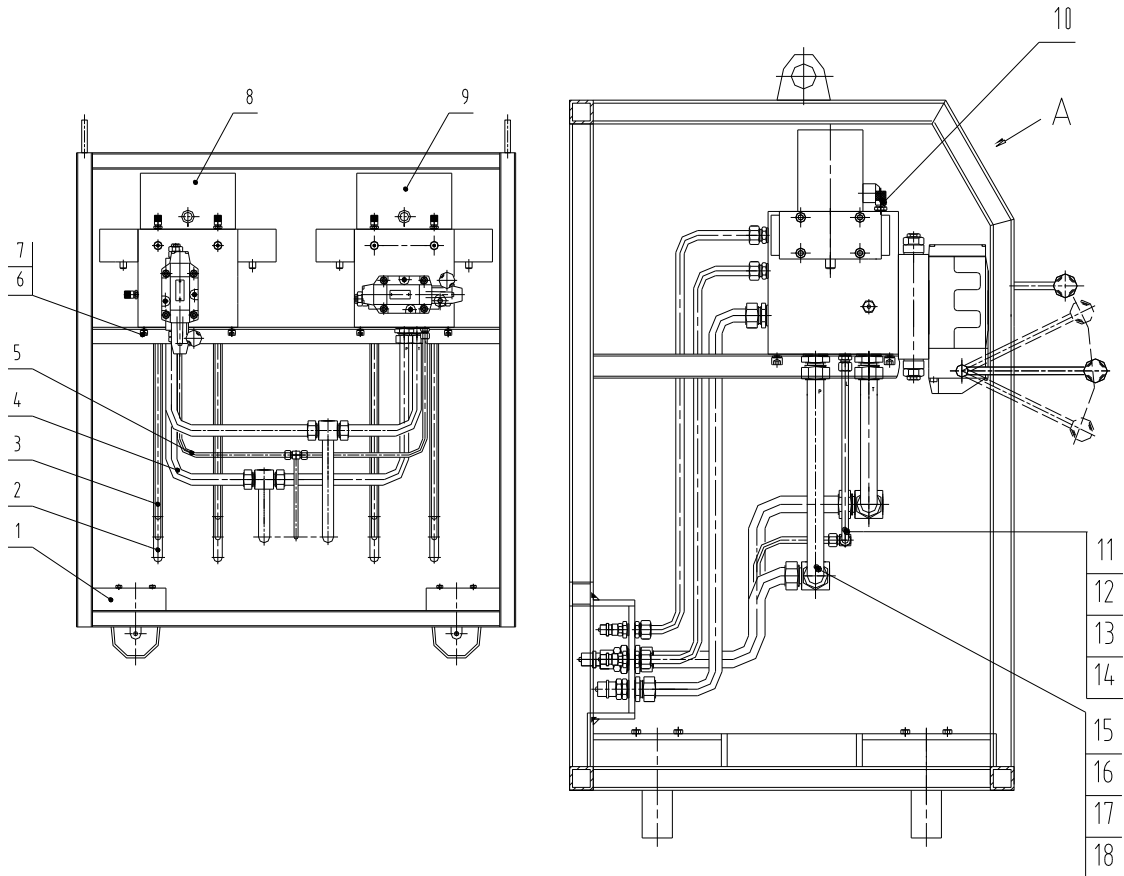
## ANEXO B: PLANO Y LISTADO DE PARTES DEL DISPOSITIVO SKIDDING

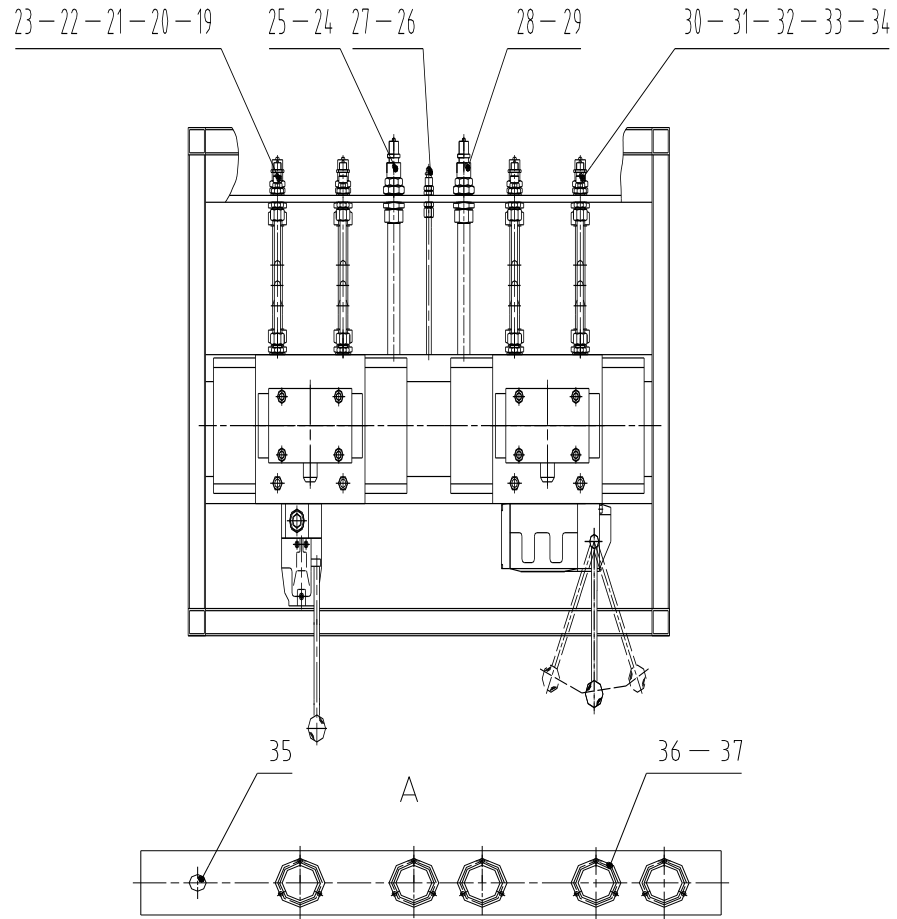
La descripción a continuación del listado de las partes es del sistema skidding, es fabricado por **CHUANYOU GUANGHAN HONGHUA CO., LTD**, y suministrado a la compañía **NABORS DRILLING COMPANY**.

	<i>Listado de las partes para NABORS</i>	
	<i>FECHA: Octubre de 2005</i>	<i>Versión: 1</i>
	<i>Encabezado general número: 16026</i>	<i>Páginas: 14</i>

### 1.1 CAJA DE CONTROL

Figura 147. Partes de la Caja de control





Fuente: HONGHUA

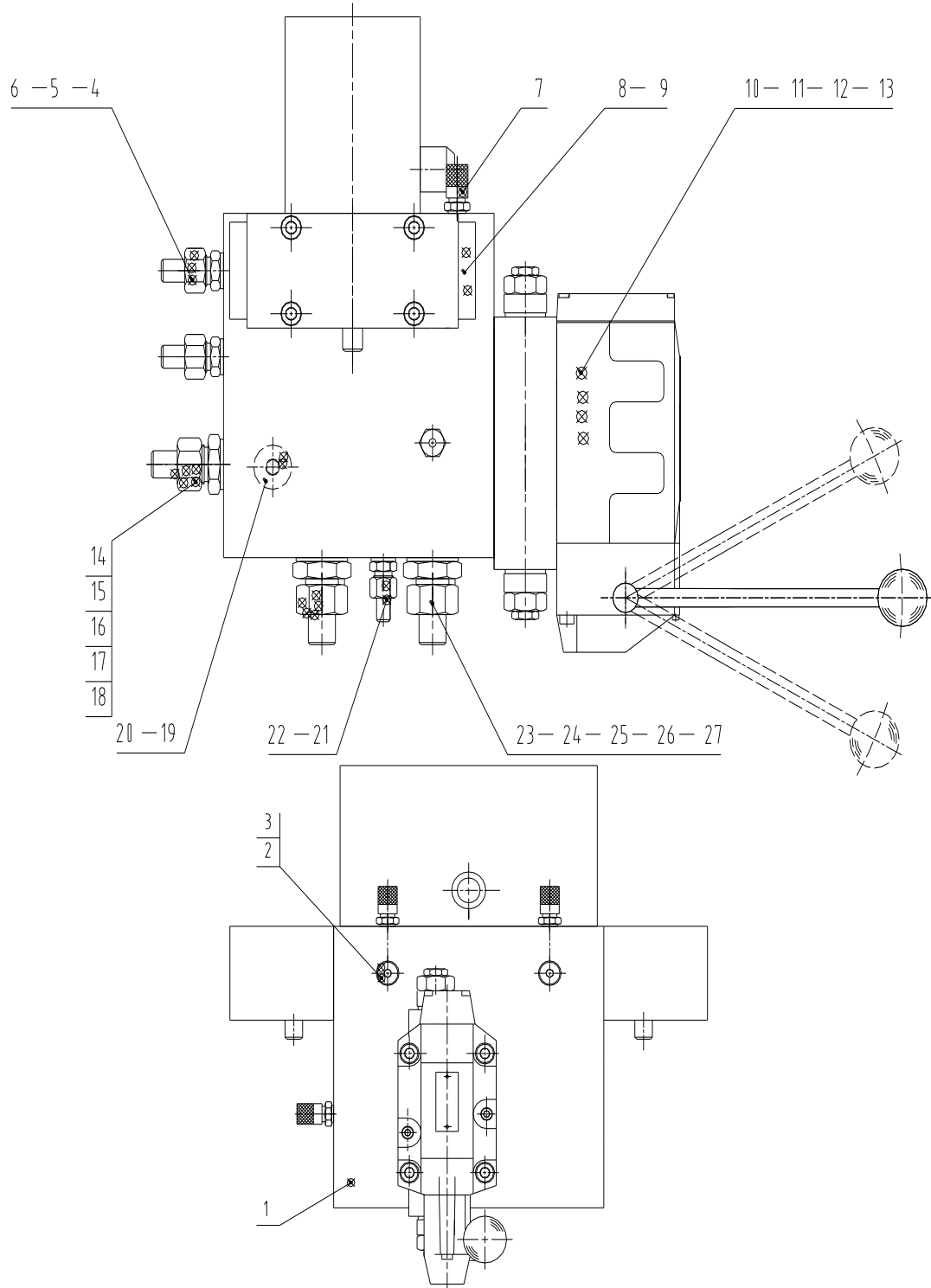
Cuadro 12. Listado de partes de la caja de control

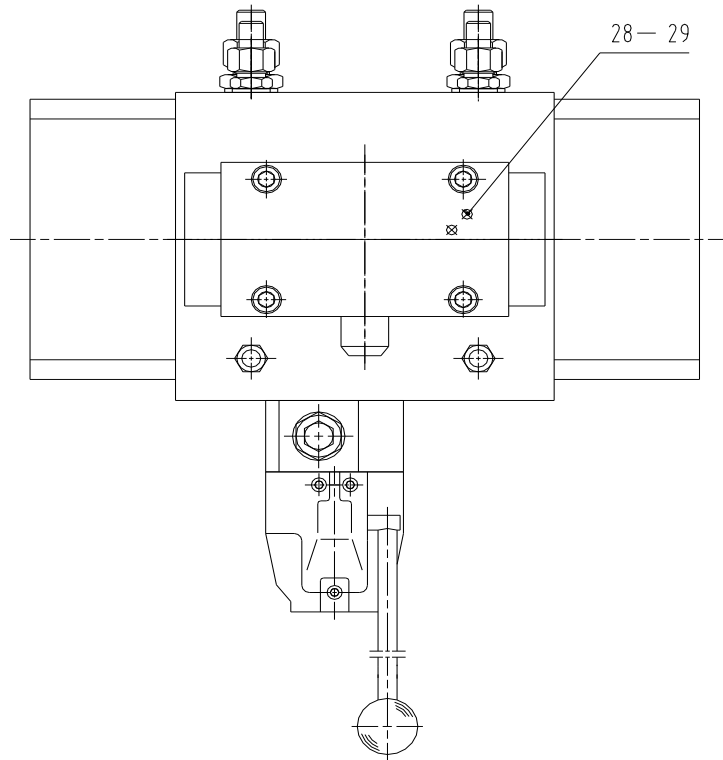
#	PARTE/NUMERO	NOMBRE	CANTIDAD	DESCRIPCION
1	29-003-01-00	Cuerpo de la caja de control	1	TD003.01.00
2	29-003-02	Tubería de acero, sin costura, $\Phi 22 \times 3$ , L=4000	1	TD003.02
3	29-003-03	Tubería de acero, sin costura, $\Phi 14 \times 2$ , L=8000	1	TD003.03
4	29-003-04	Tubería de acero, sin costura, $\Phi 28 \times 3$ , L=4000	1	TD003.04
5	29-003-05	Tubería de acero, sin costura, $\Phi 10 \times 1$ , L=2000	1	TD003.05
6	B0070-12-020-07	tornillo, M12*20	8	GB70-85
7	B0093-12-59	Arandela elástica, 12	8	GB93-87

8	29-003-06-00	Ensamblaje, bloque de válvula de levantamiento	1	TD003.06.00
9	29-003-07-00	Ensamblaje, bloque de válvula skidding	1	TD003.07.00
10	29-003-08	Manguera HP	5	HFH2-P1-3-P-0.5
11	29-003-09	soporte, M16*1.5	1	AE-16(HH)
12	B1235-011-19-68	Anillo en O, $\Phi$ 11*1.9	4	GB1235-76
13	J2099-010-51	Tubería, 10	4	JB2099-77
14	J0981-16-15-54	Tuerca M16*1.5	4	JB981-77
15	29-003-10	soporte, M36*2	2	AE-36 (HH)
16	J0981-36-20-54	Tuerca M36*2	5	JB981-77
17	J2099-028-54	Tubería, 28	5	JB2099-77
18	B1235-030-31-68	Anillo O, $\Phi$ 30*3.1	5	GB1235-76
19	29-003-11	Junta, acoplador rápido	4	H4-63、66M
20	29-003-12	Junta, M30*1.5-NPT1/2	4	6NE-08-30LN
21	J0981-30-15-54	Tuerca M30*1.5	4	JB981-77
22	J2099-022-51	Tubería, 22	4	JB2099-77
23	B1235-024-24-68	Anillo O, $\Phi$ 24*2.4	4	GB1235-76
24	29-003-13	Junta, acoplador rápido	1	H6-63、66M
25	29-003-14	Junta, M36*2-NPT3/4	1	6NE-12-36LN
26	29-003-15	Junta, acoplador rápido	1	H2-63、66M
27	29-003-16	Junta, M16*1.5-NPT1/4	1	6NE-04-16
28	29-003-17	Junta, acoplador rápido	1	H8-63、66M
29	29-003-18	Junta, M36*2-NPT1	1	6NE-16-36LN
30	29-003-19	Junta, acoplador rápido	8	H3-63、66M
31	29-003-20	Junta, M22*1.5-NPT3/8	8	6NE-06-22LN
32	J0981-22-15-54	Tuerca M22*1.5	8	JB981-77
33	J2099-014-51	Tubería, 14	8	JB2099-77
34	B1235-016-24-68	Anillo O $\Phi$ 16*2.4	8	GB1235-76
35	29-003-21	Botón eléctrico	1	XB2-BJ25C
36	29-003-22	manómetro, (0-25Mpa)	5	YN60-III
37	B0065-04-010-03	Tornillo, M4*10	15	GB/T65-1985

## 1.2 MONTAJE – BLOQUE DE VÁLVULA DE LEVANTAMIENTO

Figura 148. Bloque de la válvula de levantamiento





Fuente: HONGHUA

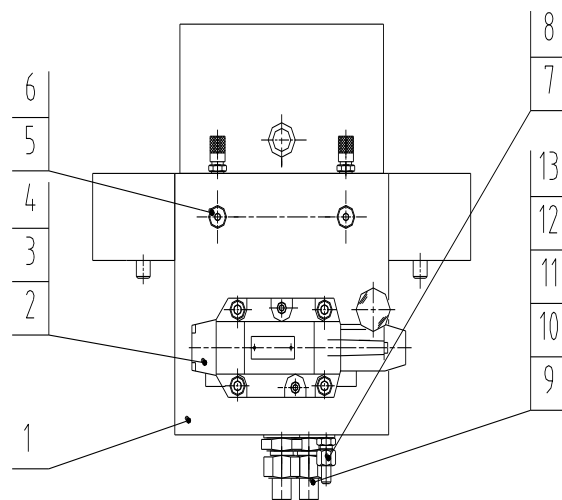
Cuadro 13. Listado de partes de la válvula de levantamiento

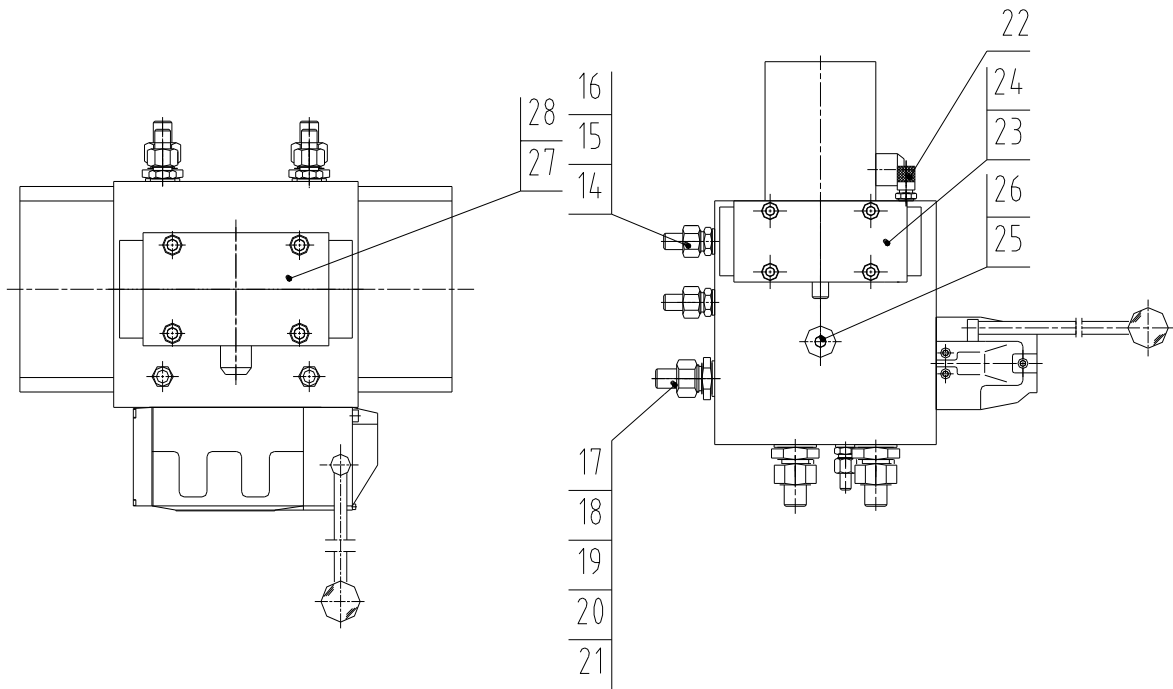
#	PARTE/NUMERO	NOMBRE	CANTIDAD	DESCRIPCION
1	29-003-06-01	Ensamblaje, bloque de válvula de levantamiento	1	TD003.06.01
2	J4444-14-150-54	Tornillo de cierre, M14*1.5	2	JB/ZQ4444-86
3	J0982-14	Arandela, 14	6	JB982-76
4	B1235-016-24-68	Anillo O, $\Phi 16*2.4$	4	GB1235-76
5	J0982-18	arandela, 18	4	JB982-76
6	J0966-14-18-15	Junta de 157arco157a, 14/M18*1.5	4	JB966-77
7	29-003-06-02	Junta , a prueba de presión	2	PT-3
8	29-003-06-03	Válvula sincrónica	2	ZTBF2-10-50
9	B0070-10-090-07	Tornillo, M10*90	8	GB70-85
10	B0070-10-105-07	Tornillo, M10*105	4	GB70-85

11	B0070-06-105-07	Tornillo, M6*105	2	GB70-85
12	29-003-06-04	Válvula de choque, unidireccional	1	Z2FS16-30/S2
13	29-003-06-05	Válvula de cambio, manual	1	4WMM16E50
14	J0981-30-15-54	Tuerca M30*1.5	2	JB981-77
15	B1235-024-24-68	Anillo O, $\Phi 24*2.4$	2	GB1235-76
16	29-003-06-06	Junta de tubería, M27*1.5/M30*1.5	2	1EH-30-27D(HH)
17	J0982-27	Arandela, 27	2	JB982-76
18	J2099-022-51	Tubo, 22	2	JB2099-77
19	J4444-22-150-54	Tornillo de cierre, M22*1.5	1	JB/ZQ4444-86
20	J0982-22	Arandela, 22	1	JB982-76
21	J0966-10-14-15	Tubo, 10/M14*1.5	1	JB966-77
22	B1235-011-19-68	Anillo O, $\Phi 11*1.9$	1	GB1235-76
23	B1235-030-24-68	Anillo O, $\Phi 30*2.4$	2	GB1235-76
24	J0982-33	Arandela, 33	2	JB982-76
25	J0981-36-20-54	Tuerca M36*2	2	JB981-77
26	J2099-028-51	Tubo, 28	2	JB2099-77
27	J0984-33-36-20-54	Junta de tubo, M33*2/M36*2	2	JB984-77
28	29-003-06-07	Válvula sincrónica	1	ZTBF2-40-130
29	B0070-12-120-07	Tornillo, M12*120	4	GB70-85

### 1.3 MONTAJE – BLOQUE DE VÁLVULA SKIDDING

Figura 149. Bloque de la válvula skidding





Fuente: HONGHUA

Cuadro 14. Listado de partes de la válvula skidding

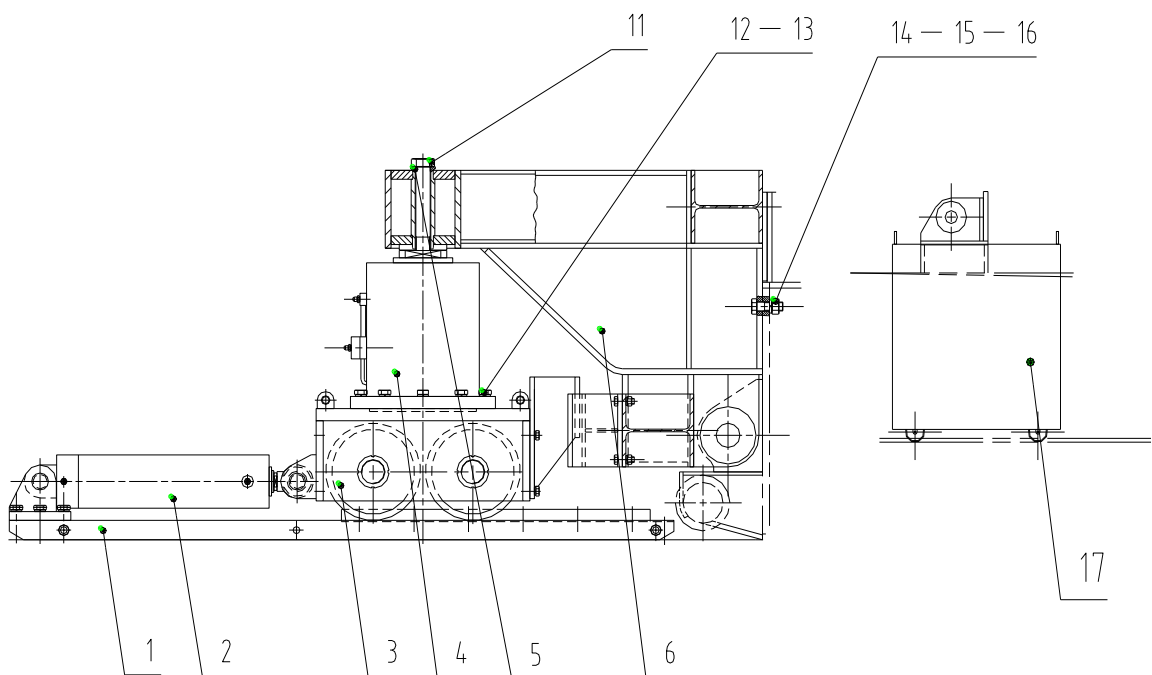
#	PARTE/NUMERO	NOMBRE	CANTIDAD	DESCRIPCION
1	29-003-07-01	Bloque de válvula skidding	1	TD003.07.01
2	29-003-07-02	Válvula de cambio, manual	1	4WMM16E50
3	B0070-10-055-07	Tornillo M10*55	4	GB70-85
4	B0070-06-055-07	Tornillo M6*55	2	GB70-85
5	J4444-14-150-54	Tornillo de cierre, M14*1.5	2	JB/ZQ4444-86
6	J0982-14	Arandela, 14	5	JB982-76
7	J0966-10-14-15	Junta de tubo, 10/M14*1.5	1	JB966-77
8	B1235-011-19-68	Anillo O, $\Phi 11*1.9$	1	GB1235-76
9	B1235-030-31-68	Anillo O, $\Phi 30*3.1$	2	GB1235-76
10	J0984-33-36-20-54	Junta de tubo, M33*2/M36*2	2	JB984-77
11	J0982-33	Arandela, 33	2	JB982-76
12	J0981-36-20-54	Tuerca M36*2	2	JB981-77
13	J2099-028-51	Tubo, 28	2	JB2099-77

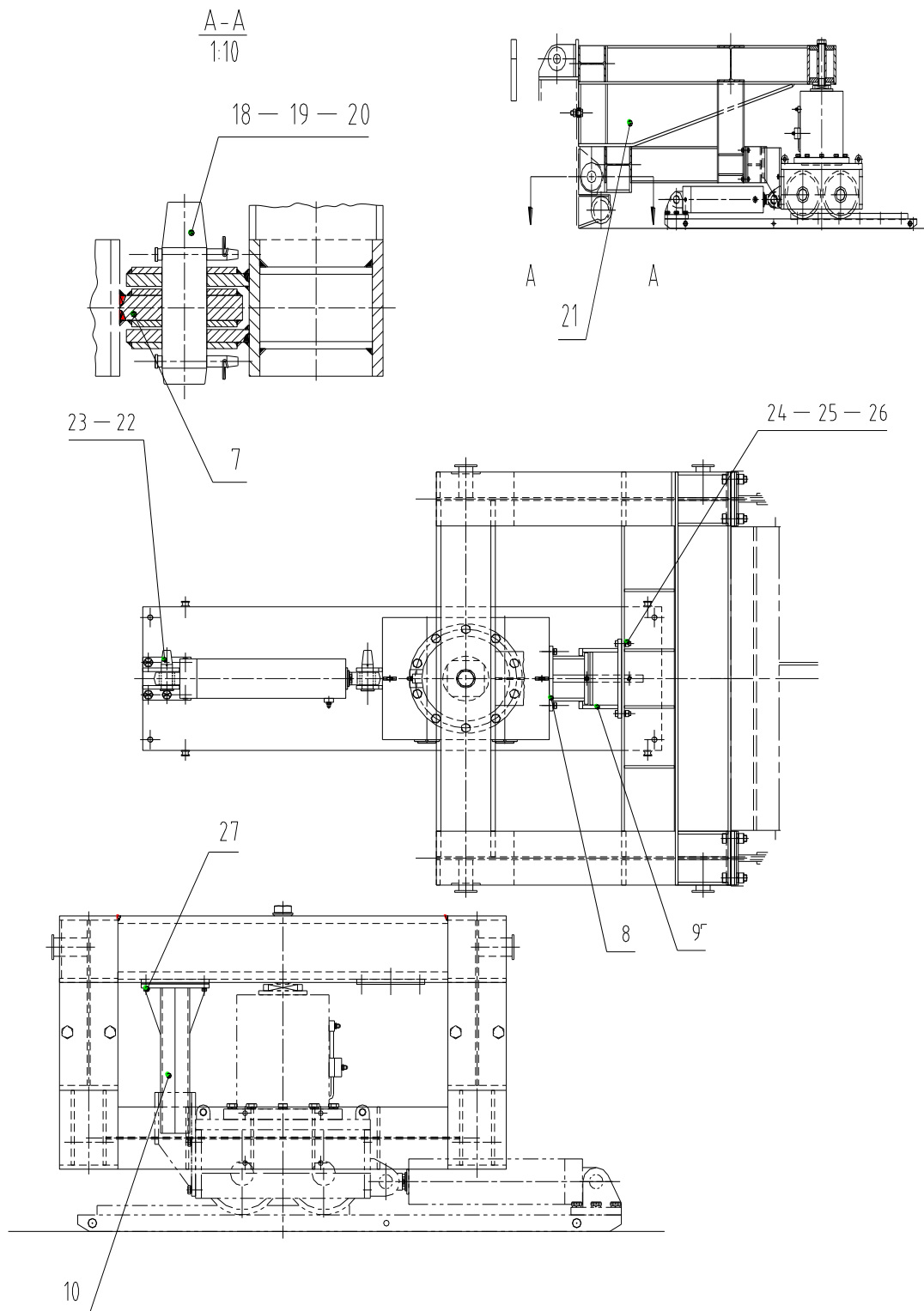


14	B1235-016-24-68	Anillo O, $\Phi 16*2.4$	4	GB1235-76
15	J0982-18	Arandela, 18	4	JB982-76
16	J0966-14-18-15	Junta de tubo, 14/M18*1.5	4	JB966-77
17	J0981-30-15-54	Tuerca M30*1.5	2	JB981-77
18	J0982-27	Arandela, 27	2	JB982-76
19	29-003-07-03	Junta de tubo, M27*1.5/M30*1.5	2	1EH-30-27D(HH)
20	B1235-024-24-68	Anillo O, $\Phi 24*2.4$	2	GB1235-76
21	J2099-022-51	Tubo, 22	2	JB2099-77
22	29-003-07-04	Junta a prueba de presión	2	PT-3
23	29-003-07-05	Válvula sincrónica	2	ZTBF2-10-50
24	B0070-10-090-07	Tornillo, M10*90	8	GB70-85
25	J4444-22-150-54	Tornillo de cierre, M22*1.5	5	JB/ZQ4444-86
26	J0982-22	Arandela, 22	5	JB982-76
27	29-003-07-06	Válvula sincrónica	1	ZTBF2-40-130
28	B0070-12-120-07	Tornillo, M12*120	4	GB70-85

#### 1.4 DISPOSITIVO SKIDDING – EQUIPO

Figura 150. Dispositivo skidding





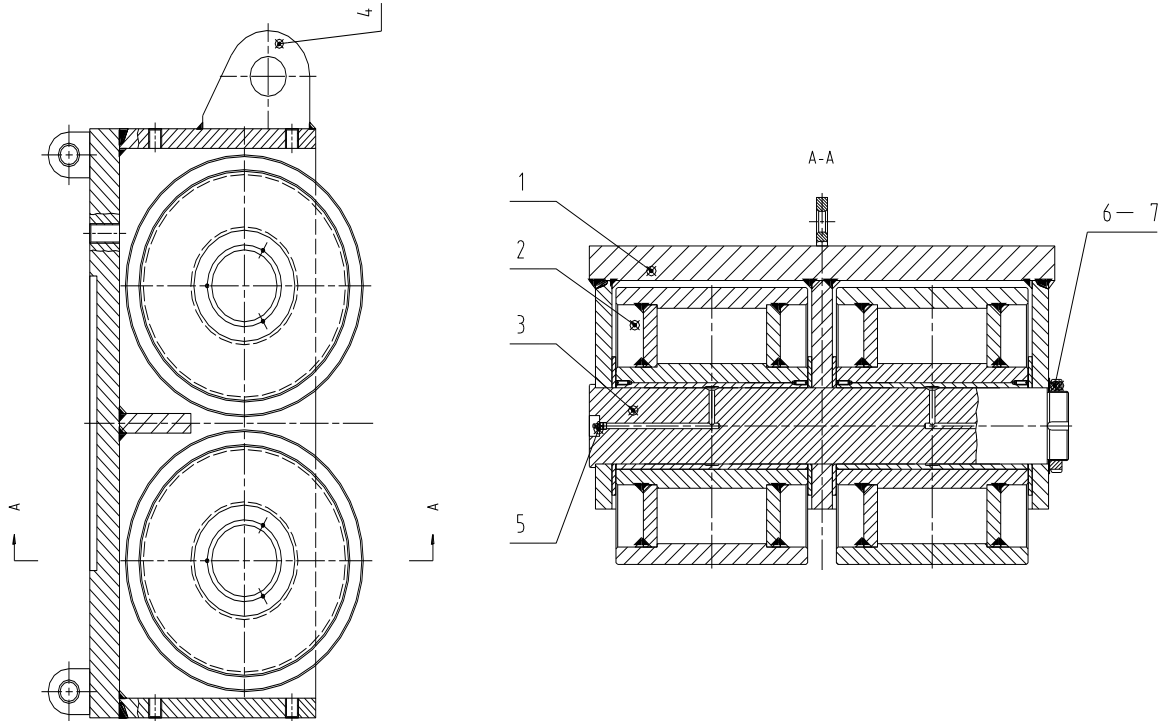
Fuente: HONGHUA

Cuadro 15. Listado de partes del dispositivo skidding

#	PARTE/NUMERO	NOMBRE	CANTIDAD	DESCRIPCION
1	16-026-01-00	Montaje de riel guía	4	ZT026.01.00
2	W007-034-01-000	Cilindro del Skidding	4	HSGK01-180/90-600
3	16-0 26-02-00	Montaje del carretón	4	ZT026.02.00
4	W007-034-02-000	Gato del cilindro	4	GGK1-400/250-150
5	16-026-03	Arandela	4	ZT026.03
6	16-06-04-00	Soporte del asiento 1	2	ZT026.04.00
7	16-026-05-00	Junta de conexión, sola	8	ZT026.05.00
8	16-026-06-00	Localización del asiento	4	ZT026.06.00
9	16-026-07-00	Localización del asiento	4	ZT026.07.00
10	16-026-08-00	Localización del asiento, dirección transversal	4	ZT026.08.00
11	B5785-60-440	Tornillo, M60*4*440	4	GB/T 5785-2000
12	B5782-30-090-07	Tornillo, M30*90	40	GB/T 5782-2000
13	B0093-30-59	Arandela 30	40	GB/T 93-87
14	B5782-36-110-07	Tornillo, M36*110	16	GB/T 5782-2000
15	B6170-36-22	Tuerca M36	16	GB/T 6170-2000
16	B0093-36-59	Arandela 36	16	GB/T 93-1987
17	29-003-00	Caja de control	1	TD003.00
18	H0211	Pin, $\Phi$ 100*400	8	HHSX.100
19	H0303	Pin cortante, $\Phi$ 25*180	16	HHKX.25.01
20	H0401	Pasador de bloqueo, 3*50	16	HHBZ.01
21	16-026-09-00	Soporte del asiento 2	2	ZT026.09.00
22	16-026-10	Pin, $\Phi$ 60*215	8	ZT026.10
23	H0403	Pasador de bloqueo, 6*120	8	HHBZ.03
24	B5782-22-070-07	Tornillo, M22*70	32	GB/T 5782-2000
25	B6170-22-22	Tuerca M22	16	GB/T 6170-2000
26	B0093-22-59	Arandela 22	48	GB/T 93-1987
27	B5782-22-045-07	Tornillo, M22*45	16	GB/T 5782-2000

## 1.5 MONTAJE DEL CARRETÓN

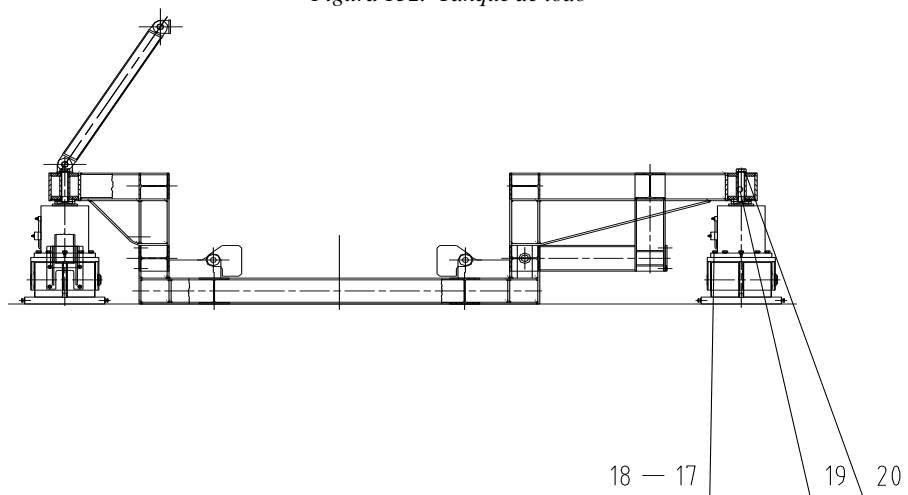
Figura 151. Montaje del carretón

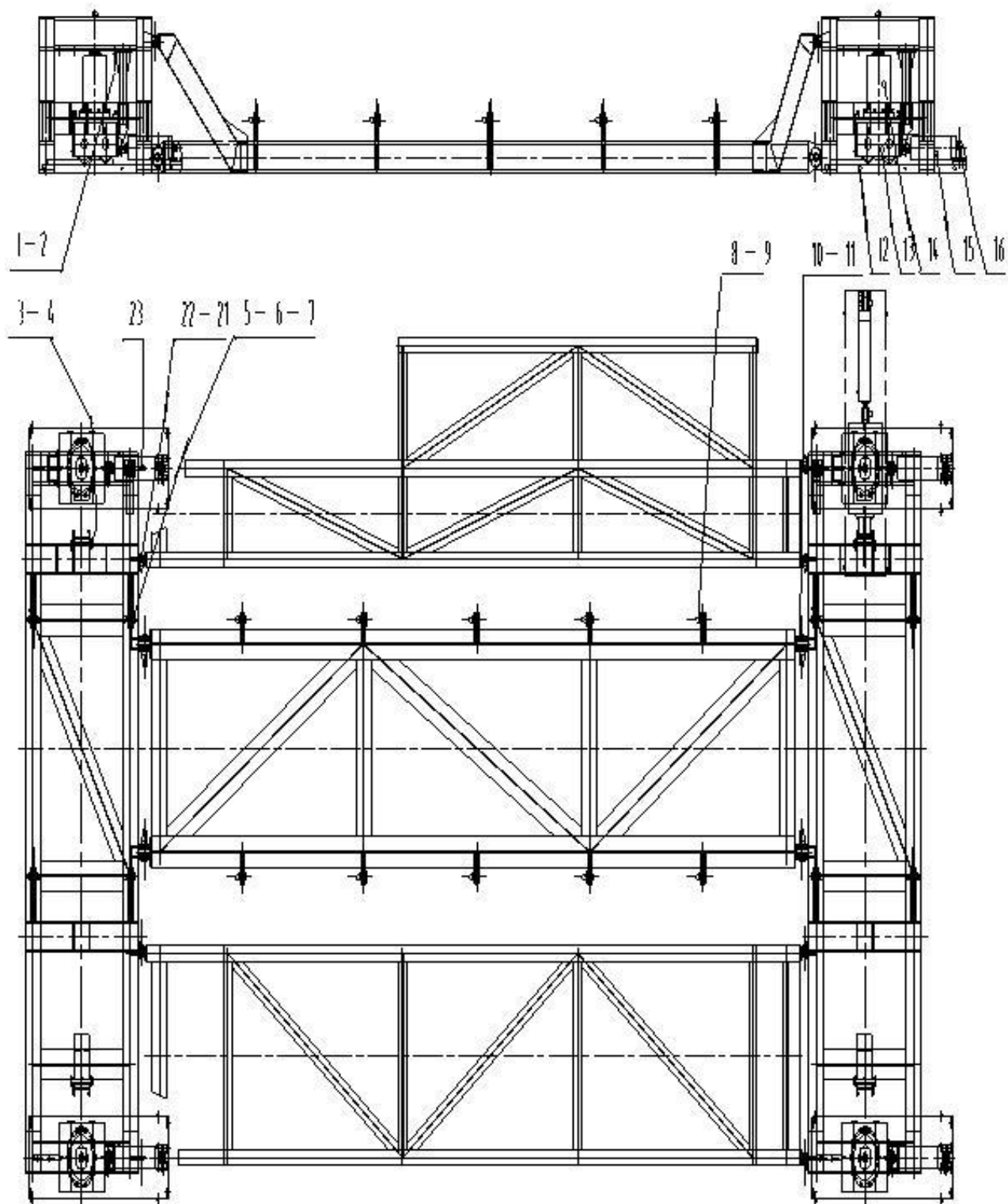


Fuente: HONGHUA

## 1.6 DISPOSITIVO SKIDDING – TANQUE DE LODO

Figura 152. Tanque de lodo





Fuente: HONGHUA

Cuadro 16. Listado de partes del tanque de lodo

#	PARTE/NUMERO	NOMBRE	CANTIDAD	DESCRIPCION
1	B5782-22-045-07	Tornillo, M22*45	16	GB/T 5782-2000
2	B0093-22-59	Arandela, 22	48	GB/T 93-1987
3	B5782-22-070-07	Tornillo, M22*70	32	GB/T 5782-2000
4	B6170-22-22	Tuerca M22	16	GB/T 6170-2000
5	H0205	Pin, $\Phi$ 60*240	8	HHSX.60.1
6	H0301	Pin de corte, $\Phi$ 15*95	16	HHKX.15.01
7	H0401	Pasador de bloqueo, 3*50	16	HHBZ.01
8	H0107	Pin, $\Phi$ 60*195	14	HHPX.60
9	H0403	Pasador de bloqueo, 6*120	22	HHBZ.03
10	H0112	Pin, $\Phi$ 90*295	4	HHPX.90
11	H0404	Pasador de bloqueo, 8*150	4	HHBZ.04
12	16-026-01-00	Montaje del riel guía	4	ZT026.01.00
13	16-026-02-00	Montaje del carretón	4	ZT026.02.00
14	W007-034-02-000	Gato del cilindro	4	GGK1-400/250-150
15	W007-034-01-000	Cilindro del skidding	4	HSGK01-180/90-600
16	16027-05	Pin, $\Phi$ 60*215	8	ZT027.05
17	B5782-30-090-07	Tornillo, M30*90	40	GB/T 5782-2000
18	B0093-30-59	Arandela, 30	40	GB/T 93-87
19	B5785-60-440	Tornillo, M60*4*440	4	GB/T 5785-2000
20	16027-08	Arandela	4	ZT027.08
21	H0402	Pasador de bloqueo 4*65	8	HHBZ.02
22	H0104	Pin, $\Phi$ 45*165	8	HHPX.45
23	16-027-12	Junta de conexión, única, $\delta$ 36	8	ZT027.12

## ANEXO C: EQUIPOS DE ÚLTIMA GENERACIÓN

### 1. ROCKET RIG

Es un equipo fabricado por **VERISTIC TECHNOLOGIES** con el propósito de realizar perforaciones de alcance extendido. El izaje del equipo, se observa en la ...figura... 152.

*Figura 153. Izaje del Rocket Rig*



*Fuente: [www.veristic.com](http://www.veristic.com)*

Sus características son las siguientes:

- Montaje del nivel del suelo sin grúa.
- El sistema de elevación es construido en la subestructura.
- Integra las secciones del mástil y la mesa de trabajo con el equipo de perforación.
- Las secciones del mástil son compactas en tamaño.
- Levantamiento del mástil y la mesa de perforación en un solo tramo o tiro.
- El mástil (torre) podría incluir una construcción de un riel guía.
- El manejo y transporte de las BOP's podría ser en conjunto o todo el montaje durante el movimiento del equipo.
- El bloque viajero, junto con el bloque de corona o con el top drive, pueden formar una sola unidad con la parte superior de la torre, con el fin de facilitar el transporte y el levantamiento del equipo...ver figura...154.
- El Rocket usa una línea solida que elimina el entorche (ver figura 155).
- El rocket puede ser transportado en tan solo 12 cargas o viajes en camiones. Vease figura 156.
- El rocket se desempeña muy bien en la perforación multi-pozos y puede perforar pozos de alcance extendido. El Rig 1500 es mostrado en la figura 157.

*Figura 154. Transporte del bloque viajero, junto con el bloque de corona o con el top drive*



*Fuente: www.veristic.com*

*Figura 155. Línea Solida*



*Fuente: www.veristic.com. "Línea sólida"*

*Figura 156. Cargas Necesarias para el Rocket Rig*



*Fuente: www.veristic.com*

*Figura 157. Equipo Rocket Rig 1500 Hp*



*Fuente: www.veristic.com*



## 1.1 PERFORACIÓN MULTI-POZOS CON EL EQUIPO ROCKET

Portátil. Rápido y seguro, el rocket provee un simple sistema compacto que puede ser transportado en tan solo 12 cargas de camiones. Ha sido probado para el buen rendimiento en perforación de pozos de alcance extendido. Los equipos de tierra “fast moving”, fabricados por VERISTIC, El bloque viajero y el top drive en estos equipos están unidos, formando entre los dos un solo conjunto con la parte superior de la torre, con el fin de facilitar el transporte y el levantamiento o izada del equipo. Una vez el equipo ha sido montado, el piso de perforación y la torre son levantados simultáneamente, en un solo tiro.

## 1.2 ERGUIDO O IZADO MÁS RÁPIDO

En las ventajas del equipo Rocket incluye la reducción de los costos de operación, menos cargas en camiones, cortos tiempos de movilización e izada y menos costos de mantenimiento sobre la vida útil del equipo. Diseñado con la filosofía “la forma sigue la función”, los equipos tienen un amplio piso de perforación, utiliza menos pines de elevación y permite un montaje al nivel del suelo. El sistema de levantamiento de la torre y la sección de arranque de la torre son integradas en la base de deslizamiento “skid” puesta en unidades en la subestructura. La mesa rotaria, los mecanismos de movimiento de la mesa, y el cabeza de gato o “catheads” hidráulicos son puestos en unidades en el piso de perforación.

El cuadro 16, hace una analogía entre un equipo Rocket y un Box Rocket.

Cuadro 17. Cuadro comparativo del equipo Rocket vs Box Rocket (CAJA - CAJA)

Parámetro	Equipo Rocket	Box Rocket
Ancho sub [ft]	29'-10"	54'-10"
Longitud sub [ft]	71'-6"	60'-0"
Ancho del piso de perforación [ft]	18'-10"	18'-4½"
Longitud del piso de perforación [ft]	22'-8"	34'-0"
Ubicación de los malacates	Tierra	Piso del taladro
No. de cargas de camiones para sub & piso de perforación	8	9

Fuente: canrig

### 1.3 ESPECIFICACIONES GENERALES DEL ROCKET RIG

El rocket es un equipo muy versátil que puede ser personalizado para adaptarse a sus requerimientos y aplicaciones. VERISTIC se enorgullece en presentar 3 versiones de equipos de tierra con las mismas características tal como el original, pero con estas capacidades y dimensiones:

*Cuadro 18. Características de capacidades y dimensiones del Rocket*

	POTENCIA		
	1000 HP	1500 HP	3000 HP
<b>Carga del gancho</b>	500.000 lb con 10 líneas	800.000 lb con 12 líneas	1.400.000 lb con 14 líneas
<b>Capacidad de retroceso</b>	350.000 lb	600.000 lb	800.000 lb
	16,000 ft de Ø5"	21,000 ft de Ø5"	22,000 ft de Ø5 – 7/8"
<b>Capacidad de viento</b>	Operando – 32 Nudos		
	Esperado – 60 Nudos		
	Inesperado – 75 Nudos		
<b>Altura limpia del mástil</b>	142 ft	142 ft	147 ft
<b>Altura de la subestructura</b>	20 ft	25 ft	30 ft

*Fuente: canrig*

## 2. POWER MAX RIG

**INDUSTRIAS RBI, LLC.** Power Max™, equipos SCR y VFD ofrecen una “nueva generación” en paquetes de perforación profunda. El conjunto PowerMax™ está construido con lo último en tecnología AC o DC en perforación. Es único por varias razones, sobre todo en que se diseñó con lo último en tecnología de costo efectivo de perforación de alta tecnología. Nuestros equipos de perforación AC y DC son económicos, de gran alcance, de bajo ruido, de bajo mantenimiento y amigable al medio ambiente, siendo algo así como un "equipo de perforación verde".

Este gigante verde es también uno de los diseños de equipo de perforación terrestre más grande, que usa un perforador electrónico y tecnología a distancia para un óptimo rendimiento de la perforación. El perforador electrónico es un sistema electrónico M/D

**(Martin Decker: Marca para equipos de instrumentación)** Totco de perforación con sistema de freno de dos discos, con frenos de cinta instalados como un mecanismo de seguridad de respaldo al sistema.

El perforador electrónico permite un control exhaustivo de los factores que afectan la velocidad de penetración y la vida de la broca. Rara vez se ofrece en equipos en tierra de este tamaño. La línea de alimentación continúa disponible con el perforador electrónico, reemplazando los procedimientos en cuanto al uso de frenos de banda, permite un peso constante sobre la broca y mejora el rendimiento de la tecnología de perforación haciéndola de una forma económica, nunca antes visto hasta ahora. Esta característica no sólo aumenta la tasa de penetración, sino que también aumenta la vida de la broca eliminando el torque y el uso habitual de las brocas PDC. Por último, esta tecnología permite llevar un monitoreo de las operaciones en cualquier parte del mundo.

El nuevo diseño de los equipos de RBI es un completo estado del arte. El sistema de control utiliza los controladores lógicos programables (PLC) para la señal DC y la comunicación a la consola del perforador. Este es entregado por medio de un par de trenzado, cables blindados en vez de el trío de 20 cables conductores, con la señal de DC y el motor / generador cuya información se muestra en una pantalla ubicada en el panel. Esto permite al perforador tener el diagnóstico en pantalla táctil para la solución de problemas y control de rendimiento del sistema. El sistema también pueden ser diseñado de acuerdo a la preferencia del cliente, lo cual todo contribuye a un mayor rendimiento del equipo sin problemas y mejor desempeño en su clase. El equipo POWERMAX de RBI™ utiliza un diseño personalizado del mástil con una capacidad de 1.650.000 libras, subestructura de autoelevación con un sistema de recuperación de lodo debajo de la subestructura y diseño personalizado de malacates de 3000 HP.

El conjunto de energía se compone de cuatro Caterpillar 3512 B controlados electrónicamente. Tienen motores de 1.475 caballos de fuerza que accionan los generadores de 1.505 kilovatios para alimentar a una caseta de control de 5 tableros verticales, Tres (3) bombas de lodo de 2200 HP, capaces de funcionar de forma simultánea a un índice de potencia hidráulica usando motores de corriente alterna AC o continua DC.

Los 4 tanques de 2100 barriles del sistema de lodo están equipados con un sistema de procesamiento completo de fluidos y un diseño de colección completo con barrenas para la transferencia de los cortes. Esto proporcionará una operación de circuito cerrado, que responde a las normas ambientales más rígidas. El sistema FPS (sistema de lodo integral) tiene 5 agitadores del movimiento lineal (shakers), uno funciona como un mud cleaner desarenador y el otro como un removedor de arcilla, montado en un sistema de tanques de diseño nuevo. El sistema de tanques tiene tuberías externas, válvulas y especialmente configurado para permitir la minimización de los volúmenes de lodo cuanto más rápido sea

posible, para cambiar los sistemas de limpieza de lodo o la preparación para su respectivo movimiento.

El sistema de lodo es capaz de configurarse también en un sistema de volúmenes de 1.100, 1.600, o 2.100 barriles, simplemente cambiando las válvulas apropiadas. POWERMAX™ se ha configurado con cada característica de seguridad, demostrando su eficacia en las operaciones diarias. Estos incluyen pinzas o llaves de potencia más largas, que están ergonómicamente diseñadas para minimizar lesiones en la mano. Las placas de deslizamiento o pasantes en el suelo, están codificados por colores para recordar a los tripulantes donde es seguro para pararse y trabajar mientras se maneja tubería en movimiento.

POWERMAX™ ha sido diseñado para minimizar el tiempo y esfuerzo requerido para armar y desarmar el equipo. Tubería retráctil, líneas y cables de control y revisión de un mínimo de componentes permitirá a este equipo de 30.000 ft moverse en 3 días o menos. Podemos suministrar el paquete de nuestro PowerMax™ en las siguientes configuraciones de 1000, 1500, 2000 y 3000 caballos de fuerza.

## 2.1 TALADRO ELECTRICO SCR DIESEL DE 3000 HP

### *Especificaciones*

- **Malacate** (*reacondicionados*): 3000 HP con freno BAYLOR 7838 (reconstruido), tres motores eléctricos DC GE 752 de 1000 HP, ranuras para línea de 1-1/2", cabezas de gato reforzadas y modificadas, consolas perforadoras neumáticas, panel de control, y sistema de seguridad anti- choque.
- **Torre**: 156' de altura, capacidad de carga en el gancho de 1.500.000 Lb, bloque de corona W con 6 poleas de 60", polea de 60" para una línea rápida de 1-1/2", plataforma de la corona segura y un stand pipe dual (línea de alta presión doble) de 5"...ver figura...158.
- **Subestructura elevadiza**: nueva, con una altura del piso de 35' y 30' bajo las vigas de la rotaria, rampa de puerta en V, escaleras, rieles de seguridad, línea muerta anclada y tanque de reserva de aire. Incluye sistemas de recuperación de lodo anclado adjunto en la parte trasera de la torre.
- **Equipo viajero**: (reacondicionado): bloque en el cuello de ganso de 750 toneladas junto con un swivel de 500 toneladas.

- **Mesa rotaria (reacondicionada):** mesa de 37-1/2” con dos velocidades de transmisión y un motor de alto torque GE 752 de 1000 HP.
- **Sistema de potencia** (nuevo): 4 motores Caterpillar 3512B DITTA y generadores W/KATO 6p6 de 3150 Kilovatios.
- **Sistema de serie SCR (rectificador controlado de silicio):** sistema de tableros verticales o módulos 5 X 5 DC.
- **Bombas de lodo** (nuevo): 3 bombas por 2 motores eléctricos GE 752 DC de 1000 HP cada bomba Triplex de 1600 HP de succión, múltiple de descarga y bombas de carga alimentadas.
- **Equipo de control de sólidos**  
Shale Shakers – Dos (2) de movimiento lineal.  
Desander – Tres (3) conos de 10” con una bomba centrífuga de 1000 HP.  
Mud cleaner – Movimiento lineal.  
Desilter – 16 conos con bomba centrífuga de 1000HP.  
Degasificador  
Poorboy
- **Tanques** (Nuevo): Tanques de lodo con capacidad de 2000 barriles aproximadamente. Equipados con nueve (9) agitadores de lodo y cuatro (4) bombas centrífugas de 1-7/8”-6”x 8” con 60 HP y motor eléctrico para cada una. Tanques de agua (2), con capacidad de 1000 barriles, y tanques de combustible (2) con una capacidad total de 600 barriles y por último, las pistolas de lodo.

Figura 158. Rig Powermax



Fuente: rigbuilders.com

- **Sistema de vigilancia del taladro:** Nuevo.
- **Sistema neumático:** dos (2) compresores eléctricos tipo tornillo y un conjunto de arranque en frío, o sea, este compresor es el primer motor que se prende en el equipo para dar aire a todo y luego prender los CAT 3512, montados en el espacio del compresor.

- **Misceláneo:** cableado y luces, tubería, pintura, unidad de wire line (reconstruida), línea (cable) del taladro y spooler, herramientas de fondo, manguera de la kelly y tubo hexagonal (kelly) de 40’.
- **Subestructura del equipo:** Nueva.
- Todos los equipos son hechos en USA. El precio incluye la instalada y el registro.

## 2.2 TALADRO ELECTRICO SCR DIESEL DE 2000 HP

### *Especificaciones*

- **Malacates** (nuevo): de la compañía BDW. Ranuras para línea de 1-3/8”. 2000 HP con freno eléctrico BAYLOR 7838, cabezas de gato reforzadas y modificadas, accionadas por dos motores de tracción DC reconstruidos GE 752 de 1000 HP. Corona satélite O MATIC (sistema anti –choque)
- **Torre** (nueva): 152’ de altura, capacidad de carga en el gancho de 1.300.000 Lb, bloque de corona W con 6 poleas de 50” y una polea para una línea rápida.
- **Subestructura elevadiza** (nueva): altura del piso de 35’ y 30’ bajo las vigas de la rotaria, rampa de puerta en V, escaleras, rieles de seguridad, línea muerta anclada y tanque de reserva de aire. Incluye pasarelas, pasamanos de seguridad y la parte superior de la casa del perro. El carruaje de las BOP’s tiene dos montacargas de 20 toneladas.
- **House SCR** (nuevo): Sistema eléctrico DC M&I de paneles verticales de 4 X 5.
- **Sistema de potencia** (nuevo): 4 motores Caterpillar 3512B DITTA y generadores W/KATO 6P6 de 1365 Kilovatios.
- **Bombas de lodo** (nuevo): ELLIS WILLIAMS ENGINEERING COMPANY – MAGNOLIA TEXAS. Tres bombas triplex de 1600 HP con una presión de trabajo de 5000 psi (estilo nacional), válvulas de descarga (hecha en usa), bombas de carga o de alimentación, válvula de alivio de presión, amortiguador de pulsaciones y calibrador de lodo. Están accionadas por 2 motores eléctricos reconstruidos GE 752 de 1000 HP, correas gemelas KEVLAR montadas en la parte trasera q circulan por el patín del motor.
- **Bloque viajero y gancho** (nuevo): AMERICAN BLOCK MANUFACTURING COMPANY, INC. Capacidad de 500 toneladas con 6 poleas de 50” y un amortiguador hidráulico.
- **Swivel** (nuevo): AMERICAN BLOCK MANUFACTURING COMPANY, INC. capacidad de 500 toneladas.

- **Mesa rotaria** (nuevo): AMERICAN BLOCK MANUFACTURING COMPANY, INC. mesa de 37-1/2" con dos velocidades de transmisión y un motor de alto torque GE 752 de 1000 HP reconstruido y un buje maestro.
- **Tanques** (nuevo): Tanques de lodo con capacidad de 2000 barriles aproximadamente. Equipados con nueve (9) agitadores de lodo y cuatro (4) bombas centrífugas de 1-7/8"-6"x 8" con 60 HP y motor eléctrico para cada una, y por último, las pistolas de lodo.
- **Equipo de control de sólidos** (nuevo):  
ShaleShakers – Dos (2) de movimiento lineal  
Desander – Tres (3) conos de 10" con una bomba centrífuga de 100 HP  
MudCleaner – Movimiento lineal  
Desilter – 16 conos con bomba centrífuga de 100HP  
Degasificador  
Poorboy
- **Tanques de aguay combustible**: Tanques de agua (2), con capacidad de 1000 barriles, y tanques de combustible (2) con una capacidad total de 600 barriles.
- **Sistema de vigilancia del taladro** (nuevo): MD-TOTCO O SU EQUIV.
- **Sistema de aire** (nuevo): dos (2) compresores eléctricos tipo tornillo de 50 HP y un conjunto de arranque en frío, montado en el espacio del compresor.
- **Air tuggers (nuevo – winches de levante de tubería)**: uno es operado a una Capacidad de 70.000 Lbs., y otro operado con aire a 2500 Lbs con lubricador y engrasador.
- **Múltiple del stand pipe** (nuevo).
- **Choke manifold** (nuevo): 5000 psi.
- **Racks de tubería** (nuevo): 6 racks, cada uno de 30'FT de largo y 36" de alto
- **Misceláneos**: cableado y luces, tubería, pintura, unidad de wire line (reconstruida), línea (cable) del taladro y spooler, herramientas de fondo, manguera de la kelly y tubo hexagonal (kelly) de 40' y planchadas de la subestructura (MATS)

### ***Opciones de equipos***

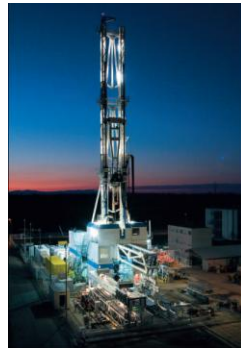
- **Top drive**: CANRIG TECHNOLOGIES. Modelo 1250 AC de 500 toneladas.
- **Sistema de climatización del aire**: Subestructura, piso del taladro, encuelladero, equipo necesario, dos extractores de 100 HP, 21 calentadores de vapor roughneck (marca del fabricante), 7 calentadores eléctricos roughneck, líneas de vapor a través de todos los tanques.
- **Sistema Skidding**: rieles, cilindros hidráulicos, sistema de control y unidad de potencia hidráulica.

**NOTA:** Los sistemas VFD y SCR varían de acuerdo al funcionamiento de la corriente continua en los generadores del equipo. El VFD es un sistema de frecuencia variable de 3 x 4 que incluye interruptores o cuadros de distribución en el generador para cada uno a lo largo de todos los encendedores A/C para motores auxiliares y el sistema de alumbrado de rango de voltajes de 110-220-440-600. Por otra parte, el SCR incluye configuraciones de módulos 3 x 5, 5 x 5 en sistemas DC eléctricos de nomenclatura M & I.

### **2.3 INNOVARIG: UNA INNOVACION EN LOS EQUIPOS DE PERFORACION PARA LA CIENCIA Y LA EXPLORACION**

Innovarig es un nuevo equipo de perforación con características innovadoras científicas para perforación y aplicaciones industriales. Diseñado por GFZ centro de búsquedas para geociencias german, en cooperación con los compañeros industriales herrenknecht vertical y H. Angers son, que fue excedido con los requerimientos modernos de perforación. Con una pequeña huella medio ambiental, también reduciendo la mano de obra y los costos operacionales a un mínimo (ver figura 159).

*Figura 159. Equipo de perforación InnovaRig*



*Fuente:* [http://www.gfz-potsdam.de/portal/gfz/Public+Relations/M30-Infomaterial/Druckschriften/GFZ-PR-Faltblatt-InnovaRig-en\\_pdf?binary=true&status=300&language=en](http://www.gfz-potsdam.de/portal/gfz/Public+Relations/M30-Infomaterial/Druckschriften/GFZ-PR-Faltblatt-InnovaRig-en_pdf?binary=true&status=300&language=en)

#### ***Especificaciones***

La torre y sistema de elevación es accionada hidráulicamente por un sistema de Doble cilindro. La carga nominal del gancho es de 3500 kN. InnovaRig ofrece una capacidad de 5000 m de profundidad.

El Manejo del sistema de tuberías comprende manos semi-automáticas. Una tubería combinada hecha de acero, un controlador de tubo y tecnología de llaves automatizadas...véase figura...160. Reduce el intenso trabajo físico en la plataforma de



perforación a un mínimo esfuerzo. Una persona en la torre del lugar de trabajo no es muy necesaria.

Se integran cuatro Técnicas de perforación: Perforación giratoria, extracción de muestras de corazones, cableo (wireline) y extracción de núcleos de perforación bajo balance de inyección de aire. Dos nuevas unidades de top drive dan a los sistemas (Perforación rotaria y extracción de muestras por cable) un máximo rendimiento en la perforación. El sistema de lodos, bombas y tanques son ajustables modularmente a las 4 técnicas de perforación mencionadas anteriormente.

*Figura 160. Llave de potencia Hidráulica-Neumática*



*Fuente: [http://www.gfz-potsdam.de/portal/gfz/Public+Relations/M30-Infomaterial/Druckschriften/GFZ-PR-Faltblatt-InnovaRig-en\\_pdf?binary=true&status=300&language=en](http://www.gfz-potsdam.de/portal/gfz/Public+Relations/M30-Infomaterial/Druckschriften/GFZ-PR-Faltblatt-InnovaRig-en_pdf?binary=true&status=300&language=en)*

### ***Innovarig para la ciencia***

La técnica de núcleos es facilitada por dos sistemas de top drive ajustables a todas las clases de corazones. El top drive más pequeño puede ir conectado al top drive estándar para evitar una instalación adicional en el pozo perforado. Un cable (wireline) integrado con gancho (winche) y un cable integrado con bomba y un sistema de tanques de lodos modificado facilitan el cambio rápido de velocidad para la técnica de cable para muestras de núcleos.

La velocidad de registro es una característica central de innovarig. Una unidad de almacenamiento pre-instalada para sondeo de registro y un dispositivo especial direccionan para un registro con cable rápido.

El Muestreo científico es fácil con un colector especial para el corte de las muestras. Un nuevo lodo para análisis de gas con aparatos basados en la espectrometría de masas. Un contenedor para la ciencia puede ser instalado en la locación para investigaciones de campo en laboratorio. La gestión de los datos toma lugar en el sitio, en línea con la adquisición de

los datos. El sistema de información en perforación de Innovarigs (DIS) está integrado dentro del ICDP (Programa científico de Perforación Continental Internacional).

La gestión de datos se realiza a través del sitio, en línea con la adquisición de datos. El sistema de información de perforación de InnovaRig (DIS) está integrado dentro del Sistema de Información de perforación ICDP (Programa de Perforación Científica International Continental).

### ***Funcionalidad***

- Diseño de plataformas especiales y equipos científicos para perforación.
- Aplicación variable de perforación rotaria, corazones estándar y corazones con cable y perforación con inyección de aire.
- Diseño de taladros modulares de seguridad y automatización estándar alta.
- Concepto de energía integrada.
- Sistema de alimentación y carga hidráulica. No líneas de perforación.
- La carga del gancho va soportada directamente por la estructura. (caja en caja).
- Construcción de cargas y manijas dobles.
- Integración de tecnologías de perforación probadas tanto en pozos de petróleo como en pozos de gas.
- Impacto ambiental lo más mínimo posible.
- Diseño integrado de atenuación de ruido.
- Reducción del tamaño del lugar.
- Perforación con bajo costo.

### ***Datos técnicos***

- Profundidad de perforación entre 4000-5000 m.
- Carga regular del gancho 3500 kN.
- Velocidad rotaria nominal 220 rpm.
- Torque rotario 40-75 kNm.
- Velocidad del corazón con cable (wireline) 500 rpm.
- Torque del corazón con cable (wireline) 12-18 kNm.
- Velocidad de viaje 500 m/hr.
- Estroque del cilindro montacarga 22 m.
- Unidad de potencia de hasta 4000 Kws.
- Peso aproximado del taladro 3700 kN.
- Bombas de lodo 3x1000 kW.
- Bomba de lodo para corazones con cable (wireline) 1x350 kW.
- Máxima presión del lodo 350 bar.

- Sistemas de tanques de lodo 240 m<sup>3</sup>.
- Juego del generador 3x1540 kVA.
- Capacidad de estantería (racking) 7000 m.
- Torno del corazón con cable 5000 m d = 12.7 mm

Figura 161. Líneas de retorno de lodo



Fuente: [http://www.gfz-potsdam.de/portal/gfz/Public+Relations/M30-Infomaterial/Druckschriften/GFZ-PR-Faltblatt-InnovaRig-en\\_pdf?binary=true&status=300&language=en](http://www.gfz-potsdam.de/portal/gfz/Public+Relations/M30-Infomaterial/Druckschriften/GFZ-PR-Faltblatt-InnovaRig-en_pdf?binary=true&status=300&language=en)

### **Componentes**

1. Soporte de tubería.
2. Sistema de manejo de tubería.
3. Elevador hidráulico con grúa.
4. Subestructura con plataforma de trabajo y golpe fuera del sistema de preventoras.
5. Transformador de energía eléctrica.
6. Bombas de lodo.
7. Sistema de condicionamiento de lodo con tanques de lodos, zaranda vibratoria o rumba (shale shaker), centrifugas, desarenadores y destiladores.
8. Encendido de motores diesel.

La siguiente figura muéstralos componentes de una locación con Innovarig.

Figura 162. Componentes de un equipo de perforación InnovaRig



Fuente: [http://www.gfz-potsdam.de/portal/gfz/Public+Relations/M30-Infomaterial/Druckschriften/GFZ-PR-Faltblatt-InnovaRig-en\\_pdf?binary=true&status=300&language=en](http://www.gfz-potsdam.de/portal/gfz/Public+Relations/M30-Infomaterial/Druckschriften/GFZ-PR-Faltblatt-InnovaRig-en_pdf?binary=true&status=300&language=en)