

**DISEÑO Y APLICACIÓN DE UN ENTORNO EDUCATIVO VIRTUAL PARA LA
ASIGNATURA DE PERFORACIÓN DE POZOS**

DAVID ESTEBAN HERNÁNDEZ CÁCERES

NICOLÁS FABIÁN MATEUS SANTOS

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

2017

**DISEÑO Y APLICACIÓN DE UN ENTORNO EDUCATIVO VIRTUAL PARA LA
ASIGNATURA DE PERFORACIÓN DE POZOS**

DAVID ESTEBAN HERNÁNDEZ CÁCERES

NICOLÁS FABIÁN MATEUS SANTOS

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de

Ingeniero de Petróleos

Director:

WILSON RAÚL CARREÑO VELAZCO

Ingeniero de Petróleos, MSc.

Co – Director:

JORGE IVÁN TORRES CAMACHO

Ingeniero de Sistemas, MSc

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

2017

DEDICATORIA

Primeramente y de manera muy especial, quiero dedicar este logro alcanzado a DIOS, por guiarme a través del camino recorrido y permitirme cumplir esta gran meta de ser Ingeniero de Petróleos.

A mi madre, quien ha sido mi gran motivación para seguir adelante, gracias madre mía por confiar en mí y estar conmigo en cada momento de mi vida apoyándome y aconsejándome, por ser mi amiga incondicional que sin importar las circunstancias diste todo de ti para que me superara y fuera un ejemplo a seguir. A mi padre por su constante apoyo y colaboración en los buenos y malos momentos, por su empuje y dedicación que hicieron posible culminar satisfactoriamente esta meta.

A mi hermana, quien con sus hermosos sentimientos para conmigo me motiva a seguir adelante con mis metas y proyectos, doy gracias a DIOS por permitirme ser tu hermano y compartir juntos las alegrías y tristezas que nos presenta la vida, gracias por estar junto a mí en este gran logro alcanzado.

A toda mi familia, quienes han compartido conmigo momentos especiales y grandes vivencias, de las cuales he podido aprender lo importante que es la familia, además, por brindarme su apoyo en este proceso de formación como profesional.

A todos mis maestros quienes con esfuerzo y dedicación me compartieron sus conocimientos y aportaron ese granito de arena en mi formación como profesional y como persona.

DAVID ESTEBAN HERNÁNDEZ CÁCERES

DEDICATORIA

Quiero agradecer y seguiré agradecido por el resto de mi vida, a mis padres Javier Mateus y Elsa Patricia Santos por todo lo que soy, por lo que he conseguido, por lo que quiero ser y por lo que seré, porque gracias a su crianza, ejemplo y esfuerzo es que he sido una persona muy feliz y con muchas oportunidades en la vida. A mi hermano Camilo Mateus que gracias a la poca diferencia de edad ha crecido junto a mí como un amigo más, gracias en general a mi familia y espero que los cuatro sigamos estando unidos hasta que la vida lo permita. Al abuelito de la familia “Tony” que nos ha alegrado los últimos 11 años de nuestras vidas.

Agradezco a mi morenita Isabel que estuvo conmigo acompañándome en esta etapa de mi vida y espero siga acompañándome en mis etapas venideras y así poder compartir muchas alegrías, tristezas y logros más. Gracias por todos los consejos que me diste y por todas las experiencias que hemos vivido juntos dentro y fuera de la universidad, Gracias mi amor.

Quiero agradecer a la familia de mi mama, a mis tíos, tías, primos, primas porque siempre han estado conmigo, en especial a mi nona Cecilia que ha estado conmigo desde que nací, por lo tanto, una parte de ella se quedó conmigo y ha estado conmigo durante todo este tiempo, también agradecer a mi nono José Manuel Santos, aunque fue poco el tiempo que lo conocí me enseñó a ser una persona trabajadora y a luchar, sea cual sea las circunstancias por sacar a nuestros seres queridos adelante. A la familia de mi papa, que siempre me han acogido de la mejor forma, porque a pesar de lo extensa que es la familia siempre nos hemos mantenido unidos, a mis tíos, a mis primos, primas y en especial a mi nona Blanca que siempre me ha apoyado y que con sus consejos y preocupaciones siempre ha estado pendiente de todos sus nietos. Gracias a Dios que siempre ha estado conmigo, ya que todo lo bueno que sucede no puede ser solo suerte.

Gracias a todos los profesores que se han involucrado en mi formación académica y de manera general a todos mis amigos que siempre han estado conmigo, amigos del colegio, de la universidad y de la vida. Gracias a David mi compañero de tesis que debido a nuestro trabajo en equipo es que estamos redactando estas dedicatorias.

NICOLÁS FABIAN MATEUS SANTOS

AGRADECIMIENTOS

En primera estancia queremos agradecer a Dios por brindarnos las fuerzas necesarias para desarrollar todos nuestros proyectos, por acompañarnos en todo momento, dándonos paciencia, sabiduría, vida y salud.

De igual forma, agradecerles a nuestros padres quienes han sido los pilares del triunfo en nuestras vidas, brindándonos su apoyo incondicional y demostrando su fe para con nosotros en que estamos trazando un mejor futuro para nuestras familias.

Al Ingeniero Wilson Raúl Carreño Velazco por permitirnos desarrollar este proyecto bajo su dirección y al Ingeniero Jorge Iván Torres Camacho por guiarnos a través del desarrollo de este trabajo de grado.

Al Ingeniero Emiliano Ariza León y al Ingeniero Néstor Fernando Saavedra Trujillo, quienes, con su asistencia y colaboración como evaluadores, nos brindaron los criterios necesarios para presentar un excelente trabajo de grado.

A la Universidad Industrial de Santander por darnos la oportunidad de ser parte de ella y brindarnos el conocimiento para formarnos como personas líderes e íntegras, como Ingenieros de Petróleos.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	21
1. MODALIDAD FORMATIVA E-LEARNING	22
1.1 CARACTERISTICAS DE E-LEARNING.....	23
1.2 BENEFICIOS DE UNA PLATAFORMA E-LEARNING.....	24
1.3 ASPECTOS FUNDAMENTALES DE E-LEARNING	25
1.4 PAPEL DE LA TECNOLOGÍA EN LA EDUCACIÓN	25
1.5 IMPACTO DE LAS DE LA TECNOLOGÍA COMPUTACIONAL EN LOS ESTUDIANTES.....	26
2. TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN (TIC).....	27
2.1 CLASIFICACIÓN DE LAS TIC TOMANDO EN CUENTA TIPOS DE MEDIO Y ENFOQUES EDUCATIVOS	28
2.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS TIC	28
2.3 APORTES DE LAS TIC	30
2.3.1 Ventajas y desventajas de las TIC	30
3. PLATAFORMA MOODLE	34
3.1 CARACTERISTICAS	34
3.2 EXPERIENCIAS DE MOODLE EN OTRAS UNIVERSIDADES.....	36
3.2.1 Universidad Nacional de Colombia.....	37
3.2.2 Universidad Sergio Arboleda	37
3.2.3 Universidad de Oriente	38
4 CONTENIDO DE LA ASIGNATURA PERFORACIÓN DE POZOS	40
4.2 PROGNOSIS GEOLÓGICA DE LA PERFORACIÓN Y ESTUDIO DE POZOS DE CORRELACIÓN (OFFSET).....	40
4.1.1. Prognosis geológica de la perforación.....	41
4.1.2. Estudio de pozos de correlación o de referencia	45
4.3 SELECCIÓN DE EQUIPOS BÁSICOS DE PERFORACIÓN	49
4.2.1 Sistema de rotación	50
4.2.2 Sistema de potencia	50
4.2.3 Sistema de circulación.....	51
4.2.4 Sistema de elevación.....	54

4.2.5	Sistema de prevención de reventones.....	57
4.2.6	Sistema de monitoreo del pozo.....	58
4.3	PROGRAMA CONCEPTUAL DE PERFORACIÓN.....	59
4.3.1	Revestimiento de las paredes del pozo	59
4.3.2	Pruebas de integridad.....	65
4.3.3	Fluidos de perforación	66
4.3.4	Reología básica del lodo.....	68
4.3.5	Cementación.....	70
4.4	DISEÑO DE SARTA DE PERFORACIÓN Y PROGRAMA DE BROCAS	74
4.4.1	Brocas de perforación.....	75
4.4.2	Brocas corazonadoras	86
4.4.3	Selección de brocas	87
4.4.4	Sarta de perforación	89
4.4.5	Diseño de sarta de perforación.....	92
4.4.6	Balanceo de sarta de perforación	94
4.5	SELECCIÓN DE DRILL COLLARS.....	94
4.5.1	Método del factor de BOYANZA (FB)	95
4.5.2	Selección drill collars	97
4.6	PERFORACIÓN DIRECCIONAL	98
4.6.1	Aplicaciones de la perforación direccional.....	99
4.6.2	Perforación horizontal y sus aplicaciones.....	102
4.6.3	Perfiles de pozos horizontales	106
4.6.4	Beneficios de un pozo horizontal	108
4.6.5	Trayectoria del pozo	109
4.7	CONTROL DE POZOS	120
4.7.1	Conceptos básicos	121
4.7.2	Influjo-reventón	124
4.7.3	Métodos de control de pozos.....	126
4.7.4	Equipos de control de pozos.....	130
4.8	HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN	140
4.8.1	Caídas de presión.....	140

4.8.2	Conceptos básicos de hidráulica	143
4.8.3	Regímenes de flujo	145
4.8.4	Tipos de fluidos.....	145
4.8.5	Modelos reológicos	146
4.8.6	Ecuaciones hidráulicas prácticas.....	149
4.8.7	Caída de presión en la broca.....	150
4.8.8	Optimización de hidráulica de brocas	151
4.8.9	Criterios hidráulicos	151
4.8.10	Capacidad de arrastre del lodo.....	153
4.8.11	Limpieza del hueco.....	154
4.8.12	Velocidad de deslizamiento	155
4.8.13	Velocidad de transporte.....	156
4.8.14	Concentración de recortes de perforación.....	156
4.9	PEGA DE TUBERÍA.....	157
4.9.1	Mecanismos de pega.....	157
4.9.2	Señales de advertencia	163
4.9.3	Prevención de pega de tubería	165
4.10	PERFORACIÓN COSTA AFUERA.....	166
4.10.1	Tipos de estructuras y unidades costa afuera	169
4.10.2	Equipos de perforación offshore.....	178
5.	ACTIVIDADES DEL AULA VIRTUAL Y DISEÑO DEL CURSO	186
5.1	UNIDAD 1: PROGNOSIS GEOLÓGICA DE LA PERFORACIÓN Y ESTUDIO DE POZOS DE CORRELACIÓN.	187
5.2	UNIDAD 2: SELECCIÓN DE EQUIPOS BÁSICOS DE PERFORACION ..	190
5.3	UNIDAD 3: PROGRAMA CONCEPTUAL DE PERFORACIÓN (ESTADO MECÁNICO DEL POZO)	192
5.4	UNIDAD 4: DISEÑO DE SARTA DE PERFORACIÓN Y PROGRAMA DE BROCAS.....	195
5.5	UNIDAD 5: DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN (SELECCIÓN DE DRILL COLLARS).....	197
5.6	UNIDAD 6: EVALUACIÓN DEL DESGASTE DE BROCAS TRICÓNICAS	200
5.7	UNIDAD 7: DESGASTE DE BROCAS PDC	203

5.8	UNIDAD 8: PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	205
5.9	UNIDAD 9: CONTROL DE POZOS	208
5.10	UNIDAD 10: HIDRÁULICA EN PERFORACIÓN DE POZOS.....	211
5.11	UNIDAD 11: PEGA DE TUBERÍA.....	214
5.12	UNIDAD 12: PERFORACIÓN COSTA AFUERA	216
5.13	DISEÑO DEL AULA VIRTUAL.....	218
5.13.1	Unidad 1	220
5.13.2	Unidad 2	223
5.13.3	Unidad 3	226
5.13.4	Unidad 4	229
5.13.5	Unidad 5	232
5.13.6	Unidad 6	235
5.13.7	Unidad 7	238
5.13.8	Unidad 8	241
5.13.9	Unidad 9	244
5.13.10	Unidad 10	247
5.13.11	Unidad 11	250
5.13.12	Unidad 12	253
5.13.13	Otros recursos del aula virtual	256
6	CONCLUSIONES	258
7	RECOMENDACIONES	259
	BIBLIOGRAFIA.....	260

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Formación E-Learning	23
Figura 2. Exploración sísmica costa afuera	40
Figura 3. Coordenadas e intervalos	42
Figura 4. Objetivos exploratorios	42
Figura 5. Sistema de circulación	52
Figura 6. Sistema de elevación.....	54
Figura 7. Tonelada-Milla	55
Figura 8. Sistema de prevención de reventones.....	57
Figura 9. Descripción gráfica del estado mecánico del pozo	60
Figura 10. Cargas por colapso.....	63
Figura 11. Diseño por estallido	64
Figura 12. Cargas por tensión.....	64
Figura 13. Centralizador flexible	72
Figura 14. Centralizador Rígido	73
Figura 15. Raspadores	73
Figura 16. Equipos de flotación.....	74
Figura 17. Partes de las brocas tricónicas	75
Figura 18. Mecanismo de corte en las brocas tricónicas	76
Figura 19. Clasificación de las brocas tricónicas	77
Figura 20. Clasificación de brocas de cortadores fijos.....	80
Figura 21. Broca PDC.....	81
Figura 22. Diamante impregnado.....	82
Figura 23. Brocas de diamante térmicamente estable.....	83
Figura 24. Broca Híbrida	85
Figura 25. Sarta de perforación	90
Figura 26. Drill collar	95
Figura 27. Perforación Direccional.....	99
Figura 28. Pozos múltiples desde una plataforma	100
Figura 29. Sidetrack.....	101
Figura 30. Yacimientos en domos salinos	102
Figura 31. Pozos horizontales.....	103
Figura 32. Yacimiento fracturado verticalmente.....	104
Figura 33. Radio corto, medio y largo de pozos horizontales	106
Figura 34. Trayectoria tipo tangencial.....	113
Figura 35. Pozo tipo “S”	116
Figura 36. Pozo tipo “J”	118
Figura 37. Taladro inclinado.....	119

Figura 38. Esquema de apilamiento simple de BOP.....	135
Figura 39. Preventor anular	136
Figura 40. Preventor de ariete	137
Figura 41. Sistema de circulación del pozo	141
Figura 42. Puntos de pega al bajar la broca	160
Figura 43. Puntos de pega al sacar la sarta	161
Figura 44. Plataforma de perforación offshore.....	167
Figura 45. Tipos de unidades de perforación.....	169
Figura 46. Plataforma fija con floating drilling tender	171
Figura 47. Plataforma fija Self-Contained	172
Figura 48. Unidades sumergibles	173
Figura 49. Plataforma compliant	175
Figura 50. Plataformas jack- up	176
Figura 51. Barcos perforadores	178
Figura 52. Piso de perforación.....	179
Figura 53. Torre de perforación y grúa	181
Figura 54. Cabezal del pozo marino	182
Figura 55. Conjunto de preventoras.....	183
Figura 56. Tubos de riser marino	184
Figura 57. Página principal Aula Virtual Aprendizaje asignatura Perforación de Pozos.....	219
Figura 58. Presentación y contenido de la unidad 1	220
Figura 59. Estado del arte Prognosis geológica de la perforación y estudio de pozos de correlación (offset).....	221
Figura 60. Estado del arte Prognosis geológica de la perforación y estudio de pozos de correlación (offset).....	221
Figura 61. Diapositivas Prognosis geológica de la perforación y estudio de pozos de correlación (offset)	222
Figura 62. Presentación y contenido de la unidad 2	223
Figura 63. Estado del arte Selección de equipos básicos de perforación.....	224
Figura 64. Estado del arte Selección de equipos básicos de perforación.....	224
Figura 65. Diapositivas Selección de equipos básicos de perforación.....	225
Figura 66. Presentación y contenido de la unidad 3	226
Figura 67. Estado del arte Programa conceptual de perforación	227
Figura 68. Estado del arte Programa conceptual de perforación.....	227
Figura 69. Diapositivas Programa conceptual de perforación.....	228
Figura 70. Presentación y contenido de la unidad 4	229
Figura 71. Estado del arte Diseño de sarta de perforación y programa de brocas	230

Figura 72. Estado del arte Diseño de sarta de perforación y programa de brocas	230
Figura 73. Diapositivas Diseño de sarta de perforación y programa de brocas ...	231
Figura 74. Presentación y contenido de la unidad 5	232
Figura 75. Estado del arte Diseño de la sarta de perforación (selección de drill collars)	233
Figura 76. Estado del arte Diseño de la sarta de perforación (selección de drill collars)	233
Figura 77. Diapositivas Diseño de la sarta de perforación (selección de drill collars)	234
Figura 78. Presentación y contenido de la unidad 6	235
Figura 79. Estado del arte Evaluación del desgaste de brocas tricónicas	236
Figura 80. Estado del arte Evaluación del desgaste de brocas tricónicas	236
Figura 81. Diapositivas Evaluación del desgaste de brocas tricónicas	237
Figura 82. Presentación y contenido de la unidad 7	238
Figura 83. Estado del arte Evaluación del desgaste de brocas PDC	239
Figura 84. Estado del arte Evaluación del desgaste de brocas PDC	239
Figura 85 Diapositivas Evaluación del desgaste de brocas PDC	240
Figura 86. Presentación y contenido de la unidad 8	241
Figura 87. Estado del arte Perforación direccional	242
Figura 88. Estado del arte Perforación direccional	242
Figura 89. Diapositivas Perforación direccional	243
Figura 90. Presentación y contenido de la unidad 9	244
Figura 91. Estado del arte Control de pozos	245
Figura 92. Estado del arte Control de pozos	245
Figura 93. Diapositivas Control de pozos	246
Figura 94. Presentación y contenido de la unidad 10	247
Figura 95. Estado del arte Hidráulica en la perforación de pozos	248
Figura 96. Estado del arte Hidráulica en la perforación de pozos	248
Figura 97. Diapositivas Hidráulica en la perforación de pozos	249
Figura 98. Presentación y contenido de la unidad 11	250
Figura 99. Estado del arte Pega de tubería	251
Figura 100. Estado del arte Pega de tubería	251
Figura 101. Diapositivas Pega de tubería	252
Figura 102. Presentación y contenido de la unidad 12	253
Figura 103. Estado del arte Perforación costa afuera (Offshore)	254
Figura 104. Estado del arte Perforación costa afuera (Offshore)	254
Figura 105. Diapositivas Perforación costa afuera (Offshore)	255
Figura 106. Banco de preguntas unidad 1	256

Figura 107. Quiz unidad 1.....256
Figura 108. Artículos.....257
Figura 109. Videos adicionales.....257

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Código IADC brocas tricónicas	79
Tabla 2. Código IADC para brocas de cortadores fijos	84
Tabla 3. Tipos de brocas corazonadoras	86
Tabla 4. Formato para el diseño de experiencias en línea	187
Tabla 5. Formato para las experiencias en línea; Unidad 1	187
Tabla 6. Formato para el diseño de experiencias en línea; Unidad 2	190
Tabla 7. Formato para el diseño de experiencias en línea; Unidad 3	192
Tabla 8. Formato para el diseño de experiencias en línea: Unidad 4	195
Tabla 9. Formato para el diseño de experiencias en línea: Unidad 5	197
Tabla 10. Formato para el diseño de experiencias en línea: Unidad 6	200
Tabla 11. Formato para el diseño de experiencias en línea: Unidad 7	203
Tabla 12. Formato para el diseño de experiencias en línea: Unidad 8	205
Tabla 13. Formato para el diseño de experiencias en línea: Unidad 9	208
Tabla 14. Formato para el diseño de experiencias en línea: Unidad 10	211
Tabla 15. Formato para el diseño de experiencias en línea: Unidad 11	214
Tabla 16. Formato para el diseño de experiencias en línea: Unidad 12	216

LISTA DE GRÁFICOS

Grafica 1. Shear Stress vs Shear rate en los Modelos reológicos	146
---	-----

RESUMEN

TÍTULO: DISEÑO Y APLICACIÓN DE UN ENTORNO EDUCATIVO VIRTUAL PARA LA ASIGNATURA DE PERFORACIÓN DE POZOS*

AUTORES: DAVID ESTEBAN HERNÁNDEZ CÁCERES
NICOLÁS FABIÁN MATEUS SANTOS**

PALABRAS CLAVES: MOODLE, plataforma virtual, ambiente virtual de aprendizaje, perforación de pozos

La asignatura de Perforación de Pozos abarca un contenido extenso en el cual se exponen diversas operaciones que se llevan a cabo antes y durante la perforación de un pozo petrolífero, por tal motivo, es de vital importancia en la formación de ingenieros de petróleos competentes, la perforación es la operación encargada de crear los pozos petroleros, mediante los cuales se extraen los hidrocarburos del subsuelo. La tecnología y los métodos para construir dichos pozos se modernizan y evolucionan para perforar de manera más rápida, efectiva y económica. Por estas razones los estudiantes deben conocer las prácticas convencionales de perforación de pozos y también las nuevas prácticas, las cuales en el futuro pasaran a ser las convencionales.

El propósito de este trabajo fue generar una herramienta de apoyo tanto al docente como a los estudiantes en la enseñanza y en el aprendizaje respectivamente, integrando todo lo necesario para el desarrollo de la asignatura de Perforación de Pozos a través del diseño y desarrollo de recursos interactivos como guías de aprendizaje, presentaciones temáticas y medios de evaluación. Para el desarrollo del ambiente virtual fue usada la plataforma Moodle. Éste ambiente virtual proporciona a sus participantes un conjunto de herramientas flexibles y dinámicas permitiendo realizar el análisis, la integración y la evaluación de conocimientos que son necesarios en la formación de los futuros ingenieros de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

* Work degree

**Faculty of Physicochemical's Engineering, School of Petroleum Engineering. Director: Wilson R. Carreño Velazco. MSc, Codirector: Jorge Iván Torres Camacho. MSc.

ABSTRACT

TITLE: DESIGN AND APPLICATION OF A VIRTUAL EDUCATIONAL ENVIRONMENT FOR THE WELL DRILLING SUBJECT

AUTHORS: DAVID ESTEBAN HERNÁNDEZ CÁCERES
NICOLÁS FABIÁN MATEUS SANTOS

KEYWORDS: MOODLE, virtual platform, virtual learning environment, well drilling

Well drilling Knowledge covers a wide range of operations that are carried out before and during the drilling of an oil well. For this reason, is very important in the training of competent petroleum engineers, drilling operations' purpose is to create oil wells which are the way of extracting oil and gas from the reservoir. The well drilling technology and methods are changing and evolving to develop faster and economic drilling operations. That is the reason why the students should not know just the conventional technologies, but also the new ones too.

This goal of this project was to generate a support tool for both teachers and students in teaching and learning processes respectively, integrating everything necessary for the development of the subject of Well Drilling through the design and development of interactive resources such as learning guides, thematic presentations and evaluation tools. For the development of the virtual environment was used the platform Moodle. This virtual environment provides users a set of flexible and dynamic tools. The virtual tools allow them to make academics activities and then evaluate the knowledge acquired during the process. They also help The School of Petroleum Engineering from Universidad Industrial de Santander (UIS) to train their future engineers.

* Work degree

**Faculty of Physicochemical's Engineering, School of Petroleum Engineering. Director: Wilson R. Carreño Velazco. MSc, Codirector: Jorge Iván Torres Camacho. MSc.

INTRODUCCIÓN

La perforación de pozos petroleros es una operación muy importante, debido a que constantemente se necesita ampliar las reservas mundiales de petróleo y gas en el mundo para suplir las altas demandas de estos preciados hidrocarburos. La Escuela de Ingeniería de Petróleos en los últimos semestres está buscando promover la creación y uso de medios educativos virtuales para las asignaturas que se encuentran en su pensum.

La promoción de estas herramientas virtuales tiene como fin llevar a otro paso la educación convencional y poder brindarle al estudiante una herramienta en la cual puedan encontrar lo necesario para el desarrollo de la asignatura de una manera interactiva mediante el aprendizaje en línea.

También se tiene el objetivo de mejorar la comunicación entre el docente y el estudiante aprovechando el avance de las Tecnologías de Información y Comunicación (TIC). Por tal motivo se procedió a diseñar y poner en práctica la asignatura de Perforación de Pozos en una plataforma virtual, como lo es la plataforma MOODLE.

En este documento se expone la importancia, las ventajas y las desventajas de la educación acompañada con herramientas virtuales en la actualidad y de la plataforma educativa MOODLE. Se presenta un resumen del contenido académico que se dispone en la plataforma para cada respectiva unidad o tema. Se muestran las herramientas presentes en la plataforma, tales como videos, material de consulta, diapositivas, quices, talleres y evaluaciones. Por último, se ilustra cómo se realizó el proceso de implementación de la asignatura, mostrando como acceder a ella y su estructura.

1. MODALIDAD FORMATIVA E-LEARNING¹

El término e-Learning es comparado con otros términos que prácticamente tienen el mismo significado, términos como teleformación, enseñanza virtual, formación virtual, entre otros. La expresión e-Learning no es un término castellano, sin embargo, su uso se ha extendido a nivel mundial.

La modalidad formativa e-Learning se caracteriza por una separación física entre los docentes y los estudiantes durante los procesos de enseñanza y aprendizaje que se llevan a cabo a través de internet, pero con el predominio de una comunicación sincrónica y asincrónica, en donde el alumno pasa a ser el centro de la formación, al adquirir actividades de autogestión de su aprendizaje, con la ayuda de sus compañeros y tutores.

Podemos distinguir dos modalidades básicas de E-Learning:

E-Learning: cuando el conocimiento se distribuye de manera exclusiva por Internet.

B-Learning ó Blended Learning: cuando se combina el aprendizaje a distancia con el aprendizaje presencial.

¹ CENTRO DE FORMACIÓN PERMANENTE. [sitio web]. Sevilla: Universidad de Sevilla. [Consulta 9 mayo 2017]. Disponible en: <http://www.cfp.us.es/e-learning-definicion-y-caracteristicas>.

Figura 1. Formación E-Learning



Fuente: <http://blog.atperson.com/la-formacion-e-learning-gana-puestos-frente-a-la-metodologia-tradicional/>

1.1 CARACTERÍSTICAS DE E-LEARNING

Esta modalidad formativa a distancia a través de Internet o semipresencial (una parte de los procesos formativos se realizan de manera presencial), ha contribuido a que la formación llegue a un mayor número de personas. Entre las características más destacadas del e-Learning están:

- **Desaparecen las barreras espacio-temporales:** Los estudiantes pueden realizar sus cursos desde sus casas o lugares de trabajo, teniendo disponibles los contenidos cualquier día a cualquier hora. De esta forma se optimiza al máximo el tiempo dedicado a la formación.
- **Formación flexible:** La diversidad de métodos y recursos empleados, facilita que el docente o tutor se adapte a las características y necesidades de los estudiantes.

- **El alumno es el centro de los procesos de enseñanza y aprendizaje:** El estudiante participa de manera activa en la construcción de sus conocimientos, teniendo capacidad para programar el itinerario formativo más acorde con sus intereses.
- **El docente:** El profesor pasa de ser un mero transmisor de contenidos a un tutor que orienta, guía, ayuda y facilita los procesos formativos.
- **Contenidos actualizados:** Las novedades y recursos relacionados con el tema de estudio se pueden introducir de manera rápida en los contenidos, de forma que las enseñanzas estén totalmente actualizadas.
- **Comunicación constante entre los participantes:** Gracias a las herramientas que incorporan las plataformas e-Learning (foros, chat, correo-e, etc.) se conforma una comunicación constante entre estudiantes y docentes en un espacio virtual de aprendizaje.

1.2 BENEFICIOS DE UNA PLATAFORMA E-LEARNING²

La plataforma de e-learning, campus virtual o Learning Management System (LMS) es un espacio virtual de aprendizaje orientado a facilitar la experiencia de capacitación a distancia, tanto para empresas como para instituciones educativas, ofreciendo beneficios como la combinación del poder del internet con el de las herramientas tecnológicas, posibilitando un aprendizaje constante y nutrido a través de los tutores y alumnos, ofreciendo a su vez la libertad en cuanto al tiempo y ritmo de aprendizaje. De igual forma, la formación a través de e-Learning brinda una capacitación flexible y económica anulando las distancias geográficas y temporales.

² e-ABC LEARNING. [sitio web]. Buenos Aires. [Consulta: 9 mayo 2017]. Disponible en: <http://www.e-abclearning.com/>.

1.3 ASPECTOS FUNDAMENTALES DE E-LEARNING³

El e-learning comprende fundamentalmente los siguientes aspectos:

- **El pedagógico:** Se refiere a la Tecnología Educativa como disciplina de las ciencias de la educación, vinculada a los medios tecnológicos, la psicología educativa y la didáctica.
- **El tecnológico:** Se refiere a la Tecnología de la Información y la Comunicación, mediante la selección, diseño, personalización, implementación, alojamiento y mantenimiento de soluciones en dónde se integran tecnologías propietarias y de código abierto (Open Source).

A primera vista, los componentes tecnológicos son los más tangibles y el ejemplo más significativo son las plataformas de e-learning o LMS (Learning Management Systems); sistemas que permiten la administración y control de los aspectos administrativos de la capacitación entre otras funciones.

Los aspectos pedagógicos son el alma del e-learning los cuales trabajan sobre los contenidos. Es posible que al principio sean los menos tangibles, pero serán en última estancia los componentes más relevantes en términos de eficacia en los objetivos de enseñanza y aprendizaje fijados.

1.4 PAPEL DE LA TECNOLOGÍA EN LA EDUCACIÓN

En la actualidad la tecnología en la educación tiene un papel muy importante debido a que facilita la adquisición de recursos educativos desde ubicaciones remotas. Ayuda a los profesores en la evaluación del progreso del estudiante y la administración de sus asignaturas. La tecnología en la educación permite acceder

³ e-ABC LEARNING. [sitio web]. Buenos Aires. [Consulta: 9 mayo 2017]. Disponible en: <http://www.e-abclearning.com/>.

a muchas herramientas y material educativo que ayuda al estudiante en el desarrollo de su aprendizaje.

1.5 IMPACTO DE LAS DE LA TECNOLOGÍA COMPUTACIONAL EN LOS ESTUDIANTES

El uso de dispositivos tales como las computadoras impacta de gran manera en el proceso formativo de los estudiantes, debido a que permite un ambiente más didáctico, rápido y efectivo. Se logra que los estudiantes desarrollen habilidades informáticas que serán de gran ayuda en su futuro laboral. Permite que los estudiantes y profesores lleven el contenido de las asignaturas de una manera más rápida y ordenada.

2. TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN (TIC)

Las tecnologías de la Información y Comunicación son aquellas herramientas computacionales e informáticas que procesan, almacenan, sintetizan, recuperan y presentan información representada de diversas formas. Es un conjunto de herramientas, soportes y canales para el tratamiento y acceso a la información. Constituyen nuevos soportes y medios alternos para dar forma, registrar, almacenar y difundir todo tipo de contenidos destinados a informar al usuario. Algunos ejemplos de estas tecnologías son los blogs, el podcast y, por supuesto, la web.

“Las tecnologías de información y comunicación (tic) son un término que se utiliza actualmente para hacer referencia a una amplia gama de servicios, aplicaciones y tecnologías que utilizan diversos tipos de equipos y de programas informáticos y que a menudo se transmiten a través de las redes de telecomunicaciones”⁴.

Las aplicaciones y herramientas multimedia han sido construidas y desarrolladas con interfaces sencillas y de fácil acceso para los usuarios, fomentando la interactividad como la característica más significativa en este tipo de recursos educativos. El uso de estas herramientas desde un ordenador interconectado proporciona a los usuarios una comunicación bidireccional entablando altos niveles de interacción entre los integrantes de un grupo, de persona-persona o persona-grupo.

⁴ Comisión de las comunidades europeas, Comunicación de la comisión al consejo y al parlamento europeo. Tecnologías de la información y de la comunicación en el ámbito del desarrollo. El papel de las Tic en la política comunitaria de desarrollo. Bruselas, 14.12.2001

2.1 CLASIFICACIÓN DE LAS TIC TOMANDO EN CUENTA TIPOS DE MEDIO Y ENFOQUES EDUCATIVOS

Con esta clasificación de las TIC se están reconociendo sus propiedades fundamentales como medio y se indica la posibilidad que tienen de apoyar el enfoque educativo al que son más cercanas, pero enfatizamos el papel vital que tiene quien facilita el proceso, y el enfoque que usa para hacerlo.

- **Enfoque algorítmico:** Centrado en que la enseñanza, sigue reglas para una efectiva transmisión del que sabe hacia los que desean aprender.
- **Enfoque heurístico:** Centrado en el que aprende. Sigue principios que orientan la construcción individual o colaborativa de conocimiento.

2.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS TIC⁵

Se consideran como características de las TIC:

- **Interactividad:** Las TIC que utilizamos en la comunicación social son cada día más interactivas, es decir:
 - Permiten la interacción de sus usuarios.
 - Posibilitan que dejemos de ser espectadores pasivos, para actuar como participantes.
- **Instantaneidad:** Se refiere a la posibilidad de recibir información en buenas condiciones técnicas en un espacio de tiempo muy reducido, casi de manera instantánea.
- **Interconexión:** De la misma forma, casi que instantáneamente, podemos acceder a muchos bancos de datos situados a kilómetros de distancia física,

⁵ LAS TICS EN LA SOCIEDAD DEL CONOCIMIENTO. [sitio web]. [Consulta: 22 diciembre 2016]. Disponible en: <http://lasticsenlasociedaddelconocimiento.blogspot.com.co>

podemos visitar muchos sitios o ver y hablar con personas que estén al otro lado del planeta, gracias a la interconexión de las tecnologías de imagen y sonido.

- **Digitalización:** La característica de la digitalización hace referencia a la transformación de la información analógica en códigos numéricos, lo que favorece la transmisión de diversos tipos de información por un mismo canal, como son las redes digitales de servicios integrados. Esas redes permiten la transmisión de videoconferencias o programas de radio y televisión por una misma red.
- **Diversidad:** Otra característica es la diversidad de esas tecnologías que permite desempeñar diversas funciones. Un videodisco transmite informaciones por medio de imágenes y textos y la videoconferencia puede dar espacio para la interacción entre los usuarios.
- **Colaboración:** Cuando nos referimos a las TIC como tecnologías colaborativas, es por el hecho de que posibilitan el trabajo en equipo, es decir, varias personas en distintos roles pueden trabajar para lograr la consecución de una determinada meta común. La tecnología en sí misma no es colaborativa, sino que la acción de las personas puede tornarla, o no, colaborativa. De esa forma, trabajar con las TIC no implica, necesariamente, trabajar de forma interactiva y colaborativa. Para eso hay que trabajar intencionalmente con la finalidad de ampliar la comprensión de los participantes sobre el mundo en que vivimos. Hay que estimular constantemente a los participantes a aportar no sólo información, sino también relacionar, posicionarse y expresarse, o sea, crear su saber personal, crear conocimiento.
- **Penetración en todos los sectores:** Por todas esas características las TIC penetran en todos los sectores sociales, sean los culturales, económicos o industriales. Afectan al modo de producción, distribución y consumo de los bienes materiales, culturales y sociales.

2.3 APORTES DE LAS TIC

Como en los demás ámbitos de la actividad humana, las TIC se convierten en un instrumento cada vez más indispensable en las instituciones educativas, donde pueden realizar múltiples funciones. Las TIC Generan altos niveles de interactividad para el aprendizaje, ya que los materiales didácticos de multimedia informan, entrenan, motivan desarrollando toda clase de competencias en los usuarios.

Sirve como canal de comunicación interpersonal y para el trabajo colaborativo fomentando el intercambio de información e ideas a través de e-mail, foros etc. Otros aportes importantes de las TIC es que sirven de instrumento cognitivo que facilita el procesamiento de la información utilizando recursos como bases de datos y hojas de cálculo, además de servir como medio lúdico que contribuye al desarrollo psicomotor y cognitivo de los usuarios al implementar las diferentes actividades que ofrecen las Tic.

2.3.1 Ventajas y desventajas de las TIC⁶. A continuación, se describirán las ventajas y desventajas que implica el uso de las tecnologías de la información y la comunicación (TIC)

Ventajas:

Algunas ventajas que podemos mencionar son las siguientes:

- **Interés y motivación.** Los usuarios se motivan al utilizar las TIC, aspecto que hace que las personas le dediquen con entusiasmo más tiempo al estudio y, por tanto, es muy probable que aprendan más.

⁶ LAS TIC EN LA EDUCACIÓN. [sitio web]. [Consultado: 15 enero 2017]. Disponible en <http://www.cursosinea.conevyt.org.mx>

- **Interacción y actividad continúa.** Los usuarios de las TIC, jóvenes, adultos y asesores, se mantienen de manera constante en actividad intelectual y además pueden estar en comunicación con una gran cantidad de personas, lo que les permite intercambiar experiencias y conocimientos sobre un tema, aspecto que representará la construcción del aprendizaje de manera más sólida y significativa.
- **Gran diversidad de información.** El uso de las TIC en los procesos de aprendizaje da la oportunidad a las personas y a sus asesores de tener acceso a gran cantidad de información, aspecto que permite que el aprendizaje no se limite a los temas tratados sólo en los libros de texto y que, además, no pierda actualidad.
- **Programación del aprendizaje.** Los usuarios pueden trabajar a su propio ritmo, por lo que no existe presión para avanzar a la velocidad de los demás. Cada persona puede programar los tiempos que dedicará para estudiar y los horarios en los que lo hará.
- **Desarrollo de la iniciativa.** La constante participación en actividades que requieren tomar decisiones para avanzar en el estudio, propicia el desarrollo de su iniciativa.
- **Desarrollo de la habilidad para la búsqueda y selección de información.** Al realizar una búsqueda y obtener un mar de información, el usuario adquiere la habilidad de buscar, discriminar y seleccionar sólo lo que necesita, o lo que le puede ayudar en su proceso de aprendizaje.
- **Aprendizaje a partir de los errores.** La realimentación inmediata para sus ejercicios y prácticas, permite a la persona conocer los errores en el momento en que se producen, lo cual ayuda para su corrección.

- **Aprendizaje cooperativo.** Los instrumentos que proporcionan las TIC pueden apoyar el trabajo en grupo y el cultivo de actitudes sociales, el intercambio de ideas, la cooperación, etcétera.
- **Desarrollo de habilidades para el uso de la tecnología.** Se obtienen capacidades y competencias para el manejo de las máquinas relacionadas con la electrónica, aspecto que da valor agregado a los procesos de enseñanza aprendizaje de los jóvenes y adultos.

Desventajas:

- **Distracciones.** Los usuarios a veces se dedican a jugar en vez de trabajar.
- **Dispersión.** La navegación por los atractivos espacios de Internet, inclinan a los usuarios a desviarse de los objetivos de su búsqueda.
- **Pérdidas de tiempo.** Muchas veces se pierde tiempo buscando la información que se necesita: exceso de información disponible, dispersión, falta de métodos en la búsqueda, desviación en los objetivos...
- **Aprendizajes incompletos y superficiales.** Los materiales que se encuentran en la Red no siempre son de calidad, aspecto que puede proporcionar aprendizajes incompletos, simplistas y poco profundos.
- **Se requieren de equipos que pueden ser costosos.**
- **Procesos educativos poco humanos.** La falta de interacción con personas puede volver frío el proceso de aprendizaje, disminuyendo el trato personalizado y humano que genera el contacto con un grupo de aprendizaje y el profesor o tutor.

- **Poco atractivo para el aprendizaje.** Hay personas que no les atrae el uso de la tecnología, sobre todo a los adultos mayores o que no saben utilizar los teclados de las computadoras.
- **Puede disminuir algunas habilidades.** El uso permanente de las computadoras en los procesos de aprendizaje puede generar algunos problemas en el uso de la escritura y lectura o motivar que los usuarios esperen resultados automáticos de las computadoras.

3. PLATAFORMA MOODLE

Moodle es una plataforma de aprendizaje diseñada para proporcionar a educadores, administradores y estudiantes un sistema integrado único, robusto y seguro para crear ambientes de aprendizaje personalizados.

De las características de esta plataforma se puede destacar que es lo suficientemente flexible para permitir una amplia gama de métodos de enseñanza, es ecológica, es asincrónica y/o sincrónica. Es importante recalcar que esta plataforma posibilita el aprendizaje no presencial de los alumnos permitiendo gestionar los contenidos concernientes a algún programa educativo comunicándose con los estudiantes evaluando todas las actividades propuestas por el profesor. En General Moodle brinda una serie interactiva de actividades para los estudiantes: foros, diarios, cuestionarios, materiales de consulta, encuestas y tareas. La plataforma ofrece un sistema de detección de cambios ocurridos desde la última vez que el usuario ingresó en el curso, lo que ayuda a crear una sensación interactiva de comunicación entre los demás usuarios.

Otras características que ésta plataforma interactiva ofrece son:

3.1 CARACTERISTICAS⁷

Entre las características de la plataforma Moodle se encuentran:

- Registro y seguimiento completo de los accesos del usuario. Se dispone de informes de actividad de cada estudiante, con gráficos y detalle sobre su paso

⁷ PLATAFORMA MOODLE. [sitio web]. [Consultado: 27 enero 2017]. Disponible en: http://docs.moodle.org/all/es/palabras_clave_de_moodle.

por cada módulo (último acceso, número de veces que lo ha leído) así como también una detallada historia de la participación de cada estudiante incluyendo mensajes enviados, entradas en el glosario, etc. En una sola página.

- Se puede elegir entre varios formatos del curso tales como semanal, por temas o el formato social basado en debates.
- Promueve una pedagogía constructivista social (colaboración, actividades, reflexión crítica, etc.).
- Tiene una interfaz de navegador de tecnología sencilla, ligera, eficiente y compatible.
- Todas las calificaciones para los foros, cuestionarios y tareas pueden verse en una única página (y descargarse como un archivo con formato de hoja de cálculo).
- Escalas de calificación personalizada, los profesores pueden definir sus propias escalas para calificar foros tareas y glosarios.
- Pueden especificarse la fecha del final de entrega de una tarea y la calificación máxima que se le podrá asignar.
- Las observaciones del profesor se adjuntan a la página de la tarea de cada estudiante y se le envía un mensaje de notificación.
- Los estudiantes pueden subir sus tareas (en cualquier formato de archivo) al servidor. Se registra la fecha en que se han subido.

Como plataforma de enseñanza, Moodle cuenta con servicios como:

- Gestionar los contenidos. Se puede usar para presentar a los estudiantes todo lo visto en clase correspondiente al curso y complementar los conocimientos con

otros materiales como imágenes, videos y bibliografía adicional, acompañados de páginas web relacionadas con el tema.

- Comunicación con los estudiantes. Moodle ofrece varias opciones para el desarrollo de la comunicación entre el profesor y el alumno, siendo de gran utilidad en este sentido los foros, por medio de los cuales se puede gestionar las tutorías de manera individual o grupal.
- Evaluación de los estudiantes. El profesor dispone de múltiples opciones en función del grado de implantación de las pedagogías más activas, de este modo el profesor podrá enviar actividades tales como consultas o trabajos que estén en relación a las competencias que el estudiante deba acreditar.

3.2 EXPERIENCIAS DE MOODLE EN OTRAS UNIVERSIDADES

Durante los últimos años, la plataforma Moodle ha sido adoptada no solo en los medios educativos sino también en diferentes compañías dedicadas a la capacitación de sus trabajadores y funcionarios. Más de 1300 institutos y universidades lo usan como herramienta de apoyo y complemento para sus clases presenciales. A escala mundial cuenta con más de dos millones de usuarios. En pocos años esta plataforma se ha puesto a la cabeza del mercado de aprendizaje a distancia, el e-learning. En la actualidad, Moodle cuenta con usuarios tan prestigiosos como la británica Open University, con 180000 estudiantes. Está en más de 146 países y se ha traducido a 70 idiomas.

Actualmente la plataforma es utilizada por compañías independientes líderes en soluciones de pago y por centros hospitalarios en el mundo, utilizando la plataforma como medio de educación y capacitación de sus trabajadores, fomentando las

mejores prácticas en el trabajo y desarrollando incremento en la interactividad del aprendizaje.

3.2.1 Universidad Nacional de Colombia. En Colombia, el número de instituciones que implementan este software aumenta continuamente, con gran participación. Universidades como la Universidad Nacional de Colombia implementan la plataforma Moodle para la creación de cursos virtuales en una amplia gama. Dichos cursos están recreados dependiendo de las facultades y escuelas que instruyen al estudiante en la institución como son: Arquitectura, Ciencias, Ciencias Agrarias, Minas, etc. En otros ámbitos como bienestar universitario, biblioteca y extensión, se han diseñado aulas virtuales para acercar al estudiante, informándole de manera detallada las funciones, beneficios al estudiante y construcción de proyectos en estos campos.

3.2.2 Universidad Sergio Arboleda. La Universidad Sergio Arboleda cuenta con un recorrido de 31 años liderando un proyecto de formación integral basado en el humanismo, la excelencia académica, internacionalización y el emprendimiento e innovación. Dichas bases de enseñanza han sido reforzadas en los últimos años con la implementación de aulas virtuales a partir de Moodle con la creación de cursos básicos en diferentes áreas de la industria en general, adoptando una metodología de tipo presencial, desarrollada a través de módulos de aprendizaje que incluyen cátedras de expertos con contenidos balanceados entre lo conceptual y lo práctico.

Además de utilizar este medio para la educación y la enseñanza de programas educativos, estas universidades cuentan con espacios dedicados a la promoción e instrucción para el diseño de dichas aulas virtuales, lo que muestra la importancia en la implementación de este tipo de recursos en la educación nacional.

3.2.3 Universidad de Oriente. La carrera de Ciencia de la Computación que se cursa en la Universidad de Oriente de Santiago de Cuba ha tenido entre sus aspiraciones la virtualización de su Plan de Estudio de manera que sus estudiantes de las modalidades presencial y semipresencial (curso para trabajadores) puedan contar con un espacio donde puedan acceder y profundizar en los contenidos estudiados en clases de modo presencial, así como acceder a bibliografía actualizada en un entorno de trabajo colaborativo.

Se creó un sitio web con apartados para todas las asignaturas del plan de estudio de la carrera. Estos sitios proporcionaban acceso a información de las asignaturas, pero no resultaban motivadores para los estudiantes. El acceso sólo se conseguía por medio de la indicación del profesor, los contenidos eran estáticos y la actualización de los sitios no era muy frecuente. Otras desventajas de este sitio es que no permitía al estudiante el recurso de la autoevaluación, no brindaba al profesor información estadística que le sirviera para llevar el seguimiento del nivel de aprendizaje de los estudiantes, además de que no integraba herramientas de comunicación en su ambiente que pudieran ponerse en función del proceso de enseñanza-aprendizaje.

Estas limitaciones motivaron la adopción de un entorno virtual de aprendizaje que sirviera a las necesidades de la carrera y permitiera introducir nuevos enfoques en la forma de impartir las asignaturas y que sirviera de punto de encuentro de la comunidad de la carrera, así como de complemento a las actividades curriculares y extracurriculares que se desarrollan en ella.

Luego de probar varias de estas plataformas como SEPAD, APRENDIST, MicroCampus, se comprobó que Moodle era la más conveniente y la que más se adaptaba a las necesidades de la carrera. Entre las ventajas de Moodle se encuentran:

- Es software libre, lo que posibilita la modificación del sistema para adaptarlo a distintas necesidades. Su diseño modular y sencillo facilita la comprensión del código fuente, así como su modificación.
- Permite conocer los resultados del estudiante en función de su acceso a los recursos y las actividades del curso, sus calificaciones, su participación en grupos, foros, chats, etcétera. El conocimiento de estos resultados permite al profesor trazar nuevas estrategias de enseñanza.
- El conjunto de opciones de interacción entre usuarios facilita la comunicación.
- Estimula y potencia el trabajo independiente y las actividades no presenciales.
- Disminuye las restricciones temporales y espaciales. Fomenta la independencia de los horarios, de la ubicación geográfica, de la arquitectura de la computadora y del sistema operativo.⁸

⁸ PEREZ CASALES, Reynaldo; ROJAS C, José y HECHAVARRÍA PAULI, Grismilda. Algunas experiencias didácticas en el entorno de la plataforma Moodle. Departamento de computación Universidad de Oriente, Santiago de Cuba, Cuba.

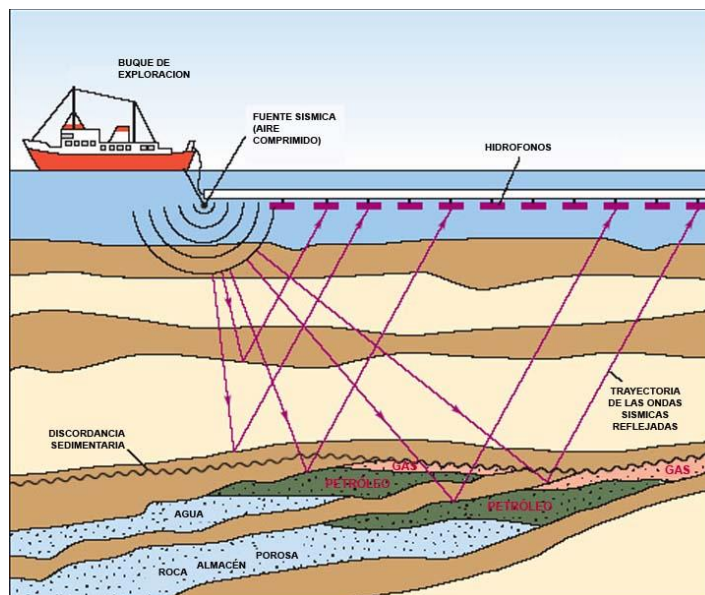
4 CONTENIDO DE LA ASIGNATURA PERFORACIÓN DE POZOS

El siguiente contenido es un resumen del estado del arte que se realizó para cada unidad del aula virtual.

4.2 PROGNOSIS GEOLÓGICA DE LA PERFORACIÓN Y ESTUDIO DE POZOS DE CORRELACIÓN (OFFSET)

La prognosis geológica en un proyecto de perforación abarca todos los análisis realizados sobre una variedad de datos adquiridos mediante geología de superficie y exploración sísmica. La geología de superficie se encarga de estudiar los afloramientos en las rocas sedimentarias mientras que la sísmica estudia el comportamiento de ondas enviadas hacia el interior de la tierra mediante unas herramientas receptoras llamadas geófonos como se muestra en la Figura 2.

Figura 2. Exploración sísmica costa afuera



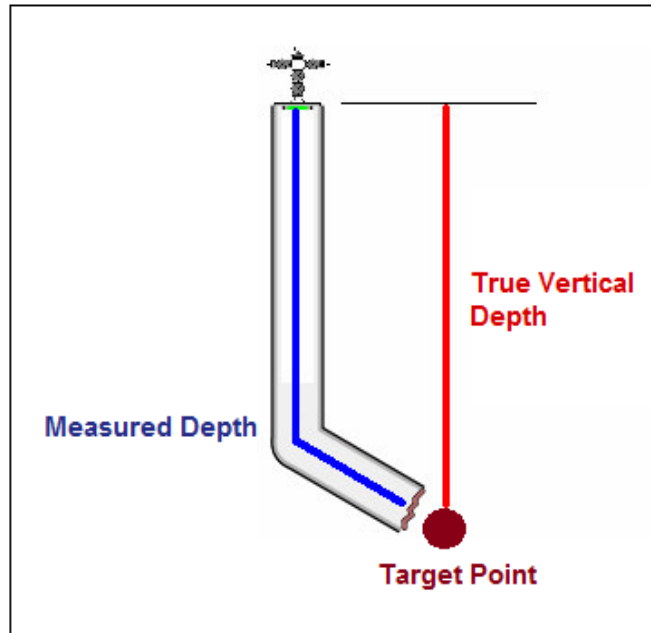
Fuente: <http://temas.publico.es/aceite-de-roca/2014/07/15/buscando-oro-negro/>

Los resultados que se obtienen en la prognosis permiten elaborar un programa de perforación donde se establezcan algunos lineamientos como por ejemplo; la trayectoria del pozo, el diseño de los BHA's (Bottom Hole Assembly) a utilizar, la profundidad final del proyecto, especificaciones de las brocas, las ventanas de lodo y el diseño de casing, entre otros. En pozos desviados mediante la prognosis se pueden establecer las coordenadas de fondo del pozo (BHL: Bottom Hole Location) y el punto donde inicia el desvío (KOP: Kick Of Point) en profundidad y azimut, es precisamente en el KOP el lugar donde se coloca la herramienta de deflexión para iniciar el direccionamiento.

4.1.1. Prognosis geológica de la perforación. La prognosis geológica presenta una serie de análisis, los cuales si se realizan correctamente van a contribuir a lograr un programa de perforación exitoso.

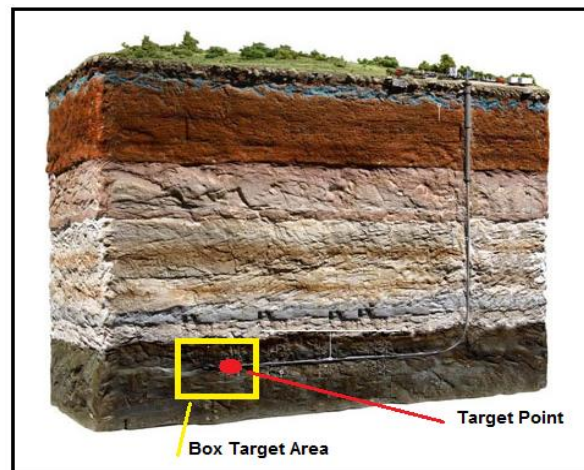
- **Ubicación geográfica del prospecto:** En Colombia para ubicar geográficamente un lugar específico se utiliza el sistema de coordenadas planas Gauss-Krüger debido a que es el sistema oficial en el país, sin embargo, existen otros sistemas como es el caso del sistema de coordenadas Magna-Sirgas.
- **Relación de objetivos exploratorios:** Los objetivos exploratorios se pueden definir en coordenadas o intervalos, durante la prognosis geológica se identifican términos como Target Point, True Vertical Depth (TVD), Measured Depth (MD), Box Target Area, como se muestran en la Figura 3 y en la Figura 4.

Figura 3. Coordenadas e intervalos



Fuente: Modificado de <http://fekete.com/SAN/WebHelp/virtuwell/webhelp/FAQs.htm>

Figura 4. Objetivos exploratorios



Fuente: Modificado de <http://www.spaingbc.org/detalle-noticia.php?id=58>

- **Relación de topes de las formaciones a perforar:** La prognosis geológica se encarga de definir las profundidades de todos los topes de las formaciones a perforar. Esto se realiza gracias a los datos obtenidos mediante geología de superficie y los registros de los pozos perforados en la misma cuenca. La medida de los topes se encuentran en TVD.
- **Descripción litológica de las formaciones a perforar:** La identificación detallada de las formaciones implicadas en el proyecto se realiza mediante la descripción litológica, esto consiste en describir las características físicas y químicas de las rocas que conforman cada formación.
- **Relación de fallas geológicas involucradas en el prospecto:** La identificación de las fallas involucradas en el prospecto es muy importante para estudiar el campo de esfuerzos que va a actuar sobre el pozo que se va a perforar, y así determinar la trayectoria adecuada del pozo que permita disminuir los problemas de inestabilidad del mismo; problemas que causan un aumento considerable en los costos. Desde el punto de vista de los esfuerzos una falla se puede clasificar en normal, inversa y de rumbo.
- **Relación de buzamiento y azimut de las formaciones a perforar:** Conociendo el buzamiento y el azimut de las formaciones a perforar se puede determinar la tendencia natural de la trayectoria del pozo teniendo en cuenta que la broca debe perforar perpendicularmente el plano estratigráfico de las formaciones. Con esta información se realiza la simulación de la trayectoria desde los objetivos exploratorios hasta la superficie del pozo, lugar donde se ubicará el equipo de perforación.
- **Relación de temperatura de formaciones a perforar:** Los datos de las diferentes temperaturas que poseen las formaciones a perforar normalmente se

adquieren mediante la corrida de registros eléctricos en pozos de correlación. La temperatura de una formación depende de la profundidad y del gradiente geotérmico.

- **Relación de incertidumbres geológicas:** Las incertidumbres geológicas se generan debido a que en la sísmica los equipos no solo analizan las ondas sísmicas; también reciben gran cantidad de ruido procedente de la naturaleza el cual interfiere en el momento de analizar los datos. Las incertidumbres geológicas están asociadas a los TVD (True Vertical Depth) de cada una de las formaciones y se puede encontrar incertidumbre estructural, incertidumbre del buzamiento e incertidumbre de la estratigrafía lateral.
- **Programa de evaluación de formaciones:** El programa de evaluación de formaciones es un proceso que consiste en determinar las propiedades físicas y químicas de las formaciones del subsuelo mediante las diferentes mediciones que se le realizan al pozo durante su desarrollo.
- **Modelo estructural del prospecto:** Las estructuras geológicas en subsuelo se pueden representar tridimensionalmente mediante el modelo estructural, este modelo permite construir mapas con los cuales se estiman reservas y seleccionan las zonas estructuralmente más adecuadas para la perforación. El modelo estructural se construye recopilando información geológica del subsuelo, geología de superficie y de modelos estructurales análogos

4.1.2. Estudio de pozos de correlación o de referencia. Un buen diseño de la perforación se obtiene determinado las características técnicas y las anomalías geológicas que se pueden presentar durante la operación, una herramienta muy importante para lograrlo son los pozos de referencia o de correlación. Los pozos de correlación brindan información muy importante para la planeación del proyecto. Los pozos de correlación son pozos cercanos al prospecto y que tienen similitud litológica y estructural con el mismo, es decir, estos pozos representan la experiencia para la planeación del nuevo pozo a perforar⁹. La información que se obtiene de este tipo de pozos se puede utilizar para los siguientes análisis o cálculos:

- **Presión de poro y sobrecarga:** En la perforación de pozos es muy importante comprender las presiones para lograr controlar los pozos y no exceder límites que pongan en peligro el proyecto y la seguridad del personal. La presión de poro también llamada presión de formación es aquella que mantiene confinada a los fluidos dentro de las formaciones rocosas. Se pueden encontrar presiones de poro normales, anormales o subnormales.
La Presión de sobrecarga se define como la presión ejercida por el peso de la matriz de la roca y de los fluidos contenidos en el medio poroso sobre las formaciones subyacentes.
- **Programa de registros eléctricos por fases:** Los registros electrónicos son un tipo de herramientas que se introducen en el pozo con el fin de analizar las propiedades de las formaciones rocosas que se están perforando. Los datos que se obtienen con los registros se muestran como una serie de mediciones que cubren un rango de profundidades en una representación que se conoce como registro de pozo.

⁹ MELENDEZ TORRES, María Isabel y SERRANO SERRANO, María Alejandra. Optimización de la perforación con fluido aireado de la fase 26” en el pozo Yopal 5 mediante el análisis e implementación de las lecciones aprendidas en cuatro pozos de correlación. Bucaramanga 2016.

- **Bit record:** El Bit record es un registro histórico donde se muestra el desempeño de las brocas que se utilizaron durante una operación. El registro incluye datos tales como las profundidades a las cuales se utilizó cada broca, distancia que perforo cada una, las horas de uso, peso del lodo, peso sobre la broca, tamaño de las boquillas, velocidad de rotación e información de la hidráulica.
- **Bit report:** El Bit Report es otro tipo de reporte que a comparación del Bit Record solo muestra el desempeño individual de una broca durante la operación, este reporte incluye imágenes de las condiciones de la broca antes y después de su uso.
- **Conjunto de fondo de pozo (bottom hole assembly - BHA's):** El conjunto de fondo de pozo o BHA por sus siglas en ingles se compone por todas las herramientas instaladas entre la tubería de perforación y la broca, su configuración varía debido a las condiciones de la operación. El BHA tiene como funciones el proporcionar el peso necesario sobre la broca para poder maximizar la rata de penetración, ayudar en la geometría del pozo, ayudar en la dirección del pozo evitando desviaciones, minimizar las vibraciones de la sarta, mantener el drill pipe en tensión y otras funciones adicionales que aportan eficiencia y rapidez a la operación.
- **Análisis descriptivo de la trayectoria del pozo:** La trayectoria del pozo es el camino que va a tomar el pozo para llegar a su objetivo final, este camino se debe planear de forma perpendicular al plano estratigráfico de las formaciones con el fin de reducir la inestabilidad mecánica del pozo y disminuir costos.
- **Pruebas de integridad:** Estas pruebas tienen como objetivo determinar la integridad del cemento y la resistencia o la presión de fracturamiento de la

formación abierta, que en general se efectúa inmediatamente después de perforar por debajo de una nueva zapata de la tubería de revestimiento. Para conocer la resistencia y la integridad de una formación se pueden utilizar las pruebas de admisión (LOT) o las pruebas de integridad de la formación (FIT).¹⁰

- **Registros de temperatura:** El objetivo del registro de temperaturas es obtener datos de temperatura puntuales o continuos con los cuales se pueden determinar anomalías o roturas de tuberías, zonas de aportación, zonas de admisión (cuando se trata de pozos inyectores), intervalos libres y limpios u obstruidos y canalizaciones por atrás de la tubería de revestimiento¹¹.
- **Comportamiento de gases:** Existen diferentes métodos para determinar los gases de yacimiento, pero mayormente conocido en la industria es el llamado trazado de relaciones Pixler (en honor de B.O. Pixler), este análisis proporciona la siguiente información.
 - Tipo de fluido petrolífero, ya sea gas, crudo o condensado
 - Gravedad del crudo y humedad del gas
 - Potencial de producción del yacimiento
 - Permeabilidad del yacimiento
 - Presencia de agua en la formación
- **Operaciones planeadas:** Se les llama operaciones planeadas a las actividades que se encuentran establecidas con anterioridad para cada una de las fases de la perforación de pozos.

¹⁰ SCHLUMBERGER, Oilfield review, [Consulta 25 de octubre 2016]. Disponible en: http://www.slb.com/resources/oilfield_review/sp.aspx.

¹¹MESA, C. ROCHA, E. Programa de perforación para un futuro pozo en la cuenca Tumaco teniendo como correlación el pozo ANH- BVTURA- 1-ST-P. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander, 2013.

- **Operaciones no planeadas:** Estas operaciones también se conocen como problemas operacionales, estas operaciones no están incluidas en el programa de perforación, sino que van apareciendo mientras se realiza la perforación.
- **Pérdidas de tiempo (Down time):** Se considera tiempo perdido a todo aquel que se emplea o se requiere para reparar equipos de operación o para solucionar problemas generados por ineficiencia del personal de operaciones.¹²
- **Descripción y análisis del lodo utilizado por fase:** La descripción y el análisis que se le realiza a los diferentes tipos de lodos que se van a utilizar durante la operación tiene como objetivo describir las propiedades fisicoquímicas del lodo y determinar la cantidad o volumen de lodo y de aditivos químicos que se van a utilizar en el proyecto para cada una de sus fases.
- **Operaciones de corrida de revestimientos:** A medida que se van perforando las diferentes formaciones que se encuentran en medio del objetivo final se necesita proteger o darle integridad al pozo protegiéndolo de varias situaciones tales como formaciones inestables, zonas con presiones anormales, presencia de acuíferos, entre otros. La protección que necesita el pozo se logra revistiéndolo con una tubería de acero llamada tubería de revestimiento o casing, el diseño de casing es muy importante ya que de este depende gran parte el éxito de la operación.
- **Descripción de las operaciones de cementación:** La cementación es un proceso muy importante debido a que tiene como función unir los diferentes revestimientos a sus respectivas formaciones lo cual brinda protección a la zona

¹² MESA, C. ROCHA, E. Programa de perforación para un futuro pozo en la cuenca Tumaco teniendo como correlación el pozo ANH- BVTURA- 1-ST-P. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander, 2013.

productora, ayuda a controlar formaciones sobre presionadas y previene la corrosión del revestimiento, entre otros propósitos.

4.3 SELECCIÓN DE EQUIPOS BÁSICOS DE PERFORACIÓN

Seleccionar un equipo de perforación significa escoger aquél que nos garantice la ejecución del pozo de la forma más económica, técnica y segura.

El proceso de selección comprende dos etapas básicas que son:

- "Establecer las necesidades de potencia, resistencia y capacidad, de acuerdo con las cargas a manejar".
- "Escoger el equipo adecuado para el manejo seguro, eficiente y económico de las potencias y cargas requeridas".

Los datos de la primera etapa se obtienen del diseño del pozo y los tipos de formaciones. La segunda etapa, que es la selección propiamente dicha, se determina o evalúa mediante la aplicación de las cargas diseñadas, la resistencia y capacidad de los diferentes componentes comprometidos con el manejo de ellas.¹³

El equipo de perforación está compuesto por los siguientes sistemas básicos:

- Sistema de Rotación.
- Sistema de Potencia.
- Sistema de Circulación.
- Sistema de Elevación.
- Sistema de Prevención de reventones.

¹³ ECOPETROL S.A. Manual de operaciones de perforación. versión 1. Departamento de perforación de Ecopetrol. 1994

- Sistema de monitoreo del pozo

4.2.1 Sistema de rotación. Es el sistema encargado de proporcionar la rotación necesaria a la sarta de perforación para que la broca pueda penetrar la corteza terrestre hasta las coordenadas planeadas. El sistema de rotación lo conforman 3 Sub-Componentes Mayores los cuales son:

- Ensamblaje de mesa rotaria o top drive
- La sarta de perforación
- La broca

4.2.2 Sistema de potencia. Constituido por motores de combustión interna, los cuales generan la fuerza o energía requerida para la operación de todos los componentes de un taladro de perforación. En un taladro de perforación se necesitan varios motores para proveer esta energía, estos en su mayoría son del tipo Diesel por la facilidad de conseguir el combustible, la energía producida es distribuida al taladro de dos formas:

- Transmisión mecánica
- Transmisión eléctrica

Hace algunos años la mayoría de los taladros eran mecánicos, o sea que la fuerza del motor se transmitía a los componentes a través de elementos mecánicos. En la actualidad se utilizan motores Diesel para entregar energía eléctrica a los taladros de perforación.¹⁴

¹⁴ GARCÍA, Alejandro. El taladro y sus componentes

4.2.3 Sistema de circulación. Este sistema es el encargado de mover el fluido de perforación en un circuito cerrado de circulación, succionándolo de los tanques activos y enviándolo por medio de las líneas de descarga hacia la torre de perforación, y pasando luego a través de las conexiones superficiales, de la sarta de perforación, de las boquillas de la broca y de los espacios anulares hasta retornar nuevamente a los tanques activos, pasado por los equipos separadores de sólidos, los principales componentes del sistema de circulación se observan en la Figura 5. Los 4 componentes principales de un sistema de circulación son:

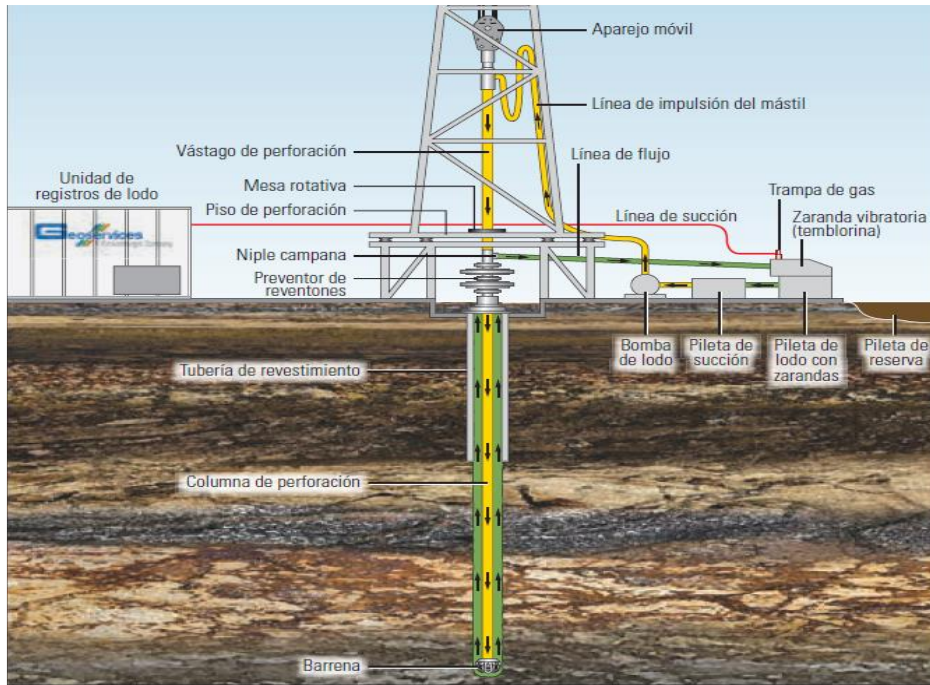
- Fluidos de perforación
- Área de preparación y almacenaje
- Equipos para bombeo y circulación de fluidos
- Equipos y área para el acondicionamiento ¹⁵

4.2.3.1 Bombas de lodos. Las bombas que son usadas normalmente para circular y presurizar el lodo, pueden ser normalmente de pistón recíprocante o de desplazamiento positivo, de doble acción y de doble o triple pistón (Bombas triplex y duplex). El término “doble acción” indica que las dos caras del pistón (anterior y posterior), hacen el trabajo de desplazar y bombear el lodo mientras que el de triple o doble pistón se refiere al número de pistones.¹⁶

¹⁵ MARTINEZ DIAZ, Diego. Sistemas básicos del equipo de perforación.

¹⁶ CHAUSTRE, Andrés. ROJAS, Fabián. Diseño de una herramienta de cálculo para seleccionar el taladro para un programa integral de perforación. Universidad Industrial de Santander.

Figura 5. Sistema de circulación



Fuente: The expanding role of Mud Logging publicado en Oilfield Review Primavera de 2012: 24, no. 1.

El flujo de salida de una bomba de lodos se puede expresar en bbl/stk o gal/stk. Donde 1 stk (stroke) constituye un ciclo de vaivén completo del pistón de la bomba, la velocidad de la bomba se da en stk/min (1 stk/min = RPM).

Para calcular el caudal de una bomba en GPM se necesita conocer stk/min de la bomba. La forma de calcular el caudal en las bombas dúplex y triplex es diferente, para cada una de estas bombas se tienen las siguientes expresiones:

Para las bombas dúplex se tiene la siguiente expresión:

$$Q_{bd} = 0.000162 * L * (2D^2 - d^2) * Rendimiento_{bomba} \left(\frac{bbl}{stk} \right) \quad (Ec. 1)$$

En dónde:

Q_{bd} : Caudal o salida en las bombas dúplex; L: Longitud de la carrera de la bomba o longitud de la embolada (in); D: Diámetro de la camisa de la bomba (in); d: Diámetro del vástago del pistón (in); Rendimiento_{bomba} (fracción) o también denominada eficiencia volumétrica de la bomba.

Para las bombas triplex se tiene la siguiente expresión:

$$Q_{bt} = 0.000243 * D^2 * L * \text{Rendimiento}_{bomba} \left(\frac{\text{bbl}}{\text{stk}} \right) \quad (\text{Ec. 2})$$

En dónde:

Q_{bt} : Caudal o salida en las bombas triplex; L: Longitud de la carrera de la bomba o longitud de la embolada (in); D: Diámetro de la camisa de la bomba (in); Rendimiento_{bomba} (fracción).

Para hallar la potencia que necesita el motor de la bomba en caballos de fuerza (horsepower) se tiene la siguiente expresión:

$$\text{Potencia}_{requerida} = \frac{\text{Potencia hidraulica}}{\text{Eficiencia mecanica}} (\text{Hp}) \quad (\text{Ec. 3})$$

En dónde:

Potencia hidráulica: (Hp); Eficiencia mecánica (fracción).

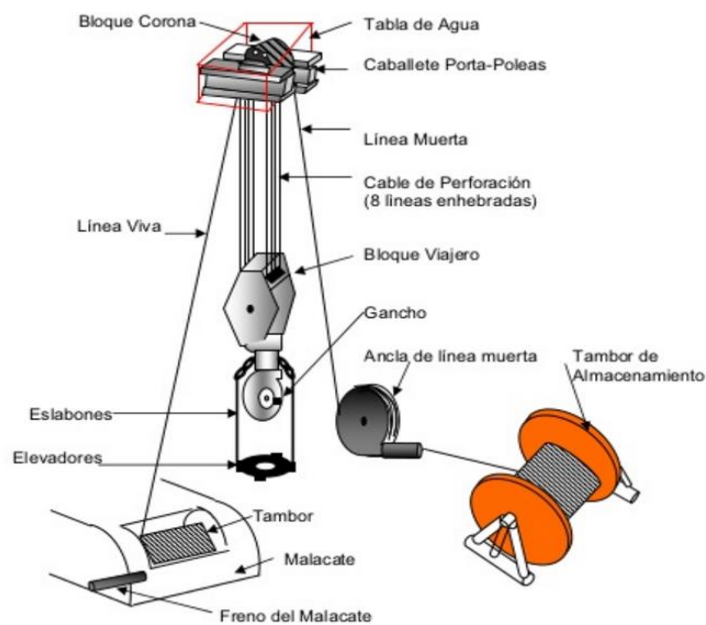
$$\text{Potencia hidraulica} = \frac{\text{Caudal de la bomba} * \text{Presion}}{1713.6} (\text{Hp}) \quad (\text{Ec. 4})$$

En dónde:

Caudal de la bomba: (gpm); Presion: (psi)

4.2.4 Sistema de elevación. La finalidad del sistema de elevación es proveer un medio para bajar o levantar sartas de perforación o de revestimiento y otros equipos de subsuelo. Los componentes del sistema de levantamiento se muestran en la Figura 6, estos se dividen en componentes estructurales y, equipos y accesorios. Dentro de los componentes estructurales se encuentran: La torre, subestructura, bloque corona, encuelladero. Dentro de los equipos y accesorios del sistema de levantamiento tenemos: malacate, bloque viajero, gancho, elevadores, cable de perforación, llaves de potencia y cuñas.¹⁷

Figura 6. Sistema de elevación



Fuente: <http://es.slideshare.net/grupocetepicetepi/sistema-de-levantamiento-de-un-taladro>

¹⁷ TOSCANO, Frida. Sistemas del equipo de perforación. [En línea]. Disponible en: www.academia.edu. Frida Toscano.

4.2.4.1 El cable de perforación y las toneladas-milla. El cable de perforación es una máquina simple, está compuesto de un conjunto de elementos que transmiten fuerzas, movimientos y energía entre dos puntos, de una manera predeterminada para lograr un fin deseado. El cable está fabricado por aceros estructurales, los cuales tienen como característica su bajo contenido de carbono. El conocimiento pleno del potencial y el uso más adecuado de un cable de perforación es esencial para elegir el cable más adecuado para un equipo, teniendo en cuenta la gran cantidad de tipos de cables disponibles¹⁸.

El principal objetivo de llevar el registro del total de toneladas-milla trabajadas por el cable es permitir la utilización máxima del mismo, ya que llegando su tope estimado se debe reemplazar.¹⁹

Las Toneladas-Milla calculan el trabajo realizado por el cable para levantar una tonelada de peso a lo largo de una milla de recorrido, como se explica en la Figura 7

Figura 7. Tonelada-Milla



Fuente: modificado de http://es.123rf.com/photo_32600031_de-dibujos-animados-de-una-tonelada-de-peso.html

¹⁸ CAMPOS, José E; LINARES C, Freddy. Cables de acero para la industria petrolera & tonelada milla.

¹⁹ CHAUSTRE, Andrés. ROJAS, Fabián. Diseño de una herramienta de cálculo para seleccionar el taladro para un programa integral de perforación. Universidad Industrial de Santander

Las Toneladas-Milla se pueden calcular para diferentes operaciones, como por ejemplo las operaciones de perforación, de pesca, de viajes cortos, de bajada de liners y viajes con sarta de perforación. El cálculo más común es el Tonelaje-Milla para un viaje completo o redondo con sarta de perforación.

$$RT_{tm} = \frac{[W_p * D * (L_p + D)] + [2D * (2W_b + W_c)]}{10560000} \quad Ec. 5$$

En dónde:

RT_{tm} : Toneladas-Milla para un viaje completo; W_p : Peso de la tubería de perforación sumergida en el lodo (lb/ft); D : Profundidad total del pozo (ft); L_p : Longitud promedio de una parada de tubería (ft); W_b : Peso del Ensamblaje del Bloque Viajero (lb); W_c : Peso sumergido de los Drill Collars (BHA) menos el peso sumergido de una longitud igual de tubería de perforación (lb).

Las Toneladas-Milla del cable se deben calcular en cada viaje de tubería y se debe procurar llevar un registro exacto de ellas, la falla de no llevar un registro adecuado es el error más común que se comete en la aplicación del procedimiento de corrida y corte de cable.²⁰

Después de acumular una cierta cantidad de trabajo (Tonelada-Milla) el cable de perforación se desgasta y se debe reemplazar. Este proceso se conoce como “Corrida y Corte del Cable” y cada equipo tiene su propio programa de “corrida y corte”. El programa depende de la altura de la torre del equipo, la longitud del tambor y las Toneladas-Milla para corte de cada cable.

²⁰ NORTON LAPEYROUSE, J. Formulas y Cálculos para la Perforación, Producción y Rehabilitación.

4.2.5 Sistema de prevención de reventones. Sistema diseñado para controlar y prevenir el flujo indeseado de fluidos de la formación hacia superficie, con el fin de prevenir posibles arremetidas o reventones. (Figura 8). Se habla de reventones cuando no es posible controlar la arremetida del fluido.

El sistema está integrado por equipos especiales que permiten cerrar el pozo, evitando que el fluido invasor salga a superficie. El sistema para control de pozos tiene 3 funciones:

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

Figura 8. Sistema de prevención de reventones



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

Dentro de los componentes principales del sistema de prevención de reventones se tienen:

- Preventor Anular
- Preventor de Ariete
- Carretes de control

- Acumuladores de presión
- Línea de Matar
- Línea de estrangulamiento
- Múltiples (manifold)

4.2.6 Sistema de monitoreo del pozo²¹. Una operación de perforación óptima requiere un control estrecho sobre una serie de parámetros.

A pesar de que el programa de perforación puede tener recomendaciones relacionadas con los parámetros de perforación, es obligatorio que el personal de la plataforma (por ejemplo, el perforador, el supervisor de perforación, ingeniero de perforación y el ingeniero de lodos) mantengan un registro del desarrollo de la operación en todo momento para hacer los ajustes necesarios y rápidamente detectar y corregir los problemas que se presenten.

Un equipo moderno tendrá dispositivos que muestran y registran simultáneamente la mayoría de los parámetros importantes tales como:

- Profundidad del pozo
- Peso en la broca
- Velocidad de rotación
- Presión de la bomba
- Velocidad de la bomba
- Velocidad de flujo de fluido
- Flujo de retorno
- Tasa de penetración
- Propiedades del fluido (por ejemplo, densidad, temperatura, viscosidad, contenido de gas y arena, salinidad, contenido de sólidos)

²¹ MITCHEL, Robert., & MISKA, Stefan. (s.f.). Fundamentals of Drilling Engineering. SPE textbook series Vol.12.

- Nivel de pozo.

Estos equipos son una serie de consolas que conforman el sistema de monitoreo del pozo. Los parámetros que no se pueden determinar automáticamente, como las propiedades de lodo, también se medirán, registrarán y controlarán constantemente a través de este sistema.

El sistema de monitoreo aporta el control, la seguridad y eficiencia, permitiendo perforar el pozo y a su vez detectar rápidamente cualquier anomalía.

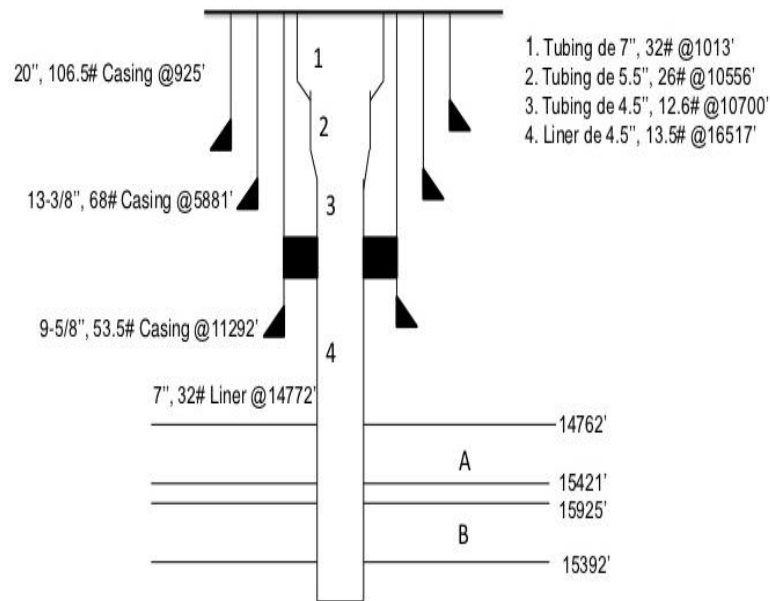
4.3 PROGRAMA CONCEPTUAL DE PERFORACIÓN

4.3.1 Revestimiento de las paredes del pozo. Uno de los aspectos de primer orden dentro de las operaciones que se efectúan para perforar un pozo, es el que se refiere a la protección de las paredes del pozo para evitar derrumbes y aislar manifestaciones de líquidos o gas. Dicha protección se lleva a cabo mediante tuberías de revestimiento. Durante la perforación se atraviesan formaciones con situaciones y problemáticas diferentes tales como zonas de bajo gradiente de fractura, zonas con presiones anormalmente altas, formaciones inestables, yacimientos depletados, etc. De acuerdo a estas características se originan procedimientos en donde se debe ir aislando zonas o intervalos mediante la introducción de tuberías de revestimiento.

Para conformar la tubería a lo largo de la profundidad deseada se enroscan o se sueldan entre sí tramos de tubería de diámetros cada vez más pequeños como se muestra en la Figura 9. Una vez instalada la tubería o revestimiento en cada fase se cementa en su sitio para proporcionar soporte adicional y sello de presión al pozo.²²

²² HAWKER, David., VOGT, K., & ROBINSON, Allan. Datalog, procedimientos y operaciones en el pozo. 2001.

Figura 9. Descripción gráfica del estado mecánico del pozo



Fuente: Modificado de <http://es.slideshare.net/mafevm1/pruebas-de-inyectividad-en-pozos-inyectores-plt-impresion>

4.3.1.1 Tipos de tuberías de revestimiento o casing. Se pueden presentar diferentes tipos de revestimiento, tales como:

- **Tubo Conductor:** El tubo conductor se instala desde la superficie hasta una profundidad para proteger formaciones no consolidadas cerca de la superficie. Sellan zonas de aguas poco profundas, proporciona protección contra los flujos de gas de poca profundidad, proporciona un conducto para el lodo de perforación y para proteger la base de la plataforma de operaciones en alta mar.
- **Casing de Superficie:** El revestimiento de superficie se instala para evitar el derrumbe de formaciones débiles que se encuentran a poca profundidad. Este

casing debe fijarse en rocas competentes, tales como piedra caliza dura. Esto asegurará que las formaciones en la zapata del revestimiento no se fracturen a las altas presiones hidrostáticas que pueden encontrarse más tarde.

- **Casing Intermedio:** El casing intermedio se ajusta usualmente en la zona de transición debajo o por encima de una zona de exceso de presión, para sellar una zona de pérdida severa o para proteger contra las formaciones de problemas tales como zonas de sal móviles o derrumbes de shales.
- **Casing de Producción:** El casing de producción es la última secuencia de todo el revestimiento. Está dirigido a aislar zonas productoras, para proporcionar un control en el fluido del yacimiento y para permitir la producción selectiva en la producción multizona.²³
- **Liners:** El liner es una tubería que no se extiende hasta la cabeza del pozo, sino que se cuelga de otra tubería previamente instalada de un diámetro mayor la cual va hasta la boca del pozo. Los liners permiten reducir costos y mejorar la hidráulica en perforaciones más profundas. Los liners pueden funcionar como tubería intermedia o de producción, normalmente cementada en toda su longitud.²⁴

²³ RABIA, Hussain. Well Engineering & Construction. Entrac Consulting. Alberta, Canada. 2001.

²⁴ NAVA, F. Perforación petrolera IV. UNIV. Fernandez

4.3.1.2 Diseño del revestimiento²⁵. El diseño de casing consiste en la determinación de los factores que influyen en las fallas del mismo y la selección de los grados de casing más adecuados junto con los pesos para una operación específica, tanto segura y económica. El programa casing también debe reflejar los requisitos de terminación y producción. Un buen conocimiento en el análisis de tensión y la capacidad para aplicar dicho conocimiento, son necesarios para el diseño de sartas de revestimiento. El producto final de este tipo de diseño es un "ducto de presión controlada" capaz de soportar las presiones internas y externas que se esperan junto con la carga axial. El diseño del revestimiento se realiza partiendo de fondo.²⁶

4.3.1.3 Criterios de selección. La tubería de revestimiento está sujeta a diferentes cargas durante las operaciones de corrida, cementación, perforación y producción. Dichas cargas exigen que la tubería de revestimiento cuente con propiedades específicas que permitan conservar sus características principales y cumpla con los requerimientos de diseño. Al calcular estas cargas deben ser menores a las propiedades de resistencia del casing. Las cargas más importantes que actúan en las tuberías de revestimiento son por colapso, estallido (presión interna) y tensión.

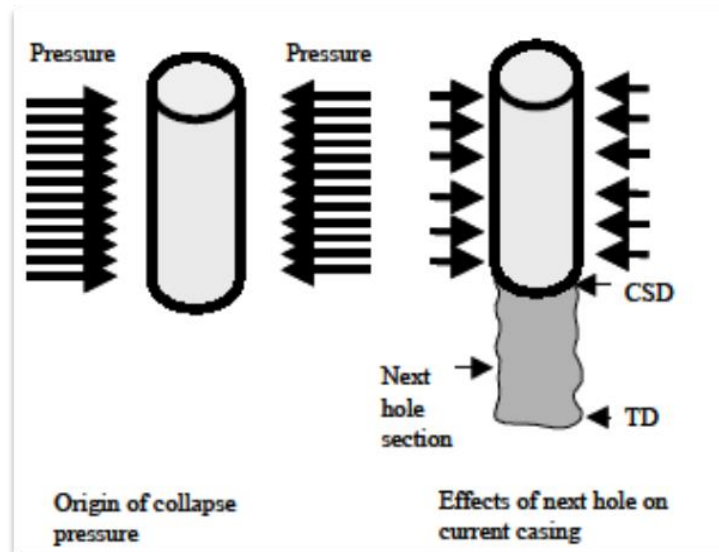
- **Cargas por colapso:** El colapso puede definirse como la fuerza mecánica capaz de deformar un tubo por el efecto resultante de las presiones externas (Figura 10). Las cargas de colapso se producen por la presión hidrostática generada a partir de la columna de fluido existente fuera de la sarta de tubería de

²⁵ RABIA, Hussain. Well Engineering & Construction. Entrac Consulting. Chapter 5. 2001.

²⁶ RABIA, Hussain. Well Engineering & Construction. Entrac Consulting. Chapter 5, Casing design principles - Factors Influencing Casing Design. 2001.

revestimiento. Dichos fluidos son generalmente fluidos de perforación y en algunos casos la lechada de cemento.²⁷

Figura 10. Cargas por colapso

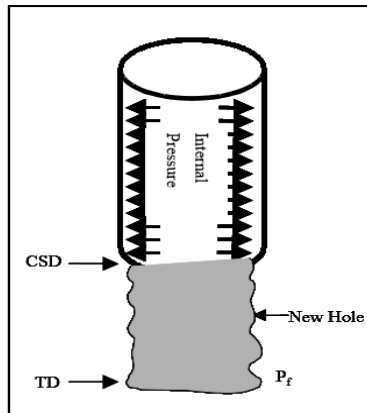


Fuente: Rabia, H. (2001). *Well Engineering & Construction*. Entrac Consulting. Chapter 5, CASING DESIGN PRINCIPLES - Factors Influencing Casing Design.

- **Carga por estallido:** Una carga de estallido ocurre cuando la presión interna es mayor que la presión externa (Figura 11). La resistencia al estallido de la tubería de revestimiento es expresada en términos de la mínima presión interna que debe ser aplicada para iniciar una deformación permanente o causar la cedencia del acero.

²⁷ MARTÍNEZ, Javier. Consideraciones técnicas para el desempeño y la selección de la tubería de revestimiento del pozo estratigráfico profundo ANH-BVTURA-1-ST-P.

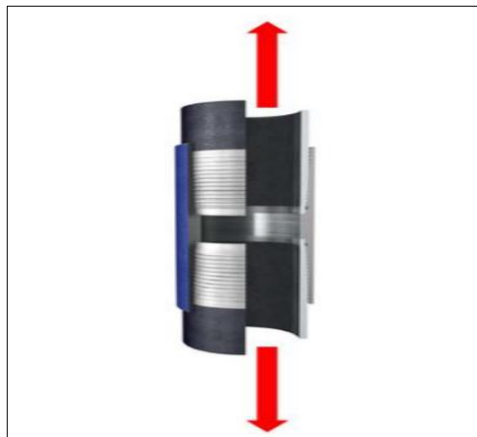
Figura 11. Diseño por estallido



Fuente: Rabia, H. Well Engineering & Construction. Entrac Consulting. Chapter 5. 2001.

- **Carga por tensión**²⁸: Las cargas axiales por tensión son producidas por fuerzas que actúan a lo largo del eje longitudinal de la tubería de revestimiento, principalmente generadas por su propio peso como se muestra en la Figura 12.

Figura 12. Cargas por tensión



²⁸ MARTÍNEZ, Javier. Consideraciones técnicas para el desempeño y la selección de la tubería de revestimiento del pozo estratigráfico profundo ANH-BVTURA-1-ST-P.

Fuente: MARTÍNEZ Javier. Consideraciones técnicas para el desempeño y la selección de la tubería de revestimiento del pozo estratigrafico profundo ANH-BVTURA-1-ST-P.

Bajo la acción de cargas por tensión el cuerpo de la tubería puede sufrir deformación elástica, elástica-plástica y plástica²⁹

4.3.2 Pruebas de integridad³⁰. También llamada prueba de admisión, prueba para determinar la resistencia o la presión de fracturamiento de la formación abierta, que en general se efectúa inmediatamente después de perforar por debajo de una nueva zapata de la tubería de revestimiento. Durante la prueba, el pozo se cierra y se bombea fluido en su interior para incrementar la presión que experimenta la formación. Alcanzada cierta presión, el fluido ingresará o se perderá en la formación, moviéndose a través de los trayectos permeables de la roca o bien creando un espacio mediante la fracturación de la roca. Los resultados de la prueba de admisión determinan el valor máximo de presión o de peso del lodo que puede aplicarse en el pozo durante las operaciones de perforación. Para mantener un factor de seguridad pequeño que permita la ejecución de operaciones de control de pozo seguras, la presión de operación máxima suele ser levemente inferior al resultado de la prueba de admisión. Dentro de estas pruebas de presión se presentan las pruebas de fuga (LOT) y las pruebas de integridad de formación (FIT).

- **Pruebas de fuga (LOT):** Una prueba de fuga (Leak-Off Test) (LOT) se efectúa para determinar la integridad de la unión del cemento y de esta forma determinar el gradiente de fractura directamente debajo de la zapata del revestimiento (la primera formación después de la zapata). La mayor desventaja del LOT es que la formación realmente queda fracturada y frágil por la prueba, y el riesgo es que el daño sea permanente o que la fractura quede abierta. La formación

²⁹ MARTÍNEZ, Javier. Consideraciones técnicas para el desempeño y la selección de la tubería de revestimiento del pozo estratigrafico profundo ANH-BVTURA-1-ST-P.

³⁰ HAWKER, David., VOGT, K., & ROBINSON, Allan. Datalog, Procedimientos Y Operaciones en el Pozo. Alberta, Canada. 2001.

generalmente se recuperará a la presión de propagación, pero en realidad, esto significa que la presión de fractura se ha reducido, y la capacidad de presión para la siguiente sección se ha rebajado.

La utilización de este tipo de prueba (LOT) está recomendada a pozos exploratorios, por ejemplo, en un área donde se sabe poco acerca del gradiente de fractura y de la presión de formación.

- **Pruebas de integridad de formación (FIT):** Cuando se puede conseguir información de pozos cercanos y se conocen las presiones de formación y fractura, generalmente se realiza una prueba de integridad de formación (Formation/Pressure Integrity Test) (FIT or PIT). Esta prueba se hace lo mismo que el LOT, pero dado que se conocen las presiones esperadas y máximas, sencillamente se aplica y sostiene una presión de superficie menor a la presión de fractura de la formación. Esta presión determina el máximo peso del lodo a usar en la siguiente sección del pozo.

4.3.3 Fluidos de perforación. Uno de los aspectos más importantes en el diseño de un pozo es la selección del fluido de perforación. Parte de los problemas que ocurren durante la perforación de los pozos están relacionados directa o indirectamente con el tipo y las propiedades de dicho fluido. Entre otros, se encuentran las pérdidas de circulación, los brotes, resistencias y atrapamientos de la sarta de perforación por inestabilidad de la formación, pegadas por presión diferencial, bajos ritmos de penetración, y daño a la formación productora.

La selección del fluido de perforación debe hacerse de acuerdo a las condiciones y problemáticas específicas del campo a perforar. Cada etapa del programa se debe analizar detalladamente. Los problemas registrados en los pozos vecinos dan indicios de las áreas de oportunidad que se deben enfocar a fin de optimizar el

programa de selección de fluidos. Mediante una adecuada selección, se puede eliminar una buena parte de los problemas mencionados.³¹

Las funciones más importantes de los fluidos de perforación son:

- Refrigerar y lubricar la sarta de perforación
- Limpieza del pozo
- Control de presiones de fondo
- Lubricar la broca
- Revestir la pared del pozo con torta de lodo
- Contribuye al soporte de la sarta de perforación
- Transportar y remover los cortes de perforación
- Transmitir energía hidráulica a la broca
- Generar estabilidad al pozo³²

Entre los fluidos de perforación más utilizados en las operaciones de perforación se pueden encontrar:

- Aire-gas
- Espuma /fluidos aireados
- Lodos base agua
- Lodos en emulsión de aceite
- Lodos base aceite³³

³¹ BRUNO SALVADOR, Ulises Evaluación petrolera y métodos de explotación en la cuenca de burgos. 2012.

³² ARIAS, Dick. Ingeniería Petrolera. [sitio web]. [Consulta: 25 de noviembre 2016] Disponible en: <http://ingenieraenpetroleo.blogspot.com.co/>.

³³ HAWKER, David., VOGT, K., & ROBINSON, Allan. Datalog, Procedimientos y Operaciones en el Pozo. Alberta, Canada. 2001.

4.3.4 Reología básica del lodo³⁴. La reología del lodo indica las principales características que poseen los fluidos de perforación.

- **Densidad del lodo:** La densidad del lodo es el factor más importante para controlar las presiones de formación a lo largo de toda la profundidad del pozo. Para un pozo balanceado, la presión de formación debe ser menor a la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo.

Viscosidad del lodo: La viscosidad del lodo mide la resistencia al flujo del lodo de perforación. Entre mayor sea la resistencia, mayor será la viscosidad. La viscosidad entonces es la resistencia del fluido al movimiento, y debe ser suficientemente alta para que el lodo pueda mantener limpio el pozo y arrastre los cortes hasta la superficie. Existen dos tipos de viscosidades del lodo, la viscosidad plástica y la viscosidad aparente.

Viscosidad plástica (PV): Es la pendiente de la línea recta formada al graficar Esfuerzo de corte contra velocidad sobre la base de las matemáticas del modelo de Bingham. (El umbral de fluencia plástica, YP, es el otro parámetro de este modelo.) Una PV baja indica que el lodo tiene pocos sólidos en suspensión. Una PV alta es causada por un fluido de base viscosa y por el exceso de sólidos coloidales. Para bajar la PV se puede lograr una reducción del contenido de sólidos mediante la dilución del lodo.

Viscosidad aparente (VA): Es la viscosidad de un fluido medida a una determinada velocidad de corte y a una temperatura fija. En perforación la velocidad de corte es especificada por las normas API como la mitad de la

³⁴ HAWKER, David., VOGT, K., & ROBINSON, Allan. (2001). Datalog, Procedimientos Y Operaciones en el Pozo. Alberta, Canada.

lectura del dial a 600 rpm (1022 seg^{-1} de velocidad de corte) utilizando un viscosímetro rotacional de indicación directa. Por ejemplo, una lectura de 600 rpm es 50 y la VA es $50/2$, o 25 cp³⁵.

- **Esfuerzo de cadencia o Yield point (YP):** Es la tensión de fluencia extrapolada a una velocidad de corte de cero. (La viscosidad plástica, PV, es el otro parámetro del modelo plástico de Bingham.) Un fluido plástico de Bingham se presenta como una línea recta en un gráfico de velocidad de corte (eje x) versus esfuerzo cortante (eje y), en el que el YP es la intersección con la velocidad de corte cero. (La PV es la pendiente de la línea.) El YP se calcula a partir de las lecturas del dial del viscosímetro de 300 y 600 rpm restando la PV de la lectura del dial de 300 rpm. El YP se utiliza para evaluar la capacidad de un lodo de elevar los recortes de perforación fuera del espacio anular. Un YP alto implica que el fluido es no newtoniano, aquel que transporta los recortes mejor que un fluido de densidad similar, pero YP más bajo. El YP se baja adicionando defloculante a un lodo base arcilla y se sube adicionando arcilla recién dispersada o un floculante, tal como cal.
- **Resistencia de Gel:** La medida de los geles implica las fuerzas de atracción de las partículas suspendidas cuando el fluido está estático. Entonces así se determina la facilidad del fluido para desarrollar la estructura de un gel en el momento en que cesa de moverse. Su propósito es soportar los cortes y los sólidos en suspensión en el lodo cuando pare la circulación.
- **Filtrado y pérdida de fluido:** La pérdida de fluido se mide para determinar el volumen de filtrado (la fracción líquida del lodo de perforación que invade la formación cercana a la pared del pozo). Una excesiva pérdida de fluido puede

³⁵ SCHLUMBERGER, Oilfield review, Viscosidad Aparente. [Consulta 25 de diciembre 2016]. Disponible en: http://www.slb.com/resources/oilfield_review/sp.aspx.

deshidratar al lodo, en tal caso, el lodo debe ser tratado para restaurar su debido balance.

- **Torta de lodo:** La torta de lodo es una capa de sólidos del lodo depositada en las paredes del hueco a medida que el filtrado ha entrado en formaciones permeables en un pozo sobre balanceado. Al revestir las secciones permeables de la pared del hueco, la torta de lodo ayuda a consolidar la formación, evitando mayor invasión de fluido y minimizando la pérdida de fluido.
- **Nivel de Ph del lodo:** El nivel de pH del lodo debe ser constantemente vigilado con el fin de mantener suficiente alcalinidad y reducir la corrosión en la tubería.
- **Salinidad del lodo:** Un cambio significativo en la salinidad del lodo, cuando no se han usado aditivos salinos para tratar el lodo, indica que se ha penetrado una formación salina. El contenido salino del lodo puede incrementarse para estabilizar la formación salina y reducir el lavado de las paredes del pozo como resultado de que la formación se esté disolviendo en el lodo.

4.3.5 Cementación³⁶. La cementación es un proceso que consiste en mezclar cemento seco y ciertos aditivos con agua, para formar una lechada que es bombeada al pozo a través de la sarta de revestimiento y colocarlo en el espacio anular entre el agujero y el diámetro externo del revestimiento.

Los trabajos de cementación pueden ser de dos tipos:

- Cementación primaria
- Cementación secundaria o correctiva.

³⁶ SCHLUMBERGER, C. D. (s.f.). Mecanismos de desplazamiento en cementaciones primarias.

4.3.5.1 Cementación primaria. Es la técnica utilizada para colocar lechadas de cemento en el espacio anular entre el revestidor y las paredes del agujero. El cemento, se endurece y forma un sello hidráulico en el agujero. Evitando la migración de fluidos de la formación hacia el espacio anular, hacia yacimientos de menor presión o hacia la superficie.

4.3.5.2 Cementación secundaria. Hay operaciones de cementación secundaria que se realizan como parte de servicio al pozo y en workover. Durante la cementación, el cemento puede que no suba uniformemente entre el revestimiento y la pared del pozo, dejando espacios vacíos de cemento. A esto se le llama 'canalización del cemento' (cement channelling). Las canalizaciones de cemento pueden ser remediadas con una operación llamada cement squeeze. Consiste en bombear a alta presión cemento perforando el revestimiento para re-cementar las áreas canalizadas o para bloquear una formación no cementada. Se puede realizar para aislar una formación productora, sellar escapes de agua o reparar escapes en el revestimiento.

- **Cementación forzada (Squeeze):** Una cementación forzada, es el proceso de forzamiento de la lechada de cemento bajo presión a través de las perforaciones o agujeros del revestidor con el propósito de construir nodos de buena calidad que permitan aislar o eliminar la producción de fluidos indeseables y/o eliminar comunicaciones por problemas en la cementación primaria.

- **Tapones de cemento:** Operación que consiste en colocar una columna de cemento en un agujero abierto o revestido, con cualquiera de los siguientes objetivos:
 - Aislar una zona productora agotada.
 - Pérdida de control de circulación.
 - Perforación direccional.

- Abandono de pozo seco o agotado.

4.3.5.3 Accesorios usados para la cementación. En la actualidad existen diversas maneras de hacer eficiente una cementación, utilizando algunos accesorios y productos químicos.

- **Centralizadores:** Este tipo de accesorios crea un área anular de flujo uniforme y minimiza la variación de la resistencia de las fuerzas de arrastre, a través de esas áreas de flujo. Los centralizadores no proporcionan una concentricidad perfecta entre agujero y tubería, pero incrementan sustancialmente las condiciones de separación, mientras que una tubería sin centralizadores se apoyará de la pared del agujero. Entre los tipos de centralizadores más comunes se encuentran los centralizadores flexibles y los centralizadores rígidos, mostrados en la Figura 13 y la Figura 14 respectivamente.

Figura 13. Centralizador flexible



Fuente:<http://www.ingenieriadepetroleo.com/cementacion-bc-craft.html>

Los centralizadores de tipo rígido proveen una separación más positiva donde el diámetro del pozo está más cerrado.

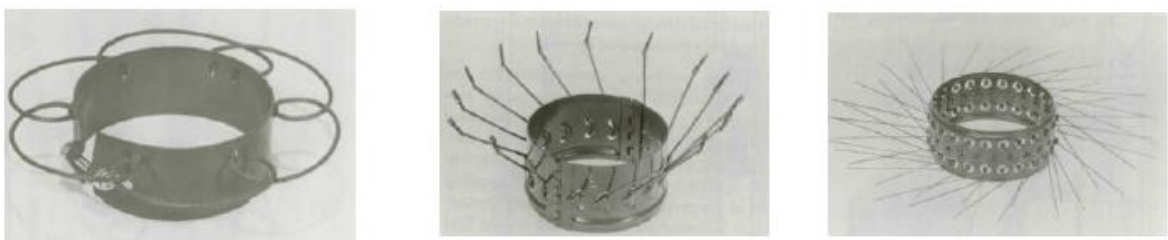
Figura 14. Centralizador Rígido



Fuente: <http://www.oilandgassupplier.com/herramientas-para-perforacion-petrolera>

- **Raspadores:** Dispositivo utilizado para eliminar el lodo y el revoque de filtración de la pared del pozo a la hora de cementar la tubería de revestimiento en el pozo para asegurar la efectividad del contacto y de la adherencia entre el cemento o torta de lodo y la pared del pozo, algunos tipos de raspadores se observan en la Figura 15.

Figura 15. Raspadores

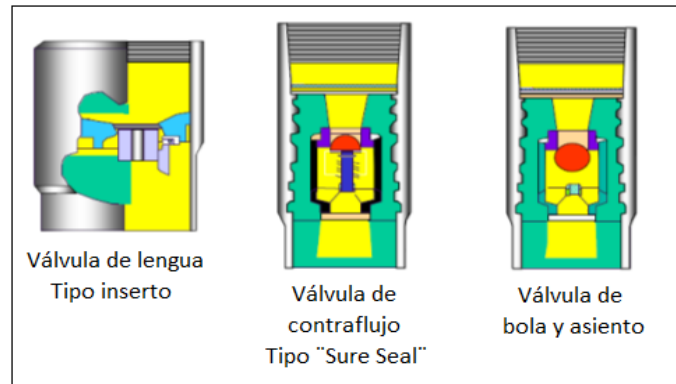


Fuente: SCHLUMBERGER LIMITED. (2012). Programa de Entrenamiento Acelerado para Supervisores.

- **Equipos de flotación:** Estos son usados en la parte inferior del revestidor para reducir la carga del equipo de perforación, permitiendo que este flote cuando

llega al fondo (Figura 16). La zapata guía dirige el revestidor a todo lo largo del agujero hasta que llegue a la profundidad deseada.

Figura 16. Equipos de flotación



Fuente: SCHLUMBERGER LIMITED. (2012). Programa de Entrenamiento Acelerado para Supervisores

- **Productos químicos (Baches espaciadores y lavadores):** Cualquier líquido con una función especial utilizado para separar físicamente un líquido de otro. Los líquidos con funciones especiales tienden a contaminarse, por lo que entre ellos se utiliza un fluido espaciador compatible con cada uno.

4.4 DISEÑO DE SARTA DE PERFORACIÓN Y PROGRAMA DE BROCAS

El programa de brocas de igual forma que el diseño de sarta son etapas muy importantes en la planeación de la perforación de un pozo petrolero, esto debido que de su buen diseño dependerán muchos factores durante la operación.

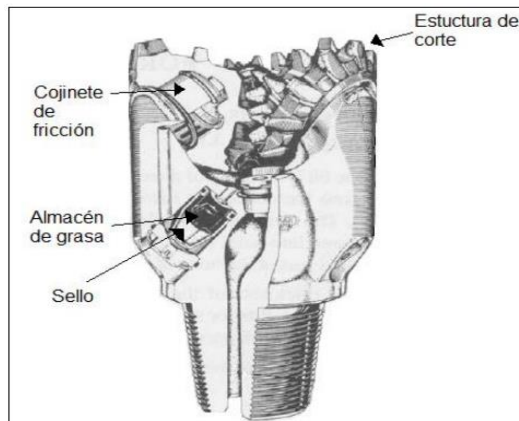
4.4.1 Brocas de perforación. Una broca en perforación es una herramienta utilizada para cortar roca, es la encargada de crear el pozo atravesando las formaciones rocosas hasta llegar al objetivo final, la broca se encuentra ubicada en el extremo inferior de la sarta de perforación y se pueden encontrar diferentes tipos de brocas.

Los tipos de brocas más utilizadas en la industria son:

- Brocas tricónicas
- Brocas de cortadores fijos (PDC)
- Brocas híbridas

4.4.1.1 Brocas tricónicas. Este tipo de brocas poseen tres conos que giran en torno a su propio eje, estos conos giratorios cuentan con una estructura de corte que puede estar conformada por dientes de acero o insertos de carburo de tungsteno, las diferentes partes de una broca tricónica se pueden observar en la Figura 17.

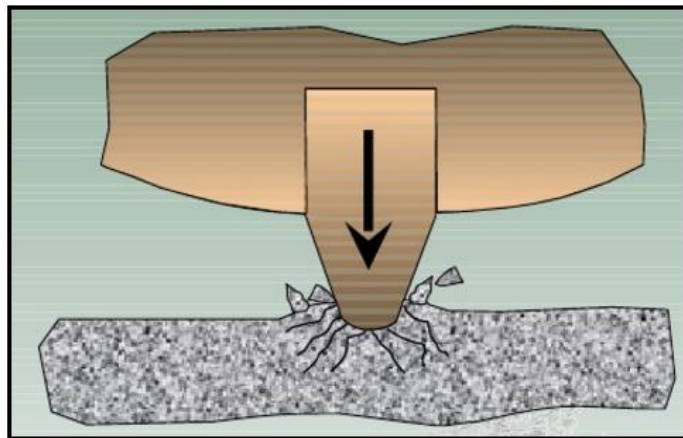
Figura 17. Partes de las brocas tricónicas



Fuente: selección de barrenas por correlación, Pablo Antonio De La Torre González

La estructura de corte puede ser de dientes de acero o de insertos de carburo de tungsteno. Los dientes de acero son resistentes al desgaste y vienen fundidos en el cuerpo del cono. Los insertos son fabricados por separado y colocados mediante presión sobre el cuerpo del cono. Los dientes de acero se utilizan para perforar formaciones blandas y los insertos para perforar formaciones semiduras y duras. El mecanismo de corte de las brocas tricónicas es el de triturado (Figura 18), por lo tanto se requieren altos pesos sobre la broca para lograr que la roca falle.³⁷

Figura 18. Mecanismo de corte en las brocas tricónicas

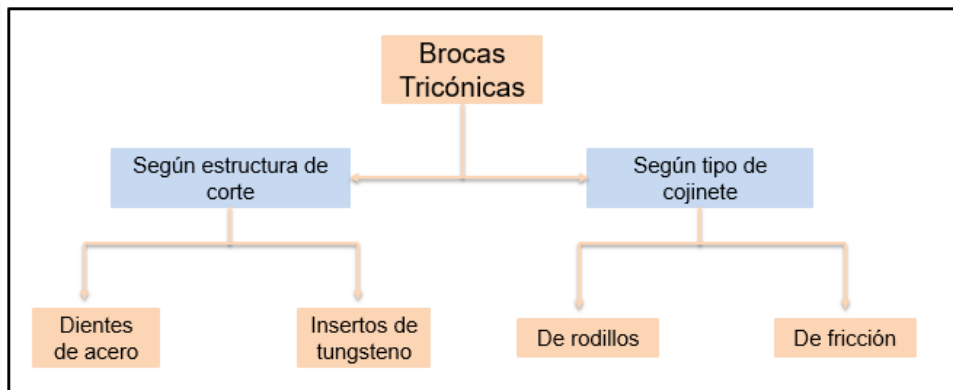


Fuente: Smith bits schlumberger.

La broca tricónica es uno de los tipos de brocas populares en la industria petrolera debido a su gran versatilidad y por sus buenos resultados en campo. Cada compañía tiene sus propios diseños de barrenas tricónicas con características específicas del fabricante, pero de acuerdo con un código de estandarización emitido por la International Association of Drilling Contractors (IADC) y se pueden clasificar como se muestra en la Figura 19.

³⁷ DE LA TORRE GONZÁLEZ, Pablo Antonio. Selección de barrenas por correlación.

Figura 19. Clasificación de las brocas tricónicas



La IADC creó el sistema (código IADC) de clasificación de tres dígitos. El primer dígito identifica el tipo de estructura de corte y también el diseño de la estructura de corte con respecto al tipo de formación, como se relaciona a continuación.

1. Dientes fresados para formación blanda
2. Dientes fresados para formación media
3. Dientes fresados para formación dura
4. Dientes de inserto de tungsteno para formación muy blanda
5. Dientes de inserto de tungsteno para formación blanda
6. Dientes de inserto de tungsteno para formación media
7. Dientes de inserto de tungsteno para formación dura
8. Dientes de inserto de tungsteno para formación extra dura

El segundo dígito identifica el grado de dureza de la formación en la cual se utilizará la broca. Varía de suave a dura, como se relaciona a continuación:

1. Para formación suave
2. Para formación media suave
3. Para formación media dura
4. Para formación dura³⁸

³⁸ PEMEX, Enciclopedia del Petróleo. Barrenas e Hidráulica de perforación. Tomo 4.

Tercer Carácter (Cojinete/ Calibre): Este carácter indica una descripción interna y externa de la broca. Hace referencia al diseño del cojinete y a la protección del calibre. Está dividido en siete categorías:

1. Cojinete de rodillo estándar no sellado
2. Cojinete de rodillo enfriado con aire.
3. Cojinete de rodillo con calibre protegido.
4. Cojinete de rodillo sellado.
5. Cojinete de rodillo sellado con calibre protegido.
6. Cojinete de fricción sellado.
7. Cojinete de fricción sellado con calibre protegido.³⁹

En ocasiones se puede encontrar un dígito adicional, este dígito que además es opcional. Especifica características disponibles tales como control de desvío, aplicación de motor, inserción de dientes cónicos, entre otras.

En la Tabla 1 se muestran los parámetros necesarios para realizar la clasificación de las brocas tricónicas según el código IADC

³⁹GARCÍA GOMEZ, Ingrid. Daño a las barrenas, su implicación en la perforación y soluciones propuestas. 2016.

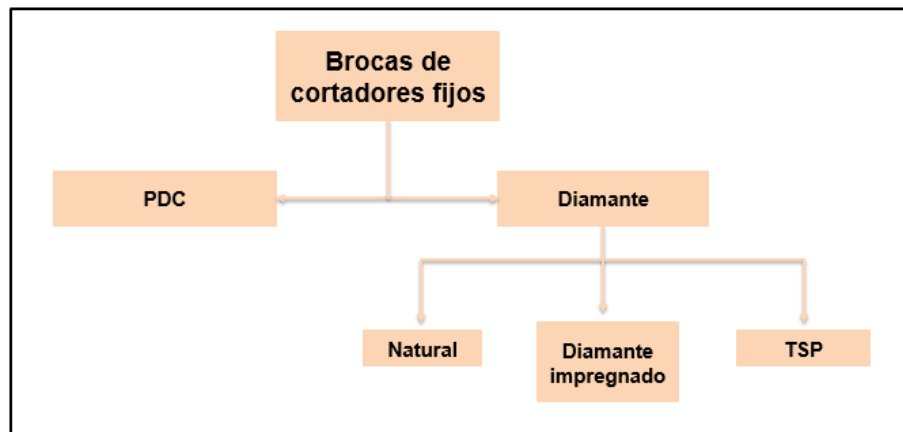
Tabla 1. Código IADC brocas tricónicas

	1er Carácter		2o Caracter	3er Carecter						
	SERIE	FORMACIONES	DUREZA	CATEGORIAS						
DIENTES	1	Blandas	1 Suave	1. Cojinete de rodillo estándar no sellado	2. Cojinete de rodillo enfriado con aire	3. Cojinete de rodillo con calibre protegido	4. Cojinete de rodillo sellado	5. Cojinete de rodillo sellado con calibre protegido	6. Cojinete de fricción sellado	7. Cojinete de fricción sellado con calibre protegido.
			2 Media Suave							
			3 Media Dura							
			4 Dura							
	2	Medias	1 Suave							
			2 Media Suave							
			3 Media Dura							
			4 Dura							
	3	Duras	1 Suave							
			2 Media Suave							
			3 Media Dura							
			4 Dura							
INSERTOS	4	Muy Blanda	1 Suave							
			2 Media Suave							
			3 Media Dura							
			4 Dura							
	5	Blanda	1 Suave							
			2 Media Suave							
			3 Media Dura							
			4 Dura							
	6	Media	1 Suave							
7	Dura	1 Suave								
		2 Media Suave								
		3 Media Dura								
		4 Dura								
8	Muy Dura	1 Suave								
		2 Media Suave								
		3 Media Dura								
		4 Dura								

Fuente: GARCÍA GOMEZ, I. Daño a las barrenas, su implicación en la perforación y soluciones propuestas.

4.4.1.2 Brocas de cortadores fijos. Estas brocas se diferencian de las tricónicas en que no poseen partes móviles. Las brocas de cortadores fijos tienen una larga vida ya que poseen los cortadores insertos en su cuerpo los cuales son muy duros. Las brocas de cortadores fijos pueden ser clasificadas según el material de los cortadores, existen brocas con cortadores de diamante y brocas de compacto de diamante policristalino PDC (Polycrystalline Diamond Compact) (Figura 20). A su vez entre las brocas de diamante se pueden encontrar brocas de diamante térmicamente o estable TSP (Thermally Stable Polycrystalline Diamond), brocas de diamante natural y brocas con diamante impregnado.

Figura 20. Clasificación de brocas de cortadores fijos



- **Brocas PDC**

En las brocas de compacto de diamante policristalino (PDC) el diseño de cortadores está hecho con diamante sintético en forma de pastillas (compacto de diamante), montadas en el cuerpo de los cortadores de la broca (Figura 21). El diseño hidráulico para estas brocas es similar al diseño de las brocas tricónicas debido a que poseen un sistema similar de boquillas para el lodo, las brocas PDC poseen un número mayor de boquillas en comparación con las brocas tricónicas.

Figura 21. Broca PDC



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

El mecanismo de corte de las brocas PDC es por cizallamiento. Por su diseño hidráulico y el de sus cortadores en formas de pastillas tipo moneda y, además, por sus buenos resultados en la perforación rotatoria este tipo de brocas es una de las más usadas en la actualidad para la perforación de pozos petroleros.⁴⁰

- **Brocas de diamante**

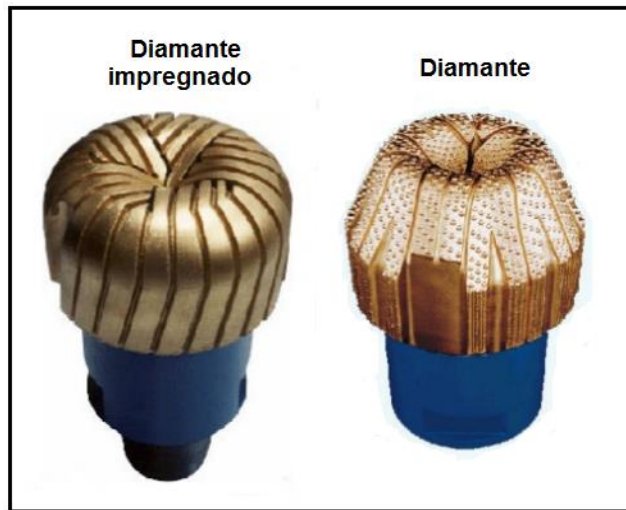
Las brocas de cortadores fijos de diamante se pueden clasificar en brocas de diamante natural, de diamante impregnado y de diamante térmicamente estable (TSP, por sus siglas en inglés).⁴¹

En la Figura 22 se puede observar dos tipos de brocas de cortadores fijos, una broca de diamante impregnado y otra de diamante natural.

⁴⁰ PEMEX, Enciclopedia del Petróleo. Barrenas e Hidráulica de perforación. Tomo 4.

⁴¹ SCHLUMBERGER, Oilfield review, Bordes cortantes. [Consulta 25 de noviembre 2016]. Disponible en: http://www.slb.com/resources/oilfield_review/sp.aspx.

Figura 22. Diamante impregnado



Fuente: selección de barrenas en el proceso de construcción de pozos, Schlumberger

Las brocas de diamante natural y las impregnadas tienen el mecanismo de corte por fricción y arrastre. La broca raspa y muele la roca lentamente hasta que la pulveriza. Estos tipos de brocas requieren gran carga sobre la broca y normalmente requieren altas revoluciones por minuto para compensar el poco volumen de corte que se genera por revolución.

El diseño de las brocas de diamante térmicamente estable (TSP), mostradas en la Figura 23, al igual que las de diamante natural, es de un solo cuerpo sin partes móviles. Son usadas para perforación de rocas duras como caliza dura, basalto y arenas finas duras, entre otras. Son un poco más usadas para la perforación convencional que las brocas de diamante natural.

Figura 23. Brocas de diamante térmicamente estable



Fuente: selección de barrenas en el proceso de construcción de pozos, Schlumberger.

La IADC desarrolló un sistema de codificación para la identificación de brocas de cortadores fijos que incluye a todos los tipos: diamante natural, compactos de diamante policristalino (PDC) o de diamante térmicamente estable (TSP). Este código consiste en cuatro caracteres (una letra y tres números) que describen siete características básicas:

- Tipo de cortadores
- Material del cuerpo de la broca
- Perfil de la broca
- Diseño hidráulico para el fluido de perforación
- Distribución del flujo
- Tamaño de cortadores
- Densidad de los cortadores

A diferencia del código IADC para brocas tricónicas, el código IADC para brocas de cortadores fijos no los relaciona con la formación por perforar. Únicamente se pueden identificar sus características como se muestra en la Tabla 2.⁴²

Tabla 2. Código IADC para brocas de cortadores fijos

1er CARACTER			2do CARACTER			3er CARACTER			4to CARACTER					
	TIPO DE CORTADOR	MATERIAL DEL CUERPO	PERFIL DEL CUERPO			DISEÑO HIDRÁULICO			TAMAÑO Y DENSIDAD DE CORTADORES					
			ALTURA DEL FLANCO	ALTURA DEL CONO		DISTRIBUCIÓN DE CORTADORES	TIPO DE ORIFICIO		TAMAÑO	DENSIDAD				
				Alta	Media		Baja	Toberas		Orificio fijo	Salida abierta	Alta	Media	Baja
D	DIAMANTE NATURAL	MATRIZ	Alto	1	2	3	En Aletas	1	2	3	Grande	1	2	3
M	PDC	MATRIZ	Media	4	5	6	En Costillas	4	5	6	Mediano	4	5	6
S	PDC	ACERO	Bajo	7	8	9	No agrupados	7	8	9	Pequeño	7	8	9
T	TSP	MATRIZ	O = de doble centro o asimétrico			R = Flujo radial X = Flujo cruzado O = Otro			O = Impregnado					

Fuente: Pemex Enciclopedia del Petróleo. Diseño de la Perforación de Pozos Tomo 8

⁴² PEMEX, Enciclopedia del Petróleo. Barrenas e Hidráulica de perforación. Tomo 4.

4.4.1.3 Brocas híbridas. Las brocas híbridas combinan la tecnología de los diferentes tipos de brocas para buscar el mejor desempeño en la perforación (Figura 24). Existen brocas híbridas que combinan la tecnología del PDC y del diamante natural. Los elementos de corte de carburo de tungsteno impregnados de diamante se colocan detrás de los cortadores principales de PDC. Cada cortador impregnado funciona como un compañero de reparto de la carga para un cortador de PDC específico en las regiones de alto desgaste de una broca.

Estos cortadores secundarios protegen a los cortadores de PDC en condiciones de perforación severas, reducen el desgaste en formaciones duras y abrasivas y protegen del daño causado por las vibraciones del fondo de pozo, lo cual incrementa la durabilidad y prolonga la vida útil de la broca.

Figura 24. Broca Híbrida



Fuente: <https://es.slideshare.net/rnacho2/trpanos-hbridos>

También se pueden encontrar brocas híbridas con la tecnología de conos giratorios y cortadores PDC, estas brocas aprovechan la capacidad de corte de los cortadores

PDC en formaciones blandas y la estabilidad de las brocas tricónicas en formaciones duras o intercaladas.

4.4.2 Brocas corazonadoras. Las brocas corazonadoras pueden ser de diamante natural, PDC o de conos giratorios, la forma más rápida de identificarlas es porque tiene un hueco en el medio, ésta abertura es la manera en que la broca obtiene el corazón, núcleo o muestra de formación. Los diferentes tipos de brocas corazonadoras se resumen en la Tabla 3.

Tabla 3. Tipos de brocas corazonadoras

Tipo de Broca	Imagen	Descripción
<p>Brocas de Diamantes Naturales</p>		<p>Tienen un cuerpo fijo cuyo material puede ser de matriz de acero o de carburo de tungsteno. Su tipo de corte es de diamante natural, incrustado en el cuerpo de la broca o dispersado en recortes finos en una matriz lo que se llama broca impregnada de diamantes.</p>
<p>Brocas de Diamantes Policristalinos Compactados (PDC)</p>		<p>Son materiales de diamantes artificiales que consisten de una capa de arenilla de diamantes del tamaño de un micrón sintetizada. Se utilizan para corazonar formaciones de muy blandas a medio duras.</p>
<p>Brocas de Diamantes Térmicamente estables (TSD)</p>		<p>La diferencia principal con la broca PDS es que tiene un margen más alto de estabilidad térmica, debido al filtrado del catalizador metálico utilizado en el proceso de fabricación.</p>
<p>Brocas de Conos Giratorios</p>		<p>La broca de conos giratorios utiliza cuatro conos giratorios montados con piezas insertadas de carburo de tungsteno o cortadores de diente triangular para propósitos de corazonamiento.</p>

Fuente: imágenes tomadas de Metodología para el manejo y preservación de corazones de pozos tipo slim hole. Aplicación cuenca cauca-patia. rodriguez, E. ROA, F.

4.4.3 Selección de brocas. La selección de las brocas adecuadas para un proyecto de perforación es muy importante para lograr resultados exitosos. Existen diversos factores para tener en cuenta en la selección de brocas, como por ejemplo:

- Rendimiento
- Dirección del pozo
- Litología de la formación
- Información de pozos cercanos o pozos de correlación
- Fluidos de perforación
- Profundidad del pozo
- Restricciones de perforación
- Economía

Existe un método que permite escoger el programa de brocas más adecuado para el proyecto de perforación que se basa en comparar costos, este método consiste en analizar el bit record de un pozo de correlación y evaluar, teniendo en cuenta una propuesta de un programa de brocas.

El método se llama costo por pie perforado y su ecuación es válida para cualquier tipo de broca, incluso las de diamante. La fórmula se puede usar al terminar una corrida de perforación usando datos reales de la operación para calcular el costo por metro de perforación, o se puede usar antes de iniciar la corrida asumiendo valores para calcular dicho costo.⁴³

⁴³ PEMEX, Enciclopedia del Petróleo. Barrenas e Hidráulica de perforación. Tomo 4.

La ecuación de costo por pie perforado es la siguiente:

$$C = \frac{B + (T_{r1} + T_{v1}) * R}{I} \quad (Ec. 6)$$

En dónde:

C : Costo por pie perforado (US\$); B : Costo de la broca (US\$); R : Costo de operación (US\$); I : Intervalo perforado (ft); T_{r1} : Tiempo rotando (hr); T_{v1} : Tiempo viajando (hr)

El tiempo rotando y el tiempo viajando corresponden respectivamente al tiempo total que dura la broca perforando y al tiempo que se gasta metiendo y sacando la broca del hueco, estos dos parámetros se calculan de la siguiente manera:

$$T_{r1} = \frac{\text{Intervalo perforado}}{\text{ROP}} \text{ [hr]} \quad (Ec. 7)$$

$$T_{v1} = \frac{\text{RIH} + \text{POOH}}{\text{Velocidad del viaje}} \text{ [hr]} \quad (Ec. 8)$$

En dónde:

ROP: Velocidad de penetración (ft/hr); RIH: Distancia que viaja la broca para empezar a perforar (ft); POOH: Distancia que viaja la broca para llegar a superficie (ft); Velocidad del viaje (ft/hr).

El método inicia calculando el costo por pie perforado en el programa de brocas utilizado en el pozo de correlación, después se calcula el costo por pie perforado del programa propuesto y se finaliza seleccionando el programa con las mejores relaciones entre el costo de la broca y la distancia perforada por la misma.

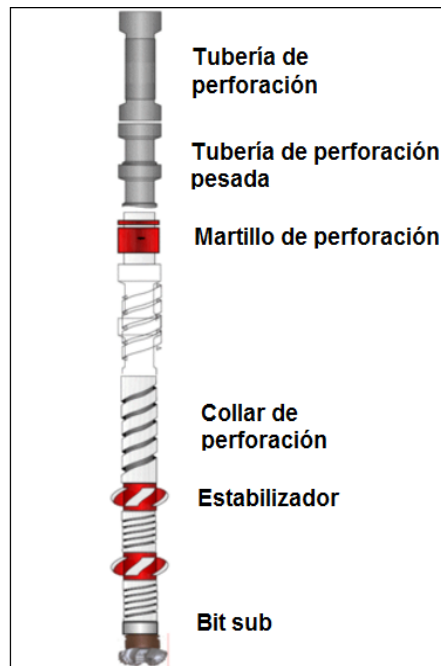
4.4.4 Sarta de perforación. La sarta de perforación conecta mecánicamente el sistema de rotación en superficie con la broca en el fondo del pozo, los principales componentes se muestran en la Figura 25. Las funciones más importantes que brinda la sarta de perforación son:

- Transmitir movimiento a la broca
- Proporcionar el peso sobre la broca necesario para romper la roca
- Permitir la circulación del fluido de perforación
- Guiar y controlar la trayectoria de la broca durante la perforación

Los componentes más importantes de la sarta de perforación son:

- Collares de perforación (Drill Collars)
- Tubería de perforación pesada (Heavy Weight Drill Pipe)
- Estabilizadores
- Martillo de perforación (Drilling Jar)
- Crossover
- Tubería de perforación (Drill Pipe)

Figura 25. Sarta de perforación



Fuente: Modificado de Perforación de pozos 2013. Escuela de petróleos. Universidad industrial de Santander.

- **Drill collar:** Son tuberías de pared gruesa que se utilizan en el ensamblaje de fondo para cumplir funciones muy importantes para la operación tales como:
 - Proporcionar peso sobre la broca
 - Mantener la tubería de perforación en tensión para prevenir el pandeo
 - Dar rigidez a la sarta de perforación
 - Minimizar los problemas en la estabilidad y en el control direccional del pozo
- **Tubería de perforación pesada:** La tubería de perforación pesada se encuentra ubicada entre la tubería de perforación y los drill collar, este tipo de tubería tiene el mismo diámetro exterior de la tubería de perforación pero con un diámetro interno mucho más reducido

Algunas de las funciones o consideraciones con respecto a la tubería pesada son las siguientes:

- Proporciona una transición suave entre la tubería de perforación y los drill collar.
 - Previene el pandeo de la tubería de perforación.
 - En ocasiones se utiliza para reemplazar los drill collar
 - Reduce las posibilidades de pega diferencial
 - Proporciona todo o parte del peso sobre la broca en los pozos direccionales
 - La tubería pesada es menos rígida que los drill collar⁴⁴
- **Estabilizadores:** Son herramientas que van instaladas entre los drill collar, utilizadas para controlar la desviación del pozo y evitar problemas como pegas diferenciales. Entre las funciones principales de un estabilizador se tienen:
 - Proporcionan rigidez adicional al BHA
 - Mejoran el rendimiento de la broca
 - Reduce el contacto con las paredes del pozo
 - Controlan el comportamiento direccional de la mayoría de las herramientas de fondo
 - Reducen riesgo de pega diferencial
 - Reducen el torque evitando que los drillcollar toquen las paredes del pozo
 - **Martillo de perforación:** La función del martillo de perforación consiste en generar la energía mecánica necesaria para despegar la sarta de perforación del pozo, esta energía puede liberar la sarta de dos maneras, empujándola o tensionándola.

⁴⁴ RIVERA JUAREZ, Porfirio. Diseño de sarta de perforación.

El martillo puede trabajar en tensión o en compresión. Al trabajar en tensión, el peso sobre la broca únicamente lo darán los elementos que se encuentren debajo del martillo. Al trabajar en compresión, el peso lo darán todos los componentes del BHA. Los tipos de martillos más importantes son:⁴⁵

- Martillo mecánico
 - Martillo hidráulico
-
- **Crossover:** Es un tipo de tubería corta que permite conectar tuberías de diferente diámetro y rosca como por ejemplo una tubería de perforación con un drill collar, un crossover es el encargado de conectar la broca con los drillcollar.

 - **Tubería de perforación:** Tubos de acero o aluminio los cuales tienen como función transmitir rotación desde superficie hasta la broca en fondo y servir como conducto del fluido de perforación. Sus principales características son:⁴⁶
 - Juntas reforzadas
 - Facilidad y rapidez de enroscamiento
 - Alto grado de resistencia
 - Se rigen por normas API

La tubería de perforación se puede clasificar según el grado de la tubería, según el desgaste de la tubería y según el peso nominal.

4.4.5 Diseño de sarta de perforación. El diseño de sarta se puede dividir en dos partes:

- Diseño de BHA

⁴⁵ RIVERA JUAREZ, Porfirio. Diseño de sarta de perforación.

⁴⁶ PEMEX, Enciclopedia del Petróleo. Diseño de la perforación de pozos. Tomo 08

- Diseño de tubería de perforación (drill pipe)

4.4.5.1 Diseño de BHA. Para realizar el diseño de BHA se realiza el siguiente procedimiento:

- **Primer paso:** Hallar el peso de los Drill Collars que irán debajo del martillo de perforación.
- **Segundo paso:** Hallar el peso de los estabilizadores (SSTB).
- **Tercer Paso:** Cálculo del peso del bit sub (crossover entre broca y Drill collar).
- **Cuarto Paso:** Cálculo del peso del martillo de perforación.
- **Quinto Paso:** Cálculo del peso de los Drill Collars que se encuentran por encima del martillo.
- **Sexto Paso:** Cálculo del peso de los HWDP.
- **Séptimo Paso:** Cálculo del peso de los crossovers.
- **Octavo paso:** Calculo del peso de todo el BHA en libras.

4.4.5.2 Diseño de tubería de perforación (Drill Pipe). La selección del DP es una de las tareas más importantes en la planeación de la perforación de un nuevo pozo. Una de las principales diferencias del diseño del DP y el diseño del BHA, es que se debe tener en cuenta que se usa el mismo DP para toda la perforación, o por lo menos para la mayor cantidad de fases como sea posible, es decir, no se cambia de DP en cada fase, como si se cambia de BHA.

Una vez se ha seleccionado el diámetro del DP a usar, el trabajo consiste en determinar el peso adecuado del mismo para soportar los esfuerzos a los que está sometido. Se debe tener en cuenta las tablas de los fabricantes de drill pipe donde se muestra la capacidad de tensión de las diferentes tuberías de perforación en lbs. A continuación, se presenta el paso a paso:

- **Primer paso:** Se procede a calcular longitud del BHA, longitud del Drill Pipe, numero de juntas de Drill pipe y longitud real de Drill Pipe para cada una de las fases.
- **Segundo paso:** Ahora se procede a hallar el peso de drill pipe, peso de sarta y la máxima carga para cada fase con los 3 pesos nominales disponibles para el diámetro de la tubería que se va a utilizar, se empieza del menor peso nominal al mayor.
- **Tercer paso:** Finalmente y con el cálculo de máxima carga se procede a verificar en la tabla del fabricante si la tubería tiene la capacidad para soportar la carga calculada con el peso nominal evaluado. De ser así, ese sería el peso seleccionado para el DP, en caso contrario se repite el procedimiento con el siguiente peso disponible y se vuelve a verificar en las tablas del fabricante.

4.4.6 Balanceo de sarta de perforación. Para realizar el balanceo de la sarta de perforación se debe realizar el siguiente paso a paso:

- Determinar el factor de boyanza para el lodo utilizado
- Calculo de la tensión límite de cada sección
- Valor en el Martin Decker

4.5 SELECCIÓN DE DRILL COLLARS⁴⁷

Son tubos de gran espesor y rigidez por lo general en longitudes de 30 a 31 pies (Figura 26), los cuales están fabricados a partir del acero templado y revenido 4145.

⁴⁷ RIVERA, Porfirio. (s.f.). Diseño de sarta de perforación pozo Mecatepec 118. México D.F. 2015.

Figura 26. Drillcollar



Fuente: <http://carvitservices.com>

Los drillcollars están sujetos a fallas por fatiga como resultado de su torcimiento ya que el cuerpo de un drill collar es más duro que su conexión, por lo que las fallas ocurren en la unión. Existen diferentes tipos de drill collars, los más utilizados son:

- Drill collar liso
- Drill collar corto
- Drill collar espiralado
- Drill collar corto no magnético

4.5.1 Método del factor de BOYANZA (FB)⁴⁸. Los drillcollars se utilizan para proporcionar peso en la broca y al mismo tiempo mantener la tubería de perforación con cierto grado de tensión. Los drillcollars tienen mayor rigidez en comparación con la tubería de perforación y, como tal, puede soportar fuerzas de compresión. La tubería de perforación, por otra parte, tenderá a doblarse cuando se presenten fuerzas compresivas. Un pandeo repetitivo en el tiempo dará lugar a un fallo temprano en la tubería de perforación por fatiga.

⁴⁸ RABIA, Hussain. Well Engineering & Construction. Entrac Consulting. 2001.

La investigación y la experiencia de campo demostraron que el pandeo no se producirá si el peso sobre la broca es mantenido por debajo del peso boyado de los drillcollars. En la práctica, el peso sobre la broca no debe exceder el 85% del peso boyado de los drillcollars.

Para el siguiente procedimiento es de vital importancia realizar el cálculo del factor de boyanza ya que determina la pérdida de peso en la sarta debido a la inmersión de la misma en el fluido de perforación. La fuerza neta de la boyanza hacia arriba es igual a la cantidad de peso del fluido desplazado por el volumen del cuerpo.

- Determinar el factor de boyanza para el peso del lodo utilizado, con la siguiente ecuación.

$$FB = 1 - \frac{MW}{65.5} \quad (Ec. 9)$$

En dónde:

FB: Factor de boyanza, (adimensional); MW: Peso del lodo utilizado, (ppg), 65.5: Densidad del acero (ppg)

- Calcular el peso del drillcollar requerido para alcanzar el peso sobre la broca deseado:

$$\begin{aligned} \text{WOB} &= \text{Peso en el aire de los drill collars} * FB * 0,85 \\ &= DC_{\text{LONGITUD}} * WD_{\text{dc}} * FB * 0,85 \end{aligned} \quad (Ec. 10)$$

$$DC_{\text{LONGITUD}} = \frac{\text{WOB}}{0,85 * FB * WD_{\text{dc}}} \quad (Ec. 11)$$

En dónde:

WOB: Peso deseado sobre la broca (lbf (*1000)); WDdc: Peso de los drillcollars (lb/ft); 0,85= Factor de seguridad

El factor de 0,85 de seguridad garantiza que sólo el 85% del peso boyado de los drillcollars se utiliza como peso sobre la broca. Con esto se garantiza que el punto neutro se mantenga dentro de los collares, cuando fuerzas imprevistas (de rebote, desviación menor y fricción en el pozo) causen fluctuaciones en el WOB.

- Para pozos direccionales la longitud de los drillcollar se calcula:

$$DC_{LONGITUD} = \frac{DC \text{ longitud vertical}}{\cos(i)} \quad (Ec. 12)$$

En dónde:

i: Ángulo de inclinación del pozo

4.5.2 Selección drill collars. Los siguientes son criterios de vital importancia en la selección de los drillcollars necesarios en la perforación de pozos.

- **Bending Strength Ratio:** BSR es la relación de la rigidez a la flexión relativa de la caja para un pin de conexión en el BHA. Se utiliza como un indicador aproximado de la idoneidad de una conexión entre dos componentes del BHA. En teoría, alta BSR causa acelerados índices de fracaso en el pin y baja BSR acelerados índices de fracaso en la caja. La relación de BSR se debe comprobar

para cada conexión en el BHA, en particular las conexiones entre collares de perforación y HWDP que requieren atención.

- **Stiffness Ratio:** El BHA se diseña eliminando los cambios bruscos de diámetro para evitar las áreas locales de alta tensión en los cambios de sección. Para cuantificar la brusquedad de un cambio entre las secciones del BHA se utiliza la relación de rigidez (SR).⁴⁹

4.6. PERFORACIÓN DIRECCIONAL

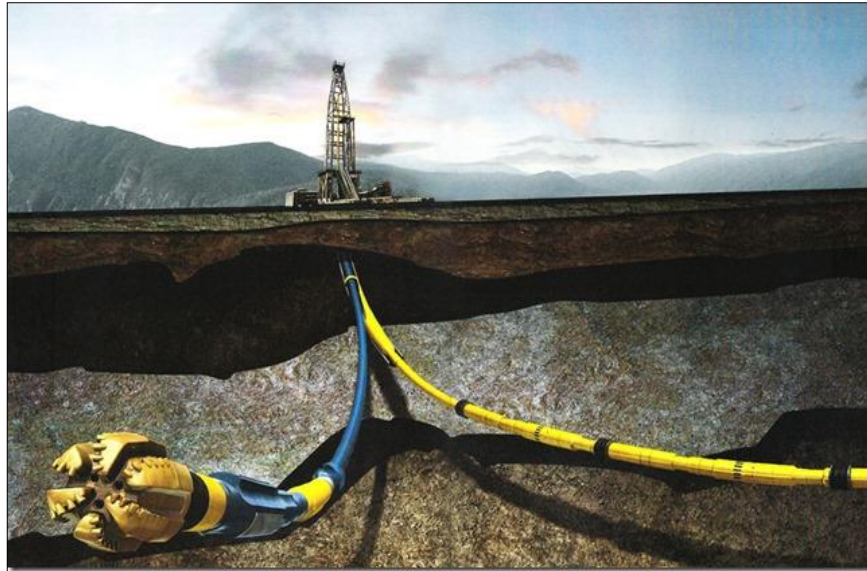
La perforación direccional se define como la práctica de controlar la dirección e inclinación de un pozo a una ubicación u objetivo debajo de la superficie, y un pozo direccional es aquel que se perfora a lo largo de una trayectoria planeada para alcanzar el yacimiento en una posición predeterminada, localizada a determinada distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación, como se observa en la Figura 27.

Para alcanzar el objetivo es necesario tener control del ángulo y la dirección del pozo, las cuales son referidas a los planos vertical (inclinación) y horizontal (dirección).⁵⁰

⁴⁹ BEST-DRILLING-PRACTICES. [sitio web]. [Consulta: 30 de noviembre 2016]. Disponible en: http://best-drilling.weebly.com/uploads/6/5/2/3/6523577/bha_design.pdf

⁵⁰ BRUNO SALVADOR, Ulises. Evaluación petrolera y métodos de explotación en la cuenca de Burgos. México.2012.

Figura 27. Perforación Direccional



Fuente: <http://www.portaldelpetroleo.com/2016/03/perforacion-direccional-tipos-de.html>

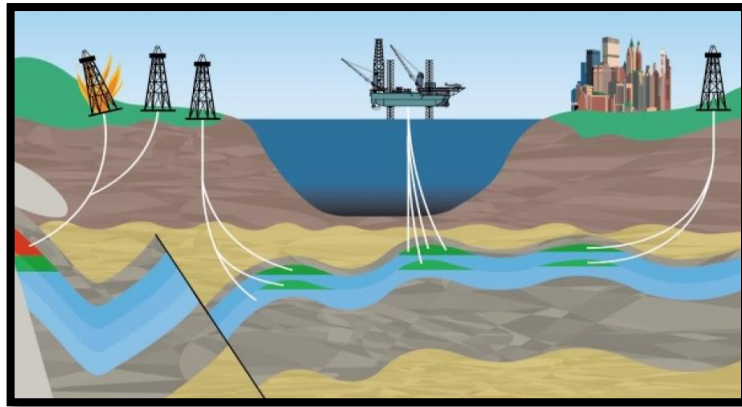
4.6.1 Aplicaciones de la perforación direccional⁵¹

A continuación, se presentan algunas aplicaciones de la perforación direccional.

4.6.1.1 Pozos múltiples desde una plataforma marina. La perforación direccional se usa comúnmente en perforación costa afuera porque se pueden perforar varios pozos desde la misma plataforma (Figura 28). Esto simplifica las técnicas de producción y recolección, dos factores importantes que intervienen en la factibilidad económica y en los programas de perforación costa afuera

⁵¹ HAWKER, David., VOGT, K., & ROBINSON, Allan. Datalog, Procedimientos Y Operaciones En El Pozo. Alberta, Canada. 2001.

Figura 28. Pozos múltiples desde una plataforma

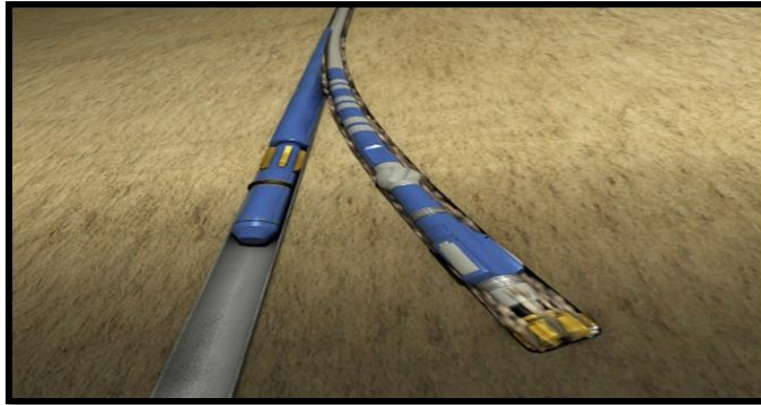


Fuente: <http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/06/nuevos-rumbos-en-la-perforacion.html>

4.6.1.2 Pozos de alivio. Los pozos de alivio fueron la primera aplicación de la perforación direccional. Estos pozos de alivio se perforan hacia un pozo cercano que esté fuera de control, haciendo posible que el pozo fuera de control (wild well) pueda ser controlado por medio de inyección por el pozo de alivio.

4.6.1.3 Sidetrack. La perforación direccional puede realizarse como una operación remedial, ya sea para dirigir el pozo por una trayectoria lateral para evitar un obstáculo (Tubería y herramientas abandonadas y cementadas y el pozo taponado) desviando el pozo a un lado de la obstrucción, como se observa en la Figura 29, o de llevar al pozo nuevamente a la vertical enderezando las secciones desviadas.

Figura 29. Sidetrack

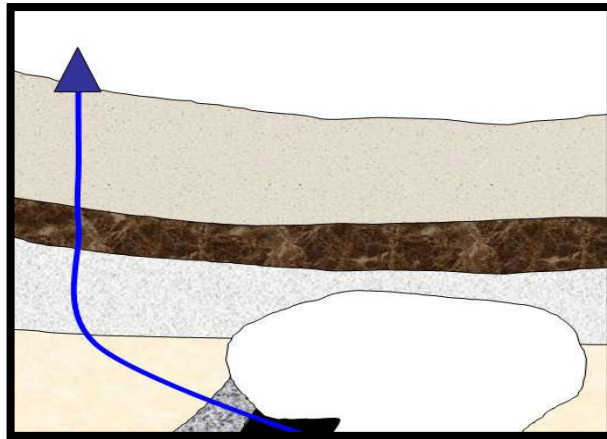


Fuente: <http://tadbirpe.com/index.php/en/services/drilling/sidetracking-services/sidetracking-whipstocks>

4.6.1.4 Locaciones inaccesibles. Se puede situar al taladro fuera del objetivo, para llegar posteriormente con perforación direccional, y así llegar a una localización sobre una formación productora de otra manera inaccesible (como debajo de una población, terreno montañoso o pantanoso, o cuando no se permite el acceso).

4.6.1.5 Perforación en domos de sal. La perforación direccional se usa para resolver los problemas de perforar un pozo a través de un domo salino y llegar a una formación productora la cual frecuentemente yace bajo la capa selladora inferior del domo, como se muestra en la Figura 30.

Figura 30. Yacimientos en domos salinos



Fuente: <http://perfob.blogspot.com.co/2013/09/aplicaciones-de-la-perforacion.html>

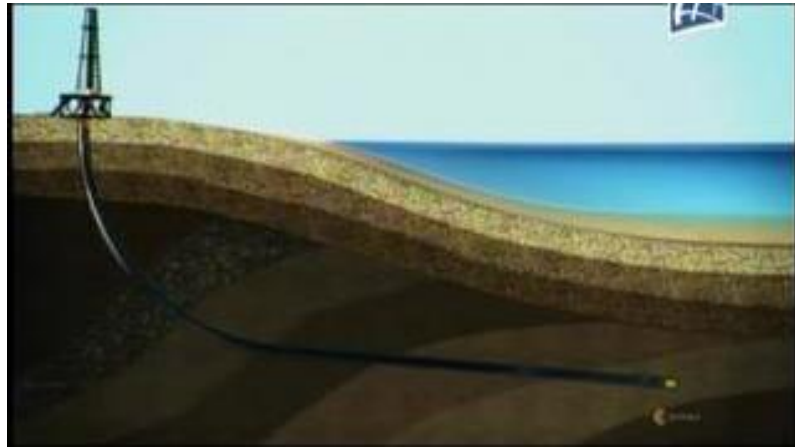
4.6.1.6 Perforación costa afuera. La perforación direccional se usa comúnmente en perforación costa afuera porque se pueden perforar varios pozos desde la misma plataforma. Esto simplifica las técnicas de producción y recolección, dos factores importantes que intervienen en la factibilidad económica y en los programas de perforación costa afuera.

4.6.2 Perforación horizontal y sus aplicaciones⁵². Un pozo horizontal es aquel donde la última etapa del pozo que se perfora (zona productora) es aproximadamente de 90° con respecto a la vertical (Figura 31). Los pozos horizontales son utilizados para incrementar los ritmos de producción ya que con esta técnica de perforación se aumenta el área de drenaje y su eficiencia por gravedad. La perforación horizontal permite desarrollar campos costa afuera con

⁵² BRUNO SALVADOR, Ulises. Evaluación petrolera y métodos de explotación en la cuenca de Burgos. México. 2012.

menor número de pozos, y plataformas más pequeñas y económicas que las convencionales.

Figura 31. Pozos horizontales



Fuente: <http://teveo.icrt.cu/x53dx5/>

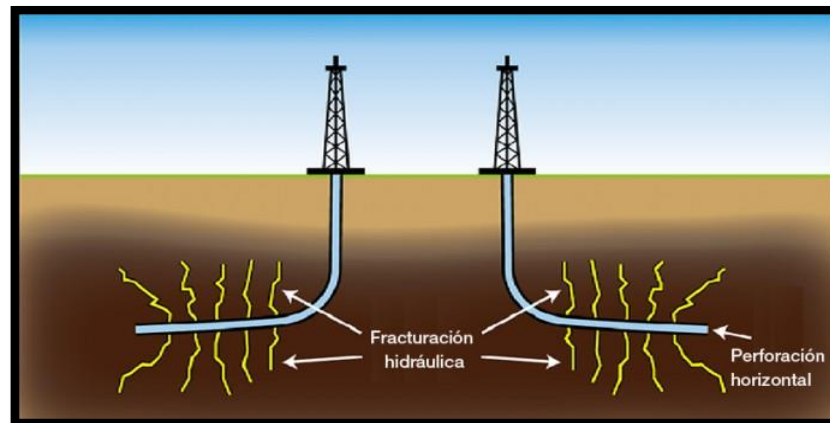
Los pozos horizontales permiten incrementar el área de contacto del yacimiento y aumentan la productividad por arriba de la que puede proporcionar un pozo vertical. Los pozos horizontales también pueden reducir la tendencia a la conificación en yacimientos con cuerpos de agua o casquete de gas, ya que generan una baja presión diferencial alrededor del pozo perforado. La productividad de los pozos horizontales puede ser mayor que la de los pozos verticales por muchas razones:

- Los pozos horizontales generan una gran área de comunicación con la formación productora.
- Atraviesan perpendicularmente el sistema natural de fracturas, reduce los problemas de arenamiento y de conificación de agua y/o gas.
- Por lo general justifica los costos de perforación con grandes tasas de producción.

- Reducen las caídas de presión ya que generan una gran eficiencia de drenaje de la formación productora al lograr un mejor control.
- Se mejora el manejo del yacimiento.
- Se produce en zonas de poco espesor donde la perforación vertical es antieconómica.
- Se pueden inyectar fluidos como método de recuperación mejorada (recuperación térmica).
- Se puede lograr una mayor recuperación de petróleo en yacimientos de baja permeabilidad.

4.6.2.1 Yacimientos con fracturamiento vertical. La utilización de pozos horizontales en yacimientos naturalmente fracturados, permiten un aumento en la productividad por encima de los pozos verticales debido a la alta probabilidad de intersectar las fracturas y drenarlas efectivamente, como se observa en la Figura 32.

Figura 32. Yacimiento fracturado verticalmente



Fuente: <http://zonapetrolera.blogspot.com.co/p/tipos-de-perforacion.html>

4.6.2.2 Incrementar recuperación de aceite. Los pozos horizontales presentan mayor efectividad en formaciones de delgado espesor, ya que la utilización de pozos verticales resulta antieconómica, debido a que con un pozo horizontal de alcance extendido se tiene mayor área de contacto que con varios pozos verticales.

4.6.2.3 Conificación de agua y gas. Los pozos de gran longitud mantienen una tasa alta de producción, aunque la producción por unidad de longitud sea pequeña, con lo cual se reduce la conificación de agua y gas, ya que se minimiza la presión diferencial en la región cercana al pozo. Esto ha tenido varias aplicaciones en campos con conificación de gas y agua en yacimientos de arenas y carbonatos alrededor del mundo, algunas exitosas, aunque otras no han dado los resultados esperados.

4.6.2.4 Otras aplicaciones de pozos horizontales⁵³. En el desarrollo de pozos horizontales se encuentran otras aplicaciones orientadas al recobro mejorado de los hidrocarburos como las siguientes:

- **Yacimientos de Aceite Pesado:** La utilización de pozos horizontales en yacimientos de aceite pesado ha tenido gran desarrollo en campos de Canadá, Venezuela y California en los Estados Unidos, pues se tienen resultados satisfactorios y viabilidad económica.

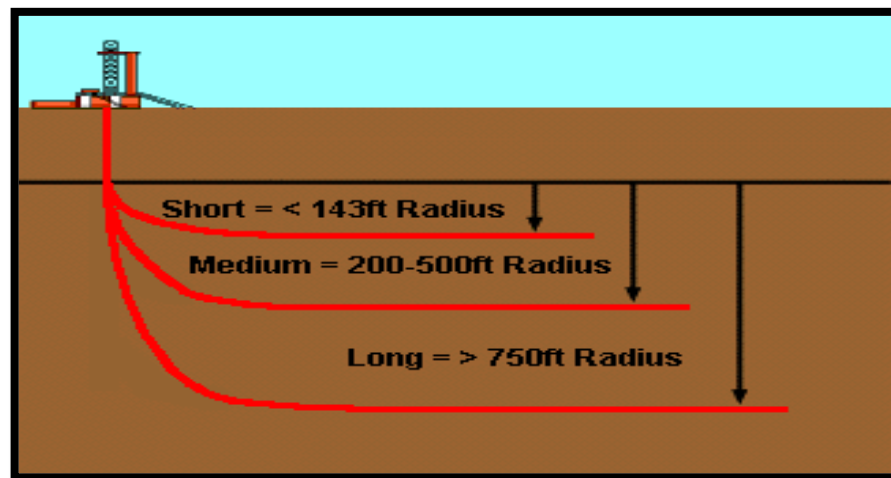
El pozo horizontal Edad West en la arena Sparky en Canadá, produce más de siete veces la tasa de un pozo vertical promedio, igualmente los pozos horizontales en el Lago Maracaibo en Venezuela producen a una tasa de más del doble de los pozos verticales.

⁵³ BRUNO SALVADOR, Ulises. Evaluación petrolera y métodos de explotación en la cuenca de Burgos. México. 2012.

- **Aplicación en la Recuperación Mejorada.** Los pozos horizontales pueden ser utilizados como inyectores o productores en proyectos de recuperación mejorada, ya que un pozo inyector largo mejora la inyectividad al proporcionar una gran área de contacto con el yacimiento, también mejorar la eficiencia de barrido con una apropiada orientación de los pozos horizontales.

4.6.3 Perfiles de pozos horizontales⁵⁴. Los perfiles de pozos horizontales se pueden observar en la Figura 33.

Figura 33. Radio corto, medio y largo de pozos horizontales



Fuente: SCHLUMBERGER Limited. (2001). Introducción to directional drilling. Sugar Land Learning Center.

- **Radio largo:** En este caso la curva se va construyendo desde una profundidad determinada por encima del yacimiento, hasta lograr la dirección horizontal y

⁵⁴ BRUNO SALVADOR, Ulises. (2012). Evaluación petrolera y métodos de explotación en la cuenca de Burgos. México

completar la longitud a perforar a través de la formación productora; la curvatura alcanza un radio de 1000 a 4000 pies con una relación de desviación de hasta 6° por cada 100 pies de longitud. Esta técnica es la más común y aplicable en pozos costa fuera, para minimizar los impactos ambientales y reducir los costos de campos en desarrollo. Las herramientas que se utilizan para alcanzar la horizontalidad en el pozo son aparejos de fondo convencionales con montajes de cucharas convencionales, uso de motores de fondo, perforación direccional rotatoria, etc.

- **Radio medio:** Esta técnica es la más utilizada en pozos terrestres, la técnica debe ser primordialmente aplicada en formaciones objetivo donde sus límites son estrechos, por ejemplo dentro de los yacimientos con propiedades especiales tales como fracturas naturales que requieren de un agujero horizontal para incrementar la productividad, pero cuyas capas adyacentes de gas y subyacentes de agua se encuentran a una distancia estrecha. La ejecución de radio medio requiere de soportes técnicos, aparejos de fondo flexible y tecnología más especializada; la razón del ángulo de desviación con respecto a la profundidad perforada es del orden de 6 a 20° por cada 100 pies, alcanzando radios de curvatura de 290 a 950 pies. Las principales ventajas de esta tecnología son, menores profundidades desarrolladas, menos torque y arrastre, bajos costos y utilización de herramientas convencionales.
- **Radio corto:** La tecnología de radio corto ha sido aplicada en la perforación de pozos en donde las formaciones tienen problemas por encima de la dirección del yacimiento, o bien, por razones económicas. De esta manera el agujero se comunica y se extiende dentro del yacimiento; también suele utilizarse esta técnica, para una sección horizontal en pozos ya existentes con baja productividad y por cambio de objetivo. Rigurosamente se utilizan herramientas articuladas y especializadas en la sarta de perforación como es el Top Drive; la relación del ángulo de desviación con respecto a la longitud perforada para

obtener un radio cortó es del orden de 1.5° a 3° por pie, con lo cual se forman radios de curvatura de 20 a 40 pies.

4.6.4 Beneficios de un pozo horizontal⁵⁵. La técnica de perforación horizontal se ha incrementado notablemente en diferentes regiones alrededor del mundo, básicamente por el desarrollo de herramientas de nueva tecnología que habían impedido, en el, pasado, su popularización.

La principal razón por la que se perforan pozos horizontales, es debido a que su economía, en la correcta aplicación, es superior a la de un pozo convencional. Los pozos horizontales son generalmente más costosos de perforar y completar que un pozo vertical, pero esto se compensa, con un incremento de la tasa de producción y del recobro, lo cual mejora el retorno de la inversión.

Entre las principales ventajas de los pozos horizontales se encuentran; el incremento de la tasa de producción debido a que existe una mayor longitud del hoyo en contacto con la zona de interés. Con el desarrollo de esta tecnología se puede reducir el riesgo de conificación de agua y gas, debido a que se reduce la fuerza de arrastre del fluido en el yacimiento. Igualmente, debido a que existe una menor caída de presión y velocidad del fluido alrededor del pozo, se puede obtener una reducción en la producción de arena de los pozos. También, es notable mencionar, la obtención de un mayor y más eficiente patrón de drenaje del yacimiento, con lo que se incrementa el recobro total de las reservas.

Las principales ventajas de perforar pozos direccionales son:

- Mayor área de contacto con la zona de interés, es decir, que se desplaza dentro del yacimiento, por consiguiente, hay una mayor productividad del pozo.
- Altas tasas de producción, se podrían decir que de 3 a 6 veces más que la tasa de un pozo vertical en la misma área.

⁵⁵ FERNANDEZ, Marcos., & ROMERO, Jorge. Curso Básico de Perforación Direccional. 2003.

- Reduce la conificación de agua y/o gas en formaciones con problemas de interface de fluidos; también reduce los problemas de producción de arena, por lo que es probable que aumente la recuperación, ya que se tienen menores caídas de presión.
- Baja la tasa de producción por unidad de longitud de la sección horizontal.
- Aumenta la inyectividad, en casos de inyección de fluidos.
- Pueden hacerse perforaciones horizontales perpendiculares a las fracturas, en yacimientos naturalmente fracturados para aumentar la productividad.
- Puede reemplazar hasta cuatro pozos verticales dentro de un mismo yacimiento, dependiendo del espaciamiento.
- Incremento de recuperación por acceso a más petróleo y/o gas.
- Mejora la eficiencia de barrido en proyectos de recuperación mejorada.⁵⁶

4.6.5 Trayectoria del pozo⁵⁷. Existen varios tipos perfiles de pozos direccionales, diferenciados tanto por su forma como por su función, en función de las limitaciones geológicas, geomecánicas, económicas, y de operación. Entre los perfiles más frecuentemente usados están:

- Pozos Tipo Tangencial
- Pozos Tipo “S”
- Pozos tipo “J”
- Pozos Inclinaados
- Pozos horizontales

Para estos pozos un parámetro en común que debe ser calculado es el radio de curvatura producto de la tasa de construcción de ángulo. La circunferencia de un

⁵⁶ BRUNO SALVADOR, Ulises. Evaluación petrolera y métodos de explotación en la cuenca de Burgos. México. 2012.

⁵⁷ FERNANDEZ, Marcos., & ROMERO, Jorge. Curso Básico de Perforación Direccional. 2003.

círculo (C) producto de un constante cambio de dirección para una distancia de viaje es calculada mediante:

$$C = \frac{360}{BUR} \quad (Ec. 13)$$

Donde BUR es la tasa de construcción de ángulo por unidad de longitud.

El radio de un círculo es definido como:

$$C = 2 * \pi * R \quad (Ec. 14)$$

Donde,

$$R = \frac{C}{2\pi * R} \quad (Ec. 15)$$

De esta manera podemos definir el radio de curvatura como:

$$R = \frac{360}{2*\pi*BUR} \quad (Ec. 16) \text{ o,}$$

$$R = \frac{180}{BUR * \pi} \quad (Ec. 17)$$

4.6.5.1 Tipo Tangencial. Este es uno de los más simples y comunes perfiles para un pozo direccional. El hoyo es perforado verticalmente hasta llegar al KOP, a partir de donde es desviado hasta la inclinación requerida. Esta inclinación es mantenida en la sección tangencial para interceptar el objetivo.

Generalmente, se selecciona un punto de inicio de curva bastante superficial ya que esto reduce la magnitud del ángulo de inclinación necesario para alcanzar los objetivos.

Este tipo de perfil es frecuentemente aplicado cuando se requiere un desplazamiento horizontal largo a una profundidad de objetivo relativamente baja.

Debido a que no hay mayores cambios en la inclinación y dirección después que la sección de curva es construida, se presentan pocos problemas direccionales con éste tipo de perfil. Bajo condiciones normales la inclinación puede variar entre 15°-60°, aunque se han perforado pozos con inclinaciones mayores. En la Figura 34 se muestra el perfil de este tipo de pozo.

Basado en la Figura 34 el pozo tipo tangencial, es claro que:

$$DC = H_2 - R \quad (Ec. 18)$$

$$DO = V_3 - V_1 \quad (Ec. 19)$$

Mientras que el ángulo DOC será:

$$\angle DOC = \arctan\left(\frac{DC}{DO}\right) \quad (Ec. 20)$$

Luego, a partir del ángulo DOC encontramos la distancia OC,

$$OC = \frac{DO}{\cos(DOC)} \quad (Ec. 21)$$

El ángulo BOC se calcula sabiendo que

$$\cos(BOC) = \frac{R}{OC} \quad (Ec. 22)$$

$$OB = R$$

Tenemos que:

$$\angle BOC = \arccos\left(\frac{R}{OC}\right) \quad (Ec. 23)$$

El ángulo BOD será:

$$\angle BOD = BOC - DOC \quad (Ec. 24)$$

Y el ángulo de inclinación

$$\alpha = 90 - BOD \quad (Ec. 25)$$

Ahora, BC es calculada utilizando el teorema de Pitágoras,

$$BC = \sqrt{OC^2 - R^2} \quad (Ec. 26)$$

$$BE = BC * \cos(\alpha) \quad (Ec. 27)$$

$$EC = BC * \text{sen}(\alpha) \quad (Ec. 28)$$

Resultados:

- a. El ángulo al final de la curva será la inclinación del pozo presentado por α .
- b. La profundidad medida hasta el final de la curva será calculada por,

$$MD_{FINALCURVA} = V_1 + \left(\frac{\alpha}{BUR}\right) \quad (Ec. 29)$$

- c. La profundidad medida hasta el objetivo final será,

$$MD_{FINALOBJETIVO} = V_1 + \left(\frac{\alpha}{BUR}\right) + BC \quad (Ec. 30)$$

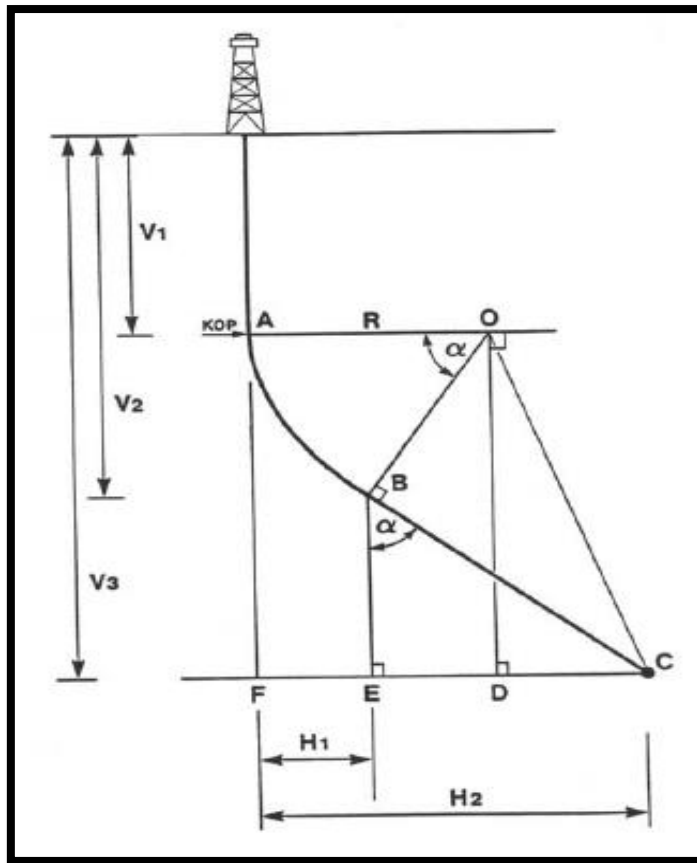
- d. La profundidad vertical hasta el final de la curva será V_2 ,

$$V_2 = V_3 - BE \quad (Ec. 31)$$

- e. El desplazamiento horizontal hasta el final de la curva H_1 , se calcula mediante,

$$H_1 = H_2 - EC \quad (Ec. 32)$$

Figura 34. Trayectoria tipo tangencial



Fuente: FERNANDEZ, M., & ROMERO, J. (2003). Curso Básico de Perforación Direccional.

4.6.5.2 Pozo tipo “S”. Este perfil es similar al tangencial, es decir, igual hasta la sección tangencial después de la sección curva. A partir de aquí se tumba ángulo por medio de otra sección curva en la cual se reduce la inclinación, que en algunos casos llegará a ser cero. Este es el perfil más difícil a perforar, ya que su sección de caída de ángulo debe coincidir justamente sobre el objetivo a alcanzar. Además, los problemas de torque y arrastre también se incrementan al haber mayor roce de la tubería con las paredes del hoyo, debido a la mayor curvatura que presenta el pozo.

Un pozo tipo S es usado cuando la profundidad del objetivo es grande y el desplazamiento horizontal es relativamente bajo. Bajo estas condiciones el perfil tipo Slant puede producir un pequeño ángulo de inclinación el cual puede ser una dificultad a la hora de control. Otras aplicaciones importantes consisten en completar un pozo que atraviese por los objetivos múltiples y la perforación de pozos de alivio, en los cuales es necesario ir paralelo al pozo en problemas. En la Figura 35 se muestra el perfil del tipo S definiendo su geometría.

Teniendo ubicados la posición del taladro y el objetivo, y la profundidad vertical total del objetivo dado por los geólogos e ingenieros de yacimiento, la siguiente información es necesaria para calcular la geometría del pozo.

- a) Profundidad vertical del KOP.
- b) Taza de construcción de ángulo.
- c) Taza de tumbado de ángulo.
- d) Profundidad vertical del final de la sección de tumbado de ángulo

Basados en la Figura 35 para el pozo tipo S, se observa que:

$$X = H_3 - R_1 - R_2 \quad (Ec. 33)$$

Entonces,

$$\theta = \text{arcTang}(X/(V_4 - V_1)) \quad (Ec. 34)$$

$$OF = \frac{V_4 - V_1}{\cos(\theta)} \quad (Ec. 35)$$

$$OG = \sqrt{OF^2 - (R_1 + R_2)^2} \quad (Ec. 36)$$

El ángulo FOG será,

$$\angle FOG = \text{arcSin}\left(\frac{R_1 + R_2}{OF}\right) \quad (Ec. 37)$$

La inclinación alfa, α , será,

$$\alpha = \angle FOG + \theta \quad (Ec. 38)$$

Una vez con esta información se podrá calcular los demás parámetros importantes necesarios para la construcción de la curva:

- a. Ángulo al final de la sección de construcción del ángulo α .
- b. Profundidad vertical hasta el final de la sección de construcción de ángulo.

$$MD_{FINALDELBUR} = V_1 + \frac{\alpha}{BUR} \quad (Ec. 39)$$

- c. Profundidad vertical hasta el final de la sección de construcción de ángulo.

$$V_2 = V_1 + R_1 * \sin(\alpha) \quad (Ec. 40)$$

- d. Desplazamiento horizontal hasta el final de la sección de construcción de ángulo.

$$H_1 = R_1 * (1 - \cos(\alpha)) \quad (Ec. 41)$$

- e. Profundidad medida hasta el final de la sección tangente.

$$MD_{FINALSECCIONTANGENTE} = V_1 + \left(\frac{\alpha}{BUR}\right) + OG \quad (Ec. 42)$$

- f. Profundidad vertical hasta el final de la sección tangente.

$$V_3 = V_2 + OG * \cos(\alpha) \quad (Ec. 43)$$

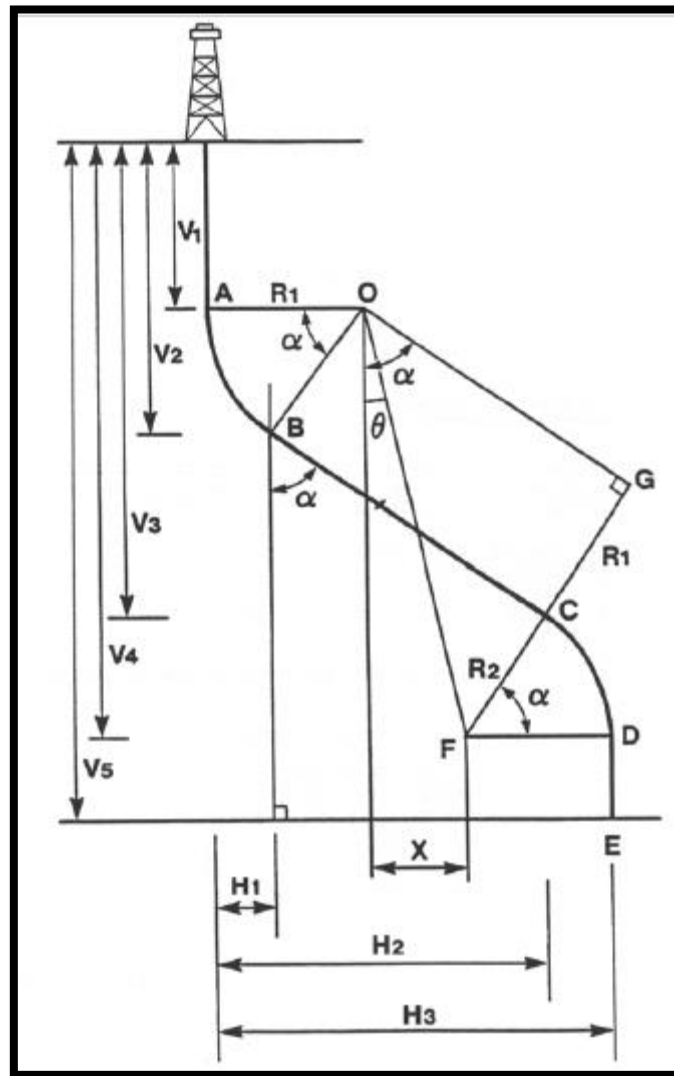
- g. Desplazamiento horizontal hasta el final de la sección tangente.

$$H_2 = H_1 + OG * \sin(\alpha) \quad (Ec. 44)$$

h. Profundidad medida hasta el final de la sección de tumbado de ángulo.

$$MD_{FINALDLDOR} = V_1 + \left(\frac{\alpha}{BUR}\right) + OG + \left(\frac{\alpha}{DOR}\right) \quad (Ec. 45)$$

Figura 35. Pozo tipo “S”



Fuente: FERNANDEZ, M., & ROMERO, J. (2003). Curso Básico de Perforación Direccional.

4.6.5.3 Pozo tipo “J”. Este perfil es usado en situaciones particulares tales como domos de sal o para desvío de pozos (Sidetrack). La profundidad del KOP en este perfil presenta ciertas desventajas:

- a. La formación probablemente será dura y no facilitará la deflexión de la sarta de la sarta de perforación y ensamblaje de fondo.
- b. La tasa de construcción de ángulo presenta más dificultades para ser controlada. Al igual que en el tipo de pozos anteriores, una vez conocidas las coordenadas de los objetivos, la posición del taladro y la profundidad total verdadera, se determina la siguiente información necesaria para calcular la geometría del pozo:
 - a. Profundidad del KOP en donde se comenzará a construir la curva.
 - b. Taza de construcción de ángulo para construir la sección curva.
 - c. Angulo de inclinación máximo deseado.

De la Figura 36 se calculan los parámetros que hacen falta.

Considerando la tasa de construcción de ángulo constante a lo largo de toda la curva, entonces,

$$\alpha = \text{arcCos}\left(\frac{R_1 - H_1}{R_1}\right) \quad (\text{Ec. 46})$$

$$KOP = V_2 - R_1 * \sin(\alpha) \quad (\text{Ec. 47})$$

Si el **KOP es el criterio**, entonces,

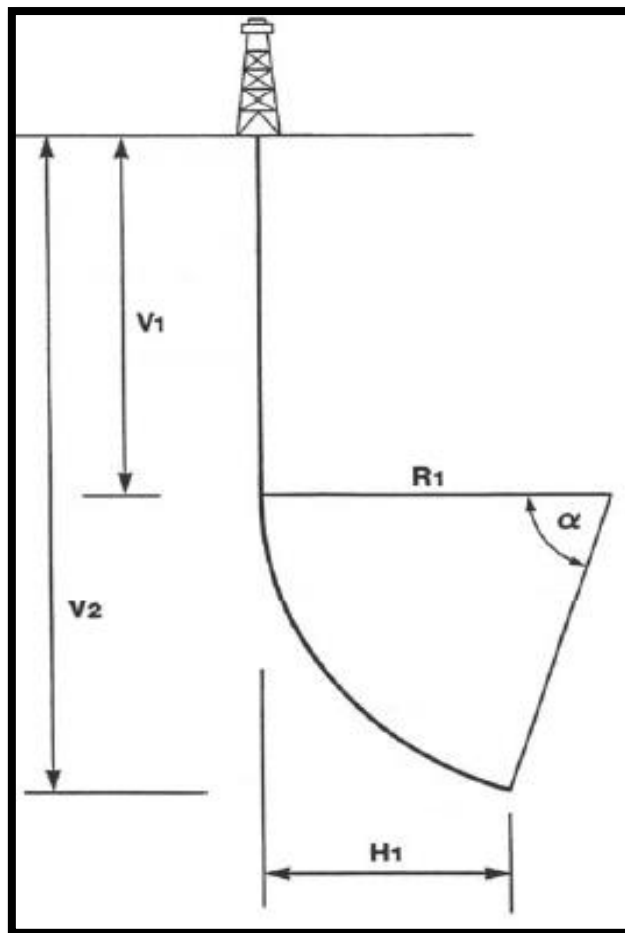
$$\alpha = 2 * \text{arcTan}\left(\frac{H_1}{V_2 - V_1}\right) \quad (\text{Ec. 48})$$

Y la tasa de construcción de ángulo requerida será,

$$BUR = \frac{180 * \sin(\alpha)}{\pi * (V_2 - V_1)} \quad (\text{Ec. 49})$$

El BUR será por unidad perforada (metros o pies).

Figura 36. Pozo tipo “J”



Fuente: FERNANDEZ, M., & ROMERO, J. (2003). *Curso Básico de Perforación Direccional*.

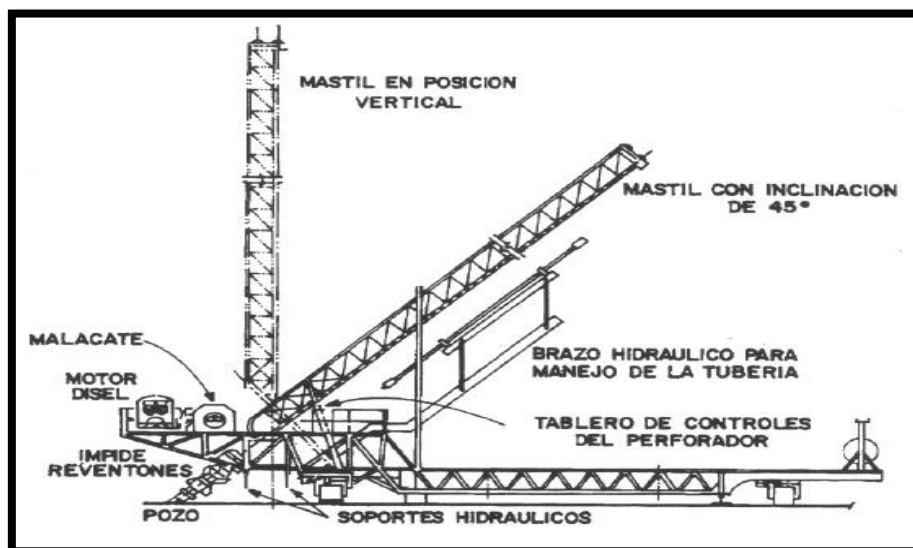
4.6.5.4 Pozos Inclinados. Son pozos iniciados desde superficie con un ángulo de desviación predeterminado y constante, para lo cual se utilizan taladros especiales inclinados.

Un taladro inclinado es aquel en el cual el mástil puede moverse de 90° de la horizontal hasta un máximo de 45° (Figura 37).

Entre las características más importantes del equipo se puede mencionar que tienen:

- a. Una torre de perforación inclinada para perforar desde pozos verticales hasta pozos de 45° de desviación de vertical.
- b. Un brazo hidráulico para manejar los tubulares, accionando desde el piso de la torre de perforación, eliminando el trabajo del encuellador en los taladros convencionales.
- c. Un bloque viajero, provisto de un sistema giratorio diseñado para efectuar el enroscado y desenroscado de los tubulares. El bloque se desliza a través de un sistema de rieles instalado en la estructura de la torre.
- d. Sistema hidráulico para aplicar el torque recomendado a cada conexión de los tubulares.
- e. Movilización mediante un sistema de orugas, disminuyendo los tiempos de mudanza entre los pozos.
- f. Los equipos auxiliares del taladro permanecen fijos durante los trabajos de perforación, incrementando la vida útil de los mismos, por disminuir el deterioro al que son sometidos durante la mudanza entre pozo y pozo.

Figura 37. Taladro inclinado



Fuente: FERNANDEZ, M., & ROMERO, J. (2003). Curso Básico de Perforación Direccional.

4.6.5.5 Pozos Horizontales. Los pozos horizontales son pozos perforados en forma paralela a la zona productora con la finalidad de contar con mayor área de producción. Los pozos horizontales se caracterizan por alcanzar grandes ángulos de inclinación, a veces hasta de 90°. No existe una geometría específica para su diseño o construcción, ya que dependiendo de su función serán definidos como pozos de alto, medio o bajo radio.

4.7 CONTROL DE POZOS

Los problemas de control de pozos son realmente interesantes. El poder con que el crudo es liberado de la roca en un pozo petrolero o la manera en cómo se libera el gas de la formación es impresionante. Ciertamente es importante destacar la diferencia entre aquellos problemas operacionales en cuanto al control de pozos que probablemente no representen riesgos relevantes para el proyecto, de aquellos que representan gran peligro para el personal y los procesos de dicha operación.

La seguridad del equipo, el personal y el entorno, implica un proceso continuo de control de flujos durante la perforación, para mantener la presión hidrostática en el pozo mayor que la presión de formación, mecanismo primario de control que se inicia con la planeación del pozo.

Cuando se perfora con retorno normal de lodo a superficie, es imposible que ocurra un amago de reventón sin presentar una INDICACIÓN O AVISO, asociado con cualquiera de las causas principales de amago.

De ahí se deriva lo importante que es el conocimiento de los indicadores y las causas de amago de reventón, la oportuna detección y el control antes que el hecho aumente en intensidad. Todo amago se presenta cuando la presión de la formación excede la presión hidrostática del fluido en el pozo, y es para ese momento cuando todo el personal involucrado en la operación de perforación debe estar entrenado para actuar inmediatamente. ¡CUANDO UN AMAGO NO SE CONTROLA SE CONVIERTE EN REVENTÓN!

De la prevención que se tenga en cuanto a equipo en superficie, p.e.: matachispa en los motores, extintores recargados, suficientes y bien ubicados, uniformes anti-inflamables, martillos de caucho, linternas antichispa, detectores de gas en el ambiente, etc., durante el control de un pozo, depende en gran parte que se eviten sucesos lamentables.⁵⁸

4.7.1 Conceptos básicos. A Continuación, se muestran algunos conceptos fundamentales en el estudio del control de pozos.

4.7.1.1 Gradiente de presión⁵⁹. Es el cambio producido en la presión por unidad de profundidad, expresado normalmente en unidades de psi/ft o kPa/m. La presión se incrementa en forma predecible con la profundidad, en las áreas de presión normal. El gradiente de presión hidrostática normal para el agua dulce es de 0,433 psi/pie, o 9,792 kPa/m, y de 0,465 psi/pie para el agua con 100 000 ppm de sólidos disueltos totales (un agua típica de la Costa del Golfo), o 10,516 kPa/m. Las desviaciones respecto de la presión normal se describen como presión alta o baja.

La presión de la formación tiende a aumentar con la profundidad de acuerdo con el gradiente de presión hidrostática, en este caso 0,433 psi/pie. Los desvíos del gradiente de presión normal y su presión asociada a una profundidad dada son considerados presión anormal y subnormal. De esta forma:

- GP Subnormal (<0,433 [psi/ft])
- GP Normal (0,433-0,465 [psi/ft])
- GP Anormal (>0,465 [psi/ft])

⁵⁸ ECOPETROL S.A. Manual de operaciones de perforación. versión 1. Departamento de perforación de Ecopetrol. 1994

⁵⁹ SCHLUMBERGER, Oilfield review, [Consulta 25 de noviembre 2016]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/pressure_gradient.aspx#

En el caso de los fluidos de perforación, el gradiente de presión ejercido por el fluido está dado por:

$$GP \left[\frac{Psi}{ft} \right] = 0,052 * \text{Peso del Lodo} [lpg] \quad (Ec. 50)$$

4.7.1.2 Presión hidrostática. La presión hidrostática es la ejercida por el peso de una columna de fluido sobre cualquier punto de un pozo o área. No importa cuál sea el área de la sección de la columna y se expresa de la siguiente manera:

$$PH = 0,052 * MW [lpg] * TVD [ft] \quad (Ec. 51)$$

En dónde:

0,052: Constante de conversión

MW: Densidad del fluido, [lb/gal]

TVD: Altura vertical de la columna de fluido, [ft]

La presión hidrostática puede ser afectada por los siguientes factores:

- Contenido de sólidos.
- Gases disueltos.
- La diferencia de gradientes de temperatura del fluido.

La presión hidrostática no depende de la forma del pozo o de su diámetro, solo dependerá del peso del lodo y su altura en el pozo. Como control de pozo primario se utiliza la densidad del lodo de perforación que se desea implementar.

4.7.1.3 Presión de fondo⁶⁰. La presión es medida generalmente en libras por pulgada cuadrada (psi) existente en el fondo del pozo. Esta presión puede ser calculada en un pozo estático relleno de fluido con la siguiente ecuación:

$$BHP = MW * Profundidad * 0,052 \quad (Ec. 52)$$

En dónde:

“BHP” es la presión de fondo de pozo en libras por pulgada cuadrada; “MW” es el peso del lodo en libras por galón; “Profundidad” es la profundidad vertical verdadera en pies; “0,052” es un factor de conversión si se utilizan estas unidades de medida.

En los pozos en circulación, el incremento de la BHP es equivalente a la magnitud de la fricción del fluido en el espacio anular. El gradiente de BHP debe exceder el gradiente de presión de formación para evitar un influjo del fluido de formación en el pozo. Por otra parte, si la BHP (incluida la presión adicional de fricción del fluido de un fluido en proceso de flujo) es demasiado alta, una formación débil puede fracturarse y causar una pérdida de fluidos del pozo. La pérdida de fluido en una formación puede ser seguida por el influjo de fluido desde otra formación.

4.7.1.4 Presiones de cierre⁶¹. Las presiones de cierre son aquellas que se manifiestan en la superficie después de cerrarse el pozo con una arremetida, se toman dos lecturas: SIDPP (Presión de cierre en tubería de perforación) y SICP (Presión de cierre en el revestimiento).

- **SIDPP (Shut in Drill Pipe Pressure):** La presión de cierre de la tubería de perforación es la presión registrada en la tubería de perforación (manómetro del

⁶⁰SCHLUMBERGER, Oilfield review, [Consulta 25 de noviembre 2016]. Disponible en http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/bottomhole_pressure.aspx

⁶¹ ARCE, Lisbet. Prevención de arremetidas y control de pozos. [En línea]. Disponible en: <http://es.slideshare.net/noeibarracondori/control-de-pozos>

tubo vertical) cuando el pozo está cerrado con un amago. La SIDPP es la cantidad de presión requerida para balancear la presión de la formación debido a la presión hidrostática insuficiente en la tubería de perforación. Siempre se supone que el amago ocurre en el espacio anular, debido a la dirección de movimiento del lodo durante la circulación. Esto deja una columna de fluido de perforación no contaminado dentro de la tubería de perforación.

- **SICP (Shut in Casing Pressure):** La presión de cierre de la tubería de revestimiento es la presión registrada en la tubería de revestimiento cuando se cierra el pozo con un amago dentro del mismo. La SICP es similar a la SIDPP en que se trata de la cantidad de presión requerida para balancear la presión de la formación debido a la presión hidrostática insuficiente dentro del espacio anular. Como se mencionó anteriormente, se supone que el volumen de amago está en el espacio anular. Esto resultará en fluidos de densidades volúmenes diferentes desconocidos en el espacio anular. Como la densidad del fluido de amago es generalmente más baja que la densidad del fluido de perforación, la SICP será mayor que la SIDPP, debido a la presión hidrostática más baja en el espacio anular.⁶²

4.7.2 Influjo-reventón⁶³. Un influjo de formación es la entrada de fluido dentro del pozo que puede ser controlado en superficie. Las condiciones necesarias para que se presente un influjo dentro del pozo incluye aspectos tales como el exceso de presión de formación en fondo de pozo siendo esta mayor que la presión de fondo o siendo mayor a la presión del anular. Puede presentarse escenarios en los cuales

⁶² VILLAMIZAR SOLANO, Rafael. Control de Pozos. [En línea]. Disponible en: <https://es.scribd.com/presentation/247992751/Control-de-Pozos>

⁶³ HAWKER, D., VOGT, K., & ROBINSON, A. (2001). Datalog, Prevención de Reventones y Control De Pozos. Alberta, Canada. 2001.

hay pérdidas de circulación por alta permeabilidad de la formación disminuyendo la columna y la presión en el anular.

Un reventón es la entrada de los fluidos de formación al pozo que no pueden ser controlados en superficie. Un reventón puede presentarse de dos maneras:

- **Reventón subterráneo:** Este escenario ocurre cuando hay un flujo incontrolable de fluidos entre dos formaciones. En otras palabras, una formación está generando un influjo, mientras que, al mismo tiempo, otra formación está generando pérdida de circulación.
- **Reventón en superficie:** Un reventón en superficie ocurre cuando el pozo no puede cerrarse para prevenir el flujo de fluidos en superficie.

4.7.2.1 Causas de los influjos⁶⁴. A continuación, se presentan las causas más comunes de arremetidas que suceden durante la perforación de un pozo.

- **Falta de cuidado en mantener el hueco lleno:** El pozo se debe llenar cada vez que se cause una caída de presión de 75 lb/ft³ o que se saquen cinco (5) paradas de tubería o tres (3) drillcollars de perforación, lo que produzca menor reducción de la presión sobre el fondo. Es de mandato obligatorio utilizar el tanque de viaje, para tener un mejor control sobre los volúmenes de desplazamiento y llenado.
- **Reducción de presión por succión del pozo (suaveo):** Ocurre cuando se saca tubería a velocidades altas, ocasionando una reducción en la presión de fondo del pozo. Se han de tener en cuenta los programas de velocidades máximas de bajada y sacada de tubería. Este efecto es mayor cuando la broca está cerca del fondo, con broca y estabilizadores embotados y altos geles en el lodo. ¡Sacar las primeras 15 paradas lentamente!

⁶⁴ ECOPETROL S.A. Manual de operaciones de perforación. versión 1. Departamento de perforación de Ecopetrol. 1994

- **Pérdida de circulación**

La pérdida de circulación disminuye el nivel de fluido en el hueco, causando una reducción en la presión hidrostática sobre el fondo del pozo. Esto debe ser detectado por los medidores de volúmenes en las piscinas y el medidor de caudal de retorno.

- **Perforación de una zona de alta presión**

Al perforar una zona de alta presión, la cual es mayor que la presión hidrostática del lodo, se producirá un amago de reventón por el mayor empuje de la presión de formación, lo que induce la entrada de fluido al pozo. Para su detección existen varios métodos de predicción, con los cuales se pueden determinar las presiones anormales de formación.

4.7.3 Métodos de control de pozos. El objetivo de cualquier método de control de surgencia es ahogar la surgencia y poner el pozo bajo control. Para lograr esto, el método debe permitirle al personal (1) remover los fluidos del influjo del pozo y (2) llenar el pozo con lodo de densidad suficiente para ejercer presión igual o más grande que la presión de la formación. Existen muchos métodos de control de influjo, incluyendo el del perforador, esperar y densificar, concurrente, volumétrico, lubricación, de baja presión del estrangulador; sin embargo, los tres más frecuentemente utilizados son el del perforador, esperar y densificar, y el concurrente. Aunque se presentan diferencias entre los tres métodos, en varios aspectos son similares. Por ejemplo, los tres comparten el principio básico de que debe mantenerse la presión del fondo del pozo constante a lo largo de la operación de control de influjo, sin tener en cuenta la naturaleza del aporte.

La presión del fondo del pozo se mantiene constante circulando el fluido de perforación a una velocidad de bomba también constante a través del estrangulador y operando el estrangulador apropiadamente cuando sea necesario ajustar la contrapresión ejercida en el pozo. Además, los tres métodos posibilitan al personal detener la bomba, cerrar totalmente el estrangulador y analizar el problema, sin poner el pozo en peligro, en ningún momento durante el procedimiento. Los tres también requieren una presión de circulación final constante después que el lodo de densidad de ahogue alcance la broca.⁶⁵

4.7.3.1 Método del perforador⁶⁶. En condiciones controladas, el lodo existente se circula para lograr que la afluencia salga del pozo.

Durante esta circulación se realizan cálculos, se completa las hojas de cálculo para el matado y se incrementa el peso del lodo hasta que logre el peso requerido para mantener el pozo.

Una segunda circulación se realiza desplazando al pozo el lodo de matado, para matar el pozo.

Este método se lo utiliza generalmente en situaciones tales como cuando se circulan grandes cantidades de gas, gases de viaje o influjos que han sido pistoneados hacia el pozo, ya que no se necesita un incremento en el peso del lodo.

Ventajas

- La circulación comienza inmediatamente.
- Es una técnica más simple, que requiere menos cálculos.

⁶⁵ FITZPATRICK, Jim. Prácticas de Control de Surgencias. Mendoza, Argentina: Rom Baker. 1991.

⁶⁶ HAWKER, David., VOGT, K., & ROBINSON, Allan. Datalog, prevención de reventones y control de pozos. Alberta, Canada. 2001.

Desventajas

- Se requiere mayor tiempo para ambas circulaciones.
- En el anular se impone una presión mayor.
- Mayor desgaste del estrangulador y del equipo de gas en superficie.

4.7.3.2 Método de espere y densifique⁶⁷. Se cierra el pozo mientras se incrementa el peso del lodo para matar el pozo, se preparan los cálculos en las respectivas hojas de cálculo (Kill sheets). Se requiere una sola circulación para lograr el dominio o matado del pozo.

Ventajas

- Se imponen presiones más bajas en el pozo.
- Este método es generalmente más rápido ya que el influjo está circulando hacia afuera y el pozo ha sido controlado por lo menos en una circulación.
- Mayor seguridad.
- Menor utilización del equipo de gas en superficie y de estranguladores.

Desventajas

- El proceso de control de pozo debe esperar hasta que esté listo el lodo de matado.
- Se requieren más cálculos.

⁶⁷ HAWKER, David., VOGT, K., & ROBINSON, Allan. Datalog, prevención de reventones y control de pozos. Alberta, Canada. 2001.

4.7.3.3 Método concurrente⁶⁸. A menudo se piensa que el método concurrente de control de surgencia es el más complicado, principalmente porque requiere mayor cantidad de registros que los métodos del perforador y de esperar y densificar. Otra desventaja potencial cuando se lo compara con el método esperar y densificar, es que puede desarrollarse una mayor presión del casing si ocurre una surgencia gaseosa. Además, ya que el lodo se densifica en una serie de escalones, la mezcla de lodo puede ser un problema. No solo debe densificarse el lodo mientras el pozo se está circulando, sino que una vez que se logra el lodo nuevo, esa densidad debe mantenerse a lo largo del tiempo en que se circula. Tal vez la ventaja más fuerte del método concurrente es que en los equipos perforadores donde el lodo no puede densificarse todo de una vez, la presión del casing que se genera es menor que la presión que se desarrolla con el método del perforador cuando debe manejarse una surgencia de gas.

Ventajas:

- Actividades relacionadas con aumento del peso del lodo se pueden iniciar inmediatamente se cierra el pozo.
- Se puede usar en equipos con facilidades de mezclado limitadas.
- Inicia la circulación inmediatamente.
- Menos probabilidad de pega tubería.
- Limita la migración del gas.
- Permite No parar las bombas o arrancarlas de nuevo, se reducen las posibilidades de amagos adicionales o excesos de presión en el pozo.

Desventajas:

- Cálculos y manejo de presiones son más complicados.

⁶⁸ FITZPATRICK, Jim. Practicas de Control de Surgencias. Mendoza, Argentina. 1991.

- Es necesario ajustar las presiones de circulación, cada vez que se cambia el peso del lodo.

4.7.4 Equipos de control de pozos⁶⁹. Para evitar los diferentes problemas operacionales en cuanto al control de pozos, es de vital importancia tener el conocimiento de los equipos que conforman este sistema. A continuación se dan a conocer dichos equipos.

4.7.4.1 Sistema de control de presión. Para prevenir una arremetida es necesario contar con un sistema para cerrar o sellar el pozo que permita mantener bajo control el flujo de fluidos de la formación. Esto se logra a través del sistema de Prevención de Arremetidas (BOP), un arreglo o conjunto de preventores, válvulas y bobinas colocados a la cabeza del pozo.

Comúnmente se lo conoce como el arreglo apilado (stack), y su propósito es:

- Sellar el pozo para mantener bajo control el flujo de fluidos de la formación.
- Evitar que los fluidos escapen hacia la superficie.
- Permitir el desalojo de fluidos del pozo de una manera controlada.
- Permitir de una manera controlada el bombeo de fluido de perforación al pozo para equilibrar la presión de la formación y prevenir influjos posteriores.
- Permitir el movimiento de ingreso o salida de la tubería en el pozo

La distribución y el tamaño del sistema de preventores (BOP) se determinan de acuerdo con el peligro esperado y la protección requerida, además del tipo y tamaño de la tubería a utilizarse. Existen varios rangos de presión de trabajo para Prevención de Arremetidas establecidas por el Instituto Americano de Petróleo

⁶⁹ HAWKER, David., VOGT, K., & ROBINSON, Allan. Datalog, prevención de reventones y control de pozos. Alberta, Canada. 2001.

(API), las cuales se basan en el rango más bajo de presión de uno de los artículos instalados en el sistema de arreglo de preventores, los cuales pueden ser, los preventores en sí, el cabezal del revestidor, u otro acople. Dependiendo del rango de la tubería de revestimiento y las presiones de formación esperadas debajo del punto de asentamiento del revestidor se puede instalar un BOP graduado apropiadamente. Por lo general los BOP's tienen graduaciones de 5,000, 10,000, o 20,000 psi.

Los requerimientos para un sistema de arreglo de preventores son:

- Debe existir la tubería de revestimiento suficiente para asegurar un anclaje firme para el arreglo apilado de preventores.
- Debe ser capaz de cerrar y sellar el pozo completamente, con o sin sarta en el pozo.
- Debe contar con un procedimiento de cierre simple y rápido.
- Debe contar con líneas controlables para desfogar la presión.
- Debe facilitar la circulación de fluidos tanto a través de la sarta como del anular.
- Debe contar con la habilidad de colgar o cortar la tubería, ser cerrado en caso de que la instalación sea submarina, desmontar el riser y abandonar el sitio.
- Las instalaciones submarinas no deben ser afectados por el movimiento lateral del riser provocado por el movimiento existente y las variaciones de la marea. Esto se logra a través de una conexión de bola.

4.7.4.2 Cabezal del pozo⁷⁰. El término cabezal del pozo está definido, en la industria como todo el equipo permanente entre la porción superior del revestimiento de superficie y la brida adaptadora (adapter flange). La sección de flujo (christmas tree) o árbol de navidad se define como el equipo permanente por encima de la

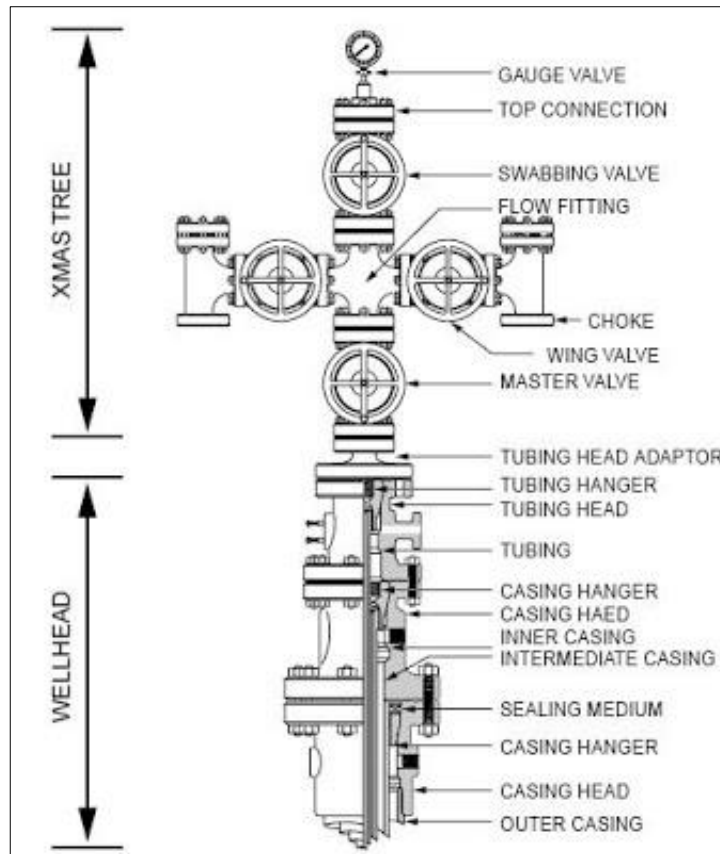
⁷⁰ STUDYLIB. [sitio web]. Disponible en: <http://studylib.es/doc/61958/perforación--cabezales-de-pozo>

brida adaptadora (válvulas y medidores); sin embargo, para este caso, se tomará la sección de flujo como parte componente del cabezal.

A su vez el cabezal también puede ser dividido en dos partes (Figura 38):

- **Cabezal para perforación:** Incluye generalmente el casing head, casing spool y casing hanger, incluyendo los sellos de aislamiento, cuando los anteriores elementos lo requieren. Estos componentes están asociados con todas las sartas de revestimiento anteriores al revestimiento de producción.
- **Cabezal para completamiento:** Incluye como componentes principales; los Tubing head, Tubing hanger, Tubing head adapter, christmas tree, valves, crosses y tee y chokes. En general todos los elementos asociados con el revestimiento de producción y la tubería de producción usados; para completar y producir el pozo incluyendo el equipo de control de flujo.

Figura 38. Cabezal del pozo y sus componentes



Fuente: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/wellhead-arbol-de-navidad-petrolero/>

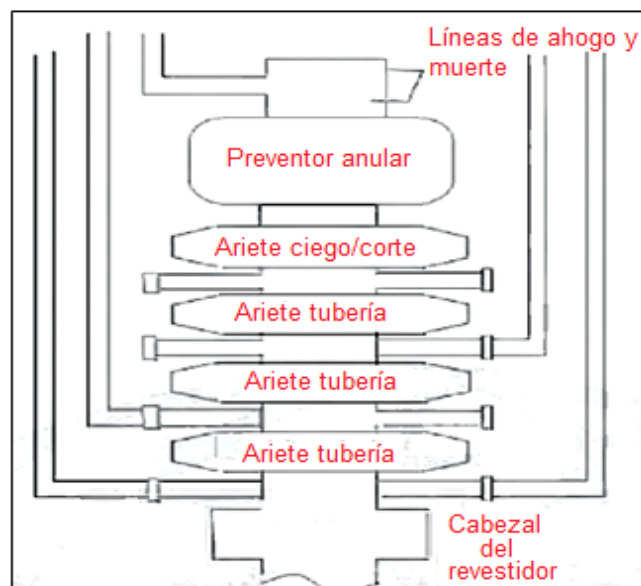
El cabezal presenta los siguientes componentes básicos:

- **Cabeza primaria del revestimiento (Casing heads):** Sirve como conexión intermedia entre el revestimiento conductor o revestimiento superficial y el equipo de control de pozo o con la sarta siguiente y/o la subsecuente sección (casing spool or Tubing spool). Las funciones básicas del casing head son soportar la sarta de revestimiento, conectar o adaptar el equipo de control de pozo aislando el hueco de la atmósfera y permitir el acceso al hueco para controlar la presión o el retorno de fluidos durante las operaciones de perforación.

- **Colgadores de revestimiento (casing hangers):** El subconjunto de un cabezal de pozo que soporta la sarta de revestimiento cuando ésta se baja en el pozo. El colgador de la tubería de revestimiento proporciona un medio para asegurar la localización correcta de la sarta y generalmente incluye un dispositivo o sistema de sellado para aislar el espacio anular existente entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción de los componentes superiores del cabezal del pozo. Hay tres clases: cuñas, colgador de cuñas y tipo mandril.
- **Protector de prueba (Test protector):** Posee doble función de acuerdo con el diseño del colgador seleccionado:
 - Como Packoff primario para sellar el anular entre el casing head y la sarta de revestimiento.
 - Como protector de prueba cuando el colgador posee mecanismo de sello y su función es aislar el área de carga de las cuñas que soportan la sarta evitando una sobrepresión hidráulica.
- **Sellos de aislamiento (isolated seals):** Bajo este término se incluye cualquier tipo de mecanismo que selle el diámetro externo del final de la sarta de revestimiento contra el tazón inferior que por diseño posee el Tubing head o el casing spool que se instala enseguida y constituye la siguiente sección.
- **Sellos de conexión (ring gasket):** También conocidos como anillos de compresión, suministran un sello hermético entre dos secciones o elementos ensamblados.
- **Bridas adaptadoras (adapter flange or Tubing bonnets):** Permiten conectar la última sección del cabezal al ensamble de válvulas que se conoce como árbol de navidad.

4.7.4.3 Organización de las Preventoras (BOP STACK)⁷¹. El preventor anular simple irá posicionado sobre el apilamiento de los BOP (Figura 38). La ubicación de los distintos arietes y líneas depende del tipo de las operaciones. A continuación, se detallan los beneficios o desventajas que brinda el colocar los arietes ciegos o de corte sobre o debajo de los arietes de tubería.

Figura 39. Esquema de apilamiento simple de BOP



Fuente: HAWKER, D., VOGT, K., & ROBINSON, A. (2001). Datalog, prevención de reventones y control de pozos. Alberta, Canadá.

- **Arietes ciegos inferiores:** Se puede cerrar el pozo con el fin de permitir la reparación o el reemplazo de otros arietes, es decir, funcionaría como una válvula maestra. La sarta no puede ser suspendida sobre arietes de tubería.

⁷¹ HAWKER, David., VOGT, K., & ROBINSON, Allan. Datalog, prevención de reventones y control de pozos. Alberta, Canada. 2001.

- **Arietes ciegos superiores:** La sarta puede ser suspendida en los arietes de tubería y retirada y posteriormente se podrá cerrar el pozo con el ariete ciego.

4.7.4.4 Preventor anular. Elementos anulares, algunas veces llamados la "bolsa", son una masa de forma circular de compuestos de caucho especializado, con insertos de acero adheridos o dentro del caucho. Se energizan mediante compresión.

Un pistón hidráulico por debajo del elemento se fuerza mediante fluido hidráulico desde el acumulador. Una "cabeza" en la parte superior del anular evita que el elemento se mueva con el pistón. La compresión creada, fuerza al caucho a extruirse dentro del agujero del pozo. Entre mayor es la fuerza de cierre, más compresión se crea. En la Figura 39 se observa un ejemplo de preventor anular.

Figura 40. Preventor anular



Fuente: <https://spanish.alibaba.com/product-detail/api-16a-13-5-8-5000-psi-shaffer-annular-blowout-preventer-529316283.html>

La mayoría de los anulares se ven afectados por la presión creada por debajo de la "bolsa", por la presión del agujero del pozo. Esto se llama "asistido por agujero de

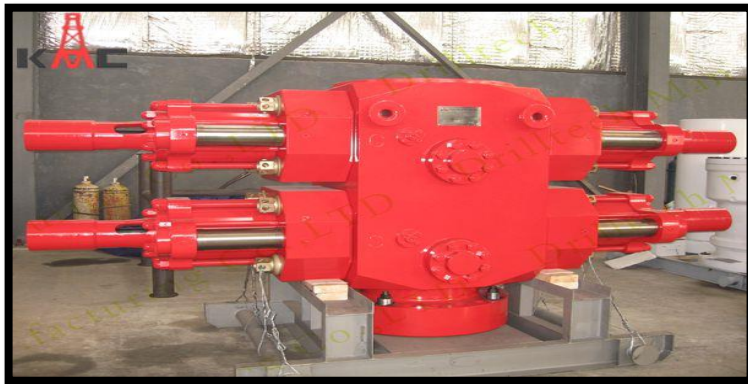
pozo". El fabricante proporcionará tablas para la presión hidráulica de cierre correcta y para la presión de pozo para evitar que el elemento aplaste los tubulares o que se dañe el elemento de caucho.

Los anulares pueden cerrarse y efectuar un sello alrededor de cualquier tamaño de tubular, kellys de forma irregular y pueden cerrarse en un agujero abierto, aunque no se recomienda. Ningún anular está diseñado para cerrarse alrededor de tubulares múltiples en el pozo. Si se corre una sarta dual usted debe apoyarse en arietes de sarta dual.

Los elementos anulares vienen en muchos compuestos diferentes para funcionar a diferentes temperaturas, fluidos y ambientes de trabajo.

4.7.4.5 Preventor de ariete. Los preventores de ariete tienen un sello de caucho más rígido que calza alrededor de formas específicas y pre-diseñadas, en la Figura 40 se muestra un preventor de ariete.

Figura 41. Preventor de ariete



Fuente: <http://www.boptech.cn/company.asp?id=78>

- **Arietes de tubería/ revest:** En este caso el sello de caucho coincide, exactamente, con el diámetro específico de la tubería para que el anular se encuentre completamente sellado cuando la tubería se encuentre dentro del pozo. Es por esto que el arreglo de BOP´s debe incluir arietes de tubería para cada tamaño de tubería que ingrese en el pozo.
- **Arietes Ciego/de Corte:** Se utiliza arietes ciegos o de Corte para cerrar un ánulo abierto, es decir, cuando no hay tubería dentro del pozo. Si hay tubería dentro del pozo, los arietes ciegos cortarán la tubería al cerrar el pozo. Si está equipado con hojas metálicas cortantes, la tubería se cortará. Este tipo es más común en arreglos marinos porque permite que la tubería se soporte en los arietes de tubería y se corte por medio de las hojas cortantes, lo que permite que el taladro desaloje el sitio.

4.7.4.6 Acumulador. Los acumuladores son una serie de botellas precargadas de nitrógeno que almacenan y administran fluido hidráulico bajo presión, necesaria para cerrar los preventores. Algunas características de los acumuladores se presentan a continuación:

- Los diversos tipos de preventores tienen un amplio rango de presiones operativas y requieren volúmenes diferentes de fluido hidráulico para su funcionamiento.
- Se debe conocer el volumen total de fluido hidráulico requerido para operar todo el conjunto de arreglos apilados de preventores.
- Las botellas de acumulación están unidas para almacenar el volumen necesario.
- Las botellas están cargadas previamente de nitrógeno (generalmente entre 750 - 1000 psi)
- El fluido hidráulico se bombea hacia adentro de las botellas, comprimiendo el nitrógeno e incrementando la presión en la botella.

- La presión operativa (mínima requerida 1200 psi, máxima generalmente 3000 psi) determina la cantidad de fluido hidráulico disponible de cada botella y por lo tanto, el número total de botellas requerido.

4.7.4.7 Estrangulador múltiple. Durante la operación se aplica una presión de retorno luego de un influjo y cierre de pozo, para así lograr balancearlo, cambiando la ruta del flujo a través de válvulas ajustables (estranguladores múltiples). Entonces, se puede controlar la fuga de fluidos y presión en forma segura. Un cierre suave se realiza cuando una válvula se abre antes de que se cierren los arietes, para minimizar el choque o impacto sobre la formación. Un cierre fuerte ocurre cuando la válvula se ajusta antes del cierre.

Las válvulas se conectan a la base del BOP a través de una serie de líneas y válvulas que proveen un número diferente de rutas de fluido, así como la habilidad de detener completamente el flujo de fluidos. Este arreglo se lo conoce como estrangulador múltiple (choke manifold).

4.7.4.8 Diverters. El diverter es un instrumento que trabaja a baja presión, instalado bajo el neplo de campana y la línea de flujo. Dirige el fluido del pozo para que no llegue al taladro y al personal. Comúnmente se los utiliza antes de instalar el arreglo de BOP's para dar seguridad en el evento de que se encuentre gas en zonas superficiales.

Los diverters son esenciales en la perforación costa afuera, pero están diseñados para manejar presiones bajas. Está diseñado para empaquetar o encerrar el cuadrante o Nelly, o la tubería de perforación y dirigir el flujo hacia otro lugar. Si se quiere controlar presiones altas o cerrar completamente el pozo, los resultados serán una falla o un descontrol en el flujo, ocasionando una fractura en la formación alrededor del revestidor superficial o del tubo conductor.

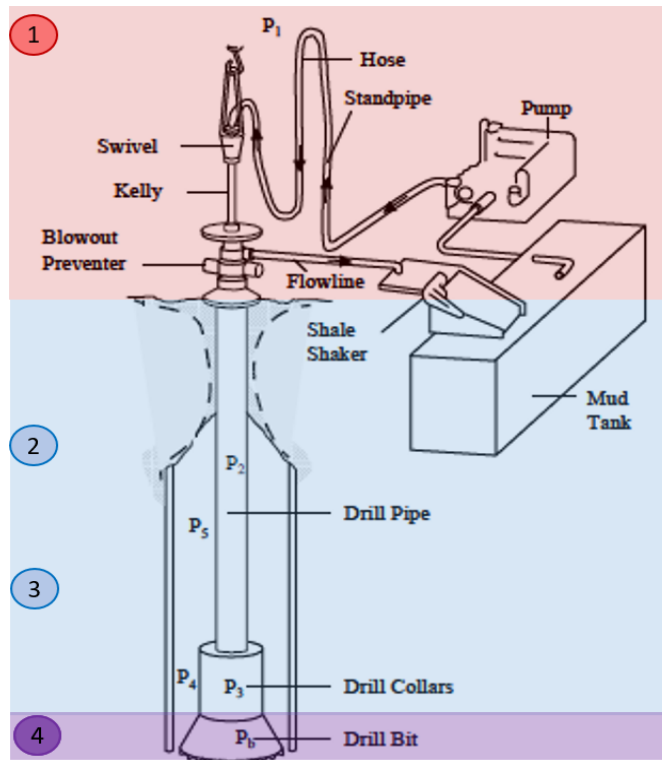
4.8 HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN⁷²

El objetivo de este capítulo es presentar métodos prácticos para calcular las pérdidas de presión que se dan a través del sistema de circulación y de esta manera llegar a una selección adecuada de boquillas. Cada uno de los modelos mencionados a continuación poseen una diferentes asunciones y restricciones que se deben tener en cuenta al momento de realizar cualquier operación, es importante resaltar que cualquiera que sea el método a utilizar siempre tendrá un error asociado, ya que ninguno describe con total exactitud las situaciones y condiciones que se dan en la operación de perforación, sin embargo, el modelo plástico de Bingham y la Ley de la Potencia son los más ampliamente usados en la industria de los hidrocarburos.

4.8.1 Caídas de presión. En la Figura 41 se presenta de manera general el sistema de circulación del pozo, el cual para el fin del cálculo de pérdidas de presión será dividido en 4 secciones (1. Conexiones de Superficie; 2. DP, HWDP y DC; 3. Sección anular; 4. Broca).

⁷² RABIA, Hussain. Well Engineering and Construction. Entrac Consulting 2001.

Figura 42. Sistema de circulación del pozo



Fuente: Modificado de HUSSAIN, R. Well Engineering and Construction. H.Rabia

Una vez se han calculado las pérdidas de presión en cada uno de las partes del sistema de circulación, se procede a determinar los requerimientos de potencia para el correcto bombeo del lodo a través del sistema.

- **Pérdidas de presión en las conexiones de superficie (P_1):** La caída de presión en las conexiones de superficie (standpipe, rotary hose, swivel ,Kelly) básicamente son dependientes de las dimensiones de las mismas. Por esta razón el cálculo exacto es en cierta manera imposible de determinar, ya que la geometría y dimensiones del equipo varían con el tiempo por fenómenos de desgaste y uso propio de la operación.

Sin embargo se ha planteado la siguiente ecuación con resultados aceptables para el cálculo de las pérdidas de presión en superficie.

$$P_1 = E * \rho^{0.8} * Q^{1.8} * PV^{0.2} \quad (Ec. 53)$$

En dónde:

ρ = Peso de lodo (ppg); Q = Caudal (gpm); E = Constante que depende del tipo de equipo de superficie usado; PV = Viscosidad plástica (cp)

La variable “E” incluida en la ecuación es aquella en la que se introduce el efecto de las dimensiones del equipo de perforación en el cálculo de las pérdidas de presión.

- **Pérdidas de presión en la tubería y en el anular:** Las pérdidas de presión tanto dentro del drillpipe y drillcollar (P_2 y P_3 respectivamente) así como por fuera de ellos (P_4 y P_5 respectivamente) dependen de:
 - Dimensiones de la tubería (Drillpipe o Drillcollars). Ejemplo: longitud, diámetro interno y externo.
 - Propiedades reológicas del lodo. Ejemplo: peso del lodo, viscosidad plástica y yield point.
 - Tipo de flujo, el cuál puede ser laminar o turbulento.

Para el cálculo de la caída de presión en las tuberías se presentan 3 modelos diferentes: Modelo plástico de Bingham, Modelo de la Ley de la Potencia y Modelo Herschel - Bulkley. Ninguno de los 3 modelos representa con total exactitud el comportamiento, solo son aproximaciones de los valores que se tienen en fondo.

- **Pérdidas de presión en la broca:** Las pérdidas de presión en la broca (P_b) ocurren debido al paso del lodo de perforación a través de las boquillas de la misma. Las boquillas son necesarias ya que además de hacer posible la

circulación y retorno del lodo a superficie, cumplen diferentes funciones debido a su efecto de chorro, ayudan a la lubricación y enfriamiento de la broca, a la limpieza del hueco, así como a la perforación en formaciones blandas.

Uno de los objetivos del diseño de hidráulica es seleccionar el tamaño de boquillas adecuado para el sistema de circulación, las boquillas varían en tamaños, siendo el más grande el de una pulgada, para una tasa de circulación dada entre menor el tamaño de las boquillas, mayor el requerimiento de presión para el paso de fluido a través de ellas.

4.8.2 Conceptos básicos de hidráulica. Algunos términos que se presentan a continuación son necesarios para el correcto entendimiento y utilización de las formulas mediante las cuales se desarrollan los modelos para los cálculos de pérdidas de presión:

- **Viscosidad (μ):** La viscosidad se define como la resistencia de un fluido a fluir, también como la relación entre el esfuerzo de corte (shear stress) y la velocidad de cizalladura (shear rate). Se expresa en unidades de centipoises (cP).
- **Shear stress (τ):** Se define como la fuerza por unidad de área requerida para mover un fluido a una determinada shear rate, se expresa en (Lb/100ft²).
- **Shear rate:** Se define como el cambio en la velocidad del fluido dividido por el espesor del canal por donde fluye el mismo. Tiene mayor aplicabilidad cuando se habla en términos de flujo laminar, se expresa en (S⁻¹).
- **Viscosidad Plástica (PV):** Representa la contribución de viscosidad de un fluido bajo condiciones dinámicas (fluyendo). Depende del tamaño, forma y el número

de partículas de un fluido en movimiento. Es calculada usando medidas de Shear stress en 600 y 300 rpm en un viscosímetro Fann, se expresa en (cP).

- **Viscosidad Efectiva:** Este término tiene en cuenta la geometría por la cual el fluido fluye y por lo tanto es un término más descriptivo a viscosidad fluyendo, se expresa en (cP).
- **Yield Point (YP):** Es la mínima fuerza requerida para iniciar el flujo, se expresa en (Lb/100 ft²).
- **Yield Stress:** Esta es la fuerza calculada para iniciar el flujo y es obtenida por el reograma, se expresa en (Lb/100 ft²).
- **Fuerza de geles (Gel Strength):** Todos los fluidos de perforación construyen una estructura cuando están en reposo, la fuerza de geles es una medida tiempo-dependiente del Shear stress cuando está en condiciones estáticas. Son medidas en intervalos de 10 segundos y 10-30 minutos generalmente, se expresa en (Lb/100 ft²).
- **Número de Reynolds (Re):** Es un número adimensional el cual indica el tipo de flujo que se da en determinadas condiciones. Si el número de Reynolds es menor que 2.100 se dice que el flujo es laminar, si por el contrario es mayor a 2.100 se establece como turbulento.
- **Número crítico de Reynolds (Rec):** Es el valor de número de Reynolds en el cual el flujo pasa de flujo laminar a turbulento.
- **Factor de Fricción (f):** Número adimensional utilizado para incluir los efectos de la rugosidad de la tubería en el Modelo de la Ley de la Potencia.

4.8.3 Regímenes de flujo. El régimen de flujo es un factor importante de determinar, ya que este afecta directamente a las caídas de presión del sistema. Hay tres tipos básicos de regímenes de flujo que se pueden presentar: flujo laminar, flujo turbulento y flujo transicional

- **Flujo laminar:** En este tipo de flujo, capas de fluido fluyen paralelos entre si de una manera ordenada. Se produce entre bajas a moderadas velocidades de cizallamiento cuando la fricción entre el fluido y las paredes de los canales está en su nivel más bajo. El flujo laminar es el flujo típico en el anular de la mayoría de los pozos.
- **Flujo turbulento:** El flujo turbulento se produce a altas velocidades de corte (Shear rates) donde las partículas del fluido se mueven de una manera desordenada y caótica, además de esto las partículas son empujadas hacia adelante por los remolinos que forman. La fricción entre el fluido y las paredes del canal es más alta para este tipo de flujo. Este es un típico flujo dentro de la tubería de perforación y drill collars.
- **Flujo transicional:** Se produce cuando hay un cambio en el flujo de fluidos de laminar a turbulento o viceversa.

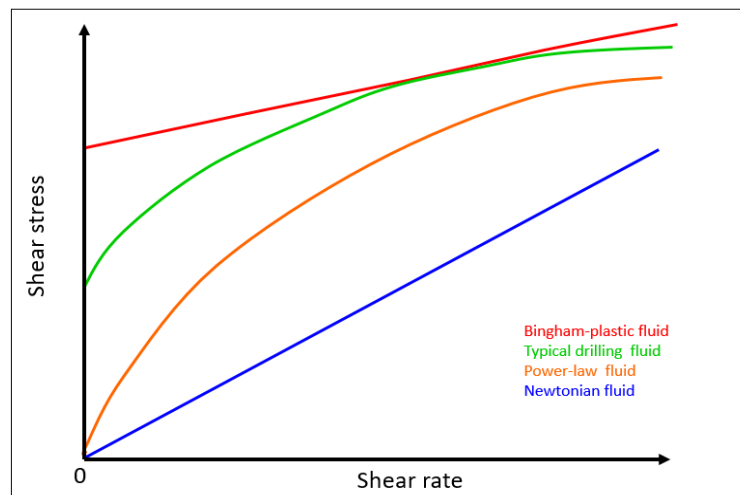
4.8.4 Tipos de fluidos. Existen dos tipos básicos de fluidos:

- **Fluidos newtonianos:** Los fluidos newtonianos tienen como característica viscosidad constante a presiones y temperaturas dadas, como ejemplo de estos fluidos se tiene el agua, diésel, glicerina y la salmuera.

- **Fluidos no newtonianos:** En estos tipos de fluidos la viscosidad depende de la tasa de corte a presiones y temperaturas dadas, como ejemplo de estos fluidos se tienen los fluidos de perforación y la lechada de cemento.

4.8.5 Modelos reológicos. Son ecuaciones matemáticas que se usan para predecir el comportamiento de los fluidos a través de un rango de tasas de corte (Shear rate) y proporcionan medios prácticos de cálculo de presión de bombeo para un fluido dado. La mayoría de los fluidos de perforación son no-newtonianos y pseudoplásticos. En la gráfica 1 (shear stress vs shear rate) se representa el comportamiento de los diferentes modelos reológicos . Los tres modelos reológicos utilizados actualmente son el modelo plástico de Bingham, modelo de la ley de potencia y el modelo Herschel-Bulkley

Gráfica 1. Shear Stress vs Shear rate en los Modelos reológicos



Fuente: Modificado de HUSSAIN, R. Well Engineering and Construction. H.Rabia

- **Modelo plástico de Bingham:** El modelo plástico de Bingham describe el flujo laminar usando la siguiente ecuación:

$$\tau = YP + PV * (\gamma) \quad (Ec. 54)$$

En dónde:

τ = Shear Stress medido (lb/100 ft²); YP= Yield point; PV= Viscosidad plástica (cp); γ = Shear rate, s⁻¹

Los valores de YP y PV son calculados usando las siguientes ecuaciones:

$$PV = \theta 600 - \theta 300 \quad (Ec. 55)$$

$$YP = \theta 300 - PV \quad (Ec. 56)$$

$$YP = (2 * \theta 300) - \theta 600 \quad (Ec. 57)$$

- **Modelo de la ley de potencia:** Este modelo asume que todos los fluidos son pseudoplásticos por naturaleza y utiliza la siguiente ecuación para definirlos:

$$\tau = K(\gamma^n) \quad (Ec. 58)$$

$$n = 3.32 \log \left(\frac{\theta 600}{\theta 300} \right) \quad (Ec. 59)$$

$$K = \frac{\theta 300}{511^n} \quad (Ec. 60)$$

En dónde:

τ = Shear Stress (dinas/cm²); K= Consistencia índice; n= Índice de la ley de potencia; γ = Shear rate (s⁻¹); $\theta 300$ = Velocidades de viscosímetro de 300 rpm; $\theta 600$ = Velocidades de viscosímetro de 600 rpm

La constante “n” es llamada índice de la ley de potencia y su valor indica el grado de comportamiento de un fluido No-Newtoniano.

- $n = 1$, el comportamiento del fluido será descrito como Newtoniano
- $n < 1$, el comportamiento del fluido será No newtoniano y la viscosidad decrecerá con un aumento en shear rate
- $n > 1$, el comportamiento del fluido sera dilatante

La constante “k” es llamada índice de consistencia y representa una medida del espesor del lodo de perforación. Un aumento en el valor de “k” indica un aumento en la capacidad de limpieza del hueco por parte del fluido. Las unidades pueden ser: lb/100 ft², dinas-segundo, o N/cm².

- **Modelo Herschel-Bulkley:** El modelo describe el comportamiento reológico de un fluido de perforación de manera más exacta que otros modelos usando la siguiente ecuación:

$$\tau = \tau_0 + K * \gamma^n \quad (Ec. 61)$$

En dónde:

τ = Shear stress medido (lb/100 ft²); τ_0 = Yield stress del fluido (shear stress con 0 de shear rate) (lb/100 ft²); K = Índice de consistencia del fluido (cP o lb/100 ft seg²); n = Índice de flujo del fluido; γ = Shear rate (s⁻¹).

El modelo herschel-bulkley se reduce al modelo plástico de Bingham cuando $n = 1$ y se reduce a la Ley de Potencia cuando $\tau_0 = 0$. Este modelo es muy complejo y requiere un mínimo de tres medidas de shear stress/shear rate para una solución.

4.8.6 Ecuaciones hidráulicas prácticas. El procedimiento para calcular varias pérdidas de presiones en un sistema de circulación está descrito de la siguiente manera:

- Calcular Pérdidas de presión en superficie usando:

$$P_1 = E * \rho^{0.8} * Q^{1.8} * PV^{0.2} \quad (Ec. 62)$$

- Decidir el modelo a usar:
 - Modelo plástico de Bingham
 - Modelo de la ley de potencia
 - Modelo Herschel-Bulkley
- Calcular las pérdidas de presión dentro del drillpipe primero y luego dentro de los drillcollars de la siguiente manera:
 - Calcular velocidad crítica de flujo
 - Calcular velocidad de flujo promedio actual
 - Determinar si el flujo es laminar o turbulento comparando la velocidad promedio con la velocidad crítica. Si la velocidad promedio es menor que la velocidad crítica entonces el flujo será laminar. Si la velocidad promedio es mayor que la velocidad crítica el flujo será turbulento
 - Usar la ecuación apropiada para calcular la caída de presión
- Dividir las secciones del anular de manera correcta (Hueco abierto- Hueco entubado)
- Calcular el flujo anular alrededor de los Drillcollars o BHA de la siguiente manera:
 - Calcular la velocidad crítica del flujo anular.
 - Calcular la velocidad promedio del flujo en el anular.

- Determinar si el flujo es laminar o turbulento comparando la velocidad promedio con la velocidad crítica. Si la velocidad promedio es menor que la velocidad crítica entonces el flujo será laminar. Si la velocidad promedio es mayor que la velocidad crítica el flujo será turbulento.
 - Usar la ecuación apropiada para calcular la caída de presión en el anular
-
- Divide las secciones de flujo alrededor del drillpipe en las secciones hueco abierto y hueco entubado.
 - Añade los valores hallados del paso 1 al 5 y llámalos Pérdidas en el sistema.
 - Determina la caída de Presión en la broca= Presión de la bomba-Presión del sistema.
 - Determina la velocidad en las boquillas, TFA (área total de flujo) y el tamaño de las boquillas de la broca.

4.8.7 Caída de presión en la broca. El objetivo de cualquier programa hidráulico es optimizar la caída de presión en la broca con el fin de asegurar una buena limpieza en el fondo del hueco.

Las caídas de presión deben permanecer constantes para una longitud de sarta determinada (drillpipe y drill collars) a unas propiedades de lodo dadas.

Las caídas de presión en la broca:

- Son influenciadas por el tamaño de las boquillas usadas
- Determinan la cantidad de potencia hidráulica disponible en la broca
- Entre más pequeña la boquilla más grande será la caída de presión y mayor velocidad adquirirá el fluido.

4.8.8 Optimización de hidráulica de brocas. Todos los programas de hidráulica empiezan por calcular las caídas de presión en varios lugares del sistema de circulación. Se calculan las pérdidas de presión en las conexiones de superficie, dentro y alrededor de la tubería de perforación, dentro y alrededor de los collares de perforación, y el total se toma como la pérdida de presión en el sistema de circulación, excluyendo la broca. Esta pérdida de presión se da normalmente con el símbolo P_c .

Una vez que las pérdidas de presión del sistema " P_c " se determinan, la pregunta es ¿Cuánta caída de presión puede ser tolerada en la broca? El valor de P_{bit} se controla completamente por la presión máxima permitida en las bombas de superficie. La mayoría de taladros tienen límites máximos de presión de superficie, especialmente cuando se requiere altas tasas de volúmenes (> 1000 gpm). En este caso, se utilizan dos o tres bombas para proporcionar esta alta cantidad de flujo.

Los límites típicos de presión superficial en torres de perforación en tierra están en el rango de 2500 - 3000 psi para profundidades de pozos de alrededor de 12000 ft. Para pozos profundos se usan bombas pesadas que pueden tener presiones de hasta 5000 psi. Por lo tanto, para la mayoría de las operaciones de perforación, hay un límite en la presión de la bomba de superficie, y los criterios para optimizar la hidráulica de las brocas deben incorporar esta limitación.

4.8.9 Criterios hidráulicos. Existen dos criterios para optimizar la hidráulica de brocas:

- Máxima potencia hidráulica en la broca (BHHP)
- Máxima fuerza de Impacto (IF)

Cada criterio produce diferentes valores de caída de presión en la broca y, a su vez, tamaños de boquilla diferentes. El ingeniero se enfrenta con la tarea de decidir qué criterio debe escoger. Además, en la mayoría de las operaciones de perforación, el caudal para cada sección del hueco ya se ha fijado para proporcionar una velocidad

anular óptima y una limpieza en el hueco. Esto deja sólo una variable para optimizar: la caída de presión a través de la broca, P_{bit} .

4.8.9.1 Máxima potencia hidráulica en la broca (BHHP). La pérdida de presión en la broca es la diferencia entre la presión del standpipe y P_c . Para optimizar la caída de presión debe haber cierta fracción de presión de superficie disponible. Para una tasa de flujo dada una buena hidráulica se obtiene cuando la potencia hidráulica de la broca asume un porcentaje de la potencia disponible en superficie.

En caso de que haya presión de superficie limitada, la máxima caída de presión en la broca, como una función de presión de superficie disponible, produce una máxima potencia hidráulica en la broca con una tasa de bombeo óptima como se ve en la siguiente ecuación:

$$P_{bit} = \frac{n}{(n + 1)} \times P_s \quad (Ec. 63)$$

En la literatura se han propuesto varios valores de n , todos los cuales caen en el rango de 1.8 – 1.86. Por lo tanto, cuando $n = 1.86$, la ecuación anterior da $P_{bit} = 0,65$ Psi. En otras palabras, para optimizar la hidráulica, la caída de presión a través del bit debe ser 65 % del total disponible en superficie.

El valor real de n se puede determinar en el campo mediante el accionar de la bomba de lodo a varias velocidades y la lectura de las presiones resultantes. Se realiza una gráfica P_c vs Q ($P_c = P_{standpipe} - P_{bit}$) y la pendiente de dicha grafica se toma como el índice “ n ”.

4.8.9.2 Máxima fuerza de Impacto (IF). En el caso de tener presión de superficie limitada se puede decir que para tener mayor fuerza de impacto la caída de presión de la broca estará dada por:

$$P_{\text{bit}} = \frac{n}{(n + 2)} \times P_s \quad (\text{Ec. 64})$$

En dónde:

n = Pendiente P_c vs Q ; P_s : Máxima presión disponible en superficie (psi)

Se puede demostrar que la fuerza de impacto de las brocas (IF) es una función de Q y P_{bit} de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$IF = \frac{Q \times \sqrt{\rho \times P_{\text{bit}}}}{58} \quad (\text{Ec. 65})$$

En dónde:

ρ = Peso del lodo de perforación (ppg)

4.8.10 Capacidad de arrastre del lodo. Los cortes generados por la perforación deben ser removidos de forma inmediata. El fluido de perforación debe llevar los cortes generados desde el fondo del pozo hasta la superficie para ser separados del lodo. La capacidad de arrastre del lodo depende de diferentes parámetros, tales como:

- Densidad
- Viscosidad
- Tipo de flujo
- Tamaño del anular

- Velocidad anular
- Densidad de partícula
- Forma de la partícula
- Diámetro de la partícula
- Rotación de la sarta
- Excentricidad de la sarta

Los efectos de los parámetros anteriores sobre el transporte de lodo y, a su vez, la limpieza del agujero, fueron estudiados con gran detalle por varios autores como, Williams y Bruce, Moore, Sample y Bourgoyne.

Las conclusiones más importantes del trabajo de estos autores se resumen en:

- El flujo turbulento es el más deseable para la eliminación eficiente de los recortes
- Baja viscosidad y baja resistencia al gel del lodo son propiedades deseables para la remoción de recortes
- La alta densidad del lodo ayuda a eliminar con eficacia los recortes
- La rotación de la sarta generara una remoción más eficiente

4.8.11 Limpieza del hueco. La limpieza de hueco depende de la habilidad del lodo de suspender y arrastrar los cortes hacia la superficie. Entre los problemas que se asocian a una limpieza de hueco deficiente se tiene:

- Reduce la vida útil de la broca y reduce la velocidad de perforación
- El fondo del hueco se llenará de cortes cuando se hace un viaje con las bombas apagadas.
- Se forman puentes en el anular que pueden llevar a una pega de tubería.

- Incremento en la densidad del lodo, que generará un aumento en la presión hidrostática que puede generar fracturas no deseadas en formaciones débiles y generar pérdidas de circulación.

En la práctica, se obtiene una limpieza eficaz del hueco proporcionando suficiente velocidad anular al lodo de perforación e impartándole propiedades.

4.8.12 Velocidad de deslizamiento. Una partícula de roca que cae a través del lodo tiende a depositarse a velocidad constante (aceleración cero) descrito como deslizamiento o velocidad terminal, y se puede expresar de la siguiente manera:

- Para flujo Transicional

$$V_S = 174.7 \frac{d_p * (\rho_p - \rho_f)^{0.6667}}{\rho_f^{0.6667} * \mu_e^{0.3333}} \quad (Ec. 66)$$

- Para flujo Turbulento

$$V_S = 92.6 \frac{((\rho_p - \rho_f) * d_p)^{0.5}}{\rho_f} \quad (Ec. 67)$$

En dónde:

ρ_p = Densidad de partícula (ppg); ρ_f =densidad del lodo (ppg); μ_e = Viscosidad efectiva del fluido (cp); d_p = Diámetro equivalente del corte de perforación (in).

4.8.13 Velocidad de transporte. La velocidad de transporte está definida como la diferencia entre la velocidad anular del lodo y la velocidad de deslizamiento de partículas, y se define como:

$$V_t = V_a - V_s \quad (\text{Ec. 68})$$

$$V_a = \frac{24.5Q}{D_h^2 - OD_p^2} \quad (\text{Ec. 69})$$

En dónde:

V_t= Velocidad de transporte; V_a= Velocidad anular; V_s= Velocidad de deslizamiento;
D_h= Diámetro del hueco; OD_p= Diámetro externo de la tubería.

Para una eficiente limpieza de hueco V_a > V_s

4.8.14 Concentración de recortes de perforación. Se acepta generalmente que la fracción de volumen de cortes (concentración) en el anular no debe superar el 5 %.El programa de diseño de lodo debe incluir una cifra para la concentración de recortes de perforación en el anular. La concentración de recortes de perforación se representa con al siguiente formula:

$$C_a = \frac{1}{60} * \frac{ROP * D_h^2}{(V_a - V_s) * (D_h^2 - OD_p^2)} \quad (\text{Ec. 70})$$

En dónde:

C_a= Concentración de cortes de perforación; ROP= Tasa de penetración

4.9 PEGA DE TUBERÍA

Se llama pega de tubería cuando la tubería de perforación queda atascada en el pozo imposibilitando su movilidad. La tubería puede moverse parcialmente y en algunos casos se puede tener la posibilidad de circular y rotar la tubería. El personal del taladro debe estar capacitado para identificar las causas de la pega con el propósito de investigar la forma correcta de liberar la tubería.

4.9.1 Mecanismos de pega⁷³. El término hueco apretado se aplica en situaciones cuando el movimiento de la sarta, sea de rotación o bien vertical, se ve restringido por eventos o fuerzas en el hueco. En general se reconoce esta situación porque el torque se aumenta y se torna errático, se incrementa la carga en el gancho necesaria para levantar la tubería, o se incrementa el peso en la broca o el arrastre cuando se baja la tubería.

Cuando no se puede levantar la tubería, se dice que la tubería se ha pegado. Dependiendo del mecanismo en particular con que haya ocurrida la pega, que puede suceder que tampoco se pueda bajar, rotar, ni circular por dentro de la tubería.

Las causas de pega de tubería pueden ser clasificadas en forma general bajo tres mecanismos principales.

- Empaquetamiento(Pack-off) o puenteo (bridge)
- Pega diferencial.
- Geometría de pozo.

⁷³ HAWKER, David., VOGT, K., & ROBINSON, Allan. Datalog, Procedimientos Y Operaciones En El Pozo. Alberta, Canada. 2001.

4.9.1.1 Mecanismo diferencial. La pega diferencial puede ocurrir cuando se perfora una formación permeable, con presión de formación menor que la hidrostática. Una torta de lodo se forma naturalmente contra la pared del pozo. Un filtrado alto del lodo permitirá que se forme rápidamente una torta muy gruesa. Cuando hay contacto de la sarta con la pared del pozo, la presión diferencial atraerá la tubería. Algunas circunstancias como un pozo desviado o una sarta mal diseñada o sin estabilizadores pueden hacer que esta área de contacto, y por lo tanto la fuerza total, sea mayor. Cuando hay área de contacto y la sarta queda estacionaria (durante conexiones, toma de registro de desviación, falla de equipo, etcétera) la capa de torta puede crecer y formarse una zona de baja presión en el área de contacto de la tubería. Esta fuerza de adherencia, además del grosor de la torta de lodo, hace que la tubería quede pegada, evitando movimiento vertical y rotación de la sarta. La circulación no se verá afectada.

4.9.1.2 Mecanismo de empaquetamiento (Pack – off) o puenteo (bridge). El empaquetamiento ocurre cuando partículas pequeñas de formación caen dentro del pozo, asentándose y llenando el anular alrededor de la sarta de perforación. Ocurre generalmente alrededor de drill collars de diámetro grande o herramientas de diámetro cercano al del pozo, como los estabilizadores. De esta forma el anular resulta empaquetado, pegando la tubería. El término puenteo (bridge) en general se reserva para material de gran tamaño que cae dentro del hueco y queda trabado entre la sarta y la pared del pozo, pegando la tubería.

Existen varias causas potenciales para la pega de tubería por empaquetamiento o puenteo. Los esfuerzos mecánicos, debido a cargas tectónicas y / o a la orientación del pozo, también pueden conducir a fracturamiento y posterior derrumbe de los shales.

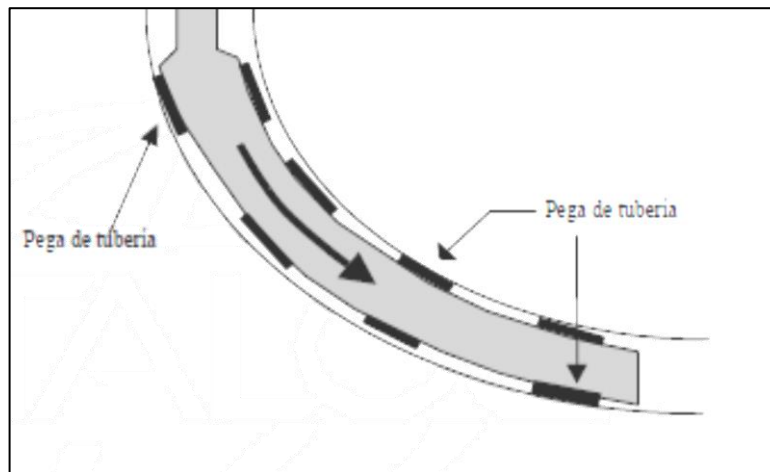
Algunas de las causas potenciales de pega de tubería son:

- **Derrumbe o hinchamiento de shales reactivos o sobre – presionados:** Los shales sensibles al agua, se hinchan, se rompen y caen dentro del pozo. Esto puede prevenirse mediante el uso de lodos inhibidos que minimicen la reacción, o con lodos base aceite que no contengan agua. Si esto está ocurriendo, puede detectarse por un incremento en la viscosidad del lodo, incremento en el torque y en el arrastre, la presencia de arcillas aglomeradas o gumbo, la presencia de cortes hidratados o hinchados, y presiones elevadas al romper circulación. Los shales sobrepresionados se fracturan y caen dentro del pozo. Esto puede evitarse incrementando la densidad del lodo para balancear la presión de formación. Debe registrarse la presencia de volúmenes altos de derrumbes y los cambios de dirección en la tendencia de la presión de formación.
- **Formaciones fracturadas o inconsolidadas:** Formaciones fracturadas como calizas o carbón, zonas falladas, son naturalmente frágiles y al ser perforadas colapsarán dentro del hueco. Puede haber indicaciones de que se ha entrado en una zona fracturada al detectarse ratas altas de penetración y torque alto y errático. El fracturamiento puede estabilizarse con el tiempo, pero para controlar el problema se requiere que haya buena limpieza de hueco, rimado cuidadoso y que se eviten presiones altas. Las formaciones Inconsolidadas, como sedimentos y arena suelta, pueden caer dentro del pozo, empacándolo puenteando la sarta de perforación presentando un peligro potencial de empaquetamiento.
- **Cemento o basura:** El cemento de taponos o de la zapata del revestimiento puede volverse inestable y caer dentro del pozo, empacando o puenteando la sarta de perforación. También puede darse el caso que caigan herramientas o basura debido a descuido en la mesa de perforación, también por falla en las

herramientas de fondo, lo cual también puede resultar también empacamiento o puenteo de la sarta.

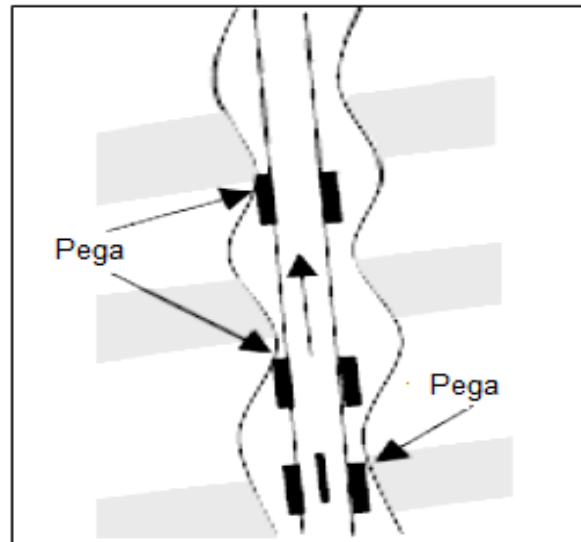
4.9.1.3 Mecanismo de geometría del pozo. Este tipo de pega de tubería ocurre cuando existe una combinación de geometría de pozo y cambios en la dirección del mismo, además de rigidez en el ensamblaje de fondo y la posición de los estabilizadores, lo que puede evitar que la sarta pase a través de una sección del pozo. Las áreas con problemas pueden ser identificadas por el torque errático durante la perforación, pero la pega ocurrirá cuando se esté sacando o metiendo tubería. En la Figura 42 se observan los puntos de pega al bajar la broca.

Figura 43. Puntos de pega al bajar la broca



Fuente: HAWKER, D., VOGT, K., & ROBINSON, A. (2001). Datalog, Procedimientos Y Operaciones En El Pozo. Alberta, Canada.

Figura 44. Puntos de pega al sacar la sarta



Fuente: HAWKER, D., VOGT, K., & ROBINSON, A. (2001). Datalog, Procedimientos Y Operaciones En El Pozo. Alberta, Canada.

Algunos tipos de perturbación de la geometría del pozo son⁷⁴:

- **Asentamientos ojo de llave:** Los ojos de llave se forman cuando la columna de perforación roza contra la formación en la parte interior de una pata de perro. La tensión mantiene la columna de perforación contra el pozo mientras que la rotación y el movimiento de la tubería forman una ranura en el lado del pozo. Cuanto más largo sea el intervalo por debajo de la pata de perro y más marcada la pata de perro, más grande será la carga lateral y más rápido el desarrollo de un asentamiento ojo de llave.

⁷⁴ JIMENEZ DE LA CRUZ, C. M., & DOMINGUEZ CARDONA, J. E. (2011). Análisis de fallas y errores en los procedimientos de control de pozos en situaciones anormales durante la perforación. Bucaramanga.

La pegadura en el ojo de llave ocurre cuando la tubería se atasca dentro de la estrecha ranura del ojo de llave al ser levantada. La pegadura en el ojo de llave ocurre solamente cuando se está moviendo la tubería. La tubería también puede ser pegada por presión diferencial después de pegarse en el ojo de llave.

- **Formación móvil:** El peso de la sobrecarga o los esfuerzos tectónicos pueden apretar la sal plástica o la lutita blanda dentro del pozo, causando la pegadura o el atascamiento del BHA en el pozo por debajo del calibre. La magnitud de los esfuerzos – y por lo tanto la velocidad de movimiento – varía de una región a otra, pero es generalmente más grande para las formaciones ubicadas por debajo de 6.500 pies (2.000 m) y para las formaciones de sal con temperaturas mayores que 250°F (121°C).
- **Roturas de la tubería de revestimiento:** Las roturas relacionadas con la tubería de revestimiento pueden causar la pegadura de la columna de perforación. La tubería de revestimiento puede colapsar cuando las presiones externas exceden la resistencia de la tubería de revestimiento. Esta situación suele ocurrir frente a las formaciones plásticas. Las formaciones de sal se vuelven cada vez más plásticas a medida que la presión y la temperatura aumentan, y están generalmente relacionadas con el colapso de la tubería de revestimiento. Si la tubería de revestimiento no está cementada correctamente, la junta o las juntas inferiores pueden ser desenroscadas por la rotación de la columna de perforación. Si esto ocurre, la tubería de revestimiento ubicada por debajo de la conexión desenroscada puede colapsar y volcarse a un ángulo en el pozo, engancho la tubería de perforación.

4.9.2 Señales de advertencia⁷⁵. Durante la perforación del pozo, si la tubería está sujeta a presentar falla por pegadura, hay ciertas señales suministradas por el mismo que deben ser analizadas de inmediato por el equipo de trabajo y así evitar dicho problema operacional.

Las siguientes son las señales más relevantes para prevenir la pega de sarta:

- Cambios en el torque.
- Cambios en los pesos de la sarta.
- Cambios en la cantidad de recortes que retornan a superficie.
- Cambios en la presión de bombeo.
- Cambios en las propiedades del lodo.
- Cambios en el tipo de recortes en las zarandas.
- Cambios en las tendencias de perforación.

A continuación, se describirán algunas de estas señales.

4.9.2.1 Cambios en el torque. Los cambios en el torque representan una señal de que la sarta puede llegar a presentar pegadura, dichos cambios pueden reflejarse en un aumento paulatino del torque o un torque errático. Si lo que sucede es un aumento paulatino en el torque es posible que se presente pega por empaquetamiento debido a la limpieza inapropiada del hueco o a que se está perforando alguna formación presurizada. Si se están perforando algún tipo de formación móvil o reactiva, éste cambio en el torque representaría pega de la tubería debido a la geometría del pozo.

Cuando el cambio en el torque es errático, la pega de tubería por empaquetamiento tendría sus causas en la limpieza inapropiada del hueco o por presencia de chatarra en el hueco. Si la pega de la sarta es debida a salientes en intercalaciones de

⁷⁵ Manual del Ingeniero de Petróleos: Pega de Tubería. 14 de Febrero 2001. Capítulo 15.

formaciones duras y blandas, formaciones móviles y un hueco de bajo calibre, el mecanismo de pega será por geometría del pozo.

4.9.2.2 Cambios en el peso de la sarta. Otro comportamiento relevante durante la perforación que está asociado a la pega de tubería es el aumento paulatino del overpull. Este comportamiento podría representar un cambio en el peso de la sarta que podría causar pega por empacamiento debido a la limpieza inapropiada del hueco o si se está perforando formaciones presurizadas. En casos como la perforación de formaciones móviles y reactivas es posible que el mecanismo de pega sea por geometría del pozo.

En el cambio del peso de la sarta se presenta otro escenario que conduce a pega por empaquetamiento debido a la limpieza inapropiada del hueco y a pega por geometría del pozo debido a salientes en intercalaciones de formaciones duras y blandas, patas de perro, formaciones móviles, formaciones fracturadas y falladas, este escenario se denomina comportamiento errático en el overpull.

4.9.2.3 Aumento en la presión de circulación (bombeo). Un aumento en la presión de bombeo es causado por uno de los siguientes mecanismos y por lo tanto se descarta que sea a través del mecanismo de pega diferencial:

- **Pega por empacamiento:** Las principales causas son la limpieza inapropiada del hueco, la perforación de formaciones presurizadas y no -consolidadas.
- **Pega por geometría del pozo:** Sus principales causas son la perforación de formaciones móviles y formaciones reactivas.

4.9.2.4 Cambios en la cantidad de recortes que retornan a superficies.

Las principales advertencias e indicaciones de la sedimentación de los recortes son:

- Relleno en el fondo después de realizar las conexiones y los viajes

- La cantidad de retornos que regresa a las zarandas es pequeña en relación con la velocidad de perforación y el tamaño del pozo.
- Aumento del torque, arrastre y presión de bombeo.
- Sobre-tensión en las conexiones y durante el retiro de la tubería.
- Aumento de la cantidad de Sólidos de Baja Gravedad Específica (LGS) y posible aumento del peso y/o viscosidad del lodo.

4.9.3 Prevención de pega de tubería⁷⁶. Durante la perforación, la pega de tubería es evitable siempre y cuando se realicen procedimientos durante la operación tales como:

- **Se comunica efectivamente:** Mantener a los miembros del equipo informados regularmente sobre lo que el pozo está diciendo. Lo que pueda parecer como trivial para algunos miembros, puede ser vital para otra persona. Asegurar de que se registre y se comunique el estado del pozo durante el cambio de turno. La mayoría de pegas ocurren en los momentos cercanos al cambio de turno.
- **Planificar por adelantado:** Estar siempre informado sobre que formaciones/problemas potenciales están por venir. Tener listos planes de contingencia para el caso de que el problema se presente (Aplicaciones de sobretensiones, cambios en el lodo, etc.).
- **Escuchar constantemente al hueco:** El torque, el arrastre, los cortes, la presión de la bomba, son todos indicadores de la condición del hueco. Registrar toda la información, ello puede ayudar a identificar tendencias importantes. Los cambios en los parámetros pueden indicar problemas del hueco.

⁷⁶SMITH, Randy. Prevención de pegas de tubería (Manual de campo). 1992.

- **Mantener las condiciones óptimas del lodo:** Mantener todas las propiedades del lodo dentro de las especificaciones, especialmente densidad, reología, sólidos de baja gravedad y filtrado. Analizar las razones de cualquier cambio en cualquiera de las propiedades del lodo.
- **Mantener la tubería en movimiento:** siempre que sea posible, en hueco abierto (preferiblemente con reciprocación que con rotación).
- **Limpiar el hueco tan rápido como se perfora:** Recordar que los huecos ensanchados y direccionales requieren circulación más rápida para limpiarlos efectivamente. Siempre circular a limpio antes de hacer viaje.
- **Tomar medidas prontamente:** para solucionar los problemas de pega de tubería: No dejar incrementar dichos problemas. Los problemas asociados a pega de tubería y limpieza difícilmente se arreglan por sí solos.

4.10 PERFORACIÓN COSTA AFUERA

El prematuro agotamiento de muchos yacimientos petroleros onshore, fueron ni más ni menos que consecuencia directa, de la demanda exigida por el crecimiento poblacional, el gran desarrollo industrial de las últimas décadas y las guerras desatadas en el orden mundial. Esta alquimia de demandas, dio como resultado que el precio del crudo llegara a valores impensados, si se los compara con los precios de hace tan solo unos cincuenta o sesenta años atrás.

Tanto la imperiosa necesidad de buscar nuevos yacimientos como el alto precio del barril de crudo, fueron los determinantes fundamentales, para que grandes empresas petroleras se aventuraran en la búsqueda de hidrocarburos en la mar.

Esta explotación tuvo rápido resultado, que fue el de abastecer lo necesario, para cubrir las necesidades energéticas inmediatas.

Además, quienes no se encuentran en esa situación de urgente necesidad, igual suelen explorar costa afuera, con el fin de incrementar su producción o bien elevando sus reservas, para no padecer desabastecimiento de combustibles en el futuro.⁷⁷

En la Figura 44 se muestra una plataforma de perforación offshore.

Figura 45. Plataforma de perforación offshore



Fuente: <http://www.petroleumplusjournal.com/2015/04/el-futuro-de-la-industria-de-la.html>

La perforación en alta mar tiene costos considerablemente más altos que los de la perforación en tierra, dependiendo de la profundidad del agua y de la complejidad del pozo.

A pesar de un aumento de la complejidad, las mejoras en la tecnología de perforación han permitido perfiles de pozos más complejos perforados a mayor profundidad, de modo que se pueden desarrollar recursos adicionales de hidrocarburos a mayor distancia de la estructura de perforación o producción,

⁷⁷ DEUS, O., & Ultramar, C. d. Etapas Operatorias Offshore. Enero de 2013.

permitiendo producir más energía con menos impacto medioambiental. Algunas de estas capacidades mejoradas incluyen la perforación direccional y horizontal compleja.

Los desarrollos técnicos que han permitido a la industria para lograr esas mejoras significativas en capacidades incluyen:

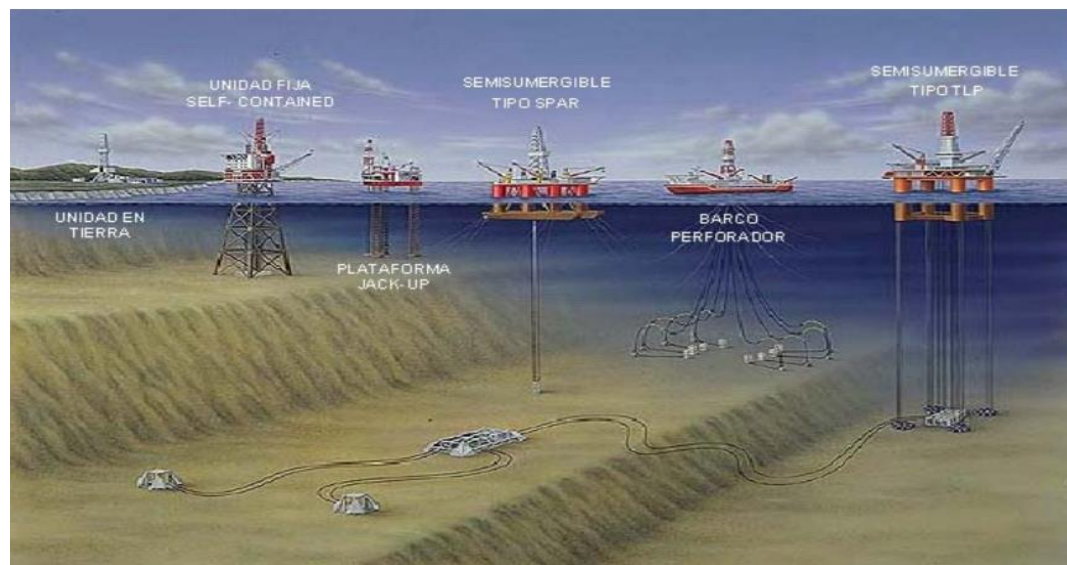
- Adición de funciones integradas de operación y perforación que incluyen la medición, control de las presiones, manejo de residuos y la instalación de casing.
- Motores de lodo mejorados
- Brocas de perforación
- Top drives
- Casing expansible
- Fluidos de perforación no acuosos de baja viscosidad (sistemas de arcilla libre, reología plana y barita micronizada)
- Modelado de software mejorado
- Mejores prácticas de limpieza de orificios

Se prevé que esas tecnologías de perforación mejoradas se seguirán desarrollando para permitir un rendimiento de perforación mejorado continuo que, en última instancia, se traduce en un impacto medioambiental reducido⁷⁸.

⁷⁸ NPC North American Resource Development Study. Subsea drilling, well operations and completions. September 2011

4.10.1 Tipos de estructuras y unidades costa afuera⁷⁹. A medida que la perforación se extendía más lejos en aguas profundas, las plataformas de perforación costa afuera se han hecho más grandes y más complejas con los trabajadores que están más altamente calificados. Las compañías petroleras internacionales normalmente no poseen flotas de plataformas de perforación; En su lugar las contratan o arriendan a un contratista de perforación. El contratista de perforación proporciona la plataforma de perforación y las personas para supervisar, operar y mantener el equipo. Dependiendo de la profundidad del lecho marino se pueden encontrar diferentes tipos de unidades de perforación, como se muestra en la Figura 45.

Figura 46. Tipos de unidades de perforación



Fuente: www.offshore-technology.com

⁷⁹ LAGUADO, J. A., & RIVERA, D. C. Análisis de la posible unidad de perforación a emplearse en el prospecto bahía en el caribe costa fuera. Bucaramanga. 2004.

Existen dos categorías básicas de plataformas de perforación offshore:

- Plataformas móviles: pueden ser trasladadas de un lugar a otro, permitiendo la perforación en múltiples ubicaciones
- Unidades fijas: se sitúan temporalmente o permanentemente en una ubicación fija.

4.10.1.1 Plataformas fijas. A continuación, se dan a conocer los tipos de plataformas fijas usadas en la perforación de pozos costa afuera.

- **Plataforma fija con floating drilling tender:** Esta plataforma es de tamaño pequeño construida sobre unos pilotes los cuales son enterrados en el piso marino, contiene la torre de perforación y el malacate (Figura 46). La Drilling Tender, es una barcaza, que se ubica junto a la plataforma y tienen la capacidad de perforar en aguas no mayores a los 400 pies de profundidad. Sobre ella se ubican las bombas de lodos, tanques de almacenamiento y equipos adicionales, además sobre la Tender se ubica la plataforma para helicópteros.

La Drilling Tender se comunica con la plataforma mediante un puente por el cual circula la tripulación operadora.

Aunque en algún tiempo estas plataformas fueron las más populares hoy quedan muy pocas, debido a sus diversas restricciones operacionales (profundidad, condiciones climáticas) lo cual hacen que sólo se puedan utilizar en aguas tranquilas. Este tipo de plataforma se encuentra principalmente en el medio oriente, Nigeria y el lago de Maracaibo⁸⁰.

⁸⁰ MAC LACHLAN M., “ An introduction to marine drilling”, Oilfield Publications Limited. 1987

Figura 47. Plataforma fija con floating drilling tender

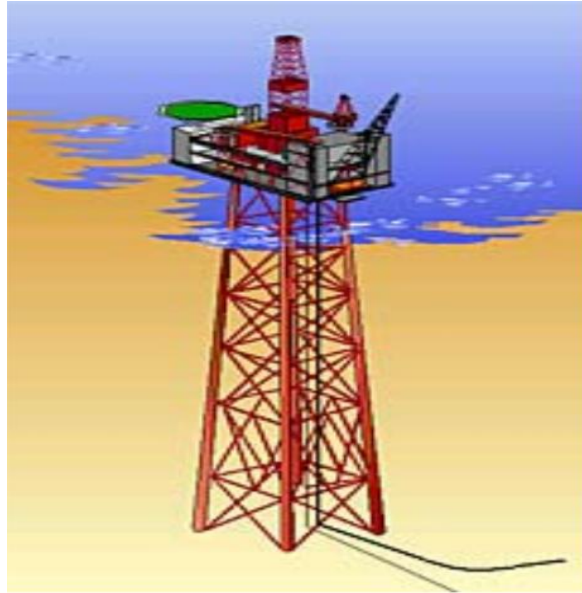


Fuente: www.offshore-technology.com

- **Plataformas fijas self-contained:** Estas plataformas son erigidas en el suelo marino, y son generalmente construidas en acero o en concreto. (Figura 47). La estructura más grande de concreto alcanza a medir 800 pies y pesa aproximadamente unas 60.000 toneladas. Las plataformas fijas tubulares de acero, son más altas que las de concreto, pero más livianas, estas son construidas en los muelles y luego son transportadas hasta la locación de interés, donde son inclinadas y luego sumergidas hasta el fondo del mar. Algunas de estas plataformas llegan a medir 1.100 pies de altura con un peso de hasta 30.000 toneladas. Sobre estas plataformas se encuentran los equipos de perforación, facilidades de producción, generadores de energía, bombas y alojamientos para el personal⁸¹.

⁸¹ GERWICK B., "Construction of offshore structure", Awiley-Intuscience publication. United States. 1986

Figura 48. Plataforma fija Self-Contained



Fuente: www.offshore-technology.com

Las facilidades de superficie de estas estructuras contienen los módulos de perforación, producción y operación, su dimensión está determinada por la cantidad de fluido a manejar, el número de personas que se necesiten para realizar las operaciones y las necesidades futuras cuando se desarrolle el campo. Cada módulo de estas plataformas puede tener dimensiones de 200 pies por 200 pies por cada cubierta con alturas de hasta 100 pies con cuatro cubiertas.

La estructura de acero de estas plataformas generalmente es de forma tubular que sirve como el soporte de la plataforma y consta de cuatro, seis u ocho tubos que están soldados y reforzados con abrazaderas para formar una estructura de soporte que por su propio peso se asegura al lecho marino, ayudados con pilotes (de 7 pies de diámetro) que penetran desde 100 hasta 200 pies por debajo de la superficie.

El sistema de transporte de los hidrocarburos, es una tubería que es colocada o enterrada en el lecho marino por medio de barcos especiales. El diámetro de esta

tubería generalmente es de 4 a 36 pulgadas. La tubería puede estar cubierta por cemento para darle mayor peso y se deben utilizar métodos de protección para evitar la corrosión y proveer una vida útil más extensa.

4.10.1.2 Unidades móviles. Otros tipos de plataformas utilizadas en la perforación costa afuera pertenecientes a la categoría de unidades móviles son las siguientes:

- **Sumergibles:** Esta plataforma está constituida por uno o varios tanques de almacenamiento o lastre los cuales son inundados para asentar la estructura en el fondo marino (Figura 48). Sobre estos tanques se encuentran las facilidades de superficie para las operaciones normales como módulos de producción, equipo de perforación, alojamiento para el personal entre otros. El rango de operación de este tipo de unidades esta hasta 100 pies de profundidad de agua y 30.000 pies de formación a perforar.

Figura 49. Unidades sumergibles



Fuente: http://www.fogonazos.es/2007/02/titanes-del-mar_08.html

Cuando se comenzó a perforar en ciénagas y pantanos se presentaron muchos problemas para ingresar los equipos y su previa instalación. En muchos casos la única solución fue transportar por agua los equipos de perforación, herramientas y facilidades de almacenamiento, los cuales eran remolcados hasta la locación y luego hundidos y de ahí se derivó el nombre de “Sumergible”. Desde 1948 en adelante una gran cantidad de clases de plataformas de perforación fueron desarrolladas en base al “Swamp Barge” (lanchón de pantano), algunas de estas plataformas tenían forma de barco y otras eran largas estructuras de tubos huecos.

En posteriores versiones columnas de boyanza llamadas “milk bottles” debido a su forma, fueron colocadas para proveer una mejor estabilidad a la hora de sumergir la unidad, este tipo de unidad sirvió para la derivación de las hoy conocidas unidades Semi-sumergibles. Muchas unidades fueron construidas, pero pocas persisten, algunas en el Golfo de México y en Nigeria, su principal razón de extinción fue sus restricciones en cuanto a la profundidad a perforar y su falta de auto-propulsión.

- **Plataforma compliant:** Las plataformas Compliant son similares a las plataformas fijas, ellas poseen una estructura tubular en acero que da soporte a las facilidades de superficie, pero que a diferencia de las fijas responden a los movimientos del agua y el viento de forma similar a las estructuras flotantes. (Figura 49). Como en las plataformas fijas, la torre se asegura por medio de pilotes. La estructura tubular de las plataformas Compliant tiene dimensiones más pequeñas que las de las plataformas fijas y puede contener dos o más secciones. Pueden también contener secciones que ayuden a la boyanza en la parte superior de la estructura con líneas de anclaje al lecho marino o una combinación de ambas.

Figura 50. Plataforma compliant



Fuente: www.jraymcdermott.com

La profundidad del agua determina la altura de la plataforma. Una vez la parte baja de la estructura es asegurada al lecho marino, esta sirve de base para la parte superior de la estructura y las facilidades de superficie. Grandes barcasas con grúas posicionan y aseguran la estructura e instalan los módulos de las facilidades de superficie. Estas diferencias permiten a las plataformas Compliant trabajar en profundidades de agua superiores a los 3.000 pies.

- **Plataformas jack- up:** Esta plataforma está conformada por una base plana con tres, cuatro o más patas acomodadas a través de unos huecos en las orillas de dicha base. Estas patas están formadas por unas ranuras en las cuales se insertan unos dientes los cuales sirven para bajar o subir la base plana mediante un sistema de levantamiento hidráulico o eléctrico. (Figura 50).

Luego de culminar la operación de perforación la base es bajada hasta que esta flote libremente y posteriormente se procede a levantar las patas al menos hasta

que estas no interfieran con el suelo marino para su desplazamiento a la nueva locación. La máxima profundidad de agua a la cual opera esta plataforma es 400 pies, y esto significa que las patas deben tener una longitud de por lo menos 600 pies. La mayoría de estas unidades no son autopropulsadas y por lo tanto tienen que ser remolcadas.

No todas las plataformas Jack Up tienen patas totalmente verticales, algunas las presentan de manera inclinada o como se les conoce patas de tipo slant. Otra cualidad es que no todas las patas tienen que encentrarse a la misma profundidad lo que permita que esta plataforma se acomode mejor a un relieve marino desigual.

Figura 51. Plataformas jack- up



Fuente: www.parker-drilling.com.uk

- **Semi-sumergibles:** La industria requería un tipo de unidad que poseyera la habilidad de flotar y perforar en aguas profundas y además tuviera mejor

estabilidad que las unidades ya existentes. Muchos problemas se presentaron a la hora de perforar en aguas profundas debido a las fuerzas de las olas que producían movimientos verticales hacia arriba y hacia abajo.

Una solución para minimizar esos movimientos fue disminuir el área de contacto con el agua, lo cual se logró en las unidades Semi-sumergibles mediante el empleo de soportes en forma de columna ayudando a la flotación de la unidad, los cuales tienen en su parte inferior secciones de tanques que contienen lastre, combustible y agua fresca que ayudan a contrabalancear la unidad. Los tanques sumergen la unidad a una profundidad suficiente tal que maximice la estabilidad y disminuya los movimientos de reacción a las fuerzas del oleaje, de esta manera proporcionando un estado óptimo para la perforación.

Las “Semis” son usualmente atracadas en la locación mediante un sistema de múltiples anclas, cables o cadenas o la combinación de estas, pero otra buena parte, son ajustados a su posición mediante el uso de posicionadores dinámicos y satelitales. Entre las unidades Semi-sumergibles se pueden encontrar las plataformas Seastar, Plataformas Spars y Plataformas TLP.

- **Barcos perforadores:** Como su nombre lo indican los barcos perforadores son simplemente una embarcación usada para propósitos de perforación, como se muestra en la Figura 51. En general, los barcos perforadores se conocen por su gran movilidad por su alta capacidad de almacenamiento y usualmente bajas tasas de perforación por día. Debido a su configuración (gran área plana expuesta al agua) los barcos son las unidades de menor capacidad de perforación y de mayor movilidad.

Otro punto a favor que presentan los barcos perforadores es que usualmente comparados con las unidades Semi-sumergibles poseen una mayor capacidad de almacenamiento de fluido de perforación, combustible y agua.

Figura 52. Barcos perforadores



Fuente:http://nuestromar.com/imagenes/noticias/2012/JUN/120612_SeadrillWestPolaris.jpg

4.10.2 Equipos de perforación offshore⁸². Al igual que en la perforación en tierra se debe tener el conocimiento suficiente de los equipos de perforación costa afuera y su respectiva función.

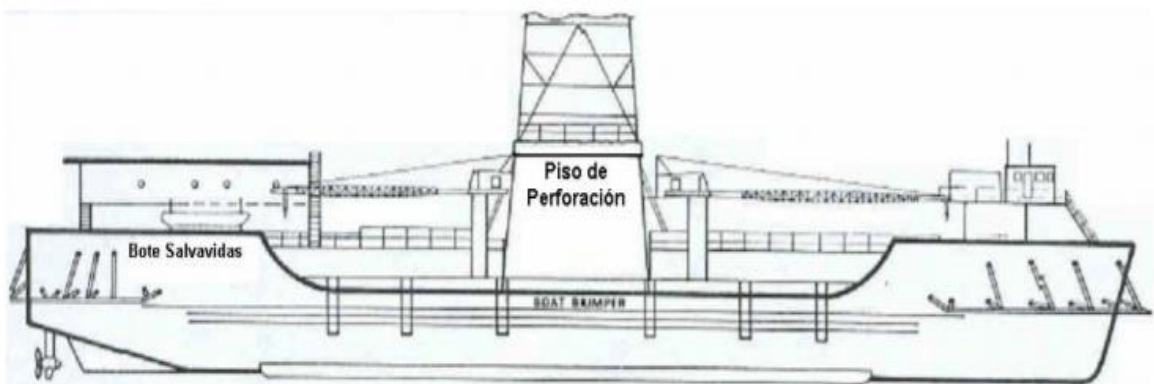
4.10.2.1 Equipos de superficie. Las instalaciones de los diferentes tipos de unidades de perforación costa fuera existentes en el mercado, aparentemente tienen pocas cosas en común excepto por las torres de perforación, algunas grúas, la plataforma para helicóptero, y algunos botes salvavidas. De todas formas sea cual sea la unidad de perforación y su ubicación en el globo terráqueo, el equipo de perforación siempre estará comprendido por mecanismos y componentes en común.

⁸² LAGUADO, J. A., & RIVERA, D. C. Análisis de la posible unidad de perforación a emplearse en el prospecto bahía en el caribe costa fuera. Bucaramanga. 2004.

Lo que se busca con este trabajo es mencionar los elementos más representativos de las unidades de perforación costa afuera, que no son comunes a los equipos en tierra.

- **Piso de perforación:** El piso de perforación o “piso del equipo” como frecuentemente es llamado, es el área de trabajo alrededor del hueco en la plataforma a través del cual las herramientas y equipos son bajados al pozo, de esta manera, siendo el núcleo de todas las actividades en la unidad de perforación. El piso de perforación abarca un área de aproximadamente de 30 o 40 pies cuadrados. Este debe soportar las patas de la torre de perforación y ser capaz de aguantar el total de la sarta de perforación. En la Figura 52 se muestra un esquema del piso de perforación.

Figura 53. Piso de perforación



Fuente: An introduction to marine drilling.

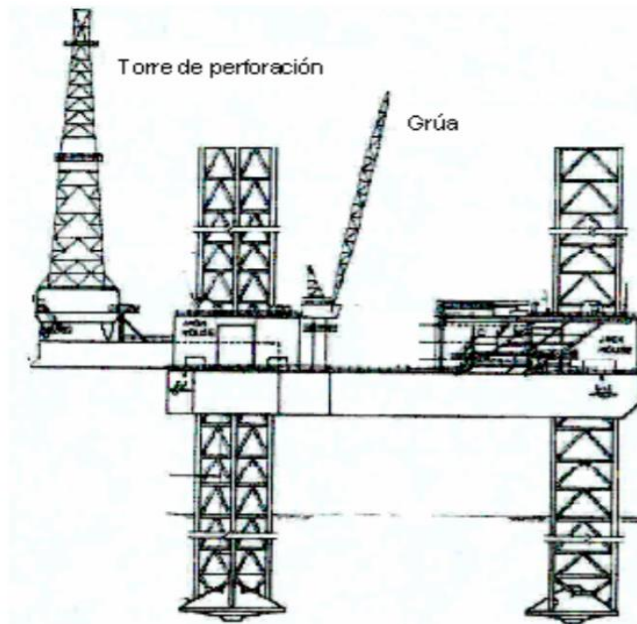
- **Torre:** La torre es una estructura metálica de cuatro patas, que en conjunto con el malacate provee la capacidad de levantar y bajar los equipos dentro del pozo. Esta debe soportar la sarta entera de perforación y todas las herramientas que son bajadas hasta la parte más profunda del pozo, y que representa una carga

superior a 250 toneladas, además debe resistir los esfuerzos causados al tratar de despegar la tubería cuando esta se pega a las paredes del pozo. Sumado a estas cargas que debe aguantar la torre, se debe tener en cuenta la operabilidad universal que debe tener la unidad de perforación, ya que esta puede ser contratada en diferentes regiones como el Golfo de México, el Mar del Sur de China o el Mar del Norte, donde estarán presentes condiciones climáticas adversas con vientos superiores a las 100 millas por hora.

La torre puede medir más o menos 160 pies, a lo cual se le añade la altura sobre el nivel de agua lo que posiciona al pico de la torre a unos 240 pies por encima del nivel del mar en una unidad Semi-sumergible, y por encima de 300 pies en un barco perforador.

- **Grúa:** Las grúas son estructuras metálicas reforzadas, están ubicadas en la cubierta principal de las unidades de perforación costa fuera y su función primordial es manipular, cargar y desplazar los equipos de fondo, tuberías y facilidades de superficie existentes en la plataforma (Figura 53). En las estructuras modernas es común encontrar hasta cinco grúas, las cuales pueden trabajar independientemente o en conjunto dependiendo de las necesidades de las operaciones a realizar. Su capacidad de carga es variable, soportando desde unas pocas toneladas (5 toneladas) hasta 80 toneladas y alcanzando una longitud de 150 pies.

Figura 54. Torre de perforación y grúa

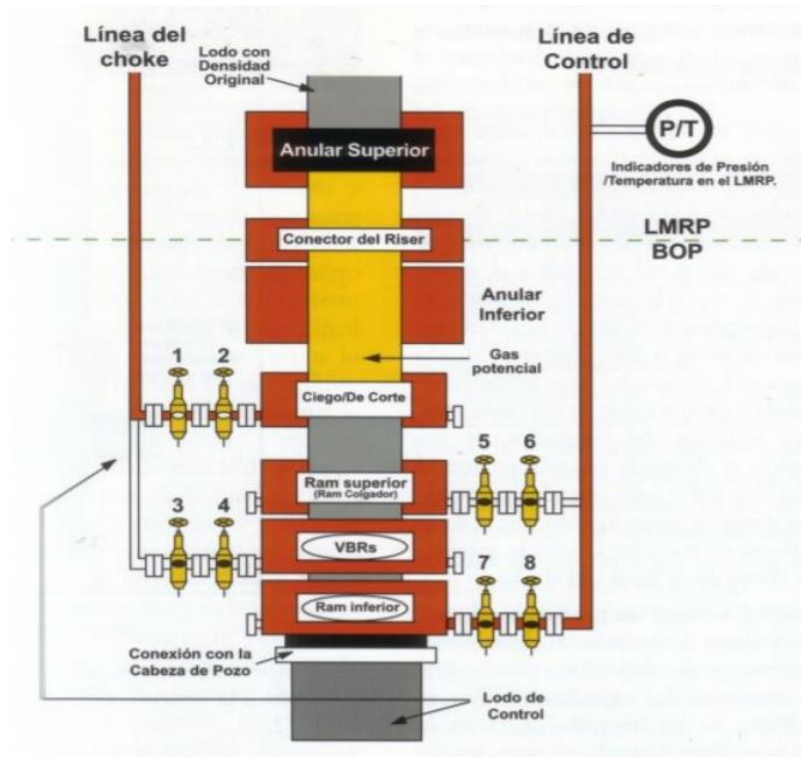


Fuente: An introduction to marine drilling.

4.10.2.2 Equipos de fondo. A continuación, se presentan los equipos de perforación costa afuera que se instalan en el lecho marino.

- **Cabezal del Pozo Marino:** El cabezal de pozo marino es una gran unidad cilíndrica con varios ajustes internos llamados “Casing Hangers” que están diseñados para suspender el número y tamaño de casing y sarta de en el pozo (Figura 54). El cabezal de pozo es ajustado en las aberturas de las dos estructuras base y está diseñado para conectar el conjunto de preventoras.

Figura 55. Cabezal del pozo marino



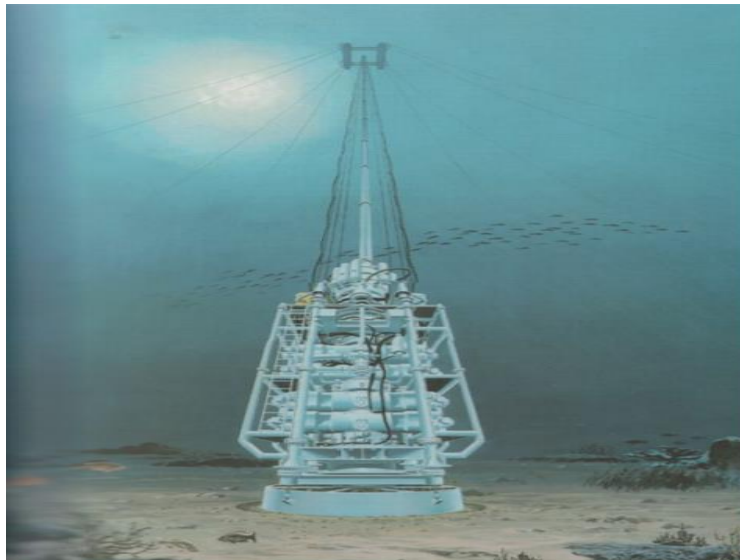
Fuente: WELL CONTROL., Manual de control de pozos, USA, 2003.

- **Conjunto de Preventoras:** En las instalaciones de cabeza de pozo en aguas profundas el sistema de Preventoras instalado tiene algunas diferencias con las normalmente utilizadas en los equipos en tierra. Estos cambios incluyen variaciones en las Preventoras, en el sistema de control, en los procedimientos de perforación y en el uso de los equipos, algunas de estas modificaciones son:
 - Un sistema de revestimiento del cuerpo de la preventora para contrarrestar la presión hidrostática ejercida por la columna de agua marina.
 - Preventoras de mayor tamaño para manejar mayor cantidad de fluido hidrostático en la operación de cada una de sus partes

- La mayor longitud de las líneas de flujo, aumentan la caída de presión a lo largo de ellas, lo que conlleva a que la hidráulica le dé mayor importancia a la disminución de los tiempos de reacción de la operación de las válvulas.
- Se cambia el arreglo del árbol de Preventoras, especialmente la ubicación de las líneas para matar y chocar el pozo.

El fluido hidráulico es venteadado al mar evitando su bombeo desde el fondo marino a la unidad de perforación. Lo cual requiere que el fluido hidráulico no sea un agente contaminante y que tenga características de baja viscosidad y pueda mezclarse fácilmente con agua de alto contenido mineral. En la Figura 55 se muestra un conjunto de preventoras instaladas en el fondo marino.

Figura 56. Conjunto de preventoras



Fuente: WELL CONTROL.,Manual de control de pozos, USA, 2003.

- **Riser Marino de Perforación:** Alguna forma de conducto tiene que ser instalada entre el barco perforador y el pozo para que las herramientas sean fácilmente corridas y para que el lodo de perforación pueda circular. El “riser marino” ejecuta este trabajo y es uno de los más importantes elementos en la perforación costa afuera. Debido a su gran longitud, lo cual hace que el riser cuando está lleno de lodo sea muy pesado y también debido a la fuerza de las olas, las mareas y las corrientes que actúan sobre este. El riser debe estar fuertemente diseñado, especialmente es sus conexiones.

El riser marino está compuesto por una serie de tubos largos y de grueso calibre, como se observa en la Figura 56, cuyos extremos están conectados fuertemente para formar un pasaje continuo desde el punto de suspensión de la mesa rotaria o el top drive sobre la plataforma hasta el conjunto de preventoras ubicadas en el lecho marino. Un tramo de riser por lo general tiene una longitud de 40 pies, pero también existen de menor longitud para ajustar la distancia entre el conjunto de las preventoras y la unidad de perforación.

Figura 57. Tubos de riser marino



Fuente: WELL CONTROL.,Manual de control de pozos, USA, 2003.

- **Choke and kill lines:** Estas líneas son una parte integral del riser, son la vía de flujo para la circulación del fluido a alta presión desde el distribuidor múltiple de superficie, hasta el conjunto de preventoras. Estas líneas para matar y chocar el pozo deben ser lo suficientemente grandes para disminuir presión de retroceso aportada por la formación cuando se presenta un reventón, pero lo suficientemente pequeñas para producir la carga mínima que es ejercida por las olas y las corrientes sobre el riser.
- **Diverter:** Aunque en muchos casos las BOP son corridas junto con el riser marino, hay circunstancias cuando esto no es práctico. Si existen capas de gas justo debajo del suelo marino, hay riesgo de presentarse un reventón a menos de que haya suficiente equipo para contener esta presión. Sin embargo, el equipo de preventoras no puede ser usado en primera etapa de perforación, debido a su pequeño diámetro comparado con el diámetro de la broca. Al mismo tiempo una pequeña longitud de casing de 30” es la primera cadena de casing en ser corrida, la cual no es capaz de resistir la presión de las superficiales capas de gas. Para abolir el riesgo de reventón por gas en la superficie de la unidad, donde una ignición sería posible, un tubo llamado “diverter” es instalado en el tope del riser. Varios aparatos de medida, incluyendo indicadores hidroacústicos, son usados para monitorear el ángulo del riser con respecto a la vertical, para que la posición del equipo sea ajustada para minimizar el esfuerzo sobre el riser.


5. ACTIVIDADES DEL AULA VIRTUAL Y DISEÑO DEL CURSO

En el desarrollo del presente trabajo de investigación se tiene como parte fundamental la elaboración de una propuesta para el desarrollo de la asignatura de Perforación de Pozos, la cual está fundamentada en diferentes tipos de actividades evaluativas y de estudio, enfocadas en la evaluación por competencias que el estudiante requiere para su aprendizaje durante el desarrollo de la asignatura.

Para el desarrollo de la asignatura de Perforación de Pozos se definieron a través del Aula virtual del curso doce (12) unidades de trabajo en las cuales los estudiantes deben adquirir las competencias necesarias definidas para cada unidad apoyados de los diversos recursos y materiales de consulta como presentaciones, documentos de texto, hojas de cálculo, videos y talleres que estarán disponibles en el Aula virtual. Para fortalecer el proceso de aprendizaje de los estudiantes se plantea un conjunto de actividades evaluativas basadas en los conocimientos adquiridos durante cada unidad, además de espacios de comunicación y confianza con el estudiante durante el desarrollo de la asignatura. Estas actividades son la herramienta de apoyo para el seguimiento y el completo desarrollo del curso que el docente necesita para evaluar el desempeño de las TIC en los procesos de enseñanza y aprendizaje.

A continuación, se presentan los correspondientes formatos para el diseño de experiencias en línea de cada una de las unidades del curso en los cuales se describen los logros a llevar a cabo por parte del estudiante, los recursos disponibles, y las actividades necesarias para alcanzar dichos logros propuestos para cada unidad, llevando así con éxito el desarrollo del curso. Así mismo se plantean actividades de compromiso con el desarrollo del curso por parte del docente y el estudiante con el fin de alcanzar el máximo nivel de aprendizaje y por consiguiente los logros descritos para la asignatura.

Tabla 4. Formato para el diseño de experiencias en línea

	FORMATO PARA EL DISEÑO DE EXPERIENCIAS EN LINEA FACULTAD FISICO-QUÍMICAS ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
---	--

Nombre de la Asignatura:	Perforación de Pozos
Nombre del docente:	M. Sc Wilson Raúl Carreño Velazco
URL aula virtual:	http://tic.uis.edu.co/ava/

PROPÓSITO DE LA ASIGNATURA
<p>Durante el desarrollo de esta asignatura se busca que el estudiante desarrolle competencias sobre los procesos y operaciones de perforación de pozos. Además, adquirir competencias para describir los diferentes mecanismos, herramientas, equipos y accesorios empleados en la perforación de pozos de petróleo y/o gas teniendo presentes los aspectos generales de seguridad y problemas prácticos presentes en las operaciones de perforación de pozos de petróleo y gas.</p>

5.1 UNIDAD 1: PROGNOSIS GEOLÓGICA DE LA PERFORACIÓN Y ESTUDIO DE POZOS DE CORRELACIÓN.

Tabla 5. Formato para las experiencias en línea; Unidad 1

Unidad o Tema	PROGNÓISIS GEOLÓGICA DE LA PERFORACIÓN Y ESTUDIO DE POZOS DE CORRELACIÓN
Competencias a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Comprende y analiza los conceptos fundamentales de la ingeniería de perforación de pozos y la prognosis geológica. ✓ Relaciona e interpreta conceptos concernientes a la geología estructural para la construcción de un modelo estructural del prospecto que será sometido a exploración y explotación. ✓ Analiza los programas de evaluación de formaciones determinando el más apropiado a implementar. ✓ Identifica la información que puede ser obtenida de pozos de correlación apoyada de datos hallados en registro de pozos.

Tabla 6. (Continuación)

Recursos (Descripción de los recursos que se suministran a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)			
Nombre del Recurso		Tipo (Video, Documento, Presentación...)	
Taller "Prognosis geológica".		Documento	
Presentación PPT "Prognosis geológica y pozos de correlación".		Documento	
Archivo PDF "Prognosis geológica y pozos de correlación".		Documento	
Video "Exploración del petróleo"		Video	
Estrategias y Actividades (Descripción de estrategias a utilizar y actividades a realizar para el logro del propósito y el desarrollo de la(s) competencia(s))			
Estrategias	Descripción de Actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración /calificación (Descripción de la forma como se evaluará la actividad y que tipo de calificación tendrá)
Lectura y comprensión	En esta actividad se llevará a cabo el desarrollo del "Taller prognosis geológica" el cual constará de preguntas abiertas, selección múltiple y falso y verdadero, basados en la comprensión de lectura de los archivos PDF y PPT proporcionados al inicio de la clase.	Taller: "Prognosis geológica"	Con esta actividad el docente evaluará los conceptos, técnicas y procedimientos que se realizan durante la prognosis geológica en la perforación de pozos. El tiempo con el que cuenta los estudiantes es de una hora y media donde dejarán como evidencia un archivo PDF cargado en el Aula Virtual; La nota máxima para esta actividad será de cinco punto cero (5.0). En caso de no cumplir con los requisitos para este taller, la nota generada para el grupo de estudiantes será de cero punto cero (0.0).

Tabla 6. (Continuación)

Estrategias	Descripción de Actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración /calificación (Descripción de la forma como se evaluará la actividad y que tipo de calificación tendrá)
Comprensión de los temas vistos y evaluación.	Se llevará a cabo un cuestionario evaluativo acerca de los conceptos básicos en la prognosis geológica en la perforación de pozos evaluando así los conocimientos adquiridos acerca del tema.	Quiz – “Prognosis Geológica”	El cuestionario se llevará a cabo por medio del Aula Virtual, el quiz contará de diez preguntas teóricas de selección múltiple, el tiempo disponible para realizarlo será de media hora. Cada pregunta tendrá un valor de cero punto cinco (0.5) para una nota máxima total de cinco punto cero (5.0).
Compromisos de los participantes			
Actividades del Docente		Actividades de los Estudiantes	
Construir un ambiente de amplia comunicación con los estudiantes para crear un espacio de socialización y debate donde se resuelvan dudas acerca de los temas y actividades de la asignatura.		Participar activamente en los espacios abiertos a debates y solución de inquietudes de las actividades propuestas en clase, con el fin de involucrarse en el desarrollo de la asignatura consiguiendo efectos positivos de retroalimentación para esta misma.	
Cargar en el aula virtual las presentaciones, artículos, videos, bibliografía y demás recursos necesarios para el desarrollo de la unidad de aprendizaje.		Consultar y revisar detalladamente los recursos propuestos por el docente para el desarrollo de la unidad.	
A través del aula virtual se dará a conocer el contenido de la signatura con sus respectivos logros y competencias a alcanzar por cada unidad en la que está dividida, además de las condiciones propuestas por el docente para alcanzar el propósito de la asignatura.		Llevar a cabo todas las actividades propuestas por el docente cumpliendo con las condiciones estipuladas por el mismo para alcanzar los objetivos y competencias de cada unidad, respetando las fechas límites de entrega de las actividades obtener el mejor desempeño en la asignatura.	
Establecer un cronograma para la entrega de las calificaciones de cada actividad además de espacios para aclarar inquietudes por parte de los estudiantes.		Revisar las calificaciones impartidas por el docente y tener en cuenta el espacio que propone el docente para la resolución de dudas e inquietudes.	

5.2 UNIDAD 2: SELECCIÓN DE EQUIPOS BÁSICOS DE PERFORACION

Tabla 6. Formato para el diseño de experiencias en línea; Unidad 2

Unidad o Tema	SELECCIÓN DE EQUIPOS BÁSICOS DE PERFORACIÓN		
Competencias a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Comprende los conceptos fundamentales del funcionamiento del equipo de perforación apoyado en el estudio de los sistemas de rotación, potencia, prevención de reventones, levantamiento y circulación. ✓ Identifica los principales componentes de cada uno de los sistemas y su función principal dentro de las operaciones de perforación de pozos. ✓ Describe equipos y herramientas utilizadas en operaciones tales como corazonamiento, perforación direccional, mudlogging entre otras, identificando los principales criterios de selección. 		
Recursos (Descripción de los recursos que se suministran a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)			
Nombre del Recurso		Tipo (video, documento, animación...)	
Taller “Equipos básicos en la perforación de pozos”		Documento	
Presentación PPT “Selección de equipos básicos de perforacion”		Documento	
Archivo PDF “Rabia Hussain-Well Engineering & Construction”		Documento	
Archivo PDF “Manual de operaciones de perforación”		Documento	
Video “Sistemas del equipo de perforación”		Video	
Estrategias y Actividades (Descripción de estrategias a utilizar y actividades a realizar para el logro del propósito y el desarrollo de la(s) competencia(s))			
Estrategias	Descripción de Actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración /calificación (Descripción de la forma como se evaluará la actividad y que tipo de calificación tendrá)
Escritura de texto	Elaboración de un resumen del video “Sistemas de perforación”. Este será mínimo de 3 páginas y máximo de 5. Esta actividad es individual.	Actividad en casa- Resumen del video	La nota máxima de esta actividad será de cinco punto cero (5.0), se tendrá en cuenta la coherencia, ortografía y contenido del resumen, este debe ser elaborado a mano (no se aceptan hechos a computador) y escaneado para luego ser cargado al Aula virtual a la hora y día estipulado.

Tabla 7. (Continuación)

Estrategias	Descripción de Actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración /calificación (Descripción de la forma como se evaluará la actividad y que tipo de calificación tendrá)
Lectura y comprensión	Esta actividad se llevará a cabo con el desarrollo del “Taller equipos en la perforación de pozos”, el cual se realizará en grupos de dos estudiantes durante la clase, implementando las ayudas necesarias para llevarlo a cabo. Tales recursos para el desarrollo del taller son los documentos proporcionados por el docente.	Taller en clase – “Taller equipos básicos en la perforación de pozos”	Con esta actividad se evaluarán los conceptos básicos y funciones de los equipos de perforación. El tiempo máximo para su entrega es de una hora. Este taller se encontrará cargado en la plataforma como tipo evaluación. La nota máxima será de 5 y la mínima de 0. Se permitirá el acceso a la red para la solución de este taller.
Quiz	Desarrollo de los quices concernientes a los cinco sistemas del equipo de perforación, dicho ejercicio debe entregarse por medio de la actividad evaluación en clase.	Actividad: Evaluación en clase	Los quices se evaluarán teniendo como base una calificación máxima numérica de cinco punto cero (5.0) y la calificación mínima de cero (0).
Compromisos de los participantes			
Actividades del Docente		Actividades de los Estudiantes	
Construir un ambiente de amplia comunicación con los estudiantes para crear un espacio de socialización y debate donde se resuelvan dudas acerca de los temas y actividades de la asignatura.		Participar activamente en los espacios abiertos a debates y solución de inquietudes de las actividades propuestas en clase, con el fin de involucrarse en el desarrollo de la asignatura consiguiendo efectos positivos de retroalimentación para esta misma.	
Cargar en el aula virtual las presentaciones, artículos, videos, bibliografía y demás recursos necesarios para el desarrollo de la unidad de aprendizaje.		Consultar y revisar detalladamente los recursos propuestos por el docente para el desarrollo de la unidad.	
A través del aula virtual se dará a conocer el contenido de la signatura con sus respectivos logros y competencias a alcanzar por cada unidad en la que está dividida, además de las condiciones propuestas por el docente para alcanzar el propósito de la asignatura.		Llevar a cabo todas las actividades propuestas por el docente cumpliendo con las condiciones estipuladas por el mismo para alcanzar los objetivos y competencias de cada unidad, respetando las fechas límites de entrega de las actividades obtener el mejor desempeño en la asignatura.	

Tabla 7. (Continuación)

Actividades del Docente	Actividades de los Estudiantes
Establecer un cronograma para la entrega de las calificaciones de cada actividad además de espacios para aclarar inquietudes por parte de los estudiantes.	Revisar las calificaciones impartidas por el docente y tener en cuenta el espacio que propone el docente para la resolución de dudas e inquietudes.

5.3 UNIDAD 3: PROGRAMA CONCEPTUAL DE PERFORACIÓN (ESTADO MECÁNICO DEL POZO)

Tabla 7. Formato para el diseño de experiencias en línea; Unidad 3

Unidad o Tema	PROGRAMA CONCEPTUAL DE PERFORACIÓN	
Competencias a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Comprende y analiza las funciones del revestimiento y la importancia de su implementación en los procesos de perforación de pozos. ✓ Identifica los diferentes tipos de casing y su respectiva función junto al orden y proceso de instalación de los mismos. ✓ Analiza e interpreta los principales criterios de selección de casing y los factores influyentes en el diseño del mismo. ✓ Comprende los objetivos tanto de la cementación primaria como de la cementación secundaria. 	
	Recursos	
	(Descripción de los recursos que se suministran a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)	
	Nombre del Recurso	Tipo (Video, Documento, Presentación...)
Archivo PDF "Programa conceptual de perforación de pozos".	Documento	
Archivo PDF "Rabia Hussain-Well Engineering & Construction"	Documento	
Presentación PPT "Programa conceptual de perforación"	Presentación	
Archivo PDF "H. RABIA-Oil well Drilling Engineering-Principles and Practice"	Documento	
Taller "Estado mecánico del pozo 1"	Documento	
Video " Instalación de casing"	Video	

Tabla 8. (Continuación)

Estrategias y Actividades (Descripción de estrategias a utilizar y actividades a realizar para el logro del propósito y el desarrollo de la(s) competencia(s))			
Estrategias	Descripción de Actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración /calificación (Descripción de la forma como se evaluará la actividad y que tipo de calificación tendrá)
Escritura de textos y evaluación	Elaboración de un resumen máximo de 10 páginas y mínimo de 5 del capítulo 10 y 11 del libro Oil well Drilling Engineering-Principles and Practice. Esta actividad se realizará en grupos de 2 personas.	Actividad en casa-Resumen libro Oil well Drilling Engineering-Principles and Practice (Cap. 12 y 13).	La actividad se evaluará con una nota máxima de cinco punto cero (5.0), se tendrá en cuenta la puntualidad de entrega, ortografía y contenido del resumen, este debe ser elaborado a mano (no se aceptan hechos a computador) y escaneado para luego ser cargado al Aula virtual a la hora y día estipulado. Para reforzar el aprendizaje sobre los tópicos principales del tema se realizará un quiz teórico hecho en clase el cual podrá ser presentado solo por los estudiantes que cargaron correctamente el resumen solicitado acerca del tema. Para una nota final de la actividad se computarán tanto el resumen como el quiz con porcentajes del 40% y el 60% respectivamente.
Taller individual	Desarrollo del taller "Estado mecánico del pozo 1" el cual está conformado por preguntas abiertas, de falso y verdadero y preguntas de selección múltiple, el cual será cargado en la actividad "Taller Estado Mecánico" en el Aula Virtual.	Actividad: Taller Estado Mecánico.	La actividad evaluará en los estudiantes la comprensión de los conceptos básicos del estado mecánico del pozo y la función de los principales componentes del mismo. El tiempo máximo para su entrega es de 1 hora en el que se dejará como evidencia de su solución un archivo PDF cargado al aula virtual. La nota máxima con la que se valorará la actividad será de cinco punto cero (5.0).

Tabla 8. (Continuación)

Estrategias	Descripción de Actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración /calificación (Descripción de la forma como se evaluará la actividad y que tipo de calificación tendrá)
Socialización y solución de interrogantes por medio de foros.	Por medio del espacio creado en el aula virtual "Foro Estado Mecánico del Pozo", se socializarán y resolverán todos los interrogantes de los estudiantes sobre el tema.	Foro: Estado Mecánico del Pozo.	En ésta actividad se evaluará la participación del estudiante ya sea socializando o resolviendo sus inquietudes como realizando aportes importantes acerca del tema. El docente interactuará con los estudiantes para aumentar la efectividad del foro al momento de resolver los interrogantes propuestos. La valoración de esta actividad dependerá del interés y participación de cada uno de los estudiantes.
Compromisos de los participantes			
Actividades del Docente		Actividades de los Estudiantes	
Construir un ambiente de amplia comunicación con los estudiantes para crear un espacio de socialización y debate donde se resuelvan dudas acerca de los temas y actividades de la asignatura.		Participar activamente en los espacios abiertos a debates y solución de inquietudes de las actividades propuestas en clase, con el fin de involucrarse en el desarrollo de la asignatura consiguiendo efectos positivos de retroalimentación para esta misma.	
Cargar en el aula virtual las presentaciones, artículos, videos, bibliografía y demás recursos necesarios para el desarrollo de la unidad de aprendizaje.		Consultar y revisar detalladamente los recursos propuestos por el docente para el desarrollo de la unidad.	
A través del aula virtual se dará a conocer el contenido de la signatura con sus respectivos logros y competencias a alcanzar por cada unidad en la que está dividida, además de las condiciones propuestas por el docente para alcanzar el propósito de la asignatura.		Llevar a cabo todas las actividades propuestas por el docente cumpliendo con las condiciones estipuladas por el mismo para alcanzar los objetivos y competencias de cada unidad, respetando las fechas límites de entrega de las actividades obtener el mejor desempeño en la asignatura.	

Actividades del Docente	Actividades de los Estudiantes
Establecer un cronograma para la entrega de las calificaciones de cada actividad además de espacios para aclarar inquietudes por parte de los estudiantes.	Revisar las calificaciones impartidas por el docente y tener en cuenta el espacio que propone el docente para la resolución de dudas e inquietudes.

5.4 UNIDAD 4: DISEÑO DE SARTA DE PERFORACIÓN Y PROGRAMA DE BROCAS.

Tabla 8. Formato para el diseño de experiencias en línea: Unidad 4

Unidad o Tema	DISEÑO DE SARTA DE PERFORACIÓN Y PROGRAMA DE BROCAS.
Competencias a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Identifica los diferentes tipos de brocas y su respectiva función. ✓ Identifica y comprende los principales parámetros necesarios para la selección de brocas. ✓ Interpreta los cálculos necesarios utilizados en la selección del tipo de broca a utilizar dependiendo de las características de la formación y demás equipo de perforación. ✓ Identifica los componentes de la sarta de perforación y su respectiva función en la operación. ✓ Analiza y comprende los lineamientos y cálculos necesarios para el diseño de sarta de perforación.
Recursos (Descripción de los recursos que se suministran a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)	
Nombre del Recurso	Tipo (Video, Documento, Presentación...)
Taller "Diseño de sarta de perforación"	Documento
Presentación PPT "Diseño de sarta de perforación y brocas"	Documento
Archivo PDF "Tesis diseño de sarta de perforación"	Video
Archivo PDF "Diseño de sarta de perforación"	Documento
Archivo PDF "Rabia Hussain-Well Engineering & Construction"	Documento
Video "Sarta de perforación"	Video

Tabla 9. (Continuación)

Estrategias y Actividades (Descripción de estrategias a utilizar y actividades a realizar para el logro del propósito y el desarrollo de la(s) competencia(s))			
Estrategias	Descripción de Actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración /calificación (Descripción de la forma como se evaluará la actividad y que tipo de calificación tendrá)
Comprensión y ejercicios de aplicación	En esta actividad se llevará a cabo el desarrollo del “Taller en clase diseño de sarta de perforación” de forma grupal el cual estará compuesto de ejercicios de aplicación y preguntas abiertas. La realización de este taller se basa en la comprensión de la información proporcionada por los archivos “PPT y PDF” suministrados al estudiante.	Taller en clase – “Diseño de sarta de perforación”	Con esta actividad se evaluarán los conceptos, operaciones y cálculos concernientes en el diseño de sarta de perforación junto a los parámetros fundamentales en los programas de selección de brocas. EL tiempo máximo del que depende el estudiante para la entrega del taller es de 3 horas, se debe dejar como evidencia un archivo PDF cargado al aula virtual; La nota máxima será de cinco punto cero (5.0).
Mapas Conceptuales	El estudiante realizará un mapa conceptual sobre el programa de brocas donde se evidencia los principales factores para su selección y el procedimiento para tal fin.	Actividad: Mapa Conceptual	La actividad se evaluará teniendo en cuenta la realización y secuencia de los elementos que componen el mapa conceptual. El estudiante realizará esta actividad en casa, se debe dejar como evidencia un archivo PDF cargado al aula virtual.
Comprensión de los temas vistos y evaluación.	En esta actividad se evaluarán los conceptos vistos durante el desarrollo de la unidad de “Diseño de sarta de perforación y programa de broas”	Actividad: Quiz “Diseño de sarta”	Esta actividad se llevará a cabo por medio del aula virtual, el quiz constará de cinco preguntas teóricas de selección múltiple junto a una sección que consta de un ejercicio práctico que se desarrollará en hojas de papel, la respuesta de este ejercicio se registrará en el mismo cuestionario como una pregunta más.

Tabla 9. (Continuación)

Compromisos de los participantes	
Actividades del Docente	Actividades de los Estudiantes
Construir un ambiente de amplia comunicación con los estudiantes para crear un espacio de socialización y debate donde se resuelvan dudas acerca de los temas y actividades de la asignatura.	Participar activamente en los espacios abiertos a debates y solución de inquietudes de las actividades propuestas en clase, con el fin de involucrarse en el desarrollo de la asignatura consiguiendo efectos positivos de retroalimentación para esta misma.
Cargar en el aula virtual las presentaciones, artículos, videos, bibliografía y demás recursos necesarios para el desarrollo de la unidad de aprendizaje.	Consultar y revisar detalladamente los recursos propuestos por el docente para el desarrollo de la unidad.
A través del aula virtual se dará a conocer el contenido de la signatura con sus respectivos logros y competencias a alcanzar por cada unidad en la que está dividida, además de las condiciones propuestas por el docente para alcanzar el propósito de la asignatura.	Llevar a cabo todas las actividades propuestas por el docente cumpliendo con las condiciones estipuladas por el mismo para alcanzar los objetivos y competencias de cada unidad, respetando las fechas límites de entrega de las actividades obtener el mejor desempeño en la asignatura.
Establecer un cronograma para la entrega de las calificaciones de cada actividad además de espacios para aclarar inquietudes por parte de los estudiantes.	Revisar las calificaciones impartidas por el docente y tener en cuenta el espacio que propone el docente para la resolución de dudas e inquietudes.

5.5 UNIDAD 5: DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN (SELECCIÓN DE DRILL COLLARS)

Tabla 9. Formato para el diseño de experiencias en línea: Unidad 5

Unidad o Tema	DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN (SELECCIÓN DE DRILL COLLARS)
Competencias a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Comprende y define los conceptos fundamentales necesarios para el desarrollo del diseño de drill collars. ✓ Analiza e interpreta los métodos más usados en la industria para el diseño de sarta de perforación. ✓ Describe los criterios a tener en cuenta para el diseño de sarta de perforación. ✓ Desarrolla el diseño de sarta tomando en cuenta los principales factores para tal fin (colapso, tensión y Dogle Severity). ✓ Desarrolla con exactitud los diferentes procedimientos para el cálculo de cada uno de los factores de diseño.

Tabla 10. (Continuación)

Recursos (Descripción de los recursos que se suministran a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)			
Nombre del Recurso		Tipo (Video, Documento, Presentación...)	
Taller "Diseño de drill collars"		Documento	
Presentación PPT "Diseño de sarta de perforación (drill collars)"		Documento	
Archivo PDF "Diseño de sarta de perforación"		Documento	
Archivo PDF "Rabia Hussain-Well Engineering & Construction"		Documento	
Video "Instalación de drillcollars"		Video	
Estrategias y Actividades (Descripción de estrategias a utilizar y actividades a realizar para el logro del propósito y el desarrollo de la(s) competencia(s))			
Estrategias	Descripción de Actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración /calificación (Descripción de la forma como se evaluará la actividad y que tipo de calificación tendrá)
Comprensión y ejercicios de aplicación	En esta actividad se llevará a cabo el desarrollo del "Taller diseño de sarta de perforación (drillcollars)" el cual constará de preguntas abiertas y ejercicios de aplicación, basados en la comprensión de lectura de los archivos PDF y PPT proporcionados al inicio de la clase.	Taller en clase – "Diseño de sarta de perforación (drillcollars)"	Con esta actividad se evaluarán los conceptos fundamentales para el diseño y selección de drillcollars durante el proceso de diseño de sarta de perforación. El tiempo máximo para su entrega es de 2 horas donde se debe dejar como evidencia un archivo PDF cargado al Aula Virtual; la nota máxima para esta actividad será de cinco punto cero (5.0).

Tabla 10. (Continuación)

Estrategias	Descripción de Actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración /calificación (Descripción de la forma como se evaluará la actividad y que tipo de calificación tendrá)
Seguimiento y Análisis	Elaboración de mapas conceptuales, resúmenes, artículos, figuras y demás recursos creativos donde se muestre de una manera ordenada y explícita los temas vistos en las clases 2, 3 y 4. Esta actividad se realizará con el fin de crear un portafolio el cual será presentado antes de iniciar la clase 5. Estará basado en la bibliografía proporcionada y los archivos PDF, PPT y demás recursos audiovisuales presentados en dichas clases.	Actividad en casa – Portafolio de Evidencias 1	En esta actividad se evaluará la creatividad y contenido del portafolio junto con la puntualidad de entrega. La nota máxima para esta actividad será de cinco punto cero (5.0), si se presentan portafolios que contengan la misma evidencia la nota será de cero punto cero (0.0) para los estudiantes involucrados. El portafolio se deberá subir en un archivo PDF para comprobar su veracidad y mantener los derechos de autor.
Comprensión de los temas vistos y evaluación.	En esta actividad se evaluarán los conceptos vistos durante el desarrollo de la unidad 5.	Quiz teórico – “Diseño de drillcollars”	Esta actividad se llevará a cabo por medio del aula virtual, el quiz constará de cinco preguntas teóricas de selección múltiple junto a una sección que consta de un ejercicio práctico que se desarrollará en hojas de papel, la respuesta de este ejercicio se registrará en el mismo cuestionario como una pregunta más.

Tabla 10. (Continuación)

Compromisos de los participantes	
Actividades del Docente	Actividades de los Estudiantes
Construir un ambiente de amplia comunicación con los estudiantes para crear un espacio de socialización y debate donde se resuelvan dudas de la asignatura.	Participar activamente en los espacios abiertos a debates y solución de inquietudes de las actividades propuestas en clase, con el fin de involucrarse en el desarrollo de la asignatura consiguiendo efectos positivos de retroalimentación para esta misma.
Cargar en el aula virtual las presentaciones, artículos, videos, bibliografía y demás recursos necesarios para el desarrollo de la unidad de aprendizaje.	Consultar y revisar detalladamente los recursos propuestos por el docente para el desarrollo de la unidad.
A través del aula virtual se dará a conocer el contenido de la asignatura con sus respectivos logros y competencias a alcanzar por cada unidad en la que está dividida, además de las condiciones propuestas por el docente para alcanzar el propósito de la asignatura.	Llevar a cabo todas las actividades propuestas por el docente cumpliendo con las condiciones estipuladas por el mismo para alcanzar los objetivos y competencias de cada unidad, respetando las fechas límites de entrega de las actividades obtener el mejor desempeño en la asignatura.
Establecer un cronograma para la entrega de las calificaciones de cada actividad además de espacios para aclarar inquietudes por parte de los estudiantes.	Revisar las calificaciones impartidas por el docente y tener en cuenta el espacio que propone el docente para la resolución de dudas e inquietudes.

5.6 UNIDAD 6: EVALUACIÓN DEL DESGASTE DE BROCAS TRICÓNICAS

Tabla 10. Formato para el diseño de experiencias en línea: Unidad 6

Unidad o Tema	EVALUACIÓN DEL DESGASTE DE BROCAS TRICÓNICAS
Competencias a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Identifica todos los objetivos y metas de un sistema de evaluación de brocas. ✓ Identifica los parámetros necesarios para realizar una evaluación por desgaste a brocas tricónicas de perforación. ✓ Interpreta y evalúa los diferentes problemas y cambios físicos asociados al desgaste de las brocas. ✓ Comprende los puntos clave al momento de realizar una evaluación a una broca.

Tabla 11. (Continuación)

Recursos (Descripción de los recursos que se suministran a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)			
Nombre del Recurso		Tipo (Video, Documento, Presentación...)	
Taller "Sistema de evaluación del desgaste de brocas tricónicas"		Documento	
Presentación PPT "Sistema IADC de evaluación del desgaste de brocas tricónicas"		Documento	
Archivo PDF "Sistema IADC de evaluación de desgaste de brocas tricónicas"		Documento	
Video "Brocas de perforación"		Video	
Estrategias y Actividades (Descripción de estrategias a utilizar y actividades a realizar para el logro del propósito y el desarrollo de la(s) competencia(s))			
Estrategias	Descripción de Actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración /calificación (Descripción de la forma como se evaluará la actividad y que tipo de calificación tendrá)
Comprensión y aplicación de conceptos	Se llevará a cabo en esta actividad el desarrollo del "Taller sistema de evaluación del desgaste de brocas tricónicas" el cual estará basado en los archivos PDF y PPT de esta unidad. El estudiante contará con una hora para resolver el cuestionario.	Taller- "Taller sistema de evaluación del desgaste de brocas tricónicas"	Esta actividad estará disponible en el Aula Virtual cuando el docente crea es necesario. La actividad se valorará teniendo en cuenta la hora de entrega de la solución y la veracidad de las respuestas. La nota máxima para esta actividad será de cinco punto cero (5.0).

Tabla 11. (Continuación)

Estrategias	Descripción de Actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración /calificación (Descripción de la forma como se evaluará la actividad y que tipo de calificación tendrá)
Escritura de textos	El estudiante elaborará un ensayo máximo de 3 hojas sobre el video "Brocas de perforación"	Actividad: Ensayo Desgaste de Brocas Tricónicas	Esta actividad será evaluada por el docente teniendo en cuenta la coherencia y redacción del ensayo en base al tema propuesto.
Comprensión de los temas vistos y evaluación.	Se realizará un cuestionario al estudiante con el fin de evaluar el tema visto y afianzar sus conocimientos respecto a éste.	Quiz teórico – "Sistema IADC, desgaste de brocas tricónicas"	Esta actividad se llevará a cabo por medio del Aula Virtual, el quiz constará de diez preguntas teóricas de selección múltiple Y falso y verdadero, el tiempo máximo para dar solución al quiz será de cuarenta y cinco minutos.
Compromisos de los participantes			
Actividades del Docente		Actividades de los Estudiantes	
Construir un ambiente de amplia comunicación con los estudiantes para crear un espacio de socialización y debate donde se resuelvan dudas acerca de los temas y actividades de la asignatura.		Participar activamente en los espacios abiertos a debates y solución de inquietudes de las actividades propuestas en clase, con el fin de involucrarse en el desarrollo de la asignatura consiguiendo efectos positivos de retroalimentación para esta misma.	
Cargar en el aula virtual las presentaciones, artículos, videos, bibliografía y demás recursos necesarios para el desarrollo de la unidad de aprendizaje.		Consultar y revisar detalladamente los recursos propuestos por el docente para el desarrollo de la unidad.	
A través del aula virtual se dará a conocer el contenido de la signatura con sus respectivos logros y competencias a alcanzar por cada unidad en la que está dividida, además de las condiciones propuestas por el docente para alcanzar el propósito de la asignatura.		Llevar a cabo todas las actividades propuestas por el docente cumpliendo con las condiciones estipuladas por el mismo para alcanzar los objetivos y competencias de cada unidad, respetando las fechas límites de entrega de las actividades obtener el mejor desempeño en la asignatura.	
Establecer un cronograma para la entrega de las calificaciones de cada actividad además de espacios para aclarar inquietudes por parte de los estudiantes.		Revisar las calificaciones impartidas por el docente y tener en cuenta el espacio que propone el docente para la resolución de dudas e inquietudes.	

5.7 UNIDAD 7: DESGASTE DE BROCAS PDC

Tabla 11. Formato para el diseño de experiencias en línea: Unidad 7

Unidad o Tema	DESGASTE DE BROCAS PDC		
Competencias a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Identifica todos los parámetros necesarios para realizar una evaluación por partes de una broca PDC. ✓ Identifica los aspectos necesarios para realizar una evaluación por diseño de una broca PDC. ✓ Comprende e interpreta el sistema IADC de evaluación de desgaste aplicado a brocas PDC. ✓ Comprende los puntos clave al momento de realizar una evaluación a una broca. 		
Recursos (Descripción de los recursos que se suministran a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)			
Nombre del Recurso		Tipo (Video, Documento, Presentación...)	
Taller "Brocas PDC"		Documento	
Presentación PPT "Evaluación IADC por desgaste brocas PDC"		Documento	
Archivo PDF "Sistema IADC de evaluación de desgaste"		Documento	
Video "Broca de perforación"		Video	
Estrategias y Actividades (Descripción de estrategias a utilizar y actividades a realizar para el logro del propósito y el desarrollo de la(s) competencia(s))			
Estrategias	Descripción de Actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración /calificación (Descripción de la forma como se evaluará la actividad y que tipo de calificación tendrá)
Comprensión y ejercicios de aplicación	Se llevará a cabo en esta actividad el desarrollo del "Taller brocas PDC" el cual estará basado en los archivos PDF y PPT de esta unidad. El estudiante contará con una hora para resolver el cuestionario.	Taller "Taller brocas PDC"	La actividad se valorará teniendo en cuenta la hora de entrega de la solución y la veracidad de las respuestas. La nota máxima para esta actividad será de cinco punto cero (5.0).

Tabla 12. (Continuación)

Estrategias	Descripción de Actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración /calificación (Descripción de la forma como se evaluará la actividad y que tipo de calificación tendrá)
Socialización y refuerzo de conocimientos	En esta actividad se realizará un foro en dónde los estudiantes podrán socializar los temas vistos en cuanto al Sistema IADC de evaluación de desgaste de brocas tricónicas y PDC, con el fin de aclarar dudas y dar a conocer nueva información relacionada con el tema.	Foro – “Sistema IADC de evaluación de desgaste de brocas tricónicas y PDC”	En ésta actividad se evaluará la participación del estudiante ya sea socializando o resolviendo sus inquietudes como realizando aportes importantes acerca del tema. El docente interactuará con los estudiantes para aumentar la efectividad del foro al momento de resolver los interrogantes propuestos. La valoración de esta actividad dependerá del interés y participación de cada uno de los estudiantes.
Comprensión de los temas vistos y evaluación.	En esta actividad se realizará un cuestionario de forma individual con el fin de evaluar y afianzar los conocimientos adquiridos del tema.	Quiz – “Sistema IADC de evaluación de desgaste de brocas Pdc”	Esta actividad se llevará a cabo por medio del Aula Virtual, el quiz constará de diez preguntas teóricas de selección múltiple Y falso y verdadero, el tiempo máximo para dar solución al quiz será de cuarenta y cinco minutos.
Compromisos de los participantes			
Actividades del Docente		Actividades de los Estudiantes	
Construir un ambiente de amplia comunicación con los estudiantes para crear un espacio de socialización y debate donde se resuelvan dudas acerca de los temas y actividades de la asignatura.		Participar activamente en los espacios abiertos a debates y solución de inquietudes de las actividades propuestas en clase, con el fin de involucrarse en el desarrollo de la asignatura consiguiendo efectos positivos de retroalimentación para esta misma.	
Cargar en el aula virtual las presentaciones, artículos, videos, bibliografía y demás recursos necesarios para el desarrollo de la unidad de aprendizaje.		Consultar y revisar detalladamente los recursos propuestos por el docente para el desarrollo de la unidad.	

Tabla 12. (Continuación)

Actividades del Docente	Actividades de los Estudiantes
A través del aula virtual se dará a conocer el contenido de la signatura con sus respectivos logros y competencias a alcanzar por cada unidad en la que está dividida, además de las condiciones propuestas por el docente para alcanzar el propósito de la asignatura.	Llevar a cabo todas las actividades propuestas por el docente cumpliendo con las condiciones estipuladas por el mismo para alcanzar los objetivos y competencias de cada unidad, respetando las fechas límites de entrega de las actividades obtener el mejor desempeño en la asignatura.
Establecer un cronograma para la entrega de las calificaciones de cada actividad además de espacios para aclarar inquietudes por parte de los estudiantes.	Revisar las calificaciones impartidas por el docente y tener en cuenta el espacio que propone el docente para la resolución de dudas e inquietudes.

5.8 UNIDAD 8: PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Tabla 12. Formato para el diseño de experiencias en línea: Unidad 8

Unidad o Tema	PERFORACIÓN DIRECCIONAL	
Competencias a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Identifica los objetivos por los cuales se lleva a cabo una perforación direccional y su aplicación. ✓ Comprende e interpreta las razones por las cuales se implementa una perforación direccional. ✓ Identifica los diferentes perfiles de pozos horizontales y su aplicación. ✓ Describe los criterios de selección para pozos candidatos a perforación direccional. ✓ Analiza e interpreta todos los aspectos principales para el planeamiento de pozos que serán sometidos a una perforación horizontal. 	
Recursos (Descripción de los recursos que se suministran a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)		
Nombre del Recurso	Tipo (Video, Documento, Presentación...)	
Taller “Perforación direccional”	Documento	
Presentación PPT “Perforación direccional”	Documento	

Tabla 13. (Continuación)

Nombre del Recurso		Tipo (Video, Documento, Presentación...)	
Archivo PDF "Perforación direccional"		Documento	
Archivo PDF "Hawker D,Robinson A-DATALOG-Procedimientos y Operaciones en el Pozo- Marzo 2001"		Documento	
Video "Perforación horizontal"		Video	
Estrategias y Actividades (Descripción de estrategias a utilizar y actividades a realizar para el logro del propósito y el desarrollo de la(s) competencia(s))			
Estrategias	Descripción de Actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración /calificación (Descripción de la forma como se evaluará la actividad y que tipo de calificación tendrá)
Comprensión y ejercicios de aplicación	Para el desarrollo de esta actividad se planteará el "Taller perforación direccional", el cual se llevará a cabo de forma grupal, los grupos estarán conformados por 3 estudiantes y mínimo por 2. El taller estará compuesto de preguntas de selección múltiple, preguntas abiertas y de falso y verdadero. Los estudiantes contarán con el apoyo del material proporcionado por el docente para resolver el taller.	Taller en clase – "Perforación direccional"	Con esta actividad el docente evaluará los conceptos, técnicas y procedimientos que se realizan en una perforación direccional. El tiempo con el que cuenta los estudiantes es de una hora y media donde dejarán como evidencia un archivo PDF cargado en el Aula Virtual; La nota máxima para esta actividad será de cinco punto cero (5.0). En caso de no cumplir con los requisitos para este taller, la nota generada para el grupo de estudiantes será de cero punto cero (0.0).

Tabla 13. (Continuación)

Estrategias	Descripción de Actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración /calificación (Descripción de la forma como se evaluará la actividad y que tipo de calificación tendrá)
Escritura de textos y cuadros comparativos	<p>En esta actividad el estudiante construirá un texto en forma de artículo científico donde describa las ventajas de la perforación direccional frente a la perforación convencional y sus diferentes usos en los métodos de recobro mejorado. Para el desarrollo de esta actividad el estudiante contará con la información proporcionada por el docente en el Aula Virtual.</p>	Artículo – “Perforación direccional”	<p>Con esta actividad se evaluará la comprensión de los temas vistos, para ello el docente evaluará la coherencia, cohesión y veracidad del contenido del artículo concerniente a la perforación direccional, se tendrá en cuenta el uso de cuadros comparativos, gráficas y demás recursos que el estudiante utilice para el desarrollo de su trabajo. La nota máxima para esta actividad será de cinco punto cero (5.0).</p>
Comprensión de los temas vistos y evaluación.	<p>Para el desarrollo de esta actividad se planteará un cuestionario teórico de forma individual concerniente a la perforación direccional.</p>	Quiz – “Perforación direccional”	<p>Esta actividad se llevará a cabo a través del Aula Virtual, el cuestionario constará de 10 preguntas de selección múltiple y de selección falso y verdadero, el estudiante contará con un tiempo máximo de 45 minutos para su realización. La nota máxima será de cinco punto cero (5.0).</p>

Tabla 13. (Continuación)

Compromisos de los participantes	
Actividades del Docente	Actividades de los Estudiantes
Construir un ambiente de amplia comunicación con los estudiantes para crear un espacio de socialización y debate donde se resuelvan dudas acerca de los temas y actividades de la asignatura.	Participar activamente en los espacios abiertos a debates y solución de inquietudes de las actividades propuestas en clase, con el fin de involucrarse en el desarrollo de la asignatura consiguiendo efectos positivos de retroalimentación para esta misma.
Cargar en el aula virtual las presentaciones, artículos, videos, bibliografía y demás recursos necesarios para el desarrollo de la unidad de aprendizaje.	Consultar y revisar detalladamente los recursos propuestos por el docente para el desarrollo de la unidad.
A través del aula virtual se dará a conocer el contenido de la signatura con sus respectivos logros y competencias a alcanzar por cada unidad en la que está dividida, además de las condiciones propuestas por el docente para alcanzar el propósito de la asignatura.	Llevar a cabo todas las actividades propuestas por el docente cumpliendo con las condiciones estipuladas por el mismo para alcanzar los objetivos y competencias de cada unidad, respetando las fechas límites de entrega de las actividades obtener el mejor desempeño en la asignatura.
Establecer un cronograma para la entrega de las calificaciones de cada actividad además de espacios para aclarar inquietudes por parte de los estudiantes.	Revisar las calificaciones impartidas por el docente y tener en cuenta el espacio que propone el docente para la resolución de dudas e inquietudes.

5.9 UNIDAD 9: CONTROL DE POZOS

Tabla 13. Formato para el diseño de experiencias en línea: Unidad 9

Unidad o Tema	CONTROL DE POZOS
Competencias a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Comprende e interpreta los parámetros necesarios para realizar la planificación del sistema de Well Control en la perforación de pozos. ✓ Identifica y diferencia las causas de arremetidas en el pozo y las señales de advertencia a tener en cuenta. ✓ Identifica y comprende los procedimientos de cierre de pozo cuando hay arremetidas en los pozos. ✓ Comprende la importancia del control de pozo primario y el monitoreo del fluido de perforación. ✓ Identifica y analiza los principales métodos de control de pozo y los problemas asociados durante el control. ✓ Identifica el equipo presente en el sistema de control de pozos.

Tabla 14. (Continuación)

Recursos (Descripción de los recursos que se suministran a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)			
Nombre del Recurso		Tipo (Video, Documento, Presentación...)	
Archivo PDF “Valvulas de seguridad de fondo listas para operar”		Documento	
Presentación PPT “Control de pozos”		Documento	
Archivo PDF “Control de pozos”		Documento	
Archivo PDF “Rabia Hussain-Well Engineering & Construction”		Documento	
Video “Control de brote”		Video	
Estrategias y Actividades (Descripción de estrategias a utilizar y actividades a realizar para el logro del propósito y el desarrollo de la(s) competencia(s))			
Estrategias	Descripción de Actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración /calificación (Descripción de la forma como se evaluará la actividad y que tipo de calificación tendrá)
Comprensión y ejercicios de aplicación	Para el afianzamiento de los temas vistos se realizará el “Taller principios well control en la perforación de pozos” el cual podrá ser desarrollado en grupos de tres estudiantes. Los estudiantes podrán realizar el taller en casa apoyados en el material proporcionado por el docente que incluye los archivos PPT y PDF del tema y toda la bibliografía de utilidad acerca del tema.	Taller – “Principios well control en la perforación de pozos”	Con esta actividad se evaluarán los conceptos y principios fundamentales para el estudio del control de pozos. La calificación dependerá del contenido de la solución del taller y la puntualidad al momento de la entrega del mismo. Se debe dejar como evidencia en el Aula Virtual un archivo PDF; la nota máxima será de cinco punto cero (5.0), en caso de que el estudiante no cumpla con los lineamientos para el desarrollo y evaluación del taller no se considerará ninguna posibilidad de presentar el taller más adelante.

Tabla 14. (Continuación)

Estrategias	Descripción de Actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración /calificación (Descripción de la forma como se evaluará la actividad y que tipo de calificación tendrá)
Escritura de textos	En esta actividad, el estudiante realizará un ensayo sobre el artículo de la Oil Field Review "Valvulas de seguridad de fondo de pozo listas para operar". El ensayo constará máximo de 3 páginas y mínimo de 2.	Ensayo – "Valvulas de seguridad de fondo listas para operar"	En esta actividad se evaluará la coherencia y cohesión entre los conceptos acerca del control de pozos y el funcionamiento de las válvulas de seguridad. La nota máxima para esta actividad será de cinco punto cero (5.0). El día y hora de entrega para el ensayo serán establecido por el docente.
Comprensión de los temas vistos y evaluación.	En el refuerzo de los conocimientos adquiridos referentes al control de pozos se realizará un cuestionario que constará de preguntas de selección múltiple y falso y verdadero.	Quiz teórico – "Well control"	Esta actividad se llevará a cabo por medio del uso del Aula Virtual, el quiz constará de 20 preguntas teóricas, el tiempo disponible para este quiz será de una hora. La calificación máxima será de cinco punto cero (5.0).
Compromisos de los participantes			
Actividades del Docente		Actividades de los Estudiantes	
Construir un ambiente de amplia comunicación con los estudiantes para crear un espacio de socialización y debate donde se resuelvan dudas acerca de los temas y actividades de la asignatura.		Participar activamente en los espacios abiertos a debates y solución de inquietudes de las actividades propuestas en clase, con el fin de involucrarse en el desarrollo de la asignatura consiguiendo efectos positivos de retroalimentación para esta misma.	
Cargar en el aula virtual las presentaciones, artículos, videos, bibliografía y demás recursos necesarios para el desarrollo de la unidad de aprendizaje.		Consultar y revisar detalladamente los recursos propuestos por el docente para el desarrollo de la unidad.	

Tabla 14. (Continuación)

Actividades del Docente	Actividades de los Estudiantes
A través del aula virtual se dará a conocer el contenido de la signatura con sus respectivos logros y competencias a alcanzar por cada unidad en la que está dividida, además de las condiciones propuestas por el docente para alcanzar el propósito de la asignatura.	Llevar a cabo todas las actividades propuestas por el docente cumpliendo con las condiciones estipuladas por el mismo para alcanzar los objetivos y competencias de cada unidad, respetando las fechas límites de entrega de las actividades obtener el mejor desempeño en la asignatura.
Establecer un cronograma para la entrega de las calificaciones de cada actividad además de espacios para aclarar inquietudes por parte de los estudiantes.	Revisar las calificaciones impartidas por el docente y tener en cuenta el espacio que propone el docente para la resolución de dudas e inquietudes.

5.10 UNIDAD 10: HIDRÁULICA EN PERFORACIÓN DE POZOS

Tabla 14. Formato para el diseño de experiencias en línea: Unidad 10

Unidad o Tema	HIDRÁULICA EN PERFORACIÓN DE POZOS	
Competencias a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Describe los principales puntos de pérdidas de presión en el sistema hidráulico del equipo de perforación. ✓ Identifica los fundamentos básicos de hidráulica y la importancia de los modelos reológicos aplicados al sistema hidráulico del equipo de perforación. ✓ Describe los principales factores de las caídas de presión en la broca de perforación y la optimización de la hidráulica en éste elemento. ✓ Comprende el objetivo del análisis del fluido de perforación y sus funciones dentro del sistema hidráulico. 	
Recursos		
(Descripción de los recursos que se suministran a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)		
Nombre del Recurso	Tipo (Video, Documento, Presentación...)	
Archivo PDF “Análisis de la hidráulica de perforación con revestimiento”	Documento	
Presentación PPT “Hidráulica en perforación de pozos”	Documento	

Tabla 15. (Continuación)

Nombre del Recurso		Tipo (Video, Documento, Presentación...)	
Archivo PDF "H. RABIA-Oil well Drilling Engineering-Principles and Practice"		Documento	
Archivo PDF "Hawker D,Robinson A-DATALOG- Procedimientos y Operaciones en el Pozo-marzo 2001"		Documento	
Video "Hidráulica de perforación"		Video	
Estrategias y Actividades (Descripción de estrategias a utilizar y actividades a realizar para el logro del propósito y el desarrollo de la(s) competencia(s))			
Estrategias	Descripción de Actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración /calificación (Descripción de la forma como se evaluará la actividad y que tipo de calificación tendrá)
Comprensión y ejercicios de aplicación	En esta actividad se llevará a cabo el desarrollo del "Taller de hidráulica en perforación de pozos" como refuerzo de los conocimientos adquiridos acerca del tema. Los estudiantes contarán con la bibliografía proporcionada por el docente para el estudio de ésta clase.	Taller – "Taller de hidráulica en perforación de pozos"	La actividad para esta unidad constará de un cuestionario basado en preguntas de selección múltiple, Falso y Verdadero y ejercicios de aplicación. La actividad se evaluará teniendo en cuenta la veracidad de la solución del taller. Como evidencia, el estudiante deberá cargar un archivo PDF en el Aula Virtual en la ubicación predeterminada por el docente. La nota máxima para esta actividad será de cinco punto cero (5.0). La actividad se realizará en casa y se entregará antes de la fecha establecida por el docente.
Escritura de textos	En esta actividad, el estudiante realizará un ensayo sobre el artículo "Análisis de la hidráulica de perforación con revestimiento". El ensayo constará máximo de 3 páginas y mínimo de 2	Ensayo – "Análisis de la hidráulica de perforación con revestimiento".	En esta actividad se evaluará lo coherencia y cohesión entre los conceptos acerca de la hidráulica de perforación y..... La nota máxima para esta actividad será de cinco punto cero (5.0). El día y hora de entrega para el ensayo serán establecido por el docente.

Tabla 15. (Continuación)

Estrategias	Descripción de Actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración /calificación (Descripción de la forma como se evaluará la actividad y que tipo de calificación tendrá)
Comprensión de los temas vistos y evaluación.	En el refuerzo de los conocimientos adquiridos, el estudiante desarrollará un quiz de forma individual concerniente a los temas vistos durante esta unidad.	Quiz – “Hidráulica en la perforación de pozos”	Para esta actividad se contará con un cuestionario basado en 15 preguntas de selección múltiple, Falso y Verdadero y ejercicios de aplicación. La nota máxima para esta actividad será de cinco punto cero (5.0). El estudiante contará con una hora para dar solución al cuestionario.
Compromisos de los participantes			
Actividades del Docente		Actividades de los Estudiantes	
Construir un ambiente de amplia comunicación con los estudiantes para crear un espacio de socialización y debate donde se resuelvan dudas acerca de los temas y actividades de la asignatura.		Participar activamente en los espacios abiertos a debates y solución de inquietudes de las actividades propuestas en clase, con el fin de involucrarse en el desarrollo de la asignatura consiguiendo efectos positivos de retroalimentación para esta misma.	
Cargar en el aula virtual las presentaciones, artículos, videos, bibliografía y demás recursos necesarios para el desarrollo de la unidad de aprendizaje.		Consultar y revisar detalladamente los recursos propuestos por el docente para el desarrollo de la unidad.	
A través del aula virtual se dará a conocer el contenido de la signatura con sus respectivos logros y competencias a alcanzar por cada unidad en la que está dividida, además de las condiciones propuestas por el docente para alcanzar el propósito de la asignatura.		Llevar a cabo todas las actividades propuestas por el docente cumpliendo con las condiciones estipuladas por el mismo para alcanzar los objetivos y competencias de cada unidad, respetando las fechas límites de entrega de las actividades obtener el mejor desempeño en la asignatura.	
Establecer un cronograma para la entrega de las calificaciones de cada actividad además de espacios para aclarar inquietudes por parte de los estudiantes.		Revisar las calificaciones impartidas por el docente y tener en cuenta el espacio que propone el docente para la resolución de dudas e inquietudes.	

5.11 UNIDAD 11: PEGA DE TUBERÍA

Tabla 15. Formato para el diseño de experiencias en línea: Unidad 11

Unidad o Tema	PEGA DE TUBERÍA	
Competencias a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Comprende los conceptos básicos tenidos en cuenta en la pega de tubería. ✓ Determina las principales causas de pega de tubería durante la perforación. ✓ Analiza y comprende las condiciones necesarias consideradas como advertencia de posible pega de tubería. ✓ Desarrolla el mecanismo pertinente para la determinación del mecanismo de pega de tubería. ✓ Identifica las principales consideraciones implicadas en la prevención del problema operacional de pega de tubería. ✓ Interpreta las acciones pertinentes para realizar la liberación de la sarta de perforación en caso de pega de tubería. 	
Recursos (Descripción de los recursos que se suministran a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)		
Nombre del Recurso	Tipo (Video, Documento, Presentación...)	
Taller “Pega de tubería”	Documento	
Presentación PPT “Pega de tubería”	Documento	
Archivo PDF “Pega de tubería”	Documento	
Archivo PDF “Hawker D,Robinson A-DATALOG-Procedimientos y Operaciones en el Pozo- marzo 2001	Documento	
Archivo PDF “Manual de operaciones de perforación – Ecopetrol – 1994”	Documento	
Video “Prevención pega de tubería”	Video	
Estrategias y Actividades (Descripción de estrategias a utilizar y actividades a realizar para el logro del propósito y el desarrollo de la(s) competencia(s))		

Tabla 16. (Continuación)

Estrategias	Descripción de Actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración /calificación (Descripción de la forma como se evaluará la actividad y que tipo de calificación tendrá)
Comprensión y ejercicios de aplicación	En esta actividad se llevará a cabo el desarrollo del “Taller pega de tubería” de forma grupal, los grupos estarán conformados por 3 estudiantes y mínimo de dos. El estudiante contará con los archivos PDF y PPT proporcionados por el docente para el desarrollo de este taller. El estudiante podrá apoyarse de la bibliografía que crea sea pertinente para el tema.	Taller – “Taller pega de tubería”	Con esta actividad se evaluarán los conceptos, técnicas y operaciones que se realizan en las operaciones de perforación cuando se presenta el problema operacional de pega de tubería. Como evidencia de la solución del taller, el estudiante cargará al Aula Virtual un archivo PDF; la nota máxima para esta actividad será de cinco punto cero (5.0). Las fechas de la entrega de la solución del taller serán estipulados por el docente, en caso del no cumplimiento, no habrá fechas posteriores para la entrega de la solución del taller.
Comprensión de los temas vistos y evaluación.	En esta actividad se llevará a cabo el desarrollo de un cuestionario con el fin de evaluar los conocimientos adquiridos durante esta unidad.	Quiz – “PEGA DE TUBERÍA”	La actividad se llevará a cabo por medio del uso del Aula Virtual, el cuestionario constará de 10 preguntas teóricas de selección múltiple y ejercicios de aplicación. El estudiante contará con un tiempo igual a 30 minutos. La calificación máxima para esta actividad será de cinco punto cero (5.0).
Compromisos de los participantes			
Actividades del Docente		Actividades de los Estudiantes	
Construir un ambiente de amplia comunicación con los estudiantes para crear un espacio de socialización y debate donde se resuelvan dudas acerca de los temas y actividades de la asignatura.		Participar activamente en los espacios abiertos a debates y solución de inquietudes de las actividades propuestas en clase, con el fin de involucrarse en el desarrollo de la asignatura consiguiendo efectos positivos de retroalimentación para esta misma.	

Tabla 16. (Continuación)

Actividades del Docente	Actividades de los Estudiantes
Cargar en el aula virtual las presentaciones, artículos, videos, bibliografía y demás recursos necesarios para el desarrollo de la unidad de aprendizaje.	Consultar y revisar detalladamente los recursos propuestos por el docente para el desarrollo de la unidad.
A través del aula virtual se dará a conocer el contenido de la signatura con sus respectivos logros y competencias a alcanzar por cada unidad en la que está dividida, además de las condiciones propuestas por el docente para alcanzar el propósito de la asignatura.	Llevar a cabo todas las actividades propuestas por el docente cumpliendo con las condiciones estipuladas por el mismo para alcanzar los objetivos y competencias de cada unidad, respetando las fechas límites de entrega de las actividades obtener el mejor desempeño en la asignatura.
Establecer un cronograma para la entrega de las calificaciones de cada actividad además de espacios para aclarar inquietudes por parte de los estudiantes.	Revisar las calificaciones impartidas por el docente y tener en cuenta el espacio que propone el docente para la resolución de dudas e inquietudes.

5.12 UNIDAD 12: PERFORACIÓN COSTA AFUERA

Tabla 16. Formato para el diseño de experiencias en línea: Unidad 12

Unidad o Tema	PERFORACIÓN COSTA AFUERA
Competencias a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Identifica y comprende las practicas operacionales implementadas antes y durante la perforación de pozos, llevadas a cabo en la perforación costa afuera. ✓ Identifica los diferentes tipos de plataformas utilizadas en la perforación costa afuera y sus principales características de operación. ✓ Comprende las respectivas funciones de los equipos utilizados en la perforación costa afuera tanto en superficie como en el fondo del lecho marino.
Recursos (Descripción de los recursos que se suministran a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)	
Nombre del Recurso	Tipo (Video, Documento, Presentación...)
Presentación PPT “Perforación offshore”	Documento

Tabla 17. (Continuación)

Nombre del Recurso		Tipo (Video, Documento, Presentación...)	
Archivo PDF "Perforación offshore"		Documento	
Video "Perforación offshore"		Video	
Estrategias y Actividades (Descripción de estrategias a utilizar y actividades a realizar para el logro del propósito y el desarrollo de la(s) competencia(s))			
Estrategias	Descripción de Actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración /calificación (Descripción de la forma como se evaluará la actividad y que tipo de calificación tendrá)
Búsqueda y Escritura de textos	En esta actividad el estudiante realizará una búsqueda individual de las prácticas operacionales realizadas en la perforación costa afuera que difieran de las actividades llevadas a cabo en la perforación onshore. El estudiante deberá realizar un resumen que presentará a sus compañeros de clase.	Resumen – "Practicas offshore"	En esta actividad se evaluará la creatividad, el contenido del resumen y su coherencia con el estudio de las practicas operacionales en la perforación de pozos. El estudiante deberá entregar los resultados de su búsqueda el día y hora estipulados por el profesor. La nota máxima para esta actividad será de cinco punto cero (5.0).
Seguimiento y evaluación	En esta actividad se llevará a cabo el desarrollo de un cuestionario con el fin de evaluar los conocimientos adquiridos durante esta unidad.	Quiz – "Perforación costa afuera"	La actividad se llevará a cabo por medio del uso del Aula Virtual, el cuestionario constará de 15 preguntas teóricas de selección múltiple. El estudiante contará con un tiempo igual a 30 minutos. La calificación máxima para esta actividad será de cinco punto cero (5.0).
Compromisos de los participantes			
Actividades del Docente		Actividades de los Estudiantes	
Construir un ambiente de amplia comunicación con los estudiantes para crear un espacio de socialización y debate donde se resuelvan dudas acerca de los temas y actividades de la asignatura.		Participar activamente en los espacios abiertos a debates y solución de inquietudes de las actividades propuestas en clase, con el fin de involucrarse en el desarrollo de la asignatura consiguiendo efectos positivos de retroalimentación para esta misma.	

Tabla 17. (Continuación)

Actividades del Docente	Actividades de los Estudiantes
Cargar en el aula virtual las presentaciones, artículos, videos, bibliografía y demás recursos necesarios para el desarrollo de la unidad de aprendizaje.	Consultar y revisar detalladamente los recursos propuestos por el docente para el desarrollo de la unidad.
A través del aula virtual se dará a conocer el contenido de la signatura con sus respectivos logros y competencias a alcanzar por cada unidad en la que está dividida, además de las condiciones propuestas por el docente para alcanzar el propósito de la asignatura.	Llevar a cabo todas las actividades propuestas por el docente cumpliendo con las condiciones estipuladas por el mismo para alcanzar los objetivos y competencias de cada unidad, respetando las fechas límites de entrega de las actividades obtener el mejor desempeño en la asignatura.
Establecer un cronograma para la entrega de las calificaciones de cada actividad además de espacios para aclarar inquietudes por parte de los estudiantes.	Revisar las calificaciones impartidas por el docente y tener en cuenta el espacio que propone el docente para la resolución de dudas e inquietudes.

5.13 DISEÑO DEL AULA VIRTUAL

Teniendo en cuenta las actividades planeadas y el material desarrollado se procedió a realizar el diseño del aula virtual, para este fin se diseñaron recursos como estados del arte para cada tema PDF, diapositivas PPT, quices y talleres.

En forma general se dividió el aula virtual en 12 Unidades, las cuales fueron:

- Unidad 1: Prognosis geológica de la perforación y estudio de pozos de correlación (offset)
- Unidad 2: Selección de equipos básicos de perforación
- Unidad 3: Programa conceptual de perforación
- Unidad 4: Diseño de sarta de perforación y programa de brocas
- Unidad 5: Diseño de la sarta de perforación (selección de drill collars)

- Unidad 6: Evaluación del desgaste de brocas tricónicas
- Unidad 7: Evaluación del desgaste de brocas PDC
- Unidad 8: Perforación direccional
- Unidad 9: Control de pozos
- Unidad 10: Hidráulica en la perforación de pozos
- Unidad 11: Pega de tubería
- Unidad 12: Perforación costa afuera (Offshore)

Las siguientes figuras muestran el resultado del diseño realizado para cada una de las unidades junto a otros recursos diseñados adicionalmente en el aula virtual.

Figura 58. Página principal Aula Virtual Aprendizaje asignatura Perforación de Pozos

 Novedades

 Articulos Oilfield Review

 Videos Complementarios

Introducción

PERFORACIÓN DE POZOS



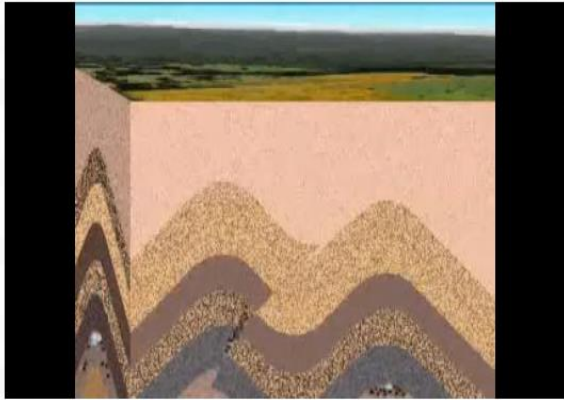
La Perforación de Pozos es el área de la ingeniería de petróleos que se encarga de perforar los pozos petrolíferos, estos pozos son el medio para comunicar la superficie y el yacimiento donde se encuentran los hidrocarburos de interés. Desde el comienzo de la industria petrolera a mediados del siglo XIX la perforación de pozos se ha realizado mediante diferentes métodos y herramientas pero la tecnología y los métodos actuales se modernizan y evolucionan debido a la necesidad de perforar pozos de manera más rápida, efectiva y económica. Se deben conocer y entender las prácticas convencionales de perforación de pozos para entonces poder estudiar las nuevas prácticas, las cuales en el futuro pasaran a ser las prácticas convencionales. El contenido de este curso tiene como objetivo apoyar los procesos de enseñanza y aprendizaje de docentes y estudiantes en la asignatura de Perforación de pozos.


5.13.1 Unidad 1

Figura 59. Presentación y contenido de la unidad 1

Unidad 1: Prognosis geológica de la perforación y estudio de pozos de correlación (Offset)

Video: Exploración del Petróleo



Recursos 






-  UNIDAD 1 Prognosis geológica de la perforación y estudio de pozos de correlación (offset)
-  Diapositivas: Prognosis geológica de la perforación y estudio de pozos de correlación (offset)
-  Foro unidad 1
-  Taller Unidad 1
-  Bibliografía

Figura 60. Estado del arte Prognosis geológica de la perforación y estudio de pozos de correlación (offset)

PROGNOSIS GEOLÓGICA DE LA PERFORACIÓN Y ESTUDIO DE POZOS DE CORRELACIÓN (OFFSET)	
CONTENIDO	
INTRODUCCIÓN	3
1. PROGNOSIS GEOLÓGICA DE LA PERFORACIÓN	4
1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL PROSPECTO	4
1.2 RELACIÓN DE OBJETIVOS EXPLORATORIOS	4
1.3 RELACIÓN DE TOPES DE LAS FORMACIONES A PERFORAR	6
1.4 DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LAS FORMACIONES A PERFORAR.....	7
1.5 RELACIÓN DE FALLAS GEOLÓGICAS INVOLUCRADAS EN EL PROSPECTO.....	8
1.5.1 FALLA NORMAL O POR TENSION	9
1.5.2 FALLA INVERSA O POR COMPRESIÓN	10
1.5.3 FALLA DE RUMBO O POR CIZALLAMIENTO.....	11
1.6 RELACIÓN DE BUZAMIENTO Y AZIMUT DE LAS FORMACIONES A PERFORAR	11
1.7 RELACIÓN DE TEMPERATURA DE FORMACIONES A PERFORAR	12
1.8 RELACIÓN DE INCERTIDUMBRES GEOLÓGICAS	13
1.8.1 INCERTIDUMBRE ESTRUCTURAL.....	13
1.8.2 INCERTIDUMBRE DEL BUZAMIENTO.....	13
1.8.3 INCERTIDUMBRE DE LA ESTRATIGRAFÍA LATERAL	14
1.9 PROGRAMA DE EVALUACIÓN DE FORMACIONES	14
1.10 MODELO ESTRUCTURAL DEL PROSPECTO	15
2. ESTUDIO DE POZOS DE CORRELACIÓN O DE REFERENCIA	16
2.1 POZOS DE CORRELACIÓN (OFFSET).....	16
2.2 PRESIÓN DE PORO Y SOBRECARGA.....	17
2.3 PROGRAMA DE REGISTROS ELÉCTRICOS POR FASES	19
2.4 BIT RECORD	20

Figura 61. Estado del arte Prognosis geológica de la perforación y estudio de pozos de correlación (offset)

2. ESTUDIO DE POZOS DE CORRELACIÓN O DE REFERENCIA
<p>Un buen diseño de la perforación se obtiene determinado las características técnicas y las anomalías geológicas que se pueden presentar durante la operación, una herramienta muy importante para lograrlo son los pozos de referencia o de correlación. Los pozos de correlación brindan información muy importante para la planeación del proyecto, la información que se obtiene de este tipo de pozos se puede utilizar para los siguientes análisis o cálculos:</p>
2.1 POZOS DE CORRELACIÓN (OFFSET)
<p>Los pozos de correlación son pozos cercanos al prospecto y que tienen similitud litológica y estructural con el mismo, es decir, estos pozos representan la experiencia para la planeación del nuevo pozo a perforar. El objetivo general del análisis de los pozos de correlación consiste en identificar desviaciones de tiempos en las operaciones.</p>

Figura 62. Diapositivas Prognosis geológica de la perforación y estudio de pozos de correlación (offset)

PROGNOSIS GEOLÓGICA DE LA PERFORACIÓN Y ESTUDIO DE POZOS DE CORRELACIÓN (OFFSET)

ASIGNATURA DE PERFORACIÓN DE POZOS

Universidad industrial de Santander
Facultad de ingenierías físico químicas
Escuela ingeniería de petróleos
Bucaramanga

1 ★

PROCESO DE PERFORACIÓN DE POZOS

Sísmica
Geología de superficie,
Geomecánica

Prognosis Geológica
1

Sísmica
Geología de superficie,
Geomecánica

Pozos de correlación
2

2 ★

GEOLÓGÍA DE SUPERFICIE

El objetivo principal de la Geología de superficie es establecer la existencia o no de facies favorables para la acumulación de combustibles fósiles. Para lograrlo el geólogo petrolero debe examinar minuciosamente todas las rocas que afloran, identificando cualidades petrofísicas tales como porosidad, permeabilidad, tratar de atribuirles una edad de formación y finalmente medir sus inclinaciones o buzamientos para poder entender las posibles estructuras en donde el petróleo o el gas estarían entrapados.

5 ★

SÍSMICA

El interés de la sísmica es tomar información del tiempo que tardan en viajar estas ondas desde que son generadas hasta que regresan a superficie, los elementos encargados de recoger estos datos se denominan geófonos ó hidrófonos (dependiendo si son usados en la tierra ó en el mar respectivamente), y están conectados a una unidad para la interpretación de datos denominada sismógrafo.

6 ★

5.13.2 Unidad 2

Figura 63. Presentación y contenido de la unidad 2

Unidad 2: Selección de equipos básicos de perforación

Video: Sistemas del equipo de Perforación



Recursos 

-  UNIDAD 2 Selección de equipos básicos de perforación
-  Diapositivas: Selección de equipos básicos de perforación
-  Foro Unidad 2
-  Taller Unidad 2
-  Bibliografía

Figura 64. Estado del arte Selección de equipos básicos de perforación

SELECCIÓN DE EQUIPOS BÁSICOS DE PERFORACIÓN	
CONTENIDO	
INTRODUCCIÓN	2
1. SISTEMA DE ROTACIÓN	3
1.2 LA MESA ROTATORIA Y/O TOP DRIVE	3
1.2 LA SARTA DE PERFORACIÓN	6
1.3 LA BROCA DE PERFORACIÓN	7
2. SISTEMA DE POTENCIA	7
3. SISTEMA DE CIRCULACIÓN	9
3.1 COMPONENTES PRINCIPALES DEL SISTEMA DE CIRCULACIÓN	9
3.1.1 Fluidos de perforación	10
3.1.2 Área de preparación y almacenaje	11
3.1.3 Equipos para bombeo y circulación de fluidos	11
3.1.4 Equipos y área para el acondicionamiento	12
3.2 BOMBAS DE LODOS	13
3.2.1 Caudal o salida de una bomba de lodos	15
3.2.2 Requerimientos de Potencia para la bomba	16
4. SISTEMA DE ELEVACIÓN	18
4.1 EL CABLE DE PERFORACIÓN Y LAS TONELADAS-MILLA	20
4.1.1 Cable de perforación	20
4.1.2 Toneladas-Milla	25
4.2 CÁLCULOS BÁSICOS EN EL SISTEMA DE ELEVACIÓN O LEVANTAMIENTO	29
4.2.1 Cálculos de la carga estática del mástil	29
4.2.2 Cálculo de eficiencia	30
4.2.3 Cálculos de la carga dinámica del mástil	31
4.2.4 Requerimientos de potencia del malacate	32
5. SISTEMA DE PREVENCIÓN DE REVENTONES	34
BIBLIOGRAFIA	36

Figura 65. Estado del arte Selección de equipos básicos de perforación


5. SISTEMA DE PREVENCIÓN DE REVENTONES
<p>Sistema diseñado para controlar y prevenir el flujo indeseado de fluidos de la formación hacia superficie, con el fin de prevenir posibles arremetidas o reventones. Se habla de reventones cuando no es posible controlar la arremetida del fluido.</p> <p>El sistema está integrado por equipos especiales que permiten cerrar el pozo, evitando que el fluido invasor salga a superficie. El sistema para control de pozos tiene 3 funciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cerrar el pozo en caso de un influjo imprevisto • Colocar suficiente contra-presión sobre la formación • Recuperar el control primario del pozo

Figura 66. Diapositivas Selección de equipos básicos de perforación

SELECCIÓN DE EQUIPOS BÁSICOS DE PERFORACION

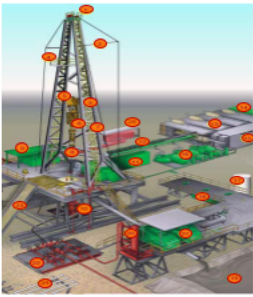
ASIGNATURA DE PERFORACIÓN DE POZOS

Universidad industrial de Santander
Facultad de ingenierías físico químicas
Escuela ingeniería de petróleos
Bucaramanga



COMPONENTES DEL TALADRO

1. Corona	17. Silo de barra
2. Pluma	18. Tanques de lodo
3. Cable de Perforación	19. Piscina de lodo
4. Trabajadero	20. Poor boy
5. Bloque Viajero	21. Zarandas
6. Top Drive	22. Choke manifold
7. Mastil	23. Planchada
8. Tubería de Perforación	24. Racks de tubería
9. Casa del Perro	25. Acumulador
10. Preventoras	
11. Compresores	
12. Líneas eléctricas	
13. Generadores	
14. Tanque de diesel	
15. SCR VFD	
16. Bombas de lodo	



1

2

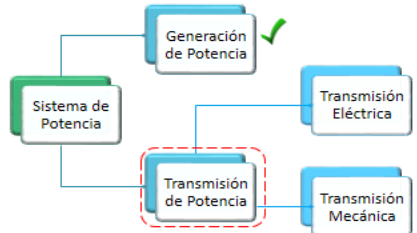
★

1 SISTEMA DE POTENCIA

GENERACIÓN DE POTENCIA

- La forma más común es el uso de Motores de Combustión Interna
- Estos motores son normalmente alimentados por combustible Diesel
- Su número depende del tamaño del equipo al que van a suministrar la potencia
- Muchos equipos modernos tienen hasta 8 Motores de Combustión Interna

1 SISTEMA DE POTENCIA



5

6

★

5.13.3 Unidad 3

Figura 67. Presentación y contenido de la unidad 3

Unidad 3: Programa conceptual de perforación

Video: Instalación de casing



Recursos

-  UNIDAD 3 Programa conceptual de perforación
-  Diapositivas: Programa conceptual de perforación
-  Foro Unidad 3
-  Taller Unidad 3
-  Bibliografía

Figura 68. Estado del arte Programa conceptual de perforación

PROGRAMA CONCEPTUAL DE PERFORACIÓN	
Contenido	
1. REVESTIMIENTO DE LAS PAREDES DEL POZO	3
1.1. FUNCIONES DEL REVESTIMIENTO.....	6
1.2. TIPOS DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO O CASING.....	7
1.2.1. Tubo Conductor.....	8
1.2.2. Casing de Superficie	8
1.2.3. Casing Intermedio.....	9
1.2.4. Casing de Producción	9
1.2.5. Liners.....	9
1.3. DISEÑO DEL REVESTIMIENTO.....	12
1.3.1. Factores que influyen en el diseño del revestimiento.....	14
1.3.2. Criterios de selección	15
2. PRUEBAS DE INTEGRIDAD	30
2.1. PRUEBAS DE FUGA (LOT)	31
2.2. PRUEBAS DE INTEGRIDAD DE PRESIÓN (FIT).....	34
3. FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	34
3.1. OBJETIVOS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	35
3.2. FLUIDOS DE PERFORACIÓN MÁS COMUNES	38
3.2.1. Fluido de perforación aire-gas.....	39
3.2.2. Espumas o fluidos aireados	40
3.2.3. Lodos base agua.....	40
3.2.4. Lodos en emulsión de aceite.....	41
3.2.5. Lodos base aceite.....	41
3.3. REOLOGÍA BÁSICA DEL LODO.....	42
3.3.1. Densidad del lodo.....	42
3.3.2. Viscosidad del lodo.....	43
3.3.3. Geles.....	44

Figura 69. Estado del arte Programa conceptual de perforación

Para diseñar por tensión se debe realizar el siguiente procedimiento:

- Cálculo del factor de boyanza:

El factor de boyancia o de flotación está relacionado con el empuje que ejerce el lodo de perforación contenido en el pozo sobre la tubería de revestimiento, y se calcula de la siguiente manera:

$$FB = \frac{\text{densidad del acero} - \text{densidad del lodo}}{\text{densidad del acero}}$$


La densidad del acero es 65,4 ppg, por lo tanto:

Figura 70. Diapositivas Programa conceptual de perforación

PROGRAMA CONCEPTUAL DE PERFORACIÓN

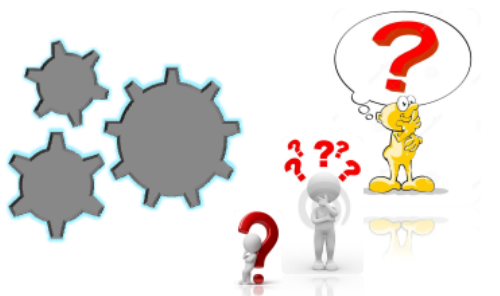
ASIGNATURA DE PERFORACIÓN DE POZOS

Universidad industrial de Santander
Facultad de ingenierías físico químicas
Escuela ingeniería de petróleos
Bucaramanga



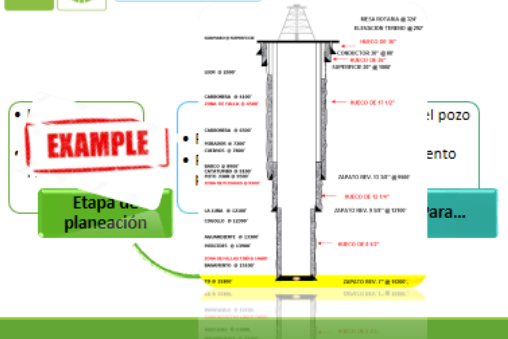
1

ESTADO MECÁNICO




2

ESTADO MECÁNICO



5

ESTADO MECÁNICO



¿Para qué se corre revestimientos?

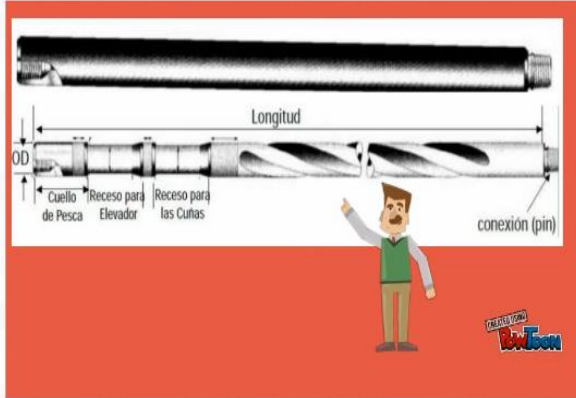
6

5.13.4 Unidad 4

Figura 71. Presentación y contenido de la unidad 4

Unidad 4: Diseño de sarta de perforación y programa de brocas

Video: Sarta de Perforación



El diagrama muestra una sarta de perforación con las siguientes partes etiquetadas: OD (diámetro exterior), Cuello de Pesca, Receso para Elevador, Receso para las Cuñas, Longitud (indicando la longitud total de la sarta), y conexión (pin). Un personaje animado de un hombre con un sombrero y una camisa verde apunta hacia el diagrama. En la esquina inferior derecha del video se encuentra el logo de 'The Video Tutor'.

Recursos

- UNIDAD 4 Diseño de sarta de perforación y programa de brocas
- Diapositivas: Diseño de sarta de perforación y programa de brocas
- Foro Unidad 4
- Taller Unidad 4
- Bibliografía

Figura 72. Estado del arte Diseño de sarta de perforación y programa de brocas

DISEÑO DE SARTA DE PERFORACIÓN Y PROGRAMA DE BROCAS	
Contenido	
INTRODUCCIÓN	3
1. BROCAS DE PERFORACIÓN	3
1.1 BROCAS TRICÓNICAS	4
1.2 BROCAS DE CORTADORES FIJOS	12
1.2.1 Brocas PDC	12
1.2.2 Brocas de diamante	14
1.3 BROCAS HÍBRIDAS	20
2. BROCAS CORAZONADORAS	22
2.1 Tipos de Brocas Corazonadoras	22
2.2 Selección de brocas corazonadoras	24
3. SELECCIÓN DE BROCAS	24
4. SARTA DE PERFORACIÓN	32
4.1 DRILL COLLAR	33
4.2 TUBERÍA DE PERFORACIÓN PESADA	34
4.3 ESTABILIZADORES	35
4.4 MARTILLO DE PERFORACIÓN	36
4.5 CROSSOVER	38
4.6 TUBERÍA DE PERFORACIÓN	38
4.6.1 Según el grado de la tubería	38
4.6.2 Según el desgaste de la tubería	39
4.6.3 Según el peso nominal	40
5. DISEÑO DE SARTA DE PERFORACIÓN	40
5.1 DISEÑO DE BHA	40
5.2 DISEÑO DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN (DRILL PIPE)	45
5.3 BALANCEO DE SARTA DE PERFORACIÓN	49
5.3.1 Factor de boyancia	49

Figura 73. Estado del arte Diseño de sarta de perforación y programa de brocas

Las brocas tricónicas se pueden clasificar teniendo en cuenta dos aspectos; primero por su estructura de corte y segundo por el tipo de cojinete que posee. Según la estructura de corte la broca puede ser de dientes de acero o de insertos de carburo de tungsteno, pero si se tiene en cuenta el tipo de cojinete la broca puede ser de rodillos o de fricción

Figura 6 Clasificación de las brocas tricónicas

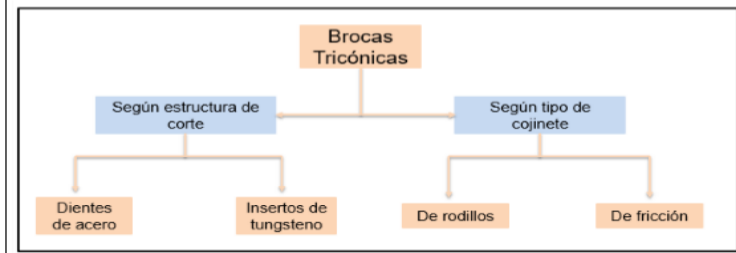



Figura 74. Diapositivas Diseño de sarta de perforación y programa de brocas


DISEÑO DE SARTA DE PERFORACIÓN Y PROGRAMA DE BROCAS



ASIGNATURA DE PERFORACIÓN DE POZOS


Universidad industrial de Santander
Facultad de ingenierías físico químicas
Escuela ingeniería de petróleos
Bucaramanga




1


BROCAS



2 ★


BROCAS


BROCAS DE CONO DE RODILLOS O TRICÓNICAS

Clasificación

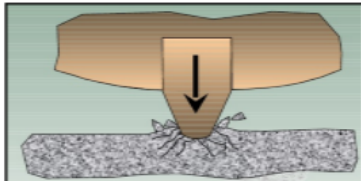
```

graph TD
    A[Brocas Tricónicas] --> B[Según estructura de corte]
    A --> C[Según tipo de coanete]
    B --> D[Dientes de acero]
    B --> E[Insertos de tungsteno]
    C --> F[De rodillos]
    C --> G[De fricción]
            
```

5 ★


BROCAS

Mecanismo de corte en las brocas tricónicas



6

5.13.5 Unidad 5

Figura 75. Presentación y contenido de la unidad 5

Unidad 5: Diseño de la sarta de perforación (selección de drill collars)

Video: Instalación de Drillcollars



Recursos 

-  UNIDAD 5 Diseño de la sarta de perforación (selección de drill collars)
-  Diapositivas: Diseño de la sarta de perforación (selección de drill collars)
-  Foro Unidad 5
-  Taller Unidad 5
-  Bibliografía

Figura 76. Estado del arte Diseño de la sarta de perforación (selección de drill collars)

DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN (SELECCIÓN DE DRILL COLLARS)	
Contenido	
1. DRILL COLLARS (DC)	2
1.1 DRILL COLLAR LISO	2
1.2 DRILL COLLAR CORTO	3
1.3 DRILL COLLAR ESPIRALADO	4
1.4 DRILL COLLAR CORTO NO MAGNÉTICO	4
2. MÉTODO DEL FACTOR DE BOYANZA (FB)	5
3. SELECCIÓN DRILL COLLARS	9
3.1 BENDING STRENGTH RATIO	9
3.2 STIFFNESS RATIO	10
4. CRITERIOS DE DISEÑO DE SARTA	11
4.1 COLAPSO	12
4.1.1 Cálculos para diseño por colapso: Drill Stem Test (DST)	12
4.2 TENSIÓN	14
4.2.1 Fuerzas de tensión	14
4.2.2 Procedimiento para el diseño por tensión	18
4.2.3 Diseño anti-aplastamiento por cuñas- slip crushing	20
4.3 DOGLEG SEVERITY	22
BIBLIOGRAFÍA	23

Figura 77. Estado del arte Diseño de la sarta de perforación (selección de drill collars)

Figura 4 Drill ollar no magnético



Fuente: <http://spanish.heavysteelforgings.com/sale-387811-drilling-tool-stabilizer-non-magnetic-drill-collars-40crmnmo-9450mm-length-api.html>

2. MÉTODO DEL FACTOR DE BOYANZA (FB)2

Figura 78. Diapositivas Diseño de la sarta de perforación (selección de drill collars)

DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

ASIGNATURA DE PERFORACIÓN DE POZOS

Universidad industrial de Santander
Facultad de ingenierías físico químicas
Escuela ingeniería de petróleos
Bucaramanga



SELECCIÓN DE DRILLCOLLARS

Drill Collars - DC



Son la primera sección de la sarta de perforación que se diseña

SELECCIÓN DE DRILLCOLLARS

Método del Factor de Boyancia - FB

Investigaciones   $WOB < \text{Peso Boyado de los DC}$

En la practica...  $WOB < 85\% \text{ Peso Boyado de los DC}$

Experiencias de Campo 

SELECCIÓN DE DRILLCOLLARS

Método del Factor de Boyancia - FB

Paso a Paso...

- 1 Determinar el factor de boyancia para el lodo utilizado
- 2 Calcular la longitud de drillcollars requeridas para alcanzar el peso deseado sobre la broca
- 3 Consideración para pozos direccionales



5.13.6 Unidad 6

Figura 79. Presentación y contenido de la unidad 6

Unidad 6: Evaluación del desgaste de brocas tricónicas

Video: Brocas de perforación



Brocas tricónicas

Imágenes cortesía de Hughes Christensen

Recursos 


-  UNIDAD 6 Sistema IADC de evaluación del desgaste de brocas tricónicas
-  Diapositivas: Sistema IADC de evaluación del desgaste de brocas tricónicas
-  Foro Unidad 6
-  Taller Unidad 6
-  Bibliografía

Figura 80. Estado del arte Evaluación del desgaste de brocas tricónicas

SISTEMA IADC DE EVALUACIÓN DEL DESGASTE DE BROCAS TRICÓNICAS	
Contenido	
1. CODIGO IADC PARA BROCAS TRICÓNICAS	3
2. SISTEMA ESTANDARIZADO DE GRADUACIÓN DE DESGASTE DE BROCAS TRICÓNICAS.....	6
2.1 ESTRUCTURA DEL SISTEMA.....	8
2.1.1 La columna 1 (I-Interior).....	8
2.1.2 La columna 2 (O-Exterior).....	8
2.1.3 Columna 3 (D-Característica principal del desgaste - Estructura cortadora).....	10
2.1.4 Columna 4 (L-Ubicación).....	11
2.1.5 Columna 5 (B-Cojinetes/sellos).....	11
2.1.6 Columna 6 (G-Calibre).....	12
2.1.7 La columna 7 (O-otras características del desgaste).....	12
2.1.8 La columna 8 (R-Razón de salida).....	13
3 DESCRIPCIÓN DE LAS CARÁCTERÍSTICAS DE DESGASTE MÁS COMUNES DE BROCAS TRICÓNICAS	13
3.1 BC (BROKEN CONE, CONO ROTO).....	13
3.2 BF (BOND FAILURE, FALLA EN LA ADHERENCIA).....	14
3.3 BT (BROKEN TEETH, DIENTES ROTO).....	15
3.4 BU (BALLED UP, EMBOLAMIENTO).....	15
3.5 CC (CRACKED CONE, CONO AGRIETADO).....	16
3.6 CD (CONE DRAGGED, CONO ARRASTRADO).....	17
3.7 CI (CONE INTERFERENCE, INTERFERENCIA DE CONOS).....	17
3.8 CR (CORED, SIN PARTE CENTRAL).....	18
3.9 CT (CHIPPED TEETH, DIENTE ASTILLADO).....	18
3.10 ER (EROSION, EROSIÓN).....	19
3.11 FC (FLAT CRESTED WEAR, DESGASTE PLANO EN LA CRESTA).....	20
3.12 HC (HEAT CHECKING, FATIGA TÉRMICA).....	20

Figura 81. Estado del arte Evaluación del desgaste de brocas tricónicas

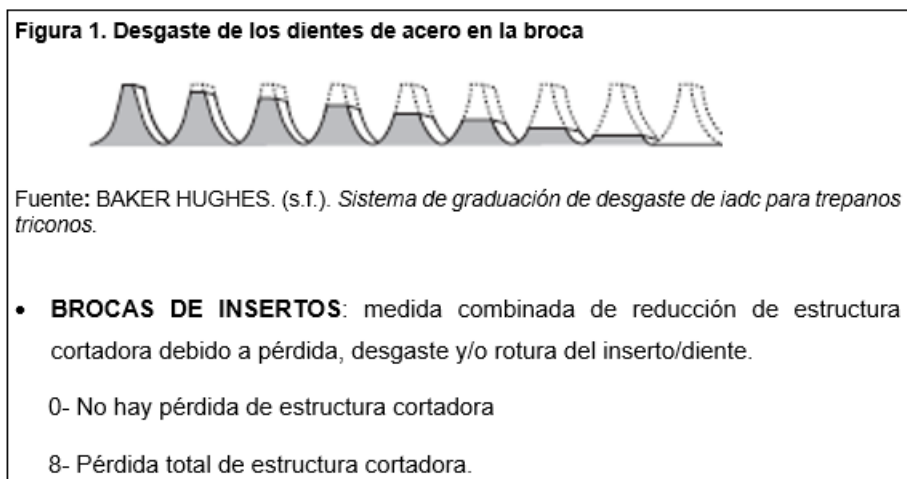


Figura 82. Diapositivas Evaluación del desgaste de brocas tricónicas

SISTEMA IADC DE EVALUACIÓN DEL DESGASTE DE BROCAS TRICÓNICAS
IADC / SPE 23938

ASIGNATURA DE PERFORACIÓN DE POZOS

Universidad Industrial de Santander
Facultad de ingenierías físico químicas
Escuela ingeniería de petróleos
Bucaramanga

1 ★

OBJETIVOS DEL SISTEMA DE EVALUACIÓN DE DESGASTE

Mejorar el rendimiento de la perforación.

Mejorar la selección de brocas.

Optimizar los criterios para sacar una broca y así minimizar los costos de perforación

Mejorar los Bit Records para la aplicación y el diseño.

2 ★

Estructura de corte

Estructura de corte		Caracterist.	Ubicación	Cojinetes/Sellos	Calibre	Otra Caract.	Razón de Sacar
Interna	Externa						
1	2	3	4	5	6	7	8

Medida de la altura del diente

1 Estructura de corte interna (Todas las hileras internas)

2 Estructura de corte externa (Hileras del calibre)

En brocas de insertos:

- Por desgaste
- Pérdida de insertos
- Rotura de insertos

5 ★

Estructura de corte

Estructura de corte		Caracterist.	Ubicación	Cojinetes/Sellos	Calibre	Otra Caract.	Razón de Sacar
Interna	Externa						
1	2	3	4	5	6	7	8

3. Característica de desgaste (Use solamente códigos estructura de corte)

BC - Cono Roto	UN - Bujilla Perdida
BF - Falla en el enlace	LT - Dientes Perdidos
BT - Diente/Cortador roto	DC - Desgaste Excéntrico
BU - Trepante Embotado	FB - Trepante Comprimido
CC - Cono Fisurado	PN - Bujillas o Capales tapados
CD - Cono Anisotrópico	RG - Calibre Redondeado
CI - Interferencia de conos	RO - Anillado
CR - Coronado	SD - Daño en el extremo de la pala
CH - Dientes Agilizados	SS - Acilización
ER - Erosión	TR - Score Huella
FC - Crestas Achatadas	WO - Lavado
HC - Fisuras y Cascaramiento	WT - Diente/Cortador Desgastado
JD - Daño por chatarra	NO - Sin Desgaste
LC - Cono Perdido	


6 ★

5.13.7 Unidad 7

Figura 83. Presentación y contenido de la unidad 7

Unidad 7: Evaluación del desgaste de brocas PDC

Video: Broca de Perforación



Recursos

- UNIDAD 7 Evaluación del desgaste de brocas PDC
- Diapositivas: Evaluación del desgaste de brocas PDC
- Foro Unidad 7
- Taller Unidad 7
- Bibliografía

Figura 84. Estado del arte Evaluación del desgaste de brocas PDC

SISTEMA IADC DE EVALUACIÓN DEL DESGASTE DE BROCAS PDC	
Contenido	
1. SISTEMA GENERAL DE EVALUACIÓN DEL DAÑO	2
1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA IADC DE EVALUACIÓN DE DESGASTE 2	
2. TIPOS Y CAUSAS DE DAÑO EN LAS BROCAS PDC	8
2.1 FALLA DE ADHERENCIA (BF)	8
2.2 CORTADORES ROTOS (BT)	9
2.3 BROCA EMBOLADA (BU)	9
2.4 DESGASTE EN EL CENTRO (CR)	10
2.5 CORTADORES ASTILLADOS (CT)	11
2.6 EROSIÓN (ER)	11
2.7 FATIGA TÉRMICA (HC)	12
2.8 DAÑO POR CHATARRA (JD)	12
2.9 PÉRDIDA DE TOBERA(S) (LN)	13
BIBLIOGRAFÍA	14

Figura 85. Estado del arte Evaluación del desgaste de brocas PDC



Figura 86 Diapositivas Evaluación del desgaste de brocas PDC


<p style="text-align: center;">CLASIFICACION Y EVALUACION IADC DE BROCAS PDC</p> <p style="text-align: center;">ASIGNATURA DE PERFORACIÓN DE POZOS</p> <p style="text-align: center;">Universidad industrial de Santander Facultad de ingenierías físico químicas Escuela ingeniería de petróleos Bucaramanga</p> 	<p style="text-align: right;">Enfoque Sistemático</p> <p>Teniendo en Cuenta:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La Broca. • Detalles Básicos de la Tanda ("Corrida"). • Clasificación de Rendimiento Comparativo. <p>Determinar:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Evaluación por Partes de las Brocas. • Clasificación IADC de Desgaste. • Respuestas que Ud. Necesita para Sus Preguntas. • Guías Para Evaluación a Fondo. • Fotografías. • Sugerencias Para la Próxima Vez.
1	2
<p style="text-align: center;">Información de la Broca</p> 	<p style="text-align: right;">Evaluación Por Partes</p> <p>Espiga("pin") / Caja</p> <ul style="list-style-type: none"> • Escala / Cara de Enrosque 
5	6

5.13.8 Unidad 8

Figura 87. Presentación y contenido de la unidad 8

Unidad 8: Perforación direccional

Video: Perforación Horizontal



Recursos

- UNIDAD 8 Perforación direccional
- Diapositivas: Perforación direccional
- Foro Unidad 8
- Taller Unidad 8
- Bibliografía

Figura 88. Estado del arte Perforación direccional

PERFORACIÓN DIRECCIONAL	
Contenido	
1. ANTECEDENTES Y DEFINICIÓN DE LA PERFORACION DIRECCIONAL.....	3
1.1 ANTECEDENTES	4
1.2 DEFINICIÓN.....	5
2. APLICACIONES DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	5
2.1 POZOS MULTIPLES DESDE UNA PLATAFORMA MARINA	5
2.2 POZOS DE ALIVIO	6
2.3 CONTROL DE POZOS VERTICALES.....	7
2.4 SIDETRACK.....	8
2.5 LOCACIONES INACCESIBLES	9
2.6 PREFORACIÓN EN FALLAS O DISCORDANCIAS GEOLÓGICAS.....	9
2.7 PERFORACIÓN EN DOMOS DE SAL.....	10
2.8 PERFORACIÓN CERCA DE LA COSTA.....	11
2.9 PERFORACIÓN HORIZONTAL A LARGO, MEDIO Y RADIO CORTO	12
2.10 POZOS DE RE-ENTRY/MULTI-LATERAL	13
3. PERFORACIÓN HORIZONTAL.....	14
3.1 YACIMIENTOS CON FRACTURAMIENTO VERTICAL.....	16
3.2 INCREMENTAR RECUPERACIÓN DE ACEITE	17
3.3 CONIFICACIÓN DE AGUA Y GAS.....	18
3.4 FORMACIONES IRREGULARES.....	19
3.5 APLICACIONES PRINCIPAL DE POZOS HORIZONTALES.....	20
3.5.1 Yacimientos de Aceite Pesado	20
3.5.2 Aplicación en la Recuperación Mejorada.....	20
3.6 PERFILES DE POZOS HORIZONTALES	22
3.6.1 Radio largo.....	22
3.6.2 Radio medio	22
3.6.3 Radio corto.....	23
4. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE CANDIDATOS.....	24
5. PLANEAMIENTO DE POZO DIRECCIONAL Y HORIZONTAL.....	25
5.1 INFORMACIÓN PRELIMINAR	28




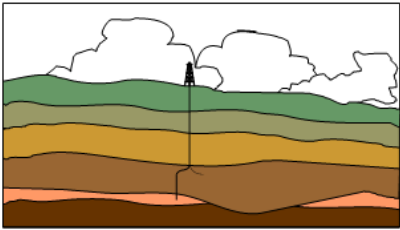

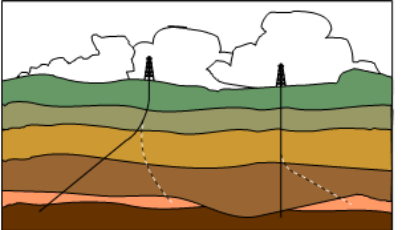
Figura 89. Estado del arte Perforación direccional

3. PERFORACIÓN HORIZONTAL³

Un pozo horizontal es aquel donde la última etapa del pozo que se perfora (zona productora) es aproximadamente de 90° con respecto a la vertical. Los pozos horizontales son utilizados para incrementar los ritmos de producción ya que con esta técnica de perforación se aumenta el área de drene y su eficiencia por gravedad, la perforación horizontal permite desarrollar campos costa afuera con menor número de pozos, plataformas más pequeñas y económicas que las convencionales. La perforación horizontal se puede aplicar a yacimientos de baja permeabilidad, a yacimientos cuyos fluidos son de alta viscosidad y a yacimientos

³ BRUNO SALVADOR, U. (2012). *Evaluación petrolera y métodos de explotación en la cuenca de Burgos*. México.

Figura 90. Diapositivas Perforación direccional


<p>PERFORACION DIRECCIONAL Y HORIZONTAL</p> <p>ASIGNATURA DE PERFORACIÓN DE POZOS</p> <p>Universidad industrial de Santander Facultad de ingenierías físico químicas Escuela ingeniería de petróleos Bucaramanga</p> 	<p>Universidad Industrial de Santander </p> <h3>Aplicación de la Perforación Direccional</h3> <p>Definición de Perforación Direccional</p> <p>Perforación direccional es la ciencia que consiste en dirigir un pozo a través de una trayectoria predeterminada, para intersectar un objetivo designado en el subsuelo</p>
<p>1</p> <p>★</p>	<p>2</p> <p>★</p>
<p>Universidad Industrial de Santander </p> <h3>Aplicaciones de la Perforación Direccional</h3> <p>Control de Pozos Verticales</p> 	<p>Universidad Industrial de Santander </p> <h3>Aplicaciones de la Perforación Direccional</h3> <p>Sidetrack</p> 
<p>5</p> <p>★</p>	<p>6</p> <p>★</p>

5.13.9 Unidad 9

Figura 91. Presentación y contenido de la unidad 9

Unidad 9: Control de pozos

Video: Control de Brote



Recursos

- UNIDAD 9 Control de pozos
- Diapositivas: Control de pozos
- Foro Unidad 9
- Taller Unidad 9
- Bibliografía
- Válvulas de seguridad de fondo de pozo listas para opera

Figura 92. Estado del arte Control de pozos

CONTROL DE POZOS	
Contenido	
INTRODUCCIÓN.....	5
1. CONCEPTOS BÁSICOS.....	6
1.1 DEFINICIÓN BÁSICA DE PRESIÓN.....	6
1.2 GRADIENTE DE PRESIÓN.....	7
1.3 PRESIÓN HIDROSTÁTICA.....	8
1.4 CONCEPTO DE TUBO EN "U".....	9
1.5 PRESIÓN DE FONDO.....	9
1.6 DENSIDADES EQUIVALENTES.....	10
1.7 PRESIÓN DIFERENCIAL.....	11
1.8 SUAVEO.....	11
1.9 PRESIONES REDUCIDAS DE BOMBEO.....	12
1.10 PRESIONES DE CIERRE.....	12
1.11 PRESIÓN DE FRACTURA.....	13
1.12 MASP Y LODO DE INTEGRIDAD.....	14
1.13 ETAPA DE PLANEACIÓN.....	14
2. CAPACIDADES Y DESPLAZAMIENTOS.....	17
2.1 CAPACIDAD INTERIOR DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN Y DEL POZO.....	17
2.2 CAPACIDAD DEL ESPACIO ANULAR.....	17
2.3 DESPLAZAMIENTO DE LA TUBERÍA DURANTE VIAJES.....	18
2.4 Cálculo del caudal de la bomba.....	19
3. INFLUJO-REVENTÓN.....	20
3.1 CAUSAS DE LAS ARREMETIDAS.....	21
3.1.1 Falta de cuidado en mantener el hueco lleno.....	21
3.1.2 Reducción de presión por succión del pozo (suaveo).....	21
3.1.3 Pérdida de circulación.....	22
3.1.4 Perforación de una zona de alta presión.....	22

Figura 93. Estado del arte Control de pozos

1.6 DENSIDADES EQUIVALENTES

La densidad equivalente es la densidad efectiva ejercida por un fluido en circulación contra la formación teniendo en cuenta la caída de presión en el espacio anular arriba del punto en consideración. La ECD se calcula como:

$$\text{Densidad equivalente de circulación (ECD)} = \frac{\text{AFPL}}{(0.052 * \text{Profundidad(TVD)})} + \text{MW} \quad (5)$$

Donde el término AFPL es considerado como la caída de presión en el espacio anular entre la profundidad D y la superficie.

Figura 94. Diapositivas Control de pozos

CONTROL DE POZOS

ASIGNATURA DE PERFORACIÓN DE POZOS

Universidad industrial de Santander
Facultad de ingenierías físico químicas
Escuela ingeniería de petróleos
Bucaramanga



1 ★



CONTROL DE POZOS EN PERFORACIÓN



2 ★



NORMAS API

Relativo al control de pozos, el API (o American Petroleum Institute) tiene las siguientes RP: Recommended Practices:

- ✓ RP16A: Especificaciones para equipos Drillthrough
- ✓ RP16C: Especificaciones para sistemas de choque y matado
- ✓ RP16D: Especificaciones para equipo de control de pozos en perforación y diverter.
- ✓ RP53: Equipo de control de pozos (BOP)
- ✓ RP54: Seguridad industrial
- ✓ RP59: Procedimientos para controlar un pozo
- ✓ RP64: Practicas recomendadas para los equipos y sistemas de desviación.
- ✓ RP5C7: Especificaciones para operaciones de sistemas de coiled tubing

5 ★



CONCEPTOS BÁSICOS

1. Presiones.
2. Gradiente de Presión.
3. Presión de Formación.
4. Presión diferencial.
5. Presión de sobrecarga.
6. Presión de fractura.
7. Presión Hidrostática.
8. Presion reducida de bombeo.
9. Presiones de cierre.
10. MAASP
11. Concepto Tubo en "U".
12. Presión de Suabeo y Pistoneo.
13. Presión de Circulación.
14. Cálculos de Capacidades y desplazamientos.



6 ★

5.13.10 Unidad 10

Figura 95. Presentación y contenido de la unidad 10

Unidad 10: Hidráulica en la perforación de pozos

Video: Hidráulica de Perforación



Recursos 


-  UNIDAD 10 Hidráulica en la perforación de pozos
-  Diapositivas: Hidráulica en perforación de pozos
-  Foro Unidad 10
-  Taller Unidad 10
-  Bibliografía
-  ANÁLISIS DE LA HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN CON REVESTIMIENTO

Figura 96. Estado del arte Hidráulica en la perforación de pozos

HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN	
Contenido	
INTRODUCCIÓN	3
1. CAÍDAS DE PRESIÓN	3
1.1 PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN LAS CONEXIONES DE SUPERFICIE (P1)	4
1.2 PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN LA TUBERÍA Y EN EL ANULAR	6
1.3 PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN LA BROCA	7
2. CONCEPTOS BÁSICOS DE HIDRÁULICA	7
3. REGÍMENES DE FLUJO	9
3.1 FLUJO LAMINAR	9
3.2 FLUJO TURBULENTO	10
3.3 FLUJO TRANSICIONAL	10
4. TIPOS DE FLUIDOS	10
5. MODELOS REOLÓGICOS	11
5.1 MODELO PLÁSTICO DE BINGHAM	12
5.2 MODELO DE LA LEY DE POTENCIA	14
5.3 MODELO HERSCHEL-BULKLEY	15
6. ECUACIONES HIDRÁULICAS PRÁCTICAS	16
6.1 ECUACIONES DEL MODELO PLÁSTICO DE BINGHAM	18
6.1.1 Flujo en la tubería	18
6.1.2 Flujo en el anular	19
6.2 ECUACIONES DEL MODELO DE LA LEY DE POTENCIA	20
6.2.1 Flujo en la tubería	20
6.2.2 Flujo en el anular	21
6.3 CAIDA DE PRESION EN LA BROCA	22
7. OPTIMIZACIÓN DE HIDRÁULICA DE BROCAS	23
7.1 CRITERIOS HIDRÁULICOS	24
7.1.1 Máxima potencia hidráulica en la broca (BHHP)	24

Figura 97. Estado del arte Hidráulica en la perforación de pozos

5. MODELOS REOLÓGICOS

Son ecuaciones matemáticas que se usan para predecir el comportamiento de los fluidos a través de un rango de tasas de corte (Shear rate) y proporcionan medios prácticos de cálculo de presión de bombeo para un fluido dado. La mayoría de los fluidos de perforación son no-newtonianos y pseudoplásticos. Los modelos hidráulicos utilizan un número de aproximaciones para llegar a ecuaciones prácticas.

Los tres modelos reológicos utilizados actualmente son:

- Modelo plástico de Bingham
- Modelo de la ley de potencia
- Modelo Herschel-Bulkley

Figura 98. Diapositivas Hidráulica en la perforación de pozos

HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN

ASIGNATURA DE PERFORACIÓN DE POZOS

Universidad industrial de Santander
Facultad de ingenierías físico químicas
Escuela ingeniería de petróleos
Bucaramanga



1

PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN CONEXIONES DE SUPERFICIE

Dónde...?



Standpipe	Rotary hose
Swivel	Kelly

No es fácil realizar el cálculo de estas debido a que dependen de las dimensiones y geometrías de las conexiones y estas varían constantemente



2

PÉRDIDAS DE PRESIÓN

SUPERFICIE P1 	DENTRO DP P2 	DENTRO DC P3 
ANULAR - DP P4 	ANULAR - DC P5 	BROCA PB 

5

PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN CONEXIONES DE SUPERFICIE

Ecuación 1

$$P_1 = E * \rho^{0.8} * Q^{1.8} * PV^{0.2} < psi >$$

Donde:
 ρ= Peso de lodo <ppg>
 Q= Caudal <gpm>
 E= Constante que depende del tipo de equipo de superficie usado
 PV= Viscosidad plástica <cp>


6

5.13.11 Unidad 11

Figura 99. Presentación y contenido de la unidad 11

Unidad 11: Pega de tubería

Video: Prevención Pega de Tubería



Recursos

- UNIDAD 11 Pega de tubería
- Diapositivas: Pega de tubería
- Foro Unidad 11
- Taller Unidad 11
- Bibliografía

Figura 100. Estado del arte Pega de tubería

PEGA DE TUBERIA	
Contenido	
1. DEFINICIÓN.....	3
1.1. CAUSAS HUMANAS EN LA PEGA DE TUBERÍA	3
2. MECANISMOS DE PEGA	4
2.1 MECANISMO DIFERENCIAL.....	5
2.2 MECANISMO DE EMPAQUETAMIENTO (PACK – OFF) O PUENTE (BRIDGE).....	5
2.3 MECANISMO DE GEOMETRÍA DEL POZO	8
3. SEÑALES DE DVERTENCIA	13
3.1 CAMBIOS EN EL TORQUE.....	13
3.2 CAMBIOS EN EL PESO DE LA SARTA.....	14
3.3 AUMENTO EN LA PRESIÓN DE CIRCULACIÓN (BOMBEO).....	14
3.4 CAMBIOS EN LA CANTIDAD DE RECORTES QUE RETORNAN A SUPERFICIES	15
4. DETERMINACIÓN DEL MECANISMO DE PEGA.....	15
5. PREVENCIÓN DE TUBERÍA PEGADA.....	17
5.1 ANÁLISIS DE PROBLEMAS Y SU PREVENCIÓN DE PEGA DE TUBERÍA POR EMPAQUETAMIENTO, GEOMETRÍA DEL POZO Y PEGA DIFERENCIAL.....	19
6. LIBERACIÓN DE TUBERÍA PEGADA.....	24
6.1 LIBERACIÓN MECÁNICA	24
6.2 LIBERACIÓN DE LA PEGADURA CAUSADA POR EL EMPAQUETAMIENTO/PUENTE	24
6.2.1 Pegadura al subir o con la columna estática	24
6.2.2 Pegadura durante el descenso	25
6.3 LIBERACIÓN DE LA PEGADURA CAUSADA POR LA GEOMETRÍA DEL POZO.....	26
6.4 LIBERACIÓN DE LA PEGADURA CAUSADA POR LA PRESIÓN DIFERENCIAL.....	27

Figura 101. Estado del arte Pega de tubería

6. LIBERACIÓN DE TUBERÍA PEGADA⁵

6.1 LIBERACIÓN MECÁNICA


Cuando se ha determinado que la tubería está pegada por presión diferencial o asentada en un ojo de llave, el mejor método para liberar la tubería consiste en golpear hacia abajo con martillos de perforación, mientras que se aplica torsión a la tubería. Este proceso debería ser implementado inmediatamente después de que se pegue la tubería. Esto suele liberar la tubería sin necesitar fluidos de emplazamiento. El tiempo es crítico, ya que la probabilidad de que se pueda liberar la tubería disminuye con el tiempo. Cualquier demora en el comienzo de los golpes aumentará la cantidad de tubería pegada.

Figura 102. Diapositivas Pega de tubería

PEGA DE TUBERÍA


ASIGNATURA DE PERFORACIÓN DE POZOS

Universidad industrial de Santander
Facultad de ingenierías físico químicas
Escuela ingeniería de petróleos
Bucaramanga




QUÉ ES...??

La tubería de perforación está pegada



> Pérdida tiempo-costo



Como el perforador quiere

1

2

CAUSAS DE TUBERÍA PEGADA

HUMANAS

Etapa de Planeación de la perforación pozo

Estudio con toda la información recolectada de los pozos de correlación

EXPLORATORIO

DE AVANZADA

DE DESARROLLO

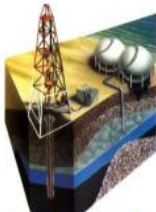
De estos problemas

- ✓ Identificación de lutitas problemáticas
- ✓ Estabilidad de las paredes del pozo
- ✓ Limpieza de hueco
- ✓ Torque y Arrastre
- ✓ Pérdidas de circulación
- ✓ Contaminantes del lodo

5

CAUSAS DE TUBERÍA PEGADA

FORMACIONALES



- Formaciones geopresurizadas
- Formaciones reactivas
- Formaciones móviles
- Formaciones no consolidadas
- Formaciones fracturadas y falladas
- Tectonismo


6

5.13.12 Unidad 12

Figura 103. Presentación y contenido de la unidad 12

Unidad 12: Perforación costa afuera (Offshore)

Video: Perforación Offshore



Pull back drill bit

Recursos

- UNIDAD 12 Perforación costa afuera (Offshore)
- Diapositivas: Perforación costa afuera (Offshore)
- Foro Unidad 11
- Taller Unidad 12
- Bibliografía

Figura 104. Estado del arte Perforación costa afuera (Offshore)

PERFORACIÓN COSTA AFUERA (OFF-SHORE)	
CONTENIDO	
INTRODUCCIÓN	3
1. PERFORACION COSTA AFUERA.....	4
2. TIPOS DE ESTRUCTURAS Y UNIDADES COSTA AFUERA.....	6
2.1 PLATAFORMAS FIJAS	7
2.1.1 Plataforma fija con floating drilling tender.....	7
2.1.2 Plataformas fijas self-contained	8
2.2 UNIDADES MÓVILES	10
2.2.1 Sumergibles	10
2.2.2 Plataforma compliant.....	12
2.2.3 Plataformas jack- up.....	13
2.2.4 Semi-sumergibles.....	15
2.2.5 Barcos perforadores.....	19
3. EQUIPOS	20
3.1 EQUIPOS DE SUPERFICIE	20
3.1.1 Piso de perforación	21
3.1.2 Torre.....	22
3.1.3 Grúa	22
3.1.4 Botes salvavidas y equipos contra-incendio.....	23
3.1.5 Compensador de Movimiento	24
3.2 EQUIPOS DE FONDO.....	27
3.2.1 Base Guía Temporal	27
3.2.2 Base Guía permanente	28
3.2.3 Líneas de guía	29
3.2.4 Cabezal del Pozo Marino	30
3.2.5 Conjunto de Preventoras.....	31
3.2.6 Riser Marino de Perforación.....	32

Figura 105. Estado del arte Perforación costa afuera (Offshore)



Figura 106. Diapositivas Perforación costa afuera (Offshore)

<p>PERFORACIÓN COSTA AFUERA (OFFSHORE)</p> <p>ASIGNATURA DE PERFORACIÓN DE POZOS</p> <p>Universidad industrial de Santander Facultad de ingenierías físico químicas Escuela ingeniería de petróleos Bucaramanga</p> 	<p>Universidad Industrial de Santander  PERFORACIÓN COSTA AFUERA</p> <p>La necesidad de buscar nuevos yacimientos y el alto precio del crudo en los tiempos de auge, fueron los determinantes fundamentales para que grandes empresas se aventuraran en la búsqueda de hidrocarburos en la mar</p> 
<p>1</p>	<p>2</p>
<p>Universidad Industrial de Santander  PLATAFORMAS FIJAS</p> <p>Plataformas fijas con floating drilling tender</p> <p>Esta plataforma es de tamaño pequeño construida sobre unos pilotes los cuales son enterrados en el piso marino, contiene la torre de perforación y el malacate.</p>   <p>La Drilling Tender, es una barcaza, que se ubica junto a la plataforma y tienen la capacidad de perforar en aguas no mayores a los 400 pies de profundidad.</p>	<p>Universidad Industrial de Santander  PLATAFORMAS FIJAS</p> <p>Plataformas fijas self-contained</p> <p>Estas plataformas son erigidas en el suelo marino, y son generalmente construidas en acero o en concreto. La estructura más grande de concreto alcanza a medir 800 pies y pesa aproximadamente unas 60.000 toneladas.</p> 
<p>5</p>	<p>6</p>

5.13.13 Otros recursos del aula virtual

Figura 107. Banco de preguntas unidad 1

UNIDAD 1 Prognosis geológica de la perforación y estudio de pozos de correlación (offset) (10)

- Mostrar también preguntas de las sub-categorías
- Mostrar también preguntas antiguas
- Mostrar el texto de la pregunta en la lista de preguntas

Crear una nueva pregunta...

	Pregunta	Creado por Nombre / Apellido(s)	Última modificación por Nombre / Apellido(s)
<input type="checkbox"/>	¿ Cual es la definicion de Target Point ?	David Esteban Herna	David Esteban Herna
<input type="checkbox"/>	¿ En que consiste la prognosis geológica?	David Esteban Herna	David Esteban Herna
<input type="checkbox"/>	¿Bajo qué circunstancias se pueden presentar presiones ar	David Esteban Herna	David Esteban Herna
<input type="checkbox"/>	¿Cuáles son los tipos de incertidumbres geológicas que se	David Esteban Herna	David Esteban Herna
<input type="checkbox"/>	¿Por qué se producen las incertidumbres geológicas?	David Esteban Herna	David Esteban Herna
<input type="checkbox"/>	.. El Box Target Area sugiere un área de tolerancia donde se	David Esteban Herna	David Esteban Herna
<input type="checkbox"/>	.. En Colombia para ubicar geográficamente un lugar especif	David Esteban Herna	David Esteban Herna
<input type="checkbox"/>	.. La AFE (Authorization For Expenditure) es un documento d	David Esteban Herna	David Esteban Herna
<input type="checkbox"/>	.. La presión de poro también llamada presión de formación	David Esteban Herna	David Esteban Herna
<input type="checkbox"/>	.. La prognosis geológica tiene como único fin el analizar los	David Esteban Herna	David Esteban Herna

Con seleccionadas:

Borrar Mover a >>

UNIDAD 1 Prognosis geológica de la perforación y estudio de pozos de correlación (offset) (10)

IR ARRIBA

Figura 108. Quiz unidad 1

Universidad Industrial de Santander
AULA VIRTUAL DE APRENDIZAJE

Redes Sociales David Esteban

Página Principal UIS Vicerrectoría Académica CEDEUIS IPRED Idioma

Usted se ha identificado como David Esteban Hernandez Caceres (Salir)

NAVEGACIÓN POR EL CUESTIONARIO

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

Terminar intento...

Comenzar una nueva previsualización

NAVEGACIÓN

- # Página Principal
- Área personal
- Páginas del sitio
- Mi perfil
- Curso actual
- Perforación de Pozos Proyecto de grado
 - Participantes
 - Insignias

PÁGINA PRINCIPAL / MIS CURSOS / FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECANICAS / ENTRENAMIENTO / PERFORACIÓN DE POZOS PROYECTO DE GRADO / ...ORACIÓN Y ESTUDIO DE POZOS DE CORRELACIÓN (OFFSET) / QUIZ UNIDAD 1 / VISTA PREVIA

Pregunta 10

Sin responder aún

Puntúa como 1,00

Mandar pregunta

Editar pregunta

Seleccione una:

- Verdadero
- Falso

Siguiente

Figura 109. Artículos

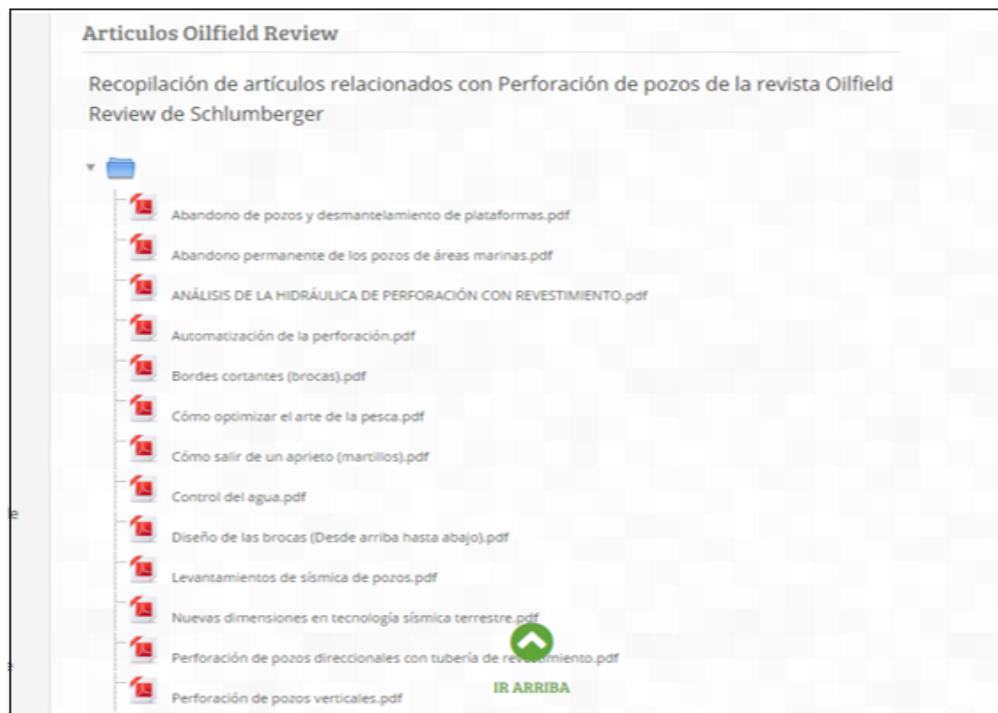
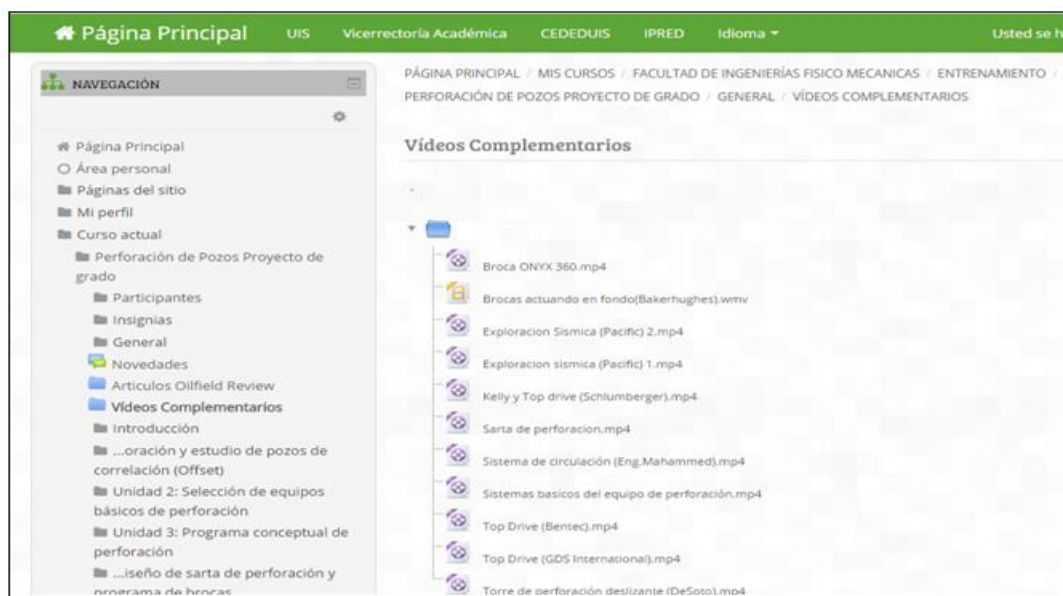


Figura 110. Videos adicionales



6 CONCLUSIONES

- El diseño y aplicación de aulas virtuales brinda la posibilidad de interactuar con medios tecnológicos actuales, los cuales apoyan el proceso de enseñanza y aprendizaje para docentes y estudiantes respectivamente, utilizando herramientas tales como libros, videos, presentaciones, revistas, artículos científicos entre otros.
- El contenido relacionado a la asignatura que ofrece el aula virtual se diseñó siguiendo el plan de estudios propuesto por la Escuela de Ingeniería de Petróleos y el concepto del docente encargado de la asignatura para que el estudiante adquiriera los conocimientos necesarios para poderse desenvolver adecuadamente en la industria.
- El uso de las aulas virtuales como apoyo a los procesos de enseñanza tradicional es una tendencia que va en aumento ya que permite superar los obstáculos de tiempo y distancia debido a su acceso ilimitado, permitiendo que el estudiante se beneficie y avance en su proceso de formación.

7 RECOMENDACIONES

- Desarrollar una continua aplicación del aula virtual de Perforación de pozos de tal manera que no quede archivada tan solo como un trabajo de grado, ya que esta se elaboró con el fin de apoyar y fortalecer el aprendizaje y la evaluación por competencias de los estudiantes, además de contribuir en los procesos de enseñanza utilizados por el docente.
- Es de vital importancia mantener la debida actualización de los recursos desarrollados en el aula virtual de aprendizaje, permitiendo así que el estudiante se encuentre a la vanguardia con las nuevas operaciones desarrolladas en el campo de la perforación de pozos y el avance tecnológico de las herramientas de operación.
- Se recomienda la creación de aulas virtuales como herramientas de apoyo del aprendizaje y la enseñanza en las demás áreas que aún no hacen uso de las Tecnologías de la Información y la Comunicación – TIC, beneficiando a la comunidad UIS y dando a conocer las ventajas que ofrece la plataforma Moodle en los procesos educativos.
- Debido al extenso contenido de la asignatura Perforación de Pozos, se recomienda realizar una división de la asignatura en dos áreas complementarias en el plan académico ofrecido por la Escuela de Ingeniería de Petróleos.

BIBLIOGRAFIA

ACEVEDO PARRA, Diego., & FONSECA PERALTA, David. Diseño e implementación de la asignatura análisis de pruebas de presión en un ambiente virtual. Bucaramanga 2013.

ARCE, Lisbet. Prevención de arremetidas y control de pozos. [En línea]. Disponible en: <http://es.slideshare.net/noeibarracondori/control-de-pozos>

ARIAS, Dick. Ingeniería Petrolera. [sitio web]. [Consulta: 25 de noviembre 2016] Disponible en: <http://ingenieraenpetroleo.blogspot.com.co/>.

BEST-DRILLING-PRACTICES. [sitio web]. [Consulta: 30 de noviembre 2016]. Disponible en: http://best-drilling.weebly.com/uploads/6/5/2/3/6523577/bha_design.pdf

BRUNO SALVADOR, Ulises Evaluación petrolera y métodos de explotación en la cuenca de burgos. 2012.

CAMPOS, José E; LINARES C, Freddy. Cables de acero para la industria petrolera & tonelada milla.

CENTRO DE FORMACIÓN PERMANENTE. [sitio web]. Sevilla: Universidad de Sevilla. [Consulta 9 mayo 2017]. Disponible en: <http://www.cfp.us.es/e-learning-definicion-y-caracteristicas>.

CHAUSTRE, Andrés. ROJAS, Fabián. Diseño de una herramienta de cálculo para seleccionar el taladro para un programa integral de perforación. Universidad Industrial de Santander.

Comisión de las comunidades europeas, Comunicación de la comisión al consejo y al parlamento europeo. Tecnologías de la información y de la comunicación en el ámbito del desarrollo. El papel de las Tic en la política comunitaria de desarrollo. Bruselas, 14.12.2001

DE LA TORRE GONZÁLEZ, Pablo Antonio. Selección de barrenas por correlación.

DEUS, O., & Ultramar, C. d. Etapas Operatorias Offshore. Enero de 2013.

e-ABC LEARNING. [sitio web]. Buenos Aires. [Consulta: 9 mayo 2017]. Disponible en: <http://www.e-abclearning.com/>.

ECOPETROL S.A. Manual de operaciones de perforación. versión 1. Departamento de perforación de Ecopetrol. 1994

FERNANDEZ, Marcos., & ROMERO, Jorge. Curso Básico de Perforación Direccional. 2003.

FITZPATRICK, Jim. Prácticas de Control de Surgencias. Mendoza, Argentina: Rom Baker. 1991.

GARCÍA GOMEZ, Ingrid. Daño a las barrenas, su implicación en la perforación y soluciones propuestas. 2016.

GARCÍA, Alejandro. El talado y sus componentes.

GERWICK B., "Construction of offshore structure", Awiley-Intuscience publication. United States. 1986

HAWKER, D., VOGT, K., & ROBINSON, A. (2001). Datalog, Prevención de Reventones y Control De Pozos. Alberta, Canada. 2001.

HAWKER, David., VOGT, K., & ROBINSON, Allan. (2001). Datalog, Procedimientos Y Operaciones en el Pozo. Alberta, Canada.

JIMENEZ DE LA CRUZ, C. M., & DOMINGUEZ CARDONA, J. E. (2011). Análisis de fallas y errores en los procedimientos de control de pozos en situaciones anormales durante la perforación. Bucaramanga.

LAGUADO, J. A., & RIVERA, D. C. Análisis de la posible unidad de perforación a emplearse en el prospecto bahía en la caribe costa fuera. Bucaramanga. 2004.

LAS TIC EN LA EDUCACIÓN. [sitio web]. [Consultado: 15 enero 2017]. Disponible en <http://www.cursosinea.conevyt.org.mx>

LAS TICS EN LA SOCIEDAD DEL CONOCIMIENTO. [sitio web]. [Consulta: 22 diciembre 2016]. Disponible en: <http://lasticsenlasociedaddelconocimiento.blogspot.com.co>

MAC LACHLAN M., “ An introduction to marine drilling”, Oilfield Publications Limited. 1987

Manual del Ingeniero de Petróleos: Pega de Tubería. 14 de Febrero 2001. Capítulo 15.

MARTINEZ DIAZ, Diego. Sistemas básicos del equipo de perforación.

MARTÍNEZ, Javier. Consideraciones técnicas para el desempeño y la selección de la tubería de revestimiento del pozo estratigráfico profundo ANH-BVTURA-1-ST-P.

MELENDEZ TORRES, María Isabel y SERRANO SERRANO, María Alejandra. Optimización de la perforación con fluido aireado de la fase 26” en el pozo Yopal 5 mediante el análisis e implementación de las lecciones aprendidas en cuatro pozos de correlación. Bucaramanga 2016.

MESA, C. ROCHA, E. Programa de perforación para un futuro pozo en la cuenca Tumaco teniendo como correlación el pozo ANH- BVTURA- 1-ST-P. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander, 2013.

MITCHEL, Robert., & MISKA, Stefan. (s.f.). Fundamentals of Drilling Engineering. SPE textbook series Vol.12.

NAVA, F. Perforación petrolera IV. UNIV. Fernández.

NORTON LAPEYROUSE, J. Formulas y Cálculos para la Perforación, Producción y Rehabilitación.

NPC North American Resource Development Study. Subsea drilling, well operations and completions. September 2011.

PEMEX, Enciclopedia del Petróleo. Barrenas e Hidráulica de perforación. Tomo 4.

PEREZ CASALES, Reynaldo; ROJAS C, José y HECHAVARRÍA PAULI, Grismilda. Algunas experiencias didácticas en el entorno de la plataforma Moodle. Departamento de computación Universidad de Oriente, Santiago de Cuba, Cuba.

RABIA, Hussain. Well Engineering & Construction. Entrac Consulting. Alberta, Canada. 2001.

RABIA, Hussain. Well Engineering & Construction. Entrac Consulting. Chapter 5, Casing design principles - Factors Influencing Casing Design. 2001.

RIVERA, Porfirio. (s.f.). Diseño de sarta de perforación pozo Mecatepec 118. México D.F. 2015.

SCHLUMBERGER, C. D. (s.f.). Mecanismos de desplazamiento en cementaciones primarias.

SCHLUMBERGER, Oilfield review, [Consulta 25 de noviembre 2016]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/pressure_gradient.aspx#

SCHLUMBERGER, Oilfield review, [Consulta 25 de noviembre 2016]. Disponible en http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/bottomhole_pressure.aspx

SCHLUMBERGER, Oilfield review, [Consulta 25 de octubre 2016]. Disponible en: http://www.slb.com/resources/oilfield_review/sp.aspx.

SCHLUMBERGER, Oilfield review, Bordas cortantes. [Consulta 25 de noviembre 2016]. Disponible en: http://www.slb.com/resources/oilfield_review/sp.aspx.

SCHLUMBERGER, Oilfield review, Viscosidad Apaarente. [Consulta 25 de diciembre 2016]. Disponible en: http://www.slb.com/resources/oilfield_review/sp.aspx.

SMITH, Randy. Prevención de pegas de tubería (Manual de campo). 1992.

STUDYLIB. [sitio web]. Disponible en: <http://studylib.es/doc/61958/perforación--cabezales-de-pozo>.

TOSCANO, Frida. Sistemas del equipo de perforación. [En línea]. Disponible en: www.academia.edu. Frida Toscano.

VILLAMIZAR SOLANO, Rafael. Control de Pozos. [En línea]. Disponible en: <https://es.scribd.com/presentation/247992751/Control-de-Pozos>